



南京国环科技股份有限公司
NANJING GUOHUAN TECHNOLOGY CO LTD

准东采油厂 2026 年更新补钻工程

环境影响报告书

建设单位：中国石油新疆油田分公司开发公司

编制单位：南京国环科技股份有限公司

二〇二六年四月

目 录

1 概述.....	1
1.1 项目建设概况.....	1
1.2 环境影响评价技术路线.....	1
1.3 分析判定相关情况.....	3
1.4 关注的主要环境问题.....	35
1.5 环境影响报告的主要结论.....	35
2 总则.....	36
2.1 评价目的、原则.....	36
2.2 编制依据.....	37
2.3 环境影响因素识别和评价因子.....	44
2.4 环境功能区划和评价标准.....	50
2.5 评价工作等级与评价范围.....	56
2.6 评价内容和评价重点.....	63
2.7 控制污染与环境保护目标.....	64
3 建设项目概况与工程分析.....	66
3.1 油田开发现状.....	66
3.2 建设项目概况.....	73
3.3 工程方案.....	77
3.4 总体布局.....	78
3.5 主要建设内容.....	79
3.6 现有工程开发现状与环境影响回顾.....	98
3.7 工程分析.....	112
3.8 碳排放分析.....	137
3.9 清洁生产分析.....	140
3.10 污染物排放总量控制.....	150
4 环境现状调查与评价.....	151
4.1 自然环境概况.....	151
4.2 环境空气现状调查与评价.....	159

4.3 水环境现状调查与评价	161
4.4 声环境现状调查与评价	167
4.5 土壤环境现状调查与评价	169
4.6 生态环境现状调查与评价	175
5 环境影响预测与评价	200
5.1 大气环境影响分析与评价	200
5.2 水环境影响分析	204
5.3 声环境影响分析与评价	213
5.4 固体废物影响分析	217
5.5 土壤环境影响分析	220
5.6 生态环境影响分析	226
5.7 环境风险评价	239
6 环境保护措施及其可行性论证	256
6.1 大气污染防治措施	256
6.2 水环境保护措施	257
6.3 噪声污染防治措施	261
6.4 固废污染防治措施	263
6.5 土壤污染防治措施	268
6.6 生态环境保护措施	269
6.7 生态恢复方案	274
6.8 水土保持方案	275
6.9 防沙治沙方案	277
6.10 温室气体管控措施	279
7 环境影响经济损益分析	281
7.1 经济效益分析	281
7.2 社会效益分析	281
7.3 环境经济损益分析	282
7.4 环境经济损益分析结论	283
8 环境管理与监测计划	284

8.1 环境管理	284
8.2 环境监测计划	292
8.3 环境影响后评价	294
8.4 污染物排放清单	295
9 环境影响评价结论与建议	297
9.1 结论	297
9.2 要求与建议	304

1 概述

1.1 项目建设概况

本工程拟建设在准噶尔盆地东部，分别在火烧山油田、北三台油田北 31 井区和沙南油田沙 102 井区部署更新井，隶属于新疆油田准东采油厂。

火烧山油田行政区域横跨富蕴县和吉木萨尔县，西南距阜康 170km，西北距彩南油田 52km，东南距吉木萨尔县 150km，东北距富蕴县 260km。2026 年部署区域位于已开发老区，地面油气集输处理生产系统及配套系统完善，交通便利，具备较好的开发条件。

北三台油田北 31 井区位于准噶尔盆地古尔班通古特沙漠东部，行政隶属昌吉回族自治州阜康市管辖，地面海拔 540m~700m，地表为平坦戈壁。该井区与北 16 井区相邻，距北三台联合站约 5km，本区交通、水、电等设施较为便利，在已开发区内，油田设施齐备，区内气温变化较大，夏季炎热，最高气温 40℃，冬季寒冷，最低气温-40℃，年降水量 140mm 左右，年蒸发量可达 2000mm。216 国道从北 31 井区西部穿过，具有较好的开发便利条件。

沙 102 井区位于准噶尔盆地东部隆起北三台凸起北部，行政隶属昌吉州阜康市管辖，距阜康市北东约 70km。沙丘 5 井区属于新疆油田准东采油厂沙南作业区沙南油田，距已建沙南注水转油站约 3km。油区内地势平坦，道路纵横，水、电、交通运输便利，具有良好的地面开发条件。

为完善注采井网，有效挖潜剩余油，准东采油厂 2026 年计划更新注水井 4 口、采油井 1 口，实施后预计增加日注水量 133m³，日增油量 3.5t。新建油井采用“井口—计量站—处理站”的二级布站集输流程。新建注水井采用单干管多井配水流程，注水站来水经注水干、支线输至配水间，通过分水器将水量分配至各注水井，在配水间进行单井配水和计量。配套建设供配电、给排水、仪表、防腐与保温等工程。

1.2 环境影响评价技术路线

本工程属于油气开采项目，本项目部分工程内容超出老区块范围，涉及新区块开发。根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版）中“五、石

油和天然气开采业 07、陆地石油开采 0711—石油开采新区块开发、页岩油开采、涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”，本项目火烧山油田部署的 H2428A 井以北约 3.4km 处为新疆卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区实验区，属于环境敏感区。此外，根据水利部《全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》，本项目涉及的吉木萨尔县和阜康市属于天山北坡国家级水土流失重点预防区；根据《新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》（新水水保〔2019〕4 号），项目建设所在区域属自治区级天山北坡诸小河流域重点治理区，应编制环境影响报告书。

中国石油新疆油田分公司开发公司（以下简称“开发公司”）于 2026 年 1 月委托南京国环科技股份有限公司开展《准东采油厂 2026 年更新补钻工程环境影响报告书》的编制工作。

本单位接受环评委托后，在建设单位的大力协助下，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，开展该项目的环境影响评价工作。对本项目进行初步的工程分析，同时开展初步的环境状况调查及公众意见调查。识别本项目的环境影响因素，筛选主要的环境影响评价因子，明确评价重点和环境保护目标，确定环境影响评价的范围、评价工作等级和评价标准，最后制定工作方案。在进一步工程分析，环境现状调查与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。

受评价单位委托，国检测试控股集团新疆有限公司于 2026 年 1 月对拟建项目评价区域声环境、土壤环境、环境空气质量、地下水质量现状进行了监测。在以上工作基础上，评价单位编制完成了本项目环境影响报告书。

具体评价工程程序图如下：

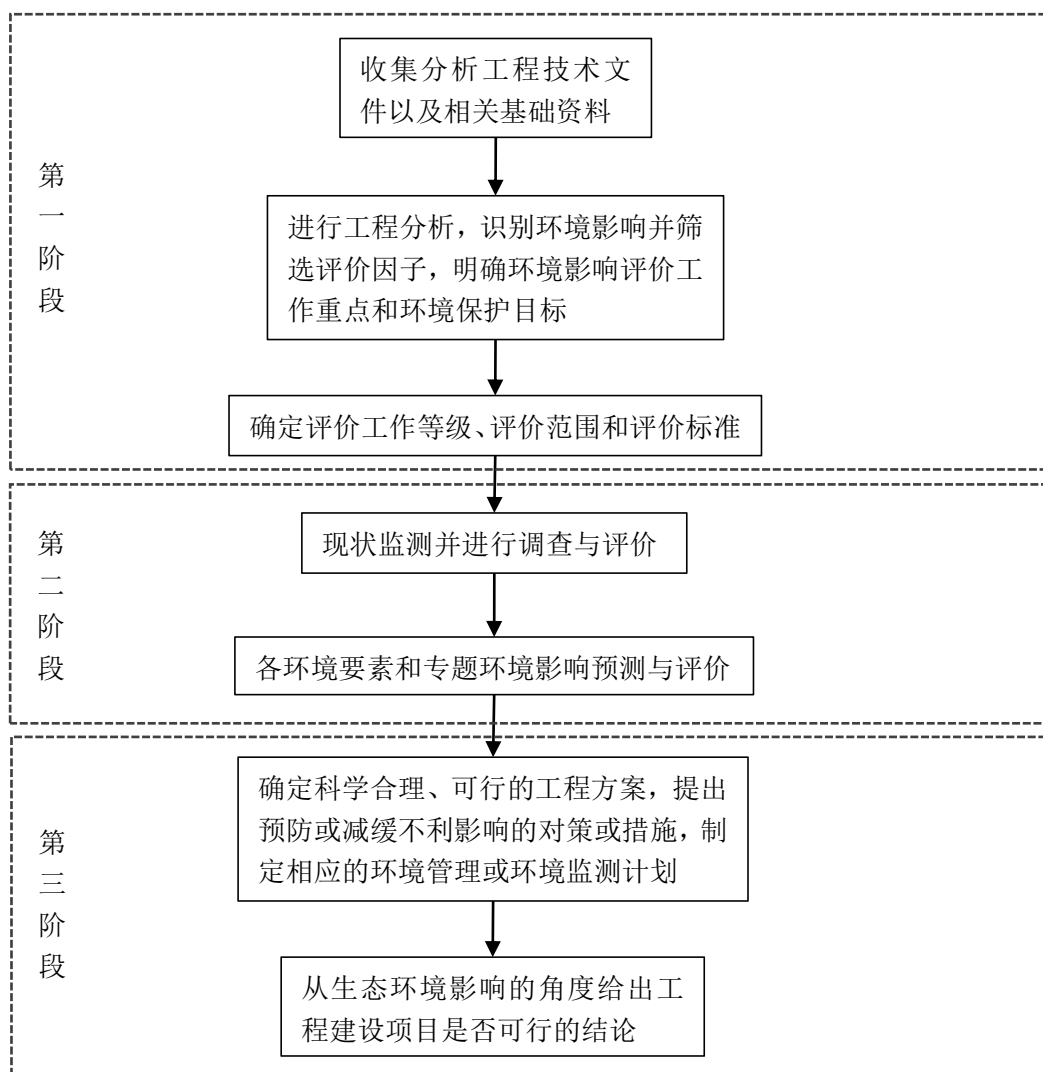


图 1.2-2 建设项目环境影响评价工作程序图

1.3 分析判定相关情况

1.3.1 相关法规、政策相符性分析

1.3.1.1 与国家产业政策协调性分析

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、天然气开采”属于“鼓励类”项目，本工程建设符合国家产业政策。本工程的实施，对于保障国家能源安全，促进国民经济健康快速发展具有极其重要的战略意义。

1.3.1.2 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年 第 18 号）相符性

本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年 第 18 号）

的相关要求相符性如下：

表 1.3-1 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》相符性分析一览表

序号	要求	本项目	相符性
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%。要遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。要逐步实现对行业排放的石油类污染物进行总量控制。	项目钻井废水循环利用，火烧山油田更新井井下作业废水拉运至火烧山联合站处理达标后回注油藏；北三台油田更新井井下作业废水拉运至北三台联合站处理达标后回注油藏；沙南油田更新井井下作业废水拉运至沙南注水转油站处理达标后回注油藏，工业废水回用率大于 90%；钻井泥浆经“钻井泥浆不落地技术”处理后随钻井队用于后续钻井使用，落地油 100%回收。本环评对项目可能产生的环境风险进行了分析，并提出了相应的风险防范措施和应急预案。	符合
2	油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂，鼓励使用无毒油气田化学剂。	本项目使用水基钻井液，采用泥浆不落地工艺，泥浆随钻井队用于后续钻井使用；岩屑收集于水基岩屑储罐，由新疆盛洁环境技术有限责任公司合规处置；钻井作业产生的落地原油 100%回收处理。	符合
3	在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%。	井下作业过程中配备了泄油器、刮油器等设备井下作业时带罐，落地油 100%回收。	符合
4	在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系；配备完善的固控设备，钻井液循环率达到 95%以上；钻井过程产生的废水应回用。	本项目使用水基钻井液，采用泥浆不落地工艺，水基泥浆随钻井队用于后续钻井使用。	符合
5	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%。	本项目井下作业过程中，严格按照新疆油田公司要求带罐作业，100%回收。运营期井下作业废水由罐车拉运至火烧山联合站污水处理系统处理达标后用于回注油藏，不外排。	符合
6	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用。	本项目采用钻井泥浆不落地技术，无钻井废水排放；运营期火烧山油田更新井井下作业废水拉运至火烧山联合站处理达标后回注油藏、北三台油田更新井井下作业废水拉运至北三台联合站处理达标后回注油藏、沙南油田更新井井	符合

		下作业废水拉运至沙南注水转油站处理达标后回注油藏，不外排；落地油 100%回收，火烧山油田更新井回收的落地油送至火烧山联合站原油处理系统处理、北三台油田更新井回收的落地油送至北三台联合站原油处理系统处理、沙南油田更新井回收的落地油送至沙南注水转油站原油处理系统处理。	
7	应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的含油污泥等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到 90%以上，残余固体废物应按照国家《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别，根据识别结果资源化利用或无害化处置。	井下作业必须带罐（车）操作，将落地油 100%回收，火烧山油田更新井回收的落地油送至火烧山联合站原油处理系统处理、北三台油田更新井回收的落地油送至北三台联合站原油处理系统处理、沙南油田更新井回收的落地油送至沙南注水转油站原油处理系统处理。	符合
8	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。	中国石油新疆油田分公司开发公司在环境管理上已建立健康、安全与环境管理体系（HSE 管理体系）。	符合
9	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。	环评要求项目开展工程环境监督，并拟定了开发期环境监理计划。	符合

综上所述，本项目符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年 第 18 号）的相关要求。

1.3.1.3 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）的符合性分析

本项目与《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）相符性见表 1.3-2。

表 1.3-2 与环办环评函〔2019〕910 号相符性分析一览表

序号	要求	本项目	相符性
1	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、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。	本项目为火烧山油田、北三台油田和沙南油田更新井,包括拟建的新井及配套集输管线、供配电等地面工程。	符合
2	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。	项目环境影响及风险评价详见后文“环境影响分析”章节与环境风险评价。	符合
3	依托其他防治设施的或者委托第三方处置的,应当论证其可行性和有效性。	本报告分析了依托工程及其可行性分析详见后文。	符合

4	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。	本项目运营期火烧山油田更新井井下作业废水拉运至火烧山联合站处理达标后回注油藏;北三台油田更新井井下作业废水拉运至北三台联合站处理达标后回注油藏;沙南油田更新井井下作业废水拉运至沙南注水转油站处理达标后回注油藏,不外排,本项目采取了地下水污染防治和监控措施,防止造成地下水污染,详见报告第 6 章环保措施章节。	符合
5	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。	本项目钻井期使用的泥浆为环保水基泥浆,为环境友好的钻井液,水基泥浆随钻井队用于后续钻井使用;水基岩屑收集于岩屑储罐,由新疆盛洁环境技术有限责任公司合规处置。	符合
6	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。	施工期严格控制占地面积,施工单位在占地范围内施工,严格控制和管理运输车辆及重型机械施工作业范围。具体详见环境保护措施章节。	符合
7	油气企业应当切实落实生态环境保护主体责任,进一步健全生态环境保护管理体系和制度,充分发挥企业内部生态环境保护部门作用,健全健康、安全与环境(HSE)管理体系,加强督促检查,推动所属油气田落实规划、建设、运营、退役等环节生态环境保护措施。	建设单位设置安全环保科室及人员,建有 HSE 管理体系,监督落实施工期生态环境保护措施;准东采油厂负责运营及退役期各项生态环境保护措施。	符合

综上所述,本项目符合《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函〔2019〕910号)的相关要求。

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

本工程与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T 0317-2018)相符性分析详见表 1.3-3。

表 1.3-3 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T 0317-2018)相符性分析一览表

序号	规范内容		本工程	是否相符
1	总则	矿山企业应遵守国家法律法规和相关	本工程符合国家产业政策,	符合

		产业政策，依法办矿	依法办理相关勘探开采手续。	
2	基本要求	矿区功能分区布局合理，生产、运输和储存等管理规范有序	功能分区清晰、合理，各分区均按照 HSE 要求规范管理。	符合
3	矿容矿貌	矿区按生产区、管理区、生活区等功能区，应运行有序，管理规范	各分区运行有序，按照 HSE 要求规范管理。	符合
		矿区地面道路、供水、供电、卫生、环保等基础配套设施完善，道路平整规范，标识清晰、标牌统一。在生产区设置操作提示牌、说明牌、线路示意图等标识牌	项目区各项供水、供电、依托环保基础设施较为完善；生产区均设置有各类操作提示牌、说明牌、警示牌等。	符合
4	资源开发方式	因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求	根据矿区油藏地质情况，选用适宜的开采工艺及装备，符合清洁生产要求，清洁生产分析详见 3.5 小节。	符合
		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	边开采，边治理，施工期临时用地及时平整、恢复。	符合
5	绿色开发	应遵循油气资源赋存状况，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	根据油藏勘探情况及地质特征，合理制定区块开发方案，选用先进的开采工艺和技术，未使用淘汰的技术工艺及装备。	符合
		合理确定场址、站址、管网、路网建设占地规模	根据油藏分布及环境情况合理布置各井场、管线的分布，合理确定占地规模，不扰动占地范围外土地。	符合
		实施绿色钻井技术体系，科学选择钻井方式、环境友好型钻井液及井控措施，配套完善的固控系统，及时妥善处置钻井泥浆	本项目钻井期使用的泥浆为环保水基泥浆，为环境友好的钻井液，水基泥浆随钻井队用于后续钻井使用；水基岩屑收集于岩屑储罐，由新疆盛洁环境技术有限责任公司合规处置。	符合
		对伴生有硫化氢气体的油气藏，硫化氢气体含量未达到工业综合利用要求的，应采取有效的处置方案	根据地质方案，本项目伴生气不含硫化氢。	符合
6	矿区生态环境保护	认真落实矿山地质环境保护与土地复垦方案的要求；应对矿区及周边生态环境进行监测监控，积极配合属地政府环境保护部门的工作	施工期、运营期、退役期落实各项环境保护和生态恢复措施；制定了运营期环境监测方案，建设单位积极配合各级生态环境主管部门监督管理。	符合

7	资源综合利用	按照减量化、再利用、资源化的原则，综合开发利用油气藏共伴生资源，综合利用固体废弃物，废水等，发展循环经济	井下作业废水处理达标后用于回注油藏，不外排。	符合
8	节能减排	“三废”排放符合生态环境保护部门的有关标准、规定和要求	各类污染物排放符合环境保护标准。	符合
		生产主要环境选用高效节能的新技术、新工艺、新设备和新材料，及时淘汰高能耗、高污染、低效率的工艺和装备	选用了先进的工艺、设备，未使用淘汰的、高污染的工艺和装备。	符合
		废液、废气、固体废物分类管理，并清洁化、无害化处置，处置率应达到 100%	井下作业废水处理达标后用于回注油藏，不外排。	符合
		油气开采过程中产生的落地原油应及时全部回收	落地油 100%回收。	符合

1.3.1.5 与《石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范》（GB/T43936-2024）符合性分析

本项目与《石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范》（GB/T43936-2024）相符性见表 1.3-4。

表 1.3-4 与《石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范》（GB/T43936-2024）符合性分析一览表

序号	要求	本项目	相符性
1	针对油气项目建设、生产和复垦修复全过程的地质环境破坏、土地损毁以及生态破坏等，提出保护、预防控制和复垦修复措施。油气项目复垦修复标准应与原土地利用类型或周边相同土地利用类型保持一致，新建道路、灌溉与排水等配套设施应与周边相衔接。	本项目结合评价区生态环境现状提出了有针对性的生态保护、生态修复等措施，详见报告第“6”章环保措施章节。	符合
2	遵循边开采边复垦修复的原则，施工结束后，临时用地应及时安排复垦修复。应积极采用新技术，新工艺、新设备及新材料开展复垦修复工作。	环评要求项目按照实施边开采边修复的原则，施工结束后，对临时用地及时开展生态修复工作。	符合
3	综合考虑油气项目点多、线长、面广等用地特征，本文件规定了井场、道路和管线相关复垦修复技术与要求。计量站、集中处理站、转接站、集气站、增压站，以及相关附属设施等站场与井场一样均呈点状分布，损毁类型以压占为	报告第“6”章环保措施章节已按照井场、管线等进行分区修复和恢复评价。	符合

		主，复垦修复参照井场执行；架空输电（输油）线路与管线类似，呈线状分布，损毁类型以挖损为主，复垦修复参照管线执行。		
4		采用埋设方式布设的管线，应包括施工结束的临时复垦修复和不再使用后的完全复垦修复两个阶段。对于管线和道路施工过程中产生的便道，按照道路临时用地复垦修复技术要求执行，若占地无污染、不存在污染风险，不影响人居生产，可采取合理处置后保留土地利用现状。转型利用的联合站、处理厂等大型井（站）场，应消除周边的地质安全隐患，根据利用方向要求对场地进行整治。	本项目注水管线、单井出油管线采用埋地敷设方式，表层土剥离后单独储存，管线施工结束后及时进行分层回填，平整场地，使其恢复至与周边环境协调一致。	符合
5		资源开发设计阶段应明确避让、减缓和重要物种与人文保护等措施。	本项目已提出避让、减缓、补偿等生态环境保护措施。	符合
6	保护措施	工程选址应避让各类生态敏感区，符合自然保护地、风景名胜区、世界自然遗产、生态保护红线和防洪红线等管理要求以及国土空间规划、生态环境分区管控要求。	项目火烧山油田注水更新井 H2428A 不在新疆卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区范围内，属于外围保护地带，符合《新疆卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区管理条例》（2018 年 12 月 29 日期修订）相关要求；项目选址不在生态敏感区、自然保护区、风景名胜区、世界自然遗产、生态保护红线和防洪红线等管控范围内。	符合
7		优化工艺设计，减少减轻资源开发对土地的损毁。控制单井用地面积，采用丛式井组钻井，减少用地总量，采用新工艺（如水平井、定向井），减少占地面积；减少管网长度，严格控制管沟开挖宽度，埋设管道宜采取共沟布置；控制新建道路长度，充分利用现有乡村道路；避免大面积压占，减少对表土层的损毁，严格控制管线和道路施工作业带宽度和范围，减少临时用地面积。	本项目严格控制单井用地面积，井型为直井，管线已尽量选择平直的线路以减少占地，项目不新建道路，依托油区已有道路。	符合
8		工程选址应避让文物古迹、宗教遗迹、历史文化保护地、地质遗迹保护区，风	项目选址不在文物古迹、宗教遗迹、历史文化保护	符合

		景名胜区等人文资源。因特殊情况不能避开的，应实施原址保护。	地、地质遗迹保护区，风景名胜等人文资源范围内。	
9		油气项目建设生产对重点保护重要野生植物、特有植物、古树名木等造成不利影响的，应采取优化工程布置，就地或迁地保护、加强观测等措施，具备移栽条件、长势较好的应全部移栽。对重点保护的野生动物、特有动物及其生境造成不利影响的，应采取优化工程施工方案、运行方式，实施物种救护等措施，进行生境保护。	本项目周围无特有植物、古树名木等，项目周边有重要的野生植物和野生动物，已提出重点野生植物和野生动物的保护措施，详见报告第“6”章环保措施章节。	符合
10		井场、新建道路建设用地应采用分层剥离、分层堆放的方式实施表土剥离；对于沙漠、滩涂等生态环境相对脆弱的区域，可不进行土壤剥离工程；井场剥离表土以带状就近堆放于外围的临时用地区；新建道路剥离表土堆放于道路临时用地区。	本项目井场、管线建设用地采用分层剥离、分层堆放、分层回填的方式。	符合
11	预防控制措施	管道若采用全埋敷设，管沟可机械开挖或人工开挖。沿管线表土剥离采用分层剥离和分层堆放措施，保持分层土壤理化性质的稳定，并减少对土壤结构的破坏。管道堆放区域，可采取棕垫铺盖等方式减少地表扰动和破坏，开挖的表土和底土分层临时堆放于管沟作业带两侧。管线工程完成后应立即回填，采用分层回填时宜尽量保证原土体剖面结构和土层厚度不变，回填时可同步实施土壤改良措施。	本项目注水管线、单井出油管线为埋地敷设，采用表土分层剥离、分层堆放在管沟作业带两侧，施工结束后立即分层回填的方式，减少对土壤结构的破坏。	符合

1.3.1.6 与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》

（新环环评发〔2024〕93 号）符合性分析

本项目与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》（新环环评发〔2024〕93 号）相符性见表 1.3-5。

表 1.3-5 与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》（新环环评发〔2024〕93 号）符合性分析一览表

序号	要求	本项目	相符性
1	适用于自治区行政区域内新、改、扩建陆地石油天然气开发项目相关环境管理活动。包括石油、天然	本项目属于改扩建的陆地石油开采项目。	符合

		气、页岩油、页岩气的勘探、开采、油气集输与处理等作业或过程。		
2	选址与空间布局	涉及自然保护地的石油天然气勘探、开发项目按照国家和自治区有关油气安全保障政策要求执行。	本项目不涉及自然保护地。	符合
3		施工期应当尽量减少施工占地、严格控制施工作业面积、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，有效降低生态环境影响。	施工期严格控制占地面积，施工单位在占地范围内施工，严格控制和管理运输车辆及重型机械施工作业范围。具体详见环境保护措施章节。	符合
4		钻井及储层改造应采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、压裂液、钻井液，配备完善的固控设备，钻井液循环率应达到 95%以上，压裂废液、酸化废液等井下作业废水应 100%返排入罐。	本项目钻井使用水基钻井液，为环境友好的钻井液，采用“钻井泥浆不落地技术”，钻井液循环使用，钻井废水全部回用。	符合
5	污染防治与环境影响	涉及废水回注的，应采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染；在相关行业污染控制标准发布前，回注水应满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）《气田水注入技术要求》（SY/T 6596-2016）等相关标准要求。对于页岩油、稠油注汽开采，鼓励废水处理回用于注汽锅炉。	本项目钻井废水循环利用，运营期洗井废水全部回收，采用专用废液收集罐收集，火烧山油田更新井洗井废水拉运至火烧山联合站处理；北三台油田更新井洗井废水拉运至北三台联合站处理；沙南油田更新井洗井废水拉运至沙南注水转油站处理，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）《陆上油气田采出水地下注入环境保护技术规范》（SY/T7784-2024）标准后回注油藏，本项目采取了地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染，详见报告环境保护措施章节。	符合
6		废弃钻井泥浆及岩屑应采取“泥浆不落地”工艺，勘探、开发过程产生的落地原油回收率应达到 100%。废弃水基钻井泥浆及岩屑经“泥浆不落地”设备处理后，固相优先综合利用，暂时不利用或者不能利用的，应按照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）处置；废弃油	本项目钻井使用水基钻井液，为环境友好的钻井液，采用“钻井泥浆不落地技术”，钻井液循环使用，钻井废水全部回用；井下作业过程中配备了泄油器、刮油器等设备井下作业时带罐，正常情况下无落地油。本环评对项目可能产生的环境风险进行了分析，并提出了相应的风险防范措	符合

	基钻井泥浆及岩屑、落地油、清罐底泥、含油污泥、含油清管废渣、油气处理厂过滤吸附介质、废脱汞剂等危险废物，应按照国家有关规定制定危险废物管理计划，建立危险废物管理台账，依法依规自行处置或委托有相应资质的单位无害化处置。固体废物无害化处置率应达到 100%。	施和应急预案编制要求。	
7	对拟退役的废弃井（站）场、管道、道路等工程设施应进行生态修复，生态修复前应对废弃油（气）井、管道进行封堵或设施拆除，确保无土壤及地下水环境污染遗留问题，废弃物得到妥善处置。生态修复应满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ 651-2013）、《废弃井封井回填技术规范（试行）》、《废弃井及长停井处置指南》（SY/T 6646-2017）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）等相关要求	按照《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》《废弃井及长停井处置指南》（SY/T 6646-2017）和《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）中的要求，对拟退役的废弃井进行封堵或设施拆除，并按照环评要求开展生态修复。	符合

1.3.1.7 与《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）符合性分析

本项目与《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）中要求的相符性分析详见表 1.3-6。

表 1.3-6 与《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》相符性分析

序号	要求	本项目	是否相符
1	按照《中华人民共和国防沙治沙法》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	本项目防沙治沙评价内容见 6.10 节。	相符
2	对于受理的涉及沙区的建设项目环评文件，严格按照《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）要求，强化建设项目的环境可行性、环境影响分析预测评估的可靠性和防沙治沙生态环境保护措施的可行性、有效性评估。	本项目按照《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）要求进行生态环境影响分析和环境保护措施分析见 5.7 节和 6.7 节。	相符

3	对于位于沙化土地封禁保护区范围内或者超过生态环境承载能力或对沙区生态环境可能造成重大影响的建设项目，不予批准其环评文件，从源头预防环境污染和生态破坏。	根据《全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》，项目区属于“水土流失重点治理区”，施工期和运营期拟采取有效的生态保护、生态恢复和防沙治沙、水土保持措施。	相符
---	---	---	----

1.3.1.8 与《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T 5466-2013）相符性分析

本项目与《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）相符性分析，见表 1.3-7。

表 1.3-7 与《钻前工程及井场布置技术要求》SY/T 5466-2013 符性分析一览表

序号	要 求	本项目	相符性
1	3.1 井场选择原则 3.1.1 根据自然环境、钻机类型及钻井工艺要求确定设备安放位置。3.1.2 井场应避开滑坡、泥石流等不良地质地貌，在河滩、海滩地区应避开汛期、潮期进行钻前施工。3.1.3 充分利用地形，节约用地，方便施工。3.1.4 满足防洪、防喷、防爆、防火、防毒、防冻等安全要求。3.1.5 有利废弃物回收处理、声光屏障等，防止环境污染。3.1.6 在选择井场时应考虑钻机井架和动力基础选在挖方处。3.1.7 在环境有特殊要求的井场布置时，应有切实的防护设施。	本项目地表不存在滑坡、泥石流等不良地貌；本项目充分利用地形，节约用地；满足防洪、防喷、防爆、防火、防毒、防冻等安全要求；废弃物均进行回收处理；本项目所在区域不属于特殊地形。	符合
2	3.2 井位确定 3.2.1 根据勘探或开发部门给定的井位坐标，由建设单位、地质部门和施工单位实地勘测确定地面井口位置。基础施工结束后应复测井位坐标。3.2.2 油、气井井口距离高压线及其他永久性设施不小于 75m，距民宅不小于 100m，距铁路、高速公路不小于 200m，距学校、医院和大型油库等人口密集型、高危性场所不小于 500m。在地下矿产采掘区钻井，井筒与采掘坑道、矿井坑道之间的距离不小于 100m。3.2.3 含硫油气井井场应选在比较空旷的位置。宜在前后左右方向能让盛行风畅通。	基础施工结束后，建设单位、地质部门和施工单位将对井位坐标进行复测；井场周边 500m 范围内无居民区、无铁路和高速公路，周边 500m 不存在人口密集区域和高危性场所；本项目伴生气不含硫。	符合

3	3.7 井场及道路 3.7.1 井场 3.7.1.10 在沙漠布置井场应注重防风、防沙。3.7.2.6 特殊地区（如：沙漠、草原、海滩）的井可能修建能满足运输通行条件的道路。3.7.3.1 对于钻井作业周期较长或雨季钻井施工的井场道路，路面以能使车辆顺利通行为原则并预留车台，必要时可能铺垫碎石，钢渣或废砖等。铺垫宽度不得小于 4m，高度视路基而定。	本项目采取风沙防护工程；本项目利用现有道路，不新建临时道路。	符合
4	3.7.5 井场环保 3.7.5.1 在钻前工程设计和施工中，环境保护按照《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T 6276-2025）的要求执行。3.7.5.2 井场内应有良好的清污分流系统。3.7.5.3 井场后（或右）侧应修建钻井液储备池（罐）。净化系统一侧应修建排污池，配备废液处理装置。振动筛附近应修建沉砂坑。3.7.5.4 钻井液储备池、排污池、沉砂坑应采取防渗漏及其他防污染措施。3.7.5.5 发电房和油罐区四周应有环形水沟，并配备污油回收罐。3.7.5.6 使用油基钻井液的排污池和沉砂坑应满足油基和水基钻屑分开的要求	本项目井场布置符合《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T 6276-2025）要求，井场设钻井液储备罐，钻井液在罐内循环使用；发电房和油罐区四周设环形水沟，配备污油回收罐；产生的岩屑进入储罐暂存，最终由相关资质单位回收处置。	符合

1.3.1.9 与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》（2019 年 1 月 1 日）符合性分析

本项目与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》（2019 年 1 月 1 日）的相关要求符合性分析见表 1.3-8。

表 1.3-8 与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》相符性分析一览表

序号	要求	本项目	相符性
1	向大气排放污染物的企业事业单位和其他生产经营者，应当按照国家有关规定和监测规范，自行或者委托有资质的监测机构监测大气污染物排放情况，并保存原始监测数据记录。	本项目向大气排放的污染物主要为非甲烷总烃，本报告已制定了环境监测计划，在项目建成运营后建设单位委托具有计量认证资质和环境监测资质的监测单位监测，并保留原始监测数据	符合
2	禁止新建、改建、扩建列入淘汰类目录的高污染工业项目。禁止使用列入淘汰类目录的工艺、设备、产品。	本项目为石油开采项目，不属于高污染工业项目，项目建设过程中未使用淘汰类的工艺、设备。	符合
3	产生含挥发性有机物废气的生产和服务活动，应当按照国家规定在密闭空间或者设备中进行，并安装、使用污染防治设施；无法密闭的，应当采取措施减少废气排放。	本项目采用密闭集输工艺。	符合
4	石油、化工等排放挥发性有机物的企	本报告要求项目建成运行后，在设备检	符合

序号	要求	本项目	相符性
	业事业单位和其他生产经营者在维修、检修时，应当按照技术规范，对生产装置系统的停运、倒空、清洗等环节实施挥发性有机物排放控制。	修、维修时要严格按照相关技术规范操作，减少挥发性有机气体的排放。	

1.3.1.10 与《中华人民共和国自然保护区条例》（2017 年修订）的符合性分析

依据《中华人民共和国自然保护区条例》（2017 年修订）：在自然保护区的核心区和缓冲区内，不得建设任何生产设施。在自然保护区的实验区内，不得建设污染环境、破坏资源或者景观的生产设施；建设其他项目，其污染物排放不得超过国家和地方规定的污染物排放标准。在自然保护区的实验区内已经建成的设施，其污染物排放超过国家和地方规定的排放标准的，应当限期治理；造成损害的，必须采取补救措施。

本项目火烧山油田注水更新井 H2428A 距离卡山保护区实验区边界约 3.4km，不在保护区范围内，因此符合《中华人民共和国自然保护区条例》（2017 年修订）的要求。

1.3.1.11 与《新疆卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区管理条例》的协调性分析

《新疆卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区管理条例》（2018 年 12 月 29 日期修订）中规定：第二十一条 卡山自然保护区外围五公里范围为外围保护地带。在卡山自然保护区外围保护地带依法进行矿产资源开发、产业园区经营以及其他项目建设的，建设单位应当采取建立生态恢复区，建设生态迁徙走廊，设置围栏、围网等措施，避免或者减少对野生动物及其栖息地造成的不利影响。在保护区外围地带进行有关活动对野生动物及其栖息地造成不利影响的，卡山自然保护区管理机构应当向有关人民政府提出治理建议。有关人民政府应当及时予以处理。

本项目火烧山油田注水更新井 H2428A 距离卡山保护区实验区边界约 3.4km，不在保护区范围内，但位于卡山保护区外围保护地带。根据《新疆卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区管理条例》中关于外围保护地带的要求，本项目注水更新井 H2428A 施工期施工现场设立围栏，运营期为注水工程，对野生动物产生影

响较小，依托的火烧山联合站在厂区四周设置有围墙，以减少人员活动对区域环境影响。早期在卡山保护区范围内的油田开发设施均已拆除，拆除后井口将抽油机底座改造成牲畜饮水槽，给野生动物提供饮水。井区道路设置有禁止进入卡山保护区的警示牌，禁止工作人员和车辆进入保护区等，不会对周边野生动物及其栖息地造成大的影响。

根据调查卡山保护区功能区规划及水源分布，火烧山井区内没有野生动物饮用水水源，项目所在区域开发多年，项目区不是主要的野生动物迁移和活动区域，项目建设后不会造成区域生态空间分隔，不影响周边野生动物迁徙活动，根据卡山保护区管理要求，建设单位应积极配合卡山保护区管理，协助卡山自然保护区管理机构保护野生动物。

1.3.1.12 与《新疆卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区总体规划（2022-2031）》的协调性分析

根据《新疆卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区总体规划（2022-2031）》，卡山保护区面积为 14856.48 平方公里，划分为核心区、缓冲区和实验区 3 个功能区。其中核心区面积为 5361.23 平方公里，占保护区面积的 36.1%；缓冲区面积为 3716.96 平方公里，占保护区面积的 25.0%；实验区面积为 5778.29 平方公里，占保护区面积的 38.9%。核心区与缓冲区为严格保护区域，只能安排监测和科学观察性项目；实验区为限制管理区域，可以适度集中建设和安排设施，从事科学试验、教学实习、参观考察、生态旅游以及救护珍稀濒危野生动植物等活动。

本次火烧山油田注水更新井 H2428A 距离卡山保护区实验区边界约 3.4km，不在实验区范围内。本项目建设采取保护野生动植物等一系列措施，不会对保护区内的自然环境与自然资源造成不利影响，因此基本符合《新疆卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区总体规划（2022-2031）》的要求。

1.3.1.13 与《新疆维吾尔自治区 2025 年空气质量持续改善行动实施方案》（新政办发〔2024〕58 号）符合性分析

《新疆维吾尔自治区 2025 年空气质量持续改善行动实施方案》（新政办发〔2024〕58 号）中“五、全面加强面源污染治理（十三）持续强化扬尘污染综合管控。施工场地严格落实‘六个百分百’要求。扬尘污染防治费用纳入工程造价，

3000m² 及以上建筑工地安装视频监控并接入当地监管平台。道路、水务等长距离线性工程实行分段施工。城市建成区主次干道机械化清扫率达到 80%。加强城市及周边公共裸地、物料堆场等易产尘区域抑尘管理。到 2025 年，装配式建筑占新建建筑面积比例达到 30%。（十四）推进矿山生态环境综合整治。根据安全生产、水土保持、生态环境等要求，新建矿山按照绿色矿山标准规划、设计、建设和运行管理，鼓励同步建设铁路专用线或采用其他清洁运输方式；推进生产矿山绿色矿山建设，依法关闭限期整改仍不达标矿山。沙化土地范围内矿产资源开发建设项目加强防沙治沙工作。”

本项目在地面施工过程中针对扬尘，采取了相应的措施，详见 6.1.1 章节，满足（十三）持续强化扬尘污染综合管控相关要求；本项目 2 口更新井位于沙化土地（火烧山油田 H1389A 井位于风蚀残丘、沙南油田沙 102A 井位于固定沙丘），采取了相应的生态环境保护措施、生态恢复方案、水土保持措施及防沙治沙措施，详见 6.7 至 6.10 章节，满足（十四）推进矿山生态环境综合整治相关要求。

1.3.2 相关规划符合性分析

1.3.2.1 与《中华人民共和国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》相符性分析

《中华人民共和国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“实施能源资源安全战略”，按照“供应安全兜底、油气核心需求依靠自保、电力供应稳定可靠”。夯实国内产量基础，保持原油和天然气稳产增产，做好煤制油气战略基地规划布局和管控。扩大油气储备规模，健全政府储备和企业社会责任储备有机结合、互为补充的油气储备体系。加强战略性矿产资源规划管控，提升储备安全保障能力，实施新一轮找矿突破战略行动”。

本工程属于陆地石油开采建设项目，符合规划中夯实国内产量基础，保持原油和天然气稳产增产要求。

1.3.2.2 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》相符性

《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》提出“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。”本项目符合规划要求。

1.3.2.3 与《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相符性

根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》：主体功能区按开发方式，分为优化开发区域、重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域四类；按开发内容，分为城市化地区、农产品主产区和重点生态功能区三类；按层级，分为国家和省级两个层面。

根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，项目位于国家级重点开发区域和国家级农产品主产区，见图 1.3-1。根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，项目涉及区域属于国家级天山北坡重点开发区域。其功能定位是：我国面向中亚、西亚地区对外开放的陆路交通枢纽和重要门户，全国重要的能源基地，我国进口资源的国际大通道，西北地区重要的国际商贸中心、物流中心和对外合作加工基地，石油天然气化工、煤电、煤化工、机电工业及纺织工业基地。

新疆国家层面和自治区层面禁止开发区域分别为 44 处和 63 处。其中卡拉麦里山自然保护区、吉木萨尔县青松森林公园属于自治区级禁止开发区域。

本项目不在卡拉麦里山自然保护区范围内，不属于主体功能区划中确定的自治区层面的禁止开发区域，所进行的石油天然气勘探活动符合“全国重要的能源基地”定位。本项目所在区域不在国家级和自治区级禁止开发区域内。

相符性分析：本项目为石油开采项目，位于天山北坡国家层面重点开发区域，且不在新疆重点生态功能区范围内。项目所在区域不在生态红线区内，所占土地类型为其他草地、灌木林地、采矿用地、公路用地和裸地。为了实现区域的生态功能，项目对开发活动严格控制，尽可能减少对生态系统的干扰；在项目实施过程中需重点保护野生动物，维护自然生态环境，落实本次环评提出的各项生态环境保护措施，因此，本项目的建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》。

1.3.2.4 与《新疆生态功能区划》相符性分析

项目火烧山油田所在区域属于Ⅱ准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区—Ⅱ₄准噶尔盆地东部荒漠、野生动物保护生态亚区—24 将军戈壁硅化木及卡拉

麦里有蹄类动物保护生态功能区，北三台油田所在区域属于Ⅱ准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区—Ⅱ₅准噶尔盆地南部荒漠绿洲农业生态亚区—28 阜康—木垒绿洲农业、荒漠草地保护生态功能区，沙南油田所在区域属于Ⅱ准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区—Ⅱ₃准噶尔盆地中部固定、半固定沙漠生态亚区—23 古尔班通古特沙漠化敏感及植被保护生态功能区。本项目在新疆生态环境功能区划图中的位置详见图 1.3-2，其生态功能见表 1.3-9。

表 1.3-9 项目所属生态功能区具体情况

生态功能分区单元			隶属行政区	主要生态服务功能	主要生态环境问题	主要生态敏感因子、敏感程度	主要保护目标	主要保护措施	适宜发展方向
生态区	生态亚区	生态功能区							
Ⅱ准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区	Ⅱ ₃ 准噶尔盆地中部固定、半固定沙漠生态亚区	23.古尔班通古特沙漠化敏感及植被保护生态功能区	和布克赛尔蒙古自治县、福海县、沙湾县、玛纳斯县、呼图壁县、昌吉市、米泉市、阜康市、吉木萨尔县、奇台县、木垒县	沙漠化控制、生物多样性维护	人为干扰范围扩大、工程建设引起沙漠植被破坏、鼠害严重、植被退化、沙漠化构成对南缘绿洲的威胁	生物多样性及其生境高度敏感，土地沙漠化极度敏感，土壤侵蚀高度敏感、土壤盐渍化轻度敏感	保护沙漠植被、防止沙丘活化	对沙漠边缘流动沙丘、活化沙地进行封沙育林、退耕还林(草)禁止樵采和放牧，禁止开荒	维护固定、半固定沙漠景观与植被，治理活化沙丘，使其逐步达到完全固定。
Ⅱ准噶尔盆地温带干旱荒漠与绿洲生态功能区	Ⅱ ₄ 准噶尔盆地东部灌木荒漠野生动物保护生态亚区	24.将军戈壁硅化木及卡拉麦里有蹄类动物保护生态功能区	富蕴县、青河县、吉木萨尔县、奇台县、木垒县	生物多样性和景观多样性维护、煤炭资源	硅化木风化与偷盗破坏、野生动物生境破碎化、风蚀危害、煤炭自燃及开发造成生态破坏与环境污染	生物多样性和生境不敏感、高度敏感，土壤侵蚀极度敏感，土地沙漠化、土壤盐渍化不敏感	保护硅化木林、保护野生动物、保护魔鬼城自然景观、保护煤炭资源、保护砾幕	减少人类干扰、加强保护区管理、煤炭灭火、规范开采	加强保护区管理，促进自然遗产与生物多样性的保护。
Ⅱ准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区	Ⅱ ₅ 准噶尔盆地南部荒漠绿洲农业生态亚区	28.阜康—木垒绿洲农业、荒漠草地保护生态功能区	阜康市、吉木萨尔县、奇台县、木垒县	农牧业产品生产、人居环境、荒漠化控制	地下水超采、荒漠植被退化、沙漠化威胁、局部土壤盐渍化、河流萎缩、滥开	生物多样性及其生境中高度敏感，土壤侵蚀轻度敏感，土地沙漠化中度敏感，	保护基本农田、保护荒漠植被、保护土壤环境质量	节水灌溉、草场休牧、对坡耕地和沙化土地实施退耕还林(草)。在水源无	农牧结合，发展优质。高效特色农业和畜牧业

		功能区			荒地	土壤盐渍化轻度敏感		保障、植被稀少、生态脆弱地带禁止开荒、加强农田投入品的使用管理	
--	--	-----	--	--	----	-----------	--	---------------------------------	--

相符性分析：油区内地势平坦，道路纵横，水、电、交通运输便利，具有良好的地面开发条件，由准东采油厂运营管理。本项目不在卡拉麦里有蹄类动物保护区范围内，本次环评针对野生动物保护、砾幕、荒漠植被等方面提出了相应的保护措施。总体来看，相对整个功能区划范围而言，本项目的实施占地相对较小，对于整体的土地利用格局、植被覆盖格局、野生动物活动、土壤不会带来显著影响，项目建设与《新疆生态环境功能区划》对本项目建设区域的生态功能定位不冲突。

1.3.2.5 与《新疆生态环境保护“十四五”规划》的相符性分析

根据《新疆生态环境保护“十四五”规划》：

推进土壤安全利用：……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。

加强危险废物、医疗废物收集处理：……深入推进油气田开采历史遗留含油污泥、磺化泥浆、黄金选矿行业氰化尾渣、铜冶炼行业砷渣以及石棉矿选矿废渣等调查和污染治理。

相符性分析：本项目钻井期使用的泥浆为环保水基泥浆，为环境友好的钻井液，泥浆随钻井队用于后续钻井使用，岩屑收集于岩屑储罐，由新疆盛洁环境技术有限责任公司合规处置。运营期井下作业废水作业单位自带专用收集罐集中收集后火烧山油田井下作业废水拉运至火烧山联合站、北三台油田北 31 井区井下作业废水拉运至北三台联合站、沙南油田沙 102 井区井下作业废水拉运至沙南注水转油站污水处理系统处理，处理达标后回注油藏，不外排；落地油 100%回收，回收的落地油送至北三台联合站处理。项目与《新疆生态环境保护“十四五”规划》中要求相符。

1.3.2.6 与《新疆油田公司“十四五”发展规划》及规划环评符合性分析

(1) 与《新疆油田公司“十四五”发展规划》符合性分析

为满足油气田产能建设和重大开发试验需求，满足已建系统安全平稳运行、提质增效需求，促进传统生产向精益生产转变，助力安全、环保、节能上台阶，中国石油新疆油田分公司于2020年11月编制了《新疆油田公司“十四五”发展规划》。规划总体部署包括五大重点工程：玛湖500万吨上产工程、吉木萨尔页岩油建产工程、南缘建产工程、老区千万吨稳产工程（稠油400万吨稳产工程、常规稀油稳产工程）和天然气加快发展工程。

根据《新疆油田公司“十四五”发展规划》，主要目标就是以安全环保、提质增效为目标，增储上产，老区千万吨稳产、天然气满足稳产的需要，加快玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘油气田建设，促进油气增储上产，本项目位于吉木萨尔县火烧山作业区、北三台油田作业区和阜康市沙南油田作业区内，运营后属于准东采油厂火烧山作业区、北三台油田作业区、沙南油田作业区管辖，符合规划要求。

(2) 与《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》审查意见的符合性分析

《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》已于2022年12月1日取得新疆维吾尔自治区生态环境厅的审查意见（新环审〔2022〕252号）。项目与审查意见符合性分析详见表1.3-10。

表 1.3-10 与新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书审查意见相符性分析一览表

序号	要求	本项目	相符性
1	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。	本项目建设不在生态保护红线内，符合昌吉州“三线一单”生态环境分区管控方案的管控要求。本报告对项目占地已提出了保护措施及恢复要求。	符合
2	合理确定开发方案，优化开发布局。根据区域主体功	本项目对选址选线	符合

	<p>能定位，结合区域资源环境特征、生态保护红线等相关管控要求，依据生态环境影响评价结果，从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面对规划建设油气长输管道工程及油气田内部集输管道工程选址选线提出要求，进一步优化石油天然气开采规模、开发布局和建设时序，优先避让环境敏感区，远离沿线居民。总结石油天然气开发过程对生态环境影响和保护经验，及时进行优化调整。</p>	<p>进行了合理性分析，本项目评价范围内无自然保护区、风景名胜区、文化区等环境敏感区。</p>	
<p>3</p>	<p>严格生态环境保护，强化各类污染防治。针对规划实施可能出现的累积性、长期性生态环境问题，采取积极有效的生态复垦和生态恢复措施，确保实现《报告书》提出的各项生态恢复治理要求，有效减缓规划区生态环境退化趋势。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平，对油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理要求，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平。油气开采、输送、储存、净化等过程及非正常工况应加强挥发性有机物等污染物排放控制，确保满足区域环境空气质量要求。加强开采废水污染控制，涉及回注的应经处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）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>①本项目钻井期使用的泥浆为环保水基泥浆，为环境友好的钻井液，水基泥浆随钻井队用于后续钻井使用；水基岩屑收集于水基岩屑储罐，由新疆盛洁环境技术有限责任公司合规处置；②运营期火烧山油田更新井井下作业废水进罐收集后拉运至火烧山联合站处理；北三台油田井下作业废水进罐收集后拉运至北三台联合站处理；沙南油田更新井井下作业废水拉运至沙南注水转油站处理，处理达标后用于回注油藏，不外排；③落地油100%回收，回收的落地油送至火烧山联合站、北三台联合站、沙南注水转油站处理。</p>	<p>符合</p>
<p>4</p>	<p>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</p>	<p>本报告提出了生态保护及恢复措施，详见 6.7、6.8 节。</p>	<p>符合</p>

	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。		
5	加强油气开发事中事后环境管理。油气企业应切实落实生态环境保护主体责任，进一步健全生态环境管理和应急管理体系，确保各项生态环境保护和应急防控措施落实到位。建立环境空气、水环境、土壤环境、生态等监测体系，开展长期跟踪监测。根据监测结果，及时优化开发方案，并采取有效的生态环境保护措施。	本报告已提出跟踪监测计划。	符合

1.3.2.7 与昌吉回族自治州国土空间总体规划（2021-2035 年）的符合性分析

根据《昌吉回族自治州国土空间总体规划（2021-2035 年）》，昌吉州将全域空间划分为 6 个一级分区，分别为农田保护区、生态保护区、城镇发展区、生态控制区、乡村发展区、矿产能源发展区。矿产能源发展区包含了为适应国家能源安全与矿业发展的重要陆域采矿区、战略性矿产储量区等区域。本项目位于 6 个分区中的能源矿产发展区。

综上，本项目位于准东采油厂火烧山作业区、北三台作业区和沙南作业区，符合《昌吉回族自治州国土空间总体规划（2021-2035 年）》。

1.3.3 与生态环境分区管控相符性分析

（1）与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》（新环环评发〔2024〕157 号）符合性分析

根据《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》，自治区共划定 1777 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。

1) 优先保护单元 925 个：主要包括生态保护红线区和生态保护红线区以外的饮用水水源保护区、水源涵养区、防风固沙区、水土沙化防控区、水土流失防控区等一般生态空间管控区。生态保护红线区执行生态保护红线管理办法的有关要求；一般生态空间管控区应以生态环境保护优先为原则，开发建设活动应严格执行相关法律法规要求，严守生态环境质量底线，确保生态功能不降低。

2) 重点管控单元 713 个：主要包括城镇建成区、工业园区和开发强度大、污染物排放强度高的工业聚集区等。重点管控单元要着力优化空间布局，不断提

升资源利用效率，有针对性地加强污染物排放管控和环境风险防控，解决生态环境质量不达标、生态环境风险高等问题。

3) 一般管控单元 139 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。

本项目与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》的符合性见表 1.3-11。

表 1.3-11 与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》相符性分析

管控维度	管控要求	本项目情况	符合性分析
空间布局约束	禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发	本项目不在水源涵养区、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建设	符合
	①坚决遏制高耗能高排放低水平项目盲目发展。严把高耗能高排放低水平项目准入关口，严格落实污染物排放区域削减要求，对不符合规定的项目坚决停批停建。依法依规淘汰落后产能和化解过剩产能。②重点行业企业纳入重污染天气绩效分级，制定“一厂一策”应急减排清单，实现应纳尽纳；引导重点企业在秋冬季安排停产检修计划，减少冬季和采暖期排放。推进重点行业深度治理实施全工况脱硫脱硝提标改造，加大无组织排放治理力度，深入开展工业炉窑综合整治，全面提升电解铝、活性炭、硅冶炼、纯碱、电石、聚氯乙烯、石化等行业污染治理水平	本项目为陆上石油开采，不属于高耗能高排放低水平项目；本项目不涉及二氧化硫、氮氧化物排放。	符合
	严格控制缺水地区、水污染严重区域和敏感区域高耗水、高污染行业发展。	本项目不属于高耗水、高污染项目	符合
	建设项目用地原则上不得占用永久基本农田，确需占用永久基本农田的建设项目须符合《中华人民共和国基本农田保护条例》中相关要求，占用耕地、林地或草地的建设项目须按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿。	本项目不涉及占用基本农田	符合

	其他布局要求	一切开发建设活动应符合国家、自治区主体功能区规划自治区和各地颁布实施的生态环境功能区划、国民经济发展规划、产业发展规划、国土空间规划等相关规划及重点生态功能区负面清单要求，符合区域或产业规划环评要求	本项目符合自治区主体功能区划和生态环境功能区划、国民经济发展规划、产业发展规划，不属于生态功能区负面清单	符合
污染物排放管控	污染物削减/替代要求	新、改、扩建重点行业建设项目应符合“三线一单”、产业政策、区域环评、规划环评和行业环境准入管控要求。重点区域的新、改、扩建重点行业建设项目应遵循重点重金属污染物排放“减量替代”原则	本项目符合“三线一单”、产业政策、行业环境准入管控要求，项目不涉及重点重金属污染物排放	符合
		促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制，实现减污降碳协同效应。开展工业、农业温室气体和污染减排协同控制研究，减少温室气体和污染物排放。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接，促进大气污染防治协同增效。	评价报告提出温室气体管控措施，详见 6.8 小节	符合
	污染控制要求	推动能源、钢铁、建材、有色、电力、化工等重点领域技术升级，控制工业过程温室气体排放，推动工业领域绿色低碳发展。积极鼓励发展二氧化碳捕集利用与封存等低碳技术。促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制，实现减污降碳协同效应。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接，促进大气污染防治协同增效。	本项目在正常运营情况下无温室气体排放	符合
		强化用水定额管理，推进地下水超采综合治理。开展河湖生态流量（水量）确定工作，强化生态用水保障。	本工程属于陆地石油开采项目，不属于地下水开采项目。	符合
环境风险防范	联防联控要求	加强环境风险预警防控。加强涉危险废物企业、涉重金属企业、化工园区、集中式饮用水水源地及重点流域环境风险调查评估，实施分类分级风险管控，协同推进重点区域、流域生态环	本项目不涉及危险化学品生产；施工期废机油、废防渗膜作为危险废物，委托有危废处置资质单位处理；运营期无固废产生和排放。	符合

控		境污染综合防治、风险防控与生态修复。		符合
		强化生态环境应急管理。实施企业突发生态环境应急预案电子化备案，完成县级以上政府突发环境事件应急预案修编。完善区域和企业应急处置物资储备系统，结合新疆各地特征污染物的特性，加强应急物资储备及应急物资信息化建设，掌握社会应急物资储备动态信息，妥善应对各类突发生态环境事件。加强应急监测装备配置，定期开展应急演练，增强实战能力。		
资源利用要求	水资源	地下水资源利用实行总量控制和水位控制。取用地下水资源，应当按照国家和自治区有关规定申请取水许可。地下水利用应当以浅层地下水为主。	本项目运营期回注水优先利用联合站处理后的采出水，不够时采用地下水，符合资源开发利用管控要求。	符合
	土地资源	土地资源上线指标控制在最终批复的国土空间规划控制指标内。	本项目在火烧山作业区、北三台作业区和沙南作业区范围内进行建设，履行征地手续。	符合
	能源利用	鼓励使用清洁能源或电厂热力、工业余热等替代锅炉炉窑燃料用煤。	本项目运营期使用电能，不涉及燃料用煤使用。	符合
	资源综合利用	加强固体废物源头减量、资源化利用和无害化处置，最大限度减少填埋量。推进工业固体废物精细化、名录化环境管理，促进大宗工业固废综合利用、主要农业废弃物全量利用。加快构建废旧物资回收和循环利用体系，健全强制报废制度和废旧家电、消费电子等耐用消费品回收处理体系，推行生产企业“逆向回收”等模式。以尾矿和共伴生矿、煤矸石、炉渣、粉煤灰、脱硫石膏、冶炼渣、建筑垃圾等为重点，持续推进固体废物综合利用和环境整治不断提高大宗固体废物资源化利用水平。推行生活垃圾分类，加快建设县（市）生活垃圾处理设施，到 2025 年，全疆城市生活垃圾无害化处理率达到 99%以上。	本项目落地油 100%回收，回收后的落地油交由有资质的单位进行无害化处置； 钻井机废防渗膜委托有危废处置资质单位进行处置。	符合

(2) 与《昌吉回族自治州区域空间生态环境评价暨“三线一单”生态环境准入清单动态更新成果》相符性分析

本项目与《昌吉回族自治州区域空间生态环境评价暨“三线一单”生态环境准

入清单动态更新成果》（2024 年 7 月），本项目火烧山油田位于准东煤矿五彩湾矿区（ZH65232720015），属于重点管控单元；北三台油田北 31 井区位于吉木萨尔县限采区（ZH65232720005），属于重点管控单元；沙南油田沙 102 井区位于阜康市一般管控单元（ZH65230230001），属于一般管控单元。本项目与昌吉回族自治州生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线符合性分析见表 1.3-12。本项目与昌吉州生态环境准入清单符合性分析见表 1.3-13。

