

1 概述

1.1 项目由来

塔里木盆地是世界上最大的内陆盆地之一，总面积 $56 \times 10^4 \text{ km}^2$ ，石油资源储量约为 $107.6 \times 10^8 \text{ t}$ ，天然气资源储量约为 $8.39 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司（简称“塔里木油田分公司”）油气产量当量已突破 3000 万吨，是中国特大型油田之一。

英买力气田位于新疆阿克苏地区新和县、温宿县、沙雅县境内，塔里木盆地北部，东西长 136km，南北长 87.3km，气田面积 9700 km^2 。英买力气田群有 12 个砂岩凝析气藏投入开发，油田有 3 个碳酸盐岩油藏、6 个砂岩油藏投入开发。油气田投入开发探明地质储量：天然气 $927.69 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，凝析油+原油 $8417.11 \times 10^4 \text{ t}$ 。

英买力气田 1983 年开始地震勘察，1991 年各个区块陆续进入详查阶段，2002~2004 年完成英买力气田群内 7 个区块（英买 7、英买 17、英买 21、英买 23、玉东 2、羊塔 1、羊塔 2）的方案设计，2005 年进入产建阶段，2007 年 4 月英买力气田一次性投产。2009 年之后进行外围 6 个区块（玉东 6、英买 46、英买 463、羊塔 3、羊塔 10、玉东 1 区）的滚动勘探，2015 年开始实施英买力气田群整体开发调整工程。

目前，玉东 1 区块油气当量 512.7 t/d ，占英买力气田总产量的 47%，对英买气田稳产贡献率较高。随着英买力气田的开发，羊塔 1、羊塔 5 等区块产量及压力下降较快，导致油气无法进入集输系统。现英买力气田西线无低压集输系统，各区块单井油气无法进入高压集输系统时只能关井，再開井时会造成井口产能衰减快，无法达到关井前的产能，造成油气产能损失。为解决上述问题，并提高玉东 1 区块凝析油、天然气采出程度，合理利用地下资源，指导该区域后续油气资源勘探、开发。为此，塔里木油田分公司决定投资 180955 万元，实施“英买力气田玉东 1 区块开发调整方案地面工程”。

主要建设内容为：①钻井工程：在英买力气田玉东 1 区块内部署 8 口水平井（新钻 4 口水平井，老井利用 4 口），修井 1 口用于排水。②站场工程：新建采气井场 7 座，新建集气站 1 座，新建阀组站 1 座，扩建 2 座现有井场（YD106 井、YD5 井），

扩建集气站 4 座，扩建增压站 1 座，英买处理厂内扩建低压脱水装置 1 台，扩建试采点 3 座。③集输管线：新建集气干线 42.7km，采气管线 42.2km，燃气管线 32.3km，燃气干线 13.7km，集气支线 5km，排水管线 0.9km，更换供水管线 17km。④配套工程：扩建 YT5 宿舍 1 座，新建油气田沥青道路 24.57m、砂石道路 21.8km、油地共建路 4.4km，新建 35kV 输电线路 25km，并配套建设土建、防腐、通信、自控、采暖等工程。

本工程 8 口采气井新增天然气产量为 $180 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 、凝析油产量为 160t/d，玉东 1 区块现有 12 口老井(采气井)年产天然气产量为 $244 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 、凝析油产量为 174.4t/d，本工程建成投产后，玉东 1 区块天然气产量为 $424 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 、凝析油产量为 334.4t/d。

1.2 环境影响评价工作过程

本项目属于油气开采项目，项目位于新和县及温宿县交界处，根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030 年)》和《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》(新水水保[2019]4 号)，项目位于塔里木盆地北部农田防护水源涵养区，属于重点推进煤炭、油气资源开发水土流失综合治理工作区域，故为塔里木河流域重点治理区。根据《中华人民共和国环境影响评价法(2018 年 12 月 29 日修正)》、《建设项目环境影响评价分类管理名录(2021 年版)》(部令第 16 号)，本项目属于分类管理名录“五石油和天然气开采业 07 陆地天然气开采 0721”中的“涉及环境敏感区的(含内部集输管线建设)”，应编制环境影响报告书。

为此，塔里木油田分公司于 2021 年 1 月 29 日委托河北省众联能源环保科技有限公司开展本工程的环境影响评价工作。接受委托后，评价单位组织有关专业人员踏勘了项目现场，收集了区域自然环境概况、环境质量、污染源等资料，与建设单位和设计单位沟通了环保治理方案，随即开展环境影响报告书编制工作。在环评报告编制期间，建设单位于 2021 年 2 月 3 日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站进行项目第一次环境影响评价信息公示，并开展项目区域环境质量现状监测工作。在上述工作基础上，评价单位完成了环境影响报告书征求意见稿，随后塔里木油田分公司按照《环境影响评价公众参与办

法》(部令第 4 号)要求,于 2021 年 3 月 23 日至 4 月 6 日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站对本工程环评信息进行了第二次公示,在此期间分别于 2021 年 3 月 25 日、2021 年 3 月 27 日在阿克苏日报(刊号:CN65-0012)对本工程环评信息进行了公示。根据塔里木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,编制完成了本工程环境影响报告书。

1.3 分析判定相关情况

(1)产业政策符合性判定

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

(2)规划符合性判定

本工程属于塔里木油田分公司油气勘探开采项目,符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》、《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》。本工程位于英买力气田,不涉及生态保护红线及水源地、风景名胜区,不在划定的禁止开发区域范围内,符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相关要求。

(3)评价工作等级

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

价等级为三级。

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，食堂油烟通过油烟净化器后排放，生活污水处理设施采取盖板封闭的措施减少臭味气体的逸散。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；集气站、增压站、英买处理厂脱水装置无组织排放厂界执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求；井场无组织废气非甲烷总烃可满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 无组织排放监控浓度限值；生活污水处理设施无组织排放氨、硫化氢及臭气浓度满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中表 1 二级新扩改建项目标准；食堂油烟满足《饮食业油烟排放标准(试行)》(GB18483-2001)中表 2 小型要求。项目实施对当地大气环境造成的影响可接受。

(2) 项目产生废水包括采出水、井下作业废水和生活污水，其中采出水随油气混合物输送至英买处理厂处理，处理后进行回注；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理；生活污水经埋地式一体化生活污水处理装置，处理后的生活污水夏季用于周边荒漠生态恢复的灌溉，冬季汇入蓄水池暂存。即本项目无废水排入地表水体，不会对地表水环境造成影响。

(3) 本项目集输管线及埋地式一体化生活污水处理装置，采取严格的防腐防渗措施，正常状况下不会对地下水造成污染影响。项目集输管线选用正规厂家生产材料、管线上方设置警示牌、井场内设置流量控制仪及压力变送器等措施，非正常状况下，地下水环境影响可接受。同时，项目采取源头控制、分区防控、污染监控、应急响应的措施，防止对地下水造成污染。

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

(5) 本工程采取严格的源头控制、过程防控措施，同时制定跟踪监测计划、建立跟踪监测制度，预测结果表明对土壤环境的影响可接受。

(6) 本项目产生的固体废物主要为含油废物、清管废物、生活垃圾及污水处理设施产生的污泥、沉渣。含油废物、清管废物桶装收集后定期由有危废处置资质的公司接收处置，生活垃圾及污水处理设施产生的污泥沉渣定期清运至英买 7 固废场填埋处置。即本项目产生的固体废物能够得以妥善处置或综合利用，不会对周围环境产生影响。

(7) 本工程永久占地所在区域属于荒漠，植被稀少，未见大型野生动物出没，井场钻探、管线敷设及道路建设会对区域植被覆盖度造成一定的影响，施工完成后，对区域生态环境的影响通过 2~3 年可自然恢复。工程的实施对生态环境影响是可以接受的。

(8) 本工程涉及的风险物质主要包括凝析油、天然气、甲醇，在采取相应的风险防控措施后，环境风险可防控。

1.5 主要结论

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

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

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 环境保护法律

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

2.1.2 环境保护法规、规章

2.1.2.1 国家环境保护法规和规章

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

(14)《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环

评函[2019]910 号)；

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

(16)《关于加强和规范声环境功能区划分管理工作的通知》(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<“十三五”环境影响评价改革实施方案>的通知》(环环评[2016]95 号，2016 年 7 月 15 日发布并实施)；

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

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

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

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

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

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

(28)《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》(环发

[2012]77 号，2012 年 7 月 3 日发布并实施)；

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

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

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

2.1.2.2 地方环境保护法规和规章

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

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

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

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

(5)《关于印发〈新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》(新政发[2021]18 号，2021 年 2 月 21 日发布并实施)；

(6)《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)；

(7)《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)；

(8)《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》；

(9)《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)；

(11)《中国石油天然气集团公司关于落实科学发展观加强环境保护的意见》(中油质安字[2006]53 号，2006 年 1 月 26 日发布并实施)；

(12)《中国石油天然气集团公司建设项目环境保护管理办法》(中油安[2011]7号,2011年1月7日发布并实施);

(13)《新疆维吾尔自治区生态环境功能区划》;

(14)《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》;

(15)《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030年)》;

(16)《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件(试行)》(新环发[2017]1号,2017年7月21日修订并实施);

(17)《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)。

(18)《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);

(19)《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);

(20)《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);

(21)《阿克苏地区大气污染防治行动计划实施方案》;

(22)《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)。

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》(HJ 964-2018);

(8)《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)。

(8)《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ/T

349-2007)；

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

(13)《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》(DB65/T 3999-2017)；

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

(15)《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)；

(16)《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)；

(17)《危险废物鉴别标准 通则》(GB5085.7-2019)。

2.1.4 相关文件及技术资料

(1)《英买力气田群开发实施方案》(中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司，2004 年 12 月)；

(2)《英买力气田群开发建设工程环境影响报告书》(中国石油天然气华东勘察设计研究院，2007 年 8 月)；

(3)《关于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司英买力气田群开发建设工程环境影响报告书的批复》(环审[2007]336 号)；

(4)《关于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司英买力气田群开发建设工程竣工环境保护验收意见的函》(环验[2010]23 号)；

(5)《英买力潜山油藏地面工程环境影响报告书》(中勘冶金勘察设计研究院有限责任公司，2010 年 1 月)；

(6)《关于英买力潜山油藏地面工程环境影响报告书的批复》(新环评价函[2010]251 号)；

(7)《关于英买力潜山油藏地面工程竣工环境保护验收意见的函》(新环函(2014)673 号)；

(8)《英买力气田开发调整地面工程初步设计》(中油辽河工程有限公司，2015 年 7 月)；

(9)《英买力气田整体开发调整工程环境影响报告书》(新疆维吾尔自治区环境保护技术咨询中心, 2014 年 11 月);

(10)《关于英买力气田整体开发调整工程环境影响报告书的批复》(新环评价函[2015]699 号);

(11)《关于印发〈中国石油塔里木油田分公司英买力气田整体开发调整工程项目竣工环境保护验收调查报告评审意见〉等 3 个验收意见的通知》(油英买质健安环委[2019]3 号);

(12)《英买油气开发部环境影响后评价报告书》(河北省众联能源环保科技有限公司);

(13)《关于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司英买油气开发部英买油气开发部环境影响后评价报告书备案意见的函》(新环环评函[2021]218 号);

(14)《环境质量现状检测报告》;

(15)塔里木油田分公司提供的其他技术资料;

(16)环评委托书。

2.2 评价目的和评价原则

2.2.1 评价目的

(1)通过环境现状调查和监测,掌握项目所在地一带的自然环境及环境质量现状。

(2)针对本工程特点和污染特征,确定主要环境影响要素及其污染因子。

(3)预测本工程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)分析本工程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、经济角度分析本工程采取污染治理措施的可行性,从环境保护的角度对本工程的建设是否可行给出明确的结论。

(6)为生态环境主管部门决策、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”等环保法律、法规。

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

2.3 环境影响要素和评价因子

2.3.1 环境影响要素识别

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

表 2.3-1 环境影响要素识别结果一览表

环境因素 工程活动		自然环境					生态			
		环境空气	地表水	地下水	声环境	土壤环境	植被	动物	景观	水土流失
施 工 期	钻井工程	-1D	—	—	-1D	-1D	-1C	-1C	-1C	-1D
	管线开挖	-2D	—	—	-1D	-1C	-1C	-1C	-1C	-1D
	设备安装	—	—	—	-1D	—	—	—	—	—
	材料、废弃物运输	-1D	—	—	-1D	—	—	—	—	—
营 运 期	天然气开采及集输	-1C	—	—	-1C	—	—	—	—	—
	YT5 宿舍生活办公	-1C	—	—	-1C	—	—	—	—	—

续表 2.3-1 环境影响要素识别结果一览表

工程活动		自然环境					生态			
		环境空气	地表水	地下水	声环境	土壤环境	植被	动物	景观	水土流失
闭井期	封井、井场清理	-1D	-	-	-	-	+1C	-	+1C	--

注：1、表中“+”表示正效益，“-”表示负效益；

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

3、表中“D”表示短期影响，“C”表示长期影响。

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

2.3.2 评价因子

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

表 2.3-2 本工程评价因子一览表

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 、NH ₃ 、H ₂ S、非甲烷总烃
	污染源	颗粒物、NO _x 、SO ₂ 、NH ₃ 、H ₂ S、非甲烷总烃、臭气浓度
	影响评价	颗粒物、NO _x 、SO ₂ 、NH ₃ 、H ₂ S、非甲烷总烃、臭气浓度
地下水	现状评价	阴阳离子：K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ 基本水质因子：色、浑浊度、pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、铜、锌、铝、挥发性酚类、阴离子表面活性剂、氨氮、硫化物、总大肠杆菌、细菌总数、亚硝酸盐、硝酸盐、氰化物、汞、砷、硒、镉、六价铬、铅、耗氧量、氟化物、石油类、苯、甲苯，共计 32 项 特征因子：石油类
	污染源	石油类、COD、氨氮
	影响评价	石油类、COD、氨氮

续表 2.3-2 本工程评价因子一览表

环境要素	项 目	评 价 因 子
土壤环境	现状评价	建设用地基本因子：pH、砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘 农用地基本因子：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌 特征因子：石油烃($C_{10}\sim C_{42}$)
	污染源	垂直入渗：石油烃($C_{10}\sim C_{42}$)
	影响分析	垂直入渗：石油烃($C_{10}\sim C_{42}$)
声环境	现状评价	L_{eq}
	污染源	L_A
	影响评价	L_{eq}
生态环境	现状评价	动物、植物、景观、水土流失、生态系统
	影响评价	
环境风险	风险识别	凝析油、天然气、甲醇
	风险分析	大气 天然气、甲醇
		地下水 凝析油

2.4 评价等级和评价范围

2.4.1 评价等级

2.4.1.1 大气环境影响评价工作等级

本评价依据《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018)中“5.3 评价等级判定”，选择项目污染源正常排放的主要污染物及排放参数，采用估算模型分别计算项目污染源的**最大环境影响，然后按评价工作分级判据进行分级。

(1) P_{max} 及 $D_{10\%}$ 的确定

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

公式：

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

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浓度标准， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

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

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

(2) 城市农村选项确定

本工程所有站场周围3km范围内均不存在建成区或规划区，主要建设内容位于新疆阿克苏地区新和县和温宿县交界处；YM7试采点改建工程位于新和县境内，本工程主要建设内容周边3km范围内的用地布局详见图2.4-1，YM7试采点周边3km范围内的用地布局详见图2.4-2。

图 2.4-1 主要建设内容周边 3km 范围内土地利用类型分布图

图2.4-2 YM7试采点周边3km范围内土地利用类型分布图

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018)附录B中模型计算设置说明:当项目周边3km半径范围内一半以上面积属于城市建成区或者规划区时,选择城市,否则选择农村。本工程主要内容半径3km范围内城市建成区或者规划区约占3km范围内面积的 $0\% < 50\%$ 。因此工程估算模式“农村或城市”的计算选项为“农村”;YM7试采点改建工程半径3km范围内城市建成区或者规划区约占3km范围内面积的 $0\% < 50\%$ 。因此项目估算模式“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

本工程估算模式参数取值见表2.4-1;废气污染源参数见表2.4-2和表2.4-3,坐标以各场站西南角为原点(0,0);相关污染物预测及计算结果见表1.4-4。

表2.4-1 估算模型参数一览表

序号	参数		取值
1	城市/农村选项	城市/农村	农村
		人口数(城市选项时)	/
2	最高环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		40.1

续表 2.4-1 估算模型参数一览表

序号	参数		取值
3	最低环境温度/℃		-26.8
4	测风高度/m		10
5	允许使用的最小风速(m/s)		0.5
6	土地利用类型		荒漠
7	区域湿度条件		干燥气候
8	是否考虑地形	考虑地形	☒ 是 ☐ 否
		地形数据分辨率/m	90
9	是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	☐ 是 ☒ 否
		岸线距离/km	--
		岸线方向/°	--

表 2.4-2 主要废气污染源参数一览表(点源, 100%负荷)

序号	污染源名称	排气筒底部坐标		排气筒底部海拔高度	排气筒高度	排气筒出口内径	烟气流量	烟气流速	烟气温度	年排放小时数	排放工况	污染因子	排放速率
		经度(°)	纬度(°)										
单位	-	m		m	m	m	m ³ /h	m/s	℃	h	-	-	kg/h
1	井场加热炉烟气(以 YD103H 井为代表)	81.632579	41.298817	988	8	0.15	369	8.4	120	4800	正常	PM ₁₀	0.0074
												SO ₂	0.0015
												NO _x	0.0554
2	3#集气站加热炉烟气	81.628736	41.280473	989	10	0.20	1400	17.8	120	4800	正常	PM ₁₀	0.0280
												SO ₂	0.0056
												NO _x	0.2100
3	YD2 集气站加热炉烟气	81.396462	41.185982	1011	8	0.15	590	13.3	120	4800	正常	PM ₁₀	0.0118
												SO ₂	0.0024
												NO _x	0.0885
4	YD4 计量阀组站加热炉烟气	81.447510	41.254673	1002	8	0.15	590	13.3	120	4800	正常	PM ₁₀	0.0118
												SO ₂	0.0024
												NO _x	0.0885

续表 2.4-2 主要废气污染源参数一览表(点源, 100%负荷)

序号	污染源名称	排气筒底部坐标		排气筒底部海拔高度	排气筒高度	排气筒出口内径	烟气流量	烟气流速	烟气温度	年排放小时数	排放工况	污染因子	排放速率
		经度(°)	纬度(°)										
单位	-	m		m	m	m	m ³ /h	m/s	℃	h	-	-	kg/h
5	YD1 集气站加热炉烟气	81.502157	41.271593	999	8	0.15	590	13.3	120	4800	正常	PM _{2.5}	0.0118
												SO ₂	0.0024
												NO _x	0.0885
6	YD5 井场加热炉烟气	81.392989	41.276724	1011	8	0.15	590	13.3	120	4800	正常	PM _{2.5}	0.0118
												SO ₂	0.0024
												NO _x	0.0885
7	YT1 增压站加热炉烟气	81.648118	41.362643	988	12	0.30	2927	16.5	120	4800	正常	PM _{2.5}	0.0585
												SO ₂	0.0117
												NO _x	0.4391
8	YM7 试采点加热炉烟气	82.109014	41.305011	990	8	0.15	705	16	120	4800	正常	PM _{2.5}	0.0141
												SO ₂	0.0028
												NO _x	0.1058

表 2.4-3 主要废气污染源参数一览表(面源, 100%负荷)

名称	面源起始点坐标		面源海拔高度(m)	面源长度(m)	面源宽度(m)	与正北向夹角(°)	面源有效排放高度(m)	年排放小时数(h)	污染因子	排放速率(kg/h)
	经度(°)	纬度(°)								
井场无组织(以 YD103H 井作为代表)	81.632579	41.298817	988	10	10	0	4	8760	非甲烷总烃	0.004
YD4 计量阀组站无组织	81.447510	41.254673	1002	40	15	0	4	8760	非甲烷总烃	0.013
3#集气站无组织	81.628736	41.280473	989	40	15	21	4	8760	非甲烷总烃	0.015
YT1 增压站无组织	81.648118	41.362643	988	30	20	0	4	8760	非甲烷总烃	0.022
英买处理厂扩建低压脱水装置无组织	81.961532	41.480124	980	40	30	0	4	8760	非甲烷总烃	0.024

续表 2.4-3 主要废气污染源参数一览表(面源, 100%负荷)

名称	面源起始点坐标		面源 海拔 高度 (m)	面源 长度 (m)	面源 宽度 (m)	与正 北向 夹角 (°)	面源有 效排放 高度 (m)	年排放 小时数 (h)	污染 因子	排放速率 (kg/h)
	经度 (°)	纬度(°)								
YD2 集气站无组织	81.3964 62	41.18598 2	1011	30	20	0	4	8760	非甲烷 总烃	0.020
YD1 集气站无组织	81.5021 57	41.27159 3	999	25	35	0	4	8760	非甲烷 总烃	0.020
污水处理设施无组织	81.4191 02	41.32752 5	1008	5	5	0	3	8760	氨	0.00009
									硫化氢	0.000054

表 2.4-4 P_{max} 及 $D_{10\%}$ 预测及计算结果一览表

名 称	评价因子	C_i	评价标准	P_i	P_{max}	最大浓度出现距离
单 位	—	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	%	%	m
井场加热炉烟气(以 YD103H 井为代表)	PM_{10}	1.71	450	0.38	9.27	95
	SO_2	0.35	500	0.07		
	NO_2	12.48	200	6.24		
3#集气站加热炉烟气	PM_{10}	2.47	450	0.55		18
	SO_2	0.49	500	0.10		
	NO_2	18.54	200	9.27		
YD2 集气站加热炉烟气	PM_{10}	2.09	450	0.46		16
	SO_2	0.42	500	0.09		
	NO_2	15.69	200	7.84		
YD4 计量阀组站加热炉烟气	PM_{10}	2.09	450	0.46		16
	SO_2	0.42	500	0.09		
	NO_2	15.69	200	7.84		
YD1 集气站加热炉烟气	PM_{10}	2.09	450	0.46		16
	SO_2	0.42	500	0.09		
	NO_2	15.69	200	7.84		
YD5 井场加热炉烟气	PM_{10}	2.09	450	0.46		16
	SO_2	0.42	500	0.09		
	NO_2	15.69	200	7.84		
YT1 增压站加热炉烟气	PM_{10}	2.11	450	0.47		25
	SO_2	0.42	500	0.08		
	NO_2	15.83	200	7.91		

续表 2.4-4 P_{max} 及 $D_{10\%}$ 预测及计算结果一览表

名称	评价因子	C_i	评价标准	P_i	P_{max}	最大浓度出现距离
单位	—	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	%	%	m
YM7 试采点加热炉 烟气	PM_{10}	1.74	450	0.39	9.27	17
	SO_2	0.35	500	0.07		
	NO_2	13.06	200	6.53		
井场无组织 (以 YD103H 井作为代表)	非甲烷总烃	31.95	2000	1.60		8
YD4 计量阀组站 无组织	非甲烷总烃	44.61	2000	2.23		21
3#集气站无组织	非甲烷总烃	55.76	2000	2.79		21
YT1 增压站无组织	非甲烷总烃	82.36	2000	4.12		16
英买处理厂脱水装 置无组织	非甲烷总烃	67.25	2000	3.36		47
YD2 集气站无组织	非甲烷总烃	74.84	2000	3.74		16
YD1 集气站无组织	非甲烷总烃	58.39	2000	2.92		17
污水处理设施 无组织	氨	0.95	200	0.47		5
	硫化氢	0.57	10	5.68		5

(4) 评价工作等级判定

根据上述计算结果,本工程外排废气污染物 $P_{max}=9.27\% < 10\%$, 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,本工程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

(1) 评价等级

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 2.4-4。

表 2.4-4 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 $Q/(\text{m}^3/\text{d})$; 水污染物当量数 $W/(\text{无量纲})$
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 $W < 6000$

续表 2.4-4 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)
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。

本项目产生废水包括采出水、井下作业废水及生活污水，其中采出水随油气混合物输送至英买处理厂处理，处理后进行回注；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理；生活污水经埋地式一体化生活污水处理装置，处理后的生活污水夏季用于周边荒漠生态恢复的灌溉，冬季汇入蓄水池暂存，不向外环境排放污水。因此由表 1.4-4 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“38、天然气、页岩气开采(含净化)”，地下水环境影响评价项目类别为 II 类。

(2) 地下水环境敏感程度

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

表 2.4-5 地下水环境敏感程度分级表

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

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

(3) 评价工作等级判定

地下水评价工作等级划分依据见表 2.4-6。

表 2.4-6 地下水评价工作等级划分依据一览表

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

本工程地下水环境影响评价 II 类项目、环境敏感程度为不敏感,根据表 2.4-6 判定结果,确定本工程地下水环境影响评价工作等级为三级。

2.4.1.4 声环境影响评价工作等级

(1) 声环境功能区类别

本工程位于英买力油气田,周边区域以石油勘探开采为主要功能,根据《声环境质量标准》(GB3096-2008),属于其规定的 2 类声环境功能区。

(2) 敏感目标噪声级增高量和受噪声影响人口数量

项目周围 200m 范围内现状无声环境敏感目标。

(3) 评价工作等级判定

综合以上分析,按照《环境影响评价技术导则·声环境》(HJ2.4-2009)中声环境影响评价等级划分原则,确定本工程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

(1) 建设项目类别

根据导则附表 A.1，项目属于“采矿业”中的“天然气开采项目”，项目类别为Ⅱ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)，“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($\leq 5\text{hm}^2$)”，本次开发方案中新增永久占地共 35.11hm^2 ，占地规模为中型。

(4) 建设项目敏感程度

本次开发方案中 YM33 试采点改建工程周边为耕地，因此，环境敏感程度为“敏感”。

(5) 评价工作等级判定

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，土壤环境影响评价工作等级划分见表2.4-7。

表 2.4-7 评价工作等级分级表

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

开发调整方案中开采、集输等建设内容项目类别为Ⅱ类、占地规模为中型、环境敏感程度为敏感，土壤环境评价工作等级为二级。

2.4.1.6 生态影响评价工作等级

(1) 占地范围

本项目位于英买力油气田，本项目永久占地面积 351100m^2 ，临时占地面积

1198200m²，面积在 2km² 范围内。新建各类管线长度共计 107.8km，管线长度大于 100km。

(2) 区域环境

本项目周边为荒漠，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，因此判定本项目区域属于(HJ19-2011) 中规定的一般区域。

(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)，生态影响评价工作等级划分办法见表 2.4-8。

表 2.4-8 生态影响评价工作等级划分表

影响区域生态敏感性	工程占地(含水域)范围		
	面积≥20km ² 或长度≥100km	面积 2~20km ² 或长度 50~100km	面积≤2km ² 或长度≤50km
特殊生态敏感区	一级	一级	一级
重要生态敏感区	一级	二级	三级
一般区域	二级	三级	三级

本项目占地面积在 2km² 范围内，管线长度≥100km、影响区域属一般区域，区域地势较平坦，根据以上分析结果判断，本项目生态影响评价工作等级为二级。

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)：

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

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

$Q_1, Q_2 \cdots Q_n$ 每种危险物质的临界量，t。

当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I；

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

本项目涉及的各项危险物质在厂界内的最大存在总量与其在环境风险评价导则 HJ169-2018 附录 B 中对应的临界量的比值 Q 计算结果见表 2.4-9。

表 2.4-9 建设项目 Q 值确定表

序号	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 q_i /t	临界量 Q_i /t	该种危险物质 Q 值
1	凝析油	—	6.87	2500	0.0027
2	天然气	74-82-8	80.3	10	7.48
3	甲醇	67-56-1	0.8	10	0.08
项目 Q 值					8.1127

经计算，本项目 Q 值为 8.1127， $1 \leq Q < 10$ 。

b、M 值确定

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录 C，建设项目行业及生产工艺分值见表 2.4-10。将 M 划分为(1) $M > 20$ ；(2) $10 < M \leq 20$ ；(3) $5 < M \leq 10$ ；(4) $M = 5$ ，分别以 M1、M2、M3 和 M4 表示。

表 2.4-10 行业及生产工艺 (M)

行业	评估依据	分值
石化、化工、医药、轻工、化纤、有色冶炼等	涉及光气及光气化工艺、电解工艺(氯碱)、氯化工艺、硝化工艺、合成氨工艺、裂解(裂化)工艺、氟化工艺、加氢工艺、重氮化工艺、氧化工艺、过氧化工艺、胺基化工艺、磺化工艺、聚合工艺、烷基化工艺、新型煤化工工艺、电石生产工艺、偶氮化工艺	10/套
	无机酸制酸工艺、焦化工艺	5/套
	其他高温或高压，且涉及危险物质的工艺过程 ^a 、危险物质贮存罐区	5/套(罐区)
管道、港口/码头等	涉及危险物质管道运输项目、港口/码头等	10
石油天然气	石油、天然气、页岩气开采(含净化)，气库(不含加气站的气库)，油库(不含加气站的油库)、油气管线 ^b (不含城镇燃气管线)	10
其他	涉及危险物质使用、贮存的项目	5
^a 高温指工艺温度 $\geq 300^\circ\text{C}$ ，高压指压力容器的设计压力(P) $\geq 10.0\text{MPa}$ ； ^b 长输管道运输项目应按站场、管线分段进行评价		

本工程行业属于表2.4-11中“石油天然气”，涉及的工艺包括石油、天然气、页岩气开采(含净化)。经计算，本工程M分值为10，根据导则附录C划分要求，M值划分为M3。

c、危险物质及工艺系统危险性(P)分级

根据本工程的危险物质数量与临界量(Q)和行业及生产工艺(M)，按照表2.4-11确定危险物质及工艺系统危险性等级(P)。

表 2.4-11 危险物质及工艺系统危险性等级判断(P)一览表

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

经判断，本工程物质及工艺系统危险性分级为P4。

②E的分级确定

I 大气环境

本次YM33试采点扩建仅对计量分离器配套设施进行升级改造等内容，不涉及危险物质使用、贮存，故不再对YM33试采点进行风险评价。

根据环境敏感目标调查可知，本工程井场及站场周边5km范围内、管线200m范围内无村庄分布。对照表2.4-12最终确定拟建工程大气环境敏感程度为E3。

表 2.4-12 大气环境敏感程度分级一览表

分级	大气环境敏感性
E1	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于 5 万人，或其他需要特殊保护区域；或周边 500m 范围内人口总数大于 1000 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数大于 200 人
E2	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于 1 万人，小于 5 万人；或周边 500m 范围内人口总数大于 500 人，小于 1000 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数大于 100 人，小于 200 人
E3	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数小于 1 万人；或周边 500m 范围内人口总数小于 500 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数小于 100 人

II 地表水环境

根据导则规定，地表水功能敏感性分区方法见表 2.4-13，地表水环境敏感目标分级方法见表 2.4-14，地表水环境敏感程度分级见表 2.4-15。

表 2.4-13 地表水功能敏感性分区一览表

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

表 1.4-14 地表水环境敏感目标分级一览表

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

表 2.4-15 地表水环境敏感程度分级一览表

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

本工程距渭干河最近距离为 41km，周边无地表水，对照表 1-4-16，地表水

功能敏感性为低敏感F3。本工程危险物质不会泄露至内陆水体，因此，最终确定地表水环境敏感目标分级为S3。对照表2.4-16，最终确定本工程地表水环境敏感程度分级为E3。

III 地下水环境

本工程占地范围内无集中式饮用水水源地准保护区，亦无国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其它保护区等，亦不属于水源地准保护区以外的补给径流区和特殊地下水资源保护区以外的分布区，无分散式饮用水水源地。对照表2.4-16确定地下水功能敏感性为低敏感G3。

表2.4-16 地下水功能敏感性分区一览表

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

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

根据《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016)，本工程风险源所在区域为粉砂和细砂，包气带垂向渗透系数为 $1.33 \times 10^{-3} \text{cm/s} \sim 2.23 \times 10^{-3} \text{cm/s}$ 。对照表2.4-17最终确定包气带防污性能分级为D1。

表2.4-17 包气带防污性能分级一览表

分级	包气带岩土渗透性能
D3	$Mb \geq 1.0\text{m}$ ， $k \leq 1.0 \times 10^{-5} \text{cm/s}$ ，且分布连续稳定
D2	$0.5\text{m} \leq Mb \leq 1.0\text{m}$ ， $k \leq 1.0 \times 10^{-5} \text{cm/s}$ ，且分布连续稳定 $Mb \geq 1.0\text{m}$ ， $1.0 \times 10^{-5} \text{cm/s} < k \leq 1.0 \times 10^{-4} \text{cm/s}$ ，且分布连续稳定
D1	岩(土)层不满足上述“D2”和“D3”条件

Mb: 岩土层单层厚度。K: 渗透系数。

依据以上确定的地下水功能敏感性分区和包气带防污性能分级，对照表2.4-18最终确定本工程地下水环境敏感程度分级为E2。

表 2.4-18 地下水环境敏感程度分级一览表

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

③ 建设项目环境风险潜势判断

表 2.4-19 建设项目环境风险潜势划分一览表

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

对照表 2.4-19，最终确定本工程大气环境风险潜势为 I，地表水环境风险潜势为 I，地下水环境风险潜势为 II，综合潜势为 II。

④ 评价工作等级划分

表 2.4-20 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 2.4-20 可知，本项目环境风险潜势为 II，因此本项目确定环境风险评价等级为三级。

2.4.2 评价范围

根据本工程各环境要素确定的评价等级、本工程污染源排放情形，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 2.4-21。

表 2.4-21 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	以站场为中心边长 5km 的矩形区域
2	地表水环境	三级 B	—
3	地下水环境	二级	各井场地下水流向上游 1km，下游 2km，两侧外扩 1km 的矩形区域，及管线边界两侧 200m 范围
4	声环境	二级	站场边界外 200m 范围
5	土壤环境	二级	站场边界及管线边界两侧外延 200m 范围
6	生态环境	二级	站场边界及管线两侧外延 200m 范围
7	环境风险	三级	站场边界外延 3km 范围及管线中心线两侧外延 200m 范围

2.5 评价内容和评价重点

2.5.1 评价内容

根据本工程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	现有工程：主要介绍在建工程基本情况、现有工程主要工艺及产排污节点、污染源调查、污染物排放量、环境问题等内容 在建工程：主要介绍在建工程基本情况、在建工程主要工艺及产排污节点、污染源调查、污染物排放量等内容 拟建工程：拟建工程项目基本概况、主要生产设施、油气水物性及技术经济指标、主要工艺流程及排污节点、原辅材料、给排水、施工期污染源及治理措施、营运期污染源及治理措施、非正常排放源强、污染物排放量、污染物总量控制分析 依托工程：与项目相关的英买力油田钻试修废弃物环保处理站基本情况
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	施工影响分析，施工废气、施工废水、施工噪声、施工固废、施工生态环境影响分析 大气环境、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

续表 2.5-1 评价内容一览表

序号	项目	内容
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，确定本工程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；氨执行《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 $200\mu g/m^3$ 的标准；硫化氢执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值 $10\mu g/m^3$ 的标准。

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

声环境：执行《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类区标准。

土壤：站场内执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018) 中表 1 和表 2 第二类用地风险筛选值；站场外的土壤参照执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018) 表 1 其他类风险筛选值标准($pH>7.5$)；石油烃参照执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018) 中第二类用地土壤污染风险筛选值。

(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；井场非甲烷总烃无组织排放厂界执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 无组织排放监控浓度限值；集气站、增压站、英买处理厂脱水装置无组织排放厂界执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求；生活污水处理设施无组织废气中 H_2S 、 NH_3 、臭气浓度执行《恶臭污染物排放标准》(GB14554-1993)表 1 新扩改建项目二级标准；食堂油烟参照执行《饮食业油烟排放标准(试行)》(GB18483-2001)中表 2 小型要求。

废水：各生产井采出水随油气混合物输送至英买处理厂处理，经处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)后回注于地层；生活污水经 YT5 宿舍生活污水处理装置采用“化粪池+格栅+膜生物反应器+消毒”工艺进行处理，处理后水质达到《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019)中 C 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。

上述各标准的标准值见表 2.6-1 至表 2.6-3。

(3) 控制标准

废气控制要求：废气排放控制要求执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中 5.7 节要求。

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

表 2.6-1 环境质量标准一览表

环境要素	项目	取值时间	标准	单位	标准来源
大气环境	PM_{10}	年平均	70	$\mu g/m^3$	《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及其修改单二级标准
		24 小时平均	150		

续表 2.6-1 环境质量标准一览表

环境要素	项目	取值时间	标 准	单位	标准来源
大气环境	PM _{2.5}	年平均	35	μg/m ³	《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及其修改单二级标准
		24小时平均	75		
	SO ₂	年平均	60		
		24小时平均	150		
		1小时平均	500		
	NO ₂	年平均	40		
		24小时平均	80		
		1小时平均	200		
	CO	24小时平均	4	mg/m ³	
		1小时平均	10		
	O ₃	日最大8小时平均	160	μg/m ³	
		1小时平均	200		
非甲烷总烃	1小时平均	2.0	mg/m ³	《大气污染物综合排放标准详解》中的2.0mg/m ³ 的标准	
H ₂ S	一次	0.01	mg/m ³	《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录D其他污染物空气质量浓度参考限值	
NH ₃	1小时平均	0.2			
地下水	色	≤25		铂钴色度单位	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)标1感官性状及一般化学指标中Ⅳ类
	嗅和味	无		—	
	浑浊度	≤10		NTU	
	肉眼可见物	无		—	
	pH	5.5~6.5 8.5~9.0		—	
	总硬度	≤650		mg/L	
	溶解性总固体	≤2000			
	硫酸盐	≤350			
	氯化物	≤250			
	铁	≤2.0			
	锰	≤1.50			
	铜	≤1.50			

续表 2.6-1 环境质量标准一览表

环境要素	项目	取值时间	标 准	单位	标准来源
地下水	锌	≤5.00		mg/L	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)标 1 感官性状 及一般化学指标中Ⅳ类
	铝	≤0.50			
	挥发性 酚类	≤0.01			
	阴离子表 面活性剂	≤0.3			
	耗氧量	≤10.0			
	氨氮	≤1.50			
	硫化物	≤0.10			
	钠	≤400			
地下水	总大肠 菌群	≤100		CFU/100mL	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)Ⅳ类微生物 指标
	菌落总数	≤1000		CFU/mL	
	亚硝酸盐	≤4.80		mg/L	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)表 1 毒理学指 标中Ⅳ类
	硝酸盐	≤30.0			
	氰化物	≤0.1			
	氟化物	≤2.0			
	汞	≤0.002			
	砷	≤0.05			
	镉	≤0.01			
	铬(六价)	≤0.10			
	铅	≤0.10			
	苯	≤0.12			
	甲苯	≤1.4			
	三氯甲烷	≤0.3			
	四氯化碳	≤0.05			
	石油类	≤0.5		mg/L	参照执行《地表水环境质量标准》 (GB3838-2002)Ⅳ类标准
	声环境	L _{eq}	昼间	60	dB(A)
夜间			50		

表 2.6-2 建设用地土壤污染风险筛选值一览表

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

续表 2.6-2 建设用地土壤污染风险筛选值一览表

序号	检测项目	第二类用地风险筛选值	单位	标准
30	乙苯	28	mg/kg	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表 1、表 2 第二类用地筛选值
31	苯乙烯	1290		
32	甲苯	1200		
33	间/对二甲苯	570		
34	邻二甲苯	640		
35	硝基苯	76		
36	苯胺	260		
37	2-氯酚	2256		
38	苯并[a]蒽	15		
39	苯并[a]芘	1.5		
40	苯并[b]荧蒽	15		
41	苯并[k]荧蒽	151		
42	蒽	1293		
43	二苯并[a,h]蒽	1.5		
44	茚并[1,2,3-cd]芘	15		
45	萘	70		
46	石油烃	4500		

表 2.6-3 农用地土壤污染风险筛选值一览表

污染项目 ^{①②}		风险筛选值(mg/kg)
		pH>7.5
镉	其他	0.6
汞	其他	3.4
砷	其他	25
铅	其他	170
铬	其他	250
铜	其他	100
镍		190
锌		300

续表 2.6-3 农用地土壤污染风险筛选值一览表

污染项目 ^{①②}	风险筛选值(mg/kg)
	pH>7.5
石油烃	4500mg/kg 《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值

注：①金属类和类金属砷均按元素总量计。②对于水旱轮作地，采用其中较严格的风险筛选值。

表 2.6-4 污染物排放标准一览表

类别	污染源	项 目	排放限值	单位	标 准 来 源
废水	生活污水处理设施废水	pH	6~9	--	《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019)C 级标准
		COD	200	mg/L	
		SS	100		
		粪大肠菌群数	40000	MPN/L	
		蛔虫卵个数	2	个/L	
	气田采出水	悬浮固体含量	30	mg/L	《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)
		含油量	50		
废气	加热炉烟气	颗粒物	20	mg/m ³	《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值
		SO ₂	50		
		NO _x	200		
		烟气黑度	1	林格曼黑度, 级	
	井场无组织	非甲烷总烃	4.0	mg/m ³	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 无组织排放监控浓度限值(GB37822-2019)标准
	集气站、增压站、英买处理厂脱水装置无组织	非甲烷总烃	4.0		《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求
	生活污水处理装置无组织	硫化氢	0.06		《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 二级标准限值要求
		NH ₃	1.5		
		臭气浓度	20		
	食堂油烟	油烟	2.0	mg/m ³	食堂油烟满足《饮食业油烟排放标准(试行)》(GB18483-2001)中表 2 小型要求
施工噪声	L _{eq}	昼间	70	dB(A)	《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)
		夜间	55		

续表 2.6-4 污染物排放标准一览表

类别	污染源	项 目	排放限值	单位	标 准 来 源
厂界 噪声	噪声	昼间	60	dB(A)	《工业企业厂界环境噪声排放标准》 (GB12348-2008) 2 类区标准
		夜间	50		

2.7 相关规划及环境功能区划

2.7.1 主体功能区划

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

本工程位于新和县西南部，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”。本工程以点状开发方式部署 7 口采气井及敷设采气、燃料气管线，主要目的是维持英买力玉东 1 区块现有产能的持续稳定。本工程开发强度较小，施工期严格控制占地面积，减少扰动土地面积；管线敷设过程中避开植被较丰富的区域，避免破坏荒漠植物。营运期及时做好井场清理平整工作，岩屑池做到掩埋、填平、覆土、压实；井场、管线施工完毕，进行施工迹地的恢复和平整；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等生态恢复措施，对区域生态环境影响较小。且本工程将支付新和县政府井场占地及管线临时用地植被补偿费用，当地政府应利用植被补偿费，可选择柽柳灌丛进行异地种植补偿。

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

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

本工程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	本工程	符合性
《“十三五”环境影响评价改革实施方案》(环环评[2016]95号)	以改善环境质量为核心，以全面提高环评有效性为主线，以创新体制机制为动力，以“生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和环境准入负面清单”(以下简称“三线一单”)为手段，强化空间、总量、准入环境管理，划框子、定规则、查落实、强基础，不断改进和完善依法、科学、公开、廉洁、高效的环评管理体系	本工程距生态保护红线(拟定)最近距离为 3.9km，不在生态保护红线范围内	符合
		本工程施工期产生的废气、废水、固体废物、噪声对区域环境影响较小，且随施工结束而消失；营运期废气贡献浓度较低，不会对大气环境产生明显影响。环境质量可以保持现有水平	符合
		项目用水量较小，不属于高耗水项目，主要为施工期钻井队生活用水，不会对区域水资源造成较大影响；用电由区域电网供应；综上所述，本工程不会突破区域资源利用上限	符合
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	本工程属于塔里木油田油气勘探开发项目	符合
新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划(2016-2020年)、《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发“十三五”规划》	按矿种将规划区划分为油气、煤炭和煤层气、金属矿产、非金属矿产等 4 类重点开采区。其中油气重点开采规划区为：准噶尔、塔里木和吐-哈三大盆地，三塘湖、柴窝堡、伊宁、焉耆等小盆地油气开采区；	本工程属于油气开发项目，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

续表 2.7-1 相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本工程	符合性
《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函[2019]190号)	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施,降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油,减少废气排放。选用低噪声设备,避免噪声扰民。施工结束后,应当及时落实环评提出的生态保护措施	本工程施工周期较短,报告中已提出施工过程中严格控制作业带,减少施工占地的措施,要求施工结束后及时进行恢复清理,落实报告中提出的生态保护措施,避免对区域生态环境造成影响	符合
	油气长输管道及油气田内部集输管道应当优先避让环境敏感区,并从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面进行深入论证。高度关注项目安全事故带来的环境风险,尽量远离沿线居民	本工程油气集输管线采取埋地敷设方式,管线不穿越水源涵养区、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,周边无居民区分布	符合
	涉及废水回注的,应当论证回注的环境可行性,采取切实可行的地下水污染防治和监控措施,不得回注与油气开采无关的废水,严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前,回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329)等相关标准要求后回注,同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层,一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏	本工程回注水主要为采出水,为油气开采过程产生的废水。本工程运营期采出水经采出水处理装置处理满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)后回注于油气层	符合
	油气企业应当加强风险防控,按规定编制突发环境事件应急预案,报所在地生态环境主管部门备案	英买油气开发部制定有《塔里木油田分公司英买油气开发部突发环境事件专项应急预案》并进行了备案(备案编号 652925-2020-005),后续应根据本工程生产过程存在的风险事故类型,完善现有的突发环境事件应急预案。	符合

续表 2.7-1 相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本工程	符合性
《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件》	铁路、高速公路、国道、省道等重要交通干线两侧 200 米范围以内，重要工业区、大型水利设施、城镇市政设施所在区域，军事管理区、机场、国防工程设施圈定的区域，居民聚集区 1 千米以内禁止建设非金属矿采选项目	本工程不在铁路、高速公路、国道、省道等重要交通干线两侧 200 米范围以内，不在重要工业区、大型水利设施、城镇市政设施所在区域，军事管理区、机场、国防工程设施圈定的区域	符合
《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件》	伊犁河、额尔齐斯河等重要河流源头区、水环境功能区划为 I、II 类和具有饮用功能的 III 类水体岸边 1000 米以内，其它 III 类水体岸边 200 米以内，禁止新建或改扩建非金属矿选矿工程，存在山体等阻隔地形或建设人工地下水阻隔设施的，可根据实际情况，在确保不会对水体产生污染影响的前提下适当放宽距离要求	项目东距渭干河约 61km	符合
	噪声排放执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348)	本工程场界噪声可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348) 2 类标准限值要求	符合

表 2.7-2 石油天然气开采业污染防治技术政策符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本工程	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	项目采出水经英买处理厂现有采出水处理设施处理后回注；酸化压裂废水及修井过程中产生的废水收集在回收罐，加碱中和后拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站妥善处置；生活污水经埋地式一体化生活污水处理装置，处理后的生活污水夏季用于周边荒漠生态恢复的灌溉，冬季汇入蓄水池暂存，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。	本工程建设布局合理，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	本工程油气集输过程为密闭流程	符合

续表 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	本工程	符合性
《石油天然气开采业污染防治技术政策》(公告 2012 年第 18 号)	在油气开发过程中,应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复	本评价已提出生态环境影响减缓措施	符合
	位于湿地自然保护区和鸟类迁徙通道上的油田、气井,若有较大的生态影响,应将电线、采气管线地下敷设。在油田作业区,应采取措施,保护零散自然湿地。	本工程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
《石油天然气开采业污染防治技术政策》(公告 2012 年第 18 号)	在钻井和井下作业过程中,鼓励污油、污水进入生产流程循环利用,未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排	本工程修井作业过程中产生的废水委托周边钻试修环保处理站处理	符合

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

文件名称	文件要求	本工程	符合性
《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》(新疆维吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委员会公告第 7 号)	禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发。	本工程不涉及水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域。	符合
	煤炭、石油、天然气开发单位应当制定生态保护和恢复治理方案,并予以实施。生态保护和恢复治理方案内容应当向社会公布,接受社会监督。	本工程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。	本工程集输采用先进技术、工艺和设备	符合
	石油、天然气开发单位钻井和井下作业应当使用无毒、低毒钻井液。对已使用的有毒钻井液应当回收利用并做无害化处置,防止污染环境。对钻井作业产生的污水应当进行回收,经处理达标后方可回注。未经处理达标的污水不得回注或者外排。对钻井作业产生的污油、废矿物油应当回收处理。	本工程采用无毒钻井液,钻井产生的废水用于配制泥浆,不外排	符合

续表 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	本工程	符合性
《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》(新疆维吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委员会公告第 7 号)	煤炭、石油、天然气开发单位应当加强危险废物的管理。危险废物的收集、贮存、运输、处置,必须符合国家和自治区有关规定;不具备处置、利用条件的,应当送由区域具有危废处置资质的公司接收处理。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质,应当采取措施防止污染大气、土壤、水体。	本工程营运期站场涉油设施阀门和法兰等凝析油泄漏、管线破损时及井下修井作业时会产生含油废物及清管废物,由有危废处置资质单位接收处置	符合

2.7.3 “三线一单”分析

根据《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》(环环评[2016]150 号),要求以生态保护红线、环境质量底线、资源利用上限和环境准入负面清单(以下简称“三线一单”)为手段,强化空间、总量和准入环境管理。将本工程与生态保护红线、环境质量底线、资源利用上限,以及所属行业及区域环境准入负面清单相关要求对比分析如下。

(1) 生态保护红线

根据《新疆维吾尔自治区生态保护红线划定方案(征求意见稿)》,红线区为土地沙化生态保护红线区,本工程距生态保护红线(拟定)最近距离为 3.9km,不在红线范围内。

(2) 环境质量底线

根据收集的阿克苏地区 2019 年环境空气质量监测数据可知,项目所在区域属于大气环境质量不达标区域,不达标原因主要是因为区域紧邻沙漠,受沙尘暴影响, PM_{10} 、 $PM_{2.5}$ 超标超标现象严重;环境质量现状监测结果表明:非甲烷总烃 1 小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0mg/m^3$ 的标准。氨、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。

本项目施工期废气、废水、噪声、固废等污染物均采取了严格的治理和处置措施,且施工周期较短,随着施工期结束将消失。运营期主要为废气污染源,

包括加热炉烟气、站场无组织废气及污水处理设施无组织废气，加热炉使用清洁天然气作为燃料，站场管线阀门连接处定期检测，生活污水处理设施采用盖板封闭，减少臭味气体的逸散，污染物能达标排放，采取相应措施后经预测能够满足相关标准要求，符合环境质量底线的要求。

(3) 资源利用上线

项目所在区域设置有水资源、土地资源及能源上限。本工程属于现有气田区块内的改扩建项目，本工程用水量较小，不属于高耗水项目，主要为钻井期生活用水，不会对区域水资源造成较大影响；永久占地面积较小，管线埋地敷设，敷设完成后回填管沟，对土地资源占用较少；项目真空加热炉运行过程中消耗少量的天然气，玉东 1 区块建有完善的电力系统，对区域能源影响较小。

综上所述，项目的实施，不会突破区域资源利用上限。

(4) 环境准入负面清单

项目无行业准入条件，对照《产业结构调整指导目录(2019 年本)》，属于鼓励类中的“第七类石油、天然气，1、常规石油、天然气勘探与开采”中的“开采”；对照《市场准入负面清单(2020 年版)》(发改体改规[2020]1880 号)，属于许可准入类项目。此外，项目符合国家、地方各项产业政策环境政策、规范以及各项规划的要求，不在环境准入负面清单范围。

2.7.4 环境功能区划

本工程位于英买力油气田，属于油气勘探开发区域，区域环境空气质量功能属于《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二类区；项目周边无地表水体；区域地下水以工农业用水为主，属于《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)IV 类区；项目区域以居住、工业生产为主要功能，区域声环境属于《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类功能区。

2.7.5 生态环境功能区划

根据《新疆生态功能区划》(新疆维吾尔自治区环境保护局 2003 年 9 月)，本工程主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态问题和主要保护目标见表 2.7-4 和图 2.7-1。

表 2.7-4 区域生态功能规划

项 目		主 要 内 容	
生态功能分区单元	生态区	IV 塔里木盆地暖荒漠及绿洲农业生态区	
	生态亚区	IV1 塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区	
	生态功能区	55. 渭干河三角洲荒漠—绿洲农业、盐渍化敏感生态功能区	56. 阿克苏河冲积平原荒漠、绿洲农业生态功能区
主要生态服务功能		农产品生产、荒漠化控制、油气资源	农产品生产、荒漠化控制、塔里木河水源补给
主要生态环境问题		土壤盐渍化、洪水灾害、油气开发造成环境污染	水资源浪费、土壤盐渍化严重、盲目开荒、土壤环境质量下降、向塔河输水减少、输出农排水增多
主要生态敏感因子、敏感程度		生物多样性及其生境中度敏感，土壤荒漠化中度敏感，土壤盐渍化高度敏感	生物多样性和生境高度敏感，土壤侵蚀中度敏感，土地沙漠化不敏感，土壤盐渍化轻度敏感
主要保护目标		保护农田、保护荒漠植被、保护水质、防止洪水危害	保护农田、保护河流水质、保护荒漠植被、保护土壤环境质量
主要保护措施		节水灌溉、开发地下水、完善水利设施、发展竖井排灌、防治油气污染、减少向塔河注入农田排水	降低灌溉定额、大力开发地下水、完善防护林体系、减少向塔里木河的排水、防止农药地膜污染、防止城市工业污染
适宜发展方向		发展棉花产业、特色林果业和农区畜牧业，建设石油和天然气基地	发展优质高效农牧业和林果业，建设国家级优质棉基地和南疆粮食基地

由表 2.7-4 可知，项目位于“阿克苏河冲积平原荒漠、绿洲农业生态功能区”和“渭干河三角洲荒漠—绿洲农业、盐渍化敏感生态功能区”，主要生态服务功能分别为“农产品生产、荒漠化控制、塔里木河水源补给”和“农产品生产、荒漠化控制、油气资源”。本项目为油气开发活动，按照塔里木油田分公司的总体规划和年度计划进行开发，项目实施与区域发展方向一致，符合区域生态服务功能定位。本项目新建站场占地面积小、管线占地为临时占地，施工具有临时性、短暂性特点，周围无水源补给区，通过控制占地范围和严格施工期环境管理、做好生态保护工作，在项目建设的过程中大力保护地表植被，减少水土流失，工程结束后及时对占地进行恢复，不会对占地区域土壤、动植物产生明显影响。

本工程与生态环境功能区划关系图

图 2.7-1

本工程与生态保护红线(拟定)位置关系图

图 2.7-2

2.8 环境保护目标

本工程评价区域内无自然保护区、风景名胜区和需要特殊保护的区域以及村庄、学校、医院等敏感点，因此不再设置环境空气保护目标，鉴于石油开采类项目的特点，本次评价对环境空气的保护目的为不改变区域环境空气功能区质量。本工程周边无地表水体，且项目不外排废水，不设置地表水保护目标；将地下水评价范围内潜水含水层作为地下水保护目标；项目周边 200m 范围内无声环境敏感点，因此不再设置声环境保护目标；根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），将站场占地外 200m 和管线两侧 200m 内土壤作为土壤环境保护目标；本工程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重点治理区作为生态环境保护目标。将风险影响评价范围内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 2.8-1 地下水环境保护目标一览表

