

2024 年度哈拉哈塘油田产能建设 实施方案环境影响报告书

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

2024 年 3 月

目 录

1.概述	1
1.1 建设项目特点	1
1.2 环境影响评价的工作过程	2
1.3 分析判定相关情况	4
1.4 关注的主要环境问题和环境影响	5
1.5 环境影响评价的主要结论	5
2.总则	7
2.1 评价目的与原则	7
2.2 编制依据	8
2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选	12
2.4 环境功能区划	14
2.5 评价等级和评价范围	20
2.6 污染控制目标与环境保护目标	31
2.7 评价时段和评价重点	35
2.8 评价方法	35
3.建设项目工程分析	36
3.1 项目开发现状及环境影响回顾	36
3.2 工程概况	56
3.3 工程分析	83
3.4 清洁生产水平分析	104
3.5 污染物排放总量控制	109
3.6 相关法规、政策符合性分析	110
3.7 相关规划符合性分析	116
3.8 选址、选线合理性分析	125
3.9“三线一单”符合性分析	128
4 环境现状调查与评价	133
4.1 自然环境概况	133

4.2 生态环境现状调查与评价	135
4.3 环境空气质量现状调查与评价	163
4.4 声环境现状	169
4.5 水环境现状调查与评价	170
4.6 土壤环境现状调查与评价	177
5.环境影响预测与评价	189
5.1 生态环境影响分析	189
5.2 大气环境影响分析	205
5.3 声环境影响分析与评价	213
5.4 地表水环境影响分析	219
5.5 地下水环境影响分析	220
5.6 固体废物影响分析	234
5.7 土壤环境影响分析	237
6.环境保护措施及其可行性论证	243
6.1 施工期环境保护措施	243
6.2 运营期环境保护措施	257
6.3 退役期环境保护措施	268
6.4 环境影响经济损益分析	271
7.环境风险评价	276
7.1 评价依据	276
7.2 环境敏感目标概况	276
7.3 环境风险识别	277
7.4 环境风险分析	286
7.5 环境风险管理措施与对策建议	290
7.6 风险评价结论	299
8.碳排放影响评价	301
8.1 碳排放分析	301
8.2 减污降碳措施	308
8.3 碳排放评价结论及建议	309

9.环境管理与监测计划	310
9.1 环境管理机构	310
9.2 施工期环境管理及监测	311
9.3 运营期环境管理及监测	315
9.4 污染物排放清单	320
10.结论	322
10.1 项目概况	322
10.2 产业政策及规划符合性	322
10.3 污染物排放情况	323
10.4 环境质量现状	324
10.5 环境影响预测与分析	326
10.6 主要环境保护措施	328
10.7 公众意见采纳情况	331
10.8 环境影响经济损益分析	331
10.9 环境管理与监测计划	331
10.10 总体评价结论	332

1.概述

1.1 建设项目特点

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司在塔里木盆地从事油气勘探开发、炼油化工以及油气销售等业务，作业区域遍及南疆五地州，是上下游一体化的大型油气生产企业。塔里木盆地是国内油气资源量最大的盆地之一，盆地面积 $56 \times 10^4 \text{km}^2$ ，油气资源量达 $178 \times 10^8 \text{t}$ ，石油地质储量 $75.1 \times 10^8 \text{t}$ ，天然气地质储量 $12.9 \times 10^{12} \text{m}^3$ 。根据《塔里木油田分公司“十四五”规划环境影响报告书》（新环审〔2022〕214号），塔里木油田分公司在英买片区、博大片区、迪那片区、东河片区、克拉片区、哈得片区、轮南片区、泽普片区、塔中片区等9个片区贯彻加快油气业务发展要求，立足油田现有基础，分析把握油气田发展规律，统筹兼顾其他业务发展，以优质油气资源为基础，着力推进“库车天然气、塔北—塔中原油”两大根据地建设，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有升和天然气快速上产。在“十四五”期间石油液体产量主要包括黑油、凝析油及轻烃、液化气、混烃和乙烷，2021~2025年石油液体产量逐年稳步上升，到2025年增长到 $880 \times 10^4 \text{t}$ 。

2024年度哈拉哈塘油田产能建设实施方案（以下简称“本项目”）隶属于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司，日常运行管理由东河采油气管理区负责，项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区，地跨库车市和沙雅县，区域地势平坦，交通便利。

根据本项目相关设计资料，项目新钻开发井37口，年产油规模 $13.40 \times 10^4 \text{t}$ ，稳产4年。预计到方案期末新井总累产油 $145.03 \times 10^4 \text{t}$ ，累产气 $2.21 \times 10^8 \text{m}^3$ ，油采出程度11.76%；动用石油地质储量 $1232.76 \times 10^4 \text{t}$ ；开发层系为奥陶系一间房组为主，兼顾良里塔格组、鹰山组；开发方式采用衰竭式+注水开发；井型井网采用不规则井网，新井井型以“水平井+大斜度定向井”为主；单井配产25~32t/d；递减率为第1—3年取值20%，第4—6年取值15%，第7年及以后取值10%。

1.2 环境影响评价的工作过程

本项目地跨库车市和沙雅县，地处哈拉哈塘油田已开发区块内，属于石油天然气开采项目中的内部集输管线建设。根据新水水保〔2019〕4号文，本项目所在区域属于塔里木河中上游重点预防区、塔里木河流域重点治理区；同时项目所在区域分布有天然林。根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》(2021年版)，本项目属于分类管理名录中“五、石油和天然气开采业，07 陆地石油开采 0711”中的“**涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）**”，应编制环境影响报告书。

根据《中华人民共和国环境影响评价法》和《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》中有关规定，2024年1月，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司委托新疆天合环境技术咨询有限公司（以下简称“天合公司”）编制《2024年度哈拉哈塘油田产能建设实施方案环境影响报告书》。

天合公司接受委托后，即进行了现场踏勘和资料收集，结合有关资料和当地环境特征，按国家、新疆环境保护政策以及环评技术导则、规范的要求，开展本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。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，确定环境影响评价工作等级、评价范围、评价标准，最后制订工作方案。2024年1月委托新疆齐新环境服务有限公司对本项目区域大气、土壤、地下水、声环境质量现状进行了监测。在进一步工程分析、环境现状调查、监测并开展环境质量现状评价的基础上进行环境影响预测及评价，提出减少环境污染和生态影响的环境管理措施和工程措施。从环境保护的角度确定项目建设的可行性，给出评价结论和提出进一步减缓环境影响的措施，并最终完成环境影响报告书编制。

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

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

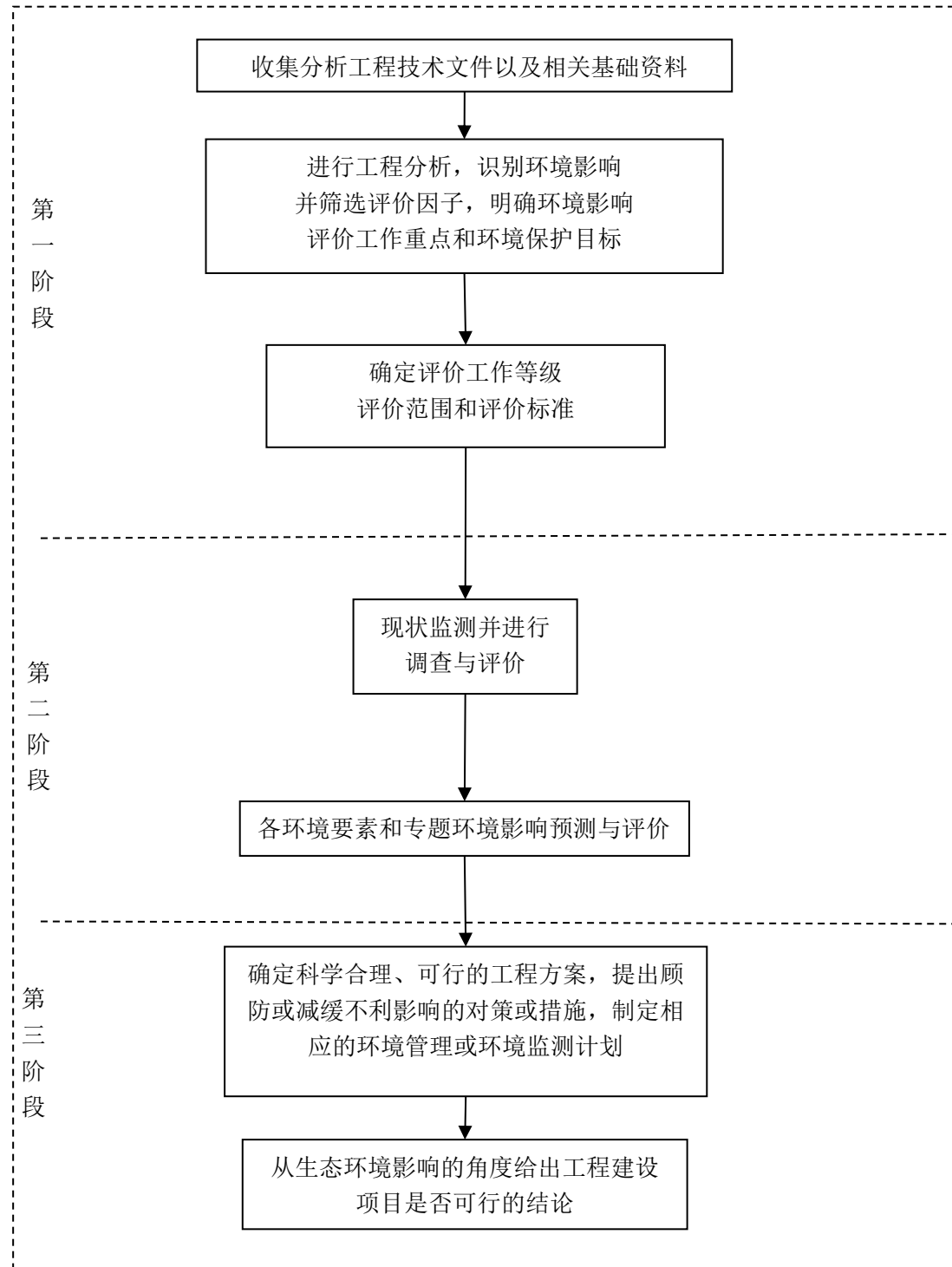


图 1.2-1 评价工作程序图（HJ349-2023）

1.3 分析判定相关情况

(1) 产业政策符合分析

本项目属于石油、天然气开采项目，根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，本项目属于第一类“鼓励类”第七条“石油、天然气”第一款“常规石油、天然气勘探与开采”，属于鼓励类项目，符合国家当前产业政策要求。

(2) 政策、法规符合性分析

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

(3) 规划符合性分析

本项目符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《塔里木油田“十四五”发展规划》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相关要求。

(4) 选址合理性分析判定结论

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

(5) “三线一单”符合性判定

根据《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案方案》，本项目所在区域属于优先保护单元及一般管控单元，本项目运营期采出水依托哈六联合站；所在区域属于大气环境质量不达标区域，本项目实施后无组织排放大气污染物不会造成区域环境空气质量等级改变。本项目在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险；水资源消耗、土地资源、能源消耗等均能够达到自治区下达的总量和强度控制目标；满足生态环境准入清单中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险管控及资源利用效率的相关要求，因此，本项目建设符合“三线一单”生态环境分区管控方案要求。

根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版），本项目为涉及“水土流失重点预防区”“水土流失重点治理区”等环境敏感区，项目区分布有天然林。本项目符合国家和新疆相关法律法规及产业政策，不涉及生态红线，符合新疆经济发展规划、环保规划等，无重大环境制约因素。

1.4 关注的主要环境问题和环境影响

本项目重点关注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、焊接烟尘、试压废水、生活污水等污染问题；运行期井场无组织挥发的非甲烷总烃、作业废水、采出水、含油污泥、落地油等对环境产生的影响。

本项目环境影响主要来源于集输管线建设等地面工艺过程，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。根据资料收集和现场调查，本区块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，不在拟定的生态保护红线内，除油区工作人员外，项目区无人居住。重点保护目标是：评价范围内的水土流失重点预防区、水土流失重点治理区；关心点为项目所在区域的天然林、动植物及其生境。

1.5 环境影响评价的主要结论

本项目属于《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《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《石油天然气开采业污染防治技术政策》等法规和政策要求；符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》等要求；项目不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园等环境敏感区；项目区涉及天然林，需要办理相关用地手续后方可开工建设；项目符合“三线一单”要求；中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司按照《环境影响评价公众参与办法》，在本项目环评过程中开展了公众参与调查，至信息公告的截止日期没有收到相关反馈信息。

评价认为：只要在建设和运营过程中认真落实各项污染防治措施、生态修复措施、风险防范措施及应急措施，各项污染物均能够做到达标排放，其生态破坏可有效降低，环境风险可以接受，从环境保护角度看，本项目选址合理，建设从生态环境影响的角度是可行的。

2. 总则

2.1 评价目的与原则

2.1.1 评价目的

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

(2) 通过工程分析，明确本项目施工期、运行期和退役期主要污染源、污染物种类、排放强度，分析环境污染的影响特征，预测和评价本项目施工期、运行期及退役期对环境的影响程度，并提出采取的污染防治和生态保护措施。

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

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

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

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

2.1.2 评价原则

突出油气田开发项目环境影响评价的源头预防作用，保护区域内环境质量。

(1) 依法评价

贯彻执行国家及地方有关环境保护相关法律法规、标准、政策和规划等，优化项目建设，服务环境管理。

(2) 科学评价

通过各要素环境影响预测，科学分析项目建设对区域环境质量的影响。

(3) 突出重点

根据本项目工程内容及其特点，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。

2.2 编制依据

2.2.1 法律法规与条例

环评有关法律法规见表 2.2-1。

表 2.2-1 国家和地方法律法规一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
一	环境保护相关法律		
1	中华人民共和国环境保护法（2014 年修正）	12 届人大第 8 次会议	2015-01-01
2	中华人民共和国环境影响评价法（2018 年修正）	13 届人大第 7 次会议	2018-12-29
3	中华人民共和国大气污染防治法（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
4	中华人民共和国水污染防治法（2017 年修正）	12 届人大第 28 次会议	2017-06-27
5	中华人民共和国噪声污染防治法（2021 年修正）	13 届人大第 33 次会议	2022-6-05
6	中华人民共和国固体废物污染环境防治法（2020 年修订）	13 届人大第 17 次会议	2020-09-01
7	中华人民共和国水法（2016 年修正）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
8	中华人民共和国水土保持法（2010 年修订）	11 届人大第 18 次会议	2011-03-01
9	中华人民共和国清洁生产促进法（2012 年修正）	11 届人大第 25 次会议	2012-07-01
10	中华人民共和国节约能源法（2016 年修正）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
11	中华人民共和国土地管理法（2019 年修订）	13 届人大第 12 次会议	2019-08-26
12	中华人民共和国防洪法（2016 年修正）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
13	中华人民共和国草原法（2012 年修正）	12 届人大第 3 次会议	2013-06-29
14	中华人民共和国野生动物保护法（2016 年修正）	12 届人大第 21 次会议	2017-01-01
15	中华人民共和国石油天然气管道保护法	11 届人大 15 次会议	2010-10-01
16	中华人民共和国突发事件应对法	10 届人大第 29 次会议	2007-11-01
17	中华人民共和国防沙治沙法（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
18	中华人民共和国土壤污染防治法	15 届人大第 5 次会议	2019-01-01
19	中华人民共和国矿产资源法（2009 年修正）	主席令 2009 年第 18 号	2009-08-27
二	行政法规与国务院发布的规范性文件		
1	建设项目环境保护管理条例（2017 年修正）	国务院令 682 号	2017-10-01
2	中华人民共和国野生植物保护条例（2017 年修正）	国务院令 687 号	2017-10-07
3	危险化学品安全管理条例（2013 年修正）	国务院令 645 号	2013-12-07
4	中华人民共和国土地管理法实施条例（2014 年修正）	国务院令 653 号	2014-07-29
5	国务院关于印发水污染防治行动计划的通知	国发（2015）17 号	2015-04-02
6	国务院关于印发空气质量持续改善行动计划的通知	国发（2023）24 号	2023-12-17
7	国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知	国发（2016）31 号	2016-05-28
8	中共中央 国务院关于全面加强生态环境保护坚	中发（2018）17 号	2018-06-16

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
	决打好污染防治攻坚战的意见		
9	中华人民共和国森林法实施条例	国务院令 第 278 号	2018-03-19
10	地下水管理条例	国务院令 748 号	2021-12-01
三 部门规章与部门发布的规范性文件			
1	建设项目环境影响评价分类管理名录(2021 年版)	生态环境部令 第 16 号	2020-11-30
2	环境影响评价公众参与办法	生态环境部令 第 4 号	2019-01-01
3	关于印发《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法(试行)》的通知	环发(2015)4 号	2015-01-08
4	国家危险废物名录(2021 年版)	生态环境部令 第 15 号	2020-11-25
5	产业结构调整指导目录(2024 年本)	国家发展和改革委员会令 第 7 号	2024-02-01
6	关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知	环发(2012)77 号	2012-07-03
7	关于加强西部地区环境影响评价工作的通知	环发(2011)150 号	2011-12-29
8	关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知	环发(2012)98 号	2012-08-07
9	关于加强国家重点生态功能区环境保护和管理的意见	环发(2013)16 号	2013-01-22
10	关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见	环环评(2018)11 号	2018-01-25
11	关于印发地下水污染防治实施方案的通知	环土壤(2019)25 号	2019-03-28
12	关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知	环办环评函(2019)910 号	2019-12-13
13	关于印发《生态保护红线划定指南》的通知	环办生态(2017)48 号	2017-05-27
14	石油天然气开采业污染防治技术政策	环保部公告 2012 年第 18 号	2012-03-17
15	关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见	林沙发(2013)136 号	2013-09-01
16	危险废物转移管理办法	生态环境部 公安部 交通运输部 23 号令	2021-11-30
17	建设项目危险废物环境影响评价技术指南	生态环境部公告 2017 年第 43 号	2017-10-01
18	危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采	生态环境部公告 2021 年第 74 号	2021-12-21
19	关于在南疆四地州深度贫困地区实施《环境影响评价技术导则 大气环境(HJ2.2-2018)》差别化政策有关事宜的复函	环办环评函(2019)590 号	2019-06-30
20	危险废物排除管理清单(2021 年版)	生态环境部公告 2021 年第 66 号	2021-12-03
21	挥发性有机物(VOCs)污染防治技术政策	生态环境部公告 2013 年第 31 号	2013-05-24
22	关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的	环大气(2021)65 号	2021-08-04

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
	通知		
23	石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行）	国家发改委公告 2009 第 3 号	2009-02-19
24	关于印发《“十四五”噪声污染防治行动计划》的通知	环大气〔2023〕1 号	2023-01-03
四	地方性法规及通知		
1	新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
2	新疆维吾尔自治区重点保护植物名录（2023 修订）	新政发〔2023〕63 号	2023-12-29
3	新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
4	《新疆维吾尔自治区人民政府关于公布新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录的通知》	新政发〔2023〕63 号	2023-12-29
5	新疆维吾尔自治区水环境功能区划	新政函〔2002〕194 号	2002-12
6	新疆生态功能区划	新政函〔2005〕96 号	2005-07-14
7	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
8	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
9	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
10	新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件（修正）	新环发〔2017〕1 号	2017-01-01
11	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
12	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
13	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
14	关于含油污泥处置有关事宜的通知	新环办发〔2018〕20 号	2018-12-20
15	新疆生态环境保护“十四五”规划	/	2021-12-24
16	自治区党委、自治区人民政府印发《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战实施方案》	新党发〔2018〕23 号	2018-09-04
17	关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知	新环环评发〔2020〕162 号	2020-09-01
18	新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案	新政发〔2021〕18 号	2021-02-22
19	转发《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》的通知	新环环评发〔2020〕142 号	2020-7-30
20	新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要	13 届人大第 4 次会议	2021-02-05
21	新疆维吾尔自治区主体功能区规划	自治区发展和改革委员会	2012-12-27
22	关于印发《阿克苏地区“三线一单”生态环境分区	阿行署发〔2021〕81 号	2021-7-10

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
	管控方案>的通知		
23	阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要	-	2021-02-27
24	关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知	新环环评发(2020)138号	2020-09-04
25	新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划(2021-2025年)	新疆维吾尔自治区人民政府	2022-08-28
26	阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划	-	-
27	国家级公益林管理办法	林资发(2017)34号	2017-05-08
28	关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知	环环评(2016)150号	2016-10-27
29	关于《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》	生态环境部公告2021年第24号	2021-06-21
30	《自然资源部 生态环境部 国家林业和草原局关于加强生态保护红线管理的通知(试行)》	自然资发(2022)142号	2022-08-16

2.2.2 环评有关技术规定

环评有关技术规定见表 2.2-2。

表 2.2-2 环评技术导则标准依据一览表

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 土壤影响(试行)	HJ964-2018	2019-07-01
10	水土保持综合治理技术规范	GB/T16453.1~6-2008	2009-02-01
11	开发建设项目水土保持技术规范	GB50433-2008	2008-07-01
12	危险化学品重大危险源辨识	GB18218-2018	2018-11-19
13	危险废物收集 贮存 运输技术规范	HJ 2025-2012	2013-03-01
14	石油天然气工业健康、安全与环境管理体系	SY/T6276-2014	2015-03-01
15	石油化工企业环境保护设计规范	SH/T3024-2017	2018-01-01
16	油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求	DB 65T 3997-2017	2017-05-30
17	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

18	油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制技术规范	DB 65/T 3999-2017	2017-05-30
19	陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求	SY/T301-2016	2017-05-01
20	陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范	DZ/T0317-2018	2018-10-01
21	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》	SY/T5329-2022	2022-11-04
22	《危险废物贮存污染控制标准》	GB18597-2023	2023-02-03

2.2.3 相关文件和技术资料

- (1) 委托书，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司，2024.01；
- (2) 2024 年度哈拉哈塘油田产能建设实施方案相关设计资料，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司，2023.12。

2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选

2.3.1 环境影响因素识别

本项目主要包括钻井工程、地面工程、油气开采、集输等内容，对环境的影响主要表现在施工期、运营期和退役期。施工期以钻井工程以及管线敷设，道路等配套工程建设过程中造成的生态影响为主，运营期以油气开采和集输过程中产生的污染为主，环境影响因素识别详见表 2.3-1。

表 2.3-1 影响因素识别

序号	时段	主要影响因素	主要环境影响因子	分析结果
1	施工期	钻井、井场、集输管线、 阀组站等站场	占地、动植物	-
			土壤、植被	-
			畜牧业	-
			水土流失	-
			土地利用格局	-
			声环境	-
			自然景观	-
		道路交通	-	
		生活污水	COD、BOD ₅ 、NH ₃ -N	-
		施工机械和车辆尾气	NO ₂ 、CO、SO ₂ 、烃类	-
施工垃圾和生活垃圾	土壤环境	-		
施工机械和车辆噪声	声环境质量	-		
2	运营期 (正常工	采出水	石油类	-
		井下作业废液	石油类	-

	况)	无组织废气排放	NMHC、H ₂ S	-
		设备噪声	声环境质量	-
		落地油、废防渗材料、清管废渣	土壤、地下水	-
		原油生产	当地社会经济	++
3	运营期 (事故工 况)	井漏、集输管线破损泄漏 等	土壤环境、水环境、火灾爆炸风 险	-
4	退役期	封堵井眼, 拆除地面装置	固废	-
		场地恢复	生态	+

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

2.3.2 评价因子

根据项目环境影响要素识别、环境影响因子表征和环境影响程度，筛选的生态影响评价因子筛选表见表 2.3-2，其他要素评价因子见表 2.3-3。

表 2.3-2 生态影响评价因子筛选表（附录 A 表 A.1）

受影响对象	评价因子	工程内容及影响方式	影响性质	影响程度
物种	分布范围、种群数量、种群结构、行为等	项目施工期对生态环境的影响主要表现为工程占地及其对景观、生境、植被、土壤等的影响，即打破了地表的原有平衡状态；	短期、可逆	弱
生境	生境面积、质量、连通性等		短期、可逆	弱
生物群落	物种组成、群落结构等		短期、可逆	弱
生态系统	植被覆盖度、生产力、生物量、生态系统功能等		短期、可逆	弱
生物多样性	物种丰富度、均匀度、优势度等		短期、可逆	弱
生态敏感区	主要保护对象、生态功能等		短期、可逆	弱
自然景观	景观多样性、完整性等		多样性趋势	短期、可逆
自然遗迹	遗迹多样性、完整性等	/	/	/

表 2.3-3 其他环境影响因子筛选表

环境要素	现状评价因子	影响评价因子
土壤	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	石油烃

环境要素	现状评价因子	影响评价因子
	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)荧蒹, 苯并(k)荧蒹, 蒽, 二苯并(a,h)蒽, 茚并(1,2,3-cd)芘、萘 特征因子: 石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)	
地下水	水位埋深、pH 值、石油类、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发酚、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氟化物、氯化物、总大肠菌群、细菌总数、K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻	石油类
环境空气	SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃ 、CH ₄ 、CO ₂ 、NMHC、H ₂ S	NMHC、H ₂ S、CH ₄ 、CO ₂
噪声	昼、夜等效连续 A 声级 Leq (dB (A))	昼、夜等效连续 A 声级 Leq(dB(A))
废水	-	钻井废水、试压废水、采出水、生活污水、井下作业废液、废酸化压裂液等
固体废物	-	钻井废弃物、含油污泥、废防渗材料、清管废渣、生活垃圾等
环境风险	-	原油、天然气(甲烷)等

2.4 环境功能区划

2.4.1 环境功能区划

2.4.1.1 环境空气

项目位于阿克苏地区,地跨库车市和沙雅县,西北距库车市约 50km、西距沙雅县县城约 22km。项目区远离沙雅县城镇规划区,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。

2.4.1.2 水环境

本项目北距英达里亚河约 6.3km,南距塔里木河主河道约 5.2km。塔里木乡帕满水库西北距本项目约 350m,水体主要功能均为灌溉,无饮用功能,按《地

表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的 V 类标准执行。

本项目所在区域地下水未进行功能区划分,执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准。

2.4.1.3 声环境

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

2.4.1.4 生态环境

根据《新疆生态功能区划》(2005 版),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),渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区(55)以及塔里木河上中游乔灌木及胡杨林保护生态功能区(59)。主要生态服务功能分别为“农产品生产、荒漠化控制、油气资源”“沙漠化控制、土壤保持、生物多样性维护、农畜产品生产”,区域内的油气资源丰富,油田勘探开发工作已开展多年。

根据新水水保(2019)4 号文,工程所在区域属于塔里木河中上游重点预防区、塔里木河流域水土流失重点治理区。

2.4.1.5 土壤环境

本项目占地范围内执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表 1 第二类用地筛选值标准。占地范围外执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中农用地土壤污染风险筛选值限值。

2.4.2 环境质量标准

2.4.2.1 环境空气

(1) 环境空气

环境空气质量评价中 SO₂、NO₂、PM_{2.5}、PM₁₀、CO、O₃ 六项指标执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二级标准。对于未作出规定的 NMHC 参照执行《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m³的标准, H₂S 参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 中的 1h 平均浓度限值 10μg/m³。指标标准取值见表 2.4-1。

表 2.4-1 环境空气质量标准

序号	评价因子	标准限值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)			标准来源
		年平均	日平均	1 小时平均	
1	SO ₂	60	150	500	《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二级标准
2	NO ₂	40	80	200	
3	PM _{2.5}	35	75	/	
4	PM ₁₀	70	150	/	
5	CO	/	4000	10000	
6	O ₃	/	160	200	
7	NMHC	/	/	2000	参考《大气污染物综合排放标准》详解
8	H ₂ S	/	/	10	参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 中的 1h 平均浓度限值

2.4.2.2 水环境

(1) 地表水

本项目所在区域主要地表水体为塔里木乡帕满水库。根据《中国新疆水环境功能区划》，塔里木乡帕满水库主要水体功能为灌溉，水质目标为 V 类。有关标准限值见表 2.4-2。

表 2.4-2 《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中的 III 类标准 单位: mg/L

序号	监测项目	标准值	序号	监测项目	标准值
1	pH (无量纲)	6-9	13	砷	0.02
2	溶解氧	2	14	汞	0.001
3	高锰酸盐指数	15	15	镉	0.1
4	COD	40	16	铬 (六价)	0.1
5	BOD ₅	10	17	铅	0.1
6	氨氮	2.0	18	氰化物	0.2
7	总磷 (以 P 计)	0.2	19	挥发酚	0.1
8	总氮 (以 N 计)	2.0	20	石油类	1.0
9	铜	1.0	21	阴离子表面活性剂	0.3
10	锌	2.0	22	硫化物	1.0
11	氟化物 (以 F 计)	1.5	23	粪大肠杆菌 (个/L)	40000
12	硒	0.02	24	——	——

(2) 地下水

工程区地下水水质评价执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) 中 III

类水质标准，具体标准值见表 2.4-3。

表 2.4-3 地下水质量标准限值 单位：mg/L，pH 除外

序号	项目	标准限值	序号	项目	标准限值
1	pH（无量纲）	6.5~8.5	17	硝酸盐（以 N 计）	≤20
2	总硬度（以 CaCO ₃ 计）	≤450	18	氟化物	≤1.0
3	溶解性总固体	≤1000	19	汞	≤0.001
4	硫酸盐	≤250	20	砷	≤0.01
5	氯化物	≤250	21	镉	≤0.005
6	铁	≤0.3	22	六价铬	≤0.05
7	锰	≤0.10	23	铅	≤0.01
8	挥发酚（以苯酚计）	≤0.002	24	钾	/
9	耗氧量（CODMn 法，以 O ₂ 计）	≤3.0	25	钙	/
10	氨氮（以 N 计）	≤0.50	26	镁	/
11	硫化物	≤0.2	27	铜	≤1.00
12	钠	≤200	28	锌	≤1.00
13	总大肠菌群（CFU/100mL）	≤3.0	29	镍	≤0.02
14	细菌总数（CFU/mL）	≤100	30	碳酸盐	/
15	氰化物	≤0.05	31	重碳酸盐	/
16	亚硝酸盐氮（以 N 计）	≤1.0	32	石油类	≤0.05

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

2.4.2.3 声环境

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

2.4.2.4 土壤环境

项目占地范围内土壤环境质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值，见表 2.4-4。项目占地外土壤参照执行《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 2.4-5。

表 2.4-4 建设用地土壤污染风险筛选值 单位（mg/kg，pH 除外）

序号	监测项目	标准值	序号	监测项目	标准值
1	pH	-	25	1,2,3-三氯丙烷	0.5
2	砷	60	26	氯乙烯	0.43
3	镉	65	27	苯	4
4	铬（六价）	5.7	28	氯苯	270

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

表 2.4-5 农用地土壤污染风险筛选值 单位: mg/kg

序号	项目	监测结果	标准限值 pH>7.5
		单位	
1	pH	无量纲	/
2	总砷	mg/kg	60
3	镉	mg/kg	65
4	铜	mg/kg	18000
5	铅	mg/kg	800
6	总汞	mg/kg	38
7	镍	mg/kg	900
8	铬	mg/kg	250
9	锌	mg/kg	300
10	石油烃	mg/kg	4500

2.4.3 污染物排放标准

2.4.3.1 废气

油气开采过程中井场无组织挥发产生的 NMHC 排放参照执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中企业边界污染物控

制要求，H₂S 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

污染物	项目	最高允许排放浓度 (mg/m ³)	标准来源
NMHC	企业边界污染物控制浓度	4.0	GB39728-2020
H ₂ S	厂界标准	0.06	GB14554-93

2.4.3.2 废水

按照《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）规定：在相关行业污染物排放标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）等相关标准要求回注，同步采取切实可行措施防治污染。

运行期本项目产生的采出水依托哈六联合站污水处理系统处理达标后回注油层，不向外环境排放，回注水执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中注入层平均空气渗透率 $\geq 2\mu\text{m}^2$ 的标准，标准值见表 2.4-7。

表 2.4-7 《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）

储层空气渗透 (μm^2)	<0.01	(0.01, 0.05)	(0.05, 0.5)	(0.5, 2)	≥ 2
水质标准分级	I	II	III	IV	V
悬浮固体含量 (mg/L)	≤ 8.0	≤ 15.0	≤ 20.0	≤ 25.0	≤ 35.0
悬浮物颗粒直径中值 (μm)	≤ 3.0	≤ 5.0	≤ 5.0	≤ 5.0	≤ 5.5
含油量 (mg/L)	≤ 5.0	≤ 10.0	≤ 15.0	≤ 30.0	≤ 100.0
平均腐蚀率 (mm/a)	≤ 0.076				

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）。

运行期执行《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 2.4-8。

表 2.4-8 环境噪声排放标准

标准来源	类别	噪声限值 dB (A)	
		昼间	夜间

《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)	/	70	55
《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)	2 类	60	50

2.4.3.4 固体废物

根据本项目产生的各种固体废物的性质和去向，生活垃圾执行《生活垃圾填埋污染控制标准》(GB16889-2008)；一般工业固体废物贮存执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)；危险废物贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)。危险废物鉴别执行《危险废物鉴别标准》(GB5085.1~7)，危险废物的转移依照《危险废物转移管理办法》及《危险废物收集、贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)进行监督和管理。含油污泥满足《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》(SY/T7301-2016)及《关于含油污泥处置有关事宜的通知》(新环办发〔2018〕20号)要求，用于铺垫井场和井场道路。

2.5 评价等级和评价范围

2.5.1 环境空气评价等级和评价范围

(1) 评价等级

本项目废气排放源主要为油气生产集输过程无组织烃类气体挥发，污染物主要为非甲烷总烃(NMHC)以及硫化氢(H₂S)。

根据工程特点、污染特征及周围环境状况，采用《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)中规定的方法，选取非甲烷总烃(NMHC)为候选因子核算，计算出其最大地面浓度占标率 P_i 及其地面浓度达标准值 10%时所对应的最远距离 $D_{10\%}$ 。其中 P_i 定义为：

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

式中： P_i ——第 i 个污染物的最大地面浓度占标率，%；

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

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

注： C_{oi} 一般选用 GB3095-2012 中 1 小时平均取样时间的二级标准的浓度限值，如项目位于一类环境空气功能区，应选择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。

大气评价工作级别详见表 2.5-1。

表 2.5-1 评价工作等级

评价工作等级	评价工作分级判据
一级评价	$P_{\max} \geq 100\%$
二级评价	$1\% \leq P_{\max} < 10\%$
三级评价	$P_{\max} < 1\%$

估算模式所用参数见表 2.5-2、2.5-3。

表 2.5-2 估算模型参数表

序号	参数		HA16-H22井 取值	HA16-H22阀组 取值	RP8-H8井 取值	RP8-H8阀组 取值
1	城市/ 农村 选项	城市/农村	农村			
		人口数(城市 选项时)	/			
2	最高环境温度/°C		40.8	40.8	40.7	40.7
3	最低环境温度/°C		-23.7	-23.7	-24.2	-24.2
4	测风高度/m		10			
5	允许使用的最小风速 (m/s)		0.5			
6	土地利用类型		耕地	耕地	林地	林地
7	区域湿度条件		干燥气候			
8	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			

表 2.5-3 估算模式中无组织废气排放参数一览表

名称	面源起始点坐标		面源 海拔 (m)	面源 长度 (m)	面源 宽度 (m)	与正北 向夹角 (°)	面源 有效 排放 高度 (m)	年排 放小 时数 (h)	排 放 工 况	污 染 物	排 放 速 率 (kg/h)
	经度(°)	纬度(°)									
HA16-H22 井场无组 织废气	83.260718	41.279731	970	50	40	0	6	8760	正 常	非甲 烷总 烃	0.0074
										H ₂ S	0.0003
HA16-H22 阀组无组 织废气	83.224514	41.297658	968	40	30	0	6	8760	正 常	非甲 烷总 烃	0.014

										H ₂ S	0.0005
RP8-H8 井场无组织废气	83.130578	41.113197	960	50	40	0	6	8760	正常	非甲烷总烃	0.0074
										H ₂ S	0.0003
RP8-H8 阀组无组织废气	82.192288	40.111723	959	40	30	0	6	8760	正常	非甲烷总烃	0.014
										H ₂ S	0.0005

估算结果详见表 2.5-4。

表 2.5-4 P_{max} 及 $D_{10\%}$ 预测及计算结果一览表

名称	评价因子	C_i	评价标准	P_i	P_{max}	最大浓度出现距离
单位	--	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	%	%	m
HA16-H22井场无组织废气	非甲烷总烃	8.492	2000	0.42	7.51	36
	H ₂ S	0.344	10	3.44		
HA16-H22 阀组无组织废气	非甲烷总烃	20.815	2000	1.04		29
	H ₂ S	0.743	10	7.43		
RP8-H8 井场无组织废气	非甲烷总烃	8.561	2000	0.43		36
	H ₂ S	0.347	10	3.47		
RP8-H8 阀组无组织废气	非甲烷总烃	21.024	2000	1.05		29
	H ₂ S	0.751	10	7.51		

根据上述计算结果，本项目外排废气污染物 $P_{max}=7.51\%$ ，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 中评价工作分级判据，本项目大气环境影响评价工作等级为二级评价。

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)，并结合本项目特点，最终确定将井场、阀组为中心，外延 2.5km 作为大气环境评价范围。具体见图 2.5-1 评价范围图。

2.5.2 生态环境评价等级和评价范围

(1) 评价等级

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022)的生态评价等级判定条件,判定过程详见表 2.5-5。根据判定可知,因此本项目生态环境影响评价工作等级确定为二级。

表 2.5-5 生态评价等级判定过程

序号	生态评价等级判定要求	本项目情况	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;	管线穿越天然林	不低于二级
f	当工程占地规模大于 20km ² 时(包括永久和临时占用陆域和水域),评价等级不低于二级;改扩建项目的占地范围以新增占地(包括陆域和水域)确定;	本项目占地规模小于 20km ²	/
g	除本条 a~f 以外的情况,评价等级为三级;	/	e
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	已采用	二级

(2) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022)及《陆地石油天然气开发建设环境影响评价技术导则》(HJ349-2023),本项目所在区域不涉及导则中所列的法定生态保护区域、重要生境等生态敏感区,本评价生态环境影响评价范围为各井场边界外扩 50m,管道及道路中心线两侧外延及两端外延 300m,面积约 65.91km²。生态评价范围见图 2.5-1。

2.5.3 地下水环境评价等级和评价范围

(1) 建设项目类别

本项目属于陆地石油天然气开采业,按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)中附录 A 判断,属于 I 类项目。

(2) 地下水环境敏感程度

根据《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 2.5-6)和《建设项目环境影响评价分类管理名录》,项目区无集中式饮用水水源准保护区及补给径流区,无分散式饮用水水源地,无特殊地下水资源保护区,地下水环境敏感特征为“不敏感”。

表 2.5-6 地下水环境敏感程度分级表

敏感程度	地下水环境敏感特征
敏感	集中式饮用水水源(包括已建成的在用、备用、应急水源,在建和规划的饮用水水源)准保护区;除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区,如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区
较敏感	集中式饮用水水源(包括已建成的在用、备用、应急水源,在建和规划的饮用水水源)准保护区以外的补给径流区;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 地下水环境》(HJ610-2016),本项目属于 I 类建设项目,地下水环境敏感程度为不敏感,依据表 2.5-7,评价等级为二级。

表 2.5-7 评价区地下水环境影响评价工作等级划分

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

(4) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016),地下水现状评价范围可采用公式计算法、查表法、自定义法等确定。本次评价结合项目特点,主要采用公式计算法和自定义法进行评价范围的确定。

①公式法

根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》(HJ610-2016),计算公式如下:

$$L=\alpha\times K\times I\times T/ne$$

式中: L —下游迁移距离, m;

α —变化系数, $\alpha\geq 1$, 一般取 2;

K —渗透系数, m/d; 根据钻孔资料, 塔北区域渗透系数为 0.46m/d~11.41m/d; 本次计算按最大值 11.41m/d 计;

I —水力坡度, 根据区域水文地质资料, 塔北区域水力坡度为 0.21‰~1‰; 本次计算按最大值 1‰计;

T —质点迁移天数, 取值 5000d;

ne —有效孔隙度, 无量纲, 依据《水文地质手册》(第二版) 中表 2-3-2 及区内已有勘察资料, 细砂孔隙度为 0.42;

②自定义法

按照导则要求, 调查评价范围应能说明地下水环境现状, 反映调查评价区地下水的基本流场特征, 满足地下水环境影响预测与评价为基本原则, 结合地下水现状调查情况, 本次采用自定义法确定地下水评价范围。根据地下水流向为自西向东, 选取下游 2km, 两侧 1km, 上游 1km 为评价范围。管线地下水评价范围为管线两侧 200m, 判定本项目地下水评价范围为 1167km², 评价范围见图 2.5-1。

2.5.4 地表水环境评价等级和评价范围

按照《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018), 本项目属于水污染影响型建设项目, 项目所在区域主要地表水体为才达木达里亚河、塔里木乡帕满水库等。在项目正常运营开采及油气集输过程中, 本项目产生的含油污水、井下作业废液不外排, 与地表水无水力联系, 项目地表水环境影响评价等级为三级 B。

本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施工期废水综合利用不外排的可行性和可靠性。

2.5.5 声环境评价等级和评价范围

本项目涉及的噪声源可分为连续稳定噪声源和流动噪声源。噪声源主要包括施工期内机械噪声、生产运行期井场机泵噪声和井场井下作业噪声。

本项目所在功能区适用于《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中规定的 2 类标准, 噪声源周围 200m 范围固定集中的人群分布区主要为琼协海尔村、塔格

艾日克村、托依堡村、诺巴西拉木村。依据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中的规定，本项目声环境影响评价工作等级定为二级。

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

2.5.6 环境风险评价等级和评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B，本项目涉及的风险物质为柴油、原油、天然气（甲烷）、H₂S，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；天然气临界量为 10t，硫化氢临界量 2.5t；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。本项目施工期风险单元为井场油罐区，运营期风险单元为新建的集输管线。

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

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

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

式中： q_1, q_2, \dots, q_n --每种危险物质的最大存在总量，t；

Q_1, Q_2, \dots, Q_n --每种危险物质的临界量，t；

当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I；

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

根据附录 C 中表 C.1 要求，本项目主要为单井至站场的集输管线，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。故本项目最大存在量按照单井至站场集输管线长度 6.5km 计算。

根据区块油气资源资料，本区块原油密度按照 0.8543t/m³、天然气平均密度 0.834kg/m³，硫化氢平均值 7832mg/m³。

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 2.5Mpa；

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。

表 2.5-8 本项目运营期危险物质储存量核算

储存装置	危险物质	体积	管线长度	管径	密度	压力	储存量 (t)
井场油罐区	柴油	50m ³	/	/	/	/	42.5
集输管线	原油	/	6.5km	150mm	0.8543t/m ³	2.5MPa	98.24
	天然气	/	6.5km	150mm	0.834kg/m ³	2.5MPa	2.08
	硫化氢	/	6.5km	150mm	7832mg/m ³	2.5MPa	0.2

本项目危险物质辨识结果详见表 2.5-9。

表 2.5-9 本项目危险物质 Q 值一览表

序号	物质名称	临界量 (t)	最大储存量 (t)	Q
1	柴油	2500	42.5	0.02
2	原油	2500	98.24	0.04
3	天然气	10	2.08	0.21
4	硫化氢	2.5	0.2	0.08
合计				0.35

根据上表计算结果，本项目 Q=0.35，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，无须设置评价范围。

表 2.5-10 环境风险评价等级划分

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

A 是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。见附录 A。

2.5.7 土壤环境评价等级和评价范围

(1) 建设项目类别

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），本项目井场建设属于 I 类项目，单井集输管线建设属于 II 类项目。

（2）影响类型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）以及区域历史监测数据，项目所在区域土壤盐分含量大于 4g/kg，属于 HJ964-2018 附录 D.1 中“中度盐化及以上地区”，即项目所在区域属于土壤盐化地区，本项目类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑，并根据不同项目类型类别分别判定评价等级。

（3）占地规模

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中“建设项目占地规模分为大型（ $\geq 50\text{hm}^2$ ）、中型（ $5\sim 50\text{hm}^2$ ）和小型（ $\leq 5\text{hm}^2$ ）”，本项目永久占地 21.38hm^2 ，占地规模为中型。

（4）建设项目敏感程度

1) 污染影响型

本项目井场及管线周边 200m 范围内涉及耕地，土壤环境敏感程度为“敏感”。

2) 生态影响型

根据区域历史监测数据，项目区域土壤含盐量大于 4g/kg，生态影响型土壤敏感程度为“敏感”。

（5）评价工作等级判定

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），生态影响型和污染影响型土壤环境影响评价工作等级划分见表 2.5-11、表 2.5-12。

表 2.5-11 生态影响型土壤环境评价工作等级划分依据一览表

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

表 2.5-12 污染影响型土壤污染类项目评价工作等级划分表

占地规模	I类	II类	III类

评价等级 敏感程度	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
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-	-

本项目土壤项目类别为 I 类、II 类，生态影响型环境敏感程度为敏感；项目占地规模为中型、污染影响型环境敏感程度为敏感。

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

根据导则要求，土壤环境污染影响型评价范围为占地范围内全部以及占地范围外 1km 范围，土壤环境生态影响型评价范围为占地范围内全部以及占地范围外 5km 范围。评价范围见图 2.5-1。

2.6 污染控制目标与环境保护目标

2.6.1 污染控制目标

根据开发建设和运营中对环境可能造成的污染与生态破坏，确定污染控制目标如下：

(1) 项目区属于塔里木河中上游重点预防区、塔里木河流域重点治理区。因此要控制建设项目在开发建设过程中的各种施工活动，尽量减少对地表的扰动，做好植被恢复与水土保持工作，防止土壤沙化。

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

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

2.6.2 环境保护目标

项目位于阿克苏地区，地跨库车市和沙雅县，西北距库车市约 50km、西距沙雅县县城约 22km。现场踏勘结果表明，本项目不涉及自然保护区、水源保护区、文物保护单位等其他特殊敏感目标。

本次评价将大气评价范围内的英也尔村、哈尼喀塔木乡、亚尼艾日克村、西乡村、乌遵村、托依堡村、塔格艾日克村、琼协海尔村、博孜艾日克村、诺巴西拉木村、巴扎村、巴格万村、阿热买里村、库木库勒村、拜什托格拉克村、墩阔坦村、一牧场、沙雅塔里木乡等作为环境空气保护目标；本项目废水不外排，与地表水无水力联系，且项目所在区域的才达木达里亚河、塔里木乡帕满水库以及灌渠等主要地表水均为农业灌溉，无饮用水功能；将地下水评价范围内潜水含水层作为地下水保护目标；项目周边 200m 范围内的诺巴西拉木村、塔格艾日克村、托依堡村、琼协海尔村等作为声环境保护目标；将项目占地及外延 5km 范围的土壤作为土壤环境（生态影响型）保护目标；将项目占地及外延 1km 范围的耕地、村庄作为土壤环境（污染影响型）保护目标；将生态影响评价范围内塔里木河中上游重点预防区、塔里木河流域水土流失重点治理区、天然林、重点公益林、野生动植物等作为生态保护目标；本项目环境风险保护

目标主要为项目区土壤、地下水、环境空气等。

环境保护目标见表 2.6-1 至 2.6-4 及图 2.6-1。

表 2.6-1 环境空气保护目标一览表

保护目标	坐标		保护对象	保护内容	环境功能区	与工程位置关系		人口	户数
	X	Y				方位	距离		
英也尔村	83.242	41.272	居民区	环境空气	二类区	N	与 HA702-H3 距离约 1.3km	280	70
哈尼喀塔木乡	83.179	41.314	居民区	环境空气	二类区	W	与 HA16-H22 距离约 2.3km	3000	900
亚尼艾日克村	83.222	41.283	居民区	环境空气	二类区	SE	与 HA12-H9 距离约 2.1km	150	40
琼协海尔村	83.338	41.218	居民区	环境空气	二类区	S	与 HA9-H18 距离约 200m	320	80
塔格艾日克村	83.225	41.287	居民区	环境空气	二类区	SE	与 HA12-H9 距离约 200m	450	85
托依堡村	83.233	41.266	居民区	环境空气	二类区	NW	与 HA702-H3 距离约 200m	550	130
博孜艾日克村	83.175	41.294	居民区	环境空气	二类区	W	与 HA12-H9 距离约 2.1km	250	60
诺巴西拉木村	83.196	41.299	居民区	环境空气	二类区	NW	与 HA12-H9 距离约 200m	360	88
西乡村	83.255	41.259	居民区	环境空气	二类区	E	与 HA702-H3 距离约 1.1km	120	32
拜什托格拉克村	83.188	41.071	居民区	环境空气	二类区	SE	与 RP8-H22 距离约 1.7km	300	80
库木库勒村	83.198	41.069	居民区	环境空气	二类区	E	与 RP8-H22 距离约 2.4km	280	75
沙雅塔里木乡	83.192	41.070	居民区	环境空气	二类区	SE	与 RP8-H22 距离约 1.9km	3500	950
巴扎村	83.178	41.324	居民区	环境空气	二类区	NW	与 HA16-H22 距离约 2.8km	650	170
巴格万村	83.155	41.273	居民区	环境空气	二类区	NW	与 HA12-H13 距离约 2.8km	150	40
阿热买里村	83.198	41.286	居民区	环境空气	二类区	S	与 HA12-H9 距离约 750m	380	95
乌遵村	83.194	41.312	居民区	环境空气	二类区	W	与 HA16-H22 距离约 1km	230	60
墩阔坦村	83.241	41.043	居民区	环境空气	二类区	SE	与 RP8-H9 距离约 2.7km	80	30
一牧场	83.042	41.017	居民区	环境空气	二类区	S	与 RP6-H5 距离约 2.2km	350	90

表 2.6-2 地下水环境保护目标一览表

序号	保护目标名称	功能要求	环境保护要求
1	调查评价范围内潜水含水层	《地下水水质标准》(GB/T14848-2017) III类	不对地下水产生污染影响

表 2.6-3 声环境保护目标一览表

保护目标	坐标		保护对象	保护内容	环境功能区	与工程位置关系		人口	户数
	X	Y				方位	距离		
琼协海尔村	83.338	41.218	居民区	声环境	2 类区	S	与 HA9-H18 距离约 200m	320	80

塔格艾日克村	83.225	41.287	居民区	声环境	2 类区	SE	与 HA12-H9 距离约 200m	450	85
托依堡村	83.233	41.266	居民区	声环境	2 类区	NW	与 HA702-H3 距离约 200m	550	130
诺巴西拉木村	83.196	41.299	居民区	声环境	2 类区	NW	与 HA12-H9 距离约 200m	360	88

表 2.6-4 土壤环境保护目标一览表

保护目标	方位及距离	功能要求
生态影响型		
评价范围内土壤	项目占地及外延 5km 范围	不对区域盐碱化程度进一步加深
污染影响型		
耕地、村庄	项目占地及外延 1km 范围	不对土壤环境功能产生明显不利影响

表 2.6-5 生态保护目标一览表

环境要素	保护目标名称	保护范围	功能	位置关系	环境保护要求
生态	塔里木河中上游重点预防区	各井场边界外 50m, 管线中心线两侧 300m	荒漠化控制、土壤保持、生物多样性维护	项目所在县域	预防水土流失
	塔里木河流域水土流失重点治理区	各井场边界外 50m, 管线中心线两侧 300m	荒漠化控制、土壤保持	项目所在县域	水土流失治理
	天然林	各井场边界外 50m, 管线中心线两侧 300m	防风固沙	项目区及周边	占补平衡、生态功能不降低
	重点公益林	各井场边界外扩 50m, 管线中心线两侧外扩 1000m	防风固沙、农田防护	部分管线占用	优先避让, 占补平衡、生态补偿、生态功能不降低
	野生动、植物	评价范围内	维持生态平衡	项目区及周边	严格控制扰动范围
	基本农田	评价范围内	农业生产、粮食安全	项目区周边	避让

表 2.6-6 环境风险保护目标一览表.

环境要素	保护目标	保护范围	距最近距离 (m)
环境风险	项目区土壤、地下水、环境空气等	项目区及周边	--

2.7 评价时段和评价重点

评价时段包括施工期、运行期、退役期三个时段。

根据项目特点及评价因子筛选的结果，结合项目区域环境状况，确定本次环境影响评价工作的重点为：

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

2.8 评价方法

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

表 2.8-1 评价方法一览表

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

3.建设项目工程分析

3.1 项目开发现状及环境影响回顾

3.1.1 区块开发现状

哈拉哈塘油田行政上隶属于新疆维吾尔自治区阿克苏地区库车市和沙雅县，根据油田公司提供资料，目前该油田主要开采范围为东经 82°50′~83°20′，北纬 40°54′~41°26′，东西约 42km、南北约 118km，面积约 4956km²，该油田东侧为中石化塔河油田艾丁-托普台区块，南侧隔塔里木河与中石化塔河油田跃进区块、中石油塔里木油田分公司东河采油气管理区的跃满、富源区块相邻，西侧至沙雅县城以东，北侧为东河采油气管理区东河塘油田区块，区块具体位置见油田“一张图”3.1-1。

哈拉哈塘油田目前主要建设有哈六联合站 1 座，哈 601 转油站、哈 15 转油站、热普转油站、新垦转油站共 4 座转油站，1 号、2 号共 2 座清管站；根据油田公司统计，油田目前生产总井数 249 口，开井数 175 口；配套环保设施有哈拉哈塘固废填埋场、新垦固废填埋场共 2 座填埋场，3 处生活污水处理设施；油田内部建设有较完善集输管网和油田道路等。油田“一张图”、后评价位置关系图、区块集输管线及主干道路见图 3.1-1、3.1-2、3.1-3、3.1-4。

3.1.2 哈拉哈塘油田“三同时”执行情况

随着勘探开发的进程，塔里木油田分公司在哈拉哈塘油田实施了几次区块开发及地面建设工程项目，具体工程内容及环保手续履行情况见表 3.1-1。

3.1-1 环保手续履行情况表

序号	建设项目名称	环评文件			验收文件		
		审批单位	批准文号	批准时间	验收单位	验收文件	验收时间
1	哈拉哈塘油田 6 区块产能建设项目	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环评价函(2011) 1094 号	2011 年 11 月 18 日	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函(2017) 1548 号	2017 年 10 月 01 日
2	哈拉哈塘油田二期产能建设地面工程	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函(2015) 935 号	2015 年 8 月 20 日	中石油勘探与生产分公司	油勘(2018) 210 号	2018 年 06 月 12 日
3	哈拉哈塘油田外围区块地面骨架工程	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函(2016) 1264 号	2016 年 8 月 31 日	自主验收	--	2020 年 12 月 17 日
4	东河油气开发部哈拉哈塘油田环境影响后评价	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环环评函(2021) 221 号	2021 年 3 月 15 日	--		
5	哈拉哈塘油田金跃区块开发调整方案	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审(2021) 198 号	2021 年 12 月 8 日	正在验收过程中		
6	哈拉哈塘 2023 年产能建设项目	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审(2023) 95 号	2023 年 5 月 26 日	正在建设		

3.1.3 哈拉哈塘油田回顾性评价

根据现场踏勘情况及调查结果，对哈拉哈塘油田分别从生态环境影响、土壤环境影响、水环境影响、大气环境影响、固废环境影响、声环境影响、环境风险进行回顾性评价。

3.1.3.1 生态环境影响回顾

(1) 植被环境影响回顾分析

油田开发建设工程对植被的影响主要表现在钻井期，根据油田开发特点，对植被产生重要影响的阶段为施工期的占地影响、油田公路修建及管道敷设产生的影响、人类活动产生的影响，其次污染物排放也将对天然植被产生一定的不利影响。哈拉哈塘油田经过了多年的开发后，现在已占用了一定面积的土地，使永久占地范围内的荒漠植被受到一定程度的破坏。整个自然环境中的植被覆盖度减少，地表永久性构筑物增多。

油气田进入正式生产运营期后，不会再对区域内的自然植被产生新的破坏和影响，除了永久性建筑设施、面积较小的井场以及道路的路基和路面占地外，其他临时性占地区域将被自然植物逐步覆盖，随着时间的推移，被破坏的植被将逐渐恢复到原有自然景观。

①永久占地植被影响回顾

永久占地是指井场、站场和道路占地。根据现场调查情况，哈拉哈塘油田的道路地面均进行了硬化处理，井场永久性占地范围内进行砾石铺垫处理，站场（转油站等）有护栏围护。油田内部永久占地范围的植被完全清除，主要为怪柳、芦苇、骆驼刺及棉花等，塔里木油田分公司已严格按照有关规定办理建设用地审批手续，占用耕地按《中华人民共和国土地管理法》相关规定实行占用耕地补偿制度。

②临时占地植被影响回顾

临时占地主要是修建道路、敷设管线、井场施工时占用的土地。哈拉哈塘油田位于塔里木河冲积平原，极端的干旱和强烈蒸发，项目区怪柳、盐穗木等植被恢复缓慢，种子萌发和幼苗生长主要依赖洪水，因此植被的恢复需要时间长。由于各油区所处地理位置不同、植被覆盖及分布不同，使得油田开发对地面植被的影响不尽相同。

a.井场临时占地的恢复情况

本次评价就井场占地类型、井场平整情况和井场附近植被状况进行了调查。

井场施工期临时占地均为油田开发规划用地，所占土地完钻后进行了迹地清理和平整。



b.道路和管线

油田公路和管线建设对植被的影响主要是通过施工机械、施工人员对地表的践踏、碾压、开挖，改变了土壤坚实度的同时，损伤和破坏了植被。施工结束后，植被可以不同程度地进行恢复。

施工结束后管沟回填，除管廊上方覆土高于地表外，管线两侧施工地基本恢复平整，临时占地区域内的原始植被已基本恢复，恢复较好，对周围植被和地表的影晌不大。

项目区勘探开发时间长，依托设施完善，至各单井为独立的探临路，砂石路面，路面宽约 4.5m。所有的施工车辆都是在已建道路上行驶，没有车辆乱碾乱轧的情况发生，没有随意开设便道，尽量减少和避免了对项目区域地表的扰动和破坏。在胡杨分布的地段，为了更好地保护胡杨，采取修建成弯道进行绕避或控制道路的宽度和临时占地面积的方法，施工结束后平整恢复迹地，路面表层铺垫有砾石层，道路两侧植被正在恢复。

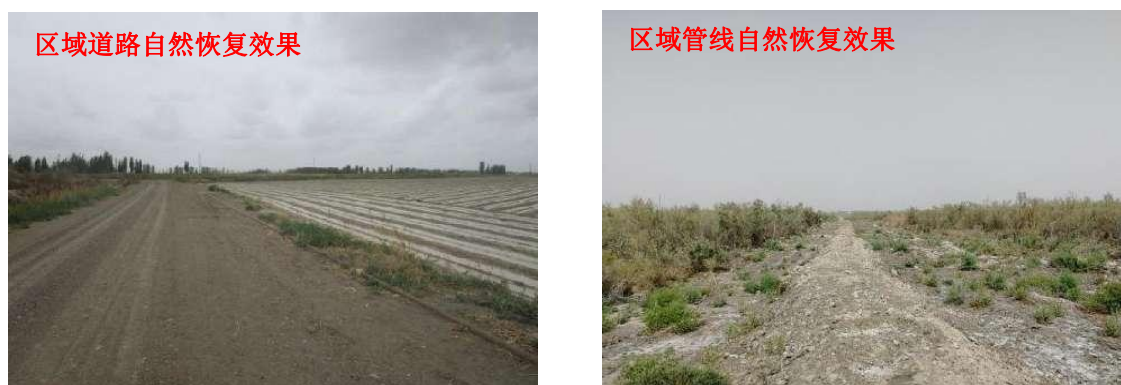


图 3.1-2 哈拉哈塘油田现有道路和管线周边恢复效果

(2) 野生动物影响回顾分析

①破坏栖息环境

油田开发建设，除各种占地直接破坏动物栖息环境外，各面、线状构筑物对栖息地造成分割，加上各种机械产生的噪声和人员活动，使原先相对完整的栖息地破碎化和岛屿化，连通程度下降，对物种的扩散和迁徙产生阻碍和限制。

②人类活动对野生动物生存的干扰

在油田钻前建设和油建等工程实施过程中，人为活动不断侵入野生动物活动领域，迫使一些对人为影响敏感的种类逃往邻近未影响区域。随着地面工程影响结束和油田进入生产期，人为影响程度趋于平稳，除未逃离的种类可继续生存外，部分对栖息地分割和人类活动影响相对不太敏感（两栖类、爬行类、

小型鸟类) 的种类, 又可重新返回油田区影响较弱的地带生存。同时会增加一些适应人类影响的种类。

根据油田开发对野生动物的影响特征, 对两栖类、爬行类及啮齿动物的分布情况进行了调查。

结果表明: 在油田区域内植被状况恢复较好的地段, 动物活动的痕迹较多, 而在井场附近则很少有活动的迹象。在整个区域内的分布数量也较原始状态少。

主要原因: 虽然油田进入正常运营后人类密度及活动范围同开发期相比有所减少。但是, 由于油田的油井较多, 开发活动使得区域内自然植被的覆盖度降低, 影响了爬行类及鼠类动物生存及栖息的基本环境条件。动物在没有植被的裸地得不到食物及水分, 也就不会在此生存。

综上所述, 施工期和运营期对野生动物的负面影响不大, 没有发生捕猎野生保护动物的现象。

(3) 生态保护措施回顾

据现场调查, 井场严格控制占地, 永久性占地范围内进行砾石铺垫处理。站场内地表均用水泥硬化处理, 站外有人工绿化种植植被; 管线和道路施工作业期间严格控制车辆便道的线路和作业宽度及施工队伍的临时占地, 临时占地以自然恢复为主, 恢复缓慢; 环评及环评批复提出的生态保护要求基本得到落实。

3.1.3.2 土壤环境影响回顾

根据哈拉哈塘油田建设的特点分析, 哈拉哈塘油田开发建设对土壤环境的影响主要是地面建设施工如联合站、转油站、井场、道路、管线等占用土地和造成地表破坏。工程占地改变了原有土壤结构和性质, 使表层土内有机质含量降低, 并且使土壤的富集过程受阻, 土壤生产力下降。在进行地面构筑物施工时, 将对施工范围内的土壤表层进行干扰和破坏, 土壤表层结构、肥力将受到影响, 尤其是在敷设管线时, 对地表的开挖将对开挖范围内土壤剖面造成破坏, 填埋时不能完全保证恢复原状, 土壤正常发育将受到影响, 土壤易沙化风蚀。

此外, 运营期过程中, 来自井场、站场产生的污染物对土壤环境可能产生一定的影响, 如废水和固废进入土壤造成土壤的污染, 但这些影响主要是发生在事故条件下, 如井喷、单井管线爆管泄漏、污水管线泄漏致使污油进入土壤。

另外各类机械设备也可能出现跑、冒、漏油故障，对外环境造成油污染。这些污染主要呈点片状分布，在横向上以发生源为中心向四周扩散，距漏油点越远，土壤中含油量越少，从土壤环境污染现状调查可知，在纵向上石油的渗透力随土质有很大的差别，质地越粗，下渗力越强。进入土壤的油污一般富集在 0~20cm 的土层中，积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作用和吸收作用。

哈拉哈塘油田主要土壤类型为盐土、潮土及草甸土等。以哈拉哈塘油田历年的土壤监测数据及本次评价土壤环境质量监测结果为依据，哈拉哈塘油田大区土壤环境质量保持稳定，土壤中的石油烃和重金属的含量并未因油气田地开发建设而明显增加。

3.1.3.3 地下水环境影响回顾

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

油田采出水经污水处理装置处理，水质满足回注标准要求后，根据井场注水需要回注地层；生活污水经预处理后，进入生活污水处理装置处理，冬储夏灌，正常情况下不会对地下水产生污染影响。油气开采过程中产生的落地原油，根据油田公司作业要求，必须采用带罐进行，井口排出物全部进罐，故基本无落地油产生。落地油一旦产生须及时、彻底进行回收，在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少落地油量，故落地油对开发区域地下水的影响很小。

油田采用全密闭工艺流程，整个开采过程中具有严格的技术规程和防范措施，故在正常生产情况下，采油、油气处理和集输等对地下水环境不会产生不利影响；通过本次评价地下水监测井水质可看出，油田开发未对当地浅层及主要供水层的地下水环境产生明显不良影响。上述分析可知，哈拉哈塘油田在实施油气开发的过程中基本落实了环评及验收中提出的地下水污染防治措施，采取的污水处理设施等各项环保设施基本起到了相应的污染防治效果，采取的水污染防治措施基本有效。