表 1.3-12 与分区管控方案的相符性分析

文件名称	管控纬度	管控要求	本项目情况	符合性分析
《昌吉回族自治州区域空间生态环境评价暨“三线一单”生态环境准入清单动态更新成果》(2024 年 7 月)	生态保护红线	按照“生态功能不降低、面积不减少、性质不改变”的基本要求，生态空间得到优化和保护，生态保护红线得到严格管控。生态功能保持稳定，生物多样性水平稳步提升，生态空间保护体系基本建立。	本项目位于火烧山油田、北三台油田北 31 井区和沙南油田沙 102 井区内，用地不占用生态保护红线。	符合
	环境质量底线	全州环境空气质量有所提升，重污染天数持续减少，已达标城市环境空气质量保持稳定，未达标城市环境空气质量持续改善；全州河流、湖库及城镇集中式饮用水水源地水质稳中向好。地下水质量考核点位水质级别保持稳定，地下水污染风险得到有效控制，地下水超采得到严格控制；全州土壤环境质量保持稳定，污染地块安全利用水平稳中有升，土壤环境风险得到进一步管控。	本项目运营期无废气废水排放，不会影响区域环境质量。	符合
	资源利用上线	强化节约集约利用，持续提升资源能源利用效率，水资源、土地资源、能源消耗等达到自治区、自治州下达的总量和强度控制目标。加快区域低碳发展，积极推动昌吉市国家级低碳试点城市发挥低碳试点示范和引领作用。	本项目属于石油开采项目，运营期仅使用少量电资源。	符合
	生态环境准入清单	昌吉州共划定 119 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。其中优先保护单元 31 个；重点管控单元 81 个，面积占比 33.63%，主要包括各县市城镇建成区、工业园区和工业聚集区等；一般管控单元 7 个，面积占比 41.32%，主要包括优先保护单元和重点管控单元之外的其他	本项目建设地点位于准东煤矿五彩湾矿区、吉木萨尔县限采区，属于重点管控单元；阜康市一般管控单元。	符合

		区域。	
--	--	-----	--

表 1.3-13 昌吉州生态环境准入清单要求相符性分析

文件名称	管控维度	管控要求	本项目情况	相符性
昌吉回族自治州生态环境准入清单动态更新成果	准东煤矿五彩湾矿区 (ZH65232720015)	1、矿产资源勘查开发活动应符合国土空间规划要求，不得影响区域主导生态功能。 2、矿产资源勘查开发活动应符合矿产资源规划相关要求。 3、禁止新建煤层含硫量大于 3%的煤矿。4、坚持安全、环保、效率并重，禁止新建非机械化开采的煤矿；原则上禁止建设改扩建后产能低于 120 万吨/年的煤矿；禁止核准新建生产能力低于 120 万吨/年的矿井；禁止在准东区域核准新建 400 万吨/年以下规模的露天煤矿项目。	1、本项目位于油田开发区，项目的建设不影响区域主导生态功能； 2、本项目符合矿产资源规划相关要求； 3、本项目不涉及煤矿； 4、本项目不涉及煤矿的开采。	符合
		1、煤炭企业污染物排放应满足《煤炭工业污染物排放标准》（GB20426-2006） 2、新（改、扩）建项目应执行最严格的大气污染物排放标准。 3、煤矸石无害化处置率达到 100%。露天矿的剥离物集中排入排土场，处置率达 100%。煤矸石堆场的建设及运营应符合《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）的有关要求。煤矸石为类一般工业固废的，其堆场采取防渗技术措施。生活垃圾实现 100%无害化处置。 4、采矿产生的固体废物，应在专用场所堆放，并采取措施防止二次污染；禁止向河流、湖泊、水库等水体及行洪渠道排放固体废物。	1、本项目不涉及煤矿； 2、本项目为注水项目，运营期不产生废气； 3、本项目生活垃圾收集后运至火烧山固废堆存场； 4、本项目水基岩屑收集于水基岩屑储罐，由新疆盛洁环境技术有限责任公司合规处置；施工期废机油、废防渗膜作为危险废物，委托有危废处置资质单位处理。	符合
		1、坚持分级负责、属地为主、部门协同的环境应急责任原则健全防范化解突发生态环境事件风险和应急准备责任体系，严格落实企业主体责任。 2、对矿山开采区及周边区域，逐步开展地下水环境状况调查评估，加强风险管控。	1、《中国石油新疆油田分公司准东采油厂突发环境事件应急预案》（昌吉回族自治州生态环境局吉木萨尔县分局的备案，备案编号为 652302-2025-091-L，备案时间为 2025 年 12 月） 2、本项目不涉及矿山开采。	符合
		1、优化采煤、洗选技术和工艺，加强综合利用，减少煤矸石、煤泥等固体废弃物的排放。 2、加大对煤矸石、矿井水等开采废弃物的治理力度，推广应用矿井水净化处理和综合循环利用技术，逐步实现废弃物零排放、零污染。 3、煤矿生产、生活用水应优先使用矿井水，条件具备的地区应主要采用矿井水作为第一水源。积极探索矿井水排放量较大的矿区矿井水产业化发展模式，推动矿井水产业化进程。 4、矿（坑）井涌水在矿区充分自用前提下，余水可作为生态等用水，其水质应达到相应标	本项目不涉及煤炭采选等相关工序。	符合

		准要求。		
	吉木萨尔县限采区 (ZH 6523 2720 005)	1、县级以上人民政府水行政主管部门应当合理配置地表水、地下水，从严控制地下水取水总量。 2、严守水资源开发利用控制、用水效率控制和水功能区限制纳污“三条红线”，严格实行区域用水总量和强度控制，强化用水定额管理。推进地下水超采综合治理。	1、本项目为油田注水、石油开采项目，项目运营期回注水优先利用联合站处理后的采出水，不够时采用地下水，符合资源开发利用管控要求。建设及运营严格落实水资源开发利用、用水效率、水功能区限制纳污“三条红线”管控要求，执行区域符合域用水总量和强度控制指标。	符合
		1、应符合国土空间规划要求。 2、应符合《产业结构调整指导目录（2024 年本）》《市场准入负面清单（2022 年版）》。	1、本项目为油田注水项目，属于油田开发配套工程，建设选址及规划符合当地国土空间规划要求；2、项目不属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中限制类、淘汰类产业，未列入《市场准入负面清单（2022 年版）》禁止准入范畴，符合两份文件要求。	符合
	阜康市一般管控单元 (ZH 6523 0230 001)	1、污染物排放执行国家和地方相关标准中普适性要求。 2、“乌-昌-石”区域内，已实施超低排放的涉气排污单位，其实施超低排放改造的污染因子执行超低排放限值，其他污染因子执行特别排放限值和特别控制要求。 3、加强农业面源污染治理，科学合理使用化肥农药，逐步削减农业面源污染物排放量。 4、施工工地全面落实“六个百分之百”（施工工地周边围挡、物料堆放覆盖、出入车辆冲洗、施工现场地面硬化、拆迁工地湿法作业、渣土车辆密闭运输）。	1、本项目运营期污染物排放严格执行国家和地方相关标准的普适性要求；2、本项目不涉及超低排放的涉气排污单位；3、本项目为油田工程，不涉及农业生产活动，无农业面源污染相关影响；4、项目施工工地已全面落实“六个百分之百”管控要求，规范施工管理。	符合
		1、用水总量控制在自治区下达的用水总量指标内。 2、深入实施最严格水资源管理。严守水资源开发利用控制、用水效率控制和水功能区限制纳污“三条红线”，严格实行区域用水总量和强度控制，强化用水定额管理。推进地下水超采综合治理。开展河湖生态流量（水量）确定工作，强化生态用水保障。	1、本项目用水总量纳入当地用水管控体系，严格控制在自治区下达的区域用水总量指标范围内；2、项目全面落实最严格水资源管理制度，严守水资源“三条红线”，执行区域用水总量和强度控制要求，强化用水定额管理；配合当地开展地下水超采综合治理及河湖生态流量（水量）确定工作，不挤占生态用水，保障区域生态用水需求。	符合

项目评价范围内大气环境、水环境和声环境质量现状良好，本项目运营期无废气排放；作业单位自带专用收集罐集中收集后火烧山油田井下作业废水拉运至

火烧山联合站、北三台油田北 31 井区井下作业废水拉运至北三台联合站、沙南油田沙 102 井区井下作业废水拉运至沙南注水转油站污水处理系统处理；经处理后废水水质达到《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，用于回注油藏，不向外环境排放；项目固废全部妥善处置，废润滑油回收后运至火烧山联合站、北三台联合站和沙南注水转油站原油处理系统进行处理，其他危险废物（废弃防渗膜）委托有资质的单位进行无害化处置，产生的固体废物不会对周围环境造成不利影响；在做好防渗的前提下，本项目对土壤和地下水影响较小。

项目实施后产生的废水、噪声等虽然对环境造成一定的负面影响，但影响程度很小，各项污染物均能实现达标排放，不会改变环境功能区，能够严守环境质量底线。

综上，本项目建设符合“三线一单”要求。

1.3.4 与《自然资源要素支撑产业高质量发展指导目录（2024 年本）》符合性分析

本项目为石油天然气开采项目，占地类型为其他草地、灌木林地、采矿用地、裸地和公路用地，根据《自然资源要素支撑产业高质量发展指导目录（2024 年本）》，将“（7）采矿、采石、采砂、盐田等地面生产和尾矿堆放用地。”列入“鼓励类”项目。石油天然气开发属于国家重点鼓励发展的产业，本项目的建设符合国家的相关政策。

1.3.5 与《关于规范临时用地管理的通知》符合性分析

本项目与《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号）的相关要求符合性分析见表 1.3-14。

表 1.3-14 与《关于规范临时用地管理的通知》相符性分析一览表

序号	要求	本项目	相符性
1	建设项目施工、地质勘查使用临时用地时应坚持“用多少、批多少、占多少、恢复多少”，尽量不占或者少占耕地。	本项目严格按照临时征地范围开展建设工作，项目占地类型为其他草地、灌木林地、采矿用地、裸地和公路用地，项目按“用多少、批多少、占多少、恢复多少”的原则施工并进行恢复。	符合
2	临时用地使用期限一般不超过两年。建设周期较长的能源、交通、水利等	本项目为石油开采项目，属于能源建设项目，项目临时用地会按使用期限开展	符合

序号	要求	本项目	相符性
	基础设施建设项目施工使用的临时用地，期限不超过四年。	工作。	
3	油气资源探采合一开发涉及的钻井及配套设施建设用地，可先以临时用地方式批准使用，勘探结束转入生产使用的，办理建设用地审批手续；不转入生产的，油气企业应当完成土地复垦，按期归还。	本项目为石油开采项目，先办理临时用地手续，后续转入生产使用时办理永久用地手续。	符合
4	严格落实临时用地恢复责任，临时用地期满后应当拆除临时建(构)筑物，使用耕地的应当复垦为耕地，确保耕地面积不减少、质量不降低；使用耕地以外的其他农用地的应当恢复为农用地；使用未利用地的，对于符合条件的鼓励复垦为耕地。	本项目施工结束后，会拆除临时建筑(构筑物)，项目不占用耕地，施工结束后对临时占用的土地进行平整，并采用能适应项目区自然条件的植物种类进行植被恢复。	符合

1.3.6 与《新疆维吾尔自治区石油勘探开发环境管理办法》(自治区人民政府令第 50 号，1995 年 3 月 1 日) 符合性分析

本项目与《新疆维吾尔自治区石油勘探开发环境管理办法》(自治区人民政府令第 50 号，1995 年 3 月 1 日) 的相关要求符合性分析见表 1.3-15。

表 1.3-15 与《新疆维吾尔自治区石油勘探开发环境管理办法》相符性分析一览表

序号	要求	本项目	相符性
1	石油勘探开发的新建、扩建、改建项目应当采用资源利用率高、污染物排放量少的生产设备和工艺，实行清洁生产。	本项目属于陆地石油开采项目，项目钻井采用泥浆不落地工艺。	符合
2	石油勘探开发单位的新建、扩建、改建、区域开发和引进项目等，必须执行环境影响报告的审批制度，执行防治污染的设施与主体工程同时设计，同时施工，同时投产使用的制度。	项目按照要求严格执行环境影响报告的审批制度，要求项目严格执行“三同时”制度。	符合
3	石油勘探开发单位应当加强防治污染设施的管理，配备专门管理及操作人员，建立岗位责任制和操作规程，保证设施的正常运行。	项目应按本报告提出的要求保证污染防治设施正常运行。	符合

4	石油勘探开发单位应当实行动态用水管理制度，提高水的重复利用率，对含油污水经处理达到注水标准的，可以实行回注，减少废水的排放量，保护地面水和地下水不受污染；排放废水必须符合国家和自治区规定的标准。	①本项目钻井期使用的泥浆为环保水基泥浆，为环境友好的钻井液，泥浆随钻井队用于后续钻井使用；②运营期北三台油田井下作业废水进罐收集后拉运至北三台联合站处理，处理达标后回注油藏，不向外环境排放。	符合
5	石油勘探开发单位在钻井和井下作业过程中，应当定点存放泥浆、岩屑或者其他废弃物，并及时做好回收利用和处理；对含有汞、镉、铅、铬、砷、氰化物、黄磷等有毒有害物质的泥浆、岩屑或者其他废弃物，应当采取防水、防渗和防溢等有效措施存放。	本环评提出危险废物、含油固体废物管理及运输等环节要求，防止污染大气、土壤、水体。	符合
6	石油勘探开发单位在勘探开发作业完毕后，应当及时清理场地；在农田、绿洲等地带作业，必须采取治理措施，减少占用耕地和破坏植被，对临时性占用的耕地造成破坏的，应当复垦还耕、恢复植被，并赔偿损失。	本项目施工结束后，应对临时占地内的土地进行平整，自然恢复原有地貌，充分利用前期收集的表土覆盖于施工区域表层，临时占地范围不具备植被恢复条件的，应采用砾石等材料覆盖临时占地面积，以防止侵蚀加剧，减少水土流失，植被自然恢复。	符合
7	石油勘探开发单位应当严格执行井控技术规定，防止井喷污染，并实行无污染作业，严格控制落地油。	项目采用钻井泥浆不落地工艺，落地油100%回收，回收的落地油送至火烧山联合站处理。	符合
8	发生井喷、输油管道破裂和穿孔等突发性事件时，石油勘探开发单位应当及时采取措施排除故障，防止污染面积扩大，并及时回收落地原油。	本次评价要求运营单位按时更新已编制并备案的突发环境事件应急预案。	符合
9	石油勘探开发中发生事故或者其他突发性事件，造成或者可能造成环境污染和生态破坏的，必须立即采取措施，通报可能受到污染危害的单位和人员，并按国家有关规定，做好污染事故的调查处理工作。	本次评价要求运营单位按时更新已编制并备案的突发环境事件应急预案。	符合

1.3.7 选址、选线合理性分析

根据现场调查和资料搜集，项目区域和管道沿线内均不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园及其他需要特别保护的环境敏感区。

1.3.7.1 工程选址原则

该采区范围不属于禁止开采区或限制开采区。本工程对敏感区域及敏感目标

进行避让，工程选址做到以下内容：

①新建井场选址尽量临近现有井场，便于统一管理，减少巡井人员，同时最大限度减少工程占地面积。

②新建井场应尽量选择在地表无植被或植被较少处。

③井场道路尽量依托现有井场及周边已有道路，缩减新建道路工程量，最大限度减少植被破坏。

④道路选在植被较少的地段，在植被较多的路段，不得就近取土，尽可能少破坏植被。

⑤线路应尽量直接、连续、均衡，并与地形、地物相适应，与周围环境相协调，不刻意追求高等级线型井场路。

⑥生活营地及集输管线在选址选线阶段尽量选择在植被稀少或荒漠的区域布点。

⑦本项目区远离人群居住区，不在铁路、高速公路、国道、省道等重要交通干线两侧 200m 范围以内。

⑧本项目不在自然保护区、饮用水水源保护区以及生态红线等特殊敏感区域，符合区域经济发展规划、环保规划，无重大环境制约因素。

⑨根据《新疆卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区管理条例》（2018 年 12 月 29 日期修订）中规定可在卡山自然保护区外围保护地带依法进行矿产资源开发、产业园区经营以及其他项目建设。本项目更新注水井 H2428A 距离卡山保护区实验区边界约 3.4km，位于卡山自然保护区外围保护地带。

⑩本项目位于火烧山油田井区、北三台油田北 31 井区和沙南油田沙 102 井区，井区内没有野生动物饮用水水源，项目所在区域开发多年，项目区选址、运输路线不是主要的野生动物迁移和活动区域，项目建设后不会造成区域生态空间分隔，不影响周边野生动物迁徙活动。

1.3.7.2 管线路由合理性分析

①拟建项目新建管线主要是单井注水管线和单井出油管线。拟建管线沿途所经区域生态系统以荒漠生态系统为主，项目所在区域分布的植被类型为白梭梭荒漠、白杆沙拐枣荒漠和红砂荒漠，植被较稀疏，项目井场、管线敷设不占用国家和自治区保护植物。

②本项目管线在设计选线时走向力求顺直、平缓，并尽量减少与天然、人工障碍物交叉，选择有利地形，确保管线长期、安全、可靠运行，同时管线开挖临时作业宽度控制在 8m 内，严格控制土壤扰动面积。

③本项目管线建设距离油田道路均较近，项目区野生动物极少出入油田区域，本项目的建设不会对动物生境产生明显影响。

④管道穿越油区简易路采用大开挖方式，穿越完毕后恢复原有路面。

⑤项目区年降蒸发量 2007.9mm，属于降雨少，蒸发量大，项目管线开挖在两侧修筑的边埂，施工结束后尽快进行回填，发生洪水的概率极低，且项目管线开挖不涉及重型机械，因此管线施工对地质稳定性不会造成影响。

⑥本项目要求严格控制临时占地范围，施工期施工现场设立围栏，施工期严格控制和运营期均采取避让、保护等措施，项目选址符合昌吉州“三线一单”的相关要求。本次产能建设不占用保护文物、风景名胜区、自然保护区、森林公园以及生态红线等环境敏感区。符合区域经济发展规划、环保规划，无重大环境制约因素。

⑦项目所在区域属于天山北坡诸小河流域重点治理区。本工程无法避让天山北坡诸小河流域重点治理区，建设单位必须在项目前期按照《生产建设项目水土保持技术标准》（GB50433-2018）的要求，编制符合要求的水土保持方案，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。

⑧根据《新疆卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区管理条例》（2018 年 12 月 29 日期修订）中规定可在卡山自然保护区外围保护地带依法进行矿产资源开发、产业园区经营以及其他项目建设。本项目注水管线最近距离卡山保护区实验区边界约 3.4km，位于卡山自然保护区外围保护地带。

⑨本项目位于火烧山油田井区、北三台油田北 31 井区和沙南油田沙 102 井区，井区内没有野生动物饮用水水源，项目所在区域开发多年，项目区选线、运输路线不是主要的野生动物迁移和活动区域，项目建设后不会造成区域生态空间分隔，不影响周边野生动物迁徙活动。

本项目在井位的选址和布局上根据“地下决定地上，地下顾及地上”的原则，采用占地面积最小、环境影响最小的布局方案，尽量避开周围环境敏感点。工程建设对周围的环境影响主要为生态环境影响、大气环境影响、地下水环境影响、

地表水影响、土壤影响、声环境影响和固废对周围的环境影响。通过环境影响预测与环境影响分析，本项目建设实施后，通过采取相应的污染控制措施，周围的环境质量均满足相关标准要求，工程建设对周围的环境影响均在可接受的范围，工程选址在环境保护方面较合理。

1.4 关注的主要环境问题

本次评价针对施工期生态环境影响和运营期产生的废气、废水、噪声达标排放情况、固体废物合法处置情况以及提出的生态减缓措施是否将生态影响降至最低进行分析和论述，并针对以上环境影响所采取的环境保护及风险防范措施的可行性进行分析。根据现场调查，评价范围内没有自然保护区、风景名胜区、水源保护区等敏感区，没有固定集中的人群活动区。

关注的主要环境问题有：施工期废气、废水、岩屑以及施工临时占地造成的生态影响；运营期注水过程中的环境影响及环境风险，永久占地生态影响等。

1.5 环境影响报告的主要结论

综上所述，项目的建设符合相关国家产业政策及规划，选址选线符合昌吉州国土空间规划和生态环境管控要求。项目采用的各项污染防治措施切实可行，项目建成后，在落实各项污染防治措施及确保达标排放的前提下，区域环境质量基本保持现状，对区域环境影响较小；项目在运行过程中存在一定的环境风险，但采取相应的环境风险防范措施后，其影响是可防可控的，环境风险水平可以接受；清洁生产水平较高，项目社会效益较好。从环境保护角度考虑，项目建设是可行的。

2 总则

2.1 评价目的、原则

2.1.1 评价目的

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

(2) 通过工程分析，明确本项目各个生产阶段的主要污染源、污染物种类、排放强度，分析环境污染的影响特征，预测和评价本项目施工期、运营期以及服役期满后对环境的影响程度，并提出应采取的污染防治和生态保护措施；分析论证施工期对自然资源的破坏程度。

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

(4) 评价该项目对国家产业政策、区域总体发展规划、清洁生产、达标排放和污染物排放总量控制的符合性。

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

2.1.2 评价原则

(1) 依法评价

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

(2) 科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

(3) 突出重点

根据建设项目的工程内容及其特点，明确与环境要素间的作用效应关系，充分利用符合时效的数据资料及成果，补充必要的现状监测，结合工程设计和预测

数据，对建设项目主要环境影响予以重点分析和评价。

2.2 编制依据

2.2.1 国家法律法规与条例

(1) 《中华人民共和国环境保护法》（全国人大常委会，2015 年 1 月 1 日施行）；

(2) 《中华人民共和国环境影响评价法》（13 届人大第 7 次会议，2018 年 12 月 29 日施行）；

(3) 《中华人民共和国大气污染防治法》（13 届人大第 6 次会议，2018 年 10 月 26 日实施）；

(4) 《中华人民共和国水污染防治法》（2017 年第二次修正，2018 年 1 月 1 日起施行）；

(5) 《中华人民共和国水土保持法实施条例》（国务院令第 588 号，2011 年 1 月 8 日）；

(6) 《中华人民共和国噪声污染防治法》（13 届全国人大常委会第 32 次会议通过，2022 年 6 月 5 日起施行）；

(7) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（全国人民代表大会常务委员会，2020 年 9 月 1 日实施）；

(8) 《中华人民共和国土壤污染防治法》（全国人民代表大会常务委员会，2019 年 1 月 1 日实施）；

(9) 《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》（国令第 682 号，2017 年 10 月 1 日起施行）；

(10) 《中华人民共和国水土保持法》（中华人民共和国主席第三十九号令，2011 年 3 月 1 日施行）；

(11) 《中华人民共和国清洁生产促进法》（全国人大常委会，2012 年 7 月 1 日施行）；

(12) 《中华人民共和国节约能源法》（2018 年 10 月 26 日修正）；

(13) 《中华人民共和国土地管理法》（13 届人大第 12 次会议，2019 年 8 月 26 日实施）；

(14) 《中华人民共和国土地管理法实施条例》（国务院令 653 号，2014

年 7 月 29 日)；

(15) 《中华人民共和国水法》(2016 年修订, 2016 年 7 月 2 日施行)；

(16) 《中华人民共和国防洪法》(12 届人大第 21 次会议, 2016 年 7 月 2 日实施)；

(17) 《中华人民共和国野生植物保护条例》(国务院令第 687 号, 2017 年 10 月 7 日)；

(18) 《中华人民共和国野生动物保护法》(2016 年 7 月 2 日第十二届全国人民代表大会常务委员会第二十一次会议修订, 2017 年 1 月 1 日实施)；

(19) 《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 年 10 月 1 日)；

(20) 《中共中央 国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见》(2021 年 11 月 7 日)；

(21) 《危险化学品安全管理条例》(国务院令 645 号, 2013 年 12 月 7 日)；

(22) 《突发环境事件应急管理办法》(环境保护部令第 34 号, 2015 年 6 月 5 日起实施)；

(23) 《突发环境事件信息报告办法》(环境保护部(第 17 号), 2011 年 4 月 18 日)；

(24) 《建设项目环境影响评价分类管理名录》(生态环境部令第 16 号, 2020 年 11 月 30 日)；

(25) 《国家重点保护野生植物名录》(2021 年)；

(26) 《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)；

(27) 《国家危险废物名录(2025 年版)》(2025 年 1 月 1 日起施行)；

(28) 《危险废物污染防治技术政策》(环境保护部 2001 年第 199 号公告, 2001 年 12 月 17 日施行)；

(29) 《产业结构调整指导目录》(2024 年本)；

(30) 《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 年 7 月 3 日)；

(31) 《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 年 8 月 7 日）；

（32）《中华人民共和国突发事件应对法》（10 届人大第 29 次会议，2007 年 11 月 1 日）；

（33）《突发环境事件应急预案管理暂行办法》（环发〔2010〕113 号，2010 年 9 月 28 日）；

（34）《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第 4 号，2019 年 1 月 1 日）；

（35）《中华人民共和国矿产资源法》（2024 年 11 月 8 日第十四届全国人民代表大会常务委员会第十二次会议修订，2025 年 7 月 1 日起施行）；

（36）《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年第 18 号，2012 年 3 月 7 日实施）；

（37）《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 年修订），2018 年 10 月 26 日施行；

（38）《全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》（办水保〔2013〕188 号）；

（39）《国家林业局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）；

（40）《国务院关于加强环境保护重点工作的意见》（国发〔2012〕35 号，2011 年 10 月 17 日）；

（41）《关于划定并严守生态保护红线的若干意见》（中共中央办公厅、国务院办公厅，2017 年 2 月 7 日印发）；

（42）《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》（环办环评〔2017〕84 号）；

（43）关于印发《建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法》的通知（环发〔2014〕197 号）；

（44）《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》（中发〔2018〕17 号，2018 年 6 月 16 日）；

（45）《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》（环大气〔2021〕65 号）；

(46) 《排污许可管理条例》（2021 年 1 月 24 日国务院令第 736 号发布，2021 年 3 月 1 日起实施）；

(47) 《排污许可管理办法》（生态环境部 部令第 32 号，2024 年 7 月 1 日施行）；

(48) 《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）；

(49) 《国务院关于印发“十四五”节能减排综合工作方案的通知》（国务院 2021 年 12 月 28 日）。

2.2.2 地方法律法规及文件

(1) 《新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018 年修订）》（新疆维吾尔自治区第十三届人民代表大会常务委员会第六次会议，2018 年 9 月 21 日实施）；

(2) 《新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案》（新政发〔2016〕21 号）；

(3) 《新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案》（新政发〔2014〕35 号）；

(4) 《新疆维吾尔自治区人民政府办公厅转发贯彻落实〈全国生态环境保护纲要〉实施意见的通知》（自治区人民政府办公厅，新政办〔2001〕147 号，2001 年 9 月 30 日）；

(5) 《新疆维吾尔自治区野生植物保护条例》（新疆维吾尔自治区人民代表大会常务委员会，2018 年 9 月 21 日）；

(6) 《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》（新政发〔2023〕63 号）；

(7) 《新疆国家重点保护野生植物名录》（2022 年 3 月）；

(8) 《新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录》（2022 年 9 月 18 日修订）；

(9) 《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国土地管理法〉办法》（新疆维吾尔自治区人大常委会，1999 年 10 月 1 日）；

(10) 《新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案》（新疆维吾尔自治区人民政府办公厅，2017 年 3 月 7 日印发）；

(11) 《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国防沙治沙法〉办法》（根据 2024 年 11 月 28 日新疆维吾尔自治区第十四届人民代表大会常务委员会第十

六次会议修订，2025 年 1 月 1 日实施）；

（12）关于印发《新疆维吾尔自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4 号）；

（13）《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》（2018 年 8 月）；

（14）《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》；

（15）《新疆生态功能区划》（新政函〔2005〕96 号，2005 年 7 月 14 日）；

（16）《新疆水环境功能区划》（新政函〔2002〕194 号，2002 年 11 月 16 日）；

（17）《新疆生态环境保护“十四五”规划》（2021 年 12 月 24 日）；

（18）《昌吉州生态环境保护“十四五”规划》（2022 年 1 月 28 日）；

（19）《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国节约能源法〉办法》（2013 年 11 月 28 日新疆维吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委员会第五次会议通过）；

（20）《新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例》（新疆维吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委员会公告〔第 40 号〕，自 2017 年 7 月 1 日起施行）；

（21）《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 年 1 月 1 日）；

（22）《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）；

（23）《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）；

（24）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 年 4 月 17 日）；

（25）《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 年 9 月 6 日）；

（26）《关于下发新疆加强危险废物和医疗废物监管工作实施方案的通知》（新环防发〔2011〕330 号，2011 年 7 月 1 日）；

（27）《关于做好危险废物安全处置工作的通知》（新环防发〔2011〕389 号，2011 年 7 月 29 日）；

- (28) 《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》（新环环评发〔2024〕93 号）；
- (29) 《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20 号，2018 年 12 月 20 日）；
- (30) 自治区党委、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 年 9 月 4 日）；
- (31) 《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 年 9 月 1 日）；
- (32) 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》（新环环评发〔2020〕142 号，2020 年 7 月 30 日）；
- (33) 《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）；
- (34) 《新疆维吾尔自治区石油天然气发展“十四五”规划》；
- (35) 《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》；
- (36) 《昌吉回族自治州区域空间生态环境评价暨“三线一单”生态环境准入清单动态更新成果》（2024 年 7 月）；
- (37) 《关于加强自治区生态保护红线管理的通知（试行）》；
- (38) 《新疆卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区管理条例》。

2.2.3 技术标准及规范

- (1) 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）；
- (2) 《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）；
- (3) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）；
- (4) 《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）；
- (5) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）；
- (6) 《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）；
- (7) 《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）；
- (8) 《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）；

- (9) 《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)；
- (10) 《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)；
- (11) 《建设项目危险废物环境影响评价指南》(环境保护部公告 2017 年第 43 号, 2017 年 10 月 1 日起施行)；
- (12) 《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)；
- (13) 《生产建设项目水土保持技术标准》(GB 50433-2018)；
- (14) 《石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标(试行)》(2009 年 2 月 19 日)；
- (15) 《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(2021 年 12 月 21 日)；
- (16) 《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》(SY/T 6276-2025)；
- (17) 《石油化工环境保护设计规范》(SH/T3024-2017)；
- (18) 《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》(DB65/T3999-2017)；
- (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)；
- (20) 《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)；
- (21) 《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范(试行)》(HJ651-2013)；
- (22) 《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》(HJ1259-2022)；
- (23) 《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ 819-2017)；
- (24) 《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ1248-2022)；
- (25) 《陆上油气田采出水地下注入环境保护技术规范》(SY/T7784--2024)；
- (26) 《石油天然气工程项目用地控制指标》(TD/T 1099-2024)；
- (27) 《关于进一步规范蒸发塘环境管理的通知》(环办水体函〔2024〕249 号)；
- (28) 《关于进一步加强蒸发塘(晾晒池)环境管理的通知》(新环办便函〔2024〕226 号)；

(29) 《排污许可证申请与核发技术规范 总则》HJ 942-2018 环境保护部第 15 号, 2018 年 2 月 8 日发);

(30) 《排污许可证申请与核发技术规范 工业固体废物 (试行)》HJ 1200-2021 生态环境部第 53 号, 2021 年 11 月 8 日)。

2.2.4 委托书及相关技术资料

- (1) 委托书, 中国石油新疆油田分公司开发公司, 2026 年 1 月 4 日;
- (2) 《准东采油厂 2026 年更新井实施意见 (地面工程)》(2025 年 7 月);
- (3) 火烧山油田、北三台油田和沙南油田地质方案相关资料。

2.3 环境影响因素识别和评价因子

2.3.1 环境影响因素识别

本项目对环境的影响时段主要为施工期、运营期和退役期。

施工期的环境影响主要为钻前工程、钻井工程、储层改造工程、集输管线敷设等工程施工活动对周围环境产生的不利影响。一种影响是对土壤扰动和自然植被等的破坏, 这种影响是比较持久的, 在施工完成后的一段时间内仍将存在, 逐步恢复; 另一种是在施工过程中产生的污染物排放对环境造成的不利影响, 这种影响是短暂的, 待施工结束后将随之消失。

运营期的环境影响主要为井场、站场产生的污染物排放对环境造成的不利影响, 这种影响是长期的。运营期事故状态的环境影响包括输油管线、井场发生原油泄漏、火灾、爆炸等事故对周围环境和人员的影响, 同时还涉及社会经济等问题。

退役期环境的影响主要表现为井场封井、管道拆除等施工活动, 这种影响是短期的。

环境影响因素识别见表 2.3-1~表 2.3-4。

表 2.3-1 施工期环境影响因素识别矩阵

环境影响要素		占地	钻前工程	钻井工程				储层改造工程				油气集输工程				注水工程					
			废气	废气	废水	噪声	固废	环境风险	废气	噪声	固废	环境风险	废气	废水	噪声	固废	废气	废水	噪声	固废	
			施工扬尘	施工扬尘、柴油发电机燃油燃烧废气、车辆尾气	钻井废水	发电机、钻机和各类泵的噪声	岩屑、机械设备废油、生活垃圾	井喷漏	施工扬尘、柴油发电机燃油燃烧废气、车辆尾气、测试放喷废气	发电机、测试放喷和各类泵的噪声	机械设备废油、废弃防渗膜、落地油、生活垃圾	井喷、套管破	施工扬尘、柴油发电机燃油燃烧废气、车辆尾气	管道试压废水	发电机等噪声	弃土、机械设备废油、建筑垃圾、生活垃圾	施工扬尘、柴油发电机燃油燃烧废气、车辆尾气	管道试压废水	发电机等噪声	弃土、机械设备废油、建筑垃圾、生活垃圾	
污染影响	大气环境	○	+	+	○	○	+	+	+	○	+	+	+	○	○	+	+	○	○	+	
	地表水	○	○	○	○	○	○	+	○	○	○	+	○	○	○	○	○	○	○	○	○
	地下水	○	○	○	○	○	+	+	○	○	+	+	○	○	○	+	○	○	○	○	+
	声环境	○	○	○	○	+	○	○	○	+	○	○	○	○	+	○	○	○	○	+	○
生	土壤	++	○	○	○	○	+	++	○	○	+	++	○	+	○	+	○	+	○	+	

态影响	环境																			
	野生植物	+	+	+	○	○	+	+	+	○	+	+	+	+	○	+	+	+	○	+
	野生动物	+	○	○	○	+	○	+	○	+	○	+	○	○	+	○	○	○	+	○
	地表扰动	+	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
	生态环境自然景观	+	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○

注：○：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

表 2.3-2 运营期环境影响因素识别矩阵

环境影响要素		占地	采油、油气集输工程				
			废气	废水	噪声	固废	环境风险
			无组织挥发烃类	采出水、井下作业废水、井下作业废液	站场设备等噪声	含油污泥、清管废渣、废润滑油、废弃防渗膜	石油、天然气泄漏
污染影响	大气环境	○	++	○	○	+	+
	地表水	○	○	○	○	○	○
	地下水	○	○	+	○	○	+
	声环境	○	○	○	++	○	+
生态影响	土壤环境	++	+	+	○	+	++
	野生植物	++	+	○	○	+	++
	野生动物	+	+	○	○	+	+
	地表扰动	++	○	○	○	○	○
	生态环境自然景观	++	○	○	○	○	○

注：○：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

表 2.3-3 退役期环境影响因素识别矩阵

环境影响因素		废气	废水	噪声	固废
		工程车辆、设备 拆除施工扬尘	管道清洗	车辆、施工噪 声	拆除的管道、 废旧设备等
污染影 响	大气环境	+	○	○	○
	地表水	○	○	○	○
	地下水	○	○	○	○
	声环境	○	○	+	+
生态影 响	土壤环境	○	+	○	○
	野生植物	○	+	○	○
	野生动物	○	○	+	○
	生态环境自然 景观	○	○	○	○

注：○：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

表 2.3-4 温室气体影响因素识别矩阵

环境影响要素	钻前工程	钻井工程	储层改造工 程	油气集输工 程
甲烷 (CH ₄)	○	○	○	+
二氧化碳 (CO ₂)	○	○	○	+

注：○：无影响；+：有影响；

2.3.2 评价因子

项目各阶段的环境影响因子不同，根据工程分析和生产工艺，施工期、运营期、退役期环境影响评价因子见表 2.3-5。

表 2.3-5 建设项目环境影响评价因子一览表

单项工程环境要素	时期	大气	地表水	地下水	土壤	生态	噪声
钻前工程	施工期	颗粒物	BOD ₅ 、COD、悬浮物、氨氮等	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、生态系统完整性	/
钻井工程	施工期	SO ₂ 、NO _x 、CO、非甲烷总烃	pH值、悬浮物、COD、BOD ₅ 、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅	pH值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	pH值、石油类、石油烃(C ₆ ~C ₉)、石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	/	昼间等效声级(L _d)、夜间等效声级(L _n)
储层改造工程	施工期	SO ₂ 、NO _x 、非甲烷总烃	pH值、悬浮物、COD、BOD ₅ 、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅	pH值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	pH值、石油类、石油烃(C ₆ ~C ₉)、石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	/	昼间等效声级(L _d)、夜间等效声级(L _n)
油气集输工程	施工期	颗粒物	BOD ₅ 、COD、悬浮物、氨氮等	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等	/

	运营期	SO ₂ 、NO _x 、硫化氢、非甲烷总烃	pH值、悬浮物、COD、BOD ₅ 、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅	耗氧量、氨氮、石油类等	/	土壤肥力或林草立地条件、生物多样性、生态系统完整性等	昼间等效声级(L _d)、夜间等效声级(L _n)
注水工程	施工期	颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、非甲烷总烃	pH值、悬浮物、COD、BOD ₅ 、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅	pH值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	pH值、石油类、石油烃(C ₆ ~C ₉)、石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等	昼间等效声级(L _d)、夜间等效声级(L _n)

2.4 环境功能区划和评价标准

2.4.1 环境功能区划

2.4.1.1 环境空气

新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州吉木萨尔县和阜康市。按照《环境空气质量标准》（GB 3095—2026）中的规定，该区域的环境空气质量功能区划属于二类功能区。

2.4.1.2 水环境

本项目评价区域内无地表水体。根据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中地下水分类标准，该区域地下水划分为Ⅲ类功能区，地下水水质执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准值。

2.4.1.3 声环境

本项目位于吉木萨尔县建成区以外和阜康市，尚未进行声环境功能区划。项目位于石油气探矿区范围内，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）的有关要求，执行 2 类声环境功能区要求。

2.4.1.4 土壤环境

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）中第二类用地筛选值标准，占地范围外土壤环境质量执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）风险筛选值。

2.4.1.5 生态环境

根据《新疆生态功能区划》，项目火烧山油田所在区域属于Ⅱ准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区—Ⅱ₄准噶尔盆地东部荒漠、野生动物保护生态亚区—24 将军戈壁硅化木及卡拉麦里有蹄类动物保护生态功能区，北三台油田所在区域属于Ⅱ准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区—Ⅱ₅准噶尔盆地南部荒漠绿洲农业生态亚区—28 阜康—木垒绿洲农业、荒漠草地保护生态功能区，沙南油田所在区域属于Ⅱ准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区—Ⅱ₃准噶尔盆地中部固定、半

固定沙漠生态亚区—23 古尔班通古特沙漠化敏感及植被保护生态功能区。

项目建设所在区域为关于印发《新疆维吾尔自治区水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4 号）中的重点治理区。

2.4.2 环境质量标准

2.4.2.1 环境空气质量标准

本项目油田区域属于大气环境二类功能区。

环境空气质量评价中 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃ 六项指标执行《环境空气质量标准》（GB 3095—2026）过渡阶段二级标准浓度限值。

具体标准限值见表 2.4-1。

表 2.4-1 环境空气质量评价标准

类别	污染物名称	取值时间	过渡阶段 浓度限值	单位	标准来源
基本 污染 物	SO ₂	年平均	60	μg/m ³	《环境空气质量标准》（GB 3095—2026）二级标准
		24 小时平均	150		
		1 小时平均	500		
	PM ₁₀	年平均	60		
		24 小时平均	120		
	PM _{2.5}	年平均	30		
		24 小时平均	60		
	NO ₂	年平均	40		
		24 小时平均	80		
		1 小时平均	200		
	CO	24 小时平均	4	mg/m ³	
		1 小时平均	10		
O ₃	日最大 8 小时平均	160	μg/m ³		
	1 小时平均	200			

2.4.2.2 水环境质量标准

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

表 2.4-2 地下水质量标准

环境要素	项目	标准值		标准来源
		单位	数值	
地下水	pH	无量纲	6.5~8.5	《地下水质量标准》 （GB/T14848-2017）中III类标准
	总硬度	mg/L	450	
	溶解性总固体		1000	

环境要素	项目	标准值		标准来源
		单位	数值	
	氟化物		1	《地表水环境质量标准》 (GB3838-2002) III类标准
	挥发酚		0.002	
	耗氧量		3	
	硝酸盐氮		20	
	亚硝酸盐氮		1	
	硫酸盐		250	
	氨氮		0.5	
	氰化物		0.05	
	氯化物		250	
	六价铬		0.05	
	砷		0.01	
	汞		0.001	
	铁		0.3	
	锰		0.1	
	铅		0.01	
	钠		200	
	镉		0.005	
	石油类		0.05	

2.4.2.3 声环境质量标准

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 土壤环境质量标准

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)中第二类用地筛选值标准。

项目占地范围外土壤环境质量参照执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB 15618-2018)风险筛选值。

具体标准值见表 2.4-3、表 2.4-4。

表 2.4-3 建设用地土壤污染风险筛选值(单位: mg/kg)

序号	污染物项目	风险筛选值(第二类用地)
基本项目(重金属和无机物)		
1	铬(六价)	5.7
2	镉	65
3	铜	18000
4	铅	800
5	砷	60

6	汞	38
7	镍	900
基本项目（挥发性有机物）		
8	四氯化碳	2.8
9	氯仿	0.9
10	氯甲烷	37
11	1,1-二氯乙烷	9
12	1,2-二氯乙烷	5
13	1,1-二氯乙烯	66
14	顺-1,2-二氯乙烯	596
15	反-1,2-二氯乙烯	54
16	二氯甲烷	616
17	1,2-二氯丙烷	5
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8
20	四氯乙烯	53
21	1,1,1-三氯乙烷	840
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8
23	三氯乙烯	2.8
24	1,2,3-三氯丙烷	0.5
25	氯乙烯	0.43
26	苯	4
27	氯苯	270
28	1,2-二氯苯	560
29	1,4-二氯苯	20
30	乙苯	28
31	苯乙烯	1290
32	甲苯	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	570
34	邻二甲苯	640
基本项目（半挥发性有机物）		
35	硝基苯	76
36	苯胺	260
37	2-氯酚	2256
38	苯并[a]蒽	15
39	苯并[a]芘	1.5
40	苯并[b]荧蒽	15
41	苯并[k]荧蒽	151
42	蒽	1293
43	二苯并[a,h]蒽	1.5
44	茚并[1,2,3-cd]芘	15
45	萘	70
其他项目		
46	石油烃	4500

注：石油烃（C₁₀~C₄₀）参照《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）

中第二类用地筛选值标准。

表 2.4-4 农用地土壤污染风险筛选值（单位：mg/kg）

序号	污染物项目		风险筛选值			
			pH≤5.5	5.5<pH≤6.5	5.5<pH≤6.5	pH>7.5
1	镉	水田	0.3	0.4	0.6	0.8
		其他	0.3	0.3	0.3	0.6
2	汞	水田	0.5	0.5	0.6	1.0
		其他	1.3	1.8	2.4	3.4
3	砷	水田	30	30	25	20
		其他	40	40	30	25
4	铅	水田	80	100	140	240
		其他	70	90	120	170
5	铬	水田	250	250	300	350
		其他	150	150	200	250
6	铜	水田	150	150	200	200
		其他	50	50	100	100
7	镍		60	70	100	190
8	锌		200	200	250	300

2.4.3 污染物排放标准

2.4.3.1 废气排放标准

(1) 施工期

施工期产生的颗粒物执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 无组织排放监控浓度 1.0mg/m³ 限值要求。

(2) 运营期

油气开采过程中井场厂界无组织挥发产生的非甲烷总烃排放参照《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，硫化氢执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）。具体标准限值要求见表 2.4-5。

表 2.4-5 大气污染物排放标准一览表 （单位：mg/m³）

阶段	污染物	标准值	标准来源
施工期	颗粒物	1.0mg/m ³	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 无组织排放监控浓度限值要求
运营期	非甲烷总烃	4.0mg/m ³	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求
	硫化氢	0.06mg/m ³	

2.4.3.2 废水排放标准

(1) 施工期

本项目施工期钻井废水采用“钻井泥浆不落地技术”，分离出的液相循环使用，完井后剩余泥浆由钻井队交给专业公司回收利用，无钻井废水外排；管道试压废水为清水，试压结束后用于洒水降尘。生活营地建设生活污水防渗池，施工期生活污水火烧山油田收集后依托准东经济技术开发区五彩湾服务区生活污水处理厂处理，北三台油田北 31 井区作业区和沙南油田沙 102 作业区依托吉木萨尔县污水处理厂处理。

(2) 运营期

本项目火烧山油田井下作业废水拉运至火烧山联合站、北三台油田北 31 井区井下作业废水拉运至北三台联合站、沙南油田沙 102 井区井下作业废水拉运至沙南注水转油站污水处理系统处理，处理后废水水质达到《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，用于回注油藏，不向外部环境排放。标准值见表 2.4-6。

表 2.4-6 碎屑岩油藏注水水质主要控制指标

储层空气渗透率, μm^2	<0.01	[0.01,0.05]	[0.05,0.5]	[0.5,2.0]	≥ 2.0
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 噪声排放标准

(1) 施工期：施工期场界噪声执行《建筑施工噪声排放标准》（GB 12523-2025）。

(2) 运营期：厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类区标准，即昼间 60dB（A），夜间 50dB（A）。

噪声标准限值见表 2.4-7。

表 2.4-7 环境噪声排放标准

标准来源	类别	噪声限值 dB (A)	
		昼间	夜间
《建筑施工噪声排放标准》（GB 12523-2025）	/	70	55
《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）	2 类	60	50

2.4.3.4 固体废物

根据项目产生的各种固体废物的性质和去向：

一般工业固体废物执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）；

危险废物鉴别执行《危险废物鉴别标准》（GB5085.1~7）《危险废物排除管理清单（2026 年版）》（公告 2026 年第 2 号）；危险废物环境管理执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》《危险废物转移管理办法》（部令第 23 号）及《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）进行监督和管理；

2.5 评价工作等级与评价范围

2.5.1 环境空气评价等级和评价范围

按照《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）规定，分别计算每一种污染物的最大地面浓度占标率 P_i （第 i 个污染物），及第 i 个污染物地面浓度达标准限值 10% 时所对应的最远距离 $D_{10\%}$ ，其中 P_i 定义为：

$$P_i = C_i / C_{0i} \times 100\%$$

式中： P_i ——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

C_{0i} ——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。一般选用 GB 3095-2026 中 1h 平均质量浓度的二级浓度限值，如项目位于一类环境空气功能区，应选择相应的一级浓度限值；对仅有 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，可分别按 2 倍、3 倍、6 倍折算为 1h 平均质量浓度限值。

估算模式 AERSCREEN 是基于 AERMOD 估算模式的单源估算模型，可计算污染源包括点源、火炬源、面源和体源的最大地面浓度，能够考虑地形、熏烟和建筑物下洗的影响，可以输出 1h、8h、24h 及年均地面浓度最大值，评价污染源对周边空气环境的影响程度和范围。本次评价将根据建设项目所在地的地貌特征及气象条件，利用《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）公布的 AERSCREEN 估算模式确定大气评价等级。

表 2.5-1 大气环境评价工作等级分级判据

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

表 2.5-2 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/°C		43.6
最低环境温度/°C		-36.3
土地利用类型		沙漠
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
	地形数据分辨率/m	90m
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
	海岸线距离/km	/
	海岸线方向/°	/

筛选结果见表 2.5-3。

表 2.5-3 主要污染物估算模型计算结果表

类别	污染源	污染物	下风向最大质量浓度/($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	下风向最大质量浓度占标率 $P_{max}/\%$	下风向最大质量浓度出现距离/m	D_{10}/m	评价等级	评价范围
无组织排放	单井井场	非甲烷总烃	40.467	2.02335	50	0	二级	2.5km

根据大气污染源强情况，项目排放废气最大地面浓度占标率 $P_{max}=2.02335\%$ ，大于 1% 小于 10%，结合《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中附录 B 推荐的估算模型 AERSCREEN 估算分析，判定本项目大气环境评价等级为二级，确定本次环境空气评价范围为：以 B2027A 采油井为中心，向采油井四周各外延 2.5km 的矩形。评价范围见图 2.5-1。

2.5.2 水环境评价等级和评价范围

2.5.2.1 地表水

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

水、井下作业废水不外排，项目区周边无天然地表水体，项目地表水环境影响评价等级为三级 B。

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

2.5.2.2 地下水

(1) 评价等级

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录A分级标准，本项目属于F类“石油、天然气”中的石油开采项目，属于I类建设项目。

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），“按照场站和内部集输管道分别判断行业类别。常规石油和页岩油、致密油等非常规石油开采井场、站场等工程，按照I类建设项目开展地下水环境影响评价。”“油类和废水等输送管道，按照II类建设项目开展地下水环境影响评价。”

因此，本项目井场属于I类建设项目，集输管线属于II类建设项目。

表 2.5-1 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。

表 2.5-2 地下水环境影响评价工作等级分级表

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

根据表 2.5-1、表 2.5-2 可知，由于项目区内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。

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本项目井场属于I类建设项目，地下水环境敏感特征为不敏感，由此判定本项目井场地下水

评价等级为二级。本项目集输管线属于II类建设项目，地下水环境敏感特征为不敏感，由此判定本项目集输管线地下水评价等级为三级。

(2) 评价范围

按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中关于“二级评价”范围的规定，本项目井场评价范围确定为：火烧山油田以本项目区为中心，地下水流向上游 2km，两侧外扩 2km，下游 20km 的矩形区域；管线地下水评价范围：管线两侧向外延伸 200m 的范围。沙南油田和北三台油田以本项目区为中心，地下水流向上游 2km，两侧外扩 2km，下游 10km 的矩形区域；地下水评价范围见图 2.5-2。

2.5.3 声环境评价等级和评价范围

(1) 评价等级

根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）及《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ 2.4-2021）的规定，项目区属于 2 类功能区，开发建设的噪声影响仅在建设施工期较大，进入生产期后，整个开发建设区噪声源数量相对较少，主要集中在注水井，且噪声影响范围内无固定人群居住。根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）的有关要求，确定本项目声环境评价等级为二级。

(2) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）要求，“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类别及敏感目标等实际情况适当缩小”。根据项目特征，本次噪声评价以井场边界向外 200m 作为噪声评价范围。噪声评价范围见图 2.5-3。

2.5.4 土壤环境评价等级和评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）以及区域土壤监测数据，土壤 pH 值在 7.22~8.54 之间，属于附录 D.2 土壤酸化、碱化分级标准中的表 D.2 规定的轻度碱化；综上，拟建工程类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑，并根据不同项目类型类别分别判定评价等级。

(1) 项目类别

依据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 A 土壤环境影响评价项目类别表，本项目涉及的“井场”“管线”分别属于“采矿业—金属矿、石油、页岩油开采”“采矿业—其他”，对应项目类别分别为 I 类、III 类。

（2）占地规模

污染影响型建设项目所在地周边的土壤环境敏感程度分为敏感、较敏感、不敏感，将建设项目占地规模分为大型（ $\geq 50\text{hm}^2$ ）、中型（ $5\text{-}50\text{hm}^2$ ）、小型（ $\leq 5\text{hm}^2$ ）。本项目总占地面积为 6.79hm^2 ，占地规模为中型。

（3）环境敏感程度

①污染影响型

建设项目所在地周边的土壤环境敏感程度分为敏感、较敏感和不敏感，判别依据见表 2.5-3。根据现场调查，项目井场占地主要为其他草地、灌木林地、采矿用地、裸地和公路用地，不存在耕地、园地、牧草地，因此，判定土壤环境敏感程度为不敏感。

表 2.5-3 污染影响型敏感程度分级表

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

②生态影响型

表 2.5-4 生态影响型敏感程度分级表

敏感程度	判别依据		
	盐化	酸化	碱化
敏感	建设项目所在地干燥度 > 2.5 且常年地下水位平均埋深 $< 1.5\text{m}$ 的地势平坦区域；或土壤含盐量 $> 4\text{g/kg}$ 的区域	$\text{pH} \leq 4.5$	$\text{pH} \geq 9.0$
较敏感	建设项目所在地干燥度 > 2.5 且常年地下水位平均埋深 $\geq 1.5\text{m}$ 的，或 $1.8 < \text{干燥度} \leq 2.5$ 且常年地下水位平均埋深 $< 1.8\text{m}$ 的地势平坦区域；建设项目所在地干燥度 > 2.5 或常年地下水位平均埋深 $< 1.5\text{m}$ 的平原区；或 $2\text{g/kg} < \text{土壤含盐量} \leq 4\text{g/kg}$ 的区域	$4.5 < \text{pH} \leq 5.5$	$8.5 \leq \text{pH} < 9.0$
不敏感	其他	$5.5 < \text{pH} < 8.5$	

a 是指采用 E601 观测的多年平均水面蒸发量与降水量的比值，即蒸降比值。

根据检测报告，本项目土壤属于轻度盐化和轻度碱化土壤，通过查阅资料，项目所在区域年均降水量 193.0mm，年蒸发量 2007.9mm，因此确定本项目所在地部分区域存在盐化现象，判定本项目敏感程度为“较敏感”。

(4) 评价工作等级判定

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

表2.5-5 污染影响型评价工作等级划分表

评价工作等级	I类			II类			III类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-	-

注：“-”表示可不开展土壤环境影响评价工作

表2.5-6 生态影响型评价工作等级划分表

评价工作等级	I类	II类	III类
敏感	一级	二级	三级
较敏感	二级	二级	三级
不敏感	二级	三级	-

注：“-”表示可不开展土壤环境影响评价工作

本项目采油井场开发属于I类项目，原油集输管线属于II类项目，因此本项目采油井场土壤污染影响型评价工作等级为二级，原油集输管线土壤污染影响型评价工作等级为三级。

本项目采油井场生态影响型土壤评价工作等级为二级，原油集输管线生态影响型土壤评价工作等级为二级。

(5) 评价范围

①土壤污染影响型评价范围

本项目土壤污染影响型评价工作等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），项目的调查评价范围为：井场取占地范围内及占地范围外 0.2km 范围，管线边界两侧 0.2km 范围内。

②土壤生态影响型评价范围

本项目土壤环境生态影响型井场评价工作等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），项目土壤生态影响调查评价范围为：井场取占地范围内及占地范围外 2km 范围，管线边界两侧 0.2km 范围内。

土壤评价范围见图 2.5-4。

2.5.5 生态环境评价等级和评价范围

(1) 评价等级

依据《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022)生态敏感性和影响程度,将生态影响评价等级划分为一级、二级和三级,经判定本项目生态环境影响评价等级为三级,判定依据及结果见表 2.5-7。

表 2.5-7 生态环境影响评价工程等级划分

评价等级判定依据	评价等级	判定结果
a) 涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产地,重要生境时,等级为一级	一级	不涉及
b) 涉及自然公园时,评价等级为二级	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 HJ 2.3-2018 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,生态环境影响评价等级不低于二级		不属于水文要素影响型项目
e) 根据 HJ 610-2016、HJ 964-2018 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目,生态影响评价等级不低于二级		不涉及
f) 当工程占地规模大于 20km ² 时(包括永久和临时占用),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		本项目占地面积为 0.024km ² <20km ²
除 a)、b)、c)、d)、e)、f) 以外的情况,评价等级为三级	三级	不涉及

(2) 评价范围

结合《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)中的相关规定“井场、站场(含净化厂)等工程以场界周围 50 米范围、集输管道等线性工程两侧外延 300 米为评价范围。通过大气、地表水、噪声等环境要素间接影响生态保护目标的项目,其评价范围应涵盖污染物排放产生的间接生态影响区域。”

本项目生态评价范围为各井场边界向外延伸 50m,管线工程两侧各 300m。生态评价范围见图 2.5-5。

2.5.6 环境风险评价等级和评价范围

(1) 评价等级

本项目危险物质影响环境的途径主要为大气环境和地下水环境，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B 和附录 C，本项目 Q 值<1，环境风险潜势综合等级为I级，风险评价等级为简单分析。

（2）评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）的规定，评价等级为简单分析的项目未设环境风险评价范围。

2.5.7 评价工作等级及评价范围汇总

拟建项目各评价专题的环境影响评价范围汇总情况见表 2.5-8。

表2.5-8 评价工作等级及评价范围一览表

序号	项目	评价等级		评价范围	
1	环境空气	/		/	
2	地表水	三级 B		/	
3	地下水	井场（含回注井场）	二级	以本项目区为中心，地下水流向上游 2km，两侧外扩 2km，下游 27km 的矩形区域；管线地下水评价范围：管线两侧向外延伸 200m 的范围。见图 2.5-2	
		管线	三级		
4	噪声	二级		以井场边界向外 200m，见图 2.5-3	
5	土壤	污染影响型	石油开采工程	二级	井场取占地范围内及占地范围外 0.2km 范围，见图 2.5-4
			管线工程	三级	管线边界两侧 0.2km 范围内，见图 2.5-4
		生态影响型	石油开采工程	二级	井场取占地范围内及占地范围外 2km 范围，见图 2.5-4
			管线工程	二级	管线边界两侧 0.2km 范围内，见图 2.5-4
6	生态	三级		井场周边 50m 范围内，管线两侧各 300m 带状区域，见图 2.5-5	
7	环境风险	简单分析		/	

2.6 评价内容和评价重点

2.6.1 评价工作内容

本次评价的主要内容包括工程分析、环境概况调查、环境质量现状与影响分析，环境影响预测与评价、环境保护措施及可行性分析、总量控制、环境风险评价、环境经济损益分析，环境管理与监控计划，结论及建议。

2.6.2 评价重点

根据工程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) 建设项目工程分析；
- (2) 生态环境影响评价；
- (3) 大气、地下水、固体废物环境影响评价；
- (4) 环境风险影响评价及风险管理；
- (5) 环境保护措施技术经济及可行性论证。

