

英买力油田英买 34-35 井区志留系潜
山油藏注水提高采收率地面工程
环境影响报告书

（送审稿）

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

2022 年 6 月

目 录

1 概述	1
1.1 建设项目特点	1
1.2 环境影响评价过程	2
1.3 分析判定相关情况	4
1.4 关注的主要环境问题和环境影响	5
1.5 环境影响评价主要结论	6
2.总则	8
2.1 评价目的与原则	8
2.2 编制依据	9
2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选	13
2.4 环境功能区划	15
2.5 评价因子和评价标准	20
2.6 环境保护目标	29
2.7 评价时段和评价重点	30
2.8 评价方法	30
3.建设项目工程分析	31
3.1 工程开发现状及环境影响回顾	31
3.2 工程概况	48
3.3 工程分析	79
3.4 清洁生产水平	92
3.5 污染物排放总量控制	93
3.6 相关法规、政策符合性分析	94
3.7 选址、选线合理性分析	107
4 环境现状调查与评价	108
4.1 自然环境概况	108
4.2 生态环境现状调查与评价	110
4.3 环境空气质量现状调查与评价	129
4.4 声环境现状调查与评价	131
4.5 水环境现状调查与评价	132
4.6 土壤环境现状调查与评价	141
5.环境影响预测与评价	147
5.1 生态环境影响分析	147
5.2 大气环境影响分析	151
5.3 声环境影响分析与评价	158
5.4 水环境影响分析与评价	160
5.5 固体废物影响分析	170
5.6 土壤环境影响分析	171
5.7 环境风险评价	176
6.环境保护措施及可行性论证	187
6.1 施工期环境保护措施	187

6.2 运营期环境保护措施	196
7.环境影响经济损益分析	202
7.1 社会效益和经济效益	202
7.2 环境经济损益分析	202
7.3 环境经济损益分析结论	203
8.环境管理、监测与 HSE 管理体系	204
8.1 环境管理机构	204
8.2 施工期环境管理及监测	205
8.3 运营期环境管理及监测	209
8.4 污染物排放的管理要求	212
9.结论与建议	213
9.1 评价结论	213
9.2 建议	217
10.附录、附件	218

1 概述

1.1 建设项目特点

英买力油田英买 34-35 井区志留系潜山油藏注水提高采收率地面工程地处新疆维吾尔自治区阿克苏地区新和县境内，天山南麓、塔里木盆地塔克拉玛干沙漠北缘。本工程位于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司英买油气田采矿权范围内。

英买油气田地处塔克拉玛干沙漠北缘，主要包括英买力气田和英买潜山油田，具体日常运行管理由中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司英买油气开发部负责。经过多年开发建设，目前已建成英买 1、英买 2、英买 7、英买 32、英买 34、英买 35、英买 41 井区共 7 个井区地面工程，实现区块基础开发。主要实施区块环评有：《英买力气田群开发建设工程环境影响报告书》（环审〔2007〕336 号）、《英买力气田群整体开发调整工程》（新环评价函〔2015〕699 号）、《英买力潜山油藏地面工程环境影响报告书》（新环评价函〔2010〕251 号）和《英买力潜山油田周缘区块初步开发方案项目环境影响报告书》（阿地环函字〔2018〕572 号）等。

英买油气田于 2006 年开发建设、2007 年投产，目前主要建设有英买处理站 1 座、英潜联合站 1 座、集气站 10 座、转油站 4 座、油气水井 300 多口及配套环保设施（固废填埋场、污水处理设施及污水池等），油气田内部集输管网及道路，地面设施完善。气田板块设 1 座天然气处理站（英买处理站），站外设英买 7、英买 17、英买 23、英买 21、玉东 2、羊塔 5、玉东 1-1#、玉东 1-3#、羊塔 1、羊塔 2 等 10 座集气站和玉东 7、英买 465 等 2 座转油站，气田区域以英买处理站为中心，通过西干线、东干线接收 2 座转油站与 10 座集气站来油气，英买处理站处理合格的凝析油目前通过自压至英买处理外输首站储罐，再通过首站泵输至牙哈装车北站进行火车装车外运销售。油田板块设 1 座原油联合站（潜山联合站），站外设英买 2、英买 7 等 2 座转油站。

图 1.1-1 英买力油气田集输现状示意图

本工程建设性质为改扩建，属于老区块开发。主要工程包括 3 条输油管道，其中新建玉东 7 转油站至英 21 集气站输油管道 34km、英买 17 集气站至英买 7

转油站输油管道 16.5km、潜山联合站至英买处理站输油管道 44.5km；6 条注水管道合计长度 9.8km，配套建设电气、自控、通信、防腐、消防等工程。本工程不包含钻井工程，6 口注水井均为老井利用，油气处理设施均依托原有地面工程。

英买油气田英买 34-35 井区志留系潜山油藏注水提高采收率地面工程是为了将玉东 7 区块含水原油及局部轻质油输至潜山联合站，处理合格后输送英买处理站直接外输，彻底解决英买处理站无法满足含水原油处理的需求。本工程建设对于满足油气田开发需要，保障油气田的可持续发展，提高油田整体效益具有十分重要的意义。

1.2 环境影响评价过程

本工程位于新和县，地处英买油气田已开发区块内，属于石油天然气开采项目。依据新水水保〔2019〕4 号，工程所在区域新和县属于塔里木河流域重点治理区，同时玉东 7 转油站至英买 21 集气站输油管道穿越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 1.9km，集输管道穿越国家二级公益林。

根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版），本工程属于分类管理名录中“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。根据《新疆维吾尔自治区建设项目环境影响评价文件分级审批目录（2021 年本）》，本工程审批权限在新疆维吾尔自治区生态环境厅。

根据《中华人民共和国环境影响评价法》和《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》中有关规定，2022 年 5 月，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司油气工程研究院委托新疆天合环境技术有限公司（以下简称“天合公司”）编制《英买力油田英买 34-35 井区志留系潜山油藏注水提高采收率地面工程环境影响报告书》。

天合公司接受委托后，即进行了现场踏勘和资料收集，结合有关资料和当地环境特征，按国家、新疆环境保护政策以及环评技术导则、规范的要求，开展本工程的环境影响评价工作。对本工程进行初步的工程分析，同时开展初步的环境状况调查。识别本工程的环境影响因素，筛选主要的环境影响评价因子，明确评价重点和环境保护目标，确定环境影响评价工作等级、评价范围、评价标准，最后制订工作方案。2022 年 6 月委托新疆广宇众联环境监测有限公司对本工程

区域大气、土壤、声环境质量现状进行了监测。在进一步工程分析，环境现状调查、监测并开展环境质量现状评价的基础上进行环境影响预测及评价，提出减少环境污染和生态影响的环境管理措施和工程措施。从环境保护的角度确定本工程建设的可行性，给出评价结论和提出进一步减缓环境影响的措施，并最终完成环境影响报告书编制。

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

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

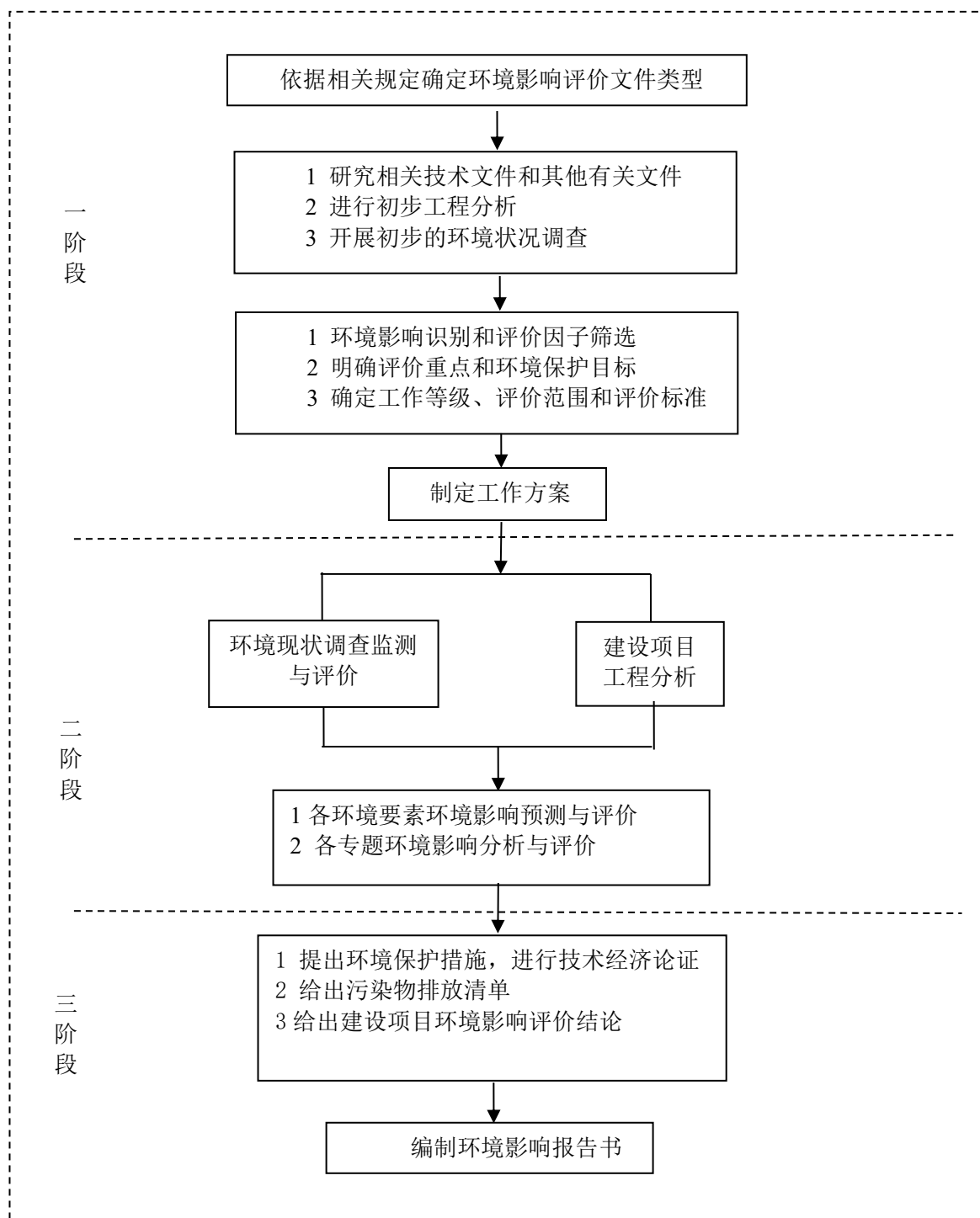


图 1.2-1 环境影响评价工作程序图

1.3 分析判定相关情况

(1) 产业政策符合性判定结论

根据《产业结构调整指导目录（2019 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

本工程属于石油天然气开采项目，符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》、《石油天然气开采业污染防治技术政策》、《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）等相关政策、法律法规相关要求。

(3) 规划符合性分析

本工程属于石油天然气开采项目，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展规划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规划第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《塔里木油田十四五发展规划》、《新疆生态环境保护十四五规划》、《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相关要求。

(4) “三线一单”符合性判定

本工程输油管道无法避让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，穿越长度约 1.9km，采用无害化的定向钻方式穿越。本工程所在区域属于大气环境质量不达标区域，油气集输采取密闭流程，本工程已提出持续改善环境质量、防风固沙、生态修复的要求，本工程实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量。本工程在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险；水资源消耗、土地资源、能源消耗等均能够达到自治区下达的总量和强度控制目标；满足生态环境准入清单中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险管控及资源利用效率的相关要求，符合“三线一单”生态环境分区管控方案要求。

1.4 关注的主要环境问题和环境影响

根据建设项目特点，本次评价主要关注施工期、运营期的环境问题及影响。

(1) 施工期

环境空气影响：主要为施工扬尘、焊接废气、施工机械和运输车辆尾气；采用洒水、遮盖、加强对施工机械、车辆的维修保养等措施。

水环境影响：施工期管道试压水：管道试压分段进行，试压水排出后进入下一段管线循环使用。试压废水循环使用，试压结束后用于洒水抑尘。生活污水：

施工期租赁周边民房作为临时宿舍，依托居民现有生活污水处理设施。

声环境影响：主要体现在施工设备噪声对声环境的影响，通过采取选用低噪声设备减小对周边声环境的影响。

固废影响：焊接及管道吹扫废渣拉运至英买作业区英买 7 固废场，施工弃土用于场地平整和临时施工场地恢复。

生态环境影响：采用无害化定向钻方式穿越生态保护红线，施工过程采取表土保护措施，对有营养的表土分层开挖、分层回填，保护好表土，采取临时苫盖措施，防止表土流失，施工完毕后对耕地复垦、生态恢复。

（2）运营期

环境空气影响：管道密闭运输，场站阀门会有少量油气逸散；加热炉运行时产生二氧化硫、氮氧化物、烟尘。

地表水环境影响：本工程不新增劳动定员，不新增生活污水。

地下水环境影响：运营期无废水产生，正常情况下不会对地下水产生影响，非正常工况下，地下水环境影响可接受，同时采取源头控制、分区防控、应急响应等措施，防止对地下水造成污染。

声环境影响：运营期机泵等设备噪声。

固废影响：运营期清管废渣产生。

生态环境影响：本工程新增永久占地主要为道路工程，占地的范围较小，工程的实施对生态环境的影响是可以接受的。

环境风险：本工程涉及的风险物质主要为管线破裂，原油和含油污水泄漏，在采取相应风险防控措施后，环境风险可防控。

1.5 环境影响评价主要结论

本工程属于《产业结构调整指导目录（2019 年本）》，“七、石油、天然气”中“1、常规石油、天然气勘探与开采”中鼓励类项目，工程建设符合国家产业政策；符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《石油天然气开采业污染防治技术政策》等法规和政策要求；符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》等要求；本工程不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、

风景名胜区、森林公园等环境敏感区，管道采用无害化定向钻方式穿越生态保护红线区，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：本工程符合国家产业政策、新疆国民经济和社会发展规划，公众认同性较好。只要在建设和运营过程中认真落实各项污染防治措施、生态修复措施、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，建设是可行的。

2.总则

2.1 评价目的与原则

2.1.1 评价目的

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

(2) 通过工程分析，明确本工程施工期、运营期主要污染源、污染物种类、排放强度，分析环境污染的影响特征，预测和评价本工程施工期、运营期对环境的影响程度，并提出采取的污染防治和生态保护措施。

(3) 对施工过程中拟采取的环境保护措施进行论证，提出工程建设施工期、运营期污染防治措施及生态保护措施对策及建议。

(4) 评价本工程对国家产业政策、区域总体规划、城市功能区划、环境保护规划、清洁生产、达标排放和污染物放总量控制的符合性；

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

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

2.1.2 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

(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。

2.2 编制依据

2.2.1 国家及地方法律、法规、条例、规章

法律法规见表 2.2-1。

表 2.2-1 国家和地方法律法规一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
一	环境保护相关法律		
1	中华人民共和国环境保护法（2014 年修订）	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 年修订）	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 年修订）	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	13 届全国人大第 33 次会议	2022-06-05
6	中华人民共和国固体废物污染环境防治法（2020 年修订）	13 届人大第 17 次会议	2020-09-01
7	中华人民共和国水法（2016 年修订）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
8	中华人民共和国水土保持法（2010 年修订）	11 届人大第 18 次会议	2011-03-01
9	中华人民共和国清洁生产促进法（2012 年修订）	11 届人大第 25 次会议	2012-07-01
10	中华人民共和国节约能源法（2016 年修订）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
11	中华人民共和国土地管理法（2018 年修订）	13 届人大第 12 次会议	2019-08-26
12	中华人民共和国城乡规划法（2015 年修订）	12 届人大第 14 次会议	2015-04-24
13	中华人民共和国防洪法（2016 年修订）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
14	中华人民共和国草原法（2012 年修订）	12 届人大第 3 次会议	2013-06-29
15	中华人民共和国野生动物保护法（2016 年修订）	12 届人大第 21 次会议	2017-01-01
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	10 届人大第 29 次会议	2007-11-01
18	中华人民共和国防沙治沙法	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
19	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
二	行政法规与国务院发布的规范性文件		
1	建设项目环境保护管理条例（2017 年修订）	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 年修订）	国务院令 687 号	2017-10-07
3	危险化学品安全管理条例（2013 年修订）	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 743 号	2021-09-01
5	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

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
6	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
7	地下水管理条例	国务院令 748 号	2021-12-01
三	部门规章与部门发布的规范性文件		
1	建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）	生态环境部令第 16 号	2020-11-30
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（2021 年版）	生态环境部令第 15 号	2020-11-25
5	产业结构调整指导目录（2019 年本）（2021 年修改）	国家发展和改革委员会令 49 号	2021-12-31
6	危险废物污染防治技术政策	环发[2001]199 号	2001-12-17
7	关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知	环发〔2012〕77 号	2012-07-03
8	关于加强西部地区环境影响评价工作的通知	环发〔2011〕150 号	2011-12-29
9	关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知	环发〔2012〕98 号	2012-08-07
10	关于加强国家重点生态功能区环境保护和管理的意见	环发〔2013〕16 号	2013-01-22
11	关于印发《建设项目环境影响评价政府信息公开指南（试行）》的通知	环办〔2013〕103 号	2014-01-01
12	关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见	环环评〔2018〕11 号	2018-01-25
13	关于印发地下水污染防治实施方案的通知	环土壤〔2019〕25 号	2019-03-28
14	关于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
15	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
16	关于在国土空间规划中统筹划定落实三条控制线的指导意见	国务院办公厅	2019-01-01
17	危险废物产生单位管理计划制定指南	环境保护部〔2016〕7 号	2016-01-26
18	危险废物排除管理清单（2021 年版）	生态环境部〔2021〕66 号	2021-12-03
19	危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采	生态环境部〔2021〕74 号	2021-12-21
20	关于发布《一般工业固体废物管理台账制定指南（试行）》的公告	生态环境部公告〔2021〕第 82 号	2021-12-30
21	自然资源部关于规范临时用地管理的通知	自然资规〔2021〕2 号	2021-11-04
22	《危险废物转移管理办法》	部令〔2021〕23 号	2022-01-01
23	企业环境信息依法披露管理办法	部令第 24 号	2022-02-08
24	国家重点保护野生植物名录（2021）	国家林业和草原局 农业农村部公告（2021 年第 15 号）	2021-09-07

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
25	国家重点保护野生动物名录（2021）	国家林业和草原局 农业农村部公告（2021 年第 3 号）	2021-02-01
26	关于发布《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》的公告	生态环境部公告 2021 年第 24 号	2021-06-11
四	地方法规及通知		
1	新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
2	新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
3	新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
4	新疆维吾尔自治区自然保护区管理条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
5	关于发布《新疆国家重点保护野生植物名录》的通知	新林护字〔2022〕8 号	2022-03-09
6	新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录	/	2021-07-28
7	新疆维吾尔自治区水环境功能区划	新政函〔2002〕194 号	2002-12
8	新疆生态功能区划	新政函〔2005〕96 号	2005-07-14
9	新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件（修订）	新环发〔2017〕1 号	
10	新疆维吾尔自治区大气条例防治条例	13 届人大第 7 次会议	
11	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	
12	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	2017-01-01
13	关于含油污泥处置有关事宜的通知	新环发〔2018〕20 号	2019-01-01
14	自治区党委、自治区人民政府印发《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战实施方案》	新党发〔2018〕23 号	2018-03-27
15	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	2020-09-01
16	新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案	新政发〔2021〕18 号	2021-02-22
17	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	2020-07-30
18	关于印发阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案的通知	阿行署发〔2021〕81 号	2021-07-10
19	新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求	新环环评发〔2021〕162 号	2021-07-26
20	新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录（第一批）》	新政办发〔2007〕175 号	2007-08-01

2.2.2 环评有关技术规定

环评有关技术规定见表 2.2-2。

表 2.2-2 环评技术导则依据一览表

序号	依据名称	标准号	实施时间
1	建设项目环境影响评价技术导则 总纲	HJ2.1-2016	2017-01-01
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	HJ/T349-2007	2007-08-01
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	生产建设项目水土保持技术标准	GB50433-2018	2019-04-01
12	危险化学品重大危险源辨识	GB18218-2018	2018-11-19
13	石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行）		2009-02-19
14	石油天然气工业健康、安全与环境管理体系	SY/T6276-2014	2015-03-01
15	石油化工企业环境保护设计规范	SH/T3024-2017	2018-01-01
16	石油天然气开采业污染防治技术政策	2012 年 第 18 号	2012-03-17
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	危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采	生态环境部（2021）74 号	2021-12-21
19	危险废物鉴别标准通则	GB 5085.7-2019	2020-01-01
20	建设项目危险废物环境影响评价技术指南	2017 年第 43 号	2017-10-01
21	陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范	DZ/T 0317-2018	2018-10-01
22	一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准	GB 18599-2020	2021-07-01
23	一般固体废物分类与代码	GB/T39198-2020	2021-05-01

2.2.3 其他

（1）委托书，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司油气工程研究院，2022.5；

（2）《英买力油田英买 34-35 井区志留系潜山油藏注水提高采收率地面工程方案设计》，大庆油田设计院有限公司，2022.5。

2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选

2.3.1 环境影响因素识别

本工程主要是集油管线和注水管线的建设,对环境的影响主要表现在施工期和运营期两个阶段。施工期以管线敷设、站场建设等地面工程建设过程中造成的生态影响为主,运营期以集输过程中产生的污染影响为主。

(1) 施工期

施工期建设工程包括集油管道工程、站场工程和注水管道工程,以生态影响为主。

① 管线施工(集油和注水管道工程)

本工程新建玉东 7 转油站至英 21 集气站输油管道 34km、英买 17 集气站至英买 7 转油站输油管道 16.5km、潜山联合站至英买处理站输油管道 44.5km,新建注水管道 15.8km。管线建设将破坏管道沿线的植被,主要的环境影响是对生态环境和水土流失的影响,以及施工扬尘。

② 井场、站场建设

YM7 转油站新建 630kW 真空加热炉 1 台,新建收发球各一套;玉东 7 转油站新建 2 台外输泵;英买处理站新建收球筒;YM34C 井新建五井式配水间 1 座,新建阀组 4 套;YM35-4 井新建五井式配水间 1 座,新建阀组 2 套。均在站内扩建,不新增占地。

此外施工期间各种机械、车辆排放的废气和噪声、施工丢弃的固体废物、施工人员产生的生活污水、管道试压废水等,将对环境产生一定的影响。

(2) 运营期

运营期环境影响因素主要体现在加热炉运行产生的烟气、集输过程中无组织排放的挥发性有机物,废水主要为检维修时设备清淤产生的含油污水,噪声主要机泵等设备产生的噪声,固体废物主要为清管废渣。

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

表 2.3-1 环境影响因素识别一览表

阶段	开发活动	主要环境影响因素	自然环境					生态环境			
			环境空气	地表水	地下水	声	土壤	植被	动物	水土流失	防沙治沙
施工期	站场施工	施工废水、施工人员生活污水	--	√	√	--	√	√	--	--	--
		施工设备、车辆产生的噪声	--	--	--	√	--	--	√	--	--
		施工设备、施工车辆排放的尾气	√	--	--	--	--	--	--	--	--
		站场占地	--	--	--	--	√	√	√	√	√
	管线施工	临时占地和永久占地	--	--	--	--	√	√	√	√	√
		河流穿越	--	√	--	--	√	--	√	√	√
		工程产生的弃土弃石	--	--	--	--	√	√	--	√	√
		施工扬尘	√	--	--	--	--	--	--	--	--
		施工人员和车辆活动	--	--	--	√	√	√	√	√	√
运营期	油气集输	加热炉烟气、站场无组织废气	√	--	--	--	--	--	--	--	--
		油品泄漏	√	√	√	--	√	√	--	--	--
		设备噪声	--	--	--	√	--	--	√	--	--
		含油废物	--	√	√	--	√	√	--	--	--

2.3.2 评价因子

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

表 2.3-2 环境影响因子筛选表

环境要素	现状评价因子	影响评价因子
生态环境	调查评价区域土地利用、动植物资源、土壤侵蚀、生态景观、和生物多样性	(1) 分析本工程建设对土地利用结构的影响 (2) 对管道建设可能造成的土地荒漠化、水土流失、植被破坏以及土壤污染等进行影响分析； (3) 管道建设对评价区域野生动物的影响分析 (4) 对当地农牧业影响； (5) 建设对生态景观的影响 (6) 废弃管道对生态环境的影响。
土壤	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管	石油烃

	控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中 45 项基本因子：砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷，1,2-二氯乙烷，1,1-二氯乙烯，顺-1,2-二氯乙烯，反-1,2-二氯乙烯，二氯甲烷，1,2-二氯丙烷，1,1,1,2-四氯乙烷，1,1,2,2-四氯乙烷，四氯乙烯，1,1,1-三氯乙烷，1,1,2-三氯乙烷，三氯乙烯，1,2,3-三氯丙烷，氯乙烯，苯，氯苯，1,2-二氯苯，1,4-二氯苯，乙苯，苯乙烯，甲苯，间二甲苯+对二甲苯，邻二甲苯，硝基苯，苯胺，2-氯酚，苯并（a）蒽，苯并（a）芘，苯并（b）荧蒽，苯并（k）荧蒽，蒽，二苯并（a,h）蒽，茚并（1,2,3-cd）芘、萘，表 2 中石油烃；《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中 pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌	
地下水	pH 值、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、钠、总大肠菌群、细菌总数、氰化物、亚硝酸盐氮、硝酸盐（以氮计）、氟化物、汞、砷、镉、六价铬、铅、钾、钙、镁、碳酸盐、重碳酸盐、石油类	石油类
环境空气	SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃	非甲烷总烃
噪声	Leq(dB(A))	Leq(dB(A))
固体废弃物	清管废渣、生活垃圾	建筑垃圾和生活垃圾
环境风险	-	风险物质：石油类。结合当地的气象条件，对油田运行期间集输管道可能发生的泄漏事故进行预测分析

2.4 环境功能区划

2.4.1 环境功能区划

2.4.1.1 环境空气

本工程所在地位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区新和县境内，按照《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单的规定，该区域的环境空气质量功能区划属于二类功能区。

2.4.1.2 水环境

工程所在区域属塔里木盆地，本工程最近井距离塔里木河约 35km，周边 5km 范围内无地表水体，故不对区域内地表水进行现状调查。

评价区位于中部山前倾斜平原，由洪冲积松散砂砾卵石组成了分布范围广、沉积厚度大且无稳定隔水层的含水层组，是当地最重要的工农业供水目的层，执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的 III 类标准，其中石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类标准限值。

2.4.1.3 声环境

工程区为油田开发区，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。

2.4.1.4 生态环境

根据《新疆生态功能区划》（2005 版），工程区属于塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区（IV），塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区（IV1），渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区（59）和塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区（59）。

根据新水〔2019〕4 号，工程所在区域新和县属于塔里木河流域水土流失重点治理区。

2.4.2 环境质量标准

2.4.2.1 环境空气

（1）环境空气

环境空气质量评价中 SO₂、NO₂、PM_{2.5}、PM₁₀、CO、O₃ 六项指标执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。对于未作出规定的非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》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	标准限值 μg/m ³			标准来源
		年平均	日平均	1 小时平均	
1	SO ₂	60	150	500	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）

2	NO ₂	40	80	200	二级标准
3	PM _{2.5}	35	75	/	
4	PM ₁₀	70	150	/	
5	CO	/	4000	10000	
6	O ₃	/	160	200	
7	非甲烷总烃	/	/	2000	参考《大气污染物综合排放标准》详解

2.4.2.2 水环境

工程区地下水水质评价执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中 III 类水质标准，具体标准值见表 2.4-2。

表 2.4-2 地下水质量标准值 单位：mg/L，pH 除外

序号	项目	标准限值	序号	项目	标准限值
1	pH（无量纲）	6.5~8.5	17	硝酸盐（以氮计）	≤20
2	总硬度	≤450	18	氟化物	≤1.0
3	溶解性总固体	≤1000	19	汞	≤0.001
4	硫酸盐	≤250	20	砷	≤0.01
5	氯化物	≤250	21	镉	≤0.005
6	铁	≤0.3	22	六价铬	≤0.05
7	锰	≤0.10	23	铅	≤0.01
8	挥发酚	≤0.002	24	钾	/
9	耗氧量	≤3.0	25	钙	/
10	氨氮	≤0.50	26	镁	/
11	硫化物	≤0.02	27	铜	≤1.00
12	钠	≤200	28	锌	≤1.00
13	总大肠菌群	≤3.0	29	镍	≤0.02
14	细菌总数	≤100	30	碳酸盐	/
15	氰化物	≤0.05	31	重碳酸盐	/
16	亚硝酸盐氮	≤1.0	32	石油类	≤0.05

注：石油类标准参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 III 类标准

2.4.2.3 声环境

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

2.4.2.4 土壤环境

评价范围内建设用土壤质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值，农用地土壤质量执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)

相关标准，石油烃参照执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地土壤污染风险筛选值。见表 2.4-3、2.4-4。

表 2.4-3 建设用地土壤污染风险筛选值

序号	监测项目	单位	标准值	序号	监测项目	单位	标准值
1	pH	无量纲	-	25	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5
2	砷	mg/kg	60	26	氯乙烯	mg/kg	0.43
3	镉	mg/kg	65	27	苯	mg/kg	4
4	铬(六价)	mg/kg	5.7	28	氯苯	mg/kg	270
5	铜	mg/kg	18000	29	1,2-二氯苯	mg/kg	560
6	铅	mg/kg	800	30	1,4-二氯苯	mg/kg	20
7	汞	mg/kg	38	31	乙苯	mg/kg	28
8	镍	mg/kg	900	32	苯乙烯	mg/kg	1290
9	四氯化碳	mg/kg	2.8	33	甲苯	mg/kg	1200
10	氯仿	mg/kg	0.9	34	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	570
11	氯甲烷	mg/kg	37	35	邻二甲苯	mg/kg	640
12	1,1-二氯乙烷	mg/kg	9	36	硝基苯	mg/kg	76
13	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	37	苯胺	mg/kg	260
14	1,1-二氯乙烯	mg/kg	66	38	2-氯酚	mg/kg	2256
15	顺-1,2-二氯乙烯	mg/kg	596	39	苯并[a]蒽	mg/kg	15
16	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54	40	苯并[a]芘	mg/kg	1.5
17	二氯甲烷	mg/kg	616	41	苯并[b]荧蒽	mg/kg	15
18	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	42	苯并[k]荧蒽	mg/kg	151
19	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10	43	蒽	mg/kg	1293
20	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	44	二苯并[a、h]蒽	mg/kg	1.5
21	四氯乙烯	mg/kg	53	45	茚并[1、2、3-cd]芘	mg/kg	15
22	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840	46	萘	mg/kg	70
23	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	47	石油烃	mg/kg	4500
24	三氯乙烯	mg/kg	2.8				

表 2.4-4 农用地土壤污染风险筛选值

序号	项目	监测结果	标准限值 (mg/kg) pH>7.5
		单位	
1	pH	无量纲	/
2	总砷	mg/kg	60
3	镉	mg/kg	65
4	铜	mg/kg	18000
5	铅	mg/kg	800
6	总汞	mg/kg	38
7	镍	mg/kg	900
8	铬	mg/kg	250

9	锌	mg/kg	300
10	石油烃 (mg/kg)	mg/kg	4500

2.4.3 污染物排放标准

2.4.3.1 废气

本工程在 YM7 转油站新建 630kw 加热炉 1 台,新建加热炉烟气中 SO₂、NO_x 和烟尘参照执行《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)中燃气锅炉的排放浓度限值要求,油气集输、站场无组织挥发产生的非甲烷总烃排放参照执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中企业边界污染物控制要求。具体标准限值要求见表 2.4-5。

表 2.4-5 大气污染物排放标准值

污染源	污染物	最高允许排放浓度 (mg/m ³)	标准来源
加热炉	NO _x	200	《锅炉大气污染物排放标准》 (GB13271-2014)
	烟尘	20	
	SO ₂	50	
无组织排放	非甲烷总烃	4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)

2.4.3.2 废水

本工程注水井水源为英潜联合站处理后采出水,按照《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函〔2019〕910 号)规定:在相关行业污染物排放标准发布前,回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329)等相关标准要求回注,同步采取切实可行措施防治污染。

运营期运行期 6 口注水井水源为英潜联合站处理后采出水,回注水执行《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)中注入层平均空气渗透率>1.5μm²的标准,标准值见表 2.4-6。

表 2.4-6 《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T 5329-2012)

注入层平均空气渗透率 (μm ²)		≤0.01	>0.01-≤0.05	>0.05-≤0.5	>0.5-≤1.5	>1.5
控制指标	悬浮固体含量 (mg/L)	≤1.0	≤2.0	≤5.0	≤10.0	≤30.0
	悬浮物颗粒直径中值 (μm)	≤1.0	≤1.5	≤3.0	≤4.0	≤5.0
	含油量 (mg/L)	≤5.0	≤6.0	≤15.0	≤30.0	≤50.0

	平均腐蚀率 (mm/a)	≤ 0.076				
	SRB (个/ML)	≤ 10	≤ 10	≤ 25	≤ 25	≤ 25
	IB (个/mL)	$n \times 10^2$	$n \times 10^2$	$n \times 10^3$	$n \times 10^4$	$n \times 10^4$
	TGB (个/mL)	$n \times 10^2$	$n \times 10^2$	$n \times 10^3$	$n \times 10^4$	$n \times 10^4$

2.4.3.3 噪声

施工期执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011);运营期执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类标准,噪声限值见表 2.4-7。

表 2.4-7 环境噪声排放标准

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

2.4.3.4 固体废物

根据本工程产生的各种固体废物的性质和去向,生活垃圾执行《生活垃圾填埋污染控制标准》(GB16889-2008);一般工业固体废物贮存执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020);危险废物贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)及其修改单(环境保护部公告 2013 年第 36 号)。危险废物鉴别执行《危险废物鉴别标准》(GB5085.1~7),危险废物的转移依照《危险废物转移管理办法》及《危险废物收集、贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)进行监督和管理。

2.5 评价因子和评价标准

2.5.1 环境空气评价等级和评价范围

(1) 评价等级

本工程废气排放主要包括加热炉废气和油气集输过程无组织排放的烃类废气,污染因子包括 SO_2 、 NO_x 、NMHC、 H_2S 。

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)中规定的方法,选取 SO_2 、 NO_x 、NMHC、 H_2S 为候选因子核算,计算出其最大地面浓度占标率 P_i 及其地面浓度达标准值 10%时所对应的最远距离 $D_{10\%}$ 。其中 P_i 定义为:

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

式中： P_i ——第 i 个污染物的最大地面浓度占标率，%；

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

C_{oi} ——环境空气质量标准， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

注： C_{oi} 一般选用 GB3095-2012 中 1 小时平均取样时间的二级标准的浓度限值，如项目位于一类环境空气功能区，应选择响应的一级浓度限值；对仅有 8h 平均质量浓度限值、日平均质量浓度限值或年均质量浓度限值的，分别可按 2 倍、3 倍、6 倍折算为 1h 平均质量浓度限值。

大气评价工作级别详见表 2.5-1。

表 2.5-1 评价工作等级

评价工作等级	评价工作分级判据
一级评价	$P_{\max} \geq 100\%$
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 2.5-2。

表 2.5-2 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		36.8
最低环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		-32.0
土地利用类型		荒漠
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	☐ 是 ☒ 否
	地形数据分辨率/m	/
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/ $^{\circ}$	/

估算结果详见表 2.5-3。

表 2.5-3 估算模式计算结果表

参数名称	单位	加热炉		玉东 7 转油站		英买 7 转油站		潜山联合站	
		SO_2	NO_x	NMHC	H_2S	NMHC	H_2S	NMHC	H_2S
下风向最大	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	0.333	13.5	146.91	0.023	6.207	0.023	6.523	0.0088

落地浓度									
最大浓度出现距离	m	52	52	80	80	80	80	250	250
评价标准	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	500	200	2000	10	2000	10	2000	10
最大占标率	%	0.07	6.75	7.35	0.23	0.31	0.23	0.33	0.09
D10%	m	/	/	/	/	/	/	/	/

表 2.5-3 的计算结果表明，加热炉 NO_x 最大占标率为 6.75%、玉东 7 转油站最大占标率为 7.35%， $1\% \leq P_{\max} < 10\%$ ，根据《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ 2.2-2018）中大气环境影响评价工作分级判据判别，确定本次环评大气影响评价的工作等级为二级。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则—大气环境》（HJ2.2-2018），并结合本工程特点，最终确定以玉东 7 转油站、英买 7 转油站、潜山联合站为中心，边长为 5km 的矩形范围作为大气环境评价范围。评价范围见图 2.5-1。

2.5.2 生态环境评价等级和评价范围

（1）评价等级

根据《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2022）“6.1 评价等级判定”可知，项目管线涉及生态保护红线，本项目土壤影响范围内分布有公益林，生态环境影响评价等级不低于二级，因此，本项目生态环境影响评价等级确定为二级。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2022）“6.2.5 线性工程穿越生态敏感区时，以线路穿越段向两端外延 1km，线路中心线向两侧外延 1km 为参考评价范围，线性工程穿越非生态敏感区时，以线路为中心线向两侧外延 300m 为参考评价范围”；由于本项目管线穿越生态保护红线，因此穿越红线段生态评价范围为穿越段向两端外延 1km，线路中心线向两侧外延 1km，未穿越生态敏感区段生态评价范围为管线中心线两侧 300m 范围。评价范围见图 2.5-1。

2.5.3 地下水环境评价等级和评价范围

（1）建设项目类别

本工程属于石油天然气开采，按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中附录 A 判断，属于I类项目。

（2）地下水环境敏感程度

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中的地下水环境敏感程度分级表（表 2.5-4）和《建设项目环境影响评价分类管理名录》，工程区无集中式饮用水水源准保护区及补给径流区，无分散式饮用水水源地，无特殊地下水资源保护区，地下水环境敏感特征为不敏感。

表 2.5-4 地下水环境敏感程度分级表

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

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

（3）工作等级划分

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本工程属于I类建设项目，地下水环境敏感程度为不敏感，依据表 2.5-5，评价等级为二级。

表 2.5-5 评价区地下水环境影响评价工作等级划分

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

（4）评价范围

按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）要求，调查评价范围应包括与建设项目相关的地下水环境保护目标，以能说明地下水环境现状，反映调查评价区地下水的基本流场特征，满足地下水环境影响预测与评价为基本原则。因此判定本工程地下水评价范围以站场为中心，东、南、西、北以区

块边界外扩约 3km。各站场地下水流向上游 1km，下游 2km，两侧外扩 1km 的矩形区域，及管线边界两侧 200m 范围。评价范围见图 2.5-1。

2.5.4 地表水环境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），工程属于水污染影响型建设项目。但是本工程评价区内无地表水体，在油田正常注水过程中，与地表水无水力联系，工程地表水环境影响评价等级为三级 B。

工程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。

2.5.5 噪声环境评价等级和评价范围

本工程涉及的噪声源可分为连续稳定噪声源和流动噪声源。噪声源主要包括施工期内机械噪声、生产运行期站场机泵噪声等。

本工程所在功能区适用于《声环境质量标准》（GB3096-2008）中规定的 2 类标准，且噪声源周围 200m 没有固定集中的人群活动。依据《环境影响评价技术导则-声环境》（HJ2.4-2021）中的规定，本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，本次声环境评价范围为各站场边界、管线两侧向外扩 200m 作为评价范围。评价范围见图 2.5-1。

2.5.6 环境风险评价等级和评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169—2018）评价项目的物质危险性和功能单元重大危险源判定结果以及环境敏感程度等因素，将环境风险评价工作划分为一、二、三级，评价工作等级划分见表。见表 2.5-6。

表 2.5-6 环境风险评价等级划分

环境风险潜势	IV、IV ⁺	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析 ^a
A 是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险				

防范措施等方面给出定性的说明。见附录 A。

本工程运营期涉及的主要危险物质为石油类，涉及的风险为运行过程中输油管线破损造成的原油泄漏。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169—2018）本工程风险评价等级判定如下：

（1）环境风险潜势划分

建设项目环境风险潜势划分为I、II、III、IV/IV+级。

根据建设项目涉及的物质和工艺系统的危险性及其所在地的环境敏感程度，结合事故情形下环境影响途径，对建设项目潜在环境危害程度进行概化分析，按照表 2.5-7 确定环境风险潜势。

表 2.5-7 建设项目环境风险潜势划分

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

注：IV+为极高环境风险

（2）P 的分级确定

①危险物质数量与临界量比值（Q）

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），定量分析危险物质数量与临界量的比值（Q），见表 2.5-8。

表 2.5-8 本工程重大危险源辨识一览表

序号	物质名称	CAS 号	临界量/t
1	油类物质（矿物油类，如石油、汽油、柴油等）	/	2500

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）：

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

式中：q1，q2，…，qn--每种危险物质的最大存在总量，t；

Q1，Q2，…，Qn--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） $Q \geq 100$ 。

本工程不涉及危险物质的存储，工程共新建各类集输管线 110.8km，其中玉东 7 转油站至英 21 集气站输油管线 34km（设计压力为 5.5MPa，DN150）；英买 17 集气站至英买 7 转油站输油管线 16.5km（设计压力 5.5MPa，DN150）；英买潜山联合站至英买处理站输油管道 44.5km（设计压力 6.3MPa，DN150）。

根据本工程设计方案，英买潜山联合站至英买处理站输油干线中途由英买 7 转油站隔开，其中英买潜山联合站至英买 7 转油站输油管道长度为 19.5km，英买 7 转油站至英买处理站输油管道长度为 25km。管线内危险物质储存量应分别计算。

原油密度按照 0.8108t/m^3 ，本工程危险物质数量与临界量比值详见表 2.5-9。

表 2.5-9 本工程运营期危险物质储存量核算

序号	危险物质	储存装置	管线长度	管径	密度	压力	储存量
1	原油	输油管道 1	34km	150mm	0.8108t/m^3	5.5MPa	486.91
2		输油管道 2	16.5km	150mm	0.8108t/m^3	5.5MPa	236.29
3		输油管道 3	19.5km	150mm	0.8108t/m^3	6.3Mpa	279.25
4		输油管道 4	25km	150mm	0.8108t/m^3	6.3Mpa	358.02

本工程危险物质辨识结果详见表 2.5-10。

表 2.5-10 本工程危险物质 Q 值一览表

序号	物质名称	临界量 (t)	最大储存量 (t)	Q
1	原油	2500	1360.47	0.544

根据上表计算结果，本工程 $Q=0.544$ ， $Q < 1$ ，判断项目风险潜势为 I，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）相关要求，本次评价仅对项目可能存在的环境风险进行简单分析。不设置环境风险评价范围。

2.5.7 土壤环境评价等级和评价范围

（1）建设项目类别

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

（2）影响类型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），本工程主要通过垂直入渗的形式对土壤造成影响，不属于会造成土壤酸化、盐化、碱化的

生态影响型项目，土壤环境的影响类型为“污染影响型”。

(3) 占地规模

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中“建设项目占地规模分为大型（ $\geq 50\text{hm}^2$ ）、中型（ $5\sim 50\text{hm}^2$ ）和小型（ $\leq 5\text{hm}^2$ ）”，本工程新增占地 7.2hm^2 ，占地规模为中型。

(4) 建设项目敏感程度

本工程周边主要为荒漠，管线 200m 范围内存在少量耕地，穿线生态红线保护区，土壤环境敏感程度为“敏感”。

(5) 评价工作等级判定

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》（HJ964-2018），本工程土壤环境评价等级为“一级”土壤环境影响评价工作等级划分见表 2.5-11。

表 2.5-11 土壤污染类项目评价工作等级划分表

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

根据评价工作等级，并结合本工程特点，考虑油田整体开发对区域的影响，本工程土壤环境影响评价范围确定为：**站场及集输管线边界外扩 200m 范围内。**

2.6 环境保护目标

根据现场调查和资料搜集,集输管道和注水管道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。

本工程玉东 7 转油站至英买 21 集气站输油管线东西向穿越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约 1.9km,生态保护红线区纵向长度约 85km,管道无法避让,定向钻穿越生态保护红线区,不影响地表区域。

工程临时占用耕地和国家二级公益林。本工程评价范围及环境保护目标见表 2.6-1 及图 2.6-1。

表 2.6-1 环境保护目标

序号	环境要素	环境保护目标和生态保护敏感区	与敏感点最近的工程及距离	敏感点环境质量保护要求
1	环境空气	项目区环境空气	项目区及周边	不因本项目建设降低区域环境空气质量
2	声环境	工程区声环境	工程区周边	满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中的 2 类标准
3	地下水	评价区地下水	工程区及周边	满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中 III 类标准
4	土壤环境	评价区土壤	周边 200m 范围	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表 1、表 2 筛选值第二类用地标准;《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
5	生态环境	塔里木河流域重点治理区	工程区	保护工程区生态系统完整性和稳定性,保护土壤环境质量,做好植被恢复与水土保持工作,使工程区现有生态环境不因本工程建设受到破坏
		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	玉东 7 转油站至英买 21 集气站输油管线东西向穿越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 3 段约 1.9km	采用无害化定向钻穿越方式,保护工程区生态系统完整性和稳定性,使生态红线保护区面积不减少、性质不改变、功能不降低。
		耕地	注水管线 12.5km 临时占	优化线路布设,减少占用耕地,按规定进行补偿

			用耕地，一般耕地，主要种植棉花	
		公益林	管道临时占用国家二级公益林	禁止乱砍滥伐
		野生动物	管道沿线	禁止捕猎
6	环境风险	工程区土壤、地下水	工程区及周边	发生风险事故时，可快速采取环境风险防范措施，确保风险事故对土壤、地下水等环境的影响程度可控

2.7 评价时段和评价重点

评价时段包括施工期、运营期两个时段。

根据工程特点及评价因子筛选的结果，结合工程区域环境状况，确定本次环境影响评价工作的重点为：

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

2.8 评价方法

本工程环境影响评价采用定量评价与定性评价相结合的方法，以量化评价为主。采用环境影响评价技术导则规定的评价方法予以分析。本次评价采用了类比法、产污系数法、排污系数法、数学模式法等。本次环境评价使用的评价方法见表 2.8-1。

