

目 录

1 概述	1
1.1 建设项目特点	1
1.2 环境影响评价的工作过程	2
1.3 分析判定相关情况	4
1.4 关注的主要环境问题和环境影响	5
1.5 环境影响评价的主要结论	6
2 总则	7
2.1 评价目的与原则	7
2.2 编制依据	8
2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选	12
2.4 环境功能区划	16
2.5 评价因子和评价标准	17
2.6 评价工作等级和评价范围	21
2.7 污染控制目标与环境保护目标	30
2.8 评价时段和评价重点	34
2.9 评价方法	34
3 建设项目工程分析	35
3.1 区块开发现状回顾	35
3.2 工程概况	43
3.3 工程分析	68
3.4 清洁生产水平分析	93
3.5 污染物排放总量控制	101
3.6 相关法规、政策符合性分析	102
3.7 相关规划符合性分析	112
3.8 选址、选线合理性分析	118
3.9 “三线一单”符合性分析	120
4 环境现状调查与评价	126
4.1 自然环境概况	126
4.2 生态环境现状调查与评价	129
4.3 环境空气质量现状调查与评价	156
4.4 地表水环境现状调查与评价	159
4.5 地下水环境质量现状评价	159
4.6 声环境现状	167
4.7 土壤环境现状调查与评价	168
5 环境影响预测与评价	180
5.1 生态环境影响分析	180
5.2 大气环境影响分析	195
5.3 地下水环境影响分析与评价	205
5.4 声环境影响分析与评价	224
5.5 固体废物影响分析	229
5.6 土壤环境影响分析	232
6 环境保护措施及可行性论证	240

6.1 施工期环境保护措施	240
6.2 运营期环境保护措施	255
6.3 退役期环境保护措施	270
6.4 环境影响经济损益分析	273
7 环境风险评价	278
7.1 风险调查	278
7.2 环境风险浅势初判	278
7.3 环境敏感目标概况	279
7.4 环境风险识别	279
7.5 环境风险分析	285
7.6 环境风险管理措施与对策建议	287
7.7 风险评价结论	297
7.8 风险自查表	297
8 环境管理、监测与 HSE 管理体系	299
8.1 环境管理机构	299
8.2 施工期环境管理及监测	300
8.3 运营期环境管理及监测	303
8.4 企业环境信息公开	312
8.5 环境影响后评价	313
9 结论与建议	314
9.1 项目概况	314
9.2 产业政策及规划符合性	314
9.3 环境质量现状	316
9.4 污染物排放情况	318
9.5 环境影响预测与分析	318
9.6 环境保护措施	321
9.7 公众意见采纳情况	323
9.8 环境影响经济损益分析	323
9.9 环境管理与监测计划	323
9.10 综合结论	323

1 概述

1.1 建设项目特点

英买油气田地处塔克拉玛干沙漠北缘,英买力油气田矿权面积 11930.54km²,东西 208.5km、南北 89.7km,横跨新和、温宿、沙雅 3 县。英买油气田坐标为

经过多年开发建设,英买力气田共建成 13 个区块,分别为玉东 2、羊塔 1、英买 7、英买 21、英买 17、英买 23、羊塔 2、英买 46、英买 463、羊塔 3、羊塔 10、玉东 7、玉东 1。其中,玉东 7、英买 46、玉东 1 等区块具有较好的开发前景,可作为英买气田稳产接替资源。

根据油藏方案,数值模拟量化石油地质储量分布,玉东 7 区块叠合含油面积 22.51km²,石油地质储量为 810.6×10⁴t,其中 1 砂组储量为 702.1×10⁴t,是主要油潜力层。截止 2024 年 5 月,玉东 7 区块阶段累产油 78.11×10⁴t,累产期 1.08×10⁸m³,油藏整体采出程度为 9.45%。为深化油藏认识,优化注采井网,实现油田效益开发最大化。本工程新建 4 口采油井,3 口注水井,并对玉东 7 区块现有地面生产设施进行配套调整,新井设计产能 25~45t/d。设计年产油规模 13×10⁴t 以上稳产 3 年,稳产期采油速度 1.72~1.77%。开发 15 年末累产油 205.38×10⁴t,累产水 131.79×10⁴t,累产气 1.98×10⁸m³,采出程度可达 26.91%,对提高玉东 7 区块产能具有重要意义。

本工程主要建设内容包括:①钻井工程:共部署 8 口钻井(7 口新钻井、1 口侧钻井),其中新钻采油井 4 口(YD7-4-16H 井、YD7-5-H10 井、YD7-4-12 井、YD7-4-10 井),新钻注水井 3 口(YD7-2-13H 井、YD7-4-11 井、YD7-5-11H 井),侧钻井 1 口(YD705HC),总进尺 39601.56m。②采油井场:新建气举采油井 4 座(YD7-4-16H 井、YD7-5-H10 井、YD7-4-12 井、YD7-4-10 井),2 座老井(YD7-4-1H 井、YD7-4-H3 井)新增气举流程,新建采油管线 5.1km,新建气举管线 7.8km;③注水系统:新建注水井 3 座(YD7-2-13H 井、YD7-4-11 井、YD7-5-11H 井),新建单井注水管线 5.46km;④地面配套设施调整工程:YD7-4-2 阀组站新建 4 井式阀组撬 1 座,YD7 转油站内新建两台浮头管式换热器,YM465 转油站新建 2 台多级离心泵,YM17 集气站利旧 3 台多级离心泵,YD7 转油站新建发球装置,YM21 集气站新建收球装置,YD6 井场内新建计量

分离橇 1 座、计量分离阀组 1 套；⑤配套建设供配电、通信、仪控、结构、防腐、消防等工程。

1.2 环境影响评价的工作过程

本工程为石油和天然气开采项目，地处阿克苏地区新和县境内，为油田区块滚动开发项目。根据新水水保〔2019〕4 号文件，项目所在地阿克苏地区新和县属于水土流失重点治理区 II₃ 塔里木河流域重点治理区，涉及《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年）第三条中的环境敏感区。同时，本项目涉及公益林，为《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年）中第 7 项“陆地石油开采 0711”中的“涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”，应编制环境影响报告书。根据《关于印发《新疆维吾尔自治区建设项目环境影响评价文件分级审批目录（2024 年本）》的通知》，第 7 项“陆地石油开采 0711”中的“涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”，报新疆维吾尔自治区生态环境厅审批。

根据《中华人民共和国环境影响评价法》《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》，2024 年 9 月 11 日，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司委托新疆天合环境技术咨询有限公司（以下简称“天合公司”）承担本工程的环境影响评价工作（委托书见附件 1）。

天合公司接受委托后，即进行了现场踏勘和资料收集，结合有关资料和当地环境特征，按国家、新疆环境保护政策以及环评技术导则、规范的要求，开展本项目的环境影响评价工作。对本项目进行初步的工程分析，同时开展初步的环境状况调查及公众意见调查。识别本项目的环境影响因素，筛选主要的环境影响评价因子，明确评价重点和环境保护目标，确定环境影响评价的范围、评价工作等级和评价标准，最后制订工作方案。委托新疆广宇众联环境监测有限公司于 2024 年 10 月对本项目区域大气、土壤、声环境质量现状进行了监测。在进一步工程分析，环境现状调查、监测并开展环境质量现状评价的基础上进行环境影响预测及评价，提出减少环境污染和生态影响的环境管理措施和工程措施。从环境保护的角度确定项目建设的可行性，给出评价结论和提出进一步减缓环境影响的措施，并最终完成环境影响报告书编制。

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

环境影响评价工作一般分为三个阶段，即调查分析和工作方案制定阶段，分析论证和预测评价阶段，环境影响报告书编制阶段见图 1.2-1（环境影响评价工作程序图）。

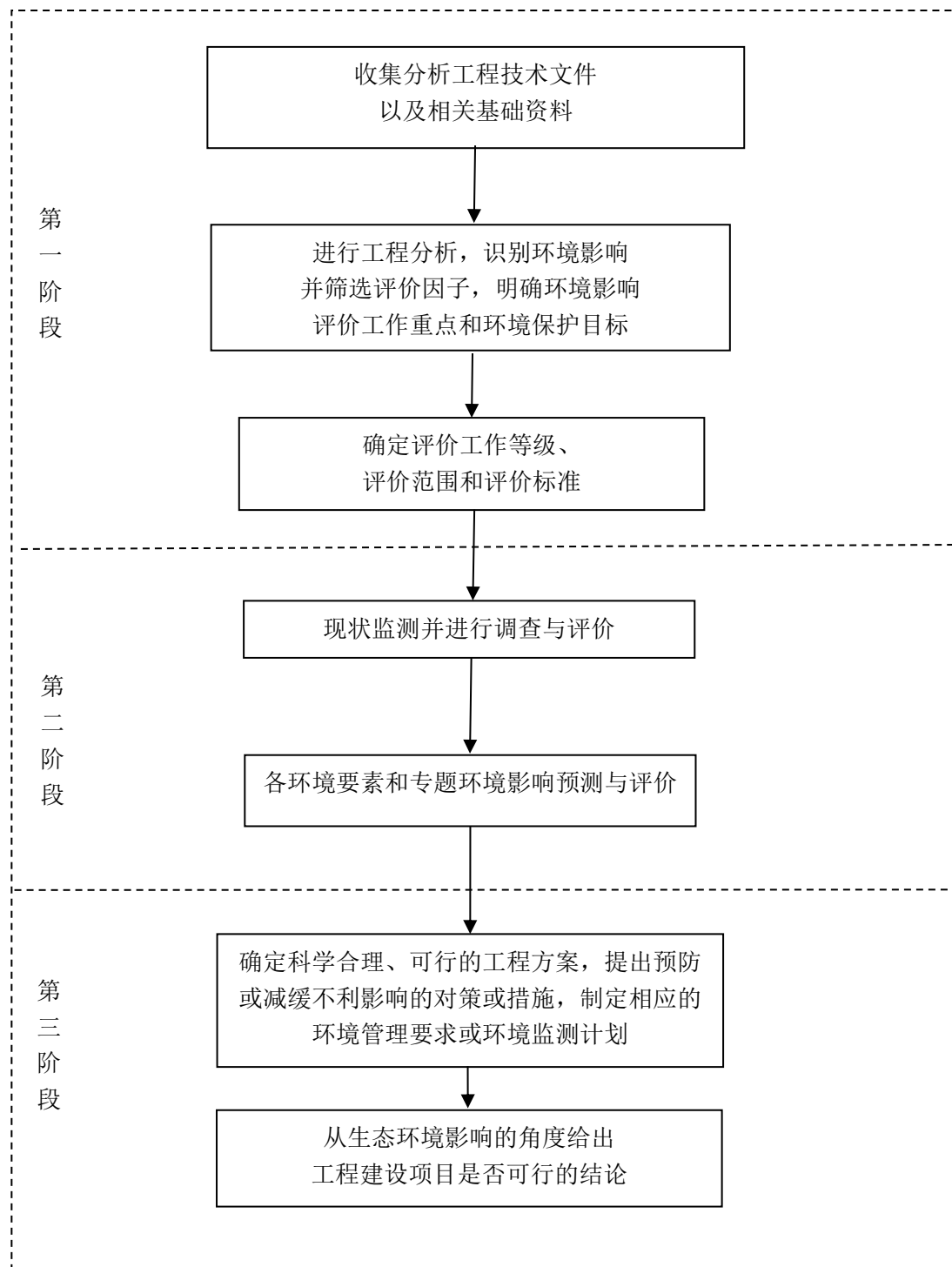


图 1.2-1 环境影响评价工作程序图

1.3 分析判定相关情况

(1) 产业政策符合性判定结论

本工程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）》，“第一类鼓励类”：“七、石油、天然气”中“1、常规石油、天然气勘探与开采”，属鼓励类项目，符合国家当前产业政策要求。

(2) 政策、法规符合性分析

本工程属于石油天然气开采项目，选址选线不涉及依法划定的国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园、生态保护红线等重要生态敏感区。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

本工程属于石油天然气开采项目，属于英买力油田玉东 7 区块滚动开发项目。符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《塔里木油田“十四五”发展规划》《新疆生态环境保护“十四五”规划》相关要求。

对照《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，本工程不属于主体功能区规划中确定的国家和自治区层面的禁止开发区域，所进行的石油天然气勘探活动符合“全国重要的能源基地”定位。因此本工程的建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》。

对照《新疆生态功能区划》，本项目所在区域属于塔里木盆地暖荒漠及绿洲农业生态区，塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区；阿克苏河冲积平原绿洲农业生态功能区。本项目占地面积较小，对于整体的土地利用格局、植被覆盖格局、野生动物活动、土壤不会带来显著影响，项目建设符合区域生态功能定位。

(4) 选址合理性分析判定结论

本工程为英买力油田玉东 7 区块滚动开发项目，符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》中的相关要求，根据现场调查，本工程不涉及依法划定的国家公园、自然保护区、世界自然遗产、自然公园、生态保护红线等生态敏感

区；评价区域属于塔里木河流域重点治理区，不属于重要生态敏感区，符合新疆及阿克苏地区经济发展规划、环保规划。

本工程土地利用类型为天然牧草地、灌木林地，不涉及基本农田，涉及的部分灌木林地属于地方公益林。项目区周边 5km 范围内无常年地表水体分布，无长期居住人群。本工程在选址、选线过程中注意避让项目区植被，尽量减少对植被的生态扰动；本工程运营期废气主要为生产井开采过程中排放的无组织挥发的烃类，产生的废气为持续的长期影响，但废气污染物均可以得到较好扩散，对大气污染物浓度贡献值小，且项目区地域空旷，项目实施后不会对周围环境产生明显影响；废水实现零排放，固体废物能够实现妥善处置，综上所述，本工程建成后所在区域的环境功能不会发生改变，对环境的影响属可接受的范围，项目的选址从环保角度认为可行。

(5) 三线一单符合性判定结论

根据《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（新政发〔2021〕18 号）、《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案方案》（阿行署发〔2021〕81 号）及 2023 年动态更新成果，本工程位于新和县一般管控单元（环境管控单元编码为 ZH65292530001），不涉及拟定的生态保护红线范围内。本工程建设满足区域生态环境准入清单要求和一般管控单元的空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控和资源利用效率的要求，符合“三线一单”要求。

根据《关于印发新疆维吾尔自治区 28 个国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单（试行）的通知》（新发改规划〔2017〕89 号）和《关于印发新疆维吾尔自治区 17 个新增纳入国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单（试行）的通知》（新发改规划〔2017〕1796 号）文规定，本工程不在国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单之列，符合“三线一单”要求。

本项目符合国家和地方相关法律法规及产业政策，不涉及生态保护红线，符合经济发展规划、环保规划及矿产资源开发相关规划，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

本工程为石油天然气开采项目，环境影响主要来源于施工期的井场、站场

建设、集输管线建设，以及运营期油气集输等工艺过程。环境影响包括：施工期和运营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。根据现状调查，本工程不占用自然保护区、风景名胜区、水源保护区、基本农田、基本草原等敏感区，主要环境敏感保护目标为塔里木河流域重点治理区、地方公益林。重点关注施工过程的各项污染物产生以及可能发生的风险对区域环境产生的影响、施工过程中产生的生态环境问题以及生态恢复措施；施工过程中产生的扬尘、运输车辆尾气、试压废水、生活污水、施工废料、钻井废弃物、生活垃圾等；运营期井场无组织挥发的非甲烷总烃、井下作业废水、清管废渣、含油废物、生活垃圾等对环境产生的影响。

1.5 环境影响评价的主要结论

本工程属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，“第一类鼓励类”：“七、石油、天然气”中“1、常规石油、天然气勘探与开采”中鼓励类项目，项目建设符合国家产业政策；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《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》《塔里木油田“十四五”发展规划》等要求；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，不涉及生态保护红线，项目符合“三线一单”要求；本工程在切实落实报告书中提出的各项环保措施后，可以做到达标排放。

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》，在本工程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对项目建设的反馈信息。

评价认为：本工程符合国家产业政策和新疆国民经济和社会发展规划，符合“三线一单”要求，公众认同性较好。只要在建设和运营过程中认真落实各项污染防治措施、生态恢复措施、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，其生态破坏可降至最低，环境风险可以接受，从环境保护角度看，本工程选址合理，建设是可行的。

2 总则

2.1 评价目的与原则

2.1.1 评价目的

(1) 通过实地调查与现状监测,了解项目区的自然环境、社会环境和经济状况、自然资源及土地利用情况,掌握油田所在区域的环境质量和生态现状。

(2) 通过工程分析,明确本项目施工期、运营期和退役期主要污染源、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、运营期及退役期对环境的影响程度,并提出采取的污染防治和生态保护措施。

(3) 对油气田开发过程中拟采取的环境保护措施进行论证,提出油田开发建设施工期、运营期和退役期污染防治措施及生态保护措施对策及建议。

(4) 评价本项目对国家产业政策、区域总体发展规划、城市功能区划、环境保护规划、清洁生产、达标排放和污染物放总量控制的符合性。

(5) 分析本项目可能存在的事故隐患,预测风险事故可能产生的环境影响程度,提出环境风险防范措施。

通过上述评价,论证项目在经济方面的可行性,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。

2.1.2 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,科学分析项目建设对环境的影响。

(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。

2.2 编制依据

2.2.1 法律法规与条例

环评有关法律法规，见表 2.2-1。

表 2.2-1 国家和地方法律法规一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
一	环境保护相关法律		
1	中华人民共和国环境保护法（2014 年修正）	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	中华人民共和国水土保持法（2010 年修订）	11 届人大第 18 次会议	2011-03-01
8	中华人民共和国清洁生产促进法（2012 年修正）	12 届人大第 25 次会议	2012-07-01
9	中华人民共和国土地管理法（2019 年修正）	13 届人大第 12 次会议	2020-01-01
10	中华人民共和国野生动物保护法（2022 年修正）	13 届人大第 38 次会议	2023-05-01
11	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
12	中华人民共和国突发事件应对法	10 届人大第 29 次会议	2007-11-01
13	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
14	中华人民共和国土壤污染防治法	13 届人大第 5 次会议	2019-01-01
15	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	2009-8-27
二	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	地下水管理条例	国务院令 748 号	2021-12-01
4	危险化学品安全管理条例（2013 年修正）	国务院令 645 号	2013-12-07
5	中华人民共和国土地管理法实施条例（2021 年修订）	国务院令 743 号	2021-09-01
6	国务院关于印发水污染防治行动计划的通知	国发〔2015〕17 号	2015-04-02
7	国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知	国发〔2013〕37 号	2013-9-10
8	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
9	中华人民共和国水土保持法实施条例（2011 年修订）	国务院令 120 号	2011-01-08
10	中共中央国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见	新华社北京 11 月 7 日电	2021-11-07

三	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	国家危险废物名录（2025 年版）	生态环境部令第 36 号	2025-01-01
4	产业结构调整指导目录（2024 年本）	中华人民共和国国家发展和改革委员会令 第 7 号	2024-02-01
5	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
6	国家重点保护野生动物名录（2021）	国家林业和草原局农业农村部公告（2021 年第 3 号）	2021-02-05
7	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
8	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
9	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
10	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
11	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
12	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
13	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
14	挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策	环境保护部公告 2013 年第 31 号	2013-05-24
15	排污许可管理条例	国务院令第 736 号	2021-03-01
16	关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知	环办环评（2017）84 号	2017-11-14
17	关于印发《建设项目环境保护事中事后监督管理办法（试行）》的通知	环发（2015）163 号	2015-12-10
18	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
19	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
20	关于发布《重点监管单位土壤污染隐患排查指南（试行）》的公告	生态环境部公告 2021 年第 1 号	2020-01-04
21	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	2021-12-22
22	危险废物转移管理办法	生态环境部令第 23 号	2022-01-01
23	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	2021-12-2
24	固体废物分类与代码目录	生态环境部公告 2024 年第 4 号	/
25	危险废物产生单位管理计划制定指南	环境保护部公告（2016）第 7 号	2016-01-26
26	一般固体废物分类与代码（GB/T39198-2020）	国家市场监督管理总局、国家标准	2021-05-01

		准委	
27	关于发布《一般工业固体废物管理台账制定指南（试行）》的公告	生态环境部公告 2021 年第 82 号	2021-12-30
28	自然资源部关于规范临时用地管理的通知	自然资规〔2021〕2 号	2021-11-04
29	企业环境信息依法披露管理办法	部令第 24 号	2022-02-08
30	危险废物经营许可证管理办法（2016 修订）	国务院令第 666 号	2016-02-16
31	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
四 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）	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 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
3	新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录	/	/
4	新疆国家重点保护野生动物名录	/	2021-07-28
5	关于印发水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知	新水水保〔2019〕4 号	2019-01-21
6	新疆维吾尔自治区水环境功能区划	新政函〔2002〕194 号	2002-11-16
7	新疆生态功能区划	新政函〔2005〕96 号	2005-07-14
8	关于做好危险废物安全处置工作的通知	新环防发〔2011〕389 号	2011-07-29
9	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
10	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
11	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
12	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	2024-06-13
13	新疆维吾尔自治区大气污染防治条例	13 届人大第 7 次会议	2019-01-01
14	新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例（2017 年修订）	12 届人大第 29 次会议	2017-05-27
15	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
16	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
17	关于含油污泥处置有关事宜的通知	新环发〔2018〕20 号	2018-12-20
18	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》	新党发〔2018〕23 号	2018-09-04
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	新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案	新政发〔2021〕18 号	2021-02-22
21	阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案	阿行署发〔2021〕81 号	2021-07-10

22	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	新环环评发〔2020〕142 号	2020-07-30
23	新疆生态环境保护“十四五”规划	/	2021-12-24
24	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	新党发〔2018〕23 号	2018-09-04
25	石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行）	发改委公告 2009 年第 3 号	2009-02-19
26	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	生态环境部公告 2021 年第 24 号	2021-06-11
27	关于深入打好污染防治攻坚战实施方案	自治区党委自治区人民政府印发	2022-07-26

2.2.2 环评有关技术规定

环评有关技术规定，见表 2.2-2。

表 2.2-2 环评技术导则依据一览表

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	2017-1-1
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 土壤环境（试行）	HJ964-2018	2019-07-01
10	危险废物管理计划和管理台账制定技术导则	HJ 1259-2022	2022.10.01
11	水土保持综合治理技术规范	GB/T16453.1~6-2008	2009-02-01
12	生产建设项目水土保持技术标准	GB50433-2018	2019-09-03
13	危险化学品重大危险源辨识	GB18218-2018	2018-11-19
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	石油化工环境保护设计规范	SH/T3024-2017	2018-01-01
16	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
17	油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范	DB 65/T 3999-2017	2017-05-30
18	陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求	SY/T7301-2016	2017-05-01

19	建设项目危险废物环境影响评价技术指南	2017 年第 43 号	2017-10-01
20	陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范	DZ/T 0317-2018	2018-10-01
21	矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）	HJ 651-2013	2013-07-23
22	废弃井及长停井处置指南	SY/T6646-2017	2018-03-01
23	一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准	GB 18599-2020	2021-07-01
24	危险废物鉴别标准通则	GB 5085.7-2019	2021-01-01
25	危险废物识别标志设置技术规范	HJ1276-2022	2023-07-01
26	危险废物贮存污染控制标准	GB18597-2023	2023-07-01
27	油气回收处理设施技术标准	GB/T50759-2022	2022-12-01

2.2.3 相关文件和技术资料

- （1）委托书，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司，2024.9；
- （2）《塔里木油田英买力油田玉东 7 区块白垩系巴西改组开发调整项目方案设计》，中油辽河工程有限公司巴州塔里木分公司，2024.8；
- （3）工程其他相关资料。

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

本工程主要包括钻井工程、地面工程、油气开采、集输等工程内容，对环境的影响主要表现在施工期、运营期和退役期。施工期以钻井工程以及管线敷设、道路等配套工程建设过程中造成的生态影响为主，运营期以油气开采和集输过程中产生的污染为主。

（1）施工期

①生态环境影响

工程施工期间对生态环境的影响主要是施工期间土石方工程的开挖引起自然地貌的改变和地表自然及人工植被的破坏，引起土地利用的改变，生物量的变化，由此引发的局部生态环境破坏。

②污染影响

施工期废水主要来自施工作业中产生的钻井废水、压裂返排液、酸化废液、试压废水、生活污水等废水。施工废气主要来自柴油机运行时产生废气、地面

开挖和运输车辆行驶产生的扬尘及施工机械排放的烟气。施工期产生的固体废物主要为钻井固废、施工人员生活垃圾、建筑垃圾和弃土弃方等。噪声源主要来自施工作业机械和运输车辆，如钻机、挖掘机、设备吊装机械等。

（2）运行期

运行期环境影响因素主要井场、站场及集输过程中无组织挥发废气；废水主要为采出水、井下作业废液、生活污水等污（废）水；固体废物主要为井下作业、采油、石油集输等环节产生落地油、含油清管废渣等；噪声源主要来自场站设备噪声；石油、天然气等危险物质泄漏，以及火灾、爆炸、井喷等事故引发的伴生/次生污染物等环境风险。

（3）退役期

退役期，对完成油气开采的废弃井进行封堵内外井眼，拆除井口装置，清理场地工作，废气污染源主要为施工扬尘，噪声污染源主要为车辆噪声，固废污染源主要为废弃建筑残渣等一般工业固体废物以及设施拆除过程遗落地面的油泥等危废。

油气田开发的各个阶段，环境影响因子不同，根据工程分析和油气开发工艺特征，对油气开发过程中的施工期、运营期和退役期环境影响因子识别，见表 2.3-1。

2.3.2 评价因子

根据本工程环境影响要素识别、环境影响因子表征和环境影响程度，筛选的评价因子，见表 2.3-2。

表 2.3-1 影响因素识别

影响 因素 环境 因素	施工期					运营期					退役期		
	生态影响	废气	废水	固体废物	噪声	废气	废水	固体废物	噪声	环境风险	废气	固体废物	生态影响
	钻井工程 和油气集 输地表扰 动、植被 破坏等	施工机械 和车辆施 工扬尘、 钻井过程 非甲烷总 烃等废气	钻井废水 、压裂返 排液、酸 化废液等 废水；试 压废水、 生活污水	钻井固 废、生活 垃圾、建 筑垃圾、 工程弃土	钻机、发 电机组、 压裂及测 试放空噪 声	站场、油 气处理工 程等有组 织和无组 织废气	采出水、 井下作业 废液、生 活污水等 (废)水等	井下作业 、采油、 石油集输 等环节产 生落地油 、含油清 管废渣等	设备噪 声和放 空噪声	石油、天 然气等危 险物质泄 漏，以及 火灾、爆 炸、井喷 等事故引 发的伴生 /次生污 染物	构筑物拆 卸扬尘	地面设施 拆除、井 场清理等 环节产生 的废弃管 道和设备 、建筑垃 圾等	土地复垦
地表水	○	○	○	+	○	○	○	○	○	+	○	○	○
地下水	○	○	+	+	○	○	++	++	○	+	○	+	+
大气环境	○	+	○	+	○	++	○	+	○	+	+	+	○
声环境	○	○	○	○	+	○	○	○	++	+	○	○	○
土壤环境	++	+	+	+	○	+	+	+	○	++	+	+	+
陆生动物	++	+	○	+	+	++	○	+	+	+	+	+	+
水栖动物													
陆生植被	++	+	+	+	○	+	○	+	○	++	+	+	+
水生植被													
水土流失	++	+	+	+	○	+	○	+	○	++	+	+	+
生态敏感区													

注：○：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

表 2.3-2 环境影响因子筛选结果汇总表

环境要素	现状评价因子	影响评价因子
生态	物种丰富度、物种分布范围、物种组成、植被覆盖度、生态系统功能、主要保护对象	地表扰动面积及类型，植被覆盖度、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性。
土壤	pH、石油烃和《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 中 45 项基本因子：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-1, 2-二氯乙烯，反-1, 2-二氯乙烯，二氯甲烷，1, 2-二氯丙烷，1, 1, 1, 2-四氯乙烷，1, 1, 2, 2-四氯乙烷，四氯乙烯，1, 1, 1-三氯乙烷，1, 1, 2-三氯乙烷，三氯乙烯，1, 2, 3-三氯丙烷，氯乙烯，苯，氯苯，1, 2-二氯苯，1, 4-二氯苯，乙苯，苯乙烯，甲苯，间二甲苯+对二甲苯，邻二甲苯，硝基苯，苯胺，2-氯酚，苯并〔a〕蒽，苯并〔a〕芘，苯并〔b〕荧蒽，苯并〔k〕荧蒽，蒽，二苯并〔a, h〕蒽，茚并〔1, 2, 3-cd〕芘、萘	石油烃
地下水	水位、pH 值、石油类、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发酚、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氟化物、氯化物、 K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^-	石油类
环境空气	SO_2 、 NO_2 、 PM_{10} 、 $PM_{2.5}$ 、CO、 O_3 、非甲烷总烃	非甲烷总烃
噪声	昼、夜等效连续 A 声级	昼、夜等效连续 A 声级
固体废物	-	施工期：危险废物（含油废物、废防渗材料），一般工业固废（钻井泥浆、施工土方、钻井岩屑、施工废料），生活垃圾；运营期：危险废物（清管废渣、落地油、废防渗材料、井下作业固废）
环境风险	-	原油、天然气等；二次污染物： CO 、 SO_2 （1）对油田钻井期可能发生的井喷事故进行影响分析 （2）结合当地的气象条件，对油田运营期间井场、输油管道可能发生的泄漏事故进行预测分析

2.4 环境功能区划

2.4.1 环境空气

本工程所在地位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区新和县境内，玉东 7 区块中心位置 YD7 转油站距离新和县 104km，距离 YD2 集气站 7km，距离 YM21 集气站 31km。

项目区远离新和县城镇规划区，没有划分环境空气功能区划。按《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单的规定，该区域的环境空气质量功能区划属二类功能区。

2.4.2 水环境

项目区周边 5km 范围内无地表水体，故不对区域内地表水进行现状调查。

评价区因地下水自然地质因素，属较差水质，不适宜直接饮用，项目所在区域地下水未进行功能区划分，本次执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，其中石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类标准限值。

2.4.3 声环境

项目区为油气田开发区，远离新和县城镇规划区，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。

2.4.4 生态环境

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)，阿克苏河冲积平原绿洲农业生态功能区（56）。区域内的油气资源丰富，油气田勘探开发工作已开展多年。

根据新疆维吾尔自治区水利厅于 2019 年 1 月 21 日印发的新水水保(2019)4 号，水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果，全疆共划分了 2 个重点预防区，4 个重点治理区，包括天山山区重点预防区、塔里木河中上游重点预防区、额尔齐斯河流域重点治理区、天山北坡诸小河流域重点治理区、塔里

木河流域重点治理区、伊犁河流域重点治理区。根据水土流失重点预防区和重点治理区划分表中可知，阿克苏地区新和县位于 II₃ 塔里木河流域重点治理区。

2.5 评价因子和评价标准

2.5.1 环境质量评价因子及标准

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 SO₂、NO₂、PM_{2.5}、PM₁₀、CO、O₃ 六项指标执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。对于未作出规定的非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》2000μg/m³ 的标准。指标标准取值，见表 2.5-1。

表 2.5-1 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)	50	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	氮氧化物 (NO _x)	50	100	250	
8	非甲烷总烃	/	/	2000	《大气污染物综合排放标准》详解

注：O₃ 日最大 8 小时平均值为 160μg/m³

(2) 水环境

项目区周边 5km 范围内无地表水体。

评价区地下水因自然地质因素影响，属较差水质，执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的 III 类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 III 类标准值。

地下水水质评价标准值，见表 2.5-2。

表 2.5-2 地下水质量标准值单位：mg/L

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	21	总大肠菌群（MPN/100mL 或 CFU/100mL）	≤3.0
2	嗅和味	无	22	菌落总数（CFU/mL）	≤100
3	浑浊度（NTU）	≤3	23	亚硝酸盐（以 N 计）	≤1.0
4	肉眼可见物	无	24	硝酸盐（以 N 计）	≤20.0
5	pH（无量纲）	5.5≤pH<6.5	25	氰化物	≤0.05
6	总硬度（以 CaCO ₃ 计）	≤450	26	氟化物	≤1.0
7	溶解性总固体	≤1000	27	碘化物	≤0.08
8	硫酸盐	≤250	28	汞	≤0.001
9	氯化物	≤250	29	砷	≤0.01
10	铁	≤0.3	30	硒	≤0.01
11	锰	≤0.10	31	镉	≤0.005
12	铜	≤1.00	32	铬（六价）	≤0.05
13	锌	≤1.00	33	铅	≤0.01
14	铝	≤0.20	34	三氯甲烷（μg/L）	≤60
15	挥发性酚类（以苯酚计）	≤0.002	35	四氯化碳（μg/L）	≤2.0
16	阴离子表面活性剂	≤0.3	36	苯（μg/L）	≤10.0
17	耗氧量（COD _{Mn} 法，以 O ₂ 计）	≤3.0	37	甲苯（μg/L）	≤700
18	氨氮（以 N 计）	≤0.50	38	总α放射性（Bq/L）	≤0.5
19	硫化物	≤0.02	39	总β放射性（Bq/L）	≤1.0
20	钠	≤200	40	石油类	≤0.05

注：石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 III 类标准值。

（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

工程占地范围内为建设用地，土壤质量执行《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。见表 2.5-3。

表 2.5-3 建设用地土壤污染风险筛选值

序号	监测项目	单位	标准值	序号	监测项目	单位	标准值
1	砷	mg/kg	60	25	氯乙烯	mg/kg	0.43
2	镉	mg/kg	65	26	苯	mg/kg	4
3	铬（六价）	mg/kg	5.7	27	氯苯	mg/kg	270

4	铜	mg/kg	18000	28	1,2-二氯苯	mg/kg	560
5	铅	mg/kg	800	29	1,4-二氯苯	mg/kg	20
6	汞	mg/kg	38	30	乙苯	mg/kg	28
7	镍	mg/kg	900	31	苯乙烯	mg/kg	1290
8	四氯化碳	mg/kg	2.8	32	甲苯	mg/kg	1200
9	氯仿	mg/kg	0.9	33	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	570
10	氯甲烷	mg/kg	37	34	邻二甲苯	mg/kg	640
11	1,1-二氯乙烷	mg/kg	9	35	硝基苯	mg/kg	76
12	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	36	苯胺	mg/kg	260
13	1,1-二氯乙烯	mg/kg	66	37	2-氯酚	mg/kg	2256
14	顺-1,2-二氯乙烯	mg/kg	596	38	苯并(a)蒽	mg/kg	15
15	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54	39	苯并(a)芘	mg/kg	1.5
16	二氯甲烷	mg/kg	616	40	苯并(b)荧蒽	mg/kg	15
17	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	41	苯并(k)荧蒽	mg/kg	151
18	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10	42	蒎	mg/kg	1293
19	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	43	二苯并(a、h)蒽	mg/kg	1.5
20	四氯乙烯	mg/kg	53	44	茚并(1、2、3-cd)芘	mg/kg	15
21	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840	45	萘	mg/kg	70
22	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	46	石油烃	mg/kg	4500
23	三氯乙烯	mg/kg	2.8	47	pH	无量纲	-
24	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5				

占地范围外为未利用地，土壤参照执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 筛选值标准，见表 2.5-4。

表 2.5-4 农用地土壤污染风险筛选值

序号	项目	单位	风险筛选值 (pH>7.5)
1	砷	mg/kg	25
2	镉	mg/kg	0.6
3	铜	mg/kg	100
4	铅	mg/kg	170
5	汞	mg/kg	3.4
6	镍	mg/kg	190
7	铬	mg/kg	250
8	锌	mg/kg	300

2.5.2 污染物排放因子及标准

(1) 废气

本工程施工期无组织排放扬尘执行《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。本工程运营期油气开采过程中井场、站场厂界外无组织排放非甲烷总烃浓度执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求，厂界内非甲烷总烃执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）。

具体标准限值要求，见表 2.5-5。

表 2.5-5 大气污染物排放标准值

时段	污染源	污染物	最高允许排放浓度 (mg/m ³)	标准来源
施工期	施工场地	颗粒物	1.0	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）
运营期	无组织排放	非甲烷总烃	4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）厂界污染物控制浓度
			10.0mg/m ³ （监控点处 1h 平均浓度值） 30.0mg/m ³ （监控点处任意一次浓度值）	《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）厂界内

(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：在相关行业污染无可指标准发布前，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。

本项目运营期产生的采出水依托玉东 7 转油站处理达标后回注油层，不向外环境排放，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）储层空气渗透率 $\geq 2.0\mu\text{m}^2$ 的标准，标准值见表 2.5-6。

表 2.5-6 《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）

储层空气渗透率 (μm^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 μm	≤ 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

施工期执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）；运营期执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准，噪声限值，见表 2.5-7。

表 2.5-7 环境噪声排放标准

标准来源	类别	噪声限值 dB (A)	
		昼间	夜间
《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）	/	70	55
《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）	2 类	60	50

(4) 固体废物

根据项目产生的各种固体废物的性质，钻井固体废物执行《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）中综合利用污染物限值要求，一般工业固体废物执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）要求。

危险废物的贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、危险废物的转移依照《危险废物转移管理办法》及《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）进行监督和管理。含油污泥满足《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T7301-2016）相关要求及《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20 号）、《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）要求。

2.6 评价工作等级和评价范围

2.6.1 环境空气评价等级和评价范围

(1) 评价等级

本项目废气排放源主要为井场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，选取非

甲烷总烃作为候选因子核算，计算出其最大地面浓度占标率 P_i （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 $D_{10\%}$ 。

其中 P_i 定义为：

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

式中： P_i —第 i 个污染物的最大地面浓度占标率，%；

C_i —采用估算模式计算出的第 i 个污染物的最大 1h 地面环境空气质量浓度， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；

C_{oi} —环境空气质量标准， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。一般选用 GB3095-2012 中 1 小时平均取样时间的二级标准的浓度限值，如项目位于一类环境空气功能区，应选择响应的一级浓度限值；对仅有 8h 平均质量浓度限值、日平均质量浓度限值或年均质量浓度限值的，分别可按 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，见表 2.6-1。

表 2.6-1 评价工作等级

评价工作等级	评价工作分级判据
一级评价	$P_{\max} \geq 10\%$
二级评价	$1\% \leq P_{\max} < 10\%$
三级评价	$P_{\max} < 1\%$

估算模式所用参数，见表 2.6-2。

表 2.6-2 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/ $^{\circ}\text{C}$		40.1
最低环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		-26.8
土地利用类型		荒漠
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	☒ 是 ☐ 否
	地形数据分辨率（m）	90
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	☐ 是 ☒ 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/ $^{\circ}$	/

计算结果，见表 2.6-3。

表 2.6-3 估算模式计算结果表

序号	污染源名称	评价因子	C_i ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	P_i (%)	$P_{\max}$ (%)	最大浓度出现距离 (m)	$D_{10\%}$ (m)
----	-------	------	------------------------------------	-----------------------------------	-----------	----------------	--------------	----------------

序号	污染源名称	评价因子	Ci ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	Pi (%)	Pmax (%)	最大浓度出现距离 (m)	D10% (m)
1	YD7-4-10 井	非甲烷总烃	21.646	2000	1.08	7.81	50	-
2	YD7-5-H10 井	非甲烷总烃	21.646	2000	1.08		50	-
3	YD7-4-12 井	非甲烷总烃	21.646	2000	1.08		50	-
4	YD7-4-16H 井	非甲烷总烃	21.645	2000	1.08		50	-
5	YD7-4-H3 井	非甲烷总烃	2.691	2000	0.13		50	-
6	YD7-4-1H 井	非甲烷总烃	2.691	2000	0.13		50	-
7	YD6 井	非甲烷总烃	0.8971	2000	0.04		50	-
8	YD7-4-2 阀组站	非甲烷总烃	38.539	2000	1.93		10	-
9	YM17 集气站	非甲烷总烃	7.1486	2000	0.36		10	-
10	YM465 转油站	非甲烷总烃	7.1486	2000	0.36		10	-

根据上表可知，废气中非甲烷总烃最大落地浓度为 $38.539\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 1.93%，D10%均未出现。

本次评价期间，引用了新疆齐新环境服务有限公司对 YD6-H1 下风向的非甲烷总烃进行了现状监测，最大监测结果为 $0.76\text{mg}/\text{m}^3$ 。根据根据上表可知，利旧工程及地面配套设施调整工程叠加区块现状监测值的最大预测浓度为 $0.789539\text{mg}/\text{m}^3$ ，出现在 YD7-4-2 阀组站外 10m 处。

(2) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则—大气环境》(HJ2.2-2018)的规定，结合本工程特点，考虑油气田整体开发对大气环境的区域影响，最终确定以井场、站场为中心，边长 5km 的矩形区域作为大气环境评价范围。评价范围图见图 2.5-1。

2.6.2 地下水

(1) 建设项目类别

本工程属于陆地石油开采项目，工程涉及井场建设，采油管线、气举管线、注水管线建设，按照《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)，其中井场属于 I 类项目，采油管线、注水管线属于 II 类项目，气举管线属于 III 类项目。”

(2) 地下水环境敏感程度

依据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中的地下水环境敏感程度分级表（表 2.6-4）和《建设项目环境影响评价分类管理名录》，项目区不位于集中式饮用水水源保护区及补给径流区，无分散式饮用水水源地，无特殊地下水资源保护区，地下水环境敏感特征为不敏感。

表 2.6-4 地下水环境敏感程度分级表

敏感程度	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，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；为划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源（如矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其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。

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

（3）工作等级划分

依据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），本工程井场属于 I 类项目，地下水环境敏感程度为“不敏感”，依据表 2.6-5，评价等级为二级；采油管线、注水管线属于 II 类项目，地下水环境敏感程度为“不敏感”，依据表 2.6-5，评价等级为三级；气举管线属于 III 类项目，地下水环境敏感程度为“不敏感”，依据表 2.6-5，评价等级为三级。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）中要求，新建回注井（含开采井转回注井）的场地，地下水评价等级不低于二级。

表 2.6-5 评价区地下水环境影响评价工作等级划分

项目类别 环境敏感程度	I 类项目	II 类项目	III 类项目
敏感	一	一	二
较敏感	一	二	三
不敏感	二	三	三

综上，本工程地下水评价等级应分别判定，其中井场，评价等级为二级；采油管线、注水管线、气举管线，评价等级为三级。

（4）评价范围

按照《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中关于评价范围的规定，本项目根据地下水流向为自西北向东南，选取项目区下游 2km，两侧 1km，上游 1km 为评价范围。集输管线地下水评价范围为管线两侧 200m。评价范围图见图 2.5-1。

2.6.3 地表水

按照《环境影响评价技术导则—地表水环境》（HJ2.3-2018），项目属于水污染影响型建设项目。在油气田正常开采过程中，项目产生的含油污水、井下作业洗井废水不外排，项目区周边无天然地表水体，项目地表水环境影响评价等级为三级 B。

项目运营阶段正常情况无废水排放，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。

2.6.4 环境风险评价等级和评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B，本工程涉及的风险物质为原油、天然气（甲烷），分别属于《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169—2018）附录 B 中的油类物质（矿物油类，如石油、汽油、柴油等，生物柴油等），临界量 2500t；天然气（甲烷）临界量 10t。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），危险单元的定义为由一个或多个风险源构成的具有相对独立功能的单元，事故状况下应可实现与其他功能单元的分割。

根据 HJ169-2018 附录 C，按下式计算本工程涉及的危险物质总量与其临界量比值（Q）：

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

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中的判定方法，当存在多种危险物质时，按照下式计算物质总量与其临界量比值（Q）：

式中：q1，q2，…，qn--每种危险物质的最大存在总量，t；

$Q_1, Q_2, \dots, Q_n$ --每种危险物质的临界量, t;

当 $Q < 1$ 时, 该项目环境风险潜势为 I;

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

本项目运营期涉及的主要危险物质为原油、天然气, 涉及的风险为运行过程中集输管线破损造成的原油、天然气的泄漏。

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, 管线压力 3.5MPa;

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, K;

R : 气体常数。

本项目不涉及危险物质的存储。本项目新建采油管线为 5.1km (DN80), 气举管线 7.8km (DN60.3)。井场有控制 (截断) 阀, 发生泄漏时, 可通过控制 (截断) 阀进行紧急切断。本项目原油密度取 0.80g/cm^3 。

本工程危险物质辨识结果详见表 2.6-6。

表 2.6-6 本工程危险物质 Q 值一览表

序号	物质名称	临界量 (t)	最大储存量 (t)	Q
1	原油	2500	20.71	0.008
2	天然气	10	4.38	0.438
合计				0.446

根据上表计算结果, 本工程 $Q=0.446$, $Q < 1$ 。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, 本次评价仅对项目可能存在的环境风险进行简单分析。不设置环境风险评价范围。

2.6.5 生态

(1) 评价等级

根据《环境影响评价技术导则生态影响》(HJ19-2022), 评价区域内不涉及依法划定各类自然保护地和生态保护红线。项目新增永久占地面积 1.12hm^2 , 临时占地面积 29.89hm^2 , 总占地面积 31.01hm^2 , 占地面积 $< 20\text{km}^2$ 。本工程占

地范围内土地利用现状类型为天然牧草地、灌木林地。部分管线穿越的灌木林地属于地方公益林。

根据《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2022）的生态评价等级判定条件，判定过程，见表 2.6-7。根据判定可知，本项目属于除本条 a）、b）、c）、d）、e）、f）以外的情况，因此本工程生态环境影响评价工作等级确定为二级。生态评价等级判定过程，见表 2.6-7。

表 2.6-7 生态评价等级判定过程

序号	生态评价等级判定要求	本工程情况	生态影响评价等级
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；	不涉及	/
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；	不涉及	/
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；	涉及公益林	二级
		不涉及公益林	三级
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；	本工程占地面积 < 20km ²	/
g	除本条 a~f 以外的情况，评价等级为三级；	不涉及	/
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	/	三级

（2）评价范围

油气田开发工程具有分布面积广的特点，且基本呈点状、线状分布，故其对环境的影响仅限于各井场及内部输送管线较近的范围。根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），考虑油气田整体开发对生态环境的影响，确定生态环境评价范围为各井场边界向外扩展 50m；根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），“线性工程穿越生态敏感区时，以线路穿越段向两端外延 1km、线路中心线向两侧外延 1km 为参考评价范围”，本项目新建

管线穿越生态敏感区时，以线路穿越段向两侧外延 1km 为评价范围；穿越非生态敏感区时，以线性工程两侧外延 300m 为评价范围。评价范围图见图 2.5-1。

2.6.6 声环境

本工程涉及的噪声源主要包括施工期内井场机械噪声、运营期站场机泵和井场井下作业噪声。

本项目所在功能区适用于《声环境质量标准》（GB3096-2008）中规定的 2 类标准，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，本次声环境评价范围为井场边界向外扩 200m 作为评价范围。评价范围图见图 2.5-1。

2.6.7 土壤环境

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）以及区域历史监测数据，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，并根据不同项目类型类别分别判定评价等级。本环评土壤环境影响敏感程度，均从严考虑。

（1）土壤生态影响型评价等级及评级范围

1) 土壤生态影响型评价等级

土壤生态影响型敏感程度分级，见表 2.6-8。

表 2.6-8 土壤生态影响型敏感程度分级表

敏感程度	判别依据		
	盐化	酸化	碱化
敏感	建设项目所在地干燥度 $a > 2.5$ 且常年地下水位平均埋深 $< 1.5\text{m}$ 的地势平坦区域；或土壤含盐量 $> 4\text{ g/kg}$ 的区域	$\text{pH} \leq 4.5$	$\text{pH} \geq 9.0$
较敏感	建设项目所在地干燥度 > 2.5 且常年地下水位平均埋深 $\geq 1.5\text{m}$ 的，或 $1.8 < \text{干燥度} \leq 2.5$ 且常年地下水位平均埋深 $< 1.8\text{m}$	$4.5 < \text{pH} \leq 5.5$	$8.5 \leq \text{pH} < 9.0$

	的地势平坦区域；建设项目所在地干燥度>2.5 或常年地下水位平均埋深<1.5 m 的平原区；或 2g/kg<土壤含盐量≤4 g/kg 的区域		
不敏感	其他	5.5<pH<8.5	
a 是指采用 E601 观测的多年平均水面蒸发量与降水量的比值，即蒸降比值。			

土壤生态影响型评价工作等级划分表 2.6-9。

表 2.6-9 土壤生态影响型评价工作等级划分表

项目类别 评价等级 敏感程度	I类	II类	III类
敏感	一级	二级	三级
较敏感	二级	二级	三级
不敏感	二级	三级	-
注：“-”表示可不开展土壤环境影响评价工作。			

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），本项目为“石油开采项目”，常规石油开采井场、站场等工程，为 I 类项目，油类和废水等输送管道为 II 类，天然气管道 IV 类。根据本次现状监测，本工程占地范围内土壤全盐量最大为 29g/kg ，pH 值在 7.86-8.36 之间，则判定土壤敏感程度为“敏感”。

综上，井场土壤生态影响型评价等级划分为一级，采油管线、注水管线土壤生态影响型评价等级划分为二级。

2) 评价范围

根据评价工作等级，并结合本工程特点，考虑油气田整体开发对区域的影响，确定土壤生态影响型评价范围为井场边界外 5km 区域范围，采油管线、注水管线两侧 2km 区域范围。

(2) 土壤污染影响型评价等级及评级范围

1) 土壤污染影响型评价等级

土壤污染影响型敏感程度分级，见表 2.6-10、表 2.6-11。

表 2.6-10 土壤污染影响型敏感程度分级表

敏感程度	判别依据
敏 感	建设项目周边存在耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或居民区、学校、

	医院、疗养院、养老院等土壤环境敏感目标的
较敏感	建设项目周边存在其他土壤环境敏感目标的
不敏感	其他情况

表 2.6-11 土壤污染类项目评价工作等级划分表

评价等级 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	-	-

根据工程分析，本工程属于小型项目（永久占地 1.12hm²），占地类型为牧草地、灌木林地，土壤敏感程度为“敏感”。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），本项目为“石油开采项目”，常规石油开采井场、站场等工程，为 I 类项目，油类和废水等输送管道为 II 类，天然气管道 IV 类。

综上，井场土壤污染影响型评价等级划分为一级，采油管线、注水管线土壤污染影响型评价等级划分为二级。

2) 评价范围

根据评价工作等级，并结合本工程特点，考虑油气田整体开发对区域的影响，确定污染影响型评价范围为井场边界外 1km 区域范围，采油管线、注水管线两侧 200m 区域范围。

（3）土壤评价范围

根据本工程生态影响型评价等级、污染影响型评价等级，结合工程特点，考虑油气田整体开发对区域的影响，确定土壤生态影响型评价范围为井场边界外 5km 区域范围，采油管线、注水管线两侧 2km 区域范围。评价范围图见图 2.5-1。

2.7 污染控制目标与环境保护目标

2.7.1 污染控制目标

根据开发建设和运营中对环境可能造成的污染与生态破坏，确定污染控制目标如下：

(1) 项目所在地新和县属于塔里木河流域重点治理区，因此要控制建设项目在开发建设过程中的各种施工活动，尽量减少对地表的扰动，做好施工迹地恢复与水土保持工作。

(2) 保证工程建成后，废气达标排放，固体废物得到合理利用及无害化处置，主要污染物总量符合国家和地方控制要求。

(3) 保证评价区域空气质量、地下水质量基本维持现有水平；将工程对生态环境的不利影响降低到最小程度，使受影响区域的整体生态环境无明显破坏。

图 2.5-1 本工程评价范围示意图

2.7.2 环境保护目标

现场踏勘结果表明，区域为典型的荒漠生态系统，以天然牧草地为主，部分工程占用公益林，项目区属于塔里木河流域重点治理区。评价范围内无国家公园、自然保护区、世界文化和自然遗产地、饮用水水源保护区、永久基本农田、基本草原、自然公园、重要湿地、重点保护野生动物栖息地、重点保护野生植物生长繁殖地、沙化土地封禁保护区等，项目远离人群居住区。

据现场调查，确定本工程评价范围内主要环境保护敏感目标，见表 2.7-1。

表 2.7-1 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	塔里木河流域水土 流失重点治理区	评价范围内	不改变生态功能，防止水土流失现象的发生。
		地方公益林 (YD7-4-12 井场 永久占用、管线临 时占用)	管线	避免占用林地茂密区，按有关规定进行征占和补偿；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。
		野生动物、植被	评价范围内	对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育，严禁施工人员惊扰、猎杀野生动物；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	大气环境	-	评价范围内	不低于现状。
3	声环境	工程区声环境	评价范围内	满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类标准。
4	水环境	评价范围内 潜水含水层	评价范围内	不低于现状。
5	土壤环境	评价范围内土壤	评价范围内	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；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）。
6	环境风险	工程区大气、土壤、 地下水、公益林等	评价范围内	发生风险事故时，可快速采取环境风险防范措施，确保风险事故对土壤、地下水等环境的影响程度可控。

2.8 评价时段和评价重点

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。

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) 生态环境影响评价及水土保持；
- (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。

2.9 评价方法

本工程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。本次评价采用了类比法、产污系数法、排污系数法、数学模式法等。本次环境评价使用的评价方法，见表 2.9-1。

表 2.9-1 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
1	环境现状调查	收集资料法、现场调查法
2	工程分析	类比分析法、查阅参考资料法、产污系数法、排污系数法
3	影响评价	类比分析法、数学模式法、预测模式

3 建设项目工程分析

3.1 区块开发现状回顾

3.1.1 区块开发现状

玉东 7 区块属于英买力油气田，是英买力油气田稳产接替资源。2016 年上交预测储量，含油面积 15.8km²，玉东 7 区块白垩系巴西改组油藏 2016 年发现井上交预测储量 525×10⁴t。2017 年底新钻井落实含油范围进一步扩大，同年上交原油控制储量 1014×10⁴t、溶解气 15.46×10⁸m³。2018 年在 YD705H、YD704H 等新井完钻的基础上，油藏规模进一步落实，同年上交探明地质储量原油 1092.37×10⁴t、溶解气 13.49×10⁸m³，技术可采储量原油 349.56×10⁴t、溶解气 4.31×10⁸m³。

玉东 7 区块 2018 年开始开发，2019 年在该区块共建成油井 12 口、注水井 8 口、玉东 7 转油站 1 座。截至 2024 年 5 月，采油井总井数 10 口，开井 9 口，注水井总井数 8 口，开井 6 口，核实日产液 329t，日产油 263t，日注水 456m³，综合含水 20.1%，阶段累产油 78.11×10⁴t，累产气 1.08×10⁸m³，地质储量采出程度 9.45%。

为深化油藏认识，优化注采井网，实现油田效益开发最大化。本方案设计总井数 24 口（14 口采油井，10 口注水井），其中包括 17 口老井利用（10 口采油井，7 口注水井），7 口新井（4 口采油井，3 口注水井），并对玉东 7 区块现有地面生产设施进行配套调整，新井设计产能 25~45t/d。设计年产油规模 13×10⁴t 以上稳产 3 年，稳产期采油速度 1.72~1.77%。开发 15 年末累产油 205.38×10⁴t，累产水 131.79×10⁴t，累产气 1.98×10⁸m³，采出程度可达 26.91%。

3.1.2 现有工程环境影响回顾评价

3.1.2.1 区块环保手续履行情况

随着勘探开发的进程，塔里木油田分公司在英买力油气田实施了几次区块开发及地面工程建设项目，具体工程内容及环保手续履行情况见表 3.1-1，附件 2-5。

表 3.1-1 开发现状环评及验收情况一览表

建设项目名称	建设内容	环评手续			验收手续		
		审批单位	批准文号	批准时间	验收单位	验收文号	验收时间
英买力气田群开发建设工程	主要包括钻井 42 口，气田井场建设、气田内部集输管网、英买油气处理厂、外输干线、道路等。油气处理厂配套建设 2×14 兆瓦燃气发电站一座、给水处理系统、采出水处理系统、供热及消防等辅助设施，敷设各类管线 865km。	原国家环境保护总局	环审[2007]336 号	2007 年 8 月 27 日	原国家环境保护部	环验[2010]23 号	2010 年 1 月 21 日
英买力气田群整体开发调整工程	工程共部署新井 15 口，其中老井利用 5 口，新建产能 14.26×10 ⁸ m ³ /a，凝析油 18.70×10 ⁴ t/a。新建井场装置 15 座，改建集气站 5 座、扩建集气站 2 座、污水处理站 1 座，采气管线 54.9km，集气干线 42km，井场道路 44.88km，公寓 1 座及气田地面建设相关配套设施。	新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函[2015]699 号	2015 年 6 月 23 日	原英买油气开发部自主验收	油英买质健安环委[2019]3 号	2019 年 7 月 22 日
英买力油气田玉东 7 区块白垩系油藏初步开发方案地面工程	总井数 20 口，其中利用老井 9 口，新部署 11 口，新建 YD6 集中增压站 1 座，单井管线长度约 21.82km，新建 YD6 至 YD2 集气站外输管线 6.45km，新建 YT1 集气站至英买力处理厂西干线复线 34.2km，新建通井路长度 2km。新建 YD2 集气站至 YD6 集中增压站道路 6.5km。扩建 YT5 生活点，YD7 区块产气、液最终输至已建的英买力油气处理厂处理。	阿克苏地区生态环境局	阿地环函字[2018]344 号	2018 年 8 月 30 日	中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司自主验收	/	2021 年 4 月 25 日

本项目依托工程“三同时”执行情况见表 3.1-2。环评及验收手续完备

表 3.1-2 依托工程“三同时”情况汇总表

序号	名称	环评手续			验收手续		
		审批单位	批准文号	批准时间	验收单位	验收文号	验收时间
1	英买处理厂	原环境保护总局	环审[2007]336 号	2007 年 8 月 27 日	原环境保护部	环验[2010]	2010 年 1 月 21 日

						23 号	日
2	英买 7 固废场	阿克苏地区环境保护局	阿地环函字[2017]656 号	2017 年 12 月 16 日	自主验收	/	2019 年 7 月 22 日
3	英买作业区生活污水处理系统	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函[2015]699 号	2015 年 6 月 23 日	自主验收	/	2019 年 7 月 22 日