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

表 2.8-2 土壤环境保护目标一览表

保护目标	方位	距项目厂界(m)
站场占地外200m和管线两侧200m内土壤	--	--

表2.8-3 生态环境保护目标一览表

环境要素	保护目标	相对井场方位	距井场最近距离(m)	功能要求	备注
生态环境	植被和动物	井场占地范围外扩 200m 及管线两侧 200m	—	—	不改变生态功能
	塔里木河流域水土流失重点治理区		—	—	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	站场周边 3km					
	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	—	—	—	—
站场周边 500m 范围内人口数小计						—
站场边 3km 范围内人口数小计						—
大气环境敏感程度 E 值						—
类别	序号	环境敏感区名称	环境敏感特征	水质目标	包气带防污性能	与下游厂界距离(m)
地下水	1	调查评价范围内潜水含水层	—	IV类	D1	—
	地下水环境敏感程度 E 值					E2

3 建设项目工程分析

本工程在新疆维吾尔自治区阿克苏地区新和县和温宿县交界处塔里木油田分公司英买力气田内实施“英买力气田玉东 1 区块开发调整方案地面工程”，主要建设内容为：①钻井工程：在英买力气田玉东区块内部署 8 口水平井（新钻 4 口水平井（YD1-H3 井、YD1-B1 井、YD1-B2 井、YD103H 井），老井利用 4 口（YD103-H1 井、YD101-5H 井、YD104H 井、YD101-H1 井），修井 1 口（YD106 井）用于排水。②站场工程：新建采气井场 7 座（YD1-H3 井、YD1-B1 井、YD1-B2 井、YD103H 井、YD103-H1 井、YD101-5H 井、YD104H 井），新建集气站 1 座（3#集气站），新建阀组站 1 座（YD4 计量阀组站），扩建 2 座现有井场（YD5 井、YD106 井场），扩建集气站 4 座（YD2 集气站、YT1 集气站、YD1 集气站、YD6 转油站），扩建增压站 1 座（YT1 增压站），英买处理厂内扩建低压脱水装置 1 台，扩建试采点 3 座（YM7 试采点、YM33 试采点、YT5 试采点）。③集输管线：新建集气干线 42.7km，采气管线 42.2km，燃气管线 32.3km，燃气干线 13.7km，集气支线 5km，排水管线 0.9km，更换供水管线 17km。④配套工程：扩建 YT5 宿舍 1 座，新建油气田沥青道路 24.57m、砂石道路 21.8km、油地共建路 4.4km，新建 35kV 输电线路 25km，并配套建设土建、防腐、通信、自控、采暖等工程。

为便于说明，本次评价对区块开发现状作为现有工程进行回顾，并对本次拟建工程涉及改造的站场现状进行介绍，其中涉及改造的 YT1 增压站、YD6 转油站和已完钻的 3 口老井（YD103-H1 井、YD101-5H 井、YD104H 井）目前正在开展竣工环保验收，故将其作为在建工程进行分析；将本工程依托的英买力油田钻试修废弃物环保处理站、英买 7 固废场作为依托工程进行分析。本次评价工程分析章节结构见表 3-1。

表 3-1 工程分析内容结构一览表

序号	工程组成	主要内容
1	现有工程	主要介绍现有工程基本情况、现有工程主要工艺、污染源调查、污染物排放量、环境问题等内容
2	在建工程	主要介绍在建工程基本情况、在建工程主要工艺、污染源调查、污染物排放量等内容

续表 3-1 工程分析内容结构一览表

序号	工程组成	主要内容
3	拟建工程	拟建工程项目基本概况、主要生产设施、油气水物性及技术经济指标、主要工艺流程及排污节点、原辅材料、给排水、施工期污染源及治理措施、营运期污染源及治理措施、闭井期污染源及治理措施、非正常排放、清洁生产、污染物排放量、污染物总量控制分析
4	依托工程	与项目相关的英买力油田钻试修废弃物环保处理站、英买 7 固废场基本情况

3.1 现有工程

3.1.1 英买力气田开发现状回顾

3.1.1.1 英买力气田区域开发现状

英买力油气田位于新疆维吾尔自治区阿克苏市温宿县与新和县，油气田面积 1700km^2 。经过多年开发建设，英买力气田共建成13个区块，分别为玉东2、羊塔1、羊塔5、英买7、英买21、英买17、英买23、羊塔2、英买46、英买463、羊塔3、玉东7、玉东1区块。

(1) 英买力气田各区块开发现状

本工程涉及的区块主要为英买西线附属区块，分别为玉东 1、玉东 7、玉东 2、羊塔 5、羊塔 1 区块，故本次主要对上述 5 各区块进行回顾。

① 玉东 1 区块

玉东 1 区块古近系底砂岩凝析气藏天然气地质储量 $493.38 \times 10^8 \text{m}^3$ ，凝析油地质储量 $440.64 \times 10^4 \text{t}$ ，是英买气田重要产能接替区块，现天然气采出程度 8.4%、凝析油采出程度 9.6%。截止至 2019 年，玉东 1 区块现有 13 口采气井及 YD1 集气站，其中生产井 12 口 (YD1、YD101、YD101-H3、YD102、YD1-1H、YD1-2H、YD1-4H、YD1-6H、YD4、YD101-H1、YD101-H2、YD5 井)，1 口处于封井状态 (YD106 井)，核实累产气 $41.3 \times 10^8 \text{m}^3$ ，核实累产油 $42.2 \times 10^4 \text{t}$ ，天然气采出程度 8.4%、凝析油采出程度 9.6%，目前地层压力 44.06MPa。

② 玉东 7 区块

玉东 7 区块白垩系巴西改组构造-岩性油藏为玉东气田近几年新发现油藏，发现后快速进入评价建产阶段。2016 年上交预测储量，含油面积 15.8km^2 ，石油地质储量 $525 \times 10^4 \text{t}$ 。2017 年上交石油控制储量，含油面积 33.7km^2 ，石油地质储量

1014 $\times 10^4$ t, 溶解气 15.46 $\times 10^8$ m³。2018 年上报石油探明储量, 含油面积 36.89km², 地质储量石油 1092.37 $\times 10^4$ t, 溶解气 13.49 $\times 10^8$ m³。玉东 7 区块下辖油水井 20 口, 包括 12 口油井和 8 口注水井。12 口油井(YD7 井、YD701H 井、YD702H 井、YD703H 井、YD704H 井、YD705H 井、YD707H 井、YD710 井、YD7-3-4 井、YD7-4-2 井、YD7-4-H4 井、YD7-4-8H 井)中 YD7 井无产量已关井, 其余 11 口采油井均在生产中; 8 口注水井(YD3 井、YD7-2-1 井、YD7-3-7 井、YD7-5-3 井、YD7-5-5 井、YD7-4-5 井、YD7-5-7 井、YD7-3-5 井)中 YD3、YD7-3-5 井已关井, 其余 6 口注水井均处于停产状态。

玉东 7 区块建有 YD6 转油站 1 座, 油井全部采用密闭集输方式经集油管线输至 YD6 转油站。井口采出液经油气分离, 分别增压后, 利用已有管线分输至英买处理厂。

③玉东 2 区块

玉东 2 区块现有采气井 5 口及 YD2 集气站 1 座, 其中生产井 4 口(YD2-1、YD2-1H、YD2-2、YD2-3 及 YD2), 已关停井 1 口(YD2-1)。采气速度 3.23%, 采油速度 3.45%, 天然气产能规模 2.64 $\times 10^8$ m³/a、凝析油 7.35 $\times 10^4$ t/a, 预测期末累产气 42.47 $\times 10^8$ m³, 累产油 115.36 $\times 10^4$ t, 气、油采出程度分别为 51.88%、55.14%。

④羊塔 5 区块

羊塔 5 区块下辖油水井 8 口(7 口采气井和 1 口注水井)、YT5 集气站及 YT5 试采点, 总生产井 1 口(YT5), 因压力低无法进站关关停井 7 口(YT502、YT5-2、YT5-1、YT5-1T、YT5-5、YT5-3、YT5-4)。

⑤羊塔 1 区块

羊塔 1 区块现有 13 口采气井、YT1 集气站及 YT1 增压站, 总生产井 8 口(YT1T、YT1-1、YT1-9、YT1-10、YT1-11、YT1-12、YT1-1J、YT1-1H), 已关停井 5 口(YT1-5、YT1-6、YT1-7、YT10、YT1-8)。采气速度 3.23%, 采油速度 3.45%, 天然气产能规模 2.64 $\times 10^8$ m³/a、凝析油 7.35 $\times 10^4$ t/a, 预测期末累产气 42.47 $\times 10^8$ m³, 累产油 115.36 $\times 10^4$ t, 气、油采出程度分别为 51.88%、55.14%。采气速度 2.64%, 采油速度 1.07%, 天然气产能规模 6.57 $\times 10^8$ m³/a、石油 5.70 $\times$

10⁴t/a。预测期末累产气 130.71×10⁸m³，累产油 133.73×10⁴t，气、油采出程度分别为 52.47%、25.11%。

(2) 英买力气田各区块主要地面设施情况

英买力气田各区块主要地面设施情况统计见表 3.1-1。

表 3.1-1 英买力气田各区域主要地面设施情况一览表

序号	区块名称	总井数	生产井	关停井	集气站/转油站名称	其它
1	玉东 1 区块	13 口	12	1	YD1 集气站	采用密闭集输方式经集输管线输至英买处理厂
2	玉东 7 区块	20 口	12	8	YD6 转油站	
3	玉东 2 区块	5 口	4	1	YD2 集气站	
4	羊塔 5 区块	8 口	1	7	YT5 集气站	
5	羊塔 1 区块	13 口	8	5	YT1 集气站、YT1 增压站	

3.1.1.2 英买力气田手续履行情况

随着勘探开发的进程，塔里木油田分公司在英买力油气田实施了几次区块开发及地面工程建设项目，具体工程内容及环保手续履行情况见表 3.1-2。

表 3.1-2 英买力油气田开发现状环评及验收情况一览表

序号	建设项目名称	环评手续			验收手续		
		审批单位	批准文号	批准时间	验收单位	验收文号	验收时间
1	英买力油气田群开发建设工程	原国家环境保护总局	环监[2007]336 号	2007 年 8 月 27 日	原国家环境保护部	环验[2010]23 号	2010 年 1 月 21 日
2	英买力潜山油藏地面工程	新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函[2010]251 号	2010 年 5 月 17 日	新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函[2014]673 号	2014 年 6 月 3 日
3	英买力油气田群整体开发调整工程	新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函[2015]699 号	2015 年 6 月 23 日	英买油气开发部自主验收	油英买质健安环委(2019)3 号	2019 年 7 月 22 日

3.1.2 本次拟建工程涉及改造的站场现状回顾

3.1.2.1 现有站场手续履行情况

本工程现有站场环评及验收情况见表 3.1-3。

表 3.1-3 现有工程环评及验收情况一览表

序号	站场	环评手续			验收手续		
		审批单位	批准文号	批准时间	验收单位	验收文号	验收时间
1	英买处理厂	原国家环境保护总局	环审[2007]336号	2007年8月27日	原国家环境保护部	环验[2010]23号	2010年月21日
2	YD5井						
3	YD2集气站						
4	YT5集气站						
5	YT1集气站						
6	YD106井	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函[2015]699号	2015年6月2日	英买油气开发部自主验收	油英买质健安环委(2019)3号	2019年7月22日
7	YD1集气站						
8	YD101-H1井	新疆维吾尔自治区生态环境厅	《英买油气开发部环境影响后评价报告书》 新环环评函[2021]218号	2021年3月15日	—		
9	YM7试采点						
10	YM33试采点						
11	YT5试采点						

3.1.2.2 现有井场现状

本次开发方案中共涉及现有 3 口采气井，其中 YD106 井处于封井状态，YD101-H1 井及 YD5 井处于正常生产中。井下采出液自喷采出后，通过井口模块油嘴一级节流后经过井场加热炉加热后由现有集输管线输至 YD1 集气站，最终送至英买处理厂处理。

表 3.1-4 现有井场主要设备一览表

分类	序号	设备名称	单位	数量	备注
现有 3 口采气井井场	1	采气树	座	2	YD106 井封井
	2	RTU 机柜间	座	2	YD106 井封井
	3	加热炉	座	2	YD106 井封井

3.1.2.3 YD2 集气站

YD2 集气站管辖 5 口井，分别为 YD2-1、YD2-1H、YD2-2、YD2-3 及 YD2。其中，YD2-1 因油压低无法进入系统而关井，其余 4 口井均正常生产，产量比较稳定。

井口来的油气通过进站阀组进入 YD2 集气站经多井加热炉加热至 49℃，加热后的需计量的油气经计量分离器后与其他加热的油气混合进入西集气干线去往 YT5 集气站。站内主要生产设施见表 3.1-5。

表 3.1-4 YD2 集气站主要生产设施一览表

序号	设备名称	规格	单位	数量
1	加热炉	1600kw	台	1
2	计量分离器	—	台	1
3	放空分液罐	—	台	1
4	发球筒	PN16MPa DN200/DN300	台	1

3.1.2.4 YT5 集气站

YT5 集气站属于英买力气田群建设工程，于 2007 年 8 月 27 日取得了原环境保护总局批复(环审[2007]336 号)，并于 2010 年 1 月 21 日取得了原环境保护部的环保验收(环验[2010]23 号)。

YD2 集气站来气进 YT5 集气站经过干线加热炉加热至 54℃，加热后的油气去往 YT1 集气站。站内主要生产设施见表 3.1-6。

表 3.1-6 YT5 集气站主要生产设施一览表

序号	设备名称	规格	单位	数量
1	干线加热炉	1300kw	台	1
2	井口加热炉	1300kw	台	1
3	放空分液罐	—	台	1
4	计量分离器	—	台	1
5	收球筒	PN16MPa DN200/DN300	台	1
6	发球筒	PN16MPa DN250/DN350	台	1

3.1.2.5 YT1 集气站

YT1 集气站是集计量、加热、清管功能站场。YT1 集气站辖井 13 口，YT1 区块各单井来采出液，各自单独进入多井加热炉加热后，通过阀组转换，可进行计量，不计量的采出液与加热后的干线采出液一起至西集气干线，输至英买

处理厂。

自上游 YD7、YD2、YT5 及 YD1 等区块通过干线至 YT1 集气站干线加热炉加热后，与 YT1 区块各单井加热计量后的凝析气混合，进入西集气干线或西集气干线复线。站内主要生产设施见表 3.1-7。

表 3.1-7 YT1 集气站已建设施表

序号	设备名称及规格	规格	单位	数量
1	多井加热炉	2.5MW	台	2
2	干线加热炉	2.5MW	台	1
3	加热炉	2.5MW	台	2
4	计量分离器	—	台	1
5	放空分液罐	—	台	1
6	收球筒	PN160 DN350/450	台	1
7	发球筒	PN160 DN350/450	台	1
8	发球筒	PN160 DN250/350	台	1
9	收球筒	PN160 DN250/350	台	1

3.1.2.6 YD1 集气站

YD1 集气站主要负责 YD1 区块生产井进站计量、加热的集气站场。YD1 集气站辖井 12 口，实际开井 12 口，12 口井分别为 YD1、YD101、YD101-H3、YD102、YD1-1H、YD1-2H、YD1-4H、YD1-6H、YD4、YD101-H1、YD101-H2、YD5 井。

从单井来的油气经阀组进入计量、生产汇管，通过阀组切换，除需进行计量的单井外，其他单井均进入生产汇管后，进入外输加热炉加热后与计量分离器来的气液汇集后，通过集输管线输至下游站场。站内设发球设施，可对集气干线定期进行清管作业。

站内主要生产设施见表 3.1-8。

表 3.1-8 YD1 集气站已建设施一览表

名称	规格及型号	台数	名称	规格及型号	台数
阀组	12 井式	1 台	放空分液罐	1.6- D2200×8000	1 台
计量分离器	D1000X5100	1 台	加热炉	1200kW/台 PN20MPa	2 台
放空管	D200×20000mm	1 个	发球筒	DN250/350	1 台

3.1.2.7 YM7 试采点

试采点将所辖 6 口油井(包括:YM7-17X 井、YM7-15H 井、YM7-H16 井、YM7-13H 井、YM7-H11 井、YM7-12 井)来液,经加热炉加热,油气水三相分离后,伴生气去 YM7 增压站,含水油直接通过原油外输泵增压输至英买潜山联合站。

站内主要生产设施见表 3.1-9。

表 3.1-9 YM7 试采点已建设施一览表

序号	设备名称	单位	数量	规格	备注
1	阀组	套	1	6 井式	—
2	两相计量分离器	台	1	8.2m ³	本次改造
3	两相生产分离器	台	1	8.2m ³	本次拆除
4	真空双盘管加热炉	台	1	315kW	本次拆除
5	50m ³ 储罐	座	17	—	—
6	注水泵	台	2	—	—
7	收油泵	台	1	—	—
8	外输油泵	台	2	—	—
9	喂油泵	台	1	—	—

3.1.2.8 YM33 试采点

YM33 试采点管辖 YM33、YM33-H1、YM33-2H、YM33-H4C 等 4 口油井,单井来液经加热炉加热,油水两相分离后,含水油直接通过原油外输泵增压输至英买潜山联合站。

站内主要生产设施见表 3.1-10。

表 3.1-10 YM33 试采点已建设施一览表

序号	设备名称	单位	数量	规格	备注
1	阀组	套	1	4 井式	—
2	两相计量分离器	台	1	8.2m ³	本次改造
3	两相生产分离器	台	1	8.2m ³	本次改造
4	真空双盘管加热炉	台	1	315kW	本次停运
5	50m ³ 储罐	座	15	—	本次停运
6	注水泵	台	2	—	本次停运
7	收油泵	台	2	—	本次停运
8	外输油泵	台	1	—	本次停运
9	喂油泵	台	2	—	本次停运
10	电磁加热器	台	1	60kW	本次停运

3.1.2.9 YT5 试采点

试采点管辖 YT5、YT5-2、YT5-3 等 3 口油井，单井来液经油、气、水三相分离后，伴生气输至第三方增压站，含水油直接通过原油外输泵增压输至输至英买处理厂。

站内主要生产设施见表 3.1-11。

表 3.1-11 YT5 试采点已建设施一览表

序号	设备名称	单位	数量	规格	备注
1	阀组	套	1	4 井式	—
2	两相计量分离器	台	1	8.2m ³	本次改造
3	两相生产分离器	台	1	8.2m ³	本次改造
4	50m ³ 储罐	座	9	—	—
5	注水泵	台	1	—	本次停运
6	收油泵	台	1	—	—
7	外输油泵	台	1	—	—

3.1.2.10 英买处理厂

英买力油气处理厂是一座集油、气、水、电于一体的综合处理厂。包括 350×10⁴m³/d 天然气处理装置 2 套；25×10⁴t/a 凝析油稳定装置 2 套、三个罐区、5 个站、2 座火炬等共 22 个单元，以及相应配套的供电系统、自动化系统、仪表风系统、通讯系统、水处理系统、供热及暖通系统、消防系统、总图工程、输水管线、外输电力等，各类建筑面积共 10035m²。

英买力处理厂采用分子筛脱水、J-T 阀制冷脱烃，天然气外输设置后增压机组，轻烃分馏采用脱乙烷塔和脱丁烷塔联式烷塔三塔分馏流程；脱乙烷后的轻烃采用脱丁烷塔流程，生产液化气和稳定轻烃。

凝析油稳定采用多级闪蒸、低压提馏稳定工艺，脱除轻组分，并在二、三级闪蒸同时进行热化学沉降脱水、脱盐。

(1) 英买处理厂总工艺流程

由羊塔克、玉东 2 气田来的凝析气和英买 17、英买 21、英买 23 来的凝析气，经集配气阀组与英买 7-19 集气站来的凝析气一起进入段塞流捕集器单元，进行气液两相分离，分离出来的凝析油进入凝析油稳定装置，凝析油经多级闪

蒸、脱水、脱盐和低压提馏进行稳定。稳定后凝析油去外输油首站。天然气和凝析油稳定的脱出气平均分成两路进入天然气处理装置，经脱水、回收轻烃、轻烃脱乙烷后，生产的干气经外输气压缩机增压后进入集气干线，输至轮南末站，脱乙烷轻烃经与脱丁烷塔底稳定轻烃换热后进入脱丁烷塔，生产液化气和稳定轻烃；装置生产的液化气进入液化气罐区经泵加压后管输至牙哈铁路装车站；装置生产的稳定轻烃经冷却后自压进入凝析油罐区，与凝析油经外输油首站管输至牙哈铁路装车站。段塞流捕集器分离出来的油气田采出水去污水处理站处理。

(2) 天然气处理装置工艺

① 原料气脱水部分

采用分子筛吸附脱除原料气中的水分，吸附塔内装填 4A 分子筛，使原料气含水降到 1ppm 以下。

天然气和凝析油稳定后的闪蒸气在 11.7MPa、25℃ 以上进装置，首先进入原料气预冷器，与脱甲烷塔顶和脱乙烷塔顶的低温稳定气换热，使原料气温度稳定在 25℃，然后进入原料气分离器，再经调压后进入过滤分离器，除去其中少量的铁锈、灰尘、油滴及游离水，然后进分子筛脱水器脱水。采用两塔流程，一塔吸附，一塔再生，吸附周期为 8h。脱水后原料气经过滤器脱除夹带的粉尘后去轻烃回收部分。再生气和冷却气取自外输气压缩机出口的干气。再生操作时，这部分干气直接进再生气加热器，被导热油加热至 300℃ 以上，去分子筛脱除干燥剂吸附的水分，然后经再生气冷器冷却至 50℃，进再生气分水罐分离出游离水。冷却操作时，干气直接进再生后的分子筛脱水器进行冷却。再生气和冷却气返回外输气压缩机进口。

② 轻烃回收部分

原料气 11.0MPa、25℃ 经分子筛脱水后，分成两路，主路原料气首先进入主换热器，与二级低温分离器分离出来的气相换热后与次路原料气经换热器与脱乙烷塔顶气换热的次路原料气汇合，温度为 -27.7℃，进入一级低温分离器。分离出来的液相经节流后进入脱乙烷塔，分离出来的气相经 J-T 阀膨胀至 6.0MPa、-50.5℃，进入二级低温分离器进行分离。二级分离器分离出来的气相

进入主换热器与主路原料气换热后温度为 20°C ，与增压后脱乙烷塔顶气汇合，经外输气压缩机增压至 9.6MPa ，作为干气产品出装置。二级低温分离器分离出来的液相进入脱乙烷塔顶作为脱乙烷塔回流，脱乙烷塔为提馏塔，塔顶压力为 2.8MPa 。脱乙烷塔顶气相与次路原料气换热后温度为 20°C ，分成两路，一路作为厂内燃料气，另一路去脱乙烷塔顶气压缩机增压至 6.0MPa 去外输气压缩机。脱除乙烷后的液体与脱丁烷塔底稳定轻烃换热后进入脱丁烷塔，脱丁烷塔塔顶压力为 1.4MPa ，生产液化气和稳定轻烃。脱乙烷塔和脱丁烷塔底重沸器热源为导热油，脱丁烷塔顶冷凝器采用空冷器。

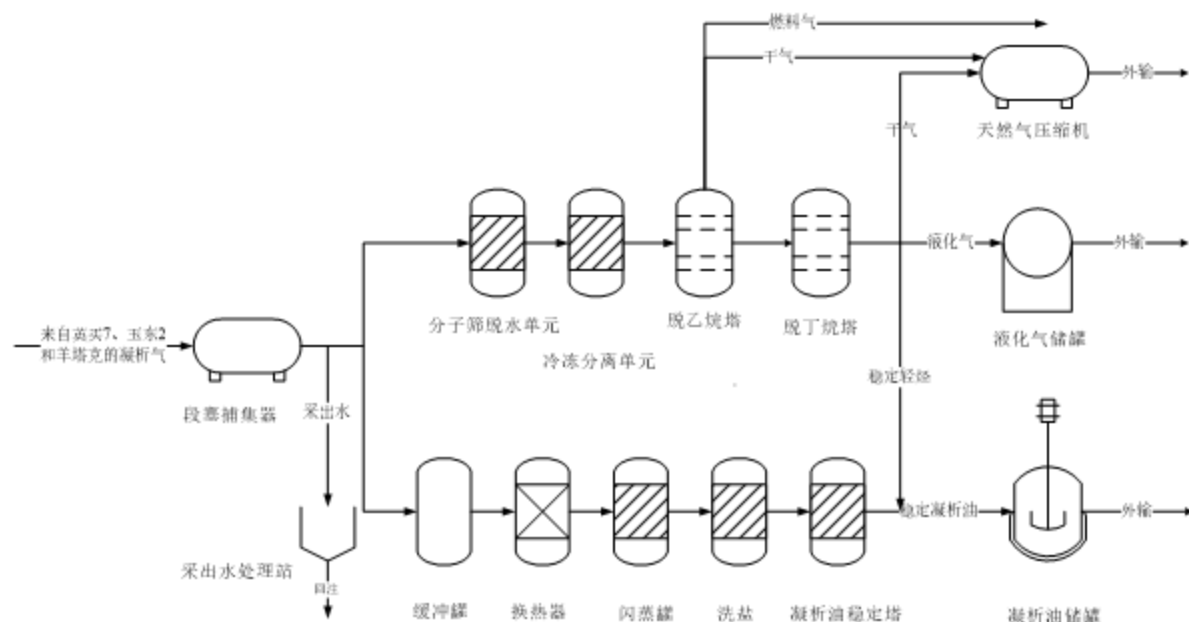


图3.1-1 英买油气处理厂天然气处理流程框图

③污水处理站工艺流程

生产废水和采出水首先进入接收水罐，经升压泵提升后进入压力除油器，出水直接进入双层滤料过滤器，滤后水进入滤后水罐，由回注水泵吸水进行回注，含油污水处理流程见图 3.1-2。

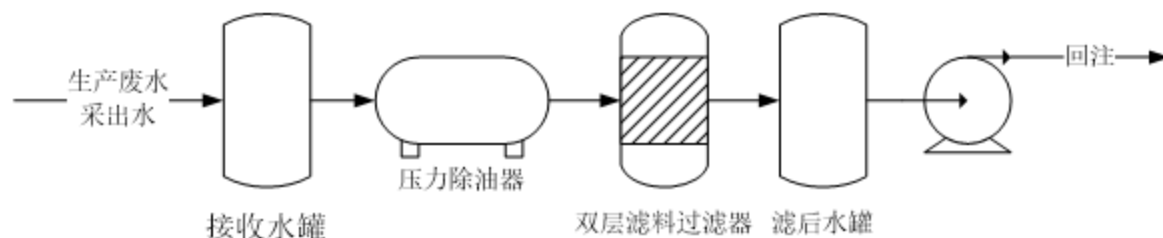


图 3.1-2 含油污水处理流程图

3.1.3 污染源调查与评价

(1) 井场、集气站及试采点

根据英买力油气开发部 2020 年例行监测报告及类比分析,现有工程涉及改造的 YD5 井场、YD101-H1 井场(不含封井的 YD106 井)、3 座集气站及 3 座试采点污染源及治理措施情况见表 3.1-12。

表 3.1-12 现有工程井场、集气站及试采点主要污染物排放情况汇总一览表

类别	站场	污染源名称	排放量 (m ³ /h)	主要污染因子	源强 (mg/m ³)	治理措施	排气筒高度	治理效果		年排放量 (t/a)	达标情况	数据来源
								排放浓度 (mg/m ³)	排放速率 (kg/h)			
有组织废气	YD5 井场	井场加热炉	468	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物	4 3 100	—	1 根 8m 排气筒	4 3 100	0.002 0.001 0.047	0.01 0.005 0.226	达标	例行监测报告
	YD101-H1 井场	井场加热炉	468	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物	4 3 100	—	1 根 8m 排气筒	4 3 100	0.002 0.001 0.047	0.01 0.005 0.226	达标	例行监测报告
	YT1 集气站	加热炉烟气	2927	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物	4 3 135	—	12m 排气筒	4 3 135	0.012×5 0.009×5 0.395×5	0.280 0.210 9.485	达标	监测报告
	YT5 集气站	1#加热炉烟气	1516	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物	4 3 140	—	1 根 8m 排气筒	4 3 140	0.006 0.005 0.212	0.028 0.021 1.018	达标	监测报告
		2#加热炉烟气	1516	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物	4 3 140	—	1 根 8m 排气筒	4 3 140	0.006 0.005 0.212	0.028 0.021 1.018	达标	监测报告
	YD2 集气站	加热炉烟气	1874	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物	4 3 135	—	1 根 8m 排气筒	4 3 135	0.008 0.006 0.253	0.036 0.027 1.214	达标	监测报告
	YD1 集气站	1#加热炉烟气	1404	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物	4 3 135	—	1 根 8m 排气筒	4 3 135	0.006 0.004 0.190	0.026 0.020 0.910	达标	监测报告
		2#加热炉烟气	1404	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物	4 3 135	—	1 根 8m 排气筒	4 3 135	0.006 0.004 0.190	0.026 0.020 0.910	达标	监测报告
	YM7 试采点	加热炉烟气	369	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物	4 3 100	—	1 根 8m 排气筒	4 3 135	0.0015 0.0011 0.037	0.007 0.005 0.177	达标	监测报告
	YM33 试采点	加热炉烟气	369	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物	4 3 100	—	1 根 8m 排气筒	4 3 135	0.0015 0.0011 0.037	0.007 0.005 0.177	达标	监测报告

续表 3.1-12 现有工程井场、集气站及试采点主要污染物排放情况汇总一览表

项目	污染源名称	排放量(Nm ³ /h)	污染物	源强浓度/速率	治理措施	外排污染物		排气筒高度(m)	年排放时间(h/a)	排放量(t/a)	数据来源
						外排浓度(mg/Nm ³)	排放速率(kg/h)				
无组织废气	YD5 井场无组织废气	—	非甲烷总烃	0.005kg/h	采取管道密闭输送, 加强阀门、机泵的检修与维护	—	0.005	—	8760	0.044	类比分析
	YD101-H1 井场无组织废气	—	非甲烷总烃	0.005kg/h		—	0.005	—	8760	0.044	
	集气站无组织废气	—	非甲烷总烃	0.02kg/h		—	0.02×4	—	8760	0.700	
	试采点无组织废气	—	非甲烷总烃	0.015kg/h		—	0.015×3	—	8760	0.394	
类别	站场	污染源名称	污染因子	源强dB(A)	治理措施	治理效果		达标情况		数据来源	
噪声	井场	采气树	L _{eq}	85	基础减振	降噪 15dB(A)		厂界达标		类比分析	
		加热炉	L _{eq}	80	基础减振	降噪 15dB(A)					
	集气站	站场加热炉	L _{eq}	80	基础减振	降噪 15dB(A)		厂界达标			
		泵类	L _{eq}	95	基础减振	降噪 15dB(A)					
	试采点	站场加热炉	L _{eq}	80	基础减振	降噪 15dB(A)		厂界达标			
		泵类	L _{eq}	95	基础减振	降噪 15dB(A)					
类别	序号	污染源名称	污染因子	治理措施	治理效果 排放浓度(mg/L)		达标情况		数据来源		
废水	1	采出水	SS、COD、石油类	进入英买处理厂现有污水处理装置处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012) 后回注油气层	悬浮固体含量	3.20	达标		例行检测报告		
					含油量	0.637					
					平均腐蚀率(mm/年)	0.018					
					粒径中值	2.874					
	2	生活污水	COD SS NH ₃ -N BOD ₅	排入生活污水池, 定期拉运至英买力作业区公寓生活污水处理装置处理	化学需氧量	64	达标				
					氨氮	17.6					
					BOD ₅	23					
					悬浮物	18					
					pH	6.8					

续表 3.1-12 现有工程井场、集气站及试采点主要污染物排放情况汇总一览表

类别	编号	污染源	污染物	产生量 (t/a)	固废种类	治理措施	治理效果	达标情况
固废	1	站场阀门、法兰等凝析油渗漏	含油废物	1.2	危险废物	收集后由轮南塔里木油田绿色环保站接收处置	全部妥善处置，不外排	—
	2	清管作业	清管废渣	0.8	危险废物	收集后由库车畅源生态环保科技有限责任公司进行无害化处置		—
	3	职工生活	生活垃圾	2.19	—	定期送英买力现有生活垃圾填埋场填埋处置		—

同时为进一步说明现有工程中现有采气井井场、集气站及试采点无组织污染物排放情况和噪声达标情况，本次评价引用《英买油气开发部环境影响后评价报告书》中后评价开展期间进行的污染源监测数据，站场无组织污染物排放情况见表3.1-13，站场噪声污染源监测结果见表3.1-14。

表 3.1-13 废气污染源监测结果一览表 单位：mg/m³

编号	监测点名称	监测项目	监测时间	监测点位		监测结果(mg/m ³)				周界外浓度最高点 (mg/m ³)	执行标准	标准限值(mg/m ³)	达标情况
						1	2	3	4				
1	YT1集气站	非甲烷总烃	2019.7.24	上风向	1#	1.63	2.47	3.2	3.17	3.6	《大气污染物综合排放标准》 (GB16297-1996)表2 无组织排放监控浓度限值	4.0	达标
				下风向	2#	1.64	2.86	3.6	3.57				
			2019.7.25	上风向	1#	2.53	1.9	2.05	2.38	3.83			达标
				下风向	2#	2.88	3.77	3.58	3.83				
2	YT5集气站	非甲烷总烃	2019.7.24	上风向	1#	1.11	1.07	0.56	0.86	1.64	《大气污染物综合排放标准》 (GB16297-1996)表2 无组织排放监控浓度限值	4.0	达标
				下风向	2#	1.5	1.15	1.64	1.4				
			2019.7.25	上风向	1#	1.8	0.97	0.09	0.75	1.8			达标
				下风向	2#	1.49	0.99	0.86	0.13				

续表 3.1-13

废气污染源监测结果一览表

单位: mg/m^3

编号	监测点名称	监测项目	监测时间	监测点位		监测结果(mg/m³)				周界外浓度最高点 (mg/m³)	执行标准	标准限值(mg/m³)	达标情况
						1	2	3	4				
3	YD2集气站	非甲烷总烃	2019.7.24	上风向	1#	0.19	1.22	0.82	0.76	1.96	《大气污染物综合排放标准》 (GB16297-1996)表2 无组织排放监控浓度限值	4.0	达标
				下风向	2#	1.22	1.35	1.45	1.96				
			2019.7.25	上风向	1#	1.65	1.02	1.95	1.01	1.95			达标
				下风向	2#	1.36	1.42	1.5	1.39				
4	YM7集中试采点	非甲烷总烃	2019.7.24	上风向	1#	1.14	0.52	0.5	1.03	2.45	《大气污染物综合排放标准》 (GB16297-1996)表2 无组织排放监控浓度限值	4.0	达标
				下风向	2#	1.34	1.31	2.45	1.02				
			2019.7.25	上风向	1#	1.36	0.67	0.65	<0.07	2.1			达标
				下风向	2#	1.34	1.59	2.1	0.81				
5	YM33集中试采点	非甲烷总烃	2019.7.22	上风向	1#	1.4	1.22	0.77	1.25	2.17	《大气污染物综合排放标准》 (GB16297-1996)表2 无组织排放监控浓度限值	4.0	达标
				下风向	2#	1.26	2.17	1.4	2.14				
			2019.7.23	上风向	1#	<0.07	0.81	1.22	1.05	2.82			达标
				下风向	2#	1.8	2.47	1.74	2.82				
6	YD2-1井场	非甲烷总烃	2019.7.24	上风向	1#	2.11	2.03	2.1	1.87	2.27	《大气污染物综合排放标准》 (GB16297-1996)表2 无组织排放监控浓度限值	4.0	达标
				下风向	2#	1.99	1.88	2.27	1.88				
			2019.7.25	上风向	1#	3.19	2.05	3.52	1.89	3.52			达标
				下风向	2#	3.3	2.93	2.3	3.45				

表 3.1-14

工业场地噪声现状监测结果

单位: dB(A)

编号	监测点名称	监测项目	监测时间	时段	监测结果[L_{eq} : dB(A)]				执行标准	标准限值 [L_{eq} : dB(A)]	达标情况
					东场界	南场界	西场界	北场界			
1	YT1 集气站	站场界噪声	2019.5.19	昼间	39	41	40	40	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类标准	60	达标
				夜间	37	38	39	38		50	达标
			2019.5.20	昼间	38	42	40	41		60	达标
				夜间	36	40	37	38		50	达标
2	YD2 集气站	站场界噪声	2019.5.19	昼间	45	38	41	38	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类标准	60	达标
				夜间	42	37	38	37		50	达标
			2019.5.20	昼间	42	40	41	39		60	达标
				夜间	40	38	38	36		50	达标
3	YM33 集中试采点	站场界噪声	2019.5.29	昼间	43	41	39	38	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类标准	60	达标
				夜间	40	39	36	35		50	达标
			2019.5.30	昼间	42	40	39	38		60	达标
				夜间	38	38	37	36		50	达标

由表 3.1-13 可知, 后评价开展期间站场场界空气中的非甲烷总烃浓度为未检出 $\sim 3.83\text{mg}/\text{m}^3$, 满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 中周界外浓度最高点浓度限值; 由表 3.1-14 可知, 集气站及试采点场界四周厂界昼间 38 $\sim 45\text{dB(A)}$, 夜间 35 $\sim 42\text{dB(A)}$, 满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类区标准限值。

(2) 英买处理厂

根据《英买油气开发部环境影响后评价报告书》中后评价开展期间进行的污染源监测数据、英买力油气开发部 2020 年例行监测报告及类比分析。英买处理厂污染源及治理措施情况见表 3.1-15。

表 3.1-15 英买处理厂主要污染物排放情况汇总一览表

类别	编号	污染源	排放量 (m^3/h)	污染物 名称	处理措施	排气筒 高度 (m)	排放 浓度 (mg/m^3)	排放速率 (kg/h)	排放量 (t/a)	达标 情况
废气	1	1#导热油炉	6407	颗粒物 SO_2 NO_x	以处理后天然气为燃料	15	4 6 180	0.0256 0.0384 1.1533	0.123 0.185 5.536	达标

续表 3.1-15 英买处理厂主要污染物排放情况汇总一览表

类别	编号	污染源	排放量 (m³/h)	污染物 名称	处理措施	排气筒 高度 (m)	排放 浓度 (mg/m³)	排放速率 (kg/h)	排放量 (t/a)	达标 情况
废气	2	2#导热油炉	6407	颗粒物 SO₂ NOₓ	以处理后天然气为燃料	15	4 6 180	0.0256 0.0384 1.1533	0.123 0.185 5.536	达标
	3	3#导热油炉	6407	颗粒物 SO₂ NOₓ	以处理后天然气为燃料	15	4 6 180	0.0256 0.0384 1.1533	0.123 0.185 5.536	达标
	5	高压火炬废气	—	颗粒物 SO₂ NOₓ	—	80	—	—	—	—
	5	低压火炬废气	—	颗粒物 SO₂ NOₓ	—	30	—	—	—	—
	7	装置区无组织废气	—	非甲烷总烃	—	—	—	0.362	3.172	达标
类别	编号	污染源	排放量	污染物名称	处理措施	最终去向	治理措施	达标情况		
废水	1	脱水脱烃装置检修污水	140m³/a	COD SS 石油类	生产废水“除油+过滤”处理装置	处理达标后回注油气层	不外排	达标		
	2	气田采出水	936.07m³/d	pH COD				达标		
	3	检修污水	660m³/a	SS 石油类				达标		
	4	生活污水	18m³/d	COD SS NH₃-N BOD₅	化粪池+地埋式处理装置	冬储夏灌，用于绿化	不外排	达标		
类别	编号	污染源	污染物	产生量 (t/a)	固废种类	治理措施	治理效果	达标情况		
固废	1	处理装置及罐区	油泥	2	危险废物	由塔里木油田绿色环保站妥善处置	全部妥善处置，不外排	—		
	2	职工生活	生活垃圾	11.5	—	清运至英买力气田固废填埋场		—		
类别	站场	污染源名称	污染因子	源强 dB(A)	治理措施	治理效果	达标情况			
噪声	英买处理厂	压缩机	L _{eq}	95	基础减振	降噪 15dB(A)	厂界达标			
		空压机	L _{eq}	95	基础减振	降噪 15dB(A)				

续表 3.1-15 英买处理厂主要污染物排放情况汇总一览表

类别	站场	污染源名称	污染因子	源强 dB(A)	治理措施	治理效果	达标情况
噪声	英买处理厂	导热油炉	L_{eq}	80	基础减振	降噪 15dB(A)	厂界达标
		泵类	L_{eq}	95	基础减振	降噪 15dB(A)	

根据《英买油气开发部环境影响后评价报告书》中后评价开展期间进行的污染源监测数据，后评价期间英买处理厂厂界空气中的非甲烷总烃浓度 $0.54 \sim 3.26 \text{ mg/m}^3$ ，满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表2中周界外浓度最高点浓度限值；后评价期间监测期间，英买处理厂四周厂界昼间 $38 \sim 47 \text{ dB(A)}$ ，夜间 $36 \sim 43 \text{ dB(A)}$ ，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类区标准限值。根据英买力油气开发部2020年例行监测报告采出水经污水处理站处理后，水质可满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准。

3.1.4 现有工程污染物年排放量

根据英买力油气开发部2020年例行监测报告、《英买油气开发部环境影响后评价报告书》中后评价开展期间进行的污染源监测数据及类比分析核算结果，现有工程污染物年排放情况见表3.1-16。

表3.1-16 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		
现有工程排放量	1.017	1.148	39.636	5.894	0	0

3.1.5 环境问题及“以新带老”改进意见

根据现场调查，建设单位严格的遵守了国家、地方及塔里木油田分公司的各项环保规定，较好的保护了气田区域的自然环境。所有的施工车辆都是在已建道路上行驶，没有车辆乱碾乱轧的情况发生，没有随意开设便道，尽量减少和避免了对气田区域地表的扰动和破坏。

在现场勘查过程中也发现气田目前存在的一些问题，主要有气田进站道路由于是砂石路面，扬尘比较严重。

整改方案：对现有 YD4 井场至 YD1 集气站砂石路面及 YD1 集气站至英西路进行改造，铺设为沥青路面。以上内容以纳入本工程建设内容，本工程实施后以上问题将随之解决。

3.2 在建工程

3.2.1 3 口水平井概况

本工程已完钻的 3 口水平井环评及验收情况见表 3.2-1。

表 3.2-1 在建工程环评及验收情况一览表

序号	建设项目名称	环评手续			验收手续		
		审批单位	批准文号	批准时间	验收单位	验收文号	验收时间
1	YD103-H1 井 钻井工程	阿克苏地区 生态环境局	阿地环函 字[2019] 605 号	2019 年 11 月 4 日	正组织验收		
2	YD101-5H 井 钻井工程		阿地环函 字[2019] 604 号	2019 年 11 月 4 日	正组织验收		
3	YD104H 井 钻井工程		阿地环函 字[2019] 606 号	2019 年 11 月 4 日	正组织验收		

表 3.2-2 3 口水平井钻井工程实施情况一览表

序号	井名	坐标	井型	设计井深	目的层	备注
1	YD103-H1 井	E81° 34' 24.32" N41° 17' 36.26"	水平井	5640m	奥陶系	已完钻
2	YD101-5H 井	E81° 35' 36.31" N41° 12' 53.91"	水平井	5445m	奥陶系	已完钻
3	YD104H 井	E81° 40' 53.43" N41° 18' 17.54"	水平井	5340m	奥陶系	已完钻

根据现场踏勘情况，目前 YD103-H1 井、YD101-5H 井、YD104H 井均已完钻，钻井设备及井队已搬迁，井场内仅有井口撬 1 座，无任何生产设备，井场内及周围未见磺化泥浆、废油、生活垃圾等固体废物。

3.2.2 YD6 转油站概况

YD6 转油站主要建设内容包括在《英买力气田玉东 7 区块白垩系油藏初步开发方案地面工程环境影响报告书》中，于 2018 年 8 月 30 日取得原阿克苏地区环境保护局批复（阿地环函字[2018]344 号），目前正在开展竣工环保验收

工作。

3.2.2.1 油气处理单元

油井产油气进YD6转油站,经计量、生产汇管进入三相分离器进行气液分离,分离后的天然气至低压气机组增压至16.5MPa。分离出的原油至原油外输泵增压至16.5MPaG,进入加热炉加热至60℃与增压后的天然气气液混输至YD2集气站,再经已建的西集气干线输至英买处理厂。

3.2.2.2 采出水处理部分

YD6转油站采出水处理工艺为“压力除油+两级过滤”,出水水质满足区块注水水质要求。YD6转油站内三相分离器脱出水利用余压首先进入接收水罐,沉降处理后经升压泵进入压力除油器,出水利用余压直接进入两级双滤料过滤器,滤后水进入净化水罐,处理后净化污水经高压注水泵增压,通过注水系统回注。

3.2.2.3 主要设备及处理能力

站内主要设备及处理能力见表3.2-3。

表 3.2-3 YD6 转油站主要设备及处理能力

项目	分类	规格	数量	设计能力		备注
				单 台	合 计	
1	三相分离器	—	1 台	1000t/d	—	—
	三相分离器	—	1 台	1000t/d	—	—
2	输油泵	132kW	3 台	Q=20m ³ /h	Q=60m ³ /h	—
3	真空加热炉撬	1.0MW 25MPa	2 座	1.0MW	2.0MW	1 用1 备
4	真空加热炉撬	0.35MW 2.5MPa	1 座	0.35MW	0.35MW	采暖炉
5	多功能缓冲罐	50m ³	9 座	—	—	—
6	火炬系统	12×10 ⁴ m ³ /d	1 套	—	—	—
7	压缩机	16.5MPa	4 台	4×10 ⁴ m ³ /d	16×10 ⁴ m ³ /d	—

3.2.3 YT1 增压站概况

YT1 增压站位于新疆阿克苏地区新和县境内,站场西南距固废填埋场 330m,东距羊塔 1 集气站 200m,东北距英买油气处理厂 29km。地理坐标为:东经 81°38′37.82″,北纬 41°21′42.43″。于 2019 年 10 月 30 日取得阿克苏地区环境保护局批复(阿地环函字[2019]596 号),目前正在开展竣工环保验收工作。

3.2.3.1 生产工艺

YT1 集气站来油气水混合液进生产分离器进行分离；分离后的气相经压缩机增压，增压后的气相经管线汇入集输干线，最后输至英买油气处理站处理；分离后的液相进应急罐缓冲后，再经增压泵增压至 13.5MPa，增压后的液相经管线汇入集输干线最终输至英买油气处理站处理。

3.2.3.2 主要建(构)筑物、设备设施

站内主要建(构)筑物、设备设施见表3.2-4。

表 3.2-4 主要建(构)筑物、设备设施一览表

序号	名称	规格	单位	数量	备注
1	火炬系统	21×25m	座	1	应急使用
2	压缩机	—	座	1	为分离出的气增压
3	分离器橇	1.6×5m	座	1	—
4	增压泵橇	总负荷:185kW/座	座	2	新1备1用,为分离出的油水增压
5	应急罐	50m ³ /座	座	6	—
6	设备间	2.8×4.1m	座	1	—
7	配电间	2.8×4.1m	座	1	—
8	压缩机变频间	—	座	3	—
9	压缩机配电间	—	座	1	—

3.2.4 污染源调查与评价

根据英买力油气开发部 2020 年例行监测报告及《英买力油气田玉东 7 区块白垩系油藏初步开发方案地面工程竣工环保验收监测》(GZRW-Y-202102003-FQ, GZRW-Y-202102003-N)中验收监测数据,在建工程污染源及治理措施情况见表 3.2-5。

表 3.2-5 在建工程主要污染源及治理措施一览表

类别	站场	污染源名称	排放量(m ³ /h)	主要污染因子	源强(mg/m ³)	治理措施	排气筒高度	治理效果		年排放量(t/a)	达标情况	数据来源
								排放浓度(mg/m ³)	排放速率(kg/h)			
有组织废气	YD6 转油站	2#加热炉烟气	1070	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物	4 7 145	—	1根8m排气筒	4 7 145	0.004 0.007 0.155	0.020 0.036 0.745	达标	HJ-20201517

续表 3.2-5 在建工程主要污染源及治理措施一览表

类别	站场	污染源名称	排放量 (m³/h)	主要污染因子	源强 (mg/m³)	治理措施	排气筒高度	治理效果		年排放量 (t/a)	达标情况	数据来源
								排放浓度 (mg/m³)	排放速率 (kg/h)			
有组织废气	YD6 转油站	3#采暖炉烟气	397	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物	6 3 90	—	1 根 8m 排气筒	6 3 90	0.002 0.001 0.036	0.011 0.006 0.172	达标	HJ-20201517
类别	污染源名称	排放量 (Nm³/h)	污染物	源强浓度 /速率 (kg/h)	治理措施	外排污染物		排气筒高度 (m)	年排放时间 (h/a)	排放量 (t/a)	数据来源	
						外排浓度 (mg/Nm³)	排放速率 (kg/h)					
无组织废气	YD6 转油站无组织废气	—	非甲烷总烃	0.02	采取管道密闭输送, 加强阀门、机泵的检修与维护	—	0.02	—	8760	0.175	GZRW-Y-202102003-FQ	
	YT1 增压站无组织废气	—	非甲烷总烃	0.16		—	0.16	—	8760	1.4	类比分析	
类别	站场	污染源名称	污染因子	源强 dB(A)	治理措施	治理效果		达标情况		数据来源		
噪声	YD6 转油站	站场加热炉	L _{eq}	80	基础减振	降噪 15dB(A)		厂界达标		GZRW-Y-202102003-N		
		输油泵	L _{eq}	95	基础减振	降噪 15dB(A)						
		注水泵	L _{eq}	95	基础减振	降噪 15dB(A)						
		压缩机	L _{eq}	95	基础减振	降噪 15dB(A)						
		回收水泵	L _{eq}	95	基础减振	降噪 15dB(A)						
		反洗泵	L _{eq}	95	基础减振	降噪 15dB(A)						
		排泥泵	L _{eq}	95	基础减振	降噪 15dB(A)						
		升压泵	L _{eq}	95	基础减振	降噪 15dB(A)						
	YT1 增压站	压缩机	L _{eq}	95	基础减振	降噪 15dB(A)		厂界达标		类比分析		
	增压泵撬	L _{eq}	90	基础减振	降噪 15dB(A)							
类别	序号	污染源名称	污染因子	治理措施	治理效果 排放浓度(mg/L)		达标情况		数据来源			
废水	1	采出水	SS、COD、石油类	进入 YD6 转油站现有采出水处理装置处理, 达标后回注油气层	悬浮固体含量	14	达标		LN-ZS20200287			
					含油量	3.04						

续表 3.2-5 在建工程主要污染源及治理措施一览表

类别	序号	污染源名称	污染因子	治理措施	治理效果 排放浓度(mg/L)		达标情况	数据来源
废水	1	采出水	SS、COD、石油类	进入 YD6 转油站现有采出水处理装置处理, 达标后回注油气层	平均腐蚀率 (mm/年)	0.013	达标	LN-ZS 20200 287
					粒径中值	2.356		
类别	编号	污染源	污染物	产生量 (t/a)	固废 种类	治理措施	治理 效果	达标情况
固废	1	采出水 处理	含油污泥	6	危险 废物	收集后由轮南塔里木油田绿色环保站接收处理	全部妥善处置, 不外排	—
	2	职工生活	生活垃圾	2.19	—	定期送英买力现有生活垃圾填埋场填埋处理		—

同时为进一步说明在建工程中站场无组织污染物排放情况和噪声达标情况, 本次评价引用《英买力气田玉东 7 区块白垩系油藏初步开发方案地面工程竣工环保验收监测》(GZRW-Y-202102003-FQ, GZRW-Y-202102003-N) 中 YD6 转油站验收监测数据, 站场无组织污染物排放情况见表 3.2-6, 站场噪声污染源监测结果见表 3.2-7。

表 3.2-6 废气污染源监测结果一览表

单位: mg/m³

污染源		监测项目	监测时间	监测点位		单位	监测结果			周界外浓度最高点	执行标准	标准限值	达标情况
							第1次	第2次	第3次				
无组织废气	YD6转油站场外	非甲烷总烃	2021年2月26日	下风向	1#	mg/m ³	0.18	0.21	0.14	0.31	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表2无组织排放监控浓度限值	4.0	达标
					2#	mg/m ³	0.14	0.15	0.14				
					3#	mg/m ³	0.17	0.14	0.15				
					4#	mg/m ³	0.30	0.31	0.27				
			2021年2月26日	下风向	1#	mg/m ³	0.57	0.58	0.60	0.72			达标
					2#	mg/m ³	0.60	0.64	0.67				
					3#	mg/m ³	0.64	0.67	0.70				
					4#	mg/m ³	0.70	0.72	0.67				

表 3.2-7 工业场地噪声现状监测结果 单位: dB(A)

测点位置		2021.2.25		2021.2.26	
		昼间	夜间	昼间	夜间
标准值		60	50	60	50
YD6转油站	东场界	37.7	36.4	37.1	36.5
	南场界	43.4	41.5	42.8	41.9
	西场界	44.6	42.0	43.7	42.6
	北场界	41.5	40.3	41.8	41.2

由表3.2-6可知, 验收监测期间站场场界空气中的非甲烷总烃浓度0.14~0.72mg/m³, 满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表2中周界外浓度最高点浓度限值; 由表3.2-7可知, 站场四周厂界昼间37.1~44.6dB(A), 夜间36.4~42.6dB(A), 满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类区标准限值。

3.2.5 在建工程污染物年排放量

根据核算结果, 在建工程污染物年排放情况见表3.2-8。

表 3.2-8 在建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		
在建工程排放量	0.031	0.042	0.917	1.575	0	0

3.3 拟建工程

3.3.1 拟建工程概况

根据英买力气田玉东 1 区块开发调整方案地面工程, 项目基本情况见表 3.3-1, 主要经济技术指标见表 3.3-2。

表 3.3-1 方案基本情况一览表

项目	基 本 情 况
项目名称	英买力气田玉东 1 区块开发调整方案地面工程
建设单位	中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司
建设地点	新疆阿克苏地区新和县和温宿县交界处, 英买油气田中北部
建设性质	改扩建