表 2.8-1 评价方法一览表

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、排污系数法
4	影响评价	数学模式法、预测模式

3.建设项目工程分析

3.1 工程开发现状及环境影响回顾

3.1.1 区块开发现状

3.1.1.1 周边区块开发现状

英买力气田群于 2006 年开发建设、2007 年投产，采用滚动开发方式，气田板块设 1 座天然气处理站（英买处理站），站外设英买 7、英买 17、英买 23、英买 21、玉东 2、羊塔 5、玉东 1-1#、玉东 1-3#、羊塔 1、羊塔 2 等 10 座集气站和玉东 7、英买 465 等 2 座转油站，气田区域以英买处理站为中心，通过西干线、东干线接收 2 座转油站与 10 座集气站来油气，英买处理站处理合格的凝析油目前通过自压至英买处理外输首站储罐，再通过首站泵输至牙哈装车北站进行火车装车外运销售。油田板块设 1 座原油联合站（潜山联合站），站外设英买 2、英买 7 等 2 座转油站，以上站场所辖油气井来料经油田板块已建管线输至潜山联合站进行集中处理。潜山联合站处理合格的原油（黑油）目前通过泵输至东一联合站，与东一联合站原油一并泵输至轮一联合站，最终在轮南进行外运销售。站场外凝析油管道（英东线、英牙线）输量接近设计最小输量，存在凝管风险。英买力油气田地面工程开发现状见图 3.1-1。

目前气田群西干线负荷较重、东干线输量不足。英买力气田群西干线的核心部分共有 2 条干线，设计输量分别为 $450 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 、 $150 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，设计压力 16MPa。目前西干线最高输气量达 $530 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，由于西线产能分布“头重”（玉东 7、玉东 1）、“脚轻”（羊塔 1、羊塔 2），导致西干线起点玉东 2 集气站的进站压力最高达 15.2MPa，已经达到该站进站阀组生产管汇（按照压力容器设计、制造）铭牌上的最高允许工作压力（15.2MPa）。西干线的整体运行压力机制非常脆弱，超压运行风险较大。英买力气田群东干线设计输量为 $360 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。东线各区块（英买 21、英买 23、英买 17、英买 7），随着油气藏开发，产量下降较快，目前产气量约 $60 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，远低于设计输量，尤其是英买 21 集气站至英买 7 集气站，产气量仅 $11 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。气田东干线实际产量远低于设计输量，介质在管道内流速慢，腐蚀风险较大，且造成管输能力浪费。

英买处理站目前无法满足黑油处理需求。原设计英买处理站主要处理凝析油及天然气，潜山联合站处理碳酸盐岩黑油。气田群东西线各区块的井上来料（包括采出水）输送至英买处理站进行集中处理。2018 年以来，玉东 7、英买 470 等区块黑油也依托东、西干线进入英买处理站。玉东 7、英买 470 区块的“三高”原油进入英买处理站后，造成天然气分子筛系统存在被胶质沥青质污染的风险，严重影响天然气脱水效果，进而可能导致天然气制冷系统发生冻堵故障；凝析油稳定系统产生中间层，严重影响油水分离效果。

两个站场物料分配不均衡。英买处理站采出水处理及注水能力不足，潜山联合站原油、采出水处理能力存在余量。

为了解决英买处理站处理原油分子筛污染堵塞、污水处理和注水能力超负荷运行；潜山联合站原油、污水处理负荷不饱和等问题，有必要统筹考虑英买处理站、潜山联合站的轻质油、原油、污水处理负荷均衡，优化英买油气田群区块管网结构，对油田公司提高经济效益和降低生产成本都有重要的意义。

本工程拟将玉东 7 转油站处理合格的原油中压输送至英买 21 集气站，利用已建英买 21 至英买 23、英买 23 至英买 17 集气站外输管道，与英买 21、英买 23 本站所产油气水混输至英买 17 集气站。在英买 17 集气站，对玉东 7 转油站原油、英买 21 集气站产油气水、英买 23 集气站产油气水、英买 17 集气站产油气水等 4 个站产液在英买 17 集气站利用本站已建油气分离器、加热炉、增压站集中分离、加热、增压后，含水原油输至英买 7 转油站，最后，利用英买 7 转油站已建外输管道外输至潜山联合站，进行集中处理；高压伴生气自压输至英买处理站。本工程储运系统涉及的站场为：英买处理站、玉东 7 转油站、英买 21 集气站、英买 23 集气站、英买 17 集气站、英买 7 转油站、潜山联合站。本工程储运系统涉及的管网为：英买 21 集气站-英买 23 集气站中压输送管道、英买 23 集气站-英买 17 集气站中压输送管道、英买 7 转油站-潜山联合站中压输送管道，涉及的站场及管网储运系统见图 3.1-1，涉及管网现状见表 3.1-1 和表 3.1-2。

表 3.1-1 涉及站场情况表

序号	名称	投产时间	天然气	油	水	目前问题
1	英买处理站	2007 年	725.51×10^4 m^3/d	凝析油外输设计规模： $77.6 \times 10^4 \text{t/a}$ (以	(1) 脱水能力：该站设计脱水能力 $1200 \text{m}^3/\text{d}$ ，目前实际处理水 $1200 \sim 1300 \text{m}^3/\text{d}$ ，依	进站水量大于处理能

				流量计)	据现场运行经验可知, 进站水量大于 1200 m³/d 时, 外输凝析油含水存在超标风险, 进站水量大于 1300 m³/d 时外输凝析油含水概率大大增加。 (2) 采出水处理能力: 总设计处理能力 1200 m³/d, 采用“沉降→压力除油→过滤”工艺。 (3) 注水能力: YT4 设计注水 600m³/d, 近期注水 600-800m³/d; YM35-4 设计注水 600m³/d, 近期注水 630-600m³/d。	力, 存在外输油含水超标风险和净化污水不达标风险。
2	英买潜山联合站	2011 年	伴生气就地外销给 CNG 公司	原油生产规模: 45×10 ⁴ t/a, 净化油管输经东一联至轮一联	采出水处理单元建设规模: 4000m ³ /d; 处理后污水回注能力: 4000m ³ /d; 原油脱水采用两段密闭分离沉降的多级分离沉降热化学脱水处理工艺, 一段采用油、气、水三相分离沉降, 二段采用热化学沉降脱水工艺	
3	玉东 7 转油站 (YD6 集中增压站)	2018	已建的西集气干线输至英买处理厂	最大处理液量: 1000t/d, 处理油量: 720t/d		
4	英买 17 集气站	2005 年	输至 YM17 集气站、英买 7 转油站, 最终输至潜山联合站	气 18 万方	液 273 方	
5	英买 7 转油站	2005 年	含水油增压外输至英买潜山联合站			
6	英买 21 集气站	2005 年				

7	英买 23 集气站	2005 年		气 23 万方	液 36 方	
8	英买 7 集气站	2005		气 77 万方	液 454 方	

表 3.1-2 本工程储运系统涉及的管网现状表

序号	管道名称	管道规格 (mm)	设计压力 (MPa)	设计输量 (m ³ /d)	长度 (km)	输送介质
1	英买 21 集气站-英买 23 集气站高压输送管道	Φ168×11	16	1000	13	英买 21 集气站所辖井油气水产液
2	英买 23 集气站-英买 17 集气站高压输送管道	Φ168×11	16	1000	10	英买 21、23 集气站所辖井油气水产液
3	YM465-YM17 高压输送管道	φ114×13	18	60000	11.4	英买 465 转油站所辖井油气水产液
4	YM17-YM7 集气站高压输送管道	φ219×12.5	16	15000	12.9	英买 17、21、3、465 所辖井油气水产液
5	YM7 集气站-英买处理站高压输送管道	φ323.9×18	16	2700000	23	英买 7、21、23、465、17 集气站
6	英买 7 转油站-潜山联合中压输送管道	Φ168×6	4	1000	14.6	英买 7 转油站本站产液

图 3.1-1 管网储运系统图（图中实线为已建，虚线为未建）

3.1.1.2 英买油气田英买 34-35 井区开发现状

英买 34、英买 35 井区位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区新和县境内，天山南麓、塔里木盆地塔克拉玛干沙漠北缘。生产运行管理由塔里木油田分公司英买油气开发部负责。

英买 34、35 井区志留系油藏的勘探开发主要经历了以下 5 个阶段：第一阶段（2003 年~2006 年，预探发现阶段）、第二阶段（2006 年~2007 年，油藏评价探明阶段）、第三阶段（2007 年~2008 年，评价建产、区块主题投入开发阶段）、第四阶段（2009 年~2014 年，油藏的开发递减阶段）、第五阶段（2014 年~今，新一轮滚动扩边阶段），进入 2014 年，英买 34 井区相继投产英买 343 井和英买 342 井两口扩边评价井，落实了英买 342 和英买 343 两个断背斜圈闭，在英买 35

区块以东的圈闭高点也投产了英买 351C 井，从而发现了英买 351 油藏。

英买 34-35 井区目前有采油井 9 口，其中英买 34 区块目前共有采油井 9 口，开井 7 口，日产液 773t，日产油 109t，日产气 $0.29 \times 10^4 \text{m}^3$ ，平均单井日产油 15.6 t/d，综合含 86%，综合气油比 $26.9 \text{m}^3/\text{t}$ 。截至 2022 年 3 月底，年产油 $0.98 \times 10^4 \text{t}$ ，阶段累产油 $71.3 \times 10^4 \text{t}$ ，年产水 $4.98 \times 10^4 \text{t}$ ，阶段累产水 $281.06 \times 10^4 \text{t}$ ，年产气 $25.36 \times 10^4 \text{m}^3$ ，阶段累产气 $0.263 \times 10^8 \text{m}^3$ 。英买 35 区块目前共有采油井 7 口，开井 4 口，日产液 211t，日产油 176t，日产气 $0.47 \times 10^4 \text{m}^3$ ，平均单井日产油 25.1 t/d，综合含 16.6%，综合气油比 $27 \text{m}^3/\text{t}$ 。截至 2022 年 3 月底，年产油 $0.14 \times 10^4 \text{t}$ ，阶段累产油 $25.79 \times 10^4 \text{t}$ ，年产水 $0.29 \times 10^4 \text{t}$ ，阶段累产水 $45.8 \times 10^4 \text{t}$ ，年产气 $9.38 \times 10^4 \text{m}^3$ ，阶段累产气 $0.124 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

英买 35 区块采用二级布站，各单井产气液混输 YM35 计量间。英买 34 区块采用二级布站，各单井产气液混输至英买 34 区块计量站，油气混输经 6km 管道输至英买力联合站。

图 3.1-2 英买油气田开发现状图

本工程中为了提高英买 34、35 区块采收率，设计注水井 6 口（生产井转注水井），设计年产油规模 $4 \times 10^4 \text{t}$ ，稳产 3 年，采油速度 $0.31\% \sim 0.57\%$ ，初期注采比 1.0，年注水规模 $16.59 \sim 22.05 \times 10^4 \text{m}^3$ 。预计 2040 年末累产油 159.52 万吨，累产水 $641.17 \times 10^4 \text{t}$ ，累产气 $0.18 \times 10^8 \text{m}^3$ ，累注水为 $323.88 \times 10^4 \text{m}^3$ ，地质储量采出程度 21.53%。

英买力处理厂建有采出水处理站 1 座，原设计规模为 $1400 \text{m}^3/\text{d}$ ，处理后的合格污水由注水泵注入已建注水井 YT-4 井，YT-4 井注水规模为 $600 \text{m}^3/\text{d}$ ，注水压力：13MPa。2015 年，新增 1 口减排回注井（YM35-4 井），注水泵排量 $600 \text{m}^3/\text{d}$ ，压力 20MPa，共 2 台，扩建后注水规模为 $1200 \text{m}^3/\text{d}$ 。英买力联合站含油污水处理设计规模 $4000 \text{m}^3/\text{d}$ ，注水设计规模同污水规模，注水泵排量 $550 \text{m}^3/\text{d}$ ，压力 22MPa，共 8 台。目前有回注井 5 口，分别为 YM341、YM322-H1、YM322-H2、YM323、YM322C，注水量约 $2500 \text{m}^3/\text{d}$ 。

本次新建注水井 6 口（YM34-H1、YM34-H7、YM34-12H、YM34C、YM35、YM35-3），由生产井转注水井。

表 3.1-3 英买 34-35 井区开发现状表

区块	序号	井号	开钻时间	完钻时间	生产状况
英买 34 井区	1	英买 341	2006/5/25	2006/10/4	注水井
	2	英买 342	2014/4/1	2014/6/29	采油井
	3	英买 34-2	2007/3/8	2007/5/16	采油井
	4	英买 34-2C	2007/6/26	2007/8/2	采油井
	5	英买 343	2013/9/4	2013/11/24	采油井
	6	英买 34-3H	2007/3/10	2007/8/25	采油井
	7	英买 344H	2016/12/24	2017/6/11	采油井
	8	英买 34-5H	2007/3/9	2007/8/9	采油井
	9	英买 34-H6	2016/2/10	2016/5/10	采油井
	10	英买 34-1H	2006/4/13	2006/9/20	停产，本次拟转为注水井
	11	英买 34C	2007/4/2	2007/5/26	停产，本次拟转为注水井
	12	英买 34-H7	2017/1/26	2017/7/2	停产，本次拟转为注水井
	13	英买 34-12H			停产，本次拟转为注水井
英买 35 井区	14	英买 35-1	2006/4/12	2006/9/2	采油井
	15	英买 351-1H	2017/1/29	2017/7/6	采油井
	16	英买 351C	2014/9/12	2014/11/1	采油井
	17	英买 35-5	2007/3/7	2007/7/13	采气井
	18	英买 35-6	2018/6/30	2018/9/25	采气井
	19	英买 35-4	2007/4/28	2007/8/3	采气井
	20	英买 35-2C2	2015/8/5	2015/11/22	采气井
	20	英买 35	2005/9/7	2006/1/8	停产，本次拟转为注水井
	21	英买 35-3	2007/1/20	2007/4/16	停产，本次拟转为注水井
	22	英买 35-9H	2007/3/8	2007/11/2	采油井，废弃

3.1.2 现有工程“三同时”执行情况

根据《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司英买油气开发部英买气田环境影响后评价报告书》（备案意见：新环环评函〔2021〕218号），环保手续梳理情况，跟本项目相关的现有工程开发现状环评及验收情况见表 3.1-4（具体见附件）。

表 3.1-4 开发现状环评及验收情况一览表

序号	名称	所包含项目	环评手续			验收手续			与本工程关系
			审批单位	批准文号	批准时间	验收单位	验收文号	验收时间	
1	英买处理站	西气东输塔里木气田开发建设工程	原国家环境保护总局	环审[2002]20号	2002年2月6日	/	/	/	本次改建主要在外输部分，增加收球筒，新建潜山联合站至英买处理站输油管道 44.5km。
		英买力气田群开发建设工程	原国家环境保护总局	环审[2007]336号	2007年8月27日	原国家环境保护	环验[2010]23号	2010年1月21日	

					日	护部			
2	英买潜山联合站	英买力潜山油藏地面工程	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函[2010]251号	2010年5月17日	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函[2014]673号、	2014年6月3日	本工程拟将潜山联合站处理合格的原油(黑油)通过本次新建管道44.5km,泵输至英买处理站,潜山联合站新建收发球各一套
3	玉东7转油站	英买力油气田玉东7区块白垩系油藏初步开发方案地面工程	原阿克苏地区环保局	阿地环函字[2018]344号	2018年8月30日	企业自主验收	-	2021年4月25日	玉东7转油站新建2台外输泵,新建发球筒。新建玉东7转油站至英21集气站输油管道34km
4	英买17集气站、英买21集气站、英买23集气站、英买7集气站	英买力气田群开发建设工程	原国家环境保护总局	环审[2007]336号	2007年8月27日	原国家环境保护部	环验[2010]23号	2010年1月21日	英买23集气站、英买7集气站利用,英买17集气站、英买21集气站新建收球筒。
		英买力气田群整体开发调整工程	新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函[2015]699号	2015年6月23日	英买油气开发部自主验收	油英买质健安环委[2019]3号	2019年7月22日	
5	英买7转油站	英买力潜山油藏地面工程	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函[2010]251号	2010年5月17日	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函[2014]673号、	2014年6月3日	YM7转油站新建630kW真空加热炉1台,新建收发球各一套
6	YM34-H1、YM34C、YM35、YM35-3	英买力潜山油藏地面工程	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函[2010]251号	2010年5月17日	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函[2014]673号	2014年6月3日	停产,本次拟转为注水井
7	YM34-H7								

8	YM34-12 H								
9	英买 7 固 废场	英买 7 固废 场	阿克苏 地区环 境保护 局	阿地环函 字 [2017]656 号	2017 年 12 月 16 日	自主 验收	/	2019 年 7 月 22 日	依托处理固废

3.1.3 已建工程环境影响回顾分析

根据《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司英买油气开发部英买气田环境影响后评价报告书》（备案意见：新环环评函〔2021〕218 号），结合现场调查，对英买里油气田已建工程进行回顾性评价内容。

3.1.3.1 生态环境影响回顾评价

①植被环境影响回顾分析

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

②区域景观生态影响回顾分析

根据《新疆生态功能区划》，英买油气田所在区域属于塔里木盆地暖荒漠及绿洲农业生态区，塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区；渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区和塔里木河上中游乔灌木及胡杨林保护生态功能区。区域主要的生态问题是：土壤盐渍化、洪水灾害、油气开发造成环境污染。

由于油气田持续滚动开发特点，区块工矿和交通用地面积逐渐增加，戈壁和盐碱地等面积有所减少。但从整个区域各类土地利用类型面积看，戈壁和盐碱地占比仍远远高于工况和交通用地面积。油气田开发过程并未造成区域荒漠化扩大趋势；也未造成大面积的植被破坏。油气田开发过程中永久性占地主要为戈壁，戈壁荒漠被永久性构筑物占用，由荒漠生态景观变为人工景观。也就是说，区域内作为基质组成部分的荒漠生态景观减少了，对于整个油气田开发区来讲，所占的比例不大，同时还增加了区域的异质性。

③生态保护措施回顾

区块内主要生态环境影响为勘探开发活动过程中因井场施工、站场施工、管

道施工等，对地表的干扰等。

根据现场调查，区块内原有施工过程中对地表的扰动基本进行了恢复，对井场永久占地范围内地表结合区域特点，铺设砂石和采取必要的硬化措施，减少了侵蚀量。

综上所述，工程前期开采对生态环境的影响不大，后期采取边开采边治理方式，对英买油气田进行了绿化及生态治理，因此，英买力油气田在开采中未出现明显生态环境问题，后期开采中针对生态环境影响主要应防范因为地表扰动等造成的沙漠植被破坏问题，要做到及时发现，及时治理，并且做好施工过程中日常生产管理，尽量减少对沙地的扰动，继续加强区域绿化工作的推进。

3.1.3.2 水环境影响回顾评价

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

英买处理站、英潜联合站采出水处理装置出水不满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)表 1 控制指标，超标因子主要为悬浮物；主要原因可能是未按要求对处理设施进行日常维护和管理，导致过滤系统运行不正常，最终处理后的地质回注水质出现悬浮物因子超标，该水质地质回注后可能堵塞地层，对生产造成影响。从后评价阶段监测结果看，英买油气田生产废水及生活污水处理措施均需进行整改。

油气开采过程中产生的落地原油，根据油田公司作业要求，必须采用带罐进行，井口排出物全部进罐，故基本无落地油产生。落地油一旦产生须及时、彻底进行回收，在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少落地油量，故落地油对开发区域地下水的影响很小。

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

3.1.3.3 大气环境影响回顾评价

英买力油气田生产过程中排放的废气包括两类：燃料燃烧废气与工艺废气。燃料燃烧废气主要来自于锅炉、加热炉所排放的烟气，主要污染物为 SO_2 、 NO_x 及烟尘；工艺废气主要来源于火炬放空、储罐大小呼吸气排放及原油、天然气生产和集输过程中的烃类泄漏和挥发，主要污染物为非甲烷总烃。

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

根据《英买油气开发部环境影响后评价报告书》中后评价开展期间进行的污染源监测数据，监测期间各监测点加热炉或导热油炉烟气中烟尘、 SO_2 、 NO_x 排放浓度及烟气黑度均满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值要求；各监测点场界无组织非甲烷总烃、烟尘排放浓度满足《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，无组织硫化氢、氨、臭气浓度满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 新改扩建项目二级标准要求，说明各加热炉有组织废气污染防治措施、各站场无组织废气污染防治措施基本适用、有效，废气污染防治措施均基本按照环评及验收意见落实。

3.1.3.4 声环境影响回顾评价

监测期间各站场四周边界噪声均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的 2 类标准要求，说明本工程已采取的噪声控制措施治理效果明显，已采取措施基本可行。

3.1.3.5 土壤环境影响回顾评价

根据油气田开发建设的特点分析，英买油气田开发建设对土壤环境的影响主要是地面建设施工如站场、井场、道路、管线等占用土地和造成地表破坏。工程占地改变了原有土壤结构和性质，使表层土内有机质含量降低，并且使土壤的富集过程受阻，土壤生产力下降。在进行地面构筑物施工时，将对施工范围内的土壤表层进行干扰和破坏，土壤表层结构、肥力将受到影响，尤其是在敷设管线时，

对地表的开挖将对开挖范围内土壤剖面造成破坏，填埋时不能完全保证恢复原状，土壤正常发育将受到影响，土壤易沙化风蚀。

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

以英买地区历年的土壤监测数据为依据，英买油气田大区域土壤环境质量保持稳定，土壤中的石油烃和重金属的含量并未因油气田的开发建设而明显增加。

3.1.3.6 固体废物环境影响回顾评价

根据环评分析，区块开发对环境造成影响的主要固体废物包括一般工业固体废物、危险废物和生活垃圾三类。

根据现场踏勘并结合后评价期间调查结果，钻井废弃物中废弃膨润土泥浆及岩屑在井场泥浆池固化后填埋处理，钻井废弃物中废弃磺化泥浆及岩屑拉运至英买力钻试修废弃物环保处理站处理；建筑垃圾等一般工业固废及生活垃圾送英买 7 固体废物填埋场进行填埋。营运期固体废物为油泥(砂)和生活垃圾，英买油气开发部已与塔里木油田绿色环保站签订了危险废物处置合同，由塔里木油田绿色环保站对英买力油气田区的危险废物进行处理，生活垃圾统一收集后清运至英买 7 固体废物填埋场进行填埋。

含油类危险废物在收集、贮存、运送、处置过程中，严格执行《危险废物转移管理办法》，并于每月底将转移数量报送当地县级以上生态环境主管部门及油田公司安全环保处备案。

3.1.4 现有工程环境管理现状

已建工程日常环境管理工作纳入塔里木油田分公司英买油气开发部现有 QHSE 管理体系，英买油气开发部目前制定了建设项目“三同时”管理、污染防治

设施运行管理、污染源监测管理、排污口标识标牌规范管理、危险废物全过程管理等环境管理制度，基本建立了源头预防、事中管理、事后考核的环境管理制度体系。

3.1.4.1 排污许可

本工程属于英买油气开发部管理，英买油气开发部位于阿克苏地区新和县境内，英买油气开发部于 2019 年 12 月 7 日在沙雅县环境保护局办理完成塔里木油田分公司英买油气开发部排污许可证（证书编号：9165280071554911XG005V）。

3.1.4.2 英买油气田例行监测情况回顾

塔里木油田分公司质量监测中心，负责英买油气田所属甲乙双方各单位生产、生活过程中的污染源、排放口、油气田环境质量监测，综合分析、了解和掌握排污特性，按照排放标准和质量标准研究污染发展趋势，进行环境质量评价，为本企业进一步有效开展环保工作提供依据。

（1）废气的监测

监测点为英买处理站、英潜联合站及各集气站、井场等加热炉/导热油炉排气筒，监测项目包括 SO₂、NO_x、烟气黑度，点位设置、采样与分析方法执行《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)的规定。

（2）废水的监测

监测点位现为英买处理站、英潜联合站、公寓等生产废水处理设施及生活污水处理设施废水进、出口，生产废水及生活污水晒水池，生产废水及生活污水监测项目包括总磷、总氮、氨氮、石油类、挥发酚、总砷、总汞、总铅、总镉、悬浮物、硫化物、COD 和总铬，回注水监测项目包括悬浮固体含量、悬浮物颗粒直径中值、含油率、平均腐蚀率、腐生菌、硫酸盐还原菌、铁细菌等，监测项目及分析方法按《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)有关规定执行，同时测定废水流量。

（3）饮用水的监测

对英买处理站、公寓、试采生活点的饮用水进行监测，检测项目包括 pH、总硬度、硫酸盐、耗氧量、氟化物、硝酸盐、铬（六价）、挥发酚、氯化物、砷、阴离子洗涤合成剂、汞、硒、总铁、氨氮、铜、锌、铅、镉等，监测项目及分析方法按照 GB 5749-2006 的相关规定执行。

(4) 固体废物的调查

对固体废物的产生部位、排放规律、产生量和组分、排放去向进行调查、跟踪，进行必要的污染源与环境影响分析测试。

(5) 厂界噪声的监测

按照《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）的规定，对英买处理站、英潜联合站等的厂界噪声等效声级 $Leq[dB(A)]$ 进行测定。

3.1.4.3 环境应急预案及应急演练情况

英买油气田制定了《塔里木油田公司天然气事业部英买作业区突发环境事件应急预案》(备案编号：652925-2020-005)。

英买油气开发部制定有“突发环境事件应急演练计划”，每年进行 1 次突发环境事件应急演练，演练完成后编制《突发环境事件应急评价总结》。

3.1.5 现有工程污染源调查与评价

根据英买油气开发部 2020 年例行监测报告、《英买油气开发部环境影响后评价报告书》中后评价开展期间进行的污染源监测数据及类比分析核算结果，现有工程污染物年排放情况见表 3.1-5。

表 3.1-5 现有工程污染物排放情况一览表 单位：t/a

类别	废气				废水	固废
	烟尘	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃		
现有工程排放量	1.017	1.148	39.636	5.894	0	0

英买处理站无法满足黑油处理需求：玉东 7、英买 470 区块的“三高”原油进入英买处理站后，造成天然气分子筛系统存在被胶质沥青质污染的风险，严重影响天然气脱水效果，进而可能导致天然气制冷系统发生冻堵故障；凝析油稳定系统产生中间层，严重影响油水分离效果，进而导致外输油含水超标和回注水含油超标，

站场物料分配不均衡：

(1) 英买处理站采出水处理及注水能力不足

一是脱水能力：设计脱水 $1200\text{ m}^3/\text{d}$ ，目前实际处理水 $1200\text{--}1300\text{ m}^3/\text{d}$ 。现场运行经验显示，进站水量大于 $1200\text{ m}^3/\text{d}$ 时外输凝析油含水可能超标，进站水量大于 $1300\text{ m}^3/\text{d}$ 时外输凝析油含水一定超标。

二是采出水处理能力：总设计处理能力 $1200\text{ m}^3/\text{d}$ ，采用“沉降→压力除油→

过滤”工艺。

三是注水能力：YT4 设计注水 600m³/d，近期注水 600-800m³/d；YM35-4 设计注水 600m³/d，近期注水 400-600m³/d。

(2) 潜山联合站原油、采出水处理能力存在余量

潜山联合站已建装置设计处理规模：原油 45×10⁴t/a，目前实际处理约 19×10⁴t/a；采出水处理 4000m³/d，目前处理 2300-2500m³/d。该站原油和采出水处理能力均存在余量空间，可以统筹利用。

3.1.6 老井利用钻井工程回顾

本次新建注水井 6 口（YM34-1H、YM34-H7、YM34-12H、YM34C、YM35、YM35-3），由生产井转注水井。

表 3.1-6 本工程注水井信息一览表

序号	井号	开钻时间	完钻时间	生产状况
1	英买 34-1H	2006/4/13	2006/9/20	停产，本次拟转为注水井
2	英买 34C	2007/4/2	2007/5/26	停产，本次拟转为注水井
3	英买 34-H7	2017/1/26	2017/7/2	停产，本次拟转为注水井
4	英买 34-12H			停产，本次拟转为注水井
5	英买 35	2005/9/7	2006/1/8	停产，本次拟转为注水井
6	英买 35-3	2007/1/20	2007/4/16	停产，本次拟转为注水井

图 3.1-3 注水井现状照片

根据资料搜集和现场调查，YM34-H1、YM34C、YM35、YM35-3 开发时间早，包括在英买力潜山油藏地面工程区块环评中。该项目已履行了环评及验收手续。相关文件有：《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司英买力潜山油藏地面工程环境影响报告书》及批复(新环评价函[2010]251 号)、《关于对英买力潜山油藏地面工程竣工环境保护验收意见的函》(新环函[2014]673 号)。

本评价以“英买力潜山油藏地面工程”作为主要回顾性评价内容。

英买力潜山油藏地面工程位于天山南麓塔里木盆地北部新和县于沙雅县境内。主要建设内容包括买力潜山油藏 7 个区块（英买 1、英买 2、英买 7、英买 32、英买 34、英买 35、英买 41）钻井工程、内部集输及处理工程、道路、公用工程、环保工程、依托工程等。截至 2016 年 12 月 31 日，工程实际建设钻井 57 口，各区块合计产油水平 610t/d，累计产油 373.04 万 t；新建内部集油管线 55.9km，原油外输管线 80km，天然气外输管线 16km；配套地面工程建设计量站 3 座、转

油站 1 座、联合站 1 座、处理规模 2600m³/d 的污水处理站 1 座，配套道路 111km 以及给排水、供电、通讯等配套设施。项目实际总投资 50000 万元，环保投资 6446 万元，占总投资的 12.89%。项目于 2009 年 8 月开工建设，2012 年 7 月建成并运行。2013 年 8 月开展了现场验收监测及调查工作。

《英买力潜山油藏地面工程竣工环境保护验收调查报告》表明：

（一）加热炉外排废气中烟尘、SO₂、NO_x 浓度均符合《石油炼制工业污染物排放标准》(GB31570-2015)表 3 工艺加热炉大气污染物排放浓度限值。厂界无组织排放非甲烷总烃浓度符合《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中的相应标准要求。

（二）本项目产生的原油脱水经生产废水处理系统处理后，回注地层；生活废水经地埋式污水处理装置处理后，排入蒸发池进行处理。

（三）场界噪声监测值符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 3 类标准。

（四）本项目产生的废油泥、泥砂定期收集后送塔里木油田绿色环保站处理。生活垃圾产生量约 23t/a、定期拉运至 YM7-H2 井附近固废处理厂进行处理。

根据《关于对英买力潜山油藏地面工程竣工环境保护验收意见的函》(新环函[2014]673 号)，其结论：项目基本落实了环评及批复中提出的各项环保措施，工程竣工环境保护验收合格。

根据现场勘查情况可知，6 口井场已按照要求进行平整、恢复，现场没有泥浆遗留痕迹。

3.1.7 现有工程的环境问题及“以新带老”整改措施

（1）英买油气田区域

目前，英买油气田区域已开展后评价工作并完成备案（备案意见：新环环评函（2021）218 号），根据后评价报告，具体存在的问题及整改情况汇总如表 3.1-5。存在的问题主要包括：

- ①重点场站、储罐、装卸区密封点的 VOCs 的控制和管理措施不够完善；
- ②固废填埋场、生活垃圾填埋场地下水监测井数量不满足规范要求，且未进行定期跟踪监测；
- ③有部分生产井场临时占地未及时恢复；部分退役油气井未及时实施封井。

整改方案：目前存在的问题已纳入英买油气开发部整改计划中，已落实到具体的责任部门，具体存在的问题及整改措施见表 3.1-7。目前塔里木油田分公司正在按照整改计划对存在的环境问题进行整改。据调查自后评价阶段至目前，英买油气田区域未出现新的问题。

根据现场调查，本工程涉及区块不存在上述生态环境问题。

（2）老井利用工程

根据收集的资料以及现场踏勘情况可知，YM34-1H、YM34-H7、YM34-12H、YM34C、YM35、YM35-3 现有井场已平整，井场已按照要求进行平整、恢复，现场没有泥浆遗留痕迹。

表3.1-7 英买油气田现有区块存在的问题、整改措施情况一览表

整改项目	整改对象	存在问题	整改措施	验收标准	时限要求	投资额及资金来源	责任单位	目前状况
废气	VOCs治理	油气无组织排放量较大	根据《挥发性有机物无组织排放控制标准》中储罐控制要求、储罐运行维护要求，VOCs物料转移和输送无组织排放控制要求，挥发性有机液体装载要求完善相关管理	/	持续开展	/	英买油气开发部	正在实施过程中
废水	固废填埋场、生活垃圾填埋场	地下水监测井数量不满足规范要求，且未进行定期跟踪监测	根据《生活垃圾填埋场污染物控制标准》(GB 16889-2008)和《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》(GB18599-2001)及其修改单(环保部公告 2013 第 36 号)中有关环境和污染控制要求，结合油气田内现有固废填埋场分布及建设情况，补充地下水跟踪监测井，满足标准要求，并建立跟踪监测制度	《生活垃圾填埋场污染物控制标准》(GB 16889-2008)和《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》(GB18599-2001)及其修改单	长期开展	/	英买油气开发部	正在实施过程中
生态	部分生产井	有部分生产井场临时占地未及时恢复	对井场两侧遗留的钻井期间的放喷池，池内的岩屑进行清理，池体填平	处理过程符合环保部门要求	持续开展	/	英买油气开发部	正在实施过程中
	部分退役油气井	部分退役油气井未及时实施封井	对于永久停用、拆除或弃置的各类井及时实施封井，开展生态修复工作	处理过程符合环保部门要求	持续开展	/		

3.2 工程概况

3.2.1 项目基本情况

3.2.1.1 项目名称和性质

项目名称：英买力油田英买 34-35 井区志留系潜山油藏注水提高采收率地面工程。

项目性质：改扩建。

3.2.1.2 建设地点

本工程地处新疆维吾尔自治区阿克苏地区新和县境内，天山南麓、塔里木盆地塔克拉玛干沙漠北缘。本工程位于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司英买油气田采矿权范围内。本工程主要建设：玉东 7 转油站至英买 21 集气站、英买 17 集气站至英买 7 转油站及潜山联合站至英买处理站 3 条输油管道，英买 34、35 区块 6 口注水井（YM34-H1、YM34-H7、YM34-12H、YM34C、YM35、YM35-3）注水管线，具体地理位置见表 3.2-1。地理位置图见图 3.2-1。

表 3.2-1 本工程地理位置

3.2.1.3 建设内容及规模

本工程主要建设内容为：

（1）集输管道工程：新建集输管道工程 95km，其中玉东 7 转油站至英 21 集气站输油管道 34km，英买 17 集气站至英买 7 转油站输油管道 16.5km，潜山联合站至英买处理站输油管道 44.5km；

（2）站场工程：玉东 7 转油站、英买 21 集气站、英买 17 集气站、英买 7 转油站、潜山联合站、英买处理站等 6 座站场站内改造。

（3）注水工程：注水井 6 口（YM34-H1、YM34-H7、YM34-12H、YM34C、YM35、YM35-3）不新钻井，由老生产井转注水井。新建 15.8km 注水管线，采用埋地敷设，注水干线采用高压玻璃钢管，单井注水管道采用高压柔性复合管。

本工程组成见表 3.2-2。

表 3.2-2 工程组成一览表

工程	工程名称	工程内容及规模
----	------	---------

类别			
主体工程	集输管道工程	新建集输管道工程95km：其中	
		新建玉东7转油站至英21集气站输油管道长度34km，设计压力5.5MPa，管径DN150mm，玻璃钢管，埋地敷设，大开挖穿越32.1km，施工作业带宽10m，定向钻穿越1.9km。	
		新建英买17集气站至英买7转油站输油管道长度16.5km，设计压力5.5MPa，管径DN150mm，玻璃钢管，埋地敷设，施工作业带宽10m。	
		新建潜山联合站至英买处理站输油管道长度44.5km，设计压力6.3MPa，管径DN150mm，无缝钢管，埋地敷设，施工作业带宽10m，设置1座截断阀室。	
	站场工程	YM7转油站、玉东7转油站、英买21集气站、英买17集气站、英买7转油站、潜山联合站、英买处理站等6座站场站内改造，不新增占地。	
		YM7转油站	YM7转油站新建630kW真空加热炉1台，新建收发球各一套，收球筒规格DN150/DN200×3000mm，发球筒规格DN150/DN200×3000mm，在站内改造，不新增永久占地。
		玉东7转油站	玉东7转油站新建2台外输泵，新建发球筒，在站内新建，不新增永久占地。
		YM17集气站	YM17集气站新建收球筒，收球筒规格 DN150/DN200×3000mm。在站内新建，不新增永久占地。
		YM21集气站	YM21集气站新建收球筒，收球筒规格 DN150/DN200×3000mm。在站内新建，不新增永久占地。
		英买处理站	英买处理站新建收球筒，收球筒规格 DN150/DN200×3000mm。在站内新建，不新增永久占地。
		潜山联合站	潜山联合站改建主要在外输部分，增加收球筒
	注水工程	注水井6口，注水管线15.8km，配水间2座。	
		注水井6口（YM34-H1、YM34-H7、YM34-12H、YM34C、YM35、YM35-3），不新钻井，由老生产井转注水井，注水来源为英买力联合站处理合格的采出水。	
		新建15.8km注水管线，其中：注水干线采用高压玻璃钢管，单井管道采用高压柔性复合管。	
新建英买力联合站至YM34C井注水管线长度6km，管径DN100，设计压力25MPa，玻璃钢管；			
新建YM34C井至YM34-H1井注水管线长度1.5km，管径DN50，设计压力25MPa，高压柔性复合管；			
新建YM34C井至YM34-H7井注水管线长度2.5km管径DN50，设计压力25MPa，高压柔性复合管；			
新建YM34C井至YM34-12H井注水管线长度2.8km，管径DN50，设计压力25MPa，高压柔性复合管。			
新建 YM35-4 井至 YM35 井注水管线长度 1.5km，管径 DN50，设计压力25MPa，高压柔性复合管；			
新建 YM35-4 井至 YM35-3 井注水管线长度 1.5km，管径 DN50，设计压			

		力 25MPa，高压柔性复合管。	
		配水间 2 座注水间：1#配水间在 YM34C 新建五井式配水间 1 座，新建阀组 4 套，预留头 1 个；YM35-4 井注水间：新建五井式配水间 1 座，新建阀组 2 套，预留头 3 个	
辅助工程	通信工程	依托新建、已建的光缆数据传输网络，为注水井、站场等的生产数据、安防数据及电力数据提供数据传输通道。	
	供电工程	玉东7转油站新建的2台外输泵、英买7转油站管线电伴热、营买处理站收球筒新增负荷电源依托已建供配电系统；YM35-4井处新建配水间供电利用原有井场电源供电；YM34C井配水间新建35kV线路供电。	
	防腐工程	工程线路管道腐蚀控制采用防腐保温层和阴极保护联合保护；站场保温管道外防腐层采用无溶剂环氧防腐层，地上管道保温采用普通硬质复合硅酸盐管壳，外护层采用铝合金薄板，埋地管道保温采用聚氨酯泡沫管壳，防潮层、外护层采用聚乙烯胶粘带双层缠绕结构，保温管立管出入土部位，埋地管道保温层、保护层延伸至地面以上200mm。铝合金薄板敷设至地面，收发球筒外防腐层采用多层复合型防腐结构，具体结构为：环氧富锌底漆+环氧云铁中间漆+交联氟碳面漆。	
	自控方案	玉东7转油站、英买处理站利用已有的DCS系统，进行数据的采集和处理；英买7转油站、潜山联合站注水系统采用站场已有RTU控制系统，RTU通过通讯设备将数据传至、英潜联合站SCADA系统，数据传输部分见通信专业图纸。	
	供水工程	注水井水源来自潜山联合站处理合格后的采出水；施工人员用水依托周边村庄现有供水设施，联合站内供水设施。	
	排水工程	施工人员生活污水排入临时防渗旱厕；管道试压废水经防渗沉淀池沉淀后回用于施工场地洒水和降尘，不外排。	
	消防工程	依托英买处理站及潜山联合站消防设施。	
环保工程	施工期	废气	施工扬尘、施工机械和运输车辆尾气；采用洒水、设置移动隔尘挡板、遮盖、加强对施工机械、车辆的管理维修保养等措施。
		废水	施工期管道试压水，经防渗沉淀池沉淀后回用于施工场地洒水和降尘等，不外排；施工人员生活污水排入临时防渗旱厕，定期清掏，外运堆肥。
		噪声	噪声源主要施工机械噪声，通过减短施工时间、选用低噪声设备、合理布置机械设备等措施减少噪声排放。
		固废	弃土及废弃泥浆采用自卸汽车运至英买作业区英买7固废场处置；在临时生活区设置垃圾箱，施工人员产生的生活垃圾集中收集，送至英买作业区英买7固废场处置。
		生态	施工过程采取表土保护措施，分层开挖、分层回填，保护好表土，采取临时苫盖措施，防止表土流失，施工完毕后对施工场地进行平整、自然恢复。
	运营期	废水	运营期产生的污水主要为站场人员产生的生活污水。生活污水经化粪池处理后，排入生活区设置的生活污水池自然蒸发不外排。
		废气	运营期废气主要为燃料燃烧废气与工艺废气。燃料燃烧废气主要来自于加热炉所排放的烟气，主要污染物为SO ₂ 、NO _x 及烟尘，燃料燃烧后产生的废气通过烟囱排放；工艺废气主要来源于集输过程中的烃类泄漏和挥发，

			主要污染物为非甲烷总烃，产生的环境危害较小。
		固废	运营期清管废渣交由有资质单位处置，无新增定员，不产生生活垃圾。
		噪声	运营期噪声排放源主要为机泵等设备噪声级60~90dB（A），尽可能选用低噪声设备；对站场周围栽种树木进行绿化，厂区内工艺装置周围，道路两旁，进行绿化。
		环境风险	管线上方设置标识，定期对管线壁厚进行超声波检查，定时设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，定期进行风险控制演练。
		生态	管线上方设置标志，定时巡查站场、管线。
依托工程	英潜联合站	本工程注水水源来自英潜联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标注的采出水。英潜联合站原油脱水单元设计规模 47.5 万 t/a，采用两段密闭脱水工艺，一段采用三相分离器进行游离水脱除，二段采用热化学沉降脱水。其处理流程为：站外来油气水混液在三相分离进行分离、沉降、游离水脱除，处理后的含水油升温后经热化学脱水器处理为净化油，净化油升压、计量后外输至东一联；分离出的伴生气本站自耗，剩余部分销售给 CNG 公司；沉降出的含油污水去采出水处理单元处理注。伴生气处理能力为 10 万 m ³ /d，污水处理能力为 4000m ³ /d。	
	英买处理厂	英买天然气处理厂天然气处理规模为 700×10 ⁴ m ³ /d，凝析油处理规模为 1500t/d，采出水处理规模为 1400m ³ /d。	
	英买 7 固废场	英买 7 固废场 4 个固废填埋池，目前填埋工业固废为 3000m ³ ，工业固废富余处理能力为 5000m ³ ，可以满足本工程处理需求。	

3.2.1.4 工程投资

工程总投资 14478.64 万元，其中环保投资 119.8 万元。

3.2.1.5 劳动组织及定员

本工程依托塔里木油田分公司英买力油气开发部进行生产运行管理和日常维修。运营期不新增劳动定员，均依托现有工作人员。

3.2.2 油气资源概况

3.2.2.1 油藏特性

英买 34 井区志留系断块油藏为受断裂控制的块状底水油藏，该油藏被断层分割成 4 个独立的断背斜底水油藏，英买 34 断块油水界面为-4408m，英买 34-1H 断块油水界面为-4412m，英买 342 断块油水界面为-4450m，英买 343 断块油水界面为-4452m。油藏原始地层压力为 59.61 MPa，压力系数为 1.1，压力梯度为 0.79MPa/100m，油藏中部温度为 127.53℃，温度梯度为 1.97℃/100m，属于正常温压力系统。

英买 35 区块志留系柯坪塔格组油藏为受构造和隔夹层控制的层状边水油藏，含油面积 1.93km²。自上而下分为两套油水系统，上部油水系统顶部为油层，下部为油水过渡带，构造高点海拔-4570m；下部油水系统为受隔夹层遮挡的油层，构造高点海拔-4615m。由于隔夹层在 YM35-3 井不发育，因此，上、下两套油水系统的油水界面一致，为-4676m。油藏原始地层压力为 61.86MPa，压力系数为 1.11，压力梯度为 0.79MPa/100m，油藏中部温度为 133.57℃，温度梯度为 2.01℃/100m，属于正常温压力系统。

3.2.2.2 油气物性

(1) 原油性质

根据英买力作业区所提供的原油分析报告，原油密度为 0.8058g/cm³~0.8352g/cm³，平均 0.817g/cm³，粘度 0.96mPa·s，含硫 0.01%~0.179%，含蜡 18.2%~27.7%，胶质+沥青质 1.99%~9.39%，属于高蜡低硫正常原油。

(2) 天然气性质

根据英买力作业区所提供的天然气分析报告，YM470 井区油藏天然气相对

密度高、甲烷含量相对较低，非烃类含量较高，为典型的湿气。天然气特点相对密度 0.776~0.8246，甲烷含量主要分布在 66.1%~69.6%，乙烷含量 13.6%~17.93%，二氧化碳+氮气含量为 4.08%~7.207%，不含硫化氢。

(3) 地层水性质

根据英买力作业区所提供的地层水分析报告，地层水均为 CaCl_2 型，地层水中 Cl^- : 132000mg/L，总矿化度: 214000mg/L，密度: 1.1542g/cm³。

表 3.2-3 英买力油气物性表

油品类别	潜山联合站（原油）	英买处理站（凝析油）
密度 kg/m ³ （20℃）	840.0	780.6
含蜡%	22.0	/
含硫%	0.378	30.2
含水%	/	0.018
凝固点℃	20	0
50℃动力粘度 mPa·s	4.802	0.81
析蜡点℃	46	12
沥青质+胶质%	5.74	30

