

1. 概述

1.1 建设项目特点

塔里木盆地是世界上最大的内陆盆地之一，总面积 $56 \times 10^4 \text{km}^2$ ，石油资源储量约为 $107.6 \times 10^8 \text{t}$ ，天然气资源储量约为 $8.39 \times 10^{12} \text{m}^3$ 。中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司油气产量当量已突破 3000 万吨，是中国特大型油田之一。按照塔里木油田总体部署，油气开发“十四五”期间将着力推进库车山前大气区、塔北-塔中大油气区两大会战，谋划长远发展，扎实有序推进生产经营各项工作，油气产量规模再上新台阶。为了满足古木区块产能开发的需要，增大整体开发效益，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司拟投资 680.69 万元在新疆维吾尔自治区阿克苏地区温宿县境内实施“古木区块试采工程”。本工程不涉及中央及自治区生态环境保护督察整改问题。

“古木区块试采工程”位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区温宿县境内，南距温宿县 15km。区域构造位置地处温宿凸起北缘古木别兹构造带，隶属于博大采油气管理区管辖。

本工程主要建设内容包括：①建设古木 2 井场，新建 50m^3 储油罐 4 座、装车泵橇 1 座、装车鹤管橇 1 套、放散装置 1 套；②建设古木 3 井场、古木 5 井场，单座井场新建 50m^3 储油罐 2 座、密闭装车橇 1 套、装车泵 2 台、放散装置 1 套；③配套供配电、自控、通信、土建等公用工程。本工程建成投产后，预测实施后产油规模 $6.27 \times 10^3 \text{t/a}$ 。

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，位于阿克苏地区温宿县境内。根据《关于印发新疆维吾尔自治区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），工程所在地阿克苏地区温宿县属于塔里木河流域水土流失重点治理区。根据《中华人民共和国环境影响评价法》《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），本工程属于“五、石油和天然气开采业 07”，第7项“陆地石油开采 0711”中的：“石油开采新区块开发”“涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”，本工程不占用永久基本农田，评价范围涉及永久

基本农田，应编制环境影响报告书。根据《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（2026年本）》，本工程属于第14项“石油和天然气开采业”中的“新区块开发”，报阿克苏地区生态环境局审批。

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》，2025年10月20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有限公司（以下简称“天合公司”）承担“古木区块试采工程”的环境影响评价工作（附件1）。

天合公司接受环评委托后，在建设单位的协助下，按照环境影响评价的相关技术导则及有关工作程序，组织专业人员，对工程区现场实地踏勘、开展现状调查工作、收集资料及其他支撑性文件资料，对建设项目进行工程分析，根据各环境要素的评价等级对各要素环境影响进行预测和评价，提出环境保护措施并进行经济技术论证。受天合公司委托，新疆中测测试有限责任公司于2026年3月对本工程评价区域大气环境、土壤环境、地下水环境、声环境质量现状进行了监测。根据监测结果，结合项目组所收集到的相关文件、资料，利用软件预测等手段，对本工程施工和运营过程中各环境要素所产生的环境影响进行分析、预测和评价，并提出污染防治、生态保护及风险防控措施，论证环保设施的可行性等。在上述工作基础上，天合公司编制完成了《古木区块试采工程环境影响报告书》（以下简称“报告书”）。环境影响评价的工作程序见图1.2-1。

环评报告编制期间，建设单位于2025年10月24日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站进行第一次网络信息公示，并开展工程区域环境质量现状监测工作。天合公司完成环境影响报告书征求意见稿后，建设单位按照《环境影响评价公众参与办法》（部令第4号）要求，于2026年6月在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站进行第二次公示，同时在工程所在地公示栏张贴了环评信息第二次公示材料。

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

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

根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，本工程属于“第一类 鼓励类”中的“七、石油天然气”中的“1.石油天然气开采：常规石油、天然气勘探与开采”，本工程的建设符合国家当前产业政策要求。

(2) 政策、法规符合性分析

本工程属于石油和天然气开采项目，工程占地范围内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

本工程属于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司开发项目，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》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》《塔里木油田“十四五”发展规划》的相关要求。

(4) 选址合理性分析判定结论

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

本工程土地利用类型主要为果园和裸土地，不占用永久基本农田，评价范围涉及永久基本农田，工程区周边距离阿克苏河 3.2km。本工程属无法避让的石油、天然气勘查，在取得用地手续的情况下，本工程是可行的。本工程运营期废气主要为油气处理过程中产生的无组织废气排放，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，工程实施后不会对周围环

境产生明显影响；废水不外排，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，对环境的影响属于可接受的范围，本工程的选址从环保角度认为可行。

（5）生态环境分区管控符合性判定

根据《关于印发〈新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果〉的通知》（新环环评发〔2024〕157号）《关于印发〈阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023版）〉的通知》（阿地环字〔2024〕32号），本工程位于温宿县一般管控单元（环境管控单元编码：ZH65292230001），不涉及生态保护红线，距离天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区12.5km。本工程不涉及生态保护红线变化区域。本工程所在区域土壤、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，符合生态环境分区管控。

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）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，符合生态环境分区管控要求。

本工程符合国家和新疆相关法律法规及产业政策，不涉及生态保护红线，符合新疆经济发展规划、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及环境影响

本工程为石油天然气开采项目，本次评价对象为地面工程，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，本工程不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区等敏感区，主要环境敏感保护目标为塔里木河流域水土流失重点治理区、永久基本农田。重点关注施工过程的各项污染物产生、可能发生的风险对区域环境产生的影响以及施工过程中产生的

生态环境问题以及生态恢复措施。

(1) 环境空气

本工程施工期对空气环境的影响主要是施工活动产生的扬尘、焊接烟尘以及运输车辆尾气对环境空气产生的短期影响。本工程运营期对空气环境的影响主要为拉运过程中产生的无组织挥发烃类气体排放至大气环境，对其产生的影响。

(2) 水环境

本工程施工期生活污水经生活污水池收集后，定期拉运至当地污水处理厂进行处理。本工程运营期采出水及生产废水拉运至博孜天然气处理厂，与博孜天然气处理厂采出水一并输送至大北天然气处理站处理达标后回注；井下作业废液由专用回收罐收集后，拉运至大北天然气处理站处理达标后回注。可能对水产生影响的主要为井喷等事故状况下，含油污水进入水环境对其产生污染影响。

(3) 声环境

本工程施工期对声环境的影响主要为地面建设施工机械、车辆运行产生的噪声对周围声环境产生的影响。本工程运营期对声环境的影响主要为井场生产设备运行产生的噪声对周围声环境产生的影响。

(4) 土壤环境

本工程对土壤环境的影响主要为井场建设时对土壤环境的扰动影响。本工程施工期和运营期产生的落地油、含油污水等污染物在风险事故状况下可能对土壤环境造成污染影响。

(5) 生态环境

本工程对生态环境的影响主要为井场建设产生的施工占地生态环境的扰动；因机械设备、车辆的碾压、人员的踩踏等活动对地表植被造成一定程度的破坏。临时占地暂时改变了土地利用形式，使区域的生产能力受到暂时性影响。

(6) 固体废物

本工程施工期产生的固体废物（施工废料、生活垃圾）以及运营期产生的固体废物（落地油、清罐底泥、废润滑油、废防渗材料）对环境的影响。

(7) 环境风险

本工程的主要环境风险是泄漏对区域内的大气环境、地下水环境、土壤环境、

生态环境具有潜在危害性。

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”中的“七、石油天然气”中的“1.石油天然气开采：常规石油、天然气勘探与开采”属于鼓励类项目，工程建设符合国家产业政策；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）等法规和政策要求；符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》《新疆生态功能区划》《新疆生态环境保护“十四五”规划》等要求；本工程不涉及国家公园、自然保护区、风景名胜区等环境敏感区域；本工程符合生态环境分区管控要求；建设单位按照《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，截至信息公告的截止日期没有收到相关反馈信息。

本工程符合国家产业政策和新疆经济发展规划，符合新疆维吾尔自治区及阿克苏地区生态环境分区管控要求，公众认同性较好。只要在施工和运营过程中认真落实各项污染防治措施、生态修复措施、风险防范措施及应急措施，各项污染物均能够做到达标排放，其生态破坏可降至最低，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 编制依据

2.1.1 环境保护法律

国家和地方环境保护法律一览表见表 2.1-1。

表 2.1-1 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
1	中华人民共和国环境保护法（2014 年修订）	12 届人大第 8 次会议	2015-01-01
2	中华人民共和国环境影响评价法（2018 年修正）	13 届人大第 7 次会议	2018-12-29
3	中华人民共和国大气污染防治法（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
4	中华人民共和国水污染防治法（2017 年修正）	12 届人大第 28 次会议	2017-06-27
5	中华人民共和国噪声污染防治法（2021 年修正）	13 届人大第 32 次会议	2022-06-05
6	中华人民共和国固体废物污染环境防治法（2020 年修订）	13 届人大第 17 次会议	2020-09-01
7	中华人民共和国水法（2016 年修正）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
8	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
9	中华人民共和国清洁生产促进法（2012 年修正）	11 届人大第 25 次会议	2012-07-01
10	中华人民共和国节约能源法（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
11	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	2019-08-26
12	中华人民共和国防洪法（2016 年修正）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
13	中华人民共和国草原法（2021 年修正）	13 届人大第 28 次会议	2021-04-29
14	中华人民共和国野生动物保护法（2022 年修订）	13 届人大第 38 次会议	2023-05-01
15	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
16	中华人民共和国突发事件应对法（2024 年修订）	14 届人大第 10 次会议	2024-11-01
17	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
18	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
19	中华人民共和国安全生产法（2021 年修正）	13 届人大第 29 次会议	2021-09-01

2.1.2 环境保护法规、规章

国家和地方性法规、规章一览表见表 2.1-2。

表 2.1-2 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	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	中华人民共和国陆生野生动物保护实施条例（2016年修订）	国务院令 666号	2016-02-06
4	危险化学品安全管理条例（2013年修订）	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	国务院关于加强环境保护重点工作的意见	国发〔2011〕35号	2011-10-17
7	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
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	中共中央 国务院全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战的意见	中发〔2018〕17号	2018-06-16
10	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
11	国家林业和草原局 财政部关于印发《国家级公益林区划界定办法》和《国家级公益林管理办法》的通知	林资发〔2017〕34号	2017-04-28
12	地下水管理条例	国务院令 748号	2021-12-01
13	排污许可管理条例	国务院令 736号	2021-03-01
14	土地复垦条例	国务院令 592号	2011-03-05
15	中华人民共和国森林法实施条例	国务院令 第698号	2018-03-19
16	基本农田保护条例	国务院令 第588号	2011-01-08
二	部门规章与部门发布的规范性文件		
1	建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）	生态环境部令 第16号	2021-01-01
2	环境影响评价公众参与办法	生态环境部令 第4号	2019-01-01
3	关于印发《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》的通知	环发〔2015〕4号	2015-01-08
4	国家危险废物名录（2025年版）	生态环境部、国家发展和改革委员会、公安部、交通运输部、国家卫生健康委员会令 第36号公布	2025-01-01
5	产业结构调整指导目录（2024年本）	国家发展和改革委员会令 第7号	2024-02-01
6	危险废物污染防治技术政策	环发〔2001〕199号	2001-12-17
7	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
8	关于加强西部地区环境影响评价工作的通知	环发〔2011〕150号	2011-12-29
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

古木区块试采工程环境影响报告书

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
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	关于印发《建设项目环境影响评价政府信息公开指南（试行）》的通知	环办〔2013〕103号	2014-01-01
12	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
13	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
14	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
15	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
16	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
17	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
18	关于印发《石化行业VOCs污染源排查工作指南》及《石化企业泄漏检测与修复工作指南》的通知	环办〔2015〕104号	2015-11-17
19	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
20	国家重点保护野生动物名录（2021年）	国家林业和草原局 农业农村部公告（2021年第3号）	2021-02-05
21	危险废物转移管理办法	生态环境部 公安部 交通运输部令23号	2022-01-01
22	危险废物排除管理清单（2021年版）	生态环境部公告（2021年第66号）	2021-12-03
23	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
24	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
25	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
26	企业环境信息依法披露管理办法	生态环境部令第24号	2022-02-08
27	关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知	环环评〔2016〕150号	2016-10-27
28	关于印发《建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法》的通知	环发〔2014〕197号	2014-12-31
29	永久基本农田保护红线管理办法	自然资源部、农业农村部令第17号	2025-10-01
三	地方性法规及通知		
1	新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018年修正）	13届人大第6次会议	2018-09-21
2	关于印发新疆维吾尔自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知	新水水保〔2019〕4号	2019-01-21
3	新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2018年修正）	13届人大第6次会议	2018-09-21
4	新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录（修订）	新政发〔2022〕75号	2022-09-18

古木区块试采工程环境影响报告书

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
5	关于印发《新疆国家重点保护野生动物名录》的通知	自治区林业和草原局与农业农村厅 2021 年修订	2021-07-28
6	关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知	新政发（2016）21 号	2016-01-29
7	新疆生态功能区划	新政函（2005）96 号	2005-07-14
8	新疆维吾尔自治区危险废物污染防治办法	11 届人大第 9 次会议	2010-05-01
9	关于进一步加强我区危险废物和医疗废物监督管理工作的意见	新政办发（2014）38 号	2014-03-31
10	关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知	新政发（2014）35 号	2014-04-17
11	关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知	新政发（2016）21 号	2016-01-29
12	关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知	新政发（2017）25 号	2017-03-01
13	关于印发《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》的通知	新环环评发（2024）93 号	2024-06-13
14	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
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
17	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
18	关于印发《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》的通知	新环环评发（2024）157 号	2024-11-15
19	关于印发《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》（2021 年版）的通知	新环环评发（2021）162 号	2021-07-26
20	关于印发《阿克苏地区生态环境分区管控方案（动态更新）》的通知	/	2024-10-28
21	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
22	关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知	新环环评发（2020）138 号	2020-09-04
23	新疆生态环境保护“十四五”规划	/	2021-12-24
24	自治区强化危险废物监管和利用处置能力改革工作方案	新政办发（2021）95 号	2021-10-29
25	新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录（修订）	新政发（2022）75 号	2022-09-18
26	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	13 届人大第 4 次会议	2021-02-05
27	新疆维吾尔自治区实施《中华人民共和国水土保持法》办法（2013 年修正本）	12 届人大第 3 次会议	2013-10-01
28	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	2022-10-17
29	新疆维吾尔自治区实施《中华人民共和国防沙治沙法》办法（2024 年修订）	自治区 14 届人大 16 次会议	2025-01-01
30	新疆维吾尔自治区自然资源厅、生态环境厅、林业和草原局关于加强自治区生态保护红线管理的通知（试行）	新自然资发（2024）56 号	2024-04-17

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
31	关于印发《新疆维吾尔自治区 2025 年空气质量持续改善行动实施方案》的通知	新政办发（2024）58 号	2024-12-10
32	新疆维吾尔自治区基本农田保护办法（2010 年修正）	新疆维吾尔自治区人民政府令第 165 号	2010-12-13

2.1.3 环境保护技术规范

环评有关的环境保护技术规范见表 2.1-3。

表 2.1-3 环评技术导则规范依据一览表

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	2017-01-01
2	环境影响评价技术导则 大气环境	HJ2.2-2018	2018-12-01
3	环境影响评价技术导则 地表水环境	HJ2.3-2018	2019-03-01
4	环境影响评价技术导则 声环境	HJ2.4-2021	2022-07-01
5	环境影响评价技术导则 生态影响	HJ19-2022	2022-07-01
6	环境影响评价技术导则 地下水环境	HJ610-2016	2016-01-07
7	环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目	HJ349-2023	2024-01-01
8	建设项目环境风险评价技术导则	HJ169-2018	2019-03-01
9	环境影响评价技术导则 土壤影响（试行）	HJ964-2018	2019-07-01
10	水土保持综合治理 技术规范 坡耕地治理技术	GB/T16453.1-2008	2009-02-01
11	开发建设项目水土保持技术规范	GB50433-2008	2008-07-01
12	危险化学品重大危险源辨识	GB18218-2018	2019-03-01
13	石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行）	国家发展和改革委员会公告 2009 第 3 号	2009-02-19
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	石油化工企业环境保护设计规范	SH/T3024-2017	2018-01-01
16	石油天然气开采业污染防治技术政策	环境部公告 2012 年第 18 号	2012-03-07
17	危险废物收集 贮存 运输技术规范	HJ 2025-2012	2013-03-01
18	突发环境事件应急监测技术规范	HJ589-2021	2022-03-01
19	危险废物鉴别标准通则	GB5085.7-2019	2020-01-01
20	排污许可证申请与核发技术规范 总则	HJ942-2018	2018-02-08
21	排污单位自行监测技术指南 总则	HJ819-2017	2017-06-01
22	地下水环境监测技术规范	HJ 164-2020	2021-03-01
23	陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范	DZ/T0317-2018	2018-10-01

24	危险废物贮存污染控制标准	GB 18597-2023	2023-07-01
26	排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业	HJ 1248-2022	2022-07-01
27	石油天然气工程设计防火规范	GB50183-2004	2005-03-01
28	陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准	GB39728-2020	2021-01-01
29	挥发性有机物无组织排放控制标准	GB37822-2019	2019-07-01
30	危险废物管理计划和管理台账制定技术导则	HJ1259-2022	2022-10-01
31	生产建设项目水土流失防治标准	GB/T 50434-2018	2019-04-01
32	一般固体废物分类与代码	GB/T 39198-2020	2021-05-01
33	石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范	GBT/ 43936-2024	2024-08-01

2.1.4 相关文件和技术资料

(1) 古木区块试采工程环境影响评价委托书，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司博大采油气管理区，2025年10月。

(2) 古木区块试采工程相关资料，中国石油天然气管道工程有限公司，2025年10月。

2.2 评价目的和评价原则

2.2.1 评价目的

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

(2) 通过工程分析，明确本工程各个生产阶段的主要污染源、污染物种类、排放强度，分析环境污染的影响特征，预测和评价本工程施工期、运营期及退役期对环境的影响程度，并提出应采取的污染防治和生态保护措施。

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

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

(5) 分析本工程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，论证本工程在环境方面的可行性，给出环境影响评价结论，为本工程的设计、施工、验收及建成投产后的环境管理提供技术依据，为生态环境主管部门提供决策依据。

2.2.2 评价原则

(1) 依法评价

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

(2) 科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析本工程建设对环境质量的影响。

(3) 突出重点

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

2.3 环境影响因素和评价因子

2.3.1 环境影响因素识别

本工程主要包括地面工程、油气开采、拉运等内容，对环境的影响主要表现在施工期、运营期和退役期。施工期以井场及公辅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拉运过程中产生的污染为主。环境影响因素识别表见表 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。

(1) 施工期

施工期建设工程为井场建设，以生态影响为主。新建井场 2 座，构筑物建设的主要环境影响是施工占地和对生态环境的扰动。此外，施工期间各种机械、车辆排放的废气和噪声、施工丢弃的固体废物等，将对环境产生一定的影响。

(2) 运营期

运营期环境影响因素主要体现在油气开采、拉运过程中无组织排放的挥发性有机物，废水主要为采出水、井下作业废液、生产废水等，固体废物主要为落地油、废防渗材料、废润滑油等。

（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，基本无废水产生，仅在土壤回填过程中有部分扬尘产生。

表 2.3-1 环境影响因素识别表

影响 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
环境 因素	原油拉运、 地表扰动、 植被破坏 等	施工扬尘、 焊接废气、 施工机械 废气及运 输车辆尾 气	生活污水、 管线试压 废水	施工废料、 生活垃圾、 废防渗材 料、废润滑 油、土石方	土方施工、 各类施工 机械和运 输车辆噪 声	井场无组 织废气	采出水、生 产废水、井 下作业废 液	落地油、清 罐底泥、废 防渗材料、 废润滑油	设备运转 噪声	原油、伴生 气、柴油等 危险物质 泄漏，以及 火灾、爆炸 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 单项工程	时期	大气	地表水	地下水	土壤	生态	噪声
拉运工程	施工期	颗粒物	/	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等	/
	运营期	SO ₂ 、NO _x 、非甲烷总烃	/	耗氧量、氨氮、石油类等	/	土壤肥力或林地立地条件、生物多样性、生态系统完整性等	昼间等效声级 (L _d)、夜间等效声级 (L _n)

2.4 环境功能区划及评价标准

2.4.1 环境功能区划

(1) 生态环境

根据《新疆生态功能区划》（2005版），本工程所在区域属于塔里木盆地暖温带极干旱沙漠、戈壁及绿洲农业生态区（IV），塔里木盆地西部和北部荒漠、绿洲农业生态亚区（IV₁），阿克苏河冲积平原荒漠—绿洲农业生态功能区（56）。

根据新水水保〔2019〕4号，水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果，本工程所在区域温宿县属于塔里木河流域水土流失重点治理区范围。

(2) 水环境

本工程所在区域距离阿克苏河约3.2km，不对区域内地表水进行现状调查。

根据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中地下水质量分类标准，本工程所在区域的地下水质量属于III类功能区。

(3) 大气环境

本工程所在地位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区温宿县境内，按照《环境空气质量标准》（GB3095-2026）过渡阶段二级浓度限值要求，本工程所在区域的环境空气功能区属于二类功能区。

(4) 声环境

本工程所在区域为油气勘探开发区域，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）要求，划定为2类声环境功能区。

2.4.2 环境质量标准

根据本工程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) 水环境

本工程位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区温宿县境内。地下水执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）表1中的III类水质标准。石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表1中的III类标准。有关标准限值见表2.4-1和表2.4-2。

表 2.4-1 《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准 单位：mg/L

序号	监测项目	标准值	序号	监测项目	标准值
----	------	-----	----	------	-----

1	pH (无量纲)	6~9	13	砷	≤0.05
2	溶解氧	≥5	14	汞	≤0.0001
3	高锰酸盐指数	≤6	15	镉	≤0.005
4	五日生化需氧量(BOD ₅)	≤4	16	铬(六价)	≤0.05
5	氨氮(NH ₃ -N)	≤1.0	17	铅	≤0.05
6	化学需氧量(COD)	≤20	18	氰化物	≤0.2
7	总磷(以P计)	≤0.2	19	挥发酚	≤0.005
8	总氮	≤1.0	20	石油类	≤0.05
9	铜	≤1.0	21	阴离子表面活性剂	≤0.2
10	锌	≤1.0	22	硫化物	≤0.2
11	氟化物(以F计)	≤1.0	23	粪大肠杆菌数(个/L)	≤10000
12	硒	≤0.01	24	水温	升≤1; 降≤2

表 2.4-2 《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类水质标准 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 ^b /100mL 或 CFU ^c /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)	≤1.00
4	肉眼可见物	无	24	硝酸盐(以N计)	≤20.0
5	pH(无量纲)	6.5≤pH ≤8.5	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			

（2）土壤环境

根据《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018），油田内井场建设用地为第二类用地。结合本工程所在区域环境特征，本工程占地范围内执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 第二类用地筛选值标准，见表 2.4-3。占地范围外执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中表 1 农用地土壤污染风险筛选值（基本工程）风险筛选值。根据监测结果，在监测期间，本工程所在区域土壤 pH>7.5，因此占地范围外土壤执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 中 pH>7.5 所列筛选值标准，见表 2.4-4。石油烃执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 2 第二类用地筛选值标准。

表 2.4-3 《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》第二类用地筛选值

序号	监测项目	单位	标准值	序号	监测项目	单位	标准值
1	pH	无量纲	-	25	1, 2, 3-三氯丙烷	mg/kg	0.5
2	砷	mg/kg	60	26	氯乙烯	mg/kg	0.43
3	镉	mg/kg	65	27	苯	mg/kg	4
4	铬（六价）	mg/kg	5.7	28	氯苯	mg/kg	270
5	铜	mg/kg	18000	29	1, 2-二氯苯	mg/kg	560
6	铅	mg/kg	800	30	1, 4-二氯苯	mg/kg	20
7	汞	mg/kg	38	31	乙苯	mg/kg	28
8	镍	mg/kg	900	32	苯乙烯	mg/kg	1290
9	四氯化碳	mg/kg	2.8	33	甲苯	mg/kg	1200
10	氯仿	mg/kg	0.9	34	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	570
11	氯甲烷	mg/kg	37	35	邻二甲苯	mg/kg	640
12	1, 1-二氯乙烷	mg/kg	9	36	硝基苯	mg/kg	76
13	1, 2-二氯乙烷	mg/kg	5	37	苯胺	mg/kg	260

14	1, 1-二氯乙烯	mg/kg	66	38	2-氯酚	mg/kg	2256
15	顺 1, 2-二氯乙烯	mg/kg	596	39	苯并 (a) 蒽	mg/kg	15
16	反-1, 2-二氯乙烯	mg/kg	54	40	苯并 (a) 芘	mg/kg	1.5
17	二氯甲烷	mg/kg	616	41	苯并 (b) 荧蒽	mg/kg	15
18	1, 2-二氯乙烷	mg/kg	5	42	苯并 (k) 荧蒽	mg/kg	151
19	1, 1, 1, 2-四氯乙烷	mg/kg	10	43	蒽	mg/kg	1293
20	1, 1, 2, 2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	44	二苯并 (a, h) 蒽	mg/kg	1.5
21	四氯乙烯	mg/kg	53	45	茚并 (1, 2, 3-cd) 芘	mg/kg	15
22	1, 1, 1-三氯乙烷	mg/kg	840	46	萘	mg/kg	70
23	1, 1, 2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	47	石油烃 (C10-C40)	mg/kg	4500
24	三氯乙烯	mg/kg	2.8				

表 2.4-4 《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准 (试行)》表 1 筛选值

序号	监测因子	单位	标准值
1	pH值	无量纲	pH>7.5
2	砷	mg/kg	25
3	镉	mg/kg	0.6
4	铬	mg/kg	250
5	铜	mg/kg	100
6	铅	mg/kg	170
7	汞	mg/kg	3.4
8	镍	mg/kg	190
9	锌	mg/kg	300

(3) 大气环境

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》(GB3095-2026) 过渡阶段二级浓度限值。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》2.0mg/m³ 的标准, H₂S 参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D 中的 1h 平均浓度限值 10μg/m³。环境空气指标标准取值见表 2.4-5。

表 2.4-5 环境空气质量标准

序号	评价因子	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》 (GB3095-2026) 过渡阶段二级 浓度限值
2	二氧化氮 (NO ₂)	40	80	200	
3	细颗粒物 (PM _{2.5})	30	60	/	
4	可吸入颗粒物 (PM ₁₀)	60	120	/	
5	一氧化碳 (CO)	/	4000	10000	
6	臭氧 (O ₃)	/	/	200	
7	非甲烷总烃 (NMHC)	/	/	2.0 (mg/m ³)	《大气污染物综合排放标准》 (GB16297-1996) 详解
8	硫化氢 (H ₂ S)	/	/	10	参考执行《环境影响评价技术 导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D 中的 1h 平均浓度限值

(4) 声环境

本工程所在区域属于油田生产区，执行《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类标准，即昼间 60dB (A)，夜间 50dB (A)。

2.4.3 污染物排放标准

(1) 废水

本工程施工期生活污水经生活污水池收集后，定期拉运至当地污水处理厂进行处理。本工程运营期工作人员由油田内部调剂，不新增工作人员，不新增生活污水；井下作业废液由专用回收罐收集后，拉运至大北天然气处理站处理达标后回注；采出水及生产废水拉运至博孜天然气处理厂，与博孜天然气处理厂采出水一并输送至大北天然气处理站，处理后达到《气田水注入技术要求》(SY/T6596-2016) 等相关标准后回注地层。

(2) 固体废物

根据本工程产生的各种固体废物的性质和去向，生活垃圾执行《生活垃圾填埋场污染控制标准》(GB16889-2024)；一般工业固体废物贮存执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB 18599-2020)；危险废物贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)。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) 及《关于含油污泥处置有关事宜的通知》(新环办发〔2018〕20 号) 相关要求。

(3) 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）表2无组织排放监控浓度限值。柴油发电机烟气参照执行《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）修改单以及《非道路柴油移动机械污染物排放控制技术要求》（HJ1014-2020）。本工程运营期油气开采及拉运过程中井场场界内无组织排放的非甲烷总烃执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）表A.1厂区内VOCs无组织排放限值；井场场界外无组织排放的非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求；无组织排放的硫化氢执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表1新扩改建项目二级标准。具体标准限值要求见表2.4-6。

表 2.4-6 大气污染物排放标准值 单位：mg/m³

时段	污染源	污染物	最高允许排放浓度	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）表2无组织排放监控浓度限值
运营期	无组织排放	非甲烷总烃（场界外）	4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）
		非甲烷总烃（场界内）	10.0（监控点处1h平均浓度值）； 30.0（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）表A.1厂区内VOCs无组织排放限值
		H ₂ S	0.06	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表1新扩改建项目二级标准

（4）噪声

本工程施工期执行《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）表1建筑施工场界噪声排放限值；运营期执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）表1工业企业厂界环境噪声排放限值2类标准。环境噪声排放标准限值见表2.4-7。

表 2.4-7 环境噪声排放标准

标准来源	类别	噪声限值 dB (A)	
		昼间	夜间
《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）	/	70	55

《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）	2类	60	50
--------------------------------	----	----	----

（5）重大危险源识别标准

本工程涉及危险物质主要是原油、伴生气和柴油，其具体风险性执行《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）相关标准。

2.5 评价工作等级和评价范围

2.5.1 生态环境影响评价等级和评价范围

（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。本工程新增占地面积 4.222775hm²（0.0422km²），其中永久占地 1.8792hm²，临时占地 2.343575hm²，总占地面积 <20km²。

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，本工程生态环境影响评价工作等级确定为三级。生态评价等级判定过程，见表 2.5-1。

表 2.5-1 生态环境评价等级判定

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
1	a) 涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时，评价等级为一级；	不涉及	/
	b) 涉及自然公园时，评价等级为二级；	不涉及	/
	c) 涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级；	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；	地表水为三级 B	/
	e) 根据 HJ610、HJ964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级；	不涉及	/
	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；	本工程新增占地规模小于 20km ²	/
	g) 除本条 a)、b)、c)、d)、e)、f) 以外的情况，评价等级为三级；	三级评价	三级评价
	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。	三级评价	三级评价

2	建设项目涉及经论证对保护生物多样性具有重要意义的区域时，可适当上调评价等级。	不涉及	/
3	建设项目同时涉及陆生、水生生态影响时，可针对陆生生态、水生生态分别判定评价等级。	不涉及	/
4	在矿山开采可能导致矿区土地利用类型明显改变，或拦河闸坝建设可能明显改变水文情势等情况下，评价等级应上调一级。	不涉及	/
5	线性工程可分段确定评价等级。线性工程地下穿越或地表跨越生态敏感区，在生态敏感区范围内无永久、临时占地时，评价等级可下调一级。	不涉及	/
6	涉海工程评价等级判定参照 GB/T19485。	不涉及	/

(2) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）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），考虑油田整体开发对生态环境的影响，确定生态环境评价范围为井场场界周围 50 米范围。评价范围见图 2.5-1。

2.5.2 地下水环境影响评价等级和评价范围

(1) 评价等级

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中附录 A 地下水环境影响评价行业分类表，本工程采油井场按“F 石油、天然气”的“37、石油开采”，为 I 类项目。根据调查，本工程所在区域的地下水流向为西北向东南，周边的居民区的饮水方式为集中供水，不涉及分散式饮用水水源地；工程区距离最近的集中式饮用水源地为古木 2 井南侧 800m 的温宿镇艾沿格布依村水厂水源地二级保护区取水井（工程区位于取水井区域地下水流场的侧向），该水源地未划分准保护区，故本工程所在区域不涉及集中式饮用水水源准保护区，亦无国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区。根据工程区在区内地下水流场的位置，古木 2 井位于未划定准保护区的集中式饮用水水源的径流区，本工程敏感程度判定为“较敏感”。

本工程依据《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及建设项目评价工作等级分级表，确定本工程地下水评价等级为一级。

表 2.5-2 地下水环境影响评价行业分类表

环评类别	行业类别	报告书	报告表	地下水环境影响评价项目类别	
				报告书	报告表
F石油、天然气					
37、石油开采		全部	-	I类	

表 2.5-3 地下水环境敏感程度分级表

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

表 2.5-4 地下水环境影响评价工作等级分级表

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

(2) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），采用查表法确定地下水评价范围。

表 2.5-5 地下水环境现状调查评价范围参照表

评价等级	调查评价面积/km ²	备注
一级	≥20	应包括重要的地下水环境保护目标，必要时适当扩大范围。
二级	6~20	
三级	≤6	

按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中关于“一级评价”范围的规定，本工程地下水评价范围为 20km²，结合区域水文地质条件及本工程分布特点、地下水调查点分布情况等，本次评价范围确定为：本工程井场上游 2km，下游 3km，两侧 2km 的矩形区域作为评价范围。评价范围见图 2.5-1。

2.5.3 地表水环境影响评价等级和评价范围

(1) 评价等级

按照《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），本工程属于水污染影响型建设项目。工程区最近处距离阿克苏河约 3.2km。在油田正常开采及拉运过程中，本工程产生的生产废水、井下作业废液不外排，不与周边地表水体发生水力联系，本工程地表水环境影响评价等级为三级 B。

(2) 评价范围

本工程施工期产生的污染物可以依托处置，运营期正常情况下无废水排放，本次地表水环境影响评价重点论证本工程废水综合利用不外排的可行性和可靠性。

2.5.4 土壤环境影响评价等级和评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）以及本次现状监测数据，工程所在区域 $8.5 \leq \text{pH} < 9.0$ ，属于轻度碱化地区。根据区域历史监测数据，本工程所在区域土壤盐分含量大于 4g/kg ，属于土壤盐化地区。因此，本工程类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑，并根据不同项目类型类别分别判定评价等级。

(1) 建设项目类别

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），本工程属于石油开采项目，按照 I 类建设项目开展土壤环境影响评价。

(2) 占地规模

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），“建设项目占地规模分为大型（ $\geq 50\text{hm}^2$ ）、中型（ $5 \sim 50\text{hm}^2$ ）和小型（ $\leq 5\text{hm}^2$ ）建设项目占地主要为永久占地”。本工程永久占地面积为 0.63hm^2 （ $\leq 5\text{hm}^2$ ），占地规模为小型。

(3) 建设项目敏感程度

① 污染影响型

本工程周边涉及园地、饮用水水源地等土壤环境敏感目标，土壤环境敏感程度为“敏感”。

②生态影响型

根据监测数据，工程区域土壤含盐量大于 4g/kg，生态影响型土壤敏感程度为“敏感”。

(4) 评价工作等级判定

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），生态影响型和污染影响型土壤环境影响评价工作等级划分见表 2.5-6 和表 2.5-7。

表 2.5-6 生态影响型土壤环境评价工作等级划分依据一览表

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

表 2.5-7 污染影响型土壤环境评价工作等级划分依据一览表

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

本工程土壤项目类别为 I 类，生态影响型环境敏感程度为敏感；项目占地规模为小型、污染影响型环境敏感程度为敏感。

综上，本工程井场生态影响型土壤环境影响评价工作等级为一级，污染影响型土壤环境影响评价工作等级为一级。

根据导则要求，本工程土壤环境生态影响型调查评价范围为井场占地范围内全部以及占地范围外 5km 范围内。土壤环境污染影响型调查评价范围为井场占地范围内全部以及占地范围外 1km 范围内。

表 2.5-8 本工程土壤评价等级及评价范围一览表

序号	建设内容	生态影响型 评价等级	调查范围	污染影响型 评价等级	调查评价范围
1	井场	一级	占地范围内全部，占地范围外 5km 范围内	一级	占地范围内全部，占地范围外 1km 范围内

2.5.5 大气环境影响评价等级和评价范围

(1) 评价等级

本工程废气排放源主要为井场无组织排放的非甲烷总烃。根据工程特点、污染特征及周围环境状况，采用《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 A 推荐的估算模型 AERSCREEN 计算项目污染源的最大环境影响，选非甲烷总烃 (NMHC) 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：

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

式中：

P_i ——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

ρ_{0i} ——第 i 个污染物的环境空气质量标准， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。一般选用 GB3095 中 1h 平均质量浓度的二级浓度限值，如项目位于一类环境空气功能区，应选择相应的一级浓度限值；对该标准中未包含的污染物，使用 5.2 确定的各评价因子 1h 平均质量浓度限值。对仅有 8h 平均质量浓度限值、日平均质量浓度限值或年平均质量浓度限值的，可分别按 2 倍、3 倍、6 倍折算为 1h 平均质量浓度限值。

大气评价工作级别详见表 2.5-9。

表 2.5-9 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 2.5-10。

表 2.5-10 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	*

参数		取值
	人口数（城市选项时）	*
	最高环境温度/°C	*
	最低环境温度/°C	*
	土地利用类型	*
	区域湿度条件	*
是否考虑地形	考虑地形	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
	地形数据分辨率/m	*
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

本工程无组织估算模式预测污染物扩散结果详见表 2.5-11。

表 2.5-11 估算模式计算结果表

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_{\max} (%)	P_{\max}	最大浓度出现距离 (m)
古木 2 井	NMHC	*	*	*	*	*
古木 3 井	NMHC	*	*	*		*
古木 5 井	NMHC	*	*	*		*

经计算可知，本工程最大占标率为：9.83%（来自古木 2 井无组织排放的非甲烷总烃）， P_{\max} 值为 $1\% \leq 9.83 < 10\%$ ，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中大气环境影响评价工作等级判据判别，本次环评确定大气环境影响评价的工作等级为二级评价。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）相关规定，结合本工程特点，考虑油田整体开发对大气环境的区域影响，最终确定大气环境影响评价范围为以井场为中心，边长 5km 的矩形区域作为大气环境影响评价范围。

2.5.6 声环境影响评价等级和评价范围

（1）评价等级

根据《声环境质量标准》（GB3096-2008），本工程所在区域为 2 类声环境功能区，依据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）规定，本工程声环境影响评价工作等级为二级评价。

(2) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）要求，“a）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；b）二级、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类别及声环境保护目标等实际情况适当缩小；c）如依据建设项目声源计算得到的贡献值到 200m 处，仍不能满足相应功能区标准值时，应将评价范围扩大到满足标准值的距离。”根据本工程特点，本次声环境评价范围为井场边界向外 200m 评价范围。评价范围见图 2.5-1。

2.5.7 环境风险评价等级和评价范围

(1) 风险评价等级划分依据

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），进行环境风险评价等级的确定。环境风险评价工作等级划分为一级、二级、三级。风险评价等级划分依据见表 2.5-12。

表 2.5-12 环境风险评价工作等级划分依据表

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

(2) 风险评价等级划分确定

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

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

式中：

q_1, q_2, \dots, q_n ——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） $Q \geq 100$ 。

根据工程可研及工程分析以及《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 B，施工期涉及的危险物质主要为柴油、存在于井场的柴油罐内；运营期涉及的危险物质主要为原油、伴生气，主要存在于井场的储油罐和工艺管线中；退役期不涉及危险物质。

表 2.5-13 本工程各危险单元 Q 值情况一览表

时期	序号	危险单元	存储装置参数	危险物质名称	CAS 号	最大存在量(t)	临界量 Qn/t	该种危险物质 Q 值
施工期	1	古木 2 井井场	20m ³ 柴油罐	柴油	-	*	*	*
			ΣQ					
	2	古木 3 井井场	20m ³ 柴油罐	柴油	-	*	*	*
			ΣQ					
	3	古木 5 井井场	20m ³ 柴油罐	柴油	-	*	*	*
			ΣQ					
运营期	1	古木 2 井井场	4 座 50m ³ 储油罐	原油	-	*	*	*
			井场工艺管线 0.1km	伴生气	74-82-8	*	*	*
			ΣQ					
	2	古木 3 井井场	2 座 50m ³ 储油罐	原油	-	*	*	*
			井场工艺管线 0.1km	伴生气	74-82-8	*	*	*
			ΣQ					
	3	古木 5 井井场	2 座 50m ³ 储油罐	原油	-	*	*	*
			井场工艺管线 0.1km	伴生气	74-82-8	*	*	*
			ΣQ					

注：根据提供的区域油气资源参数，原油密度平均 0.9484g/cm³。

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

(3) 评价范围

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

表 2.5-14 各环境要素评价范围一览表

序号	环境要素		评价等级	评价范围
1	环境空气		二级	以井场为中心,边长5km的矩形区域
2	地下水环境		一级	井场上游2km,下游3km,两侧2km的矩形区域作为评价范围,评价区面积约20km ²
3	地表水环境		三级B	-
4	生态环境		三级	井场场界周围50m范围
5	声环境		二级	井场边界向外200m评价范围
6	土壤环境	生态影响型	一级	井场占地范围内全部以及占地范围外5km范围内
		污染影响型	一级	井场占地范围内全部以及占地范围外1km范围内
7	环境风险		简单分析	-

图 2.5-1 本工程各环境要素评价范围图

2.6 环境保护目标

(1) 污染控制目标

根据工程排污特点和周围环境情况，确定本评价污染控制及保护环境的目标为：工程建设应符合清洁生产的原则，采取成熟可靠的工艺技术，保证本工程污染物实现达标排放（符合相应标准要求，并使固体废物得到合理利用或无害化处置），使本工程主要污染物排放总量符合国家和地方总量控制的要求。本工程建成后，当地环境质量不发生较大改变，仍保持相应环境功能区划要求。

(2) 环境保护目标

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），生态保护目标主要为受影响的重要物种、生态敏感区以及其他需要保护的物种、种群、生物群落及生态空间等。结合现状调查，同时按照《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），将水土流失重点治理区、永久基本农田等环境敏感区加入生态保护目标，本工程位于水土流失重点治理区，不占用永久基本农田，评价范围涉及永久基本农田。

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），环境空气保护目标为一类区的自然保护区、风景名胜区和需要特殊保护的区域，二类区中的居住区、文化区和农村地区中人群较集中的区域。经调查，本工程距离最近的兰干村2.4km。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），地下水环境保护目标为潜水含水层和可能受建设项目影响且具有饮用水开发利用价值的含水层，集中式饮用水水源和分散式饮用水水源地，以及《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）》中所界定的涉及地下水的环境敏感区。根据调查，本工程不穿越水源保护区，周边的居民区的饮水方式为集中供水，不涉及分散式饮用水水源地，评价范围内涉及温宿镇艾沿格布依村水厂水源地二级保护区取水井1座。本评价将评价范围内的区域潜水含水层、温宿镇艾沿格布依村水厂作为地下水环境保护目标。

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

调查，本工程评价范围内不涉及。

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，本工程所在区域土壤盐分含量大于 4g/kg，属于《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 D.1 土壤盐化地区， $8.5 \leq \text{pH} < 9.0$ ，即本工程所在区域属于土壤碱化地区，本工程同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑。根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》

（HJ964-2018），土壤环境敏感目标为可能受人为活动影响的、与土壤环境相关的敏感区域对象。结合现状调查，本工程评价范围内不涉及。

综上，本工程主要环境保护目标见表 2.6-1~6。

表 2.6-1 生态环境保护目标一览表

环境要素	评价范围	名称	相对本工程位置	保护目标特征
生态环境	井场场界周围 50m 范围	永久基本农田	本工程不占用，评价范围涉及，最近距离 18m	种植作物为核桃和小麦等
		塔里木河流域水土流失重点治理区	评价范围内	水土流失
		野生植物	评价范围内	膜果麻黄、盐节木、圆叶盐爪爪等
		野生动物	评价范围内	塔里木兔

表 2.6-2 地下水环境保护目标一览表

环境要素	评价范围	名称	相对本工程位置	环境功能要求	备注
地下水环境	井场上游 2km，下游 3km，两侧 2km 的矩形区域	评价范围内潜水含水层	井场及周边	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准	不低于现状，不对评价区域地下水产生污染影响
		温宿镇艾沿格布依村水厂水源地二级保护区	古木 2 井东南侧距离其二级保护区范围最近 747m。		
		温宿县戈壁新村 4 组水源地	古木 3 井东南侧距离其水源地范围最近 2.4km。		

表 2.6-3 土壤环境保护目标一览表

环境要素	评价范围	名称	相对本工程位置	环境功能要求	备注
土壤环境	井场外扩 5km 范围	评价范围内土壤	井场及周边	占地范围内执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表1第二类用地筛选值标准；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	-
		评价范围			

		内园地		(试行)》(GB15618-2018)中表1 农用地土壤污染风险筛选值(基本工 程)风险筛选值	
--	--	-----	--	---	--

表 2.6-4 大气环境保护目标一览表

环境要素	评价范围	名称	相对本工程位置	环境功能要求	备注
大气环境	以井场为中心,边长5km的矩形区域	兰干村	古木3井东北侧2.4km	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)表2无组织排放监控浓度限值。运营期油气开采过程中井场场界内无组织排放的非甲烷总烃执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)表A.1厂区内VOCs无组织排放限值;井场场界外无组织排放的非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)企业边界污染物控制要求;无组织排放的硫化氢执行《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表1新扩改建项目二级标准	不低于现状

表 2.6-5 声环境保护目标一览表

环境要素	评价范围	名称	相对本工程位置	环境功能要求	备注
声环境	井场边界向外200m内	工程区声环境	井场边界向外200m评价范围内	《声环境质量标准》(GB3096-2008)中的2类标准	不低于现状,不对评价区域声环境产生影响。

表 2.6-6 环境风险保护目标一览表

环境要素	评价范围	名称	相对本工程位置	环境功能要求	备注
环境风险	参照大气环境影响评价范围	环境风险	井场及周边	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	-