3.1.3.4 大气环境影响回顾

根据现场调查，哈拉哈塘油田内现有的各井场采出原油集输基本实现了密

闭集输工艺，选用先进的生产工艺及设备，在正常生产情况下尽可能地减少非甲烷总烃逸散排放。运营期站场加热炉及导热油炉燃用处理后的返输天然气，从运行现状情况看，天然气气质稳定，各设备运行正常，排放废气中各项污染物浓度较低。根据《东河油气开发部哈拉哈塘油田环境影响后评价报告书》中开展期间进行的污染源监测数据进行区块现状大气污染物达标情况分析。

(1) 有组织废气监测结果分析

有组织监测结果见表 3.1-3。

表 3.1-3 代表性有组织废气监测结果一览表

监测点位	颗粒物		二氧化硫		氮氧化物		废气流量 (Nm ³ /h)
	浓度 (mg/m ³)	速率 (kg/h)	浓度 (mg/m ³)	速率 (kg/h)	浓度 (mg/m ³)	速率 (kg/h)	
哈六联合站1号导热油炉排气口	3.4	0.007	<3	0.003	156	0.25	1922
	2.5	0.005	<3	0.003	170	0.30	2112
	2.3	0.005	<3	0.003	178	0.35	2361
	2.8	0.008	<3	0.003	179	0.42	2843
	3.5	0.010	<3	0.003	182	0.42	2824
	2.5	0.007	<3	0.003	182	0.45	2995
哈六联合站3号导热油炉排气口	2.5	0.001	<3	0.003	185	0.58	4434
	2.9	0.013	<3	0.003	192	0.60	4420
	3.7	0.016	<3	0.003	188	0.57	4250
哈六联合站3号导热油炉排气口	2.9	0.012	<3	0.003	178	0.051	4081
	3.8	0.007	<3	0.003	188	0.58	4373
	2.6	0.001	<3	0.003	190	0.54	4041
标准限值	20	/	50	/	200	/	/
达标情况	达标	/	达标	/	达标	/	/

由表 3.1-2 可知，哈六联合站加热炉烟气中颗粒物浓度为 2.3~3.8mg/m³、SO₂ 浓度 <3mg/m³、NO_x 浓度为 156~192mg/m³，均满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014) 中表 2 新建锅炉大气污染物浓度排放限值要求。

(2) 无组织废气监测结果分析

无组织废气结果见表 3.1-4。

表 3.1-4 代表性场站无组织废气监测结果一览表

监测点		非甲烷总烃			H ₂ S		
		浓度范围 (mg/m ³)	最高值	标准限值	监测结果 (mg/m ³)	最高值	标准限值
哈 6 联合站	上风向 1#	0.23~0.60	1.03	4.0	<0.005	0.008	0.06
	下风向 2#	0.12~0.84			0.005~0.007		
	下风向 3#	0.09~0.93			0.006~0.008		
	下风向 4#	0.44~1.03			0.006~0.007		
哈 601 转油站	上风向 1#	0.28~1.47	1.65	4.0	<0.005	0.006	0.06
	下风向 2#	0.75~1.65			<0.005~0.006		
	下风向 3#	0.48~1.01			<0.005~0.005		
	下风向 4#	0.27~1.61			<0.005~0.006		
哈 15 转油站	上风向 1#	0.09~0.39	0.53	4.0	<0.005	0.007	0.06
	下风向 2#	0.07~0.36			<0.005~0.005		
	下风向 3#	0.07~0.53			<0.005~0.007		
	下风向 4#	0.14~0.44			<0.005~0.005		
热普转油站	上风向 1#	0.16~0.39	0.44	4.0	<0.005	0.006	0.06
	下风向 2#	0.21~0.39			<0.005~0.006		
	下风向 3#	0.19~0.44			<0.005~0.006		
	下风向 4#	0.22~0.39			0.005~0.006		
新垦转油站	上风向 1#	0.16~0.40	0.40	4.0	<0.005	0.007	0.06
	下风向 2#	0.17~0.37			<0.005~0.006		
	下风向 3#	0.19~0.37			0.005~0.005		
	下风向 4#	0.17~0.39			0.005~0.007		
JY201-1 井场	上风向 1#	0.13~0.34	0.39	4.0	<0.005	0.006	0.06
	下风向 2#	0.17~0.35			<0.005~0.006		
	下风向 3#	0.13~0.29			0.005~0.006		
	下风向 4#	0.10~0.33			0.005~0.006		
JY201-2 井场	上风向 1#	0.18~0.38	0.38	4.0	<0.005	0.006	0.06
	下风向 2#	0.15~0.35			0.005~0.006		
	下风向 3#	0.15~0.31			<0.005~0.006		

	下风向 4#	0.17~0.36			<0.005~0.006		
RP3-1 井场	上风向 1#	0.30~0.38	0.48	4.0	<0.005	0.006	0.06
	下风向 2#	0.16~0.40			<0.005~0.005		
	下风向 3#	0.15~0.37			<0.005~0.006		
	下风向 4#	0.10~0.48			<0.005~0.006		
RP14 井场	上风向 1#	0.15~0.32	0.47	4.0	<0.005	0.006	0.06
	下风向 2#	0.18~0.34			<0.005~0.005		
	下风向 3#	0.21~0.47			<0.005~0.005		
	下风向 4#	0.19~0.38			<0.005~0.006		
HA601-5 C 井场	上风向 1#	0.55~1.69	1.89	4.0	<0.005	0.006	0.06
	下风向 2#	0.36~1.89			<0.005~0.005		
	下风向 3#	0.41~1.67			<0.005~0.005		
	下风向 4#	0.45~1.80			<0.005~0.006		
HA601-7 PT 井场	上风向 1#	0.16~0.48	0.53	4.0	<0.005	0.006	0.06
	下风向 2#	0.31~0.53			<0.005~0.006		
	下风向 3#	0.32~0.53			<0.005~0.005		
	下风向 4#	0.29~0.50			0.005~0.006		

监测结果表明，油田内联合站、转油站等场站无组织废气排放中的硫化氢浓度为<0.005~0.008mg/m³，满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 中新改扩建二级标准限值 0.06mg/m³；无组织废气中非甲烷总烃浓度为<0.07~1.65mg/m³，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界污染物控制要求。代表性井场无组织废气排放中的硫化氢浓度为<0.005~0.006mg/m³，满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 中新改扩建二级标准限值 0.06mg/m³；无组织废气中非甲烷总烃浓度为<0.07~1.89mg/m³，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界污染物控制要求。

综上所述，说明加热炉、导热油炉有组织废气污染防治措施、各站场无组织废气污染防治措施基本适用、有效，废气污染防治措施均基本按照环评及批复意见落实。

3.1.3.5 固体废物影响回顾

油气开采对环境造成影响的主要固体废物包括一般工业固体废物、危险废

物和生活垃圾三类。

危险废物主要包括修井油泥、管线刺漏含油污泥、处理站含油固体废物（污水处理装置油泥和罐底油泥）；一般工业固体废物包括钻井废弃泥浆及岩屑、建筑垃圾等；生活垃圾主要为作业区公寓产生的生活垃圾。

其中含油类危险废物在危险废物贮存池暂存，定期委托有资质单位接收处置；少量的含油危险废物桶装收集后暂存于危险废物暂存库，定期委托有资质单位接收处置；钻井废弃物在井场泥浆池或集中修建的固体废物处理场自然干化后填埋处理，处理后泥浆池及固体废物处理场上方覆盖 1m 左右的土层，并恢复自然原貌；建筑垃圾等一般工业固废送附近固废填埋场工业固废池进行填埋；生活垃圾经收集后送附近固废填埋场生活垃圾填埋池进行填埋。危险废物暂存池、危险废物均按重点防渗区考虑，池体、暂存库地面及四周裙角防渗满足重点防渗要求，整体建设满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）及其修改单（环境保护部公告 2013 年第 36 号）要求，暂存池、暂存库现场照片如图 3.1-3 所示。



图 3.1-3 危废暂存池、危废暂存库现场照片



图 3.1-4 哈拉哈塘油田固废处置相关材料



图 3.1-5 哈拉哈塘油田油泥处置相关材料

根据现场踏勘并结合调查结果，含油类危险废物在收集、贮存、运送、处置过程中，严格执行《危险废物转移管理办法》（生态环境部令 第 23 号），并于每月底将电子联单报送当地县级以上生态环境主管部门及油田公司安全环保

处备案。钻井废弃物中废弃膨润土泥浆及岩屑在井场泥浆池自然干化后填埋处理，建筑垃圾等一般工业固废及生活垃圾、钻井废弃物中废弃磺化泥浆及岩屑拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。

3.1.3.6 声环境影响回顾

油田钻井过程中所产生的噪声对周围区域造成了短暂影响。随着距离的增大，钻井施工噪声逐渐衰减，钻井过程为临时性、固定源，对局部环境的影响是暂时的，只在短时期对局部环境造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。运营期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。哈拉哈塘油田内油气开发活动产生的噪声主要来自井场、转油站等各类机泵。根据目前哈拉哈塘油田同类型井场及转油站已有污染源监测数据，哈拉哈塘油田井场、转油站等厂界噪声均满足《工业企业厂界噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准值。因此区块开发对周围环境的影响较小，区域声环境质量基本满足相应功能区要求。

3.1.3.7 环境风险回顾

哈拉哈塘油田生产过程中的风险物质主要包括原油、天然气等，可能发生的风险事故主要为钻井过程中发生的原油泄漏（包括井喷）；油气集输和储运过程中的原油、采出污水的泄漏。

根据调查，哈拉哈塘油田至今未发生过井喷事故及管道全管径断裂事故，因管道及设备腐蚀老化发生的刺露事故，通过采取有效的环境风险防范和应急措施，使危害影响范围减小到最低程度，未对周边产生较大的影响。

油田环境风险防范措施，具体如下：

（1）钻井、井下作业事故风险预防措施

①设计、生产中采取有效预防措施，严格遵守钻井、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井场设置明显的禁止烟火标志；井场钻井设备及电气设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求，井场安装探照灯，以备井喷时钻台照明。

③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。

④井下作业之前，在井场周围划分高压区和低压区，高压泵、高压汇管、井口装置等高压设备均布置于高压区内，施工过程中，高压区无关人员全部撤

离，并设置安全警戒岗。

⑤每一次井下作业施工前，必须对高压汇管进行试压，试压压力大于施工压力 5MPa，施工后探伤，更换不符合要求的汇管。

(2) 油气集输事故风险预防措施

①严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。

②集输管线敷设前，对管材和焊接质量检查，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。

③在集输管线的敷设线路上设置永久性标志，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。

④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。

⑤在集输系统运行期间，严格控制输送介质的性质，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。

⑥定期对管线进行巡视，加强管线和警示标志的管理工作。

(3) 站场事故风险预防措施

①在建、构筑物区域内设置接地装置，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。

②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。

③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。

④站场设置自动化控制系统和紧急停车连锁系统，采用电脑自动监测和报警机制。

哈拉哈塘油田范围隶属于塔里木油田分公司东河采油气管理区管理，塔里木油田分公司东河采油气管理区制定有《塔里木油田分公司东河油气开发部哈

拉哈塘片区突发环境事件应急预案》并进行了备案（备案编号 652924-2023-003-L）。哈拉哈塘油田采取了有效的环境风险防范和应急措施，建立了应急管理体系，开展了应急培训和应急演练，具备处置突发环境事件的能力，应急物资储备充足，应急保障措施完善。

3.1.3.8 与排污许可衔接情况

2020 年 4 月 4 日，塔里木油田分公司东河采油气管理区申领了排污许可证（证书编号：9165280071554911XG029U）。2020 年 3 月 9 日，塔里木油田分公司东河采油气管理区申领了排污许可证（证书编号：9165280071554911XG025Q）。根据《排污口规范化整治技术要求（试行）》《〈环境保护图形标志〉实施细则》《环境保护图形标志》《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017），东河采油气管理区建立并逐步完善自行监测制度及排污口规范化管理制度，并严格执行；同时按照要求定期进行年报填报并公示。

3.1.3.9 中央环保督察问题整改落实情况

2018 年 1 月和 2022 年 6 月，中央环保督察小组向自治区和生产建设兵团反馈两轮环保督察情况，其中第二轮无油田相关环保督察问题，针对第一轮环保督察问题，塔里木油田涉及的问题包括存在大量历史遗留油泥亟待规范化处置以及塔里木河上游湿地自然保护区存在开采井，根据建设单位反馈情况，目前已完成泥浆池、固废场、污水蒸发池等场所历史遗留油泥清理工作，塔里木河上游湿地自然保护区内开采井、勘探井已全部退出。

3.1.3.10 环境管理回顾

按照油田公司 QHSE 管理制度体系建设要求，已建立了哈拉哈塘油田 QHSE 制度管理体系，并将各项环境管理制度作为 QHSE 制度管理体系重要建设内容，制定了建设项目“三同时”管理、污染防治设施运行管理、污染源监测管理、排污口标识标牌规范管理、危险废物全过程管理等环境管理制度，基本建立了源头预防、事中管理、事后考核的环境管理制度体系。

（1）环保设施运行记录

评价期调查发现，早期勘探开发阶段环保设施运行记录不规范、不完整，随着国家和自治区环境保护法律法规和政策的调整与规范，油田废气、废水、固废及危险废物污染防治设施运行记录较为规范、完整。

(2) 排污口规范化管理

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

根据《排污口规范化整治技术要求（试行）》《〈环境保护图形标志〉实施细则》《环境保护图形标志》《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017），东河采油气管理区应进一步建立完善自行监测制度及排污口规范化管理制度。

(3) 档案管理

随着国家、自治区环境管理要求的提高，东河采油气管理区围绕 QHSE 制度体系，逐步健全了环境保护法律法规汇编、建设项目环境管理、污染防治设施运行管理、固体废弃物处置利用管理、环境安全隐患治理与风险管控、环境管理依法合规情况检查与整改等环境管理档案。根据《环境保护档案管理规范 环境监察》《排污单位环境管理台账及排污许可证执行报告技术规范 总则》，东河采油气管理区建立并完善环境管理文件和档案管理制度，明确责任部门、人员、流程、形式、权限及各类环境管理档案及保存要求等，确保企业环境管理规章制度和操作规程编制、使用、评审、修订符合有关要求。

(4) 清洁生产审核情况

目前东河采油气管理区尚未开展清洁生产审核工作，后续需按照《中华人民共和国清洁生产促进法》《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》等相关文件及时开展清洁生产审核工作。

3.1.4 现有区块污染物排放量

根据油田资料，哈拉哈塘油田现有污染物年排放情况见表 3.1-6。

表 3.1-6 哈拉哈塘油田污染物排放情况一览表 单位：t/a

类别	废气					废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃	硫化氢		

哈拉哈塘油田现有污染物排放量	74.3	26.6	225.9	157.4	1.8	0	0
----------------	------	------	-------	-------	-----	---	---

3.1.5 存在的环境问题及“以新带老”措施

目前，哈拉哈塘油田区域已完成后评价工作进行备案，根据后评价报告、现场调查情况以及现行法律法规文件要求，建设单位基本落实了环评及批复中提出的生态保护和污染治理措施，各项临时占地基本平整，处于逐渐恢复中，现有环保设施正常运行，主要污染物达标排放，公司有完善的环境管理制度，现状基本无现存的环境问题，个别井场临时占地尚未恢复，部分已建工程暂未开展竣工环境保护验收工作。结合区块现场踏勘情况，此次环评针对区块内既有环境问题提出以下建议：

(1) 严格固体废物分类管理，严格废物转移监管。遵循“减量化、再利用、资源化和无害化”原则，着力实施含油污泥、钻井废物等收集、贮存、运输、利用、处置的全过程管控与污染防治；

(2) 清理部分井场遗留废弃设施及弃渣；

(3) 对井场两侧遗留的钻井期间的放喷池及应急池，清理池内废弃物；

(4) 对于不再利用或确定无开采价值的油气井，应按照油田公司有关封井要求进行封井，对井场遗留水泥基础进行拆除、清理，油田公司督促相关方落实相关协议与责任，保证其做好场地恢复工作，对关停、搬迁和退役生产设施采取防止土壤和地下水污染的措施，对油气生产和储运等设施要制定退出方案，实施清除设施内残存物料、清理遗留污染等措施；

(5) 根据项目实施进度，按环保要求及时对未验收的区块环评开展验收工作；对区块内单井钻井工程内容按要求开展竣工环境保护验收工作。

3.2 工程概况

3.2.1 项目基本情况

3.2.1.1 项目名称和性质

项目名称：2024 年度哈拉哈塘油田产能建设实施方案

项目性质：改扩建（油田区块滚动开发）

3.2.1.2 建设地点

本项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区，地跨库车市与沙雅县，西北距库车市约 50km、西距沙雅县县城约 22km。项目中心地理坐标为：东经 83° 10' 53.032"；北纬 41° 11' 11.410"；地理位置图见图 3.2-1。

3.2.1.3 建设内容及规模

项目新钻开发井 37 口，年产油规模 $13.40 \times 10^4 \text{t}$ ，稳产 4 年。预计到方案期末新井总累产油 $145.03 \times 10^4 \text{t}$ ，累产气 $2.21 \times 10^8 \text{m}^3$ ，油采出程度 11.76%；动用石油地质储量 $1232.76 \times 10^4 \text{t}$ ；开发层系为奥陶系一间房组为主，兼顾良里塔格组、鹰山组；开发方式采用衰竭式+注水开发；井型井网采用不规则井网，新井井型以“水平井+大斜度定向井”为主；单井配产 25~32t/d；递减率为第 1-3 年取值 20%，第 4-6 年取值 15%，第 7 年及以后取值 10%。本项目工程组成见表 3.2-1。

表 3.2-1 项目组成一览表

项目		基本情况
项目名称		2024 年度哈拉哈塘油田产能建设实施方案
建设单位		中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司
建设地点		新疆阿克苏地区库车市和沙雅县境内
总投资		项目总投资 44952 万元，其中环保投资 1500 万元，占总投资的 3.34%
建设周期		建设周期 72 个月（2024-2029 年）
建设规模		年产油规模 $13.40 \times 10^4 \text{t/a}$
工程内容	钻前工程	37 座井场场地平整和新井通井道路，建设岩屑池、主副放喷池、活动房等
	钻井工程	共部署 37 座井，均为新钻井；新井采用塔标 III 结构，一开 10 3/4" 套管封疏松地层；二开 7 7/8" 套管封固吐木休克泥岩段；三开 5 1/2"（5"）套管+筛管或裸眼完井。总钻尺最大深度为 279202m。新井一开采用膨润土-聚合物体系，二开上部采用 KCl 聚合物体系，二开下部转 KCl-聚磺体系，三开采用 KCl-聚合物钻井液体系
	储层改造工程	射孔采用管柱传输射孔工艺，储层改造采用酸化压裂工艺，储层改造比例 50%
	井下	施工期井下作业主要包括压裂等工艺过程；

项目		基本情况
	作业	运营期不定期井下作业主要包括压裂、洗井、修井、清蜡、除砂、侧钻等；
	地面井场建设	新建 DN100 电磁加热含硫油井标准化采油井场 37 座，配套建设自控、通信、电气、消防、结构、防腐、暖通、安防等辅助设施
	站场建设	新建 HA16-H22 阀组、HA602-H11 阀组站、HA602-H2 阀组站、RP8-H8 阀组站 4 座；扩建 RP3 阀组、RP7-H4 阀组 2 座
	管线敷设工程	新建埋地保温混输干线 DN150 2.5MPa 玻璃钢管 128km，新建埋地保温单井集输管道 DN100 2.5MPa 玻璃钢管 38km
公辅工程	供电	依托区域既有电网
	给排水	钻井生产用水和生活用水由水罐车拉运至井场和营地。施工期钻井废水全部回用，管线试压废水泼洒抑尘，生活污水集中收集后定期拉运至哈六联合站生活污水处理装置处理。 运营期采出水通过管道输送至哈六联处理，处理达标后回注油层；井下作业废液集中收集后拉运至哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站处理
	供热系统	施工期生活区采取电采暖，设备伴热方式为电伴热。运营期井场预留电磁加热撬
	道路系统	新建通井道路 30km，采用单车道砂石路面，路面宽 4.5m
	防腐工程	埋地管道采用无溶剂环氧防腐涂料；管道外壁采用喷砂除锈，除锈等级应不低于 Sa2.5 级。钢接头外壁采用机械除锈，除锈等级不低于 St3 级
	自控工程	采用以计算机为核心的全线监控和数据采集（SCADA）系统，井场、阀组设远程终端装置 RTU 进行监控，实现“数据自动采集、无人值守、定期巡检”的自控水平
环保工程	废气	施工期：测试放喷废气引至放空火炬点燃，施工扬尘采取洒水抑尘措施，焊接使用无毒低尘焊条，运输车辆定期检修，燃用合格油品，储层改造过程酸化压裂液和酸化压裂返排液使用密闭罐存放； 运营期：采出液采用密闭集输工艺； 退役期：废气主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施；
	废水	施工期：钻井废水连同钻井泥浆、钻井岩屑进入不落地系统进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，不对外排放；酸化压裂返排液收集在酸液罐内，拉运至哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站处理；管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于区域降尘；集中收集后定期拉运至哈六联合站生活污水处理装置处理； 运营期：运营期废水包括采出水和井下作业废液，采出水随采出液经集输管线最终输送至周边联合站处理，达标后回注地层，井下作业废液送哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站处理； 退役期：无废水产生
	噪声	施工期：选用低噪声施工设备，合理安排作业时间； 运营期：选用低噪声设备、基础减振； 退役期：合理安排作业时间
	固体废物	施工期：施工土方全部用于管沟和井场回填；岩屑随泥浆一同进入不落地系统进行无害化处理，分离后的液相回用于钻井液配制，分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中污染物限值要求，同时含油率满足《土壤环境质量 建设用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要求（含油率<0.45%）后用于铺垫油区内的井场、道路等，一次处理后检测不合格，现场进行二次处理，达标后用于铺

项目		基本情况
环境 风险		<p>垫油区内的井场、道路等；含油废物、废烧碱包装袋和废防渗材料均属危险废物，收集后暂存在井场撬装式危废暂存间内，完井后将由井队联系有危险废物处置资质的单位回收处理；施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边工业固废填埋场合规处置；依托哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理；</p> <p>运营期：落地油、废防渗材料属于危险废物，由有危废处置资质单位接收处置；</p> <p>退役期：退役期设备拆除过程中产生的落地油收集后送哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站妥善处置；管道中残余的液体先用氮气吹扫至站场后，再使用清水清洗管道内部，清洗废水最终送至联合站处理，清理干净的管线两端使用盲板封堵</p>
		<p>施工期：井场设置放喷池、岩屑池及火炬；</p> <p>运营期：管线上方设置标识，定期对管线壁厚进行超声波检查，井场设置可燃气体报警仪、硫化氢检测仪及 4 合 1 监控报警装置</p>
依托 工程	哈六 联	哈六联天然气设计最大处理规模 $70 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ；现状处理量 $27 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ；富余处理能力 $43 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，本项目需处理量 $6.18 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ；原油设计最大处理规模 $100 \times 10^4 \text{t}/\text{a}$ ；现状处理量 $58 \times 10^4 \text{t}/\text{a}$ ；富余处理能力 $42 \times 10^4 \text{t}/\text{a}$ ，本项目需处理量 $13.40 \times 10^4 \text{t}/\text{a}$ ；采出水设计最大处理规模 $3000 \text{m}^3/\text{d}$ ；现状处理量 $1246 \text{m}^3/\text{d}$ ；富余处理能力 $1754 \times \text{m}^3/\text{d}$ ，本项目需处理量 $47 \text{m}^3/\text{d}$ ，均可满足
	哈拉 哈塘 钻试 修废 弃物 环保 处理 站	哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站设计最大处理规模 $300 \text{m}^3/\text{d}$ ；现状处理量 $236 \text{m}^3/\text{d}$ ；富余处理能力 $64 \text{m}^3/\text{d}$ ，本项目需处理井下作业废液 $3680 \text{t}/\text{a}$ ($10 \text{m}^3/\text{d}$)，可以满足
	库车 畅源 生态 环保 科技 有限 责任 公司	目前库车畅源生态环保科技有限责任公司已建设完成并投入运行，设计处置含油污泥 $50 \times 10^4 \text{t}/\text{a}$ ，目前尚有较大处理余量
占地		项目总占地面积 207.62hm^2 ，其中永久占地 21.38hm^2 ，临时占地 186.24hm^2
劳动定员		本项目依托油田现有巡检人员，不新增劳动定员
工作制度		年工作 365d，年工作 8760h
组织机构		新建井场依托现有的组织机构，统一管理

3.2.2 油气资源概况

3.2.2.1 构造特征

哈拉哈塘油田构造上位于塔里木盆地塔北隆起轮南低凸起的西部斜坡带，整体表现为向西倾没的大型鼻状构造。北靠轮台凸起，南接北部坳陷，西邻英买力低凸起，是轮古-塔河-哈拉哈塘奥陶系特大型油田的一部分。轮南潜山背斜经历了多期构造运动。寒武纪~奥陶纪，由于塔里木板块北缘的板块构造活动，塔北地区开始发育台内隆起带，但仅分布于阿克苏-新和-轮台一线。奥陶纪末，随着库-满拗拉槽的闭合，统一的塔北隆起带初步形成，轮南-哈拉哈塘-英买力地区为其南斜坡。志留纪~泥盆纪，塔北隆起继承性发育，轮南、英买力地区进一步隆升。泥盆纪晚期，由于古南天山洋板块的进一步俯冲活动，挤压活动不断加强，塔北隆起形成大范围剥蚀区，南部最终形成三凸构造格局，自西向东依次为英买力低凸起、轮南低凸起、库尔勒鼻状凸起；北部由于轮台断裂的活动形成了轮台凸起。晚石炭世~三叠纪，中天山古岛弧与塔里木大陆自东向西碰撞导致南天山洋剪刀式闭合，塔北地区发育逆冲推覆构造和以新和-二八台、英买力、轮南以及库尔勒-孔雀河斜坡为主体的巨型左行走滑构造变形带。新近纪以来，库车坳陷持续强烈沉降，塔北地区逐渐成为库车再生前陆盆地的前缘隆起和前陆斜坡，上古生界和中生界发生翘倾，与新生界一起呈整体北倾大单斜，哈拉哈塘地区现今构造格局形成。

3.2.2.2 地层特征

哈拉哈塘油田各井钻遇地层基本一致，自上而下为新生界第四系，新近系库车组、康村组、吉迪克组，古近系，中生界白垩系、侏罗系、三叠系，古生界二叠系、石炭系、泥盆系、志留系、奥陶系。北部潜山区奥陶系与上覆志留系不整合接触，缺失奥陶系上统部分地层。奥陶系可细分为上统桑塔木组、良里塔格组及吐木休克组，中统一间房组，中-下统鹰山组。上奥陶统桑塔木组、良里塔格组、吐木休克组整体由南向北依次剥蚀尖灭，最北部为志留系柯坪塔格组覆盖于奥陶系一间房组潜山之上。本项目区域桑塔木组尖灭线以南良里塔格组、吐木休克组、一间房组、鹰山组鹰 1 段地层可对比性强，厚度基本稳定。

3.2.2.3 储层特征

哈拉哈塘油田奥陶系储层主要分布在良里塔格组良三段、一间房组和鹰山组鹰一段，岩心、薄片观察显示有效储集空间以次生的溶蚀孔洞和裂缝为主，成像测井反映洞穴、孔洞、裂缝十分发育，在钻井过程中多发生放空、漏失等钻井异常，储层类型以洞穴型为主，其次为裂缝孔洞型。

3.2.2.4 油藏特征

(1) 油藏类型

哈拉哈塘油田碳酸盐岩油气藏是受断裂和岩溶储层共同控制的缝洞型碳酸盐岩油气藏，目前整体上天然能量较为充足，驱动类型以天然水驱为主，弹性驱动为辅，油藏中部埋深 6950m，油藏中部海拔深度-5990m。

(2) 温度、压力系统

哈拉哈塘油田奥陶系目的层构造上整体为北高南低的斜坡，加之由北至南跨度较大，目的层埋深变化较大，因此油藏中部压力的区间值为 72.10~80.30MPa，平均值为 75.85MPa，压力系数为 1.13；油藏中部温度为 149.2~164.4℃，平均值为 154.7℃，整体上属于正常的温度压力系统。

(3) 流体性质

哈拉哈塘油田原油性质差异较大，包含轻质原油、中质原油、重质原油，20℃原油密度介于 0.7735~1.0100g/cm³，平均 0.8543g/cm³。原油密度在平面上变化规律比较明显，整体呈现北东高、南西低的分布特征，局部表现出挥发油的特征。

天然气属于原油溶解气，天然气相对密度 0.603~0.991，平均 0.834；甲烷含量 46.7%~86.7%，平均 69.2%；乙烷及以上含量 1.3%~49.5%，平均 21.5%，表现出典型湿气特征；氮气含量平均 5.9%，二氧化碳含量平均 2.5%。硫化氢含量不均，整体表现为北东高、南西低的特点，分布范围 0~81400mg/m³，平均 7832mg/m³。

地层水密度 1.003~1.297g/cm³，平均 1.112g/cm³；氯离子含量 53800~165000mg/L，平均 104501mg/L；总矿化度 90200~275000mg/L，平均 171023mg/L，水型为 CaCl₂ 型。

3.2.2.5 储量概况

哈拉哈塘油田 2011 年哈 6 区块奥陶系一间房组上报探明石油地质储量为 $10812.75 \times 10^4 \text{t}$ ，溶解气 $96.73 \times 10^8 \text{m}^3$ ，含油面积 231.95km^2 ；2013 年新垦 4-热普 3 井区奥陶系良里塔格组、一间房组油藏上报探明石油地质储量为 $5704.65 \times 10^4 \text{t}$ ，溶解气 $101.53 \times 10^8 \text{m}^3$ ，含油面积 336.03km^2 ；2014 年金跃 1-热普 8 区块奥陶系良里塔格组、一间房组油藏上报探明石油地质储量为 $3340.19 \times 10^4 \text{t}$ ，溶解气 $76.49 \times 10^8 \text{m}^3$ ，含油面积 477.05km^2 ；2020 年齐古 1-哈 15-13 井区奥陶系一间房组油藏上报探明石油地质储量为 $1016.12 \times 10^4 \text{t}$ ，溶解气 $2.03 \times 10^8 \text{m}^3$ ，含油面积 34.16km^2 。

表 3.2-2 哈拉哈塘油田地质储量数据表

区块	提交时间	类型	地质储量			方案动用地质储量	
			含油面积 (km^2)	原油 (10^4t)	溶解气 (10^8m^3)	原油 (10^4t)	溶解气 (10^8m^3)
哈 6	2011	探明	231.95	10812.75	96.73	506.55	4.53
新垦 4-热普 3	2013	探明	336.03	5704.65	101.53	469.57	8.36
金跃 1-热普 8	2014	探明	477.05	3340.19	76.49	256.64	5.88
齐古 1-哈 15-13	2020	探明	34.16	1016.12	2.03	/	/
合计			1079.19	20873.71	276.78	1232.76	18.77

3.2.2.6 勘探开发概况

哈拉哈塘油田包括齐满、哈 6、新垦、热瓦普、金跃、其格、齐满等六个区块，奥陶系油气藏的第一口探井为哈 6 井，发现井为哈 7 井。哈 7 井于 2008 年 8 月 16 日开钻，6605.50m 进入中奥陶统一间房组，四开钻至井深 6631.08m 发生井漏，强行钻至井深 6645.24m，于 2009 年 1 月 1 日提前完钻，井底地层为奥陶系一间房组。对井段 6622.41~6645.24m 完井裸眼测试，8mm 油嘴掺稀求产，油压 20.09-18.25MPa，折日产油 301m^3 ，折日产气 4696m^3 ，缓冲罐出口 H_2S 浓度最高达 45000ppm，成为哈 6 区块的发现井。自 2009 年以来，哈拉哈塘油田先后经历了勘探发现、评价上产、开发稳产、综合治理等四个阶段。

截至 2023 年 11 月底，目前生产总井数 249 口，开井数 175 口，日产油 1354.47t，日产水 1786.53t，日产气 $24.04 \times 10^4 \text{m}^3$ ，综合含水率 57.3%，综合气油比 $155.64 \text{m}^3/\text{t}$ ，累产油 888.404t，累产水 $446.64 \times 10^4 \text{t}$ ，累产气 $15.78 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

3.2.3 开发方案和总体布局

3.2.3.1 开发方案

动用储量：动用石油地质储量 $1232.76 \times 10^4\text{t}$ 。

开发层系：奥陶系一间房组为主，兼顾良里塔格组、鹰山组。

开发方式：衰竭式+注水开发，根据单井实际生产情况择机注水。

井型井网：采用不规则井网，新井井型以“水平井+大斜度定向井”为主。

单井配产：25~32t/d。

递减率：第 1-3 年取值 20%，第 4-6 年取值 15%，第 7 年及以后取值 10%。

产能建设实施方案设计：新钻开发井 37 口，年产油规模 $13.40 \times 10^4\text{t}$ ，稳产 4 年。预计到方案期末新井总累产油 $145.03 \times 10^4\text{t}$ ，累产气 $2.21 \times 10^8\text{m}^3$ ，油采出程度 11.76%。

表 3.2-3 本项目实施方案井位坐标及单井指标统计表

区块	序号	井号	井类别	井口		目的层位	单井配产 (t/d)
				X	Y		
哈 6	1	HA12-H13	开发井	4570968	14682224	一间房组	28
	2	HA12-H15	开发井	4567379	14680938	一间房组	30
	3	HA12-H9	开发井	4575534	14684328	一间房组	28
	4	HA13-H11	开发井	4557051	14676788	一间房组	30
	5	HA13-H15	开发井	4561848	14678588	一间房组	25
	6	HA16-H22	开发井	4577459	14684810	一间房组	30
	7	HA602-H10	开发井	4565686	14683656	一间房组	32
	8	HA602-H11	开发井	4563661	14683023	一间房组	30
	9	HA602-H6	开发井	4557609	14680807	一间房组	30
	10	HA602-H7	开发井	4561925	14682314	一间房组	30
	11	HA602-H8	开发井	4559948	14681408	一间房组	30
	12	HA602-H9	开发井	4562798	14682460	一间房组	32
	13	HA702-H3	开发井	4571985	14687813	一间房组	30
	14	HA702-H5	开发井	4568214	14686565	一间房组	30
	15	HA7-H25	开发井	4574538	14693232	一间房组	30
	16	HA7-H26	开发井	4572512	14692685	一间房组	32
	17	HA9-H18	开发井	4567587	14695870	一间房组	30
金跃	18	JY7-H8	开发井	4543787	14676356	一间房组	30
热普	19	RP10-H2	开发井	4555083	14669021	一间房组	28
	20	RP10-H3	开发井	4552916	14669666	一间房组	28
	21	RP2-H2	开发井	4553376	14686116	一间房组	28
	22	RP2-H4	开发井	4559959	14682959	一间房组	28

区块	序号	井号	井类别	井口		目的层位	单井配产 (t/d)
				X	Y		
	23	RP2-H6	开发井	4556266	14685375	一间房组	28
	24	RP2-H7	开发井	4555344	14685497	一间房组	25
	25	RP6-H3	开发井	4548714	14673467	一间房组	30
	26	RP6-H4	开发井	4549967	14673733	一间房组	32
	27	RP6-H5	开发井	4546677	14672495	一间房组	30
	28	RP6-H8	开发井	4547887	14672526	一间房组	30
	29	RP7-H10	开发井	4551611	14678491	一间房组	32
	30	RP7-H11	开发井	4549987	14678078	一间房组	32
	31	RP7-H12	开发井	4556557	14679959	一间房组	32
	32	RP7-H8	开发井	4556031	14679634	一间房组	30
	33	RP7-H9	开发井	4554004	14679231	一间房组	30
	34	RP8-H14	开发井	4553651	14683236	一间房组	30
	35	RP8-H22	开发井	4550104	14682356	一间房组	30
	36	RP8-H8	开发井	4555595	14683547	一间房组	30
	37	RP8-H9	开发井	4550200	14687087	一间房组	30

表 3.2-4 本项目实施方案开发指标预测表

年份	完钻井	生产井	日产油水平	日产水水平	日产气水平	年产液	年产油	年产水	年产气	累产油	累产气	气油比	含水率	采油速度	采出程度
	(口)	(口)	(t/d)	(t/d)	(10 ⁴ m ³ /d)	(10 ⁴ t)	(10 ⁴ t)	(10 ⁴ t)	(10 ⁸ m ³)	(10 ⁴ t)	(10 ⁸ m ³)	(m ³ /t)	(%)	(%)	(%)
2024	9	8	179	3	2.73	6.02	5.91	0.09	0.0900	5.91	0.0900	120	1.01	0.48	0.48
2025	9	17	318	11	4.84	10.88	10.49	0.36	0.1597	16.40	0.2497	120	3.25	0.85	1.33
2026	6	23	391	18	5.95	13.55	12.90	0.58	0.1964	29.30	0.4461	120	4.17	1.00	2.38
2027	6	28	402	23	6.12	14.01	13.26	0.77	0.2019	42.56	0.6480	120	5.99	1.08	3.45
2028	4	32	406	28	6.18	14.40	13.40	0.94	0.2040	55.96	0.8520	120	6.17	1.09	4.54
2029	3	35	399	31	6.07	14.20	13.16	1.02	0.2004	69.11	1.0524	120	7.49	1.07	5.61
2030		35	335	33	5.10	12.05	11.06	1.08	0.1684	80.17	1.2208	120	8.57	0.90	6.50
2031		35	284	30	4.32	10.33	9.37	0.98	0.1427	89.54	1.3635	120	9.66	0.76	7.26
2032		35	245	28	3.72	8.97	8.07	0.93	0.1229	97.61	1.4864	120	10.57	0.65	7.92
2033		35	214	29	3.26	8.05	7.07	0.97	0.1076	104.68	1.5940	120	12.39	0.57	8.49
2034		33	190	31	2.88	7.29	6.25	1.04	0.0952	110.94	1.6892	120	14.66	0.51	9.00
2035		31	169	34	2.57	6.65	5.58	1.11	0.0850	116.51	1.7741	120	16.71	0.45	9.45
2036		29	149	34	2.27	6.05	4.93	1.12	0.0751	121.44	1.8492	120	18.35	0.40	9.85

2024 年度哈拉哈塘油田产能建设实施方案环境影响报告书

年份	完钻井	生产井	日产油水平	日产水水平	日产气水平	年产液	年产油	年产水	年产气	累产油	累产气	气油比	含水率	采油速度	采出程度
	(口)	(口)	(t/d)	(t/d)	(10 ⁴ m ³ /d)	(10 ⁴ t)	(10 ⁴ t)	(10 ⁴ t)	(10 ⁸ m ³)	(10 ⁴ t)	(10 ⁸ m ³)	(m ³ /t)	(%)	(%)	(%)
2037		26	135	35	2.06	5.64	4.46	1.16	0.0679	125.90	1.9171	120	20.32	0.36	10.21
2038		22	122	38	1.86	5.28	4.04	1.25	0.0615	129.94	1.9786	120	23.24	0.33	10.54
2039		18	111	40	1.68	4.94	3.65	1.33	0.0556	133.59	2.0342	120	26.36	0.30	10.84
2040		14	100	43	1.52	4.69	3.30	1.41	0.0502	136.89	2.0844	120	29.10	0.27	11.10
2041		10	91	43	1.38	4.44	2.99	1.42	0.0455	139.88	2.1300	120	32.92	0.24	11.35
2042		6	82	44	1.25	4.18	2.70	1.46	0.0411	142.58	2.1711	120	35.56	0.22	11.57
2043		2	74	47	1.13	4.00	2.45	1.54	0.0373	145.03	2.2084	120	38.03	0.20	11.76

3.2.3.2 总体布局

本项目油气集输方式采用单井→阀组→转油站→联合站的布站工艺。

本次部署的 37 口位于已建的新垦转油站、热普转油站、哈 601 转油站附近，油气集输可依托已建的站场及集输干线，油气处理可依托已建哈六联。哈六联原油处理设计规模 $100 \times 10^4 \text{t/a}$ ，采用两段密闭热化学沉降脱水流程、天然气气提脱硫工艺，天然气处理设计规模 $45 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。哈 601 转油站液相处理能力 $3500 \text{m}^3/\text{d}$ ，气相处理能力 $30 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，主要负责站外单井来液及新垦转油站来液的处理、含水油增压外输及污水回注等，含水油经外输泵增压、升温后外输至哈六联，伴生气混合新垦来气自压外输至哈六联；热普转油站原油转油预脱水单元设计处理能力 $63 \times 10^4 \text{t/a}$ 、天然气增压单元设计处理能力 $54 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，采用三相分离器进行油气分离和原油预脱水，含水油增压输至哈六联合站处理，伴生气增压输至哈六联天然气处理站；新垦转油站设计处理液量 $1100 \text{m}^3/\text{d}$ ，天然气 $8.53 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 。采用两相分离器进行油气分离，含水油增压输至哈 601 转油站，伴生气自压输至哈 601 转油站；已建新垦转油站-哈 601 转油站输油干线、输气干线，线路全长均为 28.45km，管道规格均为 DN200，均采用 L245NS；已建热普转油站-哈六联输油干线，线路全长为 42.46km，管道规格为 DN200，采用 L290NS。已建热普转油站-哈六联输气干线，线路全长为 42.46km，管道规格为 DN250，采用 L290NS；已建哈 601 转油站-哈六联输油干线，线路全长为 13km，管道规格为 DN150，采用柔性复合管。已建哈 601 转油站-哈六联输气干线，线路全长为 12.4km，管道规格为 DN300，采用 20G。

新建 HA16-H22 阀组、HA602-H11 阀组站、HA602-H2 阀组站、RP8-H8 阀组站 4 座，扩建已建 RP3 阀组、RP7-H4 阀组 2 座。采油井口和集油配水阀组均采用标准化、橇装化设计。单井管线均采用玻璃钢管 DN100 2.5MPa。混输干线采用玻璃钢管 DN150 2.5MPa。

4	主放喷池	300m ³	座	37	测试放喷过程中放喷出来的污水进行集中存放；新建，“环保防渗膜+水泥压边”防渗
	副放喷池	300m ³	座	37	测试放喷中放喷出来的污水进行集中存放；新建，“环保防渗膜+水泥压边”防渗
5	岩屑池	1000m ³	座	37	暂存膨润土泥浆钻井岩屑，环保防渗膜+水泥压边
6	生活污水池	300m ³	座	37	生活污水暂存，新建，“环保防渗膜+水泥”防渗
	活动房	--	座	1554	人员居住；撬装装置，单座井场 42 座活动房

钻前工程施工机械主要为装载机、挖掘机、推土机，单座井场钻前工程阶段所需设备设施情况见表 3.2-6。

表 3.2-6 井场钻前工程施工所用机械一览表

设备或部件名称	规格型号	主参数	单位	数量/单座井场
装载机	—	—	辆	2
挖掘机	—	—	辆	2
推土机	—	—	辆	2

3.2.4.2 钻采工程

(1) 井位部署

本次在哈拉哈塘油田区域共部署 37 口井，均为新钻井，井位部署详见表 3.2-3 及图 3.2-3。钻井期井场平面布置情况见图 3.3-1。

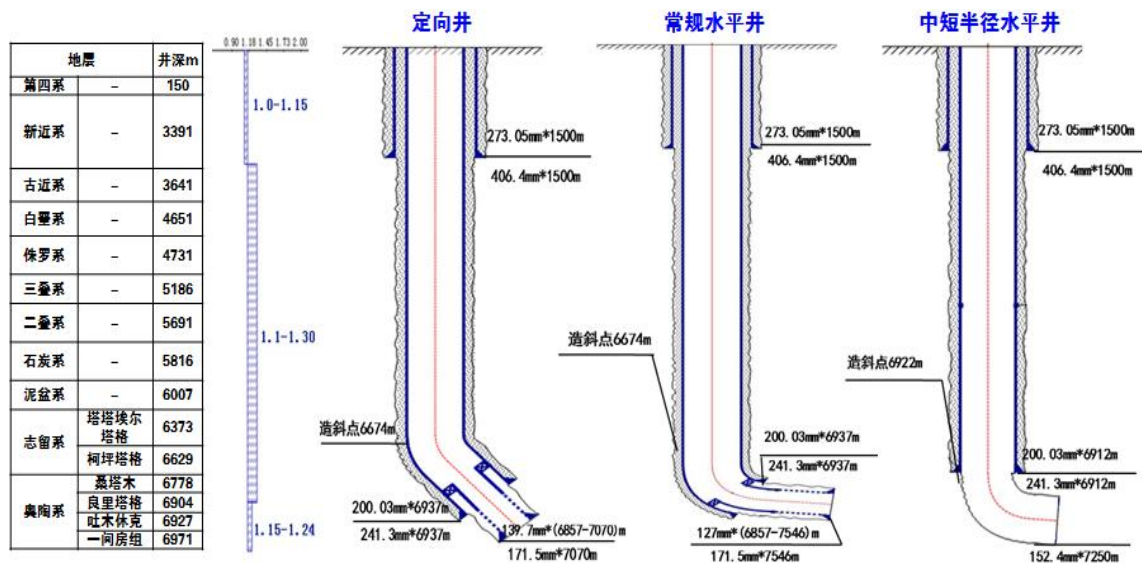


图 3.2-5 新钻井设计井身结构示意图

(3) 钻机选型

根据资料，本项目钻井选用《ZJ70 钻机配套规范》（Q/SY TZ0188-2019）要求配置。

表 3.2-7 钻机关键参数要求表

部件名称	数量	功能参数及技术要求
一、井架及底座		
井架	1 套	1、最大载荷≥4500kN；2、有效高度≥45m，K 型
底座	1 套	1、转盘梁最大载荷≥4500kN；2、立根载荷≥2200kN；3、钻台面高度≥10.5m，转盘梁底面高度≥9m
二、提升系统		
天车	1 台	额定钩载为 4500kN，根据实际情况，安全载荷为额定钩载的 80%
游车	1 台	
大钩	1 台	
水龙头	1 台	1、最大钩载 4500kN；2、额定工作压力≥35MPa
三、转盘		
转盘	1 台	1、通孔直径≥Φ698.5mm (27 1/2")；2、最大工作扭矩 27459Nm；3、最高转速 300r/min
四、绞车		
绞车	1 台	1、名义钻探范围 (4500~7000) m (Φ114mm 钻杆)；2、额定功率≥1470kW；3、最大提升速度不低于 1.4m/s
五、钻井液循环系统		
钻井泵及其驱动电机	3 台	1、额定功率≥1600HP；2、最大排出压力≥52MPa
钻井液管汇	1 套	1、额定工作压力≥52MPa；2、双立管；3、正灌和反灌管线应有隔断阀门、互不干涉；4、配置抗震压力表，每根立管安装 1 个，位置要便于司钻观察。
振动筛	4 台	1、高频振动筛；2、清除粒度为 74μm 以上的固相；3、处理量≥180m³/h,60 目筛网，钻井液 1.85g/cm³；4、筛网目数：(60~200) 目；5、振动形式：

部件名称	数量	功能参数及技术要求
		直线、平动或椭圆形
清洁器	1 套	含除砂器、除泥器、除气器等。
离心机	2 台	1、清除粒度为 (2~15) μm 的固相；2、中速 (或高速) 和高速各 1 台，转速均在 2000r/min 以上；3、处理量：中速 $\geq 60\text{m}^3/\text{h}$ 、高速 $\geq 40\text{m}^3/\text{h}$ 筒体外加装防护设施
循环罐	1 套	1、有效容积 $\geq 320\text{m}^3$ ，不包含锥形罐；2、罐与罐之间采用开口明槽连接；3、将一个循环罐分隔为前后仓，其中一仓容积为 (30~45) m^3 ，能够与钻井泵、加重泵连接，用以堵漏和配解卡剂。根据承钻井工况，罐容可适当进行调整
储备罐	1 套	1、有效容积 $\geq 160\text{m}^3$ ；2、配备独立循环加重系统。根据承钻井工况，罐容可适当进行调整

(4) 钻井液

一开采用膨润土-聚合物钻井液体系，主要成分为膨润土 (5%~8%) + 烧碱 (0.1%~0.3%) + 大分子聚合物 (0.1%~0.3%) + 中分子聚合物 (0.2%~0.4%) + 小分子聚合物 (0.2%~0.4%) + 润滑剂 (0.5%~1%)，密度 1.05-1.15g/cm³；

二开上部井段采用 KCl-聚合物钻井液体系，主要成分为膨润土 (3%~5%) + 烧碱 (0.1%~0.3%) + 大分子聚合物 (0.1%~0.3%) + 中分子聚合物 (0.2%~0.4%) + 小分子聚合物 (0.2%~0.4%) + 润滑剂 (0.5%~1%) + KCl (5%~7%)，密度 1.10-1.30g/cm³；

二开下部井段 (约 3000m 开始) 采用 KCl-聚磺钻井液体系，主要成分为膨润土 (2%~5%) + 烧碱 (0.2%~0.5%) + 磺化酚醛树脂 (2%~5%) + 磺化褐煤树脂 (2%~4%) + 防塌剂 (2%~5%) + 润滑剂 (1%~3%) + 氯化钾 (7%~10%) + 加重剂，密度 1.10-1.30g/cm³；

三开采用 KCl-聚合物钻井液体系，密度 1.15-1.24g/cm³。

(5) 固井

一开采用常规密度水泥浆、常规方式一次上返固井；

二开采用低密度水泥浆+常规密度水泥浆一次上返固井；

三开采用裸眼完井或者套管+筛管完井

(6) 完井工艺

①完井方式

本项目设计完井方式为完全封固吐木休克组 (三开套管楔进一间房垂深 4m 以上) 后，采用筛管完井支撑井壁，若地质有特殊需求，则开展专项论证，实

行“一井一策”。

筛管类型及参数：若有暂堵转向改造需求，推荐采用打孔筛管；若无暂堵转向改造需求，推荐采用割缝筛管；高风险井采用可溶筛管。筛管尺寸不小于 5"、长度 $\geq 50\text{m}$ ，打孔筛管孔密 10 孔/m、孔径 10mm，割缝筛管缝宽 2mm。

②完井管柱设计

尺寸：主体采用 3 1/2" 管柱组合。材质：含硫井采用抗硫低合金钢，不含硫井采用 P110 普通碳钢材质。扣型：推荐气密封扣。井下工具：采用半永久式封隔器，坐封位置井斜 $< 30^\circ$ ，管鞋位于套管鞋/筛管悬挂器以上 20~30m；后期有转机采需求的井，3000m 处下杆式泵密封油管（接头）；若有永久式监测需求，则下投捞式堵塞器（井斜 $\leq 30^\circ$ ）；并根据实际情况采用井下安全阀，确保高风险井完整性可靠。

③采油井口装置设计

采用 KQ78/65-70 井口，若需要进行酸化改造，则采用 KQ78/65-105 井口，改造限压 95MPa，若改造压力大于 95MPa，则采用 KQ78/78-140 井口，改造限压 120MPa。并安装液控安全阀及控制系统、油压和环空压力连续监测传感器。

3.2.4.3 储层改造及井下作业工程

前期区块主体采用疏通酸化（压）、立体酸压和分段酸压工艺，结合本区储层特征及改造需求，根据实钻过程中钻井响应特征，选择差异化的改造措施。改造工作液体系包括黄原胶非交联液压裂液、胍胶压裂液、胶凝酸、交联酸、自生酸等体系，采用压裂液造长缝，黄原胶非交联压裂液激活天然裂缝；采用不同酸液体系（胶凝酸、交联酸、自生酸）进行近、中、远井分区域刻蚀。具体用液组合需根据不同改造工艺进行改造液组合优选。储层改造比例 50%。

3.2.4.4 井场地面建设工程

本项目新建 DN100 电磁加热含硫油井标准化采油井场 37 座，配套建设自控、通信、电气、消防、结构、防腐、暖通、安防等辅助设施井场平面布置图见图 3.2-6。

序号	井号	经度	纬度	终点坐标
13	HA602-H7	E83.1	N41.1	
14	HA602-H9	E83.1	N41.1	
15	HA13-H11	E83.6	N41.7	E83.4/N41.6
16	HA602-H8	E83.9	N41.9	E83.9/N41.8
17	RP2-H4	E83.1	N41.9	
18	HA602-H6	E83.9	N41.8	
19	RP7-H12	E83.8	N41.7	
20	RP7-H8	E83.8	N41.7	
21	RP7-H9	E83.8	N41.6	E83.7/N41.5
22	RP7-H10	E83.7	N41.4	
23	RP7-H11	E83.7	N41.3	
24	RP8-H22	E83.1	N41.3	E83.11/N41.6
25	RP8-H8	E83.11	N41.6	
26	RP8-H14	E83.11	N41.5	
27	RP2-H2	E83.13	N41.5	
28	RP2-H6	E83.12	N41.7	
29	RP2-H7	E83.12	N41.6	E83.14/N41.1
30	RP8-H9	E83.13	N41.3	
31	RP10-H2	E83.0	N41.6	E82.59/N41.6
32	RP10-H3	E83.1	N41.5	
33	JY7-H8	E83.5	N41.0	E83.4/N41.1
34	RP6-H3	E83.3	N41.3	
35	RP6-H4	E83.4	N41.4	
36	RP6-H5	E83.3	N41.2	
37	RP6-H8	E83.3	N41.2	

3.2.5 公辅工程

3.2.5.1 供电工程

根据资料，本项目供电依托区域既有电网，电源全部由油田已建电源点和变配电系统引接。

3.2.5.2 仪表及自动控制

本项目工艺站场的自动控制系统采用以计算机为核心的全线监控和数据采集（SCADA）系统。SCADA 系统实现在采油气管理区调控中心对各工艺站场进行自动监视、控制、调度、管理的水平。在站场设 DCS 控制系统，井场、

阀组设远程终端装置 RTU 进行监控。建成后，在井场、阀组站实现“数据自动采集、无人值守、定期巡检”的自控水平。

3.2.5.3 通信

油田内部传输采用光纤以太网传输，井场、阀组数据接入计转站，再依托外输光缆上传联合站。

3.2.5.4 道路

本项目为油田老区块滚动开发，区域交通便利，项目主要依托油田已建道路。此外新建通井道路 30km，采用单车道砂石路面，路面宽 4.5m。

3.2.5.5 土建

橇装设备基础采用素砼板式基础，基础底部采用 300mm 厚戈壁土夯实，压实系数不小于 0.97，大型橇装设备采用钢筋砼块式或地梁式基础，基础采用预埋件与橇座固定连接。

3.2.5.6 防腐与保温

1) 站场保温管道外壁防腐层：采用无溶剂环氧防腐涂料，涂敷二道，防腐层干膜厚度 $\geq 300 \mu\text{m}$ 。

2) 站场埋地不保温管道外壁：无溶剂环氧涂料，无气喷涂三道，涂层总干膜厚度 $\geq 400 \mu\text{m}$ 。

3) 站场地面不保温管道外壁：二道环氧富锌底漆（ $60 \mu\text{m}$ ）-二道环氧云铁中间漆（ $100 \mu\text{m}$ ）-二道交联氟碳涂料（ $80 \mu\text{m}$ ），防腐层干膜厚度 $\geq 240 \mu\text{m}$ 。

4) 管道外壁采用喷砂除锈，除锈等级应不低于 Sa2.5 级。钢接头外壁采用机械除锈，除锈等级不低于 St3 级。

3.2.5.3 给排水

采油井场为无人值守，无生产及生活给水。

油田运营期生产井的采出水随油气混合物输送至哈六联合站处理，处理后作为注水水源加以利用；井下作业废液采用专用废水回收罐收集后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。

3.2.6 依托工程

本项目原油、天然气、采出水处理均依托哈六联合站处理，运营期产生的井下作业废液、施工废料和生活垃圾均依托哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理，清管废渣等危险废物（HW08），由依托库车畅源环保科技有限公司或区域具有危废处置资质的公司接收处置。

3.2.6.1 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。哈 6 区原油经脱水、脱 H₂S 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 H₂S、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 6 区原油、伴生气中的 H₂S 含量高，伴生气考虑就地在哈 6 联进行脱硫处理。脱硫后的天然气采用加乙二醇防冻剂丙烷制冷工艺进一步脱水、脱烃后增压后进入外输气管道至东河天然气处理站。哈六联合站于 2011 年 11 月 18 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅批复（新环评价函〔2011〕1094 号），并于 2017 年 10 月 01 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅验收（新环函〔2017〕1548 号）。

本项目井采出液最终进入哈六联处理，哈六联合站运行负荷见表 3.2-10。

表 3.2-10 哈六联合站运行负荷统计表

序号	项目内容	设计最大处理规模	现状处理量	负荷率	富余处理能力	本项目需处理量	依托可行性
1	天然气 10 ⁴ m ³ /d	70	27	38.6%	43	6.18	可依托
2	原油 10 ⁴ t/a	100	58	58%	42	13.40	可依托
3	采出水 m ³ /d	3000	1246	41.5%	1754	43	可依托

由上表可知，哈六联合站处理能力可满足本项目生产需求，本项目依托哈六联合站处理可行。

3.2.6.2 哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站

哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站位于沙雅县东北部，分南北两个站址，其中北站址为污水处理环保站，设施的坐标为北纬 41° 16' 4.16"，东

经 83° 5' 22.07"；南站址为固废处理环保站，设施的中心坐标为北纬 41° 10' 50.31"，东经 83° 5' 22.07"。哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站于 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），并于 2020 年 5 月 4 日塔里木油田分公司通过自主验收。

（1）钻试修废水处理工艺

采取“涡凹气浮+溶气气浮+多介质过滤+袋式过滤”工艺对废水进行净化处理，即主要通过物理分离作用，将废水中的油类物质、悬浮物、SRB 菌等去除，从而达到水质净化的目的，处置后的废水可满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的回注水质指标要求，用于哈拉哈塘油田油层回注用水。

（2）依托可行性

哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站运行负荷见表 3.2-5。

表 3.2-5 哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站运行负荷统计表

序号	项目内容	设计最大处理规模	现状处理量	负荷率	富余处理能力	本项目需处理量	依托可行性
1	井下作业废液	300m ³ /d	236	78.7%	64m ³ /d	10m ³ /d	可依托

综上所述，哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站可以满足本项目井下作业废液处理要求，依托哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理可行。

3.2.6.3 库车畅源生态环保科技有限责任公司

（1）基本情况

本项目运营期产生的含油废物属于危险废物（HW08），依托库车畅源生态环保科技有限责任公司处置，该厂址位于库车市经济技术开发区内（简称开发区），中心坐标为北纬 41° 42' 41.50"，东经 83° 06' 27.44"。

库车畅源生态环保科技有限责任公司（开发区）具备 46 万吨/年 HW08 类危险废物及磺化泥浆处置能力，厂内生产设施包括：1 套 18 万吨/年化学水洗工艺危废处置装置；1 套 3 万吨/年低温热解析工艺危废处置装置；1 套 22 万吨/年回转窑焚烧工艺危废处置装置；3 万吨/年废矿物油回收利用装置。《库车畅源生态环保科技有限责任公司 50 万吨/年 HW08 类危险废物及磺化泥浆处置

项目环境影响报告书》于 2019 年 5 月获得新疆维吾尔自治区生态环境厅批复(新环函〔2019〕26 号)。

HW08 类危险废弃物处理工艺采用化学水洗工艺、回转窑焚烧工艺处理固态含油污泥，采用低温热解析工艺处理水洗工艺装置回收的燃料油。整体工艺流程为 HW08 类危险废弃物的接收、暂存，而后根据含油污泥的含油率不同确定采取不同的处理措施：

①含油率大于 5%的含油污泥进化学水洗工艺装置处理；水洗工艺装置回收含水率大于 5%的污油进低温热解析工艺装置处理。

②含油率小于 5%含油污泥、化学水洗工艺装置处理后污泥和磺化体系废弃物进回转窑焚烧工艺装置处理；

工程总体工艺流程见图 3.2-8。

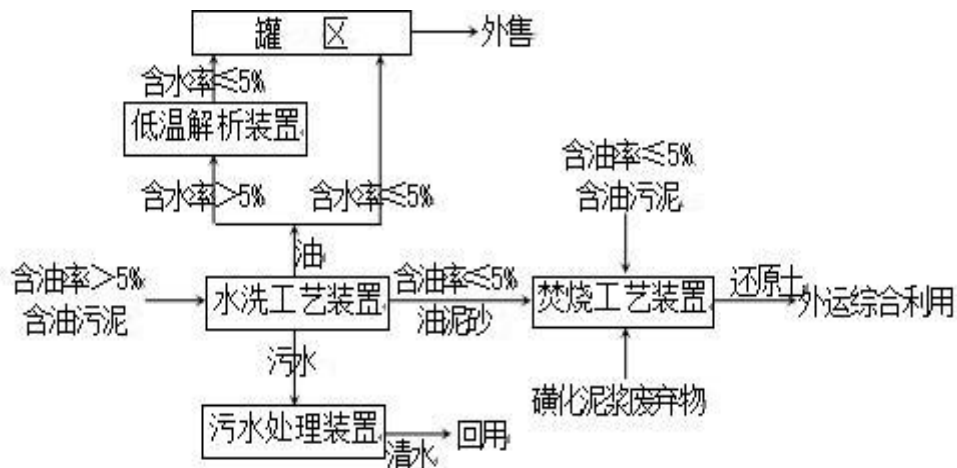


图 3.2-8 固废处理工艺流程图

(2) 依托可行性

目前库车畅源环保科技有限公司已建设完成并投入运行，设计处置含油污泥 50 万 t/a，目前尚有较大处理余量，可以满足本项目处理需求。

3.3 工程分析

3.3.1 工艺流程及产排污节点

3.3.1.1 施工期

3.3.1.1.1 钻前工程

(1) 道路建设

首先确定道路中心线，并对其进行详细放样，对重要坐标点进行标识和增加控制点，基准高程标桩的坐标控制点位和水准点位。采用推土机、挖掘机清除道路范围内的表土，保证基底土的密实，挖出的表土集中堆存于施工作业带内，并进行必要的苫盖及挡护措施。按照路面结构设计厚度进行路基填筑，砂砾外购于周边砂石料厂，采用自卸卡车运至施工现场，摊铺机摊铺，采用推土机压实，平地机整平，再用压路机碾压，确保底基层成活后顶面高程和压实度符合设计要求。

本项目充分利用现有干线道路，修建从井场至干线道路的井场道路合计约 30km，井场砂石路路基宽度为 4.5m。

(2) 井场建设

根据井场平面布置图，先对井场进行初步平整，然后利用挖掘机对岩屑池、放喷池进行开挖，并利用场地凸起处的石方进行填方作业，对场地进行平整、对各撬装化装置基础进行硬化，由车辆拉运戈壁石对井场进行铺垫。

钻前工程主要废气为施工扬尘、施工机械尾气，通过洒水抑尘减少扬尘产生量。废水主要为生活污水，生活污水由生活污水收集罐收集，定期拉运至哈六联合站生活污水处理装置处理。噪声为施工机械噪声，通过定期检修施工设备、合理布置作业任务，避免局部噪声过高。固体废物为井场、道路建设期间产生的土方、生活垃圾。土方用于场地平整和修建道路；在井场及施工营地设有垃圾桶，生活垃圾集中收集后，拉运至哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站进行处置。

3.3.1.1.2 钻井工程

项目建设方案预计单座新井钻井时间为 150d，24h 连续作业。

项目钻井作业采用电钻机，通过钻机、转盘、钻杆、带动钻头切削地层，

同时泥浆由泥浆泵经钻杆向井内注入井筒冲刷井底，利用其粘性将岩屑带至地面，整个过程重复进行，使井不断加深，直至目的层井深。钻井中途需要停钻，以便起下钻具更换钻头、下套管、固井、替换钻井液和检修设备。若工程施工期为冬季，为防止泥浆罐内泥浆结冰冻结，需对泥浆罐进行保温，工程施工期泥浆罐保温采用电伴热，钻井期间供电从附近电网引入，柴油发电机作为备用电源。项目钻井过程中需使用水基泥浆和磺化泥浆，泥浆切换过程中无需对泥浆罐清洗。

固井是在已钻成的井筒内下入套管，然后在套管与井壁之间环空内注入水泥浆将套管和地层固结在一起的工艺过程，以保证安全继续钻进下一开井筒或保证顺利水泥浆由水泥罐运至井场存储。

