# 塔里木油田英买力油田英买2区块奥陶系一间房组-鹰山组产能建设项目

# 环境影响报告书

（征求意见稿）

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

编制单位：新疆天合环境技术咨询有限公司

**2025年10月**

# 1. 概述

## 1.1 建设项目特点

英买力油田英买2区块位于新疆维吾尔自治区沙雅县境内，构造上位于塔北隆起英买力低凸起英买2号构造。该井区位于塔里木河洪泛平原，地势平坦，地表为荒地。气候为温带大陆性干旱型气候，冬季干冷，夏季酷热，终年干燥少雨。

英买2区块发现井为英买2井，于1991年11月15日开钻，1992年7月11日完钻，完钻井深6227m，完钻层位为奥陶系鹰山组，钻揭鹰山组垂厚287m。1992年12月23日对5940.00—5953.00m井段进行酸化测试，5.95mm油嘴求产，油压11.8MPa，折日产油264m$^3$，折日产气9759m$^3$，2010年12月英买2区块完成探明储量上交，原油地质储量4948.26×10$^4$t，溶解气地质储量17.79×10$^8$m$^3$。目前英买2区块共完钻井90口，生产井74口。

为了满足英买油气田产能开发的需要，提高油气采收率，增大区块整体开发效益，塔里木油田分公司拟投资49239万元实施“英买力油田英买2区块奥陶系一间房组-鹰山组开发调整项目”，根据建设单位提供资料，本项目工程内容及依托工程不涉及中央及自治区生态环境保护督察整改问题。

本项目主要建设内容为：①新钻井10口，建设单井井场10座及集油管线共计19.65km，②新建4口老井转注水井井口流程，对8口已建注水井井口流程进行远程流程控制改造，建设注水管线9.48km；③部署27口老井转注氮井，采用第三方井口制氮+注氮服务注气，第三方提供移动制氮注氮橇整套设备3套，2用1备，循环注氮；④新建计量阀组站2座，对4号计量阀组站扩建2井式阀组1套，对1#、2#、3#、4#阀组的手动阀门升级为电动阀门；⑤配套建设水、电、信、控等工程。本项目实施后新增油6.60×10$^4$t/a，气72×10$^4$m$^3$、总进尺6.36×10$^4$m。

## 1.2 环境影响评价的工作过程

本项目属于石油天然气开采项目，位于新疆阿克苏地区沙雅县境内，根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018—2030年）》和新水水保〔2019〕4号，项目所

在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区范围。本项目部分管线占用国家二级公益林（天然林），评价范围内涉及塔里木河流域土地沙化防拉与生物多样性维护生态保护红线区。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），拟建工程属于分类管理名录“五 石油和天然气开采业07 陆地石油开采0711”中的“涉及环境敏感区的（含内部集输管道建设）”，应编制环境影响报告书。

2025年8月13日，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司（以下简称“建设单位”）委托新疆天合环境技术咨询有限公司（以下简称“天合公司”）承担本项目的环境影响评价工作（见附件1）。

天合公司接受环评委托后，在建设单位的协助下，按照环境影响评价的相关技术导则及有关工作程序，组织专业人员，对项目区现场实地踏勘、开展现状调查工作、收集资料及其他支撑性文件资料，对建设项目进行工程分析，根据各环境要素的评价等级对各要素环境影响进行预测和评价，提出环境保护措施并进行经济技术论证。受天合公司委托，新疆中测测试有限责任公司于2025年8月对本项目评价区域环境空气、声环境、土壤环境质量现状进行了监测。根据监测结果，结合项目组所收集到的相关文件、资料，利用软件预测等手段，对工程施工和运营过程中各环境要素所产生的环境影响进行分析、预测和评价，并提出污染防治、生态保护及风险防控措施，论证环保设施的可行性等。

环评报告编制期间，建设单位于2025年8月19日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站进行第一次网络信息公示；环境影响报告书征求意见稿完成后，建设单位按照《环境影响评价公众参与办法》（部令第4号）)要求，正在开展。

在以上基础上，天合公司编制完成了《塔里木油田英买力油田英买2区块奥陶系一间房组-鹰山组产能建设项目环境影响报告书》（以下简称“报告书”）。环境影响评价的工作程序见图1.2-1。

报告书经生态环境主管部门批准后，可以作为本项目施工期、运营期、退役期的环境保护管理依据。

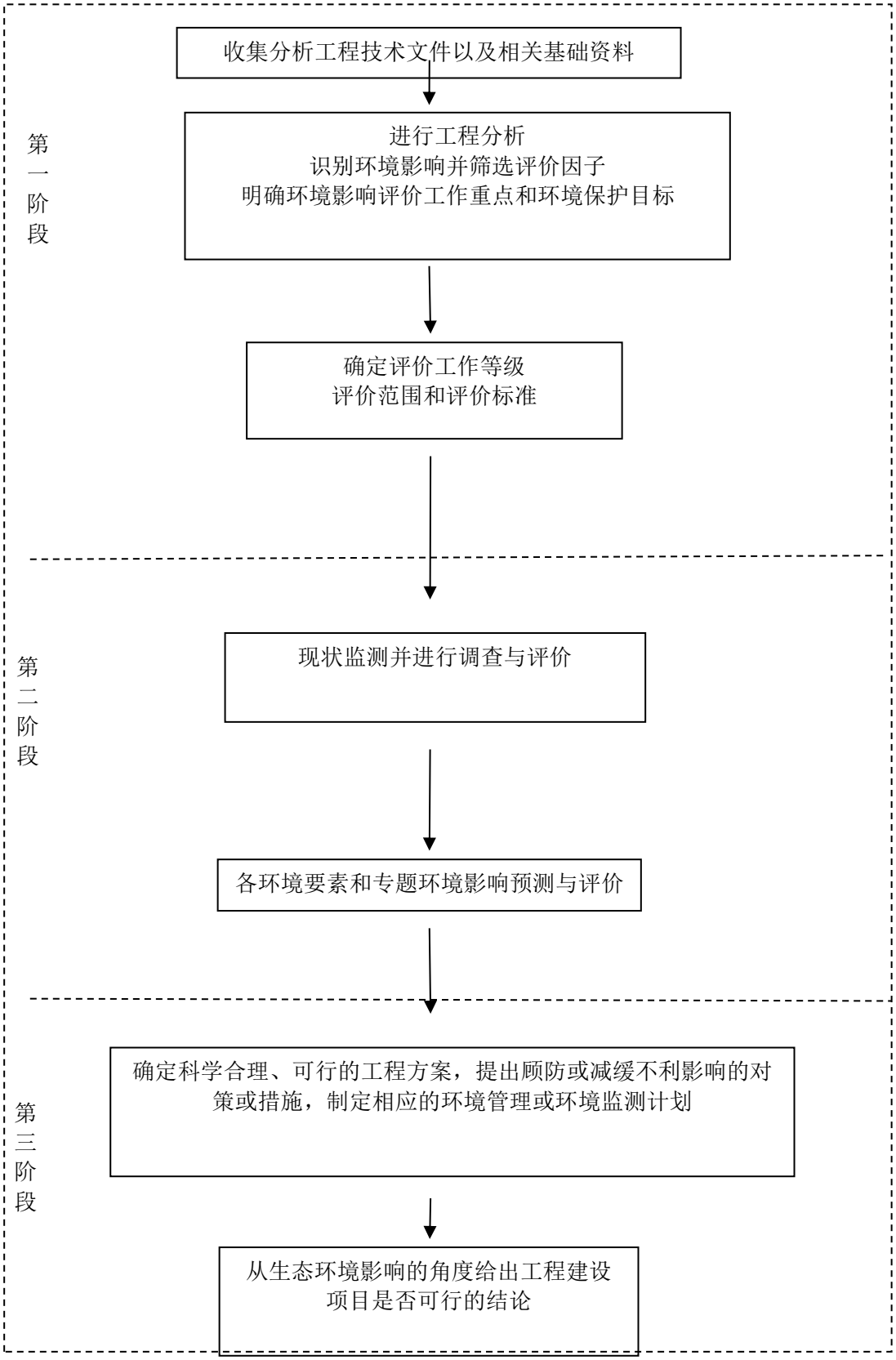


**图 1.2-1　　评价工作程序图（HJ349-2023）**

## 1.3 分析判定相关情况

（1）产业政策符合性判定结论

本项目属于石油天然气开采项目，根据《产业结构调整指导目录（2024年本）》，本项目属于第一类“鼓励类”第七条“石油、天然气”第一款“常规石油、天然气勘探与开采”，属于鼓励类项目，符合国家当前产业政策要求。

（2）政策、法规符合性分析

本项目符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《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）等相关政策、法律法规相关要求。

（3）规划符合性判定结论

本项目位于阿克苏地区沙雅县，属于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司滚动开发项目，符合《新疆维吾尔自治区国土空间规划（2021—2035年）》《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司“十四五”规划》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》相关要求。

（4）选址合理性分析判定结论

本项目选址符合生态环境分区管控要求，不涉及法律法规明令禁止建设的区域，避开了生态保护红线。远离居民集中区、医院、学校等环境敏感区。项目建成后所在区域的环境功能不会降低，对环境的影响属可接受的范围，选址、选线基本合理。

（5）生态环境分区管控符合性判定结论

根据《阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023年版）》（阿地环字〔2024〕32号），本项目所在区域属于“一般管控单元”，本项目采取密闭集输工艺，加强设备管理，从源头减少泄漏产生的无组织废气；运营期产生的采出水随油气混合物输送至英买2转油站处理达标后回注；井下作业废液采用专用废水回收罐收集，运至英买2转油站处理；本项目已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量；本项目在正常状况下不会造成土壤污染，不会增加土壤环境风险；水资源消耗、土地资源、

能源消耗等均能够达到自治区下达的总量和强度控制目标；满足生态环境准入清单中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险管控及资源利用效率的相关要求，因此，本项目建设符合“三线一单”生态环境分区管控方案要求。

本项目符合国家和新疆相关法律法规及产业政策，不占用生态红线，符合新疆经济发展规划、环保规划等，无重大环境制约因素。

## 1.4 关注的主要环境问题和环境影响

本项目重点关注施工过程中产生的生态环境问题以及生态恢复措施，施工过程中产生的施工扬尘、运输车辆尾气、焊接烟尘、试压废水、生活污水等污染问题；运营期井场、站场无组织挥发的非甲烷总烃、硫化氢，井下作业废水、采出水、含油污泥、落地油等对环境产生的影响。

本项目环境影响主要来源于井场、站场建设、集输管线建设等工艺过程，环境影响包括施工期、运营期、退役期污染物排放造成的环境污染和占地及施工造成的生态影响。根据资料收集和现场调查，本项目不占用依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园、生态保护红线内。重点保护目标是：评价范围内分布的重要物种、、区域重要保护动物、以及评价范围内涉及的塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区、水土流失重点治理区。

## 1.5 环境影响评价的主要结论

本项目属于《产业结构调整指导目录（2024年本）》中“鼓励类”项目，符合国家产业政策；符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《石油天然气开采业污染防治技术政策》等法规和政策要求；符合《新疆生态环境保护“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区国土空间规划（2021—2035年）》《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司“十四五”规划》等相关规划要求；项目不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园等环境敏感区；本项目占用涉及天然林，需要办理相关用地手续后方可开工建设；项目符合生态环境分区管控的要求；中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司按照《环境影响评价公众参与办法》，在本项目环评过程中开展了公众参与调查，至信息公告的截止日期没有收到相关反馈信息。

评价认为：只要在施工期、运营期、退役期认真落实各项污染防治措施、生态修复措施、风险防范措施及应急措施，各项污染物均能够做到达标排放，其生态破坏可有效降低，环境风险可以接受，从环境保护角度看，本项目选址合理，建设从生态环境影响的角度是可行的。

# 2. 总则

## 2.1 编制依据

### 2.1.1 环境保护法律

环境保护法律一览表见表2.1-1。

**表2.1-1　　环境保护法律一览表**

| 序号 | 依据名称 | 会议、主席令、文号 | 实施时间 |
|---|---|---|---|
| 1 | 中华人民共和国环境保护法（2014年修订） | 12届人大第8次会议 | 2015-01-01 |
| 2 | 中华人民共和国环境影响评价法（2018年修正） | 13届人大第7次会议 | 2018-12-29 |
| 3 | 中华人民共和国大气污染防治法（2018年修正） | 13届人大第6次会议 | 2018-10-26 |
| 4 | 中华人民共和国水污染防治法（2017年修正） | 12届人大第28次会议 | 2017-06-27 |
| 5 | 中华人民共和国噪声污染防治法（2021年修正） | 13届人大第32次会议 | 2022-06-05 |
| 6 | 中华人民共和国固体废物污染环境防治法（2020年修订） | 13届人大第17次会议 | 2020-09-01 |
| 7 | 中华人民共和国土壤污染防治法 | 15届人大第5次会议 | 2019-01-01 |
| 8 | 中华人民共和国水法（2016年修正） | 12届人大第21次会议 | 2016-07-02 |
| 9 | 中华人民共和国草原法（2021年修正） | 13届人大第28次会议 | 2021-04-29 |
| 10 | 中华人民共和国水土保持法（2010年修订） | 11届人大第18次会议 | 2011-03-01 |
| 11 | 中华人民共和国清洁生产促进法（2012年修正） | 11届人大第25次会议 | 2012-07-01 |
| 12 | 中华人民共和国节约能源法（2016年修正） | 12届人大第21次会议 | 2016-07-02 |
| 13 | 中华人民共和国土地管理法（2019年修订） | 13届人大第12次会议 | 2020-01-01 |
| 14 | 中华人民共和国防洪法（2016年修正） | 12届人大第21次会议 | 2016-07-02 |
| 15 | 中华人民共和国野生动物保护法（2023年修正） | 13届人大第38次会议 | 2023-05-01 |
| 16 | 中华人民共和国石油天然气管道保护法 | 11届人大15次会议 | 2010-10-01 |
| 17 | 中华人民共和国突发事件应对法（2024年修订） | 14届人大第10次会议 | 2024-11-01 |
| 18 | 中华人民共和国防沙治沙法（2018年修正） | 13届人大第6次会议 | 2018-10-26 |
| 19 | 中华人民共和国安全生产法（2021年修正） | 13届人大第29次会议 | 2021-09-01 |
| 20 | 中华人民共和国矿产资源法（2009年修正） | 中华人民共和国主席令第18号 | 2009-08-27 |

### 2.1.2 环境保护法规、规章

**表 2.1-2　环境保护法规、规章一览表**

| 序号 | 依据名称 | 会议、主席令、文号 | 实施时间 |
|---|---|---|---|
| **一** | **行政法规与国务院发布的规范性文件** | | |
| 1 | 建设项目环境保护管理条例（2017 年修正） | 国务院令 682 号 | 2017-10-01 |
| 2 | 中华人民共和国野生植物保护条例（2017 年修正） | 国务院令 687 号 | 2017-10-07 |
| 3 | 危险化学品安全管理条例（2013 年修正） | 国务院令 645 号 | 2013-12-07 |
| 4 | 中华人民共和国土地管理法实施条例（2021 年修订） | 国务院令第 743 号 | 2021-09-01 |
| 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 | 2015-04-02 |
| 6 | 国务院关于印发空气质量持续改善行动计划的通知 | 国发〔2023〕24 号 | 2023-11-30 |
| 7 | 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 | 2016-05-28 |
| 8 | 中共中央、国务院关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战的意见 | 中发〔2018〕17 号 | 2018-06-16 |
| 9 | 中华人民共和国森林法实施条例 | 国务院令第 278 号 | 2018-03-19 |
| 10 | 国务院关于加强环境保护重点工作的意见 | 国发〔2012〕35 号 | 2011-10-17 |
| 11 | 排污许可管理条例 | 国务院令第 736 号 | 2021-03-01 |
| 12 | 中共中央 国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见 | 国务院〔2021〕32 号 | 2021-11-02 |
| 13 | 地下水管理条例 | 中华人民共和国国务院令第 748 号公布 | 2021-12-01 |
| 14 | 中华人民共和国土地管理法实施条例（2021 年修订） | 国务院令第 743 号 | 2021-09-01 |
| 15 | 中华人民共和国陆生野生动物保护实施条例（2016 年修正） | 国务院令第 666 号 | 2016-02-06 |
| 16 | 突发事件应急预案管理办法 | 国办发〔2024〕5 号 | 2024-01-31 |
| 17 | 国务院关于印发〈空气质量持续改善行动计划〉的通知 | 国发〔2023〕24 号 | 2023-12-07 |
| 18 | 中共中央办公厅、国务院办公厅关于加强生态环境分区管控的意见 | —— | 2024-03-06 |
| **二** | **部门规章与部门发布的规范性文件** | | |
| 1 | 建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版） | 生态环境部令第 16 号 | 2021-01-01 |
| 2 | 环境影响评价公众参与办法 | 生态环境部令第 4 号 | 2019-01-01 |
| 3 | 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 | 2015-01-08 |
| 4 | 国家危险废物名录（2025 年版） | 生态环境部、国家发展和改革委员会、公安部、交通运输部、国家卫生健康委员会令第 36 号公布 | 2025-01-01 |
| 5 | 产业结构调整指导目录（2024 年本） | 国家发展和改革委员会令第 7 号 | 2024-02-01 |
| 6 | 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 | 2012-07-03 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 7 | 关于加强西部地区环境影响评价工作的通知 | 环发〔2011〕150 号 | 2011-12-29 |
| 8 | 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 | 2012-08-07 |
| 9 | 关于加强国家重点生态功能区环境保护和管理的意见 | 环发〔2013〕16 号 | 2013-01-22 |
| 10 | 关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见 | 环环评〔2018〕11 号 | 2018-01-25 |
| 11 | 关于印发地下水污染防治实施方案的通知 | 环土壤〔2019〕25 号 | 2019-03-28 |
| 12 | 关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知 | 环办环评函〔2019〕910 号 | 2019-12-13 |
| 13 | 关于印发〈生态保护红线划定指南〉的通知 | 环办生态〔2017〕48 号 | 2017-05-27 |
| 14 | 石油天然气开采业污染防治技术政策 | 环保部公告 2012 年第 18 号 | 2012-03-17 |
| 15 | 关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见 | 林沙发〔2013〕136 号 | 2013-09-01 |
| 16 | 危险废物转移管理办法 | 生态环境部 公安部 交通运输部 23 号令 | 2021-11-30 |
| 17 | 建设项目危险废物环境影响评价技术指南 | 生态环境部公告 2017 年 第 43 号 | 2017-10-01 |
| 18 | 危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采 | 生态环境部公告 2021 年 第 74 号 | 2021-12-21 |
| 19 | 关于在南疆四地州深度贫困地区实施〈环境影响评价技术导则 大气环境（HJ2.2-2018）〉差别化政策有关事宜的复函 | 环办环评函〔2019〕590 号 | 2019-06-30 |
| 20 | 危险废物排除管理清单（2021 年版） | 生态环境部公告 2021 年第 66 号 | 2021-12-03 |
| 21 | 挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策 | 生态环境部公告 2013 年第 31 号 | 2013-05-24 |
| 22 | 关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知 | 环大气〔2021〕65 号 | 2021-08-04 |
| 23 | 石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行） | 国家发展改革委公告 2009 第 3 号 | 2009-02-19 |
| 24 | 国家重点保护野生植物名录（2021 年） | 国家林业和草原局 农业农村部公告 2021 年第 15 号 | 2021-09-07 |
| 25 | 国家重点保护野生动物名录 | 国家林业和草原局 农业农村部公告 2021 年第 3 号 | 2021-02-05 |
| 26 | 关于印发《建设项目环境影响评价政府信息公开指南（试行）》的通知 | 环办〔2013〕103 号 | 2014-01-01 |
| 27 | 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 | 2017-11-20 |
| 28 | 突发环境事件应急管理办法 | 环境保护部令第 34 号 | 2015-06-05 |
| 29 | 关于规范临时用地管理的通知 | 自然资规〔2021〕2 号 | 2021-11-04 |
| **三** | **地方性法规及通知** | | |
| 1 | 新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018 年修正） | 自治区 13 届人大第 6 次会议 | 2018-09-21 |
| 2 | 新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2018 年修正） | 自治区 13 届人大第 6 次 | 2018-09-21 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | | 会议 | |
| 3 | 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 | 2016-10-27 |
| 4 | 新疆维吾尔自治区大气污染防治条例 | 自治区13届人大第7次会议 | 2019-01-01 |
| 5 | 新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例（2017年修订） | 自治区12届人大第29次会议 | 2017-07-01 |
| 6 | 关于《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》 | 生态环境部公告2021年第24号 | 2021-06-11 |
| 7 | 新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录 | 新政发〔2023〕63号 | 2023-12-29 |
| 8 | 新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录（修订） | 新政发〔2022〕75号 | 2022-09-18 |
| 9 | 新疆生态功能区划 | 新政函〔2005〕96号 | 2005-07-14 |
| 10 | 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 | 2014-04-17 |
| 11 | 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 | 2016-01-29 |
| 12 | 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 | 2017-03-01 |
| 13 | 新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年） | 新环发〔2024〕93号 | 2024-06-09 |
| 14 | 转发《关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见》 | 新环办发〔2018〕80号 | 2018-03-27 |
| 15 | 关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知 | 新环发〔2018〕133号 | 2018-09-06 |
| 16 | 关于含油污泥处置有关事宜的通知 | 新环办发〔2018〕20号 | 2018-12-20 |
| 17 | 自治区党委、自治区人民政府印发《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战实施方案》的通知 | 新党发〔2018〕23号 | 2018-09-04 |
| 18 | 转发《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》的通知 | 新环评价发〔2020〕142号 | 2020-07-29 |
| 19 | 关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知 | 新环环评发〔2020〕162号 | 2020-09-11 |
| 20 | 关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知 | 新环环评发〔2020〕138号 | 2020-09-04 |
| 21 | 新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国水土保持法〉办法 | 2013年7月31日修订 | 2013-10-01 |
| 22 | 新疆维吾尔自治区主体功能区规划 | 自治区发展和改革委员会 | 2012-10 |
| 23 | 新疆维吾尔自治区国土空间规划（2021—2035年） | 国函〔2024〕70号 | 2024-05-17 |
| 24 | 新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果 | 新环环评发〔2024〕157号 | 2024-11-15 |
| 25 | 关于印发《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》（2021年版）的通知 | 新环环评发〔2021〕162号 | 2021-07-26 |
| 26 | 阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023年版） | 阿地环字〔2024〕32号 | 2024-10-28 |
| 27 | 关于《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司“十四五”规划环境影响报告书》的审查意见 | 新环审〔2022〕147号 | 2022-07-25 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 28 | 新疆维吾尔自治区建设项目使用林地审核审批管理办法（试行） | 新林资字〔2015〕497号 | 2015-01-01 |
| 29 | 关于在南疆五地州实施建设项目大气主要污染物和重金属削减指标差别化政策的通知 | 新环办环评〔2024〕20号 | 2024-03-25 |
| 30 | 新疆维吾尔自治区实施《中华人民共和国防沙治沙法》办法 | 自治区14届人大第16次会议 | 2025-1-1 |

### 2.1.3 环境保护技术规范

环境保护技术规范见表2.1-3。

**表2.1-3　　环境保护技术规范一览表**

| 序号 | 依据名称 | 标准号 | 实施时间 |
|---|---|---|---|
| 1 | 建设项目环境影响评价技术导则　总纲 | HJ2.1-2016 | 2017-01-01 |
| 2 | 环境影响评价技术导则　大气环境 | HJ2.2-2018 | 2018-12-01 |
| 3 | 环境影响评价技术导则 地表水环境 | HJ2.3-2018 | 2019-03-01 |
| 4 | 环境影响评价技术导则　声环境 | HJ2.4-2021 | 2022-07-01 |
| 5 | 环境影响评价技术导则　生态影响 | HJ19-2022 | 2022-07-01 |
| 6 | 环境影响评价技术导则　地下水环境 | HJ610-2016 | 2016-01-07 |
| 7 | 环境影响评价技术导则　陆地石油天然气开发建设项目 | HJ349-2023 | 2024-01-01 |
| 8 | 建设项目环境风险评价技术导则 | HJ169-2018 | 2019-03-01 |
| 9 | 环境影响评价技术导则　土壤影响（试行） | HJ964-2018 | 2019-07-01 |
| 10 | 水土保持综合治理技术规范 | GB/T16453.1~6-2008 | 2009-02-01 |
| 11 | 开发建设项目水土保持技术规范 | GB50433-2008 | 2008-07-01 |
| 12 | 危险化学品重大危险源辨识 | GB18218-2018 | 2018-11-19 |
| 13 | 危险废物收集 贮存 运输技术规范 | HJ 2025-2012 | 2013-03-01 |
| 14 | 石油天然气工业健康、安全与环境管理体系 | SY/T6276-2014 | 2015-03-01 |
| 15 | 石油化工企业环境保护设计规范 | SH/T3024-2017 | 2018-01-01 |
| 16 | 危险废物贮存污染控制标准 | GB18597-2023 | 2023-02-03 |
| 17 | 油气田含油污泥综合利用污染控制要求 | DB 65/T 3998-2017 | 2017-05-30 |
| 18 | 碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法 | SY/T5329-2022 | 2022-11-04 |
| 19 | 陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求 | SY/T301-2016 | 2017-05-01 |
| 20 | 陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范 | DZ/T0317-2018 | 2018-10-01 |
| 21 | 油田注水工程设计规范 | GB50391-2014 | 2015-05-01 |
| 22 | 石油天然气工业套管和油管的维护和使用 | GB/T 17745-2011 | 2011-10-01 |
| 23 | 石油化工工程防渗技术规范 | GB/T 50934 | 2014-06-01 |
| 24 | 油田注水工程施工技术规范 | SY/T 4122-2020 | 2021-02-01 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 25 | 陆上石油天然气生态环境保护推荐做法 | SY/T6628-2005 | 2005-11-01 |
| 26 | 废弃井及长停井处置指南 | SY/T6646-2017 | 2018-03-01 |
| 27 | 生物多样性观测技术导则 | HJ710.1~13-2014 | 2015-01-01 |
| 28 | 污染源源强核算技术指南 准则 | HJ884-2018 | 2018-03-17 |
| 29 | 排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业 | HJ1248-2022 | 2022-07-01 |

### 2.1.4 相关文件及技术资料

（1）塔里木油田英买力油田英买2区块奥陶系一间房组-鹰山组产能建设项目环境影响评价委托书，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司；

（2）塔里木油田英买力油田英买2区块奥陶系一间房组-鹰山组产能建设项目相关资料，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司。

## 2.2 评价目的与原则

### 2.2.1 评价目的

（1）通过实地调查和现状监测，了解项目所在区域的自然环境、社会环境和经济状况、自然资源及土地利用情况，掌握项目所在区域的环境质量和生态环境现状。

（2）通过工程分析，明确本项目各个生产阶段的主要污染源、污染物种类、排放强度，分析环境污染的影响特征，预测和评价本项目施工期、运营期以及服役期满后对环境的影响程度，并提出应采取的污染防治和生态保护措施；分析论证施工期对自然资源的破坏程度。

（3）评述拟采取的环境保护措施的可行性、合理性及清洁生产水平，并针对存在的问题，提出各个生产阶段不同的、有针对性的、切实可行的环保措施和建议。

（4）评价本项目与国家产业政策、区域总体发展规划、清洁生产、达标排放和污染物排放总量控制的符合性。

通过上述评价，论证项目在环境方面的可行性，给出环境影响评价结论，为本项目的设计、施工、验收及建成投产后的环境管理提供技术依据，为生态环境主管部门提供决策依据。

### 2.2.2 评价原则

（1）依法评价

贯彻执行我国环境保护相关法律法规、标准、政策和规划等，优化本项目建设，服务环境管理。

（2）科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析本项目建设对环境质量的影响。

（3）突出重点

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，根据规划环境影响评价结论和审查意见，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。

## 2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选

### 2.3.1 环境影响因素识别

结合项目特征，工程建设对环境的影响可分为施工期、运营期、退役期影响。

（1）施工期

施工期的环境影响主要表现为生态影响，主要为钻井和地面设施建设，钻井作业、平整场地、管线及井场、站场建设等活动，将对生态环境产生一定不利影响，主要体现在占用土地及破坏土壤、地表植被等。

根据工程实际情况，结合工程区域的自然环境特征，采用矩阵法对项目施工期间产生的影响进行识别，具体见表2.3-1。

**表2.3-1　施工期环境影响因素识别**

| 环境要素 | 施工期影响因素 | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | 占地 | 废气 | 废水 | 固体废物 | 噪声 |
| | | 施工扬尘、车辆尾气和焊接烟气、储层改造废气、测试放喷废气等 | 钻井废水、酸化压裂返排液、管线试压废水和生活污水 | 钻井泥浆、钻井岩屑、废防渗材料、废烧碱包装袋、施工土石方、施工废料、施工人员生活垃圾等 | 施工机械及车辆、钻机等噪声 |
| 环境空气 | / | -S | / | / | / |
| 地表水 | / | / | -S | -S | / |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 地下水 | / | / | -S | -S | / |
| 声环境 | / | / | / | / | -S |
| 土壤 | -L | / | -S | -S | / |
| 生态 | -S | -S | / | -S | / |

**注：“-”：不利影响；“+”：有利影响；L：长期影响；S：短期影响；A：显著影响；空白：表示此项环境因子不存在或与工程活动无关。**

（2）运营期

本项目运营期环境影响主要为井场、站场产生的污染物排放对环境造成的不利影响，这种影响是长期的。运营期事故状态的环境影响包括集输管线、站场、井场发生油气泄漏，发生火灾、爆炸等事故对周围环境和人员的影响，以及管线、设备等发生油类物质泄漏对地下水、土壤环境的影响。工程运营期产生的环境影响识别矩阵见表2.3-2。

**表2.3-2 运营期环境影响因素识别**

| 环境要素 | 运营期影响因素 | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | 废气 | 废水 | 固体废物 | 噪声 | 风险 |
| | 管路及设备动静密封点泄漏的无组织挥发的废气等、温室气体 | 井下作业废水、采出水 | 落地油、沾油废防渗材料等 | 井场、站场 | 井场、站场设备泄露、集输管线泄漏等 |
| 环境空气 | -L | / | / | / | -SA |
| 地表水 | / | -S | -S | / | -SA |
| 地下水 | / | -S | -S | / | -SA |
| 声环境 | / | / | / | -L | / |
| 土壤 | / | / | -S | / | -SA |
| 生态 | / | / | -S | / | -SA |

**注：“-”：不利影响；“+”：有利影响；L：长期影响；S：短期影响；A：显著影响；空白：表示此项环境因子不存在或与工程活动无关。**

（3）退役期

退役期主要表现在地表设施拆除等施工活动对环境的影响，施工活动将造成一定程度的水土流失，以及拆除生产设施过程中产生的落地油对土壤环境的影响等。退役期环境影响因素识别及筛选见表2.3-3。

**表 2.3-3 退役期环境影响因素识别**

| 环境要素 | 退役期影响因素 | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | 废气 | 废水 | 噪声 | 固体废物 | 风险 |
| | 施工扬尘、施工机械及车辆废气等 | 施工废水、生活污水等 | 施工机械及车辆噪声 | 落地油、建筑垃圾等 | 泄漏、火灾等 |
| 环境空气 | -S | / | / | / | -SA |
| 地表水 | / | -S | / | / | -SA |
| 地下水 | / | -S | / | -S | -SA |
| 声环境 | -S | / | -S | / | / |
| 土壤 | / | / | / | -S | -SA |
| 植被及动物 | -S | / | -S | / | -SA |

**注：“-”：不利影响；“+”：有利影响；L：长期影响；S：短期影响；A：显著影响；空白：表示此项环境因子不存在或与工程活动无关。**

## 2.3.2 评价因子

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），评价因子见表 2.3-2。

**表 2.3-2　　评价因子一览表**

| 环境要素 / 单项工程 | 时期 | 大气 | 地表水 | 地下水 | 土壤 | 生态 | 噪声 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 现状调查 | | $PM_{10}$、$PM_{2.5}$、$SO_2$、$NO_2$、CO、$O_3$、NMHC、$H_2S$ | / | pH、水位埋深、井深、$K^+$、$Na^+$、$Ca^{2+}$、$Mg^{2+}$、$CO_3^{2-}$、$HCO_3^-$、$Cl^-$、$SO_4^{2-}$、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、高锰酸盐指数、总大肠菌群、细菌总数、石油类、硫化物 | 占地范围内：石油烃($C_{10}$-$C_{40}$)、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、1,4-二氯苯、1,2-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间+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；占地范围外：石油烃($C_{10}$-$C_{40}$)、铅、总铬、汞、砷、铜、锌、镉、镍；其他：理化性质、含盐量等调查。 | A.调查评价范围内的植物区系、植被类型；动物区系、物种组成及分布特征；生态系统的类型、特征；重要野生动植物等。<br>B.调查生态敏感区的主要保护对象、功能区划、保护要求。<br>C.调查区域存在的主要生态问题。 | 等效连续 A 声级（Leq） |
| 钻前工程 | 施工期 | 颗粒物 | / | 耗氧量、氨氮、石油类等 | / | 地表扰动面积及类型、生态系统完整性 | / |
| 钻井工程 | 施工期 | $SO_2$、NOx、CmHn | / | pH 值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等 | pH 值、石油类、石油烃（$C_6$~$C_9$）、石油烃（$C_{10}$~$C_{40}$）、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等 | / | 昼、夜间等效声级（$L_d$、$L_n$） |
| 储层改造工程 | 施工期 | $SO_2$、NOx、NMHC | / | | | / | 昼、夜间等效声级（$L_d$、$L_n$） |
| 油气集输工程 | 施工期 | 颗粒物、$SO_2$、NOx、 | 废水综合利用不外排的可行性和可靠性 | 耗氧量、氨氮、石油类等 | / | 地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、物种多样 | 昼、夜间等效声级（$L_d$、$L_n$） |

| 环境要素 / 单项工程 | 时期 | 大气 | 地表水 | 地下水 | 土壤 | 生态 | 噪声 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | CmHn | | | | 性、生态系统完整性等 | |
| | 运营期 | NMHC、$H_2S$ | | | 石油烃、盐分含量/ | 土壤肥力或林地立地条件、生物多样性、生态系统完整性等 | 昼、夜间等效声级（$L_d$、$L_n$） |

## 2.4 环境功能区划及评价标准

### 2.4.1 环境功能区划

#### 2.4.1.1 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》（2005版），项目区属于塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区（IV），塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区（IV1），塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区（59）。主要生态服务功能分别为“沙漠化控制、土壤保持、生物多样性维护、农畜产品生产”，区域内的油气资源丰富，油田勘探开发工作已开展多年。

#### 2.4.1.2 地下水环境功能区划

根据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中地下水分类标准，该区域地下水按Ⅲ类功能区。

#### 2.4.1.3 地表水环境功能区划

本项目周边5km范围内无地表水体。

#### 2.4.1.4 环境空气功能区划

根据《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单的要求，项目所在区域属于二类功能区。

#### 2.4.1.5 声环境功能区划

项目区为油气田开发区，目前暂未进行声环境功能区划，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）要求，划定为2类声环境功能区。

### 2.4.2 环境质量标准

根据项目所在区域的自然环境特点，采用以下评价因子及环境标准。

（1）环境空气

环境空气质量评价中$SO_2$、$NO_2$、$PM_{2.5}$、$PM_{10}$、CO、$O_3$六项指标执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。对于未作出规定的NMHC参照执行《大

气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m$^3$ 的标准，$H_2S$ 参考执行《环境影响评价技术导则　大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的标准。指标标准取值见表 2.4-1。

**表 2.4-1　环境空气质量标准**

| 序号 | 评价因子 | 二级标准限值（μg /m$^3$） | | | 标准来源 |
|---|---|---|---|---|---|
| | | 年平均 | 24 小时平均 | 1 小时平均 | |
| 1 | 二氧化硫（$SO_2$） | 60 | 150 | 500 | 《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单 |
| 2 | 二氧化氮（$NO_2$） | 40 | 80 | 200 | |
| 3 | 细颗粒物（$PM_{2.5}$） | 35 | 75 | / | |
| 4 | 可吸入颗粒物（$PM_{10}$） | 70 | 150 | / | |
| 5 | 一氧化碳（CO） | / | 4000 | 10000 | |
| 6 | 臭氧（$O_3$） | / | 160 | 200 | |
| 7 | 非甲烷总烃（NMHC） | / | / | 2000 | 《大气污染物综合排放标准》详解 |
| 8 | $H_2S$ | / | / | 10 | 《环境影响评价技术导则　大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D |

（2）水环境

本项目不涉及地表水，区域地下水执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的Ⅲ类标准；石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准。具体标准值见表 2.4-2。

**表 2.4-2 地下水质量标准值**

| 序号 | 监测项目 | 标准值 | 序号 | 监测项目 | 标准值 |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 色（铂钴色度单位） | ≤15 | 18 | 氨氮（以 N 计）（mg/L） | ≤0.50 |
| 2 | 嗅和味 | 无 | 19 | 硫化物（mg/L） | ≤0.02 |
| 3 | 浑浊度（NTU） | ≤3 | 20 | 钠（mg/L） | ≤200 |
| 4 | 肉眼可见物 | 无 | 21 | 总大肠菌群（MPN/100mL 或 CFU/100mL） | ≤3.0 |
| 5 | pH（无量纲） | 5.5≤pH＜6.5 | 22 | 菌落总数（CFU/mL） | ≤100 |
| 6 | 总硬度（以 $CaCO_3$ 计）（mg/L） | ≤450 | 23 | 亚硝酸盐（以 N 计）（mg/L） | ≤1.0 |
| 7 | 溶解性总固体 | ≤1000 | 24 | 硝酸盐（以 N 计）（mg/L） | ≤20.0 |
| 8 | 硫酸盐（mg/L） | ≤250 | 25 | 氰化物（mg/L） | ≤0.05 |
| 9 | 氯化物（mg/L） | ≤250 | 26 | 氟化物（mg/L） | ≤1.0 |
| 10 | 铁（mg/L） | ≤0.3 | 27 | 碘化物（mg/L） | ≤0.08 |
| 11 | 锰（mg/L） | ≤0.10 | 28 | 汞（mg/L） | ≤0.00 |

| 序号 | 监测项目 | 标准值 | 序号 | 监测项目 | 标准值 |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | 1 |
| 12 | 铜（mg/L） | ≤1.00 | 29 | 砷（mg/L） | ≤0.01 |
| 13 | 锌（mg/L） | ≤1.00 | 30 | 硒（mg/L） | ≤0.01 |
| 14 | 铝（mg/L） | ≤0.20 | 31 | 镉（mg/L） | ≤0.005 |
| 15 | 挥发性酚类（以苯酚计）（mg/L） | ≤0.002 | 32 | 铬（六价）（mg/L） | ≤0.05 |
| 16 | 阴离子表面活性剂（mg/L） | ≤0.3 | 33 | 铅（mg/L） | ≤0.01 |
| 17 | 耗氧量（$COD_{Mn}$法，以$O_2$计）（mg/L） | ≤3.0 | 34 | 石油类（mg/L） | ≤0.05 |

（3）声环境

声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类标准，即昼间60dB（A），夜间50dB（A）。

（4）土壤环境

根据《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB36600-2018)，油田内地面工程、井场等建设用地为第二类用地，结合项目所在区域环境特征，本项目占地范围内执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表1第二类用地筛选值标准，见表2.4-3；占地范围外执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表1筛选值标准，根据监测结果，在监测期间，本项目区域土壤pH＞7.5，因此占地范围外土壤执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表1中所列pH＞7.5的筛选值标准，见表2.4-4。石油烃执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表2第二类用地筛选值标准。

**表2.4-3《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》**

| 序号 | 污染物项目 | 筛选值（mg/kg） | | 管制值（mg/kg） | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | 第一类用地 | 第二类用地 | 第一类用地 | 第二类用地 |
| 重金属和无机物 | | | | | |
| 1 | 砷 | 20 | 60 | 120 | 140 |
| 2 | 镉 | 20 | 65 | 47 | 172 |
| 3 | 铬（六价） | 3.0 | 5.7 | 30 | 78 |
| 4 | 铜 | 2000 | 18000 | 8000 | 36000 |
| 5 | 铅 | 400 | 800 | 800 | 2500 |
| 6 | 汞 | 8 | 38 | 33 | 82 |
| 7 | 镍 | 150 | 900 | 600 | 2000 |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 挥发性有机物 | | | | | |
| 8 | 四氯化碳 | 0.9 | 2.8 | 9 | 36 |
| 9 | 氯仿 | 0.3 | 0.9 | 5 | 10 |
| 10 | 氯甲烷 | 12 | 37 | 21 | 120 |
| 11 | 1，1-二氯乙烷 | 3 | 9 | 20 | 100 |
| 12 | 1，2 二氯乙烷 | 0.52 | 5 | 6 | 21 |
| 13 | 1，1-二氯乙烯 | 12 | 66 | 40 | 200 |
| 14 | 顺-1，2-二氯乙烯 | 66 | 596 | 200 | 2000 |
| 15 | 反-1，2-二氯乙烯 | 10 | 54 | 31 | 163 |
| 16 | 二氯甲烷 | 94 | 616 | 300 | 2000 |
| 17 | 1，2-二氯丙烷 | 1 | 5 | 5 | 47 |
| 18 | 1，1，1，2-四氯乙烷 | 2.6 | 10 | 26 | 100 |
| 19 | 1，1，2，2-四氯乙烷 | 1.6 | 10 | 26 | 100 |
| 20 | 四氯乙烯 | 11 | 53 | 34 | 183 |
| 21 | 1，1，1-三氯乙烷 | 701 | 840 | 840 | 840 |
| 22 | 1，1，2-三氯乙烷 | 0.6 | 2.8 | 5 | 15 |
| 23 | 三氯乙烯 | 0.7 | 2.8 | 7 | 20 |
| 24 | 1，2，3-三氯丙烷 | 0.05 | 0.5 | 0.5 | 5 |
| 25 | 氯乙烯 | 0.12 | 0.43 | 1.2 | 4.3 |
| 26 | 苯 | 1 | 4 | 10 | 40 |
| 27 | 氯苯 | 68 | 270 | 200 | 1000 |
| 28 | 1，2-二氯苯 | 560 | 560 | 560 | 560 |
| 29 | 1，4-二氯苯 | 5.6 | 20 | 56 | 200 |
| 30 | 乙苯 | 7.2 | 28 | 72 | 280 |
| 31 | 苯乙烯 | 1290 | 1290 | 1290 | 1290 |
| 32 | 甲苯 | 1200 | 1200 | 1200 | 1200 |
| 33 | 间二甲苯+对二甲苯 | 163 | 570 | 500 | 570 |
| 34 | 邻二甲苯 | 222 | 640 | 640 | 640 |
| 半挥发性有机物 | | | | | |
| 35 | 硝基苯 | 34 | 76 | 190 | 760 |
| 36 | 苯胺 | 92 | 260 | 211 | 663 |
| 37 | 2-氯酚 | 250 | 2256 | 500 | 4500 |
| 38 | 苯并[a]蒽 | 5.5 | 15 | 55 | 151 |
| 39 | 苯并[a]芘 | 0.55 | 1.5 | 5.5 | 15 |
| 40 | 苯并[b]荧蒽 | 5.5 | 15 | 55 | 151 |
| 41 | 苯并[k]荧蒽 | 55 | 151 | 550 | 1500 |
| 42 | 䓛 | 490 | 1293 | 4900 | 12900 |
| 43 | 二苯并[a，h]蒽 | 0.55 | 1.5 | 5.5 | 15 |
| 44 | 茚并[1，2，3-cd]芘 | 5.5 | 15 | 55 | 151 |
| 45 | 萘 | 25 | 70 | 255 | 700 |
| 46 | 石油烃 | 826 | 4500 | 5000 | 9000 |

**表 2.4-4《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》**

| 序号 | 污染物项目① | | 风险筛选值（单位：mg/kg） | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | pH≤5.5 | 5.5<pH≤6.5 | 6.5<pH≤7.5 | pH>7.5 |
| 1 | 镉 | 其他 | 0.3 | 0.3 | 0.3 | 0.6 |
| 2 | 汞 | 其他 | 1.3 | 1.8 | 2.4 | 3.4 |
| 3 | 砷 | 其他 | 40 | 40 | 30 | 25 |
| 4 | 铅 | 其他 | 70 | 90 | 120 | 170 |

| 序号 | 污染物项目① | | 风险筛选值（单位：mg/kg） | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | pH≤5.5 | 5.5<pH≤6.5 | 6.5<pH≤7.5 | pH>7.5 |
| 5 | 铬 | 其他 | 150 | 150 | 200 | 250 |
| 6 | 铜 | 其他 | 50 | 50 | 100 | 100 |
| 7 | 镍 | | 60 | 70 | 100 | 190 |
| 8 | 锌 | | 200 | 200 | 250 | 300 |
| 注：①重金属和类重金属均按照元素总量统计。<br>②对于水旱轮作物，采用其中较严格的风险筛选值。 | | | | | | |

### 2.4.3 污染物排放标准

（1）废气

施工期颗粒物执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表2 无组织排放监控浓度限值要求。

运营期井场、站场非甲烷总烃无组织排放执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）；站场厂界非甲烷总烃无组织排放执行《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求；$H_2S$ 无组织排放执行《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-93）中新建项目二级标准。具体标准限值要求见表2.4-5。

**表2.4-5 大气污染物排放标准值**

| 污染物 | 最高允许排放浓度（mg/m³） | | 标准来源 | |
|---|---|---|---|---|
| 颗粒物 | 1.0 | | 《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中的新污染源无组织排放监控浓度限值 | |
| 非甲烷总烃（厂界） | 4.0 | | 《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020） | |
| $H_2S$ | 0.06 | | 《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-93）中新建项目二级标准 | |
| 污染物 | 排放限值 | 限值含义 | 无组织排放监控位置 | 标准来源 |
| 非甲烷总烃（厂界内） | 10 | 监控点处1h平均浓度值 | 在厂房外设置监控点 | 《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019） |

（2）废水

按照《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）规定：在相关行业污染物控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）等相关标准要求回注，同步采取切实可行措施防治污染。

采出水输送至英买2转油站污水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022）标准后回注地层，回注水执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)中储层空气渗透率（$\mu m^2$）≥2.0的标准，标准值见表2.4-6。工作人员由油田内部调剂，不新增工作人员，不新增生活污水。

**表2.4-6　回注水水质主要控制指标**

| 储层空气渗透率（$\mu m^2$） | <0.01 | (0.01，0.05) | (0.05，0.5) | (0.5，2.0) | ≥2.0 |
|---|---|---|---|---|---|
| 水质标准分级 | I | II | Ⅲ | IV | V |
| 悬浮固体含量 mg/L | ≤8.0 | ≤15.0 | ≤20.0 | ≤25.0 | ≤35.0 |
| 悬浮物颗粒直径中值 | ≤3.0 | ≤5.0 | ≤5.0 | ≤5.0 | ≤5.5 |
| 含油量 mg/L | ≤5.0 | ≤10.0 | ≤15.0 | ≤30.0 | ≤100.0 |
| 平均腐蚀率 mm/a | ≤0.076 | | | | |

（3）噪声

施工期采用《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）（即昼间70dB（A），夜间55dB；

运营期采用《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准即昼间60dB（A），夜间50dB（A）。

（4）固体废物

根据项目产生的各种固体废物的性质和去向，生活垃圾执行《生活垃圾填埋污染控制标准》（GB16889-2024）；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》（GB 18599-2020）；危险废物贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）。

（5）重大危险源识别标准

本项目涉及危险物质主要是原油、天然气、$H_2S$，其具体风险性执行《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）相关标准。

## 2.5 评价工作等级和评价范围

### 2.5.1 生态影响评价等级和评价范围

（1）评价等级判定

根据《环境影响评价技术导则　生态影响》（HJ19-2022），判定等级如下：

**表 2.5-1　生态环境评价等级判定**

| 序号 | 导则规定 | 本项目情况 | 评价等级 |
|---|---|---|---|
| 1 | a）涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时，评价等级为一级 | 不涉及 | / |
| | b）涉及自然公园时，评价等级为二级 | 不涉及 | / |
| | c）涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级 | 涉及 | 不低于二级 |
| | d）根据 HJ2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态影响评价等级不低于二级 | 地表水为三级 B | / |
| | e）根据 HJ610、HJ964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级 | 本项目部分占用天然林、公益林、 | 不低于二级 |
| | f）当工程占地规模大于 20km$^2$ 时（包括永久和临时占用陆域和水域），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定 | 本项目新增占地规模小于 20km$^2$ | / |
| | g）除本条 a）、b）、c）、d）、e）、f）以外的情况，评价等级为三级 | / | / |
| | h）当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级 | 涉及 f） | 二级 |
| 2 | 建设项目涉及经论证对保护生物多样性具有重要意义的区域时，可适当上调评价等级 | 不涉及 | / |
| 3 | 建设项目同时涉及陆生、水生生态影响时，可针对陆生生态、水生生态分别判定评价等级 | 不涉及 | / |
| 4 | 在矿山开采可能导致矿区土地利用类型明显改变，或拦河闸坝建设可能明显改变水文情势等情况下，评价等级应上调一级 | 不涉及 | / |
| 5 | 线性工程可分段确定评价等级。线性工程地下穿越或地表跨越生态敏感区，在生态敏感区范围内无永久、临时占地时，评价等级可下调一级 | 不涉及 | / |
| 6 | 涉海工程评价等级判定参照 GB/T19485 | 不涉及 | / |

由上表可见，本项目生态环境影响评价工作等级确定为二级。

（2）评价范围确定

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）及《陆地石油天然气开发建设项目环境影响评价技术导则》（HJ349-2023），本项目以井场、站场场界周围 50m 范围、集输管道等线性工程两侧外延 300m 为评价范围。生态评价范围见图 2.5-1。

### 2.5.2 地下水环境影响评价等级和评价范围

（1）评价等级判定

①建设项目地下水环境影响评价行业分类

本项目属于石油天然气开采，根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023），本项目井场、站场类别为Ⅰ类；集输管线类别为Ⅱ类。

②地下水环境敏感程度

根据《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016），项目所在区域不涉及集中式饮用水水源地准保护区及其补给径流区，亦无国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区等，亦不属于水源地准保护区以外的补给径流区和特殊地下水资源保护区以外的分布区，且项目场地不涉及农村居民取水井等分散式饮用水水源地。因此，本项目地下水环境敏感程度分级为“不敏感”。

**表 2.5-2　　地下水环境敏感程度分级**

| 分级 | 项目场地的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、应急水源地，在建和规划的饮用水水源）准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。 |
| 较敏感 | 集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源（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。 |
| 不敏感 | 上述地区之外的其他地区。 |

③评价等级判定

依据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中建设项目评价工作等级分级表（表2.5-3），确定本项目地下水评价等级见表2.5-4。综上，本项目地下水环境影响评价工作等级为二级。

**表 2.5-3　　地下水环境影响评价工作等级划分依据**

| 项目类别<br>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 |

**表2.5-4　　本项目地下水评价工作等级一览表**

| 工程内容 | 项目类别 | 和周边水源地关系 | 环境敏感程度 | 评价等级 |
|---|---|---|---|---|
| 井场、站场 | Ⅰ | 不涉及集中式及分散式饮用水水源地等 | 不敏感 | 二 |
| 集输管线 | Ⅱ | 不涉及集中式及分散式饮用水水源地等 | 不敏感 | 三 |

（2）评价范围确定

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），地下水现状评价范围可采用公式计算法、查表法、自定义法等确定。本次评价结合项目特点，主要采用自定义法进行评价范围的确定。

按照导则要求，调查评价范围应能说明地下水环境现状，反映调查评价区地下水的基本流场特征，满足地下水环境影响预测与评价为基本原则，结合地下水现状调查情况，本次采用自定义法确定地下水评价范围。项目所在区域地下水总体由西北向东南方向径流，本次结合区域水文地质条件及本项目分布特点、地下水调查点分布情况等，本次评价范围确定为：本项目各井场、站场下游1100m，两侧550m，上游550m的范围，管线两侧200m的范围作为本次地下水评价范围。评价范围见图2.5-1。

### 2.5.3 地表水环境影响评价等级和评价范围

按照《环境影响评价技术导则　地表水环境》（HJ2.3-2018），本项目属于水污染影响型建设项目。在油气正常开采及油气集输过程中，本项目产生的生产废水、生活污水不外排，不与周边地表水体发生水力联系，项目地表水环境影响评价等级为三级B。本次地表水环境影响评价重点论证项目废水综合利用不外排的可行性和可靠性，污（废）水处理设施的依托可行性。

### 2.5.4 土壤环境影响评价等级和评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行）》(HJ964-2018）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023）以及本次现状监测数据，工程所在区域pH值为7.9~8.6，属于无酸化碱化地区、轻度碱化地区；土壤含盐分量为1.1g/kg~60g/kg，土壤盐化程度不均，存在未盐化、轻度盐化、中度盐化、极重度盐化的情况。因此，本项目类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑，并根据不同项目类型类别分别判定评价等级。

（1）建设项目类别

本项目土壤项目类别按照采油进行考虑。根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023），本项目井场、站场建设属于I类项目，集油管线、注水管线建设属于II类项目。

（2）占地规模

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》(HJ964-2018），“建设项目占地规模分为大型（≥50hm$^2$）、中型（5～50hm$^2$）和小型（≤5hm$^2$）”。

本项目永久占地面积不足5hm$^2$，占地规模为小型。

（3）建设项目敏感程度

①污染影响型

根据土地利用现状图及本次现场踏勘，本项目YG1-5、YG1-7、YG1-8、YG1-4井周边涉及耕地，土壤环境敏感程度为“敏感”。

②生态影响型

根据监测数据，项目区域土壤pH值为7.9~8.6，土壤含盐分量为1.1g/kg~60g/kg，生态影响型土壤敏感程度总体为“敏感”。

（4）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），生态影响型和污染影响型土壤环境影响评价工作等级划分见表2.5-5和表2.5-6。

**表2.5-5 生态影响型土壤环境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 | 二 | 三 |
| 较敏感 | 二 | 二 | 三 |
| 不敏感 | 二 | 三 | / |

**表2.5-6 污染影响型土壤环境评价工作等级划分依据一览表**

| 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 | — | — |

本项目土壤项目类别为I类、II类，生态影响型环境敏感程度为敏感；项目占地规模为小型、污染影响型环境敏感程度为敏感。本项目土壤评价等级及范围见表2.5-7，本项目按照最高评价等级一级评价进行综合评价。

**表2.5-7　本项目土壤评价等级及评价范围一览表**

| 序号 | 建设内容 | 生态影响型评价等级 | 调查评价范围 | 污染影响型评价等级 | 调查评价范围 |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 井场、站场 | 一级 | 占地范围内以及占地范围外扩5km | 一级 | 占地范围内以及占地范围外扩1km |
| 2 | 集油管线、注水管线 | 二级 | 占地范围内以及占地范围外扩0.2km范围 | 二级 | 占地范围内以及占地范围外扩0.2km范围 |

## 2.5.5 环境空气环境影响评价等级和评价范围

（1）评价等级

本项目新增废气排放源主要为井场非甲烷总烃、硫化氢无组织以及集输过程中非甲烷总烃的无组织排放。根据工程特点、污染特征及周围环境状况，采用《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录A推荐的估算模型AERSCREEN计算项目污染源的最大环境影响，选非甲烷总烃（NMHC）、硫化氢为候选因子核算，计算出其最大地面浓度占标率Pi（第i个污染物，简称“最大浓度占标率”）及其地面浓度达标准值10%时所对应的最远距离D10%。其中Pi定义为：

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

式中：Pi——第i个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

ρi——采用估算模式计算出的第i个污染物的最大1h地面空气质量浓度，μg/m$^3$；

ρ0i——第i个污染物的环境空气质量标准，μg/m$^3$。一般选用GB3095中1h平均质量浓度的二级浓度限值，如项目位于一类环境空气功能区，应选择相应的一级浓度限值；对该标准中未包含的污染物，使用5.2确定的各评价因子1h平均质量浓度限值。对仅有8h平均质量浓度限值、日平均质量浓度限值或年平均质量浓度限值的，可分别按2倍、3倍、6倍折算为1h平均质量浓度限值。

大气评价工作级别详见表2.5-8。

**表2.5-8　评价工作等级**

| 评价工作等级 | 评价工作分级判据 |
|---|---|
| 一级评价 | $P_{max}$≥10% |
| 二级评价 | 1%≤$P_{max}$＜10% |

| | |
|---|---|
| 三级评价 | $P_{max}$＜1% |

估算模式所用参数见表2.5-9。

**表2.5-9　估算模型参数表**

| 参数 | | 取值 |
|---|---|---|
| 城市农村/选项 | 城市/农村 | 农村 |
| | 人口数（城市人口数） | / |
| 最高环境温度（℃） | | 41.2 |
| 最低环境温度（℃） | | -24.2 |
| 土地利用类型 | | 沙漠化荒地 |
| 区域湿度条件 | | 干燥气候 |
| 是否考虑地形 | 考虑地形 | 是 |
| | 地形数据分辨率（m） | 90 |
| 是否考虑海岸线熏烟 | 考虑海岸线熏烟 | 否 |
| | 海岸线距离（km） | / |
| | 海岸线方向（°） | / |

本次预测估算结果详见表2.5-10。

**表2.5-10　　估算模式计算结果表**

| 名　　称 | 评价因子 | $C_i$ | 评价标准 | $P_i$ | $P_{max}$ | 最大浓度出现距离 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 单　　位 | -- | μg/m³ | μg/m³ | % | % | m |
| 井场无组织废气 | 非甲烷总烃 | 2.6871 | 2000 | 0.13 | 0.85 | 58 |
| | $H_2S$ | 0.0002 | 10 | 0.002 | | 58 |
| 新建计量阀组站 | 非甲烷总烃 | 17.0160 | 2000 | 0.85 | | 14 |
| 4#计量阀组站 | 非甲烷总烃 | 5.1096 | 2000 | 0.26 | | 14 |

经计算可知，本项目最大占标率为：0.85%（来自新建计量阀组无组织排放的非甲烷总烃），Pmax值为0.85≤1%，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的要求，本次环评确定大气影响评价的工作等级为三级。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）相关规定，三级评价项目不设置大气环境影响评价范围。

### 2.5.6 声环境影响评价等级和评价范围

本项目噪声源主要包括施工期内机械噪声、运营期井场、站场机泵。

本项目所在区域声环境功能区适用于《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类声环境功能区，且噪声源周围 200m 没有固定集中的人群活动。依据《环境影响评价技术导则-声环境》（HJ2.4-2021）中的规定，本项目声环境影响评价工作等级定为二级。

根据《环境影响评价技术导则　声环境》（HJ2.4-2021）要求，“满足一级评价的要求，一般以建设项目边界向外 200m 作为评价范围；二、三级评价范围可根据建设项目所在区域和相邻区域的声环境功能区划及敏感目标等实际情况适当缩小”，根据项目特点，本次环评声环境评价范围为各井场、站场边界外扩 200m 作为评价范围。评价范围见图 2.5-1。

### 2.5.7 环境风险环境影响评价等级和评价范围

（1）风险评价等级划分依据

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），进行环境风险评价等级的确定。环境风险评价工作等级划分为一级、二级、三级。风险评价等级划分依据见表 2.5-11。

**表 2.5-11　环境风险评价工作等级划分依据表**

| 环境风险潜势 | IV、IV$^+$ | III | II | I |
|---|---|---|---|---|
| 评价工作等级 | 一 | 二 | 三 | 简单分析 |

（2）风险评价等级划分确定

按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 C 对本项目涉及的危险物质进行风险识别，并确定其 Q 值。计算所涉及的每种危险物质在场界内的最大存在总量与其在附录 B 中对应临界量的比值 Q。在不同站场的同一种物质，按其在单个站场的最大存在量计算。当存在多种危险物质时，则按下式计算 Q 值：

$$Q = \frac{q_1}{Q_1} + \frac{q_2}{Q_2} + \cdots \frac{q_n}{Q_n}$$

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

$Q_1$，$Q_2$，…，$Q_n$——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 $Q\geq1$ 时，将 $Q$ 值划分为：（1）$1\leq Q<10$；（2）$10\leq Q<100$；（3）$Q\geq100$。

据工程可研及工程分析以及《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录B，本项目施工期涉及的危险物质主要为柴油；运营期涉及的危险物质主要为原油、天然气、$H_2S$；退役期不涉及危险物质。施工期柴油主要存储于井场柴油罐内；运营期原油、天然气、$H_2S$主要存储于新建的集油管线内。

本项目为石油开采项目，工程内容呈点线状分布在已开发油田范围内。井场与井场之间、站场与站场之间距离均较远，新建管线主要为单井至站场的集输管线，各站场和井场均有控制（截断）阀，发生泄漏时，可通过控制（截断）阀进行紧急切断。本次将井场、站场、管线分别划分为独立的危险单元，评价危险单元内危险物质的最大存在量。

**表 2.5-12　本项目各危险单元Q值情况一览表**

| 时期 | 序号 | 危险单元 | 存储装置参数 | 危险物质名称 | CAS号 | 最大存在量（t） | 临界量Qn/t | 该种危险物质Q值 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 施工期 | 1 | 井场 | 20m³ 柴油罐 | 柴油 | - | 17 | 2500 | 0.0068 |
| | | | ∑Q | | | | | 0.0068 |
| 运营期 | 1 | YG2-9集油管道 | DN65，2.5MPa，3.3km | 原油 | - | 10.43 | 2500 | 0.00417 |
| | | | | 天然气 | 74-82-8 | 0.22 | 10 | 0.022 |
| | | | | $H_2S$ | 7783-06-4 | 0.00003 | 2.5 | 0.00001 |
| | | | ∑Q | | | | | 0.02618 |
| | 2 | 新建阀组站集输汇管 | DN150，2.5MPa，6.2km | 原油 | - | 104.28 | 2500 | 0.04171 |
| | | | | 天然气 | 74-82-8 | 2.25 | 10 | 0.22500 |
| | | | | $H_2S$ | 7783-06-4 | 0.0003 | 2.5 | 0.00012 |
| | | | ∑Q | | | | | 0.26683 |

**注：根据提供的区域油气资源参数，原油密度按0.948g/cm³计，天然气相对密度按0.9484kg/Nm³计，H2S浓度按127mg/m³计。柴油密度按0.85t/m³计。单井集输管线以同类型单根管线最长为典型代表。**

根据上表计算结果，本项目施工期井场Q＜1，判断施工期风险潜势为Ⅰ；运营期各类管线Q值均＜1，判定运营期风险潜势为Ⅰ。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）相关要求，风险潜势为Ⅰ的建设项目可开展简单评价，不定评价等级。因此，本次评价仅对建设项目可能存在的环境风险进行简单分析。

（3）评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）评价等级确定评价范围，项目风险评价工作等级为简单分析，不设置评价范围。

综上，各要素评价范围见表2.5-13及图2.5-1。

**表2.5-13　　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 | | 三级 | —— |
| 2 | 地下水 | | 二级 | 本项目各井场、站场下游1100m，两侧550m，上游550m的范围，管线两侧200m的范围 |
| 3 | 地表水环境 | | 三级B | —— |
| 4 | 生态环境 | | 二级 | 本项目以井场、站场场界周围50m范围、管道等线性工程两侧外延300m为评价范围 |
| 5 | 声环境 | | 二级 | 各井场、站场边界外扩200m |
| 6 | 土壤环境 | 生态影响型 | 一级 | 井场、站场占地范围内以及占地范围外扩5km，集油管线、注水管线占地范围内以及占地范围外扩0.2km |
| | | 污染影响型 | 一级 | 井场、站场占地范围内以及占地范围外扩1km，集油管线、注水管线占地范围内以及占地范围外扩0.2km |
| 7 | 环境风险 | | 简单分析 | —— |

**图 2.5-1　评价范围图**

## 2.6 环境保护目标

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），生态保护目标主要为受影响的重要物种、生态敏感区以及其他需要保护的物种、种群、生物群落及生态空间等。结合现状调查，评价区域生态保护目标主要为区域内分布的重要物种。同时按照《建设项目环境影响评价分类管理名录》，将区域重要保护动物、天然林、水土流失重点治理区、塔里木河流域土地沙化防拉与生物多样性维护生态保护红线区等环境敏感区加入生态保护目标。

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），环境空气保护目标为一类区的自然保护区、风景名胜区和其他需要特殊保护的区域，二类区中的居住区、文化区和农村地区中人群较集中的区域。经判定本次环境空气环境影响评价等级为三级，不需设置大气环境影响评价范围。具体见表2.6-1。

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），本项目不涉及地表水环境保护目标。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），地下水环境保护目标为潜水含水层和可能受建设项目影响且具有饮用水开发利用价值的含水层，集中式饮用水水源和分散式饮用水水源地，以及《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区。根据调查，评价区域不涉及水源地、饮用水井及名录中的地下水敏感区，本评价将评价范围内的区域潜水含水层作为地下水环境保护目标。

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021），声环境保护目标为依据法律法规、标准政策等确定的需要保持安静的建筑物及建筑物集中区。经调查，本项目评价范围不涉及需要保持安静的建筑物及建筑物集中区。

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行）》(HJ964-2018）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023）以及本次现状监测数据，工程所在区域pH值为7.9~8.6，属于无酸化碱化地区、轻度碱化地区；土壤含盐分量为1.1g/kg~60g/kg，存在未盐化、轻度盐化、中度盐化、极重度盐化的情况。因此，本项目类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），生态影响型敏感目标为不

对区域盐碱化程度进一步加深；污染影响型土壤环境敏感目标为可能受人为活动影响的、与土壤环境相关的敏感区或对象，结合现状调查，本项目评价范围内主要为 YG1-5、YG1-7、YG1-8、YG1-4 井周边的农田。

综上，本评价主要环境保护目标见表 2.6-1、图 2.6-1。

**表 2.6-1　环境保护目标**

| 序号 | 环境要素 | 环境保护目标 | 相对位置/环保目标特征 | | 环境保护要求 |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 生态环境 | 重要物种 | 评价区域内塔里木兔、苍鹰、红隼等保护动物及其生境等 | | 严禁猎杀野生动物 |
| | | 农田 | YG1-5、YG1-7、YG1-8、YG1-4 井周边 | | 按规定办理征地手续 |
| | | | | | 临时占地不影响农田复垦 |
| | | 国家二级公益林（天然林） | 新建集输管线穿越 | | 按规定办理征地手续 |
| | | 水土流失重点治理区 | 项目所在县域 | 塔里木河流域水土流失重点治理区 | 依法落实水土流失防治责任，促进区域生态文明建设 |
| | | 塔里木河流域土地沙化防拉与生物多样性维护生态保护红线区 | YG1-8 管线定向钻穿越生态保护红线 150m | | 井场评价范围内涉及，管线采用定向钻穿越，不占用生态保护红线 |
| 2 | 大气环境 | 项目区环境空气 | 项目区及周边 | | 《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单二级标准 |
| 3 | 地表水环境 | 不涉及 | 不涉及 | | 不涉及 |
| 4 | 地下水环境 | 潜水含水层 | 井场、站场、管线及周边 | | 执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准 |
| 5 | 声环境 | - | 评价范围内 | | 满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类标准。 |
| 6 | 土壤环境 | 盐碱化 | 生态影响范围内的土壤 | | 盐碱化不进一步加深 |
| | | 农田 | 污染影响范围内的农田 | | 严格控制占地范围，执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）标准要求 |
| 7 | 环境风险 | 项目各要素环境风险等级为简单分析，无须设置评价范围，保护目标为项目区周边潜水含水层、土壤、大气环境、耕地、林地等； | | | 发生风险事故时，快速采取环境风险防范措施，确保风险事故对环境风险保护目标的影响程度可控 |

**图 2.6-1 环境保护目标分布图**

## 2.7 评价内容和评价重点

### 2.7.1 评价内容

根据拟建工程特点及周围环境特征，将本次评价工作内容列于表2.7-1。

**表2.7-1　　评价内容一览表**

| 序号 | 项 目 | 内　　容 |
|---|---|---|
| 1 | 概述 | 建设项目特点、环境影响评价的工作过程、分析判定相关情况、关注的主要环境问题及环境影响、环境影响评价的主要结论 |
| 2 | 总则 | 编制依据、评价目的和评价原则、环境影响要素和评价因子、环境功能区划及评价标准、评价工作等级和评价范围、环境保护目标、评价内容和评价重点、评价时段和评价方法 |
| 3 | 建设项目工程分析 | 区块开发现状及环境影响回顾：油田区块开发现状、“三同时”执行情况、区块环境影响回顾性评价、区块污染物排放情况、环境问题及“以新带老”改进意见<br>现有工程：现有工程概况、现有工程“三同时”执行情况、现有工程污染物达标情况、现有工程污染物年排放量、 现有工程环境问题及“以新带老”改进意见<br>拟建工程：项目概况、油气资源概况、主要技术经济指标、工程组成、依托工程<br>工程分析：工艺流程及产排污节点、施工期环境影响因素分析、运营期环境影响因素分析、退役期环境影响因素分析、非正常排放、清洁生产水平分析、污染物排放“三本账”、污染物总量控制分析<br>相关政策法规、规划符合性分析：产业政策符合性分析、相关法规、政策、规范、规划符合性分析、生态环境分区管控符合性分析<br>选址选线合理性分析 |
| 4 | 环境现状调查与评价 | 自然环境概况、生态现状调查与评价、环境质量现状监测与评价 |
| 5 | 环境影响预测与评价 | 施工期环境影响分析(施工废气、施工噪声、施工期固体废物、施工废水、施工期生态影响分析）<br>运营期环境影响预测与评价(大气环境、地表水环境、地下水环境、声环境、固体废物、生态影响、土壤环境及环境风险）<br>退役期环境影响分析(退役期污染物情况、退役期生态保护措施） |
| 6 | 环保措施及其可行性论证 | 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 | 温室气体排放影响评价 | 温室气体排放分析、减污降碳措施、温室气体排放评价结论及建议 |
| 8 | 环境影响经济损益分析 | 从项目实施后的环境影响的正负两方面，以定性和定量相结合方式估算建设项目环境影响的经济价值 |
| 9 | 环境管理与监测计划 | 按项目建设阶段、生产运行阶段，提出具体环境管理要求；给出污染物排放清单，明确污染物排放的管理要求；提出应向社会公开的信息内容；提出建立日常环境管理制度、组织机构和环境管理台账相关要求；提出环境监理要 |

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

### 2.7.2 评价重点

经对项目区域自然地理、环境现状和社会经济的调查研究及工程排污特点的分析，确定评价工作的重点如下：

（1）工程分析；

（2）生态环境影响评价；

（3）地下水环境影响评价；

（4）土壤环境影响评价；

（5）环境风险影响评价及风险管理；

（6）环境保护措施技术经济及可行性论证。

## 2.8 评价时段和评价方法

### 2.8.1 评价时段

评价时段包括施工期、运营期、退役期三个时段，其中以施工期和运营期为主。

### 2.8.2 评价方法

本项目环境影响评价采用定量评价与定性评价相结合的方法，以量化评价为主。采用环境影响评价技术导则规定的评价方法予以分析。本次评价采用了物料衡算法、实测法、类比法、产污系数法、排污系数法等。本次环境评价使用的评价方法见表2.8-1。

**表2.8-1 评价内容一览表**

| 序号 | 项目 | 采用方法 |
|---|---|---|
| 1 | 环境影响因素识别方法 | 矩阵法 |
| 2 | 环境现状调查 | 收集资料法、现场调查法 |
| 3 | 工程分析 | 类比分析法、查阅参考资料法、产污系数法 |
| 4 | 影响评价 | 类比分析法、数学模式法、物理模型法 |

# 3. 建设项目工程分析

## 3.1 区块开发现状及环境影响回顾

### 3.1.1 英买油气田开发现状

英买油气田地处塔克拉玛干沙漠北缘，主要包括英买力气田群和英买潜山油田，具体日常运行管理由塔里木油田分公司二级单位英买采油气管理区负责。

英买油气田包括英买力气田群和英买潜山油田，英买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$^2$。英买力气田群有12个砂岩凝析气藏投入开发，英买潜山油田有4个碳酸盐岩油藏、9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927.69×10$^8$m$^3$，凝析油+原油8417.11×10$^4$t。

英买油气田的勘探开发史是一部依靠滚动，实现增储、上产、稳产的历史。

1994—1997年为发现勘探期，陆续上交探明储量。

2001—2007年为试采、建产期，2007—2010年为上产期。

2009年玉东1气藏投入开发、2010年英买46油气藏投入开发。

2016年玉东7油藏投入开发、2017年英买463油藏投入开发。

英买油气田自2007年4月25日投产以来，实现了气田工业气20亿立方米、石油液体40万吨以上连续稳产10年的好成绩。

2010年12月油气产量当量累计突破1000万吨。

2018年3月11日，累计生产石油液体突破1000万吨。

英买油气田位于新疆维吾尔自治区阿克苏市温宿县、沙雅县与新和县，塔里木盆地北部，主要包括英买力气田群和英买潜山油田。

英买油气田目前主要建设有英买处理站1座、英潜联合站1座、集气站10座（YT1集气站、YM21集气站、YM23集气站、YM465集气站、YT2集气站、YM17集气站、YM7集气站、YT5集气站、YD2集气站、YD1集气站）、转油站1座（英买2转油站）、油气水井302口及配套环保设施（固废填埋场、污水处理设施及污水池等），油气田内部集输管网及道路。

### 3.1.2 油田区块“三同时”执行情况

本项目位于英买力潜山油藏英买2区块范围内，在建设过程中，英买2区块按照国家法律法规开展了环境影响评价和竣工环保验收工作，主体工程分别进行了2期进行了环境影响评价工作，英买2区块区块主体开展的环保手续情况如下：《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司英买力潜山油藏地面工程环境影响报告书》2010年5月17日取得了原新疆维吾尔自治区环境保护厅审批(新环评价函〔2010〕251号），于2014年6月3日取得了原新疆维吾尔自治区环境保护厅竣工环境保护验收合格的函(新环函〔2014〕673号）；《英买力油田英买2奥陶系油藏开发调整方案项目环境影响报告表》于2018年7月8日取得原阿克苏地区环保局《关于对英买力油田英买2奥陶系油藏开发调整方案项目环境影响报告表的批复》（阿地环函字〔2018〕276号），2021年5月该项目通过自主验收。

英买采油气管理区英买油气田（包括英买力气田群和英买潜山油田）于2021年3月15日取得了《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司英买油气开发部英买油气田环境影响后评价报告书备案意见的函》（新环环评函〔2021〕218号）。在英买采油气管理区英买油气田后评价工作中，梳理了后评价范围内各生产设施的环保手续，核查油气田历史遗留的环境问题，提出环境管理要求，使油田环境管理满足现行环保要求。后评价文件于2021年3月获得了备案意见。经备案后的后评价文件作为生态环境主管部门环境管理的依据，为油田日常环保监督管理和排污许可提供技术支撑。

根据资料，英买2区块“三同时”执行情况见表3.1-1。

**表3.1-1 英买2区块“三同时”执行情况**

| 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 | 英买力潜山油藏地面工程 | 原新疆维吾尔自治区环境保护厅 | 新环评价函〔2010〕251号 | 2010年5月17日 | 原新疆维吾尔自治区环境保护厅 | 新环函〔2014〕673号 | 2014年6月3日 |
| 2 | 英买力油田英买2奥淘系油藏开发调整方案项目 | 原阿克苏地区环境保护局 | （阿地环函字〔2018〕276号） | 2018年7月8日 | 自主验收 | - | 2021年5月 |

### 3.1.3 油田区块环境影响回顾评价

#### 3.1.3.1 生态环境影响回顾评价

（1）植被环境影响回顾分析

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

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

①永久占地植被影响回顾

永久占地是指井场、站场和道路占地。根据现场调查情况，英买油气田的道路地面均进行了硬化处理，井场永久性占地范围内进行砾石铺垫处理，站场有护栏围护。油田内部永久占地范围的植被完全清除，主要为柽柳、芦苇、盐穗木等，塔里木油田分公司已严格按照有关规定办理建设用地审批手续。

②临时占地植被影响回顾

临时占地主要是修建道路、敷设管线、井场施工时占用的土地。英买油气田位于渭干河流域冲积平原，极端的干旱和强烈蒸发，项目区柽柳、盐穗木等植被恢复缓慢，种子萌发和幼苗生长主要依赖洪水，因此植被的恢复需要时间长。由于各油区所处地理位置不同、植被覆盖及分布不同，使得油田开发对地面植被的影响不尽相同。

a.井场临时占地的恢复情况

本次评价就井场占地类型、井场平整情况和井场附近植被状况进行了调查。

井场施工期临时占地均为油田开发规划用地，所占土地完钻后进行了迹地清理和平整。

**图 3.1-1　英买油气田区域现有井场恢复效果**

b.道路和管线

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

施工结束后管沟回填，除管廊上方覆土高于地表外，管线两侧施工迹地基本恢复平整，临时占地区域内的原始植被已基本恢复，恢复较好，对周围植被和地表的影响不大。

项目区勘探开发时间长，依托设施完善，至各单井为独立的探临路，砂石路面，路面宽约4.5m。所有的施工车辆都是在已建道路上行驶，没有车辆乱碾乱轧的情况发生，没有随意开设便道，尽量减少和避免了对项目区域地表的扰动和破坏。在胡杨分布的地段，为了更好地保护胡杨，采取修建成弯道进行绕避或控制道路的宽度和临时占地面积的方法，施工结束后平整恢复迹地，路面表层铺垫有砾石层，道路两侧植被正在恢复。