表 3.2-4 按比例混合后密度计算表

序号	区块名称	20℃密度， (g/cm ³)	原油/凝析油 产量 (t/d)	原油/凝析油产量 (m ³ /d)
潜山联合站所辖油井及站				
1	英买 7 转	0.8271	77	93.09636
2	英买 35	0.843	16	18.97983
3	英潜油井	0.8402	175	208.2837
4	英买 2	0.8987	286	318.2375
5	英买 33	0.8319	14	16.82895
分合计 1			568	655.4263
原来隶属于英买处理站油品，本次拟将调入潜山联合站所辖站场				
6	英买 21 区块	0.7667	7	9.130038
7	英买 23 区块	0.7714	3	3.889033
8	英买 17 区块	0.7765	1	1.28783
9	玉东 7 区块	0.7979	245	307.056
10	英买 46	0.7611	94	123.5055
11	英买 470	0.8267	265	320.5516
12	玉东 6	0.7921	11	13.88714
分合计 2			626	779.3071
隶属于英买处理站未调入潜山区块所辖站场				
13	玉东 1	0.7779	319	410.0784
14	玉东 2	0.7837	87	111.0119
15	英买 7 气井	0.782	31	39.64194
16	YT1	0.7845	23	29.31804
17	YT2	0.7559	2	2.645853

18	YT5	0.8391	2	2.383506
分合计 3			464	595.0796
总合计		14.4564	1658	2029.813
当前处理站（本站油品未调入潜山站前）外输密度（g/cm ³ ）		0.807238		
当前处理站（本站油品调入潜山站后）外输密度（g/cm ³ ）前		0.779727619		
原来隶属于英买处理站油品，本次拟将调入潜山联合站所辖站场密度（g/cm ³ ）		0.832056		
全部混合后处理站外输密度（g/cm ³ ）		0.816824		

结论：轻质原油要求密度 $\leq 0.846\text{g/cm}^3$ （全部混合后密度为 $0.816824\leq 0.846$ ）；5月6日，油气运销部完成英买油品化验分析，凝析油密度 0.7876g/cm^3 ，原油密度 0.8370g/cm^3 ，通过混合可以达到轻质油密度标准。

3.2.3 开发方案和总体布局

3.2.3.1 开发方案

提高英买 34-35 井区志留系潜山油藏采收率，设计注水井 6 口（全部为老井利用），设计年产油规模 $4\times 10^4\text{t}$ ，稳产 3 年，采油速度 $0.31\%\sim 0.57\%$ ，初期注采比 1.0，年注水规模 $16.59\sim 22.05\times 10^4\text{m}^3$ 。预计 2040 年末累产油 159.52 万吨，累产水 $641.17\times 10^4\text{t}$ ，累产气 $0.18\times 10^8\text{m}^3$ ，累注水为 $323.88\times 10^4\text{m}^3$ ，地质储量采出程度 21.53%。开发指标预测见表 3.2-5 和表 3.2-6。

为解决英买处理站无法满足黑油处理，气田群西干线负荷较重、东干线输量不足问题，及站场外凝析油管道（英东线、英牙线）输量接近设计最小输量，存在凝管风险问题，本工程拟建设玉东 7-英买 21 集气站原油集输管道 34km，英买 17 集气站至英买 7 转油站原油集输管道 16.5km；英潜联合站至英买处理站原油集输管道 44.5km。拟将玉东 7、英买 46、英买 470 区块的黑油输至潜山联合站处理合格后再输至英买处理站直接外输；英买 21、英买 23、英买 17 区块来液在此站进行气液分离，气相经压缩机增压进入东干线最终去英买处理站，液相管输去潜山联合站；英买 46、470 区块的油井来液在英买 465 转油站（已建）气液分离，气相经压缩机增压后去 YM46 井，与后者高压油气一起经东干线去英买处理站，液相管输与英买 17 集气站增压点，与后者的中压油水一起去潜山联合站。东干线（玉东 7 转油站、英买 21、英买 23、英买 17、英买 470、英买 46）

已调头输入潜山站后),英买处理站及潜山联合站未来 10 年产油量预测见表 3.2-7 和表 3.2-8。

表 3.2-5 英买 34、35 志留系潜山油藏注水注气提高采收率方案开发指标预测表

时间	总井数 (口)	注水井 (口)	采油井 (口)	日注水 (m³/d)	日产液 (t/d)	日产油 (t/d)	日产水 (t/d)	日产气 (10⁴m³)	年注水 (10⁴m³)	年产液 (10⁴t)	年产油 (10⁴t)	年产水 (10⁴t)	年产气 (10⁴m³)	含水率 (%)	气油比 (m³/t)	注采比 (f)	采油速度 (%)	累注水 (10⁴m³)	累产液 (10⁴t)	累产油 (10⁴t)	累产水 (10⁴t)	累产气 (10⁸m³)	累计注采比 (f)	采出程度 (%)
2022	16	0	16	0	860	108	752	0.30	0.00	31.39	3.94	27.45	110	87.4	28	0	0.53	0.00	428.95	101.30	327.65	109.89	0.00	13.67
2023	16	2	14	200	775	89	685	0.25	7.30	28.28	3.26	25.02	91	88.5	28	0.25	0.44	7.30	457.22	104.56	352.66	200.56	0.02	14.11
2024	16	8	8	520	504	75	429	0.21	18.98	18.40	2.74	15.66	76	85.1	28	1.00	0.37	26.28	475.62	107.31	368.32	276.72	0.05	14.48
2025	16	8	8	524	505	90	414	0.25	19.11	18.42	3.29	15.13	91	82.1	28	1.00	0.44	45.38	494.04	110.60	383.45	368.11	0.09	14.92
2026	16	8	8	484	459	117	342	0.33	17.66	16.76	4.28	12.48	119	74.5	28	1.00	0.58	63.04	510.80	114.87	395.93	486.92	0.12	15.50
2027	16	8	8	489	464	118	346	0.33	17.83	16.93	4.30	12.63	119	74.6	28	1.00	0.58	80.87	527.73	119.17	408.56	606.32	0.15	16.08
2028	16	8	8	468	468	118	351	0.33	17.10	17.10	4.29	12.81	119	74.9	28	0.95	0.58	97.97	544.83	123.46	421.37	725.48	0.17	16.66
2029	16	8	8	472	473	112	361	0.31	17.22	17.27	4.08	13.19	113	76.4	28	0.95	0.55	115.19	562.10	127.54	434.56	838.69	0.20	17.21
2030	16	8	8	471	474	106	368	0.29	17.19	17.29	3.87	13.41	108	77.6	28	0.95	0.52	132.39	579.38	131.41	447.98	946.23	0.22	17.73
2031	16	8	8	470	474	101	373	0.28	17.17	17.30	3.68	13.63	102	78.7	28	0.95	0.50	149.56	596.69	135.09	461.60	1048.40	0.24	18.23
2032	16	8	8	470	475	96	379	0.27	17.15	17.32	3.49	13.83	97	79.8	28	0.95	0.47	166.71	614.01	138.58	475.43	1145.46	0.26	18.70
2033	16	8	8	469	475	91	384	0.25	17.13	17.34	3.32	14.02	92	80.9	28	0.95	0.45	183.84	631.35	141.90	489.45	1237.67	0.28	19.15
2034	16	8	8	469	475	86	389	0.24	17.12	17.36	3.15	14.20	88	81.8	28	0.95	0.43	200.96	648.70	145.05	503.65	1325.26	0.30	19.57
2035	16	8	8	469	476	82	394	0.23	17.10	17.37	3.00	14.38	83	82.8	28	0.95	0.40	218.06	666.07	148.05	518.02	1408.48	0.31	19.98
2036	16	8	8	468	476	78	398	0.22	17.09	17.39	2.85	14.54	79	83.6	28	0.95	0.38	235.15	683.46	150.90	532.57	1487.54	0.33	20.36
2037	16	8	8	468	477	74	403	0.21	17.08	17.41	2.70	14.70	75	84.5	28	0.95	0.36	252.22	700.87	153.60	547.27	1562.6	0.34	20.73
2038	16	8	8	468	477	70	407	0.20	17.07	17.42	2.57	14.86	71	85.3	28	0.95	0.35	269.29	718.30	156.17	562.13	1633.9	0.36	21.07
2039	16	8	8	467	478	67	411	0.19	17.06	17.44	2.44	15.00	68	86.0	28	0.95	0.33	286.35	735.74	158.61	577.13	1701.7	0.37	21.40
2040	16	8	8	467	478	64	415	0.18	17.05	17.46	2.32	15.14	64	86.7	28	0.95	0.31	303.40	753.20	160.93	592.27	1766.1	0.39	21.72

表 3.2-6 英买 34、35 志留系潜山油藏注水注气提高采收率方案配产配注表

序号	井号	方案井别	投产/投注时间	日产液(t/d)	日注水(m ³ /d)	备注
1	YM34-2C	采油井		150		
2	YM34-3H	采油井		150		
3	YM34-H6	采油井		100		
4	YM342	采油井		50		
5	YM343	采油井		50		
6	YM35-1	采油井		20		
7	YM35-6	采油井		40		
8	YM351-1H	采油井		15		
9	YM351C	采油井		10		
10	YM35-5	采油井				已套损，暂不利用
11	YM34-1H	注水井	2023.05		150	
12	YM34-H7	注水井	2023.05		100	
13	YM34-12H	注水井	2024.05		150	
14	YM34C	注水井	2024.05		120	
15	YM35	注水井	2024.05		40	
16	YM35-3	注水井	2024.05		40	

表 3.2.7 潜山联合站未来 10 年产油量预测

区块	产油量(×10 ⁴ t)									
	潜山联合站所辖英买 2、英买 7 等 2 座转油站及站场所辖油气井产油量									
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
英买 34	4.22	4.01	3.09	2.66	1.99	1.3	1.4	1.1	0.8	0.4
英买 35										
英买 41										
英买 32	15.71	13.54	11.39	9.83	9.3	8.98	8.8	8.1	7.9	7.6
英买 2										
英买 7										
合计 1	19.93	17.55	14.48	12.49	11.29	10.28	10.2	9.2	8.7	8
东干线所辖玉东 7 区块及 5 个集气站未来 10 年产油量预测										
玉东 7	11.8	14.5	16.41	16.37	15.44	14.37	13.09	11.85	10.45	9.05
英买 21	3	2	1.7	1.4	0.9	0.6	0.4	0.3	0.1	0.1
英买 23										
英买 17										
英买 470	7	7.1	6.7	6.2	5.4	4.7	4.2	3.8	3.3	2.7
英买 46	2.2	1.6	1.1	0.8	0.6	0.5	0.3	0.3	0.2	0.1
合计 2	24	25.2	25.91	24.77	22.34	20.17	17.99	16.25	14.05	11.95
总合计	43.93	42.75	40.39	37.26	33.63	30.45	28.19	25.45	22.75	19.95

表 3.2-8 英买处理站未来 10 年产油量预测

英买区块	英买处理站(所辖 10 个集气站、2 个转油站)产油量(×10 ⁴ t/a)									
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032

	29.3	30.52	32.39	32.68	32.77	24.2	21.5	19.5	18.9	19.2
博大卸油量	21.45	0	0	0	0	0	0	0	0	0
合计	50.75	30.52	32.39	32.68	32.77	24.2	21.5	19.5	18.9	19.2
东线（玉东 7 转油站、英买 21、英买 23、英买 17、英买 470、英买 46）产油调转输入潜山联合站未来 10 年油量（ $\times 10^4 \text{t/a}$ ）（以下数字前负号表示该站产油不再输送到英买处理站）										
玉东 7	-11.8	-14.5	-16.41	-16.37	-15.44	-14.37	-13.09	-11.85	-10.45	-9.05
英买 21	-3	-2	-1.7	-1.4	-0.9	-0.6	-0.4	-0.3	-0.1	-0.1
英买 23										
英买 17										
英买 470	-7	-7.1	-6.7	-6.2	-5.4	-4.7	-4.2	-3.8	-3.3	-2.7
英买 46	-2.2	-1.6	-1.1	-0.8	-0.6	-0.5	-0.3	-0.3	-0.2	-0.1
合计	26.75	5.32	6.48	7.91	10.43	4.03	3.51	3.25	4.85	7.25

表 3.2-9 外输油量预测

区块	油、气、水预测产量										外输介质
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	
YD7 站产油量（ $\times 10^4 \text{t/a}$ ）	11.81	14.5	16.41	16.37	15.44	14.37	13.09	11.85	10.45	9.05	含水 30% 原油
YD7 站产水量的 30%（ $\times 10^4 \text{t/a}$ ）	5.06	6.21	7.03	7.02	6.62	6.16	5.61	5.08	4.48	3.88	
YM21 集气站产油量（ $\times 10^4 \text{t/a}$ ）	1.00	0.67	0.57	0.47	0.30	0.20	0.13	0.10	0.03	0.03	油、气、水
YM21 集气站产水量（ $\times 10^4 \text{t/a}$ ）	0.693	0.46	0.31	0.20	0.14	0.09	0.06	0.04	0.03	0.02	
YM21 集气站产气量（ $\times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ）	2184.072	1454.599	968.766	645.194	429.70	286.18	190.60	126.94	84.54	56.30	
YM23 集气站产油量（ $\times 10^4 \text{t/a}$ ）	1.00	0.67	0.57	0.47	0.30	0.20	0.13	0.10	0.03	0.03	油、气、水
YM23 集气站产水量（ $\times 10^4 \text{t/a}$ ）	5.28	3.52	2.34	1.56	1.04	0.69	0.46	0.31	0.20	0.14	
YM23 集气站产气量（ $\times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ）	207.9	138.46	92.22	61.42	40.90	27.24	18.14	12.08	8.05	5.36	
YM17 集气站产油量（ $\times 10^4 \text{t/a}$ ）	10.20	9.37	8.37	7.47	6.30	5.40	4.83	4.20	3.53	3.03	含水原油
YM17 集气站产水量（ $\times 10^4 \text{t/a}$ ）	6.93	4.62	3.07	2.05	1.36	0.91	0.60	0.40	0.27	0.18	

3.2.3.2 总体布局

本工程拟将潜山联合站处理合格的原油（黑油）通过本次新建管道 44.5km，泵输至英买处理站，与处理站凝析油掺混后，最终通过英买处理首站泵输至牙哈装车北站，最后通过火车装车外运销售。

本工程拟建设玉东 7-英买 21 集气站原油集输管道 34km，英买 17 集气站至英买 7 转油站原油集输管道 16.5km。拟将玉东 7 转油站处理合格的原油中压输送至英买 21 集气站，利用已建英买 21 至英买 23、英买 23 至英买 17 集气站外输管道，与英买 21、英买 23 本站所产油气水混输至英买 17 集气站。在英买 17 集气站，对玉东 7 转油站原油、英买 21 集气站产油气水、英买 23 集气站产油气水、英买 17 集气站产油气水等 4 个站产液在英买 17 集气站利用本站已建油气分离器、加热炉、增压站集中分离、加热、增压后，含水原油输至英买 7 转油站，最后，利用英买 7 转油站已建外输管道外输至潜山联合站，进行集中处理；高压伴生气自压输至英买处理站。

拟在英买 34-35 井区内增加注水井 6 口（YM34-H1、YM34-H7、YM34-12H、YM34C、YM35、YM35-3），新建 15.8km 注水管线，配水间 2 座，提高英买 34-35 井区志留系潜山油藏采收率。不新钻井，由老生产井转注水井。其中 YM34-H1、YM34-H7、YM34-12H、YM34C 4 口井注水水源由英买力联合站供给，新建英买力联合站至 YM34C 注水干线 6km，在 YM34C 新建五井式配水间，新建单井注水管线共 6.8km，分别送至 YM34-H1 井、YM34-H 井和 YM34-12H 井。YM35、YM35-32 口井注水水源由 YM35-4 井供给，在 YM35-4 井场新建五井式配水间，新建单井注水管线共 3km，分别送至 YM35 井和 YM35 井。

本项目总平面布置图见图 3.2-2。

3.2.4 主体工程

主体工程包括油气集输工程、站场工程、注水工程等。

3.2.4.1 集输工程

新建集输管道工程 95km，其中新建玉东 7 转油站至英 21 集气站输油管道 34km、英买 17 集气站至英买 7 转油站输油管道 16.5km，潜山联合站至英买处理站输油管道 44.5km，埋地敷设，施工作业带宽度 10m。

(1) 玉东 7 转油站至英 21 集气站输油管道

新建玉东 7 转油站至英 21 集气站输油管道长度 34km，埋地敷设，输油管道设计压力为 5.5MPa，管径 DN150mm，玻璃管道。埋地敷设，大开挖穿越 32.1km，施工作业带宽 10m，定向钻穿越 1.9km；

玉东 7 转油站至英买 21 集气站低压输油管道，起点从玉东 7 转油站引出后，向东走，沿途均为戈壁地貌，直接穿越戈壁敷设 34km，进入英买 21 集气站后，与集气站油气水产液进行动态混合，利用英买 21、23 集气站已建外输油管道，自压管输至英买 17 集气站。其中穿越生态保护红线 1.9km，采用定向钻施工方式。

(2) 英买 17 集气站至英买 7 转油站输油管道

新建英买 17 集气站至英买 7 转油站输油管道长度 16.5km，埋地敷设，输油管道设计压力为 5.5MPa，管径 DN150mm，玻璃管道，施工带宽 10m。

英买 17 集气站至英买 7 转油站中压输油管道，起点从英买 17 集气站引出后，向东走，沿途与英买 17 至英买 7 转油站已建沥青路西侧敷设，沿途为戈壁地貌，直接穿越戈壁敷设 16.5km，进入英买 7 转油站后，与转油站油气水产液进行动态混合，利用英买 7 转油站已建外输油管道，自压管输至潜山联合站。

(3) 潜山联合站至英买处理站输油管道

新建潜山联合站至英买处理站输油管道长度 44.5km，埋地敷设，输油管道设计压力为 6.3MPa，管径 DN150mm，无缝钢管，施工带宽 10m。

输油管道从潜山联合站外输油泵房引出后，向西走，然后向西南沿路敷设 1.25km 后，后又向东西方向敷设至农田间空路由进行敷设 3.2km，随后向西穿越

戈壁敷设 13.8km 进入到英买 7 转油站，进行收球、加热、发球工艺后，随后向西北继续穿越戈壁敷设 25km，进入到英买处理站进行收球后，与处理站凝析油进行动态混合，自压管输至英买外输首站。管道沿线所经过区域，为部分农田、戈壁地貌。

在英买 7 转油站设置加热截断阀室。管道沿线设置标志桩、警示牌及警示带等附属设施。

集输管道工程量见表 3.2-10。

表 3.2-10 线路部分主要工程量表

序号	名称及规格	单位	数量	备注
一)	玉东 7 转油站至英买 17 集气站输油管道			
(一)	线路管道			
1	芳胺固化玻璃钢管 PN55DN150	km	34	
	保温管			
(二)	地形地貌			
1	沙漠	km	8	
2	戈壁	km	24	
(三)	穿越工程			
1	顶管穿越公路 钢顶Ⅱ型 L=12m	处	1	
2	顶管穿越公路 钢开Ⅱ型 L=10m	处	15	
3	顶管穿越河流 L=100m	处	1	
4	顶管穿越生态保护红线 L=200m	处	1	
5	顶管穿越生态保护红线 L=1200m	处	1	
6	顶管穿越生态保护红线 L=700m	处	1	
7	地下管道穿越	处	20	
8	地下光、电缆穿越	处	25	
(四)	土石方量			
1	管沟土方量Ⅱ级	m ³	27600	
2	作业带劈方量Ⅱ级	m ³	30000	
(五)	水工保护			
1	固沙草方格	m ²	226300	
(六)	附属工程			
1	里程桩/测试桩	个	42	
2	标志桩	个	80	
3	警示牌	个	50	
4	加密桩	个	281	
5	警示带	km	34	
(七)	道路工程			

1	新修施工便道	km	5	
(八)	管道占地			
1	临时占地	m ²	226300	
1.1	作业带	m ²	320000	
1.2	堆管场	m ²	7000	
(九)	测径、试压			
1	单独试压	m/处	50/2	
2	单独试压	m/处	100/1	
二)	英买 17 集气站至英买 7 转油站输油管道			
(一)	线路管道			
1	芳胺固化玻璃钢管 PN55DN150	km	16.5	
	保温管			
(二)	地形地貌			
1	沙漠	km	4	
2	戈壁	km	10.5	
3	农田	km	2	
(三)	穿越工程			
1	顶管穿越公路 钢顶II型 L=12m	处	4	
2	顶管穿越公路 钢开II型 L=10m	处	8	
3	地下管道穿越	处	10	
4	地下光、电缆穿越	处	15	
(四)	土石方量			
1	管沟土方量II级	m ³	17600	
2	作业带劈方量II级	m ³	12100	
(五)	水工保护			
1	固沙草方格	m ²	115500	
(六)	附属工程			
1	里程桩/测试桩	个	22	
2	标志桩	个	63	
3	警示牌	个	20	
4	加密桩	个	81	
5	警示带	km	16.5	
(七)	道路工程			
1	新修施工便道	km	3	
(八)	管道占地			
1	临时占地	m ²	115500	
1.1	作业带	m ²	165000	
1.2	堆管场	m ²	6300	
(九)	测径、试压			
1	单独试压	m/处	50/2	
(十)	项目数字化建设			

1	34km 管道数字化建设	项	1	
2	16.5km 管道数字化建设	项	1	
三)	潜山联合站至英买处理站输油管道			
(一)	主要设备			
1	智能型电子清管器及配套仪器	套	1	
	PN64 DN150, 每套包括:			
	1) 清管球 PN64 DN150	个	1	
	2) 备用清管球 PN64 DN150	个	1	
	3) 地面接收仪	台	1	
(二)	线路管道			
1	无缝钢管 $\Phi 168.3 \times 5.6$ L245N	km	44.5	
	聚氨酯黄夹克保温管			
(三)	地形地貌			
1	沙漠	km	5	
2	戈壁	km	31	
3	农田	km	8.5	
(四)	管道组焊			
1	无缝钢管 $\Phi 168.3 \times 5.6$ L245N	km	44.5	线路段直管段
2	$\Phi 168.3 \times 5.6$ L245N 无缝钢管(按 45°计算)	个	75	热煨弯管(每个长 1.63m)
(五)	管道焊接及检验			
1	射线探伤 ($\Phi 168.3$)	口	5375	
2	超声波探伤 ($\Phi 168.3$)	口	394	
(六)	穿越工程			
1	顶管穿越公路 钢顶II型 L=12m	处	6	
2	顶管穿越公路 钢开II型 L=10m	处	15	
3	地下管道穿越	处	40	
4	地下光、电缆穿越	处	35	
(七)	土石方量			
1	管沟土方量II级	m ³	205613	砂土
2	作业带劈方量II级	m ³	212226	砂土
(八)	水工保护			
1	固沙草方格	m ²	258000	
(九)	附属工程			
1	里程桩/测试桩	个	52	
2	标志桩	个	120	
3	警示牌	个	50	
4	加密桩	个	50	
5	警示带	km	43	0.15m 宽
(十)	道路工程			
1	新修施工便道	km	8	4.5m 宽

(十一)	管道占地			
1	临时占地	m ²	366000	
1.1	作业带	m ²	356000	8m 宽
1.2	堆管场	m ²	10000	
(十二)	清管、测径、试压			
1	一般线路段清管、测径、试压Φ168.3	km	43	
2	单独试压	m/处	50/5	
(十三)	项目数字化建设			
1	44.5km 管道数字化建设	项	1	
(十四)	旧管道封存及处理			
1	清管、干燥	km	106	D168
2	注氮封存（液态氮 60t，以 2MPa 推球清管封存）	km	106	D168
(十五)	44.5km 管道数字化建设	项	1	

(4) 管道穿越工程

公路穿越：管道沿途与油区砂砾石道路穿越。新建管线穿越道路共计 49 处，采用顶管穿越方式施工，并设套管，过路套管采用钢筋混凝土套管，材质为 L245N，数量以实际为准。

管道与其他建筑物交叉：新建管线穿越地下管道 70 处，穿越地下光、电缆 75 处，管道与其他管道交叉时，其垂直净距不应小于 0.3m。同时与已有管道交叉角度不低于 30°，穿越回填后地面需要设置管道交叉穿越标志桩。

管道与电力、通信电缆交叉时，其垂直净距不应小于 0.5m。

(5) 附属工程

潜山联合站至英买处理站输油管道长 44.5km，沿线均处于隔壁地带，输送介质析蜡点高，按照《输油管道工程设计规范》、《输气管道工程设计规范》需要设置截断阀池；截断阀池设置在英买 7 转油站进行收球、加热、发球工艺，设置加热截断阀室。

在管道中心线上方设置里程桩，每公里 1 个；管道转弯处设置转角桩；与地下管道、光（电）缆和其它地下构筑物交叉的位置设置交叉标志桩；管道正上方每隔 50m 设置加密桩；对于开挖段管沟，在输油管道的正上方距管顶 500mm 的位置设置管道标识（警示）带，宽度为 250mm，穿越公路、支流的两侧等均设置标志桩，沿线相邻两标志桩保证相互通视。

3.2.4.2 站场工程

YM7 转油站、玉东 7 转油站、英买 21 集气站、英买 17 集气站、潜山联合站、英买处理站等 6 座站场站内改造，不新增占地。英买油气田内部输送工艺及外输油工艺见图 3.2-3、图 3.2-4。

图 3.2-3 气田内部集输东干线输送工艺方案

图 3.2-4 外输油工艺方案

(1) YM7 转油站

YM7 转油站于 2005 年 4 月 30 日建成投产，目前管辖 6 口油井，单井来液经加热炉加热、油气两相分离后，伴生气去 YM7 增压站，含水油经 50m³ 罐沉降、切污水，含水油增压外输至英买潜山联合站，污水回注至 YM9C、YM901、YM473。单井计量通过油气计量分离器进行气相、液相计量后，气相经压力调节进 YM7 增压站，增压站进口压力调节后，进增压站，液相直接外输。

YM7 转油站工艺流程见图 3.2-5。

图 3.2-5 YM7 转油站工艺流程图

YM7 转油站已建设施见表 3.2-11。

表 3.2-11 YM7 转油站目前已建设施

序号	设备名称	单位	规格	数量	运行现状	备注
1	阀组	套	6 井式	1	无预留头	
2	两相计量分离器	台	容积 8.2m ³	1	正常	
3	两相生产分离器	台	容积 8.2m ³	1	正常	
4	进站真空双盘管加热炉	台	315kW	1	正常	
5	原油外输加热炉	台	0.5kW	1	正常	
6	燃气分液罐	台	DN600	1	正常	
7	50m ³ 储罐	座		17	正常	
8	注水泵	台	Q=25m ³ /h 出口压力 25MPa	2	正常	
9	收油泵	台	Q=30~50m ³ /h H=36~32m	1	正常	
10	外输油泵（变频控制）	台	Q=550m ³ /h H=1600m P=160kW	1	正常	
11	外输油泵	台	Q=500m ³ /d P=16MPa 160kW	1	正常	

12	喂油泵		Q=30m ³ /h H=100m P=15kW	1	正常	
----	-----	--	--	---	----	--

本次在 YM7 转油站新建 630kW 真空加热炉 1 台，新建收发球各一套，收球筒规格 DN150/DN200×3000mm，发球筒规格 DN150/DN200×3000mm，在站内改造，不新增永久占地。

图 3.2-6 YM7 转油站平面布置图

(2) 玉东 7 转油站

玉东 7 转油站于 2018 年建成投产，由进站阀组、油气分离器区、中压气压缩机区、加热炉区、外输泵区、原油缓冲罐及装车区、火炬区、水源井共 8 个单元组成。

目前油井产油气进阀组计量/生产汇管后，后进已建三相分离器/计量分离器进行气液分离，分离后的天然气进中压气机组增压至 16.5MPa。分离出的凝析油输至凝析油外输泵增压至 16.5MPaG，进入加热炉加热至 60℃与增压后的天然气通过已建的 YD6 集气管线和已建的 YD6 集气管线复线输至 YD2 集气站，再经已建的西集气干线输至英买处理站。

该转油站已建设施规格等参数见表 3.2-12。

表 3.2-12 主要设施现状表

序号	主要工程内容	单位	数量	备 注
1	5 井式阀组	套	1	运行正常
2	Φ1600×6630 1.6MPa 油气计量分离器	座	1	运行正常
3	Φ3600×16300 1.1MPa 三相分离器	座	2	运行正常
4	中压压缩机撬	座	4	运行正常
4.1	进口压力：0.2~0.5MPaG，进口温度：25℃			
4.2	出口压力：10~15.0~16.5MPaG			
5	1.0MW 25MPa 进口 25℃出口 60℃加热炉	台	2	运行正常
6	0.35MW 2.5MPa 进口 60℃出口 85℃采暖炉	台	1	运行正常
7	外输泵 柱塞泵	台	2	运行正常
	处理量：20.0m ³ /h，进口压力：常压			
	排出压力：18Mpa，功率：132kW			
8	外输泵 隔膜泵	台	1	运行正常
	处理量：10.0m ³ /h，进口压力：常压			
	排出压力：16.5Mpa，功率：75.0kW			
9	50m ³ 原油缓冲罐	座	9	运行正常

序号	主要工程内容	单位	数量	备 注
10	螺杆泵	台	1	运行正常
11	装车鹤管橇	座	1	运行正常
12	放空装置	座	1	运行正常
13	火炬（火炬系统、放空分液罐、凝液罐、火炬）	套	1	运行正常
13.1	最大放空量：12×10 ⁴ m ³ /d 火炬筒体：DN500/DN350、高度 17.0m			
13.2	火炬头：DN150、高度 3.0m			
14	300m ³ 水罐	座	2	
15	升压泵	台	3	
16	压力除油器	座	2	
17	2 级双滤料过滤器	套	2	
18	350m ³ 净化水罐	座	2	
19	高压注水泵	台	2	
20	500m ³ 反冲洗水回收水罐	座	1	
21	30m ³ 一体化收油装置	座	1	
22	污泥泵	台	2	
23	163m ³ 排污池	座	1	

本工程实施后将玉东 7、英买 46、英买 470 区块的黑油，通过东集输干线输至潜山联合站处理合格后再输至英买处理站直接外输。

本次玉东 7 转油站新建 2 台外输泵， $Q=35\text{m}^3/\text{h}$ $H=600\text{m}$ $P_{\text{电}}=110\text{kW}$ ，新建发球筒，在站内新建，不新增永久占地。玉东 7 转油站平面布置见图 3.2-7。

图 3.2-7 玉东 7 转油站平面布置图

(3) YM21 集气站

本次 YM17 集气站新建收球筒，收球筒规格 DN150/DN200×3000mm。在站内新建，不新增永久占地。

图 3.2-8 YM21 集气站平面布置图

(4) YM17 集气站

YM17 集气站于 2005 年建成投产，管辖 4 口气井，主要由加热单元、油气计量单元、油气分离单元、火炬单元、放散单元、汽车装车单元组成。

YM17 区块所产油气经过 YM17 集气站已建计量分离器计量分离后，与 YM21、YM23 集气站所来油气一同进入 YM17 第三方新建增压站生产分离器，生产分离器运行压力为 1.5~2.0MPa，生产分离器液相出口进入环保罐，通过环保罐实现油水分离后，水通过已建输水泵输至英买 7 转油站，最终输至潜山联合

站；油通过第三方输油泵增压后接入高压集输系统；分离出的天然气通过第三方压缩机增压至 12.0MPa 后接至高压集输系统。

该集气站已建设施规格等参数见表 3.2-13。

表 3.2-13 主要设施现状表

序号	主要工程内容	单位	数量	备 注
1	0.7MW 天然气相变加热炉（单井）	台	1	
2	0.9MW 干线加热炉	台	1	
3	油气分离器	台	1	
4	PN16DN200/300 发球筒	个	1	
5	油、气增压单元设备由第三方提供			

本次 YM17 集气站新建收球筒，收球筒规格 DN150/DN200×3000mm。在站内新建，不新增永久占地。

图 3.2-9 YM17 集气站平面布置图

（5）潜山联合站

潜山联合站在 2011 年设计建成投产，截止目前已安全平稳运行 10 年左右，由油气水处理主单元、公寓、35/10 kV 变电站和装卸油点 4 个相对独立部分组成，作为油田枢纽，担负油田油气分离、原油脱水、污水处理及回灌、净化油外输及外运等任务。净化油管输经东一联至轮一联，北部净化油汽车拉运塔西南，脱除的污水处理后就地回注，伴生气就地外销给 CNG 公司。

潜山联合站已建主要设施现状见表 3.2-14。

表 3.2-14 原油脱水单元主要设施现状表

序号	主要工程内容	单位	数量	备 注
1	Φ3600×20000 三相分离器（A 型）	台	2	运行正常
2	Φ3600×20000 三相分离器（B 型）	台	1	运行正常
3	Φ3600×20000 热化学脱水器	台	2	运行正常
4	Φ2200×7000 天然气除油干燥器及干燥器组合装置	台	1	运行正常
5	30m ³ (φ2630×7800)卧式埋地污油污水回收罐	台	1	运行正常
6	1000m ³ 储油罐	座	1	运行正常
7	1000m ³ 储油罐	座	1	运行正常
8	10m ³ 采暖水缓冲罐	座	1	运行正常
9	原油收球筒 PN63 DN200/150	台	1	运行正常
10	原油发球筒 PN100 DN200/150	台	1	运行正常
11	排水器 φ630×2046	台	1	运行正常

序号	主要工程内容	单位	数量	备 注
12	2.5MW 真空加热炉 IZK.WN-2500-1.6-Q	台	3	运行正常
13	输油泵 ASD80-263/14(B)M Q=65m ³ /h H=1000m	台	2	1 拖 2 变频器 1 套
	配防爆电机 YB2PT 450M2-2 P=315kW 电源 10kV			运行正常
14	输油泵 DS50-215/10A Q=46m ³ /h H=500m	台	2	1 拖 2 变频器 1 套
	配防爆电机 YB2-315S-2 P=110kW			运行正常
15	事故泵 IH50-32-250 Q=15m ³ /h H=80m	台	2	运行正常
	配防爆电机 YB2-160M1-2 P=11kW			运行正常

本工程拟将潜山联合站处理合格的原油（黑油）通过本次新建管道 44.5km，泵输至英买处理站，与处理站凝析油掺混后，最终通过英买处理首站泵输至牙哈装车北站，最后通过火车装车外运销售。

潜山联合站新建收发球各一套，收球筒规格 DN150/DN200×3000mm，发球筒规格 DN150/DN200×3000mm，在站内建设，不新增占地。平面布置见图 3.2-10。

图 3.2-10 潜山联合站平面布置图

（6）英买油气处理站

英买油气处理站在 2007 年设计建成投产，截止目前已安全平稳运行 15 年左右，由英买处理站和外输首站两部分组成。外输首站主要由静态混合器、缓冲罐、外输油泵、加热单元、发球单元组成。

凝析油外输设计规模：77.6×10⁴t/a (以油量计)；

外输设计能力：7.6×10⁴t/a (凝析油)；

凝析油外输工艺：英买油气处理来合格凝析油→静态混合器（已建）→凝析油缓冲罐（已建）→外输泵（已建）→加热器（已建）→发球筒（已建）→英牙管道（已建）→牙哈装车北站（已建）。

英买外输首站已建主要设施现状见表 3.2-15。

表 3.2-15 英买外输单元主要设施现状表

序号	主要工程内容	单位	数量	备 注
1	静态混合器	台	2	运行正常
2	Φ4000×16000 缓冲罐	台	1	运行正常
3	Φ3600×20000 热化学脱水器	台	2	运行正常
4	输油泵 Q=60m ³ /h H=800m	台	3	1 拖 2 变频器 1 套

序号	主要工程内容	单位	数量	备 注
	配防爆电机 P=315kW			运行正常
5	外输油加热器 0.8MW	台	2	运行正常
6	发球筒 DN300/DN200	台	1	运行正常

本次改建主要在外输部分，增加收球筒。

3.2.4.3 注水工程

注水工程包括：注水井 6 口，注水管线 15.8km，配水间 2 座。

(1) 注水井

注水井 6 口（YM34-H1、YM34-H7、YM34-12H、YM34C 、YM35、YM35-3）不新钻井，由老生产井转注水井。配注表见表 3.2-16。

本次新建注水井 6 口，其中 YM34-H1、YM34-H7、YM34-12H、YM34C 4 口井注水水源由英买力联合站供给，4 口井总注水量 620m³/d，联合站注水量 4000m³/d，目前注水量约 2500m³/d，满足要求。YM35、YM35-3 2 口井注水水源由 YM35-4 井供给，2 口井总注水量 80m³/d，YM35-4 井场注水泵注水量 600m³/d，目前注水量 450m³/d，满足要求。

表 3.2-16 英买 34、35 志留系潜山油藏注水提高采收率方案配注表

序号	井号	方案井别	投产/投注时间	日注水	备注
				(m ³ /d)	
1	YM34-1H	注水井	2023.05	150	
2	YM34-H7	注水井	2023.05	100	
3	YM34-12H	注水井	2024.05	150	
4	YM34C	注水井	2024.05	120	
5	YM35	注水井	2024.05	40	
6	YM35-3	注水井	2024.05	40	

(2) 注水方案

新建 15.8km 注水管线，采用埋地敷设，埋深 1.2m，注水干线采用高压玻璃钢管，单井管道采用高压柔性复合管。

本次新建注水井 6 口，其中 YM34-H1、YM34-H7、YM34-12H、YM34C 4 口井注水水源由英买力联合站供给，在 YM34C 新建五井式配水间 1 座，新建阀组 4 套，预留头 1 个，配水阀组设置流量调节控制装置、压力就地及远程显示。新建英买力联合站至 YM34C 注水干线 1 条，采用玻璃钢管，设计压力 25MPa，

管径 DN100，长度 6000m。新建单井管道 4 条，采用高压柔性复合管，设计压力 25MPa，管径 DN50，长度 6800m。

YM35、YM35-3 2 口井注水水源由 YM35-4 井供给，在 YM35-4 井场新建五井式配水间 1 座，新建阀组 2 套，预留头 3 个，配水阀组设置流量调节控制装置、压力就地及远程显示。新建单井管道 2 条，采用高压柔性复合管，设计压力 25MPa，管径 DN50，长度 3000m。

注水管道采用非金属材质，注水干线除起点、终点、折点设置标志桩外，每隔 200m 设置标志桩。管道穿路处设钢套管保护，沥青、水泥路面采用钢顶，砂石路面采用钢开

注水工程量见表 3.2-17。

表 3.2-17 线路部分主要工程量表

序号	名称	单位	数量	备注
一	1 号配水间（辖井 4 口）	座	1	
1	5 井式分水器			
	其他配套阀门及管线。			
二	1 号配水间（辖井 2 口）	座	1	
1	5 井式分水器			
	其他配套阀门及管线。			
三	注水井口			
1	注水井井口安装	套	6	
	其他配套阀门及管线。			
四	注水管网			
1	玻璃钢管(酸酐固化) DN100 PN250	m	6000	
2	柔性复合高压输送管 50mm(最小内径) PN250	m	9800	
	管线金属接头（无缝钢管）及附件厂家自带			

3.2.5 辅助工程

辅助工程包括仪表及道路、供排水、供电、防腐与保温等。

3.2.5.1 道路工程

施工过程中，车辆运输主要依托已建道路和施工作业带，但局部地段需间隔一段距离修筑一定长度的施工便道。

新建玉东 7 转油站至英买 17 集气站路段道路总长约 5km，砂石路面，路基

宽 4.5m；英买 17 集气站至英买 7 转油站路段道路长度 3km，砂石路面，路基、路面同宽 4.5m，潜山联合站至英买处理站路段道路长度 8km，砂石路面，路基、路面同宽 4.5m。其余依托现有井场道路。

3.2.5.2 供水

工程主要用水包括施工期生活用水、管道试压用水及运营期回注水。

施工期租赁周边民房作为临时宿舍，生活用水依托现有供水设施，项目施工人数约 20 人，施工天数约 60 天；生活用水量按 60L/d 人计，生活用水量约为 72m³。

管道试压水选用洁净水为介质，产生的试压废水按照每千米 2.5m³ 计算，本工程管线总长度为 110.8km，试压废水为 277m³，主要污染物为 SS。试压废水可用作场地降尘用水。

注水井水源来自潜山联合站处理合格后的采出水；项目施工人员用水依托周边村庄现有供水设施，联合站内供水设施。

3.2.5.3 供配电工程

玉东 7 转油站新建的 2 台外输泵、英买 7 转油站管线电伴热、营买处理站收球筒新增负荷电源依托已建供配电系统；YM35-4 井处新建配水间供电利用原有井场电源供电；YM34C 井配水间新建 35kV 线路供电。

3.2.5.4 防腐与保温

工程线路管道腐蚀控制采用防腐保温层和阴极保护联合保护；站场保温管道外防腐层采用无溶剂环氧防腐层，地上管道保温采用普通硬质复合硅酸盐管壳，外护层采用铝合金薄板，埋地管道保温采用聚氨酯泡沫管壳，防潮层、外护层采用聚乙烯胶粘带双层缠绕结构，保温管立管出入土部位，埋地管道保温层、保护层延伸至地面以上 200mm。铝合金薄板敷设至地面，收发球筒外防腐层采用多层复合型防腐结构，具体结构为：环氧富锌底漆+环氧云铁中间漆+交联氟碳面漆。

3.2.6 依托工程

3.2.6.1 英潜联合站

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

(1) 基本情况

英买潜山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、污水处理及回注、净化油外输。脱除的污水处理后就地回注；伴生气就地外销给 CNG 公司；净化油管输至已建东一联合站，利用已建东一联外输系统统一输往轮一联。英潜联合站属于英买力潜山油藏地面工程的建设内容，《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司英买力潜山油藏地面工程环境影响报告书》已于 2010 年取得批复(新环评价函[2010]251 号)，并于 2014 年验收(新环函[2014]673 号)。

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

(2) 工艺流程

英潜联合站原油脱水单元设计规模 47.5 万 t/a，采用两段密闭脱水工艺，一段采用三相分离器进行游离水脱除，二段采用热化学沉降脱水。英潜联合站生产废水处理规模 4000 m^3/d （除油器 3 座，双层滤料过滤器 3 座），废水回注规模 4000 m^3/d （回注井 6 口）。目前，联合站实际生产废水处理量约 2000 m^3/d ，回注量约 2000 m^3/d 。

其处理流程为：站外来油气水混液在三相分离进行分离、沉降、游离水脱除，处理后的含水油升温后经热化学脱水器处理为净化油，净化油升压、计量后外输至东一联；分离出的伴生气本站自耗，剩余部分销售给 CNG 公司；沉降出的含油污水去采出水处理单元处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)控制指标后回注。处理工艺流程见图 3.2-11。

图 3.2-11 英潜联合站处理工艺流程图

根据资料，英潜联合站注水水质报告见表 3.2-18。可以达到《碎屑岩油藏注

水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)中注入层平均空气渗透率 $>1.5\mu\text{m}^2$ 的标准要求。

表 3.2-18 英潜联合站注水水质

分类	指标	英潜联合站注水指标
控制指标	悬浮固体含量, mg/L	7.20
	悬浮物颗粒直径中值, μm	3.545
	含油量, mg/L	7.48

3.2.6.2 英买处理站

英买处理站 2007 年建设投产, 至今已运行 15 年, 该站净化凝析油输至牙哈装车站。

英买处理厂位于气田以北 314 国道附近, 英买油气处理厂是一座集油、气、水、电于一体的综合处理厂。包括 $350\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ 天然气处理装置 2 套; $25\times 10^4\text{t/a}$ 凝析油稳定装置 2 套、三个罐区、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、仪表风系统、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, 各类建筑面积共 10035m^2 。

英买处理厂属《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司英买力油气田群建设工程环境影响报告书》中的工程内容, 工程于 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 日取得原环境保护部竣工环境保护验收意见(环验[2010]23 号)。

(1) 处理规模

英买处理厂的设计处理规模: 原油稳定(含油、气、水的分离)为 1500t/d , 天然气处理能力为 $700\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$, 采出水处理规模为 $1400\text{m}^3/\text{d}$ 。

(2) 英买处理厂总工艺流程

进站气液先进行两相分离, 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）天然气处理装置工艺

①原料气脱水部分

采用分子筛吸附脱除原料气中的水分，吸附塔内装填 4A 分子筛，使原料气含水降到 1ppm 以下。

天然气和凝析油稳定后的闪蒸气在 11.7MPa、25°C 以上进装置，首先进入原料气预冷器，与脱甲烷塔顶和脱乙烷塔顶的低温稳定气换热，使原料气温度稳定在 25°C，然后进入原料气分离器，再经调压后进入过滤分离器，除去其中少量的铁锈、灰尘、油滴及游离水，然后进分子筛脱水器脱水。采用两塔流程，一塔吸附，一塔再生，吸附周期为 8h。脱水后原料气经过滤器脱除夹带的粉尘后去轻烃回收部分。再生气和冷却气取自外输气压缩机出口的干气。再生操作时，这部分干气直接进再生气加热器，被导热油加热至 300°C 以上，去分子筛脱除干燥剂吸附的水分，然后经再生气冷却器冷却至 50°C，进再生气分水罐分离出游离水。冷却操作时，干气直接进再生后的分子筛脱水器进行冷却。再生气和冷却气返回外输气压缩机进口。

②轻烃回收部分

原料气 11.0MPa、25°C 经分子筛脱水后，分成两路，主路原料气首先进入主换热器，与二级低温分离器分离出来的气相换热后与次路原料气经换热器与脱乙烷塔顶气换热的次路原料气汇合，温度为 -27.7°C，进入一级低温分离器。分离出来的液相经节流后进入脱乙烷塔，分离出来的气相经 J-T 阀膨胀至 6.0MPa、-50.5°C，进入二级低温分离器进行分离。二级分离器分离出来的气相进入主换热器与主路原料气换热后温度为 20°C，与增压后脱乙烷塔顶气汇合，经外输气压缩机增压至 9.6MPa，作为干气产品出装置。二级低温分离器分离出来的液相进入脱乙烷塔顶作为脱乙烷塔回流，脱乙烷塔为提馏塔，塔顶压力为 2.8MPa。脱乙烷塔顶气相与次路原料气换热后温度为 20°C，分成两路，一路作为厂内燃料气，另一路去脱乙烷塔顶气压缩机增压至 6.0MPa 去外输气

压缩机。脱除乙烷后的液体与脱丁烷塔底稳定轻烃换热后进入脱丁烷塔，脱丁烷塔塔顶压力为 1.4MPa，生产液化气和稳定轻烃。脱乙烷塔和脱丁烷塔底重沸器热源为导热油，脱丁烷塔顶冷凝器采用空冷器。

图3.2-12 英买油气处理厂天然气处理流程框图

③污水处理站工艺流程

生产废水和采出水首先进入接收水罐，经升压泵提升后进入压力除油器，出水直接进入双层滤料过滤器，滤后水进入滤后水罐，由回注水泵吸水进行回注，含油污水处理流程见图 3.2-13。