3.1.2.2 环境影响评价回顾

(1) 生态环境影响回顾评价

①植被环境影响回顾分析

营运期由于占地活动的结束，项目基本不会对植被产生影响。工程结束后，塔里木油田分公司承担其恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复，防止土地沙漠化。玉东 7 区块临时占地的植被已逐渐得到恢复，占地造成的影响逐步得以恢复。

②区域景观生态影响回顾分析

景观格局的变化在于外界的干扰作用，这些干扰作用往往是综合的和累积的，它包括自然环境、各种生物以及人类社会之间复杂的相互作用。

由于油气田持续滚动开发特点，英买力油田玉东 7 区块工矿和交通用地面积逐渐增加，戈壁和盐碱地等面积有所减少。但从整个区域各类土地利用类型面积看，戈壁和盐碱地占比仍远远高于工矿和交通用地面积。油气田开发过程并未造成区域荒漠化扩大趋势；也未造成大面积的植被破坏。油气田开发过程中永久性占地主要为盐碱地，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减少了，对于整个油气田开发区来讲，所占的比例不大，同时还增加了区域的异质性。根据现场踏勘，玉东 7 区块开发过程并未造成区域荒漠化扩大趋势；也未造成大面积的植被破坏，未对区域景观生态造成明显影响。

③生态保护措施回顾

英买力油田玉东 7 区块主要生态环境影响为勘探开发活动过程中因井场施工、站场施工、管道施工等，对地表的干扰等。

根据现场调查，英买力油田玉东 7 区块基本按照环评批复要求进行生态修复。对原有施工过程中对地表的扰动基本进行了恢复，对井场永久占地范围内地表结合区域特点，铺设砂石和采取必要的硬化措施，减少了侵蚀量。

综上所述，项目前期开采对生态环境的影响不大，后期采取边开采边治理方式，对玉东 7 区块进行了生态治理，因此，玉东 7 区块在前期开采中未出现明显生态环境问题，后期开采中针对生态环境影响主要应防范因为地表扰动等造成的沙漠植被破坏问题，要做到及时发现，及时治理，并且做好施工过程中日常生产管理，尽量减少对沙地的扰动。

（2）土壤环境影响回顾

根据油气田开发建设的特点分析，英买力油田玉东 7 区块开发建设对土壤环境的影响主要是地面建设施工如转油站、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、转油站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，如单井管线爆管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业和吸收作用。玉东 7 区块主要土壤类型为盐土，以英买地区历年的土壤监测数据及本次评价土壤环境质量现状监测数据为依据，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玉东 7 区块的开发建设而明显增加。

（3）地下水环境影响回顾

油气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。

玉东 7 区块采出水经玉东 7 转油站采出水处理单元处理，水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求后，根据

井场注水需要回注地层。油气开采过程中产生的落地原油，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。

通过对英买力油气田的地下水监测资料的收集分析，近 10 年内各潜水监测点中监测因子除浑浊度、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、硝酸盐氮、碘化物、耗氧量、氟化物外均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III 类标准，石油类满足《地表水质量标准》(GB3838-2002)III 类标准，以上监测因子超标与区域地下水埋深浅、蒸发量大、矿化度较高、存在地表水补给等原因有关。经对比区域历年地下水监测结果，项目区地下水水质与油气开采活动无明显相关，水质整体趋势较稳定。

(4) 大气环境影响回顾

英买力油田玉东 7 区块作业过程中排放的废气包括两类：燃料燃烧废气与工艺废气。燃料燃烧废气主要来自于采暖炉及加热炉所排放的烟气，主要污染物为 SO_2 、 NO_x 及烟尘；工艺废气主要来源于原油集输过程中的烃类泄漏和挥发，主要污染物为非甲烷总烃。

根据玉东 7 区块前期环评报告预测结果，加热炉烟气及烃类的无组织挥发对区域环境的贡献值较小，不会使环境空气中现有的污染水平有较大的增加。英买作业区燃料废气主要来自燃烧天然气产生的废气。燃料主要为净化后的天然气，天然气燃烧后产生的废气通过烟囱排放。原油集输过程中采用密闭集输工艺，可有效减少烃类气体的挥发量。

根据《英买力油气田玉东 7 区块白垩系油藏初步开发方案地面工程竣工环保验收监测》(GZRW-Y-202102003-FQ, GZRW-Y-202102003-N)中验收监测数据，验收监测期间采暖炉及加热炉烟气中颗粒物、 SO_2 、 NO_x 排放浓度及烟气黑度均满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值要求；场界空气中的非甲烷总烃浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求。说明采暖炉及加热炉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意见落实。

(5) 声环境影响回顾

玉东 7 区块施工期噪声源主要是钻井噪声、转油站等构筑物施工机械噪声；运营期噪声源主要集中在转油站，噪声源为各类机泵、加热炉、空压机、火炬等，通过基础减振等措施减少噪声排放，各站场四周边界噪声均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的 2 类标准要求。

(6) 固体废物影响回顾

根据本次调查情况，项目对环境造成影响的主要固体废物包括一般工业固废、危险废物及生活垃圾。

根据现场踏勘并结合玉东 7 区块验收期间调查结果，钻井废弃物中膨润土钻井岩屑在井场泥浆池自然干化后填埋处理，钻井废弃物中磺化泥浆钻井岩屑拉运至库车畅源 YM35-2C2 环保站处理；建筑垃圾等一般工业固废及生活垃圾送英买 7 固体废物填埋场进行填埋。营运期固体废物为落地油和生活垃圾，原英买油气开发部已与塔里木油田绿色环保站签订了危险废物处置合同，由塔里木油田绿色环保站对英买力油气田区的危险废物进行处理，生活垃圾统一收集后清运至英买 7 固体废物填埋场进行填埋。总体上，玉东 7 区块落实了环评报告中提出的各项固废污染防治措施。

(7) 环境风险回顾

根据环评报告书，英买力油气田玉东 7 区块白垩系油藏初步开发方案地面工程环境风险源主要为井喷、集输管线破裂泄漏事故。原英买油气开发部已按照环评报告书的要求，落实了环境风险防范措施，未发生突发环境事件。且原英买油气开发部已完成并发布了《塔里木油田公司英买油气开发部突发环境事件应急预案》，并于 2023 年 6 月修编完成应急预案，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)，以确保在突发事件时做到应急有序、处理有方。

3.1.2.3 与排污许可衔接情况

2016 年 11 月 10 日国务院发布《控制污染物排放许可制实施方案》规定：落实按证排污责任。纳入排污许可管理的所有企事业单位必须按期持证排污、按证排污，不得无证排污。《固定污染源排污许可分类管理名录(2019 年版)》于 2019 年 12 月 20 日发布实施(以下简称《名录》)，《名录》第七条规定：本名录以外的企业事业单位和其他生产经营者，有以下情形之一的，视同本名录

规定的重点管理行业，应当申请排污许可证：英买油气开发部按照法律法规规定申领排污许可证工作，于 2022 年 12 月 7 日在阿克苏地区生态环境局新和县分局办理完成塔里木油田分公司英买采油气管理区排污许可证（证书编号：9165280071554911XG）。

3.1.2.4 区块污染物排放情况

根据《英买油气开发部英买油气田环境影响后评价报告书》以及《英买力油田玉东 7 区块巴西改组油藏开发方案地面工程》编制期间开展的污染源监测数据、《英买力油气田玉东 7 区块白垩系油藏初步开发方案地面工程竣工环保验收监测》及例行监测数据，区域现有井场、站场各污染源均可达标排放。

表 3.1-3 代表性井场及站场污染物排放情况汇总一览表

项目	工程	污染源	污染物	排放浓度 (mg/m ³)	主要处理 措施	标准	达标 情况
废气	代表性井场	YD703H 井场无组织废气	非甲烷总烃	0.20~0.32	日常维护，做好密闭措施	《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	达标
	玉东 7 转油站	加热炉烟气	颗粒物 SO ₂ NO _x 烟气黑度	2.3~3.5 未检出 126~139 1 级	燃烧清洁能源 天然气	《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表 2 新建锅炉大气污染物排放限值	达标
类别	污染源名称		治理措施			排放浓度(mg/L)	排放去向
废水	采出水		送区域采出水处理装置处理达到《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			平均腐蚀率(mm/年): 0.013 悬浮固体含量: 15 粒径中值: 4.639 含油量: 2.24	回注地层
	井下作业废水		采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至英潜油气运维中心处理			--	合理处置
	生活污水		送处理站内污水处理设施处理			COD:78.6 SS:68 BOD ₅ : 9.1 氨氮:6.77	冬储夏灌
项目	位置	污染源	污染物	排放速率/ 浓度	主要处理措施 及去向	标准	达标 情况
噪声	代表性井场四周	噪声	昼间	36~41dB(A)	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	34~39dB(A)			达标

	英买处理站站场四周	噪声	昼间	39~46dB(A)		《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	36~42dB(A)			达标
固体废物	基地及生活区	生活垃圾		--	送英买 7 固废场填埋	--	不外排
	井场	落地油		--	产生后由有资质的危废处置单位处理	--	全部妥善处置
	井场、处理站	废润滑油		--			

由上表分析可知，区块井站场有组织废气满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表 2 燃气锅炉大气污染物排放限值；厂界无组织非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中表 2 新污染源无组织排放监控浓度限值；采出水送站场处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层，井下作业废水采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至英潜油气运维中心处理，生活污水送区域污水处理设施处理后冬储夏灌，废水均不排入地表水体；厂界噪声值满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的 2 类区标准；危险废物收集后由有资质的危废处置单位处理，生活垃圾收集后送英买 7 固废填埋场填埋处理。

3.1.3 现有工程存在环保问题及整改措施

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，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，但是井场临时占地处于自然恢复状态，由于工程所在区域气候干旱，水土条件较差，植被恢复情况较差。

针对以上问题，在本次开发建设过程中应该采取必要的措施，对油田目前存在的问题加以有效解决，限期整改：

- (1) 督促施工单位，对井场临时占地进行恢复，平整场地；
- (2) 施工过程中对探临道路定期洒水，减少车辆碾压和行驶扬尘。

(3) 进一步加强玉东 7 区块生态恢复工作。平整施工迹地，回填土与周围地表坡向保持一致。选择怪柳、骆驼刺、盐节木等乡土物种对临时占地进行人工辅助恢复。

3.2 工程概况

3.2.1 工程基本情况

(1) 项目名称：塔里木油田英买力油田玉东 7 区块白垩系巴西改组开发调整项目

(2) 建设性质：改扩建

(3) 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

(4) 项目投资：49376 万元

(5) 建设地点：本工程位于英买力油田玉东 7 区块，隶属于新疆维吾尔自治区阿克苏地区新和县境内。玉东 7 区块中心位置 YD7 转油站距离新和县 104km，距离 YD2 集气站 7km，距离 YM21 集气站 31km。本工程中心地理坐标为：东经 玉东 7 转油站。

3.2.2 建设内容及规模

本项目主要建设内容包括：①钻井工程：共部署 8 口钻井（7 口新钻井、1 口侧钻井），其中新钻采油井 4 口（YD7-4-16H 井、YD7-5-H10 井、YD7-4-12 井、YD7-4-10 井），新钻注水井 3 口（YD7-2-13H 井、YD7-4-11 井、YD7-5-11H 井），侧钻井 1 口（YD705HC），总进尺 39601.56m。②采油井场：新建气举采油井 4 座（YD7-4-16H 井、YD7-5-H10 井、YD7-4-12 井、YD7-4-10 井），2 座老井（YD7-4-1H 井、YD7-4-H3 井）新增气举流程，新建采油管线 5.1km，新建气举管线 7.8km；③注水系统：新建注水井 3 座（YD7-2-13H 井、YD7-4-11 井、YD7-5-11H 井），新建单井注水管线 5.46km；④地面配套设施调整工程：YD7-4-2 阀组站新建 4 井式阀组撬 1 座，YD7 转油站内新建两台浮头管式换热器，YM465 转油站新建 2 台多级离心泵，YM17 集气站利旧 3 台多级离心泵，YD7 转油站新建发球装置，YM21 集气站新建收球装置，YD6 井场内新建计量分离撬 1 座、计量分离阀组 1 套；⑤配套建设供配电、通信、仪控、结构、防腐、消防等工程。本工程建成后，玉东 7 区块开发 15 年末累产油 205.38×10^4 t，累产水 131.79×10^4 t，累产气 1.98×10^8 m³，采出程度 26.91%。

3.2.3 工程组成

(1) 工程组成

本项目工程组成，见表 3.2-1。

表 3.2-1 工程组成一览表

工程类别	工程名称		工程内容及规模	备注
主体工程	钻井工程		共部署8口钻井（7口新钻井、1口侧钻井），其中新钻采油井4口（YD7-4-16H井、YD7-5-H10井、YD7-4-12井、YD7-4-10井），新钻注水井3口（YD7-2-13H井、YD7-4-11井、YD7-5-11H井），侧钻井1口（YD705HC）。新钻直井井深4997米，新钻导眼水平井井深5836米，侧钻井井深5226.56；总进尺39601.56m。	
	地面工程	井场	①新建井场7座（4座采油井、3座注水井） ②2座老井新增气举流程（YD7-4-1H井、YD7-4-H3井），其余井场不涉及改造	
		地面配套设施调整工程	①YD7-4-2阀组站新建4井式阀组撬1座； ②YD7转油站内新建两台浮头管式换热器； ③YM465转油站新建2台多级离心泵，YM17集气站利旧3台多级离心泵； ④YD7转油站新建发球装置，YM21集气站新建收球装置； ⑤YD6井场内新建计量分离橇1座、计量分离阀组1套；	
	集输工程	新建采油管线 5.1km	YD7-5-H10至YD7-4-2，长0.8km	
			YD7-4-12井至YD7转油站，长0.34km	
			YD7-4-16H井至YD7转油站，长1.86km	
			YD7-4-10井至YD7转油站，长2.1km	
		新建气举管线 7.8km	YD7-4-2至YD7-5-H10，长0.82km	
			YD7转油站至YD7-4-12，长0.18km	
			YD701H～YD7-4-16H，长0.68km	
			YD701H～YD7-4-1H，长3.1km	
			YD7转油站～YD7-4-H3，长0.92km	
			YD7-4-2井至YD7-4-10井，长2.1km	
		新建注水管线 5.46km	注水井YD7-2-13H井，新建1#配水间空头至井场的单井注水管线，长2.83km	
			注水井YD7-4-11井，利旧2#配水间内长停井计量阀组，新建其至井场的单井注水管线，长0.78km	
			注水井YD7-5-11H井，利旧部分YD7-5-3单井注水管线，就近接至新建井场，新建管线长1.85km	
公辅工程	供电工程	本工程井场周围有35kV玉东线供电线路。本项目新建井场电源直接由已建35kV架空线路引接。		
	自控工程	英买力气田自控系统采用了以计算机为核心的数据采集和监控系统（SCADA）对井场、集气站、转油站进行数据采集、监视、控制和管理。井场、转油站达到“无人值守、远程监控”的管理水平。		

工程类别	工程名称	工程内容及规模	备注
	通信工程	英买采油气作业区的工业电视监控系统目前采用“摄像机+远程综合管理平台+远程监控存储”方式构建，英买处理站与井场保持实时自控数据联络和生产视频监控数据联络，进行日常管理。	
	消防工程	玉东7区块消防依托英买处理站附近的消防站，该消防站配置泡沫-水联用消防车2辆，配备消防执勤人员8人。	
	防腐保温	本工程站外气举管线采用环氧粉末防腐层和牺牲阳极阴极保护的联合保护措施；站内管道采用防腐层进行保护。	
环保工程	废气	施工期：废气包括施工扬尘、车辆尾气等；施工扬尘采取进出车辆采取减速慢行、物料苫盖、使用国家合格燃料等措施； 运营期：采用密闭集输工艺，油气通过管道输送至玉东7转油站。	
	废水	施工期：施工期废水包括钻井废水、管线试压废水及生活污水。钻井废水循环携带出井口，在地面经振动筛分离出来，进入不落地系统，分离后的钻井液循环使用；管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于降尘；生活污水排入生活污水池暂存，定期拉运至英买力作业区生活污水处理装置处理。 运营期：运营期废水包括采出水和井下作业废水，采出水依托玉东7转油站污水处理系统处理。井下作业废水集中收集进入英潜油气运维中心处理。	
	噪声	施工期：选用低噪声设备，安装基础减振垫，合理安排作业时间。 运营期：选用低噪声设备，切合实际地提高工艺过程自动化水平，合理安排作业时间。	
	固废	施工期：施工期固废主要包括钻井泥浆、岩屑、废油、含油废物、施工土方、施工废料和生活垃圾。本项目钻井采用泥浆不落地系统。钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统处理，一开、二开为非磺化水基泥浆，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的固相（岩屑）排入防渗岩屑池对其进行达标检测符合《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后，可用于铺垫气田内的井场、道路等。三开、四开为磺化水基泥浆，现场进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相拉运至库车畅源 YM35-2C2 环保站处理，对磺化泥浆、岩屑进行集中收集、暂存、处理；含油废物委托有危废处置资质单位进行处置；施工土方全部用于管沟和井场回填；施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至英买作业区英买7固废场进行填埋处置；生活垃圾集中收集后，拉运至英买7固废填埋场生活垃圾填埋池填埋。 运营期：运营期产生的固体废物主要为清管废渣、落地油、废防渗材料、井下作业固废。清管废渣、废防渗材料、等危险废物委托有危废处置资质单位进行处置；落地原油由作业单位100%回收；废压裂液、废酸化液、废洗井液采用专用罐回收，集中收集进入英潜油气运维中心进行处理。	
	生态保护	施工期：严格控制施工作业带宽度；填埋所需土方充分利用挖方，做到土方平衡，减少弃土；临时堆土防尘网苫盖；设置限行彩条旗；洒水降尘。 运营期：管线上方设置标志，定时巡查井场、管线。	

工程类别	工程名称	工程内容及规模	备注
依托工程		服务期满：地面设施拆除、封井和井场清理等工作，恢复原有生态机能。	
	环境风险	加强风险管理，完善应急预案；定期对井场、管线进行巡视。	
	库车畅源 YM35-2C2 环保站	本项目施工期产生的磺化泥浆、岩屑拉运至库车畅源 YM35-2C2 环保站，对磺化泥浆、岩屑进行集中收集、暂存、处理，处理后还原土经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）后，综合利用。	
	英潜油气运维中心	英潜油气运维中心污水处理系统设计规模 4000m ³ /d（85m ³ /h 压力除油器 2 座、50m ³ /h 双滤料过滤器 3 座），采用“沉降→压力除油→过滤”工艺，处理后水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）控制指标后回注地层。本项目井下作业废水自带回收罐回收作业废水产生量小，依托英潜油气运维中心处理后回注。	
	英买 7 固废填埋场	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。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，首先考虑回收利用，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。生活垃圾集中收集后拉运至英买 7 固废填埋场生活垃圾填埋池填埋。	依托
	英买力作业区公寓生活污水处理装置	英买力作业区生活污水处理装置采用一体化污水处理装置，设计处理规模 120m ³ /d。生活污水暂存于生活污水池，定期由罐车拉运至英买力作业区生活污水处理装置处置。	

（2）劳动定员、施工组织

本项目运营期不新增劳动定员，均依托现有英买采油气管理区工作人员，井场无人值守。

施工期常驻井场人员 50 人，新钻直井预测钻井周期 62 天，完井周期 80 天；新钻导眼水平井预测钻井周期 107 天，完井周期 144 天；老井侧钻预测钻井周期 96 天，完井周期 110 天。

3.2.4 油气水物性

（1）天然气组分

玉东 7 区块采油井伴生气作为气举气的气源，输入到气举管网，天然气组分参考 YD7 区块的 YD707H 井天然气组分。

表 3.2-2 YD707H 天然气组分

组分	摩尔百分数，%	组分	摩尔百分数，%
----	---------	----	---------

甲烷	79.73	己烷	0.1241
乙烷	6.926	庚烷	0.0594
丙烷	1.921	辛烷及更重组分	0.0126
异丁烷	0.4192	氮气	8.212
正丁烷	0.4736	二氧化碳	0.1379
异戊烷	0.1808	硫化氢	0
正戊烷	0.1169	取样含空气	1.40
平均分子量	19.54	相对密度	0.6746
临界温度 (K)	199.7	临界压力 (KPa)	4510.7
20℃高位沃泊指数 (MJ/m ³)	37.67	20℃理想体积低位发热量 (MJ/m ³)	34.08

(2) 原油物性

YD7 区块原油物性呈现凝点高、析蜡点的特点。本工程选取 YD707H 井、YD701H 井、YD7-3-4 井的原油物性作为 YD7 区块原油物性参考指标。

表 3.2-3 油品物性表

测试项目	单位	YD707H 井	YD701H 井	YD7-3-4 井
20℃密度	g/cm ³	0.7906	0.8042	0.7899
50℃密度	g/cm ³	0.7679	0.7803	0.7672
50℃运动粘度	mm ² /s	1.581	2.414	1.594
50℃动力粘度	mPa·s	1.214	1.884	
水含量	%	0.325	2.025	
开口闪点	℃	22	<24	
凝点	℃	12	20	20
析蜡点	%	41	35	32
蜡含量	℃	9.6	24	28
胶质	%	0.13	2.29	0.42
沥青质	%	0.04	1.46	3.43
硫含量	%	0.029	0.052	0

(3) 地层水性质

玉东 7 区块地层水密度为 1.10~1.21g/cm³、矿化度为 187300~325000mg/L，氯离子为 113700~201600mg/L，pH 值 5.70~6.60，水型为 CaCl₂ 型。

3.2.5 开发方案

本次的调整方案：方案设计总井数 24 口，14 采 10 注，其中老井利用 17 口（10 口采油井，7 口注水井，其中 2 口采油井增加气举流程）、新井 7 口（4 口采油井，3 口注水井）。新井设计产能 25~45t/d。设计年产油规模 13×10^4 t 以上稳产 3 年，稳产期采油速度 1.72~1.77%。开发 15 年末累产油 205.38×10^4 t，累产水 131.79×10^4 t，累产气 1.98×10^8 m³，采出程度 26.91%。

新井部署采用“整体部署、分步实施”原则。2025 年优先部署 YD7-4-12 井、YD7-4-16H 井、YD7-5-11H 井，2026 年部署 YD7-5-H10 井、YD7-2-13H、YD7-4-11 井，2027 年部署 YD7-4-10 井。在方案实施过程中及时录取压力、液面、压力恢复试井等动态监测资料，为深化油藏认识和后续的进一步调整优化提供依据。

本方案设计总井数 24 口（14 口采油井，10 口注水井），其中包括 17 口老井利用（10 口采油井，7 口注水井），7 口新井（4 口采油井，3 口注水井）。本方案设计 24 口井采出油气水均输送至玉东 7 转油站进行气液分离，分离出的气由西干线输送至英买处理厂，分离出的液由东干线输送至英潜联合站。转注气井、新建注气井、已建注水井、新建注水井相对位置如图 3.2-1 所示。

图 3.2-1 转注气井、新建注气井、已建注水井、新建注水井相对位置

3.2.6 主体工程

主体工程包括：钻井工程、地面工程（井场工程、地面配套设施调整工程）、集输工程。

3.2.6.1 钻井工程

（1）钻井基本数据及井身结构

本工程共部署 8 口钻井（7 口新钻井、1 口侧钻井），其中新钻采油井 4 口（YD7-4-16H 井、YD7-5-H10 井、YD7-4-12 井、YD7-4-10 井），新钻注水井 3 口（YD7-2-13H 井、YD7-4-11 井、YD7-5-11H 井），侧钻井 1 口（YD705HC）。本工程钻井基本数据信息见表 3.2-4。

表 3.2-4 本工程新钻井基本数据一览表

序号	井名	井型	井别	实施年度	井口	
					X	Y
1	YD7-4-12	直井	采油井	2025	14537654.9	4556959.4
2	YD7-4-16H	水平井	采油井	2025	14538919.0	4556076.0
3	YD7-5-11H	水平井	注水井	2025	14536169.1	4556806.7
4	YD7-5-H10	水平井	采油井	2026	14535347.9	4558372.6
5	YD7-2-13H	水平井	注水井	2026	14539331.0	4556924.0
6	YD7-4-11	直井	注水井	2026	14536573.8	4558204.8
7	YD7-4-10	直井	采油井	2027	14534574.2	4559957.6
8	YD705HC 井	斜井	采油井	2025	14537339.6	4557319.4

新钻直井采用塔标I三开井身结构。一开 17 1/2"井眼钻至井深 2000 米左右中完；二开 12 1/4"井眼钻至古近系膏盐岩段以下 10~15 米中完，下入 9 5/8"+9 7/8"+10 3/4"套管封固古近系膏盐岩；三开 8 1/2"井眼钻至巴西改组舒善河组 30 米左右完钻（留测井口袋的同时可满足采油气沉砂口袋要求），下入 7"套管射孔完井。

新钻导眼水平井采用塔标II四开井身结构。一开 17 1/2"井眼钻至井深 2000 米左右中完；二开 13 1/8"井眼钻至古近系膏盐岩段以下 10~15 米中完，下入 10 3/4"+11.55"+11 3/4"套管封固古近系膏盐岩；三开 9 1/2"井眼导眼段钻至巴西改组舒善河组 30 米左右（留测井口袋）、定向段钻至巴西改组砂岩段顶部，悬挂 7 7/8"套管；四开 6 5/8"钻至完钻井深，5"套管射孔+4 1/2"筛管完井，完井回接 7 7/8"套管至井口。

侧钻井采用二开井身结构。采用裸眼侧钻方式，侧钻点选择在 3960m，侧一开回接点 3820m。一开 8 1/2" 井眼钻至井深 4750 米；二开 5 7/8"钻至完钻井

深 5226.56m。

本工程井身结构信息具体见表 3.2-5，井身结构见图 3.2-2。

表 3.2-5 井身结构信息一览表

井型	开钻次序	井段 m	钻头直径 mm	钻井液体系
直井	一开	0~2000	444.5	膨润土-聚合物体系
	二开	2000~4707	311.2	膨润土-聚合物体系
	三开	4707~4997	215.9	KCL-聚磺体系
水平井	一开	0~2000	444.5	膨润土-聚合物体系
	二开	2000~4707	311.2	膨润土-聚合物体系
	三开	4707~5125	215.9	KCL-聚磺体系
	四开	5125~5836	168.3	KCL-聚磺体系
斜井	侧一开	3960~4750	215.9	KCL 聚磺体系
	侧二开	4750~5226.56	149.2	KCL 聚磺体系

图 3.2-2 井身结构设计图（直井、水平井、斜井）

（2）钻井液体系设计

一开：采用膨润土~聚合物，表层流沙疏松，高粘切做好防窜防垮。

二开：上部库车组采用聚合物（KCl-聚合物），加强包被、抑制；库车组底部系转为 KCL 聚磺体系（至苏维依组），沥青类处理剂复配纳微米封堵剂，封闭浆强化井壁；上膏泥岩段转化欠饱和盐水，控制密度平衡盐层蠕变。

三开：三开直井或导眼段：采用 KCL 聚磺，强化封堵和化学抑制，防止泥岩垮塌。保护油气层，凝胶段塞技术防止与减少溢流。三开造斜段：采用 KCL 聚磺，强化封堵和化学抑制，严控控制固相含量和加强润滑剂使用，提高减磨降阻能力。

四开：采用 KCL 聚磺，保护油气层。考虑到砂岩储层压差卡钻的风险同时水平段摩阻大，使用 0.5%减摩剂+1%石墨润滑剂+1%玻璃微珠，可降低泥饼粘滞系数 77%(0.05 以下)，降低极压润滑系数 40%。清洁措施：使用高粘（重）稠浆或纤维段塞携带岩屑，防止岩屑床的形成。目的层存在压力亏空（地层压力系数 0.88），若发生井漏，可考虑使用玻璃微珠降低密度（在 $1.00\sim 1.08\text{g/cm}^3$ 可调）。

侧一开上部 KCL 聚磺体系（至苏维依组），上膏泥岩段转化欠饱和盐水，侧二开 KCL 聚磺体系。

（3）固井方案

①直井

一开固井方式：内插法固井；浆柱结构：前置液+常规密度水泥浆。

二开固井方式：双级固井，若实钻评估地层承压能力高，可改为单级一次上返固井；若实钻评估漏失风险高可使用封隔式分级箍；一级浆柱结构：前置液（钻井液密度+0.02）+双凝水泥浆（钻井液密度+0.05），现场根据地层承压能力优化调整水泥浆密度及浆柱结构；二级浆柱结构：前置液（钻井液密度+0.02）+水泥浆（钻井液密度+0.05），现场根据地层承压能力优化调整水泥浆密度及浆柱结构。

三开固井方式：双级固井，盐水层压稳困难时宜采用封隔式分级箍；一级浆柱结构：前置液（钻井液密度+0.05）+常规密度双凝防窜水泥浆；二级浆柱结构：前置液（钻井液密度+0.05）+常规密度水泥浆，二级固井前存在盐水侵或后效时调整为双凝水泥浆。

②水平井

一开固井方式：内插法固井；浆柱结构：前置液+常规密度水泥浆。

二开固井方式：双级固井，若实钻评估地层承压能力高，可改为单级一次上返固井；若实钻评估漏失风险高可使用封隔式分级箍；一级浆柱结构：前置液（钻井液密度+0.02）+双凝水泥浆（钻井液密度+0.05），现场根据地层承压能力优化调整水泥浆密度及浆柱结构；二级浆柱结构：前置液（钻井液密度+0.02）+水泥浆（钻井液密度+0.05），现场根据地层承压能力优化调整水泥浆密度及浆柱结构。

三开固井方式：尾管固井+回接；尾管浆柱结构：前置液（钻井液密度+0.05）+常规密度双凝防窜水泥浆；回接浆柱结构：前置液（钻井液密度+0.05）+常规密度水泥浆。

四开固井方式：选择性固井；浆柱结构：前置液（钻井液密度+0.05）+常规密度双凝防窜水泥浆，现场根据地层承压能力优化调整水泥浆密度及浆柱结构。

（4）钻机选型

新钻直井选用 ZJ70 级别钻机，新钻导眼水平井选用 ZJ70A 级别钻机，老井侧钻选用 70LDB。

3.2.6.2 井场工程

（1）新建井场

本工程共新建井场 7 座，其中 4 座采油井（YD7-4-16H 井、YD7-5-H10 井、YD7-4-12 井、YD7-4-10 井）、3 座注水井（YD7-2-13H 井、YD7-4-11 井、YD7-5-11H 井），采油井采用 0204-II-2 型电磁加热不抗硫集输井场（DN80 2.5MPa）标准化油井井场，并增加气举流程。井场主要工程量见表 3.2-6。井场平面布置图见下图 3.2-3。

表 3.2-6 新建井场主要工程量一览表

序号	工程内容	单位	数量	备注
	采油井	座	4	
1	采油树	座	4	
2	二氧化碳空气源热泵，PN25，60KW	台	3	YD7-4-16H 井、YD7-5-H10 井、YD7-4-10 井

序号	工程内容	单位	数量	备注
3	电磁加热炉, PN25, 40KW	台	1	YD7-4-12 井
4	RTU	座	4	
	注水井	座	1	

1	注水井口, PN25MPa	套	3	
---	---------------	---	---	--

YD7-4-12 井

YD7-4-16H 井、YD7-5-H10 井、YD7-4-10 井

图 3.2-3 采油井场平面布置图

(2) 老井改造

本工程针对 2 座老井（YD7-4-1H 井、YD7-4-H3 井）新增气举流程。

本方案中气举井是指在采油井基础上，新增气举流程，井场气举流程主要设备包含采油树、气举管线（流量计、流量调节阀、止回阀等）。

3.2.6.3 地面配套设施调整工程

(1) 阀组站改造

本工程在 YD7-4-2 阀组站新建 4 井式阀组橇一座，设计压力与设计温度与采油管道保持一致。

本工程在 YD7-4-2 阀组站新建 4 井式阀组橇采用电动阀实现远程控制轮井计量，并对现场 4 井式手动阀组进行改造，经过现场调研，需要对 YD702H 井、YD7-4-2 井、YD7-3-4 井共 3 个单井的轮井计量流程进行数字化改造，将手动

闸阀增加电动执行机构，实现远程控制。

(2) YD7 转油站采出水余热利用

根据 YD7 转油站现场流体温度记录，外输泵出口温度取冬季温度 34.6℃，热源温度最高 83℃，最低 48℃，绝大多数情况下温度 57℃左右。

考虑到 YD7 转油站外输泵出口温度不稳定，高含水油井由于调整流量需要，进站井号和井口数量不固定，进站温度变化较大，本工程推荐采用浮头管式换热器。换热器选型为：BES600-6.4-85-6/25-4，两台串联，换热面积 170m²。

本工程在 YD7 转油站内新建两台浮头管式换热器 BES600-6.4-85-6/25-4，实现高含水油井采出水与 YD7 区块采油井来油换热。

(3) 东集输干线改造

本工程在 YM465 转油站新建 2 台流量 35m³/h 多级离心泵，为一用一备；在 YM17 集气站利旧 3 台多级离心泵，规格均为排量 30m³/h，扬程 450m，功率 75kW，满足调整方案后，东集输干线的输送要求。

本工程为最大限度利用已建设施，合理调配现有资源，降低地面工程投资，将 YM465 转油站现场 2 台离心泵（规格：Q=30m³/h，H=450m）搬迁至 YM17 集气站，与 YM17 集气站新购外输泵（规格：Q=30m³/h，H=450m）组成 2 用 1 备的三泵组合，满足 YM17 集气站输送要求。

本工程新建 YD7—YM21 管道收发球装置，在 YD7 转油站新建发球装置，在 YM21 集气站新建收球装置。通过定期的通球，清除附着在管道内壁上的结蜡，保障管道的输送能力。

(4) 高含水油井计量

本工程对高含水油井进行分离计量，用于准确掌握油井的生产状况，并通过有效调节生产制度，实现 YD7 区块水量的注采平衡，推荐采用分离计量橇，工艺更成熟且运行稳定，安全性高。本工程对 YD2 井、YD2-1H、YD2-1、YD6 共 4 口高含水油井进行分离计量，由于 YD2-1H 与 YD2 井来液通过一条汇管输送至 YD6 井场，故对 YD2-1H 与 YD2 井来液进行合并计量，对 YD6 井和 YD2-1 井进行单独计量。

本工程在 YD6 井场内新建计量分离橇 1 座，计量分离阀组 1 套，规格为设计压力 2.5MPa。

本工程地面配套设施调整工程主要工程量见表 3.2-7。

表 3.2-7 地面配套设施调整工程主要工程量一览表

序号	工程内容	单位	数量	备注
一	阀组站			
1	YD7-4-2 阀组站部分			
1.1	4 井式阀组撬	套	1	
1.2	数字化改造			
	PN25、DN80 手动闸阀 加电动执行机构	个	6	
1.3	现场连头	处	3	一级动火连头
2	YD7 转油站进站阀组数字化改造			
2.1	PN25、DN100 手动闸阀 加电动执行机构	个	12	
3	YD710H 阀组数字化改造			
3.1	PN25、DN80 手动闸阀 加电动执行机构	个	4	
二	YD7 转油站采出水余热利用			
1	管材			
1.1	20G 无缝钢管, D168×8	m	50	
2	阀门			
2.1	闸阀 Z41H-64 DN150	个	4	
2.2	闸阀 Z41H-25 DN150	个	4	
3	浮头管式换热器 BES600-6.4-85-6/25-4	台	2	
4	现场连头	处	3	一级动火连头
5	带压扳孔	处	1	
三	东集输干线改造			
1	YM465 转油站外输泵更换			
1.1	管材			
	20G 无缝钢管, D114×7	m	10	
1.2	阀门			
	闸阀 Z543WF-100 DN150	个	2	
	止回阀 H44Y-100 DN150	个	2	
1.3	多级离心泵 Q=35m³/h, H=800m, P=200kW	台	2	
1.4	现场动火连头 DN80	处	4	一级动火
2	YM17 集气站外输泵更换			
2.1	管材			

	20G 无缝钢管, D168×7	m	10	
2.2	阀门			
	闸阀 Z41H-64 DN150	个	2	
	止回阀 H41Y-64 DN150	个	2	
2.3	现场动火连头 DN150	处	4	一级动火
3	YD7—YM21 管道新增收发球装置			
3.1	YD7 转油站改造			
	20G 无缝钢管, D168×7	m	200	
	手动发球装置 5.5MPa DN150	套	1	
	动火连头 PN55 DN150	处	2	
3.2	YM21 集气站改造			
	20G 无缝钢管, D168×7	m	200	
	手动收球装置 5.5MPa DN150	套	1	
	动火连头 PN55 DN150	处	2	
3.3	中间部分			
	PN55, DN150 挡球三通	个	2	
四	高含水油井计量			
4.1	管材			
	20G 无缝钢管, D219×5	m	50	
4.2	计量分离器 PN25-1800×8000	座	1	
4.3	闸阀 Z41Y-25 DN80	个	3	
4.4	节流截止阀 FJ41Y-25 DN80	个	1	
4.5	安全阀 A42Y-25 DN80×65	个	1	
4.6	动火连头	处	4	

3.2.6.4 集输工程

本工程集输工程主要包括：新建采油管线 5.1km、新建气举管线 7.8km、新建注水管线 5.46km。

(1) 采油管线

根据就近接入原则，YD7-5-H10 井、YD7-4-10 井接入 YD7-4-2 阀组站，YD7-4-12 井、YD7-4-16H 井直接接入 YD7 转油站，单井均采用“井口→阀组站→转油站→联合站”的布站工艺。

本工程共新建单井采油管线 5.1km，管线采用玻璃钢（PN55 DN80），新

建单井采油管线具体内容见表 3.2-8。

表 3.2-8 新建单井采油管线具体内容一览表

序号	起点	终点	管线长度 (km)	管材	管径 (mm)	压级 (MPa)
1	YD7-4-10	YD7-4-2 阀组站	2.1	玻璃钢	80	5.5
2	YD7-5-H10	YD7-4-2 阀组站	0.8	玻璃钢	80	5.5
3	YD7-4-12	YD7 转油站	0.34	玻璃钢	80	5.5
4	YD7-4-16H	YD7 转油站	1.86	玻璃钢	80	5.5

(2) 气举管线

本方案中气举井是指在采油井基础上，新增气举流程。根据开发方案预测指标，本工程已建 YD7-4-1H 井、YD7-4-H3 井新增气举流程，新建 4 口采油井增加气举流程。本方案中 6 口井新增气举流程，所需气举气量为 $5.2 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，新增气举流程用气来源即为 YD7 区块单井所产天然气，气举气在气举管网中不断采出、注入，循环流通。

本工程气举井采用就近接入的原则，YD7-4-10 井和 YD7-5-10H 井就近接入 YD7-4-2 井气举分配阀组，YD7-4-1H 井和 YD7-4-16H 井就近接入 YD701H 井，YD7-4-12 井和 YD7-4-H3 就近接入 YD7 转油站。

本工程共新建气举管线 7.8km，管线采用 20G 无缝钢管，气举管线具体内容见表 3.2-9。

表 3.2-9 新建气举管线具体内容一览表

序号	管线起止	最大注气量 $10^4 \text{m}^3/\text{d}$	管线规格	管线长度 km	要求井口 注入压力 MPaG	起点压力 MPaG
1	YD7-4-2 井至 YD7-4-10 井	1.5	D60.3×6.5	2.1	10.5	10.7
2	YD7-4-2 井至 YD7-5-H10 井	1	D60.3×6.5	0.82	10.5	10.62
3	YD7 转油站至 YD7-4-12 井	1.2	D60.3×6.5	0.18	10.5	10.58
4	YD701H 井~YD7-4-16H 井	0.6	D60.3×6.5	0.68	10.5	10.61
5	YD701H 井~YD7-4-1H 井	1.0	D60.3×6.5	3.1	10.5	10.92
6	YD7 转油站~YD7-4-H3 井	1.0	D60.3×6.5	0.92	10.5	10.61

(3) 注水管线

玉东 7 区块处于开发初期，采出液含水量较低，区块自产采出水量不能满足地质注水开发的要求，需要额外补水。在开发调整实施期间，通过调整高含水的开井计划、控制各井的产水量，满足地质注水对水量的要求。

本次开发调整新部署注水井 3 口，YD7-2-13H 井位于玉东 7 转油站东南侧，

距 1#配水间较近，且 1#配水间内尚有空头 2 个，满足 YD7-2-13H 井的配水要求。YD7-4-11 井位于玉东 7 转油站西北侧，YD7-5-11H 井位于玉东 7 转油站西侧，这 2 口井距 2#配水间较近，2#配水间内有空头 2 个，且所辖 3 口井中 1 口已停注，利用配水间空头为 YD7-4-11 井配水，YD7-5-11H 就近接自己建停注井管线。

本工程共新建注水管线 5.46km，管线采用柔性复合高压输送管，注水管线具体内容见表 3.2-10。本项目集输管道工程走向图见图 3.2-4。

表 3.2-10 新建注水管线具体内容一览表

序号	管线起止	输量 m ³ /d	管线规格	管线长度 km	压力
1	1#配水间至 YD7-2-13H 井	75	DN50	2.83	25MPa
2	2#配水间至 YD7-4-11	70	DN50	0.78	25MPa
3	已建 YD7-5-3 井注水管线至 YD7-5-11H 井	80	DN50	1.85	25MPa

3.2.7 公辅工程

公辅工程包括：供电工程、自控工程、通信工程、消防工程、防腐与保温。

3.2.7.1 供电工程

本工程新增负荷在英买 110kV 变电站、其 35kV 出线玉东线与 10kV 英 470 甲乙线供电范围内。英买处理站内现有 110/35/10kV 变电站 1 座，主变容量 2×25000kVA，变压器容量比是 1:1:0.5，35kV 侧具有 2×25000kVA 的供电能力，目前变电站 35kV 侧最大负荷 12000kW。110kV 变电站现建有 110kV 东英线 1 条，110kV 振英线 1 条，2 个预留 110kV 电缆出线间隔。

本工程井场周围有 35kV 玉东线供电线路。本项目新建井场电源直接由已建 35kV 架空线路引接。本项目新建 4 座采油井场及已建采油井场均采用单变带单井的供电方式，分别在每座采油井场旁新建 1 座杆架式变电站为井场内负荷供电。变压器均采用油浸式节能型变压器。在杆架式变电站围栏外设户外动力配电箱，采用电缆直埋地敷设至井场各用电点。

电气设备的选型遵循设备技术先进、寿命长、运行安全可靠和经济合理的原则，尽可能采用国内外先进可靠和高效节能的电气产品。防爆电气设备选型遵循“安全高效、经济适用”原则，避免过度提升设备安全要求，造成采购成本较高和后期运维困难的情况出现。防爆电气设备选型与爆炸性混合物的危险程度相适

应。如天然气 2 区复合型防爆电气设备，选用 ExdeIIBT4Gb 类型。防爆电气设备尽量避免选用纯隔爆型，有打火元件的设备（如开关箱、配电箱）选用隔爆增安复合型，无打火元件的设备（如接线箱、接线盒）选用增安型设备。

图 3.2-4 本工程管线路由示意图

3.2.7.2 自控工程

英买力气田自控系统采用了以计算机为核心的数据采集和监控系统（SCADA）对井场、集气站、转油站进行数据采集、监视、控制和管理。SCADA 系统对油气井、集气站、转油站进行监控和管理，整个油气田 SCADA 系统的控制分为三级。正常运行时，由控制中心对各井、站进行数据采集、监视控制和生产调度管理，井场、集气站、转油站达到“无人值守、远程监控”的管理水平，英买处理站达到“少人集中监控”的管理水平。当通信系统发生故障或系统检修时，由井站按预设程序实现对各井站的监视与控制，以保证整个油气田能够安全、可靠、平稳的运行。本工程自控系统控制水平与英买力油气田原自控系统控制水平保持一致。

井场设置 1 套 RTU，井场温度信号和采油树自带油压、套压、回压压力信号通过无线方式接入 RTU 控制系统，井口压力、采油树自带紧急切断阀控制信号通过有线方式接入新建 RTU，同时该新建井场气举流程中的管线温度、管线压力、管线流量、调节阀信号通过有线方式接入新建 RTU。RTU 通过新建光缆与通信设备将井场数据上传至玉东 7 转油站 PLC 进行远程监控，再通过已建光缆与通信设备将数据上传至英买处理站 SCADA 并接受远程关井命令。

3.2.7.3 通信工程

英买采油气作业区的工业电视监控系统目前采用“摄像机+远程综合管理平台+远程监控存储”方式构建，本次工程不改变现有系统结构。井场分别设置 1 套红外网络高清球型摄像机、防护等级不低于 IP66、清晰度标准为不低于 1080P，安装在场区，对场区工艺装置进行监视；各单井监控杆通信防水箱内分别设 1 台 2 光 4 电工业以太网交换机。

新增设备系统需与英买采油气作业区已建设备系统兼容或保持一致，实现全部生产数据和视频监控数据及时上传至英买采油气管理区数字化平台和物联网系统平台。根据工艺以及运维管理对通信的实际需求，通信系统将提供自控数据传输、工业电视监控数据传输；英买处理站与井场保持实时自控数据联络和生产视频监控数据联络，进行日常管理。

3.2.7.4 消防工程

玉东 7 区块消防依托英买处理站附近的消防站，该消防站配置泡沫-水联用消防车 2 辆，配备消防执勤人员 8 人，距玉东 7 区块距离 80km。

本工程在采油井口、电磁加热撬、通信杆、计量分离器、三井式阀组、四井式阀组撬、换热器装置、收发球设施装置周边设磷酸铵盐干粉灭火器，以便及时扑灭初期零星火灾。每个设置点手提式灭火器数量不少于 2 个，灭火器设在灭火器箱内，置于地上，铭牌朝外。灭火器应设置在位置明显和便于取用的地点，且不得影响安全疏散。

表 3.2-11 灭火器配置一览表

序号	设置地点	火灾种类	危险等级	灭火器型号及规格	单位	数量	备注
1	采油井口	B、C	严重危险级	手提式磷酸铵盐干粉灭火器 MF/ABC8	具	2	
2	电磁加热炉撬	B、C	严重危险级				
3	通信杆	E	中危险级	手提式磷酸铵盐干粉灭火器 MF/ABC8	具	2	
4	计量分离器	B、C	严重危险级	手提式磷酸铵盐干粉灭火器 MF/ABC8	具	2	YD6 井
5	三井式阀组	B、C	严重危险级				
6	四井式阀组撬	B、C	严重危险级	手提式磷酸铵盐干粉灭火器 MF/ABC8	具	2	YD7-4-2 阀组站
7	收球设施	B、C	严重危险级	手提式磷酸铵盐干粉灭火器 MF/ABC8	具	2	英买 21 集气站

3.2.7.5 防腐保温

本工程站外气举管线采用环氧粉末防腐层和牺牲阳极阴极保护的联合保护措施；站内管道采用防腐层进行保护。

为保证管道的长期安全运行，抑制电化学腐蚀的发生，外防腐层的选用遵循安全第一、环保优先的设计原则，针对本工程的具体特点并结合国内管道外防腐层的选用，从防腐层的绝缘性、稳定性、耐阴极剥离强度、机械强度、粘结性、耐植物根刺、耐微生物腐蚀以及易于施工和现场补口等方面综合考虑，本着“技术可靠、经济合理、施工方便”的原则，选择综合性能优良的防腐层。

目前埋地管道采用的防腐层主要有：三层挤压聚乙烯防腐层（三层 PE）、二层挤压聚乙烯防腐层（二层 PE）、熔结环氧粉末涂层及聚乙烯胶粘带防腐层等。三层挤压聚乙烯防腐层（三层 PE）是以熔结环氧粉末做底层，中间为共聚物胶粘剂层，面层为高密度聚乙烯。三层 PE 防腐层兼有环氧粉末优异的防腐

性能、粘接性能、抗阴极剥离性能和聚乙烯优良的机械性能、绝缘性能及强抗渗透性，几乎能够适用于所有的土壤环境，是一种综合性能优异的防腐层。

本工程保温管道推荐采用普通级单层熔结环氧粉末（300 μm ）。单层熔结环氧粉末原材料的性能指标的检验、储存条件、涂敷工艺参数的确定、表面处理、表面洁净度、锚纹深度、质量检验，以及防腐管预制等，应严格执行标准《钢质管道熔结环氧粉末外涂层技术规范》GB/T 39636-2020。

热煨弯管由于其形状的特殊性，外防腐层的涂敷操作较困难，是管道外防腐层的薄弱环节，应选用性能可靠、施工操作方便并且经济合理的材料。热煨弯管防腐层采用无溶剂液体环氧涂料（干膜厚度 $\geq 400\mu\text{m}$ ）。补口处与管体防腐层搭接宽度不小于 50mm。

3.2.7.6 道路工程

本工程位于英买油气田已开发区域附近，玉东 7 区块邻近 314 国道、库尔勒-阿克苏铁路及油田简易公路，且油田内部已形成较为完善的路网，交通条件便利。

本次拟建单井进场道路共计 1.6km，采用砂石路面，路宽 6m。本工程可充分利用现有油田道路，施工车辆利用现有道路，无需新修施工便道、伴行路等临时工程。

3.2.8 依托工程

3.2.8.1 库车畅源 YM35-2C2 环保站

（1）基本情况

库车畅源生态环保科技有限责任公司 YM35-2C2 环保站位于新和县英买力气田内，设施的坐标为 主要是为处理英买油气田产生的固废而建设的，于 2019 年 3 月 28 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅批复(新环函[2019]375 号)。2021 年 10 月 22 日塔里木油田分公司英买油气开发部开展自主验收。

建设单位编制了《库车畅源生态环保科技有限责任公司英买 15 万吨/年 HWO8 类危险废弃物及磺化泥浆处置项目突发环境事件应急预案》，并在新和县环保局备案(652925-2019-001)。库车畅源生态环保科技有限责任公司取得了危废经营许可证（6529230024）。按照排污许可证要求，开展日常监测工作。定期

对废气、地下水、土壤及还原土进行监测，确保污染物达标排放。

该站位于阿克苏地区新和县中部，YM35-2C2 井的井场内。项目采用高温焚烧工艺处理含油污泥及磺化泥浆废弃物，设计年处理规模为 15 万吨。主要建设内容为：1 座年处理 15 万吨 HW08 类危险废弃物及磺化泥浆的焚烧设备；辅助工程包括一座 108m³循环水池和一座 108m³事故水池；储运工程包括 1 座 12000m³磺化泥浆暂存池，1 座 6500m³磺化泥浆暂存池，1 座 16000m³含油污泥暂存池，封闭式还原土暂存间。配套环保设施包括 SNCR 脱硝、旋风除尘器、半干急冷塔、布袋除尘器、除酸塔、50m 高排气筒、危废暂存间等。

本项目施工期产生的磺化泥浆、岩屑拉运至库车畅源 YM35-2C2 环保站，对磺化泥浆、岩屑进行集中收集、暂存、处理，处理后还原土经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）后，综合利用。

3.2.8.2 英潜油气运维中心

英潜油气运维中心 2011 年建设投产，至今已运行 11 年。该站净化原油输至东一联合站，与东一联合站原油混合泵输至轮南，管道输送过程中途经哈六联合站，最终将潜山联合站、东一联合站、哈六联合站所产净化原油统一泵输至轮南。

（1）基本情况

英潜油气运维中心主要接受英潜区块产液，集中进行油气分离、原油脱水、污水处理及回注、净化油外输。脱除的污水处理后就地回注；伴生气就地外销给 CNG 公司；净化油管输至已建东一联合站，利用已建东一联外输系统统一输往轮一联。英潜油气运维中心属于英买力潜山油藏地面工程的建设内容，《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》已于 2010 年取得批复(新环评价函[2010]251 号)，并于 2014 年验收(新环函[2014]673 号)。

根据环评文件及其批复、验收文件，英潜油气运维中心站内一段已建 $\phi 3.6\text{m} \times 20\text{m}$ 三相分离器 3 台，单台处理液量 4500t/d，处理气量 78 万 Nm³/d；二段已建 $\phi 3.6\text{m} \times 20\text{m}$ 热化学脱水器 2 台，单台处理能力为 2100t/d，伴生气处理能力为 10 万 m³/d，污水处理能力为 4000m³/d。

（2）工艺流程

英潜油气运维中心主要负责处理北区、英买 2、英买 41 区块、英买 7 转油站来液，采用三相分离器+热化学沉降脱水工艺，原油处理达标后外输到东河作业区。分离出来的污水经过污水处理系统达标后进行回注。联合站设有三个分离器、两个热脱分离器、三个加热炉等设备，还有消防、低压配电、污水处理等辅助设施。

英潜油气运维中心污水处理系统设计规模 $4000\text{m}^3/\text{d}$ ($85\text{m}^3/\text{h}$ 压力除油器 2 座、 $50\text{m}^3/\text{h}$ 双滤料过滤器 3 座)，采用“沉降→压力除油→过滤”工艺，处理后水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 控制指标后回注地层。污水处理工艺流程图见图 3.2-5。

图 3.2-5 英潜油气运维中心污水处理工艺流程图

英潜油气运维中心实际污水处理 $2500\text{m}^3/\text{d}$ ，现英潜油气运维中心污水处理富余 $1500\text{m}^3/\text{d}$ 。本项目井下作业废水自带回收罐回收作业废水产生量小，可以依托英潜油气运维中心处理。

3.2.8.3 英买 7 固废填埋场

(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 2.74m^3 ，年均处理生活垃圾量 547.5t、工业固废 1000m^3 。共有 4 个固废填埋池，其中生活垃圾填埋池 2 个，

总库容 10000m³，有效容积约为 8000m³，设计使用年限为 10.44 年；工业固废填埋池 2 个，总库容 10000m³，有效容积约为 8000m³，设计使用年限为 8 年。英买 7 固废场主要收集塔里木油田分公司英买力作业区职工在工作、生活中产生的各类生活垃圾和建设过程中产生的一般工业固废(不包括含油废物等危险固废)。英买 7 固废场新建工程于 2017 年 12 月 16 日取得原阿克苏地区环境保护局批复(阿地环函字[2017]656 号，附件 6)，并于 2019 年 7 月 22 日塔里木油田分公司英买采油气管理区开展自主验收(油英买质健安环委[2019]3 号，附件 7)。

(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，首先考虑回收利用，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 4 个固废填埋池，目前填埋工业固废为 3000m³，工业固废富余处理能力为 5000m³，本项目施工期产生的一般工业固废约 3.672t，钻井期共产生生活垃圾 23.15t，可满足处理需求。

3.2.8.4 英买力作业区公寓生活污水处理装置

英买力作业区公寓生活污水处理设施位于英买处理厂东侧约 300m 的英买作业区生活公寓内。该工程环评在《英买力气田整体开发调整工程环境影响报告书》中，2015 年 6 月 23 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅批复(新环评价函[2015]699 号)；并于 2019 年 7 月 22 日塔里木油田分公司原英买油气开发部开展自主验收(油英买质健安环委[2019]3 号)。

英买力作业区生活污水处理装置采用一体化污水处理装置，生活排水经管线汇集后进入化粪池，经化粪池处理后的上清液排入调节水池，再经调节水池进入埋地式污水处理装置处理后进入清水池，处理后出水水质满足《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019)表 2 中 C 级标准后冬储夏灌，夏季用于荒漠灌溉，冬季排至污水暂存池。

英买力作业区公寓生活污水处理设施设计处理规模 120m³/d，本项目施工期生活污水总量为 3264m³ (5m³/d)，可以满足本项目钻井期生活污水处理需求。

3.3 工程分析

3.3.1 主要生产工艺过程

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

3.3.1.1 施工期

(1) 钻井工程

钻井作业主要分为钻前工程（进场道路建设、井场平整、设备搬运及安装等）、钻井工程（钻井、录井、测井等）和测试放喷三部分。

1) 钻前工程

①进场道路建设

根据工程设计图纸，结合区块道路建设情况，按照选定线路进行进场道路的修建，本次拟建单井进场道路共计 1.6km，采用砂石路面，路宽 6m。

②井场平整

根据井场平面布置图，首先对井场进行初步平整，然后采用挖掘机进行应急池、放喷池等池体开挖作业，并利用应急池、放喷池等的挖方进行填方作业，对场地进行平整。场地平整作业结束后，进行设备基础、池体防渗层的建设。

③设备搬运及安装

进场道路及井场修建完成后，由运输车辆将各类设备逐步运至井场，并按井场平面布置所示位置进行安装，通过检查满足钻井要求时开始进行钻井工程。

钻前工程施工过程及产污环节见图 3.3-1。

图 3.3-1 钻前工程施工过程及产污环节示意图

2) 钻井工程

本工程采用常规旋转钻井工艺，钻进过程采用电钻机，钻机优先利用区域现有供电系统供电，柴油发电机组作为备用电源。钻进时通过钻机、转盘，带动钻杆旋转，使钻头作用于地层，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材料区，配制时由人工破袋加入泥浆罐中。

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 1m 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。

钻井作业流程及产污环节见图 3.3-2。

图 3.3-2 钻井作业流程及产污环节示意图

3) 测试放喷

当钻至目的层后，对油气应进行完井测试，钻孔在目的层未遇裂隙，则需进行射孔，用射孔枪打开产层，然后将压裂酸液注入地层孔隙、裂缝中，通过酸液和地层岩石矿物的反应，溶解部分岩石矿物或堵塞物质，从而扩大或沟通地层岩石的孔隙裂缝，改善地层近井地带渗透率。测试放喷前安装井口放喷专用管线、各种计量设备、油气两相分离设备，原油回收罐等。如有油气资源，则产出液经两相分离器分离后，原油进入原油罐，天然气经管线引至放喷池点燃，依据具体情况设定放喷时间。

