

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

1、概 述

1.1、项目由来

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

塔河油田采油一厂所辖区块包含 1 区、2 区奥陶系、2 区三叠系、2 区东区块、塔河 TK7226 井区、3 区奥陶系、S72 区块、3 区石炭系、4 区、5 区、9 区、塔河 T903 区块、西达里亚、YT 区块、AT1 区块、KZ1 区块、KZ2-GP4 区块、AT9 区块及周围试采区块；采油二厂所辖区块包含塔河 6 区、7 区、10 区北、12 区等四个区块；采油三厂所辖区块包含塔河油田 8 区、10 区南、11 区、托甫台区、T759 井区五个区块。

为了提高区域原油生产能力，增大塔河油田 12 区整体开发效益，西北油田分公司拟投资 3334 万元实施“塔河油田 12 区 TH12402 井区奥陶系油藏 2021 年第一期产能建设项目”，主要建设内容包括：①在 TH12469X 井、TH12470 井、TH12471H 井、TH12472H 井、TH12473H 井井场各新建 400kW 加热炉 1 台；②在 TH12472H 井场周边新建阀组站，新建阀组站主要设备为：400kW 加热炉 1 台，8 井式自动选井阀组 1 座，8 井式掺稀阀组 1 座，8 井式稳流分水阀组 1 座，8 井式燃料气阀组 1 座；③新建 TH12469X 井至 12-9 计转站集油管线 1650m，同沟敷设掺稀管线 1650m 和干气管线 1650m；新建 TH12470 井至 12-9 计转站集油管

线 2260m，同沟敷设掺稀管线 2260m 和干气管线 2260m；新建 TH12471H 井至新建阀组站集油管线 1450m，同沟敷设掺稀管线 1450m 和干气管线 1450m；新建 TH12472H 井至新建阀组站集油管线 200m，同沟敷设掺稀管线 200m 和干气管线 200m；新建 TH12473H 井至新建阀组站集油管线 1650m，同沟敷设掺稀管线 1650m 和干气管线 1650m；新建阀组站至 12-9 计转站集油管线 2950m，同沟敷设掺稀管线 2950m、干气管线 2950m 及注水管线 2950m；④在 12-9 计转站新建 1 台掺稀泵，1 台双螺杆泵及 10 井式燃气阀组等配套设施；⑤配套建设通信、电气、供热等工程。项目建成后单井产液量 31.5t/d，5 口井产能为 157.5t/d。

1.2、环境影响评价工作过程

本项目属于油气开采项目，位于阿克苏地区库车市，根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030 年)》和《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》(新水水保[2019]4 号)，项目区域重点推进煤炭、油气资源开发水土流失综合治理工作，属于塔里木河流域水土流失重点治理区。根据《中华人民共和国环境影响评价法》(2018 年 12 月 29 日修正)、《建设项目环境影响评价分类管理名录(2021 年版)》(部令第 16 号)，本项目属于分类管理名录“五 石油和天然气开采业 07 7 陆地石油开采 0711”中的“涉及环境敏感区的(含内部集输管线建设)”，应编制环境影响报告书。

为此，西北油田分公司于 2021 年 1 月 1 日委托河北省众联能源环保科技有限公司开展本项目的环境影响评价工作。接受委托后，评价单位组织有关专业人员踏勘了项目现场，收集了区域自然环境概况、环境质量、污染源等资料，与建设单位和设计单位沟通了环保治理方案，随即开展环境影响报告书编制工作。在环评报告编制期间，建设单位于 2021 年 1 月 6 日在阿克苏新闻网网站对本项目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 2021 年 4 月 6 日至 4 月 19 日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站对本项目环评信息进行了第二次公示，在此期间分别于 2021 年 4 月 8 日、2021 年 4 月 10 日在阿克苏日报(刊号：CN65-0012)对本项目环评信息进行了公示。根据西北油

田分公司反馈情况，公示期间未收到反馈意见。在以上工作的基础上，评价单位按照《建设项目环境影响评价技术导则》的要求和各级生态环境主管部门的意见，编制完成了本项目环境影响报告书。

1.3、分析判定相关情况

(1) 产业政策符合性判定

本项目为油气开采项目，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(2019 年本)》(中华人民共和国国家发展和改革委员会令第 29 号)，本项目属于第一类“鼓励类”第七条“石油、天然气”第一款“常规石油、天然气勘探与开采”，为鼓励类产业。因此，本项目符合国家及地方当前产业政策要求。

(2) 规划符合性判定

本项目属于西北油田分公司油气勘探开发项目，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》、《阿克苏地区环境保护“十三五”规划》。本项目位于塔河油田 12 区，不涉及生态保护红线及水源地、风景名胜等环境敏感区，不在划定的新疆重点开发区域和禁止开发区域范围内，属于主体功能区中的限制开发区域(重点生态功能区)，与区域主体功能区中限制开发区域规划目标相一致，与主体功能区划相协调。

(3) 评价工作等级

根据环境影响评价技术导则规定并结合项目特点，经判定，本次环境影响评价工作大气环境影响评价工作等级为二级、地表水环境影响评价工作等级为三级 B、地下水环境影响评价工作等级为二级、声环境影响评价等级为二级、土壤环境影响评价等级为一级、生态环境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) 本项目各井场、站场真空加热炉采用净化后的天然气作为燃料，采出液采取密闭集输工艺。真空加热炉烟气排放可满足《锅炉大气污染物排放标准》

(GB 13271-2014)表2新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值。各井场、站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)企业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，其中采出水随采出液一起最终进入联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层；井下作业废水送至塔河油田绿色环保站妥善处理，均不外排，对周围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，对地下水环境影响可以接受。

(4)本项目选用低噪声设备，采取基础减振等措施，各井场、站场场界噪声值满足《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)本项目采取严格的源头控制、过程防控措施，同时制定跟踪监测计划、建立跟踪监测制度，类比同类石油开采项目，表明对土壤环境的影响可接受。

(6)本项目井场及站场无人值守，运营期固体废物主要为油泥(砂)，采取桶装形式收集后，直接委托有危废处置资质的单位接收处置。

(7)本项目永久占地面积较小，所在区域植被较少，区域未见大型野生动物出没，管线敷设会对区域植被覆盖度造成一定的影响，施工完成后生态环境影响逐渐得到恢复。项目的实施对生态环境影响是可以接受的。

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

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“三线一单”的相关要求；项目通过采取完善的污染防治措施及生态恢复措施，污染物可达标排放，项目实施后环境影响可接受、环境风险可防控。根据西北油田分公司反馈的公众意见调查结果，未收到公众反馈意见。为此，本评价从环保角度认为本项目建设

可行。

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

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 日发布, 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》(修订)(2008 年 6 月 1 日施行, 2017 年 6 月 27 日修正);

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

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

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

2.1.2 环境保护法规、规章

2.1.2.1 国家环境保护法规和规章

(1)《中共中央办公厅、国务院办公厅关于印发在国土空间规划中统筹划定

落实三条控制线的指导意见》(2019 年 7 月 24 日)；

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

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

(4)《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)；

(5)《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)；

(6)《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)；

(7)《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)；

(8)《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)；

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

(10)《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)；

(11)《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)；

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

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

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

(15)《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》(环办环评[2017]84 号，2017 年 11 月 14 日发布并实施)；

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

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

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

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

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

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

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

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

(24)《关于建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法的通知》(环发[2014]197号,2014年12月30日发布并实施);

(25)《关于落实大气污染防治行动计划严格环境影响评价准入的通知》(环办[2014]30号,2014年4月25日发布并实施);

(26)《关于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);

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

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

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

(30)《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)。

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)》(2006年12月1日施行,2018年9月21日修正);

(2)《新疆维吾尔自治区环境保护条例(2018年修正)》(2017年1月1日施行,2018年9月21日修正);

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

(8)《关于印发〈自治区建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法〉的通知》(新环发[2016]126号,2016年8月24日发布并实施);

(9)《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)《新疆维吾尔自治区生态环境功能区划》;

(11)《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》;

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

(13)《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);

(14)《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》(新水水保[2019]4号);

(15)《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, 2021 年 2 月 21 日发布并实施);

(16)《关于含油污泥处置有关事宜的通知》(新环办发[2018]20 号);

(17)《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);

(18)《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);

(19)《阿克苏地区大气污染防治行动计划实施方案》;

(20)《关于印发〈阿克苏地区打赢蓝天保卫战三年行动计划实施方案(2018-2020)〉的通知》(阿行署办[2019]5 号);

(21)《阿克苏地区环境保护“十三五”规划》。

2.1.3 环境保护技术规范

(1)《建设项目环境影响评价技术导则·总纲》(HJ2.1-2016);

(2)《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018);

(3)《环境影响评价技术导则·地表水环境》(HJ2.3-2018);

(4)《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016);

(5)《环境影响评价技术导则·声环境》(HJ2.4-2009);

(6)《环境影响评价技术导则·生态影响》(HJ19-2011);

(7)《环境影响评价技术导则·土壤环境(试行)》(HJ 964-2018);

(8)《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018);

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

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

(11)《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系(试行)》;

(12)《危险废物鉴别标准 通则》(GB5085.7-2019);

(13)《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)。

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

(15)《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)；

(16)《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)及其修改单；

2.1.4 相关文件及技术资料

(1)《关于对塔河油田 12 区奥陶系油藏总体开发项目环境影响报告书的批复》；

(2)《关于对塔河油田 12 区奥陶系油藏总体开发项目竣工环境保护验收意见的函》；

(3)《关于对西北油田分公司 TH12469X 井(勘探井)建设项目环境影响报告表的批复》；

(4)《关于对西北油田分公司 TH12470 井(勘探井)建设项目环境影响报告表的批复》；

(5)《关于对西北油田分公司 TH12471H 井(勘探井)建设项目环境影响报告表的批复》；

(6)《关于对西北油田分公司 TH12472H 井(勘探井)建设项目环境影响报告表的批复》；

(7)《关于对西北油田分公司 TH12473H 井(勘探井)建设项目环境影响报告表的批复》；

(8)《关于塔河油田一号固废液处理站扩建工程环境影响报告表的批复》(阿地环函字[2014]236 号)；

(9)《关于西北油田分公司塔河油田一号固废液处理站扩建工程竣工环境保护验收的批复》(阿地环函字[2015]501 号)；

(10)《塔河油田 12 区环境影响后评价报告书》；

(11)《环境质量现状检测报告》；

(12)环评委托书；

(13)西北油田分公司提供的其他技术资料。

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。

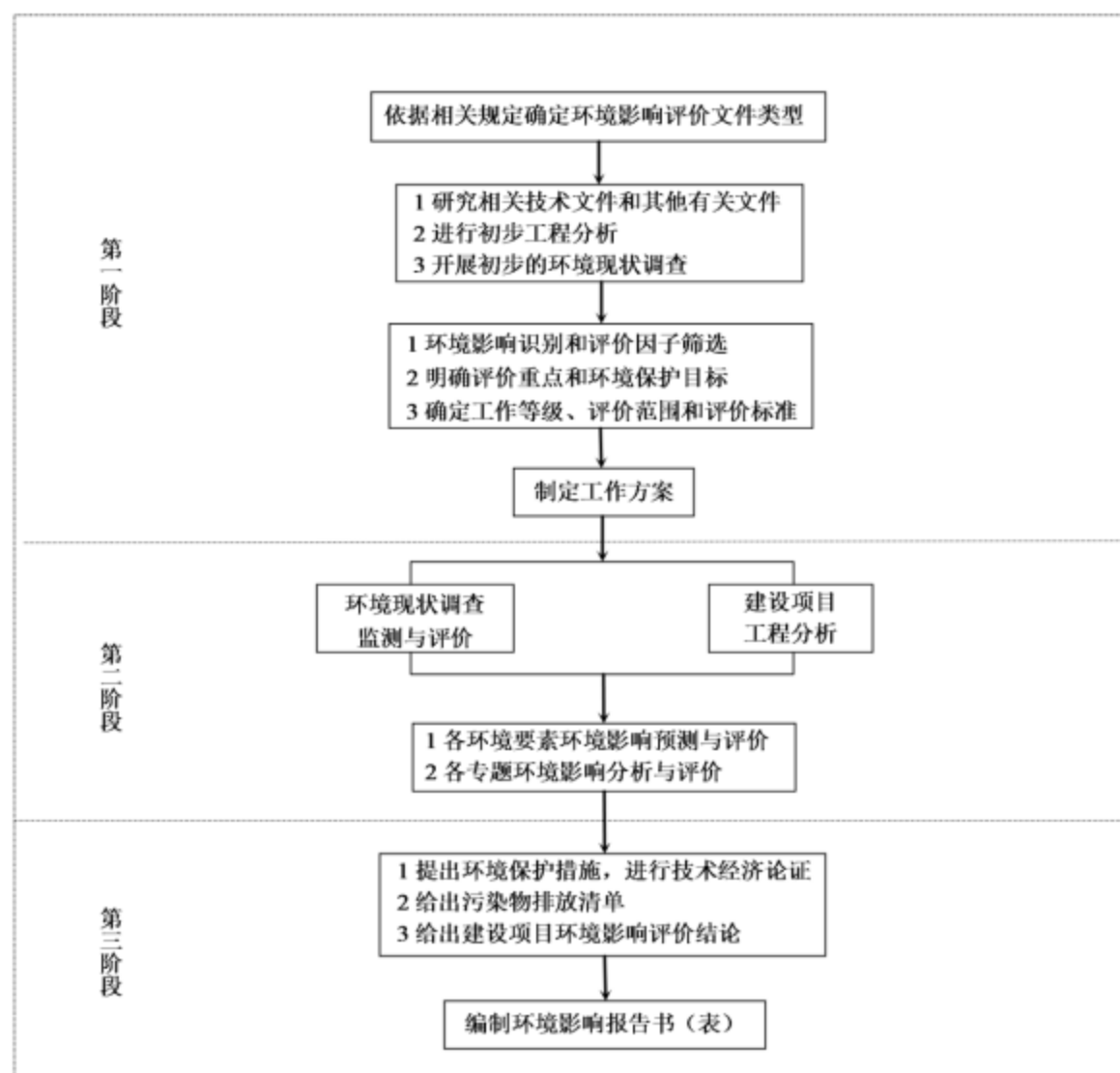


图 2.2-1 环评影响评价工作程序图

2.3 环境影响要素和评价因子

2.3.1 环境影响要素识别

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

表 2.3-1 环境影响要素识别结果一览表

环境因素 工程活动		自然环境					生态			
		环境空气	地表水	地下水	声环境	土壤环境	植被	动物	防沙治沙	水土流失
施工期	管线开挖	-2D	--	--	-1D	-1C	-2C	-1C	-2C	-2C
	设备安装	--	--	--	-1D	--	--	--	--	--
	材料、废弃物运输	-1D	--	--	-1D	--	--	--	--	--
运营期	原油开采及集输	-1C	-1C	-1C	-1C	-1C	--	--	--	--
闭井期	封井、井场清理	-1D	--	--	-1D	--	+1C	--	--	--

注：1、表中“+”表示正效益，“-”表示负效益；

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

3、表中“D”表示短期影响，“C”表示长期影响。

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

2.3.2 评价因子

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

表 2.3-2 本项目评价因子一览表

环境要素	项目	评价因子
环境空气	现状评价	PM_{10} 、 $PM_{2.5}$ 、CO、 O_3 、 NO_2 、 SO_2 、 H_2S 、非甲烷总烃
	污染源	颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、 H_2S 、非甲烷总烃
	影响评价	PM_{10} 、 $PM_{2.5}$ 、 NO_2 、 SO_2 、 H_2S 、非甲烷总烃

地下水	现状评价	检测分析因子: K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 基本水质因子: 色、嗅和味、浑浊度、肉眼可见物、pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、铜、锌、铝、挥发性酚类(以苯酚计)、阴离子表面活性剂、耗氧量、氨氮、钠、总大肠菌群、菌落总数、亚硝酸盐、硝酸盐、氰化物、氟化物、碘化物、汞、砷、硒、铬(六价)、三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯 特征因子: 石油类	
	污染源	石油类	
	影响评价	石油类	
固体废物	污染源	危险废物(油泥(砂))	
	影响分析		
土壤环境	现状评价	建设用地基本因子: pH、砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,1,2,2-五氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘 特征因子: 石油烃($C_{10} \sim C_{40}$)	
	污染源	石油类	
	影响分析	石油类	
声环境	现状评价	L_{eq}	
	污染源	L_A	
	影响评价	L_{eq}	
生态环境	现状评价	土地利用、植被、动物、水土流失、防沙治沙	
	影响评价		
环境风险	风险识别	原油(采出液)、稀油、硫化氢、甲烷、乙烷、丙烷	
	风险分析	大气	硫化氢、甲烷、乙烷、丙烷
		地下水	原油(采出液)

2.4 评价等级和评价范围

2.4.1 评价等级

2.4.1.1 环境空气影响评价工作等级

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

模型分别计算项目污染源的最大环境影响,然后按评价工作分级判据进行分级。

(1) $P_{\max}$ 及 $D_{10\%}$ 的确定

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

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

式中: P_i ——第*i*个污染物的最大地面空气质量浓度占标率, %;

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

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

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

(2) 城市农村选项确定

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018)附录B中模型计算设置说明:当项目周边3km半径范围内一半以上面积属于城市建成区或者规划区时,选择城市,否则选择农村。本项目各井场及新建阀组站周边3km半径范围内均不存在建成区和规划区,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。

表2.4-1 估算模型参数一览表

序号	参数		取值	取值
1	城市/农村选项	城市/农村	农村	农村
		人口数(城市选项时)	/	/
2	最高环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		36.8	36.8

3	最低环境温度/℃		-32.0	-32.0
4	测风高度/m		10	10
5	允许使用的最小风速(m/s)		0.5	0.5
6	土地利用类型		沙漠化荒地	草地
7	区域湿度条件		干燥气候	干燥气候
8	是否考虑地形	考虑地形	☒ 是 ☐ 否	☒ 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	☐ 是 ☒ 否
		岸线距离/km	—	—
		岸线方向/°	—	—

(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 $1\% < P_{\max} = 6.93\% < 10\%$ ，根据《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ 2.2-2018) 中评价工作分级判据，本项目大气环境影响评价工作等级为二级评价。

2.4.1.2 地表水环境影响评价工作等级

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

表 2.4-5 水污染影响型建设项目评价等级判定

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

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

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

本项目废水主要为采出水和井下作业废水，采出水随油气混合物输送至各联合站采出水处理单元，处理后进行回注。井下作业废水收集后送塔河油田绿色环保站处理。因此由表 2.4-5 可知，本项目地表水环境影响评价工作等级为三级 B。

2.4.1.3 地下水环境影响评价工作等级

(1) 建设项目地下水环境影响评价行业分类

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

(2) 地下水环境敏感程度

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

表 2.4-6 地下水环境敏感程度分级表

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

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

本项目不在集中式饮用水水源(包括已建成在用、备用、应急水源, 在建和规划的引用水水源)准保护区; 亦不在除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其它保护区, 如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。同时亦不涉及集中式饮用水水源(包括已建成在用、备用、应急水源, 在建和规划的引用水水源)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 2.4-7。

表 2.4-7 地下水评价工作等级划分依据一览表

环境敏感程度 \ 项目类别	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

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

2.4.1.4 声环境影响评价工作等级

(1) 声环境功能区类别

本项目位于塔河油田 12 区，距本项目最近的喀让古二村约 8.4km，周边区域居住、工业混杂，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

项目边界两侧向外延伸 200m 范围内现状无声环境敏感目标。

(3) 评价工作等级判定

综合以上分析，按照《环境影响评价技术导则·声环境》(HJ2.4-2009) 中声环境影响评价等级划分原则，确定本项目声环境影响评价工作等级为二级。

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)，本项目不属于会造成土壤盐化、酸化、碱化的生态影响型项目，属于污染影响型建设项目，根据污染影响型建设项目类别判定评价等级。

(1) 建设项目类别

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

(2) 影响类型

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

(3) 占地规模

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)中“建设项目占地规模分为大型($\geq 50\text{hm}^2$)、中型($5\sim 50\text{hm}^2$)和小型($\leq 5\text{hm}^2$)”, 本项目永久占地面积约 2.225hm^2 , 占地规模为小型。

(4) 建设项目敏感程度

本项目井场 1km 范围内存在耕地, 距耕地 800m, 因此, 土壤环境敏感程度为“敏感”。

(5) 评价工作等级判定

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

表 2.4-8 评价工作等级分级表

敏感程度 \ 占地规模	I 类			II 类			III 类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	—
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	—	—

本项目类别为 I 类、占地规模为小型、环境敏感程度为敏感, 综合以上分析结果, 本项目土壤环境影响评价工作等级为一级。

2.4.1.6 生态影响评价工作等级

(1) 占地范围

本项目位于塔河油田 12 区, 总占地面积为 0.083km^2 , 其中临时占地面积 0.06096km^2 , 永久占地面积为 $0.02225\text{km}^2 \leq 2\text{km}^2$, 新建站间集输、掺稀、干气、注水管线各 2.95km, 新建单井集油管线 7.21km, 掺稀管线、燃料气管线各 7.21km, 管线总长度 $\leq 50\text{km}$ 。

(2) 区域生态敏感性

本项目用地类型为草地及裸地, 影响区域内不涉及《环境影响评价技术导则 生态环境》(HJ19-2011)中规定的特殊生态敏感区和重要生态敏感区, 为一

般区域。

(3) 评价等级判定

根据《环境影响评价技术导则·生态影响》(HJ19-2011)，本项目生态影响评价工作等级为三级。生态影响评价工作等级划分办法见表 2.4-9。

表 2.4-9 生态影响评价工作等级划分表

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

2.4.1.7 环境风险评价工作等级

2.4.1.7.1 危险物质及工艺系统危险性(P)的分级确定

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

(1) 危险物质数量与临界量比值(Q)

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

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

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

$Q_1, Q_2 \cdots Q_n$ 每种危险物质的临界量，t。

当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I；

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

经计算，本项目 Q 值为 $0.171 < 1$ ，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 2.4-10。

表 2.4-10 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 2.4-10 可知，本项目环境风险潜势为 I，因此本项目确定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 2.4-11。

表 2.4-11 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	以各井场及新建阀组站为中心，边长 5km 的矩形区域
2	地表水环境	三级 B	—
3	地下水环境	二级	井场及站场地下水流向上游 1km，下游 2km，两侧外扩 1km 的矩形区域，及管线边界两侧向外延伸 200m
4	声环境	二级	各井场、站场边界两侧向外延伸 200m 范围
5	土壤环境	一级	各井场边界 1000m 及管线两侧向外延伸 200m 范围
6	生态环境	三级	各井场、站场边界及管线两侧向外延伸 200m 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、分析项目建设内容及选址与产业政策及环境保护政策的符合性、环境保护目标
3	工程分析	塔河油田 12 区开发现状简述： 塔河油田 12 区开发现状、塔河油田 12 区主要地面设施情况。 现有工程： 本项目涉及改造的 12-9 计转站概况、现有工程达标情况、现有工程污染物排放量、环境问题及“以新带老”改进意见等内容。 在建工程： 在建工程（TH12469X 井、TH12470 井、TH12471H 井、TH12472H 井、TH12473H 井）基本情况、工艺及产排污节点、环境问题及以新带老建议等内容。 拟建工程： 基本概况、油气水物性、主要设备设施、主要技术经济指标、油田开发工程内容、工艺流程及产排污节点、施工期污染源及其防治措施、运营期污染源及其防治措施、闭井期污染源及其防治措施、非正常排放、清洁生产分析、污染物年排放量、三本账、污染物总量控制分析等内容。 依托工程： 介绍塔河油田四号联合站及塔河油田绿色环保站基本情况、依托工程可行性分析等内容；
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、区域污染源调查
5	环境影响预测与评价	施工废气、施工废水、施工噪声和施工固废环境影响分析；环境空气、地下水、声环境、土壤、生态环境影响评价，固体废物环境影响分析，环境风险评价
6	环保措施可行性论证	针对项目拟采取的污染防治、生态保护、环境风险防范等环境保护措施，分析论证其技术可行性、经济合理性、长期稳定运行和达标排放的可靠性、满足环境质量改善和排污许可要求的可行性、生态保护和恢复效果的可达性
7	环境影响经济损益分析	从项目实施后的环境影响的正负两方面，以定性和定量方式估算建设项目环境影响的经济价值
8	环境管理与监测计划	按项目建设阶段、生产运行阶段，提出具体环境管理要求；给出污染物排放清单，明确污染物排放的管理要求；提出应向社会公开的信息内容；提出建立日常环境管理制度、组织机构和环境管理台账相关要求；提出环境监测计划
9	结论与建议	对建设项目环境影响评价各章节结论进行概括总结和综合分析，结合环境质量目标要求，明确给出建设项目的环境影响可行性结论

2.5.2 评价重点

结合项目的排污特征及周围环境现状，确定本项目评价重点为工程分析、大气环境影响评价、地下水影响评价、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： 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) 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：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；占地范围外非建设用地土壤参照执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018) 中农用地土壤污染风险筛选值。