图 3.2-13 含油污水处理流程图

(4) 英买处理厂依托可行性分析

该站自 2018 年开始，玉东 7、英买 470 等区块黑油依托东、西干线进入英买处理站。英买 46、英买 470 和玉东 7 等区块原油进入处理站后，造成原料气高效过滤器滤芯堵塞、油水乳化，导致分子筛污染和凝析油含水超标等问题。

①脱水能力：该站设计脱水能力 1200m³/d，目前实际处理水 1200~1300 m³/d，依据现场运行经验可知，进站水量大于 1200 m³/d 时，外输凝析油含水存在超标风险，进站水量大于 1300 m³/d 时外输凝析油含水概率大大增加。

②采出水处理能力：总设计处理能力 1200 m³/d，采用“沉降→压力除油→过滤”工艺。

③注水能力：YT4 设计注水 600m³/d，近期注水 600-800m³/d；YM35-4 设计注水 600m³/d，近期注水 630-600m³/d。

当前问题：进站水量大于处理能力，存在外输油含水超标风险和净化污水不达标风险。

3.2.6.3 英买 7 固废场

(1) 基本情况

英买 7 固废场位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区新和县英买力作业区英买 7 集气站西南侧 800m 处，项目中心地理坐标为：北纬 41°17'41.90"，东经 82°5'31.79"。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，其中生活垃圾填埋池 2 个，总库容 10000m³，有效容积约为 8000m³，设计使用年限为 10.44 年；工业固废填埋池 2 个，总库容 10000m³，有效容积约为 8000m³，设计使用年限为 8 年。英买 7 固废场主要收集塔里木油田分公司英买力作业区职工在工作、生活中产生的各类生活垃圾和建设过程中产生的一般工业固废(不包括含油废物等危险固废)。英买 7 固废场新建工程于 2017 年 12 月 16 日取得原阿克苏地区环境保护局批复(阿地环函字[2017]656 号)，并于 2019 年 7 月 22 日塔里木油田分公司英买油气开发部开展自主验收(油英买质健安环委[2019]3 号)。

(2) 依托可行性

本工程施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等，产生量约为 2.16t，不可回收利用部分拉运至英买作业区英买 7 固废场填埋处置。英买 7 固废场 4 个固废填埋池，目前填埋工业固废为 3000m³，工业固废富余处理能力为 5000m³，本工程施工期产生的一般工业固废约 2.16t，可以满足处理需求。

3.3 工程分析

3.3.1 主要生产工艺过程

3.3.1.1 施工期施工方案

(1) 施工过程分析

本项目主要管道工程。管线施工过程如下：首先清理施工现场，并修建必要的施工便道(以便人员、施工车辆、管材等进入施工场地)。在完成管沟开挖、公路穿越、河流穿越等基础工作后，按照施工规范，将运到现场的管道进行焊接、补口、补伤、接口防腐等，然后下到管沟内。之后对管道进行试压、清扫，然后覆土回填，清理作业现场，恢复地貌、恢复地表植被。

管道工程主要施工过程见图 3.3-1。

①测量放线

根据线路中心控制桩放出线路中心线并作出标记，在一般路段设置百米桩，在穿越位置的线路中心线上设置标志桩。在沟渠、公路、铁路穿越段的两端、线路阀室的两端设置临时标志桩，并记录参数、起止里程等信息。在

中心控制桩和施工作业带边界桩定好后，放出管道中心线和作业带边界线。

②作业路线、场地清理

清理施工带范围内的影响设备通行和人员作业的树木、农作物、杂草等，平整沟、坎，清理过程应尽可能采取保护措施，减少植被损失，防止产生水土流失。穿越灌溉沟渠尽可能避免在灌溉期内进行施工作业。

图 3.3-1 管道工程主要施工过程图

③开挖管沟

一般地段管沟采取机械开挖，部分特殊地段采用人工开挖。管沟开挖前应先确定地下设施分布情况，经确认无其他地下设施，且有足够的操作空间的地段可采用机械方式开挖；在能够确定地下设施准确位置的地方，地下设施两侧各 5m 范围内应采用人工方式开挖管沟，并对开挖出来的地下设施给予必要的保护；对于重要地下设施，开挖前应征得其产权部门同意，必要时应在其监督下开挖。

在沙漠区开挖管沟时，管线应埋入沙丘的移动层面以下的土层中，并且其埋深应以沿线地形的低点为准，即埋深采用“就低不就高”的原则。

回填管沟时，必须用砂回填至管顶 0.2m~0.3m 后，方可用原土回填压实。管沟回填土应高出地面 0.3m；管沟回填时应从一端开始至另一端结束，禁止从两端开始至中间结束的回填方式。管沟回填后应立即进行恢复地貌，防止风蚀加剧。

④焊接管道

考虑到沿线地形、地貌和沿途气候等外界环境因素，同时也考虑到管道直径、壁厚和材质等因素，建议以自动焊为主，半自动焊为辅的焊接方式，局部困难地段如设备难以到达，可采用手工焊进行焊接施工。管道焊接完成后，进行射线探伤检验和超声波探伤检验。

⑤下沟

采用挖掘机对管道进行吊装下沟，沟底铺设 200mm 细土层（细土来源于管沟开挖的下层土），吊装时保证管道与细土层表面贴实且放到管沟中心位置。若出现管底局部悬空则应用细土填塞夯实。

⑥清管、试压、干燥

管道应在下沟后进行分段清管和分段试压。

清管：采用清管器进行分段清管，清管次数不少于 3 次。清管时应及时检查清管效果，将管道内的水、泥土、杂物清理干净，以每 10km 长管道排出的污物不大于 0.09kg 为合格。清管时，清管器运行速度宜控制在 3km/h～9km/h 为宜，工作压力宜为 0.05MPa～0.2MPa。

清管合格后，采用带有铝质测径板的清管器进行管道的变形测径，测径板通过管道后，无变形、无褶皱为合格。

试压：分段试验管段长度不宜超过 35km，试压的管段在试验压力下的最低标高处管道的环向应力应低于管材屈服强度的 90%且不高于管材出厂前的试验压力。本项目采取水作为试压介质。水压试验程序：先升至 30%强度试验压力，稳压 15min；再升至 60%强度试验压力，稳压 15min。稳压期间对管道进行检查，无异常现象，升至强度试验压力。强度试验合格后，缓慢降压至严密性试验压力，进行严密试验。严密性试验合格后，用压缩空气推动清管器进行排水吹扫，以不再排出游离水为合格。

干燥：可利用空气干燥法（用露点低于-40℃的干燥空气）、真空法等进行管道干燥，管道的干燥按站间分段，管道干燥应使被干燥的管道内的空气露点低于-20℃（常压下的露点），空气中的水含量低于 0.822g/m³，可认为干燥合格。

⑦管沟回填

管道敷设完成后进行管沟的回填。直接采用开挖的土方进行回填，按照下层土、表层土的顺序回填。先回填管底悬空部位，再回填管道两侧，回填土分层压实，每层需铺厚度为 0.2～0.3m，管道两侧及管顶以上 0.5m 范围内的回填采用人工压实，管顶 0.5m 以上的回填土采用小型机械压实。

⑧清理现场与恢复地貌

覆土回填完成后将施工现场产生的垃圾及其它废物集中进行清理，同时将工程开挖产生的作业带恢复原貌或进行绿化。

⑨管道水工保护

为了防止水土流失及自然人为因素对管道造成破坏，项目采用护坡、截水墙、挡土墙、地下防冲墙、石笼护底、混凝土预制板及配重块等方式进行

管道保护，主要设置在沿线穿越沟渠及道路处。

(2) 穿越工程

本次管道穿越生态保护红线区 1.9km，采用定向钻穿越。管道沿途穿越油区砂砾石道路共计 49 处，采用顶管穿越方式施工，并设套管，过路套管采用钢筋混凝土套管，材质为 L245N，数量以实际为准。新建管线穿越地下管道 70 处，穿越地下光、电缆 75 处，管道与其他管道交叉时，其垂直净距不应小于 0.3m。同时与已有管道交叉角度不低于 30°，穿越回填后地面需要设置管道交叉穿越标志桩。管道与电力、通信电缆交叉时，其垂直净距不应小于 0.5m。

①定向钻施工

本工程穿越生态保护红线区 3 次，合计长度 1.9km，采用定向钻。

使用定向钻机进行管线穿越施工，一般分为三个阶段：

第一阶段是钻机被安装在入土点一侧，从入土点开始，沿着设计好的线路，钻一条从入土点到出土点的曲线，作为预扩孔和回拖管线的引导曲线。

第二阶段是将导向孔进行扩孔，钻出的孔往往小于回拖管线的直径，为了使钻出的孔径达到回拖管线直径的 1.3~1.5 倍，需要用扩孔器从出土点开始向入土点将导向孔扩大至要求的直径。

第三阶段是地下孔经过预扩孔，达到了回拖要求之后，将钻杆、扩孔器、回拖活节和被安装管线依次连接好，从出土点开始，一边扩孔一边将管线回拖至入土点为止。

定向钻穿越的特点是：保证设计埋深；不影响地物；施工周期短；施工占地少；施工期间对穿越区生态影响小。

在定向钻施工过程中，产生的泥浆（主要由膨润土和水配置而成，具有良好的成孔、护壁性能以及高效的携砂和润滑性能）大部分通过泥浆循环系统回收再利用。对不能回收利用的少量泥浆经泥浆池沉淀干化，由施工单位清运出施工场地，用于填坑、铺通井场路。定向钻施工工艺示意图见图 3.3-2 至图 3.3-4。

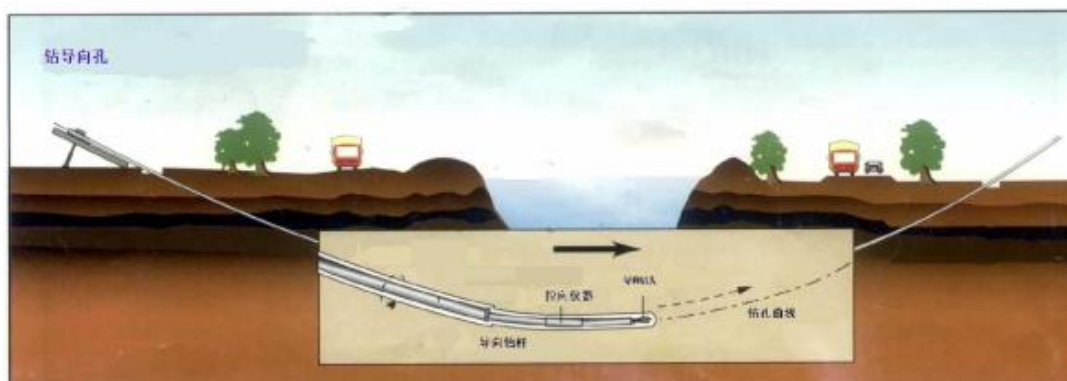


图 3.3-2 钻导向孔示意图

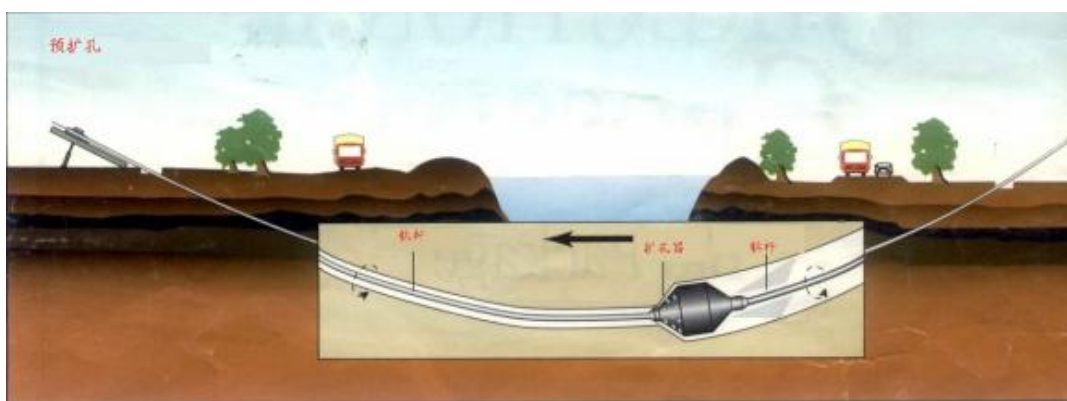


图 3.3-3 预扩孔示意图

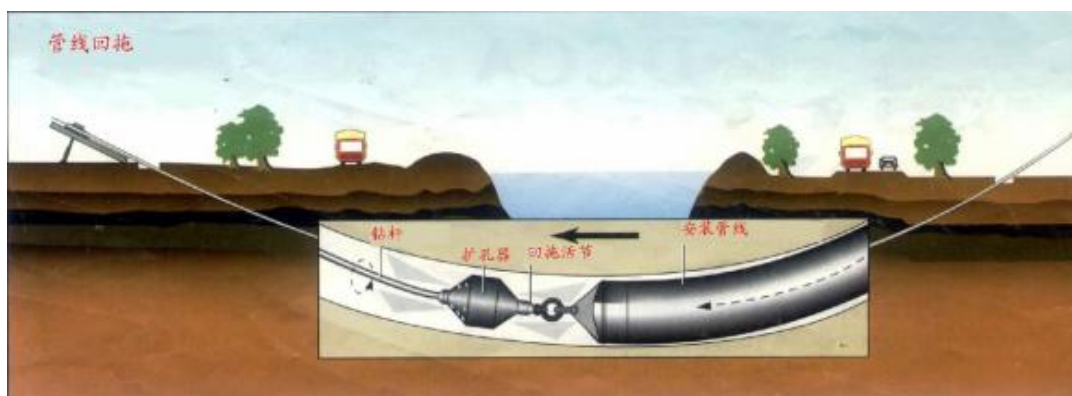


图 3.3-4 管道回拖示意图

②顶管施工

管道沿途穿越油区砂砾石道路共计 49 处，采用顶管穿越方式施工，并设套管，过路套管采用钢筋混凝土套管，材质为 L245N。

顶管施工技术是国内外比较成熟的一项非开挖敷设管线的施工技术,该技术分为泥水平衡法、土压平衡法和人工掘土顶进法。目前国内采用较多的是采用大推力的千斤顶直接将预制套管压入土层中，再在管内采用人工或机械掏挖土石、清除余土而成管的施工方法。主要分为测量放线、开挖工作坑、铺设导向轨道、

安装液压千斤顶、吊放混凝土预制管、挖土、顶管、再挖土、再顶管、竣工验收等工序。顶管施工工艺示意图 3.3-5。

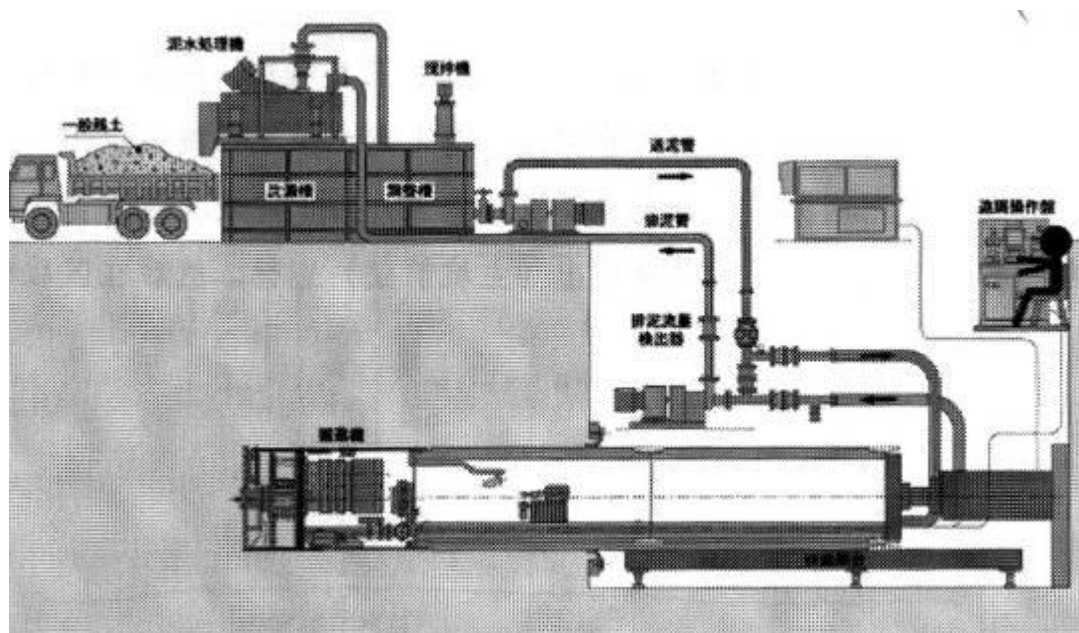


图 3.3-5 顶管施工工艺示意图

(4) 其它交叉穿越

本项目管道与其它管道、电缆交叉穿越时，从原设施下部穿过。其中，与管道（见图 2.2-7）交叉时，其净间距大于 300mm；与电缆（见图 2.2-8）交叉时，其净间距大于 500mm，并对原电缆设置保护角钢套，管道在交叉点设置标志桩。

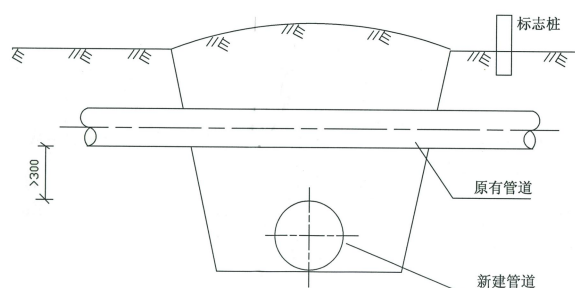


图 2.2-7 管道—管道交叉

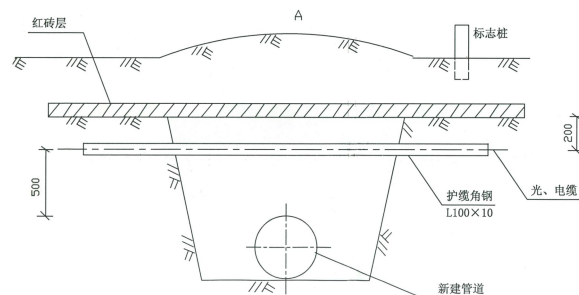


图 2.2-8 管道—电缆交叉

3.3.1.2 运营期生产工艺

(1) 站场工程

本工程在英买 7 转油站、玉东 7 转油站、英买 21 集气站、英买 17 集气站、潜山联合站、英买处理站等 6 座站场站内改造，不新增占地。

其中英买 7 转油站新建 630kW 真空加热炉 1 台, 新建收发球各一套; 英买

处理站、英买 21 集气站、英买 17 集气站新建收球筒；玉东 7 转油站新建 2 台外输泵，新建收球筒一套；潜山联合站新建收发球各一套。

油气输送期间废气污染源主要为英买 7 转油站加热炉烟气及各站场、阀室阀门等泄露形成的无组织挥发性有机废气，加热炉燃用清洁能源天然气并采取烟气再循环技术减少 NO_x 产生，通过加强检修和维护从源头减少阀门等泄露挥发；噪声污染源主要为泵类、调压器、过滤器等噪声，采取基础减振措施。

(2) 放空系统

凝析油管道设备检修、管道泄压放空时通过转油站、集气站火炬放空。放散将产生瞬时强噪声，排放口设有小孔消声器，可有效降低放空噪声对周边声环境的影响。

(3) 清管作业

清管作业时产生，集输管线清管作业产生少量的废渣，每 2 年清管 1 次。根据类比调查，一般清管废渣产生量为 1.15kg/km ，主要成分为石油类、SS 和氧化铁等。清管时在收球装置的四周铺设土工布，严格按危险废物相关技术要求和管理规定进行收集与贮存，委托有危废处置资质单位进行处置。

3.3.2 施工期生态影响及污染源分析

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

3.3.2.1 施工期生态影响因素

施工过程中生态影响主要包括占用土地、对植被的破坏、对土壤的扰动等。

本工程永久占地主要为道路永久占地，将不可避免改变区域用地性质；临时占地主要包括管线临时占地、道路临时占地，随着管线和井场施工的结束，临时占地可恢复原有使用功能。本工程要求管沟开挖时采取严格控制作业带宽度的措施。

管线施工过程中，不可避免的对地表植被造成破坏，造成土壤扰动，容易导致水土流失。本工程要求施工作业时避开植被茂密区。

根据估算，本工程总占地面积 118hm²，其中永久性占地面积为 7.2hm²，临时占地面积 110.8hm²，工程占地类型主要为草地（低覆盖度草地）、沙地、盐碱地及耕地，详见表 3.3-1。

表 3.3-1 占地面积统计表

序号	建设项目		面积 (hm ²)		备注	占地类型
			永久占地	临时占地		
1	站场工程	玉东 7 转油站	0	0	不新增占地	/
		英买 21 集气站	0	0	不新增占地	/
		英买 17 集气站	0	0	不新增占地	/
		英买 7 转油站	0	0	不新增占地	/
		潜山联合站	0	0	不新增占地	/
		英买处理站	0	0	不新增占地	/
2	管道工程	输油管道	0	34	新建玉东 7 转油站至英 21 集气站输油管道 34km，埋地敷设，施工带宽 10m。	低覆盖度草地、沙地、盐碱地
			0	16.5	新建英买 17 集气站至英买 7 转油站输油管道长度 16.5km，埋地敷设，施工带宽 10m。	沙地、盐碱地
			0	44.5	新建潜山联合站至英买处理站输油管道长度 44.5km，埋地敷设，施工带宽 10m。	低覆盖度草地、沙地、盐碱地
		注水管道	0	15.8	新建注水管道线 15.8km，施工带宽 10m。	低覆盖度草地、耕地、盐碱地
3	道路		7.2	0	16km，砂石路面，宽 4.5m	低覆盖度草地、沙地、盐碱地
	合计		7.2	110.8		

3.3.2.2 施工期污染源分析

(1) 废气

本工程施工过程中废气包括施工扬尘、焊接废气和施工车辆尾气。

①施工扬尘

施工扬尘主要来自于管沟开挖、场地平整、池体开挖、车辆运输过程中产生，

井场施工过程中池体开挖、管沟开挖周期较短，且井场及站场采取洒水抑尘，运输车辆采取减速慢行和苫盖措施，可有效降低扬尘对周围大气环境的不利影响。

②车辆尾气和焊接烟气

在油田地面工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有 SO_2 及 NO_x 等；金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为颗粒物。施工机械和运输车辆运行时间和管线焊接时间一般都较短，从影响范围和程度来看，施工机械废气对周围大气环境的影响是有限的，其排放量较小。

（2）施工废水

施工期产生的废水主要是管线试压废水及生活污水。

项目施工人数约 20 人，施工时间约 60 天，生活用水量按 60L/d 人计，生活污水产生量按用水量 80% 计，其产生量约 57.6m^3 。生活污水由排入防渗污水池后清运。

本工程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。管道试压分段进行，试压水排出后进入下一段管线循环使用。试压结束后，产生的试压废水按照每千米 2.5m^3 计算，本工程管线总长度为 110.8km，试压废水为 277m^3 ，主要污染物为 SS。管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于场地降尘，不外排。

（3）施工噪声

在不同的施工阶段将使用不同的施工机械，如挖掘机、吊机等，产噪声级在 75~92dB(A) 之间，对周围声环境产生一定的影响，工程采取选用低噪施工设备，合理控制施工作业时间，控制施工噪声对周围的不利影响。

（4）固体废物

本工程施工过程中产生的固体废物主要为施工土方、施工废料和生活垃圾。

项目施工土方全部用于回填管沟及场地平整。

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等。根据类比调查，施工废料的产生量约为 0.2t/km ，本工程施工废料产生量约为 22.16t。施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至英买作业区英买 7 固废场填埋处

置。

施工人员约 20 人，施工时间约 60 天，平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg 计算，产生的生活垃圾为 0.6t。生活垃圾集中收集后，拉运至英买作业区英买 7 固废场填埋处置。

(5) 施工期污染物排放情况汇总

本工程施工期污染物排放情况汇总见表 3.3-2。

表 3.3-2 本工程施工期污染物排放情况汇总表

项目	工程	污染源	污染物	产生量	主要处理措施及排放去向
废气	管线、道路	施工场地	TSP、SO ₂ 、NO _x 等	少量	洒水降尘，使用合格燃料
废水	管线	管道试压废水	SS	277m ³	试压期间循环使用，试压结束后，试压废水可用作场地降尘用水，不外排
		生活污水	COD、氨氮等	57.6m ³	由生活污水收集罐收集，定期拉运至英潜联合站生活基地污水处理系统处理
固体废物	地面	施工废料	/	22.16t	首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至英买作业区英买 7 固废场进行处置
		生活垃圾	/	0.6	集中收集后运至英买作业区英买 7 固废场进行处置。
噪声	管线、道路	施工机械、运输车辆	/	85~100dB(A)	加强施工管理

3.3.3 运营期污染源分析

3.3.3.1 废水污染源

本工程主要不涉及天然气开采，仅为注水和集输工程，故无生产废水产生；运营期不新增劳动定员，工作人员由内部调剂解决，故不新增生活污水。

3.3.3.2 废气污染源

工程运营期间，对大气环境的影响主要包括：油气集输过程中产生一定量的烃类及硫化氢挥发；YM7转油站新建630kW真空加热炉废气。

(1) 无组织排放非甲烷总烃

本工程在运营期对大气环境影响主要为油气集输过程中产生的无组织烃类挥发，产生点主要集中在管线设备接口、阀门处。

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。

本工程油气集输主要来自玉东7转油站至英21集气站输油管道、英买17集气站至英买7转油站输油管道、潜山联合站至英买处理站输油管道，3条输油管道总长度95km，管径DN150mm。油气集输工程无组织泄漏主要来自于管线连接件，根据工程设计资料，本工程管线连接件包括阀门、泵、法兰等，主要位于玉东7转油站、英买7转油站、潜山联合站。

运营过程中从阀门、法兰等部分逸散无组织非甲烷总烃和硫化氢，参照《石化行业VOCs污染源排查工作指南》中设备动静密封点泄漏相关附录—平均排放系数法计算本工程产生的无组织泄漏量。

石油炼制工业密封点TOC排放速率：

$$e_{TOC} = F_A \times \frac{WF_{TOC}}{WF_{TOC} - WF_{\text{甲烷}}} \times WF_{TOC} \times N$$

式中：

e_{TOC} 某类密封点的TOC排放速率，kg/h；

F_A 某类密封点排放系数；

WF_{TOC} 物料流中含TOC的平均质量分数；（根据油田采出液组分数数据取采出液最大含油率，取96%）

$WF_{\text{甲烷}}$ 物料流中甲烷的平均质量分数，8.95%；

N 某类密封点的个数；

计算VOCs的排放速率：

$$e_{VOCs} = e_{TOC} \times \frac{WF_{VOCs}}{WF_{TOC}}$$

式中：

e_{VOCs} 物料流中VOCs排放速率, kg/h;

e_{TOC} 物料流中TOC排放速率, kg/h;

WF_{VOCs} 物料流中VOCs的平均质量分数; (本次评价按保守估计的原则, 将TOC全部视为可挥发性有机物VOCs, $WF_{\text{VOCs}} = WF_{\text{TOC}}$)

WF_{TOC} 物料流中TOC的平均质量分数;

表 3.3-3 设备与管线组件 FA_i 取值参数表

设备类型	介质	石油炼制排放系数(千克/小时/排放源)
阀	气体	0.0268
	轻液体	0.0109
	重液体	0.00023
泵	轻液体	0.114
	重液体	0.021
压缩机	气体	0.636
泄压设备	气体	0.16
法兰、连接件	所有	0.00025
开口阀或开口管线	所有	0.0023
采样连接系统	所有	0.0150

根据油气水物性参数, 项目 $WF_{\text{甲烷}}$ 核算值为 8.95%, WF_{TOC} 核算值为 96%, 项目井场涉及的液体阀门、法兰数量如表 3.3-3 所示。

本工程无组织废气源强一览表见表 3.3-4。

表 3.3-4 本工程无组织废气非甲烷总烃核算一览表

序号	设备名称	设备数量 (个)	单个设备排放系 数(kg/h)	排放速率 (kg/h)	年运行时间 (h)	年排放量 (t)
1	玉东 7 转油站	阀门	23	0.00023	7920	0.042
2		泵	2	0.021	7920	0.333
3		法兰	2	0.00025	7920	0.004
4	英买 7 转油站	阀门	9	0.00023	7920	0.016
5	潜山联合站	阀门	24	0.00023	7920	0.044
合计				0.05538	7920	0.44

经过核算, 本工程无组织排放废气中非甲烷总烃排放速率为 0.05538kg/h, 按年有效工作时间 7920h 计算, 本工程非甲烷总烃的无组织排放总量为 0.44t/a。按照本工程油气中硫化氢含量平均值为 0.04%计算, 硫化氢的无组织排放总量为 0.00018t/a。

(2) 630kW 真空加热炉废气

本工程拟在英买 7 转油站新建 630kW 真空加热炉废气 1 座，主要用于潜山联合站至英买处理站输油管道中间加热。由于供热所需热负荷较高，采用电加热炉运行费用过高，可研推荐采用 630kW 天然气加热炉进行加热。

根据可行性研究报告推算，加热炉所需天然气量为 $53.64 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。燃料天然气为净化处理后的天然气产品，硫化氢含量按照产品标准 $\leq 20 \text{mg}/\text{m}^3$ 进行计算。

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》，天然气锅炉产污系数见表 3.3-5。

表 3.3-5 工业锅炉产污系数表-燃气工业锅炉

原料名称	污染物指标	单位	产污系数
天然气	工业废气量	标立方米/万立方米-原料	107753
	二氧化硫	千克/万立方米-原料	0.02S
	氮氧化物	千克/万立方米-原料	15.87（低氮燃烧-国内一般）

经过计算，本工程加热炉废气产生量约为 $578 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，二氧化硫产生量约为 0.021t/a、氮氧化物产生量约为 0.85t/a（采用低氮燃烧）。二氧化硫排放浓度为 $3.6 \text{mg}/\text{m}^3$ 、氮氧化物排放浓度为 $147 \text{mg}/\text{m}^3$ ，满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值要求，即 $\text{SO}_2 \leq 50 \text{mg}/\text{m}^3$ 、 $\text{NO}_x \leq 200 \text{mg}/\text{m}^3$ 。废气通过 15m 高烟囱排放。

3.3.3.3 固体废物污染源

（1）清管废渣

集输管线清管作业产生清管废渣，每 2 年清管 1 次。根据类比调查，一般清管废渣产生量为 $1.15 \text{kg}/\text{km}$ ，本工程新建集输管线总长为 95km，每次废渣产生量约 109.25kg（0.0546t/a）。清管废渣的主要成分为石油类、SS 和氧化铁等。清管时在收球装置的四周铺设土工布，严格按危险废物相关技术要求和管理规定进行收集与贮存，委托有危废处置资质单位进行处置。

（2）生活垃圾

运营期运营期不新增劳动定员，工作人员由英买油气开发部内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

3.3.3.4 噪声源

运营期间的噪声源主要站场机泵等，噪声级为 60~90dB(A)，见表 3.3-6。

表 3.3-6 噪声源设备

噪声源名称		声功率级〔dB (A)〕	排放规律	噪声特性
站场	机泵	60~90	连续	机械

3.3.3.5 运营期污染物排放情况汇总

本工程运营期三废排放状况见表 3.3-7。

表 3.3-7 运营期污染物排放汇总

工段	污染源	主要污染物	产生量	排放量	排放去向
废气	无组织排放	非甲烷总烃	0.00018t/a	0.00018t/a	大气
	锅炉废气	废气	5.78x10 ⁶ m ³ /a	5.78x10 ⁶ m ³ /a	大气
		二氧化硫	0.021t/a	0.021t/a	大气
		氮氧化物	0.85t/a	0.85t/a	大气
固体废物	清管废渣	石油类	0.0546t/a	0	委托有危废处置资质单位进行处置

3.3.3.6 污染物排放“三本帐”

本评价现有工程污染源数据引用《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司英买油气开发部英买气田环境影响后评价报告书》（备案意见：新环环评函〔2021〕218 号），本工程建成后运行期污染物排放变化情况见表 3.3-8。

表 3.3-8 运营期污染物排放“三本账”表

序号	影响类别	污染物	现有工程排放量(t/a)	本项目排放量 (t/a)	总体工程		
					排放量(t/a)	以新带老削减量(t/a)	排放增减量
1	废气	SO ₂	1.148	0.021	1.169	-	+0.021
		NO _x	39.636	0.85	40.486	-	+0.85
		非甲烷总烃	5.894	0.44	6.334	-	+0.44
2	废水	生产废水	0	0	0	-	0
3	固体废物	含油污泥	0	0	0	-	0
		清管废渣	0	0.0546	0	-	0

3.4 清洁生产水平

本工程隶属英买油气开发部管辖，积极推进清洁生产，未使用国家和自治区明令淘汰的技术、工艺和设备

清洁生产的主体是企业自身，是提高企业形象、提高市场竞争力的有效手段，是推动企业技术进步，实现资源综合利用，达到“节能、降耗、减污、增效”目

标的有力措施。通过实施环境保护目标责任制、建立 HSE 管理体系、推行清洁生产，全面实现环境保护“增产减污”的发展目标。

英买油气开发部在今后的生产过程中，还需要持续做好清洁生产的各项工作。将清洁生产真正纳入到英买油气开发部的管理制度当中，只有这样才可以真正达到“节能、降耗、减污、增效”的目的，走可持续发展的道路。

3.5 污染物排放总量控制

3.5.1 总量控制原则

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

3.5.2 污染物总量控制因子

根据国家“十四五”总量控制水平，考虑本工程的排污特点，污染物排放总量控制因子如下：

废气污染物： SO_2 、 NO_x 和 VOC_s 。

废水污染物： COD 、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 。

本工程运营期无废水产生，不对废水污染物进行总量控制。

本工程在正常运行期间，废气污染物主要为加热炉烟气和各站场、阀室无组织废气。

根据《关于印发<建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法>的通知》(环发[2014]197 号)及《关于印发<自治区建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法>的通知》(新环发[2016]126 号)要求，本工程 SO_2 、 NO_x 排放总量控制指标核算过程如下：

表 3.5-1 工业锅炉产污系数表-燃气工业锅炉

原料名称	污染物指标	单位	产污系数
天然气	工业废气量	标立方米/万立方米-原料	107753
	二氧化硫	千克/万立方米-原料	0.02S

	氮氧化物	千克/万立方米-原料	15.87（低氮燃烧-国内一般）
--	------	------------	------------------

经过计算，本工程加热炉废气产生量约为 $578 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，二氧化硫产生量约为 0.021t/a 、氮氧化物产生量约为 0.85t/a （采用低氮燃烧）。

②VOCs

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)，挥发性有机物(VOCs)是参与大气光化学反应的有机化合物，或者根据有关规定确定的有机化合物，本标准采用非甲烷总烃作为 VOCs 排放控制项目。根据计算，项目运营期 VOCs(即非甲烷总烃)排放量估算为 0.44t/a ，本评价以 VOCs(即非甲烷总烃)实际排放量作为建议总量控制指标。

3.5.3 总量控制建议指标

本工程在正常运行期间无废水外排，因此不对废水污染物进行总量控制。

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020），挥发性有机物（VOCs）是参与大气光化学反应的有机化合物，或者根据有关规定确定的有机化合物。本标准采用非甲烷总烃作为 VOCs 排放控制项目。根据计算，项目运营期 VOCs（即非甲烷总烃）排放量估算为 0.44t/a 。

综上所述，本工程总量控制指标建议为：VOCs 0.44t/a 。

3.6 相关法规、政策符合性分析

3.6.1 与国家产业政策协调性分析

本工程属于石油天然气开采项目，根据《产业结构调整指导目录》（2019 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。

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，本工程的实施，对于保障国家能源安全，促进国民经济健康快速发展具有极其重要的战略意义。

3.6.2 与相关政策、法规符合性分析

本工程属于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司石油天然气开采项目，相关的政策、法规有：《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》、《石油天然气开采业污染防治技术政策》、《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）等，符合性见表 3.6-1。

表 3.6-1 与相关的政策、法规符合性分析

文件名称	文件要求	实际建设情况	符合性
《石油天然气开采业污染防治技术政策》	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	本工程主要是集输管道工程，临时占地；站场工程为站内改扩建，不新增占地；增加注水井，将英潜联合站处理后采出水回注地下，不外排。本工程不新增石油类污染物总量。	符合
	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置	本工程位于英买力油气田矿权内，采用密闭集输，可以实现油气和废物的集中收集、处理处置。	符合
	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放	本工程油气集输过程为密闭流程。	符合
	在油气开发过程中，应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复	本评价已提出生态环境影响减缓措施，采用定向钻方式穿越生态保护红线区，减少影响。	符合
	位于湿地自然保护区和鸟类迁徙通道上的油田、油井，若有较大的生态影响，应将电线、采油管线地下敷设。在油田作业区，应采取措施，保护零散自然湿地。	本工程不涉及湿地自然保护区和鸟类迁徙通道，集输管线采用埋地敷设。	符合
	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排	本工程不涉及钻井工程。	符合
《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》	禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发	本工程不涉及水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域。采用无害化定向钻	符合

		方式穿越生态保护红线区，减少影响。	
	煤炭、石油、天然气开发单位应当制定生态保护和恢复治理方案，并予以实施。生态保护和恢复治理方案内容应当向社会公布，接受社会监督	本工程已提出生态保护和生态恢复治理方案，并要求油田公司进行公示和接受社会监督。	符合
	开发单位应当对污染物排放及对周围环境的影响进行环境监测，接受环境保护主管部门的指导，并向社会公布监测情况。	本评价已制定监测方案。	符合
	煤炭、石油、天然气开发单位应当使用先进技术、工艺和设备，实行清洁生产。禁止使用国家和自治区明令淘汰的技术、工艺和设备	本工程集输过程采用先进技术、工艺和设备。	
	散落油和油水混合液等含油污染物应当回收处理，不得掩埋	本工程运营期固体废物为清管废渣，委托有危废处置资质单位接收处理。	
	煤炭、石油、天然气开发单位应当加强危险废物的管理。危险废物的收集、贮存、运输、处置，必须符合国家有关规定的规定；不具备处置、利用条件的，应当送交有资质的单位处置。煤炭、石油、天然气开发单位堆放、储存煤渣、含油固体废弃物和其他有毒有害物，应当采取措施防止污染大气、土壤、水体	本工程运营期固体废物为清管废渣，委托有危废处置资质单位接收处理。	
新疆维吾尔自治区大气污染防治条例	第三十七条规定：各级人民政府应当加强对建设施工、矿产资源开采、物料运输的扬尘和沙尘污染的治理，保持道路清洁、控制料堆和渣土堆放，科学合理扩大绿地、水面、湿地、地面铺装和防风固沙绿化面积，防治扬尘污染。	本工程施工期通过洒水抑尘等措施减少扬尘产生量。	符合
	第四十四条 矿山开采产生的废石、废渣、泥土等应当堆放到专门存放地，并采取围挡、设置防尘网或者防尘布等防尘措施；施工便道应当硬化。	本工程施工土方全部用于回填管沟及场地平整；施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至英买作业区英买7固废场处理。项目施工结束后拟对临时占地进行恢复治理，可减少扬尘影响。	符合
《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价》	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、	本工程在报告中对工程施工期、运营期环境影响和环境风险进行了分析，并提出有效的环境保护措施、污染防治措施	符合

价的通知》 (环办环评 函〔2019〕 910 号)、 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)	设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块,建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。海洋油气勘探工程应当填报环境影响登记表并进行备案。确定产能建设规模后,原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的,可以纳入区块环评。	和环境风险防范措施,并分析了依托工程可行性和有效性;同时对现有工程也进行了回顾性评价,对相关生态环境问题提出有效防治措施。	
	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。	本工程评价了工程建设、运营带来的环境影响和环境风险,提出了有效的生态环境保护和环境风险防范措施;对依托的污水处理设施、固废处理设施等均论证了依托可行性和有效性,工程依托处置可行;对现有工程进行回顾评价并针对生态环境问题和环境风险隐患提出了有效防治措施。	
	涉及废水回注的,应当论证回注的环境可行性,采取切实可行的地下水污染防治和监控措施,不得回注与油气开采无关的废水,严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前,回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329)等相关标准要求后回注,同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层,一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。建设项目环评文件中应当包含钻井液、压裂液中重金属等有毒有害物质的相关信息,涉及商业秘密、技术秘密等情形的除外	本工程增加注水井,将英潜联合站处理后采出水回注地下,不外排。回注水执行《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)中的有关标准。	符合

	涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应当采用先进高效硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。井场加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求	本工程区不属于高含硫油气开采区，加热炉使用净化后天然气，烟气中 SO₂、NO_x 和烟尘参照满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中燃气锅炉的排放浓度限值要求。	符合
	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》（2017 年 10 月 1 日）要求评价。	本工程不涉及钻井工程。	
	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。在本通知印发前已经取得环评批复、不在海洋生态环境敏感区内、未纳入油气开采区块产能建设项目环评且排污量未超出原环评批复排放总量的海洋油气开发工程调整井项目，实施环境影响登记表备案管理。	生态环境部环境影响评价与排放管理司有关负责人就《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》答记者问中提到：“《通知》未对区块大小和界定原则作出统一规定。政策施行后，企业可以根据生产或管理需要、按照油（气）藏分布情况等，自行确定开展环评的区块范围和包括的建设内容。”本工程由塔里木油田分公司单独立项，单独编制设计方案，确定了开发范围和建设内容，因此建设单位委托本工程开展建设项目环评。	符合

《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》（环办环评函〔2019〕910号）	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施	本工程施工周期较短，报告中已提出施工过程中严格控制作业带，减少施工占地的措施，要求施工结束后及时进行恢复清理，落实报告中提出的生态环境保护措施，避免对区域生态环境造成影响	符合
	涉及自然保护地和生态保护红线的，应当说明工程实施的合法合规性和对自然生态系统、主要保护对象等的实际影响，接受生态环境主管部门依法监管。 油气企业应按照企事业单位环境信息公开办法、环境影响评价公众参与办法等有关要求，主动公开油气开采项目环境信息，保障公众的知情权、参与权、表达权和监督权。各级生态环境主管部门应当按要求做好环评审批、监督执法等有关工作的信息公开。	本工程输油管道无法避让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，穿越长度约 1.9km，采用无害化的定向钻方式穿越，定向钻穿越的特点是：保证设计埋深；不影响地物；施工周期短；施工占地少；施工期间对穿越区生态影响小。 建设单位作为责任主体，按照《环境影响评价公众参与办法》（2019年1月1日）等相关规定，开展了本工程信息公示和公众意见调查等工作，公示期间未收到公众反馈意见。	符合 符合
转发《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（新环评价发〔2020〕142号）	请各有关单位加快推进油气发展（开发）相关规划编制，并依法开展规划环境影响评价工作。对已经批准的油气发展（开发）规划在实施范围、适用期限、规模、结构和布局等方面进行重大调整或修订的，应当依法重新或补充进行环境影响评价。油气开发规划实施满 5 年的应当及时开展规划环境影响跟踪评价。	塔里木油田分公司已编制完成《塔里木油田分公司十四五发展规划》，正在开展规划环境影响评价工作。	
	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评）。未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块，建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。 2021 年 1 月 1 日起，原则上不以单井形式开展环评。过渡期间，项目建设单位	本工程以区块为单位开展环评，在报告中对工程施工期、运营期环境影响和环境风险进行了分析，并提出有效的环境保护措施、污染防治措施和环境风险防范措施，并分析了依托工程可行性和有效性；同时对现有工程也进行了回顾性评价，对相关生态环境问题提出有效防治措施。	

	可以根据实际情况，报批区块环评或单井环评。		
《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	本工程提出施工期结束后，恢复井场周边及管线临时占地	符合
	应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理地确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备	本工程开发方案设计考虑了英买力油气田资源赋存状况、生态环境特征等条件，所选用的技术和工艺均成熟、先进	符合
	集约节约利用土地资源，土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模	工程站场、管线永久占地和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
《国家级公益林管理办法》（林资发〔2017〕34号）	第九条：严格控制勘查、开采矿藏和工程建设使用国家级公益林地。确需使用的，严格按照《建设项目使用林地审核审批管理办法》有关规定办理使用林地手续。涉及林木采伐的，按相关规定依法办理林木采伐手续。 经审核审批同意使用的国家级公益林地，可按照本办法第十八条、第十九条的规定实行占补平衡，并按本办法第二十三条的规定报告国家林业局和财政部。	本工程选址选线按照避让原则，尽量避让公益林，严格控制占用公益林。 本工程拟建管线临时占用公益林，要求按照《建设项目使用林地审核审批管理办法》有关规定办理使用林地手续，并实行占补平衡。	符合
	第十二条：一级国家级公益林原则上不得开展生产经营活动，严禁打枝、采脂、割漆、剥树皮、掘根等行为。国有一级国家级公益林，不得开展任何形式的生产经营活动。	本工程拟建管线经避让后，占用少量国家二级公益林，不占用国家一级公益林。	符合

3.6.3 与相关规划符合性分析

根据评价区块的地理位置，项目区位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区新和县，所在地涉及到的相关地方规划包括：《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发

展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》、《塔里木油田地面工程十四五规划》、《新疆生态环境保护“十四五”规划》、《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》、《《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》》等。

本工程与上述相关规划的符合性分析结果参见表 3.6-2。

表 3.6-2 与相关规划符合性分析

规划名称	规划要求	本工程	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	本工程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
	持续推进农用地分类管理和安全利用。严格保护优先保护类农用地，确保其面积不减少、土壤环境质量不下降。加强耕地污染源源头控制，推进耕地周边涉镉等重金属行业企业排查整治。鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用。动态调整耕地土壤环境质量类别。	本工程在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险；本工程运营后采取源头控制、过程防控措施；土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值，石油烃类执行表2第二类用地筛选值	符合
	强化危险废物全过程环境监管。建立健全各类危险废物重点监管单位清单，全面实行危险废物清单化管理。督促各类危险废物产生单位和经营单位依法申报危险废物产生处置情况，报备管理计划，做好信息公开工作，规范运行危险废物转移联单。	本工程产生的危险废物严格落实《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年 第 74 号）、《危险废物转移管理办法》（生态环境部令 第 23 号）中相关管理要求	符合
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。	本工程属于塔里木盆地油气勘探开发项目	符合
	深入推进油气体制改革，继续支持社会资本参与国家油气区块“招拍挂”工作并进入油气资源勘探领域，争取地区内拍	英买力油气田是塔里木油田分公司主体开发的主力区块之一，位于新	符合

