

雄英 104 井集输工程 环境影响报告书

建设单位： 中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

编制单位：新疆天合环境技术咨询有限公司

2025 年 8 月

目 录

1.概述	1
1.1 建设项目特点	1
1.2 环境影响评价的工作过程	1
1.3 分析判定相关情况	2
1.4 关注的主要环境问题和环境影响	3
1.5 环境影响评价的主要结论	4
2.总则	5
2.1 编制依据	5
2.2 评价目的与原则	10
2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选	11
2.4 环境功能区划及评价标准	15
2.5 评价工作等级和评价范围	22
2.6 环境保护目标	30
2.7 评价内容和评价重点	33
2.8 评价时段和评价方法	35
3.建设项目工程分析	36
3.1 区块开发现状及环境影响回顾	36
3.2 现有工程	44
3.3 拟建工程	52
3.4 工程分析	67
3.5 相关法律法规、规划符合性分析	89
3.6 选址、选线合理性分析	106
4.环境现状调查与评价	107
4.1 自然环境概况	107
4.2 生态环境现状调查与评价	109
4.3 地下水环境现状调查与评价	123
4.4 土壤环境现状调查与评价	132
4.5 环境空气质量现状调查与评价	145
4.6 声环境现状调查与评价	146
5.环境影响预测与评价	132
5.1 生态环境影响分析	147
5.2 地下水环境影响分析	147

5.3 地表水环境影响评价	154
5.4 土壤环境影响评价	168
5.5 大气环境影响评价	169
5.6 声环境影响分析与评价	187
5.7 固体废物影响分析	191
5.8 环境风险评价	195
6.环境保护措施可行性论证	216
6.1 生态保护措施可行性论证	216
6.2 地下水环境保护措施可行性论证	225
6.3 地表水环境保护措施可行性论证	225
6.4 土壤环境保护措施可行性论证	232
6.5 大气环境保护措施可行性论证	232
6.6 声环境保护措施可行性论证	237
6.7 固体废物处理措施可行性论证	238
7.温室气体排放影响评价	240
7.1 温室气体排放分析	240
7.2 减污降碳措施	244
7.3 温室气体排放评价结论	245
8 环境影响经济损益分析	246
8.1 环境效益分析	246
8.2 社会效益分析	247
8.3 综合效益分析	247
8.4 环境经济损益分析结论	249
9.环境管理与监测计划	250
9.1 环境管理	250
9.2 企业环境信息披露	254
9.3 污染物排放清单	255
9.4 生态环境监测	255
9.5 环保设施“三同时”验收	256
10.结论	260
10.1 建设项目情况	260
10.2 产业政策、选址符合性	260
10.3 环境质量现状	260

10.4 污染物排放情况 262

10.5 主要环境影响 262

10.6 环境保护措施 264

10.7 公众意见采纳情况 266

10.8 环境影响经济损益分析 266

10.9 环境管理与监测计划 266

10.11 项目可行性结论 266

1.概述

1.1 建设项目特点

英买油气田地处塔克拉玛干沙漠北缘，英买力油气田矿权面积 11930.54km²，东西 208.5km、南北 89.7km，横跨新和、温宿、沙雅 3 县。经过多年开发建设，共建成玉东 2、羊塔 1、羊塔 5、英买 7、英买 21、英买 17、英买 23、羊塔 2、英买 46、英买 463、英买 470、羊塔 3、玉东 7、玉东 1 区块、玉东 6 区块等区块。

近年来，英买油气田在石油勘探过程中有了重大发现，目前正在开发雄英油田雄英 1 区块，该区块是油气上产增储的接力区块。雄英油田雄英 1 区块开发效果较好，已在喀拉玉尔袞构造带志留系、奥陶系目的层获得良好的油气产量。利用试采工程进一步研究雄英 1 井区储层纵横向非均质性、流体组分和相态特征及地层水活动特点，研究油井生产特征和产能规律，为新区块下步研究获取地质资料。跟踪分析志留系柯坪塔格组泥岩、奥陶系致密灰岩与寒武系白云岩的储盖组合气藏的开发规律，评价地面工艺的适应性，为正式开发提供资料支持。

根据雄英油田雄英 1 区块开发指标和勘探进度，为提高雄英油田雄英 1 区块气藏采出率，合理利用地下资源，指导该区域后续油气资源勘探、开发，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司拟实施塔里木油田雄英油田雄英 1 区块雄英 104 井集输工程（以下简称“本工程”），工程总投资 296.87 万元。

本工程主要建设内容为：①新建雄英 104 井标准化采油井场，井场内建设采油树、电控信一体化撬等设备；②新建单井采油管线 1.987km，管道规格为 DN80 5.5MPa 玻璃钢管，接入雄探 1 抗硫阀组扩建部分；③配套建设土建、电力、自控、通信与安防、消防等配套工程。本工程建成后区块新增原油 50t/d、天然气 2000m³/d。

1.2 环境影响评价的工作过程

本工程属于陆地石油开采项目，位于新疆阿克苏地区温宿县境内，根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030 年)》和“新水水保〔2019〕4 号”有关内容，项目所在区域属于塔里木河流域水土流失重点治理区范围。根据《中华人民共和国环境影响评价法》(2018 年 12 月 29 日修正)、《建设项目环境影响评价分类管理名录(2021 年版)》(部令第 16 号)，拟建工程属于分类管理名录“五 石油和天然气开采

业 07 陆地石油开采 0711”中的“涉及环境敏感区的(含内部集输管线建设)”，应编制环境影响报告书。

2025 年 5 月 22 日，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司（以下简称“建设单位”）委托新疆天合环境技术有限公司（以下简称“天合公司”）承担本工程的环境影响评价工作（见附件 1）。

天合公司接受环评委托后，在建设单位的协助下，按照环境影响评价的相关技术导则及有关工作程序，组织专业人员，对项目区现场实地踏勘、开展现状调查工作、收集资料及其他支撑性文件资料，对建设项目进行工程分析，根据各环境要素的评价等级对各要素环境影响进行预测和评价，提出环境保护措施并进行经济技术论证。受天合公司委托，新疆中测测试有限责任公司于 2025 年 7 月对本工程评价区域环境质量现状进行了监测。

在以上基础上，天合公司编制完成了《雄英 104 井集输工程环境影响报告书》（以下简称“报告书”）。

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。

1.3 分析判定相关情况

（1）产业政策符合性判定结论

本工程属于天然气开采项目，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”第七条“石油、天然气”第一款“常规石油、天然气勘探与开采”，属于鼓励类项目，符合国家当前产业政策要求。

（2）政策、法规符合性分析

本工程符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《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

本工程位于阿克苏地区温宿县，属于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司滚动开发项目，符合《新疆维吾尔自治区国土空间规划（2021-2035 年）》《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲

要》《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司“十四五”规划》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》相关要求。

（4）选址合理性分析判定结论

本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，避开了生态保护红线。本工程在选址、选线过程中注意避让项目区植被，尽量减少对植被的生态扰动，选址、选线基本合理。

（5）生态环境分区管控符合性判定结论

根据《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（2023 年动态更新版）、《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》（新环评发〔2021〕162 号）以及《关于印发阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023 年版）的通知》（阿地环字〔2024〕32 号）要求，本项目位于温宿县一般管控单元（环境管控单元编码为 ZH65292230001），距生态保护红线（塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区）最近为 38.4km，不在生态保护红线内。项目区土壤、声环境质量可以达到功能区要求，环境空气质量属于非达标区，超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。

本工程符合管控单元生态环境准入清单一般管控单元的空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控和资源利用效率的要求，符合“三线一单”要求。

1.4 关注的主要环境问题和环境影响

本工程为石油天然气开采项目，环境影响主要来源于施工期的井场、集输管线建设，以及运营期油气集输等工艺过程。环境影响包括：施工期和运营期污染物排放造成的环境污染和占地及施工造成的生态影响。根据现状调查，本工程不占用自然保护区、风景名胜区、水源保护区、基本农田、基本草原等敏感区，主要环境敏感保护目标为塔里木河流域重点治理区。重点关注施工过程中的各项污染物产生以及可能发生的风险对区域环境产生的影响、施工过程中产生的生态环境问题以及生态恢复措施；施工过程中产生的扬尘、运输车辆尾气、试压废水、生活污水、施工废料、生活垃圾等；运营期井场无组织挥发的非甲烷总烃、井下作业废水、含油废物、生活垃圾等对环境产生的影响。

1.5 环境影响评价的主要结论

本工程属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中“鼓励类”项目，符合国家产业政策；符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《石油天然气开采业污染防治技术政策》等法规和政策要求；符合《新疆生态环境保护“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区国土空间规划（2021-2035 年）》《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司“十四五”规划》等相关规划要求；项目不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园等环境敏感区；项目符合“三线一单”要求；中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司按照《环境影响评价公众参与办法》，在本工程环评过程中开展了公众参与调查，至信息公告的截止日期没有收到相关反馈信息。

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

2.总则

2.1 编制依据

2.1.1 环境保护法律

环境保护法律一览表见表 2.1-1。

表 2.1-1 环境保护法律一览表

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

2.1.2 环境保护法规、规章

表 2.1-2 环境保护法规、规章一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
一	行政法规与国务院发布的规范性文件		
1	建设项目环境保护管理条例（2017 年修正）	国务院令 682 号	2017-10-01
2	中华人民共和国野生植物保护条例（2017 年修正）	国务院令 687 号	2017-10-07
3	危险化学品安全管理条例（2013 年修正）	国务院令 645 号	2013-12-07
4	中华人民共和国土地管理法实施条例（2021 年修订）	国务院令 第 743 号	2021-09-01
5	国务院关于印发水污染防治行动计划的通知	国发〔2015〕17 号	2015-04-02
6	国务院关于印发《空气质量持续改善行动计划》的通知	国发〔2023〕24 号	2023-11-30
7	国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知	国发〔2016〕31 号	2016-05-28
8	中共中央、国务院关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战的意见	中发〔2018〕17 号	2018-06-16
9	中华人民共和国森林法实施条例	国务院令 第 278 号	2018-03-19
10	国务院关于加强环境保护重点工作的意见	国发〔2012〕35 号	2011-10-17
11	排污许可管理条例	国务院令 第 736 号	2021-03-01
12	中共中央 国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见	国务院〔2021〕32 号	2021-11-02
13	地下水管理条例	中华人民共和国国务院令 第 748 号公布	2021-12-01
14	中华人民共和国土地管理法实施条例（2021 年修订）	国务院令 第 743 号	2021-09-01
15	中华人民共和国陆生野生动物保护实施条例（2016 年修正）	国务院令 第 666 号	2016-02-06
16	突发事件应急预案管理办法	国办发〔2024〕5 号	2024-01-31
17	中共中央办公厅 国务院办公厅关于加强生态环境分区管控的意见	——	2024-03-06
二	部门规章与部门发布的规范性文件		
1	建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）	生态环境部令 第 16 号	2021-01-01
2	环境影响评价公众参与办法	生态环境部令 第 4 号	2019-01-01
3	关于印发《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》的通知	环发〔2015〕4 号	2015-01-08
4	国家危险废物名录（2025 年版）	生态环境部、国家发展和改革委员会、公安部、交通运输部、国家卫生健康委员会令 第 36 号公布	2025-01-01
5	产业结构调整指导目录（2024 年本）	国家发展和改革委员会令 第 7 号	2024-02-01
6	关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知	环发〔2012〕77 号	2012-07-03

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
7	关于加强西部地区环境影响评价工作的通知	环发〔2011〕150 号	2011-12-29
8	关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知	环发〔2012〕98 号	2012-08-07
9	关于加强国家重点生态功能区环境保护和管理的意见	环发〔2013〕16 号	2013-01-22
10	关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见	环环评〔2018〕11 号	2018-01-25
11	关于印发地下水污染防治实施方案的通知	环土壤〔2019〕25 号	2019-03-28
12	关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知	环办环评函〔2019〕910 号	2019-12-13
13	关于印发《生态保护红线划定指南》的通知	环办生态〔2017〕48 号	2017-05-27
14	石油天然气开采业污染防治技术政策	环保部公告 2012 年第 18 号	2012-03-17
15	关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见	林沙发〔2013〕136 号	2013-09-01
16	危险废物转移管理办法	生态环境部 公安部 交通运输部 23 号令	2021-11-30
17	建设项目危险废物环境影响评价技术指南	生态环境部公告 2017 年第 43 号	2017-10-01
18	危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采	生态环境部公告 2021 年第 74 号	2021-12-21
19	关于在南疆四地州深度贫困地区实施《环境影响评价技术导则 大气环境（HJ2.2-2018）》差别化政策有关事宜的复函	环办环评函〔2019〕590 号	2019-06-30
20	关于将巴音郭楞蒙古自治州 吐鲁番市 哈密市纳入执行《环境影响评价技术导则 大气环境（HJ2.2-2018）》差别化政策范围的复函	环办环评函〔2020〕341 号	2020-6-29
21	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
22	挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策	生态环境部公告 2013 年第 31 号	2013-05-24
23	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
24	石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行）	国家发改委公告 2009 第 3 号	2009-02-19
25	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
26	国家重点保护野生动物名录	国家林业和草原局 农业农村部公告 2021 年第 3 号	2021-02-05
27	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

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
28	关于发布《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》的公告	国环规环评〔2017〕4 号	2017-11-20
29	突发环境事件应急管理办法	环境保护部令第 34 号	2015-06-05
30	关于规范临时用地管理的通知	自然资规〔2021〕2 号	2021-11-04
三	地方性法规及通知		
1	新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018 年修正）	自治区 13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
2	新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2018 年修正）	自治区 13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
3	关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知	环环评〔2016〕150 号	2016-10-27
4	新疆维吾尔自治区大气污染防治条例	自治区 13 届人大第 7 次会议	2019-01-01
5	新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例（2017 年修订）	自治区 12 届人大第 29 次会议	2017-07-01
6	关于发布《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》	生态环境部公告 2021 年第 24 号	2021-06-11
7	新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录	新政发〔2023〕63 号	2023-12-29
8	新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录（修订）	新政发〔2022〕75 号	2022-09-18
9	新疆生态功能区划	新政函〔2005〕96 号	2005-07-14
10	关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知	新政发〔2016〕21 号	2016-01-29
11	关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知	新政发〔2017〕25 号	2017-03-01
12	新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）	新环发〔2024〕93 号	2024-06-09
13	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
14	关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知	新环发〔2018〕133 号	2018-09-06
15	关于含油污泥处置有关事宜的通知	新环办发〔2018〕20 号	2018-12-20
16	自治区党委、自治区人民政府印发《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战实施方案》的通知	新党发〔2018〕23 号	2018-09-04
17	转发《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》的通知	新环评价发〔2020〕142 号	2020-07-29
18	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
19	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

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
20	新疆维吾尔自治区实施《中华人民共和国水土保持法》办法	2013 年 7 月 31 日修订	2013-10-01
21	新疆维吾尔自治区主体功能区规划	自治区发展和改革委员会	2012-10
22	新疆维吾尔自治区国土空间规划（2021-2035 年）	国函（2024）70 号	2024-05-17
23	阿克苏市国土空间总体规划（2021-2035 年）	新政函（2024）140 号	2024-7-13
24	新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果	新环环评发（2024）157 号	2024-11-15
25	关于印发《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》（2021 年版）的通知	新环环评发（2021）162 号	2021-07-26
26	阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023 年版）	阿地环字（2024）32 号	2024-10-28
27	关于印发《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》的通知	阿地环委办（2022）2 号	2022-5-19
28	关于《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司“十四五”规划环境影响报告书》的审查意见	新环审（2022）147 号	2022-07-25
29	新疆维吾尔自治区人民政府办公厅 新疆生产建设兵团办公厅关于印发《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

2.1.3 环境保护技术规范

环境保护技术规范见表 2.1-3。

表 2.1-3 环境保护技术规范一览表

序号	依据名称	标准号	实施时间
1	建设项目环境影响评价技术导则 总纲	HJ2.1-2016	2017-01-01
2	环境影响评价技术导则 大气环境	HJ2.2-2018	2018-12-01
3	环境影响评价技术导则 地表水环境	HJ2.3-2018	2019-03-01
4	环境影响评价技术导则 声环境	HJ2.4-2021	2022-07-01
5	环境影响评价技术导则 生态影响	HJ19-2022	2022-07-01
6	环境影响评价技术导则 地下水环境	HJ610-2016	2016-01-07
7	环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目	HJ349-2023	2024-01-01
8	建设项目环境风险评价技术导则	HJ169-2018	2019-03-01
9	环境影响评价技术导则 土壤影响（试行）	HJ964-2018	2019-07-01
10	水土保持综合治理技术规范	GB/T16453.1~6-2008	2009-02-01
11	开发建设项目水土保持技术规范	GB50433-2008	2008-07-01
12	危险化学品重大危险源辨识	GB18218-2018	2018-11-19

序号	依据名称	标准号	实施时间
13	危险废物收集 贮存 运输技术规范	HJ 2025-2012	2013-03-01
14	石油天然气工业健康、安全与环境管理体系	SY/T6276-2014	2015-03-01
15	石油化工企业环境保护设计规范	SH/T3024-2017	2018-01-01
16	危险废物贮存污染控制标准	GB18597-2023	2023-02-03
17	油气田含油污泥综合利用污染控制要求	DB 65/T 3998-2017	2017-05-30
18	碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法	SY/T5329-2022	2022-11-04
19	陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求	SY/T301-2016	2017-05-01
20	陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范	DZ/T0317-2018	2018-10-01
21	油田注水工程设计规范	GB50391-2014	2015-05-01
22	石油天然气工业套管和油管的维护和使用	GB/T 17745-2011	2011-10-01
23	石油化工工程防渗技术规范	GB/T 50934	2014-06-01
24	油田注水工程施工技术规范	SY/T 4122-2020	2021-02-01
25	陆上石油天然气生产环境保护推荐做法	SY/T6628-2005	2005-11-01
26	废弃井及长停井处置指南	SY/T6646-2017	2018-03-01
27	生物多样性观测技术导则	HJ710.1~13-2014	2015-01-01
28	污染源源强核算技术指南 准则	HJ884-2018	2018-03-17
29	排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业	HJ1248-2022	2022-07-01

2.1.4 相关文件及技术资料

(1) 塔里木油田雄英 104 井集输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；

(2) 塔里木油田雄英 104 井集输工程相关资料，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司。

2.2 评价目的和评价原则

2.2.1 评价目的

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

(2) 通过工程分析，明确本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、运营期以及服役

期满后对环境的影响程度，并提出应采取的污染防治和生态保护措施；分析论证施工期对自然资源的破坏程度。

（3）评述拟采取的环境保护措施的可性、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。

通过上述评价，论证项目对环境方面的可行性，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、集输等内容，对环境的影响主要表现在施工期、运营期和退役期。施工期以井场工程建设、管线敷设以及配套工程建设过程中造成的生态影响为主，运营期以油气开采和集输过程中产生的污染为主，环境影响因素识别详见表 2.3-1。

2.3.2 评价因子

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

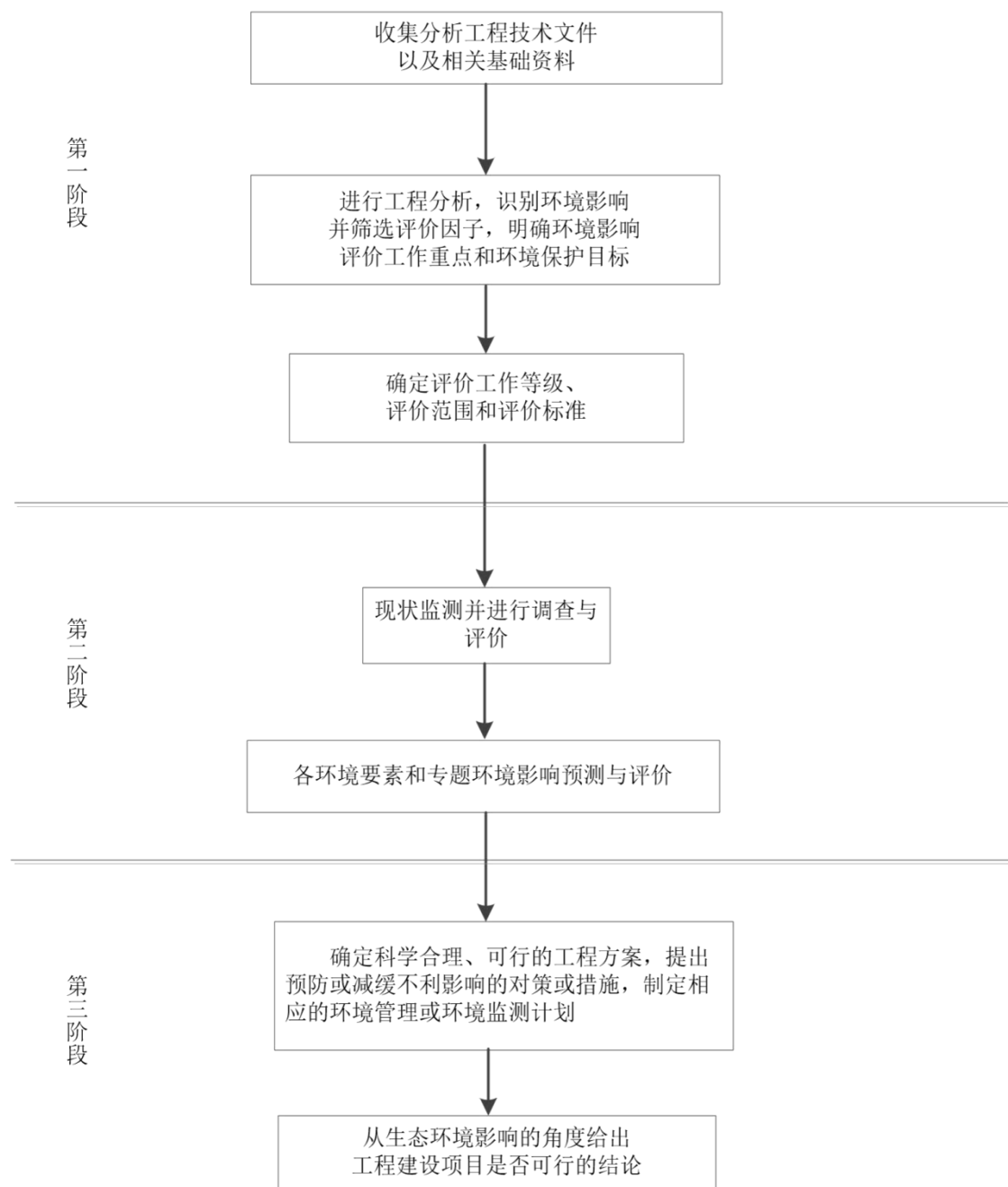


图 2.2-1 环境影响评价工作程序图

表 2.3-1 影响因素识别

序号	时段	主要影响因素	主要环境影响因子	分析结果
1	施工期	井场	占地、动植物影响	-
		管线建设	破坏土壤和植被	-
			引起水土流失	-
			影响土地利用	-
			声环境	-
			改变自然景观	-
			影响道路交通	-
		生活污水	COD、BOD ₅ 、NH ₃ -N	-
		施工机械和车辆尾气	NO ₂ 、CO、SO ₂ 、烃类挥发	-
		施工垃圾和生活垃圾	污染土壤环境	-
		施工机械和车辆噪声	影响声环境质量	-
2	运营期 (正常工 况)	井下作业废水	石油类	-
		井场无组织废气排放	NMHC、H ₂ S	-
		设备噪声	影响声环境质量	-
		落地油、废防渗材料	土壤、地下水	-
		原油生产	对当地社会经济的拉动、 使用地区大气环境的改善	-
3	运营期 (事故工 况)	井喷、集输管线破损泄漏	污染土壤环境、水环境、火灾爆炸 危险	-
4	退役期	封堵井眼，拆除地面装置	固废	-
		场地恢复	生态	+

注：“--”为负影响较大；“-”为负影响较小；“++”正影响较大；“+”为正影响较小。

表 2.3-2

评价因子一览表

环境要素 单项工程	时期	大气	地表水	地下水	土壤	生态	噪声	固体废物	环境风险	温室气体
油气集输工程	施工期	颗粒物	/	石油类	/	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	昼、夜间等效声级 (L_d 、 L_n)	一般工业固废（施工土方），生活垃圾	/	/
	运营期	非甲烷总烃、硫化氢			石油烃 ($C_{10} \sim C_{40}$)、盐分含量	生态系统完整性		落地油、废防渗材料	原油、天然气、硫化氢	甲烷

2.4 环境功能区划及评价标准

2.4.1 环境功能区划

2.4.1.1 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》，本工程位于塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区，塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区，阿克苏河冲积平原绿洲农业生态功能区（56）。

2.4.1.2 地下水环境功能区划

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

2.4.1.3 地表水环境功能区划

项目区周边 5km 范围内无地表水体，故不对区域内地表水进行现状调查。

2.4.1.4 环境空气功能区划

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

2.4.1.5 声环境功能区划

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

2.4.2 环境质量标准

根据项目所在区域的自然环境特点，采用以下评价因子及环境标准。

（1）环境空气

环境空气质量评价中 SO₂、NO₂、PM_{2.5}、PM₁₀、CO、O₃ 六项指标执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。硫化氢执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）附录 D 中 1 小时值 10μg/m³ 的参考限制标准要求。对于未作出规定的 NMHC 参照执行《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m³ 的标准。指标标准取值见表 2.4-1。

表 2.4-1 环境空气质量标准

序号	评价因子	二级标准限值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)			标准来源
		年平均	24 小时平均	1 小时平均	
1	二氧化硫 (SO_2)	60	150	500	《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及修改单
2	二氧化氮 (NO_2)	40	80	200	
3	细颗粒物 ($\text{PM}_{2.5}$)	35	75	/	
4	可吸入颗粒物 (PM_{10})	70	150	/	
5	一氧化碳 (CO)	/	4000	10000	
6	臭氧 (O_3)	/	160	200	
7	非甲烷总烃 (NMHC)	/	/	2000	参考《大气污染物综合排放标准详解》
8	硫化氢	/	/	10	《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018)附录 D

(2) 水环境

项目区周边 5km 范围内无地表水体。

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

表 2.4-2 地下水质量标准值

序号	监测项目	标准值	序号	监测项目	标准值
1	色 (铂钴色度单位)	≤ 15	21	总大肠菌群 (MPN/100mL 或 CFU/100mL)	≤ 3.0
2	嗅和味	无	22	菌落总数 (CFU/mL)	≤ 100
3	浑浊度 (NTU)	≤ 3	23	亚硝酸盐 (以 N 计) (mg/L)	≤ 1.0
4	肉眼可见物	无	24	硝酸盐 (以 N 计) (mg/L)	≤ 20.0
5	pH (无量纲)	$5.5 \leq \text{pH} < 6.5$	25	氰化物 (mg/L)	≤ 0.05
6	总硬度 (以 CaCO_3 计) (mg/L)	≤ 450	26	氟化物 (mg/L)	≤ 1.0
7	溶解性总固体 (mg/L)	≤ 1000	27	碘化物 (mg/L)	≤ 0.08
8	硫酸盐 (mg/L)	≤ 250	28	汞 (mg/L)	≤ 0.001
9	氯化物 (mg/L)	≤ 250	29	砷 (mg/L)	≤ 0.01
10	铁 (mg/L)	≤ 0.3	30	硒 (mg/L)	≤ 0.01

序号	监测项目	标准值	序号	监测项目	标准值
11	锰 (mg/L)	≤0.10	31	镉 (mg/L)	≤0.005
12	铜 (mg/L)	≤1.00	32	铬 (六价) (mg/L)	≤0.05
13	锌 (mg/L)	≤1.00	33	铅 (mg/L)	≤0.01
14	铝 (mg/L)	≤0.20	34	三氯甲烷 (μg/L)	≤60
15	挥发性酚类 (以苯酚计) (mg/L)	≤0.002	35	四氯化碳 (μg/L)	≤2.0
16	阴离子表面活性剂 (mg/L)	≤0.3	36	苯 (μg/L)	≤10.0
17	耗氧量 (COD _{Mn} 法, 以 O ₂ 计) (mg/L)	≤3.0	37	甲苯 (μg/L)	≤700
18	氨氮 (以 N 计) (mg/L)	≤0.50	38	总 α 放射性 (Bq/L)	≤0.5
19	硫化物 (mg/L)	≤0.02	39	总 β 放射性 (Bq/L)	≤1.0
20	钠 (mg/L)	≤200	40	石油类 (mg/L)	≤0.05

(3) 声环境

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

(4) 土壤环境

土壤环境酸化、碱化及盐化参照《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ 964-2018)中的附录 D 有关要求,详见表 2.4-3 和表 2.4-4;油田内地面工程、井场等建设用为第二类用地,结合项目所在区域环境特征,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 2.4-5;占地范围外执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表 1 筛选值标准。根据监测结果,在监测期间,本工程区域土壤 pH>7.5,因此占地范围外土壤执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表 1 中所列筛选值标准,见表 2.4-6,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

土壤盐化分级标准

分级	土壤含盐量(SSC)/(g/kg)	
	滨海、半湿润和半干旱地区	干旱、半荒漠和荒漠地区
未盐化	SSC<1	SSC<2

轻度盐化	$1 \leq \text{SSC} < 2$	$2 \leq \text{SSc} < 3$
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	$\text{SSC} \geq 6$	$\text{SSC} \geq 10$
注：根据区域自然背景状况适当调整。		

表 2.4-4 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
$4.0 \leq \text{pH} < 4.5$	中度酸化
$4.5 \leq \text{pH} < 5.5$	轻度酸化
$5.5 \leq \text{pH} < 8.5$	无酸化或碱化
$8.5 \leq \text{pH} < 9.0$	轻度碱化
$9.0 \leq \text{pH} < 9.5$	中度碱化
$9.5 \leq \text{pH} < 10.0$	重度碱化
$\text{pH} \geq 10.0$	极重度碱化
注：土壤酸化、碱化强度指受人为影响后呈现的土壤 pH 值，可根据区域自然背景状况适当调整。	

表 2.4-5 《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》

序号	污染物项目	筛选值（mg/kg）		管制值（mg/kg）	
		第一类用地	第二类用地	第一类用地	第二类用地
重金属和无机物					
1	砷	20	60	120	140
2	镉	20	65	47	172
3	铬（六价）	3.0	5.7	30	78
4	铜	2000	18000	8000	36000
5	铝	400	800	800	2500
6	汞	8	38	33	82
7	镍	150	900	600	2000
挥发性有机物					
8	四氯化碳	0.9	2.8	9	36
9	氯仿	0.3	0.9	5	10
10	氯甲烷	12	37	21	120

序号	污染物项目	筛选值 (mg/kg)		管制值 (mg/kg)	
		第一类用地	第二类用地	第一类用地	第二类用地
11	1, 1-二氯乙烷	3	9	20	100
12	1, 2 二氯乙烷	0.52	5	6	21
13	1, 1-二氯乙烯	12	66	40	200
14	顺-1, 2-二氯乙烯	66	596	200	2000
15	反-1, 2-二氯乙烯	10	54	31	163
16	二氯甲烷	94	616	300	2000
17	1, 2-二氯丙烷	1	5	5	47
18	1, 1, 1, 2-四氯乙烷	2.6	10	26	100
19	1, 1, 2, 2-四氯乙烷	1.6	10	26	100
20	四氯乙烯	11	53	34	183
21	1, 1, 1-三氯乙烷	701	840	840	840
22	1, 1, 2-三氯乙烷	0.6	2.8	5	15
23	三氯乙烯	0.7	2.8	7	20
24	1, 2, 3-三氯丙烷	0.05	0.5	0.5	5
25	氯乙烯	0.12	0.43	1.2	4.3
26	苯	1	4	10	40
27	氯苯	68	270	200	1000
28	1, 2-二氯苯	560	560	560	560
29	1, 4-二氯苯	5.6	20	56	200
30	乙苯	7.2	28	72	280
31	苯乙烯	1290	1290	1290	1290
32	甲苯	1200	1200	1200	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	163	570	500	570
34	邻二甲苯	222	640	640	640
半挥发性有机物					
35	硝基苯	34	76	190	760
36	苯胺	92	260	211	663
37	2-氯酚	250	2256	500	4500
38	苯并[a]蒽	5.5	15	55	151
39	苯并[a]芘	0.55	1.5	5.5	15
40	苯并[b]荧蒽	5.5	15	55	151
41	苯并[k]荧蒽	55	151	550	1500

序号	污染物项目	筛选值 (mg/kg)		管制值 (mg/kg)	
		第一类用地	第二类用地	第一类用地	第二类用地
42	蒾	490	1293	4900	12900
43	二苯并[a, h]蒽	0.55	1.5	5.5	15
44	茚并[1, 2, 3-cd]芘	5.5	15	55	151
45	萘	25	70	255	700
46	石油烃	826	4500	5000	9000

表 2.4-6 《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》

序号	污染物项目①		风险筛选值 (单位: mg/kg)			
			pH≤5.5	5.5<pH≤6.5	6.5<pH≤7.5	pH>7.5
1	镉	其他	0.3	0.3	0.3	0.6
2	汞	其他	1.3	1.8	2.4	3.4
3	砷	其他	40	40	30	25
4	铅	其他	70	90	120	170
5	铬	其他	150	150	200	250
6	铜	其他	50	50	100	100
7	镍		60	70	100	190
8	锌		200	200	250	300

注：①重金属和类重金属均按照元素总量统计。
②对于水旱轮作物，采用其中较严格的风险筛选值。

2.4.3 污染物排放标准

(1) 废气

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

运营期井场非甲烷总烃无组织排放执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界污染物控制要求中相应限值；硫化氢无组织排放执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）改扩建项目厂界二级标准限值。

具体标准限值要求见表 2.4-7。

表 2.4-7 大气污染物排放标准值

污染物	最高允许排放浓度 (mg/m³)	标准来源
颗粒物	1.0	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中的新污染源无组织排放监控浓度限值

污染物	最高允许排放浓度 (mg/m ³)	标准来源
非甲烷总烃 (厂界处)	4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》 (GB39728-2020) 中边界污染物控制要求中相应限值
硫化氢 (厂界处)	0.06	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 改扩建项目厂 界二级标准限值

(2) 废水

施工期生活污水依托英买采油气管理区生活公寓的一体化生活污水处理装置处置，处理后出水水质满足《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019) 表 2 中 B 级标准限值后冬储夏灌。具体标准限制要求见表 2.4-8。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。

表 2.4-8 《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019) (日均值)

序号	监测项目	标准 《污水综合排放标准》(GB8978—1996) B 级标准限值
1	pH	6-9
2	化学需氧量	180 mg/L
3	悬浮物	90mg/L
4	粪大肠菌群	40000MPN/L
5	蛔虫卵个数	2 个/L

(3) 噪声

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

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

(4) 固体废物

根据项目产生的各种固体废物的性质和去向，生活垃圾执行《生活垃圾填埋污染控制标准》(GB16889-2024)；一般工业固体废物贮存执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB 18599-2020)；危险废物贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)。

(5) 重大危险源识别标准

本工程涉及危险物质主要是原油、天然气、硫化氢，其具体风险性参照《建设

项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 B 有关要求。

2.5 评价工作等级和评价范围

2.5.1 生态影响评价等级和评价范围

（1）评价等级判定

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

表 2.5-1 生态环境评价等级判定

序号	导则规定	本项目情况	评价等级
1	a) 涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时，评价等级为一级	不涉及	/
	b) 涉及自然公园时，评价等级为二级	不涉及	/
	c) 涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级	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	/	/
	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	三级
2	建设项目涉及经论证对保护生物多样性具有重要意义的区域时，可适当上调评价等级	不涉及	/
3	建设项目同时涉及陆生、水生生态影响时，可针对陆生生态、水生生态分别判定评价等级	不涉及	/
4	在矿山开采可能导致矿区土地利用类型明显改变，或拦河闸坝建设可能明显改变水文情势等情况下，评价等级应上调一级	不涉及	/
5	线性工程可分段确定评价等级。线性工程地下穿越或地表跨越生态敏感区，在生态敏感区范围内无永久、临时占地时，评价等级可下调一级	不涉及	/
6	涉海工程评价等级判定参照 GB/T19485	不涉及	/

由上表可见，本工程生态环境影响评价工作等级确定为三级。

（2）评价范围确定

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

2.5.2 地下水环境影响评价等级和评价范围

（1）评价等级判定

①建设项目地下水环境影响评价行业分类

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023)，本工程采油井场类别为I类；采油管线类别为II类。

②地下水环境敏感程度

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

表 2.5-2 地下水环境敏感程度分级

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

③评价等级判定

依据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中建设项目评价工作等级分级表（表 2.5-3），确定本工程地下水评价等级见表 2.5-4。综上，本工程井场工程地下水环境影响评价工作等级为二级，采油管线工程地下水影响评价工作等级为三级。

表 2.5-3 地下水环境影响评价工作等级划分依据

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

表 2.5-4 本工程地下水评价工作等级一览表

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

(2) 评价范围确定

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)，地下水现状评价范围可采用公式计算法、查表法、自定义法等确定。本工程所在区域位于透水不含水层，区域范围内无地下水井，无法获取相关参数并满足公式计算法的要求，因此按照查表法确定本项目井场评价范围为 6km²，根据地下水流向为自西北向东南，选取项目区下游 2km，两侧 1km，上游 1km 为评价范围。集输管线地下水评价范围为管线两侧 200m。评价范围见图 2.5-1。

2.5.3 地表水环境影响评价等级和评价范围

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

项目运营阶段正常情况无废水排放，本次地表水环境影响评价重点论证项目废水综合利用不外排的可行性和可靠性。

2.5.4 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，工程所在区域土壤 pH 均值为 8.25，5.5<pH<8.5，不属于土壤酸化和碱化地区；土壤含盐量均值为 2.7g/kg，2g/kg<土壤含盐量≤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

本工程土壤项目类别按照采油进行考虑。根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），本工程井场建设属于I类项目，单井采油管线建设属于II类项目。

(2) 占地规模

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

本工程永久占地面积不足 5hm^2 ，占地规模为小型。

(3) 建设项目敏感程度

①污染影响型

本工程占地类型为牧草地，土壤环境敏感程度为“敏感”。

②生态影响型

根据监测数据，项目区域 $2\text{g/kg} < \text{土壤含盐量} \leq 4\text{g/kg}$ ，生态影响型土壤敏感程度为“较敏感”。

(4) 评价工作等级判定

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），生态影响型和污染影响型土壤环境影响评价工作等级划分见表 2.5-5 和表 2.5-6。

表 2.5-5 生态影响型土壤环境评价工作等级划分依据一览表

项目类别	I类项目	II类项目	III类项目
环境敏感程度			
敏感	一级	二级	三级
较敏感	二级	二级	三级
不敏感	二级	三级	/

表 2.5-6 污染影响型土壤环境评价工作等级划分依据一览表

占地规模	I类			II类			III类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感程度									
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、II类，生态影响型环境敏感程度为“较敏感”；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，生态影响型土壤环境影响评价工作等级为二级，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评价范围为井场占地范围内全部以及占地范围外 2km 范围，同时兼顾管线两侧向外延伸 0.2km 作为调查评价范围。土壤环境污染影响型评价范围为井场占地范围内全部以及占地范围外 1km 范围，同时兼顾管线两侧向外延伸 0.2km 作为调查评价范围。

2.5.5 大气环境影响评价等级和评价范围

(1) 评价等级

本工程新增废气排放源主要为井场以及集输过程中的非甲烷总烃、硫化氢无组织排放。根据工程特点、污染特征及周围环境状况，采用《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 A 推荐的估算模型 AERSCREEN 计算项目污染源的最大环境影响，选非甲烷总烃（NMHC）、硫化氢为候选因子核算，计算出其最大地面浓度占标率 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 2.5-7。

表 2.5-7

评价工作等级

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

评价工作等级	评价工作分级判据
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 2.5-8。

表 2.5-8 估算模型参数表

参数		取值
城市农村/选项	城市/农村	农村
	人口数（城市人口数）	/
最高环境温度（℃）		40.9
最低环境温度（℃）		-27.4
土地利用类型		草地
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	☒ 是 ☐ 否
	地形数据分辨率（m）	90
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	☐ 是 ☒ 否
	海岸线距离（km）	/
	海岸线方向（°）	/

本次预测估算结果详见表 2.5-9。

表 2.5-9 估算模式计算结果表

下风向距离（m）	非甲烷总烃		硫化氢	
	预测地面空气质量浓度（ $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ）	占标率（%）	预测地面空气质量浓度（ $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ）	占标率（%）
10	4.2334	0.21	0.049105	0.49
25	6.1771	0.31	0.071651	0.72
43	6.693	0.33	0.077636	0.78
50	6.589701	0.33	0.076437	0.76
75	5.4343	0.27	0.063035	0.63
100	4.4504	0.22	0.051622	0.52
200	3.6972	0.18	0.042886	0.43
300	3.2551	0.16	0.037758	0.38
400	2.9204	0.15	0.033875	0.34
500	2.6352	0.13	0.030567	0.31

1000	1.7143	0.09	0.019885	0.2
1500	1.3139	0.07	0.015241	0.15
2000	1.0671	0.05	0.012378	0.12
2500	0.89816	0.04	0.010418	0.1
下风向最大地面空气质量 浓度及占标率	6.693	0.33	0.077636	0.78
D _{10%} 最远距离 (m)	未出现		未出现	
最大地面空气质量浓度距 源距离 (m)	43		43	

经计算可知，本工程非甲烷总烃最大占标率为：0.33%，硫化氢最大占标率为：0.878%， $P_{\max}$ 值为 $0.78\% \leq 1\%$ ，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)的要求，本次环评确定大气影响评价的工作等级为三级。

(2) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)相关规定，本工程不设置大气环境评价范围。

2.5.6 声环境影响评价等级和评价范围

本工程噪声源主要包括施工期内机械噪声、运营期井场采油树。

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

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

2.5.7 环境风险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 2.5-10。

表 2.5-10 环境风险评价工作等级划分依据表

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

(2) 风险评价等级划分确定

按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 C 对本项目涉及的危险物质进行风险识别，并确定其 Q 值。计算所涉及的每种危险物质在场界内的最大存在总量与其在附录 B 中对应临界量的比值 Q。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，本工程施工期和退役期不涉及危险物质，运营期涉及的危险物质主要为原油。原油主要存在于新建的采油管线中。本工程 Q 值情况详见表 2.5-11。

表 2.5-11 本工程各危险单元 Q 值情况一览表

序号	物质名称	临界量 (t)	最大储存量 (t)	Q
1	原油	2500	8.28	0.0033
2	天然气	10	0.33	0.033
3	硫化氢	2.5	0.000032	0.000013
合计				0.036313

根据上表计算结果，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。

(3) 评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）评价等级确定评价范

围，项目风险评价工作等级为简单分析，不设置评价范围。

综上，各要素评价范围见表 2.5-12 及图 2.5-1。

表 2.5-12 各环境要素评价范围一览表

序号	环境要素		评价等级	评价范围
1	环境空气		三级	不设置评价范围
2	地下水		二级	井场下游 2km，两侧 1km，上游 1km 的范围，管线两侧 200m 的范围
3	地表水环境		三级 B	——
4	生态环境		三级	本工程以井场场界周围 50m 范围、管道等线性工程两侧外延 300m 为评价范围
5	声环境		二级	井场边界外扩 200m
6	土壤环境	生态影响型	二级	井场占地范围内全部以及占地范围外 2km，管线两侧各 0.2km
		污染影响型	一级	井场占地范围内全部以及占地范围外 1km，管线两侧各 0.2km
7	环境风险		简单分析	——

2.6 环境保护目标

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），生态保护目标主要为受影响的重要物种、生态敏感区以及其他需要保护的物种、种群、生物群落及生态空间等。结合现状调查，评价区域生态保护目标主要为天然牧草地、重要物种（塔里木兔）、水土流失重点治理区。

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。经判定本次环境空气环境影响评价等级为二级，5km 大气环境影响评价范围内无居住区、文化区和农村地区中人群较集中的区域。

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），本工程 5km 范围内无地表水。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），地下水环境保护目标为潜水含水层和可能受建设项目影响且具有饮用水开发利用价值的含水层，集中式饮用水水源和分散式饮用水水源地，以及《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的敏感区。根据调查，评价区域不涉及水源地、饮用水井及名录中的地下水敏感区，地下水评价范围内均为透水不含水层，区域内无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法法律法规、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，本工程评价范围不涉及需要保持安静的建筑物及建筑物集中区。

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)以及本次现状监测数据，工程所在区域 $5.5 < \text{pH} < 8.5$ ，不属于土壤酸化和碱化地区，部分用地土壤盐分含量大于 2g/kg ，小于 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，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），生态影响型敏感目标为盐化土壤；污染影响型土壤环境敏感目标为可能受人为活动影响的、与土壤环境相关的敏感区或对象，结合现状调查，本工程评价范围内主要为天然牧草地。

综上，本评价主要环境保护目标见表 2.6-1、图 2.6-1。

表 2.6-1 环境保护目标

序号	环境要素	环境保护目标	相对位置/环保目标特征		环境保护要求
1	生态环境	天然牧草地	井场及管线的生态影响范围内的区域		生态恢复
		重要物种（塔里木兔）	井场及管线的生态影响范围内的区域		严禁惊吓、猎杀野生动物
		水土流失重点治理区	项目所在县域	塔里木河流域水土流失重点治理区	依法落实水土流失防治责任，促进区域生态文明建设
2	土壤环境	盐化	井场及管线的生态影响型土壤评价范围内		不进一步盐化
		天然牧草地	井场及管线的污染影响型土壤评价范围内		严格控制占地范围，执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）标准要求

序号	环境要素	环境保护目标	相对位置/环保目标特征	环境保护要求
3	环境风险	项目各要素环境风险等级为简单分析, 无需设置评价范围, 保护目标为项目区周边土壤		发生风险事故时, 快速采取环境风险防范措施, 确保风险事故对环境风险保护目标的影响程度可控