2.6.3 评价时段

根据本项目实施的不同阶段和环境影响特点，评价时段包括勘探建设期、生产运营期和退役期三个时段，以勘探建设期和生产运营期两个时段为评价重点。

2.6.4 评价对象

根据工程内容和环境现状调查，本次评价的对象包括本项目开发建设所涉及的井区和集输管线。

2.7 控制污染与环境保护目标

2.7.1 控制污染目标

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，确定污染控制对象目标如下：

- (1) 控制建设项目在开发建设过程中的各种施工活动，尽量减少对项目区生态环境的破坏，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，废水达标后用于回注油藏，不外排，场界噪声达标，固废得到合理利用及无害化处置，项目建设不会对项目区造成影响。
- (3) 进一步控制各种污染物排放量，在总体上符合区域环境污染物质量控制目标以及清洁生产的要求。
- (4) 保证评价区域空气质量、地下水质量维持现有水平；将工程对生态环境的不利影响程度降低到最低程度，使受影响区域的整体生态环境无明显破坏。

2.7.2 环境保护目标

据现场调查，除油区工作人员外，没有固定人群居住，项目区以北约 3.4km

为新疆卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区实验区（以下简称“卡山保护区”），本项目生态系统脆弱，可恢复性差，自然荒漠生态系统和卡拉麦里自然保护区为重点保护目标。本项目与卡山保护区位置关系见图 2.7-1。本项目环境保护目标具体情况见表 2.7-1。

表 2.7-1 环境敏感目标一览表

环境要素	环境敏感目标	与项目相对位置 (方位, 距离)	保护要求
环境空气	项目区大气环境	项目区	满足《环境空气质量标准》（GB 3095—2026）过渡阶段二级标准
	卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区	位于项目区北侧 3.4km	《环境空气质量标准》（GB 3095—2026）过渡阶段一级标准
地下水环境	区域地下水水质不受项目建设影响		满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准
土壤环境	评价区域内	占地范围内	《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
		占地范围外	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 中农用地土壤污染风险筛选值，石油烃参照占地范围内标准执行
生态环境	水土流失重点治理区	项目区	保护项目区域荒漠生态系统完整性和稳定性，保护土壤环境质量，做好植被恢复与水土保持工作，使项目区现有生态环境不因本项目的建设受到破坏
	植被	评价区域内	落实工程占地以及管道沿线周边生态环境保护措施，临时占地 3-5 年可基本恢复到自然状态
	珍稀有蹄类野生动物（蒙古野驴、鹅喉羚等国家级保护动物）	评价区域北侧 3.4km 外卡山保护区	国家级保护动物
	土壤	评价区域内	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）
	卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区	项目区边界以北 约 3.4km	保护野生动物的种群规模及栖息生境

3 建设项目概况与工程分析

3.1 油田开发现状

火烧山油田行政区域横跨富蕴县和吉木萨尔县，油田位于准噶尔盆地东部，西南距阜康 170km，西北距彩南油田 52km，东南距吉木萨尔县 150km，东北距富蕴县 260km。北三台油田北 31 井区位于准噶尔盆地古尔班通古特沙漠东部，行政隶属昌吉回族自治州阜康市管辖。沙 102 井区位于准噶尔盆地东部隆起北三台凸起北部，行政隶属昌吉州阜康市管辖，距阜康市北东约 70km(见附图 3.1-1)。

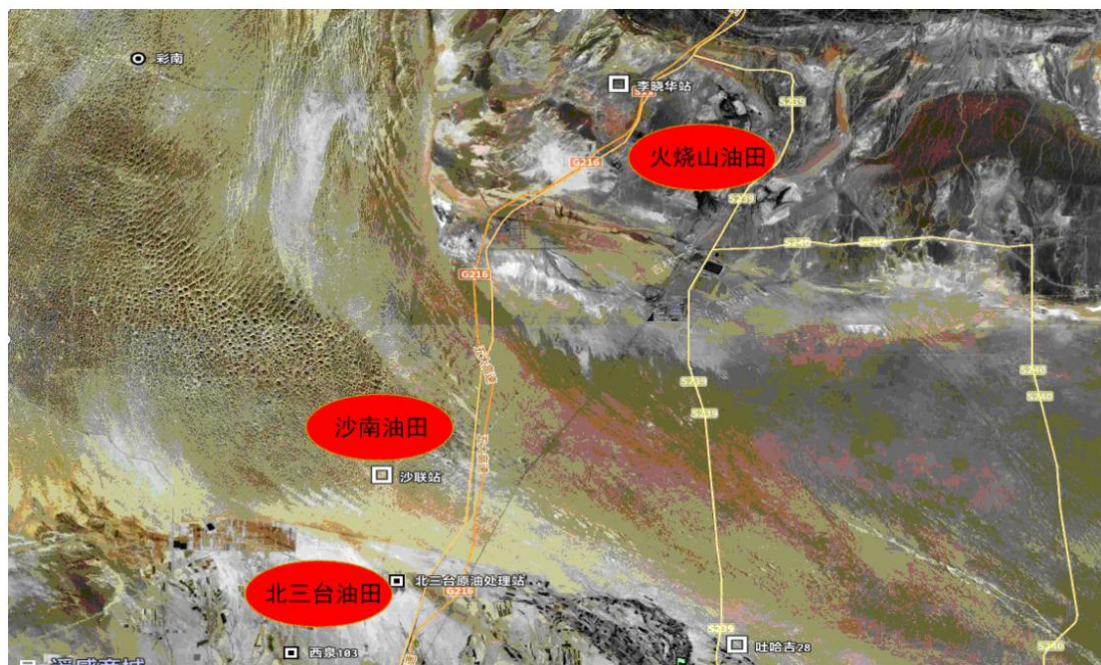


图 3.1-1 火烧山油田、沙南油田、北三台油田地理位置及范围图

3.1.1 火烧山油田

3.1.1.1 基本情况介绍

火烧山油田隶属新疆油田公司准东采油厂管理。油田位于准噶尔盆地的东部，距 216 国道 8km，东南距吉木萨尔县城 150km，西北距彩南油田 52km，西南距阜康 170km。油区内地势平坦，道路纵横，水、电、交通运输便利，具有良好的地面开发条件。

火烧山油田构造上位于准噶尔盆地东部帐北隆起带北端，为长轴近南北向的背斜，背斜东西两翼不对称、东翼较陡，西翼较缓，东翼地层倾角 20°左右，西

翼地层倾角 6° 左右。含油层系为二叠系中统平地泉组平一段和平二段中下部，自上而下划分为 H_1 、 H_2 、 H_3 、 H_4^1 、 H_4^2 五套开发层系。

本次部署区域位于 H_2 地面占用区。

3.1.1.2 火烧山油田勘探开发简况

火烧山油田主力开发区 1987 年投入开发，可划分为以下四个阶段。

1) 产能建设阶段（1987 年—1989 年）

火烧山开发区 1987—1988 年完成开发方案编制，1988 年下半年全面投入开发。方案在纵向上分四套层系开发（ H_2 、 H_3 、 H_4^1 、 H_4^2 ），先动用 H_2 、 H_3 北部， H_4 的全部， H_1 和 H_2 、 H_3 南部作为接替。平面上采用两套井网， H_2 和 H_4^1 为一套井网， H_3 和 H_4^2 为一套井网，井距为 350m，平面上错开 250m，基本上为反九点法面积注水井网。

2) 产量快速递减阶段（1990 年—1994 年）

火烧山开发区全面投入开发后，产量即开始快速递减，没有稳产期。实际开采指标与方案设计指标差距大，油田初期年产油量（ $54.2 \times 10^4 \text{t}$ ）仅为方案设计的 50%。

3) 稳油控水综合治理阶段（1995 年—2005 年）

针对水淹、水窜的严重局面，油田开展了一系列的综合治理和现场试验研究，于 1995 年上半年完成了油田高含水综合治理方案的编制。经过 H_3 油藏储量未动用区的择优动用、 H_4 加密调整和实施多期次大规模、连片性的调剖、分注、堵水措施，油田含水快速上升的势头得到有效遏制，综合含水率由 55.0% 下降到 40.3%，日产油水平由 1994 年底的 890t 回升到 1100t，年产油能力由 $33.9 \times 10^4 \text{t}$ 回升到 $40.0 \times 10^4 \text{t}$ ，在平均年含水上升率不到 2% 的情况下，连续九年年产油稳产在 $30.0 \times 10^4 \text{t}$ 以上。

4) 精细治理挖潜阶段（2006 年～目前）

该阶段分层系开展了油藏精细描述研究，开展了油藏分类研究，研究合理开采技术界限，编制了整体开发调整加密方案，进一步完善了配套采油工艺技术。以合理开采技术政策为指导，加强了调剖、分注、调配水等精细化管理，有效地解决了层间矛盾，弱化了平面矛盾，充分发挥了油藏潜力，地层压力稳步恢复，压力保持程度上升到 98.0% 以上，平均年含水上升率控制在 3% 以内，实现了精

细注水开发。

3.1.1.3 火烧山油藏分区简况

根据目前油藏动用情况及调整潜力，对各油层组进行分区。

(1) H₁ 油层组根据目前生产情况，将平面上分为三个区：地面占用区、中部上返区、未动用区。

地面占用区：含油面积 4.53km²，平均砂体厚度 21.2m，平均油层厚度 5.5m，地质储量 123.17×10⁴t。该区砂体呈透镜状分布，横向局部连片，纵向多期发育。2017 年因地面占用全部封井，目前处于停产状态，采出程度 10.3%，剩余地质储量 118.47×10⁴t，是本次部署目标区。

中部上返区：含油面积 10.16km²，平均砂体厚度 15.6m，平均油层厚度 3.8m，地质储量 192.80×10⁴t。砂体呈透镜状分布，横向局部连片，纵向多期发育。生产井主要是 H₂ 层直井上返及合采，未形成规则井网，井网不完善，井距偏大，注水开发效果差，整体处于低液状态开采，是本次部署目标区。

未动用区：含油面积 15.21km²，平均砂体厚度 6.7m，平均油层厚度 2.8m，地质储量 245.87×10⁴t。砂体远离物源，呈透镜状分布，平面连续性差，纵向上集中在单层发育，是本次部署目标区域。

(2) H₂ 油层组根据目前生产情况，将平面上分为四个区：地面占用区、中部动用区、南部未动用区、西部扩边区。

地面占用区：含油面积 4.83km²，平均砂体厚度 38.5m，平均油层厚度 14.9m，地质储量 427.33×10⁴t。砂体连片，纵向多期发育，投产采用 350m 反九点井网开发，2017 年因地面占用全部封井，目前处于停产状态，采出程度 6.2%，剩余地质储量 400.91×10⁴t，是本次部署目标区。

中部动用区：该区含油面积 12.73km²，平均砂体厚度 25.5m，平均油层厚度 9.1m，地质储量 685.35×10⁴t。砂体连片，透镜状发育，东部砂体油层发育程度好于西部。该区整体为 350m 反九点面积井网注水开发，油藏中部有 8 个井组的 350m 反七点井网，井网完善，砂体控制程度较高，本次不对该区部署。

南部未动用区：该区含油面积 9.16km²，平均砂体厚度 8.2m，平均油层厚度 4.0m，地质储量 182.76×10⁴t。砂体垂向发育较为集中，是本次部署目标区域。

西部扩边区：该区含油面积 1.47km²，平均砂体厚度 1.9m，平均油层厚度

0.9m，地质储量 7.38×10^4 t。该区井控程度低，储层落实程度低，储量规模小，本次不作部署。

(3) H₃ 砂层组根据砂体形态及目前生产情况，将平面上分为四个区：地面占用区、中部动用区、南部未动用区、西部扩边区。

地面占用区：含油面积 1.60km^2 ，平均砂体厚度 32.2m ，平均油层厚度 9.6m ，地质储量 $105.16 \times 10^4 \text{t}$ 。各小层砂体均连片发育，投产采用 350m 反九点井网开发，2017 年因地面占用无法动用，采出程度 5.1% ，剩余地质储量 $99.75 \times 10^4 \text{t}$ ，是本次部署目标区。

中部动用区：含油面积 23.38km^2 ，平均砂体厚度 36.8m ，平均油层厚度 12.1m ，地质储量 $1943.26 \times 10^4 \text{t}$ 。各小层砂体均连片发育，初期为 350m 反九点井网，经过加密调整在东北、西南部局部为 250m 反九点井网，目前采出程度较高，东北部是本次部署的目标区。

南部未动用区：含油面积 2.59km^2 ，平均砂体厚度 8.6m ，平均油层厚度 4.2m ，地质储量 $74.98 \times 10^4 \text{t}$ 。砂体垂向发育较为集中，是本次部署目标区。

西部扩边区：含油面积 4.11km^2 ，平均砂体厚度 8.3m ，平均油层厚度 4.6m ，地质储量 $128.35 \times 10^4 \text{t}$ 。储层发育较实，砂体垂向发育集中，是本次部署目标区。

(4) H₄² 砂层组注采井网集中在构造高部位，边部存在一部分未动用储量，本次针对边部井控程度低的区域部署。

3.1.2 北三台油田北 31 井区

3.1.2.1 基本情况介绍

(1) 北 31 井区二叠系梧桐沟组油藏地层厚度 $230 \text{m} \sim 320 \text{m}$ ，自下而上分为 P3wt1、P3wt2、P3wt3 段，其中 P3wt3 段以泥岩为主，主要生产层为 P3wt2 段，P3wt2 段自上而下分为 3 个砂层组 P3wt21、P3wt22、P3wt23，各砂层组内部细分 6 个小层。

(2) 北 31 井区梧桐沟组油藏整体为一北西向倾斜的断鼻构造，东部较陡，地层倾角为 12° 左右，西部较平缓，地层倾角 4° 左右。P3wt2 段主要发育东西向和南北向两组正断裂，断裂倾角 $55^\circ \sim 80^\circ$ ，断距 $5 \text{m} \sim 45 \text{m}$ ，其中东西走向的正断裂北 77 井断裂、北 12 井北断裂、B2004 井南断裂为油气控藏断裂。

(3) P3wt2 段储层岩性主要为细砂岩、中~粗砂岩、粉砂岩，其次为砂砾岩、

含砾砂岩。岩心分析统计资料显示，P3wt2 段储层孔隙度中值 20.49%，渗透率中值 8.36mD；油层孔隙度中值 21.98%，渗透率中值 18.11mD，属中孔低渗透储层。储层填隙物主要为粘土矿物，总含量 2%~5%，其成分以伊蒙混层为主，含量平均为 59.5%，其次为高岭石、绿泥石和伊利石，敏感性实验表明油藏有中强盐敏、中弱体敏、中弱速敏特征。虽然无水敏资料，但生产动态情况表明油藏具有中强水敏特征。

(4) 梧桐沟组各砂组油层厚度 4.8~8.6m。下部扇三角洲相的油层厚度要大于上部辫状河三角洲相，顺物源方向，油层发育连续性较好，切物源方向，油层发育连续性较差。

(5) P3wt2 层原始地层压力 23.74MPa，压力系数 1.16，饱和压力 11.11MPa，油层温度 65.15℃。油藏属于正常压力系统，为低饱和油藏。

(6) P3wt2 层地面原油密度 0.8832g/cm³，粘度（50℃）45mpa·s，含蜡量 2.9%，凝固点 12.7℃；地层原油密度 0.8418g/cm³，粘度（50℃）11.8mpa·s，体积系数 1.0927，原始气油比 40.59m³/m³。

3.1.2.2 开发简况

北 31 井区 1989 年 11 月采用 300m 反七点井网面积注水开发，根据油藏生产特点，将其开发历程划分为四个阶段（附图 2-14）。

(1) 产能建设阶段（1989年11月~1990年11月）：生产井陆续完钻投产，油井基本自喷生产，依靠天然能量开采，至1990年11月，投产油井48口，日产液533t，日产油达到475t，综合含水14.5%，原始地层压力由23.74MPa快速降至20.66MPa。

(2) 产量快速递减阶段（1990年12月~1999年6月）：1991年5月全面注水，1991年至1994年产油量稳定在10×10⁴t以上，从1994年8月开始，含水快速上升，到1999年底，含水从30%上升至67%，进入快速递减阶段。

(3) 综合治理阶段（1999年7月~2017年12月）：为减缓油藏递减，1999年开始陆续对14口油井及其周围注水井后备层P₃w_{t2}¹⁻¹层补层。补层初期日产油水平逐步恢复到200t以上，后期由于层间矛盾突出，水淹、水窜严重，递减逐渐变大。为提高储量控制程度，2005年~2007年针对井网控制差的东部

和油藏边部西部区域，新钻3口油井，2口采油井转注，产量有所稳定，油藏递减有所减缓，至阶段末日产液450t，日产油达到46t，综合含水89.8%。

(4) 注采调控阶段（2018年1月~目前）：该阶段针对后备层 $P_3wt_2^{1-1}$ 层实施水平井3口，受水窜影响，含水较高，实施效果较差。对 $P_3wt_2^1$ 层和 P_3wt_3 层实施补层13井次，油藏递减减缓，目前处于低水平状态下生产。

3.1.2.3 开采现状

截至 2025 年 5 月，北 31 井区梧桐沟组油藏共有 73 口井，其中采油井 50 口，注水井 23 口。目前采油井开井 41 口，日产液 382.0t，日产油 35.0t，综合含水 90.8%，累积产油 161.7×10^4 t，采油速度 0.17%，采出程度 22.7%，可采采出程度 90.4%。注水井开井 23 口，日注水 297.0m^3 ，平均单井日注 18.5m^3 ，月度注采比 0.78，累积注采比 1.2，压力保持程度 97.3%

3.1.3 沙南油田沙 102 井区

3.1.3.1 基本情况介绍

沙 102 区块二叠系梧桐沟组油藏顶面构造形态为南倾单斜背景上的低幅度鼻状构造，由南向北逐渐抬升，南缓北陡。西侧断层发育，地层较陡，东侧断层较少，地层变缓；沙 102 区块内部发育多条次级正断层，断距 5m~30m，断层倾角大于 50° ，走向为北西-南东和近东西向。北部为沙丘 3 井北断裂，西部为沙丘 6 井东断裂、沙 116 井东断裂、沙 116 井北断裂和 SQ3225 井西断裂组成的断裂带。

桐沟组梧一段自上而下划分为 $P_3wt_1^1$ 、 $P_3wt_1^2$ 两个砂层组，又细分为 $P_3wt_1^{1-1}$ 、 $P_3wt_1^{1-2}$ 、 $P_3wt_1^{2-1}$ 、 $P_3wt_1^{2-2}$ 四个砂层，其中主要生产层为 $P_3wt_1^{2-2}$ 层， $P_3wt_1^{1-2}$ 层为次要生产层。沙 102 区块二叠系梧桐沟组油藏属于扇三角洲前缘亚相沉积，物源为南部三台凸起，主要发育三角洲水下分流河道、河口坝、前缘席状砂与分流间湾微相。主力生产层 $P_3wt_1^{2-2}$ 层岩性以细砂岩、中-粗砂岩为主，主要发育水下分流河道和河口坝沉积，沉积厚度 29.8m~104.1m，砂体厚度 0.0m~24.6m，平均厚度 9.9m。储层岩心分析孔隙度 17.5%，渗透率为 0.54mD；油层岩心分析孔隙度 19.5%，渗透率 1.76mD。综合评价为孔隙较发育，孔隙连通性较好的中孔、低渗砂岩储集层。

沙 102 区块二叠系梧桐沟组油藏地面原油密度 0.8572g/cm^3 ，地面原油粘度 $15.82\text{mPa}\cdot\text{s}$ ，含蜡量 8.04% ，凝固点 19.5°C ，不含硫。P_{3wt1}²油藏地面原油密度 0.8431g/cm^3 ，地面原油粘度 $8.77\text{mPa}\cdot\text{s}$ ，含蜡量 6.40% ，凝固点为 17.1°C ，不含硫。根据现有原油分析资料，沙 102 区块油藏原油性质为不含硫，轻质常规原油。

天然气为原油溶解气，天然气相对密度 $0.9678\sim 1.1870$ ，组分以甲烷为主。地层水密度 1.010g/cm^3 ，矿化度 9119.37mg/L ，氯离子含量 4589.74mg/L ，水型为 CaCl₂ 型。

3.1.3.2 开发简况

沙 102 区块梧桐沟组油藏 2005 年采用 300m 反七点注水井网注水开发，开发历程共分为三个阶段：

1) 产能建设阶段（2003~2008 年）：投入开发 46 口采油井，2008 年日产油达到 278t，阶段末注水井 23 口，日注水 456m^3 ，累计注采比 0.8，压力保持程度 74.5%。

2) 快速递减阶段（2009~2022 年）：由于中部区域存在高渗条带，注水开发后油藏后水窜严重，但控水效果不明显，2009 年后进入产量递减阶段，自然递减率 9.6% 上升至 31.5% ，日产油水平由 265t 降至 41t。尽管该阶段持续开展调水、调剖等工作，但效果均不理想，阶段后期日产油长期保持 40t—50t 的低水平生产。

3) 精细注采调控阶段（2023 年至今）：该阶段加强油藏地质再认识，通过重新评价油藏、重选技术路径，中部通过调剖升级迭代，边部油井蓄能压裂改造等技术手段，2024 年年产油上升至 2.9 万吨，油藏形势明显好转，日产油量翻倍，由 41t 升至 81t。

3.1.3.3 开采现状

截至 2025 年 5 月，沙 102 区块共有采油井 60 口，开井 51 口，日产液 393.0t，日产油 71.0t，综合含水 80.4% ，采液速度 3.5% ，采油速度 0.7% ，累产油 $76.9\times 10^4\text{t}$ ，采出程度 19.1% ；注水井 25 口，开井 22 口，日注水平 $379\text{m}^3/\text{d}$ ，月注采比 1.0，累计注水 $270.4\times 10^4\text{m}^3$ ，累积注采比为 1.26。

3.2 建设项目概况

3.2.1 项目名称和性质

项目名称：准东采油厂 2026 年更新补钻工程；
 建设单位：中国石油新疆油田分公司开发公司；
 项目性质：扩建。

3.2.2 建设地点

更新井位于火烧山油田、北三台油田北 31 井区和沙南油田沙 102 井区。火烧山油田行政区域横跨富蕴县和吉木萨尔县，油田位于准噶尔盆地东部，西南距阜康 170km，西北距彩南油田 52km，东南距吉木萨尔县 150km，东北距富蕴县 260km。北三台油田北 31 井区位于准噶尔盆地古尔班通古特沙漠东部，行政隶属昌吉回族自治州阜康市管辖。沙 102 井区位于准噶尔盆地东部隆起北三台凸起北部，行政隶属昌吉州阜康市管辖，距阜康市北东约 70km。地理位置见图 3.2-1，外环境关系见图 3.2-2，现场踏勘图见图 3.2-3。

3.2.3 建设规模及组成

2026 年准东采油厂更新井共计 5 口，其中采油井 1 口，注水井 4 口。实施后预计增加日注水量 133m³，日增油量 3.5t。北 31 井区新建油井采用“井口—计量站—处理站”的二级布站集输流程，该区采用加热集输流程，新建单井增设 1 座 10kW 井口电加热器。新建注水井采用单干管多井配水流程，注水站来水经注水干、支线输至配水间，通过分水器将水量分配至各注水井，在配水间进行单井配水和计量。单井注水依托原井计量配水站，更新井接入原有空头。配套建设供电、给排水、仪表、防腐与保温等工程。

工程项目组成见表 3.2-1。

表 3.2-1 本项目主要工程组成一览表

类别	名称	工程量	建设内容	备注	
主体工程	钻前工程		钻井前准备工作，包括井场平整、设备基础修建等，均在井场临时占地范围内实施。	新建	
	钻井工程	采油井	1 口	补钻采油井 1 口，为三开井身结构、直井。钻井总进尺 2125m，钻井施工 40 天，地面工程施工 25 天，施工人数为 20 人。本项目采用水基钻井液。	新建
		注水井	4 口	补钻注水井 4 口，均为三开井身结构、直井。B2016A 设计井深 2160m，H1389A 设计井深为 1686.0m，H2428A 设计井深为 1713.0m，沙 102A 井钻井	新建

类别	名称	工程量		建设内容	备注
采油工程	采油井口装置	1 口		深 2381.0m，总进尺 7940m。钻井施工合计共 150 天；地面工程施工 30 天，施工人数为 20 人。本项目采用水基钻井液。	新建
			井口装置采用 25MPa DN50 采油井口，抽油机采用 12 型节能抽油机(30kW)。采油井口设置保温盒保温，保温盒内设 150W 防爆电加热杯，井口安装设置清蜡热洗接口、油套连通管、压力检测仪表及安全标示牌。新建单井增设 1 座 10kW 井口电加热器，装置实现全自动控制，以液压力控制为主，温度控制为辅。		
			钻井液循环设施	设置在井场靠近井口位置，控制钻井液注入和循环使用；钻井液均采用非磺化水基泥浆	
			地面安全阀	防止突发事故，在管道爆裂或其他情况下控制钻井液注入	
			井口控制面板	设置在井场井口，控制地面各安全阀门，防止突发事故	
			防喷装置	设置在井场井口，用于防止地下承压水和深层油气喷出；防喷装置包括：双闸板防喷器 2 套、环形防喷器 1 套、单闸板防喷器 1 套，放喷池 1 座等	
	储存装置	发电机柴油罐（1 个）、各类罐体罐基础和应急放喷池（1 个，容积 300m ³ ）			
	单井出油管线	450m	DN50 2.5MPa 玻璃钢管（耐温 90℃），30mm 厚聚氨酯泡沫塑料	新建	
注水工程	注水井场	4 口	火烧山油田新建 16MPa 注水井口（DN50 25MPa 采油树）2 座，沙 102 区新建 25MPa 注水井口 1 座，北 31 井区新建 16MPa 注水井口（DN50 25MPa 采油树）1 座。 井口设保温盒，来水管道设止回阀和截断阀。	新建	
	单井注水管线	2.12km	火烧山油田、北 31 井区新建单井注水管道选 DN50 16MPa 热塑性塑料内衬玻璃钢复合管（耐温 70℃），沙 102 区新建单井注水管道选 DN50 25MPa 玻璃钢管（耐温 70℃）埋地不保温敷设，管线埋深 -1.80m。	新建	
辅助工程	钻井工程	生活营地	1 座	钻井期每座井场设置生活营地 1 座，占地面积 3600m ² 。	新建
公用工程	供配电	施工期用电由柴油发电机提供。			新建
		新建 10kV 架空线路 T 接于就近 10kV 北 31 线路，新建 10kV 架空线路 1km，架空线路导线采用 JL/G1A-95/20。			
	新建杆架式变电站 1 座，采用 80kVA 变压器供电，杆架式变电站 0.4kV 侧设无功补偿装置				
	供水	火烧山油田采用车载拉运方式供水，管道试压用水水源来自火烧山作业			依托

类别	名称	工程量	建设内容	备注	
			区。 北三台油田北 31 井区采用车载拉运方式供水，管道试压用水水源来自北三台北 31 井区作业区。 沙南油田沙 102 井区采用车载拉运方式供水，管道试压用水水源来自北沙南注水转油站。		
	供热		项目冬季不施工，不涉及供热，营运期井口加热采用电加热。	/	
	道路		本项目不新建道路，利用现有已建道路。	依托	
环保工程	废气	施工期	施工扬尘：材料及临时土方采用防尘布覆盖，逸散性材料运输用苫布遮盖。	/	
		运营期	车辆尾气：使用国家合格燃油，间断不连续排放。	/	
		运营期	无组织排放的非甲烷总烃：本项目采用密闭集输工艺，集输过程无组织排放，加强巡检及设备的维护、检修。	/	
		运营期	伴生气：本项目采出液（气、水、油）经管线密闭集输至北三台联合站处理。	/	
	废水	施工期	钻井废水：经“钻井泥浆不落地技术”处理后回用于钻井液配备，不外排；工程结束由钻井队回收。	依托	
		运营期	施工生活污水：施工期每口井新建 1 座生活营地，火烧山油田作业区生活污水收集后拉运至五彩湾污水处理厂；北三台北 31 井区作业区和沙南沙 102 井区作业区的生活污水收集后拉运至吉木萨尔县污水处理厂。	依托	
		运营期	管道试压废水：采用新鲜水，试压结束后用于洒水抑尘。	/	
		运营期	井下作业废水：火烧山油田井下作业废水拉运至火烧山联合站、北三台油田北 31 井区井下作业废水拉运至北三台联合站、沙南油田沙 102 井区井下作业废水拉运至沙南注水转油站污水处理系统处理，处理达标后回注油藏，不外排。	依托	
	噪声	施工期	采用低噪声设备，定期维护，装设基础减振和设置隔声罩，合理安排施工时间，高噪声施工设备减少夜间使用或禁止使用。	新建	
		运营期	①尽量选用低噪声设备；②采取减噪措施；③尽量将发声源集中统一布置；④切合实际地提高工艺过程自动化水平；⑤定时保养设备。	新建	
		固废	施工期	岩屑经不落地系统处理后进罐收集，交由新疆盛洁环境技术有限责任公司处理。	依托
			施工期	施工土方：施工结束后回填管堤之上，实施压实平整水土保持措施。	/
施工期	废弃防渗膜、机械设备废油：申领危险废物转移联单，委托有危险废物资质的单位转移拉运并进行无害化处置。		依托		
运营期	生活垃圾：施工现场设置垃圾桶，生活垃圾集中收集在垃圾桶内，火烧山油田定期拉运至火烧山固废堆存场进行填埋处理；北 31 井区、沙 102 井区定期拉运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场处置； 建筑垃圾：施工废包装材料尽量回收利用，建筑垃圾由施工单位清运。		依托		
	运营期	含油污泥：定期委托有危险废物处置资质的单位处置。	依托		
		落地油：井下作业时带罐作业，落地油 100%回收，回收后的落地油运至北三台联合站处理。	依托		
			清管废渣、废防渗膜：委托有危废处置资质单位进行转移处置。	依托	

类别	名称	工程量	建设内容	备注
			废润滑油：回收后收集到火烧山联合站、北三台联合站和沙南注水转油站原油处理系统处置。	依托
	环境风险		①安装防喷器和井控装置等安全措施；②井下作业配备回收罐。	新建
	生态恢复		①严格控制占地范围；②开挖时分层开挖、分层回填；③施工结束后，恢复地表原状，将施工迹地平整压实；④永久占地地面硬化；⑤对临时占地进行平整，实施砾石覆盖等措施。	/
依托工程	火烧山联合站		火烧山联合站污水处理系统设计规模 20000m ³ /d，污水处理系统现处理量为 19370m ³ /d。污水处理系统剩余量 630m ³ /d。 火烧山联合处理站注水系统，注水规模 8400m ³ /d，现状注水规模 5200m ³ /d，本次新增 90m ³ /d，依托可行。	依托
	北三台联合站		北三台联合站回采出水处理能力 2500m ³ /d，站内现有处理量 2000m ³ /d，富余量 500m ³ /d，本项目采出水总量约 4m ³ /d，现有采出水系统富余处理能力能够满足本项目需求。次高压注水系统注水压力 20MPa，注水规模 2200m ³ /d，目前实际注水量为 1000m ³ /d，次高压系统主要用于北 20 井区、北 31 井区注水。本项目新增注水量 20m ³ /d，项目注水系统注水能力可满足项目需求。	
	沙南注水转油站		沙南注水转油站，该处理站注水系统目前实际注水量 1600m ³ /d，本项目新增注水量 23m ³ /d，项目注水系统注水能力可满足项目需求。	
	生活垃圾		依托火烧山固废堆存场、吉木萨尔县生活垃圾填埋场进行处理。	

3.2.4 油气资源概况

3.2.4.1 原油性质

北31井区二叠系梧桐沟油藏地面原油密度为 0.8832g/cm³，粘度为（50℃）45mPa·s，含蜡量2.9%，凝固点12.7℃。

表 3.2-2 北 31 井区二叠系梧桐沟组地面原油表

断块	地面原油			
	密度 g/cm ³	50℃粘度 mPa·s	含蜡量%	凝固点℃
北31井区	0.8832	45	2.9	12.7

3.2.4.2 天然气物性

溶解气相对密度为 0.7356、甲烷占 88.11%、乙烷 2.2%、丙烷 1.62%、丁烷 1.35%、戊烷 0.6%、氮 5.89%、氧 0.18%、二氧化碳 0.05%。

表 3.2-3 北 31 井区二叠系梧桐沟组油藏天然气性质表

断块	相对密度	烃组分(%)						二氧化碳 (%)	氮 (%)
		甲烷	乙烷	丙烷	丁烷	戊烷	己烷		

北 31 井区	0.7356	88.11	2.2	1.62	1.35	0.6	0.23	0.05	5.89
---------	--------	-------	-----	------	------	-----	------	------	------

3.2.2.3 地层水性质

地层水为CaCl₂型，密度为1.0376g/cm³，矿化度 12500mg/L~13500mg/L左右，氯离子7500mg/L~8000mg/L左右。

3.3 工程方案

3.3.1 部署情况

根据《准东采油厂 2026 年更新实施意见》部署结果，更新注水井 4 口，采油井 1 口，实施后预计增加日注水量 133m³，日增油量 3.5t。钻井总进尺 1×10⁴m。

表 3.3-1 准东采油厂 2026 年更新井开发部署表

井区	层位	井数 (口)	设计产能 (t/d)	日注水量 (m ³ /d)	采油井井号	注水井井号
火烧山油田	H4 ²	2	/	90		H1389A、H2428A
北三台油田	P3wt ² ₂ 、 P3wt ² ₃	1	/	20		B2016A
	P3wt ²⁻¹ ₁ 、 P3wt ² ₁	1	3.5	/	B2027A	
沙南油田	P3wt ¹⁻²⁻²	1	/	23		沙102A

表 3.3-2 本项目井号、井口坐标一览表

序号	井号	直角坐标系		地理坐标		备注
		X 坐标	Y 坐标	E	N	
1	H1389A	***	***	***	***	注水井
2	H2428A	***	***	***	***	
3	B2016A	***	***	***	***	注水井
4	B2027A	***	***	***	***	采油井
5	沙 102A	***	***	***	***	注水井

3.3.2 开发指标预测

(1) 火烧山油田 H1389A 井对应 7 口油井，劈分后井组产液量 34.0t/d，折算地下体积为 37.6m³。目前 H1389 井组区域整体含水较稳定，合理注采比 1.4，设计初期注水量 50m³/d，后期根据注水见效情况再做调整。

火烧山油田 H2428A 井对应 6 口油井，劈分后井组产液量 29.4t/d，折算地下体积为 30.0m³。目前 H2428 井组区域整体含水较高，考虑分注后效果改善，按合理注采比 1.4 计算，设计初期注水量 40m³/d，后期根据注水见效情况再做调整。

(2) 北三台油田北 31 井区拟钻井 B2016A 井对应 5 口油井，劈分后井组液

量 11.8t，折算地下体积 12.2m³。目前 B2016 井组区域油井液量较低，为尽快见到注水效果，略高于注采比下限，注采比采用 1.3，设计 B2016A 井初期日注水量 20m³/d，后期根据注水见效情况再做调整。

表 3.3-3 北 31 井区 B2016A 井注水量设计表

井组	产液量 (t)	产油量 (t)	产水量 (m ³)	地下体积 (m ³)	地面原油密度 (g/cm ³)	体积系数	不同注采比下注水量 (m ³ /d)			
							1.2	1.3	1.4	1.5
B2016A	11.8	1.3	10.5	12.2	0.842	1.1	15.5	20.0	25.5	30.0

北三台油田北 31 井区拟钻井 B2027A 井，主要考虑上部 P3wt22-1 和 P3wt21 油层潜力，从邻井生产效果，补层后第二年平均日产油 3.6t/d，预计更新后 B2027A 产能为 3.5t/d。部署采油井指标预测详见表 3.3-4。

表 3.3-4 淮东采油厂 2026 年更新井北三台油田北 31 井区开发指标预测表

年度	井数 (口)	年产油量 (10 ⁴ t)	年产液量 (10 ⁴ t)	年产气量 (10 ⁸ m ³)	含水率 (%)	气油比 (m ³ /t)
1	1	0.04	0.07	0.000	42.86	68
2	1	0.13	0.26	0.001	50.00	68
3	1	0.11	0.23	0.001	52.17	68
4	1	0.1	0.2	0.001	50.00	68
5	1	0.09	0.19	0.001	52.63	68
6	1	0.08	0.17	0.001	52.94	68
7	1	0.08	0.18	0.001	55.56	68
8	1	0.07	0.17	0.001	58.82	68
9	1	0.06	0.15	0.001	60.00	68
10	1	0.06	0.14	0.000	57.14	68
11	1	0.05	0.13	0.000	61.54	68
12	1	0.05	0.12	0.000	58.33	68
13	1	0.04	0.11	0.000	63.64	68
14	1	0.04	0.11	0.000	63.64	68
15	1	0.04	0.1	0.000	60.00	68

(3) 沙 102 井区拟钻井沙 102A 井对应 6 口油井，劈分后井组液量 15.0t，折算地下体积 16.2m³。目前沙 102A 井组区域油井液量较低，为尽快见到注水效果，按注采比 1.5 注水，设计沙 102A 井初期日注水量 23m³/d，后期根据注水见效情况再做调整。

表 3.3-5 沙 102 井区沙 102 井注水量设计表

井组	产液量 (t)	产油量 (t)	产水量 (m ³)	地下体积 (m ³)	地面原油密度 (g/cm ³)	体积系数	不同注采比下注水量 (m ³ /d)					
							1.0	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5
沙 102A	15.0	3.2	11.8	16.2	0.775	1.146	18.0	19.0	20.0	21.0	22.0	23.0

3.4 总体布局

项目的主要建设内容包括：更新井共计 5 口，其中采油井 1 口，注水井 4 口。北 31 井区新建油井采用“井口—计量站—处理站”的二级布站集输流程，该

区采用加热集输流程，新建单井增设 1 座 10kW 井口电加热器。新建注水井采用单干管多井配水流程，注水站来水经注水干、支线输至配水间，通过分水器将水量分配至各注水井，在配水间进行单井配水和计量。单井注水依托原井计量配水站，更新井接入原有空头。配套建设供配电、给排水、仪表、防腐与保温等工程。

项目总体布局情况见表 3.4-1，总平面布置图见图 3.4-1。集输管线图见图 3.4-2。

表 3.4-1 本项目总体布局情况表

层位	井号	井别	性质	所进/出计量站/计量配水站
H ₄ ²	H1389A	采油井	补钻	火烧山油田火 30 号站
P _{3wt2} ² 、 P _{3wt2} ³	H2428A	采油井	补钻	火烧山油田火 25 号站
P _{3wt2} ²⁻¹ 、 P _{3wt2} ¹	B2016A	采油井	补钻	北三台油田北 14 号站
P _{3wt1} ²⁻²	B2027A	采油井	补钻	北三台油田北 13 号计量配水站
H ₄ ²	沙 102A	采油井	补钻	沙南油田 17 号站

3.5 主要建设内容

本项目主体工程包括钻井工程、采油工程、集输工程、注水工程。

3.5.2 钻井工程

本次补钻 1 口采油井，4 口注水井，井型均为直井。井号、井身结构、设计井深及井型详见表 3.5-1。5 口井采用接连钻井的方式施工。

表 3.5-1 钻井基本参数

序号	井号	井别	井型	井身结构	设计井深 (m)	钻井周期 (d)
1	H1389A	注水井	直井	三开	1686	30
2	H2428A	注水井	直井	三开	1713	33
3	B2016A	注水井	直井	三开	2160	40
4	B2027A	采油井	直井	三开	2125	40
5	沙 102A	注水井	直井	三开	2381	47
合计					10065	190

3.5.2.1 钻井设计

(1) 井身结构

拟部署 5 口直井均采用三开井身结构，井身结构设计见表 3.5-2、图 3.5-1。

表 3.5-2 井身结构设计说明

开钻次数	钻头尺寸 (mm)	套管尺寸 (mm)	设计说明
一开	Φ444.5	Φ339.7	采用Φ444.5mm 钻头钻至井深 200m，下入Φ339.7mm 表层套管，采用内灌注水泥固井，水泥浆返至地面

二开	Φ311.2	Φ244.5	采用Φ311.2mm 钻头钻穿 H1 低压层 5m 左右，下入Φ244.5mm 技套，固井水泥浆返至井深 650m
三开	Φ215.9	Φ139.7	采用Φ215.9mm 钻头钻至设计完钻井深，下入Φ139.7mm 油层套管至完钻井深

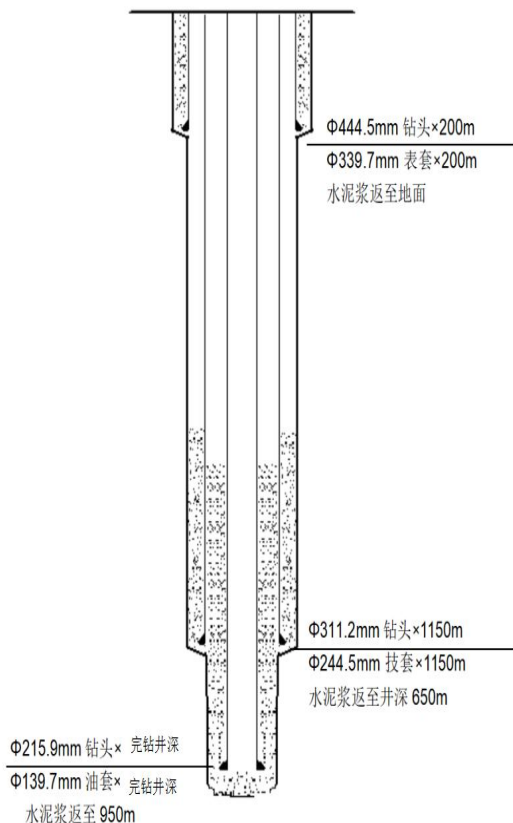
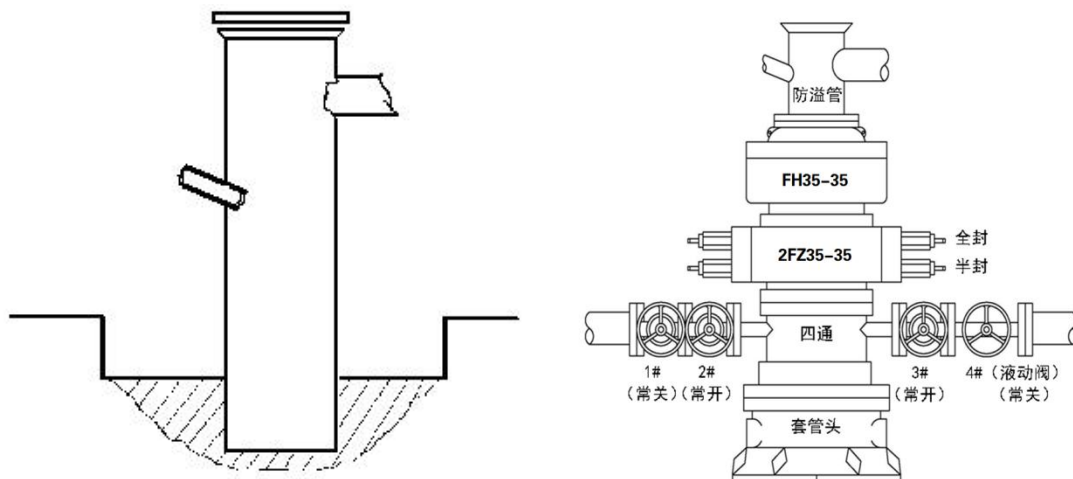


图 3.5-1 井身结构示意图

(2) 井控

为防止井喷事故发生，钻井施工单位做好 HSE 应急预案，采取必要的井控措施，预防或避免井喷事故造成环境污染。井口装置见图 3.5-2。



一开井口装置示意图

二开井口装置示意图

图 3.5-2 井口装置

(3) 固井工程

一开：Φ339.7mm 表层套管下入深度 200m，采用内管注水泥固井，水泥浆返至地面。

二开：Φ244.5mm 技术套管下至中完井深 1150m，采用微珠低密度水泥双胶塞固井，水泥浆返至井深直井 650m。

三开：Φ139.7mm 油层套管下至完钻井深，采用微珠低密度水泥单级有控固井，水泥浆预返至技套内 950m。

3.5.2.2 钻井设备

本项目单井钻井主要设备见表 3.5-3。

表 3.5-3 钻井主要设备配置（单井）

序号	名称		型号	载荷 (kN)	功率 (kW)	备注
一	钻机		ZJ40D	1700		
二	井架		JJ170/32-KS	1700		
三	提升系统	绞车	JC30			
		天车	TC-170	1700		
		游车	YC-170	1700		
		大钩	DG-170	1700		
		水龙头	XSL-170	1700		
四	顶部驱动装置		DQ70D	1700		
五	转盘		ZP520			
六	循环系统配置	钻井泵 1#	F-1300		969	
		钻井泵 2#	F-1300		969	
		高压管汇				52MPa
		钻井液罐	13000×3000×2500			总容量: 196m ³
		搅拌器	NJ-7.5			6 个
七	钻机动力系统	柴油机 1#	CAT3406C		343	
		柴油机 2#	CAT3406C		343	
		柴油机 3#				
八	发电机组	发电机 1#	Vovol		300	
		发电机 2#	Vovol		300	
		MCC 房	HH70LDB			1 栋
九	钻机控制系统	自动压风机	SPE306X			6.5m ³ /min
		电动压风机	SPE306X			6.5m ³ /min

序号	名称		型号	载荷 (kN)	功率 (kW)	备注	
十	固控系统	振动筛 1#	J1/A-2/E48-90F-3TA			1 套	
		振动筛 2#					
		除砂器	RCZ200		2.2	210m ³ /h	
		除泥器	RCZ200			200~250m ³ /h	
		离心机	LW450×842-N			40m ³ /h	
十一	加重装置	加重漏斗	150NSP			1 套	
		电动加重泵				1 套	
十二	井控系统	二开 或	环形防喷器	FH35-35			
			单闸板防喷器	FZ35-35			
		双闸板防喷器	2FZ35-35			1 套	
		节流管汇	JG-35			1 套	
		压井管汇	YG-35			1 套	
		控制装置	FKQ3204			1 套	
		液气分离器	YFQ1200				
		防爆排风扇				4 台	
十三	仪器仪表	钻井参数仪表	八参数仪 ZCJY			1 套	
		测斜仪	自浮式单点测斜仪			1 套	
十四	防硫设备	便携式硫化氢监测仪				≥4 套	
十五		液压大钳	ZQ203/125		1 套		
十六		不落地系统			1 套		
十七		净化罐	40m ³		4 个		
十八		套装水罐	60m ³		1 个		
十九		油水罐	40m ³		3 个		
二十		岩屑储罐	60m ³		8 个		
二十一		柴油罐	20m ³		1 个		

3.5.2.3 钻井液体系

根据钻井工程设计，本项目使用水基钻井液，新配钻井液用量为：单井一开钻井液使用量约116m³，二开钻井液使用量约221m³，三开钻井液使用量约90m³。则本项目单井钻井液用量为427m³，五口井合计用量2135m³。

1) 一开钻井液

①钻井液体系：坂土-CMC 钻井液

②配方：8%坂土+0.4%Na₂CO₃+0.4%CMC

2) 二开钻井液

①钻井液体系：钾盐聚合物钻井液体系

②配方：4%坂土+0.2%Na₂CO₃+0.5%KOH+0.3%~0.5%MAN101+5%KCl+0.4%~0.6%MAN104+0.4%~0.6%NPAN+0.3%~0.5%CMC-LV+1%~2%HY-2+0.2%XY-27+3%阳离子乳化沥青+1%~2%随钻堵漏剂。

3) 三开钻井液

①钻井液体系：聚合物钻井完井液体系

②配方：4%坂土+0.2%Na₂CO₃+0.5%KOH+0.5%~0.7%MAN101+0.5%~0.7%MAN104+0.4%~0.6%复配铵盐+0.3%~0.5%CMC-LV+1%~2%HY-2+0.2%XY-27+0.5%润滑剂+3%阳离子乳化沥青+2%QCX-1+1%WC-1+2%~3%随钻堵漏剂+1%胶凝剂。

本项目使用钻井液为水基钻井液体系，属于“非磺化类钻井液”。

3.5.2.4 钻井液/钻井泥浆配置用水

本项目钻井液/钻井泥浆不在井场配制，直接由钻井液公司配制完成后拉运至井场使用。

3.5.2.5 钻井周期

根据钻井方案，本项目钻井周期累计 190 天。

3.5.2.6 井场平面布置

项目的布置本着结构简单、流程合理的原则进行布局。井场布置有值班房、材料房、配电房、录井房、钻井液不落地设备等，单井钻井平面布置图详见图 3.5-3。

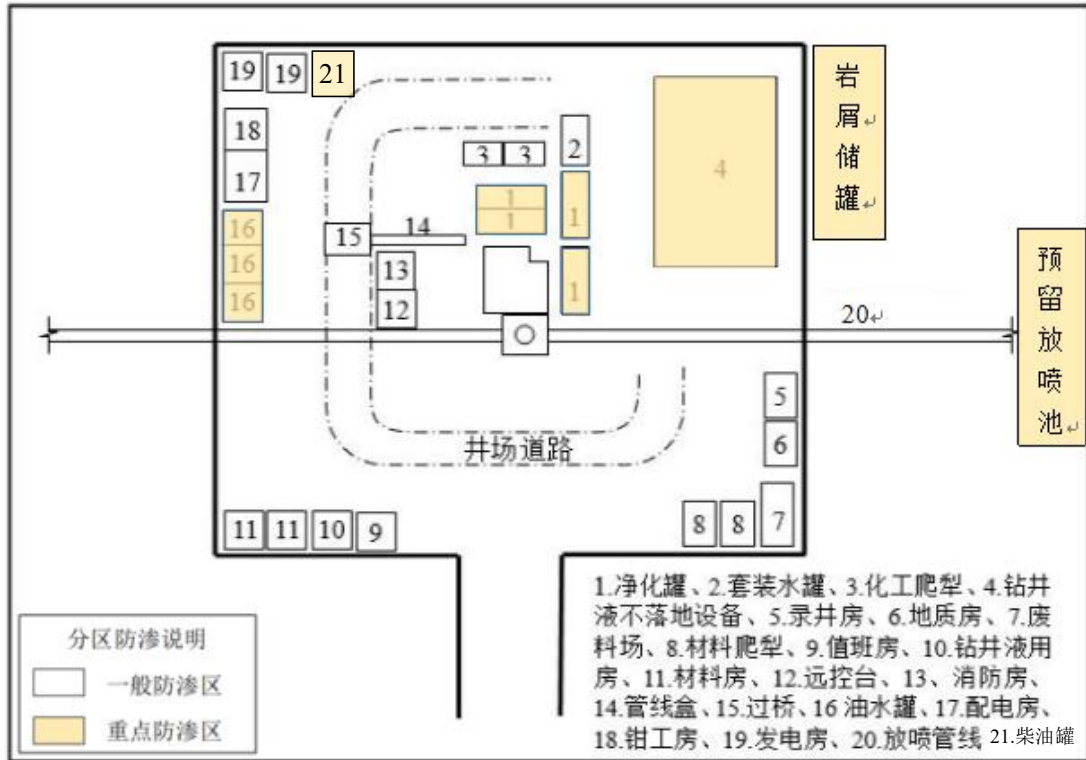


图 3.5-3 单井钻井井场布局示意图

3.5.3 油气集输工程

3.5.3.1 采油井场

(1) 采油井口

本工程新建直井采油井场 1 座，井口装置采用 25MPa DN50 采油井口，抽油机采用 12 型节能抽油机 (30kW)，采油井口设置保温盒保温，保温盒内设 150W 防爆电加热杯，井口安装设置清蜡热洗接口、油套连通管、压力检测仪表及安全标识牌。

新建单井增设 1 座 10kW 井口电加热器，装置实现全自动控制，以液压力控制为主，温度控制为辅。

本项目部署采油井进计量站情况见表 3.5-4。

表 3.5-4 本项目部署采油井进计量站情况一览表

已建计量站号	已接入井数 (个)	接入油井数 (口)	接入采油井井号
北三台油田北 13 号站	2	1	B2027A

3.5.3.2 油气集输

(1) 集输工艺

目前北 31 井区气液集输至北联站。根据对北 31 井区已建集输系统现状的分

析，结合新建采油井部署位置，新建 1 口采油井采用二级布站输送工艺，即：井口→计量站→北联站的布站方式。平面工艺管网图详见图 3.5-4。

(2) 集输管线

非金属管道内壁光滑、阻力系数低，绝对粗糙度小，流通量大，防腐性能好，安装方便，因此单井出油管道、集油干线推荐采用非金属管道。

本工程新建单井出油管道选用DN50 2.5MPa玻璃钢管（耐温90℃），管线长度450m，均埋地保温敷设，管底埋深-1.70m，保温层为30mm厚聚氨酯泡沫塑料，防护层采用3mm厚聚乙烯塑料。

3.5.3.3 主要工程量

本工程油气集输新井部分主要工程量见表3.5-5。

表3.5-5 集油区部分主要工程量一览表

序号	名称	单位	数量	备注
一	北31井区工艺部分主要工程量			
1	采油井场			井号：B2027A
1)	12型抽油机基础及安装	座	1	
2)	25MPa DN50采油井场	座	1	通集 20141
3)	10kW 电加热器	台	1	
2	集油区			
1)	单井出油管线	m	450	
	DN502.5MPa 玻璃钢管（耐温90℃）			
	30mm厚聚氨酯泡沫塑料			埋地-1.7m

3.5.4 注水工程

3.5.4.1 注水井场

本次实施更新井新建 16MPa 注水井场 3 座（H1389A、H2428A、B2016A），25MPa 注水井场 1 座（沙 102A），井口设井口保温盒，压力表装于保温盒内，盒内及防喷管设置防水型保温设施。

3.5.3.3 注水管网

火烧山油田新建单井注水管道选用DN50 16MPa玻璃钢管（耐温70℃），不保温埋地敷设，管底埋深-1.80m。沙南油田新建单井注水管道选用DN50 25MPa玻璃钢管（耐温70℃），不保温埋地敷设，管底埋深-1.80m。北三台油田新建单井

注水管道选用DN50 16MPa玻璃钢管（耐温70℃），不保温埋地敷设，管底埋深-1.80m。

本工程油田注水部分主要工程量详见表3.5-6。注水管线平面布置图见图3.5-5。

表 3.5-5 注水部分主要工程量一览表

序号	名称	单位	数量	备注
一	火烧山油田工艺部分主要工程量			
1	新建注水井场	座	2	
	16MPa 注水井口（DN50 25MPa采油树）			通注20101（2025版）
2	新建单井注水管线	m	750	
	DN50 16MPa 玻璃钢管（耐温70℃）			埋地-1.8m
二	沙102区工艺部分主要工程量	套	1	
1	新建注水井场	座	1	
	25MPa 注水井口（DN50 25MPa采油树）			通注20102（2025版）
2	新建单井注水管线	m	400	
	DN50 25MPa 玻璃钢管（耐温 70℃）			埋地-1.8m
三	北31井区工艺部分主要工程量			
1	注水井场			井号：B2016
	16MPa注水井口（DN50 25MPa采油树）	座	1	通注20101（2025版）
2	单井注水管线	m	970	
	DN50 16MPa 玻璃钢管（耐温70℃）			埋地-1.8m

3.5.5 主要指标

3.5.5.1 占地情况

本工程总占地面积为 67869m²，其中永久占地 3034m²，临时占地 64835m²。占地类型为采矿用地、其他草地、灌木林地、裸地和公路用地，占地面积详见表3.5-7。在施工期间，场地平整及管线敷设等活动将会使地表活化，并对植被造成一定程度的破坏，加剧水土流失。本项目征地手续为钻井和地面分开办理，目前钻井的征地手续正在办理中，地面征地部分尚未启动，后续根据项目进展情况开展地面征地手续办理工作。项目施工需在取得征地手续后方可施行。

表 3.5-7 本工程占地概况一览表

分区	单位	工程 量	总占地面 积（m ² ）	占地性质（m ² ）		占地类型	备注
				永久 占地	临时 占地		

井场	采油井	座	1	4800	625	4175	其他草地	单井占地 60×80m, 其中 永久占地 25×25m	
	注水 水井	B2016A	座	4	19600	2400	17200	其他草地	单井永久占地 面积为 30m×20m; 临时 占地 70m×70m-30m ×20m
		沙 102A						灌木林地	
		H1389A						裸地、公路用 地	
		H2428A						采矿用地	
生活营地		座	5	18000	0	18000	灌木林地、其 他草地、采矿 用地、裸地	单座生活营地 占地面积 3600m ²	
输电 线路 区	施工便道	km	1	4500	0	4500	其他草地	征地面积 4.5m 宽	
	杆架式变 电站	座	1	409	9	400	其他草地	永久面积每基 电杆 9m ² , 临时 堆料征地面积 每基电杆 400m ²	
管线 区	单井注水 管线	km	2.12	16960	0	16960	灌木林地、其 他草地、裸地	埋地敷设, 临时 作业宽度约为 8m	
	单井出油 管线	km	0.45	3600	0	3600			
合计				67869	3034	64835	/	/	

表 3.5-8 本项目占地类型汇总表 单位: m²

占地 类型	输电线路										小计
	采油 井场 永久 占地	采油 井场 临时 占地	注水 井场 永久 占地	注水 井场 临时 占地	生 活 营 地	施 工 便 道	杆架式 变 电 站	临 时 堆 料	单 井 注 水 管 线	单 井 出 油 管 线	
灌木 林地	0	0	600	4400	360 0	0	0	0	3200	0	11800
其他 草地	625	4175	600	4200	720 0	450 0	9	400	7760	3600	33069
裸地	0	0	600	4000	0	0	0	0	6000	0	10600
采矿 用地	0	0	600	4500	720 0	0	0	0	0	0	12300
公路 用地	0	0	0	100	0	0	0	0	0	0	100

合计											67869
----	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	-------

3.5.5.2 工程投资

项目总投资 1941.88 万元，环保投资约 126 万元，占总投资的 6.5%。

3.5.5.3 能源物料消耗

(1) 钻井液

根据钻井工程设计，本项目新配钻井液用量为：单井一开钻井液使用量约 116m³，二开钻井液使用量约 221m³，三开钻井液使用量约 90m³，本项目补钻 5 口井，则本项目钻井液用量为 2135m³。钻井液设计用量见表 3.5-9。

表 3.5-9 单井钻井液材料用量设计

开钻次序	一开	二开	三开
钻头尺寸 mm	444.5	311.2	215.9
井段 m	0~500	~1150	~完井
井筒容积 m ³	31	88	62
钻井液用量 m ³	116	221	90
新配钻井液用量 m ³	116	221	90