图 2.6-1 本工程与生态红线位置关系图

2.7 评价内容和评价重点

2.7.1 评价内容

根据《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）要求，结合建设项目具体特点、周围区域环境现状、环境功能区划，确定本次评价内容包括建设项目工程概况和工程分析、环境现状调查与评价、环境影响预测与评价、环境保护措施可行性论证、温室气体排放影响评价、环境影响经济损益分析、环境管理与监测计划、结论，见表 2.7-1。

表 2.7-1 评价内容一览表

序号	评价专题	评价内容
1	建设项目工程概况和工程分析	项目概况、油气资源概况、工程组成、工程分析、依托工程，根据污染物产生环节、方式及治理措施，核算有组织与无组织的污染物产生和排放强度，给出污染因子及其产生和排放的方式、浓度及数量等。
2	环境现状调查与评价	自然环境概况、环境质量现状调查（包括生态环境、地下水环境、地表水环境、土壤环境、大气环境、声环境）
3	环境影响预测与评价	分为施工期、运营期和退役期。对施工期扬尘、废水、噪声、固废、生态环境和土壤环境等进行分析，并提出切实可行的减缓措施。运营期对废气、废水、噪声、固体废物、土壤进行了影响预测和分析。对退役期扬尘、废水、噪声、固废、生态环境和土壤环境等进行分析，并提出切实可行的减缓措施。根据项目特点开展了环境风险评价。
4	环境保护措施可行性论证	针对废气、废水、噪声、固体废物、土壤污染防治措施及依托措施进行论证。
5	温室气体排放影响评价	在原燃料清洁替代、节能降耗技术、余热余能利用、清洁运输、挥发性有机物与甲烷协同控制等方面提出针对性的控制措施与要求。
6	环境影响经济损益分析	从项目环境效益、社会效益、综合效益等方面叙述。
7	环境管理与监测计划	根据国家环境管理与监测要求，给出项目环境管理制度和日常监测计划，给出污染物排放清单、制定环保“三同时”验收一览表。
8	结论	根据上述各章节的相关分析结果，结合生态环境质量目标要求，明确给出建设项目的生态环境影响可行或不可行的结论。

2.7.2 评价重点

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

（1）工程分析；

- (2) 生态环境影响评价；
- (3) 土壤及地下水环境影响评价；
- (4) 固体废物影响评价；
- (5) 环境风险影响评价及风险管理；
- (6) 环境保护措施技术经济及可行性论证。

2.8 评价时段和评价方法

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。

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。本次评价采用了实测法、类比分析法、产污系数法、排污系数法等。本次环境评价使用的评价方法见表 2.8-1。

表 2.8-1 评价内容一览表

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

3. 建设项目工程概况和工程分析

3.1 现有工程

3.1.1 现有工程概况

(1) 基本情况

本工程位于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司“十四五”规划范围的包孜东探矿探权区，目前古木区块探井共计 8 口。

试油期间古木 2 井日产油量 8 吨，日产水量 20 吨；古木 3 井日产油量 4.34 吨，日产水量 10.68 吨；古木 5 井日产油量 4.84 吨，日产水量 24.2 吨。根据试油评价结果，该区块有一定储量的石油天然气资源，需要配套完善地面工程。实施古木 2 井、古木 3 井、古木 5 井探转采工程，进一步探明古木区块产能，实现该区块开发。

本工程为新区块开发，已建工程基本概况基本情况见表 3.1-1~表 3.1-3。

表 3.1-1 现有工程基本概况一览表（古木 2 井）

名称 内容	古木2井
位置	新疆维吾尔自治区阿克苏地区温宿县
坐标	*
设计井深	1935m
实际井深	2255m
开钻时间	2025年4月5日
完钻时间	2025年5月1日
完钻层位	寒武系下丘里塔格组
完井形式	套管完井
井场布置	钻井平台、应急池、放喷池、泥浆罐、泥浆循环罐、生活污水池等
完井	进行井场临时施工设施拆除、井场设备搬迁以及钻井产生的“三废”处理，井场地面平整恢复及临时占地恢复、放喷池已清理

表 3.1-2 现有工程基本概况一览表（古木 3 井）

名称 内容	古木3井
位置	新疆维吾尔自治区阿克苏地区温宿县
坐标	*
设计井深	1480m

实际井深	1921m
开钻时间	2025年8月31日
完钻时间	2025年9月23日
完钻层位	寒武系下丘里塔格组、二叠系阿恰群
完井形式	套管完井
井场布置	钻井平台、应急池、放喷池、泥浆罐、泥浆循环罐、生活污水池等
完井	进行井场临时施工设施拆除、井场设备搬迁以及钻井产生的“三废”处理，井场地面平整恢复及临时占地恢复、放喷池已清理

表 3.1-3 现有工程基本概况一览表（古木 5 井）

名称 内容	古木5井
位置	新疆维吾尔自治区阿克苏地区温宿县
坐标	*
设计井深	1780m
实际井深	1814m
开钻时间	2025年10月1日
完钻时间	2025年10月12日
完钻层位	寒武系下丘里塔格组
完井形式	套管完井
井场布置	钻井平台、应急池、放喷池、泥浆罐、泥浆循环罐、生活污水池等
完井	进行井场临时施工设施拆除、井场设备搬迁以及钻井产生的“三废”处理，井场地面平整恢复及临时占地恢复、放喷池已清理

3.1.2 现有工程“三同时”执行情况

现有工程环评及验收情况见表 3.1-4 所示。

表 3.1-4 现有工程环评及验收情况一览表

序号	工程名称	所属项目	环评文件	验收文件
1	古木 2 井	古木 2 井（勘探井）钻井工程环境影响报告表	*	*
2	古木 3 井	古木 3 井（勘探井）钻井工程环境影响报告表	*	*
3	古木 5 井	古木 5 井（勘探井）钻井工程环境影响报告表	*	*

3.1.3 现有工程污染物达标情况

现阶段古木 2 井、古木 3 井、古木 5 井已关井，根据现场踏勘及资料收集，施工期运输车辆沿临时道路行驶，井场周边均为果园，无随意破坏果园的现象，

无车辆乱碾乱压的情况发生。施工期间洒水降尘，施工结束后及时进行了施工迹地的清理工作。场地整理、平整和压实，以减少水土流失。临时占地期满前按照国土部门的相关要求恢复原状。施工期使用符合国家标准的燃油，柴油机烟气、汽车尾气排放集中在钻井期和试油期，其影响随工程的结束而消失。钻井废水随泥浆和岩屑一同进入不落地处理系统处理，处理后的废水全部回用，不外排。生活污水在生活污水池暂存，定期拉运至库车污水处理厂处理。试油完井返排液（压裂返排液）经收集罐收集后作为二次改造液送至老井深度改造进行资源化利用。采用低噪声设备，加强设备维护，通过对柴油发电机、泥浆泵和钻机等设施安装减振基础等降低噪声的影响。施工噪声待施工期结束后影响随即消失。钻井过程中产生的岩屑、非磺化泥浆经“钻井废弃物不落地达标处理技术”进行固液分离后，液相循环利用不外排，固相暂存于地罐中，定期拉运至新疆华新晟环保工程有限公司（克拉苏钻试修废弃物环保站）处置。生活垃圾集中收集后，送至轮台县青山外物业管理有限公司处置。废烧碱包装袋在危废暂存间暂存，转运至巴州联合环境治理有限公司处理。

根据企业自行监测数据，场界无组织排放非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求。井场场界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）表1工业企业厂界环境噪声排放限值2类标准；危险废物均由持有危险废物经营许可证的单位利用处置。

3.1.4 现有工程污染物年排放量

现阶段古木2井、古木3井、古木5井关井，无污染物排放。

3.1.5 现有工程环境问题及“以新带老”改进意见

根据现场踏勘结果，古木2井、古木3井、古木5井井场及周围已平整，油区道路总体规范，无环境问题。

3.2 拟建工程

3.2.1 项目概况

3.2.1.1 项目名称和性质

项目名称：古木区块试采工程

建设性质：改扩建

建设周期：230天

3.2.1.2 建设地点

古木区块试采工程位于阿克苏地区温宿县境内，南距温宿县城 14.7km，由博大采油气管理区管辖。本工程不涉及中央及自治区生态环境保护督察整改问题。本工程地理坐标见表 3.2-1。地理位置见图 3.2-1。

表 3.2-1 本工程坐标一览表

名称	坐标	备注
古木 2 井	*	完钻井
古木 3 井	*	完钻井
古木 5 井	*	完钻井

3.2.1.3 建设规模

本工程主要建设内容包括：①建设古木 2 井井场，新建 50m³储油罐 4 座、装车泵橇 1 座、装车鹤管橇 1 套、放散装置 1 套。②建设古木 3 井场、古木 5 井场，单座井场新建 50m³ 储油罐 2 座、密闭装车橇 1 套、装车泵 2 台、放散装置 1 套。③配套建设供配电、自控、通信、土建等公辅工程。本工程产油规模 6.27×10³t/a，产气规模 9.417×10⁶m³/a。

3.2.1.4 工程组成

本工程组成包括主体工程、公辅工程、环保工程、依托工程等。工程组成见表 3.2-2。

表 3.2-2 工程组成一览表

序号	项目名称	类型	工程内容及规模
1	产能	原油	6.27×10 ³ t/a

		伴生气	9.417×10 ⁶ m ³ /a	
2	主体工程	地面工程	古木 2 井	新建 50m ³ 储油罐 4 座、装车泵橇 1 座、装车鹤管橇 1 套、放散装置 1 套、防爆型阻火器 1 套。
			古木 3 井	新建 50m ³ 储油罐 2 座、密闭装车橇 1 套、装车泵 2 台、放散装置 1 套、防爆型阻火器 1 套。
			古木 5 井	新建 50m ³ 储油罐 2 座、密闭装车橇 1 套、装车泵 2 台、放散装置 1 套、防爆型阻火器 1 套。
		油气处理工程	电加热棒	单座储油罐自带 90kW 电加热棒用于储油罐加热。共计电加热棒 8 台。
3	公辅工程	供水工程	生产用水、生活用水采用罐车拉运。	
		供电工程	单座井场内设置 800kVA 箱式变压器 1 台、10kV 户外断路器 1 套、10kV 隔离开关 1 套、防爆配电箱 1 台。	
		自控工程	单座井场值班室机柜间设置 RTU 控制系统 1 套，值班室设置操作员兼工程师站 1 套。采油井场井口、储油罐、装车橇仪表及设备信号数据接入机柜间 RTU 控制系统，并在值班室系统集中监控。生产数据通过无线传输至博孜处理站。	
		通信工程	单座井场内设置 2 套网络高清摄像机。数据采用无线网桥的传输方式，利用新建无线网桥传输至博孜处理站存储，统一监控管理。	
		消防工程	单座井场设置手提式磷酸铵盐干粉灭火器 12 具、灭火器箱 6 具、推车式磷酸铵盐干粉灭火器 1 台。	
		道路工程	利用现有道路。	
4	环保工程	废气	<p>施工期：施工扬尘采取洒水抑尘措施，焊接使用无毒低尘焊条，运输车辆定期检修，燃用合格油品。</p> <p>运营期：采用装车拉运，事故状态下 VOCs 去往井场放散装置处理；定期对井场进行巡检。</p> <p>退役期：废气主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施。</p>	
		废水	<p>施工期：生活污水经生活污水池收集后，定期拉运至当地污水处理厂进行处理。</p> <p>运营期：采出水及生产废水拉运至博孜天然气处理厂，与博孜天然气处理厂采出水一并输送至大北天然气处理站处理达标后回注；井下作业废液由专用回收罐收集后，拉运至大北天然气处理站处理达标后回注；运营期工作人员由油田内部调剂，不新增生活污水。</p> <p>退役期：无废水产生。</p>	
		噪声	<p>施工期：选用低噪声施工设备，合理安排作业时间。</p> <p>运营期：选用低噪声设备、基础减振。</p> <p>退役期：合理安排作业时间。</p>	
		固废	<p>施工期：施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后送至博大作业区固体废物填埋场合规处置；生活垃圾集中收集后，委托地方生活垃圾填埋场处理；废润滑油、废防渗材料暂存于井场危险废物贮存点，委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置；施工土方全部用于井场平整或回填至周边低洼场地。</p> <p>运营期：落地油、清罐底泥和废防渗材料委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置，不在井场贮存。废润滑油收集后运至大北天然气处理站凝析油处理装置混入原油外输。</p> <p>退役期：退役期设备拆除过程中产生的落地油委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。</p>	

		生态	<p>施工期：严格控制施工作业带宽度、临时堆土防尘网苫盖设置限行彩条旗。</p> <p>运营期：定时巡查井场。</p> <p>退役期：地面设施拆除、封井和井场清理等工作。</p>
		环境风险	井场设置可燃气体报警仪和硫化氢检测仪，事故状态下及时放空。
5	依托工程	博孜天然气处理厂	采出水及生产废水拉运至博孜天然气处理厂。
		大北天然气处理站	采出水及生产废水与博孜天然气处理厂采出水一并输送至大北天然气处理站处理达标后回注。
			井下作业废液由专用回收罐收集后，拉运至大北天然气处理站处理达标后回注。
			废润滑油收集后运至大北天然气处理站凝析油处理装置混入原油外输。
	英潜联合站	原油装车拉运至英潜联合站处理。	

图 3.3-1 本工程地理位置图

3.2.1.5 工程投资

本工程总投资约 680.69 万元。

3.2.1.6 劳动组织及定员

本工程不新增劳动定员，均依托现有博大采油气管理区工作人员。

3.2.2 油气资源概况

3.2.2.1 区域地质构造

温宿县地处塔里木地台的塔里木台坳区之库车坳陷的西段地区，北以库尔勒深大断裂与天山褶皱系相连，南西为柯坪断隆。

3.2.2.2 储层特征

古木区块自上而下地层为第四系，新近系库车组、康村组、吉迪克组，寒武系下丘里塔格组，主要目的层为寒武系下丘里塔格组。寒武系下丘里塔格组岩性以厚层状浅灰色、灰色白云岩、含泥白云岩为主。电性特征明显，具有低 GR、高电阻率的特征。

3.2.2.3 流体性质参数

(1) 原油性质

古木井区原油具有重质、低含硫、高粘度、高胶质+沥青质、中等含蜡的特征。地面原油密度 0.9484g/cm^3 ； 50°C 原油动力粘度 $494.0\text{mPa}\cdot\text{s}$ ；蜡含量 10.3%；硫含量 0.228%；胶质含量 15.22%；沥青质含量平均 14.35%。

(2) 伴生气性质

古木井区伴生气为溶解气、非烃类含量偏高的干气。伴生气相对密度0.6194；甲烷含量85.1%~86.2%，平均85.5%；乙烷含量3.74%~4.72%，平均4.09%；氮气含量9.2%~11.4%，平均9.88%；不含二氧化碳、硫化氢。

(3) 地层水质分析

古木井区地层水质为 $\text{HCO}_3\cdot\text{SO}_4\text{-Ca}\cdot\text{Mg}$ 型、 $\text{HCO}_3\cdot\text{SO}_4\text{-Ca}\cdot\text{Na}\cdot\text{Mg}$ 型、 $\text{SO}_4\cdot\text{HCO}_3\text{-Ca}\cdot\text{Na}$ 型、 $\text{SO}_4\cdot\text{HCO}_3\text{-Ca}\cdot\text{Mg}$ 型、 $\text{HCO}_3\cdot\text{SO}_4\text{-Ca}\cdot\text{Mg}$ 型、Cl-Na 型地层水；矿化度 $0.283\text{g/L}\sim 0.44\text{g/L}$ ，总硬度 $0.032\text{g/L}\sim 0.14\text{g/L}$ 。

3.2.3 主要技术经济指标

本工程主要技术经济指标见表 3.2-3。

表 3.2-3 本工程主要技术经济指标一览表

序号	项目		单位	数量
1	开发指标	探转采井	口	3
2		产原油规模	10 ³ t/a	6.27
3		产伴生气规模	10 ⁶ m ³ /a	9.417
4	能耗指标	年耗电量	10 ⁴ kWh/a	263.3
5	综合指标	总投资	万元	680.69
6		环保投资	万元	65
7		永久占地面积	hm ²	1.8792
8		临时占地面积	hm ²	2.343575
9		劳动定员	人	依托现有博大采油气管理区工作人员
10		工作制度	h	8760

3.2.4 工程组成

3.2.4.1 总体开发方案

(1) 开发部署

本工程对古木 2 井场、古木 3 井场和古木 5 井场进行布置，井场内设置值班室、储油罐、装车泵橇、装车鹤管橇、放散装置。原油装车拉运至英潜联合站处理，采出水拉运至博孜天然气处理厂，与博孜天然气处理厂采出水一并输送至大北天然气处理站处理达标后回注。原油装车时的 VOCs 事故状态下去往井场放散装置处理。本工程平面布置图见图 3.3-2。

(2) 开发指标预测

古木井区预计最高年产油规模 $6.27 \times 10^3 \text{t/a}$ ，年产气规模 $9.417 \times 10^6 \text{m}^3/\text{a}$ 。

图 3.3-2 本工程总体布局图

图 3.3-3 井场平面布置图

图 3.3-4 井场工艺流程图

3.2.4.2 主体工程

(1) 井场工程

本工程新建采油井场 3 座，井场内设置值班室、储油罐、装车泵橇、装车鹤管橇、放散装置。古木 2 井为有人值守，古木 3 井和古木 5 井为无人值守，定期巡检。

(2) 井场平面布置

本工程井场平面布置图见图 3.3-3。

(3) 井场工艺流程

本工程对古木 2 井场、古木 3 井场和古木 5 井场进行布置，井场内设置值班室、储油罐、装车泵橇、装车鹤管橇、放散装置。井口产液经油嘴套进入储油罐，经工艺管线通过装车泵及装车鹤管，由油罐车拉运，放空气通过放散装置放空。原油装车拉运至英潜联合站处理，采出水拉运至博孜天然气处理厂，与博孜天然气处理厂采出水一并输送至大北天然气处理站处理达标后回注。原油装车时的 VOCs 事故状态下去往井场放散装置处理。本工程井场平面布置图见图 3.3-4。

(4) 井场主要工程

表 3.2-4 井场主要工程量表

序号	设备名称	单位	数量
一	古木 2 井井场		
1	50m ³ 储油罐	座	4
2	装车泵橇	座	1
3	装车鹤管橇	套	1
4	放散装置	套	1
5	防爆型阻火器	套	1
二	古木 3 井井场		
1	50m ³ 储油罐	座	2
2	密闭装车橇	套	1
3	装车泵	台	2
4	放散装置	套	1
5	防爆型阻火器	套	1
三	古木 5 井井场		
1	50m ³ 储油罐	座	2

2	密闭装车撬	套	1
3	装车泵	台	2
4	放散装置	套	1
5	防爆型阻火器	套	1

(5) 封井工程

随着石油开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入闭井期。

严格按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）、《废弃井封井处置规范》（Q/SH0653-2015）要求进行施工作业，首先对井场进行环境风险评估，根据评估等级分别采用不同的固井、封井方式，确保固井、封井措施的有效性。采用清水清洗注水通道，然后将固化堵剂和水泥浆从井口平推挤入地层并充满井筒、后凝固化，完成封层和封井，避免发生油水窜层；对废弃井应封堵内井眼，拆除套管头上部的采油气装置，并安装压力表定期监测压力变化，清理场地，清除填埋各种固体废物，恢复原有地貌。

3.2.4.3 公辅工程

(1) 供水工程

①给水

施工期给水采用水罐车就近拉运至井场，施工人数约30人，施工天数230d，按生活用水量100L/d·人计，生活用水量总计约690m³。根据本工程工艺管线长度及直径，试压用水量约为10m³。

运营期古木2井为有人值守，古木3井和古木5井为无人值守，采取定期巡检，井场用水为设备外壁擦洗车，属间歇性用水，采用清水罐车拉运供给。

②排水

施工期废水主要为生活污水、管线试压废水。生活污水产生量约552m³，生活污水经生活污水池收集后，定期拉运至当地污水处理厂进行处理。工艺管线试压废水约为9.8m³，试压结束后用于洒水抑尘。

运营期采出水及生产废水拉运至博孜天然气处理厂，与博孜天然气处理厂采出水一并输送至大北天然气处理站处理达标后回注；井下作业废液由专用回收罐收集后，拉运至大北天然气处理站处理达标后回注。

(2) 供电工程

古木 2 井电源 T 接 10kV 漠塔线 99 号杆，T 接处设置断路器一台，井场内建设 800kVA 箱式变一座，设计界面为场外架空线 T 接处。

古木 3 井电源 T 接 125kVA 线，T 接处设置断路器一台，井场内建设 800kVA 箱式变一座，设计界面为场外架空线 T 接处。

古木 5 井电源 T 接 200kVA 线，T 接处设置断路器一台，井场内建设 800kVA 箱式变一座，设计界面为场外架空线 T 接处。

(3) 自控工程

本工程单座井场均新建远程终端单元（RTU）一套，通过通讯设备将数据传至博孜处理厂 SCADA 系统远程监视与控制。

(4) 通信工程

本工程 3 口井的生产数据、视频图像分别采用无线传输的方式，隔离传输。

(5) 消防工程

本工程单座井场设置手提式磷酸铵盐干粉灭火器共计 12 具，推车式磷酸铵盐干粉灭火器 1 台，灭火器箱 6 具，消防器材间 1 座。

(6) 道路工程

本工程依托现有通井道路。

3.2.4.4 依托工程

(1) 博孜天然气处理厂

①基本情况

博孜天然气处理厂于 2022 年 4 月 2 日取得阿克苏地区生态环境局批复（阿地环审〔2022〕146 号），并于 2024 年 8 月 17 日完成自主验收。

博孜天然气处理厂 2024 年 9 月建成投产，设计集气规模为 $2000 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。厂内设 2 套 $1000 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 脱水脱烃装置，2 套 430t/d 烃液提馏装置，2 套 1450t/d 的凝析油闪蒸装置；2 套 80t/d 乙二醇再生装置；4 座 2500m^3 混烃储油罐等工程。

②依托可行性

目前博孜天然气处理厂已停用，本工程采出水及生产废水拉运至博孜天然气处理厂，与博孜天然气处理厂采出水一并输送至大北天然气处理站处理，仅做转输使用。本工程采出水及生产废水依托博孜天然气处理厂集输工作可行。

(2) 大北天然气处理站

①基本情况

大北天然气处理站于 2014 年 8 月 19 日取得中华人民共和国环境保护部批复（环审〔2014〕199 号），并于 2016 年 12 月 30 日取得竣工环境保护验收意见（新环函〔2016〕2030 号）。

大北天然气处理站于 2016 年建成投产，设计集气规模为 $1500 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。站内设 3 套 $450 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 脱水脱烃装置，2 套 68t/d 乙二醇再生及注醇装置；2 套 680t/d 的凝析油处理装置；4 座 1500m^3 混烃储油罐等。

②依托可行性

大北天然气处理站原油总处理规模为 $8.249 \times 10^7 \text{t/a}$ ，目前实际处理量 $5.924 \times 10^7 \text{t/a}$ ，负荷率为 72%，剩余处理能力为 $2.325 \times 10^7 \text{t/a}$ 。本工程采出水、生产废水、井下作业废液及废润滑油拉运至大北天然气处理站处理，大北天然气处理站运行负荷见表 3.2-5。

表 3.2-5 大北天然气处理站依托可行性分析

序号	项目内容	设计最大处理规模	现状处理量	负荷率	富余处理能力	本工程需处理量	依托可行性
1	采出水 (t/a)	*	*	*	*	*	*
2	生产废水 (t/a)	*	*	*	*	*	*
3	井下作业废液 (t/a)	*	*	*	*	*	*
4	废润滑油 (t/a)	*	*	*	*	*	*

(3) 英潜联合站

①基本情况

英潜联合站于 2010 年 5 月 17 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅批复（新环函〔2010〕251 号），并于 2014 年 6 月 3 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅验收（新环函〔2014〕673 号）。英潜联合站改扩建工程于 2022 年 12 月 7 日取得阿克苏地区生态环境局批复（阿地环审〔2022〕580 号），并于 2023 年 11 月 19 日完成自主验收。

英潜联合站于 2011 年建成投产主要担负油田油气分离、原油脱水、污水处理及回灌、净化油外输及外运等任务，接收计量站、转油站、英买 41-1 计量阀组及卸油点来液。

②原油处理装置处理工艺

原油脱水单元采用两段密闭脱水工艺，一段采用三相分离器进行游离水脱除，二段采用热化学沉降脱水。其处理流程为：站外来油气水混液在三相分离进行分离、沉降、游离水脱除，处理后的含水油升温后经热化学脱水器处理为净化油，净化油升压、计量后外输至东一联。

③依托可行性

英潜联合站原油总处理规模为 45 万 t/a，目前实际处理量 36.5 万 t/a，负荷率为 81%，剩余处理能力为 8.5 万 t/a。本工程原油拉运至英潜联合站处理，英潜联合站运行负荷见表 3.2-6。

表 3.2-6 英潜联合站依托可行性分析 单位：万 t/a

序号	工程内容	设计最大处理规模	现状处理量	负荷率	富余处理能力	本工程需处理量	依托可行性
1	原油	*	*	*	*	*	*

3.3 工程分析

3.3.1 工艺流程及产排污节点

3.3.1.1 施工期

(1) 井场建设

古木 2 井井场内，新建 50m³ 储油罐 4 座、装车泵橇 1 座、装车鹤管橇 1 套、放散装置 1 套。古木 3 井场和古木 5 井场内，单座井场新建 50m³ 储油罐 2 座、密闭装车橇 1 套、装车泵 2 台、放散装置 1 套。井场设备安装首先需进行场地平整，设置施工车辆临时停放场地，将采油设备拉运至井场，进行安装调试。地面工程施工结束后，对施工场地临时占地进行平整恢复。

(2) 管线建设

管线施工工艺流程详见图 3.3-1。

图 3.4-2 管线施工工艺流程及产污环节示意图

3.3.1.2 运营期

(1) 油气开采

本工程开发方式采用衰竭式开发，开发层系为寒武系下丘里塔格组。

(2) 井下作业

井下作业主要包括压裂、洗井、修井、清蜡、除砂等。本工程井下作业主要为洗井、修井，修井时一般需要将油管全部拔出，以便更换损坏的油管和机具；洗井采用活动洗井车密闭洗井。

(3) 井场油气处理

本工程工艺流程为单井井口产液经油嘴套进入储油罐，经工艺管线通过装车泵及装车鹤管，由油罐车拉运，放空气通过放散装置放空。原油装车拉运至英潜联合站处理，采出水拉运至博孜天然气处理厂，与博孜天然气处理厂采出水一并输送至大北天然气处理站处理达标后回注。原油装车时的 VOCs 事故状态下去往井场放散装置处理。

运营期废气污染源主要为井场无组织废气 (G_1)，通过加强检修和维护从源头减少阀门、泵类等泄漏挥发；废水污染源主要为采出水 (W_1) 和井下作业废液 (W_2)，其中采出水拉运至博孜天然气处理厂，与博孜天然气处理厂采出水一并输送至大北天然气处理站处理达标后回注，井下作业废液由专用回收罐收集后，拉运至大北天然气处理站处理达标后回注；噪声污染源主要为采油树 (N_1) 等设备运行产生的噪声，采取基础减振的降噪措施。固废污染源主要为阀门、法兰等设施油品渗漏及井下作业油品溅溢产生的落地油 (S_1)、废防渗材料 (S_2)，均属于危险废物，落地油、废防渗材料委托有资质单位进行接收处置。

图 3.4-3 油气开采及拉油工艺流程图

3.3.1.3 退役期

随着石油天然气开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。

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

完成封井后，拆除井口装置，安装压力表定期监测压力变化，恢复原有地貌；将永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫清理，清除各种固体废物。然后根

据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，成为污染地下水的通道。

退役期废气污染源主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施；噪声污染源主要为车辆噪声，要求合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；固体废物主要为封井过程中产生的建筑垃圾等，建筑垃圾收集后送博大作业区固体废物填埋场处置。

3.3.2 施工期环境影响因素分析

3.3.2.1 生态影响因素

生态影响主要体现在井场建设阶段，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。临时占地主要为电力线路临时占地，施工结束后临时占地可恢复原有使用功能。永久占地主要为采油井场的永久占地。工程占地类型为果园和裸土地。地面工程施工作业包括井场场地平整、管线组装等，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，本工程总占地约 4.222775hm²，其中永久占地 1.8792hm²，临时占地 2.343575hm²，本工程占地面积详见表 3.3-1。

表 3.3-1 占地面积统计表

序号	工程内容	占地面积 (hm ²)			说明
		永久	临时	总占地	
1	井场	*	*	*	本工程参照油田公司标准化井场布置，单座井场永久占地长 76m×宽 82m，占地面积为 0.62hm ² 。本工程新建 3 座井场。
2	井场放空区	*	*	*	单座井场放空区占地面积为 0.0064hm ² 。本工程新建 3 座井场放空区。
3	放空管线	*	*	*	单座井场放空管线占地面积为 0.0012hm ² 。本工程新建 3 处放空管线。
4	电力线路	*	*	*	古木 2 井场电力线路占地面积为 0.009hm ² 。古木 3 井场电力线路占地面积为 1.6697hm ² 。古木 5 井场电力线路占地面积为 0.6612hm ² 。本工程新建 3 处电力线路。
5	电力杆	*	*	*	单座井场电力杆占地面积为 2.5×10 ⁻⁵ hm ² 。本工程新建 3 处电力杆。
合计		*	*	*	/

3.3.2.2 废水污染源

(1) 生活污水

本工程新建 3 座采油井场，施工天数为 230 天，施工人数一般为 30 人，按生活用水量 $100\text{L}/\text{d}\cdot\text{人}$ 计，则生活用水量为 690m^3 ，生活污水产生量按用水量的 80% 计算则总产生量为 552m^3 ($2.4\text{m}^3/\text{d}$)。生活污水经生活污水池收集后，定期拉运至当地污水处理厂进行处理。

(2) 管线试压废水

本工程工艺管线试压介质采用中性洁净水，根据本工程工艺管线长度及直径，试压用水量约为 10m^3 ，试压操作过程中按 2% 损失考虑，试压废水产生量为 9.8m^3 ，管道试压废水中主要污染物为 SS，试压结束后用于洒水抑尘。

3.3.2.3 固体废物污染源

(1) 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 $0.2\text{t}/\text{km}$ ，本工程新建管线 0.3km ，施工废料产生量约为 0.06t 。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后送至博大作业区固体废物填埋场合规处置。

(2) 生活垃圾

本工程新建 3 座采油井场，施工天数为 230 天，施工人数一般为 30 人，平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg 。整个施工过程生活垃圾产生量共计 3.45t ，生活垃圾集中收集后，委托地方生活垃圾填埋场处理。

(3) 废防渗材料

废防渗材料属于《国家危险废物名录（2025 年版）》，HW08 类危险废物（废物代码：900-249-08）。根据建设单位提供的资料，施工期产生的废防渗材料约为 $0.2\text{t}/\text{口}$ ，本工程产生的废防渗材料约为 0.6t ，暂存于危险废物贮存点，委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。

(4) 废润滑油

废润滑油属于《国家危险废物名录（2025 年版）》，HW08 类危险废物（废物代码：900-214-08）。废润滑油主要来自设备维修过程，检修期间地面应铺

设防渗膜，采用钢制铁桶收集后暂存于危废贮存点，防止废润滑油落地污染土壤和地下水。废润滑油间歇产生，废润滑油产生量约 0.5t/a，收集后委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。

(5) 土石方

本工程挖方量 0.9546 万 m³，填方量 0.9546 万 m³，无借方、弃方。本工程场平高度约为 0.5m，全部用于回填，场地平整。本工程土石方平衡表见表 3.3-2。

表 3.3-2 土方挖填方平衡表 单位：万 m³

工程分区	挖方	填方	借方		弃方	
			数量	来源	数量	去向
井场工程	*	*	*	*	*	*
合计	*	*	*	*	*	*

3.3.2.4 废气污染源

(1) 施工扬尘

施工扬尘主要来自场地平整和车辆运输过程中，井场施工周期较短，且采取洒水抑尘，运输车辆采取减速慢行和苫盖措施，可有效降低扬尘对周围大气环境的不利影响。

(2) 焊接废气

金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为颗粒物。管线焊接时间一般都较短，从影响范围和程度来看，焊接废气对周围大气环境的影响是有限的。

(3) 施工机械废气及运输车辆尾气

井场工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有颗粒物、SO₂、NO_x、C_mH_n等。施工机械和运输车辆运行时间一般都较短，从影响范围和程度来看，对周围大气环境的影响是有限的。

3.3.2.5 噪声污染源

本工程施工期噪声主要包括土方施工、各类施工机械和运输车辆产生的噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ 2034-2013）中表 A.2 和类比油

田开发工程中井场实际情况，本工程施工期拟采用的各类施工设备产噪值见表 3.3-3。

表 3.3-3 主要施工设备噪声源不同距离声压级 单位：dB (A) /m

序号	设备名称	噪声值/距离
1	装载机	90/5
2	挖掘机	80/5
3	运输车辆	82/5
4	压路机	80/5
5	推土机	83/5

3.3.2.6 施工期污染物排放汇总

本工程施工期污染物排放汇总见表 3.3-4。

表 3.3-4 施工期污染物排放汇总

项目	污染源	主要污染物排放量		排放去向
废水污染源	生活污水	COD、BOD ₅ 、氨氮、SS等	*	生活污水经生活污水池收集后，定期拉运至当地污水处理厂进行处理。
	管线试压废水	SS	*	试压结束后用于洒水抑尘。
固体废物污染源	施工废料	/	*	首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后送至博大作业区固体废物填埋场合规处置。
	生活垃圾	/	*	集中收集后，委托地方生活垃圾填埋场处理。
	废润滑油	/	*	暂存于危险废物贮存点，委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。
	废防渗材料	/	*	暂存于危险废物贮存点，委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。
废气污染源	施工扬尘、焊接废气、施工机械废气及运输车辆尾气	CO	阶段性排放	大气
		NO _x	阶段性排放	
		SO ₂	阶段性排放	
		颗粒物	阶段性排放	
噪声污染源	土方施工、施工机械、运输车辆	/	80~90dB (A)	加强施工管理。

3.3.3 运营期环境影响因素分析

3.3.3.1 生态影响因素

运营期生态恢复措施以保持和维持措施为主，定期检查工艺管线，如发生管线老化，接口断裂，及时更换工艺管线。对于事故情况下造成的原油外泄事故一要做好防护，二要及时控制扩散面积并回收外泄原油。

3.3.3.2 废水污染源

(1) 采出水

根据油田设计资料，本工程采出水年产水量为 $2 \times 10^4 \text{t/a}$ ，拉运至博孜天然气处理厂，与博孜天然气处理厂采出水一并输送至大北天然气处理站，处理后达到《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）等相关标准后回注地层。

(2) 生产废水

本工程检修时产生约 0.5t/a 的少量生产废水，拉运至博孜天然气处理厂，与博孜天然气处理厂采出水一并输送至大北天然气处理站处理达标后回注。

(3) 井下作业废液

井下作业废液主要来源为洗井、修井等过程产生的废液。根据《生态环境部已发布的排放源统计调查制度排（产）污系数清单》（公告 2021 年第 16 号）中“与石油和天然气开采有关的服务活动”产排污系数见表 3.3-5，计算井下作业废液的产生量。

表 3.3-5 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	76.04	回收回注	0
				化学需氧量	克/井次-产品	104525.3	回收回注	0
				石油类	克/井次-产品	17645	回收回注	0
		低渗透油井洗井作业	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	34679.3	回收回注	0
				石油类	克/井次-产品	6122.1	回收回注	0

本工程油藏储层为非低渗透油储层，根据表 3.3-5 计算井下作业工业废水产生量为 76.04t/井次 ，化学需氧量产生量为 104525.3g/井次 ，石油类产生量为 17645g/井次 。按井下作业每 2 年 1 次计算，则本工程每年产生井下作业工业废水 114.06t 、

化学需氧量 156787.95g、石油类 26467.5g。本工程井下作业废液由专用回收罐收集后，拉运至大北天然气处理站处理达标后回注。

(5) 生活污水

本工程古木 2 井为有人值守，古木 3 井和古木 5 井为无人值守，通过远程监控、人员定期巡检进行管理。运营期工作人员由油田内部调剂，不新增生活污水。

3.3.3.3 固体废物污染源

(1) 落地油

落地油主要为阀门、法兰等设施油品渗漏及井下作业油品溅溢产生的落地油。根据《国家危险废物名录（2025 年版）》（生态环境部令第 36 号），落地油废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物（废物代码：071-001-08）。

按照单井落地油产生量约 0.2t/a 计算，本工程运营期落地油总产生量约 0.6t/a，桶装收集后委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。

(2) 清罐底泥

清罐底泥主要来自井场储油罐。根据《国家危险废物名录（2025 年版）》（生态环境部令第 36 号），清罐底泥废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物（废物代码：071-001-08）。根据油田资料类比分析，预计回收油泥 0.2t/a。清罐底泥直接在作业施工现场由施工人员回收至密闭的专用罐车内，委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。

(3) 废防渗材料

废防渗材料来自井下作业过程。根据《国家危险废物名录（2025 年版）》（生态环境部令第 36 号），废防渗材料废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物（废物代码：900-249-08）。

本工程运营期作业场地下方铺设防渗材料，产生的落地油直接落在防渗材料上，目前油田使用的防渗材料均可重复利用，修井作业频次为 2 年/次。单块防渗材料重约 250kg（12m×12m），口井作业用 2 块，约合 0.25t/a·井。本工程产生废防渗材料量约 0.75t/a。作业施工结束后，集中收集后委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置，拉运过程中持有危险废物经营许可证的单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

(4) 废润滑油

废润滑油主要来自设备维修过程。根据《国家危险废物名录（2025年版）》（生态环境部令第36号），废润滑油属于HW08废矿物油与含矿物油废物（废物代码：900-214-08）。废润滑油间歇产生，废润滑油产生量约0.5t/a，收集后运至大北天然气处理站凝析油处理装置混入原油外输。

（5）生活垃圾

运营期工作人员由博大采油气管理区内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

表 3.3-6 运营期危险废物产生、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	产生环节	外观性状	特征污染物	产生规律	危废特性	污染防治措施
1	落地油	*	*	*	*	*	*	*	*	桶装收集后委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。
2	清罐底泥	*	*	*	*	*	*	*	*	回收至密闭的专用罐车内，委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。
3	废防渗材料	*	*	*	*	*	*	*	*	集中收集后委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。
4	废润滑油	*	*	*	*	*	*	*	*	收集后委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。

3.3.3.4 废气污染源

本工程运营期的废气排放源主要为井场无组织废气排放。

（1）无组织废气

本工程运营期无组织排放的废气污染物主要为油品储存、输送及装卸过程中产生的无组织挥发烃类气体（以非甲烷总烃计）。本工程无组织挥发烃类气体排放主要为三部分：一部分为储油罐大小呼吸产生的无组织挥发性有机物，一部分为油气输送过程中的阀门、法兰等部件产生的少量挥发性有机物，另一部分为采出液装车时产生的无组织挥发性有机物。

①储油罐大小呼吸无组织挥发非甲烷总烃

本工程古木2井井场内设置4座50m³储油罐，古木3井井场内设置2座50m³储油罐，古木5井井场内设置2座50m³储油罐。储油罐均采用固定顶罐，罐体因大小呼吸作用排放无组织非甲烷总烃。小呼吸排放是由于温度和大气压力的变化

引起蒸气的膨胀和收缩而产生的蒸气排出，它出现在罐内液面无任何变化的情况，是非人为干扰的自然排放方式。大呼吸排放是由于人为的装料与卸料而产生的损失。因装料时罐内压力超过释放压力，蒸气从罐内压出，而卸料损失发生于液面排出，空气被抽入罐体内，因空气变成有机蒸气饱和的气体而膨胀，因而超过蒸气空间容纳的能力。

本工程储油罐均采用固定顶罐，固定顶罐的呼吸损耗采用公式法进行核算。

总损耗计算公式为：

$$L_T = L_S + L_W$$

式中：

L_T ——总损耗，lb/a；

L_S ——静置储藏损耗，lb/a；

L_W ——工作损耗，lb/a。

小呼吸蒸发损耗量（ L_S ），是指由于罐体气相空间呼吸导致的储存气相损耗。计算公式为：

$$L_S = 365 K_E V_V K_S W_V$$

式中：

W_V ——储藏气相密度，lb/ft³；

K_E ——日均液体表面温度下的气相密度，kg/m³；

K_S ——排放蒸汽饱和因子，无量纲量；

V_V ——油罐气相空间体积，m³。

大呼吸蒸发损耗量（ L_W ）计算公式为：

$$L_W = \frac{5.614}{RT_{LA}} M_V P_{VA} Q K_N K_P K_B$$

式中：

M_V ——气相分子量，lb/lb-mol；

P_{VA} ——真实蒸汽压，psia；

Q ——年周转量，bbl/a；

K_N ——工作排放周转（饱和）因子，无量纲量；

K_P ——工作损耗产品因子，无量纲量，原油 $K_P=0.75$ ；

K_B ——呼吸阀工作校正因子。

本工程产能规模为原油 $6.27 \times 10^3 \text{t/a}$ ，古木 2 井年周转量为 2920t，古木 3 井年周转量为 1584t，古木 5 井年周转量为 1766t。根据《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》中“石化行业 VOCs 污染源排查参考计算表格”，有机液体储存和 VOCs 排放量参考计算表计算后，可知本工程古木 2 井单个储油罐静置损失 0.251t/a，工作损失 0.488t/a，单个储油罐总损失 0.739t/a。古木 3 井单个储油罐静置损失 0.251t/a，工作损失 0.530t/a，单个储油罐总损失 0.781t/a。古木 5 井单个储油罐静置损失 0.251t/a，工作损失 0.591t/a，单个储油罐总损失 0.842t/a。本工程 3 座井场 8 座储油罐大小呼吸非甲烷总烃排放量为 6.202t/a。

②采出液装车时产生的无组织挥发性有机物

根据《石化行业VOCs污染源排查工作指南》中“石化行业VOCs污染源排查参考计算表格”，有机液体装卸挥发损失VOCs排放量参考计算表计算后，可知本工程古木2井采出液装车时产生的无组织挥发性有机物0.058t/a，古木3井采出液装车时产生的无组织挥发性有机物0.031t/a，古木5井采出液装车时产生的无组织挥发性有机物0.035t/a，本工程3座井场采出液装车时产生的无组织挥发性有机物共计0.124t/a。

③设备与管线组件密封点泄漏非甲烷总烃

在油气开采过程中设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物（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。

本工程运营过程中井场无组织废气主要污染物为从阀门等部分逸散无组织非甲烷总烃，参照《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》（HJ853-2017）中 5.2.3.1.2 设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物年许可排放量计算公式对本工程无组织挥发的非甲烷总烃进行核算。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;

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

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

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

n ——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数。

表 3.3-7 设备与管线组件 $e_{TOC, i}$ 取值参数表

类型	设备类型	排放速率 $e_{TOC, i}$ / (kg/h 排放源)
石油炼制工业	连接件	0.028
	开口阀或开口管线	0.03
	阀门	0.064
	压缩机、搅拌器、泄压设备	0.073
	泵	0.074
	法兰	0.085
	其他	0.073

参照《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》，若未提供 TOC 中 VOCs 的质量分数, 则取 1 进行核算, 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, 本工程采出水以及伴生气中 $WF_{VOCs, i}$ 和 $WF_{TOC, i}$ 比值取 1。根据设计单位提供的数据, 本工程井场无组织废气核算见表 3.3-8。

表 3.3-8 本工程单座井场无组织废气核算一览表

古木 2 井井场				
序号	设备名称	密封点数量	排放速率 $e_{TOC, i}$ / (kg/h)	年排放量 (t)
1	阀门	*	*	*
2	法兰	*	*	*
3	泵	*	*	*
合计				*
古木 3 井井场 (古木 5 井井场)				
序号	设备名称	密封点数量	排放速率 $e_{TOC, i}$ / (kg/h)	年排放量 (t)
1	阀门	*	*	*
2	法兰	*	*	*

3	泵	*	*	*
合计				*

经核算,本工程新建井场 3 座,油气开采过程无组织烃类挥发总量为 0.571t/a。

综上所述,本工程产生的无组织 VOCs (以非甲烷总烃计) 总量为 6.897t/a,各井场产生的无组织挥发性有机物见表 3.3-9。

表 3.3-9 各井产生无组织挥发无组织废气汇总 t/a

井号	储油罐大小呼吸	采出液装卸	油气开采	合计
古木 2 井	*	*	*	*
古木 3 井	*	*	*	*
古木 5 井	*	*	*	*
合计	*	*	*	*

④无组织 H₂S

古木区块目前未发现硫化氢等有毒有害气体。

(2) 非正常工况排放

非正常生产排放包括设备检修、工艺设备运转异常等非正常工况的污染物排放,如工艺设备和环保设施不能正常运行时污染物的排放等。本工程若井口或储油罐压力过高,采出液通过放散管直接进入放喷池,事故放喷一般时间较短。本次评价将井口或储油罐压力异常情况作为非正常排放考虑,本工程放喷等非正常工况下污染物源强情况见表 3.3-10。

表 3.3-10 非正常工况下污染物排放一览表

项目	面源长度(m)	面源宽度(m)	年排放小时数(h)	排放工况	评价因子	排放速率/(kg/h)
放喷池	*	*	*	*	*	*

3.3.3.5 噪声源

本工程井场产噪设备主要为泵撬等设备运转噪声,噪声值为 80~110dB(A)。采取基础减振降噪,控制噪声对周围环境的影响,降噪效果约 15dB(A)。各噪声污染源噪声强度及治理措施情况见表 3.3-9。

表 3.3-9 噪声源设备(单座井场) 单位: dB(A)