**图 3.1-2 英买油气田现有道路和管线周边恢复效果**

（2）野生动物影响回顾分析

①破坏栖息环境

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

②人类活动对野生动物生存的干扰

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

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

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

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

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

（3）生态保护措施回顾

据现场调查，井场严格控制占地，永久性占地范围内进行砾石铺垫处理。站场内地表均用水泥硬化处理，站外有人工绿化种植植被；管线和道路施工作业期间严格控制车辆便道的线路和作业宽度及施工队伍的临时占地，临时占地以自然恢复为主，恢复缓慢；环评及环评批复提出的生态保护要求基本得到落实。

**3.1.3.2 水环境影响回顾评价**

油田开发过程中可能造成地下水污染的途径一般有两种，一种是直接污染，另一种是间接污染。

油田采出水经污水处理装置处理，水质满足回注标准要求后，根据井场注水需要回注地层；生活污水经化粪池预处理后，进入生活污水处理装置处理，冬储夏灌，未对水环境产生不利影响。油气开采过程中产生的落地油，根据油田公司作业要求，必须采用带罐进行，井口排出物全部进罐，故基本无落地油产生。落地油一旦产生须及时、彻底进行回收，在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少落地油量，故落地油对开发区域地下水的影响很小。

油田采用全密闭工艺流程，整个开采过程中具有严格的技术规程和防范措施，故在正常生产情况下，采油、采气、油气处理和集输等未对水环境产生不利影响；通过本次评价地下水监测井水质可看出，油田开发未对当地浅层及主要供水层的地下水环境产生明显不良影响。上述分析可知，英买油气田在实施油气开发的过程中基本落实了地下水污染防治措施，采取的污水处理设施等各项环保设施基本起到了相应的污染防治效果，采取的水污染防治措施基本有效。

#### 3.1.3.3 土壤环境影响回顾

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

此外，营运期过程中，来自井场、站场产生的污染物对土壤环境可能产生一定的影响，如废水和固废进入土壤造成土壤的污染，但这些影响主要是发生在事故条件下，如井喷、单井管线爆管泄漏、污水管线泄漏致使污油进入土壤。另外各类机械设备也可能出现跑、冒、漏油故障，对外环境造成油污染。这些污染主要呈点片状分布，在横向上以发生源为中心向四周扩散，距漏油点越远，土壤中含油量越少，从土壤环境污染现状调查可知，在纵向上石油的渗透力随土质有很大的差别，质地越粗，下渗力越强。进入土壤的油污一般富集在 0～20cm 的土层中，积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作用和吸收作用。

英买油气田主要土壤类型为风沙土、盐土、林灌草甸土、漠境盐土、棕漠土、龟裂土等。以英买油气田历年的土壤监测数据及本次评价土壤环境质量监测结果为依据，英买油气田大区域土壤环境质量保持稳定，土壤中的石油烃和重金属的含量并未因油田的开发建设而明显增加。

#### 3.1.3.4 大气环境影响回顾评价

根据现场调查，英买油气田内现有的各井场采出油气集输基本实现了密闭集输工艺，选用先进的生产工艺及设备，在正常生产情况下尽可能地减少非甲烷总烃逸散排放。营运期站场加热炉及导热油炉燃用处理后的返输天然气，从运行现状情况看，天然气气质稳定，各设备运行正常，排放废气中各项污染物浓度较低。结合区域例行监测数据，加热炉烟气排放满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值要求；各场站无组织排放的非甲烷总烃满足

《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界污染物控制要求。

**表 3.1-2　英买油气田站场废气污染物达标情况一览表**

| 名称 | 污染源 | 污染物 | 排放浓度（mg/m³） | 主要处理措施 | 标准 | 达标情况 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 3#集气站加热炉 | 导热油炉烟气 | 颗粒物<br>二氧化硫<br>氮氧化物<br>烟气黑度 | 1.6~2.2<br>未检出<br>79~84<br>＜1 级 | 使用净化后的天然气作为燃料 | 《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值 | 达标 |
| YD101-5H 井场加热炉 | 加热炉烟气 | 颗粒物<br>二氧化硫<br>氮氧化物<br>烟气黑度 | 1.1~1.5<br>未检出<br>116~119<br>＜1 级 | 使用净化后的天然气作为燃料 | 《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值 | 达标 |
| 3#集气站 | 站场无组织废气 | 非甲烷总烃 | 0.20~0.29 | 日常维护，做好密闭措施 | 《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求 | 达标 |
| YD101-5H 井 | 井场无组织废气 | 非甲烷总烃 | 0.20~0.27 | 日常维护，做好密闭措施 | 《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求 | 达标 |
| YD104H 井 | 井场无组织废气 | 非甲烷总烃 | 0.20~0.29 | 日常维护，做好密闭措施 | 《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求 | 达标 |

综上所述，英买油气田内加热炉等有组织废气污染防治措施、各站场无组织废气污染防治措施基本适用、有效，废气污染防治措施均基本按照环评及批复落实；区域环境空气质量保持稳定，环境空气中的非甲烷总烃并未因英买油气田的开发建设而明显增加。

#### 3.1.3.5 声环境影响回顾评价

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

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

**表 3.1-3　英买油气田井场、站场噪声达标情况一览表**

| 位置 | 监测值 dB（A) | | 主要处理措施 | 标准 | 达标情况 |
|---|---|---|---|---|---|
| 3#集气站 | 昼间 | 41～44 | 基础减振 | 《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类区昼间、夜间标准要求 | 达标 |
| | 夜间 | 40～42 | | | 达标 |
| YD101-5H 井场 | 昼间 | 41～45 | 基础减振 | 《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类区昼间、夜间标准要求 | 达标 |
| | 夜间 | 40～43 | | | 达标 |

由监测结果可知以及本次现状监测结果可知，监测期间英买油气田井场、站场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008）中 2 类标准值。因此油田落实了设计及环评提出的噪声污染防治的相关措施，在采取有效声污染防治措施后未导致所在区域声环境质量超出相应功能区要求。

### 3.1.3.6 固体废物环境影响回顾评价

油气开采不同阶段固体废物主要为废钻井泥浆及岩屑、污泥、落地油、废防渗材料、废烧碱包装袋、生活垃圾等。钻井过程中，各钻井队制定了完善的管理制度，按照规范要求建设标准化的井场，施工过程中，要求带膜带罐作业，泥浆不落地，各钻井队钻井期间泥浆进入不落地系统后循环使用，钻井废弃物中废弃膨润土泥浆及岩屑存放在井场泥浆池，处理后的岩屑经检测均可达到《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T3999-2017）、《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）标准中相应指标要求，用于油气田内部道路铺设、井场铺垫；钻井废弃物中废弃磺化泥浆及岩屑拉运至英买力钻试修废弃物环保处理站处理，处理后的岩屑经检测均可达到《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T3999-2017）、《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）标准中相应指标要求，用于油气田内部道路铺设、井场铺垫。

同时，塔里木油田分公司要求各钻井队在井场设置有撬装化危废暂存间，钻井过程中及结束后产生的废防渗膜、落地油、废烧碱包装袋暂存危废暂存间，定期钻井公司委托有资质单位接收处置。各钻井队严格按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年 第 74 号）中相关管理要求，落实了危险废物识别标志制度，对危险废物的容器和包装物以及收集、运输危险废物的

设施设置危险废物识别标志。填写了危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。落实了环境保护标准制度，并按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物。危险废物收集和运输过程的污染控制执行《危险废物转移管理办法》（生态环境部 部令第23号）、《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）等有关规定。

建筑垃圾等一般工业固废送附近固废填埋场工业固废池进行填埋；生活垃圾经收集后送附近固废填埋场生活垃圾填埋池进行填埋。

总体来说，工程区内已有工程生产活动和生活产生的固体废物基本得到妥善地处置。

**3.1.3.7 环境风险回顾**

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

根据调查，英买油气田至今未发生过井喷事故及管道全管径断裂事故，因管道及设备腐蚀老化发生的刺漏事故，通过采取有效的环境风险防范和应急措施，使危害影响范围减小到最低程度，未对周边产生较大的影响。

本次对油田环境风险防范措施进行了调查，具体如下：

（1）钻井、井下作业事故风险预防措施

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

②井场设置明显的禁止烟火标志；井场钻井设备及电气设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求，井场安装探照灯，以备井喷时钻台照明。

③按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其他消防器材。

④井下作业之前，在井场周围划分高压区和低压区，高压泵、高压汇管、井口装置等高压设备均布置于高压区内，施工过程中，高压区无关人员全部撤离，并设置安全警戒岗。

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

（2）油气集输事故风险预防措施

①严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。

②集输管线敷设前，对管材和焊接质量检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。

③在集输管线的敷设线路上设置永久性标志，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。

④按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生。

⑤在集输系统运行期间，严格控制输送介质的性质，定期清管，排除管内的积水和污物，以减轻管道内腐蚀；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；定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。

⑥定期对管线进行巡视，加强管线和警示标志的管理工作。

（3）站场事故风险预防措施

①在建、构筑物区域内设置接地装置，工艺设备、塔、架等设置防静电接地装置；变压器等采用避雷器作为防雷保护。

②站场内的装置区、泵房等均为爆炸火灾危险区域，区域内的配电设备均采用防爆型。

③在可能产生易燃易爆介质泄漏的地方，设置可燃气体检测报警器，以便及时发现事故隐患。

④站场设置自动化控制系统和紧急停车联锁系统，采用电脑自动检测和报警机制。

（4）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低程度。

①按顺序关闭阀门

在管道发生断裂、回收泄漏事故时，按顺序关闭阀门。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回收泄漏原油、凝析油

首先限制地表污染的扩大。原油、凝析油中石油类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类移动。在可能的情况下应进行筑堤，汇集在低洼坑中的地表石油类，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。

（5）管道刺漏事故应急措施

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地加强检测及现场巡检。对泄漏的凝析油回收，若凝析油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。

英买油气田范围隶属于塔里木油田分公司英买采油气管理区管理，塔里木油田分公司英买采油气管理区制定有《塔里木油田分公司英买采油气管理区突发环境事件应急预案》并进行了备案，并于2023年7月29日在阿克苏地区生态环境局沙雅县分局进行了备案（备案编号652924-2023-021-L）、于2023年8月4日在阿克苏地区生态环境局温宿县分局进行了备案（备案编号652922-2023-36-L）、于2023年8月2日在阿克苏地区生态环境局新和县分局进行了备案（备案编号652925-2023-015-L）。英买油气田采取了有效的环境风险防范和应急措施，建立了应急管理体系，开展了应急培训和应急演练，具备处置突发环境事件的能力，应急物资储备充足，应急保障措施完善。

### 3.1.3.8 与排污许可衔接情况

排污口是否规范，是项目验收的前提条件之一。从评价调查及收集资料可以看出，英买采油气管理区基本能做到排污口规范化。固体废物、危险废物贮存场所均设置有标志牌，废气排放口、噪声排放口规范化管理较规范，废气监测口的设置、噪声排放口标志牌设置符合国家和自治区的相关要求进行规范管理，并自行开展了相关监测。英买采油气管理区按照《固定污染源排污许可分类管理名录（2019版）》规定的范围，已对加热炉等固定污染源办理了排污许可证。根据《排污口规范化整治技术要求（试行）》（环监〔1996〕470号）、《＜环境保护图形标志〉实施细则》（环监〔1996〕463号）、《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022），英买采油气管理区进一步建立完善了自行监测制度及排污口规范化管理制度。塔里木油田分公司英买采油气管理区2024年11月14日变更了排污许可证（证书编号：9165280071554911XG005V）、塔里木油田分公司英买采油气管理区（英潜油气运维中心）2025年1月19日进行了变更登记（登记编号：9165280071554911XG046Z）、塔里木油田分公司英买采油气管理区（英西油气运维中心）2024年11月29日进行了变更登记（登记编号：9165280071554911XG049W）、塔里木油田分公司英买采油气管理区（英买油气运维中心站外）2024年12月16日进行了变更登记（登记编号：9165280071554911XG048X）、塔里木油田分公司英买采油气管理区（沙雅县）2025年2月22日进行了变更登记（登记编号：9165280071554911XG070W）、塔里木油田分公司英买采油气管理区（温宿县）2024年11月29日进行了变更登记（登记编号：9165280071554911XG069X）。

随着国家、自治区环境管理要求的提高，英买采油气管理区围绕QHSE制度体系，逐步健全了环境保护法律法规汇编、建设项目环境管理、污染防治设施运行管理、固体废弃物处置利用管理、环境安全隐患治理与风险管控、环境管理依法合规情况检查与整改等环境管理档案。根据《环境保护档案管理规范 环境监察》（HJ/T295-2006）、《排污单位环境管理台账及排污许可证执行报告技术规范 总则（试行）》（HJ944-2018），英买采油气管理区建立并完善环境管理文件和档案管

理制度，明确责任部门、人员、流程、形式、权限及各类环境管理档案及保存要求等，确保企业环境管理规章制度和操作规程编制、使用、评审、修订符合有关要求。

### 3.1.4 区块污染物排放情况

根据英买采油气管理区例行监测进行的污染源监测数据及《英买油气开发部英买油气田环境影响后评价报告书》、环境影响评价及竣工环境保护验收调查报告、监测结果分析及验收结论，英买油气田现有污染物年排放情况见表3.1-4。

**表3.1-4　　本项目涉及区块污染物排放情况一览表**

| 序号 | 污染源 | 污染物 | 排放量（t/a） |
|---|---|---|---|
| 1 | 废气 | $SO_2$ | 1.148 |
| | | $NO_X$ | 39.636 |
| | | 颗粒物 | 1.017 |
| | | NMHC | 5.894 |
| | | $H_2S$ | 0.008 |
| 2 | 废水 | 生产废水 | 0 |
| | | 生活污水 | 0 |
| 3 | 固体废物 | 含油污泥 | 0 |
| | | 生活垃圾 | 0 |

### 3.1.5 区块环境问题及“以新带老”改进意见

根据评价期间及现状调查结果以及现行法律法规文件要求，区块内现有完钻井井场已进行了平整，井口周边区域进行了硬化，井区的巡检道路采用砂石路面，井场规范。具体存在的问题如下：

（1）重点场站、储罐、装卸区密封点的VOCs的控制和管理措施不够完善。

（2）部分井场外遗留已停止使用的设备。

整改方案：

目前存在的问题已纳入英买采油气管理区2025年度整改计划中，已落实到具体的责任部门，并明确了资金来源。建议整改方案如下：

（1）按照国家、地方环保法规、标准，开展VOCs排放的日常监测工作，并保证相关监测数据的完整性和有效性；加强VOCs物料储存、转移、输送、排放、使用、泄漏、收集处理等控制措施。定期对设备与管线组件的密封点进行VOCs泄

漏检测，阀门至少每6个月检测一次，法兰至少每12个月检测一次；当检测到泄漏时，对泄漏源应予以标识并及时修复。

（2）对井场已停止使用的设备进行收集，拉运至区域站场重复利用，或交由相关厂家回收处置。

## 3.2 现有工程

### 3.2.1 现有工程概况

本项目对4口老井转注水流程，对已建的8口注水井井口流程进行远程流程控制改造，对27口老井转注氮井，对4号计量阀组站扩建2井式阀组1套，对1#、2#、3#、4#阀组的手动阀门升级为电动阀门，本次现有工程介绍中主要针对4口老井转注水，27口老井转注氮井以及4号计量阀组站进行介绍。

（1）4口老井转注水及8口已建注水井

老井转注水井及8口已建注水井井场现状及地面建设情况见表3.2-1。

**表3.2-1　老井转注水井及8口已建注水井井场现状及地面建设情况**

| 序号 | 井号 | 井别 | 井场状态 | 现接入场站 | 集输管线规格 | 集输管线长度m |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | YG2-5 | 油井 | 间歇生产 | 1#阀组 | D89×4.5 20 G | 2778 |
| 2 | YG2-6C | 油井 | 生产 | 1#阀组 | 柔性复合管 DN80 | 3470 |
| 3 | YM2007 | 油井 | 失利井 | / | / | / |
| 4 | YM2-21C | 油井 | 失利井 | / | / | / |
| 5 | YM2-8 | 地质注水井 | 生产 | 2#阀组 | D114×5 20# | 2605 |
| 6 | YM2-14 | 地质注水井 | 生产 | 2#阀组 | D114×5 20# | 2271 |
| 7 | YM2-1H | 地质注水井 | 生产 | 2#阀组 | 玻璃钢 DN80 | 4302 |
| 8 | YM2-26-H1 | 地质注水井 | 生产 | 3#阀组 | 柔性复合管 DN80 | 3600 |
| 9 | YM2-12-11X | 地质注水井 | 生产 | 1#阀组 | 柔性复合管 DN80 | 2500 |
| 10 | YM2-16 | 地质注水井 | 生产 | 2#阀组 | 玻璃钢 DN100 | 1732 |
| 11 | YM2-3-3 | 地质注水井 | 生产 | / | / | / |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 12 | YM2-4 | 地质注水井 | 生产 | 2#阀组 | 玻璃钢 DN65 | 1212 |

（2）27 口老井转注氮井

27 口老井转注氮井井场现状及地面建设情况见表 3.2-2

**表 3. 2-2　　27 口老井转注氮井井场及地面建设情况**

| 序号 | 井号 | 井别 | 井场状态 | 现接入场站 | 集输管线规格 | 集输管线长度 m |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | YG2 | 油井 | 间歇生产 | 2#阀组 | 玻璃钢 DN80 | 3085 |
| 2 | YG2-7X | 油井 | 生产 | 至 YG2 | DN80 P110 | 599 |
| 3 | YG2-3 | 油井 | 间歇生产 | 2#阀组 | D89×4.5 20G | 3511 |
| 4 | YG2-4T | 油井 | 生产 | 4#阀组 | 柔性复合管 DN80 | 3710 |
| 5 | YG2-10 | 油井 | 生产 | 4#阀组 | 柔性复合管 DN80 | 3900 |
| 6 | YINGTAN1C | 油井 | 生产 | 1#阀组 | 柔性复合管 DN80 | 1800 |
| 7 | YM2-H10 | 油井 | 间歇生产 | 2#阀组 | 玻璃钢 DN100 | 1220 |
| 8 | YM2-22 | 油井 | 间歇生产 | 2#阀组 | 玻璃钢 DN100 | 1570 |
| 9 | YM2-3-7C | 油井 | 关井 | 3#阀组 | 柔性复合管 DN80 | 1930 |
| 10 | YM2-2 | 油井 | 停井 | 2#阀组 | 玻璃钢 DN100 | 1635 |
| 11 | YM2-3-2 | 油井 | 生产 | 3#阀组 | 柔性复合管 DN80 | 1590 |
| 12 | YM2-16 | 油井 | 生产 | 2#阀组 | 玻璃钢 DN100 | 1732 |
| 13 | YM2-28 | 油井 | 生产 | 2#阀组 | 玻璃钢 DN100 | 2872 |
| 14 | YM2-H24 | 油井 | 生产 | 2#阀组 | 玻璃钢 DN100 | 1870 |
| 15 | YM2-3 | 油井 | 生产 | 2#阀组 | 玻璃钢 DN65 | 1314 |
| 16 | YM2-15C | 油井 | 间歇生产 | 2#阀组 | 玻璃钢 DN100 | 1702 |
| 17 | YM2-11 | 油井 | 生产 | 2#阀组 | 玻璃钢 DN100 | 710 |
| 18 | YM2-12-1C2 | 油井 | 生产 | 1#阀组 | 柔性复合管 DN80 | 2671 |
| 19 | YM2-H9 | 油井 | 生产 | 至 YM2-12 | 玻璃钢 DN100 | 587 |
| 20 | YG1-1 | 油井 | 生产 | 2#阀组 | D89×4.5 20# | 4212 |
| 21 | YG1-3 | 油井 | 生产 | YG1-1 汇管 | 玻璃钢 DN100 | 2420 |
| 22 | YM2-14 | 注气井 | 生产 | 2#阀组 | D114×5 20# | 2271 |
| 23 | YM2-1H | 注水井 | 生产 | 2#阀组 | 玻璃钢 DN80 | 4302 |
| 24 | YM2-4 | 注水井 | 生产 | 2#阀组 | 玻璃钢 DN65 | 1212 |
| 25 | YM2-3-3 | 注气井 | / | / | / | / |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 26 | YM2-12-5 | 注气井 | / | / | / | / |
| 27 | YM2-12-11X | 注水井 | 生产 | 1#阀组 | 柔性复合管 DN80 | 2500 |

（3）4号计量阀组

4号计量阀组为10井式阀组，现状无预留头。

### 3.2.2 现有工程“三同时”执行情况

现有工程手续履行情况见表3.2-3所示。

**表3.2-3 现有工程基本情况一览表环评及验收情况一览表**

| 序号 | 工程名称 | 所属项目 | 环评批复 | 验收文件 |
|---|---|---|---|---|
| 1 | YG2-5、YG2-6C、YM2007、YM2-21C、YM2-8、YM2-14、YM2-1H、YM2-26-H1、YM2-12-11X、YM2-16、YM2-3-3、YM2-4及其配套的地面工程 | 英买力油田英买2奥陶系油藏开发调整方案项目 | 原阿克苏地区环境保护局，阿地环函字〔2018〕276号，2018年7月8日 | 自主验收，2021年4月25日 |
| | YG2、YG2-7X、YG2-3、YG2-4T、YG2-10、YINGTAN1C、YM2-H10、YM2-22、YM2-3-7C、YM2-2、YM2-3-2、YM2-16、YM2-28、YM2-H24、YM2-3、YM2-15C、YM2-11、YM2-12-1C2、YM2-H9、YG1-1、YG1-3、YM2-14、YM2-1H、YM2-4、YM2-3-3、YM2-12-5、YM2-12-11X及其配套的地面工程 | | | |
| 2 | 4#计量阀组 | | | |

### 3.2.3 现有工程污染物达标情况

结合《英买力油田英买2奥淘系油藏开发调整方案项目竣工环境保护验收调查报告表》的验收调查结论、《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司英买油气开发部英买油气田环境影响后评价报告书》中环境影响后评价调查结论以及本次环评组现场调查情况，本节分环境要素对英买2区块现有工程环境影响进行回顾性分析评价。

（1）生态环境影响回顾评价

英买2区块现有工程占地较小，临时占地和永久占地的影响范围较小，建设项目对该区域生态系统稳定性及完整性的影响不大。永久占地包括各井场、采出水处理站和注水站及公寓占地，工程占地基本为草地和未利用地；井场及管线两侧施工迹地正在恢复中，扰动区域内原始植被正在恢复中，植被恢复程度和距管廓的距离

成反比。永久占地内地面采取了地面硬化措施，减少了项目区水土流失造成的影响。施工结束后对场地进行了清理、平整、恢复工作。总体上，英买2区块在建设和运营期间基本落实了环评及批复中提出的各项生态环境保护措施。

根据区块历史土壤现状监测结果标明，在监测期内，占地范围内的各土壤监测点各项监测因子均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值要求；占地范围外的各土壤监测点各项监测因子均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中 pH＞5.7 时其他类别土壤污染风险筛选值要求，英买2区块的开发未对区域土壤环境质量产生明显的污染影响。

（2）水环境影响回顾评价

根据后评价调查结论、验收调查结论及本次调查情况，英买2区块各个井场采出水经英买2转油站的采出水处理站处理达标后回注地层，根据验收调查结论，英买2转油站的采出水处理站处理系统出水水质可满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）回注水质指标要求，用于油田油层回注用水的处置措施基本有效；井下作业废水产生后采取专用废液收集罐收集后拉运至英买力油气处理厂废水处理装置进行处理；根据验收调查结论，英买2公寓内生活污水经排水管网收集后，经隔油池和化粪池处理后进入地埋式污水处理装置（处理能力为 1m3/h，实际处理规模约 0.6$m^3$/h）进行处理，处理后的废水进入1座1600m3污水暂存池，最终用于绿化(冬季污水在污水暂存池内暂存)，不外排。另外根据2021年7月16号新疆维吾尔自治区生态环境厅“关于塔里木油田公司申请油田作业区21处生活污水执行《农村生活污水处理排放标准》有关事项的复函”，英买采油气管理区英潜采油作业区可执行《农村生活污水处理排放标准》（DB65 4275-2019）表2中B级排放限值要求用于厂区及周边生态林带灌溉。根据中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司实验检测研究院于2023年2月23日对英买2公寓内生活污水水样的监测数据，英买2公寓内生活污水经处理后可满足《农村生活污水处理排放标准》（DB65 4275-2019）表2中B级排放限值后用于绿化。

在实施油气开发的过程中基本落实了环评及验收中提出的水环境污染防治措施，采取的污水处理设施等各项环保设施基本起到了相应的污染防治效果，采取的水污染防治措施基本有效。

在区块验收监测调查期间，将环评阶段地下水环境质量现状监测数据与验收期间进行的地下水环境质量监测数据进行比对，与环评阶段监测数据浮动不大。另外根据本次地下水环境质量监测结果，地下水监测因子除钠、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物、锰外均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准，石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)Ⅲ类标准，超标因子与区域水文地质条件有关，反应的是干旱区浅层地下水的共性。与历史监测结果保持一致。

总体来说，油田开发未对当地浅层及主要供水层的地下水环境产生明显不良影响。

（3）大气环境影响回顾评价

根据区块验收监测调查报告及结论，各井场及英买2转油站无组织废气厂界监测点非甲烷总烃浓度均满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中无组织排放监控浓度要求(4.0mg/m$^3$)，$H_2S$满足《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93)中新扩改建项目二级标准(0.06mg/m$^3$)，项目运行期间未对大气环境造成明显影响。

本次环评对YM2-H18C井布置1个监测点位对区域环境空气质量现状进行补充监测，作为区域环境空气质量背景值，监测因子为非甲烷总烃，根据监测结果；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。

综上所述，区块在建设和试运行期间基本落实了环评及批复中提出的各项大气环境保护措施，项目运行期间未对大气环境造成明显影响。

（4）声环境影响回顾评价

根据区块验收监测调查报告及结论，监测期间部分井场及英买2 转油站的场界噪声均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的3类标准要求。

本次评价，对 YM2-H18C 井及 YM201 站场进行了噪声监测，根据监测结果，在监测期内，本次评价的井场和站场场界噪声均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类标准。

综上所述，说明区块开发已采取的噪声控制措施治理效果明显，已采取措施基本可行。

（5）固体废物环境影响回顾评价

根据区块验收监测调查报告及结论，英买 2 区块钻井期间产生的泥浆和钻井岩屑通过“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”方式分离，分离出的泥浆进入泥浆罐循环利用，分离出的非磺化类水基钻井岩屑用于通井路修路、填坑、铺垫井场等用途；磺化类水基钻井岩屑运至英买力钻试修废弃物环保处理站集中处理；生活垃圾在转油站暂存后集中运至 YM7 固废填埋场处置。根据现状调查情况，目前，英买采油气管理区的油泥原交由塔里木油田绿色环保站对危险废物进行处理，现在主要交由库车畅源生态环保科技有限责任公司等有资质的单位处理，不再委托绿色环保站进行处置。含油类危险废物在收集、贮存、运送、处置过程中，严格执行《危险废物转移管理办法》，并于每月底将转移数量报送当地县级以上生态环境主管部门及油田公司安全环保处备案。

**表 3.2-4　　英买 2 区块钻井固体废物处置后达标情况**

| | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| YG2-6C | 306 | 2019.6.13 | 0.86 | 21.6 | 42.3 | 23.8 | 123.5 | 38.4 | 0.24 | 9.78 | 未检出 | 25.7 | 25.6 | 未检出 |
| 执行标准 | | | 《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T 3997-2017）中表 1 综合利用污染物限值 | | | | | | | | | | | |
| 标准限值 | | | ≤13mg/kg | ≤80mg/kg | ≤600mg/kg | ≤600mg/kg | ≤1500mg/kg | ≤150mg/kg | ≤20mg/kg | 2~12.5 | ≤2% | ≤60% | ≤150mg/L | ≤0.7mg/kg |
| 达标情况 | | | 达标 | 达标 | 达标 | 达标 | 达标 | 达标 | 达标 | 达标 | 达标 | 达标 | 达标 | 达标 |
| YG2-1C | 204 | 2019.6.13 | 1.21 | 8.78 | 32.7 | 23.4 | 167.6 | 25.3 | 0.27 | 11.61 | 0.14 | 22.1 | 34.8 | 0.174 |
| 执行标准 | | | 《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T 3997-2017）中表 1 综合利用污染物限值 | | | | | | | | | | | |
| 标准限值 | | | ≤13mg/kg | ≤80mg/kg | ≤600mg/kg | ≤600mg/kg | ≤1500mg/kg | ≤150mg/kg | ≤20mg/kg | 2~12.5 | ≤2% | ≤60% | ≤150mg/L | ≤0.7mg/kg |
| 达标情况 | | | 达标 | 达标 | 达标 | 达标 | 达标 | 达标 | 达标 | 达标 | 达标 | 达标 | 达标 | 达标 |

| | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| YM2-H30 | 407 | 2019.6.13 | 2.82 | 18.1 | 46.8 | 29.7 | 153.9 | 28.8 | 0.56 | 9.88 | 未检出 | 15.4 | 87.7 | 未检出 |
| 执行标准 | | | 《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T 3997-2017）中表 1 综合利用污染物限值 | | | | | | | | | | | |
| 标准限值 | | | ≤13mg/kg | ≤80mg/kg | ≤600mg/kg | ≤600mg/kg | ≤1500mg/kg | ≤150mg/kg | ≤20mg/kg | 2~12.5 | ≤2% | ≤60% | ≤150mg/L | ≤0.7mg/kg |
| 达标情况 | | | 达标 | 达标 | 达标 | 达标 | 达标 | 达标 | 达标 | 达标 | 达标 | 达标 | 达标 | 达标 |
| YG2-5 | 148 | 2019.5.27 | 1.40 | 7.44 | 14.2 | 15.9 | 62.8 | 18.0 | 0.09 | 9.08 | 未检出 | 0.6 | 11.2 | 未检出 |
| 执行标准 | | | 《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T 3997-2017）中表 1 综合利用污染物限值 | | | | | | | | | | | |
| 标准限值 | | | ≤13mg/kg | ≤80mg/kg | ≤600mg/kg | ≤600mg/kg | ≤1500mg/kg | ≤150mg/kg | ≤20mg/kg | 2~12.5 | ≤2% | ≤60% | ≤150mg/L | ≤0.7mg/kg |
| 达标情况 | | | 达标 | 达标 | 达标 | 达标 | 达标 | 达标 | 达标 | 达标 | 达标 | 达标 | 达标 | 达标 |
| YM2-3-1 | 150 | 2019.5.27 | 0.78 | 16.4 | 32.1 | 20.5 | 100.7 | 32.0 | 0.17 | 8.99 | 0.21 | 4.5 | 13.8 | 未检出 |
| 执行标准 | | | 《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T 3997-2017）中表 1 综合利用污染物限值 | | | | | | | | | | | |
| 标准限值 | | | ≤13mg/kg | ≤80mg/kg | ≤600mg/kg | ≤600mg/kg | ≤1500mg/kg | ≤150mg/kg | ≤20mg/kg | 2~12.5 | ≤2% | ≤60% | ≤150mg/L | ≤0.7mg/kg |
| 达标情况 | | | 达标 | 达标 | 达标 | 达标 | 达标 | 达标 | 达标 | 达标 | 达标 | 达标 | 达标 | 达标 |
| YG2 | 147 | 2019.5.27 | 1.48 | 11.6 | 49.0 | 20.0 | 152.2 | 25.0 | 0.53 | 9.62 | 0.25 | 25.1 | 182 | 1.64 |
| 执行标准 | | | 《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T 3997-2017）中表 1 综合利用污染物限值 | | | | | | | | | | | |
| 标准限值 | | | ≤13mg/kg | ≤80mg/kg | ≤600mg/kg | ≤600mg/kg | ≤1500mg/kg | ≤150mg/kg | ≤20mg/kg | 2~12.5 | ≤2% | ≤60% | ≤150mg/L | ≤0.7mg/kg |
| 达标情况 | | | 达标 | 达标 | 达标 | 达标 | 达标 | 达标 | 达标 | 达标 | 达标 | 达标 | 超标 | 超标 |

总体来说，区块内已有工程生产活动和生活产生的固体废物基本得到妥善的处置，没有对周围环境产生重大不利影响。

### 3.2.4 现有工程污染物年排放量

考虑到本项目为油田滚动开发项目，现有工程污染源调查主要统计与本项目实际有关的工程污染物排放情况。

根据英买采油气管理区对英买2区块的例行监测以及环境影响评价及竣工环境保护验收调查报告、监测结果分析及验收结论，核实与本项目实际相关的现有工程污染物年排放情况，与本项目相关的现有工程污染物年排放情况如下：

**表3.2-5　现有工程污染物排放情况一览表　单位：t/a**

| 类别 | 废气 | | | | | 废水 | 固废 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 颗粒物 | 二氧化硫 | 氮氧化物 | 非甲烷总烃 | 硫化氢 | | |
| 现有工程排放量 | 0 | 0 | 0 | 0.417 | 0.00004 | 0 | 0 |

### 3.2.5 现有工程环境问题及“以新带老”改进意见

根据现场踏勘结果，现有工程井场周边无历史废弃物及建筑垃圾，但部分井场存在临时占地未恢复的问题。

具体整改方案为：在本项目改造实施完成后，对井场永久占地外临时占地、生活区等区域土壤进行耙松，种植区域适宜植被进行恢复，注意施工过程中避开大风天气。

## 3.3 拟建工程

### 3.3.1 项目概况

#### 3.3.1.1 项目名称

项目名称：塔里木油田英买力油田英买2区块奥陶系一间房组-鹰山组产能建设项目。

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

#### 3.3.1.2 建设性质

滚动开发（改扩建）。

#### 3.3.1.3 建设地点

本项目位于英买2区块，中心地理坐标为：　。行政区划隶属于沙雅县管辖，工程区中心西南距沙雅县城中心约52km。地理位置见图3.3-1。

**图3.3-1　地理位置图**

**3.3.1.4 产能规模**

本项目主要建设内容为：①新钻井10口，建设单井井场10座及集油管线共计19.65km，②新建4口老井转注水井井口流程，对8口已建注水井井口流程进行远程流程控制改造，建设注水管线9.48km；③部署27口老井转注氮井，采用第三方井口制氮+注氮服务注气，第三方提供移动制氮注氮橇整套设备3套，2用1备，循环注氮；④新建计量阀组站2座，对4号计量阀组站扩建2井式阀组1套，对1#、2#、3#、4#阀组的手动阀门升级为电动阀门；⑤配套建设水、电、信、控等工程。本项目实施后新增油$6.60\times10^4$t/a，气$72\times10^4m^3$、总进尺$6.36\times10^4$m。

**3.3.1.5 建设周期**

本项目钻井完井周期160天，地面工程施工周期6个月。

**3.3.1.6 项目投资**

本项目总投资49239万元。

**3.3.1.7 劳动组织及定员**

本项目由塔里木油田公司英买采油气管理区进行全面管理，运营期不新增劳动定员，均依托现有管理区工作人员，井场无人值守。

**3.3.2 油气资源概况**

英买2区块发现井为英买2井，于1991年11月15日开钻，1992年7月11日完钻，完钻井深6227m，完钻层位为奥陶系鹰山组，钻揭鹰山组垂厚287m。1992年12月23日对5940.00—5953.00m井段进行酸化测试，5.95mm油嘴求产，油压11.8MPa，折日产油$264m^3$，折日产气$9759m^3$，2010年12月英买2区块完成探明储量上交，原油地质储量$4948.26\times10^4$t，溶解气地质储量$17.79\times10^8m^3$。目前英买2区块共完钻井90口，生产井74口。

**3.3.2.1 区域构造特征**

英买2区块奥陶系一间房组顶面构造整体表现为中部高、四周低，方案区内海拔区间-4750~-5750m，最大高差1000m。根据断裂性质、断裂产状、发育规模，将工区范围内断裂划分为逆冲断裂、走滑断裂两种类型，共Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ三级，根据断

裂形成期次，大体可分为三期，即①加里东期-北东向、北北西向走滑断裂；②海西期-北西向张裂缝；③印支期-逆冲断裂。

**3.3.2.2 区域储层特征**

英买2区块地层自上而下钻遇：第四系、新近系、古近系、白垩系、侏罗系、三叠系、志留系、奥陶系，缺失二叠系、石炭系、泥盆系。其中，奥陶系吐木休克组、一间房组地层展布稳定，无明显隔层，横向变化小。

英买2区块一间房组为主要含油层系，其次为鹰山组，一间房组沉积相主要为开阔台地的台内浅滩沉积，岩性以褐色砂屑灰岩夹生屑灰岩为主；鹰山组1段沉积相以开阔台地台内洼地沉积为主，夹台内砂屑滩沉积，岩性以灰褐色泥晶灰岩、似角砾团块状泥晶灰岩、燧石结核砂屑泥晶灰岩为主夹砂砾屑灰岩和砾屑灰岩薄层。受构造和岩溶作用叠加改造，储层具有明显的分区差异性，逆冲断裂夹持构造垒带区储层以裂缝孔洞型储层为主，主要为构造破碎成因，构造两翼储层以洞穴型储层为主，主要为岩溶成因。

**3.3.2.3 油气藏特征**

英买2区块油藏类型为受逆冲断裂、走滑断裂控制、无统一油水界面的正常温压系统的缝洞型碳酸盐岩未饱和油藏，划分为西部岩溶区、中部断垒区、东部岩溶区、走滑断控区四个分区，油藏中深-4970m~-5233m，压力系数1.07~1.10，地层温度124.51~127.74℃，地温梯度1.38~1.96℃/100m。

截至2025年4月，英买2区块生产井数51口，开井数47口，核实日产液846t，日产油141t，平均单井日产油3t，累产油278.96×$10^4$t。

**3.3.2.4 流体性质参数**

地面原油以中质油为主，局部井区密度较高；天然气属于溶解气，地层水属于氯化钙型。

（1）原油

区块内20℃地面原油密度0.8731～0.948g/$cm^3$；20℃动力粘度10.22~117.50mPa•s；凝固点-24~-8℃；含硫量0.7%～1.41%；含蜡量5.26%～9.4%；

胶质含量1.3%～7.75%，沥青质含量3.29%～13%。原油总体表现为中-重质、低粘度、高含蜡、含硫、少胶质＋沥青质的原油特征。

（2）天然气性质

天然气相对密度介于0.8641~0.9484之间；甲烷含量介于48.43%～52.45%之间；乙烷含量10.18%～13.09%；氮气含量13.15%～20.58%；二氧化碳含量3.22%～7.83%；$H_2S$含量分布在0~127mg/m$^3$。总体上英买2区块天然气性质为重烃组分较高的原油溶解气特征。

（3）地层水性质

地层水密度1.0390～1.1869g/cm$^3$；氯离子平均69257mg/L；总矿化度66390～248000mg/L，平均113994mg/L；全部属于$CaCl_2$型水。

### 3.3.3 主要技术经济指标

本项目主要技术经济指标见表3.3-1。

**表3.3-1　　本项目主要技术经济指标一览表**

| 序号 | 项目 | | 单位 | 数量 |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 开发指标 | 标准化井场数量 | 口 | 10 |
| 2 | | 产油规模 | $10^4$t/a | 6.6 |
| 3 | | 产气规模 | $10^4$m$^3$/a | 72 |
| 4 | | 注水规模（最大） | $10^4$m$^3$/a | 18 |
| 5 | | 注气规模（最大） | $10^4$m$^3$/a | 0.25 |
| 6 | | 集油管线 | km | 19.65 |
| 7 | | 注水管线 | km | 9.48 |
| 8 | | 新建阀组站 | 座 | 2 |
| 9 | | 改造阀组站 | 座 | 1 |
| 10 | 能耗指标 | 年电耗量 | $10^4$kW·h/a | 110.65 |
| 11 | 综合指标 | 总投资 | 万元 | 49239 |
| 12 | | 环保投资 | 万元 | 527 |
| 13 | | 总占地面积 | hm$^2$ | 64.14 |
| 14 | | 永久占地面积 | hm$^2$ | 0.6 |
| 15 | | 临时占地面积 | hm$^2$ | 59.26 |
| 16 | | 劳动定员 | 人 | 无人值守 |
| 17 | | 工作制度 | h | 8760 |

## 3.3.4 工程组成

### 3.3.4.1 主要建设内容

本项目主要建设内容为主体工程、公辅工程、环保工程等；工程组成见表 3.3-2。

**表 3.3-2 工程组成一览表**

| 项目 | 基本情况 | | | |
|---|---|---|---|---|
| 项目名称 | 塔里木油田英买力油田英买 2 区块奥陶系一间房组-鹰山组产能建设项目 | | | |
| 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 | | | |
| 建设地点 | 阿克苏地区沙雅县 | | | |
| 产能规模 | 油 $6.6\times10^4$t/a、天然气 | | | |
| 产　　品 | 原油、天然气 | | | |
| 建设周期 | 钻井完井周期 160d，地面工程施工周期 6 个 | | | |
| 项目内容 | 类型 | 单位 | 总计 | 备注 |
| 主体工程 | 钻前工程 | 座 | 10 | 井场场地平整和新井通井道路，建设主副放喷池、活动房等 |
| | 钻井工程 | 口 | 10 | 新钻井 10 口，总进尺 $6.36\times10^4$m |
| | 储层改造工程 | 口 | 10 | 射孔采用管柱传输射孔工艺，储层改造采用酸化压裂工艺 |
| | 井下作业 | 口 | 10 | 不定期井下作业主要包括压裂、洗井、修井、侧钻等 |
| | 井场地面工程 | 座 | 10 | 采油井井场永久占地规模 1936m$^2$。井场含 1 套采气树、井口安全切断阀、孔板计量装置、超压安全阀、手动放空阀及焚烧池。 |
| | 油气集输工程 | km | 19.65 | 新建 DN65 PN40 玻璃钢集油管道 13.45km，新建 DN150　PN40 玻璃钢集油管道 6.2km。 |
| | 注水工程 | 座 | 12 | 新建 4 口老井转注水井井口流程，对 8 口已建注水井井口流程进行远程流程控制改造 |
| | | km | 9.48 | 新建 DN65 单井注水管线 2.54km，新建 DN80 单井注水管线 6.94km |
| | 注氮工程 | 部署 27 口（老井），采用第三方井口制氮+注氮服务注气，第三方提供移动制氮注氮橇整套设备 3 套，2 用 1 备，循环注氮。 | | |
| | 站场工程 | ①新建计量阀组站 2 座；<br>②对 4 号计量阀组站扩建 2 井式阀组 1 套；<br>③对 1#、2#、3#、4#阀组的手动阀门升级为电动阀门。 | | |
| 公辅工程 | 供电工程 | 新建井场、站场就近接入已建 10kV 电力线路，新建 10kV 电力线路 36.5km，新增井场、站场配电。 | | |
| | 供水工程 | 采用清水罐车从英买 2 转油站给水站拉运供给 | | |
| | 通信工程 | 新建管道同沟敷设光缆 20.7km，沿电力线架空光缆 2.4km | | |
| | 消防工程 | 各井场、站场分别设置一定数量不同类型、不同规格的移动式灭火设备 | | |

| 项目 | 基本情况 | |
|---|---|---|
| | 自控工程 | 新建井场、计量阀组参照油井标准化进行仪表和控制系统设计。 |
| | 道路工程 | 新建新钻井通井道路4.4km，路基宽6.5m，砂石路。 |
| 环保工程 | 废气 | 施工期：各井场一般用网电；施工扬尘采取洒水抑尘，运输车辆采取减速慢行和苫盖措施，机械、车辆定期检修，燃烧合格油品，不超负荷运行；储层改造过程废气密闭罐存放，<br>运营期：采取密闭管道集输工艺减少无组织非甲烷总烃的挥发；<br>退役期：废气主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施； |
| | 废水 | 施工期：钻井废水连同钻井泥浆、钻井岩屑进入不落地系统进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，不对外排放；采用专用罐收集，作为二次改造液对英买2区块内老井储层进行二次改造，改造后见油气显示，随油气输至英买2转油站处置，改造后若再次返排压裂液，则罐装收集后直接拉运至英买2转油站处理。管道试压废水循环使用，结束后用于洒水降尘；生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至沙雅县兴雅生活污水处理厂处理。<br>运营期：运营期废水包括采出水和井下作业废水，采出水依托英买2转油站采出水处理系统处理达标后回注地层；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至英买2转油站采出水处理系统处理；<br>退役期：无废水产生 |
| | 噪声 | 施工期：选用低噪声施工设备，合理安排作业时间；<br>运营期：选用低噪声设备、基础减振；<br>退役期：合理安排作业时间 |
| | 固体废物 | 施工期：聚合物体系钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，采用泥浆不落地技术在井场进行无害化处理，处理后进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，同时石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值后用于铺垫油区内的井场、道路等，一次处理后检测不合格，现场进行二次处理，达标后用于铺垫油区内的井场、道路等。聚磺体系钻井岩屑钻井岩屑随泥浆经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，由于英买区块现有的处理站无处理能力或协议到期的问题，目前分离出的固相清运至克拉苏钻试修环保站处理（由新疆华新晟环保工程有限公司运营）。含油废物、废防渗材料、废烧碱包装袋均属危险废物，收集后暂存在井场撬装式危废暂存间内，完井后将由井队联系有危险废物处置资质的单位回收处理；<br>施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后拉运英买7固废场进行处置；<br>施工土方全部用于管沟和井场、站场回填；<br>运营期：落地油、废防渗材料、废润滑油、废油桶属于危险废物，由有危废处置资质单位接收处置；<br>退役期：建筑垃圾委托周边工业固废填埋场合规处置；废弃管线维持现状，管线内物质应清空干净，管线两端使用盲板封堵 |
| | 环境风险 | 运营期：管道上方设置标识，定期对管道壁厚进行超声波检查，井场设置可燃气体报警仪，完善突发环境事件应急预案；<br>退役期：保证采取的固井、封井措施有效可行。 |

| 项目 | 基本情况 | |
|---|---|---|
| | 生态 | 施工期：严格控制施工作业带宽度；填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡；临时堆土防尘网苫盖；设置限行彩条旗；<br>运营期：管道上方设置标志，定时巡查井场、管道；<br>退役期：洒水降尘，地面设施拆除 |
| 依托工程 | 采出水 | 采出水依托英买2转油站采出水处理系统处理达标后回注地层 |
| | 井下作业废水 | 井下作业废水采用专用废水回收罐收集运至英买2转油站采出水处理系统处理。 |
| | 生活垃圾 | 定期清运至沙雅县生活垃圾填埋场填埋处置 |

#### 3.3.4.2 总体布局

英买2区块新钻井10口，老井利用58口，建设地面原油集输、注水、注气系统，配套建设水、电、信、控等工程。

油气集输：采用“新建（已建）井口→已建（新建）计量阀组→管输至已建英买2转油站”的布站方式。

注水系统：老井转注水井采用“单干管单井配水”的注水流程，新建注水管线就近挂接已建注水井管线。

注气系统：采用“移动制氮注氮橇→井口注氮”的方式。

工程平面布置图见图3.3-2。

**图 3.3-2　　工程平面布置图**

#### 3.3.4.3 开发指标预测

按照油藏单元分批实施，构建立体井网，优化注采关系，开发方式为油藏衰竭+注水、注气开发。项目完全实施后，新增油 $6.60\times10^4$t/a，气 $72\times10^4$m$^3$。

#### 3.3.4.4 主体工程

##### 3.3.4.4.1 钻前工程

钻前工程施工内容包括建设井场、井场道路、设备基础施工、池体开挖与防渗以及配套的营地建设等，营地一般建设在井场周边 500m 至 1km 处，主要分布在主干道周边，营地建设主要为地表植被清理、场地平整、撬装房安装等内容；新建井场道路共计 4.4km，井场道路路基约 6.5m，用砂石路面结构。

主要工程内容及工程量见表 3.3-3。

**表 3.3-3　　单座井场钻前工程主要内容和工程量一览表**

| 序号 | 名称 | 规格参数 | 单位 | 数量 | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 井场面积 | 长×宽 | m$^2$ | 14000 | 新建，100m×140m |
| 2 | 钻井平台 | -- | 套 | 1 | 新建 |
| 3 | 主放喷池 | 100m$^3$ | 个 | 1 | 整体型钢板池 |
| 4 | 副放喷池 | 100m$^3$ | 个 | 1 | 整体型钢板池 |
| 5 | 岩屑池 | 1000m$^3$ | 个 | 1 | 环保防渗膜+撬装组合钢板池 |
| 6 | 生活污水池 | 200m$^3$ | 个 | 1 | 环保防渗膜+撬装组合钢板池 |
| 7 | 生活区 | 长×宽 | m$^2$ | 3500 | 新建，50m×70m |
| 8 | 活动房 | -- | 座 | 42 | 人员居住；撬装装置 |

钻前工程施工机械主要为装载机、挖掘机、推土机，单座井场钻前工程阶段所需设备设施情况见表 3.3-4。

**表 3.3-4　　井场钻前工程施工所用机械一览表**

| 序号 | 机械与设备名称 | 单位 | 数量 |
|---|---|---|---|
| 1 | 推土机 | 辆 | 2 |
| 2 | 挖掘机 | 辆 | 2 |
| 3 | 压路机 | 辆 | 1 |
| 4 | 运输车辆 | 辆 | 10 |

##### 3.3.4.4.2 钻采工程

（1）钻井工程

本项目方案设计新钻井10口，老井利用58口，老井依托现有地面工程，老井及其配套工程环评包含在《英买力油田英买2奥陶系油藏开发调整方案项目环境影响报告表》，于2018年7月8日取得原阿克苏地区环保局《关于对英买力油田英买2奥陶系油藏开发调整方案项目环境影响报告表的批复》（阿地环函字〔2018〕276号），2021年5月该项目通过自主验收。

本次钻井工程仅对新钻井进行评价。本项目新钻井10口，总进尺$6.36\times10^4$m。井位部署见表3.3-5。

**表3.3-5 本项目新钻井井位部署情况表**

| 序号 | 井号 | 井型 | 井口坐标CGCS2000 | | 目的层 | 井深(m) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | X | Y | | |
| 1 | YG2-9 | | | | 一间房组-鹰山组 | |
| 2 | YG2-8 | | | | 一间房组-鹰山组 | |
| 3 | YM2-2-1 | | | | 一间房组-鹰山组 | |
| 4 | YM2-3-10 | | | | 一间房组-鹰山组 | |
| 5 | YM2-28-1 | | | | 一间房组-鹰山组 | |
| 6 | YG1-4 | | | | 一间房组-鹰山组 | |
| 7 | YG1-5 | | | | 一间房组-鹰山组 | |
| 8 | YG1-6 | | | | 一间房组-鹰山组 | |
| 9 | YG1-7 | | | | 一间房组-鹰山组 | |
| 10 | YG1-8 | | | | 一间房组-鹰山组 | |

（2）井身结构

本项目新井均采用塔III三开，一开13 5/8″钻至1200m，下10 3/4″套管封固疏松地层；二开9 1/2″钻至良里塔格组顶或一间房组顶2-4m，下7 ″套管；三开用6″钻头钻至完钻井深，5″套管+筛管完井。井身结构示意图见图3.3-3。

**图3.3-3 新井井身结构设计图**

（3）钻井液

一开：采用膨润土~聚合物体系，防止地表松散地层垮塌。

二开：白垩系以上采用聚合物体系，二开白垩系至目的层顶以上采用氯化钾聚磺体系；

三开采用聚磺体系。

（4）固井方案

一开单级，二开双级，三开尾管完井。

（5）主要设备设施

钻井工程主要施工设备为机械钻机、运输车、装载机及配套设施，设备设施情况见表 3.3-6。

**表 3.3-6　　单座井场施工所用机械一览表**

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

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| 凝析油储罐 | — | 50 | $m^3$ | 4 个 |
| 放空管 | — | — | — | 1 个 |

（6）原辅材料

钻井工程原辅材料消耗主要为钻井液调配、钻井、固井等工艺消耗的水、水泥及防塌润滑剂等，钻井期用电通过附近电网引入，柴油发电机作为备用电源。各材料均为袋装，由汽车拉运进场，堆存于场内原辅材料存放区内。由于涉及具体商业机密，本次仅给出钻井液主要成分材料，原材料消耗情况见表 3.3-7。

**表 3.3-7　　单座井场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 | 水 | $m^3$ | 1496 | -- | 配制泥浆 |
| 2 | 水泥+硅粉 | t | 689 | 硅石提炼硅铁后的排放物，为粉状物料，外观颜色为灰绿色，硅粉成分相对稳定，烧失量小，属纯度较高的硅质物料；水泥的主要原料为石灰或硅酸钙，硬化后能够抵抗淡水或含盐水的侵蚀 | 用于固井 |
| 3 | 基础材料（膨润土） | t | 57 | 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 |
| 4 | 基础材料（$Na_2CO_3$） | t | 5 | 纯碱，具有高腐蚀性的强碱，一般为白色片状或颗粒，能溶于水生成碱性溶液，也能溶解于甲醇及乙醇 | 用于调节钻井液 pH 值 |
| 5 | 烧碱/NaOH | t | 10 | 烧碱是一种重要的化工基本原料。易溶于水，其水溶液呈碱性。为无色晶体，结晶水不稳定，易风化,为强电解质，具有盐的通性和热稳定性 | 用于调节钻井液 pH 值 |
| 6 | 大分子聚合物/80A51/NM1-4 等 | t | 5 | 丙烯酰胺与丙烯酸钠共聚物，易溶于水，其水溶液呈弱酸性 | 钻井液处理剂、防塌剂和增稠剂 |
| 7 | 羧甲基纤维素/CMC-LV 等 | t | 3 | 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 |
| 8 | 中分子聚合物/LP++等 | t | 4 | 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 |
| 9 | 小分子聚合物/双聚铵盐 NP-2 等 | t | 4 | 聚丙烯腈复配铵盐 | 钻井液降滤失剂 |
| 10 | 抗温降滤失剂/HX-E/TSH-2 等 | t | 21 | 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 |
| 11 | 磺化酚醛树脂/SMP-2/3 | t | 38 | 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 |
| 12 | 磺化褐煤树脂/SPNH | t | 21 | 酚醛树脂和腐植酸缩合物 | 钻井液抗高温抗盐降滤失剂 |
| 13 | 加重剂/重晶石粉 | t | 151 | 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 |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 14 | 加重剂/石灰石粉 | t | 43 | 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 |
| 15 | 除硫剂 | t | 5 | 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 |
| 16 | 防塌剂（胶体）/SY-A01 等 | t | 13 | 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 |
| 17 | 防塌剂（粉剂）/FT-1A/KH-N/DYFT-2 | t | 18 | 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 |
| 18 | 润滑剂/PRH-1/TRH-1 等 | t | 15 | 芳烃类衍生物复配，棕褐色液体 | 钻井液润滑剂 |
| 19 | 氯化钾 | t | 33 | 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 |
| 20 | 超细碳酸钙 | t | 10 | 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 |
| 21 | 固体润滑剂/SHR-102 等 | t | 3 | 特种树脂，黑色粉末 | 钻井液抗盐抗高温降滤失剂 |
| 22 | 随钻堵漏剂/TYSD-1/TP-2 等 | t | 8 | 灰白色粉末，随钻堵漏剂改性植物纤维系改性天然植物高分子复合材料，具有良好的水溶胀桥接封堵性能，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 |
| 23 | 润滑剂 | t | 4 | 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 |

（7）钻井平面布置

钻井井场大小 100m×140m。其中永久占地面积为 1936m$^2$（44m×44m），临时占地面积为 12064m$^2$。设置钻井平台 1 套，修建 2 座放喷池；设置钻井废弃物不落地处理系统 1 套及临时生活区等。钻井期平面布置见图 3.3-4。

**图 3.3-4　钻井期井场平面布置示意图**

（8）采油方式

根据英买 2 区块目前生产情况、气藏性质和配产情况，选择开采方式为：早期采用衰竭式开发，结合油藏单元储层类型、驱动方式、能量及新井实施节奏，后期择机注水、注气开发。

### 3.3.4.4.3 储层改造工程

（1）储层改造工艺

主体采用疏通酸压、前置液酸压、暂堵酸压等工艺。采用胍胶压裂液造长缝，黄原胶非交联压裂液、滑溜水激活天然裂缝；采用胶凝酸、交联酸、自生酸进行近、中、远井区域的刻蚀。

（2）改造液体系设计

采用胍胶压裂液造长缝，黄原胶非交联压裂液激活天然裂缝；采用胶凝酸、交联酸、自生酸进行近、中、远井区域的刻蚀。

**表 3.3-8　　改造液体系配方**

| 序号 | 液体名称 | 液体配方 |
|---|---|---|
| 1 | 胍胶压裂液 | 0.35%～0.45%超级瓜胶+1.0%助排剂+1.0%破乳剂+0.1%杀菌剂+0.025%PH 调节剂 1+0.04%PH 调节剂 2+0.5%温度稳定剂+0.01%破胶剂 |
| 2 | 黄原胶非交联压裂液 | 0.30%黄原胶+0.5%破乳剂+0.1%杀菌剂+0.02%破胶剂 |
| 3 | 胶凝酸 | 20%HCl+0.8%胶凝剂+2%高温缓蚀剂+1%助排剂+1%破乳剂+1%铁离子稳定剂 |
| 4 | 交联酸 | 20.0%HCl+0.8%稠化剂+1.0%破乳剂+1.0%助排剂+2.0%缓蚀剂+1.0%铁离子稳定剂+0.3%调理剂 |

（3）排液措施

采用自喷返排，根据油压选取 5～8mm 油嘴逐级增大至敞放排液；严格执行塔里木油田分公司 QHSE 要求，压裂返排液全部入罐回收做无害化处理，不得出现跑、冒、滴、漏等污染事故，要求做到不落地、零污染。

（4）主要设备设施

储层改造主要施工设备为混砂车、压裂车及配套设施，设备设施情况见表 3.3-9。

**表 3.3-9　　单座井场储层改造施工所用机械一览表**

| 设备或部件名称 | 主参数 | 单位 | 数量 |
|---|---|---|---|
| 运输车辆 | — | — | 5 辆 |
| 电缆绞车 | — | — | 1 辆 |
| 混砂车 | — | — | 6 辆 |
| 供液系统 | — | — | 1 套 |
| 压裂车 | 20 | $m^3$ | 6 辆 |
| 加压泵组 | — | — | 2 套 |
| 废液收集罐 | 30 | $m^3$ | 10 个 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 钻采一体化井口装置 | — | — | 1 套 |
| 三相计量分离器 | — | — | 1 套 |
| 原油储罐 | 50 | $m^3$ | 4 个 |
| 放喷池 | — | — | 1 个 |

（5）原辅材料

储层改造工程原辅材料消耗主要为改造液调配消耗的水、黄原胶、破乳剂等。各材料均为罐装，由汽车拉运进场，暂存于场内原辅材料存放区内。压裂液已在厂家做好混合配比，施工现场不进行混合配比。储层改造工程原材料消耗量情况见表 3.3-10。

**表 3.3-10　　单座井场储层改造工程原材料消耗一览表**

| 序号 | 材料名称 | 单位 | 数量 | 理化特性 |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 水 | $m^3$ | 130 | -- |
| 2 | 黄原胶 | t | 0.5 | 黄原胶是一种由黄单胞杆菌发酵产生的细胞外酸性杂多糖。是由 D-葡萄糖、D-甘露糖和 D-葡糖醛酸按 2:2:1 组成的多糖类高分子化合物，相对分子质量在 100 万以上；黄原胶为浅黄色至白色可流动粉末，稍带臭味。易溶于冷、热水中，溶液中性，耐冻结和解冻，不溶于乙醇。遇水分散、乳化变成稳定的亲水性粘稠胶体 |
| 3 | 破乳剂 | t | 1.5 | 含量 3%的 1，2-丙二醇、甲基环氧乙烷、环氧乙烷的共聚物，其余为水 |
| 4 | 氯化钾 | t | 2 | 无色细长菱形或立方晶体，或白色结晶小颗粒粉末，用作添加剂 |
| 5 | 支撑剂 | t | 40 | 压裂支撑剂是一种石英砂、陶瓷颗粒产品，具有很高的压裂强度，主要用于油田井下支撑，以增加石油天然气的产量 |

**图 3.3-5　钻前工程、钻井工程及储层改造工程工艺流程及污染物排放示意图**

### 3.3.4.4.4 油气集输工程

本方案采用“采油井口→计量阀组→英买 2 转油站→英潜联合站”的布站工艺。

（1）采油井场

本项目新建集输井场 10 座，井场参考塔里木油田公司发布的标准化设计，采用加药不抗硫集输井场（DN80 2.5MPa）。油井井场设摄像头远程监控；所有的油井套压、油井回压、出油温度集成控制信号、井口紧急切断阀（阀门由钻井工程提供）信号均上传新建井场 RTU，再传至转油站、直至中控室。

（2）计量阀组站

在YG1-3井东南侧、YG1-7井西侧分别新建计量阀组站，对4号计量阀组站扩建2井式阀组1套。新建计量阀组站通过新建集输汇管（已建集输管线）接至已建YG1-1汇管及已建电磁加热器加热后混输至英买2转油站处理。

对1#、2#、3#、4#阀组的手动阀门升级为电动阀门。

（3）集油管线

新建DN65　PN40玻璃钢集油管道13.45km；DN150　PN40玻璃钢集油管道6.2km。

本项目集输工程主要工程汇总见表3.3-11。

**表3.3-11　　集输工程主要工程内容表**

| 管道编号 | 管道名称 | 管道输送介质 | 公称直径（mm） | 管道长度（km） | 设计压力（MPa） |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | YM2-3-10集油管道 | 油气水混合物 | DN65 | 0.35 | 2.5 |
| 2 | YG1-4集油管道 | 油气水混合物 | DN65 | 1.2 | 2.5 |
| 3 | YG1-6集油管道 | 油气水混合物 | DN65 | 1.1 | 2.5 |
| 4 | YG2-8集油管道 | 油气水混合物 | DN65 | 2.6 | 2.5 |
| 5 | YG1-5集油管道 | 油气水混合物 | DN65 | 0.7 | 2.5 |
| 6 | YM2-2-1集油管道 | 油气水混合物 | DN65 | 1.3 | 2.5 |
| 7 | YG1-8集油管道 | 油气水混合物 | DN65 | 0.5 | 2.5 |
| 8 | YG2-9集油管道 | 油气水混合物 | DN65 | 3.3 | 2.5 |
| 9 | YG1-7集油管道 | 油气水混合物 | DN65 | 0.2 | 2.5 |
| 10 | YM2-28-1集油管道 | 油气水混合物 | DN65 | 2.1 | 2.5 |
| 11 | YG1-3集油管道 | 油气水混合物 | DN65 | 0.1 | 2.5 |
| 12 | 新建阀组站集输汇管 | 油气水混合物 | DN150 | 6.2 | 2.5 |

### 3.3.4.4.5 注水工程

（1）注水井及注水管线

新建4口老井转注水井井口流程，其中地质注水井2口，地层水回注井2口；新建DN65单井注水管线2.54km，新建DN80单井注水管线6.94km。老井转注水井及新建管线情况见表3.3-12。对8口已建注水井井口流程进行远程流程控制改造。见表3.3-13。

**表 3.3-12 老井转注水井及新建注水管线统计表**

| 序号 | 井号 | 新建管道 km | 规格 | 挂接位置 | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | YG2-5 | 1.10 | DN80 | YG2-1C 井 | 地质注水井 |
| 2 | YG2-6C | 1.44 | DN80 | YM2-8 注水阀井 | 地质注水井 |
| 3 | YM2007 | 2.54 | DN65 | YG2-1C 井 | 地层水回注井 |
| 4 | YM2-21C | 4.40 | DN80 | YM2-3-3 井 | 地层水回注井 |

**表 3.3-13 8 口已建注水井井口流程远程流程控制改造**

| 序号 | 井号 | 井别 | 备注 |
|---|---|---|---|
| 1 | YM2-8 | 地质注水井 | 井口流程已建，无法远程控制 |
| 2 | YM2-14 | 地质注水井 | 井口流程已建，无法远程控制 |
| 3 | YM2-1H | 地质注水井 | 井口流程已建，无法远程控制 |
| 4 | YM2-26-H1 | 地质注水井 | 井口流程已建，无法远程控制 |
| 5 | YM2-12-11X | 地质注水井 | 井口流程已建，无法远程控制 |
| 6 | YM2-16 | 地质注水井 | 井口流程已建，无法远程控制 |
| 7 | YM2-3-3 | 地质注水井 | 井口流程已建，无法计量及远程控制 |
| 8 | YM2-4 | 地质注水井 | 井口流程已建，无法远程控制 |

（2）注水水质

注水水质要求达到采出水水质环评批复执行标准《碎屑岩油藏注水水质推荐指标技术要求及分析方法》（SYT 5329-2022）中 V 级（裂缝孔洞型）水质标准要求，见表 3.3-14。

**表 3.3-14 英买 2 区块注水水质推荐指标统计表**

| 序号 | 控制项目 | 指标 |
|---|---|---|
| 1 | 悬浮固体含量，mg/L | ≤35 |
| 2 | 悬浮物颗粒中值，μm | ≤5.5 |
| 3 | 含油量，mg/L | ≤100 |

（3）注水规模和设计压力

根据地质开发方案预测，注水能力与现状保持一致，注水规模为 1000$m^3$/d。

各注水井注水压力均小于 20MPa，考虑管网压降，因此新建注水管道整体设计压力与现状保持一致，仍为 25MPa。

**3.3.4.4.6 注氮工程**

（1）注氮方式

英买 2 区块注氮井口：部署 27 口（老井），累计注气 3.06 亿方，本次注氮采用第三方井口制氮+注氮服务注气，第三方提供移动制氮注氮橇整套设备 3 套，2 用 1 备，循环注氮。利用老井转注气井情况见表 3.3-15。

**表 3.3-15　利用老井转注气井情况表**

| 序号 | 井号 | 转注气时间 | 注气模式 | 注气量（方/天） |
|---|---|---|---|---|
| 1 | YG2 | 2027 年 | 单元注气 | 4-7 |
| 2 | YG2-7X | 2025 | 单元注气 | |
| 3 | YG2-3 | 2026 | 单元注气 | |
| 4 | YG2-4T | 2025 | 单井注气吞吐 | |
| 5 | YG2-10 | 2025 | 单井注气吞吐 | |
| 6 | YINGTAN1C | 2025 | 单元注气 | |
| 7 | YM2-H10 | 2027 | 单元注气 | |
| 8 | YM2-22 | 2026 | 单井注气吞吐 | |
| 9 | YM2-3-7C | 2025 | 单井注气吞吐 | |
| 10 | YM2-2 | 2027 | 单井注气吞吐 | |
| 11 | YM2-3-2 | 2027 | 单井注气吞吐 | |
| 12 | YM2-16 | 2027 | 单元注气 | |
| 13 | YM2-28 | 2026 | 单井注气吞吐 | |
| 14 | YM2-H24 | 2027 | 单井注气吞吐 | |
| 15 | YM2-3 | 2027 | 单井注气吞吐 | |
| 16 | YM2-15C | 2026 | 单井注气吞吐 | |
| 17 | YM2-11 | 2026 | 单元注气 | |
| 18 | YM2-12-1C2 | 2029 | 单元注气 | |
| 19 | YM2-H9 | 2026 | 单井注气吞吐 | |
| 20 | YG1-1 | 2030 | 单井注气吞吐 | |
| 21 | YG1-3 | 2027 | 单井注气吞吐 | |
| 22 | YM2-14 | 2025 | 单元注气 | |
| 23 | YM2-1H | 2026 | 单元注气 | |
| 24 | YM2-4 | 2028 | 单元注气 | |
| 25 | YM2-3-3 | 2025 | 单元注气 | |
| 26 | YM2-12-5 | 2025 | 单元注气 | |
| 27 | YM2-12-11X | 2026 | 单元注气 | |

（2）单井移动制氮注氮橇工艺流程

采用变压吸附制氮工艺，空气经空压机增压后，经冷却、除油、干燥、过滤进入空气缓冲罐缓冲后，进入 A 吸附塔底，经过分子筛向塔顶流动时，氧、水、二氧化碳均被吸附，产品氮气从塔顶流出。A 塔内分子筛饱和后停止吸附，通过旁路 B 塔进行均压，均压完成后，A 塔通过底部向外排气，压力降至常压脱出吸附的氧水二氧化碳等实现分子筛再生。变压吸附制氮工艺流程图见图 3.3-6，注气井场流程图见图 3.3-7。

**图 3.3-6　变压吸附制氮工艺原理流程图**

**图 3.3-7　注气井场流程框图**

（3）制氮规模

单套制氮装置产量：$5\times10^4Nm^3/d$，单套装置含箱式空气压缩机橇3台，箱式空气净化干燥橇1台，箱式制氮机橇1台，注气压缩机橇1台等。单套制氮注氮橇整套设备见表3.3-16。

**表3.3-16 单套制氮注氮橇整套设备**

| 序号 | 设备名称及规格 | | 单位 | 数量 |
|---|---|---|---|---|
| | 单套制氮注氮橇整套设备包含以下设备 | | | |
| 1 | 空压机组橇（带空冷） | 3台空压机单台300kW（2用1备）AC380V | 座 | 3 |
| 2 | 净化干燥橇（包括油分离器 精细过滤器 干燥机 ） | | 台 | 1 |
| 3 | $2000m^3/h$ 制氮橇装设备 | | 台 | 1 |
| 4 | 往复增压机出口70MPa 400+360kW AC380V | | 套 | 1 |
| 5 | 氮气缓冲罐 $20m^3$ Q345R | | 座 | 1 |
| 6 | 空压机配电橇及增压机配电橇 | | 套 | 2 |
| 7 | 10kV 箱变 1600kVA | | 套 | 1 |

单井井口注氮规模$5\times10^4Nm^3/d$，氮气增压机出口压力：≤70MPa。

（4）注氮井场平面布置图

制氮注氮橇区域50m×26m；注气井场平面布置示意如下：

**图3.3-8 注气井场平面布置图**

### 3.3.4.5 配套工程

#### 3.3.4.5.1 给排水工程

（1）给水

施工期用水主要包括生产用水和生活用水，施工期用水采用罐车拉运。

单井钻井用水量共计约$1496m^3$，主要用于配制泥浆；管道试压用水，管道试压用水由罐车拉运至井场，用水量共计约$72.82m^3$，主要用于管道试压。施工人数约60人，钻井施工期160天，地面工程施工6个月（180天），根据《新疆工业和生活用水定额》，生活用水量按 40L/d•人计，施工期生活用水量总计约$816m^3$。运营期井场、站场为无人值守场站，不新增生活给水。

（2）排水

施工期废水主要为生活污水、钻井废水、试压废水、酸化压裂废水。生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至沙雅县兴雅生活污水处理厂处理。钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入振动筛处理，处理后的液相全部回用于钻井液配制，不外排。管线试压废水用于洒水抑尘；酸化压裂废水采用专用废液收集罐收集，作为二次改造液对英买2区块内老井储层进行二次改造，改造后见油气显示，随油气输至英买2转油站处置，改造后若再次返排压裂液，则罐装收集后直接拉运至英买2转油站处理。

运营期工作人员内部调配，无生活污水产生。生产废水主要为采出水、井下作业废水。采出水输送至英买2转油站处理，处理达标后回注；井下作业废水采用专用回收罐收集后运至英买2转油站采出水处理系统处理。

**3.3.4.5.2 供配电工程**

（1）新建10口油井：新建户外动力配电箱10面，柱上变10基，10kV电力线路33.5km及井场配电。

（2）已建2口注气井：新建户外动力配电箱2面，柱上变2基，新建10kV电力线路2km。

（3）已建12口注水井：新增设备配电。

（4）改造4座阀组：新增设备配电。

（5）新建2座阀组：新建户外动力配电箱2面，柱上变2基，新建10kV电力线路1km及井场配电。

**3.3.4.5.3 自控工程**

（1）新建10口油井，参照油井标准化进行仪表和控制系统设计。

（2）新建2座4井式计量阀组站：配套共16台电动执行机构；新建2套PLC控制系统，实现远程选井。

（3）计量阀组改造：1#2#3#4#计量阀组手动阀增加电动执行机构共130台，4#计量阀组扩建2井式即扩建4台电动阀，共134台电动执行机构。同时2#3#4#计量阀组设置PLC控制系统共3座，实现远程选井。

（4）10口注水井及2口回注井：新增高压流量自控仪12台，新增压力变送器共9台。YM2-3-3注水井及YM2-21C回注井各新建一台RTU控制柜，共2台。

（5）注气井27口：注氮橇PLC控制系统数据上传。

（6）英买2转油站DCS系统、英买生产指挥中心SCADA系统、A11系统对本项目新增点位进行扩容组态调试。

**3.3.4.5.4 通信工程**

（1）新建管道同沟敷设光缆20.7km，沿电力线架空光缆2.4km。

（2）新建10口单井通信标准化设计。

（3）新建2座阀组配套通信设计：视频监控、数据传输。

（4）2座老井配套通信设计：视频监控、数据传输。

**3.3.4.5.5 防腐保温**

（1）防腐

管道外壁表面喷砂除锈Sa2.5级，电伴热保温钢质管道外壁采用耐高温环氧酚醛底漆（130~150μm）+耐高温环氧酚醛面漆（120~150μm），总厚度250~300μm。其他保温钢质管道外壁采用1道无溶剂环氧底漆（100μm）+1道环氧云铁中间漆（100μm），防腐层总干膜厚度≥200μm。过路套管内外壁无溶剂环氧涂料，普通级，4道，总干膜厚度≥400μm。

注水管线采用注水管线采用柔性复合高压输送管不做外防腐；柔性复合管的金属接头处应做防腐处理，防腐层选用加强级聚乙烯胶粘带防腐层（厚度≥1.4mm，搭接55%）。加强级聚乙烯防腐胶带的性能指标应符合《石油天然气站场管道及设备外防腐层技术规范》SY/T7036-2016中的有关规定。

（2）保温

地上管道保温采用憎水软质复合硅酸盐绝热管壳。埋地管道保温材料选用硬质聚氨酯泡沫塑料。

**3.3.4.5.6 消防工程**

各井场、站场分别设置一定数量不同类型、不同规格的移动式灭火设备。

**3.3.4.5.7 道路工程**

新建新钻井通井道路4.4km，路基宽6.5m，砂石路。

#### 3.3.4.6 依托工程

##### 3.3.4.6.1 英买2转油站

英买2转油站包含于《英买力油田英买2奥陶系油藏开发调整方案项目》中，《英买力油田英买2奥陶系油藏开发调整方案项目环境影响报告表》于2018年7月8日取得原阿克苏地区环保局《关于对英买力油田英买2奥淘系油藏开发调整方案项目环境影响报告表的批复》（阿地环函字[2018]276号），2021年5月该项目通过自主验收。

（1）工艺流程

英买2转油站于2012年建成投产，接收各计量阀组及油井井口来油，具有原油脱水，含水原油加热、泵输，伴生气增压，污水处理回注，含水原油事故储存等功能。设计处理液量2400t/d、天然气$8\times10^4m^3/d$，采出水处理规模$1500m^3/d$。原油脱水单元采用两段密闭脱水工艺，一段采用三相分离器进行游离水脱除，二段采用热化学沉降脱水。站外来液在三相分离进行分离、沉降、游离水脱除，处理后的含水油升温后经热化学脱水器处理为含水10%的低含水油，外输低含水油经外输泵升压、计量后外输至英潜联合站；分离出的伴生气英买2转油站自耗，剩余部分增压后由外输管道混输至英潜联合站；沉降出的含油污水进采出水处理单元处理后回注。英买2转油站工艺流程图见图3.3-7。

**图3.3-9　　英买2转油站工艺流程图**

英买2转油站油气系统主要设备情况表3.3-17，平面布置图见图3.3-10。

**表 3.3-17　英买 2 转油站油气系统主要设备情况**

| 分类 | 规格 | 数量 | 设计能力 | | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | 单台 | 合计 | |
| 三相分离器 | Φ3.0×15m | 2 台 | 2400t/d | | 1 台作备用，同时兼作热化学脱水器的备用设备 |
| 热化学脱水器 | Φ3.6×20m | 1 台 | 2100t/d | | |
| 输油泵 | ASD80-240/14(B)M H=500m | 3 台 | Q=50m³/h | Q=150m³/h | |
| 真空加热炉 | 1.0MW | 2 台 | 1.0MW | 2.0MW | |
| 真空加热炉 | 2.0MW | 1 台 | 2.0MW | | |
| 天然气除油干燥器 | Φ1400×5866 | 1 台 | | | |
| 事故罐 | 1000m³ | 1 台 | 1000m³ | 1000m³ | |
| 天然气增压单元 | 1.9×10⁴m³/d | 1 台 | 1.9×10⁴m³/d | 1.9×10⁴m³/d | |

**图 3.3-10　英买 2 转油站平面布置图**

（2）采出水处理系统

本项目注水依托英买 2 转油站，站内建有采出水处理系统，采用“大罐缓冲沉降”工艺，设计规模 1500m³/d，目前实际运行规模 613m³/d，处理后的合格采出水全部用于区块内地质注水，目前未加注药剂。

