

目 录

1 概述	1
1.1 建设项目特点	1
1.2 环境影响评价的工作过程	9
1.3 分析判定相关情况	11
1.4 关注的主要环境问题及环境影响	12
1.5 环境影响评价的主要结论	13
2 总则	14
2.1 编制依据	14
2.2 评价目的和评价原则	18
2.3 环境影响因素和评价因子	19
2.4 环境功能区划及评价标准	23
2.5 评价工作等级和评价范围	29
2.6 环境保护目标	39
2.7 评价内容和评价重点	42
2.8 评价时段和评价方法	43
3 建设项目工程分析	44
3.1 现有工程	44
3.2 拟建工程	47
3.3 工程分析	72
3.4 相关政策法规、规划符合性分析	101
3.5 选址选线合理性分析	123
4 环境现状调查与评价	124
4.1 自然环境概况	124
4.2 生态环境现状调查与评价	127
4.3 地下水环境质量现状评价	139
4.4 地表水环境现状调查与评价	146
4.5 土壤环境现状调查与评价	146
4.7 声环境现状	159
5 环境影响预测与评价	161
5.1 生态影响评价	161
5.2 地下水环境影响分析与评价	168
5.3 土壤环境影响分析	178
5.4 大气环境影响分析	188
5.5 声环境影响分析与评价	198
5.6 固体废物影响分析	205
5.7 环境风险分析	207
6 环境保护措施及可行性论证	236
6.1 生态保护措施可行性论证	236
6.2 地下水环境保护措施可行性论证	250
6.3 土壤环境保护措施可行性论证	258
6.4 大气环境保护措施可行性论证	261
6.5 声环境保护措施可行性论证	263

6.6 固体废物处理措施可行性论证	264
7 温室气体排放影响评价	269
7.1 温室气体排放分析	269
7.2 减污降碳措施	276
7.3 温室气体排放评价结论	277
8 环境影响经济损益分析	278
9 环境管理与监测计划	283
9.1 环境管理	283
9.2 企业环境信息披露	291
9.3 污染物排放清单	292
9.4 生态环境监测	295
9.5 环保设施“三同时”验收	296
10 结论	300
10.1 建设项目情况	300
10.2 产业政策、选址符合性	300
10.3 环境质量现状	302
10.4 污染物排放情况	304
10.5 主要环境影响	305
10.6 环境保护措施	308
10.7 公众意见采纳情况	309
10.8 环境影响经济损益分析	309
10.9 环境管理与监测计划	310
10.10 项目可行性结论	310

附件：

附件 1 环评委托书；

附件 2 关于震探 1 井钻井工程（勘探井）环境影响报告表的批复（阿地环审〔2021〕182 号）；

附件 3 关于雄英 101 井钻井工程（勘探井）环境影响报告表的批复（阿地环审〔2024〕29 号）；

附件 4 关于雄英 102 井钻井工程（勘探井）环境影响报告表的批复（阿地环审〔2024〕201 号）；

附件 5 关于雄英 103 井钻井工程（勘探井）环境影响报告表的批复（阿地环审〔2024〕202 号）；

附件 6 关于雄英 2 井钻井工程（勘探井）环境影响报告表的批复（阿地环审〔2023〕691 号）；

附件 7 关于雄英 3 井钻井工程（勘探井）环境影响报告表的批复（阿地环审〔2024〕17 号）；

附件 8 关于震探 1 井更名为雄探 1 井的通知；

附件 9 关于《英买力气田玉东 1 区块开发调整方案地面工程环境影响报告书》的批复（新环审〔2021〕90 号）；

附件 10 关于《玉东 1 增压站事故流程完善项目环境影响报告表》的批复（阿地环审〔2024〕324 号）；

附件 11 关于《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司英买力油气田群建设工程环境影响报告书》的批复（环审〔2007〕336 号）；

附件 12 关于《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司英买力油气田群建设工程环境影响报告书》竣工环境保护验收意见（环验〔2010〕23 号）；

附件 13 关于《哈拉哈塘哈六区块产能建设项目环境影响报告书》的批复（新环评价函〔2011〕1094 号）；

附件 14 关于哈拉哈塘哈六区块产能建设项目竣工环境保护验收合格的函（新环函〔2017〕1548 号）；

附件 15 关于《英买力油田钻试修废弃物环保处理站环境影响报告书》的批复（新环函〔2016〕1626 号）；

附件 16 关于英买 7 固废场批复（阿地环函字〔2017〕656 号）；

附件 17 关于英买 7 固废场的自主验收（油英买质健安环委〔2019〕3 号）；

附件 18 突发环境事件应急预案；

附件 19 监测报告

1 概述

1.1 建设项目特点

英买油气田地处塔克拉玛干沙漠北缘,英买力油气田矿权面积 11930.54km²,东西 208.5km、南北 89.7km,横跨新和、温宿、沙雅 3 县。英买油气田坐标为东经 80°53′~82°32′,北纬 40°54′~41°30′。经过多年开发建设,共建成玉东 2、羊塔 1、羊塔 5、英买 7、英买 21、英买 17、英买 23、羊塔 2、英买 46、英买 463、英买 470、羊塔 3、玉东 7、玉东 1 区块、玉东 6 区块等区块。

根据塔里木油田分公司油气工艺研究院提供的《试采井基础信息及指标预测》,雄英 1 区块试采 6 口井建设后(在探评井均成功且地面配套情况下)2025 年实现产油 $6.9 \times 10^4 \text{t/a}$,产气 $0.285 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 。雄英油田雄英 1 区块是英买油气田近年来石油勘探的重大发现,是油气上产增储的接力区块。雄英油田雄探 1 区块开发效果较好,已在喀拉玉尔袞构造带志留系、奥陶系目的层获得良好的油气产量。利用试采工程进一步研究雄英 1 井区储层纵横向非均质性、流体组分和相态特征及地层水活动特点,研究油井生产特征和产能规律,为新区块下一步研究获取地质资料。跟踪分析志留系柯坪塔格组泥岩、奥陶系致密灰岩与寒武系白云岩的储盖组合气藏的开发规律,评价地面工艺的适应性,为正式开发提供资料支持。因此,雄英油田雄英 1 井区新区块的试采开发及配套地面建设十分必要。

本项目主要建设内容包括:①新建采油井场 5 座:包括雄英 101 井、雄英 102 井、雄英 103 井、雄英 2 井、雄英 3 井,改造采油井场 1 座(雄探 1 井),均采用油井标准化井场。②单井集输:新建单井集输管道总长度为 24.7km,管道选用材质为无缝钢管。③扩建雄探 1 试采点,处理规模为产油 230t/d、产气 $9.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$,对各单井来的油气进行计量、加热、分离、天然气脱硫和增压脱水、原油闪蒸和储存。④天然气外输:依托已建集气管道输至玉东 2 增压站;⑤原油外输:采用罐车拉运至哈六联合站。⑥配套电力、通信、自控、土建、机械、防腐等工程。本工程建成投产后 2025 年实现产油 $6.9 \times 10^4 \text{t/a}$ 、产气 $0.285 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 。

2024 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艺研究院委托新疆天合环境技术有限公司编制了《塔里木油田雄英气田雄英 1 区块寒武系下丘里塔格组试采项目环境影响评价报告书》。2024 年 10 月 29 日，已取得新疆维吾尔自治区生态环境厅《关于塔里木油田雄英气田雄英 1 区块寒武系下丘里塔格组试采项目环境影响报告书的批复》（新环审〔2024〕235 号），批复了该报告书主要建设内容为：①主体工程：新建油井标准化井场 6 座、新建试采脱硫站 1 座、新建收球筒 1 座，新建单井集输管线 24.3 千米、新建外输管线 31.99 千米等；②公辅工程：配套建设供电、自控、通信、消防、防腐保温等工程；③环保工程：包括废气、废水、噪声、固体废物等污染防治工程和环境风险管控工程；④依托工程：包括英买处理站、哈六联合站、玉东 1 增压站、英买力油田钻试修废弃物环保处理站、英买 7 固废填埋场、英买力作业区公寓生活污水处理装置、温宿县生活垃圾填埋场等。建成后可实现年产油 8.67 万吨、产气 0.75 亿立方米。

通过雄英 1 井区 4 口试采井（雄探 1、雄英 101、雄英 102、雄英 2）试油结果显示，油气藏类型由气井变为油井，雄探 1 井试采阶段已设置有 4 座干法脱硫塔，现状处理规模为原油 57t/d，天然气 $5.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。本工程考虑区块开发试采阶段产量的不确定性和施工周期紧张，综合考虑推荐依托已建的干法脱硫设施，对雄探 1 试采点进行扩建，可满足雄英 1 井区进一步开发的油气处理需求。

企业根据实际情况对建设方案进行了优化调整，主要变化情况包括：①行业类别发生变化：陆地天然气开采变为陆地石油开采；②油气规模减小，原方案为产油 $8.67 \times 10^4 \text{t/a}$ 、产气 $0.75 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，调整后的产油 $6.9 \times 10^4 \text{t/a}$ 、产气 $0.285 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ；③生产工艺发生变化：原方案为“井场来油气进站后经计量分离器和生产分离器油气分离后，天然气进入脱硫装置，采用湿法脱硫，脱硫后的湿天然气外输至玉东 1 增压站”；调整后方案为“单井来气液通过试采点 8 井式进站阀组进站，气液计量分离后，气液进加热炉加热，加热后气液进气液分离器分离，分离后天然气采用干法脱硫处理；分离后原油闪蒸后输至储罐”。其中脱硫工艺发生变化，由湿法脱硫变为干法脱硫，新增了固体废物产生种类，废弃脱硫剂，产生量约为 $871.2 \text{m}^3/\text{a}$ ；生产工艺中增加了气液进加热炉加热流程，

新增了加热炉燃烧废气（有组织废气），但此部分污染物排放量，已在原方案环评报告中以备用状态，进行了核算；④单井集输管线，管线长度由 24.3km 变为 24.7km，增加了 0.4km；⑤天然气外输：本工程依托已建的雄探1至玉东2增压站集气管道（24km），不再新建 31.99km 天然气外输管线。

根据《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》中“陆地油气开采区块项目环评批复后，产能总规模、新钻井总数量增加 30%及以上，回注井增加，占地面积范围内新增环境敏感区，井位或站场位置变化导致评价范围内环境敏感目标数量增加，开发方式、生产工艺、井类别变化导致新增污染物种类或污染物排放量增加，与经批复的环境影响评价文件相比危险废物实际产生种类增加或数量增加、危险废物处置方式由外委改为自行处置或处置方式变化导致不利环境影响加重，主要生态环境保护措施或环境风险防范措施弱化或降低等情形，依法应当重新报批环评文件。海洋油气开发项目重大变动清单另行制定。”

本工程主要变化情况中生产工艺变化导致新增污染物种类，因此判定该工程为重大变动。

塔里木油田雄英油田雄英1区块寒武系下丘里塔格组试采项目优化调整变化情况见下表 1-1。

表 1-1 塔里木油田雄英油田雄英1区块寒武系下丘里塔格组试采项目优化调整变化情况一览表

工程类别	工程名称		原环评情况	项目优化调整情况		变动情况
主体工程	地面工程	井场	新建6座气井标准化井场：雄探1井（已试采）、雄英101井、雄英102井、雄英103井、雄英2井、雄英3井	新建5座油井标准化井场：雄英101井、雄英102井、雄英103井、雄英2井，改造采油井场1座（雄探1井）		油气藏类型由气井变为油井
		站场	新建1座试采脱硫站，原油处理规模350t/d，天然气处理规模30×10 ⁴ m ³ /d。 玉东1增压站新建收球筒1座	扩建雄探1试采点1座，建设规模油230t/d、气9.5×10 ⁴ m ³ /d		取消试采脱硫站建设，变更为雄探1试采点建设
	集输工程	单井集输管线 24.3km	雄探1井至脱硫站，长0.2km，DN65，柔性复合管	单井集输管线 24.7km	雄英2井至雄探1试采点阀组，长5.84km，DN80，无缝钢管	集输工艺发生变化，管线长度增加0.4km，管线走向均发生变化
			雄英101井至脱硫站，长5.5km，DN65，柔性复合管		雄英101井至雄探1试采点阀组，长5.53km，DN80，无缝钢管	
			雄英102井至脱硫站，长3.3km，DN65，柔性复合管		雄英102井至雄探1试采点阀组，长3.4km，DN80，无缝钢管	
			雄英103井至脱硫站，长2.2km，DN65，柔性复合管		雄英103井至雄探1试采点阀组，长2.23km，DN80，无缝钢管	
			雄英2井至脱硫站，长7.6km，DN65，柔性复合管		雄英2井至雄探1试采点阀组，长7.7km，DN80，无缝钢管	
			雄英3井至脱硫站，长5.5km，DN65，柔性复合管		雄英2井至雄探1试采点阀组，长7.7km，DN80，无缝钢管	
		外输管线	脱硫站至玉东1增压站，长31.99km，DN150，碳钢L360NB管材	雄探1试采点处理后天然气经依托已建24km油管输送至玉东2增压站		天然气外输依托已有，不再新建外输天然气管线
	原油外输		原油闪蒸后采用罐车拉运至哈六联合站	原油闪蒸后采用罐车拉运至哈六联合站		一致
	供电工程		在试采脱硫站新建35/0.4kV简易变电站1座，电源就近引接新派35kV电网，采用单电源单变压器供电方式。试采阶段推荐采用附近新派电网作为本工程的35kV电源。	雄探1试采点电源引自雄探1井场现有S22-M-400/35 400kVA变压器1台，电源接入井场现有区电控信一体化橇内配电柜。试采阶段推荐采用		-

工程类别程	工程名称	原环评情况	项目优化调整情况	变动情况
工程			附近新派电网作为本工程的35kV电源。	
	自控工程	本项目6座井场和1座试采脱硫站建成后，将采用“定期巡检+集中监控”的生产管理模式，井场和试采脱硫站实现“无人值守，定期巡检，集中监控的”自动化水平。井场新建井口RTU控制系统，试采脱硫站新建DCS站控系统、GDS气体报警系统和火灾报警系统	在雄探1试采点电控信一体化橇内扩建1面PLC控制系统I/O机柜，用于安装本次扩建工程新增I/O点的采集模块，并对操作员站进行组态调整，实现试采点扩建部分工艺生产数据和设备运行状态以及有毒气体和可燃气体泄漏浓度的监控和数据存储。	-
	通信工程	本工程推荐有线通信系统采用工业以太网交换机组网。	雄英1井区附近无油田已建光缆，且附近无油田已建电力杆路可依托，距离附近最近的油田站场直线距离约20km；已建雄探1井为有人值守，生产数据及监控图像均本地管理，就地监视、未进行远传。在雄探1试采点附近新建35m单管塔1座。	-
	消防工程	本工程消防依托为英买前指的消防站，英买生活公寓的消防车库内配有2台泡沫、水罐消防车，配置消防队员8人。每口单井配置2具手提式灭火器；脱硫站配置54具手提式灭火器，8具推车式磷酸铵盐干粉灭火器。	本工程消防依托为英买处理站的消防站。英买生活公寓的消防车库内配有2台泡沫、水罐消防车，配置消防队员8人。每口单井配置4具手提式灭火器；雄探1试采点配置18具手提式灭火器。	-
	防腐保温	地面管道、设备根据工况采用适当的防腐层或防腐保温层。保温材料选用憎水型复合硅酸盐，保冷材料选用柔性保冷材料。含有腐蚀性介质的非标设备内壁，根据设备运行工况采用防腐层防腐。立式储罐底板外壁采用无溶剂液体环氧涂料防腐，罐底边缘板采用粘弹体防腐材料防水密封。	本工程站内管道、设备根据其运行温度及是否保温采用性能优良的外防腐层、保温层；含有腐蚀性介质的非标设备内壁，根据设备运行工况采用防腐层+牺牲阳极的联合保护方案。	-
环保工程	废气	施工期废气：施工扬尘、作业机械废气、车辆尾气排放；采取进出车辆减速慢行、物料苫盖、使用国家合格燃料等措施。 运营期：油气集输过程中产生一定量的烃类、天然气火炬放空无组织烃类排放；天然气采用密闭流程，原油采用装	施工期废气：施工扬尘、作业机械废气、车辆尾气排放；采取进出车辆减速慢行、物料苫盖、使用国家合格燃料等措施。 运营期：井场加热炉燃烧废气，采用高效的燃烧设施，由8m排气筒排放；油气集输过程中产生一定	生产工艺中增加了气液进加热炉加热流程，新增了加热炉燃烧废气（有组织废气），但此部分污染

工程类别	工程名称	原环评情况	项目优化调整情况	变动情况
		车拉运，装车过程采用气相平衡，可减少烃类气体排放，减少对大气的污染。	量的烃类、天然气放空火炬无组织烃类排放；天然气采用密闭流程，原油采用装车拉运，装车过程采用气相平衡，可减少烃类气体排放，减少对大气的污染。	物排放量，在原方案环评报告中为备用状态
	废 水	施工期废水：管线试压废水及生活污水。管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于降尘；生活污水暂存于生活污水池，定期由罐车拉运至英买力作业区生活污水处理装置处置。 运营期：脱盐水装置废水、生活污水、井下作业废水。脱盐水装置废水沉淀后用于站场周边绿化。井下作业废水自带回收罐回收作业废水，拉运至英买力油田钻试修废弃物环保处理站处理。生活污水暂存于生活污水池，定期由罐车拉运至英买力作业区生活污水处理装置处置。	施工期废水：管线试压废水及生活污水。管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于降尘；施工期不设置施工营地，少量生活污水依托雄探1试采点。运营期：生活污水、井下作业废水。井下作业废水自带回收罐回收作业废水，拉运至英买力油田钻试修废弃物环保处理站处理。生活污水暂存于生活污水池，定期由罐车拉运至英买力作业区生活污水处理装置处置。	-
	噪 声	施工期：选用低噪声设备，安装基础减振垫，场区四周设围挡，合理安排作业时间。 运营期：选用低噪声设备，切合实际地提高工艺过程自动化水平，合理安排作业时间。	施工期：选用低噪声设备，安装基础减振垫，场区四周设围挡，合理安排作业时间。 运营期：选用低噪声设备，切合实际地提高工艺过程自动化水平，合理安排作业时间。	-
	固 废	施工期：施工期固废主要包括施工土方、施工废料和生活垃圾。施工土方在管线施工结束后回填在管堤上，站场施工过程产生的土方回填至挖方处或回填至周边低洼场地，并实施压实平整；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至英买作业区英买7固废场进行填埋处置；生活垃圾集中收集后委托温宿县垃圾填埋场处置。 运营期：运营期产生的固体废物主要为废活性炭、清管废渣、油泥砂、落地油、废防渗膜、废润滑油、井下作业固废及生活垃圾。清管废渣、油泥砂、落地油、废防渗膜、	施工期：施工期固废主要包括施工土方、施工废料和生活垃圾。施工土方在管线施工结束后回填在管堤上，站场施工过程产生的土方回填至挖方处或回填至周边低洼场地，并实施压实平整；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至英买作业区英买7固废场进行填埋处置；施工区不设置施工营地，生活垃圾随车带走，现场不遗留。 运营期：运营期产生的固体废物主要为废脱硫剂、废分子筛、清管废渣、油泥砂、落地油、废防渗膜、	脱硫工艺发生变化，由湿法脱硫变为干法脱硫，新增了固体废物产生种类，废脱硫剂，废分子筛

工程类别	工程名称	原环评情况	项目优化调整情况	变动情况
		废润滑油等危险废物委托有危废处置资质单位进行处置；落地原油由作业单位 100%回收，回收后的落地原油委托有危废处置资质单位进行处置。井下作业固废采用专用回收罐进行回收，拉运至英买力气田钻试修废弃物环保处理站进行处理。	废润滑油、井下作业固废及生活垃圾。废脱硫剂、废分子筛，属于一般工业固体废物，由生产厂家进行更换，更换后由其拉走处置；清管废渣、油泥砂、落地油、废防渗膜、废润滑油等危险废物委托有危废处置资质单位进行处置；落地原油由作业单位 100%回收，回收后的落地原油委托有危废处置资质单位进行处置。井下作业固废采用专用回收罐进行回收，拉运至英买力气田钻试修废弃物环保处理站进行处理。	
	生态保护	施工期：严格控制施工作业带宽度；填埋所需土方充分利用挖方，做到土方平衡，减少弃土；临时堆土防尘网苫盖；设置限行彩条旗；洒水降尘。 运营期：管线上方设置标志，定时巡查井场、脱硫站、管线。 退役期：地面设施拆除、封井和井场清理等工作。	施工期：严格控制施工作业带宽度；填埋所需土方充分利用挖方，做到土方平衡，减少弃土；临时堆土防尘网苫盖；设置限行彩条旗；洒水降尘。 运营期：管线上方设置标志，定时巡查井场、雄探 1 试采点、管线。 退役期：地面设施拆除、封井和井场清理等工作。	-
	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，站场设置可燃气体报警仪和硫化氢检测仪。	管线上方设置标识，定期对管线壁厚进行超声波检查，站场设置可燃气体报警仪和硫化氢检测仪。	-
依托工程	英买处理站	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、电为一体的综合处理厂。本工程脱硫站脱硫后的天然气通过外输管道输至英买处理站处理。		-
	哈六联合站	哈六联合站主要功能为油气分离，原油脱水，原油脱硫、天然气脱硫和脱水脱烃、原油外输、天然气外输、变电、注水、回灌和油田总控制中心等功能。本工程原油罐车拉运至哈六联合站处理。		-

工程类别	工程名称	原环评情况	项目优化调整情况	变动情况
	玉东 1 增压站	雄英 1 井区单井油气混输至试采脱硫站计量分离后,天然气脱硫处理后输送至玉东 1 增压站。	依托已建集气管道输至玉东 2 增压站,管线长度约 24km	-
	英买力油田钻试修废弃物环保处理站	英买力油田钻试修废弃物环保处理站位于英买力气田内,钻试修废水处理规模 300m³/d,井下作业废水自带回收罐回收作业废水,拉运至英买力油田钻试修废弃物环保处理站处理。		-
	英买 7 固废填埋场	英买 7 固废场位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区新和县英买力作业区英买 7 集气站西南侧 800m 处。本项目施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等,首先考虑回收利用,不可回收利用部分拉运至英买作业区英买 7 固废场填埋处置。		-
	英买力作业区公寓生活污水处理装置	英买力作业区生活污水处理装置采用一体化污水处理装置,设计处理规模 120m³/d。生活污水暂存于生活污水池,定期由罐车拉运至英买力作业区生活污水处理装置处置。		-
	温宿县生活垃圾填埋场	温宿县生活垃圾填埋场位于温宿县东北 2km 处,填埋场设计日最大处理生活垃圾量为 95t/d,目前实际日处理生活垃圾量为 86.12t/d,本项目生活垃圾可以委托温宿县垃圾填埋场处理		-

1.2 环境影响评价的工作过程

本工程为油气开采项目，位于阿克苏地区温宿县，为新区块开发项目。根据新水水保〔2019〕4号文件，项目所在地阿克苏地区温宿县属于水土流失重点治理区Ⅱ₃塔里木河流域重点治理区。根据《中华人民共和国环境影响评价法》《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）》（生态环境部部令第16号），本工程属于分类管理名录“五 石油和天然气开采业 07 陆地石油开采 0711”中的“新区块开发”“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。本项目属于新区块开发，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（2024年本）》，本项目环境影响报告书由自治区生态环境厅审批。

根据《中华人民共和国环境影响评价法》《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》，2025年1月2日，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司委托新疆天合环境技术有限公司（以下简称“天合公司”）承担本工程的环境影响评价工作（委托书见附件1）。

天合公司接受委托后，即进行了现场踏勘和资料收集，结合有关资料和当地环境特征，按国家、新疆环境保护政策以及环评技术导则、规范的要求，开展本项目的环境影响评价工作。对本项目进行初步的工程分析，同时开展初步的环境状况调查及公众意见调查。识别本项目的环境影响因素，筛选主要的环境影响评价因子，明确评价重点和环境保护目标，确定环境影响评价的范围、评价工作等级和评价标准，最后制订工作方案。委托新疆昇腾环保科技有限公司于2025年1月对本项目区域地下水、土壤环境质量现状进行了监测。在进一步工程分析，环境现状调查、监测并开展环境质量现状评价的基础上进行环境影响预测及评价，提出减少环境污染和生态影响的环境管理措施和工程措施。从环境保护的角度确定项目建设的可行性，给出评价结论和提出进一步减缓环境影响的措施，并最终完成环境影响报告书编制。

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

环境影响评价工作一般分为三个阶段，即调查分析和工作方案制定阶段，

分析论证和预测评价阶段，环境影响报告书编制阶段见图 1.2-1（环境影响评价工作程序图）。

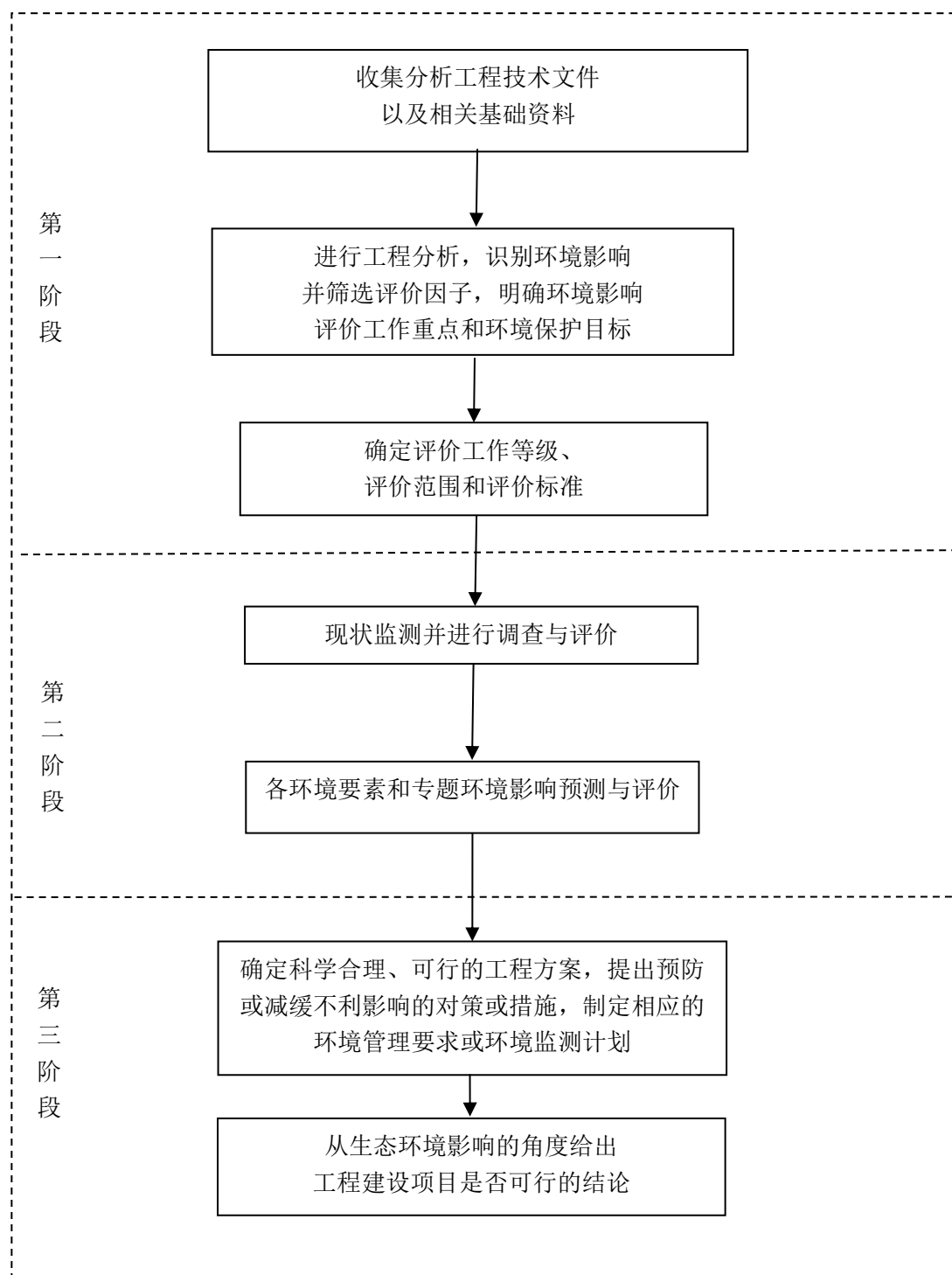


图 1.2-1 环境影响评价工作程序图

1.3 分析判定相关情况

(1) 产业政策符合性判定结论

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

(2) 政策、法规符合性分析

本工程属于石油天然气开采项目，选址选线不涉及依法划定的国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园、生态保护红线等生态保护区。运营期废水、固废处置措施得当。符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）等相关政策、法律法规相关要求。

(3) 规划符合性判定结论

本工程属于石油天然气开采项目，有助于推进雄英油田雄英 1 井区新区块油气开发，加大塔里木盆地油气开发力度。符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《塔里木油田“十四五”发展规划》《新疆生态环境保护“十四五”规划》等相关要求。

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

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

(4) 选址合理性分析判定结论

本工程为雄英油田雄英 1 井区新区块开发项目，符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》中的相关要求，根据现场调查，本工程不涉及水源涵养区、

地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内等重点保护区域内；符合地区经济发展规划、环保规划。本工程土地利用类型为天然牧草地。项目区周边 5km 范围内无常年地表水体分布，无长期居住人群。

本工程在选址、选线过程中注意避让项目区植被，尽量减少对植被的生态扰动；本工程运营期废气主要为油井开采过程中排放的无组织挥发的烃类，产生的废气为持续的长期影响，但废气污染物均可以得到较好扩散，对大气污染物浓度贡献值小，且项目区地域空旷，项目实施后不会对周围环境产生明显影响；废水实现零排放，固体废物能够实现妥善处置，综上所述，本工程建成后所在区域的环境功能不会发生改变，对环境的影响属可接受的范围，项目的选址从环保角度认为可行。

(5) 三线一单符合性判定结论

根据《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（2023 年动态更新版）、《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》（新环环评发〔2021〕162 号）以及《关于印发阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023 年版）的通知》（阿地环字〔2024〕32 号）要求，本项目位于温宿县一般管控单元（环境管控单元编码为 ZH65292230001），不涉及拟定的生态保护红线范围内。项目区土壤、噪声环境质量可以达到功能区要求，环境空气质量属于非达标区，超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。

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

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

本工程为石油天然气开采项目，环境影响主要来源于施工期的井场、站场建设、集输管线建设，以及运营期油气集输等工艺过程。环境影响包括：施工期和运营期污染物排放造成的环境污染和占地及施工造成的生态影响。根据现状调查，本工程不占用自然保护区、风景名胜区、水源保护区、基本农田、基本草原等敏感区，主要环境敏感保护目标为塔里木河流域重点治理区。重点关

注施工过程中的各项污染物产生以及可能发生的风险对区域环境产生的影响、施工过程中产生的生态环境问题以及生态恢复措施；施工过程中产生的扬尘、运输车辆尾气、试压废水、生活污水、施工废料、生活垃圾等；运营期加热炉燃烧废气、场站无组织挥发的非甲烷总烃、井下作业废水、废脱硫剂、废分子筛、清管废渣、含油废物、生活垃圾等对环境产生的影响。

1.5 环境影响评价的主要结论

本工程属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，“第一类鼓励类”：“七、石油、天然气”中“1、常规石油、天然气勘探与开采”中鼓励类项目，项目建设符合国家产业政策；符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《石油天然气开采业污染防治技术政策》等法规和政策要求；符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》《塔里木油田“十四五”发展规划》等要求；项目不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园等环境敏感区，不涉及生态保护红线，项目符合“三线一单”要求；本工程在切实落实报告书中提出的各项环保措施后，可以做到达标排放。

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司按照《环境影响评价公众参与办法》，在本工程环评过程中开展了公众参与调查，至信息公告的截止日期没有收到相关反对项目建设的反馈信息。

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

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 环境保护法律

环评有关法律，见表 2.1-1。

表 2.1-1 国家和地方法律一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
1	中华人民共和国环境保护法（2014 年修正）	12 届人大第 8 次会议	2015-01-01
2	中华人民共和国环境影响评价法（2018 年修正）	13 届人大第 7 次会议	2018-12-29
3	中华人民共和国大气污染防治法（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
4	中华人民共和国水污染防治法（2017 年修正）	12 届人大第 28 次会议	2017-06-27
5	中华人民共和国噪声污染防治法（2021 年修正）	13 届人大第 32 次会议	2022-06-05
6	中华人民共和国固体废物污染环境防治法（2020 年修订）	13 届人大第 17 次会议	2020-09-01
7	中华人民共和国水土保持法（2010 年修订）	11 届人大第 18 次会议	2011-03-01
8	中华人民共和国清洁生产促进法（2012 年修正）	12 届人大第 25 次会议	2012-07-01
9	中华人民共和国土地管理法（2019 年修正）	13 届人大第 12 次会议	2020-01-01
10	中华人民共和国野生动物保护法（2022 年修正）	13 届人大第 38 次会议	2023-05-01
11	中华人民共和国石油天然气管道保护法	11 届人大 15 次会议	2010-10-01
12	中华人民共和国突发事件应对法	10 届人大第 29 次会议	2007-11-01
13	中华人民共和国防沙治沙法（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
14	中华人民共和国土壤污染防治法	13 届人大第 5 次会议	2019-01-01
15	中华人民共和国矿产资源法（2009 年修正）	中华人民共和国主席令第 18 号	2009-8-27

2.1.2 环境保护法规、规章

环境保护相关法规、规章，见表 2.1-2。

表 2.1-2 国家和地方性法规、规章一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
一	行政法规与国务院发布的规范性文件		
1	建设项目环境保护管理条例（2017 年修正）	国务院令 682 号	2017-10-01
2	中华人民共和国野生植物保护条例（2017 年修正）	国务院令 687 号	2017-10-07
3	地下水管理条例	国务院令 748 号	2021-12-01
4	危险化学品安全管理条例（2013 年修正）	国务院令 645 号	2013-12-07

5	中华人民共和国土地管理法实施条例（2021 年修订）	国务院令 743 号	2021-09-01
6	国务院关于印发水污染防治行动计划的通知	国发（2015）17 号	2015-04-02
7	国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知	国发（2013）37 号	2013-9-10
8	国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知	国发（2016）31 号	2016-05-28
9	中华人民共和国水土保持法实施条例（2011 年修订）	国务院令第 120 号	2011-01-08
10	中共中央 国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见	新华社北京 11 月 7 日电	2021-11-07
二 部门规章与部门发布的规范性文件			
1	建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）	生态环境部令第 16 号	2021-01-01
2	环境影响评价公众参与办法	生态环境部令第 4 号	2019-01-01
3	国家危险废物名录（2025 版）	生态环境部、国家发展和改革委员会、公安部、交通运输部、国家卫生健康委员会令第 36 号公布	2025-01-01
4	产业结构调整指导目录（2024 年本）	中华人民共和国国家发展和改革委员会令 第 7 号	2024-02-01
5	国家重点保护野生植物名录（2021 年）	国家林业和草原局农业农村部公告 2021 年第 15 号	2021-09-07
6	国家重点保护野生动物名录（2021）	国家林业和草原局农业农村部公告（2021 年第 3 号）	2021-02-05
7	关于印发《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》的通知	环发（2015）4 号	2015-01-08
8	关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知	环发（2012）77 号	2012-07-03
9	关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知	环发（2012）98 号	2012-08-07
10	关于加强国家重点生态功能区环境保护和管理的意见	环发（2013）16 号	2013-01-22
11	关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见	环环评（2018）11 号	2018-01-25
12	关于印发地下水污染防治实施方案的通知	环土壤（2019）25 号	2019-03-28
13	关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知	环办环评函（2019）910 号	2019-12-13
14	挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策	公告 2013 年第 31 号	2013-05-24
15	排污许可管理条例	国务院令第 736 号	2021-03-01
16	关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知	环办环评（2017）84 号	2017-11-14
17	关于印发《建设项目环境保护事中事后监督管理办法（试行）》的通知	环发（2015）163 号	2015-12-10
18	关于印发《生态保护红线划定指南》的通知	环办生态（2017）48 号	2017-05-27
19	石油天然气开采业污染防治技术政策	公告 2012 年第 18 号	2012-03-17

20	关于发布《重点监管单位土壤污染隐患排查指南（试行）》的公告	生态环境部公告 2021 第 1 号	2020-01-04
21	危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采	生态环境部公告 2021 年第 74 号	2021-12-22
22	危险废物转移管理办法	生态环境部令第 23 号	2022-01-01
23	危险废物排除管理清单（2021 年版）	生态环境部公告 2021 年第 66 号	2021-12-2
24	固体废物分类与代码目录	生态环境部公告 2024 年第 4 号	/
25	危险废物产生单位管理计划制定指南	公告 2016 年第 7 号	2016-01-26
26	一般固体废物分类与代码（GB/T39198-2020）	国家市场监督管理总局、国家标准委	2021-05-01
27	关于发布《一般工业固体废物管理台账制定指南（试行）》的公告	生态环境部公告 2021 年第 82 号	2021-12-30
28	自然资源部关于规范临时用地管理的通知	自然资规〔2021〕2 号	2021-11-04
29	企业环境信息依法披露管理办法	部令第 24 号	2022-02-08
30	危险废物经营许可证管理办法（2016 修订）	国务院令第 666 号	2016-02-16
31	关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知	环大气〔2021〕65 号	2021-08-04
三 地方性法规及通知			
1	新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
2	新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
3	新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录	/	/
4	新疆国家重点保护野生动物名录	/	2021-07-28
5	关于印发水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知	新水水保〔2019〕4 号	2019-01-21
6	新疆维吾尔自治区水环境功能区划	新政函〔2002〕194 号	2002-11-16
7	新疆生态功能区划	新政函〔2005〕96 号	2005-07-14
8	关于做好危险废物安全处置工作的通知	新环防发〔2011〕389 号	2011-07-29
9	关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知	新政发〔2014〕35 号	2014-04-17
10	关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知	新政发〔2016〕21 号	2016-01-29
11	关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知	新政发〔2017〕25 号	2017-03-01
12	新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）	新环环评发〔2024〕93 号	2024-06-13
13	新疆维吾尔自治区大气污染防治条例	13 届人大第 7 次会议	2019-01-01
14	新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例（2017 年修订）	12 届人大第 29 次会议	2017-05-27
15	转发《关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见》	新环办发〔2018〕80 号	2018-03-27

16	关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知	新环发〔2018〕133 号	2018-09-06
17	关于含油污泥处置有关事宜的通知	新环发〔2018〕20 号	2018-12-20
18	自治区党委、自治区人民政府印发《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战实施方案》	新党发〔2018〕23 号	2018-09-04
19	关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知	新环环评发〔2020〕162 号	2020-09-11
20	新疆维吾尔自治区七大片区“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
21	新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案（2023 年动态更新版）	—	—
22	关于印发阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023 年版）的通知	阿地环字〔2024〕32 号	—
23	转发《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》的通知新环环评发〔2020〕142 号	新环环评发〔2020〕142 号	2020-07-30
24	新疆生态环境保护“十四五”规划	/	2021-12-24
25	关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战实施方案	新党发〔2018〕23 号	2018-09-04
26	石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行）	发改委公告 2009 年第 3 号	2009-02-19
27	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
28	关于深入打好污染防治攻坚战实施方案	自治区党委自治区人民政府印发	2022-07-26

2.1.3 环境保护技术规范

环评有关技术规定，见表 2.1-3。

表 2.1-3 环评技术导则依据一览表

序号	依据名称	标准号	实施时间
1	建设项目环境影响评价技术导则 总纲	HJ2.1-2016	2017-1-1
2	环境影响评价技术导则 大气环境	HJ2.2-2018	2018-12-01
3	环境影响评价技术导则 地表水环境	HJ2.3-2018	2019-03-01
4	环境影响评价技术导则 声环境	HJ2.4-2021	2022-07-01
5	环境影响评价技术导则 生态影响	HJ19-2022	2022-07-01
6	环境影响评价技术导则 地下水环境	HJ610-2016	2016-01-07

7	环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目	HJ349-2023	2024-01-01
8	建设项目环境风险评价技术导则	HJ169-2018	2019-03-01
9	环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）	HJ964-2018	2019-07-01
10	危险废物管理计划和管理台账制定技术导则	HJ 1259-2022	2022.10.01
11	水土保持综合治理技术规范	GB/T16453.1~6-2008	2009-02-01
12	生产建设项目水土保持技术标准	GB50433-2018	2019-09-03
13	危险化学品重大危险源辨识	GB18218-2018	2018-11-19
14	石油天然气工业健康、安全与环境管理体系	SY/T6276-2014	2015-03-01
15	石油化工环境保护设计规范	SH/T3024-2017	2018-01-01
16	油气田含油污泥综合利用污染控制要求	DB 65/T 3998-2017	2017-05-30
17	油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范	DB 65/T 3999-2017	2017-05-30
18	陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求	SY/T7301-2016	2017-05-01
19	建设项目危险废物环境影响评价技术指南	2017 年第 43 号	2017-10-01
20	陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范	DZ/T 0317-2018	2018-10-01
21	矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）	HJ 651-2013	2013-07-23
22	废弃井及长停井处置指南	SY/T6646-2017	2018-03-01
23	一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准	GB 18599-2020	2021-07-01
24	危险废物鉴别标准通则	GB 5085.7-2019	2021-01-01
25	危险废物识别标志设置技术规范	HJ1276-2022	2023-07-01
26	危险废物贮存污染控制标准	GB18597-2023	2023-07-01
27	油气回收处理设施技术标准	GB/T50759-2022	2022-12-01

2.1.4 相关文件及技术资料

- （1）委托书，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司，2025.1；
- （2）《雄英油田雄英 1 区块寒武系下丘里塔格组试采项目优化调整》，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司，2025.3；
- （3）工程其他相关资料。

2.2 评价目的和评价原则

2.2.1 评价目的

- （1）通过环境现状调查和监测，掌握项目所在地的自然环境及环境质量现

状。

(2) 针对拟建工程特点和污染特征，确定主要环境影响要素及其污染因子。

(3) 预测拟建工程对当地环境可能造成影响的程度和范围，从而制定避免和减轻污染的对策和措施，并提出总量控制指标。

(4) 分析拟建工程可能存在的环境风险，预测风险发生后可能影响的程度和范围，对项目环境风险进行评估，并提出相应的风险防范和应急措施。

(5) 从技术、经济角度分析拟建工程采取污染治理措施的可行性，从环境保护的角度对拟建工程的建设是否可行给出明确的结论。

(6) 为环境管理主管部门决策、设计部门优化设计、建设单位环境管理提供科学依据。

2.2.2 评价原则

(1) 坚持环境影响评价为项目建设服务，为环境管理服务，为保护生态环境服务。

(2) 严格执行国家、地方环境保护相关法律法规、规章，认真遵守标准、规划相关要求。

(3) 全面贯彻环境影响评价导则、总纲，科学分析项目建设对环境质量的影响。

(4) 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，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。

(5) 严格贯彻执行“达标排放”“总量控制”“以新带老”“排污许可”等环保法律法规。

(6) 推行“清洁生产”，从源头抓起，实行生产全过程控制，最大限度节约能源，降低物耗，减少污染物的产生和排放。

2.3 环境影响因素和评价因子

2.3.1 环境影响因素识别

本工程主要包括地面工程、油气集输、油气处理等工程内容，对环境的影

响主要表现在施工期、运营期和退役期。施工期以井场、站场、管线、道路等地面工程建设过程中造成的生态影响为主，运营期以天然气处理过程、油气开采和集输过程中产生的污染为主。

（1）施工期

①生态环境影响

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

②污染影响

施工期废水主要来自施工人员在施工作业中产生的生活污水、管道试压废水等。施工废气主要来自柴油机运行时产生废气、地面开挖和运输车辆行驶产生的扬尘及施工机械排放的烟气。施工期产生的固体废物主要为施工人员生活垃圾、建筑垃圾和弃土弃方等。噪声源主要来自施工作业机械运输车辆，如挖掘机、设备吊装机械等。

（2）运行期

运行期环境影响因素主要是雄探1井井场加热炉燃烧废气，站场及集输过程中无组织挥发烃类、硫化氢、温室气体排放；废水主要为生活污水、井下作业废水等；固体废物主要为废脱硫剂、废分子筛、清管废渣、废润滑油、含油污泥等；噪声源主要来自场站设备噪声；石油、天然气、甲醇等危险物质泄漏，以及火灾、爆炸、井喷等事故引发的伴生/次生污染物等环境风险。

（3）退役期

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

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

表 2.3-1 影响因素识别

影响 因素	施工期					运营期					退役期		
	生态影响	废气	废水	固体废物	噪声	废气	废水	固体废物	噪声	环境风险	废气	固体废物	生态影响
	地面工程造成的地表土壤和植被的破坏等。	施工机械和车辆废气、施工扬尘等废气。	试压废水、生活污水	生活垃圾、建筑垃圾、弃土弃方。	各类施工机械和运输车辆噪声。	加热炉燃烧废气，无组织挥发烃类、硫化氢、温室气体排放。	生活污水、井下作业废水	落地油、废脱硫剂、废分子筛、清管废渣、废润滑油、生活垃圾	设备噪声	石油、天然气、甲醇等物质泄漏，以及火灾、爆炸、井喷等事故引发的伴生/次生污染物	构筑物拆卸扬尘	地面设施拆除、井场清理等环节产生的废弃管道和设备、建筑垃圾、含油污泥等。	土地复垦
地表水	○	○	○	○	○	○		○	○	○	○	○	○
地下水	○	○	○	○	○	○		+	○	+	○	+	○
大气环境	○	+	○	+	○	++		+	○	+	+	+	+
声环境	○	○	○	○	+	○		○	++	+	○	○	+
土壤环境	++	+	+	+	○	+		+	○	++	+	+	+
陆生动物	++	+	○	+	+	++		+	+	+	+	+	+
陆生植被	++	+	+	+	○	+		+	○	++	+	+	+
水土流失	++	+	+	+	○	+		+	○	++	+	+	+
生态敏感区													

注：○：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

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	主要污染源（或影响途径）	现状评价因子	影响评价或预测因子
生态环境	施工期地面工程施工过程的地面开挖、占地、施工方式、施工时序等对土地利用现状、动植物、重要物种、生态系统完整性、生物多样性的影响途径、范围和程度。	物种：分布范围、种群数量、种群结构、行为； 生境：生境面积、质量、连通性； 生态群落：物种组成、群落结构等； 生态系统：植被覆盖度、生产力、生物量； 生物多样性：物种丰富度、均匀度、优势度等； 生态敏感区：主要保护对象、生态功能； 自然景观：景观多样性和完整性； 自然遗迹：遗迹多样性、完整性等。	施工期：地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等。 运营期：生物多样性、生态系统完整性等。
地下水环境	管线及套管破损、防渗措施失效导致的渗漏以及废水回注等对地下水的影	八大离子（ K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} ）以及 pH 值、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发酚、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氟化物、石油类。	石油类
声环境	地面工程施工噪声，运营期站场设备噪声。	等效连续 A 声级	等效连续 A 声级
大气环境	施工机械和车辆施工扬尘；运营期站场无组织废气；温室气体。	SO_2 、 NO_x 、 PM_{10} 、 $PM_{2.5}$ 、CO、 O_3 、硫化氢、非甲烷总烃、甲醇	非甲烷总烃（甲醇）、硫化氢
土壤环境	地面工程对土壤影响	pH、石油烃、土壤理化性质、全盐量和《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表1中45项基本因子：砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷，1,2-二氯乙烷，1,1-二氯乙烯，顺-1,2-二氯乙烯，反-1,2-二氯乙烯，二氯甲烷，1,2-二氯丙烷，1,1,1,2-四氯乙烷，1,1,2,2-四氯乙烷，四氯乙烯，1,1,1-三氯乙烷，1,1,2-三氯乙烷，三氯乙烯，1,2,3-三氯丙烷，氯乙烯，苯，氯苯，1,2-二氯苯，1,4-二氯苯，乙苯，苯乙烯，甲苯，间二甲苯+对二甲苯，邻二甲苯，硝基苯，苯胺，2-氯酚，苯并（a）蒽，苯并（a）芘，苯并（b）荧蒽，苯并（k）荧蒽，蒽，二苯并（a,h）蒽，茚并（1,2,3-cd）芘、蔡。	石油烃

固体 废物	地面工程施工生活垃圾、建筑垃圾、工程弃土等;运营期落地油、废活性炭、清管废渣、废润滑油、生活垃圾;退役期地面设施拆除、井场清理等环节产生的废弃管道和设备、建筑垃圾、含油污泥等	/	施工期:弃土弃方、建筑垃圾、生活垃圾。运营期:落地油、废活性炭、清管废渣、废润滑油、生活垃圾; 退役期:废弃管道、设备、建筑垃圾和含油污泥等
环境 风险	石油、天然气等危险物质泄漏,以及火灾、爆炸、井喷等安全生产风险事故引发的伴生/次生污染物对生态环境的影响。	/	原油、伴生气;二次污染物:CO、CO ₂ 结合当地的气象条件,对油气田运营期间井场、输油管道可能发生的泄漏事故进行预测分析

2.4 环境功能区划及评价标准

2.4.1 环境功能区划

2.4.1.1 生态环境

根据《新疆生态功能区划》(2005 版),项目区属于塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区(IV),塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区(IV1),阿克苏河冲积平原绿洲农业生态功能区(56)。区域内的油气资源丰富,油气田勘探开发工作已开展多年。

根据新疆维吾尔自治区水利厅于 2019 年 1 月 21 日印发的新水水保(2019)4 号,水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果,全疆共划分了 2 个重点预防区,4 个重点治理区,包括天山山区重点预防区、塔里木河中上游重点预防区、额尔齐斯河流域重点治理区、天山北坡诸小河流域重点治理区、塔里木河流域重点治理区、伊犁河流域重点治理区。根据水土流失重点预防区和重点治理区划分表可知,阿克苏地区温宿县位于 II₃ 塔里木河流域重点治理区。

2.4.1.2 水环境

项目区周边 5km 范围内无地表水体,故不对区域内地表水进行现状调查。

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

2.4.1.3 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温宿县境内，西北方向距温宿县城约 80.7km，东北侧距离新和县 114km。

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

2.4.1.4 声环境

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

2.4.2 环境质量标准

2.4.2.1 水环境

项目区周边 5km 范围内无地表水体。

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

地下水水质评价标准值，见表 2.4-1。

表 2.4-1 地下水质量标准值单位：mg/L

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	14	汞	≤0.001
2	总硬度	≤450	15	砷	≤0.01
3	溶解性总固体	≤1000	16	镉	≤0.005
4	硫酸盐	≤250	17	六价铬	≤0.05
5	氯化物	≤250	18	铅	≤0.01
6	铁	≤0.3	19	钾	/

序号	项 目	标准限值	序号	项目	标准限值
7	锰	≤0.10	20	钙	/
8	挥发酚	≤0.002	21	镁	/
9	耗氧量	≤3.0	22	碳酸盐	/
10	氨氮	≤0.50	23	石油类	≤0.05
11	钠	≤200	24	硝酸盐(以氮计)	≤20
12	氰化物	≤0.05	25	氟化物	≤1.0
13	亚硝酸盐氮	≤1.0			

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

2.4.2.2 环境空气

环境空气质量评价中 SO₂、NO₂、PM_{2.5}、PM₁₀、CO、O₃ 六项指标执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。对于未作出规定的非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》2000μg/m³的标准，甲醇参照执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值 1000μg/m³，H₂S 参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值 10μg/m³。指标标准取值，见表 2.4-2。

表 2.4-2 环境空气质量标准

序号	评价因子	二级标准限值（μg/m ³ ）			标准来源
		年平均	24 小时平均	1 小时平均	
1	二氧化硫（SO ₂ ）	60	150	500	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单
2	二氧化氮（NO ₂ ）	50	80	200	
3	细颗粒物（PM _{2.5} ）	35	75	/	
4	可吸入颗粒物（PM ₁₀ ）	70	150	/	
5	一氧化碳（CO）	/	4000	10000	
6	臭氧（O ₃ ）	/	160	200	
7	氮氧化物（NO _x ）	50	100	250	
8	非甲烷总烃	/	/	2000	《大气污染物综合排放标准》详解
9	硫化氢	/	/	10	《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中
10	甲醇	/	1000	3000	

					的 1h 平均浓度限值
--	--	--	--	--	-------------

注：O₃ 日最大 8 小时平均值为 160μg/m³

2.4.2.3 土壤环境

工程占地范围内为建设用地，土壤质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值。见表 2.4-3。

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

占地范围外为未利用地，土壤参照执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 筛选值标准，见表 2.4-4。

表 2.4-4 农用地土壤污染风险筛选值

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

2.4.2.4 声环境

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

2.4.3 污染物排放标准

2.4.3.1 废水

生活污水暂存于生活污水池，定期由罐车拉运至英买力作业区生活污水处理装置处置，处理后出水水质满足《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019) 表 2 中 C 级标准限值后冬储夏灌。

表 2.4-5 《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019) (日均值)

序号	标准 监测项目	标准限值
1	pH	6-9
2	化学需氧量	200 mg/L
3	悬浮物	100mg/L
4	粪大肠菌群	40000MPN/L
5	蛔虫卵个数	2 个/L

2.4.3.2 废气

本工程施工期无组织排放扬尘执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中的新污染源无组织排放监控浓度限值。本工程运营期加热炉燃烧气中颗粒物、SO₂、NO_x 执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）

中表 2 排放限值，非甲烷总烃执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 表 2 最高允许排放浓度；油气开采过程中井场、站场厂界外无组织排放非甲烷总烃浓度执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 中企业边界污染物控制要求，厂界内非甲烷总烃执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)；硫化氢执行《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 中新建项目二级标准。

具体标准限值要求，见表 2.4-6。

表 2.4-6 大气污染物排放标准值

时段	污染源	污染物	最高允许排放浓度 (mg/m ³)	标准来源
施工期	施工场地	颗粒物	1.0	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)
运营期	加热炉燃烧废气	颗粒物	20	《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014) 中表 2 排放限值
		SO ₂	50	
		NO _x	200	
		烟气黑度	≤1	
		非甲烷总烃	120	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 表 2 最高允许排放浓度
	无组织排放	非甲烷总烃	4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 厂界污染物控制浓度
			10.0mg/m ³ (监控点处 1h 平均浓度值) 30.0mg/m ³ (监控点处任意一次浓度值)	《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019) 厂界内
		H ₂ S	0.06	恶臭污染物排放标准 (GB14554-93) 二级标准

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

根据项目产生的各种固体废物的性质，一般工业固体废物执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）要求。

危险废物的贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、危险废物的转移依照《危险废物转移管理办法》及《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）进行监督和管理。含油污泥满足《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T7301-2016）相关要求及《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20 号）、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年第 74 号）要求。

2.5 评价工作等级和评价范围

2.5.1 生态影响评价等级和评价范围

（1）评价等级

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），评价区域内不涉及依法划定各类自然保护地和生态保护红线。项目新增永久占地面积 2.52hm²，临时占地面积 24.7hm²，总占地面积为 27.22hm²，占地面积 < 20km²。本工程占地范围内土地利用现状类型为天然牧草地。

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）的生态评价等级判定条件，判定过程，见表 2.5-7。根据判定可知，本项目属于除本条 a）、b）、c）、d）、e）、f）以外的情况，因此本工程生态环境影响评价工作等级确定为三级。生态评价等级判定过程，见表 2.5-1。

表 2.5-1 生态评价等级判定过程

序号	生态评价等级判定要求	本工程情况	生态影响评价等级
a	涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时，评价等级为一级；	不涉及	/
b	涉及自然公园时，评价等级为二级；	不涉及	/
c	涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级；	不涉及	/

d	根据 HJ2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态影响评价等级不低于二级；	不涉及	/
e	根据 HJ610、HJ964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级；	不涉及	/
f	当工程占地规模大于 20km ² 时（包括永久和临时占用陆域和水域），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定；	本工程占地面积 < 20km ²	/
g	除本条 a~f 以外的情况，评价等级为三级；	不涉及	/
h	当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级	/	三级

（2）评价范围

油气田开发工程具有分布面积广的特点，且基本呈点状、线状分布，故其对环境影响仅限于各站场及内部输送管线较近的范围。根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）、根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），考虑油气田整体开发对生态环境的影响，确定生态环境评价范围为线路中心线向两侧外延 300m，场站周边 50m。评价范围图见图 2.5-1。

2.5.2 地下水环境影响评价等级和评价范围

（1）建设项目类别

本工程属于石油开采项目，按照《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）中判断，本工程场站属于 I 类项目，集输管线建设属于类项目。

（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 2.5-5）和《建设项目环境影响评价分类管理名录》，项目区不位于集中式饮用水水源保护区及补给径流区，无分散式饮用水水源地，无特殊地下水资源保护区，地下水环境敏感特征为不敏感。

表 2.5-2 地下水环境敏感程度分级表

敏感程度	项目场地的地下水环境敏感特征
------	----------------

敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区
较敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源（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 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），本工程场站属于Ⅰ类项目，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；集输管线建设属于Ⅱ类项目，地下水环境敏感程度为“不敏感”，依据表 2.5-3，评价等级为三级。

表 2.5-3 评价区地下水环境影响评价工作等级划分

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

综上，本工程地下水评价等级划分为二级。

（4）评价范围

按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中关于“二级评价”范围的规定，本项目场站评价范围为 20km²，根据地下水流向为自西北向东南，选取项目区下游 3km，两侧 2km，上游 2km 为评价范围。集输管线地下水评价范围为管线两侧 200m。评价范围图见图 2.5-1。