续表 3.3-1 方案基本情况一览表

项目	基本情况	
建设周期	建设周期 8 个月, 预计 2021 年 12 月正式投产运营	
总投资	工程总投资 180955 万元, 其中环保投资 1114.3 万元, 占总投资的 0.62%	
占地面积	1404700m ² (永久占地面积 351100m ² , 临时占地面积 1198200m ²)	
规模	本工程建成投产后, 玉东 1 区块天然气产量为 424×10 ⁴ m ³ /d、凝析油产量为 334.4t/d	
建设内容 依托工程	主体工程	①钻井工程: 在英买力气田玉东 1 区块内部署 8 口水平井(新钻 4 口水平井, 老井利用 4 口), 修井 1 口用于排水。②站场工程: 新建采气井场 7 座, 新建集气站 1 座, 新建阀组站 1 座, 扩建 2 座现有井场(YD106 井、YD5 井), 扩建集气站 4 座, 扩建增压站 1 座, 英买处理厂内扩建低压脱水装置 1 台, 扩建试采点 3 座。③集输管线: 新建集气干线 42.7km, 采气管线 42.2km, 燃气管线 32.3km, 燃气干线 13.7km, 集气支线 5km, 排水管线 0.9km, 更换供水管线 17km
	公辅工程	扩建 YT5 宿舍 1 座, 新建油气田沥青道路 24.57m、砂石道路 21.8km、油地共建路 4.4km, 新建 35kV 输电线路 25km, 并配套建设土建、通信、电气、自控等
	环保工程	废气治理 施工期: 洒水抑尘、遮盖存放; 营运期: 采出液密闭管道输送, 真空加热炉采用清洁能源-天然气作为燃料
		废水处理 施工期: 酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中, 加碱中和后拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站妥善处置; 生活污水及试压废水排入防渗的生活污水池(撬装组合型钢板池)暂存, 定期拉运至 YT5 宿舍生活污水处理装置处理; 营运期: 采出水随油气混合物输送至英买处理厂处理, 处理后进行回注; 生活污水经埋地式一体化生活污水处理装置处理
		噪声治理 施工期: 选用低噪施工设备, 合理安排作业时间; 营运期: 选用低噪声设备、基础减振
		固废处理 施工期: 施工土方全部用于管沟和井场回填; 井场和生活营地设置垃圾桶, 生活垃圾定期清运至英买 7 固废场填埋; 磺化泥浆岩屑在井场内分离系统分离出来后集中收集, 拉运至英买力油田钻试修环保站处理; 膨润土泥浆钻井岩屑排入岩屑池, 干化后就地填埋; 废润滑油、烧碱废包装袋收集后由区域具有危废处置资质的公司接收处置 营运期: 站场涉油设施阀门和法兰等凝析油泄漏、管线破损时及井下修井作业时会产生含油废物及清管作业时产生的清管废物由有危废处置资质单位接收处置; 生活垃圾定期清运至英买 7 固废场填埋处置。生活污水处理设施产生化粪池沉渣、栅渣及污泥, 定期清运至英买 7 固废场填埋处置。
		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, 井场设置可燃气体报警仪
劳动定员	新建各井场、集气站为无人值守站, 新增设施需要增加巡检、检维修人员 12 人, 扩建 YT5 宿舍最大承载人数为 40 人	

表 3.3-2 本工程主要技术经济指标一览表

序号	项目		单位	数量
1	开发指标	新井	口	8
2		动用含气面积	km ²	329.64
3		动用天然气地质储量	10 ⁸ m ³	493.38
4		凝析油地质储量	10 ⁴ t	440.64
5		单井产气	10 ⁴ m ³ /d	20~22
6		30 年末累产凝析油	10 ⁴ t	182
7		30 年末累产气	10 ⁸ m ³	322.79
8		天然气动用储量采出程度	%	65.42
9		凝析油动用储量采出程度	%	41.30
12	管线集输规模	天然气集输规模	10 ⁴ t/a	424
13		凝析油集输规模	t/d	334.4
14		采出水集输规模	m ³ /d	16.62
15		排水规模	m ³ /d	300
16	能源消耗	耗电量	10 ⁴ kW·h/a	397.33
17		耗气量	10 ⁴ m ³ /a	454.56
18	综合指标	总投资	万元	180955
19		环保投资	万元	1114.3
20		劳动定员	人	12

3.3.2 油气水物性

(1) 天然气

采出液中天然气特性参数见表 3.3-3。

表 3.3-3 采出液中天然气特性参数指标一览表

组分名称	组分含量, %(mol/mol)	组分名称	组分含量, %(mol/mol)
甲烷	90.7	己烷	0.131
乙烷	5.54	庚烷及更重组分	0.167
丙烷	1.10	氮气	0.082
异丁烷	0.234	二氧化碳	0.07
正丁烷	0.251	硫化氢	0
异戊烷	0.024	取样含空气	1.40

续表 3.3-3 采出液中天然气特性参数指标一览表

组分名称	组分含量, %(mol/mol)	组分名称	组分含量, %(mol/mol)
正戊烷	0.079	—	—
平均分子量=17.97		相对密度=0.6202	
临界温度(K)=201.0		临界压力(kPa)=4582	
20 度理想高位发热量(MJ/m ³)=39.74		20 度理想低位发热量(MJ/m ³)=36	

注：*英买力气田玉东 1 区块采出液中天然气中不含硫化氢。

(2) 凝析油

地面凝析油低粘度、低凝固点、高含蜡、不含或微含胶质+沥青质的轻质油。凝析油密度平均 0.7999 g/cm³(20℃)；凝析油含蜡平均 19.5%；沥青质平均 0.79%，具体参数见表 3.3-4。

表 3.3-4 本项目凝析油特性参数指标一览表

序号	项 目		序号	项 目	
1	20℃密度(g/cm ³)	0.7999	6	凝点(℃)	20.0
2	50℃密度(g/cm ³)	0.7773	7	蜡含量(%)	19.5
3	50℃运动粘度(mm ² /s)	1.991	8	沥青质(%)	0.79
4	水含量(%)	4.05	9	胶质(%)	0.62
5	开口闪点(℃)	24	10	—	—

(3) 地层水

玉东 1 区块采出水为 CaCl₂ 型，氯离子 Cl⁻ 含量 170400mg/L，总矿化度 274900mg/L，pH 值为 7.45，密度为 (1.13~1.18) g/cm³。

3.3.3 开发方案

动用储量：玉东 1 区块古近系底砂岩凝析气藏天然气地质储 493.38×10⁸m³，凝析油地质储量 440.64×10⁴t。

开发指标：采用衰竭开发，年产气 12.01×10⁸m³，采气速度 2.43%，稳产 14 年，预测期末累产气 322.79×10⁸m³、累产油 182.00×10⁴t，气、油采出程度分别为 65.42%、41.30%。

3.3.4 工程组成

英买力气田玉东 1 区块开发调整方案地面工程由钻井工程、地面工程、内

部集输工程、公用工程等组成。工程组成一览表见 3.3-5。

表 3.3-5 工程组成一览表

建设内容	项目名称	工程内容		单位	规模	站场	备注
	钻井工程	新钻水平井		座	4	YD1-3H、YD1-B1、YD1-B2、YD103H	钻井工程
	油气集输工程	站场工程	新建单井井场	座	7	YD1-3H、YD1-B1、YD1-B2、YD103-H1、YD101-5H、YD103H、YD104H	井场内设置井口装置区 1 座，加热炉 1 台，加药间 1 座，机柜间 1 座，站外设置放喷
			扩建单井井场	座	2	YD5 井、YD106 井(排水井)	YD5 井场扩建 1 台加热炉；YD106 排水井井场新建缓冲罐 3 座及提升泵 2 台
			新建集气站	座	1	3#集气站	建设内容主要包括：进站阀组、计量分离撬、外输加热炉、收球筒、发球筒、火炬等及其它相关配套设施
			新建阀组站	座	1	YD4 计量阀组站	建设内容主要包括：进站阀组、计量分离撬、外输加热炉、收球筒、发球筒、火炬等及其它相关配套设施
			扩建集气站	座	4	YT5 集气站、YD2 集气站、YD1 集气站、YT1 集气站	在 YT1 集气站扩建收球筒 1 台；YT5 集气站扩建混输增压撬 1 套；YD2 集气站、YD1 集气站扩建主要包括：进站阀组、计量分离器撬、外输加热炉、收球筒、发球筒等及其它相关配套设施
			扩建增压站	座	1	YT1 增压站	扩建主要包括：计量分离器撬、生产分离器撬、外输加热炉、压缩机、发球筒等及其它相关配套设施
			扩建转油站	座	1	YD6 转油站	扩建增压泵 2 台，甲醇加注撬 1 座
			扩建英买处理厂	套	1	英买处理厂	扩建原油脱水装置

续表 3.3-5 工程组成一览表

建设内容	项目名称	工程内容		单位	规模	站场	备注
	油气集输工程	站场工程	扩建试采点	座	3	YM7 试采点、YM33 试采点、YT5 试采点	YM7 试采点新建三相分离器 1 台、更换加热炉 1 台，更换部分管道，改造计量分离器 1 台；YM33 试采点所辖系统，新建油气混输泵 2 台，改造油气计量分离器 1 台；在 YT5 试采点改造三相分离器 1 台，改造油气计量分离器 1 台
		集输管线	集气干线	km	42.7	具体见油气集输工程	
			采气管线	km	42.2		
			燃气管线	km	32.3		
			燃气干线	km	13.7		
			集气支线	km	5		
			排水管线	km	0.9		
			供水管线	km	17		
	配套工程	供热	加热炉	座	14	—	—
		供电	架空线路	km	25	—	35kV 线路
			变电所	座	1	—	—
		通信	通信光缆	km	131.2	—	—
		道路工程	支线道路	km	21.8	—	砂石路面
			干线道路	km	24.57	—	沥青路面
			油地共建路	km	4.4	—	沥青路面
		生活设施	扩建 YT5 宿舍	m ²	928.68	YT5 宿舍	—

本工程涉及的主要设备见表 3.3-6。

表 3.3-6 本工程主要设备一览表

分类	序号	设备名称	单位	数量	备注
新建井场	1	采气树	座	7	每座井场 1 座
	2	机柜间	座	7	每座井场 1 座
	3	加药间	座	7	每座井场 1 座

续表 3.3-6 本工程主要设备一览表

分类	序号	设备名称	单位	数量	备注
新建井场	4	加热炉	台	7	315kW/台 每座井场1台
新建 3#集气站	1	7井式自动选井阀组撬	套	1	—
	2	火炬	座	1	配火炬分液罐、点火撬、
	3	计量分离撬	套	1	D1200X6000
	4	加热炉	台	1	1200kW
	5	发球筒	台	1	PN18
	6	收球筒	台	1	PN18
新建 YD4 计量 阀组站	1	4井式自动选井阀组撬	套	1	—
	2	火炬	座	1	50m 配火炬分液罐、点火撬
	3	计量分离撬	套	1	D1200X6000
	4	加热炉	台	1	500kW
	5	发球筒	台	1	PN18
	6	收球筒	台	1	PN18
YT1 集气站 扩建	1	收球筒	台	1	PN16
YD2 集气站 扩建	1	计量分离器撬	套	1	D1600×8000
	2	高压生产分离器撬	套	1	D1800×8000
	3	中压生产分离器撬	套	1	D2200×10000
	4	5井式自动选井阀组撬	座	1	—
	5	加热炉	座	1	500kW
	6	收球筒	台	1	PN16
YT5 集气站 扩建	1	混输增压撬	套	1	45kW
YD6 转油站 扩建	1	增压泵	台	2	24m³/h 一用一备
	2	甲醇加注撬	座	1	PN8
YT1 增压站 扩建	1	计量分离器撬	套	1	D1600×8000
	2	生产分离器撬	套	1	D3000×14000
	3	加热炉	台	1	2500kW
	4	压缩机入口分离器	台	3	8MPa
	5	低压气压缩机	台	3	630kW
	6	增压泵	台	3	35m³/h 16MPa 两用一备
	7	离心泵	台	3	16.7m³/h 两用一备

续表 3.3-6 本工程主要设备一览表

分类	序号	设备名称	单位	数量	备注
YD1 集气站 扩建	1	计量分离器撬	套	1	D1600×8000
	2	加热炉	台	1	500kW
	3	发球筒	台	1	PN18
	4	收球筒	台	1	PN18
	5	12 井式阀组撬	座	1	—
英买处理厂扩 建低压脱水 装置	1	一级脱水罐	座	1	D3000×14000
	2	二级脱水罐	座	1	D3000×14000
	3	原油换热器	座	1	—
	4	破乳剂间	座	1	—
	5	增压泵	台	2	30m ³ /h 16MPa 一用一备
YD106 井(排 水井)	1	缓冲水罐	座	3	50m ³
	2	提升泵	台	2	35m ³ /h 一用一备
YD5 井场扩建	1	加热炉	台	1	500kW
YM7 试采点 扩建	1	三相计量分离器	台	1	—
	2	加热炉	台	1	600kW
YM33 试采点 扩建	1	螺杆泵	台	2	30m ³ /h/35m ³ /h
	2	油气计量分离器	台	1	—
YT5 试采点 扩建	1	油气计量分离器	台	1	—
	2	三相分离器	台	1	—

3.3.4.1 新钻井工程

3.3.4.1.1 新钻井基本数据及井身结构

本工程新钻 4 口水平井，井场平面布置见图 3.5-1。本工程中新钻井基本数据见表 3.3-7，井身结构见图 3.5-2，图 3.5-3。

表 3.3-7 本工程新钻井基本数据一览表

序号	井名	井型	井别	井口
				经纬度坐标
1	YD1-H3 井	水平井	采气井	N41° 16′ 7.91″ E81° 25′ 18.43″
2	YD1-B1 井	水平井	采气井	N41° 16′ 36.18″ E81° 38′ 25.68″

续表 3.3-7 本工程新钻井基本数据一览表

序号	井名	井型	井别	井口
				经纬度坐标
3	YD1-B2 井	水平井	采气井	N41° 13' 40.77" E81° 25' 11.39"
4	YD103H 井	水平井	采气井	N41° 17' 52.37" E81° 37' 47.47"

本开发方案采用塔标 I 五开井身结构。一开采用 26" 钻头钻至 200m, 下入 20" 套管封固表层; 二开采用 17 1/2" 钻头钻至康村组底部, 下入 13 3/8" 套管封固上部低压层; 三开采用 12 1/4" 钻头钻穿古近系膏盐岩段 10m, 下入 9 5/8" + 9 7/8" + 9 3/4" 复合套管; 四开采用 8 1/2" 钻头钻至底砂岩段 EI-1 小层中部, 悬挂 7" 套管(完井时 7" 套管回接到井口); 五开采用 5 7/8" 钻头钻至完钻井深, 悬挂 5" 套管+4 1/2" 筛管完井。

图 3.3-1 钻井期典型井场平面布置示意图

图 3.3-2 水平井井身结构示意图

3.3.4.1.2 钻井液体系设计

一开井段采用膨润土聚合物钻井液；

二开上部采用聚合物体系，保证包被抑制性，下部结合现场转换成 KCl 聚合物或 KCl 聚磺体系；

三开井段采用 KCl 聚磺—高密度 KCl/NaCl 近饱和盐水体系，吉迪克组保证抑制性，进入盐顶前转为近饱和盐水体系，造斜段保证润滑性；

四开、五开造斜段水平段采用聚磺体系，严格控制失水，保证润滑性，防塌性。

由于钻井液体系涉及塔里木油田分公司商业秘密、技术秘密，故本次不再对钻井液相关信息分析。

3.3.4.1.3 固井方案

一开：常规密度水泥浆，一次上返。

二开：分级固井。一级：前置液(泥浆密度+0.02g/cm³)+双凝常规密度水

泥浆；二级：前置液(泥浆密度+0.02g/cm³)+常规密度水泥浆；

三开：分级固井。一级：前置液(泥浆密度+0.02g/cm³)+双凝抗盐水泥浆(泥浆密度+0.05g/cm³)；二级：前置液(泥浆密度+0.02g/cm³)+抗盐水泥浆(泥浆密度+0.05g/cm³)；

四开：尾管：前置液(泥浆密度+0.02g/cm³)+双凝常规密度水泥浆；

五开：筛管完井。

3.3.4.1.4 钻机选型

按三开 9 5/8" 复合套管最深下深 5019m 计算，钻井液 2.15g/cm³，浮力系数 0.73。

综合分析表明，ZJ70 及以上钻机能够满足要求，根据气田在用钻机情况选用合适钻机。另外，各类井钻井作业过程中，配套齐全辅助设备、救生消防装备。

3.3.4.2 地面工程

3.3.4.2.1 采气井井场

本工程新建 7 座采气井井场(YD1-H3 井、YD1-B1 井、YD1-B2 井、YD103H 井、YD103-H1 井、YD101-5H 井、YD104H 井)，井场内设置井口装置区 1 座，加热炉 1 台，加药间 1 座，机柜间 1 座，站外设置放喷池。井场四周采用钢丝网围栏围护。各井场装置均无人职守，定期巡检。采气井场平面布置见图 2.5-4。

井口采用加热工艺，在井场设置加热炉，井口来气、液经加热节流后去采气管道，采气树上设有地面安全截断阀，该阀在压力超高或超低时可自动关闭，具备远传接口，可实现远程关井。井口来气、液经油嘴一次节流后，通过缓蚀剂注入撬将缓蚀剂注入采气管线内，控制管道内腐蚀；加药后的采出液进入加热节流撬加热、二次节流后，通过采气管线管输直接进入相应的集气站。井口加热炉用燃料气采用返输干气，井场设置有 RTU 控制器，井口采集数据通过 RTU 控制器无线传输至集气站、处理厂集中监控。

3.3.4.2.2 排水井井场

本工程在 YD106 排水井井场新建缓冲罐 3 座及提升泵 2 台，将采出水通过新建排水管线输送至老西干线，最终输送至英买处理厂处理。

3.3.4.2.3 集气站

①新建 3#集气站负责将周边采气井生产出来的气进行接收、计量、汇集、加热并外输至 YT1 集气站。3#集气站本次建设内容主要包括：进站阀组、计量分离撬、外输加热炉、收球筒、发球筒、火炬等及其它相关配套设施。3#集气站平面布置见图 2.5-4。

②新建 YD4 计量阀组站负责将周边采气井生产出来的气进行接收、计量、汇集、加热并外输至 YD1 集气站。YD4 计量阀组站本次建设内容主要包括：进站阀组、计量分离撬、外输加热炉、收球筒、发球筒、火炬等及其它相关配套设施。YD4 计量阀组站平面布置见图 2.5-4。

③YD2 集气站管辖 5 口井，井口来的油气通过进站阀组进入 YD2 集气站经多井加热炉加热至 49℃，加热后的需计量的油气经计量分离器后与其他加热的油气混合进入西集气干线去往 YT5 集气站。YD2 集气站本次扩建主要包括：进站阀组、计量分离器、生产分离器撬、外输加热炉、收球筒等及其它相关配套设施。

④YD1 集气站主要负责玉东 1 区块生产井进站计量、加热的集气站场，从单井来的油气经阀组进入计量、生产汇管，通过阀组切换，除需进行计量的单井外，其他单井均进入生产汇管后，进入外输加热炉加热后与计量分离器来的气液汇集后，通过集输管线输至下游站场。YD1 集气站本次扩建主要包括：进站阀组、计量分离器撬、外输加热炉、收球筒、发球筒等及其它相关配套设施。

⑤在 YT1 集气站扩建收球筒 1 台；YT5 集气站扩建混输增压撬 1 套；YD6 转油站扩建增压泵 2 台，甲醇加注撬 1 座；在英买处理厂扩建低压脱水装置 1 套。

3.3.4.2.4 增压站

YT1 增压站主要负责玉东 1 区块油气增压。YT1 集气站来油气水混合液进生产分离器进行分离；分离后的气相经压缩机增压，增压后的气相经管线汇入集输干线，最后输至英买油气处理站处理；分离后的液相进应急罐缓冲后，再经增压泵撬增压至 13.5MPa，增压后的液相经管线汇入集输干线最终输至英买油气处理站处理。YT1 增压站本次扩建主要包括：计量分离器撬、生产分离器撬、

外输加热炉、压缩机、发球筒等及其它相关配套设施。

3.3.4.2.5 试采点

YM7 试采点新建三相分离器 1 台，更换加热炉 1 台（拆除现有加热炉），更换部分管道，改造计量分离器 1 台；YM33 试采点所辖系统，新建油气混输泵 2 台，改造油气计量分离器 1 台；在 YT5 试采点改造三相分离器 1 台，改造油气计量分离器 1 台。

玉东 1 区块地面集输系统图

图 3.3-3

图 3.3-4 新建采气井场地面工程平面布置示意图

图 3.3-5 新建 3#集气站平面布置示意图

图 3.3-6 新建 YD4 计量阀组站平面布置示意图

3.3.4.3 油气集输工程

本工程新建集气干线 42.7km，采气管线 42.2km，燃气管线 32.3km，燃气干线 13.7km，集气支线 5km，排水管线 0.9km，井位、站场及管线分布见图 3.3-8。

表 3.3-8 集输管道一览表

序号	管道名称	起点	终点	长度(km)	管径和材质	输送介质	管线占地现状
1	集气干线	3#集气站	YT1 集气站	13.7	DN250 PN18MPa L360N	天然气	荒漠
2		YD2 集气站	YD4 计量阀组站	10.6	DN150 PN16MPa L360N	天然气	
3		YD4 计量阀组站	YD1 集气站	6.2	DN200 PN2MPa L360N	天然气	
4		YD1 集气站	3#集气站	11.2	DN200 PN16MPa L360N	天然气	
5		西干线	YD5 井	0.5	DN100 PN8MPa 20G	天然气	
6		YD5 井	西干线	0.5	DN100 PN8MPa 20G	天然气	

续表 3.3-8

集输管道一览表

序号	管道名称	起点	终点	长度(km)	管径和材质	输送介质	管线占地现状
7	采气管线	YD1-H3 井	YD4 计量阀组站	3.2	DN100 PN18MPa 20G	天然气	荒漠
8		YD1-B2 井		4.5			
9		已建 YD5 井		6.0			
10		YD101-5H	3#集气站	7.7			
11		YD103H 井		4.3			
12		YD104H 井		7.9			
13		YD103-H1 井		5.4			
14		YD1-B1 井		3.2			
15	燃料气管线	YD4 计量阀组站	YD1-H3	3.2	DN48 PN2.0MPa 20#钢	天然气	荒漠
16		3#集气站	YD101-5H	7.7			
17		3#集气站	YD103-H1	5.4			
18		3#集气站	YD104H	7.9			
19		燃料气干线	YD103H 井	0.4			
20		3#集气站	YD1-B1	3.2			
21		YD4 计量阀组站	YD1-B2	4.5			
22	燃料气干线	YT1 集气站	3#集气站	13.7	DN80 PN2.0MPa 20#钢	天然气	荒漠
23	集气支线	YM325H 井	YM34 计量间	5	玻璃钢管道 PN55 DN150	天然气	农田
24	排水管线	YD106 井	已建低压集输管线	0.9	DN150 PN4.0MPa 玻璃钢管道	采出水	荒漠

项目井位、站场管线及道路分布图

图 3.3-7

3.3.4.4 公辅工程

(1) 供电工程

英买力气田玉东 1 区块建有完善的电力系统, 区块内 35kV 配电网均较为完善, 可以满足本期方案供电需求。本项目耗电量为 $397.33 \times 10^4 \text{ kW} \cdot \text{h/a}$ 。

新建单井和集气站电源均由附近已建 35kV 架空线路引接, 导线采用 JL/G1A-70, 井场设 50kVA 35/0.4kV 杆上变压器 1 台, 井场内部设电控信一体化撬各 1 座为井场设备供电。

(2) 通信工程

本工程新建井场自控数据通过新建光缆接入附近站场的自控传输系统 100M 工业以太网网络。接入已建自控数据传输系统, 进而上传至英买力处理厂中控室。新建的 YD4 计量阀组站、3#集气站自控数据通过 100M 工业以太网交换机传输至英买力处理厂新建控制室。

本工程新建光缆主要采用与采气管线同沟直埋敷设的方式, 光缆芯数采用 12 芯, 2 芯用于自控数据传输, 2 芯用于视频监控传输。

(3) 供热

本项目在 3#集气站新建 1 座 1200kW 加热炉; 在 YD2 集气站、YD4 计量阀组站、YD1 集气站及 YD5 井场各扩建 1 座 500kW 加热炉, 共计 4 座; 在 YT1 增压站扩建 1 座 2500kW 加热炉; 在 YM7 试采点扩建 1 座 600kW 加热炉; 在新建 7 口井场各布设 1 座 315kW 加热炉, 共 7 座, 负责将油气混合物加热至 50°C 后外输; 合计建设加热炉 14 座。每天有效运行时间为 16h, 年有效运行时间为 4800h, 本工程天然气年消耗量总计 454.56 万 m^3 。

(4) 给排水

① 给水工程

钻井期: 钻井用水采用井场内自备水源井(井深为 30m~50m), 根据周边地下水水质监测数据, 项目区地下水水质可满足钻井工程用水要求, 自备水源井主要用于配制泥浆。生活用水采用水罐车由英买处理厂分别拉至井场和生活区。

营运期: YT5 宿舍生活用水采用水罐车由英买处理厂分别拉至宿舍。

②排水工程

钻井期：钻井期废水主要为生活污水及压裂作业产生的酸化压裂废水，生活污水主要为盥洗废水，排入生活污水池（采用撬装组合型钢板池），定期拉运至 YT5 宿舍生活污水处理装置处理。配制钻井泥浆的新水在钻井过程中消耗一部分，大部分随钻井泥浆转移到下一钻井工程使用，不外排。工程施工期间严禁向自备水源井内倾倒废水，并在工程完成后对井口进行封井。井下射孔酸压作业产生的井下酸化压裂废水返排液约为 320m^3 ，收集在回收罐后加碱中和后拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站妥善处置。

营运期：油田营运期各生产井的采出水随油气混合物输送至英买处理厂处理，处理后作为注水水源加以利用；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理；生活污水经埋地式一体化生活污水处理装置，处理后的生活污水夏季用于周边荒漠生态恢复的灌溉，冬季汇入蓄水池暂存。

(5)防腐工程

本工程管道采用 3PE 防腐层加牺牲阳极的联合防腐措施。设备外壁采用防腐层保护，内壁采用防腐层加牺牲阳极的联合防腐措施。管道防腐层预制按照《埋地钢质管道聚乙烯防腐层》(GB/T23257-2017)的相关规定执行。

3PE 防腐层的管道采用辐射交联聚乙烯热收缩带（带配套环氧底漆），热收缩带采用干膜安装，底漆干膜厚度 $\geq 200\mu\text{m}$ ，热收缩带与主体防腐层的搭接宽度 $\geq 100\text{mm}$ 。

从生产厂家运来的集输管线及设备均已在厂家做好内外防腐，只在施工现场进行安装连接。

(6)道路工程

本项目新建巡检砂石道路共 21.8km，路基宽度为 5m，采用砂石道路，路面结构层为：20cm 厚级配砾石路面+20cm 厚天然砂砾垫层；新建 3 条进站道路分别为 YD4 计量阀组站至 YD1 集气站 6.25km，YD1 集气站至英西路 7.6km，3#集气站至英西路 10.72km，共计 24.57km 沥青道路，路面结构自上而下为：4cm 厚中粒式沥青混凝土+18cm 厚水泥稳定基层+20cm 厚天然砂砾垫层；新建 1 条油

地共建道路共 4.4km，路面宽度为 8m，路基宽度为 10.5m，采用沥青道路，路面结构自上而下为：4cm 厚细粒式沥青混凝土+7cm 厚沥青贯入碎石+20cm 厚水泥稳定基层+20cm 厚级配砾石底基层+20cm 天然砂砾垫层。

(7) YT5 宿舍

本工程新建倒班宿舍，建筑面积为 926.68m²，包括住宿、食堂等功能。配套建设 YT5 宿舍生活污水处理装置 1 套，以及配套的场地、给排水、消防、采暖通风、电气、通讯等。

(8) 更换供水管线

对英买供水首站至英买处理厂的 DN200 输水管线更换，长度为 17km，主要包括输水主管线和配套阀门井等。

(9) 危险化学品间

本项目钻井期配制泥浆所用原辅材料中烧碱属于危险化学品，其生产、储存严格按照《危险化学品安全管理条例》相关要求执行。在井场单独设置撬装式危险化学品间存放烧碱，烧碱为袋装形式包装，撬装式危险化学品间应高出地面，且应处于阴凉、干燥、通风处，并经过防腐、防渗处理。危险化学品间应在醒目位置设置警示牌，应包括烧碱理化特性表、应急措施等内容。

(10) 危废暂存间

本项目各钻井井场设置有一座撬装式危废暂存间，危废暂存间底部及四周裙角采取防渗膜防渗，内部设置有不同的分区，主要存放钻井期间产生的废润滑油和烧碱废包装袋。废润滑油采取桶装形式密闭后存放在危废暂存间内，烧碱废包装袋折叠后打包存放在危废暂存间内，并与废润滑油存放在不同的分区内。

3.3.5 原辅材料

(1) 钻井期原辅材料

工程原辅材料消耗主要为钻井工程中钻井液调配、钻井、固井等工艺消耗的水、水泥、防塌润滑剂以及降失水剂等，消耗的能源主要为柴油。

钻井工程原辅材料中的水由罐车拉运至井场贮存在水罐中，作为能源的柴油由罐车运输进场暂存于柴油储罐内，其他材料均为袋装，由汽车拉运进场，

堆存于场内原辅材料存放区内。

本工程部署新井 4 口，钻井工程原材料消耗见表 3.3-9。

表 3.3-9 4 口钻井工程原材料共计消耗一览表

序号	材料名称	单位	数量	理化特性	用途
钻井工程	1 柴油	t	3900	轻质石油产品，是复杂的烃类混合物，易燃易挥发，不溶于水，易溶于醇和其他有机溶剂，是组分复杂的混合物	柴油发电机燃料
	2 水	m ³	5520	—	配制泥浆
	3 水泥+硅粉	t	10008	硅石提炼硅铁后的排放物，为粉状物料，外观颜色为灰绿色，硅粉成分相对稳定，烧失量小，属纯度较高的硅质物料；水泥的主原料为石灰或硅酸钙，硬化后能够抵抗淡水或含盐水的侵蚀	用于固井
	4 基础材料（膨润土）	t	532	也叫坂土，是一种胶性黏土，具有良好的吸附性、膨胀性以及悬浮性	用于配制泥浆
	5 基础材料（Na ₂ CO ₃ ）	t	32	烧碱，具有高腐蚀性的强碱，一般为白色片状或颗粒，能溶于水生成碱性溶液，也能溶解于甲醇及乙醇	用于调节钻井液 pH 值
	6 烧碱/NaOH	t	90	纯碱是一种重要的化工基本原料。易溶于水，其水溶液呈碱性。为无色晶体，结晶水不稳定，易风化，为强电解质，具有盐的通性和热稳定性	用于调节钻井液 pH 值
	7 大分子聚合物 /80A51/NM1-4 等	t	90	丙烯酰胺与丙烯酸钠共聚物，易溶于水，其水溶液呈弱酸性	钻井液处理剂、防塌剂和增稠剂
	8 羧甲基纤维素 /CMC-LV 等	t	22	羧甲基纤维素钠，白色或灰白色粉末，无毒，不溶于乙醇、甲醇等有机溶剂，溶于水，水溶液为透明粘稠液体，具有较好耐盐性	钻井液增粘和降滤失剂
	9 中分子聚合物 /LP++ 等	t	48	低粘度乳液聚合物，钻井液稳定剂、增粘和降滤失剂	钻井液降滤失剂
	10 小分子聚合物 /双聚铵盐 NP-2 等	t	52	聚丙烯腈复配铵盐	钻井液降滤失剂
	11 抗温降滤失剂 /HX-E/TSH-2 等	t	280	树脂类物质，钻井液降滤失剂，可改善泥饼质量，具有抗盐和抗高温特点	钻井液降滤失剂
	12 磺化酚醛树脂 /SMP-2/3	t	915	水溶性树脂，玫瑰红透明色粘稠液体，耐高温降失水，同时有防塌、控制粘度的作用，抗盐性能好	钻井液处理剂
	13 磺化褐煤树脂 /SPNH	t	736	酚醛树脂和腐植酸缩合物	钻井液抗高温抗盐降滤失剂
	14 加重剂 /重晶石粉	t	7854	主要成分 BaSO ₄ ，白色粉末，可将钻井液密度配至 2.0g/cm ³	钻井液加重剂

续表 3.3-9 4 口钻井工程原材料共计消耗一览表

序号	材料名称	单位	数量	理化特性	用途
钻井工程	15 加重剂/石灰石粉	t	3564	主要成分 CaCO_3 ，可溶于含 CO_2 的水，可溶于盐酸等无机酸，以减轻对油层的污染	钻井液加重剂
	16 除硫剂	t	76	主要成分碱式碳酸锌，白色细微无定形粉末，无臭、无味	钻井液除硫剂
	17 防塌剂(胶体)/SY-A01 等	t	520	黑色胶状物、均匀分散，无漂浮固状物	钻井液絮凝剂、页岩抑制剂防塌剂
	18 防塌剂(粉剂)/FT-1A/KH-N/DYFT-2	t	1281	磺化沥青，粉状，可吸附在黏土上组织页岩颗粒分散，吸附在页岩微缝上阻止水渗入，改善井壁泥饼润滑性，抗盐性好	钻井液防塌剂
	19 润滑剂/PRH-1/TRH-1 等	t	1100	仿烃类衍生物复配，棕褐色液体	钻井液润滑剂
	20 氯化钾	t	1817	无色立方晶体或白色结晶，可抑制井壁泥饼页岩水化膨胀或坍塌	提高钻井液黏度和切力，抑制盐岩井段盐溶，钻井液防塌剂
	21 超细碳酸钙	t	816	表面经过乳化剂和表面处理剂处理的超细碳酸钙	钻井液酸中和剂，调节泥浆 pH 值
	22 固体润滑剂/SHR-102 等	t	100	特种树脂，黑色粉末	钻井液抗盐抗高温降滤失剂
	23 随钻堵漏剂/TYSD-1/TP-2 等	t	364	灰白色粉末，随钻堵漏剂改性植物纤维系该性天然植物高分子复合材料，具有良好的水溶胀桥接封堵动能，粘附性强，不受电解质污染影响，无毒，无害。	堵漏裂缝性漏失，钻井液随钻堵漏剂
	24 润滑剂	t	162	硫化脂肪酸皂，亚硝酸钠等，具有良好的抗磨阻性和降黏附性，无荧光干扰，不影响地质录井	改善钻井液润滑性，钻井液润滑剂

(2) 营运期原辅材料

工程营运期原辅材料消耗主要为站场加热炉使用的天然气、新建单井加注的缓蚀剂、改建 YD6 转油站加注的甲醇、英买处理厂扩建低压脱水装置使用的破乳剂。

① 天然气

本项目合计建设加 14 座热炉，负责将油气混合物加热至 50°C 后外输，本工程天然气年消耗量总计 454.56 万 m^3 。燃料气低位发热值为 36 MJ/m^3 。本项目加热炉建设情况见表 3.3-10，天然气组分见表 3.3-11，天然气用量情况见表 3.3-12。

表 3.3-10 加热炉建设情况一览表

序号	分类	设备名称	单位	数量	备注
1	新建井场	加热炉	台	7	315kW/台 每座井场1 台
2	新建 3#集气站	加热炉	台	1	1200kW
3	新建 YD4 计量阀组站	加热炉	台	1	500kW
4	YD2 集气站扩建	加热炉	座	1	500kW
5	YD1 集气站扩建	加热炉	台	1	500kW
6	YD5 井场扩建	加热炉	台	1	500kW
7	YT1 增压站扩建	加热炉	台	1	2500kW
8	YM7 试采点扩建	加热炉	台	1	600kW

表 3.3-11 天然气组分一览表

项目	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈ +	CO ₂ +N ₂	热值
单位	V%	V%	V%	V%	MJ/m ³
指标	90.7	5.54	2.09	0.15	36

表 3.3-12 本工程天然气用量情况一览表

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)	年用量(万 m ³ /a)
采气井场	35×7	16	300	117.6
3#集气站	133	16	300	63.84
YD2 集气站、YD4 计量 阀组站、YD1 集气站及 YD5 井场	56×4	16	300	107.52
YT1 增压站	278	16	300	133.44
YM7 试采点	67	16	300	32.16

② 甲醇、缓蚀剂

甲醇、缓蚀剂全部罐装拉运至各场站，其中甲醇主要作用为降低天然气露点温度，防止天然气中水合物的形成，YD6 转油站年用量为 43.5m³；缓蚀剂为液体，主要作用为防止站内管道和设备腐蚀，在进站管汇处加入缓蚀剂，单井用量约为 3L/d，年用量为 8.76m³。甲醇及缓蚀剂理化性质见表 3.5-9。

表 3.3-13 营运期主要原辅材料理化性质一览表

物料名称	理化性质或成分
甲醇	化学式为 CH_3OH ，是结构最为简单的饱和一元醇，CAS 号为 67-56-1 或 170082-17-4，分子量为 32.04，沸点为 64.7°C
缓蚀剂	缓蚀剂种类较多。较常见的包括 CT2-10、CT2-7 缓蚀剂。CT2-10 缓蚀剂主要成分是有有机胺，这是一种黄色透明液体，有刺鼻气味，密度 $0.997\text{g}/\text{cm}^3$ ， $\text{pH}<4.5$ ，凝固点 $\leq -4.5^\circ\text{C}$ ，能与水互溶，与油田常用的灭菌剂、阻垢剂及净化剂等均有良好的配伍性；CT2-7 缓蚀剂以水溶性有机胺盐成膜剂为主要成分，易溶于水，微溶于油，凝固点 11°C ，密度 $0.97\text{g}/\text{cm}^3$ ，有低毒，对皮肤有刺激
破乳剂	破乳剂是一种表面活性物质，它能使乳化状的液体结构破坏，以达到乳化液中各相分离开来的目的。原油破乳是指利用破乳剂的化学作用将乳化状的油水混合液中油和水分离开来，使之达到原油脱水的目的，以保证原油外输含水标准。外观与性状：黄色液体；熔点 (C)： ≤ -10 ，闪点： ≥ 60 ；爆炸上限：无爆炸危险；溶解性：与水互溶；不含卤素和重金属元素。

3.3.6 工艺流程及排污节点分析

油气田开发建设过程中对环境的影响主要分为钻井过程、地面工程以及气田生产期的采气和油气集输过程。

油气田开发过程工艺流程及排污节点见图 3.3-8。

图 3.3-8 油气田开发过程污染物排放流程

3.3.6.1 施工期工艺流程及排污节点分析

本工程施工期分为钻井工程、地面工程和管线工程，工艺流程及排污节点分述如下：

3.3.6.1.1 钻井工程

本工程包含新钻井 4 口，井型全为水平井，水平井钻完井周期 225 天。新井平均井深 5811m，采用 ZJ70 钻机或以上级别钻机。钻井作业主要分为钻前工程（进场道路、井场平整、井场建设）、钻井工程（设备搬运及安装、钻井、录井、测井等）和测试放喷三部分，其施工流程及排污节点见图 3.3-9。

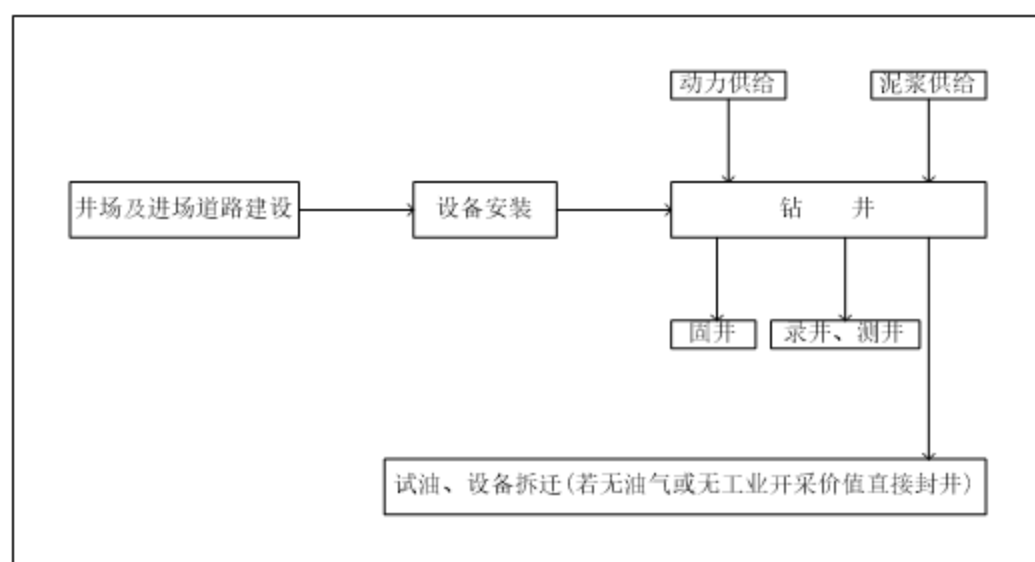


图 3.3-9 钻(完)井工艺流程图

(1) 钻前工程

钻前工程主要为在钻井井位确定后建设进场道路和井场建设。

① 道路建设

本工程需铺设井场砂石路，根据选定路线由推土机推平、压实，井场砂石路路基宽度为5m。

② 井场建设

根据井场平面布置图，首先对井场进行初步平整，然后利用挖掘机对应急池、放喷池进行开挖，并利用场地凸起处的石方进行填方作业，对场地进行平整、对各撬装化装置基础进行硬化，由车辆拉运戈壁石及合格还原土对井场进行铺垫。

(2) 钻井及完井工程工艺流程简述

钻前工程满足钻井作业要求时，各类作业车辆将各类设备逐步运至井场进行安装，通过检查满足钻井要求时开始进行钻井作业。

(3) 钻井工艺简介

工程采用常规旋转钻井工艺，使用的钻机为电钻机，钻井期间若条件允许的情况由电网供电，若条件不允许，则采用柴油发电机供电，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，利用其粘性和密度将切削下的岩屑不断地带至地面，整个过程循环进行，使井

不断加深，直至目的井深。返排泥浆在井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”工艺分离出岩屑和泥浆，其中泥浆进入泥浆罐循环使用，膨润土+聚合物岩屑排入岩屑池，干化后达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T 3997-2017)标准后就地掩埋或用于修路、铺垫井场；聚磺体系泥浆钻井岩屑经不落地收集系统收集后清运至英买力油田钻试修废弃物环保处理站或区域撬装化泥浆处理装置处理。含油废物主要为现场简单维修设备产生的废油等，集中收集后暂存于铁桶内，由有资质的单位回收。钻井中途需要停钻，以便起下钻具更换钻头、下套管、固井、替换钻井液和检修设备。钻井用泥浆在泥浆罐内配制，在钻井过程中根据地层对泥浆性能的要求不同在循环泥浆中添加不同量原料，配制泥浆用原料暂存于井场泥浆罐区旁材料区内，配制时由人工破袋加入泥浆罐中。

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

本工程使用放射源用于测井，提供服务的主要为塔里木油田服务的乙方单位，均已编制了测井用密封型放射源项目环境影响报告表，并取得环评批复及新疆维吾尔自治区生态环境厅《辐射安全许可证》。

固井是在已钻成的井筒内下入套管，然后在套管与井壁之间环空内注入水泥浆，将套管和地层固结在一起的工艺过程，以保证安全继续钻进下一段井筒或保证顺利开采生产层中的油气资源。

本工程表层钻井液为膨润土泥浆(主要为粘土，矿物成分为蒙脱石、高岭石等)，钻井时泥浆会沾附在井壁上，平衡地层压力，切断钻井液与地下水水力联

系，一开后及时对井筒下入套管，进行水泥固井，可彻底切断井筒钻井液与地下水的水力联系。

(4) 测试放喷

当钻至目的层后，对油气应进行完井测试，钻孔在目的层未遇裂隙，则需进行射孔，用射孔枪打开产层，然后将压裂酸液注入地层孔隙、裂缝中，通过酸液和地层岩石矿物的反应，溶解部分岩石矿物或堵塞物质，从而扩大或沟通地层岩石的孔隙裂缝，改善地层近井地带渗透率。

测试放喷前安装井口放喷专用管线、各种计量设备、油气两相分离设备，凝析油回收罐等。如有油气资源，则产出液经两相分离器分离后，凝析油进入凝析油罐，天然气经管线引至放喷池点燃，依据具体情况设定放喷时间，一般为 1~2d。

本工程钻井期间主要废气为井场建设及设备安装期间施工机械尾气、完井后放喷期天然气燃烧产生的废气。废水主要为生活污水和酸化压裂废水；其中生活污水暂存在生活污水池（采用撬装组合型钢板池），钻井工程结束后定期拉运至 YT5 宿舍生活污水处理装置处理，酸化压裂废水在酸碱收集罐内，完井后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站妥善处置。噪声为施工机械噪声，通过定期检修施工设备、合理布置作业任务，避免局部噪声过高。固体废物为井场建设期间产生的弃土、钻井期间产生的钻井泥浆岩屑、机械检修时会产生少量废润滑油及烧碱废包装袋等；井场建设期间产生的弃土用于场地平整，钻井泥浆岩屑分为膨润土泥浆钻井岩屑和聚磺体系泥浆钻井岩屑，膨润土泥浆钻井岩屑经干化后，干化后直接用于修路、铺垫井场或就地填埋，聚磺体系泥浆钻井岩屑运至英买力油田钻试修废弃物环保处理站，废润滑油及烧碱废包装袋收集后暂存于撬装式危废暂存间中，由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

3.3.6.1.2 地面工程

本工程地面工程主要为新建井场、新建集气站、扩建转油站、集气站及配套设施安装。对占地进行场地平整，设置施工车辆临时停放场地，将井口撬、三相分离器、加热炉等设备拉运至井场及站场，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，收集后统一清运至英买7固废场填埋处理。

3.3.6.1.3 管道工程

管线主要施工内容包括施工准备、管沟开挖及下管、管道连接与试压、连头、配套设备安装、收尾工序等。

(1) 施工准备

施工前需对场地进行平整，设置施工车辆临时停放场地。机车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8m的作业带并取管沟一侧作为挖方存放点，在合适地点设置车辆临时停放场地。

(2) 管沟开挖及下管

沿管线设计路线进行开挖管沟，并根据现场情况适当调整，保证新铺设管线与已建输送管线及天然气管线保持一定距离：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。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。本工程集输管线采用高压柔性复合管，不做外防腐；柔性复合高压输送管连头采用扣压螺纹连接。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。

本工程穿越柏油路时采用顶管施工方式，该方式施工具有不破坏现有道路，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。

首先组织人员熟悉图纸及穿越地质情况，设备材料准备齐全，然后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，一个作为接受坑。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相吻合，保证施工精确度。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受坑。顶铁安装需平直，顶进时严防偏心。顶进应与管外围注浆同步进行，先注浆后顶进，随顶随注。

顶管工作开始后要连续施工，不宜中途停止，同时应尽量衔接工序，减少停顶时间，避免推进阻力的增大，直至顶进到规定长度。套管安装完毕后，用测量仪器对套管进行测量，套管检查合格后，将设备、顶铁、轨道吊出操作坑，拆除后背靠墙。然后将主管道穿进套管，用推土机和吊装机配合，按设计要求进行主管线穿越。主管穿越、连头、检测合格后立即安装设计要求进行封堵。管道安装完毕检查合格后进行回填，靠近公路侧的回填土分层夯实，清理施工现场，恢复原有地貌。管道施工示意图见图27、28、29。

(3) 管道连接与试压

管道进行焊接、补口、补伤、接口防腐等，进行注水试压。集输管线试压介质采用中性洁净水，管道试压分段进行，集输管线试压水由排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后排入撬装组合型钢板池暂存。

(4) 站场配套设备安装及连头

将配套设备和站场新增设备拉运至站场，并完成安装工作。管线施工完成后在站场将管线与配套阀门连接，并安装RTU室等辅助设施；采出的油气混合物通过新建集输管线输送至集气站，管线与站内阀组连接。

(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，然后采用原土进行大回填，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。

施工阶段工艺流程见图 3.3-10。

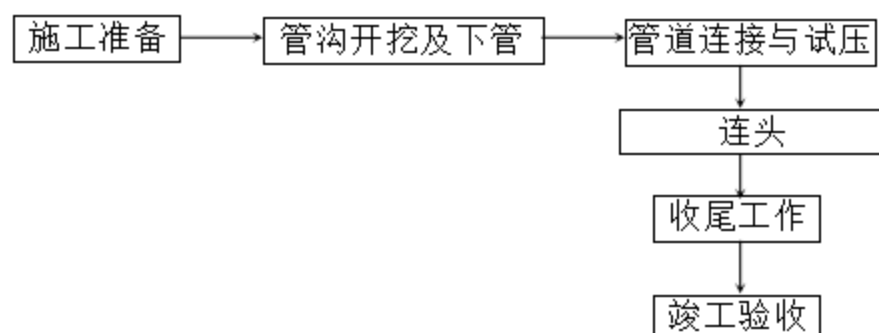


图3.3-10 施工阶段工艺流程图

本施工过程中废气污染源为施工扬尘、焊接废气、施工机械及运输车辆尾气，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；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；废水污染源主要为试压废水，由管内排出后循环使用，试压结束后排入撬装组合型钢板池暂存，定期拉运至YT5宿舍生活污水处理装置处理；固体废物主要来

源于管道焊接废渣、管道包装材料、弃土弃渣，以及施工人员生活垃圾，弃土弃渣施工结束后用于回填管沟及场地平整，管道焊接及吹扫产生的废渣和废包装材料运至英买 2 固废场填埋处置，施工人员生活垃圾收集后运至英买 2 固废场填埋处置。

图 3.3-11 穿越道路施工作业示意图

图 3.3-12 一般地段管道施工方式断面示意图

图 3.3-13 管道交叉施工作业示意图

3.3.6.1.4 道路工程

(1) 路基工程

气田道路路基工程采取机械施工为主,运距 100m 以内时,采用推土机铲土、运输;运距 100m~200m 时,采用铲运机铲土、运输;运距 200m 以上时,采用装载机配合自卸汽车挖运土方,由推土机推平、压实即可。

道路施工工艺见图 3.3-14。

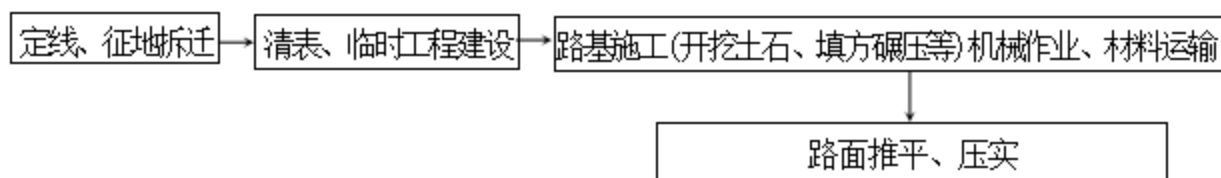


图 3.3-14 道路施工工艺流程图

(2) 影响识别

道路施工过程中机械设备将产生噪声、扬尘,施工人员产生生活污水、固体废物,这些将随着施工的结束而消失,但是道路工程将占用土地、破坏一定量的地表植被。主要影响识别如下:

① 噪声

道路施工噪声源主要来源于挖掘机、推土机等施工机械,产噪声级可达 81~90dB(A) (距声源 5m 处);施工过程中产生的噪声会对沿线声环境产生一定的不利影响。

② 废气

工程施工过程产生的废气污染物主要为扬尘,扬尘主要来源于土石方的运输和堆放、土石方的开挖和回填等作业过程。支线道路、井场道路采用砂石路面,砂石粒径中等,铺设时卸料过程产生一定粉尘。

③ 废水

施工期废水主要来源于施工人员产生的生活污水,主要污染因子有 SS、COD、氨氮、BOD₅ 等。

④ 固体废物

施工期固体废物主要弃土弃渣,以及施工人员生活垃圾。其中,弃土弃渣

作为区域土地平整土方来源或井场垫方加以利用；生活垃圾集中堆放收集，定期统一清运。

3.3.6.2 营运期工艺流程及排污节点分析

(1) 单井工艺

本项目在井场新建加热炉、机柜间等生产设施。油气通过节流装置节流后再进加热炉加热，最后通过采气管线输送至就近的集气站。

单井井场工艺流程见图 3.3-15。

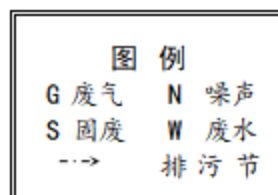


图 3.3-15 单井井场工艺流程图

工艺流程描述如下：

井口采用加热工艺，在井场设置加热设施，井口来气、液经加热节流后去采气管道，采气树上设有地面安全截断阀，该阀在压力超高或超低时可自动关闭，具备远传接口，可实现远程关井（该阀由采气树自带）。井口来气、液经油嘴一次节流后，通过缓蚀剂注入撬将缓蚀剂注入采气管线内，控制管道内腐蚀；加药后的采出液进入加热节流撬加热、二次节流后，通过采气管线管输直接进入相应的集气站。井口加热炉用燃料气采用返输干气，井场设置有 RTU 控制器，井口采集数据通过 RTU 控制器无线传输至集气站、处理厂集中监控。

气井开采一定年限后，需进行修井作业，周期大概为 2~3 年 1 次。营运期依据单井产能情况，当产量下降，判断是井孔地层堵塞，则需进行修井等井下作业。在气井投入生产后，气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气井内，从而导致油气井无法正常生产。在这种情况下就需要进行修井作业，也即是进行修复气井套管的作业。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气井内。

单井采气期间，主要产污环节如下：废气主要为加热炉烟气和井场内采气树阀门、泵类泄露形成的挥发性有机废气，加热炉燃烧净化后的天然气，烟气通过烟囱排放，油气采取管道密闭输送，通过加强检修和维护从源头减少阀门、泵类等泄露挥发；废水污染源主要为采出水和井下作业废水，采出水随采出油气资源混输至英买处理厂，分离后进入站内采出水处理系统，处理达标后用于回注油气田的油气地层，不外排地表水环境，井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理；噪声污染源主要为采气树、加热炉及加注撬噪声，采取基础减振措施；固废污染源主要为含油废物，委托有资质单位进行接收处置。

(2) 集输工艺

①集气工艺

气田内部集输采用单井集气、采气管线气液混输工艺。本项目所有新建单井油气就近接入新建集气站。

②输送工艺

借鉴已建工程集输工艺，单井及集气站管线采用气液混输进站的方式。各井油气经加热炉加热至 50℃ 阀组进入新建计量分离器撬计量后，油气与不计量的油气汇合进入加热炉加热至 50℃，进入新建高压联络线输至 YT1 增压站，通过集油、集气干线将气液分输至英买处理厂。

③计量工艺

根据井位布置，井口采取单井集气单独进站方式，单井产量可在集气站轮换计量。

④清管工艺

清管的目的在于清扫输气管道内的杂物、积污，提高管道输送效率，减少摩阻损失和管道内壁腐蚀，延长管道使用寿命。清管站功能为接收上游集气干

线清管器，向下游集气干线发送清管器，放空分离及安全泄放。清管站主要清管接收模块、清管发送模块、放空系统模块构成。清管周期是由管道输送介质的性质、输送效率和输送压差等因素决定的。一般每年进行1~2次清管作业。清管作业时发球筒有少量天然气将通过工艺站场外的放空系统直接排放。根据类比调查，每次清管作业天然气排放量约为60m³。

清管站及线路阀室设置放空立管，不设点火功能。各站场清管和检修合计排放100m³/a，采用放空立管不点火放空，且是瞬时排放。

废气污染源主要为加热炉烟气和场站内油气计量及输送过程中阀门、泵类泄露形成的挥发性有机废气，加热炉燃烧净化后的天然气，烟气通过烟囱排放，油气采取管道密闭输送，通过加强检修和维护从源头减少阀门、泵类等泄露挥发；噪声污染源主要为站场内加热炉、泵类等设备产生的噪声，通过选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振降低噪声；废水污染源主要为采出水，采出水随采出油气资源混输至英买处理厂，分离后进入站内采出水处理系统，处理达标后用于回注油气田的油气地层，不外排地表水环境；固体废物主要为清管过程中产生的清管废物和设备定期维护产生的含油废物，收集后定期由有危废处置资质的单位接收处置。

(3) 排水工艺

YD106排水井井下采出水进入井场缓冲罐，采出水经缓冲罐缓冲后，由提升泵增压后通过新建管线输送至老西干线，最终输送至英买处理厂处理。

本工序主要噪声污染源为提升泵产生的设备运行噪声，采取基础减振的降噪措施。

(4) 油气增压工艺

YT1区块各低压井(井口压力约在1.0MPa以上)，0.5MPa进新建YT1增压站，经阀组进入新建计量分离器撬计量后，油气汇合进入生产分离器撬进行气液分离，分离后的天然气至空压机撬增压至14.0MPa通过已建西干线DN350输送至处理厂，分离出的油水进入增压泵增压至1.5MPaG，增压后的油水汇合加热后通过已建西复线DN250输至英买处理厂。