序号	噪声源	数量(台/套)	噪声强度	声源控制措施	降噪效果	运行时段
----	-----	---------	------	--------	------	------

序号	噪声源	数量(台/套)	噪声强度	声源控制措施	降噪效果	运行时段
1	采油树	*	*	*	*	*
2	泵撬	*	*	*	*	*

3.3.3.6 运营期污染源汇总

本工程运营期三废排放状况见表 3.3-10。

表 3.3-10 运营期污染物排放汇总

工段	污染源	主要污染物	产生量	排放量	排放去向
废水	生产废水	生产废水	*	*	拉运至博孜天然气处理厂，与博孜天然气处理厂采出水一并输送至大北天然气处理站处理后回注。
	井下作业废液	工业废水量	*	*	采用专用回收罐收集后，拉运至大北天然气处理站处理达标后回注。
		化学需氧量	*	*	
		石油类	*	*	
废气	无组织排放	非甲烷总烃	*	*	大气
固体废物	落地油	石油类	*	*	桶装收集后委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。
	清罐底泥	石油类	*	*	回收至密闭的专用罐车内，委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。
	废防渗材料	石油类	*	*	集中收集后委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。
	废润滑油	石油类	*	*	收集后运至大北天然气处理站凝析油处理装置混入原油外输。

3.3.4 退役期环境影响因素分析

3.3.4.1 生态影响因素

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

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

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

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

3.3.4.2 废水污染源

退役期无废水污染物产生，要求在闭井作业过程中，严格按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）、《废弃井封井处置规范》（Q/SH0653-2015）要求进行施工作业，首先进行井场进行环境风险评估，根据评估等级分别采用不同的固井、封井方式，确保固井、封井措施的有效性，避免发生油水窜层。

3.3.4.3 固体废物污染源

(1) 地面设施拆除、井场清理等工作中会产生建筑垃圾，应集中清理收集。建筑垃圾收集后送至地方固废填埋场妥善处置。

(2) 对完成采油的废弃井应封堵，拆除井口装置，安装压力表定期监测压力变化，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。

3.3.4.4 废气污染源

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

(2) 运输车辆使用符合国家标准的油品。

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

3.3.4.5 噪声源

(1) 选用低噪声机械和车辆。

(2) 加强设备检查维修，保证其正常运行。

(3) 加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

3.3.5 非正常排放

本工程新建井场不涉及油气计量及处理，无非正常工况污染物排放情况。

3.3.6 清洁生产水平分析

3.3.6.1 油气处理清洁生产工艺

(1) 采用自动系统对主要采油和拉运工艺参数进行控制，能够提高管理水平，尽量简化工艺过程，减少操作人员，同时使拉运系统的安全性、可靠性得到保证。

(2) 系统采用气液混输工艺，简化流程，方便操作。

(3) 本工程单井油气经油嘴套进入储油罐，经工艺管线通过装车泵及装车鹤管，由油罐车拉运，放空气通过放散装置放空。原油装车拉运至英潜联合站处理，采出水拉运至博孜天然气处理厂，与博孜天然气处理厂采出水一并输送至大北天然气处理站处理达标后回注。

3.3.6.2 运营期井下作业清洁生产工艺

(1) 在井场加强井口的密闭，减少井口烃类的无组织挥发。

(2) 生产过程中起下油管时，安装自封式封井器，避免原油、污水喷出；另外，对运输车辆采取防渗漏、溢流和散落的措施。

(3) 在井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收井下作业废液，拉运至大北天然气处理站处理达标后回注。

3.3.6.3 节能及其他清洁生产措施分析

(1) 优化原油运输路线，降低生产运行及车辆运输时间。

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

(3) 采油区采用自动化管理，提高管理水平。

3.3.6.4 建立有效的环境管理制度

本工程将环境管理和环境监测纳入油田安全环保部门负责，采用 QHSE 管理模式，注重对员工进行培训，使员工自觉遵守 QHSE 管理要求，保护自身的安全和健康。为减少和杜绝环境污染事故的发生，建立、健全管理规章制度，

制定了详细的污染控制计划和实施方案，责任到人，指标到岗，实施监督，实行公平的奖惩制度，大力弘扬保护环境的行为。

3.3.6.5 清洁生产技术指标对比分析

根据《石油天然气开采业清洁生产评价指标体系（试行）》（国家发展和改革委员会公告 2009 年第 3 号），对本工程清洁生产指标进行定量和定性的评价。

（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。

①定量评价

定量评价指标选取有代表性的、能反映“节能”“降耗”“减污”和“增效”等有关清洁生产最终目标的指标，建立评价模式。通过对各项指标的实际达到值、评价基准值和指标的权重值进行计算和评分，综合考评企业实施清洁生产的状况和企业清洁生产程度。

②定性评价

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，用于定性考核企业对有关政策法规的符合性及其清洁生产工作实施情况。

③评价指标

评价指标分为定量指标和定性指标。定量指标和定性指标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。

（2）评价基准值及权重值

①评价基准值

在定量评价指标体系中，各指标的评价基准值是衡量该项指标是否符合清洁生产基本要求的评价基准。本评价指标体系确定各定量评价指标的评价基准值的依据是：凡国家或行业在有关政策、规划等文件中对该项指标已有明确要求的就执行国家要求的数值。凡国家或行业对该项指标尚无明确要求的，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。

②权重分值

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

(3) 本评价基准值及权重值

采油和拉运作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值见表 3.3-11~12。

(4) 评价指标体系计算

①定量评价指标的考核评分计算

企业清洁生产定量评价指标的考核评分，以企业在考核年度（一般以一个生产年度为一个考核周期，并与生产年度同步）各项二级指标实际达到的数值为基础进行计算，综合得出该企业定量评价指标的考核总分值。定量评价的二级指标从其数值情况来看，可分为两类情况：一类是该指标的数值越低（小）越符合清洁生产要求（如物料消耗量、取水量、综合能耗、污染物产生量等指标）；另一类是该指标的数值越高（大）越符合清洁生产要求（如水的循环利用率、回收率、固体废物综合利用率等指标）。因此，对二级指标的考核评分，根据其类别采用不同的计算模式。

A. 定量评价二级指标的单项评价指数计算

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；如手工计算，其值取小数点后两位；

S_{xi} ——第 i 项评价指标的实际值（考核年度实际达到值）；

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，但当其实际数值远小于（或远大于）评价基准值时，计算得出的 S_i 值就会较大，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），取该 S_i 值为 k/m 。

B. 定量评价考核总分值的计算

定量评价考核总分值的计算公式为：

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

式中： P_1 ——定量评价考核总分值；

n ——参与定量评价考核的二级指标项目总数；

S_i ——第 i 项评价指标的单项评价指数；

K_i ——第 i 项评价指标的权重值。

② 定性评价指标的考核评分计算

定性评价指标的考核总分值的计算公式为：

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

式中： P_2 ——定性评价二级指标考核总分值；

F_i ——定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

n ——参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

③ 综合评价指数考核评分计算

综合评价指数计算公式为：

$$P = 0.6P_1 + 0.4P_2$$

式中： P ——清洁生产综合评价指数；

P_1 ——定量评价指标考核总分值；

P_2 ——定性评价指标考核总分值。

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指标见表 3.4-13。

表 3.4-13 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 3.4-11~12 计算得出：本工程井下作业定量指标 100 分，定性指标 80 分，综合评价 90 分；采油和拉运定量指标 80 分，定性指标 80 分，综合评价 80 分。本工程清洁生产企业综合评价指数介于 $75 \leq P < 90$ 之间，属于清洁生产企业。

表 3.4-11 采油（气）作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标								
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	实际值	得分	
(1) 资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 天然气	30	天然气: ≤ 50	34.32	30	
(2) 资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	10	≥ 60	无	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	0	0	
(3) 污染物产生指标	40	石油类	mg/l	5	≤ 10	0	5	
		COD	mg/l	5	≤ 150	0	5	
		落地原油回收率	%	7.5	100	100	7.5	
		采油废水回用率	%	7.5	≥ 60	100	7.5	
		油井伴生气外排率	%	7.5	≤ 20	0	7.5	
		采出废水达标排放率	%	7.5	≥ 80	100	7.5	
定性指标								
一级指标	权重值	二级指标				指标分值	得分	
(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	采气过程回收设施	10	采油	套管气回收装置	10	10
			天然气净化设施先进、净化效率高	10		防止落地原油产生措施	10	10
		采油方式		采油方式经过综合评价确定		10	10	

		拉油流程	具有油气回收装置	10	10
(2) 环境管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证		10	10
		开展清洁生产审核, 并通过验收		20	0
		制定节能减排工作计划		5	5
(3) 贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况		5	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况		5	5
		老污染源限期治理项目完成情况		5	5
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况		5	5

表 3.4-12 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	实际值	得分
(1) 资源与能源消耗指标	30	作业液消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	≤5.0	10
		新鲜水消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	≤5.0	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	落地原油回收率	%	10	100	100	10
		生产过程排出物利用率	%	10	100	100	10
(4) 污染物产生指标	30	作业废液量	m ³ /井次	10	≤3.0	≤3.0	10
		石油类	mg/L	5	≤10	0	5
≤50	0						

古木区块试采工程环境影响报告书

		COD	mg/L	5	≤100	0	5
					≤150	0	
		含油污泥	kg/井次	5	≤50	5	5
					≤70	5	
一般固体废物（生活垃圾）	kg/井次	5	-	0	5		
定性指标							
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	得分		
(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) 环境管理体系建设及清洁生产审核	40	建立 HSE 管理体系并通过认证		15	15		
		开展清洁生产审核		20	0		
		制订节能减排工作计划		5	5		
(3) 贯彻执行环境保护法规的符合性	20	满足其他法律法规要求		20	20		

3.3.7 污染物排放“三本账”

本工程建成后污染物排放变化情况见表 3.3-14。

表 3.3-14 主要污染物排放变化情况表

类别	单位	现有工程 排放量	本工程排 放量	“以新带老” 消减量	本工程实施 后排放量	增减量
一、废气						
SO ₂	t/a	0	0	0	0	0
NO _x	t/a	0	0	0	0	0
颗粒物	t/a	0	0	0	0	0
非甲烷总烃	t/a	0	*	*	*	*
H ₂ S	t/a	0	*	*	*	*
二、废水						
生产废水	t/a	0	*	*	*	*
井下作业废液	t/a	0	*	*	*	*
三、固废						
落地油	t/a	0	*	*	*	*
清罐底泥		0	*	*	*	*
废防渗材料	t/a	0	*	*	*	*
废润滑油	t/a	0	*	*	*	*

3.3.8 污染物总量控制分析

3.3.8.1 总量控制原则

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

3.3.8.2 污染物总量控制因子

根据国家“十四五”污染物排放总量控制要求，污染物排放总量控制因子如下：

废气污染物：NO_x、VOCs。

废水污染物：COD、NH₃-N。

(1) 废气污染物

本工程采用拉运工艺，原油采用罐车拉运，主要废气污染物为井场内无组织烃类气体的挥发。

(2) 废水污染物

运营期产生的生产废水拉运至博孜天然气处理厂，与博孜天然气处理厂采出水一并输送至大北天然气处理站处理后回注。井下作业废液由专用回收罐收集后，拉运至大北天然气处理站处理达标后回注。

经核算，本工程无组织排放的 VOC_s 为 6.897t/a，不排放废水污染物。

3.3.8.3 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，本工程无组织排放的 VOC_s 为 6.897t/a。

故本工程投产后总量控制建议指标为 VOC_s：6.897t/a。

塔里木油田分公司已在阿克苏区域开展氮氧化物、二氧化硫、VOC_s 减排措施，本次新增的排放量从企业内部减排措施消减量中进行替代。

3.4 相关政策法规、规划符合性分析

3.4.1 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）》，本工程属于“第一类 鼓励类”中的“七、石油天然气”中的“1.石油天然气开采：常规石油、天然气勘探与开采”，本工程符合国家产业政策。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。

3.4.2 相关法规、政策、规范、规划符合性分析

(1) 与相关政策、法规符合性分析

本工程属于塔里木油田分公司石油天然气开发项目，相关的政策、法规有：《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，符合性见表 3.4-1。由表 3.4-1 分析可知，本工程建设符合上述油气开采政策法规的相关规定。

表 3.4-1 本工程与相关的政策、法规符合性分析

文件名称	文件要求	实际建设情况	符合性
《石油天然气开采业污染防治技术政策》（环部公告 2012 年第 18 号）	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%；落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%；油气田建设宜布置丛式井组，采用多分支井、水平井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术，以减少废物产生和占地；在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到 80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。	本工程采出水拉运至博孜天然气处理厂，与博孜天然气处理厂采出水一并输送至大北天然气处理站处理达标后回注；井下作业废液由专用回收罐收集后，拉运至大北天然气处理站处理达标后回注，产生落地油等危废委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。	符合
《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》（第 13 届人大第 7 次会议）	1.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。 2.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场地平整。 本工程井场施工周期较短，且采取洒水抑尘措施，运输车辆采取减速慢行和苫盖措施，可有效降低扬尘。	符合
《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》（环办环评函〔2019〕910号）	1.各有关单位编制油气发展规划等综合规划或指导性专项规划，应当依法同步编制环境影响篇章或说明；编制油气开发相关专项规划，应当依法同步编制规划环境影响报告书，报送生态环境主管部门依法召集审查。规划环评结论和审查意见，应当作为规划审批决策和相关项目环评的重要依据，规划环评资料 and 成果可与项目环评共享，项目环评可结合实际简化。 2.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。	塔里木油田分公司已开展《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》，目前已取得审查意见（具体见附件）。本工程所在区块的开发已纳入塔里木油田“十四五”规划中。 本工程由塔里木油田分公司博大采油管理区结合古木区块的建井能力、产能状况等情况进行了立项及方案设计，为支撑油田上产需求，本工程建设古木 2 井、古木 3 井、古木 5 井，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	符合

	<p>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。</p> <p>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。</p>	<p>环境保护措施、污染防治措施和环境风险防范措施，并分析了依托工程的可行性和有效性；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。</p>	
	<p>3.陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、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。</p>	<p>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。建议企业对整个装置的法兰、阀门、管线组件和其他连接件进行系统性排查，有针对性地修复和更换，加强装置系统密封，最大限度减少装置无组织排放。</p>	符合
	<p>4.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。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，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》要求评价。</p>	<p>本工程产生的各项危险废物，按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告2017年第43号）评价，交由持有危险废物经营许可证的单位利用处置。</p>	符合
	<p>5.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。</p>	<p>本工程施工期采取了各项生态环境保护措施，降低生态环境影响。</p>	符合
	<p>6.油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案。</p>	<p>塔里木油田博大采油气管理区设有突发环境事件专项应急预案，该预案已在阿克苏地区生态环境局温宿县分局备案（备案编号：652922-2023-46-L）。</p>	符合
《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）	<p>1.资源开发应与环境保护、资源保护、城乡建设相协调，最大限度减少对自然环境的扰动和破坏，选择资源节约型、环境友好型开发方式；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；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；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</p>	<p>建设符合相关规划，符合区域生态环境分区管控要求；针对井型、油藏类型选用专用井控设备、开采设备，从采油及井下作业均符合清洁生产要求。报告提出，要按照规定对占地进行补偿，施工结束后临时占地要及时恢复，退役期要及时释放永久占地。</p>	符合
	<p>2.建设数字化油气田，实现企业生产、经营、管理的信息化；结合生产实际分级建立监控平台，达到油气生产、计量、集输与处理等</p>	<p>博大采油气管理区建有完备的自动化管控系统，本次新增井场自动化设备，实现全过程</p>	符合

	主要环节自动化、数字化远程监控管理；建立场站区监控系统，实时采集流量、压力、液位、可燃气体浓度等信息，录入生产运行中人工化验或记录数据，进行系统化实时监控管理；利用人工智能、网络信息等技术，实现对油气田矿区经营、生产决策、环境监测治理、设备控制和安全生产的信息化管理。	自动化管理。	
	3.油气开发全过程应采取措施防止地下水污染，建立动态监测评估、处理及报告机制。	井下作业采取带罐作业；运营期定期巡检，加强井筒维护、采取分区防渗措施、并落实跟踪监测、应急响应等措施。	符合
	4.防止油气生产、储存、转运过程中发生渗漏、泄漏，防止对矿区生态环境造成污染和破坏；应制定突发环境事件应急预案，配备相应的应急物资。	建成后归属博大采油气管理区管辖，博大采油气管理区具备完善的应急管理体系，应对应急预案进行修编，将本工程实施范围纳入应急预案。	符合
	5.按照减量化、资源化、再利用的原则，综合开发利用油气共藏伴生资源，综合利用固体废弃物、废水等，发展循环经济；气田伴生资源综合利用：与甲烷气伴生的凝析油综合利用率不低于90%；油气生产过程中产生的废液、废气、固体废物应建档分类管理，并清洁化、无害化处置，处置率应达到100%；油气生产过程中的采出水应清洁处理后循环利用；不能循环利用的，应达标排放、回注或采取其他有效利用方式；油气开采过程中产生的落地原油，应及时全部回收。	运营期井口采出物拉运至英潜联合站处理；井下作业带罐作业，防止落地油产生，井下作业过程中产生的井下作业废液由专用回收罐收集后，拉运至大北天然气处理站处理达标后回注；落地油等危险废物委托持有危险废物经营许可证的单位接收、转运和处置。	符合
《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138号）	对于受理的涉及沙区的建设项目环评文件，严格按照《环境影响评价技术导则 生态影响》（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。	根据《新疆第六次沙化监测报告》，本工程不占用沙化土地，不在沙化区内。	符合
《关于规范临时用地管理的通知》（自然资源规〔2021〕2号）	县（市）自然资源主管部门负责临时用地审批，其中涉及占用耕地和永久基本农田的，由市级或者市级以上自然资源主管部门负责审批。不得下放临时用地审批权或者委托相关部门行使审批权。城镇开发边界内使用临时用地的，可以一并申请临时建设用地规划许可和临时用地审批，具备条件的还可以同时申请临时建设工程规划许可，一并出具相关批准文件。油气资源探采合一开发涉及的钻井及配套设施建设用地的，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。	本工程施工过程中严格控制施工占地，井场建设完成后，采取措施及时恢复占地，尽可能减少对区域生态环境的影响。	符合
《关于印发〈建设	严格落实污染物排放总量控制制度，把主要污染物排放总量指标作为建设项目环境影响	本工程新建储油罐配备电加热棒，无燃烧废气产生。	符合

项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法》的通知》(环发〔2014〕197号)	评价审批的前置条件。排放主要污染物的建设项目,在环境影响评价文件(以下简称环评文件)审批前,须取得主要污染物排放总量指标。		
《新疆维吾尔自治区环境保护条例》(第13届人大第6次会议)	1.排放污染物的企业事业单位和其他生产经营者应当依法取得排污许可证。	2024年10月27日,塔里木油田分公司博孜试采博大采油管理区温宿区块变更了排污许可证(证书编号:9165280071554911XG103X)	符合
	2.矿产资源勘探、开发单位,应当对矿产资源勘探、开发产生的尾矿、煤矸石、粉煤灰、冶炼渣以及脱硫、脱硝、除尘等产生的固体废物的堆存场所进行整治,完善防扬散、防流失、防渗漏等设施。	本工程产生的危险废物,按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》(环境保护部公告2017年第43号)评价,交由持有危险废物经营许可证的单位利用处置。	符合
	3.企业事业单位应当依法制定突发环境事件应急预案,报环境保护主管部门和其他相关部门备案,并定期进行演练。发生突发环境事件的,应当立即启动应急预案,采取应急措施,及时通报可能受到危害的单位和居民,并向所在地县级人民政府及其环境保护、安全生产监督等有关部门报告。	博大采油管理区编制了《塔里木油田分公司博大采油管理区突发环境事件应急预案(温宿县)》(备案编号652922-2023-46-L)。	符合
《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件(2024年)》(新环环评发〔2024〕93号)	1.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。	本工程建设符合《塔里木油田“十四五”发展规划》和《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响评价报告书》的要求。	符合
	2.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。	施工期严格控制施工作业面积,尽量减少施工占地、缩短施工时间。	符合
	3.陆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。炉、加热炉、压缩机等装置应优先使用清洁燃料或能源,燃煤燃气锅炉、加热炉废气排放应达到《锅	井口采出物通过油嘴套进入储油罐,经工艺管线通过装车泵及装车鹤管,由油罐车拉运至英潜联合站处理。选用质量可靠的设备、仪表、阀门等;定期对采油井场、阀门和管线等检查、检修;本工程不涉及燃煤、燃气锅炉、加热炉;本工程不属于高含硫天然气开采项目;采取措施后井场场界非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020),	符合

<p>炉大气污染物排放标准》(GB13271)要求,有地方标准的按地方标准执行。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。</p>	<p>硫化氢排放浓度满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表1二级新改扩建浓度中的相关要求。</p>	
<p>4.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。</p>	<p>井口采出物拉运至英潜联合站处理。本工程不涉及碳捕集、利用与封存(CCUS)技术。</p>	符合
<p>5.陆地油气开发项目产生的废水应经处理后优先回用,无法回用的应满足国家和地方相关污染物排放标准后排放,工业废水回用率应达到90%以上。钻井及储层改造应采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、压裂液、钻井液,配备完善的固控设备,钻井液循环率应达到95%以上,压裂废液、酸化废液等井下作业废水应100%返排入罐。</p>	<p>本工程采出水拉运至博孜天然气处理厂,与博孜天然气处理厂采出水一并输送至大北天然气处理站处理达标后回注;井下作业废液由专用回收罐收集后,拉运至大北天然气处理站处理达标后回注。</p>	符合
<p>6.涉及废水回注的,应采取切实可行的地下水污染防治和监控措施,不得回注与油气开采无关的废水,严禁造成地下水污染;在相关行业污染控制标准发布前,回注水应满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329)《气田水注入技术要求》(SY/T6596)等相关标准要求。对于页岩油、稠油注汽开采,鼓励废水处理回用于注汽锅炉。</p>	<p>本工程不涉及废水回注,采出水拉运至博孜天然气处理厂,与博孜天然气处理厂采出水一并输送至大北天然气处理站处理达标后回注;井下作业废液由专用回收罐收集后,拉运至大北天然气处理站处理达标后回注。</p>	符合
<p>7.废弃钻井泥浆及岩屑应采取“泥浆不落地”工艺,勘探、开发过程产生的落地原油回收率应达到100%。废弃水基钻井泥浆及岩屑经“泥浆不落地”设备处理后,固相优先综合利用,暂时不利用或者不能利用的,应按照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599)处置;废弃油基钻井泥浆及岩屑、落地油、清罐底泥、含油污泥、含油清管废渣、油气处理厂过滤吸附介质、废脱汞剂等危险废物,应按照国家有关规定制定危险废物管理计划,建立危险废物管理台账,依法依规自行处置或委托有相应资质的单位无害化处置。固体废物无害化处置率应达到100%。</p>	<p>危险废物均交由持有危险废物经营许可证的单位回收处理;博大采油气管区已制定有危险废物管理计划,建立了危险废物管理台账,固体无害化处置率达到100%。</p>	符合

	<p>8.噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348）要求。</p>	<p>尽量选用低噪声设备,对噪声强度较大的设备进行基础减振等减噪处理;定期给机泵等设备加润滑油和减振垫,对各种机械设备定期保养;采取以上措施后井场场界能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类声功能区环境噪声限值要求。</p>	<p>符合</p>
	<p>9.对拟退役的废弃井（站）场、管道、道路等工程设施应进行生态修复,生态修复前应对废弃油（气）井、管道进行封堵或设施拆除,确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物得到妥善处置。生态修复应满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317）等相关要求。</p>	<p>报告对拟退役的废弃井进行封井,井场各类设备设施拆除等施工活动;根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》的相关要求,提出了生态修复方案。</p>	<p>符合</p>
<p>《关于印发〈新疆维吾尔自治区2025年空气质量持续改善行动实施方案〉的通知》（新政办发〔2024〕58号）</p>	<p>实施石化、化工、工业涂装、包装印刷等重点行业及油品储运销（储油罐）VOCs深度治理。企业开停工、检维修期间,及时收集处理退料、清洗、吹扫等作业产生的VOCs废气,不得将火炬燃烧装置作为日常大气污染处理设施。联防联控区石化、化工行业集中的园区,建立统一的泄漏检测与修复信息管理平台。加大锅炉、炉窑及移动源氮氧化物减排力度,有序实施燃气锅炉低氮燃烧改造。加强氮肥、纯碱等行业大气氨排放治理,强化工业源烟气脱硫脱硝氨逃逸防控。</p>	<p>本工程采用拉油工艺。本工程新建储油罐配备电加热棒,无燃烧废气产生。</p>	<p>符合</p>

(2) 与相关规划符合性分析

根据评价区块的地理位置,工程区位于温宿县,所在地涉及的相关地方规划包括:《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》《新疆生态功能区划》《新疆生态环境保护“十四五”规划》等。本工程与上述相关规划的协调性分析结果参见表3.4-2。

表 3.4-2 本工程与相关规划的协调性分析

规划名称	规划要求	本工程	协调性
《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规	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。	本工程属于塔里木盆地油气开采项目。	符合

划和2035年远景目标纲要》			
《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》	《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级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,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。	本工程位于古木井区内,占地区域不涉及生态保护红线及水源地、风景名胜区等。本工程不在新疆维吾尔自治区主体功能区规划划定的禁止开发区,主要建设内容为井场建设。本工程满足古木井区产能开发的需要,开发强度不会超过塔里木油田“十四五”发展规划目标;施工过程中严格控制施工占地,井场建设完成后,采取措施及时恢复临时占地,尽可能减少对区域生态环境的影响;运营期采取完善相应的污染防治措施,污染物均可达标排放。	符合
《新疆生态环境保护“十四五”规划》	落实碳达峰、碳中和的要求,培育绿色新动能,以布局优化、结构调整和效率提升为着力点,加快建立健全绿色低碳循环发展经济体系,促进经济社会发展全面绿色转型。坚持高质量发展与严格环境准入标准相结合,坚持淘汰落后与鼓励先进相结合,支持产业发展向产业链中下游、价值链中高端迈进,坚持推进产业结构优化调整。全力推动节能环保产业发展,引导产业向绿色生产、清洁生产、循环生产转变,加快推进产业转型升级。支持企业实施智能化改造升级,推动石油开采、石油化工、煤化工、有色金属、钢铁、焦化、建材、农副产品加工等传统产业的重点企业改进工艺、节能降耗、提质增效,促进传统产业绿色化、智能化、高端化发展。	本工程属于石油天然气开采项目,符合环境保护产业发展要求。本工程不属于落后产能,能够满足节能降耗及提质增效等原则,符合新疆环境保护“十四五”规划相应的环保要求。	符合
《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》	1.以石化、化工等行业为重点,加快实施VOCs治理工程建设。石化、化工行业全面推进储油罐改造,使用高效、低泄漏的浮盘和呼吸阀,推进低泄漏设备和管线组件的更换,中石化塔河炼化有限责任公司对火车装卸设施开展改造,新建油气回收装置和VOCs在线监控设施;中石油、中石化、中曼石油等针对储油罐、装载、污水集输储存处置和生产工艺过程等环节建设适宜高效的VOCs治理设施,对采油作业区采出水罐、工艺池、卸油台、晾晒池等开展VOCs	本工程装置涉及无组织废气VOCs排放,报告中已针对无组织排放提出相应措施,减轻对大气环境的影响。	符合

	治理，加快更换装载方式。		
	2.持续开展地下水环境状况调查评估，以傍河型地下水饮用水水源为重点，防范受污染河段对地下水造成污染。统筹区域地表水、地下水生态环境监管。加强化学品生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源地表、地下协同防治与环境风险管控。划定地下水型饮用水水源补给区并强化保护措施，开展地下水污染防治重点区划定及污染风险管控。健全分级分类的地下水环境监测评价体系。实施水土环境风险协同防控。在地表水、地下水交互密切的典型地区开展污染综合防治试点。杜绝污水直接排入雨水管网，推进城镇污水管网全覆盖，落实土壤污染和地下水污染的协同防治，切实保障地下水生态环境安全。	本工程采出水及生产废水拉运至博孜天然气处理厂，与博孜天然气处理厂采出水一并输送至大北天然气处理站处理达标后回注，生活污水经生活污水池收集后，定期拉运至当地污水处理厂进行处理；严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）“11.2.2 分区防控措施”相关要求进行分区防渗；制定完善的地下水监测计划；切实保障土壤、地下水生态环境安全。	符合
	3.加强油气资源开发集中区域土壤环境风险管控。以塔里木油田、塔河油田等油气资源开发强度较大地区为重点，开展油气资源开发区域土壤环境质量专项调查，建立油气资源开发区域土壤污染清单，对列入土壤污染清单中的区域，编制风险管控方案。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域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。	塔里木油田对油田内土壤环境定期监测，危险废物委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置；生活垃圾集中收集后，委托地方生活垃圾填埋场处理。	符合
《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。	本工程为油气开采项目，老可保证古木井区油气产量稳中上升，本工程的建设符合《塔里木油田分公司“十四五”规划》的油气开发的目标。	符合
《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》及审查意见（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	本工程不涉及生态保护红线，符合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

	<p>坏。</p>		
	<p>(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。</p>	<p>本工程优先避让环境敏感区, 减缓了对生态环境的影响。</p>	<p>符合</p>
	<p>(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/T5329-2022)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。</p>	<p>本工程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。本工程用水量较少, 对生活污水等进行综合利用, 节约了水资源; 采用拉油工艺, 可减少废气污染物的排放, 实现污染物达标排放; 能源利用均在区域负荷范围内, 消耗未超出区域负荷上限。本工程运营期提出了切实可行的地下水污染防治和监控措施; 本工程施工期和运营期间产生的固废均进行合规处置。</p>	<p>符合</p>
	<p>(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。</p>	<p>本工程严格控制占地面积, 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。</p>	<p>符合</p>

	<p>(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。</p>	<p>按照规划相关要求, 对固废进行妥善处置, 积极开展清洁生产审核, 并响应国家、自治区绿色发展等相关要求, 推动区域生态环境健康发展。</p>	<p>符合</p>
	<p>(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 and 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。</p>	<p>博大采油气管管理区定期开展后评价工作, 现已建立环境空气、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。</p>	<p>符合</p>
	<p>(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。</p>	<p>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。</p>	<p>符合</p>
	<p>(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。</p>	<p>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。</p>	<p>符合</p>
<p>《阿克苏地区国土空间规划(2021—2035年)》</p>	<p>严保永久基本农田保护红线、严守生态保护红线、严控城镇开发边界。 严守生态保护红线: 以资源环境承载力为硬约束, 结合“双评价”中生态保护极重要区评价, 强调生态涵养, 落实生态红线保护要求, 切实做到应划尽划, 应保尽保, 实现一条生态保护红线管控重要生态空间。阿克苏地区生态红线主要分布于天山南脉、塔里木河上游沿岸、托什干河中下游沿岸。 严控城镇开发边界: 坚持节约优先、保护优先, 严控增量、盘活存量, 优化结构、提升效率, 提高城镇建设用地集约化程度。在综合考虑城镇定位、发展方向和综合承载能力的基础上, 科学研判城镇发展需求, 优化城镇形态和布局, 促进城镇有序、适度、紧凑发展, 实现多中心、网络化、组团式、集约型的城乡国土空间格局。</p>	<p>本工程属于塔河油田石油开采项目, 所在区域不涉及生态保护红线以及城镇开发边界。本工程不占用基本农田。本工程建设符合区域主体功能定位, 对生态环境影响较小。</p>	<p>符合</p>
	<p>根据矿产资源现状分布以及矿产勘查开发保</p>	<p>本工程属于矿产能源发</p>	<p>符合</p>

	护布局。	展区、油气国家规划矿区。	
--	------	--------------	--

根据表 3.4-2 的分析，本工程与新疆的相关规划协调一致。

3.4.3 生态环境分区管控符合性分析

本工程与《关于印发〈新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果〉的通知》（新环环评发〔2024〕157号）《关于印发〈阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023版）〉的通知》（阿地环字〔2024〕32号）及《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》的符合性分析分别见表 3.4-3~5。

综上所述，根据《关于印发〈新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果〉的通知》（新环环评发〔2024〕157号）《关于印发〈阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023版）〉的通知》（阿地环字〔2024〕32号）及《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》，本工程位于温宿县一般管控单元（环境管控单元编码：ZH65292230001），不涉及生态保护红线，距离天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区 12.5km。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，符合生态环境分区管控要求。

表 3.4-3 本工程与《关于印发〈新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果〉的通知》（新环环评发〔2024〕157号）符合性分析

文件要求		本工程	符合性
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。	本工程位于温宿县一般管控单元（环境管控单元编码为ZH65292230001）。本工程周围无自然保护区、风景名胜区等环境敏感目标。根据《新疆维吾尔自治区生态保护红线划定方案》对比分析，本工程所在区域不在生态保护红线内，工程布局符合生态保护红线的管控要求。	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。	本工程为石油开采项目。施工期废水不排入地表水体，不会突破水环境质量底线。生活垃圾集中收集后，委托地方生活垃圾填埋场处理。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，油气采取拉油工艺，本工程已提出持续改善和生态修复的要求。本工程实施后建设单位应不断强化大气污染防治措施，改善区域环境空气质量。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。	本工程占地类型主要为果园和裸土地，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。本工程运营期耗水环节为生产以及井下作业用水，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	环境准入负面清单是基于生态保护红线、环境质量底线和资源利用上线，以清单方式列出的禁止、限制等差别化环境准入条件和要求。要在环评清单式管理试点的基础上，从布局选址、资源利用效率、资源配置方式等方面入手，	本工程位于阿克苏地区温宿县境内，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	符合

	制定环境准入负面清单，充分发挥负面清单对产业发展和项目准入的指导和约束作用。	低区域生态功能。	
--	--	----------	--

表 3.4-4 本工程与阿克苏地区生态环境准入清单符合性分析一览表符合性分析

单元编码	单元名称	单元属性	
ZH65292230001	温宿县一般管控单元	一般管控单元	
控维度	管控要求	本工程	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。	本工程满足阿克苏地区总体管控要求中空间布局约束的要求。本工程不占用永久基本农田。建设单位在施工期、运营期间落实报告中提出的土壤和地下水污染防治要求；危险废物委托持有危险废物经营许可证的单位妥善处置，不外排。	符合
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。	本工程不涉及畜禽养殖，不使用高毒、高残留农药。本工程产生的危险废物委托持有危险废物经营许可证的单位清运处置；生活垃圾集中收集后，委托地方生活垃圾填埋场处理。本工程对土壤的污染影响在可控范围内。	符合
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	本工程已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，本次建设内容纳入博大采油气管区现有应急预案中，定期按照应急预案内容进行应急演练，逐步提高应急演练范围与级别，出现风险事故时能够及时应对。本工程产生的污染物合理处置，不向外环境排放。本工程对井场进行了严格	符合

	油（气）资源开发区历史遗留污染场地治理。	的分区防渗，能有效防止污染土壤和地下水，符合本单元管控要求。	
资源利用效率	<p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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，加强洗煤废水循环利用。</p> <p>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。</p>	本工程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。	符合

表 3.4-5 本工程与《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》符合性分析

名称	管控要求	本工程	符合性
天山南坡片区总体管控要求	切实保护托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区内的托木尔峰自然景观、高山冰川、野生动物、森林和草原，合理利用天然草地，稳步推进草原减牧，加强保护区管理，维护自然景观和生物多样性。	本工程不在托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区。	符合
	重点做好塔里木盆地北缘荒漠化防治。加强荒漠植被及河岸荒漠林保护，规范油气勘探开发作业，建立油田和公路扰动区域工程与生物相结合的防风固沙体系，逐步形成生态屏障。	本工程已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，施工过程中严格控制施工占地，井场建设完成后，采取措施及时恢复占地，进行生态恢复，尽可能减少对区域生态环境的影响。	符合
	推进塔里木河流域用水结构调整，维护塔里木河、博斯腾湖基本生态用水。 加强塔里木河流域水环境风险管控。加大博斯腾湖污染源头达标排放治理和监督力度，实施博斯腾湖综合治理。	本工程位于温宿县，距离塔里木河较远，运营期耗水环节为生产以及井下作业用水，用水量较少，对废水进行综合利用，不挤占塔里木河生态用水。运营期加强环境风险防控，基本不会对塔里木河水环境产生影响。	符合
	加强油（气）资源开发区土壤环境污染综合整治。强化涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置。	博大采油气管理区加强油田废弃物的无害化处理，严防油田勘探、开发、运行过程中以及事故排放产生的废弃物对土壤的污染；本工程不涉及涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置。	符合

图 3.4-1 本工程环境管控单元分布图

3.5 选址选线合理性分析

3.5.1 项目总体布局合理性分析

本工程开发区域位于博大采油气管理范围内，地处城市建成区以外，涉及塔里木河流域水土流失重点治理区，未占用或者穿越自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等环境敏感区，符合生态环境分区管控。

从土地利用现状看，本工程占地主要为果园和裸土地，均为油气开发必要用地（受地下油藏赋存条件限制），井场已依托现有土地布局，最大限度控制占用规模。建设过程中将严格执行各项水土保持措施，以减小因工程建设带来的不利影响，从而减少水土流失。

本工程采取拉油运输均避让城市规划区及各类环境敏感点。本次评价要求油田开发要严格按照开发方案划定区域进行，认真落实环评提出的环境保护措施，本工程与其他建筑物的距离要严格满足相关设计技术规范要求。

3.5.2 井场选址符合性分析

根据现场调查，本工程距离兰干村的最近距离为 2.4km，距离天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线的最近距离为 12.5km，距离温宿镇艾沿格布依村水厂水源地二级保护区的最近距离为 747m，不占用自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位。

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》及《关于印发新疆维吾尔自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4 号），本工程位于塔里木河流域水土流失重点治理区和预防区，井场布置受区域地形、油藏分布及现有设施条件限制无法避让。本工程已优化井场布局，采用占地面积最小、环境扰动最低的方案，通过采取严格的水土保持措施，可有效降低工程建设对区域水土流失的影响，保障生态功能不降低。

古木 2 井井场、古木 3 井井场和古木 5 井井场新增用地，正在办理征地手续。井场占地严格按照《石油天然气工程项目用地控制指标》（国土资规〔2016〕14 号）进行，井场占地范围内无固定集中的人群居住区及环境敏感目标，在采取有

效的污染防治、风险防范及生态恢复措施后，建设及运行对区域环境影响较小、风险可控，井场选址具备合规性与合理性。

3.5.3 管线选线合理性分析

本工程新建工艺管线均在井场内，纳入井场征地手续范围内。可研设计阶段已选择植被相对稀疏地带，建设单位施工前应根据相关要求，办理占地手续后方可开工建设，管线布设符合《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004），有效降低了环境风险事故对敏感目标的影响。

综上所述，本工程井场选址符合生态环境分区管控要求，不涉及法律法规明令禁止建设的区域，不在生态保护红线范围内，本工程选址选线合理。

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

温宿县位于天山南脉（托木尔峰）南麓，塔里木盆地西北部边缘的阿克苏河中上游，地处东经*、北纬*之间，东与拜城、温宿县交界，西与乌什县相望，南与阿克苏市毗邻，北与昭苏县接壤。

本工程井场位于阿克苏地区温宿县柯柯牙镇和吐木秀克镇，区域以油气开采和农作物耕种为主，占地类型主要为果园和裸土地，本工程地理位置见图 3.3-1。

4.1.2 地形地貌

温宿县位于塔里木盆地西北边缘，总体地形为北高南低。地貌按成因类型分为构造剥蚀地貌、剥蚀堆积地貌。

（1）构造剥蚀地貌

评价区北部为构造剥蚀地貌，海拔高程在 1800~4000m 以上，相对高差在 200~700m。在构造运动的作用下，形成大面积的极高山、高山、中山及低山丘陵区，为温宿县主要的牧场、矿山活动带。

①深切割的尖顶极高山区（冰川区）

位于温宿县北部山区的最北端，海拔高程在 4000m 以上，为永久寒冻带，其裸露的山峰，表现出独特的地貌特征，大多形成尖锐的角峰，鱼脊背状的刃峰，鱼脊背状的刃背，有冰斗、雪崩槽和雪崩锥。

②深切割的尖顶高山区（雪线带）

海拔高程在 3000~4000m 之间。由于山体上升剧烈，侵蚀切割强烈，相对高差在 500~700m 之间。木扎特河和台兰河有许多古冰川活动的遗迹，如腰椅状的冰斗，尖锐的角峰，锯齿状的山脊和 U 形槽等冰川侵蚀地形。由于基岩裸露，气候寒冷，土层缺失，无植物（或极少）生长。

③中深切割的圆顶中山区

海拔高程为 2300~3000m 之间，相对高差在 300~400m 之间。地貌上有明显的流水侵蚀切割，河谷下部往往为切入基岩的峡谷，上部则为冰积物组成的阶

地。受西风气流的影响，降水很少，仅台兰河一带，有小片森林分布。山顶上基岩裸露，谷坡堆积较厚的碎屑岩块，倒石堆、泥石流发育。

④浅切割的低山、丘陵区

海拔高程为 1800~2300m，相对高差达 300~200m。位于地槽褶皱带的前缘凹陷区内。新构造运动表现强烈，地壳极不稳定，有些是新近地质历史时期才褶皱成的山地，构成长垣山垅及单垅山景观。由于低山上升不久，与山前平原之间高差悬殊，河流的比降一般较大，木扎特河出山口处，有明显的三级阶地。丘陵区多呈长垣状或零星分布，一般相对高差小于 100~200 米。在喀拉尤勒滚附近主要出露的是中、新生代地层，在坡面上冲沟发育。

(2) 剥蚀堆积地貌

评价区南部为剥蚀堆积地貌，海拔高程在 800~1800m 之间。在河流的冲刷、搬运作用下，形成大面积的冲洪积平原，多呈扇形向南倾斜，一直延伸至塔里木河流域，地形坡降在 2.5~10%之间，绿洲广布。

①山前倾斜平原

评价区内分布最广的地貌类型，位于评价区中下部，海拔 1100-1800m，地形坡度从北部山前的 40%向南渐变为 5%。

②细土平原

评价区南部、温宿县城以南，海拔 800-1100m，主要沿阿克苏河北侧分布，由现代冲积层组成，阶地较为发育。评价区内平原基本是北高南低，高程大致在海拔 1000-1600m，地形坡度一般为 2-10%，基本平坦，无大起伏。

4.1.3 工程地质

4.1.3.1 区域构造

温宿县地处塔里木地台的塔里木台坳区之库车坳陷的西段地区，北以库尔勒深大断裂与天山褶皱系相连，南西为柯坪断隆。

(1) 穹木孜杜克隐伏断裂

为走向近东西偏北的大型基底断裂，西段大致沿托什干河谷伸展，进入本区后即平行于新生界褶皱轴走向，经古木别孜背斜向东偏南方向偏转。

(2) 英阿瓦提背斜

西起克达克山，向东断续突出于砾石戈壁平原，延伸于吐木秀克东。为一近东西向的平缓背斜，北翼倾向 355° ，倾角 $5\sim 20^{\circ}$ ，南翼倾向 175° ，倾角 20° 。除局部核部出露上新统砂岩外，全由下更新统砾岩所组成。库玛拉克河冲开背斜南流，但其地下水则受阻形成吐木秀克等泉群出露。

(3) 沙井子隐伏断裂

经沙井子至扎木台附近，走向 NE-SW，断面倾向北西，北西盘新生界地层厚 $800\sim 1500\text{m}$ ，南东盘厚 2300m 以上，断距千米左右。其形成时代最晚为第三纪末，近期地震沿该断裂活动。

(4) 古木别孜背斜

位于评价区北侧，西起吐木秀克，地形上为与构造相符的低山，走向东西，由 N2 组成，弧形向北突出，向东过台兰河后即倾没于第四系之下。在柯克亚尔河隆起，下更新统砾岩组出露。在背斜北部塔拉克河一带，上第三系为一平缓背斜，背斜轴走向 NWW；在两排背斜间形成一条向斜洼地，东西长 90km ，南北宽 $15\sim 20\text{km}$ ，由第三系及下更新统地层组成基底，上覆冲洪积砂砾石、卵石。洼地内第四系厚大于 200m 。该背斜对来自北部山区的径流起重要的控制作用；不但决定了山前平原地下水的补、径、排条件，也极大地影响了山前平原地下水的水化学成分。由于由第三系组成的背斜隆起，形成了与山前平原水循环的隔水屏障，地下水由北部洼地内的 100m 到老龙口附近壅高至 10m 左右，并使古木别孜山出山口段只有河谷潜流补给，向南靠河水入渗补给，水量随之逐渐加大。

(5) 温宿北断裂

位于古木别孜山南麓，近东西向展布，长度 70km ，走向 NEE，倾向 NW，为全新世以来的活动断裂。该断裂使得台兰河出山口后呈树枝状散流，对地下水的埋藏与分布有重大影响，由于断层的存在和松散堆积物颗粒组成与厚度的突变，地下水埋深由老龙口附近的 10m 左右突降至 100m 左右。由于老扎木台附近存在隐伏背斜，抬高了潜水水位，使评价区东南部的共青团农场一带，成为自流水分布区。又由于该隐伏背斜的阻挡，在晚更新世后期使台兰河主流向西即扎木台附近集中，因而这一带上部沉积层的颗粒较粗且向南延伸较远。

4.1.3.2 新构造运动

新构造运动对评价区水文地质条件影响较大，在继承老构造形迹的基础上，产生了一些新的构造形迹，其特征表现为继承性、新生性和阶段性的差异升降运动。

第四纪早期，构造运动基本继承了老运动的特点，塔里木盆地周边山体持续上升，奠定了干旱内陆盆地的雏形。由于寒冷气候带南移，山区普遍发育了冰川，继而冰退，使大量的冰雪融水汇聚成巨大的洪流，携带大量的山地碎屑物向山前搬运、堆积，从而在库车坳陷区及山前沉降地带堆积了 300~600m 之多的洪流相砾岩，甚至漫过刚刚隆起的古木别孜山。