工艺流程：三相分离器来水进入缓冲沉降罐油水分离后，通过注水泵增压回注。采出水处理工艺流程见图 3.3-11。

**图 3.3-11　采出水处理工艺流程图**

根据英买 2 转油站例行监测数据，英买 2 转油站采出水处理系统处理后的实际平均出水水质统计见表 3.3-，可满足采出水水质环评批复执行标准《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》SY/T 5329-2022 中 V 级注水水质要求：“悬浮物≤35mg/L、粒径中值≤5.5μm、含油≤100mg/L”。

表 3.3-18　英买 2 转油站采出水出水水质统计表

| 序号 | 时间 | 处理水量 $m^3/d$ | 沉降罐进口 | | 喂水泵入口 | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | 悬浮固体含量，mg/L | 含油量，mg/L | 悬浮固体含量，mg/L | 悬浮物颗粒直径中值，μm | 含油量，mg/L |
| 1 | 2025-01-17 | 509 | 10.53 | 2.20×101 | 10.30 | / | 6.94 |
| 2 | 2025-02-09 | 538 | 3.44 | 2.17×101 | 6.07 | / | 5.5 |
| 3 | 2025-03-07 | 535 | 10.4 | 2.69×101 | 10.2 | / | 3.37 |
| 4 | 2025-04-13 | 442 | 6.1 | 2.32×101 | 26.91 | 3.186 | 2.51 |
| 5 | 2025-05-14 | 519 | 9.2 | 6.07×101 | 10.25 | 2.69 | 8.66 |
| | 平均 | 509 | 9 | 3×101 | 13 | 3 | 5 |

根据可研提供，英买 2 转油站现在富余能力以及本项目产液依托英买 2 转油站处理能力可行性分析见表 3.3-。

**表 3. 3-19　　英买 2 转油站依托可行性分析一览表**

| 单元名称 | 处理能力 | 实际处理量 | 剩余处理量 | 方案新增产能 | 依托可行性 |
|---|---|---|---|---|---|
| 原油处理量 t/d | 2400 | 1062 | 1338 | 66 | 可依托 |
| 伴生气处理量 $10^4m^3/d$ | 8 | 0.3 | 7.7 | 0.2 | 可依托 |
| 采出水 $m^3/d$ | 1500 | 613 | 800 | 384.65（采出水） | 可依托 |
| | | | | 380t/a（井下作业废水） | 可依托 |

综上可知，英买 2 转油站原油、伴生气、采出水、井下作业废水富余量可以满足本项目处理要求，依托可行。

**3.3.4.6.2 克拉苏钻试修环保站**

《克拉苏钻试修环保站废弃磺化泥浆岩屑处理项目环境影响报告表》于 2019 年 5 月取得批复(阿地环函字[2019]260 号)，并于 2019 年 12 月 30 日取得竣工环境保护验收意见(阿地环函字[2019]834 号)（见附件）。

克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站位于拜城县西南部，中心地理坐标为　，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。

克拉苏钻试修废弃物环保处理站设计钻井聚磺泥浆体系固废处理规模 $100m^3/d$，钻试修废水处理规模 $300m^3/d$。占地面积约 $99725m^2$，站址由西向东依次为 $15000m^3$ 聚磺泥浆暂存池、循环水池、固废处理装置区、$200m^3$ 危化暂存库、污水处理装置区、隔油池、污水暂存池。

（1）磺化泥浆废弃物处理工艺

废弃磺化泥浆岩屑首先需在配浆池中加水配制成泥浆，然后进入除油池进行除油：通过向液体中加入除油剂并通入空气，空气以微小的气泡从水中析出作为载体，使废水中的油质及悬浮物粘附在气泡上，随气泡一起上浮至水面，形成气、水、颗粒(油)三相混合体，再进入污油沉降罐进行油水分离，上部油品含水率小于5%，回收油品销售处理，沉降罐底部液体部分循环用于配制泥浆。除油后通过管道输送至脱附反应系统絮凝助凝破胶罐。脱附反应系统主要对浆状磺化泥浆废弃物絮凝破胶。首先加入pH调节剂调整pH值，然后将十六烷基磺酸钠、硫酸铝和聚合氯化铝经配药罐加水配药后泵入脱附反应系统与浆状废弃物充分混合，在该罐中反应5小时，使泥浆破胶破稳，泥土吸附的有机物(磺化酚醛树脂、磺化褐煤树脂)和溶解态重金属进入水相，泥土吸附的有机物尽量少，泥水易分离。完成氧化破胶后的泥浆和岩屑被带式输送机输送至固液分离系统的真空滤带机，实现固液分离，产生的泥饼堆放到合格泥土堆场；分离后的废水进入水处理系统。

（2）水处理工艺

一体化水处理系统包括絮凝沉降、酸化曝气、微电解氧化、二级氧化、絮凝中和沉降、过滤等步骤，属于AOP处理工艺。具体废水处理装置功能特点如下：

①絮凝沉降：目的是将泥水分离后得到的废水中的悬浮物和胶体物质通过絮凝去除，去除悬浮固体的同时，也除去部分有机物等。

②酸化曝气：去除水中部分有机物，同时调节水的pH值，确保之后的微电解反应保持在酸性状态下进行。将沉降后的废水中加入一定量的pH调节剂，在曝气条件下，反应一段时间后泵入微电解反应罐。

③微电解氧化：去除水中有机物。在微电解罐中的微电解填料与水中已经加入的酸、氧化剂以及后加的微电解助剂共同组成较佳的反应条件，利用微电解和氧化剂的加氢开环、羟基自由基氧化、产生的亚铁离子和铁离子的絮凝和吸附等作用，降低水中COD含量。

④二级氧化罐：微电解后的废水中含有亚铁离子等，与加入的过氧化氢组成还原氧化体系，产生氧化性强的无选择性的羟基自由基氧化降解水中的有机物。

⑤二次絮凝、中和沉降罐：确保废水的pH值在6～9之间，加入聚丙烯酰胺和氢氧化钠絮凝沉降水中的絮体和重金属，从而降低水中COD和重金属含量。在废水中加入中和剂和絮凝剂后，静置沉降使絮体与水分离。

⑥过滤装置：进一步除去水中的悬浮物含量。经过活性炭过滤，保证出水中悬浮物含量低。出水大部分回用，一小部分用于场地和合格岩屑堆场洒水抑尘。

⑦反渗透装置：反渗透是一种借助于选择透过(半透过)性膜的功能以压力为推动力的膜分离技术，当系统中所加的压力大于进水溶液渗透压时，水分子不断地透过膜，经过产水流道流入中心管，然后在一端流出水中的杂质，如离子、有机物、细菌、病毒等，被截留在膜的进水侧，然后在浓水出水端流出，从而达到分离净化目的。反渗透系统排出的净水进行反冲洗设备、绿化或洒水抑尘，浓缩水回用于配浆。

（3）依托可行性

克拉苏钻试修废弃物环保处理站设计钻井聚磺泥浆体系固废处理规模100$m^3$/d（36500$m^3$/a），剩余处理规模为56$m^3$/d（20440$m^3$/a），本项目施工期聚磺体系钻井岩屑1314.76$m^3$，克拉苏钻试修废弃物环保处理站设计钻井聚磺泥浆体系固废处理剩余规模远大于本项目聚磺体系钻井岩屑产生量，因此本项目聚磺体系钻井岩屑可依托克拉苏钻试修废弃物环保处理站进行处理。

**3.3.4.6.3 英买7固废场**

（1）基本情况

英买7固废场位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区新和县英买力作业区英买7集气站西南侧800m处，项目中心地理坐标为：　　。日均处理生活垃圾量1.5t、工业固废2.74$m^3$，年均处理生活垃圾量547.5t、工业固废1000$m^3$。共有4个固废填埋池，其中生活垃圾填埋池2个，总库容10000$m^3$，有效容积约为8000$m^3$，设计使用年限为10.44年；工业固废填埋池2个，总库容10000$m^3$，有效容积约为8000$m^3$，设计使用年限为8年。英买7固废场主要收集塔里木油田分公司英买力作业区职工在工作、生活中产生的各类生活垃圾和建设过程中产生的一般工业固废（不包括含油废物等危险固废）。英买7固废场新建工程于2017年12月16日取得原阿克苏地区

环境保护局批复(阿地环函字〔2017〕656号)，并于2019年7月22日塔里木油田分公司英买油气开发部开展自主验收(油英买质健安环委〔2019〕3号)。

（2）依托可行性

本项目施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等，产生量约为5.83t，不可回收利用部分拉运至英买作业区英买7固废场填埋处置。英买7固废场目前工业固废富余处理能力为5000m$^3$，本项目施工期产生的一般工业固废约0.56t，富余处理能力可以满足处理需求。

**3.3.4.6.3 沙雅县生活垃圾填埋场**

本项目施工期产生的生活垃圾拉运至沙雅县生活垃圾填埋场填埋处置。沙雅县生活垃圾填埋场位于县城以北10km处，一期处理规模为90t/d，二期处理规模为200t/d。该填埋场建设工程于2009 年取得环评批复，2010年开工建设，2011年12月竣工投入使用，可接收本项目施工期产生的生活垃圾。

## 3.4 工程分析

### 3.4.1 工艺流程及产排污节点

#### 3.4.1.1 施工期

施工期主要包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程、油气集输工程、注水工程、注氮工程等内容，工艺流程及排污节点分述如下：

**3.4.1.1.1 钻前工程**

1）道路建设

首先确定道路中心线，并对其进行详细放样，对重要坐标点进行标识和增加控制点，基准高程标桩的坐标控制点位和水准点位。采用推土机、挖掘机清除道路范围内的表土，保证基底土的密实，挖出的表土集中堆存于施工作业带内，并进行必要的苫盖及挡护措施。按照路面结构设计厚度进行路基填筑，砂砾外购于周边砂石料厂，采用自卸卡车运至施工现场，摊铺机摊铺，采用推土机压实，平地机整平，再用压路机碾压，确保底基层成活后顶面高程和压实度符合设计要求。

本项目充分利用现有干线道路，修建从井场至干线道路的井场道路合计约4.4km，井场砂石路路基宽度为6.5m，临时占地为道路两侧各2m范围。

2）井场建设

根据井场平面布置图，先对井场进行初步平整，然后利用挖掘机对放喷池等池体进行开挖，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。

钻前工程主要废气为施工扬尘、施工机械尾气，通过洒水抑尘减少扬尘产生量。废水主要为生活污水，生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至沙雅县兴雅生活污水处理厂处理。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土方、生活垃圾。井场建设期间产生的土方用于场地平整；生活垃圾定点收集，定期清运至沙雅县生活垃圾填埋场填埋处置。

**3.4.1.1.2 钻井工程**

钻井工程主要为设备搬运及安装、钻井、录井、测井等。

钻井工程采用常规旋转钻井工艺，使用的钻机为电钻机，钻井期间供电从附近电网引入，柴油发电机作为备用电源。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。

钻井采用泥浆不落地系统，聚合物体系钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，采用泥浆不落地技术在井场进行无害化处理，处理后进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，同时石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值（含油率＜0.45%）后用于铺垫油区内的井场、道路等，一次处理后检测不合格，现场进行二次处理，达标后用于铺垫油区内的井场、道路等。聚磺体系钻井岩屑随泥浆经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相清运至克拉苏油田钻试修废弃物环保处理站处理。

钻井中途需要停钻，以便起下钻具更换钻头、下套管、固井、替换钻井液和检修设备。钻井用泥浆在泥浆罐内配制，在钻井过程中根据地层对泥浆性能的要求不

同在循环泥浆中添加不同量原料，配制泥浆用原料暂存于井场泥浆罐区旁材料区内，配制时由人工破袋加入泥浆罐中。

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

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

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

钻井工程表层钻井液为膨润土泥浆，钻井时泥浆会粘附在井壁上，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。

拟建工程钻井期间主要废气为施工扬尘、井场建设及设备安装期间施工机械尾气，通过洒水抑尘减少扬尘产生量。废水主要为钻井废水及生活污水，钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段全部用于配制钻井液，在钻井期间综合利用；生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至沙雅县兴雅生活污水处理厂处理。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。固体废物为钻井期间产生的生活垃圾、钻井泥浆及岩屑、机械检修时会产生少量废机油等；钻井采用泥浆不落地系统，聚合物体系钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，采用泥浆不落地技术在井场进行无害化处理，处理后进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物

综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，同时石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值（含油率＜0.45%）后用于铺垫油区内的井场、道路等，一次处理后检测不合格，现场进行二次处理，达标后用于铺垫油区内的井场、道路等。聚磺体系钻井岩屑钻井岩屑随泥浆经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相清运至克拉苏钻试修环保站处理。废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料收集后暂存于撬装式危废暂存间中，由区域具有危废处置资质的公司接收处置；生活垃圾定点收集，定期清运至沙雅县生活垃圾填埋场填埋处置。

**3.4.1.1.3 储层改造工程**

储层改造工程主要为酸化、测试放喷等工艺。

（1）酸化

采取酸化解堵改造工艺，提高地层渗流能力，使堵塞物在较小压差下排出地层，从而疏通地层孔喉，提高产能。经按比例配制好的酸化液由酸罐车拉运至井场暂存，通过加压泵由井口泵注酸液，依靠酸液和储层堵塞物溶蚀，使堵塞物在较小压差下排出地层，可提高油层渗透性，从而达到增产的目的。酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，作为二次改造液对英买2区块内老井储层进行二次改造，改造后见油气显示，随油气输至英买2转油站处置，改造后若再次返排压裂液，则罐装收集后直接拉运至英买2转油站处理。

（2）测试放喷

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

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

储层改造工程主要废气为放喷期天然气燃烧产生的废气及施工机械尾气。废水主要为生活污水及酸化压裂废水，生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至沙雅县兴雅生活污水处理厂处理；酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，作为二次改造液对英买2区块内老井储层进行二次改造，改造后见油气显示，随油气输至英买2转油站处置，改造后若再次返排压裂液，则罐装收集后直接拉运至英买2转油站处理。

噪声为压裂设备噪声及测试放喷高压气流噪声，通过定期检修施工设备、合理布置作业任务，避免局部噪声过高。固体废物为生活垃圾，定期清运至沙雅县生活垃圾填埋场填埋处置。

**图 3.4-1 钻井工艺流程及污染物排放示意图**

#### 3.4.1.1.4 地面工程建设

本项目地面工程主要包括井场、站场设备安装及管线连接，管线敷设等。

（1）井场、站场建设

本项目计划新建标准化井场10座，新建计量阀组站2座，对4号计量阀组站扩建2井式阀组1套等。施工期主要为井场、站场场地清理，井场、阀组站的设备安装以及井场、站场内管线连接。设备安装首先需进行场地平整，设置施工车辆临时停放场地，将采油设备拉运至井场或进行安装调试，同时进行站内建筑物建设。地面工程施工结束后，对施工场地临时占地进行平整恢复，清除井场、站场临时占地内水泥基础、各类池体防渗层并进行平整。

2）管线建设

本项目新建集油管线共计19.65km，新建注水管线9.48km。管线施工工艺流程详见图3.4-1。

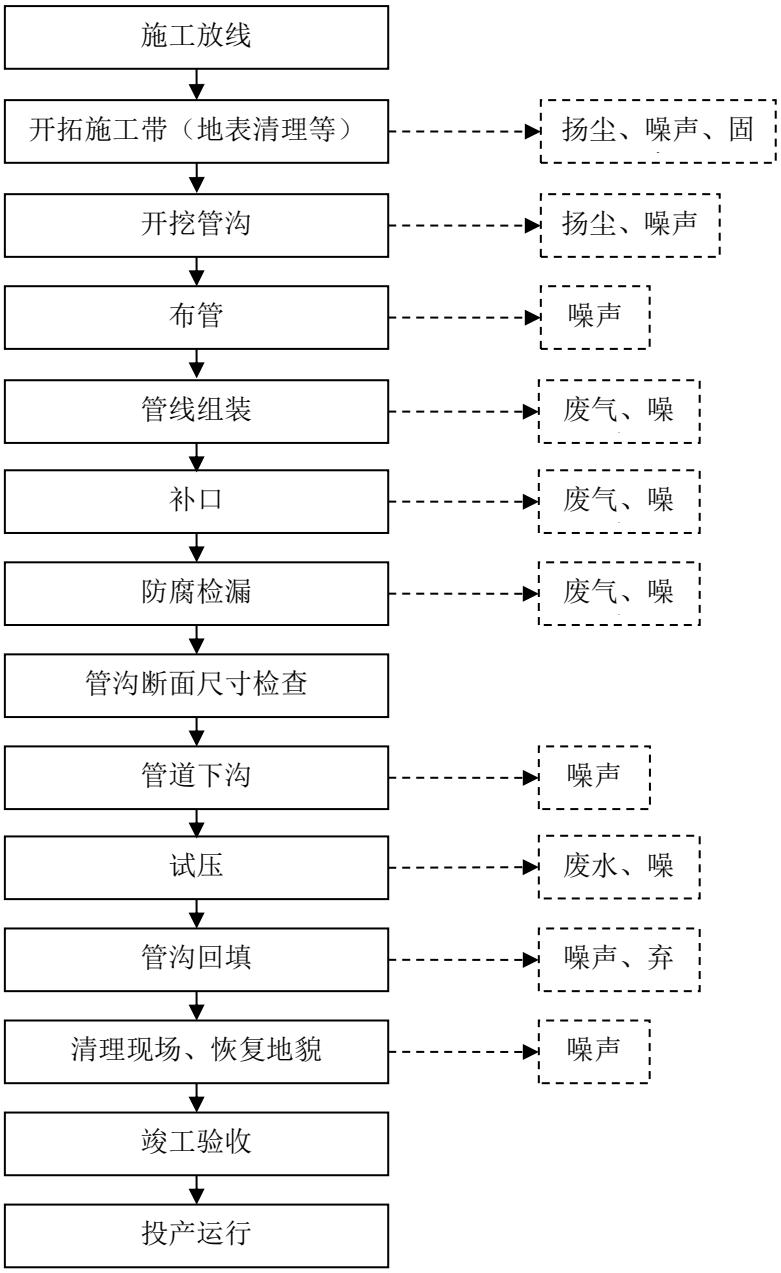


**图 3.4-1　　管线施工工艺流程及产污环节示意图**

管线施工工艺流程简介：

①施工放线

施工放线时，施工单位必须对设计图纸进行现场核对，根据设计图纸进行放线，打百米桩，标桩上注明标号、里程、高程，转角桩应注明角度、外矢矩及切线长度，在地形起伏及较大拐弯处应打加密桩。施工时按管道两侧土地占用范围划定临时用地边界线，特殊地段增加用地宽度时应与当地有关部门协商。

②施工前土地清理

施工前需对场地进行平整，设置施工车辆临时停放场地。施工期间可依托已有道路和拟建的巡检道路进行作业，沿设计的管线走向设置宽度约 8m 的作业带（穿越天然林区域 6m）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。

管道施工前，生产单位协助施工单位，彻底检查管道施工区域内是否有埋地管线及电缆，新建管线与已建管线之间保证 300mm 净距、与电缆之间保证 500mm 净距，与已建气管线交叉时要保持 250mm 净距，以保证生产和施工安全。

③管沟开挖

工程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 1.0m，沟深 1.5m，管沟边坡比为 1:1，开挖过程中对管沟区挖方单侧堆放，以机械开挖为主，人工为辅。管线与电(光）缆交叉时，净距不小于 0.5m，并对电(光）缆采取角钢围裹的保护措施；与管线交叉时，两管线之间净距不小于 0.3m，并设置废旧轮胎等方法将管线隔离。开挖到设计深度位置，并对管沟底进行夯实、铺小颗粒原土、下管。将管线分段吊装至管沟内，管线下沟后，方可进行管线连接作业，管道与沟底表面贴实且放置在管沟中心。

④管线组装

本项目单井集油管道管材选用玻璃钢管道，井场及站内管线采用 20G 无缝钢管。

⑤管道下沟

管段下沟前，需清除沟中的石块及塌方泥土、积水等，对管道进行外观检查并及时修补；管段下沟时，不允许任何导致管段产生弯折、永久性变形、破坏管材的现象出现；管段下沟后，在不受外力的条件下，应与沟底表面贴实且放到管沟中心位置。如出现管底局部悬空应用细土填塞，不得出现浅埋。管道施工示意图见图 3.4-2。

**图 3.4-2 管道施工示意图**

⑥吹扫与试压

管道在试压前应进行吹扫，当吹扫出的气体无铁锈、尘土、焊渣、水等脏物时为合格，吹扫气体在管道内流速应大于 20m/s。

集输管线试压介质采用中性洁净水；燃料气管线使用空气试压。有高差的管道，应考虑静水压的影响，管道试验压力应以高处的压力表为准，各试压段的最低点强度试验压力应保证该试压段最低点的管道环向应力不超过其屈服强度的 95%，且最高点压力应为管道设计压力的 1.5 倍。

试压过程中有泄漏时，不得带压修理。缺陷修补后应重新进行试压直至合格。

⑦穿越工程

A.穿越生态保护红线

本项目 YG1-4 井、YG1-8 井集油管线定向钻穿越塔里木河流域土地沙化防拉与生物多样性维护生态保护红线区 150m，采用定向钻穿越方式。定向钻穿越是一种较先进的管道穿越施工方法。定向钻穿越的管道孔在生态保护红线地面以下，具有不破坏地面、不扰动地面等特点。拟建工程定向钻入土点、出土点均设在生态保护红线外，不会对生态保护红线地貌等产生影响。穿越工程入土点一端设钻机安装场地、泥浆池、蓄水池；穿越出土点一端设置组焊拖管场地等。定向钻穿越场地布置情况见图 3.4-3 所示。

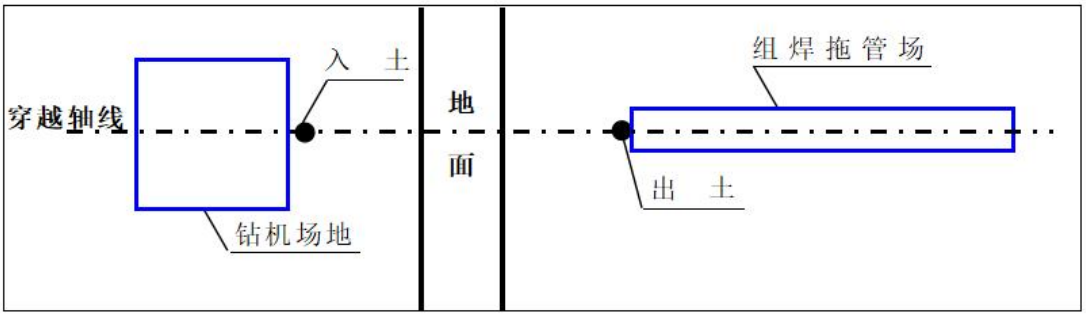


**图 3.4-3 定向钻穿越场地布置图**

定向钻技术是按预先设定的地下铺管轨迹靠钻头挤压形成一个小口径先导孔，随后在先导孔出口端的钻杆头部安装扩孔器回拉扩孔，当扩孔至尺寸要求后，在扩孔器的后端连接旋转接头、拉管头和管道，回拉铺设地下管道。定向钻施工过程如下：

a.施工准备，首先工作人员熟悉图纸及穿越地质资料，分析讨论后制定施工技术措施。

b.测量放线，确定穿越出入土端钻机的中心线、入土点和出土点的边界线等。

c.根据现场情况，平整钻机安装场地和组焊拖管场地。

d.钻机组装，根据放线情况和入土点位置，确定发射坑位置，钻机就位，组装并进行试运转。

e.钻导向孔，调试完毕后，组装地下仪表单位，连接钻头、泥浆马达与蒙乃尔管，试喷泥浆，检查钻头水嘴，按照设计曲线采用钻机推进，由泥浆马达带动钻头旋转的工艺钻导向孔，其中泥浆由膨润土加水在泥浆罐内配置而成，其在定向钻钻进过程中起到润滑、冷却、清扫钻头岩屑、携带岩屑、稳定孔壁的作用。

f.预扩孔作业，钻头出土后，卸下钻头与蒙乃尔管，根据地质情况进行预扩孔。

g.回拖管道，穿越管段经焊接等预制完成，经试压及通球吹扫合格后，在管段端部焊上拖拉头，管道下沟，连接中心定位器，切割刀、扩孔器、旋转接头、U型环、拖拉头和管道。准备完成后开始回拖。

h.管道试压，连接完成后对管道进行吹扫，保持管道内清洁，并进行试压，采用清水试压。

i.设备离场，回拖完毕后，将钻机设备搬迁撤离。

j.恢复地貌，定向钻穿越施工完毕后，及时进行场地清理和地貌恢复。

在定向钻施工过程中，产生的泥浆（主要由膨润土和水配置而成，具有良好的成孔、护壁性能以及高效的携砂和润滑性能）大部分通过泥浆循环系统回收再利用。对不能回收利用的少量泥浆经泥浆池沉淀干化，由施工单位清运出施工场地，用于填坑、铺通井场路。定向钻施工工艺示意图见图3.4-4至图3.4-5。

**图3.4-4 钻导向孔示意图**

**图3.4-5 预扩孔示意图**

**图3.4-6 管道回拖示意图**

B.已建管道和已建光纤、电缆穿越

管道与原有埋地管道、光（电）缆交叉时，应从管道、光（电）道下方通过。新管道与其他管道交叉处必须保证0.3m 净空间距，为避免管道沉降不能满足间距要求，以及避免管道防腐层受损伤而发生交叉管道电气短路，采用绝缘材料垫隔（如汽车废外胎衬垫）。管道和光（电）缆交叉穿越的净空距离应保证不低于0.5 米。

穿越施工前应探明其准确位置和埋深，靠近已建管道和已建光纤、电缆段的管沟采用人工开挖。

**图 3.4-7　管线与已建管线穿越示意图**

C.公路穿越

管道穿越I、II级公路，油田路等应加保护套管。单井管线采用单管穿越， 即设单管保护套管。保护套管内径一般应比输送管外径大 100mm，套管端部伸出路基坡脚外不小于 2m。

D. 管线穿越干沟时，局部埋深为距沟底1.5m，采用大开挖方式敷设，施工完 后，需压实覆土。

E. 遇到农田灌溉渠时，采用定向钻或顶管穿越。

⑧管沟回填

管道下沟后应及时进行管沟回填，管道穿越地下电缆、管道、构筑物处的保护处理，应在管沟回填前按设计的要求配合管沟回填施工。

回填前应清除管沟中的杂物，应检查管沟底部是否平整，管道下面的回填土是否夯实，管道在沟底是否有悬空的现象，检查管道埋深是否符合设计文件要求。

管沟回填应分两次进行，第一次回填在试压前进行，应先用人工回填，用细土或沙回填管道两侧和管顶上部，当回填至管顶以上 500mm 左右时，进行夯实，之后可采用机械回填，第一次回填应留出接头部位。第二次回填在试压合格后进行，管沟回填后，回填土应高出自然地面 300mm，沿管线铺设方向形成垄，作为管道上方土层自然沉降富余量，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。

**管线施工过程中废气污染源为施工扬尘、施工机械及运输车辆尾气，土方开挖和倾卸时产生的扬尘，通过控制倾卸高度减少扬尘产生量；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；废水污染源主要为试压废水，由管内排出后循环使用，试压结束后用于洒水抑尘；生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至沙雅县兴雅生活污水处理厂处理。固体废物为管沟开挖产生的土方、管道焊接及吹扫废渣及生活垃圾，土方**

**施工结束后用于回填管沟及场地平整；生活垃圾定期清运至沙雅县生活垃圾填埋场填埋处置，管道焊接及管道吹扫产生的废渣运至英买7固废场填埋处置。**

**3.4.1.2 运营期**

拟建工程工艺流程主要包括油气开采、集输、井下作业。

（1）油气开采

根据英买2区块目前生产情况、气藏性质和配产情况，选择开采方式为：早期采用衰竭式开发，结合油藏单元储层类型、驱动方式、能量及新井实施节奏，后期择机注水、注气开发。

（2）油气集输

英买2区块油气集输以二级布站为主，主要采用单管不加热输送流程（部分单井季节性采用电磁加热器升温），原油从井口输到计量阀组间，计量阀组间汇集后进入英买2转油站处理。经英买2转油站脱水后的含水油经外输泵升压、计量后外输至英潜联合站泵输，分离出的伴生气本站自耗，剩余部分增压后由外输管道混输至英潜联合站，沉降出的含油污水进英买2转油站采出水处理系统处理后回注。

（3）井下作业

井下作业主要包括压裂、酸化、洗井、修井、清蜡、除砂、侧钻等。

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

酸化压裂主要用于油气藏的改造。经按比例配制好的压裂液、酸化液由压裂车及酸罐车拉运至井场暂存，通过混砂车将压裂液及支撑剂按一定比例混合后，利用地面加压泵组，向地层注入高于地层破裂压力的前置液，随即在井底附近产生高压，当压力超过井壁附近地应力和岩石抗张强度后，在地层中形成裂缝，继续将带有支撑剂(石英砂、陶粒）的压裂液注入裂缝中，支撑剂留在地层中，形成填砂(或陶粒）裂缝带。造成人工裂缝后，继续泵注酸液，依靠酸液和地层的不均匀溶蚀，把裂缝壁面刻蚀成凹凸不平的表面，可提高气层渗透性，从而达到增产的目的。

洗井、修井、清蜡和除砂作业均是在采油井使用一段时间后，因腐蚀、结垢、机具磨损和损坏等所采取的工艺措施。修井时一般需要将井管全部拔出，以便更换损坏的井管和机具；洗井采用活动洗井车密闭洗井。

**油气开采、集输过程中废气污染源主要为井场、站场无组织废气（$G_1$），采取密闭集输工艺；废水污染源主要为采出水（$W_1$）和井下作业废水（$W_2$），其中采出水经英买 2 转油站采出水处理系统达标后回注地层，井下作业废水依托英买 2 转油站采出水处理系统处理；噪声污染源主要为采气树（$N_1$）、井下作业设备（$N_2$）运行产生的噪声，采取基础减振的降噪措施。固体废物为井下作业过程中产生的落地油和场地清理环节产生的废防渗材料等。**

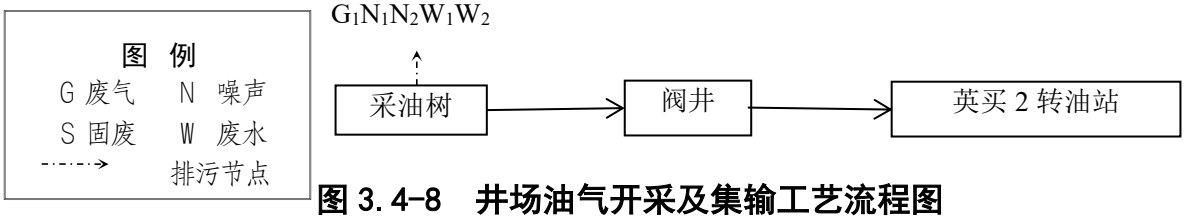


**图 3.4-8　井场油气开采及集输工艺流程图**

（4）注水工艺

地层能量降低后拟建工程将根据注水开发指标选取 12 口注水井进行注水开采，其中老井转地质注水井 2 口、老井转地层水回注井 2 口，利用区块内已建 8 口注水井。注水水源来自英买 2 转油站采出水处理系统处理达标水，水质可达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标技术要求及分析方法》（SYT5329-2022）中 V 级。英买 2 转油站处理达标后的采出水通过现有+新建的注水管线输送至各注水井后注入地层或地质。

（5）注气工艺

采用“移动制氮注氮橇→井口注氮”的方式，本项目根据注气开发指标选取 27 口注氮井进行注气开采。本次注氮采用第三方井口制氮+注氮服务注气，第三方提供移动制氮注氮橇整套设备 3 套。通过制氮装置在井场制造氮气，再通过注氮装置增压后通过井口注入地层。本项目井场注气时仅注气，不采油，目的为增加地层能量，有助于临近井场油气开采。

本次选择变压吸附制氮法进行制氮，工作原理如下：变压吸附制氮是基于吸附剂对空气中不同组分的吸附选择性以及吸附量随压力变化而变化的特性。空气中主要成分是氮气（约 78%）、氧气（约 21%）、氩气（约 0.93%）和其他微量气体。吸附剂在较高压力下对氧气、二氧化碳等杂质气体有较强的吸附能力，而对氮气的吸附能力相对较弱。当空气在一定压力下通过装有吸附剂的吸附塔时，氧气、二氧化碳等杂质被吸附在吸附剂表面，氮气则穿过吸附床层被收集起来，从而实现氮气和其他气体的分离。当吸附剂吸附达到饱和后，通过降低压力使吸附剂解吸再生，排出被吸附的杂质气体，然后吸附塔可以进行下一轮的吸附过程。

井口移动注氮橇通过电能驱动，吸附剂为碳分子筛，正常运行过程中污染物主要为设备运行噪声及设备定期维护产生的废润滑油，无废气、废水等产生及排放。

**3.4.1.3 退役期**

随着油气开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。

首先将固化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。

完成封井后，拆除井口装置，地下截去一定深度的表层套管；将永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫清理，清除各种固体废物。然后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，成为污染地下水的通道。

退役期废气污染源主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施；噪声污染源主要为车辆噪声，要求合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；固体废物主要为封井过程中产生的废弃管道、建筑垃圾等，建筑垃圾收集后送周边工业固体废物填埋场填埋处置。废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

**3.4.2 施工期环境影响因素分析**

本项目施工过程中占用土地，对地表植被及土壤环境造成一定的扰动。同时施工期间将产生废气、废水、噪声、固废等，对区域大气环境、声环境、地下水环境等产生一定的影响。

**3.4.2.1 生态影响因素**

生态影响主要体现在井场、管线等建设阶段，如占用土地、施工对地表植被的影响、土壤扰动等。管道开挖产生的弃土及时回填至管沟上方，基本可做到土石方挖填平衡。

占用土地包括临时占地和永久占地，将暂时或永久改变土地原有使用功能。临时占地主要为井场、站场、管线施工便道的临时占地，施工结束后临时占地可恢复原有使用功能。永久占地主要为采油井场、分水站、阀室的永久占地。

地面工程施工作业包括井、站场场地平整、管线敷设等，施工作业直接破坏了地面植被，造成了土壤扰动，容易导致水土流失。

根据估算，本项目总占地约64.14hm$^2$，其中永久占地4.88hm$^2$、临时占地59.26hm$^2$，详见表3.4-1。工程占地类型主要为水浇地、裸土地等。

**表3.4-1　占地面积统计表**

| 序号 | 工程内容 | 新增占地面积（hm$^2$） | | | 说明 |
|---|---|---|---|---|---|
| | | 永久 | 临时 | 总占地 | |
| 1 | 新建井场 | 1.94 | 12.06 | 14 | 新建井场10座；单座井场规格100m×140m，永久占地面积为1936（44m×44m）m$^2$。临时占地面积为12064m$^2$。临时占地内将修建钻井平台以及主、副两座放喷池等 |
| 2 | 站场工程 | 0.08 | 0.24 | 0.32 | 新建计量阀组站2座，单座阀组站占地24×16，永久占地面积为384m$^2$，扰动范围按站场边界外扩10m。 |
| 3 | 集油管道 | 0 | 10.76 | 10.76 | 新建DN65 PN40玻璃钢集油管道13.45km，作业带范围8m。 |
| 4 | 集油管道 | 0 | 4.96 | 4.96 | 新建DN150　PN40玻璃钢集油管道6.2km，作业带范围8m。 |
| 5 | 注水管线 | 0 | 2.03 | 2.03 | 新建DN65单井注水管线2.54km，作业带范围8m |
| 6 | 注水管线 | 0 | 5.55 | 5.55 | 新建DN80单井注水管线6.94km，作业带范围8m。 |
| 7 | 电力工程 | 0 | 21.9 | 21.9 | 新建36.5km10kV 电力线路，作业带宽度按6m计。 |
| 8 | 道路 | 2.86 | 1.76 | 4.62 | 新建新钻井通井道路4.4km，路基宽6.5m，砂石路，临时占地为道路两侧各2m范围 |
| 合计 | | 4.88 | 59.26 | 64.14 | / |

### 3.4.2.2 施工期污染源分析

#### 3.4.2.2.1 废气污染源

本项目施工过程中废气包括施工扬尘、车辆尾气和焊接烟气、储层改造废气、测试放喷废气。

①施工扬尘

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

②车辆尾气和焊接烟气

在油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，其污染物主要有颗粒物、$SO_2$、$NO_X$、$C_mH_n$等；金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为颗粒物。施工机械和运输车辆运行时间和管线焊接时间一般都较短，从影响范围和程度来看，施工机械废气对周围大气环境的影响是有限的。

③储层改造废气

储层改造过程废气主要来源于压裂液现场暂存过程、压裂液注入过程以及压裂返排液暂存过程中产生的废气，主要成分为HCl等，采取压裂液和压裂返排液密闭罐存放措施，有效降低酸性废气排放。

④测试放喷废气

本项目测试放喷期间分离出的天然气经管线引至放空火炬点燃。据此，测试放喷期间大气污染物主要来自放空天然气燃烧产生的废气。测试放喷期间油气通过分离器分离，油水混合物进入油水罐储存，分离出的气体燃烧放空，当伴生气含有硫化氢时，通过燃烧转化成二氧化硫，可有效降低毒性气体的毒性。天然气放空产生的废气量取决于该井目的层天然气含量和测试放喷期间释放量，依据具体情况设定测试放喷时间，一般为1～2d。

**3.4.2.2.2 废水污染源**

施工期产生的废水主要为钻井废水、酸化压裂返排液、管线试压废水和生活污水。

①钻井废水

钻井废水由冲洗钻台、钻具、地面、设备用水及下钻时的泥浆流失物、泥浆循环系统的渗透物组成。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册，普通油井（≥3.5km进尺）产污系数

29.73t/100m进行估算。本项目总进尺$6.36\times10^4$m，则钻井废水产生量为18908.28$m^3$。钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入振动筛处理，处理后的液相全部回用于钻井液配制，不外排。

②酸化压裂返排液

钻井固定完毕后，需进行压裂完井，在储层改造过程中排出的压裂返排液中主要含有黄原胶、石油类及其他各种添加剂。根据区域现有井场历史钻井数据，压裂过程压裂返排液返排率为60%左右，项目钻井过程中单井井场改造液量为1000$m^3$，则拟建工程部署10座钻井井场酸化压裂废水产生量为6000$m^3$，采用专用罐收集，作为二次改造液对英买2区块内老井储层进行二次改造，改造后见油气显示，随油气输至英买2转油站处置，改造后若再次返排压裂液，则罐装收集后直接拉运至英买2转油站处理。

③试压废水

管道工程分段试压以测试管道的强度和严密性，本项目管道采用无腐蚀性洁净水作为试压介质，管道试压废水中主要污染物为SS。管道试压分段进行，试压水排出后进入下一段管线循环使用，主要污染物为SS，试压结束后，产生的试压废水按照每千米2.5$m^3$计算，本项目各类管线共计29.13km，试压废水约为72.82$m^3$，主要污染物为SS。新建管线的试压废水可用作场地降尘用水。

④生活污水

本项目施工人数约60人，钻井施工期160天，地面工程施工6个月（180天），根据《新疆工业和生活用水定额》，生活用水量按 40L/d•人计，生活用水量总计约816$m^3$，生活污水排放量按用水量的80%计，则施工期生活污水共产生量为652.8$m^3$。生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至沙雅县兴雅生活污水处理厂处理。

**3.4.2.2.3 固体废物污染源**

本项目施工期产生的固体废物主要为钻井泥浆、钻井岩屑、废防渗材料、废烧碱包装袋以及施工过程中产生的施工土石方、施工废料、施工人员生活垃圾等。

①钻井泥浆

钻井废弃泥浆是钻井过程中无法利用或钻井完井后弃置泥浆池内的泥浆，钻井废弃泥浆的性质由使用的钻井泥浆决定，其产生量随钻井的深度而增加，其产生量可按以下经验公式计算：

$$V=\frac{1}{8}\pi D^2h+18\left(\frac{h-1000}{500}\right)+116$$

式中：V——排到地面上的泥浆量（$m^3$）；

D——井眼的平均直径；新井取平均值 0.3m

h——井深。

本项目钻井过程中新井一开和二开上部（4500m以上）采用聚合物体系泥浆，二开下部及三开（4500m以下）均采用聚磺体系泥浆；本项目新钻井10口，总进尺$6.36\times10^4$m，由以上经验公式计算可得，本项目产生的废弃泥浆量约4697.41$m^3$，其中聚合物体系泥浆约3290.43$m^3$，聚磺体系泥浆约1406.98$m^3$。

②钻井岩屑

钻井过程中，岩石经钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑，其中 50%混入泥浆中，其余岩屑经泥浆循环携带至井口，在地面经振动筛分离出来，送入井场内泥浆罐中。钻井岩屑产生量按以下经验公式计算：

$$W=\frac{1}{4}\times\pi\times D^2\times h\times a\times 50\%$$

式中：W——钻井岩屑产生量，$m^3$；

D——井眼直径，m；

a——膨胀系数，取 2；

h——井深 m。

本项目总进尺 $6.36\times10^4$m，利用上述公式计算出钻井期内单井产生的岩屑量为416.99$m^3$，其中聚合物体系钻井岩屑 3180.86$m^3$，聚磺体系钻井岩屑 1314.76$m^3$。

根据目前油田及安全环保对钻井工程的要求，钻井采用泥浆不落地系统，聚合物体系钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，采用泥浆不落地技术在井场进行无害化处理，处理后进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，同时石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染

风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值后用于铺垫油区内的井场、道路等，一次处理后检测不合格，现场进行二次处理，达标后用于铺垫油区内的井场、道路等。聚磺体系钻井岩屑钻井岩屑随泥浆经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，由于英买区块现有的处理站无处理能力或协议到期的问题，目前分离出的固相清运至克拉苏钻试修环保站处理（由新疆华新晟环保工程有限公司运营）。

③废烧碱包装袋

钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量烧碱废包装袋属于危险废物，及时回收烧碱废包装袋，暂存于撬装式危废贮存设施中。类比同类钻井工程，钻井期间产生的烧碱废包装袋约为0.1t/口，拟建工程部署钻井10口，烧碱废包装袋产生量为1t，由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

④废防渗材料

钻井施工过程中机械检修时会产生少量含油废物，检修期间地面应铺设防渗膜，采用钢制铁桶收集后暂存于撬装式危废贮存设施中，防止含油废物落地污染土壤和地下水。类比同类钻井工程，钻井期间产生的废防渗材料量约为1t，收集后由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

⑤施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等。根据类比调查，施工废料的产生量约为0.2t/km，本项目新建各类集输管线均29.13km，施工废料产生量约为5.83t。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后拉运英买7固废场进行处置。

⑥土石方

本项目共开挖土方13.92万$m^3$，回填土方14.25万$m^3$，借方0.33万$m^3$，无弃方。挖土方主要为管沟开挖产生土方以及井、站场等区域平整，填方为用于为管沟回填、井、站场等回填，借方来源于外购，不再单独设置取、弃土场。

结合所在地区最大冻土层深度确定管顶最小埋深为1.20m，管沟深度按1.6m计，管沟底宽0.8m，边坡比为1:1，1米管线的挖方量约3.84$m^3$，合计挖方约11.18万

$m^3$，回填后管沟上方留有自然沉降余量（高出地面0.3m），剩余土方用于施工作业带平整，不再单独设置取、弃土场。本项目土石方平衡见下表3.4-2。

**表3.4-2　　土方挖填方平衡表　　单位：万$m^3$**

| 项目分区 | 挖方 | 填方 | 调入 | | 调出 | | 借方 | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 土石方 | 土石方 | 数量 | 来源 | 数量 | 去向 | 数量 | 来源 |
| 井场工程区 | 0.85 | 1.05 | | | | | 0.2 | 外购 |
| 站场工程区 | 0.54 | 0.67 | | | | | 0.13 | 外购 |
| 管道工程区 | 11.18 | 11.18 | | | | | | |
| 供电线路区 | 0.75 | 0.75 | | | | | | |
| 施工生产区 | 0.6 | 0.6 | | | | | | |
| 合计 | 13.92 | 14.25 | | | | | 0.33 | |

⑦生活垃圾

拟建工程施工人数约60人，施工周期共计340天，平均每人每天产生生活垃圾0.5kg。整个施工过程生活垃圾产生量共计10.2t，生活垃圾集中收集后定期清理运送至沙雅县生活垃圾填埋场填埋。

#### 3.4.2.2.4 施工噪声源强

项目施工期噪声主要包括土方施工、建构筑物结构施工、设备吊运安装、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。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ 2034-2013）中表A.2和类比油田开发工程中井场、站场、管线铺设实际情况，项目施工期拟采用的各类施工设备产噪值见表3.4-3。

**表3.4-3　主要施工设备噪声源不同距离声压级　单位：dB(A)**

| 序号 | 设备名称 | 噪声值/距离〔dB(A)/m〕 | 序号 | 设备名称 | 噪声值/距离〔dB(A)/m〕 |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 装载机 | 88/5 | 5 | 吊装机 | 84/5 |
| 2 | 挖掘机 | 90/5 | 6 | 钻机 | 95/5 |
| 3 | 运输车辆 | 90/5 | 7 | 泥浆泵 | 95/5 |
| 4 | 压路机 | 90/5 | 8 | 振动筛 | 90/5 |

### 3.4.3 运营期环境影响因素分析

#### 3.4.3.1 废水污染源

（1）采出水

根据开发方案预测，本项目新增采出水最大量为1302m$^3$/d（47.52万t/a），主要污染物为悬浮物、石油类。采出水输送至英买2转油站采出水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022）标准后回注。

（2）井下作业废水

根据《关于发布<排放源统计调查产排污核算方法和系数手册>的公告》（环保部公告2021年第24号）中与石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册中产排污系数，计算井下作业废水的产生量。

**表3.4-4　石油和天然气开采专业及辅助性活动产排污系数一览表**

| 污染物类别 | 原料名称 | 工艺名称 | 规模等级 | 污染物指标 | 单位 | 产污系数 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 废水 | 洗井液（水） | 非低渗透油井洗井作业 | 所有规模 | 工业废水量 | 吨/井 | 76.0 |

拟建工程油藏储层为非低渗透储层，根据上表计算井下作业废水产生量为76.0t/井次。按井下作业每2年1次计算，则每年产生井下作业废水38t。拟建工程新建采油井场10座，则每年产生井下作业废水380t。井下作业废水采用专用回收罐收集后运至英买2转油站采出水处理系统处理。

（3）生活污水

运营期不新增劳动定员，均依托现有工作人员，井场无人值守。故运营期不新增生活污水。

### 3.4.3.2 废气污染源

本项目运营期废气主要为井场、站场无组织废气。根据区块油气藏流体性质，天然气中低含硫化氢，在油气集输环节产生的挥发性有机物（VOCs）主要包括非甲烷总烃、硫化氢。

（1）油气集输过程中非甲烷总烃（NMHC）

在油气集输环节产生的挥发性有机物（VOCs）主要包括非甲烷总烃（烷烃、烯烃、芳香烃、炔烃等）、含氧有机化合物（醛、酮、醇、醚、酯、酚等）、卤代烃，含氮有机化合物，含硫有机化合物等，对本项目而言，VOCs主要为非甲烷总烃。

本项目运营过程中井场和阀组无组织废气主要污染物为从阀门等部分逸散无组织非甲烷总烃，参照《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》（HJ853-2017）

中 5.2.3.1.2 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计算公式对本项目无组织挥发的非甲烷总烃进行核算。

公式如下：

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

$E_{设备}$——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（TOC）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（TOC）平均质量分数，根据设计文件取值；

n——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数。

**表 3.4-5　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） |
|---|---|---|
| 石油炼制工业 | 连接件 | 0.028 |
| | 开口阀或开口管线 | 0.03 |
| | 阀门 | 0.064 |
| | 压缩机、搅拌器、泄压设备 | 0.073 |
| | 泵 | 0.074 |
| | 法兰 | 0.002 |
| | 其他 | 0.073 |

参照《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》，若未提供 TOC 中 VOCs 的质量分数，则取 1 进行核算，则本项目采出液中 $WF_{VOCs,\ i}$ 和 $WF_{TOC,\ i}$ 比值取 1；根据设计单位提供的数据，项目涉及的阀门、法兰数量以及无组织废气核算见表 3.4-6 所示。

**表 3.4-6　本项目非甲烷总烃无组织废气核算一览表**

| 序号 | 项目 | 设备类型 | 数量（个） | 排放速率 $e_{TOC,\ i}$（kg/h） | 年运行时间 | 年排放量（t/a） |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 单座井场 | 阀门 | 6 | 0.064 | 8760 | 0.0101 |
| | | 法兰 | 12 | 0.002 | 8760 | 0.0006 |
| | | 小计 | / | / | 8760 | 0.0107 |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 2 | 10口井小计 | | / | / | / | 0.1072 |
| 3 | 单座计量阀组站 | 阀门 | 20 | 0.064 | 8760 | 0.0336 |
| | | 法兰 | 40 | 0.002 | 8760 | 0.0021 |
| | | 小计 | / | / | 8760 | 0.0357 |
| 4 | 2座计量阀组站小计 | | / | / | / | 0.0715 |
| 5 | 4#计量阀组站（新增） | 阀门 | 6 | 0.064 | 8760 | 0.0101 |
| | | 法兰 | 12 | 0.002 | 8760 | 0.0006 |
| | | 小计 | / | / | / | 0.0107 |
| 合计 | | | | | | 0.1894 |

由上表可知，本项目单座井场无组织逸散非甲烷总烃排放速率为0.0012kg/h，排放量为0.0107t/a；单座计量阀组站无组织逸散非甲烷总烃排放速率为0.0041kg/h，排放量为0.0357t/a；4#计量阀组站新增无组织逸散非甲烷总烃排放速率为0.0012kg/h，排放量为0.0107t/a；本项目非甲烷总烃无组织排放总量为0.1894t/a。

（2）无组织硫化氢核算

根据项目资料，本项目所在区域硫化氢浓度介于0~127mg/m$^3$，本项目最高年伴生气产生量约72×10$^4$m$^3$，据此核算出本项目伴生气中硫化氢最大量为0.09t/a。根据油田现有资料及污染源调查数据分析，油气集输损失按照伴生气最大产能的0.1‰损失计算，则本项目硫化氢无组织挥发量为0.000009t/a。本项目共部署10口井，则每座井场硫化氢无组织挥发量为0.0000009t/a。

**3.4.3.3 固体废物污染源**

（1）危险废物

根据《关于印发（危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采）等七项危险废物环境管理指南的公告》（公告2021年 第74号）中附件1《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》，结合本项目建设内容，识别的固体废物污染源如下：

①落地油

本项目运营期产生的落地油主要来源于井下作业环节、采油环节、集输环节。井下作业环节中由于非正常原因导致原油散落地面形成的油土混合物，采油环节中由于井场、站场涉油设施阀门、法兰等的渗漏导致原油散落于地面形成的油土混合物，集输管线刺穿等原因导致原油散落地面形成的油土混合物，主要含有矿物油等。

井场、站场涉油设施阀门、法兰等以及集输管线会定期检修，产生的落地油很少，一旦产生将100%回收，回收后的落地油使用专用桶收集后交由有危废处置资质的单位处置。

本项目井下作业时带罐作业，为防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到原油100%回收，类比区块内油井作业污泥产生量，约50kg/井·次，作业频次一般2年，约合0.025t/a·井，本项目共10口井，产生落地油量为0.25t/a。本次评价要求落地油回收率为100%，回收后的落地油使用专用桶收集后暂存在英买7危废贮存场所，由有危废处置资质单位接收处置。

②废防渗材料

运营期场地清理时拆除的原防渗区域为防止矿物油等污染土壤和地下水而铺设的防渗材料，主要含有矿物油等。作业场地下方铺设防渗材料，产生的落地油直接落在防渗材料上，目前油田使用的防渗材料均可重复利用，平均重复利用1～2年。单块防渗材料重约250kg（12m×12m），每口井作业用2块，约合0.25t/a·井。则本项目10口井产生废弃防渗材料最大量约2.5t/a。

作业过程中产生的废防渗材料属于危险废物，危废代码为HW08中900-249-08其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物，属于危险废物。井下作业施工结束后，废防渗材料人工打包收集后，运至英买7危废贮存场所暂存，由有危废处置资质单位接收处置，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

③废润滑油、废油桶

拟建工程井场泵类定期维护保养会产生一定量废润滑油、废油桶，类比同类型井场、站场，拟建工程废润滑油产生量约为0.5t/a，废油桶产生量约为1t/a。废润滑油进入原油处理系统资源回用，废润滑油桶收集后暂存在英买7危废贮存场所，交由有危废处置资质单位进行处置。

项目产生的危险废物汇总表见表3.4-7。

**表3.4-7　　危险废物汇总表**

| 序号 | 危险废物名称 | 危险废物类别 | 危险废物代码 | 产生量（t/a） | 产生工序 | 形态 | 主要成分 | 产废周期 | 危险特性 | 污染物防治措施 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 落地油 | HW08 | 071-001-08 | 0.25 | 井下 | 液 | 石油 | 间歇 | T.I | 交由有危废处 |

| | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 废矿物油与含矿物油废物 | | | 作业、采气环节和集输与处理环节 | 态 | 类 | | | 置资质的单位处置 |
| 2 | 废防渗材料 | | 900-249-08 | 2.5 | 场地清理环节 | 固态 | 石油类 | 间歇 | T.I | |
| 3 | 废油桶 | | 900-249-08 | 1 | 采油环节和集输与处理环节 | 固态 | 石油类 | 间歇 | T.I | |
| 4 | 废润滑油 | | 900-217-08 | 0.5 | | 液态 | 石油类 | 间歇 | T.I | |

（2）生活垃圾

运营期不新增劳动定员，均依托现有工作人员，井场无人值守，故不新增生活垃圾。

#### 3.4.3.4 运营期噪声源强

项目实施后，各噪声污染源治理措施情况见表3.4-8。

**表3.4-8　　噪声源设备**

| 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 | 采油井场 | 采油树 | 10 | 80 | 基础减振 | 15 |
| 2 | 注气井场 | 井口移动制氮+注氮橇 | 3 | 95 | 基础减振 | 15 |

拟建项目井场、站场产噪设备主要为采油树、注氮橇噪声，噪声值为80～95dB(A）。采取基础减振降噪，控制噪声对周围环境的影响，降噪效果约15dB(A）。

#### 3.4.3.5 合计

本项目运营期三废排放状况见表3.4-9。

**表3.4-9　运营期污染物排放汇总**

| 类别 | 工段 | 污染源 | 主要污染物 | 产生量（t/a） | 排放量（t/a） | 排放去向 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 废气 | 油气集输 | 无组织排放废气 | NMHC | 0.1894 | 0.1894 | 大气 |
| | | | 硫化氢 | 0.000009 | 0.000009 | |
| 废水 | 采出水 | | 废水量 | $47.52\times10^4$ | 0 | 采出水输送至英买2转油站污水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术 |

| 类别 | 工段 | 污染源 | 主要污染物 | 产生量（t/a） | 排放量（t/a） | 排放去向 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | 要求及分析方法》(SY/T5329-2022）标准后回注地层，不外排 |
| | 井下作业废水 | | 井下作业废水 | 380 | 0 | 采用专用回收罐收集后运至英买2转油站污水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022）标准后回注地层，不外排 |
| 固体废物 | 井场作业 | 落地油 | - | 0.05 | 0 | 委托有危险废物资质单位处理 |
| | 井场作业 | 废防渗材料 | - | 0.5 | 0 | |
| | 采油环节和集输与处理环节 | 废油桶 | | 1 | 0 | |
| | | 废润滑油 | | 0.5 | 0 | |
| 噪声 | 采油树、注氮橇 | 机械噪声 | - | 80~95dB(A) | 厂界达标 | 选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施 |

### 3.4.4 退役期环境影响因素分析

#### 3.4.4.1 退役期环境空气保护措施

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

（2）运输车辆使用符合国家标准的油品。

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

#### 3.4.4.2 退役期水环境污染防治措施

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

#### 3.4.4.3 退役期噪声防治措施

退役期噪声主要为运输车辆产生的噪声，主要采取以下措施：

（1）选用低噪声机械和车辆。

（2）加强设备检查维修，保证其正常运行。

（3）加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

#### 3.4.4.4 退役期固体废物处置措施

退役期固废主要为废弃管线、废建筑垃圾和废防渗材料，采取以下措施：

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

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

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

（4）运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

（5）退役期管线、设备拆卸过程中应防止废液泄漏污染地面；沾有油污的废弃管线和废防渗材料应作为危废管理；清理井场、管线施工区遗留的一切杂物，清除井场周边污染土壤。

#### 3.4.4.5 退役期生态恢复措施

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

（1）施工期间，施工车辆临时停放尽可能利用现有空地，并严格控制施工作业带，严禁人为破坏作业带以外区域植被；各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

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

（3）经治理井口装置及相应设施应做到不漏油、不漏气、不漏电，井场无油污、无垃圾。

### 3.4.5 非正常排放

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

**表 3.4-10　　非正常排放参数表**

| 非正常排放源 | 非正常排放原因 | 污染物 | 非正常排放速率（kg/h） | 单次持续时间/h | 年发生频次/次 |
|---|---|---|---|---|---|
| 井场放喷口 | 井口压力过高时的放喷情况 | 非甲烷总烃 | 0.1 | 0.5 | 1 |
| | | 硫化氢 | 0.003 | | |

### 3.4.6 清洁生产水平分析

#### 3.4.6.1 钻井工艺清洁生产工艺

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

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

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

②钻井过程中使用小循环，转换钻井泥浆及完井泥浆回收处理利用。

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

④开钻前对井场应急池等做防渗漏处理。

⑤配备先进完善的固控设备，并保证其运转使用率，保证其性能优良，减少废弃泥浆产生量。

（3）采用低固相优质钻井液，尽量减少泥浆浸泡油层时间，保护储层。

（4）设置井控装置（防喷器等），防止井喷事故对环境造成污染影响。

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

（6）井场设有应急池，为防渗设计，用于事故等非正常工况下泥浆的存放。

（7）拟建工程钻井新鲜水使用量为23.52t/100m标准进尺，根据《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》中新鲜水消耗评价基准值为≤25t/100m标准进尺，高于国家要求的清洁生产标准。

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

**3.4.6.2 油气集输清洁生产工艺**

①本项目实施后，油气集输过程采取全密闭工艺流程，采用先进设备和材料，加强设备管理，减少跑、冒、滴、漏，减少烃类物质的挥发量。

②采用全自动控制系统对主要采油和集输工艺参数进行控制，能够提高管理水平，尽量简化工艺过程，同时使集输系统的安全性、可靠性得到保证。

③井下作业起下管时，安装自封式封井器，避免油气喷出。

④对施工中的运输车辆采取防渗漏、防溢流和防散落措施。

⑤井下作业过程中，对产生的废液采用循环作业罐（车）收集。

⑥优化布局，减少建设用地。为了尽量减少对当地地形地貌的破坏和扰动，充分利用已建道路解决道路交通问题。

⑦油气田伴生资源综合利用率为100%。

⑧废水、固体废物建档分类管理，并清洁化、无害化处置，处置率应达到100%。

⑨采出水输至英买2转油站处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022）标准后回注。

（2）节能及其他清洁生产措施分析

①优化简化单井集输管网，降低生产运行时间；

②管线均进行保温，减少热量损失；

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

④采用自动化管理，提高了管理水平。

（3）建立有效的环境管理制度

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

（4）清洁生产评价指标

本项目从设计角度充分考虑了清洁生产的要求，注重从源头控制污染物的产生，充分利用了能源和资源。在生产工艺方面，采用了目前国内先进技术，符合目前油田开发的一般清洁生产要求，可以达到清洁生产先进水平。本评价参照《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》中的石油天然气开采业有关的清洁生产水平技术指标进行对比分析，以此来说明本项目的清洁生产水平。

清洁生产评价指标体系由相互联系、相对独立、互相补充的系列清洁生产评价指标所组成的，是用于评价清洁生产绩效的指标集合。根据清洁生产的原则要求和指标的可度量性，评价指标体系分为定量评价和定性要求两大部分。

①评价依据

在定量评价指标体系中，各指标的评价基准值是衡量该项指标是否符合清洁生产基本要求的评价基准。本评价指标体系确定各定量评价指标的评价基准值的依据是：

——凡国家或行业在有关政策、规划等文件中对该项指标已有明确要求的就执行国家要求的数值；

——凡国家或行业对该项指标尚无明确要求值的，则选用国内重点大中型油气勘探开发企业近年来清洁生产所实际达到的中上等以上水平的指标值。

——定量评价指标体系的评价基准值代表了行业清洁生产的平均先进水平。

——在定性评价指标体系中，衡量该项指标是否贯彻执行国家有关政策、法规的情况，按“是”“否”或完成程度两种选择来评定

②权重分值

清洁生产评价指标的权重值反映了该指标在整个清洁生产评价指标体系中所占的比重。它原则上是根据该项指标对油气勘探开发企业清洁生产实际效益和水平的影响程度大小及其实施的难易程度来确定的。

③评价指标

评价指标分为定量指标和定性指标。定量指标和定性指标又分为一级指标和二级指标。一级指标为普遍性、概括性的指标；二级指标为反映油气勘探开发企业清洁生产各方面具有代表性的、易于评价考核的指标。定量评价的二级指标从其数值情况来看，可分为两类情况：一类是该指标的数值越低（小）越符合清洁生产要求（如物料消耗量、取水量、综合能耗、污染物产生量等指标）；另一类是该指标的数值越高（大）越符合清洁生产要求（如水的循环利用率、含油污泥资源化利用率、余热余能利用率等指标）。因此，对二级指标的考核评分，根据其类别采用不同的计算模式。

在行业评价指标项目、权重及基准值中未出现的指标，按照最高值进行确定，即清洁生产具有较高水平。

本项目企业清洁生产评价指标体系的各评价指标、评价基准值和权重值见表3.4-11。

**表3.4-11 钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值**

| 定量指标 | | | | | | 拟建工程评价 | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 一级指标 | 权重值 | 二级指标 | 单位 | 权重分值 | 评价基准值 | 估算值 | 得分 |
| （1）资源和能源消耗指标 | 30 | 占地面积 | $m^2$ | 15 | 符合行业标准要求 | 符合 | 15 |
| | | 新鲜水消耗 | t/100m 标准进尺 | 15 | ≤25 | 23.52 | 15 |
| （2）生产技术特征指标 | 5 | 固井质量合格率 | % | 5 | ≥95 | 100% | 5 |
| （3）资源综合利用指标 | 30 | 钻井液循环率 | 井深：3000 以上 | 10 | ≥60% | 90% | 10 |
| | | 柴油机效率 | % | 10 | ≥90% | 90% | 10 |
| | | 污油回收率 | % | 10 | ≥90% | 100% | 10 |
| （4）污染物 | 35 | 钻井废水产生量 | t/100m 标准进尺 | 10 | 甲类区：≤30；乙类区：≤35 | 乙类区≤30 | 10 |

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

**表 3.4-12　　井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值**

| 定量指标 | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 一级指标 | 权重值 | 二级指标 | 单位 | 权重值 | 评价基准值 | 实际值 | 得分 |
| （1）资源与能源消耗指标 | 25 | 占地面积 | | 5 | 符合行业标准 | 符合行业标准 | 5 |
| | | 洗井液消耗 | $m^3$/井次 | 10 | 符合行业标准 | 25.29 | 10 |
| | | 新鲜水消耗 | $m^3$/井次 | 10 | ≤5.0 | 2 | 10 |
| （2）生产技术特征指标 | 25 | 压裂放喷返排入罐率 | % | 25 | 100 | 100 | 25 |
| （3）资源综合 | 25 | 落地原油回收率 | % | 8 | 100 | 100 | 8 |

| | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 利用指标 | | 生产过程排出物利用率 | % | 9 | 100 | 100 | 9 |
| | | 剩余作业液回收率 | % | 8 | 100 | 100 | 8 |
| （4）污染物产生指标 | 25 | 废弃洗井液 | kg/井次 | 5 | 100% | 25.29 | 5 |
| | | 修井废水 | kg/井次 | 5 | 100% | 0 | 5 |
| | | 废气 | kg/井次 | 5 | 符合行业标准 | 0 | 5 |
| | | 含油污泥 | kg/井次 | 5 | 乙类区≤70 | 50 | 5 |
| | | 一般固体废物（生活垃圾） | kg/井次 | 5 | - | 0 | 5 |
| 定性指标 | | | | | | | |
| 一级指标 | 权重值 | 二级指标 | | | 指标分值 | | |
| （1）生产工艺及设备要求 | 40 | 防喷措施 | 具备 | | 5 | 5 | |
| | | 地面管线防刺防漏措施 | 按标准试压 | | 5 | 5 | |
| | | 防溢设备（防溢池设置） | 具备 | | 5 | 5 | |
| | | 防渗范围 | 废水、使用液、原油等可能落地处 | | 5 | 5 | |
| | | 作业废液污染控制措施 | 集中回收处理 | | 10 | 10 | |
| | | 防止落地原油产生措施 | 具备原油回收设施 | | 10 | 10 | |
| (2）环境管理体系建设及清洁生产审核 | 40 | 建立 HSE 管理体系并通过认证 | | | 15 | 15 | |
| | | 开展清洁生产审核 | | | 20 | 20 | |
| | | 制订节能减排工作计划 | | | 5 | 5 | |
| (3）贯彻执行环境保护法规的符合性 | 20 | 满足其他法律法规要求 | | | 20 | 20 | |

**表 3.4-13　采油（气）作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值**

| 定量指标 | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 一级指标 | 权重值 | 二级指标 | 单位 | 权重值 | 评价基准值 | 本项目 | |
| | | | | | | 实际值 | 得分 |
| (1）资源和能源消耗指标 | 30 | 综合能耗 | kg 标煤/t 天然气 | 30 | 天然气：≤50 | ≤50 | 30 |
| (2）资源综合利用指标 | 30 | 余热余能利用率 | % | 10 | ≥60 | 0 | 0 |
| | | 油井伴生气回收利用率 | % | 10 | ≥80 | 100 | 10 |
| | | 含油污泥资源化利用率 | % | 10 | ≥90 | 100 | 10 |
| (3）污染物产 | 40 | 石油类 | mg/L | 5 | ≤10 | ≤10 | 5 |

| | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 生指标 | | COD | mg/L | 5 | 乙类区≤150 | 60 | 5 |
| | | 落地凝析油回收率 | % | 7.5 | 100 | 100 | 7.5 |
| | | 采油废水回用率 | % | 7.5 | ≥60 | 100 | 7.5 |
| | | 油井伴生气外排率 | % | 7.5 | ≤20 | 0 | 7.5 |
| | | 采油废水有效利用率 | % | 7.5 | ≥80 | 100 | 7.5 |

| 定性指标 | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 一级指标 | 指标分值 | 二级指标 | | 指标分值 | 本项目得分 | |
| | | | | | 实际情况 | 得分 |
| (1）生产工艺及设备要求 | 45 | 井筒质量 | | 5 | 井筒实施完好 | 5 |
| | | 采气 | 采气过程醇回收设施 | 10 | 已落实 | 10 |
| | | | 天然气净化设施先进、净化率高 | 20 | 先进 | 20 |
| | 45 | 集输流程 | 全密闭流程，并具有轻烃回收装置 | 10 | 全密闭 | 10 |
| (2）环境管理体系建设及清洁生产审核 | 35 | 建立 HSE 管理体系并通过认证 | | 10 | 已建立 | 10 |
| | | 开展清洁生产审核并通过验收 | | 20 | 已开展 | 20 |
| | | 制定节能减排工作计划 | | 5 | 已制定 | 5 |
| (3）贯彻执行环境保护政策法规的执行情况 | 20 | 建设项目环保“三同时”制度执行情况 | | 5 | 已落实 | 5 |
| | | 建设项目环境影响评价制度执行情况 | | 5 | 已落实 | 5 |
| | | 老污染源限期治理项目完成情况 | | 5 | 不涉及限期治理项目 | 5 |
| | | 污染物排放总量控制与减排指标完成情况 | | 5 | 已完成 | 5 |

（2）评价指标体系计算

①定量评价指标的考核评分计算

定量评价考核总分值的计算公式为：

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

式中：

$P_1$——定量评价考核总分值；

$n$——参与定量评价考核的二级指标项目总数；

$S_i$——第 $i$ 项评价指标的单项评价指数；

$K_i$——第 $i$ 项评价指标的权重值。

②定性评价指标的考核评分计算

定性评价指标考核总分值的计算公式为：

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

式中：

$P_2$——定性评价二级指标考核总分值；

$F_i$——定性评价指标体系中第 $i$ 项二级指标的得分值；

$N$——参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

③综合评价指数考核评分计算

综合评价指数计算公式为：

$$P=0.6P_1+0.4P_2$$

式中：

$P$——清洁生产综合评价指数；

$P_1$——定量评价指标考核总分值；

$P_2$———定性评价指标考核总分值。

由表计算得出：本项目钻井作业定量指标得分 100 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 100 分；井下作业定量指标得分 100 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 100 分；采气作业定量指标得分 90 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 94 分。

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指标见表 3.4-14。

**表 3.4-14　　石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数**

| 清洁生产企业等级 | 清洁生产综合评价指数 |
|---|---|
| 清洁生产先进企业 | P≥90 |
| 清洁生产企业 | 75≤P<90 |

根据计算显示，本项目在执行各类环境保护、节能降耗措施后，综合评价指数≥90，整体可达到清洁生产先进企业水平。

### 3.4.7 污染物排放“三本账”

拟建工程实施后“三本账”的排放情况见表 3.4-15。

**表 3.4-15　本项目运营期污染物排放“三本账”表**

| 序号 | 影响类别 | 污染物 | 现有工程排放量（t/a） | 本项目排放量（t/a） | 总体工程 | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | 排放量（t/a） | 以新带老削减量（t/a） | 排放增减量 |
| 1 | 废气 | $SO_2$ | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | | $NO_X$ | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | | 颗粒物 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | | NMHC | 0.417 | 0.1897 | 0.6067 | 0 | +0.1897 |
| | | 硫化氢 | 0.00004 | 0.000009 | 0.000049 | 0 | +0.000009 |
| 2 | 废水 | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 3 | 固体废物 | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

## 3.4.8 污染物总量控制分析

### 3.4.8.1 总量控制原则

对污染物排放总量进行控制的原则是：将给定区域内污染源的污染物排放负荷控制在一定数量之内，使环境质量可以达到规定的环境目标。污染物总量控制方案的确定，在考虑污染物种类、污染源影响范围、区域环境质量、环境功能以及环境管理要求等因素的基础上，结合项目实际条件和控制措施的经济技术可行性进行。

### 3.4.8.2 污染物总量控制因子

根据国家“十四五”污染物排放总量控制要求，污染物排放总量控制因子如下：

废气污染物：$NO_X$、VOCs。

废水污染物：COD、$NH_3$-N。

### 3.4.8.3 总量控制建议指标

（1）施工期

由于施工期作业集中于较短时间内，施工期间排放的污染物将随施工的结束而消亡，故不考虑对施工期产生的污染物进行总量控制。

（2）运营期

根据项目工程特点，本项目油气集输和处理采用密闭集输工艺，废气污染物主要为集输过程产生的无组织排放的 VOCs 为 0.1894/a。

运营期产生的采出水输送至英买2转油站污水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022）标准后回注。井下作业废水采用专用回收罐收集后运至英买2转油站污水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022）标准后回注地层，不外排。

故本次评价提出的总量控制建议指标为：

VOCs：0.1894t/a.