钻井至设计井深中段开始进行录井以记录钻井过程中的所有地质参数，录井主要包括钻时录井、气测录井、钻井液录井、岩屑录井、岩心录井和压力录井，其中岩屑录井是获取井下地层岩石样品的重要手段。录井时，要随钻井进尺每隔 1 米左右从返出的钻井液中捞一包砂样，洗净晒干，进行岩性观察描述，并挑选出相对应地层的岩样。发现钻时快，砂岩岩屑多而且呈棕褐色，有油味，可能显示钻遇油气层，而钻遇非含油气砂岩层时则多是白色、灰白色砂岩岩屑。

钻井作业施工过程中废水污染源主要为生活污水、钻井废水及酸化压裂返排液，根据目前油气田钻井实际情况，钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排；酸化压裂作业结束后的酸化压裂返排液收集在酸液罐内，拉运至哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站处理；生活污水集中收集后定期拉运至哈六联合站生活污水处理装置处理；噪声污染源主要为泥浆泵及钻机噪声，采取基础减振等降噪措施；固体废物主要为钻井岩屑、钻井泥浆、含油废物、废烧碱包装袋、生活垃圾，钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，在井口采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分离机”工艺分离出岩屑和泥浆，分离后的液体回用于钻井液配备，岩屑经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中综合利用污染物限值要求，同时含油率满足《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要求(含油率 $<0.45\%$)后用于铺垫油区内的井场、道路等，一次处理后检测不

合格，现场进行二次处理，达标后用于铺垫油区内的井场、道路等。含油废物桶装密闭收集，废烧碱包装袋折叠打包收集，均暂存于井场撬装式危废暂存间内，定期由钻井队委托有资质单位接收处置。

3.3.1.1.3 储层改造及井下作业工程

储层改造工程主要包括射孔、压裂以及后续的测试放喷等。

(1) 射孔

项目射孔采用油管传输射孔工艺，射孔队到达井场后，按设计要求进行枪串联接，安装起爆装置。随后在井口采油树或采气树上安装封井器、防落器。电缆经过天地滑轮后，再穿过防喷盒与磁定位器加重杆安全接头和射孔枪连接，打开防落器、井口闸门。将射孔枪匀速下入进口车内下出油管喇叭口至目的层附近标准套管接箍处，根据用跟踪定位原理计算出的跟踪距上提或下放对准目的层位，点火射孔枪，射孔后匀速起出电缆枪。

(2) 压裂

压裂液、滑溜水由施工单位在现场自行配制，配置所需的原料通过车辆运输至井场，通过压裂液在线混配车将酸液、压裂液、滑溜水按一定比例混合后，通过管汇车输送至压裂车进行加压，向地层注入高于地层破裂压力的酸化压裂液，随即在井底附近产生高压，当压力超过井壁附近地应力和岩石抗张强度后，在地层中形成裂缝。停泵后，压裂返排液自喷返排至地面专用废液收集罐中，拉运至哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站处理。

(3) 测试放喷

测试放喷是对初步确定的油气水层进行直接测试，取得目的层产能、压力、温度和流体性质等资料的工艺过程，为储量计算和油气合理开发提供可靠数据。测试放喷采取防喷、导流等有效措施。

测试放喷阶段主要污染物为三相（或两相）分离器产生气体（或天然气）在放喷池放空。产生的液体（或原油）由液体罐收集后，原油送临近的联合站；如为不含油的采出液，则送哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站进行处理。依据具体情况设定放喷时间，一般为 1~2d。

储层改造工程主要废气为酸化压裂废气、放喷天然气燃烧产生的废气及施工机械尾气。废水主要为生活污水及压裂返排液，生活污水集中收集后定期拉

运至哈六联合站生活污水处理装置处理；压裂返排液采用专用废液收集罐收集，拉运至哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站处理。噪声为压裂车噪声及测试放喷高压气流噪声，通过定期检修施工设备、合理布置作业任务，避免局部噪声过高。固体废物为生活垃圾，生活垃圾均依托哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。

3.3.1.1.4 井场及阀组站地面建设工程

对占地进行场地平整，设置施工车辆临时停放场地，将设备拉运至井场，进行安装调试。地面工程施工结束后，对施工场地临时占地进行平整恢复，清除井场临时占地内水泥基础等各类池体防渗层并进行平整。

地面工程废气污染源主要为施工车辆尾气和焊接废气，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，焊接作业时使用无毒低尘焊条；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；固体废物主要为设备废弃包装、水泥基础和生活垃圾，设备废弃包装、水泥基础现场收集、合规暂存，施工废料和生活垃圾均依托哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。

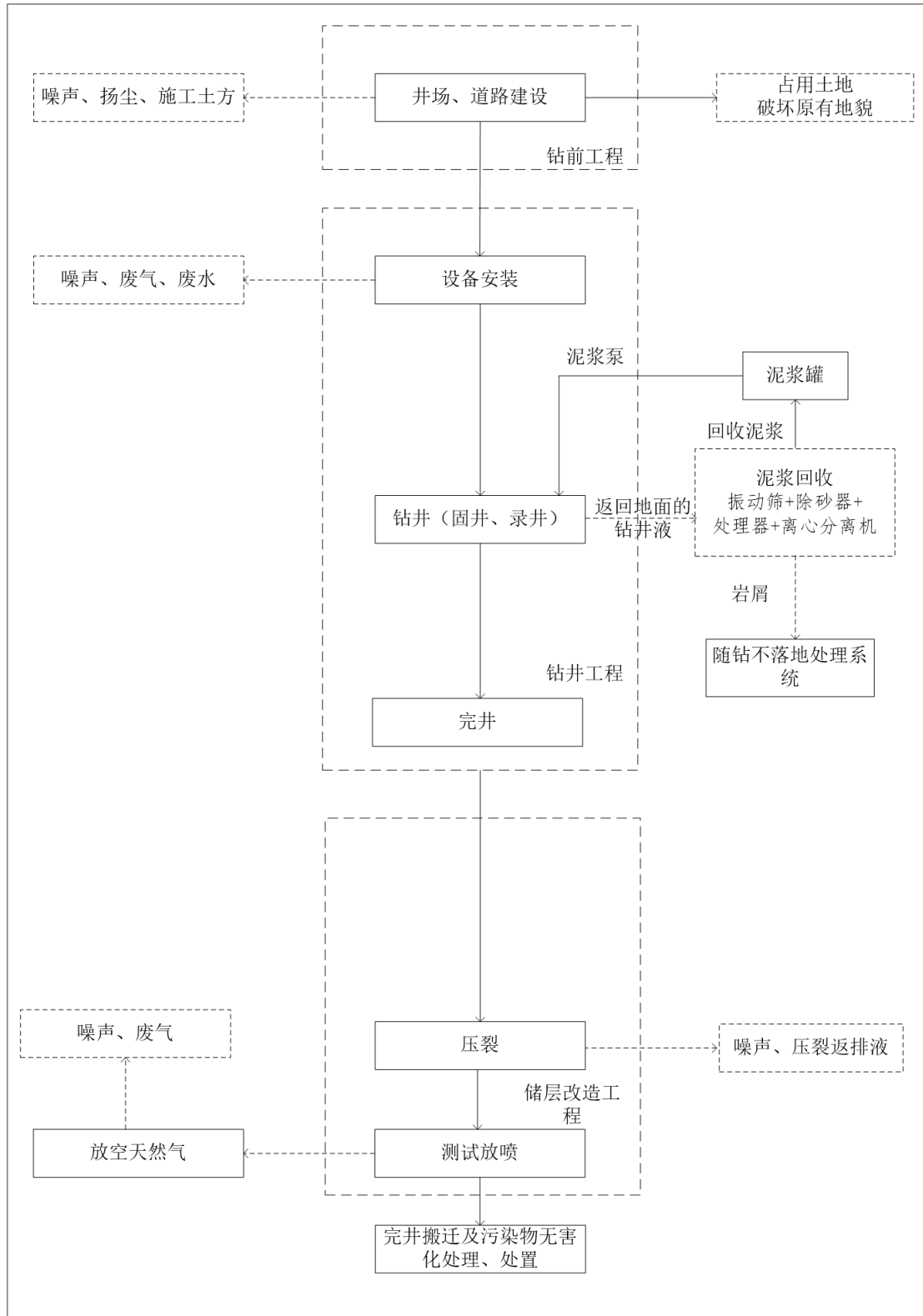


图 3.3-1 钻前工程、钻井工程及储层改造工程工艺流程及污染物排放示意图

3.3.1.1.5 管线敷设工程

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。施工方案见图 3.3-2。

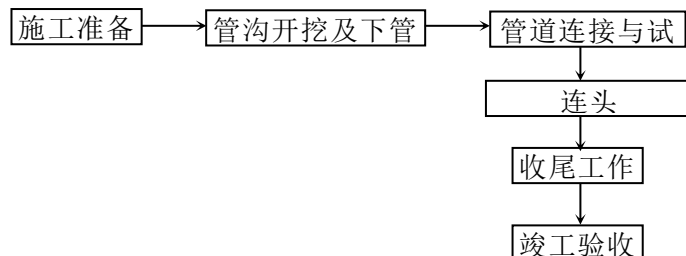


图3.3-2 施工阶段工艺流程图

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。施工期间可依托已有道路进行作业，沿设计的管线走向设置宽度约 6-8m 的作业带并取管沟一侧作为挖方存放点，在合适地点设置车辆临时停放场地。

②管沟开挖及下管

沿管线设计路线进行开挖管沟，并根据现场情况适当调整，保证新铺设管线与已建输送管线保持一定距离。管沟底宽 0.8m，沟深 1.6m，管沟边坡比为 1:1.5，开挖过程中对管沟区挖方单侧堆放，以机械开挖为主，人工为辅。管线与电（光）缆交叉时，净距不小于 0.5m，并对电（光）缆采取角钢围裹的保护措施；若与现有管线交叉，两管线之间净距不小于 0.3m，并设置废旧轮胎等方法将管线隔离。开挖到设计深度位置，并对管沟底进行夯实、铺小颗粒原土、下管。本项目所有线路管道均采用外防腐保温层保护方案，集输管道补口和热煨弯管防腐保温结构为：无溶剂液体环氧涂料（厚度 $\geq 400\mu\text{m}$ ）+硬质聚氨酯泡沫塑料保温层+辐射交联聚乙烯热收缩带（套）。管线连接完毕后，将管线分段吊装至管沟内。管线下沟后，管道与沟底表面贴实且放置在管沟中心位置。本项目集输管线最小管顶埋深 1.2m。管道施工示意图见图 3.3-3。

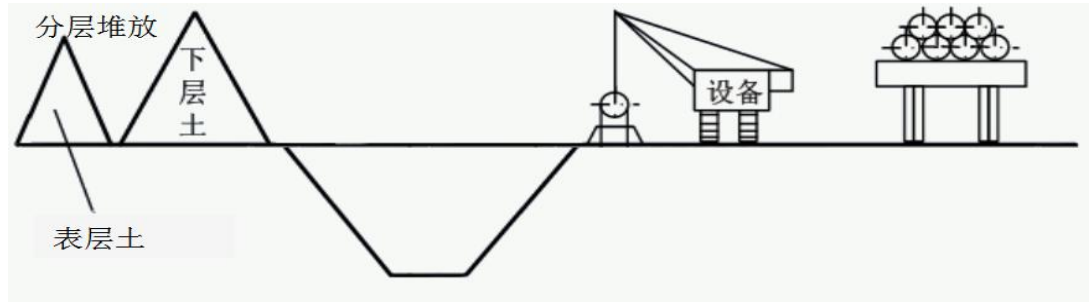


图 3.3-3 一般地段管道施工方式断面示意图

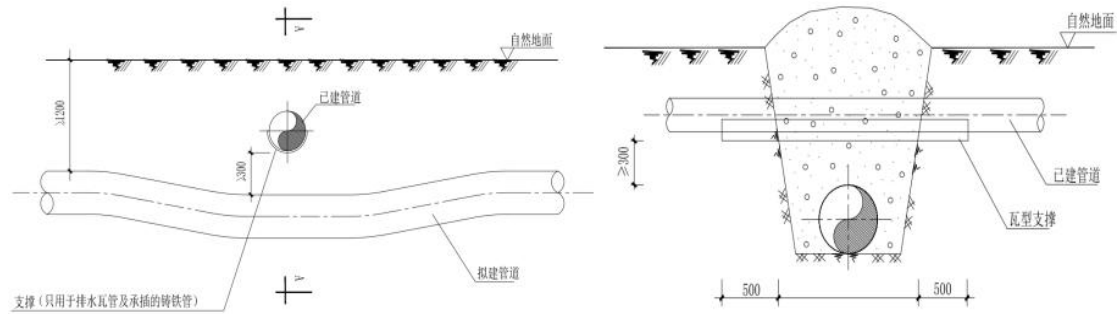


图 3.3-4 管线与已建管线穿越示意图

③管道连接与试压

本项目混输干线采用 DN150 2.5MPa 玻璃钢管、单井集输管道采用 DN100 2.5MPa 玻璃钢管。集输管线试压介质采用中性洁净水；强度试验压力为设计压力的 1.25 倍，严密性试验压力为设计压力。强度试验压力 7.88MPa，严密性试验压力为 6.4MPa。升至强度试验压力值后，稳压 3 小时，在稳压时间内管道目测无变形、无渗漏，压降不大于 5% 试验压力为合格。强度试验合格后，降压到设计压力，进行严密性试验，稳压时间不小于 24 小时，在稳压时间内，应严格检查，压降不大于 1% 试验压力为合格。试压中有泄漏时，不得带压修理。缺陷修补后应重新进行试压，直至合格。试压用的压力表应经过校验，并应在有效期内。压力表精度应不低于 1.5 级，量程为被测最大压力的 1.5~2 倍，表盘直径不应小于 150mm。试压时的压力表应不少于 2 块，分别安装在试压管段的两端。稳压时间应在管段两端压力平衡后开始计算。试压管段的两端各安装 1 支温度计，且避免阳光直射，温度计的最小刻度应小于或等于 1℃。试压装置，包括阀门和管道应经过试压检验后方可使用。现场开孔和焊接应符合压力容器制造、安装有关标准的规定。试压区域内严禁有非试压人员，试压巡检人员亦应与管线保持 6m 以上距离。距试压设备和试压管线 50m 以内为试压区域。

管道试压的一般程序为：成立试压领导小组—确定试压人员—清管设备的

配置—试压附件的预制—试压现场的清理—试压设备的就位—试压管道的清理、测径—安装试压头—试压—排气。

④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余量，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。

施工过程中废气污染源为施工扬尘（ G_1 ）、焊接废气（ G_2 ）和施工车辆尾气（ G_3 ）；土方开挖和倾卸时产生的扬尘，通过控制倾卸高度减少扬尘产生量，焊接过程使用合格无毒焊条；废水污染源主要为试压废水（ W_1 ），由管内排出后循环使用，试压结束后用于区域降尘；噪声污染源为施工机械产生的噪声（ N_1 ），通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；固体废物为管沟开挖产生的土方（ S_1 ），施工结束后用于回填管沟及场地平整；施工废料（ S_2 ）应首先考虑回收利用，不可回收利用部分运至哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站处理。

3.3.1.2 运营期

（1）油气开采工艺

根据油田目前生产情况、油气藏性质和配产情况，选择采油采气方式为自喷开采。

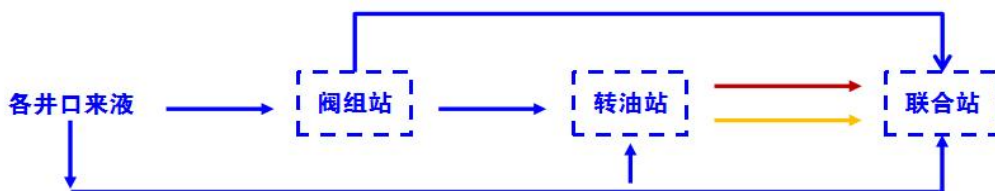


图 3.3-5 井场工艺流程图

（2）油气集输

井场采出油气通过井口模块油嘴二级节流后，通过管道输送至周边阀组或

站场进行处理，井场预留有电磁加热撬安装口。

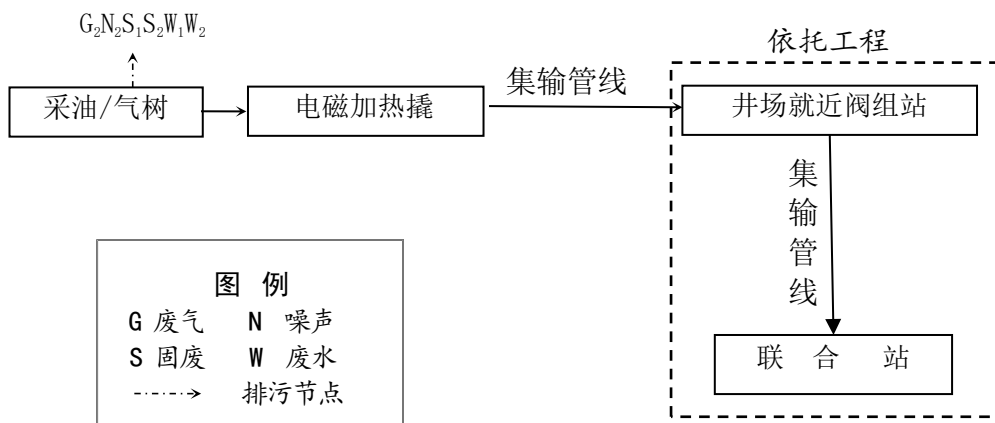


图 3.3-6 油气开采及集输工艺流程图

(3) 不定期井下作业

运营期将视实际运营情况进行不定期井下作业，主要包括压裂、洗井、修井、清蜡、除砂、侧钻等。压裂、侧钻工艺过程与施工期相同。洗井、修井、清蜡和除砂作业均是在采油井或采气井使用一段时间后，因腐蚀、结垢、机具磨损和损坏等所采取的工艺措施。修井时一般需要将油管全部拔出，以便更换损坏的油管和机具；洗井采用活动洗井车密闭洗井。

(4) 产污环节

油气开采及集输过程中废气污染源主要为井场无组织废气（G1），井场采取密闭集输工艺减少无组织废气排放；废水污染源主要为采出水（W1）和井下作业废液（W2），其中采出水随采出液一起进入联合站处理达标后回注油层，井下作业废液拉运至哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站处理；噪声污染源主要为采油/气树（N1）等设备运行产生的噪声，采取基础减振的降噪措施。固废污染源主要为井下作业、采油/气环节和集输环节产生的落地油（S1）、井下作业产生的废防渗材料（S2），清管废渣（S3），属于危险废物，委托有资质单位进行接收处置。

本项目运营期污染源及治理措施一览表见表 3.3-1。

表 3.3-1 本项目运营期污染源及治理措施一览表

类别	序号	污染源	主要污染物	产生特点	治理措施
废气	G ₁	井场无组织废气	H ₂ S、非甲烷总烃	连续	密闭集输工艺、定期巡检
废水	W ₁	采出水	--	连续	送至哈六联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要

					求及分析方法》 (SY/T5329-2022)标准后回注 地层
	W ₂	井下作业废液	--	间歇	送至哈拉哈塘钻试修废弃物环 保处理站处理
噪声	N ₁	井场采油树等设备	L _{eq}	连续	选用低产噪设备、基础减震
固废	S ₁	落地油	危险废物	间歇	委托库车畅源生态环保科技有 限责任公司等具有危废处置资 质的公司接收处置
	S ₂	废防渗材料			
	S ₃	清管废渣			

3.3.1.3 退役期

随着石油开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。退役期主要包括封井、地面设备设施拆除、场地清理和修复等。

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

完成封井后，拆除井口装置，地下截去一定深度的表层套管；将永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫清理，清除各种固体废物。然后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，成为污染地下水的通道。拆除的井场地面设施由施工单位运至指定地方存放，后期重复使用。

退役期废气污染源主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施；噪声污染源主要为车辆噪声，要求合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；固体废物主要为设备拆除过程中产生的落地油，管道中残余的液体以及其余建筑垃圾，其中落地油收集后委托有资质单位清运处置，管道中残余的液体先试用氮气吹扫至站场后，再使用清水清洗管道内部，清洗废水最终进入站场后送至联合站处理，清理干净的管线两端使用盲板封堵，建筑垃圾收集后送周边工业固体废物填埋场填埋处置。废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏。

3.3.2 施工期生态影响及污染源分析

3.3.2.1 生态影响因素

施工过程中生态影响主要包括占用土地、对植被的破坏、对土壤的扰动等。

井场占地主要包括永久占地和临时占地，永久占地主要为井场永久占地，将不可避免改变区域用地性质；临时占地主要包括管线临时占地，随着管线和井场施工的结束，临时占地可恢复原有使用功能。本项目要求管沟开挖时采取严格控制作业带宽度的措施。

井场、管线施工过程中，不可避免地对地表植被造成破坏，造成土壤扰动，容易导致水土流失。本项目要求施工作业时避开植被茂密区。

根据估算，本项目总占地面积 207.62hm²，其中永久占地 21.38hm²，临时占地 186.24hm²，详见表 3.3-2，占地类型详见表 4.2-1。

表 3.3-2 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	
1	井场工程	7.40	32.56	新建 37 座井场，钻井井场规格 120m×90m，生产井场规格为 40×50m
2	站场工程	0.48	0	新建 4 座阀组站
3	集输管道	0	132.80	新建混输干线 DN150 128km，单井集输管道 DN100 38km，埋地敷设，施工带宽 8m
4	道路	13.50	12.00	新建通井道路约 30km，采用单车道砂石路面，路面宽 4.5m，扰动范围路面外两侧 2.0m
5	生活区	0	8.88	每个钻井工程临时生活区占地面积 2400m ²
合计		21.38	186.24	合计总占地 207.62hm ²

本项目无借方、弃方，开挖土方主要为管沟开挖产生土方，回填土方主要为管沟回填。本项目不设置取土场。

3.3.2.2 施工期污染源分析

(1) 废气

本项目施工过程中废气包括施工扬尘、焊接废气和施工车辆尾气、储层改造废气、测试放喷废气等。

①施工扬尘

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

②车辆尾气和焊接烟气

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

③测试放喷废气

本项目测试放喷期间分离出的天然气经管线引至放空火炬点燃。据此，测试放喷期间大气污染物主要来自放空天然气燃烧产生的废气。

测试放喷期间油气通过分离器分离，油水混合物进入油水罐储存，分离出的气体燃烧放空，当伴生气含有硫化氢时，通过燃烧转化成二氧化硫，可有效降低毒性气体的毒性。天然气放空产生的废气量取决于该井目的层天然气含量和测试放喷期间释放量，依据具体情况设定测试放喷时间，一般为 1~2d。

④储层改造废气

储层改造过程废气主要来源于压裂液现场暂存过程、压裂液注入过程以及压裂返排液暂存过程中产生的废气，主要成分为 HCl 等，采取压裂液和压裂返排液密闭罐存放措施，有效降低酸性废气排放。

(2) 施工废水

①钻井废水

钻井废水由冲洗钻台、钻具、地面、设备用水及起下钻时的泥浆流失物、泥浆循环系统的渗透物组成。钻井废水是钻井液等物质被水高倍稀释的产物，其组成、性质及危害与钻井液的类型有关，其中主要污染物有悬浮物、COD、石油类等。根据类比目前塔河油田钻井实际情况，井场产生的钻井废水约为 $0.05\text{m}^3/\text{m}$ ，本项目新钻井 37 口，钻井总进尺为 279202m，产生的钻井废水约为 13960m^3 。

钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排。

②酸化压裂返排液

钻井固定完毕后，需进行压裂完井，在储层改造过程中排出的压裂返排液中主要含有黄原胶、石油类及其他各种添加剂。根据区域现有井场历史钻井数据，压裂过程压裂返排液返排率为 60%左右，项目钻井过程中单座井场压裂液量为 730m³，则单座井场压裂返排液产生量为 438m³，拟建项目共部署新井 37 座，项目压裂返排液产生量为 16206m³，储层改造过程中产生的压裂返排液排入回收罐中，运至哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站处理，处理达标后回注。

③生活污水

本项目新钻井平均施工天数约 150d，井队人数一般为 60 人，按生活用水量 100L/d·人计，则 37 口井生活用水量总计约 33300m³，生活污水产生量按用水量的 80%计算，则总产生量为 26640m³。生活污水中主要污染物为 COD、BOD₅、NH₃-N、SS 等；类比区域内油气田现状，生活污水中主要污染物浓度 COD 为 400mg/L、BOD₅ 为 200mg/L、NH₃-N 为 25mg/L、SS 为 220mg/L。生活污水集中收集后定期拉运至哈六联合站生活污水处理装置处理。

④管线试压废水

集输管线试压介质采用中性洁净水，管道试压分段进行，类比同类油田管线项目，试压用水量约 200m³。试压水进入下一段管线循环使用，试压结束后就地泼洒抑尘。

(3) 施工噪声

在不同的施工阶段将使用不同的施工机械，如挖掘机、钻机、吊机、泥浆泵、压裂车、测试放喷噪声等，产噪声级在 98~120dB（A）之间，对周围声环境产生一定的影响，工程选用低噪声施工设备，合理控制施工作业时间，控制施工噪声对周围的不利影响。

(4) 固体废物

本项目施工期产生的固体废物主要为施工过程中产生的施工土方、钻井泥浆、钻井岩屑、含油废物、废烧碱包装袋、废防渗材料、施工废料和施工人员生活垃圾等。

①土石方

本项目共开挖土方 54.51 万 m³，回填土方 69.16 万 m³，借方 14.65 万 m³，无弃方，开挖土方主要为井场平整、管沟开挖产生土方，回填土方主要为井场回填、管沟回填。新建井场需进行压盖，借方主要来源于区域已完钻井场经“钻井废弃物不落地达标处理技术”处理达标后还原土和周边砂石料场。本项目土石方平衡见下表 3.3-3。

表 3.3-3 土方挖填方平衡表 单位：万 m³

工程分区	挖方	填方	借方量		弃方量	
			数量	来源	数量	去向
井场工程	19.98	31.93	11.95	区域井场还原土	0	—
管道工程	34.53	34.53	0	0	0	—
道路工程	0	2.70	2.70	周边砂石料场	0	—
合计	54.51	69.16	14.65	—	0	—

②钻井泥浆

项目使用膨润土泥浆和磺化泥浆，泥浆在井口采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分离机”分离岩屑后，进入泥浆罐循环使用。泥浆使用过程中根据地层情况循环使用，泥浆钻井结束后回收，由罐车拉走用于下一口钻井使用。

③钻井岩屑

钻井过程中，岩石经钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑，其中 50%混入泥浆中，其余岩屑经泥浆循环携带至井口，在地面经振动筛分离出来，送入井场内泥浆罐中。

钻井岩屑产生量按以下经验公式计算：

$$W = \frac{1}{4} \times \pi \times D^2 \times h \times a \times 50\%$$

式中：W——钻井岩屑产生量，m³；

D——井眼直径，m；

a——膨胀系数，取 2；

h——井深 m。

利用上述公式计算出钻井期内产生的岩屑量为 17631m³，其中膨润土泥浆钻井岩屑 10449m³，磺化泥浆钻井岩屑 7182m³。

根据目前油田及安全环保对钻井工程的要求，钻井采用泥浆不落地系统，钻井期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，采用泥浆不落地技术在井场进行无害化处理，处理后进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，同时含油率满足《土壤环境质量 建设用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要求（含油率 $<0.45\%$ ）后用于铺垫油区内的井场、道路等，一次处理后检测不合格，现场进行二次处理，达标后用于铺垫油区内的井场、道路等。

④施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣和吹扫产生的废渣等。根据类比调查，施工废料的产生量约 3.7t。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边工业固废填埋场合规处置。

⑤危险废物

钻井施工过程中机械检修时会产生少量含油废物，检修期间地面应铺设防渗膜，采用钢制铁桶收集后暂存于撬装式危废暂存间中，防止含油废物落地污染土壤和地下水。类比同类钻井工程，钻井期间产生的含油废物量约为 7.4t，收集后由钻井队委托区域具有危废处置资质的公司接收处置。

钻井期间会产生少量废防渗材料，类比同类钻井工程，钻井期间产生的废防渗材料量约为 3.7t，收集后由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量废烧碱包装袋，属于危险废物，及时回收废烧碱包装袋暂存于撬装式危废暂存间中。类比同类钻井工程，钻井期间产生的废烧碱包装袋约为 1.8t，收集后由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

⑥生活垃圾

本项目新钻井平均施工天数 150d，钻井期间，常住井场人员按 60 人计算，平均每人每天产生生活垃圾约 0.5kg。则 37 口井施工期生活垃圾产生总量为 167t，现场集中收集，依托哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处置。

综上所述，本项目施工期各种污染物产生和排放情况见表 3.3-4。

表3.3-4 本项目施工期各种污染物产生和排放情况一览表

项目	污染源	污染物	污染物排放速率/浓度	污染物产生量	主要处理措施	排放量	排放去向
废气	测试放喷废气	SO ₂ 、NO ₂ 、C _m H _n	—	—	测试放喷期间分离出的天然气经管线引至放空火炬点燃	—	环境空气
	施工扬尘	粉尘	—	—	洒水抑尘	—	环境空气
	储层改造废气	HCl	—	—	压裂液和返排液使用密闭罐存放	—	环境空气
	焊接废气、施工机械及运输车辆尾气	颗粒物、SO ₂ 、NO ₂ 、C _m H _n	—	—	机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行；焊接作业时使用无毒低尘焊条	—	环境空气
废水	钻井废水	悬浮物、COD、石油类等	—	13960m ³	钻井废水临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排	0	不外排
	酸化压裂返排液	石油类、SS	—	16206m ³	排入回收罐中，运至哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站处理	0	不外排
	生活污水	水量	—	33300m ³	生活污水集中收集后定期拉运至哈六联合站生活污水处理装置处理	0	不外排
		COD	400mg/L	—		0	
		BOD ₅	200mg/L	—		0	
		NH ₃ -N	25mg/L	—		0	
		SS	220mg/L	—		0	
试压废水	SS	—	200m ³	循环使用，洒水抑尘	0	不外排	
固体废物	土石方	—	—	0	施工期做到土石方平衡，借方主要来源于区域已完钻井场经“钻井废弃物不落地达标处理技术”处理达标后还原土和周边砂石料场	0	平衡
	钻井泥浆	—	—	—	泥浆在井口采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分离机”分离岩屑后，进入泥浆罐循环使用	0	不外排
	膨润土泥浆钻井岩屑	—	—	10449m ³	钻井采用泥浆不落地系统，钻井期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中综合利用污染物限值要求，同时含油率满足《土壤环境质量 建设用	0	不外排
	磺化泥浆钻井岩屑	—	—	7182m ³			

项目	污染源	污染物	污染物排放速率/浓度	污染物产生量	主要处理措施	排放量	排放去向
					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要求（含油率<0.45%）后用于铺垫油区内的井场、道路等，一次处理后检测不合格，现场进行二次处理，达标后用于铺垫油区内的井场、道路等		
	施工废料	—	—	3.7t	收集后送至周边固体填埋场填埋处置	0	不外排
	危险废物	含油废物	—	7.4t	收集后由区域具有危废处置资质的公司接收处置	0	不外排
		废防渗材料	—	3.7t		0	不外排
		废烧碱包装袋	—	1.8t		0	不外排
	生活垃圾	—	—	167t	现场集中收集，依托哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处置	0	不外排
噪声	钻机	—	—	110dB(A)	合理安排施工时间，基础减振、利用距离衰减	100dB(A)	声环境
	吊装机	—	—	98dB(A)		88dB(A)	
	泥浆泵	—	—	109dB(A)		99dB(A)	
	压裂车	—	—	120dB(A)		110dB(A)	
	挖掘机	—	—	104dB(A)		94dB(A)	
	压路机	—	—	104dB(A)		94dB(A)	

3.3.3 运营期污染源分析

3.3.3.1 废气污染源及其治理措施

本项目新建 37 口井、4 座计量阀组，废气污染源主要为井场及阀组站无组织挥发废气，主要污染物为非甲烷总烃、硫化氢。本项目装置均采用国内甚至国际先进的设备和材料，充分保证管线、接头及阀门的密封性，且项目采用密闭集输工艺，源强核算过程如下：

(1) 无组织非甲烷总烃核算

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（烷烃等）、卤代烃，含氮有机化合物，含硫有机化合物等，对本项目而言，VOCs 主要为非甲烷总烃。本项目运营过程中井场、阀组站无组织废气主要污染物为

从阀门等部分逸散无组织非甲烷总烃，参照《排污许可证申请与核发技术规范石化工业》（HJ853-2017）要求对本项目无组织废气进行核算。

挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物的量按以下公式计算。

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

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。

表 3.3-5 设备与管线组件 $e_{\text{TOC},i}$ 取值参数表

类型	设备类型	排放速率 $e_{\text{TOC},i}$ (kg/h 排放源)
石油化学工业	气体阀门	0.024
	开口阀或开口管线	0.030
	有机液体阀门	0.036
	法兰或连接件	0.044
	泵、压缩机、搅拌器、泄压设备	0.140
	其他	0.073

参照《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》，若未提供 TOC 中 VOCs 的质量分数，则保守取 1 进行核算，则本项目采出液中 $WF_{\text{VOCs},i}$ 和 $WF_{\text{TOC},i}$ 比值取 1；根据设计单位提供的数据，项目井场及阀组涉及阀门、法兰数量如表 3.3-6、表 3.3-7 所示。

表 3.3-6 本项目单座井场无组织废气非甲烷总烃核算一览表

序号	设备名称		n (个)	$e_{\text{TOC},i}$ (kg/h)	t_i (h/a)	$E_{\text{单座井场}}$ (t/a)	排放速率 (kg/h)
1	单座采油井场	有机液体阀门	20	0.036	8760	0.0189	0.0022

2	法兰	40	0.044	8760	0.0463	0.0053
合计					0.0652	0.0075

经过核算，本项目单座井场无组织排放非甲烷总烃约为 0.0652t/a，则本项目新建 37 座井场无组织排放非甲烷总烃合计为 2.4124t/a。

表 3.3-7 本项目单座阀组站无组织废气非甲烷总烃核算一览表

序号	设备名称		n (个)	$e_{TOC, i}$ (kg/h)	t_i (h/a)	$E_{\text{单座阀组站}}$ (t/a)	排放速率 (kg/h)
1	单座阀组站	有机液体阀门	70	0.036	8760	0.0662	0.0076
2		法兰	50	0.044	8760	0.0578	0.0066
合计						0.1240	0.0142

经过核算，本项目单座阀组站无组织排放非甲烷总烃约为 0.1240t/a，则本项目新建 4 座阀组站无组织排放非甲烷总烃合计为 0.4960t/a。

综上所述，本项目运营期无组织 VOCs（主要为非甲烷总烃）排放量约为 2.9084t/a。

（2）无组织硫化氢核算

根据项目所在区域油藏流体物性，硫化氢平均浓度为 7832mg/m³。根据本项目实施方案开发指标预测表，本项目最高年伴生气产生量约 0.2040×10⁸m³/a，据此核算出本项目伴生气中硫化氢最大量为 159.7728t/a。根据资料分析，油气集输损失按照伴生气最大产能的 0.1%损失计算，则本项目硫化氢无组织挥发量为 0.0160t/a（约合 0.0019kg/h）。

3.3.3.2 废水污染源及其治理措施

（1）采出水

采出水主要来源于油藏本身的底水、边水，且随着开采年限的增加呈逐渐增加上升状态。根据开发方案预测，区块开发前期采出水水量较小，随着开采年限的增长采出水量逐渐增加。根据项目实施方案开发指标预测表，后期开采年产水量最大约 1.54×10⁴t/a，项目核算采出水量按最大产生量考虑。采出水中主要污染物为 pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体等，不涉及重金属物质。采出水随采出液经集输管线最终输送至哈六联处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注油层，可保持油层压力，使油气藏有较强的驱动力，以提高油气藏

的开采速度和采收率。

(2) 井下作业废液

井下作业主要包括洗井、清蜡、清砂、修井、侧钻、酸化、压裂等，其中侧钻过程所产生的废水与钻井工程相类似，清蜡、清砂均属于洗井范畴，本次主要分析洗井、修井、侧钻、酸化、压裂等过程产生的废液。

根据《关于发布〈排放源统计调查产排污核算方法和系数手册〉的公告》（环保部公告 2021 年第 16 号）中与石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册中产排污系数，计算井下作业废液的产生量。

表 3.3-8 与石油和天然气开采专业及辅助性活动产排污系数一览表

污染物类别	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数
废水	压裂液	非低渗透油井加砂压裂	所有规模	废压裂液	立方米/井	119.94
	酸化液	非低渗透油井酸化压裂	所有规模	废酸化液	立方米/井	26.56
	洗井液	修井	所有规模	废洗井液	吨/井	25.29
	洗井液	低渗透油井洗井作业	所有规模	废洗井液	吨/井	27.13

按井下作业每 2 年 1 次计算，井下作业废液包括废压裂液、废酸化液、废洗井液，拟建项目共部署 37 座采油井场，则每年井下作业废液产生量为 3680t。井下作业废液自带回收罐回收作业废水，拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理。

表 3.3-9 本项目运营期废水情况一览表

类别	序号	污染源	产生量 (t/a)	排放量 (t/a)	主要污染物	产生特点	治理措施
废水	W ₁	采出水	1.54×10 ⁴	0	pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	连续	采出水随采出液经集输管线最终输送至哈六联处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注油层
	W ₂	井下作业废液	3680	0	pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	间歇	送至哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站处理

3.3.3.3 噪声污染源及其治理措施

本项目实施后，各噪声污染源治理措施情况见表 3.3-10。

表 3.3-10 噪声污染源及其治理措施一览表

序号	井场	噪声源名称	数量/(台/套)	源强(dB(A))	降噪措施	降噪效果(dB(A))
1	采油井场	采油树	37	85	基础减振	10

油田生产阶段，噪声源主要集中在各井场，噪声源为采油树。噪声源强在 85dB(A)，采取基础减振的措施，降噪效果可到 10dB(A)。

3.3.3.4 固体废物及其治理措施

(1) 清管废渣

集输管线清管作业产生清管废渣，每 2 年清管 1 次。根据类别调查，一般清管废渣产生量为 1.15kg/km，本项目新建集输管线总长为 166km，每次废渣产生量约 0.19t/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，其危险废物类别为 HW08 类危险废物（废物代码：251-001-08），严格按危险废物相关技术要求和管理规定进行收集与贮存，委托库车畅源生态环保科技有限责任公司等具有危废处置资质的公司进行处置。

(2) 落地原油

落地原油主要产生于采油树的阀门、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 3.7t/a。落地油 100%回收，委托库车畅源生态环保科技有限责任公司等具有危废处置资质的单位拉运处置。

(3) 废防渗材料

项目运营期井下作业时，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，目前油气田使用的防渗布均可重复利用，平均重复利用 3 年左右。单块防渗布重约 250kg（12m×12m），每口井作业用 2 块，则本项目作业 1 次共产生废弃防渗布约 0.5t，井下作业频次为 2 年/次，则项目产生废防渗材料最大量约 9.25t/a。

作业过程中产生的含油废防渗材料属于危险废物，为 HW08 类危险废物（废物代码 900-249-08 含有或沾染毒性、感染性危险废物的废弃包装物、容器、过滤吸附介质）。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，委托库车畅源生态环保科技有限责任公司等具有危废处置资质的公司处置，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

3.3.4 退役期污染源及其防治措施

退役期废气污染源主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施；噪声污染源主要为车辆噪声，要求合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；固废污染源主要为废弃管线、废弃建筑残渣等，均属于一般工业固体废物，废弃管线、废弃建筑残渣等收集后送哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场妥善处理。

3.3.5 三本账

本项目“三本账”的情况见表 3.3-11。

表 3.3-11 本项目“三本账”情况一览表 单位：t/a

类别		现有工程排放量	本工程新增排放量	以新带老削减量	本工程实施后排放量	本工程实施后增减量
废气	颗粒物	74.3	0	0	74.3	0
	二氧化硫	26.6	0	0	26.6	0
	氮氧化物	225.9	0	0	225.9	0
	非甲烷总烃	157.912	2.9084	0	160.8204	+2.9084
	硫化氢	1.815	0.0160	0	1.831	+0.0160
废水		0	0	0	0	0
固废		0	0	0	0	0

3.4 清洁生产水平分析

本项目隶属东河采油气管理区管辖。为贯彻实施《中华人民共和国环境保护法》和《中华人民共和国清洁生产促进法》，进一步推动中国石油天然气开采业的清洁生产，防止生态破坏，保护人民健康，促进经济发展，并为石油天然气开采业开展清洁生产提供技术支持和导向，参照《石油天然气开采业清洁生产评价指标体系（试行）》，对本项目清洁生产水平作出评价。

3.4.1 清洁生产水平评价

(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，综合考评哈拉哈塘区块实施清洁生产的状况和清洁生产水平。

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，用于定性考核本项目对有关政治法规的符合性及清洁生产工作实施情况。

①评价依据

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

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

b.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。

c.定量评价指标体系的评价基准值代表行业清洁生产的平均先进水平。

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

②权重分值

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

③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。

不同类型油气勘探开发企业清洁生产评价指标体系的各评价指标、评价基准值和权重值见表3.4-1。

3.4.2 清洁生产建议

（1）建议优化生产设备参数，提高设备运行效率，节约能源。

（2）做好节能宣传工作，培养员工节能节水意识，努力开展节能技术教育；建立健全节能激励机制；加强节能管理，完善节能统计工作。

（3）需进一步提高清洁生产审核的参与度。

（4）对已实施的清洁生产方案落实，同时在生产过程中产生新的清洁生产方案，可立即组织清洁生产审核小组人员进行讨论，最终进行分析、确定，并付诸实施。

（5）加强放空天然气回收研究工作。

（6）东河采油气管理区设备和工艺预设计与实际生产状况有较大出入，需根据实际情况调节相关参数、加装节能设备或直接更换设备，节约能耗。

清洁生产首先是将污染消除在生产过程中，因此污染物的产生和排放量将大幅度减少，其次清洁生产使末端治理的污染负荷减少，从而有可能避免或减轻末端处理产生的风险。

因此东河采油气管理区在今后的生产过程中，还需要持续做好清洁生产的各项工作。将清洁生产真正纳入到东河采油气管理区的管理制度当中，只有这样才可以真正达到“节能、降耗、减污、增效”的目的，走可持续发展的道路。

表 3.4-1 采油作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	本项目	
						实际值	得分
(1) 资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采出液	30	稀油: ≤65	58	30
					稠油: ≤160		
(2) 资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	10	≥60	0	0
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	100	10
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	100	10
(3) 污染物产生指标	40	石油类	mg/L	5	≤10	--	0
		COD	mg/L	5	乙类区≤150	150	5
		落地原油回收率	%	7.5	100	100	7.5
		采油废水回用率	%	7.5	≥60	100	7.5
		油井伴生气外排率	%	7.5	≤20	0	7.5
		采出废水达标排放率	%	7.5	≥80	100	7.5

定性指标					
一级指标	指标分值	二级指标		指标分值	本项目得分
(1) 生产工艺及设备要求	45	井筒质量		5	5
		采油	套管气回收装置	10	10
			防止落地原油产生措施	10	10
		采油方式	采油方式经过综合评价确定	10	10
		集输流程	全密闭流程，并具有轻烃回收装置	10	10
(2) 环境管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证		10	5
		开展清洁生产审核并通过验收		20	20
		制定节能减排工作计划		5	5
(3) 贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况		5	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况		5	5
		老污染源限期治理项目完成情况		5	5
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况		5	5

由表计算得出：采油作业定量指标得分 90 分，定性指标得分 95 分，综合评价指数得分 92 分，达到 $P \geq 90$ ，属于清洁生产先进企业。

清洁生产的主体是企业自身，是提高企业形象、提高市场竞争力的有效手段，是推动企业技术进步，实现资源综合利用，达到“节能、降耗、减污、增效”目标的有力措施。通过实施环境保护目标责任制、建立 HSE 管理体系、推行清洁生产，全面实现环境保护“增产减污”的发展目标。

3.5 污染物排放总量控制

3.5.1 总量控制原则

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

3.5.2 污染物总量控制因子

根据国家“十四五”污染物排放总量控制要求，污染物排放总量控制因子如下：

废气污染物： NO_x 、VOCs。

废水污染物：COD、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 。

本项目正常生产期间，油气依托哈六联进行处置，不设置燃气加热炉，不涉及二氧化硫、氮氧化物的排放。运营期产生的采出水进入联合站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的有关标准后回注油层，不外排。井下作业废液采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站处理，不涉及 COD、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 的排放。故本项目总量控制因子为无组织排放的 VOCs。

3.5.3 总量控制建议指标

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020），

挥发性有机物（VOCs）是参与大气光化学反应的有机化合物，或者根据有关规定确定的有机化合物。本标准采用非甲烷总烃作为 VOCs 排放控制项目。项目无组织 VOCs 排放量为 2.9084t/a。

综上所述，本项目总量控制指标为：VOCs 2.9084t/a。

3.6 相关法规、政策符合性分析

3.6.1 与国家产业政策符合性分析

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

3.6.2 与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的符合性分析

表 3.6-1 项目与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》相符性分析

序号	《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》中相关规定	项目采取的相关措施	符合性分析
1	禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发。	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中上游重点预防区、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
2	煤炭、石油、天然气开发项目实行环境监理，其大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。	项目设计阶段已经对大气、水体、固体废物等污染防治进行了设计，大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。	符合
3	石油开发单位应当建设清洁井场，做到场地平整、清洁卫生，在井场内实施无污染作业，并根据需要在井场四周设置符合规定的挡水墙、雨水出口和防洪渠	本报告提出，井场施工结束后，均应对施工场地进行清理平整，植被自然恢复。事故状态下产生的落地油集中收集后交由有相	符合

	道。 散落油和油水混合液等含油污染物应当回收处理，不得掩埋。	应处理资质的单位进行回收、处置。	
4	石油、天然气开发单位应当定期对油气输送管线和油气储存设施进行巡查、检测、防护，防止油气管线或者油气储存设施断裂、穿孔，发生渗透、溢流、泄漏，造成环境污染。	本报告提出运营期要定期对站场各设备设施及管线进行检查检修；选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对站场和管线的设备、阀门等进行检查、检修，以防止“跑、冒、漏”现象的发生。	符合
5	煤炭、石油、天然气开发单位应当加强危险废物的管理。危险废物的收集、贮存、运输、处置，必须符合国家和自治区有关规定；不具备处置、利用条件的，应当送交有资质的单位处置。 煤炭、石油、天然气开发单位堆放、储存煤渣、含油固体废弃物和其他有毒有害物质，应当采取措施防止污染大气、土壤、水体。	本项目运营期清管废渣桶装收集后，交由库车畅源生态环保科技有限责任公司等具有危废处置资质的公司合理处置。	符合
6	煤炭、石油、天然气开发单位实施下列活动的，应当恢复地表形态和植被： （一）建设工程临时占地破坏腐殖质层、剥离土石的；（二）震裂、压占等造成土地破坏的；（三）占用土地作为临时道路的；（四）油气井、站、中转站、联合站等地面装置设施关闭或者废弃的。	项目管线施工时土方全部回填，临时占地均进行场地平整清理，植被自然恢复。场站均采取了地面硬化的措施，闭井期场站内的水泥平台或砂砾石铺垫被清理，平整后依靠自然恢复。	符合
7	煤炭、石油、天然气开发单位应当制定突发环境事件应急预案，报环境保护主管部门和有关部门备案。发生突发环境事件的，应当立即启动应急预案，采取应急措施，防止环境污染事故发生。	项目投产后，由东河采油气管理区管理，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

由表 3.6-1 可知，项目建设符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的相关规定。

3.6.3 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

表 3.6-2 本项目与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》的相符性分析

序号	《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
----	----------------------	-----------	-------

1	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，恢复井场周边及管线临时占地，符合“边开采，边治理，边恢复”的原则	符合
2	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。	本项目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
3	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。	项目管线、电力线路临时占地规模均从土地资源节约方面考虑，尽可能缩小占地面积和作业带宽度	符合

3.6.4 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

表 3.6-3 本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相符性分析

序号	《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
1	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。本项目采出水依托哈六联合站采出水处理系统处理；井下作业废液集中收集进入哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站处理；处理达标后回注油层，不向外环境排放；施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至收集后送哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站填埋处置进行处置；生活垃圾集中收集后，拉运至哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站进行处置。	符合
2	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%。	落地原油回收率应达到100%。	符合
3	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	落地油、废防渗材料等由区域具有危废处置资质的公司接收处置。	符合

	应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。		
4	在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注；对于稠油注汽开采，鼓励采出水处理后回用于注汽锅炉。	采出水依托哈六联合站污水处理系统处理达标后回注油层，不向外环境排放。	符合
5	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新建 3000m ³ 及以上原油储罐应采用浮顶型式，新、改、扩建油气储罐应安装泄漏报警系统。	采用密闭流程。	符合
6	（一）油气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）加强油气田建设、勘探开发过程的环境监督管理。油气田建设过程应开展工程环境监理。（三）在开发过程中，企业应加强油气井套管的检测和维护，防止油气泄漏污染地下水。（四）油气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）油气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。	项目投产后，由东河采油气管理区管理，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

由表 3.6-3 可知，项目建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相关规定。

3.6.5 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筑施工、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。

项目施工过程中采取“下垫上盖”措施，结束后拟对临时占地进行恢复治理，可减少扬尘影响。项目建设符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》要求。

3.6.6 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

表 3.6-4 与“环办环评函〔2019〕910号”符合性

序号	(2019) 910 号要求	项目情况	符合性分析
1	各有关单位编制油气发展规划等总体规划或指导性专项规划，应当依法同步编制环境影响篇章或说明；编制油气开发相关专项规划，应当依法同步编制规划环境影响报告书，报送生态环境主管部门依法召集审查。规划环评结论和审查意见，应当作为规划审批决策和相关项目环评的重要依据，规划环评资料和成果可与项目环评共享，项目环评可结合实际简化。	塔里木油田分公司已开展《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》，目前已取得审查意见（具体见附件）。本项目所在区块的开发已纳入塔里木油田“十四五”规划中。	符合
2	油气开采项目(含新开发和滚动开发项目)原则上应当以区块为单位开展环评(以下简称区块环评),一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管线和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。 未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块,建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。海洋油气勘探工程应当填报环境影响登记表并进行备案。 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。	本项目以区块为单位开展环评,在报告中对工程施工期、运营期环境影响和环境风险进行了分析,并提出有效的环境保护措施、污染防治措施和环境风险防范措施,并分析了依托工程可行性和有效性;同时对现有工程也进行了回顾性评价,对相关生态环境问题提出有效防治措施。	符合
3	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对现有工程环境影响进行回顾性评价,对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。	本项目评价了项目建设、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
4	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。	本项目废水均不外排,与地表水无水力联系。	符合
5	涉及废水回注的,应当论证回注的环境可行性,采取切实可行的地下水污染防治和监控措施,不得回注与油气开采无关的废水,严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前,回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)	本项目废水经依托工程处理达标后回用于注水开发,回注水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)要求,回注到现役油气藏。	符合

	等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。建设项目环评文件中应当包含钻井液、压裂液中重金属等有毒有害物质的相关信息，涉及商业秘密、技术秘密等情形的除外。		
6	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》（2017年10月1日）要求评价。	项目产生的落地油、废防渗材料等由区域具有危废处置资质的公司接收处置。	符合
7	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。	本项目施工周期较短，报告中已提出施工过程中严格控制作业带，减少施工占地的措施，要求施工结束后及时进行恢复清理，落实报告中提出的生态保护措施，避免对区域生态环境造成影响。	符合
8	涉及自然保护地和生态保护红线的，应当说明工程实施的合法合规性和对自然生态系统、主要保护对象等的实际影响，接受生态环境主管部门依法监管。	本项目不涉及生态保护红线。	符合
9	油气企业应按照企事业单位环境信息公开办法、环境影响评价公众参与办法等有关要求，主动公开油气开采项目环境信息，保障公众的知情权、参与权、表达权和监督权。各级生态环境主管部门应当按要求做好环评审批、监督执法等有关工作的信息公开。	本企业已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。	符合

3.6.7 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

表 3.6-5 与“新环环评发〔2020〕142号”符合性

序号	要求	项目情况	符合性
----	----	------	-----

1	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开展“塔里木油田分公司十四五发展规划”。	符合
2	油气开采项目(含新开发和滚动开发项目)原则上应当以区块为单位开展环评(以下简称区块环评)。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。	本项目以区块为单位开展环评,在报告中对工程施工期、运营期环境影响和环境风险进行了分析,并提出有效的环境保护措施、污染防治措施和环境风险防范措施,并分析了依托工程可行性和有效性;同时对现有工程也进行了回顾性评价,对相关生态环境问题提出有效防治措施。	符合

3.6.8 与《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》符合性分析

表 3.6-6 与《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》符合性

序号	要求	项目情况	符合性
1	产生 VOCs 的生产环节优先采用密闭设备、在密闭空间中操作或采用全密闭集气罩收集方式,并保持负压运行。	本项目油气开采、集输环节均为密闭流程,可有效减少 VOCs 排放。	符合

3.7 相关规划符合性分析

3.7.1 与《全国矿产资源规划》符合性分析

《全国矿产资源规划》(2021-2025 年)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。”本项目属于塔里木区域的油气开采项目，符合《全国矿产资源规划》要求。

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

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

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

3.7.3 与《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》符合性分析

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

布在天山南北坡 23 个县市，重点生态功能区涉及 53 个县市。禁止开发区域是指依法设立的各级各类自然文化资源保护区域，以及其他禁止进行工业化城镇化开发、需要特殊保护的重点生态功能区，国家和自治区层面禁止开发区域共 107 处。

本项目属于油气开采项目，位于塔里木油田矿权范围内，行政区隶属阿克苏地区沙雅县管辖，符合相关开发管制原则要求。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开发活动符合“全国重要的能源基地”定位。属于重点开发区域，本项目建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》。

3.7.4 与《新疆生态环境保护“十四五”规划》符合性分析

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

表 3.7-1 与《新疆生态环境保护“十四五”规划》符合性分析

序号	规划要求	本项目	符合性
1	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	本项目无组织废气排放涉及 VOCs 排放，报告中已针对无组织排放提出相应措施	符合
2	有序实施建设用地风险管控和治理修复。推动新疆重点行业企业用地土壤污染状况调查结果应用，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。	本项目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；本项目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

3	强化危险废物全过程环境监管。建立健全各类危险废物重点监管单位清单，全面实行危险废物清单化管理。督促各类危险废物产生单位和经营单位依法申报危险废物产生处置情况，报备管理计划，做好信息公开工作，规范运行危险废物转移联单。	本项目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
4	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。	本项目地跨库车市和沙雅县，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

3.7.5 与《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》符合性分析

3.7.5.1 水土保持分区

根据《全国水土保持规划（2015-2030 年）》（国函〔2015〕160 号），全国水土保持区划采用三级分区体系，一级区为总体格局区，二级区为区域协调区，三级区为基本功能区。全国水土保持区划共划分为 8 个一级区、40 个二级区、115 个三级区。

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。

沙雅县属于新疆七个三级区中的塔里木盆地北部农田防护水源涵养区。

3.7.5.2 水土流失治理分区

水土流失重点预防区的定量指标主要包括地形坡度、集中连片面积、林草覆盖率、轻度以下水土流失面积占总土地面积的比例。定性因素主要考虑水土保持功能的重要性，水土流失潜在危险危害程度，是否处于江河源头区、饮用水源保护区、自然保护区、风景名胜區、重要湿地、水功能区中的自然保护区和重要源头水保护区。

水土流失重点治理区的定量指标包括水土流失面积占总土地面积的比例，

中度以上水土流失面积占水土流失面积的比例。定性因素主要考虑水土流失危害程度、水土流失治理的紧迫性、民生要求的迫切性。

根据新水〔2019〕4号，项目所在区域沙雅县属于塔里木河中上游重点预防区、塔里木河流域重点治理区。

表 3.7-2 自治区级水土流失重点预防区和重点治理区划分表

I 重点预防区		
I ₂ 塔里木河中上游重点预防区	阿克苏地区	沙雅县
II 重点治理区		
II ₃ 塔里木河流域重点治理区	阿克苏地区	阿克苏市、乌什县、温宿县、阿瓦提县、拜城县、新和县、沙雅县、库车市

3.7.5.3 本项目与《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》的可行性分析

管理要求包括“本区域水土保持主要任务是……防灾减灾和防风固沙，治理规划中包括荒漠化治理”。

本项目按照水土保持方案的要求，严格执行各项水土保持措施，项目选线和拟采用的技术标准，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，因此本项目的各项水保措施，是符合《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》的管理要求的。

3.7.6 与《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025 年）》及其规划环评的符合性分析

本项目与《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025 年）》及其规划环境影响报告书相符性分析详见表 3.7-3。

表 3.7-3 与《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025 年）》及其环境影响报告书符合性分析

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025 年）》	塔里木能源资源勘查开发区内重点加强塘古坳陷、柯坪断隆带、库车凹陷、西南坳陷等新区新层系石油、天然气勘查，提供 5—8 个油气远景区，圈定 10—15 处油气区块，支撑塔河、塔中、和田、拜城—库车等大型油气田基地建设。	本项目属于塔里木能源资源勘查开发区中库车凹陷内。	符合
《关于〈新疆维吾尔自治区生态保护红线作为保障和维护区域生态安全的		本项目属于塔里木能源	符合

<p>尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025 年）环境影响报告书）的审查意见》（环审〔2022〕124 号）</p>	<p>底线，应进一步优化矿业权设置和空间布局，依法依规对生态空间实施严格保护。与生态保护红线存在空间重叠的 6 个能源资源基地、24 个国家规划矿区、22 个重点勘查区、32 个重点开采区等，后续设置矿业权时，应进一步优化布局，确保满足生态保护红线管控要求。与大气环境优先保护区（自然保护区、森林公园、世界遗产地等）存在空间重叠的 90 个勘查规划区块、25 个开采规划区块，以及与水环境优先保护区存在空间重叠的 462 个勘查规划区块、153 个开采规划区块和与农用地优先保护区存在空间重叠的 28 个勘查规划区块、8 个开采规划区块等，后续设置矿业权时，应进一步优化布局、强化管控措施，确保满足生态环境分区管控及相关环境保护要求</p>	<p>资源勘查开发区，距离生态保护红线约 20km，不在生态保护红线范围内，属于 ZH65292430001 沙雅县一般管控单元，不属于大气环境优先保护区（自然保护区、森林公园、世界遗产地等）、水环境优先保护区、农用地优先保护区存在空间重叠区块，项目建设过程中以生态环境保护优先为原则，开发建设过程中严格执行相关法律法规要求，严守生态环境质量底线，生态功能不会降低。</p>	
<p>《关于〈新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025 年）环境影响报告书）的审查意见》（环审〔2022〕124 号）</p>	<p>严格环境准入，保护区域生态功能。按照新疆维吾尔自治区生态环境分区管控方案、生态环境保护规划等新要求，与大气环境优先保护区、水环境优先保护区、农用地优先保护区等存在空间重叠的现有矿业权、勘查规划区块、开采规划区块，应严格执行相应管控要求，控制勘查、开采活动范围和强度，严格执行绿色勘查、开采及矿山环境生态保护修复相关要求，确保生态系统结构和主要功能不受破坏。严格控制涉及生物多样性保护优先区域、国家重点生态功能区、国家重要生态功能区、水源涵养区、水土流失重点防治区等区域矿产资源开发活动，并采取相应保护措施，防止加剧对重点生态功能区的不良环境影响。</p>	<p>本项目属于 ZH65292430001 沙雅县一般管控单元，不属于大气环境优先保护区（自然保护区、森林公园、世界遗产地等）、水环境优先保护区、农用地优先保护区存在空间重叠区块，项目建设过程中以生态环境保护优先为原则，开发建设过程中严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，生态功能不会降低；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。</p>	<p>符合</p>

3.7.7 与《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》符合性分析

表 3.7-4 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、新油气田效益建设和油气田精益生产，努力实现原油产量稳中上升和天然气快速上产。到 2025 年实现年产 3750 万吨油当量油气田。	本项目属于规划中哈拉哈塘油田开发内容，符合塔里木油田“十四五”发展规划要求。塔里木油田分公司已委托新疆天合环境技术咨询有限公司开展塔里木油田“十四五”发展规划环境影响评价工作。	符合
《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》（环审〔2022〕214 号）	严守生态保护红线，加强空间管控。坚持以习近平生态文明思想为指导，严守生态保护红线，严格维护区域主导生态功能，积极推动绿色发展，促进人与自然和谐共生。主动对接国土空间规划，进一步做好与“三线一单”生态环境分区管控方案、主体功能区划、生态功能区划等有关要求的有序衔接和细化分解，严格落实各项生态环境保护要求，协同推进石油天然气开发和生态环境保护相协调，切实维护区域生态系统的完整性和稳定性。加强规划区内环境敏感区和重要环境保护目标的生态环境保护工作，开展项目环评时应将油气开发对环境敏感区影响作为重点评价内容，并采取合理、有效的保护措施，确保规划涉及环境敏感区和重要环境保护目标不因油气开发而造成环境污染和生态破坏。	本项目不涉及生态保护红线，符合“三线一单”生态环境分区管控方案、主体功能区划、生态功能区划等。报告中对区内的公益林、水土流失等影响作为重点评价内容，并提出了合理、有效的保护措施，确保环境保护目标不因油气开发而造成环境污染和生态破坏。	符合
《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》（环审〔2022〕214 号）	（二）合理确定开发方案，优化开发布局。根据区域主体功能定位，结合区域资源环境特征、生态保护红线等相关管控要求，依据生态环境影响评价结果，从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面对规划建设油气长输管道工程及油气田内部集输管道工程选址选线提出要求，进一步优化石油天然气开采规模、开发布局和建设时序，优先避让环境敏感区，远离沿线居民。总结石油天然气开发过程对生态环境影响和保护经验，及时进行优化调整。	本项目优先避让环境敏感区，远离沿线居民，减缓了对生态环境的影响。	符合
	（三）严格生态环境保护，强化各类污染防治。针对规划实施可能出现的累积性、长期性生态环境问题，采取积极有效的生态复垦和生态恢复措施，确保实现《报告书》提出的各项生态恢复治理要求，有效减缓规划区生态环境退化趋势。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，	本项目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；输送采用密闭集输，可减少污	符合

	<p>进一步控制污染物排放以及能源消耗水平，对油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理要求，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平。油气开采、输送、储存、净化等过程及非正常工况应加强挥发性有机物等污染物排放控制，确保满足区域环境空气质量要求。加强开采废水污染控制，涉及回注的应经处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）等相关标准要求，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染。油气开采过程中产生的固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，合规处置。加强伴生气、落地油、采出水等回收利用，提高综合利用水平。</p>	<p>染物的排放，实现污染物达标排放；能源利用均在区域负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限。项目运营期油气处理和采出水依托哈六联合站处理，处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）后回注地下，提出了切实可行的地下水污染防治和监控措施；项目建设和运营期间产生的固废首先考虑综合利用，不能利用的均进行合规处置。</p>	
<p>《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》（环审〔2022〕214号）</p>	<p>（四）加强生态环境系统治理，维护生态安全。坚持节约优先、保护优先、自然恢复为主，统筹推进山水林田湖草沙一体化保护和系统治理，守住自然生态安全边界。严格控制油气田开发扰动范围，加大生态治理力度，结合油气开采绿色矿山建设等相关要求，落实各项生态环境保护措施，保障区域生态功能不退化。油气开发应同步制定并落实生态保护和修复方案，综合考虑防沙治沙等相关要求，因地制宜开展生态恢复治理工作。</p>	<p>本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>	<p>符合</p>
	<p>（五）加强规划区现有环境问题治理。对照前期中央生态环境保护督察反馈问题整改要求，继续做好规划区油气开发过程产生含油污泥等固体废物治理处置工作，避免再次出现同类问题。严格落实《报告书》提出的现有问题整改要求，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>东河采油气管理区后继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>	<p>符合</p>
	<p>（六）加强油气开发事中事后环境管理。</p>	<p>东河采油气管理区定</p>	<p>符合</p>