4) 完井

完井后需换装井口装置（安装采油树），其余设施将拆除、搬迁。钻井液材料全部进行回收，钻井过程中产生的各类废物需进行清理，确保井场无遗留。临时占地区域应及时进行恢复。

本工程钻井期间主要废气污染物为进场道路建设、井场平整、设备及材料运输等过程产生的扬尘，运输车辆以及施工机械产生的尾气等，可通过洒水等措施减少扬尘产生；废水包括钻井废水、酸化压裂废水以及生活污水，其中钻井废水随钻井固废一同进入不落地系统处理，酸化压裂废水采用专用废液收集罐收集后拉运至英潜油气运维中心处理，生活污水采用污水罐收集，定期拉运至英买力作业区公寓生活污水处理装置处理；噪声主要为钻机、泥浆泵等施工机械噪声，通过选用低噪声机械设备、定期检修、合理布置作业任务等措施，

减轻噪声影响；固体废物主要为钻井固废以及生活垃圾，钻井固废与钻井废水一同进入不落地系统进行分离，液相部分循环使用，膨润土体系固废存放于暂存池内，干化达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）中标准后用于铺垫其他井场和道路，聚磺体系固废集中收集后，及时拉运至库车畅源 YM35-2C2 环保站处理。生活垃圾收集后运至英买 7 固废填埋场生活垃圾填埋池处置。

（2）井场和站场建设

本工程新建井场 7 座，改建站场 6 座。井场和站场施工内容主要为构筑物基础建设、设备安装及管线连接、设备调试等。

井场和站场建设流程及产污环节如图 3.3-3 所示。施工结束后，及时清除建筑垃圾，并对施工场地临时占地进行平整恢复。

图 3.3-3 井场和站场建设流程及产污环节示意图

该过程废气污染源主要为施工车辆尾气，设备及建筑材料等运输和装卸时产生的扬尘，可通过洒水等措施减少扬尘产生量；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；固体废物主要为生活垃圾及建筑废料等，生活垃圾收集后运至英买 7 固废填埋场生活垃圾填埋池处理，施工废料收集后送至英买 7 固废场填埋处置工业固废填埋池填埋处置。

（3）管线敷设

管线主要施工内容包括：施工准备、管沟开挖及下管、管道连接与试压、

连头、配套设备安装、收尾工序等。管道工程施工阶段工艺流程，见图 3.3-4。

图 3.3-4 管道工程施工阶段工艺流程图

1) 施工准备

施工前需对场地进行平整，设置施工车辆临时停放场地。施工期间根据不同管线沿设计的管线走向设置一定宽度的作业带并取管沟一侧作为挖方存放点，在合适地点设置车辆临时停放场地。

2) 管沟开挖及下管

开挖管沟前，应根据管道施工用地宽度清理其中的杂物，平整沟、坎，以便施工机具通行，同时清除管线中心线两侧以及附近斜坡上危及管道安全的崩塌堆积物。施工前应按照设计图纸要求及各个区域的地质情况向施工人员作好管沟断面开挖要求（开挖深度及边坡比）、堆土位置及技术要求等的交底工作。管沟开挖可采用机械开挖与人工开挖相结合的方式，有地下障碍物时，障碍物两侧 5m 范围内，应采用人工开挖。对于重要设施，开挖前应征得其管理方的同意，并应在其监督下开挖管沟。施工机械在纵坡上挖沟，必须根据坡度的大小、土壤的类别、性质及状态计算施工机械的稳定性，并采取相应的措施，确保安全操作。

3) 管道连接与试压

管道连接应在自然状态下进行，不得强迫对应，钢管焊接必须按规定进行坡口加工。管道在组焊或者连接前，应对管内、管端进行清理，应达到管内无砂、无尘，同时应对坡口及其内表面用手工或机械进行清理，清除管道边缘 100mm 范围内的油、漆、锈、毛刺等污物。焊接施工时，应根据连接件的材质，先进行试焊选择适当的焊条。

管线经过连接、防腐补口，进行注水试压，对管道管线强度试验及严密性试验均以中性洁净水为试验介质，试压后采用压缩空气进行吹扫，保持管道内清洁。

4) 井场配套设备安装及连头

将配套设备拉运至井场，并完成安装工作。管线施工完成后在井场将管线与采气树阀门连接，并安装 RTU 室等辅助设施。

5) 收尾工作

收尾工作包括：管沟回填、场地平整和临时场地恢复。管线连接成功并检验合格后进行管沟回填。对管沟实施土方回填，回填时分二次回填，回填土应与管沟自然土相似，首先距管壁 300mm 范围先用较小粒径的原土进行小回填，最大回填粒径不超过 10mm，然后采用原土进行回填，管顶距自然地坪不小于 1.2m 且管沟回填土高出自然地面 300mm，沿管线铺设方向形成垄，作为自管道上方土层自然沉降富裕量，且可以作为巡视管线的地表标志，剩余土方用于场地平整和临时施工场地土地恢复。第一次回填采用人工回填，第二次回填可采用机械回填，机械回填时，严禁施工机械碾压管道。管沟回填后，在管线沿线设置管道标识、里程桩、转角桩、标志桩、警示牌和警示带等标识。

管道施工过程中废气污染源为施工扬尘和施工车辆尾气，其中土方开挖和倾卸时产生的扬尘，通过控制倾卸高度减少扬尘产生量；废水污染源主要为管线试压废水，由管内排出后循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；固体废物为管沟开挖产生的土方，用于回填管沟及场地平整。

施工期污染源及环境影响减缓措施情况见表 3.3-1。

表 3.3-1 施工期污染源及减缓措施情况汇总一览表

项目	污染源	排放规律	主要污染物	环境影响减缓措施	排放去向
废气	车辆行驶、土方施工等扬尘	间歇	TSP	车辆低速行驶、保证车况良好、燃烧合格油品；适当洒水抑尘	环境空气
	施工机械及运输车辆尾气	间歇/连续	SO ₂ 、NO ₂ 、C _m H _n	机械、车辆定期检修，保证状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行	环境空气
	测试放喷废气	间歇	烟尘、SO ₂ 、NO _x 等	测试放喷时间较短，污染物排放为短暂性排放	环境空气
废水	钻井废水	连续	石油类、COD 等	钻井废水随钻井固废一同进入不落地系统处理	不外排
	废酸化液	间歇	pH、SS、COD 等	运至英潜油气运维中心处理	不外排
	生活污水	间歇	COD、BOD、	采用污水罐收集，定期拉运至英买力作业区公寓生活污水处理装置	妥善处置

			NH ₃ -N、SS	处理	
	管道试压废水	间歇	COD、SS	试压结束后用于区域洒水降尘	不外排
固体废物	钻井固废	连续	钻井泥浆、岩屑	膨润土体系固废存放于暂存池内，干化达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）中标准后用于铺垫其他井场和道路，聚磺体系固废集中收集后，及时拉运至库车畅源 YM35-2C2 环保站处理	妥善处理
	机械设备废油	间歇	含油废物	委托有资质的单位处置	妥善处理
	生活垃圾	间歇	生活垃圾	收集后运至英买 7 固废填埋场生活垃圾池处置	妥善处理
	施工废料	间歇	建筑垃圾	部分回收利用，剩余收集后运至英买 7 固废填埋场工业固废填埋池处置	综合利用或妥善处理
	弃土弃渣	间歇		用于周边场地平整	
噪声	施工机械、运输车辆噪声	连续	噪声	选用低噪声施工机械和设备，加强维护保养	声环境
生态	占用土地、破坏植被	临时	植被破坏、土地占用、水土流失	严格控制施工作业宽度，在井场及站场周边、管线两侧、道路两侧设置草方格沙障	生态影响最小化

3.3.1.2 运营期

（1）采油井场工艺流程

井口来油气→经油嘴节流后→采油管线。

（2）油气集输工艺流程

采用“井口→阀组站→转油站→联合站”的布站工艺。

（3）气举流程

气举原理：气举是指通过向油套环空(或油管)注入高压气体，用以降低井筒液体的密度，在井底流压的作用下，将液体排出井口。同时，注入气在井筒上升过程中，体积逐渐增大，气体膨胀功对液体也产生携带作用。它是油井停喷后用人工方法使其恢复自喷的一种机械采油方式。

玉东 7 区块气举系统工艺流程：YD7 区块采油井和高含水油井进入 YD7 转油站分离系统，分离出的天然气，一部分经过 YD7 增压站增压后，再进入 YD7 转油站气举系统，气举气在 YD7 转油站经过分子筛脱水，加注撬加药后，进入气举分配阀组。目前 YD7 转油站气举分配阀组接有 2 条气举外输管道：一条输送至 YD7-4-2 井，一条输送至 YD701H 井。在 YD7-4-2 井和 YD701H 井分别建立气举分配阀组，周边气举井就近取气。

图 3.3-5 YD7 区块气举系统工艺流程简图

图 3.3-6 气举采油井场工艺流程

（4）注水工艺流程

项目利用注水井进行注水，可保持油层压力，使油藏有较强的驱动力，以提高油藏的开采速度和采收率。项目注水水源为经过玉东 7 转油站采出水处理

后的回注水，在注水泵增压后，经注水干线输送至配水间，由配水间高压分水器通过新建注水管线，引接至各注水井井口注入地层。

注水工艺流程：玉东 7 转油站回注水→配水间→注水管线→注水井。

图 3.3-7 运营期工艺流程及产污环节示意图

3.3.1.3 退役期

随着开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。

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

闭井期废气污染源主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施；噪声污染源主要为车辆噪声，要求合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；固体废物主要为闭井过程中产生的废弃建筑垃圾等，现场收集、合规暂存，委托周边有资质工业固废填埋场合规处置。

3.3.2 影响因素及污染源构成

本工程建设可分为：施工期、运营期和退役期三个阶段。

施工建设期环境影响的特点是持续时间短，对地表的破坏性强，在地面建设结束后，可在一定时期消失；但如果污染防治和生态保护措施不当，可能持续很长时间，并且不可逆转，例如对生态环境的破坏。生产运营期环境影响持续时间长，并随着产能规模的增加而加大，贯穿于整个运营期。退役期，如果封井和井场处置等措施得当，环境影响将很小；反之若出现封井不严，可能导致地下残余油水外溢等事故发生，产生局部环境污染。

环境影响因素主要来源于钻井工程、井场、站场建设、管线敷设、采油、井下作业、油气处理集输等工艺过程，影响结果包括非污染生态影响，以及排放的污染物质导致的环境污染。项目建设污染源构成，见表 3.3-2。

表 3.3-2 项目建设污染源构成

开发作业过程	主要污染物	污染源性质
钻井、地面工程 (井场建设、管道敷设)	钻井废水	临时性污染源，随作业结束而消除
	柴油机烟气	临时性污染源，随作业结束而消除
	废弃钻井泥浆 钻井岩屑	临时性污染源，作业结束后不再产生，妥善处置
	噪声	临时性污染源，随作业结束而消除
	占地	生态影响
井下作业	落地油	间断性污染源
	修井废水、洗井废水、压裂液、酸化液	间断性污染源
	噪声	间断性污染源
采气和油气集输	采出水	持续性影响环境的污染源
	烃类气体	持续性影响环境的污染源
	落地油	持续性影响环境的污染源
	噪声	持续性影响环境的污染源
	占地	生态影响

3.3.3 施工期生态影响及污染源分析

工程施工内容主要包括钻井工程、井场及站场建设、管沟开挖、设备安装、覆土回填等，施工过程中占用土地，对地表植被及土壤环境造成一定的扰动。同时施工期间将产生：废气、废水、噪声、固废等，对区域大气环境、声环境产生一定的影响。

3.3.3.1 生态影响因素

生态影响主要体现在：井场、站场、管线建设阶段，如：占用土地、施工对地表植被的影响、土壤扰动等。

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。临时占地包括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。永久占地主要为井场的永久占地。

地面工程施工作业包括：场站场地平整、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，本工程总占地面积约 31.01hm²，其中：永久性占地面积约 1.12hm²，临时占地面积约 29.89hm²，工程占地类型为天然牧草地、灌木林地，见表 3.3-3。

表 3.3-3 占地面积统计表

序号	建设项目	面积 (hm ²)			备 注
		永久占地	临时占地	总占地	
1	井场	1.12	10.57	11.69	本项目井场工程计划部署 7 口井，单个井场规格 110m×120m，永久占地面积为 1600m ² （40m×40m）。施工营地占地 50m×70m，为临时占地。
2	采油管线	0	5.1	5.1	新建采油管线长 5.1km，作业带宽度 10m。
3	气举管线	0	7.8	7.8	新建气举管线长 7.8km，作业带宽度 10m。
4	注水管线	0	5.46	5.46	新建注水管线长 5.46km，作业带宽度 10m。
5	进场道路	0	0.96	0.96	进场道路共计 1.6km，采用砂石路面，路宽 6m。
合计		1.12	29.89	31.01	/

3.3.3.2 施工期污染源分析

（1）废气

本项目施工期产生的废气主要为施工扬尘、作业机械废气、运输车辆尾气、测试放喷废气排放。

①扬尘

1) 车辆行驶产生的扬尘

据有关调查显示，施工工地的扬尘以运输车辆行驶时产生的量最多，约占扬尘总量的 60%。

表 3.3-4 为一辆载重 5t 的卡车，通过一段长度为 500m 的路面时，不同路面清洁程度、不同行驶速度情况下产生的扬尘量。不同车速和地面清洁程度时的道路表面起尘量，见表 3.3-4。

表 3.3-4 不同车速和地面清洁程度时的道路表面起尘量单位：kg/辆·km

车速	0.1(kg/m ²)	0.2(kg/m ²)	0.3(kg/m ²)	0.4(kg/m ²)	0.5(kg/m ²)	1.0(kg/m ²)
5km/h	0.0283	0.0476	0.0646	0.0801	0.0947	0.1593
10km/h	0.0566	0.0953	0.1291	0.1602	0.1894	0.3186
15km/h	0.0850	0.1429	0.1937	0.2352	0.2841	0.4778
20km/h	0.1133	0.1905	0.2583	0.3204	0.3788	0.6371

由此可见，在同样路面清洁度情况下，车速越快，扬尘量越大；而在同样车速情况下，路面清洁度越差，则扬尘量越大。

2) 裸露场地产生的扬尘

施工期扬尘的另一个主要来源是露天堆场和裸露场地的风力扬尘。由于施工的需要，一些建材需露天堆放，一些施工点表层土壤需开挖、堆放，在气候干燥又有风的情况下，较易产生扬尘。起尘风速与物料或土壤粒径、含水率等因素有关，减少露天堆放、减少裸露地面面积、缩短地表裸露时间和保证物料或土壤一定的含水率是减少风力起尘的有效手段。

②施工机械及运输车辆尾气

本工程的作业机械废气主要为施工机械（装载机、载重车、挖掘机等燃油机械）和运输车辆的燃油废气，所排放的污染物主要有 CO、NO₂、THC，为无组织排放源。由于施工机械多为大型机械，单车排放系数较大，但施工机械数量少且较分散，主要对作业点周围和运输路线两侧局部范围内产生一定影响，排放量不大，其污染程度也相对较轻，且随着施工活动结束而消失。

③测试放喷废气

钻井至目的层后，对油气应进行油气测试。测试放喷前安装井口放喷专用管线、计量设备、油气两相分离设备、原油罐等。测试放喷期间，产出液经两相分离器分离后，原油进入原油罐，天然气经管线引至放喷池点燃，充分燃烧后排放。测试放喷时间依据具体情况确定。

测试放喷废气为天然气燃烧废气，主要污染物包括烟尘、SO₂、NO_x 等。一般情况下，测试放喷时间较短，污染物排放为短暂性排放。

(2) 废水

本工程施工期产生的废水主要包括钻井废水、酸化压裂返排液、管线试压废水和生活污水。

① 钻井废水

钻井期间产生的废水主要为钻井废水，是钻井液等物质被水高倍稀释的产物，其组成、性质及危害与钻井液类型、处理剂的组成有关，主要污染物有悬浮物、石油类、COD 等。废水中的 pH 值高，多在 8.5~9.0 之间；悬浮物含量多在 2000~2500mg/L 之间，COD 多在 3000~4000mg/L 之间，石油类多在 60~70mg/L 之间。

本项目计划部署 8 口井，总进尺 39601.56m。根据《工业源产排污核算方法和系数手册（2021 年版）》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（ $\geq 3.5\text{km}$ 进尺）产污系数 29.73t/100m 进行估算。本项目钻井废水产生量为 1.177 万 m^3 。钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相拉运至其他新钻井回用于钻井液配制，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《关于发布<排放源统计调查产排污核算方法和系数手册>的公告》（环保部公告 2021 年第 16 号）中与石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册中产排污系数，计算压裂液及酸化液的产生量分别为 119.94 m^3 /井次、26.56 m^3 /井次。

根据区域现有井场历史钻井数据，酸化压裂过程酸化压裂返排液返排率为 60%左右，本项目共部署新井 8 口，项目酸化压裂返排液产生量为 703.2 m^3 ，储层改造过程中产生的压裂返排液排入回收罐中，运至英潜油气运维中心处理，处理达标后回注。

③ 生活污水

钻井工程：施工期常驻井场人员按 50 人，本项目新钻直井施工周期 80d/井，新钻水平井施工周期 144d/井，侧钻井施工周期 110d/井。每人每天生活用水最高按 100L 计算，生活用水总量为 4630 m^3 ，生活污水排放量按用水量的 80% 计，则钻井期内生活污水总产生量总计为 3704 m^3 。

钻井工程生活营地的生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至英买

力作业区公寓生活污水处理装置处理，禁止运输途中随意倾倒。

地面工程建设过程不设生活营地，依托油气田内的现有生活设施，不外排生活废水，施工现场无生活污水产生。

④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。试压结束后，产生的试压废水按照每千米 2.5m^3 计算，本项目各类管线（采油管线、注水管线）试压废水约为 26.4m^3 ，主要污染物为 SS。试压废水可用作场地降尘用水。

(3) 固体废物

本工程施工期固体废物主要为钻井泥浆、岩屑、施工废料、机械设备废油、弃土弃渣和生活垃圾等。

①钻井泥浆

钻井废弃泥浆的性质由使用的钻井泥浆决定，其产生量随井深改变而变。钻井废弃泥浆的产生量按下式进行计算：

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

式中：V——废弃钻井泥浆排放量， m^3 ；

D——井眼的平均直径，m；

h——井深，m。

本项目新部署 8 口井，总进尺 39601.56m，钻井泥浆产生量计算见表 3.3-5。

表 3.3-5 钻井泥浆产生量

井型	开钻次序	井段 m	钻头直 mm	泥浆量 m^3	钻井液体系
直井	一开	0~2000	444.5	307.10	膨润土-聚合物体系
	二开	2000~4707	311.2	280.35	膨润土-聚合物体系
	三开	4707~4997	215.9	95.75	KCL-聚磺体系
单井小计				683.2	
水平井	一开	0~2000	444.5	307.10	膨润土-聚合物体系
	二开	2000~4707	311.2	280.35	膨润土-聚合物体系
	三开	4707~5125	215.9	102.70	KCL-聚磺体系
	四开	5125~5836	168.3	113.50	KCL-聚磺体系
单井小计				803.65	

斜井	侧一开	3960~4750	215.9	122.89	KCL-聚磺体系
	侧而开	4750~5226.56	149.2	101.32	KCL-聚磺体系
单井小计				224.21	

根据上述公式计算得知：本项目共产生钻井泥浆 5488.41m³，其中非磺化泥浆量 4112.15m³，磺化泥浆量 1376.26m³。

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，并经泥浆携带至地面，进入不落地系统中，可进入废液池中的单井岩屑可用下式计算：

$$W=1/4\times\pi\times D^2\times h\times d$$

式中：W——产生的岩屑量，m³；

D——井眼平均井径，m；

h——裸眼长度，m；

d——岩屑膨胀系数，水基钻井液取 d=2.2。

根据井身结构计算项目水基岩屑的产生量，详见表 3.3-6。

表 3.3-6 钻井岩屑估算表

井型	开钻次序	井段 m	钻头直 mm	岩屑量 m ³
直井	一开	0~2000	444.5	682.44
	二开	2000~4707	311.2	452.75
	三开	4707~4997	215.9	23.35
单井小计				1158.54
水平井	一开	0~2000	444.5	682.44
	二开	2000~4707	311.2	452.75
	三开	4707~5125	215.9	33.65
	四开	5125~5836	168.3	34.78
单井小计				1203.62
斜井	侧一开	3960~4750	215.9	63.60
	侧而开	4750~5226.56	149.2	18.32
单井小计				81.92

据此可计算得出本项目钻井过程产生岩屑共计 8372.02m³，属于一般工业固体废物（SW12）（根据《一般工业固体废物管理台账制定指南（试行）》中附表 8）。

本项目钻井采用泥浆不落地系统。钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系

统处理，一开、二开为非磺化水基泥浆，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配制，分离后的固相排入防渗岩屑池对其进行达标检测，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后，可用于铺垫油气田内的井场、道路等；若分离后的固相经检测不满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》相关标准，则进行处理，直到达标检测。三开、四开为磺化水基泥浆，现场进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相拉运至库车畅源 YM35-2C2 环保站，对磺化泥浆、岩屑进行集中收集、暂存、处理。

③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，本项目施工废料产生量约为 3.672t。施工废料应首先考虑回收利用，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。

④机械设备废油和含油废弃物

施工期间使用的机械设备运行过程中需进行维护、保养、维修等工作，使其能正常运转，此过程中将产生少量的废油，如废液压油、废润滑油、废机油、含油废弃物等，类比调查一个钻井施工期产生量不足 0.1t，本工程共产生机械设备废油 0.8t，委托有危废处置资质单位进行处置。

按照《国家危险废物名录》，废油划分为废矿物油与含矿物油废物类，其危险废物编号为 HW08。考虑到转运期间的时间间隔，钻井场地内应设置危险废物临时贮存间，危险废物临时贮存间须严格按照《危险废物污染防治技术政策》（环发[2001]199 号）的相关要求建设，在此基础上，可确保工程产生的危险废物在过程控制阶段对环境的影响最小。

⑤弃土弃渣

本项目新建井场 7 座，新建采油管线 5.1m、新建气举管线 7.8km、新建注水管线 5.46km。

项目区永久占地为 1.12hm²，场平高度约为 0.5m，开挖量为 0.56 万 m³，全部用于回填，场地平整。新建各类管线 18.36km，开挖宽度 2m、开挖深度 1.5m，挖方量 5.508 万 m³。施工土方在管线施工结束后回填在管堤上。

预计本项目挖方量约为 6.068 万 m³，填方总量为 6.068 万 m³，无外借、无

废弃土方量。施工土方在管线施工结束后回填在管堤上，井场施工过程产生的土方回填至挖方处或回填至周边低洼场地，并实施压实平整水土保持措施。本工程土石方平衡表见下表 3.3-7。

表 3.3-7 土方挖填方平衡表 单位：万 m³

序号	分区或分段	开挖	回填	调入		调出		外借		弃方	
				数量	来源	数量	去向	数量	来源	数量	去向
①	表土剥离	0.56	0	0	/	0.56	②	0	/	0	/
②	场地平整	0	0.56	0.56	①	0	/	0	/	0	/
③	管线	5.508	5.508	0	/	0	/	0	/	0	/
	合计	6.068	6.068	0.56		0.56		0		0	/

⑥生活垃圾

钻井期施工人员 50 人，新钻直井施工周期 80d/井，新钻水平井施工周期 144d/井，侧钻井施工周期 110d/井。生活垃圾产生量按 0.5kg/人·d 计算，则本项目钻井期共产生生活垃圾 23.15t；生活垃圾集中收集后拉运至英买 7 固废填埋场生活垃圾填埋池填埋。

地面工程建设过程不设生活营地，生活垃圾依托油气田内的现有生活设施处理，因此地面工程施工现场无生活垃圾产生。

(4) 噪声

项目施工期噪声主要包括钻井、土方施工等过程中各种施工机械设备噪声以及物料运输车辆噪声。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、集气站、内部道路、管线铺设和钻井工程实际情况，项目施工期拟采用的各类施工设备产噪值见表 3.3-8。

表 3.3-8 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

(5) 施工期污染物排放情况汇总

本工程施工期污染物排放情况汇总，见表 3.3-9。

表 3.3-9 本工程施工期污染物排放情况汇总表

项目	工程	污染源	主要污染物及排放量		排放去向
大气污染物	井场、进场道路	扬尘机械、车辆尾气、放喷伴生气燃烧废气	CO	阶段性排放	大气
			NO ₂	阶段性排放	
			SO ₂	阶段性排放	
			烃类	阶段性排放	
水污染物	井场	钻井废水	SS、COD、石油类等	1.177 万 m ³	钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理,分离后的液相拉运至其他新钻井回用于钻井液配制,不外排。
		酸化压裂返排液	COD、挥发酚、硫化物	703.2m ³	酸化压裂作业结束后压裂返排液排入回收罐中,运至英潜油气运维中心处理,处理达标后回注。
		生活污水	COD、NH ₃ -N、SS	3704m ³	生活污水排入防渗生活污水池暂存,定期拉运至英买力作业区公寓生活污水处理装置处理。
		管道试压废水	SS	26.4m ³	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,试压结束后用于场地降尘用水。
固体废物	井场	钻井废弃泥浆	钻井废弃泥浆	5488.41m ³	钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统处理,一开、二开为非磺化水基泥浆,采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离,分离后的液相回用于钻井液配制,分离后的固相排入防渗岩屑池对其进行达标检测,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后,可用于铺垫气田内的井场、道路等;若分离后的固相经检测不满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》相关标准,则进行处理,直到达标检测。三开、四开为磺化水基泥浆,现场进行固液分离后,液相回用于钻井液配备,固相拉运至库车畅源 YM35-2C2 环保站,对磺化泥浆、岩屑进行集中收集、暂存、处理。
		钻井岩屑	岩屑	8372.02m ³	
		生活垃圾	/	23.15t	集中收集后定期运至英买作业区英买 7 固废场生活垃圾池处置。
		施工废料	/	3.672t	首先考虑回收利用,不可回收利用部分收集后定期由英买作业区英买 7 固废场填埋处置。

		废机油	/	0.8t	委托有危废处置资质单位进行处置。
噪声	井场	施工机械、 运输车辆 噪声	/	84-95dB (A)	声环境

3.3.4 运营期污染源分析

3.3.4.1 废水污染源

本工程废水主要为采出水、生活污水、井下作业废水。

(1) 采出水

油气田开发过程中的采出水是伴随着原油从地层开采出来的，主要来源于油藏本身的底水、边水和注汽凝结水。根据方案预测，本项目运营期采出油藏采出水最大为 348.18t/d (11.49×10^4 t/a)。

本项目油气经玉东 7 转油站进行气液分离后的采出液（油、水），玉东 7 转油站站内配套建设采出水处理系统，采用“压力除油-两级过滤”工艺，处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准中指标后回注于现役油藏，不外排。

(2) 生活污水

井场无人值守，通过远程监控、人员定期巡检进行管理。运营期工作人员由内部调剂解决，故不新增生活污水。

(3) 井下作业废水

井下作业废水的主要来源为修井过程产生的压井水和压井液、修井时的循环水及洗井时产生的洗井废水。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册中 1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册（见表 3.3-10），计算井下作业废水的产生量。

表. 3.3-10 与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
井下作业	洗井液（水）	非低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	吨/井次-产品	76.0	回收回注	0
				化学需氧量	克/井次-产品	104525	回收回注	0
				石油类	克/井次-产品	17645	回收回注	0
		低渗透油井洗井作	所有规模	工业废水量	吨/井次-产品	27.13	回收回注	0
				化学需氧量	克/井次-产品	34679	回收回注	0

		业		石油类	克/井次-产品	6122	回收回注	0
--	--	---	--	-----	---------	------	------	---

本项目部署 4 口采油井，开采层位为白垩系巴西改组，为凝析气层低渗透油藏，根据上表计算井下作业废水产生量为 27.13t/井次，化学需氧量产生量为 34679g/井次，石油类产生量为 6122g/井次。

按井下作业每 2 年 1 次计算，则单井每年产生井下作业废水 13.57t、化学需氧量 17340g、石油类 3061g，则本项目井下作业工程产生的井下作业废水量为 54.28t/a，其中污染物化学需氧量、石油类为 0.069t/a、0.012t/a。井下作业废水自带回收罐回收作业废水，拉运至英潜油气运维中心处理达到《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油层。

3.3.4.2 废气污染源

本项目大气污染物的主要来源是井场、集输过程中无组织废气排放、温室气体排放源。根据项目资料，本项目所在区域天然气中不含硫化氢。无组织排放的污染物主要为站场、井口、管线接口、阀门等处产生的无组织挥发烃类。

（1）无组织排放非甲烷总烃

本工程无组织挥发性废气主要为油气集输环节在井口、站场、管线设备接口、阀门处产生的少量挥发性有机物。

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，对本工程而言，VOCs 主要为非甲烷总烃。

本工程运营过程中从阀门、法兰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）中设备与管线组件密封点泄漏挥发性有机物的计算公式对源强进行核算。

公式如下：

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

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

t_i ——密封点 i 的年运行时间，h/a；

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

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

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

n ——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数;

设备与管线组件 $e_{\text{TOC}, i}$ 取值参数表, 见表 3.3-11。

表 3.3-11 设备与管线组件 $e_{\text{TOC}, i}$ 取值参数表

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

参照《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》, 本次评价按保守估计的原则, 将 TOC 全部视为可挥发性有机物 VOCs, 则本工程采出液中 $WF_{\text{VOCs}, i}$ 和 $WF_{\text{TOC}, i}$ 比值取 1。

无组织废气源强一览表, 见表 3.3-12。

表 3.3-12 本工程无组织废气非甲烷总烃核算一览表

序号	设备名称		密封点 (个)	e _{TOC<i>i</i>} (kg/h)	WF _{VOCs<i>i</i>} /WF _{TOC<i>i</i>}	排放速率 (kg/h)	年运行时间(h)	年排放量 (t/a)
1	单座采油井场	阀门（气体）	24	0.036	1	0.00259	7920	0.0205
2		法兰或连接件	48	0.044		0.00634		0.0502
4口井小计								0.2828
3	老井改造	阀门（气体）	3	0.036	1	0.00032	7920	0.0026
4		法兰或连接件	6	0.044		0.00079		0.0063
2口井小计								0.0177
5	YD6井新增计量流程	阀门（气体）	1	0.036	1	0.00011	7920	0.0009
6		法兰或连接件	2	0.044		0.00026		0.0021
7	阀组站改造	阀门（气体）	12	0.036	1	0.00130	7920	0.0103
8		法兰或连接件	24	0.044		0.00317		0.0251
9	YM17集气站	离心泵	2	0.14	1	0.00084	7920	0.0067
10	YM465转油站	柱塞泵	2	0.14	1	0.00084	7920	0.0067
总计						0.02846		0.2256

经核算，本工程无组织排放非甲烷总烃排放速率约为 0.04446kg/h，非甲烷总烃年排放量约为 0.3523t/a。

(2) 温室气体

本工程运营期无燃料燃烧和工艺放空排放装置，主要排放的温室气体为油气集输过程中井口装置及站场逃逸排放的 CH₄。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）》（发改办气候〔2014〕2920 号）中“油气开采业务 CH₄ 逃逸排放”计算公式进行计算：

$$E_{CH_4\text{-开采逃逸}} = \sum_j (Num_{oil,j} \times EF_{oil,j}) + \sum_j (Num_{gas,j} \times EF_{gas,j})$$

式中： $E_{CH_4\text{-开采逃逸}}$ ——原油开采或天然气开采中所有设施类型（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 CH₄ 逃逸排放，单位为吨 CH₄；

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到的每种设施类型 j 的 CH₄ 逃逸排放因子，单位为吨 CH₄/（年·个）；井口装置为 0.23（吨/年·个），天然气处理为 40.34（吨/亿 Nm³）；

$Num_{gas,j}$ ——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到的每种设施类型 j 的 CH₄ 逃逸排放因子，单位为吨 CH₄/（年·个）。

工程开采逃逸的 CH₄ 为：

$$\begin{aligned} E_{CH_4\text{-开采逃逸}} &= Num_{oil,井口} \times EF_{oil,井口} + Num_{oil,转油站} \times EF_{oil,转油站} \\ &= 4 \times 0.23 \text{tCH}_4 + 1 \times 40.34 \times 0.75 \text{tCH}_4 \\ &= 31.175 \text{tCH}_4 \end{aligned}$$

根据上述公式计算可得本工程开采逃逸的 CH₄ 为 31.175t。

3.3.4.3 噪声源

运营期间的噪声源主要包括井场设备的运转噪声、井下作业噪声和巡检车辆的交通噪声等，噪声级为 60~105dB(A)。本工程噪声源强见表 3.3-13。

表 3.3-13 噪声源设备

噪声源名称		声功率级[dB (A)]	排放规律	噪声特性
井场	井下作业	80~105	间歇	机械
	机泵	70~80	连续	机械
	采油树	75~85	连续	机械
巡检车辆	交通噪声	60~90	间歇	机械

3.3.4.4 固体废物污染源

本工程运行过程中产生的固废主要为清管废渣、落地油、废防渗材料、井下作业固废及生活垃圾。

(1) 清管废渣

集输管线清管作业产生清管废渣，每 2 年清管 1 次。根据类别调查，一般清管废渣产生量为 1.15kg/km，本项目新建各种管线总长为 18.36km，每次废渣产生量约 0.01t/a。

清管废渣的主要成分为 SS 和氧化铁等，还含有少量管道中的油，属于危险废物 HW08（废物代码：251-001-08），严格按危险废物相关技术要求和管理规定进行收集与贮存，委托有危废处置资质单位进行处置。

(2) 井下作业固废

井下作业固废的产生是临时性的，主要通过酸化、压裂、洗井等工序，产生大量的酸化液、压裂液和洗井液。参考《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）中 1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数表中井下作业各类固废产排污系数（见表 3.3-14），计算井下作业固废的产生量。

表 3.3-14 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	排放量
井下作业	压裂液	低渗透油井加砂压裂	所有规模	废压裂液（压裂返排液）	立方米/井	153.21	无害化处理/处置/利用	0
	酸化液	低渗透油井酸化压裂	所有规模	废酸化液（酸化返排液）	立方米/井	150.49	无害化处理/处置/利用	0
	洗井液	修井	所有规模	废洗井液	吨/井	25.29	无害化处理/处置/利用	0

根据上表计算，本项目共 4 口油井，因此井下作业过程废压裂液产生量为 612.84m³/次，废酸化液产生量为 601.96m³/次，废洗井液产生量为 101.16t/次，

井下作业固废采用专用回收罐进行回收，拉运至英潜油气运维中心进行处理。

(3) 落地油

落地原油主要产生于采气树的阀门、法兰等处事故状态下的泄漏、管线破损以及井下作业产生的落地原油。

按照单井落地原油产生量约 0.1t/a 计算，本项目运行后落地油总产生量约 0.4t/a，属于危险废物 HW08（废物代码：071-001-08）。根据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，本项目井下作业时带罐作业，落地油 100%回收，回收后的落地原油委托有危废处置资质单位进行处置。

(4) 废防渗材料

项目运行期井下作业时，作业场地下方铺设防渗布，产生的落地油直接落在防渗布上，目前油田使用的防渗布均可重复利用，平均重复利用 1-2 年。单块防渗布重约 250kg（12m×12m），每口井作业用 2 块，则本项目 1 口井作业 1 次共产生废弃防渗布约 0.5t，井下作业频次为 2 年/次，则工程 4 口井产生废弃防渗材料最大量约 1t/a。

作业过程中产生的含油废防渗膜属于危险废物，为 HW08 类危险废物（废物代码 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）。作业施工结束后，由施工单位将废弃的含油防渗布集中收集，委托有危险废物运输及处理资质的单位处置，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

(5) 生活垃圾

运营期工作人员由英买采油气管理区内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

本工程运营期危险废物产排污统计表，见表 3.3-15。

表 3.3-15 运营期固体废物产生、处置及防治措施情况一览表

序号	危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
1	清管废渣	HW08	071-001-08	0.01t/a	定期清管	固态	油类物质、铁锈	油类物质	间歇	T, I	委托有危废处置资质单位进行处置
2	落地油	HW08	071-001-08	0.4t/a	油气开采和集输产生的油泥和油脚	固体、半固体	油类物质	油类物质	间歇	T, I	
3	废防渗材料	HW08	900-249-08	1t/a	井下作业及设备维修	固体	油类物质	石油类	间歇	T, I	

序号	危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
4	废压裂液	/	/	612.84 m ³ /次	压裂工艺	固体	/	/	/	/	井下作业固废采用专用回收罐进行回收，拉运英潜油气运维中心进行处理。
5	废酸化液	/	/	601.96 m ³ /次	酸化工艺	固体	/	/	/	/	
6	废洗井液	/	/	101.16t /次	修井	固体	/	/	/	/	

3.3.4.5 运营期污染物排放情况汇总

本工程运营期三废排放状况，见表 3.3-16。

表 3.3-16 运营期污染物排放汇总

类别	污染源	主要污染物	产生量	排放量	排放去向
废水	采出水	SS、COD、石油类、挥发酚等	11.49×10 ⁴ t/a	0	玉东 7 转油站站采出水处理系统处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准中指标后回注，不外排。
	井下作业废水	井下作业废水	54.28t/a	0	井下作业废水自带回收罐回收作业废水，拉运至英潜油气运维中心处理达到《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。
		COD	0.069t/a	0	
		石油类	0.012t/a	0	
废气	无组织排放	NMHC	0.3523t/a	0.3523t/a	大气
固体废物	清管废渣	石油类、SS 和氧化铁等	0.01t/a	0	委托有危废处置资质单位进行处置
	落地油	石油类	0.4t/a	0	
	废防渗材料	石油类	1t/a	0	
	废压裂液	pH	612.84m ³ /次	0	采用带罐作业，集中收集进入英潜油气运维中心进行处理。
	废酸化液	盐类	601.96m ³ /次	0	
	废洗井液	-	101.16t/次	0	
噪声	机械噪声	-	60~105dB(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

3.3.5 退役期污染源及其防治措施

退役期对完成采气的废弃井进行封堵内外井眼，拆除井口装置，清理场地

工作，基本无废水产生，仅在土壤回填过程中有部分扬尘产生，噪声主要源自井场设备拆卸等。

井场拆除的井架、集输设施、井构筑物等为钢制材料，可回收利用。

3.3.6 污染物排放“三本帐”

本评价现有工程污染源数据引用《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气田环境影响后评价报告书》（备案意见：新环评函（2021）218 号），本项目建成后运行期污染物排放变化情况见表 3.3-17。

表 3.3-17 运营期污染物排放“三本帐”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	2.5	0	2.5	-	+0
		NO _x	178.63	0	178.63	-	+0
		非甲烷总烃	5.894	0.3523	6.2463	-	+0.3523
2	废水	生产废水	0	0	0	-	0
3	固体废物	含油污泥	0	0	0	-	0

3.4 清洁生产水平分析

所谓清洁生产是指不断采取改进设计、使用清洁的能源和原料、采用先进的工艺技术与设备、改善管理、综合利用等措施，从源头削减污染，提高资源利用效率，减少或者避免生产、服务和产品使用过程中污染物的产生和排放，以减轻或者消除对人类健康和环境的危害。

清洁生产是一种新的、创造性的思维方式，它以节能、降耗、减污、增效为目标，以技术和管理为手段，通过对生产全过程的排污审核、筛选并实施污染防治措施，以消除和减少工业生产对人类健康与生态环境的影响，达到防治污染、提高经济效益的双重目的。

本工程为油气田开发建设项目，生产过程主要包括采气、集输和井下作业及辅助生产等。针对项目特点，本次评价对污染防治措施先进性及集输工艺先进性进行清洁生产分析。

3.4.1 清洁生产水平技术指标对比分析

石油天然气开采业建设项目清洁生产分析指标主要包括生产工艺与装备要求、资源能源利用指标、污染物产生指标、废物回收利用指标和环境管理要求等。根据国家发展改革委、工业和信息化部 2009 年联合发布的《石油天然气开采行业清洁生产评价指标体系》（试行）对本工程的清洁生产水平进行评价。

（1）评价指标体系

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

——定量评价指标

选取有代表性的、能反映“节约能源、降低消耗、减轻污染、增加效益”等有关清洁生产最终目标的指标，建立评价模式；通过对比各项指标的实际达到值、评价基础值和指标权重值，经过计算和评分，综合考评清洁生产的状况和水平。

——定性评价指标

根据国家有关推行清洁生产的产业发展和技术进步政策、资源环境保护政策规定以及行业发展规划选取，用于定性考核建设单位对有关政策、法规的符合性及清洁生产工作实施情况。

（2）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，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”或“否”两种选择来评定。

（3）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。

(4) 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（如水的钻井液循环利用率、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。

采油和集输作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值见表 3.5-1~3.5-3。

(5) 评价指标考核评分计算

1) 定量评价考核总分值计算

① 单项评价指数计算

对指标数值越高（大）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

$$S_i = S_{xi} / S_{oi}$$

对指标数值越低（小）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

$$S_i = S_{oi} / S_{xi}$$

式中： S_i —第 i 项评价指标的单项评价指数。

S_{xi} —第 i 项评价指标的实际值

S_{oi} —第 i 项评价指标的评价基准值

本评价指标体系各二级指标的单项评价指数的正常值一般在 1.0 左右，但当实际数值远小于（或远大于）评价基准值时，计算得出的 S_i 值就会越大，计算结果就会偏离实际，对其他评价指标的单项评价指数产生较大干扰。为了消除这种不合理影响，应对此进行修正处理。修正的方法是：当 $S_i > k/m$ 时（其

中 k 为该类一级指标的权重值， m 为该类一级指标中实际参与考核的二级指标的项目数），取 S_i 值为 k/m 。

② 定量评价考核总分值计算

定量评价考核总分值计算的计算公式为：

$$P1 = \sum_{i=1}^n S_i \cdot K_i$$

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) 定性评级指标的考核评分计算

定性评级指标的考核总分值的计算公式为：

$$P2 = \sum_{i=1}^n F_i$$

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

综合评价指数考核总分值的计算公式为：

$$P=0.6P_1+0.4P_2$$

式中： P —清洁生产综合评价指数

P_1 —定量评价考核总分值；

P_2 —定性评价二级指标考核总分值。

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指标，见表 3.4-1。

表 3.4-1 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

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

由表 3.4-1 计算可得：

——钻井作业：定量指标 90 分，定性指标 95 分，综合评价 92 分。

——井下作业：定量指标 90 分，定性指标 100 分，综合评价 94 分。

——采油和集输：定量指标 90 分，定性指标 80 分，综合评价 84 分。

3.4.2 清洁生产水平结论

根据综合评价指数得分判定，本工程清洁生产企业等级为：清洁生产先进企业。

本工程采用的清洁生产技术遵循“减量化、再利用、资源化”的原则。开发各阶段、各作业环境均采取了避免和减缓不利环境影响的措施，高效利用并节约使用各类能源、资源（水、土地等）；使用油气开发效率高的先进工艺技术与设备；制定了合理有效的废物管理方案，采用源削减技术，减少了施工废物、废水、废气等污染物的产生量，实现了废物的循环利用与资源化利用。

采油（气）定量和定性评价指标项目、权重及基准值，见表3.4-2、表3.4-3、表3.4-4。

表 3.4-2 钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目	
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	评分
(1)资源和能源消耗指标	30	占地面积	m²	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	符合	15
(2)生产技术特征指标	5	固井质量合格率	%	5	≥95%	>95%	5
(3)资源综合利用指标	30	钻井液循环率	井深：2000m 以下；2000m～3000m；3000m 以上	10	≥40%；≥50%；≥60%	95%	10
		柴油机效率	%	10	≥80	>80	10
		污油回收率	%	10	≥90	100	10
(4)污染物产生指标	35	钻井废水	t/100m 标准进尺	10	甲类区：≤30；乙类区：≤35	56.68	0
		废弃钻井液	m³/100m 标准进尺	10	≤10	<10	10
		柴油机烟气	-	5	符合排放标准要求	符合	5
		石油类	mg/L	5	≤10	<10	5
		COD	mgL	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	<150	5
定性指标							
一级指标		指标分值	二级指标			指标分值	本项目评分
(1) 原辅材料		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	0
(2) 生产工艺及设备要求		30	钻井设备	国内领先		5	5
			压力平衡技术	具备欠平衡技术		5	5
			钻井液收集设施	配有收集设施，且使钻井液不落地		5	5
			固井设备	配备振动筛、除气器、除泥器、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	
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的符合性		20	废弃钻井液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 3.4-3 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目	
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	评分
(1)资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m³/井次	10	≤5.0	符合	10
		新鲜水消耗	m³/井次	10	≤5.0	符合	10
		单位能耗	-	10	行业基本水平	基本水平	10
(2) 生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100	20
(3) 资源综合利用指标	20	落地原油回收利用率	%	10	100	100	10
		生产过程中排出物利用率	%	10	100	100	10
(4) 污染物产生指标	30	作业废液量	m³/井次	10	≤3.0	25.29	0
		石油类	mg/L	5	甲类区：≤10；乙类区：≤50	≤50	5
		COD	mg/L	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	≤150	5
		含油污泥	kg/井次	5	甲类区：≤50；乙类区：≤70	0	5
		一般固体废物（生活垃圾）	kg/井次	5	符合环保要求	0	5
定性指标							
一级指标	指标分值	二级指标			指标分值	本项目评分	
(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) 管理体系建设及清洁生产审核	40	建立 HSE 管理体系并通过验证				15	15
		开展清洁生产审核				20	20
		制定节能减排工作计划				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 3.4-4 采油（气）定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							本项目				
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	评分		
(1) 资源和能源消耗指标	30	综合能耗		kg 标煤/t 采出液	30	稀油：≤65 稠油：≤160 天然气：≤50		<50	30		
(2) 资源综合利用指标	30	余热利用率		%	10	≥60		0	0		
		油井伴生气回收利用率		%	10	≥80		100	10		
		含油污泥资源化利用率		%	10	≥90		100	10		
(3) 污染物产生指标	40	石油类		%	5	≤10		0	5		
		COD		%	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150		0	5		
		落地原油回收利用率		%	10	100		100	10		
		采油废水回用率		%	10	≥60		100	10		
		油井伴生气外排率		%	10	≤20		0	10		
定性指标											
一级指标		指标分值		二级指标				指标分值	本项目评分		
(1) 生产工艺及设备要求	45	井筒质量				井筒设施完好		5	5		
		采气	采气过程醇回收设施			10	采油	套管气回收装置		10	0
			天然气净化设施先进、净化效率高			20		防治落地原油产生措施		20	10
		集输流程				全密闭流程，并具有轻烃回收装置		10	10		
(2) 管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过验证						10	10		
		开展清洁生产审核						20	20		
		制定节能减排工作计划						5	5		
(3) 环保政策法规执行情况	20	建设项目“三同时”执行情况						5	5		
		建设项目环境影响评价制度执行情况						5	5		
		污染物排放总量控制与减排措施情况						5	5		
		老污染源限期治理项目完成情况						5	5		

3.5 污染物排放总量控制

3.5.1 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。

3.5.2 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、NH₃-N。

（1）废气污染物

本工程天然气集输和处理采用密闭集输工艺、原油采用罐车拉运，主要废气污染物为集输过程中无组织烃类气体的挥发。

（2）废水污染物：

采出水经玉东 7 转油站站采出水处理系统处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准中指标后回注于现役油藏，不外排。井下作业废水自带回收罐回收作业废水，拉运至英潜油气运维中心处理达到《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油层。正常运营期间，无废水外排，因此不对废水污染物进行总量控制。

由上可知，本工程总量控制因子：VOCs。

3.5.3 总量控制建议指标

（1）施工期

由于施工期的地面工程集中于较短时间内，地面工程期间排放的污染物将随地面工程的结束而消亡，故不考虑对施工期间产生的污染物进行总量控制。

（2）运营期

根据工程分析可知，本工程油气集输过程无组织挥发的 VOCs 量为 0.3523t/a。

故本项目投产后总量控制建议指标 VOCs 为 0.3523t/a。

本次评价提出的为建议值，供生态环境主管部门对本工程实施环境管理以及下达污染物排放总量控制指标时参考。

3.6 相关法规、政策符合性分析

3.6.1 与国家产业政策符合性分析

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，根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，“第一类鼓励类”：“七、石油、天然气”中“1、常规石油、天然气勘探与开采”属于“鼓励类”项目，本工程建设符合国家产业政策。本工程的实施，对于保障国家能源安全，促进国民经济健康快速发展具有极其重要的战略意义。

3.6.2 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》的符合性分析

本工程运营期采取的各项环保措施与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）中要求的相符性分析，见表 3.6-1。

表 3.6-1 本工程与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》的相符性分析

《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》	项目采取的相关措施	符合性分析
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
应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备。	本工程开发方案设计考虑了油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，所选用的技术和工艺均成熟、先进。	符合
集约节约利用土地资源，土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模。	项目场站、管线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

3.6.3 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

本工程运营期采取的各项环保措施与《石油天然气开采业污染防治技术政策》中要求的相符性分析，见表 3.6-2。

表 3.6-2 本工程与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相符性分析

《石油天然气开采业污染防治技术政策》中相关规定	项目采取的相关措施	符合性分析
到2015年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到100%。	采用清洁生产工艺及技术。 本工程井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至拉运至英潜油气运维中心处理，无废水外排；含油等危废委托有危废处置资质单位进行处置。	符合
在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到100%。	井下作业时带罐作业，落地原油 100%回收。	符合
在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到 100%。酸化、压裂作业和试油（气）过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。	井下作业全部带罐铺膜作业，酸化压裂等废液经收集后采用专用罐拉运至英潜油气运维中心。	符合
在开发过程中，适宜注水开采的油田，应将采出水处理满足标准后回注；对于稠油注汽开采，鼓励采出水处理后回用于注汽锅炉。	采出水经玉东 7 转油站站采出水处理系统处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 标准中指标后回注于现役油藏，不外排。	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。新建 3000m ³ 及以上原油储罐应采用浮顶型式，新、改、扩建油气储罐应安装泄漏报警系统。	本项目油气集输采用密闭流程，可减少烃类气体排放。本工程建设内容不涉及 3000m ³ 及以上储罐建设。	符合
（一）油田企业应制定环境保护管理规定，建立并运	项目投产后，由英买采油气	符合

行健康、安全与环境管理体系。(二)加强油田建设、勘探开发过程的环境监督管理。油田建设过程应开展工程环境监理。(三)在开发过程中,企业应加强油井套管的检测和维护,防止油气泄漏污染地下水。(四)油田企业应建立环境保护人员培训制度,环境监测人员、统计人员、污染治理设施操作人员应经培训合格后上岗。(五)油田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别,制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。应开展特征污染物监测工作,采取环境风险防范和应急措施,防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故。	管理区管理,区块开发突发环境应急预案纳入中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司突发环境事件应急预案管理体系中。	
--	---	--

由上表可知,项目建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相关规定。

3.6.4 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、控制料堆和渣土堆放,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。

本工程施工土方全部用于回填管沟及场地平整;施工废料首先考虑回收利用,不可回收利用部分拉运至英买 7 固废场填埋处置。项目施工过程采取“下垫上盖”措施,施工结束后拟对临时占地进行恢复治理,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。

3.6.5 与《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)符合性分析

本工程与《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)符合性分析,见表 3.6-3。

表 3.6-3 与“环办环评函〔2019〕910 号”符合性

(2019) 910 号要求	项目情况	符合性
----------------	------	-----

油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管线和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。 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。 2021 年 1 月 1 日起，原则上不以单井形式开展环评。过渡期，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。	本工程以玉东 7 区块为单位开展环评，为老区滚动开发项目，在报告中对工程施工期、运营期环境影响和环境风险进行了分析，并提出有效的环境保护措施、污染防治措施和环境风险防范措施，并分析了依托工程可行性和有效性；同时对现有勘探井工程也进行了回顾性评价，对相关生态环境问题提出有效防治措施。	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。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应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。	本工程评价了项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出了有效的生态环境保护和环境风险防范措施；对依托的污水处理设施、固废处理设施等均论证了依托可行性和有效性，项目依托处置可行；对现有工程进行回顾评价并针对生态环境问题和环境风险隐患提出了有效防治措施。	符合
涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家 and 地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。	本工程周边 5km 范围内无地表水；废水经依托工程处理，不外排，不涉及水污染物总量控制指标。	符合
油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，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。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》（2017 年 10 月 1 日）要求评价。	本项目钻井采用泥浆不落地系统。钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统处理，一开、二开为非磺化水基泥浆，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配制，分离后的固相排入防渗岩屑池对其进行达标检测，经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用	符合

	用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中综合利用污染物限值要求后,可用于铺垫气田内的井场、道路等;若分离后的固相经检测不满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》相关标准,则进行处理,直到达标检测。三开、四开为磺化水基泥浆,现场进行固液分离后,液相回用于钻井液配备,固相拉运至库车畅源 YM35-2C2 环保站,对磺化泥浆、岩屑进行集中收集、暂存、处理。本工程产生的危险废物均委托有资质单位处置。	
施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施,降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油,减少废气排放。选用低噪声设备,避免噪声扰民。施工结束后,应当及时落实环评提出的生态保护措施。	本工程在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
涉及自然保护区和生态保护红线的,应当说明工程实施的合法合规性和对自然生态系统、主要保护对象等的实际影响,接受生态环境主管部门依法监管。	本工程不涉及生态保护红线区。	符合
油气企业应按照企事业单位环境信息公开办法、环境影响评价公众参与办法等有关要求,主动公开油气开采项目环境信息,保障公众的知情权、参与权、表达权和监督权。各级生态环境主管部门应当按要求做好环评审批、监督执法等有关工作的信息公开。	建设单位作为责任主体,按照《环境影响评价公众参与办法》(2019 年 1 月 1 日)等相关规定,开展了本工程信息公示和公众意见调查等工作,公示期间未收到公众反馈意见。	符合

3.6.6 与《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〉》（新环环评发〔2020〕142 号）符合性分析

本工程与《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〉》（新环环评发〔2020〕142 号）符合性分析，见表 3.6-4。

表 3.6-4 与“新环环评发〔2020〕142 号”符合性

要 求	项目情况	符合性
请各有关单位加快推进油气发展（开发）相关规划编制，并依法开展规划环境影响评价工作。对已经批准的油气发展（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编制完成塔里木油田分公司十四五发展规划，塔里木油田“十四五”发展规划环境影响评价工作于 2022 年 10 月 17 日取得审查意见（新环审[2022]214 号）。	符合
油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评）。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。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。 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。	本工程以玉东 7 区块为单位开展环评，在报告中对工程施工期、运营期环境影响和环境风险进行了分析，并提出有效的环境保护措施、污染防治措施和环境风险防范措施，并分析了依托工程可行性和有效性；同时对现有工程也进行了回顾性评价，对相关生态环境问题提出有效防治措施。	符合

3.6.7 与《中华人民共和国水土保持法》相符性分析

本工程与《中华人民共和国水土保持法》（2011 年 3 月）符合性分析，见表 3.6-5。

表 3.6-5 本工程与《中华人民共和国水土保持法》的符合性分析

法规内容	本工程情况	符合性
第二十四条：生产建设项目选址、选线应当避让水土流失重点预防区和重	根据新水水保〔2019〕4 号文件，项目所在地新和县属于塔里木河流域重点治理区。本	符合

点治理区；无法避让的，应当提高防治标准，优化施工工艺，减少地表扰动和植被损坏范围，有效控制可能造成的水土流失。	工程环评提出按照水土保持方案的要求，严格执行各项水土保持措施。	
在风力侵蚀地区，地方各级人民政府及其有关部门应当组织单位和个人，因地制宜地采取轮封轮牧、植树种草、设置人工沙障和网格林带等措施，建立防风固沙防护体系。	项目选线和拟采用的技术标准，应该充分考虑水土流失因素，尽量避开植被较多地段，施工期间严格划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行范围，不另辟施工便道，不得离开运输道路及随意驾驶。由专人监督负责，以防破坏土壤和植被；根据水土保持方案，针对井场、站场、管线均采取防沙治沙措施。	符合
第三十九条：国家鼓励和支持在山区、丘陵区、风沙区以及容易发生水土流失的其他区域，采取下列有利于水土保持的措施：（一）免耕、等高耕作、轮耕轮作、草田轮作、间作套种等；（二）封禁抚育、轮封轮牧、舍饲圈养；（三）发展沼气、节柴灶，利用太阳能、风能和水能，以煤、电、气代替薪柴等；（四）从生态脆弱地区向外移民；（五）其他有利于水土保持的措施。	项目选线和拟采用的技术标准，应该充分考虑水土流失因素，尽量避开植被较多地段，施工期间严格划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行范围，不另辟施工便道，不得离开运输道路及随意驾驶。由专人监督负责，以防破坏土壤和植被；根据水土保持方案，针对站场、管线均采取防沙治沙措施。	符合

3.6.8 与《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》符合性分析

本工程与《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》符合性分析，见表 3.6-6。

表 3.6-6 与《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》符合性

要求	项目情况	符合性
产生 VOCs 的生产环节优先采用密闭设备、在密闭空间中操作或采用全密闭集气罩收集方式，并保持负压运行。	本项目油气集输采用密闭流程，可减少烃类气体排放，减少对大气的污染。	符合

重点排查汽油（包括含醇汽油、航空汽油）、航空煤油、原油、石脑油及苯、甲苯、二甲苯等装卸的物料类型、装载量、油气回收量，装载方式、密封型式、压紧方式及治理设施建设情况、工艺类型和运行情况，建立装卸排查清单；检查检测罐车人孔盖、油气回收耦合阀，底部装载有机废气回收快速接头、顶部浸没式装载密封罩、油气回收管线法兰等密封点泄漏情况，及治理设施排放浓度、排放速率和去除效率。	本项目油气集输采用密闭流程，有效减少 VOCs 排放；选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场、站场的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生。	符合
---	---	----