(2) 污染物排放标准

废气：真空加热炉烟气执行《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014) 表 2 新建锅炉大气污染物排放限值。厂界无组织排放非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 企业边界污染物控制要求；厂界无组织排放 H_2S 执行《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93) 中新改扩建项目二级标准。

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》(GB18597-2001)及其修改单(环境保护部公告 2013 年第 36 号)。

2.7 相关规划及环境功能区划

2.7.1 主体功能区划

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

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

本项目属于油气开发项目，地处塔里木盆地，开发区域位于《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发“十三五”规划》、《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划(2016-2020 年)》划定的九大矿产资源开发重点矿区中的“塔里木盆地、准噶尔盆地、吐哈盆地及周边油气、砂岩、煤炭、煤层气、页岩气开发区域”，不属于限制开采规划区和禁止开采规划区。本项目主要建设站场和集输管线，主要目的是维持塔河油田现有产能，开发强度不会超过区域规划目标。项目施工过程中严格控制施工占地，站场建设和管线敷设完成后，采取措施及时恢复临时占地，尽可能减少对区域生态环境的影响。

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

2.7.2 生态环境保护规划

根据评价项目的地理位置，项目区位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车

市，由于“十四五”规划暂未发布，本项目暂按现有的“十三五”规划进行分析。所在地涉及到的相关地方规划包括：《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展规划“十三五”规划纲要》、《新疆维吾尔自治区环境保护“十三五”规划》、《新疆维吾尔自治区生态功能区划》等。

本项目与上述相关文件的符合性分析结果参见表 2.7-1。

表 2.7-1 相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本项目	符合性
新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展规划第十三个五年规划纲要	油气开发。重点建设西北石油局油气勘探开发项目、新疆油田勘探开发项目、吐哈油田勘探开发项目、塔中西部油气勘探项目、塔里木油田油气勘探开发项目	本项目属于西北石油局油气勘探开发项目	符合
新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016-2020 年）、《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发“十三五”规划》	按矿种将规划区划分为油气、煤炭和煤层气、金属矿产、非金属矿产等 4 类重点开采区。其中油气重点开采规划区为：准噶尔、塔里木和吐-哈三大盆地，三塘湖、柴窝堡、伊宁、焉耆等小盆地油气开采区	本项目属于油气开发项目，开发区域位于《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发“十三五”规划》划定的九大矿产资源开发重点矿区中的“塔里木盆地、准噶尔盆地、吐哈盆地及周边油气、砂岩、煤炭、煤层气、页岩气开发区域”，不属于禁止开采区	符合
《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函[2019]910 号）	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、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设置“保护生态环境、保护野生植物”等警示牌，并加强宣传教育等有效的生态环境保护措施，以及在管线上方设置标志，定期检查管线等环境风险防范措施，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	本项目井场和站场的真空加热炉采用净化后的天然气作为燃料，燃烧后的烟气满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）表 2 新建锅炉大气污染物排放	符合

		限值	
	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施	本项目施工周期较短，报告中已提出施工过程中严格控制作业带，确定管线施工作业带宽度为 6m，减少施工占地的措施，要求施工结束后及时进行恢复清理，落实报告中提出的生态保护措施，避免对区域生态环境造成影响	符合
	油气长输管道及油气田内部集输管道应当优先避让环境敏感区，并从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面进行深入论证。高度关注项目安全事故带来的环境风险，尽量远离沿线居民	本项目油气集输管线采取埋地敷设方式，管线路径未经过环境敏感区，周边无居民区分布	符合
《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	本项目所在区块具备完善的油气集输管网，采用高效加热设备，合理利用能量，降低生产运行能耗损失，符合清洁生产要求；项目按要求恢复井场周边及管线临时占地，符合“边开采，边治理，边恢复”的原则	符合
	应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理确定开发方案，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，所选用的开采技术和工艺均属于成熟、先进的技术装备	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。应实施绿色钻井技术体系，科学选择钻井方式、环境友好型钻井液及井控措施，配备完善的固控系统，及时妥善处置钻井泥浆	本项目不涉及钻井，项目各井场、管线永久占地和临时占地规模均从土地资源节约方面考虑，尽可能缩小占地面积和作业带宽度。	符合

《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)	加快推进油气发展(开发)相关规划编制,并依法开展规划环境影响评价。对已批准的油气发展(开发)规划在实施范围、适用期限、规模、结构和布局等方面进行重大调整或修订的,应当依法重新或补充进行环境影响评价。油气开发规划实施满 5 年的应当及时开展规划环境影响跟踪评价	目前塔河油田区域暂无油气发展相关规划,塔河油田各区域已于 2020 开展了后评价工作并完成备案	—
《阿克苏地区环境保护“十三五”规划》	重点行业挥发性有机物污染防治。在进一步深化二氧化硫、氮氧化物、化学需氧量、氨氮总量减排的基础上,大力推行区域性、行业性总量控制。实施行业挥发性有机污染物总量控制	本项目井场无组织废气排放涉及 VOC ₃ 排放,报告中已针对无组织排放提出管道密闭集输,加强管道、阀门的检修和维护的措施	符合
	强化未污染土壤保护,严控新增污染。按照科学有序原则开发利用未利用地,加强纳入耕地后备资源的未利用地、矿产资源开采活动影响区域内未利用地的环境管理,防止造成土壤污染;排放重点污染物(重金属、多环芳烃、石油烃)的建设项目,在开展环境影响评价时,要增加对土壤环境影响评价内容,并提出防范土壤污染的具体措施,防范建设用地新增污染物	本项目正常运行工况下不会对区域土壤环境造成影响,事故状况下,如管道泄漏,可能会对区域土壤环境有一定的影响,报告中已针对土壤环境提出源头控制和过程防控的措施,对区域环境影响可接受	符合
	加强油(气)资源开发区土壤环境污染综合整治。2017 年起,以拜城县、库车县、沙雅县、温宿县为重点,开展油(气)资源开发区土壤环境污染专项调查工作,加强油(气)田废弃物的无害化处理和资源化利用,加强危险废物综合利用和处置水平	本项目产生的固废主要为油泥(砂),采取桶装形式收集后,直接委托有危废处置资质的单位接收处置。	符合
	加强防沙固沙区管控。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。实施生态修复,开展禁牧、休牧,推进塔里木盆地周边防沙治沙工程,封育保护河岸林和绿洲边缘荒漠林,加大天然植被保护,恢复自然植被,遏制沙漠化趋势,保障阿克苏绿洲生态安全	本次评价针对防沙治沙提出:井场平整后,采取砾石压盖;施工土方全部用于管沟回填和井场平整,严禁随意堆置等相关要求,在工程开发过程中,要求控制施工作业带,开挖过程中分层开挖,分层回填,尽量减小对区域地表的扰动	符合

	加强对危险废物全过程监管。严格执行危险废物转移联单制度和危险废物道路运输经营许可证及从业人员资格证制度。加强石油天然气勘探开发业危险废物监管，建立完善《石油天然气勘探开发井危险废物产生源分布图》。加强危险废物产生、经营单位规范化管理督查考核，规范危险废物识别标示、贮存设施和场所管理。强化石油天然气勘探开发行业危险废物监管	本项目产生的固废主要为油泥(砂)，采取桶装形式收集后，直接委托有危废处置资质的单位接收处置。	符合
--	---	--	----

表 2.7-2 石油天然气开采业污染防治技术政策符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《石油天然气开采业污染防治技术政策》(公告 2012 年第 18 号)	要遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。要逐步实现对行业排放的石油类污染物进行总量控制	本项目运营期废水主要为采出水和井下作业废水，采出水随采出液一起进入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，无石油类污染物排放	符合
	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置	本项目建设布局合理，已在设计阶段合理选址，合理利用现有道路	符合
	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放	本项目油气集输过程为密闭流程	符合
	在油气开发过程中，应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复	本评价已提出制定严格的施工操作规程，沿线设标志牌，加强环境保护的宣传等生态环境影响减缓措施	符合
	位于湿地自然保护区和鸟类迁徙通道上的油田、油井，若有较大的生态影响，应将电线、采油管线地下敷设。在油田作业区，应采取措施，保护零散自然湿地	本项目不涉及湿地自然保护区和鸟类迁徙通道，集输管线采用埋地敷设	符合
	在钻井和井下作业过程中，鼓励油污、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的油污、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排	本项目运营期采出水随采出液一起进入联合站处理，达标后回注地层；井下作业废水委托塔河油田绿色环保站处理	符合

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

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《新疆维吾尔自治区煤	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	本项目不涉及水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林	符合

《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)	油、天然气开发	公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域	
	煤炭、石油、天然气开发单位应当制定生态保护和恢复治理方案，并予以实施。生态保护和恢复治理方案内容应当向社会公布，接受社会监督	本项目已提出生态保护和生态恢复治理方案，并要求油田公司进行公示和接受社会监督	符合
	开发单位应当对污染物排放及对周围环境的影响进行环境监测，接受环境保护主管部门的指导，并向社会公布监测情况	本评价已制定监测方案	符合
	煤炭、石油、天然气开发单位应当使用先进技术、工艺和设备，实行清洁生产。禁止使用国家和自治区明令淘汰的技术、工艺和设备	本项目集输过程采用先进技术、工艺和设备	符合
	散落油和油水混合液等含油污染物应当回收处理，不得掩埋	本项目运营期固体废物为油泥(砂)，采取桶装形式收集后，直接委托有危废处置资质的单位接收处置。	符合
	煤炭、石油、天然气开发单位应当加强危险废物的管理。危险废物的收集、贮存、运输、处置，必须符合国家有关规定；不具备处置、利用条件的，应当送交有资质的单位处置。煤炭、石油、天然气开发单位堆放、储存煤渣、含油固体废弃物和其他有毒有害物，应当采取措施防止污染大气、土壤、水体	本项目运营期固体废物为油泥(砂)，采取桶装形式收集后，直接委托有危废处置资质的单位接收处置。	符合

2.7.3 “三线一单”分析

本项目与《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)、《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》等文件相符性分析见表 2.7-4。

表 2.7-4 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“三线一单”生态环境分区管控方案》	生态保护红线	按照“生态功能不降低、面积不减少、性质不改变”的基本要求，对划定的生态保护红线实施严格管控，保障和维护国家生态安全的底线和生命线。	根据《新疆维吾尔自治区生态保护红线划定方案(征求意见稿)》，项目东南距生态保护红线区 27.8km，不在红线范围内。	符合
	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	本项目采出水随采出液一起最终进入联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层，井下作业废水送至塔河油田绿色环保站	符合

		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。	妥善处理，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，本项目真空加热炉采用净化后的天然气作为燃料，采出液采取密闭集输工艺。本项目严格按照要求采取防渗措施，在正常状况下不会发生油品渗漏进入土壤，不会增加土壤环境风险。	
《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》	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回低碳试点示范和引领作用。	本项目生产过程中不会消耗水资源；本项目加热炉运行过程中消耗少量天然气，天然气属清洁能源。本项目的实施持续提升了资源能源的利用效率。	符合
	环境管控单元	自治区共划定 1323 个环境管控单元，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 465 个，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 699 个，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 159 个，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。	本项目位于塔河油田 12 区，本项目不在生态保护红线区，属于一般生态管控区。本项目实施后通过采取完善的污染治理措施，不会对站址周围大气环境、地表水环境、声环境、土壤环境产生明显影响，对地下水环境影响可接受。本项目采取了有效的污染防治措施，可确保污染得到有效的控制，不会对周围环境产生明显影响。	符合

2.7.4 环境功能区划

本项目位于塔河油田 12 区，属于油气勘探开发区域，区域环境空气质量功能属于《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二类区；项目周边无地表水体；区域地下水以工农业用水为主，属于《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)Ⅲ类区；项目区域居住、工业混杂，区域声环境属于《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类功能区。

2.7.5 生态环境功能区划

参照《新疆生态功能区划》(原新疆维吾尔自治区环境保护局 2003 年 9 月)，本项目主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态问题和主要保护目标见表 2.7-4。

表 2.7-4 工程区生态功能区划

生态功能分区单元			主要生态服务功能	主要生态环境问题	生态敏感因子、敏感程度	保护目标	发展方向
生态区	生态亚区	生态功能区					
塔里木盆地暖温带极干旱沙漠、戈壁及绿洲农业生态区	塔里木盆地西部和北部荒漠、绿洲农业生态亚区	渭干河三角洲荒漠—绿洲农业、盐渍化敏感生态功能区	农产品生产、荒漠化控制、油气资源	土壤盐渍化、洪水灾害、油气开发造成环境污染	生物多样性和生境中度敏感、不敏感，土壤侵蚀不敏感，土地沙漠化、土壤盐渍化高度敏感、轻度敏感	保护农田、保护荒漠植被、保护水质、保护城市安全、防止洪水危害	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

由表 2.7-4 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”。主要服务功能为“农产品生产、荒漠化控制、油气资源”，保护目标“保护农田、保护荒漠植被、保护水质、保护城市安全、防止洪水危害”。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”。

项目类型属于油气开采项目，与生态功能区划发展方向相一致。项目占地不涉及胡杨林，占地范围周围分布少量植被，未见大型野生动物出没。项目主要建设内容是油气管线敷设、井场设备安装和站场建设，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，施工结束后，管沟回填，区域生态采取自然恢复措施、完善的防沙治沙及水土保持措施，不会造成沙漠化扩大、土壤盐渍化。综上所述，项目的建设实施与区域生态环境功能不冲突，对区域生态环境影响是可接受的。本项目不属于新区块开发，属于现有钻井工程配套的油气集输项

目，项目的实施不会增加区域油气资源总产能，项目废气达标排放、产生的固废妥善处置，可确保油气开发与生态环境保护的双赢，与区域发展方向相协调。

2.8 环境保护目标

本项目大气评价范围内无自然保护区、风景名胜区和需要特殊保护的区域以及村庄、学校、医院等敏感点，因此不再设置环境空气保护目标，鉴于石油开采类项目的特点，本次评价对环境空气的保护目的为不改变区域环境空气功能区质量；本项目周边无地表水体，且项目不外排废水，不设置地表水保护目标；将地下水评价范围内潜水含水层作为地下水保护目标；项目边界两侧向外延伸 200m 范围内无声环境敏感点，因此不再设置声环境保护目标；根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），将各井场、站场边界外延 1000m 范围及管线两侧向外延伸 200m 范围内的土壤作为土壤环境保护目标；本项目生态评价范围内不存在自然保护区、世界文化和自然遗产地等特殊生态敏感区，亦不存在风景名胜区、森林公园等重要生态敏感区及其它特别需要保护的對象，将生态环境影响评价范围内植被和动物及塔里木河流域水土流失重点治理区作为生态环境保护目标，保护目的为不对区域生态环境及水土保持产生明显影响；将区域大气环境和区域潜水含水层分别作为环境空气风险保护目标和地下水风险保护目标。环境保护目标见表 2.8-1 至 2.8-4。

表 2.8-2 地下水环境保护目标一览表

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

表 2.8-3 土壤环境保护目标一览表

保护目标	方位	距项目厂界(m)
评价范围内农田	NE	800

表 2.8-6 生态环境保护目标一览表

环境要素	保护目标	保护范围	距井场最近距离	功能要求	备注
生态环境	植被和动物	井场及站场占地范围外扩	--	—	不对区域生态环境产生明显影响
	塔里木流域水土流失重点治理区	200m 及管线边界两侧 200m	--	—	不对区域水土保持产生明显影响

表 2.8-4 环境风险保护目标一览表

类别	环境敏感特征					
环境空气	井场周边 5km 范围内					
	序号	敏感目标名称	相对方位	距离/m	属性	人口数
	1	区域大气环境	—	--	—	--
井场周边 500m 范围内人口数小计						0
井场边 5km 范围内人口数小计						0
大气环境敏感程度 E 值						E3
类别	序号	环境敏感区名称	环境敏感特征	水质目标	包气带防污性能	与下游厂界距离(m)
地下水	1	调查评价范围内潜水含水层	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

塔河油田是我国陆上十大油田之一，是中石化西北油田分公司在塔里木盆地发现的最大的油气田，资源量约 30 亿吨。目前西北油田分公司油气勘查开采矿权范围为采矿区 9 处，探矿区 17 处，分别由采油一厂、采油二厂、采油三厂、采油四厂、雅克拉采气厂进行管理开发。其中塔河油田 6 区、塔河油田 7 区、塔河油田 10 区北、塔河油田 12 区等开发单元区块由采油二厂管理。

本次在新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市，塔河油田 12 区内实施“塔河油田 12 区 TH12402 井区奥陶系油藏 2021 年第一期产能建设项目”，建设内容包括：①在 TH12469X 井、TH12470 井、TH12471H 井、TH12472H 井、TH12473H 井井场各新建 400kW 加热炉 1 台；②在 TH12472H 井场周边新建阀组站，新建阀组站主要设备为：400kW 加热炉 1 台，8 井式自动选井阀组 1 座，8 井式掺稀阀组 1 座，8 井式稳流分水阀组 1 座，8 井式燃料气阀组 1 座；③新建 TH12469X 井至 12-9 计转站集油管线 1650m，同沟敷设掺稀管线 1650m 和干气管线 1650m；新建 TH12470 井至 12-9 计转站集油管线 2260m，同沟敷设掺稀管线 2260m 和干气管线 2260m；新建 TH12471H 井至新建阀组站集油管线 1450m，同沟敷设掺稀管线 1450m 和干气管线 1450m；新建 TH12472H 井至新建阀组站集油管线 200m，同沟敷设掺稀管线 200m 和干气管线 200m；新建 TH12473H 井至新建阀组站集油管线 1650m，同沟敷设掺稀管线 1650m 和干气管线 1650m；新建阀组站至 12-9 计转站集油管线 2950m，同沟敷设掺稀管线 2950m、干气管线 2950m 及注水管线 2950m；④在 12-9 计转站新建 1 台掺稀泵，1 台双螺杆泵及 10 井式燃气阀组等配套设施；⑤配套建设通信、电气、供热等工程。项目建成后单井产液量 31.5t/d，5 口井产能为 157.5t/d。

本项目实施后，TH12469X 井、TH12470 井产油气接入 12-9 计转站，最终输送至联合站集中处理，TH12471H 井、TH12472H 井、TH12473H 井产油气通过新建阀组站接入 12-9 计转站，最终输送至联合站集中处理；并在 12-9 计转站内配套新建泵类及阀组。本项目不含钻井工程，仅为上述五口单井新建集输工程，以及新建一座阀组站。为便于说明，本次评价对塔河油田 12 区开发现状进

行简述，将 TH12469X 井、TH12470 井、TH12471H 井、TH12472H 井、TH12473H 井钻井工程作为在建工程进行分析，12-9 计转站作为现有工程分析，塔河油田绿色环保站作为依托工程进行描述。本次评价工程分析内容分为区块开发状况回顾、现有工程、在建工程、拟建工程和依托工程五部分内容，上述工程环评及验收情况见表 3-1，本次评价工程分析章节结构见表 3-2。

表 3-1 上述工程环评及验收情况一览表

工程	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
在建工程	1	TH12469X 井	西北油田分公司 TH12469X 井 (勘探井)	阿克苏地区生态环境局	阿地环函字 [2020]786 号	2020.12.1	正在钻井		
	2	TH12470 井	西北油田分公司 TH12470 井 (勘探井)	阿克苏地区生态环境局	阿地环函字 [2020]787 号	2020.12.1	正在钻井		
	3	TH12471H 井	西北油田分公司 TH12471H 井 (勘探井)	阿克苏地区生态环境局	阿地环函字 [2020]789 号	2020.12.1	正在钻井		
	4	TH12472H 井	西北油田分公司 TH12472H 井 (勘探井)	阿克苏地区生态环境局	阿地环函字 [2020]790 号	2020.12.1	正在钻井		
	5	TH12473H 井	西北油田分公司 TH12473H 井 (勘探井)	阿克苏地区生态环境局	阿地环函字 [2020]778 号	2020.12.1	正在钻井		
现有工程	1	12-9 计转站	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保厅	新环评价函 [2010]644 号	2010.10.12	原新疆维吾尔自治区环保厅	新环评价函 [2012]855 号	2012.8.17
依托工程	1	四号联合站	塔河油田四号联合站及原油外输配套工程	原新疆维吾尔自治区环保厅	新环评价函 [2012]1152 号	2012.11.16	原新疆维吾尔自治区环保厅	新环函 [2015]1183 号	2015.11.3
	2	塔河油田绿色环保站	塔河油田一号固废液处理站扩建工程	原阿克苏地区环境保护局	阿地环函字 [2014]236 号	2014.6.23	原阿克苏地区环境保护局	阿地环函字 [2015]501 号	2015.12.17

表 3-2 工程分析内容结构一览表

序号	工程组成	主要内容
1	区块开发现状及环境影响回顾	区块开发现状、“三同时”执行情况、已建工程环境影响回顾评价、已建工程三废排放情况、存在环保问题及整改措施。
2	现有工程	本项目涉及改造的 12-9 计转站概况、现有工程达标情况、现有工程污染物排放量、环境问题及“以新带老”改进意见等内容
3	在建工程	主要介绍在建工程(TH12469X 井、TH12470 井、TH12471H 井、TH12472H 井、TH12473H 井)基本情况、工艺流程及产排污节点、污染源调查与评价、环境问题及“以新带老”改进意见等内容
4	拟建工程	项目基本概况、油气水物性、主要设备设施、主要技术经济指标、原辅材料、公辅工程、工艺流程及排污节点分析、施工期环境影响因素及其防治措施、运营期污染源及其防治措施、闭井期污染源及其防治措施、非正常排放、清洁生产分析、污染物年排放量、三本账、污染物总量控制分析等内容
5	依托工程	与项目相关的塔河油田四号联合站及塔河油田绿色环保站基本情况、依托工程可行性分析等内容

3.1 区块开发现状及环境影响回顾

本次产能建设项目共涉及塔河油田 12 区奥陶系油藏。

塔河油田 12 区位于库车市，从 2000 年开始至目前主要经历了勘探-油藏评价阶段、规模开发、条带产建、井区调整等四个开发阶段。截止 2020 年 12 月，塔河油田 12 区奥陶系油藏探明面积 755.4km²，探明地质储量 41682×10⁴t，动用储量 25252×10⁴t，标定可采储量为 3975×10⁴t，标定采收率为 15.7%。塔河油田 12 区目前共有采油井 467 口，开井 365 口，开井率 78.2%，日产液能力 10319t，日产油能力 5924t，综合含水 35.35%，累计产油 2308.75×10⁴t，采出程度 9.14%。

塔河油田 12 区主要地面设施情况统计见表 3.1-1。

表 3.1-1 塔河油田 12 区主要地面设施情况一览表

序号	区块名称	井数	计转站/阀组站名称	计转站/阀组站总数	联合站	其它
1	塔河油田 12 区	467 口	12-1 至 12-16 计转站、AD20 计转站、12 区中间热泵站、TH12330 卸油站	计转站 17 座、中间热泵站 1 座、卸油站 1 座	四号联合站、二号联	12 区一部分混合液进入二号联合站进行处理，一部分混合液进入四号联合站进行集中处理

3.2 现有工程

3.2.1 基本情况

12-9 计转站位于 TH12403 井北侧 1km 处，站内空地均采取硬化措施。该站于 2009 年 9 月初次建设运行，后进行了扩建、改造等，目前管辖油井 46 口，掺稀阀组 39 组，现站内分为 2 套工艺流程：原油计转系统、掺稀系统。设计外输能力 $4320\text{m}^3/\text{d}$ ，设计掺稀能力 $2664\text{m}^3/\text{d}$ 。该站目前外输能力 $3761\text{m}^3/\text{d}$ ，目前掺稀量 $2631\text{m}^3/\text{d}$ 。12-9 计转站产液集输至塔河油田四号联合站进行综合处理，伴生气集输至二号联轻烃站。

3.2.2 主要生产设备

12-9 计转站设备情况见表 3.2-1，

表 3.2-1 12-9 计转站主要设备情况一览表

序号	设备名称		规格型号	数量	备注
1	单井计量装置		$\Phi 1600 \times 7670$	1 台	液相计量范围：30~400t/d 气相计量范围： 100~8000 m^3/d
2	油气相变加热炉		800kW	3 台	三盘管
3	油气分离缓冲罐		76.9 m^3	2 台	单台缓冲时间为 40min（最大规模时）
4	污油回收装置	污油罐	1 m^3	1 座	--
		单螺杆污油回收泵	$Q=3\text{m}^3/\text{h}$, $P=1.2\text{MPa}$, $P=3.0\text{kW}$	1 台	--
		顶装式液位计	--	1 支	--
5	双螺杆外输泵		$Q=75\text{m}^3/\text{h}$, $P=5.0\text{MPa}$	4 台	三用一备
6	事故油罐		1000 m^3	1 座	缓冲时间 6.3h（最大规模时）
7	加药装置	药剂罐	$\Phi 1000$ H=1500	1 座	--
		活动卸药泵	$Q=3.2\text{m}^3/\text{h}$, $P=0.3\text{MPa}$	1 台	--
		加药泵	$Q=25\text{L}/\text{h}$, $P=1.6\text{MPa}$	2 台	$N=0.37\text{kW}/\text{台}$