2.5.3 地表水环境影响评价等级和评价范围

按照《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），项目属于水污染影响型建设项目。在油气田正常开采过程中，项目产生的含油污水、井下

作业洗井废水不外排，项目区周边无天然地表水体，项目地表水环境影响评价等级为三级 B。

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

2.5.4 土壤环境影响评价等级和评价范围

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），土壤盐化、酸化和碱化地区，建设项目应按照土壤污染影响型和生态影响型，按相应等级分别开展评价工作。本项目为石油开采井场、站场等工程，按照 I 类建设项目开展土壤环境影响评价。本项目油类等管道按照类建设项目开展土壤环境影响评价。

（1）土壤生态影响型评价等级及评级范围

1) 土壤生态影响型评价等级

土壤生态影响型敏感程度分级，见表 2.5-4。

表 2.5-4 土壤生态影响型敏感程度分级表

敏感程度	判别依据		
	盐化	酸化	碱化
敏感	建设项目所在地干燥度 $a>2.5$ 且常年地下水位平均埋深 $<1.5\text{m}$ 的地势平坦区域；或土壤含盐量 $>4\text{ g/kg}$ 的区域	$\text{pH}\leq 4.5$	$\text{pH}\geq 9.0$
较敏感	建设项目所在地干燥度 >2.5 且常年地下水位平均埋深 $\geq 1.5\text{ m}$ 的，或 $1.8<\text{干燥度}\leq 2.5$ 且常年地下水位平均埋深 $<1.8\text{ m}$ 的地势平坦区域；建设项目所在地干燥度 >2.5 或常年地下水位平均埋深 $<1.5\text{ m}$ 的平原区；或 $2\text{g/kg}<\text{土壤含盐量}\leq 4\text{g/kg}$ 的区域	$4.5<\text{pH}\leq 5.5$	$8.5\leq \text{pH}<9.0$
不敏感	其他	$5.5<\text{pH}<8.5$	
a 是指采用 E601 观测的多年平均水面蒸发量与降水量的比值，即蒸降比值。			

土壤生态影响型评价工作等级划分表 2.5-5。

表 2.5-5 土壤生态影响型评价工作等级划分表

项目类别 评价等级 敏感程度	I类	II类	III类
敏感	一级	二级	三级

较敏感	二级	二级	三级
不敏感	二级	三级	-
注：“—”表示可不开展土壤环境影响评价工作。			

根据本次现状监测，本工程占地范围内土壤含盐量为 0.2~3.8g/kg，pH 值在 7.3-8.8 之间，则判定土壤敏感程度为“较敏感”，本工程为石油开采项目，其中站场属于 I 类项目，集输管道属于 II 类项目，生态影响型评价等级划分为二级。

2) 评价范围

根据评价工作等级，并结合本工程特点，考虑油气田整体开发对区域的影响，确定土壤生态影响型评价范围为站场边界外 2km 区域范围。

(2) 土壤污染影响型评价等级及评级范围

1) 土壤污染影响型评价等级

土壤污染影响型敏感程度分级，见表 2.5-6、表 2.5-7。

表 2.5-6 土壤污染影响型敏感程度分级表

敏感程度	判别依据
敏 感	建设项目周边存在耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或居民区、学校、医院、疗养院、养老院等土壤环境敏感目标的
较敏感	建设项目周边存在其他土壤环境敏感目标的
不敏感	其他情况

表 2.5-7 土壤污染类项目评价工作等级划分表

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

根据工程分析，本工程属于小型项目（永久占地 2.52hm²），占地类型为牧草地，土壤敏感程度为“敏感”，本工程为石油开采项目，其中站场属于 I 类项目，土壤污染影响型评价等级划分为一级。

2) 评价范围

根据评价工作等级，并结合本工程特点，考虑油气田整体开发对区域的影响，确定污染影响型评价范围为场站边界外 1000m 区域范围。

(3) 土壤评价范围

根据本工程生态影响型评价等级、污染影响型评价等级，结合工程特点，考虑油气田整体开发对区域的影响，确定土壤评价范围为场站边界外 2km 区域范围。评价范围图见图 2.5-1。

2.5.5 大气环境影响评价等级和评价范围

(1) 评价等级

本项目废气排放源主要为雄探 1 井场内 1 台井口加热炉有组织排放的废气，以及雄探 1 井、雄英 101 井、雄英 102 井、雄英 103 井、雄英 2 井、雄英 3 井等 6 座采油井以及雄探 1 试采点在油气开采和集油外输过程中无组织挥发的烃类和硫化氢无组织排放。根据工程特点、污染特征及周围环境状况，采用《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 A 推荐的估算模型 AERSCREEN 计算项目污染源的最大环境影响，选取二氧化硫、氮氧化物、颗粒物、非甲烷总烃、硫化氢作为候选因子核算，计算出其最大地面浓度占标率 P_i （第 i 个污染物，简称“最大浓度占标率”）及其地面浓度达标准值 10% 时所对应的最远距离 $D_{10\%}$ 。其中 P_i 定义为：

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

式中： P_i —第 i 个污染物的最大地面浓度占标率，%；

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

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

大气评价工作级别，见表 2.5-8。

表 2.5-8 评价工作等级

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

二级评价	$1\% \leq P_{\max} < 10\%$
三级评价	$P_{\max} < 1\%$

估算模式所用参数，见表 2.5-9。

表 2.5-9 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市人口数）	--
最高环境温度/°C		40.7
最低环境温度/°C		-27.6
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	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
	地形数据分辨率（m）	90
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

计算结果，见表 2.5-10、表 2.5-11。

表 2.5-10 有组织燃烧废气污染物的占标率和落地浓度一览表

下风向距离（m）	SO ₂		NO _x		烟尘		非甲烷总烃	
	预测地面空气质量浓度（μg/m ³ ）	占标率（%）	预测地面空气质量浓度（μg/m ³ ）	占标率（%）	预测地面空气质量浓度（μg/m ³ ）	占标率（%）	预测地面空气质量浓度（μg/m ³ ）	占标率（%）
10	2.271795	0.45	9.032638	4.52	1.222951	0.27	0.89781	0.04
50	2.024526	0.4	8.049502	4.02	1.089842	0.24	0.80009	0.04
94	2.5014	0.5	9.94555	4.97	1.346552	0.3	0.98855	0.05
100	2.491279	0.5	9.905308	4.95	1.341104	0.3	0.98455	0.05
200	1.694743	0.34	6.738286	3.37	0.912313	0.2	0.66976	0.03
500	0.946613	0.19	3.763725	1.88	0.50958	0.11	0.3741	0.02
1000	0.624268	0.12	2.482086	1.24	0.336056	0.07	0.24671	0.01
1500	0.472471	0.09	1.878542	0.94	0.254341	0.06	0.18672	0.01
2000	0.383352	0.08	1.524203	0.76	0.206366	0.05	0.1515	0.01
2500	0.369283	0.07	1.468265	0.73	0.198792	0.04	0.14594	0.01
下风向最大地面空气质量浓度及占标率	2.5014	0.5	9.94555	4.97	1.346552	0.3	0.98855	0.05
D _{10%} 最远距离（m）	未出现		未出现		未出现		未出现	
最大地面空气质量浓度距源距离（m）	94		94		94		94	

表 2.5-11 无组织挥发废气污染物的占标率和落地浓度一览表

序号	污染源名称	评价因子	$C_i(\mu\text{g}/\text{m}^3)$	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	P_i (%)	P_{\max} (%)	最大浓度出现距离 (m)	$D_{10\%}$ (m)
1	雄探 1 井	非甲烷总烃	9.4006	2000	0.47	8.82	48	-
		硫化氢	0.007256	10	0.07			
2	雄英 101 井	非甲烷总烃	9.4006	2000	0.47		48	-
		硫化氢	0.007256	10	0.07			
3	雄英 102 井	非甲烷总烃	9.4006	2000	0.47		48	-
		硫化氢	0.007256	10	0.07			
4	雄英 103 井	非甲烷总烃	9.4006	2000	0.47		48	-
		硫化氢	0.007256	10	0.07			
5	雄英 2 井	非甲烷总烃	9.4006	2000	0.47		48	-
		硫化氢	0.007256	10	0.07			
6	雄英 3 井	非甲烷总烃	9.4006	2000	0.47		48	-
		硫化氢	0.007256	10	0.07			
7	雄探 1 试采点	非甲烷总烃	176.46	2000	8.82		252	-
		硫化氢	0.42839	10	0.43			

根据上表可知,加热炉氮氧化物最大落地浓度 $9.94555\mu\text{g}/\text{m}^3$, 占标率 4.97%; 二氧化硫最大落地浓度 $2.5014\mu\text{g}/\text{m}^3$, 占标率 0.5%; 烟尘最大落地浓度 $1.346552\mu\text{g}/\text{m}^3$, 占标率 0.3%, 非甲烷总烃最大落地浓度 $0.98855\mu\text{g}/\text{m}^3$, 占标率 0.05%, 最大落地浓度点位下风向 94m, 满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二级标准要求。

根据上表可知,无组织废气中非甲烷总烃最大落地浓度为 $176.46\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 8.82%, 最大浓度出现距离为雄探 1 试采点下风向 252m 处; 硫化氢最大落地浓度为 $0.42839\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 0.43%, 最大浓度出现距离为雄探 1 试采点下风向 252m 处, $D_{10\%}$ 均未出现。

(2) 评价范围

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

2.5.6 声环境影响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、生产运营期站场设备的运转噪声等。噪声源周围 200m 无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井场边界、管线两侧向外扩 200m 作为评价范围。评价范围图见图 2.5-1。

2.5.7 环境风险评价等级和评价范围

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

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

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

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

式中：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≥1 时，将 Q 值划分为：（1）1≤Q<10；（2）10≤Q<100；（3）Q≥100。

本工程新建单井集输管线 24.7km。各站场和开发井均有控制（截断）阀，发生泄漏时，可通过控制（截断）阀进行紧急切断。原油密度按照 0.8059t/m³、天然气平均相对密度 0.8828kg/m³，天然气中硫化氢平均含量约 3200mg/m³。

本工程拟建雄探 1 试采点外输单元建设 1 座甲醇加注撬（25L/h，16MPa， 3m^3 ），甲醇密度 $778.6\text{kg}/\text{m}^3$ ，间歇运行。

根据克拉伯龙方程，计算管道带压运行状态下的气体质量：

$$pV=nRT$$

p：气体压强，标况压强 0.101325MPa，管线压力 3.5MPa；

V：气体体积，管道体积；

n：气体的物质的量，单位 mol；

T：绝对温度，293.15K；

R：气体常数。

各管线原油、天然气（甲烷）、硫化氢最大在线量计算见表 2.5-12。

表 2.5-12 本工程运营期危险物质最大在线量核算表

序号	管道名称	起点	终点	长度 km	管径 mm	压力 MPa	原油最大在线量 t	天然气最大在线量 t	H ₂ S 最大在线量 t
1	雄英 101 井单井管线	雄英 101 井	雄探 1 试采点	5.53	80	4.758	23.37	0.0256	0.0001
2	雄英 102 井单井管线	雄英 102 井		3.4	80	4.578	22.57	0.0247	0.0001
3	雄英 103 井单井管线	雄英 103 井		2.23	80	4.559	13.7	0.015	0.0001
4	雄英 2 井单井管线	雄英 2 井		5.84	80	4.576	8.86	0.0097	0.0001
5	雄英 3 井单井管线	雄英 3 井		7.7	80	4.576	31.43	0.0344	0.0001
	危险源位置			个数	体积 m ³	压力 MPa	原油最大在线量 t	-	-
1	雄探 1 试采点原油方罐			9	30	常压	217.59	-	-
合计							317.52	0.1094	0.0004

拟建雄探 1 试采点甲醇最大在线量为 2.335t。

本工程危险物质辨识结果详见表 2.5-13。

表 2.5-13 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
----	------	---------	-----------	---

序号	物质名称	临界量 (t)	最大储存量 (t)	Q
1	原油	2500	317.52	0.13
2	天然气	10	0.1094	0.01
3	硫化氢	2.5	0.0004	0.0002
4	甲醇	10	2.335	0.2335
合计				0.3737

根据上表计算结果，本工程 $Q=0.3737$ ， $Q<1$ 。判断项目风险潜势为I。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）相关要求，本次评价仅对项目可能存在的环境风险进行简单分析。不设置环境风险评价范围。

2.6 环境保护目标

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

据现场调查，确定本工程评价范围内主要环境保护敏感目标，见表 2.6-1。

表 2.6-1 环境保护目标

环境要素	环境保护目标名称	与本工程位置关系	保护要求
生态环境	塔里木河流域重点治理区	项目区及周边	保护项目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；使项目区现有生态环境不因本工程建设受到破坏
空气	/	/	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准，不因本工程建设降低区域环境空气质量
水环境	评价范围内的潜水含水层	项目区及周边	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准，不因本工程建设降低区域地下水环境质量
声	/	/	《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类区标准，不因本工程建设降低区域声环境质量
土壤	评价范围内土壤	站场周边2km	确保占地范围内土壤质量达到《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地土壤筛选值要求
环境风险	项目区土壤、地	项目区及	发生风险事故时，可快速采取环境风险防范措施，确

	下水	周边	保风险事故对土壤、地下水等环境的影响程度可控
--	----	----	------------------------

图 2.5-1 本项目评价范围图

2.7 评价内容和评价重点

2.7.1 评价内容

根据拟建工程特点及周围环境特征，将本次评价工作内容列于表2.7-1。

表 2.7-1 评 价 内 容 一 览 表

序号	项 目	内 容
1	概述	项目由来、环境影响评价工作过程、分析判定相关情况、关注的主要环境问题及环境影响、主要结论
2	总则	编制依据、评价目的和评价原则、环境影响要素和评价因子、评价等级与评价范围、评价内容和评价重点、相关规划、技术规范、政策法规及环境功能区划、评价标准、环境保护目标
3	建设项目工程分析	<p>现有工程：雄英1区块开发现状、“三同时”执行情况、环境影响回顾评价、存在环保问题及整改措施。</p> <p>拟建工程：项目概况、油气资源概况、主要技术经济指标、工程组成、工艺流程及产排污节点、施工期污染源及其防治措施、运营期污染源及其防治措施、退役期污染源及其防治措施、非正常排放、清洁生产分析、污染物年排放量、污染物总量控制分析。</p> <p>依托工程：介绍英买处理站、哈六联合站、英买力油田钻试修废弃物环保处理站、英买7固废填埋场、英买力作业区公寓生活污水处理装置等基本情况及依托可行性分析</p>
4	环境现状调查与评价	自然环境概况、环境质量现状监测与评价
5	环境影响预测与评价	<p>施工期环境影响分析（大气环境、地表水环境、地下水环境、声环境、固体废物、生态影响、土壤环境影响分析）</p> <p>运营期环境影响预测与评价（大气环境、地表水环境、地下水环境、声环境、固体废物、生态影响、土壤环境及环境风险）</p> <p>退役期环境影响分析（退役期污染物情况、退役期生态保护措施）</p>
6	环保措施及其可行性论证	针对项目拟采取的污染防治、生态保护、环境风险防范等环境保护措施，分析论证其技术可行性、经济合理性、长期稳定运行和达标排放的可靠性、满足环境质量改善和排污许可要求的可行性、生态保护和恢复效果的可达性
7	碳排放影响评价	碳排放分析、减污降碳措施、碳排放评价结论及建议
8	环境影响经济损益分析	从项目实施后的环境影响的正负两方面，以定性和定量相结合方式估算建设项目环境影响的经济价值
9	环境管理与监测计划	按项目建设阶段、生产运行阶段，提出具体环境管理要求；给出污染物排放清单，明确污染物排放的管理要求；提出应向社会公开的信息内容；提出建立日常环境管理制度、组织机构和环境管理台账相关要求；提出环境监理要求；提出环境监测计划
10	环境影响评价结论	对建设项目环境影响评价各章节结论进行概括总结和综合分析，结合环境质量目标要求，明确给出建设项目的环境影响可行性结论

2.7.1 评价重点

经对项目区域自然地理、环境现状和社会经济的调查研究及工程排污特点

的分析，确定评价工作的重点如下：

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

2.8 评价时段和评价方法

评价时段包括：施工期、运营期、退役期三个时段。其中：以施工期和运营期为主。

本工程环境影响评价采用定量评价与定性评价相结合的方法，以量化评价为主。采用环境影响评价技术导则规定的评价方法予以分析。本次评价采用了类比法、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 评价内容一览表

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

3 建设项目工程分析

3.1 现有工程

3.1.1 现有工程概况

雄探 1 井于 2024 年 4 月 30 日试采，目前日产气 $5.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，日产油 57t/d，不含水。雄探 1 井现有处理量：原油 57t/d，天然气 $5.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。雄探 1 井采出的油气经过加热、降压、分离，分离出的原料气脱硫后集输至 YD2 增压站，井口分离出的原油经过降压闪蒸，将原油储存在站内储罐内，通过罐车拉运至哈六联合站处理。

雄探 1 井场已建装置主要包括采油井口装置 1 套、加热节流橇 1 座、气液分离器橇 1 座、闪蒸罐 1 座、50m³ 原油储罐 9 座、密闭定量装车橇 1 座、甲醇加注橇 1 座、稳硫剂加注橇 1 座。设有干法脱硫塔 4 座，脱硫塔由厂家维护。辅助生产区建有值班间 8 座、配电间及机柜间 1 座。试采流程中增压、脱水等装置属于第三方，主要包括甲醇加注橇 1 套，压缩机 1 台（排量： $3.83 \sim 8.52 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，进口压力 0.3~0.5MPa，出口压力 16MPa）、分子筛脱水橇 1 座。雄探 1 外输管线起点雄探 1 井，末点 YD2 增压站，管道规格：D88.9×6.45，全长约 24km，采用地面敷设。雄探 1 井已建设施见表 3.1-1。

表 3.1-1 目前已建设施

序号	设备名称	单位	数量	规格	备注
1	采油井口装置	套	1		
2	加热节流橇	座	1	200kW 加热节流橇 42MPa 20G 抗硫	
3	气液分离器橇	座	1	6.3MPa DN1800*7200 抗硫	
4	闪蒸罐	座	1	分离器 1.76MPa φ1200*5950 (HIC)	
5	原油储罐	座	9	50m ³	
6	密闭定量装车橇	座	1	装车泵：齿轮泵 Q=38m ³ /h H=28m P=11kW	
7	甲醇加注橇	座	1		
8	稳硫剂加注橇	座	1		
9	干法脱硫塔	座	4		
10	值班间	座	8		
11	配电间及机柜间	座	1		

12	甲醇加注橇	座	1		
13	压缩机	台	1	$3.83\sim 8.52\times 10^4\text{Nm}^3/\text{d}$	
14	分子筛脱水橇	座	1	$30\times 10^4\text{Nm}^3/\text{d}$	

雄英 1 区块试采 6 口井为雄探 1 井、雄英 101 井、雄英 102 井、雄英 103 井、雄英 2 井、雄英 3 井。雄探 1 井于 2024 年 4 月 30 日试采，于 2024 年 6 月 5 日关井，目前处于未生产状态。雄英 101 井、雄英 102 井、雄英 2 井、雄英 103 井、雄英 3 井均已完钻且进行了试油。

3.1.2 现有工程“三同时”执行情况

本项目雄英油田雄英 1 井区为新区块的试采开发及配套地面建设。

雄英油田雄英 1 区块是英买油气田近年来石油勘探的重大发现，是油气上产增储的接力区块。雄英油田雄探 1 区块开发效果较好，已在喀拉玉尔袞构造带志留系、奥陶系目的层获得良好的油气产量。根据塔里木油田分公司油气工艺研究院提供的《试采井基础信息及指标预测》，雄英 1 区块试采 6 口井建设后(在探评井均成功且地面配套情况下)2025 年实现产油 $6.9\times 10^4\text{t/a}$ ，产气 $0.285\times 10^8\text{m}^3/\text{a}$ ，预计 2058 年方案期末累产油 $439.49\times 10^4\text{t}$ ，产气 $9.28\times 10^8\text{m}^3$ 。

雄英 1 区块试采 6 口井为雄探 1 井、雄英 101 井、雄英 102 井、雄英 103 井、雄英 2 井、雄英 3 井。雄英 1 区块试采 6 口井均已取得环评批复(附件 2-8)，现有工程环保手续履行情况，见表 3.1-2。

表 3.1-2 现有工程环保手续履行情况一览表

序号	井场	项目名称	审批部门及文号	验收情况
1	雄探 1 井 (震探 1 井)	震探 1 井钻井工程 (勘探井)	阿克苏地区生态环境局， 阿地环审〔2021〕182 号	正在组织验收
2	雄英 101 井	雄英 101 井钻井工程 (勘探井)	阿克苏地区生态环境局， 阿地环审〔2024〕29 号	
3	雄英 102 井	雄英 102 井钻井工程 (勘探井)	阿克苏地区生态环境局， 阿地环审〔2024〕201 号	
4	雄英 103 井	雄英 103 井钻井工程 (勘探井)	阿克苏地区生态环境局， 阿地环审〔2024〕202 号	
5	雄英 2 井	雄英 2 井钻井工程 (勘探井)	阿克苏地区生态环境局， 阿地环审〔2023〕691 号	

6	雄英 3 井	雄英 3 井钻井工程 (勘探井)	阿克苏地区生态环境局， 阿地环审〔2024〕17 号	
---	--------	---------------------	-------------------------------	--

3.1.3 现有工程环境问题及“以新带老”改进意见

目前，已完钻井周边生态环境处于逐步恢复过程中。油田开发区域基本保持原有的荒漠生态系统，部分地区还在建设中，自然恢复缓慢。生态环境的主要影响为土地的永久/临时征用以及原有植被的破坏。项目区内已对建成的井场永久性占地范围内进行了平整硬化处理，临时占地已平整。油区道路总体规范，但部分地段有车辆乱碾乱轧的痕迹。

由于区域气候较为干旱，自然恢复过程缓慢，调查期间植被尚未恢复，区域植被覆盖度较低，项目的建设对原有的植被造成一定的影响；从土地利用类型来看，项目的建设使油田区域内的荒漠略有减少，建设用地面积略有增加，其中用地类型由荒漠转变为建设用地。总体来说，项目区依旧是荒漠景观。油田开发区域基本保持原有的荒漠生态系统。

雄探 1 井现状环境	
正钻井现状环境	

据现场调查和资料收集，正在钻井现场调查未发现明显环境问题。钻井工程结束后，钻井队应对钻井期间产生的废水、固废进行清理、清运，同时进行设备拆除等作业，钻井队撤出井场后，将及时对临时占地区域进行平整恢复。应加强施工管理，施工结束后及时对临时占地区域进行平整恢复等。已完工的井场等工程未及时开展验收工作，建议建设单位尽快开展验收工作。

3.2 拟建工程

3.2.1 项目概况

(1) 项目名称：塔里木油田雄英油田雄英 1 区块寒武系下丘里塔格组试采项目优化调整

(2) 建设性质：新建

(3) 建设单位：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

(4) 项目投资：4785.44 万元

(5) 建设地点：本工程位于雄英 1 井区，隶属于新疆维吾尔自治区阿克苏地区温宿县境内，西北方向距温宿县城约 80.7km，东北侧距离新和县 114km，中心地理坐标为 雄探 1 试采点）。本工程地理位置图见图 3.2-1。

3.2.2 油气资源概况

(1) 油藏概况

雄英 1 区块油气藏类型为带气顶挥发油藏，以雄探 1 井北部 F3 断层为界，以下盘溢出点-5750m 圈定圈闭面积 3.30km²，以上盘油水界面-5782m 为圈闭闭合线，圈定圈闭面积 8.70km²，雄探 1 探明储量含油面积 16.99km²，石油 2362.83 万吨，溶解气 53.64 亿方。雄英 2 为独立油藏，以雄英 2 油水界面-5436m 作为圈闭闭合线圈定面积 4.80km²，雄英 2 控制储量含油面积 4.9km²，石油 728 万吨，溶解气 5.66 亿方。目的层为上寒武统下丘里塔格组白云岩，中深地层温度分别为 143.64℃、144.12℃，温度梯度 1.86℃/100m；地层压力 74.838MPa、74.964MPa，压力系数 1.13，属于常温常压特征。根据《试采井基础信息及指标预测》，本次工程采用一套井网开发，动用原油地质储量 315×10⁴t。

(2) 油气条件

雄英 1 井区油气物性见表 3.2-1～表 3.2-5。

①天然气物性

表 3.2-1 雄探 1 井天然气物性表

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

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

表 3.2-2 雄英 101 井天然气物性表

组分	摩尔百分数，%	组分	摩尔百分数，%
甲烷	71.7	辛烷及更重组分	0.017
乙烷	11.5	氮气	4.85
丙烷	4.32	氧气	0.603
异丁烷	0.563	二氧化碳	4.47
正丁烷	1.22	硫化氢	0.204
异戊烷	0.202	氢气	0.0409
正戊烷	0.271	氦气	0.0394
己烷	0.11	取样含空气	/

庚烷	0.019	/	/
硫化氢/(mg/m³)	2900	甲硫醇/(mg/m³)	/
总硫（以硫计）/(mg/m³)	/	羰基硫/(mg/m³)	/
水露点/°C	/	二氧化硫/(mg/m³)	/
汞含量/(µg/m³)	/	乙硫醇/(mg/m³)	/
密度（kg/m³）	0.9146	相对密度	0.7572
平均分子量	21.93	/	
20°C理想体积高位发热量 （MJ/m³）	41.22	20°C理想体积低位发热量 （MJ/m³）	37.38
20°C高位沃泊指数（MJ/m³）	47.37	20°C低位沃泊指数 （MJ/m³）	42.96

注：以上数据来自 2024 年 9 月 18 日雄英 101 井天然气分析报告。

表 3.2-3 雄英 2 井天然气物性表

组分	摩尔百分数，%	组分	摩尔百分数，%
甲烷	60.7	辛烷及更重组分	0.00483
乙烷	16.7	氮气	3.43
丙烷	8.24	氧气	0
异丁烷	1.27	二氧化碳	5.23
正丁烷	2.8	硫化氢	0
异戊烷	0.542	氢气	/
正戊烷	0.713	氦气	0.0247
己烷	0.305	取样含空气	0.933
庚烷	0.0508	/	/
硫化氢/(mg/m³)	0	甲硫醇/(mg/m³)	/
总硫（以硫计）/(mg/m³)	/	羰基硫/(mg/m³)	/
水露点/°C	/	二氧化硫/(mg/m³)	/
汞含量/(µg/m³)	/	乙硫醇/(mg/m³)	/
密度（kg/m³）	1.054	相对密度	0.8718
平均分子量	25.25	/	
20°C理想体积高位发热量 （MJ/m³）	48.56	20°C理想体积低位发热量 （MJ/m³）	44.21
20°C高位沃泊指数（MJ/m³）	52	20°C低位沃泊指数 （MJ/m³）	47.35

注：以上数据来自 2024 年 9 月 2 日雄英 2 井天然气分析报告。

②原油物性

表 3.2-4 雄探 1 井原油物性表

20℃密度	50℃密度	50℃运动 粘度	50℃动力 粘度	凝点	蜡含量	析蜡点	胶质	沥青质	硫含量
g/cm ³	g/cm ³	mm ² /s	mPa·s	℃	%	℃	%	%	%
0.8059	0.7835	1.885	1.477	<-30	3.5	5	0.44	0.04	0.394

注：以上数据来自 2024 年 1 月 25 日雄探 1 井油气分析报告。

表 3.2-5 雄英 2 井原油物性表

20℃密度	50℃密度	50℃运动 粘度	50℃动力 粘度	凝点	蜡含量	析蜡点	胶质	沥青质	硫含量
g/cm ³	g/cm ³	mm ² /s	mPa·s	℃	%	℃	%	%	%
0.852	0.8308	6.423	5.336	-12	4.4	30	1.87	1.48	0.743

注：以上数据来自 2024 年 9 月 2 日雄英 2 井油气分析报告。

3.2.3 主要技术经济指标

(1) 建设规模

方案设计试采井 6 口（雄探 1、雄英 101、雄英 102、雄英 103、雄英 2、雄英 3），采用标准化油井设计。本工程设计规模见表 3.2-6。

表 3.2-6 地面工程建设规模一览表

序号	工程内容		单位	规模
1	生产井数		口	6
2	配产能力	天然气	10 ⁸ m ³ /a	0.285
		原油	10 ⁴ t/a	6.9
3	油气分离	天然气	10 ⁸ m ³ /d	9.5
		原油	10 ⁴ t/d	230
4	天然气脱硫		10 ⁴ m ³ /d	9.5

(2) 开发指标预测

工程方案 2025 年实现产油 6.9×10⁴t/a、产气 0.285×10⁸m³/a。本方案指标预测详见表 3.2-7。

表 3.2-7 雄英 1 井区产量预测表

年度	日产量			年产量			累产量			含水 %
	气	油	水	气	油	水	气	油	水	
	10 ⁴ m ³ /d	t/d	m ³ /d	10 ⁸ m ³ /a	10 ⁴ t/a	10 ⁴ m ³ /a	10 ⁴ m ³	10 ⁴ t	10 ⁴ m ³	
2024	5	59	0	0.15	1.78	0	0.15	1.78	0	0
2025	7	179	0	0.22	5.38	0	0.37	7.15	0	0
2026	7	179	0	0.22	5.38	0	0.59	12.53	0	0
2027	7	162	17	0.21	4.87	0.5	0.80	17.40	0.50	9.3
2028	6	145	31	0.19	4.36	0.93	0.99	21.76	1.43	17.6
2029	6	127	44	0.17	3.82	1.33	1.17	25.58	2.76	25.8

2030	5	109	55	0.15	3.27	1.65	1.31	28.85	4.41	33.5
2031	4	93	65	0.13	2.80	1.96	1.44	31.65	6.37	41.1
2032	4	80	76	0.11	2.40	2.28	1.55	34.05	8.65	48.7
2033	3	69	90	0.09	2.06	2.69	1.64	36.11	11.34	56.7
2034	3	59	113	0.08	1.76	3.38	1.71	37.87	14.72	65.8
2035	2	50	160	0.07	1.51	4.79	1.78	39.38	19.51	76.0
2036	2	43	139	0.06	1.29	4.17	1.84	40.67	23.68	76.4
2037	2	37	127	0.05	1.11	3.80	1.89	41.78	27.49	77.5
2038	1	32	120	0.04	0.95	3.59	1.93	42.72	31.07	79.1

3.2.4 工程组成

本项目主要建设内容包括：①新建采油井场 5 座：雄英 101 井、雄英 102 井、雄英 103 井、雄英 2 井、雄英 3 井，改造采油井场 1 座（雄探 1 井），均采用油井标准化井场。②单井集输：新建单井集输管道总长度为 24.7km，管道选用材质为无缝钢管。③扩建雄探 1 试采点，处理规模为产油 230t/d、产气 $9.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，对各单井来的油气进行计量、加热、分离、天然气脱硫和增压脱水、原油闪蒸和储存。④天然气外输：依托已建集气管道输至玉东 2 增压站；⑤原油外输：采用罐车拉运至哈六联合站。⑥配套电力、通信、自控、土建、机械、防腐等工程。

本工程建成投产后 2025 年实现产油 $6.9 \times 10^4 \text{t/a}$ 、产气 $0.285 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 。

图 3.2-1 本工程地理位置图

本项目工程组成，见表 3.2-8。

表 3.2-8 工程组成一览表

工程类别	工程名称		工程内容及规模	备注
主体工程	地面工程	井场	新建5座油井标准化井场：雄英101井、雄英102井、雄英103井、雄英2井、雄英3井，改造采油井场1座：雄探1井。	除雄探1井改造，均为新建
		站场	扩建雄探1试采点1座，建设规模油230t/d、气 $9.5\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，主要包括进站、计量、分离、加热、原油闪蒸、闪蒸气增压、原油储存和装车、天然气脱硫、天然气增压和脱水功能。工艺装置主要包括：进站阀组橇、计量分离器橇、缓蚀剂加注橇、干法脱硫塔、原油密闭装车橇、闪蒸气压缩机、地面自动点火装置、生产分离器橇、气液分离器橇。	扩建
	集输工程	单井集输管线 24.7km	雄英2井至雄探1试采点，长5.84km，DN80，无缝钢管	新建
			雄英101井至雄探1试采点，长5.53km，DN80，无缝钢管	新建
			雄英102井至雄探1试采点，长3.4km，DN80，无缝钢管	新建
			雄英103井至雄探1试采点，长2.23km，DN80，无缝钢管	新建
			雄英3井至雄探1试采点，长7.7km，DN80，无缝钢管	新建
	天然气外输		依托已建集气管道输至玉东2增压站，管线长度约24km	依托
原油外输		原油闪蒸后采用罐车拉运至哈六联合站	依托	
公辅工程	供电工程		试采阶段推荐采用附近新派电网作为本工程的35kV电源。雄探1试采点电源引自雄探1井场现有S22-M-400/35 400kVA变压器1台，电源接入井场现有区电控信一体化橇内配电柜。由新派电网为新建井场生产用电新建35kV架空线路，采用架空线路引至井场附近。	
	自控工程		试采点PLC控制系统数据通过新建无线网桥（通信专业设计）上传英买生产指挥中心站外SCADA系统进行远程监控，然后数据上传至英买采油气管理区A11系统进行监视、管理。	
	通信工程		在雄探1试采点附近新建35m单管塔1座，新建点对点无线网桥2对（生产数据和视频数据传输物理隔离）安装于两端铁塔上方并配备高增益外置天线，可将生产数据和视频数据上传至YT5集气站，通过YT5集气站已建传输链路将生产数据和视频数据上传至英买生产指挥中心。	
	消防工程		本工程消防依托为英买处理站的消防站。英买生活公寓的消防车库内配有2台泡沫、水罐消防车，配置消防队员8人。	
环	防腐保温		本工程站内管道、设备根据其运行温度及是否保温采用性能优良的外防腐层、保温层；含有腐蚀性介质的非标设备内壁，根据设备运行工况采用防腐层+牺牲阳极的联合保护方案。	
	废 气		施工期废气：施工扬尘、作业机械废气、车辆尾气排放；采取进出车辆减速慢行、物料苫盖、使用国家合格燃料等措施。	

工程类别	工程名称	工程内容及规模	备注
保工程		运营期：井场加热炉燃烧废气，采用高效的燃烧设施，由8m排气筒排放；油气集输过程中产生一定量的烃类、天然气火炬放空无组织烃类排放；天然气采用密闭流程，原油采用装车拉运，装车过程采用气相平衡，可减少烃类气体排放，减少对大气的污染。	
	废水	施工期废水：管线试压废水及生活污水。管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于降尘；施工期不设置施工营地，少量生活污水依托雄探1试采点。 运营期：生活污水、井下作业废水。井下作业废水自带回收罐回收作业废水，拉运至英买力油田钻试修废弃物环保处理站处理。生活污水暂存于生活污水池，定期由罐车拉运至英买力作业区生活污水处理装置处置。	
	噪声	施工期：选用低噪声设备，安装基础减振垫，场区四周设围挡，合理安排作业时间。 运营期：选用低噪声设备，切合实际地提高工艺过程自动化水平，合理安排作业时间。	
	固废	施工期：施工期固废主要包括施工土方、施工废料和生活垃圾。施工土方在管线施工结束后回填在管堤上，站场施工过程中产生的土方回填至挖方处或回填至周边低洼场地，并实施压实平整；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至英买作业区英买7固废场进行填埋处置；施工区不设置施工营地，生活垃圾随车带走，现场不遗留。 运营期：运营期产生的固体废物主要为废脱硫剂、废分子筛、清管废渣、油泥砂、落地油、废防渗膜、废润滑油、井下作业固废及生活垃圾。废脱硫剂、废分子筛，属于一般工业固体废物，由生产厂家进行更换，更换后由其拉走处置；清管废渣、油泥砂、落地油、废防渗膜、废润滑油等危险废物委托有危废处置资质单位进行处置；落地原油由作业单位100%回收，回收后的落地原油委托有危废处置资质单位进行处置。井下作业固废采用专用回收罐进行回收，拉运至英买力气田钻试修废弃物环保处理站进行处理。	
	生态保护	施工期：严格控制施工作业带宽度；填埋所需土方充分利用挖方，做到土方平衡，减少弃土；临时堆土防尘网苫盖；设置限行彩条旗；洒水降尘。 运营期：管线上方设置标志，定时巡查井场、雄探1试采点、管线。 退役期：地面设施拆除、封井和井场清理等工作。	
	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，站场设置可燃气体报警仪和硫化氢检测仪。	
依托工	英买处理站	英买处理厂位于油气田以北314国道附近，英买油气处理厂是一座集油、气、水、电为一体的综合处理厂。本工程雄探1试采点脱硫后的天然气通过外输管道输至英买处理站处理。	依托

工程类别	工程名称	工程内容及规模	备注
工程	哈六联合站	哈六联合站主要功能为油气分离，原油脱水，原油脱硫、天然气脱硫和脱水脱烃、原油外输、天然气外输、变电、注水、回灌和油田总控制中心等功能。本工程原油罐车拉运至哈六联合站处理。	
	英买力油田钻试修废弃物环保处理站	英买力油田钻试修废弃物环保处理站位于英买力气田内，钻试修废水处理规模 300m ³ /d，井下作业废水自带回收罐回收作业废水，拉运至英买力油田钻试修废弃物环保处理站处理。	
	英买 7 固废填埋场	英买 7 固废场位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区新和县英买力作业区英买 7 集气站西南侧 800m 处。本项目施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等，首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至英买作业区英买 7 固废场填埋处置。	
	英买力作业区公寓生活污水处理装置	英买力作业区生活污水处理装置采用一体化污水处理装置，设计处理规模 120m ³ /d。生活污水暂存于生活污水池，定期由罐车拉运至英买力作业区生活污水处理装置处置。	
	温宿县生活垃圾填埋场	温宿县生活垃圾填埋场位于温宿县东北 2km 处，填埋场设计日最大处理生活垃圾量为 95t/d，目前实际日处理生活垃圾量为 86.12t/d，本项目生活垃圾可以委托温宿县垃圾填埋场处理	

（2）劳动定员、施工组织

本工程运营期依托现有雄探 1 井场工作人员 9 人，在雄探 1 试采点外设置有 1 处生活点，设置有 8 座营房（7 个房间、1 个值班室），年运行时间 7200h（300 天）。

本工程施工人员预计 30 人，有效施工天数 90 天，工程施工期不设置施工营地。

3.2.4.1 主体工程

主体工程包括：地面工程（井场工程、站场工程）、集输工程。

（1）井场工程

本工程新建采油井场 5 座：雄英 101 井、雄英 102 井、雄英 103 井、雄英 2 井、雄英 3 井，改造 1 座采油井场（雄探 1 井）。本工程单井井场采用 0201-I-2 型常温抗硫集输井场（DN80 6.3MPa）标准化设计，通过油嘴套一级节流后直接出井场外输，通过单井集输管道输至雄探 1 试采点。本工程单井井场压力操作范围 0.5~5.7MPa，设计压力级为 6.3MPa。井场平面布置图见下图 3.2-2。

井场主要工程量见表 3.2-9。

表 3.2-9 单座井场主要工程量一览表

序号	工程内容	单位	数量	备注
	油井标准化井场	座	1	雄探 1 井部分设备利旧
1	采油树	座	1	
2	加药橇	座	1	
3	RTU	座	1	
4	井口取样器	套	1	
5	设备间	座	1	

图 3.2-2 单座井场平面布置图

(2) 雄探 1 试采点

本项目扩建 1 座雄探 1 试采点,其建设规模原油 230t/d、天然气 $9.5 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 。雄探 1 试采点包括进站、计量、分离、加热、原油闪蒸、闪蒸气增压、原油储存和装车、天然气脱硫、天然气增压和脱水功能。雄探 1 试采点工艺装置主要包括:

进站阀组橇、计量分离器橇、缓蚀剂加注橇、干法脱硫塔、原油密闭装车橇、闪蒸气压缩机、地面自动点火装置、生产分离器橇、气液分离器橇。

1) 工艺流程

单井来油气通过试采点进站阀组进站，气液计量分离后，油气进加热炉加热，加热后油气进气液分离器分离，分离后天然气采用干法脱硫处理；分离后原油闪蒸后输至储罐，闪蒸气增压后去干法脱硫塔脱硫。不含硫单井去不抗硫分离装置进行油气分离。

①进站计量分离部分

井场来油气经进站阀组汇集后（4.5MPa，8.5~15.0℃）一路去计量分离器进行单井轮换计量，一路进入加热节流橇加热，加热节流后气液（2.5MPa，27℃）进入气液分离器分离。分离后天然气经调压后（为适应脱硫塔运行压力节流至压力 0.5MPa，15℃）去干法脱硫塔前气液分离器橇，分离出游离烃和水后进入干法脱硫塔，脱硫后湿气进入第三方压缩机增压至 5.0MPa 后外输（5.0MPa，48℃）；分离后原油进入闪蒸分离器闪蒸，闪蒸气进闪蒸气增压装置，闪蒸后原油进入原油储罐储存。

②闪蒸气增压部分

原油闪蒸气（0.2MPa，20.08℃）进入压缩机增压，增压后闪蒸气（0.5MPa，80℃）汇入天然气去干法脱硫塔前气液分离器橇主管线。压缩机排液汇入闪蒸分离器液相至储罐主管道。

③脱硫部分

含硫天然气进入 B16 干法脱硫塔脱硫，运行压力 0.5MPa，脱硫塔轮换频次为 13~15d/次。本次扩建两座脱硫塔（利旧），雄探 1 试采点共计四座脱硫塔。

干法脱硫工艺原理：利用固体脱硫剂吸附天然气中的硫化氢。其主要的化学反应根据脱硫剂的不同而有所差异。本工程使用氧化铁脱硫剂，主要反应是 $\text{FeOOH} + 2\text{H}_2\text{S} \rightarrow \text{FeSSH} + 2\text{H}_2\text{O}$ 。氧化铁和硫化氢反应生成硫化铁和水，从而将硫化氢从天然气中除去。

④第三方增压部分

脱硫后天然气输至第三方压缩机增压至 5.0MPa，增压后天然气外输至玉东 2 增压站。

⑤原油装车部分

经计算，按原油最大产量 230t/d，每天装车时间 9.35h，超出 8h 工作时间，同时考虑拉运过程的稳定性，本工程需再扩建 1 套定量装车系统(DN80、1.6MPa)。届时，一共 2 套装车系统，满足 8h 之内完成装车工况。本工程新建原油装车橇设备推荐利库 DN2800 储罐橇。

⑥放空系统、放散系统

本次试采工程在雄探 1 试采点新建地面自动点火装置一套，采用电子点火，放空量设计为 $10 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。设置放散系统 1 套，在放散管前新建碱液罐 1 座，放散气经碱液吸收酸气后放散，减少有毒气体的排放。

2) 产品方案

产品方案详见表 3.2-10。

表 3.2-10 产品方案表

序号	产品名称	单位	数量	产品标准	备注
1	商品天然气	$\times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$	9.5	《天然气》 GB 17820-2018 中一类气	管道外输
2	含硫原油	t/d	230	/	储存、罐车外运

3) 主要工程量及平面布置图

雄探 1 试采点扩建工程主要工程量见表 3.2-11，平面布置图见图 3.2-3。

表 3.2-11 雄探 1 试采点扩建工程主要工程量一览表

序号	工程内容	单位	数量	规模	备注
1	4 井式进站阀组橇	座	2	PN6.3MPa	新购
2	计量分离器橇	座	1	PN10MPa D1200×6000	利库
3	缓蚀剂加注橇	座	1		新购
4	原油装车橇	座	1		利旧，厂家改造
5	闪蒸气压缩机橇	座	1		利旧，厂家改造
6	地面自动点火装置	座	1		
7	放散管碱液罐	座	1		
8	干法脱硫塔	座	2		利旧
9	气液分离器橇	座	1	PN1.6MPa D1600×4800	新购

图 3.2-3 雄探 1 试采点平面布置图

(3) 集输工程

本工程集输工程主要包括：新建单井集输管线 24.7km；试采点外输依托已建的雄探 1 至玉东 2 增压站集气管道（DN80 D88.9×6.45 修复油管）输气管线起点雄探 1 井，末点玉东 2 增压站，管线长度约 24km；原油外输采用罐车拉运至哈六联合站。

1) 单井集输管线

本项目 5 口单井采用“采油井口→雄探 1 试采点”的布站工艺，共新建单井集输管线 24.7km，管线材质选用无缝钢管 20G。新建单井集输管线具体内容见表 3.2-12。

表 3.2-12 新建单井集输管道具体内容一览表

序号	井号	日产气	日产油	井、站阀组 挂接关系	单井管线长 度（km）	管径 （mm）	出井口 压力（MPa）
		（m ³ /d）	（t/d）				
1	雄英 2	5000	50	雄探 1 试 采点阀组	5.84	DN80	4.576
2	雄英 101	16000	70		5.53	DN80	4.758
3	雄英 102	12000	50		3.4	DN80	4.578

4	雄英 103	12000	50		2.23	DN80	4.559
5	雄英 3 井	5000	50		7.7	DN80	4.576

2) 天然气、原油外输

本工程雄探 1 试采点外输依托已建的雄探 1 至玉东 2 增压站集气管道（DN80 D88.9×6.45 修复油管）输气管线起点雄探 1 井，末点玉东 2 增压站，管线长度约 24km；原油外输采用罐车拉运至哈六联合站。

本工程雄探 1 井现有 1 套装车系统。根据建设单位提供资料，本工程按原油最大产量 230t/d，每天装车时间 9.35h，超出 8h 工作时间，同时考虑拉运过程的稳定性，本工程需再扩建 1 套定量装车系统（DN80、1.6MPa）。届时，一共 2 套装车系统，满足 8h 之内完成装车工况。

图 3.2-4 本项目集输管道工程走向图

3.2.4.2 公辅工程

公辅工程包括：供电工程、自控工程、通信工程、消防工程、防腐与保温。

(1) 供电工程

为新建雄探 1 试采点做低压配电、场区工艺设备做防雷防静电设计。主要包括：8 井式进站阀组橇 1 套、计量分离器橇 1 套、缓蚀剂加注橇 1 套、闪蒸气压缩机 1 套、自动点火装置 1 套、装车橇 1 套、场区电伴热 1 套、干法脱硫塔扩建部分、生产分离器橇 1 座、闪蒸分离器橇 1 座、气液分离器橇 1 座等设备配电，以及新建管线设备防雷防静电接地。为新建油井设备做配电设计，雄探 1 井利用已建电力系统。主要包括：预留加药橇 1 座、管线电伴热 1 处、设备间 1 套、液控柜 1 套、井场 RTU、摄像机、照明等设备配电，以及新建管线设备防雷防静电接地。

经现场实地调研，新开发的雄探 1 井区附近有已建新派 35kV 钻井线路一条，35kV 玉油线引自玉尔袁 110kV 变电站。雄探 1 井区东侧 17km 处有油气田 35kV 电力线一条，引自英买力油气处理厂 110/35/10kV 变电所。经分析对比，试采阶段推荐采用附近新派电网作为本工程的 35kV 电源。

本工程雄探 1 试采点电源引自雄探 1 井场现有 S22-M-400/35 400kVA 变压器 1 台，电源接入井场现有区电控信一体化橇内配电柜。每口油井在防火分区外建设柱上式变电站 1 座，油浸式电力变压器 1 台，变压器装机容量均为 50kVA，在柱上式变电站附近设一级配电箱 1 面，为井场的设备间提供电源。由新派电网为新建井场生产用电新建 35kV 架空线路，采用架空线路引至井场附近。

(2) 自控工程

在雄探 1 试采点电控信一体化橇内扩建 1 面 PLC 控制系统 I/O 机柜，用于安装本次扩建工程新增 I/O 点的采集模块，并对操作员站进行组态调整，实现试采点扩建部分工艺生产数据和设备运行状态以及有毒气体和可燃气体泄漏浓度的监控和数据存储。试采点 PLC 控制系统数据通过新建无线网桥（通信专业设计）上传英买生产指挥中心站外 SCADA 系统进行远程监控，然后数据上传至英买采油气管理区 A11 系统进行监视、管理。

站控系统采用 PLC+操作站模式。PLC 过程控制系统由控制器、电源模块、I/O 模块和通讯模块组成，控制器按 1:1 冗余设置，控制器负荷及通信负荷不大

于 60%，I/O 备用量按 20%预留，可燃气体探测器和有毒气体探测器信号采集采用独立的 AI 模块。

(3) 通信工程

本工程通信系统主要为雄探 1 试采点、油井井场等工艺站场、井场通信业务传输提供数据传输通道。设计内容主要包括数据传输系统、工业电视监控系统、安防监控系统、语音告警系统、一键报警、无线集群系统、铁塔建设、通信线路、通信电源及供电接地防雷系统等 9 部分。

雄英 1 井区附近无油田已建光缆，且附近无油田已建电力杆路可依托，距离附近最近的油田站场直线距离约 20km；已建雄探 1 井为有人值守，生产数据及监控图像均本地管理，就地监视、未进行远传。

本工程雄探 1 试采点供电采用第三方电源，目前雄探 1 试采点附近无油田电力线路可依托挂设 ADSS 光缆，且本工程产品气依托已建集气管道输至玉东 2 增压站，原油拉运至哈六联合站，无新建外输管线，故本工程雄探 1 试采点数据传输采用无线传输的方式进行上传，YT5 集气站附近有铁塔公司建设 50m 高通信铁塔，在雄探 1 试采点附近新建 35m 单管塔 1 座，新建点对点无线网桥 2 对（生产数据和视频数据传输物理隔离）安装于两端铁塔上方并配备高增益外置天线，可将生产数据和视频数据上传至 YT5 集气站，通过 YT5 集气站已建传输链路将生产数据和视频数据上传至英买生产指挥中心。

(4) 消防工程

本工程消防设计范围为新建油井和扩建的雄探 1 试采点的消防设计（已建设施依托已建的消防设施）。本工程消防依托为英买处理站的消防站。英买生活公寓的消防车库内配有 2 台泡沫、水罐消防车，配置消防队员 8 人。

根据《建筑灭火器配置设计规范》（GB50140-2005）的有关要求配备移动式灭火器具，采用手提式磷酸铵盐干粉灭火器。灭火器设在灭火器箱内，置于地上，铭牌朝外。手提式灭火器每个设置点数量为 2 具。灭火器的具体配置详见表 3.2-13。

表 3.2-13 灭火器配置一览表

序号	设置地点	火灾种类	危险等级	灭火器型号及规格	单位	数量	备注
----	------	------	------	----------	----	----	----

1	每口单井	B、C	严重危险级	手提式磷酸铵盐干粉灭火器 MF/ABC8	具	4	2 具 1 箱
2	雄探 1 试采点	B、C	严重危险级	手提式磷酸铵盐干粉灭火器 MF/ABC8	具	14	2 具 1 箱

(5) 防腐保温

本工程站内管道、设备根据其运行温度及是否保温采用性能优良的外防腐层、保温层；含有腐蚀性介质的非标设备内壁，根据设备运行工况采用防腐层+牺牲阳极的联合保护方案。

管道防腐结构：电伴热保温碳钢管道外壁，耐高温环氧酚醛底漆（130~150 μm ）+耐高温环氧酚醛面漆（120~150 μm ），总厚度 250~300 μm ；其他保温碳钢管道外壁，1 道无溶剂环氧底漆（100 μm ）+1 道环氧云铁中间漆（100 μm ），防腐层总干膜厚度 $\geq 200\mu\text{m}$ ；穿路套管内外壁，无溶剂环氧涂料，普通级，4 道，防腐层干膜厚度 $\geq 400\mu\text{m}$ ；DN ≥ 40 埋地预制钢质保温管道外防腐，熔结环氧粉末防腐层，防腐层厚度 $\geq 300\mu\text{m}$ ；埋地预制钢质保温管道外防腐层补口，无溶剂环氧涂料，总干膜厚度 $\geq 300\mu\text{m}$ 。

设备防腐结构：分离器保温外壁，耐高温环氧酚醛底漆（130~150 μm ）+耐高温环氧酚醛面漆（120~150 μm ），总厚度 250~300 μm ；分离器内壁及内件，陶瓷聚合物涂料（底漆厚度不小于 300 μm ，面漆厚度不小于 300 μm ），总干膜厚度不小于 600 μm ；分离器外部非保温金属附件表面，1 道环氧富锌底漆（60 μm ）+1 道环氧云铁中间漆（100 μm ）+2 道交联氟碳面漆/丙烯酸聚氨酯面漆（80 μm ），防腐层干膜厚度 $\geq 240\mu\text{m}$ 。

保温层：硬质聚氨酯泡沫塑料管壳，DN<150 保温层厚 40mm，150 \leq DN<400 保温层厚 50mm。

保护层：聚乙烯胶粘带（搭接宽度 50%~55%，单层胶带厚度 $\geq 1.0\text{mm}$ ，宽度为 100mm），顺缠一道（搭接 50%~55%）→反缠一道（搭接 50%~55%），胶粘带层总厚度不小于 4mm。

(6) 道路工程

本工程位于英买油气田已开发区域附近，油田内部已形成较为完善的路网，且本次涉及的井场工程在钻井时已修建好通井道路。本工程可充分利用现有油

田道路，施工车辆利用现有道路，无需新修施工便道、伴行路等临时工程。

3.2.4.3 依托工程

(1) 西集气干线

1) 基本情况

英买采油气管理区地面系统分为气田和油田两大区域，建有 2 座油气处理站（1 座天然气处理站，1 座原油处理站），4 座转油站，10 座集气站。英买处理站定位为处理凝析油、气及含水处理功能；英潜联合站定位为处理含水原油处理功能。集输系统采用“单井—转油站/集气站—处理站”的布置方式。英买力油气田内部集输共分为西干线和东干线。西干线的核心部分共有 2 条干线，设计输气量分别为 $450 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 、 $150 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，辖有 6 个集气站、1 个转油站，设计压力 16MPa，目前西干线最高输气量达 $550 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。东干线设计输量为 $270 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，东线辖有 4 个集气站、4 个转油站，产量逐年下降，目前产气量约 $60 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。英买力油气田内部集输西干线和东干线现状图 3.2-5。

图 3.2-5 英买力油气田内部集输西干线和东干线现状图

西集气干线环境影响评价包含在《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司英买力气田群建设工程环境影响报告书》内，于 2007 年 8 月由原环境保护总局予以批复（环审〔2007〕336 号文）。2009 年 6 月，北京中油建设项目劳动安全卫生预评价有限公司编制《英买力气田群开发建设工程竣工环境保护验收调查报告》，2010 年 1 月，原环境保护部以环验〔2010〕23 号文通过验收。

本工程天然气经西干线进英买处理站，原油罐车拉运至哈六联合站。西集气干线设计压力 16MPa，天然气设计输送量 $450 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ （标态）；西集气干线实

际天然气输量为 $438 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。玉东 2 增压站已建 2 台压缩机，1 台处理量 $10 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，1 台处理量 $5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，按天然气处理量 $9.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，玉东 2 压缩机进气压力 3.0MPa、排气压力 12.2MPa 对玉东 2 压缩机进行核算，核算压缩机功率为 280kW，已建的 348kW、10 万方/天压缩机满足需求。

本项目新增天然气依托已建雄探 1 井至玉东 2 增压站管线（长度 24km，设计压力 6.3MPa， $\Phi 89 \times 6.45$ ）进入西集气干线可行。

2) 依托可行性

西集气干线天然气设计输送量 $450 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ （标态），实际天然气输量为 $438 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，剩余输送量为 $12 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，本项目雄探 1 试采点设计规模 $8.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，可以满足本项目产能处理需求，依托可行。

(2) 英买处理站

英买处理站位于油气田以北 314 国道附近，英买油气处理厂是一座集油、气、水、电为一体的综合处理厂。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 。

英买处理站属《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，附件 11），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，附件 12）。

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℃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℃，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℃以上，去分子筛脱除干燥剂吸附的水分，然后经再生气冷器冷却至 50℃，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℃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℃，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℃，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℃，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℃，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。

4) 英买处理厂依托可行性分析

英买处理厂实际天然气处理量 $600 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，现英买处理厂天然气处理能力富余 $100 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

表 3.2-14 英买处理厂处理能力一览表

英买处理厂	设计规模	实际处理量	富余能力	本项目新增处理量	依托可行性
天然气 $\times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$	700	600	100	8.5	依托可行

由上表可知，因此英买处理厂处理能力可满足本项目生产需求。

(3) 哈六联合站

1) 基本情况

哈六联合站主要功能为油气分离，原油脱水，原油脱硫、天然气脱硫和脱水脱烃、原油外输、天然气外输、变电、注水、回灌和油田总控制中心等功能。哈六区原油经脱水、脱 H_2S 后，管道外输至轮一联。原油脱水采用稠稀油分质脱水工艺。稀油脱水采用二段热化学沉降脱水工艺，稠油脱水采用二级大罐沉降脱水工艺。油田伴生气经脱除 H_2S 、脱水和脱烃达到商品气条件后，外输至英东线并最终进入西气东输管道。由于哈六区原油、伴生气中的 H_2S 含量高，伴生气考虑就地在哈六联进行脱硫处理。脱硫后的天然气采用加乙二醇防冻剂丙烷制冷工艺进一步脱水、脱烃后增压后进入外输气管道至东河天然气处理站。自治区环保厅以新环评价函〔2011〕1094 号（附件 13）进行批复，自治区环保厅以新环函〔2017〕1548 号（附件 14）通过竣工环境保护验收。