	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。	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。	
	（七）建立畅通的公众参与平台，及时解决公众提出的环境问题，满足公众合理的环保诉求；定期发布环境信息，并主动接受社会监督。	企业按照环境影响评价公众参与办法等有关要求，主动公开了油气开采项目环境信息。	符合
	（八）规划所包含的建设项目应结合《报告书》提出的相关要求做好环境影响评价工作，重点调查生态、地下水、土壤等环境敏感目标分布情况，论证环境保护措施有效性；在规划区域内新建、扩建、技术改造的建设项目，区域环境现状调查、污染源现状调查等评价内容可以适当简化。	本次评价结合规划环境影响报告书开展了生态、地下水、土壤的调查，论证了环保措施有效性，对区域环境调查中污染源现状调查进行了适当简化。	符合

3.7.8 与《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》符合性分析

《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》提出，积极支持两大油田公司加大油气资源勘探开发力度，推动顺北、塔河主体、博孜一大北等区块油气开采取得重要成果，新增油气资源全部留用当地加工转化，加大地区天然气管网、储备和运营设施建设及互联互通工作，重点联通博孜、克深、英买力等气田至温宿产业园区及西部县（市）天然气管网，集中在温宿发展天然气化工产业，辐射至阿克苏市、柯坪县。

本项目位于塔里木盆地油气基地哈拉哈塘油田，属于两大油田公司中的塔里木油田开发项目，符合规划要求。

3.7.9 与《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》符合性分析

表 3.7-5 与《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》符合性分析

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《阿克苏地区生态环境保护“十四	以石化、化工等行业为重点，加快实施 VOCs 治理工程建设。石化、化工行业全面推进储罐改造，使用高效、低泄漏的浮盘和呼吸阀，推进低泄漏设备和管线组件的更换，中石化塔河炼化有限责	本项目井场无组织废气排放涉及 VOCs 排放，报告中已针对无组织排放提出相应措施	符合

五”规划》	任公司对火车装卸设施开展改造，新建油气回收装置和 VOCs 在线监控设施；中石油、中石化、中曼石油等针对储罐、装载、污水集输储存处置和生产工艺过程等环节建设适宜高效的 VOCs 治理设施，对采油作业区采出水罐、工艺池、卸油台、晾晒池等开展 VOCs 治理，加快更换装载方式		
	持续开展地下水环境状况调查评估，以傍河型地下水饮用水水源为重点，防范受污染河段对地下水造成污染。统筹区域地表水、地下水生态环境监管。加强化学品生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源地表、地下协同防治与环境风险管控。划定地下水型饮用水水源补给区并强化保护措施，开展地下水污染防治重点区划定及污染风险管控。健全分级分类的地下水环境监测评价体系。实施水土环境风险协同防控。在地表水、地下水交互密切的典型地区开展污染综合防治试点。杜绝污水直接排水雨水管网，推进城镇污水管网全覆盖，落实土壤污染和地下水污染的协同防治，切实保障地下水生态环境安全	本项目采出水随油气混合物输送至哈六联合站处理达标后回注地层，井下作业废液采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后运至哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理，废水均不向外环境排放；严格执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610 - 2016）“11.2.2 分区防控措施”相关要求，进行分区防渗；制定完善的地下水监测计划；切实保障地下水生态环境安全	符合
	加强油气资源开发集中区域土壤环境风险管控。以塔里木油田、塔河油田等油气资源开发强度较大地区为重点，开展油气资源开发区土壤环境质量专项调查，建立油气资源开发区域土壤污染清单，对列入土壤污染清单中的区域，编制风险管控方案。加强油气田废弃物的无害化处理和资源化利用，开展油气资源开发区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	运营期固体废物主要为落地油和废防渗材料，属于危险废物，由库车畅源环保科技有限公司等具有危废处置资质的公司接收处置。哈拉哈塘油田已完成历史遗留污染场地治理工作。	符合

3.8 选址、选线合理性分析

本项目组成包括采油井场 37 座、4 座阀组站，集输工程以及配套的供配电、自控、通信等工程。根据现场调查和资料搜集，项目区不占用法定生态保护区、重要生境以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域等生态敏感区，井场及管线选址均已避开生态保护红线，项目涉及的环境

敏感区主要为基本农田和公益林。

项目所在县域属于塔里木河中上游重点预防区和塔里木河流域水土流失重点治理区。本项目无法避让塔里木河中上游重点预防区和塔里木河流域水土流失重点治理区，建设过程中将严格执行各项水土保持措施，以减小因工程建设带来的不利影响，从而减少水土流失。项目建设及运行过程中需按照设计及环评要求采取水土流失防治措施，根据项目影响预测分析，项目对周边产生的环境影响在可接受范围内。

根据项目区基本农田分布图，本项目 37 口井中有 HA16-H22 及 HA12-H9 等 2 口井位于基本农田内，环评阶段对其提出了优化调整建议。其中，HA16-H22 井建议向东调整 760m、HA12-H9 井建议向东北方向调整 365m，具体见表 3.8-1。

表 3.8-1 环评阶段井位优化调整建议表

序号	井号	设计坐标		地类	调整建议 /m		调整后坐标		地类
		X	Y		X	Y	经度	纬度	
1	HA16-H22	14684810	4577459	基本	760	0	83° 12'56.942"	41° 17'40.687"	其他
2	HA12-H9	14684328	4575534	农田	300	175	83° 12'14.623"	41° 17'40.687"	草地

根据项目区公益林分布图，本项目穿越地方公益林和国家二级公益林，项目所在区域分布的重点公益林内植被类型主要为灌木林，在管线选线过程中注意避让植被覆盖度高的区域，减少对植被的生态扰动。

本项目占用的公益林按照《国家级公益林管理办法》《新疆维吾尔自治区建设项目使用林地审核审批管理办法（试行）》（新林资字〔2015〕497号）等有关规定，办理建设项目使用林地手续，经审批同意使用的，实行占补平衡。

3.9“三线一单”符合性分析

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、阿克苏地区生态环境准入清单、“七大片区”生态环境分区管控方案的符合性分析分别见表3.9-1、3.9-2、3.9-3及图3.9-1、3.9-2。根据分析结果，本项目建设符合“三线一单”的管控要求。

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

名称	文件要求	符合性分析	结论
生态保护红线	生态保护红线是生态空间范围内具有特殊重要生态功能必须实行强制性严格保护的区域。相关环评应将生态空间管控作为重要内容，区域涉及生态保护红线的，在环评结论和审查意见中应落实生态保护红线的管理要求，提出相应对策措施。除受自然条件限制、确实无法避让的铁路、公路、航道、防洪、管道、干渠、通讯、输变电等重要基础设施项目外，在生态保护红线范围内，严控各类开发建设活动，依法不予审批新建工业项目和矿产开发项目的环评文件。	根据《关于印发〈新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》（新政发〔2021〕18号）、《关于印发〈阿克苏地区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》（阿行署发〔2021〕81号）、本项目属于ZH65292430001沙雅县一般管控单元。不在划定的生态保护红线内，项目距离新疆沙雅县塔里木河上游湿地自然保护区生态保护红线区最近约4.2km。不在自然保护区核心区；评价范围内没有自然保护区、风景名胜区、饮用水源保护区、基本草原以及文物保护单位等环境敏感目标。综上，本项目符合生态保护红线要求。与生态保护红线位置关系图见图3.9-1。	符合
环境质量底线	环境质量底线是国家和地方设置的大气、水和土壤环境质量目标，也是改善环境质量的基准线。有关环评应落实区域环境质量目标管理要求，提出区域或者行业污染物排放总量管控建议以及优化区域或行业发展布局、结构和规模的对策措施。项目环评应对照区域环境质量目标，深入分析预测项目建设对环境的影响，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；施工期产生的施工土方全部用于管沟和井场回填；施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至收集后送哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站填埋处置进行处置；生活垃圾集中收集后，拉运至哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站进行处置；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，本项目实施后无组织排放大气污染物，不会造成区域环境空气质量等级改变。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	本项目占地类型主要为其他草地、沙地、乔木林地、灌木林地、工矿用地等，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。项目运营期油气处理和采出水依托哈六联合站处理，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，节	符合

名称	文件要求	符合性分析	结论
	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。	约了水资源；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。	
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。	符合

表 3.9-2 本项目与阿克苏地区生态环境准入清单符合性分析一览表

单元编码	单元名称	单元属性	单元特征	环境要素属性
ZH65292430001	沙雅县一般管控单元	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。			本项目为油气开采工程，项目占地为其他草地、沙地、乔木林地、灌木林地、工矿用地等。污染物排放均按相关标准要求执行。符合本单元管控要求。
污染物排放管控	1.执行阿克苏地区总体管控要求中关于污染物排放管控的准入要求。 2.强化畜禽养殖粪污资源化利用，提高畜禽粪污综合利用率，减少恶臭气体挥发排放。 3.严格控制林地、草地、园地农药使用量，禁止使用高毒、高残留农药。 4.加强农村生活垃圾的清运、收集、处置。严禁将城镇生活垃圾、污泥、工业废物直接用作肥料。 5.鼓励和支持散养密集区实行畜禽粪污分户收集、集中处理			本项目大气污染物主要为无组织VOCs，按要求进行总量控制和削减污染物排放总量，符合本单元管控要求。
环境风险防控	1.执行阿克苏地区总体管控要求中关于环境风险防控的准入要求。			项目投产后，由东河采油气管区管理，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	<p>1.执行阿克苏地区总体管控要求中关于资源利用效率的准入要求。</p> <p>2.全面推进秸秆综合利用,鼓励秸秆资源化、饲料化、肥料化利用,推动秸秆还田与离田收集。</p> <p>3.减少化肥农药使用量,增加有机肥使用量,逐步实现化肥农药使用量零增长。</p> <p>4.推广渠道防渗、管道输水、喷灌、微灌等节水灌溉技术,完善灌溉用水计量设施。推进规模化高效节水灌溉,推广农作物节水抗旱技术。建立灌区墒情测报网络,提高农业用水效率。</p>	本项目运营期不会消耗水资源,符合本单元管控要求。

表 3.9-3 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。	本项目不位于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,尽量减少占地,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。	本项目位于沙雅县和库车市,不涉及巴州境内的博斯腾湖,本项目南距塔里木河主河道约5.2km,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库车畅源生态环保科技有限责任公司等具有危废处置资质的公司合理处置。	符合

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

本项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区，地跨库车市与沙雅县，西北距库车市约 50km、西距沙雅县县城约 22km。项目中心地理坐标为：东经 83° 10′ 53.032″；北纬 41° 11′ 11.410″；地理位置图见图 3.2-1。

4.1.2 地形、地貌

塔里木盆地是我国最大的内陆盆地，北依天山，南临昆仑，总面积 56 万 km²，地势从西南向东北倾斜，平均海拔 1000m 左右，盆地中部为塔克拉玛干沙漠，面积约为 32.4 万 km²，是我国最大的沙漠，也是世界上第二大流动沙漠，流动沙丘占沙漠总面积的 85%。区块所在的沙漠区地貌类型属于半固定沙丘，地势南高北低，地形起伏不大，部分开阔而平坦，相对低洼区地下水埋藏较浅，并有盐土分布，地表有少量或零星胡杨及草甸植被，平均海拔 1000m 左右。河谷平原区属于塔里木河冲积—洪积平原地貌单元，地势南高北低，地形总体开阔平坦，局部起伏，高差较小，发育多条冲沟。该段沙化、盐化相间分布，盐土相对偏多，地表有沙柳、沙蒿及草甸植物，零星或成片分布胡杨树木，近岸地带相对密集，但枯萎稀疏现象亦在加剧。

4.1.3 气象和气候

本项目所在区域地处暖温带，热量丰富，气候干燥，降水稀少，夏季炎热，冬季干冷，年温差和日温差都很大，属暖温带大陆性干旱气候。

所在地具体气象要素见表 4.1-1。

表 4.1-1

主要气象要素表

序号	项 目	统计结果	序号	项 目	统计结果
1	年平均气温	10.8℃	6	年最大冻土深度	112cm
2	年极端最高气温	40.7℃	7	年平均相对湿度	46%
3	年极端最低气温	-24.2℃	8	年平均大气压	903.95 hPa

序号	项 目	统计结果	序号	项 目	统计结果
4	年主导风向	N	9	多年平均风速	2.0 m/s
5	年平均降水量	48.9mm			

4.1.4 水文概况

4.1.4.1 地表水

塔里木河干流是典型的干旱区内陆河，自身不产流，水资源全部来自其源流补给，为纯耗散性内陆河。塔里木河是新疆境内最长的河流，也是全国最长的内陆河。塔里木河流经塔里木盆地北部的阿克苏市、沙雅县、轮台县和尉犁县，止于若羌县。塔里木河干流从肖夹克至台特马湖全长 1321km，流域面积 1.76 万 km²，其中阿拉尔至英巴扎为上游段，河长 495km；英巴扎至卡拉为中游段，河长 398km，卡拉至台特玛湖为下游段，河长 428km。根据塔里木河流域管理局提供的资料，近期塔里木河干流平均水资源量为 45.11×10⁸m³。塔里木河干流枯水期为 3-6 月，丰水期为 7-9 月，平水期为 10 月至次年 2 月。

塔里木河是我国最长的内陆河，从 1976 年起孔雀河通过泵站从博斯腾湖扬水经库塔干渠向塔里木河下游灌区输水，形成现在塔里木河流域“四源一干”的格局。由于人类活动和气候变化原因，加之水资源的无效开发和低效利用，自上世纪 50 年代以来，源流向干流输送的水量逐年减少，致使塔河下游近 400 公里河道断流，地下水位下降，地下水矿化度持续上升，尾间台特马湖干涸，大片胡杨林死亡，218 国道多处路段经常被流沙掩埋，“绿色走廊”岌岌可危，极度恶化的生态环境成为制约流域经济社会发展的主要因素。从 2000 年起，经过塔里木河向下游 20 次生态输水，累计输送生态水量 81.6k 万 km³，结束了塔里木河干流下游河道连续断流 30 年的历史，让尾间台特马湖形成了 500 余 km³ 的湖面和滨湖湿地，下游植被恢复和改善面积达 2285km³。

本项目南距塔里木河主河道约 5.2km。

4.1.4.2 水文地质

项目区地下水属第四系孔隙潜水，埋藏于细砂层，地下水稳定水位埋深 2.40~3.80m，地下水稳定水位高程 959.70~958.00m。主要补给来源为大气降雨，蒸发及侧向径流为其主要排泄方式。地下水年变幅 1.0~2.0m。该区地下

水矿化度较高，对普通混凝土及金属有较强的腐蚀性。

4.1.5 地层和地质构造

该项目所在区域，地质构造单元从一级至四级依次为：塔里木地台（IX）-塔里木台坳（IX5）-塔东坳陷（IX52）-满加尔凹陷（IX52-4）。

线位于塔里木盆地北缘，天山南部边缘，东却勒塔格背斜的南翼。此区域属天山南坡与塔里木地台之间的山前抬升区，由天山山脉和塔里木地台这两个构造单元控制着塔里木盆地北部山地与平原发育的基本框架格局。该区由于地壳运动和地质抬升作用，山体较为发育，由于水利切割和自然剥蚀作用，山体表层风化严重，山体较为陡峭。山谷间为冲洪积形成的厚度不一的第四纪堆积物。根据区域地质构造图，工作区北侧有东却勒塔格断裂 f4，该断裂发育在东却勒塔格背斜南翼。西起沙雅河附近，东至轮台县城西北，总长 60 公里。走向 80°，倾向 NNW，倾角 20°~60°。该断裂全新世活动特征明显，地貌上连续分布断裂陡坎，在航卫片上显示出清晰的线性影像。断裂错断侏罗系及其上覆地层，地层上多表现为上新统逆冲于晚更新世阶地及戈壁砾石层之上，表明该断裂晚更新世以后有过活动。该断裂由多条断层面呈一系列向南逆冲的叠瓦状构造，背斜南翼的上新统黄色粉砂岩、泥岩向南逆冲到灰色的早更新世西域砾岩与河流Ⅲ级阶地砾石层和山前晚更新世洪积戈壁面之上。从断裂两盘保留的Ⅲ级阶地砾石层位差测量，总的垂直位错量可达 40 余米。

4.1.6 地震

根据《中国地震动参数区划图》（GB18306-2015）及《建筑抗震设计规范（2016 年版）》（GB 50011-2010）中规定，本项目所在地区抗震设防烈度为 7 度，设计基本地震加速度值为 0.10g，设计地震分组为第三组。

4.2 生态环境现状调查与评价

4.2.1 调查方法及评价内容

本项目所在区域行政隶属于阿克苏地区沙雅县与库车市。地处天山南麓塔里木盆地北缘，项目部署 37 口采油井、4 座阀组站，新建集输管线 166km，配套建设自控、通信、电气、消防、结构、防腐、暖通、道路、安防等辅助设施。

（1）调查范围

评价范围包括 37 口采油井及新建 166km 单井集输管线，本项目总占地面积 207.62hm²，其中永久占地 21.38hm²，临时占地 186.24hm²，占地类型主要为灌木林地、其他草地等，根据《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022)，井场评价范围为井场周围 50m 的区域，管线评价范围为管线两侧 300m 的带状区域，评价范围面积约为 65.91km²。

(2) 调查内容

A.调查评价范围内的植物区系、植被类型，植物群落结构及演替规律，群落中的关键种、建群种、优势种；动物区系、物种组成及分布特征；生态系统的类型、面积及空间分布；重要物种的分布、生态学特征、种群现状，迁徙物种的主要迁徙路线、迁徙时间，重要生境的分布及现状。

B.调查生态敏感区的主要保护对象、功能区划、保护要求。

C.调查区域存在的主要生态问题。

(3) 调查方法

本项目井场周边和管道沿线生态特征调查采用资料收集、现场踏勘结合遥感解译的方法。在资料收集、分析和现场踏勘调查的基础上，利用“3S”等技术手段，进行数据采集，对资料、信息和数据进行汇总、整理、分析，并完成生态制图。

A.基础资料收集

收集区域非生物因子特征（气候、土壤、地形地貌、水文地质等）、动植物类型及分布、植被类型及分布、生态功能区划、土地利用等资料，包括统计年鉴以及林草、生态、农业、自然资源等部门提供的相关资料，以及各生态敏感区的规划报告，还参考了《新疆植物志》《新疆脊椎动物简志》《中国新疆野生动物》等著作及相关科研论文。

B、现场勘查

现场勘查遵循整体与重点相结合的调查原则，在综合考虑主导生态因子结构与功能的完整性的同时，突出重点区域和关键时段的调查，并通过对影响区域的实际踏勘，核实收集资料及遥感解译的准确性，以获取实际资料和数据。

生态敏感区逐一调查核实其类型、等级、分布、保护对象、功能区划、保护要求等。生态环境现状调查依据工程沿线生态系统类型，典型生态系统选取

代表性样地进行调查。植被调查采用样方调查，明确典型植被类型中主要植物类型组成及盖度。

①调查点位选取及植被调查现场校译

在卫星定位技术和样地样方现状调查的支持下，利用该区域遥感卫星影像数据及相关资料，粗略判断项目区周围土地利用、植被、敏感目标状况，从中找出分辨困难的点位；对现场以点带面进行现场考察，进一步明确评价区内土地利用类型、植被类型、土壤类型和敏感目标保护等生态环境质量现状，从而建立卫星数据解译的判译标志。根据室内判读的植被与土地利用类型图，现场核实判读的正误率，适当做出点位调整，并对每个取样点作详细记录。

②植被调查

本次调查主要按照《全国生态状况调查评估技术规范--草地生态系统野外观测(HJ1168-2021)》的要求，在对评价区陆生生物资源历年资料检索分析的基础上，根据调查方案确定路线走向及考察时间，进行现场调查。实地调查采取现场调查与样方调查的方法，确定评价区的植物种类、植被类型及珍稀濒危植物的生存状况等。

收集整理项目区域及邻近地区的现有生物多样性资料，在综合分析现有资料的基础上，生物量和生物多样性调查依据已有资料推断，采用卫星遥感影像辅证并实测一定数量的具有代表性的样方调查验证的方法。

③动物调查

搜集参照《生物多样性观测技术导则 陆生哺乳动物》(HJ 710.3-2014)、《生物多样性观测技术导则 鸟类》(HJ 710.4-2014)、《生物多样性观测技术导则 爬行动物》(HJ 710.5-2014)、《生物多样性观测技术导则 两栖动物》(HJ 710.6-2014)等确定的技术方法，本次陆生动物调查主要通过资料收集调查、野外踪迹进行调查及样线调查的方法，结合访问调查及现场调查确定种类及数量。基于动物的生物学和生态学特性，调查范围涵盖评价区域内的主要陆生动物种类，并适当扩展，确保涵盖评价区域内主要陆生动物种类。

收集整理项目涉及区域现有生物多样性资料，包括统计年鉴以及生态环境、水利、林草、住建、自然资源、农业农村等部门提供的相关资料。同时，在重点施工区域(如施工作业带、穿越工程等)、敏感区穿越段以及特殊区域(如

植被好的路段) 实行重点调查。

从上述调查得到的种类之中, 对相关重点保护物种进行进一步调查与核实, 确定其种类。对有疑问动物、重点保护动物尽量采集凭证标本并拍摄照片, 最终对评价区的动物资源现状得出综合结论。

C、生态制图

采用“3S”相结合的空间信息技术, 进行地面类型的数字化判读, 完成数字化的植被类型图和土地利用类型图, 进行生态质量的定性和定量评价。本次遥感数据采用 2021 年 9 月 17 日 Landsat8 OLI 卫星遥感影像, 轨道号为 145-031。

从遥感信息获取的地面覆盖类型, 在地面调查和历史植被基础上进行综合判读, 采用监督分类的方法最终赋予生态学的含义。植被类型不同, 色彩和色调发生相应变化, 因此可区分出植被亚型以上的植被类型。此外, 植被类型的确定需结合不同植被类型分布的生态学特征, 不单纯依靠色彩进行划分, 对监督分类产生的植被初图, 结合地面的坐标样点和等高线、坡度、坡向等信息, 对植被图进行目视解译校正, 得到符合精度要求的植被图。在植被图的基础上, 进一步合并有关地面类型, 得到土地利用类型图。

D、生物量的测定与估算

重点测定评价范围内分布广泛的植被类型的生物量, 灌木及草本采用收获法进行生物量的测定。其余类型参考国内外有关生物生物量的相关资料, 并根据当地的实际情况作适当调查, 估算出评价范围植被类型的生物量。

4.2.2 土地利用现状调查

本次土地利用现状调查的主要技术方法采用遥感数据分析和解释, 即以高分辨率遥感影像为基础, 采用图形叠加法对评价范围内的生态环境现状进行分析, 并参照《土地利用现状分类》(GBT21010-2017), 以确定评价范围内的土地利用类型, 将成果绘制成土地利用现状图。同时选择有代表性的地物类型, 建立遥感影像野外标志数据库, 收集能反映区域土地利用特征的野外照片、录像资料, 在实地踏勘和调查时进行野外核查。评价范围土地利用类型见表 4.2-1, 土地利用分布见图 4.2-1。

表 4.2-1 评级范围土地利用现状表

土地类型	评价区		项目占地	
	面积 (km ²)	百分比 (%)	面积 (hm ²)	百分比 (%)
水浇地	8.77	13.30	21.34	10.28
果园	1.49	2.26	6.66	3.21
乔木林地	7.26	11.01	23.93	11.53
灌木林地	19.35	29.36	61.31	29.53
其他林地	0.01	0.02	0	0
天然牧草地	0.37	0.56	2.26	1.09
人工牧草地	0.99	1.50	1.45	0.70
其他草地	17.78	26.98	56.69	27.30
城镇村及工矿用地	0.65	0.99	3.30	1.59
沟渠	1.01	1.53	2.40	1.15
盐碱地	3.8	5.77	11.15	5.37
沙地	4.43	6.72	17.13	8.25
合计	65.91	100	207.62	100

评价区土地利用类型主要有水浇地、果园、乔木林地、灌木林地、其他林地、天然牧草地、人工牧草地、其他草地、城镇村及工矿用地、沟渠、盐碱地、沙地等 12 类，面积占比最大的为灌木林地及其他草地，约占评价区域面积的 29.36%、26.98%，其次面积占比从大到小依次为水浇地、乔木林地、沙地、盐碱地、果园、沟渠、人工牧草地、城镇村及工矿用地、天然牧草地、其他林地。项目占地区域主要土地利用类型为灌木林地、其他草地、水浇地、盐碱地等。

4.2.3 植被环境现状调查及评价

(1) 区域自然植被区系类型

区域在塔里木河流域的植被区划中属暖温带灌木、半灌木荒漠地带，塔里木盆地沙漠、稀疏灌木、半灌木荒漠区。该区域气候极端干旱，但热量丰富，又受塔里木河水和渭干河地下水径流的影响，非地带性的水热条件又丰富了一些植被类型。

该区域的植被类型在中国植被区划中属塔里木荒漠省、塔克拉玛干荒漠亚省、塔里木河谷州。区域的植被除塔里木河沿岸分布有胡杨及人工植被外，基本均属于荒漠类型的灌木、低河漫滩盐化草甸。评价区高等植被有 45 种，分属 16 科，详见表 4.2-2。

表 4.2-2 评价区主要高等植物名录

科	种名	拉丁名
麻黄科	膜果麻黄	<i>Ephedra przewalskii</i>
杨柳科	胡杨	<i>Populus euphratica</i>
	灰胡杨	<i>Populus pruinosa</i>
	线叶柳	<i>Salix wilhelmsiana</i>
蓼科	沙拐枣	<i>Calligonum mongolicum</i>
	盐穗木	<i>Halostachys caspica</i>
藜科	盐节木	<i>Halocnemum shrobilaceum</i>
	盐生草	<i>Halogeton glomeratus</i>
	圆叶盐爪爪	<i>Kalidium schrenkianum</i>
	碱蓬	<i>Suaeda salsa</i>
	刺蓬	<i>Salsola pestifer</i>
	细叶虫实	<i>Corispermum heptapotamicum</i>
	星状刺果藜	<i>Bassia dasyphylla</i>
	假木贼	<i>Anabasis aphylla</i>
毛茛科	东方铁线莲	<i>Clematis orientalis</i>
豆科	铃铛刺	<i>Halimodendron halodendron</i>
	白花苦豆子	<i>Sophora alopecuroides</i>
	苦马豆	<i>Sphaerophysa salsula</i>
	胀果甘草	<i>Glycyrrhiza inflata</i>
	疏叶骆驼刺	<i>Alhagi sparsifolia</i>
蒺藜科	骆驼蓬	<i>Peganum harmala</i>
	西伯利亚白刺	<i>Nitraria sibirica</i>
怪柳科	多枝怪柳	<i>Tamarix ramosissima</i>
	刚毛怪柳	<i>Tamarix hispida</i>
	短穗怪柳	<i>Tamarix laxa</i>
	多花怪柳	<i>Tamarix hohenackeri</i>
	长穗怪柳	<i>Tamarix elongata</i>
胡颓子科	尖果沙枣	<i>Elacagnus oxycarpa</i>
	大沙枣	<i>Elacagnus Moorcroftii</i>
夹竹桃科	大花罗布麻	<i>Poacynum hendersonii</i>
	茶叶花	<i>Trachomitum lancifolium</i>

牛皮消	牛皮消	<i>Cynanchum auriculatum</i>
旋花科	打碗花	<i>Calystegia hederacea</i>
茄科	黑果枸杞	<i>Lycium ruthenicum</i>
列当科	肉苁蓉	<i>Cistanche deserticola</i>
菊科	分枝鸦葱	<i>Scorzonera divaricata</i>
	盐生鸦葱	<i>Scorzonera Salsula</i>
	新疆绢蒿	<i>Seriphidium kaschgaricum</i>
	小薊	<i>Cirium setosum</i>
	花花柴	<i>Karelinia caspica</i>
禾本科	芦苇	<i>Phragmites australis</i>
	假苇拂子茅	<i>Calamagrostis pseudophramites</i>
	拂子茅	<i>Calamagrostis epigeios</i>
	小獐茅	<i>Aeluropus pungens</i>
	赖草	<i>Leymus secalinus</i>

根据《国家重点保护野生植物名录》《新疆维吾尔自治区人民政府关于公布新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录的通知》（新政发〔2023〕63号文），评价区有保护植物3种，详见表4.2-3。

表 4.2-3 重点保护野生植物分布表

序号	物种名称 (中文名/拉丁名)	保护级别	濒危级别	特有种 (是/否)	极小种群 野生植物 (是/否)	分布区域	资料来源	工程占用情况 (是/否)
1	肉苁蓉 (<i>Cistanche deserticola</i>)	国家二级	濒危	否	否	喜生于轻度盐渍化的松软沙地上	现场调查、文献记录、历史调查资料	否
2	黑果枸杞 (<i>Lycium ruthenicum</i>)	国家二级	无危	否	否	主要分布在向阳的干涸河床地或坡地,沙质土壤或黄土上		否
3	灰胡杨 (<i>Populus pruinosa</i>)	自治区II级	无危	否	否	广泛生长在塔里木河流域的干旱的沙漠周边河流沿岸,耐干旱、耐盐碱、抗风沙		否

项目区植被多为灌木和多年生草本植物，项目区灌木植物主要以利用4~6m的地下水为主，且分布范围广泛。多年生草本植物主要以利用2m左右的

浅层地下水为主，此类植物都具有较强的耐盐碱可正常生长、繁殖（根蘖），若地下水下降，则可造成片死亡。

（2）评价区植被类型

本项目所在区域的自然植被主要有 3 种植被类型，即草甸植被、灌丛植被和森林等 3 个群系，即多枝怪柳群系+刚毛怪柳群系、胡杨疏林+灰杨疏林群系、疏叶骆驼刺群系（评价区植被类型图见图 4.2-2）。各群系主要的群落特征如下：

1) 多枝怪柳+刚毛怪柳群系

群系中优势种为多枝怪柳，在评价区范围内多数呈单优群落出现，灌木层高度 2~3m，盖度 30%~50%，群落中偶有零星胡杨出现。灌木层下草本很少，只有在水分条件较好的部分地段，灌木层下的草本较丰富，主要有花花柴、疏叶骆驼刺、盐爪爪、碱蓬等。在盐渍化较强的地段，灌木和草本层有稀疏的多浆半灌木层片，主要为盐穗木，盖度 15%左右。

2) 胡杨疏林+灰杨疏林群系

该群系是胡杨林内相对稳定的群落类型，分布较广，面积较大，是河漫滩胡杨林发育的成熟阶段。主要分布在塔里木河两岸，它处于塔河的一级阶地。土壤类型为林灌草甸土，胡杨林呈走廊式沿河岸分布。群落内胡杨为优势种，生长较为茂盛，高度 6m~12m 不等，每公顷株数 100 株~150 株左右，盖度多在 30%以上，部分地段盖度可达 80%。林下灌木层主要是多枝怪柳，其盖度随林冠郁闭度而变化，在密林中较稀疏，在疏林中，灌木层盖度可达 50%。草本也非常稀疏，常见的有花花柴、芦苇、疏叶骆驼刺等。胡杨林内由于土壤表层，通常十分干旱和有盐结皮，在天然情况下，胡杨的更新已不能进行，但在部分水分较好处，尚能发生根蘖幼树，数量不多。

3) 疏叶骆驼刺群系

疏叶骆驼刺与耐盐禾草组成的群落分布在林缘空地及边缘的草甸盐土和残余盐化草甸土上，骆驼刺多与小獐茅或芦苇组成群落。植被覆盖度在 20%~30%之间，混生有胀果甘草、花花柴等。

在干燥的残余盐土、残余盐化草甸土上，地下水更深，大多数植物都因缺水而死亡，仅留下生长不良的骆驼刺；植株一般高在 30~40cm 之间，覆盖度在 15%~25%之间。混生有少量芦苇、花花柴、刚毛怪柳和西伯利亚白刺等。

(3) 样方调查概况

A. 布设原则

为了获取评价区植被类型及其生长状况信息（覆盖度、生物量、分布特征等），评价人员采取了遥感影像解译、实地踏勘、样方分析、查阅资料等多种方法。下面着重说明样方调查情况。

B. 样方调查内容

样方调查选择区域有代表性植物群落，使调查结果能充分代表评价区内的植被现状。布设天然植被调查样方的方法和记录内容如下所述：

乔木植物样方调查：设置 10m×10m 的乔木植被样方 3 个，记录该样方的坐标和周围地形，同时记录样方内的植物种名称、棵数、平均高、郁闭度、立木蓄积等信息。

灌木植物样方调查：设置 5m×5m 的灌木植被样方 3 个，记录该样方的 GPS 坐标和周围地形，同时记录样方内的植物种名称、株数、平均高、各物种盖度、生物量等信息。

草本植物样方调查：布设 1m×1m 样方 3 处，记录该样方的 GPS 坐标和周围地形，同时记录样方内的植物种名称、株数、平均高、各物种盖度、生物量等信息。

C. 样方信息统计



调查过程共做实测和记录样方 9 个，主要样方情况见表 4.2-3、4.2-4、4.2-5、4.2-6。根据样内和样外记录，结合以往有关研究等资料进行分析，由此对调查区植被及植物资源状况获得初步认识。

①乔木植被样方调查，调查地点：评价区域重点公益林，土壤类型：林灌草甸土、潮土等；

样方大小：10m×10m；郁闭度：25~35%；统计结果见表 4.2-3。

表 4.2-3 乔木植被样方调查统计表

地点	植被生长状况			
	种类	高度 (cm)	数量	郁闭度, %
样方 1-1				
评价区域北部	胡杨	550-1300	4	25
	胀果甘草	25-40	11	
样方 1-2				

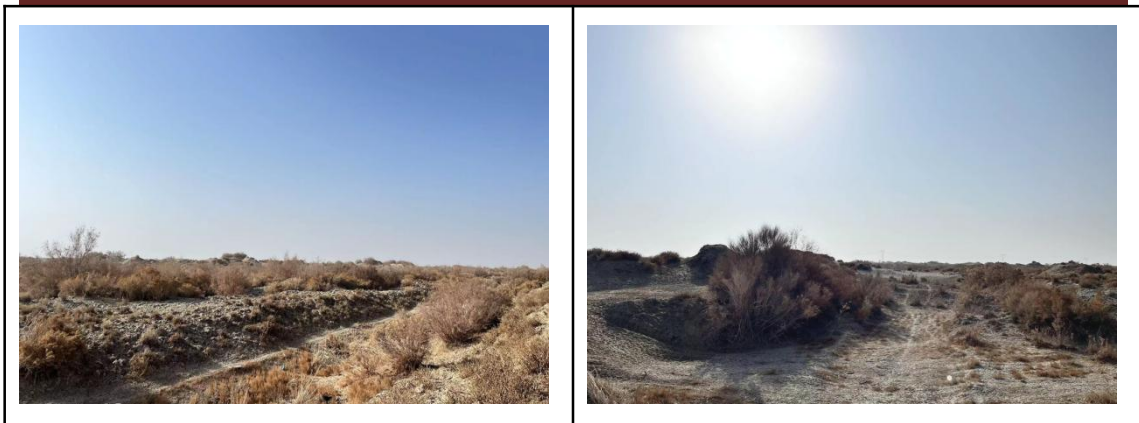
评价区域中部	胡杨	600-1200	6	30
	灰杨	700-1300	3	
	疏叶骆驼刺	20-30	12	
样方 1-3				
评价区域南部	胡杨	500-1350	8	35
	疏叶骆驼刺	25-35	12	
	花花柴	8-12	15	
				

②灌木植被样方调查，调查地点：分别在项目区北部、中部、南部的管线周边、井场周边布设样方，土壤类型：盐土、草甸土等；

样方大小：5m×5m；总盖度：20-40%；统计结果见表 4.2-4。

表 4.2-4 灌木植被样方调查统计表

地点	植被生长状况			
	种类	高度 (cm)	数量	盖度, %
样方 2-1				
评价区北部	多枝桤柳	45-110	8	30
	疏叶骆驼刺	22-28	15	
	花花柴	6-12	7	
样方 2-2				
评价区中部	多枝桤柳	30-85	6	20
	疏叶骆驼刺	15-35	12	
样方 2-3				
评价区南部	多枝桤柳	45-65	9	40
	疏叶骆驼刺	15-26	6	
	碱蓬	10-18	17	



③草本植被样方调查，调查地点：管线周边、井场周边，土壤类型：盐土、草甸土等；

样方大小：1m×1m；总盖度：15-25%；统计结果见表 4.2-5。

表 4.2-5 草本植被样方调查统计表

地点	植被生长状况			
	种类	高度 (cm)	数量	盖度, %
样方 3-1				
评价区北部	疏叶骆驼刺	18-22	12	25
	花花柴	10-15	5	
	芦苇	55-85	20	
样方 3-2				
评价区中部	花花柴	12-18	2	15
	疏叶骆驼刺	15-20	5	
	西伯利亚白刺	8-25	3	
样方 3-3				
评价区南部	疏叶骆驼刺	15-25	8	20
	花花柴	5-10	6	
	小獐茅	12-15	2	



4.2.4 野生动物现状调查

(1) 野生动物区划

根据《中国动物地理》的动物地理区划标准，本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

评价区域内的野生动物生存环境可分为以下 3 种类型。

1) 胡杨林区：又称为阔叶林区，主要分布于管线中段的两侧区域。植被主要为胡杨，由于乔木林冠的郁闭作用，植被覆盖度相当高，为野生动物提供了良好的栖息场所。

2) 荒漠灌丛区：在胡杨林的阔叶林区的林间地，分布着以怪柳、铃铛刺等为主的灌丛，在胡杨林为野生动物提供了另一类型的栖息场所和隐蔽地。

3) 半灌木荒漠区：主要以半灌木荒漠为主，栖息分布着部分耐旱型野生动物，野生动物生存条件相对较差。

(3) 样线调查情况

按照《生物多样性观测技术导则 陆生哺乳动物（HJ 710.3-2014）》《生物多样性观测技术导则 鸟类（HJ 710.4-2014）》《生物多样性观测技术导则 爬行动物（HJ 710.5-2014）》《生物多样性观测技术导则 两栖动物（HJ 710.6-2014）》等确定的技术方法，对项目区各类野生动物开展了调查。

野生动物调查主要采用样线法，样线法是指观测者在观测样地内沿着选定的一条线路记录一定空间范围内出现的物种相关信息的方法。由于项目区野生动物生境类型较为简单，有胡杨林区、荒漠灌丛区、半灌木荒漠区，本次评价在管道沿线每种生境类型各设置 3 条样线，每条样线 500m 左右，观测时行进速度 1.5-3km/h。针对一些不容易捕捉的哺乳动物及两栖类动物，借助其遗留下的且易于鉴定的活动痕迹，推测动物的种类，估算其种类和数量。本次调查发现了一些野生动物的粪便、毛发等痕迹及多处动物巢穴。本次调查使用 8 倍双筒望远镜，观测到的主要为野生鸟类和爬行类。

本次共设置样线 9 条，鸟类共观测到麻雀、凤头百灵、灰斑鸠、喜鹊、小嘴乌鸦、沙百灵等 6 种，两栖动物荒漠麻蜥、南疆沙蜥、子午沙鼠等 3 种。

(4) 野生动物种类及分布

根据现场实地调查及区域相关野生动物资料分析,评价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 34 种,其中两栖类 1 种,爬行类 4 种,鸟类 22 种,哺乳类 7 种。各种野生脊椎动物分布状况见表 4.2-8。

表 4.2-8 评价区主要及脊椎动物名录及其种类和分布

序号	种名	拉丁学名
两栖类		
1	绿蟾蜍	<i>Bufo viridis</i>
爬行类		
2	新疆鬣蜥	<i>Agama stoliczkana</i>
3	南疆沙蜥	<i>Phrynocephalus forsythi</i>
4	密点麻蜥	<i>Eremisa multiocellata</i>
5	荒漠麻蜥	<i>Eremias przewalskii</i>
鸟类		
6	鸬鹚	<i>Phalacrocorax carbo</i>
7	凤头鸊鷉	<i>Podiceps cristatus</i>
8	赤麻鸭	<i>Tadorna ferruginea</i>
9	绿头鸭	<i>Anas platyrhynchos</i>
10	鸢	<i>Milvus korschum</i>
11	苍鹰	<i>Accipiter gentilis</i>
12	红隼	<i>Faloco tinnunculus</i>
13	环颈雉	<i>Phasianus colchicus</i>
14	白尾地鸦	<i>Podoces hiddulphi</i>
15	银鸥	<i>Larus argentatus</i>
16	红嘴鸥	<i>Larus ridibundus</i>
17	原鸽	<i>Columba livia</i>
18	欧斑鸠	<i>Streptopelia turtur</i>
19	灰斑鸠	<i>Streptopelia decaocto</i>
20	沙百灵	<i>Calandrella rugescens</i>
21	凤头百灵	<i>Galerida cristata</i>
22	紫翅椋鸟	<i>Sturnus vulgaris</i>
23	喜鹊	<i>Pica pica</i>

24	小嘴乌鸦	<i>Corvus corone</i>
25	漠即鸟	<i>Oenanthe deserti</i>
26	沙白喉莺	<i>Sylvia minula</i>
27	漠雀	<i>Rhodopechys githagineus</i>
哺乳类		
28	塔里木兔	<i>Lepus yarkandensis</i>
29	三趾心颅跳鼠	<i>Salpingotus kozlovi</i>
30	长耳跳兔	<i>Euchoreutes naso</i>
31	子午沙鼠	<i>Meriones meridianus</i>
32	大耳猯	<i>Hemiechinus auritus</i>
33	沙狐	<i>Vulpes corsac</i>
34	塔里木马鹿	<i>Cervus yarkandensis</i>

根据《国家重点保护野生动物名录（2021年版）》《新疆国家重点保护野生动物名录》（2021年07月28日发布）、《新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录（修订）》新政发〔2022〕75号（2022年09月08日发布），经过咨询当地林业局野生动物保护科以及生态环境局等单位，评价区域共有国家级重点保护动物5种，自治区级重点保护动物5种，其中地区特有种中塔里木兔、塔里木马鹿被列入保护名录，评价区域重点保护野生动物见表4.2-9。

表 4.2-9 评价区域重点野生保护动物

序号	物种名称（中文名/拉丁名）	保护级别	濒危级别	特有种（是/否）	分布区域	资料来源	工程占用情况（是/否）
1	塔里木马鹿 (<i>Cervus yarkandensis</i>)	国家一级，自治区级	濒危	是	塔里木河沿岸绿色走廊中的原始胡杨林、次生胡杨林及灌木丛和草地	现场调查、文献记录、历史调查资料	否
2	沙狐 (<i>Vulpes corsac</i>)	国家二级，自治区II级	近危	否	主要栖息于干草原、荒漠和半荒漠地带，远离农田、森林和灌木丛，喜欢在草原和半沙漠中生活		否
3	塔里木兔 (<i>Lepus yarkandensis</i>)	国家二级，自治区II级	近危	是	分布在新疆南部塔里木盆地，栖息于盆地中各种不同的荒漠环境和绿洲		是，附近偶尔可见
4	苍鹰 (<i>Accipiter gentilis</i>)	国家二级，自治区II级	近危	否	栖息于不同海拔高度的针叶林、混交林和阔叶林等森林地带，也见于山地平原和丘陵地带的疏林和小块林内		否
5	红隼 (<i>Falco tinnunculus</i>)	国家二级，自治区II级	无危	否	栖息于山地和旷野中		否

6	白尾地鸦 (<i>Podoces hiddulphi</i>)	国家二 级, 自治 区II级	易危	是	主要栖息于山脚干旱平原 和荒漠地区, 尤以植被稀 疏的沙质荒漠地区较常见		否
---	------------------------------------------	----------------------	----	---	--------------------------------------------	--	---

塔里木兔的耳朵特别大, 体形较小, 体长 35~43cm, 尾长 5~10cm, 体重不到 2kg。由于长期适应干旱自然环境, 其形态高度特化; 毛色浅淡, 背部沙黄褐色, 尾部无黑毛, 整体毛色与栖息环境非常接近; 听觉器官非常发达, 耳长达 10cm, 超过其他兔类。利用长耳壳可接收到较远距离的微弱音响, 及时发现并逃脱天敌。栖息于盆地中各种不同的荒漠环境和绿洲, 白天活动, 晚间常在灌木丛下挖浅窟藏身。以灌木的树皮和细枝为食, 也取食芦苇嫩茎。每年于 5 月和 8 月份繁殖两次, 每窝产仔 2~5 只。塔里木兔对农作物有一定危害, 近几年数量明显减少。

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

4.2.5 水土流失现状

(1) 水土流失重点防治分区

水土流失重点预防区指水土流失潜在危险较大的区域, 水土流失重点治理区指水土流失严重的区域。根据《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》《新疆维吾尔自治区水土保持规划(2018-2030年)》和新水水保(2019)4号文, 项目位于塔里木河中上游重点预防区、塔里木河流域水土流失重点治理区。

(2) 水土流失现状

根据《土壤侵蚀分类分级标准》(SL190—2007), 项目所在区域位于“II 风力侵蚀类型区”中的“II1 ‘三北’戈壁沙漠及沙地风沙区”, 主要为荒漠强烈风蚀区和塔里木绿洲轻度风蚀水蚀区。结合本项目区域地理位置、地形地貌、气候特征、土壤、植被及周围环境特点等具体情况进行分析, 该区域水土流失类型以轻度风力、水力侵蚀和中度风力侵蚀为主。根据现场调查及土壤侵蚀背景值, 确定本项目所在区域容许土壤流失量取值为 2000t/km²·a。

(3) 水土保持基础功能类型

项目所在区域的水土保持基础功能类型是农田绿洲防护、防风固沙与防灾

减灾，水土保持主导功能类型是农田防护，为了实现水土保持主导功能，预防措施体系主要为“三河”中塔里木河干流段加强对绿洲外围荒漠林草的封育保护等。水土流失治理措施主要依靠荒漠化治理工程以及石油天然气行业的水土保持综合治理工作。

（4）水土流失预防范围

项目所在区域水土流失预防范围为：评价区北部的绿洲-荒漠交错带、评价区中部的天然草场、评价区南部的天然荒漠林草区，区域内重要野生植物资源生境等。

（5）水土流失预防对象

水土流失预防对象为：a.天然林草、植被覆盖率较高的草地等；b.植被或地貌人为破坏后，难以恢复和治理的地带；c.水土流失严重、生态脆弱的区域可能造成水土流失的生产建设活动；d.重要的水土流失综合防治成果；e.重要野生植物资源生境。

（6）水土流失预防措施

水土流失预防措施为：在评价区南部加强对荒漠灌木林的保护，对评价区北部、中部退化草场进行生态修复，合理利用草场资源。

（7）水土流失治理范围与对象

水土流失治理范围与对象为：a.自治区级水土流失重点治理区；b.水土流失严重并具有土壤保持、拦沙减沙、蓄水保水、防灾减灾等水土保持功能的区域；c.项目运营期油气资源开发建设活动；d.其他水土流失较为严重，对当地或者下游经济社会发展产生严重影响的区域。

（8）水土流失治理措施

水土流失治理措施为：加强区域统一管理、保证生态用水，在加强天然林草建设和管护的同时，对天然林草进行引洪灌溉，促进天然林草的恢复和更新，提高乔灌的郁闭度和草地的覆盖度，为区域经济的可持续发展提供保障。

4.2.6 土地沙化现状

2020年4月，新疆维吾尔自治区已经开展第六次沙化土地调查，目前尚未颁布调查结果。根据《新疆维吾尔自治区第五次沙化土地监测报告》（2015年3月），塔克拉玛干沙漠是世界第二大流动性沙漠，是我国最大的沙漠，沙漠

面积 361154km²，占全疆沙漠的 81.97%，占我国沙漠总面积的一半以上。它位于塔里木盆地的中心地带，属暖温带干旱、极干旱气候区。包括塔克拉玛干主体沙漠、罗布泊以西与塔里木河下游以东的库鲁克沙漠、且末河以南的雅克塔格沙漠以及喀什三角洲上的托克拉克沙漠和布古里沙漠等。

塔克拉玛干沙漠中的沙化土地面积 34944602.58hm²，其中：沙质土地面积为 34560399.13 hm²。在沙质土地中，流动沙地 26341108.65 hm²，半固定沙地 5898376.53 hm²，固定沙地 2192994.05 hm²，沙化耕地 122550.34 hm²，非生物工程治沙地 5369.56 hm²。沙雅县沙化土地总面积为 2697317.85hm²，占沙雅县国土总面积的 84.34%。其中：流动沙地 1625570.97hm²，占 60.27%；半固定沙地 1006795hm²，占 37.33%；固定沙地 59434.31hm²，占 2.20%；戈壁 2242.15hm²，占 0.08%。本项目位于塔里木盆地北缘，塔河以北，区域分别的沙地均为固定沙地。

4.2.7 生态功能区划调查

本项目地跨库车市和沙雅县，根据现场调查和资料搜集，项目所在区域不涉及法定生态保护区、重要生境以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域等生态敏感区。

根据《新疆生态功能区划》，本项目主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态问题和主要保护目标见表 4.2-9 和图 4.2-3。

表 4.2-9 项目区生态功能区划表

生态功能分区单元	生态区	塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区（IV）	
	生态亚区	塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区（IV1）	
	生态功能区	渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区（55）	塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区（59）
主要生态服务功能	农产品生产、荒漠化控制、油气资源		沙漠化控制、土壤保持、生物多样性维护、农畜产品生产
主要生态环境问题	土壤盐渍化、洪水灾害、油气开发造成环境污染		河水水量减少、水质恶化、植被破坏、沙漠化扩大、土壤盐渍化、湿地减少、野生动物减少、毁林毁草开荒

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

由表可知,项目所在区域属于渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区、塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区,主要生态服务功能分别为“农产品生产、荒漠化控制、油气资源”以及“沙漠化控制、土壤保持、生物多样性维护、农畜产品生产”。本项目管线占地均为临时占地,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。

4.2.8 生态系统调查与评价

评价范围属于自然生态系统(荒漠+农田间草地)和人工生态系统(农田+乡村)的复合生态类型,其结构简单,农田和荒漠相嵌分布。

4.2.8.1 自然生态系统(荒漠生态系统)

荒漠生态系统是新疆面积最大的生态系统类型,分布非常广泛。

评价区域属于新疆南部地区塔里木盆地荒漠生态系统。系统中水体主要为农灌渠及帕满水库(V类)。系统由乔木、灌木、半灌木、小半灌木多枝木本盐柴类植物、杜加依灌丛、禾草及杂类草盐生草甸构成初级生产力,分布3个天然植被类型,16个植物群系,45种以上天然植物。土壤主要为典型盐土和盐化草甸土,属于典型的盐生荒漠。

该类荒漠生态系统位于农田生态系统的外围,与人工植被相嵌分布。

区域内荒漠土地面积广阔,野生动物栖息地生境单一,以荒漠野生动物类

群构成系统的次级和顶级生物主体。受农田区长期人类活动的影响，野生动物种类的组成特点是，主要分布耐旱和适应缺水环境的爬行类、啮齿类和鸟类，大型哺乳类的种类和数量较少。

荒漠生态系统功能简单，结构脆弱，一经破坏较难恢复。但因其分布面积大，处于人类活动频繁的农田区域外围，与人工植被相嵌分布。所以在防止农田土地荒漠化、保护绿洲稳定、维持生物多样性方面具有十分重要的作用。

4.2.8.2 人工生态系统（农田生态系统）

（1）系统结构

农田生态系统的植被主要是人工栽培的各种农作物。

评价范围主要包括了库车市哈尼喀塔木乡、沙雅县塔里木乡等区域。

项目所在区域的耕地有基本农田和一般耕地，本区主要农作物为棉花，其次还分布有小麦、玉米、薯类、蔬菜、瓜果等旱地经济作物。人工生态系统基本情况见表 4.2-10。

表 4.2-10 人工生态系统基本情况

人数 (人)	绿洲 面积 (km ²)	人居 面积 (km ²)	道路 面积 (km ²)	林地 面积 (km ²)	耕地 面积 (km ²)	播种面积 (km ²)							牲畜 (头)	
						小麦	玉米	棉花	薯类	蔬菜	瓜果	其它	大畜	羊
36751	95.74	1.10	2.15	3.68	88.81	17.38	11.32	74.05	0.2	0.79	1.03	0.30		
总产量 (t/a)						12157	7429	10265	48	2023	2365	765	6966	61634
单位面积产量 (t/km ² .a)						699.48	656.27	1386.23	2400.00	2560.76	2296.12	2550.00		
(1) 资料来源于塔里木乡近年统计资料。														
(2) 播种面积含一年两熟和复播面积。														

（2）土壤肥力

系统中土壤有机质含量偏低，养分含量总体情况是：缺磷、少氮、富钾。

现有农业用地有机质含量普遍偏低，采用全国土壤普查的 6 个等级标准进行衡量，区域内有机质、全氮、速效磷、速效钾土壤含量情况如下：

——有机质

达到三级标准 (>2%) 的耕地面积占农田总面积的 3%左右；

达到四级标准 (1-2%) 的耕地面积占农田总面积的 56%左右；

达到五/六级标准 (<1%) 的耕地面积占农田总面积的 41%左右。

——全氮

达到二/三级标准 (>0.1%) 的耕地面积占农田总面积的 16%左右；

达到四级标准（0.075-0.1%）的耕地面积占农田总面积的 35%左右；
达到五/六级标准（<0.075%）的耕地面积占农田总面积的 49%左右。

——速效磷

达到二/三级标准（>10ppm）的耕地面积占农田总面积的 7%左右；
达到四级标准（5-10ppm）的耕地面积占农田总面积的 22%左右；
达到五级标准（<5ppm）的耕地面积占农田总面积的 71%左右。

——速效钾

达到二级标准（>100ppm）的耕地面积占农田总面积的 80%以上。

（3）村镇生态系统

居民地：分布于农田区域平坦地带，形状和内部结构比较规则。

（4）人工防护林

主要树种有杨树、榆树等，起着防风降尘、保护农田和人群的作用。

4.2.8.3 生态系统评价

（1）天然降水稀少

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

（2）沙漠包围绿洲

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

（3）植被分布不均，生态服务功能受到限制

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

（4）生态环境的结构脆弱，破坏后不易恢复

物种和生态系统类型是在长期发展进化的过程中，适应复杂条件和生存环境的产物，两者间已形成了相关的平衡关系。沙漠生态系统的植被低矮，物种

贫乏，异质性较差，系统平衡关系的相关性极容易受到破坏，且破坏后较难恢复，这就是干旱地区生态环境的脆弱性。植被破坏后，在自然状况下经历几十年都难以恢复到原来的植被状况，甚至永远不能逆转。无植被或少植被覆盖的地表，易受到侵蚀。

4.2.8.3 生态单元划分

本项目新建井场 37 座、新建阀组站 4 座、扩建阀组站 2 座，新建集输管线 166km，配套建设相关公辅工程。根据项目的生态环境特征和工程特点，将其生态单元划分如下表 4.2-11。

表 4.2-11 生态环境现状调查

区块位置	工程内容	土地利用类型	植被类型	土壤类型
井场	新建 37 座井场	水浇地、灌木林地、天然牧草地、人工牧草地、其他草地、盐碱地、沙地等	自然植被以多枝桤柳、疏叶骆驼刺等灌木为主，伴生花花柴等，植被盖度 15~25%；人工植被主要为棉花、经济林果等。	盐土、草甸土、潮土、风沙土、龟裂土等
阀组站	新建阀组站 4 座、扩建阀组站 2 座	其他草地、城镇村及工矿用地、盐碱地等	植被以多枝桤柳、疏叶骆驼刺等灌木为主，植被盖度 15~20%	盐土、草甸土等
管线	集输管线	水浇地、果园、乔木林地、灌木林地、天然牧草地、人工牧草地、其他草地、城镇村及工矿用地、沟渠、盐碱地、沙地等	植被群系以胡杨、多枝桤柳、疏叶骆驼刺等乔灌草植被为主，伴生芦苇、膨果甘草、骆驼刺、花花柴等，植被盖度 15-30%。	盐土、草甸土、潮土、风沙土、林灌草甸土、龟裂土等

4.2.8 区域环境敏感目标调查及评价

(1) 重点公益林

重点公益林是指生态区位极为重要或生态状况极为脆弱，对国土生态安全、生物多样性保护和经济社会可持续发展具有重要作用，以提供森林生态和社会服务产品为主要经营目的的重点防护林和特种用途林。包括水源涵养林、水土保持林、防风固沙林和护岸林、自然保护区的森林和国防林等。

1) 沙雅县

根据《新疆维吾尔自治区沙雅县重点公益林区划界定成果报告》，沙雅县共有林业面积 263741.51hm²，其中公益林总面积 252699.47hm²，占林地面积

的 95.81%；重点公益林面积 244145.92hm²，占公益林面积的 96.62%。

从重点公益林林种结构分析，水源涵养林 31526.89hm²，占重点公益林面积的 12.91%，防风固沙林 212619.03hm²，占重点公益林面积的 87.08%。荒漠林生态公益林乔木林总面积 105835.99hm²，总蓄积 2529093m³，优势树种均为胡杨。

就地类分析，在重点公益林中，有林地占 42.41%，疏林地占 10.77%，灌木林地占 31.8%，突出了保护现有的天然林及天然灌木林资源。天然荒漠林主要分布在塔里木河谷平原，是沙雅县防风固沙，免受风沙侵害的天然生态屏障。从区域而言，防风固沙林分布在塔克拉玛干沙漠周边荒漠化严重区，水源涵养林位于天山南坡水土流失严重区。

2) 库车市

根据《新疆维吾尔自治区库车重点公益林区划界定成果报告》，库车市共有林业用地 4272390 亩。其中公益林 3887490 亩，占林业用地的 90.99%，重点公益林面积为 2562398 亩，占公益林面积的 65.91%。

从重点公益林林种结构分析，库车市重点公益林共有 2 个二级林种，其中水源涵养林 638113 亩，占重点公益林面积的 24.9%；防风固沙林 1924285 亩，占 75.1%。其重要原因是库车市为一个荒漠化、沙化严重的市，且处在塔克拉玛干沙漠边缘，而防风固沙林是库车市工农业生产的天然屏障，是库车市绿洲农业及社会经济的发展的基础和保证。

从区域而言，防风固沙林分布在塔克拉玛干沙漠周边荒漠化严重区，水源涵养林位于天山南坡水土流失严重区。

就林种而言，水源涵养林是库车市绿洲的生命线，山区的几条河流是绿洲灌溉的主要来源，而防风固沙林又是绿洲的天然屏蔽，阻挡了沙漠的北移，同时也保护着塔河流域的稳定。

就地类分析，在重点公益林中，有林地占 36.82%，疏林地占 11.19%，灌木林地占 49.72%，合计为 97.73%。突出了保护现有的天然林及天然灌木林资源。

全市共区划林班 93 个，小班 574 个。管理单位分别为林业局下属的库车市天山林场、库车市胡杨林管理站和林业工作站。

3) 本项目评价区域

评价区域内重点公益林主要是为防风固沙林，属于吐加依灌丛和稀疏灌丛，主要植物种类为柽柳，灌木层高度 2m~3m，植被盖度为 30%~55%，伴生有疏叶骆驼刺等。

本项目与公益林的关系见图 2.6-1。

(2) 基本农田

基本农田保护区经依法划定后，任何单位和个人不得改变或者占用。国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征用土地的，必须经国务院批准。

经国务院批准占用基本农田的，当地人民政府应当按照国务院的批准文件修改土地利用总体规划，并补充划入数量和质量相当的基本农田。占用单位应当按照占多少、垦多少的原则，负责开垦与所占基本农田的数量与质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的，应当按照省、自治区、直辖市的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。

4.2.9 主要生态问题调查

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

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

根据《阿克苏地区“十三五”环境质量报告书》，阿克苏地区全年提供可利用鲜草 405.70 万吨，全年理论载畜量 277.88 万只绵羊单位，平均理论载畜能力为 18.00 亩/只羊·年。根据天然草场等级评价原则与划分标准，全地区一等草场占 1.23%，二等草场占 11.86%，三等和四等草场占 76.86%，五等草场占 9.97%，可见阿克苏地区天然草原实际生产能力较低，草原生态环境脆弱。随着自然气候变化和社会经济发展，天然草原受到自然气候和人类活动的双重影响，地区草原总体呈现退化、沙化、盐碱化趋势。据统计，全地区天然草原退化面

积 4317.6 万亩，占总利用草原面积的 86.3%，其中：轻度退化占 25%，中度退化占 45%，重度退化占 30%。

根据《阿克苏地区“十三五”环境质量报告书》，阿克苏地区荒漠化土地面积为 7790000 公顷，占地区面积的 59.3%。其中风蚀荒漠化面积占荒漠化土地面积的 80.80%，水蚀荒漠化面积占 4.95%，盐渍化荒漠化面积占 9.57%，冻融荒漠化面积占 4.68%；按荒漠化程度，轻度荒漠化土地面积占 11.30%，中度荒漠化土地面积占 31.68%，重度荒漠化土地面积占 24.06%，极重度荒漠化土地面积占 32.96%。

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

具体评价项目区生态系统变化可采用景观生态的评价方法：

①模地未发生变化

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

本项目所在区域的模地依旧是荒漠景观，荒漠景观主要包括吐加依林、荒漠草地和荒漠灌丛。根据项目实施后土地利用变化分析，项目区工业用地有所增加，但依旧以荒漠景观为主。

②人类干扰加强

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

本项目运营后工矿用地面积增加，但不会对项目区生物多样性产生影响，总体来说，区块的模地依旧是荒漠景观，本项目所在区域基本保持原有的荒漠

生态系统，部分地区受人类活动的影响。

4.2.10 小结

本项目位于塔里木盆地北缘、塔河以北，项目所在区域属于渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区、塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区。评价区域内不涉及国家公园、自然保护区、自然公园等自然保护地、世界自然遗产、生态保护红线等法定生态保护区，也没有重要物种的天然集中分布区、栖息地等重要生境以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域。评价区域中部以自然状态为主，南部和北部为农田绿洲-荒漠交错带，土地利用类型主要有水浇地、果园、乔木林地、灌木林地、其他林地、天然牧草地、人工牧草地、其他草地、城镇村及工矿用地、沟渠、盐碱地、沙地等 12 类，自然植被区系类型属暖温带灌木、半灌木荒漠地带，塔里木盆地沙漠、稀疏灌木、半灌木荒漠区；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；评价范围属于自然生态系统（荒漠+农田间草地）和人工生态系统（农田+乡村）的复合生态类型，其结构简单，农田和荒漠相嵌分布，项目区生态系统稳定性维持在一定水平，生态系统具有一定的稳定性。

4.3 环境空气质量现状调查与评价

4.3.1 基本污染物环境质量现状数据

4.3.1.1 区域大气环境质量达标判定

本项目地处阿克苏地区库车市，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ.2.2-2018）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。

目前，阿克苏市国控点空气质量水平数据作为国家判定阿克苏地区整体空气指标达标与否的依据。本次评价采用阿克苏市 2022 年的监测数据，作为环境空气现状评价基本污染物 SO₂、NO₂、CO、O₃、PM₁₀ 和 PM_{2.5} 的数据来源。空气质量达标区判定结果见表 4.3-1。

表 4.3-1 阿克苏地区环境空气质量达标判定结果

污染物	年评价指标	二级标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	二类区达标 情况
PM ₁₀	年平均质量浓度	70	94	超标
PM _{2.5}	年平均质量浓度	35	41	超标
SO ₂	年平均质量浓度	60	6	达标
NO ₂	年平均质量浓度	40	24	达标
CO	日均值第 95 百分位浓度	4000	2000	达标
O ₃	日最大 8 小时滑动平均第 90 百分位浓度	160	133	达标

项目所在区域 SO₂、NO₂ 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 年平均浓度、PM_{2.5} 年平均浓度超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值要求，超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。故阿克苏地区为环境空气质量不达标区。

4.3.1.2 区域环境空气质量现状

根据《陆地石油天然气开发建设项目环境影响评价技术导则》（HJ349-2023）对环境质量现状数据的要求，本次评价采用近五年（2018 年-2022 年）库车市气象局常规监测站点逐时监测数据，作为项目环境空气现状评价基本污染物 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO 和 O₃ 的数据来源，详见下表 4.3-2。

表 4.3-2 近五年库车市环境空气质量现状变化 单位: $\mu\text{g}/\text{m}^3$ (标注除外)