第四纪中期，又发生了较强烈的上升运动，第三系基底强烈抬升，形成柯克亚尔河北西向隆起等新生构造，使西域砾岩（Q1）发生褶皱、倾斜及小断裂，同时山区发生冰川活动，之后构造运动趋于稳定，气温回升，冰川消退，在山前带堆积了卵砾石、砂等，由于前山构造的缓冲阻挡，只有较细颗粒被带至山外平原。

第四纪后期，主要是常年性和季节性水流的发育期，在山前形成冲洪积扇、冲洪积平原。随之，气候更趋干旱，新构造运动变缓，水流作用减退、风沙作用增强，继而形成现代河床、漫滩、沟谷及沙丘等地貌景观。

4.1.3.3 区域地层

前第四系仅在评价区北侧山地及评价区内阿热勒镇南东黑山一带出露，地层主要为元古界（Pt）及古生界的下寒武统（ ϵ_1 ）。评价区基本被第四系所覆盖。

（1）中更新统（Q₂）

均潜伏于上更新统之下，在评价深度内主要分布于台兰河灌区，顶面埋深 60m（恰克力克牧场）~100m（佳木镇），为多次旋回的山前冲-洪-湖积相；在 60~100m 之间为冲洪积的灰褐色粉土、含砾砂夹粉质粘土及细砂；100~120m 之间、北部佳木镇、依希木来其乡一带为冲洪积的含砾砂及灰褐色粉土、粉质粘土，巧库鲁、帕满以南为浅湖相灰色具水平层理粉质粘土夹多层细砂，在砂层中还可可见小砾石；在 120~250m 之间，为冲洪积相的含砾砂与浅褐色粉土互层，局部粉土层中含砾，垂向上具向上变细趋势。呈互层的多元结构。

（2）上更新统（Q₃）

广泛分布于评价区，在台兰河灌区及温宿镇-吐木秀克一线以北出露于地表，总厚度一般为 60~100m，主要为洪积层（ Q_3^{pl} ）。地表为淡黄色的砂质粘土，且由北向南粘土粒含量增多，厚度也由佳木镇的 3~5m 增至古勒阿瓦提乡的 20m 以上，在局部还出现了灰色~青灰色的弱还原作用沉积，土中夹河床相砂层，砂层有时含砾。之下是较厚的砂砾石及砂层，自北向南由砂砾石→含砾中细砂→中细砂渐变，所含砾石也由大变小，由多变少；其中部有一层 5~7m 厚的砂质粘土层，在佳木镇一带厚达 17m。

库托河灌区，上更新统则潜伏于全新统之下，顶面埋深 20~100m，主要为冲积层（ Q_3^{pl} ），厚度 150~300m，且南西薄、北东厚。下部为砾卵石，粒径 20~70mm，>100mm 者较少见，个别可达 200mm；在水平分布上，西部粒径较东部大，磨圆度及分选性中等，砾石成份为花岗岩、石英岩、石英片岩及部分砂岩、灰岩。

（3）全新统（ Q_4 ）

①洪积层（ Q_4^{pl} ）

主要分布于吐木秀克一线的库玛拉克河左岸各沟谷出口处，多形成洪积锥、小型洪积扇，覆盖在上更新统洪积层上，岩性为漂砾、砂卵砾石，厚度小于 20m。

②冲积层（ Q_4^{al} ）

下段（ $Q_{4.1}^{al}$ ）：主要分布于库托河平原，组成 I - II 级阶地，阶面表层为厚 1~8m 的浅黄色粉土，下为砂卵砾石、一般砾径 10~50mm，由西向东粒径渐小。冲积层内细砂和粉土类约占 10~15%，卵石占 50~60%，余为砾石；并存在有较多的中细砂夹层及砂质粘土透镜体，靠河床附近还夹有淤泥质粉土层，具水平层理。卵砾石多为次圆状、扁圆状与次棱角状，分选性好，结构松散。砾石成份在托什干河流域以灰岩、砂岩为主，库马里克河流域以花岗岩、英安岩和砂岩为主。层厚约 30~100m。

上段（ $Q_{4.2}^{al}$ ）：分布于库托河河床及漫滩上，属现代河谷堆积，岩性均为灰白色、青灰色砂卵砾石，分选性与磨圆度均较好。厚度一般为 1~3m。

③风积层（ Q_4^{col} ）

分布于克孜勒西一带，依希来木齐乡亦有零星分布。以波状沙丘垄为主，堆积高度一般为1~3m。均为灰黄色粉细砂，时有中砂粒，分选性好、结构松散，主要矿物成份为石英、燧石及少量长石、云母。

④沼泽沉积层（Q_{4h}）

主要分布于阿热勒镇、恰格拉克乡南及恰克力克牧场南东洼地内，面积较小，岩性单一，为灰黑色具淤泥臭味的粉质粘土、粉土和粉细砂，表层植物根系发育，局部呈淤泥质泥炭层，厚度多1~3m。

4.1.4 水文及水文地质

4.1.4.1 地下水的赋存条件及分布特征

含水层（组）富水性等级采用井径377mm、水位降深5m时的单井涌水量为标准进行划分。

（1）单层结构的潜水含水层

①水量极丰富（>5000m³/d）的潜水含水层

分布于库托河三角洲的吐木秀克以南地带。含水层为卵砾石、砂砾石层，潜水埋深<20m，渗透系数一般>18m/d/最大67m/d。矿化度<1g/L，为HCO₃·SO₄型水。以阿热勒、恰格拉克乡一带富水性最强，换算涌水量达36523m³/d，向北、向东至温宿县附近，富水性有所减弱。

②水量丰富（1000-5000m³/d）的潜水含水层

呈条带状分布于吐木秀克-温宿镇-台兰河灌区北部一线及包子山以北库玛拉克河两岸。含水层为砂砾石、中粗砂，潜水埋深西浅东深，吐木秀克镇3~5m，佳木镇则10m左右。渗透系数5~15m/d。水矿化度一般<1g/L，为HCO₃·SO₄、HCO₃·Cl·SO₄、SO₄·Cl、O₄·Cl·HCO₃等型水，吐木秀克附近氯离子含量较高。单井换算涌水量2072~4865m³/d。

③水量中等（100-1000m³/d）的潜水含水层

呈条带状分布于古木别孜山前冲洪积扇扇缘地区。含水层为砂砾石及含砾中粗砂，局部分布有粘性土夹层，潜水位埋深大于7m，渗透系数1~6m/d。矿化度<1g/L，水化学类型HCO₃·SO₄，洪水期碳酸氢根离子含量增高。单井换算涌水量243~554m³/d。

(2) 多层结构潜水与承压水含水层

分布于台兰河平原 314 国道以南的广大地区。潜水含水层之下在水资源评价深度内有三层承压水含水层（组），可划分为：潜水水量贫乏（10-100m³/d）、承压水水量丰富（1000-5000m³/d）含水层，潜水水量贫乏（10-100m³/d）、承压水水量中等（100-1000m³/d）含水层两个等级。

①潜水水量贫乏承压水水量丰富含水层

分布于佳木镇以南约 12km，向西抵良卡附近，向东出评价区。潜水含水层由粉土、粉质粘土及含砾砂层堆叠而成，承压水含水层由砂砾石组成。换算单井涌水量潜水 10~100m³/d，承压水 1263~6935m³/d；潜水埋深自北西 10m 左右递减至南东 1m 左右，矿化度一般 1~5g/L，水化学类型以 SO₄·Cl·HCO₃、SO₄·Cl 及 HCO₃·SO₄·Cl 型为主。承压水层顶板埋深 10~30m，承压水位埋深一般 3m 左右，水化学类型以 SO₄·Cl·HCO₃ 型为主，矿化度<1g/L，改水工程实践证明，深层承压水（150m 以下）氟含量小于 1.2mg/L。

②潜水水量贫乏承压水水量中等含水层

分布于斯也克-良卡以南地区，潜水含水层由粉土、粉质粘土及含砾砂层堆叠而成，承压水含水层岩性为含砾中粗砂、中细砂，一般都有粘性土薄夹层。换算单井涌水量潜水 10~100m³/d，承压水 159~997m³/d。潜水埋深 1~3m，矿化度>1g/L，氟含量 1~1.5mg/L，水化学类型为多元水，但大部分地区以硫酸根离子为主，东部则以氯离子为主。承压水顶板埋深 30~40m，承压水位埋深一般 1~3m，水化学类型以 SO₄·Cl·HCO₃ 型为主，矿化度<2g/L，氟含量 1.5~2mg/L。

4.1.4.2 区域地下水的补给、径流与排泄

区内地下水的补给、径流与排泄主要受气象、水文、地貌及地质构造等天然因素及水利现状和水资源开发等人为因素的影响和控制。

①地下水的补给条件

评价区地下水的补给主要有上游含水层的侧向径流流入、河道过境水入渗、平原区水库入渗、以及区内渠系引水、田间灌水的渗入转化补给等。

评价区北部的天山山脉自海拔 5000m 以上终年积雪，现代冰川发育。中高山区，气候则相对湿润，年降水量 100~400mm。丰富的冰雪融水和大气降水为山区河流及地下水提供了充沛的补给来源，山区地下水在向平原运动时则以河床

潜流或侧向流入形式补给山前平原区含水层。河水在平原区的入渗亦成为评价区地下水的主要补给源。

②地下水的径流条件

地下水的径流条件主要受地形地貌与地质构造,以及地下水含水层介质所控制。区内地下水基本是随地形由高而低运动,亦与库玛拉克河、托什干河、柯克牙河及台兰河现代河道基本一致。即在评价区西部库玛拉克河两岸地下水自北西向南东径流,水力坡度5%;托什干河两岸地下水自西向东径流,水力坡度3.75%;柯克牙河平原地下水由北向南径流,水力坡度为6%;台兰河平原地下水则由北向南径流,表征了河水对地下水的补给作用,水力坡度为3.84%。

③地下水的排泄条件

评价区地下水的排泄途径主要有潜水的蒸发蒸腾、地下水的侧向流出以及排水渠、平原泉水的排泄与人工开采等。其中平原泉的排泄量占了库托河排泄量的很大一部分,其多年平均排泄量 $83014.29 \times 10^4 \text{m}^3$,主要分布在吐木秀克镇、阿热勒镇及托甫汗镇。

4.1.5 气候气象

温宿县地处暖温带,井区属暖温带大陆性气候,气候干燥,降水稀少,夏季炎热,冬季干冷,年温差和日温差均较大。温宿县主要气象数据见表4.1-1。

表 4.1-1 温宿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	*	7	年平均风速	*
2	极端最高气温	*	8	极端最大风速	*
3	极端最低气温	*	9	最大日降水量	*
4	最热月平均气温	*	10	平均年降水量	*
5	最冷月平均气温	*	11	平均年蒸发量	*
6	年平均相对湿度	*	12	最大冻土深度	*

4.2 生态环境现状调查与评价

4.2.1 调查方法及评价内容

(1) 调查范围

本工程位于阿克苏地区温宿县境内，南距温宿县城 14.7km。本工程主要部署 3 座井场（包括放空区）和供配电、自控、通信、土建等公辅工程，运营期原油装车拉运至英潜联合站处理，采出水拉运至博孜天然气处理厂，与博孜天然气处理厂采出水一并输送至大北天然气处理站处理达标后回注。根据工程分析，本工程总占地面积为 4.222775hm²，永久占地为 1.8792hm²，临时占地 2.343575hm²。根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）及《陆地石油天然气开发建设项目环境影响评价技术导则》（HJ349-2023），本工程以各井场场界周围 50m 范围为生态评价范围，面积约 0.09km²。

(2) 调查内容

A.调查评价范围内的植物区系、植被类型；动物区系、物种组成及分布特征；生态系统的类型、特征；重要野生动植物等。

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

本次评价生态特征调查采用资料收集、现场踏勘结合遥感解译的方法。在资料收集、分析和现场踏勘调查的基础上，利用“3S”等技术手段，进行数据采集，对资料、信息和数据进行汇总、整理、分析，并完成生态制图。

A.基础资料收集

收集工程周边地区非生物因子特征（气候、土壤、地形地貌、水文地质等）、动植物类型及分布、植被类型及分布、生态功能区划、土地利用等资料，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

1) 陆生植被调查

本次调查主要在收集整理工程区域及邻近地区的现有生物多样性资料、综合分析现有资料的基础上，结合实地调查结果，获取评价区陆生植被现状。

2) 陆生动物调查

搜集参照《生物多样性观测技术导则 陆生哺乳动物》(HJ 710.3-2014)《生物多样性观测技术导则 鸟类》(HJ 710.4-2014)《生物多样性观测技术导则 爬行动物》(HJ 710.5-2014)《生物多样性观测技术导则 两栖动物》(HJ 710.6-2014)等确定的技术方法,本次陆生动物调查主要通过收集整理工程涉及区域现有生物多样性资料、野外踪迹进行调查的方法,结合现场调查结果确定动物种类及数量,最终对评价区的动物资源现状得出综合结论。

C.生态制图

采用“3S”技术进行地表类型的数字化判读,完成数字化的植被类型图和土地利用类型图。本次遥感数据采用 Landsat8 OLI 卫星遥感影像,从遥感信息获取的地面覆盖类型,在地面调查和历史资料基础上进行综合判读,采用监督分类的方法最终赋予生态学的含义。植被类型的确定需结合不同植被类型分布的生态学特征,不单纯依靠色彩进行划分,对监督分类产生的植被初图,结合地面样点和等高线、坡度、坡向等信息,对植被图进行目视解译校正,得到符合精度要求的植被图。在植被图的基础上,进一步合并有关地面类型,得到土地利用类型图。

4.2.2 生态功能区划调查

本工程所在区域行政区划隶属于阿克苏地区温宿县,新建3座井场位于塔里木油田的古木区块。根据《新疆生态功能区划》(2005版),本工程属于VI塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区-IV1塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区-阿克苏河冲积平原荒漠—绿洲农业生态功能区(56)。工程区生态功能区的主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态环境问题和主要保护目标见表4.2-1。生态功能区划见图4.2-1。

表 4.2-1 工程区生态功能区划

生态功能分区单元	生态区	塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区(IV)
	生态亚区	塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区(IV ₁)
	生态功能区	阿克苏河冲积平原荒漠—绿洲农业生态功能区(56)
主要生态服务功能		农产品生产、人居环境、荒漠化控制、塔里木河水源补给
主要生态环境问题		水资源浪费、土壤盐渍化严重、盲目开荒、土壤环境质量下降、向塔河输水减少、输出农排水增多
生态敏感因子敏感、程度		生物多样性和生境中度敏感、不敏感,土壤侵蚀不敏感,土地沙漠化、土壤盐渍化高度敏感、不敏感

主要保护目标	保护农田、保护河流水质、保护荒漠植被、保护城镇人居环境、保护土壤环境质量
主要保护措施	降低灌溉定额、大力开发地下水、完善防护林体系、减少向塔里木河的农排水、防治农药地膜污染、防治城市工业污染
适宜发展方向	发展优质高效农牧业和林果业，建设国家级优质棉基地和南疆粮食基地

由表 4.2-1 可知，本工程井场所在区域主要生态服务功能为“农产品生产、人居环境、荒漠化控制、塔里木河水源补给”，主要发展方向为“发展优质高效农牧业和林果业，建设国家级优质棉基地和南疆粮食基地”，主要保护目标为“保护农田、保护河流水质、保护荒漠植被、保护城镇人居环境、保护土壤环境质量”。

本工程属于石油和天然气开采项目，工程区不涉及法定生态保护区、重要生境以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域等生态敏感区。本工程不占用永久基本农田，评价范围涉及永久基本农田。新建井场对生态环境的影响主要体现在施工期，本工程废气达标排放、产生的固废妥善处置，通过采取严格控制占地范围，做好施工期生态保护和环境管理工作，本工程建设过程中减少水土流失、保护永久基本农田，工程结束后及时对临时占地进行恢复等措施，本项目的建设不会对本工程所在区域土壤、动植物等生态环境产生明显的影响，符合本区域生态服务功能定位，与区域发展方向相协调。

图 4.2-1 生态功能区划图

4.2.3 生态系统调查与评价

本工程位于塔里木盆地北部、天山南麓，属于阿克苏河冲积平原荒漠—绿洲农业生态功能区，地势较为平坦。评价区属温暖带大陆性干旱气候，降水稀少，夏季炎热、冬季干冷。年温差和日温差均较大，光照充足，热量丰富，蒸发强烈，全年主导风向为 NE。

本工程所在区域土壤类型主要为棕漠土和草甸土，植被类型以人工栽培植被为主，主要种植苹果、核桃和小麦等，农田周边分布有防护林、灌木荒漠和草本荒漠。野生动物多为荒漠鸟类、爬行类和啮齿类动物。生态系统类型以农田生态系统为主，交错分布有荒漠生态系统。评价区内总体生态系统类型简单、稳定性较差、环境异质性较低，系统受扰动后的自我恢复能力弱。

4.2.4 土地利用现状调查与评价

本工程土地利用现状调查主要采用遥感数据分析解译和现场调查相结合的方法，即以 Landsat8 OLI 卫星遥感影像为基础，采用图形叠加法对评价范围内的生态环境现状进行分析，并参照《土地利用现状分类》（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和图像资料等，在实地踏勘和调查时进行野外核查。评价区域土地利用现状见表 4.2-2。

表 4.2-2 评价区域土地利用现状表

序号	一级地类	二级地类	面积 (hm ²)	占比 (%)
1	交通运输用地	公路用地	*	*
2		农村道路	*	*
3	园地	果园	*	*
4		其他园地	*	*
5	耕地	水浇地	*	*
6	水域及水利设施用地	沟渠	*	*
7	其他土地	裸土地	*	*
合计			*	*

本工程生态评价范围内的土地利用类型比较简单，主要为果园、其他园地、裸土地、水浇地和沟渠等，此外还有少量的公路用地和农村道路。公路用地位于古木2井西侧，农村道路主要是水浇地和园地间的机耕道，以服务于农村农业生产为主要用途。生态评价范围内有60.27%的现状地类为农用地，主要是果园、其他园地和水浇地。评价范围土地利用类型图见图4.2-2。本工程占地类型见表4.2-3。

表 4.2-3 工程区土地利用现状表

井场名称	工程内容	占地性质	占地面积 (hm ²)	土地利用类型		
				占地类型	面积(hm ²)	百分比(%)
古木2井	井场	永久	*	果园	*	*
	放空区	永久	*	果园	*	*
古木3井	井场	永久	*	果园	*	*
	放空区	永久	*	果园	*	*
古木5井	井场	永久	*	裸土地	*	*
	放空区	永久	*	裸土地	*	*
配套工程	放空管线	临时	*	果园	*	*
				裸土地	*	*
	古木2井场 电力线路	临时	*	果园	*	*
	古木3井场 电力线路	临时	*	水浇地	*	*
				果园	*	*
				其他园地	*	*
				天然牧草地	*	*
				沟渠	*	*
				农村道路	*	*
	古木5井场 电力线路	临时	*	天然牧草地	*	*
				水工建筑用地	*	*
				河流水面	*	*
	电力杆	临时	*	果园	*	*
				裸土地	*	*
	合计			*	/	*

由表 4.2-3 可知，本工程永久占地面积为 1.8792hm²，占总面积的 44.5%；临时占地为 2.343575hm²，占总面积的 55.5%。永久占地类型占用最多的是果园，占地面积为 1.2464 hm²，临时占地中古木 3 井电力线路占地最多，占临时总面积 71.25%，其电力线路横跨耕地、园地、牧草地及沟渠等多种地类。

4.2.5 植被现状调查与评价

(1) 区域植被区系

依据《新疆植被及其利用》中植物地理区划的划分标准，本工程所在的植被区划属新疆荒漠区。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。具体内容见表 4.2-4。

表 4.2-4 评价区植被地理区划

植被区	植被亚区	植被省	植被亚省	植被州
(二) 新疆荒漠区 (亚非荒漠区的一部分)	B. 东疆-南疆荒漠亚区 (亚中荒漠亚区的一部分)	VII. 塔里木荒漠省	塔里木北部荒漠-绿洲植被亚省	15. 阿克苏-库尔勒洲

按中国植被自然地理区划，工程区属暖温带灌木、半灌木荒漠地带，塔里木盆地沙漠、稀疏灌木、半灌木荒漠区。区域内生态环境条件较差，荒漠景观决定了该区域植被组成较为简单，类型较为单一，种类贫乏等特点，植被多为耐旱型、耐盐碱，主要为多枝柽柳、盐穗木、花花柴等群系。

(2) 评价区植被类型

本工程所在区域植被以人工栽培的作物为主，自然植被多为荒漠类型的灌木、半灌木和绿洲农田防护林。评价区高等植被有 30 种，分属 12 科（详见表 4.2-5）。根据《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》（新政发〔2023〕63 号）及《国家重点保护野生植物名录》（国家林业和草原局 农业农村部公告 2021 年第 15 号），评价区无国家及自治区保护植物分布。

表 4.2-5 评价区主要高等植物名录

序号	科	种名	拉丁名
1	杨柳科 <i>Salicaceas</i>	胡杨	<i>Populus euphratica</i>
2		线叶柳	<i>Salix wilhelmsiana</i>
3	榆科 <i>Ulmaceae</i>	榆	<i>Ulmus pumila</i>

4	蓼科 <i>Polygonaceae</i>	沙拐枣	<i>Calligonum mongolicum</i>
5		盐穗木	<i>Halostachys caspica</i>
6	藜科 <i>Chenopodiaceae</i>	圆叶盐爪爪	<i>Kalidium schrenkianum</i>
7		盐节木	<i>Halocnemum strobilaceum</i>
8		刺蓬	<i>Salsola pestifer</i>
9		假木贼	<i>Anabasis aphylla</i>
10	豆科 <i>Leguminosae</i>	铃铛刺	<i>Halimodendron halodendron</i>
11		白花苦豆子	<i>Sophora alopecuroides</i>
12		苦马豆	<i>Sphaerophysa salsula</i>
13		疏叶骆驼刺	<i>Althagi sparsifolia</i>
14	蒺藜科 <i>Zygophyaceae</i>	骆驼蓬	<i>Peganum harmala</i>
15		西伯利亚白刺	<i>Nitraria sibirica</i>
16	柽柳科 <i>Tamaricaceae</i>	多枝柽柳	<i>Tamarix ramosissima</i>
17		刚毛柽柳	<i>Tamarix hispida</i>
18	旋花科 <i>Colevolvulaceae</i>	打碗花	<i>Calystegia hederacea</i>
19	茄科 <i>Solanaceae</i>	黑刺	<i>Lycium ruthenicum</i>
20	菊科 <i>Compositae</i>	分枝鸦葱	<i>Scorzonera divaricata</i>
21		盐生鸦葱	<i>Scorzonera austriaca</i>
22		新疆绢蒿	<i>Seriphidium kaschgaricum</i>
23		小薊	<i>Cirsium setosum</i>
24		花花柴	<i>Karelinia caspica</i>
25	禾本科 <i>Gramineae</i>	芦苇	<i>Phragmites australis</i>
26		假苇拂子茅	<i>Calamagrostis pseudophragmites</i>
27		拂子茅	<i>Calamagrostis epigeios</i>
28		獐毛	<i>Aeluropus sinensis</i>
29		赖草	<i>Leymus secalinus</i>
30	麻黄科 <i>Ephedraceae</i>	膜果麻黄	<i>Ephedra przewalskii</i> Stapf

根据现场调查及查阅相关资料，古木2井、古木3井周围农田广布，农田形状和内部结构比较规则，主要种植核桃和小麦。农田周围分布人工防护林，主要树种有杨树、柳树、榆树等，起着防风降尘、保护农田的作用。此外还有田间杂草芦苇、蒿、苦豆子等植物。古木5井所在区域植被类型属于荒漠类型的灌木、半灌木及小半灌木，主要植被为膜果麻黄、盐节木、圆叶盐爪爪等。评价范围植物类型分布图见图4.2-3。

(3) 重点保护野生植物

根据《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》（新政发〔2023〕63号）及《国家重点保护野生植物名录》（国家林业和草原局 农业农村部公告 2021年第15号），并结合项目所在区域的相关文献资料、实地调查和访问，本工程评价范围内无国家及自治区重点保护植物分布。

4.2.6 野生动物现状调查与评价

(1) 野生动物区划

根据《中国动物地理》的动物地理区划标准，本工程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

本工程区位于天山南麓温宿县荒漠农田绿洲区，地势较为平坦。通过对本工程区内动物的实地调查和有关资料的查询，该区域农田周边由于受人为活动和经济生产的影响，已经几乎看不到野生动物的踪迹。仅在灌木、多年生草本植物和农田周边防护林分布的区域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。野生动物生存环境可分为以下2种类型：

①乔木区：工程区周边农田防护林为野生动物提供了栖息场所和隐蔽地，在此处常见的动物主要是鸟类。

②荒漠灌丛区：植被覆盖度较低，植被以灌木、半灌木荒漠和多年生草本植物为主，主要有怪柳、盐节木、膜果麻黄等灌丛。该生境区野生动物生存条件相对较差，栖息着一些耐旱型野生动物，主要为爬行动物和啮齿类动物。

(3) 野生动物种类及分布

根据现场实地调查，工程区域以荒漠动物为主，主要分布有野生脊椎动物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4.2-6。

表 4.2-6 工程区周围主要脊椎动物的种类

序号	中文名	拉丁名	留居型	分布
两栖类				
1	绿蟾蜍	<i>Bufo viridis</i>	/	±

序号	中文名	拉丁名	留居型	分布
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	角百灵	<i>Eremophila alpestris</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	++
哺乳类				
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>	/	±

注：（1）R—留鸟；B—繁殖鸟；W—冬候鸟；S—夏候鸟；（2）±：偶见种；+：常见种；++：多见种。

本工程位于油田开发区域，因该区域周边石油开发建设活动早已开展，再加上工程周边分布大量农田，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。现场调查期间仅观测到麻雀和灰斑鸠等鸟类，荒漠麻蜥等两栖动物。

（4）重点保护野生动物

根据《国家重点保护野生动物名录》（国家林业和草原局 农业农村部公告 2021 年第 3 号）和《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），经实地调查和访问，并结合项目所在区域的相关文献资料，该区域共有国家级重点保护动物 1 种，详见表 4.2-7。

表 4.2-7 重要野生动物调查结果统计表

序号	物种名称(中文名/拉丁名)	保护级别	濒危级别	特有种(是/否)	分布区域	资料来源	项目占用情况(是/否)
1	塔里木兔	国家	近危	是	分布在新疆南部塔里木	现场调	否

	(<i>Lepus yarkandensis</i>)	二级	NT		盆地，栖息于盆地中各种不同的荒漠环境和绿洲。可能在本工程区周边的农田绿洲有活动。	查、文献记录、历史调查资料	
--	-------------------------------	----	----	--	--	---------------	--

塔里木兔 (*Lepus arkandensis*) 为国家二级保护动物，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。

4.2.7 水土流失现状调查与评价

根据新水水保〔2019〕4 号文件，新疆共划分了 2 个自治区级重点预防区，4 个自治区级重点治理区。其中，重点预防区面积 19615.9km²，包括天山山区重点预防区、塔里木河中上游重点预防区；重点治理区面积 283963km²，包括额尔齐斯河流域重点治理区、天山北坡诸小河流域重点治理区、塔里木河流域水土流失重点治理区、伊犁河流域重点治理区。本工程所在温宿县位于塔里木河流域水土流失重点治理区。

根据《阿克苏地区水土保持规划（2020~2030）》，温宿县以轻度水力侵蚀和轻度风力侵蚀为主，土壤侵蚀分类分级面积统计表见表 4.2-8。

表 4.2-8 温宿县土壤侵蚀分类分级面积统计表（单位：km²）

区县	侵蚀类型	轻度	中度	强烈	极强烈	剧烈	合计
温宿县	水力侵蚀	*	*	*	*	*	*
	风力侵蚀	*	*	*	*	*	*
	合计						*

本工程属于油气开采项目，工程产生水土流失的影响主要在施工期，具有临时性、短暂性特点。施工期井场采取砾石压盖，砾石压盖能有效减少风力侵蚀，降低水土流失风险；对本工程所在区域进行定时洒水抑尘；设置限行彩条旗，严

格控制和管理施工期间车辆行驶的范围,可减轻对周边区域的扰动。施工结束后,井场恢复回填平整,不会对区域的水土保持基础功能造成影响。

4.2.8 永久基本农田现状调查与评价

本工程不占用永久基本农田,但古木3井生态环境评价范围内分布有永久基本农田,保护内容主要为水土流失防治、土壤肥力、农田面积等,虽不属于生态敏感区,但其属于环境敏感区之列,在此做简要调查评价。

根据调查,古木3井井场距温宿县吐木秀克镇永久基本农田最近距离为18米,农田类型为水浇地,粮与非粮轮作。现场调查期间周边永久基本农田种植作物是核桃和小麦。本工程建设不会对工程周边永久基本农田产生影响,本工程与周边永久基本农田的位置关系图见图4.2-4。

4.2.9 土地沙化现状调查与评价

本工程位于阿克苏地区温宿县,根据《新疆第六次沙化土地监测报告》,本工程所在区域属于非沙化区,本工程沙化土地类型分布情况见图4.2-6。

4.2.10 主要生态问题调查

本工程位于阿克苏地区温宿县,工程评价区域属于阿克苏河冲积平原荒漠—绿洲农业生态功能区,项目周边农田分布面积广,自然植被分布较少。工程区整体降水量少,植被覆盖率低、物种组成简单、生态系统结构简单异质性低、气候干旱半干旱,生态环境较为脆弱。结合本次现场考察和资料分析,工程区目前主要的生态问题包括以下几方面:

(1) 水土流失

本工程属于塔里木河流域水土流失重点治理区。工程区气候干热,降雨少,蒸发量大,植被覆盖度较低。工程区周边农田广布,开垦农田一方面会破坏原生植被,削弱自然水土保持功能,另一方面长期单一作物种植导致土壤结构退化,使土壤更易受侵蚀。因此,水土流失是评价范围内的主要生态问题之一。

(2) 土壤盐渍化

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)以及本次

土壤监测数据，工程所在区域土壤盐分含量大于 4g/kg，属于 HJ964-2018 附录 D.1 中度盐化及以上地区。因此，土壤盐渍化是评价范围内的主要生态问题之一。

4.2.11 生态环境现状小结

本工程位于塔里木油田古木区块，所在区域地势较为平坦，属于阿克苏河冲积平原荒漠—绿洲农业生态功能区。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，本工程距离最近的生态保护红线是西北侧 12.5km 的天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区。生态保护目标主要为区域重要野生动植物、永久基本农田及水土流失重点治理区等。新建工程不占用永久基本农田，古木 3 井距温宿县永久基本农田最近距离为 18 米，永久基本农田位于评价范围内。

新建工程占地类型为果园和裸土地；新建古木 2 井井场和古木 3 井井场所在区域植被以人工栽培的作物为主，自然植被主要是农田周边防护林内的乔木（杨树、榆树等）和渠边、田间的芦苇、蒿、苦豆子等；古木 5 井井场所在区域主要植被为膜果麻黄、盐节木、圆叶盐爪爪等。根据《新疆第六次沙化土地监测报告》，本工程所在区域属于非沙化区；现场调查中未发现国家及自治区级重点保护野生植物，未见到国家二级保护动物塔里木兔，观测到麻雀和灰斑鸠等鸟类，荒漠麻蜥等两栖动物。评价区域内受人为活动影响较大，生态系统类型简单、脆弱，主要是农田生态系统和荒漠生态系统，环境异质性较低，系统受扰动后自我恢复的能力较弱。

图 4.2-2 本工程土地利用图

图 4.2-3 本工程植物类型分布图

图 4.2-4 本工程周边基本农田分布示意图

图 4.2-5 本工程沙化土地类型分布情况图

4.3 地下水环境现状调查与评价

4.3.1 地下水环境现状监测

(1) 调查方法

地下水环境现状调查采用实测法。

(2) 监测布点

根据本工程所在区域水文地质条件以及地下水流向，本次评价布设 7 个潜水水质监测点，监测点基本满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)的要求。各监测点设置情况及基本信息见表 4.3-1，具体监测点位见图 4.3-1。

表 4.3-1 地下水监测点设置情况一览表

序号	点位	坐标	监测层位	井深(m)	水位埋深(m)	与本工程位置关系	监测时间	监测单位
1	项目区上游	*	*	*	*	古木 2 井东北侧 3.5km	2026年 3月	新疆中 测测试 有限责任 公司
2	项目区下游1#	*	*	*	*	古木 3 井东南侧 3.8km		
3	项目区下游2#	*	*	*	*	古木 2 井南侧 2.3km		
4	项目区下游3#	*	*	*	*	古木 2 井西南侧 9.3km		
5	项目区侧向水井 1#	*	*	*	*	古木 3 井西北侧 1.8km		
6	项目区侧向水井 2#	*	*	*	*	古木 5 井西南侧 1.6km		
7	项目区侧向水井 3#	*	*	*	*	古木 2 井东南侧 0.8km		

(3) 监测频率

监测 1 天，每个点位采样 1 次。

(4) 监测项目及分析方法

①监测项目

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)，本次评价的监测项目包括：水位埋深、井深、 K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 、pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬（六

价)、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、高锰酸盐指数、硫酸盐、氯化物、总大肠菌群、细菌总数、石油类、硫化物等项目。

②分析方法

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

表 4.3-2 地下水环境监测因子和检测因子分析方法一览表

序号	检测项目	检测方法	检出限/ 最低检出浓度
1	pH 值	《水质 pH 值的测定 电极法》(HJ 1147-2020)	-
2	总硬度	《生活饮用水标准检验方法 第 4 部分:感官性状和物理指标》(GB/T 5750.4-2023)	1.0 mg/L
3	溶解性总固体		-
4	挥发酚	《水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法》(HJ 503-2009)	0.0003 mg/L
5	高锰酸盐指数 (以 O ₂ 计)	《生活饮用水标准检验方法 第 7 部分:有机物综合指标》(GB/T 5750.7-2023)	0.05 mg/L
6	氨氮	《水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法》(HJ 535-2009)	0.025 mg/L
7	总大肠菌群	《生活饮用水标准检验方法 第 12 部分:微生物指标》(GB/T 5750.12-2023) 5.2 滤膜法	-
8	菌落总数	《生活饮用水标准检验方法 第 12 部分:微生物指标》(GB/T 5750.12-2023) 4.1 平皿计数法	-
9	亚硝酸盐(氮)	《水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法》(GB 7493-87)	0.003 mg/L
10	硝酸盐(氮)	《水质 硝酸盐氮的测定 紫外分光光度法(试行)》(HJ/T 346-2007)	0.08 mg/L
11	氰化物	《生活饮用水标准检验方法 第 5 部分:无机非金属指标》(GB/T 5750.5-2023) 7.1 异烟酸-吡啶啉酮分光光度法	0.002 mg/L
12	氟化物	《水质 氟化物的测定 离子选择电极法》(GB 7484-87)	0.05 mg/L
13	汞	《水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法》(HJ 694-2014)	4×10 ⁻⁵ mg/L
14	砷		3×10 ⁻⁴ mg/L
15	镉	《生活饮用水标准检验方法 第 6 部分:金属和类金属指标》(GB/T 5750.6-2023) 12.1 无火焰原子吸收分光光度法	5×10 ⁻⁴ mg/L
16	六价铬	《水质 六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法》(GB 7467-87)	0.004 mg/L
17	铅	《生活饮用水标准检验方法 第 6 部分:金属和类金属指标》(GB/T 5750.6-2023) 14.1 无火焰原子吸收分	2.5×10 ⁻³ mg/L

序号	检测项目	检测方法	检出限/ 最低检出浓度
		光光度法	
18	钡	《生活饮用水标准检验方法 第6部分：金属和类金属指标》（GB/T 5750.6-2023）19.1 无火焰原子吸收分光光度法	1.0×10^{-2} mg/L
19	硫酸根 （硫酸盐）	《水质 无机阴离子（F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻ ）的测定 离子色谱法》（HJ 84-2016）	0.018 mg/L
20	氯离子 （氯化物）		0.007 mg/L
21	钾离子		0.02 mg/L
22	钠离子	《水质 可溶性阳离子（Li ⁺ 、Na ⁺ 、NH ₄ ⁺ 、K ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ ）的测定 离子色谱法》（HJ 812-2016）	0.02 mg/L
23	钙离子		0.03 mg/L
24	镁离子		0.02 mg/L
25	碳酸根	《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》（DZ/T 0064.49-2021）	1 mg/L
26	碳酸氢根		
27	铁	《水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法》（GB 11911-89）	0.03 mg/L
28	锰		0.01 mg/L
29	硫化物	《水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法》（HJ 1226-2021）	0.003 mg/L
30	石油类	《水质 石油类的测定 紫外分光光度法（试行）》（HJ 970-2018）	0.01 mg/L

4.3.2 地下水环境现状评价

（1）评价标准

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

（2）评价方法

评价方法采用标准指数法。

①对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公式：

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

式中：

P_i ——第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i ——第 i 个水质因子的监测浓度，mg/L；

C_{si} ——第 i 个水质因子的标准浓度，mg/L。

②对于评价标准为区间值的水质因子（如 pH 值），其标准指数计算公式：

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

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

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。

（3）监测及评价结果

本次环评地下水监测及评价结果见表 4.3-3~6。由表 4.3-3~6 可以看出，监测期间，各监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准，其余监测因子除总硬度、溶解性总固体、氯化物、钠外均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准。超标与区域水文地质条件有关，反映的是干旱区浅层地下水的共性。超标主要是受干旱气候、蒸发浓缩作用、原生水文地质环境等因素综合影响，并非受人类活动所致。

（4）包气带污染现状调查

①监测布点

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），对于一、二级的改扩建项目，应在可能造成地下水污染的主要装置或设施附近开展包气带污染现状调查，对包气带进行分层取样。

根据现场调查，本工程可能造成地下水污染的主要工程为已建井场。本次评价在已建井场占地范围内及占地范围外布设 4 个包气带监测点，监测点基本满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）的要求，各监测点设置情况见表 4.3-7。

表 4.3-7 包气带现状监测点位置

调查点位	采样深度	备注
古木 2 井井场占地范围内	*	*

古木2井井场占地范围外	*	*
古木3井井场占地范围内	*	*
古木3井井场占地范围外	*	*

②监测因子、时间与频次

监测因子：石油类。

监测时间：2026年3月，监测一天，采样一次。

③监测分析方法

监测项目分析方法具体见表4.3-8。

表4.3-8 包气带监测项目分析方法一览表

序号	分析项目	监测方法	方法来源及标准号	检出限
1	石油类	《水质 石油类的测定 紫外分光光度法（试行）》	HJ 970-2018	0.01 mg/L

④监测结果

包气带监测结果见表4.3-9。

表4.3-9 包气带现状监测结果一览表

监测点位		监测项目	监测值（mg/L）	标准限值（mg/kg）	达标情况
古木2井井场	占地范围内	石油烃	*	4500	*
	占地范围外		*		
古木3井井场	占地范围内	石油烃	*		
	占地范围外		*		

注：ND表示低于检出限

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

4.4 地表水环境现状调查与评价

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

表 4.3-3 地下水水质现状监测及评价结果一览表 (1)

序号	检测项目	单位	监测及评价结果						标准限值 (III类)
			项目区上游		项目区下游 1#		项目区下游 2#		
			监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	
1	pH 值	无量纲	*	*	*	*	*	*	*
2	氨氮	mg/L	*	*	*	*	*	*	*
3	亚硝酸盐氮	mg/L	*	*	*	*	*	*	*
4	硝酸盐氮	mg/L	*	*	*	*	*	*	*
5	氰化物	mg/L	*	*	*	*	*	*	*
6	挥发酚	mg/L	*	*	*	*	*	*	*
7	汞	mg/L	*	*	*	*	*	*	*
8	砷	mg/L	*	*	*	*	*	*	*
9	铬(六价)	mg/L	*	*	*	*	*	*	*
10	总硬度	mg/L	*	*	*	*	*	*	*
11	铅	mg/L	*	*	*	*	*	*	*
12	氟化物	mg/L	*	*	*	*	*	*	*
13	镉	mg/L	*	*	*	*	*	*	*
14	铁	mg/L	*	*	*	*	*	*	*
15	锰	mg/L	*	*	*	*	*	*	*
16	溶解性总固体	mg/L	*	*	*	*	*	*	*

古木区块试采工程环境影响报告书

17	耗氧量	mg/L	*	*	*	*	*	*	*
18	硫酸盐	mg/L	*	*	*	*	*	*	*
19	氯化物	mg/L	*	*	*	*	*	*	*
20	总大肠菌群	CFU/100mL	*	*	*	*	*	*	*
21	细菌总数	CFU/mL	*	*	*	*	*	*	*
22	硫化物	mg/L	*	*	*	*	*	*	*
23	石油类	mg/L	*	*	*	*	*	*	*
24	钠	mg/L	*	*	*	*	*	*	*
25	钡	mg/L	*	*	*	*	*	*	*

表 4.3-4 地下水水质现状监测及评价结果一览表 (2)

序号	检测项目	单位	监测及评价结果				标准限值 (III类)
			项目区下游 3#		项目区侧向水井 1#		
			监测值	标准指数	监测值	标准指数	
1	pH 值	无量纲	*	*	*	*	*
2	氨氮	mg/L	*	*	*	*	*
3	亚硝酸盐氮	mg/L	*	*	*	*	*
4	硝酸盐氮	mg/L	*	*	*	*	*
5	氰化物	mg/L	*	*	*	*	*
6	挥发酚	mg/L	*	*	*	*	*

古木区块试采工程环境影响报告书

7	汞	mg/L	*	*	*	*	*
8	砷	mg/L	*	*	*	*	*
9	铬（六价）	mg/L	*	*	*	*	*
10	总硬度	mg/L	*	*	*	*	*
11	铅	mg/L	*	*	*	*	*
12	氟化物	mg/L	*	*	*	*	*
13	镉	mg/L	*	*	*	*	*
14	铁	mg/L	*	*	*	*	*
15	锰	mg/L	*	*	*	*	*
16	溶解性总固体	mg/L	*	*	*	*	*
17	耗氧量	mg/L	*	*	*	*	*
18	硫酸根(硫酸盐)	mg/L	*	*	*	*	*
19	氯化物	mg/L	*	*	*	*	*
20	总大肠菌群	CFU/100mL	*	*	*	*	*
21	细菌总数	CFU/mL	*	*	*	*	*
22	硫化物	mg/L	*	*	*	*	*
23	石油类	mg/L	*	*	*	*	*
24	钠	mg/L	*	*	*	*	*
25	钡	mg/L	*	*	*	*	*

表 4.3-5 地下水水质现状监测及评价结果一览表 (3)

序号	检测项目	单位	监测及评价结果				标准限值 (III类)
			项目区侧向水井 2#		项目区侧向水井 3#		
			监测值	标准指数	监测值	标准指数	
1	pH 值	无量纲	*	*	*	*	*
2	氨氮	mg/L	*	*	*	*	*
3	亚硝酸盐氮	mg/L	*	*	*	*	*
4	硝酸盐氮	mg/L	*	*	*	*	*
5	氰化物	mg/L	*	*	*	*	*
6	挥发酚	mg/L	*	*	*	*	*
7	汞	mg/L	*	*	*	*	*
8	砷	mg/L	*	*	*	*	*
9	铬(六价)	mg/L	*	*	*	*	*
10	总硬度	mg/L	*	*	*	*	*
11	铅	mg/L	*	*	*	*	*
12	氟化物	mg/L	*	*	*	*	*
13	镉	mg/L	*	*	*	*	*
14	铁	mg/L	*	*	*	*	*
15	锰	mg/L	*	*	*	*	*
16	溶解性总固体	mg/L	*	*	*	*	*

17	耗氧量	mg/L	*	*	*	*	*
18	硫酸根(硫酸盐)	mg/L	*	*	*	*	*
19	氯化物	mg/L	*	*	*	*	*
20	总大肠菌群	CFU/100mL	*	*	*	*	*
21	细菌总数	CFU/mL	*	*	*	*	*
22	硫化物	mg/L	*	*	*	*	*
23	石油类	mg/L	*	*	*	*	*
24	钠	mg/L	*	*	*	*	*
25	钡	mg/L	*	*	*	*	*

表 4.3-6 地下水监测分析因子分析结果一览表

项目		项目区上游	项目区下游 1#	项目区下游 2#	项目区下游 3#	项目区侧向水井 1#	项目区侧向水井 2#	项目区侧向水井 3#
监测值 (mg/L)	K ⁺	*	*	*	*	*	*	*
	Na ⁺	*	*	*	*	*	*	*
	Ca ²⁺	*	*	*	*	*	*	*
	Mg ²⁺	*	*	*	*	*	*	*
	CO ₃ ²⁻	*	*	*	*	*	*	*
	HCO ₃ ³⁻	*	*	*	*	*	*	*
	Cl ⁻	*	*	*	*	*	*	*
	SO ₄ ²⁻	*	*	*	*	*	*	*

毫克当量浓度 (meq/l)	K ⁺	*	*	*	*	*	*	*
	Na ⁺	*	*	*	*	*	*	*
	Ca ²⁺	*	*	*	*	*	*	*
	Mg ²⁺	*	*	*	*	*	*	*
	CO ₃ ²⁻	*	*	*	*	*	*	*
	HCO ₃ ³⁻	*	*	*	*	*	*	*
	Cl ⁻	*	*	*	*	*	*	*
	SO ₄ ²⁻	*	*	*	*	*	*	*