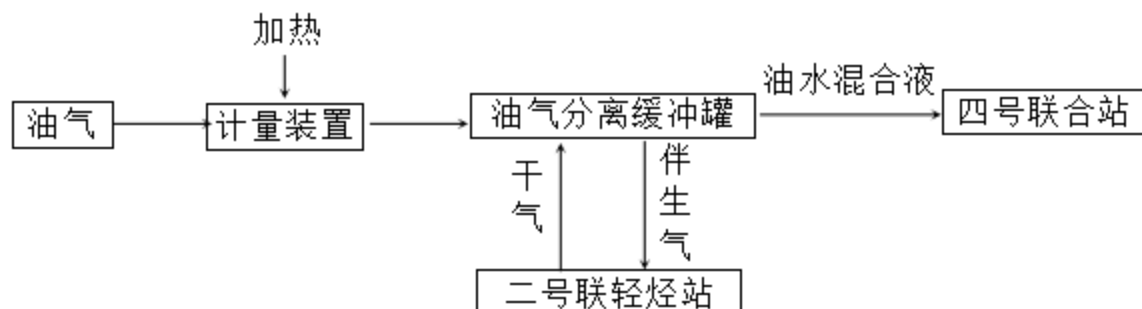
8	放空立管		DN150 H=15m	1 座	--
9	放空火炬		DN200 H=45m	1 座	--
10	火炬分液罐		外型尺寸：Φ1000×4562，设计压力：0.4MPa	1 台	--
11	稀油缓冲罐		Φ3000×14600	1 座	缓冲时间为 42min (最大规模时)
12	高压掺油泵		Q=22m³/h	3 台	
13	低压掺油泵		Q=42m³/h	3 台	
14	稀油储罐		1000m³ Φ11460 H=10725	1 台	缓冲时间 11.2h (最大规模时)
15	站内掺稀总计量阀组 (4 路)	多级调节阀	DN80 PN25MPa	6 套	--
		控制阀	DN80 PN25MPa	6 套	--
16	单井掺稀计量阀组	多级调节阀	DN50 PN25MPa	--	--
		控制阀	DN50 PN25MPa	--	--
		高压流量自控仪	0-6m³/h DN50 PN25MPa	--	--
		高压流量自控仪	0-10m³/h DN50 PN25MPa	--	--
17	10 井式进站阀组		PN4.0MPa	1 套	--
18	10 井式配气阀组		PN1.6MPa	1 套	--
19	站内管网		--	1 套	--
20	空冷器		2040×2422×2314mm	1 台	N=7.5kw，进口 80℃， 出口 50℃

3.2.4 工艺流程及产排污节点

各井场采出液通过抽油机采出后进井场加热炉加热并节流后，由集输管线混输至各阀组或计转站，然后输送至联合站处理。加热炉可实现对采出液自动加热，根据气候气温自动调节和运行。

站内设置两套工艺系统：接转系统及掺稀系统。

(1) 接转系统



生产流程：油井及计量(掺稀)混输泵站来油气经进站阀组进入生产汇管，然后进油气加热炉加热，温度由 50℃ 升至 80℃ 后进油气分离缓冲罐进行气液分离，分离出的油水混合液经外输泵加压输至四号联进行处理。

单井计量流程：单井来油经进站选井阀组切换进入计量汇管，去油气加热炉加热，温度由 50℃ 升至 80℃ 后，进计量装置分别进行气液计量，通过换算测出油井的油、水、气产量。计量后油、气混合进入油气分离缓冲罐，进入正常生产流程。

伴生气流程：油气分离缓冲罐分离出的伴生气经除液后计量、调压、外输进入二号联轻烃站。

返输干气流程：由二号联来返输干气，一部分去所辖计量(掺稀)混输泵站，一部分调压后进天然气分水器分水后计量、分配供站内及井口加热炉用燃料气。

(2) 掺稀系统

掺稀系统负责将高压稀油输送至各站自身所辖单井井口。



掺稀流程：一号联来稀油进接转(掺稀)站计量，经稀油加热炉加热后温度由 25℃ 升至 50℃，然后进稀油缓冲罐进行缓冲，经高压掺油泵加压、计量后，分配为多路掺稀支线，每条支线管辖就近几口井，每口掺稀井在井口单独计量后注入井筒。

12-9 计转站废气污染源主要为加热炉烟气和厂界无组织废气，其中加热炉燃料为净化后的天然气，站场日常维护，做好密闭措施；噪声污染源主要为各种泵类，采用基础减振、厂房隔声的降噪措施；固体废物污染源主要为油泥、油砂，清运至塔河油田绿色环保站处理。

12-9 计转站污染源及治理措施见表 3.2-5。

表 3.2-5 12-9 计转站污染源及治理措施一览表

类别	污染源	主要污染物	产生特点	治理措施
废气	加热炉烟气	颗粒物、SO ₂ 、NO _x	连续	燃料为净化后的天然气
	场界无组织废气	非甲烷总烃、H ₂ S	连续	日常维护，做好密闭措施
噪声	泵类	L _{max}	间歇	基础减振、厂房隔声
固废	油泥、油砂	油泥、油砂	间歇	清运至塔河油田绿色环保站处理

3.2.5 公辅设施概况

(1) 采暖及供热

12-9 计转站室内采用空调采暖，油气集输由加热炉加热，加热炉燃用清洁能源天然气，燃料气成分见表 3.2-6。

表 3.2-6 燃料气组分一览表

组分	甲烷	乙烷	丙烷	异丁烷	正丁烷	异戊烷	正戊烷	2、3-二甲基丁烷	3-甲基戊烷	正己烷	CO ₂	N ₂	总硫
含量，体积分数%	90.23	2.75	1.09	0.19	0.33	0.08	0.09	0.02	0.01	0.03	0.22	4.94	20mg/m ³

(2) 供电

12-9 计转站用电依托附近电网。

3.2.6 给排水

(1) 给水

12-9 计转站生产过程中不消耗水。

(2) 排水

12-9 计转站生产过程中无废水产生。

3.2.7 现有工程达标情况

为分析现有工程达标排放情况，本次 12-9 计转站站场无组织废气及厂界噪声采用“塔河油田 12 区项目”后评价期间开展的污染源监测数据，12-9 计转站真空加热炉烟气监测数据选取 12-7 计转站真空加热炉监测数据进行类比（12-7 计转站位于塔河油田 12 区，位于本项目东北侧约 18km 处；该计转站设计外输能力 1680m³/d，设计掺稀能力 2081m³/d，采出液成分与 12-9 计转站转运采出液成分相似，加热炉规模、原理以及燃用的天然气成分与 12-9 计转站相

同，类比可行），现有工程各污染源均可达标排放。详见表 3.2-7。

表 3.2-7 现有工程主要污染源及治理措施一览表

项目	工程	污染源	污染物	排放速率/ 浓度	主要处理 措施	标准	达标 情况
废气	12-7 计 转站	真空加热 炉烟气	颗粒物	4.2~5.2mg/m ³	使用清洁 能源	《锅炉大气污染物排放标准》 (GB13271-2014)表 2 新建锅炉 大气污染物排放限值要求	达标
			SO ₂	未检出			达标
			NO _x	109~128mg/m ³			达标
	12-9 计 转站	站场无组 织废气	硫化氢	未检出~ 0.006mg/m ³	日常维 护，做好 密闭措施	《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93)中新扩改建项目二级 标准 《陆上石油天然气开采工 业大气污染物排放标准》 (GB39728-2020)企业边界 污染物控制要求	达标
			非甲烷总 烃	0.72~ 0.77mg/m ³			达标
噪声	12-9 计 转站四 周	噪声	昼间	42~44	基础减振 +厂房隔 声	《工业企业厂界环境噪声排放 标准》(GB12348-2008)中 2 类区 昼间、夜间标准要求	达标
			夜间	47~48			达标
污染物 名称	产生量 (t/a)	固废类别			治理措施		治理效果
油泥、 油砂	0.5	危险废物(HW08 废矿物油 与含矿物油废物)			采取桶装形式收集后，直接委托 有危废处置资质的单位接收处置		妥善处置

3.2.8 现有工程污染物排放量

根据核算结果，现有工程污染物排放情况见表 3.2-8。

表 3.2-8 现有工程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		
现有工程排放量	0.025	0.018	0.62	0.096	0.0009	0	0.5

3.2.9 环境问题及“以新带老”改进意见

根据现场调查，暂未发现现有工程相关环境问题。

3.3 在建工程

在建工程主要为 TH12469X 井、TH12470 井、TH12471H 井、TH12472H 井、TH12473H 井，以上 5 口井工程内容类似，其中 4 口产建井，1 口注采完善井，现状正在进行钻井作业。

3.3.1 基本情况

表 3.3-1 在建工程基本情况一览表

项 目		内 容	
单位名称		中国石油化工股份有限公司西北油田分公司	
地点		新疆阿克苏地区库车市塔河油田 12 区内	
工程内容	主体工程	TH12469X井	单井主体工程为：钻井平台、应急池(1座，500m ³)、放喷池(2座，100m ³ /座)等设施，撬装设施包括发电机房、泥浆罐(11个，60m ³ /座)、泥浆泵、柴油罐等
		TH12470井	
		TH12471H井	
		TH12472H井	
		TH12473H井	
	公用工程	供电系统	TH12469X 井、TH12470 井、TH12471H 井、TH12472H 井、TH12473H 井钻井用电就近接入附近电网
		供水	TH12469X 井、TH12470 井、TH12471H 井、TH12472H 井、TH12473H 井钻井生产用水和生活用水由水罐车从附近村庄拉运至井场和营地
		供热	TH12469X 井、TH12470 井、TH12471H 井、TH12472H 井、TH12473H 井钻井泥浆罐保温采用电伴热，生活区供暖采用电采暖
	环保工程	(1) 废气治理：TH12469X 井、TH12470 井、TH12471H 井、TH12472H 井、TH12473H 井钻井废气主要为施工扬尘，进出车辆采取减速慢行、物料苫盖的措施；	
		(2) 废水治理：TH12469X 井、TH12470 井、TH12471H 井、TH12472H 井、TH12473H 井废水包括钻井废水、压裂废水及生活污水。钻井废水连同钻井泥浆、钻井岩屑进入井队固液分离系统，经振动筛、除砂器、除泥器、离心分离器分离，分离后的液体回用于钻井液配备，不对外排放；压裂废水采用专用废液收集罐收集后拉运至塔河油田绿色环保站处理；生活污水排入生活污水池(采用环保防渗膜+水泥压边防渗)暂存，就近拉运至采油二厂生活基地污水处理装置处理；	
劳动定员	(3) 噪声治理：采取选用低噪设备、基础减振的降噪措施；		
	(4) 固废治理：TH12469X 井、TH12470 井、TH12471H 井、TH12472H 井、TH12473H 井钻井过程中产生的固废主要为岩屑、含油废物和生活垃圾。钻井期在井场经固液分离系统分离出岩屑后，聚合物泥浆岩屑经加药进入板框压滤机压滤，暂存在井场聚合物泥浆岩屑暂存池；磺化泥浆岩屑采用随钻不落底处理系统处理，处理后的还原土暂存在井场磺化岩屑暂存池，经检测合格后，用于铺垫油区内的井场、道路等；含油废物完井后由井队联系有危险废物处置资质的单位回收处理；生活垃圾在垃圾收集箱暂存，将由井队定期清理运送至塔河油田绿色环保站生活垃圾池填埋		

3.2.2 主要建构筑物及生产设备

TH12469X 井、TH12470 井、TH12471H 井、TH12472H 井、TH12473H 井的井场建构筑物及主要生产设备设施相同，在建工程中单座井场建构筑物见表 3.2-2，主要生产设备设施见表 3.2-3。

表 3.1-2 单井主要建构筑物一览表

序号	名称	数量	规格	结构形式
1	应急池	1	500m ³	环保防渗膜+水泥压边
2	主放喷池	1	100m ³	环保防渗膜+水泥压边
3	副放喷池	1	100m ³	环保防渗膜+水泥压边
4	钻井平台	1	--	—
5	生活污水池	1	200m ³	环保防渗膜+水泥压边
6	活动板房	42	--	野营房，撬装装置

表 3.2-3 单井主要生产设备设施一览表

序号	设备名称	规格参数	台(套)	用途
1	机械钻机	ZJ70	1	位于井场内，用于钻井
2	井架	JJ450/45-X	1	
3	底座	DZ450/10.5-X	1	
4	绞车	JC70LDB	1	
5	天车	TC450	1	
6	游车/大钩	YC450/DG450	1	
7	水龙头	SL450-5	1	
8	转盘	ZP375	1	
9	柴油发电机	CAT34T2	3	
10	泥浆泵	3NB-1600F	2	
11	循环罐	—	7	
12	振动筛	—	2	
13	除气器	ZOQ220	1	
14	钻井液清洁器	CS-250×3/CN100×16	1	
15	离心机	GW458-842/GL255-1250	1	
16	液气分离器	NQF1200/0.7	1	

17	钻台紧急滑道	—	1	
18	环形防喷器	FH35-35	1	
19	单闸板防喷器	FZ35-70	1	
20	双闸板防喷器	2FZ35-70	2	
21	压井管汇	YG78/103-70	1	
22	节流管汇	JG78/103-70	1	
23	运输车辆	--	10	位于井场内
24	推土机	--	2	
25	采油树	--	1	位于井场内，测试放喷阶段使用
26	三相计量分离器	--	1	
27	原油储罐	50m ³	4	
28	放空管	--	1	

3.3.4 工艺流程及产排污节点

TH12469X 井、TH12470 井、TH12471H 井、TH12472H 井、TH12473H 井工艺流程及排污节点相同。

钻井作业采用电钻机，通过钻机、转盘、钻杆、带动钻头切削地层，同时泥浆由泥浆泵经钻杆向井内注入井筒冲刷井底，利用其粘性将切削下的岩屑不断地带至地面，整个过程重复进行，使井不断加深，直至目的井深。钻井中途需要停钻，以便起下钻具更换钻头、下套管、固井、替换钻井液(增加钻井液配料)和检修设备。工程施工期为冬季，为防止泥浆罐内泥浆结冰冻结，需对泥浆罐进行保温，工程施工期泥浆罐保温采用电伴热。

在建工程废气污染源主要为施工扬尘，施工扬尘采取车辆减速慢行、加盖苫布等措施。废水污染源主要为射孔、酸化压裂作业产生的废酸化压裂废水和生活污水，酸化压裂废水在井场加烧碱中和后收集至酸液罐后拉运至塔河油田绿色环保站，生活污水排入生活污水池(采用环保防渗膜+水泥压边防渗)暂存，就近拉运至采油二厂生活基地污水处理装置处理；噪声污染源主要为泥浆泵噪声、钻机噪声，采取基础减振等措施；固体废物主要为岩屑、泥浆、含油废物及生活垃圾，处理后合格岩屑用于铺垫井场；泥浆循环使用，完钻后拉走，其他井再利用；含油废物暂存后，委托有危

废处置资质的单位接收处置；生活垃圾定点收集，定期拉运至塔河油田绿色环保站生活垃圾填埋场填埋处理。

表 3.3-5 在建工程污染源及治理措施一览表

类别	污染源	主要污染物	产生特点	治理措施
废气	施工扬尘无组织废气	颗粒物	连续	车辆减速慢行，加盖苫布
废水	酸化压裂废水	pH、COD、SS、石油类	间歇	加烧碱中和后收集至酸液罐后拉运至塔河油田绿色环保站
	生活污水	COD、SS、氨氮	间歇	排入生活污水池(采用环保防渗膜+水泥压边防渗)暂存，就近拉运至采油二厂生活基地污水处理装置处理
噪声	泥浆泵	L_{Aeq}	间歇	选用低产噪设备、基础减振
	钻机		连续	选用低产噪设备、基础减振
固废	废岩屑	废岩屑	间歇	采用随钻不落地处理，合格还原土用于铺垫井场
	泥浆	泥浆	间歇	分离后循环使用，完钻后拉走，其他井再利用
	含油废物	含油废	间歇	采取桶装形式收集后，直接委托有危废处置资质的单位接收处置
	生活垃圾	生活垃圾	间歇	定期拉运至塔河油田绿色环保站生活垃圾填埋场填埋处理

3.3.5 污染源调查与评价

根据《西北油田分公司 TH12469X 井(勘探井)环境影响报告表》、《西北油田分公司 TH12470 井(勘探井)环境影响报告表》、《西北油田分公司 TH12471H 井(勘探井)环境影响报告表》、《西北油田分公司 TH12472H 井(勘探井)环境影响报告表》、《西北油田分公司 TH12473H 井(勘探井)环境影响报告表》，结合物料衡算和类比同类型井场，各污染源均可达标。在建工程单井污染源及治理措施情况见表 3.3-6。

表 3.3-6 在建工程单井主要污染源及治理措施一览表

类别	编号	污染源	排放量 (m³/h)	污染物 名称	产生 浓度 (mg/m³)	处理措 施	排气筒 高度 (m)	排放 浓度 (mg/m³)	排放 速率 (kg/h)	作业 时间 (h/a)	排放量 (t/a)
废气	1	施工扬尘	—	颗粒物	车辆慢行，加盖苫布		—	—	0.11	3600	0.4
类别	编号	污染源 名称	污染物	产生 浓度 (mg/L)	治理措施	处理效果		排放量 (m³/d)	排放量 (t/a)		
						污染物	排放浓度				

废水	1	生活污水	COD	400	排入生活污水池(采用环保防渗膜+水泥压边防渗)暂存,就近拉运至采油二厂生活基地污水处理装置处理	COD	--	不外排	0
			SS	350		SS	--		
			氨氮	25		氨氮	--		
	2	酸化压裂废水	pH	3~5	加烧碱中和后收集至酸液罐后拉运至塔河油田绿色环保站	pH	6~9	不外排	
			SS	200		SS	200		
			COD	500		COD	500		
			石油类	2000		石油类	2000		
	类别	编号	污染源名称	台/套		源强[dB(A)]	降噪措施		
噪声	1	泥浆泵	2		95	选用低产噪设备、基础减振	10		场界达标
	2	钻机	1		95		10		
类别	编号	污染物名称	产生量(t/a)	固废类别		治理措施			治理效果
固废	1	钻井岩屑	835.3m ³	一般工业固体废物		岩屑采用不落地无害化处理装置进行处理,产生的还原土用于修路、铺垫井场			全部综合利用或妥善处置
	2	泥浆	—	一般工业固体废物		分离后循环使用,完钻后拉走,其他井再利用			
	3	油泥(砂)	0.1	危险废物(HW08 废矿物油与含矿物油废物)		采取桶装形式收集后,直接委托有危废处置资质的单位接收处置			
	4	生活垃圾	6	生活垃圾		清运至塔河油田绿色环保站生活垃圾填埋场填埋处理			

3.3.6 环境问题及“以新带老”改进意见

根据调查,目前TH12469X井、TH12470井、TH12471H井、TH12472H井、TH12473H井5口井正在进行钻探,现场调查过程中暂未发现这5口单井井场环境问题。

3.4 拟建工程

3.4.1 基本概况

本项目基本情况见表3.4-1。

表 3.4-1 项目基本情况一览表

项目	基本情况	
项目名称	塔河油田 12 区 TH12402 井区奥陶系油藏 2021 年第一期产能建设项目	
建设单位	中国石油化工股份有限公司西北油田分公司	
建设地点	新疆阿克苏地区库车市境内，塔河油田 12 区	
建设性质	改扩建	
建设周期	建设周期 2 个月，预计 2021 年 8 月正式投产运营	
总投资	项目总投资 3334 万元，其中环保投资 167 万元，占总投资的 5%	
占地面积	占地面积 83210m ² （永久占地面积 22250m ² ，临时占地面积 60960m ² ）	
规模	单井产液量 31.5t/d，5 口井产能为 157.5t/d	
建设内容	井场建设	在 TH12469X 井、TH12470 井、TH12471H 井、TH12472H 井、TH12473H 井井场分别新建 400kW 加热炉 1 台
	站场建设	在 TH12472H 井场周边新建阀组站，新建阀组站主要设备为：400kW 加热炉 1 台，8 井式自动选井阀组 1 座，8 井式掺稀阀组 1 座，8 井式稳流分水阀组 1 座，8 井式燃料气阀组 1 座
	站场改造	在 12-9 计转站新建 1 台掺稀泵，1 台双螺杆泵及 10 井式燃气阀组等配套设施
	主体工程 管线建设	①新建 TH12469X 井至 12-9 计转站集油管线 1650m，同沟敷设掺稀管线 1650m 和干气管线 1650m； ②新建 TH12470 井至 12-9 计转站集油管线 2260m，同沟敷设掺稀管线 2260m 和干气管线 2260m； ③新建 TH12471H 井至新建阀组站集油管线 1450m，同沟敷设掺稀管线 1450m 和干气管线 1450m； ④新建 TH12472H 井至新建阀组站集油管线 200m，同沟敷设掺稀管线 200m 和干气管线 200m； ⑤新建 TH12473H 井至新建阀组站集油管线 1650m，同沟敷设掺稀管线 1650m 和干气管线 1650m； ⑥新建阀组站至 12-9 计转站集油管线 2950m，同沟敷设掺稀管线 2950m、干气管线 2950m 及注水管线 2950m。
	公辅工程 供电工程	本项目所处区域均建有完善的 10KV 配电网，电源引接自附近 12 区 35KV 变电站
	通信工程	相关站场均已设置 PLC 系统，用来完成站场工艺流程关键参数的自动监测及控制
	供热工程	本项目单井采用井口加热集输工艺，加热对象为采出液，通过加热炉加热至 70℃后外输
环保工程	废气	施工期：废气包括施工扬尘、焊接烟尘、车辆尾气等；施工扬尘采取进出车辆采取减速慢行、物料苫盖的措施； 运营期：加热炉使用净化后的天然气作为燃料，采出液密闭输送； 闭井期：控制车辆运行速度，减少扬尘
	废水	施工期：试压水排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后用于区域绿化。管线施工时间较短，不设施工营地，施工人员生活污水

			水依托采油二厂生活基地污水处理装置处理； 运营期：运营期废水包括采出水 and 井下作业废水，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； 闭井期：无废水产生
		噪声	施工期：选用低噪施工设备，合理安排作业时间； 运营期：选用低噪声设备、基础减振、厂房隔声 闭井期：合理安排作业时间
		固体废物	施工期：施工土方全部用于管沟和井场回填，生活垃圾随车带走； 运营期：运营期固体废物主要为油泥(砂)，属于危险废物，采取桶装形式收集后，直接委托有危废处置资质的单位接收处置； 闭井期：固废主要为废弃建筑垃圾等，收集后送塔河油田绿色环保站填埋处置
		环境风险	风险措施：管线上方设置标识，定期对管线壁厚进行超声波检查，站场设置可燃气体报警仪和硫化氢检测仪
劳动定员	本项目依托塔河油田现有巡检人员，不新增劳动定员		
工作制度	年工作 365d，年工作 8760h		
组织机构	井场依托现有的组织机构，统一管理		

3.4.2 油气水物性

本项目部署井 5 口油井，采出液为油气混合物，前期不含水。

(1) 原油物性

塔河油田 12 区原油密度介于 $0.9543 \sim 1.0565 \text{g/cm}^3$ ，平均 1.017g/cm^3 ，属于超重质原油；原油动力粘度很大，如 AD4 井在 90°C 测试为 $45000 \text{mPa}\cdot\text{s}$ ，流动性能极差；凝固点介于 $8 \sim 60^\circ\text{C}$ ，平均在 32°C ，说明该区油质重质组份含量高，说明由于在油气运移过程中还受到某种程度的水洗作用导致该区原油重质组份含量高；平均含硫 2.6%，平均含蜡量为 5.9%；含盐量介于 $531 \sim 55149 \text{mg/L}$ ，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。工区原油性质在平面上呈北高南低趋势。

(2) 伴生气物性

塔河油田 12 区奥陶系油藏属超重质油区，伴生气量较小。天然气甲烷含量在 $60.08\% \sim 71.63\%$ 之间，平均 66%，相对密度在 $0.716 \sim 0.799 \text{g/cm}^3$ 之间，平均 0.754g/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(C_{2+})含量高。根据12区已有的65口井检测到 H_2S ，平均 H_2S 浓度介于 $1545\sim 262468\text{mg}/\text{m}^3$ ，平均为 $56151\text{mg}/\text{m}^3$ ，从 H_2S 含量的平面分布来看，12区西南部AD4~AD7井区及TH12403井区，硫化氢浓度最高，一般都在 $10\times 10^4\text{mg}/\text{m}^3$ 以上，最高的是AD11井 H_2S 浓度高达 $262468\text{mg}/\text{m}^3$ ；中部 H_2S 浓度稍低一些，但也达到 $2\sim 7\times 10^4\text{mg}/\text{m}^3$ 以上，最高的是TH12330井 H_2S 浓度为 $70294\text{mg}/\text{m}^3$ ；东部 H_2S 浓度相对较低，如TH12107井 H_2S 浓度只有为 $1545\text{mg}/\text{m}^3$ ，总体上，工区西部硫化氢浓度较高，中部浓度次之，东部浓度最低。