2.7 评价内容和评价重点

2.7.1 评价内容

根据拟建工程特点及周围环境特征, 将本次评价工作内容列于表 2.7-1。

表 2.7-1 评价内容一览表

序号	项目	内容
1	概述	建设项目特点、环境影响评价的工作过程、分析判定相关情况、关注的主要环境问题及环境影响、环境影响评价的主要结论
2	总则	编制依据、评价目的和评价原则、环境影响要素和评价因子、环境功能区划及评价标准、评价工作等级和评价范围、环境保护目标、评价内容和评价重点、评价时段和评价方法
3	建设项目工程分析	区块开发现状及环境影响回顾: 油田区块开发现状、“三同时”执行情况、区块环境影响回顾性评价、区块污染物排放情况、环境问题及“以新带老”改进意见 现有工程: 现有工程概况、现有工程“三同时”执行情况、现有工程污染物达标情况、现有工程污染物年排放量、现有工程环境问题及“以新带老”改进意见 拟建工程: 项目概况、油气资源概况、主要技术经济指标、工程组成、依托工程 工程分析: 工艺流程及产排污节点、施工期环境影响因素分析、运营期环境影响因素分析、退役期环境影响因素分析、非正常排放、清洁生产水平分析、污染物排放“三本账”、污染物总量控制分析 相关政策法规、规划符合性分析: 产业政策符合性分析、相关法规、政策、规范、规划符合性分析、生态环境分区管控符合性分析 选址选线合理性分析
4	环境现状调查与评价	自然环境概况、生态现状调查与评价、环境质量现状监测与评价
5	环境影响预测与评价	施工期环境影响分析(施工废气、施工噪声、施工期固体废物、施工废水、施工期生态影响分析) 运营期环境影响预测与评价(大气环境、地表水环境、地下水环境、声环境、固体废物、生态影响、土壤环境及环境风险) 退役期环境影响分析(退役期污染物情况、退役期生态保护措施)
6	环保措施及其可行性论证	针对项目拟采取的污染防治、生态保护、环境风险防范等环境保护措施, 分析论证其技术可行性、经济合理性、长期稳定运行和达标排放的可靠性、满足环境质量改善和排污许可要求的可行性、生态保护和恢复效果的可达性
7	温室气体排放影响评价	温室气体排放分析、减污降碳措施、温室气体排放评价结论及建议

序号	项 目	内 容
8	环境影响经济损益分析	从项目实施后的环境影响的正负两方面，以定性和定量相结合方式估算建设项目环境影响的经济价值
9	环境管理与监测计划	按项目建设阶段、生产运行阶段，提出具体环境管理要求；给出污染物排放清单，明确污染物排放的管理要求；提出应向社会公开的信息内容；提出建立日常环境管理制度、组织机构和环境管理台账相关要求；提出环境监理要求；提出环境监测计划
10	结论	对建设项目环境影响评价各章节结论进行概括总结和综合分析，结合环境质量目标要求，明确给出建设项目的环境影响可行性结论

2.7.2 评价重点

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

- (1) 工程分析；
- (2) 生态环境影响评价；
- (3) 地下水环境影响评价；
- (4) 土壤环境影响评价；
- (5) 环境风险影响评价及风险管理；
- (6) 环境保护措施技术经济及可行性论证。

2.8 评价时段和评价方法

2.8.1 评价时段

评价时段包括施工期、运营期、退役期三个时段，其中以施工期和运营期为主。

2.8.2 评价方法

本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。本次评价采用了物料衡算法、实测法、类比法、产污系数法、排污系数法等。本次环境评价使用的评价方法见表 2.8-1。

表 2.8-1 评价内容一览表

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

3.建设项目工程分析

3.1 区块开发现状及环境影响回顾

3.1.1 油田区块开发现状

本工程为老油区内滚动开发,位于塔里木油田雄英油田雄英1区块,区块于2024年11月开发建设,开发现状及回顾主要针对上述区块内容。

3.1.1.1 雄英油田雄英1区块主体工程建设情况

本次开发区域位于雄英油田雄英1区块内,行政隶属于阿克苏地区温宿县。雄英1区块共部署8口井,目前仅2口井在生产,其余井尚未建成。雄英1区块内已建设1座试采点,位于雄探1井处,处理规模为原油350t/d,天然气 $30\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ 。截至2025年7月底,处理规模已达到原油110t/d,天然气 $10\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ 。

3.1.1.2 雄英油田雄英1区块公辅工程建设情况

(1) 给排水

雄英油田雄英1区块各井场为无人值守井场,试采点为有人值守站场,试采点采脱硫站外设置有1处生活点,设置有8座营房(7个房间、1个值班室)。生活点值班人员生活用水定期由罐车从英买采油气管理区拉运至生活点,生活污水定期由罐车拉运至英买采油气管理区污水处理装置处理,作业区生活污水采用一体化污水处理装置处理。生产过程中不涉及用水,雄英1区块暂未见水,井下作业废水送至英潜联合站,经污水处理装置处理后回注,不外排。

(2) 供热

雄英油田雄英1区块内试采点设置有1座抗硫加热炉,燃料为试采点脱硫站净化处理后的返输干气。

(3) 供电

雄英油田雄英1区块内设置有35kV简易变电站,区域电力采用附近新派电网,覆盖较全面,钻井期用电主要从周边已有电力线路上接入。

(4) 集输管线及运输情况

目前雄英油田雄英1区块天然气由雄探1采脱硫站净化处理后通过集输管线输送至玉东2增压站,原油经闪蒸分离后采用罐车拉运至哈六联合站。

(5) 内部道路建设情况

目前雄英油田雄英 1 区块位于英买油气田已开发区域附近，油田内部已形成较为完善的路网。油田内部建设有主干路、支干路和通井道路，其中主干路按三级公路标准，支干路按四级公路标准，沥青混凝土路面；通井道路全部为砂石路面。

3.1.2 油田区块“三同时”执行情况

雄英油田雄英 1 区块基本按照开发时序履行了环境影响评价和竣工环境保护验收等工作，与本工程相关的主要工程“三同时”执行情况表 3.1-1。

表 3.1-1 雄英油田雄英 1 区块“三同时”执行情况表

项目名称	环境影响评价			环境保护竣工验收		
	审批单位	批准文号	批准时间	审批单位	批准文号	批准时间
震探 1 井钻井工程(勘探井)环境影响报告表（已更名为雄探 1 井）	阿克苏地区生态环境局	阿地环审〔2021〕182 号	2021 年 5 月 11 日	2023 年 12 月 16 日自主验收		
雄英 2 井钻井工程(勘探井)环境影响报告表	阿克苏地区生态环境局	阿地环审〔2023〕691 号	2023 年 12 月 19 日	2024 年 12 月 6 日自主验收		
雄英 3 井钻井工程(勘探井)环境影响报告表	阿克苏地区生态环境局	阿地环审〔2024〕17 号	2024 年 1 月 3 日	2024 年 11 月 23 日自主验收		
雄英 101 井钻井工程(勘探井)环境影响报告表	阿克苏地区生态环境局	阿地环审〔2024〕29 号	2024 年 1 月 5 日	2025 年 1 月 9 日自主验收		
雄探 1 井试采工程环境影响报告书	阿克苏地区生态环境局	阿地环审〔2024〕81 号	2024 年 1 月 29 日	2024 年 11 月 27 日自主验收		
雄英 102 井钻井工程(勘探井)环境影响报告表	阿克苏地区生态环境局	阿地环审〔2024〕201 号	2024 年 3 月 21 日	2025 年 2 月 20 日自主验收		
雄英 103 井钻井工程(勘探井)环境影响报告表	阿克苏地区生态环境局	阿地环审〔2024〕202 号	2024 年 3 月 21 日	建设中		
塔里木油田雄英气田雄英 1 区块寒武系下丘里塔格组试采项目环境影响报告书	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审〔2024〕235 号	2024 年 10 月 29 日	建设中		
雄英 104 井（勘探井）钻井工程环境影响报告表	阿克苏地区生态环境局	阿地环审〔2025〕171 号	2025 年 4 月 30 日	建设中		
排污许可证	该区块排污许可工作纳入英买采油气管理区（温宿县），目前已完成变更登记工作，英买采油气管理区（温宿县）于 2025 年 7 月 3 日完成变更，登记编号为 9165280071554911XG069X。					
塔里木油田公司英买采油气管理区突发环境事件应急预案	该区块应急预案依托英买采油气管理区，应急预案已在阿克苏地区生态环境局温宿县分局进行备案，备案编号为 652922-2023-36-L。					

3.1.3 油田区块环境影响回顾性评价

3.1.3.1 生态环境影响回顾性评价

(1) 占地影响回顾分析

雄英油田雄英 1 区块开发建设对生态的影响主要表现为占地影响，分为临时占地和永久占地。施工期临时占地会造成占地范围内植被破坏、土壤扰动及水土流失等影响，永久占地会改变土地利用类型，造成生态景观破碎化等影响。

单井永久占地 40×40m，临时占地 140×100m，单井和站场永久占地范围内无植被，地表平整压实，铺垫砾石层。各类管线临时影响范围均在管道两侧各 8m 的范围之内。工程完工后覆土回填，除管廊上方回填土高于原地表，其余临时占用地方清理平整并恢复地表。道路临时影响范围均在道路中心线两侧各 5m 范围之内，工程完工后对公路两侧的施工迹地进行平整。

(2) 植被环境影响回顾分析

油田开发建设工程对植被的影响主要表现在钻井期，根据油田开发特点，对植被产生重要影响的阶段为施工期的占地影响、油田公路修建及管道敷设产生的影响、人类活动产生的影响。

①永久占地植被影响回顾

永久占地是指井场占地。根据现场调查情况，雄英油田雄英 1 区块的井场永久性占地范围内进行砾石铺垫处理，油田内部永久占地范围的无植被覆盖。

②临时占地植被影响回顾

临时占地主要是修建道路、敷设管线、井场施工时占用的土地。雄英油田雄英 1 区块位于荒漠生态系统，植物群落类型单一，结构简单，生物量低，群落稳定性差，施工期间对周围植被影响有限，并且随着施工结束影响也随之结束。

油气田进入正式生产运营期后，地表土壤、植被也将不再受到扰动，不会再对区域内的自然植被产生新的和破坏的影响，正在逐步的自然恢复过程中。

(3) 野生动物影响回顾分析

根据现场踏勘和走访调查，雄英油田雄英 1 区块内野生动物种类、数量均不丰富，主要为爬行类、小型鸟类等，油田开发建设施工期对动物的影响，主要是运输、施工噪声和人为活动，迫使动物离开场站和管道沿线区域，其适应性较强，较容易

在气田开发后找到替代生境；对区域野生动物的影响不属于永久性和伤害性影响，只是造成短时间的干扰，随着施工结束，对野生动物的干扰也随之消失。油田进入生产期，人为影响程度趋于平稳，部分对栖息地分割和人类活动影响相对不太敏感的种类，如爬行类、麻雀等，又可重新返回油田区影响较弱的地带生存。同时油田开发在施工过程中加强对施工人员活动区域的控制，减少对野生动物的干扰，未发生捕猎野生保护动物的现象。因此，油田开发活动对野生动物种群和数量影响较小。

（4）已采取的生态保护措施有效性评价

①井场和站场

钻井工程结束后，对井场永久占地范围内地表结合区块地表特点，铺设了水泥板，采取了必要的硬化措施，以减少侵蚀量。井场永久性占地面积在 40m×40m，施工完成后，地面均进行了砾石铺垫处理。

②管线和道路

项目区临时占地的植被恢复以自然恢复为主。油区主干路为沥青路面，至各单井为独立的探井路，砂石路面，路面宽约 5m。所有的施工车辆都是在已建道路上行驶，禁止车辆乱碾乱轧的情况发生，不得随意开设便道。

③按照职工培训计划，对员工进行了健康安全环保培训，加强了员工环保意识，项目实施过程中没有发生乱砍滥伐、捕猎野生动物的现象。

综上所述，据现场调查，井场严格控制占地，永久性占地范围内进行砾石铺垫处理；管线和道路临时占地以自然恢复为主，恢复缓慢。综上所述，生态保护要求基本得到落实。

3.1.3.2 水环境影响回顾性评价

施工期钻井全部采用钻井废弃物不落地技术，钻井废水同泥浆进入泥浆不落地

系统固液分离后，废水全部回用，不外排；管道试压废水试压结束后用于洒水抑尘；生活污水排入生活污水池（采用环保防渗膜防渗）暂存，由罐车定期拉运至油田作业区污水处理设施处理。

运营期产生的废水主要为井下作业废水和生活污水。作业单位自带回收罐回收井下作业废水，运至英潜联合站，经污水处理装置处理后回注，不外排；生活点生活污水暂存于生活污水池，定期由罐车拉运至英买采油气管理区生活污水处理装置处置，满足《农村生活污水处理排放标准》（DB65 4275-2019）表 2 中 B 级标准限值后冬储夏灌。

综上所述，雄英油田雄英 1 区块在实施油气开发的过程中基本落实了地下水污染防治措施，采取的污水处理设施等各项环保设施基本起到了相应的污染防治效果，采取的水污染防治措施基本有效。

3.1.3.3 大气环境影响回顾性评价

根据现场调查，雄英油田雄英 1 区块内现有的雄探 1 井与雄英 101 井场间油气集输已实现了密闭集输工艺，选用先进的生产工艺及设备，井口密封并设紧急截断阀，在正常生产情况下尽可能地减少非甲烷总烃逸散排放。运营期井场加热炉燃用试采点脱硫净化处理后的返输天然气，从运行现状情况看，天然气气质稳定，各设备运行正常，排放废气中各项污染物浓度较低。

①有组织废气监测结果分析

根据雄探 1 井试采工程（变更）竣工环境保护验收调查报告污染物达标情况分析。有组织监测结果见表 3.1-2。

表 3.1-2 区块代表性场站有组织废气监测结果一览表

序号	污染源	烟气量 (m ³ /h)	监测因子	浓度范围 (mg/m ³)	执行标准	标准限值 (mg/m ³)	达标 情况
1	雄探 1 井场 200kW 加热 炉	295~442	烟尘	2.4~3.7	《锅炉大气污染物 排放标准》 (GB13271-2014)表 2 新建锅炉大气污 染物排放浓度限值 (燃气锅炉)	20	达标
2			SO ₂	<5		50	达标
3			NO _x	117~150		200	达标
4			林格曼黑度	<1 级		≤1 级	达标

由表 3.1-4 可知，区块内导热油炉、锅炉烟气中颗粒物、SO₂、NO_x、烟气黑度，均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值要求。

②无组织废气监测结果分析

根据雄探 1 井试采工程（变更）竣工环境保护验收调查报告的污染源监测数据进行区块现状无组织废气污染物达标情况分析。无组织废气结果见表 3.1-3。

表 3.1-3 区块井场、站场废气污染物达标情况一览表

名称	污染源	污染物	监测浓度 (mg/m ³)	主要处 理措施	标准	达标 情况
雄探 1 井 场	厂区无 组织废 气	非甲烷 总烃	0.76~1.06	日常维 护，做 好密闭 措施	《陆上石油天然气开采工业大气污染物 排放标准》(GB39728-2020)企业边界污染 物控制要求	达标
		硫化氢	0.001~0.004		《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93） 中新改扩建项目二级标准	达标

区块内雄探 1 井场厂界无组织非甲烷总烃排放浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界污染物控制要求，无组织硫化氢排放浓度满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中新改扩建项目二级标准。

（2）环境空气质量变化趋势与分析

雄英 1 区块于 2024 年 11 月开发建设，运营时间不足 1 年，尚无法对区域环境空气质量变化进行分析。

3.1.3.4 声环境影响回顾性评价

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

运营期雄英 1 区块油气开发活动产生的噪声主要来自雄探 1 井、雄探 101 井及雄探 1 井试采点的各类机泵、压缩机等。根据雄探 1 井试采工程（变更）竣工环境保护验收调查报告，雄探 1 井厂界噪声监测结果见表 3.1-4。

表 3.1-4 噪声监测结果一览表

监测点位	时段	测量值				执行标准	标准限值	是否达 标
		东厂界	南厂界	西厂界	北厂界			
雄探 1 井	昼间	50	50	49	50	《工业企业厂界 环境噪声排放标 准》（GB12348-20 08）2 类标准	60	达标
	夜间	48	48	48	47		50	达标

由监测结果可知以及本次现状监测结果可知，监测期间雄探 1 井厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类标准值。因此油田落实了设计及环评提出的噪声污染防治的相关措施，在采取有效声污染防治措施后未导致所在区域声环境质量超出相应功能区要求。

3.1.3.5 固体废物环境影响回顾性评价

固体废物产生源主要为施工期的钻井废弃物、生活垃圾；运营期主要来自集输过程中产生的含油污泥及废矿物油，还有少部分的生活垃圾。钻井废弃物影响集中在井场内，各阶段均按照相关的环保规范进行了管理，现场未发现废弃泥浆遗留。钻井废弃物中废弃膨润土泥浆及岩屑在井场泥浆池自然干化后达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB 65/T3997-2017)标准中相应指标要求，用于铺垫井场和井场道路；钻井废弃物中废弃磺化泥浆及岩屑拉在井场环保罐暂存，定期转运至阿克苏华洋石油技术服务有限公司英买站处置，处理达标后还原土用于铺垫油区内的井场、道路；含油污泥由库车畅源生态环保科技有限责任公司负责接收、转运和处置；建筑垃圾等一般工业固废及生活垃圾分别送至英买 7 固废场的工业固废池和生活垃圾池分类填埋。废润滑油一般来自机泵等机械设备维修、维护产生的润滑、更换机油，维修检修期间交第三方有资质单位处理。雄英油田雄英 1 区块各井场及站场在选址、建设、处置和运行管理中严格执行塔里木油田分公司各项要求，严格落实《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)及《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)中的相关要求，开发建设过程中所产生的各种固体废物均可以得到有效的处理。

综上所述，项目区内已有工程生产活动和生活产生的固体废物没有对周围环境产生重大不利影响。

3.1.3.6 土壤环境影响性回顾

根据油气田开发建设的特点分析，雄英油田雄英 1 区块开发建设对土壤环境的影响主要是地面建设施工如井场、道路、管线等占用土地和造成地表破坏。工程占地改变了原有土壤结构和性质。在进行地面构筑物施工时，将对施工范围内的土壤表层进行干扰和破坏，土壤表层结构将受到影响。

此外，运营期过程中，来自雄探 1 井试采点产生的污染物对土壤环境可能产生

一定的影响，如废水和固废进入土壤造成土壤的污染，但这些影响主要是发生在事故条件下，这些污染主要呈点片状分布，在横向上以发生源为中心向四周扩散，距漏油点越远，土壤中含油量越少。加强雄探 1 井试采点及管线巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”等泄漏事故发生造成油品进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受污染的土壤应交由库车畅源生态环保科技有限责任公司负责接收、转运和处置，降低对土壤环境质量的影响程度。

以本次评价土壤环境质量现状监测数据为依据，各监测点均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值，区域土壤环境质量保持稳定，土壤中的石油烃和重金属的含量并未因雄英 1 区块的开发建设而明显增加。

3.1.3.7 环境风险回顾性评价

雄英油田雄英 1 区块隶属于英买采油气管理区管理。塔里木油田分公司英买采油气管理区编制了《塔里木油田公司英买采油气管理区突发环境事件应急预案》，在阿克苏地区生态环境局温宿县分局进行了备案(备案编号 652922-2023-36-L)。雄英油田雄英 1 区块采取了有效的环境风险防范和应急措施，建立了应急管理体系，开展了应急培训和应急演练，具备处置突发环境事件的能力，应急物资储备充足，应急保障措施完善。

3.1.3.8 与排污许可衔接情况

雄英 1 区块隶属于英买采油气管理区（温宿县）管理。英买采油气管理区采气作业区于 2025 年 7 月 3 日完成变更，登记编号为 9165280071554911XG069X。

根据《排污口规范化整治技术要求（试行）》《<环境保护图形标志>实施细则》《环境保护图形标志》《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017），英买采油气管理区建立并逐步完善自行监测制度及排污口规范化管理制度，并严格执行。

3.1.3.9 区域退役设施情况

雄英油田雄英 1 区块于 2024 年 11 月开始建设，尚无退役设施。

3.1.4 区块污染物排放情况

根据英买采油气管理区对雄英 1 区块环境影响评价及竣工环境保护验收调查报告、监测结果分析及验收结论，雄英 1 区块污染物排放情况见表 3.1-5。

表 3.1-5 本工程涉及区块污染物排放情况一览表

序号	污染源	污染物	产生量 (t/a)	排放量 (t/a)
1	废气	SO ₂	0.0039	0.0039
		NO _x	0.155	0.155
		颗粒物	0.021	0.021
		NMHC	3.3921	3.3921
2	废水	生产废水	81.39	0
		生活污水	162	0
3	固体废物	含油污泥	19.95	0
		生活垃圾	1.5	0

3.1.5 区块环境问题及“以新带老”改进意见

根据评价期间及现状调查结果以及现行法律法规文件要求，雄英 1 区块内现有完钻井井场已进行了平整，井口周边区域进行了硬化，井区的巡检道路采用砂石路面，井场规范。具体存在的问题为：部分地段有车辆乱碾乱轧的痕迹。

整改方案：

加强车辆准入管理和人员宣传教育，在重点地段设置交通标识，规范车辆行驶路径。

3.2 现有工程

3.2.1 现有工程概况

本工程建设内容中需建设雄英 104 井地面工程，现有工程介绍中主要针对雄英 104 井钻井工程的现状进行介绍。

本次部署勘探井 1 口，目的层寒武系下丘里塔格组，完钻后进行试油，获取有关技术参数。设计井深 7990m，井型为直井，采用五开井身结构，单井施工周期约 170 天。

雄英 104 井钻井工程主体工程主要包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程、井场工程和油气集输工程内容，目前已完成钻前工程，正在进行钻井作业。

3.2.1.1 钻前工程

钻前工程包括井场平整，设备基础、放喷池、井场道路等的建设，活动房搭建等。主要工程量详见表 3.2-1。

表 3.2-1 钻前工程主要工程量一览表

序号	名称	单位	数量	备注
1	井场	个	1	单井井场占地 14000m ² (100m×140m)
	钻井平台	套	1	位于井场内
2	主放喷池	m ³	100	位于井场外，占地面积约 100m ²
	副放喷池	m ³	100	位于井场外，占地面积约 100m ²
3	生活污水池	m ³	200	
	生活区	m ²	3500	50m×70m
4	应急池	m ³	200	位于井场内，占地面积约 67m ² ，整体钢结构。
5	岩屑池	m ³	1000	位于井场内，占地面积约 500m ²
6	挖方量	m ³	14000	土方工程包括放喷池、应急池、设备基础、道路建设等情况估算，路面为砂石路面，筑路砂石由周边的料场购买
	借方量	m ³	2000	
	填方量	m ³	16000	
7	进场道路	m	600	拟建探临道路与现有区域道路相接，宽度 8m

钻前工程施工机械主要为装载机、挖掘机和推土机等，单座井场钻前工程阶段所需设备设施情况见表 3.2-2。

表 3.2-2 井场钻前工程施工所用机械一览表

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

3.2.1.2 钻井工程

(1) 井位部署

现有工程部署新井 1 口井，井位部署见表 3.2-3。

表 3.2-3 井位部署一览表

序号	井号		井身结构	井型	井深	目的层
1	雄英 104 井		五开裸眼完井	直井	7990m	寒武系下丘里塔格组

图 3.2-1 钻井期井场平面布局示意图

(2) 井身结构及钻井液体系

雄英 104 井设计井深 7990m，采用五开井身结构，钻井采用 80D 钻机。完钻后进行试油，获取有关技术参数。井身结构详见表 3.2-4 和图 3.2-2。

表 3.2-4 井身结构

开钻次序	井眼尺寸 mm	井段 m	进尺 m	套管外径 mm	钻井液体系
一开	660.4	0-200	200	508.0	聚合物
二开	444.5	200-3000	2800	365.12	
		3000-3950	950	365.12	聚磺体系
三开	333.4	3950-5955	2005	298.45	
四开	241.3	5955-7382	1427	196.85	
五开	168.3	7382-7990	608	139.7	
合计			7990		

聚合物钻井液体系，主要成分为膨润土（5%~8%）+烧碱（0.1%~0.3%）+大分子聚合物（0.1%~0.3%）+中分子聚合物（0.2%~0.4%）+小分子聚合物（0.2%~0.4%）+润滑剂（0.5%~1%），密度 1.05-1.15g/cm³；

聚磺钻井液体系：包括磺甲基酚醛树脂（SMP）、磺甲基褐煤（SMC）、磺甲基单宁（SMT）和磺化沥青等，这些材料相互协同作用，可实现较好的流变控制和滤失量控制，聚磺钻井液体系具有良好的抗高温能力，能够承受高温高压条件下的

钻井作业。

图 3.2-2 井身结构示意图

(3) 钻机选型及钻井周期

钻井使用 80D 型钻井，并根据油田运行钻机情况选用合适钻机。另外，各类井钻井作业过程中，配套齐全辅助设备、救生消防及防硫化氢装备。

项目单口井钻井周期约 170d，钻井队编制约 50 人。

(4) 主要设备设施

钻前工程施工机械主要为装载机、挖掘机等；钻井工程主要施工设备为机械钻机及配套设施；钻后工程主要施工设备为运输车及装载机。井场各阶段所需设备设施情况见表 3.2-5。

表 3.2-5 钻井期主要设备一览表

设备分类	序号	部件名称	规格型号	主参数	数量
钻机	1	钻机	80D	/	1
	2	井架	/	/	1
	3	底座	/	/	1
	4	绞车	/	/	1
	5	天车	/	/	1

设备分类	序号	部件名称	规格型号	主参数	数量
	6	游车	/	/	1
	7	大钩	/	/	1
	8	水龙头	/	/	2
	9	水龙带	/	/	1
	10	钻井液管汇	/	/	1
	11	转盘	/	/	1
	12	主柴油发电机组	/	/	4
	13	辅柴油发电机组	/	/	1
	14	钻井泵	/	/	2
	15	循环罐	/	/	9
	16	固井罐	/	/	3
	17	振动筛	/	/	4
	18	除砂器	/	/	1
	19	除泥器	/	/	1
	20	除气器	/	/	1
	21	离心机	/	/	1
	22	离心机	/	/	1
	23	加重泵、混合漏斗	/	/	2
	24	螺杆压风机	/	/	2
救生及消防	25	救生及消防	/	/	1
	26	消防工具房及工具	/	/	1
	27	二层台逃生装置	/	/	2
	28	钻台紧急滑道	/	/	1
	29	可燃气体检测仪	/	/	2
	30	氧气浓度检测仪	/	/	1
硫化氢防护设备	31	硫化氢防护设备	/	/	1
	32	正压式空气呼吸器	/	/	16
	33	备用气瓶	/	/	5
	34	充气泵	/	/	1
	35	轴流风机	/	/	5
	36	声光报警器	/	/	1
	37	防爆对讲机	/	/	6
	38	风向标	/	/	5

(5) 原辅材料

钻井工程原辅材料消耗主要为钻井液调配、钻井、固井等工艺消耗的水、水泥及防塌润滑剂等，钻井期用电通过附近电网引入，柴油发电机作为备用电源，钻井期未发生断电情况，未使用柴油发电机。各材料均为袋装，由汽车拉运进场，堆存于场内原辅材料存放区内。井场原材料消耗与井深结构有关，原材料消耗情况见表 3.2-6。

表 3.2-6 工程原材料消耗一览表

序号	材料名称	单位	数量	备注
1	柴油	t	100	主要用柴油发电机燃料（预估）
2	水	m ³	6207.4	其中钻井液配制用水 3874.2m ³ ，冲洗用水 1383.3m ³ 生活用水 950m ³ 。
3	水泥+硅粉	t	2662	固井
4	膨润土	t	98	也叫坂土，是一种胶性黏土，具有良好的吸附性、膨胀性以及悬浮性，用于配制泥浆
5	烧碱/NaOH	t	6	用于调节钻井液 pH 值（烧碱属于危险化学品，单独存放在危险化学品间内）
6	纯碱/Na ₂ CO ₃	t	3	用于调节钻井液 pH 值
7	大分子聚合物 /80A51/NM1-4 等	t	17	丙烯酰胺与丙烯酸钠共聚物，易溶于水，其水溶液呈弱酸性。钻井液处理剂、防塌剂和增稠剂
8	羧甲基纤维素/CMC-LV 等	t	10	羧甲基纤维素钠，白色或灰白色粉末，无毒，不溶于乙醇、甲醇等有机溶剂，溶于水，水溶液为透明粘稠液体，具有较好耐盐性。钻井液增粘和降滤失剂
9	抗温降滤失剂 /HX-E/TSH-2 等	t	6	树脂类物质，钻井液降滤失剂，可改善
10	磺化酚醛树脂/SMP-2/3	t	31	水溶性树脂，玫瑰红透明色粘稠液体，耐高温降失水，同时有防塌、控制粘度的作用，抗盐性能好，钻井液处理剂
11	磺化褐煤树脂/SPNH	t	16	酚醛树脂和腐植酸缩合物，钻井液抗高温抗盐降滤失剂
12	加重剂/重晶石粉	t	256	主要成分 BaSO ₄ ，白色粉末，可将钻井液密度配至 2.0g/cm ³ ，钻井液加重剂
13	加重剂/石灰石粉	t	29	主要成分 CaCO ₃ ，可溶于含 CO ₂ 的水，可溶于盐酸等无机酸，以减轻对油层的污染，钻井液加重剂
14	除硫剂	t	1	主要成分碱式碳酸锌，白色细微无定形粉末，无臭、无味，钻井液除硫剂
15	防塌剂(胶体) /SY-A01 等	t	62	阳离子沥青乳胶，棕黑色胶状物
16	防塌剂(粉剂)/FT-1A/KH-N/DYFT-2	t	33	磺化沥青，粉状，可吸附在黏土上组织页岩颗粒分散，吸附在页岩微缝上阻止水渗入，改善井壁泥饼润滑性，抗盐性好，钻井液防塌剂

序号	材料名称	单位	数量	备注
17	润滑剂/PRH-1/TRH-1 等	t	15	仿烃类衍生物复配，棕褐色液体，钻井液润滑剂
18	氯化钾	t	103	无色立方晶体或白色结晶，可抑制井壁泥饼页岩水化膨胀或坍塌，提高钻井液粘度和切力，抑制盐岩井段盐溶，钻井液防塌剂
19	超细碳酸钙	t	53	表面经过乳化剂和表面处理剂处理的超细碳酸钙，钻井液酸中和剂，调节泥浆 pH 值
20	固体润滑剂/SHR-102 等	t	10	特种树脂，黑色粉末，钻井液抗盐抗高温降滤失剂
21	随钻堵漏剂/TYSD-1/TP-2 等	t	23	改性植物纤维，黄色粉末，堵漏裂缝性漏失，钻井液随钻堵漏剂

3.2.1.3 储层改造工程

(1) 射孔工艺

储层增产措施工艺类型分为三大类：即酸化、酸压和加砂压裂。结合本区块增产目标及前期改造基础，应该把酸处理(酸压、酸化)做为本区碳酸盐岩储层增产措施的主体工艺类型。

针对钻遇单栅单储层井发生大漏的井，推荐疏通酸压，以疏通断裂破碎带污染为主要目的；针对钻遇单栅单储层小漏或不漏的井，推荐立体酸压，以大规模、大排量高缓速酸造大缝在纵横向上连通优质储集体为主要目的；针对多栅多储层且显示差异大的井，推荐暂堵或机械分段酸压工艺，针对各段储层进行差异化改造。

(2) 压裂方案

选用 3 1/2" 油管进行施工，采用“一体化压裂液+胶凝酸+滑溜水”作为酸化压裂施工液，其中单座井场压裂液用量为 300m³，胶凝酸用量为 280m³，滑溜水用量为 150m³，单座井场总液量为 730m³。单座井场压裂返排液产生量为 438m³(返排率为 60%)。

(3) 压裂设备配置

压裂施工设备分为地面动力机械设备和井下工具，具体设备设施情况见表 3.2-7。

表 3.2-7 单座井场压裂施工所用机械一览表

设备或部件名称	参数	数量	备注
地面动力机械设备			
2000 型主压车	—	8 辆	向井内注入高压的压裂液
供液车	—	1 辆	压裂液
管汇车	—	1 辆	由高压三通、四通、单流

设备或部件名称	参数	数量	备注
			阀、控制阀等部件组成
仪表车	—	1 辆	计量仪表
压裂液在线混配车	—	1 辆	在线混配压裂液
井下工具			
喷砂器		2 套	向地层喷砂液，同时形成节流压差
封隔器	—	2 套	分隔井的压裂层段
水力锚		2 套	固定井下管柱

3.2.2 现有工程“三同时”执行情况

现有工程手续履行情况见表 3.2-8 所示。

表 3.2-8 现有工程基本情况一览表环评及验收情况一览表

项目名称	审批机关	环评批复	验收文件
雄英 104 井（勘探井）钻井工程环境影响报告表	阿克苏地区生态环境局	阿地环审〔2025〕171 号	建设中

3.2.3 现有工程污染物达标情况

本工程雄英 104 井钻井工程包含于雄英 104I 井（勘探井）钻井工程，并取得环评批复。截至调查期间，钻前工程已完成，正在进行钻井作业，钻井作业采用的能源为区域电网供电，未启用柴油发电机；施工材料分区堆放并加盖苫布；施工车辆按规定路径行驶，未发现有车辆乱碾乱轧的痕迹；钻井废水连同钻井泥浆、钻井岩屑进入不落地系统进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，未发现有随意倾倒的现象发生；主要噪声污染源已采取选用增加隔震垫、弹性材料等减振措施；

钻井泥浆返排液经随钻不落地收集系统分离出岩屑、泥浆，泥浆回用；膨润土泥浆钻井岩屑经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相收集后排入岩屑池，经检测达标后，可用于油气田内部道路铺设、井场铺垫；目前尚未使用聚磺体系钻井液；生活垃圾集中收集，定期送至温宿县生活垃圾填埋场处置。

3.2.4 现有工程污染物年排放量

本项目现有工程为钻井工程，仅在施工期排放污染物，现有工程污染物排放情况详见表 3.2-9。

表 3.2-9 现有工程污染物排放情况一览表

内容 类型	排放源（编号）	污染物	产生量（单位）
废气	井场、进场道路	扬尘 机械、车辆尾气 放喷天然气燃烧废气 柴油机燃料燃烧废气	阶段性排放
废水	酸化压裂废水	pH、COD、SS、石油类	1000m ³
	生活污水	污水量	760m ³
	钻井废水	SS、COD、石油类、挥发酚、硫化物	4205.9m ³
固体 废物	井场	钻井泥浆	1080.59m ³
		岩屑	1376.914m ³
		生活垃圾	4.75t
		含油废物	<1t
噪声	噪声污染源主要为钻机、泥浆泵、运输车辆等，源强 95~105dB(A)		
其他	/		

3.2.5 现有工程环境问题及“以新带老”改进意见

根据现场踏勘结果，钻井工程规范施工，尚未发现问题。

3.3 拟建工程

3.3.1 项目概况

3.3.1.1 项目名称

项目名称：雄英 104 井集输工程。

建设单位：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

3.3.1.2 建设性质

滚动开发（改扩建）。

3.3.1.3 建设地点

本工程位于雄英油田雄英 1 区块，中心地理坐标为：。行政区划隶属于温宿县管辖，工程区中心西距温宿县城中心约 80km。地理位置见图 3.3-1。

3.3.1.4 产能规模

本工程主要建设内容为：①新建雄英 104 井标准化采油井场，井场内建设采油树、电控信一体化撬等设备；②新建单井采油管线 1.987km，管道规格为 DN80 5.5MPa 玻璃钢管，接入雄探 1 抗硫阀组扩建部分；③配套建设土建、电力、自控、通信与安防、消防等配套工程。本工程建成后区块新增原油 50t/d、天然气 2000m³/d。

3.3.1.5 建设周期

本工程计划 2025 年 10 月开始施工，12 月完工，施工周期 2 个月。

3.3.1.6 项目投资

本工程总投资 296.87 万元。

3.3.1.7 劳动组织及定员

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

3.3.2 油气资源概况

（1）油藏概况

雄英 1 区块油气藏类型为带气顶挥发油藏，以雄探 1 井北部 F3 断层为界，以下盘溢出点-5750m 圈定圈闭面积 3.30km²，以上盘油水界面-5782m 为圈闭闭合线，圈定圈闭面积 8.70km²，雄探 1 探明储量含油面积 16.99km²，石油 2362.83 万吨，溶解气 53.64 亿方。雄英 2 为独立油藏，以雄英 2 油水界面-5436m 作为圈闭闭合线圈定面积 4.80km²，雄英 2 控制储量含油面积 4.9km²，石油 728 万吨，溶解气 5.66 亿方。目的层为上寒武统下丘里塔格组白云岩，中深地层温度分别为 143.64℃、144.12℃，温度梯度 1.86℃/100m；地层压力 74.838MPa、74.964MPa，压力系数 1.13，属于常温常压特征，动用原油地质储量 315×10⁴t。

（2）油气条件

雄英 1 区块原油和天然气的主要物理性质见表 3.3-1 和表 3.3-2。

表 3.3-1 原油性质统计表

密度（g/cm ³ ）	50℃运动粘度（mm ² /s）	50℃动力粘度（mPa·s）	凝点（℃）	蜡含量（%）	胶质（%）	沥青质（%）
0.8112~0.8283	2.142	1.685	-26	5.1	0.88	0.10

表 3.3-2 天然气物性表

组分	摩尔百分数，%	组分	摩尔百分数，%
甲烷	75.2	辛烷及更重组分	0.0113
乙烷	10.2	氮气	3.82
丙烷	3.66	氧气	0.332
异丁烷	0.498	二氧化碳	4.15
正丁烷	1.11	硫化氢	0.220
异戊烷	0.226	氢气	/
正戊烷	0.331	氦气	/
己烷	0.190	取样含空气	/
庚烷	0.0543	/	/
硫化氢/(mg/m³)	3200	甲硫醇/（mg/m³）	22
总硫（以硫计）/（mg/m³）	/	羰基硫/（mg/m³）	9.3
水露点/°C	/	二氧化硫/（mg/m³）	0.16
汞含量/（μg/m³）	/	乙硫醇/（mg/m³）	12
密度（kg/m³）	0.8922	相对密度	0.7387
平均分子量	21.40	/	
20℃理想体积高位发热量（MJ/m³）	41.25	20℃理想体积低位发热量（MJ/m³）	37.39
20℃高位沃泊指数（MJ/m³）	47.79	20℃低位沃泊指数（MJ/m³）	43.50

注：以上数据来自 2024 年 5 月 10 日雄探 1 井天然气分析报告。

3.3.3 主要技术经济指标

本工程主要技术经济指标见表 3.3-3。

表 3.3-3 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	标准化井场数量	口	1
2		采油管线	km	1.987
3		原油总产量	t/d	50
4		天然气总产量	10 ⁴ m³/d	0.2
5	能耗指标	年电耗量	10 ⁴ kW·h/a	2.2
6	综合指标	总投资	万元	296.87
7		环保投资	万元	23

序号	项目	单位	数量
8	总占地面积	hm ²	1.7724
9	永久占地面积	hm ²	0.1609
10	临时占地面积	hm ²	1.6115
11	劳动定员	人	无人值守
12	工作制度	h	7200

3.3.4 工程组成

3.3.4.1 主要建设内容

本工程雄英 104 井钻井工程包含于雄英 104 井（勘探井）钻井工程，并取得环评批复（见附件 2），本次不再重复评价。本次工程主要建设内容为井场地面工程建设、油气集输工程、公辅工程、环保工程等；工程组成见表 3.3-4。

表 3.3-4 工程组成一览表

项目	基本情况			
项目名称	雄英 104 井集输工程			
建设单位	中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司			
建设性质	改、扩建			
建设地点	阿克苏地区温宿县			
产能规模	原油 50t/d、2000m ³ /d			
产 品	原油、天然气			
建设周期	60d			
项目内容	类型	单位	总计	备注
主体工程	井场地面工程	座	1	采油井井场永久占地规模 1600m ² 。井场含 1 套采油树、井口安全切断阀等。
	油气集输工程	km	1.987	新建管线 1.987km，采用 5.5MPa DN80 玻璃钢管，接入雄探 1 抗硫阀组预留接口。
公辅工程	供电工程	新建 1 座 50kVA 杆架式变电站及户外 1 级配电箱，就近接入附近已建新派线路 35kV 电力线路。		
	供水工程	采用清水罐车从英买采油气管理区的给水站拉运供给		
	排水工程	施工期不设施工营地，生活污水依托英买采油气管理区生活公寓现有生活污水处理设施妥善处理，管线试压废水可用作场地降尘用水。运营期井下作业废水和采出水分别运至英潜联合站和哈六联合站处理回注，不外排。		
	通信工程	新建光缆线路采用与采油管线同沟敷设的方式，长度为 2.2km。		

项目	基本情况	
	消防工程	在井口及通信杆各布置 2 套手提式磷酸铵盐干粉灭火器。
	自控工程	新建采油井场远程终端单元 RTU，新建采油井场可燃气体探测器、声光报警器、手动报警按钮，可燃气体探测器信号接入 RTU 独立 I/O 卡件。
环保工程	废气	施工期：采取洒水抑尘，运输车辆采取减速慢行和苫盖措施，机械、车辆定期检修，燃烧合格油品，不超负荷运行；运营期：采取密闭管道集输工艺；退役期：采取洒水抑尘的措施。
	废水	施工期：管道试压废水循环使用，结束后用于场地降尘；生活污水依托英买采油气管理区生活公寓生活污水处理装置处理；运营期：运营期废水主要为井下作业废水和采出水产生。目前油田暂未见水，后期见水后，采出水随采出液一并输至雄探 1 井试采点，气液分离后随原油一起由罐车拉运至哈六联合站处理回注，不外排；井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至英潜联合站，经污水处理装置处理后回注，不外排；退役期：无废水产生。
	噪声	施工期：选用低噪施工设备，合理安排作业时间；运营期：选用低噪声设备、基础减振；退役期：合理安排作业时间。
	固体废物	施工期：施工土方全部用于管沟和井场回填；无法利用的建筑垃圾和生活垃圾拉运至英买 7 固废场填埋处置。运营期：运营期无固体废物产生；退役期：建筑垃圾委托周边工业固废填埋场合规处置；废弃管线维持现状，管线内物质应清空干净，管线两端使用盲板封堵。
	环境风险	运营期：管道上方设置标识，定期对管道壁厚进行超声波检查，井场设置可燃气体报警仪，完善突发环境事件应急预案；退役期：保证采取的固井、封井措施有效可行。
	生态	施工期：严格控制施工作业带宽度；填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡；临时堆土防尘网苫盖；设置限行彩条旗；运营期：管道上方设置标志，定时巡查井场、管道；退役期：洒水降尘，地面设施拆除。
依托工程	英潜联合站	运营期雄英 104 井的井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至英潜联合站，经污水处理装置处理后回注，不外排。

项目	基本情况	
	哈六联合站	运营期雄英 104 井的原油和采出水经雄探 1 井试采点气液分离后拉运至哈六联合站进行处理。
	英买处理站	运营期雄英 104 井的天然气经雄探 1 井试采点气液分离后集输至英买处理站。
	英买 7 固废场	施工期建筑垃圾主要包括管材边角料等，首先考虑回收利用，不可回收利用部分和施工人员生活垃圾全部拉运至英买 7 固废场填埋处置。
	英买采油气管管理区生活污水处理装置	施工期不设生活营地，施工人员依托英买采油气管管理区生活公寓，人员生活污水依托英买采油气管管理区生活公寓的一体化污水处理装置，设计处理规模 120m ³ /d。

3.3.4.2 总体布局

雄英 1 区块天然气处理依托英买处理站进行处理，原油处理依托哈六联合站进行处理。区块产能“净化天然气外输+原油外运”的工艺。天然气在雄探 1 井试采点脱硫净化。

工程平面布置图见图 3.3-2。

3.3.4.3 开发指标预测

开发指标预测见表 3.3-5。

表 3.3-5 本工程主要开发指标设计表

井号	井口坐标	设计井深 (m)	设计日产油 (t/d)	设计日产气 (m ³ /d)	井口油压 (MPa)	井口温度 (°C)	井型
雄英 104 井		7990	50	2000	27	34	直井

3.3.4.4 主体工程

(1) 新建采油井场

本工程井场采用常温抗硫集输井场塔里木油田标准化设计（DN80 6.3MPa）标准化设计，通过油嘴套一级节流后直接出井场外输，通过单井集输管道输至雄探 1 井试采点。

井场工程参数：

井场设计压力：6.3MPa；

设计温度：60℃；

油嘴套至外输管线运行压力：4.51MPa；

管线运行温度：31.36～39.35℃；

进阀组压力：4.5MPa。

井场主要工程量见表 3.3-6，井场平面布置图见下图 3.3-3。

表 3.3-6 单座井场主要工程量一览表

序号	工程内容	单位	数量	备注
	油井标准化井场	座	1	
1	采油树	座	1	

序号	工程内容	单位	数量	备注
2	通信杆	基	1	
3	RTU 控制箱	台	1	
4	50kVA 杆架式变电站	座	1	

(2) 新建采油管线

本工程新建 1.987km 从雄英 104 井至雄探 1 井抗硫阀组的采油管线设计参数如下：

管材：玻璃钢管

管径：DN80

进液量：50t/d

液流速：0.15m/s

进气量：0.2×10⁴m³/d

气流速：0.02m/s

起输压力：4.51MPa

起输温度：39.35℃

接入点压力 4.5MPa

接入点温度：31.36℃

集输管线平面布置见图 3.3-4。

3.3.4.5 公辅工程

3.3.4.5.1 给排水工程

(1) 给水

施工期施工人数约 30 人，施工周期 60 天，根据《新疆工业和生活用水定额》，生活用水量按 40L/d·人计，施工期生活用水量总计约 72m³。工程用水主要为管道试压用水，管道试压用水由罐车拉运至井场，用水量共计约 4.97m³，主要用于管道试压。

运营期井场为无人值守场站，不新增生活给水。

(2) 排水

施工期不设施工营地，现场施工期间施工人员携带便携马桶，施工结束当天带回英买采油气管理区生活公寓，生活污水依托英买采油气管理区生活公寓现有生活污水处理设施妥善处理。施工期管线的试压废水，主要污染物为 SS，可用作场地降尘用水。

运营期工作人员内部调配，无生活污水产生。生产废水主要为井下作业废水和采出水。井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至英潜联合站，经污水处理装置处理后回注，不外排；雄英 1 区块暂未见水，暂无采出水产生，后期见水后，采出水随采出液一并输至雄探 1 井试采点，气液分离后随原油一起由罐车拉运至哈六联合站处理。

3.3.4.5.2 供配电工程

本工程新增用电负荷主要由工艺、自控、通信等组成。总计算负荷为 4.7kW，年用电量为 2.2×10⁴kW·h。用电负荷等级均为三级。

雄英 104 井场钻井工程阶段已建有电源由附近已建有 35kV 电力线路及户外动力箱 B1，本工程仅需架设杆架式变电站，不新建电力线路。

3.3.4.5.3 自控工程

新建采油井场单独设置远程终端单元 RTU（由井下工程提供），本次新增的工艺参数信号接入玉东 7 转油站 PLC，再上传至英买处理站中控室远程监控与操作，目前剩余 I/O 点数充足。