油气增压过程中，废气污染源主要为加热炉烟气和增压站内油气计量及输送过程中阀门、泵类泄露形成的挥发性有机废气，加热炉燃烧净化后的天然气，烟气通过烟囱排放，油气采取管道密闭输送，通过加强检修和维护从源头减少阀门、泵类等泄露挥发；噪声污染源主要为站场内加热炉、泵类、压缩机等设备产生的噪声，通过选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振降低噪声。

(5) 油气脱水工艺

项目原油脱水单元采用热化学二段脱水工艺。站外来油气水混液在三相分离进行分离、沉降、游离水脱除，处理后的含水油升温后经热化学脱水器处理为含水 10% 的低含水油，外输低含水油经外输泵升压、计量后外输至英买力联合站；分离出的伴生气英买 2 转油站自耗，剩余部分增压后由外输管道混输至英买力联合站；沉降出的含油污水进采出水处理单元处理后回注。项目二段脱水工艺由 2MW 天然气加热炉供热，燃料为采出液油气分离天然气，加热炉烟气经 8m 高烟囱排放。

自 YT1 增压站增压输至英买处理厂采出液进入新建的一级脱水罐进行沉降、游离水脱除，经过一级沉降脱水后的采出液进入新建的换热器加热至 50℃，加热后的采出液接入二级脱水罐。采出液输至二级原油脱水罐前需加注清水对采出液进行洗盐，降低采出液含盐量，清水来自已建净化水罐。经洗盐加热后的采出液加注破乳剂后进入二级脱水罐进行脱水，利用破乳剂的化学作用将乳化状的采出液中油和水分离开来，以达到脱水的目的。脱出的天然气输至已建稳定气压缩机，脱出的采出水输至英买力处理站污水处理系统处理，经洗盐、脱水、脱气后的凝析油经增压泵增压后输至已建三级闪蒸罐，闪蒸后输至后续稳定装置。

油气脱水过程中，废气污染源主要为油气输送过程中阀门、泵类泄露形成的挥发性有机废气；噪声污染源主要为站场内泵类等设备产生的噪声，通过选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振降低噪声；废水污染源主要为脱水装置脱出的采出水，最终进入英买力处理站污水处理系统，处理达标后回注油气地层，不外排地表水环境；正常情况下无废气及固体废物的产生。

(6) YT5宿舍生活污水处理工艺

YT5 宿舍生活污水处理装置采用“化粪池+格栅+接触氧化池+二沉池+消毒”工艺对生活污水进行处理,处理后水质达到《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019)C 级标准。合格后的生活污水经池内清水泵提升至站外,夏季用于周边荒漠生态恢复的灌溉,冬季汇入蓄水池暂存。污水处理具体工艺流程如下:

1) 化粪池、隔油池

生活污水经管网收集后,汇入化粪池内,食堂污水进入室外隔油池,经初步沉淀后上清液自流至格栅井进行处理。

2) 格栅

化粪池、隔油池污水首先汇入格栅池,以去除废水中夹杂的毛发、废渣、纸屑等大颗粒物质,经格栅处理后的废水进入调节池。

3) 污水调节

污水调节池的作用是通过调节水质、水量的调节,保证一体化污水处理设备正常工作,不受污水高峰流量或浓度变化的影响。本项目设 1 座污水调节池,有效容积 36m³,废水引入调节池中停留一定时间,保证污水在池内充分混和。

4) 一体化设备污水处理

一体化设备为地理式,内置生物氧化池、消毒池,涉及到的主要工艺为生物接触氧化。

①生物接触氧化

出调节池的污水经提升泵送入生化处理工序,采用生物氧化工艺进一步处理,设备内设置悬挂式填料,污水在生物氧化池中浸没整个填料支架,与生长在填料上的大量微生物充分接触;用鼓风机在填料底部进行连续曝气充氧,空气自下而上,夹带待处理的废水,自由通过填料部分到达水面,空气逸走后,废水则在填料间格自上向下返回底部。填料上的微生物在有氧的条件下进行新陈代谢,与废水进行物质交换,污染物进入微生物,微生物代谢产物进入水流,从而达到净化废水的目的。

②二沉池

经生化处理后的污水进入二沉池进行固液分离。二沉池设置在生物处理之

后，用于去除活性污泥或脱落的生物膜，是生物处理系统的重要单元。

③消毒

经二沉池沉淀后的污水进行消毒处理，对污水中残留的细菌及病原体进行去除，本项目采用固体氯片消毒。

5) 污水外排

消毒后的污水进入清水池，由清水外排泵泵送并提升至站外已建管线，夏季用于周边荒漠生态恢复的灌溉，冬季汇入蓄水池暂存。

6) 污泥处置

二沉池产生的污泥沉于池底，通过污泥泵排入污泥池内，污泥池内污泥通过污泥泵定期排出外运，上清液回流到生物氧化池进行处理。

本项目运行过程中，废气污染源主要为污水处理设施产生的无组织恶臭气体，通过及时清运污泥、加盖密闭等措施可有效减轻恶臭无组织排放的影响；噪声污染源主要为泵类等设备产生的机械噪声，采用泵房隔声的降噪措施；固废污染源主要为化粪池沉渣、格栅拦截的栅渣和污泥池污泥，全部送英买 7 固废场填埋处置。

图 3.3-16 本项目污水处理工艺流程图

(7) 修井作业工艺流程

在气井投入生产后，气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气井内，从而导致气井无法正常生产。在这种情况下就需要进行修井作业，也即是进行修复气井套管的作业。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气井内。

修井工程产污节点：噪声污染源主要为修井钻具设备运行过程中产生的噪声，采取基础减振的降噪措施；废液主要为修井产生的废液，直接排入回收罐中，加碱中和后拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站妥善处置；固体废物主要为修井过程中产生的含油废物，收集后由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

3.3.6.3 闭井期

随着石油开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入闭井期。

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

闭井期废气污染源主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施；噪声污染源主要为车辆噪声，要求合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；固体废物主要为闭井过程中产生的废弃建筑垃圾等，废弃建筑垃圾等收集后统一清运至英买 7 固废场填埋处置。

3.3.7 施工期污染源及其防治措施

施工期建设内容主要包括钻井工程，管线敷设及油田内部道路建设，井场建设及场站改建等。

3.3.7.1 钻井工程

本次新钻井 4 口，钻井阶段排放的主要污染物为：钻井岩屑、废弃钻井泥浆及钻井废水、钻井噪声、井队工作人员的生活污水和生活垃圾等，污染物的排放仅发生在钻井期内，作业一旦结束，污染物的排放即告结束。

(1) 废气

正常钻井作业时由柴油发电机作为动力来源。柴油发电机等设备燃料燃烧废气主要污染物为 NO_x 、烃类、CO 等。

根据开发方案，钻井井队配备 4 台柴油机发电，柴油消耗量平均 1t/d。新钻水平井 4 口，平均钻井完井周期为 225d。整个钻井期间共耗柴油 3900t。

依据《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法(中国第三、四阶段)》(GB 20891-2014)及修改单(生态环境部公告 2020 年第 74 号)及《普通柴油》(GB252-2015)核算，单台柴油发电机满负荷运行污染物最大排放速率为： $\text{HC}+\text{NO}_x$ 5.12kg/h、CO 2.8kg/h、颗粒物 0.16kg/h，根据柴油消耗量核算钻

井过程中柴油发电机烟气排放量 5198.7万m^3 ，排放烃类 8.316t 、 CO 72.852t 、 NO_x 72.852t 、 SO_2 0.078t 、颗粒物 4.212t 。

(2) 废水

① 钻井废水

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

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

② 酸化压裂废水

钻井固定完毕后，需进行射孔和酸压完井。在射孔和酸压过程中由于井筒压力小于地层压力，所以酸化压裂废水基本由管道排出。单井排放的酸化压裂废水为 $60\sim 100\text{m}^3$ ，平均 80m^3 。本工程新钻4口单井，产生的酸化压裂废水约为 320m^3 。

酸化压裂结束后，酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，加碱中和后拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站妥善处置。

③ 生活污水

根据开发调整方案，新钻井4口，平均钻井完井周期225天。钻井人数一般为60人，按每人每天用水量 100L 计算，则生活用水量为 5400m^3 ，生活污水产生量按用水量的80%计算则总产生量为 4320m^3 。生活污水中主要污染物为 COD 、 BOD_5 、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 、 SS 等；类比区域内周边气田现状，生活污水中主要污染物浓度 COD 为 400mg/L 、 BOD_5 为 250mg/L 、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 为 20mg/L 、 SS 为 200mg/L ；各污染物的产量 COD 为 1.728t 、 BOD_5 为 1.080t 、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 为 0.086t 、 SS 为 0.864t 。

钻井工程在施工营地旁设置防渗的生活污水池（撬装组合型钢板池）暂存，定期拉运至YT5宿舍生活污水处理装置处理。

(3) 噪声

钻井过程中的噪声源主要是钻机、泥浆泵等设备运转时产生的噪声。根据调查并类比可知，钻井过程中主要产噪设备柴油发电机、钻机噪声源强在100~110dB(A)、泥浆泵噪声源强在95~105dB(A)、射孔机和压裂泵车噪声源强在100~110dB(A)。

(4) 固体废物

钻井过程中产生的固体废弃物主要是钻井泥浆、岩屑和生活垃圾。

① 钻井泥浆

项目使用泥浆为膨润土体系泥浆、聚磺体系泥浆。泥浆在井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”分离岩屑后，进入泥浆罐循环使用，完井后拉运至下一口井再利用。

② 钻井岩屑

钻井过程中，岩石井钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑，岩屑经泥浆循环携带至井口，在地面井振动筛分离出来，送入井场内泥浆池中。

钻井岩屑产生量按以下经验公式计算：

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

式中：W——钻井岩屑产生量，m³；

D——井眼的平均直径，取0.30m；

h——井深，取平均值5811m。

利用上述公式计算出每口井钻井期内产生的岩屑量最大为 410.5m³，其中水基膨润土泥浆钻井岩屑 212m³，水基磺化泥浆钻井岩屑 198.5m³。本工程新钻井 4 口，总岩屑产生量为 1642m³，其中水基膨润土泥浆钻井岩屑 848m³，水基磺化泥浆钻井岩屑 794m³。

在其钻井阶段结束后采取“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”工艺分离泥浆和岩屑，泥浆一般在储罐和循环池内，储罐为金属材质，循环池设有防渗膜，钻井分阶段结束后，膨润土+聚合物岩屑排入岩屑池，利用气候干燥的环境自然蒸发干化后用于修建井场道路、垫高井场等综合利用或填埋。磺化泥浆其成分中有价值的添加剂较多，在钻井结束后进入泥浆罐中拉运至下一钻井工程使用，

不外排；磺化泥浆岩屑在井场内分离系统分离出来后暂存于磺化泥浆池，拉运至英买力油田钻试修环保站处理。通过上述措施，钻井期间的固体废物得到妥善处置，同时加强其收集、运输管理工作，不会对环境产生明显污染影响。

③废润滑油

钻井施工过程中机械检修时会产生少量废润滑油，检修期间地面应铺设防渗膜，采用钢制铁桶收集后暂存于撬装式危废暂存间中，防治废润滑油落地污染土壤和地下水。类比同类钻井工程，钻井期间产生的废润滑油量约为0.5t/口，本工程新钻井4口，废润滑油量产生量为2.0t，废润滑油由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

④烧碱废包装袋

钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量烧碱废包装袋属于危险废物，及时回收烧碱废包装袋，暂存于撬装式危废暂存间中。类比同类钻井工程，钻井期间产生的烧碱废包装袋约为0.1t/口，本工程新钻井4口，烧碱废包装袋产生量为0.4t，由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

⑤生活垃圾

根据开发调整方案，本次区块开发新钻井4口，平均钻井完井周期225天。单井施工人数约60人，平均每人每天产生生活垃圾0.5kg。整个钻井过程生活垃圾产生量共计27t。在井场和施工营地设置生活垃圾收集桶，定期清运至英买7固废场填埋。

综上所述，本开发调整方案钻井期各种污染物产生和排放情况见表3.3-14。

表3.3-14 本工程钻井期各种污染物产生和排放情况一览表

项目	污染源	污染物	污染物排放速率/浓度	污染物产生量	主要处理措施	排放量	排放去向
废气	柴油机烟气	烟气量	0.055 万 m ³ /h	5198.7 万 m ³	首先具备条件的井场尽可能利用区域电网供电，减少柴油发电机的使用，柴油发电机作为备用；第二，钻井前对柴油机及发电机进行检修，保证工况良好，尾气达标；第三，燃烧满足《普通柴油》(GB 252-2015)现阶段油品要求的柴油	5198.7 万 m ³	环境空气
		CO	0.778kg/h	72.852t		72.852t	
		烃类	0.089kg/h	8.316t		8.316t	
		SO ₂	0.0083kg/h	0.078t		0.078t	
		NO _x	0.778kg/h	72.852t		72.852t	
		颗粒物	0.044kg/h	4.212t		4.212t	

续表3.3-14 本工程钻井期各种污染物产生和排放情况一览表

项目	污染源	污染物	污染物排放 速率/浓度	污染物产生 量	主要处理措施	排放量	排放去向
废水	钻井 废水	悬浮物、 COD、石 油类等	—	—	钻井废水临时罐体收集,按泥浆体系不同分阶段用于配制相应体系泥浆,在钻井期间综合利用,不外排	0	不外排
	酸化压 裂废水	酸液	—	320m ³	酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中,加碱中和后拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站妥善处置	0	不外排
	生活 污水	水量	—	4320m ³	钻井工程在施工营地旁设置防渗的生活污水池(撬装组合型钢板池)暂存,定期拉运至YT5宿舍生活污水处理装置处理	0	不外排
		COD	400mg/L	1.728t		0	
		BOD ₅	250mg/L	1.080t		0	
		NH ₃ -N	20mg/L	0.086t		0	
		SS	200mg/L	0.864t		0	
固体 废物	膨润土 泥浆钻 井岩屑	—	—	848m ³	在井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”工艺分离出岩屑和泥浆,其中泥浆进入泥浆罐循环使用,膨润土+聚合物岩屑排入岩屑池,干化后就地填埋	0	不外排
	磺化泥 浆钻 井岩屑	—	—	794m ³	在井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”工艺分离出岩屑和泥浆,聚磺体系泥浆进入泥浆罐循环使用,由钻井队负责运至下一井场钻井使用;磺化泥浆岩屑在井场内分离系统分离出来后集中收集,拉运至英买力油田钻试修环保站处理	0	不外排
	废润 滑 油	—	—	2.0t	收集后由区域具有危废处置资质的公司接收处置	0	不外排
	烧碱废 包装袋	—	—	0.4		0	不外排
	生活 垃圾	—	—	27t	井场和生活营地设置垃圾桶,定期清运至英买 7 固废场填埋	0	不外排
噪 声	钻机	—	—	100dB(A)	合理安排施工时间,利用距离衰减	90dB(A)	声环境
	柴油发 电机	—	—	105dB(A)		95dB(A)	
	泥浆泵	—	—	105dB(A)		95dB(A)	
	压裂 泵车	—	—	100dB(A)		90dB(A)	
	射孔机	—	—	100dB(A)		90dB(A)	

3.3.7.2 地面工程建设

地面工程建设主要分为三类，第一是井场建设及场站改建，第二是集输管线建设，第三是道路建设。施工期污染源及环境影响减缓措施情况见表3.3-15。

表3.3-15 场站、管线及道路施工期污染源及减缓措施情况汇总一览表

工程	项目	污染源	排放方式	主要污染物	环境影响减缓措施	排放去向
井场及场站	废气	车辆行驶、土方施工扬尘	间断	粉尘	车辆低速行驶、车况良好、燃烧合格油品；场地大风天气适当洒水抑尘	环境空气
		施工机械、运输车辆尾气	间断	SO ₂ 、NO ₂ 、C ₂ H ₆	机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行	环境空气
	废水	施工人员生活污水	间断	COD、BOD ₅ 、NH ₃ -N、SS	设置防渗的生活污水池(撬装组合型钢板池)暂存，定期拉运至YT5宿舍生活污水处理装置处理	不外排 自然地 表水体
	固体废物	生活垃圾	间断	生活垃圾	收集后定期清运至英买 7 固废场填埋	妥善处置
	噪声	施工机械、运输车辆噪声	间断	噪声	优先选用低噪声施工机械和设备；距离声环境敏感点较近的需采取基础减振、隔声降噪等综合措施	声环境
	生态	占用土地	永久	土地利用	永久占地改变土地利用类型	生态影响最小化
管道工程	废气	施工扬尘	间断	粉尘	场地大风天气适当洒水抑尘	环境空气
		施工机械、运输车辆尾气	间断	SO ₂ 、NO ₂ 、C ₂ H ₆	机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行	环境空气
	废水	施工人员生活污水	间断	COD、BOD ₅ 、NH ₃ -N、SS	设置防渗的生活污水池(撬装组合型钢板池)暂存，定期拉运至YT5宿舍生活污水处理装置处理	不外排 自然地 表水体
		试压废水	间断	SS	设置防渗的撬装组合型钢板池暂存，定期拉运至YT5宿舍生活污水处理装置处理	不外排 自然地 表水体
	固体废物	生活垃圾	间断	生活垃圾	定期清运至英买 7 固废场填埋	妥善处置
		施工废料	间断	废弃混凝土等	部分回收利用，剩余收集后运至英买作业区英买 7 固废场填埋处置	综合利用或 妥善处置
	噪声	施工机械、运输车辆噪声	间断	噪声	优先选用低噪声施工机械和设备；采取噪声防治措施，如基础减振、噪声源远离声环境敏感点布置、优化施工时间	声环境
	生态	占用土地、破坏植被	临时	土地利用 植被	严格控制施工作业宽度；选线尽避开植被密集区	生态影响最小化

表 3.3-15 场站、管线及道路施工期污染源及减缓措施情况汇总一览表

工程	项目	污染源	排放方式	主要污染物	环境影响减缓措施	排放去向
道路工程	废气	车辆行驶、地面开挖施工扬尘	间断	粉尘	车辆低速行驶、车况良好、燃烧合格油品；场地大风天气适当洒水抑尘	环境空气
		施工机械、运输车辆尾气	间断	SO ₂ 、NO ₂ 、C ₂ H ₆	机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行	环境空气
	废水	施工人员生活污水	间断	COD、BOD ₅ 、NH ₃ -N、SS	设置防渗的生活污水池（撬装组合型钢板池）暂存，定期拉运至YT5 宿舍生活污水处理装置处理	不外排自然地表水体
	固体废物	生活垃圾	间断	生活垃圾	定期清运至英买 7 固废场填埋	妥善处置
		弃土弃渣	间断	废土石	作为区域土地平整土方来源或井场垫方加以利用	妥善处置
	噪声	施工机械、运输车辆噪声	间断	噪声	优先选用低噪声施工机械和设备；采取噪声防治措施，如基础减振、噪声源远离声环境敏感点布置、优化施工时间	声环境
	生态	占用土地、破坏植被	永久	土地利用植被	充分利用气田勘探阶段形成的土路，严格控制施工作业宽度；选线尽避开植被密集区	生态影响最小化

3.3.8 营运期污染源及其防治措施

3.3.8.1 废气污染源及其治理措施

结合《污染源源强核算技术指南 准则》(HJ884-2018)、《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》(HJ953-2019)和《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》(HJ853-2017)要求对源强进行核算，本项目实施后废气污染源及其治理措施见表 3.3-16。

表 3.3-16 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	年排放量 (t/a)
1	井场加热炉烟气 (YD103H 井为代表)	颗粒物	20	使用清洁天然气	8	369	20	0.0074×7	4800	0.035×7
		SO ₂	4				4	0.0015×7		0.007×7
		NO _x	150				150	0.0554×7		0.266×7

续表 3.3-16 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	年排放量 (t/a)
2	3#集气站 加热炉 烟气	颗粒物	20	使用清 洁天然 气	12	1400	20	0.0280	4800	0.057
		SO ₂	4				4	0.0056		0.011
		NO _x	150				150	0.2100		0.425
3	YD2 集气站 加热炉 烟气	颗粒物	20	使用清 洁天然 气	10	590	20	0.0118	4800	0.057
		SO ₂	4				4	0.0024		0.011
		NO _x	150				150	0.0885		0.425
4	YD4 计量阀 组站加热 炉烟气	颗粒物	20	使用清 洁天然 气	10	590	20	0.0118	4800	0.057
		SO ₂	4				4	0.0024		0.011
		NO _x	150				150	0.0885		0.425
5	YD1 集气站 加热炉 烟气	颗粒物	20	使用清 洁天然 气	10	590	20	0.0118	4800	0.057
		SO ₂	4				4	0.0024		0.011
		NO _x	150				150	0.0885		0.425
6	YD5 井场加 热炉烟气	颗粒物	20	使用清 洁天然 气	10	590	20	0.0118	4800	0.057
		SO ₂	4				4	0.0024		0.011
		NO _x	150				150	0.0885		0.425
7	YT1 增压站 加热炉 烟气	颗粒物	20	使用清 洁天然 气	12	2927	20	0.0585	4800	0.281
		SO ₂	4				4	0.0117		0.056
		NO _x	150				150	0.4391		2.107
8	YM7 试采点 加热炉 烟气	颗粒物	20	使用清 洁天然 气	10	705	20	0.0141	4800	0.068
		SO ₂	4				4	0.0028		0.014
		NO _x	150				150	0.1058		0.508
9	井场无组 织废气 (YD103H 井 为代表)	非甲烷 总烃	—	密闭 输送	—	—	—	0.004	8760	0.035×7
10	YD4 计量阀 组站无 组织	非甲烷 总烃	—	密闭 输送	—	—	—	0.013	8760	0.114
11	3#集气站 无组织	非甲烷 总烃	—	密闭 输送	—	—	—	0.015	8760	0.131

续表 3.3-16 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	年排放量 (t/a)
12	YT1 增压站无组织	非甲烷总烃	—	密闭输送	—	—	—	0.22	8760	0.193
13	英买处理厂扩建低压脱水装置无组织	非甲烷总烃	—	密闭输送	—	—	—	0.24	8760	0.210
14	YD2 集气站无组织	非甲烷总烃	—	密闭输送	—	—	—	0.020	8760	0.175
15	YD1 集气站无组织	非甲烷总烃	—	密闭输送	—	—	—	0.020	8760	0.175
16	污水处理设施无组织	氨	—	盖板密闭	—	—	—	0.00009	8760	0.0008
		硫化氢						0.000054		0.0005

注：*由于本工程共新建 7 座采气井场，本次以 YD103H 井场为代表对井场加热炉烟气及无组织排放量进行核算，故以单座井场排放量乘以 7，核算 7 座井场的废气排放量。

源强核算过程：

(1) 加热炉烟气

本项目共包含 14 台真空加热炉，加热炉烟气主要污染物为颗粒物、SO₂、NO_x。14 台真空加热炉仅功率大小不同，炉膛内结构相同，故本次以井场加热炉烟气为代表核算加热炉烟气源强，其他加热炉参照以下方法核算。

①315kW 真空加热炉燃气量计算公式如下：

$$A = \frac{3600pt}{\varepsilon Q_L} = \frac{3600 \times 0.315 \times 1}{0.9 \times 36} = 35$$

式中：A 为燃气量，m³；

P 为真空加热炉功率，MW，真空加热炉 1 小时满负荷取 0.315MW；

ε 为真空加热炉热转化效率，真空加热炉取 0.9；

Q_L 为燃气的低位热值，MJ/m³，根据燃气分析结果，燃气取 36MJ/m³；

t 为真空加热炉运行时间，h。

则真空加热炉每小时燃气量为 35m³。

②标态下单位体积天然气的理论空气需要量 (m^3/m^3)

$$V_0 = 0.0476 \left[0.5\varphi(\text{CO}) + 0.5\varphi(\text{H}_2) + 1.5\varphi(\text{H}_2\text{S}) + \sum \left(m + \frac{n}{4} \right) \varphi(\text{C}_m\text{H}_n) - \varphi(\text{O}_2) \right]$$

$$= 10.06 \text{ m}^3/\text{m}^3$$

式中 CO 、 H_2 、 H_2O 、 H_2S 、 C_mH_n 、 O_2 ——天然气中气体相应成分体积分数 (%)。

计算可得单位体积天然气的理论空气需要量 $10.36 \text{ m}^3/\text{m}^3$ 。

③标态下单位体积天然气的理论干烟气量 (m^3/m^3)

$$V_g^s = 1 + L_0 - [1.5\text{H}_2 + 0.5\text{CO} - \left(\frac{n}{4} - 1 \right) \times \text{C}_m\text{H}_n + \frac{n}{2} \text{C}_m\text{H}_n + \frac{3}{2} \text{H}_2\text{S}]$$

$$= 8.78 \text{ m}^3/\text{m}^3$$

④标态下加热炉燃烧单位体积天然气的实际干烟气量 (m^3/m^3)

$$V_g^s = V_g^s \div (1 - 3.5\% \div 21\%) = 10.53 \text{ m}^3/\text{m}^3$$

标态下单井站真空加热炉的实际干烟气量为 $35 \times 10.53 \text{ Nm}^3/\text{h} = 369 \text{ Nm}^3/\text{h}$

⑤本项目燃用天然气中全硫含量按《天然气》(GB17820-2018)规定的一类天然气最大值计算。加热炉排放 SO_2 浓度 $= 20 \times 2 / 10.53 = 4 \text{ mg}/\text{m}^3$

初始烟气中颗粒物浓度和氮氧化物浓度直接类比同类型加热炉监测数据，则烟气中颗粒物浓度为 $20 \text{ mg}/\text{m}^3$ ， SO_2 浓度为 $4 \text{ mg}/\text{m}^3$ 、 NO_x 浓度取 $150 \text{ mg}/\text{m}^3$ ，真空加热炉烟气排放满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值。按真空加热炉年有效运行时间为 4800h，加热炉颗粒物排放量 0.035 t/a 、 SO_2 排放量 0.007 t/a 、 NO_x 排放量 0.266 t/a 。

(2) 站场无组织废气

本项目运营过程中站场无组织废气主要污染物为从阀门等部分逸散无组织非甲烷总烃，参照《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》(HJ853-2017)要求对本项目无组织废气进行核算。本次以井场无组织废气为代表核算污染物排放量，其他站场参照以下方法核算。

挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物量按以下公式计算。

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

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

t_i ——密封点*i*的年运行时间，h/a；

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

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

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

n ——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数。

表 3.3-17 设备与管线组件 $e_{\text{TOC},i}$ 取值参数表

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

根据油气水物性参数，项目 $WF_{\text{VOCs},i}$ 核算值为 18%， $WF_{\text{TOC},i}$ 核算值为 90%， $WF_{\text{VOCs},i}$ 和 $WF_{\text{TOC},i}$ 比值取 0.2，根据设计单位提供的数据，项目井场涉及的液体阀门、法兰数量如表 3.3-18 所示。

表 3.3-18 本项目井场无组织废气核算一览表

序号	设备名称	密封点数量 (个)	单个设备排放速率 (kg/h)	排放速率 (kg/h)	年运行时间 (h)	年排放量 (t/a)
1	气体阀门	55	0.024	0.0008	8760	0.007
2	法兰	112	0.044	0.0030	8760	0.026
3	泵	2	0.14	0.0002	8760	0.002
合计						0.035

经过核算，本项目井场无组织排放废气中非甲烷总烃排放速率为 0.004kg/h，按年有效工作时间 8760h 计算，非甲烷总烃年排放量为 0.035t/a。

(3) 生活污水处理设施无组织废气

类比《城镇污水处理厂臭气处理技术规程》(CJJ/T243-2016)中恶臭气体浓度，本项目污水处理设施外排放废气中氨无组织排放速率为 0.00009kg/h、硫化氢无组织排放速率 0.000054kg/h。按年运行时间 8760h(365×24h)计算，氨排放量 0.0008t/a，硫化氢排放量 0.0005t/a。

(4) 食堂油烟

YT5 宿舍设置食堂 1 座，该食堂设置有灶头 2 座，根据《饮食业油烟排放标准》(GB18483-2001)，该食堂属于小型食堂。食堂运行过程中会有一定量的油烟废气产生，经过油烟净化器处理后通过食堂风机窗口排出，外排油烟废气量 4000m³/h，废气中油烟浓度为 2mg/m³，处理效率 75%，均满足《饮食业油烟排放标准》(GB18483-2001)中表 2 要求。按照食堂年运行时间 2190h(365d×6h)计算，年外排油烟 0.035t/a。

3.3.8.2 废水污染源及其治理措施

(1) 气田采出水

气田采出水主要来源于气藏本身的底水、边水，且随着开采年限的增加呈逐渐增加上升状态。根据开发方案预测，区块开发前期采出水水量较小，随着开采年限的增长采出水量逐渐增加。采出水随油气混合物输送至英买处理厂处理，经处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)后回注于地层，可保持油层压力，使油藏有较强的驱动力，以提高油藏的开采速度和采收率。本工程采出水主要为采气井、排水井投产后新增采出水，采出水量为 316.62m³/d。

(2) 井下作业废水

井下作业废水的产生是临时性的，主要是通过酸化、压裂等工序，产生大量的酸化、压裂废水。平均每次修井排放废水 45m³，按同类项目类比，每口井平均 4 年修井一次，因此每口井井下作业废水年排放量为 11.25m³/a。开发调整方案新钻井共计 4 口，则井下作业废水每年产生量合计 45m³。废水中主要含有酸、

盐类和有机物，井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。

(3) 生活污水

本工程扩建 1 座 40 人标准综合宿舍。生活用水按 80L/d·人考虑，生活污水产生量为用水量的 80%计，则新增生活污水总计 2.56m³/d。类比可知，生活污水中主要污染物浓度 COD 为 400mg/L、BOD₅ 为 250mg/L、NH₃-N 为 20mg/L、SS 为 200mg/L。YT5 宿舍产生的生活污水经隔油池和化粪池处理后排入生活污水处理设施，处理后满足《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019)中 C 级标准，夏季用于绿化用水，冬季汇入蓄水池暂存。按年工作 365 天计算，则生活污水产生量为 934m³/a，主要污染物产生量为 COD 0.374t/a、BOD₅ 0.234t/a、NH₃-N 0.019t/a、SS 0.187t/a。

3.3.8.3 噪声污染源及其治理措施

气田生产阶段，噪声源主要集中在各场站，噪声源为各类机泵、加热炉、压缩机、火炬等。噪声源强在 90~105dB(A)，常用设备如压缩机、加热炉、各种机泵类采取基础减振的措施，降噪效果可到 15dB(A)；火炬属于偶发噪声，持续时间短，随着操作的结束而消失。

3.3.8.4 固体废物及其治理措施

气田生产过程中产生的固体废物主要是含油废物、清管废物、化粪池沉渣、栅渣、污泥和生活垃圾。

(1) 含油废物

工程营运期站场涉油设施阀门和法兰等凝析油泄漏、管线破损时及井下修井作业时会产生含油废物，根据类比调查，含油废物产生量约为 1.4t/a，桶装收集后有危废处置资质单位接收处置。

(2) 清管废渣

集气干线清管作业产生清管废渣，每年清管 1~2 次。根据类别调查，一般清管废渣产生量为 1.15kg/km，本项目设置收发球筒集气干线总长为 41.7km，每次废渣产生量约 48kg，产生量最多约为 0.096t/a。清管废渣的主要成分为石油类、SS 和氧化铁等。清管时在收球装置的四周铺设土工布，严格按危险废物

相关技术要求和管理规定进行收集与贮存，收集后定期由有危废处置资质的公司接收处置。

(3) 生活垃圾

本工程扩建 1 座 40 人标准综合宿舍。生活和工作过程中会产生一定量的生活垃圾，按 $1\text{kg}/\text{d} \cdot \text{人}$ 计算，年工作 365 天，生活垃圾产生量为 $14.6\text{t}/\text{a}$ 。产生的生活垃圾按宿舍管理要求放入垃圾桶，定期清运至英买 7 固废场填埋处置。

(4) 化粪池沉渣、栅渣及污泥

本工程生活污水处理设施运营期处理过程会产生化粪池沉渣和栅渣，其中化粪池沉渣产生量为 $2.5\text{t}/\text{a}$ ，栅渣产生量为 $2\text{t}/\text{a}$ ，污泥产生量为 $4.4\text{t}/\text{a}$ ，定期清运至英买 7 固废场填埋处置。

本工程实施后，产生的危险废物污染源及治理措施情况见表 3.3-19。

表 3.3-19 危险废物污染源及治理措施一览表

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
清管废渣	HW08	251-002-08	0.096	定期清管	固态	油类物质、铁锈	油类物质	2 次/年	T, I	桶装收集后，由有危废处置资质单位接收处置
含油废物	HW08	071-001-08	1.4	油气开采、管道集输	固态	油类物质、泥砂	油类物质	/	T, I	

3.3.9 闭井期污染源及其防治措施

闭井期废气污染源主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施；噪声污染源主要为车辆噪声，要求合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；固废污染源主要为废弃建筑垃圾等，属于一般工业固体废物，废弃建筑垃圾等收集后送英买 7 固废场填埋处置。

3.3.10 非正常排放

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

本工程若井口压力过高，采出液通过放喷火炬点燃排放。本次评价将井口压力异常情况作为非正常排放考虑；集气站同时设置了放空系统，在发生异常超压的情况下，超压气体可通过放空总管由放空火炬向外排放。根据《排污许

可证申请与核发技术规范 石化工业》(HJ853-2017) 中第 9.2.3 火炬排放污染物量公示(21) 计算, 本工程非正常排放情况见表 3.3-20。

表 3.3-20 非正常排放情况一览表

项目	持续时间(min)	产生的污染物排放速率(kg/h)	
放喷口	30	非甲烷总烃	2.5
		颗粒物	1.0
		SO ₂	0
		NO _x	67.5
火炬	60	非甲烷总烃	0.016
		颗粒物	0.007
		SO ₂	0
		NO _x	0.432

3.3.11 清洁生产分析

3.3.11.1 清洁生产技术和措施分析

3.3.11.1.1 钻井工艺清洁生产工艺

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

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

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

②钻井过程中使用小循环, 转换钻井泥浆及完井泥浆回收处理利用。

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

④开钻前对井场应急池等做防渗漏处理。

⑤配备先进完善的固控设备, 并保证其运转使用率, 保证其性能优良, 从

而大大减少了废弃泥浆产生量。

(3) 采用低固相优质钻井液，尽量减少泥浆浸泡油层时间，保护储层。

(4) 设置井控装置(防喷器等)，防止井喷事故对环境造成污染影响。

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

(6) 井场设有应急池，为防渗设计，用于事故等非正常工况下泥浆的存放。

(7) 钻井新鲜水使用量低于国家要求的清洁生产标准

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

3.3.11.1.2 运行期清洁生产工艺

(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，井场采出液经集输管线输送至集气站，最终进入英买处理厂集中处理，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。

3.3.11.2 清洁生产水平分析

(1) 评价指标体系

《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系》(试行)2009 中规定的清洁生产评价指标体系由相互联系、相对独立、互相补充的系列清洁生产评价指标所组成的，是用于评价清洁生产绩效的指标集合。根据清洁生产的原则要求和指标的可度量性，评价指标体系分为定量评价和定性要求两大部分。

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

生产具有较高水平。

(2) 评价指标体系计算

① 定量评价指标的考核评分计算

定量评价考核总分值的计算公式为：

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

式中：

P_1 ——定量评价考核总分值；

n ——参与定量评价考核的二级指标项目总数；

S_i ——第 i 项评价指标的单项评价指数；

K_i ——第 i 项评价指标的权重值。

② 定性评价指标的考核评分计算

定性评价指标考核总分值的计算公式为：

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

式中：

P_2 ——定性评价二级指标考核总分值；

F_i ——定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

N ——参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

③ 综合评价指数考核评分计算

综合评价指数计算公式为：

$$P = 0.6P_1 + 0.4P_2$$

式中：

P ——清洁生产综合评价指数；

P_1 ——定量评价指标考核总分值；

P_2 ——定性评价指标考核总分值。

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指标见表 3.3-21。

表 3.3-21 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

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

3.3.11.3 清洁生产结论

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

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

3.3.12 污染物排放量

本工程污染物排放量情况见表 3.3-22。

表 3.3-22 本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	氨		
在建工程排放量	0.031	0.042	0.917	1.575	0	0	0	0
现有工程排放量	1.017	1.148	39.636	5.894	0	0	0	0
本工程新增排放量	0.879	0.174	6.602	1.243	0.0005	0.0008	0	0
以新带老削减量 (YM7 试采点加热炉拆除)	0.035	0.007	0.266	0	0	0	0	0
本工程实施后排放量	1.892	1.357	46.889	8.712	0.0005	0.0008	0	0
本工程实施后增减量	+0.844	+0.167	+6.336	+1.243	+0.0005	+0.0008	0	0

3.3.13 污染物总量控制分析

3.3.13.1 总量控制因子

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

废气污染物： SO_2 、 NO_x 和 VOCs。

废水污染物：COD、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 。

3.3.13.2 本工程污染物排放总量

本项目在正常运行期间，采出水随油气混合物输送至英买处理厂处理，处理后进行回注；井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理；生活污水经埋地式一体化生活污水处理装置，处理后的生活污水夏季用于周边荒漠生态恢复的灌溉，冬季汇入蓄水池暂存。无废水外排，因此建议不对废水污染物进行总量控制。

根据《关于印发〈建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法〉的通知》（环发〔2014〕197 号）及《关于印发〈自治区建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法〉的通知》（新环发〔2016〕126 号）要求，本项目 SO_2 、 NO_x 排放总量控制指标核算过程如下：

表 3.3-23 项目废气主要污染物排放总量核算表

污染源	项目	标准限值 (mg/m^3)	单座加热炉废 气量(m^3/h)	运行时间 (h/a)	加热炉数量(台)	污染物总量 (t/a)
井场加热炉 烟气	SO_2	50	369	$16 \times 300 = 4800$	7	0.089×7
	NO_x	200				0.354×7
3#集气站加 热炉烟气	SO_2	50	1400	$16 \times 300 = 4800$	1	0.336
	NO_x	200				1.344
YD2 集气站加 热炉烟气	SO_2	50	590	$16 \times 300 = 4800$	1	0.142
	NO_x	200				0.566
YD4 计量阀组 站加热炉 烟气	SO_2	50	590	$16 \times 300 = 4800$	1	0.142
	NO_x	200				0.566
YD1 集气站加 热炉烟气	SO_2	50	590	$16 \times 300 = 4800$	1	0.142
	NO_x	200				0.566

续表 3.3-23 项目废气主要污染物排放总量核算表

污染源	项目	标准限值 (mg/m ³)	单座加热炉废 气量(m ³ /h)	运行时间 (h/a)	加热炉数量(台)	污染物总量 (t/a)
YD5 井场加热 炉烟气	SO ₂	50	590	16×300=4800	1	0.142
	NO _x	200				0.566
YT1 增压站加 热炉烟气	SO ₂	50	2927	16×300=4800	1	0.702
	NO _x	200				2.810
YM7 试采点加 热炉烟气	SO ₂	50	705	16×300=4800	1	0.169
	NO _x	200				0.677

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 1.243t/a。

综上所述，本项目总量控制指标为：SO₂ 2.398t/a，NO_x 9.573t/a，VOCs 1.243t/a，COD 0t/a，氨氮 0t/a。

3.3.13.3 污染物总量分析

项目污染物总量指标见表 3.3-24。

表 3.3-24 项目污染物总量指标一览表

类别	污染物名称	项目排放量(t/a)
废气	SO ₂	2.398
	NO _x	9.573
	VOCs	1.243
废水	COD	0
	NH ₃ -N	0

3.4 依托工程

3.4.1 英买力油田钻试修废弃物环保处理站

3.4.1.1 英买力油田钻试修废弃物环保处理站概况

英买力油田钻试修废弃物环保处理站位于新和县西南部，设施的中心坐标为北纬 41° 17' 47.49"，东经 82° 5' 40.12"，是为周边区域油田钻试修过程中

产生的固废及废液而建设的，于 2016 年 11 月 7 日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复(新环函[2016]1626 号)。2020 年 5 月 4 日塔里木油田分公司英买油气开发部开展自主验收。

3.5.1.2 钻井聚磺体系泥浆钻井岩屑处理处理工艺

采用高温氧化处理技术对钻井聚磺体系泥浆钻井岩屑进行无害化处置，即通过高温氧化窑内的高温环境(850℃以上)使钻井固废中的有机质等有毒有害物质氧化、分解，彻底破坏其毒害性，从而达到无害化处理的目的。处理后的固体废物满足新疆维吾尔自治区地方标准《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T 3997-2017)中控制指标要求。主要工艺流程包括备料、物料预烘、高温氧化、烟气净化及飞灰固化等工序。具体流程见图 2.5-3。

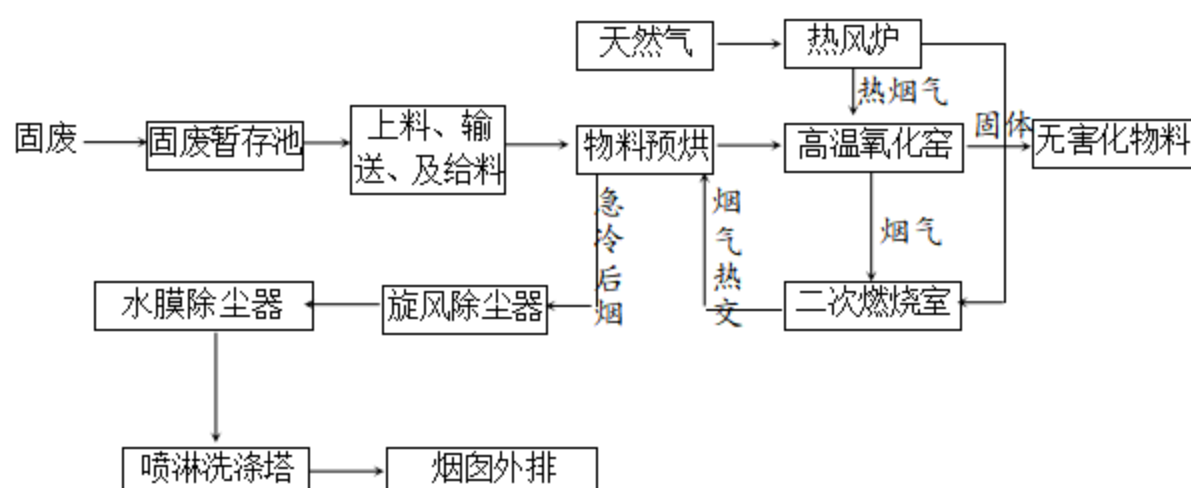


图 3.4-1 环保站钻井聚磺体系泥浆固废处理工艺流程图

3.4.1.3 依托可行性

英买力油田钻试修废弃物环保处理站运行负荷见表 3.4-1。

表 3.4-1 英买力油田钻试修废弃物环保处理站运行负荷统计表

序号	项目内容	设计规模	现状处理量	负荷率	富余处理能力	本工程新增产能
1	磺化泥浆钻井岩屑	100m ³ /d	70m ³ /d	70%	30m ³ /d	6.36m ³ /d

英买力油田钻试修废弃物环保处理站主要服务于英买力区块钻井工程磺化泥浆及其岩屑处理，东距本工程约35km。英买力钻试修环保站设计处理能力为100m³/d，现状处理量为70m³/d，富余处理能力为30m³/d，本工程新增处理量为

6.36m³/d, 故英买力油田钻试修废弃物环保处理站能够处理本工程钻试修废弃物。随着区块开发的实施, 新开钻井数量有可能集中出现, 有可能出现钻试修废物处理压力, 根据目前掌握的资料, 英买油气田内现有北京伟创力YD1-6H环保站、巴州华洋YM351-1H环保站、库车畅源YM35-2C2环保站等多家第三方钻试修废弃物处理站, 可以满足区域磺化泥浆及钻井岩屑处理需求。

3.4.2 英买7固废场

3.4.2.1 英买7固废场概况

英买7固废场位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区新和县英买力作业区英买7集气站西南侧800m处, 东距本工程约35km, 项目中心地理坐标为: 北纬41°17'41.90", 东经82°5'31.79", 日均处理生活垃圾量1.5t、工业固废2.74m³, 年均处理生活垃圾量547.5t、工业固废1000m³。共有4个固废填埋池, 其中生活垃圾填埋池2个, 总库容10000m³, 有效容积约为8000m³, 设计使用年限为10.44年; 工业固废填埋池2个, 总库容10000m³, 有效容积约为8000m³, 设计使用年限为8年。英买7固废场主要收集塔里木油田分公司英买力作业区职工在工作、生活中产生的各类生活垃圾和建设过程中产生的一般工业固废(不包括含油废物等危险固废)。英买7固废场新建工程于2017年12月16日取得原阿克苏地区环境保护局批复(阿地环函字[2017]656号), 并于2019年7月22日塔里木油田分公司英买油气开发部开展自主验收(油英买质健安环委[2019]3号)。

3.4.2.2 依托可行性

本工程开发建设期生活垃圾共计产生量为21.6t, 运营期井场为无人值守场站, 不新增劳动定员, 不产生生活垃圾。且目前英买7固废场4个固废填埋池尚有较大处理能力, 可以满足本工程生活垃圾处理需求。

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

新和县位于新疆西南部，地处天山南麓、塔里木盆地北缘，地理坐标为东经 $80^{\circ}55' \sim 82^{\circ}43'$ 、北纬 $40^{\circ}45' \sim 41^{\circ}45'$ 。县境南北长 91km，东西宽 136km，全县总面积为 8223km^2 。东与库车市隔渭干河相望，西以玉尔滚山为界与阿克苏市、温宿县相交，北依天山支脉却勒塔格山与拜城县毗邻，南与沙雅县接壤。

温宿县隶属新疆维吾尔自治区西部天山中段的托木尔峰南麓，塔里木盆地西北边缘。北纬 $40^{\circ}52' \sim 42^{\circ}15'$ ，东经 $79^{\circ}28' \sim 81^{\circ}30'$ ，东西长 171km，南北宽 158km，总面积 14569.3km^2 。东与拜城、新和两县交界，南和阿克苏市毗邻，西隔托什干河与乌什县相望，北同吉尔吉斯斯坦共和国、哈萨克斯坦共和国及新疆伊犁哈萨克自治州的昭苏县接壤，行政区划总面积 1.46 万平方公里，边境线长 126.6 公里，辖 13 个乡（镇）。

本项目大部分位于新和县境内，仅 YD5 井、YD4 计量阀组站、YT5 集气站及配套管线位于温宿县境内。西距温宿县城 100km，东北距新和县城 37.5km，与新和县桑塔木农场最近距离为 3.2km。本工程地理位置见图 4.1-1，周边关系见图 4.1-2。

4.1.2 地形地貌

新和县地貌可分为平原和山地两大类型。天山支脉却勒塔格山蜿蜒县境北部，呈东西走向，由第三纪红色岩构成，表层岩石出露，占全县总面积的 12.8%，山峰最高点为海拔 2212m。平原可分为渭干河冲积平原和却勒塔格山洪积平原。地形北高南低，由东北向西南倾斜，以渭干河龙口为中心，呈扇形辐射状。自然坡降为 $1/100 \sim 1/200$ 、 $1/400 \sim 1/1000$ ，南部为 $1/2000 \sim 1/14500$ ，平原北部山区海拔最高点 1030m，平均海拔 1015m，海拔最低点 980m。东北部的渭干河出山后，即成散流，形成渭干河冲积平原。平原面积为 4995km^2 ，占总面积的 85.8%。

项目地理位置图

图 4.1-1

项目周边关系图

图 4.1-2

温宿县地势北高南低，北部山区占温宿县总面积的 56.67%。耸立着 15 座 6000 米以上的巨峰，天山最高峰托木尔峰，海拔 7435.29m。地形崎岖，峰峦峻拔，冰川密面，冰雪嵯峨，峭壁凌空，万仞攒空，具有独特的冰蚀地貌。北部山区海拔大部分 1500~3500m，山体比较矮小，多系浅切割中山。海拔 1800m 以上云杉、桦树和山杨等组成的混合林。耕地大部分在海拔 2000m 以下的山坡地、谷地、和台地，自然草场约 1151 万亩，主要分布在海拔 1500~3600m 之间的狭长地带。

本项目所在区域地处于渭干河冲积平原和塔里木河冲积平原交互地点，地势平坦，土壤多盐碱，海拔高度为 1000m 左右，自然坡降为 1/14500，局部地段地表层被风积沙覆盖。

4.1.3 地质条件

项目地处天山中段之南，塔里木盆地北部，渭干河绿洲的南段。早加里东运动时本区随塔北隆起整体抬升，形成北高南低的构造总趋势，晚海西期强烈的构造运动导致区域性褶皱变形和大面积的火山活动，区域上形成一系列背斜构造带，印支期以构造抬升和断裂作用为主，三叠纪之后，塔北隆起构造运动趋于平缓，中生界侏罗系、白垩系覆盖整个塔北隆起，燕山期的构造运动的影响并不明显，新生界继承了中生界的特点，沉积巨厚的陆相地层，差异性压实作用和继承性断裂活动是中、新生代的特征，中、新生界许多构造均为披覆构造。

4.1.4 水文地质

项目所在区域属渭干河流域冲积平原水文地质单元，在山麓带有下更新统砾石构成的第四系松散岩类堆积物一般以砂砾石、砾沙和砂层为主。本冲洪积平原，隔水层厚度较薄，但比较稳定，构成深部微承压水。于沙雅城以南 10km 左右与塔河冲积平原相接。该水文地质单元位于冲洪积平原上，包括新和县城以北一带，为单一卵砾石、砂砾石潜水含水层，宽度小于 15km，地下水埋深 50~10m，含水层富水性强，水量十分丰富，单井出水量可达 1000~5000m³/d。为矿化度小于 1g/L 的 HCO₃-Ca·Mg 型优质水。新和县城以南为细土平原区，地层为双层结构，含潜水和微承压水。承压水顶板埋深 20~40m，单井最大出水

量 270~282m³/d, 矿化度较小。

在新和县细土平原区, 含水层颗粒变细, 一般单井出量 500m³/d 左右, 水位良好。潜水埋深在 5m 左右, 水质变劣, 为矿化度大于 10g/L 的高矿化水。表层包气带地层多为粉细砂层和亚沙土层, 渗透性较小易产生污染。

区域地下水补给方式主要为渭干河出山后的侧向补给。地下水流向为东北向西南, 地下水埋深在 5.0m 左右, 向下游排泄方式主要为地表蒸发和植物蒸腾, 该区域水质矿化度较高。

4.1.5 地表水

区域河流为塔里木河、渭干河。塔里木河是典型的干旱区内陆河流, 由叶尔羌河、和田河、阿克苏河三源流汇合而成, 从肖夹克至台特玛湖全长 1321km, 流域面积 1.76 万 km², 属平原型河流, 自西向东流动, 塔里木河地处我国西北内陆的塔里木盆地, 水质表现为矿化度高, 水质偏碱性, 含氟较高, 河水化学类型为 HSO₄·Cl—Ca·Mg·Na 为主, 矿化度枯水期最大。渭干河发源于哈尔克驼山汗腾格里峰东侧的喀拉库勒冰川, 流经拜城盆地后, 穿过千佛洞峡谷进入平原区, 经沙雅县努尔马克乡南部折向东南部消失于荒漠中。渭干河全长 452km, 流域面积 6.19×10⁵km², 年径流量 1.9×10⁸m³, 多年平均流量为 2.52m³/s。

本工程东距渭干河约 61km, 南距塔里木河约 42.1km, 项目区域无地表径流, 仅分布冲沟。

4.1.6 气候气象

新和县属于大陆性温暖带干旱气候, 空气干燥, 光照充足, 夏季干热, 冬季干冷, 昼夜温差大, 春季天气多变影响升温, 秋季冷空气频繁入侵, 降温较快。

区域气象资料见表 4.1-1。

表 4.1-1 新和县多年主要气象要素一览表

序号	项 目	统计结果	序号	项 目	统计结果
1	年平均气温	11.3℃	7	年平均蒸发量	1992.7mm
2	年极端最高气温	40.1℃	8	年最大冻土深度	68cm
3	年极端最低气温	-26.8℃	9	年最多风向	NW

续表 4.1-1 新和县多年主要气象要素一览表

序号	项 目	统计结果	序号	项 目	统计结果
4	年均日照时数	2648h	10	年平均相对湿度	56%
5	日最大降水量	40mm	11	多年平均风速	1.7m/s
6	年平均降水量	63.7mm	—	—	—

温宿县属大陆性暖温带干旱型气候：气候干燥，蒸发量大，降水稀少，且年季变化大；春夏多风沙，夏季炎热，冬季寒冷，昼夜温差大，年均风速小，光照充足，无霜期长。温宿县多年主要气象要素数据见表 4.1-2。

表 4.1-2 温宿县多年主要气候要素一览表

序号	项 目	统计结果	序号	项 目	统计结果
1	最冷月月平均相对湿度	78%	10	极端最高	69.8℃
2	最热月月平均相对湿度	46%	11	极端最低	-36.0℃
3	年平均风速	1.0m/s	12	日最大降雨量	54.5mm
4	冬季平均风速	0.6m/s	13	年平均降雨量	95.6mm
5	夏季平均风速	1.4m/s	14	年平均蒸发量	38.5mm
6	最大风速	39m/s	15	最大冻土深度	100~110mm
7	冬季最多风向	东南风	16	年均大风日数	30d
8	夏季最多风向	北风、西风	17	年均沙暴日数	20d
9	月平均最高气温	21.3℃	—	—	—

4.1.7 土壤

本项目区域地表多被风沙土、盐土及龟裂土所覆盖，盐土是项目区分布最广的一类土壤，由于有害盐类抑制植物生长，盐土的养分含量不高，土壤中有有机质积累量少，除少数土丘上生长有稀疏的多枝桧柳外，别无植被生长，盐分在盐土的表面有明显的表聚性。位于沙漠边缘的盐土，受风沙影响，多以砂壤土或砂土为主，地表比较平坦，上覆 2cm 盐壳。风沙土是在风成沙性母质上发育起来的，质地较粗，物理性粘粒很少。因风蚀风积作用的交替进行，使土壤发育处于不断的复幼状况下，加之植被稀疏生物作用微弱，有机物质积累很少，成土过程十分微弱，剖面层次分化不明显，因此风沙土在很大程度上只具有风积沙沉积物岩性特征而缺乏其他的诊断层和诊断特征。龟裂土主要分布在沙丘

间低洼平地，是荒漠区在降雨及春季隔雪水的作用下发育而成的土壤类型。主要分布于项目区的一些部分局部地区，地表十分平坦，雨季为积水洼地，干旱后呈龟裂状。其地表几乎没有植被生长，剖面中多粘土沉积层，下层多黄锈斑及潜育斑。龟裂土的形成过程具有一般荒漠土壤形成过程的特点：①土壤表层有机质积累过程很弱；②表层出现明显的粘化和铁质化过程；③由于降水稀少，风化和土壤形成过程中形成的盐类难以从剖面中淋溶，使 CaCO_3 在土壤表层就有聚积，剖面中部有石膏化现象，易溶盐在剖面中、下部也有聚集。盐土是项目区分布最广的一类土壤，由于有害盐类抑制植物生长，盐土的养分含量不高，土壤中有机质累积量少，除少数土丘上生长有稀疏的多枝桧柳外，别无植被生长，盐分在盐土的表面有明显的表聚性。位于沙漠边缘的盐土，受风沙影响，多以砂壤土或砂土为主，地表比较平坦，上覆 2cm 盐壳。