	卖区块资源全部实现就地转化利用，鼓励油气资源开采企业本地化注册。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。全力抓好传统石化企业的转型升级，注重引进清洁高效化工技术和市场领先地位产业项目，推动产品精细化发展。强力推进塔河炼化千万吨级炼油能力建设，确保百万吨乙烯蒸汽裂解工程建成投产，实现库车石化产业基地向乙烯化工一体化转型；助力库车、沙雅、新和配套烯烃、芳烃中下游产业和天然气化工精深发展，逐步形成锦纶、氨纶等纺织原料、聚乙烯、聚氯乙烯等高品质塑料、包装材料、环氧丙烷等聚氨、聚醚等各类基础化工原料、有机材料工业，为发展制药、纺织、日化、建材、橡胶等行业提供原料支持。将阿克苏打造成为国家重要的石油天然气生产加工和储备基地。	疆维吾尔自治区阿克苏地区新和县境内。	
《阿克苏地区国民经济和社会发展规划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。	本工程为塔里木油田分公司石油天然气开采项目	符合
《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》	将新疆国土空间分为重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域三类主体功能区。按层级分为国家和省级两个层面。重点开发区域主要包括天山南北坡城市或城区以及县市城关镇或重要工业园区，共涉及 59 个县市。限制开发区域是指关系国家农产品供给安全和生态安全，不应该或不适宜进行大规模、高强度工业化城镇化开发的农产品主产区和重点生态功能区。其中农产品主产区分布在天山南北坡 23 个县市，重点生态功能区涉及 53 个县市。禁止开发区域是指依法设立的各级各类自然文化资源保护	本工程建设地点位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区新和县，属于新疆农产品主产区中的天山南坡主产区，天山南坡主产区涉及 10 个县市，这些农产品主产区县市的城区和重要工业园区是自治区级的重点开发区域，但这些县市以享受国家农产品主产区的政策为主。本工程属于石油天然气开采行业，	符合

	区域, 以及其他禁止进行工业化城镇化开发、需要特殊保护的重点生态功能区, 国家和自治区层面禁止开发区域共 107 处。	符合自治区对该区域的功能定位要求。	
《新疆生态功能区划》	新疆共划分了 76 个不同的生态功能区, 本工程属于渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区和塔里木河上中游乔灌木及胡杨林保护生态功能区	主要生态服务功能为防风固沙, 防治水土流失, 主要生态环境问题为水土流失、过度放牧造成的植被破坏, 本工程建设的应大力保护地表植被, 减少水土流失。项目类型属于油气开采项目, 与生态功能区划发展方向相一致。	符合
《塔里木油田“十四五”发展规划》	“十四五期间”持续上产, 着力推进“库车山前天然气、塔北-塔中原油”两大根据地, 实施老油气田综合治理、新油气田效益建产和油气田精益生产, 努力实现原油产量稳中上升和天然气快速上产。到 2025 年实现年产天然气 360 亿方, 石油液体 880 万吨, 产量当量 3750 万吨。塔里木油田“十四五”期间新油田为富满油田, 计划总新钻开发井 370 口, 新建总产能 569×104t, 主要围绕塔河南岸碳酸盐岩油藏进行产能建设。	本工程属于规划中老区区块开发内容, 符合塔里木油田“十四五”发展规划要求。塔里木油田分公司已经委托新疆天合环境技术有限公司开展塔里木油田“十四五”发展规划环境影响评价工作。	符合

3.6.4“三线一单”符合性分析

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

根据《关于印发〈新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》(新政发〔2021〕18号)和《关于印发〈阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》(阿行署发〔2021〕81号), 将本工程与生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入清单相关要求对比分析, 见表3.6-3。本工程与生态保护红线位置关系见图3.6-1。

综上所述, 本工程建设符合“三线一单”要求。

表 3.6-3 本工程与三线一单符合性分析

名称	文件要求	符合性分析	结论
生态保护	生态保护红线是生态空间范围内具有特殊重要生态	根据《关于印发〈新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》(新政发〔2021〕18号)	符合

红线	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。	和《关于印发<阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案>的通知》(阿行署发〔2021〕81号),本工程输油管道无法避让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,穿越长度约 1.9km,采用无害化的定向钻方式穿越,定向钻穿越的特点是:保证设计埋深;不影响地物;施工周期短;施工占地少;施工期间对穿越区生态影响小。 本工程与生态保护红线位置关系图见图 3.6-1。 本项目属于无法避让的管道项目,符合生态保护红线要求。	
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的布局、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的影响,强化污染防治措施和污染物排放控制要求。	本工程为石油天然气开采项目。本工程增加注水井,将英潜联合站处理后采出水回注地下,不外排。回注水执行《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)中的有关标准。不新增生活污水,正常运行期不会对周围地下水环境造成影响。清管废渣委托有危废处置资质单位进行处置 本工程营运期无废水产生;所在区域属于大气环境质量不达标区域,油气采取密闭集输工艺,本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。	符合
资源利用上线	资源是环境的载体,资源利用上线是各地区能源、水、土地等资源消耗不得突破的“天花板”。相关环评应依据有关资源利用上线,对规划实施以及规划内项目的资源开发利用,区分不同行业,从能源资源开发等量或减量替代、开采方式和规模控制、利用效率和保护措施等方面提出建议,为规划编制和审批决策提供重要依据。	本工程开发过程中的生产废水进行综合利用,节约了水资源。油气密闭集输集输,能源利用均在区域供气、供电负荷范围内,消耗未超出区域负荷上限。本工程占地类型为盐碱地、沙地、低覆盖草地和耕地(一般耕地),土地资源消耗符合要求。总之,本工程开发符合资源利用上线要求。 因此,本工程建设符合资源利用上线要求。	符合
生态环境准入清单	环境准入负面清单是基于生态保护红线、环境质量底线和资源利用上线,以清单方式列出的禁止、限制等差别化环境准入条件和要求。要在环评清单式管理试点的基础上,从布局选址、资	石油天然气开发是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业,根据《产业结构调整指导目录》(2019 本),将“石油、天然气勘探及开采”列入“鼓励类”项目。可知,石油天然气开发属于国家重点鼓励发展的产业,本工程建设符合国家的相关政策。 根据《关于印发新疆维吾尔自治区 28 个国家重点生态	符合

	源利用效率、资源配置方式等方面入手,制定环境准入负面清单,充分发挥负面清单对产业发展和项目准入的指导和约束作用。	功能区县(市)产业准入负面清单(试行)的通知》(新发改规划(2017)89号)和《关于印发新疆维吾尔自治区17个新增纳入国家重点生态功能区县(市)产业准入负面清单(试行)的通知》(新发改规划(2017)1796号)文规定,本工程所在行政区新和县未列入该清单。	
--	--	---	--

表 3.6-4 本项目与阿克苏地区生态环境准入清单符合性分析一览表

单元编码	单元名称	单元属性	单元特征	环境要素属性
ZH65292530001	新和县一般管控单元	一般管控单元		
控维度	管控要求			符合性
空间布局约束	1 执行阿克苏地区尽体官控要水中空同布同约来的要求。 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、天然气开采工程，项目占地为盐碱地、沙地、地覆盖草地和耕地（垦荒地）污染物排放均按相关标准要求执行。符合本单元管控要求。
污染物排放管控	1.执行阿克苏地区总体管控要求中关于污染物排放管控的准入要求。 2.强化畜禽养殖粪污资源化利用，提高畜禽粪污综合利用率，减少恶臭气体挥发排放。 3.严格控制林地、草地、园地农药使用量，禁止使用高毒、高残留农药。 4.加强农村生活垃圾的清运、收集、处置。严禁将城镇生活垃圾、污泥、工业废物直接用作肥料。 5.鼓励和支持散养密集区实行畜禽粪污分户收集、集中处理			本项目大气污染物排放无二氧化硫、氮氧化物，主要为无组织非甲烷总烃排放，按要求进行总量控制和削减污染物排放总量，符合本单元管控要求。
环境风险防控	1.执行阿克苏地区总体管控要求中关于环境风险防控的准入要求。 2.加强对矿山、油田等矿产资源开采影响区域内未利用地的环境监管，发现土壤污染问题的，要坚决查处，并及时督促有关单位采取有效防治措施消除或减轻污染。 3.对排查出的危库和病库以及风险评估有严重环境安全隐患的尾矿库，要求企业完善污染治理设施、进行治理和修复。全面整治历史遗留尾矿库，完善覆膜、压土、排洪、堤坝加固等隐患治理和闭库措施。 4.加强油(气)田勘探、开发、运行过程中及排放产生的废弃物对土壤的污染。开展油(气)资源开发区历史遗留污染场地治理。			项目投产后，由英买油气开发部管理，区块开发突发环境应急预案纳入管辖作业区应急管理体系中。符合本单元管控要求。
资源利用效率	1.执行阿克苏地区总体管控要求中关于资源利用效率的准入要求。 2.全面推进秸秆综合利用，鼓励秸秆资源化、饲料化、肥料化利用，推动秸秆还田与离田收集。 3.减少化肥农药使用量，增加有机肥使用量，逐步实现化肥农药使用量零增长。 4.推进矿井水综合利用，煤矿废水全部处理达标后用于补充矿区生产用水和生态用水，加强洗煤废水循环利用。 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。

3.7 选址、选线合理性分析

本工程新建集输管道工程 95km，其中玉东 7 转油站至英 21 集气站输油管道 34km，英买 17 集气站至英买 7 转油站输油管道 16.5km，潜山联合站至英买处理站输油管道 44.5km；注水井 6 口（YM34-H1、YM34-H7、YM34-12H、YM34C、YM35、YM35-3）不新钻井，由老生产井转注水井。新建 15.8km 注水管线，采用埋地敷设，注水干线采用高压玻璃钢管，单井管道采用高压柔性复合管。

（1）选址

本工程 YM7 转油站、玉东 7 转油站、英买 21 集气站、英买 17 集气站、英买 7 转油站、潜山联合站、英买处理站等 6 座站场站内改造，不新增占地。注水井 6 口（YM34-H1、YM34-H7、YM34-12H、YM34C、YM35、YM35-3），不新钻井，由老生产井转注水井。上述站场和井场均不涉及依法划定的各类保护地，选址是合理的。

（2）管线选线合理性分析

根据现场调查和资料搜集，集输管道和注水管道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。本项目玉东 7 转油站至英买 21 集气站输油管线东西向穿越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约 1.9km，生态保护红线区纵向长度约 85km，管道无法避让，定向钻穿越的特点是：保证设计埋深；不影响地物；施工周期短；施工占地少；施工期间对穿越区生态影响小。此路段采用定向钻穿越方式，最大程度保护生态保护红线区内生态环境。项目所在区域新和县属于新疆自治区级水土流失塔里木河流域重点治理区。本工程无法避让塔里木流域水土流失重点治理区，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，项目选线是合理。

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

英买油气田地处塔克拉玛干沙漠北缘,主要包括英买力气田群和英买潜山油田,具体日常运行管理由塔里木油田分公司二级单位英买油气开发部负责。英买油气田坐标为东经 $80^{\circ}53' \sim 82^{\circ}32'$,北纬 $40^{\circ}54' \sim 41^{\circ}30'$,面积 5730km^2 。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 区块等区块。

地理位置图见图 3.2-1。

4.1.2 地形、地貌

英买油气田所在的塔里木盆地南北受昆仑山和天山山系夹持,周边又被库鲁克塔格、柯坪塔格、铁克里克、阿尔金山等次一级山系环绕,边缘地形较复杂。盆地中央为塔克拉玛干沙漠,海拔高程在 1000m 左右,为流动性沙漠;周边山前地带为广阔的冲积扇和冲积平原,有绿洲分布,海拔高程约在 $1000\text{m} \sim 1300\text{m}$ 之间,与冲积平原相连的山地地形复杂,多为鸡爪形,海拔高程在 $2000\text{m} \sim 4000\text{m}$ 之间,相对高差可达 $1000\text{m} \sim 2000\text{m}$ 。

本工程位于山前冲积扇和冲积平原上,地势平坦,土壤多盐碱,多为沙丘。

4.1.3 气象和气候

新和县地处暖温带,热量丰富,气候干燥,降水稀少,夏季炎热,冬季干冷,年温差和日温差都很大,属暖温带大陆性干旱气候。据新和县气象站多年观测资料统计,主要常规气象要素统计资料见表 4.1-2。

表 4.1-2 新和县主要气候气象参数一览表

序号	项 目	统计结果	序号	项 目	统计结果
1	年平均气温	11.3°C	7	多年平均风速	1.97m/s
2	极端最高气温	36.8°C	8	10m 高最大风速	19.7m/s
3	极端最低气温	-32.0°C	9	年最大降雨量	128.1mm
4	月平均最高气温(7 月)	32.9°C	10	日最大降雨量	37.5mm

5	月平均最低气温(1 月)	-18.0℃	11	年平均降雨量	79.9mm
6	年平均相对湿度	54%	12	平均年蒸发量	2115.2mm

4.1.4 水文与水文地质

4.1.4.1 水文

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

塔里木河发源于喀拉昆仑山，由叶尔羌河、和田河、阿克苏河三源流汇合而成，全长 1282km，自西向东流动，枯水期月平均流量 12.8m³/s，平水期月平均流量 42m³/s，丰水期月平均流量 382m³/s。渭干河发源于哈尔克驼山的冰川，全长 450km，年径流量 70.1×10⁸m³。区内人工饮水及排水渠道较多，地下水出水构造主要有三个，即冲洪积平原孔隙潜水及承压水、塔里木河冲积平原淡水及封存咸水、第四系自流水分布区，类型主要是第四系松散层孔隙水，地下水补给方式为河流垂直侧向补给和山区地下水侧向补给。塔里木河地处我国西北内陆的塔里木盆地，水质的组成特点受地区自然条件的严格控制和近年来人为活动的影响，表现为矿度高，水质偏碱性，含氟较高，河水化学类型为 HSO₄·Cl—Ca·Mg·Na 为主，矿化度枯水期最大。塔里木河干流周围主要为垦荒农业区，基本无工业污染源，有机污染很少。

本次工程与塔里木河的最近距离 35km。

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

4.1.4.2 区域水文地质

英买油气田所在地渭干河冲洪积平原属天山地槽和塔里木地台两大地质构造单接合地带的沙雅隆起带，其北部为库车坳陷。

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

单井出水量达 1000m³/d 以上。

地下水类型主要是第四系松散层孔隙水，地下水补给方式为河流垂直侧向补给和山前地下水侧向补给。

4.1.5 土壤及动植物

本区属于干旱区典型的沙生动、植物分布区。该区动植物区系属古北界、中亚亚界、蒙新区、西部荒漠亚区、塔克拉玛干荒漠省。土壤类型分布均为风沙土，地表土壤成土母质主要为风积物，无发育层次，只有干沙层和湿沙层之分。流动性风沙土养份含量极低，盐分含量轻微，组成以细沙颗粒为主。因此，在该地域上生存发育的植被极其贫乏，仅在部分沙丘洼地中生长稀疏的塔克拉玛干柽柳和多枝柽柳，其伴生种类极少，大部分地带为裸地。植物分布贫乏使得该区域内野生动物的分布和种群数量极低，沙丘间洼地中近柽柳丛地带偶见叶城沙蜥活动，极少地区分布长耳跳鼠，区域内基本无鸟类栖息和迁徙。近年来，由于油气田开发建设活动和沙漠公路的绿化工程，在联合站等人类活动地区，偶有伴人动物麻雀等活动。

4.2 生态环境现状调查与评价

4.2.1 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》（2005 版），本工程区域属于塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区（IV），塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区（IV1），工程区域北部为渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区（55），工程区南部属于塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区（59）。工程区生态功能区的主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态环境问题和主要保护目标见表 4.2-1。本工程与新疆生态功能区划位置关系见图 4.2-1。

表 4.2-1 工程区生态功能区划

生态 功能 分区 单元	生态区	塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区（IV）	
	生态亚区	塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区（IV1）	
	生态功能区	渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区（59）	塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区（59）
主要生态服务功能		农产品生产、荒漠化控制、油气资源	沙漠化控制、土壤保持、生物多样性维护、农畜产品生产

主要生态环境问题	土壤盐渍化、洪水灾害、油气开发造成环境污染	河水水量减少、水质恶化、植被破坏、沙漠化扩大、土壤盐渍化、湿地减少、野生动物减少、毁林毁草开荒
生态敏感因子、敏感程度	生物多样性及其生境中度敏感，土壤荒漠化中度敏感，土壤盐渍化高度敏感	生物多样性及其生境高度敏感，土壤侵蚀、土地沙漠化中度敏感，土壤盐渍化轻度敏感
主要保护目标	保护农田、保护荒漠植被、保护水质、防止洪水危害	保证向下游泄水量、保护胡杨林、保护河岸和防洪堤、保护野生动物、保护湿地、保护甘草和罗布麻
主要保护措施	节水灌溉、开发地下水、完善水利设施、发展竖井排灌、防治油气污染、减少向塔河注入农田排水	退耕还林还草、控制农排水、生态移民、废弃部分平原水库、禁止采伐与砍头放牧、禁止乱挖甘草和罗布麻
适宜发展方向	发展棉花产业、特色林果业和农区畜牧业，建设石油和天然气基地	加大保护力度，建设国家级塔河生态功能保护区和世界最大的胡杨林自然保护区

项目位于渭干河流域西部，塔里木河流域北部，区域油气资源丰富，油田勘探开发工作开展多年。本区域在生态环境敏感性综合评价中，主要敏感因子为生物多样性及其生境高度敏感，土壤侵蚀和土地沙漠化中度敏感、土壤盐渍化轻度敏感。主要生态服务功能是：沙漠化控制、土壤保持、生物多样性维护、农畜产品生产。主要的生态问题是：河水水量减少、水质恶化、植被破坏、沙漠化扩大、土壤盐渍化、湿地减少、野生动物减少、毁林开荒。

4.2.2 生态单元划分

本工程主要包括 3 条输油管道，其中新建玉东 7 转油站至英 21 集气站输油管道 34km、英买 17 集气站至英买 7 转油站输油管道 16.5km、潜山联合站至英买处理站输油管道 44.5km；6 条注水管道，其中新建英买力联合站至 YM34C 井注水管线 6km，YM34C 井至 YM34-H1 井注水管线 1.5km，YM34C 井至 YM34-H7 井注水管线 2.5km，YM34C 井至 YM34-12H 井注水管线 2.8km，YM35-4 井至 YM35 井注水管线 1.5km，YM35-4 井至 YM35-3 井注水管线 1.5km。评价区东部以农田生态系统为主和评价区西部以荒漠生态系统为主。根据工程区生态环境特征和工程特点，将其生态单元划分如下表 4.2-2。

表 4.2-2 生态环境现状调查

	工程内容	工程量	土地利用类型	植被类型	土壤类型
农田区	新建英潜联合站至 YM34C 井注水管线 6km，YM34C 井至 YM34-H1 井注水管线 1.5km，YM34C 井至 YM34-H7 井注水管线 2.5km，YM34C 井至 YM34-12H 井注水管线 2.8km	注水管线 12.8km，	耕地、盐碱地	农田，垦荒地，种植棉花	草甸土
荒漠区	新建玉东 7 转油站至英 21 集气站输油管道 34km、英买 17 集气站至英买 7 转油站输油管道 16.5km、潜山联合站至英买处理站输油管道 44.5km；YM35-4 井至 YM35 井注水管线 1.5km，YM35-4 井至 YM35-3 井注水管线 1.5km	输油管线 95km，注水管线 3km	盐碱地、沙地、低覆盖度草地	多枝柽柳、梭梭	盐土、风沙土、草甸土

4.2.3 生态系统结构和特征

工程区属暖温带大陆性干旱气候，该区域气候干燥，降水稀少。夏季炎热；冬季干冷；春季升温快而不稳，多风沙浮尘天气；秋季降温迅速。年温差和日温较差大。光照充足，热量丰富，蒸发强烈，无霜期较长，风沙活动频繁。

工程区内土壤类型主要为盐土、草甸土、风沙土。动物种群多为荒漠鸟类、爬行类和啮齿类动物。生态系统类型以农田生态系统和荒漠生态系统为主。

工程区内的生态环境十分脆弱，生态系统类型单一、稳定性较差、结构简单、环境异质性较低，系统受扰动后自我恢复的能力差。因此在工程建设过程中的保护重点为管线沿线地表植被及野生动物。

4.2.4 土地利用现状

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，并参照《土地利用现状分类》

(GBT21010-2017)，以确定工程区的土地利用类型，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，见图 4.2-2，项目区的主要土地类型为盐碱地、耕地、低覆盖度草地和沙地。

4.2.5 植被现状调查与评价

(1) 区域植被区系

按中国植被自然地理区系划分，项目区域植被类型属于新疆荒漠区、南疆荒漠亚区、塔里木荒漠省、塔克拉玛干荒漠亚省、阿克苏—库尔勒州。该区域的植被基本均属于荒漠类型的灌木、半灌木及小半灌木，在平原区扇缘带以耐盐碱的盐柴类植被为主。该区域的主要植被类型有：灌木荒漠、小半灌木荒漠、半灌木荒漠、多汁木本盐柴类荒漠等 4 种类型。区域植被类型见图 4.2-3。

评价区高等植被有 33 种，分属 10 科，（详见表 4.2-3）。

表 4.2-3 评价区主要高等植物名录

科	种名	拉丁名
蓼科 <i>Polygonaceae</i>	塔里木沙拐枣	<i>Calligonum mongolicum</i>
	盐穗木	<i>Halostachys caspica</i>
藜科 <i>Chenopodiaceae</i>	圆叶盐爪爪	<i>Kalidium schrenkianum</i>
	刺蓬	<i>Salsola pestifer</i>
	细叶虫实	<i>Corispermum heptapotamicum</i>
	星状刺果藜	<i>Bassia dasyphylla</i>
	假木贼	<i>Anabasis aphylla</i>
毛茛科 <i>Ranunculaceae</i>	东方铁线莲	<i>Cleamatis orientalis</i>
豆科 <i>Leguminosae</i>	铃铛刺	<i>Halimodendron halodendron</i>
	白花苦豆子	<i>Sophora alopecuroides</i>
	苦马豆	<i>Sphaerophysa salsula</i>
	疏叶骆驼刺	<i>Althagi sparsifolia</i>
蒺藜科 <i>Zygophyllaceae</i>	骆驼蓬	<i>Peganum harmala</i>
	西伯利亚白刺	<i>Nitraria sibirica</i>
怪柳科 <i>Tamaricaceae</i>	多枝怪柳	<i>Tamarix ramosissima</i>
	刚毛怪柳	<i>Tamarix hispida</i>
	短穗怪柳	<i>Tamarix laxa</i>
	多花怪柳	<i>Tamarix hohenackeri</i>
	长穗怪柳	<i>Tamarix elongata</i>
胡颓子科 <i>Elaeagnaceae</i>	尖果沙枣	<i>Elaeagnus oxycarpa</i>
	大沙枣	<i>Elaeagnus Moenchii</i>
萝藦科 <i>Asclepiadaceae</i>	牛皮消	<i>Cynanchum auriculatum</i>
旋花科 <i>Colevolvulaceae</i>	打碗花	<i>Calystegia hederacea</i>
菊科 <i>Compositae</i>	分枝鸦葱	<i>Scorzonera divaricata</i>
	盐生鸦葱	<i>Scorzonera austriaca</i>
	新疆绢蒿	<i>Seriphidium kaschgaricum</i>
	小薊	<i>Cirsium setosum</i>
	花花柴	<i>Karelinia caspica</i>
禾本科 <i>Gramineae</i>	芦苇	<i>Phragmites australis</i>
	假苇拂子茅	<i>Calamagrostis pseudophragmites</i>
	拂子茅	<i>Calamagrostis epigeios</i>
	獐毛	<i>Aeluropus sinensis</i>
	赖草	<i>Leymus secalinus</i>

（2）群落类型及分布

项目区域主要为荒漠带，随着距离山体的远近，水份条件的差异，植被盖度很低。

➤ 梭梭群系

主要在英买 7 集气站北部，位于漠境盐土和林灌草甸土上，植被总盖度 10%。

➤ 怪柳+盐穗木群系

主要在英买力处理厂周围，典型盐土，总盖度 6%。怪柳盖度 3%左右，高

度约 1m~1.2m，盐穗木盖度 2%左右，高度约 0.3m~0.4m，另外还有盐爪爪等植物，盖度 1%左右，高度约 0.3m。

➤ 白刺+盐穗木+怪柳群系

主要在英潜联合站周围，多为裸地，植物以西伯利亚白刺、盐穗木、怪柳群系植被为主，盖度多小于 5%，高度约 0.6m~1.2m 之间。

➤ 芦苇群系

在玉东 7 转油站等区域零散分布芦苇群系，洪水期常被淹没，地面有时积水，土壤为典型盐土。该区域芦苇长势稀疏，高度 0.5m~0.8m，盖度达 20%~30%。有时其中夹杂少量盐穗木或怪柳。

（3）重点保护野生植物

根据《国家重点保护野生植物名录》、《新疆国家重点保护野生植物名录》和《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录（第一批）》，评价区有国家 II 级保护植物：胀果甘草、肉苁蓉，自治区 I 级保护植物：膜果麻黄、大花罗布麻分布。

①肉苁蓉

肉苁蓉，拉丁学名（*Cistanche deserticola* Ma），肉苁蓉属列当科濒危种，别名大芸、寸芸、苁蓉、查干告亚（蒙语）。肉苁蓉是一种寄生在沙漠树木怪柳、梭梭根部的寄生植物，从寄主植物根部中吸取养分及水份。素有“沙漠人参”之美誉，具有极高的药用价值，是中国传统的名贵中药材。喜生于轻度盐渍化的松软沙地上，一般生长在沙地或半固定沙丘、干涸老河床、湖盆低地等，生境条件很差。评价内分布极少，现状调查中未见。

②胀果甘草

胀果甘草，拉丁学名（*Glycyrrhiza inflata* Batal.），被子植物，豆科，多年生草本，高 30-80cm，叶面绿色，光亮。边缘起伏。总状花序腋生，较松散，花紫色。荚果紫红色，长椭圆形，饱满。生于盐渍化砂地。胀果甘草随地下水位、土壤含盐和土壤质地的变化，可以与多种耐盐植物组成不同的群落。在砂质或砂壤质轻盐化草甸土上，地下水深 1~2 米，水土条件良好，形成茂密的群落，胀果甘草高可达 1 米。评价区内广泛分布，水土条件较好的农田四周、灌渠两侧有分布。

③膜果麻黄

膜果麻黄，拉丁学名（*Ephedra przewalskii Stapf*）是麻黄科麻黄属植物，灌木，高 50-240 厘米；木质茎明显，茎的上部具多数绿色分枝，小枝节间粗长。叶通常 3 裂并有少数 2 裂混生。球花通常无梗，常多数密集成团状的复穗花序；雄球花淡褐色或褐黄色；雌球花成熟时苞片增大成干燥半透明的薄膜状，淡棕色。种子通常 3 粒，稀 2 粒，包于干燥膜质苞片内，暗褐红色，长卵圆形，顶端细窄成尖突状，表面常有细密纵皱纹。常生长于干燥沙漠地区及干旱山麓，多砂石的盐碱土上也能生长，在水分稍充足的地区常组成大面积的群落，或与梭梭、怪柳、沙拐枣等旱生植物混生。评价内分布极少，现状调查中未见。

④罗布麻

罗布麻，拉丁学名（*Apocynum venetum L.*），夹竹桃科罗布麻属直立半灌木，高可达 4 米，枝条对生或互生，光滑无毛，紫红色或淡红色。叶对生，叶片椭圆状披针形至卵圆状长圆形，叶缘具细牙齿，两面无毛；圆锥状聚伞花序顶生（有时腋生）一至多歧，苞片膜质，披针形，花萼深裂，裂片披针形或卵圆状披针形，两面被短柔毛，边缘膜质，花冠圆筒状钟形，紫红色或粉红色，花药箭头状，隐藏在花喉内，花丝短，密被白茸毛；子房由 2 枚离生心皮所组成，花盘环状，肉质，着生在花托上。蓇葖平行或叉生，下垂，种子黄褐色多数，卵圆状长圆形，4-9 月开花，7-12 月结果。主要野生在盐碱荒地及戈壁荒滩上。评价区内广泛分布，水土条件较好的区域均有分布。

（4）植物分布现状调查

自然植被实地调查中主要采用样地法和样方法。选择重点工程建设地点和有代表性植被类型作为调查样地，在样地中统计植物种类、群落结构等数据，详细记录样方中的植物种类、株数、盖度、高度、建群种等信息，并记录生境特征，拍摄群落照片。本次评价共调查样方 3 个，现场调查植被样方见表 4.2-4~表 4.2-6。

表 4.2-4 YD7 转油站附近 调查情况表

地点	植被生长状况			
	种类	高度（cm）	数量	盖度，%
YD7 转油站外 20m	梭梭	80-150	2	5
	盐穗木	21	1	
	猪毛菜	5-9	3	



表 4.2-5 英买力处理厂附近植被调查情况表

地点	植被生长状况			
	种类	高度（cm）	数量	盖度，%
英买力处理厂附近	盐穗木	5-20	4	6%
	骆驼刺	8-15	2	
	怪柳	30-80	2	





表 4.2-6 YM7 转油站附近植被调查情况表

地点	植被生长状况			
	种类	高度（cm）	数量	盖度，%
2 号公寓	盐穗木	10-50	1	4%
	骆驼刺	12-15	1	
	怪柳	50-80	1	
	猪毛菜	7	1	
				

项目区以典型的荒漠灌木植被为主, 整个区域主要为多枝怪柳群系和梭梭群系, 该群系所处土壤为盐土和风沙土, 群落总盖度 5-15%。群落种类组成贫乏, 只有 3-4 种, 伴生植物主要有盐穗木、合头草、假木贼、骆驼刺、猪毛菜等。

(5) 植被利用现状

评价区属于砂砾质温性荒漠亚类草场, 植被主要由灌木和半灌木组成, 主要是麻黄、假木贼、猪毛菜等。据调查, 项目区草场为春秋草场, 未分给个人, 畜牧转场时提供草料。根据实地调查, 气田区属于五等八级草场, 植被覆盖度约为 5-15%, 平均鲜草量 1000kg/hm²。

4.2.6 野生动物现状调查

(1) 野生动物区划

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

(2) 野生动物栖息生境类型

项目区域地处塔里木盆地, 位于天山南麓、塔克拉玛干沙漠北部边缘, 为塔里

木河冲积平原，地势较为平坦。通过对项目区内动物的实地调查和有关资料的查询，该区域主要栖息着一些耐旱型荒漠动物，以鸟类、爬行动物和啮齿类动物为主，动物种类和数量较少。

(3) 野生动物种类及分布

根据现场实地调查，项目区域以荒漠动物为主。项目所在地区内分布的主要野生脊椎动物 17 种，其中两栖类 1 种、爬行类 3 种、鸟类 10 种、哺乳类 3 种。各种野生脊椎动物分布状况见表 4.2-7。

表 4.2-7 评价区主要及脊椎动物名录及其种类和分布

序号	中文名	拉丁名	留居型	分布
两栖类				
1	绿蟾蜍	<i>Bufo viridis</i>	/	±
爬行类				
2	南疆沙蜥	<i>Phrynocephalus forsythi</i>		
3	密点麻蜥	<i>Eremias multiocellata</i>	/	+
4	荒漠麻蜥	<i>Eremias przewalskii</i>	/	±
鸟类				
5	雉鸡	<i>Phasianus colchicus</i>	R	±
6	原鸽	<i>Columba livia</i>	R	+
7	灰斑鸠	<i>Streptopelia decaocto</i>	R	+
8	角百灵	<i>Eremophila alpestris</i>	R	+
9	蒙古沙雀	<i>Rhodopechys mongolica</i>	R	+
10	紫翅椋鸟	<i>Sturnus vulgaris</i>	B	++
11	寒鸦	<i>Corvus monedula</i>	W	+
12	小嘴乌鸦	<i>Corvus corone</i>	B	++
13	黑顶麻雀	<i>Passer ammodendri</i>	R	++
14	棕尾伯劳	<i>Lanius isabellinus</i>	B	++
兽类				
15	塔里木兔	<i>Lepus yarkandensis</i>	/	+
16	三趾心颅跳鼠	<i>Salpingotus kozlovi</i>	/	±
17	子午沙鼠	<i>Meriones meridianus</i>	/	±

根据《国家重点保护野生动物名录（2021 年版）》、《新疆国家重点保护野生动物名录》（2021 年 07 月 28 日发布），经过咨询当地林业局野生动物保护科以及生态环境局等单位，项目区保护动物主要为塔里木兔，为国家二级保护动物。塔里木兔的耳朵特别大，体形较小，体长 35~43 厘米，尾长 5~10 厘米，体重不到 2 千

克。由于长期适应干旱自然环境，其形态高度特化；毛色浅淡，背部沙黄褐色，尾部无黑毛，整体毛色与栖息环境非常接近；听觉器官非常发达，耳长达 10 厘米，超过其他兔类。利用长耳壳可接收到较远距离的微弱音响，及时发现并逃脱天敌。栖息于盆地中各种不同的荒漠环境和绿洲，白天活动，晚间常在灌木丛下挖浅窟藏身。以灌木的树皮和细枝为食，也取食芦苇嫩茎。每年于 5 月和 8 月份繁殖两次，每窝产仔 2~5 只。塔里木兔对农作物有一定危害，近几年数量明显减少。

本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，使得对人类活动敏感的野生动物早已离去，已难以再见到大中型野生动物，偶尔可见到塔里木兔的踪迹。

4.2.7 生态敏感区调查

4.2.7.1 生态保护红线调查

新疆生态保护红线根据生态服务功能和生态环境敏感脆弱性划分为水源涵养、生物多样性维护、水土保持、防风固沙、土地沙化防控、水土流失防控 6 个生态保护红线类型，包括 27 个不同类型和地域的生态保护红线区。

准噶尔盆地南缘土地沙化防控与防风固沙生态保护红线属于土地沙化防控生态保护红线。土地沙化防控生态保护红线类红线分布于塔里木盆地南缘、准噶尔盆地南缘绿洲外围区域、艾比湖流域、塔里木河流域，主要包括荒漠灌丛、稀疏林地等多种荒漠生态系统类型。全疆共有 4 个土地沙化防控生态保护红线区，分别为准噶尔盆地南缘土地沙化防控与防风固沙生态保护红线区、艾比湖流域土地沙化防控生态保护红线区、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、塔里木盆地南缘土地沙化防控生态保护红线区。

玉东 7 转油站至英买 21 集气站输油管线东西向穿越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 3 段约 1.9km 生态保护红线区纵向长度约 85km，管道无法避让，采用无害化定向钻穿越生态保护红线，不扰动地表植被和土壤。

4.2.7.2 重点公益林现状调查

重点公益林是指生态区位极为重要或生态状况极为脆弱，对国土生态安全、生物多样性保护和经济社会可持续发展具有重要作用，以提供森林生态和社会服务产

品为主要经营目的的重点防护林和特种用途林。包括水源涵养林、水土保持林、防风固沙林和护岸林、自然保护区的森林和国防林等。

根据《新疆维吾尔自治区新和县森林资源二类补充调查报告》国家级公益林(地)按保护等级划分,一级保护面积 41591.49 hm^2 , 占国家级公益林(地)面积的 21.06%; 二级保护面积 155866.42 hm^2 , 占国家级公益林(地)面积的 78.94%。地方公益林(地)按林地使用权划分, 均为国有, 其面积为 24765.42 hm^2 。

工程所在区内分布的重点公益林类型为灌木林地, 优势树种为怪柳、琵琶柴, 公益林为国家二级公益林及轮台县地方公益林。本工程玉东 7 转油站至英买 21 集气站输油管道占用国家二级公益林。经初步核查, 项目所在区域涉及的林班号为 78 号、79 号林班, 具体以项目所在区域林草部门核查结果为准。拟建工程区内的公益林林地类型为荒漠灌木林, 属于天然林, 主要作用为防风固沙。本工程与公益林的关系图见图 4.2-4。

4.2.7 土地沙化现状

2020 年 4 月，新疆维吾尔自治区已经开展第六次沙化土地调查，目前尚未颁布调查结果。根据《新疆维吾尔自治区第五次沙化土地监测报告》（2015 年 3 月），塔克拉玛干沙漠是世界第二大流动性沙漠，是我国最大的沙漠，沙漠面积 361154 平方千米，占全疆沙漠的 81.97%，占我国沙漠总面积的一半以上。它位于塔里木盆地的中心地带，属暖温带干旱、极干旱气候区。包括塔克拉玛干主体沙漠、罗布泊以西与塔里木河下游以东的库鲁克沙漠、且末河以南的雅克塔格沙漠以及喀什三角洲上的托克拉克沙漠和布古里沙漠等。

根据图 4.2-5 本工程在塔克拉玛干沙漠的土地沙化现状图中的位置，本工程属于半固定沙地。沙漠中的沙化土地面积 34944602.58 公顷，其中：沙质土地面积为 34560399.13 公顷。在沙质土地中，流动沙地 26341108.65 公顷，半固定沙地 5898376.53 公顷，固定沙地 2192994.05 公顷，沙化耕地 122550.34 公顷，非生物工程治沙地 5369.56 公顷。

4.2.8 水土流失现状

根据新水水保[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；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。

项目所在区域新和县属于塔里木河流域水土流失重点治理区范围。根据《2019 年新疆维吾尔自治区水土保持公报》，新和县水土流失主要为风力侵蚀，轻度侵蚀比例占 99.64%。主要侵蚀土地利用类型为草地和其他用地（盐碱地、沙地、裸土地裸岩石砾地等）。

根据评价区土地利用，结合现场调查地形地貌及植被覆盖程度，分析评价区域土地荒漠化现状。项目区域地势平坦，新建英潜联合站至 YM34C 井注水管线 6km，YM34C 井至 YM34-H1 井注水管线 1.5km，YM34C 井至 YM34-H7 井注水管线 2.5km，YM34C 井至 YM34-12H 井注水管线 2.8km 所在区域为绿洲区，地处新和桑塔木农场，主要为农田，一般耕地，主要种植棉花，绿洲区域覆盖度总体来说良好，一般大风风速都难以引起风蚀和扬沙作用，主要水土流失类型为轻度风蚀。新建玉东 7 转油站至英 21 集气站输油管道 34km、英买 17 集气站至英买 7 转油站输油管道 16.5km、潜山联合站至英买处理站输油管道 44.5km；YM35-4 井至 YM35 井注水管线 1.5km，YM35-4 井至 YM35-3 井注水管线 1.5km 位于荒漠区，地表植被稀疏，主要水土流失类型为中度风蚀。

4.2.9 生态环境现状小结

项目地处天山南麓，塔克拉玛干沙漠北部边缘。根据现场和资料收集，项目区无自然保护区、风景名胜区、水源保护区等敏感目标，

根据《新疆生态功能区划》，项目区处于渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区和塔里木河上中游乔灌木及胡杨林保护生态功能区。

评价区以荒漠生态系统、农田生态系统为主。英潜联合站附近工程分布在新和县绿洲农田区，土地利用类型为耕地，垦荒地，种植棉花；其余大部分工程为荒漠区，主要以灌木林地和草地为主，主要植被群系稀疏胡杨+柽柳群系，局部地段柽柳伴生胡杨生长，植株矮小，呈柽柳沙包形态。局部地段可见大片已死亡

的柽柳，少数地段胡杨有沙埋现象植被盖度约为 10%。单井分布在林间空地，不砍伐胡杨。区域内除受油田开发影响外，其它人为干扰较小，基本保持原自然荒漠生态环境。

主要生态敏感目标为临时穿越的生态保护红线区、一般耕地和国家二级公益林。玉东 7 转油站至英买 21 集气站输油管线东西向穿越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约 1.9km，生态保护红线区纵向长度约 85km，管道无法避让，定向钻穿越生态保护红线区，不影响地表区域。工程临时占用耕地和国家二级公益林。

4.3 环境空气质量现状调查与评价

4.3.1 区域大气环境质量达标判定

本工程地处阿克苏地区新和县，根据《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）对环境质量现状数据的要求，对本工程所在区域进行环境质量达标判定。

根据中国空气质量在线监测分析平台的《2020 年逐月及全年阿克苏地区环境空气质量报告》中阿克苏区域环境空气中六项基本污染物 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃ 监测结果，对区域环境空气质量现状进行分析（浓度单位为 μg/m³），区域环境空气质量现状评价表详见表 4.2-4。

表 4.2-4 区域空气质量现状评价结果一览表

评价因子	年评价指标	现状浓度	标准限值	占标率%	达标情况
		μg/m ³	μg/m ³		
SO ₂	年平均	7	60	11.7	达标
NO ₂	年平均	28	40	70	达标
CO	第 95 百分位数日平均	1000	4000	25	达标
O ₃	第 90 百分位数日平均	90	160	56.3	达标
PM _{2.5}	年平均	60	35	171.4	超标
PM ₁₀	年平均	198	70	282.9	超标

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

由上表可知：2020 年项目所在地阿克苏地区 SO₂、NO₂ 年平均浓度及 CO、O₃ 日平均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求；PM_{2.5}、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，超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。

阿克苏地区通过落实大气污染防治行动计划，采取综合措施，可降低工业粉

尘排放，但自然原因引起的扬尘污染受气候干燥、降水少的现实情况限值，短期内不会有明显改善。

根据《关于在南疆四地州深度贫困地区实施<环境影响评价技术导则 大气环境(HJ2.2-2018)>差别化政策有关事宜的复函》(环办环评函〔2019〕590号)要求，对阿克苏地区实行环境影响评价差别化政策，可不进行颗粒物区域削减。拟建工程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。

4.3.2 特征因子补充监测

(1) 监测点位及监测项目

按照《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)要求，结合项目所在区域地形特点以及当地气象特征，本次委托新疆广宇众联环境监测有限公司对拟建工程所在区域环境空气质量现状进行实地监测。

本工程在项目区共布设 1 个大气监测点。监测点位基本信息见表 4.2-6 和图 4.2-6。

表 4.2-6 环境空气质量现状监测点位及因子一览表

(2) 监测时间及频率

监测时间为 2022 年 5 月 13 日~5 月 19 日。非甲烷总烃为每天采样 4 次，每次取 1 小时等时间间隔 4 各样品的平均值。

(3) 监测及分析方法

各监测因子检测方法及检出限表见表 4.2-7。

表 4.2-7 环境空气各监测因子分析及检出限一览表

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

(4) 评价标准

非甲烷总烃 1 小时评价浓度参考执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)详解中的浓度限值 2.0mg/m³。

(5) 评价方法

采用最大值占标率法进行评价区环境空气质量现状评价，计算公式如下：

$$Pi = Ci / C_{oi}$$

式中：Pi—污染物 i 的占标率；

Ci—污染物 i 的实测浓度，mg/m³；

Coi—污染物 i 的评价标准，mg/m³。

(6) 评价结果

监测及评价结果见表 4.2-8。

表 4.2-8 其他污染物环境质量现状评价表

监测点位	污染物	评价标准 (μg/m ³)	监测浓度范围 (μg/m ³)	最大浓度占标率 (%)	达标 情况
英买 7 转油站下 风向	非甲烷总烃	2000			达标

从上表可以看出，在监测期间，本工程区域非甲烷总烃小时平均值在 490~610μg/m³之间，最大占标率为 30.5%，能满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）详解中浓度限值 2000μg/m³要求。

4.4 声环境现状调查与评价

4.4.1 监测点布设

本次布设 14 个噪声监测点位，英买 7 转油站、YM34C 井、YM35 井厂界及玉东 7 转油站至英买 21 集气站管线、英潜联合站内至 YM34C 井注水管线 2 个背景噪声。监测工作由新疆广宇众联环境监测有限公司完成。

4.4.2 监测时间

声环境质量现状监测时间为 2022 年 6 月 13 日~2022 年 6 月 16 日，连续监测 2 天，分昼间和夜间两个时段进行。监测报告见附件。

4.4.3 监测方法

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

4.4.4 评价标准

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

4.4.5 评价方法

评价方法采用直接对标法。

4.4.6 监测结果

监测及评价结果统计见表 4.4-1。

表 4.4-1 声环境现状监测统计结果一览表

从表 4.4-1 可以看出，各监测点位噪声值均未超出标准值，声环境现状满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求。

4.5 水环境现状调查与评价

本工程周边 5km 范围内无天然地表水体，项目施工期仅会产生少量废水，运营期注水水源为英潜联合站污水处理系统处理达标后的油田采出水、不外排。根据《环境影响评价技术导则地表水环境》（HJ/T2.3-2018），本工程运营期废水不外排，评价等级为三级 B，无需开展地表水环境影响评价。

4.5.1 地表水环境现状调查

本工程距离塔里木河最近距离约为 35km，施工期仅会产生少量废水，运营期注水水源为英买力联合站污水处理系统处理达标后的油田采出水、不外排。根据《环境影响评价技术导则地表水环境》（HJ/T2.3-2018），本工程运营期废水不外排，评价等级为三级 B，无需开展地表水环境影响评价。

4.5.2 地下水环境现状调查

4.5.2.1 评价区水文地质条件

根据《塔河油田水文地质普查报告》和《哈拉哈塘新区地下水环境调查服务项目地下水环境影响评价报告》等资料，本工程水文地质图见图 4.5-1、地下水流场图见图 4.5-2、水化学类型图见图 4.5-3、水文地质剖面图见图 4.5-4。

（1）塔里木河以北水文地质条件

①包气带岩性、结构、厚度、分布及垂向渗透系数

在塔里木河以北，从北部-中部的英达里亚、奥依库都克-南部的塔里木农场、塔里木一线，包气带普遍存在于地表以下，包气带岩性主要为粉土和细砂、粉砂，其结构总体来说比较松散，包气带厚度约 5.12-6.0m 左右，粉土的垂向渗透系数

为 0.22-0.79m/d，细砂、粉砂的垂向渗透系数为 1.15-1.93m/d。

②地下水类型、赋存分布规律及含水层空间分布特征

在塔里木河以北，地下水类型为双层-多层结构的第四系松散岩类孔隙潜水-承压水。区内广泛分布的第四系砂类地层，为第四系松散岩类孔隙水的赋存、分布提供了一定的储水空间。

