概　述

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 $56\times10^4km^2$，石油资源储量约为 107.6×10^8t，天然气资源储量约为 $8.39\times10^{12}m^3$。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。

英买力油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 $9700km^2$。英买力油气田群有 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 $927.69\times10^8m^3$,凝析油+原油 8417.11×10^4t。2005 年中国石油天然气华东勘探设计研究院开展环境影响评价并编制了《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司英买力油气田群建设工程环境影响报告书》，2007 年 8 月 27 日取得原环境保护总局批复(环审[2007]336 号)。2009 年 6 月，北京中油建设项目劳动安全卫生预评价有限公司编制《英买力油气田群开发建设工程竣工环境保护验收调查报告》，2010 年 1 月 21 日取得原环境保护部竣工环境保护验收意见(环验[2010]23 号)；《英买力气田整体开发调整工程环境影响报告书》2015 年 6 月 23 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅批复(新环评价函[2015]699 号)；《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环境影响报告书》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)。

为满足油气集输及处理要求，保障整个集输系统的运行，提高玉东 7 区块凝析油、天然气采出程度，合理利用地下资源，指导该区域今后油气资源勘探、开发。为此，塔里木油田分公司决定投资 41387 万元，实施“英买力油田玉东 7 区块巴西改组油藏开发方案地面工程”。

主要建设内容为：①钻井工程：在英买力油气田玉东 7 区块内新钻水平井 1 口、利用现有老井 11 口，共形成 12 口采油井；新钻注水井 3 口、利用现有老井 6 口，共形成 9 口注水井；②地面工程：新建井场 10 座(1 座采油井和 9

座注水井)；在 YD6 转油站预留位置扩建注水泵 3 台，3 井式分水器 1 套；在现有 YD7-4-2 井场及 YD7-4-5 井场扩建 2 座配水间；③集输管线：新建集油管线 2.57km,注水管线 17.01km，注水干线 6.82km；④配套工程：并配套建设供电、土建、防腐、通信、自控等工程。本工程建成投产后，12 口采油井年产油 13×10^4t/a，9 口注水井，年注水 15.51×10^4～27.65×$10^4$$m^3$/a。

2、环境影响评价工作过程

本工程属于现有油田区块内的改扩建项目，依据《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》(新水水保[2019]4号)，新疆阿克苏地区新和县属于水土流失重点治理区。根据《中华人民共和国环境影响评价法(2018 年 12 月 29 日修正)》、《建设项目环境影响评价分类管理名录》(2021 年版)(部令第 16 号)，本工程属于分类管理名录“五 石油和天然气开采业 07 7 陆地石油开采 0711”中的“涉及环境敏感区的(含内部集输管线建设)”，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进行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。

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》。本工程位于英买力油气田，不涉及生态环保红线及水源地、风景名胜区等环境敏感区，不在划定的新疆限制开发区域和禁止开发区域范围内，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相关要求。

(3)评价工作等级

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

4、关注的主要环境问题及环境影响

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

(1)本工程采出液采取密闭集输工艺，井场无组织废气非甲烷总烃可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求。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、酸化压裂废水和生活污水，其中采出水随油气混合物输送至 YD6 转油站，经生产分离器分离后采出水输至 YD6 转油站采出水处理单元，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；酸化压裂废水收集在回收罐，加碱中和后拉运至英买力油田钻试修废弃物环保处理站妥善处理；钻井队生活污水排入生活污水池，委托第三方有处置能力的单位进行处置。即本工程无废水排入地表水

体，不会对地表水环境造成影响。

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

(4)本工程选用低噪声设备，采取基础减振等措施，厂界噪声值满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)3类标准限值要求。

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

(6)本工程运营期无固体废物产生。

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

5、主要结论

综合分析，本工程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；项目通过采取完善相应的污染防治措施，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，未收到反馈意见。为此，本评价从环保角度认为本工程建设可行。

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！

1 总则

1.1 编制依据

1.1.1 环境保护法律

(1)《中华人民共和国环境保护法》(2014年4月24日发布，2015年1月1日实施)；

(2)《中华人民共和国环境影响评价法》(2018年12月29日修正并实施)；

(3)《中华人民共和国大气污染防治法》(2018年10月26日修订并实施)；

(4)《中华人民共和国水污染防治法》(2017年6月27日修订，2018年1月1日实施)；

(5)《中华人民共和国环境噪声污染防治法》(2018年12月29日修订并实施)；

(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7月2日修订并实施)；

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

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

1.1.2 环境保护法规、规章

1.1.2.1 国家环境保护法规和规章

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

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

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

(4)《国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知》(国发[2016]31号，

2016 年 5 月 28 日发布并实施)；

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

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

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

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

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

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

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

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

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

(14)《关于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)。

1.1.2.2 地方环境保护法规和规章

(1)《新疆维吾尔自治区野生植物保护条例(2012年修正)》(2012年3月28日修订并实施)；

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

(3)《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》(2015年3月

1日实施，2018年9月21日修订)；

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

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

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

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

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

(9)《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)；

(10)《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)；

(11)《新疆维吾尔自治区生态环境功能区划》；

(12)《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》；

(13)《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)；

(14)《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)；

(16)《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)；

(15)《阿克苏地区大气污染防治行动计划实施方案》；

(16)《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）；

(17)《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)；

(18)《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)。

1.1.3 环境保护技术规范

(1)《建设项目环境影响评价技术导则·总纲》(HJ2.1-2016)；

(2)《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018)；

(3)《环境影响评价技术导则·地表水环境》(HJ2.3-2018)；

(4)《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016)；

(5)《环境影响评价技术导则·声环境》(HJ2.4-2009)；

(6)《环境影响评价技术导则·生态影响》(HJ19-2011)；

(7)《环境影响评价技术导则·土壤环境》(HJ 964-2018)；

(8)《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)。

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

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

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

(11)《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系(试行)》；

1.1.4 相关文件及技术资料

(1)《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)；

(6)《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)；

(7)《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)；

(8)《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)；

(9)《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)；

(10)《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环境影响报告书》(新疆天合环境技术咨询有限公司，2018 年 7 月)；

(11)《关于英买力油气田玉东 7 区块白垩系油藏初步开发方案地面工程环境影响报告书的批复》(阿地环函字[2018]344 号)；

(12)《环境质量现状检测报告》；

(13)塔里木油田分公司提供的其他技术资料；

(14)环评委托书。

1.2 评价目的和评价原则

1.2.1 评价目的

(1)通过环境现状调查和监测,掌握项目所在地一带的自然环境及环境质量现状。

(2)针对本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)为环境管理主管部门决策、设计部门优化设计、建设单位环境管理提供

科学依据。

1.2.2 评价原则

(1)坚持环境影响评价为项目建设服务，为环境管理服务，为保护生态环境服务。

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

(3)全面贯彻环境影响评价导则、总纲，科学分析项目建设对环境质量的影响。

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

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

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

1.3 环境影响要素和评价因子

1.3.1 环境影响要素识别

根据本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 1.3-1。

表 1.3-1 **环境影响要素识别结果一览表**

工程活动 \ 环境因素		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
施工期	钻井工程	-1D	—	—	-1D	-1D	-1C	-1C	-1C
	管线开挖	-2D	--	--	-1D	-1C	-2C	-1C	-1C
	设备安装	--	--	--	-1D	--	--	--	--
	材料、废弃物运输	-1D	--	--	-1D	—	—	—	—
营运期	原油开采及集输	-1C	—	—	-1C	—	--	—	—

注：1、表中“+”表示正效益，“-”表示负效益；

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

3、表中“D”表示短期影响，“C”表示长期影响。

由表 1.3-1 可知，本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、景观等产生一定程度的负面影响；营运期对环境的影响是长期的，最主要的是对自然环境中的环境空气、声环境等产生不同程度的直接的负面影响。

1.3.2 评价因子

根据环境影响因素识别结果,结合区域环境质量现状,以及本工程特点和污染物排放特征，确定本工程评价因子见表 1.3-2。

表 1.3-2　　**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、非甲烷总烃
	污染源	非甲烷总烃
	影响评价	非甲烷总烃
地下水	现状评价	**基本水质因子：**色、嗅和味、浑浊度、肉眼可见物、pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、铜、锌、铝、挥发性酚类、阴离子表面活性剂、COD、氨氮、硫化物、总大肠杆菌、细菌总数、亚硝酸盐、硝酸盐、氰化物、碘化物、汞、砷、硒、镉、六价铬、铅、耗氧量、氟化物、苯、甲苯; **特征因子：**石油类
	污染源	石油类
	影响评价	石油类
土壤环境	现状评价	建设用地基本因子：pH、砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、䓛、二苯并[a，h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘 特征因子：石油烃(C_{10}～C_{40})
	污染源	入渗型：石油烃(C_{10}～C_{40})
	影响分析	入渗型：石油烃(C_{10}～C_{40})
声环境	现状评价	L_{eq}
	污染源	L_A
	影响评价	L_{eq}

续表 1.3-2　　**本工程评价因子一览表**

环境要素	项　目		评 价 因 子
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、生态系统
	影响评价		
环境风险	风险识别		原油(采出液)、甲烷、乙烷、丙烷
	风险评价	大气	甲烷、乙烷、丙烷
		地下水	原油(采出液)

1.4 评价等级和评价范围

1.4.1 评价等级

1.4.1.1 环境空气影响评价工作等级

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

(1)P_{max}及$D_{10\%}$的确定

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

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

式中：P_i——第i个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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，μg/m^3；

ρ_{oi}——第i个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/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

本工程周边3km范围内的用地布局详见图1.4-1。

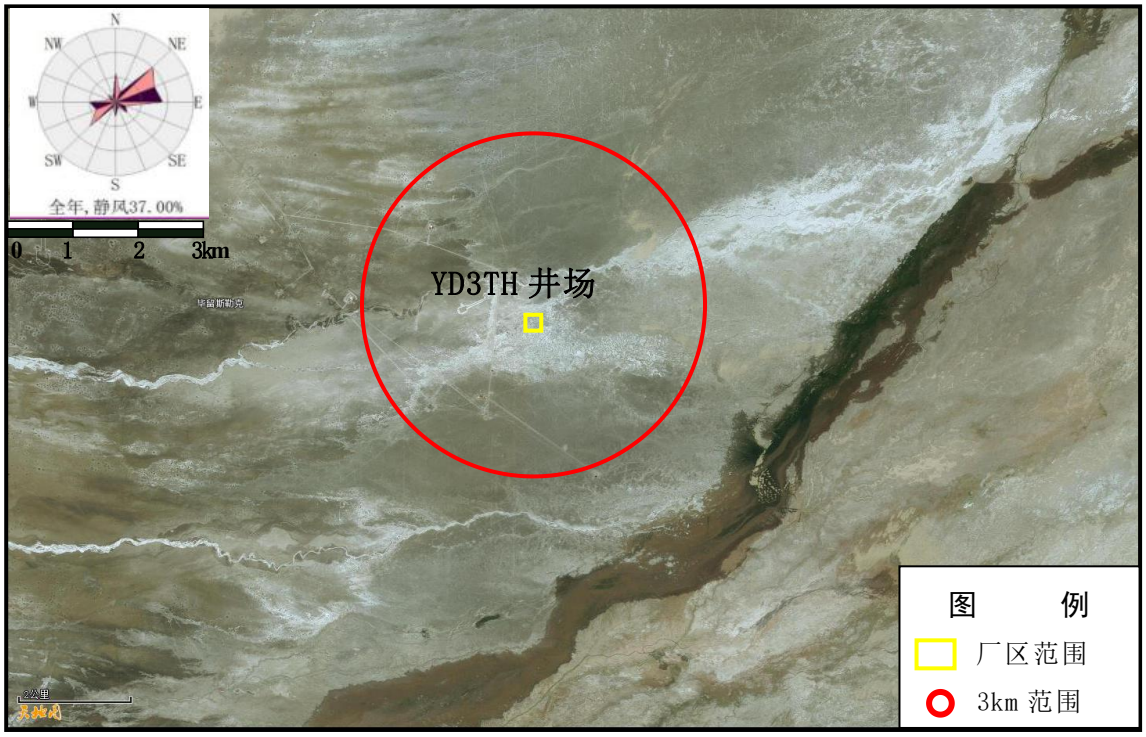

图 1.4-1 **项目周边 3km 范围内土地利用类型分布示意图**

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018)附录B中模型计算设置说明:当项目周边3km半径范围内一半以上面积属于城市建成区或者规划区时，选择城市，否则选择农村。以本工程YD3TH井为中心，外扩半径3km范围内用地均为荒漠，因此，本工程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1.4-1；废气污染源参数见表1.4-2和表1.4-3，坐标以YD3TH井场中心为原点(0,0)；相关污染物预测及计算结果见表1.4-4。

表1.4-1 **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/℃		40.1
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1.4-2 **主要废气污染源参数一览表(面源，100%负荷)**

面源名称	面源起点坐标/m (X，Y)	面源海拔高度/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/°	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	评价因子	排放速率/(kg/h)
YD3TH 井场无组织废气	(25，25)	1005	6	6	25	5	8760	正常	非甲烷总烃	0.011

表1.4-3 **P_{max}及$D_{10\%}$预测及计算结果一览表**

序号	污染源名称	评价因子	C_i(μg/m³)	评价标准(μg/m³)	P_i(%)	P_{max}(%)	最大浓度出现距离(m)	$D_{10\%}$(m)
1	YD3TH 井场无组织废气	非甲烷总烃	76.7	2000	3.84	—	5	—

(4)评价工作等级判定

根据上述计算结果，本工程 YD3TH 井场无组织外排废气污染物 P_{max}=3.84%＜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。

1.4.1.2 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 1.4-4。

表 1.4-4　　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/(m³/d)；水污染物当量数 W/(无量纲)
一级	直接排放	Q≥20000 或 W≥600000
二级	直接排放	其他
三级 A	直接排放	Q＜200 且 W＜6000
三级 B	间接排放	—

注 1：依托现有排放口，且对外环境未新增排放污染物的直接排放建设项目，评价等级参照间接排放，定为三级 B。
注 2：建设项目生产工艺中有废水产生，但作为回水利用，不排放到外环境的，按三级 B 评价。

本工程产生废水包括采出水、酸化压裂废水和生活污水，其中采出水随油气混合物输送至 YD6 转油站采出水处理单元，处理后进行回注；酸化压裂废水收集在回收罐，加碱中和后拉运至英买力油田钻试修废弃物环保处理站妥善处理；钻井队生活污水排入生活污水池，委托第三方有处置能力的单位进行处置。因此由表 1.4-6 可知，本工程地表水环境影响评价工作等级为三级 B。

1.4.1.3 地下水环境影响评价工作等级

(1)建设项目地下水环境影响评价行业分类

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

(2)地下水环境敏感程度

根据《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016)，建设项目的地下水环境敏感程度分级原则见表 1.4-5。

表 1.4-5　　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水式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源(如矿泉水、

	温泉等)保护区以外的分布区等其它未列入上述敏感分级的环境敏感区[a]
不敏感	上述地区之外的其它地区
[a]“环境敏感区”是指《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区	

本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，在建和规划的引用水水源)准保护区;亦不在除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其它保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。同时亦不涉及集中式饮用水水源(包括已建成在用、备用、应急水源，在建和规划的引用水水源)准保护区以外的补给径流区；不涉及未划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；不涉及分散式饮用水水源地，不涉及特殊地下水资源(如矿泉水、温泉等)保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区。因此，本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1.4-6。

表1.4-6　　**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	一	一	二
较敏感	一	二	三
不敏感	二	三	三

本工程地下水环境影响评价Ⅰ类项目、环境敏感程度为不敏感，根据表1.4-6判定结果，确定本工程地下水环境影响评价工作等级为二级。

1.4.1.4 声环境影响评价工作等级

(1)声环境功能区类别

本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 3 类声环境功能区。

(2)敏感目标噪声级增高量和受噪声影响人口数量

项目周围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三级。

1.4.1.5 土壤环境影响评价工作等级

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

(1)建设项目类别

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

(2)影响类型

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

(3)占地规模

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)中“建设项目占地规模分为大型(≥50hm^2)、中型(5～50hm^2)和小型(≤5hm^2)”，本工程永久占地面积约 0.48hm^2，占地规模为小型。

(4)建设项目敏感程度

本工程周边为荒漠，站场 1km 范围内、集输管线 200m 范围内不存在耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或村庄、学校等敏感点及其他土壤环境敏感目标，因此，环境敏感程度为“不敏感”。

(5)评价工作等级判定

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，土壤环

境影响评价工作等级划分见表1.4-7。

表1.4-7　　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	—	—

本工程类别为Ⅰ类、占地规模为小型、环境敏感程度为不敏感，综合以上分析结果，本工程土壤环境评价工作等级为二级。

1.4.1.6 生态影响评价工作等级

(1)占地范围

本工程位于英买力油气田，本工程永久占地面积4800m^2，临时占地面积211200m^2，面积在2km^{2}范围内；集输、注水管线累计26.4km，管线长度在50km范围内。

(2)区域环境

本工程周边为荒漠，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，因此判定本工程区域属于(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1.4-8。

表1.4-8　　**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

本工程占地面积在2km^{2}范围内，管线长度≤50km、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，本工程生态影响评价工作等级为三级。

1.4.1.7 环境风险评价工作等级

1.4.1.7.1 危险物质及工艺系统危险性(P)的分级确定

本工程在生产、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)

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

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

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

Q_1，$Q_2 \cdots Q_n$ 每种危险物质的临界量,t。

当 Q<1 时，该项目环境风险潜势为Ⅰ；

当 Q≧1 时，将 Q 值划分为：(1)1≤Q<10；(2)10≤Q<100；(3)Q≧100。

本工程涉及的各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 1.4-9。

表 1.4-9 **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_n/t	临界量 Qn/t	该种危险物质 Q 值
1	原油(采出液)	—	10.32	2500	0.004
2	甲烷	74-82-8	0.688	10	0.0688
3	乙烷	74-84-0	0.06	10	0.006
4	丙烷	74-98-6	0.017	10	0.0017
项目 Q 值					0.0805

经计算，本工程 Q 值为 0.0805，Q 值＜1，风险潜势为Ⅰ。

1.4.1.7.2 评价工作等级的划分

根据导则规定，环境风险评价工作等级划分方法见表1.4-10。

表1.4-10　　环境风险评价工作等级划分一览表

环境风险潜势	IV、IV+	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析[a]
a 是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。				

对照表1.4-10可知，本工程环境风险潜势为Ⅰ，因此本工程确定环境风险评价等级为简单分析。

1.4.2 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 1.4-11。

表 1.4-11　　各环境要素评价范围一览表

序号	环境要素	评价等级	评 价 范 围
1	环境空气	二级	以 YD3TH 井场为中心边长 5km 的矩形区域，评价范围面积 25km^2
2	地表水环境	--	--
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，及管线两侧 200m 范围
4	声环境	三级	站场边界外 200m 范围
5	土壤环境	二级	站场边界及管线两侧外延 200m 范围
6	生态环境	三级	站场边界及管线两侧外延 200m 范围
7	环境风险	简单分析	项目周边区域大气、地下水环境

1.5 评价内容和评价重点

1.5.1 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 1.5-1。

表 1.5-1　　评 价 内 容 一 览 表

序号	项 目	内　　容
1	总则	编制依据、评价目的及评价原则、环境影响要素和评价因子、评价等级与评价范围、评价内容及评价重点、评价标准、相关规划及环境功能区划分析、分析项目建设内容及选址与产业政策及环境保护政策的符合性、环境保护目标

续表 1.5-1　　评 价 内 容 一 览 表

序号	项 目	内　　容
2	工程分析	**现有工程：**英买力油气田整体概况、现有工程规模及开采情况、污染源及治理措施、环保手续执行情况分析、环境问题及“以新带老”改进意见。 **拟建工程：**基本概况、产品方案、主要生产设备及经济技术指标、工艺流程及排污节点分析、污染源及环保治理措施、污染物排放总量、清洁生产分析
3	环境现状调查与评价	自然环境概况、环境敏感区调查、环境质量现状监测与评价、区域污染源调查
4	施工期环境影响分析	施工影响分析，施工废气、施工废水、施工噪声和施工固废环境影响分析
5	营运期环境影响评价	环境空气、地下水、声环境、土壤、生态环境影响评价，固体废物环境影响分析，环境风险评价
6	环保措施可行性论证	针对项目拟采取的污染防治、生态保护、环境风险防范等环境保护措施，分析论证其技术可行性、经济合理性、长期稳定运行和达标排放的可靠性、满足环境质量改善和排污许可要求的可行性、生态保护和恢复效果的可达性
7	环境影响经济损益分析	从项目实施后的环境影响的正负两方面，以定性方式估算建设项目环境影响的经济价值
8	环境管理与监测计划	按项目建设阶段、生产运行阶段，提出具体环境管理要求；给出污染物排放清单，明确污染物排放的管理要求；提出应向社会公开的信息内容；提出建立日常环境管理制度、组织机构和环境管理台账相关要求；提出环境监测计划
9	结论与建议	对建设项目环境影响评价各章节结论进行概括总结和综合分析，结合环境质量目标要求，明确给出建设项目的环境影响可行性结论

1.5.2 评价重点

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

1.6 评价标准

本次环境影响评价执行如下标准：

(1)环境质量标准

环境空气：PM_{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。

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

声环境：执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)3类区标准。

土壤：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》

(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)；石油烃选用《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：非甲烷总烃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。

噪声：施工噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)中相应限值；运营期井场边界执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的 3 类标准。

上述各标准的标准值见表 1.6-1 至表 1.6-3。

(3)控制标准

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

表 1.6-1 **环境质量标准一览表**

环境要素	项目	取值时间	标 准	单位	标准来源
大气环境	PM_{10}	年平均	70	μg/m³	《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二级标准及其修改单
		24 小时平均	150		
	$PM_{2.5}$	年平均	35		
		24 小时平均	75		
	SO_2	年平均	60		
		24 小时平均	150		
		1 小时平均	500		

续表 1.6-1　　**环境质量标准一览表**

环境要素	项目	取值时间	标　准	单位	标准来源
大气环境	NO_2	年平均	40	μg/m³	《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二级标准及其修改单
		24 小时平均	80		
		1 小时平均	200		
	CO	24 小时平均	4	mg/m³	
		1 小时平均	10		
	O_3	日最大 8 小时平均	160	μg/m³	
		1 小时平均	200		
	非甲烷总烃	1 小时平均	2.0	mg/m³	《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m³的标准
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			
	锌	≤5.00			
	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			

续表 1.6-1　　**环境质量标准一览表**

环境要素	项目	取值时间	标　准	单位	标准来源
地下水	总大肠菌群	≤100		CFU/100mL	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)Ⅳ类微生物指标
	菌落总数	≤1000		CFU/mL	
	亚硝酸盐	≤4.80		mg/L	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)表 1 毒理学指标中Ⅳ类
	硝酸盐	≤30.0			
	氰化物	≤0.1			
	氟化物	≤2.0			
	碘化物	≤0.50			
	汞	≤0.002			
	砷	≤0.05			
	镉	≤0.01			
	铬(六价)	≤0.10			
	铅	≤0.10			
	苯	≤0.12			
	甲苯	≤0.14			
	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	65	dB(A)	《声环境质量标准》(GB3096-2008)3 类标准
		夜间	55		