(3) 掺稀油物性

12区奥陶系油藏掺稀所需的稀油来自一号联和三号联，稀油的原油物性：原油密度 $0.8988\text{g}/\text{cm}^3$ 、粘度 $21.7\text{m}^2/\text{s}$ (30°C)。

3.4.3 主要设备设施

本项目油气集输过程涉及的主要设备见表3.4-4。

表3.4-4 本项目油气集输主要设备一览表

分类	序号	设备名称	规格型号	单位	数量	备注
井场	1	真空加热炉	400kW，双盘管	座	1×5	对采出液进行加热
	2	高压节流阀	DN75，16MPa	套	1×5	抗硫
	3	可燃气体检测报警仪	--	台	2×5	检测可燃气体泄漏情况
	4	硫化氢检测报警仪	--	台	2×5	检测硫化氢气体泄漏情况
	5	采油树	--	套	1×5	采油
新建阀组站	1	真空加热炉	400kW	座	1	新建
	2	自动选井计量阀组	8井式	座	1	新建
	3	掺稀阀组	8井式	套	1	新建
	4	稳流分水阀组	8井式	座	1	新建
	5	燃料气阀组	8井式	座	1	新建
12-9计转站改造	1	高压掺稀泵	$42\text{m}^3/\text{h}$ ，PN25MPa	台	1	新建
	2	双螺杆外输泵	$90\text{m}^3/\text{h}$ ，PN4.0MPa	台	1	新建
	3	掺稀阀组	--	套	1	新建
	4	干气阀组	10井式	座	1	新建

管线	5	掺稀流量计	80m ³ /h	套	1	新建
	6	外输泵过滤器	--	座	1	新建
	1	集油管线	DN100 PN6.4MPa RF-Y(S)-II-12 8×13-6.4	m	1650	新建 TH12469X 井至 12-9 计转站集油管线, 低压中温柔性复合管
				m	2260	新建 TH12470 井至 12-9 计转站集油管线, 低压中温柔性复合管
				m	1450	新建 TH12471H 井至新建阀组站集油管线, 低压中温柔性复合管
				m	200	新建 TH12472H 井至新建阀组站集油管线, 低压中温柔性复合管
				m	1650	新建 TH12473H 井至新建阀组站集油管线, 低压中温柔性复合管
			DN200 Φ219× 6 20# 无缝钢管 (内穿插 HTPO)	m	2950	新建 阀组站至 12-9 计转站集油管线, 低压中温柔性复合管
	2	掺稀管线	20G DN50mm PN25MPa RF-Y(S)-II-79 ×14.5-25	m	1650	新建 12-9 计转站至 TH12469X 井掺稀管线, 高压非金属柔性复合管
				m	2260	新建 12-9 计转站至 TH12470 井掺稀管线, 高压非金属柔性复合管
				m	1450	新建 阀组站至 TH12471H 井掺稀管线, 高压非金属柔性复合管
				m	200	新建 阀组站至 TH12472H 井掺稀管线, 高压非金属柔性复合管
				m	1650	新建 阀组站至 TH12473H 井掺稀管线, 高压非金属柔性复合管
			DN150mm PN25MPa Φ 168×12.5 20G	m	2950	新建 12-9 计转站至新建 阀组站掺稀管线, 高压非金属柔性复合管
	3	干气管线	20# DN50mm	m	1650	新建 12-9 计转站至 TH12469X 井干气管线, 20# 无缝钢管
				m	2260	新建 12-9 计转站至 TH12470 井干气管线, 20# 无缝钢管

				m	1450	新建 阀组站至 TH12471H 井干气管线, 20#无缝钢管
				m	200	新建 阀组站至 TH12472H 井干气管线, 20#无缝钢管
				m	1650	新建 阀组站至 TH12473H 井干气管线, 20#无缝钢管
			DN100mm Φ 114 $\times$ 3.5 20# 3PE	m	2950	新建 12-9 计转站至新建 阀组站干气管线, 20#无缝钢管
	4	注水管线	DN150mm DN2.5MPa	m	2950	新建 12-9 计转站至新建 阀组站注水管线

3.4.4 主要技术经济指标

本项目主要技术经济指标见表 3.4-5。

表 3.4-5 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	各单井井场现状	--	正在钻井
5		各单井日产液量	t/d	31.5
3		综合含水	%	0
4		气油比	m ³ /t	16
5		12-9 计转站	掺稀量	10 ⁴ t/d
6			注水量	m ³ /d
7		新建阀组站	设计液量	10 ⁴ t/d
8			进站压力	MPa
9			外输压力	MPa
10			进站温度	℃
11			外输温度	℃
12		管线工程	集油管线	m
13			掺稀管线	m
14			干气管线	m
15			注水管线	m
16		管线穿越道路次数		1(顶管套管穿越) 2(大开挖穿越)
17	能耗指标	各单井燃料气年耗量	10 ⁴ m ³ /a	23
18		各单井年电耗量	10 ⁴ kWh/a	0.375
19	综合指标	总投资	万元	3334
20		环保投资	万元	30
21		劳动定员	人	0(井场无人值守)

3.4.5 管线路由

本工程位于新疆阿克苏地区库车市境内，塔河油田 12 区。本工程建设管线为：①新建 TH12469X 井至 12-9 计转站集油管线 1650m，同沟敷设掺稀管线 1650m 和干气管线 1650m；②新建 TH12470 井至 12-9 计转站集油管线 2260m，同沟敷设掺稀管线 2260m 和干气管线 2260m；③新建 TH12471H 井至新建阀组站集油管线 1450m，同沟敷设掺稀管线 1450m 和干气管线 1450m；④新建 TH12472H 井至新建阀组站集油管线 200m，同沟敷设掺稀管线 200m 和干气管线 200m；⑤新建 TH12473H 井至新建阀组站集油管线 1650m，同沟敷设掺稀管线 1650m 和干气管线 1650m；⑥新建阀组站至 12-9 计转站集油管线 2950m，同沟敷设掺稀管线 2950m、干气管线 2950m 及注水管线 2950m。TH12473H 井距离农田最近约 800m；管线 200m 范围内为草地及裸地，无敏感目标。

3.4.6 原辅材料

工程原辅材料消耗为天然气。新建加热炉燃料气由 12-9 计转站敷设管线至井场，气源为联合站内处理后的天然气；本项目井场及站场加热炉燃料气年消耗量共 138 万 m^3 （TH12469X 井、TH12470 井、TH12471H 井、TH12472H 井、TH12473H 井及新建阀组站加热炉天然气年耗量均为 23 万 m^3 ）。燃料气低位发热值为 33.59MJ/ m^3 。其组分见表 3.4-6，燃料气用量情况见表 3.4-7。

表 3.4-6 燃料气组分一览表

组分	甲烷	乙烷	丙烷	异丁烷	正丁烷	异戊烷	正戊烷	2、3-二甲基丁烷	3-甲基戊烷	正己烷	CO ₂	N ₂	总硫
含量，体积分数%	90.23	2.75	1.09	0.19	0.33	0.08	0.09	0.02	0.01	0.03	0.22	4.94	20mg/ m^3

表 3.4-7 本项目燃料气用量情况一览表

用气单元	小时用量气(m^3/h)	折合满负荷日运行时间(h)	运行天数(d)	总年用量(万 m^3/a)
6 座 400kW 加热炉	288	16	300	138

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

3.4.7 公辅工程

3.4.7.1 供电工程

本项目所处区域均建有完善的 10KV 配电网，电源引接自附近 12 区 35KV 变电站。

3.4.6.2 通信工程

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

相关站场均已设置 PLC 系统，用来完成站场工艺流程关键参数的自动监测及控制。

3.4.6.3 供热

本项目单井采用井口加热集输工艺，加热对象为采出液，通过加热炉加热至 70℃ 后外输。加热炉燃料气由 12-9 计转站敷设管线至井场，气源为处理站净化后的天然气。本项目加热炉年使用时间 4800h，加热炉燃料气年消耗量共 138 万 m³ (TH12469X 井、TH12470 井、TH12471H 井、TH12472H 井、TH12473H 井及新建阀组站加热炉天然气年耗量各 23 万 m³)。

3.4.6.4 给排水

本项目井场、站场均无人值守，井场和站场加热炉水套需定期进行补水，补水周期为 0.2m³/月·井。项目无废水外排。

3.4.6.5 防腐工程

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

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

3.4.7 施工期工艺流程及排污节点分析

本项目施工期分为地面工程和管道工程，工艺流程及排污节点分述如下：

3.4.7.1 地面工程

地面工程主要为井场、新建阀组站及12-9计转站改造配套设备安装。设备安装首先需对占地进行场地平整，设置施工车辆临时停放场地，将设备拉运至站场，进行安装调试。地面工程施工结束后，对施工场地临时占地进行平整恢复。

地面工程废气污染源主要为施工车辆尾气，设备运输和装卸时产生的扬尘，通过洒水抑尘减少扬尘产生量；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；固体废物主要为生活垃圾及设备废弃包装等，收集后统一送至塔河油田绿色环保站生活垃圾填埋场填埋处理。

3.4.7.2 管道工程

本项目管道施工方案内容主要为集油管线建设，干气管线、掺稀管线和注水管线敷设及井场配套设备安装，其中干气管线、掺稀管线和注水管线同沟并行敷设，管线主要施工内容包括施工准备、管沟开挖及下管、管道连接与试压、连头、配套设备安装、收尾工序等。管道工程施工阶段工艺流程见图2.3-3。

(1) 施工准备

施工前需对场地进行平整，设置施工车辆临时停放场地。施工期间可依托已有道路进行作业，沿设计的管线走向设置宽度约6m的作业带并取管沟一侧作为挖方存放点，在合适地点设置车辆临时停放场地。

(2) 管沟开挖及下管

沿管线设计路线进行开挖管沟，并根据现场情况适当调整，保证新铺设管沟与已建管线保持一定距离：距离地下现有原油天然气管线水平距离 $\geq 5\text{m}$ ，距离外输管线水平距离 $\geq 2\text{m}$ 。管沟底宽0.8m，沟深1.6m，管沟边坡比为1:1.5，开挖过程中对管沟区挖方单侧堆放，以机械开挖为主，人工为辅。管线与电(光)缆交叉时，净距不小于0.5m，并对电(光)缆采取角钢围裹的保护措施；与管线

交叉时，两管线之间净距不小于0.3m，并设置废旧轮胎等方法将管线隔离。开挖到设计深度位置，并对管沟底进行夯实、铺小颗粒原土、下管。本项目所有线路管道均采用外防腐保温层保护方案，集输管道补口和热煨弯管防腐保温结构为：无溶剂液体环氧涂料（厚度 $\geq 400\mu\text{m}$ ）+硬质聚氨酯泡沫塑料保温层+辐射交联聚乙烯热收缩带（套）。管线连接完毕后，将管线分段吊装至管沟内。管线下沟后，管道与沟底表面贴实且放置在管沟中心位置。本项目集输管线、干气管线、掺稀管线、注水管线埋地敷设，最小管顶埋深1.2m，两条管线之间的净距不小于0.5m。

本项目管线穿越井场砂石路面时，采取大开挖方式，直接将砂石路面挖开后放入管线。管线穿越沥青道路时，采用顶管穿越施工方式，该方式施工具有不破坏现有道路、河流，减少开挖土方，不会对交通造成明显影响等优点。

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

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

(20~40mm)后,千斤顶复位,在横铁和环形顶铁间装进合适的顶铁,然后继续顶进,直至管道顶至对面接收坑。顶铁安装需平直,顶进时严防偏心。

顶管工作开始后要连续施工,不宜中途停止,同时应尽量衔接工序,减少停顶时间,避免推进阻力的增大,直至顶进到规定长度。套管安装完毕后,用测量仪器对套管进行测量,套管检查合格后,将设备、顶铁、轨道吊出操作坑,拆除后背靠墙。然后将主管道穿进套管,用装载机和吊装机配合,按设计要求进行主管线穿越。主管穿越、连头、检测合格后立即安装设计要求进行封堵。管道安装完毕检查合格后进行回填,靠近公路侧的回填土分层夯实,清理施工现场,恢复原有地貌。

(3)管道连接与试压

集油管线、干气管线、掺稀管线、注水管线采用焊接组装。焊接完成后的对管道采用压缩空气进行吹扫,保持管道内清洁。管线经过连接、防腐补口,进行注水试压。集油管线、掺稀管线、注水管线试压介质采用洁净水,干气管线使用空气试压,管道试压分段进行,集油管线、掺稀管线、注水管线试压水由排出后进入下一段管线循环使用,试压结束用于区域绿化;干气管线试压废气自然排放。

(4)井场配套设备安装及连头

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

(5)收尾工作

收尾工作包括管沟回填、场地平整和临时场地恢复。管线连接成功并检验合格后进行管沟回填。对管沟实施土方回填,回填时分二次回填,回填土应与管沟自然土相似,首先距管壁300mm范围先用较小粒径的原土进行小回填,最大回填粒径不超过10mm,然后采用原土进行回填,管顶距自然地坪不小于1.2m且管沟回填土高出自然地面300mm,沿管线铺设方向形成垄,作为自管道上方土层自然沉降富裕量,且可以作为巡视管线的地表标志,剩余土方用于场地平整和

临时施工场地土地恢复。第一次回填采用人工回填，第二次回填可采用机械回填，机械回填时，严禁施工机械碾压管道。管沟回填后，在管线沿线设置管道标识、里程桩、转角桩、标志桩、警示牌和警示带等标识。

施工过程中废气污染源为施工扬尘、焊接废气和施工车辆尾气；土方开挖和倾卸时产生的扬尘，通过控制倾卸高度减少扬尘产生量；废水污染源主要为试压废水，由管内排出后循环使用，试压结束用于区域绿化；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；固体废物为管沟开挖产生的土方，施工结束后用于回填管沟及场地平整；管道焊接及管道吹扫产生的废渣运至塔河油田绿色环保站处理。

3.4.7.3 运营期工艺流程及排污节点分析

本项目工艺流程主要包括油气开采及集输。

为减少采出液粘滞性，便于集输，井场设真空加热炉对采出液进行加热。真空加热炉的筒体中，装设了火筒、烟管、油盘管等部件，它们占据了筒体的一部分空间，其余的空间为水。燃料在火筒中燃烧后，产生的热能以辐射、对流等传热形式将热量传给水套中的水，使水的温度升高，水及其蒸汽再将热量传递给油盘管中的原油，使油温度升高。释放潜热后的蒸汽发生相变，凝结成液滴后靠重力落回液面，进行二次加热，如此循环往复，实现连续加热。

本项目在井场新建加热炉，井场采出液通过井口模块油嘴一级节流后进井场新建加热炉，经过加热炉加热并节流后由新建集油管线混输至对应阀组站和计转站，然后由计转站最终送至四号联合站处理。加热炉可实现对采出液自动加热，根据气候气温自动调节和运行。

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

本项目掺稀管线由 12-9 计转站铺设至新建阀组站，输送介质为 12-1 计转站和 12-13 计转站处理过的稀油，开采出的原油粘度大，进行井筒掺稀降粘才能正常流动。掺稀管线采用密闭输送，输送过程中无污染物的产生和排放。

本项目新建注水管线由 12-9 计转站铺设至新建阀组站，为注水干线，当新

建阀组站所辖井区油藏驱动力低，需要提高油藏的开采速度和采收率时，再建设阀组站至单井的注水管线，进行注水采油。因此，注水采油不在本次评价范围内。

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

油气开采及集输过程中废气污染源主要为加热炉烟气 (G_1) 和井场无组织废气 (G_2)，加热炉燃用清洁能源天然气，通过 1 根 8m 高烟囱排放；废水污染源主要为采出水 (W_1) 和井下作业废水 (W_2)，其中采出水随采出液一起进入联合站处理达标后回注地层，井下作业废水送至塔河油田绿色环保站处理；噪声污染源主要为井场加热炉 (N_1)、采油树 (N_2) 等设备运行产生的噪声，采取基础减振的降噪措施。固废污染源 (S_1) 主要为油泥(砂)，采取桶装形式收集后，直接委托有危废处置资质的单位接收处置。

本项目运营期污染源及治理措施情况见表 3.4-8。

表 3.4-8 本项目污染源及治理措施一览表

类别	序号	污染源	主要污染物	产生特点	治理措施
废气	G_1	加热炉烟气	颗粒物、 SO_2 、 NO_x	连续	使用清洁能源天然气，烟气经 8m 烟囱外排
	G_2	井场、站场无组织废气	H_2S 、非甲烷总烃	连续	管道密闭输送；定期巡检
废水	W_1	采出水	石油类、SS	连续	送至联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层
	W_2	井下作业废水	石油类、SS、COD	间歇	送至塔河油田绿色环保站处理
噪声	N_1	井场、站场加热炉	L_{eq}	连续	选用低产噪设备、基础减振
	N_2	采油树		连续	选用低产噪设备、基础减振

固废	S ₁	油泥(砂)	含油废物	间歇	采取桶装形式收集后,直接委托有危废处置资质的单位接收处置
----	----------------	-------	------	----	------------------------------

3.4.7.4 闭井期

随着石油开采的不断进行,其储量逐渐下降,最终井区将进入闭井期。

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

闭井期废气污染源主要为施工扬尘,采取洒水抑尘的措施;噪声污染源主要为车辆噪声,要求合理安排作业时间,控制车辆速度等措施;固体废物主要为闭井过程中产生的废弃管线、废弃建筑残渣等,废弃管线、废弃建筑残渣等收集后送塔河油田绿色环保站妥善处理。

3.4.8 施工期污染源及其防治措施

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

(1) 生态影响因素

施工过程中生态影响主要包括占用土地、对植被的破坏、对土壤的扰动等。

本项目占地主要包括永久占地和临时占地,永久占地主要为井场、站场、道路占地,将不可避免改变区域用地性质;临时占地主要包括管线临时占地,随着管线和井场施工的结束,临时占地可恢复原有使用功能。

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

(2) 废气

本项目施工过程中废气包括施工扬尘、焊接废气和施工车辆尾气。

①施工扬尘

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

②车辆尾气和焊接烟气

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

(3) 废水

管线施工时间较短，不设施工营地，施工人员生活污水依托采油二厂生活基地污水处理装置处理。施工期产生管道试压结束后，试压废水用于区域绿化。

(4) 噪声

在不同的施工阶段将使用不同的施工机械，如挖掘机、吊机等，产噪声级在 85~100dB(A) 之间，对周围声环境产生一定的影响，工程采取选用低噪施工设备，合理控制施工作业时间，控制施工噪声对周围的不利影响。

(5) 固体废物

本项目施工过程中产生的固体废物主要为施工土方、焊接及吹扫废渣、施工人员生活垃圾。土方全部用于回填管沟及场地平整，焊接及吹扫废渣运至建筑垃圾填埋场填埋处理，施工人员生活垃圾随车带走。

3.4.9 运营期污染源及其防治措施

3.4.9.1 废气污染源及其治理措施

结合《石化行业 VOC_s 污染源排查工作指南》和《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》(HJ953—2019)要求对源强进行核算，本项目实施后废气污染源及其治理措施见表 3.4-9。

表 3.4-9 本项目废气污染源及其治理措施一览表

序号	污染源名称	污染因子	产生浓度 (mg/m 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 (h)	年排放量 (t/a)
1	各井场真空加热炉烟气	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物	10 4 150	使用清洁能源	8	492	10 4 150	0.005 0.002 0.074	4800	0.024 0.009 0.355
2	新建阀组站真空加热炉烟气	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物	10 4 150	使用清洁能源	8	492	10 4 150	0.005 0.002 0.074	4800	0.024 0.009 0.355
3	各井场无组织废气	非甲烷总烃 硫化氢	—	密闭输送	—	—	—	0.012 0.0003	8760	0.1 0.003
4	新建阀组站无组织废气	非甲烷总烃 硫化氢	—	密闭输送	—	—	—	0.008 0.0002	8760	0.068 0.002
5	12-9 计转站无组织废气	非甲烷总烃 硫化氢	—	密闭输送	—	—	—	0.02 0.0005	8760	0.18 0.005

3.4.9.2 废水污染源及其治理措施

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 3.4-10。

表 3.4-10 本项目井场废水情况一览表

类别	序号	污染源	产生量 (m ³ /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	8953	0	石油类、SS	连续	送至联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层
	W ₂	井下作业废水	200	0	石油类、SS、COD	间歇	送至塔河油田绿色环保站处理

本项目采出水随采出液一起进入联合站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层，井下作业废水送至塔河油田绿色环保站处理。

3.4.9.3 噪声污染源及其治理措施

本项目实施后，各噪声污染源治理措施情况见表 3.4-11。

表 3.4-11 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	新建井场	采油树	5	85	基础减振	10
2		真空加热炉	5	80	基础减振	10
3	新建阀组站	真空加热炉	1	80	基础减振	10
4	12-9 计转站	泵类	2	95	基础减振+厂房隔声	15

本项目产噪设备主要为采油树、真空加热炉、阀组、泵类等设备噪声，噪声值为 80~95dB(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 10dB(A)。

3.4.9.4 固体废物及其治理措施

本项目实施后，固体废物主要为油泥(砂)。根据《国家危险废物名录(2021年版)》，油泥(砂)属于危险固体废物，采取桶装形式收集后，直接委托有危废处置资质的单位接收处置。危险废物处理处置情况见表 3.4-12。

表 3.4-12 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
油泥(砂)	HW08	071-001-08	1	油气开采、管道集输	固态	油类物质、泥砂	油类物质	/	T, I	桶装收集后，由有危废处置资质单位接收处置

3.4.10 闭井期污染源及其防治措施

闭井期废气污染源主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施；噪声污染源主要为车辆噪声，要求合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；固废污染源主要为废弃管线、废弃建筑残渣等，均属于一般工业固体废物，废弃管线、废弃建筑残渣等收集后送塔河油田绿色环保站妥善处理。

3.4.11 非正常排放

本项目非正常排放主要包括井口压力过高时的放喷和集输管线刺漏等情况。

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

表 3.4-13 非正常排放情况一览表

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

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

3.4.12 清洁生产分析

(1) 集输及处理清洁生产工艺

①本项目所在区块具备完善的油气集输管网，各井场采出液经集输管线输送至计转站或阀组，最终进入区域联合站集中处理，全过程密闭集输，降低了损耗，减少烃类物质的挥发量。

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

③井下作业起下油管时，安装自封式封井器，避免原油、污水喷出。

④对施工中的运输车辆采取防渗漏、防溢流和防散落措施。

⑤井下作业过程中，对产生的散落原油和废液采用循环作业罐(车)收集。

⑥井下作业过程中铺防渗土工膜防止原油落地。

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

(2) 节能及其它清洁生产措施分析

①优化简化单井集输管网，降低生产运行时间；

②管线均进行保温，减少热量损失；

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

④采用高效加热设备，合理利用能量，降低生产运行能耗损失；

⑤采油区采用自动化管理，提高了管理水平。

(3) 建立有效的环境管理制度

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

本项目主要采取的环境管理措施如下：

①落实环保目标责任制，坚持环保指标考核，推行清洁生产。

②井下作业系统积极推行“铺膜”等无污染作业法；在采油过程中加强管理，对集输管线及井口设施定期检查，维修，减少或杜绝生产过程中的“跑、冒、滴、漏”现象发生。

根据综合分析和类比已开发区块，本项目严格执行各类环境保护、节能降耗措施后，整体可达到清洁生产先进企业水平。

3.4.13 污染物年排放量

3.4.14 三本账

3.4.15 污染物总量控制分析

3.4.15.1 总量控制因子

根据国家现行总量控制因子及“十四五”总量控制要求，考虑本项目的排污特点，污染物排放总量控制因子如下：

废气污染物： SO_2 、 NO_x 、 VOC_s 。

废水污染物： COD 、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 。

3.4.15.2 本项目污染物排放总量

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020),挥发性有机物(VOCs)是参与大气光化学反应的有机化合物,或者根据有关规定确定的有机化合物。本标准采用非甲烷总烃作为 VOCs 排放控制项目。根据计算,项目运营期 VOCs(即非甲烷总烃)排放量估算为 1.308t/a,本评价以 VOCs(即非甲烷总烃)实际排放量作为总量控制指标。

综上所述,本项目总量控制指标为:SO₂ 0.71t/a,NO_x 2.83t/a, VOCs 0.348t/a, COD 0t/a, 氨氮 0t/a。

3.5 依托工程

本项目各井场采出液通过集输管线敷设至 12-9 计转站,然后送入四号联合站进行处理;井下作业废水送至塔河油田绿色环保站处理。本次将涉及依托的四号联合站及塔河油田绿色环保站作为依托工程进行介绍。

3.5.1 四号联合站

3.5.1.1 四号联合站简介

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 260×10⁴t/a,混合液处理规模 400×10⁴t/a,污水处理规模 4000m³/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。