新建采油井场设置可燃气体探测器、声光报警器、手动报警按钮，可燃气体探

测器信号接入 RTU 独立 I/O 卡件。当装置发生可燃气体泄漏时，现场探测器报警触发报警，提醒操作人员进行相关复核并实施相关预案，对全站的可燃气体泄漏进行监视和报警。

3.3.4.5.4 通信工程

(1) 井场通信

雄英 104 井为新建无人值守井场，井场设置落地式 RTU 机柜，设置 1 套工业电视前端，布置有 1 路自控数据传输和 1 路视频数据传输。

1) 自控数据传输业务：为单井自控设备至英买处理站中控室已建自控系统之间提供数据链路。数据流向为：单井→雄探 1 井试采点→英买处理站中控室→生产调控中心→油田 A11 系统。数据带宽要求为不低于 2Mbps。

2) 视频数据传输业务：为单井摄像机设备至英买处理站中控室已建视频安防后台设备之间提供数据链路。数据流向为：单井→雄探 1 井试采点→英买处理站中控室→生产调控中心视频监控平台→油田音视频平台。单路视频数据带宽要求为不低于 6Mbps。

(2) 光缆线路设置

本工程将雄英 104 井的视频监控、RTU 生产数据传输至英买处理站。RTU 数据和视频数据通过新建的 12 芯光缆传输至雄探 1 井试采点，再由已建通信通道将数据经由雄探 1 井试采点传输至英买处理站已建油气井监控系统和视频监控系统，实现远程集中监控。

新建 12 芯光缆线路长度共计 2.2km，其中与工艺管道同沟直埋铠装光缆 GYTA₅₃ 型敷设 2.2km。

3.3.4.5.5 消防工程

在雄英 104 井口及通信杆各布置 2 套手提式磷酸铵盐干粉灭火器 MF/ABC8。

3.3.4.6 依托工程

3.3.4.6.1 英潜联合站污水处理装置

(1) 基本情况

英潜联合站污水处理装置位于英潜联合站内部。英潜联合站主要接受英潜区块产液，集中进行油气分离、原油脱水、污水处理及回灌、净化油外输。脱除的污水

处理后就地回灌；伴生气就地外销给 CNG 公司；净化油管输至已建东一联合站，利用已建东一联外输系统统一输往轮一联。英潜联合站于 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 日通过原新疆维吾尔自治区环境保护厅验收（新环函〔2014〕673 号）。英潜联合站与拟建工程井场最近距离约 89.2km。

（2）处理工艺

采取“压力沉降-聚结除油器除油-两级过滤”工艺对废水进行净化处理，即主要通过物理分离作用，将废水中的油类物质、悬浮物、SRB 菌等去除，从而达到水质净化的目的，处置后的废水可满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的回注水质指标要求，用于油层回注用水。

（3）依托可行性

英潜联合站污水处理装置运行负荷见表 3.3-7。

表 3.3-7 英潜联合站污水处理装置运行负荷统计表

序号	项目内容	设计最大处理规模	现状处理量	富余处理能力	拟建工程需处理量	依托可行性
1	井下作业废水	4000m ³ /d	2500m ³ /d	1500m ³ /d	5t/d	可依托

综上可知，英潜联合站污水处理装置可以满足拟建工程井下作业废水处理要求，依托可行。

3.3.4.6.2 哈六联合站

（1）哈六联合站概况

哈六联合站主要功能为油气分离，原油脱水，原油脱硫、天然气脱硫和脱水脱烃、原油外输、天然气外输、变电、注水和油田总控制中心等功能。哈 6 区原油经脱水、脱 H₂S 后，管道外输至轮一联。稀油脱水采用二段热化学沉降脱水工艺，稠油脱水采用二级大罐沉降脱水工艺。油田伴生气经脱除 H₂S、脱水和脱烃达到商品气条件后，外输至克轮复线并最终进入西气东输管道。由于哈 6 区原油、伴生气中的 H₂S 含量高，伴生气考虑就地在哈 6 联进行脱硫处理。脱硫后的天然气采用加乙二醇防冻剂丙烷制冷工艺进一步脱水、脱烃后增压后进入外输气管道至东河天然气处理站。哈六联合站于 2011 年 11 月 18 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅批复（新环评价函〔2011〕1094 号），并于 2017 年 10 月 1 日取得原新疆维吾尔自治区

区环境保护厅验收（新环函〔2017〕1548 号）。

（2）原油处理工艺

哈拉哈塘油田各单井汇集的稠油、稀油，首先通过计量泵向稠油、稀油中加入破乳剂和缓蚀剂，随后分别进入稀油前置换热器及稠油前置换热器，换热至 30℃后，分别输至稀油三相分离器、稠油三相分离器进行油气水分离，从三相分离器顶部出来的气相进入后续天然气处理系统处理，预脱水后的低含水油一部分为哈 15 转油站提供掺稀油及为北站所辖稠油井进行掺稀，一部分经净化油换热器及导热油换热器换热至 60℃进入热化学脱水器，水相输至去采出水处理单元处理后回注；从稠油三相分离器顶部出来的气相进入后续天然气处理系统处理，预脱水后的低含水油经预换热器管程及换热器管程换热至 65℃进入稠油缓冲罐缓冲，水相输至去采出水处理单元处理后回注。

稠油缓冲罐中原油经提升泵增压进原油气提塔脱硫。原油经气提塔中上部进入，天然气处理系统提供的净化天然气从原油气提塔底部进入，在原油气提塔内，原油与净化后的天然气逆向接触，H₂S 从原油中向气相的传质。自气提塔底部的脱硫原油进入热化学脱水器中进行二段脱水。脱水后的高温净化油进入净化油换热器与一段脱水后的低温原油换热，降温后的净化油进净化油缓冲罐，经外输泵增压进入外输管道输至轮一联合站，分离的水相从热化学脱水器底部进入采出水处理单元处理后回注。

（3）采出水处理工艺流程

经天然气处理装置、原油处理装置分离出的采出水首先进入接收水罐沉降，去除采出水中油相、泥沙、SS 等；经沉降后采出水泵送至压力除油器，去除采出水中油相，压力除油器回收油进入原油处理装置进一步处理；经除油后出水直接进入过滤装置，去除水中大颗粒悬浮物等；滤后水进入净化水罐，净化水罐出水满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后，由回注水泵经现有注水管线输至区域注水井回注油气层。

（4）依托可行性

拟建工程采出液最终进入哈六联处理，哈六联合站运行负荷见表 3.3-8。

表 3.3-8 哈六联合站运行负荷统计表

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	拟建工程需处理量	依托可行性
1	原油 10 ⁴ t/a	100	68	68%	32	50	可依托
2	采出水 m ³ /d	3000	1000	33%	2000	5	可依托

由上表可知，哈六联合站处理能力可满足拟建工程生产需求，依托可行。

3.3.4.6.3 英买处理站

(1) 英买处理站基本情况

英买处理站是一座集油、气、水、电于一体的综合处理厂。包括 350×10⁴m³/d 天然气处理装置 2 套；25×10⁴t/a 凝析油稳定装置 2 套、3 个罐区、5 个站、2 座火炬等共 22 个单元，以及相应配套的供电系统、自动化系统、仪表系统、通讯系统、水处理系统、供热及暖通系统、消防系统、总图工程、输水管线、外输电力等。

英买处理站于 2007 年 8 月 27 日取得原国家环境保护总局批复（环审〔2007〕336 号），2010 年 1 月 21 日取得环境保护部验收意见（环验〔2010〕23 号），并于 2024 年 11 月 14 日变更了排污许可证（许可证编号：9165280071554911XG005V）。

(2) 英买处理站总工艺流程

由羊塔克、玉东 1 气田来的凝析气和英买 17、英买 21、英买 23 来的凝析气，经集配气阀组与英买 7-19 集气站来的凝析气一起进入段塞流捕集器单元，进行气液两相分离，分离出来的凝析油进入凝析油稳定装置，凝析油经多级闪蒸、脱水、脱盐和低压提馏进行稳定。稳定后凝析油去外输油首站。天然气和凝析油稳定的脱出气平均分成两路进入天然气处理装置，经脱水、回收轻烃、轻烃脱乙烷后，生产的干气经外输气压缩机增压后进入集气干线，输至轮南末站，脱乙烷轻烃经与脱丁烷塔底稳定轻烃换热后进入脱丁烷塔，生产液化气和稳定轻烃；装置生产的液化气进入液化气罐区经泵加压后管输至牙哈铁路装车站；装置生产的稳定轻烃经冷却后自压进入凝析油罐区，与凝析油经外输油首站管输至牙哈铁路装车站。段塞流捕集器分离出来的油气田采出水去污水处理站处理。

(3) 依托可行性

拟建工程井场采出油气分离出的天然气最终输送至英买处理站进行处理，依托英买处理站富余情况如表 3.3-9 所示。

表 3.3-9

英买处理站处理能力一览表

英买处理站	设计规模	实际处理量	富余能力	拟建工程需处理量	依托可行性
天然气 ($\times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$)	700	531	169	0.2	可依托

由上表可知，英买处理站处理能力可满足拟建工程生产需求，依托可行。

(1) 基本情况

英买 7 固废场位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区新和县英买采油气管理区英买 7 集气站西南侧 800m 处，。日均处理生活垃圾量 1.5t、工业固废 2.74m³，年均处理生活垃圾量 547.5t、工业固废 1000m³。共有 4 个固废填埋池，其中，2 个为生活垃圾填埋池，总库容 10000m³，有效容积约为 8000m³，设计使用年限为 10.44 年；2 个为工业固废填埋池，总库容

10000m³，有效容积约为 8000m³，设计使用年限为 8 年。英买 7 固废场主要收集塔里木油田分公司英买采油气管理区职工在工作、生活中产生的各类生活垃圾和建设过程中产生的一般工业固废（不包括含油废物等危险固废）。英买 7 固废场新建工程于 2017 年 12 月 16 日取得原阿克苏地区环境保护局批复（阿地环函字〔2017〕656 号，附件 16），并于 2019 年 7 月 22 日塔里木油田分公司英买采油气管理区开展自主验收（油英买质健安环委〔2019〕3 号，附件 17）。

(2) 依托可行性

英买 7 固废填埋场处理能力校核与适应性分析见表 3.3-10。

表 3.3-10

英买 7 固废场运行负荷统计表

序号	名称	最大处理量 (m ³)	现状处理量 (m ³)	富余量 (m ³)	拟建工程需处理量 (t)	依托可行性
1	施工废料	8000	3000	5000	0.4	可依托
2	生活垃圾	8000	3000	5000	0.9	可依托

由上表可知，英买 7 固废填埋场处理能力可满足拟建工程生产需求，依托可行。

3.3.4.6.5 英买采油气管理区生活公寓生活污水处理装置

(1) 基本情况

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

英买采油气管理区生活污水处理装置采用一体化污水处理装置，生活排水经管线汇集后进入化粪池，经化粪池处理后的上清液排入调节水池，再经调节水池进入地埋式污水处理装置处理后进入清水池，处理后出水水质满足《农村生活污水处理排放标准》（DB65 4275-2019）表 2 中 B 级标准后冬储夏灌，用于荒漠灌溉。

(2) 依托可行性

英买采油气管理区生活基地生活污水处理设施处理能力校核与适应性分析见表 3.3-11。

表 3.3-11

英买采油气管理区生活基地生活污水处理设施运行负荷统计表

序号	名称	最大处理量 (m ³ /d)	现状处理量 (m ³ /d)	富余量 (m ³ /d)	拟建工程需处理量 (m ³ /d)	依托可行性
1	生活污水	96	60	36	0.96	可依托

由上表可知，英买采油气管理区生活公寓生活污水处理设施处理能力可满足拟建工程生产需求，依托可行。

3.4 工程分析

3.4.1 工艺流程及产排污节点

3.4.1.1 施工期

施工期主要包括地面工程内容，工艺流程及排污节点分述如下：

1) 井场建设

本工程计划新建标准化井场 1 座（雄英 104 井），施工期内容主要为井场场地清理，采油井场的设备安装以及井场内管线连接。设备安装首先需进行场地平整，设置施工车辆临时停放场地，将采油设备拉运至井场或进行安装调试。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

本工程新建 1 条 1.987km 的雄英 104 井采油管线，管线施工工艺流程详见图 3.4-1。

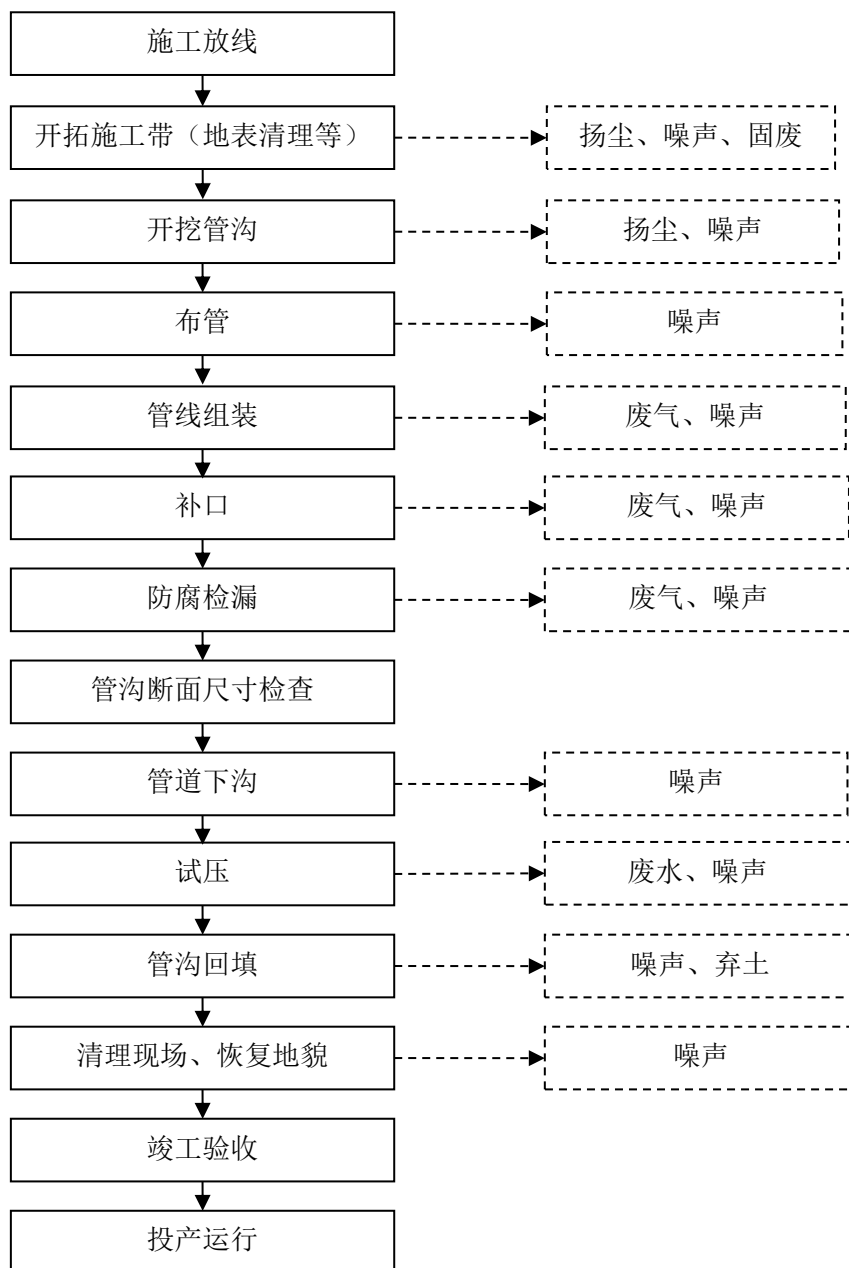


图 3.4-1 管线施工工艺流程及产污环节示意图

管线施工工艺流程简介：

①施工放线

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

②施工前土地清理
施工前需对场地进行平整，设置施工车辆临时停放场地。施工期间可依托已有道路和拟建的巡检道路进行作业，沿设计的管线走向设置宽度约 8m 的作业带并取管沟一侧作为挖方存放点，在合适地点设置车辆临时停放场地。

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

③管沟开挖

工程沿管线设计路线进行开挖管沟，并根据现场情况适当调整，保证新铺设管线与已建管线保持一定距离：距离地下现有原油天然气管线水平距离 $\geq 0.3\text{m}$ 。管沟底宽 1.0m，沟深 1.6m，管沟边坡比为 1:1.25，开挖过程中对管沟区挖方单侧堆放，以机械开挖为主，人工为辅。施工作业带宽度控制在 8m 以内。

④管线组装

本工程新建 1 条采油管线，采用玻璃钢管，其制造符合《高压玻璃纤维管线管规范》（SY/T 6267-2018）的要求。

⑤管道下沟

管道下沟前，应复查管沟深度，沟内不得有塌方、石块、积水、冰雪等有损防腐层的异物。石方或戈壁段的管沟，应预先在沟底垫 200mm 厚细土。石方段细土最大粒径不得超过 10mm，戈壁段细土的最大粒径不得超过 20mm。

管道施工示意图见图 3.4-2。

⑥吹扫与试压

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

集输管线试压介质采用中性洁净水。水压试压的强度试验的静水压力为设计压力的 1.25 倍，严密性试验压力为设计压力。

试压过程中有泄漏时，不得带压修理。缺陷修补后应重新进行试压直至合格。

⑦穿越工程

管线与电（光）缆交叉时，净距不小于 0.5m；与管线交叉时，两管线之间净距不小于 0.3m。为确保地下电（光）缆、已建管道的安全，施工前应进行地下管道及障碍物探测，待确定其准确穿越位置后，两侧 5m 管沟采用人工开挖。电（光）缆、管道两侧各 5m 的管沟均采用人工回填夯实，回填土内不得含有石头或其它有可能损伤电（光）缆、管道的物体。同时按要求在电（光）缆上压盖红砖。

⑧管沟回填

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

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

管道回填分二次进行，第一次回填细软土，高出管顶部 300mm，并夯实；第二

次回填其它土，回填土高出自然地面 300mm。

管线施工过程中废气污染源为施工扬尘、施工机械及运输车辆尾气，土方开挖和倾卸时产生的扬尘，通过控制倾卸高度减少扬尘产生量；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；废水污染源主要为试压废水和生活污水，试压废水由管内排出后循环使用，试压结束后用于洒水抑尘，生活污水依托英买采油气管理区生活公寓生活污水处理装置处理；固体废物为地面工程施工过程产生的土方、施工废料及生活垃圾，土方施工结束后用于回填管沟及井场平整，施工废料和生活垃圾运至英买 7 固废填埋场填埋处置。

3.4.1.2 运营期

拟建工程工艺流程主要包括油气开采、集输、井下作业。

(1) 油气开采

根据雄英油田雄英 1 区块目前生产情况、油气藏性质和配产情况，选择采油方式为利用地层天然能量自喷开采。井场设置有 RTU 控制器，井口采集数据通过 RTU 控制器无线传输至集气站、处理厂集中监控。

(2) 油气集输

雄英 1 区块产能整体依托雄探 1 井试采点进行处理。区块产能采用气液混输+气液分输工艺。

(3) 井下作业

井下作业主要包括压裂、酸化、洗井、修井、清蜡、除砂、侧钻等。

运营期井下作业主要有洗井、修井、清蜡、除砂等。

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

油气开采、集输过程中废气污染源主要为井场无组织废气 (G_1)，采取密闭集输工艺；废水污染源主要为井下作业废水 (W_1) 和采出水 (W_2)，井下作业废水送至英潜联合站，经污水处理装置处理后回注，不外排；雄英 1 区块暂无采出水产生，后期见水后，采出水随采出液一并输至雄探 1 井试采点，气液分离后随原油一起由罐车拉运至哈六联合站处理；噪声污染源主要为采油树 (N_1)、井下作业设备

(N₂) 运行产生的噪声，采取基础减振的降噪措施。固体废物为井下作业过程中产生的落地油 (S₁) 和场地清理环节产生的废防渗材料 (S₂)。

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

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

3.4.2 施工期环境影响因素分析

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

3.4.2.1 生态影响因素

生态影响主要体现在井场、管线等建设阶段，如占用土地、施工对地表植被的

影响、土壤扰动等。集油管道开挖产生的弃土及时回填至管沟上方，基本可做到土石方挖填平衡。

占用土地包括临时占地和永久占地，将暂时或永久改变土地原有使用功能。临时占地主要为井场和管线施工临时占地，施工结束后临时占地可恢复原有使用功能。永久占地主要为井场地面工程永久占地。

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

根据估算，本工程总占地约 1.7724hm²，其中永久占地 0.1609hm²、临时占地 1.6115hm²，详见表 3.4-1。工程占地类型主要为天然牧草地。

表 3.4-1 占地面积统计表

序号	工程内容	新增占地面积 (hm ²)			说明
		永久	临时	总占地	
1	井场	0.16	0	0.16	新建井场共计 1 座，单座井场永久占地面积为 1600m ² (40m×40m)。
2	井场通信工程	0.0009	0.0219	0.0228	通信线路长度 38m，作业带宽度 6m，总占地面积为 228m ² ，其中，永久占地为 9m ² (3m×3m)，用于布置通信杆及 RTU 控制箱，其余为临时占地。
3	管线工程	0	1.5896	1.5896	采油管线 1.987km，作业带宽度 8m。
合计		0.1609	1.6115	1.7724	/

3.4.2.2 施工期污染源分析

(1) 废气污染源

本工程施工过程中废气包括施工扬尘和施工车辆尾气。

①施工扬尘

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

②车辆尾气

在油气田地面工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有颗粒物、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，施工机械废气对周

围大气环境的影响是有限的。

（2）废水污染源

施工期产生的废水主要为生活污水和管线试压废水。

①生活污水

拟建工程施工人数约 30 人，施工周期 60 天，根据《新疆工业和生活用水定额》，生活用水量按 40L/d·人计，生活用水量总计约 72m³，生活污水排放量按用水量的 80%计，则施工期生活污水共产生量为 57.6m³。拟建工程不设施工营地，现场施工期间施工人员携带便携马桶，施工结束当天带回英买采油气管理区生活公寓，生活污水依托英买采油气管理区生活公寓现有生活污水处理设施妥善处理。

②试压废水

管道工程分段试压以测试管道的强度和严密性，本工程管道采用无腐蚀性洁净水作为试压介质，管道试压废水中主要污染物为 SS。管道试压分段进行，试压水排出后进入下一段管线循环使用，主要污染物为 SS，试压结束后，产生的试压废水按照每千米 2.5m³ 计算，本工程管线共计 1.987km，试压废水约为 4.97m³，主要污染物为 SS。新建管线的试压废水可用作场地降尘用水。

（3）固体废物污染源

本项目施工期产生的固体废物主要为施工过程中产生的施工土石方、施工废料、施工人员生活垃圾。

①生活垃圾

拟建工程施工人数约 30 人，施工周期 60 天，平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg。整个施工过程生活垃圾产生量共计 0.9t，生活垃圾集中收集后定期清理运送至英买 7 固废填埋场填埋。

②施工废料

施工废料主要包括管材边角料等。根据类比调查，施工废料的产生量约为 0.2t/km，本工程新建集输管线 1.987km，施工废料产生量约为 0.4t。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后拉运至英买 7 固废填埋场处置。

③土石方

本工程共开挖土方 1 万 m³，回填土方 1 万 m³，无弃方，开挖土方主要为井场

平整、管沟开挖产生土方用于为井场回填、管沟回填。

结合所在地区最大冻土层深度确定管顶最小埋深为 1.20m，管沟深度按 1.6m 计，管沟底宽 1m，边坡比为 1:1.25，1 米管线的挖方量约 4.8m³，合计挖方约 0.96 万 m³，回填后管沟上方留有自然沉降余量（高出地面 0.3m），剩余土方用于施工作业带平整，不再单独设置取、弃土场。本工程土石方平衡见下表 3.4-2。

表 3.4-2 土方挖填方平衡表 单位：万 m³

工程分区	挖方	填方	借方量		弃方量	
			数量	来源	数量	去向
井场工程	0.04	0.04	0	—	0	—
管道工程	0.96	0.96	0	—	0	—
合计	1	1	0	—	0	—

（4）施工噪声源强

项目施工期噪声主要包括土方施工、建构筑物结构施工、设备吊运安装、管沟开挖、管线铺设等过程中各种机械和设备产生的噪声，物料运输车辆交通噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ 2034-2013）中表 A.2 和类比油田开发工程中井场、集气站、管线铺设实际情况，项目施工期拟采用的各类施工设备产噪值见表 3.4-3。

表 3.4-3 主要施工设备噪声源不同距离声压级 单位：dB(A)

序号	设备名称	噪声值/距离〔dB(A)/m〕	序号	设备名称	噪声值/距离〔dB(A)/m〕
1	装载机	88/5	3	运输车辆	90/5
2	挖掘机	90/5	4	吊装机	84/5

3.4.3 运营期环境影响因素分析

3.4.3.1 废水污染源

（1）采出水

根据雄英 1 区块现有开发资料，拟建工程井场开采暂不含采出水。

采出水主要来源于油气藏本身的底水、边水，且随着开采年限的增加呈逐渐增加上升状态。根据项目设计资料，根据项目预测开发指标，含水按 10%考虑，工程采出水约 5t/d（1825t/a），主要污染物为石油类、SS。采出水随采出液一并输至雄探 1 井试采点，气液分离后随原油一起由罐车拉运至哈六联合站处理，达到《碎屑

岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层。

（2）井下作业废水

井下作业废水的主要来源为修井过程产生的压井水和压井液、修井时的循环水及洗井时产生的洗井废水。根据排放源统计调查产排污核算方法和系数手册中 1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册（见表 3.4-4），计算井下作业废水产生量。

表 3.4-4 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）	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	回收回注	0
				石油类	克/井次-产品	6122	回收回注	0

本工程采油井的开采层位为喀拉玉尔袞构造带寒武系，为凝析气层低渗透油藏，根据上表计算井下作业废水产生量为 27.13t/井次，化学需氧量产生量为 34679g/井次，石油类产生量为 6122g/井次。按井下作业每 2 年 1 次计算，则单井每年产生井下作业废水 13.565t、化学需氧量 17340g、石油类 3061g，则本工程井下作业工程产生的井下作业废水量为 13.565t/a，其中污染物化学需氧量、石油类为 0.017t/a、0.003t/a。井下作业废水自带回收罐回收作业废水，拉运至英潜联合站，经污水处理装置处理后回注，不外排。

（3）生活污水

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

3.4.3.2 废气污染源

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

（1）油气集输过程中非甲烷总烃（NMHC）

在油气集输环节产生的挥发性有机物（VOCs）主要包括非甲烷总烃（烷烃、烯烃、

芳香烃、炔烃等）、含氧有机化合物（醛、酮、醇、醚、酯、酚等）、卤代烃，含氮有机化合物，含硫有机化合物等，对本工程而言，VOCs 主要为非甲烷总烃。

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

公式如下：

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

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

t_i ——密封点 i 的年运行时间，h/a；

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

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

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

n ——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数。

表 3.4-5 设备与管线组件 $e_{\text{TOC},i}$ 取值参数表

类型	设备类型	排放速率 $e_{\text{TOC},i}$ / (kg/h 排放源)
石油炼制工业	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，则本工程采出液中 $WF_{\text{VOCs},i}$ 和 $WF_{\text{TOC},i}$ 比值取 1；根据设计单位提供的数据，项目涉及的阀门、法兰数量以及无组织废气核算见表 3.4-6 所示。

表 3.4-6 本工程非甲烷总烃无组织废气核算一览表

序号	设备名称		密封点 (个)	$e_{\text{TOC},i}(\text{kg/h})$	$\text{WF}_{\text{VOCs},i}/\text{WF}_{\text{TOC},i}$	排放速率 (kg/h)	年运行时间 (h)	年排放量 (t/a)
1	雄英 104	阀门（气体）	7	0.064	1	0.001344	8760	0.0118
2	井场	法兰	14	0.085		0.00357	8760	0.0313
合计						0.004914	8760	0.0431

由上表可知，本工程雄英 104 井场无组织逸散非甲烷总烃排放量为 0.0431t/a，排放速率为 0.004914kg/h。

(2) 硫化氢

根据本工程提供的相关原油和天然气物性表，本工程采出液中硫化氢主要存在于天然气中。

无组织排放 H_2S 计算思路为：通过无组织非甲烷总烃排放量推算出无组织天然气排放量，根据天然气中硫化氢的质量占比，计算出无组织硫化氢的排放量，计算过程如下：

本工天然气密度为 0.8922kg/m^3 ，平均分子量为 21.40，其中甲烷摩尔体积占 75.2%，非甲烷总烃摩尔体积占 16.28%，氮气摩尔体积占比 3.82%，氧气摩尔体积占比 0.33%，二氧化碳体积占比 4.15%，硫化氢摩尔体积占 0.22%。

由于天然气中甲烷、氮气、氧气、二氧化碳、硫化氢的摩尔质量均可确定，分别为 16、28、32、44、34，可分别计算出单位天然气中各物质的单位质量及占比：

甲烷的单位质量为 $0.752 \times 16 \div 21.40 \times 0.8922 = 0.5016\text{kg/m}^3$ ，质量占比 56.22%；
 氮气的单位质量为 $0.0382 \times 28 \div 21.40 \times 0.8922 = 0.0446\text{kg/m}^3$ ，质量占比 5.00%；
 氧气的单位质量为 $0.0033 \times 32 \div 21.40 \times 0.8922 = 0.0044\text{kg/m}^3$ ，质量占比 0.49%；
 二氧化碳的单位质量为 $0.0415 \times 44 \div 21.40 \times 0.8922 = 0.0761\text{kg/m}^3$ ，质量占比 8.53%；
 硫化氢的单位质量为 $0.0022 \times 34 \div 21.40 \times 0.8922 = 0.0031\text{kg/m}^3$ ，质量占比 0.35%；
 则非甲烷总烃的单位质量为 0.2624kg/m^3 ，质量占比 29.41%。

由上文计算可知本工程井场非甲烷总烃排放量为 0.0431t/a，那么无组织排放的天然气总量为 $0.0431 \div 29.41\% = 0.1465\text{t/a}$ 。

故雄英 104 井场新增无组织逸散的硫化氢排放量为 $0.1465 \times 0.35\% = 0.0005\text{t/a}$ ，排放速率为 0.000057kg/h。

3.4.3.3 固体废物污染源

(1) 危险废物

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

①落地油

本工程运营期产生的固体废物主要产生于井下作业过程中由于非正常原因导致原油散落地面形成的油土混合物，主要含有矿物油等。

本工程井下作业时带罐作业，防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到原油 100%回收，类比区块内油井作业污泥产生量，约 50kg/井·次，作业频次一般 2 年，约合 0.025t/a·井。本工程共 1 口井，产生落地油量为 0.025t/a，落地油回收率为 100%，回收后的落地油使用专用桶收集后交由有危废处置资质的单位处置。

②废防渗材料

项目运营期油井作业时，作业场地下方铺设防渗材料，产生的落地油直接落在防渗材料上，目前油田使用的防渗材料均可重复利用，平均重复利用 1-2 年。单块防渗材料重约 250kg（12m×12m），每口井作业用 2 块，约合 0.25t/a·井。则本工程 1 口井产生废弃防渗材料最大量约 0.25t/a。

作业过程中产生的废防渗材料属于危险废物，危废代码为 HW08 中 900-249-08 其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物。作业施工结束后，由施工单位将废弃的含油防渗布集中收集后委托具有危险废物运输及处理资质的单位拉运处理，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

项目产生的危险废物汇总表见表 3.4-8。

表 3.4-8 危险废物汇总表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量 (t/a)	产生工序	形态	主要成分	产废周期	危险特性	污染防治措施
1	落地油	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-001-08	0.025	井下作业、采油气环节和集输与处理环节	液态	石油类	间歇	T.I	交由有危废处置资质的单位处置
2	废防渗材料		900-249-08	0.25	场地清理环节	固态	石油类	间歇	T.I	

（2）生活垃圾

运营期不新增劳动定员，均依托现有工作人员，井场无人值守，故不新增生活

垃圾。

3.4.3.4 运营期噪声源强

拟建工程井场产噪设备主要为采油树噪声，根据《天然气长输管道工艺场站噪声的治理》（电子设计工程，施纪卫、吕莉、武玉双，2013 年 2 月）：采油树噪声属气流噪声，噪声源强范围为 85~90dB（A），采油井场噪声污染源治理措施情况见表 3.4-9。拟建工程采取基础减振降噪，控制噪声对周围环境的影响，降噪效果约 10dB（A）。

表 3.4-9 噪声源设备

序号	噪声源名称		数量/（台/套）	源强（dB(A)）	降噪措施	降噪效果（dB(A)）
1	单井井场	采油树	1	85~90	基础减振	10

3.4.3.5 硫平衡

由上文“3.4.3.2 废气污染源”分析可知，本工程采出液中的硫主要存在于天然气中，油气集输过程中仅有少部分硫以无组织硫化氢废气的形式排入外环境，其他硫组分随着采出液全部进入雄探 1 井试采点。

拟建工程采油气过程中天然气设计开采规模为 73 万 m³/a（0.2 万 m³/d），天然气密度为 0.8922kg/m³，硫化氢质量占比 0.35%，则硫质量占比为 0.33%，则天然气中硫含量为 730000×0.8922÷1000×0.33%=2.15t/a，无组织废气排放的硫化氢中硫含量为 0.0005×32÷34=0.00047t/a，剩余硫为 2.15-0.00047=2.14953t/a 全部进入雄探 1 井试采点。区域硫平衡图如下。本工程硫平衡图见图 3.4-5。

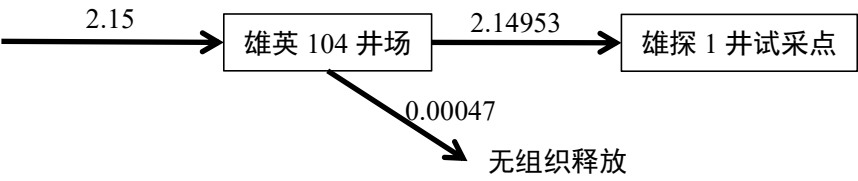


图 3.4-5 拟建工程井场硫平衡图 单位：t/a

3.4.3.6 污染物排放情况汇总

本工程运营期三废排放状况见表 3.4-10。

表 3.4-10 运营期污染物排放汇总

类别	工段	污染源	主要污染物	产生量 (t/a)	排放量 (t/a)	排放去向
废气	油气集输	无组织排放废气	非甲烷总烃	0.0431	0.0431	大气
			硫化氢	0.0005	0.0005	
废水	油气集输	采出水	-	1825	0	随原油一起由罐车拉运至哈六联合站处理后回注，不外排
	井下作业	洗井液	-	13.565	0	采用专用回收罐收集后运至英潜联合站，经污水处理装置处理后回注，不外排
固体废物	井场作业	落地油	-	0.025	0	委托有资质单位处理置
	井场作业	废防渗材料	-	0.25	0	
噪声	采油树	机械噪声	-	80dB(A)	厂界达标	采取基础减振降噪措施

3.4.4 退役期环境影响因素分析

3.4.4.1 退役期环境空气保护措施

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

(2) 运输车辆使用符合国家标准的油品。

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

3.4.4.2 退役期水污染防治措施

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

3.4.4.3 退役期噪声防治措施

退役期噪声主要为运输车辆产生的噪声，主要采取以下措施：

(1) 选用低噪声机械和车辆。

(2) 加强设备检查维修，保证其正常运行。

(3) 加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

3.4.4.4 退役期固体废物处置措施

退役期固废主要为废弃管线、废建筑垃圾和废防渗材料，采取以下措施：

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

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

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

(4) 运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

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

3.4.4.5 退役期生态恢复措施

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

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

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

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

3.4.6 清洁生产水平分析

(1) 油气集输清洁生产工艺

①本工程实施后，原油和天然气输送过程采用密闭工艺流程，采用先进设备和材料，加强设备管理，减少跑、冒、滴、漏，减少烃类物质的挥发量。

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

③井下作业起下管时，安装自封式封井器，避免油气喷出。

④对施工中的运输车辆采取防渗漏、防溢流和防散落措施。

⑤井下作业过程中，对产生的废液采用循环作业罐（车）收集。

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

⑦气田伴生资源综合利用率为 100%。

⑧废水、废气、固体废物建档分类管理,并清洁化、无害化处置,处置率应达到 100%。

（2）节能及其它清洁生产措施分析

①优化简化单井集输管网，降低生产运行时间；

②管线均进行保温，减少热量损失；

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

④采用自动化管理，提高了管理水平。

（3）建立有效的环境管理制度

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

（4）清洁生产评价指标

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

生产水平技术指标进行对比分析，以此来说明本工程的清洁生产水平。

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

①评价依据

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

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

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

——定量评价指标体系的评价基准值代表了行业清洁生产的平均先进水平。

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

②权重分值

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

③评价指标

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

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

本工程企业清洁生产评价指标体系的各评价指标、评价基准值和权重值见表 3.4-12。

表 3.4-12 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	实际值	得分
(1) 资源与能源消耗指标	25	占地面积		5	符合行业标准	符合行业标准	5
		洗井液消耗	m³/井次	10	符合行业标准	符合行业标准	10
		新鲜水消耗		10	≤5.0	≤5.0	10
(2) 生产技术特征指标	25	压裂放喷返排入罐率	%	25	100	100	25
(3) 资源综合利用指标	25	落地原油回收率	%	8	100	100	8
		生产过程排出物利用率	%	9	100	100	9
		剩余作业液回收率	%	8	100	100	8
(4) 污染物产生指标	25	废弃洗井液	kg/井次	5	100%	100%	5
		修井废水	kg/井次	5	100%	100%	5
		废气	kg/井次	5	符合行业标准	符合行业标准	5
		含油污泥	kg/井次	5	乙类区≤70	≤70	5
		一般固体废物（生活垃圾）	kg/井次	5	-	-	5
定性指标							
一级指标	权重值	二级指标		指标分值			
(1) 生产工艺及设备要求	40	防喷措施	具备	5	5		
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压	5	5		
		防溢设备（防溢池设置）	具备	5	5		

		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处	5	5
		作业废液污染控制措施	集中回收处理	10	10
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施	10	10
(2) 环境管理体系建设及清洁生产审核	40	建立 HSE 管理体系并通过认证		15	15
		开展清洁生产审核		20	20
		制订节能减排工作计划		5	5
(3) 贯彻执行环境保护法规的符合性	20	满足其它法律法规要求		20	20

表 3.4-13 采油（气）作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标								
一级指标	权重值	二级指标		单位	权重值	评价基准值	本项目	
							实际值	得分
(1) 资源和能源消耗指标	30	综合能耗		kg 标煤/t 采出液	30	稀油：≤65 稠油：≤160	50（稀油）	30
(2) 资源综合利用指标	30	余热余能利用率		%	10	≥60	0	0
		油井伴生气回收利用率		%	10	≥80	100	10
		含油污泥资源化利用率		%	10	≥90	100	10
(3) 污染物产生指标	40	石油类		mg/L	5	≤10	0	5
		COD		mg/L	5	乙类区≤150	0	5
		落地凝析油回收率		%	7.5	100	100	7.5
		采油废水回用率		%	7.5	≥60	100	7.5
		油井伴生气外排率		%	7.5	≤20	0	7.5
		采油废水有效利用率		%	7.5	≥80	100	7.5
定性指标								
一级指标	指标分值	二级指标				指标分值	本项目得分	
							实际情况	得分
(1) 生产工艺及设备要	45	井筒质量				5	井筒实施完好	5
		采油	套管气回收装置			10	已落实	10

求			防止落地原油产生措施	10	已落实	10
		采油（气）方式	自喷采气	10	已落实	10
		集输流程	全密闭流程	10	全密闭	10
(2) 环境管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证		10	已建立	10
		开展清洁生产审核并通过验收		20	已开展	20
		制定节能减排工作计划		5	已制定	5
(3) 贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况		5	已落实	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况		5	已落实	5
		老污染源限期治理项目完成情况		5	不涉及限期治理项目	5
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况		5	已完成	5

(2) 评价指标体系计算

① 定量评价指标的考核评分计算

定量评价考核总分值的计算公式为：

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

式中：

P_1 ——定量评价考核总分值；

n ——参与定量评价考核的二级指标项目总数；

S_i ——第 i 项评价指标的单项评价指数；

K_i ——第 i 项评价指标的权重值。

② 定性评价指标的考核评分计算

定性评价指标考核总分值的计算公式为：

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

式中：

P_2 ——定性评价二级指标考核总分值；

F_i ——定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

N ——参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

③ 综合评价指数考核评分计算

综合评价指数计算公式为：

$$P=0.6P_1+0.4P_2$$

式中：

P ——清洁生产综合评价指数；

P_1 ——定量评价指标考核总分值；

P_2 ——定性评价指标考核总分值。

由表计算得出：本工程井下作业定量指标得分 100 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 100 分；采油作业定量指标得分 90 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 94 分。

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

表 3.4-14 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

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

根据计算显示，本工程在执行各类环境保护、节能降耗措施后，综合评价指数得分 94 分，整体可达到清洁生产先进企业水平。

3.4.7 污染物排放“三本账”

拟建工程实施后“三本账”的排放情况见表 3.4-15。

表 3.4-15 拟建工程实施后雄英 1 油田“三本账”情况一览表 单位：t/a

类别	废气					废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃	硫化氢		
现有工程排放量	0.021	0.0039	0.155	3.3921	0.000858	0	0
拟建工程新增排放量	0	0	0	0.0431	0.0005	0	0
以新带老削减量	0	0	0	0	0	0	0
拟建工程实施后排放量	0.021	0.0039	0.155	3.4352	0.001358	0	0
拟建工程实施后增减量	0	0	0	+0.0431	+0.0005	0	0

3.4.8 污染物总量控制分析

3.4.8.1 总量控制原则

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

3.4.8.2 污染物总量控制因子

根据国家“十四五”污染物排放总量控制要求，污染物排放总量控制因子如下：

废气污染物：NO_x、VOCs。

废水污染物：COD、NH₃-N。

3.4.8.3 总量控制建议指标

（1）施工期

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

（2）运营期

根据项目工程特点，本工程油气集输和处理采用密闭集输工艺，废气污染物主要为集输过程产生的无组织排放的 VOCs 为 0.0431t/a。

故本次评价提出的总量控制建议指标为：

VOCs：0.0431t/a。

按照总量替代原则，VOCs 由中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司调剂解决。

3.5 相关法律法规、规划符合性分析

3.5.1 产业政策符合性分析

（1）与《产业结构调整指导目录（2024 本）》符合性分析

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

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

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

文件名称	文件要求	本工程	符合性
《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》	石油、天然气开发项目的选址与布局应符合自治区或油气企业相关油气开发专项规划及规划环评要求，原则上应当以区块为单位开展环境影响评价工作。	本工程以雄英 1 区块为单位开展环评工作，属于塔里木油田新开发的区块，并以区块为单位开展环境影响评价工作。	符合
	施工期应当尽量减少施工占地、严格控制施工作业面积、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，有效降低生态环境影响。	本工程井场永久占地以及管线临时占地规模均尽可能缩小占地面积和作业带宽度。	符合
	工艺过程控制措施、废气收集处理措施以及站场边界非甲烷总烃排放浓度应满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728）要求。锅炉、加热炉、压缩机等装置应优先使用清洁燃料或能源，燃煤燃气锅炉、加热炉废气排放应达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271）要求，有地方标准的按地方标准执行。	本工程采取密闭集输工艺，井场边界非甲烷总烃排放浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728）要求	符合
	钻井及储层改造应采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、压裂液、钻井液，配备完善的固控设备，钻井液循环率应达到 95%以上，压裂废液、酸化废液等井下作业废水应 100%返排入罐。	本工程采出水随采出液一并输至雄探 1 井试采点，气液分离后随原油一起由罐车拉运至哈六联合站处理回注，不外排；井下作业废水收集后送英潜联合站，经污水处理装置处理后回注，不外排。	符合
	涉及废水回注的，应采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染；在相关行业污染控制标准发布前，回注水应满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329）《气田水注入技术要求》（SY/T6596）等相关标准要求。		符合
	废弃钻井泥浆及岩屑应采取“泥浆不落地”工艺，勘探、开发过程产生的落地原油回收率应达到 100%。废弃水基钻井泥浆及岩屑经“泥浆不落地”设备处理后，固相优先综合利用，暂时不利用或	本工程井下作业时带罐作业，防止产生落地油，井口排出物全部进罐，落地油回收率为 100%，回收后的落地油使用专用桶收集后交由有危废处	符合

文件名称	文件要求	本工程	符合性
	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%。	置资质的单位处置。 废防渗材料主要在修井作业过程中产生。修井作业时，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，作业施工结束后，由施工单位将废弃的含油防渗材料集中收集，委托交由有危废处置资质的单位处置。	
	噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348）要求。	在采取低噪声设备、基础减震等措施的情况下，本工程井场厂界噪声排放能达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》2 类标准（GB12348）要求	符合

3.5.2 相关法规、政策、规范、规划符合性分析

3.5.2.1 相关法规符合性分析

（1）与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》的符合性分析

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

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

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

3.5.2.2 相关政策符合性分析

(1) 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

表 3.5-2 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《石油天然气开采业污染防治技术政策》(公告 2012 年第 18 号)	要遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。要逐步实现对行业排放的石油类污染物进行总量控制	拟建工程运营期废水主要为井下作业废水和采出水，井下作业废水收集后送英潜联合站，经污水处理装置处理后回注，不外排；雄英 1 区块暂未见水，待后期见水后，采出水随采出液一并输至雄探 1 井试采点，气液分离后随原油一起由罐车拉运至哈六联合站处理回注，不外排；同时采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染。	符合
	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。	拟建工程建设布局合理，已在设计阶段合理选址，合理利用区域现有道路，减少项目占地；天然气经雄探 1 井试采点脱硫净化后密闭集输至英买处理站，原油通过罐车拉运至哈六联合站。	符合
	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放	拟建工程油气集输过程为密闭流程。	符合
	在油气开发过程中，应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复	本评价已提出生态影响减缓措施。	符合
	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排	运营期井下作业废水送英潜联合站，经污水处理装置处理后回注，不外排；采出水随采出液一并输至雄探 1 井试采点，气液分离后随原油一起由罐车拉运至哈六联合站处理。	符合