表 1.6-2　　**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		

续表 1.6-2　　**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
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		
30	乙苯	28		
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		

续表 1.6-2　　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
38	苯并[a]蒽	15	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
39	苯并[a]芘	1.5		
40	苯并[b]荧蒽	15		
41	苯并[k]荧蒽	151		
42	䓛	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 1.6-3　　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
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 1.6-4　　污染物排放标准一览表

类别	污染源	项　　目	排放限值	单位	标 准 来 源
废气	井场无组织	非甲烷总烃	4.0	mg/m^3	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求

续表 1.6-4　　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
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		
厂界噪声	L_{eq}	昼间	65	dB(A)	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)3 类区标准
		夜间	55		

1.7 相关规划及环境功能区划

1.7.1 主体功能区划

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

本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区迹地的生态修复”。本工程以点状开发方式新钻 4 口新井及敷设集输管线，主要目的是维持英买力玉东 7 区块现有产能的持续稳定，项目的实施不会造成玉东 7 区块产能大幅度增加。且开发强度较小，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，井场周围及管道两侧设置草方格等生态恢复措施，对区域生态环境影响较小。

综上所述，项目未处于主体功能区划中的禁止开发区，与区域主体功能区

中限制开发区域规划目标相一致，与主体功能区划相协调。

1.7.2 生态环境保护规划

根据评价区块的地理位置，项目区位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区新和县西南部，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1.7-1。

表1.7-1 **相关文件符合性分析一览表**

文件名称	文件要求	本工程	符合性
《“十三五”环境影响评价改革实施方案》(环环评[2016]95号)	拟定生态保护红线	本工程距生态保护红线(拟定)最近距离为7.9km，不在生态保护红线范围内	符合(待生态保护红线管控要求正式发布后，本工程若涉及新疆生态红线等禁止开发区域，届时按照文件相关要求进行处理)
《“十三五”环境影响评价改革实施方案》(环环评[2016]95号)	环境质量底线	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
《“十三五”环境影响评价改革实施方案》(环环评[2016]95号)	资源利用上线	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
《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	本项目施工周期较短，报告中已提出施工过程中严格控制作业带，减少施工占地的措施，要求施工结束后及时进行恢复清理，落实报告中提出的生态保护措施，避免对区域生态环境造成影响	符合
	油气长输管道及油气田内部集输管道应当优先避让环境敏感区，并从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面进行深入论证。高度关注项目安全事故带来的环境风险，尽量远离沿线居民	本项目油气集输管线采取埋地敷设方式，管线路径未经过环境敏感区，周边无居民区分布	符合
《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件》	铁路、高速公路、国道、省道等重要交通干线两侧200米范围以内，重要工业区、大型水利工程设施、城镇市政工程设施所在区域，军事管理区、机场、国防工程设施圈定的区域,居民聚集区1千米以内禁止建设非金属矿采选项目	本工程不在铁路、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、大型水利工程设施、城镇市政工程设施所在区域，军事管理区、机场、国防工程设施圈定的区域	符合

续表 1.7-1　　相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本工程	符合性
《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件》	伊犁河、额尔齐斯河等重要河流源头区、水环境功能区划为Ⅰ、Ⅱ类和具有饮用功能的Ⅲ类水体岸边 1000 米以内，其它Ⅲ类水体岸边 200 米以内，禁止新建或改扩建非金属矿选矿工程，存在山体等阻隔地形或建设人工地下水阻隔设施的，可根据实际情况，在确保不会对水体产生污染影响的前提下适当放宽距离要求	项目边界南距最近地表水体塔里木河 42.1km	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)3 类标准限值要求	符合

表 1.7-2　石油天然气开采业污染防治技术政策符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本工程	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 YD6 采出水处理单元处理后回注于地层；酸化压裂废水及修井过程中产生的废水收集在回收罐，加碱中和后拉运至英买力油田钻试修废弃物环保处理站妥善处理；钻井队生活污水排入生活污水池，委托第三方有处置能力的单位进行处置；无石油类污染物排放	符合
	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。	本工程建设布局合理，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
	在油气开发过程中，应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复	本评价已提出生态环境影响减缓措施	符合
	位于湿地自然保护区和鸟类迁徙通道上的油田、油井，若有较大的生态影响，应将电线、采油管线地下敷设。在油田作业区，应采取措施，保护零散自然湿地。	本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

续表 1.7-2　**石油天然气开采业污染防治技术政策符合性分析一览表**

文件名称	文件要求	本工程	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 1.7-3　**新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例符合性分析一览表**

文件名称	文件要求	本工程	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。	本项目集输、注水过程采用先进技术、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置泥浆，不外排	符合
	煤炭、石油、天然气开发单位应当加强危险废物的管理。危险废物的收集、贮存、运输、处置，必须符合国家和自治区有关规定；不具备处置、利用条件的，应当送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，应当采取措施防止污染大气、土壤、水体。	本项目运营期无固废产生，修井过程中产生的含油废物委托有危险废物处置资质单位接收处置	符合

1.7.3 “三线一单”分析

根据《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》(环环评[2016]150 号)，要求以生态保护红线、环境质量底线、资源利用上限和环境准入负面清单（以下简称“三线一单”）为手段，强化空间、总量和准入环境管理。将本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 7.9km，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。

本工程施工期废气、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，包括井场无组织废气，井场管线阀门连接处定期检测，污染物能达标排放，采取相应措施后经预测能够满足相关标准要求，符合环境质量底线的要求，不会对环境质量底线产生冲击。

(3)资源利用上线

项目所在区域设置有水资源、土地资源及能源上限。项目为石油天然气开采项目，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；玉东 7 区块建有完善的电力系统，区块内 35kV 配电网均较为完善，本项目耗电量为 347×10^{4}kW·h/a，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（2019年）》(发改体改[2019]1685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。

1.7.4 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；项目区域以工业生产(油气开采)为主要功能，区域声环境属于《声环境质量标准》(GB3096-2008)3类功能区。

1.7.5 生态环境功能区划

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1.7-4和图1.7-1。

表1.7-4　　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	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、塔里木河水源补给
主要生态环境问题		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、保护河流水质、保护荒漠植被、保护土壤环境质量
主要保护措施		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1.7-4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”，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”。本工程新建井场场占地面积小、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，符合区域生态服务功能定位。

本工程与生态环境功能区划关系图

图 1.7-1

本工程与生态保护红线(拟定)位置关系图

图 1.7-2

1.8 环境保护目标

本工程评价区域内无自然保护区、风景名胜区和其他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；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，因此，不再设置生态保护目标。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。环境保护目标见表 1.8-1 至 1.8-4。

表 1.8-1　　环境空气保护目标一览表

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

表 1.8-2　　地下水环境保护目标一览表

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

表 1.8-3　　土壤环境保护目标一览表

保护目标	方位	距项目厂界(m)
评价范围内土壤	--	--

表1.8-4 **环境风险保护目标一览表**

类别	环境敏感特征					
环境空气	井场周边3km范围内					
	序号	敏感目标名称	相对方位	距离/m	属性	人口数
	1	区域大气环境	--	--	--	--
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						E3

类别	序号	环境敏感区名称	环境敏感特征	水质目标	包气带防污性能	与下游厂界距离(m)
地下水	1	调查评价范围内潜水含水层	--	Ⅳ类	--	--
	地下水环境敏感程度E值					--

2 建设项目工程分析

本工程在新疆维吾尔自治区阿克苏地区新和县西南部实施“英买力油田玉东 7 区块巴西改组油藏开发方案地面工程”，主要建设内容为：①钻井工程：在英买力油气田玉东 7 区块内新钻水平井 1 口、利用现有老井 11 口，共形成 12 口采油井；新钻注水井 3 口、利用现有老井 6 口，共形成 9 口注水井；②地面工程：新建井场 10 座(1 座采油井和 9 座注水井)；在 YD6 转油站预留位置扩建注水泵 3 台，3 井式分水器 1 套；在现有 YD7-4-2 井场及 YD7-4-5 井场扩建 2 座配水间；③集输管线：新建集油管线 2.57km,注水管线 17.01km，注水干线 6.82km；④配套工程：并配套建设供电、土建、防腐、通信、自控等工程。为此，本次评价对区块勘探现状进行回顾性分析，对本工程玉东 7 区块内 17 口老井、YD6 转油站作为现有工程进行分析；将英买处理厂、英买力油田钻试修废弃物环保处理站作为依托工程进行分析。本次评价工程分析章节结构见表 2.1-1。

表 2.1-1　　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、现有工程主要工艺及产排污节点、污染源调查、污染物排放量、环境问题及以新带老建议等内容
2	依托工程	与项目相关的英买处理厂、英买力油田钻试修废弃物环保处理站基本情况
3	拟建工程	拟建工程项目基本概况、主要生产设备设施、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、三本账、污染物总量控制分析

2.1 区块勘探现状及回顾性分析

英买力油气田位于新疆阿克苏地区新和县、温宿县、沙雅县境内，东西长 136km，南北长 87.3km，区域面积 9700km^2。英买力油气田群有 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 亿 m^3,凝析油+原油 8417.11 万 t。

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 2.1-1。

表 2.1-1　　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	环评文件			验收文件		
		审批单位	批准文号	批准时间	验收单位	验收文号	验收时间
1	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	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	原阿克苏地区环境保护局	阿地环函字[2018]344号	2018年8月30日	正组织验收		

2.2 现有工程

本工程现有站场环评及验收情况见表 2.2-1。

表 2.2-1　　现有工程环评及验收情况一览表

序号	建设项目名称	环评文件			验收文件		
		审批单位	批准文号	批准时间	验收单位	验收文号	验收时间
1	YD701H	原阿克苏地区环境保护局	阿地环函字[2017]345号	2017.7.25	自主验收	—	—
2	YD703H		阿地环函字[2017]347号	2017.7.25	自主验收	—	—
3	YD705H		阿地环函字[2017]355号	2017.7.26	自主验收	—	—
4	YD707H		阿地环函字[2017]659号	2017.12.16	自主验收	—	—
5	YD710		阿地环函字[2017]608号	2017.11.16	自主验收	—	—
6	YD702H		阿地环函字[2017]346号	2017.7.25	自主验收	—	—
7	YD704H		阿地环函字[2017]348号	2017.7.25	自主验收	—	—
8	YD7-3-4		阿地环函字[2018]230号	2007.8.27	自主验收	—	—
9	YD7-4-2		阿地环函字[2018]344号	2018年8月30日	正组织验收		
10	YD7-4-H4						
11	YD7-4-8H						
12	YD7-2-1						

续表 2.2-1　　**现有工程环评及验收情况一览表**

序号	建设项目名称	环评文件			验收文件		
		审批单位	批准文号	批准时间	验收单位	验收文号	验收时间
13	YD7-3-7	原阿克苏地区环境保护局	阿地环函字[2018]344 号	2018 年 8 月 30 日	正组织验收		
14	YD7-5-3						
15	YD7-5-5						
16	YD7-4-5						
17	YD7-5-7						
18	YD6 转油站						

2.2.1 现有井场

现有 11 口采油井减少采出液粘滞性，便于集输，井场设电磁加热器对采出液进行加热。井场采出液通过井口模块油嘴一级节流后经过电磁加热器加热后由集输管线输至 YD6 转油站，最终送至英买处理厂处理。现有 6 口注水井均处于停产状态。

表 2.2-2　　**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 11 口采油井	1	采油树	座	11	每座井场 1 座
	2	RTU 机柜间	座	11	每座井场 1 座
	3	电磁加热器	座	11	每座井场 1 座
现有 6 口注水井	1	采油树	套	6	每座井场 1 座

图 2.2-1　　**现有井场现状图**

2.2.2 YD6转油站

2.2.2.1 油气处理单元

12口油井产油气进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。分离出的凝析油至凝析油外输泵增压至16.5MPaG，进入加热炉加热至60℃与增压后的天然气通过已建的YD7集气管线和 YD7集气管线复线输至YD2集气站，再经已建的西集气干线输至英买处理厂。

2.2.2.2 采出水处理部分

本工程水处理工艺为“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。

2.2.2.3 主要设备及处理能力

站内主要设备及处理能力见表2.2-2。

表2.2-2 **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	Φ3.6×14000	1台	1000t/d	—	—
	三相分离器	Φ3.6×14000	1台	1000t/d	—	—
2	输油泵	132kW	3台	Q=20m^3/h	Q=60m^3/h	—
3	真空加热炉橇	1.0MW 25MPa	2座	1.0MW	2.0MW	1用1备
4	真空加热炉橇	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	12×10^4m^3/d	1套	—	—	—
7	天然气增压单元(压缩机)	出口压力16.5MPa	4台	4×10^4m^3/d	16×10^4 m^3/d	—

2.2.2 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，现有工程污染源及治理措施情况见表2.2-3。

表 2.2-3　　现有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
								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 0.004 0.075	达标
		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

类别	污染源名称	主要污染物	污染治理效果 排放浓度(mg/m^3)	达标情况
无组织废气	11 口现有老井	非甲烷总烃	1.6	厂界达标
	YD6 转油站	非甲烷总烃	2.0	厂界达标

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	YD6 转油站	站场加热炉	L_{eq}	80	基础减震	降噪 15dB(A)	厂界达标
		输油泵	L_{eq}	95	基础减震	降噪 15dB(A)	
		注水泵	L_{eq}	95	基础减震	降噪 15dB(A)	
		压缩机	L_{eq}	95	基础减震	降噪 15dB(A)	
		回收水泵	L_{eq}	95	基础减震	降噪 15dB(A)	
		反洗泵	L_{eq}	95	基础减震	降噪 15dB(A)	
		排泥泵	L_{eq}	95	基础减震	降噪 15dB(A)	
		升压泵	L_{eq}	95	基础减震	降噪 15dB(A)	
	井场	采油树	L_{eq}	85	基础减震	降噪 15dB(A)	厂界达标

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
废水	1	采出水	SS、COD、石油类	进入 YD6 转油站现有污水处理装置处理	悬浮固体含量	3.20	达标
					含油量	0.637	
					平均腐蚀率(mm/年)	0.018	
					粒径中值	2.874	

类别	序号	污染源名称	治理措施	治理效果
固体废物	1	含油废物	收集后由区域具有危废处置资质的公司接收处理，妥善处理	妥善处置，不外排
	2	生活垃圾	定期送英买力现有生活垃圾填埋场填埋处理，妥善处理	

2.2.3 现有工程污染物年排放量

根据核算结果，现有工程污染物年排放情况见表2.1-9。

表2.2-8 **现有工程污染物排放情况一览表** 单位：t/a

类别	废气				废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃		
现有工程排放量	0.031	0.010	0.247	1.641	0	0

2.2.4 环境问题及“以新带老”改进意见

根据现场调查，钻井工程采取的环境保护措施基本达到预期设计要求，效果良好。目前存在的主要环境问题及整改措施：

(1)钻井后场地应及时恢复；建议加大人工干预力度，做好场地恢复工作。

(2)钻井工程已结束的单井,未及时开展项目环境保护竣工验收,应根据《环境保护法》、《建设项目环境保护管理条例》和《关于发布<建设项目竣工环境保护验收暂行办法>的公告》(国环规环评[2017]4号)等要求，结合实际情况阶段性开展项目环境保护竣工验收工作。

2.3 依托工程

2.3.1 英买处理厂

英买处理厂天然气总处理规模为 700×10^4m^3/d、凝析油处理规模为 50×10^4t/a(1500t/d)、污水处理规模为 1200m^3/d。处理厂内包括天然气处理装置 2 套和凝析油稳定装置 2 套,原设计进站压力 11MPaG,单套天然气处理规模为 350×10^4m^3/d，单套凝析油处理规模为 25×10^4t/a(750t/d)。

英买处理厂实际天然气处理量 525.9×10^4m^3/d、实际凝析油处理 779t/d、实际采出水处理 936.07m^3/d。

现英买处理厂天然气处理能力富余 174.1×10^4m^3/d、凝析油处理能力富余 721t/d、污水处理富余 463.93m^3/d。

表 2.3-1 **英买处理厂规模表**

英买处理厂	设计规模	实际处理量	本工程新增量	富余能力
天然气×10^4m^3/d	700	525.9	5.10	174.1
凝析油 t/d	1500	779	415	721
采出水m^3/d	1400	936.07	139	463.93

2.3.1.1 处理工艺

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。

2.3.1.2 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。

2.3.1.3 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℃，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℃，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。

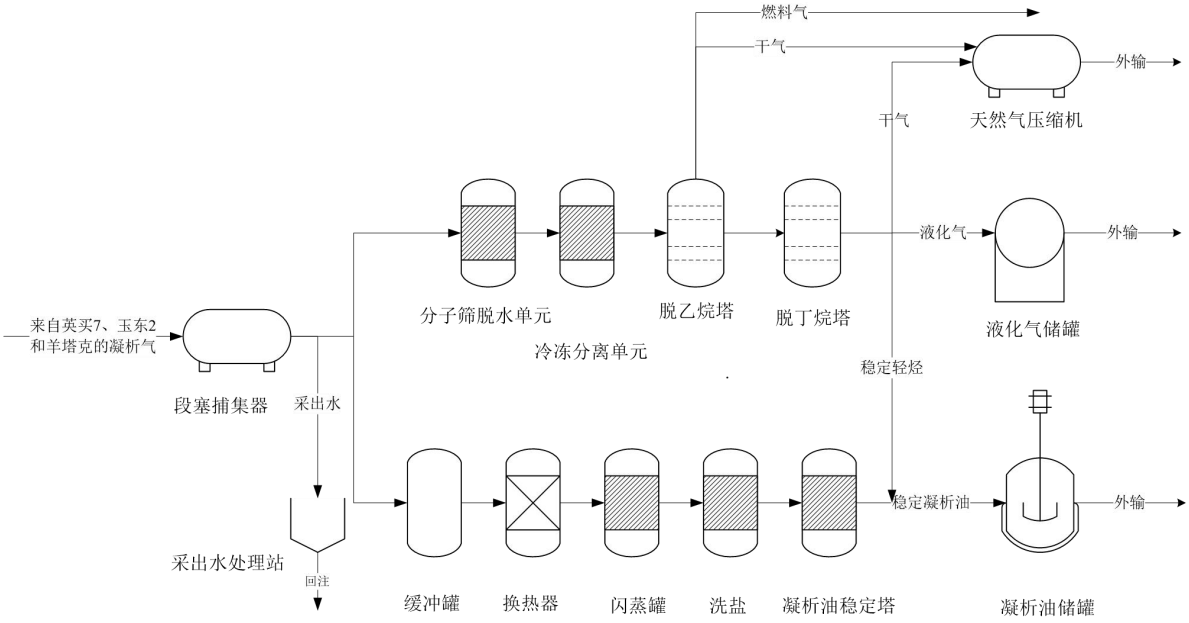

图2.3-1　　英买油气处理厂天然气处理流程框图

2.3.1.4 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 2.3-2。

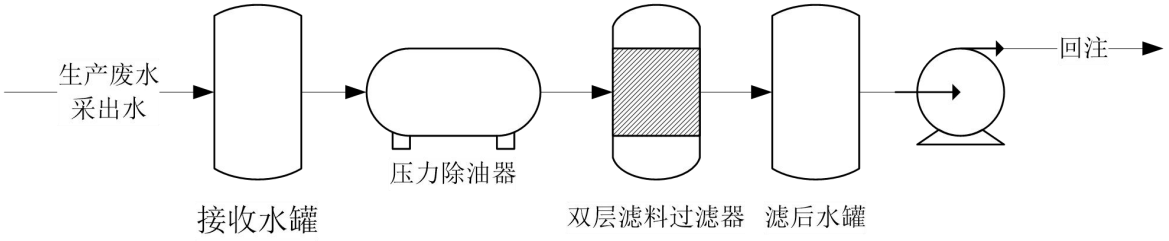

图 2.3-2　　含油污水处理流程图

本工程实施期间，钻井废弃物基本依托英买力现有环保设施处理，单井建成后油气处理依托现有英买力处理厂，运营期的废水、固废处理亦依托现有环保设施。

2.3.2英买力油田钻试修废弃物环保处理站

2.3.2.1 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)。

2.3.2.2 处理工艺

(1)钻井聚磺体系泥浆钻井岩屑处理

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。

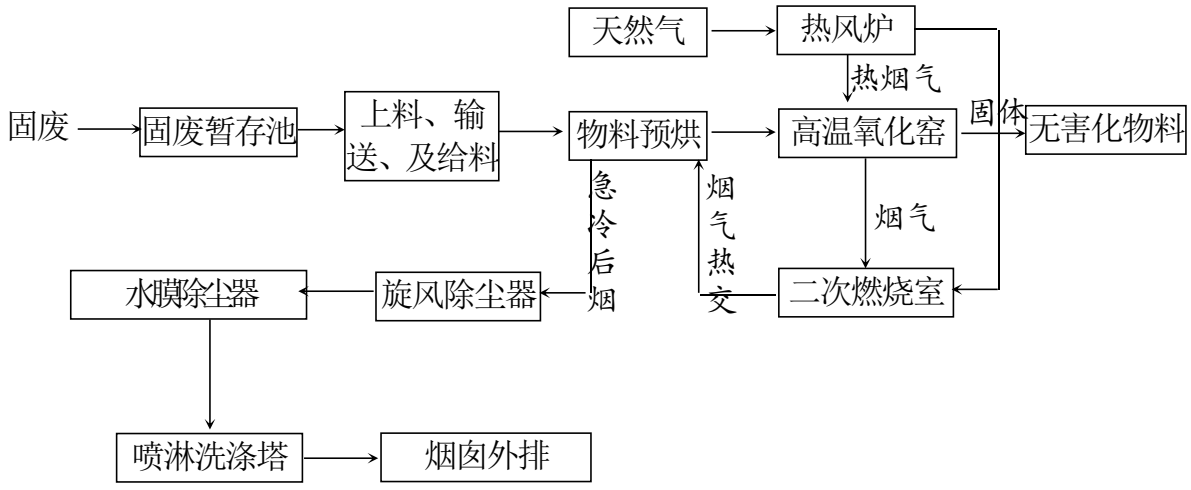

图 2.3-3　**环保站钻井聚磺体系泥浆固废处理工艺流程图**

(2)钻试修废水处理

采取均质除油+絮凝沉淀+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《生产回注水质指标及推荐方法》(Q/SY TZ 0149-2011)的生产回注水质指标要求，用于油田