站点	时间	SO ₂	NO ₂	PM ₁₀	PM _{2.5}	CO (mg/m ³)	O ₃
2022 年							
库车 气象局	2022 年 1 月	25.71	49.13	145.23	98.65	2.80	77.19
	2022 年 2 月	18.21	32.39	239.82	71.18	1.90	82.68
	2022 年 3 月	11.51	26.35	207.32	62.71	0.99	96.39
	2022 年 4 月	7.33	18.30	245.43	77.77	0.61	109.33
	2022 年 5 月	7.10	13.61	125.00	51.48	0.35	113.03
	2022 年 6 月	5.80	12.07	85.83	38.67	0.41	120.53
	2022 年 7 月	6.98	11.10	76.90	34.42	0.55	125.45
	2022 年 8 月	6.00	9.68	64.16	31.00	0.52	108.26
	2022 年 9 月	6.67	13.93	84.83	33.60	0.72	104.40
	2022 年 10 月	9.16	9.16	135.87	48.32	0.99	83.58
	2022 年 11 月	9.36	17.60	114.67	57.52	1.23	76.14
	2022 年 12 月	20.15	47.81	200.87	89.94	2.24	61.71
	年均值	11.15	21.95	143.24	57.90	1.11	96.67
2021 年							
库车 气象局	2021 年 1 月	24.55	44.16	184.87	89.65	2.39	67.19
	2021 年 2 月	23.36	34.54	198.50	72.18	1.91	81.39
	2021 年 3 月	15.48	26.23	323.39	91.00	1.25	79.10
	2021 年 4 月	8.55	14.27	133.03	42.97	0.63	109.5
	2021 年 5 月	5.00	14.00	144.23	52.48	0.72	110.98
	2021 年 6 月	5.00	8.13	47.18	18.67	0.66	118.37
	2021 年 7 月	5.97	9.10	65.65	31.55	0.50	129.10
	2021 年 8 月	6.16	10.23	62.13	29.97	0.37	118.90
	2021 年 9 月	5.4	17.53	87.83	33.80	0.50	100.13
	2021 年 10 月	9.77	28.06	166.35	50.48	1.25	83.94
	2021 年 11 月	17.57	42.73	293.69	92.97	2.10	66.23
	2021 年 12 月	25.06	54.64	190.19	106.68	2.76	57.77
	年均值	12.62	25.53	157.88	59.30	1.25	93.59
2020 年							
库车 气象局	2020 年 1 月	20.64	39.67	126.31	102.73	3.51	25.71
	2020 年 2 月	22.40	29.60	231.19	88.18	2.84	37.67
	2020 年 3 月	14.01	22.44	429.30	120.39	1.74	40.93
	2020 年 4 月	8.85	22.47	373.03	107.18	0.80	42.81
	2020 年 5 月	8.41	14.88	189.31	55.64	0.54	70.26
	2020 年 6 月	9.48	13.36	60.39	23.32	0.57	79.54
	2020 年 7 月	9.14	11.68	54.94	22.72	0.51	85.74
	2020 年 8 月	9.89	6.71	79.85	29.54	0.58	82.04
	2020 年 9 月	5.45	16.32	192.23	42.83	0.79	44.47

2024 年度哈拉哈塘油田产能建设实施方案环境影响报告书

	2020 年 10 月	11.39	30.97	246.30	64.56	2.47	37.40
	2020 年 11 月	19.40	46.87	152.56	70.43	2.80	34.54
	2020 年 12 月	18.76	43.67	138.82	84.25	2.39	27.60
	年均值	13.14	24.53	190.13	68.03	1.63	50.69
2019 年							
库车 气象局	2019 年 1 月	24.61	42.04	247.19	140.07	3.75	54.75
	2019 年 2 月	25.39	36.86	301.29	103.07	3.62	74.32
	2019 年 3 月	17.19	28.83	239.97	105.61	2.40	90.29
	2019 年 4 月	7.30	10.44	175.21	51.62	0.62	90.90
	2019 年 5 月	3.90	10.84	148.97	56.55	0.55	96.97
	2019 年 6 月	3.77	40.40	53.37	19.07	0.62	112.31
	2019 年 7 月	3.10	10.97	81.71	27.39	0.95	102.87
	2019 年 8 月	2.87	11.00	121.77	46.45	0.83	92.97
	2019 年 9 月	2.27	12.97	62.07	19.27	0.78	77.13
	2019 年 10 月	3.87	19.74	123.00	49.84	2.56	77.35
	2019 年 11 月	16.30	43.23	194.14	89.60	4.17	57.23
	2019 年 12 月	27.00	49.06	181.26	130.84	4.80	42.50
	年均值	11.28	23.83	159.02	69.4	2.12	81.05
2018 年							
库车 气象局	2018 年 1 月	12.90	34.93	186.29	61.39	0.83	136.93
	2018 年 2 月	10.00	34.75	175.57	62.29	1.93	79.79
	2018 年 3 月	5.32	28.61	472.32	98.77	0.97	199.81
	2018 年 4 月	3.57	18.67	428.07	111.83	0.53	101.60
	2018 年 5 月	1.46	12.17	115.93	34.20	0.24	128.00
	2018 年 6 月	0.19	7.67	169.33	39.77	--	231.50
	2018 年 7 月	3.33	9.65	102.17	32.72	3.99	122.35
	2018 年 8 月	4.65	10.77	98.52	28.68	2.33	123.55
	2018 年 9 月	4.90	18.21	165.93	48.14	1.25	99.12
	2018 年 10 月	11.86	29.82	168.57	58.00	2.21	75.52
	2018 年 11 月	20.13	42.03	210.73	113.82	3.78	60.71
	2018 年 12 月	26.68	47.77	321.84	132.52	4.18	54.74
	年均值	8.75	24.59	217.94	68.51	2.02	117.80
标准限值	年平均	60	40	70	35	--	--
	24h 平均	150	80	150	75	4	--
	1h 平均	500	20	--	--	10	200

引用 2018 年-2022 年库车市气象局常规监测站点逐时监测数据分析，库车市 SO₂、NO₂、CO、O₃ 均值可以满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 中二级浓度限值及其修改单中二级标准；PM₁₀、PM_{2.5} 均值超过《环境空气质量

标准》(GB3095-2012)中二级浓度限值及其修改单中二级标准。由每月变化情况可知,10月-12月,翌年1月-3月各项因子均呈现明显的上升趋势,主要由于冬季供暖开始,城区燃煤锅炉污染物排放量加大,各项污染因子监测数据呈现明显上升趋势。

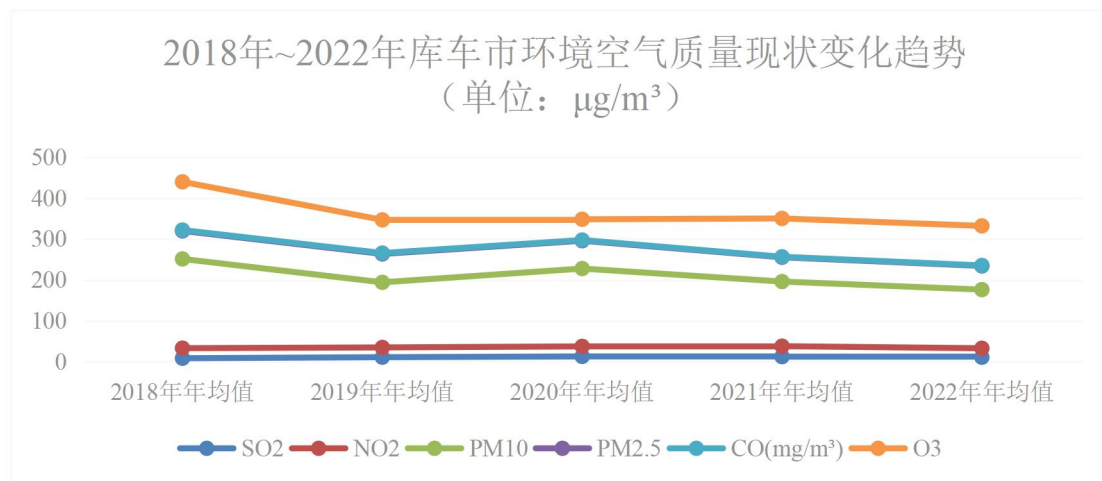


图 4.2-1 2018 年~2022 年库车市环境空气质量现状变化趋势图

4.3.2 其他污染物环境质量现状数据

(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,且本次评价在项目区中部布置 1 个监测点位对区域环境空气质量现状进行补充监测,监测因子为非甲烷总烃、硫化氢。监测点位基本信息见表 4.3-2,具体监测点位置见图 4.3-1。

表 4.3-2 监测点位基本信息一览表

监测点名称	地理坐标	与本项目位置关系	监测因子	监测时段
G1: 项目区中部	N:41°11'11.40" E:83°10'53.03"	项目区	非甲烷总烃、 H ₂ S	2024.01.22-01.28

(2) 监测时间及频率

2024.01.22-01.28,监测 7 天。非甲烷总烃、硫化氢 1 小时平均浓度,每天检测 4 次,具体时间:4:00、10:00、16:00、22:00。

(3) 评价标准

非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准详解》中浓度限值 2.0mg/m³,H₂S 参照《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 $10\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

(4) 评价方法

采用质量浓度占标率法，计算公式为：

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

式中： P_i ——第 i 个污染物的最大占标百分比，%；

C_i ——第 i 个污染物监测浓度， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；

C_{oi} ——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

(5) 监测结果统计

非甲烷总烃监测结果见表 4.3-3。

表 4.3-3 H₂S、NMHC 监测评价结果监测结果表

监测点位	污染物	平均时间	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	浓度范围 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大浓度 占标率 (%)	超标率 (%)	达标 情况
G1: 项目区中部 N:41°11'11.40" E:83°10'53.03"	非甲烷 总烃	1h 平 均	2000	310-1620	81.00%	0%	达标
	H ₂ S	1h 平 均	10	<5	<50%	0%	达标

从表 4.3-3 可以看出，项目所在区域非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中浓度限值 ($2.0\text{mg}/\text{m}^3$) 要求；H₂S 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 ($10\mu\text{g}/\text{m}^3$) 要求。

4.4 声环境现状

声环境现状委托新疆齐新环境服务有限公司进行现场监测。

(1) 监测点位

在哈 601 转油站四周各设 1 个监测点，库木库勒村、项目区中部、诺巴什拉木村各设 1 个监测点。

(2) 监测项目：连续等效 A 声级 Leq [dB (A)]。

(3) 监测方法：依据《声环境质量标准》(GB3096-2008)、《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008) 中规定的方法进行监测。

(4) 监测时间：本次现状监测时间为 2024.01.25-01.26。

(5) 评价标准

项目区域执行《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中 2 类区标准 (昼间 60 dB (A)、夜间 50 dB (A))。

(6) 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。

(7) 监测及评价结果

声环境现状监测及评价结果见表 4.4-1。

表 4.4-1 声环境现状监测及评价结果表

监测点位		等效声级 dB (A)		达标情况
		昼间	夜间	
Z1-1-1 库木库勒村	N:41°03'52.81" E:83°10'09.94"	46.3	42.2	达标
Z2-1-1 项目区中部	N:41°11'11.40" E:83°10'53.03"	45.1	41.4	
Z3-1-1 哈 601 转油站北	N:41°13'11.65" E:83°15'45.71"	49.5	47.1	
Z4-1-1 哈 601 转油站西	N:41°13'10.96" E:83°15'51.08"	48.6	43.6	
Z5-1-1 哈 601 转油站南	N:41°13'08.89" E:83°15'46.75"	45.2	42.1	
Z6-1-1 哈 601 转油站东	N:41°13'09.59" E:83°15'41.69"	44.9	41.6	

监测点位		等效声级 dB (A)		达标情况
		昼间	夜间	
Z7-1-1 诺巴什拉木村	N:41°17'34.92" E:83°12'01.88"	44.8	42.3	

从上表可以看出，昼间噪声值在 44.8-49.5dB (A) 之间，夜间噪声值在 41.4-47.1dB (A) 之间，满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中 2 类标准要求。

4.5 水环境现状调查与评价

4.5.1 地表水环境现状调查

本项目距离塔里木河最近距离约 5.2km，项目施工和运营过程中基本不会对塔里木河水质造成影响，因此不对地表水现状开展评价。

4.5.2 地下水环境现状调查

4.5.2.1 调查方法

本次地下水环境质量现状调查采用现场实测法。

4.5.2.2 监测点位布设

根据项目所在区域水文地质条件及地下水流向，结合项目区内集输管线分布情况及现有地下水井分布情况，本次在项目区及下游区域共布设 5 个水质监测点。于 2024 年 1 月进行了现场取样及室内检测分析。

地下水监测点情况表 4.5-1，监测点位置见图 4.3-1。

表 4.5-1

本项目地下水监测点情况统计表

序号	点位	状态	区域位置关系	水位埋深m	井深m
1	灌溉井 5	无色、无味、不浑浊、无沉淀物	项目区东北部，HA702-H3 西北侧600m处	100	80
2	灌溉井 1		项目区西南部，RP10-H2 东侧110m处	100	75
3	灌溉井 2		项目区东部，依托集输干线南侧60m处	100	75
4	灌溉井 3		项目区中部，HA702-H5 西南侧1.2km处	100	80
5	灌溉井 4		项目区北部，HA16-22北侧2.5km处	100	80

4.5.2.3 监测频率

均监测 1 天，每个点位采样 1 次。

4.5.2.4 监测项目及分析方法

(1) 监测项目

水位埋深、pH 值、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、钠、钡、总大肠菌群、细菌总数、氰化物、亚硝酸盐氮、硝酸盐（以氮计）、氟化物、汞、砷、镉、六价铬、铅、钾、钙、镁、碳酸盐、重碳酸盐、石油类等共 30 项。

(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/T164-2004）、《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）有关标准和规范执行。

分析方法、各因子检出限等详细情况见表 4.5-2。

表 4.5-2 地下水环境监测因子和检测因子分析方法一览表

序号	检测项目	检测方法	检出限/ 最低检出浓度
1	pH 值	《水质 pH 值的测定 电极法》 (HJ 1147-2020)	——
2	总硬度	《生活饮用水标准检验方法 第 4 部分:感官性状 和物理指标》(GB/T 5750.4-2023)	1.0 mg/L
3	溶解性 总固体		——
4	挥发酚	《水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度 法》(HJ 503-2009)	0.0003 mg/L
5	高锰酸盐指数 (以 O ₂ 计)	《生活饮用水标准检验方法 第 7 部分:有机物综 合指标》(GB/T 5750.7-2023)	0.05 mg/L
6	氨氮	《水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法》(HJ 535-2009)	0.025 mg/L
7	总大肠菌群	《生活饮用水标准检验方法 第 12 部分:微生物 指标》(GB/T 5750.12-2023) 5.2 滤膜法	——
8	菌落总数	《生活饮用水标准检验方法 第 12 部分:微生物 指标》(GB/T 5750.12-2023) 4.1 平均计数法	——
9	亚硝酸盐(氮)	《水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法》(GB 7493-87)	0.003 mg/L
10	硝酸盐(氮)	《水质 硝酸盐氮的测定 紫外分光光度法(试 行)》(HJ/T 346-2007)	0.08 mg/L

序号	检测项目	检测方法	检出限/ 最低检出浓度
11	氰化物	《生活饮用水标准检验方法 第 5 部分:无机非金属指标》(GB/T 5750.5-2023) 7.1 异烟酸-吡啶啉酮分光光度法	0.002 mg/L
12	氟化物	《水质 氟化物的测定 离子选择电极法》(GB 7484-87)	0.05 mg/L
13	汞	《水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法》(HJ 694-2014)	4×10 ⁻⁵ mg/L
14	砷		3×10 ⁻⁴ mg/L
15	镉	《生活饮用水标准检验方法 第 6 部分:金属和类金属指标》(GB/T 5750.6-2023) 12.1 无火焰原子吸收分光光度法	5×10 ⁻⁴ mg/L
16	六价铬	《水质 六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法》(GB 7467-87)	0.004 mg/L
17	铅	《生活饮用水标准检验方法 第 6 部分:金属和类金属指标》(GB/T 5750.6-2023) 14.1 无火焰原子吸收分光光度法	2.5×10 ⁻³ mg/L
18	钡	《生活饮用水标准检验方法 第 6 部分:金属和类金属指标》(GB/T 5750.6-2023) 19.1 无火焰原子吸收分光光度法	1.0×10 ⁻² mg/L
19	硫酸根 (硫酸盐)	《水质 无机阴离子(F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻)的测定 离子色谱法》(HJ 84-2016)	0.018 mg/L
20	氯离子 (氯化物)		0.007 mg/L
21	钾离子	《水质 可溶性阳离子(Li ⁺ 、Na ⁺ 、NH ₄ ⁺ 、K ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺)的测定 离子色谱法》(HJ 812-2016)	0.02 mg/L
22	钠离子		0.02 mg/L
23	钙离子		0.03 mg/L
24	镁离子		0.02 mg/L
25	碳酸根	《地下水水质分析方法 第 49 部分:碳酸根、重碳酸根和氢氧根离子的测定 滴定法》(DZ/T 0064.49-2021)	1 mg/L
26	碳酸氢根		
27	铁	《水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法》(GB 11911-89)	0.03 mg/L
28	锰		0.01 mg/L
29	硫化物	《水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法》(HJ 1226-2021)	0.003 mg/L
30	石油类	《水质 石油类的测定 紫外分光光度法(试行)》(HJ 970-2018)	0.01 mg/L

4.5.3 地下水环境质量现状评价

4.5.3.1 评价标准与评价方法

(1) 评价标准

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

(2) 评价方法

①对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公式：

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

式中： P_i ——第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i ——第 i 个水质因子的监测浓度，mg/L；

C_{si} ——第 i 个水质因子的标准浓度，mg/L。

②对于评价标准为区间值的水质因子(如 pH 值)，其标准指数计算公式：

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

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

式中： P_{pH} — pH 的标准指数，无量纲；

pH — pH 监测值；

pH_{sd} —标准中 pH 的下限值；

pH_{su} —标准中 pH 的上限值。

4.5.3.2 监测及评价结果

本次环评地下水监测及结果见表 4.5-3、4.5-4

由表 4.5-3 分析可知，各监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III类标准，其余监测因子除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、锰外均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准类标准。超标与区域水文地质条件有关，反映的是干旱区浅层地下水的共性。通过对八大离子(Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 HCO_3^- 、 SO_4^{2-} 、 Cl^- 、 K^+ 、 Na^+)进行检测分析可知，采用舒卡列夫分类法，评价区内地下水主要化学类型均为 $SO_4 \cdot Ca-Na$ 型水等。

表 4.5-3 地下水监测与评价结果一览表

序号	检测项目	单位	标准限值 (III 类)	灌溉井 5		灌溉井 1		灌溉井 2		灌溉井 3		灌溉井 4	
				监测值	<i>Pi</i>	监测值	<i>Pi</i>	监测值	<i>Pi</i>	监测值	<i>Pi</i>	监测值	<i>Pi</i>
1	pH 值	无量纲	6.5~8.5	7.5	0.33	7.8	0.53	7.6	0.4	7.5	0.33	7.7	0.47
2	氨氮	mg/L	0.5	<0.025	<0.05	<0.025	<0.05	<0.025	<0.05	<0.025	<0.05	<0.025	<0.05
3	亚硝酸盐氮	mg/L	1	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001
4	硝酸盐氮	mg/L	20	1.1	0.055	<0.2	<0.01	<0.2	<0.01	<0.2	<0.01	<0.2	<0.01
5	氰化物	mg/L	0.05	<0.002	<0.04	<0.002	<0.04	<0.002	<0.04	<0.002	<0.04	<0.002	<0.04
6	挥发酚	mg/L	0.002	<0.0003	<0.15	<0.0003	<0.15	<0.0003	<0.15	<0.0003	<0.15	<0.0003	<0.15
7	汞	mg/L	0.001	<0.00004	<0.04	<0.00004	<0.04	<0.00004	<0.04	<0.00004	<0.04	<0.00004	<0.04
8	砷	mg/L	0.01	0.0006	0.06	0.0006	0.06	0.0006	0.06	0.0007	0.07	0.0006	0.06
9	铬 (六价)	mg/L	0.05	<0.004	<0.08	<0.004	<0.08	<0.004	<0.08	<0.004	<0.08	<0.004	<0.08
10	总硬度	mg/L	450	266	0.591	524	1.164	126	0.28	414	0.92	237	0.527
11	铅	mg/L	0.01	<0.0025	<0.25	<0.0025	<0.25	0.009	0.9	<0.0025	<0.25	<0.0025	<0.25
12	氟化物	mg/L	1	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
13	镉	mg/L	0.005	<0.004	<0.8	<0.004	<0.8	<0.004	<0.8	<0.004	<0.8	<0.004	<0.8
14	铁	mg/L	0.3	0.0082	0.027	<0.0045	<0.015	<0.0045	<0.015	<0.0045	<0.015	<0.0045	<0.015
15	锰	mg/L	0.1	0.0425	0.425	0.0341	0.341	0.0197	0.197	0.114	1.14	0.0416	0.416
16	溶解性总固体	mg/L	1000	781	0.781	2.55×10 ³	2.55	654	0.654	1.8×10 ³	1.8	760	0.76
17	耗氧量	mg/L	3	2.03	0.677	0.76	0.253	0.52	0.173	0.3	0.1	0.71	0.2367

2024 年度哈拉哈塘油田产能建设实施方案环境影响报告书

18	硫酸根 (硫酸盐)	mg/L	250	258	1.032	601	2.404	174	0.696	474	1.896	254	1.016
19	氯离子 (氯化物)	mg/L	250	214	0.856	975	3.9	205	0.82	649	2.596	213	0.852
20	总大肠菌群	CFU/100mL	3	<2	<0.667	<2	<0.667	<2	<0.667	<2	<0.667	<2	<0.667
21	细菌总数	CFU/mL	100	60	0.6	50	0.5	40	0.4	50	0.5	30	0.3
22	硫化物	mg/L	0.2	<0.003	<0.015	<0.003	<0.015	<0.003	<0.015	<0.003	<0.015	<0.003	<0.015
23	钾离子	mg/L	/	4.18	/	3.34	/	1.55	/	5.87	/	3.94	/
24	钠离子 (钠)	mg/L	200	134	0.67	637	3.185	165	0.825	398	1.99	135	0.675
25	钙离子	mg/L	/	46.6	/	107	/	31.1	/	81.7	/	45.3	/
26	镁离子	mg/L	/	33.3	/	55	/	9.95	/	49.7	/	32.7	/
27	碳酸根	mg/L	/	<5	/	<5	/	<5	/	<5	/	<5	/
28	碳酸氢根	mg/L	/	112	/	125	/	129	/	112	/	133	/
29	石油类	mg/L	0.05	<0.01	<0.2	<0.01	<0.2	<0.01	<0.2	<0.01	<0.2	<0.01	<0.2
30	钡	mg/L	0.7	0.028	0.04	0.027	0.038571429	0.025	0.035714286	0.028	0.04	0.028	0.04

表 4.5-4 地下水中水化学类型计算结果一览表

监测点	灌溉井 5			灌溉井 1			灌溉井 2			灌溉井 3			灌溉井 4		
	ρ (B) mg/	c (1/zBz ±) mmol/L	x (1/zBz±) %	ρ (B) mg/	c (1/zBz ±) mmol/L	x (1/zBz±) %	ρ (B) mg/	c (1/zBz ±) mmol/L	x (1/zBz±) %	ρ (B) mg/	c (1/zBz ±) mmol/L	x (1/zBz±) %	ρ (B) mg/	c (1/zBz ±) mmol/L	x (1/zBz±) %

2024 年度哈拉哈塘油田产能建设实施方案环境影响报告书

		L			L			L			L			L		
阳离子	钾	4.18	0.10717 9487	0.974515 865	3.34	0.08564 1026	0.227493 385	1.55	0.03974 359	0.414680 554	5.87	0.15051 2821	0.587468 911	3.94	0.10102 5641	0.925031 346
	钠	134	5.82608 6957	52.97295 517	637	27.6956 5217	73.56961 953	165	7.17391 3043	74.85187 553	398	17.3043 4783	67.54086 684	135	5.86956 5217	53.74409 663
	钙	46.6	2.32534 9301	21.14294 298	107	5.33932 1357	14.18315 909	31.1	1.55189 6208	16.19232 643	81.7	4.07684 6307	15.91240 169	45.3	2.26047 9042	20.69785 402
	镁	33.3	2.73961 3328	24.90958 599	55	4.52488 6878	12.01972 8	9.95	0.81859 3172	8.541117 492	49.7	4.08885 2324	15.95926 256	32.7	2.69025 0926	24.63301 801
	合计	218.08	10.9982 2907	100	802.34	37.6455 0143	100	207.6	9.58414 6012	100	535.27	25.6205 5928	100	216.94	10.9213 2083	100
阴离子	碳酸氢根	112	1.83546 3782	13.85906 499	125	2.04850 8686	4.869859 44	129	2.11406 0964	18.35187 772	112	1.83546 3782	6.115812 95	133	2.17961 3242	16.17351 227
	氯化物	214	6.03667 1368	45.58118 858	975	27.5035 2609	65.38332 355	205	5.78279 2666	50.19964 215	649	18.3074 7532	61.00098 281	213	6.00846 2623	44.58494 843
	硫酸盐	258	5.37164 2723	40.55974 643	601	12.5130 127	29.74681 701	174	3.62273 579	31.44848 013	474	9.86883 198	32.88320 424	254	5.28836 1441	39.24153 929
	碳酸根	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	合计	584	13.2437 7787	100	1701	42.0650 4748	100	508	11.5195 8942	100	1235	30.0117 7108	100	600	13.4764 3731	100
相对偏差		9.26			5.54			9.17			7.89			10		

4.6 土壤环境现状调查与评价

4.6.1 土壤类型及分布调查

根据遥感影像图、土壤类型图、《新疆土壤》及现场踏勘结果，本项目区内土壤类型为盐土、草甸土、潮土、风沙土、林灌草甸土、龟裂土。土壤类型图见图 4.6-1。

4.6.2 土壤理化性质调查

项目为污染影响型项目，根据项目工程分析情况，针对项目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。取样点位为项目本项目附近土壤表层样（0-0.2m）。分析结果如表 4.6-1 所示。

表 4.6-1 土壤理化特性调查表

采样点位	HA16-H22	HA702-H3	HA702-H5	HA602-H1 1	RP10-H2	JY7-H8	
坐标	N:41°18'3 6.87"	N:41°15'3 7.08"	N:41°13'3 5.97"	N:41°11'1 1.40"	N:41°06'4 4.46"	N:41°00'3 2.93"	
	E:83°12'24 .68"	E:83°14'27 .61"	E:83°13'29 .89"	E:83°10'53 .03"	E:83°00'44 .10"	E:83°00'34 .66"	
采样深度/层次	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	
现场记录	颜色	黄棕色	黄棕色	黄棕色	黄棕色	黄棕色	
	土壤结构	颗粒物	颗粒物	颗粒物	颗粒物	颗粒物	
	土壤质地	砂土	砂土	砂土	砂土	砂土	
	砂砾含量	36%	35%	36%	37%	34%	37%
	其他异物	无	无	无	无	无	无
实验室测定	pH 值(无量纲)	7.98	8.05	8.01	7.89	7.93	7.96
	阳离子交换量 cmol ⁺ /kg	1.7	1.6	1.8	1.4	1.9	1.6
	氧化还原电位 (MV)	357	361	355	349	349	367
	渗滤率 K ₁₀ (mm/mi)	0.717	0.694	0.729	0.721	0.698	0.717

n)							
土壤容重 g/cm ³	1.4	1.39	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4
孔隙度%	46.9	47.5	48.6	46.9	47.2	48.6	48.6
含水率%	2.1	2.4	2.6	2.0	2.7	3.0	3.0

4.6.3 土壤环境质量现状调查及评价

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），本项目土壤评价工作等级划为一级。结合工程所在区域土壤类型的特点，以及土地利用方式，分为占地范围内和占地范围外进行评价。

（1）监测布点

①占地范围内

布设 5 个柱状样，具体点位分别为：HA602-H11 阀组站；HA16-H22 阀组站；RP8-H8 阀组站；RP10-H2 井；JY7-H8 井。

布设 6 个表层样，具体点位为 HA16-H22 井内、HA702-H3 井内、HA702-H5 井内、HA602-H11 井内、RP10-H2 井内、JY7-H8 井内。

②占地范围外

0.2km 范围外布设表层样 6 个，具体点位分别为：

HA16-H22 南侧 200m 处农田、HA702-H3 北侧 200m 处农田、HA702-H5 北侧 200m 处农田、HA602-H11 南侧 200m 处林地、RP10-H2 东侧 200m 处农田、JY7-H8 南侧 200m 处灌草地。

（2）监测项目

①占地范围内

表层样监测点测砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷，1,2-二氯乙烷，1,1-二氯乙烯，顺-1,2-二氯乙烯，反-1,2-二氯乙烯，二氯甲烷，1,2-二氯丙烷，1,1,1,2-四氯乙烷，1,1,2,2-四氯乙烷，四氯乙烯，1,1,1-三氯乙烷，1,1,2-三氯乙烷，三氯乙烯，1,2,3-三氯丙烷，氯乙烯，苯，氯苯，1,2-二氯苯，1,4-二氯苯，乙苯，苯乙烯，甲苯，间二甲苯+对二甲苯，邻二甲苯，硝基苯，苯胺，2-氯酚，苯并（a）蒽，苯并（a）芘，苯并（b）荧蒽，苯并（k）荧蒽，蒽，二苯并（a,h）蒽，茚并（1,2,3-cd）芘、萘、石油烃等共计 46 项因子；

柱状样监测点测特征因子石油烃。

②占地范围外

监测项目：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃。

(3) 监测单位

本次评价土壤检测委托新疆齐新环境服务有限公司对土壤环境质量现状进行了监测，监测时间为 2024 年 1 月。

(4) 评价标准

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

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

(5) 评价方法

对污染物的评价，采用标准指数法。

(6) 监测及评价结果

具体监测及评价结果见表4.6-2~4.6-3。

表 4.6-2 占地范围内柱状样土壤环境质量评价（石油烃）

监测点位	监测层位	石油烃		
		标准限值（mg/kg）	监测值（mg/kg）	Pi
HA602-H11 阀组站 N:41°11'11.99" E:83°10'53.56"	0~0.5m	4500	43	0.0096
	0.5~1.5m		42	0.0093
	1.5~3.0m		44	0.0098
HA16-H22 阀组站 N:41°18'36.67" E:83°12'23.90"	0~0.5m		47	0.0104
	0.5~1.5m		54	0.012
	1.5~3.0m		58	0.0129
RP8-H8 阀组站 N:41°06'49.71" E:83°11'06.81"	0~0.5m		37	0.0082
	0.5~1.5m		51	0.0113
	1.5~3.0m		50	0.011
RP10-H2 N:41°06'44.82" E:83°00'45.00"	0~0.5m		39	0.0087
	0.5~1.5m		37	0.0082
	1.5~3.0m		48	0.0107
JY7-H8 N:41°00'32.93" E:83°05'47.81"	0~0.5m		46	0.0102
	0.5~1.5m		49	0.0109
	1.5~3.0m		53	0.0118

表 4.6-3 占地范围内表层样土壤环境质量评价 (46 项)

监测点位				HA16-H22		HA702-H3		HA702-H5		HA602-H11		RP10-H2		JY7-H8	
采样深度				0-20cm		0-20cm		0-20cm		0-20cm		0-20cm		0-20cm	
序号	检测项目	单位	标准	监测数据	Pi	监测数据	Pi	监测数据	Pi	监测数据	Pi	监测数据	Pi	监测数据	Pi
1	总砷	mg/kg	60	4.62	0.077	6.26	0.1043	5.93	0.0988	7.26	0.121	3.84	0.064	5.15	0.0858
2	镉	mg/kg	65	0.12	0.0018	0.19	0.0029	0.17	0.0026	0.19	0.002923077	0.11	0.0017	0.16	0.0025
3	六价铬	mg/kg	5.7	<0.5	<0.0877	<0.5	<0.0877	<0.5	<0.0877	<0.5	<0.0877	<0.5	<0.0877	<0.5	<0.0877
4	铜	mg/kg	18000	7	0.0004	8	0.0004	11	0.0006	17	0.0009	6	0.0003	9	0.0005
5	铅	mg/kg	800	11.9	0.0149	13.4	0.0168	13.5	0.0169	16	0.02	9.4	0.0118	12.8	0.016
6	总汞	mg/kg	38	0.129	0.0034	0.073	0.0019	0.113	0.003	0.075	0.002	0.062	0.0016	0.051	0.0013
7	镍	mg/kg	900	16	0.0178	13	0.0144	18	0.02	22	0.024	11	0.0122	16	0.0178
8	四氯化碳	mg/kg	2.8	<2.1×10 ⁻³	0.00075	<2.1×10 ⁻³	0.00075	<2.1×10 ⁻³	0.00075	<2.1×10 ⁻³	0.00075	<2.1×10 ⁻³	0.00075	<2.1×10 ⁻³	0.00075
9	氯仿	mg/kg	0.9	<1.5×10 ⁻³	0.0017	<1.5×10 ⁻³	0.0017	<1.5×10 ⁻³	0.0017	<1.5×10 ⁻³	0.0017	<1.5×10 ⁻³	0.0017	<1.5×10 ⁻³	0.0017
10	氯甲烷	mg/kg	37	<3×10 ⁻³	0.0001	<3×10 ⁻³	0.0001	<3×10 ⁻³	0.0001	<3×10 ⁻³	0.0001	<3×10 ⁻³	0.0001	<3×10 ⁻³	0.0001

监测点位				HA16-H22		HA702-H3		HA702-H5		HA602-H11		RP10-H2		JY7-H8	
采样深度				0-20cm		0-20cm		0-20cm		0-20cm		0-20cm		0-20cm	
1 1	1,1-二氯乙烷	mg/kg	9	$<1.6 \times 10^{-3}$	0.00018	$<1.6 \times 10^{-3}$	0.00018	$<1.6 \times 10^{-3}$	0.00018	$<1.6 \times 10^{-3}$	0.00018	$<1.6 \times 10^{-3}$	0.00018	$<1.6 \times 10^{-3}$	0.00018
1 2	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	$<1.3 \times 10^{-3}$	0.00026	$<1.3 \times 10^{-3}$	0.00026	$<1.3 \times 10^{-3}$	0.00026	$<1.3 \times 10^{-3}$	0.00026	$<1.3 \times 10^{-3}$	0.00026	$<1.3 \times 10^{-3}$	0.00026
1 3	1,1-二氯乙烯	mg/kg	66	$<0.8 \times 10^{-3}$	0.00001	$<0.8 \times 10^{-3}$	0.00001	$<0.8 \times 10^{-3}$	0.00001	$<0.8 \times 10^{-3}$	0.00001	$<0.8 \times 10^{-3}$	0.00001	$<0.8 \times 10^{-3}$	0.00001
1 4	顺式-1,2-二氯乙烯	mg/kg	596	$<0.9 \times 10^{-3}$	0.000002	$<0.9 \times 10^{-3}$	0.000002	$<0.9 \times 10^{-3}$	0.000002	$<0.9 \times 10^{-3}$	0.000002	$<0.9 \times 10^{-3}$	0.000002	$<0.9 \times 10^{-3}$	0.000002
1 5	反式-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54	$<0.9 \times 10^{-3}$	0.00002	$<0.9 \times 10^{-3}$	0.00002	$<0.9 \times 10^{-3}$	0.00002	$<0.9 \times 10^{-3}$	0.00002	$<0.9 \times 10^{-3}$	0.00002	$<0.9 \times 10^{-3}$	0.00002
1 6	二氯甲烷	mg/kg	616	$<2.6 \times 10^{-3}$	0.000004	$<2.6 \times 10^{-3}$	0.000004	$<2.6 \times 10^{-3}$	0.000004	$<2.6 \times 10^{-3}$	0.000004	$<2.6 \times 10^{-3}$	0.000004	$<2.6 \times 10^{-3}$	0.000004
1 7	1,2-二氯丙烷	mg/kg	5	$<1.9 \times 10^{-3}$	0.00038	$<1.9 \times 10^{-3}$	0.00038	$<1.9 \times 10^{-3}$	0.00038	$<1.9 \times 10^{-3}$	0.00038	$<1.9 \times 10^{-3}$	0.00038	$<1.9 \times 10^{-3}$	0.00038
1 8	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10	$<1.0 \times 10^{-3}$	0.0001	$<1.0 \times 10^{-3}$	0.0001	$<1.0 \times 10^{-3}$	0.0001	$<1.0 \times 10^{-3}$	0.0001	$<1.0 \times 10^{-3}$	0.0001	$<1.0 \times 10^{-3}$	0.0001

监测点位				HA16-H22		HA702-H3		HA702-H5		HA602-H11		RP10-H2		JY7-H8	
采样深度				0-20cm		0-20cm		0-20cm		0-20cm		0-20cm		0-20cm	
19	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	$<1.0 \times 10^{-3}$	0.000147059	$<1.0 \times 10^{-3}$	0.000147059	$<1.0 \times 10^{-3}$	0.000147059	$<1.0 \times 10^{-3}$	0.000147059	$<1.0 \times 10^{-3}$	0.000147059	$<1.0 \times 10^{-3}$	0.000147059
20	四氯乙烯	mg/kg	53	$<0.8 \times 10^{-3}$	0.00002	$<0.8 \times 10^{-3}$	0.00002	$<0.8 \times 10^{-3}$	0.00002	$<0.8 \times 10^{-3}$	0.00002	$<0.8 \times 10^{-3}$	0.00002	$<0.8 \times 10^{-3}$	0.00002
21	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840	$<1.1 \times 10^{-3}$	0.000001	$<1.1 \times 10^{-3}$	0.000001	$<1.1 \times 10^{-3}$	0.000001	$<1.1 \times 10^{-3}$	0.000001	$<1.1 \times 10^{-3}$	0.000001	$<1.1 \times 10^{-3}$	0.000001
22	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	$<1.4 \times 10^{-3}$	0.0005	$<1.4 \times 10^{-3}$	0.0005	$<1.4 \times 10^{-3}$	0.0005	$<1.4 \times 10^{-3}$	0.0005	$<1.4 \times 10^{-3}$	0.0005	$<1.4 \times 10^{-3}$	0.0005
23	三氯乙烯	mg/kg	2.8	$<0.9 \times 10^{-3}$	0.0003	$<0.9 \times 10^{-3}$	0.0003	$<0.9 \times 10^{-3}$	0.0003	$<0.9 \times 10^{-3}$	0.0003	$<0.9 \times 10^{-3}$	0.0003	$<0.9 \times 10^{-3}$	0.0003
24	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5	$<1.0 \times 10^{-3}$	0.002	$<1.0 \times 10^{-3}$	0.002	$<1.0 \times 10^{-3}$	0.002	$<1.0 \times 10^{-3}$	0.002	$<1.0 \times 10^{-3}$	0.002	$<1.0 \times 10^{-3}$	0.002
25	氯乙烷	mg/kg	0.43	$<1.5 \times 10^{-3}$	0.0035	$<1.5 \times 10^{-3}$	0.0035	$<1.5 \times 10^{-3}$	0.0035	$<1.5 \times 10^{-3}$	0.0035	$<1.5 \times 10^{-3}$	0.0035	$<1.5 \times 10^{-3}$	0.0035
26	苯	mg/kg	4	$<1.6 \times 10^{-3}$	0.0004	$<1.6 \times 10^{-3}$	0.0004	$<1.6 \times 10^{-3}$	0.0004	$<1.6 \times 10^{-3}$	0.0004	$<1.6 \times 10^{-3}$	0.0004	$<1.6 \times 10^{-3}$	0.0004
27	氯苯	mg/kg	270	$<1.1 \times 10^{-3}$	0.000004	$<1.1 \times 10^{-3}$	0.000004	$<1.1 \times 10^{-3}$	0.000004	$<1.1 \times 10^{-3}$	0.000004	$<1.1 \times 10^{-3}$	0.000004	$<1.1 \times 10^{-3}$	0.000004
28	1,2-二氯苯	mg/kg	560	$<1.0 \times 10^{-3}$	0.000002	$<1.0 \times 10^{-3}$	0.000002	$<1.0 \times 10^{-3}$	0.000002	$<1.0 \times 10^{-3}$	0.000002	$<1.0 \times 10^{-3}$	0.000002	$<1.0 \times 10^{-3}$	0.000002
29	1,4-二氯苯	mg/kg	20	$<1.2 \times 10^{-3}$	0.00006	$<1.2 \times 10^{-3}$	0.00006	$<1.2 \times 10^{-3}$	0.00006	$<1.2 \times 10^{-3}$	0.00006	$<1.2 \times 10^{-3}$	0.00006	$<1.2 \times 10^{-3}$	0.00006

监测点位				HA16-H22		HA702-H3		HA702-H5		HA602-H11		RP10-H2		JY7-H8	
采样深度				0-20cm		0-20cm		0-20cm		0-20cm		0-20cm		0-20cm	
30	乙苯	mg/kg	28	$\langle 1.2 \times 10^{-3}$	0.00004	$\langle 1.2 \times 10^{-3}$	0.00004	$\langle 1.2 \times 10^{-3}$	0.00004	$\langle 1.2 \times 10^{-3}$	0.00004	$\langle 1.2 \times 10^{-3}$	0.00004	$\langle 1.2 \times 10^{-3}$	0.00004
31	苯乙烯	mg/kg	1290	$\langle 1.6 \times 10^{-3}$	0.000001	$\langle 1.6 \times 10^{-3}$	0.000001	$\langle 1.6 \times 10^{-3}$	0.000001	$\langle 1.6 \times 10^{-3}$	0.000001	$\langle 1.6 \times 10^{-3}$	0.000001	$\langle 1.6 \times 10^{-3}$	0.000001
32	甲苯	mg/kg	1200	$\langle 2 \times 10^{-3}$	0.000001	$\langle 2 \times 10^{-3}$	0.000001	$\langle 2 \times 10^{-3}$	0.000001	$\langle 2 \times 10^{-3}$	0.000001	$\langle 2 \times 10^{-3}$	0.000001	$\langle 2 \times 10^{-3}$	0.000001
33	间/对二甲苯	mg/kg	570	$\langle 3.6 \times 10^{-3}$	0.000006	$\langle 3.6 \times 10^{-3}$	0.000006	$\langle 3.6 \times 10^{-3}$	0.000006	$\langle 3.6 \times 10^{-3}$	0.000006	$\langle 3.6 \times 10^{-3}$	0.000006	$\langle 3.6 \times 10^{-3}$	0.000006
34	邻二甲苯	mg/kg	640	$\langle 1.3 \times 10^{-3}$	0.000002	$\langle 1.3 \times 10^{-3}$	0.000002	$\langle 1.3 \times 10^{-3}$	0.000002	$\langle 1.3 \times 10^{-3}$	0.000002	$\langle 1.3 \times 10^{-3}$	0.000002	$\langle 1.3 \times 10^{-3}$	0.000002
35	硝基苯	mg/kg	76	$\langle 0.09$	0.0012	$\langle 0.09$	0.0012	$\langle 0.09$	0.0012	$\langle 0.09$	0.0012	$\langle 0.09$	0.0012	$\langle 0.09$	0.0012
36	苯胺	mg/kg	260	$\langle 0.08$	0.0003	$\langle 0.08$	0.0003	$\langle 0.08$	0.0003	$\langle 0.08$	0.0003	$\langle 0.08$	0.0003	$\langle 0.08$	0.0003
37	2-氯酚	mg/kg	2256	$\langle 0.06$	0.00003	$\langle 0.06$	0.00003	$\langle 0.06$	0.00003	$\langle 0.06$	0.00003	$\langle 0.06$	0.00003	$\langle 0.06$	0.00003
38	苯并[a]蒽	mg/kg	15	$\langle 0.1$	0.0067	$\langle 0.1$	0.0067	$\langle 0.1$	0.0067	$\langle 0.1$	0.0067	$\langle 0.1$	0.0067	$\langle 0.1$	0.0067
39	苯并[a]芘	mg/kg	1.5	$\langle 0.1$	0.0667	$\langle 0.1$	0.0667	$\langle 0.1$	0.0667	$\langle 0.1$	0.0667	$\langle 0.1$	0.0667	$\langle 0.1$	0.0667
40	苯并[b]荧蒽	mg/kg	15	$\langle 0.2$	0.0133	$\langle 0.2$	0.0133	$\langle 0.2$	0.0133	$\langle 0.2$	0.0133	$\langle 0.2$	0.0133	$\langle 0.2$	0.0133
41	苯并[k]荧蒽	mg/kg	151	$\langle 0.1$	0.0007	$\langle 0.1$	0.0007	$\langle 0.1$	0.0007	$\langle 0.1$	0.0007	$\langle 0.1$	0.0007	$\langle 0.1$	0.0007

监测点位				HA16-H22		HA702-H3		HA702-H5		HA602-H11		RP10-H2		JY7-H8	
采样深度				0-20cm		0-20cm		0-20cm		0-20cm		0-20cm		0-20cm	
4	葱														
2	蒞	mg/kg	1293	<0.1	0.00008	<0.1	0.00008	<0.1	0.00008	<0.1	0.00008	<0.1	0.00008	<0.1	0.00008
4	二苯并[a,h]葱	mg/kg	1.5	<0.1	0.0667	<0.1	0.0667	<0.1	0.0667	<0.1	0.0667	<0.1	0.0667	<0.1	0.0667
4	茛并[1,2,3-cd]芘	mg/kg	15	<0.1	0.0067	<0.1	0.0067	<0.1	0.0067	<0.1	0.0067	<0.1	0.0067	<0.1	0.0067
4	萘	mg/kg	70	<0.09	0.0013	<0.09	0.0013	<0.09	0.0013	<0.09	0.0013	<0.09	0.0013	<0.09	0.0013
4	石油烃	mg/kg	4500	42	0.0093	38	0.0084	34	0.0076	54	0.012	40	0.0089	45	0.01
4	全盐量	g/kg	-	60.4	-	42	-	54.6	-	44.8	-	72.2	-	46	-

表 4.6-4 占地范围外土壤环境质量评价结果

监测点位				HA16-H22 南侧 200m 处农田		HA702-H3 北侧 200m 处农田		HA702-H5 北侧 200m 处农田		HA602-H11 南侧 200m 处林地		RP10-H2 东侧 200m 处农田		JY7-H8 南侧 200m 处灌草地	
采样深度				0-20cm		0-20cm		0-20cm		0-20cm		0-20cm		0-20cm	
序号	项目	单位	筛选值 (pH>7.5)	监测数据	Pi	监测数据	Pi	监测数据	Pi	监测数据	Pi	监测数据	Pi	监测数据	Pi
1	pH	无量		8.04	-	8.07	-	8.01	-	8.09	-	8.05	-	8.02	-

监测点位				HA16-H22 南侧 200m 处农田		HA702-H3 北侧 200m 处农田		HA702-H5 北侧 200m 处农田		HA602-H11 南侧 200m 处林地		RP10-H2 东侧 200m 处农田		JY7-H8 南侧 200m 处灌草地	
采样深度				0-20cm		0-20cm		0-20cm		0-20cm		0-20cm		0-20cm	
		纲													
2	砷	mg/ kg	25	6.16	0.2464	5.86	0.2344	5.65	0.226	8.6	0.344	6.62	0.2648	5.92	0.2368
3	镉	mg/ kg	0.6	0.13	0.2167	0.11	0.183	0.12	0.2	0.12	0.2	0.17	0.2833	0.12	0.2
4	铬	mg/ kg	250	31	0.124	39	0.156	22	0.088	39	0.156	27	0.108	31	0.124
5	铜	mg/ kg	100	13	0.13	6	0.06	11	0.11	13	0.13	13	0.13	6	0.06
6	铅	mg/ kg	170	7.1	0.0418	12.2	0.0718	12.8	0.0753	12.8	0.0753	14.4	0.0847	12.7	0.0747
7	汞	mg/ kg	3.4	0.062	0.01824	0.035	0.0103	0.069	0.0203	0.059	0.0174	0.079	0.0232	0.077	0.0227
8	镍	mg/ kg	190	20	0.1053	13	0.0684	19	0.1	18	0.0947	21	0.1105	12	0.0632
9	锌	mg/ kg	300	56	0.1867	47	0.1567	45	0.15	46	0.1533	50	0.167	44	0.1467
10	石油 烃	mg/ kg	4500	49	0.0109	56	0.0124	52	0.0116	52	0.0116	59	0.0131	62	0.0138
11	全 盐 量	g/kg	-	64	-	77.8	-	76.1	-	70.1	-	85.8	-	72.6	-

从评价结果可以看出，项目区占地范围内土壤的挥发性有机物和半挥发性有机物均未检出，重金属元素含量相对较低，占地范围内土壤各监测因子满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 第二类用地筛选值标准要求。

占地范围外的土壤中重金属元素含量相对较低，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。

5.环境影响预测与评价

5.1 生态环境影响分析

5.1.1 生态环境影响特征

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

(1) 油田开发建设项目对生态环境影响具有区域性环境影响特征。

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

(3) 影响方式主要发生在施工期，施工结束后可逐步恢复。

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

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

表 5.1-1 油田开发建设对生态环境的影响

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

5.1.2 生态环境影响

5.1.2.1 占地影响分析

本项目总占地面积 207.62hm²，其中永久占地 21.38hm²，临时占地 186.24hm²，占地类型主要为灌木林地、其他草地、水浇地、盐碱地等。拟建工程布局无环境限制因素，布局合理。工程新增占地占评价区总面积的比例较低，对当地的土地利用影响较小。施工结束后，永久占地被永久性构筑物代替，这部分占地的土壤类型、土地利用类型和植被类型将发生彻底的改变，永久占地

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

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

5.1.2.2 水土流失影响分析

根据新水水保〔2019〕4号文件，项目所在区域县域属于塔里木河中上游重点预防区、塔里木流域水土流失重点治理区。

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

（1）土壤粗粒化

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

（2）土壤贫瘠及含盐量变化

沙化、盐渍化等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

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

5.1.2.3 项目实施对周边沙化土地的影响

本项目钻前工程中拟将井场区域进行“三通一平”，管沟开挖作业时产生的土石方将全部用于回填，无弃方。项目建设过程中对原地貌的扰动将降低项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，造成土地沙化；此外，由于项目地处内陆地区，风沙较大，空气干燥，加上地表植被覆盖度低，若项目土石方堆存过程中未采取防尘网苫盖、洒水抑尘等措施，地表沙化的土壤及废土、废渣遇大风天气易产生严重的扬尘，形成沙尘天气。

项目施工期井场工程、线性工程建设可能破坏地表保护层，土壤表层受干扰强烈，降低风沙区地表稳定性，在风蚀的作用下，地表保护层的生态功能短时间内缺失，加快该区域荒漠化进程。各种车辆（尤其是重型卡车）在荒漠上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为沙地。

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

5.1.2.4 对植被的影响分析

根据项目建设的特点，对植被环境影响主要体现在井场、管线施工对地表植被的扰动和破坏。在施工过程中，开挖管沟区将底土翻出，使土体结构几乎完全改变。管沟开挖区域内的植被全部被破坏，其管道两侧的植被则受到不同程度的破坏和影响。井场施工过程中对区域原有占地内植被彻底破坏。

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

植被的一次性破坏较大。在井场和道路一定的情况下，临时占地对生态的影响程度对影响后的植被恢复能力有直接关系。

（1）对人工栽培植被的影响分析

区域人工栽培植被主要为棉花、果园等，占用农耕地主要为后期自垦，不涉及基本农田。根据现场踏勘情况，项目占用农田由于开挖和管道敷设和回填，对土壤有机质、土壤熟化程度产生影响，进而影响农田植被的生长。

（2）扬尘对植被的影响

项目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。

结合项目区域具体情况分析：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。

（3）施工废物对植被的影响

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

（4）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）生物损失量

本项目总占地面积 207.62hm²，其中永久占地 21.38hm²，临时占地 186.24hm²。本项目井场、阀组站、管线等施工区域以农用地及未利用地为主。永久占地和临时用地都会导致生物量损失。生物量损失按下式计算：

$$Y = S_i \times W_i$$

式中：Y——生物量损失，t；

S_i ——占地面积，hm²；

W_i ——单位面积生物量，t/hm²。

表 5.1-2 项目生物损失量估算一览表

类型	平均生物量 (t/hm ²)	占地面积 (hm ²)	生物损失量 (t)
农用地	3	29.45	88.35
未利用地	2.02	178.17	359.91
合计		207.62	448.26

评价区农用地主要为水浇地、果园及人工牧草地等，未利用地主要为乔木林地、灌木林地、天然牧草地、其他草地、盐碱地、沙地等。根据当地平均生物量计算，本项目将造成 448.26t 植被损失。新增植被损失主要来自临时占地，项目建设位于现有油田开发区内，因此只要加强施工管理，做好施工结束后的迹地恢复工作，工程建设对植被的环境影响是可以接受的。

5.1.2.5 对野生动物的影响分析

油田开发建设对野生动物生存环境、分布范围和种群数量的影响主要分为

直接影响和间接影响两个方面。直接影响主要表现为建设项目占地，使野生动物的原始生存环境被破坏或改变；间接影响主要表现为由于植被的减少或污染破坏而引起野生动物食物来源减少。

一些伴人型鸟类如麻雀、乌鸦、喜鹊等，一般在离作业区 50m 以远处活动，待无噪声干扰时较常见于人类生活区附近。因此，随着建设的各个过程，井区内野生动物的种类和数量发生一定的变化，原有的荒漠型鸟类和大型哺乳类将逐渐避开人类活动的干扰迁至其它区域，而常见的伴人型野生动物种类有所增加。

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

5.1.2.6 对自然生态系统（荒漠生态系统）的影响分析

评价区域荒漠生态系统中包括了森林生态系统、灌丛生态系统及草地生态系统等。森林生态系统主要分布于项目区的南部，该群系是胡杨林内相对稳定的群落类型，分布较广，面积较大，是塔河北岸河漫滩胡杨林发育的成熟阶段。项目实施对森林生态系统的影响表现在郁闭度、动植物、生境等的影响，在采取相应的避让措施后可降低对森林生态系统郁闭度的影响；项目施工区域为林区内的已有道路，道路周边野生动物及保护植物分布较少，多整个区域的动植物影响较小；项目施工期各类施工机械等会影响区域内的生境及景观，但这种影响是短暂的，施工结束后对施工迹地进行恢复，人员设备进行撤离，项目运营后对森林生态系统的生境及景观影响较小。

评价区域内的荒漠灌丛、草地生态系统呈相间分布。生态系统内优势种为多枝怪柳，灌木层下草本较少，只有在水分条件较好的部分地段，灌木层下的草本较丰富，主要有花花柴、疏叶骆驼刺、盐爪爪、碱蓬等，项目实施后会对

区域植被覆盖度产生一定的影响，施工期结束后可逐步恢复。

5.1.2.7 对人工生态系统（农田生态系统）的影响分析

建设项目占用农田将减少农作物的产量；失去植被可能引起土地荒漠化。

由于评价区生态系统的脆弱性和生态环境的恶劣性，绿洲农田区重要的生态功能是保持水土、防止土地进一步荒漠化。因此，从宏观角度看，继续维持该地区原系统的结构，保持系统的自然性十分重要。本项目占用耕地面积较小，约 29.45hm²，占评价区域内农用地总面积的 2.62%，对区域耕地利用的影响程度不大。

5.1.3 对重点公益林的影响分析

项目所在区域分布的重点公益林林地类型为灌木林地，优势树种为多枝柽柳、盐穗木等，植被盖度为 15-35%，主要作用为农田防护、防风固沙等，涉及国家、地方公益林。建设单位须按照公益林管理办法办理相关用地手续后方可开工。

本项目占用的公益林按照《国家级公益林管理办法》第 18、19 条有关规定，办理建设项目使用林地手续，经审批同意使用的，实行占补平衡。线性工程施工穿越林地所造成的林业损失与管线选线密切相关。因此，要求管线在选线设计、施工作业时尽量避开灌木茂密区域，尽量避让公益林木，在条件允许时，减少砍伐林木的数量，最大程度地保护沿线的林业生态环境。

（1）对绿洲防护林的影响

开发过程中临时性占用绿洲防护林面积约为 15.32hm²（按照占地宽度 6m 计算），分布于绿洲农田区。由于管线临时占用防护林区域不得再种植深根类植物，永久性占用了原有防护林区域，15.32hm² 临时占地将转为农田间草地。即在开发期内，有 15.32hm²（1600 株杨树）的防护林失去了原有功能。建设项目占用防护林面积仅为绿洲防护林分布区面积的 0.43%，所占用面积较小，对绿洲防护林的种群生态学结构和功能不产生明显影响。

（2）对荒漠灌丛的影响

评价区域内荒漠灌丛的分布类型为杜加依灌丛和稀疏灌丛，主要植物种类为柽柳，分布于多汁盐生半灌木荒漠和温带落叶灌丛植物群系。油田开发过程

中将占用（建设过程）荒漠灌丛 49.75hm²，占荒漠灌丛分布区面积的 0.26%，虽然临时占地区域内的柽柳等荒漠植物在较长时间内不可恢复（5-10 年内），但所占用面积较小，对荒漠灌丛的种群生态学结构和功能不产生明显影响。

5.1.4 对耕地资源的影响分析

评价区域内耕地资源主要分布于绿洲农田区，分布有基本农田和一般耕地。油田开发过程中施工占用耕地资源的面积约为 29.45hm²，永久性占用农用地面积约为 1.5hm²。在开发期最多有 27.95hm² 的土地基本没有生产能力，农作物损失量为 88.35t/a（以中高产皮棉产量进行计算）。

随着勘探开发期的结束，在生产运营期内，井场、阀组站、道路、管线等永久性占地构筑物以外的临时占地区域将恢复浅根系农作物种植，未对土地利用方式和类型进行改变，临时占地区域将恢复原有生态功能。永久占地区域，每年有 1.5hm² 的土地失去生产能力，农作物损失量为 4.5t/a。

5.1.4 水土流失影响分析

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

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

破坏生态环境，对周边地区造成影响，本项目沿线虽几乎无植被覆盖，但施工期对地表结皮破坏，有可能加剧项目区内的风灾天气，增加空气中粉尘含

量，严重时会造成沙尘暴，造成一定的生态环境破坏，施工车辆的反复碾压会使道路周边长期处于扬尘状况下，给施工人员健康造成危害。

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

5.1.5 防沙治沙评价

5.1.5.1 项目背景说明

(1) 项目名称（主体工程、附属工程）、性质、规模、总投资等要素

项目名称：2024 年度哈拉哈塘油田产能建设实施方案

项目性质：滚动开发（改扩建）。

本项目主要建设内容为：①井场工程，部署 37 口采油井；②站场工程，新建 4 座阀组站、扩建 2 座阀组站；③集输工程，新建集输管线 166km，以及配套的自控仪表、通信、电气、消防、结构、防腐等辅助设施。

(2) 项目区地理位置、范围和面积

本项目地跨库车市和沙雅县，项目总占地面积 207.62hm²，其中永久占地 21.38hm²，临时占地 186.24hm²。

(3) 项目区地形、地质地貌、植被、水文等基本情况

本项目地跨库车市和沙雅县，项目区地形、地质地貌、植被、水文等基本情况详见自然环境概况章节。

(4) 项目区沙化土地现状及防沙治沙工作情况

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

本项目位于塔里木盆地北部，塔河以北，区域沙地基本属于固定沙地。

5.1.5.2 项目实施过程中对周边沙化土地的影响

(1) 占用和影响的沙漠、戈壁、沙地等其他沙化土地的面积等情况

本项目地跨库车市和沙雅县，项目总占地面积 207.62hm²，其中永久占地 21.38hm²，临时占地 186.24hm²。占地类型主要为灌木林地、其他草地、水浇地、盐碱地等，占地有农用地及荒漠未利用地。

(2) 弃土、石、渣地等对当地土地沙化和沙尘天气的影响

项目区永久占地为 21.38hm²，场地进行平整，做到土石方平衡。施工土方在管线施工结束后回填在管堤上，井场施工过程中产生的土方回填至挖方处或回填至周边低洼场地，并实施压实平整水土保持措施。

本项目井场平整、管沟开挖作业中产生的土石方全部用于回填管沟和铺垫井场。

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

(3) 损坏的防沙治沙设施（包括生物、物理或化学固沙等措施）。

本项目对周边防风固沙植被等采取了避让措施。

(4) 可能造成的土地沙化和沙尘等生态危害。

项目施工期主要包括钻井及地面工程，地面工程包括管线敷设、井场建设、阀组站建设以及相关配套设施建设。钻井工程建设中，对场地进行平整，新增设施对原有地表土壤造成的扰动较小。管沟开挖过程中，若未采取分层开挖、分层回填措施，可能导致土壤的蓄水保肥能力降低，影响区域植被生长，造成土壤逐渐沙化。此外，在施工过程中，各种车辆（尤其是重型卡车）在荒漠上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为沙地。

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

5.1.5.3 防沙治沙内容及措施

(1) 采取的技术规范、标准

①《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 年 11 月 14 日修订）；

②《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138 号）；

③《防沙治沙技术规范》（GB/T21141-2007）；

（2）制定方案的原则与目标

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

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

（3）工程措施（物理、化学固沙及其他机械固沙措施）

针对部分管线分布在风沙土分布区，施工结束后采取播撒本土原生植被草籽等方式进行防沙治沙，防止土地沙漠化。

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

①植被覆盖度高的区域，施工结束后，及时采取撒播草籽等措施，恢复原地貌；

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

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

（5）其他措施（废弃弃土、石、渣及其他地面覆盖处理措施）

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

针对管沟开挖过程，提出如下措施：①施工土方全部用于管沟回填和井场平整，严禁随意堆置。②管沟开挖土方堆存过程中使用防尘网，并定期洒水抑尘。③管道项目区管沟回填后需先进行严格的整治，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推

土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表。④设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域。

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

(6) 各种措施总量和年度实施计划、完成期限等

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

5.1.5.4 方案实施保障措施

(1) 组织领导措施

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

(2) 技术保证措施

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

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

(3) 防沙治沙措施资金筹措情况

本项目防沙治沙措施投资由塔里木油田分公司自行筹措。

(4) 生态、经济效益预测

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

5.1.6 退役期生态环境影响分析

随着油田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。当

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，防止水泥等的洒落与飘散，同时在清理井场时防止飞灰、扬尘的产生，尽可能降低对周边大气环境的影响。

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

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

5.1.7 区域生态系统稳定性及完整性影响分析

生态系统完整性是资源管理和环境保护中一个重要的概念。生态系统完整性是生态系统在特定地理区域的最优化状态，在这种状态下，生态系统具备区域自然生境所应包含的全部生物多样性和生态学进程，其结构和功能没有受到人类活动胁迫的损害，本地物种处在能够持续繁衍的种群水平。它主要反映生态系统在外来干扰下维持自然状态、稳定性和自组织能力的程度。评价生态系统完整性对于保护敏感自然生态系统免受人类干扰的影响有着重要的意义。

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

界干扰的能力就越大。因而油田开发建设不会改变区域内景观生态的稳定性及完整性。

油田开发加大了评价区人为干扰的力度，同时也加剧局部区域由自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势；但是由于项目占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响。

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

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

表 5.1-5 生态环境质量综合判别

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

5.1.8 景观的影响分析

评价区域的基质为荒漠生态景观及绿洲生态景观。

5.1.8.1 荒漠生态景观影响

荒漠生态景观的稳定性较差，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较差。

本项目开发过程中总占地面积 207.62hm²，其中永久占地 21.38hm²，临时占地 186.24hm²。荒漠区域被油田设施等永久性构筑物占用，由荒漠生态景观

变为人工景观。也就是说，区域内作为基质组成部分的荒漠生态景观中，荒漠区面积有所减少。对于整个评价区域来讲，所占的比例不大，同时还增加了区域的异质性。

5.1.8.2 绿洲生态景观影响

绿洲生态景观因植被盖度相对较大，其稳定性比荒漠生态景观高。在开发过程中的占用绿洲景观面积为 29.45hm²，占评价区域内绿洲景观面积的 2.62%。在施工过程结束后，地表基本可以恢复原有状态，在地面除了增加井场采油树及阀组站外，基本没有其它油田设施的增加，因而土地的利用格局基本没有发生大的变化，对于整个生态景观的稳定性影响不大。

项目开发区的基质主要为荒漠生态景观。荒漠生态景观的稳定性较差，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较差。油田设施的增加及永久性构筑物的作用，不但不会使区域内异质化程度降低，反而在一定程度上会增加区域的异质性；生态环境中的异质性越大，抵抗外界干扰的能力就越大。

地面基础设施建设完成后，井场、道路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；在各站场周围进行绿化，种植绿色植物，增加了区域内的植被类型及植被覆盖度。因而油田开发建设不会改变区域内景观生态系统的稳定性及完整性。