图 4.3-1 本工程监测点位图

4.5 土壤环境现状调查与评价

4.5.1 土壤类型及分布调查

根据遥感影像图、土壤类型图、《新疆土壤》及现场踏勘结果，本工程所在区域土壤类型以棕漠土、草甸土为主。评价区土壤类型见图 4.5-1。

棕漠土为暖温带极端干旱荒漠砂砾质洪积物和石质残积物或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。

草甸土为发育于地势低平、受地下水或潜水的直接浸润并生长草甸植物的土壤，主要特征是有机质含量较高，腐殖质层较厚，土壤团粒结构较好，水分较充分。

4.5.2 土壤理化性质调查

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

表 4.5-1 土壤理化特性调查表

点号		古木 2 井		古木 3 井	
时间		2026 年 3 月 28 日		2026 年 3 月 28 日	
坐标		*	*	*	*
层次		表层样	深层样	表层样	深层样
现场记录	颜色	*	*	*	*
	土壤结构	*	*	*	*
	土壤质地	*	*	*	*
	砂砾含量	*	*	*	*
	其他异物	*	*	*	*
实验室测定	pH 值	*	*	*	*
	阳离子交换量 (cmol/kg)	*	*	*	*
	氧化还原电位 (mV)	*	*	*	*
	饱和导水率 (cm/s)	*	*	*	*
	土壤容重 (kg/m ³)	*	*	*	*
	孔隙度 (%)	*	*	*	*

图 4.5-1 本工程土壤类型图

图 4.5-2 土壤剖面图

4.5.3 土壤环境现状监测

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），本工程所在区域属于土壤盐化地区，按照土壤污染影响型和生态影响型考虑。根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）布点要求，本评价在占地范围内设置5个柱状样和5个表层样，占地范围外设置6个表层样；土壤类型主要为棕漠土、草甸土。土壤监测布点符合《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）中污染影响型和生态影响型项目布点要求。

（1）监测布点

根据工程区域土壤类型的特点，以及土地利用方式，分为建设用和农用地进行评价。

①占地范围内：

占地范围内共布设5个表层样监测点：TN1（古木2井）、TN2（古木2井西侧）、TN3（古木2井南侧）、TN4（古木3井东侧）、TN5（古木3井北侧）。

占地范围内共布设5个柱状样监测点：TN6（古木2井）、TN7（古木2井西侧）、TN8（古木2井南侧）、TN9（古木3井东侧）、TN10（古木3井北侧）；

②占地范围外：

占地范围外共布设6个表层样监测点：TW1（古木2井井场东侧外50m）、TW2（古木2井井场北侧外50m）、TW3（古木2井井场西北侧外50m）、TW4（古木2井井场东南侧外50m）、TW5（古木3井井场南侧外50m）、TW6（古木3井井场西侧外50m）。

具体监测点位及监测因子见表4.5-2。

表4.5-2 土壤监测点位及监测项目表

分类	采样层位	采样区名称	地理坐标	监测因子	备注
占	表层	TN1（古木2井）	*	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》	实

地 范 围 内 (建 设 用 地 标 准)	样			(GB36600-2018) 第二类用地的 45 项基本因子+特征因子: pH+石油烃+土壤盐分含量	测
		TN2 (古木 2 井西侧)	*	pH+石油烃+土壤盐分含量	
		TN3 (古木 2 井南侧)	*		
		TN4 (古木 3 井东侧)	*		
		TN5 (古木 3 井北侧)	*		
	柱状 样	TN6 (古木 2 井)	*		
		TN7 (古木 2 井西侧)	*		
		TN8 (古木 2 井南侧)	*		
		TN9 (古木 3 井东侧)	*		
		TN10(古木 3 井北侧)	*		
占 地 范 围 外 (农 用 地 标 准)	表层 样	TW1 (古木 2 井井场 东侧外 50m)	*		《土壤环境质量 农用地土壤污染 风险管控标准 (试行)》 (GB15618-2018) 中表 1 规定的基 本工程: pH+8 项重金属+土壤盐分 含量+石油烃
		TW2 (古木 2 井井场 北侧外 50m)	*	pH+石油烃+土壤盐分含量	
		TW3 (古木 2 井井场 西北侧外 50m)	*		
		TW4 (古木 2 井井场 东南侧外 50m)	*		
		TW5 (古木 3 井井场 南侧外 50m)	*		
		TW6 (古木 3 井井场 西侧外 50m)	*		

(2) 监测频率

监测 1 天，监测 1 次。

(3) 监测单位

本次评价土壤检测委托新疆中测测试有限责任公司对土壤环境质量现状进行了监测，监测时间为 2026 年 3 月 28 日。

(4) 监测项目及分析方法

①监测项目

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

《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)

中表 1 规定的基本工程：镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、pH、土壤盐分含量、石油烃共计 11 项。

《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地的基本因子+特征因子：砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1, 1-二氯乙烷、1, 2-二氯乙烷、1, 1-二氯乙烯、顺式-1, 2-二氯乙烯、反式-1, 2-二氯乙烯、二氯甲烷、1, 2-二氯丙烷、1, 1, 1, 2-四氯乙烷、1, 1, 2, 2-四氯乙烷、四氯乙烯、1, 1, 1-三氯乙烷、1, 1, 2-三氯乙烷、三氯乙烯、1, 2, 3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1, 2-二氯苯、1, 4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间/对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯苯酚、苯并（a）蒽、苯并（a）芘、苯并（b）荧蒽、苯并（k）荧蒽、蒽、二苯并（a, h）蒽、茚并（1, 2, 3-cd）芘、萘、pH、石油烃、土壤盐分含量共计 48 项。

②分析方法

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

4.5.4 土壤环境现状评价

（1）评价标准

占地范围内执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值标准。

占地范围外执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“表 1 农用地土壤污染风险筛选值（基本工程）”的 pH>7.5 所列标准；石油烃参考《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）“表 2 建设用地土壤污染风险筛选值和管制值（其他项目）”第二类用地风险筛选值。

（2）评价方法

评价方法采用标准指数法。

（3）监测及评价结果

本次环评土壤监测及评价结果见表 4.5-3~10。由表 4.5-3~10 可以看出，监测期间，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，重金属元素含量相对较低，占地范围内土壤各监测因子满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 第二类用地筛选值标准要求。

占地范围外的土壤中重金属元素含量相对较低，除砷超标外，其余监测因子均小于《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（基本工程）”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。

表 4.5-3 占地范围内表层样土壤环境质量评价（1）

监测点位				TN1（古木 2 井）		
采样深度				0~0.2m		
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	砷	mg/kg	*	*	*	*
2	镉	mg/kg	*	*	*	*
3	六价铬	mg/kg	*	*	*	*
4	铜	mg/kg	*	*	*	*
5	铅	mg/kg	*	*	*	*
6	汞	mg/kg	*	*	*	*
7	镍	mg/kg	*	*	*	*
8	四氯化碳	μg/kg	*	*	*	*
9	氯仿	μg/kg	*	*	*	*
10	氯甲烷	μg/kg	*	*	*	*
11	1, 1-二氯乙烷	μg/kg	*	*	*	*
12	1, 2-二氯乙烷	μg/kg	*	*	*	*
13	1, 1-二氯乙烯	μg/kg	*	*	*	*
14	顺式-1, 2-二氯乙烯	μg/kg	*	*	*	*
15	反式-1, 2-二氯乙烯	μg/kg	*	*	*	*
16	二氯甲烷	μg/kg	*	*	*	*
17	1, 2-二氯丙烷	μg/kg	*	*	*	*

18	1, 1, 1, 2-四氯乙烷	µg/kg	*	*	*	*
19	1, 1, 2, 2-四氯乙烷	µg/kg	*	*	*	*
20	四氯乙烯	µg/kg	*	*	*	*
21	1, 1, 1-三氯乙烷	µg/kg	*	*	*	*
22	1, 1, 2-三氯乙烷	µg/kg	*	*	*	*
23	三氯乙烯	µg/kg	*	*	*	*
24	1, 2, 3-三氯丙烷	µg/kg	*	*	*	*
25	氯乙烯	µg/kg	*	*	*	*
26	苯	µg/kg	*	*	*	*
27	氯苯	µg/kg	*	*	*	*
28	1, 2-二氯苯	µg/kg	*	*	*	*
29	1, 4-二氯苯	µg/kg	*	*	*	*
30	乙苯	µg/kg	*	*	*	*
31	苯乙烯	µg/kg	*	*	*	*
32	甲苯	µg/kg	*	*	*	*
33	间/对二甲苯	µg/kg	*	*	*	*
34	邻二甲苯	µg/kg	*	*	*	*
35	硝基苯	µg/kg	*	*	*	*
36	苯胺	mg/kg	*	*	*	*
37	2-氯苯酚	mg/kg	*	*	*	*
38	苯并(a)蒽	mg/kg	*	*	*	*
39	苯并(a)芘	mg/kg	*	*	*	*
40	苯并(b)荧蒽	mg/kg	*	*	*	*
41	苯并(k)荧蒽	mg/kg	*	*	*	*
42	蒽	mg/kg	*	*	*	*
43	二苯并(a, h)蒽	mg/kg	*	*	*	*
44	茚并(1, 2, 3-cd)芘	mg/kg	*	*	*	*
45	萘	mg/kg	*	*	*	*

表 4.5-4 占地范围内表层样土壤环境质量评价 (1)

检测项目	筛选值 (第二类用地)	TN1 (古木 2 井)			TN2 (古木 2 井西侧)			TN3 (古木 2 井南侧)		
		0~0.2m			0~0.2m			0~0.2m		
		监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况
pH (无量纲)	-	*	*	*	*	*	*	*	*	*
石油烃(mg/kg)	4500	*	*	*	*	*	*	*	*	*
含盐量 (g/kg)	-	*	*	*	*	*	*	*	*	*

表 4.5-5 占地范围内表层样土壤环境质量评价 (2)

检测项目	筛选值 (第二类用地)	TN4 (古木 3 井东侧)			TN5 (古木 3 井北侧)		
		0~0.2m			0~0.2m		
		监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况
pH (无量纲)	-	*	*	*	*	*	*
石油烃(mg/kg)	4500	*	*	*	*	*	*
含盐量 (g/kg)	-	*	*	*	*	*	*

表 4.5-6 占地范围内柱状样土壤环境质量评价 (1)

检测项目	筛选值 (第二类用地)	TN6 (古木 2 井)								
		0~0.5m			0.5~1.5m			1.5~3.0m		
		监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况
pH (无量纲)	-	*	*	*	*	*	*	*	*	*
石油烃 (mg/kg)	4500	*	*	*	*	*	*	*	*	*
含盐量 (g/kg)	-	*	*	*	*	*	*	*	*	*
检测项目	筛选值 (第二类用地)	TN7 (古木 2 井西侧)								
		0~0.5m			0.5~1.5m			1.5~3.0m		
		监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况
pH (无量纲)	-	*	*	*	*	*	*	*	*	*
石油烃 (mg/kg)	4500	*	*	*	*	*	*	*	*	*
含盐量 (g/kg)	-	*	*	*	*	*	*	*	*	*
检测项目	筛选值 (第二类用地)	TN8 (古木 2 井南侧)								
		0~0.5m			0.5~1.5m			1.5~3.0m		
		监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况
pH (无量纲)	-	*	*	*	*	*	*	*	*	*
石油烃 (mg/kg)	4500	*	*	*	*	*	*	*	*	*
含盐量 (g/kg)	-	*	*	*	*	*	*	*	*	*

表 4.5-7 占地范围内柱状样土壤环境质量评价 (2)

检测项目	筛选值 (第二类用地)	TN9 (古木 3 井东侧)								
		0~0.5m			0.5~1.5m			1.5~3.0m		
		监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况
pH (无量纲)	-	*	*	*	*	*	*	*	*	*
石油烃(mg/kg)	4500	*	*	*	*	*	*	*	*	*
含盐量 (g/kg)	-	*	*	*	*	*	*	*	*	*
检测项目	筛选值 (第二类用地)	TN10 (古木 3 井北侧)								
		0~0.5m			0.5~1.5m			1.5~3.0m		
		监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况
pH (无量纲)	-	*	*	*	*	*	*	*	*	*
石油烃(mg/kg)	4500	*	*	*	*	*	*	*	*	*
含盐量 (g/kg)	-	*	*	*	*	*	*	*	*	*

表 4.5-8 占地范围外表层样土壤环境质量评价 (1)

检测项目	筛选值 (第二类用地)	TW2 (古木 2 井井场北侧外 50m)			TW3 (古木 2 井井场西北侧外 50m)			TW4 (古木 2 井井场东南侧外 50m)		
		0~20cm			0~20cm			0~20cm		
		监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况
pH (无量纲)	-	*	*	*	*	*	*	*	*	*
石油烃(mg/kg)	4500	*	*	*	*	*	*	*	*	*
含盐量 (g/kg)	-	*	*	*	*	*	*	*	*	*

表 4.5-9 占地范围外表层样土壤环境质量评价 (2)

检测项目	筛选值 (第二类用地)	TW5 (古木 3 井井场南侧外 50m)			TW6 (古木 3 井井场西侧外 50m)		
		0~20cm			0~20cm		
		监测数据	Pi	达标情况	监测数据	Pi	达标情况
pH (无量纲)	-	*	*	*	*	*	*
石油烃(mg/kg)	4500	*	*	*	*	*	*
含盐量 (g/kg)	-	*	*	*	*	*	*

表 4.5-10 占地范围外表层样土壤环境质量评价（筛选值 $\text{pH}>7.5$ ）（3）

监测点位				TW1（古木 2 井井场东侧外 50m）		
采样深度				0~0.2m		
序号	检测项目	单位	筛选值	监测数据	Pi	达标情况
1	pH 值	无量纲	*	*	*	*
2	镉	mg/kg	*	*	*	*
3	（总）汞	mg/kg	*	*	*	*
4	（总）砷	mg/kg	*	*	*	*
5	铅	mg/kg	*	*	*	*
6	铬	mg/kg	*	*	*	*
7	铜	mg/kg	*	*	*	*
8	镍	mg/kg	*	*	*	*
9	锌	mg/kg	*	*	*	*
10	石油烃（ $\text{C}_{10}\sim\text{C}_{40}$ ）	mg/kg	*	*	*	*
11	水溶性盐总量	g/kg	*	*	*	*

（4）土壤酸化和盐化现状

对照《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 D，土壤盐化分级标准见表 4.5-11，土壤酸化、碱化分级标准见表 4.5-12。本工程属于干旱、半荒漠和荒漠地区，本工程所在区域土壤盐化、酸化和碱化现状见表 4.5-13。

表 4.5-11 土壤盐化分级标准

分级	土壤含盐量（SSC）/（g/kg）	
	滨海、半湿润和半干旱地区	干旱、半荒漠和荒漠地区
未盐化	$\text{SSC}<1$	$\text{SSC}<2$
轻度盐化	$1\leq\text{SSC}<2$	$2\leq\text{SSC}<3$
中度盐化	$2\leq\text{SSC}<4$	$3\leq\text{SSC}<5$
重度盐化	$4\leq\text{SSC}<6$	$5\leq\text{SSC}<10$
极重度盐化	$\text{SSC}\geq6$	$\text{SSC}\geq10$

表 4.5-12 土壤酸化、碱化分级标准

土壤 pH 值	土壤酸化、碱化强度
$\text{pH}<3.5$	极重度酸化
$3.5\leq\text{pH}<4.0$	重度酸化

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

表 4.5-13 土壤盐化、酸化现状

检测项目	pH	含盐量 (SSC) / (g/kg)	盐化程度	碱化程度
TN1 表层 0-0.2m	*	*	*	*
TN2 表层 0-0.2m	*	*	*	*
TN3 表层 0-0.2m	*	*	*	*
TN4 表层 0-0.2m	*	*	*	*
TN5 表层 0-0.2m	*	*	*	*
TN6 表层 0-0.2m	*	*	*	*
TN7 表层 0-0.2m	*	*	*	*
TN8 表层 0-0.2m	*	*	*	*
TN9 表层 0-0.2m	*	*	*	*
TN10 表层 0-0.2m	*	*	*	*
TW1 表层 0-0.2m	*	*	*	*
TW2 表层 0-0.2m	*	*	*	*
TW3 表层 0-0.2m	*	*	*	*
TW4 表层 0-0.2m	*	*	*	*
TW5 表层 0-0.2m	*	*	*	*
TW6 表层 0-0.2m	*	*	*	*

综上所述，本工程区内土壤轻度碱化，土壤盐化程度不均，存在未盐化、轻度盐化、中度盐化的情况。

4.6 大气环境现状调查与评价

4.6.1 基本污染物环境质量现状调查

本工程地处阿克苏地区温宿县，根据生态环境部环境工程评估中心国家环境保护环境影响评价数值模拟重点实验室中阿克苏地区 2025 年的数据，作为环境

空气现状评价基本污染物 SO₂、NO₂、CO、O₃、PM₁₀ 和 PM_{2.5} 的数据来源。区域环境空气质量现状评价表详见表 4.6-1。

表 4.6-1 阿克苏地区环境空气质量现状评价结果一览表（2025 年）

污染物	年度评价指标	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率%	达标情况
SO ₂	年平均值	*	*	*	*
NO ₂	年平均值	*	*	*	*
PM ₁₀	年平均值	*	*	*	*
PM _{2.5}	年平均值	*	*	*	*
CO	24 小时平均第 95 百分位数	*	*	*	*
O ₃	最大 8 小时平均第 90 百分位数	*	*	*	*

根据表 4.6-1 结果，本工程所在区域 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》（GB3095-2026）过渡阶段二级浓度限值；PM_{2.5}、PM₁₀ 年浓度超过《环境空气质量标准》（GB3095-2026）过渡阶段二级浓度限值，超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。因此温宿县为环境空气质量不达标区。

4.6.2 特征污染物环境质量现状评价

（1）调查方法

大气环境现状调查采用现场监测法。

（2）监测点位

本次评价对区域环境空气质量现状进行补充监测，在工程所在区域布设 2 个监测点位，监测点基本满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的数量和分布要求。各监测点设置情况及基本信息见表 4.6-2，具体监测点位见图 4.3-1。

表 4.6-2 监测点位设置情况及基本信息表

序号	监测点位名称	地理坐标	与本工程 位置关系	监测因子	监测时间	监测 单位
1	古木2井下风向	*	古木2井东南 侧0.2km	非甲烷总 烃、H ₂ S	2026年3月	新疆中 测测试 有限责 任公司
2	兰干村下风向	*	古木3井东南 侧4.8km			

（3）监测频率

连续 7 天，每天采样 4 次。

(4) 监测单位

本次评价大气监测委托新疆中测测试有限责任公司对大气环境质量现状进行了监测，监测时间为 2026 年 3 月。

(5) 监测项目及分析方法

①监测项目

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），本次评价的监测项目包括：非甲烷总烃、H₂S。

②分析方法

采样按照《环境空气质量监测点位布设技术规范（试行）》（HJ664-2013）执行，监测分析方法按照《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）有关标准和规范执行。

表 4.6-3 大气环境监测因子分析及检出限一览表

序号	监测项目	分析方法	依据	检出限
1	NMHC	气相色谱法	HJ604-2017	0.07mg/m ³
2	硫化氢	亚甲蓝分光光度法	GB/T 11742-1989	0.005mg/m ³

(6) 评价标准

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

(7) 评价方法

采用质量浓度占标率法，计算公式为：

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

式中：

P_i ——第 i 个污染物的最大占标百分比，%；

C_i ——第 i 个污染物监测浓度，μg/m³；

C_{oi} ——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m³。

(8) 评价结果

监测及评价结果见表 4.6-4。

表 4.6-4 非甲烷总烃、H₂S 监测评价结果表 (单位: $\mu\text{g}/\text{m}^3$)

监测点位	污染物	平均时间	评价标准	监测浓度范围	最大浓度占标率/%	达标情况
古木2井下风向	非甲烷总烃	1小时平均	*	*	*	*
	硫化氢	1小时平均	*	*	*	*
兰干村下风向	非甲烷总烃	1小时平均	*	*	*	*
	硫化氢	1小时平均	*	*	*	*

注: ND 表示低于检出限

从表 4.6-4 可以看出,在监测期内,本工程区域特征污染物 H₂S 小时平均值满足《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 中其他污染物空气质量浓度参考限值 $10\mu\text{g}/\text{m}^3$ 的浓度限值要求;非甲烷总烃小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的标准;各监测点与油田开发活动相关的特征污染物 H₂S、非甲烷总烃均达标。

4.7 声环境现状调查与评价

4.7.1 声环境现状监测

(1) 调查方法

声环境现状调查采用实测法。

(2) 监测布点

本次评价在工程所在区域布设 8 个监测点,监测点基本满足《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021)的要求。各监测点设置情况及基本信息见表 4.7-1,具体监测点位见图 4.3-1。

表 4.7-1 声环境监测点设置情况一览表

序号	监测点位名称	地理坐标		监测因子	监测时间	监测单位
1	古木 2 井井场	东侧	*	等效连续 A 声级 (Leq)	2026 年 3 月	新疆中测测试有限责任公司
		南侧	*			
		西侧	*			
		北侧	*			
2	古木 3 井井场	东侧	*			
		南侧	*			

		西侧	*			
		北侧	*			

(3) 监测频率

监测 1 天，昼间、夜间各 1 次。

(4) 监测项目及分析方法

①监测项目

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

②分析方法

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

4.7.2 声环境现状评价

(1) 评价标准

本工程井场场界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中 2 类标准，即昼间 60dB（A）、夜间 50dB（A）；本工程井场区域为原始自然景观，执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准，即昼间 60dB（A）、夜间 50dB（A）。

(2) 评价方法

采用对标法对声环境质量现状进行评价，即用现状监测结果与标准值进行对比。

(3) 监测及评价结果

声环境现状监测及评价结果见表 4.7-2。

表 4.7-2 声环境监测点设置情况一览表

监测点位		测量时间	等效声级 dB（A）		达标情况
			监测值	标准值	
古木 2 井井场	东侧	昼间	*	*	*
		夜间	*	*	*
	南侧	昼间	*	*	*

	西侧	夜间	*	*	*
		昼间	*	*	*
	北侧	夜间	*	*	*
		昼间	*	*	*
古木3井井场	东侧	昼间	*	*	*
		夜间	*	*	*
	南侧	昼间	*	*	*
		夜间	*	*	*
	西侧	昼间	*	*	*
		夜间	*	*	*
	北侧	昼间	*	*	*
		夜间	*	*	*

从表 4.7-2 可以看出,在监测期内,本工程所在区域声环境质量均满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中 2 类标准要求。

5. 环境影响预测与评价

5.1 生态影响评价

5.1.1 施工期生态影响分析

5.1.1.1 占地影响分析

(1) 永久占地影响分析

本工程新增永久占地 1.8792hm²，主要是 3 座井场和放空区永久占地。施工结束后，永久占地被井场构筑物代替，这部分占地的土壤类型、土地利用类型和植被类型将发生彻底的改变，永久占地使原先土壤—植被复合体构成的自然地表被井场长期取代。

(2) 临时占地影响分析

本工程新增临时占地 2.343575hm²，主要是 3 座井场放空管线、电力线和电力杆占地，生态影响主要集中在施工期。本工程 3 座井场临时性占地除裸土地外，主要为果园。建设单位在非作物生长季施工，施工道路以依托现有县、乡道路和机耕道路为主，施工结束后及时对农用地进行复垦，因此从宏观整体区域看，不会影响到该区域的土地利用结构。

井场建设对周边区域的生态环境影响主要有：

- a.临时占地将破坏地表原有自然植被，造成生物量损失。
- b.施工过程中车辆碾压使占地范围内的土壤紧实度增加，对土地复耕后植被根系发育和生长不利。
- c.在干燥天气下，车辆行驶扬尘，使便道两侧作物叶面覆盖降尘，光合作用减弱，影响作物生长；降雨天气，施工车辆进出施工场地，施工便道上的泥土将影响到公路路面的清洁，干燥后会产生扬尘污染。

综上所述，临时性工程占地短期内将影响区域内的利用状况，施工结束后，随着农用地补偿及耕地复垦等措施的实施，这一影响将逐渐减小直至消失。

5.1.1.2 对植被的影响分析

本工程对植被的影响主要表现在施工期的占地产生的影响、人类活动产生的影响、其次污染物排放也将对植被产生一定的影响。具体的影响方式及影响程度表现在以下几个方面：

(1) 工程占地对植被影响

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

本工程总占地 4.222775hm²，本工程占地范围内的现状用地为果园和裸土地，裸土地地表植被覆盖率很低，小于 20%，果园林粮间作，主要种植核桃和小麦农作物。在投入运营后，其中有 1.8792hm² 的地表被永久占用，地表被各种构筑物或砾石覆盖，临时占地 2.343575hm² 土地重新恢复到原来的自然状态。

(2) 石油类污染对植被的影响

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

根据对以往油田资料的分析及实地勘察，石油类在土壤中 0~20cm 土层中残留量最大，污染源对植被影响范围在 50m 左右，50m 以外植物体内石油类含量接近背景值，植被生长良好。本工程占地范围内植被主要为农作物，自然植被很少，本工程开工建设尽量选择休耕期，所以地表石油类污染不会使植被受到明显伤害。

(3) 人类活动对植被的影响

本工程开发建设过程中人类活动对植被的影响主要表现在人类和机械对植物的践踏、碾压和砍伐，使原生植被生境发生较大变化。单位面积上人口密度的增加将导致工程开发范围内及边缘区域地表土壤被践踏和自然植被覆盖率减少，使工程区域内局部地带沙漠化的可能性增加，从而形成次生沙漠化。此外，人类

和机械对工程区周边农田的践踏和碾压等，会破坏农作物、压实农田土壤和降低土壤肥力等，影响农作物生长。

(4) 大气污染物的影响

井场建设施工期，大气污染物主要是来自施工扬尘、施工机械产生的废气，废气中主要含有 TSP、NO₂、SO₂、CO 等有害成分，而在运营期产生的大气污染物主要是油气生产设施无组织释放的烃类气体等。在这些污染物中能对植物产生影响的主要为 NO_x、SO₂ 及建设期的空气扬尘。

SO₂ 可通过叶片气孔进入植物体，形成亚硫酸离子，当它超过植物自净能力时，将会破坏叶肉组织，使叶片水分减少失绿，严重时细胞发生质壁分离，叶片逐渐枯萎，植物慢慢死亡。

NO_x 对植物的伤害表现在叶肉组织内部的细胞上。植物通过气孔吸收了大气中的氮氧化物，随后污染物由气态变为液态，改变了细胞及其周围的 pH 值，引起细胞结构变化，光合作用降低，植物的生长活性受到影响。

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

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

(5) 植被生物量损失

① 自然植被

本工程新增占用 0.64hm² 的裸土地，主要是古木 5 井场和配套建设的放空管线以及电力部分占地，工程区属于荒漠区，植被覆盖度低，平均生物量以 0.75t/hm² 计。生物量损失按下式计算，其中 S_i 以有植被覆盖区域的占地面积计：

$$Y=S_i \times W_i$$

式中：

Y——生物量损失，t；

S_i——有植被覆盖区域的占地面积，hm²；

W_i ——单位面积生物量，t/hm²。

表 5.1-1 自然植被生物损失量估算一览表

工程内容	占地性质	占地类型	平均生物量 (t/hm ²)	占地面积 Si (hm ²)	生物量损失 (t/a)	影响时间 (a)
古木 5 井场	永久	裸土地	*	*	*	*
古木 5 放空区	永久	裸土地	*	*	*	*
配套工程	临时	裸土地	*	*	*	*
合计			*	*	*	*

根据计算，本工程将造成 0.493t 自然植被生物量损失。新增生物量损失主要来自永久占地，工程建设位于现有油田开发区内，因此只要加强施工管理，做好施工结束后的迹地恢复工作，工程建设对植被的环境影响是可以接受的。

②人工植被

本工程新增占地中有 1.27325hm²的园地，分布在古木 3 井和古木 2 井的井场、放空区、配套电力线和电力杆区域。工程占用对农业生态环境的直接影响表现为占用农田以及由此造成的农业损失。工程占用导致的农作物生物量损失按下式计算：

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

式中：

Y_2 ——某一农作物的暂时损失量 (kg)；

n ——土地产量恢复到施工前状态所需的时间 (年)；

A_2 ——某一农作物农田区工程占地面积 (hm²)；

W_2 ——农田区施工后某一农作物的产量 (kg/hm²)，按照施工前单产的 70% 计算。

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

根据现场调查和资料分析，本工程占用果园主要种植核桃和小麦，区域农田林粮间作产量按平均 5000kg/hm² 计，本次生物量损失计算过程见下表：

表 5.1-2 人工植被生物损失量估算一览表

植被类型	工程内容		占地性质	占地面积 (hm ²)	生物量损失 (t/a)	影响时间 (a)
农田	古木 2 井	井场	*	*	*	*
		放空区	*	*	*	*
	古木 3 井	井场	*	*	*	*
		放空区	*	*	*	*
	放空管线、电力线路、电力杆		*	*	*	*
合计				*	*	*

由表 5.1-2 计算结果可知,本工程实施预计将造成人工植被生物损失量 3.82t。从以上数据可以看出,井场建设对农作物的产量会有一定的影响。本工程所经过的农业区有完善的农田水利排灌系统,施工活动可能损坏当地的农灌系统,进而影响当地农业生产。另外,人工扬尘也会对 100m 范围的农作物正常生长产生一定的影响,如影响作物的传花授粉、妨碍嫩芽的光合作用等。

5.1.1.3 对野生动物的影响分析

油田开发建设对野生动物生存环境、分布范围和种群数量的影响主要分为直接影响和间接影响两个方面。直接影响主要表现为建设工程占地,使野生动物的原始生存环境被破坏或改变;间接影响主要表现为由于植被的减少或污染破坏而引起野生动物食物来源减少。本工程所在区域分布有重点保护野生动物塔里木兔,现场调查期间,在工程占地区域未发现其踪迹,且由于评价区域不是动物的唯一栖息地,故本工程建设不会对塔里木兔的生境产生明显影响。

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

5.1.2 运营期生态影响分析

本工程运营期对生态环境的影响主要表现在对野生动物和植被的影响、生态系统完整性影响以及生态景观影响。

5.1.2.1 对野生动物的影响分析

运营期车辆运输和机械噪声相对施工期有所减小，人为活动相对施工也有所减少，通过加强管理禁止油田职工对野生动物的猎杀，本工程运营期的噪声和人为活动对野生动物的影响也相对减小。

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

5.1.2.2 植被影响分析

运营期由于占地活动的结束，工程基本不会对植被产生影响，临时占地的植被开始自然恢复，一般在2~3年内开始发生向原生植被群落演替，并逐渐得到恢复。但事故状态如火灾等，将会导致火灾处局部范围内植被死亡。但事故造成的植被破坏是小范围的，植被损失量很小。

5.1.2.3 生态保护目标影响分析

运营期影响主要集中在井场等永久占地范围内，运营期采出水、井下作业废水等均不外排，落地油妥善处置；同时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。因此不会对生态保护目标产生明显不利影响。

5.1.2.4 生态系统完整性影响评价

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。

本工程建设中，新增油田设施及永久性构筑物，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。因此，本项目的建设不会改变区域内景观生态的稳定性及完整性。

5.1.2.5 景观完整性影响分析

评价区域的基质为荒漠-农田-绿洲复合生态景观。荒漠生态景观的稳定性较差，异质化程度低；而绿洲与农田虽依赖人工灌溉维持，但其斑块分布增加了区域景观异质性。整体上，复合生态系统的稳定性和抵御干扰的能力仍受限于荒漠基质的主导性及绿洲-农田生态单元的脆弱性。

本工程总占地约 4.222775hm²，其中永久占地 1.8792 hm²、临时占地 2.343575 hm²。荒漠-绿洲过渡带内的部分区域被油田设施等永久构筑物占用，原有荒漠生态景观和部分人工绿洲/农田转化为人工硬化地表景观。由于工程占地规模较小，荒漠基质的主体性未发生根本改变，但局部景观破碎化程度有所增加，人工景观与自然景观的边界进一步交错。

综上所述，在荒漠-农田-绿洲复合生态系统的背景下，本工程对区域生态完整性的直接影响有限，但项目建设过程中需要注意以下问题：

(1) 人工干扰的累积影响：油田开发加剧了荒漠-绿洲边缘带由自然、半自然景观向人工景观的演替趋势，可能削弱绿洲生态屏障功能；

(2) 局部生态功能变化：永久占地区域的物质循环和能量流动路径被人工系统替代，可能影响周边荒漠-农田景观的风沙拦截、土壤水盐平衡等；

因此，在严格管控施工范围、落实生态修复措施的前提下，工程对评价区生态系统完整性和稳定性的影响可控，不会导致区域生态格局的质变性破坏。

5.1.3 退役期生态影响分析

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

退役期的环境影响以生态环境的恢复为主，同时封井和井场清理也会产生少量扬尘和建筑垃圾，会对周围的环境造成一定影响。油井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、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，井场清理等工作中会产生建筑垃圾，应集中清理收集。建筑垃圾收集后送至地方固废填埋场妥善处置；废弃管线内物质清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

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

5.1.4 生态影响评价自查表

表 5.1-2 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 <input checked="" type="checkbox"/> ；国家公园 <input type="checkbox"/> ；自然保护区 <input type="checkbox"/> ；自然公园 <input type="checkbox"/> ；世界自然遗产 <input type="checkbox"/> ；生态保护红线 <input type="checkbox"/> ；重要生境 <input type="checkbox"/> ；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 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	影响方式	工程占用 <input type="checkbox"/> ；施工活动干扰 <input checked="" type="checkbox"/> ；改变环境条件 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	评价因子	物种 <input checked="" type="checkbox"/> （分布范围、种群数量、种群结构、行为等） 生境 <input checked="" type="checkbox"/> （生境面积、质量） 生物群落 <input checked="" type="checkbox"/> （物种组成、群落结构等） 生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> （植被覆盖度、生态系统功能等） 生物多样性 <input type="checkbox"/> （物种丰富度、优势度等） 生态敏感区 <input type="checkbox"/> （ 自然景观 <input checked="" type="checkbox"/> （景观多样性、完整性） 自然遗迹 <input type="checkbox"/> （ 其他 <input checked="" type="checkbox"/> （水土流失）
评价等级		一级 <input type="checkbox"/> 二级 <input type="checkbox"/> 三级 <input checked="" type="checkbox"/> 生态影响简单分析 <input type="checkbox"/>
评价范围		陆域面积：（0.0931）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 <input checked="" type="checkbox"/> ；遥感调查 <input checked="" type="checkbox"/> ；调查样方、样线 <input type="checkbox"/> ；调查点位、断面 <input type="checkbox"/> ；专家和公众咨询法 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>

	调查时间	春季 <input type="checkbox"/> ; 夏季 <input checked="" type="checkbox"/> ; 秋季 <input type="checkbox"/> ; 冬季 <input type="checkbox"/> 丰水期 <input type="checkbox"/> ; 枯水期 <input type="checkbox"/> ; 平水期 <input type="checkbox"/>
	所在区域的生态问题	水土流失 <input checked="" type="checkbox"/> ; 沙漠化 <input type="checkbox"/> ; 石漠化 <input type="checkbox"/> ; 盐渍化 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生物入侵 <input type="checkbox"/> ; 污染危害 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ; 土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生物多样性 <input type="checkbox"/> ; 重要物种 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生态敏感区 <input checked="" type="checkbox"/> ; 其他 <input checked="" type="checkbox"/>
生态影响预测与评价	评价方法	定性 <input type="checkbox"/> ; 定性和定量 <input checked="" type="checkbox"/>
	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ; 土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生物多样性 <input type="checkbox"/> ; 重要物种 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生态敏感区 <input type="checkbox"/> ; 生物入侵风险 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input checked="" type="checkbox"/>
生态保护对策措施	对策措施	避让 <input type="checkbox"/> ; 减缓 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生态修复 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生态补偿 <input checked="" type="checkbox"/> ; 科研 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	生态监测计划	全生命周期 <input type="checkbox"/> ; 长期跟踪 <input type="checkbox"/> ; 常规 <input checked="" type="checkbox"/> ; 无 <input type="checkbox"/>
	环境管理	环境监理 <input checked="" type="checkbox"/> ; 环境影响后评价 <input checked="" type="checkbox"/> ; 其他 <input checked="" type="checkbox"/>
评价结论	生态影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/> ; 不可行 <input type="checkbox"/>
注：“ <input type="checkbox"/> ”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项。		

5.1.5 小结

本工程对生态环境的影响主要在施工期，为永久占地平整及地面工程建设等带来的生态环境影响。本工程永久占地约 1.8792hm²，永久性工程占地对工程区的土地利用影响较小。临时占地 2.343575hm²，临时性工程占地仅在施工阶段对工程区及周边土地利用产生短期影响，且大部分用地在施工结束后能恢复原有的利用功能。总体而言，施工结束后，随着生态补偿或生态恢复措施的实施，临时性工程用地扰动区内的原有植被可逐渐恢复，临时性工程占地影响将逐渐减小或消失。

本工程位于阿克苏地区温宿县境内，本工程评价范围和占地范围内均不涉及法定生态保护区、重要生境以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域等生态敏感区。由于本区域的野生动物种类较少，少有大型野生动物在本区域出现，本工程对野生动物的影响较小。综上所述，本工程建设在采取严格的环境保护措施后，生态环境影响可接受。

5.2 地下水环境影响评价

5.2.1 水文地质条件

从整体来说，本评价区内地表水系发育，评价区西侧边界河为阿克苏河最大支流，库玛拉克河，东侧边界为柯柯牙河，含水层主要为卵砾石层，地层渗透性好。东南侧地下水水位埋深较深，可达 180m，西侧吐木秀克镇一带地下水水位较浅，水位埋深 6.5m-34.3m。

地下水主要接受河道渗漏及灌溉入渗补给，阿克苏地区温宿县作为典型的干旱气候，蒸发量大于降雨量，所以降雨入渗几乎没有。

地下水径流主要受水文地质单元，补给条件控制，位于吐木秀克镇的库玛拉克河水文地质单元，地下水的径流方向主要为自西北向东南方向径流，位于柯柯牙镇的柯柯牙河水文地质单元大体由东北向西南方向径流，径流条件受地层等水文地质条件影响，柯柯牙河水文地质单元地层颗粒较小，渗透速度较慢，而库玛拉克河水文地质单元，地层颗粒较大，主要为砂土充填，渗透速度较快。地下水排泄主要通过径流向下游排泄、人工开采、蒸发蒸腾作用等排泄。

通过现场调查、试验及地层条件，评价区西侧库玛拉克河地表水与地下水存在密切的水力联系，东侧柯柯牙河由于地下水埋深较深，地下水与柯柯牙河地表水联系不紧密。

5.2.2 施工期地下水环境影响分析

（1）施工期间废水对地下水影响分析

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，本工程施工期废水不会对周围地下水环境产生明显影响。

（2）管道施工对地下水影响分析

本工程工艺管线全线采用地上敷设，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，本工程施工期废水不会对周围地下水环境产生明显影响。

5.2.3 运营期地下水环境影响评价

5.2.3.1 正常状况下地下水环境影响分析

(1) 废水对地下水影响分析

根据工程分析，本工程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，本工程采出水及井下作业废液经处理达标后综合利用，一般不会对区内地下水环境产生影响。

(2) 落地油对地下水影响分析

本工程在修井及采油等过程中都可能产生落地油。根据塔里木油田分公司的作业要求，各作业队伍在作业过程中尽可能避免落地油的产生，井下作业必须采用带罐进行，落地油一旦产生须及时、彻底进行回收，井口排出物全部进罐，故基本无落地油产生。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) 管线工程对地下水影响分析

本工程各类管线均是全封闭系统，管线采用无缝钢管，储油罐采用碳钢结构，采取严格的防腐防渗措施。正常状况下，不会与地下水水体之间发生联系，不会对区域地下水环境产生污染影响。

(4) 采油对地下水影响分析

本工程正常状况下，井口区采取严格的防渗，定期开展井筒完整性检查，确保固井质量合格，基本不会对区域地下水环境产生污染影响。

5.2.3.2 非正常状况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；罐类腐蚀穿孔，误操作及人为破坏等原因造成的破裂使油品泄漏。无论是人为因素还是

自然因素所造成的事故，对评价区地下水体均可能产生污染的风险。

本工程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。

穿透污染：本工程共部署 3 口井。在采油过程中，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（窜层）。以该种方式污染地下水的主要是固井效果差或套管破损、井壁侧漏等导致生产过程中发生套外返水，采出液在水头压力差的作用下，可能直接进入含水层，发生油水窜层，并在含水层中扩散迁移，污染地下水。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，会通过径流进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油层几乎没有多少压力，原油不大可能进入到含水层污染地下水，但这一现象仍应引起重视。

渗透污染：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。本工程可能产生的渗透污染主要是井喷、油罐泄漏、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。油田所在区域属于稠油，粘度大，在自然条件下基本无外泄井喷可能，根据与油田相关工作人员咨询，压力未控制合适的情况下，才有可能出现井喷情况，但发生概率微乎其微。管线与法兰连接处、管线泄漏等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。罐区泄漏事故一般为短期大量排放，污染物的泄漏以地表扩展为主，一般能及时发现，并可很快加以控制，石油烃等污染物在其中迁移的阻滞作

用较强，迁移及衰减速度较慢，其影响范围不大，对地下水环境一般不易产生不利影响。

污染物进入地下后，污染物向地下水系统的迁移途径为：

入渗污染物→表土层→包气带→含水层→迁移

为了评价污染物入渗对评价区内地下水水质的影响，故本次地下水环境影响预测采用解析法，针对石油类污染物进入含水层后的运移进行重点预测、评价。

根据井位分布情况，古木 2 油井发生泄漏的概率和对外环境的影响相对高于其他 2 口井，故本次评价重点对其泄漏的影响进行预测分析。

结合上述分析，本次评价对非正常状况下的预测情景设置及预测内容如下：

(1) 情景 1：穿透污染（窜层污染）

①预测情景

本次地下水环境影响评价主要考虑最不利的极端情况下，工程区油水窜层后对第四系含水层水质的影响，针对污染物进入第四系孔隙水含水层后的运移进行重点预测、评价，考虑采油时发生泄漏，污染物泄漏为连续排放，发生窜层后，若未及时发现，工程区内的污染物通过孔隙径流至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

根据前文，本工程地下水环境影响评价级别为一级，按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）的规定，本报告采用预测方法采用数值法。

③预测范围及时间

本次影响预测范围与调查评价范围一致，预测层位为第四系含水层。

根据项目特点，预测时段选取污染发生后 1d、100d、1000d，3650d（10 年）。

④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。

⑤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，特别是泄露点的连续泄露，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：

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

式中：

x ——距注入点的距离，m；

t ——时间，d；

$C(x, t)$ —— t 时刻 x 处的示踪剂浓度，g/l；

C_0 ——注入的示踪剂浓度，g/l；

u ——水流速度，m/d；

n ——有效孔隙度，无量纲；

D_L ——纵向弥散系数， m^2/d ；

$erfc$ () ——余误差函数。

⑥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下表：

⑦预测结果与分析

将以上确定的参数代入模型，便可以求出不同时段，在预测情景下，泄露了不同天数（1天、100天、1000天、3650天）时，污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。

表 5.2-1 污染物在潜水含水层中的浓度迁移预测结果（情景 1）

污 染 物	1d		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)	距离 (m)	浓度 c (mg/l)
石 油 类	0	*	*	*	*	*	*	*
	0.5	*	*	*	*	*	*	*
	1	*	*	*	*	*	*	*
	1.5	*	*	*	*	*	*	*
	2.1	*	*	*	*	*	*	*
	2.4	*	*	*	*	*	*	*
	2.5	*	*	*	*	*	*	*
	3	*	*	*	*	*	*	*
	3.5	*	*	*	*	*	*	*
	4	*	*	*	*	*	*	*
4.5	*	*	*	*	*	*	*	

表 5.2-2 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)	影响范围内水环境敏感点
石 油 类	1d	*	*	*
	100d	*	*	*
	1000d	*	*	*
	3650d	*	*	*

图 5.2-2 情景 1：发生持续泄漏后石油类污染物浓度迁移变化曲线图

根据以上预测结果,在本次设定的预测情形下:石油类浓度在预测 1d、100d、1000d、3650d 时地下水超标距离分别为 2.1m、23m、88m、209m,影响距离分别为 2.4m、26m、99m、229m,在各时段的预测影响范围内均无居民饮用水井等地下水环境敏感点。其中 1d、100d 的影响范围在井场范围内,不会影响范围外环境,若发生事故后不采取措施,任由污染物在地下水中迁移,随着污染物运移时间的增长,污染范围也会呈增加趋势。为预防污染的发生和污染源的形,表层套管严格封闭第四系含水层,定期维护,确保固井质量符合要求,废弃井应全部打水泥塞,并经严格的试压以防窜漏污染地下水,尽量避免窜层污染到泄漏点周边区域内的地下水。油井生产期间,采用实时监测、可视化与成像技术、示踪与声波监测等检测方法,可将套损发现时间缩短至数小时内,确保技术在套损发生后,及时发现并采取治理技术等环保措施的情况下,窜层对地下水的影响不会超出井场场界,属于可接受范围。

(2) 情景 2: 渗透污染(储油罐泄漏事故)