根据《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》（新环环评发〔2024〕93号）中提出：“新增主要污染物排放总量的建设项目必须落实主要污染物排放总量指标来源和控制要求。石化、煤化工、燃煤发电（含热电）、钢铁、有色金属冶炼等新增主要污染物排放量的建设项目所在区域、流域控制单元环境质量未达到国家或者地方环境质量标准的，建设项目应提出有效的区域削减方案，主要污染物实行区域倍量削减，确保项目投产后区域环境质量有改善。所在区域、流域控制单元环境质量达到国家或者地方环境质量标准的，原则上建设项目主要污染物实行区域等量削减，确保项目投产后区域环境质量不恶化。区域削减方案应符合建设项目环境影响评价管理要求，同时符合国家和地方主要污染物排放总量控制要求。”

## 3.5 相关政策法规、规划符合性分析

### 3.5.1 产业政策符合性分析

（1）与《产业结构调整指导目录（2024本）》符合性分析

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

（2）与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》的符合性分析

**表3.5-1　与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》符合性分析**

| 文件名称 | 文件要求 | 本项目 | 符合性 |
|---|---|---|---|
| 《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》 | 石油、天然气开发项目的选址与布局应符合自治区或油气企业相关油气开发专项规划及规划环评要求，原则上应当以区块为单位开展环境影响评价工作。 | 本项目属于塔里木油田“十四五”规划中英买力气田中的英买2区块，并以区块为单位开展环境影响评价工作。 | 符合 |
| | 施工期应当尽量减少施工占地、严格控制施工作业面积、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，有效降低生态环境影响。 | 本项目井场永久占地以及管线临时占地规模均尽可能缩小占地面积和作业带宽度。本项目占用国家二级公益林，建设单位施工前根据《国家级公益林管理办法》《建设项目使用林地审核审批管理办法》《新疆维吾尔自治区国家级公益林管护办法》的相关要求，根据施工进展情况，一次或者分批次经林业主管部门审批，办理占地手续后方开工建设。施工完成后及时对占用林地进行恢复，符合《国家级公益林管理办法》《新疆维吾尔自治区国家级公益林管护办法》《建设项目使用林地审核审批管理办法》中相关要求。 | 符合 |
| | 工艺过程控制措施、废气收集处理措施以及站场边界非甲烷总烃排放浓度应满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728）要求。锅炉、加热炉、压缩机等装置应优先使用清洁燃料或能源，燃煤燃气锅炉、加热炉废气排放应达到《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271）要求，有地方标准的按地方标准执行。 | 本项目采取密闭集输工艺，井场边界非甲烷总烃排放浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728）要求 | 符合 |
| | 钻井及储层改造应采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、压裂液、钻井液，配备完善的固控设备，钻井液循环率应达到95%以上，压裂废液、酸化废液等井下作业废水应100%返排入罐。 | 本项目钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入振动筛处理，处理后的液相全部回用于钻井液配制，不外排。酸化压裂废水采用专用罐收集，作为二次改造液对英买2区块内老井储层进行二次改造，改造后见油气显示，随油气输至英买2转油站处置，改造后若再次返排压裂液，则罐装收集后直接拉运至英买2转油站处理。 | 符合 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | 涉及废水回注的，应采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染；在相关行业污染控制标准发布前，回注水应满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329）《气田水注入技术要求》（SY/T6596）等相关标准要求。 | 本项目回注井采取了切实可行的地下水污染防治和监控措施，注水水源为英买2转油站处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022)标准的回注水 | 符合 |
| | 废弃钻井泥浆及岩屑应采取“泥浆不落地”工艺，勘探、开发过程产生的落地原油回收率应达到100%。废弃水基钻井泥浆及岩屑经“泥浆不落地”设备处理后，固相优先综合利用，暂时不利用或者不能利用的，应按照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599）处置；废弃油基钻井泥浆及岩屑、落地油、清罐底泥、含油污泥、含油清管废渣、油气处理厂过滤吸附介质、废脱汞剂等危险废物，应按照国家有关规定制定危险废物管理计划，建立危险废物管理台账，依法依规自行处置或委托有相应资质的单位无害化处置。固体废物无害化处置率应达到100%。 | 根据目前油田及安全环保对钻井工程的要求，钻井采用泥浆不落地系统，聚合物体系钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，采用泥浆不落地技术在井场进行无害化处理，处理后进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，同时石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值后用于铺垫油区内的井场、道路等，一次处理后检测不合格，现场进行二次处理，达标后用于铺垫油区内的井场、道路等。聚磺体系钻井岩屑钻井岩屑随泥浆经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，由于英买区块现有的处理站无处理能力或协议到期的问题，目前分离出的固相清运至克拉苏钻试修环保站处理（由新疆华新晟环保工程有限公司运营）。本项目井下作业时带罐作业，防止产生落地油，井口排出物全部进罐，落地油回收率为100%，回收后的落地油使用专用桶收集后交由有危废处置资质的单位处置。废烧碱包装袋、废防渗材料等危险废物暂存于撬装式 | 符合 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | | 危废贮存设施中，收集后定期委托有危废处置资质的单位处置。 | |
| | 噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348）要求。 | 在采取低噪声设备、基础减震等措施的情况下，本项目井场、站场厂界噪声排放能达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》2类标准（GB12348）要求 | 符合 |

### 3.5.2 相关法规、政策、规范、规划符合性分析

#### 3.5.2.1 相关法规符合性分析

（1）与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》的符合性分析

《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》第三十七条规定：各级人民政府应当加强对建设施工、矿产资源开采、物料运输的扬尘和沙尘污染的治理，保持道路清洁、控制堆料和渣土堆放，科学合理扩大绿地、水面、湿地、地面铺装和防风固沙绿化面积，防治扬尘污染。

第四十四条　矿山开采产生的废石、废渣、泥土等应当堆放到专门存放地，并采取围挡、设置防尘网或者防尘布等防尘措施；施工便道应当硬化。

本项目施工期区块内大量出入中型车辆，区块内道路主要为砂石路，车辆行驶的扬尘污染较重，要求适当洒水降尘，减轻污染。合理规划、选择最短的运输路线，利用油气田现有公路网络，禁止随意开辟道路，运输车辆应以中、低速行驶，减少车辆行驶动力起尘。井场、站场平整、管沟开挖产生土方用于为井、站场回填、管沟回填，无弃方；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后拉运英买7固废场进行处置。项目施工结束后拟对临时占地进行平整，可减少扬尘影响。项目建设符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》要求。

#### 3.5.2.2 相关政策符合性分析

（1）与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

**表 3.5-2　　与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析**

| 文件名称 | 文件要求 | 拟建工程 | 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 | 拟建工程运营期废水主要为采出水和井下作业废水，采出水输送至英买2转油站采出水处理单元处理达标后回注；井下作业废水采用专用回收罐收集后运至英买2转油站采出水处理系统处理。同时采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染 | 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。 | 拟建工程建设布局合理，已在设计阶段优化布局，合理选址，避让红线区、尽量少占天然林，合理利用区域现有道路，减少项目占地；油气采取密闭集输工艺，输送至英买2转油站处理 | 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 | 拟建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 | 本评价已提出生态影响减缓措施 | 符合 |
| | 在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排 | 钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入振动筛处理，处理后的液相全部回用于钻井液配制，不外排。井下作业废水采用专用回收罐收集后运至英买2转油站采出水处理系统处理 | 符合 |

（2）与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）、新环评价发〔2020〕142 号的符合性分析

**表 3.5-3　　与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》(环办环评函〔2019〕910 号）、新环评价发〔2020〕142 号符合性分析**

| 文件名称 | 文件要求 | 拟建工程 | 符合性 |
|---|---|---|---|
| 《转发〈关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知〉的通知》(新环环评发〔2020〕142 号） | 加快推进油气发展(开发）相关规划编制，并依法开展规划环境影响评价。对已批准的油气发展(开发）规划在实施范围、适用期限、规模、结构和布局等方面进行重大调整或修订的，应当依法重新或补充进行环境影响评价。油气开发规划实施满 5 年的应当及时开展规划环境影响跟踪评价 | 塔里木油田分公司已完成《塔里木油田“十四五”发展规划》，并取得新疆维吾尔自治区生态环境厅审查意见(新环审〔2022〕214 号） | 符合 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | 项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性 | 拟建工程已在报告中提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施，并在报告中对现有区块开发情况及存在的问题进行回顾性评价，同时针对废水、固废处置的依托进行了可行性论证 | 符合 |
| | 未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块，建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。海洋油气勘探工程应当填报环境影响登记表并进行备案。确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。自2021年1月1日起，原则上不以单井形式开展环评。过渡期间，项目建设单位可以根据实际情况，报批区块环评或单井环评。 | 本项目属于塔里木油田“十四五”规划中英买力气田中的英买2区块，并以区块为单位开展环境影响评价工作。 | 符合 |
| 《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函〔2019〕910号） | 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 | 拟建工程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 | 拟建工程油气集输管线采取埋地敷设方式，本项目在设计阶段已避让生态保护红线，采用定向钻方式穿越生态保护红线，不占用穿越生态保护红线。在采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施后，环境风险可防控 | 符合 |
| | 油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案 | 英买采油气管理区制定有《塔里木油田分公司英买采油气管理区突发环境事件应急预案》(备案编号652924-2023-021-L） | 符合 |

（3）与《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号）符合性分析

**表 3.5-4　与《关于规范临时用地管理的通知》符合性分析**

| 文件名称 | 文件要求 | 本项目 | 符合性 |
|---|---|---|---|
| 《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号） | 建设项目施工、地质勘查使用临时用地时应坚持“用多少、批多少、占多少、恢复多少”，尽量不占或者少占耕地。使用后土地复垦难度较大的临时用地，要严格控制占用耕地。铁路、公路等单独选址建设项目，应科学组织施工，节约集约使用临时用地。制梁场、拌合站等难以恢复原种植条件的不得以临时用地方式占用耕地和永久基本农田，可以建设用地方式或者临时占用未利用地方式使用土地 | 项目施工过程中严格控制施工占地，井场建设和管线敷设完成后，采取措施及时恢复临时占地，尽可能减少对区域生态的影响 | 符合 |
| | 油气资源探采合一开发涉及的钻井及配套设施建设用地，可先以临时用地方式批准使用，勘探结束转入生产使用的，办理建设用地审批手续 | 严格按照有关规定办理建设用地审批手续 | 符合 |

（4）与《国务院关于印发〈空气质量持续改善行动计划〉的通知》（国发〔2023〕24号）的符合性分析

**表 3.5-5　与国发〔2023〕24号文件的符合性分析**

| 文件要求 | 本项目 | 符合性 |
|---|---|---|
| 重点区域有京津冀及周边地区、长三角地区、汾渭平原 | 本项目地处新疆阿克苏地区，所在区域不属于重点区域 | 符合 |
| 坚决遏制高耗能、高排放、低水平项目盲目上马；加快退出重点行业落后产能；全面开展传统产业集群升级改造；优化含VOCs原辅材料和产品结构；推动绿色环保产业健康发展 | 本项目为陆地石油开采项目，属于国家“鼓励类”项目，不在“三高”行业之列 | 符合 |
| 大力发展新能源和清洁能源；严格合理控制煤炭消费总量；积极开展燃煤锅炉关停整合；实施工业炉窑清洁能源替代；持续推进北方地区清洁取暖 | 拟建工程采用密闭集输工艺，不涉及煤炭消费。 | 符合 |
| 强化VOCs全流程、全环节综合治理。鼓励储罐使用低泄漏的呼吸阀、紧急泄压阀，定期开展密封性检测。汽车罐车推广使用密封式快速接头。污水处理场所高浓度有机废气要单独收集处理；含VOCs有机废水储罐、装置区集水井（池）有机废气要密闭收集处理。重点区域石化、化工行业集中的城市和重点工业园区，2024年年底前建立统一的泄漏检测与修复信息管理平台。企业开停工、检维修期间，及时收集处理退料、清洗、吹扫等作业产生的VOCs废气。企业不得将火炬燃烧装置作为日常废气处理设施 | 建设单位在运营期须加强VOCs泄漏检测，定期对油气生产设施开展密封性检测； | 符合 |
| 推进重点行业污染深度治理。高质量推进钢铁、水泥、焦化等重点行业及燃煤锅炉超低排放改造。到2025年，全国80%以上的钢铁产能完成超低排放改造任务；重点区域全部实现钢铁行业超低排放，基本完成燃煤锅炉超低排放改造；推进燃气锅炉低氮燃烧改造。 | 本项目不涉及 | 符合 |
| 开展餐饮油烟、恶臭异味专项治理；稳步推进大气氨污染防控 | 不涉及 | 符合 |

| 文件要求 | 本项目 | 符合性 |
| --- | --- | --- |
| 完善区域大气污染防治协作机制。国家统筹推进京津冀及周边地区大气污染联防联控工作，继续发挥长三角地区协作机制、汾渭平原协作机制作用。国家加强对成渝地区、长江中游城市群、东北地区、天山北坡城市群等区域大气污染防治协作的指导，将粤港澳大湾区作为空气质量改善先行示范区。各省级政府加强本行政区域内联防联控。鼓励省际交界地区市县积极开展联防联控，推动联合交叉执法。对省界两侧20公里内的涉气重点行业新建项目，以及对下风向空气质量影响大的新建高架源项目，有关省份要开展环评一致性会商 | 本项目所在区域不属于“联防联控区” | 符合 |

综上，本项目建设符合《国务院关于印发〈空气质量持续改善行动计划〉的通知》（国发〔2023〕24号）相关要求。

（5）与《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138号）符合性分析

**表3.5-6　　与新环环评发〔2020〕138号文件的符合性分析**

| 文件名称 | 文件要求 | 本项目 | 符合性 |
| --- | --- | --- | --- |
| 《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138号） | 对于受理的涉及沙区的建设项目环评文件，严格按照《环境影响评价技术导则生态影响）》要求，强化建设项目的环境可行性、环境影响分析预测评估的可靠性和防沙治沙生态环境保护措施的可行性、有效性评估 | 报告中已提出有效可行的防沙治沙措施，具体见“6.1.1章节” | 符合 |
| | 对于位于沙化土地封禁保护区范围内或者超过生态环境承载能力或对沙区生态环境可能造成重大影响的建设项目,不予批准其环评文件，从源头预防环境污染和生态破坏 | 拟建工程不在沙化土地封禁保护区范围内，不属于对沙区生态环境可能造成重大影响的建设项目，项目在采取有效的生态保护、避让、减缓等措施，不会超过区域生态环境承载能力 | 符合 |

（6）与生态保护红线相关文件符合性分析

**表3.5-7 与生态保护红线相关文件符合性分析**

| 文件名称 | 文件要求 | 本项目 | 符合性 |
| --- | --- | --- | --- |
| 《自然资源部生态环境部国家林业和草原局关于加强生态保护红线管理的通知（试行）》（自然资发〔2022〕142号） | 规范管控对生态功能不造成破坏的有限人为活动。生态保护红线是国土空间规划中的重要管控边界，生态保护红线内自然保护地核心保护区外，禁止开发性、生产性建设活动，在符合法律法规的前提下，仅允许以下对生态功能不造成破坏的有限人为活动。生态保护红线内自然保护区、风景名胜区、饮用水水源保护区等区域，依照法律法规执行 | 本项目YG1-8集油管道定向钻穿越生态保护红线，不占用生态保护红线，项目建设内容未在生态保护红线范围内施工，报告中已对生态保护红线周边施工作业活动提出相关要求 | 符合 |
| 《关于在国土空间规划中统筹划定落实三 | 生态保护红线内，自然保护地核心保护区原则上禁止人为活动，其他区域严格禁止开发性、生产性建设活动，在符合现行法律法规前提 | 本项目YG1-8集油管道定向钻穿越生态保护红线，不占用生态保护红线，项目建设内容 | 符合 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 条控制线的指导意见》 | 下，除国家重大战略项目外，仅允许对生态功能不造成破坏的有限人为活动，主要包括：零星的原住民在不扩大现有建设用地和耕地规模前提下，修缮生产生活设施，保留生活必需的少量种植、放牧、捕捞、养殖；因国家重大能源资源安全需要开展的战略性能源资源勘查，公益性自然资源调查和地质勘查；自然资源、生态环境监测和执法包括水文水资源监测及涉水违法事件的查处等，灾害防治和应急抢险活动；经依法批准进行的非破坏性科学研究观测、标本采集；经依法批准的考古调查发掘和文物保护活动；不破坏生态功能的适度参观旅游和相关的必要公共设施建设；必须且无法避让、符合县级以上国土空间规划的线性基础设施建设、防洪和供水设施建设与运行维护；重要生态修复工程 | 未在生态保护红线范围内施工，报告中已对生态保护红线周边施工作业活动提出相关要求 | |

### 3.5.2.3 相关规范符合性分析

（1）与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）的符合性分析

**表 3.5-8　　与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）的符合性分析**

| 文件名称 | 文件要求 | 拟建工程 | 符合性 |
|---|---|---|---|
| 《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018) | 因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求。应贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境，复垦矿区压占和损毁土地 | 项目提出施工期结束后，恢复管线临时占地，符合“边开采，边治理，边恢复”的原则 | 符合 |
| | 集约节约利用土地资源，土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模 | 项目井场永久占地和管线临时占地规模均从土地资源节约方面考虑，尽可能缩小占地面积和作业带宽度 | 符合 |

### 3.5.2.4 相关规划符合性分析

根据评价区块的地理位置，项目区位于新疆阿克苏地区沙雅县境内，所在地涉及的相关地方规划包括：《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《阿克苏地区生

态环境保护“十四五”规划》《塔里木油田“十四五”发展规划》等。拟建工程与相关规划符合性分析结果参见表 3.5-9。

**表 3.5-9　　拟建工程与相关规划符合性分析一览表**

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

| | | | |
|---|---|---|---|
| | 设施；中石油、中石化、中曼石油等针对储罐、装载、污水集输储存处置和生产工艺过程等环节建设适宜高效的 VOCS 治理设施，对采油作业区采出水罐、工艺池、卸油台、晾晒池等开展 VOCS 治理，加快更换装载方式 | | |
| | 持续开展地下水环境状况调查评估，以傍河型地下水饮用水水源为重点，防范受污染河段对地下水造成污染。统筹区域地表水、地下水生态环境监管。加强化学品生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源地表、地下协同防治与环境风险管控。划定地下水型饮用水水源补给区并强化保护措施，开展地下水污染防治重点区划定及污染风险管控。健全分级分类的地下水环境监测评价体系。实施水土环境风险协同防控。在地表水、地下水交互密切的典型地区开展污染综合防治试点。杜绝污水直接排入雨水管网，推进城镇污水管网全覆盖，落实土壤污染和地下水污染的协同防治，切实保障地下水生态环境安全 | 本项目采出水输送至英买 2 转油站采出水处理单元处理达标后回注地层；井下作业废水采用专用回收罐收集后运至英买 2 转油站采出水处理系统处理，废水均不向外环境排放；按照相关要求进行分区防渗；制定完善的地下水监测计划；切实保障地下水生态环境安全 | |
| | 按照生态环境部统一部署，建立健全自然保护地生态环境监管制度。组织开展自然保护地人类活动遥感监测疑似问题实地核查，实现自然保护地类型全覆盖。加强自然保护地管理，严控自然保护地内各类开发建设活动 | 本项目不占用自然保护地 | |
| | 建立生态保护红线管控体系，明确管理责任，强化用途管制，实现一条红线管控重要生态空间，确保生态功能不降低，面积不减少，性质不改变。开展生态保护红线基础调查和人类活动遥感监测，及时发现、移交、查处各类生态破坏问题并监督保护修复情况 | 本项目 YG1-8 集油管道定向钻穿越生态保护红线，不占用生态保护红线，项目建设内容未在生态保护红线范围内施工，报告中已对生态保护红线周边施工作业活动提出相关要求，可确保生态功能不降低，面积不减少，性质不改变 | |
| 《新疆维吾尔自治区石油天然气发展“十四五”规划》 | 加强油气产能建设。提高老油田采收率，加大塔里木盆地和老油区深层超深层、外围油气资源开发力度，减缓吐哈、准东、塔河等老油区产量递减。积极推动天山北坡万亿方大气区勘探开发，加快准噶尔盆地南缘、玛湖、吉木萨尔以及塔里木盆地顺北、库车博孜—大北、哈拉哈塘碳酸盐岩油藏等大型油气田建设，促进油气增储上产，实现资源良性接替。 | 拟建工程为塔里木盆地油气勘探开采项目，促进油气增储上产 | 符合 |
| 《新疆维吾尔自治区国土空间规划(2021-2035 年)》 | 推进水土流失治理。加强水土流失的预防保护，针对重点防治地区实施治理工程。到 2035 年，新疆水土流失面积和侵蚀强度有明显下降，人为水土流失得到全面防治。 | 项目采取严格的生态恢复、水土保持、防沙治沙措施，项目建设对区域生态影响可接受 | 符合 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | 加强荒漠生态保护。强化沙化土地封禁保护区管控，减少沙区人类活动影响。继续推行禁止滥樵采、禁止滥放牧、禁止滥开垦的“三禁”制度。依法加强沙化土地封禁保护区的管控，规范沙区各类开发建设活动，促进荒漠植被自然修复，减少人为破坏影响。 | 项目采取严格的生态恢复、水土保持、防沙治沙措施，项目建设对区域生态影响可接受 | 符合 |
| | 科学划定生态保护红线。将整合优化后的自然保护地，生态功能极重要、生态极脆弱区域，以及目前基本没有人类活动、具有潜在重要生态价值的生态空间划入生态保护红线。 | 本项目YG1-8集油管道定向钻穿越生态保护红线，不占用生态保护红线，项目建设内容未在生态保护红线范围内施工，报告中已对生态保护红线周边施工作业活动提出相关要求。 | 符合 |
| 《阿克苏地区国土空间规划(2021年-2035年）》 | 严保永久基本农田保护红线、严守生态保护红线、严控城镇开发边界。<br>严保永久基本农田保护红线：坚决落实最严格的耕地保护制度，严守耕地保护红线，将达到质量要求的优质耕地依法划入永久基本农田，实施特殊保护。已经划定的永久基本农田全面梳理整改，有序推进永久基本农田划定成果核实，确保永久基本农田数量不减少、质量不降低、生态有改善。<br>严守生态保护红线：以资源环境承载力为硬约束，结合“双评价”中生态保护极重要区评价，强调生态涵养，落实生态红线保护要求，切实做到应划尽划，应保尽保，实现一条生态保护红线管控重要生态空间。阿克苏地区生态红线主要分布于天山南脉、塔里木河上游沿岸、托什干河中下游沿岸。<br>严控城镇开发边界：坚持节约优先、保护优先，严控增量、盘活存量，优化结构、提升效率，提高城镇建设用地集约化程度。在综合考虑城镇定位、发展方向和综合承载能力的基础上，科学研判城镇发展需求，优化城镇形态和布局，促进城镇有序、适度、紧凑发展，实现多中心、网络化、组团式、集约型的城乡国土空间格局 | 本项目不占用耕地；未处于城镇开发边界，本项目YG1-8集油管道定向钻穿越生态保护红线，不占用生态保护红线，项目建设内容未在生态保护红线范围内施工，报告中已对生态保护红线周边施工作业活动提出相关要求 | 符合 |

**表3.5-10　拟建工程与塔里木油田分公司“十四五”规划符合性分析一览表**

| 文件名称 | 文件要求 | 本项目 | 符合性 |
|---|---|---|---|
| 《塔里木油田“十四五”发展规划》 | “十四五”期间持续上产，着力推进“库车山前天然气、塔北-塔中原油”两大根据地，实施老油气田综合治理、新油气田效益建产和油气田精益生产，努力实现原油产量稳中上升和天然气快速上产。 | 拟建工程为油气开采项目，可保证英买油气田油气快速上产 | 符合 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》及审查意见 | (三）严格生态环境保护，强化各类污染物防治。针对规划实施可能出现的累积性、长期性生态环境问题，采取积极有效的生态复垦和生态恢复措施，确保实现《报告书》提出的各项生态恢复治理要求，有效减缓规划区生态环境退化趋势。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平，对油气开采产生的废弃油基泥浆、含油及其他固体废物，提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理要求，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平。油气开采、输送、储存、净化等过程及非正常工况应加强挥发性有机物等污染物排放控制，确保满足区域环境空气质量要求。加强开采废水污染控制，涉及回注的应经处理满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329）等相关标准要求，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染。油气开采过程中产生的固体废物应当遵循减量化、资源化、无害化原则，合规处置。加强伴生气、落地油、采出水等回收利用，提高综合利用水平。<br>(四）加强生态环境系统治理，维护生态安全。坚持节约优先、保护优先、自然恢复为主，统筹推进山水林田湖草沙一体化保护和系统治理，守住自然生态安全边界。严格控制油气田开发扰动范围，加大生态治理力度，结合油气开采绿色矿山建设等相关要求，落实各项生态环境保护措施，保障区域生态功能不退化，油气开发应同步制定并落实生态保护和修复方案，综合考虑防沙治沙等相关要求，因地制宜开展生态恢复治理工作 | 拟建工程废气主要为井场无组织废气，采取密闭集输，定期巡检措施；废水主要为采出水、井下作业废水，采出水输送至英买2转油站采出水处理单元处理达标后回注地层；井下作业废水采用专用回收罐收集后运至英买2转油站采出水处理系统处理；同时采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染；运营期无固体废物产生。项目采取分区防渗措施，同时提出相关防沙治沙措施 | 符合 |

### 3.5.3 生态环境分区管控符合性分析

本项目与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》（新环环评发〔2024〕157 号）、《阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023 年版）》（阿地环字〔2024〕32 号）符合性分析分别见表 3.5-11、3.5-12 及图 3.5-1、3.5-2。根据分析结果，本项目建设符合生态环境分区管控的要求。

**表 3.5-11 本项目与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》符合性分析**

| 名称 | 文件要求 | 符合性分析 | 结论 |
|---|---|---|---|
| 生态保护红线 | 生态保护红线是生态空间范围内具有特殊重要生态功能必须实行强制性严格保护的区域。相关环评应将生态空间管控作为重要内容，区域涉及生态保护红线的，在环评结论和审查意见中应落实生态保护红线的管理要求，提出相应对策措施。除受自然条件限制、确实无法避让的铁路、公路、航道、防洪、管道、干渠、通讯、输变电等重要基础设施项目外，在生态保护红线范围内，严控各类开发建设活动，依法不予审批新建工业项目和矿产开发项目的环评文件。 | 经初步核查，本项目不占用生态保护红线，YG1-8 集油管道定向钻穿越生态保护红线，项目建设内容未在生态保护红线范围内施工，报告中已对生态保护红线周边施工作业活动提出相关要求，可确保生态功能不降低，面积不减少，性质不改变。符合生态保护红线管理要求。项目与生态保护红线位置关系图见图 3.5-1。 | 符合 |
| 环境质量底线 | 环境质量底线是国家和地方设置的大气、水和土壤环境质量目标，也是改善环境质量的基准线。有关环评应落实区域环境质量目标管理要求，提出区域或行业污染物排放总量管控建议以及优化区域或行业发展布局、结构和规模的对策措施。项目环评应对照区域环境质量目标，深入分析预测项目建设对环境质量的影响，强化污染防治措施和污染物排放控制要求。 | 拟建工程采出水输送至英买 2 转油站采出水处理单元处理达标后回注地层；井下作业废水采用专用回收罐收集后运至英买 2 转油站采出水处理系统处理；同时采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染；拟建工程所在区域属于大气环境质量不达标区域，拟建工程油气采取密闭集输工艺，拟建工程已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量。拟建工程在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险 | 符合 |
| 资源利用上线 | 资源是环境的载体，资源利用上线是各地区能源、水、土地等资源消耗不得突破的“天花板”。相关环评应依据有关资源利用上线，对规划实施以及规划内项目的资源开发利用，区分不同行业，从能源资源开发等量或减量替代、开采方式和规模控制、利用效率和保护措施等方面提出建议，为规划编制和审批决策提供重要依据。 | 拟建工程采出水输送至英买 2 转油站采出水处理单元处理达标后回注地层；井下作业废水采用专用回收罐收集后运至英买 2 转油站采出水处理系统处理，不外排；油气集输不消耗天然气，井场用电接自区域电网，能源利用均在区域供电负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限；井场永久占地面积较小，管线埋地敷设，敷设完成后回填管沟，对土地资源占用较少，土地资源消耗符合要求；拟建工程开发符合资源利用上线要求 | 符合 |
| 生态环境准入清单 | 自治区环境管控单元分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。其中一般管控单元主要为优先保护单元和重点管控单元之外的其他区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善。 | 本项目为陆地石油开采项目，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中“鼓励类”，符合国家相关产业政策。本项目位于沙雅县一般管控单元（环境管控单元编码 ZH65292430001）见图 3.5-2。项目建设过程中以生态环境保护优先为原则，开发建设过 | 符合 |

| 名称 | 文件要求 | 符合性分析 | 结论 |
|---|---|---|---|
| | | 程中严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，生态功能不会降低。拟建工程实施后通过采取完善的污染治理措施，可确保污染得到有效地控制，对站址周围大气环境、地表水环境、地下水环境影响可接受，从声环境、土壤环境影响角度项目可行。 | |

**表 3.5-12　本项目与环境管控单元符合性分析一览表**

| 单元编码 | 单元名称 | 单元属性 | 单元特征 | 环境要素属性 |
|---|---|---|---|---|
| ZH65292430001 | 沙雅县一般管控单元 | 一般管控单元 | | / |
| **维度** | **管控要求** | | **本项目** | **符合性** |
| 空间布局约束 | 1.建设项目用地原则上不得占用基本农田，确需占用基本农田的建设项目须符合《基本农田保护条例》中相关要求，占用耕地、林地或草地的建设项目须按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿。<br>2.对违反资源环境法律法规、规划，污染环境、破坏生态、乱采滥挖的露天矿山，依法整治；对污染治理不规范的露天矿山，依法责令停产整治，对拒不停产或擅自恢复生产的依法强制关闭；对责任主体灭失的露天矿山，要加强修复绿化、减尘抑尘。<br>3.永久基本农田集中区域禁止规划新建可能造成土壤污染的建设项目。涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的新(改、扩）建项目，提出并落实土壤和地下水污染防治要求<br>4.严格执行畜禽养殖禁养区规定，根据区域用地和消纳水平，合理确定养殖规模。<br>5.禁止向沙漠、滩涂、盐碱地、沼泽地等非法排污、倾倒有毒有害物质<br>6.禁止利用渗坑、裂隙、溶洞或者采用稀释等方法处置危险废物 | | 本项目不占用基本农田。建设单位在施工期、运营期间落实报告中提出的土壤和地下水污染防治要求；危险废物委托有资质的单位妥善处置，不外排。 | 符合 |
| 污染物排放管控 | 1.强化畜禽粪污资源化利用，改善养殖场通风环境，提高畜禽粪污综合利用率，减少氨挥发排放。鼓励和支持散养密集区实行畜禽粪污分户收集、集中处理。<br>2.严格控制林地、草地、园地农药使用量，禁止使用高毒、高残留农药<br>3.加强种植业污染防治。深入推进化肥农药减量增效，全面推广测土配方 | | 本项目建设符合阿克苏地区总体管控要求，不涉及畜禽养殖、农药使用等。<br>本项目采出水输送至英买 2 转油站采出水处理单元处理 | 符合 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | 施肥，引导推动有机肥、绿肥替代化肥，集成推广化肥减量增效技术模式，加强农药包装废弃物管理。实施农膜回收行动，健全农田废旧地膜回收利用体系，提高废旧地膜回收率。推进农作物秸秆综合利用，不断完善秸秆收储运用体系，形成布局合理、多元利用的秸秆综合利用格局。<br>4.对化学品生产企业、工业集聚区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域，逐步开展地下水环境状况调查评估，加强风险管控。<br>5.严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展土壤污染风险管控与修复工程。<br>6.因地制宜推进农村厕所革命，分类分区推进农村生活污水治理，全面提升农村生活垃圾治理水平，建立健全农村人居环境长效管护机制。实施化肥农药减量增效行动和农膜回收、秸秆综合利用行动。加强种养结合，整县推进畜禽粪污资源化利用。 | 达标后回注地层；井下作业废水采用专用回收罐收集后运至英买 2 转油站采出水处理系统处理，废水均不向外环境排放，废水均不向外环境排放；严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016）“11.2.2 分区防控措施”相关要求进行分区防渗；制定完善的地下水监测计划；切实保障地下水生态环境安全；施工期生活垃圾集中收集后定期清理运送至沙雅县生活垃圾填埋场填埋。 | |
| 环境风险防控 | 1.加强对矿山、油田等矿产资源开采影响区域内未利用地的环境监管，发现土壤污染问题的，要坚决查处，并及时督促有关单位采取有效防治措施消除或减轻污染。<br>2.对排查出的危库和病库以及风险评估有严重环境安全隐患的尾矿库，要求企业完善污染治理设施、进行治理和修复。全面整治历史遗留尾矿库，完善覆膜、压土、排洪、堤坝加固等隐患治理和闭库措施<br>3.依法推行农用地分类管理制度，强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案，鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用。 | 本项目为陆地石油开采项目，符合阿克苏地区总体管控要求；运营期加强巡检，杜绝“跑、冒、滴、漏”等现象，防治土壤污染，落地油 100%回收，委托具有危废处置资质的单位无害化处置。 | 符合 |
| 资源利用效率 | 1. 全面推进秸秆综合利用，鼓励秸秆资源化、饲料化、肥料化利用，推动秸秆还田与离田收集。<br>2.减少化肥农药使用量，增加有机肥使用量，实现化肥农药使用量负增长。<br>2. 3.推广渠道防渗、管道输水、喷灌、微灌等节水灌溉技术，完善灌溉用水计量设施。推进规模化高效节水灌溉，推广农作物节水抗旱技术。建立灌区墒情测报网络，提高农业用水效率，降低农业用水比重。 | 本项目为陆地石油开采项目，符合阿克苏地区总体管控要求；不涉及秸秆、农药、煤矿、灌溉等。项目运营期废水依托英买 2 转油站处理达标后回注。 | 符合 |

**图 3.5-1　项目与生态保护红线位置关系图**

**图 3.5-2　项目综合环境管控单元图**

## 3.6 选址、选线合理性分析

本项目组成包括钻采工程、油气集输工程以及配套的供配电、自控、通信、道路等工程。根据现场调查和资料搜集，本项目部分占用国家二级公益林（天然林），评价范围内涉及塔里木河流域土地沙化防拉与生物多样性维护生态保护红线区、水土流失重点预防区和重点治理区等环境敏感区，不占用法定生态保护区域、重要生境以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域等生态敏感区，井场及管线选址均已避开生态保护红线。

（1）井场选址分析

本项目新钻井井场占地土地类型主要为灌木林地、牧草地，项目区内的天然林林地类型为荒漠灌木林，主要作用为防风固沙。可研设计阶段已尽量减少占用重点公益林，选择植被相对稀疏地带，建设单位施工前应根据相关要求，办理占地手续后方可开工建设，施工过程中尽量避开植物茂密区域。

本项目选址符合《国家级公益林管理办法》《建设项目使用林地审核审批管理办法》《新疆维吾尔自治区国家级公益林管护办法》以及《钻前工程及井场布置技术要求》。

（2）站场选址合理性分析

本项目新建计量阀组站2座，对4号计量阀组站扩建2井式阀组1套，对1#、2#、3#、4#阀组的手动阀门升级为电动阀门。本项目站场不涉及基本农田等敏感区域，站场选址合理。

（3）管线、道路选线合理性分析

本项目新井拟建钻前路均依托附近已建井场路修建，已避让生态保护红线，尽量减少占地。新建管线敷设区域无城市规划区、自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等环境敏感点。本项目YG1-8井集输管线定向钻穿越生态保护红线，穿越长度约150m，采用定向钻穿越方式；定向钻穿越是一种较先进的管道穿越施工方法。定向钻穿越的管道孔在生态保护红线地面以下，具有不破坏地面、不扰动地面等特点；本项目定向钻入土点、出土点均设在生态保护红线外，不会对生态保护红线地貌等产生影响。本项目部分管线穿越国家二级公益林区，可研设计阶段已尽量减少占用国家二级公益林，同时采用小型施工机具或必要时考虑采用人工

开挖回填管沟等一系列手段，尽可能缩窄施工作业带，减少对国家二级公益林的占用。

综上所述，本项目合理优化道路、管线选线方案，减少管线的长度。管道两侧10m范围内无居民等敏感目标，敷设区域无城市规划区、水源保护地、森林公园等敏感目标，管线占地类型主要为乔木林地、灌木林地、其他草地、水浇地、沙地，均为临时占地。从公益林保护类型和项目开发占地上来看，管线可研设计阶段已尽量减少占用国家二级公益林。从环境保护角度看，管道选线可行。

# 4. 环境现状调查与评价

## 4.1 自然环境概况

### 4.1.1 地理位置

英买力油田英买2奥陶系油藏地理位置位于天山南麓、塔克拉玛干沙漠北缘新疆维吾尔自治区沙雅县境内。沙雅县位于新疆西南部，阿克苏地区东偏南。处于塔里木盆地北部，渭干河绿洲平原的南端，北靠天山，南拥大漠。地处东经81°45′～84°47′，北纬39°31′～41°25′之间，东西宽180km，南北长220km，总面积31972.5km$^2$。北接天山南缘的库车、新和两县，南辖塔克拉玛干沙漠的一部分，与和田地区的民丰、于田两县沙漠相连，西与阿克苏市毗邻，东南和巴州的且末县接壤。

本项目建设内容分布在阿克苏地区沙雅县，区域以油气开采为主。本项目选址区域周边及邻近区域无居民区、村庄等环境敏感点。本项目所处位置为英买2区块，中心地理坐标为：　　。地理位置见图3.3-1。

### 4.1.2 地形地貌

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

①渭干河冲积洪积缓倾斜细土平原

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

②塔里木河河谷冲积细土平原

塔里木河谷平原主要分布在县域中偏北部，西自喀玛亚朗东到喀达墩，横贯全境，由塔里木河泛滥冲积而成，长约180km；南北20～60km，宽窄不等，呈长条状。县内面积5343.15km$^2$，占全县总面积的16.85%。由第四纪最新沉积物组成，地形西高东低，由北向南倾斜，坡度为20‰～25‰。由于塔里木河的作用，区域内河床低浅，湖泊星布，是天然胡杨林及甘草的主要生长地，生长有天然胡杨林2133.72km$^2$，其次还有166.67km$^2$的野生甘草、200km$^2$的罗布麻及其他如野生麻黄、假木贼等野生植物，构成一条绿色的屏障，对阻挡塔克拉玛干沙漠的北袭风沙有不可替代的作用。

③塔克拉玛干沙漠区

塔克拉玛干沙漠区位于县城南部，面积颇大，在塔里木河冲积平原基底上由风蚀风积而成。南北长约160km，东西宽约170km，县境面积25732km$^2$，占全县总面积的80.4%。地势自西向东略有倾斜，自南向北稍有抬升，平均坡降为1/6000。地表形态均为连绵起伏的沙丘，相对高差一般在10～50m之间。由于该区域气候干旱，植被稀少，在风力的作用下，沙丘的形态和位置不断在变化和移动。该区无人类居住，但地下油气资源丰富，为我国西气东输的主要气源地之一；沙漠中植被稀少，部分地区分布有稀疏胡杨、多枝柽柳灌丛及面积不等的骆驼刺、芨芨草等。

本项目所在区域地处塔里木盆地北缘、洪积平原区，北部为农业区，南部为荒地、局部有沙丘，地势相对平坦，海拔975～993m之间，北高南低，由西向东略有坡降。区域内地形较平缓，土壤多盐碱。

### 4.1.3 工程地质

英买2区块地处塔里木盆地，自上而下钻遇地层有第四系、新近系、古近系、白垩系、侏罗系、三叠系、志留系、奥陶系，缺失二叠系、石炭系、泥盆系。其中，奥陶系吐木休克组、一间房组地层展布稳定，无明显隔层，横向变化小。

英买2区块奥陶系一间房组顶面构造整体表现为中部高、四周低，方案区内海拔区间-4750~-5750m，最大高差1000m。根据断裂性质、断裂产状、发育规模，将工区范围内断裂划分为逆冲断裂、走滑断裂两种类型，共Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ三级。根据断裂形成期次，大体可分为三期，即①加里东期-北东向、北北西向走滑断裂；②海西期-北西向张裂缝；③印支期-逆冲断裂。

### 4.1.4 水文与水文地质

#### 4.1.4.1 地表水

塔里木河干流是典型的干旱区内陆河，自身不产流，水资源全部来自其源流补给，为纯耗散性内陆河。塔里木河是新疆境内最长的河流，也是全国最长的内陆河。塔里木河流经塔里木盆地北部的阿克苏市、沙雅县、轮台县和尉犁县，止于若羌县。塔里木河干流从肖夹克至台特马湖全长1321km，流域面积1.76万$km^2$，其中阿拉尔至英巴扎为上游段，河长495km；英巴扎至卡拉为中游段，河长398km，卡拉至台特玛湖为下游段，河长428km。根据塔里木河流域管理局提供的资料，近期塔里木河干流平均水资源量为$45.11\times10^8m^3$。塔里木河干流枯水期为3-6月，丰水期为7-9月，平水期为10月至次年2月。

塔里木河是我国最长的内陆河，从1976年起孔雀河通过泵站从博斯腾湖扬水经库塔干渠向塔里木河下游灌区输水，形成现在塔里木河流域“四源一干”的格局。由于人类活动和气候变化原因，加之水资源的无效开发和低效利用，自20世纪50年代以来，源流向干流输送的水量逐年减少，致使塔河下游近400公里河道断流，地下水位下降，地下水矿化度持续上升，尾闾台特玛湖干涸，大片胡杨林死亡，218国道多处路段经常被流沙掩埋，“绿色走廊”岌岌可危，极度恶化的生态环境成为制约流域经济社会发展的主要因素。从2000年起，经过塔里木河向下游20次生态输水，累计输送生态水量81.6亿$m^3$，结束了塔里木河干流下游河道连续断流30年的历史，让尾闾台特玛湖形成了500余平方公里的湖面和滨湖湿地，下游植被恢复和改善面积达2285平方公里。

本项目所在区域地处塔里木盆地，水资源主要是天山冰川融化径流汇集形成的。主要河流为渭干河及塔里木河。渭干河年平均径流量$21.713\times10^8m^3$，塔里木河年平均径流量$41.8\times10^8m^3$。本项目占地及周边临近区域无地表水体分布。

#### 4.1.4.2 水文地质

本项目所在区域地处塔里木盆地，水资源主要是天山冰川融化径流汇集形成的，主要河流为渭干河及塔里木河。渭干河年平均径流量$21.713\times10^8m^3$，塔里木河年平均径流量$41.8\times10^8m^3$。

（1）地下水赋存条件及分布特征

英买油气田所在区域位于渭干河－库车河洪冲积扇。根据地下水水力性质、埋藏及赋存条件，区域内地下水分为以下三种类型：①前第三系基岩山区裂隙水；②第三系碎屑岩类孔隙裂隙水；③第四系松散岩类孔隙水。第三种类型又可细分为砾质平原孔隙潜水、细土平原孔隙潜水及细土平原深部孔隙承压水。

（2）地下水的补给、径流与排泄

本项目区中北部赋存有三种不同类型的地下水，它们形成了一个完整的地下水循环系统。这三类地下水的补给、径流、排泄过程既紧密联系，又因地质构造、地貌、岩性、气候、水文的各异而有很大差异。

在基岩山区，地下水接受降水补给和沟谷河流、上游含水层侧向补给，其循环几乎全在当地进行，补给、径流、排泄无严格界限，三者可同时进行，总的径流方向是由高向低，以泉溢出或沿断层排入附近沟谷而转化为地表径流。

（3）地下水化学特征

塔里木河冲积平原具有深厚的第四纪冲积层，其地下水分布在由细砂组成的含水层中，地下水埋深在河滩地为1～2m，矿化度1克/升左右；距现代河床3～5km，埋深5～8m，矿化度5～10g/l；古老冲积平原上，埋深7.8～10m ，矿化度10～30g/l。塔里木河冲积平原地下水，其补给来源除塔河水的入渗外，尚接受远在昆仑山北侧山前冲积平原地下水的远距离缓慢的补给，宏观地可以认为南疆塔里木盆地的地下水，最终均汇聚于塔河平原之下，它没有入海口，只能沿河径流至盆地东端罗布泊一带。这是一个漫长的地质历史时期，在途中将不断溶解含水介质中的可溶盐类，而在强烈的蒸发作用下不断浓缩，最终形成塔河平原下甚至超过100g/L的盐水。其化学组成主要为Cl－Na型水。

### 4.1.5 气候、气象

沙雅县地处欧亚大陆腹地，为典型的温带大陆性干燥气候。其显著气候特点是：降水稀少，夏季炎热、冬季干冷。年温差和日温差均较大，光照充足，热量丰富，蒸发强烈，风沙活动频繁。沙雅县气象资料见表4.1-1。

表 4.1-1　沙雅县主要气候气象参数一览表

| 序号 | 项目 | 统计结果 | 序号 | 项目 | 统计结果 |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 年平均风速 m/s | 1.4 | 6 | 年平均水气压 hPa | 7.4 |
| 2 | 年平均相对湿度% | 50 | 7 | 年平均蒸发量 mm | 2024.2 |
| 3 | 年平均气温℃ | 12.0 | 8 | 年平均降水量 mm | 60.8 |
| 4 | 年极端最高/最低气温℃ | 40.7/-24.2 | 9 | 年最多/最少降水量 mm | 107.0/30.4 |
| 5 | 年平均气压 hPa | 904.3 | 10 | 年日照时数 h | 2942.2 |

## 4.2 生态环境现状调查与评价

### 4.2.1 调查方法及评价内容

（1）调查范围

本项目行政区划隶属于沙雅县管辖，工程区中心西南距沙雅县城中心约 52km。项目主要建设内容为：新钻井 10 口，新建计量阀组站 2 座，扩建计量阀组站 1 座，建设集油管线 19.65km；4 口已建老井转注水井、对 8 口已建注水井井口流程进行远程流程控制改造，建设注水管线 9.48km；配套建设电力、自控、通信与安防、消防等工程。根据工程分析，本项目总占地约 64.14hm$^2$，其中永久占地 4.88hm$^2$、临时占地 59.26hm$^2$。根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）及《陆地石油天然气开发建设项目环境影响评价技术导则》（HJ349-2023），本项目以井场、站场场界周围 50m 范围、集输管道等线性工程两侧外延 300m 为生态评价范围，面积约 15.50km$^2$。

（2）调查内容

A.调查评价范围内的植物区系、植被类型，植物群落结构及演替规律，群落中的关键种、建群种、优势种；动物区系、物种组成及分布特征；生态系统的类型、面积及空间分布；重要物种的分布、生态学特征、种群现状，迁徙物种的主要迁徙路线、迁徙时间，重要生境的分布及现状。

B.调查生态敏感区的主要保护对象、功能区划、保护要求。

C.调查区域存在的主要生态问题。

（3）调查方法

本评价生态特征调查采用资料收集、现场踏勘结合遥感解译的方法。在资料收

集、分析和现场踏勘调查的基础上，利用“3S”等技术手段，进行数据采集，对资料、信息和数据进行汇总、整理、分析，并完成生态制图。

A.基础资料收集

收集沿线地区非生物因子特征（气候、土壤、地形地貌、水文地质等）、动植物类型及分布、植被类型及分布、生态功能区划、土地利用等资料，包括统计年鉴以及林草、生态环境、农业、自然资源等部门提供的相关资料，以及各生态敏感区的规划报告，还参考了《新疆植物志》《新疆脊椎动物简志》《中国新疆野生动物》等著作及相关科研论文。

B.现场勘查

现场勘查遵循整体与重点相结合的调查原则，在综合考虑主导生态因子结构与功能的完整性的同时，突出重点区域和关键时段的调查，并通过对影响区域的实际踏勘，核实收集资料及遥感解译的准确性，以获取实际资料和数据。

生态敏感区逐一调查核实其类型、等级、分布、保护对象、功能区划、保护要求等。生态环境现状调查依据工程沿线生态系统类型，典型生态系统选取代表性样地进行调查。植被调查采用样方调查，明确典型植被类型中主要植物类型组成及盖度。

1）调查点位选取及植被调查现场校验

在卫星定位技术和样地样方现状调查的支持下，利用该区域遥感卫星影像数据及相关资料，粗略判断项目区周围土地利用、植被、敏感目标状况，从中找出分辨困难的点位；对现场以点带面进行现场考察，进一步明确评价区内土地利用类型、植被类型、土壤类型和敏感目标保护等生态环境质量现状，从而建立卫星数据解译的判译标志。根据室内判读的植被与土地利用类型图，现场核实判读的正误率，适当做出点位调整，并对每个取样点做详细记录。

2）陆生植被调查

本次调查主要按照《全国生态状况调查评估技术规范－－草地生态系统野外观测（HJ1168-2021）》的要求，在对评价区陆生生物资源历年资料检索分析的基础上，根据调查方案确定路线走向及考察时间，进行现场调查。实地调查采取现场调查与样方调查的方法，确定评价区的植物种类、植被类型及珍稀濒危植物的生存状

况等。

收集整理工程区域及邻近地区的现有生物多样性资料，在综合分析现有资料的基础上，生物量和生物多样性调查依据已有资料推断，采用卫星遥感影像辅证并实测一定数量的具有代表性的样方调查验证的方法。

3）陆生动物调查

搜集参照《生物多样性观测技术导则 陆生哺乳动物（HJ 710.3-2014）》《生物多样性观测技术导则 鸟类（HJ 710.4-2014）》《生物多样性观测技术导则 爬行动物（ HJ 710.5-2014）》《生物多样性观测技术导则 两栖动物（HJ 710.6-2014）》等确定的技术方法，本次陆生动物调查主要通过资料收集调查、野外踪迹进行调查及样线调查的方法，结合访问调查及现场调查确定种类及数量。基于动物的生物学和生态学特性，调查范围涵盖评价区域内的主要陆生动物种类，并适当扩展，确保涵盖评价区域内主要陆生动物种类。

收集整理工程涉及区域现有生物多样性资料，包括统计年鉴以及生态环境、水利、林草、住建、自然资源、农业农村等部门提供的相关资料。同时，在重点施工区域（如重点公益林分布区等）以及动植物生境较好的区域进行重点调查。

从上述调查得到的种类之中，对相关重点保护物种进行进一步调查与核实，确定其种类。对有疑问动物、重点保护动物尽量采集凭证标本并拍摄照片，最终对评价区的动物资源现状得出综合结论。

C.生态制图

采用“3S”技术进行地表类型的数字化判读，完成数字化的植被类型图和土地利用类型图，进行生态质量的定性和定量评价。从遥感信息获取的地面覆盖类型，在地面调查和历史植被基础上进行综合判读，采用监督分类的方法最终赋予生态学的含义。植被类型的确定需结合不同植被类型分布的生态学特征，不单纯依靠色彩进行划分，对监督分类产生的植被初图，结合地面样点和等高线、坡度、坡向等信息，对植被图进行目视解译校正，得到符合精度要求的植被图。在植被图的基础上，进一步合并有关地面类型，得到土地利用类型图。

D.生物量的测定与估算

重点测定评价范围内分布广泛的植被类型的生物量，灌木及草本采用收获法进

行生物量的测定。其余类型参考国内外有关生物生物量的相关资料，并根据当地的实际情况作适当调查，估算出评价范围植被类型的生物量。

### 4.2.2 生态功能区划调查

本项目所在区域行政区划隶属于阿克苏地区沙雅县，根据《新疆生态功能区划》（2005版），本项目位于塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区（IV）、塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区（IV1）、塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区（59）。项目区生态功能区的主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态环境问题和主要保护目标见表4.2-1。生态功能区划见图4.2-1。

**表4.2-1 项目区生态功能区划**

| | | |
|---|---|---|
| 生态功能分区单元 | 生态区 | 塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区（Ⅳ） |
| | 生态亚区 | 塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区（$IV_1$） |
| | 生态功能区 | 塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区（59） |
| 主要生态服务功能 | | 沙漠化控制、土壤保持、生物多样性维护、农畜产品生产 |
| 主要生态环境问题 | | 河水水量减少、水质恶化、植被破坏、沙漠化扩大、土壤盐渍化、湿地减少、野生动物减少、毁林毁草开荒 |
| 生态敏感因子敏感程度 | | 生物多样性及其生境高度敏感，土壤侵蚀、土地沙漠化中度敏感，土壤盐渍化轻度敏感 |
| 主要保护目标 | | 保证向下游泄水量、保护胡杨林、保护河岸和防洪堤、保护野生动物、保护湿地、保护甘草和罗布麻 |
| 主要保护措施 | | 退耕还林还草、控制农排水、生态移民、废弃部分平原水库、禁止采伐与砍头放牧、禁止乱挖甘草和罗布麻 |
| 适宜发展方向 | | 加大保护力度，建设国家级塔河生态功能保护区和世界最大的胡杨林自然保护区 |

拟建工程类型属于石油天然气开采项目，项目区不占用法定生态保护区域、重要生境以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域等生态敏感区，在评价范围内涉及塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区。拟建工程对生态环境的影响主要体现在施工期，具有临时性、短暂性特点。本项目建设过程中减少水土流失、保护重点公益林、保护生态保护红线；施工结束后，井场恢复和管沟回填，采取完善的防沙治沙及水土保持措施，不会对沙漠化、水土流失造成影响。

综上所述，本项目的建设不会对本项目所在区域土壤、动植物等生态环境产生明显的影响，符合本区域生态服务功能定位，与区域发展方向相协调。

**图 4.2-1　生态功能区划图**

### 4.2.3 生态系统调查与评价

本项目地处塔里木盆地北部，塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区，项目整体位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油田英买2区块内。项目区属于塔里木河洪泛平原，地势平坦，地表为荒地。气候为温带大陆性干旱型气候，冬季干冷，夏季酷热，终年干燥少雨。

本次采用野外调查与遥感技术相结合的手段，根据《全国生态状况调查评估技术规范 生态系统遥感解译与野外核查》（HJ1166-2021）的分类方法，对评价区生态系统进行分类，项目评价范围内分布的生态系统类型主要有农田生态系统、荒漠生态系统、灌丛生态系统和城镇生态系统等，总体生态系统类型简单、稳定性较差、环境异质性较低，系统受扰动后的自我恢复能力弱。

### 4.2.4 土地利用现状调查与评价

本次土地利用现状调查的主要技术方法采用遥感数据分析和解释，即以Landsat8 OLI卫星遥感影像为基础，采用图形叠加法对评价范围内的生态环境现状进行分析，并参照《土地利用现状分类》（GBT21010-2017），以确定评价范围内的土地利用类型，将成果绘制成土地利用现状图。同时选择有代表性的地物类型，建立遥感影像野外标志数据库，收集能反映区域土地利用特征的野外照片、录像资料，在实地踏勘和调查时进行野外核查，详见表4.2-2。

**表4.2-2 生态环境评价范围内土地利用类型一览表**

| 序号 | 土地利用类型 | | 面积（$km^2$） | 百分比（%） |
|---|---|---|---|---|
| | 一级类 | 二级类 | | |
| 1 | 工矿仓储用地 | 采矿用地 | 0.21 | 1.32 |
| 2 | 交通运输用地 | 公路用地 | 0.01 | 0.04 |
| 3 | | 农村道路 | 0.05 | 0.35 |
| 4 | 林地 | 灌木林地 | 6.66 | 42.99 |
| 5 | 耕地 | 水浇地 | 0.38 | 2.43 |
| 6 | 草地 | 其他草地 | 4.45 | 28.68 |
| 7 | 其他土地 | 沙地 | 3.71 | 23.92 |
| 8 | 水域及水利设施用地 | 沟渠 | 0.04 | 0.26 |
| 合计 | | | 15.50 | 100.00 |

本项目生态环境评价范围面积15.50$km^2$，评价范围内分布有8种土地利用类型，涉及一级地类7种，其中面积占比最大的土地利用类型依次为灌木林地、其他草地、沙地，三种地类合计面积占评价区面积的95%以上。其次还分布有采矿用地、交通

运输用地、水浇地、沟渠等，采矿用地主要是英买力油田内已建油气设施用地，交通运输用地主要是评价范围内已建公路和油田内部通井道路和油气运输道路，水浇地主要种植棉花。灌木林地主要分布在评价区中南部，均属于天然林，本项目占用国家二级公益林和沙雅县地方公益林，具体占用面积以林可研及林草部门核查为准。土地利用现状见图 4.2-2。

本项目新增征地占地类型见表 4.2-3。

**表 4.2-3　项目占地土地利用类型一览表**

| 序号 | 工程内容 | 占地性质 | 占地类型 | 新增占地面积（$hm^2$） | 百分比（%） |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 新建井场 | 永久 | 灌木林地 | 1.94 | 3.02 |
| | | 临时 | 灌木林地 | 5.17 | 8.06 |
| | | 临时 | 农村道路 | 0.02 | 0.04 |
| | | 临时 | 其他草地 | 3.59 | 5.60 |
| | | 临时 | 水浇地 | 3.27 | 5.10 |
| 2 | 站场工程 | 永久 | 灌木林地 | 0.08 | 0.12 |
| | | 临时 | 灌木林地 | 0.24 | 0.37 |
| 3 | 集油管道 | 临时 | 采矿用地 | 0.24 | 0.37 |
| | | 临时 | 公路用地 | 0.00 | 0.00 |
| | | 临时 | 灌木林地 | 8.77 | 13.68 |
| | | 临时 | 农村道路 | 0.02 | 0.04 |
| | | 临时 | 其他草地 | 3.94 | 6.14 |
| | | 临时 | 沙地 | 2.51 | 3.91 |
| | | 临时 | 水浇地 | 0.25 | 0.38 |
| 4 | 注水管线 | 临时 | 采矿用地 | 0.25 | 0.38 |
| | | 临时 | 沟渠 | 0.01 | 0.02 |
| | | 临时 | 灌木林地 | 1.94 | 3.03 |
| | | 临时 | 其他草地 | 2.60 | 4.05 |
| | | 临时 | 沙地 | 2.78 | 4.33 |
| 5 | 道路 | 永久 | 农村道路 | 0.02 | 0.03 |
| | | 永久 | 其他草地 | 1.10 | 1.71 |
| | | 永久 | 灌木林地 | 1.74 | 2.71 |
| | | 临时 | 灌木林地 | 0.92 | 1.43 |
| | | 临时 | 农村道路 | 0.01 | 0.01 |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | 临时 | 其他草地 | 0.46 | 0.71 |
| | | 临时 | 水浇地 | 0.38 | 0.59 |
| 6 | 电力工程 | 临时 | 采矿用地 | 0.20 | 0.31 |
| | | 临时 | 公路用地 | 0.01 | 0.01 |
| | | 临时 | 沟渠 | 0.10 | 0.15 |
| | | 临时 | 灌木林地 | 10.51 | 16.39 |
| | | 临时 | 农村道路 | 0.06 | 0.09 |
| | | 临时 | 其他草地 | 6.70 | 10.44 |
| | | 临时 | 沙地 | 3.90 | 6.08 |
| | | 临时 | 水浇地 | 0.43 | 0.67 |
| 合计 | | | | 64.14 | 100.00 |

由上表可知，项目占地类型以其他草地、沙地和灌木林地为主，三种地类的总面积为58.89hm$^2$，占本项目总占地面积的91.78%。本项目永久占地面积4.88hm$^2$，主要是新建井场、站场和道路永久征地，占地类型主要为灌木林地和其他草地。本项目临时占地59.26hm$^2$，井场和站场工程临时占地面积为12.3hm$^2$，占地类型主要为灌木林地。集油管道、注水管线和电力线路新增征地均为临时占地，临时占地总面积为45.2hm$^2$，占地类型主要有灌木林地、其他草地、采矿用地和水浇地等。

**图 4.2-2　评价区土地利用现状图**

### 4.2.5 植被现状调查与评价

（1）区域自然植被区系类型

英买2区块在塔里木河流域的植被区划中属暖温带灌木、半灌木荒漠地带，塔里木盆地沙漠、稀疏灌木、半灌木荒漠区。该区域气候极端干旱，但热量丰富，又受塔里木河水的影响，非地带性的水热条件又丰富了一些植被类型。该区域的植被类型在中国植被区划中属塔里木荒漠省、塔克拉玛干荒漠亚省、塔里木河谷州。

该区域的植被除塔里木河沿岸分布有胡杨及人工植被外，基本均属于荒漠类型的灌木、低河漫滩盐化草甸。评价区高等植被有39种，分属15科。（详见表4.2-4）。

**表4.2-4 评价区主要高等植物名录**

| 科 | 种名 | 拉丁名 |
|---|---|---|
| 杨柳科 | 胡杨 | *Populus euphratica* |
| | 灰胡杨 | *Populus pruinosa Schrenk* |
| | 线叶柳 | *Salix wilhelmsiana* |
| 蓼科 | 沙拐枣 | *Calligonum mongolicunl* |
| | 盐穗木 | *Halostachys caspica* |
| 藜科 | 圆叶盐爪爪 | *Kalidium schrenkianum* |
| | 刺蓬 | *Sallsola pestifer* |
| | 细叶虫实 | *Corispormum heptapotamicum* |
| | 星状刺果藜 | *Bassia dasyphylla* |
| | 假木贼 | *Anabasis aphylla* |
| 毛茛科 | 东方铁线莲 | *Cleamatis orientalis* |
| 豆科 | 铃铛刺 | *Halimodendron halodendron* |
| | 白花苦豆子 | *Sophora alopecuroides* |
| | 苦马豆 | *Sphaorophysa salsula* |
| | 胀果甘草 | *Glycyrrhiza inflata Batalin* |
| | 疏叶骆驼刺 | *Althagi sparsifolia* |
| 蒺藜科 | 骆驼篷 | *Peganum harmala* |
| | 西伯利亚白刺 | *Nitraria sibirica* |
| 柽柳科 | 多枝柽柳 | *Tamarix ramosissima* |
| | 刚毛柽柳 | *Tamarix hispida* |
| | 短穗柽柳 | *Tamarix laxa* |
| | 多花柽柳 | *Tamarix hohenackeri* |
| | 长穗柽柳 | *Tamarix elongata* |
| 胡颓子科 | 尖果沙枣 | *Elacagnus oxycarpa* |
| | 大沙枣 | *Elacagnus.Moorcroftii* |
| 夹竹桃科 | 茶叶花 | *Trachomitum lancifolium* |
| 旋花科 | 打碗花 | *Calystegia hederacea* |
| 茄科 | 黑刺 | *Lycium rutheulcum* |
| 列当科 | 肉苁蓉 | *Cistanche deserticola* |
| 菊科 | 分枝鸦葱 | *Scorzonera divaricata* |
| | 盐生鸦葱 | *Scorzonera austriaca* |
| | 新疆绢蒿 | *Seriphidium kaschgaricum* |

| 科 | 种名 | 拉丁名 |
|---|---|---|
| | 小蓟 | *Ciriium setosum* |
| | 花花柴 | *Karelinia caspica* |
| 禾本科 | 芦苇 | *Phragmites australis* |
| | 假苇拂子茅 | *Calamagrostis pseudophramites* |
| | 拂子茅 | *Calamagrostis epigeios* |
| | 小獐茅 | *Aeluropus pungens* |
| | 赖草 | *Leymus secalinus* |

该区域的植被除靠近塔里木河沿岸分布有胡杨及人工植被外，基本均属于荒漠类型的灌木、低河漫滩盐化草甸。项目区植被多为乔木、灌木和多年生草本植物，项目区灌木植物主要以利用4～6m的地下水为主，且分布范围广泛。多年生草本植物主要以利用2m左右的浅层地下水为主，此类植物都具有较强的耐盐碱可正常生长、繁殖（根蘖），若地下水下降，则可造成片死亡。

（2）评价区植被类型

本项目所在区域的自然植被主要有3种植被类型，即荒漠植被和灌丛植被和森林；3个群系，即刚毛柽柳-多枝柽柳群系、胡杨疏林群系和疏叶骆驼刺群系。（评价区植被类型图见图4.2-3）。各群系主要的群落特征如下：

①刚毛柽柳-多枝柽柳群系

该群系分布于塔里木盆地河漫滩，是向盐化草甸过渡的类型。群落中优势种为多枝柽柳和刚毛柽柳，在评价区范围内多数呈单优群落出现，灌木层高度2～3m，盖度30%～50%，群落中偶有零星胡杨出现。灌木层下草本很少，只有在水分条件较好的部分地段，灌木层下的草本较丰富，主要有花花柴（Karelinia caspica）、疏叶骆驼刺（Alhagi sparsifolia）、盐爪爪（Kalidium foliatum）、碱蓬 Suaeda glauca (Bunge) Bunge）等。在盐渍化较强的地段，灌木和草本层有稀疏的多浆半灌木层片，主要为盐穗木，盖度10%左右。

②疏叶骆驼刺群系

疏叶骆驼刺与耐盐禾草组成的群落分布在边缘的草甸盐土和盐化草甸土上，骆驼刺多与小獐茅、芦苇组成群落，植被覆盖度在10%～30%之间，混生有花花柴等。在固定和半固定沙丘上生长的骆驼刺群落，由于沙地中水分条件较好而生长良好，并因骆驼刺适应沙埋，地上分枝较发达，成为很大的草丛，丛径可达0.5～1.5m，高度30～60cm，常形成种子植物群落。

③胡杨疏林群系

该群系是胡杨林内相对稳定的群落类型，分布较广，面积较大，是河漫滩胡杨林发育的成熟阶段。土壤类型为林灌草甸土，胡杨林呈走廊式沿河岸分布。群落内胡杨为优势种，生长较为茂盛，高度6～12m不等，每公顷株数100～150株左右，盖度多在30%以上，部分地段盖度可达80% 。林下灌木层主要是多枝柽柳，其盖度随林冠郁闭度而变化，在密林中较稀疏，在疏林中，灌木层盖度可达50%。草本也非常稀疏，常见的有花花柴（Karelinia caspica）、芦苇（Phragmites australis）、疏叶骆驼刺（Alhagi sparsifolia）等。胡杨林内由于土壤表层，通常十分干旱和有盐结皮，在天然情况下，胡杨的更新已不能进行，但在部分水分较好处，尚能发生根蘖幼树，数量不多。

（3）植被分布现状调查

A.布设原则

为了获取评价区植被类型及其生长状况信息（覆盖度、生物量、分布特征等），评价人员采取了遥感影像解译、实地踏勘、样方分析、查阅资料等多种方法，对评价区域内的胡杨疏林、刚毛柽柳-多枝柽柳、疏叶骆驼刺3种不同群系进行样方调查。

B.样方调查内容

本项目生态环境影响评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（ HJ19-2022），“陆生生态调查根据植物群落类型（宜以群系及以下分类单位为调查单元）设置调查样地，二级评价不少于3个”。

样方调查选择区域有代表性植物群落，使调查结果能充分代表评价区内的植被现状。本次评价共布设样方9个，现场调查植被样方内容如下所述：

①胡杨疏林群系样方调查：设置10m×10m的植被样方3个，记录该样方的坐标和周围地形，同时记录样方内的植物种名称、棵数、平均高、郁闭度、立木蓄积等信息。

②刚毛柽柳-多枝柽柳群系样方调查：设置5m×5m的植被样方3个，记录该样方的坐标和周围地形，同时记录样方内的植物种名称、株数、平均高、各物种盖度、生物量等信息。

③疏叶骆驼刺群系样方调查：布设1m×1m样方3处，记录该样方的坐标和周围地形，同时记录样方内的植物种名称、株数、平均高、各物种盖度、生物量等信息。

C.样方信息统计

调查过程共做实测和记录样方9个，调查时间为2025年秋季，主要样方情况见表4.2-5至4.2-7。根据样内和样外记录，结合以往有关研究等资料进行分析，由此对调查区植被及植物资源状况获得初步认识。

①胡杨疏林群系植被样方调查，调查地点：YG1-5井、YM2-28-1井。土壤类型：盐土等；

样方大小：10m×10m；郁闭度：20%～30%；统计结果见表4.2-5。

**表 4.2-5　胡杨疏林群系植被样方调查统计表**

| 地点 | 植被生长状况 | | | |
|---|---|---|---|---|
| | 种类 | 高度（cm） | 数量 | 郁闭度，% |
| 样方1-1 | | | | |
| YG1-5井 | 胡杨 | 450-850 | 5 | 20 |
| | 多枝柽柳 | 55-135 | 3 | |
| 样方1-2 | | | | |
| YG1-5井 | 胡杨 | 750-1350 | 6 | 25 |
| | 多枝柽柳 | 55-145 | 5 | |
| 样方1-3 | | | | |
| YM2-28-1井 | 胡杨 | 650-1150 | 5 | 30 |
| | 疏叶骆驼刺 | 20-30 | 15 | |
| | | | | |

②刚毛柽柳-多枝柽柳群系植被样方调查，调查地点：分别在YG1-4井、YG1-6井、YG1-8井布设样方，土壤类型：盐土；

样方大小：5m×5m；总盖度：15%～35%；统计结果见表4.2-6。

**表 4.2-6　刚毛柽柳-多枝柽柳群系植被样方调查统计表**

| 地点 | 植被生长状况 | | | |
|---|---|---|---|---|
| | 种类 | 高度（cm） | 数量 | 盖度，% |
| 样方2-1 | | | | |
| YG1-4井 | 多枝柽柳 | 45-105 | 5 | 35 |
| | 疏叶骆驼刺 | 25-30 | 10 | |
| | 花花柴 | 8-15 | 7 | |
| 样方2-2 | | | | |
| YG1-6井 | 刚毛柽柳 | 35-85 | 6 | 20 |
| | 疏叶骆驼刺 | 20-40 | 15 | |
| 样方2-3 | | | | |
| YG1-8井 | 多枝柽柳 | 50-80 | 4 | 15 |
| | 疏叶骆驼刺 | 15-35 | 5 | |
| | | | | |

③疏叶骆驼刺群系植被样方调查，调查地点：分别在YM2-2-1井、YM2-3-10井

附近布设样方，土壤类型：风沙土；

样方大小：1m×1m；总盖度：10%～15%；统计结果见表4.2-7。

**表 4.2-7　疏叶骆驼刺群系植被样方调查统计表**

| 地点 | 植被生长状况 | | | |
|---|---|---|---|---|
| | 种类 | 高度（cm） | 数量 | 盖度，% |
| 样方4-1 | | | | |
| YM2-3-10井 | 疏叶骆驼刺 | 20-30 | 4 | 10 |
| | 多枝柽柳 | 30-80 | 1 | |
| 样方4-2 | | | | |
| YM2-2-1井 | 疏叶骆驼刺 | 25-35 | 3 | 10 |
| | 多枝柽柳 | 40-85 | 1 | |
| 样方4-3 | | | | |
| YM2-3-10井 | 疏叶骆驼刺 | 20-40 | 5 | 15 |
| | 多枝柽柳 | 35-85 | 1 | |
| | | | | |

**图 4.2-3　评价区植被类型图**

### 4.2.6 野生动物现状调查与评价

（1）野生动物区划

根据《中国动物地理》的动物地理区划标准，拟建项目开发所在区域的动物区系属于古北界、蒙新区、西部荒漠亚区、塔里木盆地省、天山南麓平原洲、塔里木河中上游区。

（2）野生动物栖息生境类型

评价区域内的野生动物生存环境可分为以下 3 种类型。

①乔灌林区：主要分布于项目区西部区域。植被主要为胡杨、多枝柽柳，由于乔木林冠的郁闭作用，植被覆盖度相当高，为野生动物提供了良好的栖息场所。

②荒漠灌丛区：在胡杨林的阔叶林区的林间地，分布着以柽柳、疏叶骆驼刺等为主的灌丛，为野生动物提供了另一类型的栖息场所和隐蔽地。

（3）野生动物种类及分布

通过对区域动物的实地调查和有关调查资料的查询，本项目区栖息分布着各种野生脊椎动物 37 种，其中爬行类 4 种，鸟类 25 种，哺乳类 8 种。各种野生脊椎动物分布状况见表 4.2-8。

**表 4.2-8　评价区主要脊椎动物名录及其种类和分布**

| 种 名 | 拉丁名 | 居留特性 | 分布及频度 | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | I | II | III |
| 爬行类 | | | | | |
| 新疆鬣蜥 | Agama stoliczkana | | | ± | |
| 南疆沙蜥 | Phrynocephalus forsythi | | | ± | ± |
| 密点麻蜥 | Eremias multionllata | | | + | ++ |
| 荒漠麻蜥 | Eremias przewalskii | | | ± | ± |
| 鸟类 | | | | | |
| 环颈雉 | Phasianus colchicus | R | | ± | |
| 银鸥 | Larus argentatus | B | | | |
| 红嘴鸥 | Lraus ridibundus | B | | | |
| 原鸽 | Columba livia | R | | | + |
| 欧斑鸠 | Streptopelia turtur | B | + | + | |
| 灰斑鸠 | Streptopelia decaocto | R | + | + | |
| 戴胜 | Upup epops | R | | ± | |
| 白翅啄木鸟 | Dendrocopos leucopterus | B | ± | | |
| 沙百灵 | Calandrella rufescens | R | | + | ++ |
| 凤头百灵 | Galerida cristata | R | | + | ++ |
| 云雀 | Alauda arvensis | B | | + | |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 红尾伯劳 | Laniun cristatus | B | + | + | ± |
| 紫翅椋鸟 | Sturnus vulgaris | S | ++ | ++ | + |
| 喜鹊 | Pica Pica | R | + | + | |
| 白尾地鸦 | Podoces hiddulphi | R | | | + |
| 寒鸦 | Corvus monedual | W | ++ | ++ | |
| 小嘴乌鸦 | Corvua corone | B | ++ | ++ | |
| 沙 即鸟 | Oenanthe isabellina | B | | ± | ++ |
| 漠 即鸟 | Oenanthe seserti | B | | ± | ++ |
| 沙白喉莺 | Sylvia minual | B | + | ++ | |
| 树麻雀 | Passer montanus | R | + | ++ | |
| 巨嘴沙雀 | Rhodopechys obsoleta | B | + | | + |
| 苍鹰 | Accipiter gentilis | B | + | | |
| 红隼 | Faloco tinnunculus | B | + | | |
| 漠雀 | Rhodopechys githagineus | B | + | | + |
| 哺乳类 | | | | | |
| 塔里木兔 | Lepusyarkandensis | | + | ++ | + |
| 三趾心颅跳鼠 | Salpingotus kozlovi | | | | + |
| 长耳跳鼠 | Euchoueutes naso | | | | + |
| 子午沙鼠 | Euchoreutes naso | | | | + |
| 大耳 虫胃 | Hemiechinus auritus | | | | ± |
| 沙狐 | Vulpes corsac | | | | ± |
| 鹅喉羚 | Gazella subgutturosa | | + | | + |
| 塔里木马鹿 | Cervus yarkandensis Linnaeus | | ± | | |

注：（1）R—留鸟； B—繁殖鸟； W—冬候鸟； S—夏候鸟；（2） ±：偶见种； +：常见种；++：多见种；（3） I胡杨林区；II柽柳灌丛区；III半灌木荒漠区。

（3）样线调查情况

按照《生物多样性观测技术导则 陆生哺乳动物（ HJ 710.3-2014）》《生物多样性观测技术导则 鸟类（ HJ 710.4-2014）》《生物多样性观测技术导则 爬行动物（ HJ 710.5-2014）》《生物多样性观测技术导则 两栖动物（ HJ 710.6-2014）》等确定的技术方法，对项目区各类野生动物开展了调查。

野生动物调查主要采用样线法，样线法是指观测者在观测样地内沿着选定的一条线路记录一定空间范围内出现的物种相关信息的方法。由于项目区野生动物生境类型较为简单，有胡杨林区、荒漠灌丛区、半灌木荒漠区，本次评价在管道沿线设置3条样线，每条样线500m左右，观测时行进速度1.5～3km/h。针对一些不容易捕捉的哺乳动物及两栖类动物，借助其遗留下的且易于鉴定的活动痕迹，推测动物的种类，估算其种类和数量。本次调查发现了一些野生动物的粪便、毛发等痕迹及多处动物巢穴。本次调查使用8倍双筒望远镜，观测到的主要为野生鸟类和爬行类。

本次野生动物调查在评价区设置了3条样线，样线布设情况及现场野生动物调查情况见表4.2-9。

**表4.2-9 陆生动物调查样线一览表**

| 生境类型 | 编号 | 起点坐标 | 终点坐标 | 海拔(m) | 长度(m) | 野生动物观测情况 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 乔灌林区 | 1-1 | | | 941 | 913 | 麻雀、喜鹊、凤头百灵、灰斑鸠、荒漠麻蜥 |
| | 1-2 | | | 939 | 979 | |
| | 1-3 | | | 942 | 905 | |
| 荒漠灌丛区 | 2-1 | | | 954 | 960 | 麻雀、密点麻蜥、荒漠麻蜥 |
| | 2-2 | | | 956 | 958 | |
| | 2-3 | | | 952 | 976 | |

现场观测到麻雀、灰斑鸠、喜鹊、凤头百灵等5种鸟类，荒漠麻蜥、密点麻蜥等3种爬行类。

### 4.2.7 生态敏感区调查与评价

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），生态保护目标主要为受影响的重要物种、生态敏感区以及其他需要保护的物种、种群、生物群落及生态空间等。结合现状调查，评价区域生态保护目标主要为区域内分布的重要物种。同时按照《建设项目环境影响评价分类管理名录》，将区域天然林、水土流失重点治理区和生态保护红线等环境敏感区一并进行调查及评价。

#### 4.2.7.1 重要物种

（1）重点保护野生植物

根据《国家重点保护野生植物名录》《新疆维吾尔自治区人民政府关于公布新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录的通知》（新政发〔2023〕63号文），

根据《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》（第一批）及《国家重点保护野生植物名录》（国家林业和草原局 农业农村部公告2021年第15号），评价区有保护植物3种，详见表4.2-10。

**表4.2-10　重点保护野生植物分布表**

| 序号 | 物种名称（中文名/拉丁名） | 保护级别 | 濒危级别 | 特有种（是/否） | 极小种群野生植物（是/否） | 分布区域 | 资料来源 | 工程占用情况（是/否） |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 胀果甘草（*Glycyrrhiza inflata*） | 国家二级 | 无危 LC | 否 | 否 | 常生于河岸阶地、水边、农田边或荒地中 | 现场调查、文献记录、历史调查资料 | 否 |
| 2 | 肉苁蓉（*Cistanche deserticola*） | 国家二级 | 濒危 EN | 否 | 否 | 喜生于轻度盐渍化的松软沙地上 | | 否 |
| 3 | 灰胡杨（Populus pruinosa） | 自治区II级 | 无危 | 否 | 否 | 广泛生长在塔里木河流域的干旱的沙漠周边河流沿岸，耐干旱、耐盐碱、抗风沙 | | 否 |

（2）重点保护野生动物

根据《国家重点保护野生动物名录》（国家林业和草原局 农业农村部公告2021年第3号）及《新疆国家重点保护野生动物名录（修订）》，该区域共有国家级重点保护动物6种，分别为塔里木马鹿、鹅喉羚、沙狐、塔里木兔、苍鹰、红隼。

**表4.2-11　重要野生动物调查结果统计表**

| 序号 | 物种名称(中文名/拉丁名) | 保护级别 | 濒危级别 | 特有种（是/否） | 分布区域 | 资料来源 | 工程占用情况(是/否) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 塔里木马鹿（*Cetvus yarkandensis*） | 国家一级 | 濒危 EN | 是 | 在自然条件下，塔里木河沿岸绿色走廊中的原始胡杨林、次生胡杨林及灌木丛和草地，则是野生塔里木马鹿繁衍的主要栖息地。 | 现场调查、文献记录、历史调查资料 | 拟建工程不占用，项目永久及临时占地不涉及该物种生境分布区域 |
| 2 | 鹅喉羚（*Gazella subgutturosa*） | 国家二级 | 濒危 EN | 否 | 鹅喉羚为典型的荒漠与半荒漠栖居者，主要分布于塔里木河沿岸 | | |
| 3 | 沙狐（*Vulpes corsac*） | 国家二级 | 近危 NT | 否 | 要栖息于干荒漠和半荒漠地带，远离农田、森林，主要分布于塔里木河南侧灌木林中 | | |
| 4 | 塔里木兔（*Lepus yarkandensis*） | 国家二级 | 近危 NT | 是 | 栖息于塔里木盆地中各种不同的荒漠环境和农田 | | 附近偶尔可见 |
| 5 | 苍鹰（*Accipiter gentilis*） | 国家二级 | 近危 NT | 否 | 通常栖息在山区植物稀疏的混合林、开垦耕地及旷野灌丛草地，属于小型猛禽，在项目区农田绿洲区有分布。 | | 拟建工程不占用，项目永久及临时占地不涉及该物种生境分布区域 |
| 6 | 红隼（*Falco tinnunculus*） | 国家二级 | 无危 LC | 否 | 通常栖息在山区植物稀疏的混合林、开垦耕地及旷野灌丛草地，属于小型猛禽，在项目区农田绿洲区有分布。 | | |

现场勘查时未见塔里木马鹿、沙狐、鹅喉羚、苍鹰、红隼等保护动物，由于项目区地处干旱荒漠区，动物生境较差，偶尔可见到塔里木兔、南疆沙蜥的踪迹。

**4.2.7.2 天然林/重点公益林**

重点公益林是指生态区位极为重要或生态状况极为脆弱，对国土生态安全、生物多样性保护和经济社会可持续发展具有重要作用，以提供森林生态和社会服务产品为主要经营目的的重点防护林和特种用途林。包括水源涵养林、水土保持林、防风固沙林和护岸林、自然保护区的森林和国防林等。

根据《新疆维吾尔自治区沙雅县重点公益林区划界定成果报告》，沙雅县共有林业面积263741.51公顷，其中公益林总面积 252699.47公顷，占林地面积的95.81%；重点公益林面积244145.92公顷，占公益林面积的 96.62%。

从重点公益林林种结构分析，水源涵养林 31526.89公顷，占重点公益林面积的12.91%，防风固沙林212619.03公顷，占重点公益林面积的87.08%。荒漠林生态公益林乔木林总面积105835.99公顷，总蓄积2529093m3，优势树种均为胡杨。

就地类分析，在重点公益林中，有林地占 42.41%，疏林地占 10.77%，灌木林地占31.8%，突出了保护现有的天然林及天然灌木林资源。天然荒漠林主要分布在塔里木河谷平原，是沙雅县防风固沙，免受风沙侵害的天然生态屏障。从区域而言，防风固沙林分布在塔克拉玛干沙漠周边荒漠化严重区，水源涵养林位于天山南坡水土流失严重区。

评价区域内重点公益林主要是为防风固沙林，属于稀疏林，主要植物种类为胡杨、柽柳，乔木层高度6～12m不等，植被盖度约为20%～40%，灌木层高度2～3m，植被盖度10%～30%，伴生有疏叶骆驼刺、盐穗木等。