5.1.9 对生物多样性的影响

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

表 5.1-6 生物多样性指标影响分析

指标	影响程度
野生维管束植物丰富度	项目不会导致项目区微管植物种类减少，影响不大。
野生动物丰富度	施工期，施工噪声和人员活动会降低项目区附近野生动物数量和种类，因此会导致野生动物丰富度降低。
生态系统类型多样性	与评价区相比，项目占地面积不大，不会导致生态系统类型多样

	性降低。
物种特有性	项目位于油田开发区域，因石油开发建设活动早已开展，人类活动频繁，项目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，偶尔可见到塔里木兔的踪迹，项目对野生动植物影响不大，因此项目对物种特有性影响很小。
受威胁物种的丰富度	本项目不会导致评价区某个动植物物种数量大幅降低进而变成受威胁的物种，因此对受威胁物种的丰富度影响不大
外来物种入侵度	本项目只要生态恢复时，只要不使用外来物种，就不会涉及外来物种入侵问题，因此对外来物种入侵度影响很小。

5.1.10 小结

本项目对生态环境的影响主要在施工期。主要为本项目井场、站场以及线路工程等的建设带来的生态环境影响。本项目永久占地约 21.38hm²，永久性工程占地对沿线地区的土地利用影响较小。临时占地 186.24hm²，本项目临时性工程占地仅在施工阶段对沿线土地利用产生短期影响，且大部分用地在施工结束后能恢复原有的利用功能。总体而言，施工结束后，随着生态补偿或生态恢复措施的实施，临时性工程用地扰动区内的原有植被可逐渐恢复，临时性工程占地影响将逐渐减小或消失。

本项目位于阿克苏地区库车市与沙雅县，项目评价范围和占地范围内均不涉及自然保护地、世界自然遗产地、生态保护红线、重要生境等生态导则中所列的生态敏感区。此外，项目涉及国家二级公益林、地方公益林以及耕地，生物损失量约为 448.26t，在规范施工以及严格按照相关主管部门的要求对占用重点公益林及耕地采取相应补偿措施后，本项目的建设对区域重点公益林及农用地的影响在可接受范围内。由于本区域的野生动物种类少，少有大型野生动物在本区域出现，项目对野生动物的影响较小。综上所述，本项目建设在采取严格的环境保护措施后，生态环境影响可接受。

表 5.1-7 生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种 <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） 生境 <input checked="" 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) 生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> () 生态敏感区 <input type="checkbox"/> (主要保护对象、生态功能等) 自然景观 <input checked="" type="checkbox"/> (景观多样性、完整性) 自然遗迹 <input type="checkbox"/> ()
	评价等级	一级 <input type="checkbox"/> 二级 <input checked="" type="checkbox"/> 三级 <input type="checkbox"/> 生态影响简单分析 <input type="checkbox"/>
	评价范围	陆域面积: (65.91) 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 (; 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 (; 夏季 <input type="checkbox"/> ; 秋季 <input type="checkbox"/> ; 冬季 <input type="checkbox"/> 丰水期 <input type="checkbox"/> ; 枯水期 <input type="checkbox"/> ; 平水期 <input type="checkbox"/>
	所在区域的生态问题	水土流失 <input checked="" type="checkbox"/> ; 沙漠化 <input checked="" type="checkbox"/> ; 石漠化 <input type="checkbox"/> ; 盐渍化 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生物入侵 <input type="checkbox"/> ; 重要物种 <input type="checkbox"/> ; 生态敏感区 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input checked="" type="checkbox"/>
生态现状 调查与 评价	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ; 土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生物多样性 <input type="checkbox"/> ; 重要物种 <input 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 type="checkbox"/> ; 定性和定量 <input checked="" type="checkbox"/>
	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ; 土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生物多样性 <input type="checkbox"/> ; 重要物种 <input 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 type="checkbox"/> ; 生态补偿 <input checked="" type="checkbox"/> ; 科研 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	生态监测计划	全生命周期 <input type="checkbox"/> ; 长期跟踪 <input type="checkbox"/> ; 常规 <input checked="" type="checkbox"/> ; 无 <input type="checkbox"/>
	环境管理	环境监理 <input checked="" type="checkbox"/> ; 环境影响后评价 <input checked="" type="checkbox"/> ; 其他 <input checked="" type="checkbox"/>
评价结论	生态影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/> ; 不可行 <input type="checkbox"/>
注: “ <input type="checkbox"/> ”为勾选项, 可√; “()”为内容填写项。		

5.2 大气环境影响分析

5.2.1 施工期大气影响分析

(1) 施工扬尘

施工扬尘主要来自于管沟开挖、场地平整、池体开挖、车辆运输过程, 施工扬尘的产生及影响程度跟施工季节、施工管理和风力等气候因素有一定的关系, 如遇干旱大风天气扬尘影响则较为严重。施工期的扬尘产生量与施工现场条件、管理水平、机械程度以及气候条件等诸多因素有关, 难以进行量化, 调查结果显示, 施工扬尘以土壤颗粒为主。施工期对环境造成不利影响的污染因素, 持续时间短, 加之当地环境容量较大, 故对环境的影响较小。施工期只要严格按施工规范文明施工, 采取有效的防尘措施, 可将施工期污染影响减到最小。

(2) 车辆尾气和焊接烟气

在油田地面工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有 SO₂ 及 NO_x 等；管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为颗粒物。施工机械和运输车辆运行时间和管线焊接时间一般都较短，从影响范围和程度来看，施工机械废气对周围大气环境的影响是有限的。

项目施工阶段呈现出分区域、分阶段实施的特点，施工期污染产生点分散在区块内，伴随着施工活动而产生和转移。经现场踏勘可知，本项目地面工程施工活动范围周边无环境敏感点，且区域开阔，大气污染物气象扩散条件好。因此，施工扬尘、车辆尾气和焊接烟气等不会对区域环境空气产生明显影响，且这种影响是局部的，短期的，项目建设完成之后影响就会消失。

5.2.2 运营期环境影响评价

5.2.1.1 常规气象资料分析

(1) 沙雅县常规气象资料分析

本项目部分单井分布于阿克苏地区沙雅县，距离该项目最近的气象站为沙雅县气象站，该地面观测站与项目最近单井距离 23km。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）规定，地面气象资料可直接采用沙雅县气象站的常规地面气象观测资料。因此，本次评价气象统计资料分析选用沙雅县气象站的气象资料。地面气象数据采用气象观测站站点信息见表 5.2-1。

表 5.2-1 观测气象数据信息

气象站名称	气象站编号	气象站等级	气象站坐标/m		相对距离/km	海拔高度/m	数据年份	气象要素
			经度	纬度				
沙雅县气象站	51639	基本站	82.78333	41.23333	23	981	2022	风向、风速、总云量、低云量、干球温度

(2) 库车市常规气象资料分析

项目部分单井分布于阿克苏地区库车市，距离该项目最近的气象站为库车市气象站，该地面观测站与项目最近单井距离 49km，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）规定，地面气象资料可直接采用库车市气象站的常规地面气象观测资料。因此，本次评价气象统计资料分析选用库车市气象站的气象资料。地面气象数据采用气象观测站站点信息见表 5.2-2。

表 5.2-2 观测气象数据信息

气象站名称	气象站编号	气象站等级	气象站坐标/m		相对距离/km	海拔高度/m	数据年份	气象要素
			经度	纬度				
库车市气象站	51644	一般站	82.97E	41.72N	49	1082	2022	风速、风向、总云量、干球温度

5.2.1.2 多年气候统计资料分析

(1) 沙雅县多年气候统计资料分析

根据沙雅县气象站近 20 年气象资料，对当地的温度、风速、风向及风频进行统计。

①温度

区域内近 20 年各月平均气温变化情况见表 5.2-3。

表 5.2-3 近 20 年各月平均温度变化统计表

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	平均
温度(°C)	-7.5	-3.0	7.6	14.6	20.6	23.6	26.7	25.6	19.7	12.9	1.9	-8.7	12.5

由表 5.2-3 分析可知，区域近 20 年平均温度为 12.5°C，4~10 月平均温度均高于多年平均值，其它月份均低于多年平均值，7 月份平均气温最高，为 26.7°C，12 月份平均气温最低，为-8.7°C。

②风速

区域内近 20 年各月平均风速变化情况见表 5.2-4。

表 5.2-4 近 20 年各月平均风速变化统计表

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	平均
风速(m/s)	1.9	2.3	2.4	3.3	3.6	3.3	3.1	3.0	2.8	2.4	2.1	1.7	2.6

由表 5.2-4 分析可知，区域近 20 年平均风速为 2.6m/s，5 月份平均风速最大为 3.6m/s，12 月份平均风速最低，为 1.7m/s。

③风向、风频

区域近 20 年平均各风向风频变化情况见表 5.2-5，近 30 年风频玫瑰图见图 5.2-1。

表 5.2-5 近 20 年各月、各季及全年平均风向频率统计一览表

风向	N	NN NE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C
1月	4.8	5.6	8.8	5.6	0.8	0.8	1.6	1.6	1.6	14.5	14.5	12.1	2.4	5.7	0.8	0	18.6
2月	5.2	1.7	2.5	1.7	0.8	0.9	0	0.9	0	8.6	25	22.	12.	6	2.6	1.7	7.8

本次大气环境影响评价采用《环境影响评价技术导则·大气环境》(HJ2.2-2018)所推荐采用的估算模式 AERSCREEN, 经估算模式可计算出某一污染源对环境空气质量的最高影响程度和影响范围。AERSCREEN 模型大气环境影响预测中的有关参数选取情况见表 5.2-5。

表 5.2-5 项目估算模式参数一览表

序号	参数		HA16-H22井 取值	HA16-H22阀组 取值	RP8-H8井 取值	RP8-H8阀组 取值
1	城市/ 农村	城市/农村	农村			
	农村 选项	人口数(城市 选项时)	/			
2	最高环境温度/°C		40.8	40.8	40.7	40.7
3	最低环境温度/°C		-23.7	-23.7	-24.2	-24.2
4	测风高度/m		10			
5	允许使用的最小风速 (m/s)		0.5			
6	土地利用类型		耕地	耕地	林地	林地
7	区域湿度条件		干燥气候			
8	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			

(2) 预测源强

根据工程分析确定, 项目主要废气污染源源强参数见表 5.2-6。

表 5.2-6 主要废气污染源参数一览表(面源)

名称	面源起始点坐标		面源 海拔 高度 (m)	面源 长度 (m)	面源 宽度 (m)	与正北 向夹角 (°)	面源 有效 排放 高度 (m)	年排 放小 时数 (h)	排 放 工 况	污 染 物	排 放 速 率 (kg/h)
	经度(°)	纬度(°)									
HA16-H22 井场无组 织废气	83.260718	41.279731	970	50	40	0	6	8760	正常	非甲 烷总 烃	0.0074
										H ₂ S	0.0003
HA16-H22 阀组无组 织废气	83.224514	41.297658	968	40	30	0	6	8760	正常	非甲 烷总 烃	0.014
										H ₂ S	0.0005

RP8-H8 井场无组织废气	83.130578	41.113197	960	50	40	0	6	8760	正常	非甲烷总烃	0.0074
										H ₂ S	0.0003
RP8-H8 阀组无组织废气	82.192288	40.111723	959	40	30	0	6	8760	正常	非甲烷总烃	0.014
										H ₂ S	0.0005

(3) 预测结果

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。估算模式预测情况见表 5.2-7。

表 5.2-7 无组织估算模式预测污染物扩散结果

名称	评价因子	C _i	评价标准	P _i	P _{max}	最大浓度出现距离
单位	--	μg/m ³	μg/m ³	%	%	m
HA16-H22井场无组织废气	非甲烷总烃	8.492	2000	0.42	7.51	36
	H ₂ S	0.344	10	3.44		
HA16-H22 阀组无组织废气	非甲烷总烃	20.815	2000	1.04		29
	H ₂ S	0.743	10	7.43		
RP8-H8 井场无组织废气	非甲烷总烃	8.561	2000	0.43		36
	H ₂ S	0.347	10	3.47		
RP8-H8 阀组无组织废气	非甲烷总烃	21.024	2000	1.05		29
	H ₂ S	0.751	10	7.51		

由表 5.2-7 可知，项目废气中非甲烷总烃最大落地浓度为 21.024μg/m³、占标率为 1.05%；硫化氢最大落地浓度为 0.751μg/m³、占标率为 7.51%；D_{10%}均未出现。

预测表明，本项目实施后非甲烷总烃排放满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求；硫化氢排放满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中表 1 二级新扩改建标准。

5.2.2.3 污染物排放量核算

项目无组织排放量核算情况见表 5.2-8。

表 5.2-8 大气污染物无组织排放量核算表

序号	产物环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量 (t/a)
				标准名称	浓度限值 (mg/m ³)	
1	井场及阀组无组织废气	非甲烷总烃	采出液密闭集输	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 中边界污染物控制要求	非甲烷总烃 ≤4.0	2.9084
		硫化氢		《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 表 1 新扩改建厂界二级标准值	硫化氢≤0.06	0.016

5.2.2.4 评价结论

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

5.2.2.5 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 5.2-9。

表 5.2-9 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目		
评价等级与范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/>	二级 <input checked="" type="checkbox"/>	三级 <input type="checkbox"/>
	评价范围	边长=50km <input type="checkbox"/>	边长 5~50km <input type="checkbox"/>	边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥2000t/a <input type="checkbox"/>	500~2000t/a <input type="checkbox"/>	<500t/a <input checked="" type="checkbox"/>
	评价因子	基本污染物 (PM _{2.5} 、PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO ₂ 、CO、O ₃) 其他污染物 (非甲烷总烃、硫化氢)		包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不含二次 PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>	地方标准 <input type="checkbox"/>	附录 D <input checked="" type="checkbox"/> 其他标准 <input type="checkbox"/>
现状评价	环境功能区	一类区 <input type="checkbox"/>	二类区 <input checked="" type="checkbox"/>	一类区和二类区 <input type="checkbox"/>
	评价基准年	(2022) 年		
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 <input type="checkbox"/>	主管部门发布的数据 <input checked="" type="checkbox"/>	现状补充监测 <input checked="" type="checkbox"/>
	现状评价	达标区 <input type="checkbox"/>		不达标区 <input checked="" type="checkbox"/>
工作内容		自查项目		

污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 本项目非正常排放源 <input type="checkbox"/> 现有污染源 <input type="checkbox"/>			拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>	其他在建、本项目污染源 <input type="checkbox"/>	区域污染源 <input type="checkbox"/>	
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD <input type="checkbox"/>	ADMS <input type="checkbox"/>	AUSTAL2000 <input type="checkbox"/>	EDMS/AE DT <input type="checkbox"/>	CALPUFF <input type="checkbox"/>	网格模型 <input type="checkbox"/>	其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	预测范围	边长 $\geq 50\text{km}$ <input type="checkbox"/>		边长 $5\sim 50\text{km}$ <input type="checkbox"/>			边长 $=5\text{km}$ <input checked="" type="checkbox"/>	
	预测因子	预测因子 (NMHC、H ₂ S)				包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/>		
	正常排放短期浓度贡献值	C 本项目最大占标率 $\leq 100\%$ <input checked="" type="checkbox"/>				C 本项目最大占标率 $> 100\%$ <input type="checkbox"/>		
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C 本项目最大占标率 $\leq 10\%$ <input type="checkbox"/>			C 本项目最大占标率 $> 10\%$ <input type="checkbox"/>		
		二类区	C 本项目最大占标率 $\leq 30\%$ <input type="checkbox"/>			C 本项目最大占标率 $> 30\%$ <input type="checkbox"/>		
非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时长 () h	C 非正常占标率 $\leq 100\%$ <input type="checkbox"/>			C 非正常占标率 $> 100\%$ <input type="checkbox"/>			
大气环境影响预测与评价	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C 叠加达标 <input type="checkbox"/>			C 叠加不达标 <input type="checkbox"/>			
	区域环境质量的整体变化情况	k $\leq -20\%$ <input type="checkbox"/>			k $> -20\%$ <input type="checkbox"/>			
环境监测计划	污染源监测	监测因子: (NMHC、H ₂ S)			有组织废气监测 () 无组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/>		无监测 <input type="checkbox"/>	
	环境质量监测	监测因子: ()			监测点位数 ()		无监测 <input checked="" type="checkbox"/>	
评价结论	环境影响	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/>			不可以接受 <input type="checkbox"/>			
	大气环境保护距离	距 () 厂界最远 () m						
评价结论	污染源年排放量	SO ₂ : (0) t/a	NO _x : (0) t/a	颗粒物: (0) t/a	非甲烷总烃: (2.9084) t/a、硫化氢: (0.016) t/a			
注: “ <input type="checkbox"/> ”为勾选项, 填“ <input checked="" type="checkbox"/> ”;“()”为内容填写项								

5.3 声环境影响分析与评价

5.3.1 施工期声环境影响分析

(1) 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:

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

式中: $LP(r)$ —— 预测点处声压级, dB(A);

$LP(r_0)$ ——参考位置 r_0 处的声压级, dB (A);

r ——预测点距声源的距离, m;

r_0 ——参考位置距声源的距离, m。

利用上述公式, 预测计算本项目主要施工机械在不同距离处的贡献值, 预测计算结果见表 5.3-1。

表 5.3-1 主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值一览表

序号	机 械	不同距离处的噪声贡献值[dB (A)]										施 工 阶 段
		40m	60m	100m	200m	300m	400m	500m	1000m	1500m	2000m	
1	挖掘机	76	72.5	68.1	62.1	58.6	56.1	54.2	48.2	44.7	42.2	土石方 道路施工 管线施工
2	压路机	76	72.5	68.1	62.1	58.6	56.1	54.2	48.2	44.7	42.2	
3	吊装机	70	66.5	62.1	56.1	52.6	50.1	48.2	42.2	38.7	36.2	设备安装
4	钻机	82	78.5	74.1	68.1	64.6	62.1	60.2	54.2	50.7	48.2	钻井
5	泥浆泵	81	77.5	73.1	67.1	63.6	61.1	59.2	53.2	49.7	47.2	
6	压裂车	92	88.5	84.1	78.1	74.6	72.1	70.2	64.2	60.7	58.2	井下作业

根据表 5.3-1 可知, 各种施工机械噪声预测结果可以看出, 在不采取减振降噪措施的情况下, 土石方施工、道路工程和管线施工期间昼间距施工设备 100m、夜间 500m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011) 场界噪声限值要求; 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) 场界噪声限值要求; 钻井期间昼间距施工机械 200m、夜间 1000m 才可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011) 场界噪声限值要求; 压裂期间昼间距压裂车 500m 才可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011) 场界噪声限值要求。本项目各钻井井场周边 200m 范围内均无村庄等声环境敏感目标, 且各钻井工程施工期周期较短, 施工期间通过采取对设备定期保养维护、基础减振等措施可减少噪声对周边环境的影响。从声环境影响角度, 项目可行。

5.3.2 运营期声环境影响分析

本项目管线均埋设在地下, 埋深大于 1.2m, 油气集输不会对周围声环境产生影响; 本项目井场产噪设备主要为井场采油树。

5.3.2.1 预测模式

a) 根据声源声功率级或参考位置处的声压级、户外声传播衰减，计算预测点的声级：

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

式中： $L_p(r)$ —预测点处声压级，dB；

L_w —由点声源产生的声功率级（A 计权或倍频带），dB；

D_c —指向性校正，它描述点声源的等效连续声压级与产生声功率级 L_w 的全向点声源在规定方向的声级的偏差程度，dB；

A_{div} —几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm} —大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr} —地面效应引起的衰减，dB；

A_{bar} —障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

A_{misc} —其他多方面效应引起的衰减，dB。

$$L_p(r) = L_p(r_0) + D_c - (A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc})$$

式中： $L_p(r)$ —预测点处声压级，dB；

$L_p(r_0)$ —参考位置 r_0 处的声压级，dB；

D_c —指向性校正，它描述点声源的等效连续声压级与产生声功率级 L_w 的全向点声源在规定方向的声级的偏差程度，dB；

A_{div} —几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm} —大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr} —地面效应引起的衰减，dB；

A_{bar} —障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

A_{misc} —其他多方面效应引起的衰减，dB。

b) 预测点的 A 声级 $LA(r)$ 可按下式计算：

$$L_A(r) = 10 \lg \left\{ \sum_{i=1}^8 10^{0.1[L_{pi}(r) - \Delta Li]} \right\}$$

式中： $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级，dB (A)；

$L_{pi}(r)$ —预测点 (r) 处，第 i 倍频带声压级，dB；

ΔLi —第 i 倍频带的 A 计权网络修正值，dB；

c) 在只考虑几何发散衰减时按下式计算：

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

式中： $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级，dB (A)；

$L_A(r_0)$ —参考位置 r_0 处的 A 声级，dB (A)；

A_{div} —几何发散引起的衰减，dB；

d) 工业企业噪声计算

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 ，则本项目声源对预测点产生的贡献值 (L_{eqg}) 为：

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

式中： L_{eqg} —建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值，dB；

T—用于计算等效声级的时间，s；

N—室外声源个数；

t_i —在 T 时间内 i 声源工作时间，s；

M—等效室外声源个数；

t_j —在 T 时间内 j 声源工作时间，s。

e) 噪声预测值计算

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

式中： L_{eq} —预测点的噪声预测值，dB；

L_{eqg} —建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值；

L_{eqb} —预测点的背景噪声值，dB。

f) 噪声预测点位

本评价预测噪声源对场界四周噪声贡献值。

5.3.2.2 噪声源参数的确定

本项目井场噪声源噪声参数见表 5.3-2。

表 5.3-2 井场噪声源参数一览表（室外声源）

序号	声源名称	型号	空间相对位置 /m			声源源强（声功率级）[dB (A)]	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	采油树	--	100	100	2	85	基础减振	昼夜

5.3.2.3 预测结果及评价

按照噪声预测模式，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，本项目各噪声源对井场四周场界的贡献声级值见表 5.3-3。

表 5.3-3 噪声预测结果一览表 单位：dB (A)

场地	场界	贡献值	标准值		结论
			昼间	夜间	
井场噪声	东场界	42.2	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	南场界	42.1	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	西场界	41.8	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	北场界	42.4	昼间	60	达标
			夜间	50	达标

由表 5.3-3 可知，井场噪声源对场界的噪声预测值为 41.8~42.4dB (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。

5.3.2.4 声环境影响评价自查表

本项目声环境影响评价自查表见表 5.3-4。

工作内容		自查项目		
评价等级 与范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/>	二级 <input checked="" type="checkbox"/>	三级 <input type="checkbox"/>
	评价范围	200m <input checked="" type="checkbox"/>	大于 200m <input type="checkbox"/>	小于 200m <input type="checkbox"/>
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级 <input checked="" type="checkbox"/> 最大 A 声级 <input type="checkbox"/> 计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>		
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>	地方标准 <input type="checkbox"/>	国外标准 <input type="checkbox"/>

现状评价	环境功能区	0类区 <input type="checkbox"/>	1类区 <input type="checkbox"/>	2类区 <input checked="" type="checkbox"/>	3类区 <input type="checkbox"/>	4a类区 <input type="checkbox"/>	4b类区 <input type="checkbox"/>
	评价年度	初期 <input type="checkbox"/>		近期 <input checked="" type="checkbox"/>	中期 <input type="checkbox"/>		远期 <input type="checkbox"/>
	现状调查方法	现场实测法 <input 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 200m <input type="checkbox"/>	小于 200m <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。							

5.3.3 退役期声环境影响分析

本项目服务期满后，噪声主要源自井场设备拆卸，由于油区内声环境影响评价范围内没有居民点，因此，不会产生噪声扰民问题。

5.3.4 声环境影响评价小结

综上所述，本项目开发建设区域声环境质量现状较好。施工期噪声源均为暂时性的，待施工结束后噪声影响也随之消失，并且项目评价范围内无声环境敏感目标，不会产生噪声扰民问题。运营期，采油井场场界噪声贡献值可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类区标准要求。

5.4 地表水环境影响分析

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

5.4.1 施工期地表水环境影响分析

在施工期,对地表水环境可能造成影响的污染源为生活污水、管道试压废水、钻井废水。

(1) 生活污水

根据工程分析,本项目施工期生活污水产生总量约为 26640m³。由生活污水收集罐收集,定期拉运至哈六联合站生活污水处理装置处理,不外排。

(2) 钻井废水

本工程钻井施工过程中采用“钻井废弃物不落地达标处理技术”,钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地处理系统处理,处理后的液相全部回用于配备钻井液等,综合利用,不外排。

(3) 酸化压裂返排液

根据工程分析,本项目储层改造过程中产生的废压裂返排液约为 16206m³,全部排入专用回收罐中,运至哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站处理,处理达标后回注。

(4) 管道试压废水

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

综上,本项目施工期间废水全部妥善处理,不外排,项目施工期废水不会对周围水环境产生明显影响。

5.4.2 运营期地表水环境影响分析

根据工程分析,本工程运营期产生的废水主要有采出水、井下作业废水。

(1) 采出水

根据工程分析，本项目后期开采年产水量最大约 $1.54 \times 10^4 \text{t/a}$ ，采出水随油气混合物进入哈六联污水处理系统处理，哈六联合站采用“压力除油+过滤”处理工艺，废水经处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准中指标后回注地层，不外排。哈六联富余能力可满足本项目采出水处理需求，依托处理设施可行。

(2) 井下作业废水

本项目井下作业废液采用专用废水回收罐收集，酸碱中和后拉运至哈拉哈塘钻试修废弃物环保站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的有关标准后回注油层，不外排。

采取上述水污染控制措施后，本项目采出水及井下作业废液不会对周边环境产生影响。水污染控制和水环境影响减缓措施有效，对水环境的影响较小。

5.4.3 退役期地表水环境影响分析

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

5.5 地下水环境影响分析

5.5.1 评价区水文地质条件

5.5.1.1 含水层的空间分布

根据地下水的赋存条件、水理性质和水力特征，评价区内仅存在一种类型的地下水：第四系松散岩类孔隙水。本项目位于塔里木河以北渭干河冲洪积细土平原上，是以双层及多层结构的潜水-承压水含水层为主的细土平原区，含水层岩性以细砂、粉砂和粉细砂为主。

根据《哈拉哈塘新区地下水环境调查服务项目地下水环境影响评价报告》（新疆地质工程勘察院），在 282m 的钻探深度内，评价区在南北方向上，分布有 1 层潜水和 4 层承压水含水层。其中，潜水含水层的厚度约 27.5-40.0m 不等，含水层岩性为细砂。潜水下部的 4 层承压含水层，在空间分布上基本保持连续性，

而厚度分布变化较大，不稳定，结构也较为复杂。这 4 层承压含水层的厚度和岩性各不相同，自上而下含水层的厚度依次约 15.88-40.8m、23.40-75.52m、18.90-40.03m、20.36-73.40m，含水层岩性依次为粉砂、粉砂、细砂、粉砂。上部潜水和下部第一层承压含水层及下部承压含水层之间的隔水层共有 4 层，均为粉质粘土，相对隔水。含水层的岩性、结构、厚度在空间分布上基本保持连续性、稳定性，变化不大。

5.5.1.2 地下水类型与富水性

根据区内水文地质资料，主要分布有双层及多层结构的潜水-承压水含水层，区内富水性为潜水、承压水水量中等，顶板埋深 $<50\text{m}$ 区（换算成8英寸口径、降深5m时的单井涌水量为 $100\sim 1000\text{m}^3/\text{d}$ ）。

本项目所在区域潜水位埋深约 $1.43\sim 6.39\text{m}$ ，钻孔揭露的含水层厚度约 $26.7\sim 54.65\text{m}$ ，含水层岩性为第四系细砂、粉砂、粉细砂；换算涌水量为 $142.42\text{m}^3\sim 699.06\text{m}^3/\text{d}$ ，水量中等；渗透系数 $0.56\sim 4.14\text{m}/\text{d}$ ，影响半径 $32.89\text{m}\sim 87.00\text{m}$ 。该区钻孔揭露的含水层厚度为 $70.4\text{m}\sim 252.50\text{m}$ 不等，含水层岩性为第四系中细砂、粉砂，潜水面以下第一层承压含水层的顶板埋深约 $7.40\text{m}\sim 9.20\text{m}$ ，隔水层岩性为粉质粘土，隔水层厚度约 $3.4\sim 10.23\text{m}$ 不等；换算涌水量为 $448.59\sim 941.40\text{m}^3/\text{d}$ ，水量中等；渗透系数 $1.73\text{m}/\text{d}\sim 3.04\text{m}/\text{d}$ ，影响半径 $105.67\text{m}\sim 130.67\text{m}$ 。评价区水文地质图见图5.5-1。水文地质特征一览表见表5.5-1。

5.5.1.3 地下水的补给、径流、排泄

评价区位于渭干河冲洪积平原中下部，地下水的补给来源主要是英达里亚河、渭干河的渗漏补给、渠系渗漏补给、田间灌溉水的渗漏补给、井灌水的回归补给、水库水的渗漏补给、上游地下水的侧向径流补给。因气候非常干燥，因而降水入渗补给微乎其微。

地下水从渭干河冲洪积扇顶部向南部汇流，冲洪积平原的中下部，含水层渐变为双层-多层结构的潜水-承压水含水层，含水层岩性渐变为细颗粒的中砂、细砂、粉砂等砂类地层，含水层的厚度变薄、渗透性变差、径流不畅，因而地下水径流条件相对变差。因塔北评价区位于渭干河冲洪积平原中下部，故其地下水径流条件相对较差。评价区地下水的水力坡度在 $0.7\text{‰}\sim 1\text{‰}$ 。

地下水主要通过潜水蒸发、植物蒸腾、人工开采等方式排泄，最终以地下

径流的方式排泄至塔里木河中，塔里木河又排泄到最低排泄点—台特玛湖。

5.5.1.4 地下水动态特征

评价区位于渭干河冲洪积细土平原上，是以双层及多层结构的潜水-承压水含水层为主的细土平原区。区内地下水位的动态类型为渗入-蒸发型，动态曲线为多峰型。地下水水温变化不大，在 14.0℃~17.0℃之间。含水层岩性为细砂、粉砂、粉细砂，水动力条件较差，水力坡度约 0.59‰左右。动态曲线呈现为多峰型：每年 1~2 月地下水处于低水位期；3 月份水位开始上升，至 4 月~5 月达到最高值，之后水位开始回落；在 8 月份由于强烈的蒸发、蒸腾作用，水位略有上升，形成一小的峰值；9 月份开始下降，受冬灌影响，于 11~12 月形成另一峰值，一般在次年 1~2 月达到最低水位。年内变幅 2.44~11.37m。

5.5.1.5 地下水化学特征

评价区的地下水水化学特征主要受地下水的补给、径流、排泄条件及地下水化学成分的控制。

①潜水的化学特征

从评价区的北部向中部、南部，潜水的矿化度和水化学类型也具有十分明显的水平分带规律性，表现为从北部到南部，潜水矿化度由小于 1g/L 逐渐升高为 12.27g/L，水化学类型也由 $\text{HCO}_3\cdot\text{SO}_4\cdot\text{Cl}-\text{Na}(\text{Ca}\cdot\text{Mg})$ 型渐变为 $\text{SO}_4\cdot\text{Cl}-\text{Na}\cdot\text{Mg}$ 型和 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4-\text{Na}(\text{Mg}\cdot\text{Ca})$ 型水。

评价区内地下水主要接受地表水的渗漏补给、上游地下水的侧向径流补给；地下水从西北部向东南部径流；又通过潜水蒸发、植物蒸腾、人工开采等方式排泄，最终以地下径流的方式排泄至塔里木河中。这种补、径、排条件，决定了潜水的水化学作用同时具有离子交替吸附作用和蒸发浓缩作用。

②承压水的水化学特征

从评价区的北部、中部向南部，承压水的水化学类型也具有十分明显的水平分带规律性，表现为从北部、中部到南部，水化学类型由 $\text{HCO}_3\cdot\text{SO}_4\cdot\text{Cl}-\text{Na}\cdot\text{Ca}$ 型渐变为 $\text{SO}_4\cdot\text{Cl}-\text{Na}\cdot\text{Ca}$ 型和 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4-\text{Na}(\text{Mg}\cdot\text{Ca})$ 型水。承压水的矿化度也有逐渐升高的趋势，但在评价区的不同地段，其升高的幅度有所不同。

评价区内承压水主要接受上游地下水的侧向径流补给，地下水从北部向南部径流，通过人工开采、向下游径流等方式最终排泄至塔里木河。其补给受上游潜水的补给条件影响较大。

5.5.1.6 包气带调查

本项目在油田区域内进行扩建。根据区内勘察资料《哈拉哈塘新区地下水环境调查服务项目地下水环境影响评价报告》（新疆地质工程勘察院）的钻孔成果，项目所在区域包气带岩性为粉土，包气带厚度小于 10m，粉土的垂向渗透系数为 0.0003~0.0017cm/s，均大于 10^{-4} cm/s，根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中表 6，项目区内包气带防污性能为“弱”。根据本项目区内包气带土壤环境质量调查结果 4.6 节，包气带土壤中重金属、无机物及石油烃含量较低，土壤环境质量可满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中筛选值第二类标准限值，采样点包气带未受石油类污染。

5.5.1.7 评价区地下水开发利用现状与规划

评价区内地下水水质较差。咸水作为区内地下水资源的背景资源，不宜大量开采，只能在灌区或牧区为解决人畜饮用少量开采。微咸水作为咸水的淡化水，其分布特征与区内故河道的规模、展布方向密切相关，一般呈条带状，具有埋藏浅、分布厚度小、分布不稳定、易变、易受外界影响的特点，其开采开发不易形成规模，有布井距离大、成井深度小、维护困难等特点。根据调查，本项目区处在人烟稀少的荒漠地带，区内地下水主要用于农业灌溉，没有开采利用及规划。

5.5.1.8 区域地下水污染源调查

评价区位于荒漠，在塔里木油田采矿权范围内，除油田生产设施外，分布有农田和居民区，污染物排放方式以农药、化肥为主的面源污染为主，无其他工业企业污染源。根据区域地下水现状监测结果表明，各监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准要求。

5.5.2 施工期地下水环境影响分析

（1）施工期间废水对地下水影响分析

根据工程分析，施工期废水、生活污水不外排，对地下水环境影响很小。

(2) 钻井过程对地下水影响分析

项目钻井过程中采用套管与土壤隔离，并在套管与地层之间注入水泥进行固井，水泥浆返至地面，封隔疏松地层和水层；本项目井身的表层套管的下入深度 300m，采用水泥浆进行固井，水泥浆返至地面，可满足本项目的地下水保护需要，可有效的保护地下水环境不受污染。本项目使用水基钻井液，钻井过程中，严格要求套管下入深度等措施，可以有效控制钻井液在地层中的漏失，减轻对地下水环境的影响。由于本项目油藏目的层与地下水处于不同层系，远远超出本区域地下水含水层深度，在施工过程中采用下套管注水泥固井、完井方式进行水泥固井，对含水层进行了固封处理，有效保护地下水层。项目在钻井过程中产生的废水不与含水层发生水力联系，同时对产生的废水排放进行严格管理，施工期间钻井井场内进行分区防渗，可对土壤及包气带起到良好的防护。因此基本不会对所在区域水环境产生影响。

(3) 管道施工对地下水影响分析

本工程管道全线采用埋地敷设方式，管线埋深一般为管顶覆土深度 1.2m，管道敷设工作主要在浅层地表进行，一般不会直接穿越地下含水层，且施工时间短，影响范围小，只在管线附近几米的范围，对地下水影响极微，管线施工结束就可恢复正常，对地下水影响很小。

综上，本工程施工期间无废水外排，施工过程中产生的废水和固体废物均得到妥善处理。故施工期对地下水环境的影响很小。在严格执行环境保护措施的前提下，项目施工期废水不会对周围地下水环境产生明显影响。

5.5.3 运营期地下水环境影响分析

5.5.3.1 正常状况下地下水环境影响分析

(1) 废水

根据工程分析，本项目产生的各类废水不外排，正常情况下不会对地下水产生污染影响。另外，本项目采出水及井下作业废液经处理达标后回注油层，综合回注井地质和结构资料，回注层与工程所在区域内第四系含水层无水力联系，在正常情况下不会对其产生影响；回注井在钻井过程中进行了固井，在固

井质量良好的情况下可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内回注水的交换，有效保护地下水层，可对回注水实现有效封堵。一般不会对区内地下水环境产生影响。

(2) 油泥（砂）

本项目在修井及采油等过程中都可能产生落地油。根据塔里木油田分公司作业要求，井下作业必须采用带罐进行，井口排出物全部进罐，故基本无落地油产生。塔里木油田分公司要求各作业队伍在作业过程中尽可能避免落地油的产生，落地油一旦产生须及时、彻底进行回收，在措施落实、管理到位的前提下，可最大限度减少落地油量，故落地油对开发区域地下水的影响很小。

(3) 输送管线

本项目输送管线是全封闭系统，集输管线采用柔性复合管，采取严格防腐防渗措施。正常状况下，输送、储存的介质不会与管线穿越区的地下水水体之间发生联系，不会对区域地下水环境产生污染影响。

综上，正常情况下，本项目的实施对地下水的影响较小。

5.5.3.2 非正常状况下地下水环境影响分析

运营期非正常工况下，废水污染源主要为油水窜层、集输管线的采出液和井下作业废液的泄漏，污染物主要为石油类。

包括油田工程生产过程中，各个环节都存在着易燃、易爆、有害物质，除危害工程本身安全外，同时对地下水也构成污染的危险。主要表现在井下作业过程中，因操作失误或处理措施不当而发生的井喷或井漏等工程事故；自然灾害引起的油田污染事故；输油、输气管线运行过程中，管线腐蚀穿孔，误操作及人为破坏等原因造成的管线破裂使油品泄漏；油水窜层、集输管道采出液的泄漏。无论是人为因素还是自然因素所造成的事故，对油田区地下水体均可能产生污染的风险。

油田开发对地下水污染的途径主要有两种方式，即渗透污染和穿透污染途径。

渗透污染：是导致地下水污染的普遍和主要方式。采出水的跑、冒、滴、漏和落地油、套管内上返的采出水等，都是通过包气带渗透到潜水含水层而污染地下水的。包气带厚度愈薄，透水性愈好，就愈造成潜水污染，反之，包气

带愈厚、透水性愈差，则其隔污能力就愈强，则潜水污染就愈轻。

穿透污染：以该种方式污染地下水的主要是采油过程中套外返水。采油过程中一旦出现套外返水事故，采出水在水头压力差的作用下，可能直接进入含水层，并在含水层中扩散迁移，污染地下水。

(1) 油水窜层对地下水的污染影响

油水窜层一般是由于表层套管和油层套管的固井失误导致油气窜层使地下水受污染。井孔坍塌、埋钻、卡钻处理失效导致油气窜层，对第四系含水层厚度判定不定，误为第三系套管隔离失效；对事故废弃井和终采后的弃井封井失当和未进行封井等等，以及其他不可预见的事故产生，都可能造成上部潜水水质劣变乃至严重污染。

根据区域水文地质条件，本项目潜水位埋藏深度较浅。工程区的潜水水质均较差，受强烈蒸发蒸腾作用，地下水矿化度较高，地下水为咸水。钻井过程中采取固井措施，可确保井壁不会发生侧漏，可有效隔离潜水层和承压水层与开采层的交换，有效保护地下水层。

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

①预测情景

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

②预测方法

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

③预测因子

本次选取特征因子石油类进行预测。

④预测模型

本次地下水污染模拟仅考虑污染物随地下水发生对流、弥散作用，对污染

物与液体介质（地下水）、固体介质（包气带介质和地下水含水介质）等的化学反应（如酸碱反应、氧化还原反应、吸附、交换、挥发及生物化学反应）等可能存在的环境消减因素做保守考虑。这样选择的理由是：

1) 对于长期持续的污染事件，环境自净作用属于次要因素，而水体的对流、弥散作用是污染物运移的主要因素。

2) 污染物在地下水中的反应运移非常复杂，物理、化学、微生物等环境自净作用往往会使污染浓度衰减。忽略这些环境自净因素可以模拟出污染的最大（或潜在）影响范围，符合保守性评价原则。

3) 对这些化学、生物化学作用进行精确模拟还属于国际性难题，一些模拟参数还存在很大争议，精确的模拟还需要大量的实验支持。

4) 在国际上有很多用保守型污染物作为模拟因子的环境质量评价的实例，保守型考虑符合环境评价的思想。

本项目地下水环境影响评价等级为二级，按照导则要求需要采用解析法进行预测。本次评价将以地下水评价范围作为地下水环境影响预测范围，在此范围内水文地质参数基本不变或变化很小，且评价范围内水文地质条件简单，适合采用解析法进行计算。综合考虑以上因素，结合项目区水文地质条件及资料掌握程度，最终确定采用数学模型法中的地下水溶质运移解析法进行预测评价。

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

污染物在含水层中的迁移，特别是泄漏点的连续泄漏，造成的水环境污染会更加严重。本次按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录 D 中一维无限长多孔介质柱体，一端为定浓度边界预测模型进行预测，计算公式如下：

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

以上式中：x—距注入点的距离，m；

t—时间，d；

$C(x, t)$ — t 时刻 x 处的示踪剂浓度, g/l;

C_0 —注入的示踪剂浓度, g/l;

u —水流速度, m/d;

n —有效孔隙度, 无量纲;

D_L —纵向弥散系数, m^2/d ;

$erfc(\quad)$ —余误差函数。

⑤预测参数

根据区域水文地质条件, 评价区内第四系含水层岩性主要为粉土、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 5.5-2。

表 5.5-2 预测参数及来源

序号	参数符号	参数名称	参数数值	数值来源
1	u	水流速度	0.013m/d	地下水的平均实际流速 $u=KI/n$, 根据区内水文地质条件, 评价区内含水层岩性以粉细砂为主, 0.56~4.14m/d。根据新疆地质工程勘察院进行的哈拉哈塘新区地下水环境调查服务项目的勘察成果、评价区潜水等水位线图, 在评价区地下水的水力坡度最大约 1%。
2	D_L	纵向弥散系数	0.13m ² /d	$D_L=\alpha Lu$, αL 为纵向弥散度。由于水动力弥散尺度效应, 难以通过野外或室内弥散试验获得真实的弥散度, 参考前人的研究成果《空隙介质水动力弥散尺度效应的分形特征及弥散度初步估计》(李国敏、陈崇希) 中孔隙介质数值模型的 $\lg\alpha L-\lg L$, 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	32%	根据依据《水文地质手册》(中国地质调查局) 中及区内已有勘察资料, 粉细砂含水层密实程度为中密, 可取孔隙度为 0.4, 而根据以往生产中经验, 有效孔隙度一般比孔隙度小 10%~20%, 因此本次取有效孔隙度 $n=0.4\times 0.8=0.32$ 。
4	t	时间		计算发生渗漏后 100d、1000d、3650d 后各预测点的浓度
5	C_0	污染物浓度		参照 TPHCWG (1997) 中关于石油类污染物的溶解度等相关文献, 取 18 mg/L 为石油类可溶态污染物的最高浓度值。石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中 III 类, 将石油类污染物浓度标准定为 0.05mg/L, 检出限为 0.01mg/L。

⑥预测结果与分析

将以上确定的参数代入模型，便可以求出不同时段，在预测情景下，泄漏了不同天数（100 天、1000 天、3650 天）时，污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。具体见表 5.5-3、表 5.5-4，图 5.5-3。

表 5.5-3 污染物在潜水含水层中的浓度迁移预测结果

100d		1000d		3650d	
距离 (m)	浓度 c (mg/L)	距离 (m)	浓度 c (mg/L)	距离 (m)	浓度 c (mg/L)
0	18.000	0	18.000	0	18.000
5	7.430	10	14.100	20	16.500
10	1.440	20	8.680	40	12.900
17	0.035	30	4.010	60	7.920
19	0.009	40	1.340	80	3.560
25	0.000	50	0.321	100	1.130
30	0.000	61	0.044	120	0.247
35	0.000	68	0.010	137	0.050
40	0.000	80	0.001	152	0.010
45	0.000	90	0.000	180	0.000
50	0.000	100	0.000	200	0.000

表 5.5-4 预测结果统计表

预测因子	预测时间	超标距离 (m)	影响距离 (m)	影响范围内水环境敏感点
石油类	100d	17	19	无
	1000d	61	68	无
	3650d	137	152	无

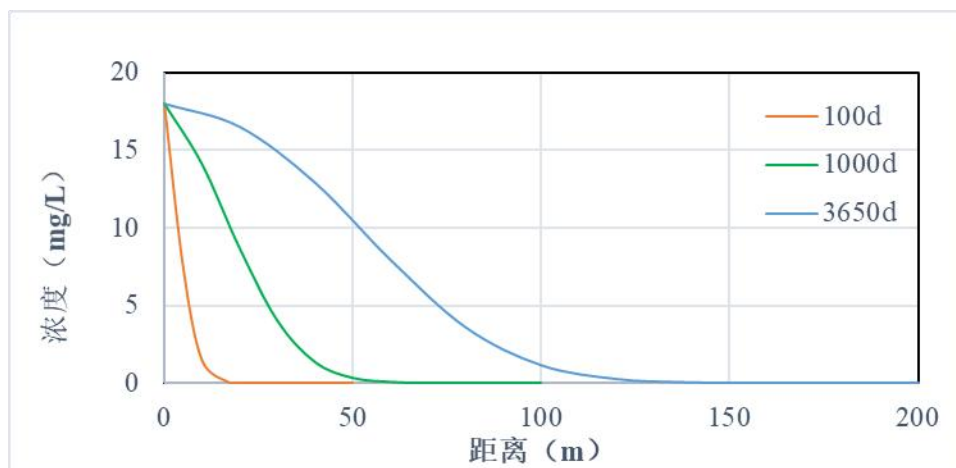


图 5.5-3 发生长期泄漏后石油类污染物浓度变化趋势图

根据以上预测结果，在本次设定的预测情形下：预测期间，随着时间、距离增加，污染范围也呈增加趋势。石油类浓度在预测 100d、1000d、3650d 时地下水超标距离分别为 17m、61m、137m，影响距离分别为 19m、68m、152m，

影响范围内无居民饮用水井等敏感点，但非正常工况时下渗废水对该地区地下水存在潜在影响。

由废弃的油井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待油田开发到中后期时，废弃的油井、套管被腐蚀破坏，才可能会对地下水有影响：废弃油井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，加上只封死井口，油气物质失去了释放通道，会通过越流管道进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油层几乎没有多少压力，原油不大可能进入到含水层污染地下水，但这一现象仍应引起重视，因此，为预防污染的发生和污染源的形，表层套管严格封闭第四系含水层，定期维护，固井质量应符合要求，废弃井应全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水，套损发生后及时采取治理技术，尽量避免窜层污染到泄漏点周边区域内的地下水。

（2）泄漏事故对地下水的污染影响

集输管线泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。管线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。

通常集输管线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原油的物理性质、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，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。且输油管线一旦发生泄漏，建设单位及当地环境保护部门会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。

考虑最不利情况，地表连续入渗通过包气带土壤进入到地下水含水层中。

本次地下水环境影响评价主要考虑最不利情况下，污染物入渗对评价区内地下水水质的影响，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，地下水大致流向为由西北向东南，项目范围内地下水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，排放时间在时间尺度上设定为短时泄漏，泄漏时长最多按 1d 计。考虑最不利情况，按渗漏的污染物穿透包气带污染地下水，不考虑污染物的吸附、生物降解、化学反应等因素。

②预测方法

本次评价采用解析法对地下水环境影响进行预测。

③预测模型

项目区的地下水主要是从西北向东南方向流动，因此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;

C_0 —注入的示踪剂浓度, g/l;

u —水流速度, m/d;

n —有效孔隙度, 无量纲;

D_L —纵向弥散系数, m^2/d ;

$erfc(\quad)$ —余误差函数。

④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。由于石油类因子是油气开采污染检测项的常规项目。因此, 本次影响预测以石油类进行预测。具体见表 5.5-2。

⑤预测结果与分析

将以上确定的参数代入模型, 便可以求出不同时段, 石油类在预测情景下, 不同天数(100 天、1000 天、3650 天)时, 污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。具体见表 5.5-5、表 5.5-6, 图 5.5-4。

表 5.5-5 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	0.018	0	0.004	0	0.001
5	0.069	10	0.010	20	0.003
9	0.050	20	0.013	40	0.005
14	0.010	32	0.010	60	0.006
20	0.000	40	0.006	80	0.005
25	0.000	50	0.002	100	0.002
30	0.000	60	0.000	120	0.001
35	0.000	70	0.000	140	0.000
40	0.000	80	0.000	160	0.000
45	0.000	90	0.000	180	0.000
50	0.000	100	0.000	200	0.000

表 5.5-6 预测结果统计表

预测因子	预测时间	超标距离(m)	影响距离(m)	影响范围内居民饮用水井
石油类	100d	9	14	无
	1000d	0	32	无
	3650d	0	0	无

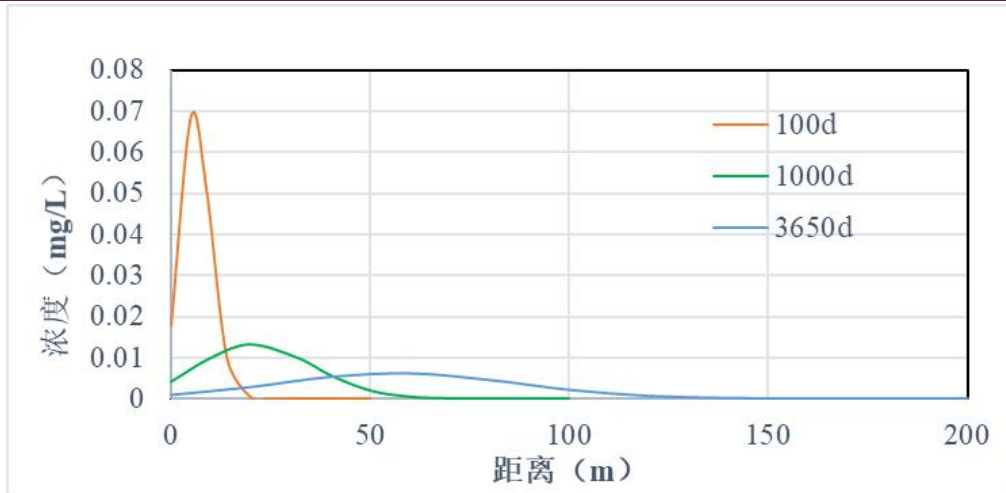


图 5.5-4 发生泄漏后石油类污染物浓度变化趋势图

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，石油类在含水层中沿地下水流向运移，污染物的浓度呈先增大后减小的趋势；随着泄漏后的时间的增加，影响范围呈增加趋势。在本次预测情景下的泄漏对地下水环境的影响很小。石油类浓度在预测 100d、1000d、3650d 时地下水最大影响距离约 14m、32m、0m，故在处理及时的短时泄漏预测情境下对该地区地下水影响较小。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到周边区域内的地下水。

在非正常状况下，由于项目区地下水循环条件差，径流、排泄基本处于停滞状态，因此，泄漏对地下水环境产生的影响非常有限，但仍存在潜在影响，故井场、站场、集输管道等必须采取必要的防渗、防渗措施，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，并加强巡检，防止其泄漏进而污染到周边区域内的地下水。只要建设单位和施工单位严格按照拟定的环保措施进行，非正常状况下，对地下水的影响属可接受范围。

综上，本项目需采取地下水污染防治措施按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，并定期开展地下水跟踪监测，在严格按照地下水污染防治措施后，本项目对区域地下水环境影响可接受。

5.5.4 退役期地下水环境影响分析

本项目服务期满后，无废水外排，加强环境管理，一般不会对造成周边地下水环境污染。

5.5.5 小结

正常状况下本项目施工过程中产生的各类废水及固废均得到了妥善处置，在严格按照环评要求的执行的前提下基本不会对地下水环境产生影响。

本次地下水评价，设置了项目非正常情况情景进行预测分析，结果显示：若发生非正常状况，污染物一旦发生泄漏，将会对项目附近区域地下水造成一定影响，发生事故后建设单位及时启动应急预案，切断废水下渗污染源，采取补救措施，可将地下水环境影响降到最低，对地下水环境产生的影响较小。本项目需采取地下水污染防治措施按照“源头控制、分区防渗、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，并定期开展地下水跟踪监测，在严格按照地下水污染防治措施后，本项目对区域地下水环境影响可接受。

5.6 固体废物影响分析

5.6.1 施工期固体废物影响

施工期产生的固体废物主要为施工过程中产生的施工土方、钻井泥浆、钻井岩屑、含油废物、废烧碱包装袋、废防渗材料、施工废料和施工人员生活垃圾等。

①土石方

本项目共开挖土方 54.51 万 m³，回填土方 69.16 万 m³，借方 14.65 万 m³，无弃方，开挖土方主要为管沟开挖产生土方，回填土方主要为管沟回填。本项目不设置取土场。本项目土石方平衡见表 3.3-3。

②钻井泥浆

项目使用膨润土泥浆和磺化泥浆，泥浆在井口采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分离机”分离岩屑后，进入泥浆罐循环使用。泥浆使用过程中根据地层情况循环使用，泥浆钻井结束后回收，由罐车拉走用于下一口钻井使用。

③钻井岩屑

根据目前油田及安全环保对钻井工程的要求，钻井采用泥浆不落地系统，钻井期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，采用泥浆不落地技术在井场进行无害化处理，处理后进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，同时含油率满足《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要求（含油率 $<0.45\%$ ）后用于铺垫油区内的井场、道路等，一次处理后检测不合格，现场进行二次处理，达标后用于铺垫油区内的井场、道路等。

④施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣和吹扫产生的废渣等。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边工业固废填埋场合规处置。

⑤危险废物

钻井施工过程中机械检修时会产生少量含油废物，检修期间地面应铺设防渗膜，采用钢制铁桶收集后暂存于撬装式危废暂存间中，防止含油废物落地污染土壤和地下水。收集后由钻井队委托区域具有危废处置资质的公司接收处置。

钻井期间会产生少量废防渗材料，收集后由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量废烧碱包装袋，属于危险废物，及时回收废烧碱包装袋暂存于撬装式危废暂存间中。收集后由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

⑥生活垃圾

本项目施工期产生的生活垃圾，现场集中收集，依托哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处置。

在施工期严格落实固废污染防治措施后，施工期固体废物对区域生态环境的影响较小。

5.6.2 运营期固体废物影响

5.6.2.1 运营期固体废物产生种类及去向

本项目运营期产生的危险废物主要有清管废渣、落地油、废防渗材料等。

落地油主要来自突发环境事件和不定期井下作业等。对于突发环境事件产生的落地油（如管线泄漏等），可根据《危险废物豁免管理清单》，按《塔里木油田分公司东河油气开发部哈拉哈塘片区突发环境事件应急预案》进行运输、利用、处置，不按危险废物管理。本项目井下作业时带罐作业，防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到原油 100%回收。落地油采取桶装形式收集，委托有资质单位接收处置。

清管废渣中含有少量管道中的油，属于《国家危险废物名录》（2021 本）HW08 类危险废物（废物代码：900-249-08），间歇产生，委托有资质单位进行处理。

废防渗材料主要在修井作业过程中产生。修井作业时，作业场地下方铺设防渗布，产生的落地油直接落在防渗布上。含油废弃防渗布属于危险废物，危废代码为 HW08 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，委托具有危险废物运输及处理资质的单位拉运处理，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

5.6.2.2 运营期固废环境影响分析

①危废收集过程影响分析

本项目产生的危废按照《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）相关要求收集、运输，并按要求填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。危险废物在按照规范要求进行收集的情况下，对环境的影响很小。

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

本项目服务期满后, 井场拆除的井架、集输设施、井构筑物等为钢制材料, 清洗油污后可回收利用。

5.6.4 固废环境影响评价小结

本项目施工期、运营期和服务期满后产生的固体废物能够通过有效的途径得到较好的处置, 对评价区环境影响较小。

5.7 土壤环境影响分析

5.7.1 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) 钻井作业对土壤环境的影响

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

① 钻井作业对土壤环境的影响

本项目部署井 37 口, 钻井作业均采用“泥浆不落地系统”对废弃泥浆和岩屑进行收集处置, 对土壤的环境影响轻微。

② 固体废物对土壤的影响

本次钻井施工作业采用“钻井废弃物不落地达标处理技术”, 钻井过程中的钻井液采用不落地技术处理, 分离出的液相继续回用于钻井, 待钻井工程结束后由供应商回收或带至下一个钻井井场继续使用, 无废水及废弃钻井液外排; 钻井岩屑采用不落地系统进行处理, 处理后的岩屑必须满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017) 等国家及有关部门、地方相关标准

和生态环境保护要求的后，方可用于铺设通井路、铺垫井场基础材料。

(2) 地面工程施工对土壤环境的影响

油田开发过程中，不可避免地要对土壤进行人为扰动，主要是井场及站场建设、管道敷设和道路建设过程中，车辆行驶和机械施工碾压和踩踏破坏土壤结构。

本项目管道工程一般区域管道施工作业带宽度控制在 8m 范围内；农田区及天然林区管道施工带范围严格控制在 6m 之内，施工带内的土壤均会受到严重扰动和破坏。在施工作业带以外的直接影响区域表现为施工活动中施工机械、车辆碾压、施工人员践踏等对土壤的扰动，改变土壤的紧密度和坚实度，可能造成土壤板结。由于植被被毁，土壤表面压实，土壤板结，通透性差，使土壤水量降低，同时加剧了土壤的蒸发作用，导致盐碱化加重。井场和管道的施工场地、临时施工营地等都存在这种影响。

(3) 水土流失影响分析

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

5.7.2 运营期土壤环境影响分析

(1) 土壤影响分析

本项目土壤影响类型于途径见表 5.7-1，影响因子见表 5.7-2。

表 5.7-1 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				生态影响型			
	大气	地面漫流	垂直入渗	其他	盐化	碱化	酸化	其他

	沉降							
建设期								√
运营期			√					
服务期满后								
注：在可能产生的土壤影响类型出打“√”，列表未涵盖的可自行设计。								

表 5.7-2 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
油气管线	/	垂直入渗	石油类	/

本项目对土壤环境可能产生的影响主要为管线泄漏垂直下渗造成的土壤污染。故将本项目土壤环境影响类型划分为污染影响型，主要影响方式为垂直下渗。

(2) 正常状况下对土壤环境的影响分析

本项目采用密闭集输的生产方式，运营期正常工况下，无废水及固废等污染物外排，不会造成土壤环境污染。可能发生的土壤环境影响来源于非正常工况下的管线泄漏。

(3) 非正常状况下对土壤环境的影响分析

①项目污染物产生情况

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

②土壤污染途径

污染物从污染源进入土壤所经过的路径称为土壤污染途径，土壤污染途径是多种多样的。根据工程分析，本项目可能对土壤造成污染的途径主要有：管线发生泄漏对土壤造成的影响。

③主要评价因子

本次预测评价因子为石油类。

④类比分析

类比同类型输油管线事故泄漏情况，非正常情况下，表层土壤中石油烃类含量可达 5000mg/kg。考虑持续注入非饱和带土层中 10min、20min、1h、2h 后，污染物在垂直方向上的超标扩散距离和包气带底部石油类浓度，详见表 5.7-3。

表 5.7-3 非正常情况下污染物在非饱和带中的超标扩散距离预测结果表

污染物种类	计算值	污染物运移的超标扩散深度			
		10min	30min	1h	2h

石油类	影响深度 (m)	全部包气带深度	全部包气带深度	全部包气带深度	全部包气带深度
	包气带底部石油类浓度 (mg/L)	515.1569	769.3116	875.3160	942.9776

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

从土壤环境污染现状调查可知，在纵向上石油的渗透力随土质有很大的差别，质地越粗，下渗力越强。落地油一般富集在 0-20cm 的土层中，石油在土表的蒸发量与时间呈负指数相关，开始 5h 内石油蒸发强烈，24h 后石油在土壤表面多呈黏稠状。落地油积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作用和吸收作用。

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

综上，本项目采用密闭集输的生产方式，正常工况下无废水及固废等污染物外排，不会造成土壤环境污染。如果发生井喷及管线泄漏等事故，泄漏的原油会对土壤环境产生一定的影响，泄漏的石油覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响地表植被的生长。根据环境风险分析可知，本项目风险潜势很低，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。

本项目土壤环境影响评价自查表，见表 5.7-4。

表 5.7-4 土壤环境影响评价自查表

	工作内容	完成情况	备注
影 响 识 别	影响类型	污染影响型 <input type="checkbox"/> ；生态影响型 <input type="checkbox"/> ；两种兼有 <input checked="" type="checkbox"/>	
	土地利用类型	建设用地 <input checked="" type="checkbox"/> ；农用地 <input checked="" type="checkbox"/> ；未利用地 <input checked="" type="checkbox"/>	土地利用类型图
	占地规模	(0.2138) km ²	永久占地
	敏感目标信息	敏感目标（耕地、牧草地、公益林地）、方位（项目区及	

		评价区域内)、距离(项目区及评价区域)				
	影响途径	大气沉降 <input type="checkbox"/> ; 地面漫流 <input type="checkbox"/> ; 垂直入渗 <input checked="" type="checkbox"/> ; 地下水位 <input type="checkbox"/> ; 其他 (生态影响)				
	全部污染物	石油类				
	特征因子	石油烃				
	所属土壤环境影响评价项目类别	I类 <input checked="" type="checkbox"/> ; II类 <input type="checkbox"/> ; III类 <input type="checkbox"/> ; IV类 <input type="checkbox"/>				
	敏感程度	敏感 <input checked="" type="checkbox"/> ; 较敏感 <input type="checkbox"/> ; 不敏感 <input type="checkbox"/>				
	评价工作等级	一级 <input checked="" type="checkbox"/> ; 二级 <input type="checkbox"/> ; 三级 <input type="checkbox"/>				
现状调查内容	资料收集	a) <input checked="" type="checkbox"/> ; b) <input checked="" type="checkbox"/> ; c) <input checked="" type="checkbox"/> ; d) <input type="checkbox"/>				
	理化特性				同附录C	
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	点位布置图
		表层样点数	6	6	20cm	
	柱状样点数	5	/	0~0.5m, 0.5~1.5m, 1.5~3m		
	现状监测因子	《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中基本项目45项和石油烃;《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中基本项目8项和pH、石油烃、含盐量				
现状评价	评价因子	石油烃				
	评价标准	GB15618 <input checked="" type="checkbox"/> ; GB36600 <input type="checkbox"/> ; 表D.1 <input type="checkbox"/> ; 表D.2 <input type="checkbox"/> ; 其他)				
	现状评价结论	<p>占地范围内各项监测因子满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表1第二类用地筛选值标准要求。</p> <p>占地范围外满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)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。</p>				
影响	预测因子	石油烃				
	预测方法	附录E <input type="checkbox"/> ; 附录F <input type="checkbox"/> ; 其他(<input checked="" type="checkbox"/>)				

预测	预测分析内容	影响范围 () 影响程度 (<input checked="" type="checkbox"/>)		
	预测结论	达标结论: a) <input type="checkbox"/> ; b) <input type="checkbox"/> ; c) <input checked="" type="checkbox"/> 不达标结论: a) <input type="checkbox"/> ; b) <input type="checkbox"/>		
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 <input checked="" type="checkbox"/> ; 源头控制 <input checked="" type="checkbox"/> ; 过程防控 <input checked="" type="checkbox"/> ; 其他 ()		
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次
		3	石油烃	1次/5年
信息公开指标				
评价结论	油田开发对土壤影响呈点块状(井场、阀组站)和线状(管线、道路)分布,影响范围明确。本项目在施工期对土壤环境影响较大,运营期土壤环境影响来源于非正常工况下的原油泄漏,在工程做好定期监测、严格执行本次环评提出的污染防治措施的前提下本项目对土壤环境影响可接受。			
注1:“ <input type="checkbox"/> ”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工作的,分别填写自查表。				