钻井需要使用钻井液，构成循环流体，从而将钻井岩屑从井底携带至地面。本项目钻井采用无毒无害的水基钻井液，主要成分是坂土、有机盐和复配铵盐等。

(2) 主要原辅材料理化性质

本项目钻井液主要成分理化性质见表 3.5-10。

表 3.5-10 钻井液主要成分理化性质

类型	成分	理化性质
水基 钻井 液	坂土	又称膨润土，主要成分为蒙脱石，外观是适当粒度的粉末，因含杂质的不同，有白色、灰色、灰黄色和紫红色等颜色，易吸潮，吸潮后结块。
	CMC (中)	CMC(羧甲基纤维素钠)为白色或乳白色纤维状粉末或颗粒，密度 0.5-0.7 克/立方厘米，几乎无臭、无味，具吸湿性。易于分散在水中成透明胶状溶液，在乙醇等有机溶媒中不溶。1%水溶液 pH 为 6.5~8.5，当 pH>10 或<5 时，胶浆粘度显著降低，在 pH=7 时性能最佳。对热稳定，在 20℃ 以下粘度迅速上升，45℃ 时变化较慢，80℃ 以上长时间加热可使其胶体变性而粘度和性能明显下降。易溶于水，溶液透明；在碱性溶液中很稳定，遇酸则易水解，pH 值为 2-3 时会出现沉淀，遇多价金属盐也会反应出现沉。
	Na ₂ CO ₃	碳酸钠 (Sodium Carbonate)，是一种无机化合物，又叫纯碱，但分类属于盐，不属于碱，国际贸易中又名苏打或碱灰。碳酸钠是一种白色粉末，无味无臭，易溶于水，水溶液呈强碱性，在潮湿的空气里会吸潮结块，部分变为碳酸氢钠。
	KOH	氢氧化钾。白色片状，强碱性，在水中能够完全溶解，产生氢氧化钾溶

	液，其溶液呈碱性，能够中和酸性物质。不燃，具有强腐蚀性。遇水和水蒸气大量放热，形成腐蚀性溶液。与酸发生中和反应并放热。
MAN101	乙烯基单体多元共聚物，钻井液中作为增粘剂，具有很好的降滤失作用。
MAN104	乙烯基单体多元共聚物，钻井液作为抑制剂
HY-2	有机硅褐煤，钻井液用降滤试剂
XY-27	钻井用两性离子聚合物降粘剂
复配铵盐	淡黄色粉末，溶于水，含有-COOH、-COONH ₄ 、-CONH、-CONH ₂ 、-CN等基团，分子量在 10000~50000 之间，有降低高压差失水的功能和良好的热稳定性。
阳离子乳化沥青	沥青粉，又称沥青沉淀物，是一种从石油沥青中提取的黏稠物质，主要由芳香类和环烷烃类组成。

3.5.5.4 劳动定员

本项目运营期不新增定员，运营期人员均依托公司现有人员，由准东采油厂负责管理运行。

3.5.6 公辅工程

3.5.6.1 防腐保温

(1) 钢接头外壁及聚氨酯泡沫保温层端面：弹性聚氨酯防腐漆底漆-面漆-面漆、玻璃布、面漆-面漆、玻璃布、面漆-面漆，防腐层干膜厚度 $\geq 0.6\text{mm}$ 。

(2) 柔性复合管保温由厂家自带，保温层现场补口采用 30mm 厚憎水性复合硅酸盐毡。保温层外壁缠弹性聚氨酯漆及玻璃布做防护层，防护层结构为：一层玻璃布~二道聚氨酯涂料面漆~一层玻璃布~二道聚氨酯涂料面漆，防腐层干膜厚度 $\geq 400\mu\text{m}$ 。

(3) 埋地保温管道外壁：保温层采用硬质聚氨酯泡沫塑料，厚度为 30mm，厚度偏差 $\pm 3\text{mm}$ ；防护层采用聚乙烯塑料，厚度 $\geq 3.0\text{mm}$ 。采用“管中管法”施工工艺。保温层补口同管体。

(4) 钢接头表面除锈等级达到 St3 级。表面灰尘度不应低于 GB/T18570.3-2005 中的 2 级。

3.5.6.2 供配电工程

新建 10kV 架空线路 T 接于就近 10kV 北 31 线路，新建 10kV 架空线路 1km，架空线路导线采用 JL/G1A-95/20，在线路“T”接处电杆上装设真空断路器、单相接地短路故障指示器及避雷器各 1 组，避雷器下设接地装置一组，要求 $R \leq 10\Omega$ 。

新建杆架式变电站 1 座,采用 80kVA 变压器供电,0.4kV 侧设无功补偿装置。
本工程电气部分主要工程量详见表 3.5-11。

表 3.5-11 主要工程量

序号	名称	单位	数量
一)	架空线路部分		
1	10kV 架空线路 (JL/G1A-95/20)	km	1.0
2	10kV 真空隔离断路器 ZW32A (G) -12/T630-20A、C 相设 CT CT 变比为 400/5A	组	1
3	避雷器 (HY5WS-17/50 DL-TLB 带脱离器)	组	1
4	架空线路用单相接地短路故障指示器 (SFI-3A)	套	1
5	接地扁钢 (-50×5 热镀锌 Q235B)	m	60
6	接地模块	套	3

3.5.6.3 仪表自动化工程

本次工程实施的 1 座采油井口采用标准化井场设计,详见通集 20144 (2024 版)。

井口温度检测: 1 点 (LoRa+);

井口回压检测: 1 点 (LoRa+);

井口套压检测: 1 点 (LoRa+);

井口油压检测: 1 点 (LoRa+);

一体化功图仪 (包括载荷、位移、冲程) 检测: 1 点 (LoRa+);

三相电参模块检测 (包括抽油机启停控制、抽油机运行状态检测、三相电流、电压模块检测): 1 点 (LoRa+);

采油树: 公称压力为 105MPa, 油管接口尺寸为 DN65; 套管接口尺寸为 DN65

仪表选型: LoRa+无线仪表, 与已建 LoRa+无线网关兼容。

3.5.6.4 道路工程

本项目 5 口井均为更新井, 依托现有道路, 内部道路配套完善, 主要巡线道路为三级沥青路面, 其余单井巡线道路为简易砂石路面。本工程不新增道路。

3.5.6.5 供排水

(1) 供水

①施工期

施工期管道试压用水和施工人员生活用水从火烧山作业区、北 31 井区作业

区和沙南注水转油站拉运。在钻井过程中生产用水主要为泥浆配比用水，根据建设单位提供的资料，泥浆配比用水约为泥浆用量的 90%，则整个钻井周期单井用水量 160m³，5 口井预计用水量 800m³。

施工期管道试压用水量 7.6m³，生活用水量 114m³。

②运营期

运营期不新增劳动定员，无生活用水，用水节点主要为井下作业用水。项目区周围无成熟的供水管网，采用车载拉运方式供水，从火烧山作业区、北 31 井区作业区和沙南注水转油站进行拉水使用。

本项目注水量为 133m³/d（48545m³/a），注水水源主要来自火烧山联合站、北三台联合站、沙南注水转油站污水处理系统处理达标后的回注水，其余来自清水作为注水水源。

（2）排水

①施工期

施工期废水主要为生活污水和管道试压废水。生活污水产生量 91.2m³，火烧山油田收集后拉运至准东经济技术开发区五彩湾服务区生活污水处理厂处理，北 31 井区作业区和沙 102 作业区拉运至吉木萨尔县污水处理厂处理。管道试压废水 7.6m³，全部用于施工现场洒水降尘。钻井结束后剩余钻井液收集后用于后续钻井液配置。

②运营期

运营期井下作业废水依托火烧山联合站、北三台联合站和沙南注水转油站处理达标后用于回注油藏，不外排。

3.5.7 依托工程

本项目井下作业废水收集在专用储罐中，由罐车拉运至火烧山联合站、北三台联合站和沙南注水转油站污水处理系统进行处理；施工期生活污水，火烧山油田收集后依托准东经济技术开发区五彩湾服务区生活污水处理厂处理，北 31 井区作业区和沙 102 作业区依托吉木萨尔县污水处理厂处理。本项目与依托工程位置关系图见图 3.5-5。

3.5.7.1 火烧山联合站

（1）基本情况及环保手续

火烧山联合处理站又名新疆油田分公司准东采油厂李晓华站，于 1988 年底建成投产，占地面积达 40000m²。担负着火烧山油田各区块油气集输任务，是一座集原油处理、油田污水处理、天然气处理、油田注水、系统保温为一体的综合性站库。全站共管理着原油集输、维修、油田注水、污水处理、夜巡、后勤六个班组。火烧山联合站污水处理能力 3000m³/d，注水规模 8400m³/d。

火烧山作业区李晓华站建站时间较早，未开展相应的环评手续和竣工环保验收火烧山作业区李晓华站包含在“中国石油新疆油田分公司准东采油厂火烧山作业区 1985-2020 年环境影响后评价报告书”中，环保手续履行情况见表 3.5-12。

表 3.5-12 火烧山联合站主要环保手续履行情况

工程名称	主要建设内容	环评批复及时间	验收批复及时间
中国石油新疆油田分公司准东采油厂火烧山作业区 1985-2020 年环境影响后评价报告书	建设原油处理系统、天然气处理系统、污水处理系统等。	新疆维吾尔自治区生态环境厅备案 新环环评函〔2021〕986 号， 2021 年 10 月 29 日	-

(2) 污水处理工艺

现有火烧山联合站原油处理系统来水（P≥0.15MPa，T=30°C，油≤1000mg/L、悬浮物≤300mg/L）先进入 1 座 1000m³ 预处理罐，出水进入 1 座 1000m³ 重力除油罐，除去水中大部分浮油、分散油，重力除油罐出水进入 2 座 500m³ 缓冲罐，经提升泵提升进入 2 座 120m³ 反应罐，同时投加油田污水净化剂、pH 调整剂（石灰乳）、净化絮凝剂（助凝剂），pH 值调至 8.0 以上，经重力作用进入 2 座 1000m³ 斜板沉降罐，去除污水中的悬浮固体杂质和油珠，在斜板罐出口、注水罐进口采用紫外线杀菌技术进行杀菌，出水进入 2 座 3000m³ 注水罐用于回注。工艺流程见下图。

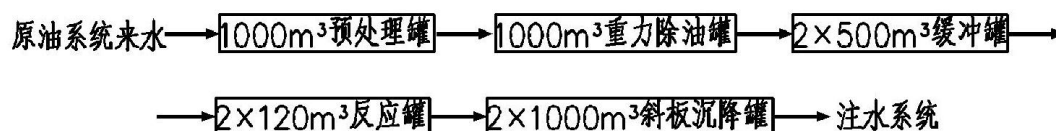


图3.5-6 污水处理系统工艺流程图

原油系统来水含油在 1000mg/L 以下，悬浮物在 300mg/L 以下，来水首先进入 1 座 1000m³ 预处理罐进行水质水量调节，出水进入 1 座 1000m³ 重力除油罐除

油后，出水进 2 座 500m³ 缓冲罐，缓冲罐出水经提升泵提升至 2 座 120m³/h 多功能反应罐，同时投加净水剂、助凝剂、离子调整剂，反应后出水进入 2 座 1000m³ 的斜板沉降罐，沉降后出水进入注水系统。目前实际处理水量约 2600~3800m³/d，系统反应单元及机泵处于满负荷运行状态，原设计两座反应罐为串联运行（原反应罐出水设计指标：悬浮物≤10mg/L、含油≤15mg/L），为满足处理水量要求调整为并联运行（将反应罐出水指标调整为：悬浮物≤20mg/L、含油≤20mg/L）。为提高出水水质和井口达标率，目前正在实施《火烧山油田 H₄ 油藏扩边 2024 年实施地面工程》，更换站内反应罐、反应提升泵及配套加药、储药装置。

(3) 注水系统

火烧山联合站注水系统目前采用清污混注的方式，清水来自准东采油厂供水公司，污水来自站内采出水处理系统。目前站内已建 2 座注水泵房，注水规模为 8400m³/d，注水系统压力为 16MPa，实际注水出站压力为 15MPa。目前实际总注水量为 5200m³/d，其中污水量为 3300m³/d，清水量为 1900m³/d。

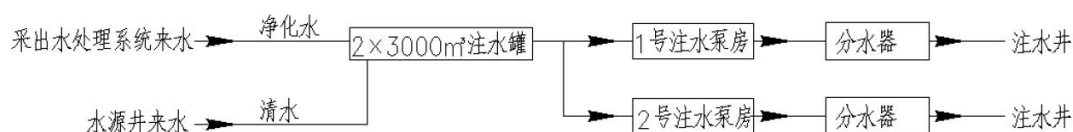


图 3.5-7 火烧山联合站注水系统流程框架图

(3) 依托可行性

火烧山联合站依托系统能力平衡见表 3.5-13。

表 3.5-13 火烧山联合站依托系统能力平衡表

依托工程名称	设计处理能力	实际处理能力	剩余处理能力	本项目预测量	新增负荷	平衡情况
注水系统	8400m ³ /d	5200m ³ /d	3200m ³ /d	90m ³ /d	1.7%	可满足
污水处理	3000m ³ /d	2600m ³ /d	400m ³ /d	54.26m ³ /次	1.7%	可满足

根据上表 3.5-12，本项目井下作业废水能依托火烧山联合站，故依托可行。

3.5.7.2 北三台联合站

(1) 北三台联合站原油处理系统

北三台联合站位于项目区西侧约 5km 处；北三台联合处理站(简称“北联站”)隶属准东采油厂管辖，于 1990 年建成投产，位于北三台油田中部。

北三台联合站原油处理系统来液总处理设计能力达 62×10⁴t/a，注水设计能

力 $167.9 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，外输能力 $49.27 \times 10^4 \text{t}/\text{a}$ 。

北联站现有 3 套主生产工艺流程，分别用于满足北三台密闭原油、北三台罐车来油和探区来稠油生产处理。北三台密闭来油直接进 1 号、2 号多功能处理器，在原油处理器内完成油气分离、加热及一段沉降脱水，分离出的低含水原油在线计量后进入净化油罐进行大罐沉降脱水，使净化油达到要求（含水 $\leq 0.5\%$ ）后外输。北三台罐车来油通过卸油罐→卸油泵→ 500m^3 缓冲罐→回脱泵提升后与北三台密闭原油统一处理。探井作业区来油通过卸油罐→卸油泵→ 700m^3 缓冲罐→回脱泵提升至 4 号多功能处理器，脱出的低含水油计量后进净化油罐进行大罐沉降脱水，达标后外输。工艺流程框图见图 3.5-8。

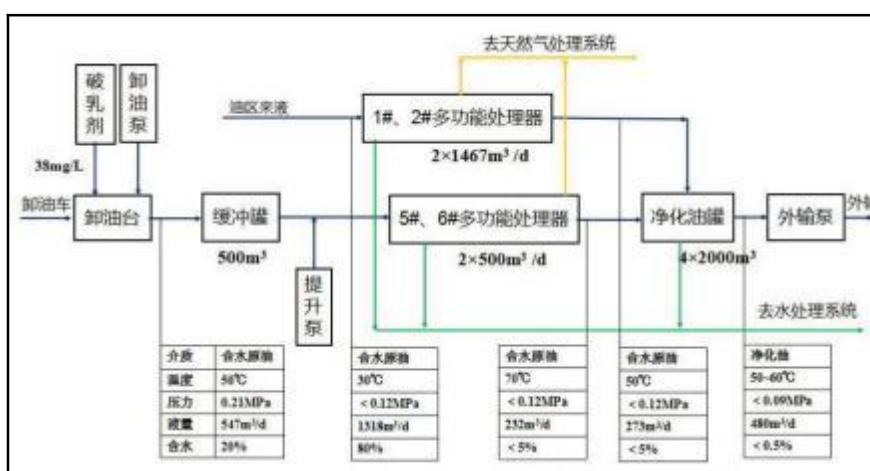


图 3.5-8 北三台联合站原油处理系统流程框图

表 3.5-14 北联站生产工艺参数

序号	单项名称	单位	参数
1	一段脱水压力	MPa	0.28~0.32
2	一段脱水温度	℃	50~60
3	净化油含水率	%	≤0.5
4	最大处理量	10 ⁴ t/a	62

项目依托可行性：北三台联合站目前实际处理能力约为 $17 \times 10^4 \text{t}/\text{a}$ 。本项目各采油井采出液进入该联合站原油处理系统，项目新建产能 $0.13 \times 10^4 \text{t}/\text{a}$ ，北三台联合站现正常运行，该系统富余处理能力可满足本项目原油处理需求。

(2) 采出水处理系统

北三台联合站采出水处理系统位于北三台油田联合处理站内，始建于1990年，处理规模为 $2500 \text{m}^3/\text{d}$ ，北三台联合站于2018年对采出水系统进行杀菌工艺优化，

2019年11月23日通过环保竣工验收（环评批复和验收意见见附件）。目前实际处理水量为2000m³/d，处理后水送至注水站用于油田注水。

依托可行性：北三台联合站采出水处理系统现正常运行中，可满足本项目采出水处理需求。北三台联合站回采出水处理能力2500m³/d，站内现有处理量2000m³/d，富余量500m³/d，本项目采出水总量约4m³/d，现有采出水系统富余处理能力能够满足本项目需求。

（3）注水系统

本项目注水依托已建北三台联合站注水系统。该站目前建有高压和次高压两套注水系统。高压注水系统注水压力25MPa，注水规模2500m³/d，目前实际注水量为930m³/d，高压系统给北16井区、北307井区注水。次高压注水系统注水压力20MPa，注水规模2200m³/d，目前实际注水量为1000m³/d，次高压系统主要用于北20井区、北31井区注水。本次新增注水井主要依托20MPa次高压系统。

依托可行性：本次部署更新注水井1口，根据油藏开发预测指标，新增注水20m³/d，北三台联合站次高压注水系统注水设计能力为2200m³/d，实际注水量1000m³/d，富余量1200m³/d，本项目新增注水20m³/d，现有回注水系统富余注水能力能够满足本项目需求。

3.5.7.3 沙南注水转油站

（1）基本情况及环保手续

沙南注水转油站及各处理系统相关环保手续办理情况见表 3.5-15。

表 3.5-15 沙南注水转油站环保手续办理情况一览表

序号	项目名称	环评批复文号/批复时间	验收情况
1	中国石油新疆油田分公司沙南油田开发建设项目环境影响报告书	新环监发〔2000〕192号； 2000年9月18日	2005年11月由原新疆维吾尔自治区环境保护局验收（环自验〔2005〕10号）
2	沙联站污水处理系统扩容改造工程环境影响报告表	新环函〔2014〕926号； 2014年8月1日	2019年11月3日完成自主验收
3	中国石油新疆油田分公司准东采油厂沙南作业区环境影响后评价报告书	新环环评函〔2021〕870号， 2021年9月26日	不需验收

（2）沙南注水转油站采出水系统现状

项目采出水依托沙南注水转油站采出水处理系统。设计处理能力3400m³/d，采用“重力除油—压力混凝反应—多级过滤”工艺流程。处理后的净化水达标后全

部回注油藏。

(3) 沙南注水转油站注水系统

项目注水依托沙南注水转油站注水系统提供。沙南注水转油站注水系统设计处理规模为 3400m³/d。沙南注水转油站注水系统建有 2 座 1000m³ 注水罐，1 座 1000m³ 清水罐。水处理站来水进注水罐，注水站设有一级高压注水泵，从注水罐吸水，增压到 14.5MPa，再由 3 座二级增压泵增压到 23MPa，由高压管汇分配去油区，在各计量站的配水间将高压水配给各注水井，经计量后回注油层。注水系统目前实际注水量 1600m³/d，新增注水量为 23m³/d。

3.5.7.4 火烧山固废堆存场

火烧山固废堆存场于 2006 年 9 月建设，2006 年 12 月进行了环境保护验收。该堆存场是火烧山作业区生活、建筑垃圾的集中堆放储存场地，距火烧山作业区约 8km，该堆存场的尺寸为 200m×100m×2m，占地面积为 20000m²，储存容积为 40000m³，本项目施工期产生的生活垃圾相对于火烧山固废堆存场的处理能力所占比例很小。因此，可以满足本项目的要求。

3.5.7.5 吉木萨尔县生活垃圾填埋场

本项目北 31 井区作业区和沙 102 井区作业区钻井期生活垃圾经收集后清运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场处置。

吉木萨尔县生活垃圾填埋场位于吉木萨尔县县城西北约 9.5km 处，乌奇公路北约 7km 处，吉木萨尔县至三台镇乡道北约 2km 处。2010 年 8 月 11 日，原新疆维吾尔自治区环境保护厅出具《关于吉木萨尔县生活垃圾处理工程环境影响报告书的批复》（新环函评价〔2010〕452 号）。2015 年 9 月 29 日昌吉回族自治州环境保护局（现昌吉回族自治州生态环境局）以昌州环函〔2015〕358 号文对吉木萨尔县生活垃圾处理工程作出竣工环境保护意见，同意通过竣工环境保护验收。

生活垃圾填埋场工程于 2014 年 11 月建成后正式投入使用。该填埋场生活垃圾清运处理量 100t/d。有效库容 63 万 m³，服务年限 11 年，处理工艺为卫生填埋。填埋场底部和边坡采取严格的防渗措施；场区内设有导气、导液系统，渗滤液收集系统，雨污分流系统、封场覆盖系统。根据调查，2020 年 10 月 9 日获得昌吉州生态环境局出具《关于吉木萨尔县城生活垃圾填埋场渗滤

液处理站建设项目环境影响报告表的批复》（昌州环评〔2020〕115号）。在现有填埋场区内北侧新建填埋场渗滤液处理站 1 座，渗滤液处理规模为 50m³/d，主要设备：脉冲厌氧塔 UASB、VBL 预处理设备、清水池、化验室、风机房、综合处理间、污泥浓缩脱水池等设施；采用“调节池+UASB+VBL+BIGE+UF+RO+清水池”处理工艺。渗滤液经处理后，可满足《生活垃圾填埋场污染控制标准》（GB 16889-2024）表 2 和《城市污水再生利用城市杂用水水质》（GB/T 18920-2020）中绿化用水标准限值，可用于生活垃圾填埋场场区道路洒水抑尘和厂区周边绿化。

吉木萨尔县生活垃圾填埋场目前正常运行，本项目钻井期产生生活垃圾约 1.905t（折算 0.015t/d），产生量较小，该填埋场可满足项目需求，生活垃圾处理依托方案可行。

3.5.7.6 准东经济技术开发区五彩湾服务区污水处理厂

本项目钻井期生活污水依托准东经济技术开发区五彩湾服务区生活污水处理厂处理。该生活污水处理厂位于新疆准东开发区彩中产业园准东大道 14 号，由昌吉准东经济技术开发区金盆湾水务有限公司建设，设计规模 10000m³/d，污水处理后排放浓度执行（GB18918-2002）《城镇污水处理厂污染物排放标准》DB32/4440-2022 级标准的 A 标准。接纳污水范围为园区内生活污水，不接纳生产废水。污水处理工艺采用“CASS 处理池+纤维转盘滤池”。主要建设内容为：细格栅渠/沉沙池、CASS 池、UV 消毒池等，配套建设综合用房、供排水、临时供热等公用及辅助设施。项目占地面积 27000 平方米；总投资 1800 万元。2014 年 7 月 24 日，该污水处理厂取得昌吉州环保局以昌州环评〔2014〕76 号批复。目前已建成投入运行。

本项目钻井期间施工生活污水产生量为 30.24m³（0.48m³/d），生活污水产生量很小，依托可行。

3.5.7.7 吉木萨尔县污水处理厂

本项目钻井期生活污水经收集后清运至吉木萨尔县污水处理厂。该污水处理厂于 2015 年 6 月 1 日取得原昌吉州环保局出具的《关于吉木萨尔县污水处理厂工程环境影响报告书的批复》（昌州环评〔2015〕48 号）。吉木萨尔县污水处理厂工程位于吉木萨尔县城东北 15km 处，占地面积 139384.9m²。实际建设规模

为处理污水量 $3 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 及部分公用工程及辅助工程。污水处理工艺采用“强化脱氮改良 $\text{A}^2/\text{O} + \text{絮凝沉淀滤布滤池}$ 工艺”，污泥处理工艺采用带式压榨脱水一体机浓缩脱水，消毒工艺采用紫外线消毒。工程于 2015 年 6 月动工开建，2017 年 10 月初建成并进入试运行。2018 年 9 月完成项目竣工环境保护验收工作。

吉木萨尔县污水处理厂验收监测由新疆绿格洁瑞环境检测技术有限公司进行，验收监测期间，污水处理厂排口的废水中，各项污染物日均值浓度均符合《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）中的一级 A 标准的要求。出水水质各项指标均满足设计标准要求。各项主要污染物 SS、COD、 BOD_5 、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 、TP 平均去除率均满足设计要求。

吉木萨尔县污水处理厂处理能力 3 万 m^3/d ，目前处理量达 1 万 m^3/d ，处理量尚有富余，本项目新增生活污水量最大为 30.24m^3 （ $0.48 \text{m}^3/\text{d}$ ），新增污水量未达到污水处理厂满负荷量，项目生活污水处理方案依托可行。

3.6 现有工程开发现状与环境影响回顾

3.6.1 火烧山油田开发现状

3.6.1.1 区块现有工程

火烧山油田平地泉组沉积体系属小型河流入湖的三角洲体系，沉积物源主要来自北东与北西两个方向。储层岩性主要是细砂岩，其次是粉砂岩和中砂岩，含砾砂岩少见。储层孔隙类型主要有粒间孔、溶蚀孔、粒内孔、晶间孔和微裂缝。储层孔隙度 $9.0\% \sim 13.0\%$ ，渗透率 $0.28 \text{mD} \sim 2.6 \text{mD}$ ，油层孔隙度 $9.4\% \sim 18.4\%$ ，渗透率 $0.42 \text{mD} \sim 6.8 \text{mD}$ ，属于中低孔，特低渗油藏。 H_1 、 H_2 油层不连续，呈透镜状分布， H_3 油层分布范围较大，由多个油砂体叠置而成， $\text{H}_1 \sim \text{H}_3$ 油藏主要受岩性控制，为构造-岩性油藏； H_4^1 和 H_4^2 油藏砂体发育稳定且连通性好，为构造油藏。

地面原油密度在 $0.882 \text{g}/\text{cm}^3 \sim 0.883 \text{g}/\text{cm}^3$ 之间，地面原油粘度（ 50°C ）为 $40 \text{mPa}\cdot\text{s} \sim 45 \text{mPa}\cdot\text{s}$ ，地层原油密度为 $0.816 \text{g}/\text{cm}^3 \sim 0.811 \text{g}/\text{cm}^3$ ，地层原油粘度在 $9.4 \text{mPa}\cdot\text{s} \sim 8.4 \text{mPa}\cdot\text{s}$ 之间。溶解气平均相对密度 0.6225，甲烷含量 88%。地层水水型为 NaHCO_3 型，总矿化度 $11000 \text{mg}/\text{L}$ ，氯离子含量 $5000 \text{mg}/\text{L}$ 。各油层组原始地层压力为 $13.51 \text{MPa} \sim 15.17 \text{MPa}$ ，压力系数为 $0.96 \sim 0.98$ ，油层中部温度为 $50.5^\circ\text{C} \sim 55.2^\circ\text{C}$ 。

截至2025年5月，火烧山开发区共有采油井490口，开井数444口，日产液水平4628t，日产油水平851t，采油速度0.53%，综合含水81.6%，累积产油 1211.16×10^4 t，采出程度20.9%。注水井159口，开井数139口，日注水5341m³，月度注采比1.15，累积注采比1.20，月注水量 14.95×10^4 m³，累积注水 4901.75×10^4 m³。

3.6.1.2 现有工程环保手续情况

经统计，火烧山油田 H₁-H₄ 油藏开展了环境影响评价，火烧山油田现有环评手续和验收情况见表 3.6-1。

表 3.6-1 区块现状环保手续履行情况表

序号	建设项目名称	环评批复单位	环评批复文号	验收情况
1	火烧山油田事故池（废液池）新建及污水回收工程环境影响报告书	昌吉回族自治州	昌州环评（2014）15号	2015年8月14日，昌吉州环境保护局出具验收意见的函（昌州环函（2015）278号）
2	《火烧山油田 H ₂ 油藏南部 2015 年开发建设工程环境影响报告书》	新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函（2015）812号	2018年5月31日，《火烧山油田 H ₂ 油藏南部 2015 年开发建设工程竣工环境保护验收调查报告》完成自主验收
3	《火烧山油田平地泉组 H ₄ ¹ 油藏 2016 年加密调整工程环境影响报告书》	新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函（2016）1162号	2019年3月18日，《火烧山油田平地泉组 H ₄ ¹ 油藏 2016 年加密调整工程（第一批）》完成自主验收
				2019年11月24日，《火烧山油田平地泉组 H ₄ ¹ 油藏 2016 年加密调整工程（第二批）》完成自主验收
				2020年5月29日，《火烧山油田平地泉组 H ₄ ¹ 油藏 2016 年加密调整工程（第三批）》完成自主验收
4	《准东采油厂更新补钻井工程环境影响报告表》	昌吉回族自治州生态环境局	昌州环评（2019）33号	2020年4月，《准东采油厂更新补钻井工程》完成自主验收
5	火烧山油田平地泉组 H ₃ 油藏加密调整 2020 年建设工程环境影响报告书	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环函（2020）171号	2023年2月7日，《火烧山油田平地泉组 H ₃ 油藏加密调整 2020 年建设工程（第一批）》完成自主验收
				2024年9月22日，《火烧山油田平地泉组 H ₃ 油藏加密调整 2020 年建设工程（第二批）》完成自主验收
6	火烧山油田 H ₁ -H ₄ 油藏区块开发建设工程	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环函（2021）178号	2023年11月21日，《火烧山油田 H ₁ -H ₄ 油藏区块开发建设工程（第一批）》完成自主验收
				2024年9月22日，《火烧山油田 H ₁ -H ₄ 油藏区块开发建设工程（第二批）》完成自主验收

3.6.2 北三台油田北 31 井区开发现状

3.6.2.1 开发现状

北 31 井区二叠系梧桐沟组油藏地层厚度 230m~320m，自下而上分为 P_{3wt_1} 、 P_{3wt_2} 、 P_{3wt_3} 段，其中 P_{3wt_3} 段以泥岩为主，主要生产层为 P_{3wt_2} 段， P_{3wt_2} 段自上而下分为 3 个砂层组 $P_{3wt_2^1}$ 、 $P_{3wt_2^2}$ 、 $P_{3wt_2^3}$ ，各砂层组内部细分 6 个小层。

北 31 井区梧桐沟组油藏整体为一北西向倾斜的断鼻构造，东部较陡，地层倾角为 12° 左右，西部较平缓，地层倾角 4° 左右。 P_{3wt_2} 段主要发育东西向和南北向两组正断裂，断裂倾角 $55^\circ\sim 80^\circ$ ，断距 5m~45m，其中东西走向的正断裂北 77 井断裂、北 12 井北断裂、B2004 井南断裂为油气控藏断裂。

目的层 P_{3wt_2} 段属于辫状河三角洲前缘沉积，水下分流河道及心滩是有利的沉积微相。

P_{3wt_2} 段储层岩性主要为细砂岩、中~粗砂岩、粉砂岩，其次为砂砾岩、含砾砂岩。岩心分析统计资料显示， P_{3wt_2} 段储层孔隙度中值 20.49%，渗透率中值 8.36mD；油层孔隙度中值 21.98%，渗透率中值 18.11mD，属中孔低渗透储层。储层填隙物主要为粘土矿物，总含量 2%~5%，其成分以伊蒙混层为主，含量平均为 59.5%，其次为高岭石、绿泥石和伊利石，敏感性实验表明油藏有中强盐敏、中弱体敏、中弱速敏特征。虽然无水敏资料，但生产动态情况表明油藏具有中强水敏特征。

梧桐沟组各砂组油层厚度 4.8~8.6m。下部扇三角洲相的油层厚度要大于上部辫状河三角洲相，顺物源方向，油层发育连续性较好，切物源方向，油层发育连续性较差。

北 31 井区 P_{3wt_2} 层为受断裂控制的岩性-构造油藏，具有不同的油水界面。

P_{3wt_2} 层原始地层压力 23.74MPa，压力系数 1.16，饱和压力 11.11MPa，油层温度 65.15°C 。油藏属于正常压力系统，为低饱和油藏。

P_{3wt_2} 层地面原油密度 $0.8832\text{g}/\text{cm}^3$ ，粘度 (50°C) $45\text{mpa}\cdot\text{s}$ ，含蜡量 2.9%，凝固点 12.7°C ；地层原油密度 $0.8418\text{g}/\text{cm}^3$ ，粘度 (50°C) $11.8\text{mpa}\cdot\text{s}$ ，体积系数 1.0927，原始气油比 $40.59\text{m}^3/\text{m}^3$ 。

截至 2025 年 5 月，北 31 井区梧桐沟组油藏共有 73 口井，其中采油井 50 口，注水井 23 口。目前采油井开井 41 口，日产液 382.0t，日产油 35.0t，综合含水 90.8%，累积产油 $161.7\times 10^4\text{t}$ ，采油速度 0.17%，采出程度 22.7%，可采采出

程度 90.4%。注水井开井 23 口，日注水 297.0m³，平均单井日注 18.5m³，月度注采比 0.78，累积注采比 1.2，压力保持程度 97.3%

3.6.2.2 现有工程环保手续履行情况

北31井区现有工程内容主要包括井场工程、集输管线工程、公用工程及环保工程。北31井区属于北三台油田，相关环保手续见表3.6-2。

表 3.6-2 北 31 井区已开发项目环保手续履行情况一览表

项目名称	环评审批时间	审批部门	竣工验收时间	验收部门
北 31 井区二叠系梧桐沟组 BHW2005 等 10 口开发井钻试工程	2018 年 8 月 27 日	原吉木萨尔县环境保护局 吉环项发（2018）25 号	2019 年 11 月	企业自主验收
北三台油田北 31 井区梧桐沟组油藏开发调整地面建设工程	2018 年 11 月 5 日	原昌吉回族自治州环境保护局 昌州环评（2018）66 号	2021 年 1 月	企业自主验收第一批
三台油田开发建设工程环境影响回顾性评价报告书	2007 年 11 月 7 日	原新疆维吾尔自治区环境保护局 新环监函（2007）438 号	/	/
中国石油新疆油田分公司准东采油厂沙南作业区油田环境影响后评价报告书	2021 年 9 月 26 日	新疆维吾尔自治区生态环境厅 新环环评函（2021）870 号	/	/

3.6.3 沙南油田沙 102 井区

3.6.3.1 开发现状

沙 102 区块被断裂分割为 4 个油藏，其中沙 116 井东断裂以东为沙 102 井区构造-岩性油藏；沙 116 井北断裂和沙 116 井东断裂之间为 SQ3264 井区构造-岩性油藏；沙 116 井北断裂以南为沙 116 井区断块油藏（油水界面-1809.0m）和 SQ3225 井区断块油藏（油水界面-1824.0m），两者以 SQ3225 井西断裂分割。

沙 102 区块二叠系梧桐沟组油藏埋深 2136m~2190m，地层温度 70.1℃~73.3℃，地温梯度 2.75℃/100m，地层压力 27.22MPa~28.05MPa，压力系数 1.203~1.231，属异常高压、正常温度系统。

表 3.6-3 沙南油田沙 102 区块油藏参数表

区块	层位	井区	油藏类型	驱动类型	高点埋藏深度 (m)	含油高度 (m)	中部海拔 (m)	原始地层压力 (MPa)	压力系数	饱和压力 (MPa)	地层温度 (℃)

沙 102	P _{3wt1} ¹	SQ3220	岩性	弹性	2138.0	175.0	-1663.0	27.22	1.223		70.5
		SQ3264	岩性	弹性	2136.0	150.0	-1664.0	27.23	1.231		70.1
	P _{3wt1} ²	沙 102	构造岩性	弹性	2167.0	208.0	-1729.0	27.73	1.221	6.727	71.7
		沙 116	构造岩性	弹性	2280.0	90.0	-1760.0	27.97	1.203		73.3
		SQ3264	构造岩性	弹性	2190.0	150.0	-1720.0	27.66	1.221		71.6
		SQ3225	岩性	弹性	2259.0	100.0	-1770.0	28.05	1.215		71.4

沙 102 区块二叠系梧桐沟组油藏地面原油密度 0.8572g/cm³，地面原油粘度 15.82mPa.s，含蜡量 8.04%，凝固点 19.5℃，不含硫。P_{3wt1}²油藏地面原油密度 0.8431g/cm³，地面原油粘度 8.77mPa.s，含蜡量 6.40%，凝固点为 17.1℃，不含硫。根据现有原油分析资料，沙 102 区块油藏原油性质为不含硫，轻质常规原油。

天然气为原油溶解气，天然气相对密度 0.9678~1.1870，组分以甲烷为主。地层水密度 1.010g/cm³，矿化度 9119.37mg/L，氯离子含量 4589.74mg/L，水型为 CaCl₂ 型。

截至 2025 年 5 月，沙 102 区块共有采油井 60 口，开井 51 口，日产液 393.0t，日产油 71.0t，综合含水 80.4%，采液速度 3.5%，采油速度 0.7%，累产油 76.9×10⁴t，采出程度 19.1%；注水井 25 口，开井 22 口，日注水平 379m³/d，月注采比 1.0，累计注水 270.4×10⁴m³，累积注采比为 1.26。

3.6.3.2 环保手续履行情况

本次开发范围位于沙102井区。和本项目相关的现有工程环保手续履行情况见表3.6-4。

表 3.6-4 和项目有关的现有工程环保手续一览表

序号	名称	环评编制单位	环评批复	环评批复部门	环评批复时间	验收情况
1	新疆东部油田开发和配套工程环境影响报告书	新疆环境技术咨询中心	新环自字(1990)141号	原新疆维吾尔自治区环境保护局	1990年10月1日	/
2	沙南油田开发建设环境影响评价报告书	新疆环境科学研究所	新环监发(2000)192号	原新疆维吾尔自治区环境保护局	2000年9月18日	原新疆维吾尔自治区环境保护局(环自验(2005)10号)2005年11月30日
3	北三台油田北16井区梧桐沟组油	新疆泰施特环保科技有限公司	昌州环评(2020)	昌吉回族自治州生态环境局	2020年5月14日	自主验收/2021年10月

	藏更新、补钻工程环境影响报告表	司	43号			
4	中国石油新疆油田分公司准东采油厂沙南作业区环境影响后评价报告书	新疆恒升融裕环保科技有限公司	新环环评函(2021)870号	新疆维吾尔自治区生态环境厅	2021年9月26日	无需验收
5	沙南油田沙丘5井区梧桐沟组油藏2021年第一轮滚动开发工程环境影响报告表	新疆泰施特环保科技有限公司	昌州环评(2021)46号	昌吉回族自治州生态环境局	2021年4月28日	在建
6	北16-北20井区二叠系梧桐沟组油藏东部扩边开发工程环境影响报告书	新疆泰施特环保科技有限公司	昌州环评(2022)95号	昌吉回族自治州生态环境局	2022年6月15日	在建

3.6.3 现有工程环境影响回顾

3.6.3.1 大气环境影响回顾

根据《火烧山油田 H₁-H₄ 油藏区块开发建设工程（第二批）竣工环境保护验收调查报告》（2024 年 9 月），项目运营期大气污染源主要为无组织排放源。检测结果见表 3.6-5。

表 3.6-5 无组织废气排放监测结果

采样日期	监测点位	监测项目	单位	监测结果	标准值	达标情况	备注
2024年7月20日	HHW1022 井东侧	非甲烷总烃	mg/m ³	0.61~0.65	4.0mg/m ³	达标	《火烧山油田 H ₁ -H ₄ 油藏区块开发建设工程（第二批）竣工环境保护验收调查报告》
	HHW1022 井南侧			0.62~0.65		达标	
	HHW1022 井西侧			0.42~0.46		达标	
	HHW1022 井北侧			0.55~0.68		达标	
2024年7月21日	HHW1022 井东侧			0.61~0.65		达标	
	HHW1022 井南侧			0.59~0.63		达标	
	HHW1022 井西侧			0.44~0.49		达标	
	HHW1022 井北侧			0.59~0.65		达标	
2024	火烧山联合站			0.60~0.67		达标	

2024年7月21日	东侧	硫化氢	mg/m ³	0.06mg/m ³	达标	
	火烧山联合站南侧					0.58~0.62
	火烧山联合站西侧					0.63~0.69
	火烧山联合站北侧					0.60~0.68
2024年7月22日	火烧山联合站东侧					0.61~0.63
	火烧山联合站南侧					0.58~0.60
	火烧山联合站西侧					0.57~0.65
	火烧山联合站北侧					0.57~0.63
2024年7月20日	HHW1022 井东侧					ND
	HHW1022 井南侧					ND
	HHW1022 井西侧					ND
	HHW1022 井北侧					ND
2024年7月21日	HHW1022 井东侧					ND
	HHW1022 井南侧					ND
	HHW1022 井西侧					ND
	HHW1022 井北侧					ND
2024年7月21日	火烧山联合站东侧	ND				
	火烧山联合站南侧	ND				
	火烧山联合站西侧	ND				
	火烧山联合站北侧	ND				
2024年7月22日	火烧山联合站东侧	ND				
	火烧山联合站南侧	ND				

	火烧山联合站 西侧			ND		达标	
	火烧山联合站 北侧			ND		达标	

从表 3.6-3 可知，井场、火烧山联合站厂界上风向及下风向无组织排放非甲烷总烃最高浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中非甲烷总烃无组织排放浓度限值 4.0mg/m³ 的要求，硫化氢无组织排放浓度满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中新改扩建项目厂界二级标准值限值要求。

3.6.3.2 水环境影响回顾

现有钻井过程均采用下套管注水泥方式进行了固井。在保证固井质量的前提下，可有效隔离含水层与井内泥浆的交换，有效保护地下水层。因此，推广使用水基泥浆，严格要求套管下入深度，保证固井质量，可有效减轻对地下水环境的影响。

运营期的生产废水主要有采出水和井下作业废水等。目前火烧山油田①采出水密闭集输至火烧山联合站污水处理系统处理；②井下作业带罐作业，产生的作业废水进入井口方罐，拉运至火烧山联合站废液收集池暂存，经火烧山污水处理系统处理，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/T 5329-2022）中的有关标准后回注油藏，不外排。根据《火烧山油田 H₁-H₄ 油藏区块开发建设工程（第二批）竣工环境保护验收调查报告》，火烧山联合站污水处理系统出水口监测数据见表 3.6-6。

表 3.6-6 火烧山联合站污水处理系统排口水质监测数据一览表

监测点位	监测时间	监测结果（mg/L, pH 值无量纲）		
		悬浮固体含量	含油量	平均腐蚀率（mm/a）
污水处理系统出水口	2024 年 8 月 19 日	9.3	10.74	0.0567
	标准限值	≤25	≤30	≤0.076
	判定	达标	达标	达标

监测结果表明：火烧山联合站污水处理系统回注水水质满足《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。

3.6.3.3 声环境影响回顾

噪声主要为井场、站场的各类机泵等产生的噪声。井区定期对井场、站场内机泵进行维护、检修保养，添加润滑油和减震垫。同时给现场工作人员配备耳塞设施。根据《火烧山油田 H₁-H₄ 油藏区块开发建设工程（第二批）竣工环境保护验收调查报告》，井场厂界监测结果见表 3.6-7。

表 3.6-7 噪声监测结果 单位：dB (A)

监测点		昼间				夜间					
		2024.7.20	2024.7.21	标准	达标情况	2024.7.20	2024.7.21	标准	达标情况		
HHW1022 井场	1#	53.6	53.2	60	达标	42.6	44.0	50	达标		
	2#	53.4	52.8		达标	43.4	44.2		达标		
	3#	53.2	51.5		达标	43.8	44.1		达标		
	4#	53.9	52.5		达标	44.4	44.5		达标		
HD2916 井 场	1#	53.3	52.5		达标	43.8	44.5		达标		
	2#	53.2	52.3		达标	43.7	44.4		达标		
	3#	52.7	52.6		达标	44.1	44.3		达标		
	4#	53.7	52.3		达标	45.4	44.2		达标		
监测点		2024.7.21	2024.7.22			达标情况	2024.7.21		2024.7.22		达标情况
火烧山联 合站	1#	46.9	46.2		达标	40.8	44.5		达标		
	2#	50.2	48.7		达标	43.1	45.4		达标		
	3#	52.3	49.3		达标	41.6	44.6		达标		
	4#	43.4	48.4	达标	42.2	45.6	达标				

由表 3.6-5 可知，井场、火烧山联合站厂界昼夜间噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准要求。

3.6.3.4 固体废物环境影响回顾

①生活垃圾

火烧山固废堆存场于 2006 年 9 月建设，2006 年 12 月进行了环境保护验收。该堆存场是火烧山作业区生活、建筑垃圾的集中堆放储存场地，距火烧山作业区约 8km，该堆存场的尺寸为 200m×100m×2m，占地面积为 20000m²，储存容积为 40000m³，火烧山作业区生活垃圾和建筑垃圾拉运至火烧山固废堆存场处置。

②含油污泥

火烧山作业区含油污泥主要是火烧山联合站原油储罐清罐底泥和污水处理系统处理后的含油污泥，属于 HW08 类危险废物，暂存于火烧山联合站污泥储存场，定期委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置（含油污泥处置合

同见附件)。该污泥储存场于 2014 年 1 月 20 日取得环评批复(昌州环评(2014)15 号), 2015 年 8 月 14 日完成竣工环保验收(昌州环函(2015)278 号)。

③钻井岩屑

火烧山作业区现有钻井均采用水基钻井液, 钻井采用泥浆不落地装置, 水基钻井岩屑暂存于井场岩屑专用方罐, 废钻井岩屑委托新疆盛洁环境技术有限责任公司无害化处置。新疆盛洁环境技术有限责任公司钻井岩屑无害化处置项目于 2019 年 6 月 14 日, 取得新疆兵团第六师五家渠市环境保护局批复(师环监函(2019)37 号), 于 2022 年 7 月 20 日通过自主验收, 设计岩屑处理规模为 19 万吨/年, 根据新疆盛洁环境技术有限责任公司统计, 2023 年 1 月至 12 月, 岩屑入库量为 13.41 万吨/年, 新疆盛洁环境技术有限责任公司钻井岩屑无害化处置项目可正常接纳火烧山作业区钻井岩屑。处理后岩屑经检测各污染物均满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)相关要求后, 用于修建油田简易公路、铺垫井场、制砖、固废场封场覆土和自然坑洼填充。

根据现场勘查, 井场和井区未发现油泥污染环境等问题。

3.6.3.5 环境风险影响回顾

根据现场调查及资料查阅, 井区单井钻井、生产过程中, 在预防措施上切实做好了防止井喷的各项措施, 严格执行各类安全、环境保护管理制度。主要措施是安装井控装置(防喷器、简易封井器等), 同时采用随时调整泥浆密度, 做好固井质量等技术, 严格做好管线、储罐的防腐、防渗措施, 以最大限度地降低井喷、井漏以及管线、储罐的泄漏等突发环境事故的发生。经调查, 该井区未发生井喷、井漏、管线和储罐泄漏事件。

3.6.3.6 生态环境影响

(1) 生态环境影响要素及影响回顾

①施工期生态环境影响回顾

a. 植被影响回顾分析

油田开发对植被的影响主要表现在井场、管线、道路、站场等施工过程中对植被的破坏及人类活动对植被的破坏, 其次污染物的排放也将对天然植被产生一定的不利影响。准东采油厂经过了多年的开发后, 现在已占用了一定面积的土地, 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。

根据现场调查情况，准东采油厂火烧山联合站、油区内主要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，火烧山作业区和火烧山联合站在厂区四周设置有围墙围护。井场及道路永久占地范围内的植被完全清除，站场内有零星植被分布。施工结束后对占地进行了平整。随着时间推移，被破坏的植被将逐渐恢复到原有自然景观。

b.动物影响回顾分析

油田开发过程对野生动物的影响主要体现在栖息环境的变化和人类活动的干扰两方面。经过多年油田开发，井场、站场附近少有动物活动的迹象。在油田投入运行后，适应人类影响的物种进入生态系统中，此类动物主要在人类的影响范围内活动较为频繁；井场附近为原生生态环境，动物种类、数量、活动频次较少。

②运营期生态影响回顾

运营期不新增占地，随着施工人员撤离作业区域，人类活动和占地都将减少，野生动物对新环境适应后的活动和分布范围将恢复，油田生产运营期正常的巡检、各类运输车辆等活动会对野生动物的生存及栖息造成影响。

随着准东采油厂对运营期生产工作的规范化管理，以及环境保护工作宣传力度的加大，评价范围内的野生动植物未因准东采油厂的开发作业活动而受到不利影响。员工遇到受伤的野生动物时，都能提供及时的救助。

③退役期生态影响回顾

受油田滚动开发特点的影响，不断有枯竭油藏关停井，对于进入退役期的生产设施，应及时进行清退。退役期的清理工作包括地面设施拆除、井口地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等。在此过程中，将会产生少量扬尘、部分废弃管线和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，废弃建筑残渣运至建筑垃圾填埋场处理。

退役期各生产井均使用水泥灌注进行封井，将井筒与地下水含水层彻底隔离，有效避免了污染物进入地下水含水层造成水质污染，退役期对地下水环境没有不良影响。井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台被清理，人员撤离，区

域内没有人造的扰动，站场及其他占地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。

(2) 已采取的生态保护措施有效性评价

① 已采取的生态环境保护措施

a. 对油田区域内的临时性占地等进行了合理规划，控制了永久和临时占地面积。选线过程中，避开了植被较丰富的区域，减少了对荒漠植物的破坏。

b. 站场工程设有围墙，并进行了地面硬化；井场、临时集输站等永久占地范围内进行了砾石铺垫。

c. 井场、管线等临时占地范围已进行了平整，植被恢复以自然恢复为主，区块内自然植被恢复缓慢。通过现场调查，被扰动的区域水分条件好的已恢复植被，水分条件不好的区域有零星植物恢复生长。油气管线占地因各自所在区域水分条件不同，自然恢复程度有所不同。

d. 油区主干路为沥青路面，至各单井为独立的探临路（砂石路面）。施工车辆都是在已建道路上行驶，未见车辆乱碾乱轧的情况发生。

e. 在油区内设置了环保警示牌、宣传牌。靠近保护区附近道路路边建有“卡山保护区禁止进入警示牌”。

f. 保护区内油井底座改造成牲畜饮水槽，水槽微高于周边地表，下雨可储存雨水供野生动物饮用。

② 生态环境保护措施有效性评价

a. 各类建设项目施工结束后，对施工迹地和井场都进行了及时清理平整，并对施工迹地进行地表恢复。本次调查期间，场站内地表采取了水泥硬化或敷设砾石等措施，管线沿线已与周围生态景观融合，未见生态破坏现象。

b. 建设单位按规定办理了相关征地及补偿手续，临时占地内经扰动的植被采取自然恢复措施，恢复情况因地形和水分条件不同有所差异。

c. 准东采油厂于 2017 年—2018 年，根据《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》“第八条禁止在水源涵养区、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”要求，全面退出卡山保护区内所有的石油开采工作，陆续关停卡山保护区内所有石油设施，完成卡山保护区内火烧山油田 127 口井的

封井、井口割焊和地表回填工作，并在封井井口处安装退出石碑。对分布在卡山保护区内配套的井口集输设施、集输管线以及污水处理系统、注水站、计量站等地面集输设施进行拆除并恢复当地地貌。2018 年 12 月 15-16 日，准东采油厂组织专家对保护区内油田生产退出工作及实施效果进行环保验收。

综上所述，准东采油厂火烧山作业区基本落实了环评及批复的生态环境保护措施，加之运营期合理运营管理，已采取的生态环境保护措施有效。

火烧山油田开发区域周边植被恢复现状见图 3.6-2。



图 3.6-2 开发区域周边植被恢复现状照片

3.6.3.7 水土流失与水土保持

整个工程水土流失的影响主要为对占地的扰动，使松散的土壤失去赖以附着的基础，一旦遇大风，易发生风蚀；采取避免在大风天气作业，以免造成土壤风蚀影响，造成水土流失；施工结束后对场地进行清理、平整并压实。通过加强施工期管理，加速建设进度，优化施工组织，缩短施工时间，避免在大风天气作业，施工结束后对场地进行清理、平整并压实，避免水土流失影响。

3.6.3.8 排污许可证执行情况

根据《固定污染源排污许可分类管理名录（2019 年版）》的要求，本次火烧山油田运营期交由中国石油新疆油田分公司准东采油厂火烧山作业区进行管理；北三台油田、沙南油田运营期交由中国石油新疆油田分公司准东采油厂沙南作业区进行管理。新疆油田公司准东采油厂排污许可证情况见表 3.6-8。

表 3.6-8 准东采油厂排污许可证情况

单位名称	生产经营场所	排污许可证编号	有效期限	管理类别
新疆油田公司准东采	新疆昌吉州	916502007155597998M018Y	2024.9.12 至	简化

油厂火烧山作业区	吉木萨县		2029.9.11	管理
新疆油田公司准东采油厂沙南作业区	新疆昌吉州阜康市	91650200715597998M014W	2026.1.14 至 2031.1.13	简化管理

3.6.3.9 突发环境事件应急预案

本项目投产后纳入中国石油新疆油田分公司准东采油厂应急管理体系,按照《中国石油新疆油田分公司准东采油厂突发环境事件应急预案》(昌吉回族自治州生态环境局吉木萨尔县分局的备案,备案编号为 652302-2025-091-L,备案时间为 2025 年 12 月),建设单位上下级形成应急联动,及时通知相关机构和当地政府部门;视事故地点、规模、危害等,启动相应的应急预案,形成群防群治的应急联动机制,依靠各方的力量,将事故造成的危害降低到最低程度。

本评价要求建设单位应该按照突发环境事件应急预案管理暂行办法,每三年至少修订一次应急预案并备案。

因此,将本项目实施区域纳入准东采油厂环境风险应急预案的管理范畴,具体内容在此不作赘述。已编制应急预案,按照相关编制指南将项目纳入其中进行完善,明确应急组织机构、应急措施以及应急物资等相关内容。

3.6.3.10 现有工程污染物排放量

火烧山油田现有工程污染物排放情况汇总见表 3.6-9。

表 3.6-9 现有工程污染物排放表

类型	类别	单位	现有工程污染物排放量	来源
废气	SO ₂	t/a	2.38	《火烧山油田 H ₁ -H ₄ 油藏区块开发建设工程环境影响报告书》
	NO _x	t/a	37.63	
	VOCs	t/a	106.12	
	硫化氢	t/a	0	
废水	井下作业废水	m ³ /a	0	
固废	废防渗材料	t/a	0	
	废机油	t/a	0	
	清管废渣	t/a	0	
	清罐底泥	t/a	0	

北三台油田北 31 井区现有工程污染物排放情况汇总见表 3.6-10。

表 3.6-10 北 31 井区现有工程运行期排污情况汇总

项目	污染源	污染物	排放量	主要处理措施及排放去向
废气	无组织挥发	烃类 (t/a)	1.14	环境空气
废水	井下作业废水	SS、石油类、挥发酚等 (m ³ /a)	0	依托北三台联合站,处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术

	采出水	石油类 (万t/a)	0	要求及分析方法》(SY/T 5329-2022) 中指标后回注油藏
	生活污水	SS 等 (t/a)	0	生活污水经处理后冬储夏灌
固体废物	含油污泥 (t/a)		0	交由克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置
	生活垃圾 (t/a)		0	交红旗农村生活垃圾填埋场填埋处理

3.6.4 存在环境问题及整改措施

根据评价期间及现状调查结果以及现行法律法规文件要求,井场、道路及其他附属设施均未发生违规占地行为,井场无事故发生污染井场及周边、土壤。井场周围野生植被未受到破坏,临时占地范围内植被正在进行恢复。井场目前无事故发生,不存在现有环境问题。

3.7 工程分析

3.7.1 生态影响因素分析

生态影响因素主要来自各种占地、人为活动导致的景观变化、土地类型的改变,以及直接影响野生动物的栖息环境使相对完整的栖息地破碎化,连通程度下降等。

3.7.1.1 施工期

(1) 占用土地、压占破坏植被

工程占地包括永久占地和临时占地。临时占地包括钻井井场、管线工程临时占地。永久占地包括井场。临时占地对环境的影响主要来自管道施工作业带清理、开挖管沟、井场土地平整等施工活动中施工机械、车辆、人员践踏等对土壤的扰动和植被的破坏,对沿途的动物形成惊扰,造成的土地裸露加剧水土流失。本项目单井注水管道作业带宽度为 8m,其范围内的土壤和植被都可能受到扰动和破坏,尤其是管沟两侧 2~3m 内的植被破坏严重,土壤的结构、组成和理化性质发生改变,影响土壤和植被的恢复。井场土地平整会占用现有工矿用地。永久占用的土地将永久性的改变土地利用结构,临时占地将在短期改变土地利用的结构,但施工结束后,经过 2~3 年后可恢复原有使用功能。

(2) 破坏植被

对植被最主要的影响是施工期占地范围内对植被破坏,另外土地开挖、车辆

运输带起的扬尘自然沉降在周围植物的叶片上，阻塞气孔，影响植物呼吸作用和光合作用，有碍作物生长，还有车辆运行和施工机械的尾气含有 NO_x 等气体，可破坏敏感植物的叶组织，造成褪色伤斑。不过以上这些不利影响主要是短期的，随着施工期结束，这些影响也随之消失。

(3) 破坏、污染土壤

工程对土壤的影响主要表现为对土壤性质、土壤肥力的影响和土壤污染三个方面。工程土方的开挖和回填，将造成土壤结构的改变，进而导致土壤肥力的降低，对当地植物的生长和产量造成一定影响。

(4) 扰动地表，引起新的土壤侵蚀、水土流失

评价区位于阜康市和吉木萨尔县，属于天山北坡诸小河流域水土流失重点治理区，主要土壤侵蚀类型为风力侵蚀。工程施工活动将破坏地表植被，如不及时进行恢复和重建，土壤的新坡面扰动可能成为新的侵蚀点加重水土流失。

3.7.1.2 运营期

项目生产运营期对生态环境的影响较小，主要为井下作业过程产生的废物发生泄漏对地表土壤的污染以及事故条件下对植被、土壤等生态环境要素的影响等。评价建议建设单位应加强日常设施设备的运行管理，尽量避免“跑、冒、滴、漏”现象的发生，以减少物料及污染物的逸散对周围生态环境的影响。