地下水的埋藏深度变化复杂多样，无规律性，表现为从北部的 5.12m 左右向中部变为 3-5m、1-3m，向南部又变为 >5m，再向南部又变为 1-3m 和 3-5m。

③含水层的富水性

第四系松散岩类孔隙水广泛分布于区内。将钻孔的单井出水量，统一换算为降深 5m、井径 12 吋（ $\Phi=325\text{mm}$ ）时的涌水量（即换算涌水量），然后进行富水性级别的划分。第四系松散岩类孔隙水含水层的富水性级别划分标准见表 4.5-1。

表 4.5-1 含水层富水性级别划分 单位： m^3/d

富水性等级	水量极丰富	水量丰富	水量中等	水量贫乏	水量极贫乏
单井涌水量	>5000	1000-5000	100-1000	10-100	<10

塔里木河以北区域的地下水类型为双层-多层结构的第四系松散岩类孔隙潜水-承压水，其富水性可划分为两个级别：潜水水量中等、承压水水量丰富；潜水水量中等、承压水水量中等。

——潜水水量中等、承压水水量丰富

近似呈半圆状分布在塔里木河以北区域的西北角地段。分布于该区的潜水，潜水位埋深 3-6m 左右，钻孔揭露的潜水含水层厚度 17-50m，含水层岩性为第四系细砂、粉砂；换算涌水量为 363.0-810.0 m^3/d ，水量中等；渗透系数为 1.82-4.01m/d，影响半径为 198.77-310.29m。该区的承压水水头，为 -1.38m ~ +2.03m，承压含水层的顶板埋深 <50m；钻孔揭露的承压含水层厚度 <50m，含水层岩性为细砂、粉砂、粉细砂，隔水层岩性为粉质粘土、粉土；换算涌水量为 1000-1308 m^3/d ，水量丰富；渗透系数为 4.19-5.37m/d，影响半径为 134.27-186.97m。

——潜水水量中等、承压水水量中等

根据承压含水层的顶板埋藏深度，又可分为承压含水层的顶板埋深 50-100m 区和 <50m 区，分别叙述如下：

a、承压含水层的顶板埋深 50-100m 区

该区呈片状分布在塔里木河以北区域的中部地段。分布于该区的潜水，潜水位埋深从 1-3m 到 >5m 不等，钻孔揭露的潜水含水层厚度 <20m，含水层岩性为第四系细砂、粉砂；换算涌水量为 107.3-1000.0m³/d，水量中等；渗透系数为 1.05-3.82m/d，影响半径为 180.07-350.45m。该区的承压水水头，为 1.75~2.39m，承压含水层的顶板埋深为 50-100m；钻孔揭露的承压含水层厚度 <150m，含水层岩性为第四系细砂、粉砂，隔水层岩性为粉质粘土、粉土；换算涌水量为 197-991m³/d，水量中等；渗透系数为 0.98-4.19m/d，影响半径为 182.27-315.97m。

b、承压含水层的顶板埋深 <50m 区

该区呈片状分布在塔里木河以北区域的南部地段。分布于该区的潜水，潜水位埋深从 1-3m 到 >5m 不等，钻孔揭露的潜水含水层厚度 <50m，含水层岩性为第四系细砂、粉砂；换算涌水量为 100-614m³/d，水量中等；渗透系数为 0.89-2.59m/d，影响半径为 221.09-350.45m。该区的承压水水头，为 2.05~3.96m，承压含水层的顶板埋深 <50m；钻孔揭露的承压含水层厚度为 54.91m，含水层岩性为第四系细砂、粉砂，隔水层岩性为粉质粘土、粉土；换算涌水量为 233.0-801m³/d，水量中等；渗透系数为 1.57-3.99m/d，影响半径为 192.37-325.97m。

④地下水的补、径、排条件

1) 补给：

在塔里木河以北区域，地下水的补给来源主要是北部冲洪积平原区地下水的侧向流入补给和地表水的入渗补给。由于气候异常干燥，降水量少而蒸发强烈，因此降水补给量可忽略不计。

地下水的侧向流入补给：区块属于渭干河、库车河冲洪积扇扇缘的一部分，接受渭干河、库车河冲洪积扇中上游地区地下水的侧向流入补给，补给强度取决于潜水含水层的厚度、岩性、地下水的径流条件。

地表水的入渗补给：夏季洪水和冬季的冬闲水流入本区，积存在地表低洼处，通过包气带向下渗漏补给潜水，对于不同地段，包气带的岩性和地层结构不同，地表水对潜水的补给强度不同。

2) 径流：区内的潜水含水层岩性主要为粉砂，透水性很差，地层岩性变化较大，地形坡度平缓，造成潜水径流缓慢。地下水的总体流向是从西北向东南方向径流；在塔河北岸沿河地段，地下水是从西向东径流。

3) 排泄: 地下水一部分通过侧向流出、潜水蒸发、植物蒸腾排泄, 一部分通过人工开采排泄, 大部分则排泄至塔里木河中。

⑤地下水动态特征

根据《塔河油田水文地质普查报告》, 区内承压水水位随季节发生变化, 低水位期在冬季 12 月, 高水位期在夏季 8 月份, 最大水位变幅可达到 1m。

⑥地下水的水化学特征

下面对潜水和承压水的水化学类型分别进行论述。

——潜水的水化学类型

地下水(潜水)主要接受上游地下水的侧向补给及暂时性洪流的入渗补给, 水流滞缓, 蒸发浓缩作用强烈, 水化学类型复杂。在塔里木河以北区域, 潜水的水化学类型主要分为三种: $\text{SO}_4\cdot\text{Cl}$ 型、 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4$ 型和 Cl 型。区块内潜水矿化度的变化极其复杂, 从 $<1\text{g/l}$ 、 $1-3\text{g/l}$ 、 $>10\text{g/l}$ 不等, 无明显的变化规律。

——承压水的水化学类型

在塔里木河以北区域, 承压水的水化学类型分为三种: $\text{HCO}_3\cdot\text{SO}_4\cdot\text{Cl}$ 型、 $\text{SO}_4\cdot\text{Cl}$ 型和 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4$ 型。

(2) 塔里木河以南水文地质条件

①包气带岩性、结构、厚度、分布及垂向渗透系数

在塔里木河以南区域, 在阿不干那及其以南约 11.5km 的地段内, 包气带岩性主要为粉土和细砂, 结构松散。包气带厚度约 2.8-4.65m 左右, 粉土的垂向渗透系数为 0.32-0.85m/d, 细砂的垂向渗透系数为 1.89m/d。再向南, 在塔克拉玛干大沙漠北缘, 包气带岩性主要为细砂、粉砂, 结构松散。在沙丘分布地段, 包气带厚度相对较大, 约 3.27-6.33m 左右; 在垄间洼地, 包气带厚度相对较小, 约 1.3-2.7m 左右。细砂、粉砂的垂向渗透系数为 1.23-2.48m/d。

②地下水类型、赋存分布规律及含水层空间分布特征

在塔里木河以南区域, 地下水类型为第四系松散岩类孔隙潜水和双层-多层结构的第四系松散岩类孔隙潜水-承压水。区域内广泛分布的第四系砂类地层, 为第四系松散岩类孔隙水的赋存、分布提供了一定的储水空间。

其中, 双层-多层结构的第四系松散岩类孔隙潜水-承压水, 分布于阿不干那一带, 第四系松散岩类孔隙潜水则分布于中部、南部的沙漠区。在阿不干那一带,

含水层结构为双层-多层结构，到中部、南部则变为单一结构，局部夹有粉土薄层或透镜体。

地下水的埋藏深度在阿不干那一带大约 4.65m，向中部、南部沙漠区逐渐变浅为 1-3m 左右。

③含水层的富水性

将钻孔的单井出水量，统一换算为降深 5m、井径 12 吋（ $\Phi=325\text{mm}$ ）时的涌水量（即换算涌水量），然后进行富水性级别的划分。

塔里木河以南区域的地下水类型为双层-多层结构的第四系松散岩类孔隙潜水-承压水和第四系松散岩类孔隙潜水。

——双层-多层结构第四系松散岩类孔隙潜水-承压水

呈片状分布在塔里木河以南区域的北部地段。其富水性级别仅为一个：潜水量中等、承压水量中等。分布于该区的潜水，潜水位埋深从 1-3m 到 3-5m 不等，钻孔揭露的潜水含水层厚度 $<50\text{m}$ ，含水层岩性为第四系细砂、粉砂、粉细砂；换算涌水量为 $121-614\text{m}^3/\text{d}$ ，水量中等；渗透系数为 $1.12-2.48\text{m/d}$ ，影响半径为 $230.09-357.26\text{m}$ 。该区的承压水水头，为 $2.05\sim 3.96\text{m}$ ，承压含水层的顶板埋深 $<50\text{m}$ ；钻孔揭露的承压含水层厚度 $<180\text{m}$ ，含水层岩性为第四系细砂、粉砂、粉细砂，隔水层岩性为粉质粘土、粉土；换算涌水量为 $233.0-801\text{m}^3/\text{d}$ ，水量中等；渗透系数为 $1.18-3.96\text{m/d}$ ，影响半径为 $185.91-362.89\text{m}$ 。

——第四系松散岩类孔隙潜水

呈片状分布在塔里木河以南区域的中部和南部地段。其富水性级别为水量中等。在中部和南部地段，潜水位埋深约 $3.57-6.83\text{m}$ ，钻孔在 150m 深度内揭露的含水层厚度约 $143.17-146.43\text{m}$ ，局部夹有粉土薄层或透镜体，含水层岩性主要为细砂，其次为粉砂；钻孔的换算涌水量为 $475.55-800.2\text{m}^3/\text{d}$ ，水量中等；渗透系数为 $2.18-3.98\text{m/d}$ ，影响半径为 $191.77-282.24\text{m}$ 。

④地下水的补、径、排条件

1) 补给：在塔里木河以南区域，地下水的补给来源主要是南部沙漠平原区地下水的侧向流入补给和地表水入渗补给。由于沙漠区气候异常干燥，降水稀少而蒸发强烈，因此降水补给量可忽略不计。

2) 径流：地下水的总体流向是从南向北径流；在塔河南岸沿河地段，地下水是从西向东径流。

3) 排泄：地下水一部分通过侧向流出、潜水蒸发、植物蒸腾排泄，一部分通过人工开采排泄，大部分则排泄至塔里木河中。

⑤地下水动态特征

与上文中塔里木河以北的地下水动态特征基本一致。

⑥地下水的水化学特征

与上文中塔里木河以北的水化学类型基本一致。

(3) 包气带污染现状调查

根据《塔河油田水文地质普查报告》和《哈拉哈塘新区地下水环境调查服务项目地下水环境影响评价报告》等资料，调查本工程所在区域包气带现状。

评价区内监测点的含油量、挥发性酚类检测值未超标，地下水未受石油类污染。包气带环境质量现状分析结果表明，包气带的含油量、挥发性酚类检测值未超标，采样点包气带未受石油类污染。

(4) 小结

区块所在区域位于塔里木河带状平原北边缘处，地下水类型为单一结构潜水，含水层为一套垂向上成层状分布的细砂、粉砂夹粉土、粉质粘土的第四系地层。地下水的补给主要以塔里木河侧向渗入及洪水下泄补给为主，以天山山脉水源补给的孔隙水为辅。该处地下水水位埋深一般在 3-6m 左右，矿化度较高，水质较差。地下水的迳流方向与地形倾斜方向一致，由西北向东南缓慢迳流。

4.5.2.2 地下水环境质量监测及评价

根据现场调查，本次评价从实际出发，引用《YM322-4CH、YM322C 井注水地面工程环境影响报告书》（阿地环审〔2022〕264 号）、《英买力油气田英买 470 区块白垩系巴西改组薄砂层油藏优化实施方案环境影响评价报告书》（新环审〔2022〕19 号）和《YD7-3-4 井气举生产地面配套项目环境影响报告书》中地下水监测井数据。

(1) 监测点位布设

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》，地下水现状调查评价范围可以根据建设项目所在地水文地质条件确定。本工程所在区域地下水类型为孔隙水，地下水资源小于 10 万 $\text{m}^3/\text{km}^2\cdot\text{年}$ ，属于地下水资源贫乏地区。本工程所引用的地下水监测井，工程区地下水径流上游 2 个点，下游 2 个点，影响区 2 个点，与本工程所在地属于同一水文地质单元。

本次环评地下水环境质量现状监测共引用 6 个地下水监测点，地下水监测点情况表 4.5-3。

表 4.5-3 本工程地下水监测点情况统计表

(2) 分析方法及评价标准

分析方法：采样按照《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)执行，监测分析方法按照《地下水环境监测技术规范》(HJ/T164-2004)、《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)、《环境水质监测质量保证手册》(第二版)有关标准和规范执行。

评价标准：结合已有的环评及批复，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。

(3) 评价方法

评价方法采用标准指数法对监测结果进行评价。

(4) 评价结果

地下水监测及评价结果见表 4.5-4。

表 4.5-4 地下水水质现状监测及评价结果（潜水）

监测因子			监测点					承压水
			潜水含水层					4 号取水点下游点
pH 值	标准值 6.5~8.5	监测值	7.81	8.2	8.1	8.1	7.9	8.2
		标准指数	0.54	0.8	0.73	0.73	0.6	0.8
总硬度	标准值 ≤450	监测值	1266	6870	5220	6820	1050	134
		标准指数	2.81	15.27	11.60	15.16	2.333	0.298
溶解性总固体	标准值 ≤1000	监测值	2813	29110	28920	35926	11600	392
		标准指数	2.813	29.11	28.92	35.93	11.6	0.392
硫酸盐	标准值 ≤250	监测值	534	2140	2260	2800	1100	92.9
		标准指数	2.12	8.56	9.04	11.20	4.40	0.372
氯化物	标准值 ≤250	监测值	772	4780	5000	6000	5490	99.2
		标准指数	3.08	19.12	20	24.00	21.96	0.397
铁	标准值 ≤0.3	监测值	0.14	2.89	1.48	9.02	0.05	ND
		标准指数	0.46	9.63	4.93	30.07	0.167	/
锰	标准值 ≤0.10	监测值	0.07	4.75	3.40	5.65	0.04	ND
		标准指数	0.7	47.5	34	56.50	0.4	/
铜	≤1.0	监测值	-	-	-	-	ND	-

		标准指数	-	-	-	-	/	-
锌	≤1.0	监测值	-	-	-	-	ND	-
		标准指数	-	-	-	-	/	-
铝	≤0.2	监测值	-	-	-	-	0.011	-
		标准指数	-	-	-	-	0.055	-
挥发酚	标准值 ≤0.002	监测值	ND	ND	ND	ND	ND	ND
		标准指数	/	/	/	/	/	/
阴离子表面活性剂	≤0.3	监测值	-	-	-	-	ND	-
		标准指数	-	-	-	-	/	-
耗氧量	标准值 ≤3.0	监测值	0.29	0.83	0.75	2.46	0.94	0.7
		标准指数	0.09	0.28	0.25	0.82	0.313	0.233
氨氮	标准值 ≤0.50	监测值	0.072	0.032	ND	0.055	0.173	0.432
		标准指数	0.048	0.06	/	0.11	0.346	0.864
硫化物	标准值 ≤0.02	监测值	ND	ND	ND	ND	ND	ND
		标准指数	/	/	/	/	/	/
钠	标准值 ≤200	监测值	107	1594	1599	1564	-	92.45
		标准指数	0.535	7.97	8	7.82	-	0.462
总大肠菌群	标准值 ≤3.0	监测值	ND	ND	ND	ND	0	ND
		标准指数	/	/	/	/	-	/
细菌总数	标准值 ≤100	监测值	46	78	70	88	68	30
		标准指数	0.046	0.78	0.7	0.88	0.068	0.3
氰化物	标准值 ≤0.05	监测值	ND	ND	ND	ND	-	ND
		标准指数	/	/	/	/	-	/
亚硝酸盐氮	标准值 ≤1.0	监测值	ND	ND	0.01	0.004	ND	ND
		标准指数	/	/	0.01	0.004	/	/
硝酸盐（以氮计）	标准值 ≤20	监测值	0.41	1.03	0.378	0.266	0.11	ND
		标准指数	0.0136	0.05	0.02	0.266	0.006	/
氰化物	≤0.05	监测值	-	-	-	-	ND	-
		标准指数	-	-	-	-	/	-
碘化物	≤0.08	监测值	-	-	-	-	ND	-
		标准指数	-	-	-	-	/	-
汞	标准值 ≤0.001	监测值	ND	ND	ND	ND	ND	ND
		标准指数	/	/	/	/	/	/
砷	标准值	监测值	ND	ND	ND	ND	ND	ND

	≤0.01	标准指数	/	/	/	/	/	/
硒	≤0.01	监测值	-	-	-	-	ND	-
		标准指数	-	-	-	-	/	-
镉	标准值 ≤0.005	监测值	ND	ND	ND	ND	0.0009	ND
		标准指数	/	/	/	/	0.180	/
六价铬	标准值 ≤0.05	监测值	ND	ND	ND	ND	ND	ND
		标准指数	/	/	/	/	/	/
铅	标准值 ≤0.01	监测值	0.02	ND	ND	ND	0.0078	ND
		标准指数	0.2	/	/	/	0.78	/
三氯甲烷	≤0.06	监测值	-	-	-	-	ND	-
		标准指数	-	-	-	-	/	-
四氯化碳	≤0.002	监测值	-	-	-	-	ND	-
		标准指数	-	-	-	-	/	-
苯	≤0.01	监测值	-	-	-	-	ND	-
		标准指数	-	-	-	-	/	-
甲苯	≤0.7	监测值	-	-	-	-	ND	-
		标准指数	-	-	-	-	/	-
钾	/	监测值	79	156	147	200		0.88
钙	/	监测值	219	692	679	834		17.7
镁	/	监测值	120	758	650	834		21.8
碳酸盐	/	监测值	0.00	0.00	0.00	0.00		ND
重碳酸盐	/	监测值	1.98	1.77	1.46	1.62		71.4
石油类	标准值 ≤0.05	监测值	ND	ND	ND	ND	ND	ND
		标准指数	/	/	/	/	/	/

(5) 小结

YM19 水井、YM21 水井、YM29 水井、YM27 水井引自《英买力油气田英买 470 区块白垩系巴西改组薄砂层油藏优化实施方案环境影响评价报告书》（新环审〔2022〕19 号）中地下水监测数据。各检出因子的标准指数中总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、氟化物超标外，其他因子均未超过《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类水质要求，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类标准。评价区地下水中总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰超标主要是受干旱气候、蒸发浓缩作用、原生水文地质环境等因素综合影响，并非受人类活动所致。

4 号取水点下游点引自《YM322-4CH、YM322C 井注水地面工程环境影响报告书》（阿地环审〔2022〕264 号）中地下水监测数据。各监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准，其余监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准。

5#水井引自《YD7-3-4 井气举生产地面配套项目环境影响报告书》中地下水监测数据。除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物外，其余监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准要求。超标原因与区域原生水文地质条件有关，另外，该区域气候干旱、地表蒸发强烈，由于各监测点潜水埋深不同，对应的蒸发强度不同，造成地下水中总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物等因子超标。

4.6 土壤环境现状调查与评价

4.6.1 土壤环境质量现状监测

本工程属于采矿业的石油开采活动，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》（HJ 964-2018）规定，为Ⅰ类建设项目。项目属于土壤污染影响型项目，占地规模为中型，环境敏感程度为敏感，因此评价工作等级为一级。本次在项目占地范围内布设 5 个柱状样点，包含 2 个表层样点，在占地范围外，评价范围内布设 6 个表层样点，对项目区土壤环境质量现状进行监测。土壤监测采样日期为 2022 年 6 月 18 日，监测单位为新疆广宇众联环境监测有限公司。

4.6.1.1 监测点位

英买 7 转油站占地范围内 1 个柱状样、1 个表层样，占地范围外 1 个表层样；英买 17 集气站占地范围内 1 个柱状样、1 个表层样，占地范围外 1 个表层样；YM35 井占地范围内 1 个柱状样，占地范围外 1 个表层样；YM34C 井占地范围内 1 个柱状样，占地范围外（农田）1 个表层样。英买 21 集气站占地范围内 1 个柱状样。玉东 7 转油站至英买 21 集气站管线（草地）和英潜联合站内至 YM34C 井注水管线（农田）占地范围外各设 1 个表层样。

英买 7 转油站和 YM34C 井占地范围内的柱状样监测建设用地 45 项基本因子、石油烃，共 46 项因子。

YM34C 井、玉东 7 转油站至英买 21 集气站管线占地范围外表层样，监测农

用地 8 项重金属基本因子,共 9 项因子。其余点位仅对特征因子石油烃进行监测。

监测点位信息详见表 4.6-1。

表 4.6-1 土壤监测点位信息

监测点名称	监测点位置	监测因子
英买 7 转油站占地范围内 1# (柱状)	占地范围内生产区裸露空地	砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷, 1,2-二氯乙烷, 1,1-二氯乙烯, 顺-1,2-二氯乙烯, 反-1,2-二氯乙烯, 二氯甲烷, 1,2-二氯丙烷, 1,1,1,2-四氯乙烷, 1,1,2,2-四氯乙烷, 四氯乙烯, 1,1,1-三氯乙烷, 1,1,2-三氯乙烷, 三氯乙烯, 1,2,3-三氯丙烷, 氯乙烯, 苯, 氯苯, 1,2-二氯苯, 1,4-二氯苯, 乙苯, 苯乙烯, 甲苯, 间二甲苯+对二甲苯, 邻二甲苯, 硝基苯, 苯胺, 2-氯酚, 苯并[a]蒽, 苯并[a]芘, 苯并[b]荧蒽, 苯并[k]荧蒽, 蒽, 二苯并[a,h]蒽, 茚并[1,2,3-cd]芘、萘、石油烃共计 46 项因子。
YM34C 井占地范围内 7# (柱状)		
YM34C 井占地范围外 8# (表层)	占地范围外农用地	砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、锌、pH 共计 9 项因子。
玉东 7 转油站至英买 21 集气站管线占地范围外 10# (表层)		
英买 7 转油站占地范围外 2# (表层)	占地范围外空地	石油烃
英买 17 集气站占地范围内 3# (柱状)	占地范围内空地	石油烃
英买 17 集气站占地范围外 4# (表层)	占地范围外空地	石油烃
YM35 井场占地范围内 5# (柱状)	占地范围内空地	石油烃
YM35 井场占地范围外 6# (表层)	占地范围外空地	石油烃
JY1-H9 占地范围内 11#	占地范围外空地	石油烃
英买 21 集气站占地范围内 9# (柱状)	占地范围内空地	石油烃

4.6.1.2 监测时间

土壤监测采样日期为 2022 年 6 月 18 日。

4.6.1.3 监测因子

土壤监测因子如下:

基本因子:《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第二类用地的 45 项基本因子:砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷, 1,2-二氯乙烷, 1,1-二氯乙烯, 顺-1,2-二氯乙烯, 反-1,2-二氯乙烯, 二氯甲烷, 1,2-二氯丙烷, 1,1,1,2-四氯乙烷, 1,1,2,2-四氯乙烷, 四氯乙烯, 1,1,1-三氯乙烷, 1,1,2-三氯乙烷, 三氯乙烯, 1,2,3-

三氯丙烷，氯乙烯，苯，氯苯，1,2-二氯苯，1,4-二氯苯，乙苯，苯乙烯，甲苯，间二甲苯+对二甲苯，邻二甲苯，硝基苯，苯胺，2-氯酚，苯并[a]蒽，苯并[a]芘，苯并[b]荧蒽，苯并[k]荧蒽，蒽，二苯并[a,h]蒽，茚并[1,2,3-cd]芘、蔡。

特征因子：石油烃。

4.6.1.4 评价标准

建设用地 45 项基本因子执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第二类用地风险筛选值标准。农用地基本工程执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“表.1 农用地土壤污染风险筛选值（基本工程）”的 pH>7.5 所列标准；石油烃参考《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值。

4.6.1.5 评价方法

采用标准指数法：

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

式中：Ci——i 污染物的监测值；

Si——i 污染物的评价标准值；

Pi——i 污染物的污染指数

4.6.2 监测结果与评价

土壤现状监测与评价结果见表 4.6-2~4.6-4。

表 4.6-2 S1 表采用样监测结果统计表 单位：mg/kg pH 无量纲

序号	污染物项目	单位	英买 7 转油站占地范围内 1#		YM34C井场占地范围内 7#		《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mg/kg
			监测值	Pi	监测值	Pi	
1	镉	mg/kg					65
2	汞	mg/kg					38
3	砷	mg/kg					60
4	铅	mg/kg					800
5	铬(六价)	mg/kg					5.7
6	铜	mg/kg					18000
7	镍	mg/kg					900

8	石油烃	mg/kg					4500
9	四氯化碳	mg/kg					2.8
10	氯仿	mg/kg					0.9
11	氯甲烷	mg/kg					37
12	1,1-二氯乙烷	mg/kg					9
13	1,2-二氯乙烷	mg/kg					5
14	1,1-二氯乙烯	mg/kg					66
15	顺-1,2-二氯乙烯	mg/kg					596
16	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg					54
17	二氯甲烷	mg/kg					616
18	1,2-二氯丙烷	mg/kg					5
19	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg					10
20	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg					6.8
21	四氯乙烯	mg/kg					53
22	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg					840
23	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg					2.8
24	三氯乙烯	mg/kg					2.8
25	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg					0.5
26	氯乙烯	mg/kg					0.43
27	苯	mg/kg					4
28	氯苯	mg/kg					270
29	1,2-二氯苯	mg/kg					560
30	1,4-二氯苯	mg/kg					20
31	乙苯	mg/kg					28
32	苯乙烯	mg/kg					1290
33	甲苯	mg/kg					1200
34	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg					570
35	邻二甲苯	mg/kg					640
36	硝基苯	mg/kg					76
37	苯胺	mg/kg					260
38	2-氯酚	mg/kg					2256
39	苯并(a)蒽	mg/kg					15
40	苯并(a)芘	mg/kg					1.5
41	苯并(b)荧蒽	mg/kg					15

42	苯并 (k) 荧蒽	mg/kg					151
43	蒽	mg/kg					1293
44	苯并 (a,h) 蒽二	mg/kg					1.5
45	茚并 (1,2,3-cd) 芘	mg/kg					15
46	萘	mg/kg					70

表 4.6-3 农用地土壤环境质量评价结果

监测项目	单位	YM34C 井场占地范围外 8# (农田)		玉东 7 转油站至英买 21 集气 站管线 10# (草地)		标准值 (pH>7.5)
		监测值	Pi	监测值	Pi	
pH	/					—
镉	mg/kg					0.6
汞	mg/kg					3.4
砷	mg/kg					25
铅	mg/kg					170
铬	mg/kg					250
铜	mg/kg					100
镍	mg/kg					190
锌	mg/kg					300

表 4.6-4 土壤环境质量评价结果 (石油烃)

监测项目	单位	英买 7 转油站占地范围外 2#		英买 17 集气站占地范围外 4#		YM35 井场占地范围外 6#		英潜联合站内至 YM34C 井注水管线 11#（农田）		标准值 (pH>7.5)
		监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi	
石油烃	mg/kg									4500
监测项目	单位	英买 17 集气站占地范围内 3#		YM35 井场占地范围内 5#		英买 21 集气站占地范围内 9#				标准值 (pH>7.5)
		监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi			
石油烃	mg/kg									4500

从评价结果可以看出, 区块内建设用地土壤 pH 值均大于 7.5, 说明土壤呈碱性; 土壤的挥发性有机物和半挥发性有机物均未检出。土壤中石油烃含量较低, 满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准 (试行)》(GB36600-2018) 第二类用地风险筛选值要求。重金属元素含量相对较低, 场站内土壤满足《土壤环境质量标准建设用地土壤污染风险管控标准 (试行)》(GB36600-2018) 中表 1 第二类用地筛选值标准要求。

区块内农用地土壤 pH 值均大于 7.5，说明土壤呈碱性；土壤中重金属元素含量相对较低，远小于《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“表.1 农用地土壤污染风险筛选值（基本工程）”的 $pH > 7.5$ 所列标准；土壤中石油烃含量较低，满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求。

5.环境影响预测与评价

5.1 生态环境影响分析

5.1.1 生态环境影响特征

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

- (1) 环境影响具有区域性特点,局限在不大的范围内,影响区域人烟稀少。
- (2) 项目呈点线状分布影响范围明确。
- (3) 影响方式主要发生在施工期,施工结束后可逐步恢复。

生态影响主要是以工程各类占地造成的原有地表破坏和地表形态改变。

5.1.2 生态环境影响

5.1.2.1 占地影响分析

本工程总占地面积 118hm²,其中永久性占地面积为 7.2hm²,临时占地面积 110.8hm²,占地类型为盐碱地、草地和沙地。施工结束后,永久占地被永久性构筑物代替,这部分占地的土壤类型、土地利用类型和植被类型将发生彻底的改变,永久占地使原先土壤-植被复合体构成的自然地表被各类人工构造物长期取代;临时占地伴随着永久性占地的工程建设而发生,也不可避免地对原有地表造成破坏,使原有土壤-植被自然体系受到影响或瓦解,在扰动结束后,临时占地影响区的土壤-植被体系的恢复能力与程度取决于临时占地影响程度的大小及原先的生态背景状况。施工活动和工程占地在油区范围内并呈点线状分布,对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响,同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。

5.1.2.2 对植被的影响分析

管线敷设工程建设是造成植被破坏的主要原因,此外,施工人员活动也会对项目植被造成一定的影响。本项目对植被的影响主要影响形式是对土地的占用以及施工阶段清场过程中对地表植被的清理及施工过程中的碾压。

- (1) 占地对植被的影响

本工程总占地面积 118hm²，其中永久性占地面积为 7.2hm²，临时占地面积 110.8hm²，占地类型为盐碱地、草地、沙地和少量耕地。施工结束后，永久占地被永久性构筑物代替，这部分占地的土壤类型、土地利用类型和植被类型将发生彻底的改变，永久占地使原先土壤—植被复合体构成的自然地表被各类人工构造物长期取代；临时占地伴随着永久性占地的工程建设而发生，也不可避免地对原有地表造成破坏，使原有土壤—植被自然体系受到影响或瓦解，在扰动结束后，临时占地影响区的土壤-植被体系的恢复能力与程度取决于临时占地影响程度的大小及原先的生态背景状况。施工活动和工程占地在油区范围内并呈点线状分布，对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。

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。

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施工废弃物对植被的影响

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；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植物的践踏、碾压。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。

注水及集输管线占地约 110.8hm²,由于管道埋设复原后,绝大部分植被还可以恢复,因此生物量的损失整体看是较小的,并可恢复。

5.1.2.3 对野生动物的影响分析

由于工程的占地和人类的活动,占用土地、砍伐林木,特别是怪柳灌丛和其它荒漠植物群落,破坏野生动物赖以生存的环境。

区域内各种野生动物经过长期的适应已形成较稳定的取食、饮水、栖息活动范围和分布,本工程过程中的钻探和地面建设占地将使原有的野生动物的分布、栖息活动范围受到压缩。这些占地影响对地面活动的野生动物种类产生隔离作用,使原分布区内的种类向外扩,而钻井结束后,随着人类活动和占地的减少,原有生境将逐步恢复,野生动物对新环境适应后其活动和分布范围亦将恢复。由于评价区域不是动物的唯一栖息地,故该建设项目对动物区域性生境不产生明显影响。

5.1.3 运营期生态影响

5.1.3.1 对植被的影响

运营期由于占地活动的结束,项目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 3-5 年内开始发生向原生植被群落演替,并逐渐得到恢复。农田区管沟回填后,上面仍可以种植农作物。随着时间的推移,经过不断地耕作培肥,管沟上方覆土的生产能力会逐渐恢复至施工前的水平。

5.1.3.2 对野生动物的影响分析

正常生产期间对野生动物的影响不大。工程区域的野生动物组成以鸟类为主,本区域人类开发活动频繁,许多鸟类可能受到人类或机械的干扰而飞离工程区,同样一些体形较大的兽类也会远离工程区。但是由于本区的动物属于伴人种,数量多,适应能力强,很快能在邻近区域建立新的栖息地,所以对其种群生存不会造成影响。

根据油田管理制度，只要加强管理可以杜绝油田职工对野生动物的猎杀，所以，正常生产期间对野生动物影响不大。

5.1.4 水土流失影响分析

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

工程区地面建设工程实施中，会使施工带范围内的土体结构遭到破坏，其范围内的植被也会受到严重破坏甚至被彻底清除，导致风沙作用加剧，因此大规模的油气勘探开发可能促使生态环境进一步恶化。可能造成水土流失危害主要有以下几个方面：

（1）加剧水土流失

本工程施工建设扰动地表面积较大，施工期破坏地表植被和结皮，地表组成物质中细粒含量减少，粗粒含量增加，土壤机械组成粗化，土壤物理性状恶化，使水土流失加剧。

（2）造成土地资源的破坏

本工程施工破坏原有地表结皮，削弱地表抗风蚀、水蚀能力，同时提供了水土流失物源。项目区自然条件较为恶劣，荒漠植被一旦遭到破坏，靠自然力量很难恢复。

（3）对周边环境造成影响

工程施工过程中施工机械碾压使表层土壤结构遭到破坏，场地平整、材料运输和装卸，遇到大风天气都会造成一定的扬尘危害。其中，运输车辆道路扬尘和施工作业扬尘最为严重，如果不采取措施，施工场地将会危害施工人员的身体健康及周边环境。

5.1.5 工程实施对周边沙化土地的影响

本工程主要占地为盐碱地、沙地、低覆盖度草地和部分耕地。本项目管沟开挖作业时会产生土石方，产生的土石方全部用于回填管沟及场地平整。本项目共开挖土方 14.034 万 m^3 ，回填土方 14.034 万 m^3 ，无借方、弃方。

本工程注水管线敷设，造成地表植被破坏和损失，改变土地结构，使土壤侵蚀降低，为风力侵蚀提供丰富的沙源，加剧局部土地荒漠化发展。随着工程建成、地表整理、弃渣清除、迹地恢复后，影响会消除。

5.1.6 小结

本工程玉东 7 转油站至英买 21 集气站输油管线东西向穿越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约 1.9km 生态保护红线区、一般耕地和国家二级公益林。全部临时占地，占地类型为耕地和工矿用地。施工结束后临时占地的植被开始自然恢复，农田区管沟回填后，上面仍可以种植农作物。总体来说占地面积少，由于管道埋设复原后，绝大部分植被还可以恢复，因此生物量的损失整体看是较小的。由于本区域的野生动物种类少，且经过现有油田设施多年运营后，已经少有大型野生动物在本区域出现，工程对野生动物的影响较小。

因此总体上看本工程建设对生态环境影响可以接受。

5.2 大气环境影响分析

5.2.1 污染源分析

本工程开发过程中的大气污染源主要是地面工程及管道工程施工废气、机械设备和车辆废气。地面工程及管道施工过程中将产生一定的施工扬尘，机械设备和车辆在运行过程中主要污染物为 NO_x 、 CO 、 SO_2 、 THC 等，施工机械和运输车辆运行时间一般都较短，对环境的影响是暂时的、不连续的、可接受的。

生产运营期的大气污染源主要是油气集输过程中的烃类挥发和英买 7 转油站加热炉废气。

5.2.2 开发期环境空气影响分析

(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，在施工场地实施砾石覆盖后，每天洒水抑尘作业 4~5 次，其扬尘造成的污染距离可缩小到 20~50m 范围，由此车辆产生的扬尘对周围环境影响较小。从影响时间、范围和程度来看，施工车辆废气对周围大气环境质量影响是有限的。

在油田区块开发前期，由于主要进行地面建筑、管道等施工，区块内大量出入中型车辆，因此区块内道路主要为人工铺垫的砂石路，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、土地平整及地基填筑等施工过程，遇大风天气，会造成粉尘、扬尘等大气污染；②水泥、砂石、混凝土等建筑材料的运输、装卸和仓储过程不可避免会产生一定的泄漏，产生扬尘污染；③灰土拌和、混凝土拌和加工都会产生扬尘和粉尘；④物料运输车辆在施工场地运行过程中将产生大量尘土。

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

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

（3）施工机械及运输车辆尾气影响分析

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

5.2.3 运营期大气环境影响分析

5.2.3.1 大气环境影响预测

（1）预测因子

根据工程污染源、工程区域环境的特点，结合环境影响因素分析结果，确定本次评价的大气环境影响预测因子为油气集输过程中无组织排放的非甲烷总烃，以及英东 7 转油站加热炉废气中排放的二氧化硫、氮氧化物。

（2）预测模式

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的相关规定，本次环境影响预测采用 AERSCREEN 估算模式。估算模式 AERSCREEN 是一个单源高斯烟羽模式，可计算点源、火炬源、面源和体源的最大地面浓度，以及下洗和岸边熏烟等特殊条件下最大地面落地浓度。估算模式中嵌入了多种预测的气象组合条件，包括一些最不利的气象条件，在某个地区有可能发生，也有可能没有此种不利气象条件。所以经估算模式计算出的是某一污染源对环境空气重量的最大影响程度和影响范围的保守计算结果。

（3）污染源参数

根据工程分析中废气污染源核算结果，本工程的废气污染物排放参数见表 5.2-8、5.2-9。

表 5.2-8 有组织废气排放参数一览表
表 5.2-9 无组织废气排放参数一览表

（4）预测结果

本工程大气环境影响评价等级为二级。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的相关规定：“二级评价项目不进行进一步预测，只对污染物排放量进行核算”。故本次只对采用 AERSCREEN 模式预测的结果进行评价，不进行进一步预测。估算模式预测结果见表 5.2-10、5.2-11。

表 5.2-10 本工程有组织废气污染物的占标率和落地浓度计算结果表

距源中心下 风向距离(m)	英东 7 转油站加热炉			
	SO ₂		NO _x	
	下风向预测浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	下风向预测浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)
10	0.009085	0.00	0.368299	0.18
25	0.19509	0.04	7.909054	3.95
50	0.33242	0.07	13.47649	6.74
100	0.29071	0.06	11.78554	5.89
200	0.18099	0.04	7.337433	3.67
300	0.13912	0.03	5.64	2.82
400	0.12625	0.03	5.118243	2.56
500	0.1172	0.02	4.751352	2.38
600	0.10944	0.02	4.436758	2.22
700	0.10256	0.02	4.157838	2.08
800	0.096105	0.02	3.896149	1.95
900	0.090195	0.02	3.656554	1.83

1000	0.084234	0.02	3.414892	1.71
1500	0.065246	0.01	2.645108	1.32
2000	0.054476	0.01	2.208487	1.10
2500	0.045874	0.01	1.859757	0.93
下风向最大 地面空气质 量浓度及占 标率	0.333	0.07	13.5	6.75
D10%最远距 离 (m)	0		0	
最大地面空 气质量浓度 距源距离(m)	52		52	

表 5.2-11 本工程无组织废气污染物的占标率和落地浓度计算结果表 (1)

距源中心下 风向距离(m)	玉东 7 转油站			
	NMHC		H ₂ S	
	下风向预测浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	下风向预测浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)
10	74.00301	3.70	0.011717	0.12
25	95.69901	4.78	0.015152	0.15
50	130.67	6.53	0.020689	0.21
100	146.49	7.32	0.023194	0.23
200	131.13	6.56	0.020762	0.21
300	109.57	5.48	0.017349	0.17
400	93.42	4.67	0.014792	0.15
500	82.45601	4.12	0.013056	0.13
600	74.61901	3.73	0.011815	0.12
700	67.801	3.39	0.010735	0.11
800	61.88	3.09	0.009798	0.10
900	56.652	2.83	0.00897	0.09
1000	52.04601	2.60	0.008241	0.08
1500	36.099	1.80	0.005716	0.06
2000	26.965	1.35	0.004269	0.04
2500	21.906	1.10	0.003468	0.03
下风向最大 地面空气质 量浓度及占	146.91	7.35	0.023261	0.23

标率				
D10%最远距离 (m)	0		0	
最大地面空气质量浓度 距源距离(m)	80		80	

表 5.2-11 本工程无组织废气污染物的占标率和落地浓度计算结果表 (2)

距源中心下 风向距离(m)	英买7 转油站			
	NMHC		H ₂ S	
	下风向预测浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	下风向预测浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)
10	3.1266	0.16	0.011717	0.12
25	4.0433	0.20	0.015152	0.15
50	5.521101	0.28	0.020691	0.21
100	6.189	0.31	0.023193	0.23
200	5.540401	0.28	0.020763	0.21
300	4.6295	0.23	0.017349	0.17
400	3.9472	0.20	0.014792	0.15
500	3.4839	0.17	0.013056	0.13
600	3.1528	0.16	0.011815	0.12
700	2.8647	0.14	0.010736	0.11
800	2.6146	0.13	0.009798	0.10
900	2.3937	0.12	0.00897	0.09
1000	2.1991	0.11	0.008241	0.08
1500	1.5253	0.08	0.005716	0.06
2000	1.1394	0.06	0.00427	0.04
2500	0.92562	0.05	0.003469	0.03
下风向最大 地面空气质量 浓度及占 标率	6.207	0.31	0.023261	0.23
D10%最远距离 (m)	0		0	
最大地面空气质量浓度 距源距离(m)	80		80	

表 5.2-11 本工程无组织废气污染物的占标率和落地浓度计算结果表 (3)

距源中心下	英潜联合站
-------	-------

风向距离(m)	NMHC		H ₂ S	
	下风向预测浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	下风向预测浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)
10	3.3238	0.17	0.004511	0.05
25	3.5594	0.18	0.004831	0.05
50	3.9599	0.20	0.005374	0.05
100	4.7565	0.24	0.006455	0.06
200	6.2833	0.31	0.008527	0.09
300	6.427	0.32	0.008722	0.09
400	6.0119	0.30	0.008159	0.08
500	5.6377	0.28	0.007651	0.08
600	5.2553	0.26	0.007132	0.07
700	5.048601	0.25	0.006852	0.07
800	4.834301	0.24	0.006561	0.07
900	4.6164	0.23	0.006265	0.06
1000	4.4058	0.22	0.005979	0.06
1500	3.4435	0.17	0.004673	0.05
2000	2.7318	0.14	0.003707	0.04
2500	2.2265	0.11	0.003022	0.03
下风向最大 地面空气质 量浓度及占 标率	6.546	0.33	0.008884	0.09
D10%最远距 离 (m)	0		0	
最大地面空 气质量浓度 距源距离(m)	250		250	

根据以上预测结果可知：

本工程英买 7 转油站加热炉废气中 SO_2 、 NO_x 最大落地浓度分别为 $0.333\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、 $13.5\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，最大落地浓度占标率分别为 0.07%、6.75%，占标率均小于 10%。

无组织废气中玉东 7 转油站源强最大，NMHC、 H_2S 最大落地浓度分别为 $146.91\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、 $0.023261\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，最大落地浓度占标率分别为 7.35%、0.23%，占标率均小于 10%。

本工程大气环境影响评价范围内没有居民集中居住区等环境敏感目标，各类废气中污染物最大落地浓度较小，对周边大气环境影响可以接受。

5.2.3.2 大气环境影响小结

烃类无组织排放是影响油气田区域环境空气的主要污染源之一，本工程油气集输采用密闭流程，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、硫化氢满足标准限值要求。根据预测结果可知，本工程对环境空气的影响最大的区域为 250m 范围内，此区域内没有环境空气敏感目标，各类污染物最大落地浓度占标率均小于 10%，对周围环境空气影响较小。

5.2.3.3 大气污染物核算

本工程运行期大气污染物排放量见表 5.2-12。

表 5.2-12 本工程大气污染物无组织排放量核算表

序号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量/（t/a）
				标准名称	浓度限值/（mg/m ³ ）	
有组织废气						
1	加热炉	SO ₂	清洁燃料	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）	50	0.021
2		NO _x	低氮燃烧		200	0.85
无组织废气						
3	转油站	NMHC	日常维护，做好密闭措施	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求 《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表1新改扩建厂界二级标准值	4.0	0.44
4		H ₂ S			0.06	0.00018

建设项目大气环境影响评价自查表见表 5.2-13。

表 5.2-13 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（非甲烷总烃）				包括二次PM _{2.5} □ 不包括二次PM _{2.5} ☑	
评价标准	评价标准	国家标准☑		地方标准□		附录D ☑	其他标准□
现状评价	环境功能区	一类区□		二类区☑			一类区和二类区□
	评价	（2020）年					

	基准年							
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 ☐	主管部门发布的数据 ☒			现状补充监测 ☒		
	现状评价	达标区 ☐			不达标区 ☒			
污染源调查	调查内容	本工程正常排放源 ☒ 本工程非正常排放源 ☐ 现有污染源 ☐		拟替代的污染源 ☐	其他在建、拟建项目污染源 ☐	区域污染源 ☐		
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD ☒	ADMS ☐	AUSTAL2000 ☐	EDMS/AEDT ☐	CALPUFF ☐	网格模型 ☐	其他 ☐
	预测范围	边长 $\geq 50\text{km}$ ☐		边长 $5\sim 50\text{km}$ ☐			边长 $=5\text{km}$ ☒	
	预测因子	预测因子 (NMHC)				包括二次 $\text{PM}_{2.5}$ ☐ 不包括二次 $\text{PM}_{2.5}$ ☒		
	正常排放短期浓度贡献值	$C_{\text{本项目}}$ 最大占标率 $\leq 100\%$ ☒				$C_{\text{本项目}}$ 最大占标率 $> 100\%$ ☐		
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	$C_{\text{本项目}}$ 最大占标率 $\leq 10\%$ ☐			$C_{\text{本项目}}$ 最大占标率 $> 10\%$ ☐		
		二类区	$C_{\text{本项目}}$ 最大占标率 $\leq 30\%$ ☐			$C_{\text{本项目}}$ 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	$C_{\text{非正常}}$ 占标率 $\leq 100\%$ ☐			$C_{\text{非正常}}$ 占标率 $> 100\%$ ☐		
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	$C_{\text{叠加}}$ 达标 ☐			$C_{\text{叠加}}$ 不达标 ☐			
区域环境质量的整体变化情况	$k \leq -20\%$ ☐			$k > -20\%$ ☐				
环境监测计划	污染源监测	监测因子：(二氧化硫、氮氧化物、非甲烷总烃、硫化氢)			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：(非甲烷总烃)			监测点位数 (1)		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 (井场) 厂界最远 (0) m						
	污染源年排放量	SO_2 : (0.021) t/a		NO_x : (0.85) t/a		烟尘: (0) t/a		VOC_s : (0.44) t/a
注：“ ☐ ”为勾选项，填“ ☒ ”；“()”为内容填写项								