原油脱水工艺流程描述如下：系统来稀油与稠油混合进入三相分离器预脱水，预脱水后的低含水油（含水 10%）一部分为哈 15 转油站提供掺稀油及为北站所辖稠油井进行掺稀，一部分经预换热器管程与高温净化油换热，并由原油——导热油换热器换热至 65°C 后进入稠油缓冲罐缓冲，后经提升泵增压进气提塔脱硫，脱硫后的低含水高温原油进入热化学沉降脱水器进行二段脱水。脱水后的高温净化油（含水率不大于 1%）进入换热器壳程与一段脱水后的低温原油

换热，降温后的净化油进净化油缓冲罐，经增压进入外输管道输至轮一联。

三相分离器及热化学沉降脱水器脱出的天然气按不同压力等级调压、计量后输送去天然气处理装置处理，两级脱水器脱出的产出水去采出水处理单元处理后回注。稠油脱 H_2S 采用气提工艺。

哈六联合站原油脱水、脱硫工艺原理流程见图 3.2-6。

图 3.2-6 哈六联原油脱水、脱硫工艺原理流程

2) 依托可行性

哈六联合站原油处理规模为 $100 \times 10^4 t/d$ ，现状处理量为 $68 \times 10^4 t/d$ ，富余处理能力为 $32 \times 10^4 t/d$ ，本工程原油产生量为 $230 t/d$ 。因此哈六联合站处理能力可满足本工程需求。

(4) 英买力油田钻试修废弃物环保处理站

1) 基本情况

英买力油田钻试修废弃物环保处理站位于英买力气田内，设施的中心坐标为北"，是为周边区域油田钻试修过程中产生的固废及废液而建设的，于 2016 年 11 月 7 日取得新疆维吾尔自治区环境保护厅批复（新环函〔2016〕1626 号，附件 15）。2020 年 5 月 4 日塔里木油田分公司开展自主验收。

钻试修废水处理规模 $300\text{m}^3/\text{d}$ ，环保站钻试修废水处理工艺简介如下：

采取均质除油+絮凝沉淀+过滤工艺对废水进行净化处理，即主要通过物理分离作用，将废水中的油类物质、悬浮物、SRB 菌等去除，从而达到水质净化的目的，处置后的废水可满足中国石油天然气股份有限公司企业标准《生产回注水质指标及推荐方法》（Q/SY 0149-2011）的生产回注水质指标要求，用于油田油层回注用水。废水处理工艺主要包括预处理（均质除油）、破乳絮凝、固液分离、过滤、回注等工序，具体流程见图 3.2-7。

图 3.2-7 钻试修废弃物环保站试修废水处理工艺流程图

2) 依托可行性

钻试修废弃物环保处理站作业废水处理规模为 $300\text{m}^3/\text{d}$ ，现状处理量为 $215.3\text{m}^3/\text{d}$ ，富余处理能力为 $84.7\text{m}^3/\text{d}$ ，本工程井下作业废水量较小，因此英买力油气田钻试修废弃物环保处理站处理装置处理能力可满足本工程需求。

(5) 英买 7 固废填埋场

1) 基本情况

英买 7 固废场位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区新和县英买力作业区英买 7 集气站西南侧 800m 处，项目中心地理坐标为：

日均处理生活垃圾量 1.5t、工业固废 2.74m^3 ，年均处理生活垃圾量 547.5t、工业固废 1000m^3 。共有 4 个固废填埋池，其中生活垃圾填埋池 2 个，总库容 10000m^3 ，有效容积约为 8000m^3 ，设计使用年限为 10.44 年；工业固废填埋池 2 个，总库容 10000m^3 ，有效容积约为 8000m^3 ，设计使用年限为 8 年。英买 7 固废场主要收集塔里木油田分公司英买力作业区职工在工作、生活中产

生的各类生活垃圾和建设过程中产生的一般工业固废（不包括含油废物等危险固废）。英买 7 固废场新建工程于 2017 年 12 月 16 日取得原阿克苏地区环境保护局批复（阿地环函字〔2017〕656 号，附件 16），并于 2019 年 7 月 22 日塔里木油田分公司英买采油气管理区开展自主验收（油英买质健安环委〔2019〕3 号，附件 17）。

2) 依托可行性

本项目施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等，首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至英买作业区英买 7 固废场填埋处置。英买 7 固废场 4 个固废填埋池，目前填埋工业固废为 3000m³，工业固废富余处理能力为 5000m³，本项目施工期产生的一般工业固废约 4.94t，可满足处理需求。

（6）英买力作业区公寓生活污水处理装置

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

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

英买力作业区公寓生活污水处理设施设计处理规模 120m³/d，本项目运营期生活污水产生量生活污水排放量为 0.49m³/d，实际处理量为 80m³/d，可以满足本项目钻井期生活污水处理需求。

（7）温宿县生活垃圾填埋场

温宿县生活垃圾填埋场位于温宿县东北 2km 处。中心坐标为东经
于 2012 年 12 月 19 日取得原新疆维吾尔自治区

区环境保护厅批复新环评价函〔2012〕1293 号。该项目于 2014 年建设，近期规模为 95t/d，占地面积 61 万 m²，于 2020 年 5 月进行了自主验收。

本项目西北距离温宿县生活垃圾填埋场 44.5km，填埋场设计日最大处理生活垃圾量为 95t/d，目前实际日处理生活垃圾量为 86.12t/d，本项目运营期日产生生活垃圾 0.0045t，可以依托温宿县生活垃圾填埋场处理。

3.3 工程分析

3.3.1 工艺过程及产排污节点

3.3.1.1 施工期

（1）场站建设

新建场站施工内容主要为设备安装及管线连接。新增设备为成品外购，用施工车辆运至指定位置即可。首先需对占地进行场地平整，将各类设备拉运至场地，进行安装调试。

该过程废气污染源主要为施工车辆尾气，设备运输和装卸时产生的扬尘，通过洒水抑尘减少扬尘产生量；噪声污染源为施工机械产生的噪声；固体废物主要为施工人员生活垃圾及设备废弃包装等。

站场建设流程及产污环节示意图，见图 3.3-1。

图 3.3-1 场站建设流程及产污环节示意图

（2）管线敷设

管线主要施工内容包括：施工准备、管沟开挖及下管、管道连接与试压、连头、配套设备安装、收尾工序等。管道工程施工阶段工艺流程，见图 3.3-2。

图 3.3-2 管道工程施工阶段工艺流程图

1) 施工准备

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

2) 管沟开挖及下管

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

3) 管道连接与试压

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

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

4) 井场配套设备安装及连头

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

5) 收尾工作

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

3.3.1.2 运营期

单井集输：单井采用标准化油井井场，通过单井集输管道输至雄探 1 试采点。

雄探 1 试采点：井场来油气通过进站阀组进站，经计量分离器计量后的油气汇入进站阀组的生产汇管，油气经加热节流橇节流加热后进气液分离器进行油气分离。分离后天然气节流进入干法脱硫装置脱硫，满足天然气外输品质的要求，脱硫后的湿天然气增压、脱水后外输至玉东 2 增压站；分离后原油经闪蒸分离器闪蒸后进 50m³ 原油方罐储存，经装车单元装车拉运至哈六联合站。

产品外输：天然气经已建集气干线输至玉东 2 增压站，增压后进入西干线，与西干线其他站场的气液混输至英买处理站，天然气在英买处理站进行脱水、脱烃处理。原油经装车单元装车拉运至哈六联合站进行脱硫、脱水处理。

图 3.3-3 运营期工艺流程及产污环节示意图

3.3.1.3 退役期

随着开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。

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

3.3.2 施工期环境影响因素分析

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

3.3.2.1 生态影响因素

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

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

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

根据估算，本工程总占地面积约 27.22hm²，其中：永久性占地面积约 2.52hm²，临时占地面积约 24.7hm²，工程占地类型为天然牧草地，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
		永久占地	临时占地	总占地	
1	井场	0.84	0	0.84	单个井场永久占地 35m×40m。占地类型为天然牧草地。
2	雄探 1 试采点	1.68	0	1.68	雄探 1 试采点永久占地 120m×140m。占地类型为天然牧草

					地。
3	集输 管线	0	24.7	24.7	新建各类集输管线长 24.7km，作业带宽度 10m。占地类型为天然牧草地。
合计		2.52	24.7	27.22	/

3.3.2.2 施工期污染源分析

(1) 废气

本项目施工期产生的废气主要为施工扬尘、作业机械废气、运输车辆尾气排放。

1) 扬尘

① 车辆行驶产生的扬尘

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

表 3.3-3 为一辆载重 5t 的卡车，通过一段长度为 500m 的路面时，不同路面清洁程度、不同行驶速度情况下产生的扬尘量。不同车速和地面清洁程度时的道路表面起尘量，见表 3.3-2。

表 3.3-2 不同车速和地面清洁程度时的道路表面起尘量单位：kg/辆·km

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

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

② 裸露场地产生的扬尘

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

2) 施工机械及运输车辆尾气

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

（2）废水

本工程施工期产生的废水主要包括管道试压废水和施工人员生活污水。

1) 管道试压废水

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 2.5m³ 计算，本工程新建各类集输管线 24.7km，试压废水产生量约为 61.75m³，主要污染物为 SS。试压废水用作场地降尘用水。

2) 生活污水

本工程施工人员依托现有作业区，施工期不设置施工营地。施工现场产生的少量生活污水依托雄探 1 试采点，雄探 1 试采点生活污水进入生活污水池，定期由罐车拉运至英买力作业区生活污水处理装置处置。

（3）固体废物

本工程施工期固体废物主要为土石方、施工废料、生活垃圾等。

①土石方

项目区永久占地约为 2.52hm²，场平高度约为 0.5m，开挖量为 12600m³，全部用于回填，场地平整。

新建各类集输管线 24.7km，开挖宽度 2m、开挖深度 1.8m，挖方量 88920m³。施工土方在管线施工结束后回填在管堤上。

预计本工程挖方量约为 101520m³，填方总量为 101520m³，无废弃土方及借方。施工土方在管线施工结束后回填在管堤上，站场施工过程产生的土方回填至挖方处或回填至周边低洼场地，并实施压实平整。

本工程土石方平衡表，见表 3.3-3。

表 3.3-3 土方挖填方平衡表

单位：m³

序号	分区或分段	开挖	回填	调入		调出		借方		弃方	
				数量	来源	数量	去	数量	来	数	去

							向		源	量	向
①	表土剥离	12600	0	0	/	12600	②	0	/	0	/
②	场地平整	0	12600	12600	①	0	/	0	/	0	/
③	管线	88920	88920	0	/	0	/	0	/	0	/
-	合计	101520	101520	12600	/	12600	/	0	/	0	/

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条及其包装盒等。根据类比调查，施工废料的产生量约 0.2t/km，本工程新建各类集输管线 24.7km，施工废料产生量约为 4.94t。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至英买作业区英买 7 固废场进行填埋处置。

③生活垃圾

本工程施工人员依托现有作业区，施工区不设置施工营地。施工现场应及时、集中收集处理现场遗留的快餐盒、饮料瓶包装盒等废物，生活垃圾随车带走，现场不遗留。

(4) 噪声

本工程施工期噪声源主要是各类施工机械和运输车辆。施工场地噪声主要是施工机械设备噪声、施工人员的活动噪声和物料运输车辆产生的噪声。

施工期主要噪声源及其源强，见表 3.3-4。

表 3.3-4 施工期主要噪声源及源强

序号	项目	设备名称	声压级 (dB (A))
1	站场建设、管道敷设	挖掘机	92
2		推土机	95
3		吊管机	80
4		大型运输车	92
5		切割机	95

(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 3.3-5。

表 3.3-5 本工程施工期污染物排放情况汇总表

项目	污染源	污染物	产生量	主要处理措施及排放去向
废气	施工场地	扬尘、CO、NO ₂ 、THC	少量	洒水降尘，使用合格燃料

废水	管道试压废水	SS	61.75m 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
	生活污水	COD、BOD ₅ 氨氮等	少量	施工期不设置施工营地。施工现场产生的少量生活污水依托雄探1试采点
固体废物	施工废料	管材边角料、水泥块、焊接作业中产生的废焊条及其包装盒等	4.94t	首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至英买作业区英买 7 固废场进行填埋处置
	生活垃圾	快餐盒、饮料瓶包装盒等废物	少量	施工区不设置施工营地。施工现场应及时、集中收集处理现场遗留的快餐盒、饮料瓶包装盒等废物，生活垃圾随车带走，现场不遗留。
噪声	施工机械、运输车辆	/	80~95dB(A)	加强施工管理

3.3.3 运营期环境影响因素分析

3.3.3.1 废水污染源

本工程废水主要为生活污水、井下作业废水。

(1) 生活污水

本工程雄探 1 试采点值守人员为 9 人，参照《关于印发新疆维吾尔自治区工业和生活用水定额的通知》（新政办发〔2007〕105 号），用水定额按照 60 升/人·天核算，年工作 300 天，运营期生活用水总量为 162m³/a，生活污水排放系数按照 0.9 计算，生活污水排放量为 145.8m³/a。

生活污水暂存于生活污水池，定期由罐车拉运至英买力作业区生活污水处理装置处置。

(2) 井下作业废水

井下作业废水的主要来源为修井过程产生的压井水和压井液、修井时的循环水及洗井时产生的洗井废水。根据排放源统计调查产排污核算方法和系数手册中 1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册（见表 3.3-6），计算井下作业废水的产生量。

表 3.3-6 与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
------	------	------	------	-------	----	------	----------	------

井下作业	洗井液 (水)	非低渗透 油井洗井 作业	所有 规模	工业废水量	吨/井次-产品	76.0	回收回注	0
				化学需氧量	克/井次-产品	104525	回收回注	0
				石油类	克/井次-产品	17645	回收回注	0
		低渗透油 井洗井作 业	所有 规模	工业废水量	吨/井次-产品	27.13	回收回注	0
				化学需氧量	克/井次-产品	34679	回收回注	0
				石油类	克/井次-产品	6122	回收回注	0

本项目部署6口采油井，开采层位为喀拉玉尔袞构造带志留系、奥陶系，为凝析气层低渗透油藏，根据上表计算井下作业废水产生量为27.13t/井次，化学需氧量产生量为34679g/井次，石油类产生量为6122g/井次。按井下作业每2年1次计算，则单井每年产生井下作业废水13.57t、化学需氧量17340g、石油类3061g，则本项目6口井井下作业工程产生的井下作业废水量为81.39t/a，其中污染物化学需氧量、石油类为0.104t/a、0.018t/a。井下作业废水自带回收罐回收作业废水，拉运至英买力油田钻试修废弃物环保处理站处理。

3.3.3.2 废气污染源

本工程运营期间，对大气环境影响主要为1台200kW加热炉燃烧废气，油气集输、天然气放空火炬中产生一定量的烃类、少量H₂S排放。

(1) 加热炉燃烧废气

本工程利用雄探1井井场现有1台200kW抗硫加热炉，作为雄探1试采点生产流程中的气液加热流程。

燃料为处理后的返输干气，烟囱高度为8m。根据现场调查，加热炉日最大用气量650m³（9.75万m³/a），年用气天数为150d（3600h）。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，工业废气量、二氧化硫、氮氧化物根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（生态环境部公告2021年第24号）中4430锅炉产排污量核算系数计算，见表3.3-7。

表 3.3-7 燃气工业锅炉的废气产排污系数表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
蒸汽/热水/其它	天然气	室燃炉	所有规模	工业废气量	标立方米/万立方米—原料	107753	直排	107753
				二氧化	千克/万立	0.02S	直排	0.02S ⁴

				硫	方米—原料			
				氮氧化 物	千克/万立 方米—原料	15.87	直排	15.87

注：①低氮燃烧—国内一般技术的天然气锅炉设计 NO_x 排放控制要求一般介于 100mg/m³(@3.5%O₂)~200mg/m³(@3.5%O₂)。②产排污系数表中二氧化硫的产排污系数是以含硫量(S)的形式表示的，其中含硫量(S)是指燃气收到基硫分含量，单位为毫克/立方米。本次评价燃料中含硫量(S)为 20 毫克/立方米，则 S=20。

本项目燃烧天然气排放废气总量 105.1 万 m³/a，排放颗粒物 0.021t/a、SO₂ 0.0039t/a、NO_x 0.155t/a，浓度分别为：颗粒物 20mg/m³，SO₂ 37mg/m³，NO_x 147mg/m³。颗粒物、SO₂、NO_x 达到《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271—2014)中新建燃气锅炉标准限值颗粒物：20mg/m³，SO₂：50mg/m³，NO_x：200mg/m³。本项目加热炉污染物排放情况详见表 3.3-8。

表 3.3-8 加热炉排放的烟气情况一览表

污染物 污染源	燃气量	烟气量	主要污染物排放情况					
	万m ³ /a	万m ³ /a	NO _x		SO ₂		颗粒物	
			mg/m ³	t/a	mg/m ³	t/a	mg/m ³	t/a
加热炉	9.18	105.1	147	0.155	37	0.0039	20	0.021
标准限值	/	/	200	/	50	/	20	/

根据项目所在地阿克苏地区生态环境局要求，燃气加热炉须根据《工业源挥发性有机物通用源项核算系数手册》中“附表 1.燃烧烟气锅炉挥发性有机物产污系数表”核算挥发性有机物，该手册中天然气加热炉挥发性有机物产污系数为 1.68 千克/万立方米—燃料，本项目运营期耗气量约 9.18×10⁴m³/a，燃气加热炉产生的挥发性有机物约 0.0154t/a，据此根据烟气量 105.1×10⁴m³/a 核算后的燃气加热炉挥发性有机物浓度约为 14.65mg/m³。

(2) 无组织排放非甲烷总烃

本工程无组织挥发性废气主要为两部分：一部分为油气集输环节在井口、站场、管线设备接口、阀门处产生的少量挥发性有机物；一部分为油罐车呼吸损耗、装卸车过程产生的无组织挥发性有机物。

①在油气集输环节产生的挥发性有机物

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

本工程运营过程中从阀门、法兰等部分逸散无组织非甲烷总烃，参照《排污许可证申请与核发技术规范石化工业》（HJ853-2017）中设备与管线组件密封点泄漏挥发性有机物的计算公式对源强进行核算。

公式如下：

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

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

t_i ——密封点 i 的年运行时间，h/a；

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

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

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

n ——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数；

设备与管线组件 $e_{\text{TOC}, i}$ 取值参数表，见表 3.3-9。

表 3.3-9 设备与管线组件 $e_{\text{TOC}, i}$ 取值参数表

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

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

无组织废气源强一览表，见表 3.3-10。

表 3.3-10 本工程无组织废气非甲烷总烃核算一览表

序号	设备名称		密封点 (个)	e_{TOC_i} (kg/h)	$\text{WF}_{\text{VOC}_{s,i}}/\text{WF}_{\text{TOC}_i}$	排放速率 (kg/h)	年运行时间 (h)	年排放量 (t/a)
1	单座采油井场	阀门（气体）	10	0.064	1	0.00192	7200	0.0138
2		法兰	20	0.085		0.0051		0.0367
小计						0.00702		0.0505
6口井合计								0.303
1	雄探1试采点	阀门	40	0.064	1	0.00768	7200	0.0553
2		法兰	80	0.085		0.0204		0.1469
3		压缩机	2	0.73		0.00438		0.0315
小计						0.03246		0.2337
总计								0.5367

经核算,本工程单座井场无组织排放非甲烷总烃排放速率约为 0.00702kg/h, 非甲烷总烃年排放量约为 0.0505t/a, 6口井合计 0.303t/a; 本工程雄探 1 试采点无组织排放非甲烷总烃排放速率约为 0.03246kg/h, 非甲烷总烃年排放量约为 0.2337t/a。

因此,本工程无组织排放非甲烷总烃排放量合计为 0.5367t/a。

②油罐及装油过程产生的无组织挥发性有机物

a.油罐无组织挥发有机物

本工程原油储存在站内设置 9 座方罐,方罐均采用固定顶罐,罐体因大小呼吸作用排放无组织非甲烷总烃,小呼吸排放是由于温度和大气压力的变化引起蒸气的膨胀和收缩而产生的蒸气排出,它出现在罐内液面无任何变化的情况,是非人为干扰的自然排放方式;大呼吸排放是由于人为的装料与卸料而产生的损失。因装料时罐内压力超过释放压力,蒸气从罐内压出,而卸料损失发生于液面排出,空气被抽入罐体内,因空气变成有机蒸气饱和的气体而膨胀,因而超过蒸气空间容纳的能力。

本工程共涉及 9 座方罐,为卧式固定顶罐,体积 50m³,罐体尺寸为 7.05m×3.05m×2.416m。参照《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》中石化行业 VOCs 污染源排查参考计算表格中有机液体储存调和 VOCs 排放量参考计算表,可知单个储罐呼吸废气非甲烷总烃排放量为 0.15t/a。

通过计算可知,本工程罐体呼吸废气非甲烷总烃排放量为 1.35t/a。

b.装卸车过程挥发损失

根据建设单位提供资料，按原油最大产量 230t/d，每天装车时间 9.35h，超出 8h 工作时间，同时考虑拉运过程的稳定性，一共设置 2 套装车系统，满足 8h 之内完成装车工况。本工程原油在方罐暂存后装车至哈六联合站，装卸过程中会有部分物料挥发损失。原油装卸系统均连接气相平衡系统，装车采用定量液下鹤管装卸系统，等压密闭装入低压槽车。

根据《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》中原油装车损失计算公式如下：

$$E_{\text{装卸}} = \frac{L_L \times V}{1000} \times (1 - \eta_{\text{总}})$$

$$\eta_{\text{总}} = \eta_{\text{收集}} \times \eta_{\text{去除}} \times \eta_{\text{投用}}$$

$$L_L = C_0 \times S$$

$$C_0 = 1.20 \times 10^{-4} \times \frac{P_T \times M}{T + 273.15}$$

式中：

$E_{\text{装卸}}$ —— 装载过程 VOCs 排放量，t/a；

V —— 物料年周转量，m³/a；

L_L —— 装载损耗排放因子，kg/m³；

$\eta_{\text{总}}$ —— 总控制效率，%；

$\eta_{\text{收集}}$ —— 收集效率，%；

$\eta_{\text{去除}}$ —— 去除效率，%；

$\eta_{\text{投用}}$ —— 投用效率，%；

S —— 饱和因子，代表排出的挥发物料接近饱和的程度，饱和因子的选取见表，0.6；

C_0 —— 装载罐车气、液相处于平衡状态，将挥发物料看作理想气体下的物料密度，kg/m³。

T —— 实际装载温度，20℃；

P_T —— 温度 T 时装载物料的真实蒸气压，kPa；

M —— 油气的分子量，50g/mol；

当装卸系统未设蒸气平衡/处理系统时，则总控制效率 $\eta_{\text{总}}$ 取 0。当真空装载，保持真空度小于-0.37 千帕；或罐车与油气收集系统法兰连接、硬管螺栓连接时，则收集效率 $\eta_{\text{收集}}$ 取 100%。

表 3.3-11 公路、铁路装载损耗计算中饱和因子

操作方式		饱和因子 S
底部/液下装载	新罐车或清洗后的罐车	0.5
	正常工况（普通）的罐车	0.6
	上次卸车采用油气平衡装置	1.0
喷溅式装载	新罐车或清洗后的罐车	1.45
	正常工况（普通）的罐车	1.45
	上次卸车采用油气平衡装置	1.0

气相平衡的原理：利用原料在流动过程中产生的微压进行有效的气体平衡控制，从储罐到槽车做到呼吸尾气闭路循环，等压装车，可以极大地减少无组织 VOCs 的排放量，可减少排放量的 90%以上。

图 3.3-4 气相平衡原理示意图

通过计算可知，本工程装卸车过程挥发损失非甲烷总烃排放量为 1.49t/a。

③甲醇加注撬无组织挥发

由于本方案天然气集输压力低，输送距离长，为防止在集输过程中生成水合物，常采用的工艺有注醇工艺，注醇工艺是指向天然气中注入一定量的水合物抑制剂，降低水合物形成温度。本工程采用常用的抑制剂甲醇，在雄探 1 试采点建设有甲醇加注撬（25L/h，16MPa，3m³），甲醇密度为 778.6kg/m³，雄探 1 试采点内甲醇最大储量为 2.335t。甲醇储罐为固定顶罐，甲醇加注间歇运行，年运行时间较短，用于系统冻堵时解堵；同时甲醇储罐使用天然气进行密封，防止甲醇挥发，因此甲醇的挥发量极小，基本可以忽略不计。

综上所述，本工程运营期间油气集输过程中产生一定量的烃类、天然气放空火炬产生的无组织 VOCs 排放量汇总见表 3.3-12。

表 3.3-12 本工程无组织 VOCs 排放量汇总一览表

序号	源项	排放量（t/a）	备注
1	油气集输环节无组织排放	0.5367	
2	储罐呼吸无组织排放	1.35	固定顶罐
3	装车无组织排放	1.49	气相平衡
4	甲醇加注撬无组织排放	0	间歇运行

	合计	3.3767	
--	----	--------	--

(3) 无组织 H₂S

根据雄英 1 井区内硫化氢最大质量 3200mg/m³。

无组织排放 H₂S 计算思路为：通过无组织排放的非甲烷总烃推算出无组织排放的天然气排放量，根据天然气中硫化氢的浓度，计算出硫化氢的排放量，计算过程如下：

根据区块天然气样分析结果计算可知，天然气中 H₂S 平均含量为 3200mg/m³，需要计算各井场和站场无组织排放的天然气体积。

根据雄英 1 井区天然气样分析可知甲烷含量为 60.7%~75.2%，故非甲烷总烃在天然气中的最大比例为 39.3%，由上文计算可知单座井场非甲烷总烃排放量为 0.0297t/a，雄探 1 试采点非甲烷总烃排放量分别为 0.0926t/a，那么无组织的天然气排放量分别为 $0.0298 \div 39.3\% = 0.0758$ (t/a)、 $0.0926 \div 39.3\% = 0.2356$ (t/a)。

折算成体积为：标况下，本区块油藏天然气密度为 0.8922-1.054kg/m³，故单座井场、雄探 1 试采点无组织排放的天然气体积分别为 $0.0758 \times 1000 \div 1.054 = 71.91$ (m³)、 $0.2356 \times 1000 \div 1.054 = 223.53$ (m³)。

本区块油藏天然气中硫化氢密度为 3200mg/m³，计算可得本工程单座井场、雄探 1 试采点无组织硫化氢的排放量分别为： $71.91 \times 3200 \div 10^9 = 0.000023$ (t/a)、 $223.53 \times 3200 \div 10^9 = 0.00072$ (t/a)。

本工程井场、雄探 1 试采点运营期无组织硫化氢的排放量合计为：0.000858t/a。

综上，本工程运营期无组织硫化氢的排放量总计为：0.000858t/a。

3.3.3.3 噪声源

运营期间的噪声源主要包括井场、雄探 1 试采点设备的运转噪声等，噪声级为 60~105dB(A)。在非正常工况下，启动放空火炬系统。放空火炬系统噪声源强可达到 105dB(A)。本工程噪声源强见表 3.3-13。

表 3.3-13 噪声源设备

序号	噪声源	噪声强度 dB(A)	声源控制措施	运行时段	位置
1	机泵	60~90	隔声、减震、吸声	昼夜	井场
2	井下作业	80-105	/	昼夜	
3	加热节流橇	60~70	隔声、减震、吸声	昼夜	雄探 1 试
4	分离器橇	60~70		昼夜	

序号	噪声源	噪声强度 dB(A)	声源控制措施	运行时段	位置
5	密闭定量装车橇	60~70		昼夜	采点
6	加注橇	60~70		昼夜	
7	干法脱硫塔	60~70		昼夜	
8	分子筛脱水橇	60~70		昼夜	
9	8 井式进站阀组橇	60~70		昼夜	
10	压缩机	85~90		昼夜	
11	地面自动点火装置	105	/	事故状态	

3.3.3.4 固体废物污染源

本工程运行过程中产生的固废主要为废脱硫剂、废分子筛、清管废渣、油泥砂、落地油、废防渗膜、废润滑油、井下作业固废及生活垃圾。

(1) 废脱硫剂

本工程在雄探 1 试采点设有 6 座干法脱硫塔利用，脱硫剂为氧化铁。根据建设单位提供资料，干法脱硫过程中每一个月换一次脱硫剂，每次换 3 个塔，单个塔脱硫剂填料为 24.2m³。通过计算，废脱硫剂的产生量为 871.2m³/a。

本工程干法脱硫过程中产生的废脱硫剂属于一般工业固体废物，由生产厂家进行更换脱硫剂，更换后由其拉走处置。

(2) 废分子筛

本工程在天然气脱水单元会产生废分子筛，属于一般固废，分子筛每两年更换一次，产生量约 90m³/次（45m³/a），由生产厂家进行更换，更换后由其拉走处置。

(3) 清管废渣

集输管线清管作业产生清管废渣，每 2 年清管 1 次。根据类别调查，一般清管废渣产生量为 1.15kg/km，本工程新建各类集输管线 24.7km，每次废渣产生量约 28.41kg（0.014t/a）。清管废渣的主要成分为 SS 和氧化铁等，还含有少量管道中的油，属于危险废物 HW08（废物代码：071-001-08），严格按危险废物相关技术要求和管理规定进行收集与贮存，委托有危废处置资质单位进行处置。

(3) 井下作业固废

井下作业固废的产生是临时性的，主要通过酸化、压裂、洗井等工序，产

生大量的酸化液、压裂液和洗井液。参考《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（生态环境部公告 2021 年第 24 号）中 1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数表中井下作业各类固废产排污系数（见表 3.3-14），计算井下作业固废的产生量。

表 3.3-14 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数表

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

根据上表计算，本项目共 6 口油井，因此井下作业过程废压裂液产生量为 919.26m³/次，废酸化液产生量为 902.94m³/次，废洗井液产生量为 151.74t/次，井下作业固废采用专用回收罐进行回收，拉运至英买力油田钻试修废弃物环保处理站进行处理。

（4）油泥砂

油泥砂主要为处理站的污水处理系统或沉降油罐产生的沉淀物，部分为原油，部分为泥土等杂质，属于危险废物（HW08）（071-001-08）。本项目运营后，油气进入雄探 1 试采点，气脱硫后依托英买处理站处理，油依托哈六联合站进行处理，故处理站油气处理及污水处理系统装置均会增加产生一定量的油泥砂。油泥（砂）产生量与油井的出砂情况有关，根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（2021 年）中 07 石油和天然气开采业行业系数手册（续 35），天然气开发油气处理产生的油泥砂产污系数为 0.007t/万 m³，本项目产能气 0.285×10⁸m³/a，油泥（砂）最大产生量为 19.95t/a。本项目产生的油泥（砂）委托有危废处置资质单位进行处置。

（5）落地油

落地原油主要产生于采气树的阀门、法兰等处事故状态下的泄漏、管线破损以及井下作业产生的落地原油。按照单井落地原油产生量约 0.1t/a 计算，本项目运行后落地油总产生量约 0.6t/a，属于危险废物 HW08（废物代码：071-001-08）。

根据塔里木油田分公司环境保护管理制度规定，不允许产生落地油。因此，本项目井下作业时带罐作业，落地油 100%回收，回收后的落地原油委托有危废处置资质单位进行处置。

(6) 废防渗膜

项目运行期井下作业时，作业场地下方铺设防渗布，产生的落地油直接落在防渗布上，目前油田使用的防渗布均可重复利用，平均重复利用 1-2 年。单块防渗布重约 250kg（12m×12m），每口井作业用 2 块，则本项目 1 口井作业 1 次共产生废弃防渗布约 0.5t，井下作业频次为 2 年/次，则工程 6 口井产生废弃防渗材料最大量约 1.5t/a。

作业过程中产生的含油废防渗膜属于危险废物，为 HW08 类危险废物（废物代码 900-249-08 其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物）。作业施工结束后，由施工单位将废弃的含油防渗布集中收集，委托有危险废物运输及处理资质的单位处置，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

(7) 废润滑油

本项目废润滑油主要是井下作业、雄探 1 试采点生产过程中机械设备维修中产生的，每口井每次产生废润滑油约 0.05t，本项目共 6 口井，每次产生废润滑油约 0.3t；雄探 1 试采点生产过程机械设备维修产生的废润滑油约 5t/a，其危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，委托有危险废物运输及处理资质的单位处置。

(8) 生活垃圾

本工程新增劳动定员 9 人，员工生活垃圾产生量按 0.5kg/人·d 计算，则运营期生活垃圾总产生量为 1.5t/a。生活垃圾集中收集后委托温宿县垃圾填埋场处置。

本工程运营期危险废物产排污统计表，见表 3.3-15。

表 3.3-15 运营期固体废物产生、处置及防治措施情况一览表

名称	固废属性	废物类别及代码	危险废物特性	产生工序	产生量	处置方式	备注
----	------	---------	--------	------	-----	------	----

名称	固废属性	废物类别及代码	危险废物特性	产生工序	产生量	处置方式	备注
废脱硫剂	一般工业固体废物	900-099-S59	-	干法脱硫	871.2 m ³ /a	由生产厂家进行更换，更换后由其拉走处置。	每一个月换一次脱硫剂
废分子筛	一般工业固体废物	900-005-S59	-	天然气脱水	45 m ³ /a		每 2 年更换 1 次
清管废渣	危险废物	HW08 071-001-08	T,I	清管作业	0.014 t/a	委托有危废处置资质单位进行处置	每 2 年清管 1 次
油泥砂	危险废物	HW08 071-001-08	T,I	处理站储罐底泥	19.95t/a		/
落地油	危险废物	HW08 071-001-08	T,I	井下作业及设备维修等	0.6 t/a		/
废防渗膜	危险废物	HW08 900-249-08	T,I	井下作业及设备维修	1.5 t/a		/
废润滑油	危险废物	HW08 900-214-08	T,I	各类机泵	5.3 t/a		根据需要
废压裂液	危险废物	HW08 071-001-08	T,I	压裂工艺	919.26 m ³ /次	井下作业固废采用专用回收罐进行回收，拉运至英买力油田钻试修废弃物环保处理站进行处理。	根据需要
废酸化液	危险废物	HW08 071-001-08	T,I	酸化工艺	902.94 m ³ /次		
废洗井液	危险废物	HW08 071-001-08	T,I	修井	151.74 t/次		
生活垃圾	生活垃圾	SW64 900-099-S64	/	员工生活	1.5 t/a	委托温宿县垃圾填埋场处理	/

3.3.3.5 硫平衡

本工程天然气处理装置处理天然气 $8.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，天然气平均含 H_2S $3200 \text{ mg}/\text{m}^3$ ，含 S $0.272 \text{ t}/\text{d}$ ，净化后天然气 $8.38 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，总 S 含量 $\leq 20 \text{ mg}/\text{m}^3$ ，含 S $0.001676 \text{ t}/\text{d}$ ；经“干法脱硫”处理后，脱出 S $0.270324 \text{ t}/\text{d}$ 。本工程 S 平衡见表 3.3-16。

表 3.3-16 本工程 S 平衡表

进入 (t/d)	产出 (t/d)	
0.272	净化天然气	0.001676
	硫化铁	0.270324

合计：0.272	合计：0.272	

3.3.3.6 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 3.3-17。

表 3.3-17 运营期污染物排放汇总

类别	污染源	主要污染物	产生量	排放量	排放去向
废水	生活污水	SS、COD、BOD ₅ 等	162 m ³ /a	145.8 m ³ /a	生活污水暂存于生活污水池，定期由罐车拉运至英买力作业区生活污水处理装置处置
	井下作业废水	井下作业废水	81.39t	0	井下作业废水自带回收罐回收作业废水，拉运至英买力油田钻试修废弃物环保处理站处理
		COD	0.104t/a	-	
		石油类	0.018t/a	-	
废气	加热炉燃烧废气（有组织排放）	颗粒物	0.021t/a	0.021t/a	采用清洁燃料，经过 8m 高的排气筒排入大气
		SO ₂	0.0039t/a	0.0039t/a	
		NO _x	0.155t/a	0.155t/a	
		非甲烷总烃	0.0154t/a	0.0154t/a	
	无组织排放	非甲烷总烃	3.3767t/a	3.3767t/a	大气
		硫化氢	0.000858 t/a	0.000858 t/a	
噪声	各类设备、泵类	噪声	60~105dB(A)	厂界达标	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施
固体废物	废脱硫剂	-	871.2m ³ /a	0	由生产厂家进行更换，更换后由其拉走处置
	废分子筛	-	45m ³ /a	0	
	清管废渣	油类物质、铁锈	0.014t/a	0	委托有危废处置资质单位进行处置
	油泥砂	油类物质、泥砂	19.95t/a	0	
	落地油	石油类	0.6 t/a	0	
	废防渗膜	石油类	1.5 t/a	0	

废润滑油	石油类	5.3t/a	0	井下作业固废采用专用回收罐进行回收，拉运至英买力油田钻试修废弃物环保处理站进行处理。
废压裂液	pH	919.26 m ³ /次	0	
废酸化液	盐类	902.94 m ³ /次	0	
废洗井液	-	151.74 t/次	0	
生活垃圾	果皮、纸屑等	1.5t/a	0	委托温宿县垃圾填埋场处理

3.3.4 退役期环境影响因素分析

退役期对完成采气的废弃井进行封堵内外井眼，拆除井口装置，清理场地工作，基本无废水产生，仅在土壤回填过程中有部分扬尘产生，噪声主要源自井场设备拆卸等。

井场拆除的井架、集输设施、井构筑物等为钢制材料，可回收利用。

3.3.5 非正常排放

(1) 废气

非正常生产排放包括设备检修、工艺设备运转异常等非正常工况的污染物排放，如工艺设备和环保设施不能正常运行时污染物的排放等。

本工程在雄探 1 试采点新建地面自动点火装置一套，采用电子点火，放空量设计为 $10 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。根据《排污申报登记实用手册》第 231 页的计算实例，完全燃烧 1 m^3 的天然气产生的废气量为 10.89 m^3 ，每燃烧 10000 m^3 的天然气产生的 SO_2 为 1.5 kg ，每燃烧 10000 m^3 的天然气产生的 NO_2 为 6.3 kg 。本次评价事故状态按照 $10 \times 10^4 \text{ m}^3$ 天然气放空燃烧进行核算，燃烧产生废气量 10.89 万 m^3 ， NO_x 的产生量为 0.015 t ， SO_2 产生量为 0.063 t 。

本项目油气集输过程中，若井口压力过高，此时利用防喷器迅速封闭井口，打开放喷管线阀门泄压，采出液通过放喷管线直接进入放喷池，事故放喷一般时间较短。拟建工程井场非正常排放见表 3.3-18。

表 3.3-18 井场非正常排放情况一览表

非正常排放源	非正常排放原因	污染物	污染物排放速率/(kg/h)	单次持续时间/h	年发生频次/次
放喷口	井口压力过高	非甲烷总烃	0.8	0.17	1

拟建工程运行过程中，项目集输管线可能由于腐蚀、老化或其他原因破损泄

漏，会对周边土壤造成一定的污染。发生事故后应及时维修，将周围污染的土壤收集置于密闭容器中，委托有资质单位进行接收处置。现英买采油气管理区具备完善的事故应急预案及风险防范措施，定期巡线，可以大大降低事故的发生概率。

（2）废水

放散管用于排放管道内部的空气或燃气。在管道投入运行时排出管内空气，在管道或设备检修时排放管内的燃气，防止在管道内形成爆炸性的混合气体；主要用于排放压力较低、排放量较小的气体，气体排放相对均匀、缓慢。

碱液罐体积为 30m^3 ，每 2 年更换 1 次，则废碱液产生量为 15m^3 ，废碱液交由有危险废物处置资质的单位处置。

3.3.6 清洁生产水平分析

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

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

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

3.3.6.1 清洁生产水平技术指标对比分析

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

（1）评价指标体系

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

——定量评价指标

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

——定性评价指标

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

（2）评价依据

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

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

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

——定量评价指标体系的评价基准值代表行业清洁生产的平均先进水平。

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

（3）权重分值

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

（4）评价指标

评价指标分为定量指标和定性指标。定量指标和定性指标又分为一级指标和二级指标。一级指标为普遍性、概括性的指标；二级指标为反映油气勘探开

发企业清洁生产各方面具有代表性的、易于评价考核的指标。定量评价的二级指标从其数值情况来看，可分为两类情况：一类是该指标的数值越低（小）越符合清洁生产要求（如物料消耗量、取水量、综合能耗、污染物产生量等指标）；另一类是该指标的数值越高（大）越符合清洁生产要求（如水的钻井液循环利用率、含油污泥资源化利用率、余热余能利用率等指标）。因此，对二级指标的考核评分，根据其类别采用不同的计算模式。

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

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

（5）评价指标考核评分计算

1) 定量评价考核总分值计算

① 单项评价指标计算

对指标数值越高（大）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

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

对指标数值越低（小）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

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

式中： S_i —第 i 项评价指标的单项评价指数。

S_{xi} —第 i 项评价指标的实际值

S_{oi} —第 i 项评价指标的评价基准值

本评价指标体系各二级指标的单项评价指数的正常值一般在 1.0 左右，但当实际数值远小于（或远大于）评价基准值时，计算得出的 S_i 值就会越大，计算结果就会偏离实际，对其他评价指标的单项评价指数产生较大干扰。为了消除这种不合理影响，应对此进行修正处理。修正的方法是：当 $S_i > k/m$ 时（其中 k 为该类一级指标的权重值， m 为该类一级指标中实际参与考核的二级指标的项目数），取 S_i 值为 k/m 。

② 定量评价考核总分值计算

定量评价考核总分值计算的计算公式为：

$$S = \sum_{i=1}^n S_i \cdot W_i$$

式中： P_1 —定量评价考核总分值；
 n —参与定量评价考核的二级指标项目总数；
 S_i —第 i 项评价指标的单项评价指数；
 K_i —第 i 项评价指标的权重值。

2) 定性评级指标的考核评分计算

定性评级指标的考核总分值的计算公式为：

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

式中： P_2 —定性评价二级指标考核总分值；
 F_i —定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；
 n —参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

(3) 综合评价指数考核评分计算

综合评价指数考核总分值的计算公式为：

$$P=0.6P_1+0.4P_2$$

式中： P —清洁生产综合评价指数
 P_1 —定量评价考核总分值；
 P_2 —定性评价二级指标考核总分值。

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指数，见表 3.3-19。

表 3.3-19 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

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

由表 3.4-1 计算可得：

——井下作业：定量指标 100 分，定性指标 95 分，综合评价 98 分。

——采气和集输：定量指标 90 分，定性指标 95 分，综合评价 92 分。

3.3.6.2 清洁生产水平结论

根据综合评价指数得分判定，本工程清洁生产企业等级为：清洁生产先进企业。

本工程采用的清洁生产技术遵循“减量化、再利用、资源化”的原则。开发

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

采油（气）定量和定性评价指标项目、权重及基准值，见表3.3-20。

表 3.3-20 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	评分
（1）资源和能源消耗指标	25	占地面积		5	符合行业标准要求	符合	5
		洗井液消耗	m³/井次	10		符合	10
		新鲜水消耗	m³/井次	10		符合	10
（2）生产技术特征指标	25	压裂放喷返排入罐率	%	25	100	100	25
（3）资源综合利用指标	25	落地原油回收利用率	%	8	100	100	8
		生产过程中排出物利用率	%	9	100	100	9
		剩余作业液回收率	%	8	100	100	8
（4）污染物产生指标	25	废弃洗井液	kg/井次	5	100%		5
		修井废水	kg/井次	5			5
		废气	kg/井次	5			5
		油泥	kg/井次	5	甲类区：≤50；乙类区：≤70	0	5
		一般固体废物（生活垃圾）	kg/井次	5	符合环保要求	0	5
定性指标							
一级指标		指标分值	二级指标			指标分值	本项目评分
（1）生产工艺及设备要求	40	防喷措施	具备			5	5
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压			5	5
		防溢设备（防溢池设置）	具备			5	5
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处			5	5
		作业废液污染控制措施	集中回收处理			10	10
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施			10	10
（2）管理体系建设及清洁生产审核	40	建立 HSE 管理体系并通过验证				15	15
		开展清洁生产审核				20	20
		制定节能减排工作计划				5	5
（3）贯彻执行环境保护法规的符合性	20	满足其他法律法规要求				20	15

表 3.3-20 采油（气）定量和定性评价指标项目、权重及基准值

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

3.3.7 污染物排放总量控制

3.3.7.1 总量控制原则

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

3.3.7.2 污染物总量控制因子

根据国家“十四五”污染物排放总量控制要求，污染物排放总量控制因子如下：

废气污染物：NO_x、VOCs。

废水污染物：COD、NH₃-N。

（1）废气污染物

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

（2）废水污染物：

生活污水暂存于生活污水池，定期由罐车拉运至英买力作业区生活污水处理装置处置；井下作业废水自带回收罐回收作业废水，拉运至英买力油田钻试修废弃物环保处理站处理。正常运营期间，无废水外排，因此不对废水污染物进行总量控制。

由上可知，本工程总量控制因子：NO_x、VOCs。

3.3.7.3 总量控制建议指标

（1）施工期

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

（2）运营期

根据工程分析可知，本项目加热节流撬燃烧废气中 NO_x 排放量为 0.155t/a、VOCs 排放量为 0.0154t/a；油气集输过程无组织挥发的 VOCs 量为 3.3767t/a。

故本项目投产后总量控制建议指标 NO_x 为 0.155t/a，VOCs 为 3.3921t/a。

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

3.4 相关法律法规、规划符合性分析

3.4.1 产业政策符合性分析

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

3.4.2 相关法规、政策、规范、规划符合性分析

3.4.2.1 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》的符合性分析

本工程运营期采取的各项环保措施与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）中要求的相符性分析，见表 3.4-1。

表 3.4-1 本工程与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》的相符性分析

《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》	项目采取的相关措施	符合性分析
因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求。应贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境，复垦矿区压占和损毁土地。	项目提出施工期结束后，恢复管线临时占地，符合“边开采，边治理，边恢复”的原则。	符合
应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备。	本工程开发方案设计考虑了油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，所选用的技术和工艺均成熟、先进。	符合

集约节约利用土地资源，土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模。	项目场站、管线占地规模均从土地资源节约方面考虑，尽可能缩小占地面积和作业带宽度。	符合
对伴生有 H ₂ S 气体的油气藏，H ₂ S 气体含量未达到工业综合利用要求的，应采取有效处置方案，未制定 H ₂ S 气体处置方案的油气藏不得开发。	本项目天然气为低含氮气、高含硫化氢、中含二氧化碳的湿气，扩建 1 座雄探 1 试采点对天然气进行脱硫处理。	符合

3.4.2.2 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

本工程运营期采取的各项环保措施与《石油天然气开采业污染防治技术政策》中要求的相符性分析，见表 3.4-2。

表 3.4-2 本工程与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相符性分析

《石油天然气开采业污染防治技术政策》中相关规定	项目采取的相关措施	符合性分析
到2015年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到100%。	采用清洁生产工艺及技术。 本工程井下作业废水采用专用废水回收罐收集后运至拉运至英买力油田钻试修废弃物环保处理站处理，无废水外排；含油等危废委托有危废处置资质单位进行处置。	符合
在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到100%。	井下作业时带罐作业，落地原油 100%回收。	符合
在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到 100%。酸化、压裂作业和试油（气）过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。	井下作业全部带罐铺膜作业，酸化压裂等废液经收集后采用专用罐拉运至英买力油田钻试修废弃物环保处理站。	符合
在开发过程中，适宜注水开采的油田，应将采出水处理满足标准后回注；对于稠油注汽开采，鼓励采出水处理后回用于注汽锅炉。	根据油藏开发方案，雄探 1 区块暂未见水。	符合
在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体	本项目为试采工程，天然气	符合

排放。新建 3000m ³ 及以上原油储罐应采用浮顶式，新、改、扩建油气储罐应安装泄漏报警系统。	采用密闭流程，原油采用装车拉运，装车过程采用气相平衡，可减少烃类气体排放。本工程建设内容不涉及 3000m ³ 及以上储罐建设。	
<p>（一）油田企业应制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系。（二）加强油田建设、勘探开发过程的环境监督管理。油田建设过程应开展工程环境监理。（三）在开发过程中，企业应加强油井套管的检测和维护，防止油气泄漏污染地下水。</p> <p>（四）油田企业应建立环境保护人员培训制度，环境监测人员、统计人员、污染治理设施操作人员应经培训合格后上岗。（五）油田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别，制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。应开展特征污染物监测工作，采取环境风险防范和应急措施，防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故。</p>	项目投产后，由英买采油气管理区管理，区块开发突发环境应急预案纳入中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司突发环境事件应急预案管理体系中。	符合

由上表可知，项目建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相关规定。

3.4.2.3 与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》的符合性分析

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

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

本工程施工土方全部用于回填管沟及场地平整；施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至英买 7 固废场填埋处置。项目施工过程采取“下垫上盖”措施，施工结束后拟对临时占地进行恢复治理，可减少扬尘影响。项目建设符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》要求。

3.4.2.4 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）符合性分析

本工程与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）符合性分析，见表 3.4-3。

表 3.4-3 与“环办环评函〔2019〕910 号”符合性

（2019）910 号要求	项目情况	符合性
油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管线和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块，建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。海洋油气勘探工程应当填报环境影响登记表并进行备案。确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。2021 年 1 月 1 日起，原则上不以单井形式开展环评。过渡期，项目建设单位可以根据实际情况，报批区块环评或单井环评。	本工程以雄英 1 区块为单位开展环评，为新区块的开发，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，并分析了依托工程的可行性和有效性；同时对现有勘探井工程也进行了回顾性评价，对相关生态环境问题提出有效防治措施。	符合
项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应就现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。	本工程评价了项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出了有效的生态环境保护和环境风险防范措施；对依托的污水处理设施、固废处理设施等均论证了依托可行性和有效性，项目依托处置可行；对现有工程进行回顾评价并针对生态环境问题和环境风险隐患提出了有效防治措施。	符合
涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。	本工程周边 5km 范围内无地表水；废水经依托工程处理，不外排，不涉及水污染物总量控制指标。	符合
油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物	本次评价不含钻井工程；工程产	符合

物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》（2017 年 10 月 1 日）要求评价。	生的危险废物均委托有资质单位处置。	
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。含硫油田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场 H ₂ S 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 SO ₂ 排放。井场水套加热炉、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。	根据井区勘探井流体性质分析，本项目采出气为天然气为低含氮气、高含硫化氢、中含二氧化碳的湿气，扩建试采点对天然气进行脱硫处理。	符合
施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施。	本工程在报告中已提出施工过程中严格控制作业带，减少施工占地的措施，要求施工结束后及时进行恢复清理，落实报告中提出的生态保护措施，避免对区域生态环境造成影响。	符合
涉及自然保护区和生态保护红线的，应当说明工程实施的合法合规性和对自然生态系统、主要保护对象等的实际影响，接受生态环境主管部门依法监管。	本工程不涉及生态保护红线区。	符合
油气企业应按照企事业单位环境信息公开办法、环境影响评价公众参与办法等有关要求，主动公开油气开采项目环境信息，保障公众的知情权、参与权、表达权和监督权。各级生态环境主管部门应当按要求做好环评审批、监督执法等有关工作的信息公开。	建设单位作为责任主体，按照《环境影响评价公众参与办法》（2019 年 1 月 1 日）等相关规定，开展了本工程信息公示和公众意见调查等工作，公示期间未收到公众反馈意见。	符合
勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。	本项目部署 6 口采油井（雄探 1 井、雄英 101 井、雄英 102 井、雄英 103 井、雄英 2 井、雄英 3 井），拟由勘探井转为生产井，纳入本次区块环评。	符合

3.4.2.5 与《转发〈关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知〉》（新环环评发〔2020〕142 号）符合性分析

本工程与《转发〈关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知〉》（新环环评发〔2020〕142 号）符合性分析，见表 3.4-4。

表 3.4-4 与“新环环评发〔2020〕142 号”符合性

要 求	项目情况	符合性
请各有关单位加快推进油气发展（开发）相关规划编制，并依法开展规划环境影响评价工作。对已经批准的油气发展（开发）规划在实施范围、适用期限、规模、结构和布局等方面进行重大调整或修订的，应当依法重新或补充进行环境影响评价。油气开发规划实施满 5 年的应当及时开展规划环境影响跟踪评价。	塔里木油田分公司已编制完成塔里木油田分公司十四五发展规划，塔里木油田“十四五”发展规划环境影响评价工作于 2022 年 10 月 17 日取得审查意见（新环审〔2022〕214 号）。	符合
油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评）。未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块，建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。 2021 年 1 月 1 日起，原则上不以单井形式开展环评。过渡期间，项目建设单位可以根据实际情况，报批区块环评或单井环评。	本工程以雄英 1 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，并分析了依托工程的可行性和有效性；同时对现有工程也进行了回顾性评价，对相关生态环境问题提出有效防治措施。	符合

3.4.2.6 与《中华人民共和国水土保持法》相符性分析

本工程与《中华人民共和国水土保持法》（2011 年 3 月）符合性分析，见表 3.4-5。

表 3.4-5 本工程与《中华人民共和国水土保持法》的符合性分析

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

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

3.4.2.7 与《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》

符合性分析

本工程与《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》符合性分析，见表 3.4-6。

表 3.4-6 与《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》符合性

要求	项目情况	符合性
产生 VOCs 的生产环节优先采用密闭设备、在密闭空间中操作或采用全密闭集气罩收集方式，并保持负压运行。	本项目为试采工程，天然气采用密闭流程，原油采用装车拉运，装车过程采用气相平衡，可减少	符合

	烃类气体排放，减少对大气的污染。	
重点排查汽油（包括含醇汽油、航空汽油）、航空煤油、原油、石脑油及苯、甲苯、二甲苯等装卸的物料类型、装载量、油气回收量，装载方式、密封型式、减压紧方式及治理设施建设情况、工艺类型和运行情况，建立装卸排查清单；检查检测罐车人孔盖、油气回收耦合阀，底部装载有机废气回收快速接头、顶部浸没式装载密封罩、油气回收管线法兰等密封点泄漏的情况，及治理设施排放浓度、排放速率和去除效率。	本项目为试采工程，天然气采用密闭流程，原油采用装车拉运，装车过程采用气相平衡，有效减少 VOCs 排放；选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场、站场的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生。	符合
企业应按照标准要求，根据储存挥发性有机液体的真实蒸气压、储罐容积等进行储罐和浮盘边缘密封方式选型。充分考虑罐体变形或浮盘损坏、储罐附件破损等异常排放情况，鼓励对废气收集引气装置、处理装置设置冗余负荷；储罐排气回收处理后无法稳定达标排放的，应进一步优化治理设施或实施深度治理；鼓励企业对内浮顶罐排气进行收集处理。储罐罐体应保持完好，不应有孔洞、缝隙（除内浮顶罐边缘通气孔外）；除采样、计量、例行检查、维护和其他正常活动外，储罐附件的开口（孔）应保持密闭。	本工程试采点内有原油储罐，采用固定顶罐。	符合

3.4.2.8 与《关于规范临时用地管理的通知》符合性分析

本工程与《关于规范临时用地管理的通知》符合性分析，见表 3.4-7。

表 3.4-7 与《关于规范临时用地管理的通知》符合性

《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号）相关要求		本工程情况	符合性
临时用地选址要求	建设项目施工、地质勘查使用临时用地时应坚持“用多少、批多少、占多少、恢复多少”，尽量不占或者少占耕地。	本工程占地类型为天然牧草地。工程施工前应办理征地手续，并在施工结束后对占用的临时用地全部进行恢复。	符合
和使用期限	临时用地确需占用永久基本农田的，必须能够恢复原种植条件，并符合《自然资源部 农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的	本工程占地类型为天然牧草地，不占用基本农田。	符合

	通知》（自然资规〔2019〕1 号）中申请条件、土壤剥离、复垦验收等有关规定。		
	临时土地使用期限一般不超过两年。建设周期较长的能源、交通、水利等基础设施建设项目施工使用的临时用地，期限不超过四年。临时土地使用期限，从批准之日起算。	临时土地使用期限为两年。	符合
规范临时用地审批	油气资源探采合一开发涉及的钻井及配套设施建设用地，可先以临时用地方式批准使用，勘探结束转入生产使用的，办理建设用地审批手续；不转入生产的，油气企业应当完成土地复垦，按期归还。	本工程在施工前先办理临时用地手续，待临时用地期限到期前，办理建设用地审批手续。对于未转入生产的，应当完成土地复垦。	符合
落实临时用地恢复责任	临时用地使用人应当按照批准的用途使用土地，不得转让、出租、抵押临时用地。临时用地使用人应当自临时用地期满之日起一年内完成土地复垦，因气候、灾害等不可抗力因素影响复垦的，经批准可以适当延长复垦期限。 严格落实临时用地恢复责任，临时用地期满后应当拆除临时建（构）筑物，使用耕地的应当复垦为耕地，确保耕地面积不减少、质量不降低；使用耕地以外的其他农用地的应当恢复为农用地；使用未利用地的，对于符合条件的鼓励复垦为耕地。	建设单位不得对批准的临时用地进行转让、出租、抵押。 本工程不占用农用地，施工结束后对临时用地内的建筑物进行拆除，恢复；后期对未投入生产的进行恢复复垦。	符合