本项目与公益林的关系图见图4.2-4。

**图 4.2-4　本项目与公益林分布示意图**

#### 4.2.7.3 水土流失重点治理区

根据新水水保〔2019〕4号文件，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、塔里木河流域水土流失重点治理区、伊犁河流域重点治理区。

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018—2030年）》和新水水保〔2019〕4号文件，本项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区。根据《2020年新疆维吾尔自治区水土保持公报》，沙雅县水土流失主要为风力侵蚀，轻度侵蚀比例占68.89%，中度侵蚀占17.60%，强烈侵蚀占7.45%，极强烈侵蚀占5.65%，剧烈侵蚀占0.41%，主要侵蚀土地利用类型为戈壁和裸岩石砾地。

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

水土流失治理范围与对象为：①国家级及自治区级水土流失重点治理区；②绿洲外围风沙防治区；③河流沿岸水蚀区、湖泊周边区域；④水土流失严重并具有土壤保持、拦沙减沙、蓄水保水、防灾减灾等水土保持功能的区域；⑤城镇周边水土流失频发、水土流失危害严重的小流域；⑥生产建设项目，尤其是资源开发、农林开发、城镇建设、工业园建设；⑦其他水土流失较为严重，对当地或者下游经济社会发展产生严重影响的区域。

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

#### 4.2.7.4 生态保护红线区

本项目新建工程不占用生态保护红线区，但在评价范围内涉及塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区，在此一并调查。本项目新建YG1-8井场道路距生态保护红线最近，最近距离为12米。

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、盐渍化等生态敏感脆弱区域。

沙雅县区域内的塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区多分布在靠近塔克拉玛干沙漠边缘以及县域内一些地势相对平坦、风力作用较强的区域。这些区域与周边生态系统相互关联，红线区的存在对于维护整个区域生态平衡具有关键作用。沙化土地主要包括流动沙地、半固定沙地和固定沙地等。流动沙地主要分布在靠近沙漠的边缘地带，这里风力强劲，沙丘移动速度较快，植被覆盖极低；半固定沙地分布在流动沙地向固定沙地的过渡区域，植被覆盖度相对稍高，但仍不稳定；固定沙地则多分布在距离沙漠稍远、人类活动影响相对较小且植被保护较好的区域，沙丘相对稳定。

本项目YG1-7井距离生态保护红线区580m，YG1-5井及井场道路最近距离生态保护红线区33m，YG1-4井、YG1-8井集油管线定向钻穿越生态保护红线区150m，YG1-4井及井场道路最近距离生态保护红线249m，YG1-6井及井场道路最近距离生态保护红线区88m，YG1-8井、井场道路分别距离生态保护红线区30m。拟建工程与生态保护红线区位置关系见图4.2-5。

**图 4.2-5　本项目与生态保护红线位置关系图**

#### 4.2.7.5 土地沙化现状调查

本项目位于沙雅县英买力油田英买2区块内，根据《新疆第六次沙化土地监测报告》，新建工程涉及沙化土地类型有半固定沙地、固定沙地。

沙雅县沙化土地总面积为2697317.85hm$^2$，占沙雅县国土总面积的84.34%。其中：流动沙地1625570.97hm$^2$，占60.27%；半固定沙地1006795hm$^2$，占37.33%。固定沙地59434.31hm$^2$，占2.20%；戈壁2242.15hm$^2$，占0.08%。

本项目沙化土地类型分布情况见图 4.2-6。

**图 4.2-6　本项目沙化土地类型分布情况图**

### 4.2.8 主要生态问题调查

项目评价区域降水量少，植被覆盖率低，干旱和半干旱是生态的主要特征，生态较为脆弱。结合本次现场考察和资料分析，项目区目前主要的生态问题包括以下几方面：

（1）水土流失问题

本项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区。项目区气候干热，降雨少，蒸发量大，植被覆盖度较低，由于植被被破坏，加剧了土壤侵蚀，水土流失是评价范围内的主要生态问题之一。

（2）土地荒漠化问题

土地盐渍化和沙漠化主要是指在干旱多风的沙质和沙壤质地表土壤条件下，由于地下水位较高，人类强度活动破坏了脆弱生态系统的平衡，造成地表出现以风沙活动为主要标志的土地退化和土壤盐渍化。从而引起地表土壤含盐量增加，沙质地表、沙丘等的活化，导致生物多样性减少、生物生产力下降、土地生产潜力衰退以及土地资源丧失，项目区荒漠化的形成主要是因风蚀所致。近年来，自治区实施了退耕还林还草、沙化土地封禁保护等措施，土地沙化趋势明显减缓，局部生态状况明显改善。

### 4.2.9 小结

本项目位于沙雅县塔里木河以北，评价区域内不涉及国家公园、自然保护区、自然公园等自然保护地、世界自然遗产，也没有重要物种的天然集中分布区、栖息地等重要生境以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域，评价范围内涉及塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区。评价区域内以自然状态为主，项目区域无地表径流，为典型的干旱荒漠，人为干扰较小。根据《新疆生态功能区划》，塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区（Ⅳ），塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区（IV1），塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区（59）。项目区气候极端干旱，土壤发育较差，类型较为简单，主要土壤类型为风沙土，植被除塔里木河沿岸分布有胡杨及人工植被外，基本均属于荒漠类型的灌木、低河漫滩盐化草甸，野生动物分布较少。

## 4.3 地下水环境现状调查与评价

### 4.3.1 地下水环境现状监测

（1）调查方法

地下水环境现状调查采用搜集资料法。

（2）监测点位

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录A，本项目属石油天然气开采项目，为I类项目，评价范围内不存在集中式饮用水水源和分散式饮用水水源地，且项目区不位于集中式饮用水水源的补给径流区，区域地下水环境敏感程度为不敏感。本次地下水环境评价等级为二级。根据导则中现状监测点的布设原则要求，二级评价项目潜水含水层的水质监测点应不少于5个，可能受建设项目影响且具有饮用水开发利用价值的含水层2-4个。原则上建设项目场地上游和下游影响区的地下水水质监测点各不得少于1个。

本项目大部分地处荒漠，经过现场核实，项目区周边人工开采水井分布数量极少。根据导则要求，从实际出发，本次环评引用《YM2-H18C 高压水力扩容地面配套项目环境影响报告书》中5个潜水点地下水监测点位的监测数据。引用监测点位与本项目所在区域属于同一水文地质单元，监测取样时间在三年有效期内。监测点位基本满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）的要求，故引用的数据具有一定代表性。具体监测点位见图4.3-1，各监测点设置情况及基本信息见表4.3-1。

**表4.3-1 地下水监测点设置情况一览表**

| 序号 | 点位名称 | 坐标 | 监测层位 | 与工程位置关系 | 水位埋深m | 井深m | 监测时间 | 监测单位 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | S2 | | 第四系孔隙潜水 | 工程区侧向，位于YM2007井西南侧3km处 | - | 30 | 2023年3月 | 新疆广宇众联环境监测有限公司 |
| 2 | S3 | | | 工程区侧向，位于YM2-12-5井东北侧2.5km处 | - | 31 | | |
| 3 | S4 | | | 工程区侧向，位于YM2-2-1井东侧1.4km处 | - | 28 | | |
| 4 | S5 | | | 工程区内，位于 | - | 28 | | |

| | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | YM2--28-1 井北侧 0.9km 处 | | | | |
| 5 | S6 | | | 工程区上游，位于 YM2-2-1 井西侧 0.9km 处 | - | 28 | | |

（3）监测项目及分析方法

①监测项目

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本次评价的监测项目包括：水位埋深、井深、$K^+$、$Na^+$、$Ca^{2+}$、$Mg^{2+}$、$CO_3^{2-}$、$HCO_3^-$、$Cl^-$、$SO_4^{2-}$、pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、高锰酸盐指数、硫酸盐、氯化物、总大肠菌群、细菌总数、石油类、硫化物等项目。

②分析方法

采样按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）执行，监测分析方法按照《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）、《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）有关标准和规范执行。分析方法、各因子检出限等详细情况见表4.3-2。

**表4.3-2 地下水环境监测因子和检测因子分析方法一览表**

| 序号 | 检测项目 | 检测方法 | 检出限/最低检出浓度 |
|---|---|---|---|
| 1 | pH 值 | 《水质 pH 值的测定 电极法》（HJ 1147-2020） | - |
| 2 | 总硬度 | 《生活饮用水标准检验方法 第 4 部分：感官性状和物理指标》（GB/T 5750.4-2023） | 1.0 mg/L |
| 3 | 溶解性总固体 | | - |
| 4 | 挥发酚 | 《水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法》（HJ 503-2009） | 0.0003 mg/L |
| 5 | 高锰酸盐指数（以 $O_2$ 计） | 《生活饮用水标准检验方法 第 7 部分：有机物综合指标》（GB/T 5750.7-2023） | 0.05 mg/L |
| 6 | 氨氮 | 《水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法》（HJ 535-2009） | 0.025 mg/L |
| 7 | 总大肠菌群 | 《生活饮用水标准检验方法 第 12 部分：微生物指标》（GB/T 5750.12-2023）5.2 滤膜法 | - |
| 8 | 菌落总数 | 《生活饮用水标准检验方法 第 12 部分：微生物指标》（GB/T 5750.12-2023）4.1 平皿计数法 | - |
| 9 | 亚硝酸盐（氮） | 《水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法》（GB 7493-87） | 0.003 mg/L |
| 10 | 硝酸盐（氮） | 《水质 硝酸盐氮的测定 紫外分光光度法（试行）》（HJ/T 346-2007） | 0.08 mg/L |

| 序号 | 检测项目 | 检测方法 | 检出限/最低检出浓度 |
|---|---|---|---|
| 11 | 氰化物 | 《生活饮用水标准检验方法 第5部分：无机非金属指标》（GB/T 5750.5-2023）7.1 异烟酸-吡唑啉酮分光光度法 | 0.002 mg/L |
| 12 | 氟化物 | 《水质 氟化物的测定 离子选择电极法》（GB 7484-87） | 0.05 mg/L |
| 13 | 汞 | 《水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法》（HJ 694-2014） | $4\times10^{-5}$ mg/L |
| 14 | 砷 | | $3\times10^{-4}$ mg/L |
| 15 | 镉 | 《生活饮用水标准检验方法 第6部分：金属和类金属指标》（GB/T 5750.6-2023）12.1 无火焰原子吸收分光光度法 | $5\times10^{-4}$ mg/L |
| 16 | 六价铬 | 《水质 六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法》（GB 7467-87） | 0.004 mg/L |
| 17 | 铅 | 《生活饮用水标准检验方法 第6部分：金属和类金属指标》（GB/T 5750.6-2023）14.1 无火焰原子吸收分光光度法 | $2.5\times10^{-3}$ mg/L |
| 18 | 钡 | 《生活饮用水标准检验方法 第6部分：金属和类金属指标》（GB/T 5750.6-2023）19.1 无火焰原子吸收分光光度法 | $1.0\times10^{-2}$ mg/L |
| 19 | 硫酸根（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 84-2016） | 0.018 mg/L |
| 20 | 氯离子（氯化物） | | 0.007 mg/L |
| 21 | 钾离子 | 《水质 可溶性阳离子（$Li^+$、$Na^+$、$NH_4^+$、$K^+$、$Ca^{2+}$、$Mg^{2+}$）的测定 离子色谱法》（HJ 812-2016） | 0.02 mg/L |
| 22 | 钠离子 | | 0.02 mg/L |
| 23 | 钙离子 | | 0.03 mg/L |
| 24 | 镁离子 | | 0.02 mg/L |
| 25 | 碳酸根 | 《地下水质分析方法 第49部分：碳酸根、重碳酸根和氢氧根离子的测定 滴定法》（DZ/T 0064.49-2021） | 1 mg/L |
| 26 | 碳酸氢根 | | |
| 27 | 铁 | 《水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法》（GB 11911-89） | 0.03 mg/L |
| 28 | 锰 | | 0.01 mg/L |
| 29 | 硫化物 | 《水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法》（HJ 1226-2021） | 0.003 mg/L |
| 30 | 石油类 | 《水质 石油类的测定 紫外分光光度法（试行）》（HJ 970-2018） | 0.01 mg/L |

### 4.3.2 地下水环境质量现状评价

（1）评价标准

石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准；其他因子执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准。

（2）评价方法

评价方法采用标准指数法。

①对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公式：

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

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，mg/L；

$C_{si}$——第 $i$ 个水质因子的标准浓度，mg/L。

②对于评价标准为区间值的水质因子（如 $pH$ 值），其标准指数计算公式：

$$P_{pH} = \frac{7.0 - pH}{7.0 - pH_{sd}}$$，pH≤7 时；

$$P_{pH} = \frac{pH - 7.0}{pH_{su} - 7.0}$$，pH＞7 时；

式中：$P_{pH}$—pH 的标准指数，无量纲；

$pH$—pH 监测值；

$pH_{sd}$—标准中 pH 的下限值；

$pH_{su}$—标准中 pH 的上限值。

（3）评价结果

各监测点位地下水水质八大离子浓度级平衡计算结果见表 4.3-3、表 4.3-4。由表 4.3-3、表 4.3-4 可以看出，项目区域内各监测点的地下水化学类以 Cl-Na 型水为主；水质较差；区域水质总阳离子（钠、钾、钙、镁）与阴离子（硫酸盐、氯化物、碳酸盐、重碳酸盐）毫克当量浓度相对误差不大于 20%，阴阳离子平衡。

本次环评地下水监测及评价结果见表 4.3-5。由表 4.3-5 可以看出，监测期间，各潜水监测点中《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准，其余监测因子除总硬度、氟化物、锰、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、钠外均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准。超标因子与区域水文地质条件有关，反应的是干旱区浅层地下水的共性。

**表 4.3-3　地下水水化学类型判定表**

| 监测点 | | S2 井 | | | S3 井 | | | S4 井 | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 监测结果<br>监测因子 | | ρ(B)mg/L | c（1/zBz±）mmol/L | x（1/zBz±）% | ρ(B)mg/L | c（1/zBz±）mmol/L | x（1/zBz±）% | ρ(B)mg/L | c（1/zBz±）mmol/L | x（1/zBz±）% |
| 阳离子 | 钾 | | | | | | | | | |
| | 钠 | | | | | | | | | |
| | 钙 | | | | | | | | | |
| | 镁 | | | | | | | | | |
| | 合计 | | | | | | | | | |
| 阴离子 | 碳酸氢根 | | | | | | | | | |
| | 氯化物 | | | | | | | | | |
| | 硫酸盐 | | | | | | | | | |
| | 碳酸根 | | | | | | | | | |
| | 合计 | | | | | | | | | |
| 相对偏差% | | 5.81 | | | 3.88 | | | 8.53 | | |
| 水化学类型 | | Cl-Na 型 | | | Cl-Na 型 | | | Cl-Na 型 | | |

**表 4.3-5　地下水水化学类型判定表**

| 监测点 | | S5 井 | | | S6 井 | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 监测结果<br>监测因子 | | ρ(B)mg/L | c（1/zBz±）mmol/L | x（1/zBz±）% | ρ(B)mg/L | c（1/zBz±）mmol/L | x（1/zBz±）% |
| 阳离子 | 钾 | | | | | | |
| | 钠 | | | | | | |
| | 钙 | | | | | | |
| | 镁 | | | | | | |
| | 合计 | | | | | | |
| 阴离子 | 碳酸氢根 | | | | | | |
| | 氯化物 | | | | | | |
| | 硫酸盐 | | | | | | |
| | 碳酸根 | | | | | | |
| | 合计 | | | | | | |
| 相对偏差% | | 8.90 | | | -0.76 | | |
| 水化学类型 | | $HCO_3$·Cl-Na·Ca 型 | | | Cl-Na 型 | | |

**表 4.3-5　地下水质量现状监测及评价结果一览表**

| 序号 | 检测项目 | 标准限值（III 类） | 单位 | 监测及评价结果 | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | S2 | | S3 | | S4 | | S5 | | S6 | |
| | | | | 监测值 | 标准指数 | 监测值 | 标准指数 | 监测值 | 标准指数 | 监测值 | 标准指数 | 监测值 | 标准指数 |
| 1 | pH 值 | 6.5~8.5 | 无量纲 | | | | | | | | | | |
| 2 | 氨氮 | 0.5 | mg/L | | | | | | | | | | |
| 3 | 亚硝酸盐氮 | 1 | mg/L | | | | | | | | | | |
| 4 | 硝酸盐氮 | 20 | mg/L | | | | | | | | | | |
| 5 | 氰化物 | 0.05 | mg/L | | | | | | | | | | |
| 6 | 挥发酚 | 0.002 | mg/L | | | | | | | | | | |
| 7 | 汞 | 0.001 | mg/L | | | | | | | | | | |
| 8 | 砷 | 0.01 | mg/L | | | | | | | | | | |
| 9 | 铬(六价) | 0.05 | mg/L | | | | | | | | | | |
| 10 | 总硬度 | 450 | mg/L | | | | | | | | | | |
| 11 | 铅 | 0.01 | mg/L | | | | | | | | | | |
| 12 | 氟化物 | 1 | mg/L | | | | | | | | | | |
| 13 | 镉 | 0.005 | mg/L | | | | | | | | | | |
| 14 | 铁 | 0.3 | mg/L | | | | | | | | | | |
| 15 | 锰 | 0.1 | mg/L | | | | | | | | | | |
| 16 | 溶解性总固体 | 1000 | mg/L | | | | | | | | | | |
| 17 | 耗氧量 | 3 | mg/L | | | | | | | | | | |
| 18 | 硫酸根 | 250 | mg/L | | | | | | | | | | |
| 19 | 氯离子 | 250 | mg/L | | | | | | | | | | |
| 20 | 总大肠菌群 | 3 | CFU/100mL | | | | | | | | | | |
| 21 | 细菌总数 | 100 | CFU/mL | | | | | | | | | | |
| 22 | 硫化物 | 0.02 | mg/L | | | | | | | | | | |
| 23 | 石油类 | 0.05 | mg/L | | | | | | | | | | |
| 24 | 钾 | / | mg/L | | | | | | | | | | |

| | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 25 | 钠 | 200 | mg/L | | | | | | | | | | |
| 26 | 钙离子 | / | mg/L | | | | | | | | | | |
| 27 | 镁离子 | / | mg/L | | | | | | | | | | |
| 28 | 碳酸根 | / | mg/L | | | | | | | | | | |
| 29 | 碳酸氢根 | / | mg/L | | | | | | | | | | |

**图 4.3-1　监测点位图**

### 4.3.3 包气带污染状调查

（1）监测布点

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），对于一、二级的改扩建项目，应在可能造成地下水污染的主要装置或设施附近开展包气带污染现状调查，对包气带进行分层取样。

根据现场调查，本项目可能造成地下水污染的主要工程为区块内已建井场和站场，因此本次调查选取英买2转油站土壤裸露处进行包气带分层取样调查；监测布点见表4.3-6。

**表4.3-6　包气带现状监测点位置**

| 调查点位 | 坐标 | 采样深度 | 备注 |
|---|---|---|---|
| 英买2转油站占地范围内 | | 0~20cm | 污染控制点 |
| 英买2转油站占地范围外 | | 0~20cm | 清洁对照点 |

（2）监测因子

监测因子：石油类、pH。

（3）监测时间

本次评价检测委托新疆中测测试有限责任公司对包气带现状进行了监测，监测时间为2025年8月27日

（4）监测频次

监测一天，采样一次。

（5）监测结果

包气带监测结果见表4.3-7。

**表4.3-7　包气带现状监测结果一览表　单位：mg/L（pH无量纲）**

| 监测点位 | | 监测项目 | 监测值（mg/kg） | 标准限值（mg/kg） | 达标情况 |
|---|---|---|---|---|---|
| 英买2转油站 | 占地范围内 | 石油烃 | | 4500 | 达标 |
| | 占地范围外 | | | | |
| | 占地范围内 | pH | | - | |
| | 占地范围外 | | | | |

注：ND为未检出

从表4.3-8调查结果可知，评价区域内已建站场永久占地内外的油田特征污染物石油类监测数值相差不大，因此，评价区域内已建工程的包气带未受到油田开发的污染影响。

## 4.4 地表水环境现状调查与评价

本项目不涉及地表水体。因此，本评价不进行地表水环境质量现状评价，仅对地下水进行评价。

## 4.5 土壤环境现状调查与评价

### 4.5.1 土壤类型及分布调查

根据遥感影像图、土壤类型图、《新疆土壤》及现场踏勘结果，本项目所在区域土壤类型主要以风沙土和盐土为主。评价区土壤类型见图4.5-1。

（1）风沙土

风沙土零星分布在项目区内，主要为管线临时占地区域，风沙土是在风成沙性母质上发育而成，质地较粗，物理性粘粒很少。因风蚀和风积作用的交替进行，加之植被稀疏，生物作用微弱，有机物质累积很少，成土过程十分微弱，剖面层次分化不明显。地表植被以柽柳为主，植被盖度10~20％。

（2）盐土

盐土分布在塔里木河北岸远离河道的广阔区域。项目区主要是典型盐土亚类。典型盐土通常由草甸盐土和盐化土壤进一步积盐，盐生植被取代草甸植被，生草过程进一步削弱而来。其地下水位约2~3m，地面起伏不平，并被5～15cm的盐结皮或盐结壳所覆盖，盐类组成以氯化物为主，生物累积少，有机质含量及其它养分含量均较低。植被以稀疏的盐生灌丛为主，常见的有柽柳、骆驼刺、盐穗木等，盖度10~20％。

**图 4.5-1　土壤类型分布图**

### 4.5.2 土壤理化性质调查

本项目同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑，根据项目工程分析情况，针对工程占地的土壤理化性质进行分析，主要包括土壤结构、土壤质地、阳离子交换量、氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度等。取样点位为本项目附近土壤，分析结果见表 4.5-1。

**表 4.5-1　土壤理化特性调查表**

| 点号 | | T1（英买 2 转油站） | T2（YG1-5） | T3（YM2-3-10） | T4（YG1-8） | T5（YG2-8） |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 坐标 | | | | | | |
| 层次 | | 0-0.2m | 0-0.2m | 0-0.2m | 0-0.2m | 0-0.2m |
| 现场记录 | 颜色 | 浅棕 | 浅棕 | 浅棕 | 浅棕 | 浅棕 |
| | 结构 | 粒状 | 粒状 | 粒状 | 粒状 | 粒状 |
| | 质地 | 沙壤土 | 砂壤土 | 砂壤土 | 砂土 | 沙壤土 |
| | 砂砾含量 | 15.3% | 10.1% | 8.7% | <5% | 7.6% |
| | 其他异物 | 无 | 无 | 无 | 无 | 无 |
| 实验室测定 | 阳离子交换量（cmol/kg） | | | | | |
| | pH 值（无量纲） | | | | | |
| | 氧化还原电（mv） | | | | | |
| | 饱和导水率（cm/s） | | | | | |
| | 土壤容重（kg/m$^3$） | | | | | |
| | 孔隙度% | | | | | |

### 4.5.3 土壤环境现状监测

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），项目所在区域属于土壤盐化地区，本项目类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑。根据项目位置和 HJ964-2018 布点要求，本评价在占地范围内设置 5 个柱状样和 5 表层样，占地范围外设置 6 个表层样；土壤类型主要为风沙土和盐土。土壤监测布点符合《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）和《环境

影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）中污染影响型和生态影响型项目布点要求。

（1）监测布点

根据项目区域土壤类型的特点以及土地利用方式，分为建设用地和农用地进行评价。具体监测点位及监测因子见表 4.5-2。

**表 4.5-2　土壤监测点位及监测项目表**

| 分类 | 采样层位 | 采样区名称 | 地理坐标 | 监测因子 | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|
| 占地范围内（建设用地标准） | 表层样 | TN1（英买 2 转油站） | | 《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地的 45 项基本因子+特征因子：石油烃+土壤盐分含量+pH | 实测 |
| | | TN2（YG1-5） | | 石油烃+土壤盐分含量 | |
| | | TN3（YM2-3-10） | | | |
| | | TN4（YG1-8） | | | |
| | | TN5（YG2-8） | | | |
| | 柱状样 | TN6（英买 2 转油站） | | 石油烃 | |
| | | TN7（YG1-5） | | | |
| | | TN8（YG1-3） | | | |
| | | TN9（YG1-6） | | | |
| | | TN10（YM2-2-1） | | | |
| 占地范围外（农用地标准） | 表层样 | TW1（YM2007 井场外 200m 内） | | 《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中表 1 规定的基本项目：pH+8 项重金属+土壤盐分含量，石油烃 | |
| | | TW2（YG2-5 井场外 200m 内） | | pH+石油烃+土壤盐分含量 | |
| | | TW3（YG2-9 井场外 200m 内） | | | |
| | | TW4（YM2-8 注水阀井井场外 200m 内） | | | |
| | | TW5（YM2-28-1 井场外 200m 内） | | pH+土壤盐分含量 | |
| | | TW6（YM2-21C 井场外 200m 内） | | | |

（2）监测频率

监测 1 天，监测 1 次。

（3）监测单位

本次评价土壤检测委托新疆中测测试有限责任公司对土壤环境质量现状进行了监测，监测时间为2025年8月27日。

（4）监测项目及分析方法

①监测项目

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），本次评价的监测项目包括：

《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中表1规定的基本项目：镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、pH、土壤盐分含量、石油烃共计11项。

《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地的基本因子+特征因子：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、顺式-1，2-二氯乙烯、反式-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/对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯苯酚、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、土壤盐分含量共计48项。

②分析方法

采样按照《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》执行，监测分析方法按照《土壤环境监测技术规范》（HJ/T166-2004）《建设用地土壤污染状况调查 技术导则》（HJ25.1-2019）有关标准和规范执行。

### 4.5.4 土壤环境现状评价

（1）评价标准

油田内地面工程、井场、站场等建设用地为第二类用地，占地范围内执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值标准。

占地范围外农用地、未利用地执行《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筛选值标准。根据监测结果，在监测期间，本项目区域土壤pH＞7，因此占地范围外土壤执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表1中所列筛选值标准。石油烃执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表2第二类用地筛选值标准。

（2）评价方法

对污染物的评价，采用标准指数法。

（3）评价结果

土壤评价结果见表4.5-3～7。由表4.5-3～7可以看出，监测期间，项目区占地范围内土壤的挥发性有机物和半挥发性有机物均未检出，重金属元素含量相对较低，占地范围内土壤各监测因子满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表1第二类用地筛选值标准要求。

占地范围外的土壤中重金属元素含量相对较低，小于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB156 18-2018）中“表1农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”的pH＞7所列标准；土壤中石油烃含量较低，满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求。

**表4.5-3 占地范围内表层样土壤环境质量评价（1）**

| 监测点位 | | | | TN1（英买2转油站） | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 采样深度 | | | | 0-20cm | | |
| 序号 | 检测项目 | 单位 | 筛选值（第二类用地） | 监测数据 | Pi | 达标情况 |
| 1 | pH | - | - | | | 达标 |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 2 | 总砷 | mg/kg | 60 | | | 达标 |
| 3 | 镉 | mg/kg | 65 | | | 达标 |
| 4 | 六价铬 | mg/kg | 5.7 | | | 达标 |
| 5 | 铜 | mg/kg | 18000 | | | 达标 |
| 6 | 铅 | mg/kg | 800 | | | 达标 |
| 7 | 总汞 | mg/kg | 38 | | | 达标 |
| 8 | 镍 | mg/kg | 900 | | | 达标 |
| 9 | 四氯化碳 | mg/kg | 2.8 | | | 达标 |
| 10 | 氯仿 | mg/kg | 0.9 | | | 达标 |
| 11 | 氯甲烷 | mg/kg | 37 | | | 达标 |
| 12 | 1,1-二氯乙烷 | mg/kg | 9 | | | 达标 |
| 13 | 1,2-二氯乙烷 | mg/kg | 5 | | | 达标 |
| 14 | 1,1-二氯乙烯 | mg/kg | 66 | | | 达标 |
| 15 | 顺式-1,2-二氯乙烯 | mg/kg | 596 | | | 达标 |
| 16 | 反式-1,2-二氯乙烯 | mg/kg | 54 | | | 达标 |
| 17 | 二氯甲烷 | mg/kg | 616 | | | 达标 |
| 18 | 1,2-二氯丙烷 | mg/kg | 5 | | | 达标 |
| 19 | 1,1,1,2-四氯乙烷 | mg/kg | 10 | | | 达标 |
| 20 | 1,1,2,2-四氯乙烷 | mg/kg | 6.8 | | | 达标 |
| 21 | 四氯乙烯 | mg/kg | 53 | | | 达标 |
| 22 | 1,1,1-三氯乙烷 | mg/kg | 840 | | | 达标 |
| 23 | 1,1,2-三氯乙烷 | mg/kg | 2.8 | | | 达标 |
| 24 | 三氯乙烯 | mg/kg | 2.8 | | | 达标 |
| 25 | 1,2,3-三氯丙烷 | mg/kg | 0.5 | | | 达标 |
| 26 | 氯乙烯 | mg/kg | 0.43 | | | 达标 |
| 27 | 苯 | mg/kg | 4 | | | 达标 |
| 28 | 氯苯 | mg/kg | 270 | | | 达标 |
| 29 | 1,2-二氯苯 | mg/kg | 560 | | | 达标 |
| 30 | 1,4-二氯苯 | mg/kg | 20 | | | 达标 |
| 31 | 乙苯 | mg/kg | 28 | | | 达标 |
| 32 | 苯乙烯 | mg/kg | 1290 | | | 达标 |
| 33 | 甲苯 | mg/kg | 1200 | | | 达标 |
| 34 | 间/对二甲苯 | mg/kg | 570 | | | 达标 |
| 35 | 邻二甲苯 | mg/kg | 640 | | | 达标 |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 36 | 硝基苯 | mg/kg | 76 | | | 达标 |
| 37 | 苯胺 | mg/kg | 260 | | | 达标 |
| 38 | 2-氯酚 | mg/kg | 2256 | | | 达标 |
| 39 | 苯并[a]蒽 | mg/kg | 15 | | | 达标 |
| 40 | 苯并[a]芘 | mg/kg | 1.5 | | | 达标 |
| 41 | 苯并[b]荧蒽 | mg/kg | 15 | | | 达标 |
| 42 | 苯并[k]荧蒽 | mg/kg | 151 | | | 达标 |
| 43 | 䓛 | mg/kg | 1293 | | | 达标 |
| 44 | 二苯并[a,h]蒽 | mg/kg | 1.5 | | | 达标 |
| 45 | 茚并[1,2,3-cd]芘 | mg/kg | 15 | | | 达标 |
| 46 | 萘 | mg/kg | 70 | | | 达标 |
| 47 | 石油烃 | mg/kg | 4500 | | | 达标 |
| 48 | 水溶性盐总量 | g/kg | - | | | 达标 |

**表 4.5-4　　占地范围内表层样土壤环境质量评价（2）**

| 检测项目 | 筛选值（第二类用地） | TN2（YG1-5） | | | TN3（YM2-3-10） | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 0~0.2m | | | 0~0.2m | | |
| | | 监测数据 | Pi | 达标情况 | 监测数据 | Pi | 达标情况 |
| pH（无量纲） | - | | | 达标 | | | 达标 |
| 石油烃 | 4500 | | | 达标 | | | 达标 |
| 含盐量（g/kg） | - | | | 达标 | | | 达标 |
| 检测项目 | 筛选值（第二类用地） | TN4（YG1-8） | | | TN5（YG2-8） | | |
| | | 0~0.2m | | | 0~0.2m | | |
| | | 监测数据 | Pi | 达标情况 | 监测数据 | Pi | 达标情况 |
| pH（无量纲） | - | | | 达标 | | | 达标 |
| 石油烃 | 4500 | | | 达标 | | | 达标 |
| 含盐量（g/kg） | - | | | 达标 | | | 达标 |

**表 4.5-5　　占地范围内柱状样土壤环境质量评价**

| 监测点位 | | 石油烃 | | | 达标情况 |
|---|---|---|---|---|---|
| 占地范围内 | 采样层次 | 标准限值（mg/kg） | 监测值（mg/kg） | Pi | |
| TN6（英买 2 转油站） | 表层 | 4500 | | | 达标 |
| | 中层 | 4500 | | | 达标 |
| | 深层 | 4500 | | | 达标 |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| TN7（YG1-5） | 20cm | 4500 | | | 达标 |
| | 100cm | 4500 | | | 达标 |
| | 200cm | 4500 | | | 达标 |
| TN8（YG1-3） | 20cm | 4500 | | | 达标 |
| | 100cm | 4500 | | | 达标 |
| | 200cm | 4500 | | | 达标 |
| TN9（YG1-6） | 20cm | 4500 | | | 达标 |
| | 100cm | 4500 | | | 达标 |
| | 200cm | 4500 | | | 达标 |
| TN10（YM2-2-1） | 20cm | 4500 | | | 达标 |
| | 100cm | 4500 | | | 达标 |
| | 200cm | 4500 | | | 达标 |

**表 4.5-6　占地范围外土壤环境质量评价 （1） （筛选值 pH＞7）**

| 监测点位 | | | | TW1（YM2007 井场外 200m 内） | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 采样深度 | | | | 0-20cm | | |
| 序号 | 检测项目 | 单位 | 筛选值 | 监测数据 | Pi | 达标情况 |
| 1 | pH 值 | 无量纲 | / | | | 达标 |
| 2 | 镉 | mg/kg | 0.6 | | | 达标 |
| 3 | （总）汞 | mg/kg | 3.4 | | | 达标 |
| 4 | （总）砷 | mg/kg | 25 | | | 达标 |
| 5 | 铅 | mg/kg | 170 | | | 达标 |
| 6 | 铬 | mg/kg | 250 | | | 达标 |
| 7 | 铜 | mg/kg | 100 | | | 达标 |
| 8 | 镍 | mg/kg | 190 | | | 达标 |
| 9 | 锌 | mg/kg | 300 | | | 达标 |
| 10 | 石油烃（$C_{10}$~$C_{40}$） | mg/kg | 4500 | | | 达标 |
| 11 | 水溶性盐总量 | g/kg | / | | | 达标 |

**表 4.5-7　占地范围外表层样土壤环境质量评价**

| 监测点位 | | 石油烃 | | | 水溶性盐总量 | pH |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 占地范围内 | 采样深度 | 标准限值（mg/kg） | 监测值（mg/kg） | Pi | 监测值（mg/kg） | 监测值（无量纲） |
| TW2（YG2-5 井场外 200m 内） | 20cm | 4500 | | | | |
| TW3（YG2-9 井场外 | 20cm | 4500 | | | | |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 200m 内） | | | | | | |
| TW4（YM2-8 注水阀井井场外 200m 内） | 20cm | 4500 | | | | |
| TW5（YM2-28-1 井场外 200m 内） | 20cm | 4500 | | | | |
| TW6（YM2-21C 井场外 200m 内） | 20cm | 4500 | | | | |

从评价结果可以看出，项目区占地范围内土壤的挥发性有机物和半挥发性有机物均未检出。土壤中石油烃含量较低，满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求。重金属元素含量相对较低，场站内土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 第二类用地筛选值标准要求。

项目区占地范围外区内土壤中重金属元素含量相对较低，小于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB156 18-2018）中“表。1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”相应标准；土壤中石油烃含量较低，满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求。

（4）土壤酸化和盐化现状

对照《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 D，土壤盐化分级标准见表 4.5-8，土壤酸化、碱化分级标准见表 4.5-9。本项目属于干旱、半荒漠和荒漠地区，本项目所在区域土壤盐化、酸化碱化现状见表 4.5-10。

**表 4.5-8　土壤盐化分级标准**

| 分级 | 土壤含盐量（SSC）/（g/kg） | |
|---|---|---|
| | 滨海、半湿润和半干旱地区 | 干旱、半荒漠和荒漠地区 |
| 未盐化 | SSC<1 | SSC<2 |
| 轻度盐化 | 1≤SSC<2 | 2≤SSC<3 |
| 中度盐化 | 2≤SSC<4 | 3≤SSC<5 |
| 重度盐化 | 4≤SC<6 | 5≤SSC<10 |
| 极重度盐化 | SSC≥6 | SSC≥10 |

**表 4.5-9　土壤酸化、碱化分级标准**

| 土壤 pH 值 | 土壤酸化、碱化强度 |
|---|---|
| pH<3.5 | 极重度酸化 |
| 3.5≤pH<4.0 | 重度酸化 |

| | |
|---|---|
| 4.0≤pH<4.5 | 中度酸化 |
| 4.5≤pH<5.5 | 轻度酸化 |
| 5.5≤pH<8.5 | 无酸化或碱化 |
| 8.5≤pH<9.0 | 轻度碱化 |
| 9.0≤pH<9.5 | 中度碱化 |
| 9.5≤pH<10.0 | 重度碱化 |
| pH≥10.0 | 极重度碱化 |

**表 4.5-10　土壤盐化、酸化、碱化现状**

| 检测项目 | | pH | 含盐量（SSC）/（g/kg） | 盐化程度 | 碱化程度 |
|---|---|---|---|---|---|
| TN1 | 表层 0-0.2m | | | 极重度盐化 | 无酸化或碱化 |
| TN2 | 表层 0-0.2m | | | 极重度盐化 | 无酸化或碱化 |
| TN3 | 表层 0-0.2m | | | 极重度盐化 | 无酸化或碱化 |
| TN4 | 表层 0-0.2m | | | 未盐化 | 轻度碱化 |
| TN5 | 表层 0-0.2m | | | 极重度盐化 | 无酸化或碱化 |
| TW1 | 表层 0-0.2m | | | 未盐化 | 轻度碱化 |
| TW2 | 表层 0-0.2m | | | 轻度盐化 | 无酸化或碱化 |
| TW3 | 表层 0-0.2m | | | 未盐化 | 无酸化或碱化 |
| TW4 | 表层 0-0.2m | | | 极重度盐化 | 无酸化或碱化 |
| TW5 | 表层 0-0.2m | | | 中度盐化 | 无酸化或碱化 |
| TW6 | 表层 0-0.2m | | | 极重度盐化 | 轻度碱化 |

综上所述，本项目区内土壤轻度碱化，土壤盐化程度不均，存在未盐化、轻度盐化、中度盐化、极重度盐化的情况。

## 4.6 环境空气质量现状调查与评价

### 4.6.1 基本污染物环境质量现状调查

#### 4.6.1.1 区域大气环境质量达标判定

本项目位于阿克苏地区沙雅县，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（H.J2.2-2018）对环境质量现状数据的要求，本次评价引用生态环境部环境工程评估中心公布的全国环境空气质量达标区判定数据中距离本项目最近的国控点监测数据。数据时间为2024年，基本污染物为$SO_2$、$NO_2$、CO、$O_3$、$PM_{10}$和$PM_{2.5}$。本项目所在区域环境空气质量达标判定结果见表4.6-1所示。

表4.6-1　阿克苏地区环境空气质量现状评价一览表

| 污染物 | 年评价指标 | 标准值（μg/m³） | 现状浓度（μg/m³） | 占标率（%） | 达标情况 |
|---|---|---|---|---|---|
| $SO_2$ | 年平均质量浓度 | 60 | | | 达标 |
| $NO_2$ | 年平均质量浓度 | 40 | | | 达标 |
| CO | 24小时平均第95百分位数 | 4000 | | | 达标 |
| $O_3$ | 最大8小时平均第90百分位数 | 160 | | | 达标 |
| $PM_{10}$ | 年平均质量浓度 | 70 | | | 超标 |
| $PM_{2.5}$ | 年平均质量浓度 | 35 | | | 达标 |

由表4.6-1可知，本项目所在区域的$PM_{10}$年均浓度值超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单中二级标准要求，即本项目所在区域为环境空气质量不达标区。$PM_{10}$超标原因主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。阿克苏地区采取综合措施落实大气污染防治行动计划，可降低工业粉尘排放，但受气候干燥、降水少等自然原因引起的扬尘污染短期内不会有明显改善。

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

#### 4.6.1.2 近五年区域环境质量调查

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），滚动开发区块建设项目还应收集近5年的区域环境质量资料。本次评价采用2020年至2024年的距离本项目区最近的国控点数据，作为项目环境空气现状评价基本污染物$SO_2$、$NO_2$、$PM_{10}$、$PM_{2.5}$、CO和$O_3$的数据来源，详见下表4.6-2。

**表4.6-2 近五年环境空气质量现状变化 单位：μg/m³ （标注除外）**

| 污染物 | 年评价指标 | 二级标准（μg/m³） | 国控点数据（μg/m³） | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | 2020年 | 2021年 | 2022年 | 2023年 | 2024年 |
| $PM_{10}$ | 年平均质量浓度 | 70 | | | | | |
| $PM_{2.5}$ | 年平均质量浓度 | 35 | | | | | |
| $SO_2$ | 年平均质量浓度 | 60 | | | | | |
| $NO_2$ | 年平均质量浓度 | 40 | | | | | |
| CO | 日均值第95百分位浓度 | 4000 | | | | | |
| $O_3$ | 最大8小时平均第90百分位数 | 160 | | | | | |

根据表4.6-2可知，2020年-2024年，本项目所在区域$SO_2$、$NO_2$的年平均质量浓度均能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级浓度限值及其修改单中二级标准；CO日均值第95百分位浓度、$O_3$最大8小时滑动平均第90百分位浓度均能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级浓度限值及其修改单中二级标准；$PM_{10}$年平均质量浓度均超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级浓度限值及其修改单中二级标准；2020年-2023年$PM_{2.5}$年平均质量浓度均超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级浓度限值及其修改单中二级标准，2024年$PM_{2.5}$年平均质量浓度能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级浓度限值及其修改单中二级标准。

### 4.6.2 特征污染物环境质量现状评价

（1）监测点位及监测项目

按照《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），结合项目所在区域地形特点以及当地气象特征，本次评价在项目区布置1个监测点位对区域环境空气

质量现状进行补充监测。监测因子为非甲烷总烃、硫化氢。监测点位布设及基本信息见表4.6-3和图4.3-1。

**表4.6-3　特征污染物监测点位基本信息　　单位：mg/m³**

| 编号 | 监测点名称 | 监测点坐标 | 监测因子 | 环境功能区 |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 英买2转油站下风向 | | 非甲烷总烃、硫化氢 | 二类 |

（2）监测时间及频率

监测时间：2025年8月22日至8月28日，监测7天。

监测因子：非甲烷总烃、硫化氢1小时平均浓度

监测频率：每天检测4次，每次采样不少于45分钟，具体时间为北京时间，具体时间：4:00、10:00、16:00、22:00。

（3）监测及分析方法

各监测因子检测方法及检出限表见表4.6-4。

**表4.6-4　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 | $H_2S$ | 《居住区大气中硫化氢卫生检验标准方法亚甲蓝分光光度法》 | GB 11742-89 | mg/m³ | 0.005 |
| 2 | 非甲烷总烃 | 《环境空气 总烃、甲烷和非甲烷总烃测定 直接进样-气相色谱法》 | HJ 604-2017 | mg/m³ | 0.07 |

（4）评价标准

NMHC参考《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）确定一次浓度限值2.0mg/m³，$H_2S$执行《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录D中其他污染物空气质量浓度参考限值要求。

（5）评价方法

采用质量浓度占标率法，计算公式为：

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

式中：*Pi*——第*i*个污染物的最大占标百分比，%；

*Ci*——第*i*个污染物监测浓度，μg/m³；

*Coi*——第*i*个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m³。

（6）评价结果

监测及评价结果见表4.6-5。

**表4.6-5　NMHC、$H_2S$监测评价结果监测结果表**

| 监测点位 | 污染物 | 平均时间 | 评价标准（μg/m³） | 浓度范围（μg/m³） | 最大浓度占标率（%） | 超标率（%） | 达标情况 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 英买2转油站下风向 | NMHC | 1h平均 | 2000 | | | 0 | 达标 |
| | 硫化氢 | 1h平均 | 3000 | | | 0 | 达标 |

注：“ND”代表未检出

从表4.6-5可以看出，在监测期内，本项目所在区域特征污染物硫化氢小时平均值、日平均值均满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录D中其他污染物空气质量浓度参考限值要求；NMHC小时平均值满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）2.0mg/m³的标准要求；各监测点与油田开发活动相关的特征污染物硫化氢、NMHC均达标。

## 4.7 声环境现状调查与评价

### 4.7.1 声环境现状监测

（1）调查方法

声环境现状调查采用实测法。

（2）监测布点

本次评价在项目所在区域布设7个监测点，监测点基本满足《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）的要求。各监测点设置情况及基本信息见表4.7-1，具体监测点位见图4.3-1。

**表4.7-1　声环境监测点设置情况一览表**

| 序号 | 监测点位名称 | | 监测因子 | 监测时间 | 监测单位 |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 英买2转油站场界噪声 | 北厂界 | 等效连续A声级（Leq） | 2025年8月 | 新疆中测测试有限责任公司 |
| | | 西厂界 | | | |
| | | 南厂界 | | | |
| | | 东厂界 | | | |
| 2 | YG1-3井井场场界噪声 | 北厂界 | | | |
| | | 西厂界 | | | |
| | | 南厂界 | | | |
| | | 东厂界 | | | |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 3 | YM2007井井场场界噪声 | 北厂界 | | | |
| | | 西厂界 | | | |
| | | 南厂界 | | | |
| | | 东厂界 | | | |
| 4 | YG1-7井背景噪声 | | | | |
| 5 | YG1-4井背景噪声 | | | | |
| 6 | YG2-9井背景噪声 | | | | |
| 7 | YM2-2-1井背景噪声 | | | | |

（3）监测时间及频率

监测时间：2025年8月27日至8月28日，监测1天。

监测频率：监测1天，昼间、夜间各1次。

（4）监测项目及分析方法

①监测项目

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）的要求，本次评价的监测项目为等效连续A声级（Leq）。

②分析方法

监测分析方法按照《声环境质量标准》（GB3096-2008）《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）有关标准和规范执行。

### 4.7.2 声环境现状评价

（1）评价标准

项目所在区域已建井场、站场厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中2类标准，即昼间60dB（A），夜间50dB（A）。背景噪声执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准，即昼间60dB（A），夜间50dB（A）。

（2）评价方法

采用对标法对声环境质量现状进行评价，即用现状监测结果与标准值进行对比。

（3）监测及评价结果

声环境现状监测及评价结果见表4.7-2。

表 4.7-2　声环境现状监测及评价结果表

| 监测点位 | | 测量时间 | 等效声级 dB（A） | | 达标情况 |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | 监测值 | 标准值 | |
| 英买 2 转油站场界噪声 | 东厂界 | 昼间 | | 60 | 达标 |
| | | 夜间 | | 50 | 达标 |
| | 南厂界 | 昼间 | | 60 | 达标 |
| | | 夜间 | | 50 | 达标 |
| | 西厂界 | 昼间 | | 60 | 达标 |
| | | 夜间 | | 50 | 达标 |
| | 北厂界 | 昼间 | | 60 | 达标 |
| | | 夜间 | | 50 | 达标 |
| YG1-3 井井场场界噪声 | 东厂界 | 昼间 | | 60 | 达标 |
| | | 夜间 | | 50 | 达标 |
| | 南厂界 | 昼间 | | 60 | 达标 |
| | | 夜间 | | 50 | 达标 |
| | 西厂界 | 昼间 | | 60 | 达标 |
| | | 夜间 | | 50 | 达标 |
| | 北厂界 | 昼间 | | 60 | 达标 |
| | | 夜间 | | 50 | 达标 |
| YM2007 井井场场界噪声 | 东厂界 | 昼间 | | 60 | 达标 |
| | | 夜间 | | 50 | 达标 |
| | 南厂界 | 昼间 | | 60 | 达标 |
| | | 夜间 | | 50 | 达标 |
| | 西厂界 | 昼间 | | 60 | 达标 |
| | | 夜间 | | 50 | 达标 |
| | 北厂界 | 昼间 | | 60 | 达标 |
| | | 夜间 | | 50 | 达标 |
| YG1-7 井背景噪声 | | 昼间 | | 60 | 达标 |
| | | 夜间 | | 50 | 达标 |
| YG1-4 井背景噪声 | | 昼间 | | 60 | 达标 |
| | | 夜间 | | 50 | 达标 |
| YG2-9 井背景噪声 | | 昼间 | | 60 | 达标 |
| | | 夜间 | | 50 | 达标 |
| YM2-2-1 井背景噪声 | | 昼间 | | 60 | 达标 |
| | | 夜间 | | 50 | 达标 |

由表 4.7-2 可知，在评价期内，新建井场、新建站场声环境质量均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求，已建井场、站场的厂界噪声能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中 2 类标准要求。

# 5. 环境影响预测与评价

## 5.1 生态环境影响分析

### 5.1.1 施工期生态环境影响分析

#### 5.1.1.1 占地影响分析

（1）永久占地影响分析

本项目新增永久占地4.88hm$^2$，主要是新建10座井场、2座计量阀组站和新建道路永久占地。施工结束后，永久占地被井场构筑物代替，这部分占地的土壤类型、土地利用类型和植被类型将发生彻底的改变，永久占地使原先土壤－植被复合体构成的自然地表被井场长期取代。

（2）临时占地影响分析

本项目新增临时占地59.26hm$^2$，主要是井场站场工程临时占地、新建各类管线、电力线路和新建道路占地，生态影响主要集中在施工期。本项目临时性占地主要是其他草地、沙地和灌木林地。建设单位在非作物生长季施工，施工道路以依托现有县、乡道路和机耕道路为主，施工结束后及时对农用地进行复垦，因此从宏观整体区域看，不会影响到该区域的土地利用结构。

井场建设对周边区域的生态环境影响主要有：

a.临时占地将破坏地表原有自然植被，造成生物量损失。

b.施工过程中车辆碾压使占地范围内的土壤紧实度增加，对土地复耕后植被根系发育和生长不利。

c.在干燥天气下，车辆行驶扬尘，使便道两侧作物叶面覆盖降尘，光合作用减弱，影响作物生长；降雨天气，施工车辆进出施工场地，施工便道上的泥土将影响到公路路面的清洁，干燥后会产生扬尘污染。

综上所述，临时性工程占地短期内将影响区域内的利用状况，施工结束后，随着林地恢复和土地复垦等措施的实施，这一影响将逐渐减小直至消失。

#### 5.1.1.2 对植被的影响分析

本项目对植被的影响主要表现在施工期的占地产生的影响、人类活动产生的影

响、其次污染物排放也将对植被产生一定的影响。

英买力油田经过了多年的勘探开发后，现已具备了一定的规模，占用了一定面积的土地，使其上的荒漠植被消失，整个自然环境中的植被覆盖度减少，地表永久性构筑物增多。具体的影响方式及影响程度表现在以下几个方面：

（1）工程占地对植被影响

由影响因素分析和油气田建设的特点决定了在诸多对自然植被的影响因素中，施工期的建设占地等行为最严重，只有勘探对地表扰动和工程施工占地对影响区段植被的一次性破坏较大。

本项目共占地64.14hm$^2$，本项目占地范围内的现状用地主要为其他草地、沙地和灌木林地。在投入运营后，其中有4.88hm$^2$的地表被永久占用，地表被各种构筑物或砾石覆盖，临时占地59.26hm$^2$土地重新恢复到原来的自然状态。

（2）石油类污染对植被的影响

本项目石油类对植被的污染途径主要有两种：一是落地油先污染土壤，改变其结构和性状，使生长其上的植被间接地受到影响；二是钻井及生产过程中不慎将原油溅落在植物体上，影响其生理功能，使植物生长发育受阻，严重时导致植物的死亡。

根据对以往油田资料的分析及实地勘察，石油类在土壤中0～20cm土层中残留量最大，污染源对植被影响范围在50m左右，50m以外植物体内石油类含量接近背景值，植被生长良好。

（3）人类活动对植被的影响

本项目开发建设过程中人类活动对植被的影响主要表现在人类和机械对植物的践踏、碾压和砍伐，使原生植被生境发生较大变化。单位面积上人口密度的增加将导致工程开发范围内及边缘区域地表土壤被践踏和自然植被覆盖率减少，使工程区域内局部地带沙漠化的可能性增加，从而形成次生沙漠化。此外，人类和机械对项目区周边农田的践踏和碾压等，会破坏农作物、压实农田土壤和降低土壤肥力等，影响农作物生长。

（4）大气污染物的影响

井场建设施工期，大气污染物主要是来自施工扬尘、施工机械产生的废气，废

气中主要含有TSP、$NO_2$、$SO_2$、CO等有害成分，而在运营期产生的大气污染物主要有油气生产设施无组织释放的烃类气体等。

扬尘颗粒物降落在植物叶片表面以干粉尘、泥膜的形式积累、堵塞气孔，导致气体交换减少，叶片温度升高，光合作用下降，叶片黄化萎缩。夏季白天气温高，植物气孔易打开，容易吸收有毒物质，因而污染物夏季对植被的危害比冬季大，白天的污染造成的后果比夜间严重。

总体来说，工程区多风、少雨、干旱、地形开阔的自然条件使大气污染物易于扩散，工程建设规模较小，因此在正常情况下污染物浓度不会太高，大气污染物对植被的影响不大。

（5）植被生物量损失

①自然植被

本项目总占地约64.14$hm^2$，其中永久占地4.88$hm^2$、临时占地59.26$hm^2$。本项目井场、管沟等施工区域以其他草地、沙地和灌木林地为主。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，其中Si以有植被覆盖区域的占地面积计：

$$Y=S_i\times W_i$$

式中：*Y*——生物量损失，t；

$S_i$——占地面积，$hm^2$；

$W_i$——单位面积生物量，$t/hm^2$。

**表5.1-1　自然植被生物损失量估算一览表**

| 植被类型 | 工程内容 | 占地类型 | 平均生物量（$t/hm^2$） | 占地面积（$hm^2$） | 生物量损失（t/a） | 影响时间（a） |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 荒漠植被 | 井场、站场 | 永久 | 0.75 | 2.02 | 1.52 | 永久 |
| | | 临时 | 0.75 | 9.00 | 6.75 | 3-5 |
| | 管线 | 临时 | 0.75 | 22.54 | 16.91 | 3-5 |
| | 道路 | 永久 | 0.75 | 2.84 | 2.13 | 永久 |
| | | 临时 | 0.75 | 11.89 | 8.92 | 3-5 |
| | 电力 | 临时 | 0.75 | 10.60 | 7.95 | 3-5 |
| 合计 | | | | 58.89 | 44.17 | / |

根据计算，本项目将造成44.17t自然植被生物量损失。新增生物量损失主要来自临时占地，项目建设位于现有油田开发区内，因此只要加强施工管理，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。

②人工植被

本项目新增占地中新建井场和集油管道、道路和电力线路工程临时占用部分农田，对农业生态环境的直接影响表现为占用农田以及由此造成的农业损失。

井场建设施工时，整个井场占地范围内的当季农作物都将颗粒无收，此为一次性损失或单季损失，其值采用如下公式计算：

$$Y_1 = A_1 W_1$$

式中：$Y_1$—某一农作物损失量（kg）；

$A_1$—某一农作物农田施工带占地面积（$hm^2$）；

$W_1$—某一农作物单位面积产量（$kg/hm^2$）。

由于施工扰动会使土壤的结构、组成及理化性质等发生较大变化，土壤肥力会有所下降，因此临时占地内的农业生产力将随之降低，由此造成的损失称为暂时性损失。随着项目施工结束，临时用地逐渐恢复，临时占地范围内覆土的生产能力会逐渐恢复至施工前的水平。

临时工程所造成的暂时性损失按下式计算：

$$Y_2 = \frac{n+1}{2} A_2 (W_1 - W_2)$$

式中： $Y_2$—某一农作物的暂时损失量（kg）；

n—临时工程区土地产量恢复到施工前状态所需的时间（年），通过类比调查，选择按照3年计算；

$A_2$—某一农作物农田区工程占地面积（$hm^2$）；

$W_2$—农田区施工后某一农作物的产量（$kg/hm^2$），按照施工前单产的70%计算。

按有关研究，上述农田在临时工程在施工后需2年～3年恢复，因此，公式中取n=3。

根据现场调查和资料分析，本项目临时占用耕地约4.33$hm^2$，主要种植作物是玉米。根据调查，本项目所在区域农田平均产量按5000$kg/hm^2$计，本次农田生物量损失计算过程见下表：

**表5.1-2　农田生物量损失估算一览表**

| 植被类型 | 占地类型 | 工程内容 | 占地面积（$hm^2$） | 生物量损失（t/a） | 影响时间（a） |
|---|---|---|---|---|---|
| 农田 | 临时占地 | 新建井场 | 3.27 | 9.81 | 3-5 |
| | | 集油管道 | 0.25 | 0.75 | 3-5 |
| | | 道路 | 0.38 | 1.14 | 3-5 |
| | | 电力工程 | 0.43 | 1.29 | 3-5 |
| 合计 | | | 7.83 | 14.49 | / |

由表5.1-2计算结果可知，本项目实施预计将造成暂时农作物生物量损失14.49t。从以上数据可以看出，井场建设对农作物的产量会有一定的影响。本项目所经过的农业区有完善的农田水利排灌系统，施工活动可能损坏当地的农灌系统，进而影响当地农业生产。另外，工程扬尘也会对100m范围的农作物正常生长产生一定的影响，如影响作物的传花授粉、妨碍嫩芽的光合作用等。

（6）管线修建对植被的影响

管道建设中管沟部分的植被将被彻底清除，管线施工完成后，由于很少再次进行干扰，其地表进行平整后，草本植物会逐渐恢复。

**5.1.1.3 对野生动物的影响分析**

油田开发建设对野生动物生存环境、分布范围和种群数量的影响主要分为直接影响和间接影响两个方面。直接影响主要表现为建设工程占地，使野生动物的原始生存环境被破坏或改变；间接影响主要表现为由于植被的减少或污染破坏而引起野生动物食物来源减少。本项目所在区域重点保护野生动物有塔里木马鹿、沙狐、鹅喉羚、苍鹰、红隼、塔里木兔等，现场调查期间，在项目占地区域未发现其踪迹，且由于评价区域不是动物的唯一栖息地，故该建设项目对动物区域性生境不产生明显影响。

在施工生产过程中，由于油气田机械设备的轰鸣声惊扰，大多数野生脊椎动物种类将避行远离，使区域内单位面积上的动物种群数量下降，但此类影响对爬行类和小型啮齿类动物的干扰不大。一些伴人型鸟类如麻雀、乌鸦、喜鹊等，一般在离作业区50m以远处活动，待无噪声干扰时较常见于人类生活区附近。因此，随着本项目井场、站场建设的各个过程，英买2区块内野生动物的种类和数量发生一定的变化，原有的荒漠型鸟类和大型哺乳类将逐渐避开人类活动的干扰迁至其他区域，

而常见的伴人型野生动物种类有所增加。

英买2区块已开发多年，因而大型的野生脊椎动物早已离开此地，因而此次油气田开发所影响的只是一些爬行类和鸟类。

#### 5.1.1.4 水土流失影响分析

根据新水水保〔2019〕4号文，本项目所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区，本项目实施对区域水土流失影响如下：

（1）土壤粗粒化

在土壤沙化过程中，当风力作用地表产生风蚀时，便产生风蚀作用，细粒物质被带走，粗粒物质大部分原地保留下来，从而使土壤颗粒变粗，将未沙化的原始土壤和“就地起沙”形成的风沙土颗粒粒级加以比较，沙化后的风沙土较之原始土壤粗砂和细砂粒显著增加，而粉砂和粘粒粒级减少。

（2）土壤贫瘠及含盐量变化

引起土壤贫瘠化的原因，一是积累土壤有机质的表层被风吹蚀；二是在风沙化发展过程中，土壤干旱并在高温影响下，有机物质矿化加强，使原来积累的有机物大量分解；三是土壤粗粒化结果。从未沙化原始土壤与沙化地段土壤肥力对比看，土壤有机质和全氮含量随沙漠化增加有所降低，特别是土壤有机质随沙化强度的变化十分明显。磷素和钾素随沙化程度增加，含量无明显差异。土壤中的易溶性盐分是随土壤水分发生移动的，并随着土壤水分蒸发而在地表聚积。由于沙土毛管上升高度低，因此，通过毛管上升水流到达地表而产生的积盐很微弱，另外在土壤受到风蚀沙化时，表土层的盐分有的被吹蚀，有的和含盐轻的底土层发生混合，因而也降低了风沙土壤的盐分含量，据调查，随沙化增强，盐分含量降低。

（3）对油田公路、管线、井场的危害

项目对水土流失的影响主要发生在施工期，主要表现在：

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

②管道临时占地导致施工区域地表植被减少、造成植物的生物量损失，使土壤

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

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

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

项目施工期主要包括井场地面工程、油气集输工程和站场工程，包括管沟开挖等。管沟开挖过程中，若未采取分层开挖、分层回填措施，可能导致土壤的蓄水保肥能力降低，影响区域植被生长，造成土壤逐渐沙化。此外，在施工过程中，各种车辆（尤其是重型卡车）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，甚至退化为裸土地。

#### 5.1.1.5 井场建设对生态环境的影响

本项目井场和站场工程主要包括拟建10座井场、2计量阀组站。井场站场建设过程中将建设区域进行平整，地表植被被清除、压实，并用砾石铺垫，表层土壤原有的结构和质地已发生改变。

工程所在区域评价范围内井场区的土壤类型主要为风沙土、盐土和林灌草甸土，类比调查表明，距井场不同距离处土壤中石油类浓度明显高于井场外土壤石油类浓度，说明油气田开采对土壤存在石油类污染；而井场外10m至200m处土壤石油类浓度值较接近，且与区域土壤环境质量对照点石油类浓度也接近，因此油气田开采对土壤的污染主要集中在井场内部。从井场内土壤不同剖面深度的石油类浓度分布来看，10cm深度的石油类浓度最高，是表层土壤石油类浓度的2倍，是对照点土壤中石油类浓度的4倍，说明油气田开采产生的落地油等污染物会向下渗透对深层土壤造成影响；30cm浓度的土壤中石油类浓度与表层土壤石油类浓度相近，说明井场石油类污染主要集中在表层至30cm深度处。

#### 5.1.1.6 管线建设对生态环境的影响

本项目开挖管沟29.13km，从管线途经区域两侧评价范围的现状调查结果来看，沿线主要为灌木林地、采矿用地、其他草地和沙地，植被多为耐旱型植被，沿线土壤侵蚀以轻度侵蚀为主。在管道敷设过程中，开挖和回填对土壤的影响主要为：破坏土壤原有结构，混合土壤层次、改变土壤质地；影响土壤养分；影响土壤紧实度；土壤污染；影响土壤物理性质。

在管线施工期间，管线两侧临时占地范围的土体将被扰动、植被遭到破坏，土壤侵蚀模数和侵蚀量增大。由于管道埋设复原后，绝大部分植被还可以恢复，因此生物量的损失整体看是较小的，并可恢复。

**5.1.1.7 对天然林的生态影响分析**

工程所在区域分布的重点公益林林地类型为灌木林地，优势树种为多枝柽柳等，植被盖度为20%～35%，主要作用为防风固沙等，涉及公益林。建设单位须按照公益林管理办法办理相关用地手续后方可开工。

本项目占用的公益林按照《国家级公益林管理办法》第18、19条有关规定，办理建设项目使用林地手续，经审批同意使用的，实行“占补平衡”。线性工程施工穿越林地所造成的林业损失与管线选线密切相关。因此，要求管线在选线设计、施工作业时尽量避开林木茂密区域，在条件允许时，减少砍伐林木的数量，最大程度地保护沿线的林业生态环境。

本项目开发过程中穿越国家二级林地900m（29号林班2号小班），将占用公益林面积约0.45hm$^2$，由于项目建设所占用公益林树种组成较为单一，林型、林龄均与周围邻近地段的植被生长状况一致，由项目建设导致的公益林破坏，对区域公益林的林分及结构特征影响较小。同时，本项目使用公益林的林地面积相对沿线公益林分布面积比例较小。

建设单位需严格按照《新疆维吾尔自治区建设项目使用林地审核审批管理办法（试行）》（新林资字〔2015〕497号）要求，不得占用国家一级公益林；井场及管道沿线两侧范围内的林地征用应按照地方有关工程征地补偿标准进行，井场及管道施工穿越林地所造成的林业损失既是一次性的，又是永久性的，因此，要求管线在选线设计、施工作业时尽量避开灌木茂密区域，在条件允许时，减少砍伐林木的数量，最大程度地保护沿线的林业生态环境。开挖管沟缩短施工作业范围，应将作

业带宽度控制在5m范围内；管线及道路尽量沿现有油田道路布置，减少破坏原生植被，将重点公益林的影响降到最低。

**5.1.1.8 对生态保护红线的生态影响分析**

本项目新建工程不占用生态保护红线区，但在评价范围内涉及塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区，新建YG1-8井场道路距生态保护红线最近，最近距离为12米。

拟建YG1-4井、YG1-8井集油管线定向钻穿越生态保护红线区150m，不占用生态保护红线。根据生态保护红线划定结果，拟建工程井场、井场道路、管线在选址选线中充分考虑了避让红线，拟建工程均没有占用生态保护红线。另外，施工期控制施工作业带宽度在8m范围内，控制人为活动范围，项目对生态保护红线的影响可以接受，不会导致生态保护红线生态功能发生明显改变，满足生态保护红线“面积不减少、性质不改变、功能不降低”的有关要求。

**5.1.1.9 对沙化土地的生态影响分析**

据《新疆第六次沙化土地监测报告》，本项目所在区域沙化土地土地类型为半固定沙地和固定沙地。沙化土地本身生态系统极其脆弱，植被覆盖度低，土壤结构松散，风蚀活动强烈。本项目井场和管线建设对土地沙化的影响主要表现在地表扰动与破坏、植被破坏、风蚀加剧和人为活动增加等，具体影响如下：

（1）破坏地表稳定层

沙化土地的表土结皮和稀疏植被是抵抗风蚀的最后一道天然屏障。井场建设和管线开挖会彻底清除这些脆弱的结皮和植被，使下层松散的沙物质直接暴露于风力作用下。这将激活沙丘，裸露的地表在风力作用下就地起沙，迅速发生风蚀，并为沙尘暴提供丰富的沙源。

（2）形成风蚀突破口

井场硬化虽然避免了井场区域的风蚀，但其边缘地带（如硬化地面与自然地面的交界处）极易因人为踩踏、车辆碾压而形成风蚀突破口。风力在此处受阻、减速，导致沙粒堆积，并可能逐渐侵蚀周围的土地。

管线开挖回填后，土壤结构被破坏，土层变得更为松散。加上在干旱的沙区，

植被覆盖率极低，抗风蚀能力弱。风力沿着管沟开挖形成的线状区域加强，不仅造成管线自身覆土被吹蚀，还可能切割地表，形成新的风蚀沟壑。

（3）加剧土地破碎化

管线及其施工便道会分割原本连续的沙地生境，使本就孤立的生态系统更加破碎。井场和硬化道路等不透水表面改变了地表微地貌，可能导致在其上风向积沙或下风向出现风蚀，打破区域风沙输移平衡，造成新的沙害问题。

### 5.1.2 运营期生态环境影响分析

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

#### 5.1.2.1 对野生动物的影响分析

运营期车辆运输和机械噪声相对施工期有所减小，人为活动相对施工也有所减少，通过加强管理禁止油气田职工对野生动物的猎杀，本项目运营期的噪声和人为活动对野生动物的影响也相对减小。

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。

#### 5.1.2.2 植被影响分析

运营期由于占地活动的结束，工程基本不会对植被产生影响，临时占地的植被开始自然恢复，一般在2～3年内开始发生向原生植被群落演替，并逐渐得到恢复。但事故状态如管线泄漏或火灾均会致使泄漏或火灾处局部范围内植被死亡。但事故造成的植被破坏是小范围的，在荒漠地带植被损失量很小。

#### 5.1.2.3 生态系统完整性影响评价

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

在项目建设中，新设施的增加及永久性构筑物的作用，不但不会使区域内异质化程度降低，反而在一定程度上会增加区域的异质性。区域的异质性越大，抵抗外界干扰的能力就越大。因而油气田开发建设不会改变区域内景观生态的稳定性及完整性。

#### 5.1.2.4 景观完整性影响分析

评价区域的基质为荒漠生态景观。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。

本项目总占地约64.14hm$^2$，其中永久占地4.88hm$^2$、临时占地59.26hm$^2$。荒漠区域被油气田设施等永久性构筑物占用，由荒漠生态景观变为人工景观。也就是说，区域内作为基质组成部分的荒漠生态景观中，荒漠区面积有所减少。对于整个评价区域来讲，所占的比例不大，同时还增加了区域的异质性。

综上所述，本项目区域生态完整性受项目影响较小，项目区生态完整性变化主要受区域自然环境变化影响。油气田开发加大了评价区人为干扰的力度，同时也加剧局部区域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不利影响。

### 5.1.3 退役期生态环境影响分析

随着油气田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。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、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

退役期的环境影响以生态环境的恢复为主，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（地面管线拆除，地下埋地管线清管封堵后不再挖出）、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。

迹地经过清理后，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。

### 5.1.4 生态影响评价自查表

本项目对生态环境的影响主要在施工期，为永久占地平整及临时管沟开挖等的建设带来的生态环境影响。本项目永久占地约4.88hm$^2$，永久性工程占地对沿线地区的土地利用影响较小。临时占地59.26hm$^2$，临时性工程占地仅在施工阶段对沿线土地利用产生短期影响，且大部分用地在施工结束后能恢复原有的利用功能。总体而言，施工结束后，随着生态补偿或生态恢复措施的实施，临时性工程用地扰动区内的原有植被可逐渐恢复，临时性工程占地影响将逐渐减小或消失。

本项目占地范围内均不涉及法定生态保护区域、重要生境以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域等生态敏感区，评价范围涉及。由于本区域的野生动物种类较少，少有大型野生动物在本区域出现，项目对野生动物的影响较小。总体而言，施工结束后，随着耕地复种、生态补偿及生态恢复措施的实施，临时性工程用地扰动区内的原有植被可逐渐恢复，临时性工程占地影响将逐渐减小或消失，生态环境影响可接受。本项目生态影响评价自查表见表5.1-3。

**表5.1-3　生态影响评价自查表**

| 工作内容 | | 自查项目 |
|---|---|---|
| 生态影响识别 | 生态保护目标 | 重要物种☑；国家公园□；自然保护区□；自然公园□；世界自然遗产□；生态保护红线☑；重要生境□；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域□；其他☑ |
| | 影响方式 | 工程占用□；施工活动干扰☑；改变环境条件□；其他☑ |
| | 评价因子 | 物种☑（分布范围、种群数量、种群结构、行为等）<br>生境☑（生境面积、质量　　）<br>生物群落☑（物种组成、群落结构等　　）<br>生态系统☑（植被覆盖度、生态系统功能等　　）<br>生物多样性□（物种丰富度、优势度等　　）<br>生态敏感区☑（ 生态保护红线区　　）<br>自然景观☑（景观多样性、完整性　　） |

| | | |
|---|---|---|
| | | 自然遗迹□（ ）<br>其他☑（水土流失、土壤盐渍化、土地沙化等 ） |
| 评价等级 | | 一级□ 二级☑ 三级□ 生态影响简单分析□ |
| 评价范围 | | 陆域面积：（15.50）$km^2$；水域面积：（）$km^2$ |
| 生态现状调查与评价 | 调查方法 | 资料收集☑；遥感调查☑；调查样方、样线□；调查点位、断面□；专家和公众咨询法□；其他☑ |
| | 调查时间 | 春季□；夏季□；秋季☑；冬季□<br>丰水期□；枯水期□；平水期□ |
| | 所在区域的生态问题 | 水土流失☑；沙漠化☑；石漠化□；盐渍化☑；生物入侵□；污染危害□；其他☑ |
| | 评价内容 | 植被/植物群落☑；土地利用☑；生态系统☑；生物多样性☑；重要物种☑；生态敏感区☑；其他☑ |
| 生态影响预测与评价 | 评价方法 | 定性□；定性和定量☑ |
| | 评价内容 | 植被/植物群落☑；土地利用☑；生态系统☑；生物多样性□；重要物种☑；生态敏感区☑；生物入侵风险□；其他☑ |
| 生态保护对策措施 | 对策措施 | 避让□；减缓☑；生态修复☑；生态补偿☑；科研□；其他☑ |
| | 生态监测计划 | 全生命周期□；长期跟踪□；常规☑；无□ |
| | 环境管理 | 环境监理☑；环境影响后评价☑；其他☑ |
| 评价结论 | 生态影响 | 可行☑；不可行□ |
| 注：“□”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项。 | | |

## 5.2 地下水环境影响分析

### 5.2.1 水文地质条件

（1）地层岩性

英买区块地表岩层均为第四系松散沉积物，地层岩性主要为黄灰色粘土层、粉砂质粘土层，夹浅灰色细砂，油田区块内第四系厚度相对稳定。

（2）地下水类型及赋存特征

英买区块位于冲洪积平原区，区块范围内地下水均为多层潜水-承压水结构，潜水含水层岩性为细砂，依据英买区块YM17钻孔抽水试验结果，含水层的渗透系数为2.38～6.78m/d，水位埋深一般3～5m，含水层厚度20～40m，富水性微弱。承压水含水层岩性为粉细砂、细砂，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。

（3）评价目标含水层

依据区域地下水类型及赋存特征，英买区块均位于冲洪积平原区，地下水主要为多层潜水-承压水结构，拟建工程地下水评价目标含水层为潜水含水层。

（4）地下水补径排及动态特征

潜水可接受大气降水的入渗补给以及上游潜水的侧向径流补给，受地表平坦、地下水水力坡度小（1‰左右）、含水层颗粒细的控制，地下水径流运移十分缓慢，以潜水面蒸发、植被蒸腾等方式排泄；承压水主要从上游地段地下水侧向径流为补给来源，水平径流运移十分缓慢，为弱径流－停滞状态。目前，仅在石油勘探开发期间开采少量地下水作为工业用水，也是其排泄的另一种方式。

（6）地下水开发利用现状

根据调查区域处在人烟稀少的荒漠地带，没有定居的牧民，也没有进行农业开发，仅在石油勘探开发期间开采少量地下水作为工业用水。

（7）包气带

根据《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》YM17钻孔资料，揭露厚度50m内的地层岩性主要为粉土和细砂，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，细砂的垂向渗透系数为1.15～1.93m/d。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中天然包气带防污性能分级参照表，粉质粘层分布不稳定，粉土和细砂的包气带垂向渗透系数K均大于1×10-4cm/s，综合判定天然包气带防污性能为“弱”。

（8）区域地下水污染源调查

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

### 5.2.2 施工期地下水环境影响分析

（1）施工期间废水对地下水影响分析

根据工程分析，施工期废水、生活污水不外排，对地下水环境影响很小。

（2）管道施工对地下水影响分析

本项目管道全线采用埋地敷设方式，管线埋深一般为管顶覆土深度1.2m，管道敷设工作主要在浅层地表进行，一般不会直接穿越地下含水层，且施工时间短，影响范围小，只在管线附近几米的范围，对地下水影响极微，管线施工结束就可恢复正常，对地下水影响很小。

（3）钻井过程对地下水影响分析

项目钻井过程中采用套管与土壤隔离，并在套管与地层之间注入水泥进行固井，水泥浆返至地面，封隔疏松地层和水层；本项目井身的表层套管的下入深度1200m，采用水泥浆进行固井，水泥浆返至地面，可满足本项目的地下水保护需要，可有效地保护地下水环境不受污染。本项目使用水基钻井液，钻井过程中，严格要求套管下入深度等措施，可以有效控制钻井液在地层中的漏失，减轻对地下水环境的影响。由于本项目油藏目的层与地下水处于不同层系，远远超出本区域地下水含水层深度，在施工过程中采用下套管注水泥固井、完井方式进行水泥固井，对含水层进行了固封处理，有效保护地下水层。项目在钻井过程中产生的废水不与当地水体发生水力联系，同时对产生的废水排放进行严格管理，因此基本不会对所在区域水环境产生影响。

施工期间钻井井场内的钻井平台、泥浆不落地系统、柴油机、发电机房、材料堆场、柴油罐等均铺设HDPE防渗膜，可对土壤及包气带起到良好的防护。

（4）钻井过程井漏事故泥浆对地下水的影响评价

井漏事故对地下水的污染是指在钻井过程中，钻井废水、泥浆漏失于地下水含水层中，造成地下含水层水质污染。就钻井源漏失而言，发生在局部且持续时间较短。

拟建项目一开钻井泥浆主要成分为膨润土浆，不含有毒有害物质，一开基本涵盖了上部第四系松散岩层类含水层。二开以下井段的施工时，表层套管已完成固井，因此钻井泥浆不会在表层套管范围内漏失，漏失发生在表层套管以下的二开以下井段的范围内，二开以下井段范围内的地层地下水埋深较深，不具备使用功能。

井漏主要发生于具有特殊地质结构的油藏区，如具有溶洞、裂隙等不稳定的地层构造区域。英买油气田自开发以来，在油气资源勘探过程中未发现不稳定地质因素。另外，施工单位针对井漏制定有完善的应对措施，钻井过程中一旦发现异常，

施工单位将立即停钻采取添加桥堵剂、打水泥塞等措施，防止井漏事故的发生，可有效减轻井漏对地下水的影响。井漏事故发生概率较低，拟建项目钻井液采用无毒泥浆，不含重金属等有毒物质，且项目开发区域地下水不具备饮用水功能。

综上，本项目施工期间无废水外排，施工过程中产生的废水和固体废物均得到妥善处理。故施工期对地下水环境的影响很小。在严格执行环境保护措施的前提下，项目施工期废水不会对周围地下水环境产生明显影响。