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

表 3.5-3 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》(环办环评函〔2019〕

910 号)、新环环评发〔2020〕142 号符合性分析

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《转发〈关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知〉的通知》(新环环评发〔2020〕142 号)	加快推进油气发展(开发)相关规划编制,并依法开展规划环境影响评价。对已批准的油气发展(开发)规划在实施范围、适用期限、规模、结构和布局等方面进行重大调整或修订的,应当依法重新或补充进行环境影响评价。油气开发规划实施满 5 年的应当及时开展规划环境影响跟踪评价	塔里木油田分公司已完成《塔里木油田“十四五”发展规划》,并取得新疆维吾尔自治区生态环境厅审查意见(新环审〔2022〕214 号)	符合
《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)	项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险,提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价,对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的,应当论证其可行性和有效性	拟建工程已在报告中提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施,并在报告中对现有区块开发情况及存在的问题进行回顾性评价,同时针对废水、固废处置的依托进行了可行性论证	符合
	未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块,建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。海洋油气勘探工程应当填报环境影响登记表并进行备案。确定产能建设规模后,原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的,可以纳入区块环评。自 2021 年 1 月 1 日起,原则上不以单井形式开展环评。过渡期间,项目建设单位可以根据实际情况,报批区块环评或单井环评。	根据《全国矿产资源规划(2021-2025 年)》,本项目属于规划中的塔里木盆地油气能源资源基地,为加强油气能源资源基地油气田勘探开发,促进增储上产的要求;塔里木油田分公司实施本次雄英 104 井集输工程。	符合
	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施,降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油,减少废气排放。选用低噪声设备,避免噪声扰民。施工结束后,应当及时落实环评提出的生态保护措施	拟建工程报告中已提出施工过程中严格控制作业带,减少施工占地的措施,要求施工结束后及时进行恢复清理,落实报告中提出的生态保护措施,避免对区域生态环境造成影响	符合
	油气长输管道及油气田内部集输管道应当优先避让环境敏感区,并从穿越位置、	拟建工程油气集输管线采取埋地敷设方式,敷设管线未	符合

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
	穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面进行深入论证。高度关注项目安全事故带来的环境风险，尽量远离沿线居民	穿越红线，不在生态保护红线范围内，在采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施后，环境风险可防控	
	油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案	英买采油气管理区制定有《塔里木油田公司英买采油气管理区突发环境事件应急预案》(备案编号 652922-2023-36-L)	符合

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

表 3.5-4 与《关于规范临时用地管理的通知》符合性分析

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

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

表 3.5-5 与国发〔2023〕24 号文件的符合性分析

文件要求	本工程	符合性
重点区域有京津冀及周边地区、长三角地区、汾渭平原	本工程地处新疆阿克苏地区，所在区域不属于重点区域	符合
坚决遏制高耗能、高排放、低水平项目盲目上马；加快退出重点行业落后产能；全面开展传统产业集群升级改造；	本工程为陆地石油开采项目，属于国家“鼓励	符合

文件要求	本工程	符合性
优化含 VOCs 原辅材料和产品结构；推动绿色环保产业健康发展	类”项目，不在“三高”行业之列	
大力发展新能源和清洁能源；严格合理控制煤炭消费总量；积极开展燃煤锅炉关停整合；实施工业炉窑清洁能源替代；持续推进北方地区清洁取暖	拟建工程采用密闭集输工艺	符合
强化 VOCs 全流程、全环节综合治理。鼓励储罐使用低泄漏的呼吸阀、紧急泄压阀，定期开展密封性检测。汽车罐车推广使用密封式快速接头。污水处理场所高浓度有机废气要单独收集处理；含 VOCs 有机废水储罐、装置区集水井（池）有机废气要密闭收集处理。重点区域石化、化工行业集中的城市和重点工业园区，2024 年年底建立统一的泄漏检测与修复信息管理平台。企业开停工、检维修期间，及时收集处理退料、清洗、吹扫等作业产生的 VOCs 废气。企业不得将火炬燃烧装置作为日常废气处理设施	建设单位在运营期须加强 VOCs 泄漏检测，定期对油气生产设施开展密封性检测；	符合
推进重点行业污染深度治理。高质量推进钢铁、水泥、焦化等重点行业及燃煤锅炉超低排放改造。到 2025 年，全国 80%以上的钢铁产能完成超低排放改造任务；重点区域全部实现钢铁行业超低排放，基本完成燃煤锅炉超低排放改造；推进燃气锅炉低氮燃烧改造。	本工程不涉及	符合
开展餐饮油烟、恶臭异味专项治理；稳步推进大气氨污染防治	不涉及	符合
完善区域大气污染防治协作机制。国家统筹推进京津冀及周边地区大气污染联防联控工作，继续发挥长三角地区协作机制、汾渭平原协作机制作用。国家加强对成渝地区、长江中游城市群、东北地区、天山北坡城市群等区域大气污染防治协作的指导，将粤港澳大湾区作为空气质量改善先行示范区。各省级政府加强本行政区域内联防联控。鼓励省际交界地区市县积极开展联防联控，推动联合交叉执法。对省界两侧 20 公里内的涉气重点行业新建项目，以及对下风向空气质量影响大的新建高架源项目，有关省份要开展环评一致性会商	本工程所在区域不属于“联防联控区”	符合

3.5.2.3 相关规范符合性分析

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

表 3.5-6 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)的符合性分析

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)	因矿制宜选择开采工艺和装备,符合清洁生产要求。应贯彻“边开采,边治理,边恢复”的原则,及时治理恢复矿区地质环境,复垦矿区压占和损毁土地	项目提出施工期结束后,恢复管线临时占地,符合“边开采,边治理,边恢复”的原则	符合
	集约节约利用土地资源,土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模	项目井场永久占地和管线临时占地规模均从土地资源节约方面考虑,尽可能缩小占地面积和作业带宽度	符合
	对伴生有 H ₂ S 气体的油气藏, H ₂ S 气体含量未达到工业综合利用要求的,应采取有效处置方案,未制定 H ₂ S 气体处置方案的油气藏不得开发。	本项目天然气为低含氮气、高含硫化氢、中含二氧化碳的湿气,本工程天然气集输至雄探 1 井试采点对天然气进行脱硫处理。	符合

3.5.2.4 相关规划符合性分析

根据评价区块的地理位置,项目区位于新疆阿克苏地区拜城县境内,所在地涉及的相关地方规划包括:《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《新疆生态环境保护“十四五”规划》、《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》、《塔里木油田“十四五”发展规划》等。拟建工程与相关规划符合性分析结果参见表 3.5-7。

表 3.5-7 拟建工程与相关规划符合性分析一览表

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》	建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度,提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度	拟建工程属于塔里木盆地油气开采项目。	符合
《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》	积极支持两大油田公司加大油气资源勘探开发力度,推动顺北、塔河主体、博孜—大北等区块油气开采取得重要成果,新增油气资源全部留用当地加工转化,加大地区天然气管网、储备和运营设施建设及互联互通工作,重点联通博孜、克深、英买力等气田至温宿产业园区及西部县(市)天然气管网,集中在温宿发展天然气化工产业,辐射至阿克苏市、柯坪县	本项目属于塔里木油田分公司英买力油气田油气开采项目。	符合

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
《新疆生态环境保护“十四五”规划》	加强重点行业 VOCs 治理。实施 VOCs 排放总量控制，重点推进石油天然气开采、石化、化工、包装印刷、工业涂装、油品储运销等重点行业排放源以及机动车等移动源 VOCs 污染防治，加强重点行业、重点企业的精细化管控；全面推进使用低 VOCs 含量涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂等；加强汽修行业 VOCs 综合治理，加大餐饮油烟污染治理力度，持续削减 VOCs 排放量	拟建工程井场无组织废气排放涉及 VOCs 排放，报告中已针对无组织排放提出相应措施。	符合
	加强企业自行监测管理。全面履行排污单位自行监测及信息公开制度，加强帮扶指导和调度监督，督促取得排污许可证的排污单位按要求开展监测	企业现状已履行排污许可及自行监测，报告中已提出计划。	符合
	强化危险废物全过程环境监管。建立健全各类危险废物重点监管单位清单，全面实行危险废物清单化管理。督促各类危险废物产生单位和经营单位依法申报危险废物产生处置情况，报备管理计划，做好信息公开工作，规范运行危险废物转移联单。	拟建工程产生的危险废物严格落实《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年 第 74 号)、《危险废物转移管理办法》(生态环境部令 第 23 号)中相关管理要求。	符合
《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》	以石化、化工等行业为重点，加快实施 VOCS 治理工程建设。石化、化工行业全面推进储罐改造，使用高效、低泄漏的浮盘和呼吸阀，推进低泄漏设备和管线组件的更换，中石化塔河炼化有限责任公司对火车装卸设施开展改造，新建油气回收装置和 VOCS 在线监控设施；中石油、中石化、中曼石油等针对储罐、装载、污水集输储存处置和生产工艺过程等环节建设适宜高效的 VOCS 治理设施，对采油作业区采出水罐、工艺池、卸油台、晾晒池等开展 VOCS 治理，加快更换装载方式	本项目井场无组织废气排放涉及 VOCs 排放，报告中已针对无组织排放提出相应措施。	符合
	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	本工程井下作业废水收集后送英潜联合站，经污水处理装置处理后回注，不外排；采出水随采出液一并输至雄探 1 井试	符合

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
	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	采点，气液分离后随原油一起由罐车拉运至哈六联合站处理回注，不外排；废水不向外环境排放且按照相关要求要求进行分区防渗；制定完善的地下水监测计划；切实保障地下水生态环境安全。	
	按照生态环境部统一部署，建立健全自然保护地生态环境监管制度。组织开展自然保护地人类活动遥感监测疑似问题实地核查，实现自然保护地类型全覆盖。加强自然保护地管理，严控自然保护地内各类开发建设活动	本项目不占用自然保护地。	符合
	建立生态保护红线管控体系，明确管理责任，强化用途管制，实现一条红线管控重要生态空间，确保生态功能不降低，面积不减少，性质不改变。开展生态保护红线基础调查和人类活动遥感监测，及时发现、移交、查处各类生态破坏问题并监督保护修复情况	本项目不占用及穿越生态保护红线，可确保生态功能不降低，面积不减少，性质不改变	符合
《新疆维吾尔自治区石油天然气发展“十四五”规划》	加强油气产能建设。提高老油田采收率，加大塔里木盆地和老油区深层超深层、外围油气资源开发力度，减缓吐哈、准东、塔河等老油区产量递减。积极推动天山北坡万亿方大气区勘探开发，加快准噶尔盆地南缘、玛湖、吉木萨尔以及塔里木盆地顺北、库车博孜—大北、哈拉哈塘碳酸盐岩油藏等大型油气田建设，促进油气增储上产，实现资源良性接替。	拟建工程为石油开采项目，可保证英买油气田持续稳产	符合
《新疆维吾尔自治区国土空间规划(2021-2035 年)》	严格耕地占补平衡。各类非农建设选址布局尽量不占或少占耕地，特别是永久基本农田，确需占用的，必须做到补充耕地数量相等、质量相当、产能不降。严格控制耕地转为其他农用地，以年度国土变更调查为基础，除国家安排退耕还林还草、自然灾害损毁难以复耕、河湖水面自然扩大造成耕地永久淹没等特殊情况下，对耕地转为林地、草地、园地等其他农用地及农业设施建设用地的，应当补充同等数量、质量的可以长期稳定利用耕地，将非农建设、造林种树、种果种茶等各类占用耕地行为统一	本工程不占用耕地。	符合

文件名称	文件要求	拟建工程	符合性
	纳入耕地占补平衡管理。		
	推进水土流失治理。加强水土流失的预防保护，针对重点防治地区实施治理工程。到 2035 年，新疆水土流失面积和侵蚀强度有明显下降，人为水土流失得到全面防治。	项目采取严格的生态恢复、水土保持、防沙治沙措施，项目建设对区域生态影响可接受	符合
	加强荒漠生态保护。强化沙化土地封禁保护区管控，减少沙区人类活动影响。继续推行禁止滥樵采、禁止滥放牧、禁止滥开垦的“三禁”制度。依法加强沙化土地封禁保护区的管控，规范沙区各类开发建设活动，促进荒漠植被自然修复，减少人为破坏影响。	项目采取严格的生态恢复、水土保持、防沙治沙措施，项目建设对区域生态影响可接受	符合
	科学划定生态保护红线。将整合优化后的自然保护地，生态功能极重要、生态极脆弱区域，以及目前基本没有人类活动、具有潜在重要生态价值的生态空间划入生态保护红线。	拟建工程不在生态保护红线范围内	符合
《阿克苏地区国土空间规划(2021 年-2035 年)》	严保永久基本农田保护红线、严守生态保护红线、严控城镇开发边界。 严保永久基本农田保护红线：坚决落实最严格的耕地保护制度，严守耕地保护红线，将达到质量要求的优质耕地依法划入永久基本农田，实施特殊保护。已经划定的永久基本农田全面梳理整改，有序推进永久基本农田划定成果核实，确保永久基本农田数量不减少、质量不降低、生态有改善。 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	本工程不占用永久基本农田，不在生态保护红线范围内，未处于城镇开发边界范围内。	符合

表 3.5-8 拟建工程与塔里木油田分公司“十四五”规划符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本工程	符合性
《塔里木油田“十四五”发展规划》	“十四五”期间持续上产，着力推进“库车山前天然气、塔北-塔中原油”两大根据地，实施老油气田综合治理、新油气田效益建产和油气田精益生产，努力实现原油产量稳中上升和天然气快速上产。	本项目属于规划中英买片区中的雄英 1 区块，符合塔里木油田“十四五”发展规划要求。	符合
《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》及审查意见	(三)严格生态环境保护，强化各类污染防治。针对规划实施可能出现的累积性、长期性生态环境问题，采取积极有效的生态复垦和生态恢复措施，确保实现《报告书》提出的各项生态恢复治理要求，有效减缓规划区生态环境退化趋势。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平，对油气开采产生的废弃油基泥浆、含油及其他固体废物，提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理要求，按照国家 and 地方有关固体废物的管理规定进行处置，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平。油气开采、输送、储存、净化等过程及非正常工况应加强挥发性有机物等污染物排放控制，确保满足区域环境空气质量要求。加强开采废水污染控制，涉及回注的应经处理满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329)等相关标准要求，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染。油气开采过程中产生的固体废物应当遵循减量化、资源化、无害化原则，合规处置。加强伴生气、落地油、采出水等回收利用，提高综合利用水平。 (四)加强生态环境系统治理，维护生态安全。坚持节约优先、保护优先、自然恢复为主，统筹推进山水林田湖草沙一体化保护和系统治理，守住自然生态安全边界。严格控制油气田开发扰动范围，加大生态治理力度，结合油气开采绿色矿山建设等相关要求，落实各项生态环境保护措施，保障区域生态功能不退化，油气开发应同步制定并落实生态保护和修复方案，综合考虑防沙治沙等相关要求，因地制宜开展生态恢复治理工作	拟建工程废气主要为井场无组织废气，采取密闭集输，定期巡检措施。废水主要为井下作业废水和采出水，井下作业废水收集后送英潜联合站，经污水处理装置处理后回注，不外排；采出水随采出液一并输至雄探 1 井试采点，气液分离后随原油一起由罐车拉运至哈六联合站处理回注，不外排；同时采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染。运营期落地油和废防渗材料委托有危险废物处理资质的单位进行处置。项目采取分区防渗措施，同时提出相关防沙治沙措施。	符合

3.5.3 生态环境分区管控符合性分析

本工程与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》（新环环评发

〔2024〕157 号）、《阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023 年版）》（阿地环字〔2024〕32 号）符合性分析分别见表 3.5-9、3.5-10 及图 3.5-1、3.5-2。根据分析结果，本工程建设符合“三线一单”的管控要求。

表 3.5-9 本工程与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》符合性分析

名称	文件要求	符合性分析	结论
生态保护红线	生态保护红线是生态空间范围内具有特殊重要生态功能必须实行强制性严格保护的区域。相关环评应将生态空间管控作为重要内容，区域涉及生态保护红线的，在环评结论和审查意见中应落实生态保护红线的管理要求，提出相应对策措施。除受自然条件限制、确实无法避让的铁路、公路、航道、防洪、管道、干渠、通讯、输变电等重要基础设施项目外，在生态保护红线范围内，严控各类开发建设活动，依法不予审批新建工业项目和矿产开发项目的环评文件。	经初步核查，拟建工程不在划定的生态保护红线内，符合生态保护红线管理要求。项目与生态保护红线位置关系图见图 3.5-1。	符合
环境质量底线	环境质量底线是国家和地方设置的大气、水和土壤环境质量目标，也是改善环境质量的基准线。有关环评应落实区域环境质量目标管理要求，提出区域或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。	拟建工程井下作业废水收集后送英潜联合站，经污水处理装置处理后回注，不外排；采出水随采出液一并输至雄探 1 井试采点，气液分离后随原油一起由罐车拉运至哈六联合站处理回注，不外排；同时采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染；拟建工程所在区域属于大气环境质量不达标区域，拟建工程油气采取密闭集输工艺，拟建工程已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量。拟建工程在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险	符合
资源利用上线	资源是环境的载体，资源利用上线是各地区能源、水、土地等资源消耗不得突破的“天花板”。相关环评应依据有关资源利用上线，对规划实施以及规划内项目的资源开发利用，区分不同行业，从能源资源开发等量或减量替代、开采方式和规模控	拟建工程井下作业废水收集后送英潜联合站，经污水处理装置处理后回注，不外排；采出水随采出液一并输至雄探 1 井试采点，气液分离后随原油一起由罐车拉运至哈六联合站处理回注，不外排；油气集输不消耗天然气，井场用电接自区域电网，	符合

名称	文件要求	符合性分析	结论
	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。	能源利用均在区域供电负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限；井场永久占地面积较小，管线埋地敷设，敷设完成后回填管沟，对土地资源占用较少，土地资源消耗符合要求；拟建工程开发符合资源利用上线要求	
生态环境准入清单	自治区环境管控单元分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。其中一般管控单元主要为优先保护单元和重点管控单元之外的其他区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善。	本项目为陆地石油开采项目，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中“鼓励类”，符合国家相关产业政策。本工程位于温宿县一般管控单元（环境管控单元编码 ZH65292230001）见图 3.5-2。项目建设过程中以生态环境保护优先为原则，开发建设过程中严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，生态功能不会降低。拟建工程实施后通过采取完善的污染治理措施，可确保污染得到有效地控制，对站址周围大气环境、地表水环境、地下水环境影响可接受，从声环境、土壤环境影响角度项目可行。	符合

表 3.5-10 本工程与环境管控单元符合性分析一览表

单元编码	单元名称	单元属性	单元特征	环境要素属性
ZH65292230001	温宿县一般管控单元	一般管控单元		/
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的管控要求中空间布局约束的要求。2.任何单位和个人不得擅自占用基本农田。禁止在基本农田内从事非农业生产的活动。除法律规定的重点建设项目选址确实无法避让外，其他任何建设不得占用。3.对违反资源环境法律法规、规划，污染环境、破坏生态、乱采滥挖的露天矿山，依法整治；对污染治理不规范的露天矿山，依法责令停产整治，对拒不停产或擅自恢复生产的依法强制关闭；对责任主体灭失的露天矿山，要加强修复绿化、减尘抑尘。4.严格控制在优先保护类耕地集中区域新建土壤环境监管重点行业项目。		本项目为石油开采工程，项目占地为天然牧草地，未占用农田。污染物排放均按相关标准要求执行。符合本单元管控要求。	符合
污染物排放管控	1.执行阿克苏地区总体的管控要求中污染物排放管控的要求。2.强化畜禽养殖粪污资源化利用，提高畜禽		项目满足阿克苏地区总体的管控要求中关于	符合

	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。	资源利用效率的准入要求。	
环境风险防控	1.执行阿克苏地区总体管控要求中环境风险防控的要求。 2.加强对矿山、油田等矿产资源开采影响区域内未利用地的环境监管，发现土壤污染问题的，要坚决查处，并及时督促有关单位采取有效防治措施消除或减轻污染。 3.对排查出的危库和病库以及风险评估有严重环境安全隐患的尾矿库，要求企业完善污染治理设施、进行治理和修复。全面整治历史遗留尾矿库，完善覆膜、压土、排洪、堤坝加固等隐患治理和闭库措施。 4.加强油（气）田勘探、开发、运行过程中及排放产生的废弃物对土壤的污染。开展油（气）资源开发区历史遗留污染场地治理。	项目投产后，由英买采油气管理区管理，区块开发突发环境应急预案纳入管辖作业区应急管理体系中。 符合本单元管控要求。	符合
资源利用效率	1.执行阿克苏地区总体管控要求中资源利用效率的要求。 2.全面推进秸秆综合利用，鼓励秸秆资源化、饲料化、肥料化利用，推动秸秆还田与离田收集。 3.减少化肥农药使用量，增加有机肥使用量，逐步实现化肥农药使用量零增长。 4.推进矿井水综合利用，煤矿废水全部处理达标后用于补充矿区生产用水和生态用水，加强洗煤废水循环利用。 5.推广渠道防渗、管道输水、喷灌、微灌等节水灌溉技术，完善灌溉用水计量设施。推进规模化高效节水灌溉，推广农作物节水抗旱技术。建立灌区墒情测报网络，提高农业用水效率。	本项目会消耗一定量的水资源，但资源消耗量对于区域资源利用总量较少，符合本单元管控要求。	符合

综上所述，本工程建设符合生态环境分区管控要求。

3.6 选址、选线合理性分析

工程所在区域温宿县属于塔里木河流域重点治理区。本工程无法避让塔里木河流域重点治理区，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。项目建设及运行过程中需按照设计及环评要求采取水土流失防治措施，根据项目影响预测分析，项目对周边产生的环境影响在可接受范围内。

(1) 井场选址可行性分析

根据工程周边关系图，工程开发区域位于阿克苏地区温宿县境内，雄英 1 区块内，塔克拉玛干沙漠北侧。根据现场调查和资料搜集，项目区域井场及周边不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园及其他需要特别保护的环境敏感区，井场占地类型为天然牧草地，项目区内植被覆盖度在 5%~10% 左右。井场选址已避开生态保护红线，距离生态保护红线较远。

综合以上的分析看，井场选址是可行的。

(2) 管线路由合理性分析

工程新建管线主要为单井集输管线。拟建管线沿途所经区域生态系统以荒漠生态系统为主，项目区内植被覆盖度在 5%~10% 左右，少部分管线经过茂密区域可达 15%。管线沿线不涉及需特别保护的环境敏感区，管线路由已避开生态保护红线，距离生态保护红线较远。

管线在设计选线时走向力求顺直、平缓，并尽量减少与天然、人工障碍物交叉；选择有利地形，确保管线长期、安全、可靠运行。线路在无人区穿越，不涉及征地和拆迁；线路尽量避开不良工程地质区，保证管道运行安全可靠，从工艺、运行管理、征地分析，本工程管道选线合理。

综上所述，本项目所有占地均不涉及生态敏感区，场站、管线选址均远离生态保护红线，占地类型主要为天然牧草地，无环境限制因素，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

温宿县地处阿克苏地区的西北部，位于新疆西部天山中段托木尔峰南麓、塔里木盆地北缘，北以天山山脊克尔斯克尔为界与昭苏县相依，东隔木扎提河和拜城县、新和县为邻，南与阿克苏市毗连，西隔托什干河与乌什县相望，总面积 1.46 万 km²。

拟建工程位于新疆阿克苏地区温宿县境内，井场及管线区域周边及邻近区域无居民区、村庄等人群较集中的区域。拟建工程地理位置见图 3.3-1。

4.1.2 地形地貌

温宿县位于南天山山地与塔里木盆地西北缘的交汇处，北部为山区，占全县面积的 56.17%。北部山区地形崎岖，峰峦峻拔，冰川伸入峡谷，冰融汇流成河，是温宿县各条河流之源，林木和高山、亚高山、草地分布其间，是传统的畜牧业生产基地。中部为低山丘陵区，南部为姑母别孜冲洪积平原，冲洪积平原可分为山前洪积砾质平原、细土平原和南部的冲积平原。地势北高南低，中部东西走向的中低山丘陵，海拔 1700m 以上。南部的山前洪积平原区，占全县总面积的 43.83%，洪积倾斜砾质平原之上，冲洪沟发育，切割深度一般为 0.2m~0.5m。山前倾斜平原海拔 1200m~1400m，地面坡度 7‰，倾向南东。地貌按成因类型分为构造剥蚀地貌、剥蚀堆积地貌。

拟建工程位于塔克拉玛干沙漠北侧，塔里木盆地北部，地形简单，地貌单一。

4.1.3 工程地质

拟建工程所在场地地层主要由第四系全新统冲洪积（Q₄^{al+pl}）粉砂及粗砂组成，现将场地各岩土层特征从上至下分述如下：

①层粉砂（Q₄^{al+pl}）：黄褐色，稍密，稍湿，主要矿物成分石英、长石、云母等矿物颗粒为主，土质均匀，级配不良，局部夹粉质黏土薄层，表层 15cm 为碎石。

该层在场地内连续分布，层厚 2.40~2.80m，层底埋深 2.40~2.80m，层底高程 1068.16~1068.62m，土石工程等级为I级，一类土。

②层粗砂（Q₄^{al+pl}）：黄褐色~青灰色，中密-密实，稍湿-饱和，成分以石英、

长石、云母等矿物颗粒为主，土质均匀，级配不良。

该层在场地内连续分布，未揭穿，最大揭露厚度 17.20m，土石工程等级为Ⅱ级，二类土。

4.1.4 水文及水文地质

4.1.4.1 水文

流经温宿县境内最主要的河流为台兰河。台兰河发源于西南天山托木尔峰南麓，上游由大台兰河、小台兰河在距山口前 8km 处汇合后称台兰河，出山口后，由西向东汇入支流塔克拉克河，最终汇入山前洪积扇地带，流向自北向南，为一典型内陆河，该河为独立水系。台兰河流域河源冰川较丰富，为主要产水区，全年径流补给以冰川融水和地下补给为主，汛期则伴有季节性积雪消融和降雨补给。河流出山口以下，进入径流散失区。由于该区域河床由卵石砾石及细砂组成，结构疏松，透水性强，且干旱少雨，水量损失较少，除地下水山前侧向补给及降水形成径流外，绝大部分区域不产流。

工程场地及周边临近区域无地表水体分布。

4.1.4.2 水文地质

台兰河冲洪积平原由台兰河等山前短小河流冲洪积形成。山前巨厚的第四纪松散堆积物为地下水贮存、运移提供了空间。可分为：

（1）单一结构潜水区

含水层由晚更新世洪积砂卵石组成，厚度 400m 左右。洪积平原上部为厚层砾石卵石，颗粒粗大，直径一般为 10cm~18cm，50m 深度以下粒径变小；平原中部粒径减少至 5cm~15cm，磨圆及分选性差，埋深 60m 以下有粉土及粉质粘土。在山口至佳木镇一线含水层岩性为单一粗大的砂卵石。

（2）多层结构潜水—承压水区

承压水区地层出现不连续的隔水层，潜水过渡为承压水，从而形成多层结构的含水层。

工程所在区域地下水分为两大类，一类是山坡上风化裂隙水，一类是沟谷孔隙水，受大气降水和雪山融雪补给，水位波动较大。在山区地下水径流速度较快，在山谷、河流阶地等地势平坦地区径流速度变缓。

4.1.5 气候气象

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

表 4.1-1 温宿县主要气候要素一览表

序号	项目	统计结果	序号	项目	统计结果
1	年平均气温	11.2℃	6	年平均蒸发量	1883.6mm
2	年极端最高气温	40.9℃	7	年最大冻土深度	0.8m
3	年极端最低气温	-27.4℃	8	年平均相对湿度	48%
4	年平均降水量	65.4mm	9	多年平均风速	1.4m/s
5	年平均大气压	891.3hPa	-	-	-

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

4.2.1.1 调查方法

(1) 基础资料收集

收集整理工程区现有相关资料，包括工程区周边县市的统计年鉴，以及林业、农业、国土资源等部门提供的相关资料和生态敏感区的规划报告。还参考了《新疆植物志》《新疆脊椎动物简志》《中国新疆野生动物》等著作及相关科研论文。

(2) 土地利用现状调查

土地利用现状调查主要通过遥感解译分析与现场调查相结合的方法，本次遥感数据采用卫星遥感影像，分析方法为首先应用 ArcGIS 进行手工解译，然后进行现场校验。

(3) 植被及植物资源调查

本次调查主要按照《全国生态状况调查评估技术规范-荒漠生态系统野外观测》（HJ 1166-2021）、《生物多样性观测技术导则 陆生维管植物》（HJ 710.1-2014）等的要求，主要采用样方法确定评价区的植物种类、植被类型等。

(4) 野生动物资源调查

按照《生物多样性观测技术导则 陆生哺乳动物》（HJ 710.3-2014）、《生物多样性观测技术导则 鸟类》（HJ 710.4-2014）、《生物多样性观测技术导则 爬行

动物》（HJ 710.5-2014）等确定的技术方法，对各类野生动物开展了调查，主要采取了访谈法，具体如下：评价人员主要走访了工程区附近的施工人员及林业部门工作人员，重点询问了附近野生动物的种类及分布情况。

4.2.1.2 评价内容

评价内容主要包括区域生态系统类型、土地利用类型、植被类型、野生动物等。

4.2.2 生态功能区划调查

根据《新疆维吾尔自治区生态功能区划》，拟建工程主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态问题和主要保护目标见表 4.2-1 和图 4.2-1。

表 4.2-1 工程区生态功能区划

生态功能分区单元			主要生态服务功能	主要生态环境问题	主要生态敏感因子、敏感程度	主要保护目标	发展方向
生态区	生态亚区	生态功能区					
塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区	塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区	阿克苏河冲积平原绿洲农业生态功能区	农产品生产、荒漠化控制、塔里木河水源补给	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	生物多样性及其生境中度敏感，土地沙漠化、土壤盐渍化高度敏感	保护农田、保护河流水质、保护荒漠植被、保护土壤环境质量	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，拟建工程位于“阿克苏河冲积平原绿洲农业生态功能区”，主要服务功能为“农产品生产、荒漠化控制、塔里木河水源补给”，适宜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。

本工程属于油气开采项目，主要是油气管道敷设和井场设备安装，对生态环境的影响主要体现在施工期，施工期具有临时性、短暂性特点，施工结束后，管沟回填，区域生态采取自然恢复措施及完善的防沙治沙及水土保持措施，不会对土地沙漠化、土壤盐渍化造成影响。本工程的建设实施与区域生态环境功能不冲突，对区域生态环境影响是可接受的。本工程废气达标排放、产生的固废妥善处置，可确保油气开发与生态环境保护的双赢，与区域发展方向不冲突。

4.2.3 生态系统调查与评价

4.2.3.1 调查范围

本次生态调查范围为井场周围 50m 范围，集输管线两侧外延 300m 范围。

4.2.3.2 生态系统类型

本次采用野外调查与遥感技术相结合的手段，根据《全国生态状况调查评估技术规范 生态系统遥感解译与野外核查》（HJ 1166-2021）的分类方法，对评价区生态系统进行分类，项目评价范围生态系统主要为荒漠生态系统。

4.2.3.3 生态系统特征

荒漠生态系统分布于评价区域中，环境水分稀少是荒漠生态系统的最基本环境特征。在气候上，该区域处于干旱和极干旱地区，且降水随着季节不同分配不均匀，主要集中在冬季（非植物生长季）。由于降水稀少和蒸散十分强烈，少量天然降水远不能满足中生植物生长发育所需要的水分，只有耐干旱和耐盐碱的荒漠植物才能得以生存，由此形成内陆干旱荒漠生态景观。受自然条件的制约，评价区植被总体表现为低矮而稀疏，且分布不均匀。由低矮、稀疏植被所形成的生物保护层不健全且功能微弱，使地表物质易受侵蚀和搬运，所形成的强大有害物质流（风沙），威胁人类生存环境，同时对农林牧业生产产生潜在的灾害性影响。

荒漠生态系统的植被稀少，物种贫乏，异质性较差，系统平衡关系的相关性极容易受到破坏，且破坏后很难恢复，这就是干旱地区生态环境的脆弱性。无植被或少植被覆盖的地表，易受到侵蚀、沙化，或成为沙尘暴的发源地。

4.2.4 土地利用现状调查与评价

根据遥感调查结果，采用图形叠加法对评价范围内的生态环境现状进行分析，即将遥感影像与线路进行叠加，根据《土地利用现状分类》（GB/T 21010-2017），以确定项目区内的土地利用类型，并统计各类土地利用类型的面积，将成果绘制成土地利用现状图。

调查评价范围内土地利用类型为天然牧草地，具体见图 4.2-2。

4.2.5 植被现状调查与评价

按中国植被自然地理区系划分，油气田区域植被类型属于新疆荒漠区、南疆荒漠亚区、塔里木荒漠省、塔克拉玛干荒漠亚省、阿克苏—库尔勒州。该区域的植被基本属于荒漠类型的灌木、半灌木及小半灌木，在平原区扇缘带以耐盐碱的盐柴类植被为主。区域主要的野生植物具体名录见表 4.2-2。植被类型图见图 4.2-3。

表 4.2-2 区域野生植物情况一览表

科	种名	拉丁名	保护级别
藜科	盐穗木	<i>Halostachys caspica</i>	
藜科	盐节木	<i>Halocnemum shrobelaceum</i>	
	圆叶盐爪爪	<i>Kalidium schrenkianum</i>	
藜科	假木贼	<i>Anabasis aphylla</i>	
	梭梭	<i>Haloxylon ammodendron</i>	
豆科	疏叶骆驼刺	<i>Althagi sparsifolia</i>	
柽柳科	多枝柽柳	<i>Tamarix ramosissima</i>	
	刚毛柽柳	<i>Tamarix hispida</i>	
菊科	花花柴	<i>Karelinia caspica</i>	
禾本科	芦苇	<i>Phragmites australis</i>	

根据《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》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），区域内不涉及重点保护野生植物，项目占地范围及周边主要植被为多枝柽柳、芦苇等。

4.2.6 野生动物现状调查与评价

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

工程区位于塔里木盆地北部，塔克拉玛干沙漠的西北缘，按中国动物地理区划分级标准，评价区域属于古北界、哈萨克斯坦区、天山山地亚区、中天山小区。通过对区域野生动物的实地调查和有关调查资料的查询，主要动物名录见表 4.2-3。

表 4.2-3 区域主要动物种类及分布

中文名	学名	居住特性	分布及频度
			荒漠戈壁
两栖、爬行类	3 种		
绿蟾蜍	<i>Bufo viridis</i>		++
密点麻蜥	<i>Eremias multiocellata</i>		++
荒漠麻蜥	<i>Eremias przewalskii</i>		++
鸟类	17 种		
环颈雉	<i>Phasianus colchicus</i>	R	
凤头麦鸡	<i>Vanellus vanellus</i>	B	±
毛脚沙鸡	<i>Syrrhates paradoxus</i>	R	+
原鸽	<i>Columba livia</i>	R	+
沙百灵	<i>Calandrella rufescens</i>	R	++
凤头百灵	<i>Galerida cristata</i>	R	++
角百灵	<i>Eremophila alpestris</i>	R	+
中文名	学名	居住特性	分布及频度
			荒漠戈壁
白鹡鸰	<i>Motacilla alba</i>	B	+
红尾伯劳	<i>Lanius cristatus</i>	B	±
喜鹊	<i>Pica pica</i>	R	
寒鸦	<i>Corvus monedula</i>	W	±
小嘴乌鸦	<i>Corvus corone</i>	B	±
树麻雀	<i>Passer montanus</i>	R	
黑顶麻雀	<i>Passer ammodendri</i>	R	
漠雀	<i>Rhodopechys githagineus</i>	B	+
哺乳类	5 种		
塔里木兔	<i>Lepus yarkandensis</i>	—	
三趾跳鼠	<i>Dipus sagitta</i>	—	±
长耳跳鼠	<i>Euchoreutes naso</i>	—	+
褐家鼠	<i>Rattus novegicus</i>	—	
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)±: 偶见种类 +: 常见种 ++: 多见种

根据《国家重点保护野生动物名录》(国家林业和草原局 农业农村部公告 2021

年第 3 号) 及《新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录(修订)》, 该区域共有国家级重点保护动物 1 种, 为塔里木兔。

表 4.2-4 重要野生动物调查结果统计表

序号	物种名称 (中文名/ 拉丁名)	保护 级别	濒危 级别	特有种 (是/否)	分布区域	资料来源	工程占用情 况(是/否)
1	塔里木兔(<i>Lepus yarkandensis</i>)	国家 二级	近危 NT	是	分布在新疆南部塔里木盆地, 栖息于盆地中各种不同的荒漠环境和绿洲	现场调查、文献记录、历史调查资料	附近偶尔可见

由于项目区地处干旱荒漠区, 动物生境较差, 偶尔可见到塔里木兔的踪迹。

4.2.7 生态敏感区调查与评价

环境敏感区包括需要特殊保护地区、生态敏感与脆弱区和社会关注区。根据调研, 项目所在区域环境敏感区主要包括生态保护红线区、新疆托木尔峰国家级自然保护区、重点公益林、水土流失重点治理区等。

4.2.7.1 生态保护红线

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

塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区主要分布在阿克苏地区新和县、沙雅县、库车市及巴州轮台县、尉犁县。生物多样性维护主要生态功能为重点维护生物种类的多样性、基因的多样性和生态系统的多样性及稳定性; 主要保护要求为重要生态功能区域生态功能不降低、面积不减少、性质不改变; 主要保护对象有鹅喉羚等珍稀野生动物, 塔里木沙拐枣、梭梭、肉苁蓉等珍稀野生植物。

拟建工程距生态保护红线(塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区)最近为 37km, 管线未穿越红线, 不在生态保护红线范围内。

4.2.7.2 新疆托木尔峰国家级自然保护区

新疆托木尔峰国家级自然保护区总面积 380480hm², 其中核心区面积 216646.37hm², 缓冲区面积 86642.55hm², 实验区面积 77191.08hm²。保护区位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区温宿县境内

拟建工程西北距新疆托木尔峰国家级自然保护区最近为 48.2km，位于新疆托木尔峰国家级自然保护区之外。

4.2.7.3 水土流失重点治理区

(1) 水土流失重点防治分区

根据《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），新疆共划分了 2 个自治区级重点预防区，4 个自治区级重点治理区。其中，重点预防区面积 19615.9km²，包括天山山区重点预防区、塔里木河中上游重点预防区；重点治理区面积 283963km²，包括额尔齐斯河流域重点治理区、天山北坡诸小河流域重点治理区、塔里木河流域重点治理区、伊犁河流域重点治理区，项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区。

(2) 水土流失的成因

1) 自然因素

①土壤干旱

土壤水分是土壤形成的重要因素之一。土壤水分含量除影响植物生长外，还影响土壤粘结性和黏着性。根据有关资料表明，河漫滩和河心洲土壤含水率高，植物生长良好，无沙化；盐土则位于相对低洼的地方，土壤含水率高，也无沙化发生，高阶地土壤水分含量降低，植物生长变差，部分地段已有积沙。干河床、沙丘土壤含水量多低于 20g/kg，不仅植被生长差，而且土壤沙化严重。

②植被衰败

植被防止土壤沙化是通过改变地面粗糙度，消减风力而起作用，植被类型和覆盖度的不同，其地面粗糙程度和防风作用也不同。据新疆林业科学院资料，荒漠光板地在 20cm 高度的粗糙度为 0.0914cm，柽柳灌丛为 9.6819cm，生长较好的胡杨林为 22.407cm，比光板地高 234.2 倍。在高 2m 高处荒漠光斑地上 8 天平均风速为 2.84m/s，在柽柳灌丛林地为 1.24m/s，降低 56.7%；在胡杨疏林地 1.63m/s，降低了 42.9%；在胡杨密林地 0.09m/s，降低了 86.8%，几乎成为静风区。

③大风和频繁的起风沙

风是空气流动产生的一种自然动力，可吹蚀地表并对沙物质起运移和堆积作用，

风对地表的吹蚀作用与风力大小成正相关，风速越大，对地表吹蚀越强。该地区气象资料可看出，年瞬间最大风速 25m/s。此外，受风力作用，沙暴日数 53d。由此可见，大风和频繁的起风沙使土壤沙化的动力条件。

2) 人为因素

人口增加，加重了当地压力，从而对环境土壤表面的扰动频率增加。例如牧民的樵采和放牧对当地植被的破坏，尤其是油气田大面积的滚动开发，油气田勘探对生态环境的影响也是不容忽视的。

(3) 水土流失的发展趋势

工程建成后，由于管道沿线土壤结构、自然植被的恢复还需要一定时间，管道沿线的水土流失还将继续发生。但随着时间的延长、土壤结构的变化、地表植被的恢复以及部分保护措施的建设，水土流失的范围和程度会慢慢减轻。

(4) 水土保持基础功能类型

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》，项目所在区域的水土保持基础功能类型是水源涵养、农田防护、防风固沙与防灾减灾，水土保持主导功能类型是农田防护、水源涵养，为了实现水土保持主导功能，预防措施体系主要为“三河”中塔里木河源流阿克苏河中高山区的水源涵养区天然林草进行封禁保护，塔里木河干流段加强对绿洲外围荒漠林草的封育保护等。水土流失治理措施主要依靠荒漠化治理工程、石油天然气行业的水土保持综合治理工作。

(5) 水土流失预防措施

项目所在区域水土流失预防措施为：在塔里木河等主要河流产流、汇流区域加强对河谷林草的保护，对退化草场进行生态修复，合理利用草场资源，发展人工饲草料基地的建设，实施以电代柴工程，保护河谷林草。

(6) 水土流失治理措施

项目所在区域水土流失预防措施为：在塔里木河等主要河流产流、汇流区域加强对河谷林草的保护，对退化草场进行生态修复，合理利用草场资源，发展人工饲草料基地的建设，实施以电代柴工程，保护河谷林草。

(7) 水土流失治理范围与对象

项目所在区域水土流失治理范围与对象为：①国家级及自治区级水土流失重点

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

（8）水土流失治理措施

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》，项目所在区域水土流失治理措施为：重点推进油气资源开发水土流失综合治理工作，主要对矿区周边进行生态修复。

拟建项目类型属于油气开采项目，以施工期为主，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；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，减轻对周边区域的扰动；管道施工结束后回覆，对管道工程区施工扰动区域采取场地平整措施，降低地面粗糙度，增加土壤抗蚀性；管道管沟开挖一侧临时堆放开挖土方，拟建项目对临时堆土布设一定的防尘网苫盖防护措施；为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，在施工作业区两侧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；对区域进行定时洒水，减少施工过程中因风蚀造成的水土流失，在风季施工期内，增加洒水防护措施。采取完善的防沙治沙及水土保持措施，不会对区域的水土保持基础功能类型造成影响。

4.2.8 主要生态问题调查

4.2.8.1 水土流失现状

根据《新疆维吾尔自治区 2018 年自治区级水土流失动态监测报告》，温宿县沙化土地总面积为 294747.47hm²，占温宿县国土总面积的 19%。其中：流动沙地 64.07hm²，占 0.02%；半固定沙地 50058hm²，占 17.00%；固定沙地 1997.74hm²，占 0.68%；戈壁 236403.19hm²，占 80.21%。根据《土壤侵蚀分类分级标准》（SL 190-2007），结合项目区的地理位置、地形地貌、气候特征、河流特征、土壤、植被及周围环境特点等具体情况进行分析，该区域水土流失类型以中度水力侵蚀为主，土壤侵蚀模数背景值取为 2600t/km²·a。根据现场调查及土壤侵蚀背景值，确定

项目区容许土壤流失量取值为 $2200\text{t}/\text{km}^2\cdot\text{a}$ 。

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》和《关于印发自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4 号），项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区。项目区气候干热，降雨少，蒸发量大，植被覆盖度较低，由于植被被破坏，加剧了土壤侵蚀，水土流失是评价范围内的主要生态问题之一。

4.2.8.2 土地沙化现状调查

根据《新疆第六次沙化监测报告》，新疆具有明显沙化趋势的土地面积为 437.96 万公顷，占监测区总面积的 2.79%，其中喀什地区、阿克苏地区、巴音郭楞蒙古自治州具有明显沙化趋势的土地分布面积较大，其中阿克苏地区有明显沙化趋势的土地的面积为 83.75 万公顷，占具有明显沙化趋势土地面积的 19.12%。

经调查，拟建工程井场建设涉及沙化土地，位于半固定沙地。具体见图 4.2-4。

4.2.8.3 区域荒漠化土地现状调查

根据《新疆第六次荒漠化监测报告》，新疆荒漠化土地面积为 10686.62 万公顷，占监测区总面积的 75.78%。荒漠化土地按类型划分：风蚀 8133.15 万公顷，占荒漠化土地面积的 76.11%；水蚀 1149.75 万公顷，占 10.76%；盐渍化 897.05 万公顷，占 8.39%；冻融 506.67 万公顷，占 4.74%。与第五次荒漠化监测（2014 年）结果相比，荒漠化土地面积净减少 19.56 万公顷，平均每年减少 3.91 万公顷。荒漠化土地面积占比较大的有巴音郭楞蒙古自治州、和田地区、哈密市、阿克苏地区、阿勒泰地区五个地区（州、市），其中阿克苏地区为 988.46 万公顷。阿克苏地区荒漠化土地面积减幅较大的县市有阿克苏市、温宿县、库车市、乌什县、阿瓦提县和柯坪县，其中温宿县减少 10.26 万公顷。经调查，拟建工程位于半固定沙地。

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

4.2.8.4 其他生态问题调查

(1) 植被分布不均，生态服务功能受到限制

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

(2) 生态环境的结构脆弱，破坏后不易恢复

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

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

本次充分收集了评价范围内近 3 年开展的油气田开发项目环评期间地下水环境历史监测资料，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）中对二级评价项目地下水水质监测点位布设要求，结合区域水文地质情况、地下水流向以及地下水环境敏感特征，共选取 5 处潜水含水层水质监测点位（项目所在区域承压水含水层不具备饮用水开发利用价值，因此不设置承压水含水层水质监测点），利用其监测数据说明该区域地下水环境质量现状。

(1) 监测点位信息

潜水含水层的水质监测点位信息具体见表 4.3-1，监测点为主与拟建工程区位置关系见图 4.3-1。

（2）监测数据来源

W1 监测数据引用自《塔里木油田雄英气田雄英 1 区块寒武系下丘里塔格组试采项目环境影响报告书》，W2 监测数据引用自《雄英 201 井集输工程环境影响报告书》，W3~W5 监测数据引用自《雄探 1 井试采工程（变更）环境影响报告书》。

（3）监测项目

K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 、色度、臭和味、肉眼可见物、pH、总硬度、溶解性总固体、挥发性酚类、耗氧量、硝酸盐、亚硝酸盐、氨氮、硫化物、氟化物、氰化物、碘化物、铁、汞、铅、砷、硒、镉、铬（六价）、铜、锰、锌、铝、阴离子表面活性剂、总大肠菌群、菌落总数、三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯、石油类。