3.6.9 与《关于规范临时用地管理的通知》符合性分析

本工程与《关于规范临时用地管理的通知》符合性分析，见表 3.6-7。

表 3.6-7 与《关于规范临时用地管理的通知》符合性

《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号）相关要求		本工程情况	符合性
临时用地	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。	本工程占地类型为天然牧草地、灌木林地。工程施工前应办理征地手续，并在施工结束后对占用的临时用地全部进行恢复。	符合
选址要求和土地使用期限	临时用地确需占用永久基本农田的，必须能够恢复原种植条件，并符合《自然资源部 农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1 号）中申请条件、土壤剥离、复垦验收等有关规定。	本工程占地类型为天然牧草地，不占用基本农田。	符合
	临时用地使用期限一般不超过两年。建设周期较长的能源、交通、水利等基础设施建设项目施工使用的临时用地，期限不超过四年。临时用地使用期限，从批准之日起算。	临时用地使用期限为两年。	符合
规范临时用地审批	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；不转入生产的，油气企业应当完成土地复垦，按期归还。	本工程在施工前先办理临时用地手续，待临时用地期限到期前，办理建设用地审批手续。对于未转入生产的，应当完成土地复垦。	符合

落实临时用地恢复责任	临时用地使用人应当按照批准的用途使用土地，不得转让、出租、抵押临时用地。临时用地使用人应当自临时用地期满之日起一年内完成土地复垦，因气候、灾害等不可抗力因素影响复垦的，经批准可以适当延长复垦期限。	建设单位不得对批准的临时用地进行转让、出租、抵押。 本工程不占用农用地，施工结束后对临时用地内的建筑物进行拆除，恢复；后期对未投入产生的进行恢复复垦。	符合
	严格落实临时用地恢复责任，临时用地期满后应当拆除临时建（构）筑物，使用耕地的应当复垦为耕地，确保耕地面积不减少、质量不降低；使用耕地以外的其他农用地的应当恢复为农用地；使用未利用地的，对于符合条件的鼓励复垦为耕地。		

3.6.10 与《建设项目使用林地审核审批管理办法》的符合性分析

本工程与《建设项目使用林地审核审批管理办法》符合性分析，见表 3.6-8。

表 3.6-8 与《建设项目使用林地审核审批管理办法》符合性

《建设项目使用林地审核审批管理办法》相关要求	本工程情况	符合性
“建设项目占用林地，经林业主管部门审核同意后，建设单位和个人应当依照法律法规的规定办理建设用地审批手续。建设项目需要使用林地的，用地单位或者个人应当向林地所在地的县级人民政府林业主管部门提出申请。公路、铁路、输电线路、油气管线和水利水电、航道建设项目临时占用林地的，可以根据施工进度情况，一次或者分批次由具有整体项目审批权限的人民政府林业主管部门审批临时占用林地。”	本项目占用地方公益林地，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，根据施工进度情况，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临时进行恢复。	符合

3.6.11 与《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》符合性分析

本工程与《关于建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法的通知》符合性分析，见表 3.6-9。

表 3.6-9 与《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》符合性

要求	项目情况	符合性
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》（HJ19-2011）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。	本工程位于塔克拉玛干沙漠，本次环评分析了项目实施过程中对周边沙化土地的影响，并提出了有效可行的防沙治沙措施。	符合

3.6.12 与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件》符合性分析

本工程与《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，见表 3.6-10。

表 3.6-10 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

要求	项目情况	符合性
禁止在自然保护区、世界自然遗产地、风景名胜区、自然公园（森林公园、地质公园、湿地公园、沙漠公园等）、重要湿地、饮用水水源保护区等依法划定禁止开发建设的环境敏感区及其它法律法规规章禁止的区域进行污染环境的任何开发活动。	项目区域内无水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区。项目区属于塔里木河流域水土流失重点治理区，建设单位将按照水利部门管理要求办理相关手续并积极采取水土流失防治措施。	符合
存在地下水和土壤污染途径的建设项目应采取分区防渗措施，防止地下水和土壤污染。存在环境风险的建设项目，提出有效的环境风险防范措施及环境风险应急预案编制原则和要求，纳入区域环境风险应急联动机制。	工程采取了分区防渗措施，项目投产后，由英买采油气管理区管理，区块开发突发环境应急预案纳入纳入管辖作业区应急管理体系中。	符合
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。	本工程以玉东 7 区块为单位开展环评，为老区块的滚动开发。	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。	工程在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环境保护措施，避免对区域生态环境造成影响。	符合

陆地油气开发项目应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水集输和处理系统、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控,通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施,有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放,油气集输损耗率不得高于 0.5%;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。涉及高含硫天然气开采的,应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。高含硫气田回注采出水,应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应采用先进高效的硫磺回收工艺,减少二氧化硫排放。	本工程油气集输采用密闭流程,可减少烃类气体排放,减少对大气的污染。本项目采出气为天然气为不含硫化氢。	符合
油气开发产生的伴生气应优先回收利用,减少温室气体排放,开发区块伴生气整体回收利用率应达到 80%以上;边远井、零散井等产生的伴生气不能回收或难以回收的,应经燃烧后放空。鼓励油气企业将碳捕集、利用与封存(CCUS)技术用于油气开采,提高采收率、减少温室气体排放。	运营期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,并尽快内完成修复;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	符合

3.7 相关规划符合性分析

3.7.1 与《全国矿产资源规划》符合性分析

《全国矿产资源规划》第四章第二节指出,“强化东部老油区挖潜,加大中西部油气开发力度,加快海域石油增储上产,力争石油年产量保持在 2 亿吨左右。东部地区以松辽盆地、渤海湾盆地为重点,加强精细勘探开发,积极发展先进采油技术,增储挖潜,努力减缓老油田产量递减。西部以**塔里木**、鄂尔多斯、准噶尔等盆地为重点,探明优质资源储量,实现增储稳产、力争上产。做强渤海、拓展南海、加快东海、探索黄海及其他海域,加快海洋石油勘探开发,保持老油田持续稳产,加快新区产能建设,大力提升海域石油产量。”本工程属于**塔里木区域的油气开采项目**,符合《全国矿产资源规划》要求。

3.7.2 与《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》符合性分析

《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》提出，坚持把发展经济着力点放在实体经济上，深化工业供给侧结构性改革，推动工业强基增效和转型升级，全面提升新型工业化发展水平。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。加快中石油玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘以及中石化顺北等大型油田建设，促进油气增储上产。加强成品油储备，提升油气供应保障能力。

本工程位于**塔里木盆地油气基地**，符合《自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划纲要》的要求。

3.7.3 与《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》符合性分析

《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》以《全国主体功能区规划》为依据，结合新疆实际编制的第一个国土空间开发规划，是战略性、基础性、约束性的规划。该规划将新疆国土空间分为重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域三类主体功能区，按层级分为国家和省级两个层面。重点开发区域是指有一定经济基础，资源环境承载能力较强，发展潜力较大，集聚人口和经济条件较好，从而应该重点进行工业化城镇化开发的城市化地区，主要包括天山南北坡城市或城区以及县市城关镇或重要工业园区，共涉及 59 个县市。限制开发区域是指关系国家农产品供给安全和生态安全，不应该或不适宜进行大规模、高强度工业化城镇化开发的农产品主产区和重点生态功能区。其中农产品主产区分布在天山南北坡 23 个县市，重点生态功能区涉及 53 个县市。禁止开发区域是指依法设立的各级各类自然文化资源保护区域，以及其他禁止进行工业化城镇化开发、需要特殊保护的重点生态功能区，国家和自治区层面禁止开发区域共 107 处。

本项目属于油气开采项目，行政区隶属阿克苏地区新和县管辖，不属于主体功能区规划中确定的国家和自治区层面的禁止开发区域，所进行的石油天然气勘探活动符合“全国重要的能源基地”定位。属于重点开发区域，本项目建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》。

3.7.4 与《新疆生态环境保护“十四五”规划》符合性分析

本工程运营期采取的各项环保措施与《新疆生态环境保护“十四五”规划》中要求的相符性分析详，见表 3.7-1。

表 3.7-1 与《新疆生态环境保护“十四五”规划》符合性分析

规划要求	本工程	符合性
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	本工程无组织废气排放涉及 VOC _s 排放，报告中已针对无组织排放提出相应措施。	符合
有序实施建设用地风险管控和治理修复。推动新疆重点行业企业用地土壤污染状况调查成果应用，提升土壤环境监管能力。严格落实建设用地土壤污染风险管控和修复名录制度。以用途变更为住宅、公共管理与公共服务用地的地块为重点，严格建设用地准入管理和风险管控。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，开展风险管控与修复工程。推广绿色修复理念，强化修复过程二次污染防控。	本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；本工程运营后采取源头控制、过程防控措施；土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值，石油烃类执行表 2 第二类用地筛选值。	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电子联单。	本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
实施最严格的生态保护制度。坚决遏制“两高”项目盲目发展，严格执行能源、矿产资源开发自治区人民政府“一支笔”审批制度、环境保护“一票否决”制度，落实“三线一单”生态环境分区	本项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区新和县，为油气开发项目，不属于“两高”项目以及不符合产业准入标准和政策的	符合

管控要求，守住生态保护红线、环境质量底线和资源利用上线，实施生态环境准入清单管控。	落后项目，符合阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控要求。	
---	-------------------------------	--

3.7.5 与《塔里木油田“十四五”发展规划》及规划环评符合性分析

本项目与《塔里木油田“十四五”发展规划》及《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》相符性分析详见表 3.7-2。

表 3.7-2 与《塔里木油田“十四五”发展规划》及《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》符合性分析

文件名称	规划要求	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。到 2025 年实现年产 3750 万吨油当量油气田。	本项目属于规划中英买片区中的玉东 7 区块，符合塔里木油田“十四五”发展规划要求。	符合
《关于〈塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书〉的审查意见》（新环审[2022]214号）	（一）严守生态保护红线，加强空间管控。坚持以习近平生态文明思想为指导，严守生态保护红线，严格维护区域主导生态功能，积极推动绿色发展，促进人与自然和谐共生。主动对接国土空间规划，进一步做好与“三线一单”生态环境分区管控方案、主体功能区划、生态功能区划等有关要求的有序衔接和细化分解，严格落实各项生态环境保护要求，协同推进石油天然气开发和生态环境保护相协调，切实维护区域生态系统的完整性和稳定性。加强规划区内环境敏感区和重要环境保护目标的生态环境保护工作，开展项目环评时应将油气开发对环境敏感区影响作为重点评价内容，并采取合理、有效的保护措施，确保规划涉及环境敏感区和重要环境保护目标不因油气开发而造成环境污染和生态破坏。	本项目不涉及生态保护红线，符合“三线一单”生态环境分区管控方案、主体功能区划、生态功能区划等。报告中对区内的水土流失等影响作为重点评价内容，并提出了合理、有效的保护措施，确保环境保护目标不因油气开发而造成环境污染和生态破坏。	符合
	（二）合理确定开发方案，优化开发布局。根据区域主体功能定位，结合区域资源环境特征、生态保护红线等相关管控要求，依据生态环境影响评价结果，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对规划建设油气长输管道工程及油气田内部集输管道工程选址选线提出要求，进一步优化石油天然气开采规模、开发布局和建设时序，优先避让环境敏感区，远离沿线居民。总结石油天然气开发过程对生态环境影响和保护经验，及时进行优化调整。	本项目从施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面进行了线路比选，对项目原设计的选线进行了优化，减缓了对生态环境的影响。	符合

	(三)严格生态环境保护,强化各类污染防治。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、含油钻屑及其他固体废物,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指标技术要求及分析方法》(SY/T5329)等相关标准要求,采取切实可行的地下水污染防治和监控措施,防止造成地下水污染。油气开采过程中产生的固体废物,应当遵循减量化、资源化、无害化原则,合规处置。加强伴生气、落地油、采出水等回收利用,提高综合利用水平。	本项目的建设占用土地资源相对区域资源利用较少,土地资源消耗符合要求。项目用水量较少,施工废水、生活污水等进行综合利用,节约了水资源;油气集输采用密闭流,有效减少了烃类物质挥发;能源利用均在区域负荷范围内,消耗未超出区域负荷上限。项目运营期油气处理、井下作业废水依托处理,提出了切实可行的地下水污染防治和监控措施;项目建设和运营期间产生的固废首先考虑综合利用,不能利用的均进行合规处置。	符合
	(四)加强生态环境系统治理,维护生态安全。坚持节约优先、保护优先、自然恢复为主,统筹推进山水林田湖草沙一体化保护和系统治理,守住自然生态安全边界。严格控制油气田开发扰动范围,加大生态治理力度,结合油气开采绿色矿山建设等相关要求,落实各项生态环境保护措施,保障区域生态功能不退化。油气开发应同步制定并落实生态保护和修复方案,综合考虑防沙治沙等相关要求,因地制宜开展生态恢复治理工作。	本项目严格控制占地面积,项目建设过程中开展防沙治沙工作,并在施工结束后因地制宜开展生态恢复及治理,保障区域生态功能不退化。	符合
	(五)加强规划区现有环境问题治理。对照前期中央生态环境保护督察反馈问题整改要求,继续做好规划区油气开发过程产生含油污泥等固体废物治理处置工作,避免再次出现同类问题。严格落实《报告书》提出的现有环境问题整改要求,加快治理恢复关停井场区域生态环境。积极通过开展清洁生产审核等方式提高油气开发清洁生产水平。按照国家、自治区关于建设绿色油气田的政策规定与标准规范要求,加强规划区油气资源开发的环保技术工艺装备升级换代,加大油	英买采油气管管理区后续按照规划相关要求,加快关停井场生态恢复,积极开展清洁生产审核,并响应国家、自治区相关要求,进一步减少燃气加热炉的使用等,推动区域生态环境健康发展。	符合

	气开发区域生态环境综合治理力度,激发油气资源开发企业绿色发展的内生动力,推动区域生态环境持续健康发展。		
	(六)加强油气开发事中事后环境管理。油气企业应切实落实生态环境保护主体责任,进一步健全生态环境管理和应急管理体系,确保各项生态环境保护和应急防控措施落实到位。建立环境空气、水环境、土壤环境、生态等监测体系,开展长期跟踪监测。根据监测结果,及时优化开发方案,并采取有效的生态环境保护措施。	英买采油气管理区定期开展后评价工作,现已初步建立了环境空气、水环境、土壤环境等监测体系,后续需进一步加强生态监测,根据监测结果,及时优化开发方案和环保措施。	符合
	(七)建立畅通的公众参与平台,及时解决公众提出的环境问题,满足公众合理的环保诉求;定期发布环境信息,并主动接受社会监督。	企业按照环境影响评价公众参与办法等有关要求,主动公开了油气开采项目环境信息。	符合
	(八)规划所包含的建设项目应结合《报告书》提出的相关要求做好环境影响评价工作,重点调查生态、地下水、土壤等环境敏感目标分布情况,论证环境保护措施有效性;在规划区域内新建、扩建、技术改造的建设项目,区域环境现状调查、污染源现状调查等评价内容可以适当简化。	本次评价结合规划环境影响报告书开展了生态、地下水、土壤的调查,论证了环保措施有效性,对区域环境调查中污染源现状调查进行了适当简化。	符合

3.7.6 《新疆维吾尔自治区环境保护条例》

本项目位于阿克苏地区新和县境内,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、森林公园及其他需要特别保护的环境敏感区,距离生态保护红线较远。本项目符合国土空间规划的油气田开发建设工程;开发过程中的生产废水进行综合利用,节约了水资源。本项目占地类型为天然牧草地、灌木林地,土地资源消耗符合要求。因此,本项目符合《新疆维吾尔自治区环境保护条例》的要求。

3.7.7 与《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》符合性分析

规划指出:“加快清洁能源替代利用。加大电力、天然气等清洁能源供应,按照“宜电则电、宜气则气”的原则,积极推进清洁能源使用,“煤改气”要坚持“以气定改”。”“加强油气田废弃物的无害化处理和资源化利用,开展油气资源开发区历史遗留污染场地治理,对历史遗留油泥坑进行专项排查,建立整治清单、制定治理与修复计划”。

本工程油气开发项目,开发 15 年末累产油 $205.38 \times 10^4 \text{t}$,累产水 $131.79 \times 10^4 \text{t}$,累产气 $1.98 \times 10^8 \text{m}^3$,采出程度可达 26.91%,对提高玉东 7 区块产能具有重要意义。

义。

本项目施工期弃土弃渣全部利用；废油、含油废弃物委托有危废处置资质单位接收处置；生活垃圾集中收集后运至英买 7 固废场填埋生活垃圾池处理；施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至英买 7 固废场填埋处置。运营期产生的清管废渣、落地油和废防渗材料均委托有危废资质单位妥善处理。

3.8 选址、选线合理性分析

本项目新建 7 口井（4 口采油井、3 口注水井），新建采油管线 5.1km，新建气举管线 7.8km，新建注水管线 5.46km；YD7-4-2 阀组站新建 4 井式阀组撬 1 座，YD7 转油站内新建两台浮头管式换热器，YM465 转油站新建 2 台多级离心泵，YM17 集气站利旧 3 台多级离心泵，YD7 转油站新建发球装置，YM21 集气站新建收球装置，YD6 井场内新建计量分离撬 1 座、计量分离阀组 1 套；并配套建设供配电、通信、仪控、结构、防腐、消防等工程。根据现场调查和资料搜集，工程区内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、森林公园等自然保护地，不涉及生态保护红线。

（1）井场选址分析

其中 1 口新钻采油井 YD7-4-12，井场占地土地类型主要为灌木林地。由于资源开发工程具有特定地域的特殊性，可研设计阶段已尽量减少占用地方公益林，选择植被相对稀疏地带，建设单位施工前应根据相关要求，办理占地手续并进行征地补偿，施工过程中尽量避开植物茂密区域。

（2）管线选线合理性分析

本项目共有 1.6km 集输管线占用公益林。根据现场调查和资料搜集，工程区地势平坦，远离人群居住区，管道临时占用灌木林地和沙地。工程区内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、森林公园等自然保护地，不涉及生态保护红线。本次环评提出合理优化油气集输管线选线，符合设计规范中“在人烟稀少地区，线路走向应尽量并行已建管道，以便建成后的运行管理”的要求。

本次只对占用灌木林地的管线部分进行选线合理性分析。

（3）线路比选

本项目 YD7-4-10 井至 YD7-4-2 阀组间穿越地方公益林 0.9km，YD7-4-H3 井至 YD7 转油站穿越地方公益林 0.45km，YD7-5-11 井管线穿越地方公益林 0.13km，YD7-4-1H 井穿越公益林 0.12km，本项目共有 1.6km 集输管线占用公益林，管线施工作业带宽度为 10m。根据项目区周边公益林分布图，本次环评提出了两个比选方案，具体见表 3.8-1。

表 3.8-1 公益林段线路方案比较表

项目		集输管线			推荐
		原方案	比选方案一	比选方案二	
长度		7.7km	7.85km	7.8km	原方案略优
临时占地面积		7.7hm ²	7.85hm ²	7.8 hm ²	原方案略优
生态环境	穿越地方公益林长度	1.7km	1.58km	1.6km	两比选方案基本相当，均远优于原方案
地面设施情况		无	穿越公益林处有 1 座现有井场，需绕行。	无	比选方案二

根据工程各方案，具体涉及公益林情况见表 3.8-2。

表 3.8-2 本项目涉及公益林情况表

公益林类型	涉及工程内容	林种	涉及林班	占用面积 hm ²	生物损失 t
地方公益林	比选方案二， 集输管线穿越 1.6km	盐节木	4 号林班	1.6	4.8
	比选方案一， 集输管线穿越 1.58km	盐节木	4 号林班	1.58	4.74
	原设计方案， 集输管线穿越 1.7km	盐节木	4 号林班	1.7	5.1

根据上表可知，方案一穿越公益林最短，但由于方案一线路有其它油田设施，所以项目最终线路采用方案二线路，也达到了降低对公益林影响的目的。

本项目占用的公益林按照《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)等有关规定，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。管道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灌木茂密区域，按照本环评推荐的比选方案进行管线走向设计，尽量避让公益林，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。

综上，本项目不存在环境制约地域和因素，项目选址选线合理。

3.9 “三线一单”符合性分析

“三线一单”，是指生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入清单，是推进生态环境保护精细化管理、强化国土空间环境管控、推进绿色发展高质量发展的一项重要工作。

(1) 生态保护红线

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

根据《新疆维吾尔自治区生态保护红线划定方案》，本项目各类工程均不在生态保护红线内。本工程与生态保护红线位置关系，见图 3.9-1。

(2) 环境质量底线

本次评价现状调查结果显示，工程所在区域的环境空气为不达标区，超标因子主要为 PM_{10} ，超标原因为当地气候条件干燥、自然扬尘导致；项目所在区域地下水水质天然背景值较高，溶解性总固体、总硬度、硫酸盐、氯化物、铁、锰均有不同程度超标，其余监测点各监测因子均能够满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准的要求；项目区声环境质量良好，满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类区标准；根据监测结果可知，项目区土壤环境质量满足《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，石油烃类执行表2第二类用地筛选值。

工程运营期产生的废气和噪声污染物均能达标排放，采取相应措施后经预测能够满足相关标准要求；污水采取了严格的治理和处置措施，全部综合利用，不外排；固废按照相关环保要求妥善处置，不会对项目区环境质量底线产生冲击，因此，本项目的建设符合环境质量底线要求。

(3) 资源利用上线

本工程开发过程中的生产废水进行综合利用，节约了水资源；油气集输采用密闭流程，有效减少了烃类物质挥发；不消耗燃料；能源利用均在区域供气、供电负

荷范围内，消耗未超出区域负荷上限。本工程占地类型主要为天然牧草地，土地资源消耗符合要求。总之，本工程开发符合资源利用上线要求。

（4）生态环境准入清单

石油天然气开发是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，将“常规石油、天然气勘探与开采”列入“鼓励类”项目。可知，石油天然气开发属于国家重点鼓励发展的产业，本项目的建设符合国家的相关政策。

根据《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（新政发〔2021〕18 号）、《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案方案》（阿行署发〔2021〕81 号）及 2023 年动态更新成果，将本项目与生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入清单相关要求对比分析，见表 3.9-1、表 3.9-2。

图 3.9-1 本工程与生态保护红线位置关系图

表 3.9-1 本项目与《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》符合性分析

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。	根据《关于印发〈新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》（新政发〔2021〕18 号）、《关于印发〈阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》（阿行署发〔2021〕81 号）、本项目井场、站场及管线均属于新和县一般管控单元（环境管控单元编码为 ZH65292530001）。不在划定的生态保护红线内，不在自然保护地核心保护区；评价范围内没有自然保护区、风景名胜区、饮用水源保护区、基本草原以及文物保护单位等环境敏感目标。综上，本项目符合生态保护红线要求。	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，提出区域或者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。	本项目为天然气开采项目。施工期污水不排入地表水体，不会突破水环境质量底线；施工期产生的施工废料首先考虑回收利用，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；施工过程中产生的噪声采取有效的污染防治措施，能够达标排放，不会突破声环境质量底线。所在区域属于大气环境质量不达标区域，油气采取密闭集输工艺，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。符合环境质量底线要求。	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。	本项目占地类型主要为天然牧草地、灌木林地，项目的建设占用土地资源相对区域资源利用较少，土地资源消耗符合要求。项目运营期耗水环节仅为井下作业用水，用水量较少，节约了水资源；消耗量总体相对区域资源利用总量较少，能源利用均在区域负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限。各项资源量在区域的可承受范围内，不逾越资源利用上线，符合资源利用上线要求。	符合
生态环境准入清单	自治区共划定1323个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。其中一般管控单元159个，主要包括优先保护单元和重点管控单元之外的其它区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善。	本项目位于一般管控单元，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。 各类污染物均满足国家及地方排放标准要求，落实生态环境保护基本要求，严守生态环境质量底线，不会降低区域生态功能。 本项目属于《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。	符合

表 3.9-2 本项目与阿克苏地区生态环境准入清单符合性分析一览表

单元编码	单元名称	单元属性	单元特征	环境要素属性
ZH65292530001	新和县一般管控单元	一般管控单元		
控维度	管控要求			符合性
空间布局约束	1 执行阿克苏地区总体管控要求中空间布局约束的要求。 2.任何单位和个人不得擅自占用基本农田。禁止在基本农田内从事非农业生产的活动。除法律规定的重点建设项目选址确实无法避让外，其他任何建设不得占用。 3.对违反资源环境法律法规、规划，污染环境、破坏生态、乱采滥挖的露天矿山，依法整治;对污染治理不规范的露天矿山，依法责令停产整治，对拒不停产或擅自恢复生产的依法强制关闭;对责任主体灭失的露天矿山，要加强修复绿化、减尘抑尘。 4.严格控制在优先保护类耕地集中区域新建土壤环境监管重点行业项目。			本项目为天然气开采工程，项目占地为天然牧草地灌木林地，未占用农田。污染物排放均按相关标准要求执行。符合本单元管控要求。
污染物排放 管控	1.执行阿克苏地区总体管控要求中关于污染物排放管控的准入要求。 2.强化畜禽养殖粪污资源化利用，提高畜禽粪污综合利用率，减少恶臭气体挥发排放。 3.严格控制林地、草地、园地农药使用量，禁止使用高毒、高残留农药。 4.加强农村生活垃圾的清运、收集、处置。严禁将城镇生活垃圾、污泥、工业废物直接用作肥料。 5.鼓励和支持散养密集区实行畜禽粪污分户收集、集中处理			项目满足阿克苏地区总体管控要求中关于资源利用效率的准入要求。
环境风险防控	1.执行阿克苏地区总体管控要求中关于环境风险防控的准入要求。 2.加强对矿山、油田等矿产资源开采影响区域内未利用地的环境监管，发现土壤污染问题的，要坚决查处，并及时督促有关单位采取有效防治措施消除或减轻污染。 3.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。 4.加强油(气)田勘探、开发、运行过程中及排放产生的废弃物对土壤的污染。开展油(气)资源开发区历史遗留污染场地治理。			项目投产后，由英买采油气管理区管理，区块开发突发环境应急预案纳入管辖作业区应急管理体系中。符合本单元管控要求。
资源利用效率	1.执行阿克苏地区总体管控要求中关于资源利用效率的准入要求。 2.全面推进秸秆综合利用，鼓励秸秆资源化、饲料化、肥料化利用，推动秸秆还田与离田收集。 3.减少化肥农药使用量，增加有机肥使用量，逐步实现化肥农药使用量零增长。 4.推进矿井水综合利用，煤矿废水全部处理达标后用于补充矿区生产用水和生态用水，加强洗煤废水循环			本项目会消耗一定量的水资源，但资源消耗量对于区域资源利用总量较少，符合本单元管控要求。

	利用。 5.推广渠道防渗、管道输水、喷灌、微灌等节水灌溉技术，完善灌溉用水计量设施。推进规模化高效节水灌溉，推广农作物节水抗旱技术。建立灌区墒情测报网络，提高农业用水效率。	
--	--	--

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

新和县位于新疆维吾尔自治区西南部，阿克苏地区东部，地处天山南麓、塔里木盆地北缘、渭干河西岸。地理坐标为

45'。东隔渭干河与库车县相望，北依天山支脉却勒塔格山与拜城县毗邻，南与沙雅县英买力乡、二牧场接壤，西以玉尔滚山为界与阿克苏市、温宿县相交。全县东西最长 136km，南北最宽 91km，全县总面积为 8223km²。

英买力油田玉东 7 区块为老区块的滚动开发，行政隶属于阿克苏地区新和县，玉东 7 区块中心位置玉东 7 转油站距离新和县 104km。本工程中心地理坐标为：东经（玉东 7 转油站），本项目地理位置见图 4.1-1。

4.1.2 地形地貌

新和县地貌可分为平原和山地两大类型。天山支脉却勒塔格山蜿蜒县境北部，呈东西走向，由第三纪红色岩构成，表层岩石出露，占全县总面积的 12.8%，山峰最高点为海拔 2212m。平原可分为渭干河冲积平原和却勒塔格山洪积平原。地形北高南低，由东北向西南倾斜，以渭干河龙口为中心，呈扇形辐射状。自然坡降为 1/100~1/200、1/400~1/1000，南部为 1/2000~1/14500，平原北部山区海拔最高点 1030m，平均海拔 1015m，海拔最低点 980m。东北部的渭干河出山后，即成散流，形成渭干河冲积平原。平原面积为 4995km²，占总面积的 85.8%。

本项目所在区域地处于渭干河冲积平原，地势平坦，土壤多盐碱，地面海拔 985~995m，局部地段地表层被风积沙覆盖。

图 4.1-1 本项目地理位置图

4.1.3 水文与水文地质

4.1.3.1 水文

英买油气田开发区域南面距塔里木河约 26km，东面距渭干河约 52km。区域内河流主要有渭干河及相应的沟渠。本项目区周围 5km 范围内无常年地表水分布。

塔里木河发源于喀拉昆仑山，由叶尔羌河、和田河、阿克苏河三源流汇合而成，全长 1282km，自西向东流动，枯水期月平均流量 $12.8\text{m}^3/\text{s}$ ，平水期月平均流量 $42\text{m}^3/\text{s}$ ，丰水期月平均流量 $382\text{m}^3/\text{s}$ 。渭干河发源于哈尔克驼山的冰川，全长 450km，年径流量 $70.1\times 10^8\text{m}^3$ 。区内人工饮水及排水渠道较多，地下水出水构造主要有三个，即冲洪积平原孔隙潜水及承压水、塔里木河冲积平原淡水及封存咸水、第四系自流水分布区，类型主要是第四系松散层孔隙水，地下水补给方式为河流垂直侧向补给和山区地下水侧向补给。塔里木河地处我国西北内陆的塔里木盆地，水质的组成特点受地区自然条件的严格控制和近年来人为活动的影响，表现为矿度高，水质偏碱性，含氟较高，河水化学类型为 $\text{HSO}_4\cdot\text{Cl}-\text{Ca}\cdot\text{Mg}\cdot\text{Na}$ 为主，矿化度枯水期最大。塔里木河干流周围主要为垦荒农业区，基本无工业污染源，有机污染很少。

渭干河发源于哈尔克驼山汗腾格里峰东侧的喀拉库勒冰川，流经拜城盆地后，穿过千佛洞峡谷进入平原区，经沙雅县努尔马克乡南部折向东南部消失于荒漠中。该河周围基本无工业污染源，水质由流域内的含盐碱土母质决定，高矿化度为河流水质的显著特点。

4.1.3.2 区域水文地质

项目所在区域属渭干河流域冲积平原水文地质单元，在山麓带有下更新统砾石构成的第四系松散岩类堆积物一般以砂砾石、砾沙和砂层为主。所在区域冲洪积平原，隔水层厚度较薄，但比较稳定，构成深部微承压水。于沙雅城以南 10km 左右与塔河冲积平原相接。该水文地质单元位于冲洪积平原上，包括新和县城以北一带，为单一卵砾石、砂砾石潜水含水层，宽度小于 15km，地下水埋深 50~10m，含水层富水性强，水量十分丰富，单井出水量可达 $1000\sim 5000\text{m}^3/\text{d}$ 。为矿化度小于 1g/L 的 $\text{HCO}_3\cdot\text{Ca}\cdot\text{Mg}$ 型优质水。新和县城以南为细土平原区，地层为双层结构，含潜水和微承压水。承压水顶板埋深 20~40m，单井最大出水量 $270\sim 282\text{m}^3/\text{d}$ ，

矿化度较小。

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

项目区域地下水补给方式主要为渭干河出山后的侧向补给。向下游排泄方式主要为地表蒸发和植物蒸腾，该区域水质矿化度较高。

4.1.4 气候、气象

新和县地处暖温带，热量丰富，气候干燥，降水稀少，夏季炎热，冬季干冷，年温差和日温差都很大，属暖温带大陆性干旱气候。据新和县气象站多年观测资料统计，主要常规气象要素统计资料见表 4.1-1。

表 4.1-1 新和县主要气候气象参数一览表

序号	项目	统计结果	序号	项目	统计结果
1	年平均气温	11.3℃	7	多年平均风速	1.97m/s
2	极端最高气温	40.1℃	8	年最多风向	NW
3	极端最低气温	-26.8℃	9	年最大降雨量	128.1mm
4	年均日照小时数	2648h	10	日最大降雨量	40mm
5	年最大冻土深度	68cm	11	年平均降雨量	79.9mm
6	年平均相对湿度	56%	12	平均年蒸发量	2115.2mm

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

本项目主要建设内容：①钻井工程：共部署 8 口钻井（7 口新钻井、1 口侧钻井），其中新钻采油井 4 口（YD7-4-16H 井、YD7-5-H10 井、YD7-4-12 井、YD7-4-10 井），新钻注水井 3 口（YD7-2-13H 井、YD7-4-11 井、YD7-5-11H 井），侧钻井 1 口（YD705HC），总进尺 39601.56m。②采油井场：新建气举采油井 4 座（YD7-4-16H 井、YD7-5-H10 井、YD7-4-12 井、YD7-4-10 井），2 座老井（YD7-4-1H 井、YD7-4-H3 井）新增气举流程，新建采油管线 5.1km，新建气举管线 7.8km；③注水系统：新建注水井 3 座（YD7-2-13H 井、YD7-4-11 井、YD7-5-11H 井），新建单井注水管线 5.46km；④地面配套设施调整工程：YD7-4-2 阀组站新建 4 井式阀组撬 1 座，YD7 转油站内新建两台浮头管式换热器，YM465

转油站新建 2 台多级离心泵, YM17 集气站利旧 3 台多级离心泵, YD7 转油站新建发球装置, YM21 集气站新建收球装置, YD6 井场内新建计量分离橇 1 座、计量分离阀组 1 套; ⑤配套建设供配电、通信、仪控、结构、防腐、消防等工程。

(1) 调查范围

评价范围包括新建气举采油井 4 座, 2 座老井新增气举流程, 新建注水井 3 座等工程总占地面积约 31.01hm^2 , 其中: 永久性占地面积约 1.12hm^2 , 临时占地面积约 29.89hm^2 , 工程占地类型为天然牧草地、灌木林地。根据《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022), 井场评价范围为井场周围 50m 的区域, 管线评价范围考虑管线中心向两侧外延 1000m, 评价范围面积约为 3558.76hm^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

本项目井场周边和管道沿线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, 利用遥感(RS)、全球定位系统(GPS)、地理信息系统(GIS)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

收集区域非生物因子特征(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业、环保、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译

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，并对每个取样点作详细记录。

②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。

收集整理项目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。

收集整理项目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(如施工作业带、穿越工程等)、敏感区穿越段以及特殊区域(如植被好的路段)实行重点调查。

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 GPS、RS 和 GIS 相结合的空间信息技术，进行地面类型的数字化判读，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。本次遥感数据采用 2021 年 9 月 8 日 Landsat8 OLI 卫星遥感影像，轨道号为 146-031。

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。植被类型不同，色彩和色调发生相应变化，因此可区分出植被亚型以上的植被类型。此外，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，结合地面的 GPS 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 土地利用现状调查

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，即以高分辨率遥感影像为基础，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》（GB/T21010-2017），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。评价范围土地利用类型见表 4.2-1，土地利用分布见图 4.2-1。

表 4.2-1

评级范围土地利用现状表

土地类型	评价区		工程占地	
	面积 (hm ²)	百分比 (%)	面积 (hm ²)	百分比 (%)
灌木林地	1877.19	52.75	20.99	67.7
裸地	553.08	15.54	0	
沙地	49.04	1.38	0	
天然牧草地	1041.1	29.25	10.02	32.3
盐碱地	26.20	0.74	0	
沼泽地	12.15	0.34	0	
合 计	3558.76	100	31.01	100

图 4.2-1 项目区土地利用现状图

4.2.3 植被环境现状调查及评价

(1) 区域自然植被区系类型

按中国植被自然地理区系划分,油气田区域植被类型属于新疆荒漠区、南疆荒漠亚区、塔里木荒漠省、塔克拉玛干荒漠亚省、阿克苏—库尔勒州。该区域的植被基本均属于荒漠类型的灌木、半灌木及小半灌木,在平原区扇缘带以耐盐碱的盐柴类植被为主。该区域的主要植被类型有:灌木荒漠、小半灌木荒漠、半灌

木荒漠、多汁木本盐柴类荒漠等 4 种类型。

评价区高等植被有 33 种，分属 10 科，（详见表 4.2-2）。根据《国家重点保护野生植物名录》《新疆国家重点保护野生植物名录》《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录（第一批）》，评价区无国家及自治区保护植物分布。

表 4.2-2 评价区主要高等植物名录

科	种名	拉丁名
杨柳科 <i>Salicaceae</i>	胡杨	<i>Populus euphratica</i>
	线叶柳	<i>Salix wilhelmsiana</i>
蓼科 <i>Polygonaceae</i>	沙拐枣	<i>Calligonum mongolicum</i>
	盐穗木	<i>Halostachys caspica</i>
藜科 <i>Chenopodiaceae</i>	圆叶盐爪爪	<i>Kalidium schrenkianum</i>
	盐节木	<i>Halocnemum strobilaceum</i>
	刺蓬	<i>Salsola pestifer</i>
	细叶虫实	<i>Corispermum heptapotamicum</i>
	星状刺果藜	<i>Bassia dasyphylla</i>
	假木贼	<i>Anabasis aphylla</i>
豆科 <i>Leguminosae</i>	铃铛刺	<i>Halimodendron halodendron</i>
	白花苦豆子	<i>Sophora alopecuroides</i>
	苦马豆	<i>Sphaerophysa salsula</i>
	疏叶骆驼刺	<i>Alhagi sparsifolia</i>
蒺藜科 <i>Zygophyllaceae</i>	骆驼蓬	<i>Peganum harmala</i>
	西伯利亚白刺	<i>Nitraria sibirica</i>
怪柳科 <i>Tamaricaceae</i>	多枝怪柳	<i>Tamarix ramosissima</i>
	刚毛怪柳	<i>Tamarix hispida</i>
	短穗怪柳	<i>Tamarix laxa</i>
	多花怪柳	<i>Tamarix hohenackeri</i>
	长穗怪柳	<i>Tamarix elongata</i>
旋花科 <i>Colevolvulaceae</i>	打碗花	<i>Calystegia hederacea</i>
茄科 <i>Solanaceae</i>	黑刺	<i>Lycium ruthenicum</i>
菊科 <i>Compositae</i>	分枝鸦葱	<i>Scorzonera divaricata</i>
	盐生鸦葱	<i>Scorzonera austriaca</i>
	新疆绢蒿	<i>Seriphidium kaschgaricum</i>
	小薊	<i>Cirsium setosum</i>
	花花柴	<i>Karelinia caspica</i>
禾本科 <i>Gramineae</i>	芦苇	<i>Phragmites australis</i>
	假苇拂子茅	<i>Calamagrostis pseudophragmites</i>
	拂子茅	<i>Calamagrostis epigeios</i>
	獐毛	<i>Aeluropus sinensis</i>
	赖草	<i>Leymus secalinus</i>

由表可以看出，项目区植被多为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

项目区主要为荒漠带，植被稀疏，植株矮小，以旱生灌木为主，呈典型的荒漠生态景观。项目区自然植被主要有 2 种植被类型，即荒漠草地和灌丛植被；3 个群系，即多枝桤柳群系、盐节木群系、骆驼刺群系。具体分布见图 4.2-2。各群系主要的群落特征如下：

图 4.2-2 项目区植被类型分布图

A. 盐节木群系

盐节木为适中温盐生多汁小半灌木，是多汁盐柴类半灌木、小半灌木荒漠的重要组成植物，生于海拔 540-1700m 的洪积扇扇缘低地、冲积平原、盐湖边等地的低洼潮湿盐土、强盐渍化结壳盐土及沙质盐土、盐沼地等，形成盐土荒漠及盐生草丛，尤其是在天山南麓的冲积扇下部这一带广大平原上有大面积分布，往往以盐节木为单优种，也与矮芦苇、桤柳、盐爪爪、盐穗木等共生，形成盐生荒

漠。

B.多枝怪柳群系

多枝怪柳广泛分布于塔里木盆地，多生于河漫滩、河谷阶地上，沙质和粘土质盐碱化的平原上及沙丘上，怪柳喜光不耐阴，在遮阴处多生长不良。根系发达，既耐干又耐水湿，抗风能力强，耐盐碱土，能在含盐量 1.2% 的盐碱地上正常生长。

C.芦苇群系

芦苇群系是一类较为典型的盐化草甸，群落结构简单，种类贫乏，往往芦苇占绝对优势出现，伴生很少量的草本，如花柴、盐爪爪等。项目区群落发育良好，盖度 10%-20%，高度 20-100cm 不等，所处的土壤为沙壤—壤质的盐化草甸土，地下水埋深 3-6m。

(3) 植被覆盖度

植被覆盖度可用于定量分析评价范围内的植被现状，植被指数法主要是通过对各像元中植被类型及分布特征的分析，建立植被指数与植被覆盖度的转换关系。采用归一化植被指数（NDVI）估算植被覆盖度的方法如下： $FVC = (NDVI - NDVI_s) / (NDVI_v - NDVI_s)$ 式中：FVC——所计算像元的植被覆盖度；NDVI——所计算像元的 NDVI 值；NDVI_v——纯植物像元的 NDVI 值；NDVI_s——完全无植被覆盖像元的 NDVI 值。根据遥感解译工程评价范围内不同盖度植被统计见表 4.2-3，评价范围植被盖度分布见图 4.2-3。

表 4.2-3 评价范围植被覆盖度统计表

植被覆盖度	面积 (hm ²)	百分比%
5~10%	1779.91	50.01
10%-15%	1384.74	38.91
15%-20%	291.33	8.19
20%-25%	102.78	2.89
合计	3558.76	100.00%

图 4.2-3 评价范围植被盖度分布图

根据遥感解译和实地考察，评价区的植被覆盖度大部分在 20%以下，面积占评价区范围的 97.11%，项目区南部植被盖度超过 20%，植被盖度较高的区域主要分布在 YD7-4-1 井管道沿线。

（4）样方调查概况

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。下面着重说明样方调查情况。

B. 样方调查内容

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。布设天然植被调查样方的方法和纪录内容如下所述：

灌木植物样方调查：设置 5m×5m 的灌木植被样方 2 个，记录该样方的 GPS 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。

草本植物样方调查：布设 1m×1m 样方 1 处，记录该样方的 GPS 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 6 个，主要样方情况见表 4.2-4~4.2-9。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样方 1，调查地点：YD7-4-H3 井场周边，土壤类型：漠境盐土

样方大小：10m×10m，总盖度：20%，统计结果见表 4.2-4。

表 4.2-4 样方 1 统计表

地点	植被生长状况			
	种类	高度 (cm)	数量	盖度，%
YD7-4-H3 井场	盐节木	20-40	4	20
	盐穗木	30-50	1	
样方点位 1				

②样方 2，调查地点：管道沿线公益林，土壤类型：漠境盐土

样方大小：5m×5m，总盖度：15%，统计结果见表 4.2-5。

表 4.2-5 样方 2 统计表

地点	植被生长状况			
	种类	高度 (cm)	数量	盖度，%
YD7-4-H3 井场北侧 500m	多枝怪柳	50-80	1	15%
样方点位 2				

--	--

③样方 3，调查地点：YD7-4-H3 井场东侧 500m，土壤类型：漠境盐土
样方大小：1m×1m，总盖度：10%，统计结果见表 4.2-6。

表 4.2-6 样方 3 统计表

地点	植被生长状况			
	种类	高度 (cm)	数量	盖度, %
YD7-4-H3 井场东侧 500m	多枝桤柳	80-150	3	25%
	芦苇	20-80	16	
样方点位 3				

④样方 4，调查地点：YD7-4-11 井场东侧 400m，土壤类型：漠境盐土
样方大小：1m×1m，总盖度：10%，统计结果见表 4.2-7。

表 4.2-7 样方 4 统计表

地点	植被生长状况			
	种类	高度 (cm)	数量	盖度, %

YD7-4-11 井 场东侧 400m	盐节木	20-50	3	10%
样方点位 4				

⑤样方 5，调查地点：YD7-4-16H 井场西北 300m，土壤类型：漠境盐土

样方大小：5m×5m，总盖度：5%，统计结果见表 4.2-8。

表 4.2-8 样方 5 统计表

地点	植被生长状况			
	种类	高度 (cm)	数量	盖度，%
YD7-4-16H 井场西北 300m	芦苇	20-50	18	5%
样方点位 5				

⑥样方 6，调查地点：YD7-4-16H 井场西北 300m，土壤类型：漠境盐土

样方大小：5m×5m，总盖度：5%，统计结果见表 4.2-9。

表 4.2-9

样方 6 统计表

地点	植被生长状况			
	种类	高度 (cm)	数量	盖度, %
YD7-4-16H 井场 西北 300m	芦苇	20-50	12	5%
样方点位 5				

(4) 植被利用现状

本报告书采用《全国重点牧区草场资源调查大纲和技术规程》中五等八级的评价标准对草地质量进行评价。

项目区为典型的荒漠灌木及盐化草甸，主要植被类型为怪柳灌丛及芦苇草甸，草场类型为：灌木草地、荒漠化、盐化草地和沙质荒漠稀疏草地。主要的草场等级为三等五级草场，四等五级草场。

4.2.4 野生动物现状调查

(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

项目区域地处塔里木盆地，位于天山南麓、塔克拉玛干沙漠北部边缘，为塔里木河冲积平原，地势较为平坦。通过对项目区内动物的实地调查和有关资料的查询，该区域主要栖息着一些耐旱型荒漠动物，以鸟类、爬行动物和啮齿类动物为主，动物种类和数量较少。

(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单一,主要为荒漠草原,本次评价在管道沿线设置 3 条样线,每条样线 2km 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项目区设置了 3 条样线,样线布设情况及现场野生动物调查情况见表 4.2-10。

表 4.2-10 陆生动物调查样线一览表

编号	位置	生境类型	样线起 终点 坐标	海拔 (m)	长度 (km)	样线沿线影像图	野生动物 观测 情况
1	项目区北部	荒漠草地	东 点	1006	1.35		麻雀、 凤头 百灵
2	项目区中部	荒漠草地		1005	2.36		麻雀

3	项目区南部	荒漠草地		1003	1.5		荒漠麻蜥
---	-------	------	--	------	-----	--	------

本次共设置样线 3 条，鸟类共观测到麻雀、凤头百灵 2 种，两栖动物 1 种，为荒漠麻蜥。

(4) 野生动物种类及分布

根据现场实地调查及区域相关野生动物资料分析，项目区域以荒漠动物为主。项目所在地区内分布的主要野生脊椎动物 17 种，其中两栖类 1 种、爬行类 3 种、鸟类 10 种、哺乳类 3 种。各种野生脊椎动物分布状况见表 4.2-11。

表 4.2-11 评价区主要及脊椎动物名录及其种类和分布

序号	中文名	拉丁名	留居型	分布
两栖类				
1	绿蟾蜍	<i>Bufo viridis</i>	/	±
爬行类				
2	南疆沙蜥	<i>Phrynocephalus forsythi</i>		
3	密点麻蜥	<i>Eremias multiocellata</i>	/	+
4	荒漠麻蜥	<i>Eremias przewalskii</i>	/	±
鸟类				
5	雉鸡	<i>Phasianus colchicus</i>	R	±
6	原鸽	<i>Columba livia</i>	R	+
7	灰斑鸠	<i>Streptopelia decaocto</i>	R	+
8	凤头百灵	<i>Galerida cristata</i>	R	+
9	蒙古沙雀	<i>Rhodopechys mongolica</i>	R	+
10	紫翅椋鸟	<i>Sturnus vulgaris</i>	B	++
11	寒鸦	<i>Corvus monedula</i>	W	+
12	小嘴乌鸦	<i>Corvus corone</i>	B	++
13	黑顶麻雀	<i>Passer ammodendri</i>	R	++
14	棕尾伯劳	<i>Lanius isabellinus</i>	B	++
兽类				
15	塔里木兔	<i>Lepus yarkandensis</i>	/	+
16	三趾心颅跳鼠	<i>Salpingotus kozlovi</i>	/	±
17	子午沙鼠	<i>Meriones meridianus</i>	/	±

根据《国家重点保护野生动物名录（2021 年版）》、《新疆国家重点保护

野生动物名录》（2021 年 07 月 28 日发布）、《新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录（修订）》新政发〔2022〕75 号（2022 年 09 月 08 日发布），经过咨询当地林业局野生动物保护科以及生态环境局等单位，项目区保护动物主要为塔里木兔，为国家二级保护动物。塔里木兔的耳朵特别大，体形较小，体长 35~43cm，尾长 5~10cm，体重不到 2kg。由于长期适应干旱自然环境，其形态高度特化；毛色浅淡，背部沙黄褐色，尾部无黑毛，整体毛色与栖息环境非常接近；听觉器官非常发达，耳长达 10cm，超过其他兔类。利用长耳壳可接收到较远距离的微弱音响，及时发现并逃脱天敌。栖息于盆地中各种不同的荒漠环境和绿洲，白天活动，晚间常在灌木丛下挖浅窟藏身。以灌木的树皮和细枝为食，也取食芦苇嫩茎。每年于 5 月和 8 月份繁殖两次，每窝产仔 2~5 只。塔里木兔对农作物有一定危害，近几年数量明显减少。

本项目位于油田开发区域，因石油开发建设活动早已开展，人类活动频繁，使得对人类活动敏感的野生动物早已离去，已难以再见到大中型野生动物，偶尔可见到塔里木兔的踪迹。

4.2.5 水土流失现状

根据《全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》(办水保[2013]188 号)及关于印发新水水保[2019]4 号，本项目所在新和县属于水土流失重点治理区。按照《开发建设项目水土流失防治标准》规定，英买力气田玉东 7 区块产能建设工程水土流失防治标准执行二级防治标准。

根据《土壤侵蚀分类分级标准》（SL190-96），结合项目区的自然状况进行分析，该区域水土流失类型中度风力、轻度水力侵蚀，土壤侵蚀模数背景值取为 2600t/km²·a。根据现场调查及查阅相关资料，确定项目区容许土壤流失量取值为 2400t/km²·a。

根据《第一次全国水利普查水土保持情况普查情况公报》（2013），项目区所在的新和县土壤侵蚀类型、侵蚀强度及面积见表 4.2-12。

表 4.2-12 新和县水土流失现状 单位：km²

侵蚀类型	轻度以上	轻度	中度	强烈	极强烈
风力侵蚀	4803.54	3219.54	1584.00	0	0
水力侵蚀	63.17	62.34	0.83	0	0
合计	4866.71	3281.88	1584.83	0	0

项目区处于新和县西部中度风力侵蚀区，自然环境较差，所以水土保持工作

以监督和预防保护为主。要加强对区内生态环境的保护，尤其对项目区灌木等荒漠植被要加强保护，禁止破坏生态系统的现象发生，防止水土流失加剧。

根据评价区土地利用，结合现场调查地形地貌及植被覆盖程度，分析评价区域土地荒漠化现状。工程区域地势平坦，地表植被稀疏，主要水土流失类型为中度风蚀。

4.2.6 土地沙化现状

2020 年 4 月，新疆维吾尔自治区已经开展第六次沙化土地调查，目前尚未颁布调查结果。根据《新疆维吾尔自治区第五次沙化土地监测报告》（2015 年 3 月），塔克拉玛干沙漠是世界第二大流动性沙漠，是我国最大的沙漠，沙漠面积 361154km²，占全疆沙漠的 81.97%，占我国沙漠总面积的一半以上。它位于塔里木盆地的中心地带，属暖温带干旱、极干旱气候区。包括塔克拉玛干主体沙漠、罗布泊以西与塔里木河下游以东的库鲁克沙漠、且末河以南的雅克塔格沙漠以及喀什三角洲上的托克拉克沙漠和布古里沙漠等。

本项目位于塔克拉玛干沙漠的边缘，属于半固定沙地。塔克拉玛干沙漠中的沙化土地面积 34944602.58hm²，其中：沙质土地面积为 34560399.13hm²。在沙质土地中，流动沙地 26341108.65hm²，半固定沙地 5898376.53hm²，固定沙地 2192994.05hm²，沙化耕地 122550.34hm²，非生物工程治沙地 5369.56hm²。

项目区土地沙化现状见图 4.2-4。

项目区土地沙化现状示意图

4.2.7 生态系统类型及功能调查

(1) 生态功能区划

英买力油气田玉东 7 区块位于阿克苏地区新和县境内。根据现场调查和资料搜集，工程所在区域不涉及国家公园、自然保护区、自然公园等法定生态保护区和重要生境。

根据《新疆生态功能区划》，本项目主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态问题和主要保护目标见表 4.2-13 和图 4.2-5。

表 4.2-13 工程区生态功能区划表

项 目		主 要 内 容
生态功能 分区单元	生态区	IV 塔里木盆地暖荒漠及绿洲农业生态区
	生态亚区	IV1 塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区
	生态功能区	55.渭干河三角洲荒漠—绿洲农业、盐渍化敏感生态功能区
隶属行政区		库车县、沙雅县、新和县
主要生态 服务功能		农产品生产、荒漠化控制、油气资源
主要生态 环境问题		土壤盐渍化、洪水灾害、油气开发造成环境污染
主要生态敏感因子、敏感程度		生物多样性及其生境中度敏感，土壤荒漠化中度敏感，土壤盐渍化高度敏感
主要保护目标		保护农田、保护荒漠植被、保护水质、防止洪水危害
主要保护措施		节水灌溉、开发地下水、完善水利设施、发展竖井排灌、防治油气污染、减少向塔河注入农田排水
适宜发展方向		发展棉花产业、特色林果业和农区畜牧业，建设石油和天然气基地

由表可知，英买油气田属于“塔里木盆地暖荒漠及绿洲农业生态区，塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区；渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区”，主要生态服务功能分别为“农产品生产、荒漠化控制、油气资源”。本项目新建井场占地面积小、管线占地为临时占地，施工具有临时性、短暂性特点，周围无水源补给区，通过控制占地范围和严格施工期环境管理、做好生态保护工作，在项目建设的过程中大力保护地表植被，减少水土流失，工程结束后及时对占地进行恢复，不会对占地区域土壤、动植物产生明显影响，符合区域生态服务功能定位。

图 4.2-5 生态功能区划图

(2) 生态系统类型和特征

项目评价范围生态系统包括草地生态系统和灌丛生态系统两类，草地生态系统属于稀疏草地，灌丛生态系统属于稀疏灌丛，生态系统结构简单。

根据实地调查和遥感影像判读解译，评价区灌丛生态系统占评价区面积的 52.75%，草地生态系统占评价范围的 29.25%。各类生态系统统计见表 4.2-14。评价区生态系统分布见图 4.2-6。

表 4.2-14 评价区生态系统类型及特征

序号	生态系统类型	二级分类	面积 (hm ²)	比例
1	灌丛生态系统	稀疏灌丛	1877.19	52.75%
2	草地生态系统	稀疏草地	1041.1	29.25%
3	荒漠生态系统	沙地、盐碱地	75.24	2.12%
4	湿地生态系统	沼泽	12.15	0.34%
5	其他	裸地	553.08	15.54%
合计			3558.76	100

图 4.2-6 生态系统分布图

A. 灌丛生态系统

灌丛生态系统在评价区分布非常广泛,类型为稀疏灌丛,面积为 1041.1hm²,占评价区 52.75%。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》评价区为稀疏草地生态系统,评价区气候干旱降水稀少,但由于项目区位于冲洪积扇的下游,地下水位较浅,评价区生长有芦苇和疏叶骆驼刺等植被。植被覆盖度低,有些地面完全裸露。由于食物资源比较单调和贫乏,动物的种类不多,数量也少。常见的有昆虫、蜥蜴、啮齿类和某些鸟类。

B. 草地生态系统

草地生态系统是评价区最常见和分布最广泛的生态系统,面积 1877.19hm²,占评价区比例为 29.25%。评价区为极端大陆性气候,降水变率很大,蒸发量大于降水量许多倍,温度变化剧烈,尤以日夜温差最大,并多有风沙与尘暴出现,土壤中营养物质比较贫乏,严酷的自然条件限制了许多植物的生存,只有为数不多的超旱生灌木、半灌木、小半灌木植物稀疏地分布。主要为盐节木、多枝怪柳,群落的植物种类贫乏、结构简单、覆盖度低,有些地面完全裸露。由于食物资源比较单调和贫乏,动物的种类不多,数量也少。常见的有昆虫、蜥蜴、啮齿类和某些鸟类。

C. 荒漠生态系统

评价范围内涉及荒漠生态系统主要为少量沙地和盐碱地,地表植被稀疏,面积 75.24hm²,占评价区比例为 2.12%,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)沙地分布在半干旱区及部分半湿润区的沙质土地,盐碱地自然,松散表面,高盐分。

D. 湿地生态系统

评价范围内涉及湿地生态系统主要为少量沼泽,面积 12.15hm²,占评价区比例为 0.34%,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)为地表经常过湿或有薄层积水,生长沼泽生和部分湿生、水生或盐生植物。

E. 其他

评价范围内涉及其他生态系统为裸地,面积 553.08hm²,占评价区比例为 15.54%,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) 裸地为自然, 松散表面或坚硬表面, 壤质或石质。

(2) 生态系统特征

A. 天然降水稀少

环境水分稀少是该生态系统的最基本环境特征。在气候上, 评价区处于干旱地区, 且降水随着季节不同分配不均匀。由于降水稀少和蒸散强烈, 少量天然降水远不能满足中生植物生长发育所需要的水分, 只有耐干旱和耐盐碱的沙生植物才能得以生存, 由此形成内陆干旱沙漠生态景观。

B. 沙漠包围绿洲

评价区域沙漠面积大, 且分布广, 是一个典型的“盐化沙漠广布, 壤土隘狭, 边缘镶嵌分布”的地区。区域内绿洲面积相对较小, 绿洲常面临着风沙危害和土壤侵蚀(风蚀)的威胁。

C. 植被分布不均, 生态服务功能受到限制

植被是环境因素综合作用的产物, 是生态系统的核心。受自然条件的制约, 评价区植被总体表现为低矮且分布不均匀。由低矮植被所形成的生物保护层不健全且功能微弱, 使地表物质易受侵蚀和搬运具有潜在的危害性影响。