3.5.1.2 主要工艺流程

(1)原油处理输送工艺

单井、计转站(计转站来油需先加破乳剂)来油进入到加热炉,加热到 80℃,进入到油气两相分离器进行气、液两相分离,分离后的含水原油进入一、二次沉降罐,沉降脱水,含水量少于 5%的原油经脱水泵(需要添加破乳剂)提升进入负压稳定(脱硫)塔进行原油稳定和脱硫(脱硫液脱至中性溶液后流入管网送至处理站进行处理),稳定脱硫后的原油经过提升泵进入加热炉,加热到 90℃后进入净化油罐,静置沉降后放出净化罐底水(底水进入底水罐)至合格原油(含水小于 0.5%),合格原油经过外输泵后计量外输至 1#中间加热站(外输需要添加碱液脱硫剂)。

沉降罐、净化油罐底部污水可经过联合泵房内循环泵进入来油阀组进行再脱水,或进入污水处理系统。

(2) 伴生气处理输送工艺

经两相分离器分离后含水气进入伴生气分离器,分离出干气,污水排入污水池;沉降罐、净化罐内产生的气经大罐抽气压缩机抽出;原油负压稳定(脱硫)塔内产生的气经负压压缩机压缩后,汇同大罐抽气装置抽出的气体进入空冷器,之后在伴生气分离器分离出的气体进入三相分离器,经过外输压缩机后,外输至二号联合站气体处理装置。

(3) 污水处理系统

四号联合站内油站分离出的含油污水进入 2 座 1000m³一次除油罐初步除油除悬浮物后,出水进入 2 座 200m³污水缓冲罐,出水投加混凝剂、絮凝剂经过提升加压后进入压力混凝沉降罐,在此去除悬浮物及剩余污油,出水投加阻垢剂后进入 3 座 Φ 3.0m 全自动双滤料过滤器,进一步除油除悬浮物,最终确保水质达到回注标准,滤后水投加杀菌剂后进入 2 座 500m³外输缓冲罐,然后由外输泵提升并投加缓蚀剂和阻垢剂后至 12-12 计转泵站附近分水阀组。

四号联合站采出水处理规模为 4000m³/d,目前实际规模约 2100m³/d,处理达标后全部回注。

(4) 依托工程可行性分析

本项目各井场采出液经新建管线输送至 12-9 计转站后,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 3.5-1 所示。

表 3.5-1 依托工程可行性分析一览表

序号	井场名称	进入联合站井场数量	进入联合站量		联合站			是否满足项目要求
					名称	设计最大处理规模	现状富余量	
1	TH12469X 井、 TH12470 井、 TH12471H 井、 TH12472H 井、 TH12473H 井	5	原油	57487.5t/a	四号联合站	384 万 t/a	208 万 t/a	满足
			采出水	24.5m ³ /d		4000m ³ /d	1900m ³ /d	

综上可知，四号联合站富余量可以满足本项目采出液处理要求，本项目采出液依托四号联合站处理可行。

3.5.2 塔河油田绿色环保站

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)。处理场占地 235451m²，建筑面积 68884.0m²，绿地面积 47080m²。

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。

塔河油田污油泥处理站主要处理废液油泥、油泥(砂)、集输系统污油泥、污水处理系统油泥等，采用化学热洗作为主导工艺，辅助焚烧处理技术，主体工艺流程主要包括：预液化单元、油泥分离单元、固液分离单元、油水分离单元、供热单元。

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 3.5-2 所示。

表 3.5-2 塔河油田绿色环保站运行情况一览表

序号	单元名称	设计处理能力	实际处理量	本项目需处理量	富余处理能力
1	废液处理系统	设计处理能力 $65\text{m}^3/\text{h}$	实际处理能力 $9.2\text{m}^3/\text{h}$	$0.023\text{m}^3/\text{h}$	富余处理能力 $55.8\text{m}^3/\text{h}$
2	工业垃圾填埋池	设计容积 20000m^3	目前填埋工业固废约 11000m^3	10m^3	富余容积 9000m^3
3	生活垃圾填埋池	设计容积 73100m^3	目前填埋生活垃圾约 10000m^3	0	富余容积 63100m^3
4	污油泥处理系统	设计处理规模 $6\times 10^4\text{m}^3/\text{a}$	实际处理能力 $3.9\times 10^4\text{m}^3/\text{a}$	$1\text{t}/\text{a}$	富余处理能力 $2.1\times 10^4\text{m}^3/\text{a}$

综上所述，塔河油田绿色环保站富余量可以满足本项目井下作业废水处理要求，本项目固废处置依托塔河油田绿色环保站处理可行。

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

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

本项目井场、站场及集输管线建设内容分布在阿克苏地区库车市境内，距离本项目单井最近的村庄为喀让古二村，西北距 TH12470 井 8.4km。区域以油气开采为主，现状占地类型主要为草地及裸地。工程选址区域周边及邻近区域无居民区、村庄等环境敏感点。

4.1.2 地形地貌

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

本项目位于塔里木河冲积平原地带，地势平坦，各井场海拔高度在 950~960m 之间，地形简单，地貌单一。

4.1.3 区域地质概况

项目所在区域构造位于塔里木盆地沙雅隆起中段阿克库勒凸起西南部。新构造运动活跃，前山却勒塔格形成的同时，在山麓带有下更新统砾

石构成的倾斜台地：由中更新统半胶结砾石层构成的山前残留台地与平原上更新统砂砾石层呈不整合接触。由于基底位置较高，第四系松散岩类沉积物一般较薄，小于 350m。冲洪积平原沉积物主要来源于渭干河和库车河，从山地搬运的卵砾碎屑物多沉积于上游的拜城盆地，因而，本冲洪积平原第四系松散岩类堆积物一般以砂砾石、砾沙和砂层为主。

4.1.4 水文地质

(1) 地下水类型及富水性

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

塔里木河以北区域的潜水含水层富水性可划分为潜水水量中等、承压水水量丰富，顶板埋深小于 50m。潜水含水层近似呈扇状较大面积分布在塔北评价区的东北角地段。该区潜水位埋深 3.47~29.7m 左右，钻孔揭露的潜水含水层厚度 10.5~48.9m，含水层岩性为第四系卵砾石、砂砾石、粉砂、粉细砂，换算涌水量为 145.04~221.39m³/d，水量中等；渗透系数为 1.02~3.88m/d。

(2) 包气带岩性、结构、厚度、分布及垂向渗透系数

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

细砂、粉砂的垂向渗透系数为 $1.15 \sim 1.93 \text{m/d}$ 。本项目评价区包气带岩性主要为粉土和粉砂，包气带厚度约为 5.5m 。

(3) 区域地下水补给、径流、排泄条件

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

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

(3) 地下水的水化学特征

下面对潜水的水化学类型分别进行论述。

——潜水的水化学类型

在塔里木河以北区域，潜水的水化学类型分为三种： $\text{SO}_4 \cdot \text{Cl}$ 型、 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4$ 型和 Cl 型。其中， $\text{SO}_4 \cdot \text{Cl}$ 型地下水主要呈片状小面积分布在区域西部，地下水的水化学类型为 $\text{SO}_4 \cdot \text{Cl}-\text{Na}(\text{Ca} \cdot \text{Mg})$ 型。 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4$ 型地下水广泛分布于区域内，

地下水的水化学类型为 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4\text{-Na}(\text{Ca} \cdot \text{Mg})$ 型。 Cl 型地下水主要呈半椭圆状分布在区域东北部，地下水的水化学类型为 Cl-Na 型。

区域地下水主要靠塔里木泛滥洪水补给地下水的侧向径流补给，补给源距地表水系和灌区较远；含水层为细砂和粉砂层，透水性相对较差，地下水径流缓慢，加之区内气候极度干燥，潜水的埋深普遍小。这些决定了区域地下水的水化学作用主要以强烈的蒸发浓缩矿化作用为主，而离子交替作用很弱。因此，区域内地下水化学类型主要为 $\text{SO}_4 \cdot \text{Cl}$ 型、 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4$ 型和 Cl 型为主。

4.1.5 地表水

距离本项目单井最近的地表水体为英达里亚河。

英达里亚河属于渭干河的分支，渭干河在出山口之前建有一拦河水库-克孜尔水库，河流出山口后建有拦河渠首，在渠首以下河流分为两支，东支为英达里亚河，西支为渭干河，英达里亚河属于常年流水河，由于上游修建了水库、人工分水闸及人工水渠，使该河成为间歇性河流，流水时段及流量受人工控制。该河原是很浅很窄的普通退水沟，经过近 50 年的冲刷切割，现已形成一条大河，是渭干河的主要退洪渠道，安全泄洪流量达 $1000\text{m}^3/\text{s}$ 以上。该河深度一般在 5m 以下，实测最深处达 7.9m，最宽处 300~400m，并且还在不断冲宽刷深。该河河底低于地下水位，它既是一条退洪河道，又是一条地下水的天然排洪通道，多年平均径流量为 $15182 \times 10^4\text{m}^3$ 。

工程场地及周边临近区域无地表水体分布，项目 TH12469X 井场东北距英达里亚河最近约 2.6km。

4.1.6 气候气象

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

4.1.7 土壤

评价区土壤类型较为简单，主要以盐土为主。典型盐土通常由草甸盐土和盐化土壤进一步积盐，盐生植被取代草甸植被，生草过程进一步削弱而来。其

地下水位约 2~3m，地面起伏不平，并被 5~15cm 的盐结皮或盐结壳所覆盖，盐类组成以氯化物为主，生物累积少，有机质含量及其它养分含量均较低。植被以稀疏的盐生灌丛为主，常见的有怪柳、骆驼刺、盐穗木等，盖度 10~20%。草甸土发育于地势低平、受地下水或潜水的直接浸润并生长草甸植物的土壤，属半水成土。其主要特征是有机质含量较高，腐殖质层较厚，土壤团粒结构较好，水分较充分。

评价区域土壤类型为结壳盐土、干旱盐土。

4.2 环境敏感区调查

环境敏感区包括需要特殊保护地区、生态敏感与脆弱区和社会关注区。根据调研，井场周边的环境敏感区主要包括生态保护红线区、自然保护区、水源保护区、文物保护单位、风景名胜区、森林公园等。

4.2.1 生态保护红线

目前新疆维吾尔自治区生态保护红线正在编制修改中，本项目不在红线内。

4.2.2 水土流失重点治理区和预防区

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

本项目属于塔里木河流域水土流失重点治理区范围。

水土流失治理范围与对象为：①国家级及自治区级水土流失重点治理区；②绿洲外围风沙防治区；③河流沿岸水蚀区、湖泊周边区；④水土流失严重并具有土壤保持、拦沙减沙、蓄水保水、防灾减灾等水土保持功能的区域；⑤城镇周边水土流失频发、水土流失危害严重的小流域；⑥生产建设项目，尤其是

资源开发、农林开发、城镇建设、工业园建设；⑦其他水土流失较为严重，对当地或者下游经济社会发展产生严重影响的区域。

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

本项目类型属于油气开采项目，项目以施工期为主，具有临时性、短暂性特点，施工结束后，井场恢复和管沟回填，并采取了完善的防沙治沙及水土保持措施，不会对区域的水土保持造成影响。

4.3 环境质量现状监测与评价

4.3.1 环境空气质量现状评价

4.3.1.1 基本污染物环境质量现状数据

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

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

4.3.1.2 其他污染物环境质量现状数据

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

4.3.2 地下水环境现状监测

根据监测结果，监测期间区域承压监测点水质良好，石油类均满足《地下水环境质量标准》(GB3838-2002) III 类标准要求，其余各项指标均满足《地下水

质量标准》(GB/T14848-2017)中Ⅲ类标准要求；潜水地下水中石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)Ⅲ类标准要求，其余监测因子除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、钠外，均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)Ⅲ类标准要求总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物超标与区域水文地质条件有关，区域潜水蒸发量大、补给量小，潜水中上述因子日积月累浓度逐渐升高等。参考《中国石化西北分公司塔河油田水文地质普查报告》(2004 年 中石油天然气勘探开发总公司、新疆地质工程勘察院)、项目区东北方向的轮古油田的地下水环境调查服务项目成果(2018 年 新疆新工勘岩土工程勘察设计院有限公司)、项目区西北方向哈拉哈塘新区的地下水环境调查服务项目成果(2018 年 新疆地质工程勘察院)中潜水水质评价结果，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非常缓慢，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。

根据地下水离子检测结果以及地下水化学类型的舒卡列夫分类法，区域浅层水中 QS18、TH12030、TH12230 含水层为 42-A 型，即矿化度(M)小于 1.5g/L 的 $\text{SO}_4^{2-}+\text{Cl}^{-}-\text{Na}$ 型水；TH10360 含水层为 42-B 型，即矿化度(M)介于 1.5g/L 和 10g/L 的 $\text{SO}_4^{2-}+\text{Cl}^{-}-\text{Na}$ 型水。

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

根据监测结果，场界噪声监测值昼间为 40~41dB(A)，夜间为 36~37dB(A)，均满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类标准要求。

4.3.4 土壤环境现状监测与评价

4.3.4.1 土壤环境现状监测

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。

4.3.5 生态环境调查与评价

4.3.5.1 生态背景调查范围

本项目位于塔河油田 12 区,区域地貌属塔里木河冲积平原地带,属于自然生态系统-荒漠生态系统。根据区域生态环境特点,考虑生态环境特点、地理环境等因素,从维护生态系统完整性出发,确定生态环境现状调查范围为井场、站场边界及管线两侧外延 200m 范围,即总面积 4.086km²。

4.3.5.2 土地利用现状调查

本项目位于塔河油田,建设内容主要为井场、站场、管线,井场、站场、集输管线和干气管线、掺稀管线以及注水管线土地利用类型主要为草地及裸地。

4.3.5.3 生态背景调查

(1)生态系统

本项目所在区域生态系统主要为荒漠生态系统。

荒漠生态系统是新疆面积最大的生态系统类型,分布非常广泛。区域土地利用类型以草地和裸地为主,主要植被为多枝怪柳、盐穗木等。荒漠生态系统功能简单,结构脆弱,一经破坏极难恢复。但因其分布面积大,处于人类活动频繁的农田区域外围,与人工植被相嵌分布。所以在防止农田土地荒漠化、保护绿洲稳定、维持生物多样性方面具有十分重要的作用。

(2)动植物

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

该区域的植被类型在中国植被区划中属塔里木荒漠省、塔克拉玛干亚省、塔里木河谷洲。该区域的植被除塔里木河沿岸分布有胡杨及人工植被外,基本均属于低地河漫滩多汁盐柴类、草甸类型植被。本项目生态评价范围内主要植被为多枝怪柳、盐穗木等。

按中国动物地理区划,评价区域动物区系属古北界、蒙新区、西部荒漠亚

区、塔里木盆地省、天山南麓平原州、塔里木河中游区。本项目生态评价范围内因石油开发建设活动早已开展，人类活动频繁，动物种类较少，主要为伴人动物，如啮齿类动物，偶尔可见塔里木兔踪迹。

4.3.5.4 水土流失现状

(1) 水土流失重点防治分区

根据《全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》(办水保[2013]188号)及关于印发《新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》的通知(新水水保[2019]4号)，本项目所在库车市属于Ⅱ₃塔里木河流域重点治理区。

(2) 水土流失成因

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

(3) 水土流失现状

根据《土壤侵蚀分类分级标准》(SL190—2007)，结合项目区的地理位置、地形地貌、气候特征、河流特征、土壤、植被及周围环境特点等具体情况进行分析，该区域水土流失类型以中度风力侵蚀为主，土壤侵蚀模数背景值取为 $2700\text{t}/\text{km}^2\cdot\text{a}$ 。根据现场调查及土壤侵蚀背景值，确定项目区容许土壤流失量取值为 $2200\text{t}/\text{km}^2\cdot\text{a}$ 。

4.3.5.5 区域荒漠化土地现状

根据《新疆防沙治沙规划》，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”，近年来，塔里木河流域综合治理工程尚未结束，由于上游给水减少，以及粗放型农业造成的水资源利用效率低的因素，使塔里木河中下游严重缺水，大量荒漠植被面临死亡。

库车市沙化土地总面积为 215537.24hm^2 ，占库车市国土总面积的14.49%。其中：流动沙地 9857.52hm^2 ，占4.57%；半固定沙地 50089hm^2 ，占23.22%；固定沙地 9669.75hm^2 ，占4.49%；戈壁 141759.83hm^2 ，占65.77%。

4.4 区域污染源调查

5 环境影响预测与评价

5.1 施工期环境影响分析

本项目施工期约 2 个月，施工内容包括站场建设、管沟开挖、设备安装等内容。不同的施工阶段，除有一定量的施工机械进驻现场外，还伴有一定量的建筑材料的运输作业，从而产生施工废气、施工废水、施工噪声和一定量的固体废物。

5.1.1 施工废气影响分析

5.1.1.1 施工废气来源及影响分析

(1) 施工扬尘

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

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，故对环境的影响较小。施工期只要严格按施工规范文明施工，采取有效的防尘措施，可将施工期污染影响减到最小，施工期结束后，所有施工影响即可消除。

(2) 焊接烟气、机械设备和车辆废气

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

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

5.1.1.2 施工扬尘污染防治措施

为有效控制施工期间的扬尘影响，结合建设单位实际情况，本评价要求建设单位严格执行《关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知》(新政发[2014]35 号)及《新疆维吾尔自治区重污染天气应急预案》(新政办发[2017]108 号)相关文件要求，同时结合《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》等采取的抑尘措施，对项目施工提出以下扬尘控制要求，对项目施工提出以下扬尘控制要求。通过采取以下抑尘措施后，可较大限度的降低施工扬尘对周围环境的影响。

表 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、定期喷洒抑尘剂、定期喷水压尘等措施	
3	物料运输车辆密闭措施	①进出工地的物料、渣土、垃圾运输车辆，应尽可能采用密闭车斗，并保证物料不遗撒外漏。若无密闭车斗，物料、垃圾、渣土的装载高度不得超过车辆槽帮上沿，车斗应用苫布遮盖严实； ②装卸和运输渣土、砂石、建筑垃圾等易产生扬尘污染物料的，应当采取完全密闭措施	
4	洒水抑尘措施	遇到干燥、易起尘的土方工程作业时，应辅以洒水压尘，尽量缩短起尘操作时间，遇到四级及四级以上大风天气，应停止土方作业，同时作业处覆以防尘网 施工现场必须建立洒水清扫抑尘制度，配备洒水设备。非冰冻期每天洒水不少于 2 次，并有专人负责。重污染天气时相应增加洒水频次	
5	重污染天气应急预案	IV 级(蓝色)预警：强化日常检查 III 级(黄色)预警：环保部门加大对施工场地、机动车排放、工业企业等重点大气污染源的执法检查频次，减少	《新疆维吾尔自治区重污染天气应急预案》(新政办发[2017]108 号)

	建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车上路行驶	
	II 级(橙色)预警:区域内 50%重点排放企业限产或停产,停止喷涂粉刷、建筑拆除、切割、土石方等施工作业,建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车禁止上路行驶(生活垃圾清运车辆除外)	
	I 级(红色)预警:停区域内 70%的重点排放企业限产或者停产,停止喷涂粉刷、建筑拆除等施工作业,禁止建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车辆上路	

(2) 机械设备和车辆废气污染防治措施

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

5.1.2 施工噪声影响分析

5.1.2.1 噪声源及其影响预测

(1) 施工噪声影响分析

① 施工噪声源强

根据类比调查和资料分析,本项目各类建筑施工机械产噪值及噪声监测点与设备距离见表 5.1-2。

表 5.1-2 施工机械产噪值一览表 单位: [dB(A)/m]

序号	设备名称	噪声值/距离	序号	设备名称	噪声值/距离
1	挖掘机	90/5	3	运输车辆	90/5
2	装载机	88/5	4	吊装机	84/5

② 施工噪声贡献值

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

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

式中: L_r ——距声源 r 处的 A 声压级, dB(A);

L_{r_0} ——距声源 r_0 处的 A 声压级, dB(A);

r ——预测点与声源的距离, m;

r_0 ——监测设备噪声时的距离, m。

利用上述公式,预测计算本项目主要施工机械在不同距离处的贡献值,预

测计算结果见表 5.1-3。

表 5.1-3 主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值

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

③影响分析

在不采取减振降噪措施的情况下,施工期间昼间距施工设备 60m、夜间 300m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)场界噪声限值要求。施工场地周边 300m 范围内无声环境敏感目标,因此施工噪声不会对周围声环境产生明显影响。

5.1.2.2 施工噪声污染防治措施

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

(1)建设单位应要求施工单位使用低噪声的机械设备,并在施工中设专人对其进行保养维护,对设备使用人员进行培训,严格按操作规范使用各类机械。

(2)应合理安排施工作业,避免高噪设备集中施工造成局部噪声过高。

(3)运输车辆进出工地、路过村庄时应低速行驶,少鸣笛或不鸣笛。

采取以上措施后,施工噪声不会对周围声环境产生明显影响,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土方、管道焊接及吹扫废渣及施工人员产生的生活垃圾。根据《国家危险废物名录》(2021 年版)及《危险废物鉴别标准 通则》(GB5085.7-2019),施工过程中产生的建筑垃圾

均不属于危险废物，其中施工过程中产生的土方全部用于管沟回填；焊接及吹扫废渣运至建筑垃圾填埋场填埋处理；现场不设置施工营地，生活垃圾随车带走。

5.1.3.2 施工固废污染防治措施

为避免施工期固体废物对周围环境产生不利影响，本评价建议建设单位采取以下防范措施：

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

②施工单位应指派专人负责施工固体废物的收集及转运工作，不得随意丢弃；

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

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

5.1.4 施工废水影响分析

本项目施工期废水主要包括管道试压水和少量生活污水。

本项目管道分段试压，一般采用无腐蚀性的清洁水，试压水排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后用于区域绿化。管线施工时间较短，不设施工营地，施工人员生活污水依托采油二厂生活基地污水处理装置处理。

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

5.1.5 施工期生态影响分析

5.1.5.1 生态影响分析

根据油田开采集输项目特点，本项目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，项目施工期环境影响是可以接受的。本次评价主要从土地利用影响、植被影响、动物影响、土壤

影响、水土流失及生态系统等几个方面展开。

5.1.5.1.1 土地利用影响分析

本项目新建站间集输、掺稀、干气、注水管线各 2.95km，新建单井集油管线、掺稀管线、干气管线各 7.21km。永久占地为井场及新建阀组站占地 2.225hm²，施工临时占地约 6.096hm²。

①临时占地的影响

本项目临时占地约 6.096hm²，主要为施工作业带占地。本项目临时占地类型为草地及裸地，临时占地不涉及生态红线。工程临时占地会使土地的利用形式发生临时性改变，暂时影响这些土地的原有功能。由于管道两侧 6m 范围内禁止种植深根植物，因此管道经过的草地需要因地制宜改种浅根草本植物或者农业作物，这使得原有土地利用方式发生改变，但并没有影响土地利用性质。

②永久占地的影响

本项目永久占地主要为井场、站场占地，占地面积为 2.225hm²，占地类型主要为草地及裸地。其建设使土地利用功能发生变化，使土地使用功能永久地转变为人工建筑，改变了其自然结构与功能特点。本项目涉及 5 座井场，井场单元占地面积较小，因此本项目永久占地对沿线地区的现有土地利用状况影响很小。

5.1.5.1.2 植被影响分析

根据项目建设的特点，对植被环境影响主要体现在管道施工对地表植被的扰动和破坏。在管道施工过程中，开挖管沟区将底土翻出，使土体结构几乎完全改变。管沟开挖区域内的植被全部被破坏，其管道两侧的植被则受到不同程度的破坏和影响。

工程施工中的扬尘是对植物生长产生影响的因素之一，但由于该区域土壤水分条件较好、含盐量较高，故管道开挖的土壤在正常条件下很快干燥，盐分结晶，形成坚硬的表层，故小风条件下，不易起尘。但由于车辆碾压和回填，会产生扬尘，对植物叶面呼吸功能产生一定的影响。

永久占地和临时用地都会导致生物量损失。生物量损失按下式计算：

$$Y = S_i \cdot W_i$$

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

本项目永久占地面积 $2.225hm^2$ ，临时占地面积 $6.096hm^2$ 。占地以裸地为主，工程区植被主要为多枝怪柳、盐穗木等，植被覆盖度约为 30%，平均生物量 $2t/hm^2$ 。本项目的实施将造成 $1.335t$ 永久植被损失和 $3.66t$ 临时植被损失，新增植被损失主要来自临时占地，通过加强施工管理，认真做好施工结束后的迹地恢复工作，工程建设对植被的环境影响是可以接受的。

5.1.5.1.3 动物影响分析

本项目对野生动物的生存环境及种群数量都有一定的影响。直接影响是建设项目占地，人类活动增加，使野生动物生存环境被破坏或改变，间接影响主要表现为由于植被减少或污染破坏，占用或污染水源而引起食物减少。施工机械的轰鸣声也对野生动物产生干扰。

评价区内的动物对环境因子的变动产生的反应存在很大的差别。据新疆有关动物专家评定，按动物的类群并将它们对外界因子的敏感性加次排序，依次为陆生无脊椎动物<爬行动物<小哺乳动物<鸟类<大中型哺乳动物。经实地考察，本报告认为，由于施工区域主要为伴人性的动物，群体数量较小，而管道穿越地段不会割裂动物的迁徙通道，因此，项目对野生动物的影响不大。