### 5.2.3 运营期地下水环境影响分析

#### 5.2.3.1 正常状况下地下水环境影响分析

（1）废水

根据工程分析，本项目产生的各类废水不外排，正常情况下不会对地下水产生污染影响。另外，本项目采出水及井下作业废液经处理达标后综合利用，结合回注井地质和结构资料，回注层与工程所在区域内第四系含水层无水力联系，在正常情况下不会对其产生影响；回注井在钻井过程中进行了固井，在固井质量良好的情况下可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内回注水的交换，有效保护地下水层，可对回注水实现有效封堵。一般不会对区内地下水环境产生影响。

（2）油泥（砂）

油气开采、管道集输、井下作业过程中阀门、法兰等处非正常及事故状态下的泄漏、管线破损产生的落地油属于危险废物。根据中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司环境保护管理制度规定，不允许产生落地油。因此，本项目落地油100%回收，回收后的落地油专用桶收集后交由有危废处置资质的单位处置。并且由于油气田气候干旱少雨，无地表径流，无大量降水的淋滤作用，即无迁移原油从地表到地下水的动力条件。含油废物一旦产生须及时、彻底进行回收在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少含油废物量，故含油废物对开发区域地下水的影响很小。

（3）输送管线

本项目输送管线是全封闭系统，采取严格防腐防渗措施。正常状况下，输送、储存的介质不会与管线穿越区的地下水水体之间发生联系，不会对区域地下水环境产生污染影响。

（4）采油井场、站场

本项目正常状况下，井口区、站场装置区采取严格的防渗，定期开展井筒完整性检查，泵体完整性检查等，避免“跑、冒、滴、漏”的发生，不会对区域地下水环境产生污染影响。

（5）注水影响分析

①回注井井筒完整性

井身结构：本次部署的回注井均为已建井，各回注井均为塔III三开井身结构，回注井在钻井过程中对上部第四系含水层所在的地层进行了水泥固井，水泥返至地面，上有封隔器完全隔绝采出水回注过程中与非注水层和地下含水层的联系，阻止回注水对非注水层和地下含水层的污染；井底构筑水泥塞，阻止注水向下部地层的渗入；仅井体底部的钢质封闭管壁设置射孔段作为回注水排出钢管之外的通道；地面部分，井口高出地面，设置控制加压装置，防止对近地表的地下潜水与地表水的污染。因此，回注地层的采出水，在正常状况下无法跨越抗压强度较高的钢管与水泥阻挡层而涌入非注水层。回注井在钻井过程中进行了固井，在固井质量良好的情况下可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内回注水的交换，可对回注水实现有效封堵，故可认为不会对地下水水质产生影响。

固井质量：回注井在固井过程中采用了多种措施来提高固井质量，包括使用高效的水泥浆体系、优化施工工艺等。通过这些措施的实施，固井质量得到了显著提高，有效地防止了地层流体的漏失和污染。

井筒材质：本项目项目回注井井筒材质主要采用碳钢材质等具有优良的防腐性能、耐酸碱性能、耐磨损性能、耐高温性能的材质，可以有效地保护油气层和提高油气采收率。同时，企业还采用了内涂层技术，进一步增强了井筒的防腐性能和耐久性。同时，在项目运营期，建设单位采取定期检测和评估、防腐和防侵蚀、机械完整性维护、控制注入压力、监测地层压力、防砂措施、定期清理井筒、人员培训和资质认证以及制定紧急响应计划等措施，基本可以保证回注井井筒完整性，不

会因井筒破坏导致地下水污染。

②注水层封闭性及可注性

拟建项目新建注水井回注层位于2000m以下的圈闭油藏层，油藏地质学中将适宜油气聚集成藏的场所称为“圈闭”。圈闭是油气藏形成的基础，没有适宜于油气富集聚集的圈闭，就不可能形成油气藏。油藏圈闭的形成必须具备以下3个基本要素：

1）具备适于油气储集的储集层；

2）具备遮盖着储集层，阻止油气向上逸散的盖层；

3）具备从各方面阻止油气继续运移，促使油气聚集的遮挡条件，这种遮挡条件可以是盖层本身的弯曲变形，也可以是如断层、岩性变化等阻隔油气横向运移的遮挡条件。

英买地区3000m以下地层从下到上主要为奥陶系、志留系、二叠系、三叠系、侏罗系、白垩系和古近系。自奥陶系到古近系各层系平均地层厚度150m以上，主要砂体以细砂岩-粉砂岩为主。从已钻井碎屑岩各层系储层参数统计表分析表明，回注地层各层系砂岩平均孔隙度17.3%～22.1%，平均渗透率170～367md，储层物性较好，主要以中孔、中渗储层为主。

拟建工程注水水源为经英买的污水处理装置处理达标后的回注水，注水水质指标满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022），不会形成二次沉淀堵塞地层，回注层有足够的储集空间，能满足油气田生产期内的回注要求。由于地层岩性和埋藏深度等条件的制约，注水段地层埋藏深，无现代大气降水和地表水补给的可能，加上受沉积环境的影响，水量不大，水质差，无开采价值。所以，回注层中不存在具有开采意义的地下水资源。回注段与项目区所在区域内有供水意义的含水层无水力联系，在正常情况下不会对其产生影响。

因而，从回注层的圈闭性分析，在正常的油田开发过程中，回注到回注层的回注水不会对潜水含水层产生影响。

③回注层封闭性

根据钻孔资料，第四系含水层下部为新近系地层，新近系底板埋深2904～3100m，新近系以泥岩为主，具有很强的隔水性。选择古近系、白垩系（油气藏）、

侏罗系（油气藏）、三叠系、二叠系，志留系和奥陶系（油气藏）作为回注层，该层砂层分布稳定，上覆盖层为新近系中新统巨厚泥岩，隔水性地层稳定，隔水性良好，起到良好的阻隔作用。通过以上对区域地层条件的分析，可知目的回注层在垂直上封闭性良好。根据现有井钻孔柱状图可知，本区第四系含水层与回注层之间存在库车组、康村组、吉迪克组，总厚度约2600～3500m，主要隔水层岩性为泥岩，隔水性能良好，可对回注污水实现有效封堵。回注层具有良好的封闭性。回注水基本无法上窜至第四系含水层，对地下水造成影响。

④注水水质

本项目新建4口老井转注水井井口流程，对8口已建注水井井口流程进行远程流程控制改造，回注水来源是经处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准的采出水。

综上，按照油气藏形成和赋存的地质构造条件，回注层与上部的第四系含水层之间不存在水力联系。因而，从注水层位及回注层地质构造分析，在正常的油田开发过程中，回注到含油层的采出水不会对回注层之外的地下水含水层水质产生影响，有效保护地下水层，满足《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）的相关要求。正常情况下，本项目的实施对地下水的影响较小。

综上，正常情况下，本项目运营期对地下水的影响较小。

**5.2.3.2 非正常状况下地下水环境影响分析**

油田工程生产过程中，各个环节都存在着易燃、易爆、有害物质，除危害工程本身安全外，同时对地下水也构成污染的危险。主要表现因操作失误或处理措施不当而发生的井喷或井漏等工程事故；自然灾害引起的油田污染事故；集输管线、阀组运行过程中，管线腐蚀穿孔，误操作及人为破坏等原因造成的管线破裂使油品泄漏。无论是人为因素还是自然因素所造成的事故，对油田区地下水体均可能产生污染的风险。

油田开发对地下水产生污染的途径主要有两种方式，即渗透污染和穿透污染途径。

（1）情景1：穿透污染（油水窜层）

污染物沿着裂隙或孔隙直接到达含水层从而污染地下水的方式称为穿透污染。以该种方式污染地下水的主要是采油过程中套外返水。一旦出现套外返水事故，采出液在水头压力差的作用下，可能直接进入含水层，发生油水串层，并在含水层中扩散迁移，污染地下水。

油气窜层污染的主要原因一般是由于表层套管和油气层套管的固井效果变差导致油气窜层使地下水受污染。由废弃井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待油井、注水井开发到中后期时，废弃井、套管被腐蚀破坏，才可能会对地下水有影响：废弃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，会通过径流进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油层几乎没有多少压力，原油不大可能进入到含水层污染地下水，但这一现象仍应引起重视。

本次地下水环境影响评价主要考虑最不利的极端情况下，油水窜层后对工程区下游第四系含水层水质的影响，针对污染物进入第四系孔隙水含水层后的运移进行重点预测、评价。

①预测情景

当发生窜层时，污染物进入含水层中。考虑最不利情况，污染物泄漏为连续排放，发生窜层后，工程区内的污染物通过孔隙、裂隙径流至下游第四系含水层的水质。因此污染物在含水层中的迁移，可将预测情形概化为一维连续泄漏点源的水动力弥散问题。

②预测方法

本项目地下水环境影响评价级别为二级，按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）的规定，预测方法可以采用数值法或者解析法，由于评价区水文地质条件较简单、评价区内含水层的基本参数变化很小、污染物的排放对地下水流场没有明显的影响，本报告采用解析法对地下水环境影响进行预测。

③预测因子

油井套管发生泄漏，采出液中污染物主要有石油类等污染物。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中情景设置预测因子相关要求，对每

一类别中的各项因子采取标准指数法进行排序，分别取标准指数较大的因子作为预测因子。根据采出液污染物特征，本次选取石油类作为预测特征因子。

④预测模型

本次地下水污染模拟仅考虑污染物随地下水发生对流、弥散作用，对污染物与液体介质（地下水）、固体介质（包气带介质和地下水含水介质）等的化学反应（如酸碱反应、氧化还原反应、吸附、交换、挥发及生物化学反应）等可能存在的环境消减因素做保守考虑。这样选择的理由是：

1）对于长期持续的污染事件，环境自净作用属于次要因素，而水体的对流、弥散作用是污染物迁移的主要因素。

2）污染物在地下水中的反应运移非常复杂，物理、化学、微生物等环境自净作用往往会使污染浓度衰减。忽略这些环境自净因素可以模拟出污染的最大（或潜在）影响范围，符合保守性评价原则。

3）对这些化学、生物化学作用进行精确模拟还属于国际性难题，一些模拟参数还存在很大争议，精确模拟还需要大量的实验支持。

4）在国际上有很多用保守型污染物作为模拟因子的环境质量评价的实例，保守型考虑符合环境评价的思想。

污染物在含水层中的迁移，特别是泄露点的连续泄漏，造成的水环境污染会更加严重。本次按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录D中一维无限长多孔介质柱体，一端为定浓度边界预测模型进行预测，计算公式如下：

$$\frac{C}{C_0}=\frac{1}{2}erfc(\frac{x-ut}{2\sqrt{D_L t}})+\frac{1}{2}e^{\frac{ux}{D_L}}erfc(\frac{x+ut}{2\sqrt{D_L t}})$$

以上式中：$x$—距注入点的距离，m；

$t$—时间，d；

$C$（$x$，$t$）—$t$时刻$x$处的示踪剂浓度，g/l；

$C_0$—注入的示踪剂浓度，g/l；

$u$——水流速度，m/d；

$n$——有效孔隙度，无量纲；

$D_L$—纵向弥散系数，$m^2/d$；

$erfc(\ \ )$—余误差函数。

⑤预测参数

根据区域水文地质条件，评价区内第四系含水层岩性主要为细砂。本次评价水文地质参数主要通过油田区域的勘察资料及经验值等综合确定。模型中所需参数及来源见表 5.2-2。

**表 5.2-2　水质预测模型所需参数一览表**

| 序号 | 参数符号 | 参数名称 | 参数数值 | 数值来源 |
|---|---|---|---|---|
| 1 | u | 水流速度 | 0.03 m/d | 地下水的平均实际流速 u= KI /n，评价区内含水层主要岩性为细砂，根据导则中附录 B，细砂渗透系数为 5～10m/d，本次评价取 10m/d，根据区域历史水文地质勘察报告，区内地下水基本处于停滞状态，水力坡度很小，为 0.25‰~1‰。本次预测考虑最不利情况，取最大值 1‰。 |
| 2 | $D_L$ | 纵向弥散系数 | 0.3$m^2$/d | $D_L$=αLu，aL 为纵向弥散度。由于水动力弥散尺度效应，难以通过野外或室内弥散试验获得真实的弥散度，结合工程区水文地质条件、生态环境部发布的《地下水污染模拟预测评估工作指南》附录 C 中经验数值及《地下水溶质运移理论及模型》（中国地质大学出版社），本次模拟取弥散度参数值取 10。 |
| 3 | n | 有效孔隙度 | 33.6 % | 依据《水文地质手册》（第二版）中表 2-3-2 及区内已有勘察资料，细砂孔隙度为 0.42，而根据以往生产经验，有效孔隙度一般比孔隙度小 10%～20%，因此本次取有效孔隙度 n=0.42×0.8=0.336。 |
| 4 | t | 时间 | 计算发生渗漏后 1d、100d、1000d、3650d 后各预测点的浓度 | |
| 5 | $C_0$ | 污染物浓度 | 参照美国石油协会石油烃标准化工作组 TPHCWG（1997）中关于石油类污染物的溶解度等相关文献，取 18 mg/L 为石油类可溶态污染物的最高浓度值，作为本次预测的源强。石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中III类，将石油类污染物浓度标准定为 0.05mg/L。检出限为 0.01mg/L。 | |

⑥预测结果与分析

将以上确定的参数代入模型，便可以求出不同时段，在预测情景下，泄露了不同天数（1 天、100 天、1000 天、3650 天）时，污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。具体见表 5.2-3，图 5.2-2。

**表 5.2-3　预测结果统计表（情景 1）**

| 污染物 | 预测时间 | 超标距离(m) | 影响距离（m） | 影响范围内水环境敏感点 |
|---|---|---|---|---|
| 石油类 | 1d | 第 0m 到第 2m | 第 0m 到第 2m | |
| | 100d | 第 0m 到第 25m | 第 0m 到第 29m | 无 |
| | 1000d | 第 0m 到第 101m | 第 0m 到第 113m | 无 |
| | 3650d | 第 0m 到第 244m | 第 0m 到第 250m | 无 |

**图 5.2-2　发生泄漏后石油类污染物浓度变化趋势图（情景 1）**

根据以上预测结果，在本次设定的预测情形下：预测期间，随着时间、距离增加，污染范围也呈增加趋势。石油类浓度在预测1d、100d、1000d、3650d时地下水超标距离分别为2m、25m、101m、244m，影响距离分别为2m、29m、113m、250m。影响范围内均无居民饮用水井等敏感点，其中1d、100d的影响范围在井场范围内，不会影响范围外环境，若发生事故后不采取措施，任由污染物在地下水中迁移，随着污染物运移时间的增长，污染范围也会呈增加趋势。为预防污染的发生和污染源的形成，表层套管严格封闭第四系含水层，定期维护，确保固井质量符合要求，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，尽量避免窜层污染到泄漏点周边区域内的地下水。各井生产期间，采用实时监测、可视化与成像技术、示踪与声波监测等检测方法，可将套损发现时间缩短至数小时内，确保技术在套损发生后，及时发现并采取治理技术等环保措施的情况下，窜层对地下水的影响不会超出井场场界，属可接受范围。

（2）情景2：渗透污染（泄漏）

地面及包气带污染物沿着松散的孔隙下渗至含水层致使地下水污染的方式称渗透污染。本项目可能产生的渗透污染主要是井喷、集输管线泄漏、落地油渗漏等，都是通过包气带渗透到潜水含水层而污染地下水的。包气带厚度愈薄，透水性愈好，就愈造成潜水污染，反之，包气带愈厚、透水性愈差，则其隔污能力就愈强，则潜水污染就愈轻。

当区域地层压力增大，就可能引发井喷事故。管线与法兰连接处、管线泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。发生泄漏的原因有如下几种：误操作、机械故障、外力作用和腐蚀等，这几种因素的产生都是人为的或人为操控程度很高，发生污染的危害程度也取决于操作人员的处置和控制。泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。

通常泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于原油的物理性质、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等多种因素。由于管线泄漏事故为短期大量排放，污染物的泄漏以地表扩展为主，一般能及时发现，并可很快加以控制，石油烃等污染

物在其中迁移的阻滞作用较强，迁移及衰减速度较慢，其影响范围不大，对地下水环境一般不易产生不利影响。

污染物进入地下后，污染物向地下水系统的迁移途径为：

入渗污染物→表土层→包气带→含水层→迁移

为了评价污染物入渗对评价区内地下水水质的影响，故本次地下水环境影响预测采用解析法，针对石油类污染物进入含水层后的运移进行重点预测、评价。

①预测情景

根据区域水文地质条件，地下水类型主要为第四系潜水含水层。当泄漏量很大时，石油类污染物可能通过包气带进入潜水中，影响潜水水质。污染物泄漏为非连续排放，泄漏后一般可及时发现泄漏状况并截断，排放时间在时间尺度上设定为短时泄漏，泄漏时长最多按1d计。考虑最不利情况，按渗漏的污染物穿透包气带污染地下水，不考虑污染物的吸附、生物降解、化学反应等因素。

②预测方法

本次评价采用解析法对地下水环境影响进行预测。

③预测模型

污染物在浅层含水层中的迁移，可将预测情形概化为一维短时泄漏点源的水动力弥散问题。在模型计算中，对污染物的吸附、挥发、生物化学反应均不予以考虑，对模型中的各项参数均予保守性估计。

$$c=\frac{c_0}{2}\left[\operatorname{erfc}\left(\frac{x-ut}{2\sqrt{D_L t}}\right)-\operatorname{erfc}\left(\frac{x-u(t-t_o)}{2\sqrt{D_L t(-t_0)}}\right)\right]$$

以上式中：x—距注入点的距离，m；

t—时间，d；

C（x，t）—t时刻x处的示踪剂浓度，g/l；

$C_0$—注入的示踪剂浓度，g/l；

u-水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

$D_L$—纵向弥散系数，$m^2/d$；

erfc(　)—余误差函数。

④预测参数及因子

本次评价水文地质参数主要通过收集项目所在区域的成果资料及经验参数来确定。石油类因子是油田开采污染监测项目的特征污染物，标准污染指数也最高。因此，本次影响预测以石油类进行预测。具体见表5.2-2。

⑤预测结果与分析

将以上确定的参数代入模型，便可以求出不同时段，石油类在预测情景下，不同天数（100天、1000天、3650天）时，污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。具体见表5.2-5，图5.2-3。

**表5.2-5　　预测结果统计表（情景2）**

| 预测因子 | 预测时间 | 超标距离（m） | 影响距离（m） | 影响范围内居民饮用水井 |
|---|---|---|---|---|
| 石油类 | 100d | 0 | 18 | 无 |
| | 1000d | 0 | 30 | 无 |
| | 3650d | 0 | 0 | 无 |

**图5.2-3 发生泄漏后石油类污染物浓度变化趋势图（情景2）**

根据以上预测结果，在本次设定的预测情形下：当泄露发生后，在预测期间，随着距离的增加，石油类在含水层中在水动力弥散作用下，沿地下水流向运移，污染物的浓度呈先增大后减小的趋势；随着泄漏后的时间的增加，影响范围呈增加趋势。在本次预测情景下的泄漏对地下水环境的影响很小。石油类浓度在预测100d、1000d、3650d时地下水最大影响距离约18m、30m、0m，故在处理及时的短时泄漏预测情境下对该地区地下水影响较小。

本项目井场、站场采取了必要的防渗措施，管线采用无缝钢管，发生泄漏后，建设单位立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，建设单位可在1天内清除地面及地下的污染物，尽量避免出现泄漏的污染物进入地下水并随地下水中迁移，使影响范围控制在油区内。建设单位和施工单位严格按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，采取地下水污染防控措施的情况，非正常状况下，对地下水的影响属可接受范围。

### 5.2.4 退役期地下水环境影响分析

退役期主要污染源是设备拆除、井场清理产生的扬尘和固体废物等，退役期拆除设备时所用的时间较少，施工人员产生的生活污水量较少，产生的生活污水依托周边生活设施处理，不外排，对环境影响较小。退役期井场拆除采油设备，在作业

区铺设防渗材料，施工结束后及时清理场地，对地下水环境影响很小。退役期各采油井均使用水泥灌注进行封井，将井筒与地下水含水层彻底隔离，有效避免了污染物进入地下水含水层造成水质污染。

综上，退役期无废水外排，在加强环境管理的情况下，一般不会造成周边地下水环境污染。

### 5.2.5 地下水环境评价结论

（1）在正常状况下，本项目各阶段的废水均不外排，各类废水及固废均得到了妥善处置，本项目在设计、施工和运行时，严把质量验收关，杜绝因管道材质、制管、防腐涂层、焊接缺陷及运行失误而造成管线泄漏。在生产运行过程中，强化监控手段，定期检查检验，检漏控漏，尽量杜绝事故性排放源的存在，本项目对地下水环境的影响较小；钻井采用了套管，采取固井措施，有效防止了钻井液漏失污染地下水。

（2）本次地下水评价，对项目运营期在非正常情况的情景进行了预测分析，结果显示：若发生非正常状况，污染物一旦发生泄漏，将会对项目附近区域地下水造成一定影响，发生事故后建设单位及时启动应急预案，切断废水下渗污染源，采取补救措施，可将地下水环境影响降到最低，对地下水环境产生的影响较小。

本项目需采取地下水污染防治措施按照“源头控制、分区防渗、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，并定期开展地下水跟踪监测，在严格按照地下水污染防护措施后，本项目对区域地下水环境影响可接受。

## 5.3 地表水环境影响评价

按照《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）中表1水污染影响型建设项目评价等级判定，判定本项目地表水环境评价等级为三级B。重点论证项目废水综合利用不外排的可行性和可靠性。

### 5.3.1 施工期地表水环境影响分析

根据工程分析，在施工期，对地表水环境可能造成影响的污染源为钻井废水、酸化压裂返排液、管线试压废水和生活污水。

（1）钻井废水

本项目钻井施工过程中采用“钻井废弃物不落地达标处理技术”，钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地处理系统处理，处理后的液相全部回用于配备钻井液，不外排。本项目钻井采用了套管，采取固井措施，有效防止了钻井液漏失污染地下水；钻井废水由泥浆不落地系统收集，不外排，对地表水环境影响很小。

（2）酸化压裂返排液

根据工程分析，本项目酸化压裂废水产生量为6000m³，采用专用罐收集，作为二次改造液对英买2区块内老井储层进行二次改造，改造后见油气显示，随油气输至英买2转油站处置，改造后若再次返排压裂液，则罐装收集后直接拉运至英买2转油站处理。

（3）生活污水

根据工程分析，本项目施工期生活污水产生总量约为652.8m³。生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至沙雅县兴雅生活污水处理厂处理，不外排。

（4）试压废水

本项目管道分段试压，一般采用无腐蚀性的清洁水。试压水由管道排出由罐收集后，进入下一段管道循环使用，试压结束沉淀后用于施工场地洒水降尘，不外排。

综上，本项目施工期间废水全部妥善处理，项目开发建设产生的废水不排入地表水体，因此，本项目在施工期对区域地表水体不产生影响。

### 5.3.2 运营期地表水环境影响分析

根据工程分析，本项目运营期产生的废水主要有采出水、井下作业废水。采出水通过油气集输管道进入英买2转油站处理达标后回注地层；井下作业废水收集后送英买2转油站污水处理系统处理。

根据工程分析，本项目运营期新增采出水最大量为1302m³/d（47.52万t/a），井下作业废水量为380t/a，采出水输送至英买2转油站污水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022）标准后回注地层，不外排。根据前述依托可行性分析，英买2转油站污水处理系统运行正常，且富余能力可满足本项目采出水处理需求，依托处理设施可行。

采取上述水污染控制措施后，项目废水不外排，本项目采出水及井下作业废水均能妥善处置，不外排，对周围水环境影响较小。

### 5.3.3 退役期地表水环境影响分析

项目退役期拆除设备、封井和清理井场时，施工时间较短，施工人员产生的生活污水量较少，依托施工区域周边生活设施处理，不外排，对周围水环境影响较小。

### 5.3.4 地表水环境评价结论

拟建工程施工期、运营期、退役期产生的各类废水不外排，不会对周边地表水环境产生影响。水污染控制和水环境影响减缓措施有效，本项目的实施对地表水环境整体可接受。

### 5.3.5 地表水环境影响评价自查表

**表 5.3-1　　地表水环境影响评价自查表**

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

## 5.4 土壤环境影响评价

### 5.4.1 土壤影响识别

（1）项目类型

本项目属于陆上石油开采项目，根据导则附表 A.1，采油井场建设属于 I 类项目，单井集输管线、注水管线建设属于 II 类项目、注气管线属于 IV 类项目。

（2）影响类型及途径

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），本项目位于土壤盐化地区，土壤影响类型同时属于污染影响型和生态影响型。

本项目施工期主要为井场、站场及管道敷设，施工过程中，不会造成区域土壤盐化、酸化、碱化，但管沟开挖过程中会对区域局部土壤造成扰动，导致土壤中盐分含量与周边区域不一致，在后续的自然恢复过程中，扰动区域受雨水、风沙作用将逐步与周边区域土壤保持一致。

本项目运营期废水主要为采出水和井下作业废水，未向外环境排放污水，不会造成废水地面漫流影响；非正常状况井场管线连接处出现泄漏，可能通过垂直入渗的形式对土壤造成影响。同时，本项目集输管线中采出液盐分含量较高，当出现泄漏时，采出液中的盐分将进入表层土壤中，遗留在土壤中，造成区域土壤盐分含量升高。

本项目退役期拆除设备时所用的时间较少，生活污水、固体废物均妥善处置的情况下，对土壤环境影响很小。

本项目不同时段对土壤影响类型与途径见表5.4-1。

**表5.4-1 建设项目土壤环境影响类型与影响途径表**

| 不同 | 污染影响型 | | | | 生态影响型 | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 时段 | 大气沉降 | 地面漫流 | 垂直入渗 | 其他 | 盐化 | 碱化 | 酸化 | 其他 |
| 施工期 | - | - | - | - | - | - | - | √ |
| 运营期 | - | - | √ | - | √ | - | - | - |
| 退役期 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 注：在可能产生的土壤影响类型处打“√”，列表未涵盖的可自行设计。 | | | | | | | | |

## 5.4.2 施工期土壤环境影响分析

施工期对土壤质量的影响主要为土方开挖、场地平整以及管线敷设、车辆行驶和机械施工等人为对土壤的扰动以及各种废弃物处置不当对土壤的污染影响。

（1）井场、站场工程施工对土壤的环境影响

井场、站场工程在土方开挖、场地平整过程中，表土的剥离导致土壤结构破坏、有机质流失，可能引发水土流失。在地面构筑物建设中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量。本项目井场

施工过程中，临时占地范围内的土壤地表表层遭到破坏，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大，这种影响在短时间内不会完全恢复，但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱；永久占地范围内的地表彻底改变，地表经过砾石铺垫或者其他硬化措施，风蚀量很少，不易发生水土流失。

（2）管线敷设对土壤环境的影响

本项目管道工程一般区域管道施工作业带宽度控制在8m范围内，涉及天然林区域管道施工作业带宽度应控制在6m范围内，管沟开挖过程中以机械开挖为主，穿越特殊区域采取人工开挖。施工带内的土壤均会受到严重扰动和破坏。

（3）车辆行驶和机械施工对土壤的影响

在施工中，车辆行驶和机械作业时机械设备的碾压、施工人员的践踏等都会对土壤的紧实度产生影响。机械碾压的结果使土壤紧实度增高，地表水入渗减少，土壤团粒结构遭到破坏，土壤养分流失，不利于植物生长。各种车辆（尤其是重型卡车）在荒漠上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，使风蚀荒漠化的过程加剧；

（4）废弃污染物污染影响分析

本项目施工期产生的污染物可能会对土壤造成影响的主要为施工期的废水和固废。本项目施工期产生的废水主要为钻井废水、酸化压裂废水、管线试压废水和生活污水等；产生的固体废物主要为施工过程中产生的施工土石方、施工废料、施工人员生活垃圾以及钻井过程中产生的钻井泥浆和岩屑、废防渗材料等。根据前述分析，本项目施工期产生的废水和固废均能妥善处置，因此在落实以上环保措施的情况下，本项目施工期间产生的废弃污染物不会对工程周边的土壤产生影响。

### 5.4.3 运营期土壤环境影响分析

#### 5.4.3.1 正常工况下土壤环境影响分析

运营期正常工况下生产过程中各类物料配置过程中均为全密闭管路连接，不会出现溢出和泄漏情况，实现可视可控，且在管线上做好标识，不会对土壤环境产生影响。

#### 5.4.3.2 非正常工况下土壤环境影响分析

（1）生态影响型

考虑事故状态下，集油管线连接处破裂后，采出水进入表层土壤中，管道两端设置有压力和远传信号，当发生管道破裂时，可远程关闭，并在 1h 内排查到泄漏点并进行紧急封堵。初步估算，发生泄漏到封堵，预计从管道中泄漏的量为 3.67m³ 。项目所在区块地层水水型为 $CaCl_2$ 型，氯根平均 69257mg/L，则估算进入土壤中的盐分含量为：3.67×69257×111÷71=397369g。

本次预测采用 HJ964-2018 附录 E.1.3 中预测方法，预测公式如下：

①单位质量土壤中某种物质的增量

$$\Delta S = n(I_s - L_s - R_s)/(\rho_b \times A \times D)$$

式中：△S-单位质量表层土壤中某种物质的增量，g/kg；

Is-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量，g；

Ls-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量，g；

Rs-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量，g；

ρ b－表层土壤容重，kg/m³ ；

A－预测评价范围，m²；

D－表层土壤深度，一般取 0.2m，可根据实际情况适当调整；

n－持续年份，a。

②单位质量土壤中某种物质的预测值

S=Sb+△S

S-单位质量土壤中某种物质的预测值，g/kg；

Sb-单位质量土壤中某种物质的现状值，g/kg。

项目所处区域气候干燥，年降雨量较小，项目考虑最不利情况，Ls 和 Rs 取值均为 0，预测评价范围为以泄漏点为中心 20m×20m 范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 $1.41\times10^3$kg/m³，根据区域土壤盐分监测结果，单位质量土壤中盐分含量的最大现状值为 60g/kg。预测年份为 0.027a(10 天）。

根据上述计算结果，在 10 天内，单位质量土壤中盐分含量的增量为 0.1g/kg，叠加现状值后的预测值为 60.1g/kg。

从预测结果可知，发生泄漏后，导致泄漏点周边区域土壤中盐分含量有所升高，但在发生泄漏后，油田公司会按照要求将泄漏点周围区域土壤进行清理，且随着雨水淋溶，区域土壤中增加的盐分含量将逐渐降低直至恢复至平均水平。

（2）污染影响型

①预测情景

本项目实施后，由于严格按照要求采取防渗措施，在正常工况下不会发生采出液渗漏进入土壤。因此，垂直入渗造成土壤污染主要为非正常泄漏工况，根据企业的实际情况分析，结合前文“影响源及影响因子”。综合考虑拟建工程物料特性及土壤特征，本次评价重点针对集输管线破损泄漏的石油烃对土壤垂直下渗的污染，作为预测情景。

②预测模型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录E中预测方法对拟建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：

A.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--渗透速度，m/d；

z--沿z轴的距离，m；

t--时间变量，d；

θ--土壤含水率，%。

B.初始条件

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

C.边界条件

第一类Dirichelet边界条件：

i连续点源：

$$c(z,t)=c_0 \qquad t>0，\ z=0$$

ii非连续点源：

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

第二类 Neumann 零梯度边界条件：

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

③预测参数选取

根据现场土壤采样及水文地质调查结果，预测模型参数取值见表 5.4-2。

④模型边界条件的概化

上边界条件选择定压力水头，下边界条件选择自由排水。

⑤土壤模型概况

结合区域水文地质调查及本项目土壤现状调查结果，将区域土壤概化为一层，埋深 300cm 砂壤土。水力模型残余含水率θr、饱和含水率θs、垂直饱和渗透系数 Ks 以及α、n、L 等土壤参数参考模型自带数据。土壤模型具体参数见表 5.4-2。

**表 5.4-2　土壤水力参数表**

| 土壤层次（cm） | 质地 | θ s | θ r | α（$cm^{-1}$） | n | Ks（cm/d） | 经验参数 l | 土壤密度（$g/cm^3$） |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 0～300 | 砂 | 0.46 | 0.034 | 0.016 | 1.37 | 6 | 0.5 | 1.59 |

⑥预测源强

根据工程分析，结合项目特点，本评价重点针对集输管线破损泄漏的石油烃对土壤垂直下渗的污染。

**表 5.4-3　　土壤预测源强表**

| 渗漏点 | 污染物 | 浓度 mg/L | 渗漏特征 |
|---|---|---|---|
| 集输管线泄漏 | 石油烃 | 850000 | 瞬时 |

⑦预测分析结果

非正常状况下原油中的污染物石油烃持续渗入土壤并不断向下运移，预测时段 T1~T5 分别为 **T1：365d，T2：730d，T3：2190d，T4：2920d，T5：3650d**，观测点 N1~N5 距地面深度分别为 **N1：1cm，N2：30cm，N3：100cm，N4：150cm，N5：300cm**，污染物浓度穿透曲线图和在不同水平年沿土壤迁移模拟结果见图 5.4-1~图 5.4-2。

**图 5.4-1　不同深度观测点石油类运移预测结果**
**（N1：1cm，N2：30cm，N3：100cm，N4：150cm，N5：300cm）**

**图 5.4-2　不同时间石油类浓度沿土壤迁移情况**
**（T1：365d，T2：730d，T3：2190d，T4：2920d，T5：3650d）**

由上述土壤预测结果可知，石油烃泄露瞬间，土壤深度1cm处的土壤立即被污染，石油烃到达土壤深度为30cm时，需要2.34d，石油烃到达土壤深度为100cm时，需要32.78d，石油烃到达土壤深度为150cm时，需要82.20d，石油烃到达土壤深度为300cm时，需要336.32d，随着时间的增加不同深度的石油烃浓度不断增加至饱和。

因此，非正常状况下，集输管线破损泄漏后的石油烃会对土壤造成一定影响。运营期应加强管理和监督检查，杜绝非正常情况的发生，避免污染物进入土壤及地下水含水层中。若发现有破损或破裂部位须及时进行修补。项目运行过程在工程做好防渗、定期监测、严格执行本次环评提出的污染防治措施的前提下本项目对土壤环境影响可接受。

### 5.4.4 退役期土壤环境影响分析

退役期拆除设备时所用的时间较少，在生活污水、固体废物均妥善处置的情况下，对土壤环境影响很小。

### 5.4.5 土壤环境影响评价结论

综上，本项目正常工况下无废水及固废等污染物外排，不会造成土壤环境污染。如果发生装置、管线泄漏等事故，泄漏的原油会对土壤环境产生一定的影响，泄漏的油类物质覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响土地功能，进而影响地表植被的生长。本项目发生泄漏事故的可能性很小，在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程实施对土壤环境产生污染影响。

### 5.4.6 土壤环境影响自查表

本项目土壤环境影响评价自查表，见表5.4-4。

**表5.4-4 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☑ | 土地利用类型图 |
| | 占地规模 | (0.001)$km^2$ | 永久占地/小型 |
| | 敏感目标信息 | 生态影响型：盐化<br>污染影响型：农田 | |

| 工作内容 | | 完成情况 | | | | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 影响途径 | 大气沉降□；地面漫流□；垂直入渗☑；地下水位□；其他（生态影响） | | | | |
| | 全部污染物 | 盐分、石油烃（$C_{10}$-$C_{40}$） | | | | |
| | 特征因子 | 盐分、石油烃（$C_{10}$-$C_{40}$） | | | | |
| | 所属土壤环境影响评价项目类别 | Ⅰ类☑；Ⅱ类□；Ⅲ类□；Ⅳ类□ | | | | 井场 |
| | | Ⅰ类□；Ⅱ类☑；Ⅲ类□；Ⅳ类□ | | | | 管线 |
| | 敏感程度 | 敏感☑；较敏感□；不敏感□ | | | | 污染影响型 |
| | | 敏感☑；较敏感□；不敏感□ | | | | 生态影响型 |
| 评价工作等级 | | 一级☑；二级□；三级□ | | | | 污染影响型 |
| | | 一级☑；二级□；三级□ | | | | 生态影响型 |
| 现状调查内容 | 资料收集 | a)☑; b)☑; c)☑; d)☑ | | | | |
| | 理化特性 | 见表 4.5-1 | | | | |
| | 现状监测点位 | | 占地范围内 | 占地范围外 | 深度 | 见监测点位布置图 |
| | | 表层样点数 | 5 | 6 | 0~0.2m | |
| | | 柱状样点数 | 5 | / | 0~0.5m，0.5～1.5m，1.5～3m | |
| | 现状监测因子 | 《土壤环境质量 建设用地土壤污染 风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中的 45 项+特征因子：石油烃+土壤盐分含量；《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中基本项目 8 项+pH+石油烃+土壤盐分含量 | | | | |
| 现状评价 | 评价因子 | | | | | |
| | 评价标准 | GB15618☑；GB36600☑；表 D.1□；表 D.2□；其他（） | | | | |
| | 现状评价结论 | 各评价因子均满足相应标准要求 | | | | |
| 影响预测 | 预测因子 | 石油烃（$C_{10}$-$C_{40}$）、盐分含量 | | | | |
| | 预测方法 | 附录 E☑；附录 F□；其他（ ） | | | | |
| | 预测分析内容 | 影响范围（井场周围）；影响程度（较小） | | | | 污染影响型 |
| | | 影响范围（集油管线泄漏点）<br>影响程度（盐化加剧程度） | | | | 生态影响型 |
| | 预测结论 | 达标结论：a）□；b）□；c）☑<br>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 | | 代表性井场、站场 |
| | | 代表性井场、井场周边农田 | 石油类、石油烃（$C_6$~$C_9$）、石 油烃（$C_{10}$~$C_{40}$）、砷、六价铬 盐分含量、pH | 1 次/5 年 | | |
| | 信息公开指标 | 石油烃、盐分含量、pH | | | | |
| 评价结论 | | 通过采取源头控制、过程防控措施，从土壤环境影响的角度，本项目建设可行 | | | | |

## 5.5 大气环境影响评价

### 5.5.1 施工期大气环境影响分析

#### 5.5.1.1 施工期扬尘影响分析

（1）运输车辆扬尘的影响分析

施工期运输车辆产生扬尘，采用洒水降尘，在施工场地实施每天洒水抑尘作业 4~5 次，其扬尘造成的污染距离可缩小到 20~50m 范围，由此车辆产生的扬尘对周围环境影响较小。从影响时间、范围和程度来看，车辆扬尘对周围大气环境质量影响是有限的。

施工期区块内大量出入中型车辆，区块内道路主要为砂石路，车辆行驶的扬尘污染较重，要求适当洒水降尘，减轻污染。合理规划、选择最短的运输路线，利用油气田现有公路网络，禁止随意开辟道路，运输车辆应以中、低速行驶，减少车辆行驶动力起尘。

（2）地面工程施工过程中扬尘的影响

施工扬尘污染主要来自：a.管沟、地基、路基开挖、土地平整及地基、路基填筑等施工过程，遇大风天气，会造成粉尘、扬尘等大气污染；b.水泥、砂石、混凝土等建筑材料的运输、装卸和仓储过程不可避免会产生一定的泄漏，产生扬尘污染少年；c.灰土拌和、混凝土拌合加工都会产生扬尘和粉尘；d.物料运输车辆在施工场地运行过程中将产生大量尘土。

施工期扬尘最大产生时间将出现在土方开挖阶段，由于该阶段裸露浮土较多，产尘量较大。由于本项目的土方运输量较大，比较容易造成物料沿路撒落后风吹起尘，同时随着大型车辆的行驶和碾压，在工程区内和道路上较易带起扬尘，污染环境。因此必须做到施工现场及场外道路泥土及时清理，减少二次扬尘。

项目施工在混凝土工序阶段，灰土拌和、混凝土拌和是扬尘的主要来源。必须采取封闭作业或洒水措施，控制扬尘量。

#### 5.5.1.2 储层改造废气影响分析

储层改造过程废气主要来源于压裂液现场暂存过程、压裂液注入过程以及压裂返排液暂存过程中，会产生无组织 HCl 等。

使用压裂液和压裂返排液过程中，要求全部采用密闭罐存放，产生的废酸化液及时委托有资质单位接收处置，减少在现场存储时间。

#### 5.5.1.3 测试放喷废气影响分析

测试放喷期间的天然气经管线引至放空火炬点燃，会产生测试放喷废气。测试放喷期间油气通过分离器分离，油水混合物进入油水罐储存，分离出的气体燃烧放空，当伴生气含有硫化氢时，通过燃烧转化成二氧化硫，可有效降低放空气的毒性。天然气放空产生的废气量取决于该井目的层天然气含量和测试放喷期间释放量，依据具体情况设定测试放喷时间，一般为1～2d。测试放喷对周边环境影响较小。

#### 5.5.1.4 车辆尾气和焊接烟气影响分析

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SO2、NOX、CmHn等；金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为颗粒物。施工机械和运输车辆运行时间和管线焊接时间一般都较短，从影响范围和程度来看，焊接烟气、机械设备和车辆废气对周围大气环境的影响是有限的，又因其排放量较小，其对评价区域空气环境产生的影响可为环境所接受。

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

### 5.5.2 运营期大气环境影响评价

#### 5.5.2.1 区域地面污染气象特征分析

本项目位于沙雅县境内，距离本项目最近的气象站为沙雅县气象站，项目周边地形、气候条件与沙雅县一致，本次评价气象统计资料分析选用沙雅县气象站的气象资料。地面气象数据采用气象观测站站点信息见表5.5-1。

**表5.5-1　观测气象数据信息**

| 气象站名称 | 气象站编号 | 气象站等级 | 气象站坐标/m | | 相对距离/km | 海拔高度/m | 数据年份 | 气象要素 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | 经度 | 纬度 | | | | |
| 沙雅县气象站 | 51639 | 基本站 | | | 64 | 981 | 2023 | 风向、风速、总云量、低云量、干球温度 |

根据沙雅县气象站近20年气象资料，对当地的温度、风速、风向及风频进行统计。

（1）温度

近20年各月平均气温变化情况见表5.5-2。

**表5.5-2　近20年平均温度月变化统计表**

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

由表5.5-2分析可知，区域近20年平均温度为12℃，4～9月平均温度均高于多年平均值，其他月份均低于多年平均值，7月份平均气温最高，为25.9℃，1月份平均气温最低，为-6.8℃。

（2）风速

近20年各月平均风速变化情况见表5.5-3。

**表5.5-3　近20年各月平均风速变化统计表**

| 月份 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 平均 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 风速（m/s） | 1.9 | 2.3 | 2.4 | 3.3 | 3.6 | 3.3 | 3.1 | 3.0 | 2.8 | 2.4 | 2.1 | 1.7 | 2.6 |

由表5.2-3分析可知，区域近20年平均风速为0.8m/s，4月、5月平均风速最大为1.1m/s，1月、10月、11月、12月平均风速最低为0.5m/s。

（3）风向、风频

区域近20年各月、各季及全年平均风向频率见表5.5-4，近20年风频玫瑰图见图5.5-1。

**表5.5-4　　近20年各月、各季及全年平均风向频率统计一览表**

| 风向 | N | NNE | NE | ENE | E | ESE | SE | SSE | S | SSW | SW | WSW | W | WNW | NW | NNW | C |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1月 | 4.8 | 5.6 | 8.8 | 5.6 | 0.8 | 0.8 | 1.6 | 1.6 | 1.6 | 14.5 | 14.5 | 12.1 | 2.4 | 5.7 | 0.8 | 0.0 | 18.6 |
| 2月 | 5.2 | 1.7 | 2.5 | 1.7 | 0.8 | 0.9 | 0.0 | 0.9 | 0.0 | 8.6 | 25.0 | 22.4 | 12.1 | 6.0 | 2.6 | 1.7 | 7.8 |
| 3月 | 4.8 | 12.1 | 20.9 | 10.5 | 4.0 | 1.6 | 2.4 | 0.8 | 1.6 | 5.7 | 4.8 | 6.5 | 4.8 | 4.0 | 1.6 | 2.4 | 11.3 |
| 4月 | 5.0 | 11.7 | 11.6 | 8.3 | 4.2 | 3.3 | 0.0 | 3.3 | 7.5 | 3.3 | 9.2 | 7.5 | 2.5 | 3.3 | 2.5 | 2.5 | 14.2 |
| 5月 | 9.7 | 16.9 | 13.7 | 12.1 | 1.6 | 3.2 | 7.3 | 4.0 | 0.0 | 2.4 | 4.0 | 4.8 | 1.6 | 16.1 | 4.0 | 4.8 | 8.1 |
| 6月 | 11.7 | 14.2 | 10.8 | 12.5 | 9.2 | 5.8 | 4.2 | 1.7 | 1.7 | 1.7 | 2.5 | 2.5 | 1.7 | 4.2 | 6.7 | 2.5 | 6.7 |
| 7月 | 11.3 | 13.7 | 8.1 | 8.9 | 2.4 | 3.2 | 1.6 | 2.4 | 3.2 | 4.8 | 4.8 | 3.2 | 6.5 | 5.7 | 6.5 | 6.5 | 7.3 |
| 8月 | 6.4 | 16.1 | 20.2 | 13.7 | 6.5 | 5.7 | 3.2 | 4.0 | 1.6 | 1.6 | 403.0 | 0.8 | 1.6 | 0.0 | 2.4 | 6.5 | 5.7 |
| 9月 | 10.0 | 18.3 | 13.3 | 11.7 | 5.8 | 1.7 | 1.7 | 3.3 | 1.7 | 1.7 | 5.8 | 2.5 | 6.7 | 2.5 | 2.5 | 1.7 | 9.2 |

| | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 10月 | 5.6 | 13.7 | 8.1 | 8.1 | 2.4 | 0.0 | 1.6 | 1.6 | 0.8 | 5.7 | 5.7 | 4.0 | 4.8 | 4.0 | 4.0 | 3.2 | 26.6 |
| 11月 | 0.0 | 3.3 | 5.8 | 4.2 | 1.7 | 2.5 | 0.8 | 0.8 | 2.5 | 6.7 | 15.0 | 15.8 | 6.7 | 4.2 | 1.7 | 1.7 | 26.7 |
| 12月 | 1.6 | 8.1 | 15.3 | 10.4 | 4.8 | 0.8 | 2.4 | 2.4 | 2.4 | 6.5 | 11.3 | 10.5 | 5.7 | 2.4 | 0.0 | 1.6 | 13.7 |
| 春季 | 6.5 | 13.6 | 15.5 | 10.3 | 3.3 | 2.7 | 3.3 | 2.7 | 3.0 | 3.8 | 6.0 | 6.3 | 3.0 | 3.0 | 2.7 | 3.3 | 11.1 |
| 夏季 | 9.8 | 14.7 | 13.1 | 11.6 | 6.0 | 4.9 | 3.0 | 2.7 | 2.2 | 2.7 | 3.8 | 2.2 | 3.3 | 3.3 | 5.2 | 5.2 | 6.5 |
| 秋季 | 5.2 | 11.8 | 9.1 | 7.9 | 3.3 | 1.4 | 1.4 | 1.9 | 1.7 | 4.7 | 8.8 | 7.4 | 6.0 | 3.6 | 2.8 | 2.2 | 20.9 |
| 冬季 | 3.8 | 5.2 | 9.1 | 6.0 | 2.2 | 0.8 | 1.4 | 1.7 | 1.4 | 9.9 | 16.8 | 14.8 | 6.6 | 4.7 | 1.1 | 1.1 | 13.5 |
| 全年 | 6.3 | 11.3 | 11.7 | 9.0 | 3.7 | 2.5 | 2.3 | 2.3 | 2.1 | 5.3 | 8.8 | 7.7 | 4.7 | 3.6 | 2.9 | 2.9 | 13.0 |

**图 5.5-1　近 20 年风频玫瑰图**

由表 5.5-4 分析可知，沙雅县近 20 年资料统计结果表明，该地区多年 NE 风向的频率最大，其次是 SW 风向。

#### 5.5.2.2 大气环境影响预测与评价

（1）预测模式

本次大气环境影响评价采用《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018)所推荐采用的估算模式 AERSCREEN，经估算模式可计算出某一污染源对环境空气质量的最大影响程度和影响范围。AERSCREEN 模型大气环境影响预测中的有关参数选取情况见表 5.5-5。

**表 5.5-5 项目估算模式参数一览表**

| 参数 | | 取值 |
|---|---|---|
| 城市/农村选项 | 城市/农村 | 农村 |
| | 人口数（城市选项时） | / |
| 最高环境温度/℃ | | 41.2 |
| 最低环境温度/℃ | | -24.2 |
| 土地利用类型 | | 沙漠化荒地 |
| 区域湿度条件 | | 干燥气候 |
| 是否考虑地形 | 考虑地形 | √是 □否 |
| | 地形数据分辨率/m | 90 |
| 是否考虑岸线熏烟 | 考虑岸线熏烟 | □是 √否 |
| | 岸线距离/km | / |
| | 岸线方向/° | / |

（2）预测源强

根据工程分析确定，项目主要废气污染源源强参数见表5.5-6。预测及计算结果见表5.5-7。

**表5.5-6 拟建工程污染源源强一览表(面源，100%负荷)**

| 名称 | 面源起点坐标（°） | | 海拔高度（m） | 长度（m） | 宽度（m） | 有效排放高度（m） | 与正北向夹角（°） | 污染物排放速率（kg/h） | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 经度 | 纬度 | | | | | | NMHC | $H_2S$ |
| 井场无组织废气 | | | 979 | 44 | 44 | 6 | 0 | 0.0012 | 0.0000001 |
| 新建计量阀组站 | | | 978 | 24 | 16 | 6 | 0 | 0.0040 | - |
| 4#计量阀组站 | | | 979 | 24 | 16 | 6 | 60 | 0.0012 | - |

**表5.5-7 Pmax及D10%预测及计算结果一览表**

| 名　　称 | 评价因子 | $C_i$（μg/m³） | 评价标准（μg/m³） | $P_{max}$（%） | $D_{10\%}$（m） | 最大浓度出现距离（m） |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 井场无组织废气 | 非甲烷总烃 | 2.6871 | 2000 | 0.13 | / | 58 |
| | $H_2S$ | 0.0002 | 10 | 0.002 | / | 58 |
| 新建计量阀组站 | 非甲烷总烃 | 17.0160 | 2000 | 0.85 | / | 14 |
| 4#计量阀组站 | 非甲烷总烃 | 5.1096 | 2000 | 0.26 | / | 14 |

经估算，项目无组织非甲烷总烃最大落地浓度为17.0160μg/m³，最大浓度占标率为0.85%，$D_{10\%}$未出现。非甲烷总烃场界贡献浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)企业边界控制标准。

综上，本项目大气环境影响可接受。

### 5.5.2.3 大气污染物排放量核算

项目无组织废气污染物排放量核算情况见表5.5-8。

**表5.5-8 大气污染物无组织排放量核算表**

| 序号 | 产污环节 | 污染物 | 主要污染防治措施 | 国家或地方污染物排放标准 | | 年排放量(t/a) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | 标准名称 | 浓度限值(mg/m³) | |
| 1 | 无组织废气 | 非甲烷总烃 | 日常维护，做好密闭措施 | 《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求 | 4.0 | 0.1894 |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 硫化氢 | | 《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 新扩改建厂界二级标准值 | 0.06 | 0.0000009 |

**5.5.2.4 非正常工况影响分析**

（1）污染源强

本项目非正常排放主要包括井口压力过高时放喷和集输管线刺漏等情况。本项目油气集输过程中，若井口压力过高，凝析油、天然气通过防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。拟建工程属于单井集输过程，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 YG2-9 井井口压力异常情况作为非正常排放考虑，源强情况见表 5.5-9。

**表 5.5-9 非正常工况下污染物排放一览表**

| 序号 | 污染源 | 非正常排放原因 | 面源起点坐标 | | 海拔高度/m | 面源长度/m | 面源宽度/m | 非正常排放速率/(kg/h) | 单次持续时间/min | 排放工况 | 评价因子 | 应对措施 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | X | Y | | | | | | | | |
| 1 | 放喷口 | 井口压力过高 | 369 | 4131 | 980 | 8 | 3 | 1.399 | 10 | 非正常工况 | 非甲烷总烃 | 修复后，将周围污染的土壤收集置于密闭容器中，委托有资质单位进行接收处置 |

（2）影响分析

非正常工况条件下外排废气持续时间较短，采用估算模式计算最大占标率，计算结果见表 5.5-10。

**表 5.5-10 非正常排放 Pmax 及 D10%预测及计算结果一览表 单位：μg/m³**

| 序号 | 污染源名称 | 评价因子 | $C_i$(μg/m³) | $P_i$(%) | $P_{max}$(%) | 最大浓度出现距离(m) | $D_{10\%}$(m) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 放喷口 | 非甲烷总烃 | 3876.10 | 192.81 | 193.81 | 10 | 500 |

由表 5.2-10 计算结果表明，非正常工况条件下，非甲烷总烃最大落地浓度为 3876.10μg/m³，占标率为 193.81%。

由以上分析可知，拟建工程非正常排放对环境空气影响较大，建议做好定期巡检工作，确保井场及站场阀门、压力表、流量计、安全阀等处于正常工作状态，减少非正常排放的发生。

### 5.5.3 退役期大气环境影响分析

井场退役后各种相关辅助工作均停止，油气开采造成的环境空气污染源将消失，井场退役期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。与当地自然条件导致的风沙相比较，清理过程中扬尘造成的环境影响是暂时的，且该区域内活动人群较少，主要为油田工作人员。

### 5.5.4 大气环境影响评价结论

拟建工程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。本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。拟建工程实施后大气环境影响可以接受。

### 5.5.5 大气环境影响评价自查表

本项目大气环境影响评价自查表见表5.5-11。

**表5.5-11 大气环境影响评价自查表**

| 工作内容 | | 自查项目 | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 评价等级与范围 | 评价等级 | 一级□ | 二级☐ | | 三级☑ |
| | 评价范围 | 边长=50km□ | 边长5～50km□ | | 边长=5km☑ |
| 评价因子 | $SO_2$+$NO_x$排放量 | ≥2000t/a□ | 500～2000t/a□ | | <500t/a☑ |
| | 评价因子 | 基本污染物（$PM_{2.5}$、$PM_{10}$、$SO_2$、$NO_2$、CO、$O_3$）<br>其他污染物（NMHC、$H_2S$） | | 包括二次$PM_{2.5}$□<br>不含二次$PM_{2.5}$☑ | |
| 评价标准 | 评价标准 | 国家标准☐ | 地方标准□ | 附录D ☑ | 其他标准☑ |
| 现状评价 | 环境功能区 | 一类区□ | 二类区☑ | | 一类区和二类区□ |
| | 评价基准年 | （2025）年 | | | |
| | 环境空气质量现状调查数据来源 | 长期例行监测数据☐ | 主管部门发布的数据☑ | | 现状补充监测☑ |
| | 现状评价 | 达标区□ | | | 不达标区☑ |
| 污染源调查 | 调查内容 | 本项目正常排放源☑<br>本项目非正常排放源□<br>现有污染源□ | 拟替代的污染源□ | 其他在建、拟建项目污染源□ | 区域污染源☐ |

<table>
<tr><td rowspan="9">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>EDMS/AEDT□</td><td>CALPUFF□</td><td>网格模型□</td><td>其他☑</td></tr>
<tr><td colspan="2">预测范围</td><td>边长≥50km□</td><td colspan="2">边长 5～50km □</td><td colspan="3">边长=5km☑</td></tr>
<tr><td colspan="2">预测因子</td><td colspan="3">预测因子（非甲烷总烃）</td><td colspan="3">包括二次 $PM_{2.5}$□<br>不包括二次 $PM_{2.5}$☑</td></tr>
<tr><td colspan="2">正常排放短期浓度贡献值</td><td colspan="3">$C_{本项目}$最大占标率≤100%☑</td><td colspan="3">$C_{本项目}$最大占标率＞100% □</td></tr>
<tr><td colspan="2" rowspan="2">正常排放年均浓度贡献值</td><td>一类区</td><td colspan="2">$C_{本项目}$最大占标率≤10%□</td><td colspan="3">$C_{本项目}$最大标率＞10% □</td></tr>
<tr><td>二类区</td><td colspan="2">$C_{本项目}$最大占标率≤30%□</td><td colspan="3">$C_{本项目}$最大标率＞30% □</td></tr>
<tr><td colspan="2">非正常排放 1h 浓度贡献值</td><td>非正常持续时长/h</td><td colspan="2">$C_{本项目}$占标率≤100% ☐</td><td colspan="3">$C_{非正常}$占标率＞100%□</td></tr>
<tr><td colspan="2">保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值</td><td colspan="3">$C_{叠加}$达标 □</td><td colspan="3">$C_{叠加}$不达标 □</td></tr>
<tr><td colspan="2">区域环境质量的整体变化情况</td><td colspan="3">k≤-20% □</td><td colspan="3">k>-20% □</td></tr>
<tr><td rowspan="2">环境监测计划</td><td>污染源监测</td><td colspan="3">监测因子：（NMHC）</td><td colspan="2">有组织废气监测 ☐<br>无组织废气监测 ☑</td><td>无监测□</td></tr>
<tr><td>环境质量监测</td><td colspan="3">监测因子（ ）</td><td colspan="2">监测点位数（ ）</td><td>无监测□</td></tr>
<tr><td rowspan="3">评价结论</td><td>环境影响</td><td colspan="6">可以接受 ☑ 不可以接受 □</td></tr>
<tr><td>大气环境防护距离</td><td colspan="6">距厂界最远（）m</td></tr>
<tr><td>污染源年排放量</td><td>$SO_2$：( )t/a</td><td>NOx：( )t/a</td><td>颗粒物：( )t/a</td><td colspan="3">无组织 NMHC：(0.1894)t/a<br>有组织 NMHC：( )t/a</td></tr>
</table>

## 5.6 声环境影响分析与评价

### 5.6.1 施工期声环境影响分析

项目施工期噪声主要包括土方施工、设备吊运安装、道路修建、管沟开挖、管线铺设等过程中各种机械和设备产生的噪声，以及钻井工程钻机、泥浆泵和发电机运转过程产生的噪声。

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：

$$L_P（r）=L_P（r_0）-20lg（r/r_o）$$

式中：$L_P$（r）——预测点处声压级，dB（A）；

$L_P$（$r_0$）——参考位置 $r_o$ 处的声压级，dB（A）；

r ——预测点距声源的距离，m；

$r_o$——参考位置距声源的距离，m。

利用上述公式，预测计算拟建项目主要施工机械在不同距离处的贡献值，预测计算结果见表表 5.6-1。

**表 5.6-1　主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值一览表**

| 序号 | 机械 | 不同距离处的噪声贡献值〔dB（A）〕 | | | | | | | | | | 施工阶段 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 40m | 60m | 100m | 200m | 300m | 400m | 500m | 700m | 900m | 1200m | |
| 1 | 挖掘机 | 72.0 | 68.4 | 64.0 | 58.0 | 54.5 | 52.0 | 50.0 | — | — | — | 土石方道路施工管线施工 |
| 2 | 装载机 | 70.0 | 66.4 | 62.0 | 56.0 | 52.5 | 50.0 | 48.0 | — | — | — | |
| 3 | 压路机 | 72.0 | 68.4 | 64.0 | 58.0 | 54.5 | 52.0 | 50.0 | — | — | — | |
| 4 | 运输车辆 | 72.0 | 68.4 | 64.0 | 58.0 | 54.5 | 52.0 | 50.0 | — | — | — | 物料运输 |
| 5 | 吊装机 | 66.0 | 62.4 | 58.0 | 52.0 | 48.5 | 46.0 | 44.0 | — | — | — | 设备安装 |
| 6 | 钻机 | 77.0 | 73.4 | 69.0 | 63.0 | 59.5 | 56.0 | 55.0 | — | — | — | 钻井 |
| 7 | 振动筛 | 72.0 | 68.4 | 64.0 | 58.0 | 54.5 | 52.0 | 50.0 | — | — | — | |
| 8 | 泥浆泵 | 77.0 | 73.4 | 69.0 | 63.0 | 59.5 | 56.0 | 55.0 | — | — | — | |

根据上表对各种施工机械噪声预测结果可以看出，在不采取减振降噪措施的情况下，土石方施工、道路工程和管线施工期间昼间距施工设备 60m、夜间 300m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）场界噪声限值要求；设备安装施工期间昼间距施工机械 40m、夜间 200m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）场界噪声限值要求；钻井期间昼间距施工机械 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。根据分析，施工期钻井及压裂过程各噪声源对厂界的噪声贡献值昼间为 63～69dB（A），夜间为 62～68dB（A），昼间满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）场界噪声限值要求，夜间超出《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）场界噪声限值要求。本项目各钻井井场周边 200m 范围内均无村庄等声环境敏感目标，且各钻井工程施工期周期较短，施工期间通过采取对设备定期保养维护、基础减振等措施可减少噪声对周边环境的影响。

非正常工况下，发生井喷等事故常常伴随着高压喷射和噪声。目前井喷噪声的大小尚无直接相关的数据。对于井喷事故的应对和处理，需要采取严密的预防措施以减少其对人员和设备的影响。施工前全面地质勘探及合理评价、准确判断井眼的

岩性、孔原压力等情况，制定相应的施工方案，降低井喷的发生风险，配备专业的井眼监测仪器和设备，实时监测井眼的压力和流量，及时发现异常，并采取相应的措施，控制井喷的发展，设计合理的防喷设备和措施，例如设置安全阀等，在井喷发生时及时切断井口的喷涌，通过采取上述预防措施，减少噪声对周边环境的影响。

### 5.6.2 运营期声环境影响分析

拟建项目管线均埋设在地下，埋深大于 1.2m，油气集输不会对周围声环境产生影响；本项目拟建井场产噪设备主要为井场采油树和空气热源泵，井场布置基本一致，本次选择 YG1-7 井场进行预测。

#### 5.6.2.1 预测模式

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021），在环境影响评价中，应根据声源声功率级或参考位置处的声压级、户外声传播衰减，计算预测点的声级，计算公式为：

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

式中：Lp(r) ——预测点处声压级，dB；

Lw——由点声源产生的声功率级（A 计权或倍频带），dB；

Dc——指向性校正，dB；

Adiv——几何发散引起的衰减，dB；

Agr——地面效应引起的衰减，dB；

Aatm——大气吸收引起的衰减，dB；

Abar——障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

Amisc——其他多方面效应引起的衰减，dB。

在只考虑几何发散衰减时，可按下列公式计算：

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

式中：LA(r) ——距声源 r 处的 A 声级，dB(A)；

LA(r0)——参考位置 r0 处的 A 声级，dB(A)；

Adiv——几何发散引起的衰减，dB。

预测点的噪声预测值为预测点的贡献值和背景值按能量叠加方法计算得到的声级，计算公式为：

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

式中：Leq ——预测点的噪声预测值，dB；

Leqg——建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值，dB；

Leqb——预测点的背景噪声值，dB。

#### 5.6.2.2 噪声源参数的确定

项目噪声源参数见表5.6-2。

**表5.6-2 噪声源参数一览表(室外声源)**

| 序号 | 声源名称 | | 空间相对位置/m | | | 声源源强[dB(A)] | 声源控制措施 | 运行时段 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | X | Y | Z | | | |
| 1 | 采油井场 | 采油树 | 22 | 20 | 1 | 80 | 基础减振 | 昼夜 |
| 2 | 注气井场 | 井口移动制氮+注氮橇 | 10 | 43 | 1 | 95 | 基础减震 | 间歇 |

#### 5.6.2.3 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，拟建项目各噪声源对井场、站场四周场界的贡献声级值见表5.6-3。

**表5.6-3 噪声预测结果一览表 单位：dB(A)**

| 场地 | 场界 | 贡献值 | 标准值 | | 结论 |
|---|---|---|---|---|---|
| 采油井场 | 东场界 | 42.1 | 昼间 | 60 | 达标 |
| | | | 夜间 | 50 | 达标 |
| | 南场界 | 45.7 | 昼间 | 60 | 达标 |
| | | | 夜间 | 50 | 达标 |
| | 西场界 | 35.5 | 昼间 | 60 | 达标 |
| | | | 夜间 | 50 | 达标 |
| | 北场界 | 34.4 | 昼间 | 60 | 达标 |
| | | | 夜间 | 50 | 达标 |
| 注气井场 | 东场界 | 40.1 | 昼间 | 60 | 达标 |
| | | | 夜间 | 50 | 达标 |
| | 南场界 | 41.5 | 昼间 | 60 | 达标 |
| | | | 夜间 | 50 | 达标 |
| | 西场界 | 45.5 | 昼间 | 60 | 达标 |
| | | | 夜间 | 50 | 达标 |
| | 北场界 | 49.5 | 昼间 | 60 | 达标 |
| | | | 夜间 | 50 | 达标 |

由表5.6-3可知，项目实施后采油井井场主要产噪声源对场界昼间和夜间噪声贡献值为34.4～45.7dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类标准要求；注气井场为间歇作业，作业期间对场界昼间和夜间噪声贡献值为40.1～49.5dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类标准要求。

### 5.6.3 退役期声环境影响分析

本项目退役期，噪声主要源自井场设备拆卸，由于油区内声环境影响评价范围内没有居民点，因此，不会产生噪声扰民问题。

### 5.6.4 声环境影响评价结论

综上所述，本项目开发建设区域声环境质量现状较好。施工期噪声源均为暂时性的，待施工结束后噪声影响也随之消失，并且项目评价范围内无声环境敏感目标，不会产生噪声扰民问题。运营期，井场场界噪声贡献值可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类区标准要求。

### 5.6.5 声环境影响评价自查表

本项目声环境影响评价自查表见表5.6-4。

**表5.6-4　声环境影响评价自查表**

| 工作内容 | | 自查项目 | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 评价等级与范围 | 评价等级 | 一级□ | | 二级☑ | | 三级□ | |
| | 评价范围 | 200m☑ | | 大于200m□ | | 小于200m□ | |
| 评价因子 | 评价因子 | 等效连续A声级☑ | | 最大A声级□ | | 计权等效连续感觉噪声级□ | |
| 评价标准 | 评价标准 | 国家标准☑ | | 地方标准□ | | 国外标准□ | |
| 现状评价 | 环境功能区 | 0类区□ | 1类区□ | 2类区☑ | 3类区□ | 4a类区□ | 4b类区□ |
| | 评价年度 | 初期☐ | | 近期☑ | | 中期□ | 远期□ |
| | 现状调查方法 | 现场实测法□ | | 现场实测加模型计算法☑ | | 收集资料□ | |
| | 现状评价 | 达标百分比 | | 100% | | | |
| 噪声源调查 | 噪声源调查方法 | 现场实测□ | | 已有资料☑ | | 研究成果□ | |
| 声环境影响预测与评价 | 预测模型 | 导则推荐模型☑ | | | | 其他□ | |
| | 预测范围 | 200 m□ | | 大于200 m□ | | 小于200 m☑ | |
| | 预测因子 | 等效连续A声级☑ | | 最大A声级□ | | 计权等效连续感觉噪声级□ | |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| | 厂界噪声贡献值 | 达标☑ | 不达标□ | |
| | 声环境保护目标处噪声值 | 达标☐ | 不达标□ | |
| 环境监测计划 | 排放监测 | 厂界监测☑ 固定位置监测□ 自动监测□ 手动监测□ 无监测□ | | |
| | 声环境保护目标处噪声监测 | 监测因子：( ) | 监测点位数( ) | 无监测□ |
| 评价结论 | 环境影响 | 可行☑ 不可行□ | | |
| 注：“□”为勾选项，可 √ ；“( )”为内容填写项。 | | | | |

## 5.7 固体废物影响分析

### 5.7.1 施工期固体废物影响

本项目施工期产生的固体废物主要为钻井泥浆、钻井岩屑、废防渗材料、废烧碱包装袋以及施工过程中产生的施工土石方、施工废料、施工人员生活垃圾等。

（1）钻井泥浆、岩屑

根据目前油田及安全环保对钻井工程的要求，钻井采用泥浆不落地系统，聚合物体系钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，采用泥浆不落地技术在井场进行无害化处理，处理后进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，同时石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值后用于铺垫油区内的井场、道路等，一次处理后检测不合格，现场进行二次处理，达标后用于铺垫油区内的井场、道路等。聚磺体系钻井岩屑钻井岩屑随泥浆经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，由于英买区块现有的处理站无处理能力或协议到期的问题，目前分离出的固相清运至克拉苏钻试修环保站处理（由新疆华新晟环保工程有限公司运营）

（2）废烧碱包装袋

钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量烧碱废包装袋。本项目废烧碱废包装袋产生量为1t，施工单位及时回收烧碱废包装袋，暂存于钻井井场撬装化危废贮存设施中，施工结束后委托具有危废处置资质的公司接收处置。

（3）废防渗材料

钻井施工过程中机械检修时会产生少量含油废物，检修期间地面应铺设防渗膜，采用钢制铁桶收集后暂存于撬装式危废贮存设施中，防止含油废物落地污染土壤和地下水。类比同类钻井工程，钻井期间产生的废防渗材料量约为1t，收集后由区域具有危废处置资质的公司接收处置。危险废物转运过程中由专用运输车辆进行运输、转移，按照危险废物收集贮存运输技术规范（HJ2025-2012），并严格按照《危险废物转移管理办法》，对危险废物实行全过程管理。具体措施详见固体废物污染防治措施章节。

（4）施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等，产生量约为5.83t。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后拉运英买7固废场进行处置。

（5）其他

本项目开挖土方主要为新建管线管沟开挖产生土方，回填土方主要为管沟回填，可以做到“取弃平衡”，不再单独设置取、弃土场。本项目施工期施工人员产生的生活垃圾为10.2t，现场集中收集后清理至沙雅县生活垃圾填埋场。

综上所述，工程施工期固体废物均能妥善处置，对环境影响较小。

### 5.7.2 运营期固体废物影响

#### 5.7.2.1 危险废物产生种类及数量

本项目运营期产生的危险废物主要有落地油、废防渗材料、废润滑油等。

（1）落地油

本项目产生落地油量为0.25t/a，属于HW08类危险废物（废物代码：071-001-08），本次评价要求落地油回收率为100%，回收后的落地油使用专用桶收集后暂存在英买7危废贮存场所，由有危废处置资质单位接收处置。

（2）废防渗材料

作业过程中产生的废防渗材料属于危险废物，危废代码为HW08中900-249-08其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物，属于危险废物。井下作业施工结束后，废防渗材料人工打包收集后，运至英买7危废贮存

场所暂存，由有危废处置资质单位接收处置，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

（3）废润滑油、废油桶

废润滑油主要是井下作业和采油过程中机械设备维修中产生的，本项目运营期井下作业或机械维修中废润滑油产生量约0.5t/次，废油桶产生量约为1t/a。属于危险废物HW08（废物代码：900-214-08），定期维护保养结束后，废润滑油进入原油处理系统资源回用，废润滑油桶收集后暂存在英买7危废贮存场所，交由有危废处置资质单位进行处置。

#### 5.7.2.2 危险废物环境影响分析

（1）危废收集过程影响分析

本项目产生的危废按照《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）相关要求进行收集、运输，并按要求填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。危险废物在按照规范要求进行收集的情况下，对环境的影响很小。

（2）危废运输过程影响分析

①内部运输

本项目运营期产生的固体废物采用专用容器收集后就近运至塔里木油田公司已建贮存设施。危险废物内部转运作业应采用专用的工具，并填写内部转运记录表，转运结束后对路线进行检查和清理，确保无危险废物遗落在内部运输路线上。正常情况下危险废物产生散落、泄漏的可能性较小，不会对周围环境产生明显不利影响。万一发生散落或泄漏，应及时对散落物进行收集、清理，减轻污染影响。

②外部运输

本项目运营期产生的危险废物最终交由有相应资质的单位进行运输、处置。本项目运营单位、危险废物承运单位以及危险废物处置单位应按照要求填写危险废物转移联单，承运单位应按照危险废物污染环境防治和危险货物运输相关规定运输危险废物，记录运输轨迹，防范危险废物丢失、包装破损、泄漏或者发生突发环境事件。

（3）危险废物的处置

本项目运营单位应对处置单位的主体资格和技术能力进行核实，依法签订书面合同，并在合同中约定利用、处置危险废物的污染防治要求及相关责任，合同期内及时了解接收人贮存、利用或者处置相关危险废物情况，确保本项目运营期产生的危险废物得到妥善处置，避免对外环境产生不利影响。

本项目运营期产生的危险废物均可得到妥善处置，在严格落实《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）、《危险废物贮存污染控制标准（GB18597-2023）、《危险废物转移管理办法》等的要求的前提下，不会对外环境产生明显不利影响。

#### 5.7.2.3 生活垃圾

运营期不新增劳动定员，故不新增生活垃圾。

### 5.7.3 退役期固体废物影响分析

本项目服务期满后，井场拆除的井架、集输设施、井构筑物等为钢制材料，清洗油污后可回收利用。地面设施拆除、井场清理等工作过程中被原油污染的土壤或油渣等危险固废，交由有资质的单位进行无害化处置，不会对周围环境产生影响。

### 5.7.4 固废环境影响评价小结

本项目施工期、运营期和退役期产生的固体废物能够通过有效的途径得到较好地处置，对评价区环境影响较小。

## 5.8 环境风险评价

### 5.8.1 风险调查

#### 5.8.1.1 危险物质调查

根据工程可研及工程分析以及《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录B，本项目施工期涉及的危险物质主要为柴油；运营期涉及的危险物质主要为原油、天然气、$H_2S$；退役期不涉及危险物质。施工期柴油主要存储于井场柴油罐内；运营期原油、天然气、$H_2S$主要存储于新建的集油管线内。

本项目为石油开采项目，工程内容呈点线状分布在已开发油田范围内。井场与井场之间、站场与站场之间距离均较远，新建管线主要为单井至站场的集输管线，各站场和井场均有控制（截断）阀，发生泄漏时，可通过控制（截断）阀进行紧急切断。本次将井场、站场、管线分别划分为独立的危险单元，评价危险单元内危险物质的最大存在量。单井集输管线以同类型单根管线最长为典型代表。

根据克拉伯龙方程，计算管道带压运行状态下的气体质量：

$$pV=nRT$$

p：气体压强，标况压强0.101325Mpa；

V：气体体积，管道体积；

n：气体的物质的量，单位mol；

T：绝对温度，293.15K；

R：气体常数。

经计算，本项目危险物质数量及分布情况见表5.8-1。

**表5.8-1　本项目危险物质分布情况一览表**

| 时期 | 序号 | 危险单元 | 存储装置参数 | 危险物质名称 | CAS号 | 最大存在量（t） |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 施工期 | 1 | 井场 | 20m³柴油罐 | 柴油 | - | 17 |
| 运营期 | 1 | YG2-9集油管道<br>新建阀组站集输汇管 | DN65，2.5MPa，3.3km | 原油 | - | 10.43 |
| | | | | 天然气 | 74-82-8 | 0.22 |
| | | | | $H_2S$ | 7783-06-4 | 0.00003 |
| | 2 | | DN150，2.5MPa，6.2km | 原油 | - | 104.28 |
| | | | | 天然气 | 74-82-8 | 2.25 |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | $H_2S$ | 7783-06-4 | 0.0003 |

**注：根据提供的区域油气资源参数，原油密度按 0.948g/cm³计，天然气相对密度按 0.9484kg/Nm³计，$H_2S$ 浓度按 127mg/m³ 计。柴油密度按 0.85 t/m³计。单井集输管线以同类型单根管线最长为典型代表。**

#### 5.8.1.2 环境敏感目标调查

根据章节 2.5.7 环境风险环境影响评价等级和评价范围，本项目风险潜势为Ⅰ，可开展简单评价，不设置评价范围，本次风险评价环境敏感目标与各要素环境保护目标一致，具体见表 2.6-1。

### 5.8.2 环境风险潜势初判

根据章节 2.5.7 环境风险环境影响评价等级和评价范围，本项目 Q＜1，判断项目风险潜势为Ⅰ。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）相关要求，风险潜势为Ⅰ的建设项目可开展简单评价，不定评价等级。因此，本次评价仅对建设项目可能存在的环境风险进行简单分析。

### 5.8.3 环境风险识别

#### 5.8.3.1 物质危险性识别

本项目涉及的主要风险物质为原油、天然气、$H_2S$。各风险物质危险特性见表 5.8-2~表 5.8-4。

①原油

原油理化性质及危险危害特性详见表 5.8-2。

**表 5.8-2　原油理化性质、危险危害特性及防护措施表**

| | | |
|---|---|---|
| 化学品名称 | 化学品中文名称 | 原油 |
| | 化学品英文名称 | Grudl oil |
| 组成/组分信息 | 烷烃、环烷烃、芳香烃和烯烃等多种液态烃的混合物。主要成分是碳和氢两种元素，分别占 83%～87%和 11%～14%；还有少量的硫、氧、氮和微量的磷、砷、钾、钠、钙、镁、镍、铁、钒等元素。 | |
| 危险特性 | 危险性类别：第 3.2 类中闪点液体。侵入途径：吸入、食入、经皮吸收。健康危害：液体有强烈刺激性。食入可引起恶心、疼痛和呕吐，引起黏膜水肿和溃疡症状，包括口腔和咽喉灼烧感；较大的剂量可引起恶心、呕吐、麻醉、无力、头晕、呼吸表浅、腹痛、抽搐和意识丧失；可引起心律失常、室颤和心电图改变；可发生中枢神经系统抑制。眼睛接触本品可引起刺激，长期接触引起炎症。皮肤长期或持续接触液体可引起脱脂，伴随干燥、破裂、刺激和皮炎。蒸汽对上呼吸道有刺激性。高温时吸入伤害加重。吸入高浓度蒸气的急性影响是肺部刺激症状，包括咳嗽伴有恶心；中枢神经抑制表现为头痛、头晕、兴奋、视力模糊、反应迟钝、疲乏和共济失调。长时间暴露于 | |