D. 生态环境的结构脆弱, 破坏后不易恢复

物种和生态系统类型是在长期发展进化的过程中, 适应复杂条件和生存环境的产物, 两者间已形成了相关的平衡关系。沙漠生态系统的植被低矮, 物种贫乏, 异质性较差, 系统平衡关系的相关性极容易受到破坏, 且破坏后较难恢复, 这就是干旱地区生态环境的脆弱性。植被破坏后, 在自然状况下经历几十年都难以恢复到原来的植被状况, 甚至永远不能逆转。无植被或少植被覆盖的地表, 易受到侵蚀。

(3) 生态单元划分

本项目主要建设内容: ①采油井场: 新建气举采油井 4 座 (YD7-4-16H 井、YD7-5-H10 井、YD7-4-12 井、YD7-4-10 井), 2 座老井 (YD7-4-1H 井、YD7-4-H3 井) 新增气举流程, 新建采油管线 5.1km, 新建气举管线 7.8km; ②注水系统: 新建注水井 3 座 (YD7-2-13H 井、YD7-4-11 井、YD7-5-11H 井), 新建单井注水管线 5.46km; ③地面配套设施调整工程: YD7-4-2 阀组站新建 4 井式阀组撬 1 座, YD7 转油站内新建两台浮头管式换热器, YM465 转油站新建 2 台多级离心

泵，YM17 集气站利旧 3 台多级离心泵，YD7 转油站新建发球装置，YM21 集气站新建收球装置，YD6 井场内新建计量分离橇 1 座、计量分离阀组 1 套；④配套建设供配电、通信、仪控、结构、防腐、消防等工程。

将其生态单元划分如下表 4.2-15。

表 4.2-15 生态环境现状调查

区块位置	工程内容	土地利用类型	植被类型	土壤类型	公益林类型	沙化类型及程度
井场	YD7-4-16H YD7-4-12 YD7-2-13H	灌木林地	植被群系以盐节木等灌木为主，伴生芦苇、骆驼刺、花花柴等，植被盖度 10~25%。	漠境盐土	地方公益林	沙化灌木地、轻度沙化
	YD7-4-10 YD7-5-H10 YD7-4-11Y D7-5-11H	天然牧草地	植被群系以盐节木等灌木为主，植被盖度 5~15%。	棕漠土	地方公益林	沙化灌木地、轻度沙化
管线	单井集气管线	灌木林地、草地	植被群系以盐节木等灌木为主，伴生芦苇、骆驼刺、花花柴等，植被盖度 10~20%。	棕漠土、草甸土、漠境盐土	地方公益林	沙化草地和沙化灌木林地、轻度沙化

(4) 区域生态环境问题

根据《全国生态状况调查评估技术规范-生态问题评估》（HJ1174-2021）导则，生态问题评估内容包括：水土流失、土地沙化、石漠化、森林退化、草地退化和湿地退化六个方面，本次评价根据现场调查和评估，主要涉及的生态问题为草地退化、水土流失和土地沙化两个方面。

根据生态功能区划，项目所在区域属于塔里木河流域防风固沙功能区，沙漠化敏感性和盐渍化敏感性极高，防风固沙功能极为重要。主要生态问题是由于水、土和生物资源的不合理开发利用带来生态系统功能的严重退化，表现为退化草地面积大、沙漠化加快。

根据当地环境质量报告书，阿克苏地区全年提供可利用鲜草 405.70 万吨，全年理论载畜量 277.88 万只绵羊单位，平均理论载畜能力为 18.00 亩/只羊·年。根据天然草场等级评价原则与划分标准，全地区一等草场占 1.23%，二等草场占 11.86%，三等和四等草场占 76.86%，五等草场占 9.97%，可见阿克苏地区天然草原实际生产能力较低，草原生态环境脆弱。随着自然气候变化和社会经济发展，

天然草原受到自然气候和人类活动的双重影响，地区草原总体呈现退化、沙化、盐碱化趋势。据统计，全地区天然草原退化面积 4317.6 万亩，占总利用草原面积的 86.3%，其中：轻度退化占 25%，中度退化占 45%，重度退化占 30%。

阿克苏地区荒漠化土地面积为 7790000 公顷，占地区面积的 59.3%。其中风蚀荒漠化面积占荒漠化土地面积的 80.80%，水蚀荒漠化面积占 4.95%，盐渍化荒漠化面积占 9.57%，冻融荒漠化面积占 4.68%；按荒漠化程度，轻度荒漠化土地面积占 11.30%，中度荒漠化土地面积占 31.68%，重度荒漠化土地面积占 24.06%，极重度荒漠化土地面积占 32.96%。

针对整个区域生态系统功能退化的现状，阿克苏地区十四五生态环境保护规划提出的生态保护主要措施有：加强流域综合规划，合理调配水资源；控制人工绿洲规模，恢复和扩大沙漠—绿洲过渡带；保障必要生态用水，保护和恢复自然生态系统；发展清洁能源，减少乔灌木的樵采；改善灌溉基础设施，发展节水农业，控制种植高耗水作物，提高水资源利用效益；加强油、气资源开发利用管理，实现油、气开发与荒漠生态保护的双赢。

具体评价项目区生态系统变化可采用景观生态的评价方法：

①模地未发生变化

模地是景观的背景地域，是重要的景观元素类型，在很大程度上决定着景观的性质，对景观的动态起着主导作用。而模地是否是对生态环境质量有较强的调控能力的地物类型构成，是判断一个区域的景观质量好坏的关键因素。对模地质量的判定有三个标准，即相对面积要大，连通度要高，具有动态控制功能。

玉东 7 区块的模地依旧是荒漠景观，荒漠景观主要包荒漠括草地和荒漠灌丛。根据项目实施后土地利用变化分析，项目区工业用地有所增加，但目旧荒漠景观为主。

（2）人类干扰加强

景观本身是生物多样性的的重要组成部分，也是生物多样性得以存在的场所，适度增加景观的多样性是维持较高生物多样和保持生态系统稳定性的重要途径。

玉东 7 区块运营后工矿用地面积增加，但不会对项目区生物多样性产生影响，总体来说，区块的模地依旧是荒漠景观，玉东 7 开发区域基本保持原有的荒漠生态系统，部分地区受人类活动的影响。

4.2.8 重点公益林现状调查

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《新疆维吾尔自治区新和县森林资源二类补充调查报告》国家级公益林（地）按保护等级划分，新和县公益林（地）面积 29379.47 公顷，占全县林地面积的 59.88%。按林地权属划分，国有公益林（地）面积 26320.56 公顷，占全县公益林（地）面积的 89.59%；集体公益林（地）面积 3058.91 公顷，占 10.41%。按地类划分，灌木林地面积最大，为 20609.68 公顷，占公益林（地）面积的 70.15%；其次是宜林地，为 5155.87 公顷，占 17.55%。按生态区位分，均为荒漠化和水土流失严重地区。按林地结构（重点公益林和一般公益林）划分，重点公益林（地）面积 25456.98 公顷，占全县公益林（地）面积的 86.65%，均为国家级公益林（地）。按公益林（地）事权等级划分，国家级公益林（地）面积 25456.98 公顷，占公益林（地）面积的 86.65%；地方公益林（地）面积 44.73 公顷，占 0.15%；其他公益林（地）面积 3877.76 公顷，占 13.20%。

新和县公益林主要分布在县域西南部，树种主要为灌木林地和乔木，乔木主要为胡杨，灌木林地主要种群为怪柳、梭梭、盐穗木、盐节木。

本项目所在区内分布的重点公益林类型为灌木林地，优势树种为盐节木，公益林为地方公益林。本项目新建管线南端占用地方公益林长度 1.6km。经初步核查，项目所在区域涉及的林班号为 4 号、小班 140 号林班，具体以工程所在区域林草部门核查结果为准。拟建工程区内的公益林林地类型为荒漠灌木林，属于天然林，主要作用为防风固沙。本项目与公益林的关系图见图 4.2-7。

图 4.2-7 本项目与公益林的关系图

4.2.9 现有工程环境影响回顾

目前项目区已建工程有站场、井场、道路，现有工程在建设时对生态的影响主要表现为占地影响，分为临时占地和永久占地。施工期临时占地会造成占地范围内植被破坏、土壤扰动及水土流失等影响，永久占地会改变土地利用类型，造成生态景观破碎化等影响。

现有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、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。

油气田进入正式生产运营期后，不会再对区域内的自然植被产生新的和破坏性的影响，除了永久性建筑设施、面积较小的井场以及道路的路基和路面占地外，其它临时性占地（或破坏）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。

根据现场调查，现有井场严格控制占地，永久性占地范围内进行砾石铺垫处理。集气站等站场内地表均用水泥硬化处理，井场内临时性占地的地表基本裸露，

没有植被恢复。道路临时占地以自然恢复为主，恢复缓慢，种子萌发和幼苗生长主要依赖洪水，综上所述，项目现有开采对生态环境的影响不大，后期采取边开采边治理方式，对区块进行了生态治理，因此，现有工程未出现明显生态环境问题，后期开采中针对生态环境影响主要应防范因为地表扰动等造成的荒漠植被破坏问题，要做到及时发现，及时治理，并且做好施工过程中日常生产管理，尽量减少对沙地的扰动。

4.2.10 小结

英买力油气田玉东 7 区块位于塔克拉玛干沙漠北缘，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、生态保护红线等法定生态保护区域，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。评价区域内以自然状态为主，项目区域无地表径流，仅分布季节性洪水冲沟，为典型的干旱荒漠，人为干扰较小。根据《新疆生态功能区划》，评价区属于塔里木盆地暖荒漠及绿洲农业生态区，塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区；渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区。项目区气候极端干旱，土壤发育较差，类型较为简单，主要土壤类型为盐碱土和灌木林地，植被基本均属于荒漠类型的灌木、半灌木及小半灌木，野生动物极少。

4.3 环境空气质量现状调查与评价

4.3.1 区域大气环境质量达标判定

本工程地处新疆维吾尔自治区阿克苏地区新和县境内，根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）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结果。

根据环境影响评价网环境空气质量模型技术支持服务系统提供的数据，阿克苏地区 2023 年 SO_2 、 NO_2 、 PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 年均浓度分别为 $7 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 、 $32 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 、 $95 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 、 $37 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ；CO 24 小时平均第 95 百分位数为 $2.2\text{mg}/\text{m}^3$ ， O_3 日最大 8 小时平均第 90 百分位数为 $130\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；其中超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值的污染物为 PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 。区域环境空气质量

现状评价表详见表 4.3-1。

表 4.3-1 阿克苏地区环境空气质量现状评价一览表

评价因子	年评价指标	现状浓度	标准限值	占标率%	达标情况
		μg/m ³	μg/m ³		
SO ₂	年平均	7	60	11.67	达标
NO ₂	年平均	32	40	80	达标
CO	第 95 百分位数日平均	2200	4000	55	达标
O ₃	第 90 百分位数日平均	130	160	81.25	达标
PM _{2.5}	年平均	37	35	105.71	超标
PM ₁₀	年平均	95	70	135.71	超标

注：监测数值中 PM_{2.5}、PM₁₀、SO₂、NO₂ 这四项为浓度均值，CO 为 24 小时平均浓度第 95 百分位数，O₃ 为日最大 8 小时平均浓度第 90 百分位数；二级标准值中 PM_{2.5}、PM₁₀、SO₂、NO₂ 这四项为年均值，CO 为 24 小时平均值，O₃ 为日最大 8 小时平均值。

由上表可知：2023 年项目所在地阿克苏地区 SO₂、NO₂ 年平均浓度及 CO、O₃ 日平均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求；PM₁₀、PM_{2.5} 年浓度超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值要求，项目区为不达标区，超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。

阿克苏地区通过落实大气污染防治行动计划，采取综合措施，可降低工业粉尘排放，但自然原因引起的扬尘污染受气候干燥、降水少的现实情况限制，短期内不会有明显改善。

4.3.2 特征因子补充监测

（1）监测点基本信息

本次环评引用 2023 年 7 月编制《玉东区块 2023 年产能建设项目（一期）环境影响报告书》中的 1 个大气监测点监测报告数据（位于项目区下风向）。

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。监测工作由新疆广宇众联环境监测有限公司完成。

监测点位基本信息，见表 4.3-2。监测点位示意图见图 4.3-1。

表 4.3-2 监测点位基本信息一览表

监测点名称	监测点坐标	监测因子	与本项目位置关系	监测时间	监测单位
		1 小时平均			
YD7-5-H10 井		非甲烷总烃	项目区	2024 年 10 月 21	新疆广宇众联环

				日-27 日	境监测有限公司
YD6-H1		非甲烷总烃	项目区下风向	2023 年 2 月	新疆中测测试有限公司

监测报告见附件 8。

(2) 监测频率及监测因子

监测 7 天，每天采样 3 次，提供小时值，每小时采样 4 次。

监测因子：非甲烷总烃。

(3) 监测及分析方法

各监测因子检测方法及检出限表，见表 4.3-3。

表 4.3-3 环境空气各监测因子分析及检出限一览表

序号	监测因子	检测方法	方法来源	单位	检出限
1	非甲烷总烃	《环境空气 总烃、甲烷和非甲烷总烃测定 直接进样-气相色谱法》	HJ 604-2017	mg/m ³	0.07

(4) 评价标准

非甲烷总烃 1 小时评价浓度参考执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 详解中的浓度限值 2mg/m³。

(5) 评价方法

采用最大浓度占标率法进行评价区环境空气质量现状评价，计算公式如下：

$$Pi = Ci / C_{0i}$$

式中：Pi—污染物 i 的占标率；

Ci—污染物 i 的实测浓度，mg/m³；

C_{0i}—污染物 i 的评价标准，mg/m³。

(6) 评价结果

监测及评价结果，见表 4.3-4。

表 4.3-4 其他污染物环境质量现状评价表

监测 点位	污染物	平均时间	评价标准 (μg/m ³)	监测浓度范 围(μg/m ³)	最大浓度 占标率/%	超标 频率/%	达标 情况
YD7-5-H10	非甲烷总烃	1 小时平均					

井							
YD6-H1	非甲烷总烃	1 小时平均					

注：ND 表示低于检出限

由上表可知，监测期间各监测点非甲烷总烃小时值浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）详解中浓度限值 $2000\mu\text{g}/\text{m}^3$ 要求。

4.4 地表水环境现状调查与评价

按照《环境影响评价技术导则—地表水环境》（HJ2.3-2018），项目属于水污染影响型建设项目。在油气田正常开采及油气集输过程中，本项目产生的采出水、井下作业废水不外排，且本项目周边 5km 范围内无天然地表水体，项目地表水环境影响评价等级为三级 B，无需开展地表水环境影响评价。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。

4.5 地下水环境质量现状评价

本次地下水环境现状调查采用搜集资料法。

4.5.1 监测点位

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本次评价监测点位共有 8 个，均为引用点位。引用《英买力气田玉东 6 区块开发方案》中 YM17，YM14，YM11 井场地下水井的监测数据；《YD701H 井气举生产地面配套项目》中 YD7 转油站、YD701H 井周边的监测数据。具体监测点位见图 4.3-1。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中地下水监测点布置要求：“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两侧的地下水水质监测点均不得少于 1 个，建设项目场地及其下游影响区的地下水水质监测点不得少于 2 个”。本项目地下水环境影响评价等级为二级，地下水监测点满足数量和分布要求。本项目引用监测点监测时间均在近三年之内，符合监测点引用时间要求。

综上，本项目地下水监测点布设合理，可满足监测要求。各监测点设置情况及基本信息见表 4.5-1。

表 4.5-1 地下水环境监测点位信息

序号	点号	坐标	与本项目位置关系	含水层类型	监测时间	监测单位
1	YM17		区块下游，位于 YD7-4-12 井东南侧 5.5km	潜水	2022 年 9 月 8 日	新疆昇腾环保科技有限公司
2	YM11		区块上游，位于 YD7-4-10 井西北侧 1.9km			
3	YM14		区块下游，位于 YD7-4-12 井东南侧 1.2km			
4	YD7 转油站西北侧 13.8km		区块上游，位于 YD7-4-10 井西北侧 5.4km		2022 年 2 月 18 日	新疆广宇众联环境监测有限公司
5	YD7 转油站西北侧 9.5km		区块两侧，位于 YD7-4-10 井西北侧 1.3km			
6	YD7 转油站北侧 2.5km		区块两侧，位于 YD7-4-12 井东北侧 1.6km			
7	YD7 转油站东南侧 1.5km		区块两侧，位于 YD7-4-11 井东北侧 2.2km			
8	YD701H 井东南侧 3.7km		区块内，位于 YD7-4-10 井南 0.7km			

4.5.2 监测项目及分析方法

(1) 监测项目

基本水质因子： 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、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、总大肠菌数、细菌总数、耗氧量。

特征因子：挥发性酚类、石油类。

(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》(HJ/T164-2020)、《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)有关标准和规范执行。各地下水监测因子和检测分析因子分析方法及检出限情况见表 4.5-2。

表 4.5-2 地下水环境监测因子和检测因子分析方法及检出限值一览表

检测项目	检测依据	主检仪器
pH	HJ 1147-2020 水质 pH 值的测定 电极法	FE28 型 pH 计 XJZC160
色度	GB/T 5750.4-2023 生活饮用水标准检验方法 第 4 部分：感官性状和物理指标 4.1 铂-钴标准比色法	-
臭和味	GB/T 5750.4-2023 生活饮用水标准检验方法 第 4 部分：感官性状和物理指标 6.1 嗅气和尝味法	
肉眼可见物	GB/T 5750.4-2023 生活饮用水标准检验方法 第 4 部分：感官性状和物理指标 7.1 直接观察法	
总硬度	GB 7477-1987 水质 钙和镁总量的测定 EDTA 滴定法	-
溶解性总固体	GB/T 5750.4-2023 生活饮用水标准检验方法 第 4 部分：感官性状和物理指标 11.1 称量法	FA2104B 电子天平 XJZC03
耗氧量	GB 11892-1989 水质 高锰酸盐指数的测定	-
氯化物	GB 11896-89 水质 氯化物的测定 硝酸银滴定法	
钙	GB 7476-87 水质 钙的测定 EDTA 滴定法	
镁	-	
碳酸盐	DZ/T 0064.49-2021 地下水水质分析方法 第 49 部分：碳酸根、重碳酸根和氢氧根离子的测定 滴定法	
重碳酸盐		
总大肠菌群	GB/T 5750.12-2023 生活饮用水标准检验方法 第 12 部分：微生物指标 5.1 多管发酵法	SPX-150B 生化（霉菌）培养箱 XJZC05
细菌总数	GB/T 5750.12-2023 生活饮用水标准检验方法 第 12 部分：微生物指标 4.1 平皿计数法	
氨氮	HJ 535-2009 水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法	UV1801 紫外可见分光光度计 XJZC130
硝酸盐氮	GB 7480-1987 水质 硝酸盐氮的测定 酚二磺酸分光光度法	721G 可见分光光度计 XJZC116
亚硝酸盐氮	GB 7493-1987 水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法	
挥发酚	HJ 503-2009 水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法	
氰化物	GB/T 5750.5-2023 生活饮用水标准检验方法 第 5 部分：无机非金属指标 7.2 异烟酸-巴比妥酸分光光度法	
六价铬	GB/T 5750.6-2023 生活饮用水标准检验方法 第 6 部分：金属和类金属指标 13.1 二苯碳酰二肼分光光度法	

硫酸盐	HJ/T 342-2007 水质 硫酸盐的测定 铬酸钡分光光度法(试行)	
氟化物	HJ 488-2009 水质 氟化物的测定 氟试剂分光光度法	721G 可见分光光度计 XJZC116
硫化物	HJ 1226-2021 水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法	
碘化物	DZ/T 0064.56-2021 地下水水质分析方法 第 56 部分: 碘化物的测定 淀粉分光光度法	721G 可见分光光度计 XJZC116
阴离子表面活性剂	GB 7494-1987 水质 阴离子表面活性剂的测定 亚甲蓝分光光度法	
汞	HJ 694-2014 水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法	AFS-9700 原子荧光光度计 XJZC73
砷		
硒		
石油类	GB/T 5750.7-2023 生活饮用水标准检验方法 第 7 部分: 有机物综合指标 6.5 非分散红外光度法	OIL460 红外分光光度计 XJZC72
铜	GB 7475-87 水质 铜、锌、铅、镉的测定 原子吸收分光光度法	PinAAcle900T 原子吸收光谱仪 XJZC182
锌		
铅	GB/T 5750.6-2023 生活饮用水标准检验方法 第 6 部分: 金属和类金属指标 14.1 无火焰原子吸收分光光度法	
镉	GB/T 5750.6-2023 生活饮用水标准检验方法 第 6 部分: 金属和类金属指标 12.1 无火焰原子吸收分光光度法	
铁	GB 11911-89 水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法	PinAAcle900T 原子吸收光谱仪 XJZC182
锰		
铝	GB/T 5750.6-2023 生活饮用水标准检验方法 第 6 部分: 金属和类金属指标 4.3 无火焰原子吸收分光光度法	
钾	GB 11904-1989 水质 钾和钠的测定 火焰原子吸收分光光度法	
钠		
三氯甲烷*	GB/T 5750.10-2023 生活饮用水标准检验方法 第 10 部分 消毒副产物指标 4.3 顶空毛细管柱气相色谱法	气相色谱仪
四氯化碳*	GB/T 5750.8-2023 生活饮用水标准检验方法 第 8 部分 有机物指标 4.3 顶空毛细管柱气相色谱法	
苯*	GB/T 5750.8-2023 生活饮用水标准检验方法 第 8 部分 有机物指标 21.1 液液萃取毛细管柱气相色谱法	
甲苯*	GB/T 5750.8-2023 生活饮用水标准检验方法 第 8 部分 有机物指标 22.2 液液萃取毛细管柱气相色谱法	

4.5.3 评价标准与评价方法

(1) 评价标准

石油类参照执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的 III 类标准;

其他因子执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中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：

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

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

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。

4.5.4 监测及评价结果

（1）地下水质量现状监测与评价

评价区地下水水质监测及评价结果详见表 4.5-3。

表 4.5-3 地下水水质监测结果

检测项目（单位）	标准限值（Ⅲ类）	YM11		YM17		YM14	
		监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数
pH(无量纲)	6.5~8.5						
溶解性总固体 (mg/L)	1000						
耗氧量 (mg/L)	3						
氨氮 (以 N 计) (mg/L)	0.5						
汞 (mg/L)	0.001						
砷 (mg/L)	0.01						
六价铬 (mg/L)	0.05						

镉 (mg/L)	0.005						
锰 (mg/L)	0.1						
铁 (mg/L)	0.3						
钾 (mg/L)	/						
钠 (mg/L)	200						
铅 (mg/L)	0.01						
总硬度 (mg/L)	450						
总大肠菌群 (MPN/100ml)	3						
氟化物(mg/L)	1						
氰化物 (mg/L)	0.05						
挥发酚 (mg/L)	0.002						
氯化物 (mg/L)	250						
硝酸盐氮 (mg/L)	20						
亚硝酸盐氮 (mg/L)	1						
硫酸盐 (mg/L)	250						
碳酸根 (mg/L)	/						
重碳酸根 (mg/L)	/						
细菌总数 (CFU/ml)	100						
石油类 (mg/L)	0.05						
钙 (mg/L)	/						
镁 (mg/L)	/						

注：ND 表示低于检出限

续表 4.5-3

地下水质量现状监测及评价结果一览表

单位：mg/L

检测项目	标准值		潜水含水层				
			YD7 转油站西 北侧 13.8km	YD7 转油站西 北侧 9.5km	YD7 转油站北 侧 2.5km	YD7 转油站 东南侧 1.5km	YD701H 井东 南侧 3.7km
色度	≤15 度	监测值(度)					
		标准指数					
嗅和味	--	监测值					
		标准指数					
浑浊度	≤3	监测值(NTU)					
		标准指数					
肉眼可见物	--	监测值					
		标准指数					

pH 值	6.5~8.5	监测值					
		标准指数					
总硬度	≤450	监测值					
		标准指数					
溶解性总固体	≤1000	监测值					
		标准指数					
硫酸盐	≤250	监测值					
		标准指数					
氯化物	≤250	监测值					
		标准指数					
铁	≤0.3	监测值					
		标准指数					
锰	≤0.1	监测值					
		标准指数					
铜	≤1.0	监测值					
		标准指数					
锌	≤1.0	监测值					
		标准指数					
铝	≤0.2	监测值					
		标准指数					
挥发性酚类	≤0.002	监测值					
		标准指数					
阴离子表面活性剂	≤0.3	监测值					
		标准指数					
耗氧量	≤3.0	监测值					
		标准指数					
氨氮	≤0.5	监测值					
		标准指数					
硫化物	≤0.02	监测值					
		标准指数					
总大肠菌群	≤3MPN/100mL	监测值					
		标准指数					
细菌总数	≤1000 CFU/mL	监测值					
		标准指数					

亚硝酸盐氮	≤ 1.0	监测值					
		标准指数					
硝酸盐氮	≤ 0.0	监测值					
		标准指数					
氰化物	≤ 0.05	监测值					
		标准指数					
氟化物	≤ 1.0	监测值					
		标准指数					
碘化物	≤ 0.08	监测值					
		标准指数					
汞	≤ 0.001	监测值					
		标准指数					
砷	≤ 0.01	监测值					
		标准指数					
硒	≤ 0.01	监测值					
		标准指数					
镉	≤ 0.005	监测值					
		标准指数					
六价铬	≤ 0.05	监测值					
		标准指数					
铅	≤ 0.01	监测值					
		标准指数					
三氯甲烷	≤ 0.06	监测值					
		标准指数					
四氯化碳	≤ 0.002	监测值					
		标准指数					
苯	≤ 0.01	监测值					
		标准指数					
甲苯	≤ 0.7	监测值					
		标准指数					
石油类	≤ 0.05	监测值					
		标准指数	-	-	-	-	-

由上表可以看出，各检出因子的标准指数中除总硬度、溶解性总固体、硫酸

盐、氯化物、锰、氟化物超标外，其他因子均未超过《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III 类水质要求，石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III 类标准。总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、锰、氟化物超标与区域水文地质条件有关，区域蒸发量大、补给量小，潜水中上述因子日积月累浓度逐渐升高等。

(2) 包气带质量现状监测

包气带质量现状监测结果见表 4.5-4。

表 4.5-4 包气带质量现状监测结果一览表

序号	监测点名称	采样位置	采样深度	监测因子	监测值
1	YD7-4-H3	土壤裸露处	0.2m	石油类	未检出
2	YD7 转油站	土壤裸露处	0.2m	石油类	未检出
3	1#配水间	土壤裸露处	0.2m	石油类	未检出

由上表可以看出，本区块现有 YD7-4-H3 井场、YD7 转油站、1#配水间采样点包气带石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III 类标准。

4.6 声环境现状

依据《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021) 中的规定，本工程声环境影响评价工作等级定为二级。本工程井场周边范围内无居民区，没有声环境保护目标。本次选择代表性井场布设 3 个点位现状监测，可以满足声环境导则现状监测要求。

4.6.1 监测点布设

本次分别在 YD7-5-H10 井、YD7-4-1H、YD7-2-13H 井四周边界各布设 1 个监测点位。监测工作由新疆广宇众联环境监测有限公司完成。监测点位示意图见图 4.3-1。

表 4.6-1 声环境现状监测点位表

序号	监测点名称	位置	监测因子	采样时间、频率
1	YD7-5-H10 井		Ld、Ln	监测 1 天，每天昼夜各 1 次
2	YD7-4-1H			
3	YD7-2-13H			

4.6.2 监测时间

声环境质量现状监测时间为 2024 年 10 月 21 日-22 日，监测 1 天，分昼间和夜间两个时段进行。

4.6.3 监测方法

按照《声环境质量标准》（GB3096-2008）的要求进行测量。噪声测量值为 A 声级，采用等效连续 A 声级 Leq 作为评价量。

4.6.4 评价标准

评价区声环境现状执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准，即昼间 60dB（A），夜间 50dB（A）。

4.6.5 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。

4.6.6 监测及评价结果

监测及评价结果统计，见表 4.6-2。

表 4.6-2 声环境现状监测统计结果一览表

监测点位	测量时间	等效声级 dB（A）		达标情况
		昼间	夜间	
YD7-5-H10 井	2024.10.21（昼间） 2024.10.22（夜间）			达标
YD7-2-13H 井				达标
YD7-4-1H 井场东				达标
YD7-4-1H 井场南				达标
YD7-4-1H 井场西				达标
YD7-4-1H 井场北				达标

由表 4.5-1 可知，监测期间各监测昼间、夜间声环境现状均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求。

4.7 土壤环境现状调查与评价

4.7.1 土壤类型及分布调查

该区域属极端干旱的暖温带气候，气候干旱、高温、不利于土壤中矿物质分

解，土壤发育较差，类型较为简单，成土母质由沙、粉沙和粘粒组成。盐土是项目区分布最广的一类土壤，在本油气田区域分布的土壤类型有棕漠土、盐土和漠境盐土。

漠境盐土位于荒漠边缘地带，受风沙影响，多以砂壤土或砂土为主，地表比较平坦，盐壳厚度较薄，一般在 1cm 左右。地表植被以盐生耐旱植物为主，覆盖度不足 10%。

棕漠土是暖温带极端干旱荒漠砂砾质洪积物、石质残积物、坡积残积物母质发育的，地表有明显砾幕，具孔泡结皮层、紧实层、石膏层、石膏-盐磐层等土层序列的干旱土壤。

4.7.2 土壤理化特性调查

针对工程占地的土壤理化性质进行分析，主要包括土体结构、土壤结构、土壤质地、阳离子交换量、氧化还原点位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度、含水率等。取样点位为 YD7-4-1H 井、YD7-5-H10 井井场占地范围内。监测工作由新疆广宇众联环境监测有限公司完成分析结果，见表 4.7-1。

表 4.7-1 土壤理化特性调查表

点位		YD7-5-H10 井 (占地范围内)			YD7-4-1H 井 (占地范围内)
层次		表层	中层	深层	表层
现场记录	颜色				
	结构				
	质地				
	砂砾含量 (%)				
	其他异物				
实验室测定	pH 值 (无量纲)				
	阳离子交换量 (cmol/kg)				
	氧化还原电位 (mV)				
	饱和导水率 (mm/min)				
	土壤容重 (g/cm ³)				
	孔隙度 (%)				
	含水率 (%)				

4.7.3 土壤环境质量现状监测

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），土壤盐化、酸化和碱化地区，建设项目应按照土壤污染影响型和生态影响型，按相应等级分别开展评价工作。据前文“2.5.7 土壤环境”等级判定结果：本工程土壤污染影响型评价工作等级为一级、生态影响型评价等级为二级。

本次监测点位布设兼顾污染影响型一级评价（占地内 5 个柱状样，2 个表层样；占地外 4 个表层样）及生态影响型二级评价（占地内 5 个表层样，占地外 6 个表层样）现状监测布点类型及数量要求。

在项目占地范围内布设 5 个柱状样点（YD7-4-H3 井、YD7-5-H10 井、YD7-4-12 井、YD7-5-11H 井、1#配水间）、5 个表层样点（YD7-4-H3 井、YD7-4-1H 井、YD7-4-10 井、YD7-5-H10 井、YD7-4-12 井）；在占地范围外，布设 6 个表层样点（YD7-4-H3 井、YD7-4-1 井、YD7-4-12 井、YD7-5-11H 井、YD7-4-10 井、1#配水间）。

4.7.3.1 监测点位

本次监测点位布设兼顾污染影响型一级评价及生态影响型二级评价现状监测布点类型及数量要求。

在项目占地范围内布设 5 个柱状样点（YD7-4-H3 井、YD7-5-H10 井、YD7-4-12 井、YD7-5-11H 井、1#配水间）、5 个表层样点（YD7-4-H3 井、YD7-4-1H 井、YD7-4-10 井、YD7-5-H10 井、YD7-4-12 井）；在占地范围外，布设 6 个表层样点（YD7-4-H3 井、YD7-4-1 井、YD7-4-12 井、YD7-5-11H 井、YD7-4-10 井、1#配水间）。监测点位示意图见图 4.3-1。

表 4.7-2 土壤环境监测点位情况

监测项目		监测点号	监测点位	监测频率/要求	监测因子
土壤	占地范围内	1	YD7-4-H3	表层样，监测 1 次	①基本因子：《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地的 45 项基本因子+pH、全盐量 ②特征因子：石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）

	占 地 外			柱状样，监测 1 次	pH、全盐量、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）
		2	YD7-5-H10 井	柱状样，监测 1 次	pH、全盐量、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）
		3	YD7-4-12 井		
		4	YD7-5-11H		
		5	1#配水间		
		6	YD7-4-1H	表层样，监测 1 次	pH、全盐量、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）
		7	YD7-4-10		
		8	YD7-5-H10 井		
		9	YD7-4-12 井		
	占 地 内	1	YD7-4-12	表层样，监测 1 次	pH、全盐量、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、 镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、 锌
		2	YD7-4-H3	表层样，监测 1 次	pH、全盐量、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）
		3	YD7-4-1H		
		4	YD7-5-11H 井		
		5	1#配水间		
		6	YD7-4-10		

4.7.3.2 监测时间

土壤监测采样日期为 2024 年 10 月，监测单位为新疆广宇众联环境监测有限公司。

4.7.3.3 监测因子

土壤监测因子如下：

（1）占地内基本因子：《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地的 45 项基本因子：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-1,2-二氯乙烯，反-1,2-二氯乙烯，二氯甲烷，1,2-二氯丙烷，1,1,1,2-四氯乙烷，1,1,2,2-四氯乙烷，四氯乙烯，1,1,1-三氯乙烷，1,1,2-三氯乙烷，三氯乙烯，1,2,3-三氯丙烷，氯乙烯，苯，氯苯，1,2-二氯苯，1,4-二氯苯，乙苯，苯乙烯，甲苯，间二甲苯+对二甲苯，邻二甲苯，硝基苯，苯胺，2-氯酚，苯并（a）蒽，苯并（a）芘，苯并（b）荧蒽，苯并（k）荧蒽，蒽，二苯并（a,h）蒽，茚并（1,2,3-cd）芘、萘、pH 值及全盐量。

占地范围外基本因子：《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018），监测项目：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌。

（2）特征因子：石油烃。

4.7.3.4 监测及分析方法

参照相应国标或《环境监测分析方法》《土壤元素的近代分析方法》《土壤环境监测技术规范》的有关章节的要求进行采样及分析。每个表层样在 0~20cm 取 1 个土样；每个柱状样在 0-0.5m、0.5-1.5m、1.5-3m 分别取 1 个土样。

4.7.3.5 评价标准

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）第二类用地筛选值及《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）相关标准要求。

4.7.3.6 评价方法

采用标准指数法：

$$P_i = \frac{C_i}{S_i}$$

式中：Ci——i 污染物的监测值；

Si——i 污染物的评价标准值；

Pi——i 污染物的污染指数

（6）监测及评价结果

土壤现状监测与评价结果见表 4.7-3、4.7-4、4.7-5、4.7-6、4.7-7。

表 4.7-3 占地范围内表层样土壤环境质量评价（YD7-4-H3 井场内）

监测点位				YD7-4-H3 井场内		
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 值	无量纲	—			
2	砷	mg/kg	60			
3	镉	mg/kg	65			
4	六价铬	mg/kg	5.7			
5	铜	mg/kg	18000			

6	铅	mg/kg	800			
7	汞	mg/kg	38			
8	镍	mg/kg	900	39		达标
9	四氯化碳	mg/kg	2.8	ND	—	达标
10	氯仿	mg/kg	0.9	ND	—	达标
11	氯甲烷	mg/kg	37	ND	—	达标
12	1,1-二氯乙烷	mg/kg	9	ND	—	达标
13	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	ND	—	达标
14	1,1-二氯乙烯	mg/kg	66	ND	—	达标
15	顺式-1,2-二氯乙烯	mg/kg	596	ND	—	达标
16	反式-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54	ND	—	达标
17	二氯甲烷	mg/kg	616	ND	—	达标
18	1,2-二氯丙烷	mg/kg	5	ND	—	达标
19	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10	ND	—	达标
20	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	ND	—	达标
21	四氯乙烯	mg/kg	53	ND	—	达标
22	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840	ND	—	达标
23	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	ND	—	达标
24	三氯乙烯	mg/kg	2.8	ND	—	达标
25	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5	ND	—	达标
26	氯乙烯	mg/kg	0.43	ND	—	达标
27	苯	mg/kg	4	ND	—	达标
28	氯苯	mg/kg	270	ND	—	达标
29	1,2-二氯苯	mg/kg	560	ND	—	达标
30	1,4-二氯苯	mg/kg	20	ND	—	达标
31	乙苯	mg/kg	28	ND	—	达标
32	苯乙烯	mg/kg	1290	ND	—	达标
33	甲苯	mg/kg	1200	ND	—	达标
34	间/对二甲苯	mg/kg	570	ND	—	达标
35	邻二甲苯	mg/kg	640	ND	—	达标
36	硝基苯	mg/kg	76	ND	—	达标
37	苯胺	mg/kg	260	ND	—	达标

38	2-氯酚	mg/kg	2256	ND	-	达标
39	苯并[a]蒽	mg/kg	15	ND	-	达标
40	苯并[a]芘	mg/kg	1.5	ND	-	达标
41	苯并[b]荧蒽	mg/kg	15	ND	-	达标
42	苯并[k]荧蒽	mg/kg	151	ND	-	达标
43	蒽	mg/kg	1293	ND	-	达标
44	二苯并[a,h]蒽	mg/kg	1.5	ND	-	达标
45	茚并[1,2,3-cd]芘	mg/kg	15	ND	-	达标
46	萘	mg/kg	70	ND	-	达标
47	石油烃	mg/kg	4500	ND	0.0053	达标
48	全盐量 (g/kg)	g/kg	-	20.1	-	-

表 4.7-4 土壤监测结果一览表（占地内柱状样） 单位：mg/kg

序号	监测点位	采用深度	YD7-4-H3			YD7-5-H10 井			YD7-4-12 井		
			监测值	Pi	达标情况	监测值	Pi	达标情况	监测值	Pi	达标情况
1	pH 值	0-0.5m	8.36	-	-					-	-
2		0.5-1.5m	8.02	-	-					-	-
3		1.5-3m	8.22	-	-					-	-
4	石油烃 (mg/kg)	0-0.5m	ND	-	达标					-	达标
5		0.5-1.5m	ND	-	达标					-	达标
6		1.5-3m	ND	-	达标					-	达标
7	全盐量 (g/kg)	0-0.5m	14.2	-	-					-	-
8		0.5-1.5m	14.1	-	-					-	-
9		1.5-3m	16.9	-	-					-	-

续表 4.7-4 土壤监测结果一览表（占地内柱状样） 单位：mg/kg

序号	监测点位	采用深度	YD7-5-11H			1#配水间		
			监测值	Pi	达标情况	监测值	Pi	达标情况
1	pH 值	0-0.5m					-	-
2		0.5-1.5m					-	-
3		1.5-3m					-	-
4	石油烃 (mg/kg)	0-0.5m					-	达标
5		0.5-1.5m					-	达标

6		1.5-3m					-	达标
7	全盐量 (g/kg)	0-0.5m					-	-
8		0.5-1.5m					-	-
9		1.5-3m					-	-

表 4.7-5 土壤监测结果一览表(占地内表层样) 单位: mg/kg

序号	检测项目(单位)	YD7-4-1H		YD7-4-10		YD7-5-H10		YD7-4-12		标准值	是否达标
		监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi		
1	pH 值								-	-	-
2	全盐量 (g/kg)								-	-	-
3	石油烃 (mg/kg)								-	4500	达标

表 4.7-6 占地范围外表层样土壤监测及评价结果

监测点位				YD7-4-12		
采样深度				0-20cm		
序号	检测项目	单位	筛选值(pH > 7.5)	监测结果	Pi	达标情况
1	pH 值	无量纲	-			
2	镉	mg/kg	0.6			
3	(总) 汞	mg/kg	3.4			
4	(总) 砷	mg/kg	25			
5	铅	mg/kg	170			
6	铬	mg/kg	250			
7	铜	mg/kg	100			
8	镍	mg/kg	190			
9	锌	mg/kg	300			
10	全盐量	g/kg	-			
11	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	mg/kg	4500			

表 4.7-7 占地范围外表层样土壤监测及评价结果

监测点位				YD7-4-H3			YD7-4-1H			YD7-5-11H 井		
采样深度				0-20cm			0-20cm			0-20cm		
序号	检测项目	单位	筛选值(pH > 7.5)	监测结果	Pi	达标情况	监测结果	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况

监测点位				YD7-4-H3			YD7-4-1H			YD7-5-11H 井		
采样深度				0-20cm			0-20cm			0-20cm		
序号	检测项目	单位	筛选值 (pH > 7.5)	监测结果	P _i	达标情况	监测结果	P _i	达标情况	监测数据	P _i	达标情况
1	pH 值	无量纲	-								-	-
2	全盐量	g/kg	-								-	-
3	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	mg/kg	4500								-	达标

续表 4.7-7 占地范围外表层样土壤监测及评价结果

监测点位				1#配水间			YD7-4-10		
采样深度				0-20cm			0-20cm		
序号	检测项目	单位	筛选值 (pH > 7.5)	监测结果	P _i	达标情况	监测结果	P _i	达标情况
1	pH 值	无量纲							
2	全盐量	g/kg							
3	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	mg/kg							

由监测结果可知：工程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，占地范围内土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 第二类用地筛选值标准要求。

工程区占地范围外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）》（GB15618-2018）中“表 1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”的 pH>7.5 所列标准；土壤中石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求。

图 4.3-1 本项目监测布点示意图

续图 4.3-1 本项目监测布点示意图

续图 4.3-1 本项目监测布点示意图

5 环境影响预测与评价

5.1 生态环境影响分析

5.1.1 生态环境影响特征

从本项目工程特点和所处区域的环境特征出发分析工程建设过程中和工程建成运营中对生态环境影响的特点。

(1) 油气田开发建设工程对生态环境影响具有区域性环境影响特征。

(2) 在工程开发范围内各具体环境影响组份呈点块状（如井场等）和线状（如集输管线等）分布，在对生态各具体要素（如土壤、植被、野生动物等）产生影响的同时，也对区内原有景观结构和生态体系完整性产生一定影响。

(3) 影响方式主要发生在施工期，施工结束后可逐步恢复。

在干旱荒漠背景下，工程开发建设对区内生态体系稳定性影响的主要途径是地表扰动和植被破坏。

油气田开发建设过程各个时期对生态环境的影响程度、影响特征和影响时间见表 5.1-1。

表 5.1-1 油气田开发建设对生态环境的影响

工程阶段		勘探期	开发期（地面工程）	运营期
影响分析	影响程度	重	重	轻
	影响特征	可逆	部分可逆	可逆
	影响时间	短期	中、短期	短期
	影响范围	大、不固定	大、固定	小、固定

5.1.2 生态环境影响

5.1.2.1 占地影响分析

本工程总占地面积约 31.01hm²，其中：永久性占地面积约 1.12hm²，临时占地面积约 29.89hm²，工程占地类型为天然牧草地、灌木林地，施工结束后，永久占地被永久性构筑物代替，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各类人工构造物长期取代；临时占地伴随着永久性占地的工程建设而发生，也不可避免地

对原有地表造成破坏,使原有土壤-植被自然体系受到影响或瓦解,在扰动结束后,临时占地影响区的土壤-植被体系的恢复能力与程度取决于临时占地影响程度的大小及原先的生态背景状况。施工活动和工程占地在油区范围内并呈点线状分布,对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响,同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。

当油气田转入正常运营期后,人群的活动范围缩小,受到破坏的临时占地逐渐地得到恢复,工程占地影响也会逐步减弱。

5.1.2.2 水土流失影响分析

根据新水水保〔2019〕4号,项目所在区域新和县属于塔里木流域水土流失重点治理区。

项目区地面建设工程实施中,会使施工带范围内的土体结构遭到破坏,其范围内的植被也会受到严重破坏甚至被彻底清除,导致风沙作用加剧,因此大规模的油气勘探开发可能促使生态环境进一步恶化。其影响主要表现在以下施工期和运营期两个方面。

(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,便产生风选作用,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

沙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,据邻近油气田的调查结果表

明，随沙化增强，盐分含量降低。

(3) 对油区公路、管线、井场的危害

评价区内春季为多风季节，尤其是春季大风频繁，而此时降水稀少，因而干旱沙质地表的沙层易被风力吹扬，风沙活动可以风蚀公路。在敷设管线下管回填时，回填土高于原地表，由于土质疏松，易被春秋季节的大风扬起的沙尘，从而造成水土流失。

5.1.2.3 项目实施对周边沙化土地的影响

本项目钻井工程的场地平整、管沟开挖作业时会产生土石方，产生的土石方全部用于回填，无弃方。项目建设过程中对原地貌的扰动将降低项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，造成土地沙化；此外，由于项目地处内陆地区，风沙较大，空气干燥，加上地表植被覆盖度低，若项目土石方堆存过程中未采取防尘网苫盖、洒水抑尘等措施，地表沙化的土壤及废土、废渣遇大风天气易产生严重的扬尘，形成沙尘天气。

项目施工期钻井工程、管线敷设工程建设可能破坏地表保护层，土壤表层受干扰强烈，降低风沙区地表稳定性，在风蚀的作用下，有可能使流动风沙土移动速度增加，加快该区域沙漠化进程。各种车辆（尤其是重型卡车）在荒漠上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为沙地。

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

5.1.2.4 对植被的影响分析

本项目中，钻井工程、管线敷设工程建设是造成植被破坏的主要原因，此外，施工人员活动也会对项目植被造成一定的影响。本项目对植被的影响主要影响形式是对土地的占用以及施工阶段清场过程中对地表植被的清理及施工过程中的碾压。井场施工过程中有部分地表土地被各种构筑物或砾石覆盖，工程结束后土地重新回到原来的自然状态，但地表植被及地表结构却发生了较大的变化。地表保护层被破坏后，其稳定性下降，防止水土流失的能力也随之下降。

项目区域评价区自然植被主要有 2 种植被类型，即荒漠草地和灌丛植被；3 个群系，即多盐节木群系、骆驼刺群系、芦苇群系。

(1) 扬尘对植被的影响

工程开发建设中的扬尘是对植被生长产生影响的因素之一,扬尘产生的颗粒物在植物地上器官(叶、茎、花和果实)沉降将对植物产生直接影响。沉降物在植物表面的扬尘以干粉尘、泥膜等形式累积,植物表面上的沉降物覆盖层阻塞气孔,导致气体交换减少,叶片温度升高,光合作用下降,叶片黄化干缩,植物的干物质生产受到影响。一般情况下,大范围内很低浓度的颗粒物慢性沉降不至于对自然生态系统产生不利影响,只有当颗粒物的沉降速率很高时才会造成生态问题。但对植物的伤害程度还取决于周围的环境及地形。

结合工程区域具体情况分析:该区域多风、少雨、干旱、地形开阔的自然条件使得大气中扬尘易扩散,加之工程施工阶段污染源分散,因此在正常情况下扬尘浓度低,工期短,对植被影响不大。

(2) 施工废物对植被的影响

井场施工过程中产生的建筑垃圾,不及时清理,会压覆生长的植被;在管道工程中,管道防腐是不可缺少的一个重要工序,是防止事故发生的主要保护措施;在施工现场对管线进行防腐处理,不可避免地要有一些防腐材料散落在环境中,对土壤和植被产生一定的影响。其附着在植物体上会阻碍植物叶片呼吸及光合作用;施工废弃物、塑料袋、矿泉水瓶等生活垃圾的胡乱丢弃会造成白色污染而影响土壤,在大风季节塑料袋被吹挂在植物体上,这样不仅影响景观,亦影响植物的生长。但这种影响是有可能杜绝的,在施工中只要加强环保宣传,就会使这种影响降到最小程度甚至没有。

(3) 施工期人为活动对植被的影响

人为活动对植被的影响主要表现为施工人员和作业机械对草本植物的践踏、碾压和灌木植物的砍伐等。从干旱荒漠生态系统的脆弱性角度考虑,原始环境中人类活动的介入,荒漠区单位面积上人口活动密度的增大,将导致荒漠区开发范围(施工范围)内及边缘区域地表土壤被践踏和自然植被覆盖度减少,初级生产力水平下降,使该区域的局部地带荒漠化的可能性增大,形成次生性沙漠化土地。其造成荒漠化的可能有以下几种途径。

①由于开发及施工过程中人类践踏形成的小面积局部地段的次生裸地,从而增加产生沙化的可能性;其多集中在临时性占地外围 50m 范围内,这种影响一

一般为短期性影响，且强度不大，施工结束，这一影响也逐渐消除。

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

5.1.2.5 对野生动物的影响分析

油气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项目占地，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。

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，随着建设的各个过程，井区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它区域，而常见的伴人型野生动物种类有所增加。

井区内各种野生动物经过长期的适应已形成较稳定的取食、饮水、栖息活动范围和分布，油气田开发过程中地面建设占地将使原有的野生动物的分布、栖息活动范围受到压缩。人为活动的干扰使得开发区域上空活动的鸟类相对于人类未干扰区要少，而使得局部地段二、三级营养结构中的爬行类(啮齿类)和昆虫类数量有所增加或活动频度增大。这些占地影响对地面活动的野生动物种类产生隔离作用，使原分布区内的种类向外扩，而施工结束后，随着人类活动和占地的减少，原有生境将逐步恢复，野生动物对新环境适应后其活动和分布范围亦将恢复。

5.1.3 重点公益林的影响分析

本项目 YD7-4-10 井至 YD7-4-2 阀组间穿越地方公益林 0.9km，YD7-4-H3 井至 YD7 转油站穿越地方公益林 0.45km，YD7-5-11 井管线穿越地方公益林 0.13km，YD7-4-1H 井穿越公益林 0.12km，本项目共有 1.6km 集输管线占用公益林，管线施工作业带宽度按照 10m 核算，故新建管线临时占用 1.6hm² 公益林。工程占用的重点公益林类型均为灌木林地，林木种类为盐节木，根据新疆农业大学李霞教授主持的国家自然科学基金项目《塔里木河流域植被恢复与遥感测度》相关成果，项目区荒漠灌丛生物量为 3t/hm²，工程占用公益林共造成约 4.8t 生物损失。

本项目占用的公益林按照《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)等有关规定,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。管道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灌木茂密区域,按照本环评推荐的比选方案进行管线走向设计,尽量避让公益林,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。

5.1.4 水土流失影响分析

5.1.4.1 水土流失影响

经估算,钻井和地面施工预计水土流失量为 196.94t., 新增水土流失量为 83.15t。土壤流失量计算见表 5.1-4。

表5.1-4 水土流失预测汇总表

预测工程区域	侵蚀时段	扰动面积 (hm^2)	侵蚀时间 $T_i(\text{a})$	预测侵蚀模数 $M_i(\text{t}/\text{km}^2\cdot\text{a})$	背景侵蚀模数 $M_o(\text{t}/\text{km}^2\cdot\text{a})$	预测水土流失量 $M_{ik}(\text{t})$	背景水土流失量 $M_{io}(\text{t})$	新增水土流失量 $\Delta W(\text{t})$
井场	施工期	1.78	0.42	4500	2600	33.64	19.44	14.20
管线	施工期	8.64	0.42	4500	2600	163.30	94.35	68.95
合计		8.4				196.94	113.79	83.15

5.1.4.1 水土流失发展的危害

工程建设必然会占用大量土地,破坏地表,土方的开挖堆填改变了原地貌。工程建设中开挖土方临时堆放,如果水土保持措施布设不及时、相关管理措施不完善会导致严重的水土流失和飞灰扬尘。本项目在施工过程中要避免大风天气施工,并对临时堆土采取覆盖拦挡措施,主要施工现场均应设有合理布置拦挡设施,加强施工组织减小由于施工不当引起的人为水土流失。本次改建工程建设过程中人为活动造成水土流失的原因主要是破坏地面表层结皮以及大风季节临时堆土对周边环境带来的影响,可能造成的水土流失危害主要有一下几个方面:

扩大侵蚀面积,加剧水土流失本项目地处平原地区,植被状况差,空气干燥,项目建设过程中对原地貌的扰动大大降低了项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力,若在施工过程中不加以治理和防护,遇大风天气易产生严重的水土流失现象。

破坏生态环境,对周边地区造成影响,本项目沿线虽几乎无植被覆盖,但施

工期对地表结皮破坏,有可能加剧项目区内的风灾天气,增加空气中粉尘含量,严重时会造成沙尘暴,造成一定的生态环境破坏,施工车辆的反复碾压将会使道路周边长期处于扬尘状况下,给施工人员健康造成危害。

扰动土地面积、降低土壤抗侵蚀能力,改变土壤结构和地面物质组成,地表组成物质中细粒含量减少,粗粒含量增加,土壤机械组成粗化,降低了土壤抗侵蚀能力。

5.1.5 防沙治沙评价

5.1.5.1 项目背景说明

(1) 项目名称(主体工程、附属工程)、性质、规模、总投资等要素

项目名称:塔里木油田英买力油田玉东7区块白垩系巴西改组开发调整项目

项目性质:滚动开发(改扩建)

本项目主要建设内容为:①钻井工程:共部署8口钻井(7口新钻井、1口侧钻井),其中新钻采油井4口(YD7-4-16H井、YD7-5-H10井、YD7-4-12井、YD7-4-10井),新钻注水井3口(YD7-2-13H井、YD7-4-11井、YD7-5-11H井),侧钻井1口(YD705HC),总进尺39601.56m。②采油井场:新建气举采油井4座(YD7-4-16H井、YD7-5-H10井、YD7-4-12井、YD7-4-10井),2座老井(YD7-4-1H井、YD7-4-H3井)新增气举流程,新建采油管线5.1km,新建气举管线7.8km;③注水系统:新建注水井3座(YD7-2-13H井、YD7-4-11井、YD7-5-11H井),新建单井注水管线5.46km;④地面配套设施调整工程:YD7-4-2阀组站新建4井式阀组撬1座,YD7转油站内新建两台浮头管式换热器,YM465转油站新建2台多级离心泵,YM17集气站利旧3台多级离心泵,YD7转油站新建发球装置,YM21集气站新建收球装置,YD6井场内新建计量分离撬1座、计量分离阀组1套;⑤配套建设供配电、通信、仪控、结构、防腐、消防等工程。

(2) 项目区地理位置、范围和面积

本次开发区块位于英买力油气田玉东7区,行政隶属于阿克苏地区新和县。

(3) 项目区地形、地质地貌、植被、水文等基本情况

本项目位于新和县西南部,新和县地貌可分为平原和山地两大类型。天山支脉却勒塔格山蜿蜒县境北部,呈东西走向,由第三纪红色岩构成,表层岩

石出露，占全县总面积的12.8%，山峰最高点为海拔2212m。平原可分为渭干河冲积平原和却勒塔格山洪积平原。地形北高南低，由东北向西南倾斜，以渭干河龙口为中心，呈扇形辐射状。自然坡降为1/100~1/200、1/400~1/1000，南部为1/2000~1/14500，平原北部山区海拔最高点1030m，平均海拔1015m，海拔最低点980m。东北部的渭干河出山后，即成散流，形成渭干河冲积平原。平原面积为4995km²，占总面积的85.8%。

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

项目所在区域属渭干河流域冲积平原水文地质单元，在山麓带有下更新统砾石构成的第四系松散岩类堆积物一般以砂砾石、砾沙和砂层为主。本冲洪积平原，隔水层厚度较薄，但比较稳定，构成深部微承压水。于沙雅城以南10km左右与塔河冲积平原相接。该水文地质单元位于冲洪积平原上，包括新和县城以北一带，为单一卵砾石、砂砾石潜水含水层，宽度小于15km，地下水埋深50~10m，含水层富水性强，水量十分丰富，单井出水量可达1000~5000m³/d。为矿化度小于1g/L的HCO₃⁻·Ca·Mg型优质水。新和县城以南为细土平原区，地层为双层结构，含潜水和微承压水。承压水顶板埋深20~40m，单井最大出水量270~282m³/d，矿化度较小。

（4）项目区沙化土地现状及防沙治沙工作情况

2020年4月，新疆维吾尔自治区已经开展第六次沙化土地调查，目前尚未颁布调查结果。根据《新疆维吾尔自治区第五次沙化土地监测报告》（2015年3月），塔克拉玛干沙漠是世界第二大流动性沙漠，是我国最大的沙漠，沙漠面积361154km²，占全疆沙漠的81.97%，占我国沙漠总面积的一半以上。它位于塔里木盆地的中心地带，属暖温带干旱、极干旱气候区。包括塔克拉玛干主体沙漠、罗布泊以西与塔里木河下游以东的库鲁克沙漠、且末河以南的雅克塔格沙漠以及喀什三角洲上的托克拉克沙漠和布古里沙漠等。

本项目位于塔克拉玛干沙漠的边缘，属于半固定沙地。塔克拉玛干沙漠中的沙化土地面积34944602.58hm²，其中：沙质土地面积为34560399.13hm²。在沙质土地中，流动沙地26341108.65hm²，半固定沙地5898376.53hm²，固定沙地2192994.05hm²，沙化耕地122550.34hm²，非生物工程治沙地5369.56hm²。

区域防沙治沙工作已实施“塔里木河流域近期综合治理项目”，“塔里木河

流域近期综合治理项目”是在流域节水改造和河道治理的基础上，通过实施退耕封育和荒漠林封育恢复，治理沙化土地，保护和恢复荒漠林草植被，改善流域生态环境建设工程。项目实施以来，在塔北区累计完成生态建设工程面积 6.69 万 hm^2 ，其中完成退耕封育保护 0.44 万 hm^2 ；荒漠林封育保护 5.92 万 hm^2 ；草地改良保护 0.33 万 hm^2 。