4.2 环境敏感区调查

环境敏感区包括需要特殊保护地区、生态敏感与脆弱区和社会关注区。根据调研，井场周边的环境敏感区主要包括生态保护红线区、水土流失重点治理区和预防区。

4.2.1 生态保护红线

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

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)》，本工程距生态保护红线(土地沙化生态保护红线区)(拟定)最近距离为 3.9km，本工程永久占地及临时占地均位于生态保护红线之外，具体见图 2.7-2。

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，包括天山山区重点预防区、塔里木河中上游重点预防区；重点治理区面积 283963km²，包括额尔齐斯河流域重点治理区、天山北坡诸小河流域重点治理区、塔里木河流域重点治理区、伊犁河流域重点治理区。

项目所在区域新和县及温宿县属于塔里木河流域重点治理区范围。

所在区域属于塔里木盆地北部农田防护水源涵养区，区域的水土保持基础功能类型是水源涵养、农田防护、防风固沙与防灾减灾，水土保持主导功能类型是农田防护、水源涵养，为了实现水土保持主导功能，预防措施体系主要为“三河”中塔里木河源流阿克苏河中高山区的水源涵养区天然林草进行封禁保护，塔里木河干流段加强对绿洲外围荒漠林草的封育保护等。水土流失治理措施主要依靠荒漠化治理工程、城郊清洁型小流域建设以及库-拜地区煤炭行业、石油天然气行业的水土保持综合治理工作。

水土流失预防对象为：①天然林草、植被覆盖率较高的人工林、草原、草地。②主要河流的两岸河谷林草以及湖泊和水库周边植物保护带。③植被或地貌人为破坏后，难以恢复和治理的地带。④水土流失严重、生态脆弱的区域可能造成水土流失的生产建设活动。⑤重要的水土流失综合防治成果。⑥重要野生植物资源原生境保护区。

水土流失预防措施为：塔里木盆地北部农田防护水源涵养区塔里木河干流段外围注重保护现有植被。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。

4.3 环境质量现状监测与评价

项目监测点位布置图

图 4.3-1

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

按《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)相关规定,本次评价收集了阿克苏地区 2019 年环境空气质量监测数据作为基本污染物环境空气质量现状数据。

4.3.1.2 其他污染物环境质量现状数据

(1) 补充监测点基本信息

按照《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018)要求,结合项目所在区域地形特点以及当地气象特征,本次评价引用《英买油气开发部环境影响后评价报告书》中监测点的环境空气质量现状监测数据,监测点与本项目在同一区域,其监测数据能够反映本项目环境质量现状。且本次评价在 YT5 宿舍下风向布置 1 个监测点位对区域环境空气质量现状进行补充监测。监测点位基本信息见表 4.3-1,具体监测点位置见图 4.3-1。

表 4.3-1 监测点位基本信息一览表

编号	监测点名称	监测点与井场相对方位	监测点与井场最近距离(km)	监测因子	环境功能区
				1 小时平均	
1	YT5 井场	YT5 集气站西南侧	0.35	H ₂ S、非甲烷总烃	二类区
2	YM7 集气站	YM7 集气站西南侧	0.45	H ₂ S、非甲烷总烃	
3	YT5 生活点	YT5 宿舍西南侧	0.1	氨	

(2) 监测时间及频率

监测时间:2021 年 3 月 13 日~2021 年 3 月 19 日,监测 7 天。引用监测点位监测时间 2019 年 5 月 25 日~31 日,监测 7 天。非甲烷总烃、硫化氢及氨 1 小时浓度每天采样 4 次,每次采样 60 分钟,具体为北京时间:4:00、10:00、16:00、22:00。

(3) 监测及分析方法

各监测因子检测方法及检出限表见表 4.3-2。

表 4.3-2 环境空气各监测因子分析及检出限一览表

序号	监测因子	检测方法	方法来源	单位	检出限
1	H ₂ S	《空气和废气监测分析方法》	(第四版 增补版) (3.1.11.2) 亚甲基蓝分光光度法	mg/m ³	0.001
2	非甲烷总烃	《环境空气 总烃、甲烷和非甲烷总烃测定 直接进样-气相色谱法》	HJ 604-2010	mg/m ³	0.07
3	NH ₃	纳氏试剂分光光度法	HJ 533-2009	mg/m ³	0.01

4.3.1.3 各污染物环境质量现状评价

(1) 评价因子

评价因子为 H₂S、非甲烷总烃、NH₃。

(2) 评价方法

采用最大占标百分比，计算公式为：

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

式中：P_i——i 评价因子最大占标百分比；

C_i——i 评价因子最大监测浓度 (mg/m³)；

C_{io}——i 评价因子评价标准 (mg/m³)。

(3) 评价标准

非甲烷总烃 1 小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m³ 的标准；氨执行《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 200μg/m³ 的标准；硫化氢执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值 10μg/m³ 的标准。

(4) 空气达标区判定

本次评价收集阿克苏地区 2019 年环境空气质量监测数据作为基本污染物环境空气质量现状数据，并对各污染物的年评价指标进行环境质量现状评价，现状评价结果见表 4.3-3 所示。

表 4.3-3 区域环境空气质量现状评价一览表

污染物	年评价指标	阿克苏地区			达标情况
		现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率(%)	
PM_{10}	年平均质量浓度	101	70	144	超标
$\text{PM}_{2.5}$	年平均质量浓度	39	35	111	超标
SO_2	年平均质量浓度	7	60	11.7	达标
NO_2	年平均质量浓度	31	40	77.5	达标
CO	日均值第 95 百分位浓度	1900	4000	47.5	达标
O_3	日最大 8 小时滑动平均第 90 百分位浓度	130	160	81.2	达标

由表 3.3-3 可知,项目所在区域 $\text{PM}_{2.5}$ 、 PM_{10} 年均浓度值超过《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及修改单(环境保护部公告 2018 年第 29 号)中二级标准要求,即项目所在区域为不达标区。

(5) 其他污染物环境质量现状评价

根据引用监测点监测数据,其他污染物环境质量现状评价结果见表 3.3-4。

表 4.3-4 其他污染物环境质量现状评价表

监测点位	污染物	平均时间	评价标准($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	监测浓度范围($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大浓度占标率/%	超标频率/%	达标情况
YT5 井场	非甲烷总烃	1 小时平均	200	70~150	7.5	—	达标
	硫化氢	1 小时平均	10	未检出	—	—	达标
YM7 集气站	非甲烷总烃	1 小时平均	2000	70~250	12.5	—	达标
YT5 生活点	NH_3	1 小时平均	200	30~80	40	—	达标

根据监测结果,各监测点 NH_3 和硫化氢 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。

4.3.3 地下水环境现状监测

本次评价期间,引用《塔北西部英买力油田群地下水环境调查服务项目 地下水环境影响评价专题报告》中 5 个潜水质量现状监测数据。

4.3.3.1 地下水质量现状监测

4.3.3.1.1 监测点位及因子

地下水具体监测点位及因子见表 4.3-5，监测点具体位置见图 4.3-1。

表 4.3-5 地下水监测点及监测因子一览表

编号	监测点名称	监测点具体坐标	功能区	含水层	监测因子	与本工程最近距离及位置关系
1	YM-11	E 81° 22' 7.15" N 41° 12' 36.48"	GB/T14848-2017 中 IV 类	潜水含水层	色、浑浊度、pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、铜、锌、铝、挥发性酚类、阴离子表面活性剂、氨氮、硫化物、总大肠杆菌、细菌总数、亚硝酸盐、硝酸盐、氰化物、汞、砷、硒、镉、六价铬、铅、耗氧量、氟化物、石油类、苯、甲苯，共计 32 项	YD2 集气站西北 3.5km
2	YM-47	E 81° 20' 19.76" N 41° 18' 9.70"				YT5 集气站西南 0.35km
3	YM-49	E 81° 38' 46.54" N 41° 21' 33.59"				YT1 集气站南侧 0.2km
4	YM-32	E 81° 57' 49.33" N 41° 28' 43.51"				英买处理厂南侧 3.2km
5	YM-38	E 82° 12' 49.44" N 41° 24' 49.07"				YM33 试采点东北 1.5km
6	YM-36	E 82° 9' 51.36" N 41° 21' 31.04"				YM33 试采点西南 6.2km
7	YM-29	E 82° 4' 26.81" N 41° 19' 38.36"				YM7 试采点西北 3.8km

4.3.3.1.2 监测时间及频率

监测时间为 2018 年 5 月 27 日~2018 年 5 月 29 日，监测 1 天，每个点位采样 1 次。

4.3.3.1.3 监测及分析方法

采样按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)执行，监测分析方法按照《地下水环境监测技术规范》(HJ/T164-2004)、《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)、《环境水质监测质量保证手册》(第二版)有关标准和规范执行，并给出各监测因子的分析方法及其检出浓度。分析方法、各因子检出限等详细情况见表 4.3-6。

表 4.3-6 地下水各监测因子分析方法和检出限一览表单位：mg/L (pH 除外)

序号	监测因子	检测方法	最低检出浓度
1	色度	生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标 GB/T 5750.4-2006(1.1)	5 度

续表 4.3-6 地下水各监测因子分析方法和检出限一览表单位:mg/L (pH 除外)

序号	监测因子	检测方法	最低检出浓度
2	浑浊度	生活饮用水标准检验方法感官性状和物理指标 GB/T 5750.4-2006(2.2)	1NYU
3	PH 值	生活饮用水标准检验方法感官性状和物理指标 GB/T 5750.4-2006(5.1)	/
4	钙和镁总量(总硬度)	生活饮用水标准检验方法感官性状和物理指标 GB/T 5750.4-2006(7.1)	1.0mg/L
5	溶解性总固体	生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标 GB/T 5750.4-2006(8.1)	5mg/L
6	硫酸盐	水质 无机阴离子(F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻)的测定 离子色谱法 HJ/T 84-2016	0.018mg/L
7	氯化物	水质 无机阴离子(F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻)的测定 离子色谱法 HJ/T 84-2016	0.007 mg/L
8	铁	生活饮用水标准检验方法 金属指标 GB/T 5750.6-2006(2.1)	0.03mg/L
9	锰	生活饮用水标准检验方法 金属指标 GB/T 5750.6-2006(3.1)	0.01mg/L
10	铜	生活饮用水标准检验方法 金属指标 GB/T 5750.6-2006(4.1)	0.001mg/L
11	锌	生活饮用水标准检验方法 金属指标 GB/T 5750.6-2006(5.1)	0.05mg/L
12	铝	生活饮用水标准检验方法 金属指标 GB/T 5750.6-2006(1.4)	0.04 mg/L
13	挥发酚	水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法 HJ503-2009	0.0003 mg/L
14	阴离子表面活性剂	生活饮用水标准检验方法感官性状和物理指标 GB/T 5750.4-2006(10.1)	0.05mg/L
15	氨氮	生活饮用水标准检验法 无机非金属指标 GB/T5750.5-2006(9.1)	0.02 mg/L
16	硫化物	水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法 GB/T 16489-1996	0.005mg/L
17	总大肠菌群	生活饮用水标准检验方法 微生物指标 GB/T 5750.12-2006(2.1)	/
18	菌落总数	生活饮用水标准检验方法 微生物指标 GB/T 5750.12-2006(1.1)	/
19	亚硝酸盐氮	生活饮用水标准检验法 无机非金属指标 GB/T5750.5-2006(10.1)	0.001 mg/L
20	硝酸盐氮	水质 硝酸盐氮的测定 紫外分光光度法 SL 84-1994	0.08mg/L
21	总氰化物和氰化物	生活饮用水标准检验方法 无机非金属指标 GB/T 5750.5-2006(4.1)	0.002mg/L

续表 4.3-6 地下水各监测因子分析方法和检出限一览表单位:mg/L (pH 除外)

序号	监测因子	检测方法	最低检出浓度
22	汞	生活饮用水标准检验方法 金属指标 GB/T 5750.6-2006(8.1)	0.0001mg/L
23	砷	生活饮用水标准检验方法 金属指标 GB/T 5750.6-2006(6.1)	0.0001mg/L
24	硒	生活饮用水标准检验方法 金属指标 GB/T 5750.6-2006(7.1)	0.0004mg/L
25	镉	生活饮用水标准检验方法 金属指标 GB/T 5750.6-2006(9.1)	0.0005mg/L
26	六价铬	生活饮用水标准检验方法 金属指标 GB/T 5750.6-2006 (10.1)	0.004mg/L
27	铅	生活饮用水标准检验方法 金属指标 GB/T 5750.6-2006(11.1)	0.0025mg/L
28	苯	生活饮用水标准检验方法 有机物指标 GB/T 5750.8-2006(18.2)	0.005mg/L
29	甲苯	生活饮用水标准检验方法 有机物指标 GB/T 5750.8-2006(19)	0.006mg/L
30	耗氧量	生活饮用水标准检验方法 有机物综合指标 GB/T 5750.7-2006(1.1)/(1.2)	0.05mg/L
31	石油	生活饮用水标准检验方法 有机物综合指标 GB/T 5750.7-2006(3.5)	0.05mg/L
32	氟化物	水质 氟化物的测定离子选择电极法 GB 7484-1987	0.05mg/L

4.3.3.2 地下水质量现状评价

4.3.3.2.1 评价方法

①采用单因子标准指数法，其计算公式为：

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

式中： P_i ——第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i ——第 i 个水质因子的监测浓度值，mg/L；

C_{oi} ——第 i 个水质因子的标准浓度值，mg/L。

②对于 pH 值, 评价公式为:

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

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

式中: P_{pH} —pH 的标准指数, 无量纲;

pH_i —i 监测点的水样 pH 监测值;

pH_{sd} —评价标准值的下限值;

pH_{su} —评价标准值的上限值。

评价标准: 执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) IV 类标准, 石油类执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) IV 类标准。

4.3.3.2.2 水质监测及评价结果

(1) 地下水质量现状监测与评价

地下水质量现状监测与评价结果见表 4.3-7。

表 4.3-7 地下水质量现状监测及评价结果一览表 mg/L pH(无量纲)

监测因子			监测井名称						
			YM-11	YM-47	YM-49	YM-32	YM-38	YM-36	YM-29
色	标准值 ≤25	监测值	5	5	5	5	5	5	5
		标准指数	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20
浑浊度	标准值 ≤10	监测值	204	174	176	164	120	128	80
		标准指数	20.4	17.4	17.6	16.4	12	12.8	8
pH 值	标准值 6.5~8.5	监测值	8.06	8.03	8.64	7.7	7.93	8.31	7.13
		标准指数	0.53	0.52	0.82	0.35	0.47	0.66	0.06
总硬度	标准值 ≤650	监测值	120	178	119	1470	1450	1660	6780
		标准指数	0.18	0.27	0.18	2.26	2.23	2.55	10.43
溶解性 总固体	标准值 ≤2000	监测值	1350	1010	1040	8930	5500	8840	31700
		标准指数	0.68	0.51	0.52	4.47	2.75	4.42	15.85
硫酸盐	标准值 ≤350	监测值	305	291	217	1570	3340	1790	5640
		标准指数	0.87	0.83	0.62	4.49	9.54	5.11	16.11
氯化物	标准值 ≤350	监测值	397	258	316	3810	730	3540	13200
		标准指数	1.13	0.74	0.90	10.89	2.09	10.11	37.71

续表 4.3-7 地下水质量现状监测及评价结果一览表 mg/L pH(无量纲)

监测因子			监测点	监测井名称						
			YM-11	YM-47	YM-49	YM-32	YM-38	YM-36	YM-29	
铜	标准值 ≤1.5	监测值	未检出	0.048	未检出	0.023	0.012	0.021	0.086	
		标准指数	—	0.03	—	0.02	0.01	0.01	0.06	
锌	标准值 ≤5	监测值	未检出	0.073	未检出	未检出	未检出	未检出	0.068	
		标准指数	—	0.01	—	—	—	—	0.01	
铝	标准值 ≤0.2	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	
		标准指数	—	—	—	—	—	—	—	
挥发性 酚类	标准值 ≤0.002	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	
		标准指数	—	—	—	—	—	—	—	
阴离子表 面活性剂	标准值 ≤0.3	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	0.05	0.05	
		标准指数	—	—	—	—	—	0.17	0.17	
氨氮	标准值 ≤1.5	监测值	0.15	0.39	0.14	1.01	0.041	1.51	4.73	
		标准指数	0.10	0.26	0.09	0.67	0.03	1.01	3.15	
硫化物	标准值 ≤0.1	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	
		标准指数	—	—	—	—	—	—	—	
总大肠 菌群	标准值 ≤ 100CFU/100mL	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	
		标准指数	—	—	—	—	—	—	—	
细菌总数	标准值 ≤1000CFU/mL	监测值	12	6	5	20	13	3	未检出	
		标准指数	0.01	0.01	0.01	0.02	0.01	0.00	—	
亚硝酸盐	标准值 ≤4.8	监测值	0.051	0.085	0.002	0.009	0.133	0.016	0.118	
		标准指数	0.01	0.02	0.00	0.00	0.03	0.00	0.02	
硝酸盐	标准值 ≤30	监测值	0.08	0.39	0.04	0.47	31.5	0.76	3.96	
		标准指数	0.003	0.013	0.001	0.016	1.050	0.025	0.132	
氰化物	标准值 ≤0.1	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	
		标准指数	—	—	—	—	—	—	—	
汞	标准值 ≤0.002	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	
		标准指数	—	—	—	—	—	—	—	

续表 4.3-7 地下水质量现状监测及评价结果一览表 mg/L pH(无量纲)

监测因子			监测点	监测井名称					
			YM-11	YM-47	YM-49	YM-32	YM-38	YM-36	YM-29
砷	标准值 ≤0.05	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	0.0011	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	0.022	—	—
硒	标准值 ≤0.1	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—	—	—
镉	标准值 ≤0.01	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—	—	—
铬(六价)	标准值 ≤0.1	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—	—	—
铅	标准值 ≤0.1	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—	—	—
苯	标准值 ≤0.12	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—	—	—
甲苯	标准值 ≤1.4	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—	—	—
耗氧量	标准值 ≤10	监测值	2.2	3.23	2.37	4.85	1.62	3.22	3.9
		标准指数	0.22	0.32	0.24	0.49	0.16	0.32	0.39
石油类	标准值 ≤0.5	监测值	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
		标准指数	—	—	—	—	—	—	—
氟化物	标准值 ≤2	监测值	3.48	1.76	3.21	3.63	4.01	1.83	2.15
		标准指数	1.74	0.88	1.61	1.82	2.01	0.92	1.08

由表 4.3-7 分析可知, YM-11、YM-47、YM-49 监测点除浑浊度、氟化物、氯化物存在一定程度超标外, 其余因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) IV 类标准; YM-32、YM-38、YM-36、YM-29 监测点除浑浊度、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氟化物、氯化物、氨氮、硝酸盐存在一定程度超标外, 其余因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) IV 类标准; 各监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) IV 类标准要求。氟化物超标与气候干旱、含水层岩性及地下水径流速度慢有关; 总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物超标主要是由于该地区分布的地下水类型主要为 C1

• $\text{SO}_4\text{-Na}$ 型及 Cl-Na 型，气候干旱，伴随着蒸发和土壤盐渍化的影响，且监测的是浅层地下水水质，因地下水埋深浅，地下水矿化度范围 18.29~72.58g/L，总硬度 7.8~8.51g/L，导致超标。氨氮、硝酸盐超标主要是由于浅层地下水易受区域农业面源影响所致。

(2) 地下水离子检测结果与评价

地下水离子检测结果见表 4.3-8。

表 4.3-8 地下水检测分析因子分析结果一览表 单位：mg/L

项目		YM-11	YM-47	YM-49	YM-32	YM-38	YM-36	YM-29
监测值 (mg/L)	K^+Na^+	862.04	282.90	432.86	2337.72	2146.82	6747.28	1167.02
	Ca^{2+}	32.06	52.91	53.71	176.35	284.57	601.20	213.23
	Mg^{2+}	52	25.76	42.77	254.66	359.64	1222.29	104.00
	CO_3^{2-}	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5
	HCO_3^-	198.93	123.06	200.15	118.38	185.50	162.31	283.13
	Cl^-	1045.78	299.2	464.40	3605.27	2563.04	11645.33	1542.08
	SO_4^{2-}	509.12	317	414.98	1333.31	2968.25	4457.18	1047.05
毫克当 量百分 比(%)	K^+Na^+	37.48	12.30	18.82	101.64	93.34	293.36	46.39
	Ca^{2+}	1.60	2.65	2.69	8.82	14.23	30.06	10.66
	Mg^{2+}	4.33	2.15	3.56	21.22	29.97	101.86	8.67
毫克当 量百分 比(%)	CO_3^{2-}	0	0	0	0	0	0	0
	HCO_3^-	3.26	2.02	3.28	1.94	3.04	2.66	4.64
	Cl^-	29.46	8.43	13.08	101.56	72.20	328.04	43.44
	SO_4^{2-}	10.61	6.60	8.65	27.78	61.84	92.86	21.81

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 YM-11、YM-49、YM-32、YM-36 含水层为 49-B 型，即矿化度(M)介于 1.5g/L 和 10g/L 的 Cl^-Na 型水；YM-47 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；YM-38 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；YM-29 含水层为 42-C 型，即矿化度(M)介于 10g/L 和 40g/L 的 $\text{SO}_4^{2-}\text{Cl}^-\text{Na}$ 型水。

(3) 地下水质量现状监测结果统计分析

监测井各监测因子最大值、最小值、均值、标准差、检出率和超标率见表 4.3-9。

表 4.3-9 地下水监测统计分析结果一览表

项目	标准值	最大值	最小值	均值	标准差	检出率(%)	超标率(%)
色	≤25 度	5	5	5.00	0.00	100	0
浑浊度	≤10	204	80	149.43	39.00	100	100
pH 值	6.5~8.5	8.64	7.13	7.97	0.44	100	0
总硬度	≤650	6780	119	1682.43	2178.91	100	57
溶解性总固体	≤2000	31700	1010	8338.57	10072.82	100	57
硫酸盐	≤350	5640	217	1879.00	1857.21	100	57
氯化物	≤350	13200	258	3178.71	4332.85	100	71
铁	≤2	0.261	0.037	0.12	0.08	71	0
锰	≤1.5	1.68	0.02	0.60	0.58	86	0
铜	≤1.5	0.086	0.012	0.04	0.03	71	0
锌	≤5	0.073	0.068	0.07	0.00	29	0
铝	≤0.2	未检出	未检出	—	—	0	0
挥发性酚类	≤0.002	未检出	未检出	—	—	0	0
阴离子表面活性剂	≤0.3	未检出	未检出	—	—	0	0
氨氮	≤1.5	4.73	0.041	1.14	1.55	100	29
硫化物	≤0.1	未检出	未检出	—	—	0	0
总大肠菌群	≤100CFU/100mL	未检出	未检出	—	—	0	0
细菌总数	≤1000CFU/mL	20	3	9.83	5.81	86	0
亚硝酸盐	≤4.8	0.133	0.002	0.06	0.05	100	0
硝酸盐	≤30	31.5	0.04	5.31	10.77	100	14
氰化物	≤0.1	未检出	未检出	—	—	0	0
汞	≤0.002	未检出	未检出	—	—	0	0
砷	≤0.05	未检出	未检出	—	—	0	0
硒	≤0.1	未检出	未检出	—	—	0	0
镉	≤0.01	未检出	未检出	—	—	0	0
铬(六价)	≤0.1	未检出	未检出	—	—	0	0
铅	≤0.1	未检出	未检出	—	—	0	0

续表 4.3-9 地下水监测统计分析结果一览表 mg/L pH(无量纲)

项目	标准值	最大值	最小值	均值	标准差	检出率(%)	超标率(%)
苯	≤0.12	未检出	未检出	—	—	0	0
甲苯	≤1.4	未检出	未检出	—	—	0	0
耗氧量	≤10	4.85	1.62	3.06	1.02	100	0
石油类	≤0.5	未检出	未检出	—	—	0	0
氟化物	≤2	4.01	1.76	2.87	0.86	100	86

(4) 包气带质量现状监测

包气带质量现状监测结果见表 4.3-10。

表 4.3-10 包气带质量现状监测结果一览表

序号	监测点名称	采样位置	采样深度	采样重量	监测因子	监测值
1	YD2 集气站内	土壤裸露处	0.2m	>500g	石油类	未检出
2			1m	>500g	石油类	未检出

4.3.4 声环境现状监测与评价

3.3.4.1 声环境质量现状监测

(1) 监测点布设

根据站场平面布置情况，在站场边界布设 4 个噪声监测点。具体布置情况见表 4.3-11 和图 4.3-1。

表 4.3-11 噪声监测布置情况一览表

监测点名称			监测点位(个)	监测点名称			监测点位(个)
YD1-B2 井场边界	东场界	1#	1	YM33 集中试采点边界	东场界	9#	1
	南场界	2#	1		南场界	10#	1
	西场界	3#	1		西场界	11#	1
	北场界	4#	1		北场界	12#	1
YM7 集中试采点边界	东场界	5#	1	3#集气站边界	东场界	13#	1
	南场界	6#	1		南场界	14#	1
	西场界	7#	1		西场界	15#	1
	北场界	8#	1		北场界	16#	1

(2) 监测因子

等效连续 A 声级 (L_{eq})。

(3) 监测时间及频率

监测时间为 2021 年 2 月 25 日，监测 1 天，分昼夜进行监测，昼间监测时段为 6:00~22:00，夜间监测时段为 22:00~次日 06:00，每次噪声监测时间不少于 1 分钟。

(4) 监测方法

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

4.3.4.2 声环境质量现状评价

(1) 评价方法

采用等效声级与相应标准值比较的方法进行，项目所在区域新建井场及集气站边界执行《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中 2 类区标准，扩建试采点执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008) 中 2 类区标准。

(2) 声环境现状监测及评价结果

各噪声监测点声环境现状监测及评价结果见表 4.3-12。

表 4.3-12 声环境质量现状监测及评价结果一览表 单位：dB(A)

序号	监测点位置			昼间			夜间		
				监测值	标准值	评价结果	监测值	标准值	评价结果
1	YD1-B2 井场边界	东场界	1#监测点	38	60	达标	37	50	达标
2		南场界	2#监测点	39	60	达标	37	50	达标
3		西场界	3#监测点	39	60	达标	37	50	达标
4		北场界	4#监测点	38	60	达标	37	50	达标
5	YM7 集中试采点边界	东场界	5#监测点	48	60	达标	44	50	达标
6		南场界	6#监测点	42	60	达标	38	50	达标
7		西场界	7#监测点	44	60	达标	39	50	达标
8		北场界	8#监测点	46	60	达标	41	50	达标
9	YM33 集中试采点边界	东场界	9#监测点	40	60	达标	38	50	达标
10		南场界	10#监测点	36	60	达标	36	50	达标

续表 4.3-12 声环境质量现状监测及评价结果一览表 单位: dB(A)

序号	监测点位置			昼间			夜间		
				监测值	标准值	评价结果	监测值	标准值	评价结果
11	YM33 集中试采点边界	西场界	11#监测点	42	60	达标	39	50	达标
12		北场界	12#监测点	47	60	达标	45	50	达标
13	3#集气站边界	东场界	13#监测点	35	60	达标	37	50	达标
14		南场界	14#监测点	35	60	达标	36	50	达标
15		西场界	15#监测点	36	60	达标	36	50	达标
16		北场界	16#监测点	36	60	达标	37	50	达标

由表 4.3-12 分析可知,新建井场及集气站噪声监测值昼间为 35~39dB(A),夜间为 36~37dB(A),满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类标准要求;扩建试采点厂界噪声监测值昼间为 36~47dB(A),夜间为 36~45dB(A),满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008)中 2 类区标准。

4.3.5 土壤环境现状监测与评价

4.3.5.1 土壤环境现状监测

(1) 监测点位

根据项目位置和《环境影响评价技术导则 土壤环境》(HJ964-2018)布点要求,本工程在占地范围内设置 2 个柱状样监测点;占地范围内 1 个柱状样监测点引用《英买力油田玉东 7 区块巴西改组油藏开发方案地面工程环境影响报告书》中环评开展期间进行的土壤监测数据;占地范围内 3 个表层样、占地范围外 3 个表层样监测点引用《英买油气开发部环境影响后评价报告书》中后评价开展期间进行的土壤监测数据。

(2) 监测项目

各监测点主要监测因子见表 4.3-13。

表 4.3-13 监测点位及监测因子一览表

分类	序号	采样区名称	采样层位	监测因子
占地范围内	1	YD103H 井场内	浅层样	砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷,1,2-二氯乙烷,1,1-二氯乙烯,顺-1,2-二氯乙烯,反-1,2-二氯乙烯,二氯甲烷,1,2-二氯丙烷,1,1,1,2-四氯乙烷,1,1,2,2-四氯乙烷,四氯乙烯,1,1,1-三氯乙烷,1,1,2-三氯乙烷,三氯乙烯,1,2,3-三氯丙烷,氯乙烯,苯,氯苯,1,2-二氯苯,1,4-二氯苯,乙苯,苯乙烯,甲苯,间二甲苯+对二甲苯,邻二甲苯,硝基苯,苯胺,2-氯酚,苯并[a]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、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀) 共计 46 项因子
			中层样	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
			深层样	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
	2	YD4 井口西南 10m	浅层样	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
			中层样	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
			深层样	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
引用监测点位	3	YD6 转油站原油储罐区空地	浅层样	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
			中层样	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
			深层样	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
	4	英买处理站站内 1	表层样	砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷,1,2-二氯乙烷,1,1-二氯乙烯,顺-1,2-二氯乙烯,反-1,2-二氯乙烯,二氯甲烷,1,2-二氯丙烷,1,1,1,2-四氯乙烷,1,1,2,2-四氯乙烷,四氯乙烯,1,1,1-三氯乙烷,1,1,2-三氯乙烷,三氯乙烯,1,2,3-三氯丙烷,氯乙烯,苯,氯苯,1,2-二氯苯,1,4-二氯苯,乙苯,苯乙烯,甲苯,间二甲苯+对二甲苯,邻二甲苯,硝基苯,苯胺,2-氯酚,苯并[a]蒽,苯并[a]芘,苯并[b]荧蒽,苯并[k]荧蒽,蒽,二苯并[a,h]蒽,茚并[1,2,3-cd]芘、萘、pH、石油烃共计 47 项因子
	5	YT5 集气站站内 1	表层样	
	6	YT1 集气站站内 1	表层样	
	7	YT5 集气站站外 1	表层样	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀) 共计 10 项因子
	8	YT1 集气站站外 1	表层样	
	9	YM325 井场外	表层样	

(3) 监测时间及频率

监测时间为 2021 年 3 月 16 日, 采样一次。引用监测点位监测时间 2019

年 6 月 25 日。

(4) 采样方法

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

(5) 监测及分析方法

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

检测分析方法及检出限见表 4.3-14。

表 4.3-14 土壤环境监测项目、分析及依据一览表

序号	类别	检测项目	检测方法	主要仪器型号、名称	检出限/最低检出浓度
1	土壤	砷	《土壤和沉积物 汞、砷、硒、铋、锑的测定 微波消解/原子荧光法》(HJ 680-2013)	AFS-8520 原子荧光光度计	0.01 mg/kg
2		镉	《土壤质量 铅、镉的测定 石墨炉原子吸收分光光度法》(GB/T 17141-1997)	GGX-830 原子吸收分光光度计	0.01 mg/kg
3		铬(六价)	《土壤和沉积物 六价铬的测定 碱溶液提取-火焰原子吸收分光光度法》(HJ 1082-2019)		0.5 mg/kg
4		铜	《土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法》(HJ 491-2019)		1 mg/kg
5		铅	《土壤质量 铅、镉的测定 石墨炉原子吸收分光光度法》(GB/T 17141-1997)		0.1 mg/kg
6		汞	《土壤和沉积物 汞、砷、硒、铋、锑的测定 微波消解/原子荧光法》(HJ 680-2013)	AFS-8520 原子荧光光度计	0.002 mg/kg
7		镍	《土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法》(HJ 491-2019)	GGX-830 原子吸收分光光度计	3 mg/kg
8		挥发性有机物	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》(HJ 605-2011)	8860/5977B 气相色谱-质谱联用仪	$1.3 \times 10^{-3} \text{ mg/kg}$
9		氯仿			$1.1 \times 10^{-3} \text{ mg/kg}$

续表 4.3-14 土壤环境监测项目、分析及依据一览表

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

续表 4.3-14 土壤环境监测项目、分析方法及依据一览表

序号	类别	检测项目	检测方法	主要仪器型号、名称	检出限/最低检出浓度
30	土壤	乙苯	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》(HJ 605-2011)	8860/5977B 气相色谱-质谱联用仪	$1.2 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
31		苯乙烯			$1.1 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
32		甲苯			$1.3 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
33		间-二甲苯+对-二甲苯			$1.2 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$
34		邻-二甲苯			$1.2 \times 10^{-3} \text{mg/kg}$

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

4.3.5.2 土壤环境质量现状评价

(1) 评价方法：采用标准指数法，其计算公式为：

$$P_i = C_i / S_i$$

式中：P_i—土壤中污染物 i 的单因子污染指数；

C_i—监测点位土壤中污染物 i 的实测浓度，单位与 S_i 一致；

S_i—污染物 i 的标准值或参考值。

(2) 评价标准

站场外执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤污染风险筛选值（基本工程）；站场内执行《土壤环境质量标准 建设地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值标准。

(3) 土壤环境现状监测结果与评价

本工程所在区域土壤环境现状监测及评价结果见表 4.3-15、表 4.3-16、表

4.3-17。

表 4.3-15

土壤现状监测及评价结果一览表

单位: mg/kg

检测项目		检测结果					
		YD103H 井场内			英买处理站 站内 1	YT5 集气 站站内 1	YT1 集气站 站内
采样深度		0.5m	1.5m	3.0m	0.2m	0.2m	0.2m
pH		—	—	—	7.80	8.22	8.27
砷	监测值	9.97	—	—	6.25	7.06	6.57
	筛选值	60	60	60	60	60	60
	标准指数	0.166	—	—	0.104	0.118	0.110
镉	监测值	0.15	—	—	0.20	0.17	0.16
	筛选值	65	65	65	65	65	65
	标准指数	0.002	—	—	0.003	0.003	0.002
铬(六价)	监测值	未检出	—	—	未检出	未检出	未检出
	筛选值	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7
	标准指数	—	—	—	—	—	—
铜	监测值	15	—	—	18	15.1	14.0
	筛选值	18000	18000	18000	18000	18000	18000
	标准指数	0.0008	—	—	0.001	0.001	0.001
铅	监测值	20.8	—	—	51.3	53.4	56
	筛选值	800	800	800	800	800	800
	标准指数	0.001	—	—	0.064	0.067	0.070
汞	监测值	0.007	—	—	0.013	0.011	0.010
	筛选值	38	38	38	38	38	38
	标准指数	0.0002	—	—	0.0003	0.0003	0.0003

续表 4.3-15

土壤现状监测及评价结果一览表

单位: mg/kg

检测项目		检测结果					
		YD103H 井场内			英买处理站 站内 1	YT5 集气 站站内 1	YT1 集气站 站内
采样深度		0.5m	1.5m	3.0m	0.2m	0.2m	0.2m
镍	监测值	27	—	—	18.1	14.6	16.1
	筛选值	900	900	900	900	900	900
	标准指数	0.03	—	—	0.020	0.016	0.018
四氯化碳	监测值	未检出	—	—	—	—	—

英买力气田玉东 1 区块开发调整方案地面工程环境影响报告书

	筛选值	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8
	标准指数	—	—	—	—	—	—
氯仿	监测值	未检出	—	—	—	—	—
	筛选值	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
	标准指数	—	—	—	—	—	—
氯甲烷	监测值	未检出	—	—	—	—	—
	筛选值	37	37	37	37	37	37
	标准指数	—	—	—	—	—	—
1,1-二氯乙烷	监测值	未检出	—	—	—	—	—
	筛选值	9	9	9	9	9	9
	标准指数	—	—	—	—	—	—
1,2-二氯乙烷	监测值	未检出	—	—	—	—	—
	筛选值	5	5	5	5	5	5
	标准指数	—	—	—	—	—	—
1,1-二氯乙烯	监测值	未检出	—	—	—	—	—
	筛选值	66	66	66	66	66	66
	标准指数	—	—	—	—	—	—
顺-1,2-二氯乙烯	监测值	未检出	—	—	—	—	—
	筛选值	596	596	596	596	596	596
	标准指数	—	—	—	—	—	—
反-1,2-二氯乙烯	监测值	未检出	—	—	—	—	—
	筛选值	54	54	54	54	54	54
	标准指数	—	—	—	—	—	—

续表 4.3-15

土壤现状监测及评价结果一览表

单位: mg/kg

检测项目		检测结果					
		YD103H 井场内			英买处理站 站内 1	YT5 集气 站站内 1	YT1 集气站 站内
采样深度		0.5m	1.5m	3.0m	0.2m	0.2m	0.2m
二氯甲烷	监测值	未检出	—	—	—	—	—
	筛选值	616	616	616	616	616	616
	标准指数	—	—	—	—	—	—
1, 2-二氯丙烷	监测值	未检出	—	—	—	—	—
	筛选值	5	5	5	5	5	5
	标准指数	—	—	—	—	—	—
1, 1, 1, 2-四氯乙烷	监测值	未检出	—	—	—	—	—
	筛选值	10	10	10	10	10	10
	标准指数	—	—	—	—	—	—
1, 1, 2, 2-四氯乙烷	监测值	未检出	—	—	—	—	—
	筛选值	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8
	标准指数	—	—	—	—	—	—
四氯乙烯	监测值	未检出	—	—	—	—	—
	筛选值	53	53	53	53	53	53
	标准指数	—	—	—	—	—	—
1, 1, 1-三氯乙烷	监测值	未检出	—	—	—	—	—
	筛选值	840	840	840	840	840	840
	标准指数	—	—	—	—	—	—
1, 1, 2-三氯乙烷	监测值	未检出	—	—	—	—	—
	筛选值	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8
	标准指数	—	—	—	—	—	—
三氯乙烯	监测值	未检出	—	—	—	—	—
	筛选值	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8
	标准指数	—	—	—	—	—	—
1, 2, 3-三氯丙烷	监测值	未检出	—	—	—	—	—
	筛选值	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
	标准指数	—	—	—	—	—	—

续表 4.3-15

土壤现状监测及评价结果一览表

单位: mg/kg

检测项目		检测结果					
		YD103H 井场内			英买处理站 站内 1	YT5 集气 站站内 1	YT1 集气站 站内
采样深度		0.5m	1.5m	3.0m	0.2m	0.2m	0.2m
氯乙烯	监测值	未检出	—	—	—	—	—
	筛选值	0.43	0.43	0.43	0.43	0.43	0.43
	标准指数	—	—	—	—	—	—
苯	监测值	未检出	—	—	—	—	—
	筛选值	4	4	4	4	4	4
	标准指数	—	—	—	—	—	—
氯苯	监测值	未检出	—	—	—	—	—
	筛选值	270	270	270	270	270	270
	标准指数	—	—	—	—	—	—
1, 2-二氯苯	监测值	未检出	—	—	—	—	—
	筛选值	560	560	560	560	560	560
	标准指数	—	—	—	—	—	—
1, 4-二氯苯	监测值	未检出	—	—	—	—	—
	筛选值	20	20	20	20	20	20
	标准指数	—	—	—	—	—	—
乙苯	监测值	未检出	—	—	—	—	—
	筛选值	28	28	28	28	28	28
	标准指数	—	—	—	—	—	—
苯乙烯	监测值	未检出	—	—	—	—	—
	筛选值	1290	1290	1290	1290	1290	1290
	标准指数	—	—	—	—	—	—
甲苯	监测值	未检出	—	—	—	—	—
	筛选值	1200	1200	1200	1200	1200	1200
	标准指数	—	—	—	—	—	—
间二甲苯+对二甲苯	监测值	未检出	—	—	—	—	—
	筛选值	570	570	570	570	570	570
	标准指数	—	—	—	—	—	—

续表 4.3-15

土壤现状监测及评价结果一览表

单位: mg/kg

检测项目		检测结果					
		YD103H 井场内			英买处理站 站内 1	YT5 集气 站站内 1	YT1 集气站 站内
采样深度		0.5m	1.5m	3.0m	0.2m	0.2m	0.2m
邻二甲苯	监测值	未检出	—	—	—	—	—
	筛选值	640	640	640	640	640	640
	标准指数	—	—	—	—	—	—
硝基苯	监测值	未检出	—	—	—	—	—
	筛选值	76	76	76	76	76	76
	标准指数	—	—	—	—	—	—
苯胺	监测值	未检出	—	—	—	—	—
	筛选值	260	260	260	260	260	260
	标准指数	—	—	—	—	—	—
2-氯酚	监测值	未检出	—	—	—	—	—
	筛选值	2256	2256	2256	2256	2256	2256
	标准指数	—	—	—	—	—	—
苯并[a]蒽	监测值	未检出	—	—	—	—	—
	筛选值	15	15	15	15	15	15
	标准指数	—	—	—	—	—	—
苯并[a]花	监测值	未检出	—	—	—	—	—
	筛选值	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
	标准指数	—	—	—	—	—	—
苯并[b]荧蒽	监测值	未检出	—	—	—	—	—
	筛选值	15	15	15	15	15	15
	标准指数	—	—	—	—	—	—
苯并[k]荧蒽	监测值	未检出	—	—	—	—	—
	筛选值	151	151	151	151	151	151
	标准指数	—	—	—	—	—	—
蒽	监测值	未检出	—	—	—	—	—
	筛选值	1293	1293	1293	1293	1293	1293
	标准指数	—	—	—	—	—	—

续表 4.3-15

土壤现状监测及评价结果一览表

单位: mg/kg

检测项目		检测结果					
		YD103H 井场内			英买处理站 站内 1	YT5 集气 站站内 1	YT1 集气站 站内
采样深度		0.5m	1.5m	3.0m	0.2m	0.2m	0.2m
二苯并[a, h]蒽	监测值	未检出	—	—	—	—	—
	筛选值	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
	标准指数	—	—	—	—	—	—
茚并[1, 2, 3-cd]芘	监测值	未检出	—	—	—	—	—
	筛选值	15	15	15	15	15	15
	标准指数	—	—	—	—	—	—
萘	监测值	未检出	—	—	—	—	—
	筛选值	70	70	70	70	70	70
	标准指数	—	—	—	—	—	—
石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	监测值	未检出	未检出	未检出	11.1	6.5	未检出
	筛选值	4500	4500	4500	4500	4500	4500
	标准指数	—	—	—	0.002	0.001	—

表 4.3-16

土壤现状监测及评价结果一览表

单位: mg/kg

检测项目		检测结果					
		YD6 转油站原油储罐区空地			YD4 井口西南 10m		
采样深度		0.5	1.5	3.0	0.5	1.5	3.0
石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	监测值	未检出	未检出	未检出	7	未检出	未检出
	筛选值	4500	4500	4500	4500	4500	4500
	标准指数	—	—	—	0.0015	—	—

表 4.3-17

土壤现状监测及评价结果一览表

单位: mg/kg

采样点	采样 层位	监测结果	监测因子									
			pH	铅	铬	砷	镉	汞	镍	铜	锌	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)
		筛选值	>7.5	≤170	≤250	≤25	≤0.6	≤3.4	≤190	≤100	≤300	≤4500
YT5 集气 站站外 1	0.2m	监测值	8.56	58.3	54.9	10.2	0.17	0.008	22.3	19.1	55.6	未检出
		标准指数	—	0.343	0.220	0.408	0.283	0.002	0.117	0.191	0.185	—

续表 4.3-17

土壤现状监测及评价结果一览表

单位: mg/kg

采样点	采样层位	监测结果	监测因子									
			pH	铅	铬	砷	镉	汞	镍	铜	锌	石油烃(C ₂₅ -C ₄₀)
		筛选值	>7.5	≤170	≤250	≤25	≤0.6	≤3.4	≤190	≤100	≤300	≤4500
YT1 集气站站外 1	0.2m	监测值	8.18	67.0	78.6	15.0	0.24	0.019	35.6	30.7	86.0	未检出
		标准指数	—	0.394	0.314	0.600	0.400	0.006	0.187	0.307	0.287	—
YM325 井场外	0.2m	监测值	8.46	57.1	55.3	10.8	0.2	0.023	22.1	21.7	54.9	9.8
		标准指数	—	0.34	0.22	0.43	0.33	0.0068	0.12	0.22	0.18	0.0022

由表 4.3-16 和 4.3-17 分析可知, 占地范围内各土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地筛选值限值; 占地范围外土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中农用地土壤污染风险筛选值, 石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地筛选值限值。

4.3.6 生态环境调查与评价

4.3.6.1 评价区生态环境概况

本工程呈点线状主要分布在英买力油田玉东 1 区块内, 根据现场调查和资料收集, 评价区域内以自然状态为主, 为典型的干旱荒漠, 人为干扰较小, 基本处于未开发状态, 主要为荒漠生态系统, 占地为裸地, 土壤类型为盐土, 植被稀疏, 盖度低, 以芦苇群系和多枝怪柳群系为主, 盖度 10%, YM33 试采点所在区域周围主要为棉田中的棉花, 植被覆盖率在 70%左右。

4.3.6.2 土壤环境现状评价

该区域属极端干旱的暖温带气候, 气候干旱、高温、不利于土壤中矿物质分解, 土壤发育较差, 类型较为简单, 成土母质由沙、粉沙和粘粒组成。在本油田区域分布的土壤类型有盐土。盐土是项目区分布最广的一类土壤, 土壤中养分含量不高, 有机质累积量少, 植被以盐生和耐盐植物为主, 有盐穗木、盐爪爪、盐节木、怪柳等植物, 覆盖度 10%, 土壤含盐量较高, 表聚性强, 表层盐壳覆盖厚度一般在 3cm 左右。



盐土

4.3.6.3 土地利用现状调查及评价

根据遥感调查结果，采用图形叠加法对评价范围内的生态现状进行分析，即将遥感影像与平面布置图进行叠加，以确定玉东 1 区块内的土地利用类型，并统计各类土地利用类型的面积，将成果绘制成土地利用现状图。项目区土地利用现状见图 3.3-2。

项目区域为荒漠，基本处于未开发状态，主要为荒漠生态系统，占地为裸地，仅 YM33 试采点改建工程周边现状为耕地。

4.3.6.4 植被环境现状调查及评价

4.3.6.4.1 区域自然植被区系类型

按中国植被自然地理区系划分，油气田区域植被类型属于新疆荒漠区、新疆荒漠亚区、塔里木荒漠省、塔克拉玛干荒漠亚省、阿克苏—库尔勒州。该区域的植被基本均属于荒漠类型的灌木、半灌木及小半灌木，在平原区扇缘带以耐盐碱的盐柴类植被为主。该区域的主要植被类型有：灌木荒漠、小半灌木荒漠、半灌木荒漠、多汁木本盐柴类荒漠等 4 种类型。区域主要的野生植物具体名录见表 3.3-19。区域植被类型图见图 3.3-3。

由表 3.3-19 可以看出，气田区以荒漠植被的生活型谱是：高位芽植物占 78%，地上芽植物占 11%，地下芽植物占 11%。显而易见，冬季寒冷、夏季高温、干旱少雨和多风的影响，使该区植物生活型组成多样化，且一年生和地上芽植物具有较高的比重，这是在极干旱荒漠地区植被生存策略的一个显著特点。

评价范围内的保护植物主要为梭梭，梭梭属于《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》(第一批)中的Ⅰ级保护植物。

表 4.3-18 项目区主要植物种类地位及生物学特征

植 物 名 称	植物生活型					出现 度较 大的 种	优 势 种	保 护 植 物	资 源 植 物
	高位 芽植 物	地上 芽植 物	地面 芽植 物	地下 芽植 物	一年 生植 物				
多枝怪柳 <i>Tamarix arcenthoides</i>	✓					✓	✓		
盐生草 <i>Halogeton glomeratus</i>	✓					✓	✓		
盐穗木 <i>Halostachys belangeriana</i>	✓					✓			
梭梭 <i>Haloxylon ammodendron</i>	✓					✓	✓	✓	
盐生假木贼 <i>Anabasis salsa</i>		✓					✓		
塔里木沙拐枣 <i>Calligonum roborowskii</i>	✓							✓	
芦苇 <i>Phragmites adans</i>				✓		✓	✓		✓
合头草 <i>Sympegma regelii</i>	✓					✓	✓		
骆驼刺 <i>Alhagi sparsifolia</i>	✓					✓	✓		

4.3.6.4.2 评价区植被类型

项目区主要为荒漠带，植被稀疏，植株矮小，以旱生灌木为主，呈典型的荒漠生态景观。

(1) 怪柳+盐穗木群系

主要在玉东 1 区块大部分区域，土壤为盐土，总盖度 5%。怪柳盖度 2.5% 左右，高度约 1m~1.2m，盐穗木盖度 1.5% 左右，高度约 0.3m~0.4m，另外还有盐爪爪等植物，盖度 1% 左右，高度约 0.3m。

(2) 芦苇群系

在玉东 1 区块内零散分布芦苇群系，洪水期常被淹没，地面有时积水，土壤为典型盐土。该区域芦苇长势稀疏，高度 0.5m~0.8m，盖度达 20%~30%。有时其中夹杂小量盐穗木或怪柳。

(3) 人工植被群系

除了上述自然植被外，YM33 试采点所在区域周围主要为棉田中的棉花，植

被覆盖率在 70%左右；还有当地农民的果园以苹果树、核桃树为主，生长的其余树种还有大叶杨、穿天白杨、榆树等。



4.3.6.5 野生动物现状评价

4.3.6.5.1 野生动物栖息生境类型

项目区位于塔里木盆地北部，塔克拉玛干沙漠的西北缘，地貌为却勒塔格山前冲洪积平原和塔里木河冲积平原，呈平原微丘地貌，气候极端干燥，地处荒漠，生境简单。

4.3.6.5.2 野生动物的区系与分布

项目区位于塔里木盆地北部，塔克拉玛干沙漠的西北缘，按中国动物地理区划分级标准，评价区域属于古北界、哈萨克斯坦区、天山山地亚区、中天山小区。通过对区域野生动物的实地调查和有关调查资料的查询，主要动物名录见表 4.3-19。

表 4.3-19 项目区主要动物种类及分布

中文名	学名	居住特性	分布及频度
			荒漠戈壁
两栖、爬行类	5 种		
绿蟾蜍	<i>Bufo viridis</i>		++
南疆沙蜥	<i>Phrynocephalus forsythi</i>		++
密点麻蜥	<i>Eremias multiocellata</i>		++
荒漠麻蜥	<i>Eremias przewalskii</i>		++
红沙蜥	<i>Eryx miliaris</i>		

续表 4.3-19 项目区主要动物种类及分布

中文名	学名	居住特性	分布及频度
			荒漠戈壁
鸟类	32 种		
石鸡	<i>Alectoris graeca</i>	B	
环颈雉	<i>Phasianus colchicus</i>	R	
凤头麦鸡	<i>Vanellus vanellus</i>	B	±
毛脚沙鸡	<i>Syrrhates paradoxus</i>	R	+
原鸽	<i>Columba livia</i>	R	+
欧斑鸠	<i>Streptopelia turtur</i>	B	
灰斑鸠	<i>Streptopelia decaocto</i>	R	
大杜鹃	<i>Streptopelia turtur</i>	S	
楼燕	<i>Apus apus</i>	B	
戴胜	<i>Upupa epops</i>	R	
白翅啄木鸟	<i>Dendrocopos leucopterus</i>	B	
沙百灵	<i>Calandrella rufescens</i>	R	++
凤头百灵	<i>Galerida cristata</i>	R	++
角百灵	<i>Eremophila alpestris</i>	R	+
云雀	<i>Alauda arvensis</i>	B	±
白鹡鸰	<i>Motacilla alba</i>	B	+
红尾伯劳	<i>Lanius cristatus</i>	B	±
喜鹊	<i>Pica pica</i>	R	
黑尾地鸦	<i>Podoces hendersoni</i>	S	++
寒鸦	<i>Corvus monedula</i>	W	±
小嘴乌鸦	<i>Corvus corone</i>	B	±
树麻雀	<i>Passer montanus</i>	R	
黑顶麻雀	<i>Passer ammodendri</i>	R	
漠雀	<i>Rhodopechys githagineus</i>	B	+
哺乳类	12 种		
草兔	<i>Lepus capensis</i>	—	
三趾跳鼠	<i>Dipus sagitta</i>	—	±
长耳跳鼠	<i>Euchoreutes naso</i>	—	+

续表 4.3-19 项目区主要动物种类及分布

中文名	学名	居住特性	分布及频度
			荒漠戈壁
哺乳类	12种		
小家鼠	<i>Mus musculus</i>	—	
褐家鼠	<i>Rattus novegicus</i>	—	
灰仓鼠	<i>Cricetulus migratorius</i>	—	
子午沙鼠	<i>Meriones meridianus</i>	—	+
狼	<i>Canis lupus</i>	—	±

注：(1) R——留鸟 B——繁殖鸟 W——冬候鸟 S——夏候鸟

(2) ±：偶见种类 +：常见种 ++：多见种

经过咨询当地林业局野生动物保护科以及当地环保局等单位，该区域共有国家级重点保护动物 5 种，其中地区特有种中塔里木兔被列入保护名录。

在油田开发区域，因石油开发建设活动早已开展，人类活动频繁，使得对人类活动敏感的野生动物早已离去，已难见大中型的野生动物，偶尔可见到塔里木兔的踪迹。

塔里木兔：分布在新疆南部塔里木盆地，为国家二级保护动物。塔里木兔的耳朵特别大，体形较小，体长 35~43 厘米，尾长 5~10 厘米，体重不到 2 千克。由于长期适应干旱自然环境，其形态高度特化；毛色浅淡，背部沙黄褐色，尾部无黑毛，整体毛色与栖息环境非常接近；听觉器官非常发达，耳长达 10 厘米，超过其他兔类。利用长耳壳可接收到较远距离的微弱音响，及时发现并逃脱天敌。栖息于盆地中各种不同的荒漠环境和绿洲，白天活动，晚间常在灌木丛下挖浅窟藏身。以灌木的树皮和细枝为食，也取食芦苇嫩茎。每年于 5 月和 8 月份繁殖两次，每窝产仔 2~5 只。

4.3.6.3 水土流失现状

根据《新疆维吾尔自治区 2018 年度水土流失动态监测成果》，温宿县轻度以上风力侵蚀和水力侵蚀总面积 4123.14km²，占全县土地总面积的 28.68%。其中，水力侵蚀面积为 2141.68km²，占土壤侵蚀总面积的 51.94%；风力侵蚀面积为 1981.46km²，占土壤侵蚀总面积的 48.06%。动态变化数据显示，温宿县 2018 年水土流失面积比 2011 年减少了 1914.23km²。温宿县土壤侵蚀类型、侵蚀强