① 预测情景

本工程井场内的工艺管线在非正常状况下,发生泄漏事故后可快速发现并通过切断阀控制泄漏量,结合环境风险章节中核算的存在量,当管线发生全管径断裂泄漏时的油量远远小于储油罐事故状况下泄漏量,储油罐泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生,泄漏的原油等下渗而可能导致地下水污染风险的发生,对环境产生的影响较大。故综合考虑生产装置设施情况以及所在区域水文地质条件,非正常状况泄漏点设定为:单个 50m³的储油罐泄漏,如不及时修复,储油罐中的油类物质可能下渗对地下水造成影响。本次评价对非正常状况下储油罐破裂情景运用解析模型进行模拟预测,以评价对地下水环境的影响。

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 预测范围及时间

本次影响预测范围与调查评价范围一致,根据地表渗透污染特点,预测层位为第四系潜水含水层。

根据项目特点,预测时段选取污染发生后 1d、100d、1000d、3650d(10年)。

④预测因子

结合前文分析，油罐泄漏，选取泄漏后影响相对最大的特征污染物石油类作为代表性污染物进行预测。

⑤预测源强

根据环境风险影响章节，单个 50m³的储油罐一次事故最大泄漏量约 42.678t。包气带中的土壤颗粒可以通过吸附、分配、离子交换、生物作用等多种作用机制截留有机污染物。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》等，污水中的石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在 0~10cm 或 0~20cm 表层土壤中，其中表层 0~5cm 土壤截留了 90%以上的输入原油。本次考虑较不利情况，按照泄漏的污染物 10%（4.2678t）通过地表连续入渗通过包气带土壤全部进入地下水含水层中，针对污染物进入含水层后的运移进行重点预测、评价。

⑥预测模型

非正常状况下，污染物运移通常可概化为两个相互衔接的过程：①污染物由地表垂直向下穿过包气带进入潜水含水层的过程；②石油类污染物进入潜水含水层后，随地下水流进行迁移的过程。污染物在潜水含水层中随着水流不断扩散，根据拟建项目非正常状况下污染源排放形式与排放规律，本次模型可概化为一维稳定流动二维水动力弥散问题的瞬时注入污染物—平面瞬时点源的预测模型，其主要假设条件为：

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

b.假定定量的定浓度的污水，在极短时间内注入整个含水层的厚度范围；

c.污水的注入对含水层内的天然流场不产生影响。

$$n \frac{\partial C}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x_i} \left(n D_{ij} \frac{\partial C}{\partial x_j} \right) - \frac{\partial}{\partial x_i} (n C V_i) - C' W$$

$$D_{ij} = \alpha_{ijmn} \frac{V_m V_n}{|V|}$$

式中：

- α_{ijmn} —— 含水层弥散度 (m) ;
 V_m, V_n —— 分别为 m 和 n 方向上的速度分量 (m/d) ;
 C —— 含水层中污染物的浓度 (mg/L) ;
 n —— 含水层有效孔隙率;
 x_i —— 空间坐标变量 (m) ;
 t —— 时间 (d) ;
 C' —— 源汇项中污染物的浓度 (mg/L) ;
 W —— 面状源汇项强度 ($m^3/(dm^2)$) ;
 V_i —— 地下水渗流速度 (m/d) 。

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（1d、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。具体见下表 5.2-5 及图 5.2-4~5.2-7：

表 5.2-3 在非正常状况下石油类在潜水含水层中运移情况一览表（情景 2）

预测时间	超标面积 (m ²)	影响面积 (m ²)	超标距离 (m)	影响距离 (m)	影响范围内水环境敏感点
1d	*	*	*	*	*
100d	*	*	*	*	*
1000d	*	*	*	*	*
3650d	*	*	*	*	*

图 5.2-3 情景 2：1 天石油类污染物运移分布图

图 5.2-4 情景 2：100 天石油类污染物运移分布图

图 5.2-5 情景 2：1000 天石油类污染物运移分布图

图 5.2-6 情景 2：3650 天石油类污染物运移分布图

根据以上预测结果，在非正常状况下，污染物进入含水层后，在水动力弥散作用下，管线发生破裂后，瞬时注入的污染物将产生呈椭圆形的污染晕，污染晕中污染物的浓度由中心向四周逐渐降低。随着水动力弥散作用的进行，污染晕将不断沿水流方向运移，污染晕的范围也会发生变化：当泄漏发生后，若不采取地下水污染治理措施，在预测期间，随着泄漏后的时间的增加，影响范围呈增加趋势，污染物泄漏发生后 1d、100d、1000d、3650d 的污染物超标范围分别为 15.57m²、1122.44m²、9072.64m²、28658.96m²，影响范围分别为 16.98m²、1268.50m²、10601.90m²、34114.30m²，污染物的迁移对地下水有一定影响，但各时段的预测影响范围内均无居民饮用水井等地下水环境敏感点，随着影响范

围的扩大，污染物浓度呈减小趋势。

本工程井场采取了必要的防渗措施，管线采用无缝钢管，储油罐采用碳钢结构，发生泄漏后，建设单位立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，建设单位可在1天内清除地面及地下的污染物，尽量避免出现泄漏的污染物进入地下水并随地下水迁移，使影响范围控制在井场范围内。建设单位和施工单位严格按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，采取地下水污染防治措施的情况，非正常状况下，对地下水的影响属于可接受范围。

5.2.4 退役期地下水环境影响分析

退役期主要污染源是设备拆除、井场清理产生的扬尘和固体废物等，退役期拆除设备时所用的时间较少，施工人员产生的生活污水量较少，产生的生活污水经生活污水池收集后，定期拉运至当地污水处理厂进行处理，对环境影响较小。退役期井场拆除采油设备，在作业区铺设防渗材料，施工结束后及时清理场地，对地下水环境影响很小。退役期各采油井均使用水泥灌注进行封井，将井筒与地下水含水层彻底隔离，有效避免了污染物进入地下水含水层造成水质污染。

综上，退役期无废水外排，在加强环境管理的情况下，一般不会造成周边地下水环境污染。

5.2.5 地下水环境评价结论

(1) 在正常状况下，本工程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，本工程在设计、施工和运营时，严把质量验收关，杜绝因管道材质、制管、防腐涂层、焊接缺陷及运行失误而造成管线泄漏。在生产运行过程中，强化监控手段，定期检查检验，检漏控漏，尽量杜绝事故性排放源的存在，本工程对地下水环境的影响较小；各井在钻井期间已采用了套管，采取了固井措施，古井质量合格的情况下，可有效防止井漏而污染地下水。

(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。

本工程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,本工程对区域地下水环境影响可接受。

5.3 地表水环境影响评价

按照《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018)中表1水污染影响型建设项目评价等级判定,判定本工程地表水环境评价等级为三级B。重点论证本工程废水综合利用不外排的可行性和可靠性。

5.3.1 施工期地表水环境影响分析

施工期对地表水环境可能造成影响的污染源为生活污水、管道试压废水。

(1) 生活污水

施工期生活污水经生活污水池收集后,定期拉运至当地污水处理厂进行处理。

(2) 管道试压废水

本工程管道分段试压,一般采用中性洁净水。试压水由管道排出收集后,进入下一段管道循环使用,试压结束沉淀后用于区域洒水降尘,不外排。

本工程施工期间废水全部妥善处理,不排入地表水体,因此,本工程施工期对区域地表水体不产生影响。

5.3.2 运营期地表水环境影响评价

根据工程分析,本工程运营期产生的废水主要有采出水、生产废水和井下作业废液。

本工程采出水、生产废水、井下作业废液,主要污染物为石油类、盐类、耗氧量、氨氮、盐分等。采出水及生产废水拉运至博孜天然气处理厂,与博孜天然气处理厂采出水一并输送至大北天然气处理站处理达标后回注;井下作业废液由专用回收罐收集后,拉运至大北天然气处理站处理达标后回注,不外排。

采取上述水污染控制措施后，废水不外排，本工程采出水、生产废水及井下作业废液不会对周边水环境产生影响。水污染控制和水环境影响减缓措施有效，对水环境的影响较小。

5.3.3 退役期地表水环境影响分析

本工程退役期拆除设备、封井和清理井场时，施工时间较短，施工人员产生的生活污水量较少，依托施工区域周边生活设施处理，不外排，对周围水环境影响较小。

5.3.4 地表水环境评价结论

本工程施工期、运营期、退役期产生的各类废水不外排，各类管道输送过程密闭输送，且工程场地及周边邻近区域无地表水体分布，因此本工程的建设不会对地表水环境产生影响。

5.3.5 地表水环境影响评价自查表

本工程地表水环境影响评价自查表见表 5.3-1。

表 5.3-1 地表水环境影响评价自查表

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

5.4 土壤环境影响评价

5.4.1 土壤影响识别

(1) 项目类型

本工程属于陆上石油开采项目，根据导则附表 A.1，采油井场建设属于 I 类项目。

(2) 影响类型及途径

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），本工程位于土壤盐化地区，土壤影响类型同时属于污染影响型和生态影响型。

本工程施工期主要为井场建设，施工过程中，不会造成区域土壤盐化、酸化、碱化，但井场建设过程中会对区域局部土壤造成扰动，导致土壤中盐分含量与周边区域不一致，在后续的自然恢复过程中，扰动区域受雨水、风沙作用将逐步与周边区域土壤保持一致。

本工程运营期废水主要为采出水、生产废水和井下作业废液，未向外环境排放污水，不会造成废水地面漫流影响；非正常状况井场管线连接处出现泄漏，可能通过垂直入渗的形式对土壤造成影响。同时，本工程工艺管线中采出液盐分含量较高，当出现泄漏时，采出液中的盐分将进入表层土壤中，遗留在土壤中，造成区域土壤盐分含量升高。

本工程退役期拆除设备时所用的时间较少，固体废物均妥善处置的情况下，对土壤环境影响很小。本工程不同时段对土壤影响类型与途径见表 5.4-1。

表 5.4-1 本工程土壤环境影响类型与影响途径表

不同时段	污染影响型				生态影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他	盐化	碱化	酸化	其他
施工期	*	*	*	*	*	*	*	*
运营期	*	*	*	*	*	*	*	*
退役期	*	*	*	*	*	*	*	*

注：在可能产生的土壤影响类型处打“√”，列表未涵盖的可自行设计。

5.4.2 施工期土壤环境影响分析

施工期对土壤质量的影响主要为土方开挖、场地平整、车辆行驶和机械施工等人为对土壤的扰动以及各种废弃物处置不当对土壤的污染影响。

(1) 井场工程施工对土壤的环境影响

井场工程在土方开挖、场地平整过程中，表土的剥离导致土壤结构破坏、有机质流失，可能引发水土流失。在地面构筑物建设中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量。本工程井场施工过程中，临时占地范围内的土壤地表表层遭到破坏，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大，这种影响在短时间内不会完全恢复，但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱；永久占地范围内的地表彻底改变，地表经过砾石铺垫或者其他硬化措施，风蚀量很少，不易发生水土流失。

(2) 车辆行驶和机械施工对土壤的影响

在施工中，车辆行驶和机械作业时机械设备的碾压、施工人员的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）在荒漠上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，使风蚀荒漠化的过程加剧。

(3) 废弃污染物污染影响分析

本工程施工期产生的污染物可能会对土壤造成影响的主要为施工期废水和固体废物。本工程施工期产生的废水主要为生活污水以及管线试压废水，产生的固体废物主要为施工过程中产生的施工废料、生活垃圾、废润滑油、废防渗材料以及施工土石方。根据前述分析，本工程施工期产生的废水和固体废物均能妥善处置，因此在落实以上环保措施的情况下，本工程施工期间产生的废弃污染物不会对工程周边的土壤产生影响。

5.4.3 运营期土壤环境影响评价

5.4.3.1 正常工况下土壤环境影响分析

运营期正常工况下，各类物料配置过程均为全密闭管线连接，不会出现溢出和泄漏情况，实现可视可控，且在管线上做好标识，不会对土壤环境产生影响。

5.4.3.2 非正常工况下土壤环境影响分析

(1) 生态影响型

考虑事故状态下，管线连接处破裂后，采出水进入表层土壤中，管道两端设置有压力和远传信号，当发生管道破裂时，可远程关闭，并在 1h 内排查到泄漏点并进行紧急封堵。初步估算，发生泄漏到封堵，预计从管道中泄漏的量为 3.67m³。本工程所在区块地层水水型为 Cl-Na 型地层水，氯根平均 2.76×10⁴mg/L，则估算进入土壤中的盐分含量为： $3.67 \times 2.76 \times 10^4 \times 111 \div 71 = 158357.92\text{g}$ 。

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/m³；

A ——预测评价范围，m²；

D ——表层土壤深度，一般取 0.2m，可根据实际情况适当调整；

n ——持续年份，a。

②单位质量土壤中某种物质的预测值

$$S = S_b + \Delta S$$

式中：

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。

本工程所处区域气候干燥，年降雨量较小，项目考虑最不利情况，Ls 和 Rs 取值均为 0，预测评价范围为以泄漏点为中心 20m×20m 范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 $1.44 \times 10^3 \text{kg/m}^3$ ，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为 44.6g/kg。预测年份为 0.027a（10 天）。

根据上述计算结果，在 10 天内，单位质量土壤中盐分含量的增量为 1.38g/kg，叠加现状值后的预测值为 45.98g/kg。

从预测结果可知，发生泄漏后，导致泄漏点周边区域土壤中盐分含量有所升高，但在发生泄漏后，油田公司会按照要求将泄漏点周围区域土壤进行清理，且随着雨水淋溶，区域土壤中增加的盐分含量将逐渐降低直至恢复至平均水平。

（2）污染影响型

①预测情景

本工程实施后，由于严格按照要求采取防渗措施，在正常工况下不会发生采出液渗漏进入土壤。因此，垂直入渗造成土壤污染主要为非正常泄漏工况，根据企业的实际情况分析，结合前文“影响源及影响因子”。综合考虑本工程物料特性及土壤特征，本次评价重点针对工艺管线破损泄漏的石油烃对土壤垂直下渗的污染，作为预测情景。

②预测模型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 E 中预测方法对拟建工程垂直入渗对区域土壤环境影响进行预测，预测公式如下：

A. 一维非饱和溶质垂向运移控制方程：

$$\frac{\partial(\theta c)}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial z} \left(\theta D \frac{\partial c}{\partial z} \right) - \frac{\partial}{\partial z} (qc)$$

式中：

C——污染物介质中的浓度，mg/L；

D——弥散系数，m²/d；

q——渗透速度，m/d；

z——沿 z 轴的距离，m；

t——时间变量，d；

θ ——土壤含水率，%。

B.初始条件

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

C.边界条件

第一类 Dirichelet 边界条件:

i 连续点源:

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

ii 非连续点源:

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

第二类 Neumann 零梯度边界条件:

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

③预测参数选取

根据现场土壤采样及水文地质调查结果, 预测模型参数取值见表 5.4-2。

④模型边界条件的概化

上边界条件选择定压力水头, 下边界条件选择自由排水。

⑤土壤模型概况

结合区域水文地质调查及本工程土壤现状调查结果, 将区域土壤概化为一层, 埋深 300cm 砂壤土层。水力模型残余含水率 θ_r 、饱和含水率 θ_s 、垂直饱和渗透系数 K_s 以及 α 、 n 、 L 等土壤参数参考模型自带数据。土壤模型具体参数见表 5.4-2。

表 5.4-2 土壤水力参数表

土壤层次 (cm)	质地	θ_s	θ_r	α (cm^{-1})	n	K_s (cm/d)	经验参数 L	土壤密度 (g/cm^3)
0~300	砂壤土	*	*	*	*	*	*	*

⑥预测源强

根据工程分析, 结合工程特点, 本评价重点针对工艺管线破损泄漏的石油烃对土壤垂直下渗的污染。

表 5.4-3 土壤预测源强表

渗漏点	污染物	浓度 mg/L	渗漏特征
工艺管线泄漏	*	*	*

⑦预测分析结果

非正常状况下原油中的污染物石油烃持续渗入土壤并不断向下运移,预测时段 T1~T5 分别为 T1:1d、T2:10d、T3:30d、T4:60d、T5:100d,观测点 N1~N5 距地面深度分别为 N1:10cm, N2:30cm, N3:100cm, N4:150cm, N5:300cm, 污染物浓度穿透曲线图和在不同水平年沿土壤迁移模拟结果见图 5.4-1~2。

图 5.4-1 不同深度观测点石油类运移预测结果

(N1:10cm, N2:30cm, N3:100cm, N4:150cm, N5:300cm)

图 5.4-2 不同时间石油类浓度沿土壤迁移情况

(T1:1d、T2:10d、T3:30d、T4:60d、T5:100d)

由上述土壤预测结果可知,石油烃泄露瞬间,土壤深度 1cm 处的土壤立即被污染,石油烃泄露后到达 10cm 处需要 0.69d,泄露 100d 时,各观测点中石油烃最大浓度为 10cm 处的 189.2mg/mL,石油烃泄露瞬间,土壤深度 1cm 处的土壤立即被污染,到达 10cm 处需要 0.69d,石油烃泄露 1d,能够到达的最大土壤深度为 12cm,石油烃泄露 10d,能够到达的最大土壤深度为 29cm,石油烃泄露 30d,能够到达的最大土壤深度为 46cm,石油烃泄露 60d,能够到达的最大土壤深度为 59cm,石油烃泄露 100d,能够到达的最大土壤深度为 72cm。

因此,非正常状况下,工艺管线破损泄漏后的石油烃会对土壤造成一定影响。运营期应加强管理和监督检查,杜绝非正常情况的发生,避免污染物进入土壤及地下水含水层中。若发现有破损或破裂部位须及时进行修补,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。本工程运营过程做好防渗、定期监测、严格执行本次环评提出的污染防治措施的前提下,本工程对土壤环境影响可接受。

工作内容		完成情况			备注	
状 调 查 内 容	理化特性	见表 4.5-1				
	现状监测点位	表层样点数	5	6	0~0.2m	见监测点位 布置图
		柱状样点数	5	/	0~0.5m, 0.5~1.5m, 1.5~3m	
	现状监测因子	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中的 45 项基本因子+特征因子：石油烃+土壤盐分含量；《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中基本工程 8 项+pH+石油烃+土壤盐分含量				
现 状 评 价	评价因子					
	评价标准	GB15618☑； GB36600☑； 表 D.1☐； 表 D.2☐； 其他（）				
	现状评价结论	各评价因子均满足相应标准要求				
影 响 预 测	预测因子	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、盐分含量				
	预测方法	附录 E☑； 附录 F☐； 其他（）				
	预测分析内容	影响范围（井场周围）；影响程度（较小）			污染影响型	
		影响范围（工艺管线泄漏点） 影响程度（盐化加剧程度）			生态影响型	
预测结论	达标结论：a) ☐； b) ☐； c) ☑ 不达标结论：a) ☐； b) ☐					
防 治 措 施	防控措施	土壤环境质量现状保障☑； 源头控制☑； 过程防控☑； 其他（）				
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次	代表性井场	
		代表性井场、井场周边基本农田	石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、砷、六价铬、盐分含量、pH	1 次/3 年		
信息公开指标	石油烃、盐分含量、pH					
评价结论	通过采取源头控制、过程防控措施，从土壤环境影响的角度，本工程建设可行					

5.5 大气环境影响评价

5.5.1 施工期大气环境影响分析

5.5.1.1 施工扬尘的影响分析

(1) 运输车辆扬尘的影响分析

施工期主要进行井场、管线的建设，工程区内大量出入中型车辆，区块内道路主要为砂石路，车辆行驶的扬尘污染较重，要求适当洒水降尘，减轻污染。合

理规划、选择最短的运输路线，利用油气田现有公路网络，禁止随意开辟道路，运输车辆应以中、低速行驶，减少车辆行驶动力起尘。

施工期运输车辆产生扬尘，采用洒水降尘，在施工场地实施每天洒水抑尘作业 4~5 次，其扬尘造成的污染距离可缩小到 20~50m 范围，由此车辆产生的扬尘对周围环境影响较小。从影响时间、范围和程度来看，车辆扬尘对周围大气环境质量影响是有限的。

(2) 地面工程施工过程中扬尘的影响

施工扬尘污染主要来自：①地基、路基开挖、土地平整及地基、路基填筑等施工过程，遇大风天气，会造成粉尘、扬尘等大气污染；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、混凝土拌和或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。开挖表土应采用防尘网覆盖以减少扬尘污染。

5.5.1.2 焊接废气影响分析

金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为颗粒物。管线焊接时间一般都较短，从影响范围和程度来看，焊接废气对周围大气环境的影响是有限的。

5.5.1.3 施工机械废气及运输车辆尾气影响分析

井场工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有 SO_2 、 NO_x 、 C_mH_n 等。施工机械和运输车辆运行时间和管线焊接时间一般都较短，从影响范围和程度来看，对周围大气环境的影响是有限的，又因其排放量较小，其对评价区域空气环境产生的影响可为环境所接受。

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

5.5.2 运营期大气环境影响评价

5.5.2.1 区域地面污染气象特征分析

本工程位于阿克苏地区温宿县，距离阿克苏市区 28km，本次大气环境影响预测引用阿克苏地区气象观测资料。阿克苏气象站位于阿克苏市，地理坐标为东经*，北纬*，海拔*。阿克苏气象站于 1953 年正式进行气象观测，拥有长期的气象观测资料，阿克苏地区近 20 年主要气候特征统计表，见表 5.5-1。

表 5.5-1 阿克苏地区近 20 年主要气候特征统计表

气象要素	单位	观测结果	气象要素	单位	观测结果
多年平均气温	°C	*	多年平均沙暴日数	d	*
多年平均气压	hPa	*	多年平均冰雹日数	d	*
多年平均水汽压	hPa	*	多年平均大风日数	d	*
累年极端最高气温	°C	*	多年静风频率(风速<0.2m/s)	%	*
累年极端最低气温	°C	*	多年平均水汽压	mPa	*
多年平均降雨量	mm	*	多年平均风速	m/s	*
多年主导风向	-	*	多年平均相对湿度	%	*
最大风速极限	m/s	*	多年平均雷暴日数	d	*

(1) 温度

阿克苏地区近 20 年月平均温度 7 月气温最高，为 25.0°C，1 月气温最低，为-7.3°C，全年平均温度为 11.8°C。阿克苏近 20 年平均温度的月变化情况见表 5.5-2。

表 5.5-2 阿克苏地区近 20 年平均温度月变化统计表

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	平均
温度(°C)	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*

(2) 风速

阿克苏地区近 20 年月平均风速为 1.7m/s，6 月平均风速最大，为 2.23m/s，12 月平均风速最低，为 1.1m/s。阿克苏地区近 20 年平均风速的月变化情况见表 5.5-3。

表 5.5-3 阿克苏地区近 20 年各月平均风速变化统计表

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	平均
风速(m/s)	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*

(3) 风向、风频

根据阿克苏气象站观测资料，阿克苏主要风向为 N 和 C、NNE、NNW，占 40.8%，其中以 N 为主风向，占全年 10.6%左右。阿克苏气象站年风向频率统计情况见表 5.5-4，各月风向频率见表 5.5-5。

表 5.5-4 阿克苏气象站年风向频率统计表 单位：%

风向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C
频率	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*

表 5.5-5 阿克苏气象站月风向频率统计 单位%

月份	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C
1	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
3	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
4	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
5	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
6	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
7	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
8	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
9	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
10	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
11	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
12	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*

图 5.5-1 阿克苏风向玫瑰图

5.5.2.2 大气环境影响预测与评价

(1) 预测模式

本次大气环境影响评价采用《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)所推荐采用的估算模式 AERSCREEN，经估算模式可计算出某一污染源对环境空气质量的**最大影响程度和**影响范围。AERSCREEN 模型大气环境影响预测中的有关参数选取情况见表 5.5-6。

表 5.5-6 项目估算模式参数一览表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	*
	人口数（城市选项时）	*
最高环境温度/°C		*
最低环境温度/°C		*
土地利用类型		*
区域湿度条件		*
是否考虑地形	考虑地形	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
	地形数据分辨率/m	*
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

(2) 预测源强

根据工程分析确定，本工程主要废气污染源源强参数见表 5.5-7。预测及计算结果见表 5.5-7。

表 5.5-7 本工程污染源源强一览表（面源，100%负荷）

名称	面源起点坐标（°）		海拔（m）	长度（m）	宽度（m）	有效排放高度（m）	与正北向夹角（°）	污染物排放速率（kg/h）
	经度	纬度						NMHC
古木 2 井	*	*	*	*	*	*	*	*
古木 3 井	*	*	*	*	*	*	*	*
古木 5 井	*	*	*	*	*	*	*	*

表 5.5-8 P_{max} 及 $D_{10\%}$ 预测及计算结果一览表

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_{max} (%)	$D_{10\%}$ (m)	最大浓度出现距离 (m)
古木 2 井	*	*	*	*	*	*
古木 3 井	*	*	*	*	*	*
古木 5 井	*	*	*	*	*	*

经估算，无组织非甲烷总烃最大落地浓度出现在古木 2 井 56m 处，最大浓度为 $196.64\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，最大浓度占标率为 9.83%，非甲烷总烃场界贡献浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界控制要求。

综上，本工程大气环境影响可接受。

5.5.2.3 污染物排放量核算

本工程无组织废气污染物排放量核算情况见表 5.5-9。

表 5.5-9 大气污染物无组织排放量核算表

序号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量 (t/a)
				标准名称	浓度限值 (mg/m ³)	
1	无组织废气	非甲烷总烃	采出液采用密闭装车拉运	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 中边界污染物控制要求	4.0	*

5.5.2.4 非正常工况影响分析

(1) 污染源强

本工程非正常生产排放包括设备检修、工艺设备运转异常等非正常工况的污染物排放，如工艺设备和环保设施不能正常运行时污染物的排放等。本工程若井口或储油罐压力过高，采出液通过放散管直接进入放喷池。本次评价将井口或储油罐压力异常情况作为非正常排放考虑，本工程放喷等非正常工况下污染源强情况见表 5.5-10。

表 5.5-10 非正常工况下污染物排放一览表

序号	面源名称	面源起点坐标		面源海拔 (m)	面源长度 (m)	面源宽度 (m)	与正北向夹角 (°)	面源有效排放高度 (m)	年排放小时数 (h)	排放工况	评价因子	排放速率 (kg/h)
		X	Y									
1	放喷口	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*

(2) 影响分析

非正常工况条件下外排废气持续时间较短，采用估算模式计算最大占标率，计算结果见表 5.5-11。

表 5.5-11 非正常排放 P_{\max} 及 $D_{10\%}$ 预测及计算结果一览表 单位: $\mu\text{g}/\text{m}^3$

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

由表 5.5-11 计算结果表明,非正常工况条件下,非甲烷总烃最大落地浓度为 2038.7 $\mu\text{g}/\text{m}^3$, 占标率为 101.94%, $D_{10\%}$ 对应距离为 404m。

由以上分析可知,本工程非正常排放对环境空气影响较大,建议做好定期巡检工作,确保井场远传数据系统处于正常工作状态,减少非正常排放的发生。

5.5.3 退役期大气环境影响分析

井场退役后各种相关辅助工作均停止,油气开采造成的环境空气污染源将消失,井场退役期将进行一系列清理工作,包括地面设施拆除、封井、井场清理等,将会产生少量扬尘。与当地自然条件导致的风沙相比较,清理过程中扬尘造成的环境影响是暂时的,且该区域内活动人群较少,主要为油田工作人员。

5.5.4 大气环境影响评价结论

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

5.5.5 大气环境影响评价自查表

本工程大气环境影响评价自查表见表 5.5-12。

表 5.5-12 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目			
评价等级与范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/>	二级 <input checked="" type="checkbox"/>		三级 <input type="checkbox"/>
	评价范围	边长=50km <input type="checkbox"/>	边长 5~50km <input checked="" type="checkbox"/>		边长=5km <input type="checkbox"/>
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥2000t/a <input type="checkbox"/>	500~2000t/a <input type="checkbox"/>		<500t/a <input checked="" type="checkbox"/>
	评价因子	基本污染物 (PM _{2.5} 、PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO ₂ 、CO、O ₃) 其他污染物 (NMHC)		包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不含二次 PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>	
评价标准	评价标准	国家标准 <input type="checkbox"/>	地方标准 <input type="checkbox"/>	附录 D <input checked="" type="checkbox"/>	其他标准 <input checked="" type="checkbox"/>
现状评价	环境功能区	一类区 <input type="checkbox"/>	二类区 <input checked="" type="checkbox"/>		一类区和二类区 <input type="checkbox"/>
	评价基准年	(2024) 年			

	环境空气质量现状调查数据来源		长期例行监测数据 <input type="checkbox"/>	主管部门发布的数据 <input checked="" type="checkbox"/>				现状补充监测 <input checked="" type="checkbox"/>	
	现状评价		达标区 <input type="checkbox"/>				不达标区 <input checked="" type="checkbox"/>		
污染源调查	调查内容		本工程正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 本工程非正常排放源 <input type="checkbox"/> 现有污染源 <input type="checkbox"/>	拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>		其他在建、拟建项目污染源 <input type="checkbox"/>		区域污染源 <input type="checkbox"/>	
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD <input type="checkbox"/>	ADMS <input type="checkbox"/>	AUSTAL2000 <input type="checkbox"/>	EDMS/AEDT <input type="checkbox"/>	CALPUFF <input type="checkbox"/>	网格模型 <input type="checkbox"/>	其他 <input checked="" type="checkbox"/>	
	预测范围		边长 ≥ 50km <input type="checkbox"/>	边长 5~50km <input type="checkbox"/>		边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>			
	预测因子		预测因子（非甲烷总烃）				包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>		
	正常排放短期浓度贡献值		C _{本工程} 最大占标率 ≤ 100% <input checked="" type="checkbox"/>				C _{本工程} 最大占标率 > 100% <input type="checkbox"/>		
	正常排放年均浓度贡献值		一类区	C _{本工程} 最大占标率 ≤ 10% <input type="checkbox"/>		C _{本工程} 最大标率 > 10% <input type="checkbox"/>			
			二类区	C _{本工程} 最大占标率 ≤ 30% <input type="checkbox"/>		C _{本工程} 最大标率 > 30% <input type="checkbox"/>			
	非正常排放 1h 浓度贡献值		非正常持续时长/h	C _{本工程} 占标率 ≤ 100% <input type="checkbox"/>		C _{非正常} 占标率 > 100% <input type="checkbox"/>			
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值		C _{叠加} 达标 <input type="checkbox"/>				C _{叠加} 不达标 <input type="checkbox"/>		
区域环境质量的整体变化情况		k ≤ -20% <input type="checkbox"/>				k > -20% <input type="checkbox"/>			
环境监测计划	污染源监测	监测因子：（NMHC）			有组织废气监测 <input type="checkbox"/> 无组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/>	无监测 <input type="checkbox"/>			
	环境质量监测	监测因子（ ）			监测点位数（ ）	无监测 <input type="checkbox"/>			
评价结论	环境影响	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> 不可以接受 <input type="checkbox"/>							
	大气环境保护距离	距场界最远（ ）m							
	污染源年排放量	SO ₂ ：（ ）t/a	NO _x ：（ ）t/a	颗粒物：（ ）t/a		无组织 NMHC： （6.897）t/a 有组织 NMHC：（ ） t/a			

5.6 声环境影响评价

5.6.1 施工期声环境影响分析

本工程施工期噪声主要包括土方施工、设备吊运安装、道路修建、管线组装等过程中各种机械和设备产生的噪声。

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

$$L_P(r) = L_P(r_0) - 20 \lg(r/r_0)$$

式中：

$L_P(r)$ ——预测点处声压级，dB(A)；

$L_P(r_0)$ ——参考位置 r_0 处的声压级，dB(A)；

r ——预测点距声源的距离，m；

r_0 ——参考位置距声源的距离，m。

利用上述公式，预测计算本工程主要施工机械在不同距离处的贡献值，预测计算结果见表 5.6-1。

表 5.6-1 主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值一览表

序号	机械	不同距离处的噪声贡献值/dB(A)										施工阶段
		40m	60m	100m	200m	300m	400m	500m	700m	900m	1200m	
1	挖掘机	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	土石方 道路施工 管线施工
2	装载机	*	*	*	*	*	*	*	*	*		
3	压路机	*	*	*	*	*	*	*	*	*		
4	推土机	*	*	*	*	*	*	*	*	*		
5	运输车辆	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	物料运输
6	吊装机	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	设备安装

根据上表对各种施工机械噪声预测结果可以看出，在不采取减振降噪措施的情况下，土石方施工、道路工程和管线施工期间昼间距施工设备 60m、夜间 300m 即可满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）施工场界噪声限值要求；设备安装施工期间昼间距施工机械 40m、夜间 200m 即可满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）施工场界噪声限值要求；物料运输施工期间昼间距施工机械 40m、夜间 200m 即可满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）施工场界噪声限值要求。

本工程区 200m 内无居民，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于可接受范围。

5.6.2 运营期声环境影响评价

5.6.2.1 运营期主要噪声源

本工程井场产噪设备主要为井场采油树和泵撬，井场布置基本一致，本次选择古井 2 井井场进行预测。

5.6.2.2 预测模式

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021），在环境影响评价中，应根据声源声功率级或参考位置处的声压级、户外声传播衰减，计算预测点的声级，计算公式为：

$$L_p(r) = L_w + D_C - (A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc})$$

式中：

$L_p(r)$ —— 预测点处声压级，dB；

L_w —— 由点声源产生的声功率级（A 计权或倍频带），dB；

D_c —— 指向性校正，dB；

A_{div} —— 几何发散引起的衰减，dB；

A_{gr} —— 地面效应引起的衰减，dB；

A_{atm} —— 大气吸收引起的衰减，dB；

A_{bar} —— 障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

A_{misc} —— 其他多方面效应引起的衰减，dB。

在只考虑几何发散衰减时，可按下列公式计算：

$$L_A(r) = L_A(r_0) - A_{div}$$

式中：

$L_A(r)$ —— 距声源 r 处的 A 声级，dB(A)；

$L_A(r_0)$ —— 参考位置 r_0 处的 A 声级，dB(A)；

A_{div} —— 几何发散引起的衰减，dB。

预测点的噪声预测值为预测点的贡献值和背景值按能量叠加方法计算得到的声级，计算公式为：

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

式中：

L_{eq} ——预测点的噪声预测值，dB；

L_{eqg} ——建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值，dB；

L_{eqb} ——预测点的背景噪声值，dB。

5.6.2.3 噪声源参数的确定

本工程噪声源参数见表 5.6-2。

表 5.6-2 噪声源参数一览表（室外声源）

声源名称		空间相对位置/m			声源源强/ dB (A)	声源控制措施	运行时段
		X	Y	Z			
井场 (以古木2井为例)	采油树	*	*	*	*	基础减振	昼夜
	泵撬	*	*	*	*	基础减振	昼夜

5.6.2.4 预测结果及评价

按照噪声预测模式，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，本工程各噪声源对井场四周场界的贡献声级值见表 5.6-3。

表 5.6-3 噪声预测结果一览表 单位：dB (A)

场地	场界	贡献值	标准值		结论
			昼间	夜间	
古木 2 井井场	东场界	*	昼间	*	达标
			夜间	*	达标
	南场界	*	昼间	*	达标
			夜间	*	达标
	西场界	*	昼间	*	达标
			夜间	*	达标
	北场界	*	昼间	*	达标
			夜间	*	达标

由表 5.6-3 可知，本工程实施后井场主要产噪声源对场界昼间和夜间噪声贡献值为 34.6~49.2dB（A），满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准要求。

5.6.3 退役期声环境影响分析

本工程退役期，噪声主要源自井场设备拆卸，由于油区内声环境影响评价范围内没有居民点，因此，不会产生噪声扰民问题。

5.6.4 声环境影响评价结论

综上所述，本工程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，并且工程评价范围内无声环境敏感目标，不会产生噪声扰民问题。运营期井场场界噪声贡献值可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类区标准要求。

5.6.5 声环境影响评价自查表

本工程声环境影响评价自查表见表 5.6-4。

表 5.6-4 声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目						
评价等级与范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/>		二级 <input checked="" type="checkbox"/>		三级 <input type="checkbox"/>		
	评价范围	200m <input checked="" type="checkbox"/>		大于 200m <input type="checkbox"/>		小于 200m <input type="checkbox"/>		
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级 <input checked="" type="checkbox"/>		最大 A 声级 <input type="checkbox"/>		计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>		
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>		地方标准 <input type="checkbox"/>		国外标准 <input type="checkbox"/>		
现状评价	环境功能区	0 类区 <input type="checkbox"/>	1 类区 <input type="checkbox"/>	2 类区 <input checked="" type="checkbox"/>	3 类区 <input type="checkbox"/>	4a 类区 <input type="checkbox"/>	4b 类区 <input type="checkbox"/>	
	评价年度	初期 <input type="checkbox"/>		近期 <input checked="" type="checkbox"/>		中期 <input type="checkbox"/>		远期 <input type="checkbox"/>
	现状调查方法	现场实测法 <input type="checkbox"/>		现场实测加模型计算法 <input checked="" type="checkbox"/>		收集资料 <input type="checkbox"/>		
	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 <input type="checkbox"/>		已有资料 <input checked="" type="checkbox"/>		研究成果 <input type="checkbox"/>		
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型 <input checked="" type="checkbox"/>				其他 <input type="checkbox"/>		
	预测范围	200m <input type="checkbox"/>		大于 200m <input type="checkbox"/>		小于 200m <input checked="" type="checkbox"/>		
	预测因子	等效连续 A 声级 <input checked="" type="checkbox"/>		最大 A 声级 <input type="checkbox"/>		计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>		
	厂界噪声贡献值	达标 <input checked="" type="checkbox"/>				不达标 <input type="checkbox"/>		

	声环境保护目 标处噪声值	达标 <input type="checkbox"/>	不达标 <input type="checkbox"/>		
环境监测 计划	排放监测	厂界监测 <input checked="" type="checkbox"/> 固定位置监测 <input type="checkbox"/> 自动监测 <input type="checkbox"/> 手动监测 <input type="checkbox"/> 无监测 <input type="checkbox"/>			
	声环境保护目 标处噪声监测	监测因子：（ ）	监测点位数（ ）	无监测 <input type="checkbox"/>	
评价结论	环境影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/>		不可行 <input type="checkbox"/>	
注：“ <input type="checkbox"/> ”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项。					

5.7 固体废物影响分析

5.7.1 施工期固体废物影响分析

本工程施工期产生的固体废物主要包括施工废料、生活垃圾、废润滑油、废防渗材料和土石方。

①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，本工程新建管线 0.3km，施工废料产生量约为 0.06t。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后送至博大作业区固体废物填埋场合规处置。

②生活垃圾

本工程新建 3 座采油井场，施工天数为 230 天，施工人数一般为 30 人，平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg。整个施工过程生活垃圾产生量共计 3.45t，生活垃圾集中收集后，委托地方生活垃圾填埋场处理。

③废润滑油

废润滑油属于《国家危险废物名录（2025 年版）》，HW08 类危险废物（废物代码：900-214-08）。废润滑油主要来自设备维修过程，检修期间地面应铺设防渗膜，采用钢制铁桶收集后暂存于危废贮存点，防止废润滑油落地污染土壤和地下水。废润滑油间歇产生，废润滑油产生量约 0.5t/a，收集后委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。

④废防渗材料

废防渗材料属于《国家危险废物名录（2025 年版）》，HW08 类危险废物（废物代码：900-249-08）。根据建设单位提供的资料，施工期产生的废防渗材

料约为 0.2t/口，本工程产生的废防渗材料约为 0.6t，暂存于危险废物贮存点，委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。

⑤土石方

本工程挖方量 0.9546 万 m³，填方量 0.9546 万 m³，无借方、弃方。本工程场平高度约为 0.5m，全部用于回填，场地平整。本工程土石方平衡表见表 5.7-1。

表 5.7-1 土方挖填方平衡表 单位：万 m³

工程分区	挖方	填方	借方		弃方	
			数量	来源	数量	去向
井场工程	*	*	*	*	*	*
合计	*	*	*	*	*	*

5.7.2 运营期固体废物影响分析

本工程运营期产生的固体废物主要有落地油、清罐底泥、废防渗材料、废润滑油和生活垃圾等。

①落地油

落地油主要为阀门、法兰等设施油品渗漏及井下作业油品溅溢产生的落地油。根据《国家危险废物名录（2025 年版）》（生态环境部令第 36 号），落地油废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物（废物代码：071-001-08）。

按照单井落地油产生量约 0.2t/a 计算，本工程运营期落地油总产生量约 0.6t/a，桶装收集后委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。

②清罐底泥

清罐底泥主要来自井场储油罐。根据《国家危险废物名录（2025 年版）》（生态环境部令第 36 号），清罐底泥废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物（废物代码：071-001-08）。根据油田资料类比分析，预计回收油泥 0.2t/a。清罐底泥直接在作业施工现场由施工人员回收至密闭的专用罐车内，委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。

③废防渗材料

废防渗材料来自井下作业过程。根据《国家危险废物名录（2025年版）》（生态环境部令第36号），废防渗材料废物类别为HW08废矿物油与含矿物油废物（废物代码：900-249-08）。

本工程运营期作业场地下方铺设防渗材料，产生的落地油直接落在防渗材料上，目前油田使用的防渗材料均可重复利用，修井作业频次为2年/次。单块防渗材料重约250kg（12m×12m），口井作业用2块，约合0.25t/a·井。本工程产生废防渗材料量约0.75t/a。作业施工结束后，集中收集后委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置，拉运过程中持有危险废物经营许可证的单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

④废润滑油

废润滑油主要来自设备维修过程。根据《国家危险废物名录（2025年版）》（生态环境部令第36号），废润滑油属于HW08废矿物油与含矿物油废物（废物代码：900-214-08）。废润滑油间歇产生，废润滑油产生量约0.5t/a，收集后运至大北天然气处理站凝析油处理装置混入原油外输。

⑤生活垃圾

运营期工作人员由博大采油气管理区内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

5.7.3 退役期固体废物影响分析

本工程退役期，地面设施拆除、井场清理等工作中会产生建筑垃圾，应集中清理收集。建筑垃圾收集后送至地方固废填埋场妥善处置；废弃管线内物质清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

5.7.4 固体废物影响评价小结

本工程施工期、运营期和退役期产生的固体废物能够通过有效的途径得到较好地处置，对评价区环境影响较小。

5.8 环境风险评价

5.8.1 风险调查

5.8.1.1 危险物质调查

根据工程可研及工程分析以及《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 B，本工程施工期涉及的危险物质主要为柴油，存在于井场的柴油罐内；运营期涉及的危险物质主要为原油、伴生气，主要存在于井场储油罐和工艺管线内；退役期不涉及危险物质。

本工程为石油开采项目，工程内容呈点状分布在已开发油田范围内。井场与站场之间距离较远，采用拉油工艺。本次将井场分别划分为独立的危险单元，评价危险单元内危险物质的最大存在量。

根据克拉伯龙方程，计算管道带压运行状态下的气体质量：

$$pV=nRT$$

式中：

P——气体压强，标况压强 0.101325Mpa；

V——气体体积，管道体积；

n——气体的物质的量，单位 mol；

T——绝对温度，293.15K；

R——气体常数。

经计算，本工程危险物质数量及分布情况见表 5.8-1。

表 5.8-1 本工程危险物质分布情况一览表

时期	序号	危险单元	存储装置参数	危险物质名称	CAS 号	最大存在量 (t)
施工期	1	古木 2 井井场	20m ³ 柴油罐	柴油	*	*
	2	古木 3 井井场	20m ³ 柴油罐	柴油	*	*
	3	古木 5 井井场	20m ³ 柴油罐	柴油	*	*
运营期	1	古木 2 井井场	4 座 50m ³ 储油罐	原油	*	*
			井场工艺管线 0.1km	伴生气	*	*
	2	古木 3 井井场	2 座 50m ³ 储油罐	原油	*	*
			井场工艺管线 0.1km	伴生气	*	*

	3	古木 5 井井场	2 座 50m ³ 储油罐	原油	*	*
			井场工艺管线 0.1km	伴生气	*	*

注：根据提供的区域油气资源参数，原油密度平均 0.9484g/cm³，伴生气相对密度为 0.6194kg/Nm³，不含硫化氢。柴油密度按 0.85 t/m³ 计。

5.8.1.2 环境敏感目标调查

根据章节 2.5.7 环境风险环境影响评价等级和评价范围，本工程风险潜势为 I，可开展简单评价，不设置评价范围。本次风险评价环境敏感目标，具体见表 2.6-6。

5.8.2 环境风险潜势初判

根据章节 2.5.7 环境风险环境影响评价等级和评价范围，本工程 $Q < 1$ ，判断项目风险潜势为 I。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）相关要求，风险潜势为 I 的建设项目可开展简单评价，不定评价等级。因此，本次评价仅对建设项目可能存在的环境风险进行简单分析。

5.8.3 环境风险识别

5.8.3.1 物质危险性识别

本工程涉及的主要风险物质为原油、伴生气和柴油。各风险物质危险特性见表 5.8-2~4。

表 5.8-2 原油危险特性表

化学品名称	化学品中文名称	原油
	化学品英文名称	Crude oil
组成/组分信息	烷烃、环烷烃、芳香烃和烯烃等多种液态烃的混合物。主要成分是碳和氢两种元素，分别占 83%~87%和 11%~14%；还有少量的硫、氧、氮和微量的磷、砷、钾、钠、钙、镁、镍、铁、钒等元素。	
危险特性	危险性类别：第 3.2 类中闪点液体。侵入途径：吸入、食入、经皮吸收。健康危害：液体有强烈刺激性。食入可引起恶心、疼痛和呕吐，引起黏膜水肿和溃疡症状，包括口腔和咽喉灼烧感；较大的剂量可引起恶心、呕吐、麻醉、无力、头晕、呼吸表浅、腹痛、抽搐和意识丧失；可引起心律失常、室颤和心电图改变；可发生中枢神经系统抑制。眼睛接触本品可引起刺激，长期接触引起炎症。皮肤长期或持续接触液体可引起脱脂，伴随干燥、破裂、刺激和皮炎。蒸汽对上呼吸道有刺激性。高温时吸入伤害加重。吸入高浓度蒸气的急性影响是肺部刺激症状，包括咳嗽伴有恶心；中枢神经抑制表现为头痛、头晕、兴奋、视力模糊、反应迟钝、疲乏和共济失调。长时间暴露于高浓度蒸气中可导致麻醉、神志不清，甚至昏迷和死亡。吸入高浓度的油雾可引起油性肺炎。慢性影响：长时接触可引起支气管炎和肺水肿。长期皮	