3.4.2.9 与《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》符合性分析

本工程与《关于建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法的通知》符合性分析，见表 3.4-8。

表 3.4-8 与《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》符合性

要求	项目情况	符合性
对于受理的涉及沙区的建设项目环评文件，严格按照《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2011）要求，强化建设项目的环境可行性、环境影响分析预测评估的可靠性和防沙治沙生态环境保护措施的可行性、有效性评估。	本工程位于塔克拉玛干沙漠北侧，本次环评分析了项目实施过程中对周边沙化土地的影响，并提出了有效可行的防沙治沙措施。	符合

3.4.2.10 与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件》符合性分析

本工程与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》符合性分析，见表 3.4-9。

表 3.4-9 与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》符合性

要求	项目情况	符合性
禁止在自然保护区、世界自然遗产地、风景名胜区、自然公园（森林公园、地质公园、湿地公园、沙漠公园等）、重要湿地、饮用水水源保护区等依法划定禁止开发建设的环境敏感区及其它法律法规规章禁止的区域进行污染环境的任何开发活动。	项目区域内无水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区。项目区属于塔里木河流域水土流失重点治理区，建设单位将按照水利部门管理要求办理相关手续并积极采取水土流失防治措施。	符合
存在地下水和土壤污染途径的建设项目应采取分区防渗措施，防止地下水和土壤污染。存在环境风险的建设项目，提出有效的环境风险防范措施及环境风险应急预案编制原则和要求，纳入区域环境风险应急联动机制。	工程采取了分区防渗措施，项目投产后，由英买采油气管理区管理，区块开发突发环境应急预案纳入管辖作业区应急管理体系中。	符合
石油、天然气开发项目的选址与布局应符合自治区或油气企业相关油气开发专项规划及规划环评要求，原则上应当以区块为单位开展环境影响评价工作。	本工程以雄英 1 区块为单位开展环评，为新区块的开发。	符合
施工期应当尽量减少施工占地、严格控制施工作业面积、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，有效降低生态环境影响。	工程在报告中已提出施工过程中严格控制作业带，减少施工占地的措施，要求施工结束后及时进行恢复清理，落实报告中提出的生态环境保护措施，避免对区域生态环境造成影响。	符合
陆地油气开发项目应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水集输和处理系统、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放，油气集输损耗率不得高于 0.5%；工艺过程控制措施、废气收集处理措施以及站场边界非甲烷总烃排放浓度应满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728）要求。涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。	本项目为试采工程，天然气采用密闭流程，原油采用装车拉运，装车过程采用气相平衡，可减少烃类气体排放，减少对大气的污染。本项目采出气为天然气为低含氮气、高含硫化氢、中含二氧化碳的湿气，扩建雄探 1 试采点对天然气进行脱硫处理。	符合

高含硫气田回注采出水,应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应采用先进高效的硫磺回收工艺,减少二氧化硫排放。		
油气开发产生的伴生气应优先回收利用,减少温室气体排放,开发区块伴生气整体回收利用率应达到80%以上;边远井、零散井等产生的伴生气不能回收或难以回收的,应经燃烧后放空。鼓励油气企业将碳捕集、利用与封存(CCUS)技术用于油气开采,提高采收率、减少温室气体排放。	运营期加强对密闭管线及密封点的巡检,一旦发生泄漏立即切断控制阀,并尽快完成修复;加强油井生产管理,减少温室气体的跑、冒,做好油井的压力监测,并准备应急措施,从而减少温室气体排放	符合

3.4.2.11 与《全国矿产资源规划》符合性分析

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

3.4.2.12 与《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》符合性分析

《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》提出,坚持把发展经济的着力点放在实体经济上,深化工业供给侧结构性改革,推动工业强基增效和转型升级,全面提升新型工业化发展水平。建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、**塔里木**三大盆地油气勘探开发力度,提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度。加快中石油玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘以及中石化顺北等大型油田建设,促进油气增储上产。加强成品油储备,提升油气供应保障能力。

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

3.4.2.13 与《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》符合性分析

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

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

3.4.2.14 与《新疆生态环境保护“十四五”规划》符合性分析

本工程运营期采取的各项环保措施与《新疆生态环境保护“十四五”规划》中要求的相符性分析详见表 3.4-10。

表 3.4-10 与《新疆生态环境保护“十四五”规划》符合性分析

规划要求	本工程	符合性
加强重点行业 VOCs 治理。实施 VOCs 排放总量控制，重点推进石油天然气开采、石化、化工、包装印刷、工业涂装、油品储运销等重点行业排放源以及机动车等移动源 VOCs 污染防治，加强重点行业、重点企业的精细化管控；全面推进使用低 VOCs 含量涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂等；加强汽修行业 VOCs 综合治理，加大餐饮油烟污染治理力度，持续削减 VOCs 排放量	本工程无组织废气排放涉及 VOC _s 排放，报告中已针对无组织排放提出相应措施。	符合

有序实施建设用地风险管控和治理修复。推动全疆重点行业企业用地土壤污染状况调查成果应用，提升土壤环境监管能力。严格落实建设用地土壤污染风险管控和修复名录制度。以用途变更为住宅、公共管理与公共服务用地的地块为重点，严格建设用地准入管理和风险管控。严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展风险管控与修复工程。推广绿色修复理念，强化修复过程二次污染防控。	本工程在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险；本工程运营后采取源头控制、过程防控措施；土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值，石油烃类执行表 2 第二类用地筛选值。	符合
强化危险废物全过程环境监管。建立健全各类危险废物重点监管单位清单，全面实行危险废物清单化管理。督促各类危险废物产生单位和经营单位依法申报危险废物产生处置情况，报备管理计划，做好信息公开工作，规范运行危险废物转移电子联单。	本工程产生的危险废物严格落实《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年第 74 号）、《危险废物转移管理办法》（生态环境部令第 23 号）中相关管理要求。	符合
实施最严格的生态保护制度。坚决遏制“两高”项目盲目发展，严格执行能源、矿产资源开发自治区人民政府“一支笔”审批制度、环境保护“一票否决”制度，落实“三线一单”生态环境分区管控要求，守住生态保护红线、环境质量底线和资源利用上线，实施生态环境准入清单管控。	本项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区温宿县，为油气开发项目，不属于“两高”项目以及不符合产业准入标准和政策的落后项目，符合阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控要求。	符合

3.4.2.15 与《塔里木油田“十四五”发展规划》及规划环评符合性分析

本项目与《塔里木油田“十四五”发展规划》及《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》相符性分析详见表 3.4-11。

表 3.4-11 与《塔里木油田“十四五”发展规划》及《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》符合性分析

文件名称	规划要求	本项目	符合性
《塔里木油田“十四五”发展规划》	“十四五期间”持续上产，着力推进“库车山前天然气、塔北-塔中原油”两大根据地，实施老油气田综合治理、新油气田效益建产和油气田精益生产，努力实现原油产量稳中上升和天然气快速上产。到 2025 年实现年产	本项目属于规划中英买片区中的雄英 1 区块，符合塔里木油田“十四五”发展规划要求。	符合

	3750 万吨油当量油气田。		
《关于〈塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书〉的审查意见》（新环审(2022)214号）	<p>（一）严守生态保护红线，加强空间管控。坚持以习近平生态文明思想为指导，严守生态保护红线，严格维护区域主导生态功能，积极推动绿色发展，促进人与自然和谐共生。主动对接国土空间规划，进一步做好与“三线一单”生态环境分区管控方案、主体功能区划、生态功能区划等有关要求的有序衔接和细化分解，严格落实各项生态环境保护要求，协同推进石油天然气开发和生态环境保护相协调，切实维护区域生态系统的完整性和稳定性。加强规划区内环境敏感区和重要环境保护目标的生态环境保护工作，开展项目环评时应将油气开发对环境敏感区的影响作为重点评价内容，并采取合理、有效的保护措施，确保规划涉及的环境敏感区和重要环境保护目标不因油气开发而造成环境污染和生态破坏。</p>	<p>本项目不涉及生态保护红线，符合“三线一单”生态环境分区管控方案、主体功能区划、生态功能区划等。报告中对区内的水土流失等影响作为重点评价内容，并提出了合理、有效的保护措施，确保环境保护目标不因油气开发而造成环境污染和生态破坏。</p>	符合
	<p>（二）合理确定开发方案，优化开发布局。根据区域主体功能定位，结合区域资源环境特征、生态保护红线等相关管控要求，依据生态环境影响评价结果，从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面对规划建设油气长输管道工程及油气田内部集输管道工程选址选线提出要求，进一步优化石油天然气开采规模、开发布局和建设时序，优先避让环境敏感区，远离沿线居民。总结石油天然气开发过程对生态环境影响和保护经验，及时进行优化调整。</p>	<p>本项目从施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面进行了线路比选，对项目原设计的选线进行了优化，减缓了对生态环境的影响。</p>	符合
	<p>（三）严格生态环境保护，强化各类污染防治。针对规划实施可能出现的累积性、长期性生态环境问题，采取积极有效的生态复垦和生态恢复措施，确保实现《报告书》提出的各项生态恢复治理要求，有效减缓规划区生态环境退化趋势。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平，对油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理要求，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平。油气开采、输送、储存、净化等过程及非正常工况应加强挥发性有机物等污染物排放控制，确保满足区域环境空气质量要求。加强开采</p>	<p>本项目的建设占用土地资源相对区域资源利用较少，土地资源消耗符合要求。项目用水量较少，施工废水、生活污水等进行综合利用，节约了水资源；试采工程中，天然气采用密闭流程，原油罐车拉运采用气相平衡，有效减少了烃类物质挥发；能源利用均在区域负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限。项目运营期油气处理、井下作业废水依托处理，提出了切实可行的地下水污染防治和监控措施；项目建设和运营期间产生的固废首先考虑综合利用，不</p>	符合

	<p>废水污染控制，涉及回注的应经处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329)等相关标准要求，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染。油气开采过程中产生的固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，合规处置。加强伴生气、落地油、采出水等回收利用，提高综合利用水平。</p>	能利用的均进行合规处置。	
	<p>(四) 加强生态环境系统治理，维护生态安全。坚持节约优先、保护优先、自然恢复为主，统筹推进山水林田湖草沙一体化保护和系统治理，守住自然生态安全边界。严格控制油气田开发扰动范围，加大生态治理力度，结合油气开采绿色矿山建设等相关要求，落实各项生态环境保护措施，保障区域生态功能不退化。油气开发应同步制定并落实生态保护和修复方案，综合考虑防沙治沙等相关要求，因地制宜开展生态恢复治理工作。</p>	<p>本项目严格控制占地面积，项目建设过程中开展防沙治沙工作，并在施工结束后因地制宜开展生态恢复及治理，保障区域生态功能不退化。</p>	符合
	<p>(五) 加强规划区现有环境问题治理。对照前期中央生态环境保护督察反馈问题整改要求，继续做好规划区油气开发过程产生含油污泥等固体废物治理处置工作，避免再次出现同类问题。严格落实《报告书》提出的现有环境问题整改要求，加快治理恢复关停井场区域生态环境。积极开展清洁生产审核等方式提高油气开发清洁生产水平。按照国家、自治区关于建设绿色油气田的政策规定与标准规范要求，加强规划区油气资源开发的环保技术工艺装备升级换代，加大油气开发区域生态环境综合治理力度，激发油气资源开发企业绿色发展的内生动力，推动区域生态环境持续健康发展。</p>	<p>英买采油气管区后续按照规划相关要求，加快关停井场生态恢复，积极开展清洁生产审核，并响应国家、自治区相关要求，进一步减少燃气加热炉的使用等，推动区域生态环境健康发展。</p>	符合
	<p>(六) 加强油气开发事中事后环境管理。油气企业应切实落实生态环境保护主体责任，进一步健全生态环境管理和应急管理体系，确保各项生态环境保护和应急防控措施落实到位。建立环境空气、水环境、土壤环境、生态等监测体系，开展长期跟踪监测。根据监测结果，及时优化开发方案，并采取有效的生态环境保护措施。</p>	<p>英买采油气管区定期开展后评价工作，现已初步建立了环境空气、水环境、土壤环境等监测体系，后续需进一步加强生态监测，根据监测结果，及时优化开发方案和环保措施。</p>	符合
	<p>(七) 建立畅通的公众参与平台，及时解决公众提出的环境问题，满足公众合理的环保诉求；定期发布环境信息，并主动接受社会监督。</p>	<p>企业按照环境影响评价公众参与办法等有关要求，主动公开了油气开采项目环境信息。</p>	符合
	<p>(八) 规划所包含的建设项目应结合《报告书》提出的相关要求做好环境影响评价工作，重点调查生态、地下水、土壤等环境敏感目标分布情况，论证环境保护措施有效性；在规划区域内新建、扩建、技术改造的</p>	<p>本次评价结合规划环境影响报告书开展了生态、地下水、土壤的调查，论证了环保措施有效性，对区域环境调查</p>	符合

	建设项目，区域环境现状调查、污染源现状调查等评价内容可以适当简化。	中污染源现状调查进行了适当简化。	
--	-----------------------------------	------------------	--

3.4.2.16 《新疆维吾尔自治区环境保护条例》

本项目位于阿克苏地区温宿县境内，不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园及其他需要特别保护的环境敏感区，距离生态保护红线较远。本项目符合国土空间规划的油气田开发建设工程；开发过程中的生产废水进行综合利用，节约了水资源。本项目占地类型为天然牧草地，土地资源消耗符合要求。因此，本项目符合《新疆维吾尔自治区环境保护条例》的要求。

3.4.2.17 与《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》符合性分析

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

本项目主要以石油开采为主，年产气 $0.285 \times 10^8 \text{m}^3$ ，年产油 $6.9 \times 10^4 \text{t}$ ，工程建设对于天然气的供应具有十分重要的意义。

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

3.4.3 生态环境分区管控符合性分析

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

（1）生态保护红线

生态保护红线指在生态空间范围内具有特殊重要生态功能、必须强制性严格保护的区域，是保障和维护国家生态安全的底线和生命线，通常包括具有重要水源涵

养、生物多样性维护、水土保持、防风固沙、海岸生态稳定等功能的生态功能重要区域，以及水土流失、土地沙化、石漠化、盐渍化等生态环境敏感脆弱区域。

根据《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（2023 年动态更新版）、《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》（新环环评发〔2021〕162 号）以及《关于印发阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023 年版）的通知》（阿地环字〔2024〕32 号）要求，本工程位于温宿县一般管控单元（环境管控单元编码为 ZH65292230001）。

（2）环境质量底线

本次评价现状调查结果显示，工程所在区域的环境空气为不达标区，超标因子主要为 PM_{10} ，超标原因为当地气候条件干燥、自然扬尘导致；项目所在区域地下水水质天然背景值较高，溶解性总固体、总硬度、硫酸盐、氯化物、铁、锰均有不同程度超标，其余监测点各监测因子均能够满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准的要求；项目区声环境质量良好，满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区标准；根据监测结果可知，项目区土壤环境质量满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 第二类用地筛选值，石油烃类执行表 2 第二类用地筛选值。

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

（3）资源利用上线

本工程开发过程中的生产废水进行综合利用，节约了水资源；试采工程中，天然气采用密闭流程，原油罐车拉运采用气相平衡，有效减少了烃类物质挥发；不消耗燃料；能源利用均在区域供气、供电负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限。本工程占地类型主要为天然牧草地，土地资源消耗符合要求。总之，本工程开发符合资源利用上线要求。

（4）生态环境准入清单

石油天然气开发是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，将“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，本工程的建设符合国家的相关政策。

综上所述，本工程建设符合“三线一单”要求。

本工程与生态保护红线位置关系，见图 3.4-1。

具体管控要求符合性能分析，见表 3.4-12、表 3.4-14。

图 3.4-1 本工程与生态保护红线位置关系图

表 3.4-12 本项目与《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（2023 年动态更新版）符合性分析

名称	文件要求	符合性分析	结论
生态保护红线	生态保护红线是生态空间范围内具有特殊重要生态功能必须实行强制性严格保护的区域。相关环评应将生态空间管控作为重要内容，区域涉及生态保护红线的，在环评结论和审查意见中应落实生态保护红线的管理要求，提出相应对策措施。除受自然条件限制、确实无法避让的铁路、公路、航道、防洪、管道、干渠、通讯、输变电等重要基础设施项目外，在生态保护红线范围内，严控各类开发建设活动，依法不予审批新建工业项目和矿产开发项目的环评文件。	根据《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（2023 年动态更新版）、《关于印发阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023 年版）的通知》（阿地环字〔2024〕32 号），本项目井场、试采点及管线均属于温宿县一般管控单元（环境管控单元编码为 ZH65292230001）。不在划定的生态保护红线内，不在自然保护地核心保护区；评价范围内没有自然保护区、风景名胜区、饮用水水源保护区、基本草原以及文物保护单位等环境敏感目标。综上，本项目符合生态保护红线要求。	符合
环境质量底线	环境质量底线是国家和地方设置的大气、水和土壤环境质量目标，也是改善环境质量的基准线。有关环评应落实区域环境质量目标管理要求，提出区域或者行业污染物排放总量管控建议以及优化区域或行业发展布局、结构和规模的对策措施。项目环评应对照区域环境质量目标，深入分析预测项目建设对环境质量的影响，强化污染防治措施和污染物排放控制要求。	本项目为石油开采项目。施工期污水不排入地表水体，不会突破水环境质量底线；施工期产生的施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至英买作业区英买 7 固废场填埋处置；施工过程中产生的噪声采取有效的污染防治措施，能够达标排放，不会突破声环境质量底线。所在区域属于大气环境质量不达标区域，油气采取密闭集输工艺，本项目已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，项目实施后建设单位应不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量。符合环境质量底线要求。	符合
资源利用上线	资源是环境的载体，资源利用上线是各地区能源、水、土地等资源消耗不得突破的“天花板”。相关环评应依据有关资源利用上线，对规划实施以及规划内项目的资源开发利用，区分不同行业，从能源资源开发等量或减量替代、开采方式和规模控制、利用效率和保护措施等方面提出建议，为规划编制和审批决策提供重要依据。	本项目占地类型主要为天然牧草地，项目的建设占用土地资源相对区域资源利用较少，土地资源消耗符合要求。项目运营期耗水环节仅为井下作业用水，用水量较少，节约了水资源；消耗量总体相对区域资源利用总量较少，能源利用均在区域负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限。各项资源量在区域的可承受范围内，不逾越资源利用上线，符合资源利用上线要求。	符合
生态环境准入清单	自治区共划定1323个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。其中一般管控单元159个，主要包括优先保护单元和重点管控单元之外的其它区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善。	本项目位于一般管控单元，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中鼓励类，符合国家相关产业政策。 各类污染物均满足国家及地方排放标准要求，落实生态环境保护基本要求，严守生态环境质量底线，不会降低区域生态功能。 本项目属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中鼓励类，符合国家相关产业政策。	符合

表 3.4-13 本项目与《关于印发阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023 年版）的通知》符合性分析一览表

单元编码	单元名称	单元属性	单元特征	环境要素属性
ZH65292230001	温宿县一般管控单元	一般管控单元		
控维度	管控要求			符合性
空间布局约束	1.执行阿克苏地区总体管控要求中空间布局约束的要求。 2.任何单位和个人不得擅自占用基本农田。禁止在基本农田内从事非农业生产的活动。除法律规定的重点建设项目选址确实无法避让外，其他任何建设不得占用。 3.对违反资源环境法律法规、规划，污染环境、破坏生态、乱采滥挖的露天矿山，依法整治；对污染治理不规范的露天矿山，依法责令停产整治，对拒不停产或擅自恢复生产的依法强制关闭；对责任主体灭失的露天矿山，要加强修复绿化、减尘抑尘。 4.严格控制在优先保护类耕地集中区域新建土壤环境监管重点行业项目。			本项目为石油开采工程，项目占地为天然牧草地，未占用农田。污染物排放均按相关标准要求执行。符合本单元管控要求。
污染物排放 管控	1.执行阿克苏地区总体管控要求中污染物排放管控的要求。 2.强化畜禽养殖粪污资源化利用，提高畜禽粪污综合利用率，减少恶臭气体挥发排放。 3.严格控制林地、草地、园地农药使用量，禁止使用高毒、高残留农药。 4.加强农村生活垃圾的清运、收集、处置。严禁将城镇生活垃圾、污泥、工业废物直接用作肥料。 5.鼓励和支持散养密集区实行畜禽粪污分户收集、集中处理。			项目满足阿克苏地区总体管控要求中关于资源利用效率的准入要求。
环境风险防控	1.执行阿克苏地区总体管控要求中环境风险防控的要求。 2.加强对矿山、油田等矿产资源开采影响区域内未利用地的环境监管，发现土壤污染问题的，要坚决查处，并及时督促有关单位采取有效防治措施消除或减轻污染。 3.对排查出的危库和病库以及风险评估有严重环境安全隐患的尾矿库，要求企业完善污染治理设施、进行治理和修复。全面整治历史遗留尾矿库，完善覆膜、压土、排洪、堤坝加固等隐患治理和闭库措施。 4.加强油（气）田勘探、开发、运行过程中及排放产生的废弃物对土壤的污染。开展油（气）资源开发区历史遗留污染场地治理。			项目投产后，由英买采油气管理区管理，区块开发突发环境应急预案纳入管辖作业区应急管理体系中。符合本单元管控要求。
资源利用效率	1.执行阿克苏地区总体管控要求中资源利用效率的要求。 2.全面推进秸秆综合利用，鼓励秸秆资源化、饲料化、肥料化利用，推动秸秆还田与离田收集。 3.减少化肥农药使用量，增加有机肥使用量，逐步实现化肥农药使用量零增长。 4.推进矿井水综合利用，煤矿废水全部处理达标后用于补充矿区生产用水和生态用水，加强洗煤废水循环利用。 5.推广渠道防渗、管道输水、喷灌、微灌等节水灌溉技术，完善灌溉用水计量设施。推进规模化高效节水灌溉，推广农作物节水抗旱技术。建立灌区墒情测报网络，提高农业用水效率。			本项目会消耗一定量的水资源，但资源消耗量对于区域资源利用总量较少，符合本单元管控要求。

表 3.4-14 与《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》符合性分析一览表

名称	管控要求	本项目	符合性
天山南坡片区总体管控要求	切实保护托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区内的托木尔峰自然景观、高山冰川、野生动物、森林和草原，合理利用天然草地，稳步推进草原减牧，加强保护区管理，维护自然景观和生物多样性。	本项目不在托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区	符合
	重点做好塔里木盆地北缘荒漠化防治。加强荒漠植被及河岸荒漠林保护，规范油气勘探开发作业，建立油田和公路扰动区域工程与生物相结合的防风固沙体系，逐步形成生态屏障。	本项目已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，施工过程中严格控制施工占地，井场建设和管道敷设完成后，采取措施及时恢复临时占地，对施工作业带进行生态恢复，尽可能减少对区域生态环境的影响。	符合
	推进塔里木河流域用水结构调整，维护塔里木河、博斯腾湖基本生态用水。 加强塔里木河流域水环境风险管控。加大博斯腾湖污染源头达标排放治理和监督力度，实施博斯腾湖综合治理。	本项目位于温宿县，不涉及巴州境内的博斯腾湖，本项目距离塔里木河较远，运营期耗水环节仅为井下作业用水，用水量较少，施工废水、生活污水等进行综合利用，不挤占塔里木河生态用水。运营期加强环境风险防控，基本不会对塔里木河水环境产生影响。	符合
	加强油（气）资源开发区土壤环境污染综合整治。强化涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置。	本项目已提出土壤污染防治措施，本项目不涉及涉重金属行业污染防控，产生的油泥等危险废物委托有资质的单位合理处置。	符合

3.5 选址选线合理性分析

工程所在区域温宿县属于塔里木河流域重点治理区。本工程无法避让塔里木河流域重点治理区，建设过程中将严格执行各项水土保持措施，以减小因工程建设带来的不利影响，从而减少水土流失。项目建设及运行过程中需按照设计及环评要求采取水土流失防治措施，根据项目影响预测分析，项目对周边产生的环境影响在可接受范围内。

(1) 站场选址可行性分析

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

综合以上的分析看，站场选址是可行的。

(2) 管线路由合理性分析

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

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

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

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

温宿县地处阿克苏地区的西北部，位于新疆西部天山中段托木尔峰南麓、塔里木盆地北缘，地处东经 $79^{\circ} 28' \sim 81^{\circ} 28'$ ，北纬 $40^{\circ} 52' \sim 42^{\circ} 21'$ 之间，北以天山山脊克尔斯克尔为界与昭苏县相依，东隔木扎提河和拜城县、新和县为邻，南与阿克苏市毗连，西隔托什干河与乌什县相望，总面积 1.46 万 km^2 。

雄英油田雄英 1 区块地处塔克拉玛干沙漠北缘，为新区块的开发，行政隶属于阿克苏地区温宿县，西北方向距温宿县城约 80.7km，东北侧距离新和县 114km。本工程中心地理坐标为（雄探 1 试采点）。本项目地理位置见图 4.1-1。

4.1.2 地形地貌

雄英 1 区块位于塔克拉玛干沙漠北侧，塔里木盆地北部，地表以戈壁、浮土为主，植被覆盖度约 15%，以耐旱植物为主，生态环境较脆弱。

4.1.3 工程地质

参考雄探 1 井工程地质情况，根据钻探揭露、原位测试及室内土工试验成果综合分析，拟建场地地层主要由第四系全新统冲洪积层（ Q^{4al+pl} ）粉质黏土及细砂组成，现将场地各岩土层特征从上至下分述如下：

①粉质黏土（ Q^{4al+pl} ）：浅黄色～灰褐色，硬塑，夹褐色氧化铁条纹，无摇震反应，光泽反应弱，干强度中等，韧性中等，局部夹薄层粉细砂薄层，局部表层可见薄层填土，场地外出周边表层存在薄层粉细砂。

该层在场地内均匀分布，层底深度 6.20～7.20m，层厚 6.20～7.20m，土石等级为Ⅱ级。

②细砂（ Q^{4al+pl} ）：黄褐色～灰褐色，湿～饱和，中密～密实，成分以长石、石英和云母为主，可见少量暗色矿物，级配差，颗粒形状以亚圆为主，局部地段夹薄层粉质黏土且含少量砾石。

该层在场地内均匀分布，未揭穿，最大揭露厚度 23.30m。土石等级为Ⅱ级。

图 4.1-1 本项目地理位置图

4.1.4 水文及水文地质

4.1.4.1 水文

评价区域南面距塔里木河约 72km，东面距渭干河约 118km。区域内河流主要有渭干河及相应的沟渠。本项目区周围 5km 范围内无常年地表水分布。

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

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

4.1.4.2 区域水文地质

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

项目区域地下水补给方式主要为渭干河出山后的侧向补给。向下游排泄方式

主要为地表蒸发和植物蒸腾，该区域水质矿化度较高。

4.1.5 气候气象

温宿县地属暖温带干旱气候地区，降雨量稀少、蒸发量大、气候干燥。无霜期 205~219d，冬季相对暖和，夏季相对凉爽，春季干旱多大风，伴有浮尘扬沙天气。光热、风能气候资源丰富。年均太阳总辐射量 130~141kcal/cm²，年内四季均可利用太阳能，年平均风速为 1.7~2.4m/s，全年盛行北风。年平均气温 11.3℃，最热月为 7 月，平均气温 24.2℃；最冷月为 1 月，平均气温-6.6℃。

表 4.1-1 温宿县主要气候气象参数一览表

序号	项目	统计结果	序号	项目	统计结果
1	年平均气温	9.9-11.5℃	7	多年平均风速	1.7-2.4m/s
2	极端最高气温	40.7℃	8	年最多风向	N
3	极端最低气温	-27.6℃	9	年平均水汽压	6.6-7.6MPa
4	年均日照小时数	2967h	10	气温年较差	32.8-34.5℃
5	年最大冻土深度	62-78cm	11	年平均降雨量	60.8mm
6	年平均相对湿度	47%~57%	12	平均年蒸发量	1896.5mm

4.2 生态环境现状调查与评价

4.2.1 调查方法及评价内容

(1) 调查内容

调查内容包括评价区生态系统类型、土地利用类型、植被类型、野生动物等。

(2) 调查方法

①基础资料收集

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

②土地利用现状调查

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

4.2.2 生态功能区划调查

根据《新疆生态功能区划》，工程所在区域生态功能区的主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态问题和主要保护目标见表 4.2-1，生态功能区划图见图 4.2-1。

表 4.2-1 生态功能区划

生态功能分区单元	生态区	IV塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区
	生态亚区	IV1 塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区
	生态功能区	56.阿克苏河冲积平原绿洲农业生态功能区
主要生态服务功能		农产品生产、荒漠化控制、塔里木河水源补给
主要生态环境问题		水资源浪费、土壤盐渍化严重、盲目开荒、土壤环境质量下降、向塔河输水减少、输出农排水增多
生态敏感因子敏感程度		生物多样性及其生境中度敏感，土地沙漠化、土壤盐渍化高度敏感
主要保护目标		保护农田、保护河流水质、保护荒漠植被、保护土壤环境质量
主要保护措施		降低灌溉定额、大力开发地下水、完善防护林体系、减少向塔里木河农排水、防治农药地膜污染、防治城市工业污染
适宜发展方向		发展优质高效农牧业和林果业，建设国家级优质棉基地和南疆粮食基地

由表可知，本评价区域属于“塔里木盆地暖荒漠及绿洲农业生态区，塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区；阿克苏河冲积平原绿洲农业生态功能区”，主要生态服务功能分别为“农产品生产、荒漠化控制、塔里木河水源补给”。本项目新建井场、雄探1试采点占地面积小、管线占地为临时占地，施工具有临时性、短暂性特点，周围无水源补给区，通过控制占地范围和严格施工期环境管理、做好生态保护工作，在项目建设的过程中大力保护地表植被，减少水土流失，工程结束后及时对占地进行恢复，不会对占地区域土壤、动植物产生明显影响，符合区域生态服务功能定位。

图 4.2-1 生态功能区划图

4.2.3 生态系统调查与评价

项目区生态系统为荒漠生态系统，以天然牧草地为主，地表荒漠植被生长相对旺盛，生态系统结构简单。环境水分稀少是该生态系统的最基本环境特征。在气候上，评价区处于干旱地区，且降水随着季节不同分配不均匀。由于降水稀少和蒸散强烈，少量天然降水远不能满足植物生长发育所需要的水分，只有耐干旱的沙生植物才能得以生存，由此形成沙漠生态景观。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。

4.2.4 土地利用现状调查与评价

本次土地利用现状调查的主要技术方法采用遥感数据分析和解译，即以高分辨率遥感影像为基础，采用图形叠加法对评价范围内的生态环境现状进行分析，并参照《土地利用现状分类》（GB/T21010-2017），以确定评价范围内的土地利用类型，将成果绘制成土地利用现状图。同时选择有代表性的地物类型，建立遥感影像野外标志数据库，收集能反映区域土地利用特征的野外照片、录像资料，在实地踏勘和调查时进行野外核查。

根据调查，评价区及占地范围内土地利用现状类型为天然牧草地，项目区内植被覆盖度在 5%~10%左右，少部分管线经过茂密区域可达 15%，土地现状以自然状态为主。

评价区域土地利用现状，见图 4.2-2。

图 4.2-2 评价区域土地利用现状图

4.2.5 植被现状调查及评价

4.2.5.1 评价区域植被类型

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

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

表 4.2-2 评价区主要高等植物名录

科	种名	拉丁名
杨柳科 <i>Salicaceae</i>	线叶柳	<i>Salix wilhelmsiana</i>
蓼科 <i>Polygonaceae</i>	沙拐枣	<i>Calligonum mongolicum</i>
	盐穗木	<i>Halostachys caspica</i>
藜科 <i>Chenopodiaceae</i>	圆叶盐爪爪	<i>Kalidium schrenkianum</i>
	盐节木	<i>Halocnemum strobilaceum</i>
	刺蓬	<i>Salsola pestifer</i>
	细叶虫实	<i>Corispermum heptapotamicum</i>
	星状刺果藜	<i>Bassia dasyphylla</i>
	假木贼	<i>Anabasis aphylla</i>
豆科 <i>Leguminosae</i>	铃铛刺	<i>Halimodendron halodendron</i>
	白花苦豆子	<i>Sophora alopecuroides</i>
	苦马豆	<i>Sphaerophysa salsula</i>
	疏叶骆驼刺	<i>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>
旋花科 <i>Colevolvulaceae</i>	打碗花	<i>Calystegia hederacea</i>
茄科 <i>Solanaceae</i>	黑刺	<i>Lycium ruthenicum</i>
菊科 <i>Compositae</i>	分枝鸦葱	<i>Scorzonera divaricata</i>
	盐生鸦葱	<i>Scorzonera austriaca</i>
	新疆绢蒿	<i>Seriphidium kaschgaricum</i>
	小薊	<i>Cirsium setosum</i>

	花花柴	<i>Karelinia caspica</i>
禾本科 <i>Gramineae</i>	芦苇	<i>Phragmites australis</i>
	假苇拂子茅	<i>Calamagrostis pseudophramites</i>
	拂子茅	<i>Calamagrostis epigeios</i>
	獐毛	<i>Aeluropus sinensis</i>
	赖草	<i>Leymus secalinus</i>

由上表可以看出，区域植被多为小半灌木和多年生草本植物，灌木植物主要以利用 4~6m 的地下水为主，且分布范围广泛。多年生草本植物主要以利用 2m 左右的浅层地下水为主，此类植物都具有较强的耐盐碱可正常生长、繁殖（根蘖），若地下水下降，将造成片消亡。

4.2.5.2 评价区植物种类

评价区主要为荒漠带，植被稀疏，植株矮小，以旱生、盐生植被为主，呈典型的荒漠生态景观。根据现场调查及查阅相关资料，本项目所在区域内的主要植被以疏叶骆驼刺、盐穗木为主，偶有芦苇、多枝怪柳。

根据《国家重点保护野生植物名录》《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》，评价区无国家及自治区保护植物分布。

4.2.5.3 植被利用现状

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

项目区为典型的荒漠灌木及盐化草甸，主要植被类型为怪柳灌丛及盐穗木草甸，植被覆盖度 5%~10%，草场类型为：荒漠化、盐化草地。主要的草场等级为四等五级草场。

图 4.2-3 植被类型分布示意图

4.2.6 野生动物现状调查与评价

(1) 野生动物区划

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

(2) 野生动物栖息生境类型

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 4.2-3。

表 4.2-3 项目区周围主要脊椎动物的种类

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

序号	中文名	拉丁名	留居型	分布
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>	/	±
18	鹅喉羚	<i>Gazella subgutturosa</i>		±

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

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

本项目周边为油田开发区域，因该区域周边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 生态敏感区调查与评价

4.2.7.1 水土流失重点治理区

水土流失是新疆维吾尔自治区重大的生态环境问题，水土流失导致水土资源破坏、生态环境恶化、自然灾害加剧，威胁生态安全、防洪安全、饮水安全，是自治区经济社会可持续发展的较突出的制约性因素。

新疆在全国水土保持区划中位于北方风沙区（新甘蒙高原盆地区）一级分区，包含北疆山地盆地区和南疆山地盆地区两个二级分区，准噶尔盆地北部水源涵养生态维护区、天山北坡人居环境农田防护区、伊犁河谷减灾蓄水区、吐哈盆地生态维护防沙区、塔里木盆地北部农田防护水源涵养区、塔里木盆地南部农田防护

防沙区、塔里木盆地西部农田防护减灾区七个三级区。根据《全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》（办水保〔2013〕188号）及新水水保〔2019〕4号，新疆维吾尔自治区共划分了2个自治区级水土流失重点预防区，4个自治区级水土流失重点治理区。其中，重点预防区面积19615.9km²，包括天山山区重点预防区、塔里木河中上游重点预防区；重点治理区面积283963km²，包括额尔齐斯河流域重点治理区、天山北坡诸小河流域重点治理区、塔里木河流域重点治理区、伊犁河流域重点治理区。

本项目所在温宿县处于中度风力侵蚀区，属于塔里木河流域水土流失重点治理区。项目区自然环境较差，所以水土保持工作以监督和预防保护为主。要加强对区内生态环境的保护，尤其对项目区灌木等荒漠植被要加强保护，禁止破坏生态系统的现象发生，防止水土流失加剧。

4.2.7.2 生态保护红线

本工程距离生态保护红线区（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）约34km，不在红线内。本工程与生态保护红线区位置关系示意图附图3.9-1。

4.2.8 主要生态问题调查

本项目位于阿克苏地区温宿县，根据《新疆第六次沙化土地监测报告》，属于南疆沙漠中的塔克拉玛干沙漠边缘自然地理单元。温宿县沙化土地总面积243507.06公顷，其中天然半固定沙地23130.83公顷，戈壁194466.94，具有明显沙化趋势的土地面积840.23公顷，其他土地类型面积1128221.42公顷。

本项目所在地沙化土地类型属于半固定沙地，生态评价范围内沙化土地程度属于轻度，沙化土地面积为27.22hm²，占地均在评价范围内。根据现场调查结果，工程所在沙地地表覆盖植被主要为琵琶柴、合头草、假木贼、猪毛菜等常见种类，地面植被稀少，植被覆盖度约为5%。戈壁地表结皮类型主要为戈壁砾幕，能够增强地表的抗风蚀能力，从而有效降低地表风蚀量。

根据现场调查及全疆土壤类型图，本项目所在区域土壤类型主要为棕漠土，表层生长有荒漠植被，结构较为稳定。

项目区土地沙化现状见图4.2-4。

图 4.2-4 土地沙化现状示意图

4.2.9 小结

项目区位于塔里木盆地北缘、渭干河三角洲西侧、阿克苏河冲积平原绿洲下游，评价区域内不涉及国家公园、自然保护区、自然公园等自然保护地、世界自然遗产、生态保护红线等法定生态保护区域，也没有重要物种的天然集中分布区、栖息地等重要生境以及重点公益林、基本农田等其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域。

评价区域内以自然状态为主，项目区域无地表径流，仅分布季节性洪水冲沟，为典型的干旱荒漠，人为干扰较小。根据《新疆生态功能区划》，评价区属于塔里木盆地暖荒漠及绿洲农业生态区，塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区；阿克苏河冲积平原绿洲农业生态功能区。项目区气候极端干旱，土壤发育较差，类型较为简单，主要土壤类型为棕漠土，植被基本均属于荒漠类型的灌木、半灌木及小半灌木，野生动物极少。

4.3 地下水环境质量现状评价

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本次评价监测点位共有 5 个，均为引用点位。引用《英买力气田玉东 6 区块开发方案》中 YM11，YM14 井场地下水井的监测数据，采样时间为 2022 年 9 月 8 日；《英买力油气田玉东 7 区块巴西改组开发调整方案》中玉东 7-2#、玉东 7-4#的监测数据，采样时间为 2024 年 3 月 23 日；《塔里木油田雄英气田雄英 1 区块寒武系下丘里塔格组试采项目》中区块上游地下水井的监测数据，采样时间为 2024 年 6 月 12 日。根据区域水文地质资料，区域潜水流向为由西北向东南方向，本次引用 5 个潜水监测点。监测点与本项目处于同一水文地质单元，其监测数据在一定程度上能够反映本项目所在区域地下水环境质量现状。

4.3.1 地下水环境现状监测

（1）监测点位

具体监测点位信息详见表 4.3-1。监测点位示意图见图 4.3-1。

表 4.3-1 地下水环境监测点位信息

序号	点号	坐标	方位	含水层类型	监测时间	监测单位
1	区块上		雄探 1 井西北方	潜水	2024 年 6	新疆中测测试

	游		向 1.3km		月 12 日	有限责任公司
2	YM11		雄英 3 井东南方向 6.8km	潜水	2022 年 9 月 8 日	新疆昇腾环保科技有限公司
3	YM14		雄英 3 井东南方向 16.7km	潜水		
4	玉 东 7-2#		雄英 3 井东南方向 17km	潜水	2024 年 3 月 23 日	新疆广宇众联环境监测有限公司
5	玉 东 7-4#		雄英 3 井东南方向 15km	潜水		

(2) 监测项目及分析方法

1) 监测项目

基本水质因子： K^{+} 、 Na^{+} 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^{-} 、 Cl^{-} 、 SO_4^{2-} 、pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、总大肠菌数、细菌总数、耗氧量。

特征因子：挥发性酚类、石油类。

2) 分析方法

采样按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016) 执行，监测分析方法按照《地下水环境监测技术规范》(HJ/T164-2020)、《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) 有关标准和规范执行。各地下水监测因子和检测分析因子分析方法及检出限情况见表 4.3-2。

表 4.3-2 地下水环境监测因子和检测因子分析及检出限值一览表

检测项目	检测依据	主检仪器
pH	HJ 1147-2020 水质 pH 值的测定 电极法	FE28 型 pH 计 XJZC160
色度	GB/T 5750.4-2023 生活饮用水标准检验方法 第 4 部分：感官性状和物理指标 4.1 铂-钴标准比色法	-
臭和味	GB/T 5750.4-2023 生活饮用水标准检验方法 第 4 部分：感官性状和物理指标 6.1 嗅气和尝味法	
肉眼可见物	GB/T 5750.4-2023 生活饮用水标准检验方法 第 4 部分：感官性状和物理指标 7.1 直接观察法	
总硬度	GB 7477-1987 水质 钙和镁总量的测定 EDTA 滴定法	-
溶解性总固体	GB/T 5750.4-2023 生活饮用水标准检验方法 第 4 部分：感官性状和物理指标 11.1 称量法	FA2104B 电子天平 XJZC03
耗氧量	GB 11892-1989 水质 高锰酸盐指数的测定	-
氯化物	GB 11896-89 水质 氯化物的测定 硝酸银滴定法	

钙	GB 7476-87 水质 钙的测定 EDTA 滴定法	
镁	-	
碳酸盐	DZ/T 0064.49-2021 地下水质分析方法 第 49 部分：碳酸根、重碳酸根和氢氧根离子的测定 滴定法	
重碳酸盐		
总大肠菌群	GB/T 5750.12-2023 生活饮用水标准检验方法 第 12 部分：微生物指标 5.1 多管发酵法	SPX-150B 生化（霉菌）培养箱 XJZC05
细菌总数	GB/T 5750.12-2023 生活饮用水标准检验方法 第 12 部分：微生物指标 4.1 平皿计数法	
氨氮	HJ 535-2009 水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法	UV1801 紫外可见分光光度计 XJZC130
硝酸盐氮	GB 7480-1987 水质 硝酸盐氮的测定 酚二磺酸分光光度法	721G 可见分光光度计 XJZC116
亚硝酸盐氮	GB 7493-1987 水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法	
挥发酚	HJ 503-2009 水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法	
氰化物	GB/T 5750.5-2023 生活饮用水标准检验方法 第 5 部分：无机非金属指标 7.2 异烟酸-巴比妥酸分光光度法	
六价铬	GB/T 5750.6-2023 生活饮用水标准检验方法 第 6 部分：金属和类金属指标 13.1 二苯碳酰二肼分光光度法	
硫酸盐	HJ/T 342-2007 水质 硫酸盐的测定 铬酸钡分光光度法（试行）	
氟化物	HJ 488-2009 水质 氟化物的测定 氟试剂分光光度法	721G 可见分光光度计 XJZC116
硫化物	HJ 1226-2021 水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法	
碘化物	DZ/T 0064.56-2021 地下水质分析方法 第 56 部分：碘化物的测定淀粉分光光度法	721G 可见分光光度计 XJZC116
阴离子表面活性剂	GB 7494-1987 水质 阴离子表面活性剂的测定 亚甲蓝分光光度法	
汞	HJ 694-2014 水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法	AFS-9700 原子荧光光度计 XJZC73
砷		
硒		
石油类	GB/T 5750.7-2023 生活饮用水标准检验方法 第 7 部分：有机物综合指标 6.5 非分散红外光度法	OIL460 红外分光光度计 XJZC72
铜	GB 7475-87 水质 铜、锌、铅、镉的测定 原子吸收分光光度法	PinAAcle900T 原子吸收光谱仪 XJZC182
锌		
铅	GB/T 5750.6-2023 生活饮用水标准检验方法 第 6 部分：金属和类金属指标 14.1 无火焰原子吸收分光光度法	
镉	GB/T 5750.6-2023 生活饮用水标准检验方法 第 6 部分：金属和类金属指标 12.1 无火焰原子吸收分光光度法	

铁	GB 11911-89 水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法	PinAAcle900T 原子吸收光谱仪 XJZC182
锰		
铝	GB/T 5750.6-2023 生活饮用水标准检验方法 第 6 部分: 金属和类金属指标 4.3 无火焰原子吸收分光光度法	
钾	GB 11904-1989 水质 钾和钠的测定 火焰原子吸收分光光度法	
钠		
三氯甲烷*	GB/T 5750.10-2023 生活饮用水标准检验方法 第 10 部分 消毒副产物指标 4.3 顶空毛细管柱气相色谱法	气相色谱仪
四氯化碳*	GB/T 5750.8-2023 生活饮用水标准检验方法 第 8 部分 有机物指标 4.3 顶空毛细管柱气相色谱法	
苯*	GB/T 5750.8-2023 生活饮用水标准检验方法 第 8 部分 有机物指标 21.1 液液萃取毛细管柱气相色谱法	
甲苯*	GB/T 5750.8-2023 生活饮用水标准检验方法 第 8 部分 有机物指标 22.2 液液萃取毛细管柱气相色谱法	

(3) 评价标准与评价方法

1) 评价标准

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

2) 评价方法

评价方法采用标准指数法。

1) 对于评价标准为定值的水质因子, 其标准指数计算公式:

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

式中: P_i ——第 i 个水质因子的标准指数, 无量纲;

C_i ——第 i 个水质因子的监测浓度, mg/L;

C_{si} ——第 i 个水质因子的标准浓度, mg/L。

2) 对于评价标准为区间值的水质因子(如 pH 值), 其标准指数计算公式:

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

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

式中: P_{pH} — pH 的标准指数, 无量纲;

pH — pH 监测值;

pH_{sd} —标准中 pH 的下限值；

pH_{su} —标准中 pH 的上限值。

4.3.2 地下水环境现状评价

评价区地下水水质监测及评价结果详见表 4.3-3。

表 4.3-3 地下水水质监测结果

检测项目（单位）	标准限值（Ⅲ类）	区块上游		YM11		YM14	
		监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数
pH（无纲量）	6.5~8.5						
溶解性总固体（mg/L）	1000						
耗氧量（mg/L）	3						
氨氮（以 N 计）（mg/L）	0.5						
汞（mg/L）	0.001						
砷（mg/L）	0.01						
六价铬（mg/L）	0.05						
镉（mg/L）	0.005						
锰（mg/L）	0.1						
铁（mg/L）	0.3						
钾（mg/L）	-						
钠（mg/L）	200						
铅（mg/L）	0.01						
总硬度（mg/L）	450						
总大肠菌群（MPN/100ml）	3						
氟化物（mg/L）	1						
氰化物（mg/L）	0.05						
挥发酚（mg/L）	0.002						
氯化物（mg/L）	250						
硝酸盐氮（mg/L）	20						
亚硝酸盐氮（mg/L）	1						
硫酸盐（mg/L）	250						
碳酸根（mg/L）	-						
重碳酸根（mg/L）	-						
细菌总数（CFU/ml）	100						

石油类 (mg/L)	0.05						
钙 (mg/L)	-						
镁 (mg/L)	-						
硫化物 (mg/L)	0.02						
碘化物 (mg/L)	0.08						
阴离子表面活性剂 (mg/L)	0.3						
硒 (μg/L)	0.01						
铜 (mg/L)	1.0						
锌 (mg/L)	1.0						
铝 (μg/L)	0.2						
三氯甲烷 (μg/L)	60						
四氯化碳 (μg/L)	2.0						
苯 (μg/L)	10						
甲苯 (μg/L)	700						
色度 (度)	15						
臭和味	无						
肉眼可见物	无						

注：ND 表示低于检出限

续表 4.3-3 地下水水质监测结果

检测项目	标准值		玉东 7-2#	玉东 7-4#
色度	≤15 度	监测值 (度)		
		标准指数		
嗅和味	—	监测值		
		标准指数		
肉眼可见物	—	监测值		
		标准指数		
pH 值	6.5~8.5	监测值		
		标准指数		
总硬度	≤450	监测值		
		标准指数		
溶解性总固体	≤1000	监测值		
		标准指数		
氯化物	≤250	监测值		
		标准指数		
硫酸盐	≤250	监测值		
		标准指数		
铁	≤0.3	监测值		

		标准指数		
锰	≤ 0.1	监测值		
		标准指数		
铜	≤ 1.0	监测值		
		标准指数		
锌	≤ 1.0	监测值		
		标准指数		
铝	≤ 0.2	监测值		
		标准指数		
挥发性酚类	≤ 0.002	监测值		
		标准指数		
阴离子表面活性剂	≤ 0.3	监测值		
		标准指数		
耗氧量	≤ 3.0	监测值		
		标准指数		
氨氮	≤ 0.5	监测值		
		标准指数		
硫化物	≤ 0.02	监测值		
		标准指数		
总大肠菌群	$\leq 3\text{MPN}/100\text{mL}$	监测值		
		标准指数		
细菌总数	$\leq 100\text{CFU}/\text{mL}$	监测值		
		标准指数		
亚硝酸盐氮	≤ 1.0	监测值		
		标准指数		
硝酸盐氮	≤ 20.0	监测值		
		标准指数		
氰化物	≤ 0.05	监测值		
		标准指数		

由上表可以看出，各检出因子的标准指数中溶解性总固体、总硬度、硫酸盐、氯化物、铁、锰超标外，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。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。

4.4 地表水环境现状调查与评价

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

4.5 土壤环境现状调查与评价

4.5.1 土壤类型及分布调查

该区域属极端干旱的暖温带气候，气候干旱、高温、不利于土壤中矿物质分解，土壤发育较差，类型较为简单，成土母质由沙、粉沙和粘粒组成。盐土是项目区分布最广的一类土壤，在本油田区域分布的土壤类型有棕漠土。

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

评价区域土壤类型，见图 4.5-1。

图 4.5-1 评价区土壤类型图

4.5.2 土壤理化特性调查

针对工程占地的土壤理化性质进行分析，主要包括土体结构、土壤结构、土壤质地、阳离子交换量、氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度等。取样点位为脱硫站、雄英 102 井、雄英 3 井井场内表层样。监测工作由新疆中测测试有限责任公司完成分析结果，见表 4.5-1。

表 4.5-1 土壤理化特性调查表

点位		雄英 102 井 (占地范围内)	脱硫站 (占地范围内)	雄英 3 井 (占地范围内)
层次		表层 (0-20cm)	表层 (0-20cm)	表层 (0-20cm)
现场记录	颜色	黄棕色	黄棕色	黄棕色
	结构	细沙结构	细沙结构	细沙结构
	质地	砂土	砂土	砂土
	砂砾含量	无	无	无
	其他异物	无	无	无
实验室测定	pH 值 (无量纲)	8.6	8.6	8.1
	阳离子交换量 (cmol/kg)	3.20	2.97	1.23
	氧化还原电位 (mV)	572	541	527
	饱和导水率 (cm/s)	1.2×10^{-3}	1.3×10^{-3}	1.4×10^{-3}
	土壤容重 (kg/m ³)	1.61×10^3	1.54×10^3	1.50×10^3
	孔隙度 (%)	46.7	46.0	45.8

4.5.3 土壤环境现状监测

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），土壤盐化、酸化和碱化地区，建设项目应按照土壤污染影响型和生态影响型，按相应等级分别开展评价工作。据前文“2.5.7 土壤环境”等级判定结果：本工程土壤生态影响型评价等级为二级、污染影响型评价工作等级为二级。

本项目土壤环境质量现状，其中部分监测数据引用《塔里木油田雄英气田雄英 1 区块寒武系下丘里塔格组试采项目》中相关土壤监测点监测数据，采样时间为 2024 年 6 月 12 日；其中部分土壤监测点为本次实际现场采样点。

(1) 监测点位

本项目土壤环境监测点位见表 4.5-2。监测点位示意图见图 4.3-1。

表 4.5-2 土壤环境监测点位情况

监测项目	监测点号	监测点位	监测频率/要求	监测因子
土壤	占地范围内	1 雄英 102 井井场内	表层样，监测 1 次	①基本因子：《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地的 45 项基本因子+pH、全盐量 ②特征因子：石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）
			柱状样，监测 1 次	石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）
		2 脱硫站站内	表层样，监测 1 次	pH、全盐量、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）
			柱状样，监测 1 次	石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）
		3 雄英 3 井井场内	表层样，监测 1 次	pH、全盐量、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）
			柱状样，监测 1 次	石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）
	占地外	4 雄探 1 井试采点	柱状样，监测 1 次	pH、全盐量、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）
		5 雄英 101 井	柱状样，监测 1 次	
		1 雄英 102 井井场外	表层样，监测 1 次	pH、全盐量、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌
		2 脱硫站外		pH、全盐量、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）
		3 雄英 3 井井场外		pH、全盐量、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）
		4 雄英 101 井井场外		pH、全盐量、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）
		5 雄英 103 井		pH、全盐量、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）
		6 雄探 1 试采点		pH、全盐量、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）

(2) 监测时间

土壤监测采样日期为 2025 年 2 月，监测单位为新疆昇腾环保科技有限公司。

(3) 监测因子

土壤监测因子如下：

(1) 占地内基本因子：《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地的45项基本因子：砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷，1,2-二氯乙烷，1,1-二氯乙烯，顺-1,2-二氯乙烯，反-1,2-二氯乙烯，二氯甲烷，1,2-二氯丙烷，1,1,1,2-四氯乙烷，1,1,2,2-四氯乙烷，四氯乙烯，1,1,1-三氯乙烷，1,1,2-三氯乙烷，三氯乙烯，1,2,3-三氯丙烷，氯乙烯，苯，氯苯，1,2-二氯苯，1,4-二氯苯，乙苯，苯乙烯，甲苯，间二甲苯+对二甲苯，邻二甲苯，硝基苯，苯胺，2-氯酚，苯并（a）蒽，苯并（a）芘，苯并（b）荧蒽，苯并（k）荧蒽，蒽，二苯并（a,h）蒽，茚并（1,2,3-cd）芘、萘、pH值及全盐量。

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

(2) 特征因子：石油烃。

(4) 监测及分析方法

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

(5) 评价标准

执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值及《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）相关标准要求。

(6) 评价方法

采用标准指数法：

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

式中：Ci——i污染物的监测值；

Si——i污染物的评价标准值；

Pi——i污染物的污染指数

4.5.4 土壤环境现状评价

土壤现状监测与评价结果见表4.5-3、4.5-4、4.5-5、4.5-6、4.5-7。

表 4.5-3 占地范围内表层样土壤环境质量评价（雄英 102 井场内）

监测点位				雄英 102 井场内		
采样深度				0-20cm		
序号	检测项目	单位	筛选值（第二类用地）	监测数据	Pi	达标情况
1	pH 值	无量纲	—			—
2	砷	mg/kg	60			达标
3	镉	mg/kg	65			达标
4	六价铬	mg/kg	5.7			达标
5	铜	mg/kg	18000			达标
6	铅	mg/kg	800			达标
7	总汞	mg/kg	38			达标
8	镍	mg/kg	900			达标
9	四氯化碳	mg/kg	2.8			达标
10	氯仿	mg/kg	0.9			达标
11	氯甲烷	mg/kg	37			达标
12	1,1-二氯乙烷	mg/kg	9			达标
13	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5			达标
14	1,1-二氯乙烯	mg/kg	66			达标
15	顺式-1,2-二氯乙烯	mg/kg	596			达标
16	反式-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54			达标
17	二氯甲烷	mg/kg	616			达标
18	1,2-二氯丙烷	mg/kg	5			达标
19	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10			达标
20	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8			达标
21	四氯乙烯	mg/kg	53			达标
22	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840			达标
23	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8			达标
24	三氯乙烯	mg/kg	2.8			达标
25	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5			达标
26	氯乙烯	mg/kg	0.43			达标
27	苯	mg/kg	4			达标

28	氯苯	mg/kg	270			达标
29	1,2-二氯苯	mg/kg	560			达标
30	1,4-二氯苯	mg/kg	20			达标
31	乙苯	mg/kg	28			达标
32	苯乙烯	mg/kg	1290			达标
33	甲苯	mg/kg	1200			达标
34	间/对二甲苯	mg/kg	570			达标
35	邻二甲苯	mg/kg	640			达标
36	硝基苯	mg/kg	76			达标
37	苯胺	mg/kg	260			达标
38	2-氯酚	mg/kg	2256			达标
39	苯并[a]蒽	mg/kg	15			达标
40	苯并[a]芘	mg/kg	1.5			达标
41	苯并[b]荧蒽	mg/kg	15			达标
42	苯并[k]荧蒽	mg/kg	151			达标
43	蒽	mg/kg	1293			达标
44	二苯并[a,h]蒽	mg/kg	1.5			达标
45	茚并[1,2,3-cd]芘	mg/kg	15			达标
46	萘	mg/kg	70			达标
47	石油烃	mg/kg	4500			达标
48	水溶性盐总量 (g/kg)	g/kg	-			-

表 4.5-4 土壤监测结果一览表 (占地内表层样) 单位: mg/kg

序号	检测项目 (单位)	脱硫站站内		雄英 3 井井场内		标准值	是否达标
		监测值	Pi	监测值	Pi		
1	pH 值						-
2	水溶性盐总量 (g/kg)						-
3	石油烃 (mg/kg)						达标