（4）监测采样频次

各点位均监测 1 天，采样 1 次。

（5）监测及分析方法

采样按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）执行，检测分析方法按照《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）、《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）、《环境水质监测质量保证手册》（第二版）有关标准和规范执行。各因子检测分析及检出限具体见检测报告。

(6) 监测结果

监测结果见表 4.3-2、表 4.3-3。

4.3.2 地下水环境现状评价

(1) 评价标准

地下水环境质量现状按照《地下水质量标准》(GB/T 14848-2017) 中Ⅲ类标准进行评价。石油类参照《地表水环境质量标准》(GB 3838-2002) 中Ⅲ类标准。

(2) 评价方法

采用标准指数法对监测结果进行评价。标准指数 >1 ，表明该水质因子已超标，标准指数越大，超标越严重。标准指数计算公式如下：

①对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公式为：

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

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为：

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

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

式中： P_i ——第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i ——第 i 个水质因子的监测浓度值，mg/L；

C_{si} ——第 i 个水质因子的标准浓度值，mg/L；

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) “八大离子”检测分析结果

K^+ 、 Ca^{2+} 、 Na^+ 、 Mg^{2+} 、 SO_4^{2-} 、 Cl^- 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 等八大离子检测分析结果见表 4.3-2。

（4）地下水环境质量现状评价结果

地下水环境现状监测及评价结果具体见表 4.3-3。

由表 4.3-3 可知：

各监测点监测期间所采水样中石油类含量均低于《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）中Ⅲ类标准限值；

W1 点位水样中除石油类以外的各因子均满足《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）中Ⅲ类标准要求；

W2~W5 点位水样中除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、钠、氟化物外，其余各因子均满足《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）中Ⅲ类标准要求；W2 点位超标因子为总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、钠；W3 点位超标因子为溶解性总固体、氯化物、钠、氟化物，W4 超标因子为溶解性总固体、氯化物、钠、氟化物；

W1~W5 监测期间总硬度最大超标倍数为 0.276 倍，溶解性总固体最大超标倍数为 2.41 倍，氟化物最大超标倍数为 4 倍，硫酸盐最大超标倍数为 0.452 倍，氯化物最大超标倍数为 5.4 倍，钠最大超标倍数为 5.1 倍。

潜水中总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、钠、氟化物超标与该区域气候状况、水文地质条件等有关，该区域蒸发量大、补给量小，导致潜水中上述因子日积月累浓度逐渐升高等。

4.4 地表水环境现状调查与评价

按照《环境影响评价技术导则—地表水环境》（HJ2.3-2018），项目属于水污染影响型建设项目。在气田正常开采及油气集输过程中，本项目产生的含油污水、井下作业废水不外排，且本项目周边 5km 范围内无天然地表水体，项目地表水环境影响评价等级为三级 B，无需开展地表水环境影响评价。本次地表水环境影响评价重点论证项目废水综合利用不外排的可行性和可靠性，污、废水处理设施的依托可行性。

4.5 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、新疆维吾尔自治区土壤类型图、《新疆土壤》及现场踏勘结果，评价范围内土壤类型主要为棕漠土。土壤类型分布图见图 4.4-1。

4.5.2 土壤理化性质调查

为了解区域土壤理化特征，本次在调查评价范围内选取了 3 个点位进行了土壤理化性质调查，调查结果见表 4.5-1；井场中心点位土壤剖面记录见表 4.5-2。

4.5.3 土壤环境现状监测

(1) 监测点位、监测因子及监测要求

工程所在区域属于土壤盐化地区，根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），本工程土壤环境影响应同时考虑生态影响和污染影响，按相应等级分别开展评价工作。

根据前文判定结果，拟建工程采油井场生态影响评价等级为二级，污染影响评价等级为一级；采油管线生态影响和污染影响评价等级均为二级。根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018），本次在占地范围内布设 3 个表层样点、5 个柱状样点，在占地范围外布设 4 个表层样点，以调查评价范围土壤环境质量。

土壤监测点位布设情况及各点位监测因子见表 4.4-3。监测点位置具体见图 4.5-1。

(3) 监测日期

2025 年 7 月 25 日

(4) 监测单位

新疆中测测试有限责任公司

(5) 监测及分析方法

土壤监测方法参照《土壤环境监测技术规范》（HJ/T 166-2004）、《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）、《场地环境监测技术导则》（HJ 25.2-2014）要求进行。分析方法按照《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）、《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）及 HJ649、GB/T17138、GB/T17141、GB/T17139、HJ491、GB/T22105.2、HJ780、HJ680、《土壤理化分析》等最新版本标准执行。

具体检测分析及检出限见新疆中测测试有限责任公司出具的检测报告。

4.5.4 土壤环境现状评价

(1) 评价标准

占地范围内土壤环境质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）第二类用地土壤污染风险筛选值要求。

占地范围外土壤环境质量执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）表 1 筛选值要求；石油烃（C₁₀~C₄₀）参照执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）表 2 第二类用地筛选值要求。

(2) 评价方法

土壤环境质量现状评价采用标准指数法。

(3) 土壤环境质量现状监测及评价结果

土壤环境质量现状监测及评价结果见表 4.5-4~表 4.5-9。

由表 4.5-4~表 4.5-9 可知，拟建工程占地范围内土壤环境质量满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中第二类用地风险筛选值要求；占地范围外土壤中重金属监测值低于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）表 1 中农用地土壤污染风险筛选值（pH>7.5），石油烃（C₁₀~C₄₀）监测值低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）表 2 第二类用地风险筛选值。

(4) 土壤盐化、酸化、碱化等级

评价范围内土壤盐化、酸化、碱化等级判定结果见表 4.5-10。

由表 4.5-10 可知，拟建工程价范围内共采集土壤样本数量为 22 个，pH 最小值 7.1，最大值 8.6，均值 8.25；含盐量最小值 1.3g/kg，最大值 3.7g/kg，均值 2.7g/kg。根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）中的“7.5.3.2”有关内容要求，经判定，本工程评价范围内土壤无酸化或碱化，轻度盐化。

4.6 环境空气质量现状调查与评价

本工程大气环境影响评价工作等级为三级，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）中对三级评价项目的要求，本次环境空气质量现状调查仅调查拟建工程所在区域环境空气质量达标情况。

根据环境影响评价网环境空气质量模型技术支持服务系统提供的数据，阿克苏地区 2024 年 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5} 年均浓度分别为 5μg/m³、27μg/m³、81μg/m³、35μg/m³，CO 24 小时平均第 95 百分位数为 1.6mg/m³，O₃ 日最大 8 小时平均第 90 百分位数为 132μg/m³，其中 PM₁₀ 年均浓度超出《环境空气质量标准》(GB 3095-2012) 中二级标准浓度限值。

工程所在区域环境空气质量达标判定结果见表 4.6-1。

表 4.6-1 工程所在区域环境空气质量达标判定结果

污染物	年评价指标	现状浓度 (μg/m ³ , CO 为 mg/m ³)	标准限值 (μg/m ³ , CO 为 mg/m ³)	占标率 (%)	达标情况
SO ₂	年平均浓度	5	60	8.33	达标
NO ₂	年平均浓度	27	40	67.5	达标
PM ₁₀	年平均浓度	81	70	115.71	超标
PM _{2.5}	年平均浓度	35	35	100	达标
CO	第 95 百分位数 24 小时平均浓度	1.6	4	40	达标
O ₃	第 90 百分位数日最大 8 小时 平均浓度	132	160	82.5	达标

由于本工程所在的阿克苏地区 2024 年 PM₁₀ 年平均浓度超过《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）中二级标准浓度限值，因此本工程所在区域为环境空气质量不达标区。PM₁₀ 浓度超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。

根据《关于在南疆四地州深度贫困地区实施<环境影响评价技术导则 大气环境（HJ 2.2-2018）>差别化政策有关事宜的复函》（环办环评函〔2019〕590 号）要求，对阿克苏地区实行环境影响评价差别化政策，可不进行颗粒物区域削减。阿克苏地区通过落实大气污染防治行动计划，采取综合措施，可降低工业粉尘排放，但自然原因引起的扬尘污染受气候干燥、降水少的现实情况限制，短期内不会有明显改善。

4.7 声环境现状调查与评价

4.7.1 声环境现状监测

声环境现状调查采用现场监测法。监测单位为新疆中测测试有限责任公司。

(1) 监测点位布设

为了说明场地声环境质量现状，本次在新建井场进行声环境质量现状监测。点位布设情况见表 4.7-1，布点示意图见图 4.3-1。

(2) 监测方法

依据《声环境质量标准》（GB 3096-2008）中规定的方法进行监测。监测仪器采用 AWA6228+ 多功能声级计。

4.7.2 声环境现状评价

(1) 评价标准

新建井场环境噪声执行《声环境质量标准》（GB 3096-2008）中 2 类区标准（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) 环境噪声现状监测及评价结果

声环境现状监测及评价结果见表 4.7-2。

由表 4.7-2 可知，监测期间，雄英 104 井场环境噪声满足《声环境质量标准》（GB 3096-2008）中 2 类区标准要求。

5.环境影响预测与评价

5.1 生态影响评价

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

(1) 建设项目对生态环境影响具有区域性环境影响特征。

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

(3) 影响方式主要发生在施工期,施工结束后可逐步恢复。

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

5.1.1 施工期生态影响分析

5.1.1.1 占地影响分析

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

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

5.1.1.2 项目实施对周边沙化土地的影响

本工程井场建设的场地平整、管沟开挖作业时会产生土石方,产生的土石方全部用于回填,无弃方。项目建设过程中对原地貌的扰动将降低项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力,造成土地沙化;此外,由于项目地处内陆地区,风沙较大,空气干燥,加上地表植被覆盖度低,若项目土石方堆存过程中未采取:防尘网苦

盖、洒水抑尘等措施，地表沙化的土壤及废土、废渣遇大风天气易产生严重的扬尘，形成沙尘天气。

项目施工期主要包括：场站工程、管道工程，工程建设过程中包括：场地平整、管沟开挖等。在井场地平整、道路及管沟开挖施工过程中，对原有地表土壤造成扰动，造成地表原有结构的破坏。道路及管沟开挖导致土壤的蓄水保肥能力降低，影响区域植被生长，造成土壤逐渐沙化。

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

5.1.1.3 对植被的影响分析

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

本工程总占地面积约 1.7724hm^2 ，其中：永久性占地面积约 0.1609hm^2 ，临时占地面积约 1.6115hm^2 ，工程占地类型为天然牧草地，管线作业带宽度 8m 。在油田开发初期的 2~3 年中，将影响占地范围之内的植被初级生产力。根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023 代替 HJ/T 349-2007）中对荒漠化生物生产量的量化指标，项目位于荒漠地区，属于强烈发展的荒漠化，按照平均生物生产量按照 $1.1\text{t}/(\text{hm}^2 \cdot \text{a})$ 计算，永久占地生物损失量约为 0.177t ，临时占地生物损失量约为 1.77t ，当临时性占地的植被得到初步恢复后，这种损失将逐渐减少。

（1）扬尘对植被的影响

工程开发建设中的扬尘是对植被生长产生影响的因素之一，扬尘产生的颗粒物在植物地上器官(叶、茎、花和果实)沉降将对植物产生直接影响。沉降物在植物表面的扬尘以干粉尘、泥膜等形式累积，植物表面上的沉降物覆盖层阻塞气孔，导致气体交换减少，叶片温度升高，光合作用下降，叶片黄化干缩，植物

的干物质生产受到影响。一般情况下，大范围内很低浓度的颗粒物慢性沉降不至于对自然生态系统产生不利影响，只有当颗粒物的沉降速率很高时才会造成生态问题。但对植物的伤害程度还取决于周围的环境及地形。

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

（2）施工废物对植被的影响

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

（3）施工期人为活动对植被的影响

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

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

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

5.1.1.4 对野生动物的影响分析

（1）对野生动物生境的破坏

施工期间的各种人为活动、施工机械对野生动物有一定的惊吓，破坏了其正常生境。

（2）对野生动物分布的影响

在施工生产过程中，由于油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。一些伴人型鸟类等，一般在离作业区 50m 以外区域活动，待无噪声干扰时较常见于人类生活区附近。因此，随着拟建工程建设的各个过程，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哺乳类将逐渐避开人类活动的干扰迁至其它区域，而常见的伴人型野生动物种类有所增加。

（3）对重点保护野生动物的影响

根据现场调查、走访及资料收集，该区域共有国家级重点保护动物 1 种，自治区级重点保护动物 1 种：塔里木兔。对于重点保护动物，要重点加强保护，严禁施工人员惊扰、猎杀野生动物。对于上述重点保护动物，较容易在规划实施后找到替代生境，不存在种群消失或灭绝风险。本次现场踏勘在项目范围内，尤其是人员分布密集的现有地面工程集中分布区未见重点保护野生动物活动踪迹。

5.1.1.5 水土流失的影响分析

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

（1）土壤粗粒化

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

（2）土壤贫瘠及含盐量变化

沙化引起土壤贫瘠化的原因，一是积累土壤有机质的表层被风吹蚀；二是在风沙化发展过程中，土壤干旱并在高温影响下，有机物质矿化加强，使原来积累

的有机物大量分解；三是土壤粗粒化结果。从未沙化原始土壤与沙化地段土壤肥力对比看，土壤有机质和全氮含量随沙漠化增加有所降低，特别是土壤有机质随沙化强度的变化十分明显。磷素和钾素随沙化程度增加，含量无明显差异。土壤中的易溶性盐分是随土壤水分发生移动的，并随着土壤水分蒸发而在地表聚积。由于沙土毛管上升高度低，因此，通过毛管上升水流到达地表而产生的积盐很微弱，另外在土壤受到风蚀沙化时，表土层的盐分有的被吹蚀，有的和含盐轻的底土层发生混合，因而也降低了风沙土壤的盐分含量，据邻近油气田的调查结果表明，随沙化增强，盐分含量降低。

（3）对油区公路、管线、井场的危害

评价区内春夏两季为多风季节，尤其是春季大风频繁，沙尘暴天气较多，而此时降水稀少，因而干旱沙质地表的沙层易被风力吹扬，风沙活动可以风蚀公路。在敷设管线下管回填时，回填土高于原地表，由于土质疏松，易被春秋季节的大风扬起的沙尘，从而造成水土流失。

5.1.2 运营期生态环境影响分析

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

（1）对土地利用的影响

对于永久占地，由于改变了原有土地和利用性质，天然牧草地等区域被构筑物代替。地面基础设施建设完成后，井场及各类集输管道处于正常运营状况，不再进一步对环境产生明显的干扰和影响。

（2）对野生动物的影响分析

运营期车辆运输和机械噪声相对施工期有所减小，人为活动相对施工也有所减少，通过加强管理禁止油气田职工对野生动物的猎杀，本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气田巡线的自备车辆，车流量很小，夜间无车行驶，一般情况下，野生动物会自行规避或适应，不会对野生动物产生明显影响。

（3）植被影响分析

运营期由于占地活动的结束，工程基本不会对植被产生影响，临时占地的植被开始自然恢复，一般在 2~3 年内开始发生向原生植被群落演替，并逐渐得到

恢复。但事故状态如管线泄漏或火灾均会致使泄漏或火灾处局部范围内植被死亡。但事故造成的植被破坏是小范围的，在荒漠地带植被损失量很小。

5.1.3 退役期生态环境影响分析

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气田区域，由此带来的大气污染物、生产废水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

退役期的环境影响以生态环境的恢复为主，同时封井和井场清理也会产生少量扬尘和建筑垃圾，会对周围的环境造成一定影响。油井停采后将进行一系列清理工作，包括：地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等。在这期间，将会产生少量扬尘和固体废物。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，文明施工，防止水泥等的洒落与飘散，同时在清理井场时防止飞灰、扬尘的产生，尽可能降低对周边大气环境的影响。

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

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

5.1.4 生态影响评价自查表

本工程所在区域的野生动物种类少，工程位于油田开发区域，因石油开发建设活动早已开展，人类活动频繁，工程区内对人类活动敏感的野生动物较少，调查期间未见到大中型野生动物，项目对野生动植物影响不大。项目区为典型的荒漠灌木及盐化草甸，主要植被类型为多枝怪柳、芦苇，植被覆盖度 5%-10%。工程对区域生态的影响主要为施工期的扬尘及相关施工活动，其影响范围同工程临时占地面积相同，这一破坏需经较长时段才能完全恢复。工程区属于塔里木河流域重点治理区，但占地面积较小，采取环评提出的水土流失防治措施后，对环

境的影响可以接受。

因此总体上看本工程建设对生态环境影响可以接受。本工程生态环境影响评价自查表，见表 5.1-1。

表 5.1-1 生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种□；国家公园□；自然保护区□；自然公园□；世界自然遗产□；生态保护红线□；重要生境□；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域□；其他☑
	影响方式	工程占用☑；施工活动干扰☑；改变环境条件□；其他□
	评价因子	物种☑（分布范围、种群梳理、种群结构、行为等） 生境☑（生境面积、质量、连通性） 生物群落☑（物种组成、群落结构等） 生态系统☑（植被覆盖力、生产力、生物量、生态系统功能等） 生物多样性☑（物种丰富度、均匀度、优势度等） 生态敏感区□（主要保护对象、生态功能等） 自然景观□（景观多样性、完整性） 自然遗迹□（遗迹多样性、完整性等） 其他☑（ ）
评价等级		一级□二级□三级☑生态影响简单分析□
评价范围		陆域面积：（1.45）km ² ；水域面积：（ ）km ²
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集☑；遥感调查☑；调查样方、样线□；调查点位、断面□；专家和公众咨询法□；其他☑
	调查时间	春季□；夏季☑；秋季□；冬季□ 丰水期□；枯水期□；平水期□
	所在区域的生态问题	水土流失☑；沙漠化☑；石漠化□；盐渍化□；生物入侵□；污染危害□；其他☑
	评价内容	植被/植物群落☑；土地利用☑；生态系统☑；生物多样性☑；重要物种□；生态敏感区□；其他☑
生态影响预测与评价	评价方法	定性☑；定性和定量□
	评价内容	植被/植物群落☑；土地利用☑；生态系统☑；生物多样性☑；重要物种□；生态敏感区□；生物入侵风险□；其他☑
生态保护对策措施	对策措施	避让☑；减缓☑；生态修复☑；生态补偿☑；科研□；其他☑
	生态监测计划	全生命周期□；长期跟踪□；常规☑；无□
	环境管理	环境监理☑；环境影响后评价□；其他☑
评价结论	生态影响	可行☑；不可行□
注：“□”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项。		

5.2 地下水环境影响评价

5.2.1 水文地质条件

5.2.1.1 区域水文地质

(1) 地下水的赋存条件及分布特征

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

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

(2) 区域含水层的分布及富水性

潜水含水层岩性为细砂、亚砂土，含水层厚度在 25m~35m，第一层承压含水层顶板埋深 45m~55m，含水层岩性为粉细砂，含水层厚度 12m~16m；第二层承压含水层顶板埋深 70m~80m，含水层岩性为粉细砂，含水层厚度 10m~15m；第三层承压含水层顶板埋深 90m~100m，含水层岩性为粉细砂、细砂，含水层厚度 15m~20m。承压含水层富水性弱，单位涌水量 0.8L/s·m~1L/s·m 左右，渗透系数 3m/d~5m/d，水质较差，矿化度 1g/L-3g/L 左右，水化学类型为 $\text{HCO}_3\cdot\text{Cl}-\text{Ca}^{2+}\cdot\text{Na}^+$ 。

(3) 水文地质分区

本区域内地下主要有单一结构富水性极强的潜水层，多层结构富水性中等的潜水及富水性较强的承压水含水层，多层结构富水性弱的潜水及承压水含水层三种类型，上中部含水层颗粒粗大，为单一潜水层，单井出水量 1000m³/d~5000m³/d，为 $\text{HCO}_3-\text{Ca}\cdot\text{Na}$ 型水，矿化度小于 0.5g/L，下部为多层结构，潜水水量亦丰富，单井出水量达 1000m³/d 以上。库车地段承压水顶板埋深 20m~40m，最大出水量 270m³/d~829m³/d，属 Cl^-Na 或 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\cdot\text{HCO}_3^-\text{Na}\cdot\text{Ca}$ 型水，矿化度小于 0.3g/L，而大涝坝、二八台、新和、沙雅地区，承压水顶板埋深 7m~42m，最大出水量 1025m³/d~5514m³/d，矿化度 0.3g/L~0.6g/L，新和地区南可增至 11.97g/L。

5.2.1.2 评价区水文地质条件

区内地表岩性以粘土、亚粘土、亚沙土、粉细沙为主，局部有固定和半固定沙丘及冲沟分布，凝析油气田区为荒漠地区。本区域赋存第四系松散岩类孔隙潜水和承压水含水构造。

（1）碎屑岩裂隙孔隙水

第三系的砂岩、砾岩为含水层，泥岩和砂质泥岩为隔水层。岩层中孔隙裂隙极不发育，使该类型地下水循环条件极差，富水性极差，水质极差。矿化度大于 3g/L，多为 Cl-Na 及 Cl·SO₄-Na 型水，无供水意义。

（2）松散岩类孔隙水

分布于调查区大部分地区，根据含水层特征，分为潜水和承压水两大类。

①潜水

潜水含水层岩性均为细砂、粉砂，夹薄层粉土，含水层富水性为 100～1000m³/d，含水层的渗透系数为 2.38～6.78m/d，水位埋深一般<10m，补给来源主要为渭干河洪积扇侧向补给，其次为渠水、田间水等入渗补给。以垂直蒸发和水平径流方式排泄。

详查区内的潜水水质差，矿化度 $0.42\sim 72.58\text{g/L}$ ，溶解性总固体含量在 1g/L 以上，多为 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4-\text{Na}$ 、 $\text{Cl}-\text{Na}$ 型咸水，不适合生活用水。

②承压水

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

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

（3）地下水的补、径、排条件

项目区处于冲洪积平原前缘地带，含水层为多层结构，地下水具多层结构特征。

补给：潜水主要接受大气降水的入渗补给以及上游潜水的侧向径流补给；承压水主要从上游地段地下水侧向径流为补给来源。

径流：受地表平坦、地下水水力坡度小（千分之一左右）、含水层颗粒细的控制，地下水径流运移十分缓慢，水平径流运移十分缓慢，为弱径流—停滞状态。根据本项目野外水文地质试验，项目区所在油田含水层的渗透系数在 $0.11\sim 4.34\text{m/d}$ 。

排泄：以潜水面蒸发、植被蒸腾等方式排泄。

（4）地下水化学类型

评价区内气候干旱，常年日照，蒸发量巨大，并且地下水径流较为缓慢，所以本区地下水矿化度较高。地下水阴离子以 Cl^- 、 SO_4^{2-} 为主，阳离子以 Na^+ 为主，水化学类型主要为 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4-\text{Na}$ 型和 $\text{Cl}-\text{Na}$ 型。

（5）包气带特征

项目所在区域包气带普遍存在于地表以下，包气带岩性主要为粉土和细砂、粉砂，其结构总体来说比较松散，垂向渗透系数平均值 $458.3\times 10^{-4}\text{cm/s}$ 。包气带渗透性能为中等透水，局部为强透水。

5.2.2 施工期地下水环境影响分析

施工期产生的废水主要为生活污水和管线试压废水。

现场施工期间不设置施工营地，施工人员携带便携马桶，施工结束当天带回英买采油气管理区生活公寓，生活污水依托英买采油气管理区生活公寓现有生活污水处理设施妥善处理。管道试压分段进行，试压水排出后进入下一段管线循环使用，主要污染物为 SS，试压结束后可用作场地降尘用水。

拟建工程施工期间无废水直接外排，在严格执行环境保护措施的前提下，项目施工期废水可避免对地下水环境产生不利影响。

5.2.3 运营期地下水环境影响评价

本项目地下水环境影响评价等级为二级，正常工况下不会对地下水产生影响，只有在非正常工况下可能对地下水产生一定影响，因此，本次评价采用解析模型预测非正常工况下污染物在含水层中扩散并进行影响评价。

5.2.3.1 正常情况下地下水环境影响分析

(1) 废水

本项目运营期间，正常情况下采出水和井下作业废水分别运至哈六联合站和英潜联合站处理，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）标准要求后回注地层，不会对水环境产生影响。

(2) 集输管线

本项目正常状况下，集输管线采取严格的防腐防渗措施，不会对区域地下水环境产生污染影响。

综上，正常情况下，本项目各类废水不外排，做好井场防渗的基础上，本项目的实施对地下水的影响较小。

5.2.3.2 非正常情况地下水环境影响分析

运营期非正常工况下，废水污染源主要为油水窜层，采油树管线链接和阀门、集输管线的采出液及含油物质的泄露等，污染物主要为石油类，如不及时修复，可能对地下水造成影响。对地下水污染的途径主要有两种方式，即渗透污染和穿透污染途径。

渗透污染：是导致地下水污染的普遍和主要方式。井喷后的含油污染物、落地油、采出液的跑、冒、滴、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。

穿透污染：以该种方式污染地下水的主要是采油过程中套外返水。采油过程中一但出现套外返水事故，采出液在水头压力差的作用下，可能直接进入含水层，并在含水层中扩散迁移，污染地下水。

（1）油水窜层对地下水的污染影响（穿透污染）

油水窜层一般是由于表层套管和油层套管的固井失误导致油气窜层使地下水受污染。井孔坍塌、埋钻、卡钻处理失效导致油气窜层，对事故废弃井和终采后的弃井封井失当和未进行封井等等，以及其他不可予见的事故产生，都可能造成上部潜水水质劣变乃至严重污染。

根据区域水文地质条件，工程区的潜水水质均较差，受强烈蒸发蒸腾作用，地下水矿化度较高。钻井过程中采用固井措施，正常情况下可确保井壁不会发生侧漏，可有效隔离潜水层和承压水层与开采层的交换，有效保护地下水层。

本次地下水环境影响评价主要考虑最不利的极端情况下，油水窜层后对工程区第四系含水层水质的影响，针对污染物进入到第四系孔隙水含水层后的运移进行重点预测、评价。

①预测情景

当发生窜层时，污染物进入到含水层中。考虑最不利情况，污染物泄漏为连续排放，发生窜层后，工程区内的污染物通过孔隙径流至下游第四系含水层的水质。因此污染物在含水层中的迁移，可将预测情形概化为一维持续泄露点源的水动力弥散问题。

②预测方法

本次主要关注对工程区第四系含水层的影响，故本报告采用解析法对下游第四系含水层的影响进行预测。

③预测因子

本项目采出液主要为天然气、凝析油组成，污染物主要为石油类，故选取特征污染物石油类作为代表性污染物进行预测，石油类参照《地表水环境质量标准》

(GB3838-2002)中的III类标准。

④预测模型

预测按最不利的情况设计情景，污染物泄漏直接进入地下水，并在含水层中沿水力梯度方向径流，污染质浓度在未渗入地下水前不发生变化，不考虑污水在包气带中下渗过程的降解与吸附作用，不考虑含水层中对污染物的吸附、挥发、生物化学反应。设计情景为极端情况，用于表征污水排放对地下水环境的最大影响程度和影响范围。

该预测情景下，污染物在浅层含水层中的迁移，按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录 D 中一维无限长多孔介质柱体，一端为定浓度边界预测模型进行预测，计算公式如下：

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

以上式中：x—距注入点的距离，m；

t—时间，d；

C（x，t）—t 时刻 x 处的示踪剂浓度，g/l；

C₀—注入的示踪剂浓度，g/l；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数，m²/d；

erfc（ ）—余误差函数。

⑤预测参数

根据区域水文地质条件，评价区内第四系含水层岩性主要为细砂、粉砂。本次评价水文地质参数主要通过区域的勘察资料及导则中推荐的经验值确定。模型中所需参数及来源见表 5.2-1。

表 5.2-1 水质预测模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	参数数值	数值来源
1	u	水流速度	0.0186m/d	地下水的平均实际流速u= KI /n，根据区内水文地质条件，评价区内渗透系数0.11~4.34m/d，本次取最大值4.34m/d，地下水的水力坡度为1.8‰。
2	D _L	纵向弥散系数	0.186m ² /d	D _L =αLu，αL为纵向弥散度。参考前人的研究成果，结合项目区水文地质条件，弥散度应介于1~10之

序号	参数符号	参数名称	参数数值	数值来源
				间，按照最不利的评价原则，本次模拟取弥散度参数值取10。
3	n	有效孔隙度	42%	依据《水文地质手册》，细砂孔隙度为0.42，确定区域有效孔隙度取42%。
4	t	时间	计算发生渗漏后100d、1000d、3650d后各预测点的浓度	
5	C ₀	污染物浓度	参照TPHCWG（1997）中关于石油类污染物的溶解度等相关文献，取18 mg/L为石油类可溶态污染物的最高浓度值。石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类，将石油类污染物浓度标准定为0.05mg/L。检出限为0.01mg/L。	

⑥预测结果与分析

将以上确定的参数代入模型，便可以求出不同时段，在预测情景下，泄露了不同天数（100d、1000d、3650d）时，污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。具体见表 5.2-2、表 5.2-3，图 5.2-2。

表 5.2-2 石油类污染物在潜水含水层中的浓度迁移预测结果（短时泄漏）

100d		1000d		3650d	
距离（m）	浓度c(mg/L)	距离（m）	浓度c(mg/L)	距离（m）	浓度c(mg/L)
0	18	0	18	0	18
5	9.33	10	15.5	20	17.4
10	2.91	20	11.5	40	15.6
15	0.511	30	7.11	60	12.4
19	0.0822	40	3.57	80	8.29
22	0.0161	50	1.43	100	4.49
30	0.0001	60	0.454	120	1.92
35	0.0000	75	0.0509	140	0.636
40	0.0000	84	0.0104	174	0.0529
45	0.0000	90	0.0032	192	0.0103
50	0.0000	100	0.0004	200	0.0047

表 5.2-3 预测结果统计表

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	100d	19	22	无
	1000d	75	84	无
	3650d	174	192	无

根据以上预测结果，在本次设定的预测情形下：预测期间，在水动力弥散作用下，随着时间、距离增加，污染范围也呈增加趋势。石油类浓度在预测 100d、1000d、3650d 时地下水超标距离分别为 19m、75m、174m，影响距离分别为 22m、84m、192m，影响范围内无居民饮用水井等敏感点，但下渗采出液对该地区地下水的影响依然存在。

由废弃的油井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待油田开发到中后期时，废弃的油井、套管被腐蚀破坏，才可能会对地下水有影响：废弃油井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，加上只封死井口，油气物质失去了释放通道，会通过越流管道进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油气层几乎没有多少压力，凝析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，因此，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，固井质量应符合要求，废弃井应全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水，套损发生后及时采取治理技术，尽量避免窜层污染到泄漏点周边区域内的地下水。

（2）泄漏事故对地下水的污染影响（渗透污染）

阀门、集输管线泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的凝析油等下渗而可能导致地下水污染风险的发生。设备阀门、管线等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，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。贮污设施的泄漏是由基座渗漏引起的，污染危害取决于防污工程质量，因此这类污染发生的可控性很高，故一般发生在局部，应以预防为主。

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

a.地表污染物在包气带土壤中的下渗

由于各种土壤的不同土层对石油类均有吸附能力，石油类污染物主要集中在表层，随着时间的推移，包气带土壤对石油类物质的吸附将趋向饱和，吸附能力将逐渐降低。一般来讲，土壤表层 0~20cm 的滞留石油类物质的含量至少是下层（1m 以下）石油类物质含量的 35 倍；且石油类多在地表 1m 以内积聚，1m 以下土壤中含油量甚少。由于泄漏事故为短期大量排放，污染物的泄漏以地表扩展为主，一般能及时发现，并可很快加以控制，石油烃多属疏水性有机污染物，难溶于水而容易被土壤有机质吸附，当土壤中有机质含量较高时，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，对地下水环境不易产生不利影响。且一旦发生泄漏，建设单位会立即通过截断阀室进行截断，并组织专门力量进行污染物的清除工作，将在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，因而，石油类污染物进入地下潜水的可能性较小。

本次考虑最不利情况，地表连续入渗通过包气带土壤进入到地下水含水层中，针对污染物进入到含水层后的运移进行重点预测、评价。

①预测情景

根据区域水文地质条件，地下水类型主要为第四系潜水含水层。当泄漏量很大时，污染物可能通过包气带进入到潜水中，影响潜水水质。污染物泄漏为非连续排放，泄漏后一般可及时发现泄漏状况并截断，排放时间在时间尺度上设定为短时泄漏，泄漏时长最多按 1d 计。考虑最不利情况，按渗漏的污染物穿透包气带污染地下水，不考虑污染物的吸附、生物降解、化学反应等因素。

②预测因子

集输管线内输送物质为油、气的混合物，污染物主要为石油类，故选取特征

污染物石油类作为代表性污染物进行预测，石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的III类标准。

③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。

④预测模型

预测按最不利的情况设计情景，污染物泄漏直接进入地下水，并在含水层中沿水力梯度方向径流，污染物浓度在未渗入地下水前不发生变化，不考虑污水在包气带中下渗过程的降解与吸附作用，不考虑含水层中对污染物的吸附、挥发、生物化学反应。设计情景为极端情况，用于表征污水排放对地下水环境的最大影响程度和影响范围。

污染物在浅层含水层中的迁移，可将预测情形概化为一维短时泄漏点源的水动力弥散问题。在模型计算中，对污染物的吸附、挥发、生物化学反应均不予以考虑，对模型中的各项参数均予保守性估计。

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

以上式中：x—距注入点的距离，m；

t—时间，d；

C(x, t)—t时刻x处的示踪剂浓度，g/l；

C₀—注入的示踪剂浓度，g/l；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数，m²/d；

erfc()—余误差函数。

⑤预测参数

本次评价水文地质参数主要通过收集项目所在区域的成果资料及经验参数来确定。根据区域水文地质条件，评价区内第四系含水层岩性主要为细砂、粉砂。本次评价水文地质参数主要通过区域的勘察资料及导则中推荐的经验值确定。模型中所需参数及来源见表 5.2-4。

表 5.2-4 水质预测模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	参数数值	数值来源
1	u	水流速度	0.0186m/d	地下水的平均实际流速 $u=KI/n$ ，根据区内水文地质条件，评价区内渗透系数0.11~4.34m/d，本次取最大值4.34m/d，地下水的水力坡度为1.8‰。
2	D_L	纵向弥散系数	0.186m ² /d	$D_L=\alpha L u$ ， αL 为纵向弥散度。参考前人的研究成果，结合项目区水文地质条件，弥散度应介于1~10之间，按照最不利的评价原则，本次模拟取弥散度参数值取10。
3	n	有效孔隙度	42%	依据《水文地质手册》，细砂孔隙度为0.42，确定区域有效孔隙度取42%。
4	t	时间	计算发生渗漏后100d、1000d、3650d后各预测点的浓度	
5	C_0	污染物浓度	参照TPHCWG（1997）中关于石油类污染物的溶解度等相关文献，取18mg/L为石油类可溶态污染物的最高浓度值。石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类，将石油类污染物浓度标准定为0.05mg/L。检出限为0.01mg/L。	

⑥预测结果与分析

将以上确定的参数代入模型，便可以求出不同时段，石油类污染物泄漏后，在预测情景下，不同天数（100 天、1000 天、3650 天）时，污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。具体见表 5.2-5，图 5.2-3。

表 5.2-5 石油类污染物在潜水含水层中的浓度迁移预测结果（短时泄漏）

100d		1000d		3650d	
距离（m）	浓度c(mg/L)	距离（m）	浓度c(mg/L)	距离（m）	浓度c(mg/L)
0	0.0105	0	0.0022	0	0.0003
6	0.0369	10	0.0048	20	0.0010
14	0.0128	27	0.0077	40	0.0022
15	0.0097	30	0.0076	77	0.0038
20	0.0015	40	0.0059	80	0.0037
25	0.0001	50	0.0034	100	0.0031
30	0.0000	60	0.0015	120	0.0018
35	0.0000	70	0.0005	140	0.0008
40	0.0000	80	0.0001	160	0.0003
45	0.0000	90	0.0000	180	0.0000
50	0.0000	100	0.0000	200	0.0000

根据以上预测结果，在本次设定的预测情形下：当泄漏发生后，在预测期间，随着距离的增加，石油类在含水层中在水动力弥散作用下，沿地下水流向运移，污染物的浓度呈先增大后减小的趋势；随着泄漏后的时间的增加，影响范围呈增加趋势。在本次预测情景下的泄漏对地下水环境的影响很小。石油类浓度在预测 100d、1000d、3650d 时地下水最大影响距离约 14m、27m、77m，均未超标，但泄漏事故对该地区地下水的潜在影响依然存在。故集输管道必须采取必要的防渗、防渗措施，并加强巡检，防止其泄漏进而污染周边区域内的地下水。

在非正常状况下，由于项目区地下水循环条件差，径流、排泄基本处于停滞状态，因此，采出液泄漏对地下水环境产生的影响也非常有限，且本次预测评价未考虑土层及含水层吸附作用的影响。实际上，地表土层中含有各种离子、有机物和微生物，项目产生的污染源中污染物在通过覆盖层时，污染物在迁移过程中将发生吸附、过滤、离子交换、生物降解等作用而得到不同程度的净化。因此泄漏产生的污染可能小于上述结果。事故发生后，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，因而，石油类污染物进入地下潜水的可能性较小。只要建设单位和施工单位严格按照拟定的环保措施进行，非正常状况下，对地下水的影响属可接受范围。

5.2.4 退役期地下水环境影响分析

对废弃井应封堵内井眼，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，清理场地，清除填埋各种固体废物，恢复原有地貌。保证对废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止其发生油水层窜层，产生二次污染。

5.2.5 地下水环境评价结论

正常状况下，污染源从源头上可以得到控制，采取了防渗措施；非正常状况下，根据环境影响预测结果，在假定情景预测期限内，污染物的泄漏将会对泄漏点附近的地下水环境产生一定影响。但由于项目区地下水循环条件差，其影响范围不大，对地下水环境产生的影响也非常有限。本项目需采取地下水污染防治措施按照“源头控制、分区防渗、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，并定期开展地下水跟踪监测，在严格按照地下水污染防治措施后，本项目对区域地下水环境影响可接受。

5.3 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。重点论证项目废水综合利用不外排的可行性和可靠性。

5.3.1 施工期地表水环境影响分析

在施工期，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

根据工程分析，本工程施工期生活污水产生总量约为 57.6m³。拟建工程不设置施工营地，现场施工期间施工人员携带便携马桶，施工结束当天带回英买采油气管理区生活公寓，生活污水依托英买采油气管理区生活公寓现有生活污水处理设施妥善处理，不外排。

（2）管道试压废水

本工程管道分段试压，一般采用无腐蚀性的清洁水。试压水由管道排出由罐收集后，进入下一段管道循环使用，试压结束沉淀后用于施工区域洒水降尘，不外排。

综上，本工程施工期间废水全部妥善处理，不外排，正常情况下，项目施工期废水不会对水环境产生明显影响。

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为井下作业废水和采出水。井下作业废水收集后送英潜联合站，经污水处理装置处理后回注，不外排；采出水随采出液一并输至雄探 1 井试采点，气液分离后随原油一起由罐车拉运至哈六联合站处理回注，不外排。不会对周边水环境产生影响。

哈六联合站采出水处理单元处理规模为 3000m³/d，现状富余处理能力为 2000m³/d，拟建工程处理量为 5m³/d，其富余能力可满足拟建工程处理需求，依托处理设施可行。

英潜联合站污水处理装置处理规模为 4000m³/d，现状富余处理能力为 1500m³/d，拟建工程处理量为 13.565t/a，其富余能力可满足拟建工程井下作业废水处理需求，依托处理设施可行。

综上，本工程运营期产生的废水能妥善处置，不外排，对周围水环境影响较小。

5.3.3 退役期地表水环境影响分析

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

5.3.4 地表水环境影响评价自查表

采取上述水污染控制措施后，本工程运营期产生的废水均能妥善处置，不会对周边地表水环境产生影响。水污染控制和水环境影响减缓措施有效，本工程的实施对地表水环境整体可接受。

表 5.3-1 地表水环境影响评价自查表

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

5.4 土壤环境影响评价

5.4.1 施工期土壤环境影响分析

施工期对土壤质量的影响主要为：人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废弃物污染影响。

（1）人为扰动对土壤的影响

油田开发过程中，不可避免地要对土壤进行人为扰动，主要是场站建设、管道敷设建设过程中，车辆行驶、机械施工碾压和踩踏破坏土壤结构。

在施工中，车辆行驶和机械作业时机械设备的碾压、施工人员的踩踏等都会对土壤的紧实度产生影响。机械碾压的结果使土壤紧实度增高，地表水入渗减少，土壤团粒结构遭到破坏，土壤养分流失，不利于植物生长。各种车辆（尤其是重型卡车）在地表上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化。本工程评价区域内土壤类型主要是棕漠土，植被覆盖度较低，油气开发工程占地开辟了土地利用的途径，场站和管道的施工等产生的这种影响非常轻微。

（2）井场建设

本工程开发建设期施工占地，将对地表土壤产生破坏性影响，如井场等占地，以及堆积、挖掘、碾压、践踏等均改变原有的土壤结构。油田施工期间，占地都将改变原有土壤的理化性质和土壤结构，使原有土壤结构和性状难以恢复。但是施工期对土壤的影响程度轻，影响特征是部分可逆，影响时间为短期。

（3）管线施工对土壤环境的影响

本工程管线施工作业带宽 8m 内的土壤均会受到严重扰动和破坏。在施工作业带以外的直接影响区域表现为施工活动中施工机械、车辆碾压、施工人员践踏等对土壤的扰动，改变土壤的紧密度和坚实度，可能造成土壤板结。由于植被被毁，土壤表面压实，土壤板结，通透性差，使土壤水量降低，同时加剧了土壤的蒸发作用，导致盐碱化加重。

（4）水土流失及沙化影响分析

油田工程建设对当地水土流失影响的方式包括扰动、损坏、开挖及破坏原地貌、地表土壤结构及植被。工程施工及占地呈线状分布，所造成的水土流失因管线所经过的区域不同而不同。施工期间，开挖管沟、土方排放、机械作业人员活

动等都会加剧水土流失。

施工车辆对地表的大面积碾压,使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏,使风蚀荒漠化的过程加剧,从而造成水土流失,严重时会导致沙化,这种影响在短时间内不会完全恢复;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。本工程地面建设的内容主要包括井场建设、管线的敷设等,但场站硬化措施可有效防止风蚀造成水土流失,从而避免土地沙化。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。各种管道的敷设均采用明沟开挖方式,管沟开挖土方在管道一侧临时堆放。施工期内,管沟边堆起一道临时土垄,在大风状态下易发生风力侵蚀,即使在堆土回填后风蚀量会有所减少,但地表仍为疏松地带,需要一个较长的恢复阶段。

综上所述,施工期对项目区土壤环境影响不大。

5.4.2 运营期土壤环境影响评价

5.4.2.1 土壤污染途径

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)、《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) 以及区域历史监测数据,工程所在区域属于干旱、半荒漠和荒漠地区,项目所在区域土壤盐分含量为 1.3g/kg~3.7g/kg,属于 HJ964-2018 附录 D.1 中未盐化、轻度盐化和中度盐化地区,即工程所在区域属于土壤盐化地区。拟建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。

运营期废水主要为采出水和井下作业废水,未向外环境排放污水,不会造成废水地面漫流影响;非正常状况单井集输管道连接处破裂,可能通过垂直入渗的形式对土壤造成影响。同时,拟建工程采出水盐分含量较高,当出现泄漏时,采出水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。影响类型见表 5.4-1。

表 5.4-1 建设项目影响类型表

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

5.4.2.2 正常状况下对土壤环境的影响分析

①污染影响型

拟建工程集油管线输送介质为采出液，集油管线破裂时，采出液中的石油烃可能会下渗到土壤中，造成一定的影响。因此本评价选取石油烃作为代表性污染物进行预测。

②生态影响型

考虑最不利情况，井场套管破损泄漏导致其中高含盐液体渗入包气带中，泄漏物质在包气带中淤积最终污染下层土壤，造成土壤中盐分含量有一定程度的升高。本次评价选择盐分含量作为代表性因子进行预测。

5.4.2.3 非正常状况下对土壤环境的影响预测分析

本次土壤环境影响主要考虑非正常工况下，集输管道以及井场站设备的采出液泄漏，垂直入渗对土壤的环境影响。

经查阅相关资料，项目区土壤类型主要为棕漠土。根据工程建设涉及的垂直入渗途径，给出工程建设在各实施阶段不同环节与不同环境影响防控措施下预测因子的土壤环境影响范围与程度，对工程建设产生的土壤包气带环境影响进行综合评价。运营期本工程土壤影响类型与途径，见表 5.4-2；影响因子，见表 5.4-3。

表 5.4-2 建设项目土壤环境影响类型与影响途径表

不同时段	污染影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他
施工期	/	/	√	/
运营期	/	/	√	/
退役期后	/	/	/	/

表 5.4-3 污染影响型建设项目土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程	污染途径	特征因子	备注
管线、设备阀门	/	垂直入渗	石油类	事故工况

根据建设项目对土壤环境可能产生的影响主要为管线、阀门泄漏时垂直下渗造成的土壤污染。故将本工程土壤环境影响类型划分为污染影响型，主要影响方式为垂直下渗。

(1) 溢油污染过程分析

原油不溶于水，在环境中被称为不溶性液相污染物（NAPLs）。溢油发生后，由于管道输油压力较大，而顶层覆土层压力较小，混合原油会向上喷出地表。如果无人工立即回收，则其一部分轻组分将挥发，另一部分下渗到包气带土体，甚至到达潜水含水层。见图 5.4-1。

1) 溢油在包气带中的污染过程分析

包气带中，溢出原油在重力作用下以垂向迁移为主。油流在迁移过程中不断被土壤颗粒截留、吸附、粘滞，其影响的深度和范围取决于原油的物理性质（密度、粘度、张力等）、泄漏量、泄漏方式以及包气带土层的空隙渗透特性等。对一般的粘土或细砂土层而言，溢油的影响主要集中在地面以下 2m 以内。同时，

在污染集中的地表层还是生物活动剧烈区域，在较适宜的水热条件下，溢油将被很快降解而去除。

2) 溢油在潜水含水层中的污染过程分析

在潜水位较浅，溢油量大的条件下，溢油有可能达到潜水含水层。到达潜水层后，由于原油在水中溶解性差，原油主要集聚在潜水水位线附近，并在水动力作用下向下游迁移并向四周扩散，形成“油饼”。原油继续下渗量很少，基本不会对具有良好隔水顶板的各类承压水产生影响。