5.1.5.1.4 对土壤的影响分析

本项目施工过程中最直接的环境影响是施工期开挖管沟及管沟敷设临时占地对土壤环境的影响。施工期临时占地主要土壤类型为结壳盐土和干旱盐土。施工过程对土壤的影响主要为：

①对土壤结构和质地影响

土体结构是土壤剖面中各种土层组合情况，不同土层的特征及理化性质差异较大。就养分状况而言，表土层(腐殖质层)远较心土层好，在管道敷设过程中，开挖和回填对土壤的影响主要为：破坏土壤原有结构。土壤上层的团粒结构一经破坏将需要长时间培育才能恢复和发展。改变土壤质地。上层和下层土壤的质地不尽相同，管沟下挖回填改变了土壤层次和质地。

②对土壤密实度的影响

管道埋设后的回填，一般难以恢复其原有的密实度。表层过松时降水易造成水分下渗，使土层明显下陷形成凹沟；过密实时，会影响植物根系的下扎。管道施工期间，车辆和重型机械也会造成管道两侧表层过于紧实，给植物生长造成不良环境。

③ 固体废弃物对土壤的影响

管道的施工除了开挖与回填影响地表形态外，施工废物对土壤的影响也是值得注意的，有可能把固体废物残留于土壤中。这些残留于土壤中的固体废物难以分解，被埋于土壤中长期残留，易造成地形的起伏，在风力作用易产生扬尘。因此管道施工以后必须要求把残留的固体废物清除干净，不得埋入土壤中。

④ 对土壤物理性质的影响

在施工中由于打乱土层，改变土壤容重，地表植被受到破坏，使得表层填筑物对太阳热能的吸收量增加。类比调查表明：管道在运行期间，地表土壤温度比相邻地段高出 1-3℃，蒸发量加大，土壤水分减少，冬季土表积雪提前融化，将可能形成一条明显的沟带。

本项目在管道施工过程中实行分层堆放和分层覆土等保护措施，但仍对土壤结构、肥力、物理性质等产生一定的影响。

总体而言，在严格控制施工作业范围的条件下，项目的实施不会使区域生态系统的结构和功能产生明显影响，不会造成植被和土壤的退化。同时，在尽可能减少工程扰动范围的同时，项目建成后应及时对临时占地实施土壤和植被恢复，使项目施工带来的不良生态影响逐渐得以消除，将项目对生态环境的影响降至最小。

5.1.5.1.5 水土流失影响分析

本项目对水土流失的影响主要发生在施工期，主要表现在：

①管沟开挖过程及回填土方的堆放等活动，破坏了原有地貌及地表结皮，使原来相对稳定的表土层收到不同程度的扰动和破坏，在降雨作用下，加剧水土流失，还可能加剧区域风灾天气，增加空气中粉尘含量；

②管道临时占地导致施工区域地表植被减少、造成植物的生物量损失，使

土壤结构疏松，并产生一定面积的裸露地面。对原地貌的扰动降低了项目临时占地范围内的土壤抗侵蚀能力，扩大侵蚀面积，诱发土壤侵蚀危害，加剧了水土流失。

本项目所在区域库车市属于塔里木河流域水土流失重点治理区，区域以地表植被分布较少，土壤侵蚀强度以轻度为主，生态环境质量较差，应加强水土保持综合治理工作，减小因本项目的建设而产生的水土流失。

5.1.5.1.6 生态系统完整性影响分析

本项目所在区域生态系统主要为荒漠生态系统，以怪柳、盐穗木为主。

评价区域内植被种类相对单一，郁闭度小，分布不均匀，生物量低，种群集群分布，植被群落稳定性差，对内外干扰的抗阻能力较弱，且自然生态体系非常脆弱。

项目对生态系统的影响主要来自施工期占地的影响，项目的实施不会使区域生态系统的结构和功能产生明显影响，不会造成植被和土壤的退化，造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。

综合以上分析，项目区生态系统稳定性维持在一定水平，项目的实施对生态系统完整性造成的影响可接受。

5.1.5.2 生态环境影响减缓及保护措施

5.1.5.2.1 井场生态环境保护措施

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

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

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

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

(5) 对井场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。

5.1.5.2.2 管线施工生态保护工程措施

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

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

(3) 工程选线及占地应避开植被覆盖度较高的区域，尽量减少对其他自然植被的践踏破坏。

(4) 提高施工效率，缩短施工时间，以保持土壤肥力，缩短植物生长季节的损失。因地制宜地选择施工季节，尽量避开植物的生长期，减少植被破坏。

(5) 施工过程中产生的固体废物应妥善收集处置，禁止随意丢弃。

(6) 充分利用区域现有道路，施工机械和车辆应严格按照规定路线行驶，禁止随意开辟道路，防止扩大土壤和植被的破坏范围。施工期间，施工车辆临时停放尽可能利用现有空地，并严格控制施工作业带，严禁人为破坏作业带以外区域植被，见图5.1-3；施工结束后进行场地恢复。

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

项目实施后及时对临时占地区域进行恢复，对区域生态环境的影响逐渐得到恢复，且本项目占地面积较小，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。且参照原有工程对占地进行恢复后，区域植被及生态系统恢复良好，因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响，项目实施对生态环境的影响是可以接受的。

5.1.5.3 水土流失保护措施

(1) 井场工程区

1) 工程措施

① 新建井场采取砾石压盖，砾石压盖能有效减少风力侵蚀，降低水土流失风险。

②场地平整，针对井场除砾石压盖面积外的施工场地，施工结束后需要进行场地平整，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表，防治水土流失。

2) 临时措施

①洒水降尘。项目区降水量极少，蒸发量却很大，站场工程区施工扰动区易产生扬尘对周边环境产生影响，产生一定的水土流失。本工程对防治区进行定时洒水，减少施工过程中因风蚀造成的水土流失，在风季施工期内，增加洒水防护措施。

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

③水土保持宣传牌。施工期间在工程区设置水土保持宣传警示牌，从管理上对施工作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。

(2) 管道工程区

1) 工程措施

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

2) 临时措施

①防尘网苫盖

单独敷设管道管沟开挖一侧临时堆放开挖土方，本工程对临时堆土布设一定的防尘网苫盖防护措施，施工过程中，临时堆土高度 1.5m，底宽 3m，边坡 1:0.67，预计每延米需要防尘网 2.5m^2 ，敷设管道总长度 10.16km，需要防尘网 25400m^2 。

②限行彩条旗

为严格控制和管理施工期间车辆行驶的范围，减轻对周边区域的扰动，在施工作业区两侧拉彩条旗以示明车辆行驶的边界，以避免增加对地表的扰动和破坏。

③洒水降尘

项目区降水量极少，蒸发量却很大，管道工程区施工扰动区易产生扬尘对周边环境产生影响，产生一定的水土流失。对本防治区进行定时洒水，减少施工过程中因风蚀造成的水土流失，在风季施工期内，增加洒水防护措施。

5.1.5.4 施工期防沙治沙分析及措施

5.1.5.4.1 项目实施过程中对周边沙化土地的影响

(1) 占用和影响的沙漠、戈壁、沙地等其他沙化土地的面积等情况

本项目总占地 83210m²，其中永久占地 22250m²，临时占地 60960m²，土里利用现状为草地及裸地。

(2) 弃土、石、渣地等对当地土地沙化和沙尘天气的影响

本项目井场平整、管沟开挖作业时会产生土石方，产生的土石方全部用于回填管沟和铺垫井场。

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

(3) 损坏的防沙治沙设施（包括生物、物理或化学固沙等措施）。

本项目占地主要为灌木林地，永久占地及临时占地范围均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。

项目施工期管沟开挖过程中，若未采取分层开挖、分层回填措施，可能导致土壤的蓄水保肥能力降低，影响区域植被生长，造成土壤逐渐沙化。此外，在施工过程中，各种车辆（尤其是重型卡车）行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为沙地。

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

5.1.5.4.2 防沙治沙内容及措施

(1) 采取的技术规范、标准

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

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

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

④《防沙治沙技术规范》(GB/T21141-2007)；

(2) 制定方案的原则与目标

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

制定方案的目标：通过工程建设，维持现有区域植被覆盖度，土地沙化扩展趋势得到遏制。

(3) 工程措施（物理、化学固沙及其他机械固沙措施）

本项目不涉及物理、化学固沙及其他机械固沙措施。

(4) 植物措施（在流动沙地、风蚀严重的风口、施工区域及村庄、道路、河流等区域采取的恢复林草植被的林网、林带和片林等防风固沙植被恢复措施）

①植被覆盖度高的区域，施工结束后，及时采取撒播草籽等措施，恢复原地貌；

②施工过程中，对于管线工程，尽可能在植被覆盖度高的地段采取人工开挖，局部降低作业带宽度，减少对植被的破坏；

③植被覆盖度高的区域，采取分层开挖、分层回填措施，避免破坏区域土壤肥力；

(5) 其他措施（废弃弃土、石、渣及其他地面覆盖处理措施）

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

针对管沟开挖过程，提出如下措施：①施工土方全部用于管沟回填和井场平整，严禁随意堆置。②管沟开挖土方堆存过程中使用防尘网，并定期洒水抑尘。③管道工程区管沟回填后需先进行严格的整治，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表。④设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域。⑤管沟分层开挖、分层回填。

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

(6) 各种措施总量和年度实施计划、完成期限等

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

5.1.5.4.4 方案实施保障措施

(1) 组织领导措施

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

(2) 技术保证措施

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

②塔里木盆地自然条件恶劣，水资源短缺，项目建设的各个环节过程中，

加强人员的节水意识，避免铺张浪费，提高水的重复利用性，管线试压废水综合利用，用于区域植被绿化。

(3) 防沙治沙措施投资概算及资金筹措情况

本项目防沙治沙措施投资概算预计 30 万，由西北油田分公司自行筹措，已在总投资中考虑。

(4) 生态、经济效益预测

本项目防沙治沙措施实施后，预计区域植被覆盖度能维持现状，土地沙化扩展趋势得到一定的遏制。

5.2 运营期环境影响评价

5.2.1 大气环境影响评价

5.2.1.1 常规气象资料分析

5.2.1.2 多年气候统计资料分析

5.2.1.3 环境空气影响预测与分析

根据预测结果，项目废气中 PM_{10} 最大落地浓度为 $0.936 \mu g/m^3$ 、占标率为 0.21%； $PM_{2.5}$ 最大落地浓度为 $0.468 \mu g/m^3$ 、占标率为 0.21%； SO_2 最大落地浓度为 $0.374 \mu g/m^3$ 、占标率为 0.07%； NO_2 最大落地浓度为 $13.854 \mu g/m^3$ 、占标率为 6.93%；非甲烷总烃最大落地浓度为 $31.18 \mu g/m^3$ 、占标率为 1.56%； H_2S 最大落地浓度为 $0.78 \mu g/m^3$ 、占标率为 7.8%， $D_{10\%}$ 均未出现。

5.2.1.4 废气源对四周场界贡献浓度

根据预测结果，本项目实施后，井场、新建阀组站及 12-9 计转站无组织排放非甲烷总烃四周场界浓度贡献值为 $4.975 \sim 31.183 \mu g/m^3$ ，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)企业边界污染物控制要求；对四周场界 H_2S 浓度贡献值为 $0.124 \sim 0.780 \mu g/m^3$ ，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 污染物排放量核算

5.2.1.6 评价结论

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

5.2.1.7 大气环境影响评价自查表

5.2.2 地表水环境影响评价

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

5.2.2.1 水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价

本项目运营期产生的废水主要有采出水、井下作业废水。采出水随采出液一起进入联合站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层，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) 污水处理单元

本项目建成投运后，采出水随采出液一起进入四号联合站处理。工艺流程为：将分离后的含油污水采用沉降-过滤工艺处理达标后回注。处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层。处理后净化污水经高压注水泵增压，通过注水系统回注，可保持油层压力，使油藏有较强的驱动力，以提高油藏的开采速度和采收率。

表 5.2-20 各联合站采出水处理单元采出水处理规模一览表 m^3/d

联合站名称	设计规模	实际处理量	富余能力
塔河油田四号联合站	4000	2100	1900

本项目预计进入四号联合站采出水量 $24.5\text{m}^3/\text{d}$ ，四号联合站采出水处理单元满足本项目采出水处理需求，依托处理设施可行。

(2) 塔河油田绿色环保站

塔河油田绿色环保站处理站现有 1 座 9000m^3 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 $1430\text{m}^3/\text{d}$ 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。

塔河油田绿色环保站废液处理规模为 $65\text{m}^3/\text{h}$ ，富余量 $55.8\text{m}^3/\text{h}$ ，本项目井下作业废水为 $200\text{m}^3/\text{a}$ (折合 $0.023\text{m}^3/\text{h}$)，因此塔河油田绿色环保站处理装置处理能力可满足本项目需求。

综上，本项目周边地表水体为塔里木河，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。

5.2.3 地下水环境影响评价

5.2.3.1 调查区域水文地质条件概况

5.2.3.2 工程场区包气带污染调查

5.2.3.3 区域地下水污染源调查

评价区位于库车市南部，根据区域地下水现状监测结果表明，区域地下水除潜水含水层中总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、钠超标外，其他潜水含水层监测因子均未超标。

5.2.3 地下水环境影响评价

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

5.2.3.1 正常状况

(1) 废水

本项目运营期间采出水随采出液一起进入联合站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层，井下作业废水送至塔河油田绿色环保站处理。集输管道采用柔性复合管，正常情况下不会对地下水产生污染影响。

(2) 含油废物

采油过程中产生的含油废物，转移到下层的量很少。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》(岳战林等，2009)，土壤中原油基本上不随土壤水上下移动，毛细管作用也不活跃。石油对土壤的污染仅限于20cm表层，只有极少量的石油类最多可下渗到20cm。由于油田气候干旱少雨，无地表

径流，无大量降水的淋滤作用，即无迁移原油从地表到地下水的动力条件。含油废物一旦产生须及时、彻底进行回收，在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少含油废物量，故含油废物对开发区域地下水的影响很小。

(3) 集输管线

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

5.2.3.2 非正常状况

(1) 油水窜层对地下水的污染影响

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

(2) 集输管道原油泄漏事故对地下水的影响

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

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

本项目非正常状况下，采油树管线与法兰连接处破损泄漏，如不及时修复，原油可能下渗对地下水造成影响。本次评价对非正常状况下采油树管线与法兰

连接处泄漏情景运用解析模型进行预测，以评价对下水环境的影响。

5.2.3.3 预测因子筛选

本项目污染物主要为石油类，本评价选取特征污染物石油类作为代表性污染物进行预测，石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的Ⅲ类标准。评价因子检出限及评价标准见表 5.2-1。

表 5.2-1 评价因子及评价标准一览表

评价因子	评价标准(mg/L)	检出下限值(mg/L)	现状监测值最大值(mg/L)
石油类	0.05	0.01	0.02

5.2.3.4 预测源强

根据塔河油田实际操作经验，考虑非正常状况下，管线连接和阀门处泄漏，发生1小时后发现并关闭阀门，则采出液渗漏量0.1m³。

5.2.3.5 预测模型

非正常状况下，污染物运移通常可概化为两个相互衔接的过程：①污染物由地表垂直向下穿过包气带进入潜水含水层的过程；②污染物进入潜水含水层后，随地下水流进行迁移的过程。本项目所在区域地下水埋深大于 5m，本次预测考虑泄漏原油 1%进入潜水含水层，则石油类进入地下水的量为 0.8kg。然后污染物在潜水含水层中随着水流不断扩散，根据本项目非正常状况下污染源排放形式与排放规律，本次模型可概化为一维稳定流动二维水动力弥散问题的瞬时注入污染物一平面瞬时点源的预测模型。

5.4.4.6 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化。本次预测在研究污染晕运移时，选取石油类的检出下限值等值线作为影响范围，取《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中Ⅲ类标准值等值线作为石油类的超标范围，预测污染晕的运移距离和影响范围。

由预测结果可以看出，石油类污染物泄漏 100d 后污染超标范围为

27.425m²，影响范围为 87.05m²，污染物贡献浓度为 0.93mg/L，叠加背景值后的浓度为 0.97mg/L，污染物最大迁移距离为 10.25m，超标范围未出场界；石油类污染物泄漏 365d 后污染影响范围为 222.5m²，污染物最大贡献浓度为 0.45mg/L，叠加背景值后的浓度为 0.49mg/L，污染物最大迁移距离为 19.79m，项目周边无超标范围；石油类污染物泄漏 1000d 后影响范围为 285m²，污染物最大贡献浓度为 0.165mg/L，叠加背景值后的浓度为 0.205mg/L，污染物最大迁移距离为 22.53m，项目周边无超标范围；石油类污染物泄漏 7300d 后污染物最大贡献浓度为 0.009mg/L，叠加背景值后的浓度为 0.049mg/L，项目周边无影响范围。

本项目严格按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)的要求采取源头控制和分区防控措施。正常状况下在采取源头控制、分区防控措施后，结合地下水污染监控及应急措施，场界内石油类能满足相应标准要求；非正常状况下，由地下水污染预测结果可知，存在泄漏污染物污染晕运移出场界的现象，但厂界外污染晕未超标，地下水环境影响满足相应标准要求。综上，依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)10.4.1 内容，可得出，本项目各个不同阶段，地下水中石油类能满足 GB/T14848 或国家相关标准的要求。

5.2.3.5 地下水环境保护措施与对策

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

(1) 源头控制措施

①输送原油的介质可根据具体条件和重要性确定密封型式。

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

③对集输管线、阀门严格检查，有质量问题的及时更换，管道、阀门都应

采用优质耐腐蚀材料制成的产品。

(2) 分区防控措施

为防止污染地下水，针对工程工艺特点，严格执《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)“11.2.2 分区防控措施”和《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，本评价确定防渗要求见表 5.3-3。

表 5.3-3 分区防渗要求一览表

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

(3) 管道刺漏防范措施

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

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

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

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

(4) 地下水环境监测与管理

根据本项目特点建立和完善区域地下水环境监测制度和环境管理体系，制定完善的监测计划，环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担。根

据《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016)及《地下水环境监测技术规范》(HJ 164-2020)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,利用区域地下水井为本项目地下水水质监测井,可以满足本项目监测要求。

(5) 应急响应

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

a 地下水环境保护目标的确定,采取的紧急处置措施和潜在污染可能性评估;

b 特大事故应急抢险组织状况和人员、装备情况,平常的训练和演习。

② 应急处置

一旦发现地下水发生异常情况,必须按照应急预案马上采取紧急措施:

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

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

c 对事故后果进行评估,并制定防止类似事件发生的措施。

5.2.3.6 地下水环境评价结论

(1) 环境水文地质现状

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

物蒸腾排泄，一部分通过人工开采排泄。

(2) 地下水环境影响

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

(3) 地下水环境污染防治措施

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

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

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

③建立和完善本项目的地下水环境监测制度和环境管理体系，对集输管线、阀门定期进行严格检测，有质量问题的及时更换，管道、阀门都应采用优质耐腐蚀材料制成的产品。

④在制定采油二厂全厂环保管理体制的基础上，制订针对地下水污染事故的应急措施，并应与其它应急预案相协调。

(4) 地下水环境影响评价结论

综上所述，在做好源头控制措施、完善分区防渗措施、地下水污染监控措施和地下水污染应急处置的前提下，本项目对地下水环境影响可以接受。

5.2.4 声环境影响评价

本项目管线均埋设在地下，埋深不小于 1.2m，油气集输不会对周围声环境

产生影响；本项目产噪设备主要包括采气树、加热炉等设备。

5.2.4.1 预测模式

(1) 单个室外点声源在预测点产生的声级计算基本公式

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

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

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

式中： $L_p(r)$ —距离声源 r 处的倍频带声压级，dB；

L_w —倍频带声功率级，dB；

D_c —指向性校正，dB；

A —倍频带衰减，dB；

A_{div} —几何发散引起的倍频带衰减，dB；

A_{gr} —地面效应引起的倍频带衰减，dB；

A_{atm} —大气吸收引起的倍频带衰减，dB；

A_{bar} —声屏障引起的倍频带衰减，dB；

A_{misc} —其他多方面效应引起的倍频带衰减，dB。

(2) 室内点声源对场界噪声预测点贡献值预测模式

室内声源首先换算为等效室外声源，再按各类声源模式计算。

① 首先计算出某个室内声源靠近围护结构处的倍频带声压级：

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

式中： L_{p1} —室内声源在靠近围护结构处产生的倍频带声压级，dB；

L_w —声源的倍频带声功率级，dB；

r —声源到靠近围护结构某点处的距离，m；

Q —指向性因子；

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

②计算出所有室内声源在靠近围护结构处产生的 i 倍频带叠加声压级：

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

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

L_{plij} —室内 j 声源 i 倍频带的声压级，dB；

N —室内声源总数。

③计算出室外靠近围护结构处的声压级：

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

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

TL_i —围护结构 i 倍频带的隔声量，dB；

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

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

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

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

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

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

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

(3) 计算总声压级

①计算本项目各室外噪声源和各含噪声源厂房对各预测点噪声贡献值

设第 i 个室外声源在预测点产生的 A 声级为 L_{Ai} ，在 T 时间内该声源工作时间为 t_i ；第 j 个等效室外声源在预测点产生的 A 声级为 L_{Aj} ，在 T 时间内该声源

工作时间为 t_j ，则本项目声源对预测点产生的贡献值 (L_{eqg}) 为：

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

②预测点的噪声预测值

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

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

L_{eqb} —预测点的背景值，dB(A)。

(4) 噪声预测点位

本评价预测工程噪声源对四周场界噪声贡献值，并给出场界噪声最大值的位置。

5.2.4.2 噪声源参数的确定

本项目各井场噪声源类似，井场面积及平面布置基本相同，本项目噪声源噪声参数见表 5.2-26。

表 5.2-26 本项目噪声源参数一览表

分类	序号	声源名称	数量 (台/套)	中心坐标(X, Y, Z)	噪声源强 [dB(A)]	降噪措施	降噪效果 [dB(A)]
各井场	1	采油树	5	(30, 30, 1)	85	基础减振	10
	2	加热炉	5	(15, 15, 1.5)	80	基础减振	10
新建阀组 站	3	加热炉	1	(15, 5, 1.5)	80	基础减振+ 厂房隔声	15
12-9 计转 站	4	泵类	2	(2, 5, 1)	95	基础减振+ 厂房隔声	15

5.2.4.3 预测结果及评价

根据预测结果，井场噪声源对场界的噪声贡献值昼间、夜间为 41.7~44.0dB(A)，站场噪声源对新建阀组站，12-9 计转站场界的噪声预测值昼间、夜间为 33.7~47.4dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类区昼间、夜间标准要求。

综上，本项目实施后不会对周边声环境产生明显影响。

5.2.5 固体废物影响分析

本项目运营期产生的固体废物主要为油泥(砂)1t/a。根据《国家危险废物

名录(2021 年版)》(部令第 15 号)和《危险废物鉴别标准 通则》(GB5085.7-2019),油泥(砂)(HW08 071-001-08)属于危险废物,桶装收集后有危废处置资质单位接收处置。

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》,本工程危险废物类别、主要成份及污染防治措施见表 5.2-24。

表 5.2-24 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
油泥(砂)	HW08	071-001-08	1	油气开采、管道集输	固态	油类物质、泥砂	油类物质	/	T, I	桶装收集后,由有危废处置资质单位接收处置

(1) 危险废物贮存及运输

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

①收集危险废物的硬质桶应按要求设置明显的表明危险废物相关信息的标签,标签信息应填写完整翔实。具体要求如下:

a. 危险废物标签规格颜色说明:规格:正方形,40×40cm;底色:醒目的橘黄色;字体:黑体字;字体颜色:黑色。

b. 危险废物类别:按危险废物种类选择;

c. 材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀。

d、装载液体、固体的危险废物的硬质桶内必须留足够的空间,硬质桶顶部与液体表面之间保留 100mm 以上的空间;

本项目产生的危险废物按照《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)相关要求进行运输,并按要求填写危险废物的收集记录、内转运记录表,并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。危险废物桶装收集后有危废处置资质单位接收处置。

(2) 危险废物运输过程影响分析

本项目产生的危险废物运输过程由塔河油田绿色环保站委托有资质单位进

行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，且塔河油田绿色环保站距项目最近约 47.4km，沿线无水体、重要敏感目标，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)中的相关要求。

(3) 危险废物委托处置环境影响分析

本项目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工程 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。

5.2.6 生态环境影响评价

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

(1) 对野生动物的影响分析

运营期项目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。

(2) 生态系统完整性影响评价

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

在油气田开发过程中，新设施的增加及永久性构筑物的作用，不但不会使区域内异质化程度降低，反而在一定程度上会增加区域的异质性。区域的异质性越大，抵抗外界干扰的能力就越大。因而油田开发建设不会改变区域内景观生态的稳定性及完整性。但如现状所述，目前由于油气田开发活动降低了区域生态系统的完整性和稳定性，需通过控制破坏影响范围，并做好生态恢复和后期管理，才能控制生态进一步恶化。

(3) 植被影响分析

运营期由于占地活动的结束，工程基本不会对植被产生影响，临时占地的植被在自然状态下逐渐得到恢复。但事故状态如管线泄漏或火灾均会致使泄漏或火灾处局部范围内植被死亡。但事故造成的植被破坏是小范围的。