5.3 声环境影响分析与评价

5.3.1 施工期声环境影响分析

本项目地面工程在建设施工过程中，由于运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等要使用各种车辆和机械，其产生的噪声对施工区周围的环境将产生一定的影响。

地面工程施工范围大，距离长，但是施工范围内无任何居民区居住点。

由于管线施工期较短，施工速度快，而且无任何居民点，对施工人员的影响随着施工期的结束而结束。

地面工程建设过程中主要施工机械在不同距离的噪声影响水平类比调查结果见表 5.3-1。

表 5.3-1 施工主要机械噪声值及衰减情况表

距离, m	强度	10	20	40	80	100	200	400	800	1000
挖掘机	92	80	74	68	62	60	54	48	42	40
推土机	90	78	72	66	60	58	52	46	40	38
混凝土搅拌机	95	83	77	71	65	63	57	51	45	43
混凝土翻斗车	90	78	72	66	60	58	52	46	40	38

通过类比分析可知，运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等过程中，昼间施工场 50m 以外均不超过《建筑施工场界环境噪声排放标准》（昼间 75dB(A)），而在夜间则会超标（夜间 55dB(A)）。工程区 2km 内无居民，地面工程噪声不影响当地居民正常生活，施工期的这些噪声源均为暂时性的，只在短时期对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

5.3.2 运营期声环境影响分析

本工程运营期噪声源主要为站场机泵等设备噪声，管线均埋设在地下，管道管顶埋深自然地坪 1.2m，无噪声产生，故本次噪声预测仅考虑站场机泵噪声。

5.3.4 声环境影响评价小结

施工期，通过类比分析可知，本工程昼间施工场 50m 以外均不超过《建筑施工场界环境噪声排放标准》（昼间 75dB(A)），而在夜间则会超标（夜间 55dB(A)）。工程区 2km 内无居民，并且施工期噪声源均为暂时性的，只在短时期对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

本工程管线均埋设在地下，管道管顶埋深距自然地坪 1.2m，无噪声产生，不会对周围声环境产生影响。

5.4 水环境影响分析与评价

5.4.1 施工期水环境影响分析

(1) 生活污水

施工队生活区应设置可移动环保厕所，生活污水由生活污水收集罐收集，定期拉运至英潜联合站生活基地污水处理系统处理。对水环境的影响很小。

(2) 管道试压废水

管道末端排出的水必须是无泥沙、无铁屑的洁净水，清管器到达末端时必须基本完好。管道工程分段试压以测试管道的强度和严密性，一般试压介质为洁净水，由罐车回收后用于后续其它管线试压，不排放，对水环境的影响很小。

5.4.2 运营期水环境影响分析

5.4.2.1 正常状况下水环境影响分析

运营期废水污染源主要为英买力联合站污水处理系统处理达标后的油田采出水，污染物主要为石油类。根据资料，本工程注水采用由英潜联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准的采出水，正常状况下不会对区域地下水环境产生污染影响。

根据调查英潜联合站采出水处理站的实际回注情况，回注于油藏层奥陶系，回注层均为地下油层，回注地层深度在 4500m 以下。而项目区所在区域第四系含水层主要赋存孔隙潜水和承压水，第四系含水层底板埋藏深度绝大多数地区在 500m 以内。故回注层深度远远深于区内主要淡水含水层，与区内淡水含水层不在一个层位，回注地层与区域地下水处于不同层系，远远超出本区域地下水含水层的深度。回注井在钻井过程中对潜水及具有开采利用价值的承压水所在的第四系地层进行了水泥固井，水泥返至地面，基本可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内回注水的交换，固井质量合格的情况下，可有效保护地下水层。

③生活污水

运营期无新增工作人员，由管理单位内部调剂解决，故不新增生活污水。

(3) 小结

施工期本工程生产生活用水量小，生活污水经收集罐收集后，定期由吸污车拉运至生活基地污水处理系统处理，基本不会对该区域地下水水质产生影响；

运营期主要水污染物为回注的采出水，运营期回注水水源为英潜联合站处理达标后的采出水。

本工程在开发期和运营期，只要建设方严格按照拟定的环保措施进行，对生活废水和回注的采出水进行妥善处置，水污染影响很小。正常情况下，本工程采出水经处理后回注油层，综合回注井地质和结构资料，回注层与工程所在区域内潜水含水层及有供水意义的含水层无水力联系，在正常情况下不会对其产生影响；回注井在钻井过程中进行了固井，在固井质量良好的情况下可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内回注水的交换，有效保护地下水层，可对回注水实现有效封堵；集输管线是全封闭系统，输送、储存的介质不会与管线穿越区的地下水水体之间发生联系，正常运行时不会对管线穿越地区地下水环境造成影响。即正常情况下，本工程的实施对地下水的影响较小。

5.4.2.2 非正常状况下地下水环境影响分析

5.4.2.2.1 集输管道原油泄漏事故对地下水的影响

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

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

拟建工程非正常状况下，集输管线连接处破损泄漏，如不及时修复，原油可能下渗对地下水造成影响。本次评价对非正常状况下集输管线连接处泄漏情景运用解析模型进行预测，以评价对下水环境的影响。

(1) 预测因子筛选

拟建工程污染物主要为石油类，本评价选取特征污染物石油类作为代表性污染物进行预测，石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的Ⅲ类标准。各评价因子检出限及评价标准见表 5.4-1。

表 5.4-1 评价因子及评价标准一览表

评价因子	评价标准(mg/L)	检出下限值(mg/L)	背景值(mg/L)
石油类	0.05	0.01	0

(2) 预测源强

根据油田实际操作经验,考虑非正常状况下,管线连接和阀门处泄漏,发生 1 小时后发现并关闭阀门,则采出液渗漏量 0.1m^3 。

(3) 预测模型

非正常状况下,污染物运移通常可概化为两个相互衔接的过程:①污染物由地表垂直向下穿过包气带进入潜水含水层的过程;②污染物进入潜水含水层后,随地下水流进行迁移的过程。拟建工程所在区域地下水埋深大于 5m,本次预测考虑泄漏原油 1%进入潜水含水层,则石油类进入地下水的量为 0.8kg 。然后污染物在潜水含水层中随着水流不断扩散,根据拟建工程非正常状况下污染源排放形式与排放规律,本次模型可概化为一维稳定流动二维水动力弥散问题的瞬时注入污染物—平面瞬时点源的预测模型,其主要假设条件为:

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

b.假定定量的定浓度的污水,在极短时间内注入整个含水层的厚度范围;

c.污水的注入对含水层内的天然流场不产生影响。

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

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

式中:

x, y —计算点处的位置坐标;

t —时间, d;

$C(x, y, t)$ — t 时刻点 x, y 处的污染物浓度, mg/L ;

M —含水层厚度, m; 评价区域潜水含水层平均厚度取 30m;

m_M —点源瞬时注入污染物的质量, kg。

u —地下水流速度, m/d; 渗透系数取 0.5m/d , 水力坡度 I 为 0.7‰ 。因此地下水的渗透流速 $u = K \times I / n = 0.5\text{m/d} \times 0.7\text{‰} / 0.32 = 0.001\text{m/d}$;

n_e —有效孔隙度, 无量纲, 取 0.32;

D_L —纵向弥散系数, m^2/d ; 根据水文地质调查, 取 $0.12\text{m}^2/\text{d}$;

D_T —横向 y 方向的弥散系数, m^2/d ; 横向弥散系数 $D_T=0.012m^2/d$;

π —圆周率。

(4) 预测内容

在事故状况下, 污染物进入含水层后, 在水动力弥散作用下, 瞬时注入的污染物将产生呈椭圆形的污染晕, 污染晕中污染物的浓度由中心向四周逐渐降低。随着水动力弥散作用的进行, 污染晕将不断沿水流方向运移, 污染晕的范围也会发生化。本次预测在研究污染晕运移时, 选取石油类的检出下限值等值线作为影响范围, 取《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中III类标准值等值线作为石油类的超标范围, 预测污染晕的运移距离和影响范围。预测结果见表 5.4-2。

表 5.4-2 事故状况下石油类在潜水含水层中运移情况一览表

预测时间	超标范围 (m^2)	影响范围 (m^2)	背景浓度 (mg/L)	贡献浓度 (mg/L)	叠加浓度 (mg/L)	污染晕最 大运移距 离(m)	超标范围 是否出场 界	超出场界 最远距离 (m)
100d	353	597	0.02	0.05	0.07	38	否	—
365d	--	--	0.02	0.004	0.024	--	否	—
1000d	--	--	0.02	--	--	--	否	—
7300d	--	--	0.02	--	--	--	否	—

备注: 石油类背景浓度选取本次潜水监测结果中石油类监测值最大值。

综上分析可知, 在非正常状况下, 由预测结果可以看出, 石油类污染物泄漏 100d 后污染超标范围为 $353m^2$, 影响范围为 $597m^2$, 污染物最大贡献浓度为 $0.05mg/L$, 叠加背景值后的浓度为 $0.07mg/L$, 污染物最大迁移距离为 $38m$, 超标范围未出场界; 石油类污染物泄漏 365d 后石油类污染晕影响范围消失。

本工程距离塔里木河最近距离约为 $35km$, 因此泄露后对周边水体影响较小。

拟建工程严格按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)的要求采取源头控制和分区防控措施。正常状况下在采取源头控制、分区防控措施后, 结合地下水污染监控及应急措施, 场界内石油类能满足相应标准要求; 非正常状况下, 由地下水污染预测结果可知, 存在泄漏污染物污染晕运移出场界的现象, 但厂界外污染晕未超标, 地下水环境影响满足相应标准要求。综上, 依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)10.4.1 内容, 可得出, 拟建工程各个不同阶段, 地下水中石油类能满足 GB/T14848

或国家相关标准的要求。

5.4.2.2.2 注水管线泄漏对地下水的影响预测分析

(1) 预测因子筛选

根据地下水环境影响评价因子的筛选，将石油类作为预测因子，其检出限值和标准限值的确定见表 5.4-3。

表 5.4-3 预测因子的检出限值和标准限值

评价因子	评价标准(mg/L)	检出下限值(mg/L)	背景值(mg/L)
石油类	0.05	0.01	0

(2) 预测源强

本工程非正常状况下，假设来水管线破损泄漏，如不及时修复，回注水下渗至含水层会对地下水造成影响。根据工程分析，选择石油类作为预测因子，考虑到石油类进入含水层后，只有变为可溶态才会随地下水迁移扩散，因此参照 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。假设废水每天泄漏量为管线集输量的 0.5‰，泄漏后废水由十分之一通过包气带进入含水层，即本次废水进入含水层的废水量为 0.55m³/d。假设发生事故后，监控井监测污染因子超标，并及时处理，切断污染源。因此，非正常状况泄漏时间为 180 天。

(3) 预测模型

按照导则要求需要采用数学模型法进行预测。本次评价将以地下水评价范围作为地下水环境影响预测范围，在此范围内水文地质参数基本不变或变化很小，且评价范围内水文地质条件简单，适合采用解析法进行计算。综合考虑以上因素，结合项目区水文地质条件及资料掌握程度，最终确定采用数学模型法中的地下水溶质运移解析法进行预测评价。

连续注入示踪剂一平面连续点源：

$$C(x, y, t) = \frac{m_t}{4\pi M n \sqrt{D_L D_T}} e^{\frac{xu}{2D_L}} \left[2K_0(\beta) - W\left(\frac{u^2 t}{4D_L}, \beta\right) \right]$$

$$\beta = \sqrt{\frac{u^2 x^2}{4D_L^2} + \frac{u^2 y^2}{4D_L D_T}}$$

式中：

x, y 一计算点处的位置坐标；

t —时间, d;

$C(x, y, t)$ — t 时刻点 (x, y) 处的污染物浓度, mg/L;

M —含水层的厚度, m;

m_t —单位时间注入注入污染物的质量, kg/d;

u —水流速度, m/d;

n —有效孔隙度, 无量纲;

D_L —纵向弥散系数, m^2/d ;

D_r —横向弥散系数, m^2/d ;

Π —圆周率;

$K_0(\beta)$ —第二类零阶修正贝塞尔函数;

$w\left(\frac{u^2 t}{4D_L}, \beta\right)$ —第一类越流系统井函数。

①水文地质条件概化

根据项目特点, 本次预测的对象为潜水含水层。根据前文分析, 含水层是一个地下水流连续、渗透能力各向异性明显的含水统一体。根据评价区水文地质情况和地下水评价预测模型的适用条件; 将水文地质条件概化为: 含水层之间无水力联系, 调查评价范围内各含水层厚度均一, 含水层水平均匀展布。

②污染源概化

根据项目非正常状况和工程布局, 将各非正常状况下污废水等的泄漏均概化为点状污染源。

本次评价含水层各参数的确定具体如下:

含水层厚度: 根据评价区水文地质资料, 取项目区含水层厚度的平均值;

含水层渗透系数: 根据区域资料, 取已知最大值;

水力坡度: 根据区域地下水流场资料确定;

有效孔隙度: 根据含水层岩性特征取经验值;

弥散系数: 由于水动力弥散尺度效应的存在, 难以通过野外或者室内弥散试验获得真实的弥散系数, 生产实践中多采用类比的方法来确定取值, 这里综合相关文献资料最终确定, 最终确定的各项参数值见表 5.4-4。

表 5.4-4 评价区含水层预测模型参数

含水层	含水层厚度 M (m)	渗透系数 K (m/d)	水力坡度 I	有效孔隙度 n	纵向弥散系数 D_L (m^2/d)	横向弥散系数 D_r (m^2/d)
-----	------------------	-------------------	-------------	--------------	-----------------------------	-----------------------------

潜水含水层	18	3.6	0.809‰	0.21	10	1
-------	----	-----	--------	------	----	---

(4) 预测内容

利用平面连续点源污染水动力弥散方程解析解，具体预测分析结果如下：

本次预测选取了 100d、1000d、3000d 三个时间点，当发生管线泄漏现象后，随着时间推移，石油类在含水层中的运移情况见表 5.4-5。

表 5.4-5 第四系含水层石油类运移特征表

预测时段 (d)	污染晕最大浓度 (mg/L)	最大迁移距离 (m)	影响面积 (m ²)	超标面积 (m ²)
100	0.27	72.35	5507.68	1886.12
1000	0.54	236.92	52394.54	17104.93
3000	0.0041	-	-	-

从表中可以看出，在假设的非正常状况下，在 100 天，石油类浓度最大为 0.27mg/L，污染晕最大迁移距离为 72.35m；在 1000 天，石油类浓度最大为 0.54mg/L，污染晕最大迁移距离为 236.92m。随着时间的推移，石油类污染晕最大浓度逐渐升高后降低，污染晕影响面积逐渐减小，第 3000d 时，石油类最大浓度为 0.0041mg/L，低于石油类实验室检出限值。

5.4.3 地下水污染防治措施

本次评价依据《中华人民共和国水污染防治法》和《中华人民共和国环境影响评价法》的相关规定，按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”，重点突出饮用水水质安全的原则确定地下水环境保护措施。

5.4.3.1 源头控制措施

对管道严格定期检查，有质量问题的及时更换，阀门都应采用优质耐腐蚀材料制成的产品。

5.4.3.2 地下水环境防渗措施

为防止对地下水的污染，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，本工程防治分区及防渗要求见下表 5.4-6。

表 5.4-6 改扩建项目防渗分区及防渗要求

防渗级别	防渗区域	防渗技术要求
重点防渗区	-	等效黏土防渗层 Mb≥6.0m， K≤1×10 ⁻⁷ cm/s；或参考 GB18598 执行
一般防渗区	-	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m， K≤1×10 ⁻⁷ cm/s；或参考 GB18598 执行
简单防渗区	配电室等其他地面	一般地面硬化

为确保防渗措施的防渗效果，在施工过程中建设单位应加强施工期的管理，

严格按防渗设计要求进行施工,加强防渗措施的日常维护,使防渗措施达到应有的防渗效果。本工程管线均为防腐管线。同时应加强各生产设施的环保设施的管理,避免跑冒滴漏。

5.4.3.3 地下水污染监控措施

(1) 地下水监测方案

尽管溶质运移模拟结果表明,在非正常状况下,建设工程不会影响地下水环境,但是由于水文地质条件的复杂性,很多因素是不确定的,数学模型预测不能将各种情况完全考虑,加之很多参数和地质体存在很大的不确定性,预测结果只能作为参考。因此为了及时发现工程运行中出现的对地下水环境的不利影响,防范地下水污染事故发生,减缓对地下水环境的不利影响,并为地下水污染后的治理措施制定和治理方案实施提供基础资料,建议建设单位在工程正式运行前,设置地下水环境跟踪监测点,并在工程运行中定期监测、定期整理研究、定期预报、识别事故并及时采取措施,尽可能减小工程在非正常状况下对地下水环境的影响。

①监测井数

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、工程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 5.4-7。

表 5.4-7 地下水监测点布控一览表

功能	编号	区位	监测频率	主要监测项目
背景监测井	YM21 水井	工程区上游	每年 1 次	pH、总硬度、溶解性总固体、耗氧量、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、氯化物、硫酸盐、挥发性酚类、氰化物、硫化物、石油类，其余监测点和监测项目可结合哈得油田例行监测计划增加。
污染扩散监测井	YM27 水井	工程区下游方向、工程区内各布设一个	每年 2 次	
	YM17 取水井			

②监测数据管理

上述监测结果应按工程有关规定及时建立档案,并抄送生态环境主管部门,对于常规检测数据应该进行公开,特别是对工程区所在区域的居民公开,满足法

律中关于知情权的要求。发现污染和水质恶化时，要及时进行处理，开展系统调查，并上报有关部门。

（2）地下水监测管理

为保证地下水监测有效、有序管理，须制定相关规定、明确职责，采取以下管理措施和技术措施。

①管理措施

a) 防止地下水污染管理的职责属于生态环境管理部门的职责之一。建设单位环境保护管理部门指派专人负责防治地下水污染管理工作。

b) 管理单位生态环境管理部门应委托具有监测资质的单位负责地下水监测工作，按要求及时分析整理原始资料、监测报告的编写工作。

c) 建立地下水监测数据信息管理系统，与管理单位环境管理系统相联系。

d) 根据实际情况，按事故的性质、类型、影响范围、严重后果分等级地制订相应的预案。在制定预案时要根据本工程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，适当的时候组织有关部门、人员进行演练，不断完善。

②技术措施

a) 按照《地下水环境监测技术规范》(HJ/T164- 2020)要求，及时上报监测数据和有关表格。

b) 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管理单位生态环境部门，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，为防止地下水污染采取措施提供正确的依据。应采取的措施如下：

了解运营是否出现异常情况，出现异常情况的位置、原因。加大监测密度，如监测频率由每月(季)一次临时加密为每天一次或更多，连续多天，分析变化动向，周期性地编写地下水动态监测报告，定期对污染区的生产装置进行检查。

5.4.3.4 地下水风险事故应急预案

（1）应急防范措施

建设单位运行期应制定地下水环境事故应急技术及措施，主要包括：

①确定工程运行过程中可能发生的环境事故与风险等级；

②监控项目的运行情况，发现运行故障或运行异常情况并及时采取措施。一

旦发生污染事故应及时向当地生态环境部门报告，并积极采取控制措施以减小事故对周围环境的污染影响，调查分析事故原因和造成的直接和间接损失。

③一旦发生环境事故，应立即启动应急环境监测，跟踪监测污染物的运移情况，直至事故影响根本消除；

④根据事故状态下排放污水中的污染物特征，进行地下水环境质量跟踪监测，事故应急监测方案应与地方环境监测站共同制定和实施。企业应与地方环境监测站监理应急响应体系，由地方监测站实施跟踪监测；

⑤事故情况下地下水环境监测频率不小于 1 次/天，监测数据应及时上报有关主管部门；

⑥如地下水环境监测井中监测到地下水水质有异常超标现象，应在进行监测的基础上开展地下水风险评估，包括地下水修复和加强监测要求。

（2）风险应急预案

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

a) 地下水环境保护目标的确定，采取的紧急处置措施和潜在污染可能性评估；

b) 特大事故应急抢险组织状况和人员、装备情况，平常的训练和演习。

②应急处置

一旦发现地下水发生异常情况，必须按照应急预案马上采取紧急措施：

a) 当确定发生地下水异常情况时，按照制订的地下水应急预案，在第一时间尽快上报主管领导，通知当地生态环境管理主管部门，密切关注地下水水质变化情况；

b) 组织专业队伍对事故现场进行调查、监测，查找环境事故发生地点、分析事故原因，切断污染源，阻隔地下水流，防止事故的扩散、蔓延及连锁反应，尽量缩小地下水污染事故对人和财产的影响；

c) 对事故后果进行评估，并制定防止类似事件发生的措施。

5.4.4 小结

（1）正常情况下，施工期施工队生活污水由生活污水收集罐收集，定期拉运至英潜联合站生活基地污水处理系统处理。管道试压废水一般试压介质为洁净

水，由罐车回收后用于后续其它管线试压，不排放，对水环境的影响很小。

(2) 运营期的注水依托英潜联合站污水处理系统处理，达标采出水回注油层，不排放，对水环境的影响很小。

(3) 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，严格杜绝因管道材质、制管、防腐涂层、焊接缺陷及运行失误而造成管线泄漏。在生产运行过程中，强化监控手段，定期检查检验，检漏控漏，杜绝长期事故性排放点源的存在，本工程对地下水环境基本没有影响；在非正常状况下，在及时采取地下水污染应急控制措施后，本工程运营对地下水的影响属可接受范围。

5.5 固体废物影响分析

5.5.1 施工期固体废物影响

本工程施工期产生的固体废物主要包括施工土方、施工废料和生活垃圾等。

①施工土方

本工程共开挖土方 14.034 万 m^3 ，回填土方 14.034 万 m^3 ，开挖土方主要为管沟开挖产生土方，回填土方主要为管沟回填，可以做到“取弃平衡”。

②施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣和吹扫产生的废渣等。根据类比调查，施工废料的产生量约为 0.2t/km，本工程施工废料产生量约为 22.16t。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至英买作业区英买 7 固废场处置。

③生活垃圾

本工程施工周期 60 天。施工期常住人员按 20 人计算，平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg，共计产生生活垃圾共计 0.6t。综上本工程施工期生活垃圾产生总量为 0.6t，生活垃圾堆放在指定地点，定期清运至英买作业区英买 7 固废场处置。

5.5.2 运营期固体废物影响

5.5.2.1 清管废渣

集输管线每 2-4 年清管 1 次，根据类比调查，一般每公里管线产生的清管废渣量平均约为 1.15kg，本工程新建各类集输管线 110.8km，每次废渣量约 0.127t。

其危险废物类为属于危险废物 HW08 900-249-08。委托有危废处置资质单位处置。

5.5.2.2 生活垃圾

本工程不新增劳动定员无生活垃圾产生，不会对周围环境产生影响。

5.5.3 小结

施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至英买作业区英买 7 固废场进行处置。生活垃圾堆放在指定地点，定期清运至英买作业区英买 7 固废场进行处置。

本工程运营期产生的固体废物主要是清管废渣，委托有危废处置资质单位处置。

本工程对施工期和运营期产生的各种固体废物均采取了妥善的处理、处置措施，只要严格管理，不会对环境产生较大影响。本工程对施工期产生的各种固体废物均采取了妥善的处理、处置措施，只要严格管理，不会对环境产生较大影响。

5.6 土壤环境影响分析

5.6.1 施工期土壤环境影响分析

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

(1) 占地影响

本工程永久占地 7.2hm²、临时占地 110.8hm²。主要土壤类型包括盐土、草甸土、风沙土和林灌草甸土，见表 5.6-1。

表5.6-1 占地土壤类型表

序号	建设项目		面积 (hm ²)		备注	土壤类型	土地类型
			永久占地	临时占地			
1	管道工程	输油管道	0	34	新建玉东 7 转油站至英 21 集气站输油管道 34km，埋地敷设，施工带宽 10m。	盐土、风沙土、林灌草甸土	盐碱地、沙地、低覆盖度草地
			0	16.5	新建英买 17 集气站至英买 7 转油站输油管道长度 16.5km，埋地敷设，施工带宽 10m。	盐土、林灌草甸土、草甸土	盐碱地
			0	44.5	新建潜山联合站至英买处理站输油管道长度 44.5km，埋	盐土、棕漠土、草甸土、	盐碱地、沙地

					地敷设, 施工带宽 10m。	风沙土	
		注 水 管 道	0	15.8	新建注水管道线 15.8km, 施 工带宽 10m。	风沙土、草 甸土、龟裂 土	盐碱地、耕 地
2	道路		7.2	0	16km, 砂石路面, 宽 4.5m	盐土、林灌 草甸土、草 甸土、风沙 土	盐碱地、沙 地、低覆盖 度草地
	合计		7.2	110.8			

(2) 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, 本工程主要是管道敷设和道路建设过程中, 车辆行驶和机械施工碾压和踩踏破坏土壤结构。

在施工中, 车辆行驶和机械作业时机械设备的碾压、施工人员的踩踏等都会对土壤的紧实度产生影响。机械碾压的结果使土壤紧实度增高, 地表水入渗减少, 土壤团粒结构遭到破坏, 土壤养分流失, 不利于植物生长。各种车辆 (尤其是重型卡车) 在地表上行驶将使经过的土壤变紧实, 严重的经过多次碾压后植物很难再生长, 甚至退化为沙地。管道的施工场地、临时施工营地等都存在这种影响。

(3) 水土流失影响分析

油田工程建设对当地水土流失影响的方式包括扰动、损坏、破坏原地貌、地表土壤结构及植被。工程施工及占地呈点线状分布, 所造成的水土流失因管线所经过的区域不同而不同。建设期间, 施工车辆对地表的大面积碾压, 使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏, 使风蚀荒漠化的过程加剧; 在地面构筑物建设中, 最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散, 增加风蚀量。本工程建设内容主要为管道工程、站场建设、道路等工程的建设等。临时占地范围内的土壤地表表层遭到破坏, 下层的粉细物质暴露在地层表面, 在风力的作用下, 风蚀量会明显加大, 这种影响在短时间内不会完全恢复。但随着时间的推移, 风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。永久占地范围内的地表彻底改变, 地表经过砾石铺垫或者其它硬化措施, 风蚀量很少, 不易发生水土流失。

(4) 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。

5.6.2 运营期土壤环境影响分析

(1) 土壤影响分析

本工程土壤影响类型于途径见表 5.6-1，影响因子见表 5.6-2。

表 5.6-1 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
建设期				
运营期			√	
服务期满后				

表 5.6-2 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
输油管线	/	垂直入渗	石油类	/

根据建设工程对土壤环境可能产生的影响主要为管线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。

(2) 正常状况下对土壤环境的影响分析

本工程污染土壤的途径主要为输油管线发生跑冒滴漏，渗入土壤对土壤产生影响危害土壤环境。

本工程生产过程中液体物料配置过程中均为全密闭管路连接，不会出现溢出和泄露情况，实现可视可控，且在管线上做好标识，如若出现泄露等事故情况，可及时发现，及时处理。

(3) 非正常状况下对土壤环境的影响分析

①工程污废水产生情况

工程运行期最有可能对土壤环境造成影响的情况为原油泄露，本次土壤预测考虑为石油类。

②土壤污染途径

污染物从污染源进入土壤所经过的路径称为土壤污染途径，土壤污染途径是多种多样的。根据工程分析，拟建工程可能对土壤造成污染的途径主要有：管线

发生泄露对土壤造成的影响。

主要评价因子：

本次预测评价因子为石油类。

类比分析：

类比同类型输油管线事故泄漏情况，非正常情况下，考虑持续注入非饱和带土层中 10min、20min、1h、2h 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，详见表 5.6-3。

表 5.6-3 非正常情况下污染物在非饱和带中的超标扩散距离预测结果表

污染物种类	计算值	污染物运移的超标扩散深度			
		10min	30min	1h	2h
石油类	影响深度 (m)	包气带深度	包气带深度	包气带深度	包气带深度
	包气带底部石油类浓度 (mg/L)	515.1569	769.3116	875.3160	942.9776

从上表中看出，原油发生泄露 2h 的情况下，随着时间的增加，污染物很快将非饱和带中垂直方向上贯穿，包气带底部石油类浓度越来越大。

从土壤环境污染现状调查可知，在纵向上石油的渗透力随土质有很大的差别，质地越粗，下渗力越强。落地油一般富集在 0-20cm 的土层中，石油在土表的蒸发量与时间呈负指数相关，开始 5h 内石油蒸发强烈，24h 后石油在土壤表面多呈粘稠状。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业和吸收作用。

运行期须定期检查管道的破损或破裂情况，若发现有破损或破裂部位须及时进行修补。故在工程运行期间，需加强管理和监督检查，杜绝非正常情况的发生，避免污染物进入土壤及地下水含水层中。在工程做好防渗、定期监测、严格执行本次环评提出的污染防治措施的前提下本工程对土壤环境影响可接受。

综上，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。如果发生管线泄漏等事故，泄漏的原油会对土壤环境产生一定的影响，泄漏的石油覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响地表植被的生长。根据环境风险分析可知，本工程风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，在做好源头控制、

过程防控等措施的前提下，可避免工程实施对土壤环境产生污染影响。

本工程土壤环境影响评价自查表，见表 5.6-4。

表 5.6-4 土壤环境影响评价自查表

	工作内容	完成情况				备注
影响识别	影响类型	污染影响型√；生态影响型□；两种兼有 □				
	土地利用类型	建设用地√；农用地√；未利用地□				土地利用类型图
	占地规模	(118) hm ²				
	敏感目标信息	敏感目标（灌木林、垦荒耕地）、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	钻井废弃物、石油类				
	特征因子	石油烃				
	所属土壤环境影响评价项目类别	I类√； II类 □； III类 □； IV类 □				
	敏感程度	敏感√；较敏感□；不敏感□				
	评价工作等级	一级√；二级□；三级□				
现状调查内容	资料收集	a) √； b) √； c) √； d) □				
	理化特性					同附录 C
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	点位布置图
		表层样点数	2	4	20cm	
		柱状样点数	5		0~0.5m, 0.5~1.5m, 1.5~3m	
	现状监测因子	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018) 中基本工程 45 项+特征因子：石油烃、《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018) 中基本工程 8 项、pH、石油烃				
现状评价	评价因子	石油烃等				
	评价标准	GB 15618√； GB 36600√；表 D.1□；表 D.2□；其他)				
	现状评价结论	土壤中各项监测因子满足《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、《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018) 筛选值标准要求				
影响预测	预测因子	石油烃				
	预测方法	附录 E□；附录 F□；其他(√)				
	预测分析内容	影响范围（）影响程度(√)				

	预测结论	达标结论： a) √; b) □; c) □ 不达标结论： a) □; b) □			
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 √; 源头控制√; 过程防控 √; 其他 ()			
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次	
		临近农田区域的油井	石油烃	1 次/3 年	
		信息公开指标			
评价结论		工程区主要土壤类型是盐碱土、风沙土、草甸土和林灌草甸土等。油田开发对土壤影响，呈点块状（如井场等）和线状（如集输管线）分布，影响范围明确。本工程在施工期对土壤环境影响较大，运行期一般影响较小。			
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级工作的，分别填写自查表。					

5.7 环境风险评价

5.7.1 评价依据

（1）风险调查

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 B，本工程涉及的风险物质为原油。项目不涉及危险物质的存储，运营期风险单元为密闭集输管线。

（2）环境风险潜势初判

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 ）：

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

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） $Q \geq 100$ 。

本工程不涉及危险物质的存储，工程共新建各类集输管线 110.8km，其中玉东 7 转油站至英 21 集气站输油管线 34km（设计压力为 5.5MPa，DN150）；英买 17 集气站至英买 7 转油站输油管线 16.5km（设计压力 5.5MPa，DN150）；英买潜山联合站至英买处理站输油管道 44.5km（设计压力 6.3MPa，DN150）。

根据本工程设计方案，英买潜山联合站至英买处理站输油干线中途由英买 7 转油站隔开，其中英买潜山联合站至英买 7 转油站输油管道长度为 19.5km，英

买 7 转油站至英买处理站输油管道长度为 25km。管线内危险物质储存量应分别计算。

原油密度按照 0.8108t/m^3 ，本工程危险物质数量与临界量比值详见表 5.7-1。

表 5.7-1 本工程运营期危险物质储存量核算

序号	危险物质	储存装置	管线长度	管径	密度	压力	储存量
1	原油	输油管道 1	34km	150mm	0.8108t/m^3	5.5MPa	486.91
2		输油管道 2	16.5km	150mm	0.8108t/m^3	5.5MPa	236.29
3		输油管道 3	19.5km	150mm	0.8108t/m^3	6.3Mpa	279.25
4		输油管道 4	25km	150mm	0.8108t/m^3	6.3Mpa	358.02

本工程危险物质辨识结果详见表 5.7-2。

表 5.7-2 本工程危险物质 Q 值一览表

序号	物质名称	临界量 (t)	最大储存量 (t)	Q
1	原油	2500	1360.47	0.544

根据上表计算结果，本工程 $Q=0.544$ ， $Q<1$ ，判断项目风险潜势为 I，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）相关要求，本次评价仅对项目可能存在的环境风险进行简单分析。

5.7.2 环境敏感目标概况

据现场调查，本工程环境敏感目标见表 5.8-3。

表 5.8-3 环境敏感点概况

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	大气环境	评价范围内环境空气	工程区周边	《环境空气质量标准》及修改单（GB3095-2012）中二级标准
2	地下水	评价范围内地下水	工程区周边	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中 III 类

5.7.3 环境风险识别

5.7.3.1 危险物质风险识别

本工程涉及的主要风险物质为原油、天然气（甲烷），存在于集输管线内。风险物质危险特性和分布见表 5.7-4。

表 5.7-4 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	天然气	易燃气体	集输管线
2	原油	可燃液体	集输管线

①原油

原油理化性质及危险危害特性详见表 5.7-5。

表 5.7-5 原油理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	原油
	化学品英文名称	Grudl oil
组成/组分信息	烷烃、环烷烃、芳香烃和烯烃等多种液态烃的混合物。主要成分是碳和氢两种元素，分别占 83~87%和 11~14%；还有少量的硫、氧、氮和微量的磷、砷、钾、钠、钙、镁、镍、铁、钒等元素。	
危险性	危险性类别：第 3.2 类中闪点液体。侵入途径：吸入、食入、经皮吸收。健康危害：液体有强烈刺激性。食入可引起恶心、疼痛和呕吐，引起黏膜水肿和溃疡症状，包括口腔和咽喉灼烧感；较大的剂量可引起恶心、呕吐、麻醉、无力、头晕、呼吸表浅、腹痛、抽搐和意识丧失；可引起心律失常、室颤和心电图改变；可发生中枢神经系统抑制。眼睛接触本品可引起刺激，长期接触引起炎症。皮肤长期或持续接触液体可引起脱脂，伴随干燥、破裂、刺激和皮炎。蒸气对上呼吸道有刺激性。高温时吸入伤害加重。吸入高浓度蒸气的急性影响是肺部刺激症状，包括咳嗽伴有恶心；中枢神经抑制表现为头痛、头晕、兴奋、视力模糊、反应迟钝、疲乏和共济失调。长时间暴露于高浓度蒸气中可导致麻醉、神志不清，甚至昏迷和死亡。吸入高浓度的油雾可引起油性肺炎。慢性影响：长时间接触可引起支气管炎和肺水肿。长期皮肤接触可造成皮肤干燥、皸裂和发红。影响神经系统、骨髓机能等。环境危害：造成大气，河流，湖泊，海洋，土壤等污染。燃爆危险：易燃。遇到高热，火星或火苗极易引起燃烧爆炸。	
急救措施	皮肤接触：立即脱去污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。如有不适感，就医。 眼睛接触：立即提起眼睑，用大量流动清水或生理盐水冲洗。如有不适感，就医。眼睛受伤后，应由专业人员取出隐形眼镜。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。静卧、保暖。开始急救前，取出假牙等，防止阻塞气道。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。 食入：饮水，禁止催吐。保持呼吸道通畅，防止吸入呕吐物。禁止给嗜睡症状或知觉降低即正在失去知觉的病人服用液体。如有不适感，就医。	
消防措施	危险性：易燃，其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热极易燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。流速过快，容易产生和积聚静电。其蒸气比空气重，沿地面扩散并易积存于低洼处，遇火源会着火回燃。 有害燃烧产物：一氧化碳、二氧化碳。 灭火方法：用泡沫、干粉、二氧化碳、砂土灭火。	
泄漏应急处理	消除所有点火源。根据液体流动和蒸气扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的所有设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。防止泄漏物进入水体、下水道、地下室或限制性空间。小量泄露：用砂土或其他不燃材料吸收。使用洁净的无火花工具收集吸收材料。大量泄露：构筑围堤或挖坑收容。用泡沫覆盖，减少蒸发。喷水雾能减少蒸发，但不能降低泄漏物在限制性空间内的易燃性。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。	
操作处置与储存	操作注意事项：密闭操作，注意通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴过滤式防毒面具，穿防静电工作服。远离火种、热源。工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。在清除液体和蒸气前不能进行焊接、切割等作业。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材和泄露应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物质。 储存注意事项：储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃，保持容器密封。应与氧化剂分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设备。禁	

	止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄露应急处理设备和合适的收容材料。			
接触控制/个体防护	工程控制：工作现场严禁吸烟，避免长期反复接触，进入罐、限制性空间或其他区作业，须有人监护。 呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。 眼睛防护：一般不需要特殊防护，但建议在特殊情况下，戴化学安全防护眼镜。 身体防护：穿防静电工作服。[工程控制]：生产过程密闭，加强通风。提供安全淋浴和洗眼设备。 手防护：戴一般作业防护手套。 其他防护：工作现场禁止吸烟、进食和饮水。工作完毕，淋浴更衣。			
理化特性	外观与性状	黑色的可燃性黏稠液体	蒸气压	无资料
	沸点	自常温至 500℃以上	闪点	-6~155℃
	熔点	-60℃	溶解性	不溶于水，溶于苯、乙醚、三氯甲烷、四氯化碳等有机溶剂
	密度	相对密度（水=1） 0.7365-1.0724 g/cm ³	稳定性	稳定
	爆炸极限	1.1%~8.7%（V%）	自燃温度	280℃~380℃
稳定性和反应活性	稳定性：稳定。 禁配物：氧化剂。 避免接触的条件：高热，火源和不相容物质。 聚合危害：不聚合。 分解产物：一氧化碳、二氧化碳、氮氧化物、硫氧化物等有毒烟雾。			
毒理学资料	有毒。原油中芳香烃以及杂原子化合物具有一定的毒性。 LD50：>4300mg/kg(大鼠经口) LC50：无资料			
生态学资料	生态毒理毒性：原油中的芳香族化合物以及杂原子具有一定的毒性。 生物降解性：自然界中的部分厌氧菌，硫化菌以及部分绿色植物能将原油的大部分物质降解。 非生物降解性：原油中的沥青质等高分子物质具有很难得生物降解性。 生物富集或生物积累性：/。 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：若本产品成为废品，必须由取得许可证的专业工厂进行处理。 废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。本产品不可排放与下水道，河流，湖泊，大海等。			
运输信息	运输注意事项：环境密封放置，放置热源和日光暴晒，与强氧化剂隔离。			
法规信息	《危险化学品安全管理条例》中华人民共和国国务院令第 591 号（自 2011 年 12 月 1 日起施行），中华人民共和国国务院令第 645 号修订（自 2013 年 12 月 7 日起施行）、《危险化学品目录（2015 版）》（自 2015 年 5 月 1 日起施行）。			
其他信息	表格内数据来源于本工程方案提供的物料特性数据、《危险化学品目录（2015 版）》和《危险化学品安全技术全书》。			

②天然气

按照《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2015）标准，天然气属于甲 B 类火灾危险物质。具有易燃性、易爆性、低毒性。

易燃性：天然气属于甲类火灾危险物质。天然气常常在作业场所或储存区弥散、扩散或在低洼处聚集，在空气中只需较小的点燃能量就会燃烧，因此具有较大的火灾危险性。

易爆性：天然气与空气组成混合气体，其浓度处于一定范围时，连火即发生爆炸。天然气（甲烷）的爆炸极限范围为 5~15%，爆炸浓度极限范围愈宽，爆炸下限浓度值越低，物质爆炸危险性就越大。

毒性：天然气为烃类混合物，属低毒性物质，但长期接触可导致神经衰弱综合症。

天然气主要成分为甲烷，甲烷属“单纯窒息性”气体，高浓度时因缺氧窒息而引起中毒，当空气中甲烷浓度达到 10%时，就使人感到氧气不足；当空气中甲烷浓度达到 25~30%时，可引起头痛、头晕、注意力不集中，呼吸和心跳加速、精细动作障碍等；当空气中甲烷浓度达 30%以上时可能会因缺氧窒息、昏迷等。

其危险性和危害特性见表 5.7-6。

表 5.7-6 甲烷的危险性和危害特性

毒性及健康危害	接触限值	中国 MAC	未制定标准	
		前苏联 MAC	300mg/m ³	
	侵入途径	吸入		
	健康危害	当空气中甲烷浓度达 25~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速等；当甲烷浓度更高时，可能使人出现窒息、昏迷等		
燃烧爆炸危险性	燃烧性	易燃	建规火险等级	甲
	闪点(℃)	-188	爆炸下限(V%)	5
	自燃温度(℃)	538	爆炸上限(V%)	15
	危险特性	甲烷与空气混合能形成爆炸性混合物，当在爆炸极限范围内遇明火、高热能时引起燃烧爆炸；甲烷若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险；甲烷与氟、氯等发生剧烈的化学反应		

（2）工艺过程危险因素识别

根据工程分析，本工程开发建设过程中采油、油气集输等环节均接触到易燃、易爆的危险性物质，而且生产工艺条件较苛刻，多为高压操作，因此事故风险较大，可能造成环境危害的风险事故主要包括火灾、爆炸、油品泄漏等，具体危害和环境影响可见表 5.7-7。

表 5.7-7 油田生产事故风险类型、来源及危害识别一览表

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

5.7.3.2 输油管道危险性识别

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。发生的事事故主要为管线破裂造成的原油泄漏, 直接污染周围土壤, 还可能对区域地下水造成污染。

5.7.3.3 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油类泄漏、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原油泄漏, 会污染土壤和大气, 泄漏柴油或者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。

5.7.4 环境风险分析

5.7.4.1 对大气环境的影响分析

在管道压力下, 加压集输油品泄漏时, 油品从裂口流出后遇明火燃烧, 发生火灾爆炸事故, 燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件。一旦管道发生泄漏事故, 井场内设置有流量控制仪及压力变送器, 当检测到压力降速率超 0.15MPa/min 时, 由 SCADA 系统发出指令, 远程自动关闭阀门。由于管道占用盐碱地和灌木林地, 对大气环境影响较小, 但如果出现不完全燃烧, 则会产生一定量的一氧化碳, 污染大气环境。

5.7.4.2 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体。

当泄漏事故不可控时，泄漏的油品经土层渗漏，通过包气带进入含水层。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳占林文）中结论：土壤对石油类物质的截留作用是非常显著的，石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在 0cm~10cm 或 0cm~20cm 表层土壤中，其中表层 0cm~5cm 土壤截留了 90%以上的泄漏原油。因此，即使发生输油管线泄漏事故，做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，不会对地下水体环境质量产生大的影响。

5.7.4.3 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。

5.7.5 环境风险管理措施与对策建议

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

英买油气开发部于 2020 年 6 月完成了《塔里木油田公司英买油气开发部突发环境事件应急预案》的编制工作，并取得新和县环境保护局备案(备案编号：652925-2020-005)。本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入塔里木油田分公司英买油气开发部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。

5.7.5.1 原油集输事故风险防范措施

(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，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。

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

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

(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。

5.7.5.2 窜层污染事故的防范措施

(1) 已采用双层套管，表层套管完全封闭各含水层，固井水泥均上返地面，这样，在各含水层与井筒间形成双层套管、单层水泥环的保护措施，将事故风险降低到最低。

(2) 利用已有的或者新开发的水井，对各层地下水分别设置监测井位，定期对油田开发区各地下水层监测井采样分析，每年采样 2 次，分析项目为 COD、石油类、挥发酚等石油特征指标，根据监测指标的变化趋势，对可能产生的隐蔽污染，做到及时发现，尽早处理。

(3) 及时展开隐蔽污染源调查，查明隐蔽污染源之所在，采取果断措施，截断隐蔽污染源的扩散途径。

5.7.5.3 管线安全运行措施

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

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

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

(3) 为保护管道不受深根系植被破坏，在管道上部土壤中可复耕一般农作物及种植浅根系植被。在对集输管道的日常巡线检查过程中，应将管道上覆土壤中会对管道构成破坏的深根系植被进行及时清理，以确保管道的安全运行。

(4) 机械失效及施工缺陷是导致事故的重要原因之一。根据我国的经验，管道焊接是最关键的工艺，焊接工应接受专门培训，持证上岗。

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

(6) 加强职工安全意识教育和安全生产技术培训, 制定安全生产操作规程。

(7) 集输管线敷设前, 应加强对管材和焊接质量的检查, 严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验, 防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生; 按规定进行管道的定期检验、保养, 及时更换易损及老化部件, 防止原油泄漏事故的发生。①管道敷设做好安全防范及防腐措施。新建管线跨越道路、沟渠等应根据《原油和天然气输送管道穿跨越工程设计规范》要求进行; ②每年定期用超声波检测仪, 测量 1~2 次管线腐蚀情况, 发现如管壁厚度减小, 应及时更换管段, 以减小管线的盐碱腐蚀造成事故的几率。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。

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。

5.7.5.4 危险废物运输风险防范措施

本工程危险废物交由第三方有危险废物运输和处置资质的单位进行运输和处置。

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。

5.7.5.5 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油气开发部环境风险应急预案中。

5.7.6 风险评价结论

本工程所涉及的危险物质包括原油、天然气，可能发生的风险事故包括井场事故、管线泄露事故。原油发生泄漏时，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。本工程环境风险简单分析内容表见表 5.8-8。

表 5.8-8 环境风险简单分析内容表

6.环境保护措施及可行性论证

本工程实施过程中，会对评价区内的生态环境、水环境、环境空气、土壤环境等造成不同程度的影响。本章分别对工程在施工期、运营期拟采取的措施及各专题评价提出的措施进行分析和论证。