(2) 垂直入渗途径

1) 项目区包气带岩性及厚度

项目区土壤类型为棕漠土，包气带主要以砂土、壤土为主，包气带厚度约 3m 左右。

根据资料调研结果，拟建项目模型选择自地表向下 1.5m 范围内进行模拟，考虑不利条件，土壤质地按照砂土进行预测。模拟厚度设置为 3m，模型剖分按 1cm 间隔，共 300 个节点。在模型中设置 3 个观测点位，编号 N1~N3，分别位于 -0.5m、-1.5m、-3m 深处。

本次设定模型运行时间为 100d，本次共设置了 5 个输出时间点，分别为 5d、10d、20d、50d、100d。

2) 预测方法

采用《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》(HJ964-2018) 附录 E 中预测方法进行预测。

3) 预测情景设定

井场采油树管线与法兰连接处出现破损泄漏的石油烃对土壤垂直下渗的污染。考虑瞬时泄漏 1d 后，5d、10d、20d、50d、100d 后，污染物在垂直方向上的超标扩散距离和包气带底部石油类浓度。

4) 污染物预测评价因子和预测源强

井场设备或集输管线由于开裂或腐蚀磨损等原因，造成采出液少量泄漏。参考《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018) 附录 E，设定集输管线破裂，单井日产油 50t/d，以事故状态下泄漏 1d 计算。

石油类泄漏源强见表 5.4-4。

表 5.4-4

泄漏源强表

预测情景	污染物	浓度 (mg/L)	泄漏量 (m³/d)
管线破裂	石油类	1000	50

5) 垂直入渗土壤预测模型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》(HJ964-2018) 附录 E 中预测方法对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--渗流速度，m/d；

z--沿 z 轴的距离，m；

t--时间变量，d；

θ-土壤含水率，%。

b. 初始条件

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

c. 边界条件

第一类 Dirichlet 边界条件：

$$\text{连续点源: } c(z, t) = c_0 \quad t > 0, z = 0$$

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

非连续点源：

$$\text{第二类 Neumann 零梯度边界条件: } -\theta D \frac{\partial c}{\partial z} = 0 \quad t > 0, z = L$$

对于边界条件概化方法，综述如下：

d. 水流模型

上边界为定通量边界，单位时间渗漏通量为 0.961m³/d，设定土壤剖面初始压力水头为-300cm。下边界为潜水含水层自由水面，下边界设定为定压力水头。

e.溶质运移模型

模型上边界概化为污染物变量，下边界为自由排水边界。

6) 预测参数选取

根据现场土壤采样及水文地质调查结果，拟建工程选取雄英 104 井进行预测，各参数均采用 Hydrus 软件自带的经验参数值。预测模型参数取值见表 5.4-5。

表 5.4-5 土壤水力参数表

土壤层次 (cm)	土壤质地	饱和含水率 θ_s	残余含水率 θ_r	α (cm^{-1})	n	饱和导水率 Ks (cm/d)	经验参数 l
0~300	砂土	0.38	0.1	0.027	1.23	2.88	0.5

备注：表中参数引用 HYDRUS 软件中所推荐的包气带基本岩性参数。

表 5.4-6 土壤溶质运移参数表

土壤层次 (cm)	土壤质地	土壤密度 (g/cm^3)	纵向弥散系数 DL (m^2/d)
0~300	砂土	1.6	0.3

备注：纵向弥散系数采用水流速度乘以纵向弥散度，其中纵向弥散度为项目附近水文地质勘察的相关数据。

7) 土壤污染预测结果

在不同深度石油烃沿土壤迁移模拟结果如图 5.6-2 所示。

由上图可知，根据预测结果，不同预测时间最大浓度所在的深度不同，污染物在土壤环境中迁移极慢。发生泄漏后 5d 时，最大浓度出现在泄漏点以下 28cm 处，最大浓度为 158mg/kg，发生泄漏后 10d 时，最大浓度出现在泄漏点以下 62cm 处，最大浓度为 116.56mg/kg，发生泄漏后 20d 时，最大浓度出现在泄漏点以下 137cm 处，最大浓度为 79.97mg/kg，在发生泄漏后 50d、100d 时，石油类污染物

浓度极小。由以上分析可以看出，发生泄漏后，最先污染表层土壤，落地油积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作用和吸收作用。时间越久，污染物向土壤下方运移越深，泄漏发生后短期内对表层土壤环境影响相对严重。在设定情景下在不同时刻、不同土壤深度的石油烃（C₁₀~C₄₀）浓度均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地风险筛选值（4500mg/kg）。本项目运行期对永久占地采取防渗措施，并加强管理和监督检查，须定期检查设备破损或破裂情况，若发现有破损或破裂部位须及时进行修补。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。在严格落实本次环评提出的土壤污染防治措施的前提下，本项目运营期对土壤环境影响属可接受范围。

（2）生态影响型

①预测情景

拟建工程实施后，由于严格按照要求采取防渗措施，在正常工况下不会发生油品渗漏进入土壤。事故工况，根据企业的实际情况分析，综合考虑拟建工程物料特性及土壤特征，本次评价重点针对采油井场套管发生破损泄漏的盐分含量对土壤的盐化影响，作为预测情景。

②预测源强

采油井场套管破损泄漏，泄漏量取单井采出水流量的最大值 5t/d，全部渗入土壤，采取措施 0.5h 后停止泄漏，采出水中总矿化度为 199500mg/L，则估算进入土壤中的盐分含量为 $=5/24 \times 0.5 \times 199500 = 20781.25\text{g}$ 。

③预测模型

本次预测采用 HJ964-2018 附录 E.1.3 中预测方法，预测公式如下：

a.单位质量土壤中某种物质的增量

$$\Delta S = n(I_s - L_s - R_s) / (\rho_b \times A \times D)$$

式中：△S-单位质量表层土壤中某种物质的增量，g/kg；

I_s-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量，g；

L_s-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量，g；

R_s-预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量，g；

ρ_b -表层土壤容重, kg/m^3 ;

A-预测评价范围, m^2 ;

D-表层土壤深度, 一般取 0.2m, 可根据实际情况适当调整;

n-持续年份, a。

b.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 。

④预测结果

项目所处区域气候干燥, 年降雨量较小, 项目考虑最不利情况, L_s 和 R_s 取值均为 0, 预测评价范围为以井场泄漏点为中心 $20\text{m}\times 20\text{m}$ 范围, 表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 $1.51\times 10^3\text{kg/m}^3$, 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最大值为 3.7g/kg 。预测年份为 0.055a (20 天)。根据上述计算结果, 在 20 天内, 单位质量土壤中盐分含量的增量为 0.0095g/kg , 叠加现状值后的预测值为 3.7095g/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, 增量较小; 且拟建工程建设 RTU 采集系统, 发生泄漏会在短时间内发现, 油田公司会按照要求将泄漏点周围区域土壤进行清理, 因此, 拟建工程实施后对周边土壤环境生态影响可接受。

5.4.3 退役期土壤环境影响分析

井场清理等工作还会产生部分废弃管道、建筑垃圾等固体废物, 对建筑垃圾等进行集中清理收集, 收集后送至区域一般工业固体废物填埋场填埋处置; 废弃管线维持现状, 避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏, 管线内物质应清空干净, 并按要求进行吹扫, 确保管线内无残留采出液, 管线两端使用盲板封堵。固体废物的妥善处理, 可以有效控制对区域环境的影响。

5.4.4 土壤环境影响评价结论

综上, 本项目为集输工程, 采用密闭流程, 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。如果发生管线泄漏等事故, 泄漏的采出液会对土壤环境产生一定的影响, 泄漏的油类物质覆盖于地表可使土壤透气性下降、土

壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响地表植被的生长。根据环境风险分析可知，本工程风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程项目实施对土壤环境产生污染影响。

5.4.5 土壤环境影响自查表

本工程土壤环境影响评价自查表，见表 5.4-7。

表 5.4-7 土壤环境影响评价自查表

工作内容		雄英 104 井集输工程			备注
响 识 别	影响类型	污染影响□；生态影响型□；两种兼有☑			
	土地利用类型	建设用地□；农用地□；未利用地☑			土地利用类型图
	占地规模	(0.1609)hm ²			永久占地
	敏感目标信息	敏感目标（无）、方位（/）、距离（/）			
	影响途径	大气沉降□；地面漫流□；垂直入渗☑；地下水位□；其他□			
	全部污染物	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）			
	特征因子	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）			
	所属土壤环境影响评价项目类别	I类☑；II类☑；III类□；IV类□；			本工程井场属于 I 类项目，生态影响型评价等级划分为二级；污染影响型评价等级划分为一级。
	敏感程度	敏感☑；较敏感☑；不敏感□；			
评价工作等级		一级☑；二级☑；三级□			
状 调 查 内 容	资料收集	a)☑;b)☑;c)☑;d)☑;			
	理化特性	/			同附录 C
	现状监测点位	层位	井场		点位布置图
			占地范围内	占地范围外	
		表层样点数	3	4	
		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）第二类用地的 45 项基本因子、pH、全盐量、石油烃			
状 评 价	评价因子				
	评价标准	GB15618☑；GB36600☑；表 D.2□；其他（）			
	现状评价结论	项目区占地范围内土壤监测因子满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求,占地外土壤监测因子满足《土			

		壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）相关标准要求						
响 预 测	预测因子	石油烃						
	预测方法	附录 E☑；附录 F□；其他（类比）						
	预测分析内容	影响范围（事故状态下，集输管线泄漏，油类物质进入土壤的 0-3m 土层）影响程度（较小）						
	预测结论	达标结论：a) □；b) □；c) ☑ 不达标结论：a) □；b) □						
治 措 施	防控措施	土壤环境质量现状保障☑；源头控制☑；过程防控☑；其他（）						
	跟踪监测	层位	占地范围内	占地范围外	深度	监测指标	监测频次	
		表层	1	-	0-0.2m	石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）砷、六价铬	每 3 年 1 次	
	信息公开指标	-						
	评价结论	在工程做好分区防渗、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						
注 1：“□”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。								
注 2：需要分别开展土壤环境影响评价等级工作的，分别填写自查表。								

5.5 大气环境影响评价

5.5.1 施工期大气环境影响分析

5.5.1.1 施工期扬尘影响分析

(1) 运输车辆扬尘的影响分析

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

施工期区块内大量出入中型车辆，区块内道路主要为砂石路，车辆行驶的扬尘污染较重，要求适当洒水降尘，减轻污染。合理规划、选择最短的运输路线，利用油气田现有公路网络，禁止随意开辟道路，运输车辆应以中、低速行驶，减少车辆行驶动力起尘。

(2) 地面工程施工过程中扬尘的影响

施工扬尘污染主要来自：①管沟、地基、路基开挖、土地平整及地基、路基填筑等施工过程，遇大风天气，会造成粉尘、扬尘等大气污染；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，产生少量扬尘污染；③灰土拌和、混凝土拌合加工都会产生扬尘和粉尘；④物料运输车辆在施工场地运行过程中将产生大量尘土。

施工期扬尘最大产生时间将出现在土方开挖阶段，由于该阶段裸露浮土较多，产尘量较大。由于本工程的土方运输量较大，比较容易造成物料沿路撒落后风吹起尘，同时随着大型车辆的行驶和碾压，在工程区内和道路上较易带起扬尘，污染环境。因此必须做到施工现场及场外道路泥土及时清理，减少二次扬尘。

项目施工在混凝土工序阶段，灰土拌和、混凝土拌和是扬尘的主要来源。必须采取封闭作业或洒水措施，控制扬尘量。

5.5.1.2 机械设备和车辆废气

在油气田地面工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有 SO₂、NO_x、CmHn 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，机械设备和车辆废气对周围大气环境的影响是有限的，又因其排放量较小，其对评价区域空气环境

产生的影响可为环境所接受。

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

5.5.2 运营期大气环境影响评价

5.5.2.1 区域地面污染气象特征分析

拟建工程位于温宿县境内，本次收集了温宿县近 20 年的地面观测数据进行统计分析。

（1）风速

温宿县气象站的年平均风速为 1.97m/s，春夏季风速最大，其中以 6 月份和 7 月份风速最大（2.45m/s），以 12 月份风速最小（1.36m/s），区域内近 20 年各月平均风速统计见表 5.5-1。平均风速的全年各月变化曲线见图 5.5-1。

（2）风向、风频

大气污染物的传输与扩散受地面风向风速的影响，风向决定了污染物被输送的方向以及被污染区域的方位，而风速的大小则影响大气污染物的扩散稀释速度。一般在风向频率较大的方位其下风向的轴线区域污染物浓度较大。

温宿县各季及全年各风向频率统计情况见表 5.5-2，风向频率玫瑰见图 5.5-2。

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 5.5-3。

表 5.5-3 项目估算模式参数一览表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数 (城市选项时)	/
最高环境温度/°C		40.9
最低环境温度/°C		-27.4
土地利用类型		草地
区域湿度条件		干燥气候
是否考虑地形	考虑地形	√是 □否
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	□是 √否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

(2) 预测源强

根据工程分析确定, 项目主要废气污染源源强参数见表 5.2-4。预测及计算结果见表 5.5-5。

表 5.5-4 拟建工程污染源源强一览表(面源, 100%负荷)

编号	名称	面源起点坐标/m	面源海拔高度/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/°	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	污染物排放速率 (kg/h)	
									非甲烷总烃	硫化氢
1	雄英 104 井		1081	40	40	15	6	8760	0.004914	0.000057

表 5.5-5 $P_{\max}$ 及 $D_{10\%}$ 预测及计算结果一览表

下风向距离 (m)	非甲烷总烃		硫化氢	
	预测地面空气质量浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	预测地面空气质量浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)
10	4.2334	0.21	0.049105	0.49

25	6.1771	0.31	0.071651	0.72
43	6.693	0.33	0.077636	0.78
50	6.589701	0.33	0.076437	0.76
75	5.4343	0.27	0.063035	0.63
100	4.4504	0.22	0.051622	0.52
200	3.6972	0.18	0.042886	0.43
300	3.2551	0.16	0.037758	0.38
400	2.9204	0.15	0.033875	0.34
500	2.6352	0.13	0.030567	0.31
1000	1.7143	0.09	0.019885	0.2
1500	1.3139	0.07	0.015241	0.15
2000	1.0671	0.05	0.012378	0.12
2500	0.89816	0.04	0.010418	0.1
下风向最大地面空气质量 浓度及占标率	6.693	0.33	0.077636	0.78
D _{10%} 最远距离 (m)	未出现		未出现	
最大地面空气质量浓度距 源距离 (m)	43		43	

经估算,无组织非甲烷总烃最大落地浓度出现在雄英 104 井 43m 处,无组织非甲烷总烃最大浓度为 6.693 $\mu\text{g}/\text{m}^3$,最大浓度占标率为 0.33%,非甲烷总烃场界贡献浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)企业边界控制标准;无组织硫化氢最大落地浓度出现在雄英 104 井 43m 处,最大浓度为 0.077636 $\mu\text{g}/\text{m}^3$,最大浓度占标率为 0.78%,硫化氢贡献浓度满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)改扩建项目厂界二级标准限值。

综上,本项目大气环境影响可接受。

5.5.2.3 大气环境保护距离

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)“8.8.5 大气环境保护距离确定”相关要求,需要采用进一步预测模式计算大气环境保护距离,本工程大气环境影响评价等级为三级,不再计算大气环境保护距离。

5.4.2.4 大气环境影响小结

烃类无组织是影响油田区域环境空气的主要污染源之一，本项目油气开采、集输采用密闭流程，井口密封并设紧急切断阀，可有效减少烃类气体的排放量。根据现状监测结果，区域环境空气中非甲烷总烃满足标准限值要求。根据预测结果可知，无组织排放的非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）厂界无组织排放监控限值 $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的要求，硫化氢浓度满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）改扩建项目厂界二级标准限值（ $0.06\text{mg}/\text{m}^3$ ）要求。无组织源对区域环境空气的影响主要集中在污染源下风向 43m 范围内，项目区周边 5.0km 范围内无敏感点，因此本项目正常运行期间无组织排放的非甲烷总烃和硫化氢对周围环境空气影响较小。

5.5.2.5 大气污染物排放量核算

本工程大气污染物排放量核算情况见表 5.5-6。

表 5.5-6 本工程大气污染物排放量核算表

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	密闭集输	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求	4.0	0.0431
2	无组织废气	硫化氢	密闭集输	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)改扩建项目厂界二级标准限值	0.06	0.0005

5.5.3 退役期大气环境影响分析

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

5.5.4 大气环境影响评价结论

拟建工程位于环境质量不达标区，污染源正常排放下非甲烷总烃、硫化氢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。拟建工程实施后大气环境影响可以接受。

5.5.5 大气环境影响评价自查表

本项目大气环境影响评价自查表见表 5.5-7。

表 5.5-7 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目						
评价等级与范围	评价等级	一级 ☐		二级 ☐		三级 ☒		
	评价范围	边长=50km ☐		边长 5~50km ☐		边长=5km ☐		
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥ 2000t/a ☐		500~2000t/a ☐		<500t/a ☒		
	评价因子	基本污染物 (PM _{2.5} 、PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO ₂ 、CO、O ₃) 其他污染物 (NMHC、H ₂ S)				包括二次 PM _{2.5} ☐ 不含二次 PM _{2.5} ☒		
评价标准	评价标准	国家标准 ☒		地方标准 ☐		附录 D ☒		
现状评价	环境功能区	一类区 ☐		二类区 ☒		一类区和二类区 ☐		
	评价基准年	(2024) 年						
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 ☐		主管部门发布的数据 ☒		现状补充监测 ☐		
	现状评价	达标区 ☐			不达标区 ☒			
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 ☒ 本项目非正常排放源 ☐ 现有污染源 ☐		拟替代的污染源 ☐	其他在建、拟建项目污染源 ☐	区域污染源 ☐		
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD ☐	ADMS ☐	AUSTAL2000 ☐	EDMS/AEDT ☐	CALPUFF ☐	网格模型 ☐	其他 ☒
	预测范围	边长 ≥ 50km ☐		边长 5~50km ☐		边长=5km ☐		
	预测因子	预测因子 (NMHC、H ₂ S)				包括二次 PM _{2.5} ☐ 不包括二次 PM _{2.5} ☒		
	正常排放短期浓度贡献值	C _{本项目} 最大占标率 ≤ 100% ☒				C _{本项目} 最大占标率 > 100% ☐		
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C _{本项目} 最大占标率 ≤ 10% ☐			C _{本项目} 最大占标率 > 10% ☐		
		二类区	C _{本项目} 最大占标率 ≤ 30% ☐			C _{本项目} 最大占标率 > 30% ☐		
	非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时长 /h	C _{本项目} 占标率 ≤ 100% ☐			C _{非正常} 占标率 > 100% ☐		
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C _{叠加} 达标 ☐			C _{叠加} 不达标 ☐			
	区域环境质量的整体变化情况	k ≤ -20% ☐			k > -20% ☐			
环境监测计划	污染源监测	监测因子: ()			有组织废气监测 ☐ 无组织废气监测 ☐		无监测 ☒	
	环境质量监测	监测因子 ()			监测点位数 ()		无监测 ☒	
评价结论	环境影响	可以接受 ☒ 不可以接受 ☐						
	大气环境防护距离	距厂界最远 () m						
	污染源年排放量	SO ₂ : ()t/a	NO _x : ()t/a	颗粒物: ()t/a	无组织 NMHC: (0.0431)t/a H ₂ S: (0.0005)t/a			

5.6 声环境影响评价

5.6.1 施工期声环境影响分析

本项目在建设施工过程中，由于运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等要使用各种车辆和机械，其产生的噪声对施工区周围的环境将产生一定的影响。表 5.6-1 为地面工程建设过程中主要施工机械在不同距离的噪声影响水平类比调查结果。

表 5.6-1 施工主要机械噪声值及衰减情况表

主要噪声源	噪声源强 dB (A)	距离 (m)						施工阶段
		10	20	40	80	100	200	
推土机	85	73	67	61	55	53	47	土石方施工管 线施工
挖掘机	85	73	67	61	55	53	47	
吊装机	85	73	67	61	55	53	47	物料运输
运输车辆	78	66	60	54	48	46	40	设备安装

通过类比分析可知，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，土石方施工和管线施工期间昼间距施工设备 20m、夜间 80m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）场界噪声限值要求（昼间 70dB(A)，夜间 55dB(A)）；设备安装施工期间昼间距施工机械 20m、夜间 40m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）（昼间 70dB(A)，夜间 55dB(A)）场界噪声限值要求。

工程区 200m 内无居民，只在短时期对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

5.6.2 运营期声环境影响评价

拟建项目管线均埋设在地下，埋深大于 1.2m，油气集输不会对周围声环境产生影响；本工程拟建井场产噪设备主要为井场采油树，本次选择雄英 104 井井场进行预测。

5.6.2.1 预测模式

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

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

式中： $L_p(r)$ ——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。

5.6.2.2 噪声源参数的确定

项目噪声源参数见表 5.6-2。

表 5.6-2 噪声源参数一览表(室外声源)

序号	声源名称		空间相对位置/m			声源源强(声功率级)[dB(A)]	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	雄英 104 井场	采气树	27	15.9	5	90	基础减振	昼夜

5.6.2.3 预测结果及评价

按照噪声预测模式，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，拟建项目各噪声源对井场四周场界的贡献声级值见表 5.6-3，等声线图见图 5.6-1。

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
井场噪声	东场界	43.8	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	南场界	39.9	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	西场界	40.7	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	北场界	45.8	昼间	60	达标
			夜间	50	达标

由表 5.6-3 可知，井场噪声源对场界的噪声预测值为 39.9~45.8dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类区昼间、夜间标准要求。

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

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 ☐		二级 ☒		三级 ☐	
	评价范围	200m ☒		大于 200m ☐		小于 200m ☐	
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级 ☒ 最大 A 声级 ☐ 计权等效连续感觉噪声级 ☐					
评价标准	评价标准	国家标准 ☒		地方标准 ☐		国外标准 ☐	
现状评价	环境功能区	0 类区 ☐	1 类区 ☐	2 类区 ☒	3 类区 ☐	4a 类区 ☐	4b 类区 ☐
	评价年度	初期 ☒		近期 ☐		中期 ☐	
	现状调查方法	现场实测法 ☐		现场实测加模型计算法 ☒		收集资料 ☐	
	现状评价	达标百分比		100%			
噪声源 调查	噪声源调查方法	现场实测 ☐		已有资料 ☒		研究成果 ☐	
声环境影 响预测与 评价	预测模型	导则推荐模型 ☒		其他 ☐			
	预测范围	200 m ☒		大于 200 m ☐		小于 200 m ☐	
	预测因子	等效连续 A 声级 ☒ 最大 A 声级 ☐ 计权等效连续感觉噪声级 ☐					
	厂界噪声贡献值	达标 ☒		不达标 ☐			
	声环境保护目标 处噪声值	达标 ☐		不达标 ☐			
环境监测 计划	排放监测	厂界监测 ☐ 固定位置监测 ☐ 自动监测 ☐ 手动监测 ☐ 无监测 ☒					
	声环境保护目标 处噪声监测	监测因子: ()		监测点位数()		无监测 ☐	
评价结论	环境影响	可行 ☒ 不可行 ☐					
注: “ ☐ ”为勾选项, 可 ☒ ; “()”为内容填写项。							

5.7 固体废物影响分析

5.7.1 施工期固体废物影响分析

本项目施工期产生的固体废物主要为施工过程中产生的施工土石方、施工废料、施工人员生活垃圾。

井场平整、管沟开挖产生土方用于为井场回填、管沟回填, 无弃方; 施工废料应首先考虑回收利用, 不可回收利用部分和生活垃圾收集后拉运英买 7 固废填埋场进行处置。

施工期固体废物在处置和运行管理中严格落实《一般工业固体废物贮存和填埋

污染控制标准》（GB 18599-2020）等的相关要求后，对环境所造成的影响可以接受。

5.7.2 运营期固体废物影响分析

5.7.2.1 固体废物产生种类及数量

本工程运营期产生的固体废物主要有落地油、废防渗材料，均属于危险废物。

落地油危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，危险废物代码为 071-001-08。主要产生于井下作业过程中由于非正常原因导致原油散落地面形成的油土混合物，主要含有矿物油等。本工程井下作业时带罐作业，防止产生落地油，井口排出物全部进罐，落地油回收率为 100%，回收后的落地油使用专用桶收集后交由有危废处置资质的单位处置。

废防渗材料主要在修井作业过程中产生。修井作业时，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，根据工程分析，本工程产生废弃防渗材料最大量约 0.25t/a。废防渗材料属于危险废物，危废代码为 HW08 中 900-249-08 其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物。作业施工结束后，由施工单位将废弃的含油防渗材料集中收集，委托交由有危废处置资质的单位处置。

具有危险废物运输及处理资质的单位拉运处理，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》中的相关要求收集、贮存、运输。

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》，本工程危险废物类别、主要成分及污染防治措施见表 3.4-8。

5.7.2.2 危险废物环境影响分析

（1）危废收集、贮存过程影响分析

本项目产生的危险废物按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年 第 74 号）中相关管理要求并根据《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1276-2022），落实危险废物识别标志制度，对危险废物的容器和包装物以及收集、运输危险废物的设施设置危险废物识别标志。填写危险废物的收集记录、

转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。落实环境保护标准制度，按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置。危险废物收集和运输过程的污染控制执行《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)等有关规定。

收集危险废物的硬质桶应按要求设置明显的标明危险废物相关信息的标签，标签信息应填写完整详实。具体要求如下：

- 1) 危险废物标签应以醒目的字样标注“危险废物”。
- 2) 危险废物标签应包含废物名称、废物类别、废物代码、废物形态、危险特性、主要成分、有害成分、注意事项、产生/收集单位名称、联系人、联系方式、产生日期、废物重量和备注。
- 3) 危险废物标签宜设置危险废物数字识别码和二维码。
- 4) 危险废物标签规格颜色说明：规格：正方形，40×40cm；底色：醒目的橘黄色；字体：黑体字；字体颜色：黑色。具体见图 5.7-1。
- 5) 材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀。
- 6) 装载液体、固体的危险废物的硬质桶内必须留足够的空间，硬质桶顶部与液体表面之间保留 100mm 以上的空间；

贮存危险废物场所还应包含三角形警告性图形标志和文字性辅助标志，其中三角形警告性图形标志应符合 GB 15562.2 中的要求，具体见 5.7-2。

危险废物		
废物名称：	危险特性	
废物类别：		
废物代码：		废物形态：
主要成分：		
有害成分：		
注意事项：		
数字识别码：		
产生/收集单位：		
联系人和联系方式：		
产生日期：	废物重量：	
备注：		
		

图 5.7-1 危险废物标签样式示意图



图 5.7-2 危险废物贮存设施标志示意图

(2) 危险废物运输过程影响分析

本项目产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年 第 74 号）《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）中相关要求，运输危险废物，应当采取防止污染环境的措施，并遵守国家有关危险货物运输管理的规定；按照危险废物污染环境防治和危险货物运输相关规定运输危险废物，记录运输轨迹，防范危险废物丢失、包装破损、泄漏或者发生突发环境事件。

本项目产生的危险废物运输过程由危废处置单位委托有资质单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年 第 74 号）《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）中相关要求。

(3) 危险废物委托处置环境影响分析

本项目产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年 第 74 号）中相关要求，落实危险废物经营许可证制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。

综上，本工程固体废物处置措施可行，对周边环境影响较小。

5.7.3 退役期固体废物影响分析

本工程退役期井场拆除的井架、集输设施、井构筑物等为钢制材料，清洗油污后可回收利用。

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

项目施工期和运营期涉及的主要危险物质为原油、天然气、硫化氢，涉及的风险主要为运行过程中集输管线破损造成的原油、天然气的泄漏。

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

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

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

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

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） $Q \geq 100$ 。

本工程新建单井管线 1.987km（DN80 5.5MPa 玻璃钢管）原油相对密度 0.8112~0.8283g/cm³。

根据克拉伯龙方程，计算管道带压运行状态下的气体质量：

$$pV=nRT$$

p：气体压强，标况压强 0.101325MPa，管线压力按 3.5MPa；

V：气体体积，管道体积；

n：气体的物质的量，单位 mol；

T: 绝对温度, 293.15K;

R: 气体常数。

计算得: 管道带压运行状态下最大储气量约为 345m^3 , 天然气相对密度按照 0.7387 (0.8892kg/m^3) 计算, 管道中天然气最大储气量为 0.33t 。

本工程危险物质辨识结果详见表 5.8-1。

表 5.8-1 本工程危险物质 Q 值一览表 (按最大在线量考虑)

序号	物质名称	临界量 (t)	最大储存量 (t)	Q
1	原油	2500	8.28	0.0033
2	天然气	10	0.33	0.033
3	硫化氢	2.5	0.000032	0.000013
合计				0.036313

5.8.1.2 环境敏感目标概况

本工程位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区温宿县境内, 西北方向距温宿县城约 80km 。现场踏勘结果表明, 本项目不涉及自然保护区、水源保护区、文物保护单位等其它特殊敏感目标。据现场调查, 本项目评价范围内主要环境保护敏感目标见表 2.6-1。

5.8.2 环境风险潜势初判

根据章节 2.5.7 环境风险环境影响评价等级和评价范围, 以及章节 5.8.1.1 的计算结果, 本工程 $Q=0.036313$, $Q<1$ 。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, 不设置环境风险评价等级和评价范围。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

按照《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169—2018) 附录 B、《危险化学品重大危险源辨识》(GB18218-2018)、《职业性接触毒物危害程度分级》

(GBZ/T230-2010) 中涉及的有毒有害、易燃易爆物质进行危险性识别。对于中度危害以上的危险性物质应予以识别, 按照物质危险性, 结合受影响的环境因素, 筛选本工程涉及的主要风险物质为原油、天然气 (甲烷)、 H_2S , 存在于集输管线管

线内。风险物质危险特性和分布见表 5.8-2。

表 5.8-2 风险物质危险特性和分布一览表

序号	危险物质名称	危险特性	分布
1	原油	可燃液体	集输管线
2	天然气	易燃气体	集输管线
3	硫化氢	有毒气体，易燃气体	集输管线

(2) 原油

原油理化性质、危险危害特性及防护措施，见表 5.8-3。

表 5.8-3 原油理化性质、危险危害特性及防护措施表

特别警示	易燃易爆
理化特性	原油是指从原油田或者油田伴生天然气凝析出来的液相组分，又称天然汽油。其主要成分是 C ₅ 至 C ₁₁ + 烃类的混合物，并含有少量的大于 C ₈ 的烃类以及二氧化硫、噻吩类、硫醇类、硫醚类和多硫化物等杂质，其馏分多在 20℃-200℃ 之间，挥发性好，〔主要用途〕是生产溶剂油优质的原料。
危害信息	〔燃烧和爆炸危险性〕 其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。 〔健康危害〕 蒸气可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状。
安全措施	〔操作安全〕 密闭操作，注意通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴自吸过滤式防毒面具（半面罩），戴化学安全防护眼镜，穿防静电工作服，戴橡胶耐油手套。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂、还原剂、碱类接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。 〔储存安全〕 储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。保持容器密封。应与氧化剂分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。 〔运输安全〕 运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。夏季最好早晚运输。运输时所用的槽（罐）车应有接地链，槽内可设孔隔板以减少震荡产生静电。严禁与氧化剂、食用化学品等混装混运。运输途中应防暴晒、雨淋，防高温。中途停留时应远离火种、热源、高温区。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。严禁用木船、水泥船散装运输
应急处置原	〔急救措施〕 皮肤接触：脱去污染的衣着，用大量流动清水彻底冲洗。 眼睛接触：立即翻开上下眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗至少 15 分钟，就医。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸。就医。

则	食入：催吐，就医 （灭火方法） 消防人员须佩戴防毒面具、穿全身消防服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。灭火剂：雾状水、泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。 （泄漏应急处置） 切断火源：在确保安全情况下堵漏。禁止泄漏物进入受限制的空间（如下水道等），以避免发生爆炸。喷水雾可减少蒸发。用砂土、蛭石或其它惰性材料吸收，然后收集运至废物处理场所。或在保证安全情况下，就地焚烧。如大量泄漏，利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害处理后废弃。
---	--

（2）天然气

天然气中甲烷、乙烷属单纯窒息性气体，对人体基本无毒。其它组分如丙烷、异丁烷、正丁烷、异戊烷、正戊烷等都为微毒或低毒物质。天然气除气态烃外，还有少量二氧化碳、氮气等非烃气体。天然气理化性质、危险危害特性及防护措施，见表 5.8-4。

5.8-4 天然气理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	天然气		
	化学品英文名称	Naturalgasdehydration		
成分/组成信息	主要有害成分		甲烷	
	分子式	CH ₄	分子量	16.05
危险特性	危险性类别：第 2.1 类易燃气体。 侵入途径：吸入。 健康危害：空气中甲烷浓度过高，能使人窒息。当空气中甲烷达 25%~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱离，可致窒息死亡。皮肤接触液化气体可致冻伤。 环境危害：对环境有害。 燃爆危险：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。			
急救措施	皮肤接触：如果发生冻伤，将患部浸泡于保持在 38~42℃的温水中复温。不要涂擦。不要使用热水或辐射热。使用清洁、干燥的敷料包扎。如有不适感，就医。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。			
消防措施	危险特性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氧化氯及其它强氧化剂接触发生剧烈反应。有害燃烧产物：一氧化碳。 灭火方法：用雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉灭火。切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。消防人员必须佩戴空气呼吸器、穿全身防火防毒服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。			
泄漏应	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			

急处理	离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的所有设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。若可能翻转容器，使之逸出气体而非液体。喷雾状水抑制蒸气或改变蒸气云流向，避免水流接触泄漏物。禁止用水直接冲击泄漏物或泄漏源。防止气体通过下水道、通风系统和限制性空间扩散。隔离泄漏区直至气体散尽。			
操作处置与储存	操作注意事项：密闭操作，全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。在传送过程中，钢瓶和容器必须接地和跨接，防止产生静电。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。 储存注意事项：钢瓶装本品储存于阴凉、通风的易燃气体专用库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。应与氧化剂等分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备。			
接触控制/个体防护	工程控制：生产过程密闭，全面通风。 呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。 眼睛防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。 身体防护：穿防静电工作服。 手防护：戴一般作业防护手套。 其他防护：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。			
理化特性	外观与性状	无色无味气体	饱和蒸汽压	53.32kPa/-168.8℃
	沸点	-161.4℃	闪点	-218℃
	熔点	-182.6℃	溶解性	微溶于水，溶于乙醇、乙醚、苯、甲苯等。
	密度	相对密度（水=1）：0.42（-164℃）； 相对蒸汽密度（空气=1）：0.6	稳定性	稳定
	爆炸极限	5~15%（V%）	引燃温度	537℃
稳定性和反应活性	稳定性：稳定；禁配物：强氧化剂、强酸、强碱、卤素；避免接触的条件：高热，火源和不相容物质；聚合危害：不发生；分解产物：一氧化碳、二氧化碳。			
毒理学资料	LD50：LC50：50%（小鼠吸入，2h）。 LC50：无资料。			
生态学资料	其它有害作用：温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。			
废弃处置	废弃物性质：危险废物。 废弃处置方法：建议用焚烧法处置。 废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。把倒空的容器归还厂商或在规定			

	场所掩埋。
运输信息	运输注意事项：采用钢瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。钢瓶一般平放，并应将瓶口朝同一方向，不可交叉；高度不得超过车辆的防护栏板，并用三角木垫卡牢，防止滚动。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。严禁与氧化剂等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光暴晒。中途停留时应远离火种、热源。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。

(3) 硫化氢

硫化氢为无色、有臭鸡蛋气味的有毒气体，是强烈的神经性毒物，经人体粘膜吸收比皮肤吸收造成的中毒更为迅速。根据硫化氢的毒理学特性可知，硫化氢并不是所有浓度都是瞬间致人死亡，其每个浓度致死时间不同。

其危险性和危害特性见表 5.8-5。

表 5.8-5 硫化氢对人的生理影响及危害

标识	中文名称：硫化氢			英文名称：Hydrogen sulfide)			
	危险性类别			易燃、有毒气体			
物化特性	沸点（℃）	-61.8		比重（水=1）			
	饱和蒸气压（kPa）	无资料		熔点（℃）	-82.9		
	蒸气密度（空气=1）	无资料		溶解性	易溶于水，亦溶于醇类、石油溶剂和原油中		
	外观与气味	无色气体。具有臭蛋气味					
火灾爆炸危险数据	闪点（℃）		爆炸极限	爆炸上限%(V/V)：46.0；爆炸下限%(V/V)：4.0			
	灭火剂	抗溶性泡沫、干粉、二氧化碳、雾状水					
	灭火方法	尽可能将容器从火场移至空旷处。上风向喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。					
	危险特性	易燃，其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起危险特性燃烧爆炸的危险。与浓硝酸、发烟硝酸触发生剧烈反应，易爆炸。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。					
反应活性数据	稳定性	不稳定		避免条件			
		稳定	√				
	聚合危险性	可能存在		避免条件			
		不存在	√				
	禁忌物	强氧化剂	燃烧（分解）产物		无资料		
健康危害数据	侵入途径	吸入	√	皮肤	√	口	√
	急性毒性	10	无资料	LC50	大鼠吸入	16000mg/m³，4 小时	
急救	吸入：如果吸入本品蒸汽或其燃烧物，迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。						

措施	如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。 食入：饮水，禁止催吐。如有不适感，就医。 眼睛接触：立即提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗 15 分钟，立即就医。眼睛受伤后，应由专业人员取出隐形眼镜。 皮肤接触：立即脱去被污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。就医。			
急性中毒	职业接触 由于硫化氢可溶于水及油中，有时可随水或油流至远离发生源处，而引起意外中毒事故。硫化氢经粘膜吸收快，皮肤吸收甚少。误服含硫盐类与胃酸作用后产生硫化氢可经肠道吸收而引起中毒。 中毒后的临床表现 硫化氢是一种神经毒剂。亦为窒息性和刺激性气体。其毒作用的主要靶器是中枢神经系统和呼吸系统，亦可伴有心脏等多器官损害，对毒作用最敏感的组织是脑和粘膜接触部位。 硫化氢的急性毒作用靶器官和中毒机制可因其不同的浓度和接触时间而异。浓度越高则中枢神经抑制作用越明显，浓度相对较低时粘膜刺激作用明显。人吸入 70~150mg/m ³ /1~2 小时，出现呼吸道及眼刺激症状，吸 2~5 分钟后嗅觉疲劳，不再闻到臭气。吸入 300mg/m ³ /1 小时，6~8 分钟出现眼急性刺激症状，稍长时间接触引起肺水肿。吸入 760mg/m ³ /15~60 分钟，发生肺水肿、支气管炎及肺炎，头痛、头昏、步态不稳、恶心、呕吐。吸入 1000mg/m ³ 数秒钟，很快出现急性中毒，呼吸加快后呼吸麻痹而死亡。 急性硫化氢中毒一般发病迅速，出现以脑和（或）呼吸系统损害为主的中毒后的临床表现，亦可伴有心脏等器官功能障碍。中毒后的临床表现可因接触硫化氢的浓度等因素不同而有明显差异。			
泄漏 紧急 处理	撤离并进行隔离。根据扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的所有设备应接地。 禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。 防止泄漏物进入水体、下水道、地下室或密闭性空间。 小量泄漏：用砂土或其它不燃材料吸收。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。用飞尘或石灰粉吸收大量液体。用泡沫覆盖，减少蒸发。喷水雾能减少蒸发，但不能降低泄漏物在受限制空间内的易燃性。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。			
	工程控制	生产过程密闭，全面通风。提供安全淋浴和洗眼设备。		
	呼吸系统防护	空气中浓度超标时，佩戴过滤式防毒面具（半面罩）	身体防护	穿防静电工作服
	手防护	戴橡胶耐油手套	眼防护	戴安全防护眼镜
	其他	工作现场严禁吸烟。工作完毕，淋浴更衣。注意个人清洁卫生。		

根据已掌握的资料，正常情况下，井场周围空气中硫化氢浓度低于我国规定对工作人员生命和健康产生不可逆转的或延迟性的影响的硫化氢浓度，不构成风险物质，但要注意防漏、防喷工作。

5.8.3.2 井场危险性识别

(1) 井喷事故风险

井喷为井场常见事故。如果井底压力小于地层压力，地层流体将进入井筒并推

动钻井液外溢，即发生溢流。此时，如果对地下油、气压力平衡控制不当，不能及时控制溢流，会造成油、水或其他混合物迅速喷到地面，即发生井喷。井喷会引发油气泄漏及火灾爆炸，对空气环境、水环境及生态环境造成危害，致使人员伤亡、财产损失。英买油油气田已开发多年，对区域的油气藏情况已基本掌握，井喷的可能性很小，但也不并非绝对不可能，从最不利的角度，本次评价依然将其作为一种风险事故考虑。

（2）井漏事故风险

固井套管下入深度不够或固井质量不好可能引发污染地下水事故，如油气上窜造成地下水污染等。

5.8.3.3 集输管道危险性识别

管道输送是一种安全可行的输送方式，但存在于环境中的管道会受到各种环境因素的作用，同时管道本身的设计、管材制造、施工、操作运行和管理等各环节都可能存在着缺陷和失误，所有这些因素都可能导致事故的发生。发生的事故主要为管线破裂造成的天然气、原油、硫化氢泄漏，天然气、硫化氢泄漏后，遇火源会发生火灾、爆炸事故，不仅如此，采出液中硫化氢气体扩散至环境空气中，进而可能引发员工硫化氢中毒事件。而原油的泄则会直接污染周围土壤，还可能对区域地下水造成污染。

5.8.3.4 环境风险类型识别

通过分析中本工程可能涉及的危险物质及危险场所及危险特性，本工程可能发生的环境风险主要包括运营期管线发生破损造成天然气、硫化氢及原油泄漏，会污染土壤和大气，泄漏原油有可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境；硫化氢气体扩散至环境空气中，可能引发员工硫化氢中毒事件。

5.8.4 环境风险事故情形分析

通过分析本工程可能涉及的危险物质及危险场所及危险特性，本工程可能发生的环境风险主要包括井喷、集输管线泄漏以及油类物质泄漏后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等。井喷、集输管线泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，井漏会对地下水造成

影响。具体危害和环境影响可见表 5.8-6。

表 5.8-6 危险物质向环境转移的途径识别

风险单元	事故类型	来源	危险物质	影响环境的途径	影响环境的途径
井场	井喷	采油气过程	原油、天然气、硫化氢	井喷时，油类物质会通过垂直入渗或地面漫流的方式进入环境，对大气环境、土壤环境、地下水环境造成污染。	大气、土壤、地下水
	火灾爆炸	采油过程	伴生气及次生污染物 CO 等	油类物质泄露遇明火均能发生火灾或爆炸，污染大气，同时破坏周围地表植被	大气
集输管线	泄露	采气管线	原油、天然气、硫化氢	集输管线破裂后，采出液中硫化氢气体扩散至环境空气中，进而可能引发员工硫化氢中毒事件；油类物质会通过垂直入渗或地面漫流的方式进入环境，对大气环境、土壤环境、地下水环境造成污染。	大气、土壤、地下水
	火灾爆炸		伴生气及次生污染物 CO 等	管线原油、天然气发生泄露，遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件	大气

5.8.5 环境风险分析

5.8.5.1 对大气环境的影响分析

原油、天然气发生泄漏事故后，进入环境中，释放出的烃类气体会对周围环境空气产生影响，若遇明火，可发生火灾、爆炸，火灾、爆炸产生的伴生/次生污染物可能对环境空气产生一定的影响。由于项目区地域空旷，无敏感点分布，大气扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响。

5.8.5.2 对地下水的环境影响分析

集输管道敷设在地表以下，运营期在正常情况下对地下水无影响，只有在发生事故时才可能影响到地下水。集输管道发生事故时，漏油能否对地下水环境产生影响，取决于油在土壤中的迁移转化、地面污染程度以及泄漏点的地质构造。

发生泄漏事故后，若及时维修处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。故在正常工况下，加强检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，及时维修，并将受污染的土壤全部集中收集，交由有资质的单位进行处理，污染物

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

根据前文“5.2.3.2 非正常状况下地下水环境影响分析”中的预测结果，在本次设定的预测情形下：预测期间，随着时间、距离增加，污染范围也呈增加趋势。石油类浓度在预测 100d、1000d、3650d 时地下水超标距离分别为 19m、75m、174m，影响距离分别为 22m、84m、192m，影响范围内无居民饮用水井等敏感点，但下渗采出液对该地区地下水的影响依然存在。。故管道必须采取必要的防腐措施，并加强巡检，防止其泄漏进而污染到周边区域内的地下水。

在非正常状况下，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，因而，石油类污染物进入地下潜水的可能性较小。只要建设单位和施工单位严格按照拟定的环保措施进行，非正常状况下，对地下水的影响属可接受范围。

5.8.5.3 对土壤环境的影响分析

原油泄漏对土壤环境的影响是比较显著的，泄漏的原油可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响荒漠植被的生长，并可影响局部的生态环境。

原油发生泄漏时，相当于向土壤中直接注入原油，泄漏的原油进入土壤中后，渗入土壤孔隙，则使土壤透气性和呼吸作用减弱，影响土壤中的微生物生存，造成土壤盐碱化，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物，造成土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响土壤正常的结构和功能。

运营期管线破裂，将能回收的原油回收，送联合站原油处理系统处理，不能回收的以及受污染的土壤集中收集后交由有相应处置资质的单位进行处理。

综上所述，本工程施工期和运营期发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围土壤环境产生明显影响。

5.8.5.4 对植被的影响

井喷及油品泄漏对植被的影响主要分为三种途径，一是泄漏石油直接粘附于植物体阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；二是原油污染土壤造成的土壤理化性状变化间接影响植物生长，严重时会导致植物死亡；三是泄漏的原油、天然气

中的轻组分挥发，可发生火灾、爆炸，火灾、爆炸产生的伴生/次生污染物在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响。

本工程区域内植被量很小，且发生事故后，及时采取相应的措施，基本不会对周围植被产生明显影响。

5.8.6 环境风险管理

各种事故无论是人为因素引起的，还是自然因素所致，都可以采取必要的预防措施，以减少事故的发生或使事故造成的危害降低到最低限度。对于人为因素引起的事故可以通过提高人员技术素质、加强责任心以及采取技术手段和管理手段等方法来避免；而对于自然因素引起的事故则主要靠采取各种措施来预防。

5.8.6.1 集输事故风险预防措施

(1) 严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。

集输管线敷设前，应加强对管材质量的检查，严禁使用不合格产品。

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

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

(4) 加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

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

(6) 在集输系统运营期间，严格控制输送油气的性质，定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。