5.1.5.2 项目实施过程中对周边沙化土地的影响

(1) 占用和影响的沙漠、戈壁、沙地等其他沙化土地的面积等情况，本工程总占地面积约 31.01 hm^2 ，其中：永久性占地面积约 1.12 hm^2 ，临时占地面积约 29.89 hm^2 ，占地类型为荒漠草地和荒漠灌丛，占地均属于荒漠化土地。

(2) 弃土、石、渣地等对当地土地沙化和沙尘天气的影响

本项目新建井场 7 座，新建采油管线 5.1km、新建气举管线 7.8km、新建注水管线 5.46km。

项目区永久占地为 1.12 hm^2 ，场平高度约为 0.5m，开挖量为 0.56 万 m^3 ，全部用于回填，场地平整。新建各类管线 18.36km，开挖宽度 2m、开挖深度 1.5m，挖方量 5.508 万 m^3 。施工土方在管线施工结束后回填在管堤上。无废弃土方量。施工土方在管线施工结束后回填在管堤上，井场施工过程中产生的土方回填至挖方处或回填至周边低洼场地，并实施压实平整水土保持措施。

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

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

(3) 损坏的防沙治沙设施(包括生物、物理或化学固沙等措施)。

本项目占地主要为荒漠草地和荒漠灌丛，永久占地及临时占地范围均不涉及已建设的防沙治沙设施。

(4) 可能造成的土地沙化和沙尘等生态危害。

项目施工期主要包括钻井工程和地面工程，钻井工程包括池体开挖、场地平整、井场道路等，地面工程包括管沟开挖等。池体开挖、场地平整及井场道路施工过程中，对原有地表土壤造成扰动，造成地表原有结构的破坏。

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，甚至退化为沙地。

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

5.1.5.3 防沙治沙内容及措施

(1) 采取的技术规范、标准

①《中华人民共和国防沙治沙法》(2018年11月14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)；

(2) 制定方案的原则与目标

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

制定方案的目标：通过工程建设，维持现有区域植被覆盖度，沙化土地扩展趋势得到遏制，区域生态环境显著改善，农田得到有效保护。

(3) 工程措施(物理、化学固沙及其他机械固沙措施)

针对部分井场、管辖周边若基本无植被覆盖区域，采取防沙治沙措施，设置草方格，防止土地沙漠化。

(4) 植物措施(在沙地、风蚀严重的风口、施工区域等区域采取的恢复林草植被的林网、林带和片林等防风固沙植被恢复措施)

①植被覆盖度高的区域，施工结束后，及时采取撒播草籽等措施，恢复原地貌；

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

③植被覆盖度高的区域及农田区域，采取分层开挖、分层回填措施，避免破坏区域土壤肥力；

（5）其他措施(废弃弃土、石、渣及其他地面覆盖处理措施)

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

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

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

（6）各种措施总量和年度实施计划、完成期限等

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

5.1.5.4 方案实施保障措施

（1）组织领导措施

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

（2）技术保障措施

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

②塔里木盆地自然条件恶劣，水资源短缺，项目建设的各个环节过程中，加强人员的节水意识，避免铺张浪费，提高水的重复利用性。

（3）防沙治沙措施资金筹措情况

本项目防沙治沙措施投资由塔里木油田分公司自行筹措。

（4）生态、经济效益预测

本项目防沙治沙措施实施后，预计哈拉哈塘油田植被覆盖度能维持现状，沙化土地扩展趋势得到一定的遏制，区域生态环境有所改善，农田得到有效保护。

5.1.6 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。生产井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等。在这期间，将会产生少量扬尘和固体废物。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，文明施工，防止水泥等的洒落与飘散，同时在清理井场时防止飞灰、扬尘的产生，尽可能降低对周边大气环境的影响。

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

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

5.1.7 区域生态系统稳定性及完整性影响分析

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。

本项目开发区的基质主要是荒漠生态景观，荒漠生态景观稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性差。在井场、管线和站场等建设中，新设施的增加及永久性构筑物的作用，不但不会使区域内异质化程度降低，反而在一定程度上会增加区域的异质性。区域的异质性越大，抵抗外界干扰的能力就越大。因而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。

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有自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势；但是由于工程占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响。

在干旱荒漠大背景下，工程建设对区域内生态体系稳定性影响的主要途径是地表扰动，项目所在区域属于荒漠生态系统，生态环境质量的控制性组分是低覆盖度草地，生态环境极其脆弱，如果生态破坏程度过大或者得不到及时修复，就有可能导致区域生态环境的进一步衰退。

在区域生态环境综合评价中，采用生态环境质量综合判别对生态环境质量进行判断。根据表 5.1-5 可知，本项目影响后的生态系统的状况符合等级Ⅲ的指标特征，因此判断该生态系统处于一般状态。

表 5.1-5 生态环境质量综合判别

等级	表征状态	指标特征
I	理想状态	生态环境基本未受到干扰破坏，生态系统结构完整，功能较强，系统恢复再生能力强，生态问题不显著，生态灾害少
II	良好状态	生态环境较少受到破坏，生态系统结构尚完整，功能尚好，一般干扰下可恢复，生态问题不显著，灾害不大
III	一般状态	生态环境受到一定的破坏，生态系统结构有变化，但尚可维持基本功能，受干扰后易恶化，生态问题显现，生态灾害时有发生
IV	较差状态	生态环境受到较大破坏，生态系统结构变化较大，功能不全，受外界干扰后恢复困难，生态问题较大，生态灾害较多
V	恶劣状态	生态环境受到很大破坏，生态系统结构残缺不全，功能低下，退行性

退化, 恢复与重建很困难, 生态问题很大, 并经常演变成生态灾害

5.1.8 景观的影响分析

本工程总占地面积约 31.01hm², 其中: 永久性占地面积约 1.12hm², 临时占地面积约 29.89hm², 占地类型主要为荒漠草场和荒漠灌丛, 永久占用的荒漠植被被永久性构筑物占用, 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, 减少了 1.12hm²。对于整个项目区来讲, 所占的比例不大 (占原有荒漠草地景观的 0.1%), 同时还增加了区域的异质性。

但由于占地会对原有的景观进行分隔, 造成景观生态系统在空间上的非连续性, 使区域原有的自然荒漠景观演化为工业景观, 对原有的景观产生一定的影响。

5.1.9 对生物多样性的影响

工程对生物多样性的影响难以量化分析, 下面针对生物多样性的 6 个指标进行定性分析。分析可知, 本工程对评价区野生维管束植物丰富度、野生动物丰富度、生态系统类型多样性、物种特有性、受威胁物种的丰富度、外来物种入侵度影响均不大, 因此对评价区生物多样性影响较小。详见下表 5.1-6。

表 5.1-6 生物多样性指标影响分析

指标	影响程度
野生维管束植物丰富度	工程不会导致工程区微管植物种类减少, 影响不大。
野生动物丰富度	施工期, 施工噪声和人员活动会降低工程区附近野生动物数量和种类, 因此会导致野生动物丰富度降低。
生态系统类型多样性	与评价区相比, 工程占地面积不大, 不会导致生态系统类型多样性降低。
物种特有性	评价区共有中国特有野生动物和植物各 2 种, 工程对这几种野生动植物影响不大, 因此工程对物种特有性影响很小。
受威胁物种的丰富度	本工程不会导致评价区某个动植物物种数量大幅降低进而变成受威胁的物种, 因此对受威胁物种的丰富度影响不大
外来物种入侵度	本工程只要生态恢复时, 只要不使用外来物种, 就不会涉及外来物种入侵问题, 因此对外来物种入侵度影响很小。

5.1.10 小结

本项目将占地方公益林。目前塔里木油田分公司正在办理土地占用手续, 由

于工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。

由于本区域的野生动物种类少，且经过现有油气田设施多年运营后，已经少有大型野生动物在本区域出现，工程对野生动物的影响较小。

项目区属于水土流失塔里木流域水土流失重点治理区，但占地面积较小，采取环评提出的水土流失防治措施后，对环境的影响可以接受。

因此总体上看本项目建设对生态环境影响可以接受。

表 5.1-7 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、种群梳理、种群结构、行为) 生境 ☒ (生境面积、质量、连通性) 生物群落 ☒ (物种组成、群落结构等) 生态系统 ☒ (植被覆盖力、生产力、生物量、生态系统功能) 生物多样性 ☐ () 生态敏感区 ☐ (主要保护对象、生态功能等) 自然景观 ☒ (景观多样性、完整性) 自然遗迹 ☐ ()
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: (0.003)km ² ；水域面积: ()km ²
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集 ☒ ；遥感调查 ☒ ；调查样方、样线 ☒ ；调查点位、断面 ☐ ；专家和公众咨询法 ☐ ；其他 ☐
	调查时间	春季 ☐ ；夏季 ☐ ；秋季 ☒ ；冬季 ☐ 丰水期 ☐ ；枯水期 ☐ ；平水期 ☐
	所在区域的生态问题	水土流失 ☒ ；沙漠化 ☒ ；石漠化 ☐ ；盐渍化 ☐ ；生物入侵 ☐ ；重要物种 ☐ ；生态敏感区 ☐ ；其他 ☐
工作内容		自查项目
生态现状调查与评价	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 大气环境影响分析

5.2.1 施工期环境空气影响分析

本项目施工期产生的废气主要为汽车尾气排放、施工扬尘及施工焊接废气。

(1) 施工机械及运输车辆尾气影响分析

施工机械及运输车辆所排放的废气主要污染物为 NO_x 、 CO 、 SO_2 、 THC 等。在空间上和时间上具有较集中的特点，在局部的范围内污染物的浓度较高。本项目所在区域扩散条件良好，施工机械及运输车辆产生的尾气很快被空气稀释，且大气污染物随钻井工程的结束而消失，井场进入采油阶段，区域空气环境质量将会有所改善。

(2) 运输车辆扬尘影响分析

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，施工车辆废气对周围大气环境质量影响是有限的。

在油气田区块开发前期，由于主要进行地面建筑、道路等施工，区块内大量出入中型车辆，因此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。随油气田开发进入产液期，区块道路路面硬化，这部分扬尘影响大大减轻。

(3) 地面工程施工过程中扬尘影响分析

施工扬尘污染主要来自：①管沟、地基开挖、土地平整等施工过程，遇大风天气，会造成粉尘、扬尘等大气污染；②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；③灰土拌和、混凝土拌和加工都会产生扬尘和粉尘；④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。由于本工程的土方运输量较大，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。

工程施工在混合土工序阶段，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。

(4) 施工焊接废气影响分析

本工程管线施工分段进行，管道连接过程产生的焊接废气的排放具有排放量小且较分散等特点，对环境影响较小。

综上所述，施工期产生的污染是暂时性的，对环境的影响随着施工期的结束而消失，项目周边无集中固定人群居住，从影响时间、范围和程度来看，施工期废气对周围大气环境质量影响较小。

5.2.2 运营期大气环境影响分析

5.2.2.1 区域地面污染气象特征分析

本工程大气环境影响评价等级为二级，按《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）要求只分析常规地面气象资料统计特征量。本工程位于阿克苏地区新和县境内。本次评价收集了新和县气象站近年常规气象观测资料，气象资料由新疆气象信息中心提供。

(1) 地面风向特征

区域全年风向以东北风（NE）为主，次主导风向为东风（E），风向频率分别为10%、9%；冬季（1月）以东北风（NE）为主，其次为西南风（SW），风向频率分别为9%、7%；夏季（7月）以北风（N）为主，其次为东北风（NE）和东风（E），风向频率分别为11%、10%、10%。本区静风出现频率高，全年平均静风频率为37%，冬季出现频率最高，为54%；春季出现频率最低，为21%。

区域全年各月各风向频率统计见表5.2-1，风频玫瑰图见图5.2-1。

表5.2-1 区域全年各月各风向频率统计结果 单位：%

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

7	10	3	10	8	8	3	5	2	4	1	4	3	5	2	3	3	24
8	11	3	8	8	12	2	6	2	4	1	2	1	3	1	2	2	31
9	6	2	10	10	10	1	4	2	2	2	4	2	2	1	1	1	41
10	3	1	8	8	9	1	1	1	1	1	5	4	3	1	1	0	52
11	1	1	7	6	5	1	1	0	1	1	10	7	5	0	1	0	53
12	2	1	8	5	4	0	1	1	1	1	7	7	6	0	1	0	54
全年	6	2	10	8	9	2	3	1	3	1	7	4	5	1	2	1	37

图5.2-1 区域全年各月风向频率玫瑰图

(2) 地面风速特征

新和县区域年平均风速为1.8m/s，四季的平均风速以春季最大（2.6m/s），夏季次之（1.9m/s），冬季最小（1.1m/s）。区域平均风速统计见表5.2-2。

表5.2-2 年均风速的月变化

单位: m/s

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

新和县区域四季、年各风向下风速分布特征见表5.2-3、图5.2-2。

表5.2-3 区域四季、年各风向下风速 (m/s) 分布特征表

类别	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C
春	2.4	1.8	1.9	2.9	3.3	3.3	3.2	2.3	2.5	2.3	2.8	2.5	1.8	6	3.3	2.7	<0.5
夏	2.5	1.7	2.4	1.6	3.6	1.4	2.9	2.4	2.8	1.4	2.4	0.9	2.6	1.9	3.4	2.1	<0.5
秋	1.8	2.1	2	2.1	3.6	2.6	2.2	1.9	1.4	1.5	1.4	1.6	1.8	0.9	1.6	2.1	<0.5
冬	1.9	1.4	1.2	1.6	2.3	0.5	1.1	0.7	1.3	1.2	2.1	2.3	1.7	1.4	1.6	1.5	<0.5
全年	2.1	1.9	1.9	2.6	3	3	2.4	2.2	2.3	2.1	2.2	2	2.1	1.8	2.4	2.5	<0.5

图5.2-2 区域年、季各风向平均风速玫瑰图

(3) 污染系数

污染系数是用某风向的频率与该风向平均风速的比来表示的。该区域年污染系数以东北方位 (NE) 污染系数最大, 其值为 5.26, 东北东风 (ENE) 次之, 为 3.08; 污染系数最小风向方位为 NNW 风, 仅为 0.4; 各季污染系数最大方位基本与风向频率保持一致。区域不同风向年、季污染系数详见表 5.2-4, 图 5.2-3。

表 5.2-4 区域四季、年各风向下污染系数统计表

类别	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW
春	3.33	1.67	5.79	4.48	3.64	0.61	0.94	0.43	1.2	0.87	2.86	2	2.78	0.17	0.3	0.37
夏	4.00	1.76	4.17	5	2.22	2.14	1.72	0.83	1.43	0.71	1.67	3.33	1.92	1.05	0.88	0.95
秋	1.67	0.48	4	3.81	2.5	0.38	0.45	0.53	0.71	0.67	3.57	2.5	1.67	1.11	0.63	1.43
冬	1.58	1.43	7.5	3.75	2.61	2	1.82	1.43	0.77	0.83	3.33	2.17	3.53	1.43	1.25	0
全年	2.86	1.05	5.26	3.08	3	0.67	1.25	0.45	1.3	0.48	3.18	2	2.38	0.56	0.83	0.4

图 5.2-3 区域不同风向年、季污染系数图

5.2.2.2 无组织排放烃类大气影响估算

(1) 预测因子及标准

根据工程污染源、工程区域环境的特点，结合环境影响因素分析结果，确定本次评价的大气环境影响预测因子为无组织排放的非甲烷总烃。

(2) 评价标准

非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准详解》，以 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 作为环境质量标准限值。

(3) 预测模式

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的相关规定，本次环境影响预测采用 AERSCREEN 估算模式。估算模式 AERSCREEN 是一个单源高斯烟羽模式，可计算点源、火炬源、面源和体源的最大地面浓度，以及下洗和岸边熏烟等特殊条件下最大地面落地浓度。估算模式中嵌入了多种预测的气象

组合条件,包括一些最不利的气象条件,在某个地区有可能发生,也有可能没有此种不利气象条件。所以经估算模式计算出的是某一污染源对环境空气重量的最大影响程度和影响范围的保守计算结果。估算模型参数见表 5.2-5。

表 5.2-5 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/°C		40.1
最低环境温度/°C		-26.8
土地利用类型		荒漠
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	☒ 是 ☐ 否
	地形数据分辨率(m)	90
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	☐ 是 ☒ 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

(4) 污染源参数

本工程运营期产生的大气污染物主要为油气开采和集油外输过程中井场和站场无组织挥发的烃类。本工程新部署 YD7-4-10 井、YD7-5-H10 井、YD7-4-12 井、YD7-4-16H 井等 4 座气举采油井,利旧 YD7-4-H3 井、YD7-4-1H 井等 2 座气举采油井,YD6 井、YD7-4-2 阀组站、YM17 集气站及 YM465 转油站地面配套设施调整工程的废气排放量进行无组织估算预测,其中,2 座利旧井场和 4 座地面配套设施调整工程井、站场,叠加区块现状监测数据进行无组织估算预测,预测因子为非甲烷总烃,无组织废气源强详见表 5.2-6。

表 5.2-6 运营期无组织废气源强一览表

编号	名称	面源起点坐标(°)		面源 海拔 高度 /m	面源 长度 /m	面源 宽度 /m	与正 北向 夹角 /°	面源 有效 排放 高度 /m	年排 放小 时数 /h	污染物排放 速率(t/a)
		X	Y							非甲烷总烃
1	YD7-4-10 井		7"	1008	40	40	-20	4	7920	0.00893
2	YD7-5-H10 井	8	"	1005	40	40	-20	4	7920	0.00893
3	YD7-4-12 井			006	40	40	-20	4	7920	0.00893

编号	名称	面源起点坐标(°)		面源 海拔 高度 /m	面源 长度 /m	面源 宽度 /m	与正 北向 夹角 /°	面源 有效 排放 高度 /m	年排 放小 时数 /h	污染物排放 速率(t/a)
		X	Y							非甲烷总烃
4	YD7-4-16H 井	8	"	993	40	40	-20	4	7920	0.00893
5	YD7-4-H3 井			006	40	40	-20	4	7920	0.00111
6	YD7-4-1H 井		"	1000	40	40	-20	4	7920	0.00111
7	YD6 井		"	1004	40	40	-20	4	7920	0.00037
8	YD7-4-2 阀组站			1004	5	4	-20	4	7920	0.00447
9	YM17 集气站		"	981	5	5	-20	4	7920	0.00084
10	YM465 转油站			982	5	5	-20	4	7920	0.00084

(5) 无组织废气估算及评价

本工程大气环境影响评价等级为二级。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)的相关规定：“二级评价项目不进行进一步预测，只对污染物排放量进行核算”。故本次只对采用 AERSCREEN 模式预测的结果进行评价，不进行进一步预测。本次井场、站场的油气开采、集输过程中无组织排放的非甲烷总烃估算结果见表 5.2-7。

表 5.2-7 无组织挥发废气污染物的占标率和落地浓度一览表

序号	污染源名称	评价因子	C_i ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	P_i (%)	$P_{\max}$ (%)	最大浓度出 现距离 (m)	$D_{10\%}$ (m)
1	YD7-4-10 井	非甲烷总烃	21.646	2000	1.08	7.81	50	-
2	YD7-5-H10 井	非甲烷总烃	21.646	2000	1.08		50	-
3	YD7-4-12 井	非甲烷总烃	21.646	2000	1.08		50	-
4	YD7-4-16H 井	非甲烷总烃	21.645	2000	1.08		50	-
5	YD7-4-H3 井	非甲烷总烃	2.691	2000	0.13		50	-
6	YD7-4-1H 井	非甲烷总烃	2.691	2000	0.13		50	-
7	YD6 井	非甲烷总烃	0.8971	2000	0.04		50	-
8	YD7-4-2 阀组站	非甲烷总烃	38.539	2000	1.93		10	-
9	YM17 集气站	非甲烷总烃	7.1486	2000	0.36		10	-
10	YM465 转油站	非甲烷总烃	7.1486	2000	0.36		10	-

表 5.2-8 利旧工程及地面配套设施调整工程浓度贡献值一览表

序号	污染源名称	评价因子	贡献值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	预测值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	达标 情况
1	YD7-4-H3 井	非甲烷总烃	2.691	760	762.691	2000	38.13	达标

序号	污染源名称	评价因子	贡献值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	预测值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	达标 情况
2	YD7-4-1H 井	非甲烷总烃	2.691	760	762.691	2000	38.13	达标
3	YD6 井	非甲烷总烃	0.8971	760	760.8971	2000	38.04	达标
4	YD7-4-2 阀组站	非甲烷总烃	38.539	760	798.539	2000	39.93	达标
5	YM17 集气站	非甲烷总烃	7.1486	760	767.1486	2000	38.36	达标
6	YM465 转油站	非甲烷总烃	7.1486	760	767.1486	2000	38.36	达标

根据表 5.2-7 可知, 废气中非甲烷总烃最大落地浓度为 $38.539\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 1.93%, D10%均未出现。

本次评价期间, 引用了新疆齐新环境服务有限公司对 YD6-H1 下风向的非甲烷总烃的现状监测, 最大监测结果为 $0.76\text{mg}/\text{m}^3$ 。根据表 5.2-8 可知, 利旧工程及地面配套设施调整工程叠加区块现状监测值的最大预测浓度为 $0.789539\text{mg}/\text{m}^3$, 出现在 YD7-4-2 阀组站外 10m 处。

井场、站场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) 厂界无组织排放监控限值 $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的要求。无组织排放源对区域环境空气的影响主要集中在污染源下风向近距离范围内, 工程区周边无敏感点, 说明井场、站场正常运行期间无组织排放的非甲烷总烃对周围环境空气影响较小。

5.2.2.3 大气环境保护距离

本工程大气环境影响评价等级为二级, 且估算结果表明本工程不存在无组织排放超标点, 因此不需要设置大气环境保护距离。

5.2.2.4 大气环境影响小结

(1) 大气环境影响评价结论

本工程运营期主要大气污染物为非甲烷总烃, 污染物最大浓度占标率 $1\% < P_{\text{max}} = 1.93\% < 10\%$, 对大气环境影响可接受。

(2) 污染控制措施可行性

本工程采用全密闭流程, 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》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)、《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019) 等的相关要求, 可减少无组织废气

污染物的排放。从技术、经济角度来讲，上述措施具有可行性。

5.2.2.5 大气污染物核算

本工程运营期大气污染物排放量，见表 5.2-9。

表 5.2-9 本工程大气污染物排放量核算表

污染源	污染物项目	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		核算年排放量 (t/a)
			标准名称	浓度限值 (mg/m ³)	
井场、站场	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) 中企业边界污染物控制要求	厂界无组织挥发产生的非甲烷总烃 1h 平均浓度限值 4mg/m ³	0.2256

5.2.2.6 建设项目大气环境影响评价自查表

本项目大气环境影响评价自查表，见表 5.2-10。

表 5.2-10 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目						
评价等级	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（SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃ ） 特征污染物（NMHC）					包括二次 PM _{2.5} □ 不包括二次 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	(2023) 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	本工程正常排放源 ☒ 本工程非正常排放源□ 现有污染源 ☒		拟替代的污染源□		其他在建、拟建项目污染源□		区域污染源□
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERM OD□	ADMS □	AUS TAL2 000□	EDMS/AE DT□	CALPUF F□	网格 模型 □	其他 ☒
	预测范围	边长≥50km□		边长 5~50km□			边长=5km ☒	
	预测因子	预测因子（NMHC）					包括二次 PM _{2.5} □ 不包括二次 PM _{2.5} ☒	
	正常排放短期浓度	C _{本工程} 最大占标率≤100% ☒					C _{本工程} 最大占标率>100%□	

	贡献值				
	正常排放 年均浓度 贡献值	一类区	C _{本工程} 最大占标率≤10%□		C _{本工程} 最大占标率>10%□
		二类区	C _{本工程} 最大占标率≤30%□		C _{本工程} 最大占标率>30%□
	非正常排放 1h 浓度贡献 值	非正常持续时长（）h		c _{非正常} 占标率≤100%□	c _{非正常} 占标率>100%□
	保证率日平 均浓度和年 平均浓度叠 加值	C _{叠加} 达标□			C _{叠加} 不达标□
	区域环境 质量的整 体变化情 况	k≤-20%□			k>-20%□
环境 监测 计划	污染源监 测	监测因子：（非甲烷总烃）		有组织废气监测□ 无组织废气监测 ☑	无监测□
	环境质量 监测	监测因子：（）		监测点位数（）	无监测□
评价 结论	环境影响	可以接受☑不可以接受□			
	大气环境 防护距离	距厂界最远（0）m			
	污染源 年排放量	SO ₂ ：（0.039） t/a	NO _x ：（0.155） t/a	颗粒物： （0.021）t/a	VOCs：（0.2256） t/a

5.2.3 退役期大气环境影响分析

生产井退役后各种相关辅助工作均停止,采气造成的环境空气污染源将消失,生产井停止后将进行一系列清理工作,包括地面设施拆除、封井、井场清理等,将会产生少量扬尘。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,主要为井场清理的油气田工作人员。

5.3 地下水环境影响分析与评价

5.3.1 评价区水文地质条件

5.3.1.1 调查区域水文地质条件概况

(1) 地下水的赋存条件及分布特征

该区域分布于 314 国道以南塔里木河以北却勒塔格山洪积冲积平原,部分位于渭干河冲洪积平原尾缘地段,与塔里木河冲积平原相衔,地貌上属细土平原带。

地表岩性以粘土、亚粘土、亚沙土、粉细沙为主，局部有固定和半固定沙丘及洪水冲沟分布。

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

（2）地下水类型、赋存分布规律及含水层空间分布特征

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

（3）含水层的分布及富水性

①潜水

潜水含水层岩性均为细砂、粉砂，夹薄层粉土，含水层富水性为 100~1000m³/d，含水层的渗透系数为 2.38~6.78m/d，水位埋深 2.25~10.5m，补给来源主要为渭干河洪积扇侧向补给，其次为渠水、田间水等入渗补给。以垂直蒸发和水平径流方式排泄。详查区内的潜水水质差，矿化度 0.42~72.58g/L，溶解性总固体含量在 1g/L 以上，多为 Cl•SO₄-Na、Cl-Na 型咸水，不适合生活用水。

②承压水

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

承压水含水层岩性以细砂、粉砂为主，开采目的层的埋藏深度在 75m~200m。钻孔的单位涌水量为 62~111m³/d•m，富水性为中等(100~1000m³/d)，含水层的渗透系数 1.30~3.71m/d 之间，承压水的水头在+0.5~-1.32m 之间，承压水含水层的富水性为水量中等。溶解性总固体含量小于 1g/L，水化学类型为 Cl•SO₄-Na 及 SO₄•Cl-Na(Ca)型水。

(4) 地下水的补、径、排条件

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

(5) 地下水化学类型

评价区内仅研究地表以下 70m 内的地下水情况，该区域地下水受地表情况与区域内河流影响最大。本区降水较少，因此降雨相对于塔里木河与渭干河对本区地下水的影响几可忽略不计，但本区气候干旱，常年日照，蒸发量巨大，并且地下水径流较为缓慢，所以本区地下水矿化度较高。地下水阴离子以 Cl^- ， SO_4^{2-} 为主，阳离子以 Na^+ 为主，水化学类型主要为 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4\text{-Na}$ 型和 Cl-Na 型。区域水文地质图见图 5.3-1，水文地质剖面示意图见图 5.3-2。

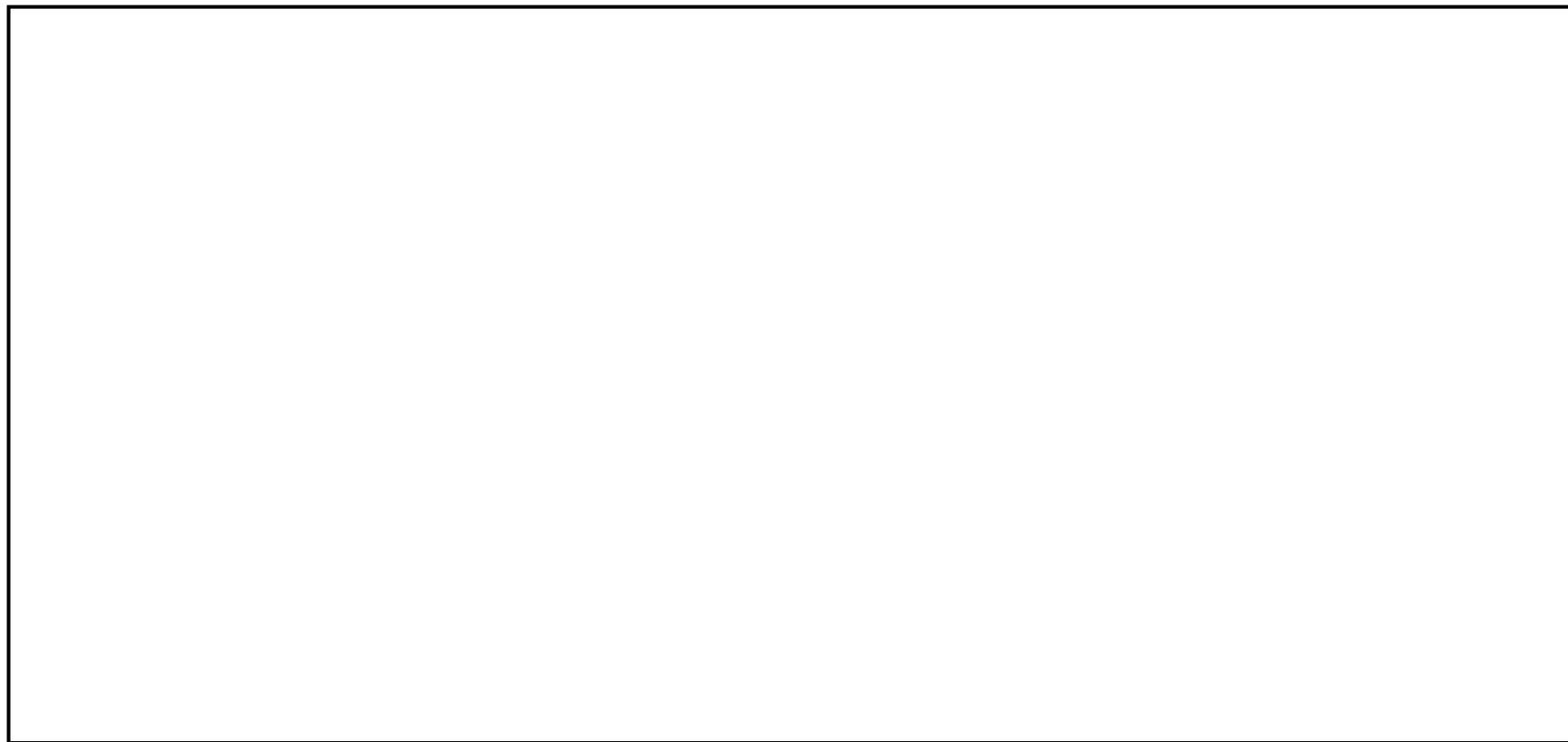


图 5.3-1 区域水文地质图

图 5.3-2 水文地质剖面示意图

5.3.1.2 工程场区包气带污染调查

项目所在区域包气带普遍存在于地表以下，包气带岩性主要为粉土和细砂、粉砂，其结构总体来说比较松散，包气带厚度约 3~7m 左右，粉土的垂向渗透系数为 0.22~0.79m/d，细砂、粉砂的垂向渗透系数为 1.15~1.93m/d。

根据本次土壤环境质量调查结果，占地范围内土壤环境质量可以满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值要求。各监测点表层土壤样品中重金属、挥发性及半挥发性有机物、总石油烃污染物检测数值均较小，包气带土壤质量状况良好，未受到油田开发污染。

本次包气带调查点位所采集的包气带样品浸溶液中石油类未检出，说明该区域油气田开发活动未对包气带造成明显影响。

5.3.1.3 评价区地下水开发利用现状与规划

根据调查，本工程区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，地方部门对区内地下水没有开采利用及规划。评价区内地下水主要用于油田生产。

5.3.1.4 区域地下水污染源调查

评价区除油田生产设施外，无其他工业企业污染源。区域地下水现状监测结果表明，除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、锰、氟化物超标外，其他因子均未超过《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类水质要求，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类标准要求。总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、锰、氟化物超标与区域水文地质条件有关，区域蒸发量大、补给量小，潜水中上述因子日积月累浓度逐渐升高等。总体来讲，区内地下水未受到油田生产影响。

5.3.2 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

根据工程分析及前文分析，施工期各类废水、生活污水均不外排，对地下水环境影响很小。

（2）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2000m，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，可有效的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。

综上，本工程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。

（3）管道施工对地下水影响分析

本工程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，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。

综上，本工程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。

5.3.3 运营期地下水环境影响分析

5.3.3.1 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回注油层，综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）落地油

本项目在修井及采油等过程中都可能产生落地油。根据塔里木油田作业要求，井下作业必须采用带罐进行，井口排出物全部进罐，故基本无落地油产生。塔里木油田分公司要求各作业队伍在作业过程中尽可能避免落地油的产生，落地油一

且产生须及时、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。

（3）输送管线

本工程各类管线均是全封闭系统，集输管线管材采用玻璃钢管、无缝钢管以及柔性复合高压输送管，采取严格的防腐防渗措施。本工程顶管埋深 1.2m，管线埋设区域的地下水埋深大于 2m，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）注水影响分析

①注水层位及回注层地质构造

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。

单座注水井注水规模按 $60\text{m}^3/\text{d}$ 设计，综合回注井地质资料，注水层段在 4000m 以下。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，加上受油气、煤炭等沉积环境的影响，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。玉东 7 区块注水层段上部滨浅湖相泥岩岩性纯、厚度稳定，封盖条件好，可确保回注污水不破坏油田工业及生活淡水水源。

②注水水质

本工程建设注水井 3 口，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）中储层空气渗透率 $\geq 2.0 \mu\text{m}^2$ 的标准的采出水。

③注水井井身结构

本工程部署注水井 3 口，其中三开直井 1 口，四开水平井 2 口。根据注水井井身结构示意图可知，注水井均通过水泥将套管与地层之间进行封闭，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造成污染。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。

综上，按照油藏形成和赋存的地质构造条件，油层与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。

尽管如此，后期随着注水量的不断增加，地层压力也随之不断升高，必须加强检测、观察，避免因水窜层造成地下水的污染。

综上，正常情况下，本项目的实施对地下水的影响较小。

5.3.3.2 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。

本项目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）

本次部署注采井场 9 座，其中新建气举采油井 4 座，老井利用 2 座，新建注水井 3 座。在注气、采油及注水过程中，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。一但出现套外返水事故，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套管的固井效果变差导致油气水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，待油田开发到中后期时，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，会通过越流进入潜水含水层，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，针对污染物进入到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，污染物进入到含水层中。考虑最不利情况，考虑注气、注水、采油时发生泄漏，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

按照《环境影响评价技术导则—地下水环境》(HJ610-2016)的规定，地下水环境影响二级评价项目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程没有明显的影响，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

套管发生泄漏，污染物主要有石油类、耗氧量、氨氮、盐分等污染物。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、弥散作用是污染物运移的主要因素。

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，精确的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，特别是泄漏点的连续泄漏，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：

$$\frac{C}{C_0} = \frac{1}{2} \operatorname{erfc}\left(\frac{x-ut}{2\sqrt{D_L t}}\right) + \frac{1}{2} e^{\frac{ux}{D_L}} \operatorname{erfc}\left(\frac{x+ut}{2\sqrt{D_L t}}\right)$$

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；

C₀—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确定。模型中所需参数及来源见表 5.3-1。

表 5.3-1 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	0.05m/d	地下水的平均实际流速 $u = KI/n$, 渗透系数取 6.78m/d, 水力坡度约 1.8‰
2	D_L	纵向弥散系数	$0.5m^2/d$	$D_L = aL u$, aL 为纵向弥散度。参考前人的研究成果, 弥散度应介于 1~10 之间, 按照最不利的评价原则, 本次模拟取弥散度参数值取 10。
3	n	有效孔隙度	25%	根据项目所在区域含水层特征, 确定区域有效孔隙度 $n=0.25$ 。
4	t	时间	计算发生渗漏后 100d、1000d、3650d 后各预测点的浓度	
5	C_0	污染物浓度	根据相关资料, 在一般情况下, 石油类溶解度为 18mg/L, 故石油类污染物浓度取最大值 18mg/L。由于《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准中没有对石油类进行说明, 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, 泄漏了不同天数 (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 5.3-2、表 5.3-3, 图 5.3-3。

表 5.3-2 污染物在潜水含水层中的浓度迁移预测结果 (情景 1)

100d		1000d		3650d	
距离 (m)	浓度 c(mg/L)	距离 (m)	浓度 c(mg/L)	距离 (m)	浓度 c(mg/L)
0	18	0	18	0	18
10	8.82	10	17.6	10	18
20	2.03	20	16.7	20	18
30	0.196	30	15.3	40	17.9

34	5.95×10^{-2}	50	11.1	60	17.8
35	4.32×10^{-2}	80	4.14	80	17.6
39	1.09×10^{-2}	100	1.44	100	17
50	1.12×10^{-4}	120	0.354	150	13.8
80	6.19×10^{-13}	140	6.02×10^{-2}	200	8.02
100	0	141	5.46×10^{-2}	250	2.95
150	0	142	4.94×10^{-2}	300	0.605
200	0	156	1.12×10^{-2}	350	5.01×10^{-2}
		157	9.96×10^{-3}	351	4.76×10^{-2}
		200	3.15×10^{-5}	379	1.03×10^{-2}
		300	2.6×10^{-14}	380	9.71×10^{-3}
		400	0	400	2.86×10^{-3}
				600	4.37×10^{-11}
				800	0

表 5.3-3 预测结果统计表（情景 1）

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	34	39	无
	1000d	141	156	无
	3650d	350	379	无

时段	浓度随距离变化趋势图
100d	

1000d	
3650d	

图 5.3-3 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 100d、1000d、3650d 时地下水超标距离分别为 34m、141m、350m，影响距离分别为 39m、156m、379m，影响范围内无居民饮用水井等敏感点，但下渗废水对该地区地下水的影响依然存在。因此，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，固井质量应符合要求，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，套损发生后及时采取治理技术，尽量避免窜层污染到泄漏点周边区域内的地下水。

（2）情景 2：渗透污染（管道泄漏）

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、注水点泄漏事故等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到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到潜水中，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。

$$c = \frac{c_0}{2} \left[\operatorname{erfc} \left(\frac{x - ut}{2\sqrt{D_L t}} \right) - \operatorname{erfc} \left(\frac{x - u(t - t_0)}{2\sqrt{D_L (t - t_0)}} \right) \right]$$

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；

C₀—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，m²/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检测项的特征污染物。因此，本次影响预测以石油类进行预测。具体参数见表 5.3-1。

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 5.3-4、表 5.3-5，图 5.3-4。

表 5.3-4 石油类污染物在潜水含水层中的浓度迁移预测结果（情景 2）

100d		1000d		3650d	
距离（m）	浓度c(mg/L)	距离（m）	浓度c(mg/L)	距离（m）	浓度c(mg/L)
0	1.59×10 ⁻²	0	1.63×10 ⁻³	0	3.10×10 ⁻⁵
5	3.61×10 ⁻²	5	2.27×10 ⁻³	5	4.08×10 ⁻⁵
10	4.77×10 ⁻²	10	3.06×10 ⁻³	10	5.32×10 ⁻⁵
11	4.82×10 ⁻²	20	5.07×10 ⁻³	20	8.86×10 ⁻⁵
15	4.36×10 ⁻²	30	7.44×10 ⁻³	50	3.42×10 ⁻⁴
20	2.91×10 ⁻²	50	1.14×10 ⁻²	80	1.01×10 ⁻³
27	1.01×10 ⁻²	59	1.19×10 ⁻²	100	1.81×10 ⁻³
50	7.50×10 ⁻⁶	77	1.00×10 ⁻²	150	4.69×10 ⁻³

100d		1000d		3650d	
距离（m）	浓度c(mg/L)	距离（m）	浓度c(mg/L)	距离（m）	浓度c(mg/L)
100	0	100	4.87×10^{-3}	192	6.02×10^{-3}
200	0	150	1.52×10^{-4}	200	5.97×10^{-3}
		200	3.66×10^{-7}	300	1.18×10^{-3}
		300	0	400	1.45×10^{-5}
		400	0	600	0
				800	0

表 5.3-5 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	27	无
	1000d	0	77	无
	3650d	0	0	无

时段	浓度随距离变化趋势图
100d	

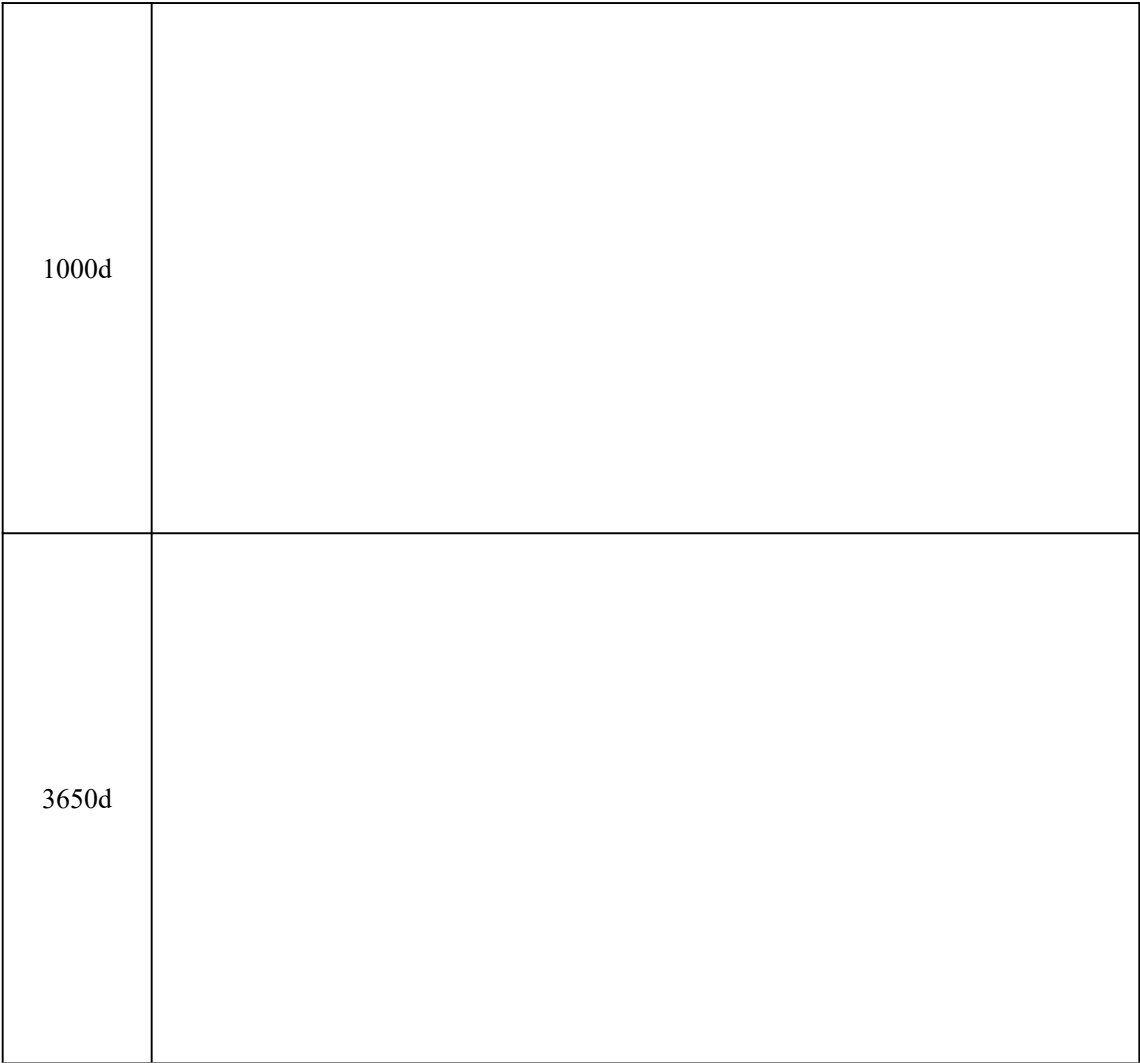


图 5.3-4 发生泄漏后石油类污染物浓度变化趋势图（情景 2）

根据以上预测结果，在本次设定的预测情形下：当泄漏发生后，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 27m、77m、0m，故泄漏事故对该地区地下水存在潜在影响。井场、站场、集输管道等必须采取必要的防渗、防渗措施，并加强巡检，防止其泄漏进而污染到周边区域内的地下水。

本次预测评价未考虑土层及含水层吸附作用的影响。实际上，地表土层中含有各种离子、有机物和微生物，项目产生的污染源中污染物在通过覆盖层时，污染物在迁移过程中将发生吸附、过滤、离子交换、生物降解等作用而得到不同程度的净化。因此泄漏产生的污染可能小于上述结果。事故发生后，建设单位应立

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，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，因而，石油类污染物进入地下潜水的可能性较小。只要建设单位和施工单位严格按照拟定的环保措施进行，非正常状况下，对地下水的影响属可接受范围。

综上，本工程需采取地下水污染防治措施按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，并定期开展地下水跟踪监测，在严格按照地下水污染防治措施后，本工程对区域地下水环境影响可接受。

5.3.4 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，对环境的影响较小。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，一般不会对造成周边地下水环境污染。

5.3.5 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，严格杜绝因管道材质、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治措施后，本项目对区域地下水环境影响可接受。

5.4 声环境影响分析与评价

5.4.1 施工期声环境影响分析

5.4.1.1 钻井工程声环境影响分析

(1) 噪声源分析

钻井过程中的噪声源主要是发电机、钻机和各类泵的噪声，其中柴油发电机、钻机噪声级在 90dB(A)~100dB(A) 之间，钻井液循环泵噪声级在 95dB(A)~100dB(A) 之间，其他构筑物施工机械噪声级在 85dB(A)~100dB(A) 之间。

(2) 敏感点分析

根据现场调查，评价范围内无自然保护区、风景旅游区、文物古迹等特殊敏感目标，工程区周围 200m 范围内无声环境敏感点。

(3) 声环境影响分析

施工噪声不会产生噪声扰民现象，施工期影响对象主要是施工人员，影响范围小，噪声影响随着施工活动结束而消失。

5.4.1.2 地面工程施工声环境影响分析

本项目地面工程在建设施工过程中，由于运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等要使用各种车辆和机械，其产生的噪声对施工区周围的环境将产生一定的影响。

地面工程施工范围大，距离长，但是施工范围内无任何居民区居住点。

由于管线施工期较短，施工速度快，而且无任何居民点，对施工人员的影响随着施工期的结束而结束。

地面工程建设过程中主要施工机械在不同距离的噪声影响水平类比调查结果见表 5.4-1。

表 5.4-1 施工主要机械噪声值及衰减情况表

距离, m	强度	10	20	40	80	100	200	400	800	1000
挖掘机	92	80	74	68	62	60	54	48	42	40
推土机	90	78	72	66	60	58	52	46	40	38
混凝土搅拌机	95	83	77	71	65	63	57	51	45	43
混凝土翻斗车	90	78	72	66	60	58	52	46	40	38
柴油发电机	100	88	82	76	70	68	62	56	50	48

通过类比分析可知,本项目在钻井、运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等过程中,昼间施工场 50m 以外均不超过《建筑施工场界环境噪声排放标准》(昼间 75dB(A)),而在夜间则会超标(夜间 55dB(A))。项目区 5km 内无居民,并且施工期噪声源均为暂时性的,只在短时期对局部环境和施工人员造成影响,待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

5.4.2 运营期声环境影响分析

5.4.2.1 运营期主要噪声源

运营期间的噪声源主要为井场设备机泵等设备噪声,以及压裂、修井等井下作业噪声,因井下作业为阶段性作业,故本次噪声预测仅考虑井场机泵噪声。

5.4.2.2 运营期噪声环境影响预测

工程管线均埋设在地下,埋深大于 1.2m,油气集输不会对周围声环境产生影响;产噪设备主要包括井场采气树、泵类,站场等设备。

(一) 预测模式

(1) 单个室外点声源在预测点产生的声级计算基本公式

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

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

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

式中: $L_p(r)$ —距离声源 r 处的倍频带声压级, dB;

L_w —倍频带声功率级, dB;

D_c —指向性校正, dB;

A —倍频带衰减, dB;

A_{div} —几何发散引起的倍频带衰减, dB;

A_{gr} —地面效应引起的倍频带衰减, dB;

A_{atm} —大气吸收引起的倍频带衰减, dB;

A_{bar} —声屏障引起的倍频带衰减, dB;

A_{misc} —其他多方面效应引起的倍频带衰减, dB。

(2) 计算总声压级

① 计算本工程各室外噪声源和各含噪声源厂房对各预测点噪声贡献值

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

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

② 预测点的噪声预测值

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

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

L_{eqb} —预测点的背景值, dB(A)。

(3) 噪声预测点位

本评价预测工程噪声源对四周厂界噪声贡献值, 并给出场界噪声最大值的位置。

(二) 噪声源参数的确定

本项目各井场噪声源类似，井场面积及平面布置基本相同，YD7-4-12 井井场噪声源噪声参数见表 5.4-2。

表 5.4-2 井场噪声源参数一览表

声源名称		数量 (台/套)	中心坐标	最大噪声源强 [dB(A)]	降噪措施	降噪效果 [dB(A)]	预测噪声源强 [dB(A)]
YD7-4-12 井	采油树	1	)	85	基础减振	10	75

(三) 预测结果及评价

①正常工况

按照噪声预测模式，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，本项目井场噪声预测结果值见表 5.4-3。

表 5.4-3 井场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
YD7-4-12 井 井场采油树	东场界	48.1	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	南场界	47.5	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	西场界	44.7	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	北场界	46.0	昼间	60	达标
			夜间	50	达标

由上表可知，井场噪声源对场界的噪声贡献值昼间、夜间为 44.7~48.1dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类区昼间、夜间标准要求。

综上，本项目实施后不会对周边声环境产生明显影响，且项目周边无噪声敏感目标，不会造成噪声污染。

②非正常工况

在非正常工况下，启动火炬放空系统。火炬系统噪声源强可达到 105dB(A)。火炬系统噪声源随距离衰减结果见表 5.4-4。

表 5.4-4 火炬系统噪声源随距离衰减

距离 (m)	50	100	150	200	250	300	350	400
噪声值 dB(A)	69.73	63.74	60.23	57.73	55.79	54.21	52.87	51.71

非正常工况下，火炬放空昼间 150m 外、夜间 400m 外可满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中 2 类区标准要求。

综上, 本项目实施后不会对周边声环境产生明显影响, 且项目周边无噪声敏感目标, 不会造成噪声污染。

5.4.3 声环境影响评价小结

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, 采油井场噪声贡献值可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类区标准要求。

5.4.4 声环境影响自查表

本工程声环境影响自查表, 见表 5.4-5。

表 5.4-5 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	200 m☑		大于 200 m□		小于 200 m□		
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	200m☑		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。						

5.5 固体废物影响分析

5.5.1 施工期固体废物影响

本项目在施工期产生的固体废物主要包括钻井泥浆、岩屑、施工废料、机械设备废油、弃土弃渣和生活垃圾等。

本项目钻井采用泥浆不落地系统。钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统处理，一开、二开为非磺化水基泥浆，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配制，分离后的固相排入防渗岩屑池对其进行达标检测，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后，可用于铺垫油气田内的井场、道路等；若分离后的固相经检测不满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》相关标准，则进行处理，直到达标检测。三开、四开为磺化水基泥浆，现场进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相拉运至库车畅源 YM35-2C2 环保站，对磺化泥浆、岩屑进行集中收集、暂存、处理。

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊条及其包装盒等，产生量约为 3.672t。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至英买作业区英买 7 固废场进行填埋处置。

施工期产生机械设备废油 0.8t，委托有危废处置资质单位进行处置。

施工期间施工人员生活垃圾总产生量为 2.04t，生活垃圾集中收集后运至英买 7 固废填埋场生活垃圾填埋池填埋。

本工程挖方量约为 60680m³，填方总量为 60680m³，开挖土方主要为管沟开挖产生土方，回填土方主要为管沟回填，可以做到“取弃平衡”。

施工期固体废物处置措施得当，在加强管理的前提下，不会对外环境产生明显不利影响。

5.5.2 运营期固体废物影响

5.5.2.1 运营期固体废物

本项目运营期主要产生的固体废物有清管废渣、落地油、废防渗材料、井下作业固废。

清管废渣的主要成分为 SS 和氧化铁等，还含有少量管道中的油，属于危险废物 HW08（废物代码：071-001-08），严格按危险废物相关技术要求和管理规定进行收集与贮存，委托有危废处置资质单位进行处置。

井下作业固废采用专用回收罐进行回收，拉运至英潜油气运维中心进行处理。井下作业时带罐作业，落地油 100%回收，回收后的落地原油委托有危废处置资质单位进行处置。

含油废防渗材料属于危险废物，为 HW08 类危险废物（废物代码 900-249-08）。作业施工结束后，由施工单位将废弃的含油防渗布集中收集，委托有危险废物运输及处理资质的单位处置，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

5.5.2.2 危险废物环境影响分析

本工程产生的危险废物若处置不当就会对周围环境造成危害，因此，必须按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》以及危险废物防治有关办法的要求严格管理和安全处置。

（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。

（2）危废运输过程影响分析

本项目产生的危险废物委托有危险废物运输资质的单位进行运输，运输过程

中全部采用密闭容器收集储存，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)中的相关要求。

综上，本项目产生的危险废物收集、转移、运输过程中按照《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》要求进行运输，并由有资质的单位进行处置，对环境的影响很小。

5.5.3 退役期固体废物影响分析

生产井退役后地面设施拆除、井场清理等工作会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣进行集中清理收集后外运。

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。

5.5.4 小结

本工程施工期固体废物主要为钻井泥浆、岩屑、施工废料、机械设备废油、弃土弃渣和生活垃圾等。本项目钻井采用泥浆不落地系统。钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统处理，一开、二开为非磺化水基泥浆，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配制，分离后的固相排入防渗岩屑池对其进行达标检测，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后，可用于铺垫油气田内的井场、道路等；若分离后的固相经检测不满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》相关标准，则进行处理，直到达标检测。三开、四开为磺化水基泥浆，现场进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相拉运至库车畅源YM35-2C2 环保站，对磺化泥浆、岩屑进行集中收集、暂存、处理。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至英买作业区英买 7 固废场进行填埋处置。施工期产生机械设备废油委托有危废处置资质单位进行处置。生活垃圾集中收集后运至英买 7 固废场生活垃圾池进行填埋处置。本工程施工土方在管线施工结束后回填在管堤上，站场施工过程产生的土方回填至挖方处或回填至周边低洼场地，并实施压实平整，无废弃土方及借方。

运营期产生的固体废物主要为清管废渣、落地油、废防渗材料、井下作业固废。

清管废渣、落地油、废防渗材料均属于危险废物，严格按危险废物相关技术要求和管理规定进行收集与贮存，委托有危废处置资质单位进行处置。井下作业固废采用专用回收罐进行回收，拉运至英潜油气运维中心进行处理。

本工程对建设期和运营期产生的各种固体废物均采取了妥善的处理、处置措施，只要严格管理，不会对环境产生较大影响。

5.6 土壤环境影响分析

5.6.1 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人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废弃物污染影响。

(1) 人为扰动对土壤的影响

油田开发过程中，不可避免地要对土壤进行人为扰动，主要是井场建设、管道敷设和道路建设过程中，车辆行驶和机械施工碾压和踩踏破坏土壤结构。

在施工中，车辆行驶和机械作业时机械设备的碾压、施工人员的踩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）在地表上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为沙地。井场和管道的施工场地、临时施工营地等都存在这种影响。

(2) 钻井作业对土壤环境的影响

本工程施工期施工占地，将对地表土壤产生破坏性影响，如钻井井场、站场等占地，以及堆积、挖掘、碾压、践踏等均改变原有的土壤结构。油田施工期间，占地都将改变原有土壤的理化性质和土壤结构，使原有土壤结构和性状难以恢复。但是施工期对土壤的影响程度轻，影响特征是部分可逆，影响时间为短期。

1) 钻井作业对土壤环境的影响

本工程新钻井 7 口，侧钻井 1 口，钻井作业均采用“泥浆不落地系统”对废

弃泥浆和岩屑进行收集处置，对土壤的环境影响轻微。

2) 固体废物对土壤的影响

本项目钻井采用泥浆不落地系统。钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统处理，一开、二开为非磺化水基泥浆，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配制，分离后的固相排入防渗岩屑池对其进行达标检测，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后，可用于铺垫油气田内的井场、道路等；若分离后的固相经检测不满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》相关标准，则进行处理，直到达标检测。三开、四开为磺化水基泥浆，现场进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相拉运至库车畅源 YM35-2C2 环保站，对磺化泥浆、岩屑进行集中收集、暂存、处理。

钻井期固体废物暂存、处置措施得当，对土壤环境影响较小。

（3）地面工程施工对土壤环境的影响

油田开发过程中，不可避免地要对土壤进行人为扰动，主要是井场建设、管道敷设和道路建设过程中，车辆行驶和机械施工碾压和踩踏破坏土壤结构。

本工程管线施工作业带宽 8m 内的土壤均会受到严重扰动和破坏。在施工作业带以外的直接影响区域表现为施工活动中施工机械、车辆碾压、施工人员践踏等对土壤的扰动，改变土壤的紧密度和坚实度，可能造成土壤板结。由于植被被毁，土壤表面压实，土壤板结，通透性差，使土壤水量降低，同时加剧了土壤的蒸发作用，导致盐碱化加重。井场和管道的施工场地、临时施工营地等都存在这种影响。

（4）水土流失影响分析

油田工程建设对当地水土流失影响的方式包括扰动、损坏、破坏原地貌、地表土壤结构及植被。工程施工及占地呈点线状分布，所造成的水土流失因管线所经过的区域不同而不同。建设期间，施工车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，使风蚀荒漠化的过程加剧；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。本工程建设内容主要为钻井工程、管线、道路等工