度及面积见表 4.3-20。

表 4.3-20 温宿县水土流失现状 单位: km²

行政区划	类型	水土流失面积					合计
		轻度侵蚀	中度侵蚀	强烈侵蚀	极强烈侵蚀	剧烈侵蚀	
新和县	风力侵蚀	1921.46	0	0	0	0	1981.46
	水力侵蚀	933.19	645.07	351.27	185.92	26.23	2141.68
	合计	—					4123.14

根据《新疆维吾尔自治区 2018 年度水土流失动态监测成果》，阿克苏地区新和县轻度以上风力和水力侵蚀总面积 2091.38km²，占全县面积的 35.87%，其中水力侵蚀面积 38.49km²，占土壤侵蚀总面积的 1.84%，风力侵蚀面积 2052.89km²，占土壤侵蚀总面积的 98.16%。动态变化数据显示，新和 2018 年水土流失面积比 2011 年减少了 2775.33km²。新和县土壤侵蚀类型、侵蚀强度及面积见表 4.3-21。

表 4.3-201 新和县水土流失现状 单位: km²

行政区划	类型	水土流失面积				合计
		轻度侵蚀	中度侵蚀	强烈侵蚀	极强烈侵蚀	
新和县	风力侵蚀	33.47	4.13	0.65	0.24	38.49
	水力侵蚀	2052.89	—	—	—	2052.89
	合计	—				2091.38

(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)，本项目所在新和县及温宿县属于 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

根据项目区土壤侵蚀情况、地形地貌情况、气候特征和土壤植被等自然条件，依据《土壤侵蚀分类分级标准》(SL190-2007)，确定项目区土壤侵蚀类型为轻度风力、微度水力综合侵蚀区，原地貌土壤侵蚀模数确定为 $2200\text{t}/\text{km}^2 \cdot \text{a}$ ，容许土壤流失量确定为 $2000\text{t}/\text{km}^2 \cdot \text{a}$ 。

4.4 区域污染源调查

评价范围内项目区块现有工程及在建工程为区域主要污染源，具体见工程分析现有工程、在建工程内容。

区域土地利用现状图

图 4.4-1

区域植被类型图

图 4.4-2

5 环境影响预测与评价

5.1 施工期环境影响分析

本工程建设过程中施工内容主要为钻井工程、单井及站场建设、管道铺设、及配套地面设施建设等，不同的施工阶段，除有一定量的施工机械进驻现场外，还伴有一定量物料运输作业，从而产生施工扬尘、施工废水、施工噪声和一定量的固体废物。此外，物料运输也将对运输路线两侧一定范围内大气、声环境产生不利影响；油气田地面工程施工过程中除永久占地外，为了施工方便还将有一部分临时占地，集输管线地下敷设，在生态影响方面表现为临时占用土地，破坏占地区域植被，扰动占地区域周边或两侧生境。

5.1.1 施工废气影响分析

5.1.1.1 施工废气来源及影响分析

(1) 钻井工程废气

钻井废气主要包括钻井柴油发电机废气和测试放喷废气。

① 钻井柴油发电机废气

本工程在钻井作业中，采用柴油发电机组为钻机提供动力和照明等，周围无居民区等环境敏感区，本工程使用环保检验合格的柴油发电机，且使用时间短，废气排放量不大。因此柴油发电机组废气不会对周围环境产生明显影响。同时，本评价建议，施工单位定期对柴油发电机进行污染物排放检测，确保其污染物排放达到《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB 20891-2014）及修改单（生态环境部公告 2020 年第 74 号）和《标准非道路柴油移动机械排气烟度限值及测量方法》（GB 36886-2018）。

② 油气测试

当钻至井目的层后，对油气应进行完井测试，如钻孔在目的层有裂隙发育，则不需进行酸化、压裂等工作。钻孔在目的层未遇裂隙，则需进行射孔，用射孔枪打开产层，用酸化压裂液清洗裂隙，酸化目的层。放喷前安装井口放喷专用管线、各种计量设备，天然气经管线引至放喷池点燃，依据具体情况设定放喷时间，一般为 1~2 天时间。

(2) 地面工程、管道工程及道路工程施工废气

在地面工程、管道工程及道路工程施工过程中，不可避免的要占用土地、进行土方施工、物料运输、场地建设、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。

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

(3) 机械设备和车辆废气

在施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有 SO_2 及 NO_x 等。施工机械和运输车辆运行时间一般都较短，从影响范围和程度来看，施工机械废气对周围大气环境的影响是有限的，又因其排放量较小，其对评价区域空气环境产生的影响较小，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。

(4) 环境影响分析

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

5.1.1.2 施工废气污染防治措施

(1) 施工扬尘污染防治措施

为有效控制施工期间的扬尘影响，结合建设单位实际情况，本评价要求建设单位严格执行《关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知》(新政发[2014]35号)及《新疆维吾尔自治区重污染天气应急预案》(新政办发[2017]108号)相关文件要求，同时结合《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》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	洒水抑尘措施	施工现场必须建立洒水清扫抑尘制度，配备洒水设备。非冰冻期每天洒水不少于 2 次，并有专人负责。重污染天气时相应增加洒水频次	
3	重污染天气应急预案	IV级(蓝色)预警：强化日常检查	《新疆维吾尔自治区重污染天气应急预案》(新政办发[2017]108号)
		III级(黄色)预警：环保部门加大对施工场地、机动车排放、工业企业等重点大气污染源的执法检查频次，减少建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车辆上路行驶	
		II级(橙色)预警：区域内 50%重点排放企业限产或停产，停止喷涂粉刷、建筑拆除、切割、土石方等施工作业，建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车辆禁止上路行驶(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

本工程施工期噪声主要包括土方施工、建构筑物结构施工、设备吊运安装、管沟开挖、管线铺设等过程中各种机械和设备产生的噪声，物料运输车辆交通噪声，以及钻井工程钻机、泥浆泵和发电机运转过程产生的噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》(HJ 2034-2013)中表 A.2 和类比油气田开发工程中井场、集气站、内部道路、管线铺设和钻井工程实际情况，本工程各类建筑施工机械产噪值及噪声监测点与设备距离见表 5.1-2。

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[dB(A)/m]	序号	设备名称	噪声值/距离[dB(A)/m]
1	装载机	93/5	5	吊装机	95/5
2	推土机	86/5	6	钻机	100/1
3	挖掘机	84/5	7	泥浆泵	90/1
4	运输车辆	86/5	—	—	—

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，预测计算拟建工程主要施工机械在不同距离处的贡献值，预测计算结果见表 5.1-3。

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	74.9	71.4	67.0	61.0	57.4	54.9	53.0	土石方 道路 管线
2	挖掘机	65.9	62.4	58.0	52.0	48.4	45.9	44.0	
3	推土机	67.9	64.4	60.0	54.0	50.4	47.9	46.0	
4	运输卡车	67.9	64.4	60.0	54.0	50.4	47.9	46.0	物料运输
5	吊装机	76.9	73.4	69.0	63.0	59.4	56.9	55.0	设备安装
6	钻机	68.0	64.4	60.0	54.0	50.5	48.0	46.0	钻井
7	泥浆泵	58.0	54.4	50.0	44.0	40.5	38.0	36.0	

③影响分析

各种施工机械噪声预测结果可以看出，昼间距施工设备 100m，夜间 500m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)场界噪声限值要求。根据开发区块分布及站场位置，与最近的噪声敏感点的距离为 3.2km，施工噪声不会对周围声环境产生明显影响。

另外，距离运输车辆昼间 100m、夜间 300m 以上才能满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类区标准限值。钻井工程在昼间 100m、夜间 400m 以上才能满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类区标准限值。

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) 合理安排施工

①根据《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)确定工程施工场界，合理科学地布局施工现场。

②施工现场设置施工标志，对可能受施工噪声影响的声敏感点进行公开，取得谅解。

③施工运输车辆在驶经声敏感点时控制车速、禁鸣，加强车辆维护，来减轻噪声对周围声环境的影响。

(2) 合理安排施工时间

在距离英买力公寓及 YT5 宿舍附近的地面工程建设施工，采取控制施工时间，缓解、避免强噪声设备集中施工。

(3) 采取噪声控制措施

施工单位应尽量选用低噪声、低振动的施工机械设备和带有消声、隔音的附属设备，减少对周围声环境的影响。钻井期间用的柴油发电机安装隔声垫和消音器。加强施工机械的保养维护，使其处于良好的运行状态。倡导科学管理和文明施工。

采取以上措施后，施工噪声不会对声环境产生明显影响。且施工活动分布在区块内，呈现出阶段性和散点状分布，噪声影响是短期的、暂时的，噪声影响将随着各施工活动的结束而消除，不会对周围声环境产生明显影响。

5.1.3 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

本工程主要包括钻井工程、地面工程和管线工程等，施工期固体废物主要包括钻井过程中产生的钻井泥浆、钻井岩屑以及地面工程和管线工程产生的施工土方生活垃圾及含油废物等。

① 钻井泥浆

项目使用泥浆为膨润土体系泥浆、聚磺体系泥浆。泥浆在井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”分离岩屑后，进入泥浆罐循环使用，完井后拉运至下一口井再利用。

② 钻井岩屑

每口井钻井期内产生的岩屑量最大为 410.5m^3 ，其中膨润土泥浆钻井岩屑 212m^3 ，磺化泥浆钻井岩屑 198.5m^3 。

4 口井钻井期间总岩屑产生量为 1642m^3 ，其中膨润土泥浆钻井岩屑 848m^3 ，磺化泥浆钻井岩屑 794m^3 。

在其钻井阶段结束后采取“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”工艺分离泥浆和岩屑，泥浆一般在储罐和循环池内，储罐为金属材质，循环池设有防渗膜，钻井分阶段结束后，膨润土+聚合物岩屑排入岩屑池，利用气候干燥的环境自然

蒸发干化后用于修建井场道路、垫高井场等综合利用或填埋。磺化泥浆其成分中有价值的添加剂较多，在钻井结束后进入泥浆罐中拉运至下一钻井工程使用，不外排；磺化泥浆岩屑在井场内分离系统分离出来后集中收集，拉运至英买力油田钻试修环保站处理。通过上述措施，钻井期间的固体废物得到妥善处置，同时加强其收集、运输管理工作，不会对环境产生明显污染影响。

③生活垃圾

本工程新钻 4 口井共计产生生活垃圾 27t，在井场和施工营地设置生活垃圾收集桶，定期清运至英买 7 固废场填埋。

⑤含油废物

工程钻井过程中只对简单设备进行检修，产生的废润滑油量较少，另外在钻井、设备检修时产生少量含油废物。

塔里木油田分公司对施工单位要求废油不落地，施工单位采取相应措施防止废油品落地，主要措施为柴油发电机、油品储罐、石油钻杆的贮存区等设备下方采取防渗措施。工程结束后，废油由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

每口新井设备检修产生的废油产生量约为 0.5t，本工程新增含油废物 2.0t/a，采用钢制铁桶收集后暂存于撬装式危废暂存间中，由区域具有危废处置资质的公司接收处置，并按《废矿物油回收利用污染控制技术规范》(HJ607-2011)和《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)相关要求，落实废油的收集和防治污染措施，对周围环境不会造成污染影响。

⑥烧碱废包装袋

钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量烧碱废包装袋属于危险废物，及时回收烧碱废包装袋，暂存于撬装式危废暂存间中。类比同类钻井工程，钻井期间产生的烧碱废包装袋约为 0.1t/口，本工程新钻井 4 口，烧碱废包装袋产生量为 0.4t，由区域具有危废处置资质的公司接收处置。并按《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)相关要求，落实废包装袋的收集和防治污染措施，对周围环境不会造成污染影响。

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) 钻井废弃物处理方案

严格执行塔里木油田分公司“塔里木油田公司钻井(试油、修井)环境保护管理办法”和《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》(DB65/T 3999-2017)标准等相关要求。膨润土泥浆排入岩屑池，利用气候干燥的环境自然蒸发干化后用于修建井场道路、垫高井场等综合利用或填埋。磺化泥浆其成分中有价值的添加剂较多，在钻井结束后进入泥浆罐中拉运至下一钻井工程使用，不外排；磺化泥浆岩屑在井场内分离系统分离出来后集中收集，拉运至英买力油田钻试修环保站处理。

(2) 其它要求或方案

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。

④妥善存放泥浆材料等化学品，不得失散在井场

⑤完井后，井场内废物必须全部进行清理、回收处理，做到“工完、料尽、场地清”。

(3) 废润滑油及烧碱废包装袋的控制与处置

钻井施工过程中检修时应在地面铺设防渗材料，废润滑油直接由设备接入铁质油桶中，不落地，暂存于撬装式危废暂存间中。废润滑油必须由具有资质的机构或环保部门指定单位接收，钻井队与之签订危废转移协议，并依照有关规定填写和保存废物转移联单。严禁有关人员私自转让、买卖。烧碱废包装袋属于危险废物，及时回收烧碱废包装袋，暂存于撬装式危废暂存间中，由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

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

项目施工期废水主要有钻井期产生的酸化压裂废水、地面工程、道路工程与管线工程施工时产生的管道试压废水和少量生活污水等。

(1) 酸化压裂废水

钻井工程当钻至目的层后，对油气应进行完井测试，钻孔在目的层未遇裂隙，则需进行射孔，用射孔枪打开产层，然后将压裂酸液注入地层孔隙、裂缝中，通过酸液和地层岩石矿物的反应，溶解部分岩石矿物或堵塞物质，从而扩大或沟通地层岩石的孔隙裂缝，改善地层近井地带渗透率。压入地层的酸液会在排液测试阶段从井底返排出来，即为酸化压裂废水，类比区域内相同井深钻井项目，单个井场产生的酸化压裂废水约 80m^3 ，本工程共部署新钻井 4 口，酸化压裂废水产生量约为 320m^3 。

酸化压裂作业结束后返排的压裂废水收集在回收罐内，加碱中和后拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站妥善处置，做好污水出场进站的记录，禁止运输途中随意倾倒。

(2) 管道试压废水

本工程管道分段试压，一般采用无腐蚀性的清洁水，试压水由管线排出由罐收集后，进入下一段管线循环使用。试压结束后排入防渗的撬装组合型钢板池暂存，定期拉运至 YT5 宿舍生活污水处理装置处理。

(3) 生活污水

钻井期产生的生活污水水量小、水质简单，本工程新钻井 4 口，生活污水共计产生量为 4320m^3 ，排入生活污水池（采用撬装组合型钢板池）暂存，定期拉运至 YT5 宿舍生活污水处理装置处理，禁止运输途中随意倾倒；地面工程和管线工程产生的生活污水主要为盥洗废水，水质简单产生量少，排入生活污水池（采用撬装组合型钢板池）暂存，定期拉运至 YT5 宿舍生活污水处理装置处理。

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

5.1.5 施工期生态影响分析

5.1.5.1 占地影响分析

本工程占地分永久占地、临时占地；永久占地主要是井场及道路占地，临时占地主要为管道作业带占地等占地，本工程占用植被和土壤情况见表4.5-4。

表5.1-4 本工程占用植被和土壤情况表 单位： hm^2

序号	工 程 内 容		占地面积(hm ²)		占用植被类型	占用土壤类型
			永久占地	临时占地		
1	井场		1.42	3.38	植被稀疏，盖度低，以芦苇群系和多枝怪柳群系为主	盐土
2	新建集气站、阀组站		0.67	0	同井场特征	盐土
3	集气站扩建		0.47	0	同井场特征	盐土
4	英买处理厂扩建		0.24	0	同井场特征	盐土
5	YT5宿舍扩建		0.1	0	同井场特征	盐土
7	管线工程	玉东1区块区域	0	99.36	同井场特征	盐土
		YM33试采点扩建	0	3	棉花	盐土
8	道路工程		35.21	14.08	同井场特征	盐土
合计			35.11	119.82	—	—

永久占地使原先土壤-植被复合体构成的自然地表被各类人工构造物长期取代；临时占地伴随着永久性占地的工程建设而发生，也不可避免地对原有地表造成破坏，使原有土壤-植被自然体系受到影响或瓦解，在扰动结束后，临时占地影响区的土壤-植被体系的恢复能力与程度取决于临时占地影响程度的大小及原先的生态背景状况。本工程永久占地和临时占地分别为 35.11hm^2 和 119.82hm^2 ，施工活动和工程占地在油区范围内并呈点线状分布，对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。

5.1.5.2 对土壤环境影响

本工程永久占地面积 35.11hm^2 ，临时占地面积 119.82hm^2 ，主要土壤类型是盐土。

(1) 钻井影响

钻井作业产生的固体废弃物主要为钻井泥浆、钻井岩屑、生活垃圾、含油废物及烧碱废包装袋等。

项目使用泥浆为膨润土体系泥浆、聚磺体系泥浆。泥浆在井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”分离岩屑后，进入泥浆罐循环使用，完井后拉运至下一口井再利用；磺化泥浆岩屑在井场内分离系统分离出来后集中收集，拉运至英买力油田钻试修环保站处理；在井场和施工营地设置生活垃圾收集桶，生活垃圾定期清运至英买 7 固废场填埋；含油废物采用钢制铁桶收集后暂存于撬装式危废暂存间中，由区域具有危废处置资质的公司接收处置；烧碱废包装袋暂存于撬装式危废暂存间中，由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

综上所述，只要对钻井作业产生钻井泥浆、钻井岩屑、生活垃圾、含油废物及烧碱废包装袋等进行妥善的处置，对地表土壤的影响范围和程度都将降到最小。

(2) 管线临时占地对土壤环境的影响

管线开挖临时占地面积共 102.36hm²。主要土壤类型是盐土，临时占地中开挖和回填对土壤的影响主要为：破坏土壤原有结构，混合土壤层次、改变土壤质地；影响土壤养分；影响土壤紧实度；土壤污染；影响土壤物理性质。

YM33 试采点扩建工程中集气支线占地类型为农田，根据国内外有关资料，管道工程对土壤养分的影响与土壤的理化性质和施工作业方式密切相关。在实行分层堆放，分层覆土的措施下，土壤的有机质将下降 30%~40%，土壤养分将下降 30%~50%，其中全氮下降 43%左右，磷素下降 40%，钾素下降 43%。这说明即使是对表土层实行分层堆放和分层覆土，管道工程也难以保障覆土后表层土壤养分不被流失。农田区域管沟开挖、回填采用分层堆放，分层覆土的措施，施工结束后，在人工抚育措施下，2~3 年可恢复农田产量。

(3) 车辆行驶和机械施工对土壤的影响

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

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

5.1.5.3 对植被的影响分析

(1) 占地

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

(2) 占地对植被的影响

项目区主要为荒漠带,植被稀疏,植株矮小,以旱生灌木为主,呈典型的荒漠生态景观,占地对植被影响较小。

(3) 生物量损失

本工程永久占地面积 35.11hm^2 , 临时占地 119.82hm^2 , 本工程站场、管线及道路施工区域以荒漠为主。永久占地和临时用地都会导致生物量损失。生物量损失按下式计算:

$$Y = S_i \cdot W_i$$

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

本工程站场、管线及道路施工区域主要为荒漠,植被覆盖率较低,植被覆盖度约为 10%, 平均生物量 $0.45\text{t}/\text{hm}^2$; 仅 YM33 试采点扩建工程中集气支线占地为农田, 主要农作物为棉花, 植被覆盖度约为 80%, 平均生物量 $6.0\text{t}/\text{hm}^2$; 本工程的实施, 将造成 15.8t 永久植被损失和 70.5t 临时植被损失。加强施工管理, 认真做好施工结束后的迹地恢复工作, 工程建设对植被的环境影响是可以接受的。

(4) 污染物对植物的影响

① 扬尘对植被的影响

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

度低，工期短，对植被影响很小。

②施工期废水对植被影响

施工期废水主要有钻井期产生的酸化压裂废水、地面工程、道路工程与管线工程施工时产生的管道试压废水和少量生活污水等，其中酸化压裂作业结束后返排的压裂废水收集在回收罐内，加碱中和后拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站妥善处置；试压废水和生活污水定期拉运至英买力作业区公寓生活污水处理装置处理，所以不会对植被产生影响。

(5)人为活动对植被的影响

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

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

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

5.1.5.4 对野生动物的影响分析

(1)对野生动物生境的破坏

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

(2)对野生动物分布及迁徙的影响

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

(3)对典型动物的影响

评价区域内典型动物有塔里木兔。塔里木兔对环境的适应性较强，对人类的敏感程度已大大降低，工程施工对其影响不大。

5.1.5.5 生态环境影响减缓措施

5.1.5.5.1 井场生态环境保护措施

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

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

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

④对井场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。

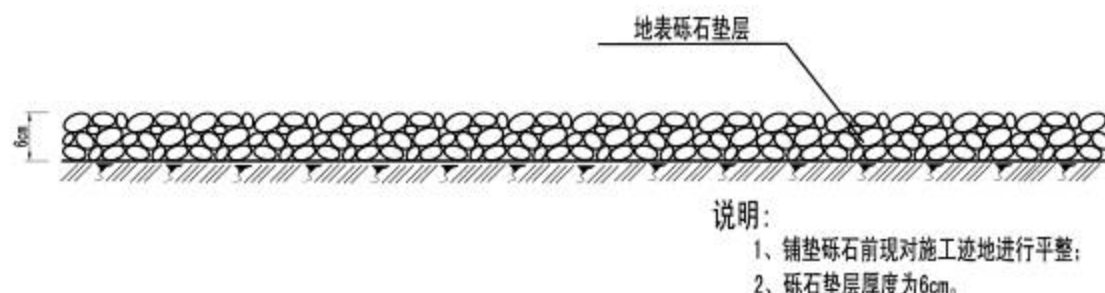


图 5.1-1 井场砾石压盖措施典型设计图

5.1.5.5.2 管线及道路施工生态保护工程措施

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

②确保各环保设施正常运行，含油废物回收、固体废物填埋，避免各种污染物污染对土壤环境的影响，并进一步影响到其上部生长的荒漠植被。

③施工中要作到分段施工，随挖、随运、随铺、随压，不留疏松地面，提高施工效率，尽可能缩短施工工期。

④确保生产设施正常运行，避免强噪声惊扰野生动物。

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

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

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

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

⑨施工过程中穿越农田区域、植被密集区等临时占地区域，开挖过程中要分层开挖，单侧分层堆放；施工结束后，分层循序回填压实，以减少临时占地影响，保护植被生长层。

5.1.5.6 水土流失影响分析

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

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

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

(3)扰动土地面积、降低土壤抗侵蚀能力。由于站场工程、道路工程和管道工程等分建(构)物建设、基础开挖与回填、大量松散土体的临时堆积、建(构)筑材料的临时堆放，造成项目区地表扰动和再塑，使地表失去固土抗冲能力。道路工程建设由于车辆行驶，改变了扰动区域的原地貌、土壤结构和地面物质

组成，降低了土壤抗侵蚀能力。

5.1.5.7 水土流失保护措施

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

①工程措施：对井场和站场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。管沟回填后需先进行严格的整治，对局部高差较大处，由铲土机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土地再塑，而且要稳坡固表，防止水土流失。

②临时措施：施工机械在不得在道路、井场以外的行驶和作业，保持地表不被扰动；在管沟、道路施工作业带两侧拉彩条旗以示明车辆行驶的边界；项目所在区域具有降水量少、蒸发量较大的特点，管沟施工过程中，定期对区域进行洒水抑尘，减少施工过程中因风蚀造成的水土流失。

5.1.5.8 防沙治沙分析及措施

由于玉东 1 区块位于荒漠内，按照《中华人民共和国防沙治沙法》(中华人民共和国主席令第 55 号)有关规定以及《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》(新环环评发[2020]138 号)文件，在沙区范围内从事开发建设活动的，必须事先就该项目可能对当地及相关地区生态产生的影响进行环境影响评价，依法提交环境影响报告；环境影响报告应当包括有关防沙治沙的内容。

(1) 施工期防沙治沙分析

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

②施工作业中机械碾压和翻动地表土壤，造成地表原有结构的破坏，改变了十分脆弱的原有自然生态型，造成施工区外缘区域沙漠化。

③本项目地处内陆地区，风沙较大，空气干燥，加上地表植被覆盖度低，项目建设过程中对原地貌的扰动大大降低了项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，若在施工过程中不加以治理和防护，遇大风天气易产生严重的水土流失现象。

根据《中华人民共和国防沙治沙法》(中华人民共和国主席令第 55 号)等文件要求,油田应确保项目占地范围内的防风固沙治理。

(2) 防沙治沙措施

①施工期间应划定施工活动范围,严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围,不得离开运输道路及随意行驶,由专人负责,以防破坏土壤和植被,加剧土地荒漠化。

②井场位置应根据场地周边植被分布情况,在满足设计要求的前提下进行适当的调整,以减少占地;设计选线过程中,尽量避开植被较丰富的区域。

③土地临时使用过程中发现土地沙化或者沙化程度加重的,应当及时报告当地人民政府。

④施工期间严格执行生态保护措施,杜绝破坏植被、造成沙化的行为。

5.2 营运期环境影响评价

5.2.1 大气环境影响评价

5.2.1.1 常规气象资料分析

(1) 气象资料搜集

本工程位于阿克苏地区新和县,距离该项目最近的气象站为新和县气象站,该地面观测站与项目厂址距离 37.5km,根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)规定,本工程距新和县气象站较近,气象特征一致,可采用新和县气象站的常规地面气象观测资料。因此,本次评价气象统计资料分析选用新和县气象站的气象资料。

5.2.1.2 多年气候统计资料分析

根据新和县气象站近 20 年气象资料,区域近 20 年平均温度为 11.3℃,7 月份平均气温最高,为 26.7℃,12 月份平均气温最低,为-8.7℃。

(2) 风速

区域内近 20 年各月平均风速变化情况见表 5.2-1。

表 5.2-1 近 20 年各月平均风速变化统计表

月份	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	年均
平均风速	1.2	1.5	2.0	2.6	2.6	2.6	2.3	1.9	1.7	1.3	1.1	1.1	1.8

由表 5.1-3 分析可知, 区域近 20 年平均风速为 1.8m/s, 4~6 月份平均风速最大为 2.6m/s, 11~12 月份平均风速最低, 为 1.1m/s。

(3) 风向、风频

区域近 20 年平均各风向风频变化情况见表 5.2-2, 近 20 年风频玫瑰图见图 5.2-1。

表 5.2-2 近 20 年不同风向对应频率统计一览表 单位: %

月份	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	静风
1月	3	2	9	6	6	1	2	1	1	1	7	5	6	2	2	1	47
2月	3	0	10	8	5	1	2	0	2	1	11	9	5	1	0	1	41
3月	3	1	15	10	11	1	1	0	2	2	7	4	6	1	1	1	32
4月	8	3	11	13	12	2	3	1	3	2	8	5	5	1	1	2	21
5月	11	4	12	8	11	3	4	2	3	2	7	2	4	1	2	2	22
6月	11	4	10	9	10	2	5	2	4	2	6	2	5	1	4	2	21
7月	10	3	10	8	8	3	5	2	4	1	4	3	5	2	3	3	24
8月	11	3	8	8	12	2	6	2	4	1	2	1	3	1	2	2	31
9月	6	2	10	10	10	1	4	2	2	2	4	2	2	1	1	1	41
10月	3	1	8	8	9	1	1	1	1	1	5	4	3	1	1	0	52
11月	1	1	7	6	5	1	1	0	1	1	10	7	5	0	1	0	53
12月	2	1	8	5	4	0	1	1	1	1	7	7	6	0	1	0	54
全年	6	2	10	8	9	2	3	1	3	1	7	4	5	1	2	1	37

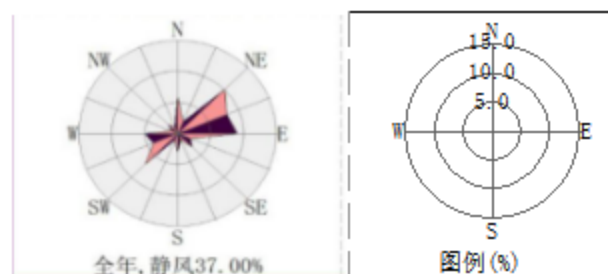


图 5.2-1 区域近 20 年风频玫瑰图

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

5.2.1.3 大气环境影响预测与分析

(1) 预测模式

本次大气环境影响评价采用《环境影响评价技术导则·大气环境》

(HJ2.2-2018)所推荐采用的估算模式 AERSCREEN, 经估算模式可计算出某一污染源对环境空气质量的最高影响程度和影响范围。AERSCREEN 模型大气环境影响预测中的有关参数选取情况见表 5.2-3。

表 5.2-3 项目估算模式参数一览表

序号	参数		取值
1	城市/农村选项	城市/农村	农村
		人口数(城市选项时)	--
2	最高环境温度/℃		40.1
3	最低环境温度/℃		-26.8
4	土地利用类型		荒漠
5	区域湿度条件		干燥气候
6	测风高度		10
7	最小风速		0.5
8	是否考虑地形	考虑地形	☒ 是 ☐ 否
		地形数据分辨率/m	90×90
9	是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	☐ 是 ☒ 否
		岸线距离/km	--
		岸线方向/°	--

(2) 预测源强

表 5.2-4 主要废气污染源参数一览表(点源, 100%负荷)

序号	污染源名称	排气筒底部坐标		排气筒底部海拔高度	排气筒高度	排气筒出口内径	烟气流量	烟气流速	烟气温度	年排放小时数	排放工况	污染因子	排放速率
		经度(°)	纬度(°)										
单位	-	m		m	m	m	m ³ /h	m/s	℃	h	-	-	kg/h
1	井场加热炉烟气(以 YD103H 井为代表)	81.632579	41.298817	988	8	0.15	369	8.4	120	4800	正常	PM _{2.5}	0.0074
												SO ₂	0.0015
												NO _x	0.0554

续表 5.2-4 主要废气污染源参数一览表(点源, 100%负荷)

序号	污染源名称	排气筒底部坐标		排气筒底部海拔高度	排气筒高度	排气筒出口内径	烟气流量	烟气流速	烟气温度	年排放小时数	排放工况	污染因子	排放速率
		经度(°)	纬度(°)										
单位	-	m		m	m	m	m ³ /h	m/s	℃	h	-	-	kg/h
2	3#集气站加热炉烟气	81.628736	41.280473	989	10	0.20	1400	17.8	120	4800	正常	PM _{2.5}	0.0280
												SO ₂	0.0056
												NO _x	0.2100
3	YD2 集气站加热炉烟气	81.396462	41.185982	1011	8	0.15	590	13.3	120	4800	正常	PM _{2.5}	0.0118
												SO ₂	0.0024
												NO _x	0.0885
4	YD4 计量阀组站加热炉烟气	81.447510	41.254673	1002	8	0.15	590	13.3	120	4800	正常	PM _{2.5}	0.0118
												SO ₂	0.0024
												NO _x	0.0885
5	YD1 集气站加热炉烟气	81.502157	41.271593	999	8	0.15	590	13.3	120	4800	正常	PM _{2.5}	0.0118
												SO ₂	0.0024
												NO _x	0.0885
6	YD5 井场加热炉烟气	81.392989	41.276724	1011	8	0.15	590	13.3	120	4800	正常	PM _{2.5}	0.0118
												SO ₂	0.0024
												NO _x	0.0885
7	YT1 增压站加热炉烟气	81.648118	41.362643	988	12	0.30	2927	16.5	120	4800	正常	PM _{2.5}	0.0585
												SO ₂	0.0117
												NO _x	0.4391
8	YM7 试采点加热炉烟气	82.109014	41.305011	990	8	0.15	705	16	120	4800	正常	PM _{2.5}	0.0141
												SO ₂	0.0028
												NO _x	0.1058

注：本工程废气污染源点源包括7座井场，各井场加热炉功率大小，排气筒内径、高度均一致，因此选取以YD103H井场加热炉废气为代表井场进行预测。

表 5.2-5 主要废气污染源参数一览表(面源, 100%负荷)

名称	面源起始点坐标		面源 海拔 高度 (m)	面源 长度 (m)	面源 宽度 (m)	与正 北向 夹角 (°)	面源有 效排放 高度 (m)	年排 放小 时数 (h)	污染 因子	排放 速率 (kg/h)
	经度(°)	纬度(°)								
井场无组织 (以 YD103H 井作为代表)	81.632579	41.298817	988	10	10	0	4	8760	非甲烷总烃	0.004
YD4 计量阀 组站无组织	81.447510	41.254673	1002	40	15	0	4	8760	非甲烷总烃	0.013
3#集气站无 组织	81.628736	41.280473	989	40	15	21	4	8760	非甲烷总烃	0.015
YT1 增压站 无组织	81.648118	41.362643	988	30	20	0	4	8760	非甲烷总烃	0.022
英买处理厂 扩建低压脱 水装置无组 织	81.961532	41.480124	980	40	30	0	4	8760	非甲烷总烃	0.024
YD2 集气站 无组织	81.396462	41.185982	1011	30	20	0	4	8760	非甲烷总烃	0.020
YD1 集气站 无组织	81.502157	41.271593	999	25	35	0	4	8760	非甲烷总烃	0.020
污水处理设 施无组织	81.419102	41.327525	1008	5	5	0	3	8760	氨	0.00009
									硫化氢	0.000054

注：本工程废气污染源面源包括7座井场，各井场及气举站废气污染源面源长度、宽度、高度及排放速率均一致，因此选取以YD103H井场无组织废气为代表井场进行预测。

表 5.2-6 P_{max} 及 $D_{10\%}$ 预测及计算结果一览表

名 称	评价因子	C_i	评价标准	P_i	P_{max}	最大浓度出现距离
单 位	—	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	%	%	m
井场加热炉烟气(以 YD103H 井为代表)	PM_{10}	1.71	450	0.38	9.27	95
	SO_2	0.35	500	0.07		
	NO_2	12.48	200	6.24		
3#集气站加热炉烟 气	PM_{10}	2.47	450	0.55		18
	SO_2	0.49	500	0.10		
	NO_2	18.54	200	9.27		
YD2 集气站加热炉烟 气	PM_{10}	2.09	450	0.46		16
	SO_2	0.42	500	0.09		
	NO_2	15.69	200	7.84		

续表 5.2-6 P_{max} 及 $D_{10\%}$ 预测及计算结果一览表

名 称	评价因子	C_i	评价标准	P_i	P_{max}	最大浓度出现距离
单 位	--	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	%	%	m
YD4 计量阀组站加热炉烟气	PM_{10}	2.09	450	0.46		16
	SO_2	0.42	500	0.09		
	NO_2	15.69	200	7.84		
YD1 集气站加热炉烟气	PM_{10}	2.09	450	0.46		16
	SO_2	0.42	500	0.09		
	NO_2	15.69	200	7.84		
YD5 井场加热炉烟气	PM_{10}	2.09	450	0.46		16
	SO_2	0.42	500	0.09		
	NO_2	15.69	200	7.84		
YT1 增压站加热炉烟气	PM_{10}	2.11	450	0.47		25
	SO_2	0.42	500	0.08		
	NO_2	15.83	200	7.91		
YM7 试采点加热炉烟气	PM_{10}	1.74	450	0.39		17
	SO_2	0.35	500	0.07		
	NO_2	13.06	200	6.53		
井场无组织(以 YD103H 井作为代表)	非甲烷总烃	31.95	2000	1.60		8
YD4 计量阀组站无组织	非甲烷总烃	44.61	2000	2.23		21
3#集气站无组织	非甲烷总烃	55.76	2000	2.79		21
YT1 增压站无组织	非甲烷总烃	82.36	2000	4.12		16
英买处理厂脱水装置无组织	非甲烷总烃	67.25	2000	3.36		47
YD2 集气站无组织	非甲烷总烃	74.84	2000	3.74		16
YD1 集气站无组织	非甲烷总烃	58.39	2000	2.92		17
污水处理设施无组织	氨	0.95	200	0.47		5
	硫化氢	0.57	10	5.68		5

由表 5.2-6 可知, 项目废气中 PM_{10} 最大落地浓度为 $2.41\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 0.54%; SO_2 最大落地浓度为 $0.48\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 0.10%; NO_2 最大落地浓度为 $18.09\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 9.27%; 非甲烷总烃最大落地浓度为 $82.36\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占

标率为 4.12%； H_2S 最大落地浓度为 $0.57 \mu g/m^3$ 、占标率为 5.68%， $D_{10\%}$ 均未出现； NH_3 最大落地浓度为 $0.95 \mu g/m^3$ 、占标率为 1.47%， $D_{10\%}$ 均未出现。

5.2.1.4 废气源对四周场界贡献浓度

为说明本工程实施后厂界无组织排放达标情况，本次新建井场预测四周厂界贡献值；涉及改扩建的站场采用贡献值叠加现状值，结果见表 5.2-7。

表 5.2-7 站场四周边界浓度计算结果一览表 单位： $\mu g/m^3$

场地	污染物	场界	贡献值	现状值	预测值
井场无组织 (以 YD103H 井作为代表)	非甲烷总烃	东场界	23.27	—	—
		南场界	16.64		
		西场界	14.83		
		北场界	15.16		
YD4 计量阀组站无组织	非甲烷总烃	东场界	40.57	—	—
		南场界	44.17		
		西场界	41.72		
		北场界	41.37		
3#集气站无组织	非甲烷总烃	东场界	52.12	—	—
		南场界	55.21		
		西场界	51.71		
		北场界	50.70		
YT1 增压站无组织	非甲烷总烃	东场界	83.62	2880	2963.62
		南场界	67.57	2880	2947.57
		西场界	69.13	2880	2949.13
		北场界	69.32	2880	2949.32
英买处理厂脱水装置无组织	非甲烷总烃	东场界	63.36	3260	3323.36
		南场界	58.26	3260	3318.26
		西场界	66.42	3260	3326.42
		北场界	62.92	3260	3322.92
YD2 集气站无组织	非甲烷总烃	东场界	61.45	1960	2021.45
		南场界	74.15	1960	2034.15
		西场界	76.04	1960	2036.04
		北场界	62.86	1960	2022.86

续表 5.2-7 站场四周边界浓度计算结果一览表 单位: $\mu\text{g}/\text{m}^3$

场地	污染物	场界	贡献值	现状值	预测值
YD1 集气站无组织	非甲烷总烃	东场界	56.20	1640	1696.2
		南场界	56.63	1640	1696.63
		西场界	58.83	1640	1698.83
		北场界	62.43	1640	1702.43
污水处理设施无组织	NH_3	东场界	0.95	—	—
		南场界	0.78	—	—
		西场界	0.55	—	—
		北场界	0.38	—	—
	H_2S	东场界	0.56	—	—
		南场界	0.47	—	—
		西场界	0.33	—	—
		北场界	0.23	—	—

由表 5.2-7 预测结果可知,新建井场无组织排放非甲烷总烃四周厂界浓度贡献值为 $14.83\sim 23.27\mu\text{g}/\text{m}^3$,满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 无组织排放监控浓度限值;新建集气站无组织排放非甲烷总烃四周厂界浓度贡献值为 $40.57\sim 55.21\mu\text{g}/\text{m}^3$,满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求;改扩建的站场采用贡献值叠加现状值,非甲烷总烃预测浓度为 $1696.2\sim 3326.42\mu\text{g}/\text{m}^3$,满足陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求。污水处理设施无组织排放对四周厂界 H_2S 浓度贡献值为 $0.23\sim 0.56\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、对四周厂界 NH_3 浓度贡献值为 $0.38\sim 0.95\mu\text{g}/\text{m}^3$,均满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 新扩改建厂界二级标准值。

5.2.1.5 大气环境防护距离

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

5.2.1.6 污染物排放量核算

(1) 有组织排放量核算

本项目有组织排放量核算情况见表 5.2-8。

表 5.2-8 大气污染物有组织排放量核算表

序号	排放口编号	污染物	核算排放浓度 (mg/m ³)	核算排放速率 (kg/h)	核算年排放量 (t/a)
一般排放口					
1	井场加热炉烟气(以 YD103H 井为代表)	颗粒物	20	0.0074×7	0.035×7
		SO ₂	4	0.0015×7	0.007×7
		NO _x	150	0.0554×7	0.266×7
2	3#集气站加热炉烟气	颗粒物	20	0.0280	0.057
		SO ₂	4	0.0056	0.011
		NO _x	150	0.2100	0.425
3	YD2 集气站加热炉烟气	颗粒物	20	0.0118	0.057
		SO ₂	4	0.0024	0.011
		NO _x	150	0.0885	0.425
4	YD4 计量阀组站加热炉烟气	颗粒物	20	0.0118	0.057
		SO ₂	4	0.0024	0.011
		NO _x	150	0.0885	0.425
5	YD1 集气站加热炉烟气	颗粒物	20	0.0118	0.057
		SO ₂	4	0.0024	0.011
		NO _x	150	0.0885	0.425
6	YD5 井场加热炉烟气	颗粒物	20	0.0118	0.057
		SO ₂	4	0.0024	0.011
		NO _x	150	0.0885	0.425
7	YT1 增压站加热炉烟气	颗粒物	20	0.0585	0.281
		SO ₂	4	0.0117	0.056
		NO _x	150	0.4391	2.107
8	YM7 试采点加热炉烟气	颗粒物	20	0.0141	0.068
		SO ₂	4	0.0028	0.014
		NO _x	150	0.1058	0.508

续表 5.2-8 大气污染物有组织排放量核算表

序号	排放口编号	污染物	核算排放浓度 (mg/m ³)	核算排放速率 (kg/h)	核算年排放量 (t/a)
有组织排放合计					
有组织排放合计	颗粒物				0.879
	SO ₂				0.174
	NO _x				6.602

(1) 无组织排放量核算

项目无组织排放量核算情况见表 5.2-9。

表 5.2-9 大气污染物无组织排放量核算表

序号	排放口编号	产物环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量(t/a)
					标准名称	浓度限值(mg/m³)	
1	G1	新建井场无组织	非甲烷总烃	采取管道密闭输送，加强阀门、机泵的检修与维护，从源头减少泄露产生的无组织废气	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表2无组织排放监控浓度限	非甲烷总烃≤4.0	0.035×7
2	G2	YD4 计量阀组站无组织	非甲烷总烃		《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求		0.114
3	G3	3#集气站无组织	非甲烷总烃				0.131
4	G4	YT1 增压站无组织	非甲烷总烃				0.193
5	G5	英买处理厂脱水装置无组织	非甲烷总烃				0.210
6	G6	YD2 集气站无组织	非甲烷总烃				0.175
7	G7	YD1 集气站无组织	非甲烷总烃				0.175
8	G8	污水处理设施无组织	氨	盖板封闭	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表1 二级标准限值	1.5	0.0008
			硫化氢		0.06	0.0005	
无组织排放合计							
无组织排放总计				非甲烷总烃		1.243	
				氨		0.0008	
				硫化氢		0.0005	

(3) 项目大气污染物排放量核算

项目大气污染物排放量核算情况见表 5.2-10。

表 5.2-10 大气污染物年排放量核算表

序号	污染物	核算年排放量(t/a)
1	颗粒物	0.879
2	二氧化硫	0.174
3	氮氧化物	6.602
4	非甲烷总烃	1.243
5	氨	0.0008
6	硫化氢	0.0005

5.2.1.7 评价结论

本工程位于环境质量不达标区，污染源正常排放下 PM_{10} 、二氧化硫、氮氧化物、硫化氢、非甲烷总烃、氨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。本工程废气污染源对新建各场站四周的贡献浓度及扩建站场贡献值叠加现状值后，均满足相应标准要求。本工程实施后大气环境影响可以接受。

5.2.1.8 大气环境影响评价自查表

本工程大气环境影响评价自查表见表 5.2-11。

表 5.2-11 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目		
评价等级与范围	评价等级	一级 ☐	二级 ☒	三级 ☐
	评价范围	边长=50km ☐	边长5~50km ☐	边长=5km ☒
评价因子	SO_2+NO_x 排放量	$\geq 2000t/a$ ☐	500~2000t/a ☐	$<500t/a$ ☒
	评价因子	基本污染物 ($PM_{2.5}$ 、 PM_{10} 、 SO_2 、 NO_2 、CO、 O_3) 其他污染物(非甲烷总烃、氨、硫化氢)		包括二次 $PM_{2.5}$ ☐ 不含二次 $PM_{2.5}$ ☒
评价标准	评价标准	国家标准 ☒	地方标准 ☐	附录D ☒ 其他标准 ☐
现状评价	环境功能区	一类区 ☐	二类区 ☒	一类区和二类区 ☐
	评价基准年	(2019)年		
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 ☒	主管部门发布的数据 ☐	现状补充监测 ☒
	现状评价	达标区 ☐		不达标区 ☒

续表 5.2-11

大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目						
污染源调查	调查内容	本工程正常排放源 ☒ 本工程非正常排放源 ☒ 现有污染源 ☒			拟替代的污染源 ☐	其他在建、拟建项目污染源 ☐	区域污染源 ☒	
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD ☐	ADMS ☐	AUSTAL2000 ☐	EDMS/AEDT ☐	CALPUFF ☐	网格模型 ☐	其他 ☒
	预测范围	边长 $\geq 50\text{km}$ ☐		边长 $5\sim 50\text{km}$ ☐			边长 $=5\text{km}$ ☒	
	预测因子	预测因子(PM_{10} 、 SO_2 、 NO_2 、非甲烷总烃、非甲烷总烃、氨、硫化氢)					包括二次 $\text{PM}_{2.5}$ ☐ 不包括二次 $\text{PM}_{2.5}$ ☐	
	正常排放短期浓度贡献值	C_{max} 最大占标率 $\leq 100\%$ ☒					C_{max} 最大占标率 $> 100\%$ ☐	
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C_{max} 最大占标率 $\leq 10\%$ ☐			C_{max} 最大占标率 $> 10\%$ ☐		
		二类区	C_{max} 最大占标率 $\leq 30\%$ ☐			C_{max} 最大占标率 $> 30\%$ ☐		
非正常排放1h浓度贡献值	非正常持续时长(1)h	C_{max} 占标率 $\leq 100\%$ ☐			C_{max} 占标率 $> 100\%$ ☐			
大气环境影响预测与评价	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C_{max} 达标 ☐			C_{max} 不达标 ☐			
	区域环境质量的整体变化情况	$k \leq -20\%$ ☐			$k > -20\%$ ☐			
环境监测计划	污染源监测	监测因子：(非甲烷总烃)			有组织废气监测 ☐ 无组织废气监测 ☒		无监测 ☐	
	环境质量监测	监测因子：()			监测点位数()		无监测 ☒	
评价结论	环境影响	可以接受 ☒ 不可以接受 ☐						
	大气环境防护距离	距()厂界最远()m						
	污染源年排放量	SO_2 (0.181) t/a	NO_x (6.868) t/a	颗粒物：(0.914) t/a		VOC_x ：(1.243) t/a		

注：“□”为勾选项，填“√”；“()”为内容填写项

5.2.2 地表水环境影响评价

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

本工程营运期产生的废水主要有油田采出水、井下作业废水及生活污水。采出水随油气混合物输送至英买处理厂处理采出水处理站，采用“压力除油+过滤”处理工艺，处理达标后进行回注；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理；生活污水经埋地式一体化生活污水处理装置，处理后的生活污水夏季用于周边荒漠生态恢复的灌溉，冬季汇入蓄水池暂存。采取上述水污染控制措施后，本工程采出水及生活污水不会对周边水环境产生影响。

5.2.2.2 依托污水处理设施的环境可行性评价

(1) 采出水处理

本项目建成投运后，本项目单井采出水随油气混合物输送至英买处理厂，采出水首先进入接收水罐，经升压泵提升后进入压力除油器，出水直接进入双层滤料过滤器，滤后水进入滤后水罐，使处理后污水达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准，由回注水泵吸水进行回注，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 5.2-12 英买处理厂采出水处理规模一览表

英买处理厂采出水处理站	设计规模	实际处理量	富余能力
采出水 m^3/d	1400	936.07	463.93

本工程采出水为 $316.62\text{m}^3/\text{d}$ ，英买处理厂采出水处理站满足本工程采出水处理需求，依托处理设施可行。

(2) YT5 宿舍生活污水处理装置

YT5 宿舍生活污水处理装置设计处理规模 $120\text{m}^3/\text{d}$ ，YT5 宿舍扩建后生活污水排放量约为 $10\text{m}^3/\text{d}$ ，故 YT5 宿舍生活污水处理装置可以满足本工程 YT5 宿舍生活污水处理需求。该设施采用“化粪池+格栅+接触氧化池+二沉池+消毒”工艺对生活污水进行处理，处理后水质达到《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019)C 级标准，夏季用于绿化，冬季排至污水暂存池。

综上，本工程评价范围内无地表水体，且采出水、生活污水不外排，故本工程实施对地表水环境可接受。

表 5.2-13 地表水环境影响评价自查表

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

5.2.3 地下水环境影响评价

5.2.3.1 调查区域水文地质条件概况

(1)地下水的赋存条件及分布特征

该区域分布于 314 国道以南塔里木河以北却勒塔格山洪积冲积平原，部分位于渭干河冲积平原尾缘地段，与塔里木河冲积平原相衔，地貌上属细土平原带。地表岩性以粘土、亚粘土、亚沙土、粉细沙为主，局部有固定和半固定沙丘及洪水冲沟分布。

含水层的特征为：区域内水文地质条件因地形地貌的变化有一定的差异，区域位于渭干河洪冲积平原边缘与塔里木河冲积平原交接处，表层岩性为粘土、亚粘土及粉细砂、亚砂土，部分地区土壤盐渍化严重，地下水径流滞缓，属弱富水的潜水及承压水区，潜水位 2m~10m，潜水矿化度大于 3g/L。根据已有的资料在 150m 内有潜水和三层承压含水层。

(2)地下水类型、赋存分布规律及含水层空间分布特征

本区域内地下主要有单一结构富水性极强的潜水层，多层结构富水性中等的潜水及富水性较强的承压水含水层，多层结构富水性弱的潜水及承压水含水层三种类型，上中部含水层颗粒粗大，为单一潜水层，单井出水量 1000m³/d~5000m³/d，为 HCO₃-Ca·Na 型水，矿化度小于 0.5g/L，下部为多层结构，潜水水量亦丰富，单井出水量达 1000m³/d 以上。

(3) 含水层的分布及富水性

① 潜水

潜水含水层岩性均为细砂、粉砂，夹薄层粉土，含水层富水性为 $100\sim 1000\text{m}^3/\text{d}$ ，含水层的渗透系数为 $2.38\sim 6.78\text{m}/\text{d}$ ，水位埋深 $2.25\sim 10.5\text{m}$ ，补给来源主要为渭干河洪积扇侧向补给，其次为渠水、田间水等入渗补给。以垂直蒸发和水平径流方式排泄。详查区内的潜水水质差，矿化度 $0.42\sim 72.58\text{g}/\text{L}$ ，溶解性总固体含量在 $1\text{g}/\text{L}$ 以上，多为 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4-\text{Na}$ 、 $\text{Cl}-\text{Na}$ 型咸水，不适合生活用水。

② 承压水

第四系沉积厚度在调查区为 $200\sim 300\text{m}$ 。赋存浅层、中层、深层多层结构的承压水含水层，单层厚度最大的为 35m ，单层最小厚度为 10m 。承压水的主要补给来源为东北部地下水的侧向流入，地下水径流方向为自东北向西南。

承压水含水层岩性以细砂、粉砂为主，开采目的层的埋藏深度在 $75\text{m}\sim 200\text{m}$ 。钻孔的单位涌水量为 $62\sim 111\text{m}^3/\text{d}\cdot\text{m}$ ，富水性为中等 ($100\sim 1000\text{m}^3/\text{d}$)，含水层的渗透系数 $1.30\sim 3.71\text{m}/\text{d}$ 之间，承压水的水头在 $+0.5\sim -1.32\text{m}$ 之间，承压水含水层的富水性为水量中等。溶解性总固体含量小于 $1\text{g}/\text{L}$ ，水化学类型为 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4-\text{Na}$ 及 $\text{SO}_4\cdot\text{Cl}-\text{Na}(\text{Ca})$ 型水。

(4) 地下水的补、径、排条件

项目区处于渭干河冲洪积平原前缘地带，含水层为多层结构，地下水具多层结构特征。潜水可接受人工渠系、田间灌溉和大气降水的入渗补给以及上游潜水的侧向迳流补给，受地表平坦、地下水水力坡度小 (千分之一左右)、含水层颗粒细的控制，地下水迳流运移十分缓慢，以潜水面蒸发、植被蒸腾、人工排碱渠排水等方式排泄；承压水主要从上游地段地下水侧向迳流为补给来源，水平迳流运移十分缓慢，为弱径流—停滞状态，详查区径流方向为西南方向。目前，人工开采深层地下水也是其排泄的另一种方式。

(5) 地下水化学类型

评价区内仅研究地表以下 70m 内的地下水情况，该区域地下水受地表情况与区域内河流影响最大。本区降水较少，因此降雨相对于塔里木河与渭干河对本区地下水的影响几可忽略不计，但本区气候干旱，常年日照，蒸发量巨大，

并且地下水径流较为缓慢，所以本区地下水矿化度较高。地下水阴离子以 Cl^- 、 SO_4^{2-} 为主，阳离子以 Na^+ 为主，水化学类型主要为 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4\text{-Na}$ 型和 Cl-Na 型。区域水文地质图见图 5.2-3，水文地质剖面示意图见图 5.2-2。

5.2.3.2 工程场区包气带特征

项目所在区域包气带普遍存在于地表以下，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 3~7m 左右，粉土的垂向渗透系数为 0.22~0.79m/d，细砂、粉砂的垂向渗透系数为 1.15~1.93m/d。

5.2.3.3 区域地下水污染源调查

评价区大部分位于新和县境内，仅 YD5 井、YD4 计量阀组站、YT5 集气站及配套管线位于温宿县境内。根据区域地下水现状监测结果表明，YM-11、YM-47、YM-49 监测点除浑浊度、氟化物、氯化物存在一定程度超标外，其余因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) IV 类标准；YM-32、YM-38、YM-36、YM-29 监测点除浑浊度、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氟化物、氯化物、氨氮、硝酸盐存在一定程度超标外，其余因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) IV 类标准；各监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) IV 类标准要求。

图 5.2-2 水文地质剖面示意图

区域水文地质图

图 5.2-3

5.2.3.4 地下水环境影响评价

本工程地下水环境影响评价等级为三级，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。

5.2.3.4.1 正常状况

(1) 废水

本工程运营期单井采出水随油气混合物输送至英买处理厂，采出水首先进入接收水罐，经升压泵提升后进入压力除油器，出水直接进入双层滤料过滤器，滤后水进入滤后水罐，使处理后污水达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准，由回注水泵吸水进行回注；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理；生活污水经埋地式一体化生活污水处理装置，该装置采用“化粪池+格栅+接触氧化池+二沉池+消毒”工艺对生活污水进行处理，处理后水质达到《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019) C级标准，夏季用于绿化，冬季排至污水暂存池。正常情况下不会对地下水产生污染影响。

(2) 含油废物

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

本工程正常状况下，集输管线采用柔性复合管及无缝钢管，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。

5.2.3.4.2 非正常状况

(1) 油水窜层对地下水的污染影响

钻井完井后油气窜层污染(包括生产井的窜层)的主要原因是：①下入的表

层套管未封住含水层；②固井质量差；③工艺措施不合理或未实施。因此，为预防污染的发生和污染源的形成，表层套管必须严格封闭含水层，固井质量应符合环保要求。由废弃的气井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待气田开发到中后期时，废弃的气井、套管被腐蚀破坏，可能对地下水有影响：废弃气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。虽然此时油气层几乎没有多少压力，油气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) 钻井过程中的井喷事故