油层回注用水。废水处理工艺主要包括预处理(均质除油)、破乳絮凝、固液分离、过滤、回注等工序，本次评价主要针对上述主体工序进行分析，具体流程见图 2.3-4。

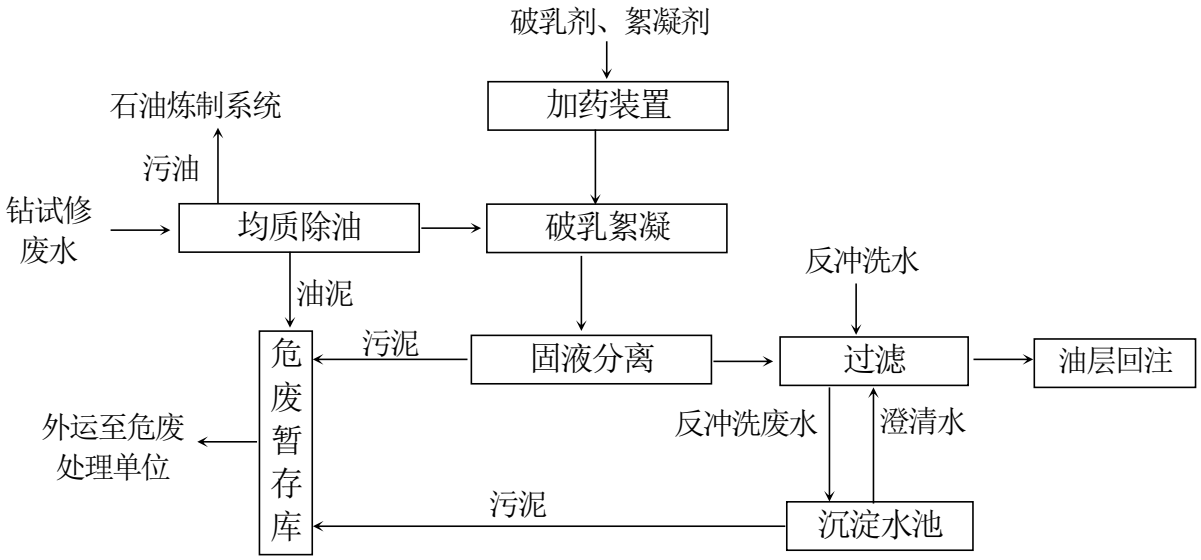

图 2.3-4　　**环保站钻试修废水处理工艺流程图**

2.3.2.3 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 2.5-2。

表 2.3-2　　**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	磺化泥浆及钻井岩屑	100m³/d	40m³/d	55%	60m³/d	22m³/d
2	钻试修废水	300m³/d	150m³/d	50%	150m³/d	5.3m³/d

英买力钻试修环保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，钻试修废水处理。工艺经过论证，处理能力已考虑油气田开发阶段性性特点，理论上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，塔里木油田分公司正在组织第三方参与撬装化钻试修废弃物处理装置的建设，陆续实施；撬装化装置项目另做环评，不在本次评价范围内。

2.4 拟建工程概况

2.4.1 拟建工程概况

根据英买力油田玉东 7 区块巴西改组油藏开发方案地面工程，项目基本情况见表 2.4-1，主要经济技术指标见表 2.4-2。

表 2.4-1　　**方案基本情况一览表**

项目		基 本 情 况	
项目名称		英买力油田玉东 7 区块巴西改组油藏开发方案地面工程	
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西南部	
建设性质		改扩建	
建设周期		建设周期 5 个月，预计 2021 年 10 月正式投产运营	
总投资		工程总投资 41387 万元，其中环保投资 620 万元，占总投资的 1.50%	
占地面积		216000㎡(永久占地面积 4800㎡，临时占地面积 211200㎡)	
规模		12 口采油井年产油 13×10⁴t/a，9 口注水井，年注水 15.51×10⁴～27.65×10⁴m³/a	
建设内容	主体工程	①钻井工程：在英买力油气田玉东 7 区块内新钻水平井 1 口、利用现有老井 11 口，共形成 12 口采油井；新钻注水井 3 口、利用现有老井 6 口，共形成 9 口注水井；②地面工程：新建井场 10 座(1 座采油井和 9 座注水井)；在 YD6 转油站预留位置扩建注水泵 3 台，3 井式分水器 1 套；在现有 YD7-4-2 井场及 YD7-4-5 井场扩建 2 座配水间；③集输管线：新建集油管线 2.57km,注水管线 17.01km，注水干线 6.82km	
	配套工程	配套建设供电、土建、防腐、通信、自控等工程	
	环保工程	废气处理	施工期：洒水抑尘、遮盖存放； 营运期：采出液密闭输送
		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，加碱中和后拉运至英买力油田钻试修废弃物环保处理站妥善处理；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，委托第三方有处置能力的单位进行处置； 营运期：采出水随油气混合物输送至 YD6 转油站，经生产分离器分离后采出水 YD6 采出水处理单元处理后回注于地层；
		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、基础减震
		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力生活垃圾填埋场填埋；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；废机油收集后由区域具有危废处置资质的公司接收处理 营运期：营运期无固体废物产生
		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		井场为无人值守场站，不新增劳动定员	

表 2.4-2　　**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	4
2		现有老井	口	17
3		稳产期	年	6
4		动用含油面积	km^2	27.17
5		动用石油地质储量	10^4t	850
7		单井产油	t/d	41
8		20 年末累产油	10^4t	225.22
9		20 年末累产水	10^4t	153.24
10		20 年末累注水	10^4m^3	458.10
11	能源消耗	耗电量	$10^4kW·h/a$	347
12	综合指标	总投资	万元	41387
13		环保投资	万元	620
14		劳动定员	人	0
15	工业废水回用率		%	100
16	工业固体废物资源化及无害化处理处置率		%	100
17	落地原油回收率		%	100
18	新、改、扩建油气田油气集输损耗率		%	＜0.5

2.4.2 油气水物性

(1)原油

玉东 7 区块白垩系巴西改组原油具有“轻质、低粘度、低含硫、低胶质+沥青质、高含蜡”特征。油藏原油平均密度 0.7957g/cm^3；凝固点平均 20℃左右；析蜡点平均 29℃左右，含蜡量较高，平均含蜡量为 25.9%，胶质沥青质含量 1.81%。具体参数见表 2.4-3。

表 2.4-3　　**玉东 7 区块白垩系巴西改组原油性质参数指标一览表**

油气单元	石油密度（20℃）	动力粘度（50℃）	胶质+沥青	含硫量	含蜡量
	（g/cm^3）	（mPa.s）	（%）	（%）	（%）
玉东 7 油藏	0.7957	2.495	1.81	0.0318～0.0563	25.9

(2)天然气

采出液中天然气特性参数见表 2.4-4。

表 2.4-4　　**本工程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	79.73	己烷	0.1241
乙烷	6.926	庚烷	0.0594
丙烷	1.921	辛烷及更重组分	0.0126
异丁烷	0.4192	氮气	8.212
正丁烷	0.4736	二氧化碳	0.1379
异戊烷	0.1808	硫化氢	0
正戊烷	0.1169	取样含空气	1.40
平均分子量=19.54		相对密度=0.6746	
临界温度（K）=199.7		临界压力（kPa）=4510.7	
20 度理想高位发热量（MJ/m^3）=37.67		20 度理想低位发热量（MJ/m^3）=34.08	

2.4.3 主要设备设施

本工程油气集输过程涉及的主要设备见表 2.4-5。

表 2.4-5　　**本工程主要设备一览表**

分类	序号	设备名称	单位	数量	备注
新建采油井场	1	井口橇-III型	座	1	PN25　DN80
	2	变压器	套	1	200kVA
	3	电磁加热器	台	2	40kW/台 (YD3TH YD704H)
新建注水井场	1	注水井井口安装	套	9	每座注水井场 1 套
新建配水间	1	5 井式分水器	座	2	1 号配水间、2 号配水间各 1 套
YD6 转油站扩建	1	注水泵	台	3	Q=20m^3/h P=25MPa N=185kW
	2	3 井式分水器	套	1	—

2.4 油田开发工程内容

英买力油田玉东 7 区块巴西改组油藏开发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。

2.4.1 新钻井工程

2.4.1.1 新钻井基本数据及井身结构

本工程新钻 1 口采油井，3 口注水井，井场平面布置见图 2.4-1。本工程中新钻井基本数据见表 2.4-1，井位部署图见图 2.4-2。

表 2.4-1 **本工程新钻井基本数据一览表**

序号	井名	井型	井别	实施年度	井口(m)		备注
					X 坐标	Y 坐标	
1	YD7-3-5	直井	注水井	2021	*	*	新建
2	YD7-4-H3	水平井	注水井	2021	*	*	新建
3	YD3TH	水平井	采油井	2021	*	*	新建
4	YD7-4-1	直井	注水井	2022	*	*	新建

直井采用塔标 I 三开井身结构。一开 444.5mm 钻头钻至 2000m 左右，下入 339.7mm 套管，封固上部疏松地层；二开 311.2mm 钻头钻穿古近系膏盐岩段，下入 244.5mm+273.05mm 复合套管，封固膏盐岩段；三开 215.9mm 钻头钻至完钻井深，下入 177.8mm 尾管，封固目的层，完井 177.8mm 套管回接至井口。

水平井采用塔标 I 四开井身结构，一开 444.5mm 钻头钻至 2000m 左右，下入 339.7mm 套管，封固上部疏松地层；二开 311.2mm 钻头钻穿古近系膏盐岩段，下入 244.5mm+273.05mm 复合套管，封固膏盐岩段；三开 215.9mm 钻头钻至巴西改组 A 点，下入 177.8mm 尾管，封固高压盐水层；四开 149.2mm 钻头钻至完钻井深，下入 127mm 尾管+114.3mm 筛管，完井 177.8mm 套管回接至井口。

图 2.4-1　　钻井期井场平面布置示意图

项目井位、站场及管线分布图

图 2.4-2

2.4.1.2 钻井液体系设计

①直井

一开采用膨润土聚合物体系，密度 1.15～1.21g/cm^3；二开上部采用聚合物体系，密度 1.21～1.30g/cm^3，中部采用 KCl 聚磺体系，密度 1.30～1.55g/cm^3，下部采用KCl近饱和盐水体系（进入古近系前50m转盐），密度1.55～2.10g/cm^3；三开采用聚磺体系，密度 1.50～1.55g/cm^3。

②水平井

一开采用膨润土聚合物体系，密度 1.15～1.21g/cm^3；二开上部采用聚合物体系，密度 1.21～1.30g/cm^3，中部采用 KCl 聚磺体系，密度 1.30～1.55g/cm^3，下部采用KCl近饱和盐水体系（进入古近系前50m转盐），密度1.55～2.10g/cm^3；三开采用聚磺体系，密度 1.50～1.55g/cm^3；四开采用聚磺体系，密度 1.12～1.20g/cm^3。

2.4.1.3 固井方案

一开一次上返固井，采用常规密度水泥浆；二开双级固井，一级采用双凝水泥浆，二级采用单凝水泥浆；三开尾管+回接固井，尾管固井采用常规密度双凝防窜水泥浆，回接固井采用常规密度水泥浆。

2.4.1.4 钻机选型

直井、水平井选择 ZJ70 或以上级别钻机。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。

2.4.1.5 钻井期原辅材料

钻井期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 2.4-2。

表 2.4-2　　**4 口新井钻井工程原材料消耗一览表**

序号	材料名称	单位	数量	理化特性	用途
1	柴油	t	420	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	4000	—	配制泥浆
3	水泥+硅粉	t	1940	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	180	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_2CO_3)	t	12	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	20	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	30	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	40	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	20	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	20	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	32	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	132	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	72	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	724	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
15	加重剂/石灰石粉	t	212	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

续表 2.4-2　　**4 口新井钻井工程原材料消耗一览表**

序号	材料名称	单位	数量	理化特性	用途
16	除硫剂	t	4	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	52	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	92	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	72	仿烃类衍生物复配，棕褐色液体	钻井液润滑剂
20	氯化钾	t	156	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	96	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	20	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	28	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	16	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

2.4.2 地面工程

(1)采油井井场

本工程在 YD3TH 井场新建电磁加热器、井口橇-III型等生产设施。油气通过节流装置节流后再经电磁加热器加热，最后通过集油管线输送至 YD6 转油站。

(2)注水井井场

本工程新钻注水井 3 口、利用现有老井 6 口，共形成 9 口注水井。在 9 口注水井井场安装注水井口等生产设施。项目注水水源为经过 YD6 转油站采出水处理单元处理的回注水，在 YD6 转油站采出水处理单元经注水泵增压后，经新建注水干线输送至配水间，由配水间高压分水器通过新建注水管线，引接至各

注水井井口注入地层。

2.4.3 油气集输及注水工程

本工程新建集油管线 2.57km,注水管线 17.01km，注水干线 6.82km。区块内集输管道见表 2.4-3。

表 2.4-3 **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	穿越敏感区情况	输送介质
1	集油管线	YD3TH 井	YD6 转油站	2.57	柔性复合管 DN80	不穿越敏感区，荒漠	采出液
2	注水管线	YD6 转油站	YD7-4-H3 井	0.87	柔性复合管 DN50	不穿越敏感区，荒漠	采出水
3			YD7-5-5 井	1.88			
4	注水管线	1 号配水间	YD7-4-5 井	0.08	柔性复合管 DN50	不穿越敏感区，荒漠	采出水
5			YD7-3-7 井	3.05			
6			YD7-5-7 井	3.17			
7		2 号配水间	YD7-2-1 井	2.74			
8			YD7-4-1 井	2.15			
9			YD7-3-5 井	1.65			
10			YD7-5-3 井	1.42			
11	注水干线	YD6 转油站	1 号配水间	4.17	柔性复合管 DN80	不穿越敏感区，荒漠	采出水
12			2 号配水间	2.65			

2.4.4 公辅工程

2.4.4.1 供电工程

英买力油气田玉东 7 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。本工程耗电量为 347×10^4kW·h/a。

本工程为新建油井井场设计供电，新建 35kV 架空线路 1 条（T 接自已建玉东 35kV 线路），长度约为 2.6m，采用钢芯铝绞线 JL/G1A-70/10，线路放线安全系数为 3.0。井场内新建 200kVA 双杆终端变压器台 1 座，新建户外配电柜一座。

2.4.4.2 通信工程

（1）在 YD3TH 采油井新建室外防水接线箱内新建工业以太网交换机，通过

新建光缆接入 YD6 转油站，数据最终回传至英买处理厂。

（2）在 1 号配水间新建室外防水接线箱内新建工业以太网交换机，通过新建光缆接入 YD7-4-2 井已建工业以太网交换机并将数据上传至 YD6 转油站，最终回传至英买处理厂。

（3）在 2 号配水间新建室外防水接线箱内新建工业以太网交换机，向 35kv 电力线路新建 2 条引接光缆，并与已建通信光缆做好接续，将数据上传至 YD6 转油站，最终回传至英买处理厂。

2.4.4.3 供热

本工程单井采用井口加热集输工艺，加热对象为采出液，通过电磁加热器加热至 50℃后外输。

2.4.4.4 给排水

(1)给水工程

①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。

②营运期

本工程生产及开发过程中无新增工作人员，依托现有巡检人员。

(2)排水工程

①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)，定期由第三方有资质的单位处置。

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英买力油田钻试修废弃物环保处理站处理。

②营运期

油田营运期各生产井的采出液输送至 YD6 转油站，利用站内现有污水处理设施处理达标后，作为注水水源加以利用。

本工程生产及开发过程中无新增工作人员，依托现有巡检人员，不新增生活污水。

2.4.4.5 防腐工程

本工程集输、注水管线采用埋地敷设，采用耐腐蚀性好的柔性复合管，不需要额外采取防腐措施，外做保温。

2.6 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、地面工程以及油田生产期的采油和油气集输过程。

油气田开发过程工艺流程及排污节点见图 2.6-1。

图 2.6-1　油气田开发过程污染物排放流程

2.6.1 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：

2.6.1.1 钻井工程

本工程包含新井 4 口，直井钻完井周期 82 天，水平井钻完井周期 132 天。新井平均井深 5811m，采用 ZJ70 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)和测试防喷三部分，其施工流程及排污节点见图 2.6-1。

图 2.6-1　钻(完)井工艺流程图

2.6.1.1.1 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，在井场周边及道路两侧设草方格进行防风固沙，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、放喷池由挖掘机进行开挖，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，由车辆拉运戈壁石对井场进行铺垫。

2.6.1.1.2 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。

(1)井身结构及泥浆体系

①井身结构

直井采用塔标 I 三开井身结构。一开 444.5mm 钻头钻至 2000m 左右，下入 339.7mm 套管，封固上部疏松地层；二开 311.2mm 钻头钻穿古近系膏盐岩段，下入 244.5mm+273.05mm 复合套管，封固膏盐岩段；三开 215.9mm 钻头钻至完钻

井深，下入 177.8mm 尾管，封固目的层，完井 177.8mm 套管回接至井口。

水平井采用塔标 I 四开井身结构，一开 444.5mm 钻头钻至 2000m 左右，下入 339.7mm 套管，封固上部疏松地层；二开 311.2mm 钻头钻穿古近系膏盐岩段，下入 244.5mm+273.05mm 复合套管，封固膏盐岩段；三开 215.9mm 钻头钻至巴西改组 A 点，下入 177.8mm 尾管，封固高压盐水层；四开 149.2mm 钻头钻至完钻井深，下入 127mm 尾管+114.3mm 筛管，完井 177.8mm 套管回接至井口。

(2)钻井液

①直井

一开采用膨润土聚合物体系，密度 1.15～1.21g/cm^3；二开上部采用聚合物体系，密度 1.21～1.30g/cm^3，中部采用 KCl 聚磺体系，密度 1.30～1.55g/cm^3，下部采用 KCl 近饱和盐水体系（进入古近系前 50m 转盐），密度 1.55～2.10g/cm^3；三开采用聚磺体系，密度 1.50～1.55g/cm^3。

②水平井

一开采用膨润土聚合物体系，密度 1.15～1.21g/cm^3；二开上部采用聚合物体系，密度 1.21～1.30g/cm^3，中部采用 KCl 聚磺体系，密度 1.30～1.55g/cm^3，下部采用 KCl 近饱和盐水体系（进入古近系前 50m 转盐），密度 1.55～2.10g/cm^3；三开采用聚磺体系，密度 1.50～1.55g/cm^3；四开采用聚磺体系，密度 1.12～1.20g/cm^3。

2.6.1.1.3 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，膨润土泥浆钻井岩屑排入岩屑池，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置，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，配置泥浆用原料暂存于井场泥浆罐区旁材料区内，配置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，取得环评批复及新疆维吾尔自治区生态环境厅《辐射安全许可证》的单位。

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。

2.6.1.1.4 测试防喷

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。

测试防喷前安装井口放喷专用管线、各种计量设备、油气两相分离设备，原油回收罐等。如有油气资源，则产出液经两相分离器分离后，原油进入原油罐，天然气经管线引至放喷池点燃，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)，钻井工程结束后委托第三方有处置能力的单位进行处置，酸化压裂废水在酸碱收集罐内，完井后运至英买力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，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。

2.6.1.2 地面工程

本工程地面工程主要为新建井场、新建配水间、扩建转油站及配套设备安装。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、注水泵、分水器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力现有生活垃圾填埋场填埋处理。

2.6.1.3 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、原油管线保持一定距离：距离地下现有原油天然气管线水平距离≥5m，距离外输管线水平距离≥2m。管沟底宽 0.8m，沟深 1.6m，管沟边坡比为 1:1.5，开挖过程中对管沟区挖方单侧堆放，以机械开挖为主，人工为辅。管线与电(光)缆交叉时，净距不小于 0.5m，并对电(光)缆采取角钢围裹的保护措施；与管线交叉时，两管线之间净距不小于 0.3m。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。

本施工过程中废气污染源为施工扬尘和施工车辆尾气；土方开挖和倾卸时产生的扬尘，通过控制倾卸高度减少扬尘产生量；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；固体废物为管沟开挖产生的土方，施工结束后用于场地平整。

(3)管道连接与试压

管线经过连接、防腐补口，进行注水试压。集输管线试压介质采用中性洁净水，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。

本施工过程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，委托第三方有处置能力的单位进行处置。

(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转油站，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2.6-2。

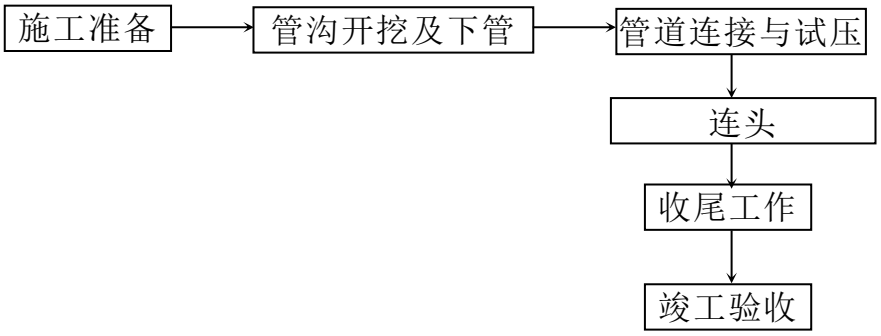

图2.6-2　　施工阶段工艺流程图

图 2.6-3　　顶管施工作业示意图

图 2.6-4　　一般地段管道施工方式断面示意图

图 2.6-5　　管道交叉施工作业示意图

2.6.2 营运期工艺流程及排污节点分析

本工程工艺流程主要包括油气开采、集输及采出水回注。

(1)油气开采、集输

为减少采出液粘滞性，便于集输，井场设电磁加热器对采出液进行加热。运营期井场采出液通过井口模块油嘴一级节流后经过电磁加热器加热后由新建集输管线混输至 YD6 转油站，最终送至英买处理厂处理。电磁加热器可实现对采出液自动加热，根据气候气温自动调节和运行。

油气开采及集输过程中废气污染源主要为井场无组织废气(G_1)；噪声污染源主要为采油树(N_1)设备运行产生的噪声，采取基础减振的降噪措施。

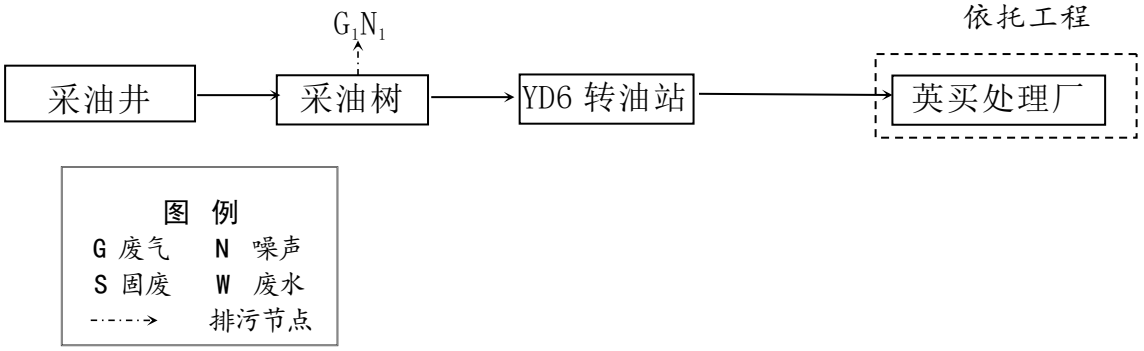

图2.6-6　油气开采及集输工艺流程图

(2)注水工艺

项目利用注水井进行注水，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。项目注水水源为经过 YD6 转油站采出水处理单元处理的回注水，在 YD6 转油站采出水处理单元经注水泵增压后，经新建注水干线输送至配水间，由配水间高压分水器通过新建注水管线，引接至各注水井井口注入地层。