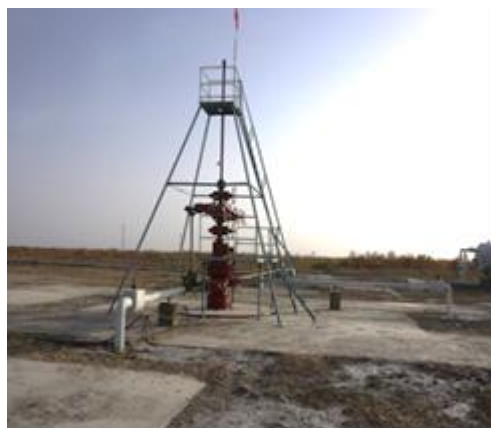
6.环境保护措施及其可行性论证

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

6.1 施工期环境保护措施

6.1.1 生态环境影响减缓措施

根据区域后评价、相关工程环保验收以及现场踏勘，本项目周边同区域同类型开发项目，采取的生态环境影响减缓措施主要有：划定了钻井施工队和管线开挖施工作业范围，严格控制施工车辆的运行线路；钻井施工结束后，施工单位对井场进行了清理平整；管线作业也及时对管线进行土方回填和平整。总体而言，原始植被覆盖度较高区域植被恢复较快，井场周边 5-10m 外植被基本恢复，植被覆盖度低的区域地表土壤结皮层极易被破坏，经扰动后植被不易恢复。管线线路可尽量绕避林带，或是从林间空地穿越，严格控制施工作业宽度，以减少对林地的扰动。现场除管廊上方覆土高于地表外，管线两侧施工迹地基本恢复平整，临时占地区域内的原始植被已基本恢复，植被恢复程度和距管廊的距离成反比。在堆土比较松散，植被盖度较低的、地形起伏稍大点的管廊外侧 3-8m 范围内植被尚未恢复。



同区域同类型开发项目井场恢复情况

区块勘探开发时间长，依托设施完善，至各单井为独立的探临路，砂石路面，路面宽约 4.5m。施工车辆基本是在已建道路上行驶，没有随意碾轧的情况

发生，尽量减少和避免了对区内地表的扰动和破坏。本项目道路施工对路基两侧沿线的植被影响范围一般在 5m~10m。

根据本项目对生态环境可能产生的不利影响，评价提出如下防范措施：

6.1.1.1 井场和站场生态环境保护措施

(1) 优化场址布设，减少占地，严格按照有关规定办理建设用地审批手续。井场永久占地控制在规定范围内。

(2) 严格控制占地面积，减少扰动面积。

(3) 加强项目区的野生动物保护，对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育，严禁施工人员猎杀野生动物。

(4) 对地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失，见图 6.1-1。

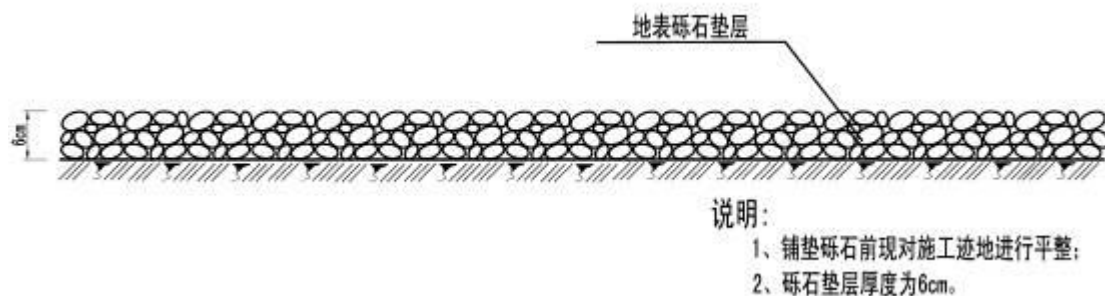


图 6.1-1 井场、阀组站砾石压盖措施典型设计图

(5) 场地施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，应尽快整理施工现场，防护工程平面图见 6.1-2。

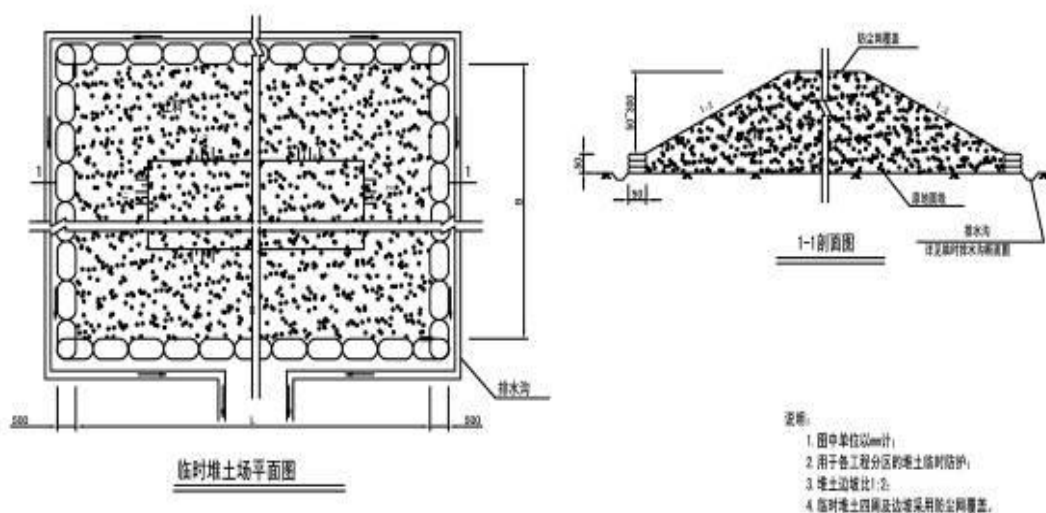


图 6.1-2 临时堆土场防护工程平面布置图

6.1.1.2 管线工程生态保护措施

(1) 本项目占地及补偿应按照地方有关公益林及农用地的补偿要求进行补偿，由相关部门许可后方可开工建设。

(2) 一般区域单井管线施工临时占地作业宽度不得超过 8m，农用地、牧草地及天然林分布区施工临时占地作业宽度不得超过 6m。

(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、占用，禁止乱轧乱碾，避免破坏自然植被，造成土地松动。

(4) 管线施工时应根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。

(5) 管沟回填后多余的土方禁止大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过渡，避免形成汇水环境，防止水土流失。

(6) 严格落实环评所提环保措施，加强施工管理，杜绝废水、固废乱堆乱排的现象，避免施工期废水、固废等对自然植被及土壤造成不良影响。

(7) 施工期充分利用现有道路，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。

(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) 项目结束后，建设单位应承担生态恢复的责任，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 对野生动植物的生态保护措施

(1) 合理选择管线走向，应避开植被茂盛的区段，尽量避免砍伐野生植物；管线敷设尽量沿路敷设。

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

(3) 管线施工范围应严格限制在 6-8m 范围内。施工机械和车辆应严格按

规定在设计场地及便道上作业和行驶，防止扩大对土壤和植被的破坏范围。在保证顺利施工的前提下，应尽可能缩小施工作业宽度，以减少临时占地影响，将施工期对环境不利影响降到最低限度。

(4) 在施工便道设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对施工作业人员加强宣传教育，切实增强保护生态环境的意识。车辆行驶过程中不得鸣笛惊吓野生动物。

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

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

6.1.1.4 重点公益林生态保护措施

项目管占用部分重点公益林，需采取以下措施保证区域公益林生态系统现有的服务功能。

(1) 公益林保护要求

根据《国家级公益林管理办法》第十八条：“进行勘查、开采矿藏和各项建设工程，应当不占或少占林地；必须占用或征用林地的，经县级以上人民政府林业主管部门审核同意后，依照有关土地管理的法律、行政法规办理建设用地审批手续，并由用地单位依照国务院有关规定缴纳森林植被恢复费。森林植被恢复费专款专用，由林业主管部门依照有关规定统一安排植树造林，恢复森林植被，植树造林面积不得少于因占用、征用林地而减少的森林植被面积。上级林业主管部门应当定期督促、检查下级林业主管部门组织植树造林、恢复森林植被的情况。”

(2) 公益林保护措施

① 井场等永久占地位于已清理平整的钻井临时占地范围内，不新增林木砍伐，建议管线工程充分考避让公益林，在进行项目建设前应根据技术经济因素，并从保护公益林的角度出发，调整地面设施布置方案，将建设对公益林造成的损失降低到最小。

② 根据以上法律法规以及工程实际情况，项目占地涉及到重点公益林。根

据新疆维吾尔自治区人民政府令第 228 号《关于将 20 项自治区级林业和草原权责事项委托地级林业和草原主管部门实施的决定》，建设项目需征占用重点公益林的，应依法向公益林主管部门办理审批手续后实施。

③ 对于受项目影响造成的林木损失，应根据《中华人民共和国森林法》《财政部、国家林业局关于印发〈森林植被恢复费征收使用管理暂行办法〉的通知》（财综〔2002〕73 号）及新疆维吾尔自治区林业厅《关于公布自治区林业厅行政许可涉及收费项目的通知》（新林策字〔2014〕649 号）等规定收取林地补偿费、安置补助费、林木补偿费。

④ 后续项目建设中需采取有效措施，加强施工管理，严禁超范围使用林地，杜绝非法采伐、破坏植被等行为，严防森林火灾。由林业主管部门根据“占一补一，占补平衡”的原则，依照有关规定统一安排植树造林，恢复森林植被，植树造林面积不得少于因占用、征用林地而减少的森林植被面积。确保项目区林地的数量和质量不因矿区开发而减少，最大程度的减少对区域生态环境的影响。

⑤ 应委托有资质的单位编制占用林地的可行性研究报告，根据《新疆维吾尔自治区建设项目使用林地审核审批管理办法（试行）》（新林资字〔2015〕497 号）及阿行署办〔2008〕27 号文件〈印发《阿克苏地区境内石油天然气勘探开发建设管理办法（暂行）》的通知〉、阿地油区委〔2009〕3 号文件等有关规定，办理建设项目使用林地手续，经审批同意使用的，实行占补平衡。

⑥ 严格控制施工范围，并通过施工管理尽量减少施工作业带在公益林段的宽度。教育施工人员保护植被，注意施工及生活用火安全，防止林草火灾的发生。

⑦ 严禁砍伐施工区外围的植被等被作燃料，尽量减少对作业区周围植被的影响。

⑧ 项目完工后，要对本项目占压林地面积进行调查，尽量恢复，优化原有的自然环境和绿地占有水平。

⑨ 运营期主要是对施工期砍伐的公益林进行异地恢复，对移植的林木进行管护，提高所移植的成活率，公路沿线可设置一些警示牌，提高公众保护公益林的意识。

在严格执行上述公益林保护措施后，区域重点公益林能维持其原有的生态系统现有的服务功能，措施可行。

6.1.1.5 防沙治沙措施

根据《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 年修正本）和《加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138 号）的要求，加强涉及沙区的建设项目环评文件受理审查，对于没有防沙治沙内容的建设项目环评文件不予受理。本项目环评针对土地沙化现状、分析了项目实施对周边沙化土地的影响、提出了土地沙化防治措施，详见项目与《加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》的符合性分析。

环境影响报告应当包括有关防沙治沙的内容。本项目在建设过程中执行以下防沙治沙措施：

①严格控制施工活动范围，严禁乱碾乱轧，避免对项目占地范围外的区域造成扰动。严格遵守油田环境保护规章制度，严格划定车辆行驶路线及临时道路开辟路线，运输车辆及勘探车辆在规定路线范围内行使，禁止乱碾乱轧；严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区范围内活动。

②本项目总占地面积 207.62hm²，其中永久占地 21.38hm²，临时占地 186.24hm²，占地类型主要为灌木林地、其他草地、水浇地、盐碱地等等。项目井场及阀组站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粉状材料及临时土方等在井场堆放应采取覆盖防尘布，逸散性材料运输采用苫布遮盖，减少施工扬尘产生量和起沙量。

⑤施工结束后对场地进行清理、平整并压实，场站实施场地硬化，避免水土流失影响。

6.1.1.6 水土流失防治措施

根据水土保持防治分区，在现场调查基础上，针对本项目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（本方案不涉及植物措施）。详见图

6.1-3。

(1) 井场区

井场项目区施工活动主要表现在由于场地平整及堆垫，扰动原地貌，增加了施工区的水土流失强度。主体设计已有砾石压盖措施；方案补充场地平整、彩条旗拦挡和洒水降尘等措施。

(2) 管线区

管道项目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。

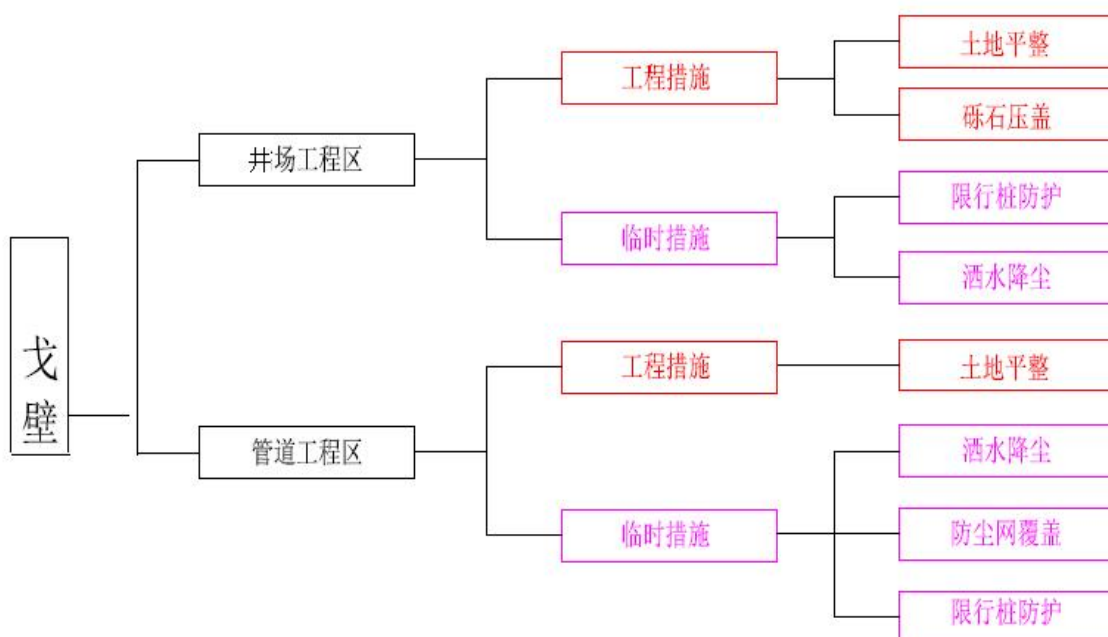


图 6.1-3 本项目的水土保持措施图

6.1.1.7 道路

道路单元主要占地类型为草地、盐碱地、沙地等，施工期道路依托井区现有道路，禁止随意增设临时施工道路，各种机动车辆固定线路，禁止随意增开便道，践踏和破坏植被，注意施工过程中地貌的恢复，挖掘管沟时，将表层土与底层土分开堆放，复土回填要保持土壤的基本层次，管沟回填时要分层回填在表面，以恢复原来的土层；回填后多余的土方不随便丢弃，弃土用于平整井场，防止水土流失。对破坏和占用的植被及时恢复。



图 6.1-4 彩条旗拦挡典型设计图

6.1.1.8 不同施工方式及生态单元的生态保护措施

(1) 合理利用弃土

施工弃土主要来自于管沟开挖、敷设过程置换出来的土石方。

对一般性管沟开挖、敷设施工活动，弃土的处置有几种方法：在农用地段可将弃土用于修复农用地，或者用于修缮沟渠和田间机耕道等；在未利用地段可填至低洼地用于造地等。由于管道开挖回填后剩余的土方量非常小，按照上述办法处理后，弃土石将完全消化，管道沿线不用修建弃渣场。

(2) 荒漠区保护恢复措施

本项目地处塔里木盆地北部，渭-库三角洲绿洲下缘，哈拉哈塘油田内。该区域为干旱区三角洲绿洲与塔里木河北岸冲积平原之间的地带，区域荒漠区占比较大，由于荒漠地区的天然灌草植被较难进行自然恢复，因而在荒漠区施工时应尽量保护管沟两侧的灌丛和植被集中覆盖区域，尽可能保护原生植被，避免植被退化。

评价区域存在肉苁蓉、膜果麻黄、胀果甘草、罗布麻等保护植被，施工过程中分布有上述植物的可局部进行路线调整，避开重点保护野生植物集中分布的位置，无法避让的，可采取人工开挖的方式，减少对其的破坏，无法避让的应及时在有条件地段采取移栽或采种育苗后补栽等措施加以缓解。

(3) 草地保护恢复措施

评价区域草地主要分布在区域东部，项目经过草地段时，严格执行分层开挖、分层回填的操作制度，保护表层土；严格控制施工作业带宽度，施工作业带以警

示带作明确标志；施工后期，对地表进行及时清理，采用人工干预和自然恢复相结合的方式尽快恢复植被。

施工前，应尽可能把草场的草皮铲起，放在一旁并进行洒水养护，待施工结束后，将草皮覆盖在施工作业带上，并播撒当地耐干旱、耐盐碱的原生植被进行植被恢复。

（4）农田段的保护措施

农田主要分布在评价区域南部及北部，其中部分农田已由自然资源部门划分为永久基本农田，项目在设计阶段已对基本农田采取了避让措施。施工过程中严格落实《自然资源部农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1号）、《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）、《土地复垦条例》等相关要求，管道施工中要采取保护耕作层土壤措施，分层开挖，分层堆放，分层填埋，减少因施工造成生土上翻、耕层养分损失、农作物减产的后果，同时要避免由于土层不坚实而形成的水土流失等问题；在施工中应尽量减少对农田防护树木的砍伐，完工后根据不同的地区特点采取植被恢复措施，种植速生树木和耐贫瘠的先锋灌木草本植物，在农用地可种植绿肥作物，加速农业土壤肥力的恢复。

（5）灌木林地保护恢复措施

建设单位在工程施工之前，按照当地对于林业保护和用地的相关规定要求，同地方林业部门办理相关手续，征得林业主管部门的同意后，方可施工，并对所占林地进行补偿。施工便道选择尽量绕避公益林，避开林带，或以林带空隙地为主，尽可能不破坏原有地形、地貌；管道中心线两侧改种浅根植物或者种植地方优势草本植物进行恢复。管道两侧的临时占地区域尽量按照施工前的林种进行恢复。

（6）沙地区域防沙治沙措施

在项目实施过程中若发现沙化程度加重的，应当及时报告当地人民政府；大力宣传《中华人民共和国防沙治沙法》，使施工人员知法、懂法、守法，自觉保护区域植被，自觉履行防治义务。禁止在沙化土地上砍挖灌木、药材及其他固沙植物；施工结束后对占地进行平整，清运现场遗留的污染物，按照正式征地文件的规定对占地进行补偿；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；加强对野生植物的保护，严禁破坏优良固沙植被；加强运营期管理，严禁随意开设巡检道路，防止因人为扰动而加剧项目区沙化程度；减少占地，临时占地区自然恢复，井场等永久占地采用砂砾石铺设；施工土方全部用于管沟回填和井场平整；管线走向基本应顺应主导风向，避免阻挡风向，在管道上形成新的沙山或管道被吹出地面；按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量；按设计标准规定，严格控制施工作业带，不得超过作业标准规定；现场施工作业机械应严格管理，划定活动范围，不得在道路站场以外的地方行驶和作业。

6.1.1.9 农田保护措施

评价区耕地主要植被为棉花等经济作物。项目需采取的保护措施包括：

①本项目在设计阶段对基本农田采取避让措施，不得在基本农田内新增永久占地。

②井场选址及管线选线尽量避让耕地，减少对区域农牧业的不利影响。土地的征占及补偿应按照地方有关工程征地及补偿要求进行，由相关部门批准后方可开工建设。经批准占用的耕地，按照“占多少、垦多少”的原则，在地方政府指定的区域，执行耕地复垦补偿。

③在临近农田区施工过程中，严格限定施工范围，管道施工带范围严格控制在 6m 之内，严禁自行扩大施工用地范围。在耕地区域管沟施工过程中实施“分层开挖、分层堆放、分层回填”的措施，堆放于管沟一侧的临时堆土区且用苫布覆盖，施工结束后先回填深层土，后回填表土层。施工结束后应及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌。

④管线敷设若经过农业用地，回填时须夯实，防止后期灌溉引起农田下陷，影响农作物种植。

⑤保持原有排灌系统整体性，减少对农田水利设施、农机道路和农田的切割。在选线设计中，尽量沿灌渠和农机路平行建设道路、管线。

⑥应根据当地农业活动特点组织施工，减轻对农业生产破坏造成的损失，应尽量避免在收获时节进行施工。

⑦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，使占地造成的影响逐步得以恢复。凡受到施工车辆、机械破坏的地方都要及时修整，恢复原貌。土地恢复工作完成后，交由原土地使用者继续使用。

⑧施工过程中在采取自然生态系统保护措施的同时，还应注意避免在靠近耕地地段进行施工机械加油、存放油品储罐等活动，贯彻“优化设计、动态设计”的设计理念，避免大填大挖，提高施工效率，缩短施工时间。禁止施工人员踩踏周边耕地，向耕地排放污水、堆放固体废物。

在采取上述措施后，项目建设对区域生态环境的影响较小。

6.1.2 大气污染防治措施

施工期废气主要为井场、管线施工过程中产生的扬尘及施工车辆尾气、焊接烟气等，均为无组织排放，随施工结束而消失。提出以下大气污染防治措施：

①施工现场明显位置设置公示牌，公示施工现场负责人、环保监督员、防尘措施、扬尘监测管理部门、举报电话等信息；

②施工现场设置车辆冲洗设施并配套设置排水、泥浆沉淀设施，施工车辆不得带泥上路行驶，施工现场道路以及周边的道路不得留存建筑垃圾和泥土；

③建筑材料采用密闭储存、设置围挡或堆砌围墙、采用防尘布苫盖等措施，并定期洒水抑尘；

④进出工地的物料、渣土、垃圾运输车辆，应尽可能采用密闭车斗，并保证物料不遗撒外漏；

⑤土方工程作业时，应辅以洒水逸尘尽量缩短起尘操作时间，遇到四级及以上大风天气，应停止土方作业，同时作业处用防尘网覆盖；施工现场必须建立洒水清扫抑尘制度，配备洒水设备。非冰冻期每天洒水不少于 2 次，并由专人负责。重污染天气相应增加洒水频次。

⑥施工前期加强设备和运输车辆的检修和维护，保证设备正常稳定运行，燃用合格的燃料，设备和车辆不超负荷运行，焊接作业时使用无毒低尘焊条。

以上环境空气防治措施，简单可行，具有可操作性，施工扬尘、车辆废气及焊接烟气影响能够减缓到可以接受的程度，以上抑尘措施是可行的。

6.1.3 噪声防治措施

施工期高噪声污染源主要是钻机、泥浆泵、压裂车等。

采取的隔声降噪措施如下：

(1) 泥浆泵做好基础减振，临时启用柴油发电机时，应采取基础减振；

- (2) 定期维护泥浆泵、钻机、压裂车等高噪声设备；
- (3) 需要测试放喷的井场，采用修建地面放喷池，周边用砂土作堆，堆高超过 2m，尽量缩短放喷时间；
- (4) 合理控制施工作业时间；
- (5) 运输车辆控制车速，通过村庄时应避免鸣笛。

土石方施工、道路工程和管线施工期间昼间距施工设备 100m、夜间 500m 即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011) 场界噪声限值要求；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) 场界噪声限值要求；钻井期间昼间距施工机械 200m、夜间 1000m 才可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011) 场界噪声限值要求；压裂期间昼间距压裂车 500m 才可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011) 场界噪声限值要求。本项目各钻井井场周边 200m 范围内均无村庄等声环境敏感目标，且各钻井工程施工周期较短，施工期间通过采取对设备定期保养维护、基础减振等措施可减少噪声对周边环境的影响，本项目施工期噪声对周围环境的影响可以接受。

6.1.4 废水污染防治措施

施工期产生的废水主要是钻井废水、废酸化压裂液、管线试压废水及生活污水。

(1) 钻井废水

① 钻井过程采用无毒无害的水基钻井液。

② 钻井废水在井场固液分离，去向分两部分，溢流上清液排入井场泥浆罐中用于配制泥浆，在井场内部循环使用，不能利用的少量压滤废液运至哈拉哈塘油田钻试修环保站废水处理站处理后回注，不外排。

③ 钻井液循环使用过程中应严格操作程序，提高泥浆循环利用率，减少钻井液的“跑、冒、滴、漏”，减少废钻井液产生量。

(2) 废酸化压裂液

压裂优先选用无毒、低毒的环境友好型压裂液。压裂液配置应防止洒漏，剩余压裂液应回收利用，不得随意排放；压裂车出口与井口采用高压密闭连接，

施工中做到密闭作业，密闭施工。

压裂返排液应优先在井场内进行循环利用，井下作业结束后，无法利用的废压裂返排液安排罐车运至现有哈拉哈塘油田钻试修环保站处理。

(3) 试压废水

本项目管道试压以测试管道的强度和密闭性，试压介质为清洁水，管道试压用水重复利用。管道试压过程会产生一定量的试压废水，清管试压废水主要污染物为悬浮物。试压水由管道排出由罐收集后，进入下一段管道循环使用，由于项目管道较为分散，局部废水产生较少，水质相对简单，试压结束沉淀后用于施工区域洒水降尘，不外排。通过分批次合理安排试压废水进就近的作业废水处理站处理时序，可实现试压废水有效处理。因此，本项目管道试压废水可得到妥善处置，不外排，污染防治措施可行。

(4) 生活污水

生活污水由生活污水收集罐收集，定期拉运至哈六联合站生活污水处理装置处理，禁止运输途中随意倾倒，确保废水不外排，确保水污染控制和水环境影响减缓措施有效。

(5) 地下水污染防治措施

为防止对地下水污染，针对井场施工期间工程特点，参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），将钻井期井场进行分区防渗，其中钻井工程基础区域、放喷池、应急池、油罐区、危险废物临时贮存间等划分为重点污染防治区，岩屑池、泥浆泵区为一般防渗区，采取相应的防渗措施，其余区域划分为简单防渗区，可有效避免发生渗漏事故。分区防渗方案见表 6.1-1。

表 6.1-1 分区防渗方案

污染源名称	防治分区	防渗技术要求
钻井工程基础区域、放喷池、应急池、柴油罐区、危险废物暂存间、泥浆随钻不落地处理系统	重点防渗	等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$
岩屑池、泥浆泵区	一般防渗	等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$
井场其他区域	简单防渗	地面硬化处置

(6) 其他保护措施

①施工期间，施工单位应严格执行《建设工程施工场地文明施工及环境管理

暂行规定》，对污水加强管理，严禁乱排污染环境，施工机械检修期间，地面应铺设塑料布，及时回收废机油，防止废油落地，污染土壤和地下水；

②施工场地应设置临时沉砂池，混凝土搅拌机等冲洗废水经沉淀后回用到施工作业中，不外排。禁止沿途倾倒、排放废水。

③严格按照《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB50423-2013）设计及施工，合理安排管道施工时序和施工工艺的情况。管道应埋设于最大冻土深度以下且应有足够的埋设深度。集输管线敷设前，加强对管材和焊接质量的检查，防止因管材质量及焊接缺陷造成泄漏事故的发生。选择有经验的单位进行施工，加强施工过程监理，确保施工质量。

④油气井的设计、建造应按照 SY/T 6596 的要求保证其完整性。

综上所述，通过采取以上各种废水处理及防治措施，本项目施工期产生的各类废水均可以得到有效处置，施工期的废水污染防治措施合理可行。

6.1.5 固体废物污染防治措施

施工期产生的固体废物主要为施工过程中产生钻井泥浆、钻井岩屑、含油废物、废烧碱包装袋、废防渗材料、施工废料和施工人员生活垃圾等。

施工期钻井泥浆在井口采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分离机”分离岩屑后，进入泥浆罐循环使用。泥浆使用过程中根据地层情况循环使用，泥浆钻井结束后回收，由罐车拉走用于下一口钻井使用。

钻井期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，采用泥浆不落地技术在井场进行无害化处理，处理后进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离后的固相经检测满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，同时含油率满足《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要求（含油率 $<0.45\%$ ）后用于铺垫油区内的井场、道路等，一次处理后检测不合格，现场进行二次处理，达标后用于铺垫油区内的井场、道路等。

施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分委托周边工业固废填埋场合规处置。

含油废物收集后由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

生活垃圾，现场集中收集，依托哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处置。

本项目施工期固废污染防治措施可行。

6.1.6 土壤污染防治措施

(1) 应严格控制施工期临时占地面积，按设计及规划的施工范围进行施工作业，减少土壤扰动。

(2) 施工机械及运输车辆应按规定的道路行驶，减少对土壤的碾压，减少碾压造成的土壤紧实度增加及养分流失。

(3) 施工产生的建筑垃圾不得随意抛洒，应集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染。

(4) 工程区需要严格采取各项水土流失防治措施，施工完毕后通过对临时占地进行平整。

本项目施工期土壤污染防治措施可行。

6.2 运营期环境保护措施

6.2.1 生态环境保护措施

(1) 监督和管理措施

①针对本项目的建设，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，落实本项目环保措施的实施并与各施工单位签订详细的环境保护协议，明确各方的责任以及奖惩规定。

②选择信誉良好、素质较高的施工队伍，保证工程建设的质量，避免因质量问题对环境带来不利影响；同时，通过培训和发放宣传手册强化施工人员的环境保护意识，明确施工人员的行为和奖惩制度。

③针对已经发生的破坏生态环境的问题必须认真、及时的解决，并对正在和即将建设的工程提出具体、可行的整改和防治措施。

(2) 运营期生态保护措施

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在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。定期检查管线，如发生管线老化，接口断裂，及时更换管线。对于事故情况下造成的油外泄事故一要做好防火，二要及时控制扩散面积并回收外泄油。

②定时巡查井场及管线等，及时清理含油污泥。

③及时做好井场清理平整工作，填平、覆土、压实。

④井场、管线施工完毕，进行施工迹地的恢复和平整，井场周围及管道两侧砾石覆盖等生态恢复措施。

通过采取以上措施，本项目井场永久占地面积可得到有效控制，临时占地可得到及时恢复。

6.2.2 废气污染防治措施

(1) 采用了技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵；不允许含有硫化氢的气体直接排放到大气，本项目采用密闭集输，定期巡检，确保集输系统密闭运行。

(2) 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)无组织排放监控限值要求。一旦发生泄漏事故，紧急切断油、气源，实施关井，从而最大限度地减少油气集输过程中烃类及油的排放量。定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。

(3) 在日常生产过程中，加强非甲烷总烃无组织排放例行监测，对典型井场厂界非甲烷总烃每年监测一次，确保满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)无组织排放监控限值要求。

(4) 《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准 (GB39728-2020)》和《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB 37822-2019)规定：重点地区

油气集中处理站、天然气处理厂、储油库，载有气态 VOCs 物料、液态 VOCs 物料或质量占比 $\geq 10\%$ 的天然气的设备与管线组件的密封点 ≥ 2000 个的，应开展泄漏检测与修复工作。应对泵、压缩机、搅拌器（机）、阀门、开口阀或开口管线、泄压设备、取样连接系统至少每 6 个月检测一次。通过调查，塔里木油田分公司已开展 VOCs 泄漏检测与修复工作，类比同类井场，可确保本项目无组织烃类物质的收集处置措施符合《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）有关要求。

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，工程运营期的废气污染防治措施是可行的。

6.2.3 噪声污染防治措施

（1）加强设备维护，定期对设备设施进行检查及保养，确保设备正常运转，减少非正常噪声。

（2）对采油树设备采取基础减振措施。

运营期井场场界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准。因此，所采取的工程措施基本可行。

本项目运营期噪声污染防治措施针对性强，可确保厂界噪声达标。

6.2.4 废水污染防治措施

本项目运营期的主要废水是采出水和井下作业废液。

（1）采出水处理

本项目建成投运后，单井采出水随油气混合物输送至哈六联合站处理，处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准回注地层，可保持油层压力，使油藏有较强的驱动力，以提高油藏的开采速度和采收率。

表 5.4-1 采出水处理规模一览表

分类	设计最大处理规模	现状处理量	负荷率	富余处理能力	本项目需处理量	依托可行性
哈六联合站采出水处理站	3000m ³ /d	1246m ³ /d	41.5%	1754m ³ /d	47m ³ /d	可依托

哈六联合站采出水处理站满足本项目采出水处理需求，采出水可实现全部回注油藏用于驱油，依托处理设施可行。

(2) 井下作业废液处理

井下作业废液中主要含有酸、盐类和有机物，采用专用废水回收罐收集后运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站，处理后的井下作业废液均不外排。

哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站钻试修废水处理规模为 300m³/d，现状处理量为 236m³/d，富余处理能力为 64m³/d，本项目井下作业废液需处理量为 10m³/d，因此哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理装置处理能力可满足本项目需求。哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站采取“涡凹气浮+溶气气浮+多介质过滤+袋式过滤”工艺对废水进行净化处理，即主要通过物理分离作用，将废水中的油类物质、悬浮物、SRB 菌等去除，从而达到水质净化的目的，处置后的废水可满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》

(SY/T5329-2022) 中的回注水质指标要求，用于哈拉哈塘油田油层回注用水。

此外，对营运期废水拉运建立管理台账，台账记录内容包括污水拉运量、罐车车号、到站时间、离站时间、进出场站登记记录等，必须定点装卸车，按照规定路线限速行驶，禁止沿途倾倒、泄放废水。在采取以上措施，本项目运营期废水均经处理后，全部回注，不外排。废水污染防治措施合理可行。

6.2.5 地下水污染防治措施

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》《中华人民共和国环境影响评价法》及地下水导则的相关规定，按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全方位进行控制。

基于前文的地下水环境影响预测和评价，拟建项目在正常工况下，对当地地下水环境影响小；在非正常工况下，对当地地下水环境构成潜在威胁，可能会对地下水水质产生不良影响。因此，为确保当地地下水环境安全，需采取一些保护管理措施。

为有效保护拟建项目区的地下水环境，除了按项目可研报告中设计的方案处理各类废水，还需要建设地下水跟踪监测方案和定期信息公开。下面结合拟

建项目特点和当地自然环境特征，提出地下水环境保护管理的原则和措施。

6.2.5.1 源头控制措施

选择先进、成熟、可靠的工艺技术，对产生的废物进行合理的回用和治理，尽可能从源头上减少污染物排放；严格按照国家相关规范要求，对井场、站场、管道的装置等采取相应措施，以防止和降低污染物的跑、冒、滴、漏，降低风险事故，尽量减少地下水污染。

①采出水依托哈六联合站采出水处理系统处理，经处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准中指标后回注于现役油藏，不外排。

②定期对井场、阀组的设备、阀门等进行检查，一旦发现异常，及时采取措施，防止原油“跑、冒、滴、漏”的发生。

③采用高质量的集输管道，防止油水泄漏；管线埋设严格遵守相关规定，埋至冻土层以下，并对管线进行防腐保温等保护措施；定期对输油管道进行检查，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。

④油气井运行期间应参照《石油天然气工业套管和油管的维护与使用》（GB/T 17745-2011）要求进行井筒完整性管理，定期开展井筒完整性检查。定期对采油井的固井质量进行检查，若发现固井质量不合格，先查明固井质量不合格的原因，并及时采取一系列的修整措施，保证固井质量合格，防止发生油水窜层等事故；发现异常情况及时处理，防止污染地下水。

⑤修井作业时，要严格加强防污染措施。起油管前要打开泄油器，管内油水进入废液罐，蒸汽吹扫油管、油杆的污油、污水等全部回收至废液罐回收，严禁流入井场。

⑥项目转为注水开发后，在回注井运行过程中，应持续对回注井口压力、套管压力、环空压力、回注流体的流量、水质等指标进行监测，定期开展套管腐蚀和水泥环状况检测，检测周期不超过 3 年。回注井运行前及运行期间，应定期进行井筒完整性测试，若检测发现井筒完整性失效，应立即停止回注。

6.2.5.2 分区防治措施

对井场、站场可能泄漏污染物的污染区地面进行防渗处理，并及时将泄漏/渗漏的污染物收集起来进行处理，可有效防止洒落地面的污染物渗入地下。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），分区防控措施应满足以下要求：

①已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业，水平防渗技术要求按照相应标准或规范执行，如 GB16889、GB18597、GB18598、GB18599、GB/T50934 等。

②未颁布相关标准的行业，根据预测结果和场地包气带特征及其防污性能，提出防渗技术要求或根据建设项目场地天然包气带防污性能、污染控制难易程度和污染物特性，提出防渗技术要求。

本工程不属于已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业，分区防控措施应根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ 610-2016）中污染控制难易程度分级参照表（表 6.3-1）、天然包气带防污性能分级参照表（表 6.3-2）、地下水污染防渗分区参照表（表 6.3-3），提出防渗技术要求。

表 6.3-1 污染控制难易程度分级参照表

污染控制难易程度	主要特征
难	对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，不能及时发现和处理
易	对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，可及时发现和处理

表 6.3-2 天然包气带防污性能分级参照表

分级	包气带岩石的防污性能
强	岩（土）层单层厚度 $Mb \geq 1.0m$ ，渗透系数 $K \leq 1 \times 10^{-6}cm/s$ ，且分布连续、稳定
中	岩（土）层单层厚度 $0.5m \leq Mb < 1.0m$ ，渗透系数 $K \leq 1 \times 10^{-6}cm/s$ ，且分布连续、稳定； 岩（土）层单层厚度 $Mb \geq 1.0m$ ，渗透系数 $1 \times 10^{-6}cm/s < K \leq 1 \times 10^{-4}cm/s$ ，且分布连续、稳定；
弱	岩（土）层不满足上述“强”和“中”条件

表 6.3-3 地下水污染防渗分区参照表

防渗分区	天然包气带防污性能	污染控制难易程度	污染物类型	防渗技术要求
重点防渗区	弱	难	重金属、持久性有机污染物	等效粘土防渗层 $Mb \geq 6.0m$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7}cm/s$ ；或参照 GB18598 执行
	中-强	难		
	弱	易		
一般防渗区	弱	易-难	其它类型	等效粘土防渗层 $Mb \geq 1.5m$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7}cm/s$ ，或参照 GB16889 执行
	中-强	难		
	中	易	重金属、持久性	

(1) 各新建井场设置现场检测仪表，并由 RTU 箱中的控制系统实现井场内的生产运行管理和控制，并与所属的联合站 SCADA 管理系统通信，上传井、站场的重要生产运行数据，接收上位系统的控制指令，设置现场监控系统，随时通过监控系统观察井场内生产情况。

(2) 在管道上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管道的破坏。减轻管道的内外腐蚀，定期检测管道的内外腐蚀情况，并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

(3) 定期对管线进行检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生，定期对管线进行巡视，应加强管线和警示标志的管理工作，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。利用管道的压力、流量监控系统，发现异常立即排查，若是出现问题，立即派人现场核查，如有突发事件启动应急预案。

(4) 一旦管道发生泄漏事故，井场内设置有流量控制仪及压力变送器，当检测到压力降速率超过设定值时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。

6.2.5.4 地下水环境监测与管理

根据本工程特点建立和完善区域地下水环境监测制度和环境管理体系，制定完善的监测计划，环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)，结合工程区所在区域的水文地质条件和《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016)中要求，二级评价的建设项目一般需在建设项目场地、上、下游各设置 1 个跟踪监测点，监测井位的设置可依托已有水井，根据区域水文地质条件，监测计划、孔深、监测井结构、监测层位、监测项目、监测频率等详见表 6.2-5。

表 6.3-5 地下水监测点布控一览表

孔号	区位	监测层位	功能	监测频率	主要监测项目
G1	项目区周边	孔隙潜	地下水环	每年采样 1 次。	耗氧量、氨氮、挥发性酚类、
G2	地下水上游	水/单管	境影响跟	发生事故时加	硫化物、氯化物、硫酸盐、

G3	地下水下游	单层	踪监测井	大取样频率。	氟化物、石油类等。
----	-------	----	------	--------	-----------

另外，应对本项目各井井口压力、套管压力、环空压力、流体的流量、水质等指标进行监测。

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向东河采油气管理区安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每周监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

另外，井场、站场设置现场检测仪表，并由 RTU 箱中的控制系统实现井场内的生产运行管理和控制，上传井场的重要生产运行数据，接收上位系统的控制指令，设置现场监控系统，随时通过监控系统观察井场内生产情况。

为保证地下水监测工作巧效有序运行，须明确职责、制定相关规定进行管理；具体管理措施和技术措施如下：

①管理措施

1) 预防地下水污染的管理工作是生态环境管理部门的职责之一，油田公司环境保护管理部门应指派专人负责预防地下水污染的管理工作；

2) 建设单位应委托具有监测资质的单位按时、按质、按量完成地下水监测工作，并按要求分析整理原始资料、编写监测报告；

3) 建立与工程区环境管理系统相联系的地下水监测信息管理系统；

4) 按突发事件的性质、类型、影响范围、后果严重性分等级制订相应的应急预案，在制定预案时要根据环境污染事故潜在威胁的情况，认真细致地考虑各项影响因素，并组织有关部门、人员进行适时演练、不断补充完善预案内容。

②技术措施

1) 定期对法兰、阀门、管道等进行检查。

2) 在日常例行监测中，一旦发现地下水水质监测数据异常，应尽快核查数据，确保数据的正确性，并将核查过的监测数据通告相关部门，由专人负责对数据进行分析、核实，并密切关注生产设施的运行情况。具体内容如下：了解全井场、站场生产是否出现异常情况，出现异常情况的装置、原因；加大监测密度，如监测频率由每年 1 次临时加密为每天一次或更多，连续多天，分析变化动向。

6.2.5.5 地下水污染应急预案及处理

(1) 应急预案内容

在制定井场、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，并应与其它类型事故的应急预案相协调，并纳入到东河采油气管理区应急预案中。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，本项目采取的地下水污染防治措施可行。

6.2.6 固体废物污染防治措施

(1) 危险废物污染防治措施

本项目运营期固体废物主要为落地油、清管废渣和废防渗材料，根据《国家危险废物名录（2021 年版）》（部令第 15 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），以上废物均属危险废物，落地油采取桶装形式收集、废防渗材料折叠打包，委托有危废处置资质单位接收处置。

(2) 危险废物处置措施可行性分析

1) 危险废物贮存及运输

本项目产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年 第 74 号）中相关要求，运输危险废物，应当采取防止污染环境的措施，并遵守国家有关危险货物运输管理的规定。

本项目产生的危险废物运输过程由库车畅源生态环保科技有限责任公司委托有资质单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，且库车畅源生态环保科技有限责任公司（在库车经济开发区内）距项目约 40km，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）及《危险废物转移管理办法》规定中的相关要求。

2) 危险废物委托处置环境影响分析

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

本项目含油废物全部委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处置，库车畅源生态环保科技有限责任公司处理资质及处置类别涵盖了本项目 HW08 危险废物，处置能力能够满足项目要求，目前库车畅源生态环保科技有限责任公司已建设完成并投入运行，设计处置含油污泥 50 万 t/a，目前尚有较大处理余量。因此，本项目危险废物全部委托库车畅源生态环保科技有限责任公司接收处置可行。

6.2.7 土壤污染防治措施

(1) 源头控制

通过加强管线内的压力、流量传感器检修维护，保障发生管线阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。井下作业按照“带罐上岗”的作业模式，加强站场及管线巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成原油进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受污染的土壤应交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置，降低对土壤环境质量的影响程度。

(2) 过程防控措施

巡检车辆严格按照油田巡检路线行驶，不得因乱碾乱压破坏土壤结构。严格执行地下水章节分区防控措施要求。防渗措施的设计，使用年限不应低于本项目主体工程的设计使用年限。

(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，本项目应 5 年监测 1 次，根据工程特点及土壤环境敏感目标情况，监测点位应布设在管线铺设范围可能影响区域，在占地范围内和占地范围外分别设 1 个表层样，在占地范围内设 1 个柱状样，监测因子为石油烃。当发生事故泄漏时应加强监测点位和监测频次。

综上所述，正常情况下，本项目不会污染土壤环境，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 退役期环境保护措施

6.3.1 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。

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，工程服务期满后的大气环境保护措施是可行的。

6.3.2 水环境保护措施

《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，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。

6.3.3 噪声污染防治措施

退役期噪声主要为车辆噪声等，合理控制车速，通过村庄时避免鸣笛。

6.3.4 固废及土壤污染防治措施

本项目退役期固体废物主要为废弃管线、废弃建筑垃圾等，废弃材料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场处理。

6.3.5 生态恢复措施

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，防止其发生油水层窜层，产生二次污染。

(4) 井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫应进行清理，然后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。

(5) 通过宣传教育的形式，使施工工作人员对于在项目区生存的野生动物及植物有基本的认识与了解。在退役期施工过程中，如遇到保护植物应进行避让，严禁随意踩踏破坏；遇到保护动物时，应主动避让，不得惊扰、伤害野生动物，不得破坏保护动物的生息繁衍地，禁止妨碍野生动物生息繁衍的施工活动。

(6) 加强对《中华人民共和国野生动物保护法》及《中华人民共和国野生植物保护条例》的普及、教育工作，强化保护野生动植物的观念，让施工人员明确破坏保护植物，捕猎、杀害保护动物的法律后果，理解保护野生动植物的重要意义。

通过采取以上生态保护措施，对于减少植被破坏、减缓水土流失、抵制荒漠化发展起到了一定的积极作用，可有效保护脆弱的荒漠生态环境。

6.3.6 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，本项目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/T 317-2018）中生态恢复要求，本项目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。合理确定站址、场址、管网、路网建设

占地规模。

(2) 井场生态恢复治理

①井场生态恢复治理范围

本项目新建井场的临时占地施工范围需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

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。

项目施工结束后，应对井场临时占地内的土地进行平整，恢复原有地貌。充分利用前期已收集的弃土覆盖于井场临时占地表层，覆盖厚度根据植被类型和场地用途确定。

(3) 管线生态恢复

①管线生态恢复治理范围

本项目新建管线总长 166km，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 6-8m 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，井场临时占地恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，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井场、站场植被恢复。

6.4 环境影响经济损益分析

6.4.1 社会效益和经济效益

6.4.1.1 社会效益

本项目的建设投产，对本地区的经济和社会发展都具有非常重要的意义，主要体现在以下几个方面。

(1) 大力开发油气资源是贯彻和落实西部大开发战略的重要举措，是把西部地区资源优势转变为经济优势的有力保证，作为主力油源塔里木盆地蕴藏了丰富的油气资源，油气资源的开发，将把新疆丰富的地下资源变为实实在在的经济收益。同时，资源的开发建设伴随着基础设施的完善，这给新疆经济带来了良好的发展机遇。

(2) 为加快新疆经济发展，保持新疆政治和社会稳定具有重大的战略意义。油气的开发建设对拉动新疆的经济发展将起到重要作用，另外，油气资源开发还可带动当地原油副产品加工利用和相关产业的发展，推动地方发展。总之，本项目在促进新疆经济发展，保持边疆民族团结和社会稳定等方面，具有特别重要的意义。

6.4.1.2 经济效益

项目总投资 44952 万元，经过建设项目可行性研究报告分析，其在经济上可行。

6.4.2 环境经济损益分析

6.4.2.1 环境损失分析

油气开发建设对环境造成的损失主要表现在：

- (1) 工程占地造成的环境损失；
- (2) 突发事故状态污染物对土壤、植被的污染造成的环境损失；
- (3) 其他环境损失。

本项目永久占地主要为井场。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。

本项目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。

本项目建设期短，不涉及当地居民搬迁，无弃土工程，而且建设期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工的结束而消失。因此，在正常情况下，基本上不会对周围环境产生影响，但在事故状态下，将对人类生存环境产生影

响。如由于自然因素及人为因素的影响，引起管道泄漏事故，将对周围环境造成较为严重的影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各项补偿费用来体现。

6.4.2.2 环保投资估算

项目总投资 44952 万元，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，经估算该项目环境保护投资约 1500 万元，环境保护投资占总投资的 3.34%。具体环保投资估算见表 6.4-1。

表 6.4-1 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）	/	10
	车辆尾气和焊接烟气		控制施工时间	/	/
	测试放喷废气		测试放喷期间分离出的天然气经管线引至放空火炬点燃	无害化排放	15
	储层改造废气		采取压裂液和压裂返排液密闭罐存放		18
	井场、站场无组织 VOCs		装置做好日常维护，做好密闭措施站场采用无泄漏屏蔽泵	非甲烷总烃 ≤4.0mg/m ³ ; H ₂ S≤0.06mg/m ³	25
噪声	设备噪声	采油树、阀组站	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振	场界： 昼间≤65dB（A） 夜间≤55dB（A）	16
固体废物	地面工程施工		施工期固废清运、处置	妥善处理	18
	钻井废弃物		泥浆不落地系统	妥善处理	1000
	含油废物、废防渗膜、清管废渣		委托库车畅源环保科技有限公司等具有危废处置资质的公司进行处置	妥善处理	116
生态	临时占地恢复		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	125
	生态补偿		人工生态系统内补种防护林 自然生态系统内人工播撒本土植被草籽	减少因占地及生物量损失而造成的对动植物生境及区域生态系统的影响	50
环境风险	环境风险防范措施		地上管道涂刷相应识别色、消防器材、警戒标语标牌、设置可燃气体	风险防范设施数量按照消防、安全	15

类别	污染源		环保措施	治理效果	投资 (万元)
管理			检测报警仪、硫化氢检测报警仪等防范设施	等相关要求设置	
	应急预案		根据管线泄漏应急处理经验,完善现有突发环境事件应急预案	修改完善,并定期演练	10
废水处理	施工废水、生活污水		施工废水降尘,生活污水集中收集后定期拉运至哈六联合站生活污水处理装置处理	施工废水、生活污水不外排	10
	井下作业废液		拉运至哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处理	废水不外排	5
地下水、土壤	一般防渗区	本项目扩建阀组处	等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5m$, $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$; 或参照 GB18598 执行	渗透系数小于 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$	20
	简单防渗区	井场永久占地	实施地面硬化	地面硬化	
	管道防腐		集油管线采用管线+外防腐、燃料气供给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	32
环境管理			环境影响评价、环境保护竣工验收、运营期环境监测		10
			环保培训, 演练		5
环保投资合计					1500

6.4.2.3 环保措施效益分析

本项目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。如将采出水通过哈六联合站的污水处理系统处理,处理达标后回注油层,节约了使用新鲜水的资金。

(1) 废气

油气集输及处理采用全密闭流程,井口密封并设紧急截断阀,有效减少烃类气体的挥发量,减少对大气的污染。

(2) 废水

井下作业废液集中收集进入哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)中的有关标准后回注油层;采出废水依托哈六联合站污水处理系统处理达标后回注。由

工程分析可知，本项目每年最多可产生采出水约 $1.54 \times 10^4 \text{t/a}$ ，全部处理后回用，相当于节省了同样数量的清水，不但节省了水资源，保护了环境，还可以产生可观的经济效益。

（3）固体废物

项目产生的清管废渣等危废委托库车畅源生态环保科技有限责任公司等具有危废处置资质的公司进行处置，减少了对环境的影响。

（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；施工结束后清理井场废弃物，平整场地。管线采用草方格防护，防止土壤沙化。

本项目各项环保措施通过充分有效的实施，可以使污染物的排放在生产过程中得到有效的控制。

本项目选用先进、成熟、可靠、具有节能和环保效果的技术，使各种污染物在排放前得以尽可能大的削减。在生产过程中充分、有效地利用了资源，减少各种资源的损失，大大减低其对周围环境的影响。

6.4.3 环境经济损益分析结论

本项目经分析具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于项目在建设过程中都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，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 1500 万元，环境保护投资占总投资的 3.34%。实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。

7.环境风险评价

7.1 评价依据

(1) 风险调查

本项目主要包括 37 座单井井场，新建集输管道共计 166km，以及配套的自控仪表、通信、电气、消防、结构、防腐、供热等辅助设施。

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。本次将各段管线分别划分危险单元进行分析。根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录 B，本项目涉及的风险物质为柴油、原油、天然气(甲烷)、H₂S。本项目施工期风险单元为井场油罐区，运营期风险单元为新建的集输管线。

(2) 环境风险潜势初判

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

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

式中：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。

根据章节 2.5.6，本项目 Q=0.35，Q<1。判断项目风险潜势为I。

(3) 评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)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。

7.2 环境敏感目标概况

据资料收集及现场调查，本项目评价范围内无地表水体，大气环境敏感目标及地下水环境敏感目标见表 2.6-1~表 2.6-2。

7.3 环境风险识别

7.3.1 危险物质风险识别

本项目涉及的主要风险物质分布情况见表 7.3-1，危险特性见表 7.3-2~7.3-5。

表 7.3-1 风险物质危险特性和分布一览表

序号	危险物质名称	危险特性	分布
1	柴油	可燃液体	井场油罐区
2	原油	可燃液体	集输管线
3	天然气（甲烷）	易燃气体	集输管线
4	硫化氢	有毒气体，易燃气体	集输管线

①柴油

表 7.3-2 柴油理化性质和危险特性

标识	中文名：柴油	英文名：diesel oil	
	分子式：C ₄ H ₁₀₀ -C ₁₂ H ₂₆	分子量：148-170	UN 编号：12-2
	危规号：--	危险标记：可燃液体	CAS 号：--
理化性质	性状：有色透明液体		
	熔点（℃）：无资料	溶解性：不溶于水，溶于醇等溶剂	
	沸点（℃）：180-360	饱和蒸汽压（kPa）：--	
	临界温度（℃）：/	相对密度（水=1）：0.70~0.75	
	临界压力（MPa）：--	相对密度（空气=1）：1.59~4	
燃烧爆炸危险	燃烧性：可燃	燃烧分解产物：一氧化碳、二氧化碳	
	闪点（℃）：45-90	燃烧热（kJ/L）：30000-46000	
	爆炸极限（V%）：0.6-6.5	稳定性：常温常压下稳定	聚合危害：/
性	引燃温度（℃）：75-120	禁忌物：强氧化剂	
危险特性	<p>其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热可引起燃烧爆炸。</p> <p>与氧化剂可发生反应。流速过快，容易产生和积聚静电。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。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。</p> <p>灭火方法：消防人员须佩戴防毒面具、穿全身消防服，在上风向灭火。灭火剂：用雾状水、泡沫、干粉、二氧化碳、砂土灭火。</p>		
标准	车间卫生标准：中国 MAC（mg/m ³ ）：2；短时解除容许浓度限值（mg/m ³ ）：--		
毒性	<p>Ld50：>5000mg/kg（大鼠经口）；LC50：>5000mg/m³/4h（大鼠吸入），刺激性：家兔经皮：500mg，眼中刺激。</p>		

对人体危害	急性中毒：吸入高浓度煤油蒸气，常先有兴奋，后转入抑制，表现为乏力、头痛、酩酊感、神志恍惚、肌肉震颤、共济运动失调；严重者出现定向力障碍、谵妄、意识模糊等；蒸气可引起眼及呼吸道刺激症状，重者出现化学性肺炎。吸入液态煤油可引起吸入性肺炎，严重时可发生肺水肿。摄入引起口腔、咽喉和胃肠道刺激症状，可出现与吸入中毒相同的中枢神经系统症状。慢性影响：神经衰弱综合征为主要表现，还有眼及呼吸道刺激症状，接触性皮炎，皮肤干燥等。
急救	皮肤接触：立即脱去所有被污染的衣物，包括鞋类。用流动清水冲洗皮肤和头发（可用肥皂）。如果出现刺激症状，就医。眼睛接触：立即用流动、清洁水冲洗至少15分钟。如果疼痛持续或复发，就医。眼睛受伤后，应由专业人员取出隐形眼镜。吸入：如果吸入本品气体或其燃烧产物，脱离污染区。把病人放卧位，保暖并使其安静。开始急救前，首先取出假牙等，防治阻塞气道。如果呼吸停止，立即进行人工呼吸，用活瓣气囊面罩通气或有效的袖珍面具可能效果更佳。呼吸心跳停止，立即进行心肺复苏术。送医院或寻求医生帮助。食入：禁止催吐。如果发生呕吐，让病人前倾或左侧位躺下（头部保持低位），保持呼吸道通畅，防止吸入呕吐物。仔细观察病情。禁止给有嗜睡症状或知觉降低，即正在失去知觉的病人服用液体。意识清醒者可用水漱口，然后尽量多喝水。寻求医生或医疗机构的帮助。
防护	工程控制：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。建议操作人员佩戴自吸过滤式防毒面具（半面罩），代化学安全防护眼镜，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。防止蒸汽泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。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。
泄漏处理	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，穿防静电工作服。尽可能切断泄漏源。防止流入下水道、排洪沟等限制性空间。小量泄漏：用砂石或其它不燃材料吸附或吸收。也可以在保证安全情况下，就地焚烧。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用泵转移至槽车或专用收集器内，回收或运至废物处理场所处置。
贮运	储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。炎热季节库温不得超过 25℃。应与氧化剂、食用化学品分开存放，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设备和合适的收容材料。

②原油

原油理化性质及危险危害特性详见表 7.3-3。

表 7.3-3 原油理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	原油
	化学品英文名称	Grudloil

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

	<p>蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。在清除液体和蒸气前不能进行焊接、切割等作业。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材和泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。</p> <p>储存注意事项：储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过30℃，保持容器密封。应与氧化剂分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设备。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。</p>			
接触控制/个体防护	<p>工程控制：工作现场严禁吸烟，避免长期反复接触，进入罐、限制性空间或其他区作业，须有人监护。</p> <p>呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。</p> <p>眼睛防护：一般不需要特殊防护，但建议在特殊情况下，戴化学安全防护眼镜。</p> <p>身体防护：穿防静电工作服。【工程控制】：生产过程密闭，加强通风。提供安全淋浴和洗眼设备。</p> <p>手防护：戴一般作业防护手套。</p> <p>其他防护：工作现场禁止吸烟、进食和饮水。工作完毕，淋浴更衣。</p>			
理化特性	外观与性状	黑色的可燃性黏稠液体	蒸气压	无资料
	沸点	自常温至500℃以上	闪点	-6~155℃
	熔点	-60℃	溶解性	不溶于水，溶于苯、乙醚、三氯甲烷、四氯化碳等有机溶剂
	密度	相对密度（水=1） 0.7365-1.0724g/cm ³	稳定性	稳定
	爆炸极限	1.1%~8.7%（V%）	自燃温度	280℃~380℃
稳定性和反应活性	<p>稳定性：稳定。</p> <p>禁配物：氧化剂。</p> <p>避免接触的条件：高热，火源和不相容物质。</p> <p>聚合危害：不聚合。</p> <p>分解产物：一氧化碳、二氧化碳、氮氧化物、硫氧化物等有毒烟雾。</p>			
毒理学资料	<p>有毒。原油中芳香烃以及杂原子化合物具有一定的毒性。</p> <p>LD50：> 4300mg/kg（大鼠经口）</p> <p>LC50：无资料</p>			
生态学资料	<p>生态毒理毒性：原油中的芳香族化合物以及杂原子具有一定的毒性。</p> <p>生物降解性：自然界中的部分厌氧菌，硫化菌以及部分绿色植物能将原油的大部分物质降解。</p> <p>非生物降解性：原油中的沥青质等高分子物质具有很难得生物降解性。</p> <p>生物富集或生物积累性：/。</p> <p>其它有害作用：温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。</p>			

废弃物处置	<p>废弃物性质：危险废物。</p> <p>废弃处置方法：若本产品成为废品，必须由取得许可证的专业工厂进行处理。</p> <p>废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。本产品不可排放与下水道，河流，湖泊，大海等。</p>
运输信息	<p>运输注意事项：环境密封放置，放置热源和日光暴晒，与强氧化剂隔离。</p>
法规信息	<p>《危险化学品安全管理条例》中华人民共和国国务院令第591号（自2011年12月1日起施行），中华人民共和国国务院令第645号修订（自2013年12月7日起施行）、《危险化学品目录（2015版）》（自2015年5月1日起施行）。</p>
其他信息	<p>表格内数据来源于本项目方案提供的物料特性数据、《危险化学品目录（2015版）》和《危险化学品安全技术全书》。</p>

③天然气

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

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

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

毒性：天然气为烃类混合物，属低毒性物质，但长期接触可导致神经衰弱综合症。

A.甲烷

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

其危险性和危害特性见表7.3-4。

表 7.3-4 甲烷的危险性和危害特性

毒性及健康危害	接触限值	中国MAC	未制定标准
		前苏联MAC	300mg/m ³
	侵入途径	吸入	

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

B.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是不同的。其危险性和危害特性见表 7.3-5。

表 7.3-5 硫化氢对人的生理影响及危害

标识	中文名称：硫化氢		英文名称：Hydrogensulfide)	
	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	稳定性	不稳定	避免条件	

数据		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/m ³ , 4小时	
急救措施	<p>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。</p> <p>食入：饮水，禁止催吐。如有不适感，就医。</p> <p>眼睛接触：立即提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗15分钟，立即就医。眼睛受伤后，应由专业人员取出隐形眼镜。</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：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。误服含硫酸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：硫化氢是一种神经毒剂。亦为窒息性和刺激性气体。其毒作用的主要靶器是中枢神经系统和呼吸系统，亦可伴有心脏等多器官损害，对毒作用最敏感的组织是脑和黏膜接触部位。</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，浓度相对较低时粘膜刺激作用明显。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：用砂土或其它不燃材料吸收。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</p>						

	沫覆盖，减少蒸发。喷水雾能减少蒸发，但不能降低泄漏物在受限制空间内的易燃性。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。			
	工程控制	生产过程密闭，全面通风。提供安全淋浴和洗眼设备。		
	呼吸系统防护	空气中浓度超标时，佩戴过滤式防毒面具（半面罩）	身体防护	穿防静电工作服
	手防护	戴橡胶耐油手套	眼防护	戴安全防护眼镜
	其他	工作现场严禁吸烟。工作完毕，淋浴更衣。注意个人卫生。		

7.3.2 生产系统风险识别

(1) 井场

①井喷

在钻井过程中，钻井过程中遇到地下油、水层时，油或水窜进井内的钻井液里，加快了钻井液流动和循环的速度。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。据统计，国内油田钻井作业发生井喷的概率小于 0.2%。多数井喷事故的发生属责任事故，由操作者起钻时不注意或不按规定注钻井液等造成。

②井漏

钻井施工表层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。

③井场储罐区

本项目施工期间每个井场设 1 个 50m³ 临时柴油罐，用于储存施工用柴油。风险主要为储油罐、管道、柴油罐设备穿孔、破裂，导致原油、柴油、原油伴生气泄漏进而可能引发的火灾、爆炸事故，导致环境污染。

(2) 站场

本项目新建 HA16-H22 阀组、HA602-H11 阀组站、HA602-H2 阀组站、RP8-H8 阀组站 4 座；扩建 RP3 阀组、RP7-H4 阀组 2 座。新建阀组因设备本身设计、管材制造、施工、操作运行和管理等各环节都可能存在着缺陷和失误，所有这些因

素都可能导致事故的发生。发生的事故主要为阀组或者管线破裂造成的原油、伴生气泄漏,对周围环境造成直接污染,而且泄漏的油气遇到明火还可能发生火灾、爆炸事故。

(3) 集输系统

油井采出液通过单井管线输送至现有集输干线,最终输至依托转油站/联合站。集输管线采用埋地敷设方式。原油集输过程中常见的事故有集油管线因腐蚀穿孔而造成原油泄漏;冬季运行时管线因保温性能差等原因发生冻堵、管线破裂;人为破坏导致管道泄漏。发生的事故主要为管线破裂造成的原油泄漏,直接污染周围土壤,还可能对区域地下水造成污染。

7.3.3 环境风险类型及危害分析

根据工程分析,本项目可能造成环境危害的风险事故主要包括井喷、井漏、油气泄漏以及油气泄漏后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等,具体危害和环境影响可见表 7.3-6 及表 7.3-7。

表 7.3-6 各功能单元潜在的危害性分析

功能单元		主要事故类型	产生原因
钻采井场	钻(完)井	井喷和井喷失控	钻井进入油气层后,因各种原因使井底压力不能平衡地层压力时而造成井喷和井喷失控事故。
		火灾、爆炸	井喷引发的火灾爆炸;钻井井场存放的柴油等油料发生泄漏引起火灾爆炸危险事故。
		井漏	钻井施工表层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
	采油及井下作业	原油及含油废水泄漏	采油作业中采油装置泄漏(如阀门盘根、法兰、阀体与前后阀盖连接处等)
		火灾、爆炸	泄漏的油气遇明火导致火灾爆炸事故
贮存、集输系统		泄漏	因管道本身设计、管材制造、施工、操作运行和管理的各环节存在的缺陷和失误或者因为各种自然灾害而导致的管线破裂。
			井场临时柴油储罐发生泄漏,导致原油泄漏
		火灾、爆炸	因管道、柴油储罐本身设计、管材制造、施工、操作运行和管理的各环节存在的缺陷和失误,导致原油/柴油泄漏,泄漏原油/柴油本身或其中的轻组分挥发在空气中形成的爆炸性气体,遇火源会发生火灾、爆炸事故。