同时项目建成后，临时占地得到有效的填充平整、恢复植被，以降低土壤侵蚀，减少水土流失。

3.7.1.3 退役期

退役期主要是生产井的陆续停运、关闭、恢复土地使用功能时段。退役期作业主要包括拆除井场的采油设备、设施，封堵油层和封闭井口，对井场和道路等占地进行生态恢复等。

设备拆除时将对地表植被产生破坏和干扰，同时也可能引起新的水土流失；对废弃的井场、道路应采取生态恢复措施，可使油区内人工景观的密度大大下降，而自然景观的连通性得以恢复，生态环境质量逐渐提高。

3.7.2 污染影响因素分析

本项目开发建设可分为施工期、运营期和退役期三个阶段。

3.7.2.1 施工期

施工期主要包括钻井、修井、井场、管线建设等施工作业内容，其环境影响因素主要来源于钻井、修井、地面工程（井场、管线）建设等施工过程，主要包括生态影响，以及钻井过程排放的污染物质导致的环境污染。施工期环境影响的特点是持续时间短，对地表的破坏性强，在地面建设结束后，可在一定时期消失；但如果污染防治和生态保护措施不当，可能持续很长时间，并且不可逆转，例如对生态环境的破坏。

3.7.2.2 运营期

运营期环境影响持续时间长，并随着产能规模的增加而加大，贯穿于整个运营期。其环境影响因素主要来源于油井及与其相关的采油、井下作业、油气集输、处理等各工艺过程，主要包括生态影响以及排放的污染物质导致的环境污染。

3.7.2.3 退役期

退役期的环境影响主要为油田停采后进行一系列的清理工作，包括地面设施的拆除、封井、井场清理等，将产生少量扬尘、地表废弃建筑、不可移动的废弃设施、废弃管线等固体废物。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，同时，将产生的建筑垃圾进行集中收集，由施工单位运至指定位置进行处理。如果封井和井场处置等措施得当，环境影响将很小；反之若出现封井不严，可能导致地下残余油水外溢等事故发生，产生局部环境污染。

油田开发建设施工、生产运行过程主要产污环节详见图 3.7-1-3.7-2；主要污染源构成见表 3.7-1。

表 3.7-1 环境影响因素识别表

开发作业过程	主要环境影响因素	环境影响因素主要受体	污染源性质	备注
钻井工程	车辆尾气、设备燃料燃烧废气	环境空气	临时性污染源，作业结束后不再产生，但仍存在于环境中	施工期
	钻井废水	土壤、地下水	临时性污染源，随作业结束而消除	
	设备、车辆产生噪声	声环境	临时性污染源，随作业结束而消除	
	钻井岩屑	土壤、地下水	临时性污染源，随作业结束而消除	
	废含油防渗布	土壤、植被	临时性污染源，随作业结束而	

开发作业过程	主要环境影响因素	环境影响因素主要受体	污染源性质	备注
			消除	
	井喷爆炸、火灾等	土壤、水、环境空气及生态环境	事故污染源，随作业结束而消除	事故
井场、站场建设、管线施工	施工扬尘、车辆尾气	环境空气	临时性污染源，随作业结束而消除	施工期
	管道试压废水、施工生产废水	地表水	临时性污染源，随作业结束而消除	
	设备、车辆产生噪声	声环境	临时性污染源，随作业结束而消除	
	施工土方、施工生活垃圾	土壤	临时性污染源，随作业结束而消除	
	临时占用土地	土壤、植被	临时性污染源，随作业结束而消除	
采油、油气集输	采出水	地表水	持续性影响环境的污染源	生产期
	烃类气体	环境空气	持续性影响环境的污染源	
	生产设备噪声	声环境	持续性影响环境的污染源	
	含油污泥	土壤、地下水	持续性影响环境的污染源	
	废润滑油、落地油、含油污水泄漏	土壤、地下水	事故污染源	事故
井下作业	井下作业废水	土壤、地表水	间断性污染源	生产期
	生产设备噪声	声环境	间断性污染源	
	废含油防渗布	土壤、植被	间断性污染源	
拆除/清理作业	废弃设施、废弃管线等固体废物	土壤	临时性污染源，随作业结束而消除	退役期

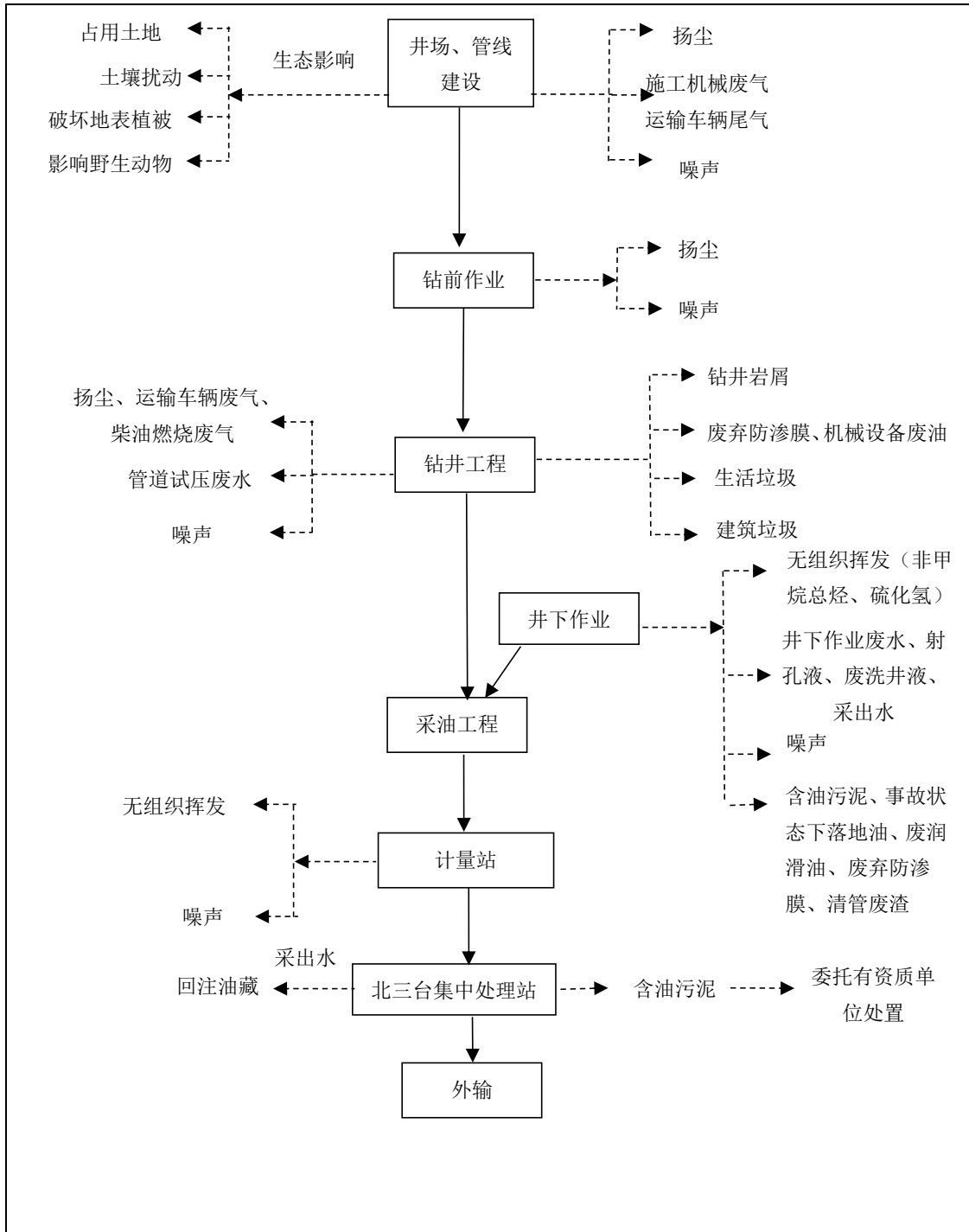


图 3.7-1 本项目工艺流程及产污节点图

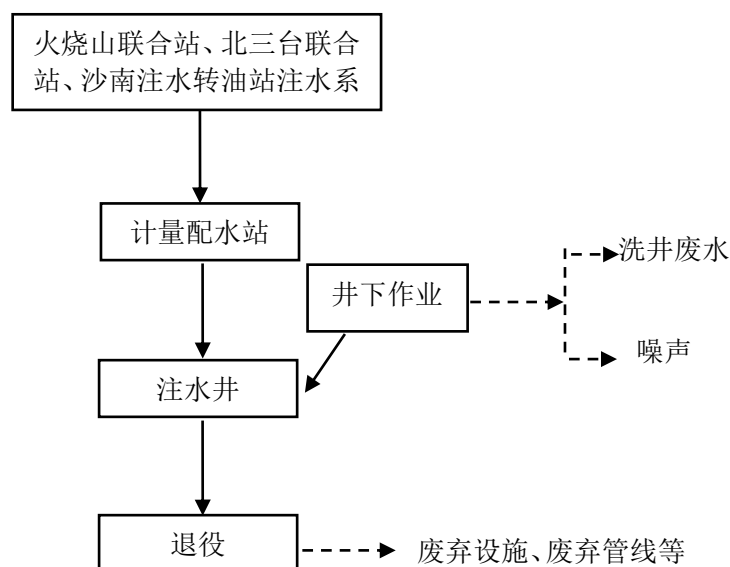


图3.7-2 本项目工艺流程及产污节点图

3.7.3 施工期主要施工工艺及产污环节

本项目施工期主要包括钻前工程、钻井工程、管线、电力线等地面工程。

3.7.3.1 钻前工程

钻前准备工作中，在预选井位前首先根据井的深浅、设备的类型及设计的要求来进行平整井场，进行设备基础施工（包括钻井、井架、钻井泵等基础设备），其次是搬运钻井设备及安装。

3.7.3.2 钻井工程

钻井工程包括：钻前准备、钻井施工（钻井、固井）、井场清理平整。

钻前准备主要包括巡井道路建设、井场平整、铺垫、钻机基础和设备进场。

钻井是采用旋转的钻头给所钻的地层一定的压力，使钻头的牙齿嵌入地层，然后旋转钻头，利用旋转钻头的扭矩来切削地层，并用循环的钻井液将钻屑带出井眼，以保证持续钻井。钻井时井筒排出的钻井液及岩屑进入钻井液不落地循环系统，该系统设置振动筛、除砂器、除泥器、离心机四级处理，经四级处理后，岩屑与钻井液完全分离，钻井液返回井筒，岩屑排至储罐暂存。

固井是在已钻成的井眼内下入套管，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，可防止复杂情况以保证安全继续钻进下一段井眼或保证顺利开采生产层中的油、气。

固井工程包括下套管和注水泥两个过程。下套管就是在已经钻成的井眼中按

规定深度下入一定直径、由某种或几种不同钢级及壁厚的套管组成的套管柱。注水泥就是在地面上将水泥浆通过套管柱注入井眼与套管柱之间的环形空间中的过程。固井的主要目的是封隔疏松的易塌、易漏地层；封隔油、气、水层，防止互相窜漏。固井作业的主要设备有水泥搅拌机、下灰罐车、混合漏斗和其他附属安全放喷设备等。

另外，现场施工前根据实际情况要做水泥浆配方及性能复核试验，同时，如果是钻井中井漏严重，则应考虑采用双凝水泥浆体系固井，从而提高固井质量，防止因为井漏事故造成地下水环境污染。

钻井工程作业流程见图 3.7-3 所示。

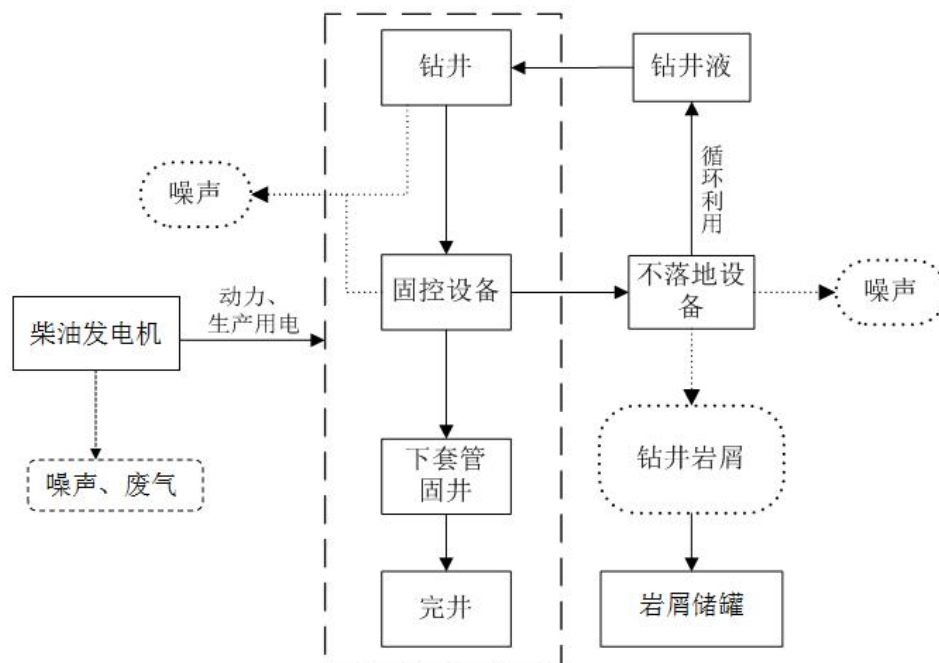


图 3.7-3 钻井工艺及产污节点图

本项目钻井泥浆不落地设备工艺如下：

由于开挖大循环池存放岩屑及钻井液的形式会造成土壤及地下水污染，破坏生态环境，对本工程施工期产生的岩屑及钻井液全部进行不落地处理，使施工期固体废物实现回用及妥善处理。泥浆进入钻井不落地系统中处理并实现固液分离，分离后的液相循环使用，固相（水基岩屑）收集于储罐内，直接委托岩屑公司处置。

※工艺流程说明：

不落地系统由振动筛、除砂器、除泥器、离心机等设备组成，钻井液（泥浆）

进入不落地系统后，经以下步骤进行处理：

a. 钻井液（泥浆）经振动筛、除砂器、离心机多级分离后，实现初步分离，分离后的固相进入收集箱，再输送至甩干机和离心机进行二次深度固液分离，二次分离出的液相（泥浆）回用，分离出的固相（岩屑）收集于储罐内；

b. 初步分离出的液相进入废水收集罐。通过废水收集罐进行处理，处理后的再生钻井液进入处理水储罐内用于钻井液配制。工艺流程图见图 3.7-4。

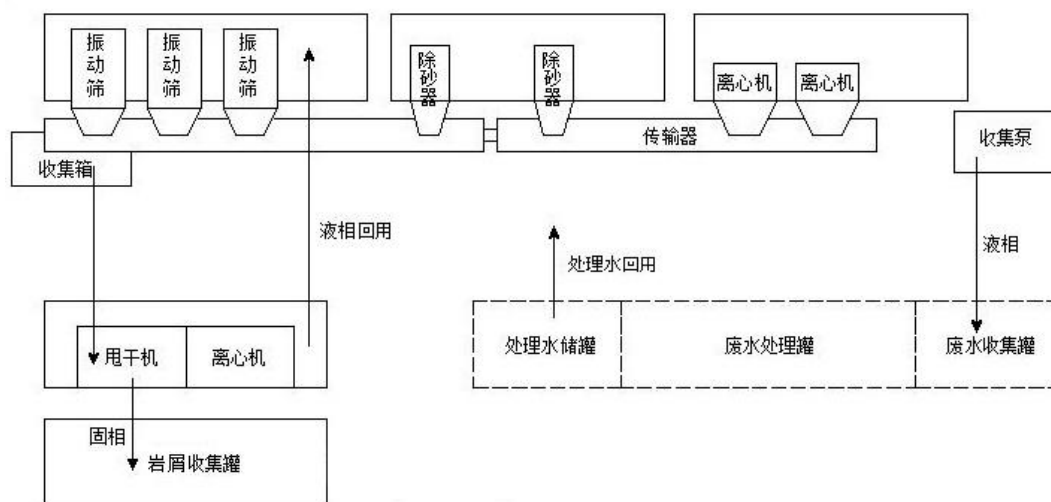


图 3.7-4 泥浆不落地工艺流程图

3.7.3.3 井口设备安装

采油井口采用 12 型抽油机及配置井口保温盒，保温盒内设 0.25kW 防爆电加热器。

采油井安装井口装置、抽油机及配套电机等。主要工程活动包括抽油机基础施工、抽油机安装、电加热设备等安装。

抽油机安装顺序为：施工准备→基础验收划线→机座安装→抽油机主体安装→电机安装→电控箱安装→加注润滑油紧固螺栓。

注水井井口安装 DN50 16MPa 采油树即可。

3.7.3.4 地面工程建设

地面工程建设主要包括井场建设、设备安装、管线敷设等内容。

① 场地平整

管线工程施工首先进行施工放线，现场施工放线确定路由后，即进行施工作业带线路的清理，对施工作业带内地上、地下各种建（构）筑物和植物等进行清

点造册。

清理和平整施工作业带时，应注意保护线路控制桩，如有损坏应立即补桩恢复。施工作业带范围内，对于影响施工机具通行或施工作业的石块、杂草、树木、构筑物等应适当清理，沟、坎应予平整，有积水的低洼地段应排水填平。施工完毕之后，要注意施工作业带的恢复工作，使土地恢复原有状态。

②管沟开挖

管道运输和布管在管沟堆土的另一侧进行，要求堆放地点地势平整、无水、无尖锐物的地方。布管过程不允许地面拖拉，以防损坏。

③管道敷设

根据施工图坐标点施工放线，打百米桩和转角桩并撒白灰线作为施工作业带边界。项目单井管线施工作业带宽 8m。管线敷设方式主要为埋地敷设，管线顶埋深-1.8m。施工过程要经过测量定线、清理施工现场、平整工作带、修筑施工便道（以便施工人员、施工车辆、管材等进入施工场地），管材经过防腐绝缘后运到现场，开始布管、组装焊接、探伤、补口及防腐检漏。在完成管沟开挖工作以后下沟并进行管线系统安装。

④试压回填

管道回填时，先用细土回填 50cm，再用其他土回填并夯实，原有熟土最后恢复。回填土中不得有坚硬土石、垃圾、腐殖质等，管道两侧及管顶 0.5m 内的回填土，不得含有碎石砖块等杂物，且不得用灰土回填，距管顶 0.5m 上的回填土中的石块不得多于 10%，直径不得大于 0.1m，且均匀分布。主管道警示带敷设前应将敷设面压实，并平整地敷设于管道顶正上方 0.5m，且不得敷设于路基和路面里。

⑤场地恢复

施工结束后，进行生态恢复，及时清除施工垃圾，对施工现场进行回填平整，尽可能覆土压实，采用自然恢复的方式对区域植被进行恢复，对井场周围已建成的永久性占地进行砾石铺垫，以减少风蚀量。

管道敷设工艺流程见图 3.7-4。

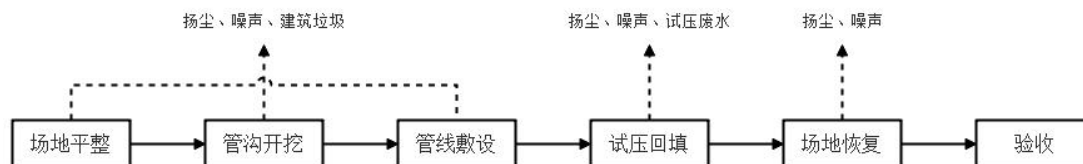


图 3.7-4 集输工程建设工艺流程及产污环节示意图

3.7.3.5 产污环节分析

(1) 废气

本项目施工期产生的大气污染物主要包括施工扬尘、施工车辆废气及钻井时柴油机排放的废气。

施工扬尘主要产生于管线施工、井场施工以及施工机械及运输车辆往来；施工车辆废气主要为施工过程中各类车辆尾气；钻井时柴油机排放的废气。

(2) 废水

本项目施工期产生的废水主要包括钻井废水、管道试压废水和生活污水。

钻井废水主要来自钻井过程中冲洗钻台、钻具和设备等产生的废水；管道试压废水是管线敷设完成后，对其进行分段试压过程中产生的废水。

钻井井场设置生活营地，营地内设置防渗收集池，生活污水排入防渗收集池，待钻井工程结束后，火烧山油田作业区拉运至五彩湾污水处理厂处理，北三台油田作业区和沙南油田作业区拉运至吉木萨尔县污水处理厂处理，防渗收集池覆土填埋，防渗膜由井队回收利用。

(3) 噪声

施工噪声为项目施工活动中机械设施及车辆运输产生的噪声。

(4) 固废

施工期产生的固体废物主要有岩屑、机械设备废油、废防渗膜、施工土方、建筑垃圾和生活垃圾等固废。

钻井固废主要为钻井过程中产生的岩屑；落地油主要产生于井下作业过程中，会有少量原油散落井场；其他固废主要产生于钻井、试油等作业过程中，主要有废防渗膜、钻井添加剂的外包装袋、钻机更换的机械设备废油；管道敷设开挖产生的施工土方，施工人员生活垃圾主要是施工现场人员产生的生活垃圾。

3.7.4 运营期主要工艺流程及产污环节

运营期主要有井下作业、注水工程作业过程。

3.7.4.1 井下作业

本项目钻井结束后，需对完钻后的井进行洗井和压裂工艺，作业程序见图 3.7-5。

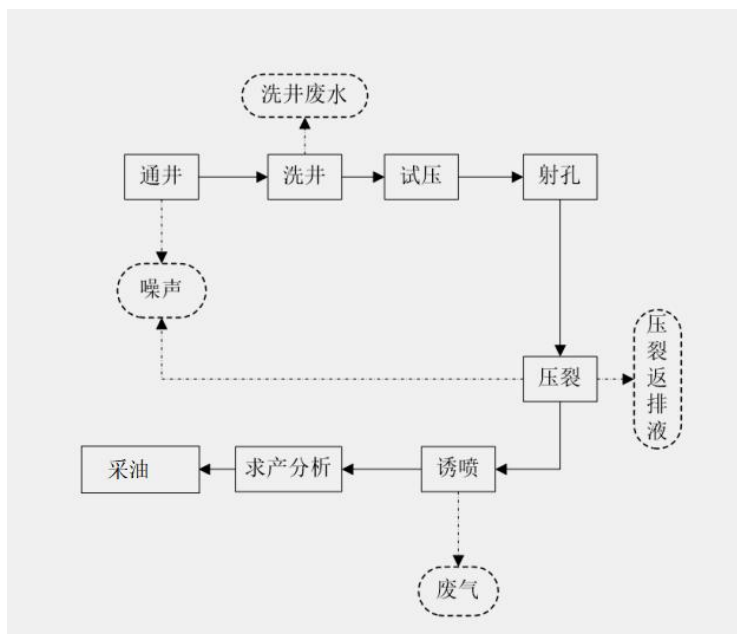


图 3.7-5 井下作业流程图

3.7.4.2 油气集输工艺

北 31 井区采油井口→计量站→北三台联合站，即单井采出液加热后油气混输进标准化计量站计量，再通过混输干线输至北三台联合站进行采出液处理。本项目油气集输工艺见图 3.7-6。

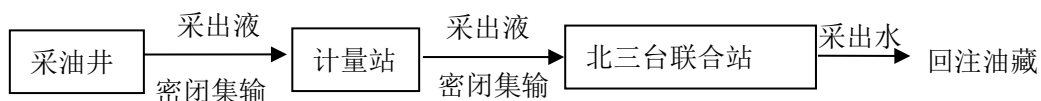


图 3.7-6 北 31 井区集输工艺流程图

3.7.4.3 注水工艺

运营期注水井回注工程采用“单干管多井配水”工艺，即火烧山联合站、北三台联合站和沙南注水转油站注水系统增压后的高压水通过注水干支线输送至配水橇，通过橇内分水器向各注水单井进行配注，再通过单井管线输送至各注水井口。

本项目注水井回注工艺见图 3.7-7。

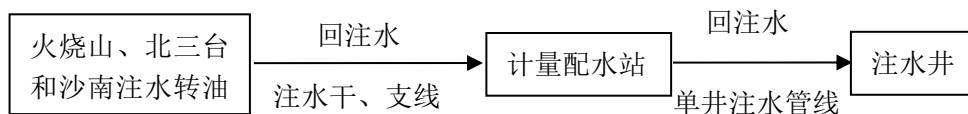


图3.7-7 注水井回注工艺流程图

3.7.5 退役期主要工艺过程及产污环节

(1) 油、水井退役封井

闭井期为油井服务期满后，停运、关闭、恢复土地使用功能时段。闭井后作业主要包括拆除井场的采油设备、设施，封闭出油层段和采油井口，井场清理等。具体流程如下。



图 3.7-8 油、水井闭井期工艺流程图

(2) 集输管线退役

随着油水井的关闭，相应的集输管线也将停止使用。对于停用退役的管线，进行扫线清理完管线内的残油或者污水后，两端封死，保留于地下，不作开挖处理。

(3) 闭井期环境影响因素及产污环节

闭井期污染源主要为施工扬尘、车辆噪声、清管废水及施工固废，要求合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；清管废水通过管道驱至联合站采出水处理系统处置后，回注油层；固废污染源主要为废弃管线进行综合利用；废弃建筑垃圾运至建筑垃圾填埋场。

3.7.6 施工期污染源及源强核算

项目施工期主要污染物为钻井工程施工活动中大功率柴油机和发电机燃料燃烧废气及汽车尾气排放、钻井液、施工生产废水、管道试压废水、钻井噪声、钻井岩屑、废土石方、生活垃圾、机械设备废油和废弃防渗膜，平整场地和堆放设备破坏地表等。

3.7.6.1 废气污染源

施工期大气污染源主要为井场、管线敷设等在施工作业过程中产生的施工扬尘、钻井工程施工活动中大功率柴油机和发电机燃料燃烧废气、运输车辆的尾气等。

(1) 废气污染源

① 柴油机废气

每个井队配备钻井钻机(电钻)2台,柴油发电机2台,柴油消耗量平均2t/d,钻井周期190d,施工期间共耗柴油380t。

根据《非道路移动源大气污染物排放清单编制技术指南(试行)》:

A.非道路移动机械(柴油发电机组)大气污染物排放量计算公式为:

$$E=(Y \times EF) \times 10^{-6}$$

式中, E—非道路移动机械的 CO、HC、NO_x、PM_{2.5} 和 PM₁₀ 排放量, t;

Y—燃油消耗量, kg;

EF—排放系数, g/kg 燃料。

B.二氧化硫排放量根据非移动源燃油中的硫含量计算, 计算公式为:

$$E=2 \times Y \times S \times 10^{-6}$$

式中, E—非道路移动机械的 SO₂ 排放量, t;

Y—燃油消耗量, kg;

S—燃油硫含量, g/kg 燃料。

C.适用排放系数:

柴油机污染物排放系数和柴油机组燃烧废气中各污染物产生情况见表 3.3-2。

表 3.3-2 柴油机污染物排放量

污染物	排污系数 kg/t	柴油用量 (t)	排放量 (t)
CO	10.722	380	4.07
NO ₂	32.792		12.46
HC	3.385		1.29
SO ₂	0.02		0.01
PM ₁₀	2.09		0.79
PM _{2.5}	2.09		0.79

施工期间排放的大气污染物将随钻井工程的结束而消失。

(2) 施工扬尘

项目施工扬尘主要是道路施工、场地平整、井场设备安装,管道施工管沟的开挖回填,站场建设土地平整、设备安装的过程中,由于设备的运输,少量临时

弃土和固体废物的堆积、搬运，水泥、石灰、砂石等材料的装卸、运输、拌和等过程，均会导致部分尘埃散逸到周围环境空气中，增加环境空气中的颗粒物浓度。

(3) 车辆尾气

本项目开发施工期每个单井钻井场各类车辆 8 余辆次/日，预计每天可排放 CO1.26kg/d，烃类物质 2.15kg/d，NO₂ 为 5.78kg/d，SO₂ 为 0.064kg/d。本次施工期以 190d 计，则施工期施工车辆排放的大气污染物排放情况详见表 3.7-3。

表 3.7-3 施工期大气污染物排放统计表

污染源	污染物排放 (t)			
	烃类	CO	NOx	SO ₂
车辆尾气	0.41	0.24	1.098	0.012

3.7.6.2 废水污染源

项目施工期废水主要为：钻井废水、管道试压废水和生活污水。

(1) 钻井废水

钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排；工程结束由钻井队回收。

(2) 管道试压废水

项目注水管线敷设完成后，需进行试压，采用分段试压方式，管道试压用水一般采用清洁水，可重复使用。本项目新建管线 DN50 共计 2.57km。经核算，试压用水最大量为 7.5m³，试压排水率取 80%，则管道试压废水产生量约为 6m³，管道试压用水不允许具有腐蚀性，不含无机或有机污染物，试压废水中主要污染物为悬浮物，浓度在 40~60mg/L。现场沉淀后用于场地洒水降尘。

(1) 生活污水

钻井人员在钻井井场附近生活营地食宿。单井钻井人员为30人，用水量为 0.02m³/d·人，排水系数为0.8,排水水质与居民生活污水类似，为：COD_{cr}：350mg/L、NH₃-N：30mg/L、SS：200mg/L。项目生活污水排放量及污染物排放量见表3.7-4。

表 3.7-4 生活污水排放统计表

污染源	生活用水量 (m ³)	污染物排放量(t)			
		污水产生量	化学需氧量	氨氮	悬浮物
生活营地	114	91.2	0.03	0.0027	0.018

根据上表，项目生活营地污水产生总量为91.2m³，化学需氧量产生量为0.03t，氨氮产生量为0.0027t，悬浮物产生量为0.018t。生活污水排入营地污水防渗收集池暂存，定期委托清运至吉木萨尔县污水处理厂和准东经济技术开发区五彩湾服务区污水处理厂处理，不排入周边环境。

3.7.6.3 噪声污染源

施工期的噪声源主要是钻井过程发电机、钻机和各类泵的噪声以及地面工程建设过程中推土机、挖掘机等施工机械噪声。

施工期主要噪声源详见表 3.7-5。

表 3.7-5 施工期主要噪声源情况

序号	设备名称		数量	噪声强度 (dB(A))
1	钻井	钻机	1 台/队	90-110
		柴油机	3 台/队	95-100
		柴油发电机	2 台/队	100-105
		泥浆泵	2 台/队	80-90
2	储层改造	混砂车	1 台/队	80-85
		仪表车	1 台/队	70-80
		管汇车	1 台/队	70-80
		提液泵	1 台/队	70-80
3	地面工程建设	运输车辆	2 辆	80-95
		推土机	1 台	90-100
		挖掘机	2 台	80-95
		电焊机	1 台	90-100

3.7.6.4 固体废物

施工期每座井场新建 1 座生活营地，施工期生活垃圾火烧山油田定期拉运至火烧山固废堆存场进行处理；北 31 井区、沙 102 井区定期拉运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场处置；施工过程中开挖的土石方全部回填，无弃方产生；固体废物主要为钻井期产生的钻井岩屑、机械设备废油和废弃防渗膜。

(1) 生活垃圾

本项目施工周期 190 天，施工人数合计 35 人。项目施工期每人每天产生生活垃圾 0.5kg 计，整个油田施工期间产生的生活垃圾为 3.325t。

(2) 钻井岩屑

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。岩屑产生、排放量与井身结构以及回收率等因素有关，其中岩屑产生量可按下式计算：

$$W=1/4\times\pi\times D^2\times h\times\alpha\times d$$

式中：W—钻井岩屑排放量，t；

D—井的直径，m；一开 444.5mm，二开 311.2mm，三开 215.9mm；

h—井深，m；

d—所钻岩石的密度（g/cm³），取 2.5g/cm³；

α—岩石膨胀系数，取 4.0。

本工程产生岩屑量见表 3.7-5。

表 3.7-5 本工程钻井岩屑产生量

序号	井号	井深 (m)	一开 (m)	二开 (m)	三开 (m)	岩屑量 (t)
1	H1389A	1686	200	750	936	1591.96
2	H2428A	1713	200	750	963	1612.49
3	B2016A	2160	200	750	1410	1952.31
4	B2027A	2125	200	750	1375	1925.70
5	沙 102A	2381	200	750	1631	2120.32
合计		10065	/	/	/	9202.79

经核算，岩屑产生量约 9202.79t，经不落地系统收集、压滤脱水后，暂存在水基岩屑储罐（每口井 3 个罐，每个罐 60m³），完井后由第三方合规处置。

（3）管线施工土方

本项目施工土方主要由埋地敷设管线开挖、井场等建设产生；开挖回填管沟多余的土方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，剩余土方用于井场平整和临时施工场地恢复。项目施工的挖方全部回填，无弃方。

（4）机械设备废油

钻井期间使用的机械设备运行过程中需进行维护、保养、维修等工作，以使其能正常运转，此过程中将产生少量的废油，如废液压油、废润滑油、废机油等。根据建设单位提供数据，一个钻井期机械设备产生的废机油产生量不足 0.5t，本项目 5 口井产生量约 2.5t，钻井产生的机械设备废油由钻井公司委托有危险废物处理资质的单位处置。

（5）废弃防渗膜

本项目钻井施工区域铺垫防渗膜，防止施工过程中产生的废油污染土壤，防渗膜可重复利用，若使用过程中防渗膜破损无法再次利用，则沾染了油泥的废弃

防渗膜作为危险废物，委托有资质单位处置。

废弃防渗膜根据《国家危险废物名录》（2025 年版）“HW08 废矿物油与含矿物油废物类”，属于使用过程中沾染矿物油的废弃包装物，危废代码为 900-249-08。

本项目固体废物污染源源强核算结果见表 3.7-6。

表 3.7-6 项目施工期固体废物分析结果汇总表

序号	固废名称	属性	产生工序	形态	主要成分	危险特性鉴别方法	危险特性	废物类别	废物代码	估算产生量	拟采取的处理处置方式
1	水基岩屑	一般工业固废	钻井	半固态	钙、镁等矿物、水	/	/	/	一般工业固废 (071-001-S12)	9202.79 t	临时贮存在井场内的岩屑储罐中，后委托第三方合规处置
2	管线施工土方	一般工业固废	管线施工	固态	土	/	/	/	900-001-S70	0m ³	回填管沟、管廊
3	机械设备废油	危险废物	机械设备维修、保养等	液态	机油	危险废物鉴别标准	毒性 T 易燃性 I	HW08	900-214-08	2.5t	由钻井公司委托有危险废物处理资质的单位处置
4	废弃防渗膜		地面防渗	固态	石油类		毒性 T 易燃性 I	HW08	900-249-08	少量	收集后委托有危险废物处理资质的单位进行处置
5	生活垃圾	生活垃圾	施工人员生活	固态	塑料纸、纸屑等	/	/	/	900-002-S62	3.325t	由施工单位统一收集后，火烧山油田拉运至火烧山固废堆存场进行处理；北 31 井区、沙 102 井区拉运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场处置。

注：毒性 T，易燃性 I。

3.7.6.5 生态影响

施工期生态影响主要体现在井场、管线、电力线建设阶段，如占用土地、施工对地表植被的影响、土壤扰动等。输送管道开挖产生的弃土及时回填至管沟上方，基本可做到土石方挖填平衡。

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

地面工程施工作业包括地面设施的场地平整、管线敷设、井口设备安装、电力线施工等，施工作业直接破坏了地面植被，造成了土壤扰动，容易导致水土流失。

根据估算，本工程总占地面积为 67869m²，其中临时占地 64835m²，永久占地 3034m²。占地类型为其他草地、灌木林地、采矿用地、裸地和公路用地。

3.7.6.6 施工期污染物排放情况

本工程施工期污染物排放情况见表 3.7-7。

表 3.7-7 本工程施工期污染物排放情况表

项目	工程	污染源	污染物	产生量 (完钻后)	排放量	主要处理措施及排放去向
废气	井场	柴油机废气	CO	4.07t	4.07t	采用高品质的柴油、添加柴油助燃剂等措施，钻井期间排放的大气污染物将随钻井工程的结束而消失
			NO ₂	12.46t	12.46t	
			HC	1.29t	1.29t	
			SO ₂	0.01t	0.01t	
			PM ₁₀	0.79t	0.79t	
			PM _{2.5}	0.79t	0.79t	
		施工期扬尘	扬尘	/	/	合理规划车辆运输路线，逸散性材料运输用苫布遮盖，同时采取场区洒水抑尘措施
		施工期运输车辆尾气	烃类	0.41t	0.41t	使用符合国五标准的燃料，施工期废气排放时段较为集中，属于阶段性排放源，随着施工的开始而停止排放
			CO	0.24t	0.24t	
			NO _x	1.098t	1.098t	
SO ₂	0.012t		0.012t			
废水	井场	管线试压废水	废水量	6m ³	6m ³	沉淀后洒水降尘
		钻井废水	废水量	/	/	全部排入泥浆不落地系统中用于配制泥浆，循环使用

		生活污水	SS、COD、BOD ₅	91.2m ³	0	生活污水排入营地污水防渗收集池暂存，定期委托清运至吉木萨尔县污水处理厂和准东经济技术开发区五彩湾服务区污水处理厂处理，不排入周边环境
固体废物	井场	水基岩屑	一般固废	9202.79t	0	临时贮存在井场内的岩屑储罐中，后委托第三方合规处置
	管线工程	施工土方	一般固废	0m ³	0	回填管沟、管廊
	机械设备维修、更换	机械设备废油	危险废物	2.5t	0	由钻井公司委托有危险废物处理资质的单位处置
	钻井施工区域铺垫防渗膜	废弃防渗膜	危险废物	/	0	收集后委托有危险废物处理资质的单位进行处置
	生活垃圾	水瓶、纸屑等	/	3.325t	0	火烧山油田由施工单位统一收集后拉运至火烧山固废堆存场；北三台北 31 井区和沙南油田沙 102 井区由施工单位统一收集后拉运至吉木萨尔县垃圾填埋场
噪声	井场	柴油发电机、钻机、泥浆泵	噪声	80~100dB(A)		对高噪声设备采取隔声措施，并加强机械设备的保养
	管道	施工机械	噪声	80~105dB(A)		
	地面工程	运输车辆、推土机、挖掘机、电焊机	噪声	80~100dB(A)		

3.7.7 运营期污染源分析及源强核算

3.7.7.1 废气污染物

生产运营期间，单井加热采用电加热，无废气污染物排放，仅在油气集输过程中产生一定量的挥发性有机物。本项目 1 口采油井油气集输过程中的阀门、法兰等部件产生的少量挥发性有机物。

该过程的无组织挥发废气尚无相应的污染源强核算技术指南，其产生量参考《污染源源强核算技术指南石油炼制工业》(HJ982-2018) 6.2 产污系数法-6.2.2.2 设备与管线组件密封点中挥发性有机物产生量进行核算。

设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物计算公式：

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

式中：D 设备：—核算时段内设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物的量，kg；

α —设备与管线组件密封点的泄漏比例，本次取 0.003；

n—挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数。

$WF_{VOCs,i}$ —流经密封点 i 的物料中挥发性有机物平均质量分数，（根据油田采出液组分数数据取采出液最大含油率，取 70%）；

$WF_{TOC,i}$ —流经密封点 i 的物料中总有机碳(TOC)平均质量分数，（根据油田采出液组分数数据取采出液最大含油率，取 70%）；

t_i —核算时段内密封点 i 的运行时间，h；本次取 8760h。

$e_{TOC,i}$ —密封点 i 的总有机碳(TOC)排放速率(泄漏浓度大于 10000 $\mu\text{mol/mol}$)，kg/h；取值详见表 3.7-8；

表 3.7-8 密封点 TOC 泄漏排放速率 e_{TOC} 取值

序号	设备类型	排放系数/(kg/h/源)
1	连接件	0.028
2	阀门	0.064
3	法兰	0.085

根据上述公式计算油气集输处理过程中的无组织挥发性废气产生量见表 3.7-9。

表 3.7-9 油气集输及处理过程中无组织挥发有机废气排放情况

设备类型	排放系数/(kg/h/源)	设备数量(个/套)	污染物排放速率(kg/h)	年运行时间(h/a)	污染物排放量(t/a)
单井井场	阀门	20	0.00384	8760	0.034
	法兰	8	0.00204	8760	0.018
	连接件	36	0.003024	8760	0.026
单井井场					0.078

3.7.7.2 废水污染物

本项目运营期不新增劳动定员，工作人员由准东采油厂调剂解决，故不新增生活污水。废水主要包括井下作业（洗井、压裂及修井）废水、采出水。

①洗井废水

井下作业废水的产生是临时性的，主要通过洗井作业产生。

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（2021.6.11）中“1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册”（续表 1）可知：“低渗透油

井洗井作业”废水产生量为 27.13t/井次。本项目部署油井 1 口，每 2 年进行 1 次井下作业。部署注水井 4 口，注水井仅注水前洗井 1 次，井下作业废水水质、水量见表 3.7-10。

表 3.7-10 石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数表（续 1）

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
井下作业	洗井液（水）	低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	吨/井次—产品	27.13	物理+回注 ^①	0
				化学需氧量	克/井次—产品	34679	物理+回注 ^①	0
				石油类	克/井次—产品	6122	物理+回注 ^①	0

注：①洗井废水全部回注油层，故排污系数为 0。

本项目洗井废水产生量为 135.65m³/a(5 口井)。化学需氧量产生量为 0.17t/a，产生浓度 1253mg/L；石油类产生量为 0.031t/a，产生浓度 228mg/L。

井下作业（洗井）废水严禁直接外排，井下作业必须采取带罐作业，井下作业废水全部回收，火烧山油田作业区采用专用废水收集罐收集后运至火烧山联合站污水处理系统处理；北三台油田北 31 井区作业区采用专用废水收集罐收集后运至北三台联合站污水处理系统处理；沙南油田沙 102 井区作业区采用专用废水收集罐收集后运至沙南注水转油站污水处理系统处理。

②压裂废水、修井废水

本项目位于北三台油田北 31 井区 1 口采油井压裂、洗井作业每 2 年 1 次，根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（2021.6.11）“1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册”产污系数，废水核算详见表 3.7-11。

表 3.7-11 井下作业废液产生量一览表

产污工段	名称	工艺名称	污染物指标项	产污系数	平均周期	井口数量（个）	产生量
井下作业	压裂液	低渗透油井加砂压裂	废压裂液（压裂返排液）	153.21m ³ /井	每 2 年 1 次	1	153.21m ³ /a
	洗井液	修井	废洗井液	25.59t/井		1	25.59t/a

洗井废水、修井废洗井液、废压裂返排液进入井口方罐拉运至北三台联合站污水处理系统处理后回注油藏。

③采出水

油气田开发过程中的采出水是伴随着原油从地层开采出来的，主要来源于油

藏本身的底水、边水和注汽凝结水。单井不设油水分离设施，单井采出液（油、水）经密闭集输至北三台联合站原油处理系统处理，分离出的采出水进入北三台联合站污水处理系统处理，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）标准后回注油藏，不外排。

3.7.7.3 固体废物

①含油污泥

本项目采出液通过管线密闭集输至北三台联合站原油处理系统处理，北三台联合站站内检修清罐、污水处理隔油等工艺会产生清罐底泥，属于危险废物（HW08 071-001-08）。

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（2021.6.11）“07 石油和天然气开采业行业系数手册”续表 35 中产污系数核算含油污泥产生量详见表 3.7-12。

表 3.7-12 石油和天然气开采行业专业及辅助性活动行业系数表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物类别	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
非稠油	非稠油	检修清罐、污水隔油等	所有规模	含油污泥	吨-万吨产品	90.76	无害化处理/处置/利用	0

根据陆 11 井区西山窑组油藏开发指标预测表，年产油量随开发年限由低增高再降低，本项目 1 口采油井全部投产后最大产油量 0.13 万 t，计算含油污泥最大产生量为 11.8t/a。北三台联合站产生的含油污泥属于危险废物，定期委托有危险废物处置资质的单位回收、处置。

②落地原油

落地原油主要产生于油井采油树的阀门、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，本项目运行后共 1 口油井，落地油总产生量约 0.1t/a。本项目井下作业时带罐作业，作业区域铺设防渗膜，落地油 100%回收，回收后的落地原油拉运至北三台联合站原油处理系统处置。

③清管废渣

集输管线每 2~4 年清管 1 次，根据建设单位提供，一般每公里管线产生的清管废渣量平均约为 1.15kg，本工程新建原油集输管线 2.12km，每次废渣量约

2.44t。清管废渣中含有少量管道中的油泥。根据《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采行业》，清管废渣属于《国家危险废物名录》（2025 年版）中“HW08 废矿物油与含矿物油废物”，危废代码为 251-001-08，委托持有危险废物经营许可证的单位拉运处置。

④废润滑油

运营期井架及井下作业时各类机械设备需要定期保养和维护，会产生一定量的废润滑油，根据建设单位提供数据，单井井场产生的废润滑油量约 0.05t/a，本项目 1 口采油井和 4 口注水井日常维护产生的废润滑油量为 0.25t/a。废润滑油成分为矿物油与原油成分相似，火烧山作业区可进入火烧山联合站原油处理系统处置；沙南油田沙 102 井区作业区可进入沙南注水转油站原油处理系统处置；北三台油田北 31 区作业区可进入沙南注水转油站原油处理系统处置。

⑤废弃防渗膜

项目运营期井下作业时，作业场地下方铺设防渗膜，产生的落地油直接落在防渗膜上，目前油田使用的防渗膜均可重复利用，平均重复利用 1-2 年。单块防渗膜重约 250kg（12m×12m），本工程 1 口采油井每两年井下作业 1 次，每次更换废弃防渗膜约 0.25t。

作业过程中产生的含油废弃防渗膜布属于危险废物，危废代码为 HW08 中 900-249-08 其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物。作业施工结束后，由施工单位将废弃的含油防渗膜集中收集，不在井场贮存，委托具有危险废物运输及处理资质的单位拉运处置。

根据《国家危险废物名录》（2025 年版）本项目运营期危险废物汇总见表 3.3-14。

表 3.3-14 运营期危险废物汇总表

序号	名称	废物类别	产生工序及装置	废物代码	产生量(吨/年)	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危险特性	去向
1	含油污泥	HW08 废矿物油与含矿物	石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚	071-001-08	11.8	半固态	石油类、泥沙	石油类	每天	毒性 T 易燃性 I	委托有危险废物处置资质的单位回收、处置

2	落地原油	油废物	井下作业环节, 采油环节, 集输与处理环节	071-001-08	0.1	半固态	石油类	石油类	事故状态下	毒性 T 易燃性 I	进入北三台联合站原油处理系统处置
3	清管废渣		管线集输环节	251-001-08	2.44	固态	废矿物油、泥沙	石油类	2~4 年	毒性 T 易燃性 I	委托有危险废物处置资质的单位回收、处置
4	废润滑油		机械设备维护、保养	900-214-08	0.25	固态	废矿物油	石油类	定期	毒性 T 易燃性 I	进入北三台联合站原油处理系统处置
5	废弃防渗膜		场地清理环节	900-249-08	0.25	固态	废矿物油、泥沙	石油类	1~2 年	毒性 T 易燃性 I	委托有危险废物处置资质的单位回收、处置

⑥生活垃圾

本项目工作人员由准东采油厂火烧山油田作业区、北三台油田北 31 井区作业区和沙南油田沙 102 井区作业区调剂解决, 故不新增生活垃圾。

3.7.7.4 噪声污染源

运营期噪声污染源主要包括: 场站设备运转噪声、井下作业机械和巡检车辆等。噪声排放情况见表 3.7-12。

表 3.7-12 运营期噪声排放情况 (单位: dB(A))

位置	噪声源	源强 dB(A)
井场	机泵	80~90
	井下作业 (压裂、修井等)	80~120

3.7.7.5 污染物产生及排放量

综上所述, 本项目运营期污染物产排情况汇总见表 3.7-13。

表 3.7-13 运营期产排污情况汇总 (单位: t/a)

项目	工程	污染源	污染物	产生量	排放量	主要处理措施及排放去向
采油	采油及集输	无组织挥发	烃类	0.078	0.078	无组织排放至大气环境
废水	井场	洗井废水	废水量	135.65	0	井下作业过程中, 作业单位自带回收罐回收作业废水, 拉运至北三台联合站处理达标后回注油藏
			COD	0.17	0	
			石油类	0.031	0	
		压裂废水	/	153.21	0	

项目	工程	污染源	污染物	产生量	排放量	主要处理措施及排放去向
		修井废水	/	25.59	0	
固体废物	石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚	含油污泥		11.8	0	委托有危险废物处置资质的单位回收、处置
	井下作业环节,采油环节,集输与处理环节	落地原油		0.1	0	进入北三台联合站原油处理系统处置
	管线集输环节	清管废渣		0.0005	0	委托有危险废物处置资质的单位回收、处置
	机械设备维护、保养	废润滑油		0.25	0	进入北三台联合站原油处理系统处置
	场地清理环节	废弃防渗膜		0.25	0	委托有危险废物处置资质的单位回收、处置

3.7.7.6 污染物排放三本账

污染物排放“三本账”详见表 3.7-14。

表 3.7-14 污染物排放“三本账”

类型	类别	单位	现有工程	本工程		扩建后	
			排放量	排放量	“以新带老”削减量	排放量	增减量
废气	VOCs	t/a	16.369	0.078	0	16.447	+0.078
废水	采出水	t/a	0	0.14	0	0.14	0
	井下作业废水(洗井废水、压裂废水)	t/a	0	314.45	0	314.45	0
固废	含油污泥	t/a	0	11.8	0	11.8	0
	落地油	t/a	0	0.1	0	0.1	0
	清管废渣	t/次	0	0.0005	0	0.0005	0
	废机油	t/次	0	0.25	0	0.25	0
	废防渗膜	t/次	0	0.25	0	0.25	0

3.7.7.5 服役期满环境影响分析

服役期满后,对完成采油的废弃井,进行封堵内外井眼,拆除井口装置,清理场地工作,基本无废水产生,仅在土壤回填过程中有部分扬尘产生。

井场拆除的抽油机、集输设施、井构筑物等为钢制材料,清洗油污后可回收利用。对工业垃圾填埋场,及时清理覆土填埋、压实,并设立警示标志。通过采取以上措施,可使退役期生态环境影响降到最低。

(1) 大气污染物

退役期井场设备的拆除、井口封堵、井场清理等过程中,将有少量的施工机械废气产生,主要污染物为 SO₂、NO_x、C_mH_n 等。由于废气量较小,且施工现

场均在野外，有利于空气的扩散，同时废气污染源具有间歇性和流动性，因此对局部地区的环境影响较小。

(2) 水污染物

闭井期管线清理过程中会产生清管废水，主要污染物是悬浮物、石油类，清管废水收集后由罐车拉运至火烧山联合站处理，处理合格后用于油藏回注，不外排。

(3) 固体废物

①地面设施拆除、井场清理等工作中会产生建筑垃圾，应集中清理收集。不能回收的外运至指定填埋场填埋处理；

②地面设施拆除、井场清理等工作过程中被原油污染的土壤或油渣等危险固废，集中收集后交由资质单位转运及处置。

(4) 噪声

井场进入退役期时，噪声主要源自井场设备拆卸和车辆运输，影响范围在声源周围 200m 范围内。

3.8 碳排放分析

3.8.1 碳排放源强核算

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)》，石油天然气生产作业温室气体包括燃料燃烧二氧化碳（CO₂）排放、火炬燃烧 CO₂ 和甲烷（CH₄）排放、工艺放空 CO₂ 和 CH₄ 排放、设备泄漏 CH₄ 逃逸排放、CH₄ 回收利用量、CO₂ 回收利用量以及净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放。

本项目为石油开采项目，按其指南中“油气开采业务温室气体排放”“油气储运业务温室气体排放”计算方法进行核算。

(1) 油气开采业务工艺放空排放

油气开采工艺放空 CH₄ 排放可根据油气开采环节各类设施的数量及不同设施的工艺放空排放因子进行计算：

$$E_{CH_4_开开放空} = \sum_j (Num_j \times EF_j)$$

式中：

$E_{CH_4_开开放空}$ 为油气开采环节产生的工艺放空 CH₄ 排放量，单位为吨 CH₄；

j 为油气开采系统中的装置类型，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；

Num_j 为第 j 个装置的数量，单位为个；

EF_j 为第 j 个装置的工艺放空 CH_4 排放因子，单位为吨 CH_4 /（年·个）。

（2）油气开采业务 CH_4 逃逸排放

油气开采业务 CH_4 逃逸排放可根据油气开采环节各类设施的数量及不同设施的 CH_4 逃逸排放因子进行计算：

$$E_{CH_4_开采逃逸} = \sum_j (Num_{oil,j} \times EF_{oil,j}) + \sum_j (Num_{gas,j} \times EF_{gas,j})$$

式中：

$E_{CH_4_开采逃逸}$ 为原油开采或天然气开采中所有设施类型（包括原油开采的井口装置、单井储油装置、接转站、联合站及天然气开采中的井口装置、集气站、计量/配气站、储气站等）产生的 CH_4 逃逸排放，单位为吨 CH_4 ；

j 为不同的设施类型；

$Num_{oil,j}$ 为原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{oil,j}$ 为原油开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH_4 逃逸排放因子，单位为吨 CH_4 /（年·个）；

$Num_{gas,j}$ 为天然气开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{gas,j}$ 为天然气开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH_4 逃逸排放因子，单位为吨 CH_4 /（年·个）。

（3）油气储运业务工艺放空排放

原油输送过程中产生的 CH_4 逃逸排放主要源于原油输送管道的泄漏，可根据原油输送量估算，公式如下：

$$E_{CH_4_油输逃逸} = Q_{oil} \times EF_{CH_4_油输逃逸}$$

式中：

$E_{CH_4_油输逃逸}$ 为原油输送过程中产生的 CH_4 逃逸排放，单位为吨 CH_4 ；

Q_{oil} 为原油输送量，单位为亿吨；

$EF_{CH_4_油输逃逸}$ 为原油输送的 CH_4 逃逸排放因子，单位为吨 CH_4 /亿吨原油。

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)》，参考附录二表 2.2 根据相应的装置类型选用缺省值。

表 3.8-1 油气系统不同设施 CH₄ 排放因子

油气系统	设施/设备 CH ₄ 排放因子	
	设施逃逸	工艺排放
a.) 常规石油开采		
井口装置	0.23 (吨/年·个)	—
单井储油装置	0.38 (吨/年·个)	0.22 (吨/年·个)
接转站	0.18 (吨/年·个)	0.11 (吨/年·个)
联合站	1.40 (吨/年·个)	0.45 (吨/年·个)
b.) 原油储运		
原油输送管道	753.29 (吨/亿吨)	—

根据计算公式和表 3.8-1，可计算出本项目石油开采过程中 CH₄ 的排放量为 2.268 吨。具体见表 3.8-2。

表 3.8-2 石油开采各工艺 CH₄ 排放量表

排放源	指标	单位	设施/设备	数量	E_{CH_4} 开采工艺放空	E_{CH_4} 开采逃逸	E_{CH_4} 油输逃逸
油气开采业务工艺放空	Num_j	(个)	-	/	/	/	/
	EF_j	CH ₄ / (年·个)	井口装置	1	-	/	/
		CH ₄ / (年·个)	联合站	1	0.45	/	/
油气开采业务 CH ₄ 逃逸	$Num_{oil,j}$	(个)	-	/	/	/	/
	$EF_{oil,j}$	CH ₄ / (年·个)	采油井口装置	1	/	0.23	/
		CH ₄ / (年·个)	计量站	1	/	0.18	/
		CH ₄ / (年·个)	联合站	1	/	1.40	/
	$Num_{gas,j}$	(个)	0	0	/	/	/
$EF_{gas,j}$	CH ₄ / (年·个)	0	0	/	/	/	
油气储运业务工艺放空	Q_{oil}	亿吨	/	0.13×10^{-5}	/	/	0.008
	EF_{CH_4} 油输逃逸	(吨/亿吨)	原油输送管道	753.29	/	/	
小计					0.45	1.81	0.008
合计					2.268		

(4) 二氧化碳

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)》，涉及燃料燃烧、火炬燃烧、天然气处理过程的需要计算 CO₂，本项目为石油开采项目，不涉及燃料燃烧、火炬燃烧、天然气处理过程，故未进行 CO₂ 计算。

3.8.2 碳排放量汇总

根据上述计算，本项目碳排放量汇总可用公式（1）进行计算，本项目碳排放情况见下表 3.8-3。

表 3.8-3 项目碳排放量汇总表

类别	ECH ₄ _开采放空	ECH ₄ _开采逃逸	ECH ₄ _油输逃逸	E
单位	tCH ₄	tCH ₄	tCH ₄	tCH ₄
排放量	0.45	1.81	0.008	2.268

3.9 清洁生产分析

本节对本项目钻井过程、运营期、原油集输及处理过程、管理等方面进行清洁生产分析。

3.9.1 清洁生产技术和措施分析

（1）钻井过程的清洁生产工艺

1) 采取小井眼钻井工艺技术，减少固体废物的排放。

2) 在钻井、注水、防砂等钻采工艺中，采取防渗漏措施（下入表层套管），防止钻井化学药剂对地下水的污染。

3) 钻井过程中，采用钻井泥浆循环系统、泥浆泵冷却水循环系统、废油品回收专用罐、钻井废水循环回收罐等环保设施，最大限度减少污染物排放量。

4) 作业井场采用泥浆循环系统、废油品回收专用罐等环保设施，泥浆循环利用率（重复利用）达到 90%以上，最大限度地减少了废泥浆的产生量和污染物的排放量。

具体做法如下。

①通过完善和加强作业废液的循环利用系统，将作业井场的钻井废液回收入罐，并进行集中处理。对泥浆类废液经过简单的沉淀、过滤等去除有机杂质后再进行利用，使其资源化。

②钻井过程中使用小循环，转换钻井泥浆及完井泥浆回收处理利用；井队充分回收利用污水，泥浆泵、水刹车的冷却水循环使用，冲洗钻台等污水经防渗污水池（防渗材料：采用土工膜）沉淀处理后，打入污水循环回收罐循环使用。

③配备先进完善的固控设备，并保证其运转使用率，努力控制钻井液中无用固相含量为最低，保证其性能优良，从而大大减少了废弃泥浆产生量。

④完井后的泥浆药品等泥浆材料全部回收，废润滑油、洗件油及其他油品全

部清理、回收处理，恢复地貌，做到“工完、料净、场地清”。

5) 采用低固相优质钻井液，尽量减少泥浆浸泡油层时间，保护储层。

6) 设置井控装置（防喷器等），并采取了防止井喷和井漏的技术措施，以及防止井喷事故对环境造成污染影响。

7) 钻井废水采用钻井废弃物不落地达标处理技术，以避免对土壤和地下水环境造成污染影响。

(2) 原油集输及处理清洁生产工艺

1) 系统采用气液混输工艺，简化流程，方便操作。全密闭混合输送工艺能够减少投资，避免含油污水分散处理。

2) 优化布局，减少建设用地

对井场及站场按工艺流程进行优化组合，布置紧凑。在集油区将油、水、电、道路等沿地表自然走向敷设，最大限度地减少对自然环境和景观的破坏。为减少风季产生的风蚀作用，在集油管线、注水管线、电力设施底部地面敷设的地表可采用草方格固沙屏障等措施。