注水工艺主要噪声污染源主要为高压注水泵等设备产生的设备运行噪声，采取基础减振的降噪措施。

2.6.3 修井、闭井作业工艺流程

油井开采一定年限后，需进行修井作业，周期大概为 2～3 年 1 次。随着石油开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入闭井期。

营运期依据现有老井产能情况，当产量下降，判断是井孔地层堵塞，则需

进行修井等井下作业。随着石油开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入闭井期。

(1)修井

在油井投入生产后，油井中的套管可能会出现堵塞、内径变小等各种状况，这会导致有些生产工具无法通过套管下入油井内,从而导致油井无法正常生产。在这种情况下就需要进行修井作业，也即是进行修复油井套管的作业。在修井作业中需要利用钻具对套管进行磨铣，以解除套管堵塞，从而保证生产工具能够通过套管下入油井内。

(2)闭井

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

修井、闭井工程产污节点：噪声污染源主要为修井钻具设备运行过程中产生的噪声，采取基础减振的降噪措施；废液主要为修井产生的废液，直接排入回收罐中，拉运至英买力油田钻试修废弃物环保处理站妥善处理；固体废物主要为修井过程中产生的含油废物和闭井过程中产生的废弃管线、废弃建筑残渣等，废弃管线、废弃建筑残渣等收集后送英买力作业区固废场填埋妥善处理，含油废物收集后由区域具有危废处置资质的公司接收处理。

2.7 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。

2.7.1 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105d。整个钻井期间共耗柴油420t。

依据《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法(中国第三、四阶段)》(GB20891-2014)及《普通柴油》(GB252-2015)核算，单台柴油发电机满负荷运行污染物最大排放速率为：HC+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559.86万m^3，排放烃类0.899t、CO 7.845t、NO_X 7.845t、SO_2 0.0084t、颗粒物0.453t。

(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60～100m^3，平均80m^3。本工程新建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，加碱中和后拉运至英买力油田钻试修废弃物环保处理站妥善处理。

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105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2520m^3，生活污水产生

量按用水量的80%计算则总产生量为2016m³。生活污水中主要污染物为COD、BOD_5、NH_3-N、SS等；类比区域内周边油田现状，生活污水中主要污染物浓度COD为400mg/L、BOD_5为250mg/L、NH_3-N为20mg/L、SS为200mg/L；各污染物的产量COD为0.806t、BOD_5 为0.504t、NH_3-N为0.040t、SS为0.403t。

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，委托第三方有处置能力的单位进行处置。

(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1855m³，其中水基膨润土泥浆钻井岩屑1062m³，水基磺化泥浆钻井岩屑793m³。本工程新钻井4口，总岩屑产生量为7420m³，其中水基膨润土泥浆钻井岩屑4248m³，水基磺化

泥浆钻井岩屑3172m³。

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。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废机油

钻井施工过程中机械检修时会产生少量废机油，检修期间地面应铺设塑料布，及时回收废机油，防治废机油落地污染土壤和地下水。类比同类钻井工程，钻井期间产生的废机油量约为0.1t/口，本工程新钻井4口，废机油量产生量为0.4t，废机油由由区域具有危废处置资质的公司接收处理。

④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105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12.6t。在井场和施工营地设置生活垃圾收集桶，定期清运至英买力生活垃圾填埋场填埋。

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2.7-1。

表2.7-1　　**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m³/h	559.86万m³	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	559.86万m³	环境空气
		CO	0.778kg/h	7.845t		7.845t	
		烃类	0.089kg/h	0.899t		0.899t	
		SO_2	0.0083kg/h	0.0084t		0.0084t	
		NO_x	0.778kg/h	7.845t		7.845t	
		颗粒物	0.044kg/h	0.453t		0.453t	

续表3.6-1　　**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	—	720m³	酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，酸碱中和后运至英买力油田钻试修废弃物环保处理站处理	0	不外排
	生活污水	水量	—	2016m³	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，委托第三方有处置能力的单位进行处置	0	不外排
		COD	400mg/L	0.806t		0	
		BOD_5	250mg/L	0.504t		0	
		NH_3-N	20mg/L	0.040t		0	
		SS	200mg/L	0.403t		0	
固体废物	膨润土泥浆钻井岩屑	—	—	4248m³	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，岩屑(膨润土泥浆钻井岩屑)排入岩屑池，干化后就地填埋	0	不外排
	磺化泥浆钻井岩屑	—	—	3172m³	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
	废机油	—	—	0.4t	收集后由区域具有危废处置资质的公司接收处理	0	不外排
	生活垃圾	—	—	12.6t	井场和生活营地设置垃圾桶，定期清运至英买力生活垃圾填埋场填埋	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)	

2.7.2 地面工程建设

地面工程建设主要分为3类，第一是井场建设及场站改建，第二是集输管线建设。施工期污染源及环境影响减缓措施情况见表2.7-2。

表2.7-2 **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_mH_n	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，委托第三方有处置能力的单位进行处置	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力生活垃圾填埋场填埋	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震、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；井场四周设置草方格防沙	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_mH_n	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，委托第三方有处置能力的单位进行处置	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，委托第三方有处置能力的单位进行处置	不外排自然地表水体
	固体废物	生活垃圾	间断	生活垃圾	定期清运至英买力生活垃圾填埋场填埋	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固废场填埋处理	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，如基础减震、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；选线尽避开沙漠植被	生态影响最小化

2.8 营运期污染源及其防治措施

2.8.1 废气污染源及其治理措施

结合《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》(HJ853-2017)要求对源强进行核算，本工程实施后废气污染源及其治理措施见表2.8-1。

表2.8-1 **本工程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(kg/a)
1	井场无组织废气	非甲烷总烃	--	密闭输送	--	--	--	0.011	8760	0.096

源强核算过程：

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

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

式中：$E_{设备}$——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；

$e_{TOC,i}$——密封点 i 的总有机碳排放速率，kg/h；

$WF_{VOCs,i}$——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；

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

n——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数。

表 2.8-2　　**设备与管线组件 $e_{TOC,i}$ 取值参数表**

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

本工程流经各设备、管件、阀门中的物质 $WF_{VOCs,i}$ 和 $WF_{TOC,i}$ 比值取 1，根据设计单位提供的数据，项目井场涉及的液体阀门数量如表 2.8-3 所示。

表 2.8-3　　**本工程井场无组织废气核算一览表**

序号	设备名称	设备数量(个)	单个设备排放速率(kg/h)	排放速率(kg/h)	年运行时间(h)	年排放量(t)
1	有机液体阀门	10	0.036	0.011	8760	0.1

经过核算，本工程无组织排放废气中非甲烷总烃排放速率为 0.011kg/h，按年有效工作时间 8760h 计算，非甲烷总烃年排放量为 0.096t/a。

2.8.2 废水污染源及其治理措施

油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。经生产分离器分离后采出水输至 YD6 采出水处理单元，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。

本工程采出水主要为 YD3TH 投产后新增采出水，采出水量为 1m^3/d。

2.8.3 噪声污染源及其治理措施

本工程实施后，各噪声污染源治理措施情况见表 2.8-4。

表 2.8-4　　**噪声污染源强一览表**

序号	噪声源名称	数量/(台/套)	源强(dB(A))	降噪措施	降噪效果(dB(A))
1	采油树	1	85	基础减震	15
2	注水泵	3	95	基础减震	15

本工程产噪设备主要为采油树、泵类等设备噪声，噪声值为 85～95dB(A)。项目采取基础减震降噪，控制噪声对周围环境的影响，降噪效果约 15dB(A)。

2.8.4 固体废物及其治理措施

本工程运营期无固体废物产生。

2.9 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。

本工程属于集输过程，若井口压力过高，采出液通过放喷管道直接进入放喷池。本次评价将井口压力异常情况作为非正常排放考虑。

表 2.3-12　　**非正常排放情况一览表**

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

2.10 三本账

本项目“三本账”的排放情况见表 2.10-1。

表 2.10-1　　**本项目“三本账”的排放情况一览表**　　单位：t/a

类别	废气				废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃		
现有工程排放量	0.031	0.010	0.247	1.641	0	0
扩建工程排放量	0	0	0	0.096	0	0
以新带老消减量	0	0	0	0	0	0
扩建工程实施后排放量	0.031	0.010	0.247	1.737	0	0
扩建工程实施后增减量	0	0	0	+0.096	0	0

2.11 污染物总量控制分析

2.11.1 总量控制因子

根据国家“十三五”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

废水污染物：COD、NH_3-N。

2.11.2 本工程污染物排放总量

根据《关于印发<挥发性有机物排污收费试点办法>的通知（财税〔2015〕71 号）》，VOCs 是指特定条件下具有挥发性的有机化合物的统称。具有挥发性的有机化合物主要包括非甲烷总烃（烷烃、烯烃、炔烃、芳香烃）、含氧有机化合物（醛、酮、醇、醚等）、卤代烃、含氮化合物、含硫化合物等。对于本工程而言，其排放的 VOCs 基本可以等同为非甲烷总烃。根据计算，项目运营期集输过程中 VOCs（即非甲烷总烃）排放量估算为 0.096t/a。

根据行业特点，运营期废气污染物主要为无组织排放的烃类气体，“十三五”期间国家废气总量控制因子为 SO_2、NO_X。

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。

2.11.3 污染物总量分析

项目污染物总量指标见表 3.8-1。

表 3.8-1 **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	0
	NO_X	0
废水	COD	0
	NH_3-N	0

3 环境现状调查与评价

3.1 自然环境概况

3.1.1 地理位置

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° 55′ ～82° 43′ 、北纬 40° 45′ ～41° 45′ 。县境南北长 91km，东西宽 136km，全县总面积为 8223 平方公里。东与库车县隔渭干河相望，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。

本工程位于新和县西南部，东北距新和县城 83km，区域以油气开采为主，现状占地以荒漠为主，工程选址区域周边及邻近区域无居民区、村庄等环境敏感点。本工程地理位置见图 3.1-1，周边关系见图 3.1-2。

3.1.2 地形地貌

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 1/100～1/200、1/400～1/1000，南部为 1/2000～1/14500，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 3.1-1

项目周边关系及监测布点图

图 3.1-2

本工程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。

3.1.3 地质条件

新和县境内地质构造属于塔里木地台的南天山海西宁褶皱带与库车凹陷中部、沙雅-尉犁台隆的北部，因接受了巨厚的中新生代陆海相河流相的沉积物，受喜马拉西山构造运动之影响，使其褶皱伴随断裂，陆续形成了成山前第三纪却勒塔格褶皱带与新和绿洲平缓褶带。县境因第四纪沉积物充填，形成平缓的纵向倾斜洼地，成因类别有冲积、洪积、风积等，沉积物主要来自北部山地的天山南麓碎屑物质。

3.1.4 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 1000～5000m^3/d。为矿化度小于 1g/L 的 HCO_3－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 270～282m^3/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 500m^3/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为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。

3.1.5 地表水

区域最大的河流为塔里木河支流渭干河。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 $6.19\times10^{8}hm^{2}$，年径流量 $1.9\times10^{8}m^{3}$，多年平均流量为 $2.52m^{3}/s$。

本工程东北距渭干河约 107km，南距塔里木河约 42.1km，项目区域无地表径流，仅分布冲沟。

3.1.6 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 3.1-1。

表 3.1-1　　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
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	—	—	—

3.1.7 土壤

本工程区域地表多被内陆盐土所覆盖,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，土壤中有机质累积量少，除少数土丘上生长有稀疏的多枝柽柳外，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。

3.2 环境敏感区调查

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

3.2.1 生态保护红线

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 7.9km，位于生态保护红线之外，具体见图 22。

3.2.2 新疆塔里木胡杨国家级自然保护区

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

本工程东南距新疆塔里木胡杨国家级自然保护区 40km，不在保护区范围内。

3.2.3 水土流失重点治理区和预防区

水土流失重点预防区指水土流失潜在危险较大的区域，水土流失重点治理区指水土流失严重的区域。根据《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》(新水水保[2019]4 号)，新疆共划分了 2 个自治区级重点预防区，4 个自治区级重点治理区。其中，重点预防区面积 19615.9km^2，包括天山山区重点预防区、塔里木河中上游重点预防区；重点治理区面积 283963km^2，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。

新和县位于塔里木河中上游重点预防区和塔里木河流域重点治理区范围内。

3.3 环境质量现状监测与评价

3.3.1 环境空气质量现状评价

3.3.1.1 基本污染物环境质量现状数据

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。

3.3.1.2 其他污染物环境质量现状数据

(1)补充监测点基本信息

按照《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018)要求，结合项目所在区域地形特点以及当地气象特征，本次评价在 YD3TH 井场下风向布置 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 3.3-1。

表 3.3-1 **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	YD3TH 井场下风向	YD3TH 井西南侧	2	非甲烷总烃	二类区

(2)监测时间及频率

监测时间：2021 年 2 月 20 日～26 日，监测 7 天。非甲烷总烃 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 3.3-2。

表 3.3-2 环境空气各监测因子分析方法及检出限一览表

序号	监测因子	检测方法	方法来源	单位	检出限
1	非甲烷总烃	《环境空气 总烃、甲烷和非甲烷总烃测定直接进样-气相色谱法》	HJ 604-2010	mg/m^3	0.07

3.3.1.3 各污染物环境质量现状评价

(1)评价因子

评价因子为非甲烷总烃。

(2)评价方法

采用最大占标百分比，计算公式为：

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

式中：P_i——i 评价因子最大占标百分比；

C_i——i 评价因子最大监测浓度(mg/m^3)；

C_{io}——i 评价因子评价标准(mg/m^3)。

(3)评价标准

非甲烷总烃 1 小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m^3 的标准。

(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 3.3-3 所示。

表 3.3-3　　区域环境空气质量现状评价一览表

污染物	年评价指标	阿克苏地区			达标情况
		现状浓度(μg/m^3)	评价标准(μg/m^3)	占标率(%)	
PM_{10}	年平均质量浓度	101	70	144	**超标**
$PM_{2.5}$	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 $PM_{2.5}$、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 3.3-4　　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(μg/m^3)	监测浓度范围(μg/m^3)	最大浓度占标率/%	超标频率/%	达标情况
YD3TH 井场下风向	非甲烷总烃	1 小时平均	2000	*	*	—	达标

根据监测结果，监测点非甲烷总烃 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。

3.3.3 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。

3.3.3.1 地下水质量现状监测

3.3.3.1.1 监测点位及因子

地下水具体监测点位及因子见表 3.3-5，监测点具体位置见图 3.3-1。

表 3.3-5 **地下水监测点及监测因子一览表**

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	YM15	*	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、COD、氨氮、硫化物、总大肠杆菌、细菌总数、亚硝酸盐、硝酸盐、氰化物、碘化物、汞、砷、硒、镉、六价铬、铅、耗氧量、氟化物、石油类、苯、甲苯，共计 34 项	YD3TH 井东北 12.8km
2	YM12	*				YD3TH 井北 10km
3	YM11	*				YD7-4-1 井西北 5.5km
4	YM14	*				YD7 转油站东南 1.3km
5	YM17	*				YD710 井南侧 0.6km

3.3.3.1.2 监测时间及频率

监测时间为 2018 年 5 月 30 日，监测 1 天，每个点位采样 1 次。

3.3.3.1.3 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 3.3-6。

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

序号	监测因子	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 4.4-8　**地下水环境监测因子和检测因子分析方法及检出限值一览表**

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 HI/T84-2016	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	化学需氧量	高氯废水 化学需氧量的测定 碘化钾碱性高锰酸钾法 HJ/T132-2003	0.2 mg/L
16	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
17	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
18	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)	/
19	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)	/
20	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
21	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

续表 4.4-8　**地下水环境监测因子和检测因子分析方法及检出限值一览表**

序号	监测因子	检　测　方　法	最低检出浓度
22	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
23	碘化物	生活饮用水标准检验法 无机非金属指标 GB/T5750.5-2006(11.2)	0.05 mg/L
24	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
25	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
26	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
27	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
28	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
29	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
30	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
31	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
32	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
33	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
34	氟化物	水质 氟化物的测定离子选择电极法 GB 7484-1987	0.05mg/L

3.3.3.2 地下水质量现状评价

3.3.3.2.1 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：

$P_{pH}=(7.0-pH_i)/(7.0-pH_{sd})(pH_i\leqslant 7.0)$

$P_{pH}=(pH_i-7.0)/(pH_{su}-7.0)(pH_i>7.0)$

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。

3.3.3.2.2 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 3.3-7。

表 3.3-7 **地下水质量现状监测及评价结果一览表** mg/L pH(无量纲)

监测因子 \ 监测点			监测井名称				
			YM-11	YM-47	YM-49	YM-11	YM-47
色	标准值≤25	监测值	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*
浑浊度	标准值≤10	监测值	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*
pH 值	标准值 6.5～8.5	监测值	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*
总硬度	标准值≤650	监测值	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*
溶解性总固体	标准值≤2000	监测值	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*
硫酸盐	标准值≤350	监测值	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*
氯化物	标准值≤350	监测值	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*
铁	标准值≤2	监测值	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*

续表 3.3-7　**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-11	YM-47
锰	标准值≤1.5	监测值	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*
铜	标准值≤1.5	监测值	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*
锌	标准值≤5	监测值	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*
铝	标准值≤0.2	监测值	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*
挥发性酚类	标准值≤0.002	监测值	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*
阴离子表面活性剂	标准值≤0.3	监测值	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*
COD	标准值≤10	监测值	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*
氨氮	标准值≤1.5	监测值	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*
硫化物	标准值≤0.1	监测值	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*
总大肠菌群	标准值≤100CFU/100mL	监测值	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*
细菌总数	标准值≤1000CFU/mL	监测值	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*
亚硝酸盐	标准值≤4.8	监测值	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*
硝酸盐	标准值≤30	监测值	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*
氰化物	标准值≤0.1	监测值	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*

续表 3.3-7　**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		
碘化物	标准值≤0.5	监测值	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*
汞	标准值≤0.002	监测值	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*
砷	标准值≤0.05	监测值	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*
硒	标准值≤0.1	监测值	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*
镉	标准值≤0.01	监测值	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*
铬(六价)	标准值≤0.1	监测值	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*
铅	标准值≤0.1	监测值	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*
苯	标准值≤0.12	监测值	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*
甲苯	标准值≤1.4	监测值	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*
耗氧量	标准值≤10	监测值	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*
石油类	标准值≤0.5	监测值	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*
氟化物	标准值≤2	监测值	*	*	*	*	*
		标准指数	*	*	*	*	*

由表 3.3-7 分析可知，YM-11 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-47、YM-49 除浑浊度、氟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；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。浑浊度、氯化物超标主要是由于该地区分布的地下水类型主要为Cl•SO_4-Na型及Cl-Na型,地下水矿化度范围0.42～72.58g/L，总硬度0.04～8.51g/L，监测的是浅层地下水水质，因地下水埋深浅，气候干旱，伴随着蒸发和土壤盐渍化的影响，导致超标。

(2)地下水质量现状监测结果统计分析

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

表3.3-8　　**地下水监测统计分析结果一览表**　　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(%)
色	≤25度	*	*	*	*	*	*
浑浊度	≤10	*	*	*	*	*	*
pH值	6.5～8.5	*	*	*	*	*	*
总硬度	≤650	*	*	*	*	*	*
溶解性总固体	≤2000	*	*	*	*	*	*
硫酸盐	≤350	*	*	*	*	*	*
氯化物	≤350	*	*	*	*	*	*
铁	≤2	*	*	*	*	*	*
锰	≤1.5	*	*	*	*	*	*
铜	≤1.5	*	*	*	*	*	*
锌	≤5	*	*	*	*	*	*
铝	≤0.2	*	*	*	*	*	*
挥发性酚类	≤0.002	*	*	*	*	*	*
阴离子表面活性剂	≤0.3	*	*	*	*	*	*
COD	≤10	*	*	*	*	*	*
氨氮	≤1.5	*	*	*	*	*	*
硫化物	≤0.1	*	*	*	*	*	*
总大肠菌群	≤100CFU/100mL	*	*	*	*	*	*
细菌总数	≤1000CFU/mL	*	*	*	*	*	*

续表 3.3-8　　**地下水监测统计分析结果一览表**

项目	标准值	最大值	最小值	均值	标准差	检出率(%)	超标率(%)
亚硝酸盐	≤4.8	*	*	*	*	*	*
硝酸盐	≤30	*	*	*	*	*	*
氰化物	≤0.1	*	*	*	*	*	*
碘化物	≤0.5	*	*	*	*	*	*
汞	≤0.002	*	*	*	*	*	*
砷	≤0.05	*	*	*	*	*	*
硒	≤0.1	*	*	*	*	*	*
镉	≤0.01	*	*	*	*	*	*
铬(六价)	≤0.1	*	*	*	*	*	*
铅	≤0.1	*	*	*	*	*	*
苯	≤0.12	*	*	*	*	*	*
甲苯	≤1.4	*	*	*	*	*	*
耗氧量	≤10	*	*	*	*	*	*
石油类	≤0.5	*	*	*	*	*	*
氟化物	≤2	*	*	*	*	*	*

3.3.4 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

根据井场平面布置情况，在井场边界布设 4 个噪声监测点。具体布置情况见表 3.3-9 和图 3.3-1。

表 3.3-9　　**噪声监测布置情况一览表**

监测点名称			监测点位(个)
井场边界	东厂界	1#	1
	南厂界	2#	1
	西厂界	3#	1
	北厂界	4#	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 20 日，监测 1 天，分昼夜进行监测，昼间监测时段为 6:00～22:00，夜间监测时段为 22:00～次日 06:00，每次噪声监测时间不少于 1 分钟。

(4)监测方法

按照《声环境质量标准》(GB3096-2008)中的规定进行。

3.3.4.2 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，项目所在区域井场边界执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)中 3 类区标准。

(2)声环境现状监测及评价结果

各噪声监测点声环境现状监测及评价结果见表 3.3-10。

表 3.3-10　　**声环境质量现状监测及评价结果一览表**　　单位：dB(A)

序号	监测点位置			昼间			夜间		
				监测值	标准值	评价结果	监测值	标准值	评价结果
1	井场边界	东厂界	1#监测点	*	65	达标	*	55	达标
2		南厂界	2#监测点	*	65	达标	*	55	达标
3		西厂界	3#监测点	*	65	达标	*	55	达标
4		北厂界	4#监测点	*	65	达标	*	55	达标