	<p>肤接触可造成皮肤干燥、皴裂和发红。影响神经系统、骨髓机能等。环境危害：造成大气，河流，湖泊，海洋，土壤等污染。燃爆危险：易燃。遇到高热，火星或火苗极易引起燃烧爆炸。</p>
急救措施	<p>皮肤接触：立即脱去污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。如有不适感，就医。</p> <p>眼睛接触：立即提起眼睑，用大量流动清水或生理盐水冲洗。如有不适感，就医。</p> <p>眼睛受伤后，应由专业人员取出隐形眼镜。</p> <p>吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。静卧、保暖。开始急救前，取出假牙等，防止阻塞气道。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。</p> <p>食入：饮水，禁止催吐。保持呼吸道通畅，防止吸入呕吐物。禁止给嗜睡症状或知觉降低即正在失去知觉的病人服用液体。如有不适感，就医。</p>
消防措施	<p>危险特性：易燃，其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热极易燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。流速过快，容易产生和积聚静电。其蒸气比空气重，沿地面扩散并易积存于低洼处，遇火源会着火回燃。</p> <p>有害燃烧产物：一氧化碳、二氧化碳。</p> <p>灭火方法：用泡沫、干粉、二氧化碳、砂土灭火。</p>
泄漏应急处理	<p>消除所有点火源。根据液体流动和蒸气扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。防止泄漏物进入水体、下水道、地下室或限制性空间。小量泄漏：用砂土或其他不燃材料吸收。使用洁净的无火花工具收集吸收材料。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用泡沫覆盖，减少蒸发。喷水雾能减少蒸发，但不能降低泄漏物在限制性空间内的易燃性。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。</p>
操作处置与储存	<p>操作注意事项：密闭操作，注意通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴过滤式防毒面具，穿防静电工作服。远离火种、热源。工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。在清除液体和蒸气前不能进行焊接、切割等作业。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材和泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。</p> <p>储存注意事项：储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃，保持容器密封。应与氧化剂分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设备。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。</p>
接触控制/个人防护	<p>工程控制：工作现场严禁吸烟，避免长期反复接触，进入罐、限制性空间或其他区域作业，必须有人监护。</p> <p>呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。</p> <p>眼睛防护：一般不需要特殊防护，但建议在特殊情况下，戴化学安全防护眼镜。</p> <p>身体防护：穿防静电工作服。</p> <p>工程控制：生产过程密闭，加强通风。提供安全淋浴和洗眼设备。</p>

	手防护：戴一般作业防护手套。 其他防护：工作现场禁止吸烟、进食和饮水。工作完毕，淋浴更衣。			
理化特性	外观与性状	黑色的可燃性黏稠液体	蒸气压	无资料
	沸点	自常温至 500℃ 以上	闪点	-6~155℃
	熔点	-60℃	溶解性	不溶于水，溶于苯、乙醚、三氯甲烷、四氯化碳等有机溶剂
	密度	相对密度（水=1） 0.7365-1.0724 g/cm ³	稳定性	稳定
	爆炸极限	1.1%~8.7%（V%）	自燃温度	280℃~380℃
稳定性和反应活性	稳定性：稳定。 禁配物：氧化剂。 避免接触的条件：高热，火源和不相容物质。 聚合危害：不聚合。 分解产物：一氧化碳、二氧化碳、氮氧化物、硫氧化物等有毒烟雾。			
毒理学资料	有毒。原油中芳香烃以及杂原子化合物具有一定的毒性。 LD50:4300mg/kg（大鼠经口） LC50：无资料			
生态学资料	生态毒理毒性：原油中的芳香族化合物以及杂原子具有一定的毒性。 生物降解性：自然界中的部分厌氧菌，硫化菌以及部分绿色植物能将原油的大部分物质降解。 非生物降解性：原油中的沥青质等高分子物质具有很难的生物降解性。 生物富集或生物积累性： 其他有害作用：温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。			
废弃处置	性质：危险废物。 处置方法：若本产品成为废品，必须由取得许可证的专业工厂进行处理。 废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。本产品不可排放于下水道，河流，湖泊，大海等。			
运输信息	运输注意事项：环境密封放置，放置热源和日光暴晒，与强氧化剂隔离。			
法规信息	《危险化学品安全管理条例》中华人民共和国国务院令第 591 号（自 2011 年 12 月 1 日起施行），中华人民共和国国务院令第 645 号修订（自 2013 年 12 月 7 日起施行）、《危险化学品目录（2015 版）》（自 2015 年 5 月 1 日起施行）。			
其他信息	表格内数据来源于本工程方案提供的物料特性数据、《危险化学品目录（2015 版）》和《危险化学品安全技术全书》。			

表 5.8-3 伴生气危险特性表

化学	化学品中文名称	伴生气（天然气）
----	---------	----------

品名 称	化学品英文名称	Natural gas dehydration		
成分/ 组成 信息	主要有害成分		甲烷	
	分子式	CH ₄	分子量	16.04
危险 特性	<p>危险性类别：第 2.1 类 易燃气体。</p> <p>侵入途径：吸入。</p> <p>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。</p> <p>环境危害：对环境有害。</p> <p>燃爆危险：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。</p>			
急救 措施	<p>皮肤接触：如果发生冻伤，将患部浸泡于保持在 38~42°C 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。</p> <p>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、二氧化氧及其他强氧化剂接触发生剧烈反应。</p>			
消防 措施	<p>有害燃烧产物：一氧化碳。</p> <p>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。</p>			
泄漏 应急 处理	<p>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。</p>			
操作 处置 与储 存	<p>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。</p>			
接触 控制/ 个体 防护	<p>工程控制：生产过程密闭，全面通风。</p> <p>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）。</p> <p>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。</p> <p>身体防护：穿防静电工作服。</p> <p>手防护：戴一般作业防护手套。</p> <p>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他高浓度区作业，必须有人监护。</p>			
理化	外观与性状	无色无味气体	饱和蒸汽压	53.32kPa/-168.8°C

特性	沸点	-161.5℃	闪点	-188℃
	熔点	-182.5℃	溶解性	微溶于水，溶于乙醇、乙醚等。
	密度	相对密度(水=1): 0.42(-164℃) 相对蒸汽密度(空气=1): 0.6	自燃温度	538℃
	爆炸极限	5.3%~15% (V%)		
稳定性和反应活性	稳定性: 稳定; 禁配物: 强氧化剂、氟、氯; 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	其他有害作用: 温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。			
	废弃物性质: 危险废物。			
废弃处置	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。			

表 5.8-4 柴油危险特性表

标识	中文名: 柴油	英文名: dieseloil; dieselfuel
理化性质	外观与现状: 稍有粘性的浅黄至棕色液体	
	主要成分: 烷烃、芳烃、烯烃等	
	熔点(℃): < -35~20	沸点(℃): 280~370
	相对密度(水=1): 0.8~0.9	禁忌物: 强化剂、卤素
	稳定性: 稳定	聚合危害: 不聚合
	电阻率(欧米): 1012	
危险特性	危险性类别: 丙 A 类易燃液体	燃烧性: 易燃
	自然温度(℃): 257	闪电(℃): 易燃
	爆炸下限(%): 1.5	爆炸上限(%): 4.5
	燃烧热(KJ/kg) 43732	燃烧(分解)产物: 一氧化碳、二氧化碳

	危险特性：遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险。若遇高热，容器压力增大，有开裂和爆炸的危险。
	灭火的方法：喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处
	灭火剂：泡沫、干粉、二氧化碳
健康危害	侵入途径：吸入、食入、经皮肤吸收。
	健康危害：皮肤接触柴油可能引起接触性皮炎。油性痤疮；吸入可引起吸入性肺炎。能引起胎盘进入胎儿血中。柴油废气可引起眼、鼻刺激症状，头晕及头痛。

5.8.3.2 生产系统危险性识别

根据本工程工艺流程及平面布置功能分区，并结合物质危险性识别，确定生产系统危险性识别结果见表 5.8-5~6。

(1) 施工期危险因素识别

施工期危险因素及可能产生的事故见表 5.8-5。

表 5.8-5 施工期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	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	设备失效导致井喷
2	防喷器件有刺漏，压力等级不符合要求；非金属材料不符合要求，密封失效	设备失效导致井喷
3	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
4	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

(2) 运营期危险因素识别

根据工程分析，本工程开发建设过程中采油、拉油等环节均接触到易燃、易爆的危险性物质，可能造成环境危害的风险事故主要包括火灾、爆炸、油品泄漏等，具体危害和环境影响可见表 5.8-6。

表 5.8-6 运营期主要危险及有害因素分析

危险单元	事故类型	事故原因	事故后果	环境影响途径
储罐	火灾爆炸、物理爆炸	操作不当或自然灾害等外力作用导致储罐破裂，导致火灾、爆炸事故	原油及伴生气泄漏后，遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件，油类物质渗流至地下水；伴生气泄漏后，进入大气引发中毒事故。	大气、土壤、地下水
工艺管线	火灾爆炸	设备穿孔、破裂，导致天然气泄漏，引发的火灾、爆炸事故		

5.8.4 环境风险事故情形分析

5.8.4.1 井喷事故影响分析

井喷时最容易受到污染的是大气环境、土壤环境以及生态环境。

(1) 对大气环境及人群监控的影响

井喷时喷出大量气体，可使短时间内使局部大气环境中的轻烃含量激增，根据类比调查，井喷的影响范围可达到下风向 4-5km，地面总烃的最大浓度可达到 1300mg/Nm³，造成短期局部大气环境中污染物超标，但不会对整个评价区的大气环境质量造成长久的明显的恶化。本工程区周围分布有村庄，发生风险事故时，应采取环境风险防范措施，确保风险事故对居民区人员影响程度可控。

(2) 对土壤、地下水的影响

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，造成大面积的土壤污染，井喷时大量泄漏的原油覆盖在地表层可使土壤透气性下降，抑制土壤中酶的活性，土壤理化性质发生变化。原油泄漏区形成局部土壤污染，根据前面土壤专题的分析，凝析油影响深度一般为 0~20cm，同时油田区域气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用。因此，井喷事故中的泄漏凝析油不会进入地下含水层污染地下水。

(3) 对植被的影响

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，大量油、水喷溅到植物上或散落到土壤中，就会影响植物的光合作用。石油类将在植物体内富集，影响其品质，使其生产力下降，严重时会导致植物死亡。另外井喷时极易发生火灾，一旦发生火灾，一旦发生火灾应及时采取相应的措施，应立即阻断引火源，并组织灭火，减少对生态系统的影响。

5.8.4.2 储油罐泄漏事故影响分析

储油罐泄漏的石油类污染物进入土壤后，易与土壤成分结合，渗入到土壤空隙，使土壤透气性和呼吸作用减弱，从而使土壤质地和结构发生改变，影响土地功能，进而影响植被的生长，影响局部的生态环境，及时采取必要的处理措施，使造成的污染控制在局部环境而不会造成大面积的区域性污染。

5.8.4.3 油气罐车运输风险事故分析

因车辆本身的设计、制造、操作、管理等各环节存在缺陷的可能性，油气拉运过程有泄漏事故发生的风险。事故发生时罐车内原油溢出，对周围环境造成直接污染，泄漏的油气如遇到明火还可能发生火灾、爆炸事故。油气罐车运输过程中合理规划运输路线，严禁进入村庄。

5.8.4.4 危险废物运输风险事故分析

本工程施工期的危险废物有废润滑油和废防渗材料。运营期的危险废物有落地油、清罐底泥、废防渗材料和废润滑油。危险废物运输的事故隐患主要是从泄漏开始的，泄漏的危险废物，会对周围环境空气、水体、土壤和植被造成一定的不利影响。

5.8.4.5 对大气环境的影响分析

(1) 井场储油罐泄漏对大气环境的影响

本工程古木 2 井井场设置 4 座 50m³储油罐、古木 3 井和古木 5 井单座井场均设置 2 座 50m³储油罐，储油罐发生泄漏后，若得不到及时处理，所泄漏的原油会挥发轻烃组分，使局部大气环境中的轻烃含量增加。若遇明火，引发的火灾事故可在短时间内产生大量不完全燃烧烟气。本工程油类物质在井场内的储量较小，火灾或爆炸产生的 CO 浓度较低，工程区周围有部分村庄分布，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。

(2) 伴生气泄漏及火灾事故影响分析

生产设施发生泄漏事故时，会造成泄漏源附近甲烷浓度的显著增加，并在一定范围内形成甲烷聚集区，在不利气象条件下会造成爆炸危险区域，如果遇到明火发生燃爆会造成区域内人员死亡。由于甲烷对人基本无毒，且甲烷密度比空气轻，泄漏后会快速扩散，因此在设施发生大量泄漏时，主要产生的安全隐患是在空气中短时间内大量聚集，当达到爆炸极限时遇明火会发生爆炸的危险。本工程所在区域气藏的伴生气中甲烷含量较高，在发生伴生气泄漏的安全事故时，散逸到环境空气中的伴生气（主要为甲烷成分）在特定气象条件下，会在泄漏点附近的环境空气中形成很高浓度，但其造成的结果是形成可能发生火灾爆炸的区域，

这种结果更多的属于安全风险事故。由于甲烷对人体基本无毒，因此在泄漏事故发生后不会造成严重的环境污染灾害事故。

5.8.4.6 对地下水的环境影响分析

井场储油罐发生泄漏，泄漏的油品通过土壤渗透影响浅层地下水，在地下水位埋深较浅的区域可能通过土壤渗透到地下水环境。在油田开发过程中，应做好井场内的防渗措施，防止泄漏事故发生。

5.8.4.7 对土壤环境的影响分析

本工程井场储油罐发生泄漏，泄漏的油品进入土壤可使土壤肥力下降从而抑制植物的生长，并有可能危害人体健康。在油田开发过程中，应做好井场内的防渗措施，防止泄漏事故发生。

综上所述，本工程发生油类物质泄漏事故后，及时采取相应的措施，不会对周围土壤环境产生明显影响。

5.8.4.8 对植被的影响

油品泄漏对植被的影响主要分为三种途径，一是泄漏石油直接黏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；三是泄漏的原油中的轻烃组分挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响。发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围植被产生明显影响。

5.8.5 环境风险分析

5.8.5.1 大气环境风险事故分析

(1) 井喷对大气环境及人群监控的影响

井喷时喷出大量气体，可使短时间内使局部大气环境中的轻烃含量激增，根据类比调查，井喷的影响范围可达到下风向 4-5km，地面总烃的最大浓度可达到 1300mg/Nm³，短时间内严重破坏了局部地区空气质量，作业人员应戴上防护用具，进入紧急状态，立即实施应急方案，并组织附近人员进行疏散。由于井喷具

有突发性、意外性和短暂性的特点，井喷会造成短期局部大气环境污染物超标，但不会对整个评价区的大气环境质量造成长久的明显的恶化。本工程人烟稀少，区域地势平坦，扩散条件较好，所以井喷对人员的伤害有限。

本工程在运营期应积极开展周边公众环境风险事故预防教育和应急知识培训，一旦发生泄漏以及火灾爆炸事故，及时疏散井场及周边人员，避免造成人员伤亡和财产损失。井场周边多为园地，若发生事故，泄漏物将被点燃，热辐射造成一定范围内生态系统的严重破坏，甚至是彻底性地毁灭。事故发生后，园地采用人工清理后重新种植的方式进行重建，基本1年即可恢复。因此，在落实风险防范措施、其发生事故的概率较低，当发生井喷事故时，积极采取应急措施，疏散周边人员，井喷事故对周围环境空气的影响是可以接受的。

(2) 井场储油罐对大气环境的影响

本工程施工期单座井场设置1座20m³柴油储油罐，发生泄漏后，若得不到及时处理，所泄漏的油气会挥发轻烃组分，使局部大气环境中的轻烃含量增加；若遇明火，引发的火灾事故可在短时间内产生大量不完全燃烧烟气。本工程井场设置了可燃气体检测报警仪，井场设置了放空系统，在发生异常超压的情况下，超压气体可通过放空总管向外排放。采取上述措施后，可有效降低井场的事故风险。

(3) 工艺管线对大气环境影响分析

本工程工艺管线内采出液，主要为原油、伴生气，在管道压力下，加压输送油气泄漏时，油气从裂口流出后，泄漏的原油会挥发非甲烷总烃对周边大气环境造成污染，采出液中的伴生气扩散至环境空气中，甲烷的密度比空气的密度小得多，稀释扩散很快，随着距泄漏点距离的增加，甲烷浓度下降非常快，一个泄漏点泄漏的甲烷对环境、人和动物的影响是局部影响。本工程的油气发生泄漏遇明火燃烧，会发生火灾爆炸事故，燃烧产生的次生CO引发周围人员CO中毒事件。

本工程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，远程自动关闭阀门。由于井场大多数位于园地，如果仅仅是油气泄漏对大气环境影响较小，但如果出现不完全燃烧，则会产生一定量的二氧化碳，污染大气环境。

5.8.5.2 地表水环境风险事故分析

本工程不涉及地表水环境风险事故。

5.8.5.3 地下水环境风险事故分析

本工程运营期在正常情况下对地下水无影响，只有在发生事故时才有可能影响地下水。

(1) 井喷

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，造成大面积的土壤污染，井喷时大量泄漏的原油覆盖在地表层可使土壤透气性下降，抑制土壤中酶的活性，土壤理化性质发生变化。原油泄漏区形成局部土壤污染，根据前面土壤专题的分析，原油影响深度一般为0~20cm，同时油田区域气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用。因此，井喷事故中的泄漏原油不会进入地下含水层污染地下水。

(2) 井漏

井漏事故主要为运营期油水窜层。井漏事故对地下水的污染是采出液漏失于地下水含水层中，采出液中含石油类，会造成地下含水层水质污染。

本工程采用多层套管，表层套管完全封闭各含水层，固井水泥均上返地面，在各含水层与井筒间形成多层套管、水泥环的保护措施，将事故风险降低到最低。

(3) 施工期井场柴油储油罐对地下水环境风险影响分析

施工期井场柴油储油罐发生泄漏，泄漏的油品通过土壤渗透影响浅层地下水，在地下水位埋深较浅的区域可能通过土壤渗透到地下水环境。在油田开发过程中，应加强管理，做好井场内的防渗措施，防止泄漏事故发生。

(4) 工艺管线对地下水的环境影响分析

工艺管线发生事故时，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，加大检修力度，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，交由持有危险废物经营许可证

证的单位处置，污染物从源头和末端均得到控制，阻断了污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。

当泄漏事故不可控时，泄漏的油品经土层渗漏，通过包气带进入含水层。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳占林文）中结论：油田环境非敏感区风沙土尽管颗粒较粗、结构较松散、孔隙比较大，但对石油类物质的截留作用仍然是非常显著的。污水中的石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在 0~10cm 或 0~20cm 表层土壤中，其中表层 0~5cm 土壤截留了 90%以上的输入原油。由此可以推断，油田环境非敏感区其他颗粒较细、质地比较黏重的土壤类型，如盐土、林灌草甸土、龟裂土等，对石油类的截留作用更大，在相同实验条件下，石油类污染物在这些土壤中则更不易下渗迁移，其下渗迁移范围也不超过 20cm；对于颗粒较粗、结构较松散、空隙比较多的棕漠土，在消除土体裂隙和根孔影响的实验条件下，石油类下渗迁移的深度也不超过 30cm。

本工程评价区土壤类型主要为棕漠土和草甸土，因此区域土壤对石油类物质的截留作用是非常显著的，石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在 20cm 表层土壤中。因此，即使发生工艺管线泄漏事故，做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，不会对地下水环境产生大的影响。

5.8.6 环境风险管理

5.8.6.1 井下作业事故风险预防措施

- (1) 根据气候特点，做好井场建设以及防护规划。
- (2) 设计、生产中采取有效预防措施，严格遵守井下作业的安全规定，杜绝井喷的发生。
- (3) 每一次井下作业施工前，必须对高压汇管进行试压，试压压力大于施工压力。施工后必须探伤，更换不符合要求的汇管。

5.8.6.2 井喷事故风险防范措施

- (1) 严格按照设计规范安装防喷器和井控装置，以最大限度地防止井喷事故的发生。

(2) 加强自动控制系统的管理和控制，严格控制井筒和地层的压力平衡。

(3) 按规定进行井场设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生

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

5.8.6.3 井场风险防范措施

(1) 井场设置明显的禁止烟火标志。井场内所有设备、管线均应做好防雷、防静电接地。

(2) 在井架、井场路口等处设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。

(3) 按消防规定配备灭火器、消防铁锹和其他消防器材，并定期进行检查，保持完好可用。

(4) 储油罐设置在井场主导风向下风向，并与井口距离不得小于 50m。

(5) 在可能发生原油泄漏或油气积聚的场所，按照规范设置可燃气体浓度监测报警装置、硫化氢检测仪，以便及时发现事故隐患。

(6) 在罐区铺设防渗膜并设置 20cm 的围堰。当发生泄漏的情况时，及时处理，对泄漏的油品收集后判断能否利用，对不能利用的油品委托持有危险废物经营许可证的单位处置。

5.8.6.4 管线事故风险预防措施

(1) 严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。管线安装前，应加强对管材和焊接质量的检查。严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。

(2) 按规定进行管线维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生。

(3) 加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

(4) 完善井场的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物，保持安全设施的完好，杜绝火灾的发生。

(5) 运营期定期对管线进行超声检查，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，使管线在超压时能够得到安全处理，在管线破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。

(6) 定期对管线进行巡视，加强管线和警示标志的管理工作。

(7) 严禁在管线两侧各 50m 范围内修筑工程，在管线近旁严禁动土开挖和修建超过管线负荷的建筑物。

5.8.6.5 危险废物运输事故风险防范措施

(1) 危险废物须按照《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012) 相关要求，由专业人员进行押运。

(2) 建设单位与危废资质单位共同研究危险废物运输的有关事宜，运输过程全控制，确保危险废物的运输安全可靠，减少或避免运输过程中的二次污染和可能造成的环境风险。

(3) 对于污水、废液等的转运均要制定管理计划，如实记录有关信息，健全资料台账，转移车辆安装定位系统，并保存相关影像资料。

(4) 出车前须对罐车的罐体、压力表、阀门等安全技术状况进行检查，发现故障排除后方可投入运行。

(5) 加强各类储油罐的日常管理及安全检查，严格按规操作，废水及废液装车、卸车时，加强管理，避免跑冒滴漏现象，防止发生泄漏等安全事故。

(6) 运输时提高拉运人员技术素质、加强责任心，严禁废水随意倾倒，贯彻安全驾驶机动车辆的行为规定，严格遵守交通法规，防止发生运输车辆事故。

(7) 行车途中应勤检查，若有泄漏，应查找泄漏点，采取相应的应急措施，防止液体继续泄漏，受到污染的土壤要全部回收，委托持有危险废物经营许可证的单位处置。

5.8.6.6 重视和加强管理

(1) 对生产操作的工人必须培训经考核后上岗，使其了解工艺过程，熟悉操作规程，对各种情况能进行正确判断。

(2) 加强干部、职工的风险意识和环境意识教育，增强安全、环保意识。建立健全各种规章制度、规程，使制度落到实处，严格遵守，杜绝违章作业。

(3) 经常对职工进行爱岗教育，使职工安心本职工作，遵守劳动纪律，避免因责任心不强、操作中疏忽大意、擅离职守等原因造成的事故。

5.8.6.7 突发环境风险应急预案

对于重大或不可接受的风险（主要是物料严重泄漏、火灾爆炸造成重大人员伤亡等），制定应急响应方案，建立应急反应体系，当事故一旦发生时可迅速加以控制，使危害和损失降低到尽可能低的程度。定期按照应急预案内容进行应急演练，应急物资储备齐全，出现风险事故时能够及时应对。

古木井区隶属于塔里木油田分公司博大采油气管理区管理，《塔里木油田分公司博大采油气管理区突发环境事件应急预案（温宿县）》已在阿克苏地区生态环境局温宿县分局进行了备案（备案编号：652922-2023-46-L），采取有效的环境风险防范和应急措施，建立应急管理体系，开展应急培训和应急演练，具备处置突发环境事件的能力，应急物资储备充足，应急保障措施完善，且未发生过重大风险事故。本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入塔里木油田分公司博大采油气管理区现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

5.8.6.8 环境风险应急处置措施

(1) 井场泄漏处置

①迅速封闭事故现场，抢救现场窒息人员，进行交通管制，禁止外人进入现场，控制事态发展。

②关断泄漏处两端阀门或关停设备，对泄漏处进行紧急堵漏处理。

③对泄漏的原油进行有效防护或转移至安全处，防止发生火灾、爆炸事故。

④采取围堰堵截的方式，使泄漏物不外流，防止污染物扩散，确保总排口阀门处于关闭状态。如果发生大型泄漏或火灾事故，启用事故应急导流设施将物料或消防水引至应急池或应急罐。

⑤现场密切监测泄漏物、泄漏点状况，当泄漏无法控制时，人员在切断泄漏点与生产系统等的连接后，根据风向标的指示，紧急撤离至安全区域。

⑥如果泄漏量较少，采取用砂石填埋、泡沫覆盖的方式处理；如果泄漏量较大，则用工具进行收集。

⑦确定是否已有泄漏物质进入大气以及附近水体。事件发生后，应急监测小组对周围大气污染物浓度进行监测，确定超标的项目及超标量，立即向应急指挥中心汇报监测结果。

⑧监测有害气体浓度。根据现场风向，协调当地政府部门疏散现场及周边无关人员。

⑨现场人员生命受到威胁、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令。

(2) 管线泄漏处置

①应迅速停运泄漏管线，必要时实行紧急放空。同时，封闭事故现场，发出泄漏报警。

②组织专业医疗救护小组抢救现场中毒人员和受伤人员。

③监测有害气体浓度。根据现场风向，加强现场人员的个人防护，疏散现场及周边无关人员和公众。

④条件允许时，迅速组织力量对泄漏管线进行封堵、抢修作业。

(3) 储油罐破损泄漏事故应急措施

①切断污染源：经与生产调度中心取得联系后，关闭储油罐两侧阀门。

②堵漏：根据泄漏段的实际情况，采用适当的材料和技术手段进行堵漏，并在作业期间设专人监护。

③事故现场处理：堵漏作业完成后，对储油罐进行彻底排查和检验，确保无泄漏产生。

④后期处理：恢复储油罐泄漏区域地表地貌，对泄漏部分有针对性地加强检测及现场巡检。对泄漏的油品回收，交由持有危险废物经营许可证的单位处置。

(4) 火灾应急处置措施

①立即阻断火源，并组织灭火。

②确定警戒范围，撤离无关人员。

③火灾扑救过程中，专家组根据危险区的危害因素和火灾发展趋势进行动态评估，及时提出灭火指导意见。

④灭火完毕后，立即清理火灾现场。

(5) 危险废物泄漏造成的环境突发事件应急处置

本工程涉及的危险废物主要为落地油，委托持有危险废物经营许可证的单位进行及时清运，泄漏事故率较低。井场人员对危险废物存放点进行巡查，每班 1~2 次，当发现危险废物泄漏时应通知站场负责人，按以下方法进行处置：

①消除火源。

②根据液体流动和蒸气扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。

③应急处理人员戴好防护口罩。

④作业时使用的所有设备应接地，禁止接触或跨越泄漏物，尽可能切断泄漏源。防止泄漏物进入水体或者密闭性空间。

小量泄漏：用砂土或其他无火花工具收集吸收材料。

大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用泡沫覆盖，减少蒸发，用防爆泵转移至专用收集器内。

5.8.7 环境风险分析结论

根据工程可研及工程分析以及《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 B，本工程施工期涉及的危险物质主要为柴油，存在于井场的柴油罐内；运营期涉及的危险物质主要为原油、伴生气，主要存在于井场储油罐和工艺管线内；退役期不涉及危险物质。

本工程可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、储油罐泄漏、工艺管线泄漏以及油气泄漏后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等。井喷、储油罐以及管线发生泄漏会对大气、土壤、地下水产生直接影响，遇明火后发生火灾、爆炸，引发伴生/次生污染物排放；井漏会对地下水造成影响。

本工程应落实各项井场制度，降低井喷、井漏发生概率。本工程所在区域地势平坦，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响。当泄漏事故发生时，及时采取措施、彻底清除被污染的土壤，污染物不会进入地下水，对地下水水质没有不良影响。因此，发生事故后，在严格落实本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。

本次评价建议加强日常环境管理，认真落实环境风险预防措施，负责实施的博大采油气管理区应结合本工程建设内容适时修订现行环境风险应急预案。本工程在制定严格的事故风险防范措施及应急计划后，可将事故发生概率减少到最低，减少事故造成的损失，环境风险是可防控的。本工程环境风险简单分析内容见表 5.8-7。

表 5.8-7 环境风险简单分析内容表

建设项目名称	古木区块试采工程			
建设地点	新疆维吾尔自治区温宿县			
地理坐标	经度	*	纬度	*
主要危险物质及分布	本工程施工期涉及的危险物质主要为柴油、存在于井场的柴油罐内；运营期涉及的危险物质主要为原油、伴生气，主要存在于井场的储油罐和工艺管线中；退役期不涉及危险物质。			
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、储油罐及工艺管线泄漏以及油气泄漏后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等。井喷、储油罐、工艺管线发生泄漏会对大气、土壤、地下水产生直接影响，遇明火后发生火灾、爆炸，引发的伴生/次生污染物排放；井漏会对地下水造成影响。			
风险防范措施要求	①制定安全生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全管理制度和安全操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系，完善各种规章制度标准。 ②落实井场、管线、危险废物运输风险防范措施等。 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完善环境风险应急预案，定期演练。 详见 5.8.6 节			
结论：本工程实施后，负责实施的博大采油气管理区将结合本工程新增建设内容适时修订现行环境风险应急预案。本工程在制定严格的事故风险防范措施及应急计划后，可将事故发生概率减少到最低，减少事故造成的损失，环境风险是可防控的。				

6. 环境保护措施可行性论证

6.1 生态保护措施可行性论证

6.1.1 施工期生态保护措施

6.1.1.1 井场生态影响减缓措施

(1) 井场区域主要占地类型为果园和裸土地，施工过程中须严格控制井场占地面积，减少扰动面积，减少对荒漠植被影响。

(2) 加强井区的野生动物保护，对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育，严禁施工人员猎杀野生动物。发现塔里木兔活动不要惊扰、严禁捕杀。

(3) 尽量减少因施工对植被的破坏，施工前对施工人员进行环保培训，要求施工人员能识别保护植物，禁止采伐工程占地外荒漠植物。施工中大量建筑材料的调运及人员的流动，会增加作业区内的拥挤度，施工区设置明显的作业区域标志，加强管理，把施工作业严格控制在作业区内。井场在施工过程中，减少对荒漠植被的碾压破坏，要严格控制扰动面积，施工过程中严格按照施工场地界线范围内施工，并安排专人监察。

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

(5) 对井场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。

图 6.1-1 施工期生态保护措施示意图

图 6.1-2 井场砾石压盖措施典型设计图

6.1.1.2 永久基本农田的生态保护措施

本工程不占用永久基本农田，评价范围涉及永久基本农田，工程施工时应采取的保护措施如下：

(1) 在工程的总体规划中必须考虑施工对农业生产的影响，将农业损失纳入工程预算中。尽量缩小施工影响范围，提高施工效率，缩短施工时间，因地制宜地选择施工季节，尽量避开农作物的生长和收获期，减少农业当季损失。

(2) 井场平整分层回填前应清理留在土壤中的固体废物，回填时，还应留足适宜的堆积层，防止因降水、径流造成地表下陷和水土流失。

(3) 在工程边界与永久基本农田之间设置硬质围挡屏障，防止施工扬尘、机械碾压和径流污染。

(4) 禁止设备、车辆和材料堆放进入农田侧 2m 范围内，设置警示标志。

(5) 设备检修区铺设防渗布等防渗材料，防止油污下渗或径流污染。

(6) 对临时堆土场覆盖防尘网，定期洒水抑尘；在农田侧开挖临时排水沟等，防止雨水携带泥沙流入农田。

(7) 在施工中应尽量减少对农田防护树木的砍伐，完工后采取植被恢复措施，种植速生树木和耐贫瘠的先锋灌木草本植物，在农地可种植绿肥作物，加速农业土壤肥力的恢复。

(8) 施工完成后做好现场清理及恢复工作，包括弃渣妥善处置等，尽可能降低施工对农田生态系统带来的不利影响。

(9) 按照耕地的工程范围，依法办理相关耕地占用手续。

6.1.1.3 水土流失防治措施

(1) 工程措施

井场工程区开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表，防治水土流失。

(2) 场地平整

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

(3) 限行彩条旗

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

6.1.1.4 对野生动植物的生态保护措施

(1) 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，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) 在施工区域设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对施工作业人员加强宣传教育，切实增强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。

(3) 注意施工后的地表修复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。

(4) 建设选址尽量避免砍伐野生植物，尤其不得铲除保护植物。若无法进行避让，需对保护植物进行移植保护。同时，严格控制占地面积，以减少占地和保护野生动、植物。

6.1.2 运营期生态保护措施

(1) 监督和管理措施

①针对本工程的建设，塔里木油田分公司博大采油气管理区安全环保部负责工程建设及运营期间对生态环境保护工作，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、及时地解决，并对正在和即将建设的工程提出具体、可行的整改和防治措施。

④针对本工程所在区域遗留的生态环境问题需按要求整改完成，并纳入本工程环保投资。

(2) 运营期生态保护措施

①加强管理，确保各项环保措施落实。对施工迹地表面覆以砾石，以减少风蚀量。

②在道路边、油田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，

并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实增强保护生态环境的意识。

③对泄漏的落地油应及时清理，彻底回收，防止污染扩散蔓延。

④本工程事故状态下对生态环境影响较大，因此必须对事故风险严加防范和控制。加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，制定安全生产操作规程，加强职工安全意识教育和安全生产技术培训。一旦发现事故，及时采取相应补救措施，尽量减少影响和损失。

(3) 生态修复方案

油田运营期开展生态修复目标为油田污染得到安全处置，生态环境质量明显改善；植被破坏区域覆盖率稳步增长，环境风险发生率得到有效控制，杜绝跑冒滴漏危害；油田区生态功能基本稳定；生物多样性呈上升趋势；公众生态环保意识得到提高；油田区生态环境监测范围达到 100%，建立生态安全应急系统。

本工程井场施工完毕后须对临时占地进行植被恢复，植被恢复以自然恢复为主，同时建设单位须积极配合林草部门落实“占补平衡”，维持区域林地、草地的生态功能不降低。

(4) 对永久基本农田的生态保护措施

①储油罐区设置围堰，建设单位根据工程实际情况在罐区地面采取防渗措施（如铺设防渗膜+混凝土地面）。

②将永久基本农田防护措施加入工程区应急预案，报送当地生态环境部门备案。

③在农田侧设置截流沟等，定期开展应急演练，重点模拟油品泄漏的快速拦截和土壤污染处置。

④在工程与农田间种植耐旱灌木（如柽柳），形成缓冲带，吸附粉尘并阻隔污染物迁移。

⑤运营期定期对农田边界土壤进行检测，重点关注重金属和总石油烃等指标。

⑥建立补偿机制，若监测发现农田质量下降，立即启动生态修复并对农户补偿。

综上，本工程采取的生态环境保护措施可行。

6.1.3 退役期生态保护措施

随着油井开采时间的延长，其储量将逐年降低，最终进入退役期。当开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，井场内设备设施陆续被拆卸、转移，原有的大气污染物、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐渐减弱甚至消失。拆除地面设施、清理井场等，拆除的报废设备和建筑废料等由施工单位运至指定位置进行处理；及时清理作业现场，做到“工完、料尽、场地清”，恢复原有地貌；按规范要求对废弃井采取固井、封井措施。

井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫应进行清理，然后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。

通过宣传教育的形式，使工作人员对在工程区生存的野生动物及植物有基本的认识与了解。在退役期施工过程中，如遇到保护植物应进行避让，严禁随意踩踏破坏；遇到保护动物时，应主动避让，不得惊扰、伤害野生动物，不得破坏保护动物的生息繁衍地，禁止妨碍野生动物生息繁衍的施工活动。

加强对《中华人民共和国野生动物保护法》及《中华人民共和国野生植物保护条例》的普及、教育工作，强化保护野生动植物的观念，让施工人员明确破坏保护植物，捕猎、杀害保护动物的法律后果，理解保护野生动植物的重要意义。

通过采取以上生态保护措施，对于减少植被破坏、减缓水土流失、抵制荒漠化发展起到了一定的积极作用，可有效保护脆弱的荒漠生态环境。

6.2 地下水环境保护措施可行性论证

地下水保护与污染防治按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”的原则。运营期要建立健全地下水保护与污染防治的措施与方法；必须采取必要监测制度，一旦发现地下水遭受污染，就应及时采取措施，防微杜渐；尽量减少污染物进入地下含水层的机会和数量。

针对项目可能发生的地下水污染，地下水污染防治措施按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全阶段进行控制。

源头控制：主要包括在工艺、管道、设备、污水产生及储存构筑物采取相应措施，防止和降低污染物跑、冒、滴、漏，将污染物泄漏的环境风险事故降到最

低程度；

分区防治：结合建设井场设备等布局，结合污染物特征及环境特点，实行重点防渗、一般防渗和简单防渗等有区别的防渗原则。

污染监控体系：实施覆盖生产区的地下水污染监控系统，包括建立完善的监测制度、配备先进的检测仪器和设备、科学、合理设置地下水污染监控井，及时发现污染、及时控制；

应急响应：包括一旦发现地下水污染事故，立即启动应急预案、采取应急措施控制地下水污染，并使污染得到治理。

6.2.1 施工期地下水环境保护措施

(1) 采取节水措施，提高水的重复利用率。

(2) 禁止沿途倾倒、排放废水。含有害物质的建筑材料如沥青、水泥等，并应设篷盖和围栏，防止雨水冲刷进入外环境。

(3) 对管线采用无缝钢管，采取防腐+保温措施，具有较强的耐化学腐蚀性能、耐温耐压性能好，粘结力强并具有良好的韧性等性质，有效地减少管线腐蚀穿孔造成地下水污染的情况。

(4) 标准化建设，具备监控系统，管理区工作人员在调度中心能根据计算机演算结果、压力数据变化等，确定管道是否泄漏，当风险发生时，立即停输，使泄漏量降低到最小。

(5) 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、固废加强管理，做好转运台账，严禁乱排污染环境。对拉运过程进行严格监督管理，运输过程中应尽量避免环境敏感区，运输车辆、装卸工具必须符合安全环保要求，装卸和运输废弃物过程中不得溢出和渗漏，严禁半途倾倒、排放或向第三方转移废弃物。禁止利用渗井、渗坑、裂隙以及私设暗管等逃避监管的方式排放水污染物。

(6) 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。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。做好阀门和管线的安装、试运行工作，杜绝水的跑、冒、滴、漏。

(7) 井应按照 SY/T 6596 的要求保证其完整性，保证固井质量，确保安全

封闭此深度内的含水层。

综上所述，通过采取以上各种废水处理及防治措施，本工程施工期产生的各类废水均可以得到有效处置，施工期的废水污染防治措施合理可行。

6.2.2 运营期地下水环境保护措施

6.2.2.1 源头控制措施

选择先进、成熟、可靠的工艺技术，对产生的废物进行合理的回用和治理，尽可能从源头上减少污染物排放；严格按照国家相关规范要求，对井场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) 采出水拉运至博孜天然气处理厂，与博孜天然气处理厂采出水一并输送至大北天然气处理站处理达标后回注，不外排。

(2) 定期对井场的设备、罐体、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) 运营期间应参照《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。

6.2.2.2 分区防治措施

对井场可能泄漏污染物的污染区地面进行防渗处理，并及时将泄漏/渗漏的污染物收集起来进行处理，可有效防止洒落地面的污染物渗入地下。根据《环境

影响评价技术导则《地下水环境》（HJ610-2016），分区防控措施应满足以下要求：

（1）已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业，水平防渗技术要求按照相应标准或规范执行，如 GB16889、GB18597、GB18598、GB18599、GB/T50934 等。

（2）未颁布相关标准的行业，根据预测结果和场地包气带特征及其防污性能，提出防渗技术要求或根据建设项目场地天然包气带防污性能、污染控制难易程度和污染物特性，提出防渗技术要求。

本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 6.2-2）、天然包气带防污性能分级参照表（表 6.2-3）、地下水污染防渗分区参照表（表 6.2-4），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、持久性有机污染物	等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7}cm/s$ ；或参照 GB18598 执行
	中-强	难		
	弱	易		
一般防渗区	弱	易-难	其他类型	等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7}cm/s$ ，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	其他类型	一般地面硬化

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中表 6 及前文分析，工程区内包气带防污性能为“弱”，正常生产过程中及井下作业期间产生的

污水中主要污染物为石油类及 COD、氨氮等，不属于重金属和持久性有机物类，为“其他类型”，故运营期将工程区域整体划分为一般防渗区和简单防渗区。具体划分方案如下：

表 6.2-4 项目污染防渗区划分

类别	项目涉及区域	防渗要求
一般防渗区	井口区、储油罐、密闭装车撬等设施底部	等效防渗性能不应低于 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
简单防渗区	井场其余装置	简单硬化

6.2.2.3 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，建设项目一般需在建设项目场地、上、下游各设置 1 个跟踪监测点，监测井位的设置可依托已有水井。

根据区域水文地质条件，结合《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022），本工程监测计划、孔深、监测井结构、监测层位、监测项目、监测频率等详见下表：

表 6.2-5 地下水监测点布控一览表

孔号	点位	监测层位	功能	监测频率	主要监测项目
G1	项目区周边（依托现有监测井）	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（依托现有监测井）				
G3	地下水下游（新建）				

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,一旦发生泄漏事故,由 SCADA 系统发出指令,远程关闭阀门。

为保证地下水监测工作高效有序运行,必须明确职责、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定相应的应急预案,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。

6.2.2.4 地下水环境监测与管理

(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体，并依据各井孔出水情况进行调整。可采用阻断污染物向周边环境迁移扩散的技术，如灌浆墙、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。

6.2.3 退役期地下水环境保护措施

项目退役期拆除设备、清理站场时，施工时间较短，施工人员产生的生活污水量较少，经生活污水池收集后，定期拉运至当地污水处理厂进行处理，采油设备拆除区域地面铺设 HDPE 防渗膜，防止油污进入外环境，对周围水环境影响较小。

油井报废或退役后，按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）、《废弃井封井处置规范》（Q/SH0653-2015）对完成采油的废弃井封堵，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水环境。

6.3 地表水环境保护措施可行性论证

6.3.1 施工期地表水环境保护措施

施工期产生的废水主要是管线试压废水及生活污水。

(1) 试压废水

本工程管道试压以测试管道的强度和密闭性，试压介质为清洁水，管道试压用水重复利用。管道试压过程会产生一定量的试压废水，清管试压废水主要污染物为悬浮物。试压水由管道排出至专用收集罐，进入下一段管道循环使用，试压废水水质相对简单，以悬浮物为主，试压结束沉淀后用于施工区域洒水降尘，不外排。因此，本工程管道试压废水可得到妥善处置，不外排，污染防治措施可行。

(2) 生活污水

根据建设单位资料，生活污水经生活污水池收集后，定期拉运至当地污水处理厂进行处理。

综上所述，通过采取以上各种废水处理及防治措施，本工程施工期产生的各类废水均可以得到有效处置，施工期的废水污染防治措施合理可行。

6.3.2 运营期地表水环境保护措施

根据工程分析，本工程建成后无新增定员，不新增生活污水，井场采出水、井下作业废液、生产废水拉运至博孜天然气处理厂，与博孜天然气处理厂采出水一并输送至大北天然气处理站，处理后达到《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）等相关标准后回注地层。

在正常状况下，本工程在设计、施工和运行时，严把质量验收关，杜绝因管道材质、制管、防腐涂层、焊接缺陷及运行失误而造成管线泄漏。在生产运行过程中，强化监控手段，定期检查检验，检漏控漏，杜绝长期事故性排放点源的存在；在非正常状况下，应及时采取水污染应急控制措施。

6.3.3 退役期地表水环境保护措施

本工程退役期拆除设备、清理站场时，施工时间较短，施工人员产生的生活污水量较少，依托施工区域周边生活设施处理，不外排。

6.4 土壤环境保护措施可行性论证

6.4.1 施工期土壤环境保护措施

(1) 应严格控制施工期临时占地面积，按设计及环评要求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。

(4) 工程区需要严格采取各项水土流失防治措施，施工完毕后通过对临时占地进行平整。

本工程施工期土壤污染防治措施可行。

6.4.2 运营期土壤环境保护措施

(1) 源头控制

定期检修维护井场压力、流量传感器；定期派人检查井场、井口区，防止采出液泄漏；选用耐腐蚀性能好、抗老化性能好、耐热性能好、抗冻性能好、耐磨性能好的管材作为工艺管线，管线工程按照一定比例设置截断阀；通过加强管线内的压力、流量传感器检修维护，保障发生管线阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。井下作业按照“带罐上岗”的作业模式，加强井场及管线巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成原油进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受污染的土壤应交由持有危险废物经营许可证的单位负责接收、转运和处置，降低对土壤环境质量的影响程度。