程的建设等。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它硬化措施，风蚀量很少，不易发生水土流失。

5.6.2 运营期土壤环境影响分析

根据建设项目自身性质及其对土壤环境影响的特点，需要对施工期土壤的影响进行定性分析、预测运营期项目对土壤环境可能造成的影响，并针对这种影响提出防治对策，从而达到预防与控制环境恶化，减轻不良环境影响的目的，为土壤环境保护提供科学依据。

5.6.2.1 正常状况下土壤环境影响分析

本项目污染土壤的途径主要为油气输送及处理过程中发生跑冒滴漏，渗入土壤对土壤产生影响。本项目生产过程中液体物料输送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，如若出现泄漏等事故情况，可及时发现，及时处理。

5.6.2.2 非正常状况下土壤环境影响分析

(1) 生态影响

考虑事故状态下，井口与单井集输管道连接处破裂后，采出液或回注水进入表层土壤中，单井集输管道在井场设置有压力和远传信号，当发生管道破裂时，可远程关闭井场，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，预计从集输管道中泄漏的采出水量为 3.63m^3 。采出水中矿化度为 308000mg/L (最大值)，则估算进入土壤中的盐分含量为： $3.63 \times 308000 = 1118040\text{g}$ 。

本次预测采用 HJ964-2018 附录 E.1.3 中预测方法，预测公式如下：

1) 单位质量土壤中某种物质的增量

$$\Delta S = n(I_s - L_s - R_s) / (\rho_b \times A \times D)$$

式中： ΔS -单位质量表层土壤中某种物质的增量， g/kg ；

I_s -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量, g;

L_s -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量, g;

R_s -预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量, g;

ρ_b -表层土壤容重, kg/m^3 ;

A -预测评价范围, m^2 ;

D -表层土壤深度, 一般取 0.2m, 可根据实际情况适当调整;

n -持续年份, a。

2) 单位质量土壤中某种物质的预测值

$$S=S_b+\Delta S$$

S -单位质量土壤中某种物质的预测值, g/kg;

S_b -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, L_s 和 R_s 取值均为 0, 预测评价范围为以泄漏点为中心 $20\text{m} \times 20\text{m}$ 范围, 表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 $1.1 \times 10^3 \text{kg/m}^3$, 根据区域土壤盐分监测结果, 单位质量土壤中盐分含量的现状值(最大值)为 29g/kg 。预测年份为 0.027 年(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 0.34g/kg , 叠加现状值后的预测值为 29.34g/kg 。

从预测结果可知, 发生泄漏后, 泄漏点周边区域土壤中盐分含量有所升高, 但土壤盐化程度不变。在发生泄漏后, 油田公司应按要求将泄漏点周围区域土壤进行清理, 将泄漏事故对土壤环境的影响减至最低。

(2) 污染影响

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

a. 垂直入渗土壤预测模型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)附录 E 中预测方法对本工程垂直入渗对区域土壤环境影响进行预测, 预测模型如下:

①一维非饱和溶质垂向运移控制方程:

$$\frac{\partial(\theta c)}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial z} \left(\theta D \frac{\partial c}{\partial z} \right) - \frac{\partial}{\partial z} (qc)$$

式中：c--污染物介质中的浓度，mg/L；

D--弥散系数，m²/d；

q--渗流速度，m/d；

z--沿 z 轴的距离，m；

t--时间变量，d；

θ-土壤含水率，%。

②初始条件

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

③边界条件

第一类 Dirichlet 边界条件：

连续点源：

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

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

非连续点源：

第二类 Neumann 零梯度边界条件：

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

b.预测参数选取

本工程选取 YD7-5-H10 井场进行预测。预测模型参数根据本次土壤理化特性调查结果和壤土特性进行确定，具体取值见表 5.6-1。

表 5.6-1 预测模型参数一览表

土壤质地	厚度(m)	渗透系数(cm/d)	孔隙度(%)	土壤含水率(%)	弥散系数(m ² /d)	土壤容重(kg/m ³)
壤土	3	174.72	0.58	18	10	1.1×1000

根据工程分析，结合项目特点，本评价选取采油树管线连接和阀门处出现破

损泄漏过程中，油品中的石油烃对土壤环境的影响。

表 5.6-2

土壤预测源强表

渗漏点	污染物	泄漏源强 (mg/cm^3)	渗漏特征
管线连接处或阀门处	石油烃	800	短时泄漏

c. 土壤污染预测结果

采油树管线连接和阀门处出现破损泄漏，泄漏油品中石油烃以点源形式垂直进入土壤环境。初始浓度设定为 $800\text{mg}/\text{cm}^3$ ，预测时段按项目运行期 3650 天考虑。预测时间节点分别为：T1（10 天）、T2（100 天）、T3（365 天）、T4（1000 天）、T5（3650 天）；观测点位置分别为 N1（0.2m）、N2（0.5m）、N3（1m）、N4（2m）、N5（3m）。

不同观测深度处石油烃浓度变化曲线如图 5.6-1 所示。

图 5.6-1 石油烃在不同水平年沿土壤垂向迁移情况

不同时间石油烃浓度随土壤深度变化情况如图 5.6-2 所示。

图 5.6-2 石油烃在不同时间沿土壤垂向迁移情况

由上述土壤预测结果可知，短时泄漏情况下，在不同观测深度处，土壤中石油烃浓度呈现出先增大后减小的趋势，石油烃最大迁移深度不超过 2.5m，石油烃污染主要集中于土壤表层。若在泄漏事故发生后，及时对污染区域土壤进行清理处置，可有效阻断石油烃污染物的下渗，避免其对深层土壤产生不利影响。

综上，本工程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，泄漏的石油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，影响到土地功能，进而影响地表植被的生长。根据环境风险分析可知，本工程风险潜势很低，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，可避免工程实施对土壤环境产生污染影响。

5.6.3 土壤环境影响自查表

本工程土壤环境影响评价自查表，见表 5.6-3。

表 5.6-3 土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况	备注
	影响类型	污染影响□；生态影响型□；两种兼有☑	

响 识 别	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	(0.003) km ²			永久占地	
	敏感目标信息	敏感目标（评价范围内牧草地、灌木林地）				
	影响途径	大气沉降□；地面漫流□；垂直入渗☑；地下水位□；其他□				
	全部污染物	盐、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）				
	特征因子	盐、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□；				
	敏感程度	敏感☑；较敏感□；不敏感□；				
评价工作等级		一级□；二级☑；三级□				
状 调 查 内 容	资料收集	a) ☑；b) ☑；c) ☑；d) ☑；				
	理化特性	颜色、土壤结构、质地、砂砾含量等；阳离子交换量、氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度、含水率、地下水溶解性总固体等			同附录 C	
	现状监测点位	层位	井场		深度	点位布置图
			占地范围内	占地范围外		
		表层样点数	3	6		
柱状样点	5	/	0~0.5m, 0.5~1.5m, 1.5~3m			
现状监测因子	占地范围内：《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 第二类用地中 45 项基本因子+pH、全盐量、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）；占地范围外：pH、全盐量、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌					
状 评 价	评价因子	占地范围内：《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 第二类用地中 45 项基本因子+pH、全盐量、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）；占地范围外：pH、全盐量、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌				
	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				
响 预 测	预测因子	石油烃、含盐量				
	预测方法	附录 E☑；附录 F□；其他（ ）				
	预测分析内容	影响范围（ ）影响程度（较小）				
	预测结论	达标结论：a) ☑；b) □；c) □ 不达标结论：a) □；b) □				
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		
		3	石油烃	每 3 年 1 次		
信息公开指标	-					
评价结论		通过采取源头控制、过程防控措施，从土壤环境影响的角度，本工程建设可行				
注 1：“□”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。						
注 2：需要分别开展土壤环境影响评价等级工作的，分别填写自查表。						

6 环境保护措施及可行性论证

本工程实施过程中，会对评价区内的水环境、环境空气、土壤环境等造成不同程度的影响。本章分别对项目在施工期、运营期和退役期拟采取的措施及各专题评价提出的措施进行分析和论证。

6.1 施工期环境保护措施

本工程施工期对环境的影响主要来自站场施工和管线敷设等方面。开发建设期环境影响的特点是持续时间短，对地表的破坏性强，在地面建设结束后，可在一定时期消失；但如果污染防治和生态保护措施不当，可能持续很长时间，并且不可逆转，例如对生态环境的破坏。

6.1.1 生态环境影响减缓措施

在项目可研及已建工程采取的生态环境影响减缓措施的基础上，根据本工程对生态环境可能产生的不利影响，评价提出防范措施。

6.1.2 生态保护措施

6.1.2.1 站场工程生态环境保护措施

(1) 对站场永久性占地合理规划，严格控制临时占地面积，尽量避让植被较多的区域，严格按照有关规定办理建设用地审批手续；对永久性占地进行地面硬化，以减少风蚀量。

(2) 对工程占地范围外的区域严禁机械及车辆进入、占用，禁止乱轧乱碾，避免破坏自然植被，造成土地松动。站场施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，应尽快整理施工现场。

(3) 加强工程区的野生动物保护，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。

(4) 严格落实环评所提环保措施，加强施工管理，杜绝废水固废乱堆乱排的现象，避免施工期废水、固废等对自然植被及土壤造成不良影响。

(5) 及时清理施工现场,做到“工完、料净、场地清”。工程结束后,建设单位应承担恢复生态的责任,及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌,使占地造成的影响逐步得以恢复。

6.1.2.2 管线工程生态保护措施

(1) 本工程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。

(2) 合理调整管线走向,管线施工作业宽度应控制在10m以内,注意避让地表植被。

(3) 合理规划工程占地,严格控制工程占地面积,对规划占地范围外的区域严禁机械及车辆进入,禁止乱轧乱碾,避免破坏自然植被,造成土地松动。

(4) 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。

(5) 管沟回填后多余的土方禁止大量集中弃置,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,避免形成汇水环境,防止水土流失。

(6) 严格落实环评所提环保措施,加强施工管理,杜绝废水固废乱堆乱排的现象,避免施工期废水、固废等对自然植被及土壤造成不良影响。

(7) 施工期充分利用现有油气田道路,尽可能减少临时占地,降低对地表和植被的破坏,施工机械在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。

(8) 加强野生动物保护,对施工人员进行宣传教育,禁止捕杀野生动物。

(9) 结合实际完善水土保持方案并严格落实。施工期严格按规范作业,减少对土壤和植被的扰动和破坏,避免水土流失。

(10) 及时清理施工现场,做到“工完、料净、场地清”。

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

6.1.2.3 对评价区植被的生态保护措施

(1) 生态避让

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) 站场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植物。

3) 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。

(2) 生态防护

1) 管线施工范围应严格限制在 10m 范围内。施工机械和车辆应严格按照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。

2) 在施工便道设置“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。

3) 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。

4) 充分利用区域现有道路, 施工机械和车辆应严格按照规定路线行驶, 禁止随意开辟道路, 防止扩大土壤和植被的破坏范围。

5) 施工中应严格按照环境管理要求, 土方作业应避开大风天气; 施工后期, 及时做好施工迹地的清理工作。做好施工后期的迹地恢复工作, 包括土地平整, 创造局部小环境以利于植被的恢复等。

6) 尽量减少对动植物的伤害和生境占用。工程建设区域如发现重点保护野生植物、特有植物、古树名木等, 需进行就地或迁地保护, 并加强观测, 具备移栽条件、长势较好的尽量全部移栽。

(3) 生态恢复

1) 工程结束后, 建设单位应承担恢复生态的责任;

2) 在施工区域局部有植被分布, 须先将原表层土集中分层堆放, 待施工完毕后, 在临时占地区域对地表土层进行恢复, 达到植被生长所需生境;

3) 施工占地区域土层上部的保护层稳态发生变化, 加之区域风力、水力作用较大, 土质极易流失, 应在临时占地区域进行平整压实, 以避免区域生态环境恶化;

4) 项目用地扰动区域须保护区域生态系统, 并根据扰动区域土质情况因地制宜进行修复, 减小项目实施对区域生态环境功能的不利影响。

(4) 生态补偿

本工程占用主要为天然牧草地, 占地征用及补偿应按照地方有关工程征地及补偿要求进行, 由土地管理部门许可后方可开工建设。工程结束后, 建设单位还应承担恢复生态的责任。

6.1.2.4 对野生动物的生态保护措施

(1) 在施工便道设置“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。

(2) 工程建设区域如发现重点保护野生动物的, 须及时保护其生境不被破坏, 并重新提出相应优化工程施工方案及运行方式, 实施物种救护, 划定生境保护区域, 开展生境保护和修复, 构建活动廊道或建设食源地等。

(3) 工程建设过程中应防止施工噪声、灯光等对动物造成不利影响, 高噪声及强光区域应做降噪遮光等防护措施。

6.1.2.5 自然景观保护措施

本工程位于油气田开发区, 以荒漠生态景观为主。荒漠生态景观稳定性较差, 异质化程度低, 生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性差。油气田开发建设后, 其原始的荒漠背景变成了以荒漠、采气树等共同存在的自然与人工相互共存的景观格局。

从整体上看, 荒漠拼块虽然出现破碎化的倾向, 但总体上连通程度仍然维持了较好的状态, 仍是区域的景观模地。但如果任凭油气田建筑和道路的景观发展, 不进行生态治理和保护, 也将会使生态环境的演变发生逆转, 破坏原有生态环境

的稳定性。因此，在项目建设的过程中，必须采取相应的景观保护措施，以保证减缓和避免生态环境恶化的趋势。

(1) 对现有的自然资源，包括植被，直至现有的地形、地貌等都要尽可能的加以保护。

(2) 在管线的选线、敷设过程中，合理的规划布局，根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工。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，减缓对原始自然景观的破坏。

(3) 严格遵守各项规程、规范、施工时限和范围，施工结束后立即对地表等环境景观进行恢复，并实施防风固沙工程和绿化措施，使油气田开发与周围景观环境协调发展。

6.1.2.6 严格实施防沙治沙措施

根据《中华人民共和国防沙治沙法》和《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）的要求，加强涉及沙区的建设项目环评文件受理审查，对于没有防沙治沙内容的建设项目环评文件不予受理。本工程环评针对土地沙化现状、分析了项目实施对周边沙化土地的影响，本工程在建设过程中执行以下防沙治沙措施：

(1) 严格控制施工活动范围，严禁乱碾乱轧，避免对项目占地范围外的区域造成扰动。严格遵守油气田环境保护规章制度，严格划定车辆行驶路线及临时道路开拓路线，运输车辆及勘探车辆在规定路线范围内行驶，禁止乱碾乱轧；严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区范围内活动。

(2) 站场永久占地范围采用戈壁土+砾石压实铺垫；管线临时占地应在满足施工要求的前提下进行适当的调整，以减少占地。

(3) 优化施工组织，缩短施工时间，管线施工作业时应分段作业，避免在大风天气作业，以免造成土壤风蚀影响。

(4) 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。

(5) 粉状材料及临时土方等在井场堆放应采取覆盖防尘布，逸散性材料运输采用苫布遮盖，减少施工扬尘产生量和起沙量。

(6) 施工结束后对场地进行清理、平整并压实，场站实施场地硬化，避免水土流失影响。

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。

6.1.2.7 水土流失防治措施

本工程区域气候干燥，风力强大，地表土质疏松干燥，属于典型荒漠生态系统。由于区域干旱少雨，水资源极度匮乏，植被生长主要靠地下水维持，根据现场调查，在植被遭到破坏的区域，在自然条件下很难得到恢复。由于受到区域土壤、水分等条件的限制，在区域进行植被恢复在经济技术条件下将很难实现，因此，本次水土流失防治主要以工程措施为主。

根据水土保持防治分区，在现场调查基础上，针对本工程施工建设活动引发水土流失的特点和造成危害程度，采取有效的防治措施，合理安排施工进度，按照与主体工程相衔接的原则，对不同区域新增水土流失部位进行对位治理，通过分析评价主体工程已经实施的措施、存在问题等，优化并补充完善工程防治措施、临时防护措施，形成一个综合防治措施体系。

(1) 工程防治措施

1) 站场工程区

站场工程区施工活动主要表现在由于场地平整及堆垫，扰动原地貌，增加了施工区的水土流失强度。主体设计已有砾石压盖措施；方案补充场地平整、彩条旗拦挡和洒水降尘等措施。

2) 管道工程区

管道工程区主要是管沟开挖及管道施工对地面的破坏，主体设计未采取防护措施，方案补充场地平整、彩条旗拦挡、防尘网苫盖和洒水降尘措施。

(2) 水土保持管理措施

对工程措施的管理要纳入生产管理计划之中，专业人员负责施工设计和技术指导，在责任范围内建立相应的管理措施。根据《中华人民共和国水土保持法》，在山区、丘陵区、风沙区以及水土保持规划确定的容易发生水土流失的其他区域开办可能造成水土流失的生产建设项目，生产建设单位应当编制水土保持方案，报县级以上人民政府水行政主管部门审批，并按照经批准的水土保持方案，采取水土流失预防和治理措施。没有能力编制水土保持方案的，应当委托具备相应技术条件的机构编制。

1) 项目选线和拟采用的技术标准，应该充分考虑水土流失因素，尽量避开植被茂盛地段，施工期间严格划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行范围，不另辟施工便道，不得离开运输道路及随意驾驶。由专人监督负责，以防破坏土壤和植被。

2) 施工时，在有植被分布地段，要特别注意保护原始地表与天然植被，应划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业方法，走统一车辙，避免加行开辟新路，以减少风沙活动。在施工过程中，不得随意碾压项目区内其他固沙植被。井场位置应根据场地周边植被分布情况，在满足设计要求的前提下进行适当的调整，以减少占地。尽量避开沙丘，减缓对沙丘活化的影响。

3) 施工中严格按照规定的施工占地要求，划定适宜的堆料场。避免在大风、雨天施工。施工结束后，要做好施工迹地的恢复工作。井场建设应尽量利用挖方料，做到土石方平衡。

图 6.1-1 固沙草方格设置通用图

图 6.1-2 移动沙丘固沙平面示意图

4) 严禁在大风、大雨天气下施工，特别是深挖和回填等作业。

5) 加强施工期管理，加速建设进度，减少施工期水土流失的产生；同时在施工期间，应提前制定严密的交通管理措施。

6) 加强水土保持管理，对施工人员进行培训和教育，自觉保持水土，保护植被。严禁施工材料乱堆乱放，不随意乱采乱挖沿线植被。

7) 对施工迹地恢复平整，以减少区域水土流失量的增加。

6.1.2.8 其他生态保护措施要求

(1) 在工程施工过程中和施工结束后，及时对施工场地进行平整，以便自然植被后期自然恢复。

(2) 加强施工期环境监理，委托专职人员承担生态监理。采用巡检监理的方式。监理的重点时段是管线施工期。监理的重点内容是：施工过程中表土分层堆放，施工结束后的草方格布置情况，野生动物保护，以及材料堆放、施工方式等环境保护内容。生态监理要求应落实在管线和站场工程项目承包招标书中。

综上所述，本工程在施工期采取的生态环境影响减缓措施可行。

6.1.2.9 生态保护工程的技术和经济可行性

本工程永久占地主要为天然牧草地，征用的土地需按照自然资源部门的相关规定，支付一定的占地补偿费，具体数额由项目建设单位与当地政府商议确定。

本工程施工期要严格遵守国家和地方有关野生动物保护、水土保持法、防沙治沙等法律法规。主要采取以下生态保护措施，这些措施对于减少地表破坏，减缓水土流失，抑制荒漠化发展起到了一定的积极作用。

——对油气田的永久性占地合理规划，严格控制占地面积。

——按设计标准规定，严格控制施工作业带（开挖）面积，油气田内管线敷设施工宽度控制在设计标准范围内，并尽量沿道路纵向平行布设。以减少地表破坏，减少土方的暴露面积。

——施工作业尽量利用原有公路，沿已有车辙行驶，若无原有公路，严格执行先修路，后开钻的原则进行。杜绝车辆乱碾乱轧的情况发生。不随意开设便道。

——施工机械在不得在规定范围以外的行驶和作业，保持地表不被扰动。

——施工作业结束后，应考虑防风固沙。

——在道路边、油气田区，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，切实提高保护作业区生态环境的意识。

管道施工通常只有几个月，施工结束后受损植被可逐渐恢复，采取一些人工恢复措施后，受损生物量基本可以全部恢复。评价范围内，野生植物和野生动物大多是新疆地区的常见种，工程对野生植物和野生动物影响较小。在采取以上措施后，类比本区域已开发工程所采取的环保措施可知，项目的生态保护措施是可行的。

6.1.3 大气污染防治措施

施工期废气主要包括钻井工程、井场、管线作业带等施工场地平整清理、管沟开挖、回填、建材运输、露天堆放、装卸等过程产生的扬尘，施工机械及运输车辆产生的燃油废气等。提出以下大气污染防治措施：

（1）钻井过程大气污染防治措施

①钻井期间优先使用网电，将柴油机作为备用。定期对柴油机、柴油发电机等设备进行维护，并且采用高品质的柴油、添加柴油助燃剂等措施，在很大程度上可降低柴油燃烧污染物的排放，减轻对大气环境的影响，使其污染物达标排放。

②钻井中发现地层有可燃或有害气体，应立即采取有效措施防止井涌井喷，并把可能产生的气体引入燃烧装置烧掉。

③井场内严禁燃烧可能产生严重烟雾或刺鼻臭味的材料。

④井场应采用密闭下料系统，防止粉尘污染井场环境。

（2）地面施工大气污染防治措施

①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。

②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）。

③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，运输车辆应以中、低速行驶，减少车辆行驶动力起尘。

④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。

⑤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。

⑥加强对施工机械、车辆的维修保养，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。

⑦加强施工工地环境管理，提倡文明施工，积极推进绿色施工，严防人为扬尘污染。

以上的大气污染防治措施可使本工程建设对环境空气影响减小，是可行和有效的。

6.1.4 废水污染防治措施

施工期产生的废水主要是钻井废水、酸化压裂返排液、管线试压废水及生活污水。

（1）钻井废水

钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相拉运至其他新钻井回用于钻井液配制，不外排。

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）酸化压裂返排液

储层改造过程中产生的压裂返排液排入回收罐中，运至英潜油气运维中心处理，处理达标后回注。

（3）试压废水

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。试压废水最终用作场地降尘用水。

（4）生活污水

钻井工程生活营地的生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至英买力作业区公寓生活污水处理装置处理，禁止运输途中随意倾倒。

地面工程建设过程不设生活营地，依托油气田内的现有生活设施，不外排生活废水，施工现场无生活污水产生。

(5) 地下水污染防治措施

为防止对地下水污染，针对井场施工期间工程特点，参照《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、放喷池、应急池、油罐区、危险废物临时贮存间等划分为重点污染防治区，采取相应的防渗措施，其余区域划分为简单防渗区，可有效避免发生渗漏事故。分区防渗方案见表 6.1-1。

表 6.1-1 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、放喷池、柴油罐区、危险废物暂存间、泥浆随钻不落地处理系统	重点防渗	等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$, $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$
井场其他区域	简单防渗	地面硬化处置

(6) 其他保护措施

①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免环境敏感区；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。

③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，并应设蓬盖和围栏，防止雨水冲刷进入外环境。

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。

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。

综上，本工程施工期采取的水污染防治措施可行。

6.1.5 噪声防治措施

本工程施工期噪声源主要是各类施工机械和运输车辆。为最大限度避免和减轻施工及运输噪声对周围声环境的不利影响，本评价对施工期噪声控制提出以下要求和建议：

（1）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，使本工程在施工期造成的噪声污染降到最低。

（2）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。

（3）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。

（4）运输车辆进出工地时应低速行驶，少鸣笛或不鸣笛。

项目区 200m 范围内没有声环境敏感点，采取的噪声污染防治措施是可行的。

6.1.6 固体废物污染防治措施

本项目施工期固体废物主要是钻井泥浆、岩屑、施工废料、机械设备废油、弃土弃渣和生活垃圾等。

(1) 钻井泥浆、岩屑

本项目钻井采用泥浆不落地系统。钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统处理，一开、二开为非磺化水基泥浆，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配制，分离后的固相排入防渗岩屑池对其进行达标检测，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后，可用于铺垫油气田内的井场、道路等；若分离后的固相经检测不满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》相关标准，则进行处理，直到达标检测。三开、四开为磺化水基泥浆，现场进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相拉运至库车畅源 YM35-2C2 环保站，对磺化泥浆、岩屑进行集中收集、暂存、处理。

本项目产生的钻井废弃泥浆、岩屑依托处理后，可用于油气田内场地平整、铺垫道路、固废场封场覆土等综合利用，通过上述措施，钻井期间的固体废物得到妥善处置，基本可实现周边资源化利用，同时加强其收集、运输管理工作，不会对环境产生明显污染影响，防治措施是可行的。

(2) 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，首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至英买作业区英买 7 固废场进行填埋处置。施工单位对固废要进行收集并固定地点集中暂存，争取日产日清。同时要做好固废暂存点的防护工作，避免风吹、流失。

(3) 生活垃圾

施工人员生活垃圾集中收集后运至英买 7 固废填埋场生活垃圾填埋池填埋。生活垃圾应定点存放，由施工单位定时和统一集中处置。

(4) 机械设备废油和含油废弃物

施工期间使用的机械设备运行过程中需进行维护、保养、维修等工作，以使其能正常运转，此过程中将产生少量的废油，如废液压油、废润滑油、废机油、含油废弃物等，委托有危废处置资质单位进行处置。

(5) 工程开挖土方主要为管沟开挖产生土方，回填土方主要为管沟回填，可以做到“取弃平衡”。

(5) 优选钻井液材料，尽可能采用无毒、低毒材料，禁止使用国家明文规定有毒有害成分的钻井液材料。

(6) 加强油料的管理，避免外泄，含油废弃物单独堆放，减少含油废弃物的产生量。

6.1.7 土壤污染防治措施

(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) 施工产生的建筑垃圾不得随意抛洒，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。采取的土壤污染防治措施可行。

(4) 项目区处于风蚀区，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采取土地平整和防沙治沙措施，地表基本可免受水土流失。

综上，本工程施工期采取的土壤污染防治措施可行。

6.2 运营期环境保护措施

6.2.1 生态环境保护措施

(1) 监督和管理措施

1) 针对本工程的建设，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司安全环保部负责工程建设及运营期间对生态环境的保护工作，落实本工程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、及时的解决, 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。

(2) 运营期生态恢复措施

工程实施后, 运营期生态恢复措施以保持和维持施工期结束时采取的措施为主, 同时需处理施工期遗留问题。

1) 在道路边、油气田区, 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, 切实提高保护生态环境的意识。

2) 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。

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

4) 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。

5) 定时巡查站场、管线等, 及时清理落地油, 降低土壤污染。

6) 及时做好站场清理平整工作, 填平、覆土、压实。

7) 站场、管线施工完毕, 进行施工迹地的恢复和平整。

通过采取以上措施, 本工程永久占地面积可得到有效控制, 临时占地可得到及时恢复。

6.2.2 废气污染防治措施

本工程运营期的废气排放源主要为集输过程中无组织废气排放和温室气体。无组织排放的污染物主要为站场、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、站场开采过程中产生的甲烷逃逸。针对以上污染源, 油气田采取以下大气污染治理措施:

(1) 采用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。

(2) 项目投入运营后，需严格按照《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》要求，持续加强物料储存、转移、输送过程中 VOCs 排放、泄漏、收集处理等控制措施。在油气集输过程中，为减轻集输过程中烃类的损失，油气田开发采用密闭集输流程，非甲烷总烃无组织排放可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求。一旦发生泄漏事故，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。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。

(3) VOCs 污染控制措施：①选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；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；②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，并尽快内完成修复；加强生产井生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好生产井的压力监测，并准备应急措施。

(4) 在日常生产过程中，加强非甲烷总烃无组织排放例行监测，对典型站场厂界非甲烷总烃每年监测一次，确保非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求。

(5) 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。

(6) 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，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级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，并尽快内完成修复；

⑤加强生产井生产管理，减少温室气体的跑、冒，做好生产井的压力监测，并准备应急措施，从而减少温室气体排放。

综上，本工程采取的废气污染防治措施可行。

6.2.3 废水污染防治措施

本工程运营期废水主要为采出水、井下作业废水。

（1）生产废水处理措施

本工程废水主要为采出水、井下作业废水。

采出水依托玉东 7 转油站采出水处理系统处理，处理工艺采用“压力除油-两级过滤”工艺，处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准中指标后回注于现役油藏，不外排。

井下作业废水自带回收罐回收作业废水，拉运至英潜油气运维中心处理达到《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油层。

（2）回注水污染防治措施

根据《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），涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。

根据验收监测结果，玉东 7 转油站采出水处理系统出水可以满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准要求，未回注与油气开采无关的废水，回注层为现役油气藏层。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）中相关要求，故回注措施可行。

回注井在运行过程中,需严格按照塔里木油田的管理要求做好回注井的井控、固井及完井等工作,按要求做好套管的安装及维护工作,同时加强开发过程中对井身结构的定期检查,确保表层套管固井质量合格。为防止污水回注过程中污染表层地下水,要确保回注井套管无破损,固井质量合格,在污水回注的过程中,要加强对注水压力的监控,发现井口压力突然下降应立即停止回注,检查回注井壁套管是否破损,防治套损等事故的发生。废弃后的注水井参照《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,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,污染地下水资源。

综上,本工程采取的废水污染防治措施可行。

(3) 管道的防护措施

①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。

②在集输管线的敷设线路上应设置标识,包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。

③加强自动控制系统管理和控制,严格控制压力平衡,对管线的运行情况的实时监控。

④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,应加强管线和警戒标志的管理工作,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。

综上,本工程运营期采取的废水污染防治措施可行。

6.2.4 噪声污染防治措施

(1)对声源强度较大的设备进行减噪处理,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。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。

本工程采取的噪声污染防治措施可行。

6.2.5 固体废物污染防治措施

本工程运营期主要产生的固体废物主要有清管废渣、落地油、废防渗材料、井下作业固废。

6.2.5.1 运营期固体废物污染防治措施

本项目运营期产生的清管废渣、落地油、废防渗材料等危废委托有资质单位进行处置。危险废物由专用运输车辆进行运输、转移, 并严格执行《危险废物转移管理办法》。危废废物临时贮存场所要严格按照《危险废物贮存污染控制标准》中的有关规范进行设计和管理。

加强监督力度, 最大限度控制落地油产生。井下作业时应带罐操作, 且在作业井场地面铺设防渗膜, 使落地油回收率达到 100%。

井下作业固废(废压裂液、废酸化液、废洗井液)采用专用回收罐进行回收, 拉运至英潜油气运维中心进行处理。

以上措施符合固体废物处置“减量化、资源化、无害化”原则, 不会对周围环境产生不利影响。

6.2.5.2 危废废物具体管理要求

(1) 危险废物暂存环境管理要求

1) 危险废物存入贮存设施前应对危险废物类别和特性与危险废物标签等危险废物识别标志的一致性进行核验, 不一致的或类别、特性不明的不应存入。

2) 应定期检查危险废物的贮存状况, 及时清理贮存设施地面, 更换破损泄漏的危险废物贮存容器和包装物, 保证堆存危险废物的防雨、防风、防扬尘等设施功能完好。

3) 作业设备及车辆等结束作业离开贮存设施时, 应对其残留的危险废物进行清理, 清理的废物或清洗废水应收集处理。

4) 贮存设施运营期间, 应按国家有关标准和规定建立危险废物管理台账并保存。

5) 英买采油气管理区应建立贮存设施环境管理制度、管理人员岗位职责制度、设施运行操作制度、人员岗位培训制度等。

6) 英买采油气管理区应依据国家土壤和地下水污染防治的有关规定, 结合贮存设施特点建立土壤和地下水污染隐患排查制度, 并定期开展隐患排查; 发现隐患应及时采取措施消除隐患, 并建立档案。

7) 英买采油气管理区应建立贮存设施全部档案, 包括设计、施工、验收、运行、监测和环境应急等, 应按国家有关档案管理的法律法规进行整理和归档。

(2) 危险废物暂存环境监测和环境应急要求

1) 危废贮存设施的环境监测应纳入主体设施的环境监测计划。英买采油气管理区应对贮存设施污染物排放状况开展自行监测, 保存原始监测记录, 并公布监测结果。

2) 英买采油气管理区应按照国家有关规定编制突发环境事件应急预案, 定期开展必要的培训和环境应急演练, 并做好培训、演练记录。英买采油气管理区于 2023 年 6 月完成了《塔里木油田公司英买油气开发部突发环境事件应急预案》的编制工作, 并取得新和县环境保护局备案(备案编号: 652925-2023-015-L)。

3) 英买采油气管理区应配备满足其突发环境事件应急要求的应急人员、装备和物资, 并应设置应急照明系统。

(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电子联单, 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) 运输主要管理规定

——根据《危险废物收集贮存运输技术规范(HJ2025-2012)》的要求,危险废物处置单位采用专用车辆到指定地点收集运输危险废物,运输过程中不准设置中转储存点,严禁偷排、洒落、泄漏和随意倾倒等。

——产生单位向处置单位转移危险废物时,交接数量必须与生态环境局批准的转移量相符。

(5) 利用及处置的管理规定

排污单位委托他人运输、利用、处置危险废物的,应落实《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》等法律法规要求,对受托方的主体资格和技术能力进行核实,依法签订书面合同,在合同中约定污染防治要求;转移危险废物的,应当按照国家有关规定填写、运行危险废物转移电子联单等。本工程产生的危险废物应与具有危险废物处置资质的单位签订处置协议。

综上所述,本工程运营期采取的固体废物污染防治措施可行。

6.2.6 土壤环境保护措施

结合本工程特点与调查评价范围内的土壤环境质量现状,在分析土壤污染途径的基础上,根据环境影响预测与评价结果,按照“源头控制、过程防控、跟踪

监测、应急响应”相结合的原则，提出合理、可行、操作性强的土壤环境影响防控措施。

6.2.6.1 源头控制措施

从生产过程入手，在工艺、设备、原油储罐、集输管道等方面尽可能地采取泄漏控制措施，从源头最大限度降低原油、含油废水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，一旦出现泄漏等即可由区域内的各种配套措施进行收集、处置。

(1) 定期派人检查井口区、站场区，是否有采出液泄漏的现象发生。

(2) 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，可有效的防止管线腐蚀穿孔，降低管线环境风险事故的发生。

(3) 对管道定期检修，将事故发生的概率降至最低，可有效保护土壤和地下水环境不受污染。

(4) 由于发生管线泄漏时管线的压力变化明显比较容易发现，可及时采取必要的处理措施，使造成的污染控制在局部环境。

(5) 如果发生储罐、集输管道的采出液渗漏，建设单位应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，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，委托具有相应危废处理资质单位对污染土壤进行转运处置，因而，石油类污染物进入土壤和地下潜水的可能性较小。

具体步骤为：

1) 按顺序停泵或关井

在管道发生断裂、漏油事故时，按顺序停泵或关井。抢修队根据现场情况及时抢修，做好安全防范工作，把损失控制在最小范围内。

2) 回收泄漏原油

首先限制地表污染的扩大。油受重力和地形的控制，会流向低洼地带，应尽量防止泄漏石油移动。在可能的情况下应进行筑堤，汇集在低洼坑中的地表油，用车及时进行收集，将严重污染的土壤集中处理，交由有资质单位进行处置。

3) 挖坑应急

因地制宜地采取有效措施清除土壤油浸润体中的残油，减轻土壤污染。

① 坑撒油：在漏油点附近挖坑进行撒油。

② 挖沟截油：根据原油以漏油点为点源向下游迁移扩散为主的特点，在漏油点下游的 10m~30m 处，根据漏油量的大小挖 2~3m 深的两条水平截油沟，一撇二排，以加速土壤油浸润体中残油的外泄，减小事故影响范围。

6.2.6.2 过程控制措施

根据本工程特点，从垂直入渗途径，采取过程阻断、污染物削减和分区防控措施保护土壤环境。

6.2.6.3 跟踪监测

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）土壤二级评价的跟踪监测要求，制定跟踪监测计划，发生事故泄漏时对井场可能影响区域跟踪监测，在占地范围内设 1 个表层样、1 个柱状样、占地范围外设 1 个表层样，每 3 年监测 1 次。

综上所述，正常情况下，本工程的各项工程不会污染土壤环境，非正常情况下，采取有效措施后可减轻对土壤环境的影响。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。

6.2.7 地下水环境保护措施与对策

地下水环境保护措施与对策应符合《中华人民共和国水污染防治法》和《中华人民共和国环境影响评价法》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。

6.2.7.1 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采出水依托玉东 7 转油站采出水处理系统处理，经处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准中指标后回注地下，不外排。

②定期对井场、站场、管线的设备、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；定期对各类管道进行检查，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各类生产井运行期间应参照《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、油杆的油污、污水等全部回收至废液罐回收，严禁流入井场。

⑥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。初次启用回注井运行前，应进行井筒完整性测试。本次部署回注井注水

量约 60m³/d，应至少每 1 年进行 1 次井筒完整性检测，确保井筒质量满足《固井质量评价方法》（SY/T 6592-2016）等标准要求，固井质量完好，不窜层。若检测发现井筒完整性失效，应立即停止回注。

6.2.7.2 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。

本工程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	包气带岩土防污性能
强	岩（土）层单层厚度 $Mb \geq 1.0m$ ，渗透系数 $K \leq 1 \times 10^{-6}cm/s$ ，且分布连续、稳定
中	岩（土）层单层厚度 $0.5m \leq Mb < 1.0m$ ，渗透系数 $K \leq 1 \times 10^{-6}cm/s$ ，且分布连续、稳定； 岩（土）层单层厚度 $Mb \geq 1.0m$ ，渗透系数 $1 \times 10^{-6}cm/s < K \leq 1 \times 10^{-4}cm/s$ ，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	等效粘土防渗层

	中-强	难	有机污染物	Mb $\geq$ 6.0m, K $\leq$ 1 $\times$ 10 $^{-7}$ cm/s; 或参照 GB18598 执行
	弱	易		
一般防渗区	弱	易-难	其它类型	等效粘土防渗层 Mb $\geq$ 1.5m, K $\leq$ 1 $\times$ 10 $^{-7}$ 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	其它类型	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 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	井口各设施底部	防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 1.0 $\times$ 10 $^{-7}$ 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	其他区域	简单硬化

6.2.7.3 管道刺漏防范措施

（1）各新建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，并与处理站 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，应加强管线和警戒标志的管理工作，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，若是出现问题，立即派人现场核查，如有突发事情启动应急预案。

（4）一旦管道发生泄漏事故，井场内设置有流量控制仪及压力变送器，当

检测到压力降速率超过设定值时,由 SCADA 系统发出指令,远程自动关闭阀门。

6.2.7.4 地下水环境监测与管理

根据本工程特点建立和完善区域地下水环境监测制度和环境管理体系,制定完善的监测计划,环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)、《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,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,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。	水位埋深、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、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、砷、六价铬等。
G2	地下水上游				
G3	地下水下游				

另外,应对本项目各井井口压力、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,并定期向油田的管理区安全环保部门汇报,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,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。

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巧效有序运行,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专人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1次临时加密为每天一次或更多，连续多天，分析变化动向。

6.2.7.5 地下水污染应急预案及处理

(1) 应急预案内容

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，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，本工程采取的地下水污染防治措施可行。

6.3 退役期环境保护措施

退役期，如果封井和井场处置等措施得当，环境影响将很小；反之若出现封井不严，可能导致地下残余油水外溢等事故发生，产生局部环境污染。

6.3.1 退役期生态环境保护措施

随着生产井开采时间的延长，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。

(1) 严格按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》相关要求，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建设单位进行回收处置。

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

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

(4) 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。

(5) 通过宣传教育的形式,使施工工作人员对于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。

(6) 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。

6.3.2 生态恢复治理方案

(1) 生态环境保护与恢复治理的一般要求

根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范(试行)》(HJ651-2013)的相关要求,本工程生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求:

采取有效预防和保护措施,避免或减轻矿产资源开发活动造成的生态破坏和环境污染。坚持“预防为主、防治结合、过程控制”的原则,将生态环境保护与恢复治理贯穿开采的全过程。

根据《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T317-2018)中生态恢复要求,本工程生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求:

1) 贯彻“边开采,边治理,边恢复”的原则,及时治理恢复生态环境。

2) 遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件,科学合理地确定开发方案,选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺,推广使用成熟、先进的技术装备,严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备。

3) 土地利用需符合用地指标政策。合理确定井场场址、管网等建设占地规模。

(2) 站场生态恢复治理

施工结束初期，对场站永久占地范围内的地表进行戈壁土+砾石覆盖，以减少风蚀量。

（3）管线生态恢复

1) 管线生态恢复治理范围

管线施工扰动范围内需进行生态环境恢复治理。

2) 生态环境恢复治理措施

管道施工作业带宽度控制在 8m 范围内，施工过程中保护土壤成分和结构，在管线敷设过程中，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为管廊覆土，不得随意丢弃。

（4）植被恢复措施及恢复要求

工程施工结束后，按照林草部门要求进行恢复，植被类型应与原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行场地植被恢复；风沙土分布区等植被生境较差的区域，采取草方格等措施进行辅助植被恢复。

6.3.3 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。

6.3.4 退役期噪声污染防治措施

（1）选用低噪声机械和车辆。

（2）加强设备检查维修，保证其正常运行。

（3）加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

6.3.5 退役期水环境保护措施

对废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，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，污染地下水资源。根据《废弃井封井回填技术指南（试行）》要求，应对矿井进行环境风险等级评估后，按照风险等级采取不同的保护措施。

6.3.6 退役期固废及土壤污染防治措施

(1) 地面设施拆除、站场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。管线外运清洗后可回收利用，废弃建筑残渣外运至生态环境主管部门指定建筑垃圾填埋场填埋处理；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。

(2) 《参照废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）对完成采油的废弃井封堵，拆除井口装置，最后清理场地，清除各种固体废弃物，自然植被区域自然恢复。

(3) 运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

6.4 环境影响经济损益分析

一个项目的开发建设，除对国民经济的发展起着促进作用外，同时也在一定程度上影响着项目区环境的变化。社会影响、经济影响、环境影响是一个系统的三要素，最终以提高人类的生活质量为目的。它们之间既互相促进，又互相制约，必须通过全面规划、综合平衡、正确地把全局利益和局部利益、长远利益和近期利益结合起来，对环境保护和经济发展进行协调，实现社会效益、经济效益、环境效益的三统一。

6.4.1 环保投资估算

工程占地主要是由井场、集输管网等地面工程构成，占地类型为天然牧草地、灌木林地。在项目开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，防沙治沙和水土保持措施纳入水土保持方案投资中。经估算本项目环保投资 215 万元，占总投资的 0.44%。主要环保投资估算，见表 6.4-1。

表 6.4-1 主要环保投资估算

类别	污染源	环保措施	治理效果	投资 (万元)
废气	施工扬尘	临时抑尘覆盖物(草包、帆布等)、洒水(防尘、洒水等)	/	5
	无组织排放	密闭集输，装置做好日常维护，做好密闭措施。	厂界非甲烷总烃 ≤4.0mg/m ³	5

类别	污染源		环保措施	治理效果	投资 (万元)
噪声	设备噪声	井场	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振	场界： 昼间≤60dB(A) 夜间≤50dB(A)	5
固体废物	钻井废弃物		泥浆不落地装置	满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》 (DB65/T3997-2017)	30
	地面工程施工		废弃施工材料清运	妥善处理	10
	含油废物		井场作业落地油回收，含油危废交由有危废处置资质单位合理处置	妥善处理	20
	清管废渣		桶装收集后定期由有危废处置资质的公司接收处置	/	10
	井下作业固废（废压裂液、废酸化液、废洗井液）		井下作业固废采用专用回收罐进行回收，拉运至英潜油气运维中心进行处理。	/	10
废 水 处理	施工废水		管道试压采用清洁水，每段试压水排出后进入下一段管线循环使用，可减少水资源消耗。试压废水中主要污染物为悬浮物，试压结束后全部用于施工场地洒水抑尘	施工废水循环利用	5
	采出水		依托玉东 7 转油站污水处理系统处理，经处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准中指标后回注于现役油藏，不外排	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》 (SY/T5329-2022)	10
	井下作业废水		井下作业废水采用专用罐拉运至英潜油气运维中心处理	废水不外排	5
地下水、土壤	简单防渗区	井场永久占地	实施地面硬化	地面硬化	5
	管道防腐		站外气举管线采用环氧粉末防腐层和牺牲阳极阴极保护的联合保护措施；站内管道采用防腐层进行保护	防腐性能良好	纳入工程投资
生态	临时占地		施工结束后进行场地平整；控制施工作业带宽度；水土保持措施、防沙治沙等	施工结束后场地平整	15
	水土流失		防沙治沙和水土保持措施	防止水土流失	纳入水土保持方案投资中
环境 风险 管理	环境风险防范措施		消防器材、警戒标语标牌、设置可燃气体检测报警仪等防范设施	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	5
	应急预案		根据管线泄漏应急处理经验，完善现有突发环境事件应急预案	修改完善，并定期演练	15
环境管理			环境影响评价、环境保护竣工验收、运营期环境监测		50
			环保培训，演练		10

类别	污染源	环保措施	治理效果	投资 (万元)
合计				215

6.4.2 环境效益

本工程在设计中充分考虑了环境保护的要求，严格执行各项环境保护标准。同时还针对在生产运行过程中产生的“三废”，从实际出发采取多种相应的治理措施。

6.4.2.1 环保措施的环境效益

(1) 废气

本工程油气集输采用密闭流程，可减少烃类气体排放，减少对大气的污染。

(2) 废水

本工程运营期废水包括采出水、井下作业废水。

采出水经玉东 7 转油站站采出水处理系统处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准中指标后回注于现役油藏，不外排。井下作业废水自带回收罐回收作业废水，拉运至英潜油气运维中心处理达到《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油层。

(3) 固体废弃物

本工程运营期固体废物主要为清管废渣、落地油、废防渗材料、井下作业固废及生活垃圾。清管废渣、落地油、废防渗材料属于危险废物，委托有危险废物运输及处理资质的单位处置。本项目井下作业时带罐作业，落地油 100%回收，回收后的落地原油委托有危废处置资质单位进行处置。井下作业固废采用专用回收罐进行回收，拉运至英潜油气运维中心进行处理。

(4) 噪声

通过采取选用低噪声设备、隔音、减振等措施，减低了噪声污染。

(5) 生态保护措施

在施工期间，采取严格控制地表扰动范围，严格控制乙方单位在施工作业中的占地。

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

6.4.2.2 环境损失分析

油气开发建设对环境造成的损失主要表现在:

- (1) 工程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) 其他环境损失。

本工程永久占地主要为场站建设占地。项目永久占地的损失量分为经济损失和生态效益损失两部分,经济损失即为项目土地征购费及复垦费。生态效益损失难以确定,工程施工与占地对植被、土壤、生态环境都会造成不利影响。

本工程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。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。

本工程建设期短,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。因此,在正常情况下,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。

6.4.2.3 环保措施的经济效益

本工程通过采用多种环保措施,具有重要的环境效益,但整体对经济效益影响较小。

6.4.3 社会效益分析

本项目的建设投产,对本地区的经济和社会发展都具有非常重要的意义,主要体现在以下几个方面。

(1) 大力开发油气资源是贯彻和落实西部大开发战略的重要举措，是把西部地区资源优势转变为经济优势的有力保证，作为主力油源塔里木盆地蕴藏了丰富的油气资源，油气资源的开发，将把新疆丰富的地下资源变为实实在在的经济收益。同时，资源的开发建设伴随着基础设施的完善，这给新疆经济带来了良好的发展机遇。

(2) 为加快新疆经济发展，保持新疆政治和社会稳定具有重大的战略意义。油气的开发建设对拉动新疆的经济发展将起到重要作用，另外，油气资源开发还可带动当地原油副产品加工利用和相关产业的发展，推动地方发展。总之，本工程在实施促进新疆的经济发展，保持边疆民族团结和社会稳定等方面，具有特别重要的意义。

6.4.4 经济效益

工程总投资 49376 万元，经过建设项目可行性研究报告分析，其在经济上可行。

6.4.5 小结

本工程经分析具有良好的环境效益、经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于地面设施建设、敷设管线等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油气田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算该项目环境保护投资约 215 万元，环境保护投资占总投资的 0.44%。实施相应的环保措施后，可以起到保护环境的效果。

7 环境风险评价

7.1 风险调查

项目施工期和运营期涉及的主要危险物质为原油、天然气，涉及的风险主要为运行过程中集输管线破损造成的原油、天然气的泄漏。

7.2 环境风险浅势初判

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B，本工程涉及的风险物质为原油、天然气（甲烷），分别属于《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169—2018）附录 B 中的油类物质（矿物油类，如石油、汽油、柴油等，生物柴油等），临界量 2500t；天然气（甲烷）临界量 10t。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），危险单元的定义为由一个或多个风险源构成的具有相对独立功能的单元，事故状况下应可实现与其他功能单元的分割。则本工程运营期风险单元为新建的集输管线。

根据 HJ169-2018 附录 C，按下式计算本工程涉及的危险物质总量与其临界量比值（Q）：

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

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中的判定方法，当存在多种危险物质时，按下式计算物质总量与其临界量比值（Q）：

式中：q₁，q₂，…，q_n--每种危险物质的最大存在总量，t；

Q₁，Q₂，…，Q_n--每种危险物质的临界量，t；

当 Q<1 时，该项目环境风险潜势为 I；

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

本项目不涉及危险物质的存储。本项目新建采油管线为 5.1km（DN80），气举管线 7.8km（DN60.3）。井场有控制（截断）阀，发生泄漏时，可通过控制（截断）阀进行紧急切断。本项目原油密度取 0.80g/cm³。

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, 管线压力 3.5MPa;

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, K;

R: 气体常数。

本工程辨识结果, 见表 7.2-1。

表 7.2-1 本工程危险物质 Q 值一览表

序号	物质名称	临界量 (t)	最大储存量 (t)	Q
1	原油	2500	20.71	0.008
2	天然气	10	4.38	0.438
合计				0.446

根据上表计算结果, 本工程 $Q=0.446$, $Q<1$ 。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, 本次评价仅对项目可能存在的环境风险进行简单分析。不设置环境风险评价范围。

7.3 环境敏感目标概况

本工程位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区新和县境内。现场踏勘结果表明, 本项目不涉及自然保护区、水源保护区、文物保护单位等其它特殊敏感目标, 本项目新建管线占用地方公益林 1.6km。现据现场调查, 本项目评价范围内主要环境保护敏感目标见表 2.7-1。

7.4 环境风险识别

7.4.1 物质危险性识别

按照《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169—2018)附录 B、《危险化学品重大危险源辨识》(GB18218-2018)、《职业性接触毒物危害程度分级》(GBZ/T230-2010)中涉及的有毒有害、易燃易爆物质进行危险性识别。对于中

度危害以上的危险性物质应予以识别,按照物质危险性,结合受影响的环境因素,筛选本工程涉及的主要风险物质为原油、天然气(甲烷),存在于采油管线、气举管线内。风险物质危险特性和分布见表7.4-1。

表 7.4-1 风险物质危险特性和分布一览表

序号	危险物质名称	危险特性	分布
1	原油	可燃液体	采油管线
2	天然气	易燃气体	气举管线

(2) 原油

原油理化性质、危险危害特性及防护措施,见表7.4-2。

表 7.4-2 原油理化性质、危险危害特性及防护措施表

特别 警示	易燃易爆
理化 特性	原油是指从原油田或者油田伴生天然气凝析出来的液相组分,又称天然汽油。其主要成分是C5至C11+烃类的混合物,并含有少量的大于C8的烃类以及二氧化硫、噻吩类、硫醇类、硫醚类和多硫化物等杂质,其馏分多在20℃-200℃之间,挥发性好,(主要用途)是生产溶剂油优质的原料。
危 害 信 息	(燃烧和爆炸危险性) 其蒸气与空气可形成爆炸性混合物,遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。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。 (健康危害) 蒸气可引起眼及上呼吸道刺激症状,如浓度过高,几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状。
安 全 措 施	(操作安全) 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。建议操作人员佩戴自吸过滤式防毒面具(半面罩),戴化学安全防护眼镜,穿防静电工作服,戴橡胶耐油手套。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、还原剂、碱类接触。灌装时应控制流速,且有接地装置,防止静电积聚。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及泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。 (储存安全) 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、通风设施。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。 (运输安全) 运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。夏季最好早晚运输。运输时所用的槽(罐)车应有接地链,槽内可设孔隔板以减少震荡产生静电。严禁与氧化剂、食用化学品等混装混运。运输途中应防暴晒、雨淋,防高温。中途停留时应远离火种、热源、高温区。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置,禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。公路运输时要按规定路线行驶,勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。严禁用木船、水泥船散装运输
应急处置原则	(急救措施) 皮肤接触:脱去污染的衣着,用大量流动清水彻底冲洗。 眼睛接触:立即翻开上下眼睑,用流动清水或生理盐水冲洗至少15分钟,就医。 吸入:迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。呼吸困难时给输氧。呼吸停止时,立即进行人工呼吸。就医。 食入:催吐,就医 (灭火方法) 消防人员须佩戴防毒面具、穿全身消防服,在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却,直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音,必须马上撤离。灭火剂:雾状水、泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。 (泄漏应急处置) 切断火源:在确保安全情况下堵漏。禁止泄漏物进入受限制的空间(如下水道等),以避免发生爆炸。喷水雾可减少蒸发。用砂土、蛭石或其它惰性材料吸收,然后收集运至废物处理场所。或在保证安全情况下,就地焚烧。如大量泄漏,利用围堤收容,然后收集、转移、回收或无害处理后废弃。

(2) 天然气

天然气中甲烷、乙烷属单纯窒息性气体,对人体基本无毒。其它组分如丙烷、异丁烷、正丁烷、异戊烷、正戊烷等都为微毒或低毒物质。天然气除气态烃外,还有少量二氧化碳、氮气等非烃气体。天然气理化性质、危险危害特性及防护措施,见表 7.4-3。

表 7.4-3 天然气理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	天然气	
	化学品英文名称	Naturalgasdehydration	
成分/组	主要有害成分	甲烷	

成信息	分子式	CH ₄	分子量	16.05
危险特性	危险性类别：第 2.1 类易燃气体。 侵入途径：吸入。 健康危害：空气中甲烷浓度过高，能使人窒息。当空气中甲烷达 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、共济失调。若不及时脱离，可致窒息死亡。皮肤接触液化气体可致冻伤。 环境危害：对环境有害。 燃爆危险：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。			
急救措施	皮肤接触：如果发生冻伤，将患部浸泡于保持在 38~42℃的温水中复温。不要涂擦。不要使用热水或辐射热。使用清洁、干燥的敷料包扎。如有不适感，就医。 吸入：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。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。			
消防措施	危险特性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氟化氧及其它强氧化剂接触发生剧烈反应。有害燃烧产物：一氧化碳。 灭火方法：用雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉灭火。切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。消防人员必须佩戴空气呼吸器、穿全身防火防毒服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。			
泄漏应急处理	消除所有点火源。根据气体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。作业时使用的设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。若可能翻转容器，使之逸出气体而非液体。喷雾状水抑制蒸气或改变蒸气云流向，避免水流接触泄漏物。禁止用水直接冲击泄漏物或泄漏源。防止气体通过下水道、通风系统和限制性空间扩散。隔离泄漏区直至气体散尽。			
操作处置与储存	操作注意事项：密闭操作，全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。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。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。在传送过程中，钢瓶和容器必须接地和跨接，防止产生静电。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。 储存注意事项：钢瓶装本品储存于阴凉、通风的易燃气体专用库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。应与氧化剂等分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。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。			

接触控制/个体防护	工程控制：生产过程密闭，全面通风。 呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。 眼睛防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。 身体防护：穿防静电工作服。 手防护：戴一般作业防护手套。 其他防护：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。			
理化特性	外观与性状	无色无味气体	饱和蒸汽压	53.32kPa/-168.8℃
	沸点	-161.4℃	闪点	-218℃
	熔点	-182.6℃	溶解性	微溶于水，溶于乙醇、乙醚、苯、甲苯等。
	密度	相对密度（水=1）：0.42（-164℃）； 相对蒸汽密度（空气=1）：0.6	稳定性	稳定
	爆炸极限	5~15%（V%）	引燃温度	537℃
稳定性和反应活性	稳定性：稳定；禁配物：强氧化剂、强酸、强碱、卤素；避免接触的条件：高热，火源和不相容物质；聚合危害：不发生；分解产物：一氧化碳、二氧化碳。			
毒理学资料	LD50：LC50：50%（小鼠吸入，2h）。 LC50：无资料。			
生态学资料	其它有害作用：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	废弃物性质：危险废物。 废弃处置方法：建议用焚烧法处置。 废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。把倒空的容器归还厂商或在规定场所掩埋。			
运输信息	运输注意事项：采用钢瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。钢瓶一般平放，并应将瓶口朝同一方向，不可交叉；高度不得超过车辆的防护栏板，并用三角木垫卡牢，防止滚动。 运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。严禁与氧化剂等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光暴晒。中途停留时应远离火种、热源。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。			

7.4.2 井下作业危险性识别

(1) 井喷事故风险

井喷为井场常见事故。如果井底压力小于地层压力，地层流体将进入井筒并推动钻井液外溢，即发生溢流。此时，如果对地下油、气压力平衡控制不当，不能及时控制溢流，会造成油、水或其他混合物迅速喷到地面，即发生井喷。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。英买力油气田已开发多年，对区域的油气藏情况已基本掌握，井喷的可能性很小，但也不并非绝对不可能，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) 井漏事故风险