由表 3.3-10 分析可知，厂界噪声监测值昼间为*～*dB(A)，夜间为*～*dB(A)，满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)3 类标准要求。

3.3.5 土壤环境现状监测与评价

3.3.5.1 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，本项目于站场内设置 3 个柱状样监测点和 1 个表层样监测点，站场外设置 2 个表层样监测点，站场外 1 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》数据。

(2)监测项目

各监测点主要监测因子见表 3.3-11。

表 3.3-11　　**监测点位及监测因子一览表**

分类	序号	采样区名称	采样层位	监测因子
占地范围内	1	YD7-4-5 井口西南 10m	表层样	石油烃（C_{10}-C_{40}）
	2	YD3TH 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，䓛，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}）
	3	YD7-4-2 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}）
	4	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}）
占地范围外	5	YD3TH 井场西南侧 20m 处	表层样	石油烃(C_{10}-C_{40})
	6	YD6 转油站西南侧 20m 处	表层样	石油烃(C_{10}-C_{40})

(3)监测时间及频率

监测时间为 2021 年 2 月 20 日，采样一次。

(4)采样方法

表层样采样深度为 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)、《场地环境调查技术导则》(HJ25.1)、《场地环境监测技术导则》(HJ25.2)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 3.3-12。

表 3.3-12 **土壤环境监测项目、分析方法及依据一览表**

监测项目	分析方法	检出限
总砷	《土壤质量 总汞、总砷、总铅的测定 原子荧光法 第2部分：土壤中总砷的测定》(GB/T 22105.2-2008)	0.01mg/kg
镉	《全国土壤污染状况详查土壤样品分析测试方法技术规定》第一部分 土壤样品无机项目分析测试方法 4 总镉 4-2 电感耦合等离子体质谱法(ICP-MS)	0.03mg/kg
铜	《全国土壤污染状况详查土壤样品分析测试方法技术规定》第一部分 土壤样品无机项目分析测试方法 6 总铜 6-1 电感耦合等离子体发射光谱法(ICP-AES)	0.4mg/kg
铅	《全国土壤污染状况详查土壤样品分析测试方法技术规定》第一部分 土壤样品无机项目分析测试方法 2 总铅 2-1 电感耦合等离子体质谱法(ICP-MS)	2.0mg/kg
镍	《全国土壤污染状况详查土壤样品分析测试方法技术规定》第一部分 土壤样品无机项目分析测试方法 8 总镍 8-1 电感耦合等离子体发射光谱法(ICP-AES)	0.4mg/kg
四氯化碳	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法》(HJ 642-2013)	2.1μg/kg
氯仿	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法》(HJ 642-2013)	1.5μg/kg
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)	0.0010mg/kg
1,1-二氯乙烷	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法》(HJ 642-2013)	1.6μg/kg
1,2-二氯乙烷		1.3μg/kg
1,1-二氯乙烯		0.8μg/kg
顺式-1,2-二氯乙烯		0.9μg/kg
反式-1,2-二氯乙烯		0.9μg/kg
二氯甲烷		2.6μg/kg
1,2-二氯丙烷		1.9μg/kg
1,1,1,2-四氯乙烷		1.0μg/kg
1,1,2,2-四氯乙烷		1.0μg/kg
四氯乙烯		0.8μg/kg
1,1,1-三氯乙烷		1.1μg/kg
1,1,2-三氯乙烷		1.4μg/kg
三氯乙烯		0.9μg/kg

续表 3.3-12　　**土壤环境监测项目、分析方法及依据一览表**

监测项目	分析方法	检出限
1,2,3-三氯丙烷	《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定　顶空/气相色谱-质谱法》(HJ 642-2013)	1.0μg/kg
氯乙烯		1.5μg/kg
苯		1.6μg/kg
氯苯		1.1μg/kg
1,2-二氯苯		1.0μg/kg
1,4-二氯苯		1.2μg/kg
乙苯		1.2μg/kg
苯乙烯		1.6μg/kg
甲苯		2.0μg/kg
间,对-二甲苯		3.6μg/kg
邻-二甲苯		1.3μg/kg
硝基苯	《加速液体萃取、GC-MS 测定半挥发性有机物 EPA3545》(EPA method 8270D:2014)	0.4μg/kg
苯胺	《气相色谱法/质谱分析法(气质联用仪)测试半挥发性有机化合物》(US EPA 8270E)	0.0040mg/kg
2-氯酚	《土壤和沉积物 酚类化合物的测定 气相色谱法》(HJ 703-2014)	0.04mg/kg
苯并[a]蒽	《土壤和沉积物 多环芳烃的测定 气相色谱-质谱法》(HJ 805-2016)	0.12mg/kg
苯并[a]芘		0.17mg/kg
苯并[b]荧蒽		0.17mg/kg
苯并[k]荧蒽		0.11mg/kg
茚并[1,2,3-cd]芘		0.13mg/kg
萘		0.09mg/kg
pH	《土壤检测 第 2 部分:土壤 pH 的测定》(NY/T 1121.2-2006)	/
石油烃(C10-C40)	《土壤中石油烃(C10-C40)含量的测定 气相色谱法》(ISO 16703:2011)	6.0mg/kg
总汞	《土壤质量 总汞、总砷、总铅的测定 原子荧光法 第 1 部分：土壤中总汞的测定 》(GB/T 22105.1-2008)	0.002mg/kg
䓛	《土壤和沉积物 多环芳烃的测定 气相色谱-质谱法》(HJ 805-2016)	0.14mg/kg
二苯并[a,h]蒽		0.13mg/kg
六价铬	《固体废物 六价铬的测定 碱消解/火焰原子吸收分光光度法》(HJ 687-2014)	2mg/kg
铬	《全国土壤污染状况详查土壤样品分析测试方法技术规定》第一部分 土壤样品无机项目分析测试方法 9 总铬 9-1 电感耦合等离子体发射光谱法(ICP-AES)	0.5mg/kg

锌	《全国土壤污染状况详查土壤样品分析测试方法技术规定》第一部分 土壤样品无机项目分析测试方法 7 总锌 7-1 电感耦合等离子体发射光谱法(ICP-AES)	1.2mg/kg

3.3.5.2 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

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

(3)土壤环境现状监测结果与评价

本工程所在区域土壤环境现状监测及评价结果见表 3.3-13。

表 3.3-13 **土壤现状监测及评价结果一览表** 单位：mg/kg

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

铜	监测值	*	*	*	*	*	*
	筛选值	18000	18000	18000	18000	18000	18000
	标准指数	*	*	*	*	*	*

续表 3.3-13 **土壤现状监测及评价结果一览表** 单位：mg/kg

检测项目		检测结果					
		*			*		
铅	监测值	*	*	*	*	*	*
	筛选值	800	800	800	800	800	800
	标准指数	*	*	*	*	*	*
汞	监测值	*	*	*	*	*	*
	筛选值	38	38	38	38	38	38
	标准指数	*	*	*	*	*	*
镍	监测值	*	*	*	*	*	*
	筛选值	900	900	900	900	900	900
	标准指数	*	*	*	*	*	*
挥发性有机物							
四氯化碳	监测值	*	*	*	*	*	*
	筛选值	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8
	标准指数	*	*	*	*	*	*
氯仿	监测值	*	*	*	*	*	*
	筛选值	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
	标准指数	*	*	*	*	*	*
氯甲烷	监测值	*	*	*	*	*	*
	筛选值	37	37	37	37	37	37
	标准指数	*	*	*	*	*	*
1,1-二氯乙烷	监测值	*	*	*	*	*	*
	筛选值	9	9	9	9	9	9
	标准指数	*	*	*	*	*	*
1,2-二氯乙烷	监测值	*	*	*	*	*	*

	筛选值	5	5	5	5	5	5
	标准指数	*	*	*	*	*	*

续表 3.3-13 **土壤现状监测及评价结果一览表** 单位：mg/kg

检测项目		检测结果					
		*			*		
1,1-二氯乙烯	监测值	*	*	*	*	*	*
	筛选值	66	66	66	66	66	66
	标准指数	*	*	*	*	*	*
顺-1,2-二氯乙烯	监测值	*	*	*	*	*	*
	筛选值	596	596	596	596	596	596
	标准指数	*	*	*	*	*	*
反-1,2-二氯乙烯	监测值	*	*	*	*	*	*
	筛选值	54	54	54	54	54	54
	标准指数	*	*	*	*	*	*
二氯甲烷	监测值	*	*	*	*	*	*
	筛选值	616	616	616	616	616	616
	标准指数	*	*	*	*	*	*
1,2-二氯丙烷	监测值	*	*	*	*	*	*
	筛选值	5	5	5	5	5	5
	标准指数	*	*	*	*	*	*
1,1,1,2-四氯乙烷	监测值	*	*	*	*	*	*
	筛选值	10	10	10	10	10	10
	标准指数	*	*	*	*	*	*
1,1,2,2-四氯乙烷	监测值	*	*	*	*	*	*
	筛选值	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8
	标准指数	*	*	*	*	*	*
四氯乙烯	监测值	*	*	*	*	*	*
	筛选值	53	53	53	53	53	53
	标准指数	*	*	*	*	*	*
1,1,1-三氯乙烷	监测值	*	*	*	*	*	*

	筛选值	840	840	840	840	840	840
	标准指数	*	*	*	*	*	*

续表 3.3-13 **土壤现状监测及评价结果一览表** 单位：mg/kg

检测项目		检测结果					
		*			*		
1,1,2-三氯乙烷	监测值	*	*	*	*	*	*
	筛选值	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8
	标准指数	*	*	*	*	*	*
三氯乙烯	监测值	*	*	*	*	*	*
	筛选值	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8
	标准指数	*	*	*	*	*	*
1,2,3-三氯丙烷	监测值	*	*	*	*	*	*
	筛选值	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
	标准指数	*	*	*	*	*	*
氯乙烯	监测值	*	*	*	*	*	*
	筛选值	0.43	0.43	0.43	0.43	0.43	0.43
	标准指数	*	*	*	*	*	*
苯	监测值	*	*	*	*	*	*
	筛选值	4	4	4	4	4	4
	标准指数	*	*	*	*	*	*
氯苯	监测值	*	*	*	*	*	*
	筛选值	270	270	270	270	270	270
	标准指数	*	*	*	*	*	*
1,2-二氯苯	监测值	*	*	*	*	*	*
	筛选值	560	560	560	560	560	560
	标准指数	*	*	*	*	*	*
1,4-二氯苯	监测值	*	*	*	*	*	*
	筛选值	20	20	20	20	20	20
	标准指数	*	*	*	*	*	*

乙苯	监测值	*	*	*	*	*	*
	筛选值	28	28	28	28	28	28
	标准指数	*	*	*	*	*	*

续表 3.3-13 **土壤现状监测及评价结果一览表** 单位：mg/kg

检测项目		检测结果					
		*			*		
苯乙烯	监测值	*	*	*	*	*	*
	筛选值	1290	1290	1290	1290	1290	1290
	标准指数	*	*	*	*	*	*
甲苯	监测值	*	*	*	*	*	*
	筛选值	1200	1200	1200	1200	1200	1200
	标准指数	*	*	*	*	*	*
间二甲苯+对二甲苯	监测值	*	*	*	*	*	*
	筛选值	570	570	570	570	570	570
	标准指数	*	*	*	*	*	*
邻二甲苯	监测值	*	*	*	*	*	*
	筛选值	640	640	640	640	640	640
	标准指数	*	*	*	*	*	*
挥发酚	监测值	*	*	*	*	*	*
	筛选值	—	—	—	—	—	—
	标准指数	*	*	*	*	*	*
半挥发性有机物							
硝基苯	监测值	*	*	*	*	*	*
	筛选值	76	76	76	76	76	76
	标准指数	*	*	*	*	*	*
苯胺	监测值	*	*	*	*	*	*
	筛选值	260	260	260	260	260	260
	标准指数	*	*	*	*	*	*
2-氯酚	监测值	*	*	*	*	*	*
	筛选值	2256	2256	2256	2256	2256	2256
	标准指数	*	*	*	*	*	*
苯并[a]蒽	监测值	*	*	*	*	*	*

	筛选值	15	15	15	15	15	15
	标准指数	*	*	*	*	*	*

续表 3.3-13 **土壤现状监测及评价结果一览表** 单位：mg/kg

检测项目		检测结果					
		*			*		
苯并[a]芘	监测值	*	*	*	*	*	*
	筛选值	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
	标准指数	*	*	*	*	*	*
苯并[b]荧蒽	监测值	*	*	*	*	*	*
	筛选值	15	15	15	15	15	15
	标准指数	*	*	*	*	*	*
挥发性有机物							
苯并[k]荧蒽	监测值	*	*	*	*	*	*
	筛选值	151	151	151	151	151	151
	标准指数	*	*	*	*	*	*
䓛	监测值	*	*	*	*	*	*
	筛选值	1293	1293	1293	1293	1293	1293
	标准指数	*	*	*	*	*	*
二苯并[a,h]蒽	监测值	*	*	*	*	*	*
	筛选值	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
	标准指数	*	*	*	*	*	*
茚并[1,2,3-cd]芘	监测值	*	*	*	*	*	*
	筛选值	15	15	15	15	15	15
	标准指数	*	*	*	*	*	*
萘	监测值	*	*	*	*	*	*
	筛选值	70	70	70	70	70	70
	标准指数	*	*	*	*	*	*
采样深度		*	*	*	*	*	*
石油烃类							
石油烃(C_{10}-C_{40})	监测值	*	*	*	*	*	*
	筛选值	4500	4500	4500	4500	4500	4500

	标准指数	*	*	*	*	*	*

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

采样点	采样层位	监测结果	监测因子									
			pH	铅	铬	砷	镉	汞	镍	铜	锌	石油烃(C_{10}-C_{40})
		筛选值	>7.5	≤170	≤250	≤25	≤0.6	≤3.4	≤190	≤100	≤300	≤4500
YD3TH 井场西南侧 20m 处	0.2m	监测值	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
		标准指数	--	0.08	0.10	0.24	0.13	0.01	0.26	0.09	0.13	--
YD6 转油站西南侧 20m 处	0.2m	监测值	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
		标准指数	--	0.11	0.08	0.36	0.17	0.004	0.24	0.13	0.14	--

由表 3.3-14 分析可知，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。

3.3.6 生态环境调查与评价

3.3.6.1 生态背景调查范围

本工程位于英买力油气田，以自然状态为主，为典型的干旱荒漠，属于荒漠生态系统。根据区域生态环境特点，考虑生态环境特点、地理环境等因素，从维护生态系统完整性出发，确定生态环境现状调查范围为井场边界及管线两侧外延 200m 范围，即总面积 11.06km^2。

3.3.6.2 土地利用现状调查

本工程位于英买力油气田，工程占地面积 216000m^2(永久占地面积 4800m^2，临时占地面积 211200m^2)，占地为裸地，土地利用现状图见图 3.3-1。

区域土地利用现状型图

图 3.3-1

3.3.6.3 生态背景调查

本工程所占区域为荒漠生态系统。荒漠生态系统是新疆面积最大的生态系统类型，分布非常广泛。区域属于新疆南部地区塔里木盆地荒漠生态系统，系统由乔木、半灌木、小半灌木构成初级生产力。

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、南疆荒漠亚区、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。项目区域植被主要为柽柳、盐穗木、芦苇等。植被类型图见图3.3-2。

本工程位于塔里木盆地北部，塔克拉玛干沙漠的西北缘。气候极端干燥，地处荒漠，生境简单。项目地域由于地势较高，无洪水的漫溢，地面干燥，以固定、半固定的沙丘为主，其间长有柽柳、盐穗木等少数植被且覆盖率低。主要栖息分布着一些耐旱型野生动物，如子午沙鼠、密点麻蜥和沙百灵等。

区域植被类型图

图 3.3-2

3.4 区域污染源调查

3.4.1 污染源调查

本次环境影响评价区域污染源主要调查废气污染源，经现场调查及咨询当地生态环境主管部门，大气评价范围内共涉及英买力油气田 9 口老井及 YD6 转油站，各单井污染源情况类似，废气污染源主要为真空加热炉烟气及井场无组织废气。经核算，类比同类型单井数据，区域企业外排污染物具体情况见表 3.4-1。

表 3.4-1 **现有及在建、拟建企业主要污染物调查结果一览表** 单位：t/a

序号	企业名称	废气污染物			废水污染物	
		颗粒物	SO_2	NO_x	COD	氨氮
1	塔里木油田分公司英买油气开发部(9 口老井及 YD6 转油站)	0.031	0.010	0.247	0	0

3.4.2 污染源评价

3.4.2.1 评价方法

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

①某污染物等标污染负荷(P_i)

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

式中：P_i——废气中某污染物的等标污染负荷；

C_i——i 污染物绝对排放量(t/a)；

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

②某污染源(企业)的各污染物等标污染负荷(P_n)

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

③调查企业的各污染物总等标污染负荷(P)

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

④各调查企业中某污染物的总等标污染负荷(Pi 总)

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

⑤某污染物在污染源中的等标污染负荷比(Ki)

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

⑥某污染源在区域中的污染负荷比(K_n)

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

3.4.2.2 废气污染源评价

(1)评价标准

采用《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 及修改单(环境保护部公告 2018 年第 29 号)中 1 小时平均二级浓度限值(颗粒物取 PM_{10} 24 小时平均浓度限值的 3 倍),标准值见表 3.4-2。

表 3.4-2 **废气污染源调查评价标准**

项目	废气(mg/m^3)		
评价因子	颗粒物	SO_2	NO_X
标准值	0.45	0.5	0.2
注：采用《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 及其修改单(生态环境部公告 2018 年第 29 号)中二级标准的 1 小时平均浓度值。			

(2)评价结果

废气污染源评价结果见表 3.4-3。

表 3.4-3 **污染源评价结果一览表**

序号	企业名称	污染物等标污染负荷 P_i			污染负荷比 K_i(%)			等标污染负荷 P_n	污染负荷比 K_n(%)
		颗粒物	SO_2	NO_X	颗粒物	SO_2	NO_X		
1	塔里木油田分公司英买油气开发部	0.067	0.02	1.235	5.1	1.5	93.4	1.322	100

由表 3.4-3 分析可知，区域主要进行油气开采活动，塔里木油田分公司英买油气开发部颗粒物污染负荷比为 5.1%，二氧化硫的污染负荷比为 1.5%，氮氧化物的污染负荷比为 93.4%，即氮氧化物为该区域主要污染物。

4 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。

4.1施工废气影响分析

4.1.1 施工废气来源及影响分析

(1)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)》(GB20891-2014)标准和《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)地面工程及管道工程施工废气

在油气田地面工程施工过程中，不可避免的要占用土地、进行土方施工、物料运输、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

在油气田地面工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有 SO_2 及 NO_x 等。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。

4.1.2 施工扬尘污染防治措施

为有效控制施工期间的扬尘影响，结合建设单位实际情况，本评价要求建设单位严格执行《关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知》(新政发[2014]35 号)及《新疆维吾尔自治区重污染天气应急预案》(新政办发[2017]108 号)相关文件要求，同时结合《防治城市扬尘污染技术规范》(HJ/T 393-2007)及《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》等采取的抑尘措施，对项目施工提出以下扬尘控制要求，对项目施工提出以下扬尘控制要求。通过采取以下抑尘措施后，可较大限度的降低施工扬尘对周围环境的影响。

表 4.1-1　　施工期扬尘污染防治措施一览表

序号	防治措施	具体要求	依据
1	施工现场公示牌	在施工现场出入口明显位置设置公示牌，公示施工现场负责人、环保监督员、防尘措施、扬尘监督管理部门、举报投诉电话等信息	《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》
2	施工车辆冲洗设施	在施工现场出口处设置车辆冲洗设施并配套设置排水、泥浆沉淀设施，施工车辆不得带泥上路行驶，施工现场道路以及出口周边的道路不得存留建筑垃圾和泥土	《防治城市扬尘污染技术规范》(HJ/T 393-2007)、《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》
3	密闭苫盖措施	①建筑材料采用密闭存储、设置围挡或堆砌围墙、采用防尘布苫盖等措施； ②建筑垃圾采用覆盖防尘布、防尘网、定期喷洒抑尘剂、定期喷水压尘等措施	《防治城市扬尘污染技术规范》(HJ/T 393-2007)、《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》
4	物料运输车辆密闭措施	①进出工地的物料、渣土、垃圾运输车辆，应尽可能采用密闭车斗，并保证物料不遗撒外漏。若无密闭车斗，物料、垃圾、渣土的装载高度不得超过车辆槽帮上沿，车斗应用苫布遮盖严实； ②装卸和运输渣土、砂石、建筑垃圾等易产生扬尘污染物料的，应当采取完全密闭措施	《防治城市扬尘污染技术规范》(HJ/T 393-2007)、《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》
5	洒水抑尘措施	遇到干燥、易起尘的土方工程作业时，应辅以洒水压尘，尽量缩短起尘操作时间，遇到四级及四级以上大风天气，应停止土方作业，同时作业处覆以防尘网	《防治城市扬尘污染技术规范》(HJ/T 393-2007)、《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》
		施工现场必须建立洒水清扫抑尘制度，配备洒水设备。非冰冻期每天洒水不少于 2 次，并有专人负责。重污染天气时相应增加洒水频次	《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》
6	重污染天气应急预案	Ⅳ级(蓝色)预警：强化日常检查	《新疆维吾尔自治区重污染天气应急预案》(新政办发[2017]108 号)
		Ⅲ级(黄色)预警：环保部门加大对施工场地、机动车排放、工业企业等重点大气污染源的执法检查频次，减少建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车上路行驶	

表 4.1-1　　施工期扬尘污染防治措施一览表

序号	防治措施	具体要求	依据
6	重污染天气应急预案	Ⅱ级(橙色)预警：区域内 50%重点排放企业限产或停产，停止喷涂粉刷、建筑拆除、切割、土石方等施工作业，建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车禁止上路行驶(生活垃圾清运车辆除外) Ⅰ级(红色)预警:停区域内 70%的重点排放企业限产或者停产，停止喷涂粉刷、建筑拆除等施工作业，禁止建筑垃圾、渣土、砂石等散装物料运输车辆上路	《新疆维吾尔自治区重污染天气应急预案》(新政办发[2017]108 号)

4.2 施工噪声影响分析

4.2.1 噪声源及其影响预测

(1)施工噪声影响分析

①施工噪声源强

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 4.2-1。

表 4.2-1　　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：

$L_r=L_{ro}-20lg(r/r_o)$

式中：L_r——距声源 r 处的 A 声压级，dB(A)；

L_{ro}——距声源 r_o 处的 A 声压级，dB(A)；

r ——预测点与声源的距离，m；

r_o——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 4.2-2。

表 4.2-2　　**主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值**

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新建钻井位置，与最近的噪声敏感点的距离大于 500m；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)3 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)3 类区标准限值。