表 7.3-7 危险物质向环境转移的途径识别

影响时	事故	来源	危险物质	影响环境的途径	影响环境的
-----	----	----	------	---------	-------

段	类型				途径
施工期	井喷	钻井过程	原油、天然气、H ₂ S	①井喷时，油气泄漏后直接进入大气环境或挥发进入大气环境，遇火易引发爆炸； ②原油泄漏进入地表，阻塞土壤孔隙，使土壤板结，降低通透性，不利于植物生长； ③油气中的天然气、H ₂ S扩散至环境空气中，可能引发天然气、硫化氢中毒事件，	大气、土壤、地下
	井漏	钻井过程	钻井液等	钻井液等沿裂缝漏失进入地下水层，污染地下水水质	地下水
	火灾爆炸	钻井过程	伴生气及次生污染物CO 等	井喷产生的有害气体遇明火发生火灾或爆炸，污染大气，同时破坏周围地表植被	大气
	泄漏	柴油储罐	柴油	柴油泄漏，通过垂直入渗或地面漫流的方式进入环境，对土壤环境、地下水环境造成污染。	土壤、地下水
	火灾爆炸		伴生气及次生污染物 CO 等	储罐内油气发生泄漏，遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生CO引发周围人员CO中毒事件	大气
运营期	泄漏	集输管线、站场	原油、天然气、H ₂ S	集输管线发生泄漏，油气中天然气泄、硫化氢气体扩散至环境空气中，可能引发员工天然气、硫化氢中毒事件，油类物质会污染土壤甚至地下水；	大气、土壤、地下水
	火灾爆炸		伴生气及次生污染物CO 等	油品及天然气泄漏后，遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件	大气

7.4 环境风险分析

7.4.1 井喷事故影响分析

在钻井和井下作业时都有可能发生井喷，井喷时的油气流可高达数十米，喷出气体可达几万到几十万立方米，原油可达数百至上千吨，极易发生火灾，造成灾难性的后果。井喷时最容易受到污染的是大气环境、土壤以及生态环境。

(1) 对大气环境及人群监控的影响

井喷时喷出大量气体，可使短时间内使局部大气环境中的轻烃含量激增，根据类比调查，井喷的影响范围可达到下风向 4-5km，地面总烃的最大浓度可达到 1300mg/Nm³，短时间内严重破坏了局部地区空气质量，另外本项目为油气

含油硫化氢，一旦发生井喷，可能会造成硫化氢中毒事件，作业人员应戴上防护用具，进入紧急状态，立即实施应急方案，并组织附近人员进行疏散。由于井喷具有突发性、意外性和短暂性的特点，井喷会造成短期局部大气环境中污染物超标，但不会对整个评价区的大气环境质量造成长久的明显的恶化。本项目距离村庄较近，发生井喷事故应及时通知村民，进行应急疏散；项目区所在区域地势平坦，扩散条件较好，发生事故后，在落实以上应急措施后井喷对人员的伤害有限。

（2）对土壤、地下水的影响

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

（3）对植被的影响

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，本项目部分井周边存在农田、林地等生态系统，大量原油泄漏可对井场周边的农田、林地等产生影响。大量油、水喷溅到植物上或散落到土壤中，就会影响植物的光合作用，并通过根系吸收，同时石油类将在植物体内富集，影响其品质，使其生产力下降，严重时会导致植物死亡。对造成农田减产的，应按规定进行赔偿。另外井喷时极易发生火灾，一旦发生火灾，一旦发生火灾应及时采取相应的措施，应立即阻断引火源，并组织灭火，减少对农田、林地等生态系统的影响。

7.4.2 井漏事故影响分析

井漏事故主要为钻井过程中钻井液漏失和运营期油水窜层。

井漏事故对地下水的污染是钻井液或者采出液漏失于地下水含水层中，由于钻井液中含 Ca、Na 等离子，且 pH、盐分都很多，采出液中含石油类，均会造成地下含水层水质污染。

本项目采用多层套管，表层套管完全封闭各含水层，固井水泥均上返地面，这样，在各含水层与井筒间形成多层套管、水泥环的保护措施，将事故风险降

低到最低。

7.4.3 柴油储罐泄漏影响分析

(1) 对大气环境的影响分析

本项目钻井期井场设置临时柴油罐，柴油储罐发生泄漏后，若得不到及时处理，所泄漏的柴油会挥发轻烃组分，若遇明火，引发的火灾事故可在短时间内产生大量不完全燃烧烟气。项目钻井井场柴油的最大储量为 42.5t，储量较小，火灾或爆炸产生的 CO 浓度较低，且持续时间较短；类比同类风险事故，泄漏后的火灾爆炸事故造成的伴生/次生污染物不会对下风向敏感点造成明显影响。

(2) 对土壤的环境影响分析

柴油泄漏进入土壤可使土壤肥力下降从而抑制植物的生长，并有可能危害人体健康。

(3) 对地下水环境影响分析

柴油泄漏通过土壤渗透影响浅层地下水，在地下水位埋深较浅的区域可能通过土壤渗透到地下水环境。在油田开发过程中，应加强管道管理，防止泄漏事故发生。

7.4.4 集输管线发生泄漏环境影响分析

本项目新建单井集输管线及集油干线均搭接至现有集输管线，不涉及穿越地表水体，在保证落地油、污染土壤及时回收处理前提下，预计不会对地表水体产生明显影响。

(1) 对大气环境影响分析

在管道压力下，加压集输油品泄漏时，油品从裂口流出后遇明火燃烧，发生火灾爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件。采出液中硫化氢气体扩散至环境空气中，硫化氢可通过吸入、食入、经皮吸收等方式误入体内，对中枢神经系统有麻醉作用。轻度中毒症状有头晕、头痛、恶心、呕吐、步态不稳、共济失调。高浓度吸入出现中毒性脑病。极高浓度吸入引起意识突然丧失、反射性呼吸停止，进而可能引发员工硫化氢中毒事件。一旦管道发生泄漏事故，井场内设置有流量控制仪及压力变送器，当检测到压力降速率超 0.15MPa/min 时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。由于井场及管道主要位于灌木林，如果仅仅是油气泄漏对大气环境影响较小，但如果出

现不完全燃烧，则会产生一定量的一氧化碳，污染大气环境。

(2) 对地下水的环境影响分析

本项目运营期在正常情况下对地下水无影响，只有在发生事故时才有可能影响到地下水。本项目环境风险最大可信事故为集输管线泄漏事故。集输管道发生事故时，漏油能否对地下水环境产生影响，取决于油在土壤中的迁移转化、地面污染程度以及泄漏点的地质构造。

发生泄漏事故后，若及时维修处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。故在正常工况下，加强检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，及时维修，并将受污染的土壤全部集中收集，交由有资质的单位进行处理，污染物从源头和末端均得到控制，阻断了污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。

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

本项目评价区土壤类型主要为盐土、风沙土，因此区域土壤对石油类物质的截留作用是非常显著的，石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在 20cm 表层土壤中。因此，即使发生集输管线泄漏事故，做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，不会对地下水体环境质量产生大的影响。

(3) 对土壤环境影响分析

集输管线泄漏的原油覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生

变化，使土壤肥力下降从而抑制植物的生长，并有可能危害人体健康。

运营期管线破裂，将能回收的原油回收，送联合站处理，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。发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围土壤环境产生明显影响。

7.5 环境风险管理措施与对策建议

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

对于重大或不可接受的风险（主要是物料严重泄漏、火灾爆炸造成重大人员伤亡等），制定应急响应方案，建立应急反应体系，当事故一旦发生时可迅速加以控制，使危害和损失降低到尽可能低的程度。定期按照应急预案内容进行应急演练，应急物资配备齐全，出现风险事故时能够及时应对。塔里木油田分公司东河采油气管理区制定有《塔里木油田分公司东河油气开发部哈拉哈塘片区突发环境事件应急预案》并进行了备案（备案编号 652924-2023-003-L），本评价建议将本次建设内容纳入塔里木油田分公司东河采油气管理区现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

7.5.1 钻井、井下作业事故风险预防措施

（1）设计、生产中采取有效预防措施，严格遵守钻井、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）抓好井场建设，根据气候特点，做好井场的防护规划，钻井泥浆、岩屑一同进入不落地处理系统处理，处理后的液相全部回用于配备钻井液，不外排。待钻井工程结束后由供应商回收或带至下一个钻井井场继续使用。处理后的岩屑满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）等国家及有关部门、地方相关标准和生态环境保护要求的后，方可综合利用。

（3）使用的泥浆参数必须符合钻井地质技术的规定要求。

（4）在钻开油气层前必须加重泥浆的密度，使泥浆的液柱压力大于地层压力约 3MPa~5MPa，井场的重泥浆储备量必须为井筒容积的 1.5~2 倍，并且还

应储备足够量的泥浆加重剂。

(5) 井控操作实行持证上岗，各岗位的钻井人员有明确的分工，并且应经过井控专业培训。在油气层中钻进，每班进行一次防喷操作演习。

(6) 井场设置明显的禁止烟火标志；井场钻井设备及电器设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求，井场安装探照灯，以备井喷时钻台照明。

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

(8) 每一次井下作业施工前，必须对高压汇管进行试压，试压压力大于施工压力 5MPa，施工后必须探伤，更换不符合要求的汇管。

(9) 钻井井位的确定尽可能避开冲蚀沟、河床等洪水危险性大的区域。

7.5.2 井喷事故的风险防范措施

防止井喷的主要措施是安装防喷器和井控装置，同时采用随时调整泥浆密度，修井采用清水循环压井等技术，以最大限度地降低井喷事故的发生。

(1) 在钻井泥浆循环时，如果泥浆液面快速上升，应立即停泵，在阻流管线打开的情况下立即关井，然后慢慢关闭阻流器。如发现泥浆罐液面在慢速上升，且在一次起下钻之后发生溢流时，应采用旋转头和橡胶阻流器继续钻进，防止井喷发生。

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

(3) 起下钻时，当发现井内液体流出，而钻杆在井内时，应立即接上回压阀或管内防喷器并关井。若发现流体流出而钻铤正位于防喷器处时，立即接上回压阀或管内防喷器，用多效万能防喷器关井；在突然发生井内液体大量流出的情况下，应将井内钻具下过钻铤，在钻杆处关闭全密封闸板。如果不下过钻铤，则可用万能防喷器关井。当钻头从井眼中起出后发现井内液体流出时，要立即关闭全封闭闸板。

(4) 作业班应按钻进、起下钻杆、起下钻铤和空井发生溢流四种工况，按“逢五逢十”防喷演习制度进行防喷演习。作业班每月不少于一次不同工况的防喷演

习。二开前应进行四种工况的防喷演习。换班人员应在第一次下钻作业中进行四种工况的防喷演习，演习不合格不得进行下步作业。

(5) 每一次井下作业施工前，必须对高压汇管进行试压，试压压力大于施工压力，施工后必须探伤，更换不符合要求的汇管。

7.5.3 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《含硫油气田硫化氢监测与人身安全防护规程》(SY6277-2005)和《含硫化氢的油气生产和天然气处理装置作业的推荐作法》(SY/T6137-2005)要求进行。

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

②作业人员在检修和抢险作业时应携硫化氢监测仪和正压式空气呼吸器。

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

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

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

(2) 预防措施

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

①在钻井作业期间，比如放喷、拆卸井口设备和起下管柱、循环钻井液等，应采取特别预防措施，以避免残存其中的硫化氢释放出来造成危害。

②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。

③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。

④当人员在达到硫化氢危险临界浓度[$150\text{mg}/\text{m}^3$ (100ppm)]的大气环境中执行任务时，应有接受过救护技术培训的值班救护人员，同时应具备有必要的救护设备，包括适用的呼吸器具。

7.5.4 窜层污染事故的防范措施

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

7.5.5 井场、站场风险防范措施

(1) 井场、站场设置明显的禁止烟火标志；井场钻井设备及电器设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求；井场、站场内所有设备、管线均应做好防雷、防静电接地；井场安装探照灯，以备井喷时钻台照明。

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

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

(4) 储罐设置在井场主导风向下风向，并与井口距离不得小于 50m。

(5) 在可能发生原油泄漏或油气积聚的场所应按照规定设置可燃气体浓度检测报警装置，以便及时发现事故隐患。

(6) 在柴油储罐区铺设防渗膜并设置 20cm 的围堰，当发生储罐泄漏的情况时，及时处理，对泄漏的柴油收集后判断能否利用，对不能利用的柴油委托有资质单位进行处理。

7.5.6 管线事故风险预防措施

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

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

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

(4) 加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

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

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

(7) 定期对管线进行巡视，加强管线和警示标志的管理工作。

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

(9) 加强对集输管线沿线重点敏感地段的环保管理，定期进行环境监测。

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

7.5.7 危险废物运输事故风险防范措施

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

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

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

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

(5) 加强各类储罐的日常管理及安全检查，要严格按章操作，废水、废液及生活污水装车、卸车时，加强管理，避免跑冒滴漏现象，防止发生泄漏等安全事故。

(6) 运输时提高拉运人员技术素质、加强责任心，严禁废水随意倾倒，贯

彻安全驾驶机动车辆的行为规定，严格遵守交通法规，防止发生运输车辆事故。

(7) 行车途中应勤检查，若有泄漏，应查找泄漏点，采取相应的应急措施，防止液体继续泄漏，受到污染的土壤要全部回收，委托具有相应危险废物处置资质单位进行处置。

7.5.8 重视和加强管理

除采取上述安全预防措施外，还应通过提高人员素质，加强责任心教育，完善有关操作条例等方法来防止人为因素引发的事故。

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

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

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

(4) 本项目实施后，将本项目相关工程纳入东河采油气管理区环境风险应急预案中。

7.5.9 现有环境风险防范措施的有效性分析及环境风险应急预案

哈拉哈塘油田范围隶属于塔里木油田分公司东河采油气管理区管理，塔里木油田分公司东河采油气管理区制定有《塔里木油田分公司东河油气开发部哈拉哈塘片区突发环境事件应急预案》并进行了备案（备案编号 652924-2023-003-L）。哈拉哈塘油田采取了有效的环境风险防范和应急措施，建立了应急管理体系，定期开展了应急培训和应急演练，具备处置突发环境事件的能力，应急物资储备充足，应急保障措施基本完善。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。

本评价建议将建设内容纳入塔里木油田分公司东河采油气管理区现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。

7.5.10 环境风险应急处置措施

7.5.10.1 井喷失控事故应急措施

(1) 伴有硫化氢、甲烷等有毒有害气体逸散时：

①应迅速封闭事故现场，抢救现场窒息人员，发出硫化氢、甲烷报警信号，进行交通管制，禁止外人进入现场，控制事态发展；

②监测有毒有害气体浓度，根据现场风向，协同当地政府疏散现场及周边无关人员；

③现场人员生命受到威胁、井口失控、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令；

④条件允许时，迅速组织应急救援队伍抢装井口和实施压井作业。

(2) 引发火灾、爆炸时：

①现场发生火灾、爆炸，应立即阻断引火源，并组织灭火；

②条件允许时，迅速组织抢装井口和压井作业；

③井场四周设置围堤，防止喷出物污染环境；

④依据井喷事件程度确定警戒范围，撤离无关人员。

(3) 遇险人员应急撤离条件：

①井喷失控后，经采取措施无效，危及设施及人员生命安全或引起重大火灾无法控制时；

②空气中硫化氢、甲烷浓度较高，且无法有效控制时；

③由于各种原因（如油气泄漏）导致设施发生火灾，经采取措施无效，危及设施及人员生命安全时；

④由于各种原因导致设施发生爆炸，危及整个设施和人员生命安全时。

7.5.10.2 泄漏的应急措施

(1) 井场泄漏处置

1) 伴有硫化氢、甲烷等有害气体逸散时：

①应迅速封闭事故现场，抢救现场窒息人员，发出硫化氢、甲烷报警信号，进行交通管制，禁止外人进入现场，控制事态发展；

②监测有害气体浓度，根据现场风向，协调当地政府部门疏散现场及周边无关人员；

③现场人员生命受到威胁、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令。

2) 引发火灾、爆炸时：

①现场发生火灾、爆炸，应立即阻断引火源，并组织灭火；

②确定警戒范围，撤离无关人员。

（2）站场泄漏处置

1) 站场设备泄漏：

①若站场设备出现泄漏，确定泄漏源的位置；

②关断泄漏处两端阀门或关停设备，对泄漏处进行紧急堵漏处理；

③对于泄漏的原油进行有效防护或转移到安全处，防止发生火灾、爆炸事故；

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

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

⑥如果少量泄漏，采取用沙石填埋、泡沫覆盖的方式处理，杜绝泄漏物流入雨排管网；如果量大，则用工具进行收集；

⑦确定是否已有泄漏物质进入大气、附近水体、下水道等场所；

⑧事件发生后，应急监测小组对周围大气污染物浓度进行监测，及时、准确地确定超标的项目及超标量，立即向应急指挥中心汇报监测结果。

2) 伴有硫化氢、甲烷等有毒有害气体逸散时：

①应迅速封闭事故现场，抢救现场窒息人员，发出硫化氢、甲烷报警信号，进行交通管制，禁止外人进入现场，控制事态发展；

②监测有害气体浓度，根据现场风向，协同当地政府部门疏散现场及周边无关人员；

③现场人员生命受到威胁、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令。

3) 引发火灾、爆炸时：

①现场发生火灾、爆炸，应立即阻断引火源，并组织灭火；

②确定警戒范围，撤离无关人员。

（3）管道泄漏处置

1) 输油管道破裂泄漏时:

①如出现人员伤亡, 在确保安全前提下先组织力量抢救受伤人员;

②切断管道泄漏源, 封闭事件现场和危险区域, 周边设置警示标识, 同时组织人员切断周边着火源, 防止事态扩大和引发次生事故;

③配合地方政府有关部门设置警戒线, 划定安全区域, 组织撤离、疏散周边居民、群众;

④组织输油管道泄漏的围控、处置;

⑤原油管道泄漏原油回收并妥善处理;

⑥对污染现场进行清理, 并确保达到环境保护要求。

2) 油气管道泄漏引发火灾、爆炸时:

①立即切断泄漏源, 封闭泄漏现场;

②组织专业医疗救护小组抢救现场受伤人员;

③组织现场消防力量进行灭火;

④组织力量对泄漏管道进行封堵、抢修;

⑤对污染物进行隔离, 并组织清理;

⑥采取隔离、警戒和疏散措施, 避免无关人员进入事发区域, 并合理布置消防和救援力量;

⑦当重点要害部位存在有毒有害气体泄漏时, 应进行有毒有害气体监测;

⑧迅速将受伤、中毒人员送医院抢救, 并根据需要配备医疗救护人员、治疗药物和器材;

⑨当重点要害部位可燃物料存量较多时, 尽量采取工艺处理措施, 转移可燃物料, 切断危险区与外界装置、设施的连通, 组织专家组和相关技术人员制定方案;

⑩火灾扑救过程中, 专家组应根据危险区的危害因素和火灾发展趋势进行动态评估, 及时提出灭火指导意见;

⑪灭火完毕后, 立即清理火灾现场, 组织力量对泄漏点封堵抢险。

7.5.10.3 火灾应急处置措施

(1) 立即阻断火源, 并组织灭火;

(2) 确定警戒范围, 撤离无关人员。

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

(4) 灭火完毕后，立即清理火灾现场。

7.5.10.4 危险废物泄漏造成的环境突发事件应急处置

本工程涉及的危险废物主要为油泥砂等，委托有危废处置资质单位进行及时清运，泄漏事故率较低。井场、站场人员对危险废物存放点进行巡查，每班 1~2 次，当发现危险废物泄漏时应通知站场负责人，按以下方法进行处置：

(1) 消除火源；

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

(3) 应急处理人员戴好防护口罩；

(4) 作业时使用的所有设备应接地，禁止接触或跨越泄漏物，尽可能切断泄漏源。防止泄漏物进入水体、下水道、地下室或密闭性空间；

小量泄漏：用砂土或其它无火花工具收集吸收材料。

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

7.6 风险评价结论

本项目所涉及的危险物质包括柴油、原油、天然气（甲烷）、 H_2S ，柴油分布于施工期井场油罐区，原油、天然气（甲烷）、 H_2S 主要分布于新建的集输管线，可能发生的风险事故包括柴油储罐泄漏、井喷、井漏、集输管线泄漏。柴油储罐泄漏、井喷、集输管线泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。本项目在钻井和井下作业时应落实各项井场制度，降低井喷井漏发生概率，本项目距离村庄较近，发生井喷事故应及时通知村民，进行应急疏散；项目区所在区域地势平坦，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时采取措施、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。因此，发生事故后，在严格落实本工程提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生

明显影响；哈拉哈塘油田范围隶属于塔里木油田分公司东河采油气管理区管理，东河采油气管理区已制定了风险应急预案，将事故发生概率减少到最低，减小事故造成的损失，在可接受范围之内。

本项目环境风险简单分析内容表见表 7.6-1。

表 7.6-1 环境风险简单分析内容表

建设项目名称	2024年度哈拉哈塘油田产能建设实施方案			
建设地点	库车市、沙雅县			
地理坐标	经度	83°10'53.032"	纬度	41°11'11.410"
主要危险物质及分布	主要危险物质：柴油、原油、天然气（甲烷）、H ₂ S，柴油分布于施工期井场油罐区，原油、天然气（甲烷）、H ₂ S主要分布于新建的集输管线。			
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	可能发生的风险事故包括柴油储罐泄漏、井喷、井漏、集输管线泄漏。柴油储罐泄漏、井喷、集输管线泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。			
风险防范措施要求	<ol style="list-style-type: none"> 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。 5.设置可燃气体检测报警仪、硫化氢检测报警仪等防范设施。详见 7.5 节 			
<p>结论：本项目所涉及的危险物质包括柴油、原油、天然气（甲烷）、H₂S，柴油分布于施工期井场油罐区，原油、天然气（甲烷）、H₂S主要分布于新建的集输管线，可能发生的风险事故包括柴油储罐泄漏、井喷、井漏、集输管线泄漏。柴油储罐泄漏、井喷、集输管线泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。本项目在钻井和井下作业时应落实各项井场制度，降低井喷井漏发生概率，本项目距离村庄较近，发生井喷事故应及时通知村民，进行应急疏散；项目区所在区域地势平坦，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时采取措施、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。因此，发生事故后，在严格落实本工程提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；哈拉哈塘油田范围隶属于塔里木油田分公司东河采油气管理区管理，东河采油气管理区已制定了风险应急预案，将事故发生概率减少到最低，减小事故造成的损失，在可接受范围之内。</p>				

8.碳排放影响评价

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。

8.1 碳排放分析

8.1.1 碳排放影响因素分析

8.1.1.1 碳排放源分析

根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，石油天然气开采企业碳排放源主要包括：燃料燃烧 CO₂ 排放、火炬燃烧排放、工艺放空排放、CH₄ 逃逸排放、CH₄ 回收利用量、CO₂ 回收利用量、净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放。

（1）燃料燃烧 CO₂ 排放

主要指石油天然气生产各个业务环节化石燃料用于动力或热力供应的燃烧过程产生的 CO₂ 排放。

拟建项目运营期井场采用电磁加热，无需核算该部分产生的 CO₂ 排放量。

（2）火炬燃烧排放

出于安全等目的，石油天然气生产企业通常将各生产活动产生的可燃废气集中到一至数只火炬系统中进行排放前的燃烧处理。火炬燃烧除了 CO₂ 排放外，还可能产生少量的 CH₄ 排放，石油天然气生产的火炬系统需同时核算 CO₂ 和 CH₄ 排放。

拟建工程井场测试放喷过程中产生的天然气通过井场临时火炬点燃，需核算该部分产生的 CO₂ 和 CH₄ 排放量。

（3）工艺放空排放

主要指石油天然气生产各业务环节通过工艺装置泄放口或安全阀门有意释放到大气中的 CH₄ 或 CO₂ 气体，如驱动气动装置运转的天然气排放、泄压

排放、设备吹扫排放、工艺过程尾气排放、储罐溶解气排放等。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。

拟建工程主要为井场、阀组站建设内容，不涉及转油站或联合站，不再核算该部分 CH₄ 或 CO₂ 气体排放量。

（4）CH₄ 逃逸排放

主要是指石油天然气生产各业务环节由于设备泄漏产生的无组织 CH₄ 排放，如阀门、法兰、泵轮密封、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。

拟建项目井场、阀组站的法兰、阀门等处产生的无组织废气中涉及甲烷排放，需核算该部分气体排放量。

（5）CH₄ 回收利用量

主要指企业通过节能减排技术回收工艺放空废气流中携带的 CH₄ 从而免于排放到大气中的那部分 CH₄。CH₄ 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。

拟建项目未实施甲烷回收利用。

（6）CO₂ 回收利用量

主要指企业回收燃料燃烧或工艺放空过程产生的 CO₂ 作为生产原料或外供产品从而免于排放到大气中的那部分 CO₂。CO₂ 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。因缺乏适当的核算方法暂不考虑 CO₂ 地质埋存或驱油的减排问题。

拟建项目实施后未回收燃料燃烧或工艺放空过程中产生的 CO₂，因此该部分回收利用量均为 0。

（7）净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放量

该部分排放实际上发生在生产这些电力或热力的企业，但由报告主体的消费活动引起，依照约定也计入报告主体名下。

拟建工程实施后，需消耗电量，不涉及蒸汽用量。

8.1.1.2 二氧化碳产排节点

拟建工程生产工艺流程中涉及二氧化碳的产排节点表 8.1-1 所示。

表 8.1-1 二氧化碳产排污节点汇总一览表

序号	类别	产污环节	碳排放因子	排放形式
1	火炬燃烧排放	各井场测试放喷期间火炬燃烧	CO ₂ 和 CH ₄	有组织
2	CH ₄ 逃逸排放	井场法兰、阀门等处逸散的废气	CH ₄	无组织
3	净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放量	电力隐含排放	CO ₂	--

8.1.2 碳排放量核算

8.1.2.1 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 8.1-2 所示。

表 8.1-2 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	2024 年度哈拉哈塘油田产能建设实施方案	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) 火炬燃烧排放 (2) CH ₄ 逃逸排放 (3) 净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放量

8.1.2.2 碳排放量核算过程

拟建项目涉及火炬燃烧排放、CH₄ 逃逸排放、净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放量。具体核算过程如下：

(1) 火炬燃烧排放

石油天然气生产企业火炬燃烧可分为正常工况下的火炬气燃烧及由于事故导致的火炬气燃烧两种，本项目主要核算正常工况下的火炬气燃烧（主要为井场测试放喷阶段的火炬燃烧碳排放量）。另外，考虑到石油天然气生产企业火炬气 CH₄ 含量较高且火炬气燃烧不充分，因此石油天然气生产企业的火炬燃烧排放同时考虑 CO₂ 及 CH₄ 排放。

① 计算公式

a. 火炬燃烧排放计算公式：

$$E_{GHG_火炬} = E_{CO_2_正常火炬} + E_{CO_2_事故火炬} + (E_{CH_4_正常火炬} + E_{CH_4_事故火炬}) \times GWP_{CH_4}$$

式中:

$E_{GHG-火炬}$ -火炬燃烧产生的 CO_2 排放量, 单位为吨 CO_2 ;

$E_{CO_2-正常火炬}$ -正常工况下火炬系统产生的 CO_2 排放, 单位为吨 CO_2 ;

$E_{CO_2-事故火炬}$ -由于事故火炬产生的 CO_2 排放, 单位为吨 CO_2 ;

$E_{CH_4-正常火炬}$ -正常工况下火炬系统产生的 CH_4 排放, 单位为吨 CH_4 ;

$E_{CH_4-事故火炬}$ -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:

$$E_{CO_2-正常火炬} = \sum_i \left[Q_{正常火炬} \times \left(CC_{非CO_2} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{CO_2} \times 19.7 \right) \right]_i$$

$$E_{CH_4-正常火炬} = \sum_i \left[Q_{正常火炬} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17 \right]_i$$

式中:

i -火炬系统序号;

Q 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 ;

$CC_{非CO_2}$ -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;

$$E_{CO_2-事故火炬} = \sum_j GF_{事故,j} \times T_{事故,j} \times \left(CC_{(非CO_2)_j} \times OF \times \frac{44}{12} + V_{(CO_2)_j} \times 19.7 \right)$$

c.

事故工况下火炬气体温室气体排放公式如下:

$$E_{CH_4-事故火炬} = \sum_j \left[GF_{事故,j} \times T_{事故,j} \times V_{CH_4} \times (1 - OF) \times 7.17 \right]_j$$

上式中：

J-事故次数；

GF 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 Nm³/小时；

T 事故,j-报告期内第 j 次事故的持续时间，单位为小时；

CC（非 CO₂）j-第 j 次事故火炬气中除 CO₂ 外其他含碳化合物的总含碳量，单位为吨碳/万 Nm³；

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（CO₂）j-第 j 次事故火炬气中 CO₂ 的体积浓度；

VCH₄-事故火炬气中 CH₄ 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井场试采过程中火炬气排放量。

相关参数如下表。

表 8.1-3 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	37 座井 场	正常工 况	0.18	48	5.96	0.98	0.0296	0.7396

根据表中参数，结合公式计算可知，火炬燃烧排放温室气体量为 3.04 吨 CO₂。

（2）CH₄ 逃逸排放

本项目运营期排放的温室气体主要为原油开采过程中井口装置和接转站逃逸排放的 CH₄。《中国石油和天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》（发改办气候〔2014〕2920 号）中“油气开采业务 CH₄ 逃逸排放”计算公式进行计算：

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

式中： $E_{CH_4\text{-开采逃逸}}$ ——原油开采或天然气开采中所有设施类型（包括原油开采的井口装置、单井储油装置、接转站、联合站及天然气

开采中的井口装置、集气站、计量/配气站、储气站等) 产生的 CH₄ 逃逸排放, 单位为吨 CH₄;

j ——不同的设施类型;

$Num_{oil,j}$ ——原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量, 单位为个;

$EF_{oil,j}$ ——原油开采业务中涉及到的每种设施类型 j 的 CH₄ 逃逸排放因子, 单位为吨 CH₄/ (年·个); 井口装置为 0.23, 阀组站为 0.18;

$Num_{gas,j}$ ——天然气开采业务所涉及的泄漏设施类型数量, 单位为个;

$EF_{gas,j}$ ——天然气开采业务中涉及到的每种设施类型 j 的 CH₄ 逃逸排放因子, 单位为吨 CH₄/ (年·个); 井口装置为 2.5。

本项目工程开采逃逸的 CH₄ 为:

$$E_{CH_4\text{-开采逃逸}} = Num_{oil, \text{油井井口}} \times EF_{oil, \text{油井井口}} + Num_{oil, \text{油井加热炉}} \times EF_{oil, \text{油井加热炉}} \\ + Num_{oil, \text{接转站}} \times EF_{oil, \text{接转站}} + Num_{oil, \text{气井井口}} \times EF_{oil, \text{气井井口}} + Num_{oil, \text{气井加热炉}} \times EF_{oil, \text{气井加热炉}} \\ = 37 \times 0.23 \text{tCH}_4 + 6 \times 0.18 \text{tCH}_4 = 9.59 \text{tCH}_4$$

根据上述公式计算可得本工程开采逃逸的 CH₄ 为 9.59t, 折算成 CO₂ 排放量为 201.39t。

(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:

$E_{CO_2\text{-净电}}$ 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 CO₂ 排放因子, 单位为吨 CO₂/MWh。

b. 净购入热力的 CO₂ 排放计算公式

$$E_{CO_2\text{-净热}} = AD_{\text{热力}} \times EF_{\text{热力}}$$

式中:

$E_{CO_2\text{-净热}}$ 为报告主体净购入热力隐含的 CO₂ 排放量, 单位为吨 CO₂;

$AD_{\text{热力}}$ 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 CO₂ 排放因子, 单位为吨 CO₂/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，使用的电力消耗量约 950MWh，电力排放因子按照西北地区电力排放因子 0.6671 吨 CO₂/MWh。根据前述公式计算可知，核算净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放量为 633.75t。

(4) 碳排放核算结果汇总

根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，化工企业的 CO₂ 排放总量计算公式为：

$$E_{GHG} = E_{CO_2\text{-燃烧}} + E_{GHG\text{-火炬}} + \sum_s (E_{GHG\text{-工艺}} + E_{GHG\text{-逃逸}})_s - R_{CH_4\text{-回收}} \\ \times GWP_{CH_4} - R_{CO_2\text{-回收}} + E_{CO_2\text{-净电}} + E_{CO_2\text{-净热}}$$

式中：

E_{GHG} -温室气体排放总量，单位为吨 CO₂；

$E_{CO_2\text{-燃烧}}$ -核算边界内由于化石燃料燃烧活动产生的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

$E_{GHG\text{-火炬}}$ -企业因火炬燃烧导致的温室气体排放，单位为吨 CO₂ 当量；

$E_{GHG\text{-工艺}}$ -企业各业务类型的工艺放空排放，单位为吨 CO₂ 当量；

$E_{GHG\text{-逃逸}}$ -企业各业务类型的设备逃逸排放，单位为吨 CO₂ 当量；

S -企业涉及的业务类型，包括油气勘探、油气开采、油气处理、油气储运业务；

$R_{CH_4\text{-回收}}$ -企业的 CH₄ 回收利用量，单位为吨 CH₄；

GWP_{CH_4} -CH₄ 相比 CO₂ 的全球变暖潜势值。取值 21；

$R_{CO_2\text{-回收}}$ -企业的 CO₂ 回收利用量，单位为吨 CO₂。

$E_{CO_2\text{-净电}}$ -报告主体净购入电力隐含的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

$E_{CO_2\text{-净热}}$ 为报告主体净购入热力隐含的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂。

按照上述 CO₂ 排放总量计算公式，则拟建项目实施后 CO₂ 排放总量见表 8-1-5 所示。

表 8.1-5 CO₂ 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	火炬燃烧排放	3.04	0.36
	工艺放空排放	0	0
	CH ₄ 逃逸排放	201.39	24.03
	CH ₄ 回收利用量	0	0
	CO ₂ 回收利用量	0	0
	净购入电力、热力隐含的 CO ₂ 排放	633.75	75.61
	合计	838.18	100

由上表 8.1-5 分析可知，拟建项目 CO₂ 总排放量为 838.18 吨。

8.2 减污降碳措施

拟建工程从工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了一系列减污降碳措施，具体如下。

8.2.1 工艺技术减污降碳措施

拟建工程井场开采采用无人值守井场，减少人工干预和经常整定调节参数，实现全自动过程。定期组织人员对井场进行巡检，及时更换存在故障的阀门、法兰等部件，减少无组织泄漏量。同时加强工艺系统的优化管理，减少井场测试放喷作业时间。

8.2.2 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 CO₂ 排放量。具体措施主要有：

(1) 根据项目用电性质、用电容量等选择合理的供电电压和供电方式，有效减少电能损耗。

(2) 选用高功率因数电气设备。采用无功功率补偿，为减少线路损失，设计采用高低压同时补偿的方式，补偿后功率因数达 0.95 以上。低压设置自动无功补偿电容器装置，高压采用高压并联电容器进行功率因数补偿，补偿后使功率因数在装置负荷正常运行时提高，有效减少无功损耗，从而减少电能损耗，实现节能运行。

(3) 选用节能型干式变压器，能效等级为 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。

8.2.3 减污降碳管理措施

项目所在的东河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地规定，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。

8.3 碳排放评价结论及建议

8.3.1 碳排放评价结论

本项目实施后，CO₂总排放量为 838.18 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碳排放，对比同类企业碳排放水平，本项目吨产品 CO₂ 排放强度相对较低。

8.3.2 碳排放建议

(1) 加强企业能源管理，减少甲烷逸散损耗，定期开展能源及碳排放管理培训，提升管理水平；

(2) 积极开展源头控制，优先选择绿色节能工艺、产品和技术，降低化石燃料消费量；

(3) 积极开展碳捕获、利用与封存（CCUS）技术，进一步挖掘和提升减污降碳潜力；

9. 环境管理与监测计划

9.1 环境管理机构

9.1.1 决策机构

本项目的 HSE 管理机构应实行逐级负责制，受中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司 HSE 委员会的直接领导和监督，项目的环保管理机构中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司设安全环保部，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，并协调勘探部门的分工协作工作，包括生态环境建设和保护的宏观管理和决策。

9.1.2 实施与管理机构

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全公司环境保护的监督管理，负责制定相关环境保护规划、制度，下发环境保护相关文件，执行上级集团及公司环境保护重大决策，落实政府环境保护管理部门相关要求。中石油集团下发 HSE 考核体系及指标，对公司及各二级单位进行 HSE 考核。

目前，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司项目管理流程为：项目建设立项从二级单位发起，依次报地面建设处（油气勘探管理部、油气开发管理部）、投资发展部，上报总部审批后实施；安全环保项目由安全环保部审查后，报投资发展部，上报总部审批；项目经总部批准后，下发投资发展部，依次下发地面建设处建设，竣工后，由东河采油气管理区负责运行。

地面工程项目由地面建设处外委设计院设计、勘探研究院负责油藏、地质等方面的研究、设计，工程技术研究院负责钻井方案的设计。相关设计包含环境保护工程的设计。

项目建设由地面建设处组织实施，负责组织开展环评，项目竣工后，由公司安全环保部负责组织环境保护验收。

验收合格后，由东河采油气管理区负责运行，同时负责运行过程的环境保护管理。

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司对油田“三废”的防治，以属地管理为主，各二级单位产生的生产废水、生活污水均由二级单位自行处置，固废（含油污泥、废弃泥浆）及公共设施“三废”的处理处置交由公司二级单位处理处置，自建或委托第三方建设运行固废环保处置设施，二级单位负责对第三方的环境保护监督管理，主要以合同形式约定相关环保责任，公司对油田服务中心下达环境保护考核指标，油田服务中心负责落实、分解管辖区内的相关考核指标。

各作业区为塔里木油田分公司下属二级单位，均设 QHSE 管理科，负责落实集团及分公司环境保护管理要求及规定，本项目建成运营后由塔里木油田分公司东河采油气管理区负责生产运行管理。

9.1.3 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沙雅县分局、阿克苏地区生态环境局库车市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沙雅县分局、阿克苏地区生态环境局库车市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，监督辖区内油田开发单位执行环境监控计划及有关环境管理的法律法规和环境标准。

9.2 施工期环境管理及监测

9.2.1 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 9.2-1。

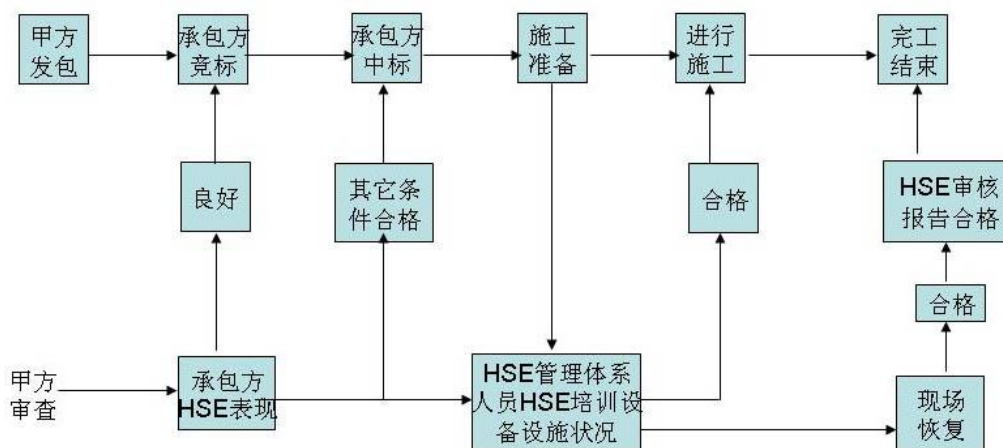


图 9.2-1 分承包方 HSE 管理程序方框图

(1) 分承包方的选择

施工期对环境的破坏程度与施工承包方的素质和管理水平有很大关系。在承包方的选择上，除实力、人员素质和装备技术等方面外，还要考虑施工承包方的 HSE 表现，应优先那些 HSE 管理水平高、业绩好的单位。

(2) 对分承包方的环保要求

在承包合同中应明确规定有关环境保护条款，如对承包工程的主要环境保护目标，应采取的水、气、声、生态保护措施等，将环保工作的执行情况作为工程验收的标准之一。承包方应按照公司 HSE 体系要求，建立相应的 HSE 管理机构。

承包方在施工之前，应按照其承包工程的环保要求，编制详细的“环境管理方案”，并连同施工计划一起呈报公司的 HSE 管理部门以及相关的地方生态环境管理部门，批准后方可开工。

(3) 对施工人员进行 HSE 培训

在施工作业之前必须对全体施工人员进行 HSE 培训。

环保知识和意识的培训主要包括：了解国家和地方有关环境方面的法律、法规和标准；了解承包工程的主要环境保护目标和要求；认识遵守有关环境管理规定的重要性，以及违反规定带来的后果等。

环保能力的培训主要包括：保护动植物、保护地表原貌的方法；收集、处理固体废物的方法；管理、存放及处理危险物品的方法等。

(4) 根据施工中各工种的作业特点和各施工区段的敏感目标，分别提出不同的环境保护要求，制订发生环境事故的应急计划和措施。

9.2.2 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、阀组站、管道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；

——保护项目区域农业生态系统与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。

9.2.3 施工期环境监理

为减轻国家重点工程对环境的影响，将环境管理制度从事后管理转变为全过程管理，建议本项目充分借鉴同类相关项目工程环境监理经验，实行工程环境监理。

由建设单位聘请相关环境监理机构对施工单位、承包商、供应商和中国石油塔里木油田分公司环保法律、法规、制度、标准、规范的情况依法进行监督检查，特别是加强施工现场的环境监理检查工作，目的是协助建设单位落实施工期间的各项环境保护要求和施工合同中的环保规定，确保本项目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当地政府有关环境方面的法律和法规。

④对 HSE 工作的真实性、合法性、效益性进行审查，评价其责任，并提出改进意见。

(3) 环境监理范围

①管道工程

本项目管道工程环境监理的范围即为工程扰动的范围：管线作业带宽度 6-8m。

②井场

井场环境监理的范围即为工程扰动的范围。

(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试运行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 9.2-1。

表 9.2-1 现场环境监理工作计划

序号	场地	监督内容	监理要求
1	井场	①井位布设是否满足环评要求； ②井场的环保设施，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； ④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。	
3	其它	①施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌，是否及时采取生态恢复、防沙治沙、水土保持措施； ②施工季节是否合适； ③有无砍伐、破坏施工区以外的作物和植被，有无伤害野生动物等行为。	各项环保措施落实到位

9.3 运营期环境管理及监测

9.3.1 运营期环境管理

建设项目运营环境监督管理计划见表 9.3-1。

表 9.3-1 项目运营环境监督管理计划

序号	监督管理项目	监督检查具体内容	实施单位	监督单位
1	环境计划管理	环境管理计划的实施情况，包括井区环境整治、排污口规范化整治、环保治理方案的落实情况等	东河采油气管理区	阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局沙雅县分局、阿克苏地区生态环境局库车市分局
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各废水排污口的排放情况，防止废水漫流或超标排放 ④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 ⑤检查噪声排放源治理措施的消声、隔声效果，防止超标排放	东河采油气管理区	阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局沙雅县分局、阿克苏地区生态环境局库车市分局
3	环境监测管理	①组织废气污染源、空气环境质量监测，防止废气、粉尘影响 ②组织废水污染源、地下水环境监测，防止水环境污染 ③组织噪声源、厂界环境噪声监测，防止扰民影响	东河采油气管理区	阿克苏地区生态环境局、阿克苏地区生态环境局沙雅县分局、阿克苏地区

序号	监督管理项目	监督检查具体内容	实施单位	监督单位
		④组织危险废物监测		生态环境局 库车市分局
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	东河采油 气管理区	阿克苏地区 生态环境局、 阿克苏地区 生态环境局 沙雅县分局、 阿克苏地区 生态环境局 库车市分局

(1) 日常环境管理

——做好环境监测，掌握污染现状

定时定点做好环境监测，以便及时掌握环境状况的第一手资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实，消除发生污染事故的隐患。

在生产过程中，采出水进入联合站污水处理系统，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的有关标准后回注油层。

废气污染源的控制是重点加强油气集输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。

本项目运行期的 HSE 管理体系纳入塔里木油田公司东河采油气管理区 HSE 系统统一管理，应根据项目实施情况，及时完成应急预案的修编和排污许可的变更工作。

日常工作的管理与调配，应明确机构，有专人负责与协调。要求做好废弃物的处理、场地的清理等每日例行的环保工作。

(2) 重大环境污染事故的预防与管理

——对事故隐患进行监护

对污染事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效措施，防止事故发生。对各类重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、财力等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监护措施，在管理上要强制制度的落实，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

由于本项目在运行过程中，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、硫化氢）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。

9.3.2 运营期环境监测计划

本项目运营期环境监测应根据项目开发运行实际情况确定监测项目、频率，并委托具有计量认证资质和环境监测资质的监测单位监测。环境监测计划见表 9.3-2。

表 9.3-2 运营期环境监测计划

编号	环境要素	地点	监测项目	监测频次
1	废气	井场无组织废气	非甲烷总烃、硫化氢	1次/年

2	地下水	利用油田区域内现有地下水观测井	石油类	2 次/年
3	土壤	井场、阀组站外重点公益林内土壤；管线穿越重点公益林、农用地、牧草地的代表性区域	石油烃	3 年 1 次
4	生态环境	项目区及管线周围	检查管道沿线生态恢复	每年 1 次

9.3.3“三同时”验收

(1) 环境工程设计

①必须按照环评文件及批复要求，落实项目环境工程设计，确保“三废”稳定达标排放；按要求制定环境风险事故应急预案。

②建立健全环境管理组织机构、各项环保规章制度。

③项目污染防治设施必须与主体工程“三同时”。

(2) 环境设施验收建议

①验收范围

与项目有关的各项环保设施，包括为防治污染和保护环境所配套建成的治理工程、设备和装置，以及各项生态保护设施等；环评文件及批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

②验收条件

根据《建设项目环境保护管理条例》（国务院令 682 号）中有关规定，编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目竣工后，塔里木油田分公司应当按照国务院生态环境主管部门规定的标准和程序，对配套建设的环境保护设施进行验收，编制验收报告。塔里木油田分公司在环境保护设施验收过程中，应当如实查验、监测、记载建设项目环境保护设施的建设和调试情况，不得弄虚作假。

塔里木油田分公司对项目进行自主验收，塔里木油田分公司或者其委托的第三方技术机构应当依照国家有关法律法规及相关技术规范等要求，编制竣工环境保护验收报告，验收报告编制完成后，塔里木油田分公司应组织成立验收工作组。除按照国家规定需要保密的情形外，塔里木油田分公司应当依法向社会公开验收报告。编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目，其配套建设的环境保护设施经验收合格，方可投入生产或者使用；未经验收或者验收

不合格的，不得投入生产或者使用。

③建设项目环境保护“三同时”验收内容

根据建设项目“三同时”原则，在项目建设过程中，环境污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用，本项目建成运行时，应对环保设施进行验收，验收清单见表 9.3-3。

表 9.3-3 三同时验收一览表

	污染源	产生位置	验收清单		验收标准
			治理要求	数量	
项目	非甲烷总烃	井场	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、定期的检查、检修		《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准（GB39728-2020）》中非甲烷总烃无组织排放监控浓度限值（4.0mg/m ³ ）
	H ₂ S				《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中新建项目二级标准（0.06mg/m ³ ）要求
废水	采出水	井场	依托哈六联合站采出水处理系统处理达标后回注油层		《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）
	井下作业废液	井场	集中收集进入哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的有关标准后回注油层。		《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）
噪声	井口、井下作业	井场	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振		《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类区标准
固废	清管废渣等危废	井场、管线	委托有资质的单位无害化处置		《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）及其修改单要求
土壤	采出水、井下作业废液、油泥砂	井场、管线	井场、站场内		确保评价范围内土壤质量达到《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地土壤筛选值要求
生态恢复	项目占地	井场、管线	临时占地植被恢复		《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》（HJ612-2011）
环境管理	纳入东河采油气管理区现有的环境管理规章制度、环境风险事故应急预案				

9.4 污染物排放清单

按照《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》(HJ2.1-2016)和《排污许可管理条例》要求,结合工程分析及环境治理措施,对本项目污染物排放源及排放量进行梳理,形成污染源排放清单,见表 9.4-1。

表 9.4-1 污染源排放清单

污染物类型	工程组成	产污环节	污染物类型	排放形式	拟采取的环境保护措施	排放浓度 (mg/m ³)	排放量 (t/a)	总量指标 (t/a)	排放标准		执行标准	环境风险防范措施
									浓度 (mg/m ³)	速率 (kg/h)		
大气污染物	生产废气	集输无组织废气	VOCs	无组织	密闭集输	--	2.9084	-	4.0	--	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)	设置安全警示标志、安全距离
水污染物	生产废水	采出水	COD	-	采出水经处理达标后回注地层，不外排	0	0	0	--	--	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)	做好固井、井控，以防污染地下水
			SS			0	0	0	--	--		
			石油类			0	0	0	--	--		
			挥发酚			0	0	0	--	--		
		井下作业废液	COD			0	0	0	--	--		
			挥发酚			0	0	0	--	--		
			SS			0	0	0	--	--		
			石油类			0	0	0	--	--		
			COD			0	0	0	--	--		
			0			0	0	--	--			
固体废物	生产固废	油泥砂	HW08 类危险废物	委托有资质的单位进行处理	0	0	0	--	--	《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)		

10. 结论

10.1 项目概况

本项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区，地跨库车市与沙雅县，西北距库车市约 50km、西距沙雅县县城约 22km。生产运行管理由塔里木油田分公司东河采油气管理区负责。项目新钻开发井 37 口，年产油规模 $13.40 \times 10^4 \text{t}$ ，稳产 4 年。预计到方案期末新井总累产油 $145.03 \times 10^4 \text{t}$ ，累产气 $2.21 \times 10^8 \text{m}^3$ ，油采出程度 11.76%；动用石油地质储量 $1232.76 \times 10^4 \text{t}$ ；开发层系为奥陶系一间房组为主，兼顾良里塔格组、鹰山组；开发方式采用衰竭式+注水开发；井型井网采用不规则井网，新井井型以“水平井+大斜度定向井”为主；单井配产 25~32t/d；递减率为第 1-3 年取值 20%，第 4-6 年取值 15%，第 7 年及以后取值 10%。项目总投资 44952 万元，其中环境保护投资约 1500 万元，占总投资的 3.34%。

10.2 产业政策及规划符合性

（1）产业政策符合分析

本项目属于石油天然气开采过程中的内部集输管线建设项目，根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，本项目属于第一类“鼓励类”第七条“石油、天然气”第一款“常规石油、天然气勘探与开采”，属于鼓励类项目，符合国家当前产业政策要求。

（2）政策、法规符合性分析

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

（3）规划符合性分析

本项目属于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司石油天然气开采项目，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》《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《塔里木油田“十四五”发展规划》《新疆生态环境保护十四五规划》《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相关要求。

(4) “三线一单”符合性判定

本项目所在区域属于优先保护单元及一般管控单元，本项目运营期采出水依托哈六联合站；所在区域属于大气环境质量不达标区域，本项目实施后无组织排放大气污染物不会造成区域环境空气质量等级改变。本项目在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险；水资源消耗、土地资源、能源消耗等均能够达到自治区下达的总量和强度控制目标；满足生态环境准入清单中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险管控及资源利用效率的相关要求，因此，本项目建设符合“三线一单”生态环境分区管控方案要求。

10.3 污染物排放情况

本项目运营期污染物产生及排放情况详见表 10.1-1。

表 10.1-1 运营期污染物排放汇总

工段	污染源	主要污染物	产生量	排放量	排放去向
废气	无组织排放	非甲烷总烃	2.9084t/a	2.9084t/a	大气
		硫化氢	0.0160t/a	0.0160t/a	大气
废水	采出水	采出水量	1.54×10 ⁴ t/a	0	采出水进入哈六联合站含油污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注油层

	井下作业废液	井下作业废液量	3680t/a	0	集中收集进入哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)中的有关标准后回注油层。
固体废物	清管废渣	石油类	0.19t/a	0	收集后,暂存于撬装式危废暂存间中,定期由库车畅源生态环境科技有限责任公司等具有危废处置资质的公司接收处置。
	废防渗材料	-	9.25t/a	0	
	落地原油	石油类	3.7t/a	0	本项目井下作业时带罐作业,落地油100%回收,回收后由库车畅源生态环境科技有限责任公司等具有危废处置资质的公司拉运处置。

10.4 环境质量现状

(1) 环境空气质量现状

项目所在区域为环境空气质量不达标区。根据项目区域近五年(2018年-2022年)气象局常规监测站点逐时监测数据,SO₂、NO₂、CO、O₃均值可以满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012)中二级浓度限值及其修改单中二级标准;PM₁₀、PM_{2.5}均值超过《环境空气质量标准》(GB3095-2012)中二级浓度限值及其修改单中二级标准。10月-12月、翌年1月-3月各项因子均呈现明显的上升趋势,主要由于冬季供暖开始,城区燃煤锅炉污染物排放量加大,各项污染因子监测数据呈现明显上升趋势。

特征因子补充监测结果表明,评价范围内监测点非甲烷总烃1小时平均浓度未超过《大气污染物综合排放标准详解》中参考限值,H₂S 1小时平均浓度未超

过《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 中的浓度限值。

(2) 水环境质量现状

评价区内地下水主要化学类型均为 $\text{SO}_4\cdot\text{Ca-Na}$ 型水等,各监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)III类标准,其余监测因子除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、锰外均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III类标准类标准。超标与区域水文地质条件有关,反应的是干旱区浅层地下水的共性。

(3) 声环境质量现状

声环境质量监测结果表明,各监测点位噪声值均未超出标准值,声环境现状满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中2类标准要求。

(4) 土壤环境质量现状

土壤环境质量监测结果表明,土壤各监测点监测因子监测值均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第二类建设用地筛选值及《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。

(5) 生态环境质量现状

本项目位于塔里木盆地北缘、塔河以北,项目所在区域属于渭干河三角洲绿洲农业盐渍化敏感生态功能区、塔里木河上中游乔灌草及胡杨林保护生态功能区。评价区域内不涉及国家公园、自然保护区、自然公园等自然保护地、世界自然遗产、生态保护红线等法定生态保护区,也没有重要物种的天然集中分布区、栖息地等重要生境以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域。评价区域中部以自然状态为主,南部和北部为农田绿洲-荒漠交错带,土地利用类型主要有水浇地、果园、乔木林地、灌木林地、其他林地、天然牧草地、人工牧草地、其他草地、城镇村及工矿用地、沟渠、盐碱地、沙地等,自然植被区系类型属暖温带灌木、半灌木荒漠地带,塔里木盆地沙漠、稀疏灌木、半灌木荒漠区;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;评价范围属于自然生态系统(荒漠+农田间草地)和人工生态系统(农田+乡村)的复合生态类型,其结构简单,农田和荒漠相嵌分布,项目区生态系统稳定性维持在一定水平,生态系统具有一定的稳定性。

10.5 环境影响预测与分析

10.5.1 生态环境影响分析

本项目总占地面积 207.62hm²，其中永久占地 21.38hm²，临时占地 186.24hm²，主要为其他草地、沙地、乔木林地、灌木林地、工矿用地等。由于工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。由于本区域的野生动物种类少，工程对野生动物的影响较小。项目区属于塔里木流域水土流失重点治理区，但占地面积较小，采取环评提出的水土流失防治措施后，对环境的影响可以接受。

因此总体上看本项目建设对生态环境影响可以接受。

10.5.2 大气环境影响分析

本项目对生态环境的影响主要在施工期。主要为本项目井场、站场以及线路工程等的建设带来的生态环境影响。本项目永久占地约 21.38hm²，永久性工程占地对沿线地区的土地利用影响较小。临时占地 186.24hm²，本项目临时性工程占地仅在施工阶段对沿线土地利用产生短期影响，且大部分用地在施工结束后能恢复原有的利用功能。总体而言，施工结束后，随着生态补偿或生态恢复措施的实施，临时性工程用地扰动区内的原有植被可逐渐恢复，临时性工程占地影响将逐渐减小或消失。

本项目位于阿克苏地区库车市与沙雅县，项目评价范围和占地范围内均不涉及自然保护地、世界自然遗产地、生态保护红线、重要生境等生态导则中所列的生态敏感区。此外，项目涉及国家二级公益林、地方公益林以及耕地，生物损失量约为 448.26t，在规范施工以及严格按照相关主管部门的要求对占用重点公益林及耕地采取相应补偿措施后，本项目的建设对区域重点公益林及农用地的影响在可接受范围内。由于本区域的野生动物种类少，少有大型野生动物在本区域出现，项目对野生动物的影响较小。综上所述，本项目建设在采取严格的环境保护措施后，生态环境影响可接受。

10.5.3 声环境影响分析

本项目开发建设区域声环境质量现状较好。施工期噪声源均为暂时性的，待施工结束后噪声影响也随之消失，并且项目评价范围内无声环境敏感目标，不会产生噪声扰民问题。运营期，采油井场场界噪声贡献值可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类区标准要求。

10.5.4 水环境影响分析

正常状况下本项目施工过程中产生的各类废水及固废均得到了妥善处置，在严格按照环评要求的执行的前提下基本不会对地下水环境产生影响。

本次地下水评价，设置了项目非正常情况情景进行预测分析，结果显示：若发生非正常状况，污染物一旦发生泄漏，将会对项目附近区域地下水造成一定影响，发生事故后建设单位及时启动应急预案，切断废水下渗污染源，采取补救措施，可将地下水环境影响降到最低，对地下水环境产生的影响较小。本项目需采取地下水污染防治措施按照“源头控制、分区防渗、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，并定期开展地下水跟踪监测，在严格按照地下水污染防治措施后，本项目对区域地下水环境影响可接受。

10.5.5 固体废物影响分析

施工期产生的固体废物主要为施工过程中产生的施工土方、钻井泥浆、钻井岩屑、含油废物、废烧碱包装袋、废防渗材料、施工废料和施工人员生活垃圾等。

运营期固体废物主要为落地油、清管废渣和废防渗材料，委托库车畅源生态环境科技有限责任公司接收处置。

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

10.5.6 环境风险分析

本项目所涉及的危险物质包括柴油、原油、天然气（甲烷）、 H_2S ，柴油分布于施工期井场油罐区，原油、天然气（甲烷）、 H_2S 主要分布于新建的集输管线，可能发生的风险事故包括柴油储罐泄漏、井喷、井漏、集输管线泄漏。柴油储罐

泄漏、井喷、集输管线泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。本项目在钻井和井下作业时应落实各项井场制度，降低井喷井漏发生概率，本项目距离村庄较近，发生井喷事故应及时通知村民，进行应急疏散；项目区所在区域地势平坦，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时采取措施、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。因此，发生事故后，在严格落实本工程提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；哈拉哈塘油田范围隶属于塔里木油田分公司东河采油气管理区管理，东河采油气管理区已制定了风险应急预案，将事故发生概率减少到最低，减小事故造成的损失，在可接受范围之内。

10.6 主要环境保护措施

本项目的�主要环境保护措施如下：

（1）生态保护措施

- ①优化项目选线，减少占地，严格按照有关规定办理建设用地审批手续。
- ②严格界定施工活动范围，尽可能缩小施工作业带宽度，单井管线施工临时占地作业宽度不得超过 6-8m，减少对地表的碾压。
- ③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。
- ④挖掘管沟时，将表层土与底层土分开堆放，复土回填要保持土壤的基本层次，管沟回填时要分层回填在表面，以恢复原来的土层；回填后多余的土方不随便丢弃，弃土用于平整井场，防止水土流失。对破坏和占用的植被及时恢复。
- ⑤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。对井场地表进行砾石压盖。
- ⑥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。
- ⑦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。

⑧及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。

⑨在管线两侧设置草方格防风固沙。

(2) 大气环境保护措施

①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）。

②避免在大风季节施工，尽可能缩短施工时间，提高施工效率，减少裸地暴露时间。

③合理规划、选择最短的运输路线，利用油气田现有公路网络，禁止随意开辟道路，运输车辆应以中、低速行驶，减少车辆行驶动力起尘。

④采用密闭集输流程，非甲烷总烃无组织排放达到《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中无组织排放监控浓度限值。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) 水环境保护措施

①施工生活污水由生活污水收集罐收集，定期拉运至哈六联合站生活污水处理装置处理。

②管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于场地降尘用水，不外排。

③采出水依托哈六联合站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的有关标准后回注油层。

④井下作业废液采用专用废液收集罐收集后拉运至哈拉哈塘钻试修废弃物环保处理站处理，均达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准中指标后，回注油层。

(4) 固体废物污染防治措施

①施工期钻井泥浆在井口采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分离机”分离岩屑后，进入泥浆罐循环使用。泥浆使用过程中根据地层情况循环使用，泥浆钻井结束后回收，由罐车拉走用于下一口钻井使用。钻井期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统，采用泥浆不落地技术在井场进行无害化处理，处理后进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离后的固相经检测满足《油气田钻

井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中综合利用污染物限值要求,同时含油率满足《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要求(含油率 $<0.45\%$)后用于铺垫油区内的井场、道路等,一次处理后检测不合格,现场进行二次处理,达标后用于铺垫油区内的井场、道路等。施工废料应首先考虑回收利用,不可回收利用部分委托周边工业固废填埋场合规处置。含油废物收集后由区域具有危废处置资质的公司接收处置。生活垃圾,现场集中收集,依托哈拉哈塘油田钻试修废弃物环保处理站处置。

②运营期固体废物主要为落地油、清管废渣和废防渗材料,根据《国家危险废物名录(2021年版)》(部令第15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),以上废物均属危险废物,落地油采取桶装形式收集、废防渗材料折叠打包,委托库车畅源生态环保科技有限责任公司等具有危废处置资质的公司接收处置。

(5) 噪声污染防治措施

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,使本项目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。

(6) 土壤污染防治措施

①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。

②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。

(7) 环境风险防范措施

①在油气可能泄漏和积聚的场所设置可燃气体浓度检测报警装置。

②井场严格按防火规范进行平面布置，电气设备及仪表按防爆等级不同选用不同的设备。所有设备、管线均应做防雷、防静电接地。

③严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。集输管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。

④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。

⑤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

⑥在集输管线的敷设线路上应设置里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。

10.7 公众意见采纳情况

塔里木油田分公司根据《环境影响评价公众参与办法》的要求，采用网络公告、报纸刊登等形式开展公众参与调查，调查期间未收到公众对本项目的相关建议。

10.8 环境影响经济损益分析

本项目实施后所带来的经济效益、社会效益和环境效益，比本项目施工过程中所造成的直接环境、经济损失要大得多。因此，本项目实施后所产生的经济效益、社会效益和环境效益是显著的。

10.9 环境管理与监测计划

针对本项目建设过程中产生的负面环境影响所提出的防治或减缓措施，在该项目的设计、施工和运营中逐步得到落实，从而使得环境建设和管道建设符合国家同步设计、同步实施和同步投产使用的“三同时”制度要求。为环境保护措施得以有计划的落实和地方生态环境管理部门对其进行监督提供依据。通过环境管理

计划的实施,将本项目对沿线环境带来的不利影响减缓到相应法规和标准限值要求之内,使项目的建设经济效益和环境效益得以协调、持续和稳定发展。

10.10 总体评价结论

石油天然气开采业是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业,属于国家重点鼓励发展的产业。2024 年度哈拉哈塘油田产能建设实施方案将是塔里木油田原油上产增储的主攻领域,本项目的建设将提高区域整体开发效益,带动地区经济的发展和人民生活水平的提高,具有明显的社会经济效益。项目采用先进的自动控制系统及全密闭集输工艺,在满足产品质量要求的同时,降低了能耗、减少了污染和占地。本项目在施工期、运营期及退役期均采取各项有效的污染控制措施和生态保护措施,所产生的各种污染物能够做到达标排放。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》,在本项目环评过程中开展了公众参与调查,至信息公告的截止日期没有收到相关反馈信息。

评价认为:本项目符合国家产业政策和新疆经济发展规划,公众认同性较好。只要在建设和运营过程中认真落实各项污染防治措施、生态修复措施、风险防范措施及应急措施,各项污染物均能够做到达标排放,其生态破坏可降至最低,环境风险可以接受,从环境保护角度看,本项目选址合理,建设是可行的。