固井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等。

7.4.3 钻井工程危险因素识别

钻井过程中危险因素及可能产生的事故见表 7.4-4。

表 7.4-4 钻井过程主要危险及有害因素分析

序号	主要危险、有害因素	可能导致的事故
1	地层压力不准；致设计不准确，钻井液密度低于地层空隙压力梯度，埋下井喷事故	井喷失控、天然气燃烧爆炸、大气环境及人群健康影响
2	井控设备及管材在安装、使用前未按有关规定进行检验合格后使用	管线、设备失效导致井喷
3	防喷器件、管线有刺漏，压力等级不符合要求；非金属材料不符合要求，密封失效	管线、设备失效导致井喷
4	司钻控制下放速度不当或操作不平稳	发生井漏事故
5	下完套管，当套管内钻井液未灌满时，若直接水龙头带开泵酸化作业	井喷失控、天然气燃烧爆炸、大气环境及人群健康影响
6	节流管汇与井喷器连接不平直，容易使节流管汇作用发挥不完全；节流管汇试压未到额定工作压力或稳定时间不够，导致井控管失效	井喷失控
7	阀板与阀座之间密封不好或是井控装置部件表面生锈腐蚀使节流压井管失效，方钻杆上下旋转开关不灵活，有可能因不能正常开关而发生井喷事故	天然气燃烧爆炸、大气环境及人群健康影响
8	未及时发现溢流显示或发现后处理不当等	导致天然气溢出，发生天然气燃烧爆炸

9	换装井口、起下管柱作业和循环施工作业中，对作业时间估计不足，压井时间短，井内压力失衡导致井喷或井喷失控	天然气燃烧爆炸、大气环境及人群健康影响
10	安装井下安全阀，因作业所需时间较长，若压井时间不足，井内压力失衡导致井喷或井喷失控	天然气燃烧爆炸、大气环境及人群健康影响
11	暴雨、洪水、钻井泥浆暂存池泄漏，柴油罐泄	废水和柴油外溢，污染地下水

7.4.3 集输管线危险性识别

管道输送是一种安全可行的输送方式，但存在于环境中的管道会受到各种环境因素的作用，同时管道本身的设计、管材制造、施工、操作运行和管理等各环节都可能存在着缺陷和失误，所有这些因素都可能导致事故的发生。发生的故事主要为管线破裂造成的天然气、原油泄漏，天然气泄漏后，遇火源会发生火灾、爆炸事故。而原油的泄则会直接污染周围土壤，还可能对区域地下水造成污染。

7.4.4 环境风险类型识别

通过分析中本工程可能涉及的危险物质及危险场所及危险特性，本工程可能发生的环境风险主要包括运营期管线发生破损造成天然气及原油泄漏，会污染土壤和大气，泄漏原油有可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境。

7.5 环境风险分析

7.5.1 井喷事故影响分析

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，据类比资料显示，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。由于项目区荒无人烟，所以井喷对人员的伤害有限，对项目区及周边土壤环境、大气环境、地下水产生影响。

井喷事故发生时对地下水环境的影响主要是原油以面源的形式渗漏进入包气带土壤并污染地下水。污染物迁移途径为地表以下的包气带和含水层，然后随地下水流动而污染地下水。石油类污染物主要聚积在土壤表层 1m 以内，一般很难渗入到 2m 以下。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。

7.5.2 对大气环境的影响分析

原油、天然气发生泄漏事故后，进入环境中，释放出的烃类气体会对周围环境空气产生影响，若遇明火，可发生火灾、爆炸，火灾、爆炸产生的伴生/次生污染物可能对环境空气产生一定的影响。由于项目区地域空旷，无敏感点分布，大气扩散条件较好，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。

7.5.3 对地下水的环境影响分析

集输管道敷设在地表以下，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可能影响到地下水。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。

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。

在非正常状况下，建设单位应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，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，因而，石油类污染物进入地下潜水的可能性较小。只要建设单位和施工单位严格按照拟定的环保措施进行，非正常状况下，对地下水的影响属可接受范围。

7.5.4 对土壤环境的影响分析

原油泄漏对土壤环境的影响是比较显著的，泄漏的原油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，影响到土地功能，进而影响荒漠植被的生长，并可影响局部的生态环境。

原油发生泄漏时，相当于向土壤中直接注入原油，泄漏的原油进入土壤后，渗入土壤孔隙，则使土壤透气性和呼吸作用减弱，影响土壤中的微生物生存，造成土壤盐碱化，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物，造成土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响土壤正常的结构和功能。

运营期管线破裂，将能回收的原油回收，送联合站原油处理系统处理，不能回收的以及受污染的土壤集中收集后交由有相应处置资质的单位进行处理。

综上所述，本工程施工期和运营期发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围土壤环境产生明显影响。

7.5.5 对植被的影响

井喷及油品泄漏对植被的影响主要分为三种途径，一是泄漏石油直接粘附于植物体阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；二是原油污染土壤造成的土壤理化性状变化间接影响植物生长，严重时会导致植物死亡；三是泄漏的原油、天然气中的轻组分挥发，可发生火灾、爆炸，火灾、爆炸产生的伴生/次生污染物在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响。

本工程区域内植被量很小，且发生事故后，及时采取相应的措施，基本不会对周围植被产生明显影响。

7.6 环境风险管理措施与对策建议

各种事故无论是人为因素引起的，还是自然因素所致，都可以采取必要的预防措施，以减少事故的发生或使事故造成的危害降低到最低限度。对于人为因素引起的事故可以通过提高人员技术素质、加强责任心以及采取技术手段和管理手段等方法来避免；而对于自然因素引起的事故则主要靠采取各种措施来预防。

7.6.1 集输事故风险预防措施

(1) 施工阶段的事故防范措施

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

②建立施工质量保证体系，提高施工检验人员水平，加强检验手段。

③按施工验收规范进行水压及密闭试验,排除更多的存在于焊缝和母材的缺陷。

④选择有丰富经验的单位进行施工,并对其施工质量进行监理。

(2) 运行阶段的事故防范措施

①井场设置现场检测仪表,并由 RTU 箱中的控制系统实现井场内的生产运行管理和控制,并与所属的集气站 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在集输系统运营期间,严格控制输送油气的性质,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。

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

④加强对集输管线沿线重点敏感地段的环保管理,定期进行环境监测。

⑤建立腐蚀监测系统,随时监测介质的腐蚀状况,了解和掌握区域系统的腐蚀原因,有针对性地制定、调整和优化腐蚀控制措施。

⑥在集输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,以防附近的各类施工活动对管线的破坏。定期检查管线,并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

(3) 管理措施

①在管道系统投产运行前,应制订出供正常、异常或紧急状态下的操作手册和维修手册,并对操作、维修人员进行培训,持证上岗。

②制订应急操作规程,在规程中说明发生管道事故时应采取的操作步骤。

③规定抢修进度,限制事故的影响,说明与人员有关的安全问题。

④定期对管线进行巡视,加强管线和警戒标志的管理工作。

⑤提高职工安全意识,识别事故发生前异常状态,并采取相应措施。

⑥对重要的仪器设备有完善的检查项目和维护方法；按计划进行定期维护；有专门档案(包括维护记录档案)，文件齐全。

(4) 油气泄漏事故防范措施

①加强《中华人民共和国石油天然气管道保护法》的宣传力度，普及油气管道输送知识，发现问题及时报告。

②按规定进行设备维修保养，及时更换易损及老化部件，防止泄漏事故的发生。

③完善站场的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物。

④按规定配置齐全各类消防设施，并定期进行检查，保持完好可用。

⑤操作中必须使用防爆工具，严禁用铁器敲打管线、阀门、设备。

⑥制定事故应急预案，配备适当的抢修、灭火及人员抢救设备。

7.6.2 管线安全运行措施

为了尽量避免管线破裂事故的发生，减轻管线破裂、泄漏事故对环境的影响，应采取以下安全环保措施：

(1) 管线敷设过程中应严格按设计要求进行，确保埋设深度、防腐和保温质量，防止腐蚀管道。管线敷设线路上方设置永久性标志，提醒人们在管线两侧活动，保护管线的安全。

(2) 为了减轻管线的内外腐蚀，每年定期用超声波检测仪，测量 1-2 次管线内外防腐情况，若管壁厚度减薄，应及时更换管段。

(3) 为保护管道不受深根系植被破坏，在管道上部土壤中可复耕一般农作物及种植浅根系植被。在对集输管道的日常巡线检查过程中，应将管道上覆土壤中会对管道构成破坏的深根系植被进行及时清理，以确保管道的安全运行。

(4) 机械失效及施工缺陷是导致事故的重要原因之一。根据我国的经验，管道焊接是最关键的工艺，焊接工应接受专门培训，持证上岗。

(5) 加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，对各种设备、管线、油罐、阀门定期进行检查，防止跑、冒、滴、漏，及时巡查管线，消除事故隐患。

(6) 加强职工安全意识教育和安全生产技术培训，制定安全生产操作规程。

(7) 集输管线敷设前, 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; 按规定进行管道的定期检验、保养, 及时更换易损及老化部件, 防止原油泄漏事故的发生。①管道敷设做好安全防范及防腐措施。新建管线跨越道路、沟渠等应根据《原油和天然气输送管道穿跨越工程设计规范》要求进行; ②每年定期用超声波检测仪, 测量 1~2 次管线腐蚀情况, 发现如管壁厚度减小, 应及时更换管段, 以减小管线的盐碱腐蚀造成事故的概率。当有风险事故发生时, 立即启动应急预案, 使事故带来的损失降低到最小。

(8) 为了便于管线的安全运营, 根据《管道干线标记设置技术规范》(SY/T6064-2011) 的规定, 沿线应设置以下标志桩: 里程桩: 管线每公里设置 1 个, 每段从 0+000m 开始, 一般与阴极保护测试桩合用。

转角桩: 在管线水平方向改变位置, 应设置转角桩, 转角桩上要标明管线里程、转角角度等。

交叉桩: 凡是与地下管道、电(光)缆交叉的位置, 应设置交叉桩。交叉桩上应注明线路里程、交叉物名称、与交叉物的关系等。

结构桩: 当管道外防腐层或管壁发生长距离变化时, 在变化位置处设置结构桩, 桩上要标明线路里程及变化前后的结构属性等。

设施桩: 当管道上有特殊设施时应设置设施桩, 桩上要标明管线里程、设施的名称及规格。

(9) 加强自动控制系统的管理和控制, 严格控制压力平衡。在集输系统运营期间, 严格控制输送油气的性质; 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; 定期对输送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。

输送管道建成投产后, 重点应在以下几个方面加强管理:

(1) 加强通信系统、自控系统的维护管理, 定期对各类仪表、设备进行监测和

检验，确保正常操作和事故状态下及时动作，以防止事故的进一步扩大。确保阴极保护系统的正常运行，对管道腐蚀状况要进行监测，发现问题及时采取措施。

(2) 加强对管道穿跨越段保护设施的维护管理和沿线的巡查，以及强化管道安全保护的宣传教育，提高沿线人民群众公共安全意识，最大限度地减少自然灾害和人为因素对管道的破坏。确保阴极保护系统的正常运行，对管道腐蚀状况要进行监测，发现问题及时采取措施。

(3) 工程建成后运营期间，随着时间的推移，管道周围的地形地貌及地质环境有可能发生改变，从而出现意外情况。因此建议对地质灾害发育地段，加强巡视检测及定期检查，发现隐患及时上报有关部门，以便采取有效措施。

(4) 根据管道沿线地质、地理、地貌、水文、气象环境条件，因地制宜地制定自然灾害防护措施。

(5) 在输送管道运行过程中，有可能出现人为的或自然灾害造成的突发性事故，必须及时对管道进行抢修；为保证输气管道安全，对管道必须进行有计划的维修。为了保障人民生命和财产的安全，必须建立完善的管道维修及抢修体系，设立专业化管理的维修及抢修队伍，配备齐全的维抢修设备、机具，确保事故状态下能及时到位，并在最短时间内完成管道的维抢修作业。

(6) 从工程筹建起就要建立技术档案，包括各种技术报表、安全操作规程、安全规章制度、电气设施检测数据等，为安全生产管理提供依据。

(7) 重要危险点的仪表（流量、压力等）应有备用件，当工艺流程或仪表设备有变动时，应及时换发新操作规程或修改仪表设备档案。

(8) 通过清管排除管内污物，达到防止内腐蚀的目的。根据管道运行状况合理制定清管周期并及时组织管道的清管，特别是投产初期更应引起注意。

(9) 定期对管道进行内、外检测和评估，掌握管道强度和完整性等数据，建立检测档案，从而可有计划地进行管道维修，减少穿孔泄漏事故；加强管道腐蚀控制，尽快推行并实施管道完整性管理。

(10) 加大管道周围安全隐患的治理力度，遏制违章建筑及占压；对于管道上方及附近的开荒行为加强监督，防止破坏管道；严禁挖沙取土。

(11) 治理输送管道的安全隐患，必须依靠管道沿线各级地方政府及有关单

位，建议管理单位与地方政府及有关部门及时进行沟通联系和密切协作，建立不同形式的联防网络，进行联合治理，加大管道周围安全隐患的治理力度，有效遏制违章建筑及占压。按《中华人民共和国石油天然气管道保护法》的要求，禁止管道两侧5m范围新建居民住宅；50m范围内禁止爆破、开山和修筑大型建筑物、构筑物工程；在管道中心线两侧各50m至500m范围内进行爆破的，应当事先征得管道企业同意，在采取安全保护措施后方可进行；加强天然气管道安全宣传工作，减少第三方破坏活动的发生。

(12)管理单位应加强重点地段管道的维护管理力度，建立完善的巡线制度，固定专门的巡线人员，配备专用的巡线车辆及器材，提高重点地段管线的巡线频率，坚持徒步巡线，保证不间断地对管道进行巡查，及时发现并处理现场所存在的隐患和问题，减小事故发生的机率；缩短重点地段管线的内、外检测周期，根据管道的内外腐蚀、埋深、损伤变形等的检测结果，及时采取相应的整改措施；增大沿线标志桩或警示牌的设置密度，以标示管道的准确走向，减少违章建筑和危及管道安全事故的发生；针对重点地段管线的特点，编制可能发生事故的专项应急救援预案，加强事故应急救援预案的演习和实施，减少事故造成的损失。

7.6.3 站场事故风险防范措施

(1)平面布局科学合理：平面布置中尽量将火灾危险性相近的设施集中布置，并保持规定的防火距离；将全场内的明火点控制到最少，并布置在油气生产区场地边缘部位；有油气散发的场所布置在有明火或散发火花地点的当地全年最小频率风向的上风侧。

(2)在建、构筑物区域内设置接地装置，必要时可加装消雷器。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。

(3)按规定配置齐全各类消防设施，并定期进行检查，保持完好可用。

(4)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应采用防爆型；根据各建筑物的不同防爆等级采取相应的防爆措施。

(5)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。

7.6.4 井喷事故的风险防范措施

本工程必须要高度重视安全生产，要积极采取预防井喷发生的措施：

(1) 由于天然气气体的特殊性质，及时得到井喷的预警信息，采取必要手段预防井喷。

(2) 在井场醒目处悬挂一份井场周边环境的地图和表格，列示离开井场不同距离范围内的公路等其他公共设施。

(3) 建立一份紧急电话联系表，其中应包括井场负责人、技术人员或安全管理人员以及上级主管部分应急指挥人和当地管理部门协调人、医院、消防、环境部门的联系电话。

(4) 制定一份详实的可操作的应急预案，包括医疗保健措施、个人保护设备、人员培训要求、监测、警报与人员撤离等一系列工作详细地列出具体要求，以此保证井场作业人员的生命安全。

(5) 应对工作人员普及预防中毒，避免伤亡的个人防护知识，以防止事故发生后的人员伤亡。

(6) 在发生井喷后，可通过火炬对天然气进行燃烧。

(7) 发生事故时，要求井场排放清水及处理水全部进入现场事故池，不得随意外排，并立即启动重大环境事件环境应急监测预案。

(8) 在人员不受危害影响的前提下，组织人员对井喷喷出的采出液进行封堵，可截留至现场事故池内，防止其流入井场周边环境敏感区，尽可能减少其危害和影响，在事件处理过程中，应及时将采出液全部清运并进行处理。

(9) 由于井喷和处理井喷的过程中（井喷、压井及恢复正常钻井）产生的污水量较多，为确保事故池能储存所产生的污水，应及时对事故池储存的污水进行处理。若废水产生量较大，又无法对污水进行及时处理，可能造成污水池装满而外溢污染环境时，应及时启动备用事故池，防止污染物的扩散。

(10) 事件处理过程中必须持续执行重大环境事件环境应急监测预案，重点对井场周边办公区内的空气中的 SO_2 、 CO_2 及甲烷浓度进行监控，如果已达到空气质量标准，则可上报相关决策部门下达返回指令，对周边地下水水质进行监测。

(11) 清理井场的各种环境污染物，按分级堆放处理原则进行处置、恢复正常的废水处理工作。

(12) 完成环境应急监测工作报告，对相关环境污染情况尽心评估。

(13) 在相关部分的指导下,对相关环境污染损失情况进行赔偿。

(14) 对井喷的环境污染防治工作进行总结。

(15) 日常工作中严格遵守钻井的安全规定,在井口安装有效的井控装置,杜绝井喷的发生;随时观察、定期记录,及时发现溢流、泄漏,并根据多年井喷事故井控装置失灵经验总结,井控作业中的一些错误做法,应尽量避免,杜绝井喷的发生;井场设置明显的禁止烟火标志;井场设备及电器设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求,安装探照灯,以备井喷时钻台照明;按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材;制订应急操作规程,在规程中说明发生井喷事故时应采取的操作步骤;井场设置事故池,按照最大可能性设计,降低环境风险。

井喷及井喷失控事故一旦发生,不仅将会造成巨大的经济损失,而且将会造成较严重的环境污染和危害及一定的社会负面影响。如何尽可能减轻井喷及井喷失控事故所带来的环境污染和危害,认真贯彻集团公司《石油与天然气钻井井控规定》是十分重要的,特别应按要求执行在发生井喷事故后的抢险方案制订及实施,要把环境保护同时考虑,同时实施,防止出现次生环境事故。

7.6.5 土壤风险风险防范措施

如果发生集输管道的采出液渗漏,建设单位应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,在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质,委托具有相应 HW08 危废处理资质单位对污染土壤进行转运处置,因而,石油类污染物进入土壤和地下潜水的可能性较小。

具体步骤为:

(1) 按顺序停泵或关井

在管道发生断裂、漏油事故时,按顺序停泵或关井。抢修队根据现场情况及时抢修,做好安全防范工作,把损失控制在最小范围内。

(2) 回收泄漏原油

首先限制地表污染的扩大。油受重力和地形的控制,会流向低洼地带,应尽量防止泄漏石油移动。在可能的情况下应进行筑堤,汇集在低洼坑中的地表油,用车及时进行收集,将严重污染的土壤集中处理,交由有资质单位进行处置。

(3) 挖坑应急

因地制宜地采取有效措施清除土壤油浸润体中的残油，减轻土壤污染。

1) 坑撒油：在漏油点附近挖坑进行撒油。

2) 挖沟截油：根据原油以漏油点为点源向下游迁移扩散为主的特点，在漏油点下游的 10m~30m 处，根据漏油量的大小挖 2~3m 深的两条水平截油沟，一撇二排，以加速土壤油浸润体中残油的外泄，减小事故影响范围。

按照《突发环境事件应急监测技术规范》（HJ589-2021）及突发环境事件应急预案开展应急监测。

7.6.6 植被风险防范措施

本项目区位于塔克拉玛干沙漠北缘，如果发生集输管道的采出液渗漏，建设单位应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，在最短的时间内清除地面、地下以及粘附于植物体石油类物质，委托具有相应 HW08 危废处理资质单位对污染土壤和植被进行转运处置。

集输管线敷设前，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；按规定进行管道的定期检验、保养，及时更换易损及老化部件，防止原油泄漏事故的发生。

运营期加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，对各种设备、管线、油罐、阀门定期进行检查，防止跑、冒、滴、漏，及时巡查管线，消除事故隐患。管道及公路沿线可设置一些警示牌，提高公众保护植被的意识。

7.6.7 危险废物运输风险防范措施

危险废物运输的事故隐患主要是从泄漏开始的。因此，行车途中要勤于检查。当行驶一定时间后要查看一下车箱底部四周有无泄漏液体，若有液体泄漏，应查找泄漏点，采取相应的应急措施，防止液体继续泄漏，将受到污染的土壤要全部回收，送至具备相应危废处理资质的单位进行无害化处理。

危险废物运输过程中主要风险防范措施如下：

(1) 运输时应当采取密闭、遮盖措施防止渗漏。

(2) 对运输危险废物的设施和设备应当加强管理和维护，保证其正常运行

和使用。

(3) 不能混合运输性质不相容而又未经安全性处置的危险废物。

(4) 转移危险废物时，必须按照规定填危险废物转移电子联单，并向危险废物移出地和接受地的县级以上地方人民政府环境保护行政主管部门报告。

(5) 禁止将危险废物与旅客在同一运输工具上载运；

(6) 运输危险废物的设施和设备在转作他用时，必须经过消除污染的处理，方可使用。

(7) 运输危险废物的人员，应当接受专业培训；经考核合格后，方可从事运输危险废物的工作。

(8) 运输危险废物的单位应当制定在发生意外事故时采取的应急措施和防范措施。

(9) 运输时，发生突发性事故必须立即采取措施消除或者减轻对环境的污染危害，及时通报给附近的单位和居民，并向事故发生地县级以上人民政府环境保护行政主管部门和有关部门报告，接受调查处理。

7.6.8 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) 加强各级干部、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，使制度落实到实处，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。

(4) 本工程实施后，将本工程相关工程纳入英买采油气管理区环境风险应急预案中。

7.6.9 环境风险应急预案

塔里木油田分公司英买采油气管理区制定有《塔里木油田公司英买油气开发部突发环境事件应急预案》，并取得了新和县环境保护局备案文件(备案编号：

652925-2023-015-L)，定期按照应急预案内容进行应急演练，应急物资配备齐全，出现风险事故时能够及时应对。本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入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。待本工程实施后，需将本工程相关内容更新至突发环境事件应急预案中。

7.6.10 现有环境风险防范措施的有效性分析

英买采油气管理区采用的环境风险防范措施较为齐全，制定有突发环境事件应急预案及其配套文件并在主管部门进行了备案，配备有应急物资，定期开展应急演练，与当地政府建立了应急联动机制，因此，在严格执行应急预案和应急处置的基础上，现有环境风险防范措施是有效的。

7.7 风险评价结论

本工程所涉及的危险物质包括：天然气、原油，可能发生的风险事故包括：站场事故、管线泄漏事故。油气发生泄漏时，对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本工程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；当泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油品、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。做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。综上所述，本工程环境风险程度属于可以防控的。

7.8 风险自查表

本工程环境风险简单分析内容表，见表 7.8-1。

表 7.8-1 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玉东 7 区块白垩系巴西改组开发调整项目			
建设地点	位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区新和县境内，玉东 7 区块中心位置 YD7 转油站距离新和县 104km，距离 YD2 集气站 7km			
地理坐标	经度		纬度	
主要危险物质及分布	主要危险物质：原油、天然气；分布：井场、集输管线			
环境影响途径及危害后果（大气、地	本工程可能发生的环境风险主要包括：井喷、油类物质泄漏、火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。			

表水、地下水等)	运营期管线发生破损造成油气泄漏，以及井喷均会污染土壤和大气，泄漏的油品有可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境。
风险防范措施要求	①生产中采取有效预防措施，严格遵守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；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；④制定环境风险应急预案，定期演练。

8 环境管理、监测与 HSE 管理体系

8.1 环境管理机构

8.1.1 决策机构

本项目的 HSE（健康、安全和环境管理体系的简称）管理机构应实行逐级负责制，受中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司 HSE 委员会的直接领导和监督，项目的环保管理机构中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司设安全环保质量部，并设专人负责工程开发建设期的环境保护工作。

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司负责该项目的组织，协调工作，与自治区有关地方政府协商提供必要支持，并协调地面工程的分工协作工作，包括生态环境建设和保护的宏观管理和决策。

8.1.2 实施与管理机构

塔里木油田分公司建立了三级环境保护管理机构，形成了较为完善的环境管理网络。油田分公司 HSE 管理委员会及其办公室为一级管理职能机构，各单位 HSE 管理委员会及其办公室为二级管理职能机构，基层单位 HSE 管理小组及办公室为三级管理机构。

玉东 7 区块隶属英买采油气管理区管理，英买采油气管理区按照油田公司的统一规定，采油气管理区设有 HSE 管理委员会，并设有安全环保主管领导和安全环保科及环保专职人员。下属各基层单位的行政正职分别是基层单位环境保护第一负责人，负责建立其 HSE 管理委员会及办公室，领导环境保护管理工作。截至评价期，英买力油气田已建立了由油气田主要负责人负责、HSE 管理领导小组监督、HSE 专、兼职人员全面负责的环境管理体系。

8.1.3 监督机构

新疆维吾尔自治区生态环境厅是新疆维吾尔自治区负责环境管理的最高行政职能机构，负责检查该项目环境影响评价的执行情况，审查该项目的环境影响

评价报告书，指导阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局新和县分局对该项目在建设期与运营期的日常环境管理工作。

阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局新和县分局是具体负责环境管理的职能机构，受自治区生态环境厅业务指导，监督辖区内油气田开发单位执行环境监控计划及有关环境管理的法律法规和环境标准。

8.2 施工期环境管理及监测

8.2.1 承包方的环境管理

本项目开发在对施工承包方管理上应按照 HSE（健康、安全、环保）管理程序进行管理，具体见图 8.2-1。

图 8.2-1 分承包方 HSE 管理程序方框图

（1）分承包方的选择

开发建设期对环境的破坏程度与施工承包方的素质和管理水平有很大关系。在承包方的选择上，除实力、人员素质和装备技术等方面外，还要考虑施工承包方的 HSE 表现，应优先那些 HSE 管理水平高、业绩好的单位。

（2）对分承包方的环保要求

在承包合同中应明确规定有关环境保护条款，如对承包工程的主要环境保护目标，应采取的水、气、声、生态保护措施等，将环保工作的执行情况作为工程验收的标准之一。承包方应按照公司 HSE 体系要求，建立相应的 HSE 管理机构。

承包方在施工之前，应按照其承包工程的环保要求，编制详细的“环境管理方案”，并连同施工计划一起呈报公司的 HSE 管理部门以及相关的地方生态环境管理部门，批准后方可开工。

(3) 对施工人员进行 HSE 培训

在施工作业之前必须对全体施工人员进行 HSE 培训。

环保知识和意识的培训主要包括：了解国家和地方有关环境方面的法律、法规和标准；了解承包工程的主要环境保护目标和要求；认识遵守有关环境管理规定的重要性，以及违反规定带来的后果等。

环保能力的培训主要包括：保护动植物、保护地表原貌的方法；收集、处理固体废物的方法；管理、存放及处理危险物品的方法等。

(4) 根据施工中各工种的作业特点和各施工区段的敏感目标，分别提出不同的环境保护要求，制订发生环境事故的应急计划和措施。

8.2.2 地面工程建设环境管理

在合理选择施工队伍的基础上，加强对井场、站场、管道沿线施工的环境管理工作，监督管道沿线各项环保措施的落实情况。

——合理选线，划定并尽量缩小施工作业范围，严禁超界施工；

——保护项目区域荒漠生态系统完整性和稳定性，保护土壤环境质量，做好植被恢复与水土保持工作，防止土壤沙化；

——运输车辆按固定线路行驶，尽可能不破坏原有地表植被和土层，严格禁止施工作业区域以外的其他活动；施工结束后，凡受到施工车辆、机械破坏的地方都要及时修整，使之尽快恢复原貌。

8.2.3 施工期环境监理

为减轻工程对环境的影响，将环境管理制度从事后管理转变为全过程管理，建议本工程充分借鉴同类相关项目工程环境监理经验，实行工程环境监理。

由建设单位聘请相关环境监理机构对施工单位、承包商、供应商和中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司环保法律、法规、制度、标准、规范的情况依法进行监督检查，特别是施工现场的环境监理检查工作，目的是协助建设单

位落实施工期间的各项环境保护要求和施工合同中的环保规定,确保本工程的建设符合有关环保法律法规的要求。

(1) 环境监理人员要求

1) 环境监理人员必须具备环保专业知识,精通国家环境法律、法规和政策,了解当地生态环境管理部门的要求和环境标准。

2) 必须接受过 HSE 专门培训,有较长的从事环保工作经历。

3) 具有一定的油气田开发和输油气管道建设的现场施工经验。

(2) 环境监理人员主要职责

1) 监督施工现场对“环境管理方案”的落实。

2) 及时向 HSE 部门负责人汇报环境管理现状,并根据发现的问题提出合理化建议。

3) 协助 HSE 部门负责人宣传贯彻国家和地方有关环境方面的法律和法规。

4) 对 HSE 工作的真实性、合法性、效益性进行审查,评价其责任,并提出改进意见。

(3) 环境监理范围

1) 井场、站场

场站环境监理的范围,即为工程扰动的范围。

2) 管道工程

管道工程环境监理的范围,即为工程扰动的范围:管线作业带宽度 10m。

(4) 环境监理内容

1) 施工期环境监理主要内容

针对施工期污水的环境保护处理措施,汽车尾气、施工扬尘的大气环境影响控制措施,运输车辆的声环境控制措施,施工土方量等固体废物主要处置措施,进行环境监理,必要时采取旁站的形式完成监理工作。另外,还应对管道等施工期的生态保护措施、防沙治沙措施、恢复方案进行监理。

2) 试运营期环境监理主要内容

按照竣工环境保护验收有关要求逐项核查环保措施、设施落实情况、效果,重点关注生态保护措施及作业带地貌恢复的情况。

环境监理工作计划及重点，见表 8.2-1。

表 8.2-1 现场环境监理工作计划

序号	场地	监督内容	监理要求
1	井场	①布设是否满足环评要求； ②环保设施，施工是否严格按设计方案执行，施工质量是否能达到要求； ③施工作业是否超越了限定范围；废水、废气、废渣等污染是否达标排放。	环评中环保措施落实到位
2	管沟开挖现场	①集输线路是否满足环评要求； ②施工作业是否超越了作业带宽度； ③挖土方放置是否符合要求，回填后多余的土方处置是否合理； ④施工人员是否按操作规程及相关规定作业； ⑤施工完成后是否进行了清理。	环评中环保措施落实到位
3	其它	①施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌，是否及时采取生态恢复、防沙治沙、水土保持措施； ②施工季节是否合适； ③有无砍伐、破坏施工区以外的作物和植被，有无伤害野生动物等行为。	各项环保措施落实到位

8.3 运营期环境管理及监测

8.3.1 运营期环境管理

建设项目运营环境监督管理计划，见表 8.3-1。

表 8.3-1 项目运营环境监督管理计划

序号	监督管理项目	监督检查具体内容	实施单位	监督单位
1	环境计划管理	环境管理计划的实施情况，包括井区环境整治、排污口规范化整治、环保治理方案的落实情况等	建设单位	阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局新和县分局
2	污染源管理	①环保设施的运行情况，防止闲置和正常运行； ②各废气排放源的排放情况，掌握排污动态，防止直接排放 ③检查固废的堆放、运输、处置措施的执行情况，防止造成环境污染 ④检查噪声排放源治理措施的消声、隔声效果，防止超标排放	建设单位	阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局新和县分局
3	环境监测管理	①组织废气污染源无组织排放厂界监测，防止废气影响	建设单位	阿克苏地区生态环境局、阿克苏

序号	监督管理项目	监督检查具体内容	实施单位	监督单位
		②组织地下水环境监测，防止水环境污染 ③组织厂界环境噪声监测，防止厂界超标		地区生态环境局 新和县分局
4	生态环境管理	定期检查受影响范围内生态系统的动态变化情况	建设单位	阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局 新和县分局

（1）日常环境管理

——做好环境监测，掌握污染现状

定时定点做好环境监测，以便及时掌握环境状况的第一手资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实，消除发生污染事故的隐患。

废气污染源的控制是重点加强油气集输过程、原油拉运过程中无组织排放源的管理，以加强管理作为控制手段，减轻环境污染，达到污染物排放控制和环境保护目标。

——加强环保设备的管理

建立环保设备台账，制定主要环保设备的操作规程及安排专门操作人员，建立重点处理设备的“环保运行记录”等。

——落实管理制度

除加强环保设备的基础管理外，尚需狠抓制度的落实，制定环保经济责任制考核制度，以提高各部门对环境保护的责任感。

日常工作的管理与调配，应明确机构，有专人负责与协调。要求做好废弃物的处理、场地的清理等每日例行的环保工作。

（2）重大环境污染事故的预防与管理

——对事故隐患进行监护

对污染事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效措施，防止事故发生。对各类重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、财力等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监护措施，在管理上要加强制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故预案。

——强化专业人员培训和建立安全信息数据库

有计划、分期分批对环保人员进行培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像和资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的制定经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。平时要经常进行人员训练和实践演习，锻炼指挥队伍，以提高他们对事故的防范和处理能力。建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员及时查询所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

——加强风险管理

由于本工程在运行过程中，不确定潜在事故因素多且无法预测，因此有必要制定相应的风险对策，不断改进识别到的不利影响因素，从而将工程运营期各类风险水平控制在合理的、可接收的范围内，以达到减少事故发生、经济合理地保证安全运行管理技术的目的。

——加强监测

应加强对区域地下水、土壤、大气环境（非甲烷总烃）等的监测，对环境污染隐患做到及早发现、及时处理，制定事故状态下环境风险应急预案和应急处理措施，强化环境风险防范和应急处理能力，严防污染事故发生，不定期开展环境突发事件应急演练。

为了监控油气田开发对地下水（主要为潜层地下水）的影响情况，应设置地下水监控井，并定期检测。结合玉东 7 整体方案，在项目区下游布设 1 眼地下水污染监控井，监测点充分依托区块已有监测井。

8.3.2 运营期环境监测计划

根据本项目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 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）等标准规范及地方生态环境主管部门的要求，制定本项目的监测计划。环境监测计划，见表 8.3-2。

表 8.3-2 运营期环境监测计划

编号	环境要素	地点	监测项目	监测频次
1	废气	井场无组织废气	非甲烷总烃	每年一次
2	噪声	井场四周厂界外 1m	厂界噪声监测	每季度一次
3	地下水	利用现有监测井	石油类	每年 1 次
4	土壤	在 YD7-4-12 井场占地范围内、占地范围外 200m 内，分别设 1 个表层样，在占地范围内设 1 个柱状样	石油烃	每 5 年 1 次
5	生态	水土流失量变化情况	井场内(风蚀监测小区)	每年的年初、年中、年末各一次

8.3.3 污染物排放清单

本工程符合环境准入要求。建设单位应根据《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》（环办环评〔2017〕84 号）要求，在发生实际排污行为之前，按照国家环境保护相关法律法规以及排污许可证申请与核发技术规范要求申请排污许可证，不得无证排污或不按证排污。

本工程运营期污染物产生及排放情况，见表 8.3-3。

表 8.3-3 运营期污染物排放汇总

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		总量指标（t/a）	执行标准（mg/m³）		环境监测要求
			环境保护措施	主要运行参数		排放时段 h/a	排放浓度（mg/m³）				
		井场、站场	无组织废气	管道密闭输送，加强设备检修与维护，从源头减少泄漏产生的无组织废气。	—	非甲烷总烃	7920	/	0.3523	非甲烷总烃≤4.0	
		温室气体	加强油气技术管道密闭性能，开发清洁能源替代现有能源等，从而减少温室气体排放。	—	甲烷	8000	/	31.175	/		/
类别	污染源	污染因子	处理措施				处理后浓度(mg/L)	排放去向	总量控制指标（t/a）	执行标准（mg/L）	环境监测要求
废水	采出水	SS、COD、石油类、挥发酚等	经玉东 7 转油站站采出水处理系统处理，达标后回注				—	不外排	—	—	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）
	井下作业废水	SS、COD、石油类	井下作业废水自带回收罐回收作业废水，拉运至英潜油气运维中心处理达标后回注				—	不外排	—	—	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）
类别	噪声源		污染因子	治理措施			处理效果	执行标准		环境监测要求	
噪声	井下作业（修井、洗井等）		L _{eq}	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施			厂界达标	昼间≤60dB(A)； 夜间≤50dB(A)		《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准	
	井场装置		L _{eq}								
序号	污染源名称		固废类别	处理措施							
固废	清管废渣		HW08	收集后委托有危废处置资质单位进行处置							

	落地油	HW08	回收后的落地原油委托有危废处置资质单位进行处置
	废防渗材料	HW08	收集后委托有危废处置资质单位进行处置
	井下作业固废	/	井下作业固废采用专用回收罐进行回收，拉运至英潜油气运维中心进行处理。
环境风险防范措施		严格按照风险预案中相关规定执行	

8.3.4 “三同时”验收

(1) 环境工程设计

- 1) 必须按照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。
- 3) 项目污染防治设施必须与主体工程“三同时”。

(2) 环境设施验收建议

1) 验收范围

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、设备和装置, 以及各项生态保护设施等; 环评文件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《建设项目环境保护管理条例》(国务院令 682 号) 中有关规定, 编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目竣工后, 中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司应当按照生态环境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。中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司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。

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司对项目进行自主验收, 中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司或者其委托的第三方技术机构应当依照国家有关法律法规及相关技术规范等要求, 编制竣工环境保护验收报告, 验收报告编制完成后, 中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司应组织成立验收工作组。除按照国家规定需要保密的情形外, 中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司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，验收清单，见表 8.3-4。

表 8.3-4 环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	台 (套)	治理效果	验收标准
施工期						
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖	-	-	-
	2	施工机械、运输车辆产生的燃油废气	使用合格燃料，加强施工管理	-	-	-
废水	1	钻井废水	钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相拉运至其他新钻井回用于钻井液配制，不外排。		不外排	
	2	酸化压裂返排液	酸化压裂作业结束后压裂返排液排入回收罐中，运至英潜油气运维中心处理，达标后回注。		不外排	
	3	试压废水	循环利用，沉淀后场地降尘用水	-	不外排	-
	4	生活污水	生活污水暂存于生活污水池，定期由罐车拉运至英买力作业区生活污水处理装置处置	-	不外排	-
噪声	1	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	钻井废弃泥浆、岩屑	钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统处理，一开、二开为非磺化水基泥浆，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配制，分离后的固相排入防渗岩屑池对其进行达标检测，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后，可用于铺垫油气田内的井场、道路等；若分离后的固相经检测不满足			

			《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》相关标准，则进行处理，直到达标检测。三开、四开为磺化水基泥浆，现场进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相拉运至库车畅源 YM35-2C2 环保站，对磺化泥浆、岩屑进行集中收集、暂存、处理。			
	2	施工土方	全部用于管沟和站场回填。	-	-	-
	3	施工废料	部分回收利用，剩余收集后运至英买 7 固废场进行填埋处置。	-	-	-
	4	生活垃圾	生活垃圾集中收集后委托英买 7 固废场生活垃圾池处置	-	-	-
	5	废机油	委托有危废处置资质单位进行处置。			
生态	1	生态恢复	检查管道沿线生态恢复及水土保持措施落实情况	-	-	-
运营期						
类别	序号	污染源	环保措施	台 (套)	治理效果	验收标准
废水	1	采出水	经玉东 7 转油站站采出水处理系统处理，满足标准中指标后回注，不外排。			《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)
	2	井下作业废水	井下作业废水自带回收罐回收作业废水，拉运至英潜油气运维中心处理	-	-	
废气	1	井场无组织废气	密闭管道、阀门的检修和维护。	-	厂界非甲烷总烃 $\leq 4.0\text{mg}/\text{m}^3$	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)
噪声	1	井场	基础减震	-	昼间 $\leq 60\text{dB}(\text{A})$ 夜间 $\leq 50\text{dB}(\text{A})$	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类区排放限值
固废	1	清管废渣	收集后委托有危废处置资质单位进行处置	-	-	《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)
	2	落地油	收集后委托有危废处置资质单位进行处置	-	-	
	3	废防渗材料	收集后委托有危废处置资质单位进行处置	-	-	

	4	井下作业 固废	井下作业固废采用专用回收罐进行回收，拉运至英潜油气运维中心进行处理。	-	-	
防 渗	1	一般场站 防渗永久 区占地	防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能，		满足防渗要求	-
	2	管道防腐	管道钢接头部分做好外防腐		防腐性能良好	-
风 险 防 范 措 施		环境风险防范措施	消防器材、警戒标语标牌、设置可燃气体检测报警仪等防范设施	-	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	-
		应急预案	根据管线泄漏应急处理经验，完善现有突发环境事件应急预案		修改完善，并定期演练	
环 境 管 理 与 监 测	1	排污口规范化	按照《排污口规范化整治技术要求（试行）》《环境保护图形标志》及排污许可技术规范等文件规范排污口设置。	-	-	保证实施
	2	井场	按照监测计划，委托有监测资质的单位开展监测。	-	-	污染源达标排放
	3	环境影响后评价	根据《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》等文件组织开展环境影响后评价。	-	-	保证实施
退役期						
废 气	1	施工扬尘	洒水抑尘	-	-	-
噪 声	1	车辆	合理安排作业时间。	-	-	-
固 废	1	废弃管线、 废弃建筑垃圾	收集后外运至生态环境主管部门指定建筑垃圾填埋场填埋处理	-	妥善处置	-
	2	设施拆除 过程产生的 油泥	委托有危废处置资质单位进行处置	-	妥善处置	-
生 态	1	生态恢复	地面设施拆除、水泥条清理，恢复原有自然状况。	--	恢复原貌	《废弃井封井回填技术指南（试行）》

8.4 企业环境信息公开

参照《企业环境信息依法披露管理办法》（生态环境部令第 24 号）等规定，

并结合新疆的相关要求，可通过政府网站、报刊、广播、电视等便于公众知晓的方式公布。公司应公开以下内容：

- （1）基础信息，包括单位名称、组织机构代码、法定代表人、生产地址、联系方式，以及生产经营和管理服务的主要内容、产品及规模；
- （2）排污信息，包括主要污染物及特征污染物的名称、排放方式、排放口数量 和分布情况、排放浓度和总量、超标情况，以及执行的污染物排放标准、核定的 排放总量；
- （3）防治污染设施的建设和运行情况；
- （4）建设项目环境影响评价及其他环境保护行政许可情况；
- （5）突发环境事件应急预案；
- （6）其他应当公开的环境信息。

8.5 环境影响后评价

根据《中华人民共和国环境影响评价法》《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》《关于进一步加强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）《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，项目正式投产或运营后，每 3~5 年开展一次环境影响后评价，依法报批生态环境主管部门备案。石油天然气开发建设项目可按照开发区块整体开展环境影响后评价工作。

因此，项目正式投产或运营后，可纳入英买力油田整体开展环境影响后评价工作。

9 结论与建议

9.1 项目概况

本工程位于英买力油田玉东 7 区块，隶属于新疆维吾尔自治区阿克苏地区新和县境内。玉东 7 区块中心位置 YD7 转油站距离新和县 104km，距离 YD2 集气站 7km，距离 YM21 集气站 31km。本工程中心地理坐标为：

玉东 7 转油站）。

本项目主要建设内容包括：①钻井工程：共部署 8 口钻井（7 口新钻井、1 口侧钻井），其中新钻采油井 4 口（YD7-4-16H 井、YD7-5-H10 井、YD7-4-12 井、YD7-4-10 井），新钻注水井 3 口（YD7-2-13H 井、YD7-4-11 井、YD7-5-11H 井），侧钻井 1 口（YD705HC），总进尺 39601.56m。②采油井场：新建气举采油井 4 座（YD7-4-16H 井、YD7-5-H10 井、YD7-4-12 井、YD7-4-10 井），2 座老井（YD7-4-1H 井、YD7-4-H3 井）新增气举流程，新建采油管线 5.1km，新建气举管线 7.8km；③注水系统：新建注水井 3 座（YD7-2-13H 井、YD7-4-11 井、YD7-5-11H 井），新建单井注水管线 5.46km；④地面配套设施调整工程：YD7-4-2 阀组站新建 4 井式阀组撬 1 座，YD7 转油站内新建两台浮头管式换热器，YM465 转油站新建 2 台多级离心泵，YM17 集气站利旧 3 台多级离心泵，YD7 转油站新建发球装置，YM21 集气站新建收球装置，YD6 井场内新建计量分离橇 1 座、计量分离阀组 1 套；⑤配套建设供配电、通信、仪控、结构、防腐、消防等工程。本工程建成后，玉东 7 区块开发 15 年末累产油 $205.38 \times 10^4 \text{t}$ ，累产水 $131.79 \times 10^4 \text{t}$ ，累产气 $1.98 \times 10^8 \text{m}^3$ ，采出程度 26.91%。

本工程总投资为 49376 万元，其中环保投资 215 万元，占总投资 0.44%。

9.2 产业政策及规划符合性

（1）产业政策符合性分析

本工程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）》，属于“鼓励类”第七项“石油、天然气”中第 1 条“常规石油、天然气勘探与开采”项目，本项目的建设符合国家产业政策。

本项目的建设符合国家产业政策。

（2）政策、法规符合性分析

本工程属于石油天然气开采项目，选址选线不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园、生态保护红线等生态保护区。运营期工艺流程全密闭，废水、固废处置措施得当。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）规划符合性分析

本工程属于石油天然气开采项目，有助于推进英买力油田的油气开发，加大塔里木盆地油气开发力度。符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《塔里木油田“十四五”发展规划》等相关要求。

本项目属于油气开采项目，行政区隶属阿克苏地区新和县管辖，不属于主体功能区规划中确定的国家和自治区层面的禁止开发区域，所进行的石油天然气勘探活动符合“全国重要的能源基地”定位。属于重点开发区域，本项目建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》。

对照《新疆生态功能区划》，本项目所在区域属于塔里木盆地暖荒漠及绿洲农业生态区，塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区；阿克苏河冲积平原绿洲农业生态功能区。本项目占地面积较小，对于整体的土地利用格局、植被覆盖格局、野生动物活动、土壤不会带来显著影响，项目建设符合区域生态功能定位。

（4）选址合理性分析判定结论

本工程为英买力油田滚动开发项目，符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》中的相关要求，根据现场调查，本工程不涉及水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内等重点保护区域内；符合地区经济发展规划、环保规划。本工程土地利用类型主要为天然牧草地、灌木林地，其中有 1.6km 集输管线占用公益林。本项目占用的公益林按照《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）等有关规定，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。管道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灌木茂密区域，按照本环评推荐的比选方案进行管线走向设计，尽量避让公益林，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。项目区周边 5km 范围内无常年地表水体分布，无长期居住人群。本项目不存在环境制约地域和因素，项目选址选线合理。

（5）“三线一单”符合性判定

根据《关于印发〈新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》（新政发〔2021〕18 号）、《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》（新环环评发[2021]162 号）以及《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案》要求，本工程位新和县一般管控单元（环境管控单元编码为 ZH65292530001），不涉及拟定的生态保护红线范围内，项目区土壤、噪声环境质量可以达到功能区要求，环境空气质量属于非达标区，超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。

本工程符合管控单元生态环境准入清单一般管控单元的空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控和资源利用效率的要求，符合“三线一单”要求。

9.3 环境质量现状

（1）生态环境质量现状

英买力油气田玉东 7 区块位于塔克拉玛干沙漠北缘，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、生态保护红线等法定生态保护区域，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。评价区域内以自然状态为主，项目区域无地表径流，仅分布季节性洪水冲沟，为典型的干旱荒漠，人为干扰较小。

项目新增永久占地面积 1.12hm²，临时占地面积 29.89hm²，总占地面积为 31.01hm²。根据《新疆生态功能区划》，评价区属于塔里木盆地暖荒漠及绿洲农业生态区，塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区；渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区。项目区气候极端干旱，土壤发育较差，类型较为简

单，主要土壤类型为盐碱土和灌木林地，植被基本均属于荒漠类型的灌木、半灌木及小半灌木，野生动物极少。

（2）环境空气质量现状

根据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结果：2021年项目所在地阿克苏地区SO₂、NO₂、PM_{2.5}年平均浓度及CO、O₃日平均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求；PM₁₀年浓度超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值要求，项目区为不达标区，超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。

特征因子补充监测结果表明，监测期间各监测点非甲烷总烃小时值浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）详解中浓度限值2000μg/m³要求。

（3）水环境质量现状

区域内潜水由于径流缓慢，蒸发排泄强烈，水质较差，总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰均有不同程度超标，其他因子均未超过《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类水质要求，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准。超标与其地质条件和地下水的赋存条件有关，并非受人类活动所致。

（4）声环境质量现状

声环境质量监测结果表明，各监测点位噪声值均未超出标准值，声环境现状满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类标准要求。

（5）土壤环境质量现状

土壤环境质量监测结果表明，工程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，占地范围内土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表1第二类用地筛选值标准要求。工程区占地范围外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）》（GB15618-2018）中“表1农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”的pH>7.5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。

9.4 污染物排放情况

本工程运营期污染物产生及排放情况，见表 9.4-1。

表 9.4-1 污染物产排情况一览表

类别	污染源	主要污染物	产生量	排放量	排放去向
废水	采出水	SS、COD、石油类、挥发酚等	$11.49 \times 10^4 \text{t/a}$	0	玉东 7 转油站站采出水处理系统处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准中指标后回注，不外排。
	井下作业废水	井下作业废水	54.28t/a	0	井下作业废水自带回收罐回收作业废水，拉运至英潜油气运维中心处理达到《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。
		COD	0.069t/a	0	
		石油类	0.012t/a	0	
废气	无组织排放	NMHC	0.3523t/a	0.3523t/a	大气
		温室气体	31.175t/a	31.175t/a	
固体废物	清管废渣	石油类、SS 和氧化铁等	0.01t/a	0	委托有危废处置资质单位进行处置
	落地油	石油类	0.4t/a	0	
	废防渗材料	石油类	1t/a	0	
	废压裂液	pH	612.84m ³ /次	0	采用带罐作业，集中收集进入英潜油气运维中心进行处理。
	废酸化液	盐类	601.96m ³ /次	0	
	废洗井液	-	101.16t/次	0	
噪声	机械噪声	-	60~105dB(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

9.5 环境影响预测与分析

（1）生态环境影响分析

本工程所在区域的野生动物种类少，工程位于油气田开发区域，因石油开发建设活动早已开展，人类活动频繁，工程区内对人类活动敏感的野生动物较少，调查期间未见到大中型野生动物，项目对野生动植物影响不大。项目区为典型的荒漠灌木及盐化草甸，主要植被类型为柽柳灌丛及芦苇草甸，草场类型为：灌木草地、荒漠化、盐化草地和沙质荒漠稀疏草地。主要的草场等级为三等五级草场，四等五级草场。工程所在区域部分占用地方公益林，优势树种为盐节木。工程对区域生态的影响主要为施工期的扬尘及相关施工活动，其影响范围同工程临时

占地面积相同，这一破坏需经较长时段才能完全恢复。工程区属于塔里木河流域重点治理区，但占地面积较小，采取环评提出的水土流失防治措施后，对环境的影响可以接受。

因此总体上看本工程建设对生态环境影响可以接受。

（2）大气环境影响分析

根据工程分析，本项目施工期产生的废气主要是施工扬尘、施工车辆尾气、焊接废气、钻井工程废气。施工期污染属于阶段性局部污染，随着工程结束，其影响也相应消失。

运行期项目对大气环境的影响主要来自油气集输过程中产生一定量的无组织废气排放。根据工程分析估算，本工程油气开采、集输采用密闭流程，井口密封并设紧急切断阀，可有效减少烃类气体的排放量。根据现状监测结果，区域环境空气中非甲烷总烃满足标准限值要求。根据预测结果可知，无组织源对区域环境空气的影响主要集中在污染源下风向近距离范围内，项目区周边 5.0km 范围内无敏感点，因此本项目正常运行期间无组织排放的非甲烷总烃对周围环境空气影响较小。

（3）水环境影响分析

本工程施工期产生的钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相拉运至其他新钻井回用于钻井液配制，不外排，正常情况下，不会对地下水环境产生影响；酸化压裂返排液排入回收罐中，运至英潜油气运维中心处理，处理达标后回注；生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至英买力作业区公寓生活污水处理装置处理；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。试压废水可用作场地降尘用水。

本工程运营期，采出水经玉东 7 转油站站采出水处理系统处理，达标后回注，不外排；井下作业废水自带回收罐回收作业废水，拉运至英潜油气运维中心处理，达标后回注。

正常状况下，污染源从源头上可以得到控制；非正常状况下，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，石油烃多属疏水性有机污染物，难溶于水而容易被土壤有机质吸附，其影响范围不大，对地下水环境不易产生不利影响。因项目区地下水循环条件差，

径流、排泄基本处于停滞状态，为密闭型地下水，因此，管线破裂对地下水环境产生的影响也非常有限。非正常状况下，对地下水的影响属可接受范围。

（4）声环境影响分析

施工期声环境影响主要为钻井施工过程中钻机和泥浆泵噪声、建设施工过程中车辆和机械噪声、井下作业噪声等，对环境的影响是短暂的。

运营期间的噪声源主要为井场设备机泵等设备噪声，以及修井等井下作业噪声。噪声预测结果可知显示：在采取了环评提出的降噪措施后，项目运营期厂界昼、夜间噪声预测值均可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类区标准，不会使项目区声环境质量明显降低。不会对周围声环境产生影响。

（5）固体废物影响分析

本工程施工期固体废物主要为：钻井废弃泥浆、岩屑、施工废料、废机油、生活垃圾等。钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统处理，一开、二开为非磺化水基泥浆，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配制，分离后的固相排入防渗岩屑池对其进行达标检测，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后，可用于铺垫油气田内的井场、道路等；若分离后的固相经检测不满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》相关标准，则进行处理，直到达标检测。三开、四开为磺化水基泥浆，现场进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相拉运至库车畅源 YM35-2C2 环保站，对磺化泥浆、岩屑进行集中收集、暂存、处理。施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊条及其包装盒等。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至英买作业区英买 7 固废场进行填埋处置；废机油委托有危废处置资质单位进行处置。生活垃圾集中收集后运至英买 7 固废场生活垃圾池处置；本工程施工土方在管线施工结束后回填在管堤上，站场施工过程产生的土方回填至挖方处或回填至周边低洼场地，并实施压实平整，无废弃土方及借方。

本项目运营期产生的清管废渣、落地油、废防渗材料等危废委托有资质单位进行处置。加强监督力度，最大限度控制落地油产生，井下作业时带罐作业，落地油 100%回收。井下作业固废（废压裂液、废酸化液、废洗井液）采用专用回收罐进行回收，拉运至英潜油气运维中心进行处理。

本工程对建设期和运营期产生的各种固体废物均采取了妥善的处理、处置措施，只要严格管理，不会对环境产生较大影响。

(6) 土壤影响分析

本工程运营期开采、集输采用密闭流程，正常情况下不会对土壤环境造成污染。如果发生管线泄漏等事故，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，影响到土地功能，进而影响地表植被的生长。根据环境风险分析可知，本工程风险潜势很低，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。

(7) 环境风险分析

本工程所涉及的危险物质包括：天然气、原油，可能发生的风险事故包括：井场事故、管线泄漏事故。油气发生泄漏时，对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本工程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；当泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油品、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。做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。综上所述，本工程环境风险程度属于可以防控的。

9.6 环境保护措施

本工程的主要环境保护措施如下：

(1) 生态保护措施：优化站场布设，管道选线，减少占地，严格按照有关规定办理建设用地审批手续。严格界定施工活动范围，尽可能缩小施工作业带宽度，管线施工临时占地作业带宽度不得超过10m，减少对地表的碾压。施工期充分利用现有油气田道路，尽可能减少道路临时占地，降低对地表和植被的破坏，施工机械在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。场施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，应尽快整理施工现场。对站场地表进行砾石压盖。加强野生动物保护，对施工人员进行宣传教育，禁止捕杀野生动物。在道路边、油气田区，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，切实提高保护生态环境的意识。及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。在井场、站场、管线和道路两侧设置草方格防风固沙。

(2) 大气污染防治措施：本工程集输采用密闭流程，采用技术质量可靠的设备、阀门等；定期对井场、站场的设备、阀门等进行定期的检查、检修，以防止跑、冒、滴、漏的发生。定期对集输管线进行巡检，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。

(3) 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。

(4) 废水防治措施：运营期采出水经玉东 7 转油站站采出水处理系统处理，满足标准中指标后回注，不外排；井下作业废水由自带回收罐回收，拉运至英潜油气运维中心处理。

地下水环境保护按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则采取措施。

(5) 固体废物防治措施：本工程运营期产生的清管废渣、落地油、废防渗材料等危废委托有资质单位进行处置，危险废物由专用运输车辆进行运输、转移，并严格执行《危险废物转移管理办法》。加强监督力度，最大限度控制落地油产生。井下作业时应带罐操作，使落地油回收率达到 100%。井下作业固废（废压裂液、废酸化液、废洗井液）采用专用回收罐进行回收，拉运至英潜油气运维中心进行处理。

(6) 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，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。

(7) 风险防治措施：本工程集输工程中主要风险是管线破坏引起的天然气、原油泄漏，做好风险防范工作，防止对周围环境、工作人员人身安全造成的危害。本工程的环境风险防范措施及制定的预案切实可行、有效。在落实风险防范措施、应急预案后，其发生事故的概率较低，其环境危害也是较小的，环境风险水平是

可接受的，项目建设可行。

9.7 公众意见采纳情况

环评期间，建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》(部令第 4 号)的有关要求，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司通过网络公示、报纸公示征求公众意见。调查结果表明：本项目的建设在公示期间没有公众提出反对意见。

9.8 环境影响经济损益分析

本工程具有良好的环境效益、经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于井场设施建设、管线敷设等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油气田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算本工程环境保护投资约 215 万元，环境保护投资占总投资的 0.44%。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。

9.9 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。本工程制定了施工期环境监理计划、运营期环境监测计划和环保设施竣工验收管理要求，针对工程的不同阶段提出了具体的环境管理要求。

9.10 综合结论

本工程为石油天然气开采项目，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》《石油天然气开采也污染防治技术政策等》等法规和政策要求；符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》等要求；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》，在本工程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。

尽管在工程建设和运行中，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。只要建设单位加强环境管理，认真落实本环评报告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。

因此，报告书认为，本项目建设在环境保护方面可行。