<table>
<tr><td></td><td colspan="4">高浓度蒸气中可导致麻醉、神志不清，甚至昏迷和死亡。吸入高浓度的油雾可引起油性肺炎。慢性影响：长时间接触可引起支气管炎和肺水肿。长期皮肤接触可造成皮肤干燥、皲裂和发红。影响神经系统、骨髓机能等。环境危害：造成大气，河流，湖泊，海洋，土壤等污染。燃爆危险：易燃。遇到高热，火星或火苗极易引起燃烧爆炸。</td></tr>
<tr><td>急救措施</td><td colspan="4">皮肤接触：立即脱去污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。如有不适感，就医。<br>眼睛接触：立即提起眼睑，用大量流动清水或生理盐水冲洗。如有不适感，就医。眼睛受伤后，应由专业人员取出隐形眼镜。<br>吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。静卧、保暖。开始急救前，取出假牙等，防止阻塞气道。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。<br>食入：饮水，禁止催吐。保持呼吸道通畅，防止吸入呕吐物。禁止给嗜睡症状或知觉降低即正在失去知觉的病人服用液体。如有不适感，就医。</td></tr>
<tr><td>消防措施</td><td colspan="4">危险特性：易燃，其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热极易燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。流速过快，容易产生和积聚静电。其蒸气比空气重，沿地面扩散并易积存于低洼处，遇火源会着火回燃。<br>有害燃烧产物：一氧化碳、二氧化碳。<br>灭火方法：用泡沫、干粉、二氧化碳、砂土灭火。</td></tr>
<tr><td>泄漏应急处理</td><td colspan="4">消除所有点火源。根据液体流动和蒸气扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的所有设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。防止泄漏物进入水体、下水道、地下室或限制性空间。小量泄漏：用砂土或其他不燃材料吸收。使用洁净的无火花工具收集吸收材料。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用泡沫覆盖，减少蒸发。喷水雾能减少蒸发，但不能降低泄漏物在限制性空间内的易燃性。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。</td></tr>
<tr><td>操作处置与储存</td><td colspan="4">操作注意事项：密闭操作，注意通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴过滤式防毒面具，穿防静电工作服。远离火种、热源。工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。在清除液体和蒸气前不能进行焊接、切割等作业。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材和泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。<br>储存注意事项：储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过30℃，保持容器密封。应与氧化剂分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设备。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。</td></tr>
<tr><td>接触控制/个体防护</td><td colspan="4">工程控制：工作现场严禁吸烟，避免长期反复接触，进入罐、限制性空间或其他区域作业，须有人监护。<br>呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。<br>眼睛防护：一般不需要特殊防护，但建议在特殊情况下，戴化学安全防护眼镜。<br>身体防护：穿防静电工作服。【工程控制】：生产过程密闭，加强通风。提供安全淋浴和洗眼设备。<br>手防护：戴一般作业防护手套。<br>其他防护：工作现场禁止吸烟、进食和饮水。工作完毕，淋浴更衣。</td></tr>
<tr><td rowspan="3">理化特性</td><td>外观与性状</td><td>黑色的可燃性黏稠液体</td><td>蒸气压</td><td>无资料</td></tr>
<tr><td>沸点</td><td>自常温至500℃以上</td><td>闪点</td><td>-6~155℃</td></tr>
<tr><td>熔点</td><td>-60℃</td><td>溶解性</td><td>不溶于水，溶于苯、乙醚、三氯甲烷、四氯化碳等有机溶剂</td></tr>
</table>

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| | 密度 | 相对密度（水=1）<br>0.7365-1.0724 g/cm$^3$ | 稳定性 | 稳定 |
| | 爆炸极限 | 1.1%～8.7%（V%） | 自燃温度 | 280℃~380℃ |
| 稳定性和反应活性 | 稳定性：稳定。<br>禁配物：氧化剂。<br>避免接触的条件：高热，火源和不相容物质。<br>聚合危害：不聚合。<br>分解产物：一氧化碳、二氧化碳、氮氧化物、硫氧化物等有毒烟雾。 | | | |
| 毒理学资料 | 有毒。原油中芳香烃以及杂原子化合物具有一定的毒性。<br>LD50：4300mg/kg（大鼠经口）<br>LC50：无资料 | | | |
| 生态学资料 | 生态毒理毒性：原油中的芳香族化合物以及杂原子具有一定的毒性。<br>生物降解性：自然界中的部分厌氧菌，硫化菌以及部分绿色植物能将原油的大部分物质降解。<br>非生物降解性：原油中的沥青质等高分子物质具有很难的生物降解性。<br>生物富集或生物积累性：<br>其他有害作用：温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。 | | | |
| 废弃处置 | 性质：危险废物。<br>处置方法：若本产品成为废品，必须由取得许可证的专业工厂进行处理。<br>废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。本产品不可排放于下水道，河流，湖泊，大海等。 | | | |
| 运输信息 | 运输注意事项：环境密封放置，放置热源和日光暴晒，与强氧化剂隔离。 | | | |
| 法规信息 | 《危险化学品安全管理条例》中华人民共和国国务院令第591号（自2011年12月1日起施行），中华人民共和国国务院令第645号修订（自2013年12月7日起施行）、《危险化学品目录（2015版）》（自2015年5月1日起施行）。 | | | |
| 其他信息 | 表格内数据来源于本项目方案提供的物料特性数据、《危险化学品目录（2015版）》和《危险化学品安全技术全书》。 | | | |

②天然气

按照《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2015）标准，天然气属于甲B类火灾危险物质。具有易燃性、易爆性、低毒性。

易燃性：天然气属于甲类火灾危险物质。天然气常常在作业场所或储存区弥散、扩散或在低洼处聚集，在空气中只需较小的点燃能量就会燃烧，因此具有较大的火灾危险性。

易爆性：天然气与空气组成混合气体，其浓度处于一定范围时，连火即发生爆炸。天然气（甲烷）的爆炸极限范围为5%～15%，爆炸浓度极限范围愈宽，爆炸下限浓度值越低，物质爆炸危险性就越大。

毒性：天然气为烃类混合物，属低毒性物质，但长期接触可导致神经衰弱综合征。

A.甲烷

天然气主要成分为甲烷，甲烷属“单纯窒息性”气体，高浓度时因缺氧窒息而引起中毒，当空气中甲烷浓度达到10%时，就使人感到氧气不足；当空气中甲烷浓度达到25%～30%时，可引起头痛、头晕、注意力不集中，呼吸和心跳加速、精细动作障碍等；当空气中甲烷浓度达30%以上时可能会因缺氧窒息、昏迷等。

其危险性和危害特性见表5.8-3。

**表5.8-3　甲烷的危险性和危害特性**

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| 毒性及健康危害 | 接触限值 | 中国MAC | 未制定标准 | |
| | | 前苏联MAC | 300mg/m$^3$ | |
| | 侵入途径 | 吸入 | | |
| | 健康危害 | 当空气中甲烷浓度达25%～30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速等当甲烷浓度更高时，可能使人出现窒息、昏迷等 | | |
| 燃烧爆炸危险性 | 燃烧性 | 易燃 | 建筑火险等级 | 甲 |
| | 闪点（℃） | -188 | 爆炸下限（V%） | 5 |
| | 自燃温度（℃） | 538 | 爆炸上限（V%） | 15 |
| | 危险特性 | 甲烷与空气混合能形成爆炸性混合物，当在爆炸极限范围内遇明火、高热时引起燃烧爆炸甲烷若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险甲烷与氟、氯等发生剧烈的化学反应 | | |

B.$H_2S$

硫化氢为无色、有臭鸡蛋气味的有毒气体，是强烈的神经性毒物，经人体黏膜吸收比皮肤吸收造成的中毒更为迅速。根据硫化氢的毒理学特性可知，硫化氢并不是所有浓度都是瞬间致人死亡，其每个浓度致死时间是不同的。

其危险性和危害特性见表5.8-4。

**表5.8-4　硫化氢对人的生理影响及危害**

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 标识 | 中文名称：硫化氢 | | | 英文名称：Hydrogen sulfide | |
| | 危险性类别 | | | 易燃、有毒气体 | |
| 物化特性 | 沸点（℃） | -61.8 | | 比重（水=1） | |
| | 饱和蒸汽压（kPa） | 无资料 | | 熔点（℃） | -82.9 |
| | 蒸气密度（空气=1） | 无资料 | | 溶解性 | 易溶于水，亦溶于醇类、石油溶剂和原油中 |
| | 外观与气味 | 无色气体。具有臭蛋气味 | | | |
| 火灾 | 闪点（℃） | | 爆炸极限 | 爆炸上限%（V/V）：46.0；爆炸下限%（V/V）：4.0 | |

| | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 爆炸危险数据 | 灭火剂 | 抗溶性泡沫、干粉、二氧化碳、雾状水 | | | | | |
| | 灭火方法 | 尽可能将容器从火场移至空旷处。上风向喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。 | | | | | |
| | 危险特性 | 易燃，其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起危险特性燃烧爆炸的危险。与浓硝酸、发烟硝酸发生剧烈反应，易爆炸。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。 | | | | | |
| 反应活性数据 | 稳定性 | 不稳定 | | 避免条件 | | | |
| | | 稳定 | √ | | | | |
| | 聚合危险性 | 可能存在 | | 避免条件 | | | |
| | | 不存在 | √ | | | | |
| | 禁忌物 | 强氧化剂 | 燃烧（分解）产物 | | 无资料 | | |
| 健康危害数据 | 侵入途径 | 吸入 | √ | 皮肤 | √ | 口 | √ |
| | 急性毒性 | 10 | 无资料 | LC50 | 大鼠吸入 | 16000mg/m³，4 小时 | |
| 急救措施 | 吸入：如果吸入本品蒸气或燃烧物，迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。<br>食入：饮水，禁止催吐。如有不适感，就医。<br>眼睛接触：立即提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗 15 分钟，立即就医。眼睛受伤后，应由专业人员取出隐形眼镜。<br>皮肤接触：立即脱去被污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。就医。 | | | | | | | |
| 急性中毒 | 职业接触：由于硫化氢可溶于水及油中，有时可随水或油流至远离发生源处，而引起意外中毒事故。硫化氢经黏膜吸收快，皮肤吸收甚少。误服含硫盐类与胃酸作用后产生硫化氢可经肠道吸收而引起中毒。<br>中毒后的临床表现：硫化氢是一种神经毒剂。亦为窒息性和刺激性气体。其毒作用的主要靶器是中枢神经系统和呼吸系统，亦可伴有心脏等多器官损害，对毒作用最敏感的组织是脑和黏膜接触部位。硫化氢的急性毒作用靶器官和中毒机制可因其不同的浓度和接触时间而异。浓度越高则中枢神经抑制作用越明显，浓度相对较低时黏膜刺激作用明显。人吸入 70～150mg/m³ 1～2 小时，出现呼吸道及眼刺激症状，吸 2～5 分钟后嗅觉疲劳，不再闻到臭气。吸入 300mg/m³ 1 小时，6～8 分钟出现眼急性刺激症状，稍长时间接触引起肺水肿。吸入 760mg/m³ 15～60 分钟，发生肺水肿、支气管炎及肺炎，头痛、头昏、步态不稳、恶心、呕吐。吸入 1000mg/m³ 数秒钟，很快出现急性中毒，呼吸加快后呼吸麻痹而死亡。急性硫化氢中毒一般发病迅速，出现以脑和（或）呼吸系统损害为主的中毒后的临床表现，亦可伴有心脏等器官功能障碍。中毒后的临床表现可因接触硫化氢的浓度等因素不同而有明显差异。 | | | | | | | |
| 泄漏紧急处理 | 撤离并进行隔离。根据扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的所有设备应接地。<br>禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。<br>防止泄漏物进入水体、下水道、地下室或密闭性空间。<br>小量泄漏：用砂土或其他不燃材料吸收。使用洁净的无火花工具收集吸收材料。<br>大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用飞尘或石灰粉吸收大量液体。用泡沫覆盖，减少蒸发。喷水雾能减少蒸发，但不能降低泄漏物在受限制空间内的易燃性。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。 | | | | | | | |
| / | 工程控制 | 生产过程密闭，全面通风。提供安全淋浴和洗眼设备。 | | | | | |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| | 呼吸系统防护 | 空气中浓度超标时，佩戴过滤式防毒面具（半面罩） | 身体防护 | 穿防静电工作服 |
| | 手防护 | 戴橡胶耐油手套 | 眼防护 | 戴安全防护眼镜 |
| | 其他 | 工作现场严禁吸烟。工作完毕，淋浴更衣。注意个人清洁卫生。 | | |

根据已掌握的资料，正常情况下，井场周围空气中硫化氢浓度低于我国规定对工作人员生命和健康产生不可逆转的或延迟性的影响的硫化氢浓度，不构成风险物质，但要注意防漏、防喷工作。

**5.8.3.2 生产系统危险性识别**

（1）井场

①井喷

井喷事故最根本的原因是井底压力不平衡，地层压力大于井底压力，导致井喷事故。发生井喷事故后，有可能进一步引发火灾爆炸事故，包括井喷时井口的铁件或井内钻具与井架碰撞起火，在井场进行带电作业或使用明火操作，井口装置设备失灵和处置不当造成压井破坏地层，引起四周冒气着火。

井喷会引发油气泄漏及火灾爆炸，对空气环境、水环境及生态环境造成危害，致使人员伤亡、财产损失。英买2区块已开发多年，对区域的油气藏情况已基本掌握，井场设置了可燃气体检测报警仪、硫化氢气体检测报警仪，设置了工业电视监视系统，采取了合格防喷措施后，井喷的可能性很小，在上述安全措施的前提下，井场还设置了放空系统，在发生异常超压的情况下，超压气体可通过放散管通往放喷池进行燃烧。采取上述措施后，可有效降低井场的事故风险。从最不利的角度，本次评价依然将其作为一种风险事故考虑。

②井漏

钻井施工表层套管下入深度不够或固井质量不好可能引发污染地下水事故，如油气上窜造成地下水污染，采出液漏失于地下水含水层中，采出液中含石油类，会造成地下含水层水质污染。

（2）站场

本项目新建计量阀组站2座，对4号计量阀组站扩建2井式阀组1套。计量阀组站内主要工艺设施包括：分离计量橇、集油阀组，为了站场安全，还设置了放喷装置，在发生异常超压的情况下，超压气体可通过放喷管线通往焚烧池进行焚烧。

采取上述措施后，可有效降低站场的事故风险。采取上述措施后，可有效降低站场的事故风险。

（3）井场储罐

本项目施工期分别在井场内设有1座20m$^3$柴油储罐，主要危险有柴油泄漏进而可能引发的火灾、爆炸事故，导致环境污染。

本项目施工期井场设置了可燃气体检测报警仪，井场设置了放空系统，在发生异常超压的情况下，超压气体可通过放空总管由放空火炬向外排放。采取上述措施后，可有效降低井场的事故风险。

（4）集油管线

油井采出液通过单井集油管线输送至现有集输干线，最终输至英买2转油站进行处理。集输管线采用埋地敷设方式。原油集输过程中常见的事故有集油管线因腐蚀穿孔而造成原油泄漏；冬季运行时管线因保温性能差等原因发生冻堵、管线破裂；人为破坏导致管道泄漏。发生的事故主要为管线破裂造成的原油泄漏，直接污染周围土壤，还可能对区域地下水造成污染。泄漏的易燃易爆气体或蒸气浓度达到爆炸浓度极限，遇火源，则可能发生爆炸、火灾事故。。

（5）注水管线

本项目新建注水管线输送介质为达标采出水，不涉及《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）规定的有毒有害和易燃易爆的危险物质，无重大环境风险源。但考虑到采出水含有少量的石油类和较高的盐分，若发生泄漏，存在对地下水和地表水污染的风险，因此，本次环境风险评价对其产生的环境影响进行简单分析。

### 5.8.4 环境风险事故情形分析

通过分析本项目可能涉及的危险物质及危险场所及危险特性，本项目可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、井场柴油储罐发生泄漏，集油管线发生油气泄漏以及油气泄露后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物、注水管线发生采出水泄露等。井喷、集油管线、柴油储罐发生泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，井漏会对地下水造成影响。

注水管线发生采出水泄漏可能会对土壤和地下水造成影响。具体危害和环境影响可见表5.8-5。

**表5.8-5 危险物质向环境转移的途径识别**

| 影响时段 | 事故类型 | 来源 | 危险物质 | 影响环境的途径 | 影响环境的途径 |
|---|---|---|---|---|---|
| 施工期 | 井喷 | 钻井过程 | 原油、天然气、$H_2S$ | ①井喷时，油气泄漏后直接进入大气环境或挥发进入大气环境，遇明火易引发爆炸；<br>②原油泄漏进入地表，阻塞土壤孔隙，使土壤板结，降低通透性，不利于植物生长，还有可能污染地下水；<br>③油气中的天然气、$H_2S$扩散至环境空气中，可能引发天然气、硫化氢中毒事件。 | 大气、土壤、地下水 |
| | 井漏 | 钻井过程 | 钻井液等 | 钻井液等沿裂缝漏失进入地下水层，污染地下水水质 | 地下水 |
| | 火灾爆炸 | 钻井过程 | 伴生气及次生污染物CO 等 | 井喷产生的有害气体遇明火发生火灾或爆炸，污染大气，同时破坏周围地表植被破坏。 | 大气 |
| | 泄漏 | 柴油储罐泄露 | 柴油 | 柴油泄漏进入地表，阻塞土壤孔隙，使土壤板结，降低通透性，不利于植物生长，还有可能污染地下水 | 大气、土壤、地下水 |
| | 火灾爆炸 | | 伴生气及次生污染物CO 等 | 井喷产生的有害气体遇明火发生火灾或爆炸，污染大气，同时破坏周围地表植被破坏。 | 大气 |
| 运营期 | 泄露 | 阀组站、集输管线 | 原油、天然气、$H_2S$ | 阀组站工艺设备、集输管线发生泄漏，油气中天然气泄漏、硫化氢气体扩散至环境空气中，可能引发员工天然气、硫化氢中毒事件，油类物质会污染土壤甚至地下水； | 大气、土壤、地下水 |
| | 火灾爆炸 | | 伴生气及次生污染物CO 等 | 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 | 大气 |
| | 泄露 | 注水管线 | 采出水 | 注水管线发生采出水泄漏可能会对土壤和地下水造成影响 | 土壤、地下水 |

## 5.8.5 环境风险分析

### 5.8.5.1 大气环境风险事故分析

（1）井喷对大气环境及人群监控的影响

井喷时喷出大量气体，可使短时间内使局部大气环境中的轻烃含量激增，根据类比调查，井喷的影响范围可达到下风向4-5km，地面总烃的最大浓度可达到1300mg/Nm$^3$，短时间内严重破坏了局部地区空气质量，另外本项目为油气含有硫化

氢，一旦发生井喷，可能会造成硫化氢中毒事件，作业人员应戴上防护用具，进入紧急状态，立即实施应急方案，并组织附近人员进行疏散。由于井喷具有突发性、意外性和短暂性的特点，井喷会造成短期局部大气环境中污染物超标，但不会对整个评价区的大气环境质量造成长久的明显的恶化。本项目区人烟稀少，区域地势平坦，扩散条件较好，所以井喷对人员的伤害有限。

（2）集油管线、阀组站对大气环境影响分析

本项目集油管线、阀组站工艺设备内为采出液，主要为原油以及含硫化氢的天然气，在管道压力下，加压集输油气泄漏时，油气从裂口流出后，泄漏的原油会挥发非甲烷总烃对周边大气环境造成污染，采出液中的天然气、硫化氢气体扩散至环境空气中，甲烷的密度比空气的密度小得多，稀释扩散很快，随着距泄漏点距离的增加，甲烷浓度下降非常快，一个泄漏点泄漏的甲烷对环境、人和动物的影响是局部影响。本项目采出液含有硫化氢，硫化氢可通过吸入、食入、经皮吸收等方式误入体内，对中枢神经系统有麻醉作用。轻度中毒症状有头晕、头痛、恶心、呕吐、步态不稳、共济失调。高浓度吸入出现中毒性脑病。极高浓度吸入引起意识突然丧失、反射性呼吸停止，进而可能引发员工硫化氢中毒事件。本项目的油气发生泄漏遇明火燃烧，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。

本项目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0.15MPa/min时，由SCADA系统发出指令，远程自动关闭阀门。且由于井场及管道大多数位于灌木林，如果仅仅是油气泄漏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。

（3）井场储罐对大气环境的影响

本项目施工期在井场设置1座20m$^3$柴油储罐，柴油罐发生泄漏后，若得不到及时处理，所泄漏的柴油会挥发轻烃组分，使局部大气环境中的轻烃含量增加，若遇明火，引发的火灾事故可在短时间内产生大量不完全燃烧烟气。本项目井场周围无环境敏感目标，且地域空旷，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响。

#### 5.8.5.2 地表水环境风险事故分析

本项目不涉及地表水环境风险事故。

#### 5.8.5.3 地下水环境风险事故分析

本项目运营期在正常情况下对地下水无影响，只有在发生事故时才有可能影响地下水。

（1）井喷

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，造成大面积的土壤污染，井喷时大量泄漏的原油覆盖在地表层可使土壤透气性下降，抑制土壤中酶的活性，土壤理化性质发生变化。原油泄漏区形成局部土壤污染，根据前面土壤专题的分析，原油影响深度一般为0～20cm，同时油田区域气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用。因此，井喷事故中的泄漏原油不会进入地下含水层污染地下水。

（2）井漏

井漏事故主要为钻井过程中钻井液漏失和运营期油水窜层。

井漏事故对地下水的污染是钻井液或者采出液漏失于地下水含水层中，由于钻井液中含Ca、Na等离子，且pH、盐分都很多，采出液中含石油类，均会造成地下含水层水质污染。

本项目采用多层套管，表层套管完全封闭各含水层，固井水泥均上返地面，这样，在各含水层与井筒间形成多层套管、水泥环的保护措施，将事故风险降低到最低。

（3）井场柴油储罐对地下水环境风险影响分析

井场柴油储罐发生泄漏，泄漏的油品通过土壤渗透影响浅层地下水，在地下水位埋深较浅的区域可能通过土壤渗透到地下水环境。在油田开发过程中，应加强管道管理，做好井场内的防渗措施，防止泄漏事故发生。

（4）集输管线对地下水的环境影响分析

集输管道发生事故时，漏油能否对地下水环境产生影响，取决于油在土壤中的迁移转化、地面污染程度以及泄漏点的地质构造。

发生泄漏事故后，若及时维修处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。故在正常工况下，加强检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，

及时维修，并将受污染的土壤全部集中收集，交由有资质的单位进行处理，污染物从源头和末端均得到控制，阻断了污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。

当泄漏事故不可控时，泄漏的油品经土层渗漏，通过包气带进入含水层。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳占林文）中结论：油田环境非敏感区风沙土尽管颗粒较粗、结构较松散、孔隙比较大，但对石油类物质的截留作用仍然是非常显著的。污水中的石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在0~10cm或0~20cm 表层土壤中，其中表层0~5cm土壤截留了90%以上的输入原油。由此可以推断，油田环境非敏感区其他颗粒较细、质地比较黏重的土壤类型，如盐土、林灌草甸土、龟裂土等，对石油类的截留作用更大，在相同实验条件下，石油类污染物在这些土壤中则更不易下渗迁移，其下渗迁移范围也不超过20cm；对于颗粒较粗、结构较松散、空隙比较多的棕漠土，在消除土体裂隙和根孔影响的实验条件下，石油类下渗迁移的深度也不超过30cm。

本项目评价区土壤类型主要为漠境盐土、盐土，因此区域土壤对石油类物质的截留作用是非常显著的，石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在20cm表层土壤中。因此，即使发生集输管线泄漏事故，做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，不会对地下水环境产生大的影响。

（5）注水管线发生泄漏

本项目注水管线发生采出水泄漏事故能否对地下水环境产生影响，取决于采出水中盐类及油类物质在土壤中的迁移转化以及泄漏点的地质构造。

发生泄漏事故后，若及时维修处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。故在正常工况下，加强检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，及时维修，并将受污染的土壤全部集中收集，交由有资质的单位进行处理，污染物从源头和末端均得到控制，阻断了污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。

### 5.8.6 环境风险管理

#### 5.8.6.1 钻井、井下作业事故风险预防措施

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

（2）抓好井场建设，根据气候特点，做好井场的防护规划，钻井泥浆、岩屑一同进入不落地处理系统处理，处理后的液相全部回用于配备钻井液，不外排。待钻井工程结束后由供应商回收或带至下一个钻井井场继续使用。处理后的岩屑满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）等国家及有关部门、地方相关标准和生态环境保护要求后，方可综合利用。

（3）使用的泥浆参数必须符合钻井地质技术的规定要求。

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

（5）井控操作实行持证上岗，各岗位的钻井人员有明确的分工，并且应经过井控专业培训。在油气层中钻进，每班进行一次防喷操作演习。

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

（7）井下作业之前，在井场周围划分高压区和低压区，高压泵、高压汇管、井口装置等高压设备均布置于高压区内，施工过程中，高压区无关人员全部撤离，并设置安全警戒岗。

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

（9）钻井井位的确定尽可能避开冲蚀沟、河床等洪水危险性大的区域。

#### 5.8.6.2 井喷事故风险防范措施

防止井喷的主要措施是安装防喷器和井控装置，同时采用随时调整泥浆密度，修井采用清水循环压井等技术，以最大限度地降低井喷事故的发生。

（1）在钻井泥浆循环时，如果泥浆液面快速上升，应立即停泵，在阻流管线打开的情况下立即关井，然后慢慢关闭阻流器。如发现泥浆罐液面在慢速上升，且

在一次起下钻之后发生溢流时，应采用旋转头和橡胶阻流器继续钻进，防止井喷发生。

（2）井下作业之前，在井场周围划分高压区和低压区，高压泵、高压汇管、井口装置等高压设备均布置于高压区内，施工过程中，高压区无关人员全部撤离，并设置安全警戒岗。

（3）起下钻时，当发现井内液体流出，而钻杆在井内时，应立即接上回压阀或管内防喷器并关井。若发现流体流出而钻铤正位于防喷器处时，立即接上回压阀或管内防喷器，用多效万能防喷器关井；在突然发生井内液体大量流出的情况下，应将井内钻具下过钻铤，在钻杆处关闭全密封闸板。如果不下过钻铤，则可用万能防喷器关井。当钻头从井眼中起出后发现井内液体流出时，要立即关闭全封闭闸板。

（4）作业班应按钻进、起下钻杆、起下钻铤和空井发生溢流四种工况，按“逢五逢十”防喷演习制度进行防喷演习。作业班每月不少于一次不同工况的防喷演习。二开前应进行四种工况的防喷演习。换班人员应在第一次下钻作业中进行四种工况的防喷演习，演习不合格不得进行下步作业。

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

**5.8.6.3 硫化氢泄漏的监控与预防措施**

（1）硫化氢监测与安全防护

硫化氢监测与安全防护应按照《含硫油气田硫化氢监测与人身安全防护规程》（SY6277-2005）和《含硫化氢的油气生产和天然气处理装置作业的推荐做法》（SY/T6137-2005）要求进行。

①作业人员巡检时应携带硫化氢监测仪第1级预警阈值应设置为15mg/m³（或10ppm），第2级报警阈值应设置为30mg/m³（或20ppm），进入上述区域应注意是否有报警信号。

②作业人员在检修和抢险作业时应携硫化氢检测仪和正压式空气呼吸器。

③当监测到空气中硫化氢的浓度达到 15mg/m³（或10ppm）时，作业人员应检查泄漏点，准备防护用具，迅速打开排风扇，实施应急程序。

④当监测到空气中硫化氢的浓度达到 30mg/m³（或20ppm）时，作业人员应该迅速打开排风扇，疏散人员。作业人员应戴上防护用具，进入紧急状态，立即实施应急方案。

⑤当监测到空气中硫化氢浓度达到150mg/m³（或100ppm）时，应组织周边危险区域内的作业人员有秩序地迅速向上风向撤离到安全区域。

（2）预防措施

在含硫化氢环境中的作业人员上岗前都应接受$H_2S$危害及人身防护措施的培训，经考核合格后方能持证上岗。

①在钻井作业期间，比如放喷、拆卸井口设备和起下管柱、循环钻井液等，应采取特别预防措施，以避免残存其中的硫化氢释放出来造成危害。

②为避免无风和微风情况下硫化氢的积聚，可以使用防爆通风设备将有毒气体吹往期望的方向。

③应特别注意低洼的工作区域，比如井口方井，由于较重的硫化氢或二氧化硫在这些地点的沉积，可能会达到有害的浓度。

④当人员在达到硫化氢危险临界浓度〔150mg/m³（100ppm）〕的大气环境中执行任务时，应有接受过救护技术培训的值班救护人员，同时应备有必要的救护设备，包括适用的呼吸器具。

#### 5.8.6.4 窜层污染事故的防范措施

采用双层套管，表层套管完全封闭各含水层，固井水泥均上返地面，这样，在各含水层与井筒间形成双层套管、单层水泥环的保护措施，将事故风险降低到最低。

#### 5.8.6.5 井场、站场风险防范措施

（1）井场、站场设置明显的禁止烟火标志；井场钻井设备及电器设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求；井场、站场内所有设备、管线均应做好防雷、防静电接地；井场安装探照灯，以备井喷时钻台照明。

（2）在井架上、井场路口、站场等处设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。

（3）按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其他消防器材，并定期进行检查，保持完好可用。

（4）储罐设置在井场、站场主导风向下风向，并与井口距离不得小于50m。

（5）在可能发生原油泄漏或油气积聚的场所应按照规范设置可燃气体浓度监测报警装置、硫化氢检测仪，以便及时发现事故隐患。

（6）在集油器、稀油罐区铺设防渗膜并设置20cm的围堰，当发生泄漏的情况时，及时处理，对泄漏的原油收集后判断能否利用，对不能利用的稀油委托有资质单位进行处理。

**5.8.6.6 管线事故风险预防措施**

（1）严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查。严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。

（2）在管线的敷设线路上应设置永久性标志，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。

（3）按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生。

（4）加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

（5）完善井场、站场的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物，保持安全设施的完好，杜绝火灾的发生。

（6）在管线运营期间，定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。

（7）定期对管线进行巡视，加强管线和警示标志的管理工作。

（8）严禁在管线两侧各50m范围内修筑工程，在管线上方及近旁严禁动土开挖和修建超过管道负荷的建筑物。

**5.8.6.7 危险废物运输事故风险防范措施**

（1）危险废物须按照《危险废物收集 贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）相关要求，由专业人员进行押运。

（2）建设单位与危废资质单位共同研究危险废物运输的有关事宜，运输过程安全控制，确保危险废物的运输安全可靠，减少或避免运输过程中的二次污染和可能造成的环境风险。

（3）对于污水、废液等的转运均要制定管理计划，如实记录有关信息，健全资料台账，转移车辆安装定位系统，并保存相关影像资料。

（4）出车前须对罐车的罐体、压力表、阀门等安全技术状况进行检查，发现故障排除后方可投入运行。

（5）加强各类储罐的日常管理及安全检查，要严格按章操作，废水、废液装车、卸车时，加强管理，避免跑冒滴漏现象，防止发生泄漏等安全事故。

（6）运输时提高拉运人员技术素质、加强责任心，严禁废水随意倾倒，贯彻安全驾驶机动车辆的行为规定，严格遵守交通法规，防止发生运输车辆事故。

（7）行车途中应勤检查，若有泄漏，应查找泄漏点，采取相应的应急措施，防止液体继续泄漏，受到污染的土壤要全部回收，委托具有相应危险废物处置资质单位进行处置。

**5.8.6.8 重视和加强管理**

除采取上述安全预防措施外，还应通过提高人员素质，加强责任心教育，完善有关操作条例等方法来防止人为因素引发的事故。

（1）对生产操作的工人必须培训经考核后上岗，使其了解工艺过程，熟悉操作规程，对各种情况能进行正确判断。

（2）加强干部、职工的风险意识和环境意识教育，增强安全、环保意识。建立健全各种规章制度、规程，使制度落到实处，严格遵守，杜绝违章作业。

（3）经常对职工进行爱岗教育，使职工安心本职工作，遵守劳动纪律，避免因责任心不强、操作中疏忽大意、擅离职守等原因造成的事故。

**5.8.6.9 突发环境风险应急预案**

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。塔里木油田分公司英买采油气

管理区制定有《塔里木油田分公司英买采油气管理区突发环境事件应急预案》（备案编号652924-2023-021-L），本评价建议将本次建设内容纳入塔里木油田分公司英买采油气管理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。

**5.8.6.10 环境风险应急处置措施**

一、井喷失控事故应急措施

（1）伴有硫化氢、甲烷等有毒有害气体逸散时：

①应迅速封闭事故现场，抢救现场窒息人员，发出硫化氢、甲烷报警信号，进行交通管制，禁止外人进入现场，控制事态发展；

②监测有毒有害气体浓度，根据现场风向，协同当地政府疏散现场及周边无关人员；

③现场人员生命受到威胁、井口失控、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令；

④条件允许时，迅速组织应急救援队伍抢装井口和实施压井作业。

（2）引发火灾、爆炸时：

①现场发生火灾、爆炸，应立即切断引火源，并组织灭火；

②条件允许时，迅速组织抢装井口和压井作业；

③井场四周设置围堤，防止喷出物污染环境；

④依据井喷事件程度确定警戒范围，撤离无关人员。

（3）遇险人员应急撤离条件：

①井喷失控后，经采取措施无效，危及设施及人员生命安全或引起重大火灾无法控制时；

②空气中硫化氢、甲烷浓度较高，且无法有效控制时；

③由于各种原因（如油气泄漏）导致设施发生火灾，经采取措施无效，危及设施及人员生命安全时；

④由于各种原因导致设施发生爆炸，危及整个设施和人员生命安全时。

二、泄漏的应急措施

（1）井场、站场泄漏处置

1）伴有硫化氢、甲烷等有害气体逸散时：

①应迅速封闭事故现场，抢救现场窒息人员，发出硫化氢、甲烷报警信号，进行交通管制，禁止外人进入现场，控制事态发展；

②关断泄漏处两端阀门或关停设备，对泄漏处进行紧急堵漏处理；

③对于泄漏的原油进行有效防护或转移到安全处，防止发生火灾、爆炸事故；

④采取围堰堵截的方式，使泄漏物不外流，防止污染物扩散，确保总排口阀门处于关闭状态，如果发生大型泄漏或火灾事故，启用事 故应急池导流设施将物料或消防水引至应急池或应急罐；

⑤现场密切监测泄漏物、泄漏点状况，当泄漏无法控制时，人员在切断泄漏点与生产系统的连接后，根据风向标的指示，紧急撤离至安全区域；

⑥如果少量泄漏，采取用砂石填埋、泡沫覆盖的方式处理，杜绝泄漏物流入雨排管网；如果量大，则用工具进行收集；

⑦确定是否已有泄漏物质进入大气、附近水体、下水道等场所；

⑧事件发生后，应急监测小组对周围大气污染物浓度进行监测，及时、准确地确定超标的项目及超标量，立即向应急指挥中心汇报监测结果。

⑨监测有害气体浓度，根据现场风向，协调当地政府部门疏散现场及周边无关人员；

⑩现场人员生命受到威胁、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令。

2）引发火灾、爆炸时：

①现场发生火灾、爆炸，应立即切断引火源，并组织灭火；

②确定警戒范围，撤离无关人员。

（2）管道泄漏处置

1）输油管道破裂泄漏时：

①如出现人员伤亡，在确保安全前提下先组织力量抢救受伤人员；

②切断管道泄漏源，封闭事件现场和危险区域，周边设置警示标识，同时组织人员切断周边着火源，防止事态扩大和引发次生事故；

③配合地方政府有关部门设置警戒线，划定安全区域，组织撤离、疏散周边居民、群众；

④组织输油管道泄漏的围控、处置；

⑤原油管道泄漏原油回收并妥善处理；

⑥对污染现场进行清理，并确保达到环境保护要求。

2）输气管道破裂泄漏时：

①应迅速停运泄漏管道，必要时实行紧急放空。同时，封闭事故现场，发出天然气泄漏报警；

②组织专业医疗救护小组抢救现场中毒人员和受伤人员；

③监测有害气体浓度，根据现场风向，加强现场人员的个人防护，疏散现场及周边无关人员和公众；

④条件允许时，迅速组织力量对泄漏管道进行封堵、抢修作业；

⑤放空的天然气应通过放空火炬点燃烧掉，当火炬高度小于1m时应立即关闭放空阀门。

3）油气管道泄漏引发火灾、爆炸时：

①立即切断泄漏源，封闭泄漏现场；

②组织专业医疗救护小组抢救现场受伤人员；

③组织现场消防力量进行灭火；

④组织力量对泄漏管道进行封堵、抢修；

⑤对污染物进行隔离，并组织清理；

⑥采取隔离、警戒和疏散措施，避免无关人员进入事发区域，并合理布置消防和救援力量；

⑦当重点要害部位存在有毒有害气体泄漏时，应进行有毒有害气体检测；

⑧迅速将受伤、中毒人员送医院抢救，并根据需要配备医疗救护人员、治疗药物和器材；

⑨当重点要害部位可燃物料存量较多时，尽量采取工艺处理措施，转移可燃物料，切断危险区与外界装置、设施的连通，组织专家组和相关技术人员制定方案；

⑩火灾扑救过程中，专家组应根据危险区的危害因素和火灾发展趋势进行动态评估，及时提出灭火指导意见；

⑪灭火完毕后，立即清理火灾现场，组织力量对泄漏点封堵抢险。

三、火灾应急处置措施

（1）立即阻断火源，并组织灭火；

（2）确定警戒范围，撤离无关人员。

（3）火灾扑救过程中，专家组应根据危险区的危害因素和火灾发展趋势进行动态评估，及时提出灭火指导意见；

（4）灭火完毕后，立即清理火灾现场。

四、危险废物泄漏造成的环境突发事件应急处置

本项目涉及的危险废物主要为油泥砂等，委托有危废处置资质单位进行及时清运，泄漏事故率较低。井场、站场人员对危险废物存放点进行巡查，每班1～2次，当发现危险废物泄漏时应通知站场负责人，按以下方法进行处置：

（1）消除火源；

（2）根据液体流动和蒸气扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区；

（3）应急处理人员戴好防护口罩；

（4）作业时使用的所有设备应接地，禁止接触或跨越泄漏物，尽可能切断泄漏源。防止泄漏物进入水体、下水道、地下室或密闭性空间；

小量泄漏：用砂土或其他无火花工具收集吸收材料。

大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用泡沫覆盖，减少蒸发，用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。

### 5.8.7 环境风险分析结论

根据工程可研及工程分析以及《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录B，本项目施工期涉及的危险物质主要为柴油；运营期涉及的危险物质主要为原油、天然气、$H_2S$；退役期不涉及危险物质。施工期柴油主要存储于井场柴油罐内；运营期原油、天然气、$H_2S$主要存储于新建的集油管线内。

可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、井场柴油储罐发生泄漏，集油管线发生油气泄漏以及油气泄露后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物、注水管线发生采出水泄露等。井喷、集油管线、柴油储罐发生泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，井漏会对地下水造成影响。注水管线发生采出水泄漏可能会对土壤和地下水造成影响。

本项目应落实各项井场、站场制度，降低井喷、井漏发生概率，本项目区所在区域地势平坦，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时采取措施、彻底清除被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。因此，发生事故后，在严格落实本项目提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响。

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，本项目实施后，负责实施的英买采油气管理区将结合项目新增建设内容适时修订现行环境风险应急预案并备案。项目在制定严格的事故风险防范措施及应急计划后，可将事故发生概率减少到最低，减少事故造成的损失，环境风险是可防控的。本项目环境风险简单分析内容表见表5.8-6。

**表5.8-6 环境风险简单分析内容表**

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| 建设项目名称 | 塔里木油田英买力油田英买2区块奥陶系一间房组-鹰山组产能建设项目 | | | |
| 建设地点 | 新疆维吾尔自治区沙雅县 | | | |
| 地理坐标 | 经度 | | 纬度 | |
| 主要危险物质及分布 | 本项目施工期涉及的危险物质主要为柴油；运营期涉及的危险物质主要为原油、天然气、$H_2S$；退役期不涉及危险物质。施工期柴油主要存储于井场柴油罐内；运营期原油、天然气、$H_2S$主要存储于新建的集油管线内。 | | | |
| 环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等） | 可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、井场柴油储罐发生泄漏，集油管线发生油气泄漏以及油气泄露后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物、注水管线发生采出水泄露等。井喷、集油管线、柴油储罐发生泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，井漏会对地下水造成影响。注水管线发生采出水泄漏可能会对土壤和地下水造成影响。 | | | |
| 风险防范措施要求 | ①制定安全生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全管理制度和安全操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系，完善各种规章制度标准；<br>②落实井场、站场、管线、危险废物运输风险防范措施；<br>③定期对管线进行巡视，定期进行管道壁厚和防腐情况检测；<br>④完善环境风险应急预案，定期演练。详见5.8.6节 | | | |
| 结论：本项目实施后，负责实施的英买采油气管理区将结合项目新增建设内容适时修订现行环境风险应急预案。项目在制定严格的事故风险防范措施及应急计划后，可将事故发生概率减少到最低，减少事故造成的损失，环境风险是可防控的。 | | | | |

# 6. 环境保护措施可行性论证

## 6.1 生态保护措施可行性论证

### 6.1.1 施工期生态保护措施

#### 6.1.1.1 井场、站场

（1）井场区域主要占地类型为灌木林地和其他草地，站场占地类型主要为灌木林地，施工过程中须严格控制井场、站场占地面积，减少扰动面积，减少对荒漠植被的影响。

（2）加强井区的野生动物保护，对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育，严禁施工人员猎杀野生动物。

（3）尽量减少因施工对植被的破坏，施工前对施工人员进行环保培训，要求施工人员能识别保护植物，井场和管线尽量避开项目区保护植物，禁止采伐项目占地外荒漠植物。施工中大量建筑材料的调运及人员的流动，会增加作业区内的拥挤度，施工区设置明显的作业区域标志，加强管理，把施工作业严格控制在作业区内。本环评要求，井场、站场在施工过程中，减少对农田、荒漠植被的碾压破坏，要严格控制扰动面积，施工过程中严格按照施工场地界线范围内施工，并安排专人监察。

（4）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，防护工程平面图见6.1-2。

（5）对井场、站场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。

**图6.1-2（1） 施工期生态保护措施示意图**

**图6.1-2（2） 井场砾石压盖措施典型设计图**

#### 6.1.1.2 管线

（1）施工过程中，加强施工人员的管理，严格限制施工活动范围，做好施工活动外生态环境的防护工作，禁止施工人员对野生植被乱砍滥伐，严格限制人员的活动范围，破坏沿线的生态环境。

（2）确保施工人员和车辆在规定范围内作业，严禁砍伐森林植被作燃料；尽量减少对作业区周围植被的影响；工程完工后，要对沿线管线占压林地面积进行调

查，尽量恢复，优化原有的自然环境和绿地占有水平。

（3）采用小型施工机具或必要时考虑采用人工开挖回填管沟等一系列手段，将减小施工作业带宽度。考虑采取加大管道埋深，加厚管壁等措施。

（4）管线采用埋地敷设，埋设深度为管顶1.5m。采油支线就近进入计量转油站、自选计量阀组间。燃料气管线与单井采油管线同沟敷设。

（5）施工结束后，应恢复地貌原状。施工时对管沟开挖的土壤做分层堆放，分层回填压实，以保护植被生长层，降低对土壤养分的影响，尽快使土壤恢复生产力，同时减少水土流失。

（6）对管沟回填后多余的土严禁大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过渡，不得形成汇水环境，防止水土流失。管线所经地段的原始地表存在局部凹地时，若有集水的可能，需采用管沟多余土或借土填高以防地表水汇集。对敷设在较平坦地段的管道，应在地貌恢复后使管沟与附近地表自然过渡，回填土与周围地表坡向保持一致，严禁在管沟两侧有积水环境存在。

#### 6.1.1.3 对重点公益林的生态保护措施

本项目新建井场和管线部分涉及国家二级公益林。项目施工占用公益林前，应向林草主管部门办理相关手续，应按《森林法》和《新疆维吾尔自治区建设项目使田林地审核审批管理办法（试行）》（新林资字〔2015〕497号）及阿行署办〔2008〕27号文件〈印发《阿克苏地区境内石油天然气勘探开发建设管理办法（暂行）》的通知>阿地油区委〔2009〕3号文件等有关规定，办理建设项目使用林地手续后施工建设。

本项目井场、管线和道路占用国家二级公益林和地方公益林，应遵守以下规定：

（1）《国家级公益林管理办法》（林资发〔2017〕34号）第十二条规定：“一级国家级公益林原则上不得开展生产经营活动，严禁打枝、采脂、割漆、剥树皮、掘根等行为。国有一级国家级公益林，不得开展任何形式的生产经营活动。”第十三条规定“二级国家级公益林在不影响整体森林生态系统功能发挥的前提下，可以按照第十二条第三款相关技术规程的规定开展抚育和更新性质的采伐。在不破坏森林植被的前提下，可以合理利用其林地资源，适度开展林下种植养殖和森林游憩等

非木质资源开发与利用，科学发展林下经济。”。占用国家二级公益林应按《国家级公益林管理办法》第十八条、第十九条的规定实行占补平衡。

（2）项目井位选址时尽量减少林地占用，避开植被茂盛的区域，减少公益林占用和对植被的破坏，井场、道路和管线占地避让胡杨林。

（3）采用小型施工机具或必要时考虑采用人工开挖回填管沟等一系列手段，缩减施工作业带宽度。

（4）在重点公益林分布区域施工过程中，加强施工人员的管理，确保施工人员和车辆在规定范围内作业，严禁砍伐公益林作燃料，做好森林火灾的防范工作。

#### 6.1.1.4 水土流失防治措施

（1）工程措施

井场、站场工程区开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表，防治水土流失。

（2）场地平整

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

（3）限行彩条旗

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

#### 6.1.1.5 对野生动植物的生态保护措施

（1）合理选择管线走向，应避开植被茂盛的区段，尽量避免砍伐野生植物；管线敷设尽量取直，考虑管线距离最短。

（2）管线施工应严格限定施工范围，确定作业路线，不得随意改线。管线施工若遇到保护植物应当采取避让的措施，若无法进行避让，需对保护植物进行移植保护。

（3）管线施工范围应严格限制在6～8m范围内。施工机械和车辆应严格按规定在设计场地及便道上作业和行驶，防止扩大对土壤和植被的破坏范围。在保证顺利施工的前提下，应尽可能缩小施工作业宽度，以减少临时占地影响，将施工期对环境不利影响降到最低限度。

（4）在施工区域设置“保护生态环境、保护野生动植物”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。车辆行驶过程中不得鸣笛惊吓野生动物。

（5）注意施工后的地表修复，管道回填时，应注意尽量恢复原有紧实度，或留足适宜的堆积层，防止因降水造成地表下陷形成积水洼地。管道回填后应注意恢复原有地表的平整度。

（6）建设选址尽量少占植被茂密的地块，尤其不得铲除保护植物。若无法进行避让，需对保护植物进行移植保护。同时，严格控制占地面积，以减少占地和保护野生动、植物。

#### 6.1.1.5 防沙治沙措施

本项目所在区域沙化土地类型属于固定沙地和半固定沙地，按照《中华人民共和国防沙治沙法》（2018年11月14日修订）有关规定以及《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138号）文件，在沙化土地范围内从事开发建设活动的，必须事先就该项目可能对当地及相关地区生态产生的影响进行环境影响评价，依法提交环境影响报告；环境影响报告应当包括有关防沙治沙的内容。

根据《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国防沙治沙法〉办法》（2025年1月1日实施）的要求，本次环评提出的防沙治沙方案具体内容如下：

（1）防沙治沙采取的技术规范、标准

①《中华人民共和国防沙治沙法》（2018年10月26日修订）；

②《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138号）；

③《防沙治沙技术规范》（GB/T21141-2007）；

④《国家林业局关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意

见》（林沙发〔2013〕136号）；

⑤《沙化土地监测技术规程》（GB/T 24255-2009）。

（2）制定方案的原则与目标

A.制定方案的原则：

①预防为主，保护优先：加强对沙化土地的监测和预警，及时采取预防措施，防止沙化土地进一步扩大。

②因地制宜，分区施策：根据顺北油气田不同区域的自然条件和沙化程度，制定针对性的防沙治沙措施。

③科学防治，合理利用：依靠科学技术，提高防沙治沙的科学性和有效性，同时注重沙区资源的合理开发和利用。

④统筹推进，综合效益：将防沙治沙与生态保护、经济发展、民生改善相结合，实现生态效益、经济效益和社会效益的有机统一。

B.制定方案的目标：

第一阶段目标

①控制区块内流沙移动，在井场周边、主干道路区域设置草方格等，使沙害影响范围减少20%以上。

②初步恢复植被，在适宜区域（如固定沙丘、土壤条件较好处）种植耐旱灌木（柽柳、梭梭），成活率达到50%以上。

③建立短期监测体系，对沙丘移动、植被生长情况进行定期观测，评估治理效果。

第二阶段目标

①稳定沙地表面，使区块内50%以上的流动沙丘转为半固定或固定状态，降低风沙对油田设施的侵蚀。

②提高植被覆盖，在已治理区补植耐旱植物，使植被覆盖率提升至15%以上，形成初步防风固沙带。

③优化节水措施，采用滴灌或雨水收集技术，提高水资源利用效率，减少人工维护成本。

第三阶段目标

①巩固治理成果，确保已固定的沙丘不再活化，植被群落趋于稳定，具备自然更新能力。

②形成可持续防护体系，使项目所在区域内主要设施（井场、管线、道路）周边风沙危害降低60%以上。

③建立长期管护机制，结合油田生产管理，定期维护沙障和植被，确保治理效果持久。

（3）防沙治沙分阶段治理措施及实施计划

根据上述防沙治沙目标，以项目实施后的五年为期限分三个阶段从工程措施、植被措施和其他措施（监测措施、管护措施等）提出防沙治沙分阶段治理措施及实施计划，具体见下表：

**表6.1-1　防沙治沙分阶段治理措施及实施计划**

| 阶段 | 措施类型 | 具体措施 | 实施内容 | 完成期限 |
|---|---|---|---|---|
| 第一阶段 | 工程措施 | 布设重点区域沙障 | 新建井场周边、道路两侧布设1m×1m草方格，关键风口设阻沙栅栏。具体长度和面积与水土保持方案保持一致。 | 项目实施后一年内 |
| | 植被措施 | 种植适生灌木 | 具体种类和数量与水土保持方案保持一致。 | 项目实施后一年内完成补植 |
| | 监测措施 | 建设基础监测网络 | 设置监测点，采集沙丘移动、植被成活、风蚀强度数据等。具体设置数量和位置与水土保持方案保持一致。 | 项目实施后一年的年底建成 |
| 第二阶段 | 工程措施 | 完善沙障系统 | 维护现有沙障，流沙区增设沙障。 | 项目实施后第三年完成优化 |
| | 植被措施 | 提升植被恢复 | 补植成活不足区域，沙障保护区内试种草本植物。 | 项目实施后第三年评估效果 |
| 第三阶段 | 工程措施 | 巩固防护体系 | 更新老化沙障，关键设施试用新型复合材料沙障。 | 项目实施后第五年全面更新 |
| | 植被措施 | 培育群落稳定性 | 促进自然更新，引入深根性树种，建立本地种子采集区。 | 持续至项目实施后第五年 |
| | 管护措施 | 建立长效机制 | 制定维护规程，培训1~2名专职管护人员。 | 项目实施后第五年规范运行 |
| 实施保障 | 按“先核心后外围”原则推进；每年根据监测结果优化方案；利用油田现有管护力量和设备；与当地治沙站协作 | | | |

对废弃土、石、渣及其他地面覆盖提出以下处理措施：

针对井场施工过程，提出如下措施：井场平整后，采取砾石压盖。

针对管沟开挖过程，提出如下措施：①施工土方全部用于管沟回填和井场平整，严禁随意堆置。②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。③在施工过程中，不得随意碾压区域内固沙植被。

针对施工机械及运输车辆，提出如下措施：施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围，不得离开运输道路及随意行驶，由专人负责，以防破坏土壤和植被，加剧土地荒漠化。尽量避开沙丘，减缓对沙丘活化的影响。土地临时使用过程中发现土地沙化或者沙化程度加重的，应当及时报告当地人民政府。

工程措施中草方格设置原则为：井场四周宽度为20m，单井集输管线上风向一侧7m、下风向一侧5m。施工部署如下：

1）技术准备

①确保管道回填完成，埋深及外防腐层检测完成。

②熟悉及审查设计图纸及有关资料；

③编制施工方案，明确提出施工的范围和质量标准，并制定合理施工工期，施工方案编写完毕，并经各方审核、批准，且对施工人员进行交底。

2）施工要求

①整平边坡，清除坡面松土、石屑、植物残根等。

②根据施工图纸，测量放出坡脚线，平台控制点等。并在坡面上挂线或石灰打线放出1m×1m的正方形方格网，方格网与坡脚线成45度（或135度）的角。

③利用大型拖拉机配合倒运芦苇材料。

④植草制备：选用芦苇在扎制前要碾压，目标是将管状的植草压劈，改变为柔性材料。扎制前将材料切成40～50cm长的段，整齐堆放。

⑤铺放植草：沿草方格网线平铺植草，扎制材料要垂直“线”排放，并置中间位置于线上。先进行沿主风向的草方格埋设，然后再进行沿管线方向的草方格埋设。

⑥植草沙障防护必须符合相关技术标准、规范以及图纸要求，监理抽查合格后，再进行下一道工序的施工。

3）施工措施

①沙丘及粗沙平地固沙方式

对于沙丘地及粗砂平地的固沙方法通常采用的方式为以管线为中心，在该地区

主风向的上风向草方格固沙宽度不小于40m，在风沙地区主导风向下风向草方格固沙20m，同时在管道主风向上方≥10m左右，地势较高的沙丘顶部，设置阻沙栅栏，以防止管线伴行路及管线被风移沙丘埋没。

②草方格固沙

草方格材料可就地选用芦苇，将之充分碾压使之变柔，且不散碎，用切割机将之分解成长40～50cm左右的小段。规划好草方格的位置后，先进行沿主风向的草方格埋设，然后再进行沿管线方向的草方格埋设。为确保草方格能固住流沙，及不被风吹走，草方格的埋设能按设计规定进行施工，施工时采用平头铁锹插入沙中，插入深度应在25～30cm之间，地表留15～20cm之间，草方格成形后将其根部压实，并在方格内填沙，使麦秆、谷杆向外倾斜形成圆滑过度的凹面。用脚将芦苇根部沙子踩紧，并用铁锹将方格中心沙子向外扒一下，使之形成弧形洼地。

草方格通用设置图见图6.1-3，移动沙丘固沙平面示意图见图6.1-4。

本项目防沙治沙措施主要采用草方格固沙方式，该方法具有普遍性、通用性、高效性，是比较有效的防沙治沙措施。

**图6.1-3　固沙草方格设置通用图**

**图6.1-4　移动沙丘固沙平面示意图**

### 6.1.2 运营期生态保护措施

（1）监督和管理措施

①针对本项目的建设，英买采油气管理区QHSE管理委员会负责工程建设及运营期间对生态环境保护工作，落实本项目环保措施的实施并与各施工单位签订详细的环境保护协议，明确各方的责任以及奖惩规定。

②选择信誉良好、素质较高的施工队伍，保证工程建设的质量，避免因质量问题对环境带来不利影响；同时，通过培训和发放宣传手册强化施工人员的环境保护意识，明确施工人员的行为和奖惩制度。

③针对已经发生的破坏生态环境的问题必须认真、及时地解决，并对正在和即将建设的工程提出具体、可行的整改和防治措施。

④针对本项目所在区域遗留的生态环境问题需按要求整改完成，原井场遗留有

弃渣没有及时清运、老井临时占地内的水泥块未清理或综合利用等，需尽快组织工作人员按期将井场遗留固废清运或综合利用，并纳入本项目环保投资。

（2）运营期生态保护措施

①加强管理，确保各项环保措施落实。对施工迹地表面覆以砾石，以减少风蚀量。

②在道路边、气田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实增强保护生态环境的意识。

③加强对管线、设备的管理和检查，及时发现问题，及时解决，防止泄漏事故的发生；对泄漏的落地油应及时清理，彻底回收，防止污染扩大蔓延。

④在管线上方设置各种标志，防止各类施工活动对管线的破坏。

⑤为保护管道不受深根系植被的破坏，在对集输管道的日常巡查中，应将管道上覆土壤中会对管道构成破坏的深根系植被及时清理，确保管道的安全运行。

⑥管道维修二次开挖回填时，应尽量按原有土壤层次进行回填。

⑦本项目事故状态下对生态环境影响较大，因此必须对事故风险严加防范和控制。加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，制定安全生产操作规程，加强职工安全意识教育和安全生产技术培训。一旦发现事故，及时采取相应补救措施，尽量减少影响和损失。

（3）生态修复方案

油田运营期开展生态修复目标为油田污染得到安全处置，生态环境质量明显改善；植被破坏区域覆盖率稳步增长，环境风险发生率得到有效控制，杜绝跑冒滴漏危害；气田区生态功能基本稳定；生物多样性呈上升趋势；公众生态环保意识得到提高；气田区生态环境监测范围达到100%，建立生态安全应急系统。

管线施工完毕后须进行植被恢复，植被恢复以自然恢复为主。

综上，本项目采取的生态环境保护措施可行。

### 6.1.3 退役期生态环境保护措施

随着油井开采时间的延长，其储量将逐年降低，最终进入退役期。当开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，站场和管线等设备设施陆续被拆卸、转移，原有的大气污染物、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐渐减弱甚至消失。拆除地

面设施、清理井场等，拆除的报废设备和建筑废料等由施工单位运至指定位置进行处理；及时清理作业现场，做到“工完、料尽、场地清”，恢复原有地貌；按规范要求对废弃井采取固井、封井措施。

井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫应进行清理，然后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。

通过宣传教育的形式，使施工工作人员对在项目区生存的野生动物及植物有基本的认识与了解。在退役期施工过程中，如遇到保护植物应进行避让，严禁随意踩踏破坏；遇到保护动物时，应主动避让，不得惊扰、伤害野生动物，不得破坏保护动物的生息繁衍地，禁止妨碍野生动物生息繁衍的施工活动。

加强对《中华人民共和国野生动物保护法》及《中华人民共和国野生植物保护条例》的普及、教育工作，强化保护野生动植物的观念，让施工人员明确破坏保护植物，捕猎、杀害保护动物的法律后果，理解保护野生动植物的重要意义。

通过采取以上生态保护措施，对于减少植被破坏、减缓水土流失、抵制荒漠化发展起到了一定的积极作用，可有效保护脆弱的荒漠生态环境。

## 6.2 地下水环境保护措施可行性论证

地下水保护与污染防治按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”的原则。运营期要建立健全地下水保护与污染防治的措施与方法；必须采取必要监测制度，一旦发现地下水遭受污染，就应及时采取措施，防微杜渐；尽量减少污染物进入地下含水层的机会和数量。

针对项目可能发生的地下水污染，地下水污染防治措施按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全阶段进行控制。

源头控制：主要包括在工艺、管道、设备、污水产生及储存构筑物采取相应措施，防止和降低污染物跑、冒、滴、漏，将污染物泄漏的环境风险事故降到最低程度；

分区防治：结合建设场区生产设备、管道、污染物储存等布局，实行重点污染防治区、一般污染防治区和非污染区防渗措施有区别的防渗原则。主要包括生产区

地面和设备的防渗措施和泄漏、渗漏污染物收集措施；

污染监控体系：实施覆盖生产区的地下水污染监控系统，包括建立完善的监测制度、配备先进的检测仪器和设备、科学、合理设置地下水污染监控井，及时发现污染、及时控制；

应急响应：包括一旦发现地下水污染事故，立即启动应急预案、采取应急措施控制地下水污染，并使污染得到治理。

### 6.2.1 施工期地下水环境保护措施

6.2.1.1 源头控制措施

（1）禁止使用列入淘汰落后的、耗水量高的工艺、设备和产品名录的设备，或列入限期禁止采用的严重污染水环境的工艺名录和限期禁止生产、销售、进口、使用的严重污染水环境的设备。采取节水措施，提高水的重复利用率：以钻井队为单位，在保证正常作业的情况下，确定各类施工作业条件下的合理用水量，以控制清水用量。动力设备、水刹车等冷却水要循环使用，要安装泥浆泵冷却水循环系统；振动筛的污水循环系统，以减少用清水直接冲洗设备，尽量采用擦洗的方法清洗设备。

（2）污染物防控措施

①施工场地应设置临时沉砂池，混凝土搅拌机等冲洗废水经沉淀后回用到施工作业中，不外排。禁止沿途倾倒、排放废水。含有害物质的建筑材料如沥青、水泥等，并应设篷盖和围栏，防止雨水冲刷进入外环境。井场四周设置井界沟，防止井场内污水随地面径流进入外环境。

②拟建项目采用水基钻井液，并采用泥浆不落地工艺，钻井废水随钻井固废一同委托专业单位综合处置，不直接外排。

③泥浆不落地工艺无须设置泥浆池，最大限度地降低了泥浆泄漏的可能性和泄漏量，使项目区污染物对土壤的影响降至最低。

④设计、施工时对泥浆储存、收集、处理、排放设备等应采用优质、稳定、成熟的产品，做好质量检查、验收工作，防止设备破损和“跑、冒、滴、漏”现象。

⑤对集油、注水管线采用无缝钢管，采取防腐+保温措施，具有较强的耐化学腐蚀性能、耐温耐压性能好，粘结力强并具有良好的韧性等性质，有效地减小了管线腐蚀穿孔造成地下水污染的情况。

⑥定期对泥浆罐、埋地管道等隐蔽设施的渗漏性进行检查，观察是否有渗

水、漏水现象，发现问题及时解决。

⑦对现有工程防渗设施进行排查，杜绝设备老化，防渗不达标。

⑧钻井过程中贯彻清洁生产要求，选用无毒无害钻井泥浆。钻井泥浆循环利用，钻井完毕后，废弃泥浆和一般岩屑采用“泥浆不落地”工艺处理。

（3）其他

①标准化建设，具备监控系统，管理区工作人员在调度中心能根据计算机演算结果、压力数据变化等，确定管道是否泄漏，当风险发生时，立即停输，使泄漏量降低到最小。

②表层套管的固井水泥必须返高至地面，防止浅层含水层受到钻井泥浆污染。完井后固井水泥必须返高至地面，确保安全封闭此深度内的潜水层和承压水层。

③施工期间，施工单位应严格执行《建设工程施工场地文明施工及环境管理暂行规定》，对污水加强管理，严禁乱排污染环境，施工机械检修期间，地面应铺设塑料布，及时回收废机油，防止废油落地，污染土壤和地下水。加强施工机械维护，防止施工机械漏油。施工期固体废物等拉运车辆须在转运过程做好转运台账，严格执行废弃物转运签认和交接清单制度；运输前规划运输路线，转运过程中应严格按照规定的路线运输到相应的目的地；运输过程中应尽量避开环境敏感区；对拉运过程进行严格监督管理，运输车辆、装卸工具必须符合安全环保要求，装卸和运输废弃物过程中不得溢出和渗漏，严禁半途倾倒、排放或向第三方转移废弃物。禁止利用渗井、渗坑、裂隙以及私设暗管等逃避监管的方式排放水污染物。

④严格按照《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB50423-2013）设计及施工，合理安排管道施工时序和施工工艺的情况。管道应埋设于最大冻土深度以下且应有足够的埋设深度。集输管线敷设前，加强对管材和焊接质量的检查，防止因管材质量及焊接缺陷造成泄漏事故的发生。选择有经验的单位进行施工，加强施工过程监理，确保施工质量。做好阀门和管线的安装、试运行工作，杜绝水的跑、冒、滴、漏。

⑤井的设计、建造应按照 SY/T 6596 的要求保证其完整性。钻井过程中严格按照钻井施工工艺，施工规范进行操作，防止钻井过程中，由于施工不当，导致井喷、原油泄漏以及油水地层窜层等事故污染地下水。钻井过程中产生的钻井废水，废弃泥浆、岩屑等按照规范统一集中处理。保证固井质量，确保安全封闭此深度内的潜水层和承压水层。

针对以上措施的实施，实际施工期井队对机械设备做检修保养记录，并制定环境保护管理制度，设环保专员负责检查井场内废水、固废等处置情况，保证废物得到有效处理，从而达到减少对周围地下水环境污染的预期效果。

综上所述，通过采取以上各种废水处理及防治措施，本项目施工期产生的各类废水均可以得到有效处置，施工期的废水污染防治措施合理可行。

6.2.1.2 过程防控措施

（1）防渗措施

建设单位须做好场区分区防渗措施。按重点防渗区、一般防渗区分别采取不同等级的防渗措施，防渗层尽量在地表铺设，防渗材料可根据具体防渗区域拟选取 HDPE 或其他防渗材料，按照污染防治分区采取不同的设计方案。

为防止对地下水污染，针对井场施工期间工程特点，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），将钻井期井场进行分区防渗，其中钻井工程基础区域、钻井液循环系统、清洁生产操作平台、危废贮存点等划分为重点防渗区，柴油发电机油罐区为一般防渗区，采取相应的防渗措施可有效避免发生渗漏事故。分区防渗方案见表 6.2-1。

**表 6.2-1　　分区防渗方案**

| 污染源名称 | 防治分区 | 防渗技术要求 |
|---|---|---|
| 钻井工程基础区域、钻井液循环系统、清洁生产操作平台等 | 重点防渗 | 等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，$K≤1×10^{-7}$cm/s；或参照 GB18598 执行 |
| 危废贮存点 | 重点防渗 | GB18597-2023 |
| 柴油发电机油罐区 | 一般防渗 | 等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，$K≤1×10^{-7}$cm/s，或参照 GB16889 执行 |

（2）严格按照操作规程施工，提高固井质量，避免因发生固井质量问题造成含油污水泄漏而引起地下水污染。加强施工管理，发现问题及时解决。

（3）钻井架底座表面应有导流槽，保证钻井废水全部入泥浆不落地装置中，无随意漫流现象，杜绝钻井泥浆流失。

在落实以上废水处理措施的情况下，施工期不会对地下水产生影响，措施可行。

### 6.2.2 运营期地下水环境保护措施

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》及地下水导则的相关规定，按照“源头控制、分区防

控、污染监控、应急响应”，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全方位进行控制。

基于前文的地下水环境影响预测和评价，拟建项目在正常工况下，对当地地下水环境影响较小；在非正常工况下，对当地地下水环境构成潜在威胁，可能会对地下水水质产生不良影响。因此，为确保当地地下水环境安全，需采取一些保护管理措施。

为有效保护拟建项目区的地下水环境，除了按项目可研报告中设计的方案处理各类废水，还需要建设地下水跟踪监测方案和定期信息公开。下面结合拟建项目特点和当地自然环境特征，提出地下水环境保护管理的原则和措施。

**6.2.2.1 源头控制措施**

选择先进、成熟、可靠的工艺技术，对产生的废物进行合理的回用和治理，尽可能从源头上减少污染物排放；严格按照国家相关规范要求，对井场、站场、管道的装置等采取相应措施，以防止和降低污染物的跑、冒、滴、漏，降低风险事故，尽量减少地下水污染。

①采出水输送至英买2转油站污水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022）标准后回注地层，不外排。

②定期对井场、站场的设备、阀门等进行检查，一旦发现异常，及时采取措施，防止原油“跑、冒、滴、漏”的发生。

③采用高质量的集输管道，防止油水泄漏；管线埋设严格遵守相关规定，埋至冻土层以下，并对管线进行防腐保温等保护措施；定期对输油管道进行检查，一旦发现异常，及时更换，尽量杜绝“跑、冒、滴、漏”的发生，并随时做好抢修准备，加强抢修队伍的训练和工作演练。

④油气井运行期间应参照《石油天然气工业套管和油管的维护与使用》（GB/T 17745-2011）要求进行井筒完整性管理，定期开展井筒完整性检查。定期对采油井的固井质量进行检查，若发现固井质量不合格，先查明固井质量不合格的原因，并及时采取一系列的修整措施，保证固井质量合格，防止发生油水窜层等事故；发现异常情况及时处理，防止污染地下水。

⑤修井作业时，要严格加强防污染措施。起油管前要打开泄油器，管内油水进入废液罐，蒸汽吹扫油管、油杆的污油、污水等全部回收至废液罐回收，严禁流入井场。

⑥根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），注水期间，应持续对回注井口压力、套管压力、环空压力、回注流体的流量、水质等指标进行监测，定期开展套管腐蚀和水泥环状况检测，检测周期不超过3年。新启用或检维修后初次启用的回注井运行前，应进行井 筒完整性测试；平均注入量大于等于300m³/d的回注井应每年至少进行1次井筒完整性检测，注入量小于300m³/d 的回注井应至少每2年进行1次井筒完整性检测，检测发现井筒完整性失效，应立即停止回注。

#### 6.2.2.2 分区防治措施

对井场可能泄漏污染物的污染区地面进行防渗处理，并及时将泄漏/渗漏的污染物收集起来进行处理，可有效防止洒落地面的污染物渗入地下。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），分区防控措施应满足以下要求：

①已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业，水平防渗技术要求按照相应标准或规范执行，如GB16889、GB18597、GB18598、GB18599、GB/T50934等。

②未颁布相关标准的行业，根据预测结果和场地包气带特征及其防污性能，提出防渗技术要求或根据建设项目场地天然包气带防污性能、污染控制难易程度和污染物特性，提出防渗技术要求。

本项目不属于已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业，分区防控措施应根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）中污染控制难易程度分级参照表（表6.2-1）、天然包气带防污性能分级参照表（表6.2-2）、地下水污染防渗分区参照表（表6.2-3），提出防渗技术要求。

**表6.2-1　　污染控制难易程度分级参照表**

| 污染控制难易程度 | 主要特征 |
|---|---|
| 难 | 对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，不能及时发现和处理 |
| 易 | 对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，可及时发现和处理 |

**表6.2-2　　天然包气带防污性能分级参照表**

| 分级 | 包气带岩土的防污性能 |
|---|---|
| 强 | 岩（土）层单层厚度Mb≧1.0m，渗透系数K≦$1\times10^{-6}$cm/s，且分布连续、稳定 |
| 中 | 岩（土）层单层厚度0.5m≦Mb<1.0m，渗透系数K≦$1\times10^{-6}$cm/s，且分布连续、稳定； |

| | |
|---|---|
| | 岩（土）层单层厚度 Mb≧1.0m，渗透系数 $1\times10^{-6}cm/s<K\leqq1\times10^{-4}cm/s$，且分布连续、稳定； |
| 弱 | 岩（土）层不满足上述“强”和“中”条件 |

**表 6.2-3　　地下水污染防渗分区参照表**

| 防渗分区 | 天然包气带防污性能 | 污染控制难易程度 | 污染物类型 | 防渗技术要求 |
|---|---|---|---|---|
| 重点防渗区 | 弱 | 难 | 重金属、持久性有机污染物 | 等效粘土防渗层 Mb≥6.0m，$K\leq1\times10^{-7}cm/s$；或参照 GB18598 执行 |
| | 中-强 | 难 | | |
| | 弱 | 易 | | |
| 一般防渗区 | 弱 | 易-难 | 其他类型 | 等效粘土防渗层 Mb≥1.5m，$K\leq1\times10^{-7}cm/s$，或参照 GB16889 执行 |
| | 中-强 | 难 | | |
| | 中 | 易 | 重金属、持久性有机污染物 | |
| | 强 | 易 | | |
| 简单防渗区 | 中-强 | 易 | 其他类型 | 一般地面硬化 |

根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中表 6 及前文分析，项目区内包气带防污性能为“弱”，生产过程中产生的污水中主要污染物为石油类及COD、盐分等，不属于重金属和持久性有机物类，为“其他类型”。故运营期将工程区域整体划分为一般防渗区和简单防渗区。具体划分方案如下：

**表 6.2-4　　项目污染防渗区划分**

| 类别 | 项目涉及区域 | 防渗要求 |
|---|---|---|
| 一般防渗区 | 井口区、井场/站场工艺装置区、焚烧池 | 防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 $1.0\times10^{-7}cm/s$ 的黏土层的防渗性能，施工过程中应有专人负责质量控制，并做好施工记录，同时施工期应留存施工影像。 |
| 简单防渗区 | 撬装设备间 | 简单硬化 |

#### 6.2.2.3 管道刺漏防范措施

（1）各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）在管道上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管道的破坏。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）定期对管线进行检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生，定期对管线进行巡视，应加强管线和警示标志的管理工作，提高巡线的有效性，发现对管道安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并向上级报

告。利用管道的压力、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，如有突发事件启动应急预案。

（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设定值时，由SCADA系统发出指令，远程自动关闭阀门。

#### 6.2.2.4 地下水环境监测与管理

根据本项目特点建立和完善区域地下水环境监测制度和环境管理体系，制定完善的监测计划，环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023），结合工程区所在区域的水文地质条件和《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）中要求，二级评价的建设项目一般需在建设项目场地、上、下游各设置1个跟踪监测点，监测井位的设置可依托已有水井。根据区域水文地质条件，结合《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248—2022），本项目监测计划、孔深、监测井结构、监测层位、监测项目、监测频率等详见表6-2-5。

**表6.2-5 地下水监测点布控一览表**

| 孔号 | 区位 | 监测层位 | 功能 | 监测频率 | 主要监测项目 |
|---|---|---|---|---|---|
| G1 | 项目区周边 | 孔隙潜水/单管单层 | 地下水环境影响跟踪监测井 | 每年采样2次。发生事故时加大取样频率。 | 耗氧量、氨氮、石油类、石油烃($C_6$-$C_9$)、石油烃($C_{10}$-$C_{40}$)、砷、六价铬等。当监测指标出现异常时，可按照HJ 164的附录F中石油和天然气开采业特征项目开展监测。 |
| G2 | 地下水上游 | | | | |
| G3 | 地下水下游 | | | | |

另外，应对本项目注水井的井口压力、套管压力、环空压力、流体的流量、水质等指标进行监测。

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向采油厂安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。如发现异常或发生事故，加密监测频次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

另外，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，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。

为保证地下水监测工作高效有序运行，须明确职责、制定相关规定进行管理；具体管理措施和技术措施如下：

①管理措施

1）预防地下水污染的管理工作是生态环境管理部门的职责之一，油田公司环境保护管理部门应指派人员负责预防地下水污染的管理工作；

2）建设单位应委托具有监测资质的单位按时、按质、按量完成地下水监测工作，并按要求分析整理原始资料、编写监测报告；

3）建立与工程区环境管理系统相联系的地下水监测信息管理系统；

4）按突发事故的性质、类型、影响范围、后果严重性分等级制订相应的应急预案，在制定预案时要根据环境污染事故潜在威胁的情况，认真细致地考虑各项影响因素，并组织有关部门、人员进行适时演练、不断补充完善预案内容。

②技术措施

1）定期对法兰、阀门、管道等进行检查。

2）在日常例行监测中，一旦发现地下水水质监测数据异常，应尽快核查数据，确保数据的正确性，并将核查过的监测数据通告相关部门，由专人负责对数据进行分析、核实，并密切关注生产设施的运行情况。具体内容如下：了解全井场、站场生产是否出现异常情况，出现异常情况的装置、原因；加大监测密度，如监测频率由每年2次临时加密为每天一次或更多，连续多天，分析变化动向。

**6.2.2.5 地下水污染应急预案及处理**

（1）应急预案内容

在制定井场、站场安全管理体制的基础上，制订专门的地下水污染事故应急措施，并应与其他类型事故的应急预案相协调，并纳入英买采油气管理区应急预案中。地下水应急预案的具体内容如下：

①应急预案的日常协调和指挥机构；

②各部门在应急预案中的职责和分工；

③确定地下水环境保护目标和对目标采取的紧急处置措施，评估潜在污染可能性；

④特大事故应急救援组织状况、人员和装备情况，平常的训练和演习。

（2）污染事故处理

在发现异常或者事故状态下，建议采取如下污染治理措施。

①如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每周监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

②一旦发生地下水污染事故，应立即启动应急预案。

③查明并切断污染源。

④探明地下水污染深度、范围和污染程度。

⑤依据探明的地下水污染情况，合理布置浅井，并进行试抽工作。

⑥依据抽水设计方案进行施工，抽取被污染的地下水体，并依据各井孔出水情况进行调整。可采用阻断污染物向周边环境迁移扩散的技术，如泥浆墙、灌浆墙、土工膜阻断、板桩、原位土壤搅拌阻断、可渗透反应墙等，通过在污染源周围构筑低渗透屏障，来隔离污染物，同时操控地下水的流场。