(3) 运营期井下作业清洁生产工艺

在井下作业过程中，对产生的废洗井液采用循环作业罐（车）收集，运至火烧山联合站处理达标后回注油藏，不外排。

(4) 节能及其他清洁生产措施分析

1) 采用高压管道，可减少管网的维修，延长管道使用寿命。

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

3) 采用先进、可靠的自动控制技术，提高生产运行参数的安全性、准确性。集油区采用自动化管理，实现无人值守，提高了管理水平。

(5) 建立有效的环境管理制度

本项目将环境管理和环境监测纳入准东采油厂火烧山作业区、北三台油田北 31 井区作业区和沙南油田沙 102 井区作业区安全环保部门负责，采用 HSE 管理模式，注重对员工进行培训，使员工自觉遵守 HSE 管理要求，保护自身的安全和健康。为减少和避免环境污染事故的发生，建立、健全管理规章制度，制定了

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

通过以上分析可以看出，本项目无论是在生产工艺、设备的先进性、合理性，还是在原材料及能量的利用以及生产管理和员工的素质提高等各方面均考虑了清洁生产的要求，将清洁生产的技术运用到了开发生产的全过程中。特别是该项目注重源头控制污染物的产生量和废物的重复利用，充分利用了能源和资源，尽量减少或消除污染物的产生，并使废物在生产过程中转化为可用资源，最大限度的降低了工程对环境造成的污染。

3.9.2 清洁水平分析

(1) 评价指标体系

《石油和天然气开采行业 清洁生产评价指标体系》（试行）中规定的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（如常用纤维原料消耗量、取水量、综合能耗、污染物产生量等指标）；另一类是该指标的数值越高（大）越符合清洁生产要求（如水的循环利用率、碱回收率、固体废物综合利用率等指标）。因此，对二级指标的考核评分，根据其类别采用不同的计算模式。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。

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 3.8-1～表 3.8-2。

(2) 评价指标体系计算

① 定量评价指标的考核评分计算

定量评价考核总分值的计算公式为：

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

式中： P_1 ——定量评价考核总分值；

n ——参与定量评价考核的二级指标项目总数；

S_i ——第 i 项评价指标的单项评价指数；

K_i ——第 i 项评价指标的权重值。

②定性评价指标的考核评分计算

定性评价指标考核总分值的计算公式为：

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

式中： P_2 ——定性评价二级指标考核总分值；

F_i ——定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

n ——参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

③综合评价指数考核评分计算

综合评价指数计算公式为：

$$P = 0.6 P_1 + 0.4 P_2$$

式中： P ——清洁生产综合评价指数；

P_1 ——定量评价指标考核总分值；

P_2 ——定性评价指标考核总分值。

表 3.8-4 钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本工程	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	本工程指标	得分
(1) 资源和能源消耗指标	30	占地面积	hm ²	15	符合行业标准要求	6.4835	15
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	15	≤25	24.4	15
(2) 生产技术特征指标	5	固井质量合格率	%	5	≥95	95	5
(3) 资源综合利用指标	30	钻井液循环率	井深：2000m 以下；2000~3000m； 3000m 以上	10	≥40%；≥50%；≥60%	本工程 2 口井井深在 2000m 以下； 钻井液循环率 90%	10
		柴油机效率	%	10	≥80	/	10
		污油回收率	%	10	≥90	/	10
(4) 污染物指标	35	钻井废水产生量	t/100m 标准进尺	10	甲类区：≤30； 乙类区：≤35	0	10
		废弃钻井液产生量	m ³ /100m 标准进尺	10	≤10	钻井液循环使用	10
		柴油机烟气排放浓度	—	5	符合排放标准要求	符合《大气污染物综合排放标准》 (GB16297-1996) 中新污染源无组织排放 监控点浓度限值	5
		石油类排放浓度	mg/L	5	≤10	项目废水不外排	5
		COD 排放浓度	mg/L	5	甲类区：≤100； 乙类区：≤150	项目废水不外排	5
定性指标						本工程	
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	本工程指标		得分
(1) 资源与能源消耗指标	15	钻井液消毒	可生物降解或无毒钻井液	10	钾钙基有机盐钻井液体系		10
		柴油消耗	具有节油措施	5	电驱		5
(2) 生产技术特征指标	30	钻井设备	国内领先	5	国内领先		5
		压力平衡技术	具备欠平衡技术	5	具备欠平衡技术		5

		钻井液收集设施	配有收集设施，且使钻井液不落地	5	井下作业时带罐作业	5
		固控设备	配备振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机等固控设备	5	配备了振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机等固控设备	5
		井控措施	具备	5	具备	5
		有无防噪措施	有	5	有	5
(3) 管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系		10	新疆油田公司开发公司建立有 HSE 管理体系	10
		开展清洁生产审核，并通过验收		20	所属油田作业区已完成清洁生产审核	20
		制定节能减排工作计划		5	制定有节能减排工作计划	5
(4) 贯彻执行环境保护法规符合性	20	废弃钻井泥浆处置措施满足法规要求		10	废弃钻井泥浆采用钻井不落地技术收集，本项目钻井期使用的泥浆为环保水基泥浆，为环境友好的钻井液，水基泥浆随钻井队用于后续钻井使用	10
		污染物排放总量控制与减排措施情况		5	污染和排放满足总量控制和减排要求	5
		满足其他法律法规要求		5	满足	5

表 3.8-5 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标					本工程		
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	本工程指标	得分
(1) 资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	0	10
		单位能耗	-	10	行业基本水平	符合	10
		新鲜水消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	0	10
(2) 生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100%	20
(3) 资源综合利用指标	20	落地原油回收利用率	%	10	100	100%	10
		生产过程排出物利用率	%	10	100	100%	10
(4) 污染物产生指标	30	作业废液排放量	m ³ /井次	10	≤3.0	0	10
		石油类排放浓度	mg/L	5	甲类区：≤10；乙类区：≤50	0	5
		COD 排放浓度	mg/L	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	0	5

		含油污泥排放量	m ³ /井次	5	甲类区：≤50；乙类区：≤70	0	5
		一般固体废物（生活垃圾）	m ³ /井次	5	符合环保要求	符合	5
定性指标						本工程	
一级指标	权重值	二级指标			指标分值	本工程指标	得分
(1) 生产工艺及设备要求	40	防喷措施	具备		5	具备	5
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压		5	按标准试压	5
		防溢设备（防溢池设置）	具备		5	具备	5
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处		5	废水、使用液、原油等可能落地处	5
		作业废液污染控制措施	集中回收处理		10	井下作业时带罐作业	10
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施		10	井下作业时要求带罐作业，落地油100%回收，回收后的落地油运至火烧山联合站处理	10
(2) 管理体系建设及清洁生产审核	40	建立 HSE 管理体系并通过认证			15	新疆油田公司开发公司建立了 HSE 管理体系并通过认证	15
		开展清洁生产审核			20	所属油田作业区已完成清洁生产审核	20
		制订节能减排工作计划			5	制定有节能减排工作计划	5
(3) 贯彻执行环境保护法规符合性	20	满足其他法律法规要求			20	满足其他法律法规要求	20

表 3.8-6 采油（气）作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标									
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	本工程			
						本工程指标	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	8.645	30		
(2) 资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	10	≥60	—	0		
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	100	10		
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	100	10		
(3) 污染物产生指标	40	石油类	mg/L	5	≤10	0	5		
		COD	mg/L	5	乙类区: ≤150	0	5		
		落地原油回收率	%	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	本工程		
		本工程指标		得分					
(1) 生产工艺及设备要求	45	井筒质量		井筒设施完好		5	井筒设施完好	5	
		采气	采气过程醇回收设施	10	采油	套管气回收装置	10	有套管气回收装置	10
			天然气净化设施先进、净化效率高	10		防止落地原油产生措施	10	井下作业时带罐作业	10
		采油方式		采油方式经过综合评价确定		10	注水采油	10	
		集输流程		全密闭流程, 并具有轻烃回收装置		10	全密闭流程, 未设置轻烃回收装置	5	

(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	建立了 HSE 管理体系并通过认证	10
		开展清洁生产审核，并通过验收	20	所属油田作业区已完成清洁生产审核	20
		制定节能减排工作计划	5	制定有节能减排工作计划	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	按要求执行	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况	5	按要求执行	5
		老污染源限期治理项目完成情况	5	已完成	5
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况	5	污染和排放满足总量控制和减排要求	5

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指标见表 3.8-7。

表 3.8-7 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

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

由表 3.8-4~表 3.8-6 计算得出：本工程钻井作业定量指标得分 100 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 100 分；井下作业定量指标得分 100 分，定性指标得分 100 分，综合评价指数得分 100 分；采油作业定量指标得分 90 分，定性指标得分 95 分，综合评价指数得分 92 分；综合评价指数平均得分 97.3 分，达到 $P \geq 90$ ，属于清洁生产先进企业。但清洁生产指标中余热余能利用率未得分。

3.9.3 清洁生产结论

根据综合评价指数得分判定，本工程清洁生产企业等级为：清洁生产先进企业。

本工程采用的清洁生产技术遵循“减量化、再利用、资源化”的原则。开发各阶段、各作业环境均采取了避免和减缓不利环境影响的措施，高效利用并节约使用各类能源、资源（水、土地等）；使用油气开发效率高的先进工艺技术与设备，采用环境友好型钻井液；制定了合理有效的废物管理方案，采用源削减技术，减少了钻井固废、废水、废气等污染物的产生量，实现了废物的循环利用与资源化利用。

3.9.4 非正常工况

1) 油井停运

拟建项目为油田采掘类项目，油井投入生产后，一般情况下会一直处于运行状态，但为保证油井正常生产，需要对个别油井开展井下作业而使油井停运井下作业过程会产生井下作业废液、噪声等环境污染问题，在运营期中已作介绍，此处不再赘述。当油井发生风险事故时，也会导致油井停运。

淮东油田作业区具备完善的事故应急预案及风险防范措施，并定期巡线。因此，发生事故的概率很低。

2) 管线泄漏事故

运行过程中，项目集输管线可能由于腐蚀、老化或其他原因破损泄漏，会对

周围的土壤造成一定污染。发生事故后，应及时维修，并将被污染的土壤挖出作为落地油，委托有资质的单位进行处置。管线泄漏具体见 7.5.5 章节。

3.10 污染物排放总量控制

3.10.1 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。

3.10.2 污染物总量控制因子

根据国家环境保护总量控制要求，结合本项目污染特征，确定本项目总量控制及考核因子如下：

（1）废气污染物

①总量控制指标：无。

②建议考核指标：非甲烷总烃。

（2）废水污染物

本项目生产过程产生的废水主要为废洗井液，由火烧山联合站进行处置，处理合格后用于油藏回注，不外排。

3.10.3 总量控制建议指标

（1）施工期

由于施工期的钻井作业集中于较短时间内，钻井期间排放的污染物将随钻井工程的结束而消亡，故不考虑对施工期间产生的污染物进行总量控制。

（2）运营期

根据工程分析，本项目运营期废气污染物主要为非甲烷总烃，均为无组织排放，无组织排放量估算量为 0.078t/a，不纳入总量控制指标内。

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

本项目所在位置行政隶属于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州吉木萨尔县和阜康市境内，北三台油田北 31 井区东南距三台镇约 30km，西距北三台联合站约 5.5km。北距卡拉麦里有蹄类野生动物自然保护区约 32km；油田北邻古尔班通古特沙漠，地面海拔 540m~700m，地表为平坦戈壁，国道 216 从北 31 井区穿过，交通便利。

火烧山油田地处准噶尔盆地古尔班通古特沙漠以东 50km，卡拉麦里山南麓，行政隶属于新疆昌吉回族自治州吉木萨尔县，南距吉木萨尔县城 100km，西南距乌鲁木齐市 210km，距阜康市 120km。油区内地势平坦，道路纵横，水、电、交通运输便利，具有良好的地面开发条件。

沙南油田沙 102 井区阜康市地处天山东段（博格达山）北麓、准噶尔盆地南缘，东邻吉木萨尔县，西与乌鲁木齐市米东区接壤，南与乌鲁木齐市达坂城区相邻，北与阿勒泰地区富蕴县相连。地理坐标介于东经 87°46'~88°44'，北纬 43°45'~45°30' 之间，东西最宽处 76km，南北最长处 198km，总面积 8545km²。本项目位于阜康市东部，在阜康市的区域位置见附图。

4.1.2 地形地貌

吉木萨尔县地势南高北低。地貌南部为高山雪岭，北部为卡拉麦里山岭的低山残丘，两山之间是山前倾斜平原和低缓起伏的沙丘，最高点是二工河源头的雪峰，海拔 500m。南部山区面积为 436km²，以云杉为主的针叶林，四季常青。中部平原面积为 2828km²，占县域面积的 22%。北部属古尔班通古特沙漠，面积达 6719.9 平方千米，占全县面积的 53%。

阜康市区域地势南高北低，总的趋势是由东南向西北倾斜，海拔高程 5445m~450m，根据地形、植被、气候等因素，大致分为南部山区、中部平原区和北部沙漠三个大地貌单元。

(1) 南部山区：面积为 1793.8km²，占全市土地总面积的 15.5%；海拔 700~

5445m，属天山山脉，主脉东西走向，海拔 5445m 的博格达峰屹立于群峰南侧；海拔 2800m 以上为高山区，终年积雪，孕育着发达的现代冰川，是各市各条河流的发源地；海拔 2800~1700m 为中山带，是阜康市天然林区及主要夏牧场。海拔 1700~700m 为前山丘陵地带。

(2) 中部平原：面积为 2233.6km²，占全市土地总面积的 19.3%；海拔 700~450m，由各河流冲积、洪积而成，地势由东南向西北倾斜，平均坡度 2.5%，该区地势平坦，土层较厚，是粮油主产区。

(3) 北部沙漠：为古尔班通古特大沙漠的一部分，海拔 450~800m，植被为梭梭、怪柳等灌木及稀疏的沙生植物。

4.1.3 气候、气象

项目区地处欧亚大陆腹地，新疆天山北麓准噶尔盆地南缘，远离海洋气候属于中温带大陆半荒漠干旱性气候。其特点是：四季分明，夏季炎热干燥，冬季寒冷漫长，春季温度变化剧烈，冷空气活动频繁，秋季多晴朗但降温迅速，降水量年际变化大，年内分配不均匀，光照充足，气候干燥，热量丰富，气温年较差大、日较差大。

春季：通常在 3 月下旬开始持续到 5 月下旬末。升温迅速而不稳，天气多变，平均每月有一到两次强冷空气入侵，使气温变化幅度较大，降水增多。

夏季：6 月上旬到九月初。炎热干燥，空气湿度小，无闷热感，多阵性风雨天气，降水较多。

秋季：9 月上旬到 11 月中旬。秋高气爽，晴天日数最多。平均每月有一到两次强冷空气入侵，使得气温下降迅速。

冬季：11 月下旬到翌年 3 月下旬。严寒而漫长，有稳定积雪，空气湿度明显加大。冬季上空多有逆温形成，平均风速为四季最小，多阴雾天气出现。冻土深厚，冻结时间长达五个月。

多年平均风速为 1.7m/s，年大风日数 13.7 天，多出现在春、夏两季。

项目区域气象站近 30 年主要气象参数见表 4.1-1。

表 4.1-1 地面气象资料

序号	名称	数值	单位
----	----	----	----

1	年平均气温	7.5	°C
2	年极端最高气温	41.6	°C
3	年极端最低气温	-33.8	°C
4	平均年降水量	193.0	mm
5	最大 1 日降水量	58.2	mm
6	年蒸发量	2007.9	mm
7	年平均气压	934.3hpa	hpa
8	年平均相对湿度	57	%
9	最小相对湿度	2	%
10	最大冻土厚度	157	cm
11	年平均风速	1.7	m/s
12	年主导风向	西风-西北偏西风 (NW-NWW)	/
13	十分钟平均最大风速	21.3	m/s
14	年平均雾日数	19.6	d
15	年最多雾日数	39	d
16	年平均沙尘暴日数	3.7	d
17	年最多沙尘暴日数	14	d
18	年平均大风日数	13.7	d
19	年最多大风日数	30	d
20	年最大积雪厚度	35	cm

4.1.4 水文及水文地质

4.1.4.1 吉木萨尔县

吉木萨尔县位于新疆维吾尔自治区天山北麓东端、准噶尔盆地东南缘，地势南高北低，南部为天山支脉，北部为古尔班通古特沙漠，中部为洪积—冲积平原。区域水资源均为季节性冰川融雪形成，资源量较小，且受来水过程和引水条件限制，保证率较低，区域修建了多座平原水库来满足现状灌溉及其它工业发展需要。

(1) 地表水资源概况

吉木萨尔县主要有大小河流 10 条，自西向东分别为二工河、西大龙河口、小龙河口、新地沟、水溪沟、渭户沟、东大龙河口、吾塘沟、贡开沟、白杨河等。这些河发源于天山北坡，流域独立，河流流向由南向北与山脉走向大体垂直，源头高程多在 3000m~4000m 左右，出山口高程在 1100m 以下，河流长度一般不超过 50km，河川径流主要产生于山区，出山后基本上不产流。吉木萨尔县所属

河流均为季节性冰川融雪形成，总径流量较小，且受季节影响，保证率低。

根据《昌吉回族自治州吉木萨尔县地表水资源调查评价》，吉木萨尔县多年平均地表水资源量为 $3.2704 \times 10^8 \text{m}^3$ 。折合年径流深 40.4mm；地表水资源可利用量为 $2.3360 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

①二工河

发源于博格达峰山海拔 4344.8m、4282m、4150m 和 4090m 等冰峰雪岭，源头有 6 条支流汇集成上游段，流向东北。进入中山带后又有瓦克萨依、大有沟、野锯铝沟、玉石塔沟等 5 条支流汇入，进入低山丘陵后，河谷变宽，支流均为汇集洪水的干沟谷。出山后在洪积扇处均呈敞流，河流全长 71km（其中山区段长 38km），流经西旱地、西台子、乏马塘、老台、仰坝、西地，终于十八亩地。汇水面积 201km^2 ，出山口处年平均径流量 $2866 \times 10^4 \text{m}^3$ 。

②西大龙口河

发源于博格达峰海拔 4132m、3960m、4219m、4057.6m 等冰峰雪岭，由大三台沟小三台沟、琼库尔沟；大东沟等支流汇集而成。大、小三台沟汇合后，称为西台子沟，西台子沟与琼库尔沟汇合于潘家台子，然后于大东河沟汇合于喇嘛昭。全长 72km，汇水面积 250km^2 。河流出山口后流经二台镇、西庆阳湖、八家地、东地，终于老庄子湾一带，年径流量 $7916 \times 10^4 \text{m}^3$ 。

③水溪沟河

上游段称新地沟河，发源于博格达峰山脊 4254m、3971m 和 3733m 等冰封雪岭。在高山带有 4 条主要支流，低山段有 2 条支流，其中花儿沟最长，约 14km，全河长 61km（其中山区段长 35km），汇水面积 112km^2 ，山区年径流量 $2385 \times 10^4 \text{m}^3$ ，河流南北贯穿泉子盆地，呈多股散流，出山口在双分子河子汇合另一股水流向西北流去，流经双岔河子村、大泉村，终于下新湖一带。

④小龙口河

上游段称为渭户沟河，发源于博格达山海拔 4049.6m 的冰峰，流经高叶山带，进入泉子街衙地后，呈多股支流，在小龙口处汇合另一股支流，经县城西侧、校场湖，终于六十户一带。河流全长 55km，汇水面积 64km^2 ，径流量 $1240 \times 10^4 \text{m}^3$ 。

⑤东大龙口河

发源于博格达山的喀同嘎依达坂、石窑子达坂。支流火南沟最长，约 10km。河流全长 90km（其中山区段长 40km），流经泉子街盆地，可见 2 至 4 级河流阶地。出山口后，经县城东侧，流经后堡子、下新湖、四厂湖、五厂湖，终于青格达附近沙漠。河流汇水面积 165km^2 ，径流量 $6547\times 10^4\text{m}^3$ 。

⑥白杨河

吉木萨尔县与奇台县的界河，发源于博格达山脊 3882m、4026m 等冰封雪岭。有大小支流 20 条，最长支流是小河子，长 11km。河流全长 60km（其中山区段长 32km），出山刚舌流经上红山子、十八户、头工、底沟、大泉一带。汇水面积 180km^2 ，径流量 $4995\times 10^4\text{m}^3$ ，按 13% 分流给吉木萨尔县，分流径流量为 $575\times 10^4\text{m}^3$ 。

本项目属于地表水资源匮乏区。

（2）地下水资源

根据《新疆·昌吉回族自治州平原区地下水资源调查与评价》，吉木萨尔县地下水补给量为 $1.2809\times 10^8\text{m}^3$ 。（吉木萨尔县属地下水补给量为 $1.0771\times 10^8\text{m}^3$ ，兵团为 $0.2038\times 10^8\text{m}^3$ ），补给项中降水入渗补给量 $0.1722\times 10^8\text{m}^3$ ，山前侧向补给量为 $0.1481\times 10^8\text{m}^3$ ，河道入渗、渠道入渗、田间入渗、水库入渗等转化补给量为 $0.9606\times 10^8\text{m}^3$ 。扣除地下水回归入渗量约 $0.5\times 10^8\text{m}^3$ 。吉木萨尔县地下水资源量为 $1.2309\times 10^8\text{m}^3$ ，其中地下水天然资源量 $0.3203\times 10^8\text{m}^3$ 。

吉木萨尔县地下水可开采系数为 0.75，计算得出地下水可开采量为 $0.9607\times 10^8\text{m}^3$ ，其中吉木萨尔县属地下水可开采量为 $0.8078\times 10^8\text{m}^3$ ，兵团地区可开采量为 $0.1529\times 10^8\text{m}^3$ 。

吉木萨尔县多年平均水资源总量为 $3.5907\times 10^8\text{m}^3$ 。其中多年平均地表水资源量为 $3.2704\times 10^8\text{m}^3$ ，地下水资源量 $1.2309\times 10^8\text{m}^3$ ，重复计算量为 $0.9106\times 10^8\text{m}^3$ 。

（3）水文地质概况

区域水文地质条件：地下水类型及富水性：准东地区处于天山北麓地下水系统与卡拉麦里山南麓地下水系统交汇处。两大系统的地下水由山区分水岭分别向

准噶尔盆地中心汇集。

①天山北麓地下水系统

地下水类型按其赋存条件、物理性质和水力特征可划分为以下三种基本类型：

※基岩裂隙水

分布在博格达中山带，由脆坚硬性的岩石构成，断裂及裂隙十分发育，具备空间贮水条件，以构造裂隙水为主，风化裂隙水次之。位于二工河、三台沟、琼库尔沟、大东沟、新地沟一带的地下水单泉流量一般 10L/s。矿化度由小于 1g/L 增高到 1-2g/L，地下水水化学类型以 $\text{HCO}_3\text{-Ca}$ 型水为主。

※碎屑岩类裂隙孔隙水

分布于泉子街盆地北侧的由中生界沉积岩组成的垅岗状低山丘陵区，地下水水量贫乏，单泉流量一般小于 1L/s。地层中硫酸盐矿物易于溶解，水质较差，下水水化学类型以 $\text{HCO}_3\text{·SO}_4\text{-Ca·Na}$ 型水为主。

※第四系松散岩类孔隙潜水和承压（自流）水

第四系松散岩类孔隙承压（自流）水分布于洪积扇缘以北广大平原内，其含水岩组由卵砾石过渡为砂砾石、相变为粉砂夹亚砂、亚粘、黏土互层，成为承压自流水斜地；北部沙漠边缘一带含水层岩性均是粉细砂层，在 200m 深度内一般有两个含水岩组，表层为潜水，下部为承压（自流）水，承压水单井涌水量 100~1000m³/d，水量中等；沙漠区孔隙潜水含水层为第四系含砾细砂，单井涌水量为 0.27 L/s，水质较差，属 $\text{SO}_4\text{·Cl-Na·Ca}$ 型水，矿化度 1~3g 级，在沙漠腹地丘陵之间洼地潜水位较浅，一般 5~10m，最浅处 2~3m，年蒸发强度 2000~3000mm 富水性一般小于 100m³/d，下部新近系含水岩组含有丰富的承压自流水，最大自流量 800m³/d，水头高出地表 1.1~14.1m。

②卡拉麦里山南麓地下水系统

地下水形成与分布主要受气候、水文、岩性、构造、地貌等自然条件和地质条件诸因素控制，根据区域水文地质资料，地下水类型主要是基岩裂隙水和碎屑岩类裂隙孔隙水，本工程所处区域地下水即属于卡拉麦里山南麓地下水系统。

※基岩裂隙水

在区域北部卡拉麦里山区广泛分布，富水层岩性多为凝灰岩、凝灰砂岩、地层时代为二叠系、石炭系，基岩裂隙水主要赋存在风化裂隙、构造裂隙之中，主要为山区降水、融雪入渗补给，总体上随地势由北向南径流，地下水埋藏较深，在构造发育或山体受切割强烈地段，以下降泉方式出露，单泉流量小于 0.1L/s，水量贫乏，水质差，矿化度极高，一般大于 10g/L，为盐水，水化学类型为 Cl·SO₄·Na 型。

※碎屑岩类裂隙孔隙水

分布五彩湾一带的由中生界沉积岩组成的垅岗状低山丘陵区，赋存于新近系、白垩系、侏罗系及三叠系砂岩中，地下水水量贫乏，单泉流量一般小于 1L/s。由于地层中硫酸盐矿物易于溶解，水质较差，地下水水化学类型以 HCO₃·SO₄·Ca·Na 型水为主。地下水的补给主要来源于山区大气降水或冰（雪）融水，大气降水可通过地表风化裂隙直接补给。

4.1.4.2 阜康市

阜康市有七条河流，自西向东为：水磨河、三工河、四工河、甘河子河、白杨河、西沟河、黄山河，各河流均发源于市境内天山北坡。水源主要依赖高山冰川和积雪融化及大气降水补给。

(1) 地表水

1) 水磨河：水磨河发源于东天山土尔帕特纳特塔格山，该河流为米泉市与阜康市的界河。流域面积为 1419km²，出山口以上流域面积 219km²，河长 40km，主要以冰雪融水、降水及沿程地下水补给为主，多年平均径流量 0.2120×10⁸m³，在出山口红沙湾处建有红山拦河水库一座，河水绝大部分为阜康市引用。

2) 三工河：三工河发源于天山博格达峰西北侧的福寿山，流域面积 503km²，河道全长 48km，出山口以上流域面积 295km²，河长 36km，以冰雪融水、降水及沿程地下水补给为主。三工河经天池调节后，进入下游灌区，多年平均径流量 0.5030×10⁸m³。

3) 四工河：四工河发源于博格达峰两侧冰川，流域面积 874km²，河道全长 40km，出山口以上流域面积 131km²，河长 35km，以冰雪融水及沿程地下水补给为主，多年平均径流量 0.2487×10⁸m³；保灌区域为：九运街镇、三工河乡。

4) 甘河子河：甘河子河发源于博格达奥拉山，流域面积 1176km^2 ，河道全长 70km ，出山口以上流域面积 209km^2 ，河长 32km ，河流补给以冰雪融水为主，多年平均径流量 $0.2616\times 10^8\text{m}^3$ ；保灌区域为：甘河子镇、上户沟乡。

5) 白杨河：白杨河是阜康市境内最大的河流，发源于天山博格达峰东北阔克括力冰川，由东西支流构成。流域面积 1272km^2 ，河道全长 60km ，是典型的冰雪补给型河流，多年平均径流量 $0.6409\times 10^8\text{m}^3$ 。

6) 西沟河：发源于天山博格达山吉恩什克苏达拉冰川，流域面积 2km^2 ，河长 30km ，水量较小，实测14年平均年径流量为 $0.0150\times 10^8\text{m}^3$ 。

7) 黄山河：发源于天山博格达山开来巴义达西侧冰川，出山口以上流域面积 88km^2 ，河道全长 30km ，以冰雪融水、降水补给为主，多年平均径流量 $0.0417\times 10^8\text{m}^3$ 。

本项目所在位置及周边无常年地表水体。

(2) 水文地质概况

油田区域地层岩性为：表层为第四系干燥松散的风成沙沉积，厚约 200m 左右；向下为第三系，地层由以泥岩、砂岩、粉砂岩为主的碎屑沉积物组成，含水层以砂岩为主，厚度在 $50\sim 150\text{m}$ ；底部为第三系的粉砂岩、泥岩沉积。地下水主要为第三系碎屑岩类承压水，顶板埋深大于 100m 。本区主要含水层水文地质特征如下：

①白垩系含水岩组：含水层为砂岩、砾岩，富水性为贫乏~中等，一般水质较差，为咸水。

②第三系含水岩组：岩性为中、粗粒砂岩、砾岩、泥岩互层，泥岩将含水的中粗粒砂岩、砾岩分隔成若干层，岩石颗粒越粗，相对富水性越好。因第三系地层在项目区内厚度很大，分布广泛，主要为承压水，为项目区内重要的含水岩组。第三系碎屑岩类孔隙—裂隙水广泛分布于准噶尔盆地广大地区，为主要的生产用水开采水源。其含水层岩性主要是砂岩和泥质砂岩，承压水顶板埋深在 $50\sim 100\text{m}$ 以下，矿化度 $3\sim 10\text{g/L}$ ，水化学类型主要以 CaCl_2 型为主；富水性极不均匀，单井涌水量 $90\sim 500\text{m}^3/\text{d}$ 。

③第四系含水岩组：岩性主要为风成沙，该套岩层基本不含水，富水特征多为潜水性质。第四系松散岩地层沉积厚度数十米至上百米不等，含水层为一套冲积—湖积的双层结构，上部为潜水，下部为承压水，含水

层岩性以粗砂为主，承压含水顶板埋深多大于 100m，潜水位埋深较大（10~50m），矿化度 > 10g/l，水化学类型主要以 CaCl₂ 型为主；水量小，无开采利用价值。

4.1.5 地震

根据《中国地震动参数区划图》（GB18306-2015），火烧山油田地震烈度为 VII 度，地震动峰值加速度值均为 0.15g。沙南油田和北三台油田地震烈度均为 VI 度。

4.2 环境空气现状调查与评价

4.2.1 项目所在区域环境质量达标情况

根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）的要求，本环评达标区判定选用中国环境监测总站发布的昌吉州 2024 年环境空气质量状况。空气质量达标判定详见下表。

表 4.2-1 区域空气质量现状评价表 （单位：μg/m³）

项目	平均时段	标准值		现状浓度	占标率（%）		达标情况	
		2012	2026		2012	2026	2012	2026
SO ₂	年平均	60	60	7	11.7	11.7	达标	达标
NO ₂	年平均	40	40	30	75	75	达标	达标
PM ₁₀	年平均	70	60	70	100	116.7	不达标	不达标
PM _{2.5}	年平均	35	30	40	114	133.3	不达标	不达标
CO (mg/m ³)	24 小时平均第 95 百分位数	4	4	1.8	45	45	达标	达标
O ₃	8 小时平均第 90 百分位数	160	160	134	83.7	83.7	达标	达标

根据表 4.2-1 评价结果，2024 年昌吉州六项基本污染物中，SO₂、NO₂ 年平均质量浓度、CO 24 小时第 95 百分位数和 O₃ 日最大 8 小时平均第 90 百分位数均符合《环境空气质量标准》（GB3095-2026）过渡阶段浓度限值中的二级标准要求，PM₁₀ 年均浓度及 PM_{2.5} 年均浓度均超过《环境空气质量标准》（GB 3095-2026）过渡阶段浓度限值中的二级标准要求，因此，项目所在区域为不达标区。

4.2.2 特征污染物环境质量现状评价

针对其他污染物（非甲烷总烃、硫化氢）环境质量，本项目采用实测数据，监测单位是新疆天熙环保科技有限公司。

①监测点位、监测因子、监测时段

区域主导风向为西北风，其他污染物补充监测点位信息见表 4.2-2，监测布点图见图 2.5-1。

表 4.2-2 其他污染物补充监测点位基本信息

监测点名称	监测坐标	监测因子	监测时段	相对厂址方位	相对本项目距离/m
G1	***	非甲烷总烃、硫化氢	2026 年 1 月 23 日至 1 月 28 日，连续 7 天，每天监测 4 次	B2027A 井东南方向 220m 处	项目区下风向

②采样及分析方法

各监测项目的采样方法按《环境监测技术规范（大气部分）》的规定执行；分析方法按《空气和废气监测分析方法》《环境空气质量标准》（GB 3095—2026）引用标准的有关规定执行。具体见表 4.2-3。

表 4.2-3 环境空气质量监测分析方法

污染物	分析方法	方法来源
非甲烷总烃	气相色谱法	HJ604-2017
硫化氢	亚甲基蓝分光光度法	GB/T 18883-2022

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“非甲烷总烃”环境浓度选用值，确定环境空气中非甲烷总烃浓度限值 2.0mg/m³。

硫化氢小时均值浓度执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 其它污染物空气质量浓度参考限值 10μg/m³ 的要求。

④评价结果及评价结论

项目所在区域环境空气质量评价结果统计见表 4.2-4。

表 4.2-4 其他污染物环境质量现状（监测结果）表

监测项目	监测点位	平均时间	标准值 (mg/Nm ³)	浓度范围 (mg/Nm ³)	最大浓度占标率 (%)	超标率/%	达标情况
非甲烷总烃	项目区下风向	/	2.0	0.68-1.18	59	0	达标
硫化氢	项目区下风向	/	0.01	<0.2×10 ⁻³	/	0	达标

根据表 4.2-4 的监测数据可知，非甲烷总烃小时浓度值在 0.68—1.18mg/m³ 之间，符合《大气污染物综合排放标准详解》中“非甲烷总烃”2.0mg/m³，硫化氢均未检出，满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 其

它污染物空气质量浓度参考限值 $10\mu\text{g}/\text{m}^3$ 的要求，未出现超标现象。

4.3 水环境现状调查与评价

评价区域内无地表水系。因此，本次环评仅对评价区域地下水质量进行现状监测与评价。

4.3.1 地下水监测点位

本次地下水评价采用现场监测方式，因项目区北侧和西侧为“卡山保护区”保护区内无法采集地下水，故本项目在区域其他方位收集地下水监测资料。本次 W1 地下水监测数据引用《火烧山油田 H2 油藏 H1166A、H256A 注水井更新实施工程环境影响报告书》，其合理性分析见表 4.3-1。

W2、W3、W4、W5 采用实测，监测公司是国检测试控股集团新疆有限公司，采样时间为 2026 年 1 月 28 日。地下水监测布点见图 2.5-2。

表 4.3-1 地下水引用数据合理性分析表

序号	分析角度	《火烧山油田H2油藏H1166A、H256A注水井更新实施工程环境影响报告书》	本项目	引用点位合理性判定
		W1		
1	所属含水层	潜水	潜水	同一含水层
2	水文地质	碎屑岩类孔隙裂隙弱富含水层	碎屑岩类孔隙裂隙弱富含水层	同一水文地质单元
3	水化学类型	HCO ₃ -Ca型	HCO ₃ -Ca型	同化学类型
4	监测点方位	项目区两侧	-	-
5	与本项目相对距离/km	西南侧23.8km	西南侧20.7km	相对合理
6	时效	2025年6月13日	三年有效期内	

通过表4.3-1可知，本项目地理位置、所属含水层、水化学类型与所引用地下水点位的地理位置、所属含水层、水化学类型一致，引用地下水数据点位距离相对合理，同时监测数据在三年有效期内，因此地下水监测数据具有代表性，有效性。

地下水监测点与本项目的关系详见表 4.3-2。

表 4.3-2 地下水环境监测点布置

井位编号	名称	位置	监测内容	与本项目位置	备注
W1	地下水监测点（富地宾馆东侧 1 公里处地下水井）	***	水质、水位	H1389A 下游：西南侧 20.7km	引用

W2	油田内部水井	***	水质、水位	B2016A上游：西侧 2.5km处	实测
W3	油田内部水井	***	水质、水位	B2016A上游：东南侧 2.6km处	实测
W4	油田内部水井	***	水质、水位	沙102A上游：南侧 2.1km处	实测
W5	油田内部水井	***	水质、水位	B2027A下游：北侧 13km处	实测
W6	油田内部水井	***	水位	B2027A西南侧2.5km 处	实测
W7	油田内部水井	***	水位	B2027A 西南侧 8.5km 处	实测
W8	油田内部水井	***	水位	B2027A西侧8km处	实测
W9	地下水点位（淮 东产业园内）	***	水位	H1389A东侧21km处	引用
W10	地下水点位	***	水位	H2428A东侧20km处	引用

4.3.2 监测项目

项目区地下水调查监测因子为 pH 值、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发酚、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、镉、铁、锰、溶解性总固体、高锰酸盐指数、硫酸盐、氟化物、石油类、钙(Ca²⁺)、镁(Mg²⁺)、钠(Na⁺)、钾(K⁺)、氯化物(Cl⁻)、硫酸盐(SO₄²⁻)、重碳酸盐(HCO₃³⁻)、碳酸盐(CO₃²⁻)。

4.3.3 采样及分析方法

监测采样技术方法按照《地下水环境监测技术规范》(HJ164-2020)以及《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)规范规定的方法进行。

4.3.4 现状质量监测结果及评价

(1) 评价标准

采用《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准，石油类执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的III类标准限值对地下水水质进行评价。

(2) 评价方法

依据《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)，地下水水质现状评价采用标准指数法进行评价。标准指数>1，表明该水质因子已超过了规定的水质标准，指数值越大，超标越严重。标准指数计算分为以下两种情况：

1) 对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算方法如下：

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

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值（mg/L）；

C_{si}—第 i 个水质因子的标准浓度值（mg/L）。

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

$$P_{pH} = \frac{7.0 - pH}{7.0 - pH_{sd}} (pH \leq 7.0)$$

$$P_{pH,j} = \frac{pH_j - 7.0}{pH_{su} - 7.0} (pH_j > 7.0)$$

式中：P_{pH}—pH 的标准指数，无量纲；

pH—pH 监测值；

pH_{sd}—地下水水质标准中规定的 pH 值下限；

pH_{su}—地下水水质标准中规定的 pH 值上限。

（3）监测结果及评价

评价区域地下水水质监测统计结果见表 4.3-3。

表 4.3-3 地下水监测点监测及评价结果 (单位: mg/l, pH 值无量纲)

序号	监测项目	标准	W1 地下水监测点		W2 地下水监测点		W3 地下水监测点		W4 地下水监测点		W5 地下水监测点	
			监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi
1	pH 值	6.5~8.5	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
2	总硬度	450	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
3	溶解性总固体	1000	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
4	耗氧量	3	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
5	氨氮	0.5	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
6	亚硝酸盐氮	1	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
7	挥发酚	0.002	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
8	氰化物	0.05	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
9	六价铬	0.05	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
10	石油类	0.05	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
11	硝酸盐氮	20	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
12	氟化物	1	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
13	汞	0.001	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
14	砷	0.01	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
15	铅	0.01	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
16	镉	0.005	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
17	铁	0.3	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
18	锰	0.1	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
19	镍	0.02	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
20	锌	1	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***

21	硫化物	0.02	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
22	钙	——	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
23	镁	——	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
24	钠	200	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
25	钾	——	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
26	氯化物	250	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
27	硫酸盐	250	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
28	碳酸根	——	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
29	重碳酸根	——	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
30	阴离子表面活性剂	0.3	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
31	碘化物	0.08	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
32	硒	0.01	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
33	铝	0.20	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
34	铜	1.00	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
35	硼	0.50	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
36	总大肠杆菌群	3CFU/L	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
37	高锰酸盐指数	——	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***

由上表可知，1#地下水监测点总硬度、溶解性总固体、氟化物、钠、氯化物和硫酸盐超标，5#地下水监测点总硬度、溶解性总固体、氟化物、硫酸盐和锰超标，其余各监测项目均达到《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的III类标准值。总硬度、溶解性总固体、硫酸盐和氯化物等超标主要是由于水文地球化学原因，地下水补给、径流与排泄条件不利于地下水富集且浅部蒸发作用强烈，在地层岩性及水文地质条件综合作用下，导致局部区域地下水环境本底值较高且不同区域之间呈差异性。周边地层富含锰氧化物、硫

化物（如菱铁矿、黑锰矿、黄铁矿），长期水岩作用下，矿物在弱酸性、强还原环境中发生溶解， Mn^{4+} 被还原为可溶的 Mn^{2+} 进入地下水，形成区域高本底值。

4.3.5 包气带监测

为了解项目区包气带污染现状，本次环评分别在可能造成地下水污染的主要装置或设施附近区域设置包气带监测点位。

监测点位置见表 4.3-4。

表 4.3-4 地下水环境监测布点及监测因子情况表

编号	监测点位	监测点位坐标
B1	HD2476	***
B2	B2014	***
B3	沙 102	***

(1) 监测时间与频次

采样日期 2025 年 6 月 12 日，监测 1 天，每天采样 1 次。

(2) 采样方法

每个监测点分别在空地的 0~20cm 埋深处各取 1 个土壤样品，对样品进行浸溶试验，测试分析浸溶液成分，监测特征因子。

(3) 监测因子

pH 值、汞、砷、六价铬、铅、镉、铜、镍、石油烃等特征污染物浓度。

(4) 监测结果

包气带监测结果见表 4.3-5。

表 4.3-5 包气带监测及评价结果 单位：mg/L (pH 除外)

检测因子	单位	HD2476	B2014	沙 102
		20cm	20cm	20cm
pH 值	/	/	8.25	8.19
六价铬	μg/L	ND	<0.004	<0.004
汞	μg/L	0.06	<0.02	<0.02
砷	mg/L	0.33	0.22	0.16
铅	mg/L	ND	<0.03	<0.03
镉	mg/L	ND	<0.01	<0.01
铜	mg/L	ND	<0.01	<0.01
镍	mg/L	ND	<0.02	<0.02
可萃取性石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	mg/L	0.43	43	25

4.4 声环境现状调查与评价

4.4.1 现状监测

(1) 监测布点

本项目对区域进行现场监测，监测点位图见图 2.5-3。

表 4.4-1 噪声监测点布置一览表

标号	监测点位	监测点位坐标	监测因子
N1~N4	H2428A	***	LAeq
N5~N8	沙 102A	***	LAeq
N9~N12	B2027A	***	LAeq

(2) 监测日期、频率

2026 年 1 月 25 日、26 日、27 日进行了现场监测，连续一天，昼间、夜间各监测 1 次，每次 20 分钟。

(3) 监测方法

按照《声环境质量标准》（GB3096-2008）中有关规定执行。

4.4.2 现状质量监测结果及评价

其监测结果见表 4.4-2。

表 4.4-2 声环境质量现状监测及评价结果（单位：dB(A)）

测点序号		测量时段	等效 A 声级 dB(A)	评价标准	超标率
N1	2026.1.25-2026.1.26	昼间	***	60	0
		夜间	***	50	0
N2	2026.1.25-2026.1.26	昼间	***	60	0
		夜间	***	50	0
N3	2026.1.25-2026.1.26	昼间	***	60	0
		夜间	***	50	0
N4	2026.1.25-2026.1.26	昼间	***	60	0
		夜间	***	50	0
N5	2026.1.24-2026.1.25	昼间	***	60	0
		夜间	***	50	0
N6	2026.1.24-2026.1.25	昼间	***	60	0
		夜间	***	50	0
N7	2026.1.24-2026.1.25	昼间	***	60	0
		夜间	***	50	0
N8	2026.1.24-2026.1.25	昼间	***	60	0
		夜间	***	50	0
N9	2026.1.27-2026.1.28	昼间	***	60	0
		夜间	***	50	0
N10	2026.1.27-2026.1.28	昼间	***	60	0
		夜间	***	50	0
N11	2026.1.27-2026.1.28	昼间	***	60	0
		夜间	***	50	0

测点序号		测量时段	等效 A 声级 dB(A)	评价标准	超标率
N12	2026.1.27-2026.1.28	昼间	***	60	0
		夜间	***	50	0

由检测结果可以看出，评价区域各监测点在监测期间昼夜噪声值均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准要求，无超标现象，说明区域声环境质量较好。

4.5 土壤环境现状调查与评价

4.5.1 监测点位及监测因子

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），拟建工程同时按照生态影响型项目和污染影响型项目布设土壤监测点。

根据 2.5.4 小结，本项目占地类型为小型，评价范围没有土壤环境敏感目标，周边的土壤环境为不敏感，为污染影响型二级评价，则占地范围内布设 3 个柱状样点、1 个表层样点，占地范围外布设 2 个表层样点；区域土壤为轻度碱化土壤，属于生态影响型较敏感区域，为生态影响型二级评价，生态影响型共布设 7 个采样点，占地范围内布设 3 个表层样，占地范围外布设 4 个表层样（2km 范围内）。污染影响型和生态影响型可重复样点，因此，本项目共布设 10 个样点，占地范围内布设 3 个柱状样点、3 个表层样点，占地范围外 4 个表层样点。现状监测点位图见图 2.5-4，监测项目及布点见表 4.5-1。

表 4.5-1 土壤监测点位布设表

编号	位置/井号	坐标		样品类别	采样点相对监测方位	监测项目
		东经	北纬			
T1	H2428A	***	***	柱状样	项目占地范围内	pH、石油烃、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、砷、土壤盐分含量
T2	沙 102A	***	***	柱状样		
T3	B2027A	***	***	柱状样		
T4	H2428A 注水管线	***	***	表层样		《土壤环境质量 建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600—2018）
T5	沙 102A 注水管线	***	***	表层样		
T6	B2027A 集油管线	***	***	表层样		

						表 1 中 45 项因子和 pH、石油烃、土壤盐分含量
T7	B2027A 西南 300m	***	***	表层样	项目占地范围 外	pH、石油烃、镉、铬、铜、铅、汞、镍、砷、锌、土壤盐分含量
T8	沙 102A 东南 300m	***	***	表层样		
T9	H2428A 东侧 200m	***	***	表层样		
T10	H2428A 北侧 500m	***	***	表层样		

4.5.2 监测时间及频次

监测时间：委托国检测试控股集团新疆有限公司进行监测，根据设置的监测点进行采样，采样时间为 2026 年 1 月 25 日。

监测频率：监测一天，每天 1 次。

4.5.3 采样要求及分析方法

要求：①表层样：在 0~0.2m 处取样；②柱状样：在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 处分别采样。

监测分析方法：①占地范围内建设用地：按《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 3 中的土壤污染物分析方法执行；②占地范围外调查范围内：按照《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》（试行）（GB15618-2018）表 4 中的土壤污染物分析方法执行。

4.5.4 监测结果及评价

项目区土壤颜色为黄棕色，质地为砂土，实验室测定的土壤理化特性调查结果见表 4.5-2。土壤环境质量现状监测统计结果见表 4.5-3 至表 4.5-6。

表 4.5-2 土壤理化性质调查表

点号	层位	实验室测定					
		氧化还原电位 (mV)	渗滤率 (mm/min)	容重 (g/cm ³)	总孔隙度 (%)	阳离子交换量 (cmol+/kg)	水溶性盐总量 (g/kg)
T1	0~0.5m	***	***	***	***	***	***
	0.5m~1.5m	***	***	***	***	***	***
	1.5m~3m	***	***	***	***	***	***
	3m 以下	***	***	***	***	***	***
T2	0~0.5m	***	***	***	***	***	***

	0.5m~1.5m	***	***	***	***	***	***
	1.5m~3m	***	***	***	***	***	***
	3m 以下	***	***	***	***	***	***
T3	0~0.5m	***	***	***	***	***	***
	0.5m~1.5m	***	***	***	***	***	***
	1.5m~3m	***	***	***	***	***	***
	3m 以下	***	***	***	***	***	***
T4	0~0.2m	***	***	***	***	***	***
T5	0~0.2m	***	***	***	***	***	***
T6	0~0.2m	***	***	***	***	***	***
T7	0~0.2m	***	***	***	***	***	***
T8	0~0.2m	***	***	***	***	***	***
T9	0~0.2m	***	***	***	***	***	***
T10	0~0.2m	***	***	***	***	***	***

表 4.5-3 土壤检测结果表（全测样）（单位：mg/kg）

序号	污染物项目	检测值		筛选值	是否达标
		T5(0-0.2m)	T6(0-0.2m)		
重金属和无机物					
1	砷	***	***	60	达标
2	镉	***	***	65	达标
3	铬（六价）	***	***	5.7	达标
4	铜	***	***	18000	达标
5	铅	***	***	800	达标
6	汞	***	***	38	达标
7	镍	***	***	900	达标
挥发性有机物					
8	四氯化碳	***	***	2.8	达标
9	氯仿	***	***	0.9	达标
10	氯甲烷	***	***	37	达标
11	1,1-二氯乙烷	***	***	9	达标
12	1,2-二氯乙烷	***	***	5	达标
13	1,1-二氯乙烯	***	***	66	达标
14	顺-1,2-二氯乙烯	***	***	596	达标
15	反-1,2-二氯乙烯	***	***	54	达标
16	二氯甲烷	***	***	616	达标
17	1,2-二氯丙烷	***	***	5	达标
18	1,1,1,2-四氯乙烷	***	***	10	达标
19	1,1,2,2-四氯乙烷	***	***	6.8	达标
20	四氯乙烯	***	***	53	达标
21	1,1,1-三氯乙烷	***	***	840	达标
22	1,1,2-三氯乙烷	***	***	2.8	达标
23	三氯乙烯	***	***	2.8	达标

序号	污染物项目	检测值		筛选值	是否达标
		T5(0-0.2m)	T6(0-0.2m)		
24	1,2,3-三氯丙烷	***	***	0.5	达标
25	氯乙烯	***	***	0.43	达标
26	苯	***	***	4	达标
27	氯苯	***	***	270	达标
28	1,2-二氯苯	***	***	560	达标
29	1,4-二氯苯	***	***	20	达标
30	乙苯	***	***	28	达标
31	苯乙烯	***	***	1290	达标
32	甲苯	***	***	1200	达标
33	间二甲苯+对二甲苯	***	***	570	达标
34	邻二甲苯	***	***	640	达标
半挥发性有机物					
35	硝基苯	***	***	76	达标
36	苯胺	***	***	260	达标
37	2-氯酚	***	***	2256	达标
38	苯并[a]蒽	***	***	15	达标
39	苯并[a]芘	***	***	1.5	达标
40	苯并[b]荧蒽	***	***	15	达标
41	苯并[k]荧蒽	***	***	151	达标
42	蒽	***	***	1293	达标
43	二苯并[a,h]蒽	***	***	1.5	达标
44	茚并[1,2,3-cd]芘	***	***	15	达标
45	萘	***	***	70	达标
其他项目					
46	pH 值	***	***	/	/
47	石油烃	***	***	4500	达标
48	水溶性盐总量	***	***	/	/

表 4.5-4 土壤检测结果表（占地范围内）（单位：mg/kg）

序号	污染物项目	检测值												筛选值	是否达标	
		T1 (0-0.5m)	T1 (0.5-1.5m)	T1 (1.5-3m)	T1 (3m 以下)	T2 (0-0.5m)	T2 (0.5-1.5m)	T2 (1.5-3m)	T2 (3m 以下)	T3 (0-0.5m)	T3 (0.5-1.5m)	T3 (1.5-3m)	T3 (3m 以下)			
重金属和无机物																
1	砷	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	60	达标
2	镉	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	65	达标
3	铬（六价）	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	<0.5	达标
4	铜	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	34	达标
5	铅	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	19	达标
6	汞	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	0.0149	达标
7	镍	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	28	达标
其他项目																
8	pH 值	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	8.25	/
9	石油烃	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	23	达标
10	水溶性盐总量	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	12.0	/

表 4.5-5 土壤检测结果表（占地范围内）（单位：mg/kg）

序号	污染物项目	监测值	筛选值	是否达标
		T4 (0-0.2m)		
重金属和无机物				
1	砷	***	60	达标
2	镉	***	65	达标
3	铬（六价）	***	5.7	达标
4	铜	***	18000	达标
5	铅	***	800	达标
6	汞	***	38	达标
7	镍	***	900	达标
其他项目				
8	pH 值	***	/	/
9	石油烃	***	4500	达标
10	水溶性盐总量	***	/	/

表 4.5-6 土壤检测结果表（占地范围外）（单位：mg/kg）

序号	污染物项目	监测值				筛选值	是否达标
		T7 (0-0.2m)	T8 (0-0.2m)	T9 (0-0.2m)	T10 (0-0.2m)		
1	pH 值	***	***	***	***	/	/
2	总汞	***	***	***	***	3.4	达标
3	总砷	***	***	***	***	25	达标
4	铅	***	***	***	***	170	达标
5	镉	***	***	***	***	0.6	达标
6	铜	***	***	***	***	100	达标
7	镍	***	***	***	***	190	达标
8	总铬	***	***	***	***	250	达标
9	锌	***	***	***	***	300	达标
10	石油烃	***	***	***	***	4500	达标
11	水溶性盐总量	***	***	***	***	/	/

根据检测结果，项目建设占地范围内的土壤环境质量各监测因子均小于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准。项目区占地范围外的土壤环境质量各监测因子均小于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）风险筛选值。

综上，土壤污染风险较低，项目区土壤环境现状较好。

4.6 生态环境现状调查与评价

4.6.1 生态系统调查与评价

4.6.1.1 生态功能定位

根据《新疆生态功能区划》，新疆生态功能区划采用生态区、生态亚区、生态功能区三级分区系统。根据地貌特点、温湿状况和典型生态系统类型，将全疆划分为 5 个生态区，18 个生态亚区，同时根据生态服务功能重要性与生态环境敏感性，在生态亚区内再细分生态功能区，全疆共划分出 76 个生态功能区。

根据《新疆生态功能区划》，根据《新疆生态功能区划》，项目火烧山油田所在区域属于Ⅱ准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区—Ⅱ₄准噶尔盆地东部荒漠、野生动物保护生态亚区—24 将军戈壁硅化木及卡拉麦里有蹄类动物保护生态功能区，北三台油田所在区域属于Ⅱ准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区—Ⅱ₅准噶尔盆地南部荒漠绿洲农业生态亚区—28 阜康—木垒绿洲农业、荒漠草

地保护生态功能区，沙南油田所在区域属于II准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区—II₃准噶尔盆地中部固定、半固定沙漠生态亚区—23 古尔班通古特沙漠化敏感及植被保护生态功能区。其生态功能见表 4.6-1，项目与新疆生态功能区划位置关系见图 1.3-2。

表 4.6-1 项目所属生态功能区具体情况

生态功能分区单元			隶属行政区	主要生态服务功能	主要生态环境问题	主要生态敏感因子、敏感程度	主要保护目标	主要保护措施	适宜发展方向
生态区	生态亚区	生态功能区							
II准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区	II ₃ 准噶尔盆地中部固定、半固定沙漠生态亚区	23.古尔班通古特沙漠化敏感及植被保护生态功能区	和布克赛尔县、福海县、沙湾县、玛纳斯县、呼图壁县、昌吉市、米泉市、阜康市、吉木萨尔县、奇台县、木垒县	沙漠化控制、生物多样性维护	人为干扰范围扩大、工程建设引起沙漠植被破坏、鼠害严重、植被退化、沙漠化构成对南缘绿洲的威胁	生物多样性及其生境高度敏感，土地沙漠化极度敏感，土壤侵蚀高度敏感、土壤盐渍化轻度敏感	保护沙漠植被、防止沙丘活化	对沙漠边缘流动沙丘、活化沙地进行封沙育林、退耕还林(草)禁止樵采和放牧，禁止开荒	维护固定、半固定沙漠景观与植被，治理活化沙丘，使其逐步达到完全固定。
II准噶尔盆地温带干旱荒漠与绿洲生态功能区	II ₄ 准噶尔盆地东部灌木荒漠野生动物保护生态亚区	24.将军戈壁硅化木及卡拉麦里有蹄类动物保护生态功能区	富蕴县、青河县、吉木萨尔县、奇台县、木垒县	生物多样性和景观多样性维护、煤炭资源	硅化木风化与偷盗破坏、野生动物生境破碎化、风蚀危害、煤炭自燃及开发造成生态破坏与环境污染	生物多样性和生境不敏感、高度敏感，土壤侵蚀极度敏感，土地沙漠化、土壤盐渍化不敏感	保护硅化木林、保护野生动物、保护魔鬼城自然景观、保护煤炭资源、保护砾幕	减少人类干扰、加强保护区管理、煤炭灭火、规范开采	加强保护区管理，促进自然遗产与生物多样性的保护。
II准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态	II ₅ 准噶尔盆地南部荒漠绿洲农业生态亚区	28.阜康—木垒绿洲农业、荒漠草地保护	阜康市、吉木萨尔县、奇台县、木垒县	农牧业产品生产、人居环境、荒漠化控制	地下水超采、荒漠植被退化、沙漠化威胁、局部土壤盐渍化、河流萎	生物多样性及其生境中轻度敏感，土壤侵蚀轻度敏感，土地沙漠化中	保护基本农田、保护荒漠植被、保护土壤环境质量	节水灌溉、草场休牧、对坡耕地和沙化土地实施退耕还林(草)。	农牧结合，发展优质。高效特色农业和畜牧业

区		生态功能区			缩、滥开荒地	度敏感，土壤盐渍化轻度敏感		在水源无保障、植被稀少、生态脆弱地带禁止开荒、加强农田投入品的使用管理	
---	--	-------	--	--	--------	---------------	--	-------------------------------------	--

4.6.1.2 生态系统调查

本项目火烧山油田所在区域的生态系统为将军戈壁硅化木及卡拉麦里有蹄类动物保护生态功能区，行政区划隶属吉木萨尔县，位于吉木萨尔县最北部油田开采区域，距离富蕴县南侧行政边界约 5km 左右。项目区以北设有卡拉麦里有蹄类野生动物自然保护区，本项目不在野生动物自然保护区范围内。根据《新疆卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区管理条例》中规定“卡山自然保护区外围五公里范围为外围保护地带”，本项目区北侧距卡山保护区约 3.4km，属于外围保护地带范围内。经调查，评价区内无野生动物饮用水水源，无动物迁徙通道。