4.2.2 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

在距离英买力公寓附近的地面工程建设施工，一般可采取控制施工时间，缓解、避免强噪声设备集中施工。

(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。

4.3 施工期固体废物影响分析

4.3.1 施工固废来源及影响分析

本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

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

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

式中：W——废弃钻井岩屑排放量，m^3；

D——井的直径，m；

h——井深，m。

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 1855m^3，其中膨润土泥浆钻井岩屑 1062m^3，磺化泥浆钻井岩屑 793m^3。

4 口井钻井期间总岩屑产生量为 7420m^3，其中膨润土泥浆钻井岩屑 4248m^3，磺化泥浆钻井岩屑 3172m^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。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 12.6t，在井场和施工营地设置生活垃圾收集桶，定期清运至英买力生活垃圾填埋场填埋。

④含油废物

工程钻井过程中只对简单设备进行检修，产生的废机油量较少，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理。

每口新井设备检修产生的废油产生量约为 0.1t，本工程新增含油废物

0.4t/a，采用钢制铁桶收集后，由区域具有危废处置资质的公司接收处理，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。

4.3.2 施工固废污染防治措施

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

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

②施工单位应指派专人负责施工固体废物的收集及转运工作，不得随意丢弃；

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

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

4.4 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，清运至英买力油田

钻试修废弃物环保处理站妥善处理，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，委托第三方有处置能力的单位进行处置。

(3)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，钻井工程结束后委托第三方有处置能力的单位进行处置，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，委托第三方有处置能力的单位进行处置。

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。

4.5施工期生态影响分析

4.5.1 生态影响分析

(1)项目占地影响分析

本工程实施后,新建井场4座(1座采油井和3座注水井),集油管线2.57km,注水管线17.01km，注水干线6.82km。工程占地面积216000m^2(永久占地面积4800m^2，临时占地面积211200m^2)。地面工程占地类型全部为荒漠，地表植被覆盖度较低，工程布局无环境限制性因素，布局合理。

①临时占地的影响

本工程临时占地约21.12hm^2，主要为施工作业带占地及管道临时占地。工程临时占地会使土地的利用形式发生临时性改变，暂时影响这些土地的原有功能。本工程临时占地类型以荒漠为主，由于管道两侧5m范围内禁止种植深根植物，临时占地需要种植猪毛菜等浅根草本植物，这使得原有土地利用方式发生改变，但并没有影响土地利用性质。

②永久占地的影响

本工程永久占地主要为井场占地，占地面积为 0.48hm^2，占地类型主要为荒漠。其建设使土地利用功能发生变化，使土地使用功能永久地转变为人工建筑，改变了其自然结构与功能特点。本工程仅涉及新建 4 座井场，且井场单元占地面积较小,因此本工程永久占地对沿线地区的现有土地利用状况影响很小。

(2)对土壤环境影响

根据现场踏勘结果，结合本工程可行性研究报告统计数据，本工程主要土壤类型为内陆盐土。

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

①人为扰动对土壤的影响

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

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

②车辆行驶和机械施工对土壤的影响

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

(3)对植被的影响分析

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

本工程对植被的破坏主要在于施工期对施工作业带内地表植被的铲除和碾压，土方开挖及临时堆场对地表植被的压埋，设备、车辆、施工机械及施工人

员在施工期碾压、践踏植被等。

本工程永久占地面积0.48hm^2，临时占地21.12hm^2，本工程井场和管线施工区域以荒漠为主。永久占地和临时用地都会导致生物量损失。生物量损失按下式计算：

$$Y=S_i \cdot W_i$$

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

本工程站场和管线穿越施工区域为荒漠，植被覆盖率较低，植被覆盖度约为5%，平均生物量0.45t/hm^2。本工程的实施，将造成0.216t永久植被损失和9.5t临时植被损失。新增植被损失主要来自临时占地，因此只要加强施工管理，认真做好施工结束后的迹地恢复工作，工程建设对植被的环境影响是可以接受的。

(4)对野生动物的影响分析

施工机械噪声和人员活动将影响野生动物的正常生活。因石油开发建设活动早已开展，人类活动频繁，动物种类较少，主要为伴人动物，如麻雀、啮齿类动物。施工活动可能影响到这些动物生息繁衍的区域，迫使一些对人类活动影响敏感的动物逃离或迁移。但区块地面工程多呈点状分布，占地面积相对较小，就整个区域而言施工对野生动物产生的影响较小。

本工程施工活动和工程占地对土壤、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。

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

4.5.2 生态环境影响减缓措施

(1)占地生态补偿措施

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

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

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

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

⑤施工过程中产生的固体废物应妥善收集处置，禁止随意丢弃。

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

⑦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。

⑧工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复，使占地造成的影响逐步得以恢复。

项目实施后及时对临时占地区域进行恢复，对区域生态环境的影响通过 2～3 年可恢复，且本工程占地面积较小，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。且参照原有工程对占地进行恢复后，区域植被及生态系统恢复良好，因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响，项目实施对生态环境的影响是可以接受的。

(2)施工期防沙治沙分析及措施

1)施工期防沙治沙分析

本工程井场及管道施工过程中，可能对区域稀少植被造成破坏，形成沙土裸露过程。根据《中华人民共和国防沙治沙法》(中华人民共和国主席令第 55 号)等文件要求，油田应确保项目占地范围内的防风固沙治理。施工过程中严禁超越施工场地，开挖完成后植被经过 2～3 个生长期后即可自然恢复。

2)防沙治沙措施

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

②施工结束，对施工场地进行清理、平整，防止土壤沙漠化；

③施工期间严格执行生态保护措施，杜绝破坏植被、造成沙化的行为。

5 营运期环境影响评价

5.1 大气环境影响评价

5.1.1 常规气象资料分析

(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 102km,根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)规定，地面气象资料可直接采用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。

5.1.2 多年气候统计资料分析

根据新和县气象站近 30 年气象资料，区域近 30 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 30 年各月平均风速变化情况见表 5.1-3。

表 5.1-3 **近 30 年各月平均风速变化统计表**

月	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	年
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 30 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 30 年平均各风向风频变化情况见表 5.1-4，近 30 年风频玫瑰图见图 5.1-1。

表 5.1-4　　近 30 年不同风向对应频率统计一览表

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

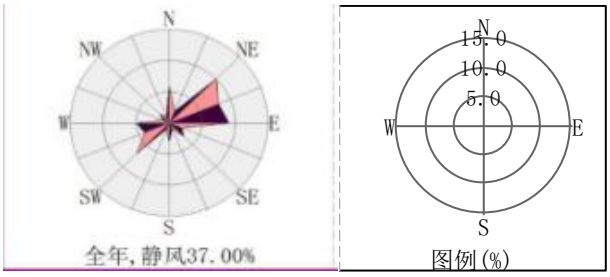

图 5.1-1　　区域近 30 年风频玫瑰图

由表5.1-4分析可知，新和县近30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。

5.1.3 环境空气影响预测与分析

(1)预测模式

本次大气环境影响评价采用《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018)所推荐采用的估算模式 ARESCREEN，经估算模式可计算出某一污染源对环境空气质量的最大影响程度和影响范围。ARESCREEN 模型大气环境影响预测中的有关参数选取情况见表 5.1-5。

表 5.1-5　　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 5.1-6　　主要废气污染源参数一览表(面源)

序号	污染源名称	面源起点坐标		面源海拔高度	面源长度	面源宽度	与正北向夹角	面源有效排放高度	年排放小时数	排放工况	污染因子	排放速率
		X	Y									
单位	-	m		m	m	m	°	m	h	-	-	kg/h
1	井场无组织废气	25	25	1005	6	6	0	5	8760	正常	非甲烷总烃	0.011

表 5.1-7　　P_{max} 及 $D_{10\%}$预测及计算结果一览表

序号	污染源名称	评价因子	C_i(μg/m³)	评价标准(μg/m³)	P_i(%)	P_{max}(%)	最大浓度出现距离(m)	$D_{10\%}$(m)
2	井场无组织废气	非甲烷总烃	76.7	2000	3.84	3.84	5	—

由表 5.1-7 可知，项目废气中非甲烷总烃最大落地浓度为 76.7μg/m³、占标率为 3.84%，$D_{10\%}$未出现。

5.1.4 废气源对四周场界贡献浓度

本工程实施后，无组织废气对井场四周无组织贡献浓度情况如表 5.1-8。

表 5.1-8　　井场四周边界浓度计算结果一览表　　单位：μg/m³

污染源	污染物	东场界	南场界	西场界	北场界
YD3TH 井场无组织排放	非甲烷总烃	73.9	61.0	73.9	61.0

由表 5.1-8 预测结果可知，本工程实施后，井场无组织排放非甲烷总烃四周厂界浓度贡献值为 61.0～73.9μg/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。

5.1.5 大气环境防护距离

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

5.1.6 污染物排放量核算

(1)无组织排放量核算

项目无组织排放量核算情况见表5.1-9。

表 5.1-9 **大气污染物无组织排放量核算表**

序号	产物环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量(t/a)
				标准名称	浓度限值(mg/m^3)	
1	井场无组织废气	非甲烷总烃	采出液密闭集输	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求	非甲烷总烃≤4.0	0.096

(3)项目大气污染物排放量核算

项目大气污染物排放量核算情况见表5.1-10。

表 5.1-10 **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	非甲烷总烃	0.096

5.1.7 评价结论

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

5.1.8 大气环境影响评价自查表

本工程大气环境影响评价自查表见表 5.1-11。

表 5.1-11 **大气环境影响评价自查表**

<table>
<tr><td colspan="2">工作内容</td><td colspan="8">自查项目</td></tr>
<tr><td rowspan="2">评价等级与范围</td><td>评价等级</td><td colspan="3">一级□</td><td colspan="3">二级☑</td><td>三级□</td></tr>
<tr><td>评价范围</td><td colspan="3">边长=50km□</td><td colspan="3">边长5～50km□</td><td>边长=5km☑</td></tr>
<tr><td rowspan="2">评价因子</td><td>SO_2+NO_x排放量</td><td colspan="3">≥ 2000t/a□</td><td colspan="3">500～2000t/a□</td><td>＜500t/a☑</td></tr>
<tr><td>评价因子</td><td colspan="4">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)</td><td colspan="4">包括二次$PM_{2.5}$□
不含二次$PM_{2.5}$☑</td></tr>
<tr><td>评价标准</td><td>评价标准</td><td colspan="3">国家标准☑</td><td colspan="2">地方标准□</td><td>附录D □</td><td>其他标准 □</td></tr>
<tr><td rowspan="3">现状评价</td><td>环境功能区</td><td colspan="3">一类区□</td><td colspan="3">二类区☑</td><td>一类区和二类区□</td></tr>
<tr><td>评价基准年</td><td colspan="8">（2019）年</td></tr>
<tr><td>环境空气质量现状调查数据来源</td><td colspan="3">长期例行监测数据☑</td><td colspan="3">主管部门发布的数据□</td><td>现状补充监测☑</td></tr>
<tr><td></td><td>现状评价</td><td colspan="5">达标区□</td><td colspan="3">不达标区☑</td></tr>
<tr><td>污染源调查</td><td>调查内容</td><td colspan="3">本工程正常排放源☑
本工程非正常排放源☑
现有污染源☑</td><td>拟替代的污染源□</td><td colspan="2">其他在建、拟建项目污染源□</td><td>区域污染源☑</td></tr>
<tr><td rowspan="7">大气环境影响预测与评价</td><td>预测模型</td><td>AERMOD □</td><td>ADMS □</td><td>AUSTAL2000 □</td><td colspan="2">EDMS/AEDT □</td><td>CALPUFF □</td><td>网格模型 □</td><td>其他 ☑</td></tr>
<tr><td>预测范围</td><td colspan="2">边长≥ 50km□</td><td colspan="3">边长5～50km □</td><td colspan="2">边长=5km ☑</td></tr>
<tr><td>预测因子</td><td colspan="5">预测因子(非甲烷总烃)</td><td colspan="3">包括二次$PM_{2.5}$□
不包括二次$PM_{2.5}$□</td></tr>
<tr><td>正常排放短期浓度贡献值</td><td colspan="5">$C_{本工程}$最大占标率≤100%☑</td><td colspan="3">$C_{本工程}$最大占标率＞100% □</td></tr>
<tr><td rowspan="2">正常排放年均浓度贡献值</td><td>一类区</td><td colspan="4">$C_{本工程}$最大占标率≤10%□</td><td colspan="3">$C_{本工程}$最大标率＞10% □</td></tr>
<tr><td>二类区</td><td colspan="4">$C_{本工程}$最大占标率≤30%□</td><td colspan="3">$C_{本工程}$最大标率＞30% □</td></tr>
<tr><td>非正常排放1h浓度贡献值</td><td>非正常持续时长（0.17）h</td><td colspan="4">$C_{本工程}$占标率≤100% □</td><td colspan="3">$C_{非正常}$占标率＞100%□</td></tr>
</table>

续表 5.1-11　　大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目			
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	$C_{叠加}$达标 □		$C_{叠加}$不达标 □	
	区域环境质量的整体变化情况	k≤-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) t/a	NO_x:（0）t/a	颗粒物:（0）t/a	VOC_s:(0.096)t/a
注：“□”为勾选项，填“√”；“（　）”为内容填写项					

5.2 地表水环境影响评价

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。

2.1 水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价

经生产分离器分离后采出水输至 YD6 转油站采出水处理单元，处理后进行回注；酸化压裂废水收集在回收罐，加碱中和后拉运至英买力油田钻试修废弃物环保处理站妥善处理；钻井队生活污水排入生活污水池，委托第三方有处置能力的单位进行处置。

2.2 依托污水处理设施的环境可行性评价

(1)采出水

本工程建成投运后，本工程采出水随油气混合物输送至 YD6 转油站，经生产分离器分离后采出水输至 YD6 转油站采出水处理单元，采用“压力除油+两级过滤”处理工艺，YD6 转油站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，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，处理后净化污水经高压注水泵增压，通过注水系统回注。

表 5.2-1　　英买处理厂采出水处理规模一览表

YD6 转油站采出水处理单元	设计规模	实际处理量	富余能力
采出水 m^3/d	1000	838	162

本工程采出水为 $1m^3/d$，YD6 转油站采出水处理单元满足本工程采出水处理需求，依托处理设施可行。

(2)压裂废水

新钻井 4 口单井，排放的压裂液约为 $320m^3$。射孔结束后，压裂废液采取不落地直接排入收集罐中，运至英买力油田钻试修环保站处理。

英买力油田钻试修废弃物环保处理站运行负荷见表 55。

表 55　　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	钻试修废水	$300m^3/d$	$150m^3/d$	50%	$150m^3/d$	$5.3m^3/d$

由上表可知，英买力钻试修废弃物环保站满足本工程压裂废水处理需求，依托处理设施可行。

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

5.3 地下水环境影响评价

5.3.1 调查区域水文地质条件概况

(1)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，部分位于渭干河冲洪积平原尾缘地段，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1000m^3/d～5000m^3/d，为HCO_3－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1000m^3/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100～1000m^3/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，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0.42～72.58g/L，溶解性总固体含量在1g/L以上，多为Cl•SO_4－Na、Cl－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200～300m。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75m～200m。钻孔的单位涌水量为62～111m^3/d•m，富水性为中等(100～1000m^3/d)，含水层的渗透系数1.30～3.71m/d之间，承压水的水头在+0.5～-1.32m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1g/L，水化学类型为Cl•SO_4—Na及SO_4•Cl—Na(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Cl·SO_4-Na型和Cl-Na型。区域水文地质图见图5.3-1，水文地质剖面示意图见图5.3-2。

5.3.2 工程场区包气带污染调查

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。

5.3.3 区域地下水污染源调查

评价区位于新和县西南部，根据区域地下水现状监测结果表明，区域地下水除潜水含水层中浑浊度、氟化物、氯化物超标外，其他潜水含水层监测因子均未超标。

图 5.3-1　　区域水文地质图

图 5.3-2　　水文地质剖面示意图

5.3.4 地下水环境影响评价

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

5.3.4.1 正常状况

(1)废水

本工程运营期采出水随油气混合物输送至YD6转油站,经生产分离器分离后采出水输至YD6转油站采出水处理单元，采用“压力除油+两级过滤”处理工艺，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，通过注水系统回注。正常情况下不会对地下水产生污染影响。

(2)含油废物

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

(3)集输管线

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

5.3.4.2 非正常状况

(1)油水窜层对地下水的污染影响

钻井完井后油气窜层污染(包括生产井的窜层)的主要原因是：①下入的表层套管未封住含水层；②固井质量差；③工艺措施不合理或未实施。因此，为预防污染的发生和污染源的形成，表层套管必须严格封闭含水层，固井质量应符合环保要求。由废弃的气井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待油田开发到中后期时，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油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。根据测算，井喷发生后，喷出的气液量为 $133\times10^4m^3/d$～$266\times10^4m^3/d$，一般需要 1～2 天才能得以控制。据 YH23-1-14 井喷事故现场调查结果，其井喷污染范围为半径 300m 左右，井喷持续时间 2 天，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。

(2)集输管道原油泄漏事故对地下水的影响

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

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

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

5.3.4.3 预测因子筛选

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

表 5.3-1 **评价因子及评价标准一览表**

评价因子	评价标准(mg/L)	检出下限值(mg/L)	现状监测值平均值(mg/L)
石油类	0.5	0.01	0.05

5.3.4.4 预测源强

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

5.3.4.5 预测模型

非正常状况下，污染物运移通常可概化为两个相互衔接的过程：①污染物由地表垂直向下穿过包气带进入潜水含水层的过程；②污染物进入潜水含水层后，随地下水流进行迁移的过程。本工程所在区域地下水埋深大于5m，本次预测考虑泄漏原油1‰进入潜水含水层，则石油类进入地下水的量为0.97kg。然后污染物在潜水含水层中随着水流不断扩散，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—平面瞬时点源的预测模型，其主要假设条件为：

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

b.假定定量的定浓度的污水，在极短时间内注入整个含水层的厚度范围；

c.污水的注入对含水层内的天然流场不产生影响。

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

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

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2.0kg；

u—地下水流速度，m/d；潜水含水层岩性为细砂，参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)，渗透系数取3m/d。水力坡度I为0.28‰。因此地下水的渗透流速u=K×I/n=3m/d×0.28‰/0.32=0.0026m/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，m^2/d；根据资料，纵向弥散度α_m=2m，纵向弥散系数$D_L=\alpha_m \times u=0.0052m^2/d$；

D_T—横向y方向的弥散系数，m^2/d；横向弥散系数$D_T=0.0013m^2/d$；

π—圆周率。

5.3.4.6 预测内容

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

表5.3-2 **事故状况下石油类在潜水含水层中运移情况一览表**

预测时间	超标范围(m^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	14.6	21.85	0.025	0.021	0.046	1.08	否	—
365d	18.5	46.7	0.025	0.007	0.032	1.945	否	—
1000d	--	89.95	0.025	0.002	0.027	--	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 14.6m^2，影响范围为 21.85m^2，污染物最大贡献浓度为 0.021mg/L，叠加背景值后的浓度为 0.046mg/L，污染物最大迁移距离为 1.08m，项目周边无超标范围；石油类污染物泄漏 365d 后污染超标范围为 18.5m^2，影响范围为 46.7m^2，污染物最大贡献浓度为 0.007mg/L，叠加背景值后的浓度为 0.032mg/L，污染物最大迁移距离为 1.945m，项目周边无超标范围；石油类污染物泄漏 1000d 后石油类污染晕影响范围消失，污染物最大贡献浓度为 0.002mg/L，叠加背景值后的浓度为 0.027mg/L，项目周边无超标范围。

在假定情景预测期限内，污染物的泄漏将会对泄漏点附近的地下水环境产生一定影响，但超标范围未出场界，并且在企业做好源头控制措施、完善分区防渗措施、管道刺漏防范措施的前提下，本工程对地下水环境影响可以接受。以上假定非正常情况下管线连接和阀门处泄漏情形，均可由总控室发现压力异常，从而切断阀门，由巡线职工及时赶往泄漏发生地点，组织相关人员进行清污，可以从源头上可以得到控制，不会对地下水环境构成影响。

5.3.5 地下水环境保护措施与对策

地下水环境保护措施与对策应符合《中华人民共和国水污染防治法》和《中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对集输管线、阀门严格检查，有质量问题的及时更换，管道、阀门都应采用优质耐腐蚀材料制成的产品。

(2)分区防控措施

为防止污染地下水，针对工程工艺特点，严格执《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610－2016)“11.2.2 分区防控措施”和《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934－2013)“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，本评价确定防渗要求见表 5.3-3 及图 5.3-2。

表 5.3-3 **分区防渗要求一览表**

站场	项目		防渗要求
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 1.0×10^{-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
		放喷池	
		柴油罐区	

续表 5.3-3　　**分区防渗要求一览表**

站场	项目		防渗要求
钻井期间井场	一般防渗区	泥浆罐区	防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层的防渗性能
		泥浆池	
		应急池	
营运期井场	一般防渗区	井口	防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层的防渗性能
1 号配水间 2 号配水间	一般防渗区	阀组区	防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层的防渗性能

图 5.3-3　　钻井期井场分区防渗图

图 5.3-4　　营运期井场分区防渗图

图 5.3-5　　配水间分区防渗图

(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》(HJ/T164-2004)的要求、地下水流向、项目的平面布置特征及地下水监测布点原则，利用区块下游塔河边水井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 5.3-4。

表 5.3-4　　**地下水监测点布控一览表**

编号	监测层位	功能	井深	监测因子	方位/距离
J1	潜水含水层	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	YD7-5-3 井西南 120m

(5)应急响应

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

a 地下水环境保护目标的确定,采取的紧急处置措施和潜在污染可能性评估；

b 特大事故应急抢险组织状况和人员、装备情况，平常的训练和演习。

②应急处置

一旦发现地下水发生异常情况，必须按照应急预案马上采取紧急措施：

a 当确定发生地下水异常情况时，按照制订的地下水应急预案，在第一时间内尽快上报主管领导，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 100～1000m^3/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，污染源从源头上可以得到控制，采取了防渗措施；非正常状况下，采油树管线与法兰连接处油品渗漏，根据环境影响预测结果，在假定情景预测期限内，污染物的泄漏将会对泄漏点附近的地下水环境产生一定影响。但企业在做好源头控制措施、完善分区防渗措施的前提下，本工程对地下水环境影响可以接受。

(3)地下水环境污染防控措施

本评价建议本工程依据“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。

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

泄漏将会对泄漏点附近的地下水环境产生一定影响。但企业在做好源头控制措施、完善分区防渗措施的前提下，本工程对地下水环境影响可以接受。

(4)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。

(5)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。

5.4 声环境影响评价

为了分析本工程新建井场，扩建转油站产噪设备对其周围声环境的影响，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。