据建设单位已掌握的英买力气田的钻孔资料和地质资料分析，该区域地层压力比较大，稍有不慎，就可能引发井喷事故。井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，除造成重大经济损失外，还会造成严重的环境污染。经类比井喷事故现场调查结果，井喷发生后，井喷污染范围为半径 300m 左右，一般需要 1~2 天才能得以控制，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的凝析油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。但从事故井区土壤剖面分析，井喷事故后石油类污染物主要聚集在土壤剖面 1m 以内，石油类污染物很难下渗到 2m 以下，井喷事故对周围水环境的影响主要表现为对其周围地面水体的影响，对地下水体的影响概率不大，在地下水位小于 1m 地段，石油类污染物可下渗到潜水层，造成地下水污染，而地下水位较深地段，若及时采取有效措施治理污染，井喷不会造成地下水污染。

(3) 集输管道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液相可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。

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。

本工程非正常状况下，采气树管线链接和阀门处出现破损泄漏，如不及时

修复，少量凝析油可能下渗对地下水造成影响。

(3) YT5 宿舍污水调节池泄漏对地下水的影响

非正常状况下，污水调节池防渗措施出现老化破损，不易被发现，如不及时修复，污水可能下渗并对地下水造成影响。

由于生活污水成分复杂，污染物浓度高，本评价采取最不利原则，故选取非正常状况下 YT5 宿舍污水调节池底部出现破损导致污水出现泄漏作为本次评价的预测情景；同时将非正常状况下，采气树管线和阀门链接处出现破损泄漏，采出液出现泄漏也作为本次评价的预测情景。

5.2.3.4.3 预测因子筛选

本工程采出液主要为天然气、凝析油及水组成，污染物主要为石油类，故选取特征污染物石油类作为代表性污染物进行预测，石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的 IV 类标准；根据导则要求，按照重金属、持久性有机污染物和其他类别进行分类，并对每一类的各项因子采用标准指数法进行排序，污水调节池分别取氨氮和耗氧量。

作为预测因子各评价因子检出限及评价标准见表 5.2-14。

表 5.2-14 评价因子及评价标准一览表

预测情景	评价因子	评价标准 (mg/L)	检出下限值 (mg/L)	现状监测值平均值 (mg/L)
采气树管线链接和阀门处出现破损泄漏	石油类	≤ 0.5	0.01	未检出
YT5 宿舍污水调节池底部出现破损泄漏	耗氧量	≤ 10.0	0.05	1.84
	氨氮	≤ 1.5	0.025	0.38

注：由于选取的废水污染因子为 COD，但预测对地下水影响的评价因子为耗氧量，为使污染因子 COD 与评价因子耗氧量在数值关系上对应统一，故在模型计算过程中，本次评价参照国内学者胡大琼(云南省水文水资源局普洱分局)《高锰酸盐指数与化学需氧量相关关系探讨》一文得出的耗氧量与化学需氧量线性回归方程 $Y=4.76X+2.61$ (X 为耗氧量，Y 为 COD) 进行换算，得出耗氧量的超标范围、影响范围以及污染晕中心耗氧量。

5.2.3.4.4 预测源强

(1) 集输管道泄漏

本次评价考虑工程最不利情况(输送最大压力、最大输送量、管线最大使用年限等)，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。根据英买力气田实际操作经验，考虑非正常状况下，采气树泄露发生1小时发现并关闭阀

门，本工程气井日产凝析油量约为15t/d，故凝析油渗漏量取0.625t。

(2) 污水调节池泄漏

本评价采取最不利原则，根据《给水排水构筑物工程施工及验收规范》(GB50141-2008)，污水调节池渗水量应按池底的面积计算，正常状况下钢筋混凝土结构水池渗水量不超过 $2\text{L}/(\text{m}^2 \cdot \text{d})$ 。一般情况下，非正常状况污水泄漏量按正常状况下泄漏量 10 倍进行计算，则本工程污水调节池泄漏速率为 $0.72\text{m}^3/\text{d}$ ，假定泄漏时间为 10d 计算，则废水泄漏量为 7.2m^3 。其中耗氧量浓度为 400mg/L 、氨氮浓度为 20mg/L 。

5.2.3.4.5 预测模型

非正常状况下，污染物运移通常可概化为两个相互衔接的过程：①污染物由地表垂直向下穿过包气带进入潜水含水层的过程；②石油类污染物进入潜水含水层后，随地下水流进行迁移的过程。根据《采气废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》(岳战林等，2009)，土壤中凝析油基本上不随土壤水上下移动，毛细管作用也不活跃，凝析油对土壤的污染仅限于20cm表层，只有极少量的含油废物最多可下渗到20cm。本工程所在区域地下水埋深大于3m，本次预测考虑泄漏凝析油1%进入潜水含水层，则石油类进入地下水的量为0.625kg。然后污染物在潜水含水层中随着水流不断扩散，③其他污染物进入潜水含水层后，随地下水流进行迁移的过程。为了考虑最不利的情况和使预测模型简化，本次预测概化为污染物直接进入潜水含水层，然后污染物在潜水含水层中随着水流不断扩散，不考虑污染物在包气带中的吸附净化效应。根据本工程非正常状况下污染源排放形式与排放规律，本次模型可概化为一维稳定流动二维水动力弥散问题的瞬时注入污染物一平面瞬时点源的预测模型，其主要假设条件为：

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

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

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

式中：

x, y —计算点处的位置坐标；

t —时间，d；

$C(x, y, t)$ — t 时刻点 x, y 处的污染物浓度，mg/L；

M —含水层厚度，m；评价区域潜水含水层平均厚度约30m；

m_M —长度为 M 的线源瞬时注入污染物的质量，kg。本工程线源瞬时注入的污染物质量石油类0.625kg；模拟污水调节池泄露废水量为7.2m³，耗氧量浓度为400mg/L、氨氮浓度为20mg/L，则线源瞬时注入的污染物质量 m_M 为耗氧量2.88kg、氨氮0.144kg；

u —地下水流速度，m/d；潜水含水层岩性为细砂，渗透系数取3m/d。水力坡度 I 为1.8‰。因此地下水的渗透流速 $u=K \times I/n=3\text{m/d} \times 1.8\text{‰}/0.32=0.17\text{m/d}$ ；

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

D_L —纵向弥散系数，m²/d；根据资料，纵向弥散度 $\alpha_L=0.5\text{m}$ ，纵向弥散系数 $D_L=\alpha_L \times u=0.08\text{m}^2/\text{d}$ ；

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

π —圆周率。

5.2.3.4.6 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变化。本次预测在研究污染晕运移时，选取石油类、耗氧量、氨氮的检出下限值等值线作为影响范围，其中耗氧量、氨氮取《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中的IV类标准值、石油类取《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中IV类标准值等值线作为超标范围，预测污染晕的运移距离和影响范围。预测结果见表5.3-2。

(1) 集输管道泄漏对地下水影响预测

表 5.2-15 事故状况下石油类在潜水含水层中运移情况一览表

预测时间	超标范围 (m ²)	影响范围 (m ²)	背景浓度 (mg/L)	贡献浓度 (mg/L)	叠加浓度 (mg/L)	污染晕最大运移距离(m)	超标范围是否出场界	超出场界最远距离(m)
100d	56.52	307.72	0.025	1.66	1.685	30	否	—
365d	—	659.4	0.025	0.40	0.425	83	否	—
1000d	—	1413	0.025	0.17	0.195	200	否	—

注：区域地下水监测点石油类均未检出，背景浓度按检出限一半计。

综合以上分析可知，在非正常状况下，由预测结果可以看出，石油类污染物泄漏 100d 后污染超标范围为 56.52m²，影响范围为 307.72m²，污染物最大贡献浓度为 1.66mg/L，叠加背景值后的浓度为 1.685mg/L，污染物最大迁移距离为 30m，超标范围未出场界；石油类污染物泄漏 365d 后无污染超标范围，影响范围为 659.4m²，污染物最大贡献浓度为 0.40mg/L，叠加背景值后的浓度为 0.425mg/L，污染物最大迁移距离为 83m，项目周边无超标范围；石油类污染物泄漏 1000d 后无污染超标范围，影响范围为 1413m²，污染物最大贡献浓度为 0.17mg/L，叠加背景值后的浓度为 0.195mg/L，污染物最大迁移距离为 200m，项目周边无超标范围。

(2) 污水调节池泄漏对地下水影响预测

①耗氧量对地下水影响预测

本工程非正常状况下耗氧量污染影响见表 5.2-16。

表 5.2-16 非正常状况下耗氧量污染影响范围一览表

预测时间	超标范围 (m ²)	影响范围 (m ²)	背景浓度 (mg/L)	贡献浓度 (mg/L)	叠加浓度 (mg/L)	污染晕最大运移距离(m)	超标范围是否出场界	超出场界最远距离(m)
100d	—	546.2	1.84	0.72	2.56	41	否	21
365d	—	1842.7	1.84	0.19	2.03	63	否	43
1000d	—	3864.5	1.84	0.05	1.89	102	否	82

由表 5.2-16 分析可知，在非正常状况下，污水调节池废水泄漏 100d 后耗氧量影响范围为 546.2m²，污染物最大贡献浓度为 0.72mg/L，叠加背景值后的

浓度为 2.56mg/L，污染物最大迁移距离为 41m，无超标范围；365d 后耗氧量影响范围为 1842.7m²，污染物最大贡献浓度为 0.19mg/L，叠加背景值后的浓度为 2.03mg/L，污染物最大迁移距离为 63m，无超标范围；1000d 后耗氧量影响范围为 3864.5m²，污染物最大贡献浓度为 0.05mg/L，叠加背景值后的浓度为 1.89mg/L，污染物最大迁移距离为 102m，无超标范围。

②氨氮对地下水影响预测

本工程非正常状况下氨氮污染影响见表 5.2-17。

表 5.2-17 非正常状况下氨氮污染影响范围一览表

预测时间	超标范围 (m ²)	影响范围 (m ²)	背景浓度 (mg/L)	贡献浓度 (mg/L)	叠加浓度 (mg/L)	污染量最 大迁移距 离(m)	超标范围 是否出场 界	超出场界 最远距离 (m)
100d	—	225.1	0.38	0.036	0.416	26	否	6
365d	—	392.6	0.38	0.01	0.39	31	否	11
1000d	—	—	0.38	—	—	—	否	—

由表 5.2-17 分析可知，在非正常状况下，污水调节池废水泄漏 100d 后氨氮影响范围为 225.1m²，污染物最大贡献浓度为 0.036mg/L，叠加背景值后的浓度为 0.416mg/L，污染物最大迁移距离为 26m，无超标范围；365d 后氨氮影响范围为 392.6m²，污染物最大贡献浓度为 0.01mg/L，叠加背景值后的浓度为 0.39mg/L，污染物最大迁移距离为 31m，无超标范围；泄露 1000d 后氨氮污染晕消失，不再检出。

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输送介质可根据具体条件和重要性确定密封型式。

②输送管道采用地下敷设，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对输送管道、阀门严格检查，有质量问题的及时更换，管道、阀门都应采用优质耐腐蚀材料制成的产品。

(2) 分区防控措施

为防止污染地下水，针对工程工艺特点，严格执《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)“11.2.2 分区防控措施”和《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，本评价确定防渗要求见表 5.2-4 及图 5.2-6。

表 5.2-18 分区防渗要求一览表

站场	防渗分区		防渗要求
钻井期间井场	重点防渗区	钻台	防渗性能不低于 6.0m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层防渗性能；地面进行防腐硬化处理，保证表面无裂痕
		放喷池	
		柴油罐区	
		危废暂存间	
	一般防渗区	泥浆罐区	等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5\text{m}$, $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ；或参照 GB16889 执行
		危险化学品间	
		岩屑池	
		应急池	
营运期井场	一般防渗区	采气树	等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5\text{m}$, $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ；或参照 GB16889 执行
		加热炉区	
		缓蚀剂加注撬	
	简单防渗区	工艺装置区	实施地面硬化
英买处理厂扩建	一般防渗区	低压脱水装置区	等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5\text{m}$, $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ；或参照 GB16889 执行
集气站 (3#集气站、YD2 集气站、YD1 集气站)	一般防渗区	加热炉区	等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5\text{m}$, $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ；或参照 GB16889 执行
		计量分离、阀组区	
	简单防渗区	工艺装置区	实施地面硬化
YD4 计量阀组站	一般防渗区	加热炉区	等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5\text{m}$, $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ；或参照 GB16889 执行
		计量分离、阀组区	
	简单防渗区	工艺装置区	实施地面硬化
YT1 增压站	一般防渗区	加热炉区	等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5\text{m}$, $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ；或参照 GB16889 执行
		计量分离、阀组区	
	简单防渗区	工艺装置区	实施地面硬化

续表 5.2-18 分区防渗要求一览表

站场	防渗分区		防渗要求
YD5 井场	一般防渗区	加热炉区	等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$, $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$; 或参照 GB16889 执行
YD106 井场	一般防渗区	缓冲水罐区	等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$, $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$; 或参照 GB16889 执行
YT5 宿舍	重点防渗区	污水处理房	防渗性能不低于 6.0m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} cm/s$ 的黏土层防渗性能; 地面进行防腐硬化处理, 保证表面无裂痕
		隔油池、化粪池、调节池	

图 5.2-4 钻井期井场分区防渗图

图 5.2-5 运营期井场分区防渗图

图 5.2-6 集气站分区防渗图

(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

根据本工程特点建立和完善区域地下水环境监测制度和环境管理体系，制定完善的监测计划，环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担。根据《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016)及《地下水环境监测技术规范》(HJ164-2020)的要求、地下水流向、项目的平面布置特征及地下水监测布点原则，利用区块下游地下水井为本工程地下水水质监测井，地下水监测计划见表 5.2-19。

表 5.2-19 地下水监测点布控一览表

编号	监测层位	功能	井深	监测因子	方位/距离
J1	潜水含水层	跟踪监测井	≤50m	耗氧量、氨氮、挥发性酚类、硫化物、氯化物、硫酸盐、氟化物、石油类	气田区

(5) 应急响应

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

a 地下水环境保护目标的确定，采取的紧急处置措施和潜在污染可能性评估；

b 特重大事故应急抢险组织状况和人员、装备情况，平常的训练和演习。

②应急处置

一旦发现地下水发生异常情况，必须按照应急预案马上采取紧急措施：

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

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

c 对事故后果进行评估，并制定防止类似事件发生的措施。

5.3.6 地下水环境评价结论

(1)环境水文地质现状

项目区域位于塔里木河以北，包气带普遍存在于地表以下，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 3~7m 左右，粉土的垂向渗透系数为 0.22~0.79m/d，细砂、粉砂的垂向渗透系数为 1.15~1.93m/d。潜水含水层岩性均为细砂、粉砂，夹薄层粉土，含水层富水性为 100~1000m³/d，含水层的渗透系数为 2.38~6.78m/d，水位埋深 2.25~10.5m，补来源主要为渭干河洪积扇侧向补给。

(2)地下水环境影响

正常状况下，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，不会对地下水环境产生污染影响；非正常状况下，由地下水污染预测结果可知，除井场场界内小范围以外地区，地下水环境满足相应标准要求。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，地下水中各评价因子均能满足 GB/T14848 或国家相关标准的要求。

(3)地下水环境污染防治措施

本评价建议本工程依据“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”相关要求分区防渗。防渗措施的设计使用年限不应低于本工程主体工程的设计使用年限。

③建立和完善本工程的地下水环境监测制度和环境管理体系，制定完善的监测计划。

④在制定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，本工程对地下水环境影响可以接受。

5.2.4 声环境影响评价

本工程各新建采气井场规格及产噪设备一致，本次选取以 YD103H 井场噪声为代表井场进行预测。本评价以场站四周场界作为评价点，预测分析噪声源对场界的声级贡献值，分析说明产噪设备对四周场界声环境的影响。

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) 室内点声源对厂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 计算本工程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 ，则本工程声源对预测点产生的贡献值 (L_{eqg}) 为：

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

② 预测点的噪声预测值

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

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

本工程噪声源噪声参数见表 5.2-20。

表 5.2-20 站场噪声源参数一览表

序号	声源名称		数量 (台/套)	中心坐标(X, Y, Z)	最大噪 声源强 [dB(A)]	降噪措施	降噪效 果 [dB(A)]	预测噪 声源强 [dB(A)]
1	采气井场 (以 YD103H 井 作为代表)	采气树	1	(30, 25, 1)	85	选择低噪 声设备、加 强设备维 护,基础减 振	15	70
		加热炉	1	(20, 25, 1.5)	80		15	65
		缓蚀剂加注撬	1	(25, 20, 1)	80		15	65
2	3#集气站	加热炉	1	(25, 25, 2)	80		15	65
3	YD4 计量阀组站	加热炉	1	(15, 30, 2)	80		15	65
4	YD2 集气站	加热炉	1	(60, 15, 2)	80	选择低噪 声设备、加 强设备维 护,基础减 振	15	65
5	YD6 转油站	增压泵	2	(40, 20, 2) (40, 22, 2)	90		15	75
		甲醇加注撬	1	(30, 15, 2)	80		15	65
6	YT1 增压站	加热炉	1	(50, 35, 2)	80	选择低噪 声设备、加 强设备维 护,基础减 振	15	65
		压缩机	3	(30, 25, 2) (35, 25, 2) (40, 25, 2)	95		15	80
		增压泵	3	(25, 32, 2) (27, 32, 2) (29, 32, 2)	90	厂房隔声、 基础减振、 加强设备 维护	15	75
		离心泵	3	(30, 32, 2) (32, 32, 2) (34, 32, 2)	90		15	75
7	YD1 集气站	加热炉	1	(30, 40, 2)	80	基础减振	15	65
8	英买处理厂扩 建低压脱水装 置	增压泵	2	(50, 45, 2) (50, 50, 2)	95	加强设备 维护、厂房 隔声、基础 减振	15	80
		破乳剂加注泵	2	(71, 45, 2) (71, 42, 2)	90		15	75
9	YD106 井场	提升泵	2	(39, 30, 2) (40, 30, 2)	90	选择低噪 声设备、加 强设备维 护,基础减 振	15	75
10	YD5 井场	加热炉	1	(20, 15, 2)	85		15	70
11	YM33 试采点	螺杆泵	2	(30, 40, 1.5) (30, 42, 1.5)	90		15	75

5.2.4.3 预测结果及评价

按照噪声预测模式，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，本工程新建采气单井、集气站等噪声源对四周场界的贡献声级值见表 5.2-21。

表 5.2-21 井场噪声预测结果一览表 单位：dB(A)

场地	厂界	贡献值	现状值		预测值		标准值		结论
			昼间	夜间	昼间	夜间			
新建采气井场(以YD103H井作为代表)	东场界	45.0	—	—	—	—	昼间	60	达标
	南场界	48.0							
	西场界	46.4					夜间	50	
	北场界	44.4							
新建 YD4 计量阀组站	东场界	45.9	—	—	—	—	昼间	60	达标
	南场界	39.2							
	西场界	44.1					夜间	50	
	北场界	38.6							
新建 3#集气站	东场界	45.5	—	—	—	—	昼间	60	达标
	南场界	39.5							
	西场界	44.3					夜间	50	
	北场界	38.8							
扩建 YD6 转油站	东场界	43.4	37.7	36.4	44.4	44.2	昼间	60	达标
	南场界	47.5	43.4	41.5	48.9	48.5			
	西场界	46.2	44.6	42.0	48.5	47.6	夜间	50	达标
	北场界	45.1	41.5	40.3	46.7	46.3			
扩建 YD2 集气站	东场界	37.0	45	42	45.6	43.2	昼间	60	达标
	南场界	41.5	38	37	43.1	42.8			
	西场界	29.4	41	38	41.3	38.6	夜间	50	达标
	北场界	33.0	38	37	39.2	38.5			
扩建 YT1 增压站	东场界	47.2	38	37	47.7	47.6	昼间	60	达标
	南场界	48.5	39	37	49.0	48.8			
	西场界	45.6	39	37	46.5	46.2	夜间	50	达标
	北场界	44.3	38	37	45.2	45.0			
扩建 YD1 集气站	东场界	36.0	45	42	45.5	43.0	昼间	60	达标
	南场界	31.2	38	37	38.8	38.0			

续表 5.2-21

井场噪声预测结果一览表

单位: dB(A)

场地	厂界	贡献值	现状值		预测值		标准值		结论
			昼间	夜间	昼间	夜间			
扩建 YD1 集气站	西场界	34.5	41	38	41.9	39.6	夜间	50	达标
	北场界	30.9	38	37	38.8	38.0			
扩建 YD106 井场	东场界	46.0	38	37	46.4	46.5	昼间	60	达标
	南场界	48.5	39	37	48.9	48.8			
	西场界	46.0	39	37	46.8	46.5	夜间	50	达标
	北场界	44.9	38	37	45.7	45.5			
扩建 YD5 井场	东场界	44.0	38	37	45.0	44.8	昼间	60	达标
	南场界	46.4	39	37	47.1	46.9			
	西场界	44.0	39	37	45.2	44.8	夜间	50	达标
	北场界	42.0	38	37	43.4	43.2			
扩建 YM33 试采点	东场界	48.4	40	38	49.0	48.8	昼间	60	达标
	南场界	45.9	36	36	46.3	46.3			
	西场界	44.9	42	39	46.7	45.9	夜间	50	达标
	北场界	44.0	47	45	48.8	47.5			
扩建英买处理站	东场界	42.8	40	37	44.6	43.8	昼间	60	达标
	南场界	48.5	46	42	50.4	49.4			
	西场界	44.9	39	36	45.9	45.4	夜间	50	达标
	北场界	39.2	41	39	43.2	42.1			

由表 5.2-21 可知项目实施后,新建站场各主要产噪声源对场界昼间和夜间噪声贡献值为 38.6~48.0dB(A), 满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类区标准要求。扩建站场噪声源对场界的噪声贡献值为 29.4~48.5dB(A), 与现状值叠加后, 噪声预测值昼间为 38.8~50.4dB(A), 夜间为 38.0~49.4dB(A), 满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类区标准要求。

综上, 本工程实施后不会对周边声环境产生明显影响。

5.2.5 固体废物影响分析

5.2.5.1 固体废物产生种类及数量

本工程产生的固体废物包括生活垃圾、化粪池沉渣、栅渣、污泥、含油废

物、清管废渣。根据《一般固体废物分类与代码》(GB / T39198-2020)、《国家危险废物名录(2021 年版)》(部令 第 15 号, 2020 年 11 月 5 日发布, 2021 年 1 月 1 日实施)和《危险废物鉴别标准 通则》(GB5085.7-2019), 本工程固体废物种类、产生量及拟采取的处置措施如下:

(1) 生活垃圾

本工程扩建 1 座 40 人标准综合宿舍, 生活垃圾产生量为 14.6t/a。产生的生活垃圾按宿舍管理要求放入垃圾桶, 定期清运至英买 7 固废场填埋处置。

(2) 化粪池沉渣、栅渣及污泥

本工程生活污水处理设施运营期处理过程会产生化粪池沉渣、栅渣及污泥, 其中化粪池沉渣产生量为 2.5t/a, 栅渣产生量为 2t/a, 污泥产生量为 4.4t/a, 定期清运至英买 7 固废场填埋处置。

(3) 危险废物

本工程站场涉油设施阀门和法兰等凝析油泄漏、管线破损时及井下修井作业时会产生含油废物; 集气干线清管作业产生清管废渣。根据《国家危险废物名录(2021 年版)》, 含油废物、清管废渣均属于危险废物, 收集后定期由有危废处置资质单位接收处置。在加强环境管理的前提下, 基本不会对环境产生不利影响。

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 5.2-22。

表 5.2-22 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
含油废物	HW08	071-001-08	1.4	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
清管废渣	HW08	251-002-08	0.096	定期清管	固态	油类物质、铁锈	油类物质	2 次/年	T, I	

5.5.5.2 危险废物环境影响分析

(1) 危险废物运输

本工程建成运行后, 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，危险废物类别如图 5.2-7 所示；

危险分类	符号	危险分类	符号
Explosive 爆炸性 黑色字 橙色底		Toxic 有毒	
Flammable 易燃 黑色字 红色底		Harmful 有害	
Oxidizing 助燃 黑色字 黄色底		Corrosive 腐蚀性	
Irritant 刺激性		Asbestos 石棉	

图 5.2-7 危险废物类别标识示意图

c. 材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀。危险废物相关信息标签如图 5.2-8 所示。

危 险 废 物	
主要成分:	危险类别 
化学名称:	
危险情况:	
安全措施:	
废物产生单位: _____ 地址: _____ 电话: _____ 联系人: _____ 批次: _____ 数量: _____ 产生日期: _____	

图 5.2-8 危险废物相关信息标签

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；

本工程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由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

本工程产生的危险废物运输过程由库车畅源生态环保科技有限责任公司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，且库车畅源生态环保科技有限责任公司(在 YM35-2C2 井现有废弃的井场内)距项目约 33km，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

本工程含油废物全部委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处置，库车畅源生态环保科技有限责任公司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，目前库车畅源生态环保科技有限责任公司

公司已建设完成并投入运行，设计处置含油污泥 10 万 t/a，目前尚有较大处理余量。因此，本工程危险废物全部委托库车畅源生态环保科技有限责任公司接收处置可行。

5.2.6 生态环境影响分析

项目营运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植被影响。

(1) 对野生动物的影响分析

运营期项目不新增用地，占地对野生动物的影响不再增加。车辆运输和机械噪声相对施工期有所减小，对野生动物的影响也相对减小。人为活动相对施工也有所减少，并加强管理禁止油气田职工对野生动物的猎杀。

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

(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生物多样性和生态学进程，其结构和功能没有受到人类活动胁迫的损害，本地物种处在能够持续繁衍的种群水平。它主要反映生态系统在外来干扰下维持自然状态、稳定性和自组织能力的程度。评价生态系统完整性对于保护敏感自然生态系统免受人类干扰的影响有着重要的意义。

本工程开发区的基质主要是荒漠生态景观，荒漠生态景观稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性差。在油气田开发如井场、管线和道路等建设中，新设施的增加及永久性构筑物的作用，不但不会使区域内异质化程度降低，反而在一定程度上会增加区域的异质性。区域的异质性越大，抵抗外界干扰的能力就越大。因而气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，只有很好地控制破坏影响范围，并做好生态恢复和后期管理，才能控制生态进一步恶化。

(3) 植被影响分析

营运期由于占地活动的结束，工程基本不会对植被产生影响，临时占地的植被开始自然恢复，一般在 3~5 年内开始发生向原生植被群落演替，并逐渐得到恢复。YM33 试采点扩建集气管道临时占用农田，主要种植棉花，为保证管道的安全运行，原则上在管道两侧 5m 范围内不得种植深根系植物，但在管沟回填后，上面仍可以种植农作物。随着时间的推移，经过不断地耕作培肥，管沟上方覆土的生产能力会逐渐恢复至施工前的水平。但事故状态如井喷、管线泄漏或火灾均会致使泄漏或火灾处局部范围内植被死亡。但事故造成的植被破坏是小范围的，在荒漠地带植被损失量很小。

总体而言，地面基础设施建设完成后，井场及各类集输管道及场站处于正常运营状况，不再进一步对环境产生明显的干扰和影响；因而项目气田开发建设不会改变区域内生态系统的稳定性及完整性。

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，拟建工程属于“采矿业”中的“天然气开采”，项目类别为 II 类。

5.2.7.1.2 影响类型及途径

本工程营运期外排废气中主要颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、非甲烷总烃、硫化氢和氨，不涉及废水外排。本工程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垂直入渗影响，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 5.2-23。

表 5.2-23 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 5.2-23 可知,本工程不会因人为因素引起地下水位变化造成的土壤盐化、碱化等土壤生态影响后果的影响途径,本工程影响途径主要为运营期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,因此本工程土壤环境影响类型为“污染影响型”。

(3) 影响源及影响因子

本工程输送介质为采出液(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。本工程土壤环境影响源及影响因子识别结果参见表 5.2-24。

表 5.2-24 土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	污染途径	特征因子	备注
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站场边界及管线两侧外扩 200m 范围。

5.2.7.2.2 敏感目标

本工程除 YM33 试采点扩建工程中集气支线两侧 200m 范围内存在农田土壤敏感目标,其他站场占地外扩 200m 范围和管线两侧 200m 范围内无土壤敏感目标。

5.2.7.2.3 土地利用类型调查

(1) 土地利用现状

根据《土地利用现状分类》(GB/T 21010-2017)及现场调查结果,本工程, YM33 试采点改建工程周边现状为耕地,其他建设内容的主要土地利用类型为裸地,井场永久占地及管线周边主要为荒漠,分布有少量的荒漠植被。

(2) 土地利用历史

根据调查,本工程站场建设之前现状为荒漠,局部区域已受到油气田开发的扰动和影响。

(3) 土地利用规划

本工程占地范围暂无土地利用规划。

5.2.7.2.4 土壤类型调查

根据《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主要为内陆盐土、龟裂土及风沙土。

区域土壤类型分布图

图 5.2-9

5.2.7.2 土壤环境影响预测与评价

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

综合考虑本工程物料特性及土壤特征，本次评价为事故状况下，采气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。

a. 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：

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

b. 预测参数选取

根据现场土壤采样及水文地质调查结果，本工程选取 YD3TH 井场进行预测，预测模型参数取值见表 5.2-25。

表 5.2-25 垂直入渗预测模型参数一览表

土壤质地	厚度 (m)	渗透系数 (m/d)	孔隙度	土壤含水量 (%)	弥散系数 (m ² /d)	土壤容重 (kg/m ³)
杂填土(以人工回填为主)	1.6	0.5	0.32	0.36	1	1.45×10 ³

根据工程分析，结合项目特点，本评价选取采气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 5.2-26 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	799900	瞬时

c. 土壤污染预测结果

(1) 石油烃预测结果

采气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 799900mg/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。

在不同水平年石油烃沿土壤迁移模拟结果如图 5.2-10 所示。

图 5.2-10 石油烃在不同水平年沿土壤垂向迁移情况

由图 5.2-10 土壤模拟结果可知，石油烃在土壤中随时间不断向下迁移，同一点位的数值随时间在增加，浓度随深度增加在降低，入渗 1a 后，污染深度为 5cm；入渗 5a 后，污染深度为 12cm；入渗 10a 后，污染深度为 18cm；入渗 20a 后，污染深度为 26cm；入渗 30a 后，污染深度为 33cm。

5.2.7.3 结论与建议

本工程站内土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值；站场外土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表 1 农用地土壤污染风险筛选值，石油烃低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值。同时根据土壤垂直入渗预测结果可知石油烃在土壤中随时间不断向下迁移，石油烃主要积聚在土壤表层 40cm 以内，其污染也主要限于地表，土壤底部石油烃浓度未检出。因此，本工程需采取土壤污染防治措施按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，并定期开展土壤跟踪监测，在严格按照土壤污染防治措施后，本工程对区域土壤环境影响可接受。

5.2.7.4 土壤污染防治措施

(1) 源头控制

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

(2) 过程防控措施

参照执行《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，将井口装置区划分为一般污染防治区，一般污染防治区防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能，其余区域划分为简单防渗区。防渗措施的设计，使用年限不应低于本工程主体工程的设计使用年限。

(3) 跟踪监测

根据项目特点及相关要求，制定监测计划，详情见表 5.2-27。

表 5.2-27 土壤跟踪监测点位布设情况一览表

序号	跟踪监测点位名称	采样层位	监测因子	执行标准	监测频率
1	YD103H 井场 采气树管线接口处	柱状样	石油烃	执行《土壤环境质量 建设用地污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表 2 第二类用地筛选值	每 5 年监测一次

(4) 土壤环境影响评价结论

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

本工程土壤环境影响评价自查表见表 5.2-28。

表 5.2-28 土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况	备注
影响识别	影响类型	污染影响型 ☒ ；生态影响型 ☐ ；两种兼有 ☐	
	土地利用类型	建设用地 ☒ ；农用地 ☐ ；未利用地 ☒	
	占地规模	351100m ²	

续表 5.2-28

土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况				备注
影响识别	敏感目标信息	敏感目标 ☐ 、方位 ☐ 、距离 ☐				无敏感目标
	影响途径	大气沉降 ☐ ；地面漫流 ☐ ；垂直入渗 ☒ ；地下水位 ☐ ；其他 ☐				
	全部污染物	石油烃				
	特征因子	石油烃				
	所属土壤环境影响评价项目类别	I 类 ☐ ；II 类 ☒ ；III 类 ☐ ；IV 类 ☐				
	敏感程度	敏感 ☐ ；较敏感 ☒ ；不敏感 ☐				
评价工作等级		一级 ☐ ；二级 ☒ ；三级 ☐				
现状调查内容	资料收集	a) ☒ ；b) ☒ ；c) ☒ ；d) ☒				
	理化特性	—				同附录 C
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	
		表层样点数	1	2	0.2m	
		柱状样点数	3	0	0.5m、1.5m、3m	
现状调查内容	现状监测因子	占地范围内：砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷,1,2-二氯乙烷,1,1-二氯乙烯,顺-1,2-二氯乙烯,反-1,2-二氯乙烯,二氯甲烷,1,2-二氯丙烷,1,1,1,2-四氯乙烷,1,1,2,2-四氯乙烷,四氯乙烯,1,1,1-三氯乙烷,1,1,2-三氯乙烷,三氯乙烯,1,2,3-三氯丙烷,氯乙烯,苯,氯苯,1,2-二氯苯,1,4-二氯苯,乙苯,苯乙烯,甲苯,间二甲苯+对二甲苯,邻二甲苯,硝基苯,苯胺,2-氯酚,苯并[a]蒎,苯并[a]芘,苯并[b]荧蒎,苯并[k]荧蒎,蒎,二苯并[a,h]蒎,茚并[1,2,3-cd]芘、萘、pH、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀) 占地范围外：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)				
现状评价	评价因子	占地范围内：砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷,1,2-二氯乙烷,1,1-二氯乙烯,顺-1,2-二氯乙烯,反-1,2-二氯乙烯,二氯甲烷,1,2-二氯丙烷,1,1,1,2-四氯乙烷,1,1,2,2-四氯乙烷,四氯乙烯,1,1,1-三氯乙烷,1,1,2-三氯乙烷,三氯乙烯,1,2,3-三氯丙烷,氯乙烯,苯,氯苯,1,2-二氯苯,1,4-二氯苯,乙苯,苯乙烯,甲苯,间二甲苯+对二甲苯,邻二甲苯,硝基苯,苯胺,2-氯酚,苯并[a]蒎,苯并[a]芘,苯并[b]荧蒎,苯并[k]荧蒎,蒎,二苯并[a,h]蒎,茚并[1,2,3-cd]芘、萘、pH、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀) 占地范围外：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)				

续表 5.2-28

土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况			备注
现状评价	评价标准	GB15618☑；GB36600☑；表 D.1□；表 D.2□；其他()			
	现状评价结论	各评价因子均满足相应标准要求			
影响预测	预测因子	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)			
	预测方法	附录 E☑；附录 F□；其他()			
	预测分析内容	影响范围：井场占地 影响程度：贡献值、预测值			
	预测结论	达标结论：a)□；b)□；c)☑ 不达标结论：a)□；b)□			
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障☑；源头控制☑；过程防控☑；其他()			
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次	
		1	石油烃	5 年/次	
	信息公开指标	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)			
评价结论		通过采取源头控制、过程防控措施，从土壤环境影响的角度，本工程建设可行			

5.2.8 环境风险评价

环境风险评价是分析和预测建设项目对环境存在的潜在危险、有害因素，针对建设项目建设和运行期间可能发生的突发性事件或事故，引起有毒有害和易燃易爆等物质泄漏所造成的对环境影响和损害程度，提出合理可行的防范、应急与减缓措施，以使建设项目事故风险可防控。

5.2.8.1 评价依据

5.2.8.1.1 风险调查

本工程主要建设内容为：①钻井工程：在英买力气田玉东 1 区块内部署 8 口水平井(新钻 4 口水平井，老井利用 4 口)，修井 1 口用于排水。②站场工程：新建采气井场 7 座，新建集气站 1 座，新建阀组站 1 座，扩建 2 座现有井场(YD106 井、YD5 井)，扩建集气站 4 座，扩建增压站 1 座，英买处理厂内扩建低压脱水装置 1 台，扩建集气站 4 座，扩建增压站 1 座，英买处理厂内扩建低压脱水装置 1 台，扩建试采点 3 座。③集输管线：新建集气干线 42.7km，采气管线 42.2km，燃气管线 32.3km，燃气干线 13.7km，集气支线 5km，排水管线 0.9km，更换供水管线 17km。④配套工程：扩建 YT5 宿舍 1 座，新建油气田沥青道路 24.57m、砂石道

路 21.8km、油地共建路 4.4km，新建 35kV 输电线路 25km，并配套建设土建、防腐、通信、自控、采暖等工程。

本工程排水管线涉及物质为气田水，供水管线涉及物质为清净饮用水，不作为风险物质考虑，不在风险评价范围内。本工程涉及的风险物质主要为甲醇、天然气及凝析油，甲醇储存在 YD6 转油站甲醇储罐内，天然气、凝析油存在于管线中。

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，按照表 5.2-29 确定环境风险潜势。本工程危险物质存在量及 Q 值具体见表 5.2-30。

表 5.2-29 建设项目环境风险潜势划分一览表

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

表 5.2-30 建设项目 Q 值确定表

风险源	序号	危险物质名称	CAS号	最大存在总量q _t /t	临界量Q _c /t	该种危险物质Q值
集输 管线	1	凝析油	—	6.87	2500	0.0027
	2	天然气	74-82-8	80.3	10	7.48
甲醇 储罐	3	甲醇	67-56-1	0.8	10	0.08
集输管线Q值Σ						8.1127

本工程涉及的风险物质主要为凝析油、天然气、甲醇，存在于集气干线内，集气干线长度为 13.7km，管径为 DN250，设计压力为 18MPa。根据玉东 1 区块油气物性，原油平均密度为 0.7999g/cm³，油气比为 12000m³/t，天然气相对密度为 0.62。经计算，集气干线中凝析油最大存在量为 6.87t，集气干线中天然气最大存在量为 80.3t；甲醇储罐体积为 1m³，甲醇密度取 800kg/m³。经计算，

本项目 Q 值为 8.1127, $1 \leq Q < 10$ 。

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 5.2-31。

表 5.2-31 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 II，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，确定本工程环境风险评价工作级别为三级。

5.2.8.2 环境敏感目标概况

本工程站场边界外延 3km 范围及管线中心线两侧外延 200m 范围内无敏感目标存在。

5.2.8.3 环境风险识别

5.2.8.3.1 物质危险性识别

本工程涉及的风险物质主要为凝析油、天然气及甲醇。其物化性质、易燃性、爆炸性和毒性情况见表 5.2-32。

表 5.2-32 物质危险性一览表

序号	危险物质名称	危险特性	分布
1	天然气	易燃气体	集输管线
4	凝析油	可燃液体	
5	甲醇	可燃液体	甲醇储罐

5.2.8.3.2 危险物质分布情况

本工程危险位置主要分布于集输管线及甲醇罐区中。

5.2.8.3.3 可能影响环境的途径

根据工程分析，本工程开发建设过程中采气、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 5.2-33。

表 5.2-33 气田生产事故风险类型、来源及危害识别一览表

功能单元	事故类型	事故原因	事故后果	环境影响途径
管线	集输管线泄漏	管道腐蚀, 施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致管线破裂, 导致火灾、爆炸、油品泄漏事故	油品及天然气泄漏后, 遇火源会发生火灾、爆炸事故, 燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件, 油类物质渗流至地下水	大气、土壤、地下水
甲醇储罐	甲醇罐泄漏	储罐腐蚀, 施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致储罐破裂, 导致泄露、火灾、爆炸、事故	甲醇泄漏后, 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	大气

5.8.4 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, 加压集输油气泄漏时, 油气从裂口流出后遇明火燃烧, 发生火灾爆炸事故, 燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件。一旦管道发生泄漏事故, 站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。通常情况下, 本工程使用的甲醇在常温下加压、液化储存, 一旦泄漏到空气中会在常压下迅速膨胀, 释放显热, 大量气化, 并扩散到周围空间, 由于溢出的甲醇属于有毒气体, 会影响到区域环境空气质量, 可能造成周围区域人员中毒事故。

由于站场及管道位于荒漠地带, 对大气环境影响较小, 但如果出现不完全燃烧, 则会产生一定量的二氧化碳, 污染大气环境。

5.2.8.4.2 地表水环境风险分析

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

5.2.8.4.3 地下水环境风险分析

本工程建成投产后, 正常状态下无废水直接外排; 本工程可能泄露的危险液态物料主要为甲醇和凝析油, 甲醇储罐发生事故泄露后, 液态物料会泄露至储罐区, 由于甲醇为极易挥发的物质, 在及时发现并清理收集泄露的甲醇

溶液后对区域地下水造成污染的环境风险可接受；非正常状态下，采出液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采出液泄漏的情况下，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石油类对地下水水质的影响。因此在事故下造成采出液泄漏对区域地下水造成污染的环境风险可接受。

5.2.8.5 环境风险防范措施及应急要求

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

5.2.8.5.1 钻井作业中的井喷防范措施

施工单位应严格执行石油天然气钻井 HSE 管理体系及井控技术标准和规范中的相关规定，并针对工程情况制定具体的可操作的实施方案，主要包括：

(1) 开钻前向全队职工、钻井现场的所有工作人员进行地质、工程、钻井液和井控装备等方面的技术交底，并提出具体要求；

(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) 钻进中必须在近钻头位置安装钻具回压阀，同时钻台上配备一只与钻具尺寸相符的回压阀，且备有相应的抢接工具，在大门坡道上准备一根放喷单根（钻杆下部有与钻铤扣相符的配合接头）；

(4) 按班组进行放喷演习，并达到规定要求；

(5) 严格落实坐岗制度，无论钻进还是起下钻，或其它辅助作业，钻井班落实专人坐岗观察钻井液池液面变化和钻井液出口情况，录井人员除了在仪表上观察外，还对钻井液池液面变化和钻井液出口进行定时观察，定时测量进出口钻井液性能，两个岗都必须作好真实准确记录，值班干部必须对上述两个岗位工作情况进行定时和不定时检查，并当班签认；

(6) 认真搞好随钻地层压力的监测工作中，发现地层压力异常、溢流、井涌

等情况，应及时关井并调整钻井液密度，同时上报有关部门；

(7) 严格控制起下钻速度，起钻必须按规定灌满钻井液；

(8) 钻进中遇到钻速突然加快、放空、井漏、气测及油气水显示异常等情况，应立即停钻观察，如发生溢流要按规定及时发出报警信号，并按正确的关井程序及时关井，关井试压后迅速实施压井作业；

(9) 发生溢流后，根据关井压力，尽快在井口、地层和套管安全条件下压井，待井内平稳后才恢复钻进；

(10) 关井压力不得超过井口装置的工作压力、套管抗内压强度的 80% 和地层破裂压力三者中的最小值。

5.2.8.5.2 管道事故风险预防措施

(1) 施工阶段的事故防范措施

① 管道敷设前，应加强对管材质量的检查，严禁使用不合格产品。在施工过程中加强监理，确保施工质量。

② 建立施工质量保证体系，提高施工检验人员水平，加强检验手段。

(2) 运行阶段的事故防范措施

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

② 定期对管线及储罐进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段及时更换，消除爆管和泄漏的隐患。

③ 利用管线和储罐的压力、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。

④ 在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。定期检查管线，并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

5.8.5.3 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。

(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，气田停产，并拉响警报。启动突发环境事件应急预案，同时迅速安排抢险人员到达事故现场。

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

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

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

(3)管道刺漏事故应急措施

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

a. 切断污染源：经与生产调度中心取得联系后，关闭管线泄漏点最近两侧阀门；

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

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

d. 后期处理：恢复管线泄漏区域地表地貌，对泄漏部分有针对性的加强检

测及现场巡检。对泄漏的油品回收，若油品泄漏在不能及时地完全回收的情况下，可能在地表结成油饼，将油饼集中收集，由有危废处置资质的公司接收处置处置。

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。本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入塔里木油田分公司英买作业区现有突发环境事件应急预案(备案编号：652925-2020-005)中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

5.2.8.7 环境风险分析结论

(1)项目危险因素

营运期危险因素为集输管线老化破损导致采出液泄漏遇到明火可能发生火灾、爆炸事故，产生的一氧化碳等物质引发中毒、污染等伴生/次生污染事故；甲醇储罐泄漏甲醇逸散至环境空气中引发中毒事故，同时遇到明火可能发生火灾、爆炸事故。

(2)环境敏感性及事故环境影响

本工程评价范围内无敏感目标存在。本工程实施后的环境风险主要有采出液和甲醇泄漏，遇火源可能发生火灾爆炸事故，不完全燃烧会产生一定量的二氧化碳有害气体进入大气，油类物质可能污染土壤并渗流至地下水，对区域地下水和土壤环境造成污染影响。

(3)环境风险防范措施和应急预案

本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入塔里木油田分公司英买作业区现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

(4)环境风险评价结论与建议

综上，本工程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管理 & 认真落实环境风险预防措施和应急预案,可将环境风险概率降到最低。

本工程环境风险防范措施“三同时”验收一览表见表 5.2-34,环境风险自查表见表 5.2-35。

表 5.2-34 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	5	及时发现风险,减少事故发生
2	地上管道涂刷相应识别色		20	便于识别风险,减少事故发生
3	消防器材		20	防止天然气输气管道泄漏火灾爆炸事故蔓延
4	警戒标语和标牌		10	设置警戒标语和标牌,起到提醒警示作用
合 计		—	55	—

表 5.2-35 环境风险自查表

工作内容		完成情况						
风险调查	危险物质	名称	凝析油	天然气	甲醇			
		存在总量/t	6.87	80.3	0.8			
	环境敏感性	大气	500m 范围内人口数 0 人			5km 范围内人口数 0 人		
			每公里管段周边 200m 范围内人口数(最大)			0 人		
		地表水	地表水功能敏感性		F1 ☐	F2 ☐	F3 ☒	
			环境敏感目标分级		S1 ☐	S2 ☐	S3 ☒	
		地下水	地下水功能敏感性		G1 ☐	G2 ☐	G3 ☒	
			包气带防污性能		D1 ☒	D2 ☐	D3 ☐	
工作内容		完成情况						
物质及工艺系统危险性	Q 值	Q<1 ☒		1≤Q<10 ☒		10≤Q<100 ☐	100≤Q ☐	
	M 值	M1 ☐		M2 ☐		M3 ☒	M4 ☐	
	P 值	P1 ☐		P2 ☐		P3 ☐	P4 ☒	
环境敏感程度	大气	E1 ☐		E2 ☐		E3 ☒		
	地表水	E1 ☐		E2 ☐		E3 ☒		
	地下水	E1 ☐		E2 ☒		E3 ☐		
环境风险潜势		IV ☐	IV ☐		III ☐		II ☒	I ☐

续表 5.2-35

环境风险自查表

工作内容		完成情况				
评价等级		一级 ☐	二级 ☐	三级 ☒	简单分析 ☐	
风险识别	物质危险性	有毒有害 ☒		易燃易爆 ☒		
	环境风险类型	泄漏 ☒		火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放 ☒		
	影响途径	大气 ☒	地表水 ☐		地下水 ☒	
事故情形分析		源强设定方法	计算法 ☐	经验估算法 ☐	其它估算法 ☐	
风险预测与评价	大气	预测模型	SLAB ☐	AFTOX ☐	其他 ☐	
		预测结果	大气毒性终点浓度-1 最大影响范围__m			
			大气毒性终点浓度-2 最大影响范围__m			
	地表水	最近环境敏感目标__，到达时间__h				
	地下水	下游厂区边界到达时间__d				
		最近环境敏感目标__，到达时间__d				
重点风险防范措施		具体见“5.2.8.5 环境风险防范措施及应急要求”				
评价结论与建议		本工程运行过程中存在着泄漏、火灾、爆炸风险，必须严格按照有关规范标准的要求对井场进行监控和管理。在认真落实安全措施和评价提出的风险防范措施以及风险应急预案后，本工程的环境风险可防控				

注：“☐”为勾选项，“__”为填写项。

5.3 闭井期环境影响分析

5.3.1 闭井期污染物情况

随着油田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入闭井期。当油田开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的油田开发工作人员将陆续撤离油田区域，由此带来的大气污染物、生产废水、生活污水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

闭井期的环境影响以生态环境的恢复为主，同时封井和井场清理也会产生少量扬尘和建筑垃圾，会对周围的环境造成一定影响。油井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等。

在这期间，将会产生少量扬尘和固体废物。在闭井施工操作中应注意采取

降尘措施，文明施工，防止水泥等的洒落与飘散，同时在清理井场时防止飞灰、扬尘的产生，尽可能降低对周边大气环境的影响。

另外，井场清理等工作还会产生部分废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃残渣等进行集中清理收集，废弃建筑残渣外运至指定固废场填埋处理。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

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

5.3.2 闭井期生态保护措施

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

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

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

6 环保措施可行性论证

6.1 环境空气保护措施可行性论证

6.1.1 施工期环境保护措施

6.1.1.1 施工扬尘

(1)井场场地平整时，禁止利用挖掘机进行抛洒土石方作业，定期洒水，作业面要保持一定湿度；

(2)为了控制扬尘，限制井场场地内的车速小于 20km/h；

(3)用标识带或者围栏，标识出井场钻前工程的井场布置，并禁止在井场外作业；

(4)在管线和道路作业带内施工作业；

(5)在井场，钻井泥浆料等均储存在罐内，没有散料的露天堆场。

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

6.1.1.2 柴油发电机废气

柴油机功率与钻机尽量匹配，对柴油机、发电机做好保养措施，施工单位定期对柴油发电机进行污染物排放检测，确保其污染物排放达到《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB 20891-2014）及修改单（生态环境部公告 2020 年第 74 号）和《标准非道路柴油移动机械排气烟度限值及测量方法》（GB 36886-2018）。

6.1.1.3 测试放喷废气

(1)在集输管网投产前的项目初期，井场要进行测试放喷。为了点火安全和控制热辐射范围，需修建地面放喷池，通过水平火炬进行测试放喷；在集输管网投产后，测试放喷的天然气将通过管网收集，集输至井场后通过水平火炬点燃放空。

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

(3) 在测试放喷的单个井场选址过程中，要考虑测试放喷对周围环境影响，确保井场测试放喷时周围 500m 范围内无人；由于测试放喷时间较短，测试放喷燃烧天然气排放对周围环境影响很小，以上措施是可行的。

6.1.2 运营期环境空气保护措施

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

(1) 真空加热炉用气均用净化后天然气作为燃料，从而减少有害物质的排放。

(2) 本工程运营期无组织废气主要产污环节场站内阀门、泵类泄露形成的挥发性有机废气。本工程将气井采出的井产物进行汇集、处理、输送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，站场以及沿线设可燃气体浓度检测系统、设 ESD 系统，严格控制天然气泄漏对大气环境影响；

(3) 超压火炬燃烧废气：天然气若发生超压放空时，为防止事故和减少非甲烷总烃的排放量，对放空的天然气采用点火燃烧(自动点火系统)，不允许就地排入大气；

(4) 生活污水处理设施采用盖板封闭，减少臭味气体的逸散。

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

(6) 提高对风险事故的防范意识，在不良地质地段做好工程防护措施。

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

6.2 废水治理措施可行性论证

6.2.1 施工期水环境污染防治措施

6.2.1.1 钻井工程

项目钻井过程废水污染源有：钻井废水、压裂废水和施工队生活污水。

(1) 钻井废水

根据目前气田钻井实际情况，钻井废水临时罐体收集，按泥浆体系不同分

阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排；井阶段结束后，清运至下一口综合利用。

(2) 压裂废水处理措施可行性分析

本工程新钻 4 口新井，排放的压裂废水共计约为 320m^3 。射孔结束后，返排液采取不落地直接排入回收罐中，加碱中和后拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站妥善处置。

① 哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站基本情况

哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站位于沙雅县东北部(简称“环保站”)，分南北两个站址，其中北站址为污水处理环保站，设施的中心坐标为北纬 $41^{\circ}16'4.16''$ ，东经 $83^{\circ}5'22.07''$ ；南站址为固废处理环保站，设施的中心坐标为北纬 $41^{\circ}10'50.31''$ ，东经 $83^{\circ}5'22.07''$ 。哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站钻井聚磺泥浆体系固废处理规模 $120\text{m}^3/\text{d}$ ，钻试修废水处理规模 $300\text{m}^3/\text{d}$ ，本工程仅依托该处理站钻试修废水处理系统。哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站于 2016 年 11 月 7 日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复(新环函[2016]1626 号)，并于 2020 年 5 月 4 日塔里木油田分公司开展自主验收。

② 工艺流程

采取“涡凹气浮+溶气气浮+多介质过滤+袋式过滤”工艺对废水进行净化处理，即主要通过物理分离作用，将废水中的油类物质、悬浮物、SRB 菌等去除，从而达到水质净化的目的，处置后的废水可满足中国石油天然气股份有限公司企业标准《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)中的碳酸盐岩回注水质指标要求，用于哈拉哈塘油田油层回注用水。

③ 依托可行性

哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站钻试修废水处理规模为 $300\text{m}^3/\text{d}$ ，现状处理量为 $210\text{m}^3/\text{d}$ ，富余处理能力为 $90\text{m}^3/\text{d}$ ，本工程钻井期间压裂废水产生量为 $2.6\text{m}^3/\text{d}$ 。因此哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理装置处理能力可满足本工程需求。

③ 施工队生活污水

钻井期产生的生活污水水量小、水质简单，排入生活污水池(采用撬装组合型钢板池)暂存，钻井工程结束后定期拉运至YT5宿舍生活污水处理装置处理。YT5宿舍生活污水处理装置设计处理规模 $120\text{m}^3/\text{d}$ ，本工程钻井期生活污水产生量为 $19.2\text{m}^3/\text{d}$ ，YT5宿舍扩建后预计实际处理量为 $6.4\text{m}^3/\text{d}$ ，故YT5宿舍生活污水处理装置可以满足本工程钻井期生活污水处理需求。该设施采用“化粪池+格栅+接触氧化池+二沉池+消毒”工艺对生活污水进行处理，处理后水质达到《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019)C级标准，夏季用于绿化，冬季排至污水暂存池。

(2) 地面工程施工

① 管道试压废水

本工程管道分段试压，一般采用无腐蚀性的清洁水，试压水由罐车收集后，进入下一段管线循环使用，试压结束后定期拉运至YT5宿舍生活污水处理装置处理。

② 施工队生活污水

地面工程和管线工程产生的生活污水主要为盥洗废水，水质简单产生量少，其污染物主要为SS、COD，排入生活污水池(采用撬装组合型钢板池)暂存，定期拉运至YT5宿舍生活污水处理装置处理。

6.2.2 运营期水污染防治措施

6.2.2.1 采出水处理措施可行性分析

本工程采出水随油气混合物输送至英买处理厂处理，英买处理厂采出水处理设施设计处理规模 $1400\text{m}^3/\text{d}$ ，实际处理量 $936.07\text{m}^3/\text{d}$ ，本工程采出水为 $316.62\text{m}^3/\text{d}$ ，英买处理厂采出水处理站满足本工程采出水处理需求。该设施采用“压力除油+过滤”处理工艺，采出水首先进入接收水罐，经升压泵提升后进入压力除油器，出水直接进入双层滤料过滤器，滤后水进入滤后水罐，使处理后污水达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准，由回注水泵吸水进行回注地层。