(7) 定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

(8) 严禁在管线两侧各 50m 范围内修筑工程，在管线上方及近旁严禁动土开挖和修建超过管道负荷的建筑物。

(9) 加强对集输管线沿线重点敏感地段的环保管理，定期进行环境监测。

(10) 建立腐蚀监测系统，随时监测介质的腐蚀状况，了解和掌握区域系统的腐蚀原因，有针对性地制定、调整和优化腐蚀控制措施。

5.8.6.2 硫化氢泄漏的监控与预防措施

(1) 硫化氢监测与安全防护

硫化氢监测与安全防护应按照《硫化氢环境人身防护规范》(SY/T 6277-2017) 和《硫化氢环境天然气采集与处理安全规范》(SY/T6137-2017) 要求进行。

1) 作业人员巡检时应携带硫化氢监测仪(第 1 级预警阈值应设置为 $15\text{mg}/\text{m}^3$ (或 10ppm)，第 2 级报警阈值应设置为 $30\text{mg}/\text{m}^3$ (或 20ppm)，进入上述区域应注意是否有报警信号。

2) 作业人员在检修和抢险作业时应携硫化氢监测仪和正压式空气呼吸器。

3) 当监测到空气中硫化氢的浓度达到 $15\text{mg}/\text{m}^3$ (或 10ppm) 时，作业人员应检查泄漏点，准备防护用具，迅速打开排风扇，实施应急程序。

4) 当监测到空气中硫化氢的浓度达到 $30\text{mg}/\text{m}^3$ (或 20ppm) 时，作业人员应该迅速打开排风扇，疏散人员。作业人员应戴上防护用具，进入紧急状态，立即实施应急方案。

5) 当监测到空气中硫化氢浓度达到 $150\text{mg}/\text{m}^3$ (或 100ppm) 时，应组织周边危险区域内的作业人员有秩序地迅速向上风向撤离到安全区域。

(2) 预防措施

在含硫化氢环境中的作业人员上岗前都应接受 H_2S 危害及人身防护措施的培训，经考核合格后方能持证上岗。

1) 为避免无风和微风情况下硫化氢的积聚，可以使用防爆通风设备将有毒气体吹往期望的方向。

2) 应特别注意低洼的工作区域，比如井口方井，由于较重的硫化氢或二氧化硫在这些地点的沉积，可能会达到有害的浓度。

3) 当人员在达到硫化氢危险临界浓度 ($150\text{mg}/\text{m}^3$ (100ppm)) 的大气环境中执行任务时，应有接受过救护技术培训的值班救护人员，同时应具备有必要的救护设备，包括：适用的呼吸器具。

5.8.6.3 管线安全运行措施

为了尽量避免管线破裂事故的发生，减轻管线破裂、泄漏事故对环境的影响，应采取以下安全环保措施：

（1）管线敷设过程中应严格按设计要求进行，确保埋设深度、防腐和保温质量，防止腐蚀管道。管线敷设线路上方设置永久性标志，提醒人们在管线两侧活动，保护管线的安全。

（2）为了减轻管线的内外腐蚀，每年定期用超声波检测仪，测量 1-2 次管线内外防腐情况，若管壁厚度减薄，应及时更换管段。

（3）在对集输管道的日常巡线检查过程中，应将管道上覆土壤中会对管道构成破坏的深根系植被进行及时清理，以确保管道的安全运行。

（4）加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，对各种设备、管线、油罐、阀门定期进行检查，防止跑、冒、滴、漏，及时巡查管线，消除事故隐患。

（5）加强职工安全意识教育和安全生产技术培训，制定安全生产操作规程。

（6）集输管线敷设前，应加强对管材质量的检查，严禁使用不合格产品。按规定进行管道的定期检验、保养，及时更换易损及老化部件，防止原油泄漏事故的发生。①管道敷设做好安全防范及防腐措施。新建管线跨越道路、沟渠等应根据《原油和天然气输送管道穿跨越工程设计规范》要求进行；②每年定期用超声波检测仪，测量 1~2 次管线腐蚀情况，发现如管壁厚度减小，应及时更换管段，以减小管线的盐碱腐蚀造成事故的概率。当有风险事故发生时，立即启动应急预案，使事故带来的损失降低到最小。

（7）为了便于管线的安全运营，根据《管道干线标记设置技术规定》（SY/T6064-2011）的规定，沿线应设置以下标志桩：里程桩：管线每公里设置 1 个，每段从 0+000m 开始，一般与阴极保护测试桩合用。

转角桩：在管线水平方向改变位置，应设置转角桩，转角桩上要标明管线里程、转角角度等。

交叉桩：凡是与地下管道、电（光）缆交叉的位置，应设置交叉桩。交叉桩上应注明线路里程、交叉物名称、与交叉物的关系等。

结构桩：当管道外防腐层或管壁发生长距离变化时，在变化位置处设置结构桩

，桩上要标明线路里程及变化前后的结构属性等。

设施桩：当管道上有特殊设施时应设置设施桩，桩上要标明管线里程、设施的名称及规格。

（8）加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。在集输系统运营期间，严格控制输送油气的性质；定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对输送管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。

输送管道建成投产后，重点应在以下几个方面加强管理：

（1）加强通信系统、自控系统的维护管理，定期对各类仪表、设备进行监测和检验，确保正常操作和事故状态下及时动作，以防止事故的进一步扩大。确保阴极保护系统的正常运行，对管道腐蚀状况要进行监测，发现问题及时采取措施。

（2）加强对管道穿跨越段保护设施的维护管理和沿线的巡查，以及强化管道安全保护的宣传教育，提高沿线人民群众公共安全意识，最大限度地减少自然灾害和人为因素对管道的破坏。确保阴极保护系统的正常运行，对管道腐蚀状况要进行监测，发现问题及时采取措施。

（3）工程建成后运营期间，随时间的推移，管道周围的地形地貌及地质环境有可能发生改变，从而出现意外情况。因此建议对地质灾害发育地段，加强巡视检测及定期检查，发现隐患及时上报有关部门，以便采取有效措施。

（4）根据管道沿线地质、地理、地貌、水文、气象环境条件，因地制宜地制定自然灾害防护措施。

（5）在输送管道运行过程中，有可能出现人为的或自然灾害造成的突发性事故，必须及时对管道进行抢修；为保证输气管道安全，对管道必须进行有计划的维修。为了保障人民生命和财产的安全，必须建立完善的管道维修及抢修体系，设立专业化管理的维修及抢修队伍，配备齐全的维抢修设备、机具，确保事故状态下能及时到位，并在最短时间内完成管道的维抢修作业。

（6）从工程筹建起就要建立技术档案，包括各种技术报表、安全操作规程、

安全规章制度、电气设施检测数据等，为安全生产管理提供依据。

(7) 重要危险点的仪表（流量、压力等）应有备用件，当工艺流程或仪表设备有变动时，应及时换发新操作规程或修改仪表设备档案。

(8) 定期对管道进行内、外检测和评估，掌握管道强度和完整性等数据，建立检测档案，从而可有计划地进行管道维修，减少穿孔泄漏事故；加强管道腐蚀控制，尽快推行并实施管道完整性管理。

(9) 加大管道周围安全隐患的治理力度，遏制违章建筑及占压；对于管道上方及附近的开荒行为加强监督，防止破坏管道；严禁挖沙取土。

(10) 治理输送管道的安全隐患，必须依靠管道沿线各级地方政府及有关单位，建议管理单位与地方政府及有关部门及时进行沟通联系和密切协作，建立不同形式的联防网络，进行联合治理，加大管道周围安全隐患的治理力度，有效遏制违章建筑及占压。按《中华人民共和国石油天然气管道保护法》的要求，禁止管道两侧 5m 范围新建居民住宅；50m 范围内禁止爆破、开山和修筑大型建筑物、构筑物工程；在管道中心线两侧各 50m 至 500m 范围内进行爆破的，应当事先征得管道企业同意，在采取安全保护措施后方可进行；加强天然气管道安全宣传工作，减少第三方破坏活动的发生。

(11) 管理单位应加强重点地段管道的维护管理力度，建立完善的巡线制度，固定专门的巡线人员，配备专用的巡线车辆及器材，提高重点地段管线的巡线频率，坚持徒步巡线，保证不间断地对管道进行巡查，及时发现并处理现场所存在的隐患和问题，减小事故发生的机率；缩短重点地段管线的内、外检测周期，根据管道的内外腐蚀、埋深、损伤变形等的检测结果，及时采取相应的整改措施；增大沿线标志桩或警示牌的设置密度，以标示管道的准确走向，减少违章建筑和危及管道安全事故的发生；针对重点地段管线的特点，编制可能发生事故的专项应急救援预案，加强事故应急救援预案的演习和实施，减少事故造成的损失。

5.8.6.4 井场事故风险防范措施

(1) 平面布局科学合理：平面布置中尽量将火灾危险性相近的设施集中布置，并保持规定的防火距离；将全场内的明火点控制到最少，并布置在油气生产区场地边缘部位；有油气散发的场所布置在有明火或散发火花地点的当地全年最小频率

风向的上风侧。

(2) 在建、构筑物区域内设置接地装置，必要时可加装消雷器。工艺设备、塔、架等设置防静电接地装置；变压器等采用避雷器作为防雷保护。

(3) 按规定配置齐全各类消防设施，并定期进行检查，保持完好可用。

(4) 井场内的装置区为爆炸火灾危险区域，区域内的配电设备均应采用防爆型；根据各建筑物的不同防爆等级采取相应的防爆措施。

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

5.8.6.5 井喷事故的风险防范措施

本工程主要为轻质油开发，必须要高度重视安全生产，要积极采取预防井喷发生的措施：

(1) 由于硫化氢气体的特殊性质，作好空气中硫化氢含量的监测，及时得到井喷的预警信息，采取必要手段预防井喷。

(2) 在井场醒目处悬挂一份井场周边环境的地图和表格，列示离开井场不同距离范围内的公路等其他公共设施。

(3) 建立一份紧急电话联系表，其中应包括井场负责人、技术人员或安全管理人员以及上级主管部分应急指挥人和当地管理部门协调人、医院、消防、环境部门的联系电话。

(4) 制定一份详实的可操作的应急预案，包括医疗保健措施、个人保护设备、人员培训要求、监测、警报与人员撤离等一系列工作详细地列出具体要求，以此保证井场作业人员的生命安全，特别应明确井口喷出的 H_2S 浓度计距井口下风向不同距离监测的 H_2S 浓度，来确定井场工作人员的撤离范围。

(5) 应对工作人员普及预防 H_2S 中毒，避免伤亡的个人防护知识，以防止事故发生后的人员伤亡。

(6) 在发生井喷后，可通过火炬对天然气进行燃烧。

(7) 发生事故时，要求井场排放清水及处理水全部进入现场事故池，不得随意外排，并立即启动重大环境事件环境应急监测预案，在应急监测人员不受 H_2S 危害影响的前提下，对井场周边大气中的 H_2S 及甲烷浓度进行监控，随时掌握扩散分

布情况，以指导对井场周边人员的撤离工作已经安全线的划定工作。

(8) 在人员不受 H_2S 危害影响的前提下，组织人员对井喷喷出的采出液进行封堵，可截留至现场事故池内，防止其流入井场周边环境敏感区，尽可能减少其危害和影响，在事件处理过程中，应及时将采出液全部清运至哈一联进行处理。

(9) 由于井喷和处理井喷的过程中（井喷、压井及恢复正常钻井）产生的污水量较多，为确保事故池能储存所产生的污水，应及时对事故池储存的污水进行处理。若废水产生量较大，又无法对污水进行及时处理，可能造成污水池装满而外溢污染环境时，应及时启动备用事故池，防止污染物的扩散。

(10) 事件处理过程中必须持续执行重大环境事件环境应急监测预案，重点对井场周边办公区内的空气中的 H_2S 、 SO_2 、 CO_2 及甲烷浓度进行监控，如果已达到空气质量标准，则可上报相关决策部门下达返回指令，对周边地下水水质进行监测。

(11) 清理井场的各种环境污染物，按分级堆放处理原则进行处置、恢复正常的废水处理工作。

(12) 完成环境应急监测工作报告，对相关环境污染情况尽心评估。

(13) 在相关部分的指导下，对相关环境污染损失情况进行赔偿。

(14) 对井喷的环境污染防治工作进行总结。

(15) 日常工作中严格遵守钻井的安全规定，在井口安装有效的井控装置，杜绝井喷的发生；随时观察、定期记录，及时发现溢流、泄漏，并根据多年井喷事故井控装置失灵经验总结，井控作业中的一些错误做法，应尽量避免，杜绝井喷的发生；井场设置明显的禁止烟火标志；井场设备及电器设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求，安装探照灯，以备井喷时钻台照明；按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材；制订应急操作规程，在规程中说明发生井喷事故时应采取的操作步骤；井场设置事故池，按照最大可能性设计，降低环境风险。

井喷及井喷失控事故一旦发生，特别是含 H_2S 油气井的井喷及失控，不仅将会造成巨大的经济损失，而且将会造成较严重的环境污染和危害及一定的社会负面影响。如何尽可能减轻井喷及井喷失控事故所带来的环境污染和危害，认真贯彻集团公司《石油与天然气钻井井控规定》是十分重要的，特别应按要求执行在发生井喷

事故后的抢险方案制订及实施，要把环境保护同时考虑，同时实施，防止出现次生环境事故。

5.8.6.6 土壤风险风险防范措施

如果发生集输管道的采出液渗漏，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，委托具有相应 HW08 危废处理资质单位对污染土壤进行转运处置，因而，石油类污染物进入土壤和地下潜水的可能性较小。

具体步骤为：

（1）按顺序停泵或关井

在管道发生断裂、漏油事故时，按顺序停泵或关井。抢修队根据现场情况及时抢修，做好安全防范工作，把损失控制在最小范围内。

（2）回收泄漏原油

首先限制地表污染的扩大。油受重力和地形的控制，会流向低洼地带，应量防止泄漏石油移动。在可能的情况下应进行筑堤，汇集在低洼坑中的地表油，用车及时进行收集，将严重污染的土壤集中处理，交由有资质单位进行处置。

（3）挖坑应急

因地制宜地采取有效措施清除土壤油浸润体中的残油，减轻土壤污染。

1) 坑撇油：在漏油点附近挖坑进行撇油。

2) 挖沟截油：根据原油以漏油点为点源向下游迁移扩散为主的特点，在漏油点下游的 10m~30m 处，根据漏油量的大小挖 2~3m 深的两条水平截油沟，一撇二排，以加速土壤油浸润体中残油的外泄，减小事故影响范围。

按照《突发环境事件应急监测技术规范》（HJ589-2021）及突发环境事件应急预案开展应急监测。

5.8.6.7 植被风险防范措施

本项目区位于塔克拉玛干沙漠北缘，如果发生集输管道的采出液渗漏，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面、地下以及粘附于植物体石油类物质，委托具有相应 HW08 危废处理资质单位对污染土壤和植被进行转运处置。

集输管线敷设前，应加强对管材质量的检查，严禁使用不合格产品。按规定进行管道的定期检验、保养，及时更换易损及老化部件，防止原油泄漏事故的发生。

运营期加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，对各种设备、管线、油罐、阀门定期进行检查，防止跑、冒、滴、漏，及时巡查管线，消除事故隐患。管道及公路沿线可设置一些警示牌，提高公众保护植被的意识。

5.8.6.8 危险废物运输风险防范措施

危险废物运输的事故隐患主要是从泄漏开始的。因此，行车途中要勤于检查。当行驶一定时间后要查看一下车箱底部四周有无泄漏液体，若有液体泄漏，应查找泄漏点，采取相应的应急措施，防止液体继续泄漏，将受到污染的土壤要全部回收，送至具备相应危废处理资质的单位进行无害化处理。

危险废物运输过程中主要风险防范措施如下：

- (1) 运输时应当采取密闭、遮盖措施防止渗漏。
- (2) 对运输危险废物的设施和设备应当加强管理和维护，保证其正常运行和使用。
- (3) 不能混合运输性质不相容而又未经安全性处置的危险废物。
- (4) 转移危险废物时，必须按照规定填危险废物转移电子联单，并向危险废物移出地和接受地的县级以上地方人民政府环境保护行政主管部门报告。
- (5) 禁止将危险废物与旅客在同一运输工具上载运；
- (6) 运输危险废物的设施和设备在转作他用时，必须经过消除污染的处理，方可使用。
- (7) 运输危险废物的人员，应当接受专业培训；经考核合格后，方可从事运输危险废物的工作。
- (8) 运输危险废物的单位应当制定在发生意外事故时采取的应急措施和防范措施。
- (9) 运输时，发生突发性事故必须立即采取措施消除或者减轻对环境的污染危害，及时通报给附近的单位和居民，并向事故发生地县级以上人民政府环境保护行政主管部门和有关部门报告，接受调查处理。

5.8.6.9 重视和加强管理

除采取上述安全预防措施外，还应通过提高人员素质，加强责任心教育，完善有关操作条例等方法来防止人为因素引发的事故。

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

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

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

(4) 本工程实施后，将本工程相关工程纳入英买采油气管理区环境风险应急预案中。

5.8.6.10 环境风险应急预案

塔里木油田分公司英买采油气管理区制定有《塔里木油田公司英买采油气管理区突发环境事件应急预案》，并取得了新和县环境保护局备案文件(备案编号：652922-2023-36-L)，定期按照应急预案内容进行应急演练，应急物资配备齐全，出现风险事故时能够及时应对。本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。待本工程实施后，需将本工程相关内容更新至突发环境事件应急预案中。

5.8.6.11 现有环境风险防范措施的有效性分析

英买采油气管理区采用的环境风险防范措施较为齐全，制定有突发环境事件应急预案及其配套文件并在主管部门进行了备案，配备有应急物资，定期开展应急演练，与当地政府建立了应急联动机制，因此，在严格执行应急预案和应急处置的基础上，现有环境风险防范措施是有效的。

5.8.7 环境风险分析结论

本工程所涉及的危险物质包括：天然气、原油、硫化氢，可能发生的风险事故包括：井场事故、管线泄漏事故。油气发生泄漏时，对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本工程提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油品、被污染

的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。综上所述，本工程环境风险程度属于可以防控的。

表 5.8-7 环境风险简单分析内容表

建设项目名称	雄英 104 井集输工程
建设地点	位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区温宿县境内，工程区中心西距温宿县城中心约 80km
地理坐标	
主要危险物质及分布	主要危险物质：原油、天然气、硫化氢；分布：井场、集输管线
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	本工程可能发生的环境风险主要包括：井喷、油类物质泄漏、火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。 运营期管线发生破损造成油气泄漏，以及井喷均会污染土壤和大气，泄漏的油品有可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境。
风险防范措施要求	①生产中采取有效预防措施，严格遵守井下作业的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生；②制定安全生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全管理制度和安全操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系，完善各种规章制度标准；③定期对管线进行巡视，定期进行管道壁厚和防腐情况检测；④制定环境风险应急预案，定期演练。

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

本工程实施过程中，会对评价区内的水环境、环境空气、土壤环境等造成不同程度的影响。本章分别对项目在施工期、运营期和退役期拟采取的措施及各专题评价提出的措施进行分析和论证。

6.1.1.1 井场工程生态环境保护措施

(1) 对井场永久性占地合理规划，严格控制临时占地面积，尽量避让植被较多的区域，严格按照有关规定办理建设用地审批手续；对永久性占地进行地面硬化，以减少风蚀量。

(2) 对工程占地范围外的区域严禁机械及车辆进入、占用，禁止乱轧乱碾，避免破坏自然植被，造成土地松动。井场施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，应尽快整理施工现场。

(3) 加强工程区的野生动物保护，对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育，严禁施工人员猎杀野生动物。

(4) 严格落实环评所提环保措施，加强施工管理，杜绝废水固废乱堆乱排的现象，避免施工期废水、固废等对自然植被及土壤造成不良影响。

(5) 及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌，使占地造成的影响逐步得以恢复。

6.1.1.2 管线工程生态保护措施

(1) 本工程占地及补偿应按照地方有关工程征地及补偿要求进行，由相关部门许可后方可开工建设。

(2) 合理调整管线走向，管线施工作业宽度应控制在 8m 以内，注意避让地表植被。

(3) 合理规划工程占地，严格控制工程占地面积，对规划占地范围外的区域严禁机械及车辆进入，禁止乱轧乱碾，避免破坏自然植被，造成土地松动。

(4) 管线施工时应根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作

业量。

(5) 管沟回填后多余的土方禁止大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过渡，避免形成汇水环境，防止水土流失。

(6) 严格落实环评所提环保措施，加强施工管理，杜绝废水固废乱堆乱排的现象，避免施工期废水、固废等对自然植被及土壤造成不良影响。

(7) 施工期充分利用现有油气田道路，尽可能减少临时占地，降低对地表和植被的破坏，施工机械在不得在道路以外行驶和作业，保持地表不被扰动，不得随意取弃土。

(8) 加强野生动物保护，对施工人员进行宣传教育，禁止捕杀野生动物。

(9) 结合实际完善水土保持方案并严格落实。施工期严格按规范作业，减少对土壤和植被的扰动和破坏，避免水土流失。

(10) 及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。

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

6.1.1.3 对评价区植被的生态保护措施

(1) 生态避让

1) 合理选择管线走向，应避开植被茂盛的区段，尽量避免砍伐野生植物；管线敷设尽量取直，考虑管线距离最短。

2) 井场建设选址尽量少占植被茂密的地块，尤其不得铲除保护植物。若无法进行避让，需对保护植物进行移植保护。同时，严格控制占地面积，以减少占地和保护野生植物。

3) 管线施工应严格限定施工范围，确定作业路线，不得随意改线。管线施工若遇到保护植物应当采取避让的措施，若无法进行避让，需对保护植物进行移植保护。

(2) 生态防护

1) 管线施工范围应严格限制在 8m 范围内。施工机械和车辆应严格按照规定在设计场地及便道上作业和行驶，防止扩大对土壤和植被的破坏范围。在保证顺利施工的前提下，应尽可能缩小施工作业宽度，以减少临时占地影响，将施工期对环境不

利影响降到最低限度。

2) 在施工便道设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对施工作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。

3) 注意施工后的地表修复，管道回填时，应注意尽量恢复原有紧实度，或留足适宜的堆积层，防止因降水造成地表下陷形成积水洼地。管道回填后应注意恢复原有地表的平整度。

4) 充分利用区域现有道路，施工机械和车辆应严格按照规定路线行驶，禁止随意开辟道路，防止扩大土壤和植被的破坏范围。

5) 施工中应严格按照环境管理要求，土方作业应避开大风天气；施工后期，及时做好施工迹地的清理工作。做好施工后期的迹地恢复工作，包括土地平整，创造局部小环境以利于植被的恢复等。

6) 尽量减少对动植物的伤害和生境占用。工程建设区域如发现重点保护野生植物、特有植物、古树名木等，需进行就地或迁地保护，并加强观测，具备移栽条件、长势较好的尽量全部移栽。

(3) 生态恢复

1) 工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任；

2) 在施工区域局部有植被分布，须先将原表层土集中分层堆放，待施工完毕后，在临时占地区域对地表土层进行恢复，达到植被生长所需生境；

3) 施工占地区域土层上部的保护层稳态发生变化，加之区域风力、水力作用较大，土质极易流失，应在临时占地区域进行平整压实，以避免区域生态环境恶化；

4) 项目用地扰动区域须保护区域生态系统，并根据扰动区域土质情况因地制宜进行修复，减小项目实施对区域生态环境功能的不利影响。

(4) 生态补偿

本工程占用主要为天然牧草地，占地征用及补偿应按照地方有关工程征地及补偿要求进行，由土地管理部门许可后方可开工建设。工程结束后，建设单位还应承担恢复生态的责任。

6.1.1.4 对野生动物的生态保护措施

(1) 在施工便道设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对施工作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。车辆行驶过程中不得鸣笛惊吓野生动物。

(2) 工程建设区域如发现重点保护野生动物的，须及时保护其生境不被破坏，并重新提出相应优化工程施工方案及运行方式，实施物种救护，划定生境保护区域，开展生境保护和修复，构建活动廊道或建设食源地等。

(3) 工程建设过程中应防止施工噪声、灯光等对动物造成不利影响，高噪声及强光区域应做降噪遮光等防护措施。

6.1.1.5 自然景观保护措施

本工程位于油气田开发区，以荒漠生态景观为主。荒漠生态景观稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性差。油气田开发建设后，其原始的荒漠背景变成了以荒漠、油田井场共同存在的自然与人工相互共存的景观格局。

从整体上看，荒漠拼块虽然出现破碎化的倾向，但总体上连通程度仍然维持了较好的状态，仍是区域的景观模地。但如果任凭油气田建筑和道路的景观发展，不进行生态治理和保护，也将会使生态环境的演变发生逆转，破坏原有生态环境的稳定性。因此，在项目建设的过程中，必须采取相应的景观保护措施，以保证减缓和避免生态环境恶化的趋势。

(1) 对现有的自然资源，包括植被，直至现有的地形、地貌等都要尽可能的加以保护。

(2) 在管线的选线、敷设过程中，合理的规划布局，根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工。对敷设在较平坦地段的管道，应在地貌恢复后使管沟与附近地表自然过渡，减缓对原始自然景观的破坏。

(3) 严格遵守各项规程、规范、施工时限和范围，施工结束后立即对地表等环境景观进行恢复，并实施防风固沙工程和绿化措施，使油气田开发与周围景观环境协调发展。

6.1.1.6 严格实施防沙治沙措施

由于本工程位于荒漠内，根据《中华人民共和国防沙治沙法》和《加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138号）的要求，加强涉及沙区的建设项目环评文件受理审查，对于没有防沙治沙内容的建设项目环评文件不予受理。本工程环评针对土地沙化现状、分析了项目实施对周边沙化土地的影响，本工程在建设过程中执行以下防沙治沙措施：

（1）严格控制施工活动范围，严禁乱碾乱轧，避免对项目占地范围外的区域造成扰动。严格遵守油气田环境保护规章制度，严格划定车辆行驶路线及临时道路开拓路线，运输车辆及勘探车辆在规定路线范围内行驶，禁止乱碾乱轧；严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区范围内活动。

（2）井场永久占地范围采用戈壁土+砾石压实铺垫；管线临时占地应在满足施工要求的前提下进行适当的调整，以减少占地。

（3）优化施工组织，缩短施工时间，管线施工作业时应分段作业，避免在大风天气作业，以免造成土壤风蚀影响。

（4）管线施工时应根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。

（5）粉状材料及临时土方等在井场堆放应采取覆盖防尘布，逸散性材料运输采用苫布遮盖，减少施工扬尘产生量和起沙量。

（6）施工结束后对场地进行清理、平整并压实，场站实施场地硬化，避免水土流失影响。

6.1.1.7 水土流失防治措施

本工程区域气候干燥，风力强大，地表土质疏松干燥，属于典型荒漠生态系统。由于区域干旱少雨，水资源极度匮乏，植被生长主要靠地下水维持，根据现场调查，在植被遭到破坏的区域，在自然条件下很难得到恢复。由于受到区域土壤、水分等条件的限制，在区域进行植被恢复在经济技术条件下将很难实现，因此，本次水土流失防治主要以工程措施为主。

根据水土保持防治分区，在现场调查基础上，针对本工程施工建设活动引发水土流失的特点和造成危害程度，采取有效的防治措施，合理安排施工进度，按照与

主体工程相衔接的原则，对不同区域新增水土流失部位进行对位治理，通过分析评价主体工程已经实施的措施、存在问题等，优化并补充完善工程防治措施、临时防护措施，形成一个综合防治措施体系。

（1）工程防治措施

1) 井场工程区

井场工程区施工活动主要表现在由于场地平整及堆垫，扰动原地貌，增加了施工区的水土流失强度。主体设计已有砾石压盖措施；方案补充场地平整、彩条旗拦挡和洒水降尘等措施。

2) 管道工程区

管道工程区主要是管沟开挖及管道施工对地面的破坏，主体设计未采取防护措施，方案补充场地平整、彩条旗拦挡、防尘网苫盖和洒水降尘措施。

（2）水土保持管理措施

对工程措施的管理要纳入生产管理计划之中，专业人员负责施工设计和技术指导，在责任范围内建立相应的管理措施。根据《中华人民共和国水土保持法》，在山区、丘陵区、风沙区以及水土保持规划确定的容易发生水土流失的其他区域开办可能造成水土流失的生产建设项目，生产建设单位应当编制水土保持方案，报县级以上人民政府水行政主管部门审批，并按照经批准的水土保持方案，采取水土流失预防和治理措施。没有能力编制水土保持方案的，应当委托具备相应技术条件的机构编制。

1) 项目选线和拟采用的技术标准，应该充分考虑水土流失因素，尽量避开植被茂盛地段，施工期间严格划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行范围，不另辟施工便道，不得离开运输道路及随意驾驶。由专人监督负责，以防破坏土壤和植被。

2) 施工时，在有植被分布地段，要特别注意保护原始地表与天然植被，应划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业方法，走统一车辙，避免加行开辟新路，以减少风沙活动。在施工过程中，不得随意碾压项目区内其他固沙植被。井场位置应根据场地周边植被分布情况，在满足设计要求的前提下进行适当的调整，以减少占地。尽量避开沙丘，减缓对沙丘

活化的影响。

3) 施工中严格按照规定的施工占地要求, 划定适宜的堆料场。避免在大风、雨天施工。施工结束后, 要做好施工迹地的恢复工作。井场建设应尽量利用挖方料, 做到土石方平衡。

4) 严禁在大风、大雨天气下施工, 特别是深挖和回填等作业。

5) 加强施工期管理, 加速建设进度, 减少施工期水土流失的产生; 同时在施工期间, 应提前制定严密的交通管理措施。

6) 加强水土保持管理, 对施工人员进行培训和教育, 自觉保持水土, 保护植被。严禁施工材料乱堆乱放, 不随意乱采乱挖沿线植被。

7) 对施工迹地恢复平整, 以减少区域水土流失量的增加。

6.1.1.8 其他生态保护措施要求

(1) 在工程施工过程中和施工结束后, 及时对施工场地进行平整, 以便自然植被后期自然恢复。

(2) 加强施工期环境监理, 委托专职人员承担生态监理。采用巡检监理的方式。监理的重点时段是管线施工期。监理的重点内容是: 施工过程中表土分层堆放, 施工结束后的草方格布置情况, 野生动物保护, 以及材料堆放、施工方式等环境保护内容。生态监理要求应落实在管线和井场工程项目承包招标书中。

综上所述, 本工程在施工期采取的生态环境影响减缓措施可行。

6.1.1.9 生态保护工程的技术和经济可行性

本工程永久占地主要为天然牧草地, 征用的土地需按照自然资源部门的相关规定, 支付一定的占地补偿费, 具体数额由项目建设单位与当地政府商议确定。

本工程施工期要严格遵守国家和地方有关野生动物保护、水土保持法、防沙治沙等法律法规。主要采取以下生态保护措施, 这些措施对于减少地表破坏, 减缓水土流失, 抑制荒漠化发展起到了一定的积极作用。

——对油气田的永久性占地合理规划, 严格控制占地面积。

——按设计标准规定, 严格控制施工作业带(开挖)面积, 油气田内管线敷设施工宽度控制在设计标准范围内, 并尽量沿道路纵向平行布设。以减少地表破坏, 减少土方的暴露面积。

——施工作业尽量利用原有公路，沿已有车辙行驶，若无原有公路，严格执行先修路，后开钻的原则进行。杜绝车辆乱碾乱轧的情况发生。不随意开设便道。

——施工机械在不得在规定范围以外的行驶和作业，保持地表不被扰动。

——施工作业结束后，应考虑防风固沙。

——在道路边、油气田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实提高保护作业区生态环境的意识。

管道施工通常只有几个月，施工结束后受损植被可逐渐恢复，采取一些人工恢复措施后，受损生物量基本可以全部恢复。评价范围内，野生植物和野生动物大多是新疆地区的常见种，工程对野生植物和野生动物影响较小。在采取以上措施后，类比本区域已开发工程所采取的环保措施可知，项目的生态保护措施是可行的。

6.1.2 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，英买采油气管理区 QHSE 管理委员会负责工程建设及运营期间对生态环境的保护工作，落实本工程环保措施的落实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。

(2) 运营期生态保护措施

①加强管理，确保各项环保措施落实。对施工迹地表面覆以砾石，以减少风蚀量。

②在道路边、气田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实增强保护生态环境的意识。

③加强对管线、设备的管理和检查，及时发现问题，及时解决，防止泄漏事故的发生；对泄漏的落地油应及时清理，彻底回收，防止污染扩大蔓延。

④在管线上方设置各种标志，防止各类施工活动对管线的破坏。

⑤为保护管道不受深根系植被的破坏，在对集输管道的日常巡查中，应将管道上覆土壤中会对管道构成破坏的深根系植被及时清理，确保管道的安全运行。

⑥管道维修二次开挖回填时，应尽量按原有土壤层次进行回填。

⑦本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；气田区生态功能基本稳定；生物多样性呈上升趋势；公众生态环保意识得到提高；气田区生态环境监测范围达到 100%，建立生态安全应急系统。

管线施工完毕后须进行植被恢复，植被恢复以自然恢复为主。

综上，本工程采取的生态环境保护措施可行。

6.1.3 退役期生态环境保护措施

随着油井开采时间的延长，其储量将逐年降低，最终进入退役期。当开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，井场和管线等设备设施陆续被拆卸、转移，原有的大气污染物、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐渐减弱甚至消失。拆除地面设施、清理井场等，拆除的报废设备和建筑废料等由施工单位运至指定位置进行处理；及时清理作业现场，做到“工完、料尽、场地清”，恢复原有地貌；按规范要求对废弃井采取固井、封井措施。

井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫应进行清理，然后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。

通过宣传教育的形式，使施工工作人员对在项目区生存的野生动物及植物有基本的认识与了解。在退役期施工过程中，如遇到保护植物应进行避让，严禁随意踩踏破坏；遇到保护动物时，应主动避让，不得惊扰、伤害野生动物，不得破坏保护动物的生息繁衍地，禁止妨碍野生动物生息繁衍的施工活动。

加强对《中华人民共和国野生动物保护法》及《中华人民共和国野生植物保护

条例》的普及、教育工作，强化保护野生动植物的观念，让施工人员明确破坏保护植物，捕猎、杀害保护动物的法律后果，理解保护野生动植物的重要意义。

通过采取以上生态保护措施，对于减少植被破坏、减缓水土流失、抵制荒漠化发展起到了一定的积极作用，可有效保护脆弱的荒漠生态环境。

6.2 地下水环境保护措施可行性论证

6.2.1 施工期地下水环境保护措施

施工期产生的废水主要为管道试压废水和施工人员生活污水。

(1) 管道施工期间产生的废水主要为试压废水，主要污染物有 SS。管道试压采用清洁水，试压作业分段进行，每段试压水排出后进入下一段管线循环使用，可减少水资源消耗。试压废水中主要污染物为悬浮物，试压结束后全部用于施工场地洒水抑尘，对项目区周边水环境没有不良影响。

(2) 施工期不设置施工营地。现场施工期间施工人员携带便携马桶，施工结束当天带回英买采油气管理区生活公寓，生活污水依托英买采油气管理区生活公寓现有生活污水处理设施妥善处理。

(3) 施工机械检修期间，地面应铺设塑料布，及时回收废机油，防止废油落地，污染土壤和地下水。

(4) 在管沟开挖过程中，工作人员需加强现场巡视，密切关注周围土体的变形情况以及坑槽内可能出现的涌水、涌砂和坑底土体的隆起反弹等现象。一旦发现问题，应立即停止开挖，并及时通知监理工程师共同处理。采用支撑、护壁等支护措施，严格控制开挖深度和坡度。固体废弃物临时堆弃地进行防水防渗等，不得使废液进入土壤和地下水。

(5) 严格按照《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB50423-2013）设计及施工，合理安排管道施工时序和施工工艺的情况。管道应埋设于最大冻土深度以下且应有足够的埋设深度。

综上，本工程施工期采取的水污染防治措施可行。

6.2.2 运营期地下水环境保护措施

6.2.2.1 井场防渗措施

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）和《石油化工工

程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）的相关规定，本工程对井场进行分区地下水污染防治，分为重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区。

本工程一般防渗区主要包括井场井口区、装置区等区域。

6.2.2.2 管道的防护措施

（1）集输管线敷设前，加强对管材质量的检查，防止因管材质量缺陷造成泄漏事故的发生。选择有经验的单位进行施工，加强施工过程监理，确保施工质量。

（2）在集输管线的敷设线路上应设置标识，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。

（3）加强自动控制系统管理和控制，严格控制压力平衡，对管线的运行情况实时监控。

（4）定期对管线进行检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生，定期对管线进行巡视，应加强管线和警示标志的管理工作，提高巡线的有效性，发现对管道安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并向上级报告。

综上，本工程运营期采取的废水污染防治措施可行。

6.2.2.3 地下水环境保护措施与对策

地下水环境保护措施与对策应符合《中华人民共和国水污染防治法》和《中华人民共和国环境影响评价法》及地下水导则的相关规定，按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全方位进行控制。

基于前文的地下水环境影响预测和评价，拟建项目在正常工况下，对当地地下水环境影响小；在非正常工况下，对当地地下水环境构成潜在威胁，可能会对地下水水质产生不良影响。因此，为确保当地地下水环境安全，需采取一些保护管理措施。

为有效保护拟建项目区的地下水环境，除了按项目可研报告中设计的方案处理各类废水，还需要建设地下水跟踪监测方案和定期信息公开。下面结合拟建项目特点和当地自然环境特征，提出地下水环境保护管理的原则和措施。

(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、管道的装置等采取相应措施，以防止和降低污染物的跑、冒、滴、漏，降低风险事故，尽量减少地下水污染。

1) 施工期

本工程施工期不设置施工营地。现场施工期间施工人员携带便携马桶，施工结束当天带回英买采油气管理区生活公寓，生活污水依托英买采油气管理区生活公寓现有生活污水处理设施妥善处理；新建管道试压采用洁净水，管道试压废水中主要污染物为 SS，试压废水可用作场地降尘用水。

保证项目产生的污染物均得到妥善处置，施工结束后，对施工场地进行清理，禁止遗弃废弃物。

2) 运营期

①运营期井下作业废水由自带回收罐回收，拉运至英潜联合站，经污水处理装置处理后回注，不外排；采出水随采出液一并输至雄探 1 井试采点，气液分离后随原油一起由罐车拉运至哈六联合站处理回注，不外排。

②定期对井场的设备、阀门等进行检查，一旦发现异常，及时采取措施，防止原油“跑、冒、滴、漏”的发生。

③采用高质量的油气输送管道，防止油水泄漏；管线埋设严格遵守相关规定，埋至冻土层以下，并对管线进行防腐保温等保护措施；定期对输油管道进行检查，一旦发现异常，及时更换，尽量杜绝“跑、冒、滴、漏”的发生，并随时做好抢修准备，加强抢修队伍的训练和工作演练。

3) 封井期

根据《废弃井封井回填技术指南（试行）》要求，对废弃井应封堵，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水资源。

(2) 分区防治措施

对井场可能泄漏污染物的地面进行防渗处理，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：

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。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。

对本工程各环节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）、《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）、《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T 50934-2013），本工程分区防控措施应满足以下要求：

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。为防止污染地下水，针对工程工艺特点，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。

综上，本次评价确定防渗要求见表 6.2-1。

表 6.2-1 其他区域污染防渗区划分

类别	项目涉及区域	防渗要求
一般 防渗区	井口区、装置区等	防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚，渗透系数为 $1.0\times10^{-7}\text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性。施工过程中应有专人负责质量控制，并做好施工记录，同时施工期间应留存施工影像。
简单 防渗区	其他区域	一般地面硬化

（3）管道刺漏防范措施

在管道上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管道的破坏。减轻管道的内外腐蚀，定期检测管道的内外腐蚀情况，并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

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

一旦管道发生泄漏事故，井场内设置有流量控制仪及压力变送器，当检测到压

力降速率超过 0.15MPa/min 时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。

(4) 地下水环境监测与管理

根据本工程特点建立和完善区域地下水环境监测制度和环境管理体系，制定完善的监测计划，环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）及《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）的要求、地下水流向、项目的平面布置特征及地下水监测布点原则，本工程地下水监测计划，见表 6.2-2。

表 6.2-2 地下水监测点布控一览表

序号	监测点位	监测频率	监测项目	执行标准
1	项目区上游	每半年采样 1 次。发生事故时加大取样频率。	石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、砷、六价铬等。	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的Ⅲ类标准；石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准
2	项目区周边			
3	项目区下游			

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向英买采油气管理区安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每周监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

为保证地下水监测工作高效有序运行，须明确职责、制定相关规定进行管理；具体管理措施和技术措施如下：

(1) 管理措施

- 1) 预防地下水污染的管理工作是生态环境管理部门的职责之一，油田公司环境保护管理部门应指派专人负责预防地下水污染的管理工作；
- 2) 建设单位应委托具有监测资质的单位按时、按质、按量完成地下水监测工作，并按要求分析整理原始资料、编写监测报告；
- 3) 建立与工程区环境管理系统相联系的地下水监测信息管理系统；
- 4) 按突发事故的性质、类型、影响范围、后果严重性分等级制订相应的应急预案，在制定预案时要根据环境污染事故潜在威胁的情况，认真细致地考虑各项影响因素，并组织有关部门、人员进行适时演练、不断补充完善预案内容。

(2) 技术措施

1) 定期对法兰、阀门、管道等进行检查。

2) 在日常例行监测中，一旦发现地下水水质监测数据异常，应尽快核查数据，确保数据的正确性，并将核查过的监测数据通告相关部门，由专人负责对数据进行分析、核实，并密切关注生产设施的运行情况。具体内容如下：了解全井场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，如监测频率由每年两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 地下水污染应急预案及处理

(1) 应急预案内容

在制定井场安全管理体制的基础上，制订专门的地下水污染事故应急措施，并应与其他类型事故的应急预案相协调，并纳入作业区应急预案中。地下水应急预案的具体内容如下：

- 1) 应急预案的日常协调和指挥机构；
- 2) 各部门在应急预案中的职责和分工；
- 3) 确定地下水环境保护目标和对目标采取的紧急处置措施，评估潜在污染可能性；
- 4) 特大事故应急救援组织状况、人员和装备情况，平常的训练和演习。

(2) 污染事故处理

在发现异常或者事故状态下，建议采取如下污染治理措施。

- 1) 如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每周监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。
- 2) 一旦发生地下水污染事故，应立即启动应急预案。
- 3) 查明并切断污染源。
- 4) 探明地下水污染深度、范围和污染程度。
- 5) 依据探明的地下水污染情况，合理布置浅井，并进行试抽工作。
- 6) 依据抽水设计方案进行施工，抽取被污染的地下水体，并依据各井孔出水情况进行调整。可采用阻断污染物向周边环境迁移扩散的技术，如泥浆墙、灌浆墙、土工膜阻断、板桩、原位土壤搅拌阻断、可渗透反应墙等，通过在污染源周围构筑低渗透屏障，来隔离污染物，同时操控地下水的流场。

7) 将抽取的地下水进行集中收集处理，并送实验室进行化验分析。

8) 当地下水中的特征污染物浓度满足地下水功能区划的标准后，逐步停止抽水，并进行土壤修复治理工作。

9) 对事故后果进行评估，并制定防止类似事件发生的措施。

综上，本工程采取的地下水污染防治措施可行。

6.2.3 退役期水环境保护措施

对废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水资源。根据《废弃井封井回填技术指南（试行）》要求，对矿井进行环境风险等级评估后，按照风险等级采取不同的保护措施。

6.3 地表水环境保护措施可行性论证

6.3.1 施工期地表水环境保护措施

在施工期，对地表水环境可能造成影响的污染源为生活污水、管道试压废水。

(1) 生活污水

根据工程分析，本工程施工期生活污水产生总量约为 57.6m³。拟建工程不设施工营地，现场施工期间施工人员携带便携马桶，施工结束当天带回英买采油气管理区生活公寓，生活污水依托英买采油气管理区生活公寓现有生活污水处理设施妥善处理，不外排。

(2) 管道试压废水

本工程管道分段试压，一般采用无腐蚀性的清洁水。试压水由管道排出由罐收集后，进入下一段管道循环使用，试压结束沉淀后用于施工区域洒水降尘，不外排。

综上，本工程施工期间废水全部妥善处理，不外排，措施可行。

6.3.2 运营期地表水环境保护措施

本工程运营期产生的废水主要为井下作业废水和采出水。

(1) 采出水

拟建工程采出水随采出液一并输至雄探 1 井试采点，气液分离后随原油一起由罐车拉运至哈六联合站处理，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）标准要求后回注地层。哈六联合站采出水处理单元处理规模为

3000m³/d，现状富余处理能力为 2000m³/d，拟建工程处理量为 5m³/d，其富余能力可满足拟建工程处理需求，依托处理设施可行。要求日常加强油气开采和集输过程的动态监测，油气集输过程中避免事故泄漏污染地表水。

（2）井下作业废水

井下作业废水采取不落地直接排入专用废水回收罐收集后，酸碱中和后通过罐车拉运至英潜联合站污水处理装置处理。英潜联合站污水处理装置处理规模为 4000m³/d，现状富余处理能力为 1500m³/d，拟建工程处理量为 13.565t/a，其富余能力可满足拟建工程井下作业废水处理需求。

对运营期废水拉运建立管理台账，台账记录内容包括污水拉运量、罐车车号、到站时间、离站时间、进出场站登记记录等，必须定点装卸车，按照规定路线限速行驶，禁止沿途倾倒、泄放废水。

在采取以上措施，本工程运营期废水均能妥善处置，不外排。措施可行。

6.3.3 退役期地表水环境保护措施

项目退役期拆除设备、清理井场时，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，措施可行。

6.4 土壤环境保护措施可行性论证

6.4.1 施工期土壤环境保护措施

（1）应严格控制施工期临时占地面积，按设计及规划的施工范围进行施工作业，减少土壤扰动。

（2）施工机械及运输车辆应按规定的道路行驶，减少对土壤的碾压，减少碾压造成的土壤紧实度增加及养分流失。

（3）施工产生的建筑垃圾不得随意抛洒，应集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染。采取的土壤污染防治措施可行。

（4）项目区处于风蚀区，需要严格采取各项水土流失防治措施，施工完毕后通过对临时占地采取土地平整和防沙治沙措施，地表基本可免受水土流失。

综上，本工程施工期采取的土壤污染防治措施可行。

6.4.2 运营期土壤环境保护措施

结合本工程特点与调查评价范围内的土壤环境质量现状，在分析土壤污染途径

的基础上,根据环境影响预测与评价结果,按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则,提出合理、可行、操作性强的土壤环境影响防控措施。

6.4.2.1 源头控制措施

从生产过程入手,在工艺、设备、集输管道等方面尽可能地采取泄漏控制措施,从源头最大限度降低原油、含油废水泄漏的可能性和泄漏量,使项目区污染物对土壤的影响降至最低,一旦出现泄漏等即可由区域内的各种配套措施进行收集、处置。