(2) 过程防控措施

巡检车辆严格按照油田巡检路线行驶，不得因乱碾乱压破坏土壤结构。严格执行地下水章节分区防控措施要求。防渗措施的设计，使用年限不应低于本工程主体工程的设计使用年限。

(3) 跟踪监测

制定跟踪监测计划，发生事故泄漏时对井口区及工艺管线铺设范围可能影响区域进行跟踪监测。

综上，本工程运营期土壤污染防治措施可行。

6.4.3 退役期土壤环境保护措施

(1) 《参照废弃井封井回填技术指南(试行)》(环办土壤函〔2020〕72号)对完成油气开采的废弃井封堵,拆除井口装置,最后清理场地,清除各种固体废弃物,不得遗留在场地内影响土壤环境质量。

(2) 退役期废弃管线内物质清空干净,并按要求进行吹扫,确保管道内无残留采出液,管道两端使用盲板封堵。

6.5 大气环境保护措施可行性论证

6.5.1 施工期大气环境保护措施

施工期废气污染源主要包括施工扬尘、焊接废气、施工机械废气及运输车辆尾气,采取的措施如下:

6.5.1.1 施工扬尘

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

(2) 避免在大风季节施工,尽可能缩短施工时间,提高施工效率,减少裸地暴露时间。

(3) 施工单位必须加强施工区域的管理。建筑材料的堆场应定点定位,根据风速,采取相应的防尘措施,对散料堆场采用篷布遮盖散料堆及定期洒水抑尘等措施。

(4) 合理规划、选择最短的运输路线,充分利用油气田现有公路网络,禁止随意开辟道路,运输车辆应以中、低速行驶,减少车辆行驶动力起尘。

(5) 合理规划临时占地,控制临时占地范围,对工作区域外的场地严禁机械及车辆进入、占用,避免破坏植被和造成土地松动。

(6) 开挖等过程,应洒水使作业面保持一定的湿度;对施工场地内松散、干涸的表土,经常洒水防止扬尘。

(7) 加强回填土方堆放场的管理,采取土方表面压实、定期喷水、覆盖等措施;不需要的泥土、建筑材料弃渣应及时运走。

(8) 加强运输管理，如散货车不得超高超载、使用有盖的运输车辆，以免车辆颠簸物料洒出；水泥使用密封罐装运输车，装卸应有除尘装置，防止扬尘污染；化学物质的运输要防止泄漏；坚持文明装卸。

(9) 优化施工组织设计，采取分段、分片施工方式，缩短单段管沟或单个作业区的施工时间，减少裸地暴露时长，提高整体施工效率。

6.5.1.2 焊接废气

(1) 焊接作业时使用无毒低尘焊条，从源头减少焊接废气对环境的影响。

6.5.1.3 施工机械废气及运输车辆尾气

(1) 施工前期加强设备和运输车辆的检修和维护，保证设备正常稳定运行。

(2) 燃用合格的燃料，设备和车辆不超负荷运行，控制运输车辆行驶速度、控制车辆装载量并采取密闭或者遮盖措施、避免大风天作业等。

(3) 加强施工场地环境管理，提倡文明施工，积极推进绿色施工，严防人为扬尘污染。

综上，本工程采取的施工期大气污染防治措施可行。

6.5.2 运营期大气环境保护措施

运营期废气污染源主要为井场无组织废气排放，采取的措施如下：

(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，对管道，法兰、阀门，均按规范要求选用专用材质的材料。

(2) 定期对井场的设备、泵、鹤管、阀门、法兰、管线等易发生泄漏的设备与管线组件进行检测、及时修复，以防止跑、冒、漏现象的发生；加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并尽快完成修复。

(3) 本工程储油罐采用固定顶罐，储油罐应保持完好，不应有孔洞、缝隙；除采样、计量、例行检查、维护等必要作业外，储油罐附件开口（孔）必须保持密闭。

(4) 定期对罐体、接管焊缝、法兰连接处等部位进行巡查，发现锈蚀、破损或密封老化等问题及时处理，确保储油罐始终保持良好的密闭状态。

(5) 本工程装载系统采用了气相平衡系统，挥发性有机物在闭路中循环，故稳定轻烃在储存及装载过程中基本无 VOCs 产生。原油装车前，操作人员应检查气相平衡回气管线是否通畅、接头密封圈是否完好，确保回气线与罐车对接紧密。装车过程中应控制装载流速。

(6) 进一步开展节能减排工作，加强质量控制和技术研发，降低采油井工作能耗，加强油气输送管道密闭性能，大力推广应用零散天然气回收和电力系统无功补偿级新能源利用等开采技术，开发清洁能源替代现有能源，从而减少温室气体排放。

(7) 温室气体管控：①进一步开展节能减排工作，加强质量控制和技术研发，降低抽油机井工作能耗，加强油气技术管道密闭性能；②大力推广应用零散天然气回收和电力系统无功补偿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，并尽快完成修复；⑤加强油井生产管理，减少温室气体的跑、冒，做好油井的压力监测，并准备应急措施，从而减少温室气体排放。

综上，本工程采取的运营期废气污染防治措施可行。

6.5.3 退役期大气环境保护措施

(1) 运输车辆使用符合国家标准的油品。

(2) 在闭井施工操作中应做到文明施工，防止水泥等的洒落与飘散；尽量避开大风天气进行作业。

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

综上，本工程采取的退役期废气污染防治措施可行。

6.6 声环境保护措施可行性论证

6.6.1 施工期声环境保护措施

施工期噪声源主要包括土方施工、各类施工机械和运输车辆产生的噪声，采取的降噪措施如下：

(1) 合理安排施工场地，在不影响施工情况下避免高噪声设备过于集中。

(2) 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。

(3) 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。

(4) 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。

(5) 运载建筑材料及建筑垃圾的车辆沿固定路线行驶，应该尽量避开居民点，如无法避开经过居民区时尽量减少鸣笛。

综上，本工程采取的施工期噪声污染防治措施可行。

6.6.2 运营期声环境保护措施

运营期噪声源主要包括井场采油树和泵撬产生的噪声，采取的降噪措施如下：

(1) 对噪声源强度较大的设备采取基础减振等降噪措施，根据各种设备类型所产生噪声的特性，采用不同的控制手段。

(2) 提高工艺过程自动化水平，尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。

(3) 设备采用巡检的方式，由操作人员定期对装置区进行检查，尽量减少人员与噪声的接触时间。

综上，本工程采取的运营期噪声污染防治措施可行。

6.6.3 退役期声环境保护措施

(1) 选用低噪声机械和车辆。

(2) 加强设备检查维修，保证其正常运行。

(3) 加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

综上，本工程采取的退役期噪声污染防治措施可行。

6.7 固体废物处理措施可行性论证

6.7.1 施工期固体废物污染防治措施

(1) 本工程施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后送至博大作业区固体废物填埋场合规处置。

(2) 本工程生活垃圾集中收集后，委托地方生活垃圾填埋场处理。

(3) 本工程废润滑油、废防渗材料，委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。

(4) 本工程土石方全部用于回填，场地平整。

综上，本工程施工期固体废物全部妥善处置，不外排。施工期采取的固体废物污染防治措施可行。

6.7.2 运营期固体废物污染防治措施

6.7.2.1 固体废物产生及处置情况

(1) 危险废物

根据《国家危险废物名录（2025年版）》（生态环境部令第36号），本工程运营期产生的危险废物主要有落地油、清罐底泥、废防渗材料和废润滑油。

本工程危险废物产生情况及危险特性见表 6.7-1。

表 6.7-1 运营期危险废物情况一览表

序号	危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量	产生环节	外观性状	特征污染物	产生规律	危废特性	污染防治措施
1	落地油	HW08	071-01-08	0.6t/a	井下作业	半固体、固体	废矿物油	间歇产生	T, I	桶装收集后委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。
2	清罐底泥	HW08	071-01-08	0.2t/a	井场储油罐	半固体、固体	废矿物油	间歇产生	T, I	回收至密闭的专用罐车内，委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。
3	废防渗材料	HW08	900-249-08	0.75t/a	井下作业、场地清理环节	固体	废矿物油	间歇产生	T, I	集中收集后委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。
4	废润滑油	HW08	900-214-08	0.5t/a	设备维修	固体	废矿物油	间歇产生	T, I	收集后委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。

(2) 生活垃圾

运营期工作人员由博大采油气管理区内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

6.7.2.2 危险废物处置措施可行性分析

本工程产生的危险废物不在施工井场储存，直接在作业施工现场由施工人员

回收至罐车内，罐车采用密闭的专用罐车，落地油、清罐底泥以及废防渗材料委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置，废润滑油收集后运至大北天然气处理站凝析油处理装置混入原油外输，严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》（生态环境部 公安部 交通运输部令 第 23 号）中的相关要求收集、贮存、运输。

（1）危险废物收集措施及可行性分析

本工程建成运营后，博大采油气管理区应按照《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年第 74 号）相关要求对含油废物进行收集和管理。

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

- ①危险废物标签规格颜色说明：规格为正方形，40×40cm；底色为醒目的橘黄色；字体为黑体字；字体颜色为黑色。
- ②危险废物类别：按危险废物种类选择，危险废物类别见图 6.7-1。
- ③材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀，危险废物相关信息标签见图 6.7-2。
- ④装载液体、固体的危险废物的硬质桶内必须保留足够的空间，硬质桶顶部与液体表面之间保留 100mm 以上的空间。

图 6.7-1 危险废物类别图

图 6.7-2 危险废物相关信息标签

（2）危险废物运输依托可行性分析

本工程产生的危险废物委托持有危险废物运输资质的单位采用专用运输车辆进行运输，按要求填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。并严格按照《危险废物转移管理办法》（生态环境部 公安部 交通运输部令 第 23 号），实施危险废物转移联单管理制度。为防止危险废物在井场内临时贮存过程中对环境产生污染影响，根据《危险废物转移管理办法》（生态环境部 公安部 交通运输部令 第 23 号）、《危险废物产生

单位管理计划制定指南》《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）及《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）中的相关要求，本评价要求：

①危险废物转移过程应采取防扬散、防流失、防渗漏措施，不得擅自倾倒、堆放、丢弃、遗撒；制定危险废物突发环境事件的防范措施和应急预案，发生危险废物突发环境事件时，采取有效措施消除或者减轻对环境的污染危害；制定危险废物管理计划，结合自身的实际情况，与生产记录相衔接，建立危险废物管理台账记录，如实记载产生危险废物的种类、数量、流向、贮存、利用处置等信息，并填写、运行危险废物转移联单。

②建设单位在借鉴同行业发展水平和经验的基础上，提出减少危险废物产生量和危害性的计划，明确改进原料、工艺、技术、管理等方面的具体措施。

③综合考虑实际情况确定转运路线，尽量避开办公区和生活区；危险废物内部转运作业应采用专用的工具，内部转运填写《危险废物厂内转运记录表》；危险废物内部转运结束后，应对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物遗失在转运路线上，并对转运工具进行清洗。

④危险废物转移应遵从《危险废物转移管理办法》（生态环境部 公安部 交通运输部令第 23 号）及其他有关规定的要求。

（3）危险废物处置依托可行性分析

①落地油

落地油主要为阀门、法兰等设施油品渗漏及井下作业油品溅溢产生的落地油。根据《国家危险废物名录（2025 年版）》（生态环境部令第 36 号），落地油废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物（废物代码：071-001-08）。

按照单井落地油产生量约 0.2t/a 计算，本工程运营期落地油总产生量约 0.6t/a，桶装收集后委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。

②清罐底泥

清罐底泥主要来自井场储油罐。根据《国家危险废物名录（2025 年版）》（生态环境部令第 36 号），清罐底泥废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物（废物代码：071-001-08）。根据油田资料类比分析，预计回收油泥 0.2t/a。清罐底泥直接在作业施工现场由施工人员回收至密闭的专用罐车内，委托持有危

险废物经营许可证的单位利用处置。

③废防渗材料

废防渗材料来自井下作业过程。根据《国家危险废物名录（2025年版）》（生态环境部令第36号），废防渗材料废物类别为HW08废矿物油与含矿物油废物（废物代码：900-249-08）。

本工程运营期作业场地下方铺设防渗材料，产生的落地油直接落在防渗材料上，目前油田使用的防渗材料均可重复利用，修井作业频次为2年/次。单块防渗材料重约250kg（12m×12m），口井作业用2块，约合0.25t/a·井。本工程产生废防渗材料量约0.75t/a。作业施工结束后，集中收集后委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置，拉运过程中持有危险废物经营许可证的单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

④废润滑油

废润滑油主要来自设备维修过程。根据《国家危险废物名录（2025年版）》（生态环境部令第36号），废润滑油属于HW08废矿物油与含矿物油废物（废物代码：900-214-08）。废润滑油间歇产生，废润滑油产生量约0.5t/a，收集后运至大北天然气处理站凝析油处理装置混入原油外输。

⑤生活垃圾

运营期工作人员由博大采油气管理区内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

6.7.3 退役期固体废物污染防治措施

（1）地面设施拆除、井场清理等工作中会产生建筑垃圾，应集中清理收集。建筑垃圾收集后送至地方固废填埋场妥善处置。废弃管线内物质清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

（2）对完成采油的废弃井应封堵，拆除井口装置，安装压力表定期监测压力变化，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。

7. 温室气体排放影响评价

为贯彻落实中央和生态环境部关于“碳达峰、碳中和”相关决策部署和文件精神，充分发挥环境影响评价的源头防控、全过程管理中的基础性作用，本次评价按照相关政策及文件要求，根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》核算方法，计算本工程实施后碳排放量及碳排放强度，提出碳减排建议，并分析减污降碳措施可行性及碳排放水平。

7.1 温室气体排放分析

7.1.1 温室气体排放影响因素分析

7.1.1.1 碳排放源分析

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，石油天然气开采企业碳排放源主要包括：燃料燃烧 CO₂ 排放、火炬燃烧排放、工艺放空排放、CH₄ 逃逸排放、CH₄ 回收利用率、CO₂ 回收利用率、净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放。

（1）燃料燃烧 CO₂ 排放

主要指石油天然气生产各个业务环节化石燃料用于动力或热力供应的燃烧过程产生的 CO₂ 排放。

本工程井场储油罐自带 90kW 电加热棒用于储油罐加热，无燃料燃烧，无需核算该部分产生的 CO₂ 排放量。

（2）火炬燃烧排放

出于安全等目的，石油天然气生产企业通常将各生产活动产生的可燃废气集中到一至数支火炬系统中进行排放前的燃烧处理。火炬燃烧除了 CO₂ 排放外，还可能产生少量的 CH₄ 排放，石油天然气生产的火炬系统需同时核算 CO₂ 和 CH₄ 排放。

本工程不涉及火炬燃烧排放，无需核算该部分产生的 CO₂ 和 CH₄ 排放量。

（3）工艺放空排放

主要指石油天然气生产各业务环节通过工艺装置泄放口或安全阀门有意释放到大气中的 CH₄ 或 CO₂ 气体，如驱动气动装置运转的天然气排放、泄压

排放、设备吹扫排放、工艺过程尾气排放、储油罐溶解气排放等。石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其工艺放空排放应区分不同业务环节分开核算。

本工程不涉及工艺部分放空排放，无需核算该部分 CH₄ 或 CO₂ 气体排放量。

(4) CH₄ 逃逸排放

主要是指石油天然气生产各业务环节由于设备泄漏产生的无组织 CH₄ 排放，如阀门、法兰、泵轮密封、减压阀、取样接口、工艺排水、开口管路、套管、储油罐泄漏及未被定义为工艺放空的其他压力设备泄漏；石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其逃逸排放应区分不同业务环节分开核算。

本工程井场法兰、阀门等处产生的无组织废气中涉及甲烷排放，需核算该部分气体排放量。

(5) CH₄ 回收利用量

主要指企业通过节能减排技术回收工艺放空废气流中携带的 CH₄ 从而免于排放到大气中的那部分 CH₄。CH₄ 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。

本工程未实施甲烷回收利用。

(6) CO₂ 回收利用量

主要指企业回收燃料燃烧或工艺放空过程产生的 CO₂ 作为生产原料或外供产品从而免于排放到大气中的那部分 CO₂。CO₂ 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。因缺乏适当的核算方法暂不考虑 CO₂ 地质埋存或驱油的减排问题。

本工程实施后未回收燃料燃烧产生的 CO₂，因此该部分回收利用量均为 0。

(7) 净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放量

该部分排放实际上发生在生产这些电力或热力的企业，但由报告主体的消费活动引起，依照约定也计入报告主体名下。

本工程实施后，需消耗电量，不涉及蒸汽用量。

7.1.1.2 二氧化碳产排节点

本工程生产工艺流程中涉及二氧化碳的产排节点表 7.1-1 所示。

表 7.1-1 二氧化碳产排污节点汇总一览表

序号	类别	产污环节	碳排放因子	排放形式
1	CH ₄ 逃逸排放	井场法兰、阀门等处逸散的废气	CH ₄	无组织
2	净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放量	电力隐含排放	CO ₂	-

7.1.2 温室气体排放量核算

7.1.2.1 碳排放核算边界

本工程碳排放核算边界及核算内容见表 7.1-2 所示。

表 7.1-2 核算边界及核算内容一览表

序号	核算主体/核算边界	碳排放核算内容
1	古木区块试采工程	包括油气开采及油气储运各个业务环节的基本生产系统、辅助生产系统，以及直接为生产服务的附属生产系统。排放量核算内容包括： (1) 火炬燃烧排放 (2) CH ₄ 逃逸排放 (3) 净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放量

7.1.2.2 碳排放量核算过程

本工程涉及火炬燃烧排放、CH₄ 逃逸排放、净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放量。具体核算过程如下：

(1) CH₄ 逃逸排放

本工程运营期主要排放的温室气体为原油开采过程中阀门逃逸排放的 CH₄。《中国石油和天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》（发改办气候〔2014〕2920 号）中“油气开采业务 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 CH_4 逃逸排放，单位为吨 CH_4 ；

j ——不同的设施类型；

$Num_{oil, j}$ ——原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{oil, j}$ ——原油开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH_4 逃逸排放因子，单位为吨 $CH_4/(\text{年}\cdot\text{个})$ ；井口装置为 0.23 吨/ $(\text{年}\cdot\text{个})$ ，单井储油装置为 0.38 吨/ $(\text{年}\cdot\text{个})$ ；

$Num_{gas, j}$ ——天然气开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{gas, j}$ ——天然气开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH_4 逃逸排放因子，单位为吨 $CH_4/(\text{年}\cdot\text{个})$ 。

本工程开采逃逸的 CH_4 为：

$$\begin{aligned} E_{CH_4\text{-开采逃逸}} &= Num_{oil, \text{井口装置}} \times EF_{oil, \text{井口装置}} \\ &= 3 \times 0.23tCH_4 + 8 \times 0.38tCH_4 \\ &= 3.73tCH_4 \end{aligned}$$

根据上述公式计算可得本工程开采逃逸的 CH_4 为 3.73t，折算成 CO_2 排放量为 78.33t。

(2) 净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放

① 计算公式

a. 净购入电力的 CO_2 排放计算公式

$$E_{CO_2\text{-净电}} = AD_{\text{电力}} \times EF_{\text{电力}}$$

式中：

$E_{CO_2\text{-净电}}$ ——企业净购入电力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$AD_{\text{电力}}$ ——企业净购入的电力消费量，单位为兆瓦时（MWh）；

$EF_{\text{电力}}$ ——电力供应的 CO_2 排放因子，单位为吨 CO_2/MWh 。

b. 净购入热力的 CO_2 排放计算公式

$$E_{CO_2\text{-净热}} = AD_{\text{热力}} \times EF_{\text{热力}}$$

式中：

$E_{CO_2-净热}$ ——企业净购入热力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$AD_{热力}$ ——企业净购入的热力消费量，单位为 GJ；

$EF_{热力}$ ——热力供应的 CO_2 排放因子，单位为吨 CO_2/GJ 。

②计算结果

本工程生产过程中不涉及热力内容，使用的电力消耗量为 2633MWh，电力排放因子按照西北地区电力排放因子 0.6671 吨 CO_2/MWh 。根据前述公式计算可知，核算净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放量为 1756.47t。

(3) 碳排放核算结果汇总

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，报告主体的温室气体（GHG）排放总量计算公式为：

$$E_{GHG} = E_{CO_2-燃烧} + E_{GHG-火炬} + \sum_s (E_{GHG-工艺} + E_{GHG-逃逸})_s - R_{CH_4-回收} \\ \times GWP_{CH_4} - R_{CO_2-回收} + E_{CO_2-净电} + E_{CO_2-净热}$$

式中：

E_{GHG} ——温室气体排放总量，单位为吨 CO_2 当量；

$E_{CO_2-燃烧}$ ——企业由于化石燃料燃烧活动产生的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$E_{GHG-火炬}$ ——企业因火炬燃烧导致的温室气体排放，单位为吨 CO_2 当量；

$E_{GHG-工艺}$ ——企业各业务类型的工艺放空排放，单位为吨 CO_2 当量；

$E_{GHG-逃逸}$ ——企业各业务类型的设备逃逸排放，单位为吨 CO_2 当量；

s——企业涉及的业务类型，包括油气勘探、油气开采、油气处理、油气储运业务；

$R_{CH_4-回收}$ ——企业的 CH_4 回收利用量，单位为吨 CH_4 ；

GWP_{CH_4} —— CH_4 相比 CO_2 的全球变暖潜势（GWP）值。根据 IPCC 第二次评估报告，100 年时间尺度内 1 吨 CH_4 相当于 21 吨 CO_2 的增温能力，因此 GWP_{CH_4} 等于 21；

$R_{CO_2-回收}$ ——企业的 CO_2 回收利用量，单位为吨 CO_2 ；

$E_{CO_2-净电}$ ——企业净购入电力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$E_{CO_2-净热}$ ——企业净购入热力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 。

按照上述 CO₂ 排放总量计算公式，则本工程实施后 CO₂ 排放总量见表 7.1-3。

表 7.1-3 CO₂ 排放总量汇总一览表

项目	源类别	排放量 (吨CO ₂)	占比 (%)
本工程	燃料燃烧CO ₂ 排放	*	*
	火炬燃烧排放	*	*
	工艺放空排放	*	*
	CH ₄ 逃逸排放	*	*
	CH ₄ 回收利用量	*	*
	CO ₂ 回收利用量	*	*
	净购入电力和热力隐含的CO ₂ 排放	*	*
	合计	*	*

根据表 7.1-4 分析可知，本工程 CO₂ 总排放量为 1834.8 吨。

7.2 减污降碳措施

7.2.1 工艺技术减污降碳措施

本工程井场古木 2 井为有人值守，古木 3 井和古木 5 井为无人值守，减少人工干预和经常整定调节参数，实现全自动过程。定期组织人员对井场进行巡检，及时更换存在故障的阀门、法兰等部件，减少无组织泄漏量，同时加强工艺系统的优化管理。

7.2.2 电气设施减污降碳措施

本工程在电气设备设施上采用多种节能措施，从而间接减少了电力隐含的 CO₂ 排放量。具体措施主要有：

(1) 根据本工程用电性质、用电容量等选择合理的供电电压和供电方式，有效减少电能损耗。

(2) 选用高功率因数电气设备。采用无功功率补偿，为减少线路损失，设计采用高低压同时补偿的方式，补偿后功率因数达 0.95 以上。低压设置自动无功补偿电容器装置，高压采用高压并联电容器进行功率因数补偿，补偿后使功率因数在装置负荷正常运行时提高，有效减少无功损耗，从而减少电能损耗，实现节能运行。

(3) 选用节能型干式变压器，具有低损耗、维护方便等显著特点。

(4) 各种电力设备均选用节能产品，实际功率和负荷相适应，达到降低能耗，提高工作效率的作用。

7.2.3 减污降碳管理措施

塔里木油田分公司博大采油气管理区建立碳排放管理组织机构，对整个作业区能源及碳排放管理实行管理，并制定能源及碳排放管理制度，将碳排放管理工作作为重要事项纳入日常管理；能源及碳排放管理制度对各类能源的购入、贮存、使用、加工转换、输送分配以及最终使用等环节进行详细规定，尽可能从管理上做到对各类能源高效使用，同时对碳排放情况进行有效管理。

7.3 碳排放评价结论及建议

7.3.1 碳排放评价结论

本工程实施后，CO₂总排放量为1834.8吨。在工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了较完善的减污降碳措施，有利于减少二氧化碳排放，对比同类企业碳排放水平，本工程CO₂排放强度相对较低。

7.3.2 碳排放建议

(1) 加强企业能源管理，减少甲烷逸散损耗，定期开展能源及碳排放管理培训，提升管理水平。

(2) 积极开展源头控制，优先选择绿色节能工艺、产品和技术，降低化石燃料消费量。

(3) 积极开展碳捕获、利用与封存（CCUS）技术，进一步挖掘和提升减污降碳潜力。

8. 环境影响经济损益分析

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所在区域环境的变化。进行环境影响经济损益分析的目的在于分析建设项目的社会、经济和环境损益，评价建设项目环境保护投资的合理性以及环境保护投资的效益，促进项目建设的社会、经济和环境效益协调统一和可持续发展。

8.1 环境效益分析

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

8.1.1 施工期环境效益

施工期环境效益分析，油田开发建设对环境造成的直接影响主要表现在：

- (1) 本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。

本工程占地主要为井场建设。本工程建设对工程所在区域的直接影响是生态影响，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。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，将对本工程所在区域生态环境和地下水环境产生影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各项补偿费用来体现。

8.1.2 运营期环境效益

(1) 废气

本工程采出液密闭拉运输送，加强阀门的检修与维护，从源头减少烃类气体的挥发量，通过采取相关治理措施后有效减少了废气中污染物的排放量，减少对大气的污染，污染物能达标排放，对周围环境的影响可接受。

(2) 废水

本工程运营期采出水及生产废水拉运至博孜天然气处理厂，与博孜天然气处理厂采出水一并输送至大北天然气处理站，处理后达到《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）等相关标准后回注地层。井下作业废液由专用回收罐收集后，拉运至大北天然气处理站处理达标后回注。

（3）固体废弃物

本工程产生的落地油、清罐底泥、废防渗材料委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。废润滑油收集后运至大北天然气处理站凝析油处理装置混入原油外输。运营期工作人员由博大采油气管管理区内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

（4）噪声

本工程通过采取选用低噪声设备、减振等措施，降低了噪声污染。

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

8.1.3 环保投资估算

本工程投资 680.69 万元，环保投资 65 万元，环保投资占总投资的比例为 9.55%，投资情况见表 8.1-1。

表 8.1-1 环保投资估算

类别	时期	污染源	环保措施	治理效果	投资 (万元)
废气	施工期	施工扬尘	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖。	/	*
		焊接废气	使用无毒低尘焊条。	/	*
		施工机械废气及运输车辆尾气	加强设备和运输车辆的检修和维护，燃用合格的燃料，设备和车辆不超负荷运行。	/	*
	运营期	无组织排放	密闭输送，装置做好日常维护，做好密闭措施。	场界达标排放	*
固体废物	施工期	施工废料	首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后送至博大作业区固体废物填埋场合规处置。	妥善处理	*
		生活垃圾	委托地方生活垃圾填埋场处理。	妥善处理	*
		废润滑油、废防渗材料	委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。	妥善处理	*
	运营期	落地油、清罐底泥、废防渗材料	委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。	妥善处理	*

类别	时期	污染源	环保措施	治理效果	投资 (万元)
		废润滑油	收集后运至大北天然气处理站凝析油处理装置混入原油外输。	妥善处理	*
废水	施工期	生活污水	经生活污水池收集后,定期拉运至当地污水处理厂进行处理。	妥善处理	*
		管线试压废水	井场洒水抑尘。	/	*
	运营期	采出水、生产废水	拉运至博孜天然气处理厂,与博孜天然气处理厂采出水一并输送至大北天然气处理站处理达标后回注。	/	*
		井下作业废液	专用回收罐收集后,拉运至大北天然气处理站处理达标后回注。	/	*
地下水、土壤	一般防渗区	储油罐区	防渗层防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 $1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 黏土层的防渗性能。	渗透系数小于 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$	*
	简单防渗区	井场永久占地	实施地面硬化。	地面硬化	*
生态	占地		施工结束后进行场地平整;临时占地区域植被恢复。	施工结束后场地平整,植被恢复	*
	水土流失		防沙治沙和水土保持措施。	防止水土流失	*
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、硫化氢报警仪等防范设施	按照消防、安全等相关要求设置	*
	应急预案		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			运营期环境监测		*
			环保培训, 演练		*
环保投资合计					*

8.2 社会效益分析

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

8.3 综合效益分析

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

8.4 环境经济损益分析结论

本工程具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于井场地面设施建设等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和生态恢复等，经估算本工程环境保护投资约 65 万元，环境保护投资占总投资的 9.55%。实施相应的环保措施后，可以起到保护环境的效果。

9. 环境管理与监测计划

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

9.1 环境管理

9.1.1 决策机构

本工程 HSE 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，本工程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部门，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本工程的组织，协调工作，并协调勘探部门的分工协作工作，包括生态环境建设和保护的宏观管理和决策。

9.1.2 实施与管理机构

本工程日常环境管理工作纳入博大采油气管理区现有 QHSE 管理体系。塔里木油田分公司建立了三级环境保护管理机构，形成了管理网络，油田分公司 QHSE 管理委员会及其办公室为一级管理职能机构，各单位 QHSE 管理委员会及其办公室为二级管理职能机构，基层单位 QHSE 管理小组及办公室为三级管理机构。油田所属各单位及一切进入塔里木油田公司市场作业与服务的单位，必须建立健全环境保护管理职能机构，设置专（兼）职环保工作人员，有效开展工作。企业各单位及下属各基层单位的行政正职分别是本企业、单位、基层单位环境保护第一负责人，负责建立其 QHSE 管理委员会及办公室，领导环境保护工作。

9.1.3 监督机构

阿克苏地区生态环境局负责检查本工程环境影响评价的执行情况，审查本工程的环境影响报告书，指导阿克苏地区生态环境局温宿县分局对本工程在施工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温宿县分局是具体负责环境管理的职能机构，受新疆维吾尔自治区生态环境厅业务指导，监督辖区内油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。

9.2 企业环境信息披露

9.2.1 公开内容

(1) 基础信息

企业名称：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

法定代表人：王林生

其他基础信息：组织机构代码、生产地址、联系方式，以及生产经营和管理服务的主要内容、产品及规模等。

(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) 环境风险防范措施

本工程环境风险防范措施见塔里木油田分公司博大采油气管理区现行突发环境风险应急预案。

(4) 环境监测计划

9.2.2 公开方式及时间要求

公开方式：通过公司网站、信息公开平台或当地报刊等便于公众知晓的方式公开。

公开时间要求：企业可以根据实际情况对已披露的环境信息进行变更；进行变更的，应当以临时环境信息依法披露报告的形式变更，并说明变更事项和理由；企业应当于每年3月15日前披露上一年度1月1日至12月31日的环境信息；

博大采油气管理区在企业名单公布前存在《企业环境信息依法披露管理办法》（生态环境部令第 24 号）第十七条规定的环境信息的，应当于企业名单公布后十个工作日内以临时环境信息依法披露报告的形式披露本年度企业名单公布前的相关信息。

9.3 污染物排放清单

按照《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）和《排污许可管理条例》要求，结合工程分析及环境治理措施，对本工程污染物排放源及排放量进行梳理，形成污染源排放清单，见表 9.3-1。

表 9.3-1 污染源排放清单

污染物类型	工程组成	产污环节	污染物类型	排放形式	拟采取的环境保护措施	排放浓度 (mg/m ³)	排放量 (t/a)	总量指标 (t/a)	排放标准		执行标准	环境风险防范措施
									浓度 (mg/m ³)	速率 (kg/h)		
大气污染物	生产废气	无组织废气	VOCs	无组织	密闭输送	-	*	-	4.0	-	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》 (GB39728-2020)	设置安全警示标志、安全距离，定期巡检
水污染物	生产废水	采出水、生产废水、井下作业废液	SS、石油类等	-	处理达标后回注地层，不外排	-	*	-	-	-	《气田水注入技术要求》 (SY/T6596-2016) 相关标准	做好井控，以防污染地下水
固体废物	生产固废	落地油、清罐底泥、废防渗材料	HW08 类危险废物		委托有资质的单位进行处理	-	*	-	-	-	《危险废物贮存污染控制标准》 (GB18597-2023)	暂存于危废贮存设施，委托有危险废物处理资质的单位进行无害化处理
		废润滑油			收集后运至大北天然气处理站凝析油处理装置混入原油外输							

9.4 生态环境监测

9.4.1 监测目的

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

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

9.4.2 环境监测机构及设备配置

环境监测是环境保护的基础，是进行污染治理和监督管理的依据。本工程的环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担。

9.4.3 监测计划

运营期间需对生产过程中产生的“三废”进行严格管理，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）、《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，制定本工程的监测计划和工作方案。建议环境监测计划见表 9.4-1。

表 9.4-1 环境监测计划

编号	环境要素	地点	监测项目	监测频次
1	地下水	工程区上游、下游；考虑工程区周边及重要站场（如博孜天然气处理厂）已有的地下水井	石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬	1 次/半年
2	土壤	代表性井场	石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬	1 次/年

注：当地下水监测指标出现异常时，可按照 HJ164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测；当土壤监测指标出现异常时，可按照 GB36600 的表 1 中的污染物项目开展监测。博大采油气管理区可根据现有工程及其他在建、拟建工程统筹考虑地下水监测点位的布置，但须满足本工程监测计划要求。

9.5 环保设施“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，落实本工程环境工程设计，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本工程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

与本工程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）中的有关规定，编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目竣工后，塔里木油田分公司应当按照国务院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。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。

塔里木油田分公司对项目进行自主验收，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，塔里木油田分公司应当组织成立验收工作组。除按照国家规定需要保密的情形外，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，本工程建成运行时，应对环保设施进行验收，验收清单见表 9.5-1。

表 9.5-1 “三同时”验收一览表（建议）

项目	污染源	产生位置	治理要求	验收标准
废气	非甲烷总烃	设备接口、 阀门等	采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，定期检查、检修，密闭加强管线、阀门的检修和维护。	满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中非甲烷总烃无组织排放监控浓度限值（4.0mg/m ³ ）
	硫化氢			满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表1新扩改建厂界二级标准值（0.06mg/m ³ ）
废水	采出水、生产废水	井场	拉运至博孜天然气处理厂，与博孜天然气处理厂采出水一并输送至大北天然气处理站	满足《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）相关标准后回注地层，不外排
	井下作业废液	井场	井下作业废液由专用回收罐收集后，拉运至大北天然气处理站处理达标后回注。	
噪声	井口、井下作业	井场	基础减振，加强设备维护，基础减振	满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类区标准
固废	落地油、清罐底泥、废防渗材料	井场	委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置	妥善处置
	废润滑油		收集后运至大北天然气处理站凝析油处理装置混入原油外输	
土壤	采出水、生产废水、井下作业废液	井场	井场	确保评价范围内土壤质量达到《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地土壤筛选值要求
地下水	工程区周边及重要站场（如博孜天然气处理厂）已有的地下水井			水质未因本工程建设而降低
生态恢复	本工程占地	井场	临时占地平整、复垦，植被自然或人工辅助恢复。	满足《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》（HJ612-2011）
环境管理	纳入博大采油气管理区现有的环境管理规章制度、环境风险事故应急预案			

10. 结论

10.1 建设项目情况

本工程主要建设内容为建设 3 座井场，其中古木 2 井场，新建 50m³ 储油罐 4 座、装车泵橇 1 座、装车鹤管橇 1 套、放散装置 1 套；古木 3 井场、古木 5 井场，单座井场新建 50m³ 储油罐 2 座、密闭装车橇 1 套、装车泵 2 台、放散装置 1 套；配套供配电、自控、通信、土建等公用工程。本工程年产油规模 6.27×10³t/a，年产气规模 9.417×10⁶m³/a。

10.2 产业政策、选址符合性

本工程属于石油和天然气开采项目，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中国家鼓励发展的产业，本工程建设符合《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》（新环环评发〔2024〕93 号）要求，符合国家和自治区的相关产业政策。本工程选址符合生态环境分区管控要求，建成后所在区域的环境功能不会降低，对环境的影响属于可接受的范围，选址基本合理。

10.3 环境质量现状

（1）环境空气质量现状

本工程所在区域为非达标区，监测期间非甲烷总烃 1 小时平均浓度未超过《大气污染物综合排放标准详解》中参考限值，H₂S 1 小时平均浓度未超过《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的浓度限值。

（2）水环境质量现状

地下水监测结果表明：在监测期，评价范围的各水井各项监测因子除总硬度、溶解性总固体、氯化物、钠等出现不同程度的超标，超出《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的Ⅲ类标准限值，除此之外的其他项目均符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准限值的要求，石油类符合《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准。超标原因与区域原生水文地质条件有关。

（3）声环境质量现状

在评价期内，本工程所在区域声环境质量均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类标准要求，井场场界噪声能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中2类标准要求。

（4）土壤环境质量现状

土壤环境质量监测结果表明，本工程占地范围内各监测点位的所有监测因子的污染指数均小于1，满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（试行）第二类用地筛选值标准；工程区占地范围外除砷超标，其余各监测点小于《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（基本工程）”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。

（5）生态环境质量现状

本工程位于阿克苏地区温宿县，工程所在区域地势较为平坦，属于塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区。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，也没有重要物种的天然集中分布区、栖息地等重要生境。本工程距离最近的生态保护红线是西北侧12.5km处的天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线区。生态保护目标主要为区域重要野生动植物和水土流失重点治理区等。

10.4 污染物排放情况

本工程运营期污染物产生及排放情况详见表10.4-1。

表 10.4-1 污染物产排情况一览表

工段	污染源	主要污染物	产生量	排放量	排放去向
废水	生产废水	生产废水	*	*	拉运至博孜天然气处理厂，与博孜天然气处理厂采出水一并输送至大北天然气处理站处理后回注。
	井下作业废液	工业废水量	*	*	采用专用回收罐收集后，拉运至大北天然气处理站处理达标后回注。
		化学需氧量	*	*	
		石油类	*	*	
废气	无组织	非甲烷总烃	*	*	大气

	排放				
固体废物	落地油	石油类	*	*	桶装收集后委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。
	清罐底泥	石油类	*	*	回收至密闭的专用罐车内,委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。
	废防渗材料	石油类	*	*	集中收集后委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。
	废润滑油	石油类	*	*	收集后运至大北天然气处理站凝析油处理装置混入原油外输。

10.5 主要环境影响

(1) 生态环境影响分析

本工程对生态环境的影响主要在施工期,为永久占地平整及地面工程建设等带来的生态环境影响。本工程永久占地约 1.8792hm²,永久性工程占地对工程区的土地利用影响较小。临时占地 2.343575hm²,临时性工程占地仅在施工阶段对工程区及周边土地利用产生短期影响,且大部分用地在施工结束后能恢复原有的利用功能。总体而言,施工结束后,随着生态补偿或生态恢复措施的实施,临时性工程用地扰动区内的原有植被可逐渐恢复,临时性工程占地影响将逐渐减小或消失。

本工程位于阿克苏地区温宿县境内,本工程评价范围和占地范围内均不涉及法定生态保护区、重要生境以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域等生态敏感区。由于本区域的野生动物种类较少,少有大型野生动物在本区域出现,本工程对野生动物的影响较小。综上所述,本工程建设在采取严格的环境保护措施后,生态环境影响可接受。

(2) 大气环境影响分析

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

(3) 声环境影响分析

本工程施工期噪声源主要是施工、各类施工机械和运输车辆产生的噪声。施工期噪声影响是短暂的,随施工结束即消失。

本工程运营期产生的噪声主要为泵撬等设备运转噪声。井场设备噪声源强较低，影响范围有限，正常生产时，单井井场场界噪声值较低，能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的2类区标准要求。井场周边范围内无居民区，不会出现噪声扰民现象。

（4）水环境影响分析

本工程正常状况下，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。施工期产生的生活污水经生活污水池收集后，定期拉运至当地污水处理厂进行处理；试压废水试压结束后用于洒水抑尘。运营期采出水和生产废水拉运至博孜天然气处理厂，与博孜天然气处理厂采出水一并输送至大北天然气处理站处理达标后回注；井下作业废液由专用回收罐收集后，拉运至大北天然气处理站处理达标后回注。在施工及运营过程中，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，本工程对地下水环境的影响较小。

（5）固体废物影响分析

施工期产生的固体废物主要包括施工废料、废防渗材料、废润滑油、生活垃圾和土石方。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后送至博大作业区固体废物填埋场合规处置。废防渗材料和废润滑油委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。生活垃圾集中收集后，委托地方生活垃圾填埋场处理。土石方全部用于井场回填，场地平整。

运营期产生的固体废物主要为落地油、清罐底泥、废防渗材料、废润滑油。落地油、清罐底泥、废防渗材料委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。废润滑油收集后运至大北天然气处理站凝析油处理装置混入原油外输。运营期工作人员由博大采油气管理区内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

退役期地面设施拆除、井场清理等工作中会产生建筑垃圾，应集中清理收集。建筑垃圾收集后送至地方固废填埋场妥善处置；废弃管线内物质清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

本工程对施工期、运营期和退役期产生的各种固体废物均采取了妥善处理、处置措施，只要严格管理，不会对环境产生影响。

（6）土壤影响分析

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，泄漏的油类物质覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响土地功能，进而影响地表植被的生长。本工程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，可以避免工程实施对土壤环境产生污染影响。

(7) 环境风险分析

本工程涉及的突发环境事件风险物质有原油、伴生气和柴油。井喷、井漏、储油罐及工艺管线泄漏以及油气泄漏后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等。井喷、储油罐、工艺管线发生泄漏会对大气、土壤、地下水产生直接影响，遇明火后发生火灾、爆炸，引发的伴生/次生污染物排放；井漏会对地下水造成影响。本工程应落实各项井场制度，降低井喷、井漏发生概率，本工程所在区域地势平坦，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时采取措施、彻底清除泄漏油品、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。因此，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；本次评价建议加强日常环境管理及认真落实环境风险预防措施和编制应急预案并备案，可将环境风险概率降到最低。

10.6 环境保护措施

(1) 生态环境保护措施

施工期严格控制占地面积；占地及补偿应按照地方有关工程征地及补偿要求进行，由相关部门许可后方可开工建设；充分利用现有油田道路，尽可能减少道路临时占地，降低对地表和植被的破坏，施工机械不得在道路以外行驶和作业，保持地表不被扰动，不得随意取弃土。施工结束后，及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌。运营期对于永久占地地面采取砾石覆盖措施，减少风蚀量；定时巡查井场，及时清理落地油；开展生态环境恢复治理工作；设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌。退役期拆除地面设施、清理井场等，拆除的报废设

备和建筑废料等由施工单位运至指定位置进行处理；及时清理作业现场，做到“工完、料尽、场地清”，恢复原有地貌；按规范要求对废弃井采取固井、封井措施。

(2) 大气污染防治措施

本工程采用技术质量可靠的设备、阀门等；定期对生产设施、设备等进行定期的检查、检修，以防止跑、冒、滴、漏的发生。采用密闭拉运工艺。定期进行巡检，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

采出水和生产废水拉运至博孜天然气处理厂，与博孜天然气处理厂采出水一并输送至大北天然气处理站处理达标后回注。井下作业废液由专用回收罐收集后，拉运至大北天然气处理站处理达标后回注。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

施工期施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后送至博大作业区固体废物填埋场合规处置。废防渗材料和废润滑油委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。生活垃圾集中收集后，委托地方生活垃圾填埋场处理。土石方全部用于井场回填，场地平整。

运营期产生的固体废物主要为落地油、清罐底泥、废防渗材料、废润滑油。落地油、清罐底泥、废防渗材料委托持有危险废物经营许可证的单位利用处置。废润滑油收集后运至大北天然气处理站凝析油处理装置混入原油外输。运营期工作人员由博大采油气管理区内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

(6) 土壤污染防治措施

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可能影响区域进行跟踪监测。

(7) 风险防治措施

做好原油、伴生气等泄漏风险防范，制定切实可行、有效的应急预案，加之本工程发生事故的概率较低，本工程建设环境风险水平是可以接受的。

10.7 公众意见采纳情况

建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》的要求，采用网络公告、报纸刊登等形式开展公众参与调查，调查期间未收到公众对本工程的相关建议。

10.8 环境影响经济损益分析

本工程在建设过程中，由于地面设施建设等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的生态环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算本工程总投资为 680.69 万元，其中环保投资 65 万元，占总投资 9.55%。实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来经济效益。

10.9 环境管理与监测计划

针对本工程建设过程中产生的负面环境影响所提出的防治或减缓措施，在该项目的设计、施工和运营中逐步得到落实。为环境保护措施得以有计划地落实和地方生态环境管理部门对其进行监督提供依据。通过环境管理计划的实施，将本工程对周边环境带来的不利影响减缓到相应法规和标准限值要求之内，使本工程建设经济效益和环境效益得以协调、持续和稳定发展。

10.10 项目可行性结论

本工程属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》鼓励类项目，符合国家产业政策；符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《石油天然气开采业污染防治技术政策》等法规和政策要求；符合《新疆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》《塔里木油田分公司“十四五”规划》等要求；本工程不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园等环境敏感区；本工程符合生态环境分区管控方案要求。

评价认为：本工程符合国家产业政策和自治区经济发展规划，公众认同性较好。项目实施后可取得较大的经济效益和社会效益。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，认真落实可行性研究报告和报告书中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态环境保护 and 恢复措施，可以使本工程对环境造成的不利影响降低到最低限度。

因此，报告书认为，本工程建设在环境保护方面可行。