表 4.5-5 土壤监测结果一览表 (占地内柱状样) 单位: mg/kg

序号	监测点位	采用深度	石油烃		标准值	是否达标
			监测值	Pi		

1	雄英 102 井	0-0.5m			4500	达标
2		0.5-1.5m				达标
3		1.5-3m				达标
4	脱硫站	0-0.5m			4500	达标
5		0.5-1.5m				达标
6		1.5-3m				达标
7	雄英 3 井	0-0.5m			4500	达标
8		0.5-1.5m				达标
9		1.5-3m				达标

续表 4.5-5 占地范围外表层样土壤监测及评价结果

序号	监测点位	采用深度	pH			水溶性盐总量			石油烃			是否达标
			监测值	Pi	标准值	监测值	Pi	标准值	监测值	Pi	标准值	
1	雄探 1 试采点	0-0.5m										达标
2		0.5-1.5m										达标
3		1.5-3m										达标
4	雄英 101 井	0-0.5m										达标
5		0.5-1.5m										达标
6		1.5-3m										达标

表 4.5-6 占地范围外表层样土壤监测及评价结果

监测点位				雄英 102 井		
采样深度				0-20cm		
序号	检测项目	单位	筛选值(pH > 7.5)	监测结果	Pi	达标情况
1	pH 值	无量纲				-
2	镉	mg/kg				达标
3	(总) 汞	mg/kg				达标
4	(总) 砷	mg/kg				达标
5	铅	mg/kg				达标
6	铬	mg/kg				达标
7	铜	mg/kg				达标
8	镍	mg/kg				达标
9	锌	mg/kg				达标
10	水溶性盐总量	g/kg				-

监测点位				雄英 102 井		
采样深度				0-20cm		
序号	检测项目	单位	筛选值(pH >7.5)	监测结果	P _i	达标情况
11	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	mg/kg	4500			达标

表 4.5-7 占地范围外表层样土壤监测及评价结果

监测点位				脱硫站			雄英 3 井			雄英 101 井		
采样深度				0-20cm			0-20cm			0-20cm		
序号	检测项目	单位	筛选值 (pH >7.5)	监测结果	P _i	达标情况	监测结果	P _i	达标情况	监测数据	P _i	达标情况
1	pH 值	无量纲										-
2	水溶性盐总量	g/kg										-
3	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	mg/kg										达标

续表 4.5-7 占地范围外表层样土壤监测及评价结果

监测点位				雄英 103 井			雄探 1 试采点		
采样深度				0-20cm			0-20cm		
序号	检测项目	单位	筛选值 (pH>7.5)	监测结果	P _i	达标情况	监测结果	P _i	达标情况
1	pH 值	无量纲							-
2	水溶性盐总量	g/kg							-
3	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	mg/kg							达标

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

工程区占地范围外土壤中重金属元素含量相对较低，小于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“表 1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”的 pH>7.5 所列标准；土壤中石油烃含量较低，满足

《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求。

4.6 环境空气质量现状调查与评价

4.6.1 基本污染物环境质量现状调查

本工程地处新疆维吾尔自治区阿克苏地区温宿县境内，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）对环境质量现状数据的要求，本次评价引用生态环境部环境工程评估中心公布的全国环境空气质量达标区判定结果。

根据环境影响评价网环境空气质量模型技术支持服务系统提供的数据，阿克苏地区 2023 年 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5} 年均浓度分别为 7 μg/m³、32 μg/m³、95 μg/m³、37 μg/m³；CO 24 小时平均第 95 百分位数为 2.2mg/m³，O₃ 日最大 8 小时平均第 90 百分位数为 130 μg/m³；其中超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值的污染物为 PM₁₀、PM_{2.5}。区域环境空气质量现状评价表详见表 4.6-1。

表 4.6-1 阿克苏地区环境空气质量现状评价一览表

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

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

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

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

内不会有明显改善。

4.6.2 特征污染物环境质量现状评价

(1) 监测点基本信息

按照《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)，结合项目所在区域地形特点以及当地气象特征，且本次评价在布置 2 个监测点位对区域环境空气质量现状进行补充监测，监测因子为非甲烷总烃、硫化氢、甲醇。监测工作由新疆中测测试有限责任公司完成。

监测点位基本信息，见表 4.6-2。监测点位示意图见图 4.3-1。

表 4.6-2 监测点位基本信息一览表

监测点名称	监测点坐标	监测因子	数据来源
		1 小时平均	
雄英 102 井		非甲烷总烃、硫化氢、甲醇	实测
区块下风向		非甲烷总烃、硫化氢、甲醇	

(2) 监测时间及频率

监测时间为 2024 年 6 月 9 日-2024 年 6 月 15 日。监测 7 天，每天采样 4 次，提供小时值，每小时采样 4 次。

图 4.3-1 监测点位示意图

(3) 监测及分析方法

各监测因子检测方法及检出限表，见表 4.6-3。

表 4.6-3 环境空气各监测因子分析及检出限一览表

序号	监测因子	检测方法	方法来源	单位	检出限
1	非甲烷总烃	《环境空气 总烃、甲烷和非甲烷总烃测定 直接进样-气相色谱法》	HJ 604-2017	mg/m ³	0.07
2	硫化氢	《居住区大气中硫化氢卫生检验标准方法 亚甲蓝分光光度法》	GB11742-89	mg/m ³	0.005
3	甲醇	《居住区大气中甲醇、丙酮卫生检验标准方法气相色谱法》	GB 11738-89	mg/m ³	0.40

(4) 评价标准

非甲烷总烃 1 小时评价浓度参考执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 详解中的浓度限值 2mg/m³；H₂S 执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D 中其他污染物空气质量浓度参考限值(10μg/m³) 的浓度限值要求；甲醇参照执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D 中的 1h 平均浓度限值 1000μg/m³。

(5) 评价方法

采用最大浓度占标率法进行评价区环境空气质量现状评价，计算公式如下：

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

式中：Pi—污染物 i 的占标率；

Ci—污染物 i 的实测浓度，mg/m³；

C_{oi}—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 4.6-4。

表 4.6-4 其他污染物环境质量现状评价表

监测 点位	污染物	平均时间	评价标准 (μg/m ³)	监测浓度范 围 (μg/m ³)	最大浓度 占标率/%	超标 频率/%	达标 情况
雄英 102 井	非甲烷总烃	1 小时平均	2000				达标
	硫化氢	1 小时平均	10				达标
	甲醇	1 小时平均	1000				达标

区块下风向	非甲烷总烃	1 小时平均	2000				达标
	硫化氢	1 小时平均	10				达标
	甲醇	1 小时平均	1000				达标

注：ND 表示低于检出限

由上表可知，监测期间各监测点非甲烷总烃小时值浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）详解中浓度限值 $2000\mu\text{g}/\text{m}^3$ 要求； H_2S 小时平均值均未检出，能满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中其他污染物空气质量浓度参考限值（ $10\mu\text{g}/\text{m}^3$ ）的浓度限值要求；甲醇小时平均值均未检出，能满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值 $1000\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

4.7 声环境现状

依据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中的规定，本工程声环境影响评价工作等级定为二级。本工程井场、雄探 1 试采点周边范围内无居民区，没有声环境保护目标。本次选择代表性井场布设 2 个点位现状监测，可以满足导则声环境现状监测要求。

4.7.1 声环境现状监测

（1）监测点位

本次分别在雄英 102 井、雄探 1 井场四周边界各布设 1 个监测点位。监测工作由新疆中测测试有限责任公司完成。监测点位示意图见图 4.3-1。

表 4.7-1 声环境现状监测点位表

序号	监测点名称	位置	监测因子	采样时间、频率
1	雄英 102 井	厂址中心	Ld、Ln	监测 1 天，每天昼夜各 1 次
2	雄探 1 井场	厂界四周		

（2）监测时间

声环境质量现状监测时间为 2024 年 6 月 12 日，监测 1 天，分昼间和夜间两个时段进行。

（3）监测方法

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

（4）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）。

（5）评价方法

采用对标法对声环境质量现状进行评价，即用现状监测结果与标准值进行对比。

4.7.2 声环境现状评价

监测及评价结果统计，见表 4.7-2。

表 4.7-2 声环境现状监测统计结果一览表

监测点位	测量时间	等 效 声 级 dB（A）		达标情况
		昼间	夜间	
雄英 102 井	2024 年 6 月 12 日			达标
雄探 1 井场东	2024 年 6 月 12 日			达标
雄探 1 井场南				达标
雄探 1 井场西				达标
雄探 1 井场北				达标

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

5 环境影响预测与评价

5.1 生态影响评价

5.1.1 施工期生态影响分析

5.1.1.1 占地影响分析

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

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

5.1.1.2 项目实施对周边沙化土地的影响

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

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

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

5.1.1.3 对植被的影响分析

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

本工程总占地面积约 27.22hm^2 ，其中：永久性占地面积约 2.52hm^2 ，临时占地面积约 24.7hm^2 ，工程占地类型为天然牧草地。在油田开发初期的 2~3 年中，将影响占地范围之内的植被初级生产力。根据《陆地石油石油开采建设项目环境影响评价技术导则》中对荒漠化生物生产量的量化指标，项目位于荒漠地区，属于强烈发展的荒漠化，按照生物生产量按照 $1.1\text{t}/(\text{hm}^2 \cdot \text{a})$ 计算，永久占地生物损失量约为 2.772t ，临时占地生物损失量约为 27.17t ，当临时性占地的植被得到初步恢复后，这种损失将逐渐减少。

(1) 扬尘对植被的影响

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

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

(2) 施工废物对植被的影响

站场施工过程中产生的建筑垃圾，不及时清理，会压覆生长的植被；在管道工程中，管道防腐是不可缺少的一个重要工序，是防止事故发生的主要保护措施。

施；在施工现场对管线进行防腐处理，不可避免地要有一些防腐材料散落在环境中，对土壤和植被产生一定的影响。其附着在植物体上会阻碍植物叶片呼吸及光合作用；施工废弃物、塑料袋、矿泉水瓶等生活垃圾的胡乱丢弃会造成白色污染而影响土壤，在大风季节塑料袋被吹挂在植物体上，这样不仅影响景观，亦影响植物的生长。但这种影响是有可能杜绝的，在施工中只要加强环保宣传，就会使这种影响降到最小程度甚至没有。

（3）施工期人为活动对植被的影响

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

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

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

5.1.1.4 对野生动物的影响分析

评价范围内为荒漠区，自然条件十分恶劣，野生动物不易生存，动物极为罕见，主要野生动物以各种昆虫居多，其次是蜥蜴、鼠类和一些雀类，没有国家和自治区级保护动物分布。

项目各工程呈点块状（如：井场、站场等）和线状（如：管线）分布在评价区范围内，施工可能会影响或缩小野生动物的栖息空间和生存环境；施工干扰会使野生动物受到惊吓，也将被迫离开施工区周围的栖息地或活动区域。施工结束后，随着人类活动和占地的减少，原有生境将逐步恢复，野生动物对新环境适应后其活动和分布范围亦将恢复。

5.1.1.5 管线建设对生态环境的影响

从管线途经区域两侧各 200m 评价范围的现状调查结果来看,本项目区地处沙漠北侧,极端干旱的气候和稀疏的植被使得该区域的生物种类贫乏。项目区内植被覆盖度在 5%~10%左右,少部分管线经过茂密区域可达 15%。在管道敷设过程中,开挖和回填对土壤的影响主要为:破坏土壤原有结构,混合土壤层次、改变土壤质地;影响土壤养分;影响土壤紧实度;土壤污染;影响土壤物理性质。对地表植被造成一定损失;管线占地均为临时用地,当临时性占地的植被得到初步恢复后,这种损失将逐渐减少。

5.1.1.6 水土流失的影响分析

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

(1) 土壤粗粒化

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

(2) 土壤贫瘠及含盐量变化

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

(3) 对油区公路、管线、井场的危害

评价区内春夏两季为多风季节，尤其是春季大风频繁，沙尘暴天气较多，而此时降水稀少，因而干旱沙质地表的沙层易被风力吹扬，风沙活动可以风蚀公路。在敷设管线下管回填时，回填土高于原地表，由于土质疏松，易被春秋季节的大风扬起的沙尘，从而造成水土流失。此外管线穿越冲沟处，水工防护设施设计不当或没有采取水工防护，可能在洪水季节由于水流的冲刷而剥蚀暴露出管线。

5.1.2 运营期生态影响分析

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

(1) 对土地利用的影响

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

(2) 对野生动物的影响分析

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

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

(3) 植被影响分析

运营期由于占地活动的结束，工程基本不会对植被产生影响，临时占地的植被开始自然恢复，一般在2~3年内开始发生向原生植被群落演替，并逐渐得到恢复。但事故状态如管线泄漏或火灾均会致使泄漏或火灾处局部范围内植被死亡。但事故造成的植被破坏是小范围的，在荒漠地带植被损失量很小。

5.1.3 退役期生态影响分析

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

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

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

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

5.1.4 生态影响评价自查表

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

因此总体上看本工程建设对生态环境影响可以接受。

本工程生态环境影响评价自查表，见表 5.1-1。

表 5.1-1 生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种 <input type="checkbox"/> ；国家公园 <input type="checkbox"/> ；自然保护区 <input type="checkbox"/> ；自然公园 <input type="checkbox"/> ；世界自然遗产 <input type="checkbox"/> ；生态保护红线 <input type="checkbox"/> ；重要生境 <input type="checkbox"/> ；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>

	影响方式	工程占用 <input checked="" type="checkbox"/> ；施工活动干扰 <input checked="" type="checkbox"/> ；改变环境条件 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	评价因子	物种 <input checked="" type="checkbox"/> （分布范围、种群梳理、种群结构、行为等） 生境 <input type="checkbox"/> （生境面积、质量、连通性） 生物群落 <input checked="" type="checkbox"/> （物种组成、群落结构等） 生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> （植被覆盖力、生产力、生物量、生态系统功能等） 生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> （物种丰富度、均匀度、优势度等） 生态敏感区 <input type="checkbox"/> （主要保护对象、生态功能等） 自然景观 <input type="checkbox"/> （景观多样性、完整性） 自然遗迹 <input type="checkbox"/> （遗迹多样性、完整性等） 其他 <input checked="" type="checkbox"/> （）
评价等级		一级 <input type="checkbox"/> 二级 <input type="checkbox"/> 三级 <input checked="" type="checkbox"/> 生态影响简单分析 <input type="checkbox"/>
评价范围		陆域面积：（0.2722）km ² ；水域面积：（）km ²
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集 <input checked="" type="checkbox"/> ；遥感调查 <input checked="" type="checkbox"/> ；调查样方、样线 <input type="checkbox"/> ；调查点位、断面 <input type="checkbox"/> ；专家和公众咨询法 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	调查时间	春季 <input type="checkbox"/> ；夏季 <input type="checkbox"/> ；秋季 <input type="checkbox"/> ；冬季 <input checked="" type="checkbox"/> 丰水期 <input type="checkbox"/> ；枯水期 <input type="checkbox"/> ；平水期 <input type="checkbox"/>
	所在区域的生态问题	水土流失 <input checked="" type="checkbox"/> ；沙漠化 <input checked="" type="checkbox"/> ；石漠化 <input type="checkbox"/> ；盐渍化 <input type="checkbox"/> ；生物入侵 <input type="checkbox"/> ；污染危害 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ；土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ；生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> ；重要物种 <input type="checkbox"/> ；生态敏感区 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
生态影响预测与评价	评价方法	定性 <input checked="" type="checkbox"/> ；定性和定量 <input type="checkbox"/>
	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ；土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ；生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> ；重要物种 <input type="checkbox"/> ；生态敏感区 <input type="checkbox"/> ；生物入侵风险 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
生态保护对策措施	对策措施	避让 <input checked="" type="checkbox"/> ；减缓 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态修复 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态补偿 <input checked="" type="checkbox"/> ；科研 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	生态监测计划	全生命周期 <input type="checkbox"/> ；长期跟踪 <input type="checkbox"/> ；常规 <input checked="" type="checkbox"/> ；无 <input type="checkbox"/>
	环境管理	环境监理 <input type="checkbox"/> ；环境影响后评价 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
评价结论	生态影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/> ；不可行 <input type="checkbox"/>
注：“□”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项。		

5.2 地下水环境影响分析与评价

5.2.1 水文地质条件

5.2.1.1 区域水文地质

(1) 地下水的赋存条件及分布特征

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

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

(2) 区域含水层的分布及富水性

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

(3) 水文地质分区

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

1025m³/d~5514m³/d, 矿化度 0.3g/L~0.6g/L, 新和地区南可增至 11.97g/L。

图 5.2-1 水文地质剖面示意图

5.2.1.2 评价区水文地质条件

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

(1) 碎屑岩裂隙孔隙水

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

(2) 松散岩类孔隙水

分布于调查区大部分地区, 根据含水层特征, 分为潜水和承压水两大类。

①潜水

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

水平径流方式排泄。

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

②承压水

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

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

（3）地下水的补、径、排条件

项目区处于冲洪积平原前缘地带，含水层为多层结构，地下水具多层结构特征。

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

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

排泄：以潜水面蒸发、植被蒸腾等方式排泄。

（4）地下水化学类型

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

（5）包气带特征

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

5.2.2 施工期地下水环境影响分析

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；施工期不设置施工营地，施工现场产生的少量生活污水依托雄探 1 试采点，雄探 1 试采点生活污水进入生活污水池，定期由罐车拉运至英买力作业区生活污水处理装置处置；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。

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

5.2.3 运营期地下水环境影响评价

本项目地下水环境影响评价等级为三级，正常工况下不会对地下水产生影响，只有在非正常工况下可能对地下水产生一定影响，因此，本次评价采用解析模型预测非正常工况下污染物在含水层中扩散并进行影响评价。

5.2.3.1 正常情况下地下水环境影响分析

(1) 废水

本项目运营期间，正常情况下无废水产生，不会对水环境产生影响。

(2) 集输管线

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

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

5.2.3.2 非正常情况地下水环境影响分析

运营期非正常工况下，废水污染源主要为汇管处阀门、集输管线的采出液及含油物质的泄漏，原油储罐泄漏等，污染物主要为石油类，如不及时修复，可能对地下水造成影响。对地下水污染的途径主要有渗透污染。渗透污染是导致地下

水污染的普遍和主要方式。落地油、采出液的跑、冒、滴、漏等，都是通过包气带渗透到潜水含水层而污染地下水的。包气带厚度愈薄，透水性愈好，就愈造成潜水污染，反之，包气带愈厚、透水性愈差，则其隔污能力就愈强，则潜水污染就愈轻。

（1）阀门、集输管线泄漏

阀门、集输管线泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的含油污染物等下渗而可能导致地下水污染风险的发生。设备阀门、管线等发生泄漏的原因有如下几种：误操作、机械故障、外力作用和腐蚀，这几种因素的产生都是人为的或人为操控程度很高，发生污染的危害程度也取决于操作人员的处置和控制。贮污设施的泄漏是由基座渗漏引起的，污染危害取决于防污工程质量，因此这类污染发生的可控性很高，故一般发生在局部，应以预防为主。

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

入渗污染物→表土层→包气带→含水层→迁移

a.地表污染物在包气带土壤中的下渗

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

本次考虑最不利情况，地表连续入渗通过包气带土壤进入地下水含水层中，

针对污染物进入到含水层后的运移进行重点预测、评价。

①预测情景

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

②预测因子

单井集输管线内输送物质为油、气、水三相的混合物，污染物主要为石油类，故选取特征污染物石油类作为代表性污染物进行预测，石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中的Ⅲ类标准。

③预测方法

本次评价采用解析法对地下水环境影响进行预测。

④预测模型

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

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

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

以上式中：x—距注入点的距离，m；

t—时间，d；

C(x, t)—t 时刻 x 处的示踪剂浓度，g/l；

C₀—注入的示踪剂浓度，g/l；

u—水流速度，m/d；

n —有效孔隙度，无量纲；

D_L —纵向弥散系数， m^2/d ；

$\text{erfc}(\)$ —余误差函数。

⑤预测参数

本次评价水文地质参数主要通过收集项目所在区域的成果资料及经验参数来确定。根据区域水文地质条件，评价区内第四系含水层岩性主要为粉土、粉细砂。本次评价水文地质参数主要通过区域的勘察资料及导则中推荐的经验值确定。模型中所需参数及来源见表 5.2-1。

表 5.2-1 水质预测模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	参数数值	数值来源
1	u	水流速度	0.0039m/d	地下水的平均实际流速 $u=KI/n$ ，根据区内水文地质条件，评价区内渗透系数0.11~4.34m/d，本次取最大值4.34m/d，地下水的水力坡度为1.8‰。
2	D_L	纵向弥散系数	0.19m ² /d	$D_L=\alpha L u$ ， αL 为纵向弥散度。参考前人的研究成果，结合项目区水文地质条件，弥散度应介于1~10之间，按照最不利的评价原则，本次模拟取弥散度参数值取10。
3	n	有效孔隙度	42%	依据《水文地质手册》，细砂孔隙度为0.42，确定区域有效孔隙度取42%。
4	t	时间	计算发生渗漏后100d、1000d、3650d后各预测点的浓度	
5	C_0	污染物浓度	参照TPHCWG（1997）中关于石油类污染物的溶解度等相关文献，取18 mg/L为石油类可溶态污染物的最高浓度值。石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类，将石油类污染物浓度标准定为0.05mg/L。检出限为0.01mg/L。	

⑥预测结果与分析

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

表 5.2-2 石油类污染物在潜水含水层中的浓度迁移预测结果（短时泄漏）

100d		1000d		3650d	
距离（m）	浓度c(mg/L)	距离（m）	浓度c(mg/L)	距离（m）	浓度c(mg/L)
0	0.011	0	0.002	0	0.000
5	0.036	10	0.005	20	0.001
10	0.029	20	0.007	40	0.002
15	0.010	30	0.008	60	0.003
20	0.002	40	0.006	80	0.004
25	0.000	50	0.004	100	0.003
30	0.000	60	0.002	120	0.002
35	0.000	70	0.001	140	0.001
40	0.000	80	0.000	160	0.000
45	0.000	90	0.000	180	0.000

100d		1000d		3650d	
距离 (m)	浓度c(mg/L)	距离 (m)	浓度c(mg/L)	距离 (m)	浓度c(mg/L)
50	0.000	100	0.000	200	0.000

图 5.2-2 发生泄漏后石油类污染物浓度变化趋势图

根据以上预测结果，在本次设定的预测情形下：当泄漏发生后，在预测期间，随着距离的增加，石油类在含水层中在水动力弥散作用下，沿地下水流向运移，污染物的浓度呈先增大后减小的趋势；随着泄漏后的时间的增加，影响范围呈增加趋势。在本次预测情景下的泄漏对地下水环境的影响很小。石油类浓度在预测 100d、1000d、3650d 时地下水最大影响距离约 15m、30m、80m，均未超标，但泄漏事故对该地区地下水的潜在影响依然存在。故集输管道必须采取必要的防渗、防渗措施，并加强巡检，防止其泄漏进而污染周边区域内的地下水。

（2）原油储罐泄漏

运行过程中如试采点原油储罐破损泄漏事故对地下水的影响，一般泄漏于土体中的原油可以向地下渗透，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。

本次评价对非正常状况下储罐破损泄漏情景运用解析模型进行模拟预测，以评价对地下水环境的影响。

①预测因子筛选

储罐破损泄漏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。评价因子检出限及评价标准见表 5.2-3。

表 5.2-3 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)	现状监测值最大值(mg/L)
------	------------	-------------	----------------

石油类	0.05	0.01	未检出
-----	------	------	-----

②预测源强

储罐破损泄漏，裂口面积为 5cm^2 ，采取措施 15min 后成功堵漏并停止泄漏，根据伯努利方程计算可得原油渗漏量 0.27m^3 ，石油类浓度取 0.852g/L ，则最终进入地下水中的石油类源强为 0.230kg 。

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。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；厚度约35m；

m_M —长度为M的线源瞬时注入污染物的质量，kg。本次线源瞬时注入的污染物质量石油类 0.230kg ；

u—地下水流速度，m/d；取值 0.019m/d ；

n—有效孔隙度，无量纲；参照相关资料，其有效孔隙度42%；

D_L —纵向弥散系数， m^2/d ；根据资料纵向弥散系数 $0.19\text{m}^2/\text{d}$ ；

D_T —横向y方向的弥散系数, m^2/d ; 横向弥散系数 $D_T=0.011m^2/d$;

π —圆周率。

④预测内容

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

a.石油类预测结果

石油类预测结果见表 5.2-4。

表 5.2-4 在非正常状况下石油类在潜水含水层中运移情况一览表

污染年限	影响范围 (m^2)	超标范围 (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
100d	256	100	0.005	0.200	0.205	15	否
1000d	267	—	0.005	0.021	0.026	27	—
7300d	—	—	0.005	—	—	—	—

注: 区域地下水监测点石油类均未检出, 背景浓度按检出限一半计。

综合以上分析可知, 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 后污染晕影响范围为 $256m^2$, 超标范围为 $100m^2$, 污染晕沿地下水流向, 由泄漏点向东南方向最大运移距离为 20m, 污染晕中心最大贡献浓度为 $0.200mg/L$, 叠加背景值后的浓度为 $0.205mg/L$; 石油类污染物泄漏 1000d 后污染晕影响范围为 $267m^2$, 无超标范围, 污染晕沿地下水流向, 由泄漏点向东南方向最大运移距离为 27m, 污染晕中心最大贡献浓度为 $0.021mg/L$, 叠加背景值后的浓度为 $0.026mg/L$; 石油类污染物泄漏 7300d 后石油类污染晕影响范围消失。

在非正常状况下, 由于项目区地下水循环条件差, 径流、排泄基本处于停滞状态, 因此, 泄漏对地下水环境产生的影响也非常有限, 且本次预测评价未考虑土层及含水层吸附作用的影响。实际上, 地表土层中含有各种离子、有机物和微生物, 项目产生的污染源中污染物在通过覆盖层时, 污染物在迁移过程中将发生吸附、过滤、离子交换、生物降解等作用而得到不同程度的净化。因此泄漏产生的污染可能小于上述结果。事故发生后, 建设单位应立即采取切断措施并及时组

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

5.2.4 退役期地下水环境影响分析

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

5.2.5 地下水环境评价结论

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

5.3 土壤环境影响分析

5.3.1 施工期土壤环境影响分析

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

（1）人为扰动对土壤的影响

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

在施工中，车辆行驶和机械作业时机械设备的碾压、施工人员的踩踏等都会对土壤的紧实度产生影响。机械碾压的结果使土壤紧实度增高，地表水入渗减少，土壤团粒结构遭到破坏，土壤养分流失，不利于植物生长。各种车辆（尤其是重型卡车）在地表上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化。本工程评价区域内土壤类型主要是棕

漠土，植被覆盖度较低，油气开发工程占地开辟了土地利用的途径，场站和管道的施工等产生的这种影响非常轻微。

（2）场站建设

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

（3）管线施工对土壤环境的影响

本工程管线施工作业带宽 10m 内的土壤均会受到严重扰动和破坏。在施工作业带以外的直接影响区域表现为施工活动中施工机械、车辆碾压、施工人员践踏等对土壤的扰动，改变土壤的紧密度和坚实度，可能造成土壤板结。由于植被被毁，土壤表面压实，土壤板结，通透性差，使土壤水量降低，同时加剧了土壤的蒸发作用，导致盐碱化加重。

（4）水土流失及沙化影响分析

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

施工车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，使风蚀荒漠化的过程加剧，从而造成水土流失，严重时会导致沙化，这种影响在短时间内不会完全恢复；在地面构筑物建设中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量。本工程地面建设的内容主要包括井场建设、试采点的建设、管线的敷设等，但场站硬化措施可有效防止风蚀造成水土流失，从而避免土地沙化。临时占地范围内的土壤地表表层遭到破坏，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大，这种影响在短时间内不会完全恢复。但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。各种管道的敷设均采用明沟开挖方式，管沟开挖土方在管道一侧临时堆放。施工期内，管沟边堆起一道临时土垄，在大风状态下易发生风力侵蚀，即使

在堆土回填后风蚀量会有所减少，但地表仍为疏松地带，需要一个较长的恢复阶段。

综上所述，施工期对项目区土壤环境影响不大。

5.3.2 运营期土壤环境影响分析

5.3.2.1 土壤污染途径

本工程为油气开采项目，运营期主要以污染影响为主。运营期本工程天然气管线外输、原油罐车拉运，正常情况下不会对土壤环境造成污染。非正常情况下原油、含油污水泄漏可能会对土壤环境造成污染。结合项目特点，本节主要分析非正常状况下泄漏对土壤环境的污染影响，以及对土壤理化性质的影响和累积影响。

油田土壤环境污染的分布为：污染物主要集中在场站永久占地内，各种污染物尤其是石油烃污染物主要集中在土壤表层，迁移深度较浅。

事故时排放的原油、含油污水量大且集中，其危害主要表现为降低土壤透气、透水性，改变土壤微生物种群结构，消耗土壤氮素，使植物生长受阻，体内残留量增加，恶化土壤-植物及土壤-食物链系统的环境质量。因此，油田生产中一定要严防采出液泄漏事故的发生，一旦发生事故，应立即采取事故应急措施，及时对原油、含油污水进行回收，最大限度地恢复地表原貌，为利用土壤的自净作用创造条件，在尽可能短的时间使土壤环境得到恢复。

5.3.2.2 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采出液输送、拉运及处理过程中发生跑冒滴漏，渗入土壤对土壤产生影响。

运营期正常工况下，本工程井下作业废水得到妥善处置、原油拉运严格遵守规章制度；生产过程中液体物料配置过程中均为全密闭管路连接，不会出现溢出和泄漏情况，实现可视可控，且在管线上做好标识，如若出现泄漏等事故情况，可及时发现，及时处理。

5.3.2.3 非正常状况下对土壤环境的影响预测分析

本次土壤环境影响主要考虑非正常工况下，集输管道、原油拉运罐车以及场站设备的采出液泄漏，垂直入渗对土壤的环境影响。

经查阅相关资料，目前项目区用地性质主要为天然牧草地，土壤类型主要为棕漠土。根据工程建设涉及的垂直入渗途径，给出工程建设在各实施阶段不同环节与不同环境影响防控措施下预测因子的土壤环境影响范围与程度，对工程建设产生的土壤包气带环境影响进行综合评价。运营期本工程土壤影响类型与途径，见表 5.3-1；影响因子，见表 5.3-2。

表 5.3-1 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
施工期	/	/	√	/
运营期	/	/	√	/
退役期后	/	/	/	/

表 5.3-2 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
管线、罐车、雄探 1 试采点内原油罐	/	垂直入渗	石油类	事故工况

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

（1）溢油污染过程分析

原油不溶于水，在环境中被称为不溶性液相污染物（NAPLs）。溢油发生后，由于管道输油压力较大，而顶层覆土层压力较小，混合原油会向上喷出地表。如果无人工立即回收，则其一部分轻组分将挥发，另一部分下渗到包气带土体，甚至到达潜水含水层。见图 5.6-1。

图 5.3-1 溢油污染过程示意图

1) 溢油在包气带中的污染过程分析

包气带中，溢出原油在重力作用下以垂向迁移为主。油流在迁移过程中不断被土壤颗粒截留、吸附、粘滞，其影响的深度和范围取决于原油的物理性质（密度、粘度、张力等）、泄漏量、泄漏方式以及包气带土层的空隙渗透特性等。对一般的粘土或细砂土层而言，溢油的影响主要集中在地面以下 2m 以内。同时，在污染集中的地表层还是生物活动剧烈区域，在较适宜的水热条件下，溢油将被很快降解而去除。

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

(2) 垂直入渗途径

1) 项目区包气带岩性及厚度

项目区土壤类型为棕漠土，包气带主要以粉土、细砂和粉砂为主，包气带厚度约 3m 左右。

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

于-0.5m、-1.5m、-3m 深处。

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

2) 预测方法

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

3) 预测情景设定

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

4) 污染物预测评价因子和预测源强

场站设备或集输管线由于开裂或腐蚀磨损等原因，造成采出液少量泄漏。参考《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)附录 E，设定拟建项目原油方罐破裂，单井日产油 21.12t/d，以事故状态下泄漏 1d 计算。

石油类泄漏源强见表 5.3-3。

表 5.3-3 泄漏源强表

预测情景	污染物	浓度 (mg/L)	泄漏量 (m³/d)
储罐破裂	石油类	1000	21.12

5) 垂直入渗土壤预测模型

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

a 一维非饱和溶质垂向运移控制方程：

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

式中：c--污染物介质中的浓度，mg/L；

D--弥散系数，m²/d；

q--渗流速度，m/d；

z--沿 z 轴的距离，m；

t--时间变量，d；

θ-土壤含水率，%。

b 初始条件

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

c 边界条件

第一类 Dirichlet 边界条件:

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

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

非连续点源:

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

对于边界条件概化方法, 综述如下:

d 水流模型

上边界为定通量边界, 单位时间渗漏通量为 $0.961\text{m}^3/\text{d}$, 设定土壤剖面初始压力水头为 -300cm 。下边界为潜水含水层自由水面, 下边界设定为定压力水头。

e 溶质运移模型

模型上边界概化为污染物变量, 下边界为自由排水边界。

6) 预测参数选取

根据现场土壤采样及水文地质调查结果, 拟建工程选取雄探 1 试采点进行预测, 各参数均采用 Hydrus 软件自带的经验参数值。预测模型参数取值见表 5.3-4。

表 5.3-4 土壤水力参数表

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

备注: 表中参数引用 HYDRUS 软件中所推荐的包气带基本岩性参数。

表 5.3-5 土壤溶质运移参数表

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

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

7) 土壤污染预测结果

在不同深度石油烃沿土壤迁移模拟结果如图 5.6-2 所示。

图 5.3-2 不同深度处石油类浓度-时间变化曲线图

由上图可知，根据预测结果，不同预测时间最大浓度所在的深度不同，污染物在土壤环境中迁移极慢。发生泄漏后 5d 时，最大浓度出现在泄漏点以下 28cm 处，最大浓度为 158mg/kg，发生泄漏后 10d 时，最大浓度出现在泄漏点以下 62cm 处，最大浓度为 116.56mg/kg，发生泄漏后 20d 时，最大浓度出现在泄漏点以下 137cm 处，最大浓度为 79.97mg/kg，在发生泄漏后 50d、100d 时，石油类污染物浓度极小。由以上分析可以看出，发生泄漏后，最先污染表层土壤，落地油积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作用和吸收作用。时间越久，污染物向土壤下方运移越深，泄漏发生后短期内对表层土壤环境影响相对严重。在设定情景下在不同时刻、不同土壤深度的石油烃（C10~C40）浓度均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地风险筛选值（4500mg/kg）。本项目运行期对试采点永久占地采取防渗措施，并加强管理和监督检查，须定期检查储罐破损或破裂情况，若发现有破损或破裂部位须及时进行修补。杜绝非正常情况的发生，避免污染物进入土壤及地下水含水层中。在严格落实本次环评提出的土壤污染防治措施的前提下，本项目运营期对土壤环境影响属可接受范围。

5.3.3 退役期土壤环境影响分析

井场清理等工作还会产生部分废弃管道、建筑垃圾等固体废物，对建筑垃圾等进行集中清理收集，收集后送至区域一般工业固体废物填埋场填埋处置；废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清

空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

5.3.4 土壤环境影响评价结论

综上，本项目为试采工程，天然气采用密闭流程，原油采用装车拉运，装车过程采用气相平衡，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。如果发生原油储罐、管线泄漏等事故，泄漏的原油会对土壤环境产生一定的影响，泄漏的油类物质覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响地表植被的生长。根据环境风险分析可知，本工程风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程项目实施对土壤环境产生污染影响。

5.3.5 土壤环境影响自查表

本工程土壤环境影响评价自查表，见表 5.3-6。

表 5.3-6 土壤环境影响评价自查表

工作内容		塔里木油田雄英油田雄英 1 区块寒武系下丘里塔格组试采项目优化调整			备注	
响 识 别	影响类型	污染影响□；生态影响型□；两种兼有☑				
	土地利用类型	建设用地□；农用地□；未利用地☑			土地利用类型图	
	占地规模	(2.52)hm ²			永久占地	
	敏感目标信息	敏感目标（无）、方位（/）、距离（/）				
	影响途径	大气沉降□；地面漫流□；垂直入渗☑；地下水位□；其他□				
	全部污染物	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）				
	特征因子	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）				
	所属土壤环境影响评价项目类别	I类☑；II类☑；III类□；IV类□；			本工程站场属于 I 类项目，生态影响型评价等级划分为二级；污染影响型评价等级划分为一级。	
	敏感程度	敏感☑；较敏感☑；不敏感□；				
评价工作等级		一级☑；二级☑；三级□				
状 调 查 内 容	资料收集	a)☑;b)☑;c)☑;d)☑;				
	理化特性	/			同附录 C	
	现状监测点位	层位	井场		深度	点位布置图
			占地范围内	占地范围外		
		表层样点数	3	6	0-0.2m	
		柱状样点数	5		0-0.5m	

					0.5-1.5m 1.5-3m		
状 评 价	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）					
	评价因子	第二类用地的 45 项基本因子、pH、全盐量、石油烃					
	评价标准	GB15618☑；GB36600☑；表 D.2☐；其他（ ）					
	现状评价结论	项目区占地范围内土壤监测因子满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求，占地外土壤监测因子满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）相关标准要求					
响 预 测	预测因子	石油烃					
	预测方法	附录 E☑；附录 F☐；其他（类比）					
	预测分析内容	影响范围（事故状态下，集输管线、油罐、罐车泄漏，油类物质进入土壤的 0-3m 土层）影响程度（较小）					
	预测结论	达标结论：a) ☐；b) ☐；c) ☑ 不达标结论：a) ☐；b) ☐					
治 措 施	防控措施	土壤环境质量现状保障☑；源头控制☑；过程防控☑；其他（ ）					
	跟踪监测	层位	计量站占地 范围内	占地范 围外	深度	监测指标	监测频 次
		表层	1	1	0-0.2m	石油烃	每 3 年 1 次
		柱状 样	1	-	0-0.5m 0.5-1.5m 1.5-3m	石油烃	每 3 年 1 次
	信息公开指标	-					
评价结论	在工程做好分区防渗、定期监测、严格执行本次环评提出的污染防治措施的前提下本工程对土壤环境影响可接受						
注 1：“☐”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。							
注 2：需要分别开展土壤环境影响评价等级工作的，分别填写自查表。							

5.4 大气环境影响分析

5.4.1 施工期大气环境影响分析

本项目施工期产生的废气主要为汽车尾气排放、施工扬尘及施工焊接废气。

(1) 施工机械及运输车辆尾气影响分析

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

(2) 运输车辆扬尘影响分析

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

在油田区块开发前期，由于主要进行地面建筑、道路等施工，区块内大量出入中型车辆，因此区块内道路主要为砂石路，车辆行驶的扬尘污染较重，要求适当洒水降尘，减轻污染。合理规划、选择最短的运输路线，利用油田现有公路网络，禁止随意开辟道路，运输车辆应以中、低速行驶，减少车辆行驶动力起尘。随油田开发进入产液期，区块道路路面硬化，这部分扬尘影响大大减轻。

(3) 地面工程施工过程中扬尘影响分析

施工扬尘污染主要来自：①管沟、地基开挖、土地平整等施工过程，遇大风天气，会造成粉尘、扬尘等大气污染；②水泥、砂石、混凝土等建筑材料的运输、装卸和仓储过程不可避免会产生一定的泄漏，产生扬尘污染；③灰土拌和、混凝土拌和加工都会产生扬尘和粉尘；④物料运输车辆在施工场地运行过程中将产生大量尘土。

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

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

(4) 施工焊接废气影响分析

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

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

5.4.2 运营期大气环境影响分析

5.4.2.1 区域地面污染气象特征分析

本项目大气环境影响评价等级为二级，按《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）要求只分析常规地面气象资料统计特征量。本工程井场、雄探1试采点均位于阿克苏地区温宿县境内。本次收集了温宿县近20年的地面观测数据进行统计分析。

(1) 风速

温宿县气象站的年平均风速为1.97m/s，春夏季风速最大，其中以6月份和7月份风速最大（2.45m/s），以12月份风速最小（1.36m/s），区域内近20年各月平均风速统计见表5.4-1。平均风速的全年各月变化曲线见图5.4-1。

表 5.4-1 温宿县各月平均风速统计表

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
风速 (m/s)	1.55	1.85	2.01	2.33	2.22	2.44	2.45	2.17	1.91	1.81	1.55	1.36



图 5.4-1 温宿县全年各月风速变化曲线

（2）风向、风频

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

温宿县各季及全年各风向频率统计情况见表 5.4-2，风向频率玫瑰见图 5.4-2。

图 5.4-2 温宿县各季、全年风向玫瑰图

表 5.4-2 年均风频的月变化、季变化及年均风频

风向 风频 (%) 月份	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C
一月	17.34	10.75	9.01	5.91	8.87	4.30	4.03	4.70	7.53	4.57	2.02	1.34	1.08	1.21	2.42	14.78	0.13
二月	14.14	9.97	9.23	6.70	7.29	4.02	2.98	3.87	7.14	4.02	1.79	1.64	2.68	0.60	3.42	20.24	0.30
三月	13.84	9.41	9.14	10.08	11.83	4.97	4.17	3.49	4.17	4.03	2.82	2.55	3.09	1.88	2.55	11.96	0.00
四月	11.94	6.67	10.00	8.61	11.39	5.00	3.33	2.08	4.03	2.78	3.19	3.19	4.72	3.89	8.47	10.69	0.00
五月	11.16	10.75	8.87	8.20	12.10	5.11	3.09	1.48	5.24	3.63	3.23	3.63	2.15	4.57	5.91	10.22	0.67
六月	11.53	8.33	9.44	6.94	11.53	5.42	4.03	2.36	5.28	4.86	2.78	1.67	3.33	4.58	6.39	10.83	0.69
七月	10.62	7.26	5.51	4.84	7.93	4.84	2.02	1.61	4.57	2.96	4.17	3.36	5.78	10.75	11.69	12.10	0.00
八月	13.17	8.60	6.59	5.91	8.06	6.45	3.76	1.61	5.65	4.17	3.76	2.82	4.03	4.17	8.47	12.77	0.00
九月	20.97	12.08	10.97	5.56	10.28	6.53	4.86	1.39	2.36	1.81	3.75	2.78	1.81	1.25	3.61	10.00	0.00
十月	15.59	9.01	13.44	9.95	10.08	4.03	4.70	3.63	4.57	4.57	4.44	2.02	4.57	1.34	2.42	5.38	0.27
十一月	17.64	11.67	11.67	6.81	5.69	4.44	4.86	4.58	6.25	4.44	3.89	1.67	2.08	0.83	1.39	11.81	0.28
十二月	26.48	11.56	10.22	4.70	4.97	3.23	3.09	5.51	5.51	3.09	2.28	0.81	2.42	0.81	2.42	12.10	0.81
春季	12.32	8.97	9.33	8.97	11.78	5.03	3.53	2.36	4.48	3.49	3.08	3.13	3.31	3.44	5.62	10.96	0.23
夏季	11.78	8.06	7.16	5.89	9.15	5.57	3.26	1.86	5.16	3.99	3.58	2.63	4.39	6.52	8.88	11.91	0.23
秋季	18.04	10.90	12.04	7.46	8.70	4.99	4.81	3.21	4.40	3.62	4.03	2.15	2.84	1.14	2.47	9.02	0.18
冬季	19.49	10.79	9.49	5.74	7.04	3.84	3.38	4.72	6.71	3.89	2.04	1.25	2.04	0.88	2.73	15.56	0.42
全年	15.38	9.67	9.50	7.02	9.18	4.86	3.74	3.03	5.18	3.74	3.18	2.29	3.15	3.01	4.94	11.85	0.26

5.4.2.2 无组织排放烃类大气影响估算

(1) 预测因子及标准

根据工程污染源、工程区域环境的特点，结合环境影响因素分析结果，确定本次评价的大气环境影响预测因子为有组织排放的二氧化硫、氮氧化物、颗粒物和甲烷总烃，无组织排放的甲烷总烃、硫化氢。

(2) 评价标准

二氧化硫、氮氧化物、颗粒物按照《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）中的二级浓度限值（二氧化硫 $500\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、二氧化氮 $200\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、颗粒物 $450\mu\text{g}/\text{m}^3$ ），非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准详解》，以 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 作为环境质量标准限值；硫化氢参照《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的浓度限值（ $10\mu\text{g}/\text{m}^3$ ）。

(3) 预测模式

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的相关规定，本次环境影响预测采用 AERSCREEN 估算模式。估算模式 AERSCREEN 是一个单源高斯烟羽模式，可计算点源、火炬源、面源和体源的最大地面浓度，以及下洗和岸边熏烟等特殊条件下最大地面落地浓度。估算模式中嵌入了多种预测的气象组合条件，包括一些最不利的气象条件，在某个地区有可能发生，也有可能没有此种不利气象条件。所以经估算模式计算出的是某一污染源对环境空气质量的重大影响程度和影响范围的保守计算结果。估算模型参数见表 5.4-3。

表 5.4-3 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市人口数）	--
最高环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		40.7
最低环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		-27.6
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	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
	地形数据分辨率（m）	90
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/ $^{\circ}$	/

(4) 污染源参数

本工程运营期产生的有组织废气主要为雄探 1 井，该井场建有 1 台 200kW 抗硫加热炉，主要大气污染物包括二氧化硫、氮氧化物、颗粒物及非甲烷总烃。无组织废气主要为雄探 1 井、雄英 101 井、雄英 102 井、雄英 103 井、雄英 2 井、雄英 3 井等 6 座采油井以及雄探 1 试采点在油气开采和集油外输过程中无组织挥发的烃类和硫化氢。估算模型参数见表 5.4-4 和 5.4-5。

废气排放量进行无组织估算预测，预测因子为非甲烷总烃和硫化氢，无组织废气源强详见表 5.4-4。

表 5.4-4 运营期有组织废气源强一览表

污染源名称	坐标	海拔 m	排气筒参数				年排放 小时数	污染物 名称	排放速 率kg/h
			高度 (m)	内径 (m)	烟气温度 (°C)	流量 (m³/s)			
雄探1井加热炉								SO ₂	
								NO _x	
								颗粒物	
								非甲烷总烃	

表 5.4-5 运营期无组织废气源强一览表

编号	名称	面源起点坐标/m		面源海拔高度/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/°	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	污染物排放速率 (kg/h)	
		X	Y							非甲烷总烃	硫化氢
1	雄探 1 井	-61	-1						7200		
2	雄英 101 井	4990	-597						7200		
3	雄英 102 井	3008	-150						7200		
4	雄英 103 井	1328	-1651						7200		
5	雄英 2 井	-4350	2924						7200		
6	雄英 3 井	6795	-3591						7200		
7	雄探 1 试采点	0	0						7200		

(5) 废气估算及评价

本项目大气环境影响评价等级为二级。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)的相关规定：“二级评价项目不进行进一步预测，只对污染物排放量进行核算”。故本次只对采用 AERSCREEN 模式预测的结果进行评价，不进行进一步预测。本次雄探 1 井井场加热炉燃烧烟气有组织排放的二氧化硫、氮氧化物、颗粒物和 非甲烷总烃估算结果见表 5.4-6，6 座井场和试采点的油气开

采、集输过程中无组织排放的非甲烷总烃和硫化氢估算结果见表 5.4-7。

表 5.4-6 有组织燃烧废气污染物的占标率和落地浓度一览表

下风向距离 (m)	SO ₂		NO _x		烟尘		非甲烷总烃	
	预测地面空气质量浓度 (μg/m ³)	占标率 (%)	预测地面空气质量浓度 (μg/m ³)	占标率 (%)	预测地面空气质量浓度 (μg/m ³)	占标率 (%)	预测地面空气质量浓度 (μg/m ³)	占标率 (%)
10	2.271795	0.45	9.032638	4.52	1.222951	0.27	0.89781	0.04
50	2.024526	0.4	8.049502	4.02	1.089842	0.24	0.80009	0.04
94	2.5014	0.5	9.94555	4.97	1.346552	0.3	0.98855	0.05
100	2.491279	0.5	9.905308	4.95	1.341104	0.3	0.98455	0.05
200	1.694743	0.34	6.738286	3.37	0.912313	0.2	0.66976	0.03
500	0.946613	0.19	3.763725	1.88	0.50958	0.11	0.3741	0.02
1000	0.624268	0.12	2.482086	1.24	0.336056	0.07	0.24671	0.01
1500	0.472471	0.09	1.878542	0.94	0.254341	0.06	0.18672	0.01
2000	0.383352	0.08	1.524203	0.76	0.206366	0.05	0.1515	0.01
2500	0.369283	0.07	1.468265	0.73	0.198792	0.04	0.14594	0.01
下风向最大地面空气质量浓度及占标率								
D _{10%} 最远距离 (m)	未出现		未出现		未出现		未出现	
最大地面空气质量浓度距源距离 (m)								

表 5.4-7 无组织挥发废气污染物的占标率和落地浓度一览表

序号	污染源名称	评价因子	C _i (μg/m ³)	评价标准 (μg/m ³)	P _i (%)	P _{max} (%)	最大浓度出现距离 (m)	D _{10%} (m)
1	雄探 1 井	非甲烷总烃	9.4006	2000		8.82		-
		硫化氢	0.007256	10				-
2	雄英 101 井	非甲烷总烃	9.4006	2000				-
		硫化氢	0.007256	10				-
3	雄英 102 井	非甲烷总烃	9.4006	2000				-
		硫化氢	0.007256	10				-
4	雄英 103 井	非甲烷总烃	9.4006	2000				-
		硫化氢	0.007256	10				-
5	雄英 2 井	非甲烷总烃	9.4006	2000				-
		硫化氢	0.007256	10				-
6	雄英 3 井	非甲烷总烃	9.4006	2000				-
		硫化氢	0.007256	10				-

序号	污染源名称	评价因子	$C_i(\mu\text{g}/\text{m}^3)$	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	P_i (%)	P_{\max} (%)	最大浓度出现距离 (m)	$D_{10\%}(\text{m})$
7	雄探 1 试采点	非甲烷总烃	176.46	2000				-
		硫化氢	0.42839	10				

根据表 5.4-6 可知，加热炉氮氧化物最大落地浓度 $9.94555\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率 4.97%；二氧化硫最大落地浓度 $2.5014\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率 0.5%；烟尘最大落地浓度 $1.346552\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率 0.3%，非甲烷总烃最大落地浓度 $0.98855\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率 0.05%，最大落地浓度点位下风向 94m，满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二级标准要求。

根据表 5.2-7 可知，无组织废气中非甲烷总烃最大落地浓度为 $176.46\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 8.82%，最大浓度出现距离为雄探 1 试采点下风向 252m 处；硫化氢最大落地浓度为 $0.42839\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 0.43%，最大浓度出现距离为雄探 1 试采点下风向 252m 处， $D_{10\%}$ 均未出现。

5.4.2.3 大气环境保护距离

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)“8.8.5 大气环境保护距离确定”相关要求，需要采用进一步预测模式计算大气环境保护距离，本工程大气环境影响评价等级为二级，不再计算大气环境保护距离。

5.4.2.4 大气环境影响小结

①加热炉燃烧废气

本项目雄探 1 井抗硫加热炉有组织排放的二氧化硫、氮氧化物、颗粒物满足《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，非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 最高允许排放浓度，烟气最终通过不低于 8m 高排气筒排放。根据以上计算结果可知，本项目加热炉燃烧废气中各污染物下风向地面浓度均低于《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二级标准限值，项目正常排放的各污染物对评价区域大气环境质量均不会产生明显影响。

②无组织排放挥发性有机物环境影响分析

烃类无组织是影响油田区域环境空气的主要污染源之一，本项目油气开采、集输采用密闭流程，井口密封并设紧急切断阀，可有效减少烃类气体的排放量。

根据现状监测结果，区域环境空气中非甲烷总烃满足标准限值要求。根据预测结果可知，无组织排放的非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）厂界无组织排放监控限值 $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的要求，硫化氢浓度满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）改扩建项目厂界二级标准限值（ $0.06\text{mg}/\text{m}^3$ ）要求。无组织源对区域环境空气的影响主要集中在污染源下风向 252m 范围内，项目区周边 5.0km 范围内无敏感点，因此本项目正常运行期间无组织排放的非甲烷总烃和硫化氢对周围环境空气影响较小。

5.4.2.5 大气污染物核算

本工程运营期大气污染物排放量，见表 5.4-8。

表 5.4-8 本工程大气污染物排放量核算表

污染源	污染物项目	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		核算年排放量(t/a)
			标准名称	浓度限值 (mg/m^3)	
井场、雄探 1 试采点	非甲烷总烃	日常维护，做好密闭措施	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求	厂界无组织挥发产生的非甲烷总烃 1h 平均浓度限值 $4\text{mg}/\text{m}^3$	3.3767
	硫化氢		《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）	厂界硫化氢 1h 平均浓度限值 $0.06\text{mg}/\text{m}^3$	0.000858
雄探 1 井加热炉	二氧化硫	燃用天然气	二氧化硫、氮氧化物、颗粒物满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271—2014）中新建燃气锅炉标准限值；非甲烷总烃《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	$50\text{mg}/\text{m}^3$	0.0039
	氮氧化物			$200\text{mg}/\text{m}^3$	0.155
	颗粒物			$20\text{mg}/\text{m}^3$	0.021
	非甲烷总烃			$4\text{mg}/\text{m}^3$	0.0154

5.4.3 退役期大气环境影响分析

油井退役后各种相关辅助工作均停止，开采造成的环境空气污染源将消失，油井停止后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理等，将

会产生少量扬尘。与当地自然条件导致的风沙相比较,清理过程中扬尘造成的环境影响是暂时的,且该区域内活动人群较少,主要为井场清理的油田工作人员。

5.4.4 大气环境影响评价结论

拟建工程位于环境质量不达标区,污染源正常排放下非甲烷总烃短期浓度贡献值的最大浓度占标率均小于 10%,污染物的贡献浓度较低,且出现距离较近,影响范围较小。本工程废气污染源对井场、试采点四周的贡献浓度均满足相应标准要求。拟建工程实施后大气环境影响可以接受。

5.4.5 大气环境影响评价自查表

本项目大气环境影响评价自查表,见表 5.4-9。

表 5.4-9 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目						
评价等级	评价等级	一级□		二级☑			三级□	
	评价范围	边长=50km□		边长 5～50km□			边长=5km☑	
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥2000t/a□		500～2000t/a□			<500t/a☑	
	评价因子	基本污染物（SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃ ） 特征污染物（NMHC、H ₂ S）				包括二次 PM2.5□ 不包括二次 PM2.5☑		
评价标准	评价标准	国家标准☑		地方标准□		附录 D☑		其他标准□
现状评价	环境功能区	一类区□		二类区☑			一类区和二类区□	
	评价基准年	(2023) 年						
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据□		主管部门发布的数据☑			现状补充监测☑	
	现状评价	达标区□				不达标区☑		
污染源调查	调查内容	本工程正常排放源☑ 本工程非正常排放源☑ 现有污染源□		拟替代的污染源□		其他在建、拟建项目污染源□		区域污染源□
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERM OD□	ADMS □	AUS TAL2 000□	EDMS/AE DT□	CALPUF F□	网格模型□	其他☑
	预测范围	边长≥50km□		边长 5～50km□			边长=5km☑	
	预测因子	预测因子（SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、NMHC、H ₂ S）				包括二次 PM2.5□ 不包括二次 PM2.5☑		
	正常排放短期浓度贡献值	C _{本工程} 最大占标率≤100%☑					C _{本工程} 最大占标率>100%□	
	正常排放	一类区	C _{本工程} 最大占标率≤10%□			C _{本工程} 最大占标率>		

	年均浓度贡献值	二类区	$C_{\text{本工程}}$ 最大占标率 $\leq 30\% \square$		$C_{\text{本工程}}$ 最大占标率 $> 30\% \square$
	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 $\leq 100\% \square$	$c_{\text{非正常}}$ 占标率 $> 100\% \square$
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	$C_{\text{叠加}}$ 达标 \square			$C_{\text{叠加}}$ 不达标 \square
	区域环境质量的整体变化情况	$k \leq -20\% \square$			$k > -20\% \square$
环境监测计划	污染源监测	监测因子：（SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、NMHC、H ₂ S）		有组织废气监测 \square 无组织废气监测 \square	无监测 \square
	环境质量监测	监测因子：（）		监测点位数（）	无监测 \square
评价结论	环境影响	可以接受 \square 不可以接受 \square			
	大气环境防护距离	距厂界最远（0）m			
	污染源年排放量	SO ₂ ：（0.0039）t/a	NO _x ：（0.155）t/a	颗粒物：（0.021）t/a	VOCs：（3.3767）t/a H ₂ S：（0.000858）t/a

5.5 声环境影响分析与评价

5.5.1 施工期声环境影响分析

本工程施工期噪声主要包括土方施工、建构筑物结构施工、设备吊运安装、管沟开挖、管线铺设等过程中各种机械和设备产生的噪声,物料运输车辆交通噪声,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,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。

参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》(HJ 2034-2013)中表 A.2 和类比油田开发工程中井场、雄探 1 试采点、管线铺设实际情况,本工程各类建筑施工机械产噪值及噪声监测点与设备距离见表 5.5-1。

表 5.5-1 主要施工机械在不同距离处的噪声估算值

序号	设备名称	噪声值/距离[dB(A)/m]	序号	设备名称	噪声值/距离[dB(A)/m]
1	装载机	93/5	4	吊装机	95/5

2	推土机	86/5	5	运输车辆	86/5
3	挖掘机	84/5	—	—	—

(2) 施工噪声贡献值

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

$$L_r = L_{r_0} - 20 \lg(r/r_0)$$

式中: L_r ——距声源 r 处的 A 声压级, dB(A);