综上所述，本项目区域生态完整性受项目影响较小，项目区生态完整性变化主要受区域自然环境变化影响。油田开发加大了评价区人为干扰的力度，同时也加剧局部区域有自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势；但是由于项目占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响。

5.2.7 土壤环境影响评价

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 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)附表 A.1，本项目属于“采矿业”中的“石油开采项目”，项目类别为 I 类。

5.2.7.1.2 影响类型及途径

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，项目的实施不会造成土壤酸化、盐化、碱化的生态影响型项目，属于污染影响型项目。本项目施工期主要为管沟开挖及设备安装，主要污染物为施工期扬尘、焊接烟尘等，不涉及土壤污染影响。运营期外排废气中主要为颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、非甲烷总烃、硫化氢。本项目采出液采取密闭集输，管线进行了防腐

处理，正常情况下不会造成采出液地面漫流影响，但泄漏事故工况下管线破裂会造成采出液下渗进而对土壤造成垂直入渗影响。影响类型见表 5.2-29。

表 5.2-29 建设项目影响类型表

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

由表 5.2-29 可知，本项目影响途径主要为运营期垂直入渗染，因此本项目土壤环境影响类型为“污染影响型”。

(3) 影响源及影响因子

本项目输送介质为采出液（石油和天然气），管线连接处破裂时，采出液中的石油烃可能会下渗到土壤中，造成一定的影响。因此本评价选取石油烃作为代表性污染物进行预测。本项目土壤环境影响源及影响因子识别结果参见表 5.2-30。

表 5.2-30 土壤环境影响源及影响因子识别表

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

5.2.7.2 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），土壤现状调查范围为井场及站场边界外扩 1000m 及管线边界两侧外扩 200m 范围。

5.2.7.2.2 敏感目标

本项目井场及新建阀组站边界外扩 1000m 范围内存在农田，属于土壤环境敏感目标。

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，本项目井场及新建阀组站永久占地及管线周边土地利用类型为草地及裸地；新建泵类等设备位于 12-9 计转站内，土地利用类型为建设用地。

(2) 土地利用历史

根据调查，本项目各井场及站场建设之前现状为草地及裸地；新建泵类建设之前土地现状为建设用地。

(3) 土地利用规划

本项目占地范围暂无规划。

(4) 土壤理化性质调查

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结壳盐土和干旱盐土。

5.2.7.3 环境影响预测与评价

5.2.7.3.1 土壤预测情景

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，当采油树管线连接和阀门处出现破损造成油品泄漏时，建设单位及时采取措施，不可能任由油品漫流渗漏，任其渗入土壤。因此，仅在地表积油底部非可视部位发生小面积渗漏时，才可能有少量物料通过漏点，逐渐渗入进入土壤。

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

5.2.7.3.2 垂直入渗土壤预测模型

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，m²/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：

① 连续点源：

$$c(z, t) = c_0 \quad t > 0, z = 0$$

$$c(z, t) = \begin{cases} c_0 & 0 < t \leq t_0 \\ 0 & t > t_0 \end{cases}$$

② 非连续点源：

第二类 Neumann 零梯度边界条件：

$$-\theta D \frac{\partial c}{\partial z} = 0 \quad t > 0, z = L$$

5.2.7.3.3 预测参数选取

根据现场土壤采样及水文地质调查结果，本工程对 TH12470 井场进行预测，预测模型参数取值见表 5.2-33。

表 5.2-33 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)
粉土 (以人工回填 为主)	1.6	1.0	0.32	0.40	1	1.45×10 ³

根据工程分析，结合项目特点，本评价选取采油树管线连接和阀门处出现破损泄漏过程中，油品中的石油烃对土壤环境的影响。

表 5.2-34 土壤预测源强表

渗漏点	污染物	浓度 mg/L	渗漏特征
泄漏油品	石油烃	1032000	瞬时

5.2.7.3.4 土壤污染预测结果

(1) 石油烃预测结果

采油树管线连接和阀门处出现破损泄漏，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 1032000mg/L，预测时段按项目运行期 10950 天(30 年)考虑。预测时间节点分别为，T1：1 年，T2：5 年，T3：10 年，T4：20 年，T5：30 年。

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

5.2.7.4 保护措施与对策

5.2.7.4.1 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人员定期巡检，巡检时应对井口阀门处及管线沿线进行仔细检查，出现泄漏情况能及时发现；

③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；

④井下作业按照“带罐上岗”的作业模式，加强站场及管线巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成原油进入土壤，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

①巡检车辆按照指定路线行驶，严禁随意碾压破坏井场周边土壤结构；

②严格执行《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)“4.0.4 石油

化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，将井口装置区和真空加热炉区域划分为一般污染防治区，一般污染防治区防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7} cm/s 的黏土层的防渗性能，其余区域划分为简单防渗区。防渗措施的设计，使用年限不应低于本项目主体工程的设计使用年限。

5.2.7.4.2 跟踪监测

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

5.2.7.5 结论与建议

本项目各井场占地范围内土壤中各监测因子监测值均达到《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第二类用地土壤污染风险筛选值标准要求；占地范围外土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中农用地土壤污染风险筛选值。同时根据土壤垂直入渗预测结果可知石油烃在土壤中随时间不断向下迁移，石油烃主要积聚在土壤表层 40cm 以内，其污染也主要限于地表，一般很难渗入到 2m 以下。本评价要求项目运行期间严格执行各项环境保护管理制度、落实土壤跟踪监测措施和应急措施，发现异常及时采取措施。

综上所述，在严格落实各项环保措施、环境保护管理制度、跟踪监测和应急措施的情况下，从土壤环境影响的角度，项目建设可行。

5.2.8 环境风险评价

5.2.8.1 评价依据

5.2.8.1.1 风险调查

本项目新建站间集输、掺稀、干气、注水管线各 2.95km，新建单井集油管线 7.21km，掺稀管线、干气管线各 7.21km。本项目涉及的风险物质主要为原油(采出液)、稀油、甲烷、乙烷、丙烷以及 H_2S ，存在于集输管线、掺稀管线、干气管线、注水管线内。

5.2.8.1.2 环境风险潜势初判

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)的要求，结合建设项目涉及的物质和工艺系统危险性及其所在地的环境敏感程度，事故情形下环

境影响途径，对建设项目潜在环境危害程度进行概化分析。

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

5.2.8.1.3 评价工作等级判定

《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018) 中环境风险评价工作级别划分的判据见表 5.2-39。

表 5.2-39 环境风险评价工作级别划分一览表

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

本项目环境风险潜势为 I 级，根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018) 环境风险评价工作级别划分的判据，确定本项目环境风险评价工作级别为简单分析。

5.2.8.2 环境敏感目标概况

本项目周边以油气开采为主，无敏感目标存在。

5.2.8.3 环境风险识别

5.2.8.3.1 物质危险性识别

本项目涉及的风险物质主要为原油 (采出液)、甲烷、乙烷、丙烷、硫化氢。其物化性质、易燃性、爆炸性和毒性情况见表 5.2-40。

表 5.2-40 物质危险性一览表

序号	危险物质名称	危险特性	分布
1	甲烷	易燃气体	集油管线、干气管线
2	乙烷	高浓度时，有单纯性窒息作用，易燃气体	
3	丙烷	有单纯性窒息及麻醉作用，易燃气体	
4	硫化氢	有毒气体，易燃气体	集油管线、掺稀管线
5	稀油	可燃液体	

6	原油(采出液)	可燃液体	
---	---------	------	--

5.2.8.3.2 危险物质分布情况

本项目危险位置主要分布于集油管线、掺稀管线和干气管线中。

5.2.8.3.3 可能影响环境的途径

根据工程分析，本项目开发建设过程中采油、油气集输等环节均接触到易燃、易爆的危险性物质，而且生产工艺条件较苛刻，多为高压操作，因此事故风险较大，可能造成环境危害的风险事故主要包括火灾、爆炸、油品泄漏等，具体危害和环境影响可见表 5.2-41。

表 5.2-41 油田生产事故风险类型、来源及危害识别一览表

功能单元	事故类型	事故原因	事故后果	环境影响途径
管线	集油管线、掺稀管线、干气管线泄漏	管道腐蚀，施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致管线破裂，导致火灾、爆炸、油品泄漏事故	油品及天然气泄漏后，遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件，采出液中硫化氢气体扩散至环境空气中，进而可能引发员工硫化氢中毒事件，油类物质渗流至地下水；天然气泄漏后，硫化氢进入大气引发中毒事故	大气、土壤、地下水
井口	井喷	采油阶段修井等作业过程中如发生溢流等情况，井控措施失效，导致井喷	遇明火有可能进一步引起火灾爆炸事故，造成次生污染物的排放	大气、土壤、地下水

5.2.8.4 环境风险分析

5.2.8.4.1 大气环境风险分析

在管道压力下，加压集输油品泄漏时，油品从裂口流出后遇明火燃烧，发生火灾爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件。采出液中硫化氢气体扩散至环境空气中，进而可能引发员工硫化氢中毒事件。一旦管道发生泄漏事故，井场内设置有流量控制仪及压力变送器，当检测到压力降速率超过 0.15MPa/min 时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。

项目发生井喷事故时，井喷会造成局部地区环境空气中烃类污染物超标，但不会导致整个区域大气环境的明显恶化，喷出油品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。喷出油品遇明火燃烧，发生火灾爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件。井喷发生后，井喷

污染范围为半径 300m 左右，一般需要 1~2 天能得以控制。

5.2.8.4.2 地表水环境风险分析

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

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，除造成重大经济损失外，还会造成严重的环境污染。经类比井喷事故现场调查结果，井喷发生后，井喷污染范围为半径 300m 左右，一般需要 1~2 天才能得以控制，井喷范围内土壤表层可见有蜡状喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。项目周边无地表水体，因此在事故下造成油品泄漏不会对区域地表河流造成污染。

5.2.8.4.3 地下水环境风险分析

本项目建成投产后，正常状态下采出水随采出液一起进入联合站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层，井下作业废水送至塔河油田绿色环保站处理。非正常状态下，油品中的石油类在下渗过程中易受包气带的吸附作用影响，不易迁移至含水层，但在防渗措施老化破损油品泄漏的情况下，石油类在下渗过程受包气带的吸附作用以后，也会不可避免的对地下水水质产生一定的影响，但影响范围很小，本评价要求建设单位加强环境管理，定期对管线进行检查，避免因管材质量缺陷、管道腐蚀老化破损造成油品泄漏。

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，除造成重大经济损失外，还会造成严重的环境污染。经类比井喷事故现场调查结果，井喷发生后，井喷污染范围为半径 300m 左右，一般需要 1~2 天才能得以控制，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的喷散物，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，对地下水体的影响概率不大，在地下水位小于 1m 地段，石油类污染物可下渗到潜水层，造成地下水污染，而地下水位较深地段，若及时采取有效措施治理污染，井喷不会造成地下水污染。

综上所述，在事故下造成油品泄漏及井喷对区域地下水造成污染的环境风险可接受。

5.2.8.5 环境风险防范措施及应急要求

各种事故都可以采取必要的预防措施，以减少事故的发生或使事故造成的危害降低到最低限度。结合本项目特点，采取以下风险防范措施。

5.2.8.5.1 钻井、井下作业事故风险防范措施

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

(2) 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；

(3) 使用的泥浆参数必须符合钻井地质技术的规定要求。泥浆比重和粘度要经常进行检查，罐内每周不得少于一次，在危险的气层中钻进时每 30 分钟检查一次。

(4) 在钻开气层前必须加重泥浆的密度，使泥浆的液柱压力大于地层压力约 3MPa~5MPa，井场的重泥浆储备量必须为井筒容积的 1.5~2 倍，并且还储备足够量的泥浆加重剂。

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

(6) 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。

(7) 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。

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

5.2.8.5.2 管道事故风险防范措施

(1) 施工阶段的事故防范措施

①管道敷设前，应加强对管材质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接

质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。在施工过程中加强监理，确保施工质量。

②建立施工质量保证体系，提高施工检验人员水平，加强检验手段。

(2) 运行阶段的事故防范措施

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

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

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

5.2.8.5.3 环境风险应急处置措施

(1) 管道事故应急措施

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

①按顺序关井

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

②回收泄漏采出液

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

(2) 火灾事故应急措施

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

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

③根据风险评价结果，如发生火灾，附近工作人员应紧急撤离至安全地带，防止火灾燃烧产生的有害物质对人体造成伤害。

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

(3) 管道刺漏事故应急措施

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

a. 切断污染源：经与生产调度中心取得联系后，关闭管线泄漏点最近两侧阀门；

b. 堵漏：根据泄漏段的实际情况，采用适当的材料和技术手段进行堵漏，并在作业期间设专人监护；

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

d. 后期处理：恢复管线泄漏区域地表地貌，对泄漏部分有针对性的加强检测及现场巡检。对泄漏的油品回收，若油品泄漏在不能及时地完全回收的情况下，可能在地表结成油饼，将油饼集中收集，由有危废处置资质的公司接收处置处理。

5.2.8.6 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 2020 年 6 月 21 日取得了《中石化西北油田分公司采油二厂突发环境事件应急预案》备案证明，备案编号：652923-2020-012-M。本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入西北油田分公司采油二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

运营期危险因素为集输管线老化破损导致原油泄漏遇到明火不完全燃烧产生的一氧化碳等物质引发中毒、污染等伴生/次生污染事故。

(2) 环境敏感性及事故环境影响

本项目区域以油气开发为主，评价范围内无敏感目标存在。本项目实施后的环境风险主要为原油泄漏，遇火源不完全燃烧会产生定量的一氧化碳有害气体进入大气；另外，油类物质可能污染土壤并渗流至地下水，对区域地下水和土壤环境造成污染影响。

(3) 环境风险防范措施和应急预案

本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入西北油田分公司采油二厂现有突发环境事件应急预案(652923-2020-012-M)中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

(4) 环境风险评价结论与建议

综上，本项目环境风险是可防控的。

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

本项目全厂环境风险防范措施“三同时”验收一览表见表 5.2-43。

表 5.2-43 环境风险防范措施“三同时”验收一览表

序号	防 范 措 施	台(套)	投资 (万元)	效 果
1	甲烷检测、报警仪	风险防范设施 数量按照消防、 安全等相关要求 设置	18	便于识别风险，减少事故发生
2	消防器材		24	防止天然气输气管道泄漏火灾爆炸事故蔓延
3	警戒标语和标牌		18	设置警戒标语和标牌，起到提醒警示作用
合 计		—	60	—

5.3 闭井期环境影响分析

5.3.1 闭井期污染物情况

随着油田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入闭井期。当油田开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的油田开发工作人

员将陆续撤离油田区域，由此带来的大气污染物、生产废水、生活污水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

闭井期的环境影响以生态环境的恢复为主，同时封井和井场清理也会产生少量扬尘和建筑垃圾，会对周围的环境造成一定影响。油井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去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管线、废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、残渣等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣外运至指定处理场填埋处理。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

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

5.3.2 闭井期生态保护措施

油田单井进行开采后期，油气储量逐渐下降，最终井区进入闭井期。后期按照要求对井口进行封堵，并对井场生态恢复至原貌。根据《废弃井封井回填技术指南(试行)》和《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范(试行)》，项目针对闭井期生态恢复提出如下措施：

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

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

(3) 各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

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

6 环保措施可行性论证

6.1 环境空气保护措施可行性论证

6.1.1 施工期环境保护措施

(1)施工作业时,禁止利用挖掘机进行抛洒土石方作业,定期洒水,作业面要保持一定湿度;

(2)为了控制扬尘,限制井场场地内的车速小于 20km/h;

(3)在管线作业带内施工作业。

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

6.1.2 运营期环境空气保护措施

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

(1)油井采出产物进行汇集、处理、输送至原油稳定装置的全过程采用密闭工艺流程,容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料,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;

(2)所有加热炉用气均用净化后的天然气作为燃料,从而减少有害物质的排放。

(3)本项目定期巡检,确保集输系统安全运行。

(4)提高对风险事故的防范意识,在不良地质地段做好工程防护措施。

结合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)要求,本项目对无组织废气非甲烷总烃监测和管控提出如下要求:

(1)监测要求,西北油田分公司应建立监测制度,制定监测方案,对污染物排放状况及其对周边环境质量的影响开展自行监测,保存原始监测记录,并公布监测结果;对于设备与管线组件泄漏,监测采样和测定方法按 HJ733 的规定执行。

(2)管控要求,西北油田分公司应定期对设备与管线组件的密封点进行 VOC_s 泄漏检测,对设备与管线组件的密封点每周进行目视观察,检查其密封处是否

出现可见泄漏现象。阀门至少每 6 个月检测一次,法兰至少每 12 个月检测一次。当检测到泄漏时,对泄漏源应予以标识并及时修复。泄漏检测应建立台账,记录检测时间、检测仪器读数、修复时间、采取的修复措施、修复后检测仪器读数等,台账保存期限不少于 3 年。

据类比 TH12504 井场监测数据,真空加热炉烟气和井场无组织废气均可达标排放,因此本项目采取的环境空气污染防治措施可行。

6.1.3 闭井期环境空气保护措施

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

6.2 废水治理措施可行性论证

6.2.1 施工期水环境污染防治措施

施工期间废水主要为试压废水,由管内排出后循环使用,试压结束后用于区域绿化。管线施工时间较短,不设施工营地,施工人员生活污水依托采油二厂生活基地污水处理装置处理。废水不会对周边环境产生明显影响。

6.2.2 运营期水环境污染防治措施

本项目运营期废水主要为采出水和井下作业废水。

(1) 采出水

本项目采出水随采出液一起最终通过管线送至四号联合站进行处理。处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)中注入层平均空气渗透率 >1.5 情况下的有关标准限值后回注地层。要求日常加强油气开采和集输过程的动态监测,油气集输过程中避免事故泄漏污染土壤和地下水。

目前四号联合站实际富余水处理规模 $1900\text{m}^3/\text{d}$,本项目实施后,预计产生采出水量 $8953\text{m}^3/\text{a}$ (折合 $24.5\text{m}^3/\text{d}$),富余量可以满足项目采出水处理需求。

(2) 井下作业废水

井下作业废水采用废水回收罐收集后运至塔河油田绿色环保站处理,处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)中注入层平均空气渗透率 >1.5 情况下的有关标准限值后回注地层。塔河油田绿色环保站废液处理系统富余处理能力 $55.8\text{m}^3/\text{h}$,本项目实施后,预计井下作业废水产生量为

200m³/a(折合 0.02m³/h)，富余量可以满足项目井下作业废水处理需求。

综上，运营期采取的废水治理措施可行。

6.2.3 闭井期水污染防治措施

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

6.3 噪声防治措施可行性论证

6.3.1 施工期噪声防治措施

施工期噪声污染源主要是吊装机、装载机、挖掘机等设备噪声。

采取的隔声降噪措施如下：

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

根据噪声预测结果并类比同类型井场施工作业，施工期噪声不会对周围声环境产生明显影响。

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)对设备采取减振方式，或者选择低噪声型设备。

根据噪声预测结果并类比 TH12504 井井场，运营期井场场界噪声不会对周围声环境产生明显影响。

6.3.3 闭井期噪声防治措施

闭井期噪声主要为车辆噪声等，合理控制车速，通过村庄时避免鸣笛。

6.4 固体废物处理措施可行性论证

6.4.1 施工期固体废物处置措施

本项目施工期产生的固体废物主要为施工过程中产生土方、焊接及吹扫废渣、施工人员生活垃圾。

施工土方全部用于回填管沟及场地平整，焊接及吹扫废渣运至建筑垃圾填埋场填埋处理，施工人员生活垃圾随车带走，严禁存留于现场。

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)和《危险废物鉴别标准 通则》(GB5085.7-2019), 本项目产生的油泥(砂)(HW08 071-001-08)属于危险废物, 桶装收集后有危废处置资质单位接收处置。

6.4.2.2 危险废物处置措施可行性分析

(1) 危险废物贮存及运输

本项目产生的危险废物桶装收集后有危废处置资质单位接收处置, 危险废物运输过程由塔河油田绿色环保站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, 且塔河油田绿色环保站距项目最近约 47.4km, 沿线无水体、重要敏感目标, 转运结束后及时对转运路线进行检查和清理, 确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上, 危险废物运输过程符合《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)中的相关要求。

(2) 危险废物处置单位

本项目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工程 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。

6.4.3 闭井期固体废物处置措施

本项目闭井期固体废物主要为废弃管线、废弃建筑残渣等, 均属于一般工业固体废物, 废弃管线、废弃建筑残渣等收集后送塔河油田绿色环保站妥善处理。

6.5 生态保护措施可行性论证

6.5.1 施工期生态环境保护措施

6.5.1.1 占地影响减缓措施

(1) 周密策划, 精心施工, 努力维护原生环境的完整性

管道施工应严格限定作业范围，审慎确定作业线，不宜随意改线和重复施工。土体构型，是土壤和植被稳定的基础。施工作业时，应分层开挖，应采取两条管道间相向单侧分层堆放，以减少临时占地影响范围，并按层回填，有利于防止地表风蚀。回填时应尽量注意恢复原有密实度，或留足适宜的堆积层，防止因降水、泄漏流造成地表下陷。

(2) 改进施工方法，采取积极措施，努力防止各种环境危害

重视地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作用。类比同类管道施工采取的土壤影响减缓措施，本项目采取的占地影响减缓措施可行。

6.5.1.2 植被影响减缓措施

(1) 制定严格的施工操作规程，禁止在施工场地外乱碾乱压、随意行车的现象发生，设立专门的环保负责人对工程施工进行环保监督。

(2) 当发生泄漏事故时及时处理，防止污染面积进一步扩大，对于被污染的土壤及时清理，受到污染的植物尽量抢救，因污染而死亡的植物全部清除，避免给其他植物带来危害。

6.5.1.3 动物影响减缓措施

加强野生动物的保护，严禁捕猎和采挖珍稀动、植物。沿线标志牌，加强环境保护的宣传。

类比同类管道施工采取的动物影响减缓措施，本项目采取的动物影响减缓措施可行。

6.5.1.4 开挖工程生态保护及恢复措施

(1) 划定施工作业范围和路线，不得随意扩大。根据施工流水作业的需求及该区域的地形条件，确定管线施工作业带宽度为 6m。尽量缩小施工作业范围；合理设置施工便道，尽可能减少占地，严格限制车辆、机械行驶路线。划定适宜的施工作业区，施工作业区规范施工材料堆放，减少施工占地。应对永久性占地合理规划，严格控制占地面积。

(2) 合理安排施工进度，要尽量避开雨季施工。优化工程施工工艺，在施工过程中边开挖、边回填、边碾压、边采取挡渣和排水措施。施工前对管沟开挖区进行表土剥离，施工结束后进行场地平整。在施工作业带两侧设置彩旗等设

施进行边界标识，严格限制施工作业及车辆、机械通行范围，保护施工作业范围以外的植被不被破坏，尽可能减少对生态系统的扰动和破坏。

(3) 按照经济优化的原则，管道填埋所需土方利用附近管沟挖方，尽量达到管道开挖土料利用量和填筑工程量的平衡，减少弃土工程量。施工过程中实施“分层开挖、分层堆放、分层回填”的措施，施工结束后先回填深层土，后回填表土层。而且应通过在项目各建设区内调配，实现土石方挖填总量平衡。为防止管沟回填土堆地表自然恢复前在风蚀作用下产生流失，管沟回填后应对回填土堆及管道施工作业带洒水进行养护，使其尽快形成新的地表结皮。

(4) 施工完毕后，及时清理现场，及时对临时占地区域进行平整、恢复，使占地造成的影响逐步得以恢复。

(7) 对施工人员进行法制教育，特别是野生动物保护法的宣传，加强对野生动物的保护。如遇到野生动物幼崽要倍加爱护，不得伤害；严禁猎杀野生动物，若有猎杀野生保护动物者应报有关部门严加处理。

6.5.2 运营期生态恢复措施

本项目实施后，运营期生态恢复措施以保持和维持施工期结束时采取的措施为主。

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

(2) 定时巡查井场、管线等。

(3) 管线更换或修复作业结束后，若涉及耕地或草地等区域，应采取分层开挖，分层回填措施。

本项目永久占地类型为草地及裸地，征用的土地需按照国土部门的相关规定，支付一定的占地补偿费，具体数额由项目建设单位与当地政府商议确定。

通过采取以上措施，本项目井场和道路永久占地面积可得到有效控制，管线临时占地可得到及时恢复。评价范围内，野生植物和野生动物大多是新疆地区的常见种，工程对野生植物和野生动物影响较小。

6.5.3 闭井期生态恢复措施

油田单井进入开采后期，油气储量逐渐下降，最终井区进入闭井期。后期按照要求对井口进行封堵，并对井场生态恢复至原貌。根据《废弃井封井回填技术指南(试行)》和《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范(试行)》，项目针对闭井期生态恢复提出如下措施：