5.4.1 预测模式

(1)单个室外点声源在预测点产生的声级计算基本公式

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

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

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

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：

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

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：

$$L_{p1i}(T) = 10\lg(\sum_{j=1}^{N} 10^{0.1L_{p1ij}})$$

式中：$L_{p1i}(T)$—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_{p1ij}—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：

$$L_{p2i}(T)=L_{p1i}(T)-(TL_i+6)$$

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

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

当 $r\ge\frac{na}{\pi}$ 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:

$$L_{eqg}=10\lg[\frac{1}{T}(\sum_{i=1}^{N}t_i10^{0.1L_{Ai}}+\sum_{j=1}^{M}t_j10^{0.1L_{Aj}})]$$

②预测点的噪声预测值

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

式中：L_{eqg}—建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB(A)；

L_{eqb}—预测点的背景值，dB(A)。

(4)噪声预测点位

本评价预测工程噪声源对四周场界噪声贡献值，并给出场界噪声最大值的位置。

5.4.2 噪声源参数的确定

本工程噪声源噪声参数见表 5.4-1。

表 5.4-1 **井场噪声源参数一览表**

序号	声源名称		数量(台/套)	中心坐标	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	新建井场	采油树	1	(20，15，1)	85	基础减振	15	70
2	扩建 YD6 转油站	注水泵	3	(20，15，1)	95	基础减振	15	80

5.4.3 预测结果及评价

按照噪声预测模式，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，本工程新建采油单井等噪声源对四周场界的贡献声级值见表 5.4-2。

表 5.4-2 **井场噪声预测结果一览表** 单位：dB(A)

场地	厂界	贡献值	现状值		预测值		标准值		结论
			昼间	夜间	昼间	夜间			
新建采油井场	东场界	43.9	—	—	—	—	昼间	65	达标
	南场界	37.9							
	西场界	42.0					夜间	55	
	北场界	37.9							
扩建 YD6 转油站	东场界	44.8	44.1	39.4	47.5	45.9	昼间	65	达标
	南场界	43.3			46.7	44.8	夜间	55	达标
	西场界	44.2			47.2	45.4	昼间	65	达标
	北场界	45.4			47.8	46.4	夜间	55	达标

由表 5.4-2 可知，新建采油井场主要产噪声源对厂界昼间和夜间噪声贡献值为 37.9～43.9dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)3 类区标准要求。扩建转油站噪声源对场界的噪声贡献值昼间、夜间为 43.3～45.4dB(A)，与现状值叠加后，噪声预测值昼间为 46.7～

47.8dB(A)，夜间为 44.8～46.4dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 3 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。

5.5 固体废物影响分析

本工程运营期无固体废物产生，运营过程中不会对周围环境造成污染。

5.6 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生态景观影响。

(1)对野生动物的影响分析

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

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

(2)生态系统完整性影响评价

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

由于油田的开发植被覆盖度降低，同时油田开发使人类活动加剧，降低了自然生物的生存空间，使物种抗阻能力减弱，从而加剧了区域景观的不稳定性，使油田开发区域连通度增加，破碎度加大，产生一定程度影响。

(3)景观影响分析

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

地面基础设施建设完成后，井场及各类集输管道处于正常运营状况，不再进一步对环境产生明显的干扰和影响；因而项目油田开发建设不会改变区域内

景观生态系统的稳定性及完整性。

5.7 土壤环境影响评价

5.7.1 环境影响识别

5.7.1.1 项目类型

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

5.7.1.2 影响类型及途径

本工程施工期主要为管沟开挖及设备安装，主要污染物为施工期扬尘等，不涉及土壤污染影响。营运期外排废气中主要为非甲烷总烃，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地面漫流影响，但泄漏事故工况下管线破裂会造成采出液下渗进而对土壤造成垂直入渗影响。影响类型见表 5.7-1。

表 5.7-1 **建设项目影响类型表**

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

由表 5.7-1 可知，本工程影响途径主要为运营期垂直入渗染，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 5.7-2。

表 5.7-2 **土壤环境影响源及影响因子识别表**

污染源	污染途径	特征因子	备注

井场管线连接处	垂直入渗	石油烃	事故工况

5.7.2 现状调查与评价

5.7.2.1 调查范围

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

5.7.2.2 敏感目标

本工程井场占地外扩 200m 范围和管线两侧 200m 范围内无土壤保护目标。

5.7.2.3 土地利用类型调查

(1)土地利用现状

根据现场调查结果，本工程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，本工程井场建设之前现状为荒漠。

(3)土地利用规划

本工程占地范围暂无规划。

5.7.2.4 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为内陆盐土。

区域土壤类型分布图

图 5.7-1

5.7.2 垂直入渗土壤环境影响预测与评价

a.垂直入渗土壤污染影响情景分析

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

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

b.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，m^2/d；

q--渗流速度，m/d；

z--沿 z 轴的距离，m；

t--时间变量，d；

θ -土壤含水率，%。

(2)初始条件

$$c(z,t)=0 \qquad t=0, L\leq z<0$$

(3)边界条件

第一类 Dirichlet 边界条件：

①连续点源：

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

②非连续点源：$$c(z,t)=\begin{cases}c_0 & 0<t\le t_0\\ 0 & t>t_0\end{cases}$$

第二类 Neumann 零梯度边界条件：

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

c.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 5.7-2。

表 5.7-2 **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	0.14	0.48	0.36	1	1.45×10^3

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

表 5.7-3 **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	848400	瞬时

d.土壤污染预测结果

(1)石油烃预测结果

采油树管线连接和阀门处出现破损泄漏，泄漏油品中石油烃以点源形式垂直进入土壤环境。初始浓度设定为 848400mg/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 5.7-1 所示。

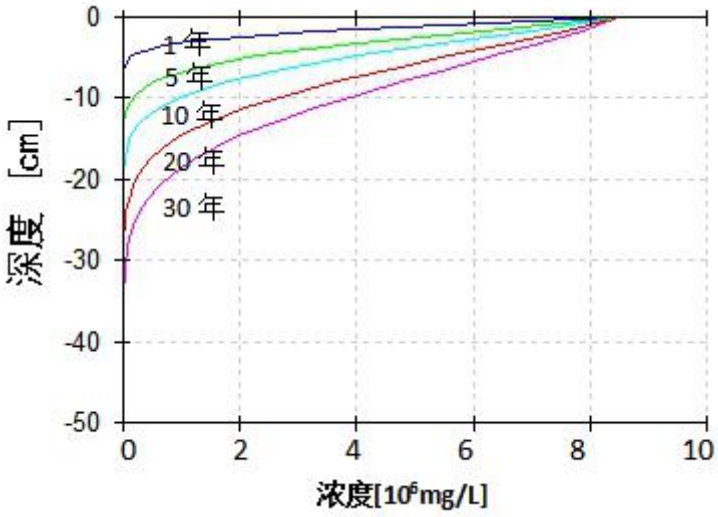

图 5.7-1　　石油烃在不同水平年沿土壤迁移情况

由图 5.7-2 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。

5.7.3 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护措施后，本工程对区域土壤环境影响可接受。

5.7.4 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；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。

(2)过程防控措施

严格执行《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934－2013)“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，将井口装置区划分为一般污染防治区，一般污染防治区防渗层的防渗性能不应低于1.5m厚渗透系数为1.0×10^{-7}cm/s的黏土层的防渗性能，其余区域划分为简单防渗区。防渗措施的设计，使用年限不应低于本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5.7-4。

表5.7-4 **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	YD3TH井采油树管线接口处	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5.7-5。

表5.7-5 **土壤环境影响评价自查表**

工作内容		完成情况	备注
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	4800㎡	

续表 5.7-5　　**土壤环境影响评价自查表**

工作内容		完成情况				备注
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]蒽，苯并[a]芘，苯并[b]荧蒽，苯并[k]荧蒽，䓛，二苯并[a,h]蒽，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]蒽，苯并[a]芘，苯并[b]荧蒽，苯并[k]荧蒽，䓛，二苯并[a,h]蒽，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 5.7-5　　**土壤环境影响评价自查表**

工作内容		完成情况			备注
现状评价	评价标准	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			

5.8 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。

5.8.1 评价依据

5.8.1.1 风险调查

本工程新建集油管线 2.57km。本工程涉及的风险物质主要为原油(采出液)、甲烷、乙烷、丙烷，存在于集油管线内。本工程周边均为荒漠，评价范围内无敏感目标存在。

5.8.1.2 环境风险潜势初判

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

表 5.8-1　　**建设项目环境风险潜势划分一览表**

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

表 5.8-2　　建设项目 Q 值确定表

风险源	序号	危险物质名称	CAS号	最大存在总量q_n/t	临界量Q_n/t	该种危险物质Q值
集输管线	1	原油(采出液)	—	10.32	2500	0.004
	2	甲烷	74-82-8	0.688	10	0.0688
	3	乙烷	74-84-0	0.06	10	0.006
	4	丙烷	74-98-6	0.017	10	0.0017
集输管线Q值Σ						0.0805

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

5.8.1.3 评价工作等级判定

《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T169-2018)中环境风险评价工作级别划分的判据见表 5.8-3。

表 5.8-3　　**环境风险评价工作级别划分一览表**

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

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

5.8.2 环境敏感目标概况

本工程周边均为荒漠，无敏感目标存在。

5.8.3 环境风险识别

5.8.3.1 物质危险性识别

本工程涉及的风险物质主要为原油(采出液)、甲烷、乙烷、丙烷。其物化性质、易燃性、爆炸性和毒性情况见表 5.8-4。

表 5.8-4 **物质危险性一览表**

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

5.8.3.2 危险物质分布情况

本工程危险位置主要分布于集输管线中。

5.8.3.3 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油、油气集输等环节均接触到易燃、易爆的危险性物质，而且生产工艺条件较苛刻，多为高压操作，因此事故风险较大，可能造成环境危害的风险事故主要包括火灾、爆炸、油品泄漏等，具体危害和环境影响可见表 5.8-5。

表 5.8-5 **油田生产事故风险类型、来源及危害识别一览表**

功能单元	事故类型	事故原因	事故后果	环境影响途径
管线	集输管线泄漏	管道腐蚀，施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致管线破裂，导致火灾、爆炸、油品泄漏事故	油品及天然气泄漏后，遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件，油类物质渗流至地下水	大气、土壤、地下水

5.8.4 环境风险分析

5.8.4.1 大气环境风险分析

在管道压力下，加压集输油品泄漏时，油品从裂口流出后遇明火燃烧，发生火灾爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件。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。由于井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，则会产生一定量的一氧化碳，污染大气环境。

5.8.4.2 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。

5.8.4.3 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；非正常状态下，油品中的石油类在下渗过程中易受包气带的吸附作用影响，不易迁移至含水层，但在防渗措施老化破损油品泄漏的情况下，石油类在下渗过程受包气带的吸附作用以后，也会不可避免的对地下水水质产生一定的影响，但影响范围很小，本评价要求建设单位加强环境管理，定期对管线进行检查，避免因管材质量缺陷、管道腐蚀老化破损造成油品泄漏。因此在事故下造成油品泄漏对区域地下水造成污染的环境风险可接受。

5.8.5 环境风险防范措施及应急要求

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

5.8.5.1 管道事故风险预防措施

(1)施工阶段的事故防范措施

①管道敷设前，应加强对管材质量的检查，严禁使用不合格产品。在施工过程中加强监理，确保施工质量。

②建立施工质量保证体系，提高施工检验人员水平，加强检验手段。

(2)运行阶段的事故防范措施

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

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

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

5.8.5.2 环境风险应急处置措施

(1)管道事故应急措施

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

①按顺序关井

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

②回收泄漏采出液

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

(2)火灾事故应急措施

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

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

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

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

(3)管道刺漏事故应急措施

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

a.切断污染源：经与生产调度中心取得联系后，关闭管线泄漏点最近两侧阀门；

b.堵漏：根据泄漏段的实际情况，采用适当的材料和技术手段进行堵漏，

并在作业期间设专人监护；

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

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

5.8.6 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害等)，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中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

5.8.7 环境风险分析结论

(1)项目危险因素

营运期危险因素为集输管线老化破损导致原油泄漏遇到明火可能发生火灾、爆炸事故，产生的一氧化碳等物质引发中毒、污染等伴生/次生污染事故。

(2)环境敏感性及事故环境影响

本工程周边均为荒漠，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为原油泄漏，遇火源可能发生火灾爆炸事故，不完全燃烧会产生一定量的一氧化碳有害气体进入大气；另外，油类物质可能污染土壤并渗流至地下水，对区域地下水和土壤环境造成污染影响。

(3)环境风险防范措施和应急预案

本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入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环境管理及认真落实环境风险预防措施和应急预案,可将环境风险概率降到最低。

本工程全厂环境风险防范措施“三同时”验收一览表见表5.8-6，环境风险简单分析内容表见表5.8-7。

表5.8-6　　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	10	及时发现风险，减少事故发生
2	地上管道涂刷相应识别色		5	便于识别风险，减少事故发生
3	消防器材		15	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		5	设置警戒标语和标牌，起到提醒警示作用
合　　计		—	35	—

表5.8-7　　环境风险简单分析内容表

建设项目名称	英买力油田玉东7区块巴西改组油藏开发方案地面工程			
建设地点	新疆阿克苏地区新和县西南部英买力油气田			
YD3TH井地理坐标	东经	81° 27′ 39.91″	北纬	41° 9′ 36.46″
主要危险物质及分布	原油(采出液)、甲烷、乙烷以及丙烷，均存在于集输管线内，存储量分别为10.32t、0.688t、0.06t、0.017t			
环境影响途径及危害后果(大气、地表水、地下水等)	根据工程分析，本工程油田开发建设过程中采油、油品集输等环节均接触到易燃、易爆的危险性物质，而且生产工艺条件较苛刻，多为高压操作，因此事故风险较大，可能造成环境危害的风险事故主要包括火灾、爆炸、油品泄漏等			
风险防范措施要求	具体见5.8.5节			

5.9 修井、洗井、闭井作业环境影响分析

5.9.1 修井、洗井环境影响分析

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

(1)修井、洗井废水

修井废水的产生是临时性的，每次产生作业废水约40m^3。废液中主要含有

酸、盐类、石油类和有机物。修井、洗井废水采用专用废液收集罐收集后运至英买力油田钻试修废弃物环保处理站妥善处理。

(2)修井、洗井固废

修井、洗井固废主要为含油废物，修井、洗井过程中采用清洁生产工艺后(厚塑料布铺垫井场)，可使含油废物全部得到回收，不向外环境排放含油废物。含油废物委托有危险废物处置接收处置。

(3)修井、洗井过程中钻井等设备噪声

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

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

5.9.2 闭井期环境影响分析

随着油气田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入闭井期。当油气田开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的油气田开发工作人员将陆续撤离油气田区域，由此带来的大气污染物、生产废水、生活污水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

闭井期的环境影响以生态环境的恢复为主，同时封井和井场清理也会产生少量扬尘和建筑垃圾，会对周围的环境造成一定影响。油井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少1m的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等。

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

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

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

5.9.3 闭井期生态保护措施

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

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

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

6 环保措施可行性论证

6.1 环境空气保护措施可行性论证

6.1.1 施工期环境保护措施

6.1.1.1 施工扬尘

(1)井场场地平整时，禁止利用挖掘机进行抛洒土石方作业，定期洒水，作业面要保持一定湿度；

(2)为了控制扬尘，限制井场场地内的车速小于 20km/h；

(3)用标识带或者围栏，标识出井场钻前工程的井场布置，并禁止在井场外作业；

(4)在管线和道路作业带内施工作业；

(5)在井场，钻井泥浆料等均储存在罐内，没有散料的露天堆场。

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

6.1.1.2 测试放喷废气

(1)在集输管网投产前的项目初期，井场要进行测试放喷。为了点火安全和控制热辐射范围，需修建地面放喷池，通过水平火炬进行测试放喷；在集输管网投产后，测试放喷的天然气将通过管网收集，集输至群 7 井井场后通过立式火炬点燃放空。

(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。

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

6.1.2 运营期环境空气保护措施

(1)项目采用密闭集输工艺，容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料，严格控制天然气泄漏对大气环境影响；

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

（3）提高对风险事故的防范意识，在不良地质地段做好工程防护措施。

（4）根据《“十三五”挥发性有机物污染防治工作方案》要求，建议本工程运营后期开展泄漏检测与修复(LDAR)，建立健全管理制度。

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

6.2 废水治理措施可行性论证

(1)钻井工程

项目钻井过程水环境污染源有：钻井废水、压裂废水和施工队队生活污水。

①钻井废水

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

②压裂废水

新钻 4 口新井，排放的压裂液共计约为 320m^3。射孔结束后，返排液采取不落地直接排入回收罐中，运至英买力油田钻试修环保站处理。

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，钻井工程结束后委托第三方有处置能力的单位进行处置，禁止运输途中随意倾倒。

(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，试压结束后委托第三方有处置能力的单位进行处置。

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，委托

第三方有处置能力的单位进行处置。

6.2.2 运营期水环境污染防治措施

本工程经生产分离器分离后采出水输至YD6采出水处理单元，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；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，

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)对噪声较大的设备设置消音设施和隔声设备。

(3)在运营期时应给机泵等设备加减振垫，对各种机械设备定期保养。

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

6.4 固体废物处理措施可行性论证

6.4.1 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，膨润土泥浆排入岩屑池，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。

6.4.2 废机油处理措施

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

6.4.3 生活垃圾处理措施

井场生活垃圾定期清运至英买力生活垃圾填埋场填埋。

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

6.5 生态保护措施可行性论证

6.5.1 施工期生态环境保护措施

6.5.1.1 区域生态环境保护措施

(1)严格控制占地面积，减少扰动土地面积。

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

(3)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)荒漠植物保护措施

①设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，避免破坏荒漠植物。

②施工过程中严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区和生活区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的践踏破坏。

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

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

⑤强化风险意识，制订切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险概率，避免事故泄漏和火灾爆炸事故可能对荒漠植物的破坏。

(6)野生动物保护措施

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

②施工过程中严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区和生活区范围内活动，尽量不侵扰野生动物的栖息地。

③确保生产设施正常运行，避免强噪声惊扰野生动物。

④加强对施工人员和职工的教育，强化保护野生动物的观念，不得捕猎。

⑤降低风险概率，避免事故泄漏和火灾爆炸事故对野生动物的影响。

6.5.1.2 工程和施工人员环境教育

在工程管理和施工人员进场前进行环境教育。环境教育的主要内容包括：

——开展《中华人民共和国环境保护法(2014 年修订)》、《中华人民共和

国大气污染防治法(2015 年修订)》、《中华人民共和国水污染防治法(2017 年修订)》、《中华人民共和国环境噪声污染防治法(2018 年修订)》、《中华人民共和国固体废物污染环境防治法(2016 年修订)》、《中华人民共和国石油天然气管道保护法》、《建设项目环境保护管理条例》(国务院令第 682 号)《中华人民共和国野生植物保护条例(2017 年修订)》等相关法律法规的宣传和教育。

——印制油田区及周边分布的国家重点保护野生动物以及具有重要生态功能的本土植物的野外鉴定手册，并分发到工作人员手中。手册中配以彩色图片和简洁的文字说明，突出对于这些物种的保护方法和保护的重要性。

——对项目工作人员和施工人员开展相关动植物辨认和生态保护措施方面的短期培训工作，通过培训详细介绍如何最大限度减少自然植被的丧失；如何在干旱地区及时开展植被恢复；以及施工作业中对于环境保护的一些注意事项等。

6.5.2 营运期生态恢复措施

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，井场周围及管道两侧设置草方格等生态恢复措施。

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,油田内公路和管线敷设施工宽度控制在设计标准范围内,并尽量沿道路纵向平行布设。以减少地表破坏。

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

(4)施工机械在不得在道路、井场以外的行驶和作业,保持地表不被扰动。

(5)施工作业结束后,考虑防风固沙。

(6)井场岩屑池做到掩埋、填平、覆土、压实。

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

6.6 闭井期环境保护措施

闭井期的环境影响主要为油田停采后将进行一系列清理工作,包括地面设施拆除、封井、井场清理等,将会产生少量扬尘、地表废弃建筑、不可移动的废弃设施、废弃管线等固体废物。

(1)污染治理措施

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

闭井期的环境影响以环境的恢复为主,同时封井和井场清理也会产生少量扬尘和建筑垃圾,会对周围的环境造成一定影响。

油田停采后将进行一系列清理工作,包括地面设施拆除、封井、井场清理等,将会产生少量扬尘和固体废物。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施,同时,将产生的固体废物集中进行收集,外运至固体废物填埋场处理。

(2)闭井期生态环境保护措施

①各种机动车辆固定线路,禁止随意开路。

②闭井后要拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物等。

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 41387 元，环保投资 620 万元，环保投资占总投资的比例为 1.50%。由于涉及国家能源商业机密，故对项目本身的经济效益在本环评报告中不作描述。

7.2 社会效益分析

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

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

本工程井口密封并设自动截断阀，有效减少烃类气体的挥发量，减少对大气的污染，污染物能达标排放。

（2）废水

本工程运营期经生产分离器分离后采出水输至 YD6 采出水处理单元，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。

（3）固体废弃物

本工程运营期无固体废物产生。

（4）噪声

通过采取选用低噪声设备、隔音、减振等措施，减低了噪声污染。

（5）生态保护措施

在施工期间，采取严格控制地表扰动范围，严格控制乙方单位在施工作业中的占地。

本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/km^2～60×10^4元/km^2，根据项目永久占地面积(0.0048km^2)，计算得出生态经济损失预计0.3万元。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。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算该项目环境保护投资约620万元，环境保护投资占总投资的1.50%。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

8.1.1 HSE 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 ISO14001 环境管理体系和 HSE 管理体系。在健康、安全和环境管理方面做了大量工作，塔里木油田分公司已逐步形成完整的 HSE 管理体系。2013 年 2 月 18 日，塔里木油田公司第七版 QHSE 管理手册正式发布，标志着油田质量体系与 HSE 体系整合工作进入全面推广实施阶段。

本油气田开发建设工程应在施工期、运营期和油田服役后期建立和实施 HSE 管理体系，该体系应该符合《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-2014）的要求，其中环境管理的内容符合 ISO14000 系列标准规定的环境管理体系原则，以及有关天然气开采、集输等环境保护的要求。

8.1.2 环境管理机构

本工程建成后由塔里木油田分公司统一管理。

塔里木油田分公司在环境管理机构设置上为多级 HSE 管理网络，实行逐级负责制，其环境管理机构设置见图 8-1。HSE 最高管理者为公司经理，主要负责制定环境方针和环境目标,为环境管理方案的执行提供必要的支持和物质保障；日常环境管理工作由任 HSE 管理者代表的副经理主持,在环境管理中行使职权，监督体系的建立和实施等；公司安全环保科负责监督 HSE 标准、环境标准的贯彻实施，确保所有有关 HSE 方面的要求能正确、完全的执行；各单位安全环保负责人负责解决油气田开发过程中出现的环境问题以及发生污染事故的处理等。