(1) 定期派人检查井口区、井场区,是否有采出液泄漏的现象发生。

(2) 选用耐腐蚀性能好、抗老化性能、耐热性能好、抗冻性能好、耐磨性能好的管材作为集输管线,可有效地防止管线腐蚀穿孔,降低管线环境风险事故的发生。

(3) 对管道定期检修,将事故发生的概率降至最低,可有效保护土壤和地下水环境不受污染。

(4) 由于发生管线泄漏时管线的压力变化明显比较容易发现,可及时采取必要的处理措施,使造成的污染控制在局部环境。

(5) 如果发生集输管道的采出液渗漏,建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作,在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质,委托具有相应危废处理资质单位对污染土壤进行转运处置,因而,石油类污染物进入土壤和地下潜水的可能性较小。

具体步骤为:

1) 按顺序停泵或关井

在管道发生断裂、漏油事故时,按顺序停泵或关井。抢修队根据现场情况及时抢修,做好安全防范工作,把损失控制在最小范围内。

2) 回收泄漏原油

首先限制地表污染的扩大。油受重力和地形的控制,会流向低洼地带,应尽量防止泄漏石油移动。在可能的情况下应进行筑堤,汇集在低洼坑中的地表油,用车及时进行收集,将严重污染的土壤集中处理,交由有资质单位进行处置。

3) 挖坑应急

因地制宜地采取有效措施清除土壤油浸润体中的残油,减轻土壤污染。

①坑撒油：在漏油点附近挖坑进行撒油。

②挖沟截油：根据原油以漏油点为点源向下游迁移扩散为主的特点，在漏油点下游的 10m~30m 处，根据漏油量的大小挖 2~3m 深的两条水平截油沟，一撇二排，以加速土壤油浸润体中残油的外泄，减小事故影响范围。

6.4.2.2 过程控制措施

根据本工程特点，从垂直入渗途径，采取过程阻断、污染物削减和分区防控措施保护土壤环境。

6.4.2.3 跟踪监测

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）土壤二级评价的跟踪监测要求，制定跟踪监测计划，发生事故泄漏时对井场可能影响区域跟踪监测，在井场占地范围内管线连接处设置 1 个表层样，每 3 年监测 1 次。

综上所述，正常情况下，本工程的各项工程不会污染土壤环境，非正常情况下，采取有效措施后可减轻对土壤环境的影响。在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程实施对土壤环境产生污染影响。

6.4.3 退役期土壤环境保护措施

（1）地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。管线外运清洗后可回收利用，废弃建筑残渣外运至环保部门指定建筑垃圾填埋场填埋处理；地面设施拆除、井场清理等工作过程中被原油污染的土壤或油渣等危险固废，交由有资质的单位进行无害化处置，不会对周围环境产生影响。

（2）《参照废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72 号）对完成采油的废弃井封堵，拆除井口装置，最后清理场地，清除各种固体废弃物，自然植被区域自然恢复。

（3）运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

6.5 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

拟建工程施工过程中废气包括施工扬尘和施工车辆尾气。为有效控制施工期间的废气影响，结合建设单位实际情况，本评价要求建设单位严格按照《建筑工程施工现场扬尘污染防治标准》等采取的抑尘措施，对项目施工提出以下扬尘控制要求。

通过采取以下抑尘措施后，可较大限度地降低施工扬尘对周围环境的影响。

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

(2) 避免在大风季节施工，尽可能缩短施工时间，提高施工效率，减少裸地暴露时间。

(3) 施工单位必须加强施工区的规划管理。挖方堆放应定点定位，并采取防尘、抑尘措施（洒水、遮盖等措施）；建筑材料采用密闭储存、设置围挡或堆砌围墙、采用防尘布苫盖等措施，并定期洒水抑尘。

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

(5) 合理规划临时占地，控制临时占地范围，对工作区域外的场地严禁机械及车辆进入、占用，避免破坏植被和造成土地松动。

(6) 管沟开挖深度不宜过深，及时开挖，及时回填，遇大风天气应停止土方作业，同时作业处用防尘网覆盖。

(7) 加强对施工机械、车辆的维修保养，使用环保节能型柴油机，选用轻质柴油燃料，并加强管理维护，柴油机燃烧烟气排放满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）修改单以及《非道路柴油移动机械污染物排放控制技术要求》（HJ1014-2020），禁止以柴油为燃料的施工机械超负荷工作，减少烟尘和尾气的排放。

(8) 加强施工场地环境管理，提倡文明施工，积极推进绿色施工，严防人为扬尘污染。

以上施工期大气污染防治措施，简单可行，具有可操作性，废气影响能够减缓到可以接受的程度，以上措施是可行的。

6.5.2 运营期大气环境保护措施

本工程运营期的废气排放源主要为井场排放的无组织废气以及温室气体等。无组织排放的污染物主要为井口、管线接口、阀门等处产生的无组织挥发烃类和硫化氢；温室气体的污染物主要为井场开采过程中产生的甲烷等逃逸。针对以上污染源，油田采取了以下大气污染治理措施：

(1) 井场内均应设有可燃气体检测仪，检测浓度报警后可及时进行维护修理，可有效地控制伴生气的泄漏。

(2) 采用了技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵。

(3) 在油气集输过程中，为减轻集输过程中烃类的损失，油田开发采用密闭集输流程，NMHC 无组织排放可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）无组织排放监控限值要求。一旦发生泄漏事故，紧急切断油、气源，实施关井，从而最大限度地减少油气集输过程中烃类及油的排放量。定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。

(4) 进一步开展节能减排工作，加强质量控制和技术研发，降低抽油机井工作能耗，加强油气技术管道密闭性能，大力推广应用零散天然气回收和电力系统无功补偿级新能源利用等开采技术，开发清洁能源替代现有能源，从而减少温室气体排放。

(5) 温室气体管控：①进一步开展节能减排工作，加强质量控制和技术研发，降低抽油机井工作能耗，加强油气技术管道密闭性能；②大力推广应用零散天然气回收和电力系统无功补偿及新能源利用等开采技术，开发清洁能源替代现有能源；③选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；④加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并尽快完成修复；⑤加强油井生产管理，减少温室气体的跑、冒，做好油井的压力监测，并准备应急措施，从而减少温室气体排放。

综上，本工程采取的废气污染防治措施可行。

6.5.3 退役期大气环境保护措施

(1) 运输车辆使用符合国家标准的油品。

(2) 在闭井施工操作中应做到文明施工，防止水泥等的洒落与飘散；尽量避开大风天气进行作业。

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

综上所述，采取的大气环境保护措施是可行的。

6.6 声环境保护措施可行性论证

6.6.1 施工期声环境保护措施

施工期主要噪声为施工机械设备运转噪声和大量的施工车辆行驶产生的交通噪声。

(1) 合理安排施工场地：在不影响施工情况下将强噪声设备尽量安排在距村庄等敏感点较远处。

(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要合适的时间路线进行运输，运输线路应该尽量避开居民点等环境保护目标。

本工程施工期是短期的、暂时的，噪声影响将随着各施工活动的结束而消除，施工期噪声不会对周围声环境产生明显影响，保护措施切实可行。

6.6.2 运营期声环境保护措施

运营期噪声源主要为井场采油树产生的噪声。采取的降噪措施如下：

(1) 对噪声源强度较大的设备进行减噪处理，根据各种设备类型所产生噪声的特性，采用不同的控制手段。

(2) 提高工艺过程自动化水平，尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。

(3) 设备采用巡检的方式，由操作人员定期对装置区进行检查，尽量减少人员与噪声的接触时间。

综上，运营期井场场界噪声不会对周围声环境产生明显影响，措施可行。

6.6.3 退役期声环境保护措施

(1) 选用低噪声机械和车辆。

(2) 加强设备检查维修，保证其正常运行。

(3) 加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

综上所述，采取的噪声污染防治措施是可行的。

6.7 固体废物处理措施可行性论证

6.7.1 施工期固体废物污染防治措施

(1) 井场平整、管沟开挖产生土方用于为井场回填、管沟回填，无弃方；

(2) 施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后拉运英买 7 固废填埋场进行处置；

(3) 生活垃圾集中收集后定期清理运送至英买 7 固废填埋场填埋。

经类比雄英油田同类项目，采取以上固体废物处理措施后，不会对周围环境产生明显影响，措施可行。

6.7.2 运营期固体废物污染防治措施

本工程运营期产生的固体废物主要有落地油、废防渗材料，均属于危险废物。

落地油危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，危险废物代码为 071-001-08。主要产生于井下作业过程中由于非正常原因导致原油散落地面形成的油土混合物，主要含有矿物油等。本工程井下作业时带罐作业，防止产生落地油，井口排出物全部进罐，落地油回收率为 100%，回收后的落地油使用专用桶收集后交由有危废处置资质的单位处置。

废防渗材料主要在修井作业过程中产生。修井作业时，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，根据工程分析，本工程产生废弃防渗材料最大量约 0.25t/a。废防渗材料属于危险废物，危废代码为 HW08 中 900-249-08 其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物。作业施工结束后，由施工单位将废弃的含油防渗材料集中收集，委托交由有危废处置资质的单位处置。

本工程产生的危险废物运输委托有资质单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，沿线避让水体、重要敏感目标，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物收集、贮存、运输技术规范》(HJ2025-2012)中的相关要求。

本项目产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年第 74 号)、《危险废物转移管理办法》(生态环境部令第 23

号)中相关要求，落实危险废物经营许可证制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。并严格按照《危险废物转移管理办法》（2021 年 11 月 30 日生态环境部、公安部、交通运输部令第 23 号）、《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022）等相关要求制定危险废物管理台账。

因此，本项目危险废物处置措施可行。

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废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。地面管线拆除，地下埋地管线清管封堵后不再挖出，地面管线拆除外运清洗后可回收利用，废弃建筑残渣等收集后送英买 7 固废填埋场处理或生态环境部门指定建筑垃圾填埋场填埋处理。

（2）《参照废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72 号）对完成采气的废弃井封堵，拆除井口装置，最后清理场地，清除各种固体废弃物，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、过程管理中的基础性作用，本评价按照相关政策及文件要求，根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》核算方法，计算本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 CO_2 排放、火炬燃烧排放、工艺放空排放、 CH_4 逃逸排放、 CH_4 回收利用量、 CO_2 回收利用量、净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放。

（1）燃料燃烧 CO_2 排放

主要指石油天然气生产各个业务环节化石燃料用于动力或热力供应的燃烧过程产生的 CO_2 排放。

本工程不涉及燃料燃烧，不再核算该部分 CO_2 气体排放量。

（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只火炬系统中进行排放前的燃烧处理。火炬燃烧除了 CO_2 排放外，还可能产生少量的 CH_4 排放，石油天然气生产的火炬系统需同时核算 CO_2 和 CH_4 排放。

本工程不涉及火炬燃烧，不再核算该部分 CH_4 或 CO_2 气体排放量。

（3）工艺放空排放

主要指石油天然气生产各业务环节通过工艺装置泄放口或安全阀门有意释放到大气中的 CH_4 或 CO_2 气体，如驱动气动装置运转的天然气排放、泄压排放、设备吹扫排放、工艺过程尾气排放、储罐溶解气排放等。石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其工艺放空排放应区分不同业务环节分开核算。

本工程不涉及工艺部分放空排放，不再核算该部分 CH_4 或 CO_2 气体排放量。

(4) 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、压缩机密封、减压阀、取样接口、工艺排水、开口管路、套管、储罐泄漏及未被定义为工艺放空的其他压力设备泄漏；石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其逃逸排放应区分不同业务环节分开核算。

本工程井场法兰、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。

本工程不涉及，因此该部分回收利用量均为 0。

(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。

本工程不涉及，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	雄英 104 井集输工程	包括油气开采、油气处理及油气储运各个业务环节的基本生产系统、辅助生产系统，以及直接为生产服务的附属生产系统。排放量核算内容包括： (1) CH ₄ 逃逸排放 (2) 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 CH₄ 逃逸排放主要来自天然气开采过程中井口装置逃逸排放的 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 CH₄ 逃逸排放，单位为吨 CH₄；

j ——不同的设施类型；

$Num_{oil,j}$ ——原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{oil,j}$ ——原油开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH₄ 逃逸排放因子，单位为吨 CH₄/（年·个）；

$Num_{gas,j}$ ——天然气开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{gas,j}$ ——天然气开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH₄ 逃逸排放因子，单位为吨 CH₄/（年·个）。

本工程涉及逃逸的 CH₄ 的装置有 1 座井口装置。

开采逃逸的 CH₄ 为：

$$E_{CH_4\text{-开采逃逸}} = 1 \times 0.23tCH_4 = 0.23tCH_4$$

根据表中参数，结合公式计算可知，甲烷逃逸排放 0.23t，折算成 CO₂ 排放量为 0.23×21=4.83t。

（3）净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放

①计算公式

a.净购入电力的 CO₂ 排放计算公式

$$E_{CO_2\text{-净电}} = AD_{\text{电力}} \times EF_{\text{电力}}$$

式中：

ECO₂-净电为报告主体净购入电力隐含的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

AD 电力为企业净购入的电力消费量，单位为兆瓦时（MWh）；

EF 电力为电力供应的 CO₂ 排放因子，单位为吨 CO₂/MWh。

b.净购入热力的 CO₂ 排放计算公式

$$E_{CO_2\text{-净热}} = AD_{\text{热力}} \times EF_{\text{热力}}$$

式中：

ECO₂-净热为报告主体净购入热力隐含的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

AD 热力为企业净购入的热力消费量，单位为 GJ；

EF 热力为热力供应的 CO₂ 排放因子，单位为吨 CO₂/GJ。

②计算结果

本工程生产过程中不涉及使用蒸汽，不涉及发电内容，使用的电力消耗量为 22MWh，电力排放因子按照西北地区电力排放因子 0.6671 吨 CO₂/MWh。根据前述公式计算可知，核算净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放量为 14.68t。

（4）碳排放核算结果汇总

根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，化工企业的 CO₂ 排放总量计算公式为：

$$E_{GHG} = E_{CO_2\text{-燃烧}} + E_{GHG\text{-火炬}} + \sum_s (E_{GHG\text{-工艺}} + E_{GHG\text{-逃逸}})_s - R_{CH_4\text{-回收}} \\ \times GWP_{CH_4} - R_{CO_2\text{-回收}} + E_{CO_2\text{-净电}} + E_{CO_2\text{-净热}}$$

式中：

E_{GHG} -温室气体排放总量，单位为吨 CO₂；

E_{CO_2} -燃烧-核算边界内由于化石燃料燃烧活动产生的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

E_{GHG} -火炬-企业因火炬燃烧导致的温室气体排放，单位为吨 CO₂ 当量；

E_{GHG} -工艺-企业各业务类型的工艺放空排放，单位为吨 CO₂ 当量；

E_{GHG} -逃逸-企业各业务类型的设备逃逸排放，单位为吨 CO₂ 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 CH₄ 回收利用量，单位为吨 CH₄；

GWP_{CH_4} -CH₄ 相比 CO₂ 的全球变暖潜势值。取值 21；

R_{CO_2} -回收-企业的 CO₂ 回收利用量，单位为吨 CO₂。

E_{CO_2} -净电-报告主体净购入电力隐含的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

E_{CO_2} -净热为报告主体净购入热力隐含的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂。

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 7.1-4 所示。

表 7.1-4 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	0	0
	火炬燃烧排放	0	0
	工艺放空排放	0	0
	CH ₄ 逃逸排放	4.83	24.76
	CH ₄ 回收利用量	0	0
	CO ₂ 回收利用量	0	0
	净购入电力、热力隐含的 CO ₂ 排放	14.68	75.24
	合计	19.51	100

由上表 7.1-4 分析可知，本工程 CO₂ 总排放量为 19.51t。

7.2 减污降碳措施

7.2.1 清洁运输

油气进行汇集、处理、输送至油气稳定装置的全过程采用密闭工艺流程，定期对井场的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生；加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并尽快完成修复，有效提升温

室气体泄漏控制能力。

7.2.2 挥发性有机物与甲烷协同控制

(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。

7.2.3 节能降耗技术

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) 根据项目用电性质、用电容量等选择合理的供电电压和供电方式，有效减少电能损耗。

(2) 选用高功率因数电气设备。采用无功功率补偿，为减少线路损失，设计采用高低压同时补偿的方式，补偿后功率因数达 0.95 以上。低压设置自动无功补偿电容器装置，高压采用高压并联电容器进行功率因数补偿，补偿后使功率因数在装置负荷正常运行时提高，有效减少无功损耗，从而减少电能损耗，实现节能运行。

(3) 选用节能型干式变压器，能效等级低的，具有低损耗（空载和负载损耗相对较低）、维护方便等显著特点。

(4) 各种电力设备均选用能效等级低的节能产品，实际功率和负荷相适应，达到降低能耗，提高工作效率的作用。

7.3 温室气体排放评价结论

本工程实施后，CO₂ 总排放量为 19.51t。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，本工程吨产品 CO₂ 排放强度相对较低。

8 环境影响经济损益分析

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。

8.1.1 施工期环境效益

施工期对环境造成的直接影响主要表现在：

- (1) 项目占地造成的环境损失；
- (2) 突发事故状态污染物对土壤、植被的污染造成的环境损失；
- (3) 施工期产生的污染物造成环境损失。

本工程施工期对区域的主要影响是生态影响，包括植被破坏后由于地表裸露导致水土流失和土壤环境质量下降。但在加强施工管理和采取生态恢复等措施后，施工影响是可以接受的。

本工程建设期短，不涉及当地居民搬迁，无弃土工程，而且建设期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工的结束而消失。在施工期间，严格控制占地。如由于自然因素及人为因素的影响，引起管道泄漏事故，将对周围环境造成较为严重的影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各项补偿费用来体现。

8.1.2 运营期环境效益

(1) 废气

本工程采出液密闭管道输送，可减少烃类物质的挥发，污染物能达标排放，对周围环境的影响可接受。

(2) 废水

废水包括主要为井下作业废水和采出水。井下作业废水经专用罐收集后，拉运至英潜联合站，经污水处理装置处理后回注，不外排；采出水随采出液一并输至雄探 1 井试采点，气液分离后随原油一起由罐车拉运至哈六联合站处理回注，不外排。

(3) 固体废弃物

本工程产生的落地油、废防渗材料属于危险废物，由有危废处置资质单位接收处置。

(4) 噪声

通过采取选用低噪声设备、减振等措施，减低了噪声污染。

本工程运营期采取各项环保措施后，可以使污染物的排放在生产过程中得到有效的控制。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的削减。在生产过程中充分、有效地利用了资源，减少各种资源的损失，大大降低其对周围环境的影响。

8.1.3 退役期环境效益

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

8.2 社会效益分析

本工程开发的社会效益主要体现在油田开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。

同时，油田的建设有利于改善当地的燃料和能源结构，提高居民的生活水平，促进当地经济发展和生态环境保护。

因此拟建工程具有良好的社会效益。

8.3 综合效益分析

本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。

本工程总投资为 296.87 万元，其中环保投资 23 万元，占总投资 7.75%。估算见表 8.3-1。

表 8.3-1

主要环保投资估算

类别	时段	污染源		环保措施	治理效果	投资 (万元)
生态	施工期、 退役期	临时占地		施工结束后进行场地平整； 控制施工作业带宽度；水土 保持措施、防沙治沙等	施工结束后场 地平整	2
废水 处理	施工期	试压废水、生活污 水		生活污水依托英买采油气 管理区生活公寓现有生活 污水处理设施妥善处理，新 建管线的试压废水可用作 场地降尘用水	施工废水、生 活污水不外排	1
	运营期	采出水、井下作业 废水		采出水随采出液一并输至 雄探 1 井试采点，气液分离 后随原油一起由罐车拉运 至哈六联合站处理回注，不 外排；井下作业废水采用专 用回收罐收集后运至英潜 联合站，经污水处理装置处 理后回注，不外排。	废水不外排	2
地下 水、土 壤	施工期	一般防 渗区	井口区	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m， K≤1.0×10 ⁻⁷ cm/s；或参照 GB18598 执行	渗透系数小于 1.0×10 ⁻⁷ cm/s	2
	施工期	简单防 渗区	井场撬装 设备间	实施地面硬化	地面硬化	
废气	施工期、 退役期	施工扬尘		临时抑尘覆盖物（草包、帆 布等）、洒水（防尘、洒水 等）	/	1
	运营期	无组织排放		装置做好日常维护，做好密 闭措施井场采用无泄漏屏 蔽泵	NMHC ≤4.0mg/m ³ 硫化氢 ≤0.06mg/m ³	1
噪声	运营期	设备噪 声	采油树	选择低噪声设备、加强设备 维护，基础减振	场界：昼间 ≤60dB(A)\夜 间≤50dB(A)	0.5
固体 废物	施工期、 退役期	地面工程施工		施工期固废清运、处置	妥善处理	1
	运营期	落地油、废防渗材 料		落地油回收率为 100%，回 收后的落地油使用专用桶 收集后交由有危废处置资 质的单位处置。废防渗材料 集中收集后委托具有危险 废物运输及处理资质的单 位拉运处理，拉运过程中资 质单位应使用专车、按照指 定的拉运路线。	妥善处理	2
环境 管理	运营期	环境管理		环境影响评价、环境保护竣工验收、运营期 环境监测		10
				环保培训，演练		0.5
环保投资合计						23

8.4 环境经济损益分析结论

本工程经分析具有良好的经济效益和社会效益。在建设过程中，由于井场建设、敷设管线需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。同时在气田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，在实施相应的环保措施后，可以起到保护环境的效果。

9.环境管理与监测计划

9.1 环境管理

9.1.1 环境管理机构与职责

本项目日常环境管理工作纳入英买采油气管理区开发部现有 QHSE 管理体系。塔里木油田分公司建立了三级环境保护管理机构，形成了管理网络，油田分公司 QHSE 管理委员会及其办公室为一级管理职能机构，各单位 QHSE 管理委员会及其办公室为二级管理职能机构，基层单位 QHSE 管理小组及办公室为三级管理机构。油田所属各单位及一切进入塔里木油田公司市场作业与服务的单位，必须建立健全环境保护管理职能机构，设置专(兼)职环保工作人员，有效开展工作。企业各单位及下属各基层单位的行政正职分别是本企业、单位、基层单位环境保护第一负责人，负责建立其 QHSE 管理委员会及办公室，领导环境保护工作。

9.1.2 施工期的环境管理任务

在合理选择施工队伍的基础上，加强对管道沿线施工的环境管理工作，监督管道沿线各项环保措施的落实情况。

——合理选线，划定并尽量缩小施工作业范围，严禁超界施工；

——管道开挖作业执行“分层开挖、分层堆放、分层回填”措施；

——运输车辆按固定线路行驶，尽可能不破坏原有地表植被和土层，严格禁止施工作业区域以外的其他活动；施工结束后，凡受到施工车辆、机械破坏的地方都要及时修整，使之尽快恢复原貌。

9.1.3 运营期的环境管理任务

英买采油气管理区 QHSE 管理委员会办公室（质量安全环保科）是环境保护的归口管理部门，主要职责是：

（1）运营期的 QHSE 管理体系纳入塔里木油田分公司英买油气管管理区 QHSE 系统统一管理。

（2）协助有关生态环境部门进行环境保护设施的竣工验收工作，贯彻执行国家、地方及上级部门有关环境保护方针、政策、法律、法规。

（3）负责集输管线的日常环境保护管理工作及定期进行环保安全检查，如生态恢复、环境监测等。

(4) 编制各种突发事故的应急计划。

(5) 根据《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》(HJ1250-2022)中相关内容,制定危险废物管理计划和管理台账,并通过国家危险废物信息管理系统向所在地生态环境主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、利用、处置等有关资料。

(6) 组织开展环境保护宣传教育、技术和经验交流活动,推广先进技术和科研成果,对全体员工组织开展环境保护培训。

(7) 强化基础工作,建立完整、规范、准确的环境基础资料,环境统计报表和环境保护技术档案。

(8) 参加调查、分析、处理环境污染事故,并负责统计上报事故的基本情况 & 处理结果,协同有关部门制定防治污染事故的措施,并监督实施。

9.1.4 退役期的环境管理任务

在合理选择施工队伍的基础上,加强对退役井场、管线的环境管理工作,监督退役期各项环保措施的落实情况。

(1) 加强封井施工质量管理,避免出现封井不严等非正常工况的烃类泄漏,保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行,防止发生油水窜层,污染地下水资源。

(2) 加强退役期施工过程管理。妥善处置地面设施拆除、井场清理等工作会产生废弃管线、废弃建筑残渣等,做到“工完、料尽、场地清”。

(3) 加强对退役期施工队伍及其运输车辆管理,合理规划运输路线,禁止运输车辆随意高声鸣笛。

(4) 组织开展环境保护宣传教育,对全体员工组织开展环境保护培训。

9.1.5 环境管理计划

为了最大限度地减轻施工期作业活动对沿线生态环境的不利影响,减少运营期事故的发生,确保管道安全运行,建立科学有效的环境管理体制,落实各项环保和 & 安全措施显得尤为重要。根据 QHSE 管理体系及清洁生产的要求,结合区域环境特征,分别对施工期和运营期提出本工程的环境管理计划。各个阶段环境管理/监理的内容、实施部门及监督机构见表 9.1-1。

表 9.1-1

拟建工程环境管理和监督计划

阶段	影响因素	防治措施建议	实施机构	监督管理机构
施工期	生态保护	土地占用	施工单位、环境监理单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
		动物		
		植被		
		水土保持		
		防沙治沙		
	污染防治	施工扬尘		
		废水		
		固体废物		
		噪声		
运营期	正常工况	废水	建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
		废气		
		噪声		
	事故风险	事故预防及油气泄漏应急预案	建设单位	当地生态环境主管部门
退役期	污染防治	施工扬尘	施工单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
		固体废物		
		噪声		
	生态恢复	退役后要拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物；保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层		

9.1.6 环境监理

本项目施工期对周边环境造成一定影响，在施工期阶段应积极开展环境监理工作。建设单位应在项目实施之前与监理单位签订合同，并要求监理单位按照合同文件要求在施工期介入环境监理。可采取巡视、旁站等环境监理方式对施工期污染防

治措施、项目建设内容、配套环保设施、生态保护措施、环境管理制度、环境敏感目标等与环评及批复文件的符合性进行监理。

9.1.7 环境影响后评价

根据《中华人民共和国环境影响评价法》（中华人民共和国主席令第九号）、《建设项目环境影响后评价管理办法(试行)》（环境保护部 部令第 37 号）、《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》（新环发〔2018〕133 号）、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）、《关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知》（新环环评发〔2020〕162 号）要求，油气田开发业主单位对区域内通过环境影响评价审批并通过环境保护设施竣工验收、且稳定运行满 5 年的建设项目，须组织开展环境影响后评价工作。

本项目实施后，区域井场、管线等工程内容发生变化，应在 5 年内以区块为单位继续开展环境影响后评价工作，对项目实际产生的环境影响以及污染防治、生态保护和风险防范措施的有效性进行跟踪监测和验证评价，对存在问题提出补救方案或者改进措施，不断完善和提高建设项目环境影响评价的有效性，切实落实各项环境保护措施接受生态环境部门的监督检查。

9.1.8 排污许可

依据《排污许可管理条例》（中华人民共和国国务院令 第 736 号）第二条规定：依照法律规定实行排污许可管理的企业事业单位和其他生产经营者，应当依照本条例规定申请取得排污许可证；未取得排污许可证的，不得排放污染物。

根据《排污许可证申请与核发技术规范 总则》(HJ942-2018)、《排污许可证申请与核发技术规范 工业噪声》(HJ1301-2023)、《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)及《关于进一步做好环境影响评价与排污许可衔接工作的通知》(环办环评〔2017〕84 号)，本工程应纳入塔里木油田分公司英买采油气管理区排污许可管理，项目无组织废气严格执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中其他排放控制要求，同时英买采油气管理区应进一步完善排污许可变更、自行监测制度及排污口规范化管理制度等。

9.2 企业环境信息披露

9.2.1 披露内容

(1) 基础信息

企业名称：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

法人代表：王清华

生产地址：新疆阿克苏地区温宿县境内

主要产品及规模：①新建雄英 104 井标准化采油井场，井场内建设采油树、电控信一体化撬等设备；②新建单井采油管线 1.987km，管道规格为 DN80 5.5MPa 玻璃钢管，接入雄探 1 抗硫阀组扩建部分；③配套建设土建、电力、自控、通信与安防、消防等配套工程。本工程建成后区块新增原油 50t/d，天然气 2000m³/d。

(2) 排污信息

本工程污染物排放标准见“2.4.3 污染物排放标准”章节。

本工程污染物排放量情况见表 3.4-10。

本工程污染物总量控制指标情况见“3.4.8 污染物总量控制分析”章节。

(3) 环境风险防范措施

本工程环境风险防范措施见塔里木油田分公司英买采油气管理区现行突发环境风险应急预案。

(4) 环境监测计划

拟建工程环境监测计划见表 9.4-1。

9.2.2 披露方式及时间要求

披露方式：通过公司网站、信息公开平台或当地报刊等便于公众知晓的方式公开。

披露时间要求：企业可以根据实际情况对已披露的环境信息进行变更；进行变更的，应当以临时环境信息依法披露报告的形式变更，并说明变更事项和理由；企业应当于每年 3 月 15 日前披露上一年度 1 月 1 日至 12 月 31 日的环境信息；英买采油气管理区在企业名单公布前存在《企业环境信息依法披露管理办法》(生态环境部部令 第 24 号)第十七条规定的环境信息的，应当于企业名单公布后十个工作日内以临时环境信息依法披露报告的形式披露本年度企业名单公布前的相关信息。

9.3 污染物排放清单

本工程运营期污染物产生及排放情况详见表 9.3-1。

表 9.3-1 污染物排放清单

类别	工段	污染源	主要污染物	产生量 (t/a)	排放量 (t/a)	排放去向
废气	油气集输	无组织排放废气	非甲烷总烃	0.0431	0.0431	大气
			硫化氢	0.0005	0.0005	
废水	井下作业	洗井液	-	13.565	0	采用专用回收罐收集后运至英潜联合站,经污水处理装置处理后回注,不外排
	油气集输	采出水	-	1825	0	采出水随采出液一并输至雄探 1 井试采点,气液分离后随原油一起由罐车拉运至哈六联合站处理回注,不外排
固体废物	井场作业	落地油	-	0.025	0	委托有资质单位处理置
	井场作业	废防渗材料	-	0.25	0	
噪声	采油树	机械噪声	-	90dB(A)	厂界达标	采取基础减振降噪措施

9.4 生态环境监测

9.4.1 监测目的

环境监测是企业环境管理体系的重要组成部分,也是环境管理规范化的主要手段,通过对企业主要污染物进行分析、资料整理、编制报表、建立技术文件档案,可以为上级生态环境主管部门和地方生态环境主管部门进行环境规划、管理和执法提供依据。环境监测是环境保护的基础,是进行污染源治理及环保设施管理的依据,因而企业应定期对环保设施及废水、噪声等污染源情况进行监测、对固体废物处置按照法规文件规范进行记录。

通过对拟建工程运行中环保设施进行监控,掌握废气、废水、噪声等污染源排放是否符合国家或地方排放标准的要求,做到达标排放,同时对废气、噪声防治设施进行监督检查,保证正常运行。

9.4.2 环境监测机构及设备配置

环境监测是环境保护的基础，是进行污染治理和监督管理的依据。拟建工程的环境监测工作由塔里木油田分公司的质量检测中心承担，亦可以委托当地有资质的环境监测机构。

9.4.3 监测计划

根据拟建工程生产特征和污染物的排放特征，依据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）、《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 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）等标准规范及地方生态环境主管部门的要求，制定拟建工程的监测计划。拟建工程投入运行后，各污染源监测因子、监测频率情况见表 9.4-1。

表 9.4-1 运营期环境监测计划

类型	监测地点	监测频率	监测时间	监测项目	备注	执行标准
地下水	项目区上游	每半年 1 次	竣工环保验收后开始	石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、砷、六价铬等。	环境质量监测	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的 III 类标准；石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 III 类标准
	项目区周边					
	项目区下游					
土壤	井场与采气管线连接处	每 3 年 1 次		石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）砷、六价铬	环境质量监测	土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）

注：当地下水监测指标出现异常时，可按照 HJ164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测；当

土壤监测指标出现异常时，可按照 GB36600 的表 1 中的污染物项目开展监测。

9.5 环保设施“三同时”验收

9.5.1 环境工程设计

（1）必须按照本环评文件及批复要求，落实项目环境工程设计，确保“三废”稳定达标排放；按要求制定环境风险事故应急预案。

（2）建立健全环境管理组织机构、各项环保规章制度，施工期实行环境监理。

（3）项目污染防治设施必须与主体工程“三同时”；如需进行试生产，其配套的环保设施也必须与主体工程同时建设投入运行。

9.5.2 环境设施验收建议

(1) 验收范围

①与项目有关的各项环保设施，包括为防治污染和保护环境所配套建成的治理工程、设备、装置和监测手段，以及各项生态保护设施等。

②环境影响报告书及批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

(2) 验收条件

根据国务院《关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》（自 2017 年 10 月 1 日施行），编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目竣工后，建设单位应当按照国务院环境保护行政主管部门规定的标准和程序，对配套建设的环境保护设施进行验收，编制验收报告。建设单位在环境保护设施验收过程中，应当如实查验、监测、记载建设项目环境保护设施的建设和调试情况，不得弄虚作假。除按照国家规定需要保密的情形外，建设单位应当依法向社会公开验收报告。编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目，其配套建设的环境保护设施经验收合格，方可投入生产或者使用；未经验收或者验收不合格的，不得投入生产或者使用。

(3) 建设项目环境保护“三同时”验收内容

根据建设单位项目“三同时”原则，在项目建设过程中，环境污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用，拟建项目建成运行时，应对环保设施进行验收。

本工程“三同时”验收一览表见 9.5-1。

表 9.5-1 “三同时”竣工环保验收方案一览表（建议）

类别	序号	污染源	环保措施	治理效果	验收标准
施工期					
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖	-	-
	2	施工机械及运输车辆尾气	机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行。	-	-
废水	1	试压废水	循环利用，沉淀后场地降尘用水	不外排	-
	2	生活污水	生活污水依托英买采油气管理区生活公寓生活污水处理装置处理。	不外排	-
噪声	1	装载机、运输车辆等施工设备	选用低噪声设备、合理安排施工作业时间。	-	-
固废	1	施工土方	全部用于管沟和井场回填。	-	-
	2	施工废料	施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分收集后拉运至英买 7 固废填埋场进行处置。	-	-
	3	生活垃圾	收集后定期清理运送至英买 7 固废填埋场填埋。	-	-
生态	1	生态恢复	检查管道沿线生态恢复及水土保持措施落实情况	-	-
运营期					
类别	序号	污染源	环保措施	治理效果	验收标准
废水	1	井下作业废水	井下作业废水采用专用回收罐收集后运至英潜联合站，经污水处理装置处理后回注，不外排处理。	-	-
	2	采出水	采出水随采出液一并输至雄探 1 井试采点，气液分离后随原油一起由罐车拉运至哈六联合站处理回注，不外排	-	-
废气	1	井场无组织废气	密闭管道、阀门的检修和维护。	厂界非甲烷总烃 $\leq 4.0\text{mg}/\text{m}^3$	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）
				厂界硫化氢 $\leq 0.06\text{mg}/\text{m}^3$	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）改扩建项目厂界二级标准限值
噪声	1	井场	基础减振	昼间 $\leq 60\text{dB}(\text{A})$ 夜间 $\leq 50\text{dB}(\text{A})$	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类区排放限值
固废	1	落地油	收集后委托有危废处置资质单位进行处置	-	《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）
	2	废防渗材料		-	

防渗	1	分区防渗	具体见“分区防渗要求一览表”	满足防渗要求	-
	2	管道防腐	管道钢接头部分做好外防腐	防腐性能良好	-
风险防范措施		井场	设置可燃气体检测报警仪、消防器材、警戒标语标牌。	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	-
环境管理与监测	1	排污口规范化	按照《排污口规范化整治技术要求（试行）》《环境保护图形标志》及排污许可技术规范等文件规范排污口设置。	-	保证实施
	2	井场	按照监测计划，委托有监测资质的单位开展监测。	-	污染源达标排放
	3	环境影响后评价	根据《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》等文件组织开展环境影响后评价。	-	保证实施
退役期					
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘	-	-
噪声	1	车辆	合理安排作业时间。	-	-
固废	1	废弃管线、废弃建筑垃圾	优先回收利用，不能回收利用的送至英买 7 固废填埋场或生态环境部门指定建筑垃圾填埋场填埋处理。	妥善处置	-
	2	设施拆除过程产生的油泥	委托有危废处置资质单位进行处置	妥善处置	-
生态	1	生态恢复	地面设施拆除、水泥条清理，恢复原有自然状况。	恢复原貌	《废弃井封井回填技术指南（试行）》

10.结论

10.1 建设项目情况

雄英 104 井集输工程位于雄英油田雄英 1 区块，。行政区划隶属于温宿县管辖，工程区中心西距温宿县城中心约 80km。

本工程主要建设内容为：①新建雄英 104 井标准化采油井场，井场内建设采油树、电控信一体化撬等设备；②新建单井采油管线 1.987km，管道规格为 DN80 5.5MPa 玻璃钢管，接入雄探 1 抗硫阀组扩建部分；③配套建设土建、电力、自控、通信与安防、消防等配套工程。本工程建成后区块新增原油 50t/d、天然气 2000m³/d。

10.2 产业政策、选址符合性

石油天然气开采业是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，属于《产业结构调整指导目录（2024 本）》中国家鼓励发展的产业，项目建设符合《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》（新环发〔2024〕93 号）要求，符合国家和自治区的相关产业政策。

本工程属于塔里木油田分公司油气开采项目，符合《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆维吾尔自治区国土空间规划（2021-2035 年）》（国函〔2024〕70 号）《塔里木油田“十四五”发展规划》的相关要求。本工程位于雄英油田雄英 1 区块，不占用生态保护红线及水源地、风景名胜区等环境敏感区，不在划定的禁止开发区域范围内，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》等相关要求。

10.3 环境质量现状

（1）生态环境质量现状

本工程位于新疆阿克苏地区温宿县境内，井场及管线区域周边及邻近区域无居民区、村庄等人群较集中的区域，属于阿克苏河冲积平原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东侧 37km 处的塔里木河流域土地沙

化防控与生物多样性维护生态保护红线区。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。

本工程所在区域植被为自然植被，主要以多枝怪柳为主；评价范围内涉及的土地利用类型主要为天然牧草地；根据《新疆第六次沙化土地监测报告》，本工程所在区域属于半固定沙地；现场调查中未发现国家及自治区级重点保护野生植物，偶尔可见国家二级保护动物塔里木兔的踪迹，观测到麻雀等鸟类，密点麻蜥、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。

（2）水环境质量现状

地下水监测结果表明：在监测期间，潜水监测点除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、钠、氟化物存在一定程度超标外，其余因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III类标准，各潜水监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)III类标准要求。

潜水监测点总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、钠、氟化物超标与区域水文地质条件有关，区域蒸发量大、补给量小，导致潜水中上述因子日积月累浓度逐渐升高等。

（3）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；项目区占地范围外各监测点小于《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）”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）环境空气质量现状

根据生态环境部环境工程评估中心公布的全国环境空气质量达标区判定结果：2024 年项目所在地阿克苏地区 SO₂、NO₂、PM_{2.5} 年平均浓度及 CO、O₃ 日平均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求；PM₁₀ 年浓度超过

《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值要求，项目区为不达标区，超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。

（6）声环境质量现状

评价期内，新建井场声环境质量满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求。

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

类别	工段	污染源	主要污染物	产生量（t/a）	排放量（t/a）	排放去向
废气	油气集输	无组织排放 废气	NMHC	0.505	0.505	大气
			H ₂ S	0.00043	0.00043	
废水	井下作业废水		井下作业废水	12.645	0	采用专用回收罐收集后运至英买力油田试修废弃物环保处理站处理
固体废物	井场作业	落地油	-	0.025	0	委托有资质单位处理置
	井场作业	废防渗材料	-	0.25	0	
	井下作业	废钻井液	-	12.645	0	
噪声	采油树	机械噪声	-	80dB(A)	厂界达标	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施

10.5 主要环境影响

（1）生态环境影响分析

本工程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。生态保护目标主要为基本农田、区域重要物种、水土流失重点治理区，对生态环境的影响主要来自施工期占地影响，项目总占地 1.7224 公顷，其中永久性占地面积为 0.1609 公顷，临时占地面积 1.6115 公顷，占地类型主要为天然牧草地等，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逐渐恢复，临时占地影响将逐渐减小。区域的野生动物种类较少，少有大型野生动物在本区域出现，项目对野生动物的影响较小。项目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）地下水环境影响分析

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；在非正常状况下，在及时采取水污染应急控制措施后，本工程对水环境的影响属可接受范围。

（5）地表水环境影响分析

施工期废水不外排。运营期水环境影响主要为石油开采过程中的井下作业废水和采出水。井下作业废水采用专用回收罐收集后运至英潜联合站，经污水处理装置处理后回注，不外排；采出水随原油一起由罐车拉运至哈六联合站处理后回注，不外排。

（4）土壤环境影响分析

施工期对土壤质量的影响主要为人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废弃物污染影响；本工程采用密闭集输的生产方式，正常工况下无废水及固废等污染物外排，不会造成土壤环境污染。非正常工况下如果发生排水管线泄漏等事故，泄漏的采出水会对土壤环境产生一定的影响，改变土壤理化性质，从而影响到土地功能，进而影响地表植被的生长。根据环境风险分析可知，本工程风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程项目实施对土壤环境产生污染影响。

（5）大气环境影响分析

施工期废气源主要是施工扬尘、机械设备和车辆废气，大气影响随工程的结束而逐渐消失。运营期污染源正常排放下非甲烷总烃、硫化氢短期浓度贡献值的最大浓度占标率均小于 1%，污染物的贡献浓度较低，且出现距离较近，影响范围较小。本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。

（6）声环境影响分析

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

（7）固体废物影响分析

施工期固体废物主要为生活垃圾、施工废料、土石方。井场平整、管沟开挖产生土方用于为井场回填、管沟回填，无弃方；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分和生活垃圾收集后拉运至英买 7 固废填埋场进行处置。

运营期产生的固体废物主要有落地油、废防渗材料、废钻井液，均属于危险废物。委托有危废处置资质的单位处置。

退役期井场拆除的井架、集输设施、井构筑物等为钢制材料，清洗油污后可回收利用。

固体废物在处置和运行管理中严格落实《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）等相关要求后，对环境所造成的影响可以接受。

（8）环境风险分析

根据工程可研及工程分析以及《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 B，本工程施工期和退役期不涉及危险物质，运营期涉及的危险物质主要为原油、天然气、硫化氢。原油、天然气和硫化氢主要存在于新建的集输管线中。可能发生的环境风险主要包括井喷、油类物质泄漏、火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。本工程应落实各项井场制度，降低井喷、井漏发生概率，本工程区所在区域地势平坦，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时采取措施、彻底清除被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。因此，发生事故后，在严格落实本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，拟建工程实施后，负责实施的英买采油气管理区将结合项目新增建设内容适时修订现行环境风险应急预案。项目在制定严格的事故风险防范措施及应急计划后，可将事故发生概率减少到最低，减小事故造成的损失，环境风险是可防控的。

10.6 环境保护措施

本工程的主要环境保护措施如下：

生态环境保护措施：施工期进一步优化井场和管线选址选线，严格控制占地面

积；占地及补偿应按照地方有关工程征地及补偿要求进行，由相关部门许可后方可开工建设；施工期充分利用现有油田道路，尽可能减少道路临时占地，降低对地表和植被的破坏，施工机械不得在道路以外行驶和作业，保持地表不被扰动，不得随意取弃土；管线施工时应根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量；施工结束后，及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌。运营期，对于永久占地地面采取砾石覆盖措施，减少风蚀量；在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏；定时巡查井场、管线等，及时清理落地原油；开展生态环境恢复治理工作；设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌。退役期，拆除地面设施、清理井场等，拆除的报废设备和建筑废料等由施工单位运至指定位置进行处理；及时清理作业现场，做到“工完、料尽、场地清”，恢复原有地貌；按规范要求对废弃井采取固井、封井措施。

地下水环境保护措施：按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则采取措施。

地表水防治措施：本工程井下作业废水采用专用废水回收罐收集，运至英潜联合站，经污水处理装置处理后回注，不外排；采出水随原油一起由罐车拉运至哈六联合站处理后回注，不外排。

大气污染防治措施：本工程采用密闭集输流程，采用技术质量可靠的设备、阀门等；定期对油气生产设施、设备等进行定期的检查、检修，以防止跑、冒、滴、漏的发生。定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。

噪声防治措施：合理布局噪声源，采用基础减振、隔声等措施，并加强日常维护，减轻设备对外环境和岗位工人的噪声污染。

固体废物防治措施：施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分和生活垃圾收集后拉运英买 7 固废填埋场进行处置；运营期落地油、废防渗材料委托交由有危废处置资质的单位处置。

土壤污染防治措施：加强管线内的压力、流量传感器检修维护，保障发生管线阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致

泄漏情况发生。严格执行地下水章节分区防控措施要求。制定跟踪监测计划，发生事故泄漏时对井口区及集输管线铺设范围可能影响区域进行跟踪监测。

风险防治措施：做好原油、天然气、硫化氢气体泄漏风险防范措施，制定切实可行、有效的应急预案，加之项目发生事故的概率较低，项目建设环境风险水平是可以接受的。

10.7 公众意见采纳情况

建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》的要求，采用网络公告、报纸刊登等形式开展公众参与调查，正在开展。

10.8 环境影响经济损益分析

本工程具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于地面设施建设、管线敷设等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的生态环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算本工程总投资为 296.87 万元，其中环保投资 23 万元，占总投资 7.75%。实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来经济效益。

10.9 环境管理与监测计划

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司环境管理机构设置健全，同时拥有完善的管理体系和管理手段。本工程制定了生态环境监测计划，针对工程的不同阶段提出了具体的环境管理要求，具体见第 9 章。

10.10 项目可行性结论

雄英 104 井集输工程属于国家产业政策鼓励类项目，项目实施后可取得较大的经济效益和社会效益。项目在建设和运行中，会对周围的环境产生一定的不利影响，并在今后的建设和运行中存在一定的环境风险，但其影响和环境风险是可以接受的。建设单位须加强环境管理，认真落实可行性研究报告和本环评报告中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态环境保护和恢复措施，可使本工程对环境造成的不利影响降低到最低限度，本工程建设在环境保护方面可行。