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

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

(3) 各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

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

7 环境影响经济损益分析

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

7.1 经济效益分析

本项目项目投资 3334 万元，环保投资 167 万元，环保投资占总投资的比例为 5%。由于涉及国家能源商业机密，故对项目本身的经济效益在本环评报告中不作描述。

7.2 社会效益分析

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

因此本项目具有良好的社会效益。

7.3 环境措施效益分析

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

7.3.1 环保措施的环境效益

(1) 废气

本项目油井采出的井产物进行汇集、处理、输送至原油稳定装置的全过程采用密闭工艺流程，容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料，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；真空加热炉采用清洁能源-天然气作为燃料，污染物均能达标排放。

(2) 废水

本项目运营期废水包括采出水和井下作业废水，采出水随采出液一起进入四号联合站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层，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油泥(砂)，采取桶装形式收集后，直接委托有危废处置资质的单位接收处置。

(4) 噪声

通过采取选用低噪声设备、隔音、减振等措施，减低了噪声污染。

(5) 生态保护措施

在施工期间，采取严格控制地表扰动范围，严格控制乙方单位在施工作业中的占地。

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

7.3.2 环境损失分析

本项目在建设过程中，由于井场、地面设施建设、敷设管线等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。环境损失包括直接损失和间接损失，直接损失指由于项目建设对土壤、地表植被及其生境破坏所造成的环境经济损失，即土地资源破坏的经济损失。间接损失指由土地资源损失而引起的生态问题，如生物多样性及地表植物初级生产力下降等造成的环境经济损失。

7.3.2 环保措施的经济效益

本项目通过采用多种环保措施，具有重要的环境效益，但整体对经济效益影响较小。

7.4 环境经济损益分析结论

本项目经分析具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于井场、地面设施建设、敷设管线等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算该项目环境保护投资约 167 万元，环境保护投资占总投资的 5%。实施相应的环保措施后，可以起到保护环境的效果。

8 环境管理与监测计划

8.1 环境管理

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

8.1.1 管理机构及职责

8.1.1.1 管理机构

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

采油二厂设置 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。采油二厂 QHSE 管理科现有科长 1 名，副科长 2 名，高级主管 1 名，干部职工共 15 人。

本项目日常环境管理工作纳入塔河油田采油二厂现有 QHSE 管理体系。

8.1.1.2 现有管理制度及存在的问题

目前，采油二厂已制定有《环境保护管理实施细则》、《油田地面建设项目环境保护补充管理规定》、《西北油田分公司环境污染与破坏事故管理规定》、《井下作业环境保护管理补充规定》、《环境保护管理实施细则》、《井下作业环境保护管理规定》、《老油井环境保护管理实施细则》、《清洁生产审核管理规定》、《污染治理作业业务指导书》、《生活污水监督管理办法(试行)》等，基本明确了机构与职责、污染防治、生态环境保护、清洁生产、风险防控、奖励处罚等内容。

根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》、《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》《排污许可管理办法(试行)》、《排污许可证申请与核发技术规范 总则》、《排污单位环境管理台账及排污许可证执行报告技术规范 总则》、《中华人民共和国环境保护税法实施条例》，采油二厂应进一步完善项目环保“三同时”管理制度，规范申领并执行排污许可证，及时、足额缴纳环境保护税。

根据《排污口规范化整治技术要求(试行)》、《〈环境保护图形标志〉实施细则》、《环境保护图形标志》、《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)，采油二厂应进一步完善自行监测制度及排污口规范化管理制度。

8.1.1.3 职责

(1) 西北油田分公司采油二厂 QHSE 管理委员会

- 贯彻并监督执行国家关于环境保护的方针、政策、法令。
- 作为最高管理部门负责组织制定 QHSE 方针、目标和管理实施细则。
- 每季召开一次 HSE 例会，全面掌握 QHSE 管理工作动态，研究、部署、布置、总结、表彰本单位的 QHSE 工作，讨论、处理本单位 QHSE 工作中存在的重大问题。
- 组织本单位 QHSE 工作大检查，每季度至少一次。
- 负责对方案和体系进行定期审核，并根据审核结果对方案进行修正和改进。
- 组织开展本单位清洁文明生产活动。
- 组织开展本单位环境宣传、教育工作。
- 直接领导开发公司管理委员会。

(2) 塔河油田 12 区 QHSE 管理委员会职责

- 负责运行期间 QHSE 管理措施的制定、实施和检查。
- 对运行期间出现的问题加以分析，监督生产现场对 QHSE 管理措施的落实情况。

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

——配合上级主管部门组织全体员工进行环境保护知识的教育和培训。

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

(3) QHSE 兼职管理人员和全体人员

——QHSE 兼职管理人员和全体人员应清楚意识到环境保护的重要性。

——严格执行 QHSE 管理规程和标准。

——了解工程建设对环境的影响和可能发生的事故。

——严格按规章制度操作，发现问题及时向上面汇报，并提出改进意见。

8.1.2 施工期的环境管理任务

(1) 建立和实施施工作业队伍的 QHSE 管理体系。

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

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

(4) 工程建设结束后，会同当地环保主管部门共同参与检查验收。

8.1.3 运营期的环境管理任务

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

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

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

(4) 编制各种突发事件的应急计划。

(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。

8.1.4 环境管理计划

为了最大限度地减轻施工期作业活动对沿线生态环境的不利影响，减少运营期事故的发生，确保管道安全运行，建立科学有效的环境管理体制，落实各项环保和安全措施显得尤为重要。根据 QHSE 管理体系及清洁生产的要求，结合区域环境特征，分施工期和运营期提出本项目的环境管理计划。各个阶段环境管理/监理的内容、实施部门及监督机构见表 8.1-1。

表 8.1-1 本项目环境管理和监督计划

阶段	影响因素	防治措施建议	实施机构	监督管理机构
施工期	土地占用	严格控制施工占地面积，严格控制井位外围作业范围，钻井现场严格管理，施工结束后尽快恢复临时性占用；及时清理废弃泥浆，合理处置弃土等等	施工单位及建设单位	建设单位环保科室及当地生态环境主管部门
	生物多样性	加强施工人员的管理，严禁对野生动植物的破坏等等		
	植被	保护荒漠灌丛植被；收集保存表层土，临时占地及时清理；地表施工结束后恢复植被		
	水土保持	主体工程与水土保持措施同时施工，并加强临时防护措施，土石方按规范放置，作好防护措施等等	施工单位及建设单位	建设单位环保科室及当地生态环境主管部门
	重点区段	施工尽量缩小临时占地范围，施工结束立即恢复植被		
	施工扬尘	施工现场洒水降尘，粉质材料规范放置，施工现场设置围栏等等		
	固体废物	利用工程弃土；施工废料回收利用，不能利用的弃渣送弃渣场		
运营期	噪声	选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等	建设单位	建设单位环保科室及当地生态环境主管部门
	废气	使用清洁能源		
	废水	送至联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012) 标准后回注地层；井下作业废水送塔河油田绿色环保处理站处理		
	噪声	选用低噪声设备，基础减振设施		

	固体废物	收集后运至塔河油田绿色环保站处理		
	事故风险	事故预防及原油泄漏应急预案		当地生态环境主管部门

8.1.5 施工期环境监理

依据《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。现场应重点对管线工程等内容进行环境监理，确保施工期废气、废水达标排放，固废妥善处置，减少对区域土壤、地下水环境和生态环境的影响。

8.1.6 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》、《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》、《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》、《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》、《关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知》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。

目前塔河油田各区块已于 2020 年完成环境影响后评价工作。本项目实施后，区域井场、管线等工程内容发生变化，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。

8.2 企业环境信息公开

8.2.1 公开内容

(1) 基础信息

企业名称：中国石油化工股份有限公司西北油田分公司

法人代表：张煜

生产地址：新疆阿克苏地区库车市境内，塔河油田 12 区

主要产品及规模：①在 TH12469X 井、TH12470 井、TH12471H 井、TH12472H 井、TH12473H 井井场各新建 400kW 加热炉 1 台；②在 TH12472H 井场周边新建阀组站，新建阀组站主要设备为：400kW 加热炉 1 台，8 井式自动选井阀组 1 座，8 井式掺稀阀组 1 座，8 井式稳流分水阀组 1 座，8 井式燃料气阀组 1 座；③新建 TH12469X 井至 12-9 计转站集油管线 1650m，同沟敷设掺稀管线 1650m 和干气管线 1650m；新建 TH12470 井至 12-9 计转站集油管线 2260m，同沟敷设掺稀管线 2260m 和干气管线 2260m；新建 TH12471H 井至新建阀组站集油管线 1450m，同沟敷设掺稀管线 1450m 和干气管线 1450m；新建 TH12472H 井至新建阀组站集油管线 200m，同沟敷设掺稀管线 200m 和干气管线 200m；新建 TH12473H 井至新建阀组站集油管线 1650m，同沟敷设掺稀管线 1650m 和干气管线 1650m；新建阀组站至 12-9 计转站集油管线 2950m，同沟敷设掺稀管线 2950m、干气管线 2950m 及注水管线 2950m；④在 12-9 计转站新建 1 台掺稀泵，1 台双螺杆泵及 10 井式燃气阀组；⑤配套建设土建、通信、电气、自控等工程。项目建成后单井产液量 31.5t/d，5 口井产能为 157.5t/d。

(2) 排污信息

本项目拟采取的环境保护措施、排放的污染物种类、排放浓度见表 3.4-12、3.4-15~表 3.4-17。

本项目污染物排放标准见表 2.6-3。

本项目污染物排放量情况见表 3.4-19。

本项目污染物总量控制指标情况见表 8.3-1。

(3) 环境风险防范措施

本项目环境风险防范措施见塔河油田采油二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。

8.2.2 公开方式及时间要求

公式方式：通过公司网站、信息公开平台或当地报刊等便于公众知晓的方式公开。

公开时间要求：环境信息有新生成或者发生变更情形的，应当自环境信息生成或者变更之日起三十日内予以公开。法律、法规另有规定的，从其规定。

8.3 污染物排放清单

8.4 环境及污染源监测

8.4.1 监测目的

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

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

8.4.2 环境监测机构及设备配置

环境监测是环境保护的基础，是进行污染治理和监督管理的依据，本评价建议本工程的环境监测工作委托有资质的监测机构承担，也可由西北油田分公司的质量检测中心承担。

8.4.3 监测计划

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

计划和工作方案。地下水监测依托塔河油田 12 区例行监测。

本项目投入运行后，各污染源监测因子、监测频率情况见表 8.4-1。

表 8.4-1 本项目监测计划一览表

监测类别		监测项目	监测点位置	监测频率
废气	各井场加热炉烟气	颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、烟气黑度	排气筒采样孔	每年 1 次
	各井场及新建阀组站无组织废气	非甲烷总烃、硫化氢	下风向场界外 10m 范围内	每年 1 次
噪声	各井场及新建阀组站场界噪声	L _{eq}	场界外 1m	每年 1 次
地下水环境	潜水含水层	耗氧量、氨氮、挥发性酚类、硫化物、氯化物、硫酸盐、氟化物、石油类	AD14	每年 1 次
			QS18	
			TH12030	
			TH10360	
			TH12230	
土壤环境	土壤	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	各井下风向 10m 处	每 3 年一次

监测结果出现超标的，排污单位应加密监测，并检查超标原因。短期内无法实现稳定达标排放的，应向环境保护主管部门提交事故分析报告，说明事故发生的原因，采取减轻或防止污染的措施，以及今后的预防及改进措施等。

8.5 环保设施“三同时”验收一览表

本项目投产后环保设施“三同时”验收一览表见表 8.5-1。

表 8.5-1 环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	台(套)	治理效果	投资(万元)	验收标准
施工期							
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖	—	—	—	—
废水	1	管道试压废水	循环使用，试压结束后用于区域绿化	—	—	—	—
	2	生活污水	依托采油二厂生活基地污水处理装置处理	—	—	1	—
噪声	1	装载机、吊装机、挖掘机、运输车辆	选用低噪声设备、合理安排施工作业时间	—	—	—	—
固废	1	施工土方	用于回填管沟及场地平整	—	—	—	—

废	2	焊接及吹扫废渣	运至建筑垃圾填埋场填埋处理	—	妥善处置，不外排	1	--
	3	生活垃圾	随车带走，现场不遗留	—	妥善处置，不外排	--	--
生态		生态恢复	严格控制作业带宽度	—	临时占地恢复到之前状态	3	--
			管道埋埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡，减少弃土	—			--
		水土保持	防尘网苫盖、限行彩条旗、洒水降尘	—	防止水土流失	5	
	防沙治沙			—	防止土地沙化	30	
类别	序号	污染源	环保措施	台(套)	治理效果	投资(万元)	验收标准
运营期							
废气	1	加热炉烟气	以净化后天然气为燃料+8m 高烟囱，设置采样平台	6	颗粒物 $\leq 20\text{mg}/\text{m}^3$ $\text{SO}_2 \leq 50\text{mg}/\text{m}^3$ $\text{NO}_x \leq 200\text{mg}/\text{m}^3$	6	《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表 2 新建锅炉大气污染物排放限值
	2	井场及新建阀组站无组织废气	管道密闭集输，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)企业边界污染物控制要求
				—	场界硫化氢 $\leq 0.06\text{mg}/\text{m}^3$	—	《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93)中新改扩建项目二级标准
废水	1	运营期采出水	随采出液一起输送至联合站处理，达标后回注地层	—	--	—	--
	2	运营期井下作业废水	收集后送至塔河油田绿色环保站处理	—	--	—	--
噪声	1	加热炉	基础减振	—	场界达标： 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 类区排放限值
	2	采油树	基础减振	—		—	
	3	泵类	基础减振+厂房隔声	—		—	

固废	1	油泥(砂)(HW08 071-001-08)	收集后送塔河油田绿色环保站处理	—	—	—	—
防渗	1	一般防渗区	防渗层防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 1×10^{-7} cm/s 黏土层的防渗性能	—	渗透系数小于 1.0×10^{-7} cm/s	30	—
	2	简单防渗区	地面硬化或绿化处理	—	进行硬化处理	—	—
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	60	
其他		排污口	排污口规范化	按照《排污口规范化整治技术要求(试行)》、《环境保护图形标志》及排污许可技术规范等文件规范排污口设置		6	保证实施
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	—	—
闭井期							
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘	—	—	—	—
噪声	1	车辆	合理安排作业时间	—	—	—	—
固废	1	废弃建筑垃圾	收集后送塔河油田绿色环保站填埋	—	妥善处置不外排	—	—
生态	1	生态恢复	地面设施拆除,恢复原有自然状况	—	恢复原貌	25	—
合计				—		167	—

9 结论与建议

9.1 建设项目情况

9.1.1 项目概况

项目名称：塔河油田 12 区 TH12402 井区奥陶系油藏 2021 年第一期产能建设项目

建设单位：中国石油化工股份有限公司西北油田分公司

建设性质：改扩建

建设内容：①在 TH12469X 井、TH12470 井、TH12471H 井、TH12472H 井、TH12473H 井井场各新建 400kW 加热炉 1 台；②在 TH12472H 井场周边新建阀组站，新建阀组站主要设备为：400kW 加热炉 1 台，8 井式自动选井阀组 1 座，8 井式掺稀阀组 1 座，8 井式稳流分水阀组 1 座，8 井式燃料气阀组 1 座；③新建 TH12469X 井至 12-9 计转站集油管线 1650m，同沟敷设掺稀管线 1650m 和干气管线 1650m；新建 TH12470 井至 12-9 计转站集油管线 2260m，同沟敷设掺稀管线 2260m 和干气管线 2260m；新建 TH12471H 井至新建阀组站集油管线 1450m，同沟敷设掺稀管线 1450m 和干气管线 1450m；新建 TH12472H 井至新建阀组站集油管线 200m，同沟敷设掺稀管线 200m 和干气管线 200m；新建 TH12473H 井至新建阀组站集油管线 1650m，同沟敷设掺稀管线 1650m 和干气管线 1650m；新建阀组站至 12-9 计转站集油管线 2950m，同沟敷设掺稀管线 2950m、干气管线 2950m 及注水管线 2950m；④在 12-9 计转站新建 1 台掺稀泵，1 台双螺杆泵及 10 井式燃气阀组等配套设施；⑤配套建设通信、电气、供热等工程。

建设规模：单井产液量 31.5t/d，5 口井产能为 157.5t/d。

项目投资和环保投资：项目总投资 3334 万元，其中环保投资 167 万元，占总投资的 5%。

劳动定员及工作制度：井场、站场无人值守，不新增劳动定员。

9.1.2 项目选址

本项目位于库车市，塔河油田 12 区西侧，西北距喀让古二村 8.4km。区域以油气开采为主，土地利用类型为草地及裸地。工程占地范围内无固定集中的

人群居住区，无自然保护区、无风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等敏感目标，工程选址符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》（2014 年 7 月 25 日）等相关要求，工程选址合理。

9.1.3 产业政策符合性

石油天然气开发是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（中华人民共和国国家发展和改革委员会令第 29 号）相关内容，“石油、天然气勘探及开采”属于“鼓励类”项目。因此，本项目的建设符合国家产业政策要求。

本项目属于西北油田分公司油气勘探开发项目，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》、《阿克苏地区环境保护“十三五”规划》。本项目位于塔河油田 12 区，不涉及生态保护红线及水源地、风景名胜区等环境敏感区，不在划定的新疆重点开发区域和禁止开发区域范围内，属于主体功能区中的限制开发区域（重点生态功能区），与区域主体功能区中限制开发区域规划目标相一致，与主体功能区划相协调，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》、《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》的相关要求。

9.2 环境现状

9.2.1 环境质量现状评价

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

地下水环境质量现状监测结果表明：监测期间区域地下水中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准要求，其余监测因子除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、钠外，均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准要求总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物超标与区域水文地质条件有关，区域潜水蒸发量大、补给量小，潜水中上述因子日

积月累浓度逐渐升高等。参考《中国石化西北分公司塔河油田水文地质普查报告》（2004 年 中石油天然气勘探开发总公司、新疆地质工程勘察院）、项目区东北方向的轮古油田的地下水环境调查服务项目成果（2018 年 新疆新工勘岩土工程勘察设计院有限公司）、项目区西北方向哈拉哈塘新区的地下水环境调查服务项目成果（2018 年 新疆地质工程勘察院）中潜水水质评价结果，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非常缓慢，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。

声环境质量现状监测结果表明：场界噪声监测值昼间为 40~41dB(A)，夜间为 36~37dB(A)，均满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类区标准要求。

土壤环境质量现状监测表明：项目占地范围内各监测点监测值均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值；占地范围外土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中农用地土壤污染风险筛选值。

9.2.2 环境保护目标

本项目大气评价范围内无自然保护区、风景名胜区和需要特殊保护的区域以及村庄、学校、医院等敏感点，因此不再设置环境空气保护目标，鉴于石油开采类项目的特点，本次评价对环境空气的保护目的为不改变区域环境空气功能区质量；本项目周边无地表水体，且项目不外排废水，不设置地表水保护目标；将地下水评价范围内潜水含水层作为地下水保护目标；项目边界两侧向外延伸 200m 范围内无声环境敏感点，因此不再设置声环境保护目标；根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，将各井场、站场边界外延 1000m 范围及管线两侧向外延伸 200m 范围内的土壤作为土壤环境保护目标；本项目生态评价范围内不存在自然保护区、世界文化和自然遗产地等特殊生态敏感区，亦不存在风景名胜区、森林公园等重要生态敏感区及其它特别需要保护的對象，将生态环境影响评价范围内植被和动物及塔里木河流域水土流

失重点治理区作为生态环境保护目标，保护目的为不对区域生态环境及水土保持产生明显影响；将区域大气环境和区域潜水含水层分别作为环境空气风险保护目标和地下水风险保护目标。

9.3 拟采取环保措施的可行性

9.3.1 废气污染源及治理措施

运营期环境空气主要保护措施如下：

(1) 油井采出的井产物进行汇集、处理、输送至原油稳定装置的全过程采用密闭工艺流程，容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料，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；

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

(3) 本工程定期巡检，确保集输系统安全运行。

(4) 提高对风险事故的防范意识，在不良地质地段做好工程防护措施。

从以往同类管道、井场的验收评价来看，以上环境空气污染防治措施可行。

9.3.2 废水污染源及治理措施

本项目运营期废水包括采出水 and 井下作业废水，采出水随采出液一起进入联合站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注地层，井下作业废水送至塔河油田绿色环保站处理。

9.3.3 噪声污染源及治理措施

本项目井场噪声在采取有效的隔音降噪措施后，再通过距离衰减，对周围声环境的影响较小。

9.3.4 固体废物及处理措施

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

9.4 项目对环境的影响

9.4.1 大气环境影响

项目废气中 PM_{10} 最大落地浓度为 $0.936 \mu g/m^3$ 、占标率为 0.21%； $PM_{2.5}$ 最大

落地浓度为 $0.468 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 0.21%； SO_2 最大落地浓度为 $0.374 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 0.07%； NO_2 最大落地浓度为 $13.854 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 6.93%；非甲烷总烃最大落地浓度为 $31.18 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 1.56%； H_2S 最大落地浓度为 $0.78 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 7.8%， $\text{D}_{10\%}$ 均未出现。

本项目实施后，井场、新建阀组站及 12-9 计转站无组织排放非甲烷总烃四周场界浓度贡献值为 $4.975 \sim 31.183 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 企业边界污染物控制要求；对四周场界 H_2S 浓度贡献值为 $0.124 \sim 0.780 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，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。

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

9.4.2 地表水环境影响

本项目营运期产生的废水主要为采出水、井下作业废水。采出水随采出液一起进入联合站处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012) 标准后回注地层，井下作业废水送至塔河油田绿色环保站处理。本项目项目边界南距最近地表水体英达里亚河 2.6km，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。

9.4.3 地下水环境影响

(1) 环境水文地质现状

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

(2) 地下水环境影响

正常状况下，污染源从源头上可以得到控制；非正常状况下，根据环境影响预测结果，在假定情景预测期限内，石油类在下渗过程中易受包气带的吸附作用影响，不易迁移至含水层，但石油类在下渗过程受包气带的吸附作用以后，也会不可避免的对地下水水质产生一定的影响，但影响范围很小。

(3) 地下水环境污染防治措施

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

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

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

③建立和完善本项目的地下水环境监测制度和环境管理体系，对集输管线、阀门定期进行严格检测，有质量问题的及时更换，管道、阀门都应采用优质耐腐蚀材料制成的产品。

④在制定采油二厂全厂环保管理体制的基础上，制订针对地下水污染事故的应急措施，并应与其它应急预案相协调。

(4) 地下水环境影响评价结论

综上所述，在做好源头控制措施、完善分区防渗措施、地下水污染监控措施和地下水污染应急处置的前提下，本项目对地下水环境影响可以接受。

9.4.4 声环境影响

本项目井场噪声源对场界的噪声贡献值昼间、夜间为41.7~44.0dB(A)，站场噪声源对新建阀组站、12-9计转站场界的噪声预测值昼间、夜间为33.7~

47.4dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类区昼间、夜间标准要求。

综上，本项目实施后不会对周边声环境产生明显影响。

9.4.5 固体废物环境影响

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

9.4.6 生态影响

生态影响评价分析表明：运营期道路行车主要是油气田巡线的自备车辆，车流量很小，夜间无车行驶，一般情况下，野生动物会自行规避或适应，不会对野生动物产生明显影响。由于油田的开发植被覆盖度降低，同时油田开发使人类活动加剧，降低了自然生物的生存空间，使物种抗阻能力减弱，从而加剧了区域景观的不稳定性，使油田开发区域连通度增加，破碎度加大，对生态系统完整性产生一定程度影响。地面基础设施建设完成后，井场、道路及各类集输管道处于正常运营状况，不再进一步对环境产生明显的干扰和影响；因而项目油田开发建设不会改变区域内景观生态系统的稳定性及完整性。

9.4.7 土壤影响

本项目占地范围内土壤中各监测因子监测值均达到《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第二类用地土壤污染风险筛选值标准要求；占地范围外土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中农用地土壤污染风险筛选值。同时根据土壤垂直入渗预测结果可知石油烃在土壤中随时间不断向下迁移，石油烃主要积聚在土壤表层 40cm 以内，其污染也主要限于地表，一般很难渗入到 2m 以下。本评价要求项目运行期间严格执行各项环境保护管理制度、落实土壤跟踪监测措施和应急措施，发现异常及时采取措施。

综上所述，在严格落实各项环保措施、环境保护管理制度、跟踪监测和应急措施的情况下，从土壤环境影响的角度，项目建设可行。

9.5 总量控制分析

结合本项目排放特征，确定本项目总量指标控制为： SO_2 0.71t/a， NO_x 2.83t/a， VOC_s 0.348t/a，COD 0t/a，氨氮 0t/a。

9.6 环境风险评价

西北油田分公司采油二厂制定了应急预案，本项目实施后，负责实施的采油二厂将结合项目新增建设内容适时修订现行环境风险应急预案。项目在制定严格的事故风险防范措施及应急计划后，可将事故发生概率减少到最低，减小事故造成的损失，在可接受范围之内。

9.7 公众参与分析

环评期间，建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》（部令第4号）的有关要求，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司通过网络公示、报纸公示征求公众意见。调查结果表明：本项目的建未收到公众反对意见。

9.8 项目可行性结论

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