⑦将抽取的地下水进行集中收集处理，并送实验室进行化验分析。

⑧当地下水中的特征污染物浓度满足地下水功能区划的标准后，逐步停止抽水，并进行土壤修复治理工作。

⑨对事故后果进行评估，并制定防止类似事件发生的措施。

综上，本项目运营期采取的地下水污染防治措施可行。

### 6.2.3 退役期地下水环境保护措施

项目退役期拆除设备、清理站场时，施工时间较短，施工人员产生的生活污水量较少，依托施工区域周边生活设施处理，不外排，采油设备拆除区域地面铺设HDPE防渗膜，防止污油进入外环境，对周围水环境影响较小。

油气井报废或退役后，按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）、《废弃井封井处置规范》（Q/SH0653-2015）对完成采油的废弃井封堵，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水环境。

## 6.3 地表水环境保护措施可行性论证

### 6.3.1 施工期地表水环境保护措施

在施工期，对地表水环境可能造成影响的污染源为钻井废水、管线试压废水及生活污水。

（1）钻井废水

①钻井过程采用无毒无害的水基非磺化钻井液。

②钻井废水在井场固液分离，去向分两部分，溢流上清液排入井场泥浆罐中用于配制泥浆，循环使用，不外排。

③钻井过程中设备清洗、冷却等需消耗大量清水，采取有效节水措施，不仅节约了水资源，同时也减少了钻井废水的产生量，减少了废水存储设施的负担和后续处理的负荷，符合清洁生产的要求。因此，要在源头上节水降污，使钻井废水予以减量。钻井液循环使用过程中应严格操作程序，提高泥浆循环利用率，减少钻井液的“跑、冒、滴、漏”，减少废钻井液产生量。

（2）试压废水

本项目管道试压以测试管道的强度和密闭性，试压介质为清洁水，管道试压用水重复利用。管道试压过程会产生一定量的试压废水，清管试压废水主要污染物为悬浮物。试压水由管道排出由罐收集后，进入下一段管道循环使用，试压废水水质相对简单，以悬浮物为主，试压结束沉淀后用于施工区域洒水降尘，不外排。因此，本项目管道试压废水可得到妥善处置，不外排，污染防治措施可行。

（3）生活污水

施工期生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至沙雅县兴雅生活污水处理厂处理。不外排。

综上所述，通过采取以上各种废水处理及防治措施，本项目施工期产生的各类废水均可以得到有效处置，施工期的废水污染防治措施合理可行。

### 6.3.2 运营期地表水环境保护措施

根据工程分析，本项目建成后无新增定员，不新增生活污水，井场采出、井下作业废水依托英买2转油站污水处理系统处理达标后综合利用。

对营运期废水拉运建立管理台账，台账记录内容包括污水拉运量、罐车车号、到站时间、离站时间、进出场站登记记录等，必须定点装卸车，按照规定路线限速行驶，禁止沿途倾倒、泄放废水。

在正常状况下，本项目在设计、施工和运行时，严把质量验收关，杜绝因管道材质、制管、防腐涂层、焊接缺陷及运行失误而造成管线泄漏。在生产运行过程中，强化监控手段，定期检查检验，检漏控漏，杜绝长期事故性排放点源的存在；在非正常状况下，应及时采取水污染应急控制措施。

在采取以上措施，本项目运营期废水均能妥善处置，不外排。措施可行。

### 6.3.3 退役期地表水环境保护措施

项目退役期拆除设备、清理站场时，施工时间较短，施工人员产生的生活污水量较少，依托施工区域周边生活设施处理，不外排，措施可行。

## 6.4 土壤环境保护措施可行性论证

### 6.4.1 施工期土壤环境保护措施

（1）应严格控制施工期临时占地面积，按设计及规划的施工范围进行施工作业，减少土壤扰动。

（2）施工机械及运输车辆应按规定的道路行驶，减少对土壤的碾压，减少碾压造成的土壤紧实度增加及养分流失。

（3）施工产生的废水和固废不得随意抛洒丢弃，应集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染。

（4）工程区需要严格采取各项水土流失防治措施，施工完毕后通过对临时占地进行平整。

本项目施工期土壤污染防治措施可行。

### 6.4.2 运营期土壤环境保护措施

（1）源头控制

定期检修维护井场压力、流量传感器；定期派人检查井场、井口区，防止采出液泄露；选用耐腐蚀性能好、抗老化性能、耐热性能好、抗冻性能好、耐磨性能好的管材作为集输管线，管线工程按照一定比例设置截断阀；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。井下作业按照“带罐上岗”的作业模式，加强站场及管线巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成原油进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受污染的土壤应交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置，降低对土壤环境质量的影响程度。

（2）过程防控措施

巡检车辆严格按照油田巡检路线行驶，不得因乱碾乱压破坏土壤结构。严格执行地下水章节分区防控措施要求。防渗措施的设计，使用年限不应低于本项目主体工程的设计使用年限。

（3）跟踪监测

制定跟踪监测计划，发生事故泄漏时对井口区及集输管线铺设范围可能影响区域进行跟踪监测。

综上，本项目采取的地下水污染防治措施可行。

### 6.4.3 退役期土壤环境保护措施

（1）《参照废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）对完成采气的废弃井封堵，拆除井口装置，最后清理场地，清除各种固体废弃物，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。

（2）退役期地下集输管道维持现状，避免因开挖管道对区域生态环境造成二次破坏。管道内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管道内无残留采出液，管道两端使用盲板封堵。

## 6.5 大气环境保护措施可行性论证

### 6.5.1 施工期大气环境保护措施

#### 6.5.1.1 施工扬尘

（1）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）避免在大风季节施工，尽可能缩短施工时间，提高施工效率，减少裸地暴露时间。

（3）施工单位必须加强施工区的规划管理。挖方堆放应定点定位，并采取防尘、抑尘措施（洒水、遮盖等措施）；建筑材料采用密闭储存、设置围挡或堆砌围墙、采用防尘布苫盖等措施，并定期洒水抑尘。

（4）合理规划、选择最短的运输路线，充分利用油气田现有公路网络，禁止随意开辟道路，在满足工程需求的前提下，优先规划远离村庄的施工便道和物料运输路线，如无法避绕运输车辆应以中、低速行驶，减少车辆行驶动力起尘。

（5）合理规划临时占地，控制临时占地范围，对工作区域外的场地严禁机械及车辆进入、占用，避免破坏植被和造成土地松动。

（6）管沟开挖深度不宜过深，及时开挖，及时回填，遇大风天气应停止土方作业，同时作业处用防尘网覆盖。

（7）加强施工场地环境管理，提倡文明施工，积极推进绿色施工，严防人为扬尘污染。

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

#### 6.5.1.2 焊接烟气、机械设备和车辆废气

（1）焊接作业时使用无毒低尘焊条。

（2）加强对施工机械、车辆的维修保养，使用环保节能型柴油机，选用轻质柴油燃料，并加强管理维护，柴油机燃烧烟气排放满足《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）修改单

以及《非道路柴油移动机械污染物排放控制技术要求》（HJ1014-2020），禁止以柴油为燃料的施工机械超负荷工作，减少烟尘和尾气的排放。

从源头减少设备和车辆废气及焊接烟气对环境的影响，措施是可行的。

#### 6.5.1.3 储层改造废气

使用酸化液过程中，要求全部采用密闭罐存放，产生的废酸化液及时委托有资质单位接收处置，减少在现场存储时间。同时控制酸化压裂作业时间，减少酸化液和废酸化返排液在井场的存留时间。

#### 6.5.1.4 测试放喷废气

（1）放喷期间油气经分离器分离，凝析油进入罐储存，分出的气体燃烧放空。

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

（3）放喷时间应尽量安排在白天、且村庄主导风向的下风向进行，并避开静风、逆温等不利气象条件。

由于测试放喷时间较短，测试放喷燃烧天然气排放对周围环境影响很小，以上措施是可行的。

综上，以上施工期大气污染防治措施，简单可行，具有可操作性，废气影响能够减缓到可以接受的程度，以上措施是可行的。

### 6.5.2 运营期大气环境保护措施

本项目运营期的废气排放源主要为井场及站场排放的无组织废气以及温室气体等。无组织排放的污染物主要为井口、管线接口、阀门等处产生的无组织挥发烃类；温室气体的污染物主要为井场开采过程中产生的甲烷等逃逸。针对以上污染源，油田采取了以下大气污染治理措施：

（1）油气进行汇集、处理、输送至油气稳定装置的全过程采用密闭工艺流程，容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料，严格控制油品泄漏对大气环境影响。

（2）采用了技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵。

（3）定期对井场的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生；加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并尽快完成修复。

（4）加强生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好油井的压力监测，并准备应急措施。

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

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

②管控要求，定期对设备与管线组件的密封点进行$VOC_S$泄漏检测，对设备与管线组件的密封点进行目视观察，检查其密封处是否出现可见泄漏现象。阀门至少每6个月检测一次，法兰至少每12个月检测一次。当检测到泄漏时，对泄漏源应予以标识，并紧急切断油、气源，实施关井，从而最大限度地减少油气集输过程中烃类及油的排放量。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。

（6）进一步开展节能减排工作，加强质量控制和技术研发，降低抽油机井工作能耗，加强油气技术管道密闭性能，大力推广应用零散天然气回收和电力系统无功补偿级新能源利用等开采技术，开发清洁能源替代现有能源，从而减少温室气体排放。

（7）温室气体管控：①进一步开展节能减排工作，加强质量控制和技术研发，降低抽油机井工作能耗，加强油气技术管道密闭性能；②大力推广应用零散天然气回收和电力系统无功补偿及新能源利用等开采技术，开发清洁能源替代现有能源；③选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；④加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并尽快完成修复；⑤加强油井生产管理，减少温室气体的跑、冒，做好油井的压力监测，并准备应急措施，从而减少温室气体排放。

综上，本项目采取的废气污染防治措施可行。

### 6.5.3 退役期大气环境保护措施

（1）运输车辆使用符合国家标准的油品。

（2）在闭井施工操作中应做到文明施工，防止水泥等的洒落与飘散；尽量避开大风天气进行作业。

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

综上所述，采取的大气环境保护措施是可行的。

## 6.6 声环境保护措施可行性论证

### 6.6.1 施工期声环境保护措施

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

（1）泥浆泵做好基础减振，临时启用柴油发电机时，应采取基础减振；

（2）定期维护泥浆泵、钻机等高噪声设备；

（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；

（4）合理安排施工场地：避免高噪声设备过于集中。

（5）施工单位可合理安排施工时间，避免长时间使用高噪声设备，使本项目在施工期造成的噪声污染降到最低。

（6）施工设备选型时，在满足施工需要的前提下，尽可能选取噪声低、振动小、能耗小的先进设备。

（7）加强施工机械的维护保养，避免由于设备性能差而使机械噪声增大的现象发生。

（8）运载建筑材料及建筑垃圾的车辆要选择合适的时间路线进行运输，施工运输车辆在驶经村庄时应低速行驶，少鸣笛或不鸣笛，加强车辆维护，合理安排运输路线，来减轻噪声对周围声环境的影响。

（9）管道的施工设备和机械要限制在施工作业带范围内。

本项目施工期是短期的、暂时的，噪声影响将随着各施工活动的结束而消除，施工期噪声不会对周围声环境产生明显影响，保护措施切实可行。

### 6.6.2 运营期声环境保护措施

运营期噪声源主要包括井场采油树、井口移动注氮橇等机泵产生的噪声。采取的降噪措施如下：

（1）对噪声源强度较大的设备采取基础减振等降噪措施，根据各种设备类型所产生噪声的特性，采用不同的控制手段。

（2）提高工艺过程自动化水平，尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。

（3）设备采用巡检的方式，由操作人员定期对装置区进行检查，尽量减少人员与噪声的接触时间。

综上，运营期井场场界噪声不会对周围声环境产生明显影响，措施可行。

### 6.6.3 退役期声环境保护措施

（1）选用低噪声机械和车辆。

（2）加强设备检查维修，保证其正常运行。

（3）加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

综上所述，采取的噪声污染防治措施是可行的。

## 6.7 固体废物处理措施可行性论证

### 6.7.1 施工期固体废物污染防治措施

#### 6.7.1.1 钻井废弃物处理措施

严格执行《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T 3999-2017）标准等相关要求。废弃膨润土泥浆及钻井岩屑经不落地收集系统进行固液分离后，固相收集后排入岩屑池，经检测各污染物满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中的相关限值，同时石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表2第二类用地筛选值要求，可用于油气田内部道路铺设、井场铺垫，不得用于填充自然坑洼，由于英买区块现有的处理站无处理能力或协议到期的问题检测不合格固相清运至克拉苏钻试修环保站处理（由新疆华新晟环保工程有限公司运营）处置，直至满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中的

综合利用限值，同时石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表2第二类用地筛选值要求后再进行综合利用；废弃磺化泥浆及钻井岩屑经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相清运至克拉苏钻试修环保站处理，在各项指标满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中的相关限值，同时石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表2第二类用地筛选值要求，用于铺垫油区内的井场或道路，不得用于填充自然坑洼。

#### 6.7.1.2 危险废物处理措施

钻井期间考虑到危险废物转运期间的时间间隔，钻井场地应设置撬装式危险废物临时贮存间，撬装式危险废物临时贮存设施建设严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）的相关要求建设。本项目钻井期间危废产生量较小，在撬装式危险废物临时贮存设施暂存，定期由有危废处置资质的单位进行处置，可满足本项目钻井期间的危废的暂存要求。

废烧碱包装袋和废防渗材料应折叠打包存放在井场撬装式危废贮存设施，严禁随意丢弃。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含油废物，含油废物收集后应置于铁质油桶内且不得超过容器的3/4。危险废物必须由具有资质的机构或生态环境主管部门指定单位接收，钻井队与之签订危废转移协议，并依照有关规定填写和保存废物转移联单。严禁有关人员私自转让、买卖。

#### 6.7.1.3 施工废料处理措施

管道焊接、补口、吹扫时会产生焊渣、边角料等废料，属于一般工业固体废物，施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后拉运英买7固废场进行处置。

综上，本项目施工期采取的固废污染防治措施可行。

### 6.7.2 运营期固体废物污染防治措施

#### 6.2.7.1 危险废物处置措施可行性分析

本项目井下作业时带罐作业，防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到原油100%回收，回收后的落地油使用专用桶收集后暂存在英买7危废贮存场所，由

有危废处置资质单位接收处置，严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》中的相关要求收集、贮存、运输。废防渗材料和废润滑油主要在修井作业和机修维修过程中产生，施工作业结束后，废润滑油进入原油处理系统资源回用，废弃的含油防渗布及废润滑油桶集中收集，委托持有危险废物经营许可证的单位接收处置，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

（1）危险废物收集

英买采油气管理区严格按照《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）、《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》相关要求对含油废物进行收集和管理。危险废物桶装收集后由有危废处置资质单位运输、处置。

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

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

b．危险废物类别：按危险废物种类选择。

c．材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀。

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

**图6.7-3　危险废物类别标识示意图**

**图6.7-4　危险废物相关信息标签**

（2）危险废物贮存

本项目运营期新建井场内不设置危险废物临时贮存设施，依托联站内已建危废贮存设施，危废暂存设施建设满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023），并定期委托有资质单位进行处置。

本项目产生的危险废物按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告2021年 第74号）、《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022）中相关管理要求并根据《危险废物识别标志设置技术规范》

（HJ1276-2022），落实危险废物识别标志制度，对危险废物的容器和包装物以及收集、运输危险废物的设施设置危险废物识别标志。填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。及时在线填报危险废物管理计划、办理电子转移联单。落实环境保护标准制度，按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置。危险废物收集和运输过程的污染控制执行《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）等有关规定。

（3）危险废物的转运要求

危险废物应按照国家有关规定向当地环境保护行政主管部门申报登记，接受当地环境保护行政主管部门监督管理。参照《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ 1259-2022）中附表 A.7 详细记录危险废物转移情况。同时，根据国务院令第 344 号《危险化学品安全管理条例》《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》的有关规定，在危险废物外运至处置单位时必须严格遵守以下要求：

①危险废物由专用运输车辆进行运输、转移，并严格按照《危险废物转移管理办法》填写、运行危险废物电子转移联单，实施危险废物转移全过程控制。

②废弃物处置单位的运输人员必须掌握危险化学品运输的安全知识，化学品的性质、危害特性、包装容器的使用特性和发生意外时的应急措施了解所运载的危险。运输车辆必须具有车辆危险货物运输许可证。驾驶人员必须由取得驾驶执照的熟练人员担任。

③处置单位在运输危险废物时必须配备押运人员，并随时处于押运人员的监管之下，不得超装、超载，严格按照所在城市规定的行车时间和行车路线行驶，不得进入危险化学品运输车辆禁止通行的区域。

④危险废物在运输途中若发生被盗、丢失、流散、泄漏等情况时，公司及押运人员必须立即向当地公安部门报告，并采取一切可能的警示措施。

⑤一旦发生废弃物泄漏事故，公司和废弃物处置单位都应积极协助有关部门采取必要的安全措施，减少事故损失，防止事故蔓延、扩大；针对事故对人体、动植

物、土壤、水源、空气造成的现实危害和可能产生的危害，应迅速采取封闭、隔离、洗消等措施，并对事故造成的危害进行监测、处置，直至符合国家环境保护标准。

（4）危废运输要求

本项目产生的危险废物委托有危险废物运输资质的单位采用专用运输车辆进行运输，按要求填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。并严格按照《危险废物转移管理办法》，实施危险废物转移联单管理制度。

（5）危废委托处置

本项目产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》（生态环境部公告2021年第74号）中相关要求，落实危险废物经营许可证制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。

本项目运营单位应对处置单位的主体资格和技术能力进行核实，依法签订书面合同，并在合同中约定利用、处置危险废物的污染防治要求及相关责任，合同期内及时了解接收人贮存、利用或者处置相关危险废物情况，确保本项目运营期产生的危险废物得到妥善处置，避免对外环境产生不利影响。

英买采油气管理区要结合自身的实际情况，与生产记录相衔接，建立危险废物台账，如实记载产生危险废物的种类、数量、流向、贮存、利用处置等信息。采用信息化手段建立危险废物台账，在台账工作的基础上如实向所在地县级以上人民政府环境保护主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、处置等有关资料。本项目运营期环境管理要求见表6.7-1。

**表6.7-1　运营期固体废物环境管理重点要求**

| 项目 | 防治措施/设施 |
|---|---|
| 固体废物暂存 | 依托已建危废贮存设施，固废规范收集暂存，及时清运并做好台账管理。 |
| 固体废物运输、处置 | 委托有资质的单位运输、处置，危险废物运输过程符合《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）及《危险废物转移管理办法》中的相关要求，防止有毒有害物质渗漏泄漏造成土壤和地下水污染。 |
| 环境应急设施 | 按照环境风险应急预案进行环境风险应急管理，配备环境风险应急物资，采取环境风险防范措施，加强突发环境事故应急系统维护、管理。 |
| 制定危险废物运行管理计划 | 产生危险废物的单位，应当按照《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则）》（HJ 1259—2022）中4.3 规定的分类管理要求，制定危险废物管理计划，内容应当包括减少危险废物产生量和降低危险废物危害性的措施以及危险废物贮存、利用、处置措施；建立危险废物管理台账，如实记录危险废物的种类、产生量、 |

| | |
|---|---|
| | 流向、贮存、利用、处置等有关信息；通过国家危险废物信息管理系统向所在地生态环境主管部门备案危险废物管理计划。 |
| 危险废物管理台账 | 根据《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则）》（HJ 1259—2022），建设单位应建立环境管理台账制度，落实环境管理台账记录的责任部门和责任人，明确工作职责，包括台账的记录、整理、维护和管理等。环境管理台账应包括基本信息、接收固体废物信息、生产设施运行管理信息、污染防治设施运行管理信息、监测记录信息及其他环境管理信息等。 |
| 危险废物申报 | 定期通过国家危险废物信息管理系统向所在地生态环境主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、利用、处置等有关资料。 |

### 6.7.3 退役期固体废物污染防治措施

地面设施拆除、井场清理等工作中会产生地面废弃设备和废弃建筑残渣，地面废弃设备首先考虑回收利用，不可利用的，不含油固废及废弃建筑残渣依托周边工业固废填埋场处置，含油危废由有危废处置资质的单位无害化处置；废弃管线维持现状，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

类比塔里木油田现有退役井采取的固体废物处置措施，本项目退役期采取的固体废物处置措施可行。

# 7. 温室气体排放影响评价

为贯彻落实中央和生态环境部关于“碳达峰、碳中和”相关决策部署和文件精神，充分发挥环境影响评价的源头防控、过程管理中的基础性作用，本评价按照相关政策及文件要求，根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》核算方法，计算本项目实施后碳排放量及碳排放强度，提出碳减排建议，并分析减污降碳措施可行性及碳排放水平。

## 7.1 温室气体排放分析

### 7.1.1 温室气体排放影响因素分析

#### 7.1.1.1 碳排放源分析

根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，石油天然气开采企业碳排放源主要包括：燃料燃烧 $CO_2$ 排放、火炬燃烧排放、工艺放空排放、$CH_4$ 逃逸排放、$CH_4$ 回收利用量、$CO_2$ 回收利用量、净购入电力和热力隐含的 $CO_2$ 排放。

（1）燃料燃烧 $CO_2$ 排放

主要指石油天然气生产各个业务环节化石燃料用于动力或热力供应的燃烧过程产生的 $CO_2$ 排放。

本项目不新增加热炉，不再核算该部分产生的 $CO_2$ 排放量。

（2）火炬燃烧排放

出于安全等目的，石油天然气生产企业通常将各生产活动产生的可燃废气集中到一至数支火炬系统中进行排放前的燃烧处理。火炬燃烧除了 $CO_2$ 排放外，还可能产生少量的 $CH_4$ 排放，石油天然气生产的火炬系统需同时核算 $CO_2$ 和 $CH_4$ 排放。

本项目测试放喷期间分离出的天然气经管线引至放空火炬放空，需核算该部分产生的 $CO_2$ 和 $CH_4$ 排放量。

（3）工艺放空排放

主要指石油天然气生产各业务环节通过工艺装置泄放口或安全阀门有意释放到大气中的 $CH_4$ 或 $CO_2$ 气体，如驱动气动装置运转的天然气排放、泄压排放、设

备吹扫排放、工艺过程尾气排放、储罐溶解气排放等。石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其工艺放空排放应区分不同业务环节分开核算。

本项目不涉及工艺部分放空排放，不再核算该部分 $CH_4$ 或 $CO_2$ 气体排放量。

（4）$CH_4$ 逃逸排放

主要是指石油天然气生产各业务环节由于设备泄漏产生的无组织 $CH_4$ 排放，如阀门、法兰、泵轮密封、压缩机密封、减压阀、取样接口、工艺排水、开口管路、套管、储罐泄漏及未被定义为工艺放空的其他压力设备泄漏；石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其逃逸排放应区分不同业务环节分开核算。

本项目井场法兰、阀门等处产生的无组织废气中涉及甲烷排放，需核算该部分气体排放量。

（5）$CH_4$ 回收利用量

主要指企业通过节能减排技术回收工艺放空废气流中携带的 $CH_4$ 从而免于排放到大气中的那部分 $CH_4$。$CH_4$ 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。

本项目未实施放空废气中的甲烷回收利用。

（6）$CO_2$ 回收利用量

主要指企业回收燃料燃烧或工艺放空过程产生的 $CO_2$ 作为生产原料或外供产品从而免于排放到大气中的那部分 $CO_2$。$CO_2$ 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。因缺乏适当的核算方法暂不考虑 $CO_2$ 地质埋存或驱油的减排问题。

本项目实施后未回收燃料燃烧或工艺放空过程中产生的 $CO_2$，因此该部分回收利用量均为 0。

（7）净购入电力和热力隐含的 $CO_2$ 排放量

该部分排放实际上发生在生产这些电力或热力的企业，但由报告主体的消费活动引起，依照约定也计入报告主体名下。

本项目实施后，需消耗电量，不涉及蒸汽用量。

#### 7.1.1.2 二氧化碳产排节点

本项目生产工艺流程中涉及二氧化碳的产排节点表 7.1-1 所示。

**表 7.1-1　　二氧化碳产排污节点汇总一览表**

| 序号 | 类别 | 产污环节 | 碳排放因子 | 排放形式 |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 火炬燃烧排放 | 井场多功能集油器分离出气相通过站场火炬燃烧放空 | $CO_2$ 和 $CH_4$ | 有组织 |
| 2 | $CH_4$ 逃逸排放 | 井场法兰、阀门等处逸散的废气 | $CH_4$ | 无组织 |
| 3 | 净购入电力和热力隐含的 $CO_2$ 排放量 | 电力隐含排放 | $CO_2$ | - |

## 7.1.2 温室气体排放量核算

### 7.1.2.1 碳排放核算边界

本项目碳排放核算边界及核算内容见表 7.1-2 所示。

**表 7.1-2　核算边界及核算内容一览表**

| 序号 | 核算主体/核算边界 | 碳排放核算内容 |
|---|---|---|
| 1 | 英买力油田英买 2 区块奥陶系一间房组-鹰山组开发调整项目 | 包括油气开采、油气处理及油气储运各个业务环节的基本生产系统、辅助生产系统，以及直接为生产服务的附属生产系统。排放量核算内容包括：<br>（1）火炬燃烧排放<br>（2）$CH_4$ 逃逸排放<br>（3）净购入电力和热力隐含的 $CO_2$ 排放量 |

### 7.1.2.2 碳排放量核算过程

本项目涉及火炬燃烧排放、$CH_4$ 逃逸排放、净购入电力和热力隐含的 $CO_2$ 排放量。具体核算过程如下：

（1）火炬燃烧排放

石油天然气生产企业火炬燃烧可分为正常工况下的火炬气燃烧及由于事故导致的火炬气燃烧两种，本项目主要核算正常工况下的火炬气燃烧（主要为井场测试放喷阶段的火炬燃烧碳排放量）。另外，考虑到石油天然气生产企业火炬气 $CH_4$ 含量较高且火炬气燃烧不充分，因此石油天然气生产企业的火炬燃烧排放同时考虑 $CO_2$ 及 $CH_4$ 排放。

①计算公式

a.火炬燃烧排放计算公式：

$$E_{GHG_火炬} = E_{CO_2_正常火炬} + E_{CO_2_事故火炬} + \left(E_{CH_4_正常火炬} + E_{CH_4_事故火炬}\right) \times GWP_{CH_4}$$

式中：$E_{GHG—火炬}$——火炬燃烧产生的 $CO_2$ 排放量，单位为吨 $CO_2$；

$E_{CO2-正常火炬}$——正常工况下火炬系统产生的 $CO_2$ 排放，单位为吨 $CO_2$；

$E_{CO2\text{-事故火炬}}$——由于事故火炬产生的 $CO_2$ 排放，单位为吨 $CO_2$；

$E_{CH4\text{-正常火炬}}$——正常工况下火炬系统产生的 $CH_4$ 排放，单位为吨 $CH_4$；

$E_{CH4\text{-事故火炬}}$——事故火炬产生的 $CH_4$ 排放，单位为吨 $CH_4$；

$GWP_{CH4}$——$CH_4$ 相比 $CO_2$ 的全球变暖潜势值。根据 IPCC 第二次评估报告，100 年时间尺度内 1 吨 $CH_4$ 相当于 21 吨 $CO_2$ 的增温能力，因此 $GWP_{CH4}$ 等于 21。

b.正常工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

$$E_{CO_2_正常火炬} = \sum_i \left[Q_{正常火炬} \times \left(CC_{非CO_2} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{CO_2} \times 19.7\right)\right]_i$$

$$E_{CH_4_正常火炬} = \sum_i \left[Q_{正常火炬} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17\right]_i$$

式中：i——火炬系统序号；

$Q_{正常火炬}$——正常生产状态下第 i 号火炬系统的火炬气流量，单位为万 $Nm^3$；

$CC_{非CO2}$——火炬气中除 $CO_2$ 外其他含碳化合物的总含碳量，单位为吨碳/万 $Nm^3$；

OF——第 i 号火炬系统的碳氧化率，如无实测数据可采用缺省值 0.98；

$V_{CO2}$——火炬气中 $CO_2$ 的体积浓度，取值范围为 0～1；

$V_{CH4}$——为火炬气中 $CH_4$ 的体积浓度。

c.事故工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

$$E_{CO_2_事故火炬} = \sum_j GF_{事故,j} \times T_{事故,j} \times \left(CC_{(非CO_2)_j} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{(CO_2)_j} \times 19.7\right)$$

$$E_{CH_4_事故火炬} = \sum_j \left[GF_{事故,j} \times T_{事故,j} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17\right]_j$$

式中：j——事故次数；

$GF_{事故,j}$——报告期内第 j 次事故状态时的火炬气流速度，单位为万 $Nm^3$/小时；

$T_{事故,j}$——报告期内第 j 次事故的持续时间，单位为小时；

$CC_{(非CO2)j}$——第j次事故火炬气中除$CO_2$外其他含碳化合物的总含碳量，单位为吨碳/万$Nm^3$；

OF——火炬燃烧的碳氧化率，如无实测数据可采用缺省值0.98；

$V_{(CO2)j}$——第j次事故火炬气中$CO_2$的体积浓度；

$V_{CH4}$——事故火炬气中$CH_4$的体积浓度。

②计算结果

本项目核算火炬燃烧活动温室气体排放主要为事故状态下井场、站场的放空燃烧。相关参数见表7.1-3。

**表7.1-3　火炬燃烧排放活动相关参数一览表**

| 序号 | 场所 | 工况 | 火炬气流速（万$Nm^3/h$） | 持续时间（h） | 火炬气中除$CO_2$外其他含碳化合物的总含碳量（吨碳/万$Nm^3$） | 火炬燃烧的碳氧化率 | 火炬气中$CO_2$的体积浓度 | 火炬气中$CH_4$的体积浓度 | $E_{CO2}$（吨$CO_2$） | $E_{CH4}$（吨$CO_2$） |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 单座井场 | 事故工况 | 0.38 | 0.5 | 0.7159 | 0.98 | 0.0783 | 0.5245 | 0.7819 | 0.0143 |
| 2 | 单座计量阀组 | 事故工况 | 2 | 0.5 | 0.7159 | 0.98 | 0.0783 | 0.5245 | 4.1152 | 0.0752 |

根据表中参数，结合公式计算可知，本项目10座井场、2座计量阀组站火炬燃烧排放温室气体总量为22.21吨$CO_2$。

（2）$CH_4$逃逸排放

本项目运营期$CH_4$逃逸排放主要来自原油开采过程中井口装置逃逸排放的$CH_4$。《中国石油和天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》（发改办气候〔2014〕2920号）中“油气开采业务$CH_4$逃逸排放”计算公式进行计算：

$$E_{CH_4_开采逃逸} = \sum_j \left(Num_{oil,j} \times EF_{oil,j}\right) + \sum_j \left(Num_{gas,j} \times EF_{gas,j}\right)$$

式中：$E_{CH4_开采逃逸}$——原油开采或天然气开采中所有设施类型（包括原油开采的井口装置、单井储油装置、接转站、联合站及天然气开采中的井口装置、集气站、计量/配气站、储气站等）产生的$CH_4$逃逸排放，单位为吨$CH_4$；

$j$——不同的设施类型；

$Num_{oil,j}$——原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{oil,j}$——原油开采业务中涉及的每种设施类型j的$CH_4$逃逸排放因子，单位为吨$CH_4$/（年·个）；

$Num_{gas,j}$——天然气开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{gas,j}$——天然气开采业务中涉及的每种设施类型j的$CH_4$逃逸排放因子，单位为吨$CH_4$/（年·个）。

本项目开采逃逸的$CH_4$为：

$$E_{CH4-开采逃逸}=Num_{oils,井口装置}\times EF_{oil,井口装置}$$

$$=10\times 0.23tCH_4$$

$$=2.3tCH_4$$

根据表中参数，结合公式计算可知，甲烷逃逸排放2.3t，折算成$CO_2$排放量为2.3×21=48.3t。

（3）净购入电力和热力隐含的$CO_2$排放

①计算公式

a.净购入电力的$CO_2$排放计算公式

$$E_{CO_2_净电}=AD_{电力}\times EF_{电力}$$

式中：

$E_{CO2-净电}$——企业净购入电力隐含的$CO_2$排放量，单位为吨$CO_2$；

$AD_{电力}$——企业净购入的电力消费量，单位为兆瓦时（MWh）；

$EF_{电力}$——电力供应的$CO_2$排放因子，单位为吨$CO_2$/MWh。

b.净购入热力的$CO_2$排放计算公式

$$E_{CO_2-净热}=AD_{热力}\times EF_{热力}$$

式中：

$E_{CO2-净热}$——企业净购入热力隐含的$CO_2$排放量，单位为吨$CO_2$；

$AD_{热力}$——企业净购入的热力消费量，单位为GJ；

$EF_{热力}$——热力供应的$CO_2$排放因子，单位为吨$CO_2$/GJ。

②计算结果

本项目生产过程中不涉及使用蒸汽，不涉及发电内容，使用的电力消耗量为1106.5MWh，电力排放因子按照西北地区电力排放因子0.6671吨$CO_2$/MWh。根据前述公式计算可知，核算净购入电力和热力隐含的$CO_2$排放量为738.15t。

（4）碳排放核算结果汇总

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，报告主体的温室气体（GHG）排放总量计算公式为：

$$E_{GHG} = E_{CO_2_燃烧} + E_{GHG_火炬} + \sum_{s}\left(E_{GHG_工艺} + E_{GHG_逃逸}\right)_s - R_{CH_4_回收} \times GWP_{CH_4} - R_{CO_2_回收} + E_{CO_2_净电} + E_{CO_2_净热}$$

式中：$E_{GHG}$——温室气体排放总量，单位为吨$CO_2$当量；

$E_{CO2-燃烧}$——企业由于化石燃料燃烧活动产生的$CO_2$排放量，单位为吨$CO_2$；

$E_{GHG-火炬}$——企业因火炬燃烧导致的温室气体排放，单位为吨$CO_2$当量；

$E_{GHG-工艺}$——企业各业务类型的工艺放空排放，单位为吨$CO_2$当量；

$E_{GHG-逃逸}$——企业各业务类型的设备逃逸排放，单位为吨$CO_2$当量；

s——企业涉及的业务类型，包括油气勘探、油气开采、油气处理、油气储运业务；

$R_{CH4-回收}$——企业的$CH_4$回收利用量，单位为吨$CH_4$；

$GWP_{CH4}$——$CH_4$相比$CO_2$的全球变暖潜势（GWP）值。根据IPCC第二次评估报告，100年时间尺度内1吨$CH_4$相当于21吨$CO_2$的增温能力，因此$GWP_{CH4}$等于21；

$R_{CO2-回收}$——企业的$CO_2$回收利用量，单位为吨$CO_2$；

$E_{CO2-净电}$——企业净购入电力隐含的$CO_2$排放量，单位为吨$CO_2$；

$E_{CO2-净热}$——企业净购入热力隐含的$CO_2$排放量，单位为吨$CO_2$。

按照上述$CO_2$排放总量计算公式7.1-4所示。

**表7.1-4　$CO_2$排放总量汇总一览表**

| 项目 | 源类别 | 排放量（吨$CO_2$） | 占比（%） |
|---|---|---|---|
| 本项目 | 燃料燃烧$CO_2$排放 | 0 | 0 |
| | 火炬燃烧排放 | 22.21 | 2.75 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | 工艺放空排放 | 0 | 0 |
| | $CH_4$ 逃逸排放 | 48.3 | 5.97 |
| | $CH_4$ 回收利用量 | 0 | 0 |
| | $C0_2$ 回收利用量 | 0 | 0 |
| | 净购入电力、热力隐含的 $CO_2$ 排放 | 738.15 | 91.28 |
| | 合计 | 808.66 | 100 |

由上表 7.1-4 分析可知，本项目 $CO_2$ 总排放量为 808.66t。

## 7.2 减污降碳措施

### 7.2.1 工艺技术减污降碳措施

本项目井场、站场属于无人值守站场，减少人工干预和经常整定调节参数，实现全自动过程。定期组织人员对井场、站场进行巡检，及时更换存在故障的阀门、法兰等部件，减少无组织泄漏量，同时加强工艺系统的优化管理。

### 7.2.2 电气设施减污降碳措施

本项目在电气设备设施上采用多种节能措施，从而间接减少了电力隐含的 $CO_2$ 排放量。具体措施主要有：

（1）根据项目用电性质、用电容量等选择合理的供电电压和供电方式，有效减少电能损耗。

（2）选用高功率因数电气设备。采用无功功率补偿，为减少线路损失，设计采用高低压同时补偿的方式，补偿后功率因数达 0.95 以上。低压设置自动无功补偿电容器装置，高压采用高压并联电容器进行功率因数补偿，补偿后使功率因数在装置负荷正常运行时提高，有效减少无功损耗，从而减少电能损耗，实现节能运行。

（3）选用节能型干式变压器，能效等级为 1 级，具有低损耗（空载和负载损耗相对较低）、维护方便等显著特点。

（4）各种电力设备均选用能效等级为 1 级的节能产品，实际功率和负荷相适应，达到降低能耗，提高工作效率的作用。

### 7.2.3 减污降碳管理措施

塔里木油田分公司英买采油气管理区建立碳排放管理组织机构，对整个作业区能源及碳排放管理实行管理，并制定能源及碳排放管理制度，将碳排放管理工作作

为重要事项纳入日常管理；能源及碳排放管理制度对各类能源的购入、贮存、使用、加工转换、输送分配以及最终使用等环节进行详细地规定，尽可能从管理上做到对各类能源高效使用，同时对碳排放情况进行有效管理。

## 7.3 温室气体排放评价结论

### 7.3.1 碳排放评价结论

本项目实施后，$CO_2$总排放量为808.66吨。在工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了较完善的减污降碳措施，有利于减少二氧化碳排放，对比同类企业碳排放水平，本项目$CO_2$排放强度相对较低。

### 7.3.2 碳排放建议

（1）加强企业能源管理，减少甲烷逸散损耗，定期开展能源及碳排放管理培训，提升管理水平。

（2）积极开展源头控制，优先选择绿色节能工艺、产品和技术，降低化石燃料消费量。

（3）积极开展碳捕获、利用与封存（CCUS）技术，进一步挖掘和提升减污降碳潜力。

# 8 环境影响经济损益分析

## 8.1 环境效益分析

本项目在设计中充分考虑了环境保护的要求，严格执行各项环境保护标准。同时还针对在生产运行过程中产生的“三废”，从实际出发采取多种相应的治理措施。

### 8.1.1 施工期环境效益

施工期对环境造成的直接影响主要表现在：

（1）项目占地造成的环境损失；

（2）突发事故状态污染物对土壤、植被的污染造成的环境损失；

（3）施工期产生的污染物造成环境损失。

本项目施工期对区域的主要影响是生态影响，包括植被破坏后由于地表裸露导致水土流失和土壤环境质量下降以及农田土壤结构发生变化可能导致农田减产。但在加强施工管理和采取生态恢复等措施后，施工影响是可以接受的。

本项目建设期短，不涉及当地居民搬迁，无弃土工程，而且建设期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工的结束而消失。在施工期间，严格控制占地。占用公益林，建设单位须按照林草管理办法办理相关用地手续后方可开工，开挖管沟在满足施工要求的前提下缩短施工作业范围，严格按照林草部门的要求对占用重点公益林采取相应补偿措施。因此，在正常情况下，施工期产生的污染物基本上不会对周围环境产生影响，但在事故状态下，将对人类生存环境产生影响。如由于自然因素及人为因素的影响，引起管道泄漏事故，将对周围环境造成较为严重的影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各项补偿费用来体现。

### 8.1.2 运营期环境效益

（1）废气

本项目运营期采用密闭集输工艺，事故状态下去往井场、站场火炬放空燃烧处理，减少烃类物质的挥发，污染物能达标排放，对周围环境的影响可接受。

（2）废水

本项目运营期废水包括采出水、井下作业废水。采出水、井下作业废水依托英买2转油站采出水处理系统处理，处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中V级（裂缝孔洞型）注水水质要求后回注，不外排。井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至英买2转油站采出水处理系统进行处理。

（3）固体废弃物

本项目产生的落地油、废防渗材料、废油桶、废润滑油等属于危险废物，由有危废处置资质单位接收处置。

（4）噪声

通过采取选用低噪声设备、减振等措施，减低了噪声污染。

本项目运营期采取各项环保措施后，可以使污染物的排放在生产过程中得到有效地控制。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地削减。在生产过程中充分、有效地利用了资源，减少各种资源的损失，大大降低其对周围环境的影响。

### 8.1.3 退役期环境效益

本项目退役期废气污染源主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施；噪声污染源主要为车辆噪声，要求合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；固体废物主要为封井过程中产生的废弃管道、建筑垃圾等，建筑垃圾收集后送周边工业固体废物填埋场填埋处置。废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。在落实以上环保措施后，退役期的环境影响可接受。

## 8.2 社会效益分析

本项目开发的社会效益主要体现在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。

同时，油田的建设有利于改善当地的燃料和能源结构，提高居民的生活水平，促进当地经济发展和生态环境保护。

因此拟建工程具有良好的社会效益。

## 8.3 综合效益分析

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

本项目总投资为49239万元，其中环保投资527万元，占总投资1.07%。估算见表9.5-1。

## 8.4 环境经济损益分析结论

本项目经分析具有良好的经济效益和社会效益。在建设过程中，由于井场、站场建设、敷设管线需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。同时在气田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，在实施相应的环保措施后，可以起到保护环境的效果。

# 9. 环境管理与监测计划

## 9.1 环境管理

### 9.1.1 环境管理机构与职责

本项目日常环境管理工作纳入英买采油气管理区现有QHSE管理体系。塔里木油田分公司建立了三级环境保护管理机构，形成了管理网络，油田分公司QHSE管理委员会及其办公室为一级管理职能机构，各单位QHSE管理委员会及其办公室为二级管理职能机构，基层单位QHSE管理小组及办公室为三级管理机构。油田所属各单位及一切进入塔里木油田公司市场作业与服务的单位，必须建立健全环境保护管理职能机构，设置专(兼）职环保工作人员，有效开展工作。企业各单位及下属各基层单位的行政正职分别是本企业、单位、基层单位环境保护第一负责人，负责建立其QHSE管理委员会及办公室，领导环境保护工作。

### 9.1.2 环境管理制度

按照油田公司QHSE管理制度体系建设要求，建立了英买油田QHSE制度管理体系，并将各项环境管理制度作为QHSE制度管理体系重要建设内容，制定了建设项目“三同时”管理、污染防治设施运行管理、污染源监测管理、排污口标识标牌规范管理、危险废物全过程管理等环境管理制度，基本建立了源头预防、事中管理、事后考核的环境管理制度体系。

### 9.1.3 环境管理职责

（1）英买采油气管理区QHSE管理委员会办公室（质量安全环保科）是环境保护的归口管理部门，主要职责是：

（2）贯彻落实国家、地方、集团公司、油田公司环境保护相关法律法规、制度、标准和规划，制修定环境保护规章制度；

（3）分解落实油田公司下达的环境保护目标和指标，监督各单位环境保护目标和指标完成情况并进行考核；

（4）监督、检查采油气管理区生产运行、建设项目施工、试修井作业过程中环保管理情况；

（5）组织环保隐患排查与治理，组织制定突发环境事件应急预案，参与环境事件应急演练、应急处置、事件调查；

（6）组织开展环境风险评估、环境隐患排查与治理；

（7）组织开展排污许可办理、污染源普查、环境信息统计工作；

（8）组织开展建设项目环境影响评价、竣工环境保护验收。

### 9.1.4 环境管理任务

#### 9.1.4.1 施工期环境管理任务

（1）建立和实施施工作业队伍的QHSE管理体系。

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

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

（4）工程建设结束后，会同当地环保主管部门共同参与检查验收。

#### 9.1.4.2 运营期的环境管理任务

（1）拟建工程运行期的QHSE管理体系纳入英买采油气管理区QHSE系统统一管理。

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

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

（4）编制各种突发事故的应急计划。

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

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

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

#### 9.1.4.3 退役期的环境管理任务

根据油田开发规律，一般生产设施设备在投产运行一定周期后，不可避免的面临停产、设备报废等过程，为了解决开发后期可能引发的环境问题，必须 对报废设施采取安全、环境友好的处置方式。对于报废管线应及时回收，并采取措施不得造成管线内含油物质的外溢污染。永久建筑在开发结束停用后进行拆除，设备收回，恢复原地貌。

### 9.1.5 环境管理计划

为了最大限度地减轻施工期作业活动对沿线生态环境的不利影响，减少运营期事故的发生，确保管道安全运行，建立科学有效的环境管理体制，落实各项环保和安全措施显得尤为重要。根据 QHSE 管理体系及清洁生产的要求，结合区域环境特征，分别对施工期和运营期提出本项目的环境管理计划。各个阶段环境管理/监理的内容、实施部门及监督机构见表 9.1-1。

**表 9.1-1　　拟建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，施工现场严格管理，施工结束后尽快恢复临时性占用 | 施工单位、环境监理单位及建设单位 | 建设单位环保部门及当地生态环境主管部门 |
| | | 动物 | 加强施工人员的管理，严禁对野生动物的捕猎等 | | |
| | | 植被 | 保护荒漠灌丛植被；收集保存表层土，临时占地及时清理；施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，严禁破坏占地范围外的植被 | | |
| | | 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，做好防护措施等 | | |
| | | 防沙治沙 | 主体工程与防沙治沙措施同时施工，并加强临时防护措施，做好防护措施等 | | |
| | 污染防治 | 施工扬尘 | 避免大风天作业等；施工结束后尽快对施工场地进行恢复平整，减少风蚀量 | | |
| | | 废水 | 钻井废水按泥浆体系不同分阶段用于配制钻井液，不外排；试压结束后，试压废水用于洒水抑尘；施工人员生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至沙雅县兴雅生活污水处理厂处理 | | |
| 施工期 | 污染防治 | 固体废物 | 施工过程中产生的土方全部用于管沟回填；废机油由区域具有危废处置资质的公司接收处置；废弃膨润土泥浆及钻井岩屑经不落地收集系统收集后排入岩屑池，经检测各污染物满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中的相关限值，同时石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 2 第二类用地筛选值要求（含油率＜0.45%），可用于油气田内部道路铺设、井场铺垫；废弃碛化 | 施工单位、环境监理单位及建设单位 | 建设单位环保部门及当地生态环境主管部门 |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | 泥浆及钻井岩屑拉运至克拉钻试修废弃物环保处理站处理 | | |
| | | 噪声 | 选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等 | | |
| 运营期 | 正常工况 | 废水 | 采出水随采出液一起通过管线送至英买 2 转油站采出水处理系统处理进行处理，井下作业废水采用废水回收罐收集后运至英买 2 转油站采出水处理系统处理 | 建设单位 | 建设单位环保部门及当地生态环境主管部门 |
| | | 废气 | 密闭集输 | | |
| | | 固体废弃物 | 落地油、废防渗材料、废润滑油桶分类收集后运至英买 7 危废贮存场所暂存，由有危废处置资质单位接收处置；废润滑油进入原油处理系统资源回用 | | |
| | | 噪声 | 选用低噪声设备、基础减振设施 | | |
| | 事故风险 | | 事故预防及油气泄漏应急预案 | 建设单位 | 当地生态环境主管部门 |
| 退役期 | 污染防治 | 施工扬尘 | 施工现场洒水抑尘 | 施工单位及建设单位 | 建设单位环保部门及当地生态环境主管部门 |
| | | 固体废物 | 废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。建筑垃圾委托周边工业固废填埋场合规处置 | | |
| | | 噪声 | 选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等 | | |
| | 生态恢复 | | 退役后要拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物；保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层 | | |

### 9.1.6 环境监理

本项目施工期对周边环境造成一定影响，在施工期阶段应积极开展环境监理工作。建设单位应在项目实施之前与监理单位签订合同，并要求监理单位按照合同文件要求在施工期介入环境监理。可采取巡视、旁站等环境监理方式对施工期污染防治措施、项目建设内容、配套环保设施、生态保护措施、环境管理制度、环境敏感目标等与环评及批复文件的符合性进行监理。

### 9.1.7 环境影响后评价

根据《中华人民共和国环境影响评价法》（中华人民共和国主席令第九号）、《建设项目环境影响后评价管理办法(试行）》（环境保护部 部令第 37 号）、《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》（新环发〔2018〕133 号）、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）、《关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知》（新环环评发〔2020〕162 号）要求，油气田开发业主单位对区域内通过环境影响评价审批并

通过环境保护设施竣工验收且稳定运行满5年的建设项目，须组织开展环境影响后评价工作。

本项目实施后，区域井场、站场、管线等工程内容发生变化，应在5年内以区块为单位继续开展环境影响后评价工作，对项目实际产生的环境影响以及污染防治、生态保护和风险防范措施的有效性进行跟踪监测和验证评价，对存在问题提出补救方案或者改进措施，不断完善和提高建设项目环境影响评价的有效性，切实落实各项环境保护措施接受生态环境部门的监督检查。

### 9.1.8 排污许可

依据《排污许可管理条例》（中华人民共和国国务院令 第736号）第二条规定：依照法律规定实行排污许可管理的企业事业单位和其他生产经营者，应当依照本条例规定申请取得排污许可证；未取得排污许可证的，不得排放污染物。

根据《排污许可证申请与核发技术规范 总则》(HJ942-2018）、《排污许可证申请与核发技术规范 工业噪声》(HJ1301-2023）、《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017）及《关于进一步做好环境影响评价与排污许可衔接工作的通知》(环办环评〔2017〕84号），本项目应纳入塔里木油田分公司英买采油气管理区排污许可管理，项目无组织废气严格执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020）中其他排放控制要求，同时英买采油气管理区应进一步完善排污许可变更、自行监测制度及排污口规范化管理制度等。

## 9.2 企业环境信息披露

### 9.2.1 披露内容

（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：王清华

生产地址：新疆阿克苏地区沙雅县境内

主要产品及规模：①新钻井10口，建设单井井场10座及集油管线共计19.65km，②新建4口老井转注水井井口流程，对8口已建注水井井口流程进行远程流程控制改造，建设注水管线9.48km；③部署27口老井转注氮井，采用第三方井口制氮+

注氮服务注气，第三方提供移动制氮注氮橇整套设备3套，2用1备，循环注氮；④新建计量阀组站2座，对4号计量阀组站扩建2井式阀组1套，对1#、2#、3#、4#阀组的手动阀门升级为电动阀门；⑤配套建设水、电、信、控等工程。本项目实施后新增油 $6.60\times10^4$t/a，气 $72\times10^4$m$^3$、总进尺 $6.36\times10^4$m。

（2）排污信息

本项目污染物排放标准见“2.4.3 污染物排放标准”章节。

本项目污染物排放量情况见表3.4-10。

本项目污染物总量控制指标情况见“3.4.8 污染物总量控制分析”章节。

（3）环境风险防范措施

本项目环境风险防范措施见塔里木油田分公司英买采油气管理区现行突发环境风险应急预案。

（4）环境监测计划

拟建工程环境监测计划见表9.4-1。

### 9.2.2 披露方式及时间要求

披露方式：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。

披露时间要求：企业可以根据实际情况对已披露的环境信息进行变更；进行变更的，应当以临时环境信息依法披露报告的形式变更，并说明变更事项和理由；企业应当于每年3月15日前披露上一年度1月1日至12月31日的环境信息；英买采油气管理区在企业名单公布前存在《企业环境信息依法披露管理办法》(生态环境部部令 第24号）第十七条规定的环境信息的，应当于企业名单公布后十个工作日内以临时环境信息依法披露报告的形式披露本年度企业名单公布前的相关信息。

## 9.3 污染物排放清单

本项目运营期污染物产生及排放情况详见表9.3-1。

**表 9.3-1　　污染物排放清单**

| 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/m³） |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | 环境保护措施 | 主要运行参数 | | 排放时段h/a | 标况烟气量（Nm³/h） | 排放浓度（mg/m³） | 排气筒高度（m） | 内径（m） | | |
| 废气 | 井场、站场 | 无组织废气 | 采取管道密闭输送，加强阀门的检修与维护 | — | 非甲烷总烃 | 8760 | — | — | — | — | VOCs：0.695 | 厂界非甲烷总烃≤4.0 |
| | | | | | 硫化氢 | | | | | | | 厂界硫化氢≤0.06 |
| 类别 | 噪声源 | | | | | 污染因子 | | 治理措施 | 处理效果 | | 执行标准 | |
| 噪声 | 采油树、油气生产分离撬、输水泵、注水泵撬、井口移动注氮橇 | | | | | $L_{Aeq,T}$ | | 基础减振 | 降噪 15dB（A） | | 厂界昼间≤60dB（A）；夜间≤50dB（A） | |
| 类别 | 污染源 | 污染因子 | 处理措施 | | | | | 处理后浓度（mg/L） | 排放去向 | 总量控制指标（t/a） | 执行标准（mg/L） | |
| 废水 | 采出水 | SS、石油类 | 采出水随采出液一起进入英买 2 转油站采出水处理系统，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）回注地层 | | | | | — | — | — | — | |
| | 井下作业废水 | pH、SS、挥发酚、COD、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体 | 井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至英买 2 转油站采出水处理系统 | | | | | — | — | — | — | |
| 类别 | 污染源名称 | 固废类别 | | | | | | 处理措施 | | | 处理效果 | |
| 固废 | 落地油 | 含油物质（危险废物 HW08） | | | | | | 收集后定期由有危废处置资质单位接收处置 | | | 全部妥善处置 | |
| | 废防渗材料 | 含油物质（危险废物 HW08） | | | | | | | | | | |
| | 废润滑油桶 | 含油物质（危险废物 HW08） | | | | | | | | | | |
| | 废润滑油 | 含油物质（危险废物 HW08） | | | | | | 进入原油处理系统资源回用 | | | | |
| 环境风险防范措施 | | 严格按照风险预案中相关规定执行 | | | | | | | | | | |

## 9.4 生态环境监测

### 9.4.1 监测目的

环境监测是企业环境管理体系的重要组成部分，也是环境管理规范化的主要手段，通过对企业主要污染物进行分析、资料整理、编制报表、建立技术文件档案，

可以为上级生态环境主管部门和地方生态环境主管部门进行环境规划、管理和执法提供依据。环境监测是环境保护的基础，是进行污染源治理及环保设施管理的依据，因而企业应定期对环保设施及废水、噪声等污染源情况进行监测、对固体废物处置按照法规文件规范进行记录。

通过对拟建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，同时对废气、噪声防治设施进行监督检查，保证正常运行。

### 9.4.2 环境监测机构及设备配置

环境监测是环境保护的基础，是进行污染治理和监督管理的依据。拟建工程的环境监测工作由塔里木油田分公司的质量检测中心承担，亦可以委托当地有资质的环境监测机构。

### 9.4.3 监测计划

根据拟建工程生产特征和污染物的排放特征，依据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ1248-2022）、《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020）、《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610－2016）、《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017）等标准规范及地方生态环境主管部门的要求，制定拟建工程的监测计划。拟建工程投入运行后，各污染源监测因子、监测频率情况见表9.4-1。

**表9.4-1 运营期环境监测计划**

| 类型 | 监测地点 | 监测频率 | 监测时间 | 监测项目 | 备注 | 执行标准 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 环境空气 | 代表性井场、站场厂界下风向5km范围内 | 1次/半年 | 竣工环保验收后开始 | NMHC、$H_2S$ | 环境质量监测 | NMHC参照执行《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m$^3$的标准，$H_2S$参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录D中的标准. |
| 废气 | 代表性井场、站场厂界 | 1次/季度 | | NMHC、$H_2S$ | 污染源监测 | NMHC执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）；$H_2S$无组织排放执行《恶臭污染物排放标 |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | 准》（GB 14554-93）中新建项目二级标准 |
| 噪声 | 代表性井场、站场厂界 | 1次/季度 | | 连续等效A声级（dB） | 污染源监测 | 《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准 |
| 土壤 | 井场外农田内土壤 | 1次/年 | | 石油类、石油烃（$C_6$~$C_9$）、石油烃（$C_{10}$~$C_{40}$）汞、砷、六价铬 | 环境质量监测 | 《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018） |
| | 集输管线穿越天然牧草地的代表性区域 | | | | 环境质量监测 | |
| 地下水 | 项目区下游 | 每半年一次。发生事故时加大取样频率 | | 石油类、石油烃（$C_6$~$C_9$）、石油烃（$C_{10}$~$C_{40}$）、砷、六价铬等。 | 环境质量监测 | 《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的Ⅲ类标准；石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准 |
| 生态 | 农田周边 | 每半年一次 | | 生态恢复情况 | 环境质量监测 | - |

注：当地下水监测指标出现异常时，可按照HJ164的附录F中石油和天然气开采业特征项目开展监测；当土壤监测指标出现异常时，可按照GB36600的表1中的污染物项目开展监测。

## 9.5 环保设施“三同时”验收

### 9.5.1 环境工程设计

（1）必须按照本环评文件及批复要求，落实项目环境工程设计，确保“三废”稳定达标排放；按要求制定环境风险事故应急预案。

（2）建立健全环境管理组织机构、各项环保规章制度，施工期实行环境监理。

（3）项目污染防治设施必须与主体工程“三同时”；如需进行试生产，其配套的环保设施也必须与主体工程同时建设投入运行。

### 9.5.2 环境设施验收建议

（1）验收范围

①与项目有关的各项环保设施，包括为防治污染和保护环境所配套建成的治理工程、设备、装置和监测手段，以及各项生态保护设施等。

②环境影响报告书及批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

（2）验收条件

根据国务院《关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》（自2017年10月1日施行），编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目竣工后，建设

单位应当按照国务院环境保护行政主管部门规定的标准和程序，对配套建设的环境保护设施进行验收，编制验收报告。建设单位在环境保护设施验收过程中，应当如实查验、监测、记载建设项目环境保护设施的建设和调试情况，不得弄虚作假。除按照国家规定需要保密的情形外，建设单位应当依法向社会公开验收报告。编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目，其配套建设的环境保护设施经验收合格，方可投入生产或者使用；未经验收或者验收不合格的，不得投入生产或者使用。

（3）建设项目环境保护“三同时”验收内容

根据建设单位项目“三同时”原则，在项目建设过程中，环境污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用，拟建项目建成运行时，应对环保设施进行验收。

本项目“三同时”验收一览表见9.5-1。

**表9.5-1 “三同时”竣工环保验收方案一览表（建议）**

| 类别 | 序号 | 污染源 | 环保措施 | 治理效果 | 投资（万元） | 验收标准 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 施工期 | | | | | | |
| 废气 | 1 | 施工扬尘 | 洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖 | -- | 5 | -- |
| | 2 | 施工机械及运输车辆尾气和焊接烟气 | 机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行，焊接使用无毒低尘焊条 | -- | 5 | -- |
| | 3 | 储层改造废气 | 采取压裂液和压裂返排液密闭罐存放措施，有效降低酸性废气排放 | -- | -- | -- |
| | 4 | 放喷废气 | 试放喷期间分离出的天然气经管线引至放喷池点燃 | -- | 5 | -- |
| 废水 | 1 | 管道试压废水 | 循环使用，试压结束后用于洒水抑尘 | -- | -- | -- |
| | 2 | 钻井废水 | 钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段全部用于配制钻井液，在钻井期间综合利用 | 不外排 | -- | -- |
| | 3 | 施工期生活污水 | 生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至沙雅县兴雅生活污水处理厂处理 | 不外排 | 2 | -- |
| | 4 | 酸化压裂废水 | 酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，见油气显示后随油气运至英买2转油站采出水处理系统处置，改造后若再次返排压裂液，则罐装收集后直接拉运至英买2转油站处理 | 不外排 | 5 | -- |
| 噪声 | 1 | 钻机、吊机、装载机、运输车辆 | 选用低噪声设备、合理安排施工作业时间 | -- | -- | -- |
| 固废 | 1 | 废弃膨润土泥浆及钻井岩屑 | 经不落地收集系统收集后排入岩屑池，经检测达标后，可用于油气田内部道路铺设、井场铺垫 | 妥善处置 | 50 | -- |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 2 | 废弃磺化泥浆及钻井岩屑 | 拉运至克拉苏钻试修废弃物环保处理站处理 | 妥善处置 | 80 | -- |
| 固废 | 3 | 废机油 | 收集后暂存于井场危废贮存点内，定期委托有资质单位接收处置 | 妥善处置 | 10 | -- |
| | 4 | 废防渗材料 | | | | |
| | 5 | 废烧碱包装袋 | | | | |
| | 6 | 生活垃圾 | 收集后送沙雅县生活垃圾填埋场填埋处置 | 妥善处置 | 5 | -- |
| 生态 | | 生态恢复 | 严格控制作业带宽度，管道填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡；工程结束后，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 | 临时占地恢复到之前状态 | 25 | 落实生态恢复措施 |
| | | 水土保持 | 水土流失补偿、防尘网苫盖、限行彩条旗、洒水降尘 | 防止水土流失 | 40 | 落实水土保持措施 |
| | | 防沙治沙 | - | 防止土地沙化 | 40 | 落实防沙治沙措施 |
| 防渗 | | 钻井区、放喷池、危废贮存点、泥浆罐区等，按重点防渗区考虑 | 防渗性能不低于6.0m厚渗透系数为$1.0\times10^{-7}$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 | -- | 25 | 按要求防渗 |
| | | 泥浆罐区、泥浆泵、岩屑池，按一般防渗区考虑 | 防渗层的防渗性能不应低于1.5m厚渗透系数为$1.0\times10^{-7}$cm/s的黏土层的防渗性能 | -- | 10 | 按要求防渗 |
| 环境监理 | | 开展施工期环境监理 | -- | -- | 10 | — |
| 运营期 | | | | | | |
| 废气 | 1 | 井场无组织废气 | 密闭加强管道、阀门的检修和维护 | 场界非甲烷总烃≤4.0mg/m$^3$ | 5 | 《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界污染物控制要求 |
| | | | | 场界硫化氢≤0.06mg/m$^3$ | 5 | 《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中表1新扩改建项目二级标准 |
| 废水 | 1 | 采出水 | 随采出液一起输送至英买2转油站采出水处理系统处理，达标后回注地层 | 不外排 | -- | -- |
| | 2 | 井下作业废水 | 采用专用废水回收罐收集后运至英买2转油站采出水处理系统处理 | 不外排 | 5 | -- |
| 类别 | 序号 | 污染源 | 环保措施 | 治理效果 | 投资（万元） | 验收标准 |
| 运营期 | | | | | | |
| 噪声 | 1 | 采油树、油气生产分离撬、输水泵、注水泵撬、井口移 | 基础减振 | 场界达标：昼间≤60dB（A） | — | 《工业企业厂界环境噪声排放标准》 |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 动注氮橇 | | 夜间≤50dB（A） | | （GB12348-2008）2类排放限值 |
| 固废 | | 落地油 | 分类收集后运至英买7危废贮存库暂存，由有危废处置资质单位接收处置 | 妥善处置 | 10 | -- |
| | | 废防渗材料 | | | | |
| | | 废润滑油桶 | | | | |
| | | 废润滑油 | 进入原油处理系统资源回用 | | | |
| 防渗 | | 分区防渗 | 具体见“分区防渗要求一览表” | | — | — |
| 环境监测 | | 废气、土壤、地下水、生态 | 按照监测计划，委托有资质单位开展监测 | 污染源达标排放 | 10 | -- |
| 风险防范措施 | | 井场 | 设置可燃气体检测报警仪和硫化氢检测报警仪、消防器材、警戒标语标牌 | 风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置 | 50 | — |
| 退役期 | | | | | | |
| 废气 | 1 | 施工扬尘 | 洒水抑尘 | -- | -- | -- |
| 噪声 | 1 | 车辆 | 合理安排作业时间 | -- | -- | -- |
| 固废 | 1 | 建筑垃圾 | 委托周边工业固废填埋场合规处置 | 妥善处置 | 25 | -- |
| | 2 | 废弃管线 | 管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵 | 妥善处置 | -- | -- |
| 生态 | 1 | 生态恢复 | 对井口进行封堵，地面设施拆除，恢复原有自然状况 | 恢复原貌 | 100 | -- |
| 合计 | | | | -- | 527 | -- |

# 10. 结论

## 10.1 建设项目情况

塔里木油田英买力油田英买2区块奥陶系一间房组-鹰山组产能建设项目位于英买力油气田英买2区块，中心地理坐标为：　　。行政区划隶属于沙雅县管辖。

本项目主要建设内容为：①新钻井10口，建设单井井场10座及集油管线共计19.65km，②新建4口老井转注水井井口流程，对8口已建注水井井口流程进行远程流程控制改造，建设注水管线9.48km；③部署27口老井转注氮井，采用第三方井口制氮+注氮服务注气，第三方提供移动制氮注氮橇整套设备3套，2用1备，循环注氮；④新建计量阀组站2座，对4号计量阀组站扩建2井式阀组1套，对1#、2#、3#、4#阀组的手动阀门升级为电动阀门；⑤配套建设水、电、信、控等工程。本项目实施后新增油$6.60\times10^4$t/a，气$72\times10^4m^3$、总进尺$6.36\times10^4$m。

本项目总投资49239万元，其中环保投资527万元，占总投资1.07%。

## 10.2 产业政策、选址符合性

石油天然气开采业是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，属于《产业结构调整指导目录（2024本）》中国家鼓励发展的产业，项目建设符合《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》（新环发〔2024〕93号）要求，符合国家和自治区的相关产业政策。

本项目属于塔里木油田分公司油气开采项目，符合《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》《新疆维吾尔自治区国土空间规划（2021-2035年）》（国函〔2024〕70号）《塔里木油田“十四五”发展规划》的相关要求。本项目位于英买2区块，不占用生态保护红线及水源地、风景名胜区等环境敏感区，不在划定的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》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》等相关要求。

## 10.3 环境质量现状

（1）生态环境质量现状

本项目位于沙雅县塔里木河以北，评价区域内不涉及国家公园、自然保护区、自然公园等自然保护地、世界自然遗产，也没有重要物种的天然集中分布区、栖息地等重要生境以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域，评价范围内涉及塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区。评价区域内以自然状态为主，项目区域无地表径流，为典型的干旱荒漠，人为干扰较小。根据《新疆生态功能区划》，塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区（Ⅳ），塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区（IV1），塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区（59）。项目区气候极端干旱，土壤发育较差，类型较为简单，主要土壤类型为风沙土，植被除塔里木河沿岸分布有胡杨及人工植被外，基本均属于荒漠类型的灌木、低河漫滩盐化草甸，野生动物分布较少。

（2）地下水环境质量现状

地下水监测结果表明：在监测期间，各潜水监测点中《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准，其余监测因子除总硬度、氟化物、锰、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、钠外均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准。超标因子与区域水文地质条件有关，反应的是干旱区浅层地下水的共性。

（3）地表水环境质量现状

不涉及。

（4）土壤环境质量现状

土壤环境质量监测结果表明，监测期间，项目区占地范围内土壤的挥发性有机物和半挥发性有机物均未检出，重金属元素含量相对较低，占地范围内土壤各监测因子满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表1第二类用地筛选值标准要求。占地范围外的土壤中重金属元素含量相对较低，小于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB156 18-2018）中“表1农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”的pH＞7所列标准；土壤中石油烃含量较低，满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求。

本项目区内土壤轻度碱化，土壤盐化程度不均，存在未盐化、轻度盐化、中度盐化、极重度盐化的情况。

（5）环境空气质量现状

本项目所在区域为非达标区，监测期间NMHC 1小时平均浓度未超过《大气污染物综合排放标准详解》中参考限值，硫化氢1小时平均浓度、日均浓度未超过《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录D中的浓度限值。

（6）声环境质量现状

新建井场、新建站场声环境质量均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类标准要求，已建井场、站场的厂界噪声能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中2类标准要求。

## 10.4 污染物排放情况

本项目运营期污染物产生及排放情况详见表10.1-1。

**表10.1-1　　污染物产排情况一览表**

| 类别 | 工段 | 污染源 | 主要污染物 | 产生量（t/a） | 排放量（t/a） | 排放去向 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 废气 | 油气集输 | 无组织排放废气 | NMHC | 0.1894 | 0.1894 | 大气 |
| | | | 硫化氢 | 0.000009 | 0.000009 | |
| 废水 | 采出水 | | 废水量 | $47.52\times10^4$ | 0 | 采出水输送至英买2转油站污水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022）标准后回注地层，不外排 |
| | 井下作业废水 | | 井下作业废水 | 380 | 0 | 采用专用回收罐收集后运至英买2转油站污水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022）标准后回注地层，不外排 |
| 固体废物 | 井场作业 | 落地油 | - | 0.05 | 0 | 委托有危险废物资质单位处理 |
| | 井场作业 | 废防渗材料 | - | 0.5 | 0 | |
| | 采油环 | 废油桶 | | 1 | 0 | |

| 类别 | 工段 | 污染源 | 主要污染物 | 产生量（t/a） | 排放量（t/a） | 排放去向 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 节和集输与处理环节 | 废润滑油 | | 0.5 | 0 | |
| 噪声 | 采油树、注氮橇 | 机械噪声 | - | 80~95dB(A) | 厂界达标 | 选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施 |

## 10.5 主要环境影响

（1）生态环境影响分析

本项目对生态环境的影响主要在施工期，为永久占地平整及临时管沟开挖等的建设带来的生态环境影响。本项目永久占地约4.88hm$^2$，永久性工程占地对沿线地区的土地利用影响较小。临时占地59.26hm$^2$，临时性工程占地仅在施工阶段对沿线土地利用产生短期影响，且大部分用地在施工结束后能恢复原有的利用功能。总体而言，施工结束后，随着生态补偿或生态恢复措施的实施，临时性工程用地扰动区内的原有植被可逐渐恢复，临时性工程占地影响将逐渐减小或消失。

本项目占地范围内均不涉及法定生态保护区域、重要生境以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域等生态敏感区，评价范围涉及。由于本区域的野生动物种类较少，少有大型野生动物在本区域出现，项目对野生动物的影响较小。总体而言，施工结束后，随着耕地复种、生态补偿及生态恢复措施的实施，临时性工程用地扰动区内的原有植被可逐渐恢复，临时性工程占地影响将逐渐减小或消失，生态环境影响可接受。

（2）地下水环境影响分析

在正常状况下，本项目在设计、施工和运行时，严把质量验收关，杜绝因管道材质、制管、防腐涂层、焊接缺陷及运行失误而造成管线泄漏。在生产运行过程中，强化监控手段，定期检查检验，检漏控漏，尽量杜绝事故性排放源的存在，本项目对地下水环境的影响较小；在非正常状况下，在及时采取水污染应急控制措施后，本项目对水环境的影响属可接受范围。

（5）地表水环境影响分析

施工期废水不外排。运营期水环境影响主要为石油开采过程中的采出水和井下作业废水。采出水经英买2转油站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质

指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的有关标准后回注地层；采用专用回收罐收集后运至英买2转油站污水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022）标准后回注地层，不外排。

（4）土壤影响分析

施工期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；本项目采用密闭集输的生产方式，正常工况下无废水及固废等污染物外排，不会造成土壤环境污染。非正常工况下如果发生排水管线泄漏等事故，泄漏的采出水会对土壤环境产生一定的影响，改变土壤理化性质，从而影响土地功能，进而影响地表植被的生长。根据环境风险分析可知，本项目风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程项目实施对土壤环境产生污染影响。

（5）大气环境影响分析

施工期废气源主要是施工扬尘、焊接烟气、机械设备和车辆废气，大气影响随工程的结束而逐渐消失。运营期污染源正常排放下非甲烷总烃、硫化氢短期浓度贡献值的最大浓度占标率均小于1%，污染物的贡献浓度较低，且出现距离较近，影响范围较小。本项目废气污染源对井场、站场四周的贡献浓度均满足相应标准要求。本项目实施后大气环境影响可以接受。

（6）声环境影响分析

本项目开发建设区域声环境质量现状较好。施工期噪声源均为暂时性的，待施工结束后噪声影响也随之消失，并且项目评价范围内无声环境敏感目标，不会产生噪声扰民问题。运营期，采油井场场界噪声贡献值可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类区标准要求。

（7）固体废物影响分析

施工期固体废物主要为生活垃圾、施工废料、土石方、废烧碱包装袋、废防渗材料等危险废物。站场平整、管沟开挖产生土方用于为井、站场回填、管沟回填，无弃方；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后拉运英买7固废场进行处置。生活垃圾集中收集后定期清理运送至沙雅县生活垃圾填埋场填埋。废烧碱包装袋、废防渗材料等危险废物暂存于撬装式危废贮存设施中，收集后由区域

具有危废处置资质的公司接收处置。运营期产生的固体废物主要有落地油、废防渗材料等，均属于危险废物，委托有危废处置资质的单位处置。

退役期井场拆除的井架、集输设施、井构筑物等为钢制材料，清洗油污后可回收利用。

固体废物在处置和运行管理中严格落实《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）等相关要求后，对环境所造成的影响可以接受。

（8）环境风险分析

根据工程可研及工程分析以及《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录B，本项目施工期涉及的危险物质主要为柴油；运营期涉及的危险物质主要为原油、天然气、$H_2S$；退役期不涉及危险物质。施工期柴油主要存储于井场柴油罐内；运营期原油、天然气、$H_2S$主要存储于新建的集油管线内。

可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、井场柴油储罐发生泄漏，集油管线发生油气泄漏以及油气泄露后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物、注水管线发生采出水泄露等。井喷、集油管线、柴油储罐发生泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，井漏会对地下水造成影响。注水管线发生采出水泄漏可能会对土壤和地下水造成影响。

本项目应落实各项井场、站场制度，降低井喷、井漏发生概率，本项目区所在区域地势平坦，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时采取措施、彻底清除被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。因此，发生事故后，在严格落实本项目提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响。

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，本项目实施后，负责实施的英买采油气管理区将结合项目新增建设内容适时修订现行环境风险应急预案并备案。项目在制定严格的事故风险防范措施及应急计划后，可将事故发生概率减少到最低，减少事故造成的损失，环境风险是可防控的。

## 10.6 环境保护措施

本项目的主要环境保护措施如下：

生态环境保护措施：施工期进一步优化井场和管线选址选线，严格控制占地面积；占地及补偿应按照地方有关工程征地及补偿要求进行，由相关部门许可后方可开工建设；施工期充分利用现有油田道路，尽可能减少道路临时占地，降低对地表和植被的破坏，施工机械不得在道路以外行驶和作业，保持地表不被扰动，不得随意取弃土；管线施工时应根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量；施工结束后，及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌。运营期，对于永久占地地面采取砾石覆盖措施，减少风蚀量；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；定时巡查井场、管线等，及时清理落地原油；开展生态环境恢复治理工作；设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌。退役期，拆除地面设施、清理井场等，拆除的报废设备和建筑废料等由施工单位运至指定位置进行处理；及时清理作业现场，做到“工完、料尽、场地清”，恢复原有地貌；按规范要求对废弃井采取固井、封井措施。

地下水环境保护措施：按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则采取措施。

地表水防治措施：本项目出水输送至英买2转油站污水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022）标准后回注地层，不外排；井下作业废水采用专用回收罐收集后运至英买2转油站污水处理系统处理。

大气污染防治措施：本项目采用密闭集输流程，采用技术质量可靠的设备、阀门等；定期对油气生产设施、设备等进行定期的检查、检修，以防止跑、冒、滴、漏的发生。定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。

噪声防治措施：合理布局噪声源，采用基础减振、隔声等措施，并加强日常维护，减轻设备对外环境和岗位工人的噪声污染。

固体废物防治措施：施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后拉运英买7固废场进行处置。生活垃圾集中收集后定期清理运送至沙雅县生活垃圾填埋场填埋，危险废物委托有资质的单位处理。

土壤污染防治措施：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。严格执行地下水章节分区防控措施要求。制定跟踪监测计划，发生事故泄漏时对井口区及集输管线铺设范围可能影响区域进行跟踪监测。

风险防治措施：做好天然气、硫化氢气体泄漏风险防范措施，制定切实可行、有效的应急预案，加之项目发生事故的概率较低，项目建设环境风险水平是可以接受的。

## 10.7 公众意见采纳情况

建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》的要求，采用网络公告、报纸刊登等形式开展公众参与调查，正在开展。

## 10.8 环境影响经济损益分析

本项目具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于地面设施建设、管线敷设等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的生态环境损失。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，经估算本项目总投资为49239万元，其中环保投资527万元，占总投资1.07%。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，为企业带来经济效益。

## 10.9 环境管理与监测计划

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司环境管理机构设置健全，同时拥有完善的管理体系和管理手段。本项目制定了生态环境监测计划，针对工程的不同阶段提出了具体的环境管理要求，具体见第9章。

## 10.11 项目可行性结论

塔里木油田英买力油田英买2区块奥陶系一间房组-鹰山组产能建设项目属于国家产业政策鼓励类项目，项目实施后可取得较大的经济效益和社会效益。项目在建设和运行中，会对周围的环境产生一定的不利影响，并在今后的建设和运行中存在一定的环境风险，但其影响和环境风险是可以接受的。建设单位须加强环境管理，

认真落实可行性研究报告和本环评报告书中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态环境保护和恢复措施，可使本项目对环境造成的不利影响降低到最低限度，本项目建设在环境保护方面可行。