6.2.2.2 井下作业废水处理措施可行性分析

井下作业废水中主要含有酸、盐类和有机物，采用专用废水回收罐收集后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站，处理后的井下作业废水均不外排。

①哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站基本情况

哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站位于沙雅县东北部(简称“环保站”)，分南北两个站址，其中北站址为污水处理环保站，设施的中心坐标为北纬 $41^{\circ}16'4.16''$ ，东经 $83^{\circ}5'22.07''$ ；南站址为固废处理环保站，设施的中心坐标为北纬 $41^{\circ}10'50.31''$ ，东经 $83^{\circ}5'22.07''$ 。哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站钻井聚磺泥浆体系固废处理规模 $120\text{m}^3/\text{d}$ ，钻试修废水处理规模 $300\text{m}^3/\text{d}$ ，本工程仅依托该处理站钻试修废水处理系统。哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站于 2016 年 11 月 7 日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复(新环函[2016]1626 号)，并于 2020 年 5 月 4 日塔里木油田分公司开展自主验收。

②工艺流程

采取“涡凹气浮+溶气气浮+多介质过滤+袋式过滤”工艺对废水进行净化处理，即主要通过物理分离作用，将废水中的油类物质、悬浮物、SRB 菌等去除，从而达到水质净化的目的，处置后的废水可满足中国石油天然气股份有限公司企业标准《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)中的碳酸盐岩回注水质指标要求，用于哈拉哈塘油田油层回注用水。

③依托可行性

哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站钻试修废水处理规模为 $300\text{m}^3/\text{d}$ ，现状处理量为 $210\text{m}^3/\text{d}$ ，富余处理能力为 $90\text{m}^3/\text{d}$ ，本工程井下作业废水每年产生量合计 45m^3 。因此哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理装置处理能力可满足本工程需求。

6.2.2.3 生活污水处理措施可行性分析

YT5 宿舍产生的生活污水经隔油池和化粪池处理后排入生活污水处理设施，该设施采用“化粪池+格栅+接触氧化池+二沉池+消毒”工艺对生活污水进行处理，处理后水质达到《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019)C 级标准，夏季用于绿化，冬季排至污水暂存池。

6.3 噪声防治措施可行性论证

6.3.1 钻井工程

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

(1) 泥浆泵、柴油机做好基础减振；

(2) 定期维护泥浆泵、钻机、柴油发电机、射孔机等高噪声设备；

(3) 需要测试放喷的井场，采用修建地面放喷池，周边用砂土作堆，堆高超过 2m，尽量缩短放喷时间。

6.3.2 施工期管线工程

(1) 管道的施工设备和机械要限制在施工作业带范围内，管线的作业带宽度为 8m。

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

6.3.3 运营期

(1) 提高工艺过程的自动化水平，尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。

(2) 在运营期时给机泵等设备加减振垫，对各种机械设备定期保养。

(3) 本工程运营期 YT1 增压站增压泵及离心泵、英买处理厂低压脱水装置增压泵及破乳剂加注泵设置于泵房内，采取厂房隔声措施控制机械噪声。

厂房隔声是噪声控制中最常用、最有效的措施之一，其基本原理为：声波在通过空气的传播途径中，碰到匀质屏蔽物时，由于两分界面特性阻抗的改变，使部分声能被屏蔽物反射回去，一部分被屏蔽物吸收，只有一小部分声能可以透过屏蔽物传到另一端。显然，透射声能仅是入射声能的一部分，因此，通过设置适当的屏蔽物便可以使大部分声能反射回去，从而降低噪声的传播，可有效降低噪声源对外环境的影响。

类比 YM34-12H 井正在生产的井场，运营期井场场界噪声昼间为 40.9~44.7B(A)，夜间为 37.3~42.4dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类标准。类比 YD6 转油站，运营期站场四周厂界昼间为 35.8~

44.6dB(A)，夜间为35.4~42.6dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类区标准限值。因此，所采取的工程措施基本可行。

6.4 固体废物处理措施可行性论证

6.4.1 施工期

6.4.1.1 钻井废弃物处理措施

本工程新钻4口井，在其钻井阶段结束后采取“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”工艺分离泥浆和岩屑，泥浆一般在储罐和循环池内，储罐为金属材质，循环池设有防渗膜，钻井分阶段结束后，膨润土+聚合物岩屑排入岩屑池，利用气候干燥的环境自然蒸发干化后填埋，膨润土泥浆岩屑用于修建井场道路、垫高井场等综合利用或填埋。磺化泥浆其成分中有价值的添加剂较多，在钻井结束后进入泥浆罐中拉运至下一钻井工程使用，不外排；磺化泥浆岩屑在井场内分离系统分离出来后集中收集，拉运至英买力油田钻试修环保站处理。通过上述措施，钻井期间的固体废物得到妥善处置，同时加强其收集、运输管理工作，不会对环境产生明显污染影响。

6.4.1.2 废润滑油处置措施

钻井施工过程中检修时应在地面铺设防渗材料，废润滑油直接由设备接入铁质油桶中，不落地，暂存于撬装式危废暂存间中。废润滑油必须由具有资质的机构或环保部门指定单位接收，钻井队与之签订危废转移协议，并依照有关规定填写和保存废物转移联单。严禁有关人员私自转让、买卖。

6.4.1.3 烧碱废包装袋处置措施

钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量烧碱废包装袋属于危险废物(废物代码：900-041-49)，及时回收烧碱废包装袋，暂存于撬装式危废暂存间中。烧碱废包装袋必须由具有资质的机构或环保部门指定单位接收，钻井队与之签订危废转移协议，并依照有关规定填写和保存废物转移联单。

6.4.1.4 生活垃圾处置措施

钻井期井场生活垃圾定期清运至英买7固废场填埋。

6.4.2 运营期

6.4.2.1 一般工业固废处置措施

(1) 生活垃圾

本工程扩建 1 座 40 人标准综合宿舍，生活垃圾产生量为 14.6t/a。产生的生活垃圾经收集后，定期清运至英买 7 固废场填埋处置。

(2) 化粪池沉渣、栅渣及污泥

本工程生活污水处理设施运营期处理过程会产生化粪池沉渣、栅渣及污泥，其中化粪池沉渣产生量为 2.5t/a，栅渣产生量为 2t/a，污泥产生量为 4.4t/a，定期清运至英买 7 固废场填埋处置。

6.4.2.2 危险废物处置措施

本工程站场涉油设施阀门和法兰等凝析油泄漏、管线破损时及井下修井作业时会产生含油废物；集气干线清管作业产生清管废渣。根据《国家危险废物名录(2021 年版)》，含油废物、清管废渣均属于危险废物，收集后定期由有危废处置资质单位接收处置。在加强环境管理的前提下，基本不会对环境产生不利影响。

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 40。

表 65 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
含油废物	HW08	071-001-08	1.4	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
清管废渣	HW08	251-002-08	0.096	定期清管	固态	油类物质、铁锈	油类物质	2 次/年	T, I	

6.4.2.3 一般工业固体废物措施可行性分析

本工程 YT5 综合宿舍职工生活会产生生活垃圾，生活污水处理设施运营期处理过程会产生化粪池沉渣、栅渣及污泥，可以进入生活垃圾填埋场填埋处置，符合《生活垃圾填埋场污染控制标准》(GB16889-2008)中填埋废物的入场要求。

类比同类项目，生活垃圾、栅渣及污泥等均清运至生活垃圾填埋场填埋处置。因此，所采取的工程措施基本可行。

6.4.2.4 危险废物处置措施可行性分析

(1) 危险废物贮存及运输

本工程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库车畅源生态环保科技有限责任公司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，且库车畅源生态环保科技有限责任公司（在英买力气田 YM35-2C2 井现有废弃的井场内）距项目约 58km，英买力气田内部有较完善的道路系统，道路畅通且沿线无水体、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

本工程含油废物全部委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处置，库车畅源生态环保科技有限责任公司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，目前库车畅源生态环保科技有限责任公司已建设完成并投入运行，设计处置含油污泥 10 万 t/a，目前实际含油污泥处理量为 6.6 万 t/a，尚有较大处理余量。因此，本工程危险废物全部委托库车畅源生态环保科技有限责任公司接收处置可行。

6.5 生态保护措施可行性论证

6.5.1 施工期生态环境保护措施

6.5.1.1 区域生态环境保护措施

(1) 严格控制占地面积，减少扰动土地面积。

(2) 钻井期按照固体废物“资源化、减量化、无害化”处置原则落实各类固体废物收集、综合利用及处置措施。

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

(4) 对井场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失，见图 6.5-1。

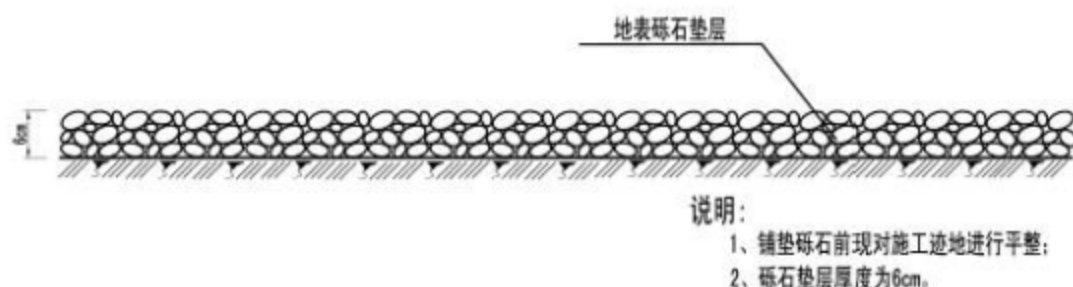


图 6.5-1 井场砾石压盖措施典型设计图

(5) 穿越农田的管线，管线埋深应充分考虑农田机械作业翻地深度，埋深应大于 1.4m 以上。管线土层分层开挖、分层堆放、分层回填。

(6) 荒漠植物保护措施

①设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，避免破坏荒漠植物。

②施工过程中严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区和生活区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的践踏破坏。

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

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

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

(7) 野生动物保护措施

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

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

③确保生产设施正常运行，避免强噪声惊扰野生动物。

④加强对施工人员和职工的教育，强化保护野生动物的观念，禁止捕猎。

⑤降低风险概率，避免事故泄漏和火灾爆炸事故对野生动物的影响。

6.5.1.2 工程和施工人员环境教育

在工程管理和施工人员进场前进行环境教育。环境教育的主要内容包括：

——开展《中华人民共和国环境保护法(2014 年修订)》、《中华人民共和国大气污染防治法(2018 年修正)》、《中华人民共和国水污染防治法(2017 年修订)》、《中华人民共和国环境噪声污染防治法(2018 年修订)》、《中华人民共和国固体废物污染环境防治法(2020 年修订)》、《中华人民共和国石油天然气管道保护法》、《建设项目环境保护管理条例》(国务院令第 682 号)《中华人民共和国野生植物保护条例(2018 年修正)》等相关法律法规的宣传和教育。

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

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

6.5.2 营运期生态恢复措施

开发方案实施后，营运期生态恢复措施以保持和维持施工期结束时采取的措施为主，同时需处理施工期遗留问题。

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

(2)及时做好井场清理平整工作，岩屑池做到掩埋、填平、覆土、压实。

(3)井场、管线施工完毕，进行施工迹地的恢复和平整，管线两侧一般在 3~5 年内开始发生向原生植被群落演替，并逐渐得到恢复。

6.5.3 生态保护工程的技术和经济可行性

本工程永久占地全部为荒漠腹地，征用的土地需按照国土部门的相关规定，支付一定的占地补偿费，具体数额由项目建设单位与当地政府商议确定。

本工程开发期要严格遵守国家和地方有关野生动物保护、水土保持法、防沙治沙等法律法规。主要采取以下生态保护措施，这些措施对于减少地表破坏，

减缓水土流失起到了一定的积极作用。

(1) 对油气田内的永久性占地(井场、道路等)合理规划,严格控制占地面积。

(2) 按设计标准规定,严格控制施工作业带(开挖)面积,包括钻井井场用地面积不得超过钻机作业标准规定,气田内公路和管线敷设施工宽度控制在设计标准范围内,并尽量沿道路纵向平行布设。以减少地表破坏。

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

(4) 施工机械在不得在道路、井场以外的行驶和作业,保持地表不被扰动。

(5) 井场岩屑池做到掩埋、填平、覆土、压实。

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

6.5.4 生态恢复治理方案

(1) 钻井井场生态恢复

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

(2) 管线生态恢复

本工程新建集气干线 42.7km,采气管线 42.2km,燃气管线 32.3km,燃气干线 13.7km,集气支线 5km,排水管线 0.9km,更换供水管线 17km,管线开挖临时占地面积共 102.36hm²。施工过程中注意保护土壤成分和结构。在施工结束后,分层回填管沟,覆土压实,管沟回填后多余土方应作为修路用土,不得随意丢弃。施工结束后应对 102.36hm²临时占地内地貌进行恢复,尽可能保持植物

原有的生存环境，以利于植被恢复；穿越农田临时占地支付补偿费用，由农田承包人负责恢复。

(3) 道路生态恢复

本项目新建巡检砂石道路共 21.8km，新建 3 条进站道路共 24.57km，新建 1 条油地共建道路共 4.4km，临时占地 14.08hm²。开挖路基及取弃土工程均应根据道路施工进度有计划地进行表土剥离并保存，必要时应设置截排水沟、挡土墙等相应保护措施。工程结束后，取弃土应及时回填、平整、压实，并利用堆存的表土对 14.08hm² 临时占地进行植被和景观恢复，与原有地貌和景观协调。

6.6 闭井期环境保护措施

闭井期的环境影响主要为气田停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理等，将会产生少量扬尘、地表废弃建筑、不可移动的废弃设施、废弃管线等固体废物。

(1) 污染治理措施

随着气田开采的不断进行，其储量将逐渐下降，最终进入闭井期。当油气田开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的开发工作人员将陆续撤离气田区域，由此带来的大气污染物、生产废水、生活污水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

闭井期的环境影响以环境的恢复为主，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。

气田停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理等，将会产生少量扬尘和固体废物。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，同时，将产生的固体废物集中进行收集，外运至固体废物填埋场处置。

(2) 闭井期生态环境保护措施

① 各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

② 闭井后要拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物等。

③ 经治理井口装置及相应设施应做到不漏油、不漏气、不漏电，井场无油污、无垃圾。

④凡需排污油、污水，必须配备足够容量的容器，收集排出的污油、污水等，施工场地要铺设防渗地膜，确保排出物不污染井场、不渗入地下。

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

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

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

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

7 环境影响经济损益分析

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

7.1 经济效益分析

本工程项目投资 180955 万元，环保投资 1114.3 万元，环保投资占总投资的比例为 0.62%。由于石油是我国战略物质，其定价受物价局控制，且涉及国家能源商业机密，故本环评报告中不再进行经济分析。

7.2 社会效益分析

本工程的实施可以支持国家的经济建设，缓解当前油气供应紧张、与时俱进的形势，同时，气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。本工程的实施还补充和加快了气田基础设施的建设。

因此本工程具有良好的社会效益。

7.3 环境措施效益分析

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

7.3.1 环保措施的环境效益

(1) 废气

本工程采取管道密闭输送，加强阀门、机泵的检修与维护，从源头减少烃类气体的挥发量，减少对大气的污染。真空加热炉采用清洁能源-天然气作为燃料，污染物均能达标排放。生活污水处理设施采用盖板封闭，减少臭味气体的排放。食堂油烟经过油烟净化器处理后通过食堂风机窗口排出，可满足《饮食

业油烟排放标准(试行)》(GB18483-2001)中表 2 要求。

(2) 废水

采出水和生活污水，其中采出水随油气混合物输送至英买处理厂处理，处理后进行回注；生活污水经埋地式一体化生活污水处理装置，处理后的生活污水夏季用于周边荒漠生态恢复的灌溉，冬季汇入蓄水池暂存。

(3) 固体废弃物

本工程运营期固体废物主要为含油废物、清管废物、生活垃圾及污水处理设施产生的污泥、沉渣。含油废物、清管废物桶装收集后定期由有危废处置资质的公司接收处置，生活垃圾及污水处理设施产生的污泥沉渣定期清运至英买 7 固废场填埋处置。

(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。

本工程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。本工程选用先进、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

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

本工程将扰动、影响荒漠生态景观，虽然该区域生态有效利用率低，但有着重要的生态学意义，对防风固沙有着重要的作用。根据《新疆维吾尔自治区生态损失研究》估算，新疆荒漠林生态功能的经济价值平均为 50×10^4 元/km²~

60×10^4 元/ km^2 ，根据项目永久占地面积 (0.029km^2)，计算得出生态经济损失预计 1.74 万元。结合本工程区域植被分布情况，其植被生态经济损失还将小于该预计值。

7.3.2 环保措施的经济效益

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

7.4 环境经济损益分析结论

本工程经分析具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于井场、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。因而在气田开发过程中，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 1114.3 万元，环境保护投资占总投资的 0.62%。实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。

8 环境管理与监测计划

8.1 环境管理

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

本工程对环境的影响主要来自施工期的各种作业活动及运行期的风险事故。无论是施工期的各种作业活动还是运行期的事故，都将会给生态环境带来一定的影响。为最大限度地减轻施工作业对生态环境的影响，减少事故的发生，确保工程建设与安全运行，本章针对本工程在施工期和运营期的生态破坏和环境污染特征，提出了施工期和运营期的环境管理、HSE(健康、安全与环境)管理和环境监测计划的内容。

8.1 环境管理

8.1.1 施工期环境管理

本评价对本工程施工期环境管理提出如下要求：

(1)建设单位应配备一名具有环保专业知识的技术人员，专职或兼职负责施工期的环境保护工作，其主要职责如下：

①根据国家及地方政策有关施工管理条例和施工操作规范，结合本工程的特点，制定施工环境管理条例，为施工单位的施工活动提出具体要求；

②监督、检查施工单位对条例的执行情况；

③参与有关环境纠纷和污染事故的调查处理工作。

(2)施工单位设置一名专职或兼职环境保护人员，其主要职责为：

①按建设单位和环境影响评价的要求制定文明施工计划，向当地环保行政部门提交施工阶段环境保护报告；

②与业主单位环保人员一同制定施工环境管理条例；

③定期检查施工过程中环境管理条例实施情况，并督促有关人员进行整改；

④定期听取生态环境部门、建设单位对施工污染影响的意见，以便进一步加强文明施工。

8.1.2 营运期环境管理

根据国家有关规定要求，为切实加强环境保护工作，搞好气田污染源的监控，值班人员应同时负责气田环保管理工作。

(1)本工程运行期的 HSE 管理体系纳入中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司 HSE 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)负责英买力气田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。

8.2 HSE (健康、安全与环境)管理体系建立

塔里木油田分公司在环境保护工作部署中，已明确规定要认真贯彻执行环境保护法律、法规和各项方针政策，紧紧围绕油田分公司改革和发展的总目标，以宣传为先导、以管理为中心、以科技为依托，全面建立和实施 HSE 管理体系。在健康、安全和环境管理方面做了大量工作，已逐步形成完整的 HSE 管理体系。

8.2.1 建设期的 HSE 管理计划

8.2.1.1 HSE 方针和目标

参加本工程建设的施工作业队伍应遵循以下 HSE 方针和目标：

(1)各项活动都遵守国家及地方政府颁布的各种适用的法律、法规、标准、准则和条例，同时满足建设单位对健康、安全和环境的有关要求。

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

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

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

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

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

8.2.1.2 组织机构和职责

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

(1)项目经理

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

(2)HSE 部门经理

- 在 HSE 事务中代表项目经理行使职权；
- 监督 HSE 管理措施的制定、实施和维护，确保有效的 HSE 管理；

- 宣传贯彻当地政府关于自然保护区方面的法规、条例、环境方面的法律、法规及中国石油天然气股份有限公司的 HSE 方针；

- 组织员工进行 HSE 教育和培训、不定期应急事件演习、环境例行检查，并定期组织召开 HSE 管理会议；

- 在施工过程中，发现问题，及时向项目经理汇报、提出建议，使项目经理对管理体系的总体运行状况和重大问题保持了解，并为体系的评审和改进提出依据；

(3) HSE 负责人和 HSE 工程师

- 负责施工期间 HSE 管理措施的编制、实施和检查；

- 对施工期间出现的环境问题加以分析；

- 监督施工现场对 HSE 管理措施的落实情况；

- 协助 HSE 部门经理宣传贯彻国家和地方政府有关环境方面的法律、法规，地方政府关于自然保护区方面的法规、条例及中国石油天然气股份有限公司的 HSE 方针；

- 配合 HSE 部门经理组织施工人员进行教育和培训；

- 及时向 HSE 部门经理汇报 HSE 管理现状，提出合理化建议，为 HSE 审查和改进提供依据。

(4) 全体施工人员

- 每位施工人员应清楚地意识到环境保护的重要性；

- 执行 HSE 管理规程、标准；

- 了解对环境的影响和可能发生的事故；

- 按规章制度操作，发现问题及时向上面汇报，并提出改进意见。

8.2.1.3 培训

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

(1) 提高各级管理人员和全体施工作业人员的环境保护意识

- 学习国家和地方政府有关环境方面的法律、法规及建设单位对环境的要求

求；

- 认清环境保护的目标和指标；
- 认识到遵守环境方针与工作程序，及符合 HSE 管理体系要求的重要性；
- 认识到偏离规定的工作程序可能带来的后果。

(2) 从事环境保护工作的能力

- 减少、收集和处理废弃物的方法；
- 保护及恢复地表的方法；
- 处理工程建设可能引起的其它污染情况等。

8.2.1.4 HSE 管理体系文件的控制

从下列几个方面对 HSE 管理体系文件进行管理：

- (1) 所有文件都必须报建设单位审批；
- (2) 经批准的文件及时下发给各个施工队，要求他们按照文件执行；
- (3) 所有文件都要有专人管理，有一定的存放位置，并能迅速查找；
- (4) 根据当地政府和建设单位的要求及时修改有关文件，确保现存文件的适宜性；
- (5) 凡对管理体系的有效运行具有关键作用的岗位，都能得到有关文件的现行版本；
- (6) 文件失效后，应及时从所有曾经发放的部门和使用场所收回，避免继续使用，如失效的文件不能及时销毁的，应根据其性质规定必要的留存期限并予以执行；
- (7) 所有文件都应字迹清楚，注明日期，标识明确，妥善保管；
- (8) 所有批准的与 HSE 有关的事务，都应作详细的记录，并在工程结束时同其它记录一起交给建设单位。

8.2.1.5 检查和审核

为了保证该 HSE 管理体系有效地运行，预防污染和保护环境的措施得到有效推行，并使体系得到持续改进，在工程施工期间要进行不定期的检查和 HSE 审核，在工程结束时，不但进行工程质量检查验收，还要进行 HSE 工作审核验

收。综上所述，HSE 管理体系的运作方式用图 8.1-1 简示如下：

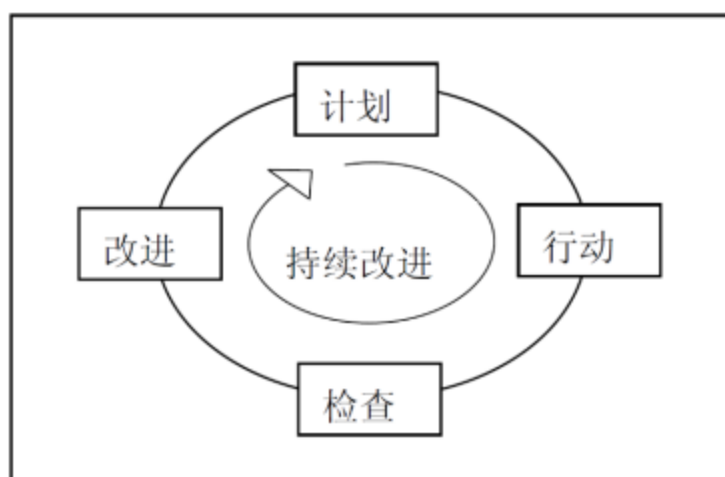


图 8.1-1 HSE 管理体系的运作方式

此运作方式也适合运营期的 HSE 管理体系。

8.2.2 运营期 HSE 管理计划

8.2.2.1 HSE 方针和目标

运营期管理遵循以下 HSE 方针：

(1) 遵守国家及地方政府颁布的各种适用的法律、法规、标准、准则和条款，同时满足上级主管单位对健康、安全和环境的有关要求。

(2) 工程运营期的全体员工首先通过教育、培训，不断提高环境意识，认识到健康、安全与环境问题的重要性；通过教育、培训，提高正确使用健康、安全和环境保护设施以及应急处理方面的能力。

(3) 将 HSE 管理体系作为本工程各环节管理制度的重要组成部分，把环境保护管理工作贯穿于本工程运营期管理的全过程中，使风险 and 环境影响降到最低限度。

(4) 上级主管部门对运营期管理单位的 HSE 管理情况进行定期检查、审核，发现问题及时纠正，做到 HSE 管理体系的持续改进。

8.2.2.2 组织机构和职责

根据塔里木油田的特点和已建油气田多年运行经验，本工程 HSE 管理体系纳入塔里木油田分公司统一进行管理。

8.2.2.3 培训

为提高全体员工的 HSE 意识和能力，应对工程的全体管理及工作人员进行

上岗培训，考核合格后方可投入工作，培训内容如下：

(1) 提高各级管理人员和全体员工的环境保护意识

- 学习国家和地方政府有关环境方面的法律、法规，地方政府有关自然保护区的法规、条例及中国石油天然气股份有限公司的有关规定；

- 了解塔里木油田分公司环境保护的目标和指标；

- 认识到遵守环境方针与工作程序的重要性及违反规定的工作程序可能带来的后果。

(2) 从事环境保护工作的能力

- 熟悉有关 HSE 的各种规章制度和操作规程；

- 掌握各种 HSE 有关设施的使用、维护方法，按要求处理和处置废水、废气和固体废物等的方法；

- 掌握事故的预防和紧急处理方法。

8.2.2.4 HSE 管理体系文件的控制

从下列几个方面对 HSE 管理体系文件进行管理：

(1) 所有文件都必须经报上级主管单位的 HSE 管理部门审批；

(2) 经批准的文件及时下发给各个有关岗位，要求他们按照文件执行；

(3) 所有文件都要专人管理，有一定的存放位置，并能迅速查找；

(4) 根据政府和上级单位的要求及时修改有关文件，确保现存文件的适宜性；

(5) 凡对管理体系的有效运行具有关键作用的岗位，都能得到有关文件的现行版本；

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

(7) 所有文件都应字迹清楚，注明日期，标识明确，妥善保管。

(8) 所有批准的与 HSE 有关的事务，都应作详细的记录。

8.2 企业环境信息公开

8.2.1 公开内容

(1) 基础信息

企业名称：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

法人代表：杨学文

生产地址：新疆阿克苏地区新和县和温宿县交界处

主要产品及规模：①钻井工程：在英买力气田玉东 1 区块内部署 8 口水平井（新钻 4 口水平井，老井利用 4 口），修井 1 口用于排水。②站场工程：新建采气井场 7 座，新建集气站 1 座，新建阀组站 1 座，扩建 2 座现有井场（YD106 井、YD5 井），扩建集气站 4 座，扩建增压站 1 座，英买处理厂内扩建低压脱水装置 1 台，扩建试采点 3 座。③集输管线：新建集气干线 42.7km，采气管线 42.2km，燃气管线 32.3km，燃气干线 13.7km，集气支线 5km，排水管线 0.9km，更换供水管线 17km。④配套工程：扩建 YT5 宿舍 1 座，新建油气田沥青道路 24.57m、砂石道路 21.8km、油地共建路 4.4km，新建 35kV 输电线路 25km，并配套建设土建、防腐、通信、自控、采暖等工程。本工程 8 口采气井新增天然气产量为 $180 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 、凝析油产量为 160t/d，玉东 1 区块现有 12 口老井（采气井）年产天然气产量为 $244 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 、凝析油产量为 174.4t/d，本工程建成投产后，玉东 1 区块天然气产量为 $424 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 、凝析油产量为 334.4t/d。

(2) 排污信息

本工程拟采取的环境保护措施、排放的污染物种类、排放浓度见表 2.3-8、2.3-11。

本工程污染物排放标准见表 1.6-3。

本工程污染物排放量情况见表 3.8-1。

本工程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

本工程环境风险防范措施见英买作业区现行突发环境风险应急预案。

(4) 环境监测计划

本工程环境监测计划见表 8.4-1。

8.2.2 公开方式及时间要求

公开方式：通过公司网站、信息公开平台或当地报刊等便于公众知晓的方式公开。

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

8.3 污染物排放清单

本工程污染物排放清单见表 8.3-1。

表 8.3-1

英买力气田玉东 1 区块开发调整方案地面工程污染物排放清单一览表

类别	工程组成	产污环节	环境保护措施及主要运行参数		污染物种类	排放情况			排污口信息		总量指标 (t/a)	执行标准 (mg/m ³)	环境监测要求
			环境保护措施	主要运行参数		排放时段 h/a	标况烟量 (Nm ³ /h)	排放浓度 (mg/m ³)	排气筒高度 (m)	内径 (m)			
废气	井场(以 YD103H 井为代表)	加热炉烟气	燃用净化后的天然气	—	颗粒物 SO ₂ NO _x	4800	369	20 4 150	8	0.15	NO _x : 6.868 VOCs : 1.243	颗粒物≤20 SO ₂ ≤50 NO _x ≤200	按照《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014) 相关规定执行
	3#集气站	加热炉烟气	燃用净化后的天然气	燃用净化后的天然气	颗粒物 SO ₂ NO _x	4800	1400	20 4 150	12	0.2			
	YD2 集气站	加热炉烟气	燃用净化后的天然气	燃用净化后的天然气	颗粒物 SO ₂ NO _x	4800	590	20 4 150	8	0.15			
	YD4 计量阀组站	加热炉烟气	燃用净化后的天然气	燃用净化后的天然气	颗粒物 SO ₂ NO _x	4800	590	20 4 150	8	0.15			
	YD1 集气站	加热炉烟气	燃用净化后的天然气	燃用净化后的天然气	颗粒物 SO ₂ NO _x	4800	590	20 4 150	8	0.15			
	YD5 井场扩建	加热炉烟气	燃用净化后的天然气	燃用净化后的天然气	颗粒物 SO ₂ NO _x	4800	590	20 4 150	8	0.15			
	YT1 增压站	加热炉烟气	燃用净化后的天然气	燃用净化后的天然气	颗粒物 SO ₂ NO _x	4800	2927	20 4 150	12	0.30			

续表 8.3-1

英买力气田玉东 1 区块开发调整方案地面工程污染物排放清单一览表

类别	工程组成	产污环节	环境保护措施及主要运行参数		污染物种类	排放情况			排污口信息		总量指标 (t/a)	执行标准 (mg/m ³)	环境监测要求
			环境保护措施	主要运行参数		排放时段 h/a	标况烟量 (Nm ³ /h)	排放浓度 (mg/m ³)	排气筒高度 (m)	内径 (m)			
废气	YM7 试采点	加热炉烟气	燃用净化后的天然气	燃用净化后的天然气	颗粒物 SO ₂ NO _x	4800	705	20 4 150	8	0.15	NO _x : 6.868 VOCs : 1.243	颗粒物≤20 SO ₂ ≤50 NO _x ≤200	按照《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014) 相关规定执行
	YT5 宿舍	食堂油烟	油烟净化器	—	油烟	2190	4000	2	—	—		油烟≤2	按照《饮食业油烟排放标准(试行)》(GB18483-2001) 相关规定执行
	YT5 宿舍	生活污水处理设施无组织废气	盖板封闭	—	H ₂ S NH ₃ 臭气浓度	8760	—	—	—	—		H ₂ S≤0.06 NH ₃ ≤1.5 臭气浓度≤20	按照《恶臭污染物排放标准》(GB14554-1993) 相关规定执行

续表 8.3-1

英买力气田玉东 1 区块开发调整方案地面工程污染物排放清单一览表

类别	工程组成	产污环节	环境保护措施及主要运行参数		污染物种类	排放情况			排污口信息		总量指标 (t/a)	执行标准 (mg/m ³)	环境监测要求
			环境保护措施	主要运行参数		排放时段 h/a	标况烟量 (Nm ³ /h)	排放浓度 (mg/m ³)	排气筒高度 (m)	内径 (m)			
废气	新建井场	无组织废气	采取管道密闭输送, 加强阀门、机泵的检修与维护, 从源头减少泄露产生的无组织废气	—	非甲烷总烃	8760	—	—	—	—		非甲烷总烃 ≤4.0	非甲烷总烃按照《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 相关规定执行
	YD4 计量阀组站无组织	无组织废气		—	非甲烷总烃	8760	—	—	—	—		非甲烷总烃 ≤4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 中边界污染物控制要求
	3#集气站无组织	无组织废气		—	非甲烷总烃	8760	—	—	—	—		非甲烷总烃 ≤4.0	
	YT1 增压站无组织	无组织废气		—	非甲烷总烃	8760	—	—	—	—		非甲烷总烃 ≤4.0	
	英买处理厂脱水装置无组织	无组织废气		—	非甲烷总烃	8760	—	—	—	—		非甲烷总烃 ≤4.0	
	YD2 集气站无组织	无组织废气		—	非甲烷总烃	8760	—	—	—	—		非甲烷总烃 ≤4.0	
	YD1 集气站无组织	无组织废气		—	非甲烷总烃	8760	—	—	—	—		非甲烷总烃 ≤4.0	

续表 8.3-1

英买力气田玉东 1 区块开发调整方案地面工程污染物排放清单一览表

类别	污染源		污染因子	处理措施	处理后浓度 (mg/L)	排放 去向	总量控制 指标(t/a)	执行 标准(mg/L)	环境监测 要求
废水	气田采出水		石油类 SS	采出水随油气混合物输送至英买 处理厂处理, 经处理后满足《碎屑 岩油藏注水水质指标及分析方法》 (SY/T5329-2012) 后回注于地层	—	不外排	—	—	—
	生活污水		SS、COD、NH ₃ -N、 BOD ₅	经生活污水处理设施处理达标后 夏季用于绿化用水, 冬季排至蓄水 池暂存	—	不外排	—	—	—
序号	噪声源		污染因子	治理措施	处理效果	执行标准		环境监测要求	
噪声	采气井 场	采气树	L _{eq}	选择低噪声设备、加强设备维护, 基础减振	降噪 15dB(A)	厂界 昼间≤60dB(A); 夜间≤50dB(A)		按照《工业企业厂界环境噪 声排放标准》 (GB12348-2008) 中规定执 行	
		加热炉	L _{eq}		降噪 15dB(A)				
		缓蚀剂 加注撬	L _{eq}		降噪 15dB(A)				
	3#集气 站	加热炉	L _{eq}	选择低噪声设备、加强设备维护, 基础减振	降噪 15dB(A)				
	YD4 计量 阀组站	加热炉	L _{eq}	选择低噪声设备、加强设备维护, 基础减振	降噪 15dB(A)				
	YD2 集气 站	加热炉	L _{eq}	选择低噪声设备、加强设备维护, 基础减振	降噪 15dB(A)				
	YT5 集气 站	混输增 压撬	L _{eq}	选择低噪声设备、加强设备维护, 基础减振	降噪 15dB(A)				

续表 8.3-1

英买力气田玉东 1 区块开发调整方案地面工程污染物排放清单一览表

序号	噪声源		污染因子	治理措施	处理效果	执行标准	环境监测要求
噪声	YD6 转油站	增压泵	L_{eq}	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振	降噪 15dB(A)	厂界 昼间 ≤ 60 dB(A)； 夜间 ≤ 50 dB(A)	按照《工业企业厂界环境噪声排放标准》 (GB12348-2008)中规定执行
		甲醇加注撬	L_{eq}				
	YT1 增压站	加热炉	L_{eq}	选择低噪声设备、加强设备维护， 厂房隔声，基础减振	降噪 15dB(A)		
		压缩机	L_{eq}		降噪 15dB(A)		
		增压泵	L_{eq}		降噪 15dB(A)		
		离心泵	L_{eq}		降噪 15dB(A)		
	YD1 集气站	加热炉	L_{eq}	选择低噪声设备、加强设备维护， 基础减振	降噪 15dB(A)		
	英买处理厂扩建 低压脱水装置	增压泵	L_{eq}	选择低噪声设备、加强设备维护， 厂房隔声，基础减振	降噪 15dB(A)		
		破乳剂加注泵	L_{eq}		降噪 15dB(A)		
	YD106 井场扩建	提升泵	L_{eq}	选择低噪声设备、加强设备维护， 基础减振	降噪 15dB(A)		
	YD5 井场扩建	加热炉	L_{eq}	选择低噪声设备、加强设备维护， 基础减振	降噪 15dB(A)		
	YM33 试采点	螺杆泵	L_{eq}	选择低噪声设备、加强设备维护， 基础减振	降噪 15dB(A)		

续表 8.3-1

英买力气田玉东 1 区块开发调整方案地面工程污染物排放清单一览表

序号	污染源名称	固废类别	处理措施	处理效果	执行标准	监测要求
固废	含油废物	含油物质(危险废物 HW08)	收集后定期由有危废处置资质单位接收处置	全部妥善处置,不外排		严格按照《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)、《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ 2025-2012)相关规定进行
	清管废渣	含油物质(危险废物 HW08)				
	化粪池沉渣	生活垃圾	定期清运至英买 7 固废场填埋处置			按照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)相关规定进行
	栅渣	生活垃圾				
	生活污水处理设施污泥	生活垃圾				按照《生活垃圾填埋场污染物控制标准》(GB16889-2008)相关规定进行
	生活垃圾	生活垃圾				
环境风险防范措施		严格按照风险预案中相关规定执行				

8.4 环境及污染源监测

8.4.1 监测目的

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

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

8.4.2 环境监测机构及设备配置

环境监测是环境保护的基础，是进行污染治理和监督管理的依据。根据《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)、《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)、《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)等要求，本工程的环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担，也可由塔里木油田分公司的质量检测中心承担。

8.4.3 监测计划

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

本工程投入运行后，各污染源监测因子、监测频率情况见表 8.4-1。

表 8.4-1 本工程监测计划一览表

监测类别		监测项目	监测点位置	监测频率
废气	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
	生活污水处理设施无组织废气	H ₂ S、NH ₃ 、臭气浓度	下风向厂界外 10m 范围内	每年 1 次

续表 8.4-1

本工程监测计划一览表

监测类别		监测项目	监测点位置	监测频率
废气	站场无组织废气	非甲烷总烃	下风向厂界外 10m 范围内	每年 1 次
噪声	站场界噪声	L_{eq}	厂界外 1m	每年 1 次
地下水	气田区	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	气田区中部	每年监测一次
土壤	土壤环境质量	石油烃	YD103H 井场树管线接口处	每 5 年监测 1 次

8.5 环保设施“三同时”验收一览表

本工程投产后环保设施“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	—	—	—	—
	2	柴油发电机废气	对柴油机、发电机做好保养措施	—	—	—	—
	3	放喷废气	控制测试放喷时间	—	—	—	—
废水	1	管道试压废水	试压结束后定期拉运至 YT5 宿舍活污水处理设施处理	—	不外排	3	—
	2	施工期生活污水	排入生活污水池(采用撬装组合型钢板池)暂存,定期拉运至 YT5 宿舍活污水处理设施处理	—	不外排	15	—
	3	压裂废水	排入回收罐中,加碱中和后拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站妥善处置	—	不外排	5	—
噪声	1	钻机、吊机、装载机、运输车辆	选用低噪声设备、合理安排施工作业时间	—	—	—	—
固废	1	泥浆	井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离机”分离岩屑后,进入泥浆罐循环使用。钻井结束后用于下一口钻井使用	—	—	—	—

续表 8.5-1 环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	台(套)	治理效果	投资(万元)	验收标准
施工期							
固废	2	磺化泥浆岩屑	拉运至英买力油田钻试修环保站处理	—	妥善处理,不外排	230	—
	3	生活垃圾	定期清运至英买 7 固废场填埋	—	妥善处理,不外排	—	—
	4	废润滑油	桶装收集后暂存于井场危废暂存间内,定期委托有资质单位接收处置	—	妥善处理,不外排	1.2	—
	5	废烧碱包装袋	折叠打包后暂存于井场危废暂存间内,定期委托有资质单位接收处置	—	妥善处理,不外排	0.6	—
其他	1	YM7 试采点拆除现有加热炉 1 座		—	—	—	保证实施
废气	1	加热炉烟气	以净化后天然气为燃料	—	颗粒物 $\leq 20\text{mg}/\text{m}^3$ $\text{SO}_2 \leq 50\text{mg}/\text{m}^3$ $\text{NO}_x \leq 200\text{mg}/\text{m}^3$	20	《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	食堂油烟	油烟净化器	1	油烟 $\leq 2\text{mg}/\text{m}^3$	2	《饮食业油烟排放标准(试行)》(GB18483-2001)中表 2 小型要求
	3	生活污水处理设施无组织废气	盖板封闭	—	$\text{H}_2\text{S} \leq 0.06$ $\text{NH}_3 \leq 1.5$ 臭气浓度 ≤ 20	0.5	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-1993)表 1 新扩改扩建项目二级标准
	4	井场无组织废气	加强管道、阀门的检修和维护	—	厂界非甲烷总烃 $\leq 4.0\text{mg}/\text{m}^3$	20	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 无组织排放监控浓度限值
	5	集气站、转油站、英买处理厂脱水装置无组织废气	加强管道、阀门的检修和维护	—	厂界非甲烷总烃 $\leq 4.0\text{mg}/\text{m}^3$	20	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求

续表 8.5-1

环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	台(套)	治理效果	投资(万元)	验收标准
废水	1	采出水	采出水随油气混合物输送至英买处理厂处理,分离后水相经采出水处理设施处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)后回注于地层	—	不外排	—	保证实施
	2	YT5 宿舍生活污水	经隔油池和化粪池处理后排入生活污水处理设施,处理达标后夏季用于绿化用水,冬季排至蓄水池暂存	1	不外排	20	保证实施
噪声	1	井场	采气树	—	厂界达标: 昼间≤60dB(A) 夜间≤50dB(A)	—	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类区排放限值
	2		加热炉	—		—	
	3		缓蚀剂加注撬	—		—	
	4	YD5 井场	加热炉	—		—	
	5	YD106 井场	提升泵	—		—	
	6	3#集气站	加热炉	—		—	
	7	YD4 计量阀组站	加热炉	—		—	
	8	YD2 集气站	加热炉	—		—	
	9	YT5 集气站	混输增压撬	—		—	
	10	YD6 转油站	增压泵	—		—	
	11		甲醇加注撬	—		—	
	12	YD1 集气站	加热炉	—		—	
	13	英买处理厂	增压泵	—		—	
	14		破乳剂加注泵	—		—	

续表 8.5-1 环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源		环保措施	台(套)	治理效果	投资(万元)	验收标准
噪声	15	YM33 试采点	螺杆泵	选择低噪声设备、加强设备维护,基础减振	—	厂界达标: 昼间≤60dB(A) 夜间≤50dB(A)	—	《工业企业厂界环境噪声排放标准》 (GB12348-2008) 2 类区排放限值
	16	YT1 增压站	加热炉	选择低噪声设备、加强设备维护,基础减振	—			
	17		压缩机					
	18		增压泵					
	19		离心泵					
固体废物	1	含油废物		严格按危险废物相关技术要求和管理规定进行收集与贮存,收集后定期由有危废处置资质单位接收处置	—	全部妥善处置,不外排	10	《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),《危险废物收集 贮存 运输技术规范》 (HJ2025-2012)
	2	清管废渣			—		2	
	3	化粪池沉渣		收集后清运至英买 7 固废场填埋处理	—	全部妥善处置,不外排	—	《生活垃圾填埋场污染物控制标准》 (GB16889-2008)
	4	栅渣			—		—	
	5	生活污水处理设施污泥			—		—	
	6	生活垃圾			—		—	
防渗	1	分区防渗		具体见表 5.3-3			50	—
其他	1	风险防范措施	甲醇检测、报警仪		按照消防、安全等相关要求设置	55	—	
			消防器材				—	
			地上管道涂刷相应识别色				—	
			警戒标语标牌				—	
	2	生态保护	应急救援预案		应急保障措施按照环境风险应急预案进行设置	10	—	
			生态恢复	井场恢复、临时占地及时恢复地表		450	不对区域生态产生明显影响	
				农田区域,管线土层分层开挖、分层堆放、分层回填				
			水土保持					150
防沙治沙			50					
合计					—	1114.3	防沙治沙	

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：英买力气田玉东 1 区块开发调整方案地面工程

建设单位：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

建设性质：改扩建

建设内容：①钻井工程：在英买力气田玉东 1 区块内部署 8 口水平井（新钻 4 口水平井，老井利用 4 口），修井 1 口用于排水。②站场工程：新建采气井场 7 座，新建集气站 1 座，新建阀组站 1 座，扩建 2 座现有井场（YD106 井、YD5 井），扩建集气站 4 座，扩建增压站 1 座，英买处理厂内扩建低压脱水装置 1 台，扩建试采点 3 座。③集输管线：新建集气干线 42.7km，采气管线 42.2km，燃气管线 32.3km，燃气干线 13.7km，集气支线 5km，排水管线 0.9km，更换供水管线 17km。④配套工程：扩建 YT5 宿舍 1 座，新建油气田沥青道路 24.57m、砂石道路 21.8km、油地共建路 4.4km，新建 35kV 输电线路 25km，并配套建设土建、防腐、通信、自控、采暖等工程。

建设规模：本工程 8 口采气井新增天然气产量为 $180 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 、凝析油产量为 160t/d，玉东 1 区块现有 12 口老井（采气井）年产天然气产量为 $244 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 、凝析油产量为 174.4t/d，本工程建成投产后，玉东 1 区块天然气产量为 $424 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 、凝析油产量为 334.4t/d。

项目投资和环保投资：项目总投资 180955 万元，其中环保投资 1114.3 万元，占总投资的 0.62%。

劳动定员：新建各井场、集气站为无人值守站，新增设施需要增加巡检、检维修人员 12 人。

9.1.2 项目选址

本工程位于新疆阿克苏地区新和县和温宿县交界处。区域以油气开采为主，现状永久占地以荒漠为主，工程占地范围内无固定集中的人群居住区，无自然保护区、无风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等敏感目标，工程选址符

合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》(2014 年 7 月 25 日)等相关要求,工程选址合理。

9.1.3 产业政策符合性

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

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

9.2 环境现状

9.2.1 环境质量现状评价

项目所在区域环境空气中 PM_{10} 、 $PM_{2.5}$ 年平均浓度值超标,则参照《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018)中 6.4.1 项目所在区域达标判断规定:“城市环境空气质量达标情况评价指标为 SO_2 、 NO_2 、 PM_{10} 、 $PM_{2.5}$ 、 CO 、 O_3 ,六项污染物全部达标即为城市环境空气质量达标”可知,本工程所在区域属于不达标区。环境质量现状监测结果表明:各监测点 NH_3 和硫化氢 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 $2.0mg/m^3$ 的标准。

地下水环境质量现状监测表明:YM-11、YM-47、YM-49 监测点除浑浊度、氟化物、氯化物存在一定程度超标外,其余因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)IV 类标准;YM-32、YM-38、YM-36、YM-29 监测点除浑浊度、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氟化物、氯化物、氨氮、硝酸盐存在一定程度超标外,其余因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)IV 类标准;各监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)IV 类标准要求。

声环境质量现状监测结果表明:新建井场及集气站噪声监测值昼间为 35~

39dB(A)，夜间为 36~37dB(A)，满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类标准要求；扩建试采点厂界噪声监测值昼间为 36~47dB(A)，夜间为 36~45dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008)中 2 类区标准。

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

9.2.2 环境保护目标

本工程评价区域内无自然保护区、风景名胜区和需要特殊保护的区域以及村庄、学校、医院等敏感点，因此不再设置环境空气保护目标，鉴于石油开采类项目的特点，本次评价对环境空气的保护目的为不改变区域环境空气功能区质量。本工程周边无地表水体，且项目不外排废水，不设置地表水保护目标；将地下水评价范围内潜水含水层作为地下水保护目标；项目周边200m范围内无声环境敏感点，因此不再设置声环境保护目标；根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，将井场占地外200m和管线两侧200m内土壤作为土壤环境保护目标；本工程生态评价范围内不存在自然保护区、世界文化和自然遗产地等特殊生态敏感区，亦不存在风景名胜区、森林公园等重要生态敏感区及其它特别需要保护的对象，将生态环境影响评价范围内植被和动物及塔里木河流域重点治理区作为生态环境保护目标。风险评价为简单分析，以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)真空加热炉用气均用净化后天然气作为燃料，从而减少有害物质的排放。

(2) 本工程运营期无组织废气主要产污环节场站内阀门、泵类泄露形成的挥发性有机废气。本工程将气井采出的井产物进行汇集、处理、输送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，站场以及沿线设可燃气体浓度检测系统、设 ESD 系统，严格控制天然气泄漏对大气环境影响；

(3) 超压火炬燃烧废气：天然气若发生超压放空时，为防止事故和减少非甲烷总烃的排放量，对放空的天然气采用点火燃烧（自动点火系统），不允许就地排入大气。

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

(5) 生活污水处理设施采用盖板封闭，减少臭味气体的逸散。

(6) 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、站场的验收评价来看，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

本工程采出水随油气混合物输送至英买处理厂处理，经处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012) 后回注于地层；井下作业废水中主要含有酸、盐类和有机物，采用专用废水回收罐收集后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站。YT5 宿舍产生的生活污水经隔油池和化粪池处理后排入生活污水处理设施，处理后满足《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019) 中 C 级标准，夏季用于绿化用水，冬季汇入蓄水池暂存；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。

9.3.3 噪声污染源及治理措施

(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) 在运营期时给机泵等设备加减振垫，对各种机械设备定期保养。

(3) 本工程运营期 YT1 增压站增压泵及离心泵、英买处理厂低压脱水装置增压泵及破乳剂加注泵设置于泵房内，采取厂房隔声措施控制机械噪声。

9.3.4 固体废物及处理措施

本工程产生的生活垃圾按宿舍管理要求放入垃圾桶，定期清运至英买 7 固废

场填埋处置。生活污水处理设施运营期处理过程会产生化粪池沉渣、栅渣及污泥，定期清运至英买7固废场填埋处置。本工程站场涉油设施阀门和法兰等凝析油泄漏、管线破损时及井下修井作业时会产生含油废物；集气干线清管作业产生清管废渣。根据《国家危险废物名录(2021年版)》，含油废物、清管废渣均属于危险废物，收集后定期由有危废处置资质单位接收处置。在加强环境管理的前提下，基本不会对环境产生不利影响。

9.4 项目对环境的影响

9.4.1 大气环境影响

本工程实施后，项目废气中 PM_{10} 最大落地浓度为 $2.41 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 0.54%； SO_2 最大落地浓度为 $0.48 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 0.10%； NO_2 最大落地浓度为 $18.09 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 9.27%；非甲烷总烃最大落地浓度为 $82.36 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 4.12%； H_2S 最大落地浓度为 $0.57 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 5.68%， $\text{D}_{10\%}$ 均未出现； NH_3 最大落地浓度为 $0.95 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 1.47%， $\text{D}_{10\%}$ 均未出现。

本工程实施后，新建井场无组织排放非甲烷总烃四周厂界浓度贡献值为 $14.83 \sim 23.27 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 无组织排放监控浓度限值；新建集气站无组织排放非甲烷总烃四周厂界浓度贡献值为 $40.57 \sim 55.21 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求；改扩建的站场采用贡献值叠加现状值，非甲烷总烃预测浓度为 $1696.2 \sim 3326.42 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，满足陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求。污水处理设施无组织排放对四周厂界 H_2S 浓度贡献值为 $0.23 \sim 0.56 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 、对四周厂界 NH_3 浓度贡献值为 $0.38 \sim 0.95 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，均满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 新扩改建厂界二级标准值。

9.4.2 地下水环境影响

(1) 环境水文地质现状

项目区域位于塔里木河以北，包气带普遍存在于地表以下，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 3~7m 左右，粉土的垂向渗透系数为 $0.22 \sim 0.79 \text{m}/\text{d}$ ，细砂、粉砂的垂向渗透系数为 $1.15 \sim$

1.93m/d。潜水含水层岩性均为细砂、粉砂，夹薄层粉土，含水层富水性为 100~1000m³/d，含水层的渗透系数为 2.38~6.78m/d，水位埋深 2.25~10.5m，补给来源主要为渭干河洪积扇侧向补给。

(2) 地下水环境影响

正常状况下，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，不会对地下水环境产生污染影响；非正常状况下，由地下水污染预测结果可知，除井场场界内小范围以外地区，地下水环境满足相应标准要求。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，地下水中各评价因子均能满足 GB/T14848 或国家相关标准的要求。

(3) 地下水环境污染防控措施

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

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

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

③建立和完善本工程的地下水环境监测制度和环境管理体系，制定完善的监测计划。

④在制定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，本工程对地下水环境影响可以接受。

9.4.3 声环境影响

项目实施后,新新建站场各主要产噪声源对场界昼间和夜间噪声贡献值为 38.6~48.0dB(A),满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类区标准要求。扩建站场噪声源对场界的噪声贡献值为 29.4~48.5dB(A),与现状值叠加后,噪声预测值昼间为 38.8~50.4dB(A),夜间为 38.0~49.4dB(A),满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类区标准要求。

综上,本工程实施后不会对周边声环境产生明显影响。

9.4.4 固体废物环境影响

本工程产生的生活垃圾按宿舍管理要求放入垃圾桶,定期清运至英买 7 固废场填埋处置。生活污水处理设施营运期处理过程会产生化粪池沉渣、栅渣及污泥,定期清运至英买 7 固废场填埋处置。本工程站场涉油设施阀门和法兰等凝析油泄漏、管线破损时及井下修井作业时会产生含油废物;集气干线清管作业产生清管废渣。根据《国家危险废物名录(2021 年版)》,含油废物、清管废渣均属于危险废物,收集后定期由有危废处置资质单位接收处置。在加强环境管理的前提下,基本不会对环境产生不利影响。

9.4.5 土壤环境影响

本工程站内土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值;站场外土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表 1 农用地土壤污染风险筛选值,石油烃低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值。同时根据土壤垂直入渗预测结果可知石油烃在土壤中随时间不断向下迁移,石油烃主要积聚在土壤表层 40cm 以内,其污染也主要限于地表,土壤底部石油烃浓度未检出。因此,本工程需采取土壤污染防治措施按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则,并定期开展土壤跟踪监测,在严格按照土壤污染防治措施后,本工程对区域土壤环境影响可接受。

9.4.6 生态影响

本工程永久占地面积 35.11hm^2 ，临时占地 119.82hm^2 ，项目区生态完整性变化主要受区域自然环境变化影响，气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。

9.5 总量控制分析

结合本工程排放特征，确定总量控制因子为大气污染因子： SO_2 、 NO_x 、VOCs。项目稳产期 SO_2 排放量为 2.398t/a ， NO_x 排放量为 6.868t/a ，VOCs 排放量为 1.243t/a 。

9.6 环境风险评价

塔里木油田分公司及下属各油气开发部均制定了应急预案，本工程实施后，负责实施的油气开发部将本次新增建设内容纳入现行英买作业区环境风险应急预案体系。项目在落实英买作业区现有的事故风险防范措施及应急计划后，可将事故发生概率减少到最低，减小事故造成的损失，在可接受范围之内。

9.7 公众参与分析

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

9.8 项目可行性结论

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