该区主要位于绿洲以外广大平原区域，包括流动沙地、固定半固定沙地、砾质戈壁、盐碱地、盐漠、荒漠灌草地和荒漠河岸林地等，总面积 92.7 万 km²，占全疆面积的 55.68%。区域自然环境特征为干旱少雨、水源奇缺；类型多样、沙漠广布；生态环境极其脆弱，生物多样性独特；矿产资源丰富。

区域主要生态环境压力是道路、管线等大型工程建设阻隔地下水，影响局部生态环境稳定。矿产资源开发破坏植被、地表结皮，扰动地表，加剧土地沙化。

区域生态环境目标是荒漠区的人为活动得到规范，地表结皮以及野生动物等得到保护，生态系统趋于稳定，荒漠化得到根本遏制。

禁止车辆碾压等随意破坏地表的的活动。规范矿产资源勘探开发、交通运输等活动，不得对地下水造成阻隔、改变天然径流状态，不得阻隔野生动物迁徙。规范工程施工作业行为，严格控制开发作业范围，不得扰动或破坏工程区外沙漠等各类地表形态，减少对荒漠土地的占用。

4.6.2 植被与植物资源现状调查与评价

4.6.2.1 区域植被现状调查

按中国植被自然地理区划划分,开发区域所在区属亚非荒漠区、新疆荒漠区、北疆荒漠亚区、准噶尔荒漠省、乌苏—奇台县。地域特征决定了该区域内植被组成简单、类型单一,项目区发育着以小半灌木为建群种所组成的水平地带性荒漠植被,区域主要的植被群系火烧山油田区域植被类型为白杆沙拐枣荒漠植被群系;沙南油田区域植被类型为白梭梭荒漠植被群系;北三台油田为红砂荒漠植被群系。根据现场调查及查阅相关资料,本项目所在区域内的主要植被类型如下:

(1) 区域植被类型与分布

火烧山油田项目区域地处天山山脉东段北麓,准噶尔盆地东南。植被类型属东疆-南疆荒漠亚区—东疆荒漠省—东准噶尔荒漠亚省—将军戈壁州。主要生长荒漠植物,区域内植物组成简单,类型单一,分布稀疏。建群植物是由超旱生、旱生的半乔木、灌木、小半灌木以及旱生的一年生草本,多年生草本和中生的短命植物等荒漠植物组成。优势种类依次是蓼科(*Polygonaceae*)、藜科(*Ehenopodium*)、豆科(*Legunohoseu*)、蒺藜科(*Zygophyllaceae*)、麻黄科(*Ephedra*)等。同时,区域内植物群系表现出层片结构较复杂。其中超旱生的小半灌木与灌木种类最为普遍,构成了多样的荒漠植物群系。

沙南油田沙102井区主要植被类型为白梭梭、白皮沙拐枣、羽毛三芒草群落。群落由高1.6~2.0m的白梭梭作为建群种,出现于流动、半流动和半固定沙地的沙丘顶部和丘坡中上部,在丘坡下部和丘间低地常为梭梭群落所更替。群落不郁闭,树间平均距离2.0m左右。总盖度20~30%,最大40%。在大多数情况下,植被不仅垂直地分层,而且在水平方向形成镶嵌—白梭梭树下和树间空旷地植物种类、盖度、高度等方面有很大的差异。在白梭梭群落经常出现并且优势度较大的植物种有:白杆沙拐枣、羽毛三芒草,角果藜、对节刺、沙蓬等。

北三台油田北31井区主要植被类型为荒漠植被,按中国植被自然地理区划划分,项目所在区域属新疆荒漠区、北疆荒漠亚区、准噶尔荒漠省、准噶尔荒漠亚省、乌苏—奇台县。区域内植被类型分布有多枝怪柳、琵琶柴、木碱蓬、梭梭、沙漠绢蒿、白皮沙拐枣;区域植被覆盖度在5%~40%之间。

评价区植被类型分布图见图 4.6-1。评价区常见的植物资源共计 5 科、18 属、27 种,见表 4.6-2。

表 4.6-2 区域区内主要高等植物及分布一览表

序号	种类		保护级别
一	黄麻科	<i>Ephedraceae</i>	
(一)	麻黄属	<i>Ephedra</i>	
1	草麻黄	<i>Ephedre sinica</i>	
2	木贼麻黄	<i>Ephedre quisetina</i>	(Ⅹ)II
二	蓼科	<i>Polygonaceae</i>	
(二)	木蓼属	<i>A traphaxis</i>	
4	木蓼	<i>A traphaxis pungens</i>	
5	刺木蓼	<i>A traphaxis pungens</i>	
(三)	沙拐枣属	<i>Calligonum</i>	
6	沙拐枣	<i>Calligonum mongolicum</i>	
(四)	地肤属	<i>Koohia roth</i>	
7	木地肤	<i>Koohia prostrata</i>	
8	地肤	<i>Kochia prostrata</i>	
三	藜科	<i>Chenopodiaceae</i>	
(五)	角果藜属	<i>Ceratocarpus</i>	
9	角果藜	<i>Ceratocarpus arenarius</i>	
(六)	刺果藜属	<i>Echinopsilon</i>	
10	刺果藜	<i>Echinopsilon diuarica</i>	
(七)	沙蓬属	<i>Agriophyllum</i>	
11	沙蓬	<i>Agriophyllum avenarium</i>	
(八)	盐爪爪属	<i>Kalidium</i>	
12	盐爪爪	<i>Kalidium foliatum pall</i>	
(九)	盐角草属	<i>Salicornia</i>	
13	盐角草	<i>Salicornia europaea</i>	
(十)	盐蓬属	<i>Halimocnmlis</i>	
14	节节盐木	<i>Halimocnmlis villosa</i>	
(十一)	碱蓬属	<i>Suaeda</i>	
15	碱蓬	<i>Suaeda glauca</i>	
16	角果碱蓬	<i>Suaeda corniculata</i>	
(十二)	梭梭属	<i>Haloxylon</i>	
17	梭梭	<i>Haloxylon aphyllum</i>	
18	白梭梭	<i>Haloxylon persicnm</i>	
(十三)	假木贼属	<i>Anabasis</i>	

19	盐生假木贼	<i>Anabasis salsa</i>	
20	无叶假木贼	<i>Anabasis aphyiia</i>	
四	豆科	<i>Leguminose</i>	
(十四)	骆驼刺属	<i>Alhagi</i>	
21	骆驼刺	<i>Alhagi pseudalhagi</i>	
22	疏花骆驼刺	<i>Alhagi sparsifolia shap</i>	
(十五)	盐豆木属	<i>Halimodendron</i>	
23	铃铛刺	<i>Halimodendron holodendron</i>	
(十六)	锦鸡儿属	<i>Cargana</i>	
24	刺锦鸡儿	<i>Cargana spinosa</i>	
五	蒺藜科	<i>Zygophyllaceae</i>	
(十七)	白刺属	<i>Nilraria</i>	
25	白刺	<i>Nilraria sibirica</i>	
26	大叶白刺	<i>Nilraria roporo skii</i>	
(十八)	骆驼蓬属	<i>Peganum</i>	
27	骆驼蓬	<i>Peganum harmalu</i>	
六	怪柳科	<i>Tamaricacene</i>	
28	琵琶柴	<i>Reaumuria soongorica</i>	
29	多枝怪柳	<i>Tamarix ramosissima</i>	

根据《新疆国家重点保护野生植物名录》（新林护字〔2022〕8号）和《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》（新政发〔2023〕63号）中，区域内有保护植物 1 种，木贼麻黄为自治区二级保护植物。

4.6.2.2 评价区主要植被群落及其特征

评价区的地质地貌、气候等自然因素处于相对稳定状态，地形、地貌等对植被的影响主要通过水分、盐分、矿质养分的分配差异体现出来，主要分布红皮沙拐枣荒漠群系。项目植被类型及分布面积见表 4.6-3。

表 4.6-3 项目区植被类型及分布面积

植被类型	面积（公顷）	比例（%）
白梭梭荒漠	48.05	18.99
白杆沙拐枣荒漠	15.36	6.07
红砂荒漠	130.03	51.38
无植被区	59.63	23.56
合计	253.07	100.00

白梭梭荒漠植被群系，属于小半乔木荒漠，此群系多分布于流动沙丘、半固定沙丘及厚层沙质地，为典型的沙生超旱生植物群系，是中亚细亚荒漠

沙生植被的主要成分，我国主要分布于新疆北部，甘肃、宁夏、内蒙古沙区均有引种栽培，伊朗、阿富汗等地区也有分布。该群系植被在半固定沙丘及沙丘顶部、丘坡中上部生长最好，形成盖度达 20%~30% 的建群层片，最大盖度可达 40%，种类约 8-15 种，树间平均距离约 2 米，群落不郁闭且多呈垂直分层、水平镶嵌分布。在 15m~60m 高的半流动沙丘上，以白梭梭为先锋植物形成的植物群落，作为优势种的白梭梭植株基部常形成大小不一的沙堆，其根系发达，在沙层含水量 $5\text{g}\cdot\text{kg}^{-1}$ 时仍能正常生长，耐热能力较强，可适应炎热沙地环境。群落盖度可达 25%~35%，种类可达 12-20 种，形成的一年生草本及短生植物均为典型的沙生超旱生植物，如羽状三芒草、沙米、施母草、猪毛菜、散枝梯翅蓬、准噶尔沙蒿、沙生针茅等，白梭梭同时也是肉苁蓉的主要寄主植物，兼具生态与经济价值。

白杆沙拐枣荒漠植被群系，属于灌木荒漠，此群系多分布于固定或半固定沙丘、沙垄间起伏沙地及半流动沙丘迎风面顶部，为典型的沙生超旱生植物群系，是荒漠地区重要的防风固沙植被。该群系植被在半固定沙丘上生长最好，形成盖度达 8%~18% 的建群层片，种类约 6-12 种，其水平根系极为发达，多分布在 30~40cm 的沙层内，长达几米至十几米，抗风力强且生长迅速，根能产生不定芽并萌发成新株丛，果实具膜质翅状物，可随风传播并在流沙上萌发。在 8m~45m 高的半流动沙丘上，以白杆沙拐枣、三芒草为先锋植物形成的植物群落，作为优势种的白杆沙拐枣和羽毛三芒草的植株基本形成不同高度的沙堆，在水分条件较好的区域可密集生长，在沙层含水量为 3% 时就能成活，含水量达到 5% 时成活率高且生长迅速。群落盖度可达 12%~22%，种类可达 9-16 种，形成的一年生草本均为典型的沙生超旱生植物，如倒披针叶虫实、沙米、荒漠庭荠、苦艾蒿、施母草、膜果麻黄、羽状三芒草、螺喙荠等，在荒漠生态修复中应用广泛，常与梭梭、沙蒿等植物伴生形成群落。

红砂荒漠植被群系，属于小灌木荒漠，此群系多分布于荒漠、半荒漠沙地、山前平原、河流阶地、戈壁及盐渍化沙地，为典型的超旱生耐盐植物群系，是荒漠绿洲与荒漠过渡带的重要植被，我国主要分布于新疆、青海、甘肃、宁夏和内蒙古等地，国外俄罗斯、蒙古国也有分布，在黑戈壁地区出现频率最高，是分布范围最广的物种之一。该群系植被在轻度盐渍化的戈壁及

山前平原上生长最好，形成盖度达 4%~25% 的建群层片，因生境差异种类约 4-10 种，植株高 15~25cm，多分枝，小枝常带红色，叶肉质呈鳞片状，耐干旱、耐寒、耐盐碱，在生物改良盐碱地、防风固沙、保护绿洲等方面具有重要生态价值，同时也是荒漠区优良草场，嫩枝叶可入药，为骆驼、羊和马的优良牧草。在 5m~30m 高的轻度盐渍化半流动沙丘上，以红砂、珍珠猪毛菜为先锋植物形成的植物群落，作为优势种的红砂和珍珠猪毛菜的植株常形成低矮沙堆，二者在盐胁迫下离子吸收具有互补效应，红砂叶片具备“吸钠排钾”特征，珍珠猪毛菜叶片具有“吸钾排钠”特征，共同增强群落抗盐性，形成稳定共生关系。群落盖度可达 6%~20%，种类可达 7-15 种，形成的一年生草本及伴生灌木均为典型的超旱生耐盐植物，如白茎绢蒿、石生霸王、沙生针茅、盐生假木贼、膜果麻黄、苦艾蒿、地白蒿等，不同生境下可形成红砂-白茎绢蒿、红砂-沙生针茅等不同群丛。

无植被区，属于极端荒漠类型，此区域多分布于极端干旱的流动沙丘底部、裸岩戈壁、重度盐渍化洼地及远离水源的荒漠腹地，受副热带高压控制、地形阻挡或寒流影响，气候极为干旱，年降雨量小于 250mm，蒸发量远大于降雨量，土壤贫瘠、物理风化强烈、风力作用强劲，不具备植物生长的基本水分和土壤条件，是荒漠中环境最恶劣的区域之一，约占地球全部陆地面积的 25% 左右，我国主要分布于西北极端干旱荒漠核心区域，如塔克拉玛干沙漠腹地、巴丹吉林沙漠核心区等。该区域无明显植被覆盖，盖度趋近于 0%，无建群层片，几乎无高等植物生长，仅在偶尔有短暂降水后，可能出现零星的、存活时间极短的耐旱短命植物（如少量梭梭、沙拐枣种子萌发的幼苗，但无法长期存活），种类趋近于 0 种，土壤多为裸沙、裸岩或重度盐渍土，地表无明显植物群落结构，生态系统极度脆弱，主要以物理过程为主，风力侵蚀和土壤盐碱化现象突出，几乎不具备生态生产功能，仅能支撑极少数极端耐旱的微生物生存，是荒漠生态系统中植被分布的空白区域，对周边植被群落的扩张具有明显限制作用，也是荒漠生态修复中难度最大的区域。

4.6.2.3 项目区植被现状评价

总体看来，评价区域地处其他草地、灌木林地、采矿用地、裸地和公路用地，土壤有机质含量低，因此，植被以荒漠植被为主，属典型的荒漠生态

景观，本项目占地不涉及公益林，评价区内的草地属于低、劣等草场，有效利用率低，尤其是干旱缺水，作为防风固沙使用。

4.6.3 野生动物现状调查与评价

火烧山油田项目区北侧边界距离卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区（简称“卡山保护区”）实验区的边界约 3.4km，项目所在区域不在卡拉麦里自然保护区内。由于准噶尔盆地严酷的气候条件，不仅酷热，而且极为干旱，植被盖度极低，所以野生动物种类分布较少。由于历史的原因，准噶尔盆地荒漠中各种大型动物资源数量显著减少，而且多集中在卡拉麦里自然保护区。本项目所在区域不是有蹄类动物的主要分布区。

根据相关资料和作业区工作人员交流，爬行类的蜥蜴和哺乳类的部分啮齿动物是评价区的主要建群种动物。以耐旱荒漠种为主，主要有子午沙鼠、五趾跳鼠、快步麻蜥、百灵等，偶有大型脊椎动物蒙古野驴（*Equus hemionus*）、鹅喉羚（*Gazella subgutturosa*）活动。

北三台油田北 31 井区的动物区系类型属古北界、中亚亚界、蒙新区、西部荒漠亚区、准噶尔盆地小区。主要分布有适于荒漠及荒漠草原和人工绿洲生活的动物。爬行动物的蜥脚类种数较多，如荒漠麻蜥、快步麻蜥、变色沙蜥等，游蛇、花脊游蛇，多出现在绿洲和戈壁。鸟类中毛腿沙鸡、小嘴乌鸦、寒鸦、原鸽、斑鸠等较为常见。在绿洲中，喜近人类的麻雀、家燕、斑鸠等很易见到。子午沙鼠、大沙鼠、小家鼠等啮齿动物在该区分布很广，数量较大。

沙南油田沙 102 井区区域大型哺乳动物分布有鹅喉羚、狼、沙狐等，数量较少。项目评级范围内野生动物以适应能力强、繁殖速度快的沙鼠、蜥蜴等啮齿类、爬行类动物为主，未见国家、自治区重点保护野生动物。

评价区不是保护区大中型兽类的主要分布区域（详见图 4.6-2），野生动物种类不多，以常见荒漠种类为主，共有 39 种，隶属于 12 目 23 科（详见表 4.6-3）。其中，可能出现的国家 II 级重点保护野生动物 4 种，分别为鹅喉羚、棕尾鵟、大鵟和纵纹腹小鸮，可能出现的国家 I 级保护动物为蒙古野驴。具体见表 4.6-4。

表 4.6-3 项目区主要脊椎动物的种类及分布

序号	目名	科名	种名	拉丁学名	保护级别
1	偶蹄目 Artiodactyla	牛科 Bovidae	鹅喉羚	<i>Gazella subgutturosa</i>	II

序号	目名	科名	种名	拉丁学名	保护级别
2	奇蹄目	马科	蒙古野驴	<i>Equus hemionus</i>	I
3	兔形目 Lagomorpha	兔科 Leporidae	草兔	<i>Lepus capensis</i>	
4	啮齿目 Rodentia	仓鼠科 Cricetidae	怪柳沙鼠	<i>Meriones tamariscinus</i>	
			子午沙鼠	<i>Meriones meridianus</i>	
			大沙鼠	<i>Rhombomys opimus</i>	
		鼠科 Muridae	小家鼠	<i>Mus musculus</i>	
			褐家鼠	<i>Rattus norvegicus</i>	
		跳鼠科 Dipodidae	小五趾跳鼠	<i>Allactaga elater</i>	
三趾心颅跳鼠	<i>Salpingotus Kozlovi</i>				
5	隼形目 Falconiformes	鹰科 Accipitridae	棕尾鵟	<i>Buteo rufinus</i>	II
			大鵟	<i>Buteo hemilasius</i>	II
6	鸡形目 Galliformes	雉科 Tetraonidae	石鸡	<i>Alectoris chukar</i>	
7	鸽形目 Columbiformes	沙鸡科 Pteroclididae	毛腿沙鸡	<i>Syrhaptes paradoxus</i>	
		鸠鸽科 Columbidae	岩鸽	<i>Columba rupestris</i>	
			原鸽	<i>Columba livia</i>	
8	雨燕目 Apodiformes	雨燕科 Apodidae	普通楼燕	<i>Apus apus</i>	
9	戴胜目 Upupiformes	戴胜科 Upupidae	戴胜	<i>Upupa epops</i>	
10	雀形目 Passeriformes	百灵科 Alaudidae	亚洲短趾百灵	<i>Calandrella cheleensis</i>	
			云雀	<i>Alauda arvensis</i>	
			角百灵	<i>Eremophila alpestris</i>	
		燕科 Hirundinidae	家燕	<i>Hirundo rustica</i>	
		鹀科 Motacillidae	灰鹀	<i>Motacilla cinerea</i>	
			白鹀	<i>Motacilla alba</i>	
		伯劳科 Laniidae	荒漠伯劳	<i>Lanius isabellinus</i>	
		鸦科 Corvidae	白尾地鸦	<i>Podoces biddulphi</i>	
			小嘴乌鸦	<i>Gorvus corone</i>	
			喜鹊	<i>Pica pica</i>	
		文鸟科 Ploceidae	家麻雀	<i>Passer domesticus</i>	
		燕雀科 Fringillidae	蒙古沙雀	<i>Rhodopechys mongolica</i>	
			黄嘴朱顶雀	<i>Carduelis flavirostris</i>	
			巨嘴沙雀	<i>Rhodopechys obsoleta</i>	
麻雀科	黑胸麻雀	<i>Passer hispaniolensis</i>			
11	鸮形目 Strigiformes	鸱鸮科 Strigidae	纵纹腹小鸮	<i>Athene noctua</i>	II
12	有鳞目	鬣蜥科	旱地沙蜥	<i>Phrynocephalus helioscopus</i>	

序号	目名	科名	种名	拉丁学名	保护级别
	Squamata	Agamidae	奇台沙蜥	<i>Phrynocephalus gumgrizimaloi</i>	
		蜥蜴科 Lacertidae	荒漠麻蜥	<i>Eremias przewalskii</i>	
			密点麻蜥	<i>Eremias multiocellata</i>	

评价区内主要保护动物生物学特性与分布情况见表 4.6-4。

表 4.6-4 评价区野生动物保护名录

受保护动物名称	生活习性（栖息、繁殖、迁徙、觅食）	保护级别	在项目区出现频次	施工作业对其影响
蒙古野驴	多栖息于海拔 3000~5000 米的高原亚寒带和高寒荒漠地带，营游荡生活，夏季到海拔 5000 多米的高山上生活，冬季到海拔较低的地方。以禾本科、莎草科和百合科草类为食。耐干渴，冬季主要吃积雪解渴。8~9 月份发情交配，怀孕期约 11 个月，每胎 1 仔。	国家一级保护动物	极其罕见	基本无影响
普氏野马	野生的普氏野马栖息于缓坡上的山地草原、开阔的戈壁荒漠及水草条件略好的沙漠、戈壁。野马性机警，善奔驰；一般由强壮的雄马为首领结成 5-20 只马群，营游移生活。多在晨昏沿固定的路线到泉、溪边饮水。三五只或十余只成群游荡。警惕性很高，稍有动静便处于应激状态。感觉灵敏，警惕性高，奔跑能力强，昼夜活动，但以夜晚为多。普氏野马一年四季均可发情，但以春夏季为主。雌兽的发情周期为 28-22 天，持续时间为 5-7 天。		极其罕见	基本无影响
鹅喉羚	卡山保护区分布为准噶尔黄羊北疆亚种；为典型的荒漠、半荒漠栖居种类。跨海拔 500 米-2500 米，地形从沙质和砾石荒漠平原、山麓荒漠平原、丘陵、戈壁滩到山地荒漠草原。保护区内的鹅喉羚种群稍有季节性迁移，喜在空旷地方活动。食物以猪毛菜属、葱属、戈壁羽属、艾蒿及其它禾本科草类为食。2009 年之前调查统计的种群数量为 6638 只-19677 只。	国家二级保护动物	极其罕见	基本无影响
棕尾鵟	属隼形目鹰科，属中型猛禽，体色变化也比较大，有淡色型和暗色型等，但体羽的颜色均比其他类的颜色浅淡。棕尾鵟是一种喜欢干燥环境的荒原猛禽，栖息于荒漠、半荒漠、草原、无树的平原和山地平原，垂直分布的高度可达海拔 2000 米~4000 米的高原地区。主要以野兔、啮齿动物、蛙、蜥蜴、蛇、雉鸡和其他鸟类与鸟卵等为食，有时也吃死鱼和其他动物尸体。		极其罕见	基本无影响
大鵟	属隼形目鹰科，体长 57 厘米~71 厘米，体重 1320 克~2100 克。它的体色变化较大，分暗型、淡型两种色型。主要为留鸟，部分迁徙。春季多于 3 月末 4 月初到达繁殖地，秋季多在 10 月末至 11 月中旬离开繁殖地。在中国的繁殖种群主要为留鸟，部分迁往繁		极其罕见	基本无影响

受保护动物名称	生活习性（栖息、繁殖、迁徙、觅食）	保护级别	在项目区出现频次	施工作业对其影响
	<p>殖地南部越冬。主要以啮齿动物，蛙、蜥蜴、野兔、蛇、黄鼠、鼠兔、旱獭、雉鸡、石鸡、昆虫等动物性食物为食。</p>			
<p>纵纹腹小鸮</p>	<p>是鸱鸃科，小鸮属的一种鸟类。上体为沙褐色或灰褐色，并散布有白色的斑点。下体为棕白色而有褐色纵纹，留鸟。广布于中国北方及西部的大多数地区，高可至海拔 4600 米。通常夜晚出来活动，以昆虫和鼠类为食，也吃小鸟、蜥蜴、蛙类等小动物。繁殖期为 5-7 月。通常营巢于悬崖的缝隙、岩洞、废弃建筑物的洞穴等处，有时也在树洞或自己挖掘的洞穴中营巢。每窝产卵 2-8 枚，通常为 3-5 枚。卵的颜色为白色。孵卵由雌鸟承担。孵化期为 28-29 天。雏鸟为晚成性，孵出后双目紧闭，勉强抬头，侧身横躺，全身具有黄白色的绒羽，头大、颈细，嘴峰为肉青色，需要亲鸟喂养 45-50 天才能飞翔。</p>		<p>极其罕见</p>	<p>基本无影响</p>

4.6.4 土壤类型及分布

(1) 项目区块土壤类型

评价区土壤类型主要为灰棕漠土和风沙土，本项目区块土壤占地类型主要为灰棕漠土和风沙土。区域土壤类型图详见图 4.6-3。

①灰棕漠土主要分布在评价区南部。灰棕漠土是新疆北部地区温带荒漠的地带性土壤，也是本油田所在区域的主要土壤类型之一。灰棕漠土是在新疆温带地区干旱荒漠气候条件和粗骨质（砾质-砂质）成土母质上形成的，它的形成与分布与大风的作用密切相关。灰棕漠土分布区的风速多在 4—6m/s，最大风速可达 20—50m/s，平均大风日数多在 70-160d。在大风的作用下，地表细颗粒物质被强大的风力搬运殆尽，存留的砾石和砂粒在风和短暂暴雨的作用下，互相镶嵌形成部分较密实的砾幕，也就是黑褐色的荒漠漆皮。因而其生产性能较差，植物生长极少。仅有的少量植被主要为旱生和超旱生的灌木、半灌木如梭梭、假木贼等，植被盖度一般在 10-15%以下，部分区域甚至为不毛之地。

在灰棕漠土的形成过程中，砾质化作用起了主导性的作用，砾质化过程是土壤矿物质的弱风化作用与大风吹蚀作用相结合的过程。在干旱气候条件下，成土母质的细土物质特别是粉粒和黏粒含量本来就不高，在不断遭受大风吹蚀后，致使砾石和砂粒在土壤表层的比重越来越大，粗骨性越来越强，当地表细颗粒被强大的风力搬运殆尽时，大小砾石和砂粒在风力和短暂暴雨作用下互相镶嵌形成部分较密实的砾幕。在灰棕漠土的形成过程中，生物积累作用小，土壤表层的有机质含量仅为 3-5g/kg，在剖面中无明显聚积层，土壤肥力甚低。

灰棕漠土的剖面特征为：地表具有黑褐色的荒漠漆皮和部分砾幕。由于地下水位较深，降水稀少，土体非常干燥，表层有 2—3cm 孔状结皮，并混生有砾石和碎石。

②风沙土主要分布在评价区风积地貌发育区域，是在风成性母质上发育起来的，低矮干旱及大风是风沙土形成的主要条件。风沙土质地较粗，物理性粘粒很少，成土过程微弱，因风蚀风积交替作用，使土壤发育处于不断的复幼状况下，有机物质积累很少，成土过程十分微弱，只在土壤表层 0.5cm~1cm 有微弱的分化，通常在剖面中看不见成熟土壤的发生层次，一般仅有不明显的结皮和稍紧实的表土层，有机质含量上层明显高于下层，土壤理化状况无明显差异，剖面层次

分化不明显。土壤 pH 值 7.5~9.0, 属碱性土壤, 土壤有机质含量在 0.1%~0.5% 之间, 土壤肥力属极低水平。

表 4.6-6 评价范围内土壤类型及面积一览表

土壤类型	面积 (公顷)	比例 (%)
灰棕漠土	65.38	25.83
风沙土	187.69	74.17
合计	253.07	100

4.6.5 土地利用现状

根据项目土地利用现状图及现场勘查, 评价区土地利用类型主要为其他草地、灌木林地和采矿用地。项目土地利用类型图详见图 4.6-4。

表 4.6-7 评价范围内土地利用类型及面积一览表

土地利用	面积 (公顷)	比例 (%)
灌木林地	52.02	20.56
其他草地	130.02	51.38
采矿用地	35.72	14.11
公路用地	5.52	2.18
裸地	29.79	11.77
合计	253.07	100.00

4.6.6 卡山保护区调查

4.6.6.1 卡山保护区概况

(1) 概况及保护价值

新疆卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区 (以下简称“卡山保护区”) 位于准噶尔盆地东缘, 西起滴水泉、沙丘河、东至老鸦泉、北塔山, 南到自流井附近, 北至乌伦古河南 30km 处。地理坐标为东经 88°30'~90°03', 北纬 44°40'~46°00', 保护区总面积为 14856.48km², 东西宽 117.5km, 南北长 147.5km。行政区域涉及昌吉回族自治州的阜康市、吉木萨尔县、奇台县和阿勒泰地区的富蕴县、青河县和福海县。本项目与卡山保护区位置关系见图 2.7-1。

卡山保护区是以保护普氏野马、蒙古野驴、鹅喉羚等多种珍稀濒危有蹄类野生动物及其生境的野生动物类型的自然保护区, 是我国低海拔荒漠区域内唯一的超大型有蹄类野生动物自然保护区, 是荒漠野生动植物物种的“天然基因库”, 是自治区从事生态研究和生态监测的理想基地, 也是展示我国尤其是边疆地区多年生态文明建设成果的重要平台, 其生态区位和物种多样性无法替代, 具有重要的干旱区基因保护价值、生态价值、科研价值, 对推进自治区生态文明建设具有重

要意义。

(2) 保护区背景

卡山保护区位于准噶尔盆地东部，其地理位置特殊，自然条件及生物组合极具干旱、半干旱荒漠区特性。卡山保护区所处区域曾经是赛加羚羊、普氏野马、蒙古野驴、鹅喉羚等珍稀有蹄类野生动物的栖息繁衍区域，受干旱、寒冷等极端气候以及人类活动等影响，20 世纪赛加羚羊和普氏野马已经在野外绝迹。该区域其他荒漠有蹄类等野生动物生存环境遭到不同程度的破坏，其生活习性、活动规律均受到不同程度的影响。为了保护荒漠有蹄类野生动物及其栖息地，1982 年自治区人民政府以新政发〔1982〕93 号文批准建立了新疆卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区。

4.6.6.2 保护区性质及主要保护对象

(1) 保护区性质

卡山保护区是以保护准噶尔盆地东部荒漠区珍稀濒危有蹄类野生动物及其栖息地，集荒漠生物多样性保护、科学研究、宣传教育和可持续利用为一体的综合超大型自然保护区，是林业部门管理的公益性事业单位。

卡山保护区的主要保护对象为有蹄类野生动物及其栖息地，准噶尔盆地东部荒漠生态系统及生物多样性，硅化木、恐龙化石等地质地貌及古生物遗迹。

1、有蹄类野生动物及其栖息地

卡山保护区内分布有数量较多的蒙古野驴、鹅喉羚等珍稀有蹄类野生动物，其中蒙古野驴为国家Ⅰ级重点保护野生动物，鹅喉羚为国家Ⅱ级重点保护野生动物，属典型的荒漠动物类型，为蒙新区荒漠动物区系的典型代表。该保护区是我国低海拔荒漠区域内为数不多的大型有蹄类野生动物自然保护区，是目前蒙古野驴最大野生亚群种群的重要栖息地。保护区为有蹄类野生动物的生长发育、繁殖后代提供了栖息地、食物和水源，保护区的植物主要由荒漠区系的种类组成，其中沙针茅、驼绒藜、沙葱、小叶碱蓬、麻黄、芦苇、木地肤、盐爪爪等植物为野生动物的喜食物种。保护区水源缺乏，无地表水系分布，仅有的几处泉水如德仁格里巴斯陶、塔哈尔巴斯陶、喀木斯特、帐蓬沟、老鸦泉、散巴斯陶，以及几处黄泥滩由于渗透性差汇集雨水、融雪水而形成的水面，如克孜勒日升、喀腊干德、乔木西拜、老鸦泉、石涝坝等，为野生动物生存的水源地。

2、准噶尔盆地东部荒漠生态系统及生物多样性

保护区内的荒漠生态系统不仅为有蹄类野生动物提供了重要的栖息和繁衍场所,同时也为保护物种多样性发挥着极其重要的作用,是野生动植物物种的“天然基因库”,具有重要的干旱区生物遗传基因保护价值、生态价值、科研价值,其生态区位和物种多样性无法替代。

(2) 保护区类型

根据《自然保护区类型与级别划分原则》(GB/T14529-93),卡山保护区属于“野生生物类”类别中的“野生动物类型”自然保护区。保护区总面积为14856.48km²,根据《自然保护区工程项目建设标准》(2012年),保护区规模为超大型。

(3) 动物资源

1、动物区系

卡山保护区在动物地理区划上属古北界—中亚亚界—蒙新区—准噶尔盆地亚区—准噶尔盆地省,由于卡山保护区环境恶劣,气候干旱,植物稀疏,生态系统脆弱,这里的野生动物经过漫长的自然选择逐渐适应了保护区独特的栖息环境。在保护区独特的荒漠生态环境,使生存栖息在这里的各种哺乳动物,不论在外部形态、内部器官结构或生理生化、生态习性和行为上都适应了环境的影响。并在相当长的一段时间内,经过漫长的自然演变发展,野生动物种群达到相对稳定状态,使保护区内的野生动物成为我国乃至世界范围内,荒漠动物区系的典型代表。

卡山保护区内野生脊椎动物共有4纲24目55科186种,占新疆野生脊椎动物物种总数(770种)的24.16%。根据《中国动物地理》中的动物分布型划分,在186种脊椎动物中,陆栖脊椎动物区系构成以古北界种为主,还有部分广布种和个别的东洋界种,属于古北界的共139种,占保护区陆栖脊椎动物总数的74.73%;广布种47种,占总数25.26%。两栖纲、爬行纲动物均属于古北界种类;鸟纲124种中古北界种类有82种,占鸟纲种类总数的66.13%,广布种有42种,占鸟纲种类总数的33.87%;哺乳纲动物在动物地理区划上主要属于古北界的物种,共有33种,占哺乳纲总数的86.84%,其余种类主要为广布种,共有5种,占哺乳纲总数的13.16%。在动物地理分布型上,两栖纲、爬行纲以中亚型为主,共有19种,占两栖纲、爬行纲总数的82.61%;鸟纲主要以古北型为主,占鸟类

总数的 66.13%，同时还有全北型、高山型、东北—华北型等其他多种分布型；哺乳纲则以中亚型分布型为主，各有 18 种，均占保护区中哺乳动物总数的 47.37%。保护区内的动物区系特点体现了卡山保护区中动物区系为典型的中亚内陆类型的特点，同时物种多样性丰富，具有很高的研究与保护价值。

2、珍稀濒危动物

卡山保护区有国家 I 级重点保护动物 9 种，国家 II 级重点保护动物 29 种，自治区重点保护野生动物 6 种，列入中国濒危物种红皮书有 6 种，列入世界自然与自然保护联盟（IUCN）的濒危物种《红皮书》有 5 种，列入濒危野生动植物物种国际贸易公约（CITES 公约）附录有 6 种。工程与卡山保护区重点保护野生动物位置关系图见图 4.6-2。

4.6.6.3 保护区功能区划

卡山保护区面积为 14856.48km²，划分为核心区、缓冲区和实验区 3 个功能区。其中核心区面积为 5361.23km²，占保护区面积的 36.1%；缓冲区面积为 3716.96km²，占保护区面积的 25.0%；实验区面积为 5778.29km²，占保护区面积的 38.9%。

（1）核心区

核心区面积为 5361.23km²，占保护区面积的 36.1%，分为核心区 I 区和核心区 II 区两个区域，面积为 2967.21km² 和 2394.02km²，分别位于 216 国道西侧和东侧。核心区禁止任何单位和个人进入，严禁任何生产建设活动，仅建设必要的野外巡护、保护、科研监测设施。

（2）缓冲区

缓冲区面积为 3716.96km²，占保护区面积的 25.0%，分为缓冲区 I 区和缓冲区 II 区两个区域，面积为 2311.52km² 和 1405.44km²，分别位于 216 国道西侧和东侧。缓冲区范围内除必要的科学实验、研究观测活动，禁止在缓冲区开展旅游和生产经营活动。仅建设必要的野外巡护、保护、科研监测设施，不得建设任何生产设施。

（3）实验区

实验区面积为 5778.29 km²，占保护区面积的 38.9%，位于缓冲区的外围。实验区范围内在自然环境与自然资源有效保护的前提下，探索合理利用自然资源

途径和方法，可以适度集中建设和安排生产、生活和管理项目与设施，从事科学试验、教学实习、参观考察、生态旅游以及救护珍稀濒危野生动植物等活动。卡山保护区功能区规划及水源分布图 4.6-5。

根据卡山保护区规划及水源分析图，项目评价区内无野生动物饮用水水源。火烧山油田运营多年，井区内无野生动物活动踪迹、不存在野生动物栖息地。

4.6.7 水土流失及沙化现状调查与评价

4.6.7.1 区域沙化现状调查

本项目位于新疆昌吉回族自治州吉木萨尔县和阜康市。根据《新疆维吾尔自治区第六次沙化土地监测报告》，本项目区位于非沙化土地，沙化土地动态变化情况见表 4.6-5，土地沙化现状详见图 4.6-6。

表 4.6-5 项目涉及区域沙化土地动态变化情况 (单位: 公顷)

统计单位	时间	总面积	沙化土地面积											有明显沙化趋势的土地	其他土地类型	
			计	流动沙地	半固定沙地			固定沙地			沙化耕地	非生物治沙工程地	风蚀劣地			戈壁
					计	人工半固定沙地	天然半固定沙地	计	人工固定沙地	天然固定沙地						
昌吉回族自治州	第五次	821446.62	395762.88	0.73	23715.44	0	23715.44	215379.97	169.00	215210.97	1275.21	0	9633.12	145758.41	13064.09	412619.65
	第六次	814697.01	377853.50	0	393.93	146.25	247.68	233354.11	38014.73	195339.38	1540.30	0	7929.00	134636.16	12490.24	424353.27
	动态变化	-6749.61	-17909.38	-0.73	-23321.51	146.25	-23467.76	17974.14	37845.73	-19871.59	265.09	0	-1704.12	-11122.25	-573.85	11733.62

5.1.1 施工期大气环境影响分析

本项目在施工期对环境空气的影响主要为：①在管线敷设、井场站场建设、道路建设、供配电线路架设等在工作过程中产生的扬尘，如细小的建筑材料的飞扬，或土壤被扰动后导致的尘土飞扬等；②施工期钻井过程中产生的废气，主要来自柴油发电机运转时产生的烟气，其主要污染物为 NO_x、SO₂、烃类等；③各种施工燃油机械及运输车辆的尾气。

5.1.1.1 施工扬尘环境影响分析

本项目在井场建设、管道敷设过程中会产生扬尘。扬尘主要产生于钻井设备的运输、临时弃土和固体废物的堆积、搬运，水泥、石灰、砂石等材料的装卸、运输、拌合等过程。

湿度、施工机械和运输车辆行驶速度、近地面风速是影响道路扬尘污染强度的最主要因素，此外风速和风向还直接影响道路扬尘的污染范围。

(1) 风力扬尘

建材的露天堆放、裸露场、施工作业产生的风力扬尘，这类扬尘的主要特点是受作业时风速的影响，一般情况下，施工工地在自然风作用下产生的扬尘所影响的范围在 100m 以内。

堆场扬尘量的经验计算公式为：

$$Q = 2.1(V_{50} - V_0)^3 e^{-1.023w}$$

式中：Q—起尘量，kg/吨·年；

V₅₀—距地面 50 米处风速，m/s；

V₀—起尘风速，m/s；

W—尘粒的含水量，%。

起尘风速与粒径和含水量有关，粉尘在空气中的扩散稀释与风速等气象条件有关，也与粉尘本身的沉降速度有关。不同粒径粉尘的沉降速度见表 5.1-1。由表可知，粉尘的沉降速度随粒径的增大而迅速增大。当粒径为 250μm 时，沉降速度为 1.005m/s，因此可认为当尘粒大于 250μm 时，主要影响范围在扬尘点下风向近距离范围内，而真正对外环境产生影响的是一些微小粒径的粉尘。

表 5.1-1 不同粒径尘粒的沉降速度

粉尘粒径 (μm)	10	20	30	40	50	60	70

沉降速度 (m/s)	0.003	0.012	0.027	0.048	0.075	0.108	0.147
粉尘粒径 (μm)	80	90	100	150	200	250	350
沉降速度 (m/s)	0.158	0.170	0.182	0.239	0.804	1.005	1.829
粉尘粒径 (μm)	450	550	650	750	850	950	1050
沉降速度 (m/s)	2.211	2.614	3.016	3.418	3.820	4.222	4.624

施工场地扬尘对大气的的影响范围主要在工地围墙外 100m 以内，由于距离的不同，其污染影响程度亦不同，在扬尘点下风向 0~50m 为重污染带，50~100m 为较重污染带，100~200m 为轻污染带，200m 以外对大气影响甚微。据类比调查，在一般气象条件下，施工扬尘的影响范围为其下风向 150m 内，被影响的地区 TSP 浓度平均值为 0.49mg/m³ 左右。

参照同类施工场地的一般做法，施工场地可用塑料编织袋布置围栏，场地经常洒水保持表土湿润，物料运输车辆采用密闭的专用车辆等，在采取有效的防尘措施后，施工场地扬尘的影响范围基本可控制在 50m 范围内，随着距离的增加，浓度迅速减小。本项目距离周边敏感点较远，施工扬尘对周边居民影响很小。

(2) 车辆行驶扬尘

据文献报道，在施工过程中，车辆行驶产生的扬尘占总扬尘的 60%以上。车辆行驶产生的扬尘，在完全干燥的情况下，可按以下经验公式计算：

$$Q = 0.123 \left(\frac{v}{5} \right) \left(\frac{w}{6.8} \right)^{0.85} \left(\frac{P}{0.5} \right)^{0.75}$$

式中：Q—汽车行驶的扬尘量，kg/km·辆；

V—汽车速度，km/h；

W—汽车载重量，吨；

P—道路表面粉尘量，kg/m²。

表 5.1-2 为一辆 10 吨卡车，通过一段长为 1km 的路面时，不同路面清洁程度，不同行驶速度情况下的扬尘量。

从上面的公式以及表 5.1-2 可见，在同样的路面条件下，车速越快，扬尘量越大；在同样的车速情况下，路面越脏，扬尘量越大。

表 5.1-2 不同车速和地面清洁程度的汽车扬尘量 (单位：kg/km·辆)

清洁 车速	0.1 (kg/m ²)	0.2 (kg/m ²)	0.3 (kg/m ²)	0.4 (kg/m ²)	0.5 (kg/m ²)	1.0 (kg/m ²)
5(km/h)	0.0511	0.0859	0.1164	0.1444	0.1707	0.2871
10(km/h)	0.1021	0.1717	0.2328	0.2888	0.3414	0.5742
15(km/h)	0.1532	0.2576	0.3491	0.4332	0.5121	0.8613

清洁 车速	0.1 (kg/m ²)	0.2 (kg/m ²)	0.3 (kg/m ²)	0.4 (kg/m ²)	0.5 (kg/m ²)	1.0 (kg/m ²)
25(km/h)	0.2553	0.4293	0.5819	0.7220	0.8536	1.4355

施工材料运输车辆进出产生的扬尘量较小，只要控制车速，做到减速慢行，项目建设规模小，施工材料运输量不大，间断的运输车辆道路扬尘对周边环境敏感点环境空气影响总体小。

减少露天堆放和保证一定的含水率及减少裸露地面是减少风力起尘的有效手段。如果在施工期间对车辆行驶的路面实施洒水抑尘，每天洒水 4~5 次，可使扬尘减少 70%左右。表 5.1-3 为施工场地洒水抑尘的实验结果，结果表明实施每天洒水 4~5 次进行抑尘，可有效地控制施工扬尘，可将 TSP 污染距离缩小到 20~50m 范围。

表 5.1-3 施工场地洒水抑尘试验结果

距离 (m)		5	20	50	100
TSP 小时平均浓度 (mg/m ³)	不洒水	10.14	2.89	1.15	0.86
	洒水	2.01	1.40	0.67	0.60

因此，限速行驶及保持路面清洁，同时适当洒水是减少汽车扬尘的有效手段。

5.1.1.2 钻井作业柴油发电机烟气排放环境影响分析

钻井作业柴油发电机烟气排放集中在钻井施工期的短暂时段，且平均日排放量不大，加之评价区范围内地域辽阔扩散条件较好。类比其他相似钻井井场，场界外各项污染物浓度均小于《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中新污染源无组织排放监控点浓度限值。因此，钻井作业柴油发电机烟气排放及总烃挥发对周围环境影响较小。

5.1.1.3 汽车尾气

施工期施工作业机械有载重汽车，排放的污染物主要有 CO、NO₂。据类似工程监测，在距离现场 50m 处，CO、NO₂ 1 小时平均浓度分别为 0.2mg/m³ 和 0.13mg/m³，日平均浓度分别为 0.13mg/m³ 和 0.062mg/m³，均可达到《大气污染物综合排放标准》DB31/933-2025 组织排放监控浓度限值标准要求，其影响范围在 200m 以内的范围。

同时，施工单位应使用符合国家标准的柴油，并定期对柴油发电机进行污染物排放检测，确保其污染物排放达到《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）中的标准要求。

施工期间排放的大气污染物将随钻井工程的结束而消失。

综上，施工期大气污染源源强不大，而且施工期较短，施工扰动面积有限，污染属于阶段性的局部污染，施工结束后污染即消失，因此，本项目施工对周围大气环境影响较小。

4.6.7.2 水土流失现状调查

据水利部《全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》，项目区所在区域属于天山北坡国家级水土流失重点预防区；根据最新印发的《新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》（新水水保〔2019〕4号），项目建设所在区域属自治区级天山北坡诸小河流域重点治理区。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《全国水土保持区划导则（试行）》，本项目所在区域均位于北方风沙区。结合全疆第一次水土流失普查结果，确定项目区在原地表稳定层未破坏的条件下，原生地表土壤侵蚀强度属于轻度风蚀、微度水蚀，项目区水土流失现状以风力侵蚀为主。

①风力侵蚀

根据项目区的实际情况，发生风蚀具备两个条件，一是具备大于起沙风速（4m/s~7m/s）的风力；二是干燥或地表植被覆盖度低，并提供了沙源。根据项目区气象资料，项目区年主导风向西北风，多年平均风速 1.8m/s，极大风速 28.0m/s，多集中在 4~6 月，因此项目区具备风蚀发生的风力条件。项目区植被类型属旱生荒漠植被，地表植被稀疏，原生植被覆盖度不足 5%。根据调查资料及现场踏勘结合《土壤侵蚀分级标准》判断工程区属于轻度风力侵蚀区。

②水力侵蚀

项目区为北温带大陆性干旱气候，多年平均降雨量 201.5mm，多集中在 4~6 月，由于主要控制性因子降雨强度很小，击溅侵蚀量与坡面侵蚀量很小。根据调查资料及现场踏勘结合《土壤侵蚀分级标准》判断工程区属于微度水蚀区。

（2）土壤侵蚀度

根据《土壤侵蚀分类分级标准》（SL190-2007），最终确定项目区的原生地貌土壤侵蚀模数为 1000t/km²·a。同时根据项目区所属的水土流失类型、项目

区的实际情况，确定工程区土壤容许流失量为 1000t/（km²·a）。

（3）水土流失预防对象

本工程属于建设类项目，根据《生产建设项目水土流失防治标准》(GB/T 50434-2018)4.0.1 条规定，项目执行建设类项目水土流失防治一级标准。

水土流失预防对象为：①天然林草、植被覆盖率较高的人工林、草原、草地。②主要河流的两岸河谷林草以及湖泊和水库周边植物保护带。③植被或地貌人为破坏后，难以恢复和治理的地带。④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。⑤重要的水土流失综合防治成果。⑥重要野生植物资源原生境保护区。

本次火烧山油田属于采矿用地和裸地、北三台油田属于其他草地，沙南油田开发区域属于灌木林地，项目涉及林地、草地等敏感用地，水土流失重点治理措施是对开发区域破坏的植被和土壤进行地貌恢复，减少土壤扰动，减轻水土流失等。

5 环境影响预测与评价

5.1 大气环境影响分析与评价

5.1.2 运营期环境影响分析

5.1.2.1 油气集输废气影响分析

生产运营期的大气污染源主要是油气集输过程中的烃类挥发对大气环境的影响。

(1) 预测模式

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。

(2) 预测因子和预测源强

本次大气预测分别以本次开发区域面积、单井井场及单个计量站分别进行预测。本次油井井场 1 口。在石油开采、集输过程中有无组织排放，故将非甲烷总烃作为预测因子。本项目主要污染源调查参数见表 2.5-3。

(3) 估算模型参数

本项目估算模型参数见表 2.5-2。

(4) 评价结果

本项目油气集输无组织排放非甲烷总烃估算结果见表 5.1-4。

表 5.1-4 非甲烷总烃估算模式计算结果表

距源中心下风向距离 D (m)	单井井场	
	下风向预测浓度 C_i ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 P_i (%)
10	34.597	1.72985
25	30.791	1.53955
50	40.467	2.02335
75	34.712	1.73560
100	30.567	1.52835
125	26.509	1.32545
150	23.166	1.15830
175	20.301	1.01505

200	18.019	0.900950
225	16.746	0.837300
250	15.526	0.776300
275	14.403	0.720150
300	13.433	0.671650
325	12.597	0.629850
350	11.854	0.592700
375	11.2	0.560000
400	10.649	0.532450
425	10.133	0.506650
450	9.6802	0.484010
475	9.2579	0.462895
500	8.8886	0.444430
600	7.6586	0.382930
700	6.6003	0.330015
800	5.7564	0.287820
900	5.0755	0.253775
1000	4.5188	0.225940
1500	2.8194	0.140970
2000	1.9831	0.0991550
2500	1.4992	0.0749600
3000	1.1889	0.0594450
4000	0.82086	0.0410430
5000	0.61401	0.0307005

由上表可知，单井井场预测无组织非甲烷总烃下风向最大落地浓度 40.467 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，最大浓度出现的距离为下风向 50m，占标率为 2.02335%。项目运营期对周围环境空气的贡献值较小，本项目周边 5km 范围内无环境敏感目标，下风向各个距离的浓度均能满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求（4.0 mg/m^3 ），井区内非甲烷总烃可以实现达标排放。另外，由于项目区域扩散条件良好，因此，本项目建成运营后对大气环境质量影响很小。

5.1.2.2 大气污染物排放量核算

本项目无组织排放量核算情况详见表 5.1-5。

表 5.1-5 大气污染物无组织排放量核算结果

序号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	污染物排放标准		年排放量
				标准名称	浓度限值	
1	油气集输、处理	非甲烷总烃	采用密闭集输、密	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标	4.0 mg/m^3	0.078t/a

			闭处理流 程	准》（GB39728-2020）		
--	--	--	-----------	------------------	--	--

5.1.2.3 运营期大气环境影响分析结论

烃类无组织排放是影响油气田区域环境空气的主要污染源之一，本项目采用密闭流程，井口密封并设紧急切断阀，可有效减少烃类气体的排放量。根据现状监测结果，区域环境空气中非甲烷总烃满足标准限值要求。

5.1.3 退役期大气环境影响分析

采油井、注水井退役后各种相关辅助工作均停止，石油开采造成的环境空气污染源将消失，停止后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理等，将会产生少量扬尘。与当地自然条件导致的风沙相比较，清理过程中扬尘造成的环境影响是暂时的，且该区域内人群活动较少，主要为井场清理的油气田工作人员。设施设备拆除后对大气环境影响消失。

5.1.4 大气环境影响评价自查表

项目大气环境影响评价自查表见表 5.1-6。

表 5.1-6 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 +N O _x 排放量	≥2000t/a <input type="checkbox"/>	500~2000t/a <input type="checkbox"/>		<500t/a <input type="checkbox"/>
	评价因子	基本污染物（ 其他污染物（非甲烷总烃）			包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>
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 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	(2024) 年			
	环境空气质量现状调查数据	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"/>

	来源								
	现状评价	达标区 <input type="checkbox"/>				不达标区 <input checked="" type="checkbox"/>			
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 本项目非正常排放源 <input type="checkbox"/> 现有污染源 <input checked="" type="checkbox"/>		拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>	其他在建、拟建项目污染源 <input type="checkbox"/>		区域污染源 <input type="checkbox"/>		
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD <input type="checkbox"/>	ADM S <input type="checkbox"/>	AUSTAL2000 <input type="checkbox"/>	EDMS/AEDT <input type="checkbox"/>	CALPUFF <input type="checkbox"/>	网格模型 <input type="checkbox"/>	其他 <input checked="" type="checkbox"/>	
	预测范围	边长 $\geq 50\text{km}$ <input type="checkbox"/>		边长 5~50km <input type="checkbox"/>		边长 = 5km <input checked="" type="checkbox"/>			
	预测因子	预测因子（非甲烷总烃）				包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>			
	正常排放短期浓度贡献值	C _{本项目} 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"/>		
	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：（非甲烷总烃）			有组织废气监测 <input type="checkbox"/> 无组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/>		无监测 <input type="checkbox"/>		
	环境质量监测	监测因子：（非甲烷总烃）			监测点位数（1）		无监测 <input type="checkbox"/>		
评价结论	环境影响	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> 不可以接受 <input type="checkbox"/>							
	大气环境保护距离	距 () 厂界最远 (0) m							

污染源 年排放量	SO ₂ : (0) t/a	NO _x : (0) t/a	颗粒物: (0) t/a	VOCs: (0.078) t/a
注: “□”为勾选项, 填“√”; “()”为内容填写项				

5.2 水环境影响分析

5.2.1 地表水环境影响分析

5.2.1.1 施工期废水影响分析

施工期废水主要为: 钻井废水、管道试压废水和生活污水。

(1) 钻井废水

钻井废水采用临时罐体收集, 按泥浆体系不同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) 管道试压废水

采用新鲜水, 管道试压分段进行, 外输管线试压水排出后进入下一段管线循环使用, 试压结束后用于洒水抑尘, 不外排, 不会对周边环境产生明显影响。

(3) 生活污水

钻井期间, 生活营地生活污水产生量较少, 产生周期较短, 排入营地内设置的生活污水防渗收集池内, 定期清运至吉木萨尔县污水处理厂、准东经济技术开发区五彩湾服务区污水处理厂处理不外排, 不会对地下水环境造成不利影响。

5.2.1.2 运营期废水影响分析

(1) 正常状况

在运营期内, 火烧山油田井区产生的井下作业废水经火烧山联合站处理、北三台北 31 井区产生的井下作业废水经北三台联合站处理、沙南油田沙 102 井区产生的井下作业废水经沙南注水转油站处理后, 水质达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 标准后回注油藏, 不外排, 不与地表水产生水力联系。正常情况下本项目产生的废水不会对地表水产生不利影响。

(2) 事故状况

对于本工程来说, 可能对地表水环境产生影响事故为原油泄漏。对地表水的影响一般有两种途径: 一种是泄漏的油品直接进入地表水体。另一种是油品或含油污水泄漏于地表, 由降雨形成的地表径流将落地油或受污染的土壤带入水体。

项目区周围无地表水体，故不会出现泄漏的油品进入地表水的可能。

如发生油品泄漏事故，应立即对泄漏点采取措施。由于本工程单井集输管道受自动控制系统监控，一旦发生泄漏能够及时发现，通过关闭阀门，可减少泄漏油量，并且根据新疆油田公司的环保要求，井下作业带罐作业，落地油 100% 回收，通过采取各种措施，可最大限度防止泄漏事故的发生，使事故后的影响降至最低程度。

5.2.2 地下水环境影响分析与评价

5.2.2.1 评价区域水文地质特征

1、区域水文地质条件

(1) 火烧山油田

本次参考《新疆天隆希望能源有限公司五彩湾矿区二号露天煤矿一期工程环境影响报告书》中水文地质勘查资料。该煤矿位于本项目区东南侧约 5km 内，属于同一水文地质单元。

①区域主要含（隔）水组及特征

根据区域水文地质图 5.3-1。本项目所在区域属于碎屑岩类孔隙裂隙弱富含水层。主要分布侏罗系八道湾组（ J_1b ）弱含水层，岩性由砂岩、泥岩为主夹砾岩、煤层组成，钻孔控制最大厚度 294.85m。该层以泥质类岩石为主，地层孔隙裂隙不发育，为弱含水层。

②区域地下水的补给、径流、排泄条件

地下水的补给主要来源于区域北部、东部高山的冰雪融水和大气降水，顺其地势由东北向西南运移径流。所以区域地下水形成主要依赖于大气降水及雪融水的补给。沉积碎屑岩多以大小颗粒韵律互层的形式出现，地下水在运移的过程中，由于侏罗系地层泥质充填的成分较多，地下水在运移的过程中迟缓，甚至处于停滞状态。大气降水除少部分垂直下渗外，大部汇集于沟谷之中向低凹处宣泄，沿途渗漏补给含水层。

③地下水补给、径流与排泄

本区内无常年地表水流，地下水的补给主要源于大气降水或暂时性地表洪流

的补给，由东北往西南缓慢运移。亦有部分暂时性地表洪流可通过地表岩石风化裂隙、构造裂隙、冲沟或其它途径顺地层渗入地下补给地下水。区内未见地下水的天然露头。地下水沿水力坡度顺势向深部运移是地下水的排泄方式之一。

④水文地质勘察

A.水文地质勘查试验成果

根据《新疆准东煤田吉木萨尔县五彩湾矿区二号露天矿田补充勘探报告》中对水文地质钻孔进行了分含水层的抽水试验和透水试验，试验成果见表 5.2-1。

表 5.2-1 水文地质勘查试验成果

含水层 编号	钻孔 编号	孔深 (m)	含水 层厚 度 (m)	静止水位(m)		水位 降深 (米)	涌水 量 Q 升/ 秒	单位 涌水量 q 升/ 秒·米	影响 半径 R (米)	渗透系 数 K (米/ 日)
				水位 埋深	水位 标高					
III	ZK90 6	185.7 0	22.60	139.0 5	492.4 5	17.49	0.041 6	0.0024	15.60	0.008
IV	ZK90 7	211.3 3	21.55	139.2 0	502.4 4	43.43	0.049 5	0.0011	29.33	0.0046
III+IV	ZK11 06	379.0 0	36.38	45.05	563.4 74	23.06	0.054	0.00234	16.42	0.0050 7
II+III+ IV	ZK11 09	638.0 1	60.45	36.35	566.0 89	19.10	0.071	0.00372	12.95	0.0046
III	ZK30 1	350.9 9	23.09	114.0 0	488.1 0	36.40	0.000 9	0.00002 47	3.07	0.0000 71

②水文地质条件

区域内无常年地表径流，春天冰雪消融季节和夏季暴雨期间有山洪沿冲沟宣泄。勘察区地形有利于地下水与地表水排出场外。

地下水的补给主要源于大气降水、雪融水。进入到春季融雪期或夏天的雨季，雪融水或阵雨、暴雨易在地表形成暂时性地表水流，在顺地形坡度或冲沟向下游宣泄的同时，可通过地表风化、构造裂隙、火烧层等入渗补给地下水。