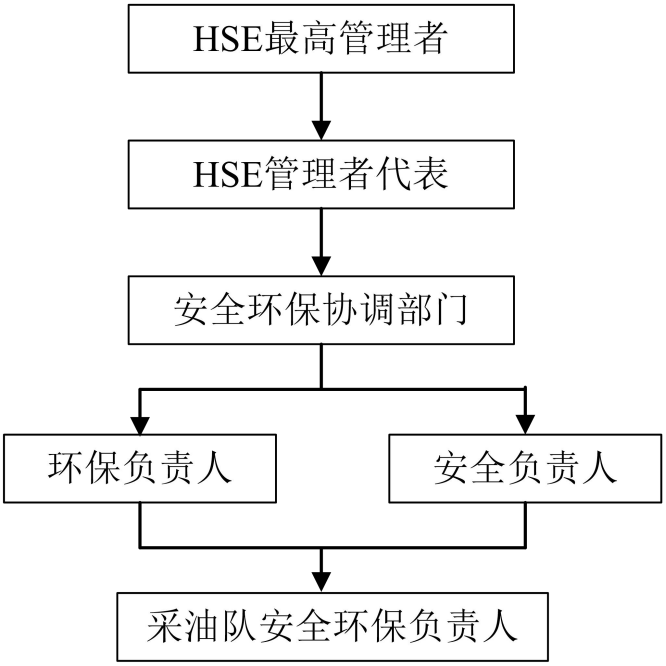

图 8.1-1　　**塔里木油田分公司环境管理机构设置**

8.1.3 环境管理体系

塔里木油田分公司已经建立了环境保护指标体系，对各二级单位的环保指标完成情况按《塔里木油田分公司环境保护管理规定》的各项指标进行考核。推行环境保护目标责任制，明确各单位企业行政一把手为本单位环保第一责任人，并规定了应负的法律责任和行政责任，其它行政领导和机关处室也都有明确环保职责，初步形成了领导负责，部门参加，环境保护部门监督管理，分工合作，各负其责的环境管理体制。

塔里木油田分公司是有几十年发展历史的老油田，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。本工程属塔里木油田分公司管辖，在开发建设期、运营期也必须建立和实施 HSE 管理体系，并纳入塔里木油田分公司总的 HSE 管理体系中。该体系应符合《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》(SY/T6276-2014)的要求，其中环境管理的内容应符合 ISO14000 系列标准规定的环境管理体系原则以及石油开采、集输等有关标准的要求。

塔里木油田分公司的 HSE 管理体系主要包括方针和目标、组织机构和职责、培训、管理体系文件、检查和审核五部分，下面分别就开发建设期和运营期进

行论述。

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 ISO14001 环境管理体系和 HSE 管理体系。在健康、安全和环境管理方面做了大量工作，塔里木油田分公司已逐步形成完整的 HSE 管理体系。2013 年 2 月 18 日，塔里木油田公司第七版 QHSE 管理手册正式发布，标志着油田质量体系与 HSE 体系整合工作进入全面推广实施阶段。

本油田开发建设工程应在施工期、运营期和油田服役后期建立和实施 HSE 管理体系，该体系应该符合《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-2014）的要求，其中环境管理的内容符合 ISO14000 系列标准规定的环境管理体系原则，以及有关天然气开采、集输等环境保护的要求。

8.1.2.1 施工期 HSE 管理体系

(1) HSE 方针和目标

本工程开发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新疆维吾尔自治区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，认识到项目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地貌。

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 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。

(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。

②HSE 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；

·批准任命 HSE 负责人和 HSE 工程师。

③HSE 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。

(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；

——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，以及符合 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、收集和处理废物的方法；

——管理、存放及处理燃油和机油的方法；

——保护及恢复地表的方法；

——处理项目建设可能引起的其它污染情况等。

③ 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：

——所有文件都必须报建设单位审批；

——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；

——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；

——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；

——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；

——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；

——所有文件都应字迹清楚，注明日期，标识明确，妥善保管；

——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，如现场考察报告；法律、法规、标准、准则和条款；环境危害及有关影响；发现问题的纠正和预防措施；应急准备和响应信息；事故报告；环境审核结果等。

④ 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，在项目开发建设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。

8.1.2.2 运营期 HSE 管理体系

(1) HSE 方针和目标

运营期管理遵循以下 HSE 方针。

① 遵守国家及新疆维吾尔自治区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 项目运行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，认识到石油开采对环境可能造成的影响；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 管理体系作为石油开采、集输、处理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油田运营期管理的全过程中，使风险和环境影响降到最低限度。

④ 有效地处理石油开采过程中产生的废水、废气和固体废物，尽最大努力减少对环境的污染。

⑤ 按期检修各种设备、管道，应急反应程序齐备，尽量预防因泄漏产生的污染事故。

⑥ 上级主管部门对油田运行期管理单位的 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。

(2) 组织机构和职责

① 组织机构

本工程的 HSE 管理机构应实行逐级负责制，受塔里木油田分公司质量安全环保科的直接领导。

② 职责

1）塔里木油田分公司 HSE 管理委员会

·贯彻并监督执行国家关于环境保护的方针、政策、法令；

·作为最高管理部门负责制定 HSE 方针、目标；

·采取相应的措施使环境管理措施顺利执行，并检查和监督这些指示的落实情况；

·为环境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；

·组织鉴定和推广环境科研成果。

2）塔里木油田分公司 HSE 管理

·在 HSE 事务中代表塔里木油田分公司 HSE 管理委员会行使职权；

·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；

·组织员工进行环境管理教育和培训、不定期应急事件演习、环境例行检查、并定期组织召开环境管理会议；

·在生产过程中，发现问题，及时向上级主管部门汇报、提出建议，使上级主管部门对 HSE 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；

·组织推广和实施先进的污染治理技术。

3）HSE 兼职管理员和全体人员

·HSE 兼职管理员和每位工作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。

(3) 培训

为提高全体员工的 HSE 意识和能力，应对本工程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

——学习国家和新疆维吾尔自治区有关环境方面的法律、法规，地方政府有关法规、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。

(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，具体如下：

·政府有关部门颁布的与环境有关的可适用的法律、法规、标准、准则和条款，以及上级主管单位对环境保护的有关规定；

HSE 方针；

·环境危害及有关影响；

·应急准备和响应信息；

·会议、培训、检查记录；

·发现问题的纠正和预防措施；

·事故报告；

·环境审核和评审结果

(5) 检查、审核和评审

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，塔里木油田分公司质量安全环保科要进行不定期的检查和定期的 HSE 审核、评审。

(6) 持续改进

通过审核和评审，把 HSE 检查、考核与审计工作结合起来，通过审计，不断纠正不符合项，做到持续改进。

8.1.4 环境管理计划

为了最大限度地减轻施工期作业活动对沿线生态环境的不利影响，减少营运期事故的发生，确保管道安全运行，建立科学有效的环境管理体制，落实各项环保和安全措施显得尤为重要。根据中国石油企业 HSE 管理体系及清洁生产的要求，结合区域环境特征，分施工期和营运期提出本工程的环境管理计划。各个阶段环境管理/监理的内容、实施部门及监督机构见表 8.1-2。

表 8.1-2　　**本工程环境管理和监督计划**

阶段	影响因素		防治措施建议	实施机构	监督管理机构
施工期	生态保护	土地占用	严格控制施工占地面积，严格控制井位外围作业范围，钻井现场严格管理，尽量少占用林地、耕地和草地,施工结束后尽快恢复临时性占用;及时清理废弃泥浆，合理处置弃土等等	施工单位及建设单位	建设单位环保部门及当地环保部门
		生物多样性	加强施工人员的管理，严禁对野生动植物的破坏等等		建设单位环保部门及当地环保部门
		植被	保护胡杨林和荒漠灌丛植被;收集保存表层土，临时占地及时清理；地表施工结束后恢复植被		建设单位环保部门及当地环保部门
		水土保持	主体工程与水保措施同时施工，并加强临时防护措施，土石方按规范放置，作好防护措施等等		建设单位环保部门及当地环保部门
		重点区段	施工尽量缩小临时占地范围，施工结束立即恢复植被		建设单位环保部门及当地环保部门
	污染防治	施工扬尘	施工现场洒水降尘，粉质材料规范放置，施工现场设置围栏等等		建设单位环保部门及当地环保部门
		废水	处理达标后排放		建设单位环保部门及当地环保部门
		固体废物	废弃泥浆按规范处置；利用工程弃土；施工废料回收利用，不能利用的弃渣送弃渣场		建设单位环保部门及当地环保部门
		噪声	选用低噪声的设备、加消声设施，保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等		
运营期	正常工况	废水	污水处理装置和回注系统	建设单位	建设单位环保部门及当地环保部门
		废气	含硫率低的燃料		
		固体废弃物	集中堆放，委运处理		
		噪声	选用低噪声设备、加消声减振设施		
	事故风险		事故预防及原油泄漏应急预案	建设单位	当地环保部门

8.2 企业环境信息公开

8.2.1 公开内容

(1)基础信息

企业名称：中国石油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西南部，英买力油气田。

主要产品及规模：①钻井工程：在英买力油气田玉东 7 区块内新钻水平井 1 口、利用现有老井 11 口，共形成 12 口采油井；新钻注水井 3 口、利用现有老井 6 口，共形成 9 口注水井；②地面工程：新建井场 10 座(1 座采油井和 9 座注水井)；在 YD6 转油站预留位置扩建注水泵 3 台，3 井式分水器 1 套；在现有 YD7-4-2 井场及 YD7-4-5 井场扩建 2 座配水间；③集输管线：新建集油管线 2.57km,注水管线 17.01km，注水干线 6.82km；④配套工程：并配套建设供电、土建、防腐、通信、自控等工程。本工程建成投产后，12 口采油井年产油 13×10^4t/a，9 口注水井，年注水 15.51×10^4～27.65×$10^4$$m^3$/a。

(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

公式方式：通过公司网站、信息公开平台或当地报刊等便于公众知晓的方式公开。

公开时间要求：环境信息有新生成或者发生变更情形的，应当自环境信息

生成或者变更之日起三十日内予以公开。法律、法规另有规定的，从其规定。

8.3污染物排放清单

本工程污染物排放清单见表 8.3-1。

表 8.3-1　　英买力油田玉东7区块巴西改组油藏开发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	标况烟气量(Nm^3/h)	排放浓度(mg/m^3)	排气筒高度(m)	内径(m)			
废气	井场	井场无组织废气	采取管道密闭输送，加强阀门的检修与维护，从源头减少泄漏产生的无组织废气	—	非甲烷总烃	8760	—	—	—	—	--	厂界非甲烷总烃≤4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求

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	采油树	L_{eq}	基础减振	降噪 15dB(A)	厂界 昼间≤65dB(A)； 夜间≤55dB(A)	按照《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中规定执行
	注水泵	L_{eq}	基础减振	降噪 15dB(A)		
环境风险防范措施	严格按照风险预案中相关规定执行					

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	酸化压裂废水	SS、COD、石油类、挥发酚、硫化物	酸化压裂废水收集在回收罐，加碱中和后拉运至英买力油田钻试修废弃物环保处理站妥善处理	—	英买力油田钻试修废弃物环保处理站	—	—	—
	采出水	石油类、SS	经生产分离器分离后采出水输至YD6采出水处理单元，处理后处理满足《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	—	YD6转油站采出水处理单元	—	悬浮固体含量≤5 含油量≤15	—

续表 8.3-1　　英买力油田玉东7区块巴西改组油藏开发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	生活污水	COD、SS、NH_3-N、BOD_5	钻井队生活污水排入生活污水池，委托第三方有处置能力的单位进行处置	—	第三方有处置能力的单位	—	—	—

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《全国环境监测管理条例》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。地下水监测依托英买力油气田例行监测。

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	站场无组织排放	非甲烷总烃	下风向场界外 10m 范围内	每年 1 次
噪声	厂界噪声	L_{eq}	站场场界外 1m	每年 1 次
地下水环境	地下水质量	耗氧量、氨氮、挥发性酚类、硫化物、氯化物、硫酸盐、氟化物、石油类	油气田下游地下水井	枯水期一次
土壤	土壤环境质量	石油烃	井下风向 10m 处	每 5 年监测 1 次

8.4.4 设备及管线组件泄漏检测与控制

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

(1)泄漏检测周期

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

②阀门、开口阀或开口管线、取样连接系统至少每6个月检测一次；

③法兰及其他连接件、其他密封设备每12个月检测一次；

④设备和管线组件初次启动或检维修后，应在90d内进行泄漏检测；

(2)泄漏的认定

出现以下情况，则认定为发生了泄漏：

①密封点存在渗液、滴液等可见的泄漏现象；

②液态VOCS物料流经的设备与管线组件，泄漏检测值大于等于2000μmol/mol。

(3)泄漏修复

①当检测到泄漏时，对泄漏源应予以标识并及时修复。发现泄漏之日起5d内应进行首次修复，应在发现泄漏之日起15d内完成修复。

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

a、装置停车(工)条件下才能修复；

b、立即修复存在安全风险；

c、其他特殊情况

(4)记录要求

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

8.5 环保设施“三同时”验收一览表

本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
废气	1	井场无组织排放		加强管道、阀门的检修和维护	—	厂界非甲烷总烃≤4.0mg/m³	100	《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
噪声	1	井场	采油树	基础减振	—	厂界达标：昼间≤65dB(A)夜间≤55dB(A)	15	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)3 类区排放限值
	2	YD6 转油站	泵类		—			
生态	1	土地、植被		施工结束后临时占地及时恢复地表	植被自然恢复		420	不对区域生态产生明显影响
环境风险管理	1	风险防范措施		地上管道涂刷相应识别色	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置		10	—
	2			甲烷检测、报警仪			5	
	3			消防器材			15	—
				警戒标语标牌			5	—
	4	风险应急处置		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施		10	适时修订现有应急预案并备案
其它	1	分区防渗		具体见表 5.3-3			50	按要求建设
合计					—		620	—

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：英买力油田玉东 7 区块巴西改组油藏开发方案地面工程

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：在英买力油气田玉东 7 区块内新钻水平井 1 口、利用现有老井 11 口，共形成 12 口采油井；新钻注水井 3 口、利用现有老井 6 口，共形成 9 口注水井；②地面工程：新建井场 10 座(1 座采油井和 9 座注水井)；在 YD6 转油站预留位置扩建注水泵 3 台，3 井式分水器 1 套；在现有 YD7-4-2 井场及 YD7-4-5 井场扩建 2 座配水间；③集输管线：新建集油管线 2.57km，注水管线 17.01km，注水干线 6.82km；④配套工程：并配套建设供电、土建、防腐、通信、自控等工程。

建设规模：本工程建成投产后，12 口采油井年产油 13×10^4t/a，9 口注水井，年注水 15.51×10^4～27.65×10^4m^3/a

项目投资和环保投资：项总投资 41387 万元，其中环保投资 620 万元，占总投资的 1.50%

劳动定员：井场为无人值守场站，不新增劳动定员。

9.1.2 项目选址

本工程位于新疆阿克苏地区新和县西南部，东北距新和县城 83km。区域以油气开采为主，现状占地以荒漠为主，工程占地范围内无固定集中的人群居住区，无自然保护区、无风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等敏感目标，工程选址符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》(2014 年 7 月 25 日)等相关要求，工程选址合理。

9.1.3 产业政策符合性

石油天然气开发是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录(2019 年本)》(中华人民共和国国家发展和改革委员会令第

29 号)相关内容，“石油、天然气勘探及开采”属于“鼓励类”项目。因此，本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，不在划定的新疆限制开发区域和禁止开发区域范围内，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相关要求。

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：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：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；YM-11 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-47、YM-49 除浑浊度、氟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。

声环境质量现状监测结果表明：井场四周声环境监测值昼间为*～*dB(A)，夜间为*～*dB(A)，满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)3 类区标准要求。

土壤环境质量现状监测表明：站场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。

9.2.2 环境保护目标

本工程评价区域内无自然保护区、风景名胜区和其他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；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，因此，不再设置生态保护目标。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)项目采用密闭集输工艺，容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料，严格控制天然气泄漏对大气环境影响；

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

（3）提高对风险事故的防范意识，在不良地质地段做好工程防护措施。

（4）根据《“十三五”挥发性有机物污染防治工作方案》要求，建议本工程运营后期开展泄漏检测与修复(LDAR)，建立健全管理制度。

从以往同类管道、井场的验收评价来看，以上环境空气污染防治措施可行。

9.3.2 废水污染源及治理措施

经生产分离器分离后采出水输至YD6采出水处理单元，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；酸化压裂废水收集在回收罐，加碱中和后拉运至英买力油田钻试修废弃物环保处理站妥

善处理；钻井队生活污水排入生活污水池，委托第三方有处置能力的单位进行处置。

9.3.3 噪声污染源及治理措施

本工程新建站场布置在荒漠地带，周围地形空旷，井区内无人群居住，站场的噪声在采取有效的降噪措施后，再通过距离衰减，对周围声环境的影响较小。

9.3.4 固体废物及处理措施

本工程运营期无固体废物产生。

9.4 项目对环境的影响

9.4.1 大气环境影响

本工程实施后，项目废气中非甲烷总烃最大落地浓度为76.7μg/m^3、占标率为3.84%，$D_{10\%}$未出现。

本工程实施后，井场无组织排放非甲烷总烃四周厂界浓度贡献值为61.0～73.9μg/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。本工程实施后，新建采油井场废气污染源污染物的贡献浓度较低，占标率较小，不会对大气环境产生明显影响。

9.4.2 地下水环境影响

(1)环境水文地质现状

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100～1000m^3/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，污染源从源头上可以得到控制，采取了防渗措施；非正常状况下，采油树管线与法兰连接处油品渗漏，根据环境影响预测结果，在假定情

景预测期限内，污染物的泄漏将会对泄漏点附近的地下水环境产生一定影响。但企业在做好源头控制措施、完善分区防渗措施的前提下，本工程对地下水环境影响可以接受。

(3)地下水环境污染防控措施

本评价建议本工程依据“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。

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将会对泄漏点附近的地下水环境产生一定影响。但企业在做好源头控制措施、完善分区防渗措施的前提下，本工程对地下水环境影响可以接受。

(4)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。

(5)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

新建采油井场主要产噪声源对厂界昼间和夜间噪声贡献值为37.9～

43.9dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)3 类区标准要求。扩建转油站噪声源对场界的噪声贡献值昼间、夜间为 43.3～45.4dB(A)，与现状值叠加后，噪声预测值昼间为 46.7～47.8dB(A)，夜间为 44.8～46.4dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 3 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

本工程运营期无固体废物产生，运营过程中不会对周围环境造成污染。

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护措施后，本工程对区域土壤环境影响可接受。

9.4.6 生态影响

生态影响评价分析表明：项目开发区的基质主要为单一的荒漠生态景观。荒漠生态景观的稳定性较差，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较差。油气田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；生态环境中的异质性越大，抵抗外界干扰的能力就越大。

地面基础设施建设完成后，站场、道路及各类集输管道处于正常运营状况，不再进一步对环境产生明显的干扰和影响；因而项目油田开发建设不会改变区

域内景观生态系统的稳定性及完整性。

9.5 总量控制分析

结合本工程排放特征，确定总量控制因子为大气污染因子：SO_2、NO_X。项目稳产期 SO_2 排放量为 0t/a，NO_x 排放量 0t/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。

钻井施工过程中采用“钻井废弃物不落地处理技术”对不同泥浆钻井阶段产生的废弃泥浆及岩屑进行处理，使其得到妥善处置，不外排；各井场生活污水收集在防渗的污水池委托第三方有处置能力的单位进行处置；产噪设备合理布局，采用必要的降噪措施，周边无声环境敏感点，对声环境影响较小；生活垃圾集中收集定期清运至周边生活垃圾填埋场填埋，避免对环境污染影响。营运期开发井井口至转油站油气集输均采用密闭流程,并加强阀门的检修和维护，以减少非甲烷总烃无组织排放；产噪设备合理布局，采取基础减震降噪措施。

综上所述，项目建成后在落实各项污染防治措施及确保达标的情况下，项目建设对区域环境影响较小;采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施下，环境风险水平可防控。从环境保护角度出发，项目可行。

目录

概　述 **1**

1、项目由来 1

2、环境影响评价工作过程 2

3、分析判定相关情况 2

4、关注的主要环境问题及环境影响 3

5、主要结论 4

1 总则 **5**

1.1 编制依据 5

1.2 评价目的和评价原则 10

1.3 环境影响要素和评价因子 11

1.4 评价等级和评价范围 13

1.5 评价内容和评价重点 21

1.6 评价标准 22

1.7 相关规划及环境功能区划 28

1.8 环境保护目标 38

2 建设项目工程分析 **40**

2.1 区块勘探现状及回顾性分析 40

2.2 现有工程 41

2.4 拟建工程概况 51

2.4 油田开发工程内容 53

2.6 工艺流程及排污节点分析 62

2.7 施工期污染源及其防治措施 73

2.8 营运期污染源及其防治措施 79

2.9 非正常排放 81

2.10 三本账 81

2.11 污染物总量控制分析 81

3 环境现状调查与评价.....83

3.1 自然环境概况.....83

3.2 环境敏感区调查.....87

3.3 环境质量现状监测与评价.....89

3.4 区域污染源调查.....112

4 施工期环境影响分析.....115

4.1 施工废气影响分析.....115

4.2 施工噪声影响分析.....118

4.3 施工期固体废物影响分析.....120

4.4 施工废水影响分析.....122

4.5 施工期生态影响分析.....123

5 营运期环境影响评价.....128

5.1 大气环境影响评价.....128

5.2 地表水环境影响评价.....133

5.3 地下水环境影响评价.....134

5.4 声环境影响评价.....148

5.5 固体废物影响分析.....152

5.6 生态环境影响分析.....152

5.7 土壤环境影响评价.....153

5.8 环境风险评价.....161

5.9 修井、洗井、闭井作业环境影响分析.....167

6 环保措施可行性论证.....170

6.1 环境空气保护措施可行性论证.....170

6.2 废水治理措施可行性论证.....171

6.3 噪声防治措施可行性论证.....172

6.4 固体废物处理措施可行性论证.....172

6.5 生态保护措施可行性论证.....173

6.6 闭井期环境保护措施.....176

7 环境影响经济损益分析.....178

7.1 经济效益分析.....178

7.2 社会效益分析.....178

7.3 环境措施效益分析.....178

7.4 环境经济损益分析结论.....179

8 环境管理与监测计划.....181

8.1 环境管理.....181

8.3 污染物排放清单.....192

8.4 环境及污染源监测.....195

8.5 环保设施“三同时”验收一览表.....197

9 结论与建议.....198

9.1 建设项目情况.....198

9.2 环境现状.....199

9.3 拟采取环保措施的可行性.....200

9.4 项目对环境的影响.....201

9.5 总量控制分析.....204

9.6 环境风险评价.....204

9.7 公众参与分析.....204

9.8 项目可行性结论.....204

附件部分：