L_{r_0} ——距声源 r_0 处的 A 声压级, dB(A);

r ——预测点与声源的距离, m;

r_0 ——监测设备噪声时的距离, m。

利用上述公式,预测计算拟建工程主要施工机械在不同距离处的贡献值,预测计算结果见表 5.5-2。

表 5.5-2 主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值

序号	机 械	不同距离处的噪声贡献值[dB(A)]							施工阶段
		40m	60m	100m	200m	300m	400m	500m	
1	装载机	74.9	71.4	67.0	61.0	57.4	54.9	53.0	土石方 道路管线
2	挖掘机	65.9	62.4	58.0	52.0	48.4	45.9	44.0	
3	推土机	67.9	64.4	60.0	54.0	50.4	47.9	46.0	
4	运输卡车	67.9	64.4	60.0	54.0	50.4	47.9	46.0	物料运输
5	吊装机	76.9	73.4	69.0	63.0	59.4	56.9	55.0	设备安装

(3) 影响分析

各种施工机械噪声预测结果可以看出,在不采取减振降噪措施的情况下,土石方施工、道路工程和管线施工期间昼间距施工设备 60m、夜间 300m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)厂界噪声限值要求;设备安装施工期间昼间距施工机械 40m、夜间 200m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)厂界噪声限值要求。项目区 5km 内无居民,并且施工期噪声源均为暂时性的,只在短时期对局部环境和施工人员造成影响,待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

5.5.2 运营期声环境影响分析

5.5.5.1 运营期主要噪声源

运营期间的噪声源主要为井场、雄探 1 试采点设备机泵等设备噪声，以及压裂、修井等井下作业噪声，因井下作业为阶段性作业，故本次噪声预测仅考虑井场、雄探 1 试采点机泵噪声。

5.5.5.2 运营期噪声环境影响预测

工程管线均埋设在地下，埋深大于 1.2m，油气集输不会对周围声环境产生影响；产噪设备主要包括井场采气树、泵类，雄探 1 试采点分离器、脱硫装置等设备。

（一）预测模式

（1）单个室外点声源在预测点产生的声级计算基本公式

已知声源的倍频带声功率级（从 63Hz 到 8000Hz 标称频带中心频率的 8 个倍频带），预测点位置的倍频带声压级 $L_p(r)$ 可按下式计算：

$$L_p(r) = L_w + D_c - A$$

$$A = A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc}$$

式中： $L_p(r)$ —距离声源 r 处的倍频带声压级，dB；

L_w —倍频带声功率级，dB；

D_c —指向性校正，dB；

A —倍频带衰减，dB；

A_{div} —几何发散引起的倍频带衰减，dB；

A_{gr} —地面效应引起的倍频带衰减，dB；

A_{atm} —大气吸收引起的倍频带衰减，dB；

A_{bar} —声屏障引起的倍频带衰减，dB；

A_{misc} —其他多方面效应引起的倍频带衰减, dB。

(2) 计算总声压级

①计算本工程各室外噪声源和各含噪声源厂房对各预测点噪声贡献值

设第 i 个室外声源在预测点产生的 A 声级为 L_{Ai} , 在 T 时间内该声源工作时间为 t_i ; 第 j 个等效室外声源在预测点产生的 A 声级为 L_{Aj} , 在 T 时间内该声源工作时间为 t_j , 则本工程声源对预测点产生的贡献值 (L_{eqg}) 为:

$$L_{eqg} = 10 \lg \left[\frac{1}{T} \left(\sum_{i=1}^N t_i 10^{0.1 L_{Ai}} + \sum_{j=1}^M t_j 10^{0.1 L_{Aj}} \right) \right]$$

②预测点的噪声预测值

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

式中: L_{eqg} —建设项目声源在预测点的等效声级贡献值, dB(A);

L_{eqb} —预测点的背景值, dB(A)。

(3) 噪声预测点位

本评价预测工程噪声源对四周厂界噪声贡献值, 并给出场界噪声最大值的位置。

(二) 噪声源参数的确定

本项目各井场噪声源类似, 井场面积及平面布置基本相同, 雄探 1 井井场噪声源噪声参数见表 5.5-3。

表 5.5-3 井场噪声源参数一览表

声源名称		数量 (台/套)	最大噪声 源强 [dB(A)]	降噪措施	降噪效果 [dB(A)]	预测噪声 源强 [dB(A)]
雄探 1 井	采气树	1	85	基础减振	10	75

由工程分析可知, 雄探 1 试采点的主要噪声源包括分离器、压缩机、分离器和泵等, 噪声源强见表 5.5-4。此外, 当发生异常超压或检修时, 放空火炬系统会产生强噪声, 属偶发声源, 噪声值在 105dB(A) 之间。

表 5.5-4 雄探 1 试采点噪声源参数一览表

序号	工程内容	数量 (座)	噪声源 强	空间相对位置			声源控制措 施	运行时段
				X	Y	Z		
1	8 井式进站阀组橇	1	70	1.47	-44.73	1.2	选用低噪声设备，基础减振；控制气流速度，加强运营管理	连续运行
2	计量分离器橇	1	70	1.29	-36.19	1.2		
3	缓蚀剂加注橇	1	70	28.25	3.13	1.2		
4	原油装车橇	1	90	-26.54	18.81	1.2		
5	闪蒸气压缩机	1	90	37.7	-1.7	1.2		
6	地面自动点火装置	1	105	-184.6	1.33	1.2	/	事故状态
7	干法脱硫塔	2	75	39.79	32.27	1.2	选用低噪声设备，基础减振；控制气流速度，加强运营管理	连续运行
8	生产分离器橇（不抗硫）	1	70	-39.19	-36.32	1.2		
9	闪蒸分离器橇（不抗硫）	1	70	-37.75	-30.85	1.2		
10	气液分离器橇	1	70	0.6	-3.62	1.2		
11	加热节流橇	1	85	0.77	-22.08	1.2		
12	气液分离器橇	1	70	-40.19	-30.85	1.2		
13	密闭定量装车橇	1	90	-30.29	18.46	1.2		
14	甲醇加注橇	1	70	27.91	-5.52	1.2		
15	稳硫剂加注橇	1	70	28.29	-2.23	1.2		
16	干法脱硫塔	4	75	43.62	31.74	1.2		
17	甲醇加注橇	1	70	37.91	-7.81	1.2		
18	压缩机	1	90	38.05	-4.32	1.2		
19	分子筛脱水橇	1	70	22.02	-1.88	1.2		

注：①雄探 1 试采点坐标原点设在站场中心处，正东向为 X 轴正方向，正北向为 Y 轴正方向。②1~10 为本次新增设备，11~19 为雄探 1 试采点现有设备。

（三）预测结果及评价

按照噪声预测模式，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，本项目井场噪声预测结果值见表 5.5-5。

表 5.5-5 井场噪声预测结果一览表 单位：dB(A)

场地	场界	贡献值	标准值		结论
雄探 1 井井场 采气树	东场界	48.1	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	南场界	47.5	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	西场界	44.7	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	北场界	46.0	昼间	60	达标
			夜间	50	达标

根据预测模式和各噪声设备在雄探 1 试采点预测结果见表 5.5-6。

表 5.5-6 雄探 1 试采点厂界声环境影响预测结果单位: dB (A)

预测方位	空间相对位置/m			时段	贡献值 (dBA)	标准限值 (dBA)	达标情况
	X	Y	Z				
东侧	60.16	-1.02	1.2	昼间	47.6	60	达标
				夜间	47.6	50	达标
南侧	0.24	-53.26	1.2	昼间	43	60	达标
				夜间	43	50	达标
西侧	-43.99	-0.38	1.2	昼间	37.8	60	达标
				夜间	37.8	50	达标
北侧	0.24	61.15	1.2	昼间	35.2	60	达标
				夜间	35.2	50	达标

由上表可知,井场噪声源对场界的噪声贡献值昼间、夜间为 44.7~48.1dB(A),雄探 1 试采点噪声源对厂界的噪声贡献值昼间、夜间为 35.2~47.6dB(A),满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类区昼间、夜间标准要求。综上,本项目实施后不会对周边声环境产生明显影响,且项目周边无噪声敏感目标,不会造成噪声污染。

5.5.3 退役期声环境影响分析

退役期噪声主要为车辆噪声等,合理控制车速,施工运输车辆在驶经声敏感点时应低速行驶,少鸣笛或不鸣笛,加强车辆维护,合理安排运输路线,来减轻噪声对周围声环境的影响。

5.5.4 声环境影响评价小结

综上所述,本项目施工期噪声源主要是各类施工机械和运输车辆。施工期噪声影响是短暂的,随施工结束即消失。

本项目运营期产生的噪声主要包括井口装置、雄探 1 试采点装置等设备产生的噪声。井场、雄探 1 试采点设备噪声源强较低,影响范围有限,经预测,正常生产时,井场、雄探 1 试采点厂界噪声值较低,能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的 2 类区标准要求。井场、雄探 1 试采点周边范围内无居民区,不会出现噪声扰民现象。

5.5.5 声环境影响自查表

本工程声环境影响自查表，见表 5.5-5。

表 5.5-5 声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目					
评价等级 与范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/>		二级 <input checked="" type="checkbox"/>		三级 <input type="checkbox"/>	
	评价范围	200 m <input checked="" type="checkbox"/>		大于 200 m <input type="checkbox"/>		小于 200 m <input type="checkbox"/>	
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级 <input checked="" type="checkbox"/> 最大 A 声级 <input type="checkbox"/> 计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>					
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>		地方标准 <input type="checkbox"/>		国外标准 <input type="checkbox"/>	
现状评价	环境功能区	0 类区 <input type="checkbox"/>	1 类区 <input type="checkbox"/>	2 类区 <input checked="" type="checkbox"/>	3 类区 <input type="checkbox"/>	4a 类区 <input type="checkbox"/>	4b 类区 <input type="checkbox"/>
	评价年度	初期 <input checked="" type="checkbox"/>		近期 <input checked="" type="checkbox"/>		中期 <input type="checkbox"/>	远期 <input type="checkbox"/>
	现状调查方法	现场实测法 <input checked="" type="checkbox"/> 现场实测加模型计算法 <input type="checkbox"/> 收集资料 <input type="checkbox"/>					
	现状评价	达标百分比		100%			
噪声源 调查	噪声源调查方法	现场实测 <input type="checkbox"/> 已有资料 <input checked="" type="checkbox"/> 研究成果 <input type="checkbox"/>					
声环境影 响预测与 评价	预测模型	导则推荐模型 <input checked="" type="checkbox"/>				其他 <input type="checkbox"/>	
	预测范围	200m <input checked="" type="checkbox"/>		大于 200 m <input type="checkbox"/>		小于 200 m <input type="checkbox"/>	
	预测因子	等效连续 A 声级 <input checked="" type="checkbox"/> 最大 A 声级 <input type="checkbox"/> 计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>					
	厂界噪声贡献值	达标 <input checked="" type="checkbox"/>			不达标 <input type="checkbox"/>		
	声环境保护目标处噪声值	达标 <input type="checkbox"/>			不达标 <input type="checkbox"/>		
环境监测 计划	排放监测	厂界监测 <input checked="" type="checkbox"/>	固定位置监测 <input type="checkbox"/>	自动监测 <input type="checkbox"/>	手动监测 <input type="checkbox"/>	无监测 <input type="checkbox"/>	
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子：(/)			监测点位数 (/)		无监测 <input checked="" type="checkbox"/>
评价结论	环境影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/> 不可行 <input type="checkbox"/>					

注：“☐”为勾选项，可 ☒；“(/)”为内容填写项。

5.6 固体废物影响分析

5.6.1 施工期固体废物影响分析

本项目在施工期产生的固体废物主要包括施工废料、土石方、生活垃圾等。

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊条及其包装盒等，产生量约为 4.94t。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至英买作业区英买 7 固废场进行填埋处置。

施工区不设置施工营地，施工现场应及时、集中收集处理现场遗留的快餐盒、饮料瓶包装盒等废物，生活垃圾随车带走，现场不遗留。

本工程挖方量约为 101520m³，填方总量为 101520m³，开挖土方主要为管沟开挖产生土方，回填土方主要为管沟回填，可以做到“取弃平衡”。

施工期固体废物处置措施得当，在加强管理的前提下，不会对外环境产生明显不利影响。

5.6.2 运营期固体废物影响分析

5.6.2.1 运营期固体废物

本项目运营期主要产生的固体废物有废脱硫剂、废分子筛、清管废渣、油泥砂、落地油、废防渗膜、废润滑油、井下作业固废及生活垃圾。

本工程干法脱硫过程中产生的废脱硫剂属于一般工业固体废物，由生产厂家进行更换脱硫剂，更换后由其拉走处置。

本工程在天然气脱水单元会产生废分子筛，属于一般固废，分子筛每两年更换一次，由生产厂家进行更换，更换后由其拉走处置。

清管废渣的主要成分为 SS 和氧化铁等，还含有少量管道中的油，属于危险废物 HW08（废物代码：071-001-08），严格按危险废物相关技术要求和管理规定进行收集与贮存，委托有危废处置资质单位进行处置。

井下作业固废采用专用回收罐进行回收，拉运至英买力油田钻试修废弃物环保处理站进行处理。

本项目产生的油泥砂主要为处理站的污水处理系统或沉降油罐产生的沉淀物，部分为原油，部分为泥土等杂质，属于危险废物（HW08）（071-001-08），

委托有危废处置资质单位进行处置。落地原油主要产生于采气树的阀门、法兰等处事故状态下的泄漏、管线破损以及井下作业产生的落地原油。属于危险废物 HW08（废物代码：071-001-08）。根据塔里木油田分公司环境保护管理制度规定，不允许产生落地油。因此，本项目井下作业时带罐作业，落地油 100%回收，回收后的落地原油委托有危废处置资质单位进行处置。

含油废防渗膜属于危险废物，为 HW08 类危险废物（废物代码 900-249-08）。作业施工结束后，由施工单位将废弃的含油防渗布集中收集，委托有危险废物运输及处理资质的单位处置，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

本项目废润滑油主要是井下作业、雄探 1 试采点生产过程中机械设备维修中产生的，其危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，委托有危险废物运输及处理资质的单位处置。

本工程运营期生活垃圾集中收集后委托温宿县垃圾填埋场处置。

5.6.2.2 危险废物环境影响分析

本工程运营期产生的废脱硫剂、废分子筛、清管废渣、油泥砂、落地油、废防渗膜、废润滑油等危险废物应放置在雄探 1 试采点独立的危险废物存放区，试采点内设置 10m² 的危废暂存间，必须防风、防雨、防晒、防渗，设标识牌，修建围堰，并按《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）及其修改单中危险废物贮存容器、危险废物贮存设施的选址与设计原则等相关规定做好危险废物存放区地面硬化、铺设防渗层，加强堆放区的防雨和防渗漏措施。

本工程产生的危险废物若处置不当就会对周围环境造成危害，因此，必须按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》以及危险废物防治有关办法的要求严格管理和安全处置。危废暂存库内各种废物单独存放，存放容器应清楚地标明内盛物的类别与危害说明，以及数量和装进日期，设置危险废物识别标志。

（1）危废收集过程影响分析

本项目产生的危废按照《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）相关要求进行收集、运输，并按要求填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。

（2）危废运输过程影响分析

本项目产生的危险废物委托有危险废物运输资质的单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)中的相关要求。

综上，本项目产生的危险废物收集、转移、运输过程中按照《危险废物收集贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)和《危险废物转移管理办法》要求进行运输，并由有资质的单位进行处置，对环境的影响很小。

5.6.3 退役期固体废物影响分析

油井退役后地面设施拆除、井场清理等工作会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣 进行集中清理收集后外运。

地面设施拆除、井场清理等工作过程中被原油污染的土壤或油渣等危险固废，交由有资质的单位进行无害化处置，不会对周围环境产生影响。

5.7 环境风险分析

5.7.1 风险调查

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

5.7.2 环境风险潜势初判

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

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

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

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

式中：q₁，q₂，…，q_n--每种危险物质的最大存在总量，t；

Q₁，Q₂，…，Q_n--每种危险物质的临界量，t；

当 Q<1 时，该项目环境风险潜势为 I；

当 Q≥1 时，将 Q 值划分为：（1）1≤Q<10；（2）10≤Q<100；（3）Q≥100。

本工程新建单井集输管线 24.7km。各站场和开发井均有控制（截断）阀，发生泄漏时，可通过控制（截断）阀进行紧急切断。

根据附录 C 中表 C.1 要求，长输管道运输项目应按站场、管线分段进行评价。原油密度按照 0.8059t/m³、天然气平均相对密度 0.8828kg/m³，天然气中硫化氢平均含量约 3200mg/m³。

本工程扩建雄探 1 试采点建设 1 座甲醇加注撬（25L/h，16MPa，3m³），甲醇密度 778.6kg/m³，间歇运行。

根据克拉伯龙方程，计算管道带压运行状态下的气体质量：

$$pV=nRT$$

p：气体压强，标况压强 0.101325MPa，管线压力 3.5MPa；

V：气体体积，管道体积；

n：气体的物质的量，单位 mol；

T：绝对温度，293.15K；

R：气体常数。

本工程辨识结果，见表 5.7-1。

表 5.7-1 本工程运营期危险物质最大在线量核算表

序号	管道名称	起点	终点	长度 km	管径 mm	压力 MPa	原油最大 在线量 t	天然气最大 在线量 t	H ₂ S 最大 在线量 t
1	雄英 101 井 单井管线	雄英 101 井	雄探 1 试采点	5.53	80	4.758	23.37	0.0256	0.0001
2	雄英 102 井	雄英 102 井		3.4	80	4.578	22.57	0.0247	0.0001

序号	管道名称	起点	终点	长度 km	管径 mm	压力 MPa	原油最大在线 量 t	天然气最大在线量 t	H ₂ S 最大 在线量 t
	单井管线								
3	雄英 103 井 单井管线	雄英 103 井		2.23	80	4.559	13.7	0.015	0.0001
4	雄英 2 井 单井管线	雄英 2 井		5.84	80	4.576	8.86	0.0097	0.0001
5	雄英 3 井 单井管线	雄英 3 井		7.7	80	4.576	31.43	0.0344	0.0001
	危险源位置			个数	体积 m ³	压力 MPa	原油最大在线 量 t	-	-
1	雄探 1 试采点原油方罐			9	30	常压	217.59	-	-
合计							317.52	0.1094	0.0004

拟建雄探 1 试采点甲醇最大在线量为 2.335t。

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	317.52	0.13
2	天然气	10	0.1094	0.01
3	硫化氢	2.5	0.0004	0.0002
4	甲醇	10	2.335	0.2335
合计				0.3737

根据上表计算结果，本工程 $Q=0.3737$ ， $Q<1$ 。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。

5.7.3 环境风险识别

5.7.3.1 物质危险性识别

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

(GBZ/T230-2010)中涉及的有毒有害、易燃易爆物质进行危险性识别。对于中度危害以上的危险性物质应予以识别,按照物质危险性,结合受影响的环境因素,筛选本工程涉及的主要风险物质为原油、天然气(甲烷)、H₂S和甲醇,存在于集输管线、井场、站场内。风险物质危险特性和分布见表5.7-3。

表 5.7-3 风险物质危险特性和分布一览表

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

(2) 原油

原油理化性质、危险危害特性及防护措施, 见表5.7-4。

表 5.7-4 原油理化性质、危险危害特性及防护措施表

特别 警示	易燃易爆
理化 特性	原油是指从原油田或者油田伴生天然气凝析出来的液相组分, 又称天然汽油。其主要成分是C ₅ 至C ₁₁ +烃类的混合物, 并含有少量的大于C ₈ 的烃类以及二氧化硫、噻吩类、硫醇类、硫醚类和多硫化物等杂质, 其馏分多在20℃-200℃之间, 挥发性好, (主要用途) 是生产溶剂油优质的原料。
危 害 信 息	(燃烧和爆炸危险性) 其蒸气与空气可形成爆炸性混合物, 遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。其蒸气比空气重, 能在较低处扩散到相当远的地方, 遇火源会着火回燃。 (健康危害) 蒸气可引起眼及上呼吸道刺激症状, 如浓度过高, 几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状。
安 全 措 施	(操作安全) 密闭操作, 注意通风。操作人员必须经过专门培训, 严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴自吸过滤式防毒面具(半面罩), 戴化学安全防护眼镜, 穿防静电工作服, 戴橡胶耐油手套。远离火种、热源, 工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂、还原剂、碱类接触。灌装时应控制流速, 且有接地装置, 防止静电积聚。搬运时要轻装轻卸, 防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。

	<p>（储存安全）</p> <p>储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过30℃。保持容器密封。应与氧化剂分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。</p> <p>（运输安全）</p> <p>运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。夏季最好早晚运输。运输时所用的槽（罐）车应有接地链，槽内可设孔隔板以减少振荡产生静电。严禁与氧化剂、食用化学品等混装混运。运输途中应防暴晒、雨淋，防高温。中途停留时应远离火种、热源、高温区。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。严禁用木船、水泥船散装运输</p>
应急处理原则	<p>（急救措施）</p> <p>皮肤接触：脱去污染的衣着，用大量流动清水彻底冲洗。</p> <p>眼睛接触：立即翻开上下眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗至少15分钟，就医。</p> <p>吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸。就医。</p> <p>食入：催吐，就医</p> <p>（灭火方法）</p> <p>消防人员须佩戴防毒面具、穿全身消防服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。灭火剂：雾状水、泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。</p> <p>（泄漏应急处置）</p> <p>切断火源：在确保安全情况下堵漏。禁止泄漏物进入受限制的空间（如下水道等），以避免发生爆炸。喷水雾可减少蒸发。用砂土、蛭石或其他惰性材料吸收，然后收集运至废物处理场所。或在保证安全情况下，就地焚烧。如大量泄漏，利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害处理后废弃。</p>

（2）天然气

天然气中甲烷、乙烷属单纯窒息性气体，对人体基本无毒。其他组分如丙烷、异丁烷、正丁烷、异戊烷、正戊烷等都为微毒或低毒物质。天然气除气态烃外，还有少量二氧化碳、氮气等非烃气体。天然气理化性质、危险危害特性及防护措施，见表 5.7-5。

表 5.7-5 天然气理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品	化学品中文名称	天然气
-----	---------	-----

名称	化学品英文名称	Naturalgasdehydration		
成分/组成信息	主要有害成分		甲烷	
	分子式	CH ₄	分子量	16.05
危险特性	<p>危险性类别：第 2.1 类易燃气体。</p> <p>侵入途径：吸入。</p> <p>健康危害：空气中甲烷浓度过高，能使人窒息。当空气中甲烷达 25%~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱离，可致窒息死亡。皮肤接触液化气体可致冻伤。</p> <p>环境危害：对环境有害。</p> <p>燃爆危险：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。</p>			
急救措施	<p>皮肤接触：如果发生冻伤，将患部浸泡于保持在 38~42℃的温水中复温。不要涂擦。不要使用热水或辐射热。使用清洁、干燥的敷料包扎。如有不适感，就医。</p> <p>吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。</p>			
消防措施	<p>危险特性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氟化氧及其他强氧化剂接触发生剧烈反应。有害燃烧产物：一氧化碳。</p> <p>灭火方法：用雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉灭火。切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。消防人员必须佩戴空气呼吸器、穿全身防火防毒服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。</p>			
泄漏应急处理	<p>消除所有点火源。根据气体扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的所有设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。若可能翻转容器，使之逸出气体而非液体。喷雾状水抑制蒸气或改变蒸气云流向，避免水流接触泄漏物。禁止用水直接冲击泄漏物或泄漏源。防止气体通过下水道、通风系统和限制性空间扩散。隔离泄漏区直至气体散尽。</p>			
操作处置与储存	<p>操作注意事项：密闭操作，全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。在传送过程中，钢瓶和容器必须接地和跨接，防止产生静电。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。</p> <p>储存注意事项：钢瓶装本品储存于阴凉、通风的易燃气体专用库房。远离火种、热</p>			

	源。库温不宜超过 30℃。应与氧化剂等分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备。			
接触控制/个体防护	<p>工程控制：生产过程密闭，全面通风。</p> <p>呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。</p> <p>眼睛防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。</p> <p>身体防护：穿防静电工作服。</p> <p>手防护：戴一般作业防护手套。</p> <p>其他防护：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入限制性空间或其他高浓度区作业，须有人监护。</p>			
理化特性	外观与性状	无色无味气体	饱和蒸汽压	53.32kPa/-168.8℃
	沸点	-161.4℃	闪点	-218℃
	熔点	-182.6℃	溶解性	微溶于水，溶于乙醇、乙醚、苯、甲苯等。
	密度	相对密度（水=1）：0.42（-164℃）； 相对蒸汽密度（空气=1）：0.6	稳定性	稳定
	爆炸极限	5%~15%（V%）	引燃温度	537℃
稳定性和反应活性	<p>稳定性：稳定；禁配物：强氧化剂、强酸、强碱、卤素；避免接触的条件：高热，火源和不相容物质；聚合危害：不发生；分解产物：一氧化碳、二氧化碳。</p>			
毒理学资料	<p>LD50：LC₅₀：50%（小鼠吸入，2h）。</p> <p>LC50：无资料。</p>			
生态学资料	其他有害作用：温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。			
废弃处置	<p>废弃物性质：危险废物。</p> <p>废弃处置方法：建议用焚烧法处置。</p> <p>废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。把倒空的容器归还厂商或在规定场所掩埋。</p>			
运输信息	<p>运输注意事项：采用钢瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。钢瓶一般平放，并应将瓶口朝同一方向，不可交叉；高度不得超过车辆的防护栏板，并用三角木垫卡牢，防止滚动。</p> <p>运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。严禁与氧化剂等混装混运。夏</p>			

	季应早晚运输，防止日光暴晒。中途停留时应远离火种、热源。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。
--	---

(3)H₂S

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

其危险性和危害特性见表 5.7-6。

表 5.7-6 硫化氢对人的生理影响及危害

标识	中文名称：硫化氢			英文名称：Hydrogen sulfide)			
	危险性类别			易燃、有毒气体			
物化特性	沸点（℃）	-61.8		比重（水=1）			
	饱和蒸气压（kPa）	无资料		熔点（℃）	-82.9		
	蒸气密度（空气=1）	无资料		溶解性	易溶于水，亦溶于醇类、石油溶剂和原油中		
	外观与气味	无色气体。具有臭蛋气味					
火灾爆炸危险数据	闪点（℃）		爆炸极限	爆炸上限%(V/V)：46.0；爆炸下限%(V/V)：4.0			
	灭火剂	抗溶性泡沫、干粉、二氧化碳、雾状水					
	灭火方法	尽可能将容器从火场移至空旷处。上风向喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。					
	危险特性	易燃，其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起危险特性燃烧爆炸的危险。与浓硝酸、发烟硝酸触发生剧烈反应，易爆炸。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。					
反应活性数据	稳定性	不稳定		避免条件			
		稳定	√				
	聚合危险性	可能存在		避免条件			
		不存在	√				
	禁忌物	强氧化剂	燃烧（分解）产物		无资料		
健康危害数据	侵入途径	吸入	√	皮肤	√	口	√
	急性毒性	10	无资料	LC50	大鼠吸入	16000mg/m³，4小时	
急救措施	吸入：如果吸入本品蒸汽或其燃烧物，迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。 食入：饮水，禁止催吐。如有不适感，就医。 眼睛接触：立即提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗15分钟，立即就医。眼睛受						

	<p>伤后，应由专业人员取出隐形眼镜。</p> <p>皮肤接触：立即脱去被污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。就医。</p>			
急性中毒	<p>职业接触</p> <p>由于硫化氢可溶于水及油中，有时可随水或油流至远离发生源处，而引起意外中毒事故。硫化氢经黏膜吸收快，皮肤吸收甚少。误服含硫盐类与胃酸作用后产生硫化氢可经肠道吸收而引起中毒。</p> <p>中毒后的临床表现</p> <p>硫化氢是一种神经毒剂。亦为窒息性和刺激性气体。作用主要靶器是中枢神经系统和呼吸系统，亦可伴有心脏等多器官损害，对毒作用最敏感的组织是脑和黏膜接触部位。</p> <p>硫化氢的急性毒作用靶器官和中毒机制可因其不同的浓度和接触时间而异。浓度越高则中枢神经抑制作用越明显，浓度相对较低时黏膜刺激作用明显。人吸入70~150mg/m³/1~2小时，出现呼吸道及眼刺激症状，吸2~5分钟后嗅觉疲劳，不再闻到臭气。吸入300mg/m³/1小时，6~8分钟出现眼急性刺激症状，稍长时间接触引起肺水肿。吸入760mg/m³/15~60分钟，发生肺水肿、支气管炎及肺炎，头痛、头昏、步态不稳、恶心、呕吐。吸入1000mg/m³数秒钟，很快出现急性中毒，呼吸加快后呼吸麻痹而死亡。</p> <p>急性硫化氢中毒一般发病迅速，出现以脑和（或）呼吸系统损害为主的中毒后的临床表现，亦可伴有心脏等器官功能障碍。中毒后的临床表现可因接触硫化氢的浓度等因素不同而有明显差异。</p>			
泄漏紧急处理	<p>撤离并进行隔离。根据扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的所有设备应接地。</p> <p>禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。</p> <p>防止泄漏物进入水体、下水道、地下室或密闭性空间。</p> <p>小量泄漏：用砂土或其他不燃材料吸收。使用洁净的无火花工具收集吸收材料。</p> <p>大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用飞尘或石灰粉吸收大量液体。用泡沫覆盖，减少蒸发。喷水雾能减少蒸发，但不能降低泄漏物在受限制空间内的易燃性。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。</p>			
	工程控制	生产过程密闭，全面通风。提供安全淋浴和洗眼设备。		
	呼吸系统防护	空气中浓度超标时，佩戴过滤式防毒面具（半面罩）	身体防护	穿防静电工作服
	手防护	戴橡胶耐油手套	眼防护	戴安全防护眼镜
	其他	工作现场严禁吸烟。工作完毕，淋浴更衣。注意个人卫生。		

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

（4）甲醇

甲醇对人体有毒，其毒性对人体的神经系统和血液系统影响最大，它经消化道、呼吸道或皮肤摄入都会产生毒性反应，甲醇蒸气能损害人的呼吸道黏膜和视力。甲醇理化性质、危险危害特性及防护措施表详见表 5.7-7。

表 5.7-7 甲醇理化性质、危险危害特性及防护措施表

国标编号	32058	CAS 号	67-56-1
分子式	CH ₄ O	中文名称	木醇、木精，哥伦比亚酒精
外观形状	无色类似果酒气味的挥发性液体。	分子量	32.04
熔点	93.9℃	蒸汽压	(20℃)12.8kPa
沸点	65℃	燃烧热	726.51kJ/mol
闪点	11℃	溶解性	溶于水、可混溶于醇、醚等多数有机溶剂
相对密度	0.7914（水=1）：1.11（空气=1）	稳定性	稳定
爆炸极限	5.5~44（V/V，%）		
危险性类别	3.2 类 闪点易燃液体		
侵入途径	吸入、食入、经皮吸收		
毒理学	<p>毒性属中毒类。小鼠吸入 70.7g/m³×54 小时麻醉、死亡；小鼠静脉 LD₅₀：5.66kg，大鼠经口 LD₅₀：1214mL/kg；猴吸入 52.4g/m³，4 小时死亡。甲醇是主要危害神经及血管的毒品具有麻醉效应，有十分显著的蓄积作用。可引起视神经及视网膜的损伤。口服甲醇 1g/kg 或低于此值时，即可失明、致死，也有饮用不到 30mL 甲醇即发生死亡的例子。吸入高浓度蒸气能产生眩晕、昏迷、麻木、痉挛、食欲不振等症状。蒸气与液体都能严重损害眼睛和黏膜。皮肤接触后将会干燥、裂开、发炎，也有人因甲醇溅洒在足部，甲醇浸湿了衣服及皮靴仍继续工作，数日后失明的报道。</p>		
危险特性	<p>易燃，遇明火有燃烧爆炸危险。燃烧时发出蓝色火焰，在常温下挥发出的蒸气有毒。蒸气能与空气形成爆炸性混合物。爆炸极限 6.0%~36%，是一种燃烧、爆炸范围较广的物品。闪点 1℃。自燃点 385℃。与氧化剂接触发生化学反应或引起燃烧危险。在火场中，受热的容器有爆炸危险。</p>		
燃烧产物	一氧化碳、二氧化碳		
接触限值	<p>职业接触限值：PC-TWA：25mg/m³（皮）；PC-STEL：50mg/m³（皮）；IDLH：6000ppm</p>		
泄漏应急措施	<p>迅速撤离泄漏污染区人员至安全区，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防毒服。不要直接接触泄漏物。尽可能切断泄漏源，防止进入下水道、排洪沟等限制性空间。小量泄漏：用砂土或其他不燃材料吸附或吸收。也可以用大量水冲洗，洗液稀释后放入废水系统。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容；用泡沫覆盖，降低蒸气灾害。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。由第三方单位回收或运至处置。</p>		
防护措施	<p>呼吸系统防护：可能接触其蒸气时，应该佩戴过滤式防毒面罩（半面罩）。紧急事态抢救或撤离时，建议佩戴空气呼吸器。</p>		

	<p>眼睛防护：戴化学安全防护眼镜。</p> <p>身体防护：穿防静电工作服。</p> <p>手防护：戴橡胶手套。</p> <p>其他：工作现场禁止吸烟、进食和饮水。工作毕，淋浴更衣。实行就业前和定期的体检。</p>
急救措施	<p>皮肤接触：脱去被污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。</p> <p>眼睛接触：提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗。就医。</p> <p>吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。</p> <p>食入：饮足量温水，催吐，用清水或 1% 硫代硫酸钠溶液洗胃。就医。</p> <p>灭火方法：尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。灭火剂：抗溶性泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。</p>
储运须知、包装标志	<p>易燃液体。副标志：毒害品。包装方法：（II）类。 储运条件：注意轻装轻卸，防止容器破损，避免日光暴晒，严禁接触火源。夏天高温季节早晚运输。储存于阴凉、通风的易燃液体库房或储罐内，与氧化钙隔绝，远离火源，炎热气候采取通风降温措施。泄漏处理：首先切断所有火源，戴好防毒面具与手套。用水冲洗，对污染地面进行通风处理。</p>

5.7.3.2 井场危险性识别

（1）井喷事故风险

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

（2）井漏事故风险

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

5.7.3.3 集输管道危险性识别

管道输送是一种安全可行的输送方式，但存在于环境中的管道会受到各种环境因素的作用，同时管道本身的设计、管材制造、施工、操作运行和管理等各个环节都可能存在着缺陷和失误，所有这些因素都可能导致事故的发生。发生的故事主要为管线破裂造成的天然气、原油泄漏，天然气泄漏后，遇火源会发生火灾、爆炸事故。而原油的泄漏会直接污染周围土壤，还可能对区域地下水造成污染。

5.7.3.4 甲醇泄漏

装置腐蚀，施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致装置破裂，导致泄漏、火灾、爆炸事故。甲醇泄漏后，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。

5.7.4 环境风险事故情形分析

通过分析本工程可能涉及的危险物质及危险场所及危险特性，本工程可能发生的环境风险主要包括运营期管线发生破损造成天然气及原油泄漏，会污染土壤和大气，泄漏原油有可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境。

5.7.5 环境风险分析

5.7.5.1 井喷事故影响分析

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，据类比资料显示，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。由于项目区荒无人烟，所以井喷对人员的伤害有限，对项目区及周边土壤环境、大气环境、地下水产生影响。

井喷事故发生时对地下水环境的影响主要是原油以面源的形式渗漏进入包气带土壤并污染地下水。污染物迁移途径为地表以下的包气带和含水层，然后随地下水流动而污染地下水。石油类污染物主要聚积在土壤表层 1m 以内，一般很难渗入到 2m 以下。同时油田区域气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用。因此，井喷事故中的泄漏原油不会进入地下含水层污染地下水。

5.7.5.2 对大气环境的影响分析

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

5.7.5.3 对地下水的环境影响分析

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

发生泄漏事故后，若及时维修处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。故在正常工况下，加强检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，及时维修，并将受污染的土壤全部集中收集，交由有资质的单位进行处理，污染物从源头和末端均得到控制，阻断了污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。

根据前文“5.2.3.2 非正常状况下地下水环境影响分析”中的预测结果，在本次设定的预测情形下：预测期间，随着时间、距离增加，污染范围也呈增加趋势。石油类浓度在预测 100d 时地下水超标距离为 14m，1000d 和 3300d 地下水的预测结果均未超标，同时影响范围内无居民饮用水井等敏感点，说明本工程在发现泄漏状况时下渗的油品短时间内会对该地区地下水产生影响。故管道必须采取必要的防腐措施，并加强巡检，防止其泄漏进而污染周边区域内的地下水。

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

5.7.5.4 对土壤环境的影响分析

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

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

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

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

5.7.5.5 对植被的影响

井喷及油品泄漏对植被的影响主要分为三种途径，一是泄漏石油直接粘附于植物体阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；二是原油污染土壤造成的土壤理化性状变化间接影响植物生长，严重时会导致植物死亡；三是泄漏的原油、天然气中的轻组分挥发，可发生火灾、爆炸，火灾、爆炸产生的伴生/次生污染物在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响。

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

5.7.5.6 甲醇加药装置泄漏事故影响分析

通常情况下，拟建工程使用的甲醇在常温常压下液化储存，一旦泄漏到空气中会迅速气化，并扩散到周围空间，由于溢出的甲醇属于有毒气体，会影响到区域环境空气质量，可能造成周围区域人员中毒事故。假定事故情况为甲醇加药装置 10mm 孔径泄漏，由于无自动切断装置，气体检测器发生报警后操作人员在 1h 内制止泄漏。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 F（液体泄漏速率）计算甲醇加药装置中甲醇泄漏速率。具体计算公式如下：

甲醇泄漏为液体，泄漏速度采用伯努利方程计算：

$$Q_L = C_d A \rho \sqrt{\frac{2(P - P_0)}{\rho} + 2gh}$$

式中： Q_L ——液体泄漏速度，kg/s；

C_d ——液体泄漏系数，此值常用 0.6~0.64，取 0.62；

A ——裂口面积，0.000020m²；

P ——容器内介质压力，16000000Pa；

P_0 ——环境压力，101000Pa；

g ——重力加速度，9.81m/s²；

ρ ——液体密度，778.6kg/m³；

h ——裂口之上液位高度，1m。

经计算，甲醇加药装置泄漏液体泄漏速度为 1.95kg/s，本次评价考虑甲醇加药装置泄漏，1h 泄漏量为 7.02t。

泄漏液体的蒸发分为闪蒸蒸发、热量蒸发和质量蒸发三种，其蒸发总量为这三种蒸发之和。由于甲醇常压下沸点为 64.7℃、蒸气压 12.26kPa(20℃)，而拟建工程甲醇储存温度和环境温度均不高于 60℃，当液体泄漏时不发生闪蒸和热量蒸发，因此本次环境风险仅考虑质量蒸发量。本次评价考虑甲醇泄漏后在地面形成液池，地面液池在 4h 内全部清理完毕。

采用以下公式计算甲醇的挥发量：

$$Q_3 = a \times p \times M / (R \times T_0) \times u^{(2-n)/(2+n)} \times r^{(1+n)/(2+n)}$$

式中： Q_3 ——质量蒸发速度，kg/s；

a, n ——大气稳定度系数(二级评价，选择 F 类稳定度， $n=0.3$ ， $a=5.285 \times 10^{-3}$)；

p ——液体表面蒸气压，Pa（甲醇 20℃时为 16820Pa）；

R ——气体常数，J/mol.K；（取值为 8.31）

T_0 ——环境温度，K；（按 298.15K 计算）

r ——液池半径，m；（估算液池面积 3m²，折合液池等效半径 0.98 m）

u ——风速，m/s（取 1.5m/s）；

M ——摩尔质量，kg/mol（甲醇为 0.032kg/mol）。

根据以上公式计算出甲醇挥发量为 0.11kg/s。综上所述，甲醇加药装置泄漏风险源强见表 5.7-8。

表 5.7-8 甲醇加药装置泄漏环境风险源强一览表

序号	风险事故情形描述	危险单元	危险物质	影响途径	泄漏速率 kg/s	泄漏时间/min	最大泄漏量/kg	泄漏液体蒸发量/kg
1	甲醇加药装置泄漏	甲醇加	甲醇	大气	1.95	60	7020	396

		药装置						
--	--	-----	--	--	--	--	--	--

甲醇加药装置发生事故泄漏后，液态物料会泄漏至加药装置区，由于甲醇为极易挥发的物质，及时发现并清理收集泄漏的甲醇。

5.7.6 环境风险管理

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

5.7.6.1 集输事故风险预防措施

（1）施工阶段的事故防范措施

①管道敷设前，应加强对管材质量的检查，严禁使用不合格产品。在施工过程中加强监理，确保施工质量。

②建立施工质量保证体系，提高施工检验人员水平，加强检验手段。

③按施工验收规范进行水压及密闭试验，排除更多地存在于焊缝和母材的缺陷。

④选择有丰富经验的单位进行施工，并对其施工质量进行监理。

（2）运行阶段的事故防范措施

①井场设置现场检测仪表，并由 RTU 箱中的控制系统实现井场内的生产运行管理和控制，并与所属的集气站 SCADA 管理系统通信，上传井场的重要生产运行数据，接收上位系统的控制指令，设置现场监控系统，随时通过监控系统观察井场内生产情况。

②在集输系统运营期间，严格控制输送油气的性质，定期清管，排除管内的积水和污物，以减轻管道内腐蚀；定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。

③利用管线的压力、流量监控系统，发现异常立即排查，若出现问题，立即派人现场核查，如有突发事件启动应急预案。

④加强对集输管线沿线重点敏感地段的环保管理，定期进行环境监测。

⑤建立腐蚀监测系统，随时监测介质的腐蚀状况，了解和掌握区域系统的腐蚀原因，有针对性地制定、调整和优化腐蚀控制措施。

⑥在集输管线的敷设线路上应设置永久性标志，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。定期检查管线，并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

（3）管理措施

①在管道系统投产运行前，应制订出供正常、异常或紧急状态下的操作手册和维修手册，并对操作、维修人员进行培训，持证上岗。

②制订应急操作规程，在规程中说明发生管道事故时应采取的操作步骤。

③规定抢修进度，限制事故的影响，说明与人员有关的安全问题。

④定期对管线进行巡视，加强管线和警示标志的管理工作。

⑤提高职工安全意识，识别事故发生前异常状态，并采取相应措施。

⑥对重要的仪器设备有完善的检查项目和维护方法；按计划进行定期维护；有专门档案（包括维护记录档案），文件齐全。

（4）油气泄漏事故防范措施

①加强《中华人民共和国石油天然气管道保护法》的宣传力度，普及油气管道输送知识，发现问题及时报告。

②按规定进行设备维修保养，及时更换易损及老化部件，防止泄漏事故的发生。

③完善站场的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物。

④按规定配置齐全各类消防设施，并定期进行检查，保持完好可用。

⑤操作中必须使用防爆工具，严禁用铁器敲打管线、阀门、设备。

⑥制定事故应急预案，配备适当的抢修、灭火及人员抢救设备。

5.7.6.2 原油运输风险防范措施

拟建工程原油采用罐车拉运的方式，车辆运输过程中须采取以下措施：

（1）罐车必须符合《压力容器安全技术监察规程》的安全管理规定，企业对压力容器管理执行国家有关压力容器的规定。

（2）运输车辆应当安装、悬挂符合《道路运输危险货物车辆标志》（GB 13392）

要求的警示标志,随车携带防护用品、应急救援器材和危险货物道路运输安全卡,严格遵守道路交通安全法律法规规定,保障道路运输安全。运输车辆还应当安装、粘贴符合《道路运输爆炸品和剧毒化学品车辆安全技术条件》(GB 20300)要求的安全标示牌。

(3) 车辆必须是专用车或经有关部门批准使用符合安全规定的运载工具,并符合相关要求。

(4) 认真执行罐车巡检、回检以及维护、修理管理办法,保持罐车完整性。

(5) 配备具有危险货物运输资质和经验的驾驶员和押运员,严格执行特车公司反“违章指挥、违章操作、违反劳动纪律的行为”管理规定,并使用 GPS 监控车辆动态。

(6) 车辆安全状况和安全性能合格;车辆排气管应安装隔热和熄灭火星装置,并配装符合规定的导静电橡胶拖地带装置,罐内应预留容积不得少于罐体总容量 5%的膨胀余量。

(7) 行车途中勤检查,随车按相关规定配备消防器材;运输过程中如发生事故时,应立即报告,并应看护好车辆,共同配合采取一切可能的警示、救援措施。

(8) 运输车辆应当按照公安机关批准的路线、时间行驶,在高速公路上行驶速度不得高于限速标志、标线标明的速度。

(9) 杜绝油罐车储油容器溢油。对在油罐车装卸油品操作中发生的跑、冒、滴、漏、溢油,应及时清除处理。油罐车卸油放于指定的地点妥善处理。

5.7.6.3 硫化氢泄漏的监控与预防措施

(1) 硫化氢监测与安全防护

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

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

2) 作业人员在检修和抢险作业时应携硫化氢监测和正压式空气呼吸器。

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

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

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

(2) 预防措施

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

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

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

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

5.7.6.4 储罐泄漏事故风险防范措施

(1) 甲醇储罐区、原油储罐区应严格采取防渗措施, 并在储罐周边设置围堰, 防止事故情况下甲醇泄漏外流。

(2) 严格管理, 并定期检查, 及时发现泄漏情况。

(3) 储罐区应按要求配备必要的应急器材。

(4) 如发生泄漏事故, 应及时切断电源, 转移事故现场易燃、易爆物品, 防止事故扩大。抢修人员应穿戴防化服、正压式呼吸器, 确认泄漏点, 利用雾状水枪和蒸汽管在不同方向对泄漏散发在空气中的甲醇蒸气进行雾喷驱赶、稀释, 防止产生爆炸混合物, 掩护其他人员对甲醇泄漏部位进行堵漏, 并将泄漏物料进行覆盖及收集处理。如现场人员无法处理或控制, 应及时向上级报告, 并监测甲醇泄漏事故现场的变化情况。

(5) 如发生泄漏事故，应及时疏散周边人员，避免出现人员中毒等事故。

(6) 事故处理完毕后，应及时对泄漏现场进行彻底的清理，对处理过程中使用过的应急设施进行更新和维护。

5.7.6.5 管线安全运行措施

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

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

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

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

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

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

(6) 加强职工安全意识教育和安全生产技术培训，制定安全生产操作规程。

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

(8) 为了便于管线的安全运营，根据《管道干线标记设置技术规定》

(SY/T6064-2011)的规定,沿线应设置以下标志桩:里程桩:管线每公里设置1个,每段从0+000m开始,一般与阴极保护测试桩合用。

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

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

结构桩:当管道外防腐层或管壁发生距离变化时,在变化位置处设置结构桩,桩上要标明线路里程及变化前后的结构属性等。

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

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

输送管道建成投产后,重点应在以下几个方面加强管理:

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

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

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

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

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

(6) 从工程筹建起就要建立技术档案，包括各种技术报表、安全操作规程、安全规章制度、电气设施检测数据等，为安全生产管理提供依据。

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

(8) 通过清管排除管内污物，达到防止内腐蚀的目的。根据管道运行状况合理制定清管周期并及时组织管道的清管，特别是投产初期更应引起注意。

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

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

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

(12) 管理单位应加强重点地段管道的维护管理力度，建立完善的巡线制度，固定专门的巡线人员，配备专用的巡线车辆及器材，提高重点地段管线的巡线频

率，坚持徒步巡线，保证不间断地对管道进行巡查，及时发现并处理现场所存在的隐患和问题，减小事故发生的概率；缩短重点地段管线的内、外检测周期，根据管道的内外腐蚀、埋深、损伤变形等的检测结果，及时采取相应的整改措施；增大沿线标志桩或警示牌的设置密度，以标示管道的准确走向，减少违章建筑和危及管道安全事故的发生；针对重点地段管线的特点，编制可能发生事故的专项应急救援预案，加强事故应急救援预案的演习和实施，减少事故造成的损失。

5.7.6.6 站场事故风险防范措施

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

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

（3）按规定配置齐全各类消防设施，并定期进行检查，保持完好可用。

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

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

5.7.6.7 井喷事故的风险防范措施

本工程必须高度重视安全生产，要积极采取预防井喷发生的措施：

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

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

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

（4）制定一份详实的可操作的应急预案，包括医疗保健措施、个人保护设

备、人员培训要求、监测、警报与人员撤离等一系列工作详细地列出具体要求，以此保证井场作业人员的生命安全，特别应明确井口喷出的 H_2S 浓度计距井口下风向不同距离监测的 H_2S 浓度，来确定井场工作人员的撤离范围。

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

(6) 在发生井喷后，可通过放空火炬对天然气进行燃烧。

(7) 发生事故时，要求井场排放清水及处理水全部进入现场事故池，不得随意外排，并立即启动重大环境事件环境应急监测预案，在应急监测人员不受 H_2S 危害影响的前提下，对井场周边大气中的 H_2S 及甲烷浓度进行监控，随时掌握扩散分布情况，以指导对井场周边人员的撤离工作以及安全线的划定工作。

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

(9) 由于井喷和处理井喷的过程中（井喷、压井及恢复正常钻井）产生的污水量较多，为确保事故池能储存所产生的污水，应及时对事故池储存的污水进行处理。若废水产生量较大，又无法对污水进行及时处理，可能造成污水池装满而外溢污染环境时，应及时启动备用事故池，防止污染物的扩散。

(10) 事件处理过程中必须持续执行重大环境事件环境应急监测预案，重点对井场周边办公区内的空气中的 H_2S 、 SO_2 、 CO_2 及甲烷浓度进行监控，如果已达到空气质量标准，则可上报相关决策部门下达返回指令，对周边地下水水质进行监测。

(11) 清理井场的各种环境污染物，按分级堆放处理原则进行处置、恢复正常的废水处理工作。

(12) 完成环境应急监测工作报告，对相关环境污染情况进行评估。

(13) 在相关部门的指导下，对相关环境污染损失情况进行赔偿。

(14) 对井喷的环境污染防治工作进行总结。

(15) 日常工作中严格遵守钻井的安全规定，在井口安装有效的井控装置，杜绝井喷的发生；随时观察、定期记录，及时发现溢流、泄漏，并根据多年井喷事故井控装置失灵经验总结，并控作业中的一些错误做法，应尽量避免，杜绝井

喷的发生；井场设置明显的禁止烟火标志；井场设备及电器设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求，安装探照灯，以备井喷时钻台照明；按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其他消防器材；制订应急操作规程，在规程中说明发生井喷事故时应采取的操作步骤；井场设置事故池，按照最大可能性设计，降低环境风险。

井喷及井喷失控事故一旦发生，特别是含 H_2S 油井的井喷及失控，不仅将会造成巨大的经济损失，而且将会造成较严重的环境污染和危害及一定的社会负面影响。如何尽可能减轻井喷及井喷失控事故所带来的环境污染和危害，认真贯彻集团公司《石油与天然气钻井井控规定》是十分重要的，特别应按要求执行在发生井喷事故后的抢险方案制订及实施，要把环境保护同时考虑，同时实施，防止出现次生环境事故。

5.7.6.8 土壤风险防范措施

如果发生集输管道的采出液渗漏，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，委托具有相应 HW08 危废处理资质单位对污染土壤进行转运处置，因而，石油类污染物进入土壤和地下潜水的可能性较小。

具体步骤为：

（1）按顺序停泵或关井

在管道发生断裂、漏油事故时，按顺序停泵或关井。抢修队根据现场情况及时抢修，做好安全防范工作，把损失控制在最小范围内。

（2）回收泄漏原油

首先限制地表污染的扩大。油受重力和地形的控制，会流向低洼地带，应尽量防止泄漏石油移动。在可能的情况下应进行筑堤，汇集在低洼坑中的地表油，用车及时进行收集，将严重污染的土壤集中处理，交由有资质单位进行处置。

（3）挖坑应急

因地制宜地采取有效措施清除土壤油浸润体中的残油，减轻土壤污染。

1) 坑撇油：在漏油点附近挖坑进行撇油。

2) 挖沟截油：根据原油以漏油点为点源向下游迁移扩散为主的特点，在漏油点下游的 10m~30m 处，根据漏油量的大小挖 2~3m 深的两条水平截油沟，一撇二排，以加速土壤油浸润体中残油的外泄，减小事故影响范围。

按照《突发环境事件应急监测技术规范》（HJ589-2021）及突发环境事件应急预案开展应急监测。

5.7.6.9 植被风险防范措施

本项目区位于塔克拉玛干沙漠北缘，如果发生集输管道的采出液渗漏，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面、地下以及粘附于植物体的石油类物质，委托具有相应 HW08 危废处理资质单位对污染土壤和植被进行转运处置。

集输管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生；按规定进行管道的定期检验、保养，及时更换易损及老化部件，防止原油泄漏事故的发生。

运营期加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，对各种设备、管线、油罐、阀门定期进行检查，防止跑、冒、滴、漏，及时巡查管线，消除事故隐患。管道及公路沿线可设置一些警示牌，提高公众保护植被的意识。

5.7.6.10 危险废物运输风险防范措施

危险废物运输的事故隐患主要是从泄漏开始的。因此，行车途中要勤于检查。当行驶一定时间后要查看一下车厢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，必须按照规定填报危险废物转移电子联单，并向危

险废物移出地和接收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。

5.7.6.11 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，使制度落到实处，严格遵守，杜绝违章作业。

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

(4) 本工程实施后，将本工程相关工程纳入英买采油气管理区环境风险应急预案中。

5.7.6.12 环境风险应急预案

原英买油气开发部已完成并发布了《塔里木油田公司英买油气开发部突发环境事件应急预案》，并于 2023 年 6 月修编完成应急预案，在阿克苏地区生态环境局新和县分局进行了备案（备案编号：652925-2023-015-L），定期按照应急预案内容进行应急演练，应急物资配备齐全，出现风险事故时能够及时应对。本评价建议将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入现有突发环境事件应急预案

中,对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。待本工程实施后,需将本工程相关内容更新至突发环境事件应急预案中。

5.7.6.13 现有环境风险防范措施的有效性分析

英买采油气管理区采用的环境风险防范措施较为齐全,制定有突发环境事件应急预案及其配套文件并在主管部门进行了备案,配备有应急物资,定期开展应急演练,与当地政府建立了应急联动机制,因此,在严格执行应急预案和应急处置的基础上,现有环境风险防范措施是有效的。

5.7.7 环境风险分析结论

本工程所涉及的危险物质包括:天然气、原油、 H_2S ,可能发生的风险事故包括:站场事故、管线泄漏事故。油气发生泄漏时,对土壤、植被、地下水会产生一定的影响,发生事故后,在严格落实本工程提出的风险防范措施的前提下,不会对周围环境产生明显影响;当泄漏事故发生时,及时、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤,污染物不会进入地下水中,对地下水水质没有不良影响。做好事故风险防范措施,将事故发生概率减少到最低。综上所述,本工程环境风险程度属于可以防控的。

本工程环境风险简单分析内容表,见表 5.7-9。

表 5.7-9 环境风险简单分析内容表

建设项目名称	塔里木油田雄英油田雄英 1 区块寒武系下丘里塔格组试采项目优化调整			
建设地点	位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区温宿县境内,西北方向距温宿县城约 80.7km,东北侧距离新和县 114km			
地理坐标	经度		纬度	
主要危险物质及分布	主要危险物质:原油、天然气、 H_2S 、甲醇;分布:站场、集输管线			
环境影响途径及危害后果(大气、地表水、地下水等)	本工程可能发生的环境风险主要包括:井喷、油类物质泄漏、火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。 运营期管线发生破损造成油气泄漏,以及井喷均会污染土壤和大气,泄漏的油品有可能通过包气带渗漏进入地下含水层,污染地下水;泄漏的油气若遇明火,发生火灾、爆炸,污染大气环境。			
风险防范措施要求	①生产中采取有效预防措施,严格遵守井下作业的安全规定,在井口安装防喷器和控制装置,杜绝井喷的发生;②制定安全生产方针、政策、计划和各种规范,完善安全管理制度和安全操作规程,建立健全环境管理体系和监测			

	体系，完善各种规章制度标准；③定期对管线进行巡视，定期进行管道壁厚和防腐情况检测；④制定环境风险应急预案，定期演练。
--	--

6 环境保护措施及可行性论证

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

6.1 生态保护措施可行性论证

6.1.1 施工期生态保护措施

本工程施工期对环境的影响主要来自站场施工和管线敷设等方面。开发建设期环境影响的特点是持续时间短，对地表的破坏性强，在地面建设结束后，可在一定时期消失；但如果污染防治和生态保护措施不当，可能持续很长时间，并且不可逆转，例如对生态环境的破坏。

在项目可研及已建工程采取的生态环境影响减缓措施的基础上，根据本工程对生态环境可能产生的不利影响，评价提出防范措施。

6.1.1.1 站场工程生态环境保护措施

(1) 对站场永久性占地合理规划，严格控制临时占地面积，尽量避让植被较多的区域，严格按照有关规定办理建设用地审批手续；对永久性占地进行地面硬化，以减少风蚀量。

(2) 对工程占地范围外的区域严禁机械及车辆进入、占用，禁止乱轧乱碾，避免破坏自然植被，造成土地松动。站场施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，应尽快整理施工现场。