6.1 施工期环境保护措施

本工程施工期环境影响的特点是持续时间短，对地表的破坏性强，在地面建设结束后，可在一定时期消失；但如果污染防治和生态保护措施不当，可能持续很长时间，并且不可逆转，例如对生态环境的破坏。

6.1.1 生态保护措施

6.1.1.1 站场生态环境保护措施

- (1) 优化站场布设，减少占地，严格按照有关规定办理建设用地审批手续。
- (2) 站场选择严格控制占地面积，减少扰动面积。
- (3) 加强井区的野生动物保护，对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育，严禁施工人员猎杀野生动物。
- (4) 对站场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失，见图 6.2-1。

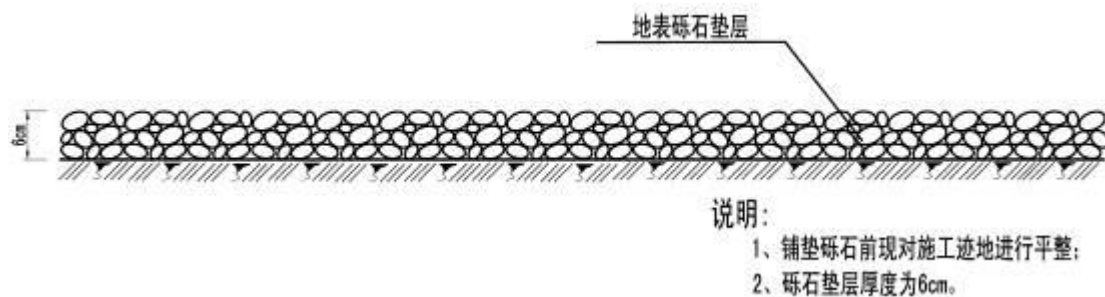


图 6.2-1 井场、站场砾石压盖措施典型设计图

- (5) 站场施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，应尽快整理施工现场，防护工程平面图见 6.2-2。

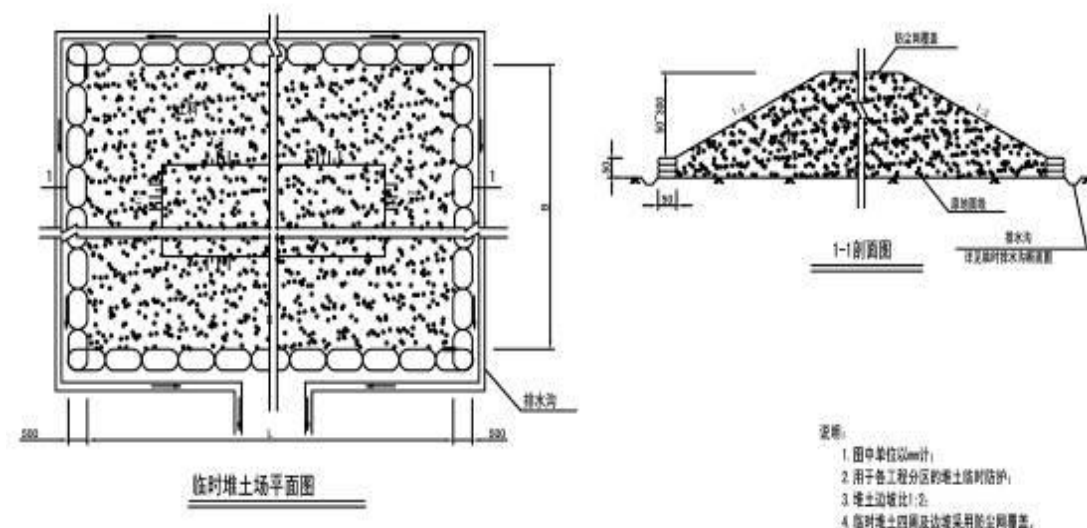


图 6.2-2 临时堆土场防护工程平面布置图

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) 单井管线施工临时占地作业度宽度不得超过 8m，干线不得超过 12m。

(3) 优化注水管线线路，减少占用耕地。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、占用，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田道路，尽可能减少道路临时占地，降低对地表和植被的破坏，施工机械在不得在道路以外行驶和作业，保持地表不被扰动，不得随意取弃土。

(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 道路生态保护措施

优化道路选线,严格控制占地范围,道路施工宽度应控制在 4.5m 以内。禁止随意增设临时施工道路,各种机动车辆固定线路,禁止随意增开便道,践踏和破坏植被,注意施工过程中地貌的恢复。

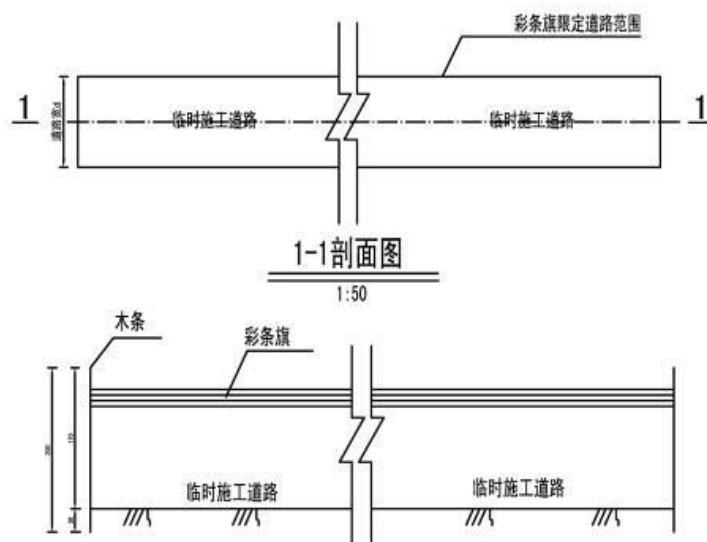


图 6.2-3 彩条旗拦挡典型设计图

6.1.1.4 对耕地生态保护措施

本工程临时占用的耕地为垦荒地,主要种植棉花。

(1) 本工程所涉及的临时占地都应按有关土地管理办法的要求,逐级上报有审批权的政府部门批准。

(2) 严格限定施工的工作范围,将施工带范围严格控制在 8m 之内,严禁自行扩大施工用地范围。

(3) 管道施工中要采取保护土壤措施,对农业熟化土壤要分层开挖,分别堆放,分层复原的方法,减少因施工生土上翻耕层养分损失农作物减产的后果,同时要避免间断覆土造成的土层不坚实形成的水土流失等问题。

(4) 管沟开挖外的施工带内,施工结束后应该增加作业带有机肥料的投入,增加有机质含量,恢复土壤团粒结构,减轻对土壤的压实效应,同时及时进行田间耕作,疏松土壤,尽快恢复耕地的生产力。

(5) 临时占用的农田,使用后立即实施复垦措施;可与农民协商,由农民

自行复垦。

(6) 提高施工效率，缩短施工时间，以保持耕作层肥力，缩短农业生产季节的损失。因地制宜地选择施工季节，尽量避开农作物的生长和收获期，减少农业当季损失。

6.1.1.5 对野生动植物的生态保护措施

(1) 合理选择管线走向，应避开植被茂盛的区段，尽量避免砍伐野生植物；管线敷设尽量取直，考虑管线距离最短。

(2) 管线施工应严格限定施工范围，确定作业路线，不得随意改线。管线施工若遇到保护植物应当采取避让的措施，若无法进行避让，需对保护植物进行移植保护。

(3) 单井管线施工临时占地作业度宽度不得超过 8m，干线不得超过 12m。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。

(4) 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。

(5) 注意施工后的地表修复，管道回填时，应注意尽量恢复原有紧实度，或留足适宜的堆积层，防止因降水造成地表下陷形成积水洼地。管道回填后应注意恢复原有地表的平整度。

(6) 站场建设选址尽量少占植被茂密的地块，尤其不得铲除保护植物。若无法进行避让，需对保护植物进行移植保护。同时，严格控制占地面积，以减少占地和保护野生植物。

6.1.1.6 防沙治沙措施

根据《中华人民共和国防沙治沙法》（(2018 年修正本)）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。本项目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、提出了土地沙化防治措施。

环境影响报告应当包括有关防沙治沙的内容。本项目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。严格遵守油田环境保护规章制度,严格划定车辆行驶路线,运输车辆在规定路线范围内行使,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本项目临时占地 110.8hm²。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。

⑤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

(1) 工程措施

管道工程区管沟回填后需先进行严格的整治,对局部高差较大处,由铲运机铲运土方回填,开挖及回填时应保证地面相对平整,压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑,而且要稳坡固表,防治水土流失。

(2) 场地平整

站场工程区场地平整:针对井场除砾石压盖面积外的施工场地,施工结束后需要进行场地平整,对局部高差较大处,由铲运机铲运土方回填,开挖及回填时应保证地面相对平整,压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑,而且要稳坡固表,防治水土流失。

(3) 限行彩条旗

严格控制和管理施工期间车辆行驶的范围,减轻对周边区域的扰动,在施工作业区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。

6.1.1.8 重点公益林生态保护措施

本工程占用国家二级公益林,需采取的避让、保护和补偿措施包括:

(1) 在下一阶段的设计中，建设单位应按照环评报告提供的比选方案对穿越公益林的线路进行优化，避让公益林，尽量减少公益林的占用。

(2) 应委托有资质的单位编制占用林地的可行性研究报告，根据《国家级公益林管理办法》（林资发〔2017〕34 号）和《新疆维吾尔自治区建设项目使用林地审核审批管理办法(试行)》（新林资字[2015]497 号）及阿行署办[2008]27 号文件<印发《阿克苏地区境内石油天然气勘探开发建设管理办法（暂行）》的通知>、阿地油区委[2009]3 号文件等有关规定，办理建设项目使用林地手续，经审批同意使用的，实行占补平衡。

(3) 工程征占地范围内的保护植物要征得林草部门的同意，办理相关手续，根据进行补偿和恢复；根据《国家级公益林管理办法》第十八条、第十九条规定，实行占补平衡。

(4) 严格控制施工范围，并通过施工管理尽量减少施工作业带在公益林段的宽度。教育施工人员保护植被，注意施工及生活用火安全，防止林草火灾的发生。

(5) 严禁砍伐施工区外围的植被等被作燃料，尽量减少对作业区周围植被的影响。

(6) 项目完工后，要对本项目占压林地面积进行调查，尽量恢复，优化原有的自然环境和绿地占有水平。

(7) 运营期主要是对施工期砍伐的公益林进行异地恢复，对移植的林木进行管护，提高所移植的成活率，公路沿线可设置一些警示牌，提高公众保护公益林的意识。

6.1.1.9 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) 工程结束后，做好施工场地的恢复工作，并按相关规定对植被损失进行生态经济补偿。

(3) 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：表土分层堆放，重要植物的移栽，管道施工结束后的植被恢复，野生动物保护，以及材料堆放、施工方式等环境保护内容。生态监理要求应落实在管线和站场工程项目承包招标书

中。

6.1.2 大气污染防治措施

拟建工程施工过程中废气包括施工扬尘和施工车辆尾气。提出以下大气污染防治措施：

（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）。

（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。

（7）加强对施工机械、车辆的维修保养，禁止以柴油为燃料的施工机械超负荷工作，减少烟尘和尾气的排放。

（8）加强施工工地环境管理，提倡文明施工，积极推进绿色施工，严防人为扬尘污染。

以上施工扬尘、施工机械及运输车辆产生的燃油废气防治措施，简单可行，具有可操作性，影响能够减缓到可以接受的程度，以上措施是可行的。

6.1.3 噪声防治措施

本工程施工期噪声源主要是各类施工机械和运输车辆。为最大限度避免和减轻施工及运输噪声对周围声环境的不利影响，本评价对施工期噪声控制提出以下要求和建议：

（1）建设单位应要求施工单位使用低噪声、低振动的机械设备类型，并在施工中设专人对其进行保养维护，对设备使用人员进行培训，严格按操作规范使

用各类机械；

(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) 运输车辆进出工地时应低速行驶，少鸣笛或不鸣笛。

项目区 200m 范围内没有声环境敏感点，采取的噪声污染防治措施是可行的。

6.1.4 废水污染防治措施

(1) 在工程和技术管理上采取以下节水减排措施：

①以施工队为单位，在保证正常作业的情况下，确定各类施工作业条件下的合理用水量，以控制清水用量。

②动力设备、水刹车等冷却水要循环使用，要安装泥浆泵冷却水循环系统；振动筛的污水循环系统，以减少用清水直接冲洗设备，尽量采用擦洗的方法清洗设备。水的重复利用率达到 40~50%。

③做好供水阀门和管线的安装、试运行工作，杜绝水的跑、冒、滴、漏。

(2) 废水处置措施

施工期产生的废水主要为试压废水和生活污水。

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，对工程区周边水环境没有不良影响。

施工队生活区应设置可移动环保厕所，生活污水由生活污水收集罐收集，定期拉运至英潜联合站生活基地污水处理系统处理。

(3) 其他施工期水环境保护措施

①清管试压排放废水，经收集后用于后续其他管线试压，不外排。

②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。

③严格按照《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB 50423-2013）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。

正常状况下，污染源从源头上可以得到控制，采取上述措施后可有效减缓水

环境影响，措施可行。

6.1.5 固体废物污染防治措施

本工程施工期固体废物主要是施工废料、废油和含油废弃物、生活垃圾、施工弃土。

(1) 施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等，首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至英买作业区英买 7 固废场进行处置。施工单位对固废要进行收集并固定地点集中暂存，争取日产日清。同时要做好固废暂存点的防护工作，避免风吹、流失。

(2) 机械设备废油和含油废弃物

施工期间使用的机械设备运行过程中需进行维护、保养、维修等工作，以使其能正常运转，此过程中将产生少量的废油，如废液压油、废润滑油、废机油、含油废弃物等，委托有资质的单位处置。

(3) 生活垃圾

施工人员生活垃圾定点存放，集中收集后运至英买作业区英买 7 固废场填埋处置。

(4) 施工弃土

本工程施工挖填方主要在管线施工过程产生，无借方、弃方。开挖土方主要为管沟开挖产生土方，回填土方主要为管沟回填，可以做到“取弃平衡”。

采取上述措施后可有效减缓环境影响，措施可行。

6.1.6 土壤污染防治措施

(1) 应严格控制施工期临时占地面积，按设计及规划的施工范围进行施工作业，减少土壤扰动。

(2) 施工机械及运输车辆应按规定的道路行驶，减少对土壤的碾压，减少碾压造成的土壤紧实度增加及养分流失。

(3) 施工产生的建筑垃圾不得随意抛洒，应集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染。

(4) 工程区处于风蚀区，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。

采取上述措施后可有效减缓土壤环境影响，措施可行。

6.2 运营期环境保护措施

生产运营期环境影响持续时间长，并随着产能规模的增加而加大，贯穿于整个运营期。

6.2.1 生态环境保护措施

6.2.1.1 监督和管理措施

(1) 针对本工程的建设，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司英买油气开发部负责工程建设及运营期间对生态环境的保护工作，落实本工程环保措施的实施并与各施工单位签定详细的环境保护协议，明确各方的责任以及奖惩规定。

(2) 选择信誉良好、素质较高的施工队伍，保证工程建设的质量，避免因质量问题对环境带来不利影响；同时，通过培训和发放宣传手册强化施工人员的环境保护意识，明确施工人员的行为和奖惩制度。

(3) 针对已经发生的破坏生态环境的问题必须认真、及时的解决，并对正在和即将建设的工程提出具体、可行的整改和防治措施。

6.2.1.2 运营期生态保护措施

(1) 加强管理，确保各项环保措施落实。对主干道路采取沥青或水泥硬化，对施工迹地表面覆以砾石，以减少风蚀量。

(2) 在道路边、油田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实提高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；对泄漏的石油类物质应及时清理，彻底回收，防止污染扩大蔓延。

(4) 在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。定期检查管线，如发生管线老化，接口断裂，及时更换管线。对于事故情况下造成的油外泄事故一要做好防火，二要及时控制扩散面积并回收外泄油。

(5) 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。

(6) 定时巡查井场、管线等，及时清理泄漏含油物质，降低土壤污染。

采取上述措施后可有效减缓生态环境影响，措施可行。

6.2.2 废气污染防治措施

(1) 有组织废气

项目英买 7 转油站新建加热炉 1 台，燃料为净化后燃料气，加热炉废气通过 1 根 15m 高排气筒 (P1) 排放。

根据源强核算，项目加热炉烟气中 SO_2 、 NO_x 排放浓度分别为 $3.6\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $147\text{mg}/\text{m}^3$ 。 SO_2 、 NO_x 排放满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014) 中新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值要求，即 $\text{SO}_2 \leq 50\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $\text{NO}_x \leq 200\text{mg}/\text{m}^3$ 。

(2) 无组织废气

本工程运营期的废气排放源主要为集输过程中无组织废气排放。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。针对以上污染源，油田采取以下大气污染治理措施：

(1) 采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵。

(2) 项目投入运营后，需严格按照《挥发性有机物 (VOCs) 污染防治技术政策》要求，持续加强物料储存、转移、输送过程中 VOCs 排放、泄露、收集处理等控制措施。在油气集输过程中，为减轻集输过程中烃类的损失，油田开发采用密闭集输流程，非甲烷总烃无组织排放可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 中企业边界污染物控制要求。一旦发生泄漏事故，紧急切断油、气源，实施关井，从而最大限度地减少油气集输过程中烃类及油的排放量。定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。

(3) 《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准 (GB39728-2020)》和《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB 37822-2019) 规定：重点地区油气集中处理站、天然气处理厂、储油库，载有气态 VOCs 物料、液态 VOCs 物料

或质量占比 $\geq 10\%$ 的天然气的设备与管线组件的密封点 ≥ 2000 个的，应开展泄漏检测与修复工作。应对泵、压缩机、搅拌器（机）、阀门、开口阀或开口管线、泄压设备、取样连接系统至少每 6 个月检测一次。

（4）VOCs 污染控制措施：①选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对站场的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生；②加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并尽快内完成修复；加强油井生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好油井的压力监测，并准备应急措施。

（5）在日常生产过程中，加强非甲烷总烃无组织排放例行监测，对典型站场厂界非甲烷总烃每年监测一次，确保满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求。

综上，本工程采取的废气污染防治措施可行。

6.2.3 噪声污染防治措施

（1）对声源强度较大的设备进行减噪处理，根据各种设备类型所产生噪声的特性，采用不同的控制手段。

（2）提高工艺过程自动化水平，尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。设备采用巡检的方式，由操作人员定期对装置区进行检查，尽量减少人员与噪声的接触时间。

采取上述措施后可有效减缓声环境影响，措施可行。

6.2.4 废水污染防治措施

6.2.4.1 生产废水

本工程运营期间无生产废水产生。

在运营期，应确保英潜联合站污水处理系统稳定运行，处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后回注油层。

为防止污水回注过程中污染表层地下水，要确保回注井套管无破损，固井质量合格，在回注的过程中，要加强对注水压力的监控，发现井口压力突然下降应立即停止回注，检查回注井壁套管是否破损。

6.2.4.2 管道的防护措施

(1) 集输管线敷设前, 加强对管材和焊接质量的检查, 防止因管材质量及焊接缺陷造成泄漏事故的发生。选择有经验的单位进行施工, 加强施工过程监理, 确保施工质量。

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

(3) 加强自动控制系统管理和控制, 严格控制压力平衡, 对管线的运行情况的实时监控。

(4) 定期对管线进行检查, 对壁厚低于规定要求的管段应及时更换, 消除爆管的隐患; 按规定进行设备维修、保养, 及时更换易损及老化部件, 防止油气泄漏事故的发生, 定期对管线进行巡视, 应加强管线和警戒标志的管理工作, 提高巡线的有效性, 发现对管道安全有影响的行为, 应及时制止、采取相应措施并向上级报告。

6.2.5 固体废物污染防治措施

本工程营运期产生的固体废物主要为管道清管、检修过程中产生的固体废物。输油管道清管、检修过程中产生的固体废物(废渣废水)为危险废物(HW08 900-249-08), 集中收集后委托具有相应 HW08 危废处理资质单位对污染土壤进行转运处置。本工程依托站场、新建阀室不新增工作人员, 营运期正常状况下无固体废物产生。

采取上述措施后可有效减缓环境影响, 措施可行。

6.2.6 土壤环境保护措施

结合本工程特点与调查评价范围内的土壤环境质量现状, 在分析土壤污染途径的基础上, 根据环境影响预测与评价结果, 按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则, 提出合理、可行、操作性强的土壤环境影响防控措施。

6.2.6.1 源头控制措施

从生产过程入手, 在工艺、设备、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含油废水泄漏的可能性和泄漏量, 使工程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、注水管线和输油管线，是否有泄露的现象发生。

(2) 本工程选用耐腐蚀性能好、抗老化性能、耐热性能好、抗冻性能好、耐磨性能好的管材，可有效的防止管线腐蚀穿孔，降低管线环境风险事故的发生。

(3) 对管道定期检修，将事故发生的概率降至最低，可有效保护土壤和地下水环境不受污染。

(4) 由于发生管线泄漏时管线的压力变化明显比较容易发现，可及时采取必要的处理措施，使造成的污染控制在局部环境。

(5) 如果发生管线渗漏，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) 回收泄漏石油类物质

首先限制地表污染的扩大。石油类物质受重力和地形的控制，会流向低洼地带，应尽量防止泄漏石油类物质移动。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。

6.2.6.2 过程控制措施

根据本工程特点，从垂直入渗途径，采取过程阻断、污染物削减和分区防控措施保护土壤环境。

6.2.6.3 跟踪监测

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ 964-2018)土壤一级评价的跟踪监测要求,制定跟踪监测计划,发生事故泄露时对管线可能影响区域跟踪监测,设置监测点,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。

7.环境影响经济损益分析

7.1 社会效益和经济效益

本工程的建设投产，对本地区的经济和社会发展都具有非常重要的意义，主要体现在以下几个方面。

(1) 大力开发油气资源是贯彻和落实西部大开发战略的重要举措，是把西部地区资源优势转变为经济优势的有力保证，作为主力油源塔里木盆地蕴藏了丰富的油气资源，油气资源的开发，将把新疆丰富的地下资源变为实实在在的经济收益。同时，资源的开发建设伴随着基础设施的完善，这给新疆经济带来了良好的发展机遇。

(2) 为加快新疆经济发展，保持新疆政治和社会稳定具有重大的战略意义。油气的开发建设对拉动新疆的经济发展将起到重要作用，另外，油气资源开发还可带动当地原油副产品加工利用和相关产业的发展，推动地方发展。总之，本工程在实施促进新疆的经济发展，保持边疆民族团结和社会稳定等方面，具有特别重要的意义。

7.2 环境经济损益分析

7.2.1 环境损失分析

油气开发建设对环境造成的损失主要表现在：

- (1) 工程占地造成的环境损失；
- (2) 突发事故状态污染物对土壤、植被的污染造成的环境损失；
- (3) 其他环境损失。

本工程占地主要为管线工程的临时占地。项目占地的损失量分为经济损失和生态效益损失两部分，经济损失即为项目土地征购费及复垦费。生态效益损失难以确定，工程施工与占地对植被、土壤、生态环境都会造成不利影响。

本工程对区域的主要影响是生态影响，包括棉花地等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，施工“三废”和噪声影响比较轻。不涉及当地居民搬迁，无大量弃土工程。而且建设期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工的结束而消失。因此，在正常情况下，基本上不会对周围环境产生影响。但在事故状态下，将对人类生存环境产生影响。如由于自然因素及人为因素的影响，引起管道泄漏事故，将对周围环境造成较为严重的影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各项补偿费用来体现。

7.2.2 项目环保投资估算

工程总投资万元，其中环保投资万元

在工程开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等。本工程总投资为 14478.64 万元，经估算该项目环境保护投资约 xxx 万元，环境保护投资占总投资的 xx。具体环保投资估算见表 7.2-1。

表 7.2-1 环保投资估算

7.2.3 环保措施效益分析

本工程在设计中充分考虑了环境保护的要求，严格执行各项环境保护标准。同时还针对在生产运行过程中产生的“三废”，从实际出发采取多种相应的治理措施，节约了使用新鲜水的资金。

本工程为注水管线建设工程，运营期管线为封闭状态，无废气、固废、噪声产生。

7.3 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，由于工程在建设过程中都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在施工过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算该项目环境保护投资约 xx 万元，环境保护投资占总投资的 xx。实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。

8.环境管理、监测与 HSE 管理体系

8.1 环境管理机构

8.1.1 决策机构

本工程的 HSE 管理机构应实行逐级负责制，受中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司 HSE 委员会的直接领导和监督，项目的环保管理机构中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司设英买油气开发部，并设专人负责工程开发建设期的环境保护工作。

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司负责该项目的组织，协调工作，与自治区有关地方政府协商提供必要支持，并协调勘探部门的分工协作工作，包括生态环境建设和保护的宏观管理和决策。

8.1.2 实施与管理机构

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司英买油气开发部负责全公司环境保护的监督管理，负责制定相关环境保护规划、制度，下发环境保护相关文件，执行上级集团及公司环境保护重大决策，落实政府环境保护管理部门相关要求。中石油集团下发 HSE 考核体系及指标，对公司及各二级单位进行 HSE 考核。

目前，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司项目管理流程为：项目建设立项从二级单位发起，依次报地面建设处（油气勘探管理部、油气开发管理部）、投资发展部，上报总部审批后实施；安全环保项目由安全环保质量部审查后，报投资发展部，上报总部审批；项目经总部批准后，下发投资发展部，依次下发地面建设处建设，竣工后，由英买油气开发部负责运行。

地面工程项目由地面建设处外委设计院设计、勘探研究院负责油藏、地质等方面的研究、设计，工程技术研究院负责工程方案的设计。相关设计包含环境保护工程的设计。

项目建设由地面建设处组织实施，负责组织开展环评，项目竣工后，由公司安全环保质量部负责组织环境保护验收。

验收合格后，由英买油气开发部负责运行，同时负责运行过程的环境保护管理。

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司对油田“三废”的防治，以属地管理为主，各二级单位产生的生产废水、生活污水均由二级单位自行处置，固废（含油污泥、废弃泥浆）及公共设施“三废”的处理处置交由公司二级单位处理处置，自建或委托第三方建设运行固废环保处置设施，二级单位负责对第三方的环境保护监督管理，主要以合同形式约定相关环保责任，公司对油田服务中心下达环境保护考核指标，油田服务中心负责落实、分解管辖区内的相关考核指标。

各作业区为塔里木油田分公司下属二级单位，均设 QHSE 管理科，负责落实集团及分公司环境保护管理要求及规定，本工程建成运营后由塔里木油田分公司英买油气开发部负责生产运行管理。

8.1.3 监督机构

新疆维吾尔自治区生态环境厅是新疆维吾尔自治区负责环境管理的最高行政职能机构，负责检查该项目环境影响评价的执行情况，审批该项目的环评执行标准，审查该项目的环境影响评价报告书，指导阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局新和县分局对该项目在建设期与运营期的日常环境管理工作。

阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局新和县分局是具体负责环境管理的职能机构，受自治区生态环境厅业务指导，监督辖区内建设单位执行环境监控计划及有关环境管理的法律法规和环境标准。

8.2 施工期环境管理及监测

8.2.1 承包方的环境管理

本工程开发在对施工承包方管理上应按照 HSE（健康、安全、环保）管理程序进行管理，具体见图 8.2-1。

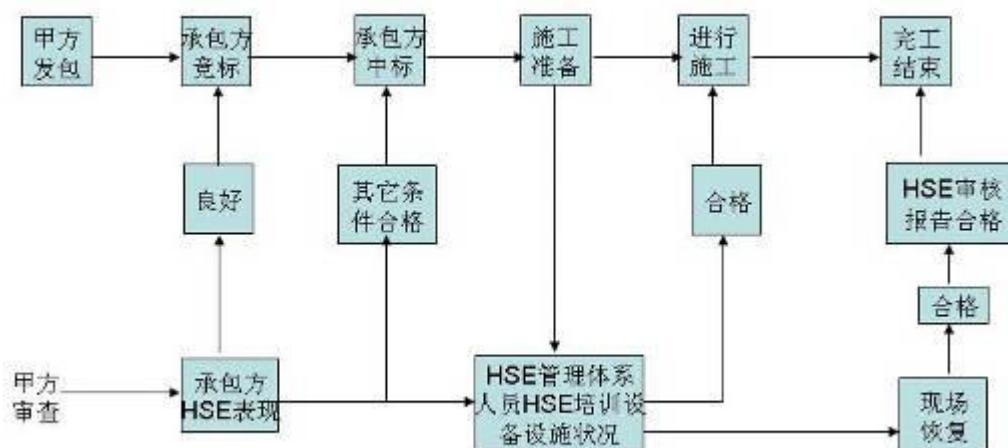


图 8.2-1 分承包方 HSE 管理程序方框图

(1) 分承包方的选择

开发施工期对环境的破坏程度与施工承包方的素质和管理水平有很大关系。在承包方的选择上，除实力、人员素质和装备技术等方面外，还要考虑施工承包方的 HSE 表现，应优先那些 HSE 管理水平高、业绩好的单位。

(2) 对分承包方的环保要求

在承包合同中应明确规定有关环境保护条款，如对承包工程的主要环境保护目标，应采取的水、气、声、生态保护措施等，将环保工作的执行情况作为工程验收的标准之一。承包方应按照公司 HSE 体系要求，建立相应的 HSE 管理机构。

承包方在施工之前，应按照其承包工程的环保要求，编制详细的“环境管理方案”，并连同施工计划一起呈报公司的 HSE 管理部门以及相关的地方生态环境管理部门，批准后方可开工。

(3) 对施工人员进行 HSE 培训

在施工作业之前必须对全体施工人员进行 HSE 培训。

环保知识和意识的培训主要包括：了解国家和地方有关环境方面的法律、法规和标准；了解承包工程的主要环境保护目标和要求；认识遵守有关环境管理规定的重要性，以及违反规定带来的后果等。

环保能力的培训主要包括：保护动植物、保护地表原貌的方法；收集、处理固体废物的方法；管理、存放及处理危险物品的方法等。

(4) 根据施工中各工种的作业特点和各施工区段的敏感目标，分别提出不同的环境保护要求，制订发生环境事故的应急计划和措施。

8.2.2 地面工程建设环境管理

在合理选择施工队伍的基础上,加强对井场、管道沿线施工的环境管理工作,监督管道沿线各项环保措施的落实情况。

——合理选线,划定并尽量缩小施工作业范围,严禁超界施工;

——保护工程区域荒漠生态系统完整性和稳定性,保护土壤环境质量,做好植被恢复与水土保持工作,防止土壤沙化;

——运输车辆按固定线路行驶,尽可能不破坏原有地表植被和土层,严格禁止施工作业区域以外的其他活动;施工结束后,凡受到施工车辆、机械破坏的地方都要及时修整,使之尽快恢复原貌。

8.2.3 施工期环境管理

为减轻国家重点工程对环境的影响,将环境管理制度从事后管理转变为全过程管理,建议本工程充分借鉴同类相关项目工程环境监理经验,实行工程环境监理。

由建设单位聘请相关环境监理机构对施工单位、承包商、供应商和中国石油塔里木油田分公司环保法律、法规、制度、标准、规范的情况依法进行监督检查,特别是加强施工现场的环境监理检查工作,目的是协助建设单位落实施工期间的各项环境保护要求和施工合同中的环保规定,确保本工程的建设符合有关环保法律法规的要求。

(1) 环境管理人员要求

①环境监督管理人员必须具备环保专业知识,精通国家环境法律、法规和政策,了解当地生态环境管理部门的要求和环境标准。

②必须接受过 HSE 专门培训,有较长的从事环保工作经历。

③具有一定的油田开发和管道建设的现场施工经验。

(2) 环境管理人员主要职责

①监督施工现场对“环境管理方案”的落实。

②及时向 HSE 部门负责人汇报环境管理现状,并根据发现的问题提出合理化建议。

③协助 HSE 部门负责人宣传贯彻国家和当地政府有关环境方面的法律和法

规。

④对 HSE 工作的真实性、合法性、效益性进行审查，评价其责任，并提出改进意见。

(3) 环境管理范围

本工程管道工程环境监理的范围即为工程扰动的范围：管线作业带宽度 8m，部分作业带宽度为 10m。

(4) 环境管理内容

①施工期环境管理主要内容

针对施工期污水的环境保护处理措施，汽车尾气、施工扬尘的大气环境影响控制措施，运输车辆的声环境控制措施，施工土方量等固体废物主要处置措施，进行环境监理，必要时采取旁站的形式完成监理工作。另外，还应对管道、井场等施工期的生态保护措施、防沙治沙措施、恢复方案进行监理。

②环境管理主要内容

按照竣工环境保护验收有关要求逐项核查环保措施、设施落实情况、效果，重点关注生态保护措施及作业带地貌恢复的情况。

环境管理工作计划及重点见表 8.2-1。

表 8.2-1 施工期环境管理工作计划

影响因素		防治措施建议	监理要求	监督管理机构
污染防治	施工废气	洒水降尘，合理规划运输路线、选用环保型设备、采用优质燃料等	施工单位及建设单位	建设单位、环保部门及当地生态环境管理部门
	噪声	选用低噪声的设备、加消声设施，保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等。		
	废水	试压水循环使用，试压结束后用于作业带泼洒抑尘。		
	固体废物	施工废料回收利用		
生态保护	土地占用	严格控制施工占地面积，严格控制施工作业带范围，施工结束后尽快恢复临时性占用		
	生物多样性	加强施工人员的管理，严禁对野生动植物的破坏等		
	植被	保护耕地；临时占地及时清理，施工结束后自然恢复。		

	水土保持	主体工程与水土保持措施同时施工，并加强临时防护措施，土石方按规范放置，做好防护措施等		
	重点区段	施工尽量缩小临时占地范围，施工结束后立即恢复植被。		

8.3 运营期环境管理及监测

8.3.1 运营期环境管理

（1）日常环境管理

——做好环境监测，掌握污染现状

定时定点做好环境监测，以便及时掌握环境状况的第一手资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实，消除发生污染事故的隐患。

在生产过程中，确保英潜联合站污水处理系统稳定运行，处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后回注油层。

——加强环保设备的管理

建立环保设备台帐，制定主要环保设备的操作规程及安排专门操作人员，建立重点处理设备的“环保运行记录”等。

——落实管理制度

除加强环保设备的基础管理外，尚需狠抓制度的落实，制定环保经济责任制考核制度，以提高各部门对环境保护的责任感。

本工程运行期的 HSE 管理体系纳入塔里木油田公司英买油气开发部 HSE 系统统一管理，应根据项目实施情况，及时完成应急预案的修编和排污许可的变更工作。

日常工作的管理与调配，应明确机构，有专人负责与协调。要求做好废弃物的处理、场地的清理等每日例行的环保工作。

（2）重大环境污染事故的预防与管理

——对事故隐患进行监护

对污染事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效措施，防止事故发生。对各类重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。

在目前技术、财力等方面能够解决的,要通过技术改造或治理,尽快消除事故隐患,防止事故发生;对目前消除事故隐患有困难的,应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监护措施,在管理上要加强制度的落实,严格执行操作规程,加强巡回检查和制定事故预案。

——强化专业人员培训和建立安全信息数据库

有计划、分期分批对环保人员进行培训,聘请专家讲课,收看国内外事故录像和资料,吸收这些事件中预防措施和救援方案的制定经验,学习借鉴此类事故发生后的救助方案。平时要经常进行人员训练和实践演习,锻炼指挥队伍,以提高他们对事故的防范和处理能力。建立安全信息数据库或信息软件,使安全工程技术人员及时查询所需的安全信息数据,用于日常管理和事故处置工作。

——加强风险管理

由于本工程在运行过程中,不确定潜在事故因素多且无法预测,因此有必要制定相应的风险对策,不断改进识别到的不利影响因素,从而将工程运营期各类风险水平控制在合理的、可接收的范围内,以达到减少事故发生、经济合理地保证安全运行管理技术的目的。

——加强监测

应加强对区域地下水、土壤等的监测,对环境污染隐患做到及早发现、及时处理,制定事故状态下环境风险应急预案和应急处理措施,强化环境风险防范和应急处理能力,严防污染事故发生,不定期开展环境突发事件应急演练。

8.3.2 运营期环境监测计划

本工程运营期环境监测应根据项目开发运行实际情况确定监测项目、频率,并委托具有计量认证资质和环境监测资质的监测单位监测。环境监测计划见表 8.3-1。

表 8.3-1 运营期环境监测计划

编号	环境要素	地点	监测项目	监测频次
1	地下水	区块内已建地下水监控井	石油类	每年 1 次
2	土壤	井场内、外土壤	石油烃	5 年 1 次
3	生态	土地复垦措施完整性	管道施工带	每年 1 次

8.3.3“三同时”验收

(1) 环境工程设计

①必须按照环评文件及批复要求，落实项目环境工程设计，确保“三废”稳定达标排放；按要求制定环境风险事故应急预案。

②建立健全环境管理组织机构、各项环保规章制度。

③项目污染防治设施必须与主体工程“三同时”。

（2）环境设施验收建议

①验收范围

与项目有关的各项环保设施，包括为防治污染和保护环境所配套建成的治理工程、设备和装置，以及各项生态保护设施等；环评文件及批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

②验收条件

根据《建设项目环境保护管理条例》（国务院令 682 号）中有关规定，编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目竣工后，塔里木油田分公司应当按照国务院生态环境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。塔里木油田分公司在环境保护设施验收过程中，应当如实查验、监测、记载建设项目环境保护设施的建设和调试情况，不得弄虚作假。

塔里木油田分公司对项目进行自主验收，塔里木油田分公司或者其委托的第三方技术机构应当依照国家有关法律法规及相关技术规范等要求，编制竣工环境保护验收报告，验收报告编制完成后，塔里木油田分公司应组织成立验收工作组。除按照国家规定需要保密的情形外，塔里木油田分公司应当依法向社会公开验收报告。编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目，其配套建设的环境保护设施经验收合格，方可投入生产或者使用；未经验收或者验收不合格的，不得投入生产或者使用。

③建设项目环境保护“三同时”验收内容

根据建设项目“三同时”原则，在项目建设过程中，环境污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用，拟建项目建成运行时，应对环保设施进行验收，验收清单见表 8.3-2。

表 8.3-2 三同时验收一览表

项目	污染源	污染物	处理措施	验收标准
废气	施工扬尘	颗粒物	洒水抑尘	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 标准
	焊接废气	颗粒物	自然扩散	

	施工机械和运输车辆尾气	CO、NO _x	加强维修保养等	无组织排放
废水	试压废水	SS	试压结束后，用于周边泼洒抑尘	不外排
噪声	施工机械	噪声	基础减震等	《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)
固体废物	管沟开挖	弃土	用于场地平整和临时施工场地恢复	不外排
	焊接及管道吹扫	废渣	拉运至英买作业区英买 7 固废场进行处置；不外排	
生态	工程临时占地		严格控制占地范围；临时占地平整恢复；开挖管线及管沟多余的土方，平堆于管沟上方	场地平整、耕地复垦
环境风险	管线破裂		管线监测、报警仪，警戒标语和标牌	

8.4 污染物排放的管理要求

本工程污染物排放清单及管理要求见表 8.4-1。

表 8.4-1 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	排放量	主要处理措施及排放去向
施工期						
废气	站场、管线	施工场地	TSP、SO ₂ 、NO _x 等	少量	少量	洒水降尘，使用合格燃料；排至大气环境中
废水	管线	试压废水	SS	277m ³	0	试压期间循环使用，试压结束后，试压废水可用作场地降尘用水
固体废物	站场、管线	施工废料	/	22.16t	0	首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至英买作业区英买 7 固废场进行处置；不外排。
		废油、含油废弃物	/	0.7t	0	委托有危废处置资质单位进行处置；不外排。
噪声	站场、管线	施工机械、运输车辆	/	噪声范围值为 78~110dB(A)。基础减震等，加强施工管理		

9.结论与建议

9.1 评价结论

9.1.1 项目概况

本工程地处新疆维吾尔自治区阿克苏地区新和县境内，天山南麓、塔里木盆地塔克拉玛干沙漠北缘。本工程位于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司英买油气田采矿权范围内。本工程主要建设：玉东 7 转油站至英买 21 集气站、英买 17 集气站至英买 7 转油站及潜山联合站至英买处理站 3 条输油管道，英买 34、35 区块 6 口注水井（YM34-H1、YM34-H7、YM34-12H、YM34C、YM35、YM35-3）及注水管线，和配套的自控仪表、通信、电气等辅助设施。

9.1.2 产业政策及规划符合性

原油、天然气、液化天然气、成品油的储运和管道输送设施、网络和液化天然气加注设施建设属于《产业结构调整指导目录》（2019 本）中国家鼓励发展的产业，项目建设符合国家的相关政策，符合自治区主体功能区划、环境保护及污染防治政策。

9.1.3 环境质量现状

（1）环境空气质量现状

根据中国空气质量在线监测分析平台的《2020 年逐月及全年阿克苏地区环境空气质量报告》中阿克苏区域环境空气中六项基本污染物 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃ 监测结果：2020 年项目所在地阿克苏地区 SO₂、NO₂ 年平均浓度及 CO、O₃ 日平均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求；PM_{2.5}、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，超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。

根据英潜联合站的监测数据，非甲烷总烃 1 小时平均浓度未超过《大气污染物综合排放标准详解》中参考限值。

（2）水环境质量现状

对引用的地下水环境质量现状监测结果表明：评价区地下水中总硬度、溶解

性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰超标，其余各监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)III类标准，其余监测因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III类标准类标准。超标原因主要是受干旱气候、蒸发浓缩作用、原生水文地质环境等因素综合影响，并非受人类活动所致。

(3) 声环境质量现状

声环境质量监测结果表明，各监测点位噪声值均未超出标准值，声环境现状满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中 2 类标准要求。

(4) 土壤环境质量现状

土壤环境质量监测结果表明，土壤各监测点监测因子监测值均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB36600-2018)第二类建设用地筛选值。

(5) 生态环境质量现状

根据《新疆生态功能区划》，项目区处于渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区。评价区地处已开发英买潜山油田范围内，属于荒漠绿洲交错带生态系统，项目占地范围内不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区等特殊敏感区和重要敏感区。注水管线所在区域为绿洲区，地处新和桑塔木农场，主要为农田，一般耕地，主要种植棉花。

9.1.4 环境影响预测与分析

9.1.4.1 生态环境影响分析

本工程玉东 7 转油站至英买 21 集气站输油管线东西向穿越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约 1.9km 生态保护红线区、一般耕地和国家二级公益林。全部临时占地，占地类型为耕地和工矿用地。施工结束后临时占地的植被开始自然恢复，农田区管沟回填后，上面仍可以种植农作物。总体来说占地面积少，由于管道埋设复原后，绝大部分植被还可以恢复，因此生物量的损失整体看是较小的。由于本区域的野生动物种类少，且经过现有油田设施多年运营后，已经少有大型野生动物在本区域出现，工程对野生动物的影响较小。

因此总体上看本工程建设对生态环境影响可以接受。

9.1.4.2 大气环境影响分析

本工程开发过程中的大气污染源主要是地面工程及管道工程施工废气、机械

设备和车辆废气。地面工程及管道施工过程中将产生一定的施工扬尘，机械设备和车辆在运行过程中主要污染物为 NO_x 、 CO 、 SO_2 、 THC 等，施工机械和运输车辆运行时间一般都较短，对环境的影响是暂时的、不连续的、可接受的。

9.1.4.3 声环境影响分析

本工程地面工程在建设施工过程中，由于运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等要使用各种车辆和机械，其产生的噪声对施工区周围的环境将产生一定的影响，施工期噪声源均为暂时性的，只在短时期对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

9.1.4.4 水环境影响分析

本工程施工期产生的废水主要包括管道试压废水。管道试压废水中主要污染物为 SS 。管道试压分段进行，试压水排出后进入下一段管线循环使用。试压废水用作场地降尘用水。

为防止污水回注过程中污染表层地下水，要确保回注井套管无破损，固井质量合格，在污水回注的过程中，要加强对注水压力的监控，发现井口压力突然下降应立即停止回注，检查回注井壁套管是否破损。

9.1.4.5 固体废物影响分析

本工程在施工期产生的固体废物主要包括施工废料、废油和含油废弃物、施工废弃土石方。

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等，首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至英买作业区英买 7 固废场进行处置。本工程施工期产生的机械设备废油和含油废弃物委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处置。本工程开挖土方主要为管沟开挖产生土方，回填土方主要为管沟回填，可以做到“取弃平衡”。

项目运营无生产固废产生，项目不新增劳动定员，无生活垃圾产生，不会对周围环境产生影响。

9.1.4.6 环境风险分析

本工程所涉及的危险物质包括石油类，可能发生的风险事故包括管线泄露事故。含油废水发生泄漏时，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、彻底清除泄漏石油类物质、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。

在严格管理且制订相应风险防范措施的基础上，可将本工程的环境风险控制在可接受的范围之内。但是，即使该建设工程发生风险事故的可能性很小，建设单位也不能因此而忽视安全生产，而是要严格遵守施工建设、生产过程中的有关安全规定和环境管理要求，防止发生风险事故。

9.1.5 公众意见采纳情况

建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》的要求，采用网络公告、报纸刊登等形式开展公众参与调查，调查期间未收到公众对本项目的相关建议。

9.1.6 总结论

本工程属于《产业结构调整指导目录（2019 年本）》，“七、石油、天然气”中“1、常规石油、天然气勘探与开采”中鼓励类项目，项目建设符合国家产业政策；符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《石油天然气开采业污染防治技术政策》等法规和政策要求；符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展规划第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》等要求；玉东 7 转油站至英买 21 集气站输油管线东西向穿越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约 1.9km，生态保护红线区纵向长度约 85km，管道无法避让，定向钻穿越的特点是：保证设计埋深；不影响地物；施工周期短；施工占地少；施工期间对穿越区生态影响小。此路段采用定向钻穿越方式，最大程度保护生态保护红线区内生态环境。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：本工程符合国家产业政策和新疆国民经济和社会发展规划，公众认同性较好。只要在建设和运营过程中认真落实各项污染防治措施、生态修复措施、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，建设是可行的。

9.2 建议

（1）工程施工前，建设单位和施工单位应充分征求项目所在地相关主管部门的意见与建议，在所有开工手续合法的条件下开工。

（2）对注水井场阀门等设备以及注水管线进行定期检查、维修，及时发现问题，防止油气跑、冒、滴、漏的发生。

（3）确保英潜联合站污水处理系统稳定运行，处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准。

10.附录、附件