(3) 加强工程区的野生动物保护，对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育，严禁施工人员猎杀野生动物。

(4) 严格落实环评所提环保措施，加强施工管理，杜绝废水固废乱堆乱排的现象，避免施工期废水、固废等对自然植被及土壤造成不良影响。

(5) 及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌，使占地造成的影响逐步得以恢复。

6.1.1.2 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，经相关部门许可后方可开工建设。

(2) 合理调整管线走向，管线施工作业宽度应控制在 10m 以内，注意避让地表植被。

(3) 合理规划工程占地，严格控制工程占地面积，对规划占地范围外的区域严禁机械及车辆进入，禁止乱轧乱碾，避免破坏自然植被，造成土地松动。

(4) 管线施工时应根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。

(5) 管沟回填后多余的土方禁止大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过渡，避免形成汇水环境，防止水土流失。

(6) 严格落实环评所提环保措施，加强施工管理，杜绝废水固废乱堆乱排的现象，避免施工期废水、固废等对自然植被及土壤造成不良影响。

(7) 施工期充分利用现有油田道路，尽可能减少临时占地，降低对地表和植被的破坏，施工机械不得在道路以外行驶和作业，保持地表不被扰动，不得随意取弃土。

(8) 加强野生动物保护，对施工人员进行宣传教育，禁止捕杀野生动物。

(9) 结合实际完善水土保持方案并严格落实。施工期严格按规范作业，减少对土壤和植被的扰动和破坏，避免水土流失。

(10) 及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。

(11) 工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌，使占地造成的影响逐步得以恢复。

6.1.1.3 对评价区植被的生态保护措施

(1) 生态避让

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

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

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

(2) 生态防护

1) 管线施工范围应严格限制在 10m 范围内。施工机械和车辆应严格按照规定在设计场地及便道上作业和行驶, 防止扩大对土壤和植被的破坏范围。在保证顺利施工的前提下, 应尽可能缩小施工作业宽度, 以减少临时占地影响, 将施工期对环境不利影响降到最低限度。

2) 在施工便道设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌, 并从管理上对施工作业人员加强宣传教育, 切实提高保护生态环境的意识。

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

4) 充分利用区域现有道路, 施工机械和车辆应严格按照规定路线行驶, 禁止随意开辟道路, 防止扩大土壤和植被的破坏范围。

5) 施工中应严格按照环境管理要求, 土方作业应避开大风天气; 施工后期, 及时做好施工迹地的清理工作。做好施工后期的迹地恢复工作, 包括土地平整, 创造局部小环境以利于植被的恢复等。

6) 尽量减少对动植物的伤害和生境占用。工程建设区域如发现重点保护野生植物、特有植物、古树名木等, 需进行就地或迁地保护, 并加强观测, 具备移栽条件、长势较好的尽量全部移栽。

(3) 生态恢复

1) 工程结束后, 建设单位应承担恢复生态的责任;

2) 在施工区域局部有植被分布, 须先将原表层土集中分层堆放, 待施工完毕后, 在临时占地区域对地表土层进行恢复, 达到植被生长所需生境;

3) 施工占地区域土层上部的保护层稳态发生变化, 加之区域风力、水力作用较大, 土质极易流失, 应在临时占地区域进行平整压实, 以避免区域生态环境恶化;

4) 项目用地扰动区域须保护区域生态系统, 并根据扰动区域土质情况因地制宜进行修复, 减小项目实施对区域生态环境功能的不利影响。

(4) 生态补偿

本工程占用主要为天然牧草地，占地征用及补偿应按照地方有关工程征地及补偿要求进行，由土地管理部门许可后方可开工建设。工程结束后，建设单位还应承担恢复生态的责任。

6.1.1.4 对野生动物的生态保护措施

(1) 在施工便道设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对施工作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。车辆行驶过程中不得鸣笛惊吓野生动物。

(2) 工程建设区域如发现重点保护野生动物的，须及时保护其生境不被破坏，并重新提出相应优化工程施工方案及运行方式，实施物种救护，划定生境保护区域，开展生境保护和修复，构建活动廊道或建设食源地等。

(3) 工程建设过程中应防止施工噪声、灯光等对动物造成不利影响，高噪声及强光区域应做降噪遮光等防护措施。

6.1.1.5 自然景观保护措施

本工程位于油田开发区，以荒漠生态景观为主。荒漠生态景观稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性差。油田开发建设后，其原始的荒漠背景变成了以荒漠、采气树等共同存在的自然与人工相互共存的景观格局。

从整体上看，荒漠拼块虽然出现破碎化的倾向，但总体上连通程度仍然维持了较好的状态，仍是区域的景观模地。但如果任凭油田建筑和道路的景观发展，不进行生态治理和保护，也将会使生态环境的演变发生逆转，破坏原有生态环境的稳定性。因此，在项目建设的过程中，必须采取相应的景观保护措施，以保证减缓和避免生态环境恶化的趋势。

(1) 对现有的自然资源，包括植被，直至现有的地形、地貌等都要尽可能地加以保护。

(2) 在管线的选线、敷设过程中，合理地规划布局，根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工。对敷设在较平坦地段的管道，应在地貌恢复后使管沟与附近地表自然过渡，减缓对原始自然景观的破坏。

(3) 严格遵守各项规程、规范、施工时限和范围，施工结束后立即对地表等环境景观进行恢复，并实施防风固沙工程和绿化措施，使油田开发与周围景观环境协调发展。

6.1.1.6 严格实施防沙治沙措施

由于本工程位于沙漠内，根据《中华人民共和国防沙治沙法》和《加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138 号）的要求，加强涉及沙区的建设项目环评文件受理审查，对于没有防沙治沙内容的建设项目环评文件不予受理。本工程环评针对土地沙化现状、分析了项目实施对周边沙化土地的影响，本工程在建设过程中执行以下防沙治沙措施：

(1) 严格控制施工活动范围，严禁乱碾乱轧，避免对项目占地范围外的区域造成扰动。严格遵守油田环境保护规章制度，严格划定车辆行驶路线及临时道路开拓路线，运输车辆及勘探车辆在规定路线范围内行驶，禁止乱碾乱轧；严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区范围内活动。

(2) 站场永久占地范围采用戈壁土+砾石压实铺垫；管线临时占地应在满足施工要求的前提下进行适当的调整，以减少占地。

(3) 优化施工组织，缩短施工时间，管线施工作业时应分段作业，避免在大风天气作业，以免造成土壤风蚀影响。

(4) 管线施工时应根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。

(5) 粉状材料及临时土方等在井场堆放应采取覆盖防尘布，逸散性材料运输采用苫布遮盖，减少施工扬尘产生量和起沙量。

(6) 施工结束后对场地进行清理、平整并压实，场站实施场地硬化，避免水土流失影响。

(7) 本工程针对位于沙漠中的部分工程，采取防沙治沙措施。草方格设置原则为：管线两侧设置草方格防风固沙，草方格设置原则为：单井集输管线上风向一侧 7m、下风向一侧 5m。施工部署如下：

1) 技术准备

① 确保管道回填完成，埋深及外防腐层检测完成。

② 熟悉及审查设计图纸及有关资料；

③ 编制施工方案，明确提出施工的范围和质量标准，并制定合理施工工期，施工方案编写完毕，并经各方审核、批准且对施工人员进行交底。

2) 施工要求

① 整平边坡，清除坡面松土、石屑、植物残根等。

② 根据施工图纸，测量放出坡脚线，平台控制点等。并在坡面上挂线或石灰打线放出 1m×1m 的正方形方格网，方格网与坡脚线成 45 度（或 135 度）的角。

③ 利用大型拖拉机配合倒运芦苇材料。

④ 植草制备：选用芦苇在扎制前要碾压，目标是将管状的植草压劈，改变为柔性材料。扎制前将材料切成 40-50cm 长的段，整齐堆放。

铺放植草：沿草方格网线平铺植草，扎制材料要垂直“线”排放，并置中间位置于线上。先进行沿主风向的草方格埋设，然后再进行沿管线方向的草方格埋设。

⑤ 植草沙障防护必须符合相关技术标准、规范以及图纸要求，监理抽查合格后，再进行下一道工序的施工。

3) 施工措施

① 沙丘及粗沙平地固沙方式

对于沙丘地及粗沙平地的固沙方法通常采用的方式为以管线为中心，在该地区主风向的上风向草方格固沙宽度不小于 7m，在风沙地区主导风向下风向草方格固沙 5m，同时在管道主风向上方≥10m 左右，地势较高的沙丘顶部，设置阻沙栅栏，以防止管线伴行路及管线被风移沙丘埋没。

② 草方格固沙

草方格材料可就地选用芦苇，将之充分碾压使之变柔，且不散碎，用切割机将之分解成长 40-50cm 左右的小段。规划好草方格的位置后，先进行沿主风向的草方格埋设，然后再进行沿管线方向的草方格埋设。为确保草方格能固住流沙，及不被风吹走，草方格的埋设能按设计规定进行施工，施工时采用平头铁锹插入沙中，插入深度应在 25-30cm 之间，地表留 15-20cm 之间，草方格成形后将其根部压实，并在方格内填沙，使麦秆、谷秆向外倾斜形成圆滑过度的凹面。用脚将芦苇根部沙子踩紧，并用铁锹将方格中心沙子向外扒一下，使之形成弧形洼地。

草方格通用设置图，见图 6.1-1；移动沙丘固沙平面示意图，见图 6.1-2。

本工程防沙治沙措施主要采用草方格固沙方式,该方法具有普遍性、通用性、高效性,是比较有效的防沙治沙措施。

6.1.1.7 水土流失防治措施

本工程区域气候干燥,风力强大,地表土质疏松干燥,属于典型荒漠生态系统。由于区域干旱少雨,水资源极度匮乏,植被生长主要靠地下水维持,根据现场调查,在植被遭到破坏的区域,在自然条件下很难得到恢复。由于受到区域土壤、水分等条件的限制,在区域进行植被恢复在经济技术条件下将很难实现,因此,本次水土流失防治主要以工程措施为主。

根据水土保持防治分区,在现场调查基础上,针对本工程施工建设活动引发水土流失的特点和造成危害程度,采取有效的防治措施,合理安排施工进度,按照与主体工程相衔接的原则,对不同区域新增水土流失部位进行对位治理,通过分析评价主体工程已经实施的措施、存在问题等,优化并补充完善工程防治措施、临时防护措施,形成一个综合防治措施体系。

(1) 工程防治措施

1) 站场工程区

站场工程区施工活动主要表现在由于场地平整及堆垫,扰动原地貌,增加了施工区的水土流失强度。主体设计已有砾石压盖措施;方案补充场地平整、彩条旗拦挡和洒水降尘等措施。

图 6.1-1 固沙草方格设置通用图

图 6.1-2 移动沙丘固沙平面示意图

2) 管道工程区

管道工程区主要是管沟开挖及管道施工对地面的破坏,主体设计未采取防护措施,方案补充场地平整、彩条旗拦挡、防尘网苫盖和洒水降尘措施。

(2) 水土保持管理措施

对工程措施的管理要纳入生产管理计划之中,专业人员负责施工设计和技术指导,在责任范围内建立相应的管理措施。根据《中华人民共和国水土保持法》,在山区、丘陵区、风沙区以及水土保持规划确定的容易发生水土流失的其他区域开办可能造成水土流失的生产建设项目,生产建设单位应当编制水土保持方案,报县级以上人民政府水行政主管部门审批,并按照经批准的水土保持方案,采取水土流失预防和治理措施。没有能力编制水土保持方案的,应当委托具备相应技术条件的机构编制。

1) 项目选线和拟采用的技术标准,应该充分考虑水土流失因素,尽量避开植被茂盛地段,施工期间严格划定施工活动范围,严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行范围,不另辟施工便道,不得离开运输道路及随意驾驶。由专人监督负责,以防破坏土壤和植被。

2) 施工时,在有植被分布地段,要特别注意保护原始地表与天然植被,应划定施工活动范围,严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围,所有车辆采用“一”字型作业方法,走统一车辙,避免强行开辟新路,以减少风沙活动。在施工过程中,不得随意碾压项目区内其他固沙植被。井场位置应根据场地周边植被分布情况,在满足设计要求的前提下进行适当的调整,以减少占地。尽量避开沙丘,减缓对沙丘活化的影响。

3) 施工中严格按照规定的施工占地要求,划定适宜的堆料场。避免在大风、雨天施工。施工结束后,要做好施工迹地的恢复工作。井场建设应尽量利用挖方料,做到土石方平衡。

4) 严禁在大风、大雨天气下施工,特别是深挖和回填等作业。

5) 加强施工期管理,加速建设进度,减少施工期水土流失的产生;同时在施工期间,应提前制定严密的交通管理措施。

6) 加强水土保持管理,对施工人员进行培训和教育,自觉保持水土,保护

植被。严禁施工材料乱堆乱放，不随意乱采乱挖沿线植被。

7) 对施工迹地恢复平整，以减少区域水土流失量的增加。

6.1.1.8 其他生态保护措施要求

(1) 在工程施工过程中和施工结束后，及时对施工场地进行平整，以便自然植被后期自然恢复。

(2) 加强施工期环境监理，委托专职人员承担生态监理。采用巡检监理的方式。监理的重点时段是管线施工期。监理的重点内容是：施工过程中表土分层堆放，施工结束后的草方格布置情况，野生动物保护，以及材料堆放、施工方式等环境保护内容。生态监理要求应落实在管线和站场工程项目承包招标书中。

综上所述，本工程在施工期采取的生态环境影响减缓措施可行。

6.1.1.9 生态保护工程的技术和经济可行性

本工程永久占地主要为天然气牧草地，征用的土地需按照自然资源部门的相关规定，支付一定的占地补偿费，具体数额由项目建设单位与当地政府商议确定。

本工程施工期要严格遵守国家和地方有关野生动物保护、水土保持法、防沙治沙等法律法规。主要采取以下生态保护措施，这些措施对于减少地表破坏，减缓水土流失，抑制荒漠化发展起到了一定的积极作用。

——对油田的永久性占地合理规划，严格控制占地面积。

——按设计标准规定，严格控制施工作业带（开挖）面积，油田内管线敷设施工宽度控制在设计标准范围内，并尽量沿道路纵向平行布设。以减少地表破坏，减少土方的暴露面积。

——施工作业尽量利用原有公路，沿已有车辙行驶，若无原有公路，严格执行先修路，后开钻的原则进行。杜绝车辆乱碾乱轧的情况发生。不随意开设便道。

——施工机械不得在规定范围以外的行驶和作业，保持地表不被扰动。

——施工作业结束后，应考虑防风固沙。

——在道路边、油田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实提高保护作业区生态环境的意识。

管道施工通常只有几个月，施工结束后受损植被可逐渐恢复，采取一些人工恢复措施后，受损生物量基本可以全部恢复。评价范围内，野生植物和野生动物大多

是新疆地区的常见种，工程对野生植物和野生动物影响较小。在采取以上措施后，类比本区域已开发工程所采取的环保措施可知，项目的生态保护措施是可行的。

6.1.2 运营期生态保护措施

（1）监督和管理措施

1) 针对本工程的建设，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司安全环保部负责工程建设及运营期间对生态环境的保护工作，落实本工程环保措施的实施并与各施工单位签订详细的环境保护协议，明确各方的责任以及奖惩规定。

2) 选择信誉良好、素质较高的施工队伍，保证工程建设的质量，避免因质量问题对环境带来不利影响；同时，通过培训和发放宣传手册强化施工人员的环境保护意识，明确施工人员的行为和奖惩制度。

3) 针对已经发生的破坏生态环境的问题必须认真及时地解决，并对正在和即将建设的工程提出具体、可行的整改和防治措施。

（2）运营期生态恢复措施

工程实施后，运营期生态恢复措施以保持和维持施工期结束时采取的措施为主，同时需处理施工期遗留问题。

1) 在道路边、油田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。

2) 加强对管线、设备的管理和检查，及时发现问题，及时解决，防止泄漏事故的发生；对泄漏的落地油应及时清理，彻底回收，防止污染扩大蔓延。

3) 在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。定期检查管线，如发生管线老化，接口断裂，及时更换管线。对于事故情况下造成的油外泄事故一要做好防护，二要及时控制扩散面积并回收外泄油。

4) 加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，制定安全生产操作规程，加强职工安全意识教育和安全生产技术培训。一旦发现事故，及时采取相应补救措施，尽量减少影响和损失。

5) 定时巡查站场、管线等，及时清理落地油，降低土壤污染。

6) 及时做好站场清理平整工作，填平、覆土、压实。

7) 站场、管线施工完毕，进行施工迹地的恢复和平整。

通过采取以上措施，本工程永久占地面积可得到有效控制，临时占地可得到及时恢复。

6.1.3 退役期生态保护措施

6.1.3.1 生态保护措施

随着油井开采时间的延长，其储量将逐年降低，最终进入退役期。当开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，站场和管线等设备设施陆续被拆卸、转移，原有的大气污染物、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐渐减弱甚至消失。

(1) 严格按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》相关要求，拆除地面设施、清理井场等，拆除的报废设备和建筑废料等由建设单位进行回收处置。

(2) 对完成采油的废弃井应封堵内井眼，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，清理场地，清除填埋各种固体废物，恢复原有地貌。

(3) 保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止其发生油层窜层，产生二次污染。

(4) 井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫应进行清理，然后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。

(5) 通过宣传教育的形式，使施工工作人员对在项目区生存的野生动物及植物有基本的认识与了解。在退役期施工过程中，如遇到保护植物应进行避让，严禁随意踩踏破坏；遇到保护动物时，应主动避让，不得惊扰、伤害野生动物，不得破坏保护动物的生息繁衍地，禁止妨碍野生动物生息繁衍的施工活动。

(6) 加强对《中华人民共和国野生动物保护法》及《中华人民共和国野生植物保护条例》的普及、教育工作，强化保护野生动植物的观念，让施工人员明确破坏保护植物，捕猎、杀害保护动物的法律后果，理解保护野生动植物的重要意义。

通过采取以上生态保护措施，对于减少植被破坏、减缓水土流失、抵制荒漠化发展起到了一定的积极作用，可有效保护脆弱的荒漠生态环境。

6.1.3.2 生态恢复治理方案

(1) 生态环境保护与恢复治理的一般要求

根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）的相关要求，本工程生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

采取有效预防和保护措施，避免或减轻矿产资源开发活动造成的生态破坏和环境污染。坚持“预防为主、防治结合、过程控制”的原则，将生态环境保护与恢复治理贯穿开采的全过程。

根据《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T317-2018）中生态恢复要求，本工程生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

1) 贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复生态环境。

2) 遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理地确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备。

3) 土地利用需符合用地指标政策。合理确定井场场址、管网等建设占地规模。

（2）站场生态恢复治理

施工结束初期，对场站永久占地范围内的地表进行戈壁土+砾石覆盖，以减少风蚀量。

（3）管线生态恢复

1) 管线生态恢复治理范围

管线施工扰动范围内需进行生态环境恢复治理。

2) 生态环境恢复治理措施

管道施工作业带宽度控制在 8m 范围内，施工过程中保护土壤成分和结构，在管线敷设过程中，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为管廊覆土，不得随意丢弃。

（4）植被恢复措施及恢复要求

工程施工结束后，按照林草部门要求进行恢复，植被类型应与原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行场地植被恢复；植被生境较差的区域，采取草方格等措施进行辅助植被恢复。

6.2 地下水环境保护措施可行性论证

6.2.1 施工期地下水环境保护措施

施工期产生的废水主要为管道试压废水和施工人员生活污水。

(1) 管道施工期间产生的废水主要为试压废水，主要污染物有 SS。管道试压采用清洁水，试压作业分段进行，每段试压水排出后进入下一段管线循环使用，可减少水资源消耗。试压废水中主要污染物为悬浮物，试压结束后全部用于施工场地洒水抑尘，对项目区周边水环境没有不良影响。

(2) 施工期不设置施工营地。施工现场产生的少量生活污水依托雄探 1 试采点，雄探 1 试采点生活污水进入生活污水池，定期由罐车拉运至英买力作业区生活污水处理装置处置。

(3) 施工机械检修期间，地面应铺设塑料布，及时回收废机油，防止废油落地，污染土壤和地下水。

(4) 在管沟开挖过程中，工作人员需加强现场巡视，密切关注周围土体的变形情况以及坑槽内可能出现的涌水、涌砂和坑底土体的隆起反弹等现象。一旦发现问题，应立即停止开挖，并及时通知监理工程师共同处理。采用支撑、护壁等支护措施，严格控制开挖深度和坡度。固体废弃物临时堆弃地进行防水防渗等，不得使废液进入土壤和地下水。

(5) 严格按照《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB50423-2013）设计及施工，合理安排管道施工时序和施工工艺的情况。管道应埋设于最大冻土深度以下且应有足够的埋设深度。

综上，本工程施工期采取的水污染防治措施可行。

6.2.2 运营期地下水环境保护措施

6.2.2.1 井下作业废水

运营期井下作业废水由自带回收罐回收，拉运至英买力油田钻试修废弃物环保处理站处理；生活污水暂存于生活污水池，定期由罐车拉运至英买力作业区生活污水处理装置处置。

6.2.2.2 生活污水

生活污水暂存于生活污水池，定期由罐车拉运至英买力作业区生活污水处理装置处置。

6.2.2.3 站场防渗措施

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）和《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）的相关规定，本工程拟对站场进行分区地下水污染防治，分为重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区。

本工程重点防渗区主要包括雄探 1 试采点脱硫区、储罐区、装车区、危废暂存间等区域，一般防渗区主要包括进站分离区、辅助生产区、控制中心、变电所、增压区、预留区、放空火炬区、井场井口区及装置区等区域。

6.2.2.4 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，对管线的运行情况实时监控。

（4）定期对管线进行检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生，定期对管线进行巡视，应加强管线和警示标志的管理工作，提高巡线的有效性，发现对管道安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并向上级报告。

综上，本工程运营期采取的废水污染防治措施可行。

6.2.2.5 地下水环境保护措施与对策

地下水环境保护措施与对策应符合《中华人民共和国水污染防治法》和《中华人民共和国环境影响评价法》及地下水导则的相关规定，按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应

全方位进行控制。

基于前文的地下水环境影响预测和评价，拟建项目在正常工况下，对当地地下水环境影响小；在非正常工况下，对当地地下水环境构成潜在威胁，可能会对地下水水质产生不良影响。因此，为确保当地地下水环境安全，需采取一些保护管理措施。

为有效保护拟建项目区的地下水环境，除了按项目可研报告中设计的方案处理各类废水，还需要建设地下水跟踪监测方案和定期信息公开。下面结合拟建项目特点和当地自然环境特征，提出地下水环境保护管理的原则和措施。

(1) 源头控制措施

选择先进、成熟、可靠的工艺技术，对产生的废物进行合理的回用和治理，尽可能从源头上减少污染物排放；严格按照国家相关规范要求，对站场、管道的装置等采取相应措施，以防止和降低污染物的跑、冒、滴、漏，降低风险事故，尽量减少地下水污染。

1) 施工期

本工程施工人员依托现有作业区，施工期不设置施工营地。施工现场产生的少量生活污水依托雄探 1 试采点，雄探 1 试采点生活污水进入生活污水池，定期由罐车拉运至英买力作业区生活污水处理装置处置；新建管道试压采用洁净水，管道试压废水中主要污染物为 SS，试压废水可用作场地降尘用水。

保证项目产生的污染物均得到妥善处置，施工结束后，对施工场地进行清理，禁止遗弃废弃物。

2) 运营期

①运营期产生的生活污水暂存于生活污水池，定期由罐车拉运至英买力作业区生活污水处理装置处置；井下作业废水由自带回收罐回收，拉运至英买力油田钻试修废弃物环保处理站处理。

②定期对井场、站场的设备、阀门等进行检查，一旦发现异常，及时采取措施，防止原油“跑、冒、滴、漏”的发生。

③采用高质量的油气输送管道，防止油水泄漏；管线埋设严格遵守相关规定，埋至冻土层以下，并对管线进行防腐保温等保护措施；定期对输油管道进行检查，

一旦发现异常，及时更换，尽量杜绝“跑、冒、滴、漏”的发生，并随时做好抢修准备，加强抢修队伍的训练和工作演练。

3) 封井期

根据《废弃井封井回填技术指南（试行）》要求，对废弃井应封堵，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水资源。

(2) 分区防治措施

对站场可能泄漏污染物的地面进行防渗处理，并及时将泄漏/渗漏的污染物收集起来进行处理，可有效防止洒落地面的污染物渗入地下。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），分区防控措施应满足以下要求：

已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业，水平防渗技术要求按照相应标准或规范执行。未颁布相关标准的行业，根据预测结果和场地包气带特征及其防污性能，提出防渗技术要求或根据建设项目场地天然包气带防污性能、污染控制难易程度和污染物特性，提出防渗技术要求。

对本工程各环节可能泄漏污染物的污染区地面进行防渗处理，并及时将泄漏/渗漏的污染物收集起来进行处理，可有效防止洒落地面的污染物渗入地下。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）、《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）、《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T 50934-2013），本工程分区防控措施应满足以下要求：

本工程扩建雄探 1 试采点按照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）采取防渗措施，主要分为重点污染防治区和一般污染防治区，其中重点污染防治区主要是指位于地下或半地下的生产功能单元，污染地下水环境的物料或污染物泄漏后，不易及时发现和处理的区域或部位，主要包括脱硫区、储罐区、装车区、危废暂存间等区域，其防渗层的防渗性能不应低于 6.0m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能；一般污染防治区主要是指位于地面以上的生产功能单元，污染地下水环境的物料或污染物泄漏后，可及时发现和处理的区域或部位，主要包括进站分离区、辅助生产区、控制中心、变电所、增压区、预留区、放空火炬区等区域，其防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性。另外，本工程危废暂存间的防渗应满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）防渗要

求，具体为基础必须防渗，防渗层为至少 1m 厚粘土层（渗透系数 $\leq 10^{-7}\text{cm/s}$ ），或 2mm 厚高密度聚乙烯，或至少 2mm 厚的其他人工材料，渗透系数 $\leq 10^{-10}\text{cm/s}$ 。未颁布相关标准的行业，根据预测结果和场地包气带特征及其防污性能，提出防渗技术要求或根据建设项目场地天然包气带防污性能、污染控制难易程度和污染物特性，提出防渗技术要求。为防止污染地下水，针对工程工艺特点，严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）“11.2.2 分区防控措施”相关要求。

综上，本次评价确定防渗要求见表 6.2-1。本项目防渗分区图见图 6.2-1。

表 6.2-1 其他区域污染防渗区划分

类别	项目涉及区域	防渗要求
重点防渗区	脱硫区、储罐区、装车区、危废暂存间等区域	防渗层的防渗性能不应低于 6.0m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7}\text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能。施工过程中应有专人负责质量控制，并做好施工记录，同时施工期间应留存施工影像。
一般防渗区	进站分离区、辅助生产区、控制中心、变电所、增压区、预留区、放空火炬区、井口区、装置区	防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7}\text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性。施工过程中应有专人负责质量控制，并做好施工记录，同时施工期间应留存施工影像。
简单防渗区	其他区域	一般地面硬化

图 6.2-1 本项目分区防渗图（雄探 1 试采点）

(3) 管道刺漏防范措施

在管道上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管道的破坏。减轻管道的内外腐蚀，定期检测管道的内外腐蚀情况，并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

利用管道的压力、流量监控系统，发现异常立即排查，若出现问题，立即派人现场核查，如有突发事件启动应急预案。

一旦管道发生泄漏事故，井场及试采点内设置有流量控制仪及压力变送器，当检测到压力降速率超过 0.15MPa/min 时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。

(4) 地下水环境监测与管理

根据本工程特点建立和完善区域地下水环境监测制度和环境管理体系，制定完善的监测计划，环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）及《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）的要求、地下水流向、项目的平面布置特征及地下水监测布点原则，本工程地下水监测计划，见表 6.2-2。

表 6.2-2 地下水监测点布控一览表

序号	区位	监测层位	监测频率	主要监测项目
1	油田区块周边	孔隙潜水	每年采样 2 次。发生事故时加大取样频率。	石油类，其余监测点和监测项目可结合英买油气田例行监测计划增加。

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向英买采油气管区安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每周监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

为保证地下水监测工作高效有序运行，须明确职责、制定相关规定进行管理；具体管理措施和技术措施如下：

(1) 管理措施

1) 预防地下水污染的管理工作是生态环境管理部门的职责之一，油田公司

环境保护管理部门应指派专人负责预防地下水污染的管理工作；

2) 建设单位应委托具有监测资质的单位按时、按质、按量完成地下水监测工作，并按要求分析整理原始资料、编写监测报告；

3) 建立与工程区环境管理系统相联系的地下水监测信息管理系统；

4) 按突发事故的性质、类型、影响范围、后果严重性分等级制订相应的应急预案，在制定预案时要根据环境污染事故潜在威胁的情况，认真细致地考虑各项影响因素，并组织有关部门、人员进行适时演练、不断补充完善预案内容。

(2) 技术措施

1) 定期对法兰、阀门、管道等进行检查。

2) 在日常例行监测中，一旦发现地下水水质监测数据异常，应尽快核查数据，确保数据的正确性，并将核查过的监测数据通告相关部门，由专人负责对数据进行分析、核实，并密切关注生产设施的运行情况。具体内容如下：了解全井场、站场生产是否出现异常情况，出现异常情况的装置、原因；加大监测密度，如监测频率由每年两次临时加密为每天一次或更多，连续多天，分析变化动向。

6.2.2.6 地下水污染应急预案及处理

(1) 应急预案内容

在制定站场安全管理体制的基础上，制订专门的地下水污染事故应急措施，并应与其他类型事故的应急预案相协调，并纳入作业区应急预案中。地下水应急预案的具体内容如下：

1) 应急预案的日常协调和指挥机构；

2) 各部门在应急预案中的职责和分工；

3) 确定地下水环境保护目标和对目标采取的紧急处置措施，评估潜在污染可能性；

4) 特大事故应急救援组织状况、人员和装备情况，平常的训练和演习。

(2) 污染事故处理

在发现异常或者事故状态下，建议采取如下污染治理措施。

1) 如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每周监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

2) 一旦发生地下水污染事故, 应立即启动应急预案。

3) 查明并切断污染源。

4) 探明地下水污染深度、范围和污染程度。

5) 依据探明的地下水污染情况, 合理布置浅井, 并进行试抽工作。

6) 依据抽水设计方案进行施工, 抽取被污染的地下水体, 并依据各井孔出水情况进行调整。可采用阻断污染物向周边环境迁移扩散的技术, 如泥浆墙、灌浆墙、土工膜阻断、板桩、原位土壤搅拌阻断、可渗透反应墙等, 通过在污染源周围构筑低渗透屏障, 来隔离污染物, 同时操控地下水的流场。

7) 将抽取的地下水进行集中收集处理, 并送实验室进行化验分析。

8) 当地下水中的特征污染物浓度满足地下水功能区划的标准后, 逐步停止抽水, 并进行土壤修复治理工作。

9) 对事故后果进行评估, 并制定防止类似事件发生的措施。

综上, 本工程采取的地下水污染防治措施可行。

6.2.3 退役期水环境保护措施

对废弃井应封堵, 拆除井口装置, 截去地下 1m 内管头, 保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行, 防止发生油水窜层, 污染地下水资源。根据《废弃井封井回填技术指南(试行)》要求, 对矿井进行环境风险等级评估后, 按照风险等级采取不同的保护措施。

6.3 土壤环境保护措施可行性论证

6.3.1 施工期土壤环境保护措施

(1) 应严格控制施工期临时占地面积, 按设计及规划的施工范围进行施工作业, 减少土壤扰动。

(2) 施工机械及运输车辆应按规定的道路行驶, 减少对土壤的碾压, 减少碾压造成的土壤紧实度增加及养分流失。

(3) 施工产生的建筑垃圾不得随意抛洒, 应集中收集并及时清运, 防止污染物进入土壤环境造成污染。采取的土壤污染防治措施可行。

(4) 项目区处于风蚀区，需要严格采取各项水土流失防治措施，施工完毕后通过对临时占地采取土地平整和防沙治沙措施，地表基本可免受水土流失。

综上，本工程施工期采取的土壤污染防治措施可行。

6.3.2 运营期土壤环境保护措施

结合本工程特点与调查评价范围内的土壤环境质量现状，在分析土壤污染途径的基础上，根据环境影响预测与评价结果，按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，提出合理、可行、操作性强的土壤环境影响防控措施。

6.3.2.1 源头控制措施

从生产过程入手，在工艺、设备、原油储罐、集输管道等方面尽可能地采取泄漏控制措施，从源头最大限度降低原油、含油废水泄漏的可能性和泄漏量，使项目区污染物对土壤的影响降至最低，一旦出现泄漏等即可由区域内的各种配套措施进行收集、处置。

(1) 定期派人检查井口区、站场区，是否有采出液泄漏的现象发生。

(2) 选用耐腐蚀性能好、抗老化性能、耐热性能好、抗冻性能好、耐磨性能好的管材作为集输管线，可有效地防止管线腐蚀穿孔，降低管线环境风险事故的发生。

(3) 对管道定期检修，将事故发生的概率降至最低，可有效保护土壤和地下水环境不受污染。

(4) 由于发生管线泄漏时管线的压力变化明显比较容易发现，可及时采取必要的处理措施，使造成的污染控制在局部环境。

(5) 如果发生储罐、集输管道的采出液渗漏，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，委托具有相应危废处理资质单位对污染土壤进行转运处置，因而，石油类污染物进入土壤和地下潜水的可能性较小。

具体步骤为：

1) 按顺序停泵或关井

在管道发生断裂、漏油事故时，按顺序停泵或关井。抢修队根据现场情况及时抢修，做好安全防范工作，把损失控制在最小范围内。

2) 回收泄漏原油

首先限制地表污染的扩大。油受重力和地形的控制，会流向低洼地带，应尽量防止泄漏石油移动。在可能的情况下应进行筑堤，汇集在低洼坑中的地表油，用车及时进行收集，将严重污染的土壤集中处理，交由有资质单位进行处置。

3) 挖坑应急

因地制宜地采取有效措施清除土壤油浸润体中的残油，减轻土壤污染。

① 坑撇油：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。

6.3.2.2 过程控制措施

根据本工程特点，从垂直入渗途径，采取过程阻断、污染物削减和分区防控措施保护土壤环境。

6.3.2.3 跟踪监测

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）土壤二级评价的跟踪监测要求，制定跟踪监测计划，发生事故泄漏时对井场可能影响区域跟踪监测，在占地范围内设置 1 个表层样、1 个柱状样，每 3 年监测 1 次。

综上所述，正常情况下，本工程的各项工程不会污染土壤环境，非正常情况下，采取有效措施后可减轻对土壤环境的影响。在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程实施对土壤环境产生污染影响。

6.3.3 退役期土壤环境保护措施

（1）地面设施拆除、站场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。管线外运清洗后可回收利用，废弃建筑残渣外运至环保部门指定建筑垃圾填埋场填埋处理；地面设施拆除、井场清理等工作过程中被原油污染的土壤或油渣等危险固废，交由有资质的单位进行无害化处置，不会对周围环境产生影响。

(2) 《参照废弃井封井回填技术指南(试行)》(环办土壤函〔2020〕72号)对完成采油的废弃井封堵,拆除井口装置,最后清理场地,清除各种固体废弃物,自然植被区域自然恢复。

(3) 运输过程中,运输车辆均加盖篷布,以防止行驶过程中固体废物的散落。

6.4 大气环境保护措施可行性论证

6.4.1 施工期大气环境保护措施

施工期废气主要包括站场、管线作业带等施工场地平整清理、管沟开挖、回填、建材运输、露天堆放、装卸等过程产生的扬尘,施工机械及运输车辆产生的燃油废气等。提出以下大气污染防治措施:

(1) 避免在大风季节施工,尽可能缩短施工时间,提高施工效率,减少裸地暴露时间。

(2) 施工单位必须加强施工区的规划管理。挖方堆放应定点定位,并采取防尘、抑尘措施(洒水、遮盖等措施)。

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

(4) 合理规划临时占地,控制临时占地范围,对工作区域外的场地严禁机械及车辆进入、占用,避免破坏植被和造成土地松动。

(5) 管沟开挖深度不宜过深,及时开挖,及时回填,遇大风天气应停止土方作业。

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

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

以上的大气污染防治措施可使本工程建设对环境空气影响减少,是可行和有效的。

6.4.2 运营期大气环境保护措施

本工程运营期的废气排放源主要为加热炉燃烧废气,集输过程中无组织废气

排放和温室气体。无组织排放的污染物主要为站场、井口、管线接口、阀门等处产生的无组织挥发烃类和硫化氢；温室气体的污染物主要为井场、站场开采过程中产生的甲烷逃逸。针对以上污染源，油田采取以下大气污染治理措施：

（1）采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵。

（2）项目投入运营后，需严格按照《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》要求，持续加强物料储存、转移、输送过程中 VOCs 排放、泄漏、收集处理等控制措施。在油气集输过程中，为减轻集输过程中烃类的损失，油田开发采用密闭集输流程，非甲烷总烃无组织排放可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求。一旦发生泄漏事故，紧急切断油、气源，实施关井，从而最大限度地减少油气集输过程中烃类及油的排放量。定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。

（3）VOCs 污染控制措施：①选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生；②加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并尽快完成修复；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。

（4）在日常生产过程中，加强非甲烷总烃无组织排放例行监测，对典型站场厂界非甲烷总烃每年监测一次，确保非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求。

（5）定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。

（6）本项目加热节流撬采用高效的燃烧设施，排气筒高度应不低于 8m。定期监测废气主要污染物的排放浓度。

（7）加热节流撬采用净化后的天然气为燃料，产生的大气污染物得到了较大幅度地减少，可最大限度地降低对区域大气环境的污染

（8）本项目加热炉需按照《固定污染源排污许可分类管理名录》及《排污

许可证申请与核发技术规范 锅炉》（HJ953-2019）等相关要求，申请排污许可并进行例行监测等。

（9）温室气体管控

①进一步开展节能减排工作，加强质量控制和技术研发，加强油气技术管道密闭性能；

②大力推广应用零散天然气回收和电力系统无功补偿及新能源利用等开采技术，开发清洁能源替代现有能源；

③选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；

④加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并尽快完成修复；

⑤加强油井生产管理，减少温室气体的跑、冒，做好油井的压力监测，并准备应急措施，从而减少温室气体排放。

综上，本工程采取的废气污染防治措施可行。

6.4.3 退役期大气环境保护措施

（1）运输车辆使用符合国家标准的油品。

（2）在闭井施工操作中应做到文明施工，防止水泥等的洒落与飘散；尽量避开大风天气进行作业。

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

6.5 声环境保护措施可行性论证

6.5.1 施工期声环境保护措施

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

（1）施工单位可合理安排施工时间，避免长时间使用高噪声设备，使本工程在施工期造成的噪声污染降到最低。

（2）施工设备选型时，在满足施工需要的前提下，尽可能选取噪声低、振

动小、能耗小的先进设备。

(3) 加强施工机械的维护保养, 避免由于设备性能差而使机械噪声增大的现象发生。

(4) 运输车辆进出工地时应低速行驶, 少鸣笛或不鸣笛。

项目区 200m 范围内没有声环境敏感点, 采取的噪声污染防治措施是可行的。

6.5.2 运营期声环境保护措施

(1) 对声源强度较大的设备进行减噪处理, 根据各种设备类型所产生噪声的特性, 采用不同的控制手段。

(2) 提高工艺过程自动化水平, 尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。设备采用巡检的方式, 由操作人员定期对装置区进行检查, 尽量减少人员与噪声的接触时间。

本工程采取的噪声污染防治措施可行。

6.5.3 退役期声环境保护措施

(1) 选用低噪声机械和车辆。

(2) 加强设备检查维修, 保证其正常运行。

(3) 加强运输车辆管理, 合理规划运输路线, 禁止运输车辆随意高声鸣笛。

6.6 固体废物处理措施可行性论证

6.6.1 施工期固体废物污染防治措施

本次油田建设在施工期间产生的固体废物主要包括施工废料以及生活垃圾。施工单位不准将各种固体废物随意丢弃和随意排放。

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊条及其包装盒等, 应首先考虑回收利用, 不可回收利用部分拉运至英买作业区英买 7 固废场进行填埋处置。施工区不设置施工营地, 施工现场应及时、集中收集处理现场遗留的快餐盒、饮料瓶包装盒等废物, 生活垃圾随车带走, 现场不遗留。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。

6.6.2 运营期固体废物污染防治措施

本工程运营期主要产生的固体废物主要有废脱硫剂、废分子筛、清管废渣、油泥砂、落地油、废防渗膜、废润滑油、井下作业固废及生活垃圾。

6.6.2.1 运营期固体废物污染防治采取如下治理措施

(1) 本工程干法脱硫过程中产生的废脱硫剂属于一般工业固体废物，由生产厂家进行更换脱硫剂，更换后由其拉走处置。

(2) 本工程在天然气脱水单元会产生废分子筛，属于一般固废，分子筛每两年更换一次，由生产厂家进行更换，更换后由其拉走处置。

(3) 运营期产生的清管废渣委托有危废处置资质单位进行处置。

(4) 井下作业固废采用专用回收罐进行回收，拉运至英买力油田钻试修废弃物环保处理站进行处理。

(5) 本项目产生的油泥砂主要为处理站的污水处理系统或沉降油罐产生的沉淀物，部分为原油，部分为泥土等杂质，属于危险废物（HW08）（071-001-08），委托有危废处置资质单位进行处置。

(6) 落地原油主要产生于阀门、法兰等处事故状态下的泄漏以及管线破损，属于危险废物 HW08（废物代码：071-001-08），落地油 100%回收，回收后的落地原油委托有危废处置资质单位进行处置。

(7) 含油废防渗膜属于危险废物，为 HW08 类危险废物（废物代码 900-249-08）。作业施工结束后，由施工单位将废弃的含油防渗布集中收集，委托有危险废物运输及处理资质的单位处置，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

(8) 本项目废润滑油主要是井下作业、雄探 1 试采点生产过程中机械设备维修中产生的，其危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，委托有危险废物运输及处理资质的单位处置。

(9) 本工程运营期生活垃圾集中收集后委托温宿县垃圾填埋场处置。

(10) 加强巡检频率，尽量杜绝管线、阀门“跑、冒、滴、漏”及人为破坏现象。

(11) 英买采油气管理区已建立了完善的危废管理计划，并定期向生态环境主管部门上报备案，项目建成后总体按照既定计划进行危废管理。

(12) 及时清理回收因管线破损产生的油污，定期委托具有含油污泥处置资质的单位处置。

(13) 加强管线的日常巡检工作，在原有基础上增加巡检频次和密度，巡检的内容包括定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段及时更换，消除爆管的隐患。

(14) 加强员工危险废物知识培训，增强员工的危险废物安全管理及处置意识；加强原油落地。

(15) 事故应急培训，能够在第一时间对原油落地做出反应和处理。

以上措施符合固体废物处置“减量化、资源化、无害化”原则，不会对周围环境产生不利影响。

6.6.2.2 危废废物具体管理要求

(1) 危险废物暂存环境管理要求

1) 危险废物存入贮存设施前应对危险废物类别和特性与危险废物标签等危险废物识别标志的一致性进行核验，不一致的或类别、特性不明的不应存入。

2) 应定期检查危险废物的贮存状况，及时清理贮存设施地面，更换破损泄漏的危险废物贮存容器和包装物，保证堆存危险废物的防雨、防风、防扬尘等设施功能完好。

3) 作业设备及车辆等结束作业离开贮存设施时，应对其残留的危险废物进行清理，清理的废物或清洗废水应收集处理。

4) 贮存设施运营期间，应按国家有关标准和规定建立危险废物管理台账并保存。

5) 英买采油气管理区应建立贮存设施环境管理制度、管理人员岗位职责制度、设施运行操作制度、人员岗位培训制度等。

6) 英买采油气管理区应依据国家土壤和地下水污染防治的有关规定，结合贮存设施特点建立土壤和地下水污染隐患排查制度，并定期开展隐患排查；发现隐患应及时采取措施消除隐患，并建立档案。

7) 英买采油气管理区应建立贮存设施全部档案，包括设计、施工、验收、运行、监测和环境应急等，应按国家有关档案管理的法律法规进行整理和归档。

(2) 危险废物暂存环境监测和环境应急要求

1) 危废贮存设施的环境监测应纳入主体设施的环境监测计划。英买采油气管理区应对贮存设施污染物排放状况开展自行监测, 保存原始监测记录, 并公布监测结果。

2) 英买采油气管理区应按照国家有关规定编制突发环境事件应急预案, 定期开展必要的培训和环境应急演练, 并做好培训、演练记录。原英买油气开发部已完成并发布了《塔里木油田公司英买油气开发部突发环境事件应急预案》, 并于 2023 年 6 月修编完成应急预案, 在阿克苏地区生态环境局新和县分局进行了备案(备案编号: 652925-2023-015-L)。

3) 英买采油气管理区应配备满足其突发环境事件应急要求的应急人员、装备和物资, 并应设置应急照明系统。

(3) 危险废物的转运要求

危险废物应按照国家有关规定向当地环境保护行政主管部门申报登记, 接受当地环境保护行政主管部门监督管理。参照《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》(HJ 1259-2022) 中附表 A.7 详细记录危险废物转移情况。同时, 根据国务院令第 344 号《危险化学品安全管理条例》《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012) 和《危险废物转移管理办法》的有关规定, 在危险废物外运至处置单位时必须严格遵守以下要求:

1) 危险废物由专用运输车辆进行运输、转移, 并严格按照《危险废物转移管理办法》填写、运行危险废物电子转移电子联单, 实施危险废物转移全过程控制。

2) 废弃物处置单位的运输人员必须掌握危险化学品运输的安全知识, 化学品的性质、危害特性、包装容器的使用特性和发生意外时的应急措施了解所运载的危险。运输车辆必须具有车辆危险货物运输许可证。驾驶人员必须由取得驾驶执照的熟练人员担任。

3) 处置单位在运输危险废物时必须配备押运人员, 并随时处于押运人员的监管之下, 不得超装、超载, 严格按照所在城市规定的行车时间和行车路线行驶, 不得进入危险化学品运输车辆禁止通行的区域。

4) 危险废物在运输途中若发生被盗、丢失、流散、泄漏等情况时, 公司及押运人员必须立即向当地公安部门报告, 并采取一切可能的警示措施。

5) 一旦发生废弃物泄漏事故,公司和废弃物处置单位都应积极协助有关部门采取必要的安全措施,减少事故损失,防止事故蔓延、扩大;针对事故对人体、动植物、土壤、水源、空气造成的现实危害和可能产生的危害,应迅速采取封闭、隔离、洗消等措施,并对事故造成的危害进行监测、处置,直至符合国家环境保护标准。

(4) 运输主要管理规定

——根据《危险废物收集贮存运输技术规范(HJ2025-2012)》的要求,危险废物处置单位采用专用车辆到指定地点收集运输危险废物,运输过程中不准设置中转储存点,严禁偷排、洒落、泄漏和随意倾倒等。

——产生单位向处置单位转移危险废物时,交接数量必须与生态环境局批准的转移量相符。

(5) 利用及处置的管理规定

排污单位委托他人运输、利用、处置危险废物的,应落实《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》等法律法规要求,对受托方的主体资格和技术能力进行核实,依法签订书面合同,在合同中约定污染防治要求;转移危险废物的,应当按照国家有关规定填写、运行危险废物转移电子联单等。本工程产生的危险废物应与具有危险废物处置资质的单位签订处置协议。

综上所述,本工程运营期采取的固体废物污染防治措施可行。

6.6.3 退役期固体废物污染防治措施

拟建工程退役期固体废物主要为废弃管道、建筑垃圾等,废弃管线维持现状,避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏,管线内物质应清空干净,并按要求进行吹扫,确保管线内无残留采出液,管线两端使用盲板封堵;建筑垃圾委托周边工业固废填埋场合规处置。

7 温室气体排放影响评价

为贯彻落实中央和生态环境部关于“碳达峰、碳中和”相关决策部署和文件精神，充分发挥环境影响评价的源头防控、过程管理中的基础性作用，本评价按照相关政策及文件要求，根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》核算方法，计算拟建工程实施后碳排放量及碳排放强度，提出碳减排建议，并分析减污降碳措施可行性及碳排放水平。

7.1 温室气体排放分析

7.1.1 温室气体排放影响因素分析

7.1.1.1 碳排放源分析

根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，石油天然气开采企业碳排放源主要包括：燃料燃烧 CO_2 排放、放空系统火炬燃烧排放、工艺放空排放、 CH_4 逃逸排放、 CH_4 回收利用量、 CO_2 回收利用量、净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放。

（1）燃料燃烧 CO_2 排放

主要指石油天然气生产各个业务环节化石燃料用于动力或热力供应的燃烧过程产生的 CO_2 排放。

拟建工程试采点真空加热炉使用天然气作为燃料，需核算该部分产生的 CO_2 排放量。

（2）放空系统火炬燃烧排放

出于安全等目的，石油天然气生产企业通常将各生产活动产生的可燃废气集中到一至数只火炬系统中进行排放前的燃烧处理。火炬燃烧除了 CO_2 排放外，还可能产生少量的 CH_4 排放，石油天然气生产的火炬系统需同时核算 CO_2 和 CH_4 排放。

拟建工程在雄探 1 试采点新建地面自动点火装置一套，用于事故、非正常工况条件下放空天然气，需核算该部分产生的 CO_2 和 CH_4 排放量。

（3）工艺放空排放

主要指石油天然气生产各业务环节通过工艺装置泄放口或安全阀门有意释放大气中的 CH_4 或 CO_2 气体，如驱动气动装置运转的天然气排放、泄压排放、

设备吹扫排放、工艺过程尾气排放、储罐溶解气排放等。石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其工艺放空排放应区分不同业务环节分开核算。

拟建工程不涉及工艺装置泄放口，不涉及有意释放到大气中的 CH_4 或 CO_2 气体。

(4) CH_4 逃逸排放

主要是指石油天然气生产各业务环节由于设备泄漏产生的无组织 CH_4 排放，如阀门、法兰、泵轮密封、压缩机密封、减压阀、取样接口、工艺排水、开口管路、套管、储罐泄漏及未被定义为工艺放空的其他压力设备泄漏；石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其逃逸排放应区分不同业务环节分开核算。

拟建工程井场法兰、阀门等处产生的无组织废气中涉及甲烷排放，需核算该部分气体排放量。

(5) CH_4 回收利用量

主要指企业通过节能减排技术回收工艺放空废气流中携带的 CH_4 从而免于排放到大气中的那部分 CH_4 。 CH_4 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。

拟建工程未实施甲烷回收利用。

(6) CO_2 回收利用量

主要指企业回收燃料燃烧或工艺放空过程产生的 CO_2 作为生产原料或外供产品从而免于排放到大气中的那部分 CO_2 。 CO_2 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。因缺乏适当的核算方法暂不考虑 CO_2 地质埋存或驱油的减排问题。

拟建工程实施后未回收燃料燃烧或工艺放空过程中产生的 CO_2 ，因此该部分回收利用量均为 0。

(7) 净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放量

该部分排放实际上发生在生产这些电力或热力的企业，但由报告主体的消费活动引起，依照约定也计入报告主体名下。

拟建工程实施后，需消耗电量，不涉及蒸汽用量。

7.1.1.2 温室气体产排节点

拟建工程生产工艺流程中涉及温室气体的产排节点表 7.1-1 所示。

表 7.1-1 温室气体产排节点汇总一览表

序号	类别	产污环节	碳排放因子	排放形式
----	----	------	-------	------

1	燃料燃烧 CO ₂ 排放	试采点真空加热炉使用天然气作为燃料燃烧	CO ₂	有组织
2	放空系统火炬燃烧排放	在雄探 1 试采点新建地面自动点火装置一套	CO ₂ 和 CH ₄	有组织
3	CH ₄ 逃逸排放	井场法兰、阀门等处逸散的废气	CH ₄	无组织
4	净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放量	电力隐含排放	CO ₂	--

7.1.2 温室气体排放量核算

7.1.2.1 碳排放核算边界

拟建工程碳排放核算边界及核算内容见表 7.1-2 所示。

表 7.1-2 核算边界及核算内容一览表

序号	核算主体/核算边界	碳排放核算内容
1	塔里木油田雄英油田雄英 1 区块寒武系下丘里塔格组试采项目	包括油气勘探、油气开采、油气处理及油气储运各个业务环节的基本生产系统、辅助生产系统，以及直接为生产服务的附属生产系统。 排放量核算内容包括： ①燃料燃烧 CO ₂ 排放 ②放空系统火炬燃烧排放 ③CH ₄ 逃逸排放 ④净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放量

7.1.2.2 碳排放量核算过程

拟建工程涉及燃料燃烧 CO₂ 排放、放空系统火炬燃烧排放、CH₄ 逃逸排放、净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放量。具体核算过程如下：

(1) 燃料燃烧 CO₂ 排放

企业的化石燃料燃烧 CO₂ 排放量基于企业边界内各个燃烧设施分品种的化石燃料燃烧量，乘以相应的燃料含碳量和碳氧化率，再逐层累加汇总得到。计算公式如下：

$$E_{\text{CO}_2\text{燃烧}} = \sum_j \sum_i \left(AD_{i,j} \times CC_{i,j} \times OF_{i,j} \times \frac{44}{12} \right)$$

$E_{\text{CO}_2\text{燃烧}}$ 为企业的化石燃料燃烧 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

i 为化石燃料的种类；

j 为燃烧设施序号；

$AD_{i,j}$ 为燃烧设施 j 内燃烧的化石燃料品种 i 消费量，对固体或液体燃料以吨为单位，对其他气体燃料以气体燃料标准状况下的体积（万 Nm³）为单位，非标准状况下的体积需转化成标况下进行计算；

$CC_{i,j}$ 为设施 j 内燃烧的化石燃料 i 的含碳量，对固体和液体燃料以吨碳/

吨燃料为单位，对气体燃料以吨碳/万 Nm^3 为单位；

OF_{ij} 为燃烧的化石燃料 i 的碳氧化率，取值范围为 0~1。天然气取值 0.99。

拟建工程燃料燃烧温室气体排放计算主要核算试采点，共涉及 1 台 200kW 真空加热炉，根据核算，加热炉日最大用气量 650m^3 (9.75 万 m^3/a)，年用气天数为 150d (3600h)，则年天然气消耗量为 9.75 万 m^3 。查阅《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》表 2.1 可知，天然气单位热值含碳量为 15.3×10^{-3} 吨碳/GJ，天然气低位发热量为 $334\text{GJ}/\text{万 m}^3$ ，根据换算得出天然气中含碳量为 5.11 吨碳/万 m^3 。

根据上述公式核算，燃料燃烧 CO_2 排放量为 49.32 吨。

(2) 放空系统火炬燃烧排放

本工程在雄探 1 试采点新建地面自动点火装置一套，用于事故、非正常工况条件下放空天然气。另外，考虑到石油天然气生产企业放空气燃烧 CH_4 含量较高且燃烧不充分，因此石油天然气生产企业的燃烧排放同时考虑 CO_2 及 CH_4 排放。

① 计算公式

a. 火炬燃烧排放计算公式：

$$E_{\text{GHG-火炬}} = E_{\text{CO}_2\text{-正常火炬}} + E_{\text{CO}_2\text{-事故火炬}} + (E_{\text{CH}_4\text{-正常火炬}} + E_{\text{CH}_4\text{-事故火炬}}) \times \text{GWP}_{\text{CH}_4}$$

式中，

$E_{\text{GHG-火炬}}$ -火炬燃烧产生的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$E_{\text{CO}_2\text{-正常火炬}}$ -正常工况下火炬系统产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2 ；

$E_{\text{CO}_2\text{-事故火炬}}$ -由于事故火炬产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2 ；

$E_{\text{CH}_4\text{-正常火炬}}$ -正常工况下火炬系统产生的 CH_4 排放，单位为吨 CH_4 ；

$E_{\text{CH}_4\text{-事故火炬}}$ -事故火炬产生的 CH_4 排放，单位为吨 CH_4 ；

GWP_{CH_4} - CH_4 相比 CO_2 的全球变暖潜势值。根据 IPCC 第二次评估报告，100 年时间尺度内 1 吨 CH_4 相当于 21 吨 CO_2 的增温能力，因此 GWP_{CH_4} 等于 21。

b. 正常工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

$$E_{\text{CO}_2\text{-正常火炬}} = \sum_i [Q_{\text{正常火炬}} \times (CC_{\text{非CO}_2} \times \text{OF} \times \frac{44}{12} + V_{\text{CO}_2} \times 19.7)]_i$$

$$E_{\text{CH}_4\text{-正常火炬}} = \sum_i [Q_{\text{正常火炬}} \times V_{\text{CH}_4} \times (1 - \text{OF}) \times 7.17]_i$$

式中，

i-火炬系统序号；

$Q_{\text{正常火炬}}$ -正常生产状态下第 i 号火炬系统的火炬气流量，单位为万 Nm^3 ；

$CC_{\text{非CO}_2}$ -火炬气中除 CO_2 外其他含碳化合物的总含碳量，单位为吨碳/万 Nm^3 ；

OF-第 i 号火炬系统的碳氧化率，如无实测数据可采用缺省值 0.98；

V_{CO_2} -火炬气中 CO_2 的体积浓度，取值范围为 0~1；

V_{CH_4} -为火炬气中 CH_4 的体积浓度；

c.事故工况下火炬气体温室气体排放公式如下：

$$E_{\text{CO}_2\text{事故火炬}} = \sum_j GF_{\text{事故},j} \times T_{\text{事故},j} \times \left(CC_{(\text{非CO}_2)_j} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{(\text{CO}_2)_j} \times 19.7 \right)$$

$$E_{\text{CH}_4\text{事故火炬}} = \sum_j [GF_{\text{事故},j} \times T_{\text{事故},j} \times V_{\text{CH}_4} \times (1 - OF) \times 7.17]$$

上式中，

J-事故次数；

$GF_{\text{事故},j}$ -报告期内第 j 次事故状态时的火炬气流速度，单位为万 $\text{Nm}^3/\text{小时}$ ；

$T_{\text{事故},j}$ -报告期内第 j 次事故的持续时间，单位为小时；

$CC_{(\text{非CO}_2)_j}$ -第 j 次事故火炬气中除 CO_2 外其他含碳化合物的总含碳量，单位为吨碳/万 Nm^3 ；

OF-火炬燃烧的碳氧化率，如无实测数据可采用缺省值 0.98；

$V_{(\text{CO}_2)_j}$ -第 j 次事故火炬气中 CO_2 的体积浓度；

V_{CH_4} -事故火炬气中 CH_4 的体积浓度；

②计算结果

本项目核算火炬气温室气体排放主要为雄探 1 试采点放空系统火炬天然气燃烧排放量。相关参数如下表。

表 7.1-3 火炬燃烧排放活动相关参数一览表

序号	场所	工况	火炬气流 速 (万 Nm^3/h)	持续时 间 (h)	火炬气中除 CO_2 外 其他含碳化合物的 总含碳量 (吨碳/万 Nm^3)	火炬燃烧 的碳氧化 率	火炬气中 CO_2 的体 积浓度	火炬气中 CH_4 的体 积浓度
1	雄探 1 试采点	事故、非 正常工况	0.208	48	5.47	0.98	0.014	0.7973

根据表中参数，结合公式计算可知，雄探 1 试采点天然气放空系统火炬燃烧

排放温室气体量为 53.6 吨。

(2) CH₄ 逃逸排放

① 计算公式

油气开采业务 CH₄ 逃逸排放计算公式：

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

式中，

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

J-不同的设施类型；

$Num_{oil,j}$ -原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{oil,j}$ -原油开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH₄ 逃逸排放因子，单位为吨 CH₄/（年·个）；

$Num_{gas,j}$ -天然气开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{gas,j}$ -天然气开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH₄ 逃逸排放因子，单位为吨 CH₄/（年·个）。

② 计算结果

工程开采逃逸的CH₄为：

$$\begin{aligned} E_{CH_4\text{-开采逃逸}} &= Num_{oil,井口} \times EF_{oil,井口} + Num_{oil,雄探1试采点} \times EF_{oil,雄探1试采点} \\ &= 6 \times 0.23tCH_4 + 1 \times 40.34 \times 0.75tCH_4 \\ &= 31.6tCH_4 \end{aligned}$$

根据上述公式计算可得本工程开采逃逸的 CH₄ 为 31.6t。结合公式计算可知，折算成 CO₂ 排放量为 663.6 吨。

(3) 净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放

① 计算公式

a.净购入电力的 CO₂ 排放计算公式

$$E_{CO_2\text{-净电}} = AD_{\text{电力}} \times EF_{\text{电力}}$$

式中：

$E_{CO_2\text{-净电}}$ -净电为报告主体净购入电力隐含的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

$AD_{\text{电力}}$ 为企业净购入的电力消费量，单位为兆瓦时（MWh）；

$EF_{\text{电力}}$ 为电力供应的 CO_2 排放因子，单位为吨 CO_2/MWh 。

b.净购入热力的 CO_2 排放计算公式

$$E_{\text{CO}_2-\text{净热}} = AD_{\text{热力}} \times EF_{\text{热力}}$$

式中：

$E_{\text{CO}_2-\text{净热}}$ 为报告主体净购入热力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$AD_{\text{热力}}$ 为企业净购入的热力消费量，单位为 GJ；

$EF_{\text{热力}}$ 为热力供应的 CO_2 排放因子，单位为吨 CO_2/GJ 。

②计算结果

拟建工程生产过程中不涉及使用蒸汽，不涉及发电内容，使用的电力消耗量为 972.77MWh，电力排放因子根据《关于做好 2023-2025 年发电行业企业温室气体排放报告管理有关工作的通知》（环办气候函〔2023〕43 号）中 2022 年度全国电网平均排放因子为 0.5703 吨 CO_2/MWh 。根据前述公式计算可知，核算净购入电力和热力隐含的温室气体排放量为 554.77t。

（4）碳排放核算结果汇总

根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南(试行)》，企业的温室气体排放总量计算公式为：

$$E_{\text{GHG}} = E_{\text{CO}_2-\text{燃烧}} + E_{\text{GHG-火炬}} + \sum_s (E_{\text{GHG-工艺}} + E_{\text{GHG-逃逸}})_s - R_{\text{CH}_4-\text{回收}} \\ \times \text{GWP}_{\text{CH}_4} - R_{\text{CO}_2-\text{回收}} + E_{\text{CO}_2-\text{净电}} + E_{\text{CO}_2-\text{净热}}$$

式中， E_{GHG} -温室气体排放总量，单位为吨 CO_2 ；

$E_{\text{CO}_2-\text{燃烧}}$ -核算边界内由于化石燃料燃烧活动产生的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$E_{\text{GHG-火炬}}$ -企业因火炬燃烧导致的温室气体排放，单位为吨 CO_2 当量；

$E_{\text{GHG-工艺}}$ -企业各业务类型的工艺放空排放，单位为吨 CO_2 当量；

$E_{\text{GHG-逃逸}}$ -企业各业务类型的设备逃逸排放，单位为吨 CO_2 当量；

S-企业涉及的业务类型，包括油气勘探、油气开采、油气处理、油气储运业务；

$R_{CH_4\text{-回收}}$ -企业的 CH_4 回收利用量，单位为吨 CH_4 ；

GWP_{CH_4} - CH_4 相比 CO_2 的全球变暖潜势值。取值 21；

$R_{CO_2\text{-回收}}$ -企业的 CO_2 回收利用量，单位为吨 CO_2 。

$E_{CO_2\text{-净电}}$ -报告主体净购入电力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$E_{CO_2\text{-净热}}$ 为报告主体净购入热力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 。

按照上述温室气体排放总量计算公式，则拟建工程实施后温室气体排放总量见表 7.1-4 所示。

表 7.1-4 温室气体排放总量汇总一览表

项目	源类别	排放量（吨 CO_2 ）	占比（%）
拟建工程	燃料燃烧 CO_2 排放	49.32	3.73
	火炬燃烧排放	53.6	4.1
	工艺放空排放	0	0.00
	CH_4 逃逸排放	663.6	50.2
	CH_4 回收利用量	0	0.00
	CO_2 回收利用量	0	0.00
	净购入电力、热力隐含的 CO_2 排放	554.77	41.97
	合计	1321.29	100

由上表分析可知，拟建工程温室气体总排放量为 1321.29 吨。

7.2 减污降碳措施

7.2.1 清洁运输

油气进行汇集、处理、输送至油气稳定装置的全过程采用密闭工艺流程，定期对井场的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生；加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并尽快完成修复，有效提升温室气体泄漏控制能力。

7.2.2 电气设施减污降碳措施

拟建工程在电气设备设施上采用多种节能措施，从而间接减少了电力隐含的 CO_2 排放量。具体措施主要有：

(1) 根据项目用电性质、用电容量等选择合理的供电电压和供电方式，有效减少电能损耗。

(2) 选用高功率因数电气设备。采用无功功率补偿，为减少线路损失，设计采用高低压同时补偿的方式，补偿后功率因数达 0.95 以上。低压设置自动无功补偿电容器装置，高压采用高压并联电容器进行功率因数补偿，补偿后使功率因数在装置负荷正常运行时提高，有效减少无功损耗，从而减少电能损耗，实现节能运行。

(3) 选用节能型干式变压器，能效等级为 1 级，具有低损耗（空载和负载损耗相对较低）、维护方便等显著特点。

(4) 各种电力设备均选用能效等级为 1 级的节能产品，实际功率和负荷相适应，达到降低能耗，提高工作效率的作用。

7.2.3 节能降耗技术

英买采油气管理区建立有碳排放管理组织机构，对整个作业区能源及碳排放管理实行管理，并制定能源及碳排放管理制度，将碳排放管理工作作为重要事项纳入日常管理；能源及碳排放管理制度对各类能源的购入、贮存、使用、加工转换、输送分配以及最终使用等环节进行详细的规定，尽可能从管理上做到对各类能源高效使用，同时对碳排放情况进行有效管理。

7.3 温室气体排放评价结论

本项目实施后，温室气体总排放量为 1321.29 吨。在工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了较完善的减污降碳措施，有利于减少二氧化碳排放。

8 环境影响经济损益分析

一个项目的开发建设，除对国民经济的发展起着促进作用外，同时也在一定程度上影响着项目区环境的变化。社会影响、经济影响、环境影响是一个系统的三要素，最终以提高人类的生活质量为目的。它们之间既互相促进，又互相制约，必须通过全面规划、综合平衡、正确地把全局利益和局部利益、长远利益和近期利益结合起来，对环境保护和经济发展进行协调，实现社会效益、经济效益、环境效益的三统一。

8.1 环境效益分析

本工程在设计中充分考虑了环境保护的要求，严格执行各项环境保护标准。同时还针对在生产运行过程中产生的“三废”，从实际出发采取多种相应的治理措施。

8.1.1 环保措施的环境效益

(1) 废气

本项目为试采工程，天然气采用密闭流程，原油采用装车拉运，装车过程采用气相平衡，可减少烃类气体排放，减少对大气的污染。

(2) 废水

本工程运营期废水包括井下作业废水、生活污水。下作业废水自带回收罐回收作业废水，拉运至英买力油田钻试修废弃物环保处理站处理。生活污水暂存于生活污水池，定期由罐车拉运至英买力作业区生活污水处理装置处置。

(3) 固体废弃物

本工程运营期固体废物主要为废脱硫剂、废分子筛、清管废渣、油泥砂、落地油、废防渗膜、废润滑油、井下作业固废及生活垃圾。清管废渣、油泥砂、落地油、废防渗膜、废润滑油属于危险废物，委托有危险废物运输及处理资质的单位处置。本项目井下作业时带罐作业，落地油 100%回收，回收后的落地原油委托有危废处置资质单位进行处置。井下作业固废采用专用回收罐进行回收，拉运至英买力油田钻试修废弃物环保处理站进行处理。

(4) 噪声

通过采取选用低噪声设备、隔音、减振等措施，减低了噪声污染。

(5) 生态保护措施

在施工期间，采取严格控制地表扰动范围，严格控制乙方单位在施工作业中的占地。

本工程各项环保措施通过充分有效地实施，可以使污染物的排放在生产过程中得到有效地控制。拟建工程选用先进、成熟、可靠、具有节能和环保效果的技术，使各种污染物在排放前得以尽可能大地削减。在生产过程中充分、有效地利用了资源，减少各种资源的损失，大大减低其对周围环境的影响。

8.1.2 环境损失分析

油气开发建设对环境造成的损失主要表现在：

- (1) 工程占地造成的环境损失；
- (2) 突发事故状态污染物对土壤、植被的污染造成的环境损失；
- (3) 其他环境损失。

本工程永久占地主要为场站建设占地。项目永久占地的损失量分为经济损失和生态效益损失两部分，经济损失即为项目土地征购费及复垦费。生态效益损失难以确定，工程施工与占地对植被、土壤、生态环境都会造成不利影响。

本工程对区域的主要影响是生态影响，包括植被破坏后由于地表裸露导致水土流失和土壤环境质量下降。但在加强施工管理和采取生态恢复等措施后，施工影响是可以接受的。

本工程建设期短，不涉及当地居民搬迁，无弃土工程，而且建设期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工的结束而消失。因此，在正常情况下，基本上不会对周围环境产生影响，但在事故状态下，将对人类生存环境产生影响。如由于自然因素及人为因素的影响，引起管道泄漏事故，将对周围环境造成较为严重的影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各项补偿费用来体现。

8.1.3 环保措施的经济效益

本工程通过采用多种环保措施，具有重要的环境效益，但整体对经济效益影响较小。

8.1.4 环保投资估算

工程占地主要是由场站、集输管线等地面工程构成，占地类型主要为天然牧草地。在项目开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，防沙治沙和水土保持措施纳入水土保持方案投资中。经估算本工程环保投资 61 万元，占总投资的 1.27%。主要环保投资估算，见表 8.1-1。

表 8.1-1 主要环保投资估算

类别	污染源	环保措施	治理效果	投资 (万元)
废气	施工扬尘	临时抑尘覆盖物（草包、帆布等）、洒水（防尘、洒水等）	/	2
	井场加热炉燃烧废气	以净化后的天然气为燃料+8m 高烟囱	SO ₂ ≤50mg/m ³ NO _x ≤200mg/m ³ 颗粒物≤20mg/m ³	2
	无组织排放	密闭集输，装置做好日常维护，做好密闭措施站场采用无泄漏屏蔽泵，罐车装卸采用气相平衡装置	厂界非甲烷总烃 ≤4.0mg/m ³ 硫化氢≤0.06mg/m ³	2
固废	地面工程施工	废弃施工材料清运	妥善处理	2
	清管废渣	收集后定期由有危废处置资质的公司接收处置	妥善处理	3
	废脱硫剂	由生产厂家进行更换脱硫剂，更换后由其拉走处置	妥善处理	2
	废分子筛	由生产厂家进行更换，更换后由其拉走处置。	妥善处理	2
	含油废物	井场作业落地油回收，含油危废交由有危废处置资质单位合理处置	妥善处理	3
	井下作业固废（废压裂液、废酸化液、废洗井液）	井下作业固废采用专用回收罐进行回收，拉运至英买力油田钻试修废弃物环保处理站进行处理。	/	2
生态	临时占地	施工结束后进行场地平整；控制施工作业带宽度；水土保持措施、防沙治沙等	施工结束后场地平整	4
	水土流失	防沙治沙和水土保持措施	防止水土流失	纳入水土保持方案投资中
环境风险管理	环境风险防范措施	消防器材、警戒标语标牌、设置可燃气体检测报警仪等防范设施	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	1
	应急预案	根据管线泄漏、油罐泄漏应急处理经验，完善现有突发环境事件应急预案	修改完善，并定期演练	3
废水处理	管道试压废水	管道试压采用清洁水，每段试压水排出后进入下一段管线循环使用，可减少水资源消耗。试压废水中主要污染	施工废水循环利用	1

类别	污染源	环保措施	治理效果	投资 (万元)
		物为悬浮物,试压结束后全部用于施工场地洒水抑尘		
	生活污水	定期拉运至英买力作业区生活污水处理装置处置	废水不外排	1
地下水、土壤	重点防渗区	防渗层的防渗性能不应低于 6.0m 厚渗透系数为 1.0×10 ⁻⁷ cm/s 的黏土层的防渗性能。施工过程中应有专人负责质量控制,并做好施工记录,同时施工期间应留存施工影像。	满足防渗要求	6
	重点防渗区	防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚,渗透系数为 1.0×10 ⁻⁷ cm/s 的黏土层的防渗性。施工过程中应有专人负责质量控制,并做好施工记录,同时施工期间应留存施工影像。		
	一般防渗区	一般地面硬化		
	管道防腐	管线采用普通级二层 PE 防腐,补口采用聚乙烯热收缩套	防腐性能良好	纳入工程投资
环境管理		环境影响评价、环境保护竣工验收、运营期环境监测		20
		环保培训,演练		5
环保投资合计				61

8.2 社会效益分析

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。

8.3 综合效益分析

工程总投资 4785.44 万元, 经过建设项目可行性研究报告分析, 其在经济上可行。

8.4 环境经济损益分析结论

本工程经分析具有良好的环境效益、经济效益和社会效益。

在建设过程中, 由于地面设施建设、敷设管线等都需要占用一定量的土地, 并因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中, 需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等, 经估算该项目环境保护投资约 61 万元, 环境保护投资占总投资的 1.27%。实施相应的环保措施后, 可以起到保护环境的效果。

9 环境管理与监测计划

9.1 环境管理

9.1.1 环境管理机构及职责

9.1.1.1 决策机构

本项目的 HSE（健康、安全和环境管理体系的简称）管理机构应实行逐级负责制，受中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司 HSE 委员会的直接领导和监督，本项目的环保管理机构中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司设安全环保质量部，并设专人负责工程开发建设期的环境保护工作。

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司负责该项目的组织，协调工作，与自治区有关地方政府协商提供必要支持，并协调地面工程的分工协作工作，包括生态环境建设和保护的宏观管理和决策。

9.1.1.2 实施与管理机构

塔里木油田分公司建立了三级环境保护管理机构，形成了较为完善的环境管理网络。油田分公司 HSE 管理委员会及其办公室为一级管理职能机构，各单位 HSE 管理委员会及其办公室为二级管理职能机构，基层单位 HSE 管理小组及办公室为三级管理机构。

雄英油田隶属英买采油气管理区管理，英买采油气管理区按照油田公司的统一规定，采油气管理区设有 HSE 管理委员会，并设有安全环保主管领导和安全环保科及环保专职人员。下属各基层单位的行政正职分别是基层单位环境保护第一负责人，负责建立其 HSE 管理委员会及办公室，领导环境保护管理工作。截至评价期，英买油气田已建立了由油气田主要负责人负责、HSE 管理领导小组监督、HSE 专、兼职人员全面负责的环境管理体系。

9.1.1.3 监督机构

新疆维吾尔自治区生态环境厅是新疆维吾尔自治区负责环境管理的最高行政职能机构，负责检查该项目环境影响评价的执行情况，审查该项目的环境影响

评价报告书，指导阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局温宿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温宿县分局是具体负责环境管理的职能机构，受自治区生态环境厅业务指导，监督辖区内油气田开发单位执行环境监控计划及有关环境管理的法律法规和环境标准。

9.1.2 施工期的环境管理任务

9.1.2.1 承包方的环境管理

本项目开发在对施工承包方管理上应按照 HSE（健康、安全、环保）管理程序进行管理，具体见图 8.2-1。

图 9.1-1 分承包方 HSE 管理程序方框图

（1）分承包方的选择

开发建设期对环境的破坏程度与施工承包方的素质和管理水平有很大关系。在承包方的选择上，除实力、人员素质和装备技术等方面外，还要考虑施工承包方的 HSE 表现，应优先那些 HSE 管理水平高、业绩好的单位。

（2）对分承包方的环保要求

在承包合同中应明确规定有关环境保护条款，如对承包工程的主要环境保护目标，应采取的水、气、声、生态保护措施等，将环保工作的执行情况作为工程验收的标准之一。承包方应按照公司 HSE 体系要求，建立相应的 HSE 管理机构。

承包方在施工之前，应按照其承包工程的环保要求，编制详细的“环境管理方案”，并连同施工计划一起呈报公司的 HSE 管理部门以及相关的地方生态环境管理部门，批准后方可开工。

（3）对施工人员进行 HSE 培训

在施工作业之前必须对全体施工人员进行 HSE 培训。

环保知识和意识的培训主要包括：了解国家和地方有关环境方面的法律法规和标准；了解承包工程的主要环境保护目标和要求；认识遵守有关环境管理规定的重要性，以及违反规定带来的后果等。

环保能力的培训主要包括：保护动植物、保护地表原貌的方法；收集、处理固体废物的方法；管理、存放及处理危险物品的方法等。

（4）根据施工中各工种的作业特点和各施工区段的敏感目标，分别提出不同的环境保护要求，制订发生环境事故的应急计划和措施。

9.1.2.2 地面工程建设环境管理

在合理选择施工队伍的基础上，加强对井场、站场、管道沿线施工的环境管理工作，监督管道沿线各项环保措施的落实情况。

——合理选线，划定并尽量缩小施工作业范围，严禁超界施工；

——保护项目区域荒漠生态系统完整性和稳定性，保护土壤环境质量，做好植被恢复与水土保持工作，防止土壤沙化；

——运输车辆按固定线路行驶，尽可能不破坏原有地表植被和土层，严格禁止施工作业区域以外的其他活动；施工结束后，凡受到施工车辆、机械破坏的地方都要及时修整，使之尽快恢复原貌。

9.1.3 运营期的环境管理任务

（1）日常环境管理

——做好环境监测，掌握污染现状

定时定点做好环境监测，以便及时掌握环境状况的第一手资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实，消除发生污染事故的隐患。

废气污染源的控制是重点加强油气集输过程、原油拉运过程中无组织排放源的管理，以加强管理作为控制手段，减轻环境污染，达到污染物排放控制和环境保护目标。

——加强环保设备的管理

建立环保设备台账，制定主要环保设备的操作规程及安排专门操作人员，建立重点处理设备的“环保运行记录”等。

——落实管理制度

除加强环保设备的基础管理外，尚需狠抓制度的落实，制定环保经济责任制考核制度，以提高各部门对环境保护的责任感。

日常工作的管理与调配，应明确机构，有专人负责与协调。要求做好废弃物的处理、场地的清理等每日例行的环保工作。

(2) 重大环境污染事故的预防与管理

——对事故隐患进行监护

对污染事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效措施，防止事故发生。对各类重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、财力等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监护措施，在管理上要加强制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故预案。

——强化专业人员培训和建立安全信息数据库

有计划、分期分批对环保人员进行培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像和资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的制定经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。平时要经常进行人员训练和实践演习，锻炼指挥队伍，以提高他们对事故的防范和处理能力。建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员及时查询所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

——加强风险管理

由于本工程在运行过程中，不确定潜在事故因素多且无法预测，因此有必要制定相应的风险对策，不断改进识别到的不利影响因素，从而将工程运营期各类

风险水平控制在合理的、可接收的范围内，以达到减少事故发生、经济合理地保证安全运行管理技术的目的。

——加强监测

应加强对区域地下水、土壤、大气环境（非甲烷总烃）等的监测，对环境污染隐患做到及早发现及时处理，制定事故状态下环境风险应急预案和应急处理措施，强化环境风险防范和应急处理能力，严防污染事故发生，不定期开展环境突发事件应急演练。

为了监控油田开发对地下水（主要为潜层地下水）的影响情况，应设置地下水监控井，并定期检测。结合雄英油田整体方案，在项目区下游布设 1 眼地下水污染监控井，监测点充分依托区块已有监测井。

9.1.4 退役期的环境管理任务

对拟退役的废弃井（站）场、道路等提出制定生态修复方案并开展设计的要求。油气井报废或退役后，应按照 SY/T6628、SY/T6646 和《废弃井封井回填技术指南（试行）》的相关要求执行。

生态修复前要对废弃油（气）井进行封堵或设施拆除，确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物均得到妥善处置。退役期应重点分析废弃管道和设备的清洗废水，废弃管道和设备、建筑垃圾、清罐底泥等固体废物的产生及排放情况。

采取有效预防和保护措施，避免或减轻矿产资源开发活动造成的生态破坏和环境污染。坚持“预防为主、防治结合、过程控制”的原则，将生态环境保护与恢复治理贯穿开采的全过程。

9.1.5 环境管理计划

建设项目运营环境监督管理计划，见表 9.1-2。

表 9.1-2 项目运营环境监督管理计划

序号	监督管理项目	监督检查具体内容	实施单位	监督单位
1	环境计划管理	环境管理计划的实施情况，包括井区环境整治、排污口规范化整治、环保治理方案	建设单位	阿克苏地区生态环境局、阿克苏

序号	监督管理项目	监督检查具体内容	实施单位	监督单位
		的落实情况等		地区生态环境局 温宿县分局
2	污染源管理	①环保设施的运行情况，防止闲置和正常运行； ②各废气排放源的排放情况，掌握排污动态，防止直接排放 ③检查固废的堆放、运输、处置措施的执行情况，防止造成环境污染 ④检查噪声排放源治理措施的消声、隔声效果，防止超标排放	建设单位	阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局 温宿县分局
3	环境监测管理	①组织废气污染源无组织排放厂界监测，防止废气影响 ②组织地下水环境监测，防止水环境污染 ③组织厂界环境噪声监测，防止厂界超标	建设单位	阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局 温宿县分局
4	生态环境管理	定期检查受影响范围内生态系统的动态变化情况	建设单位	阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局 温宿县分局

9.1.6 环境监理

为减轻工程对环境的影响，将环境管理制度从事后管理转变为全过程管理，建议本工程充分借鉴同类相关项目工程环境监理经验，实行工程环境监理。

由建设单位聘请相关环境监理机构对施工单位、承包商、供应商和中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司环保法律法规、制度、标准、规范的情况依法进行监督检查，特别是施工现场的环境监理检查工作，目的是协助建设单位落实施工期间的各项环境保护要求和施工合同中的环保规定，确保本工程的建设符合有关环保法律法规的要求。

(1) 环境监理人员要求

1) 环境监理人员必须具备环保专业知识，精通国家环境法律法规和政策，了解当地生态环境管理部门的要求和环境标准。

2) 必须接受过 HSE 专门培训，有较长的从事环保工作经历。

3) 具有一定的油田开发和输油气管道建设的现场施工经验。

(2) 环境监理人员主要职责

1) 监督施工现场对“环境管理方案”的落实。

2) 及时向 HSE 部门负责人汇报环境管理现状，并根据发现的问题提出合理

化建议。

3) 协助 HSE 部门负责人宣传贯彻国家和地方有关环境方面的法律和法规。

4) 对 HSE 工作的真实性、合法性、效益性进行审查, 评价其责任, 并提出改进意见。

(3) 环境监理范围

1) 井场、站场

场站环境监理的范围, 即为工程扰动的范围。

2) 管道工程

管道工程环境监理的范围, 即工程扰动的范围: 管线作业带宽度 10m。

(4) 环境监理内容

1) 施工期环境监理主要内容

针对施工期污水的环境保护处理措施, 汽车尾气、施工扬尘的大气环境影响控制措施, 运输车辆的声环境控制措施, 施工土方量等固体废物主要处置措施, 进行环境监理, 必要时采取旁站的形式完成监理工作。另外, 还应对管道等施工期的生态保护措施、防沙治沙措施、恢复方案进行监理。

2) 试运营期环境监理主要内容

按照竣工环境保护验收有关要求逐项核查环保措施、设施落实情况、效果, 重点关注生态保护措施及作业带地貌恢复的情况。

环境监理工作计划及重点, 见表 9.1-3。

表 9.1-3 现场环境监理工作计划

序号	场地	监督内容	监理要求
1	井场、雄探 1 试采点	①布设是否满足环评要求; ②环保设施, 施工是否严格按设计方案执行, 施工质量是否能达到要求; ③施工作业是否超越了限定范围; 废水、废气、废渣等污染是否达标排放。	环评中环保措施落实到位
2	管沟开挖现场	①集输线路是否满足环评要求; ②施工作业是否超越了作业带宽度; ③挖土方放置是否符合要求, 回填后多余的土方处置是否合理; ④施工人员是否按操作规程及相关规定作业; ⑤施工完成后是否进行了清理。	环评中环保措施落实到位

3	其他	①施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌，是否及时采取生态恢复、防沙治沙、水土保持措施； ②施工季节是否合适； ③有无砍伐、破坏施工区以外的作物和植被，有无伤害野生动物等行为。	各项环保措施落实到位
---	----	---	------------

9.1.7 环境影响后评价

根据《中华人民共和国环境影响评价法》《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）《关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知》（新环环评发〔2020〕162号）要求，项目正式投产或运营后，每3~5年开展一次环境影响后评价，依法报批生态环境主管部门备案。石油天然气开发建设项目可按照开发区整体开展环境影响后评价工作。

因此，项目正式投产或运营后，可纳入雄英油田雄探1井区整体开展环境影响后评价工作。

9.1.8 排污许可

依据《排污许可管理条例》（中华人民共和国国务院令 第736号）第二条规定：依照法律规定实行排污许可管理的企业事业单位和其他生产经营者，应当依照本条例规定申请取得排污许可证；未取得排污许可证的，不得排放污染物。

根据《排污许可证申请与核发技术规范 总则》(HJ942-2018)、《排污许可证申请与核发技术规范 工业噪声》(HJ1301-2023)、《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)及《关于进一步做好环境影响评价与排污许可衔接工作的通知》（环办环评〔2017〕84号），本项目应纳入塔里木油田分公司英买采油气管理区排污许可管理，项目无组织废气严格执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中其他排放控制要求，同时英买采油气管理区应进一步完善排污许可变更、自行监测制度及排污口规范化管理制度等。

9.2 企业环境信息披露

9.2.1 披露内容

参照《企业环境信息依法披露管理办法》（生态环境部令第 24 号）等规定，并结合新疆的相关要求，可通过政府网站、报刊、广播、电视等便于公众知晓的方式公布。公司应公开以下内容：

- （1）基础信息，包括单位名称、组织机构代码、法定代表人、生产地址、联系方式，以及生产经营和管理服务的主要内容、产品及规模；
- （2）排污信息，包括主要污染物及特征污染物的名称、排放方式、排放口数量 和分布情况、排放浓度和总量、超标情况，以及执行的污染物排放标准、核定的 排放总量；
- （3）防治污染设施的建设和运行情况；
- （4）建设项目环境影响评价及其他环境保护行政许可情况；
- （5）突发环境事件应急预案；
- （6）其他应当公开的环境信息。

9.2.2 披露方式及时间要求

公开方式：通过公司网站、信息公开平台或当地报刊等便于公众知晓的方式公开。

公开时间要求：企业可以根据实际情况对已披露的环境信息进行变更；进行变更的，应当以临时环境信息依法披露报告的形式变更，并说明变更事项和理由；企业应当于每年 3 月 15 日前披露上一年度 1 月 1 日至 12 月 31 日的环境信息；英买采油气管理区在企业名单公布前存在《企业环境信息依法披露管理办法》（生态环境部部令 第 24 号）第十七条规定的环境信息的，应当于企业名单公布后十个工作日内以临时环境信息依法披露报告的形式披露本年度企业名单公布前的相关信息。

9.3 污染物排放清单

本工程符合环境准入要求。建设单位应根据《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》（环办环评〔2017〕84 号）要求，在发生实际排污行为之前，按照国家环境保护相关法律法规以及排污许可证申请与核发技术规范要求申请排污许可证，不得无证排污或不按证排污。

本工程运营期污染物产生及排放情况，见表 9.3-1。

表 9.3-1 运营期污染物排放汇总

类别	工程组成	产污环节	环境保护措施及主要运行参数		污染物种类	排放情况		总量指标（t/a）	执行标准（mg/m³）		环境监测要求
			环境保护措施	主要运行参数		排放时段 h/a	排放浓度（mg/m³）				
废气	雄探 1 井	加热炉	采用清洁燃料，经过 8m 高的排气筒排入大气	-	颗粒物	3600	20	0.021	20	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271—2014）中新建燃气锅炉标准限值	
				-	SO ₂	3600	37	0.0039	50		
				-	NOx	3600	147	0.155	200		
				-	非甲烷总烃	3600	14.65	0.0154	120	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 最高允许排放浓度	
	采油井场、雄探 1 试采点	无组织废气	管道密闭输送，原油装车采用气相平衡装置，加强设备检修与维护，从源头减少泄漏产生的无组织废气。	—	非甲烷总烃	7200	/	3.3767	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）中边界污染物控制要求	
				—	硫化氢	7200	/	0.000858	硫化氢≤0.06	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中新建项目二级标准	
		温室气体	加强油气技术管道密闭性能，开发清洁能源替代现有能源等，从而减少温室气体排放。	—	甲烷	7200	/	31.6	/	/	
类别	污染源	污染因子	处理措施				处理后浓度（mg/L）	排放去向	总量控制指标（t/a）	执行标准（mg/L）	环境监测要求
废水	井下作业废水	SS、COD、石油类	井下作业废水自带回收罐回收作业废水，拉运至英买力油田钻试修废弃物环保处理站处理				—	不外排	—	—	/
	生活污水	SS、COD、BOD ₅ 等	生活污水暂存于生活污水池，定期由罐车拉运至英买力作业区生活污水处理装置处置				—	不外排	—	—	《农村生活污水处理排放标准》（DB654275-2019）表 2 中 C 级标准限值
类别	噪声源		污染因子	治理措施			处理效果	执行标准		环境监测要求	

噪声	井下作业（修井、洗井等）	L _{eq}	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施	厂界达标	昼间≤60dB(A)； 夜间≤50dB(A)	《工业企业厂界环境噪声排放标准》 （GB12348-2008）中 2 类标准
	井场、试采点装置	L _{eq}				
序号	污染源名称	固废类别	处理措施			
固废	废脱硫剂	一般固体	交由有危险废物处置资质的单位进行处置			
	废分子筛	废物	交由有危险废物处置资质的单位进行处置			
	清管废渣	危险废物	收集后委托有危废处置资质单位进行处置			
	油泥砂		回收后的落地原油委托有危废处置资质单位进行处置			
	落地油		收集后委托有危废处置资质单位进行处置			
	废防渗膜		收集后委托有危废处置资质单位进行处置			
	废润滑油		收集后委托有危废处置资质单位进行处置			
	井下作业固废	/	井下作业固废采用专用回收罐进行回收，拉运至英买力油田钻试修废弃物环保处理站进行处理。			
	生活垃圾	/	委托温宿县垃圾填埋场处理			
环境风险防范措施		严格按照风险预案中相关规定执行				

9.4 生态环境监测

9.4.1 监测目的

环境监测是企业环境管理体系的重要组成部分,也是环境管理规范化的主要手段,通过对企业主要污染物进行分析、资料整理、编制报表、建立技术文件档案,可以为上级生态环境主管部门和地方生态环境主管部门进行环境规划、管理和执法提供依据。环境监测是环境保护的基础,是进行污染源治理及环保设施管理的依据,因而企业应定期对环保设施及废水、噪声等污染源情况进行监测、对固体废物处置按照法规文件规范进行记录。

通过对拟建工程运行中环保设施进行监控,掌握废气、废水、噪声等污染源排放是否符合国家或地方排放标准的要求,做到达标排放,同时对废气、噪声防治设施进行监督检查,保证正常运行。

9.4.2 环境监测机构及设备配置

环境监测是环境保护的基础,是进行污染治理和监督管理的依据。拟建工程的环境监测工作由塔里木油田分公司的质量检测中心承担,亦可以委托当地有资质的环境监测机构。

9.4.3 监测计划

根据本项目生产特征和污染物的排放特征,依据《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ1248-2022)等标准规范及地方生态环境主管部门的要求,制定本项目的监测计划。环境监测计划,见表 9.4-1。

表 9.4-1 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	废气	雄探 1 井场内加热炉	SO ₂ 、NO _x 、颗粒物、黑度	每年一次
		试采点无组织废气	非甲烷总烃、硫化氢	每年一次
2	噪声	雄探 1 试采点四周厂界外 1m	厂界噪声监测	每季度一次
3	地下水	利用现有监测井,在雄英 3 井东南周边布设 1 眼地下水污染监控井 YM14 (该井为潜水监测井,井深 42m,可作为跟踪监测井)。	石油类	每年 1 次

编号	环境要素	地点	监测项目	监测频次
1	废气	雄探 1 井场内加热炉	SO ₂ 、NO _x 、颗粒物、黑度	每年一次
		试采点无组织废气	非甲烷总烃、硫化氢	每年一次
4	土壤	占地范围内，分别设 1 个表层样、1 个柱状样	石油烃	每 5 年 1 次
5	生态	水土流失量变化情况	井场内（风蚀监测小区）	每年的年初、年中、年末各一次

9.5 环保设施“三同时”验收

（1）环境工程设计

1) 必须按照环评文件及批复要求，落实项目环境工程设计，确保“三废”稳定达标排放；按要求制定环境风险事故应急预案。

2) 建立健全环境管理组织机构、各项环保规章制度。

3) 项目污染防治设施必须与主体工程“三同时”。

（2）环境设施验收建议

1) 验收范围

与项目有关的各项环保设施，包括为防治污染和保护环境所配套建成的治理工程、设备和装置，以及各项生态保护设施等；环评文件及批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

2) 验收条件

根据《建设项目环境保护管理条例》（国务院令 682 号）中有关规定，编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目竣工后，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司应当按照生态环境主管部门规定的标准和程序，对配套建设的环境保护设施进行验收，编制验收报告。中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司在环境保护设施验收过程中，应当如实查验、监测、记载建设项目环境保护设施的建设和调试情况，不得弄虚作假。

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司对项目进行自主验收，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司或者其委托的第三方技术机构应当依照国家有关法律法规及相关技术规范等要求，编制竣工环境保护验收报告，验收报告编制完成后，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司应组织成立

验收工作组。除按照国家规定需要保密的情形外，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司应当依法向社会公开验收报告。编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目，其配套建设的环境保护设施经验收合格，方可投入生产或者使用；未经验收或者验收不合格的，不得投入生产或者使用。

3) 建设项目环境保护“三同时”验收内容

根据建设项目“三同时”原则，在项目建设过程中，环境污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用，拟建项目建成运行时，应对环保设施进行验收，验收清单，见表 9.5-1。

表 9.5-1 环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	台 (套)	治理效果	验收标准
施工期						
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖	-	-	-
	2	施工机械、运输车辆产生的燃油废气	使用合格燃料，加强施工管理	-	-	-
废水	1	试压废水	循环利用，沉淀后场地降尘用水	-	不外排	-
	2	生活污水	施工期不设置施工营地。施工现场产生的少量生活污水依托雄探 1 试采点。	-	不外排	-
噪声	1	吊机、装载机、运输车辆	选用低噪声设备、合理安排施工作业时间。	-	-	-
固废	1	施工土方	全部用于管沟和站场回填。	-	-	-
	2	施工废料	部分回收利用，剩余收集后运至英买 7 固废场进行填埋处置。	-	-	-
	3	生活垃圾	施工区不设置施工营地，生活垃圾随车带走，现场不遗留。	-	-	-
生态	1	生态恢复	检查管道沿线生态恢复及水土保持措施落实情况	-	-	-
运营期						
类别	序号	污染源	环保措施	台 (套)	治理效果	验收标准
废水	1	生活污水	生活污水暂存于生活污水池，定期由罐车拉运至英买力作业区生活污水处理装置处置。	-	-	《农村生活污水处理排放标准》(DB65 4275-2019)

						表 2 中 C 级标准
	3	井下作业废水	井下作业废水自带回收罐回收作业废水，拉运至英买力油田钻试修废弃物环保处理站处理	-	-	-
废气	1	井场加热炉	使用净化后的天然气为燃料，采用高效的燃烧设施（低氮燃烧），排气筒高度应不低于 8m	-	颗粒物 20mg/m ³ SO ₂ 50mg/m ³ NOx 200mg/m ³	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 浓度限值
	2	井场、试采点无组织废气	密闭管道、原油装车设置气相平衡系统、阀门的检修和维护。	-	厂界非甲烷总烃≤4.0mg/m ³ 硫化氢≤0.06mg/m ³	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020） 《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中新建项目二级标准
	1	井场、雄探 1 试采点	基础减震	-	昼间≤60dB(A) 夜间≤50dB(A)	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类区排放限值
	1	废脱硫剂	由生产厂家进行更换，更换后	-	-	《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）
固废	2	废分子筛	由其拉走处置	-	-	
	3	清管废渣	收集后委托有危废处置资质单位进行处置	-	-	
	4	油泥砂	回收后的落地原油委托有危废处置资质单位进行处置	-	-	
	5	落地油	收集后委托有危废处置资质单位进行处置	-	-	
	6	废防渗膜	收集后委托有危废处置资质单位进行处置	-	-	
	7	废润滑油	收集后委托有危废处置资质单位进行处置	-	-	
	8	井下作业固废	井下作业固废采用专用回收罐进行回收，拉运至英买力油田钻试修废弃物环保处理站进行处理。	-	-	-
	9	生活垃圾	委托温宿县垃圾填埋场处理	-	-	-
防渗	1	重点防渗区	防渗层的防渗性能不应低于 6.0m 厚渗透系数为 1.0×10 ⁻⁷ cm/s 的黏土层的防渗性能。	-	满足防渗要求	-

	2	一般防渗区	防渗层的防渗性能不应低于1.5m厚，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性。	-		
	3	简单防渗区	一般地面硬化	-		
	4	管道防腐	管道钢接头部分做好外防腐		防腐性能良好	-
风险防范措施		井场、试采点	设置可燃气体检测报警仪、消防器材、警戒标语标牌。	-	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	-
环境管理与监测	1	排污口规范化	按照《排污口规范化整治技术要求（试行）》《环境保护图形标志》及排污许可技术规范等文件规范排污口设置。	-	-	保证实施
	2	井场、试采点	按照监测计划，委托有监测资质的单位开展监测。	-	-	污染源达标排放
	3	环境影响后评价	根据《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》等文件组织开展环境影响后评价。	-	-	保证实施
退役期						
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘	-	-	-
噪声	1	车辆	合理安排作业时间。	-	-	-
固废	1	废弃管线、废弃建筑垃圾	收集后拉运至英买7固废场	-	妥善处置	-
	2	设施拆除过程产生的油泥	委托有危废处置资质单位进行处置	-	妥善处置	-
生态	1	生态恢复	地面设施拆除、水泥条清理，恢复原有自然状况。	--	恢复原貌	《废弃井封井回填技术指南（试行）》

10 结论

10.1 建设项目情况

本工程位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区温宿县境内，西北方向距温宿县城约 80.7km，东北侧距离新和县 114km，东经 81°12′0.482″，北纬 41°14′26.451″（雄探 1 试采点）。

本项目主要建设内容包括：①新建采油井场 5 座：雄英 101 井、雄英 102 井、雄英 103 井、雄英 2 井、雄英 3 井，改造采油井场 1 座（雄探 1 井），均采用油井标准化井场。②单井集输：新建单井集输管道总长度为 24.7km，管道选用材质为无缝钢管。③扩建雄探 1 试采点，处理规模为产油 230t/d、产气 $9.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，对各单井来的油气进行计量、加热、分离、天然气脱硫和增压脱水、原油闪蒸和储存。④天然气外输：依托已建集气管道输至玉东 2 增压站；⑤原油外输：采用罐车拉运至哈六联合站。⑥配套电力、通信、自控、土建、机械、防腐等工程。

本工程总投资为 4785.44 万元，其中环保投资 61 万元，占总投资 1.27%。

10.2 产业政策、选址符合性

（1）产业政策符合分析

本工程属于油气开采项目，根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，属于“鼓励类”第七项“石油、天然气”中第 1 条“常规石油、天然气勘探与开采”项目，本项目的建设符合国家产业政策。

本项目的建设符合国家产业政策。

（2）政策、法规符合性分析

本工程属于石油天然气开采项目，选址选线不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园、生态保护红线等生态保护区。运营期工艺流程全密闭，废水、固废处置措施得当。符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）等相关政策、法律法规相关要求。

（3）规划符合性分析

本工程属于石油天然气开采项目，有助于推进雄英油田雄探 1 井区的油气开发，加大塔里木盆地油气开发力度。符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展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》等相关要求。

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

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

（4）选址合理性分析判定结论

本工程为雄英油田雄探 1 井区新区块开发项目，符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》中的相关要求，根据现场调查，本工程不涉及水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内等重点保护区域内；符合地区经济发展规划、环保规划。本工程土地利用类型主要为天然牧草地。项目区周边 5km 范围内无常年地表水体分布，无长期居住人群。

本工程在选址、选线过程中注意避让项目区植被，尽量减少对植被的生态扰动；本工程运营期废气主要为加热炉燃烧废气、油井开采过程中排放的无组织挥发的烃类，产生的废气为持续的长期影响，但废气污染物均可以得到较好扩散，对大气污染物浓度贡献值小，且项目区地域空旷，项目实施后不会对周围环境产生明显影响；废水实现零排放，固体废物能够实现妥善处置，综上所述，本工程建成后所在区域的环境功能不会发生改变，对环境的影响属可接受的范围，项目的选址从环保角度认为可行。

（5）生态环境分区管控方案符合性判定

根据《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（2023 年动态更新版）、《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》（新环环评发〔2021〕162 号）以及《关于印发阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023 年版）的通知》（阿地环字〔2024〕32 号）要求，本工程位于温宿县一般管控单元（环境管控单元编码为 ZH65292230001），不涉及拟定的生态保护红线范围内，项目区土壤、噪声环境质量可以达到功能区要求，环境空气质量属于非达标区，超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。

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

10.3 环境质量现状

（1）生态环境质量现状

本项目区位于塔里木盆地北缘、渭干河三角洲西侧、阿克苏河冲积平原绿洲下游，评价区域内不涉及国家公园、自然保护区、自然公园等自然保护地、世界自然遗产、生态保护红线等法定生态保护区域，也没有重要物种的天然集中分布区、栖息地等重要生境以及重点公益林、基本农田等其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域。

项目新增永久占地面积 2.52hm²，临时占地面积 24.7hm²，总占地面积为 27.22hm²。根据《新疆生态功能区划》，项目区属于塔里木盆地暖荒漠及绿洲农业生态区，塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区；阿克苏河冲积平原绿洲农业生态功能区。项目区气候干燥，属中度风力侵蚀区，土壤主要为棕漠土，植被类型以疏叶骆驼刺、盐穗木为主，偶有芦苇、多枝怪柳，植被覆盖率约 5%~10%，野生动物栖息生境类型属于古北界、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。由于作业区周边油田较多，人为活动频繁，项目现状调查和走访中，未发现大型野生动物和受保护野生动物。

（2）环境空气质量现状

根据生态环境部环境工程评估中心公布的全国环境空气质量达标区判定结果：2021 年项目所在地阿克苏地区 SO₂、NO₂、PM_{2.5} 年平均浓度及 CO、O₃ 日平均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求；PM₁₀

年浓度超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值要求，项目区为不达标区，超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。

特征因子补充监测结果表明，监测期间各监测点非甲烷总烃小时值浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）详解中浓度限值 $2000\mu\text{g}/\text{m}^3$ 要求； H_2S 小时平均值均未检出，能满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中其他污染物空气质量浓度参考限值（ $10\mu\text{g}/\text{m}^3$ ）的浓度限值要求；甲醇小时平均值均未检出，能满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值 $1000\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

（3）水环境质量现状

区域内潜水由于径流缓慢，蒸发排泄强烈，水质较差，总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰均有不同程度超标，其他因子均未超过《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类水质要求，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准。超标与其地质条件和地下水的赋存条件有关，并非受人类活动所致。

（4）声环境质量现状

声环境质量监测结果表明，各监测点位噪声值均未超出标准值，声环境现状满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求。

（5）土壤环境质量现状

土壤环境质量监测结果表明，工程区占地范围内土壤的挥发性有机物和半挥发性有机物均未检出。土壤中石油烃含量较低，满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求。重金属元素含量相对较低，占地范围内土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 第二类用地筛选值标准要求。工程区占地范围外土壤中重金属元素含量相对较低，小于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“表 1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”的 $\text{pH}>7.5$ 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。

10.4 污染物排放情况

本工程运营期污染物产生及排放情况，见表 10.4-1。

表 10.4-1 污染物产排情况一览表

类别	污染源	主要污染物	产生量	排放量	排放去向
废水	生活污水	SS、COD、BOD ₅ 等	162 m ³ /a	145.8 m ³ /a	生活污水暂存于生活污水池，定期由罐车拉运至英买力作业区生活污水处理装置处置
	井下作业废水	井下作业废水	81.39t	0	井下作业废水自带回收罐回收作业废水，拉运至英买力油田钻试修废弃物环保处理站处理
		COD	0.104t/a	-	
		石油类	0.018t/a	-	
废气	加热炉燃烧废气（有组织排放）	颗粒物	0.021t/a	0.021t/a	采用清洁燃料，经过 8m 高的排气筒排入大气
		SO ₂	0.0039t/a	0.0039t/a	
		NO _x	0.155t/a	0.155t/a	
		烃类	0.0154 t/a	0.0154 t/a	
	无组织排放	烃类	3.3767 t/a	3.3767 t/a	大气
		硫化氢	0.00993 t/a	0.00993 t/a	
噪声	各类设备、泵类	噪声	60~105dB(A)	厂界达标	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施
固体废物	废脱硫剂	-	871.2m ³ /a	0	由生产厂家进行更换，更换后由其拉走处置
	废分子筛	-	45m ³ /a	0	
	清管废渣	油类物质、铁锈	0.014 t/a	0	委托有危废处置资质单位进行处置
	油泥砂	油类物质、泥砂	19.95 t/a	0	
	落地油	石油类	0.6 t/a	0	
	废防渗膜	石油类	1.5 t/a	0	
	废润滑油	石油类	5.3 t/a	0	
	废压裂液	pH	1583.88	0	井下作业固废采用专用回收

			m ³ /次		罐进行回收，拉运至英买力油田钻试修废弃物环保处理站进行处理。
	废酸化液	盐类	493.8 m ³ /次	0	
	废洗井液	-	151.74 t/次	0	
	生活垃圾	果皮、纸屑等	1.5 t/a	0	委托温宿县垃圾填埋场处理

10.5 主要环境影响

(1) 生态环境影响分析

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

因此总体上看本工程建设对生态环境影响可以接受。

(2) 大气环境影响分析

运行期项目对大气环境的影响主要来自加热炉排放的烟气、油气集输过程中产生一定量的无组织废气排放。

根据工程分析估算，本项目加热炉废气污染物排放浓度能够满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值（颗粒物 20mg/m³、SO₂ 50mg/m³、NO_x 200mg/m³）。本工程油气开采、集输采用密闭流程，原油装车设置气相平衡系统，井口密封并设紧急切断阀，可有效减少烃类气体的排放量。根据现状监测结果，区域环境空气中非甲烷总烃满足标准限值要求。根据预测结果可知，经预测，加热炉颗粒物、氮氧化物、二氧化硫下风向最大落地浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准要求；无组织源对区域环境空气的影响主要集中在污染源下风向 252m 范围内，项目区周边 5.0km 范围内无敏感点，因此本项目正常运行期间无组织排放的非甲烷总烃对周围环境空气影响较小。

（3）水环境影响分析

本工程施工期不设施工营地，施工人员在施工单位集中公寓居住，现场无生活污水产生；新建管道试压采用洁净水，管道试压废水中主要污染物为 SS，试压废水可用作场地降尘用水或区域绿化用。

正常状况下，污染源从源头上可以得到控制；非正常状况下，由于管线泄漏事故为短期大量排放，污染物的泄漏以地表扩展为主，一般能及时发现，并可很快加以控制，石油烃多属疏水性有机污染物，难溶于水而容易被土壤有机质吸附，其影响范围不大，对地下水环境不易产生不利影响。因项目区地下水循环条件差，径流、排泄基本处于停滞状态，为密闭型地下水，因此，管线破裂对地下水环境产生的影响也非常有限。非正常状况下，对地下水的影响属可接受范围。

（4）声环境影响分析

各种施工机械噪声预测结果可以看出，在不采取减振降噪措施的情况下，土石方施工、道路工程和管线施工期间昼间距施工设备 60m、夜间 300m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）厂界噪声限值要求；设备安装施工期间昼间距施工机械 40m、夜间 200m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）厂界噪声限值要求。项目区 5km 内无居民，并且施工期噪声源均为暂时性的，只在短时期对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

运营期间的噪声源主要为井场、雄探 1 试采点设备机泵等设备噪声，以及压裂、修井等井下作业噪声。噪声预测结果可知：在采取了环评提出的降噪措施后，项目运营期厂界昼、夜间噪声预测值均可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类区标准，不会使项目区声环境质量明显降低。不会对周围声环境产生影响。

（5）固体废物影响分析

本工程施工期固体废物主要为：施工废料、生活垃圾等。施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊条及其包装盒等。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至英买作业区英买 7 固废场进行填埋处置；施工区不设置施工营地，生活垃圾随车带走，现场不遗留；本工程施工土方在管线施工

结束后回填在管堤上，站场施工过程产生的土方回填至挖方处或回填至周边低洼场地，并实施压实平整，无废弃土方及借方。

运营期产生的固体废物主要为废脱硫剂、废分子筛、清管废渣、油泥砂、落地油、废防渗膜、废润滑油、井下作业固废及生活垃圾。

废脱硫剂、废分子筛，属于一般工业固体废物，由生产厂家进行更换，更换后由其拉走处置。清管废渣、油泥砂、落地油、废防渗膜、废润滑油属于危险废物，严格按照危险废物相关技术要求和管理规定进行收集与贮存，委托有危废处置资质单位进行处置；井下作业固废采用专用回收罐进行回收，拉运至英买力油田钻试修废弃物环保处理站进行处理；井下作业时带罐作业，落地油 100%回收，回收后的落地原油委托有危废处置资质单位进行处置；生活垃圾集中收集后委托温宿县垃圾填埋场处置。

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

（6）土壤影响分析

本工程运营期天然气管线外输、原油罐车拉运，正常情况下不会对土壤环境造成污染。如果发生原油储罐、管线泄漏等事故，泄漏的原油会对土壤环境产生一定的影响，泄漏的油类物质覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响地表植被的生长。根据环境风险分析可知，本工程风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，在做好源头控制、过程防控等措施的前提下，可避免工程项目实施对土壤环境产生污染影响。

（7）环境风险分析

本工程所涉及的危险物质包括：天然气、原油、 H_2S 、甲醇，可能发生的风险事故包括：站场事故、管线泄漏事故。油气发生泄漏时，对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本工程提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。综上所述，本工程环境风险程度属于可以防控的。

10.6 环境保护措施

本工程的主要环境保护措施如下：

（1）生态保护措施：优化站场布设，管道选线，减少占地，严格按照有关规定办理建设用地审批手续。严格界定施工活动范围，尽可能缩小施工作业带宽度，管线施工临时占地作业带宽度不得超过10m，减少对地表的碾压。施工期充分利用现有油田道路，尽可能减少道路临时占地，降低对地表和植被的破坏，施工机械不得在道路以外行驶和作业，保持地表不被扰动，不得随意取弃土。场施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，应尽快整理施工现场。对站场地表进行砾石压盖。加强野生动物保护，对施工人员进行宣传教育，禁止捕杀野生动物。在道路边、油田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。在井场、站场、管线和道路两侧设置草方格防风固沙。

（2）大气污染防治措施：本工程集输采用密闭流程，原油装车设置气相平衡系统，采用技术质量可靠的设备、阀门等；定期对井场、站场的设备、阀门等进行定期的检查、检修，以防止跑、冒、滴、漏的发生。定期对集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。加热炉使用净化后的天然气为燃料，采用高效的燃烧设施（低氮燃烧），排气筒高度应不低于8m。加热炉需按照《固定污染源排污许可分类管理名录》及《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》（HJ953-2019）等相关要求，申请排污许可证并进行例行监测等。

（3）噪声防治措施：合理布局噪声源，采用基础减振、隔声等措施，并加强日常维护，减轻设备对外环境和岗位工人的噪声污染。

（4）废水防治措施：运营期井下作业废水由自带回收罐回收，拉运至英买力油田钻试修废弃物环保处理站处理；生活污水暂存于生活污水池，定期由罐车拉运至英买力作业区生活污水处理装置处置。

地下水环境保护按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则采取措施。

（5）固体废物防治措施：本工程运营期产生的废脱硫剂、废分子筛，属于

一般工业固体废物，由生产厂家进行更换，更换后由其拉走处置。清管废渣、油泥砂、落地油、废防渗膜、废润滑油属于危险废物，严格按照危险废物相关技术要求和管理规定进行收集与贮存，委托有危废处置资质单位进行处置；井下作业固废采用专用回收罐进行回收，拉运至英买力油田钻试修废弃物环保处理站进行处理；井下作业时带罐作业，落地油 100%回收，回收后的落地原油委托有危废处置资质单位进行处置；生活垃圾集中收集后委托温宿县垃圾填埋场处置。

(6) 土壤污染防治措施：加强管线内的压力、流量传感器检修维护，发生管线阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。严格执行地下水章节分区防控措施要求。制定跟踪监测计划，发生事故泄漏时对井口区及集输管线铺设范围可能影响区域进行跟踪监测。

(7) 风险防治措施：本工程集输工程中主要风险是管线破坏引起的天然气、原油、甲醇泄漏，做好风险防范工作，防止对周围环境、工作人员人身安全造成的危害。本工程的环境风险防范措施及制定的预案切实可行、有效。在落实风险防范措施、应急预案后，其发生事故的概率较低，其环境危害也是较小的，环境风险水平是可接受的，项目建设可行。

10.7 公众意见采纳情况

环评期间，建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》（部令第 4 号）的有关要求，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司通过网络公示、报纸公示征求公众意见。调查结果表明：本项目的建设在公示期间没有公众提出反对意见。

10.8 环境影响经济效益分析

本工程具有良好的环境效益、经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于场站设施建设、管线敷设等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算本工程环境保护投资约 61 万元，环境保护投资占总投资的 1.27%。实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来经济效益。

10.9 环境管理与监测计划

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司环境管理机构设置健全，同时拥有完善的管理体系和管理手段。本工程制定了施工期环境监理计划、运营期环境监测计划和环保设施竣工验收管理要求，针对工程的不同阶段提出了具体的环境管理要求。

10.10 项目可行性结论

本工程为石油天然气开采项目，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中鼓励类项目，符合国家产业政策；符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《石油天然气开采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；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。

项目区不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园等环境敏感区；项目符合“三线一单”要求，选址选线合理。

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，其生态破坏可降至最低，环境风险可以接受，从环境保护角度看，本工程建设是可行的。