③含水层与隔水层

评价区内潜水以侏罗系裂隙孔隙弱含水层水为主。该层在地下水含水层之上为透水层，不含水，含水层贮水量有限，含水性弱。浅部在远处接受降水入渗后沿地形呈层状形成短时下地下水，与地表径流方向基本一致，主要受地形条件控制。

④浅层地下水补给、径流与排泄条件

降水入渗：本区属北温带大陆性干旱气候，光热资源丰富，干旱少雨，昼夜温差大。地表大部为第四系土层覆盖，降水多以地表径流的形式沿地形向下游沟谷处流动，只有少量降水形成下渗，进入地下水含水层。

地表水下渗补给：场地邻近沟谷中无常年流水，仅在降水后形成地表径流，一般降水入渗量较少。

径流与排泄条件：地形为本项目浅部地下水径流的主要影响因素，场地浅部地下水一般沿地形向低处径流，由于区域范围内蒸发量远远大于降水量，因此蒸发也是浅部地下水的排泄渠道之一。

⑤地下水敏感点

地下水评价范围内及周边没有当地居民定居处和居民饮用水水井，不存在地下水敏感保护目标。

(2) 北三台油田和沙南油田

①区域水文地质概况

油田区域地层岩性为：表层为第四系干燥松散的风成沙沉积，厚约200m左右；向下为第三系，地层由以泥岩、砂岩、粉砂岩为主的碎屑沉积物组成，含水层以砂岩为主，厚度在50~150m；底部为第三系的粉砂岩、泥岩沉积。地下水主要为第三系碎屑岩类承压水，顶板埋深大于100m。本区主要含水层水文地质特征如下：

A.白垩系含水岩组：含水层为砂岩、砾岩，富水性为贫乏~中等，一般水质较差，为咸水。

b.第三系含水岩组：岩性为中、粗粒砂岩、砾岩、泥岩互层，泥岩将含水的中粗粒砂岩、砾岩分隔成若干层，岩石颗粒越粗，相对富水性越好。因第三系地层在项目区内厚度很大，分布广泛，主要为承压水，为项目区内重要的含水岩组。第三系碎屑岩类孔隙—裂隙水广泛分布于准噶尔盆地广大地区，为主要的生产用水开采水源。其含水层岩性主要是砂岩和泥质砂岩，承压水顶板埋深在50~100m以下，矿化度3~10g/L，水化学类型主要以CaCl₂型为主；富水性极不均匀，单井涌水量90~500m³/d。

c.第四系含水岩组：岩性主要为风成沙，该套岩层基本不含水，富水特征多为潜水性。第四系松散岩地层沉积厚度数十米至上百米不等，含水层为一

套冲积—湖积的双层结构，上部为潜水，下部为承压水，含水层岩性以粗砂为主，承压含水顶板埋深多大于100m，潜水位埋深较大(10~50m)，矿化度 $>10\text{g/l}$ ，水化学类型主要以 CaCl_2 型为主；水量小，无开采。

2、补径排条件

本项目区域上属于南部的天山水系地下水系统，从南部天山山区分水岭到平原、沙漠构成一个完整的水文地质单元。按区域地下水运动规律，南侧的博格达高山区是地下水的总发源地和补给区，中山带是地下水补给、径流、排泄交替带，山前倾斜砾质平原及细土平原区是地下水径流、排泄区，沙漠地带是以蒸发为主的地下水排泄区。

本项目区域地层水的水型为 CaCl_2 型，氯离子含量较高，矿化度较高。地下水径流方向基本由南向北。利用价值。

5.2.2.2 施工期地下水环境影响分析

(1) 钻井对地下水的影响

本项目钻井使用水基钻井液，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；表层套管的下土深度可有效保护地下水环境不受污染；钻井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，并且在钻井施工过程中采用“钻井泥浆不落地技术”，无钻井废水产生。因此，钻井过程中不会对所在区域地下水产生影响。

(2) 管线施工对地下水的影响

本工程的管道敷设埋深为-1.8m，在施工过程中的辅料、废料等在降水的淋滤作用下产生的浸出液进入地下含水层，将对地下水造成不同程度的影响，其影响程度决定于下渗量及其饱和地带的厚度、岩性和对污染物的阻滞、吸附分解等自然净化能力。由于本区域降水少，且管道沿线表层土壤有一定的自然净化能力，所以管线施工对地下水的影响很小。因此，正常的管线埋设对地下水造成影响很小。

(3) 生活污水

本项目施工期每口井新建1座生活营地，火烧山油田作业区生活污水收集后拉运至五彩湾污水处理厂；北三台北31井区作业区和沙南沙102井区作业区的生活污水收集后拉运至吉木萨尔县污水处理厂。因此，施工过程生活污水不会对

项目区水环境造成影响。

5.2.2.3 运营期正常状况下对地下水环境影响分析

本项目运营期水污染源为井下作业废水和采出水。

(1) 井下作业废水对地下水的影响

井下作业废水主要为洗井废水和压裂返排液。火烧山油田更新井井下作业废水拉运至火烧山联合站，处理达标后回注油藏；北三台油田更新井井下作业废水拉运至北三台联合站，处理达标后回注油藏；沙南油田更新井井下作业废水拉运至沙南注水转油站处理达标后回注油藏，不外排，不会对地下水产生不利影响。

(2) 油田采出水回注分析

根据开发方案，本项目采出水进入北三台联合站进行处理，经处理达标后回注油藏，不排入外环境。

根据区域水文地质，北三台油田区域主要赋存第三系碎屑岩类承压水，其中浅层承压水含水层顶板埋深小于 50m，含水层为泥岩、砂岩、粉砂岩为主的碎屑沉积物组成；深部承压水含水层的顶板埋深一般大于 100m，含水层岩性为第三系的粉砂岩、泥岩沉积。该区块采出水回注层位均在 2500m 以下，采出水回注地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，且回注井在钻井过程中采用表层套管和油层套管，表层套管封隔上部松散易塌流沙层和地表水层，并为井口控制和后续安全钻井创造条件，并在油层上下隔层安装管外封隔器，封隔水淹层，在水泥浆中加入增塑剂，提高水泥石抗冲击韧性，防水泥石射孔开裂水窜。采用下套管注水泥固井完井方式进行了水泥固井，对所在的地层进行了固封处理，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，且处理后的水达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中回注水水质要求，回注条件符合《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）中相关要求，正常运行情况下油田注水不会对地下水产生影响。

5.2.2.4 事故工况下对地下水的影响分析

(1) 集输管道原油泄漏对地下水的影响

一般泄漏于土壤中的原油可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。如果有足够多的原油泄漏到疏松的土体中，在土地表面形成“油饼”，本

项目所在区域无潜水层，原油不大可能进入含水层污染地下水。

(2) 井漏事故的泥浆对地下水的影响

井漏事故对地下水的污染是钻井泥浆漏失于地下水含水层中，由于其含 Ca、Na 等离子，且 pH、盐分较多，易造成地下含水层水质污染。

就钻井液漏失而言，其径流型污染的范围不大，发生在局部且持续时间较短。钻井过程中表层套管（隔离含水体套管）固井后，继续钻井数千米到达含油气目的层。在表层套管内提下钻具和钻井的钻杆自重离心力不稳定，在压力下的钻杆转动对套管产生摩擦、碰撞，有可能对套管和固井环状水泥柱产生破坏作用，使具有多种添加剂的钻井液（特别是混油钻井液）在高压循环的过程中，从破坏处产生井漏污染地下水，其风险性是存在的。此外，钻井时一般使用水基膨润土为主，并加有碱类添加剂，在高压循环中除形成一定厚度的黏土泥皮护住井壁以外，也使大量的含碱类钻井液进入含水层，虽然没有毒性，但对水质的硬度和矿化度的劣变起到了一定的影响。

因此，推广使用清洁无害的泥浆，严格控制使用有毒有害泥浆及化学处理剂，同时严格要求套管下入深度等措施，可以有效控制钻井液在含水层中的漏失，减轻对地下水环境的影响。

(3) 油水窜层对地下水的污染影响

钻井完井后原油窜层污染（包括生产井的窜层）的主要原因是：①下入的表层套管未封住含水层；②固井质量差；③工艺措施不合理或未实施。因此，为预防污染的发生和污染源的形，表层套管必须严格封闭含水层，固井质量应符合环保要求。

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。本项目所在区域无潜水层，原油不大可能进入到含水层污染地下水，评价区内的废弃井应全部打水泥塞，油水窜层污染地下水可能性极小。

本次地下水环境影响评价主要考虑最不利的极端情况下，油水窜层后对区域下游第三系承压含水层水质的影响，针对污染物进入到第三系含水层后的运移进行重点预测、评价。

(4) 井喷事故对地下水的污染影响

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，除造成重大经

济损失外，还会造成严重的环境污染。根据测算，井喷发生后，一般需要 1-2d 才能得以控制。

据类比资料，井喷污染范围在半径约 300m 左右时，井喷持续时间 2d，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。但从事故井区土壤剖面分析，井喷事故后石油类污染物主要聚集在土壤剖面 1m 以内，石油类污染物很难下渗到 2m 以下，井喷事故对水环境的影响主要表现为对其周围土壤的影响，对地下水体有一定的影响，若及时采取有效措施治理污染，井喷对地下水的影响极小。

(5) 管线泄漏事故对地下水的污染影响

本次评价针对单井集输管线泄漏对地下水产生的影响进行预测。

原油属疏水性有机污染物，难溶于水且容易被土壤吸附。泄漏后首先被表层的土壤吸附截留，原油将随着地下水运移和衰减。考虑最不利情况，结合项目特征及风险物质特征、装置情况以及项目区水文地质条件，本次评价对泄漏的原油全部经过包气带并进入含水层中进行简单预测分析。渗漏污染物通过饱水包气带全部进入浅层地下水。

由于油品泄漏为偶然事故，符合自然衰减规律，根据《石油类有机物对地下水污染的模拟分析》（葛春等，天津市环境保护开发中心），在常温下，石油类溶解度为 10mg/L，设为石油类在地下水的源强浓度。

① 泄漏源强

管道泄漏时，选取最不利情形即管道断裂进行评价。通常按美国矿业管理部（MMS）管道油品泄漏量估算导则（MMS2002-033）给出的估算模式计算原油的泄漏量，该模式由两部分组成，一部分是阀门关闭后至压力平衡前的泄漏量，另一部分是关闭阀门前的泄漏量，两项之和即为总泄漏量，计算式为：

$$V_{rel}=0.1781 \cdot V_{pipe} \cdot f_{rel} \cdot f_{GOR} + V_{pre-shut}$$

式中：V_{rel}—原油泄漏量，bbl（1 桶=0.14t）；

V_{pipe}—管段体积，ft³（1ft³=2.4m³）（最大管段长 450m，DN50）；

f_{rel}—最大泄漏率，取 0.2；

f_{GOR}—压力衰减系数，取 0.2；

V_{pre-shut}—截断阀关闭前泄漏量，bbl。

$$V_{pre-shut}=Qt/1440$$

式中：t—截断阀门的时间，min（30min）；

Q—原油流量，stb/d（单口井最大日采油量 3.5t/d，折算 24.5stb/d）。

根据上述公式计算得出 Vrel 泄漏量 0.53bbl，折算 30min 泄漏原油 0.07t，按照表层土壤对污染物截留率 90%计算，进入含水层原油为 0.007t。

②预测因子

选取油田开发项目特征污染物石油类。石油类检出限 0.01mg/L。环境质量标准参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）石油类 0.05mg/L。

③预测模型

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本项目地下水评价等级为二级，含水层的基本参数变化很小，因此可采用解析法进行预测，预测模型选择导则推荐的地下水溶质运移解析法中的一维稳定流动二维水动力弥散平面瞬时点源模型进行预测。由于单井管线泄漏时可以及时发现并处理，因此按瞬时点源计算。

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

式中：

x—计算点处的位置坐标；

t—时间(d)；

C(x, y, t)—t时刻点 x 处的浓度，g/L；

M—承压含水层的厚度，m；

m_M—长度为 M 的线源瞬时注入的示踪剂质量，kg；

U—水流速度，m/d；

n_e—有效孔隙度，量纲为 1；

D_L—纵向弥散系数(m²/d)；

D—横向 y 方向的弥散系数，m²/d；

π—圆周率。

④参数选取

根据本地区的水文地质条件参数参考：《北 10 井区头屯河组油藏注入井更

新补钻工程环境影响报告表》：有效孔隙度 n 为 0.12；纵向弥散系数 $3.4\text{m}^2/\text{d}$ ，横向弥散系数 $0.34\text{m}^2/\text{d}$ ，含水层厚度取 10m，流速 $0.34\text{m}/\text{d}$ 。

⑤模拟结果

当集输管线发生全管径泄漏发生泄漏时，石油类物质经过 100d、1000d 和 3650d 后在地下水中的扩散结果分别见图 5.2-2。

从预测结果可知：随着时间的增加，污染范围有所增加，集输管线破损发生泄漏后 100d、500d 和 1000d 的污染物预测的最大值分别为 $4.32\text{mg}/\text{L}$ 、 $0.86\text{mg}/\text{L}$ 、 $0.43\text{mg}/\text{L}$ ；预测影响距离最远分别为 34m、170m、340m。根据预测结果和区内水文地质条件，本项目所在区域无潜水层，原油不大可能进入到含水层污染地下水。当发生泄漏事故后，在采取及时关闭阀门、堵漏等风险应急措施的情况下，泄漏的原油受承压水隔水顶板的保护作用，基本不会对承压水含水层产生影响。

要求运营单位定期对设备进行检修，将事故发生的概率降至最低，发生泄漏后做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品及被污染的土壤。因此，发生泄漏后采取相应的措施后不会对地下水环境产生大的影响。

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

施工期的噪声主要为钻井过程中钻井设备、柴油机、泥浆泵和柴油发电机等发出的噪声。在环境噪声预测中各噪声源作为点声源处理，选用“无指向性点声源几何发散衰减”预测模式，具体计算公式如下：

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

式中： $L_p(r)$ —距离声源 r 处的倍频带声压级；

$L_p(r_0)$ —参考位置 r_0 处的倍频带声压级；

r —预测点距离声源的距离（m）；

r_0 —参考位置距离声源的距离（m）；

预测结果见表 5.3-1。

表 5.3-1 距钻井井场场界不同距离处的噪声预测值

距离 m	源强	隔声后	5m	10m	15m	20m	25m	30m	40m	50m	60m	80m	100m	160m	200m
钻机	110	95	91	85	81	79	77	75	73	71	69	67	65	61	49

泥浆泵	100	85	71	65	61	59	57	55	53	51	49	47	45	42	39
柴油机	105	90	76	70	67	65	63	61	59	57	55	53	51	47	44
推土机、挖掘机	100	100	86	80	76	74	72	70	67	66	64	62	60	56	54
管道焊接	100	90	76	70	67	65	63	61	59	57	55	53	51	47	44

由预测结果可以看出：

(1) 钻井过程中所产生的噪声会对周围一定区域内造成影响。昼间距离井场 60m 处，夜间 200m 处噪声值可满足《建筑施工噪声排放标准》(GB 12523-2025) 中昼间 70dB(A)，夜间 55dB(A) 的要求。

(2) 昼间施工噪声在 180m 外，夜间施工噪声在 320m 外满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中 2 类标准 (60dB(A)，夜间 50dB(A)) 要求。根据现场调查项目区 500m 范围内没有居民居住，不会发生扰民现象。要求对高噪声设备采取隔声措施，并加强机械设备的保养，保证机械设备的正常运转，以降低设备正常运转的噪声。落实以上措施后，钻井噪声对周边环境及施工人员的影响将进一步减少，钻井期产生噪声对周边环境影响不大。

钻井期对局部环境的影响是暂时的。钻井期受机械设备轰鸣惊扰，人群活动的增加，保护区内荒漠型鸟类和大型哺乳类动物将远离施工现场，避开人类活动的干扰迁至其它区域。随着钻井期结束施工人员撤离作业区域，区域内的人为活动逐步减少，野生动物将逐步回归原有生境。

5.3.2 运营期声环境影响分析

(1) 预测源强

项目正常状况噪声源主要为抽油机、机泵，非正常状况下有井下作业，对运营期井场厂界噪声进行预测。设备选用低噪设备，并采取基础减振等措施，衰减量按 25dB (A) 计。项目工程主要噪声源强见表 5.3-2。

表 5.3-2 项目主要噪声源强情况表 (单位: dB(A))

序号	位置		声源源强	空间相对位置 (m)			声源源强 dB(A)	声源控制措施	运行时段
				X	Y	Z			
1	正常	井场	抽油机	15	12.5	1	75~80	采用低噪声设备	间断
2	工	交	巡检车	-	-	-	60~90	限制车速、定期维护	间断

序号	位置		声源源强	空间相对位置 (m)			声源源强 dB(A)	声源控制措施	运行时段
				X	Y	Z			
	况	通噪声	辆					保养和禁止鸣笛等	
3	非正常工况	井场	井下作业	15	12.5	1	80~120dB (A)	选用低噪声设备	间歇

(2) 预测评价标准

项目所在区域声环境功能区属于 2 类区。拟建项目东、西、南、北厂界噪声均执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类标准, 即昼间 60dB(A), 夜间 50dB(A)。

(3) 预测模式

本工程井场噪声源主要为井场的机泵和井下作业噪声, 井场是开放式的, 故只考虑传播距离引起的衰减, 鉴于声源到厂界预测点的传播距离远大于声源长度, 各噪声源均按点源计。计算模式采用《环境影响评价技术导则 声环境》

(HJ2.4-2021) 中所推荐的预测模式, 计算公式如下:

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

式中: $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级;

$L_A(r_0)$ —参考位置 r_0 处的 A 声级;

r —预测点距声源距离, m;

r_0 —参考位置距离声源距离, m。

设第 i 个室外声源在预测点产生的 A 声级为 $L_{Ain,i}$, 在 T 时间内该声源工作时间为 $t_{in,i}$; 第 j 个等效室外声源在预测点产生的 A 声级为 $L_{Aout,j}$, 在 T 时间内该声源工作时间为 $t_{out,j}$, 则预测点的总等效声级为

$$L_{eqg} = 10 \lg \left(\frac{1}{T} \left[\sum_{i=1}^N t_{in,i} 10^{0.1L_{Ain,i}} + \sum_{j=1}^M t_{out,j} 10^{0.1L_{Aout,j}} \right] \right)$$

式中:

T ——计算等效声级的时间;

N ——为室外声源个数;

M ——为等效室外声源个数。

预测点的预测等效声级（Leq）计算公式：

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

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

L_{eqb} ——预测点的背景值，dB(A)。

(4) 预测结果

项目建成后，正常工况下，井场场界噪声预测结果见表 5.3-3。

表 5.3-3 厂界噪声影响预测结果 单位：dB(A)

预测点编号	测点位置	固定声源距厂界距离/m	贡献值	评价标准	达标情况
井场	东侧外 1m	12.5	43.5	昼间 60， 夜间 50	达标
	南侧外 1m	15	41.9		
	西侧外 1m	12.5	43.5		
	北侧外 1m	15	41.9		

由预测结果可知，运营期项目区厂界四周噪声值满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准要求，工程实施后不会对周围声环境影响较小。

(5) 声环境影响评价自查表

声环境影响评价自查表详见表 5.3-4。

表 5.3-4 声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目					
评价等级与范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/> 二级 <input checked="" type="checkbox"/> 三级 <input type="checkbox"/>					
	评价范围	200m <input checked="" type="checkbox"/> 大于 200m 小于 200m					
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级 <input checked="" type="checkbox"/> 最大 A 声级 <input type="checkbox"/> 计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>					
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/> 地方标准 <input type="checkbox"/> 国外标准 <input type="checkbox"/>					
现状评价	环境功能区	0 类区 <input type="checkbox"/>	1 类区 <input type="checkbox"/>	2 类区 <input checked="" type="checkbox"/>	3 类区 <input type="checkbox"/>	4a 类区 <input type="checkbox"/>	4b 类区 <input type="checkbox"/>
	评价年度	初期 <input checked="" type="checkbox"/>	近期 <input 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 小于 200m					
	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	达标 <input checked="" type="checkbox"/> 不达标 <input type="checkbox"/>					

	贡献值			
	声环境保护目标处噪声值	达标 <input checked="" 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：（无）	监测点位数（0）	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"/>		

5.3.3 声环境影响评价小结

项目区施工期的这些噪声均为暂时性的，只在短时期对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属于可接受范围。

项目运营期噪声污染源主要为各类机泵及运输车辆噪声。经预测，运营期噪声源对背景噪声的贡献较小，厂界四周噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准限值要求，且本项目周边 200m 范围内无固定居民居住，故在运营期间本项目不会产生扰民现象，运营期噪声影响属于可接受范围内。

5.4 固体废物影响分析

5.4.1 施工期固体废物影响分析

（1）剩余钻井泥浆和岩屑

经调查，项目钻井期使用的泥浆为坂土-CMC 钻井液+钾盐聚合物钻井液体系+聚合物钻井液体系为环保水基泥浆，钻井采用“泥浆不落地技术”，钻井泥浆循环使用，完井后剩余泥浆由专业服务公司进行回收利用。

钻井岩屑进入岩屑储罐（每口井 3 个罐，每个罐 60m³），委托新疆盛洁环境技术有限责任公司处置。岩屑经检测符合《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）综合利用，对环境影响较小。

（2）机械设备废油、废弃防渗膜

在油气井钻井过程中，井筒液柱压力大于地层孔隙压力（有时甚至低于地层孔隙压力），严禁地层流体进入井筒，因此钻井过程中无液体伴随井筒回到地面。项目钻井设备、试采设备、泥浆罐、储油罐下铺设 HDPE 土工膜，同时 HDPE 土工膜敷设外延 0.5m 以上，以防止落地油污染土壤环境，因此正常工况不会产

生落地油。

施工期间使用的机械设备运行过程中需进行维护、保养、维修等工作，以使其能正常运转，此过程中将产生少量的废油，如废润滑油、废机油、废弃防渗膜等，委托具有危险废物运输及处理资质的单位进行处置。

(3) 施工土石方：施工土方在管线施工结束后全部用于回填管沟及场地平整，并实施压实平整水土保持措施。本项目不设置集中弃土场。

(4) 施工生活垃圾：项目建设施工期施工人员的生活垃圾利用垃圾箱（桶）收集，清运至火烧山固废堆存场进行卫生填埋。

综上，只要加强管理，并严格按照本评价提出的防范措施妥善处置施工期产生的固体废物，不会对周围环境产生明显影响。

5.4.2 运营期固体废物影响分析

5.4.2.1 固体废物来源及处置

根据《国家危险废物名录》（2025 年版），油田生产运营过程中产生的含油污泥、落地原油、清管废渣、废润滑油及废弃防渗膜，属于危险废物（废物类别 HW08）。

表 5.4-1 本项目危险废物具体名录

危险废物名称	废物类别	行业来源	废物代码	危险废物去向	危险特性
含油污泥	HW08 废矿物油 与含矿物 油废物	石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚	071-001-08	委托有危险废物处置资质的单位回收、处置	毒性 T 易燃性 I
落地原油		石油开采产生的油泥	071-001-08	进入北三台联合站原油处理系统处置	毒性 T 易燃性 I
清管废渣		管线集输环节	251-001-08	委托有危险废物处置资质的单位回收、处置	毒性 T 易燃性 I
废润滑油		机械设备维护、保养	900-214-08	进入北三台联合站原油处理系统处置	毒性 T 易燃性 I
废弃防渗膜		场地清理环节	900-249-08	委托有危险废物处置资质的单位回收、处置	毒性 T 易燃性 I

(1) 含油污泥

本项目井场不产生含油污泥，含油污泥来自依托北三台联合站原油贮存过程中清罐罐底油泥和含油污水在处理过程中产生的浮油、浮渣和污泥。北三台联合站产生的含油污泥定期委托有危废处置资质的单位负责转运、接收和无害化处理。

(2) 落地原油

本项目运营期井下作业、修井作业时会产生落地原油。经调查，井下带罐作

业，井口排出物全部进罐，运营期修井作业时用防渗膜铺垫井场，做到原油 100% 不落地，落地原油收集后拉运至北三台联合站原油处理系统处置。

（3）清管废渣

集输管线每 2~4 年清管 1 次，清管废渣中含有少量管道中的油泥。收集后委托有危险废物处置资质的单位拉运处置。

（4）废润滑油

运营期井架及井下作业时各类机械设备需要定期保养和维护，会产生一定量的废润滑油，废润滑油成分为矿物油与原油成分相似，可进入北三台联合站原油处理系统处置。

（5）废弃防渗膜

项目运营期井下作业时，作业场地下方铺设防渗膜，产生的落地油直接落在防渗膜上，目前油田使用的防渗膜均可重复利用，平均重复利用 1-2 年。更换破损后的废弃防膜布属于危险废物，不在井场贮存，委托有危险废物处置资质的单位拉运处置。

综上，通过采取切实可行的措施，并加强管理，本项目运营期的固体废物不会对周围环境产生影响。

5.4.2.2 危险废物贮存及运输环境影响分析

（1）贮存

井区不设危险废物贮存场所。北三台联合站产生的清罐底泥和污水处理系统产生的含油污泥属于危险废物，收集后暂存于北三台联合站危废暂存场，定期委托有危废处置资质单位处置。危险废物暂存期间应按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）的规定暂存，设立危险废物警示标志，由专人进行管理，做好危险废物进出量及处置记录。定期对危险废物暂存场、废液池防渗层进行检查，发生破损情况及时修复；临时贮存间配备通讯装置、照明设施等应急防护设施。

（2）作业区内运输（内部）

井场产生的危险废物在收集和运输至北三台联合站过程中使用专用车辆及专用容器进行收集，不能与其他物质混装。

针对本项目危险废物运输过程提出以下要求：危险废物内部转运填写《危险

废物厂内转运记录表》；危险废物内部转运结束后，应对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物遗失在转运路线上，并对转运工具进行清洗。危险废物转移应遵从《危险废物转移联单管理办法》及其他有关规定的要求。

（3）危险废物委托处置环境影响分析

按照环境管理要求，本项目委托有危险废物处置资质的第三方单位对产生的危险废物进行转移和处置。要求盛装危险废物的容器材质和衬里要与危险废物相容（不相互反应）且完好无损；危险废物在运输过程中采用密闭运输；严格执行《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）相关要求。

综上，通过采取切实可行的措施，并加强管理，本项目运营期的固体废物不会对周围环境产生影响。

5.4.3 退役期固体废物影响分析

油井退役后地面设施拆除、井场清理等工作会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣进行集中清理收集后外运。

地面设施拆除、井场清理等工作过程中被原油污染的土壤或油渣等危险固废，交由有资质的单位进行无害化处置，不会对周围环境产生影响。

5.5 土壤环境影响分析

5.5.1 施工期土壤环境影响分析

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。

5.5.1.1 人为扰动对土壤的影响

油田开发过程中，不可避免地要对土壤进行人为扰动，主要是管道沟埋大面积开挖和填埋土层，翻动土壤层次并破坏土壤结构。

在自然条件下，土壤形成了层状结构，表层是可以生长适宜的植被。土壤层次被翻动后，表层土被破坏，改变土壤质地。管道开挖和回填过程中，会对其土壤原有层次产生扰动和破坏，影响原有熟化土的肥力。在开挖的部位，土壤层次变动最为明显。

根据国内外有关资料，管道工程对土壤养分的影响与土壤的理化性质和施工作业方式密切相关。在实行分层堆放，分层覆土的措施下，土壤的有机质将下降

30%~40%，土壤养分将下降 30%~50%，其中全氮下降 43%左右，磷素下降 40%，钾素下降 43%。这说明即使是对表土层实行分层堆放和分层覆土，管道工程也难以保障覆土后表层土壤养分不被流失。

5.5.1.2 车辆行驶和机械施工对土壤的影响

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

5.5.1.3 水土流失影响

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

施工车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，使风蚀荒漠化的过程加剧；在管线的敷设过程中，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。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。油田各种管道的敷设均采用明沟开挖方式，管沟开挖土方在管道一侧临时堆放。施工期内，管沟边堆起一道临时土垄，在大风状态下易发生风力侵蚀，即使在堆土回填后风蚀量会有所减少，但地表仍为疏松地带，需要一个较长的恢复阶段。

5.5.1.4 施工期污染影响途径

项目建设活动中产生的废气和废渣等典型污染物质，会对土壤产生严重负面影响。主要以占用和污染两种方式污损土壤。

污染影响形式为大气沉降、地面漫流和垂直入渗。

建设期大气污染主要为施工扬尘和机械设备排放的尾气，而施工扬尘对环境

的影响最为明显。由于施工场地设置围栏、洒水抑尘、覆盖防尘、限制车速、保持施工场地洁净、避免大风天气作业等防尘措施，且施工场地已经干化结实，起尘量很小。因此，本项目施工期产生的扬尘不会对土壤环境造成影响。

建设期固体废物主要为土地平整和施工产生的弃土，不含重金属和无机物、挥发性有机物、半挥发性有机物，弃土用于周边井场平整，因此本项目施工期产生的弃土不会对土壤环境造成影响。

5.5.2 运营期土壤环境影响分析

5.5.2.1 土壤环境影响类型与途径

本项目土壤影响类型与途径见表5.5-1，影响因子见表5.5-2。

表 5.5-1 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			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他	盐化	碱化	酸化	其他
建设期			√		√			
运营期			√		√			
服务期满后								

注：在可能产生的土壤影响类型处打“√”，列表未涵盖的可自行设计。

表 5.5-2 污染影响型建设项目土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程	污染途径	特征因子	备注
输油管线	-	垂直入渗	石油类	-

根据建设项目对土壤环境可能产生的影响主要为输油管线事故状况下破裂造成石油垂直下渗导致土壤污染。故将本次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。

5.5.2.2 正常状况下对土壤环境的影响分析

本项目污染土壤的途径主要为液体物料、废水输送及处理过程中发生跑冒滴漏，渗入土壤对土壤产生影响危害土壤环境。

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

综上，本项目从源头控制液体物料、废水泄漏，同时采取可视可控措施，若发生泄漏可及时发现，对收集泄漏物的管沟、应急池以及污水处理站池体等采取各项防渗措施，通过采取以上措施，液体物料、废水、废液等进入土壤的量很少，

不会对周围土壤环境产生明显影响。

本次评价采用类比法对土壤影响进行分析，收集了《北 31 井区二叠系梧桐沟组油藏东部扩边开发工程(第一批)竣工环境保护验收调查报告》中土壤质量现状监测数据进行定性分析，根据北 31 井区已开发多年，且近年来实际生产运行过程均未发生泄漏事故，根据验收监测结果可以说油田开发对土壤造成的污染影响，土壤监测结果见表 5.5-3。

表 5.5-3 北 31 井区已实施井场、站场土壤质量监测结果一览表 单位：mg/kg

监测因子		汞	砷	铜	铅	镍	镉	总铬	石油烃 C ₁₀ -C ₄₀	pH	挥发酚
B2067	井场内	0.013	5.12	30	18.6	33	0.1	48	24	7.82	ND
	井场外	0.014	3.65	29	16.1	42	0.09	40	22	7.92	ND
B2072	井场内	0.027	5.77	45	18.9	22	0.1	39	54	7.86	ND
	井场外	0.063	6.98	23	16.1	19	0.1	40	30	7.53	ND
14 号计量 站	井场内	0.018	51.0	19	15.3	26	0.09	42	13	8.15	ND
	站场外	0.047	3	26	12.8	21	0.08	45	20	7.64	ND
标准限值		38	60	18000	800	900	65	5.7	4500	/	/
达标情况		达标	达标	达标	达标	达标	达标	达标	达标	/	/
备注		低于检出限的用“ND”表示；pH 无量纲。									

根据类比可知，监测结果显示土壤中石油烃监测值均满足《土壤环境质量 建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值要求。说明正常工况下，不会有泄漏情况发生，也不会对土壤环境造成影响。

5.5.2.3 事故状态下对土壤污染环境的影响分析

（1）井喷

井喷是油田开发过程中的意外事故，钻井和井下作业中均可能发生井喷。一次井喷可抛洒大量的伴生气（天然气）和原油，其中的轻组分挥发，而重组分油对土壤有一定的影响。井喷会造成大量原油覆盖在土壤表层，使土壤表层的土壤透气性下降，理化性状发生变化，对影响范围内的土壤表层造成严重的污染。

井喷持续时间越长，对土壤造成的污染越严重。但根据已有的相关资料，井喷事故主要影响事故区域内的表层土壤，对地表 20cm 以下深度的土壤影响不大。

（2）集输管线泄漏

若本项目集输管道发生泄漏，泄漏点周围土壤将会遭受污染影响。泄漏时间越长，污染面积越大，对土壤的污染越严重。

当管线穿孔发生泄漏后，在泄漏初期由于泄漏的量少不易被发现；等查漏发

现后，可能已造成大面积土壤环境的污染。泄漏物进入土壤环境中，会影响土壤中微生物生存，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物。

根据类比调查结果：输油管道泄漏事故发生后，非渗透性的基岩及粘重土壤上污染（扩展）面积较大，而疏松土质上影响扩展范围较小；粘重土壤多为耕作土，原油覆于地表会使土壤透气性下降，降低土壤肥力，影响植物的生长和恢复。在泄漏事故发生的初期，原油在土壤中下渗至一定深度，随泄漏历时的延长，下渗深度增加不大（落地原油一般在土壤内部 20cm 左右范围内积聚）。

若本项目集输管道发生泄漏，泄漏点周围土壤将会遭受污染影响。泄漏时间越长，污染面积越大，对土壤的污染越严重。

（3）事故状态下土壤污染影响预测与评价

若本项目北三台油田北 31 井区集输管道发生泄漏，泄漏点周围土壤将会遭受污染影响。泄漏时间越长，污染面积越大，对土壤的污染越严重。

本项目重点预测管线泄漏对土壤环境影响。

①预测评价范围

与现状调查评价范围一致。

②预测评价时段

重点预测时段为运营期。

③主要评价因子

本次预测评价因子为石油烃。

④预测评价方法

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），污染影响型建设项目，其评价工作等级为一级、二级的，预测方法可参见附录 E 或进行类比分析，本次评价采用类比分析。

非正常情况下，考虑持续注入非饱和带土层中 10min、20min、1h、2h 后，污染物在垂直方向上的超标扩散距离和包气带底部石油烃浓度，详见下表。

表 5.5-4 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	20min	1h	2h
石油烃	影响深度 (m)	全部包气带深度			
	包气带底部石油烃浓度 (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中垂直方向上贯穿，包气带底部石油烃浓度越来越大。

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 0cm~20cm的土层中，石油在土壤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。

因此，在项目建设过程中须做好相关防渗措施，以及原油收集、输送和暂存等区域的防腐、防渗措施，运营期须定期检查防渗层及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；因此，在项目运营期间，需加强管理和监督检查，减少非正常情况的发生，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。

5.5.3 土壤环境自查表

本项目土壤环境自查表见表 5.5-5。

表 5.5-5 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 type="checkbox"/> ；未利用地 <input checked="" type="checkbox"/>			/
	占地规模	(6.7869) hm ²			
	敏感目标信息	敏感目标 ()、方位 ()、距离 ()			
	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 ()			
	全部污染物	石油烃			
	特征因子	石油烃			
	所属土壤环境影响评价类别	I类 <input checked="" type="checkbox"/> ；类 <input checked="" type="checkbox"/> ；类 <input type="checkbox"/> ；类 <input type="checkbox"/>			
	敏感程度	敏感 <input type="checkbox"/> ；较敏感 <input type="checkbox"/> ；不敏感 <input checked="" type="checkbox"/>			
评价工作等级		一级 <input type="checkbox"/> ；二级 <input checked="" type="checkbox"/> ；三级 <input type="checkbox"/>			
现状调查内容	资料收集	a) <input type="checkbox"/> ；b) <input type="checkbox"/> ；c) <input 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

	表层样点数	3	4	0~20cm	图
	柱状样点数	3	0	在 0~0.5m、 0.5~1.5m、 1.5~3m、 3m以下	
	现状监测因子	占地范围内 4 个监测点监测因子为 GB36600-2018 表 1 中 45 项因子和表 2 中石油烃和 pH 值，共 47 项； 占地范围外 2 个监测点监测因子为 G15618-2018 表 1 中 8 项因子和石油烃、pH 值，共 10 项			
现状评价	评价因子	石油烃			
	评价标准	GB 15618-2018☑；GB 36600-2018☑；表 D.1□；表 D.2□；其他（）			
	现状评价结论	各监测点监测因子均满足 GB 15618-2018 和 GB 36600-2018 中筛选值			
影响预测	预测因子	石油烃			
	预测方法	附录 E□；附录 F；其他（）			
	预测分析内容	影响范围（） 影响程度（）			
	预测结论	达标结论：a) □；b) □；c) □ 不达标结论：a) □；b) □			
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障☑；源头控制☑；过程防控☑；其他（）			
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次	
		10	pH、石油烃和挥发酚	1 次 5 年	
信息公开指标					
评价结论	采取环评提出的措施，影响可接受				
注 1：“□”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。					
注 2：需要分别开展土壤环境影响评级工作的，分别填写自查表。					

5.6 生态环境影响分析

5.6.1 对生态环境影响的途径

本项目开发过程包括钻井工程、油田开采工程、井下作业工程、油气集输工程及相应的配套设施建设工程。油田开发占地面积大，一般为网状布局，不可避免地会对周围生态环境造成不同程度的污染和破坏。

5.6.1.1 生态环境影响类型

（1）占地生态影响

钻井、运输、地面工程建设要侵占土地、破坏植被，改变原有生态系统结构和功能。

施工期间工程建设对生态环境的影响属于高强度、低频率的局地性破坏。钻

井施工、管线铺设作业本身要占用大面积的土地，机械、运输车辆碾压、人员践踏、材料占地、土体翻出埋放地表等活动占用的土地面积远远超过工程本身。这些占地属暂时性影响，使植被遭到破坏、被铲除，野生动物受到惊吓和驱赶，破坏了原有生态环境的自然性。

油田工程施工完成后，高强度的临时性占地和影响将消除，如井区安全防护距离以外（永久占地以外）可进行植被恢复重建，使被破坏的生态环境逐步恢复。而井场、场站、道路等地面建设属永久性占地，将会在原来连续分布的生态环境中形成生态斑点，产生地表温度、水分等物理异常，以及干扰地面植被和野生动物繁殖、迁移和栖息，长久影响生态环境的类型和结构。

（2）污染物排放对生态环境的影响

油田开发是一个复杂的系统工程，由于各环节的工作内容多、工序差别大、施工情况多样、设备配置不同，所形成的污染源类型和源强也不同，其情形较为复杂。主要污染源集中在钻井工程、油田开采工程、井下作业工程、油气集输和处理工程，其污染源分布广、排放源强小，污染因子简单，具有影响的全方位性、综合性的特点，其对生态环境影响的途径和程度取决于水环境、空气环境、声环境被污染的程度和固废的产生量及处置方式。

（3）系统重建

油田开发工程在改变原有自然生态环境的同时，有可能再造一个兼原有生态环境与油田生态环境并存的、稳定的人工生态系统，较之原有生态环境更为适合人们的生产和生活活动，同时有利于当地及周边地区的发展，有利于人类生存环境的改善。

5.6.1.2 生态环境影响因素

环境影响因素识别实际上是对主体（开发建设项目）的识别，包括主要工程和辅助工程。对于本项目来讲，主要从油田开发工程（钻井、地面基本设施建设）、油田内部油气集输管道工程等诸多方面分析环境影响因素。

（1）钻井

本项目井场平整会产生土方；钻井过程中废物的排放、钻井机械的运输等施工活动均可对地表原生结构造成破坏，对生态环境带来不利影响。在井场选址过程中，应尽量选择动土作业量小的地段，场地平整所产生的土方随地势进行处置，

尽可能填入低洼地带；井场材料整齐堆放，严格管理，不得随地撒落，完井后全部回收外运；施工机械划定运行线路，不得随意开行便道，以减少对地表原生结构的破坏。各种措施的采用，可有效减轻钻井过程对生态环境的影响。

(2) 管线修建

管道修建中的地沟挖掘、下管及填埋过程中，对生态环境的影响主要是对土地的占用、对原生地表及管沟开挖范围内土层结构的破坏。本项目新建各类管线（均为油田内部集输管网）2.57km，施工期结束后，这种影响将随即消失，受影响的地表将在一定时期内逐步恢复到原生状态。

生态环境影响因素见表 5.6-1。

表 5.6-1 生态环境影响因素

工程活动	主要影响
钻井工程	1、永久占地改变土地的使用功能。 2、钻前施工过程中对井场周围植被和土壤产生不利影响。
开挖管沟	1、工程扰动使土壤结构、组成及理化特性发生变化。 2、开挖过程对周边植被造成破坏。 3、土方处置不当加剧风蚀。
井场建设	1、永久占地改变土地的使用功能，使未利用土地得以利用。 2、施工过程对四周植被和土壤产生不利影响。

5.6.1.3 生态环境影响程度

工程建设对生态环境影响程度主要指所造成的影响是否可逆和可恢复。

(1) 永久性占地区域

井场永久性占地对生态环境（地表土壤及植被）的影响是不可逆的，改变了土地原有的利用方式及土地利用价值。

管道铺设占地区域的生态环境影响为临时性影响，在管道敷设完成后对其上部占地区域进行平整、恢复原貌，其生态影响可逐步得以恢复。

(2) 临时性占地区域

施工完成后，当施工地的土壤质地及地形条件适于植被生长，在土壤保水能力较强、有水分保证的地段（如冲沟两侧、低洼地段），被破坏的土壤表层结构和植被可以很快得到自然恢复。但在自然环境水分条件较差的区域，生态环境自然恢复的速度十分缓慢。

5.6.2 对植被的影响分析

本项目钻井工程、集输管道建设是造成植被破坏的主要原因，其中以钻井工程和管道建设的影响最为显著。

5.6.2.1 工程占地对植被的影响及生物量损失

油田开发过程中的占地包括井场、管道等占地，对植被的影响主要表现在施工期，主要影响形式是对土地的占用以及施工阶段清场过程中对地表植被的清理及施工过程中的碾压。

项目区内荒漠植被以白梭梭荒漠、白杆沙拐枣荒漠和红砂荒漠为主，植被群系较为单一，生产力较低。根据新疆维吾尔自治区畜牧厅编制的《新疆草地资源及其利用》，项目区产草量按照 750kg/hm² 计算，对开发区域占地类型、植物生物量损失量影响见表 5.6-3。

表 5.6-3 评价区域占地情况及生物量损失

占地类型	永久占地 (m ²)	生物损失量 (t/a)	临时占地 (m ²)	生物损失量 (t/a)	备注
其他草地、灌木林地、裸地和采矿用地（井场、管线、生活营地等）	3034	0.23	64835	4.86	生物量按照 0.75t/hm ² 计

在油田开发过程中土地被扰动，地表植被基本被毁。在投入运营后，其中有一部分地表土地被永久占用，地表被各种构筑物或砾石覆盖。其余土地重新回到原来的自然状态，但地表植被及地表结构却发生了变化。地表保护层被破坏后，其稳定性下降，防止水土流失的能力也随之下降。本项目在油田开发过程中临时占地面积为 6.4835hm²，永久占地面积为 0.3034hm²。在油田开发初期的 3~5 年中，荒漠植被破坏后不易恢复，因而使得 6.7869hm² 荒漠土地基本没有植物初级生产能力，生物损失量约为 5.09t/a。当临时性占地的植被得到初步恢复后，这种损失将会逐渐减少。

建设单位正在严格按照有关规定办理建设用地审批手续，按照正式征地文件对所占用地进行经济补偿。随着施工期的结束，被开挖部分将覆土回填，可以减少临时占地对植被的破坏程度。本次环评要求施工结束后即对占地进行植被恢复；运输车辆沿道路行驶，禁止乱压乱碾；通过加强环保宣传教育，普及野生动物保护相关法律法规，以及严格的环境保护管理措施，可以有效地避免施工及人员活动对保护植物的破坏。只要加强施工管理项目实施不会对项目区的生态环境造成太大影响。

5.6.2.2 管线敷设对植被的影响

集输管线的建设对植被的破坏包括管沟宽度和施工场地宽度两部分。管道建设中管沟部分的植被被彻底清除，而施工带地面上的植被破坏则因施工方式的不同而异。项目油田内部的集输管线管径较小，管线施工完成后，由于很少再次进行干扰，其地表进行平整后，植物会逐渐自然恢复。

5.6.2.3 人类活动对植被的影响

项目开发建设过程中大量人员、机械进入荒漠区，使荒漠环境中人类活动频率大幅度增加。对植被的影响主要表现在人类和机械对植物的践踏、碾压和砍伐，使原生植被生境发生较大变化。荒漠区单位面积上人口密度的增加将导致工程开发范围内及边缘区形成次生荒漠化。但评价区内植被盖度较低，项目在开发建设过程中，尽量避让植被相对较多的区域，因此，人类活动对该区域天然植被产生的不良影响非常有限。

5.6.3 对野生动物的影响分析

油田开发建设对野生动物的生存环境、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的占地，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的减少。

(1) 对野生动物的影响

井场构筑物建设、管道敷设修建过程中，由于机械设备的轰鸣惊扰，人群活动的增加，荒漠型鸟类和大型哺乳类动物将远离施工现场，使区域内单位面积上的动物种群数量下降，但此类影响对爬行类和小型啮齿类动物的干扰不大。一些伴人型鸟类如麻雀、乌鸦等，一般在离作业区 30m 以外活动，待无噪声干扰时较常见于人类生活区附近。因此，随着钻井、开发各个过程的变化，该区域内野生动物的种类和数量将发生一定的变化，原有的荒漠型鸟类和大型哺乳类将逐渐避开人类活动的干扰迁至其他区域，而常见的伴人型野生动物种类有所增加。地面建设工程后期，随着开发建设进入正常生产阶段，施工人员撤离作业区域，仅少量巡检人员在油田开发区域及管道区域定期活动，区域内的人为活动逐步减少，野生动物将逐步回归原有生境，主要的影响范围仅限于场站和施工场地等人员活

动较多的区域。

(2) 受保护野生动物的影响

通过实地调查结合资料收集,火烧山油田评价区 H2428A 注水井距离卡山保护区实验区边界最近约 3.4km,可能出现的国家II级重点保护野生动物 4 种,分别为鹅喉羚、棕尾鵟、大鵟和纵纹腹小鸮,可能出现的国家 I 级保护动物为蒙古野驴。

1) 对保护鸟类的影响

棕尾鵟、大鵟均为大型猛禽,纵纹腹小鸮属小型猛禽。猛禽的活动能力强、活动范围广,常在高空盘旋觅食,能够及时避开工程建设和运营的不利影响。本项目实施区域生境单一,视野开阔,猛禽能及时发现各类威胁,从而有效躲避危害。评价区出现猛禽数量极少,由于这些鸟类的飞行高度较高,并且生性机警,听觉和视觉敏锐,稍有声响,立刻逃遁,工程建设和运营对上述鸟类影响较小。本工程所在区域地势开阔,荒漠连片分布,鸟类有足够的栖息空间,工程对受保护鸟类的影响总体较小。

2) 对保护哺乳类的影响

工程运营期间对受保护兽类的影响主要是植被破坏造成的兽类现有或潜在栖息地损失。

根据《新疆卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区综合科学考察报告》,评价区内有分布的受保护兽类为鹅喉羚,在 2015 年鹅喉羚夏季与秋季和 2016 年分布情况(图 5.7-1)中可以看到,鹅喉羚种群的调查监测发现位点比较分散,在卡山保护区内的分布范围也更广。在 2015 年夏季鹅喉羚种群主要分布在卡山保护区的中部、北部及东部等处,而在 2015 年秋季主要种群则向卡山保护区的南侧迁移。部分种群会在评价区附近活动。在 2016 年春季野外调查中,调查结果与 2015 年相同。

根据 2015 年调查结果,鹅喉羚在秋季可能出现在评价区周边进行正常栖息活动。建设单位在施工现场醒目处设置“自然保护区,注意保护”等告示牌,提醒施工人员依法保护野生动物。由于本项目区周围野生动物活动的频率较高。施工过程中若发现受伤、病残饥饿、受困、迷途珍稀野生动物及野生动物的幼崽和繁殖场所的应及时采取保护,并联系当地的相关主管部门,不得随意惊吓、追赶、

捕猎、宰杀野生动物。确保设施正常运行，避免噪声惊扰野生动物。

根据《新疆卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区综合科学考察报告》，在 2015 年蒙古野驴夏季及秋季和 2016 年春季调查监测数据中(图 5.7-2)，可以发现，在夏季蒙古野驴主要分布在卡山保护区北部及中部的喀木斯特、齐巴罗伊等处，这主要是因为夏季气温较高，蒙古野驴对于水源地的趋向性更为明显。秋季蒙古野驴的主要分布区域，主要是卡山保护区散巴斯陶以南的区域，尤其是向卡山保护区南侧的迁移现象十分明显，这主要是因为随着秋季气温的逐渐降低，蒙古野驴逐渐向南侧的“越冬地”进行移动。根据以往蒙古野驴种群的调查研究等，卡山保护区阿勒泰站南侧及昌吉站管辖的区域一直是蒙古野驴最重要的越冬地。

在 2016 年春季野外调查中，共有 31 条截线发现野驴，观测记录共 68 次，其中包括 32 个种群，数量为 10 匹—300 匹不等，共观察记录蒙古野驴 2360 匹次，其中发现 6 匹死亡的个体。蒙古野驴主要分布在 216 国道 335 管护站、齐巴罗依、散巴斯陶和喀木斯特附近植被盖度较高的草场上，主要地被植物包括沙生针茅、假木贼、梭梭等，植被盖度在 7%—36% 不等。在戈壁、荒漠等植被覆盖度较低、水源点较少的生境当中蒙古野驴的种群数量明显低于植被覆盖度较高的区域，显示了在卡山保护区这种典型的荒漠生态系统当中，以蒙古野驴为代表的有蹄类食草动物对于食物来源和饮用水源的依赖性。

根据调查结果，评价区不是蒙古野驴分布区域，工程对蒙古野驴迁移及活动基本无影响。详见蒙古野驴调查监测数据图 5.7-2。

通过对普氏野马野放后的分布范围分析，由于普氏野马放养属于试验阶段，有专人进行管理和控制，栖息于保护区的普氏野马种群数量已发展到 127 匹。按照保护区的面积分析，分布密度为 1 匹/100km²，分布极为稀少。经调查了解，普氏野马均在自然保护区阿勒泰管辖区内，野马野放养区距本项目区边界最近距离约 29km，不会进入油田开采范围。本项目建设及油田开采不会对普氏野马造成影响。

5.6.4 对荒漠生态景观的影响分析

本项目开发区的基质为荒漠生态景观。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。项目区内景观的控制性组分是荒漠植被，由于面积偏小，物种较少，尚达不到作为种群源及物种流

动的生物廊道要求。此外，作为开放系统的景观，需要不断地与周边环境进行物质能量和物种的交换，才能不断增强景观系统的阻抗和恢复能力。本项目区域内的各种节点，还没有达到自我调节和控制周围环境质量的能力，对外界干扰的抗性差，系统极其脆弱，因此，从该方面来说，本项目区荒漠景观的稳定性较低。

本项目开发过程中永久性占地面积为 0.3034hm²，原地表被永久性构筑物占用，由荒漠生态景观变为人工景观。也就是说，区域内作为基质组成部分的荒漠生态景观减少了 6.4835hm²。对于整个油田开发区来讲，占原有荒漠生态景观的比例极小。

5.6.5 对卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区影响

卡拉麦里山有蹄类自然保护区为新疆维吾尔自治区省级保护区，于 1982 年 4 月 8 日经自治区人民政府批准成立，保护区总面积 18000km²，南部试验区边界紧邻准东经济技术开发区。自然保护区内矿藏丰富，为了协调自然保护区与资源开发的矛盾，经新疆维吾尔自治区人民政府批准，分别于 2005 年（新政函〔2005〕167 号）、2007 年（新政函〔2007〕44 号）、2008 年（新政函〔2008〕49 号）、2009 年（新政函〔2009〕143 号）和 2011 年（新政函〔2011〕21 号）先后五次对卡山保护区范围和功能区进行调整。目前，保护区面积调整后缩小至 12871.44km²，其中核心区 4619.62 km²，缓冲区 5351.51 km²，实验区 3493.07 km²。

根据火烧山开采工作调整，石油开采范围已经不涉及卡山保护区，本次实施工程北侧距离卡山保护区实验区边界约 3.4km，距离较近但不在保护区范围内。

（1）保护区主要保护对象及其特征

卡拉麦里山有蹄类自然保护区的主要保护对象是蒙古野驴和鹅喉羚等野生动物资源，以及原产于此的普氏野马、赛加羚羊等有蹄类动物。

卡拉麦里山有蹄类自然保护区在动物地理区划上属古北界—中亚亚界—蒙新区—西部荒漠亚区—将军戈壁州和古尔班通古特沙漠州，因此保护区野生动物群落结构较为复杂，种类繁多。

在野生动物类群中，以适应干旱的种类占优势。据考察及资料记载，共有 4 纲 24 目 58 科 288 种，其中哺乳纲 7 目 15 科 53 种、鸟纲 15 目 38 科 220 种、两栖类 1 目 1 科 3 种、爬行纲 1 目 4 科 12 种。

保护区内还分布几十种我国乃至世界范围内珍稀濒危的物种，其中被列入

《国际贸易公约的濒危野生动物名录》CTTES 中，附录I6 种，附录II29 种、附录III4 种，被列入国家重点保护动物名录中，I级 12 种，II级 36 种。被列入国家重点保护动物名录种，I级主要是普氏野马、蒙古野驴、北山羊、金雕、白肩雕、玉带海雕、胡兀鹫、大鸨、波斑鸨、雕鸮、黑颈鹤、黑鹳 12 种，II级主要是鹅喉羚、兔狲、猞猁、石貂、荒漠猫、盘羊、苍鹰、大鸢、普通鸢、黑鸢、小雕、白尾鹞、猎隼、燕隼、红隼、黑腹沙鸡、纵纹腹小鸮等 36 种。

(2) 卡拉麦里山有蹄类自然保护区特点

卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区具有典型的荒漠地区特点，生态系统相对脆弱。近年来，由于受人类活动影响，加速了荒漠地区的自然环境恶化，沙生植被受到损伤或破坏，物种资源大量减少。自然保护区分布着种类繁多的荒漠植物，是一个重要物种基因库，这些荒漠植物对于科学研究培育新型荒漠植物品种，防沙、治沙都具有重要生态学意义。此外，卡山保护区古生物化石资源（恐龙化石）对于研究古代地质变迁具有重要的考古意义。

自然性是度量保护区遭受人为干扰程度的指标，自然性越高，表示所遭受人为干扰程度越小，保护价值越大。目前，自然保护区除西南部石油开采、采矿活动，大部分地区无人活动，仍然保持着原始的荒漠植被景观，因此，卡拉麦里山有蹄类自然保护区荒漠濒危物种保护就越发显现其重要性。

(3) 卡拉麦里山有蹄类自然保护区生态敏感性分析

卡拉麦里山有蹄类自然保护区是典型的中亚荒漠代表地带，这里植被垂直分布带结构不完整，荒漠植被比较脆弱。荒漠植被是本地区的顶级植物群，适应本地区的气候、土壤环境，并且为野生动物提供生境条件。荒漠植被的生态位很脆弱，一旦破坏很难恢复，荒漠植被的破坏将显现土地荒漠化趋势。

(4) 对卡拉麦里山有蹄类自然保护区的影响

①对保护区动物的影响

根据卡山保护区生态红线规划，本次火烧山开采区不涉及自然保护区，处于卡山保护区外围保护地带，不是野生动物的主要栖息地、繁殖地。火烧山作业区内未分布有野生动物赖以生存的重要水源。根据对周边野生动物活动调查，秋季鹅喉羚种群主要向卡山保护区的南侧迁移，部分种群会在评价区附近活动。施工期钻井施工的噪声和废气对分布在评价区附近活动的野生动物有一定影响。

②对投食点和饮水区的影响

火烧山油田作业区范围内没有保护区管理站人工设置的投食点和饮水区。正常情况下保护动物不会进入火烧山作业区进行觅食，本项目建设不会影响野生动物人工投喂。

③对动物食源的影响

根据资料，蒙古野驴以禾本科、莎草科和百合科草类为食，鹅喉羚主要以荒漠中的猪毛菜属、雅葱属、蒿属及禾本科、藜科植物为食，火烧山作业区植被类型主要为梭梭群系，伴生植物主要有盐爪爪、猪毛菜、假木贼、沙蓬等，因此，项目占地区域植物不是卡山保护区主要保护动物的食源，对保护动物的食源影响较小。

④对动物迁徙通道的影响

根据保护区管理站多年的观察，保护区内蒙古野驴有明显的季节性迁移。根据蒙古野驴的迁移路线可知，夏季蒙古野驴主要聚集在保护区西北部国道 216 线以西、乔木西摆以北至沙石场以南地区活动，活动区域相对集中；秋末冬初降雪前夕，这部分野驴集群向卡山山谷迁移，躲避风雪，寻找食物，次年春季，再从卡山返回。蒙古野驴迁徙路线分布在卡山保护区范围内，本项目建设不会对蒙古野驴的迁徙产生不良影响。

鹅喉羚相对蒙古野驴迁移的活动不明显，活动范围较广泛，其适宜的生境也较蒙古野驴大。秋季可能出现在评价区周边进行正常栖息活动。近年来受石油开采活动影响，火烧山作业区域已经很少见到蒙古野驴、鹅喉羚活动，施工过程中若发现受伤、病残饥饿、受困、迷途珍稀野生动物及野生动物的幼崽和繁殖场所的应及时采取保护，并联系当地的相关主管部门。

②对保护区植被影响

本项目火烧山石油开发区不在卡山保护区范围内，不对保护区植被产生直接影响。

生态影响评价自查表见表 5.6-5。

表 5.6-5 生态影响评价自查表

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

工作内容		自查项目
	影响方式	工程占地 <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 type="checkbox"/> () 生境 <input type="checkbox"/> () 生物群落 <input type="checkbox"/> () 生态系统 <input type="checkbox"/> () 生物多样性 <input type="checkbox"/> () 生态敏感区 <input type="checkbox"/> () 自然景观 <input type="checkbox"/> () 自然遗迹 <input type="checkbox"/> () 其他 <input type="checkbox"/> ()
评价等级		一级 <input type="checkbox"/> ; 二级 <input type="checkbox"/> ; 三级 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生态影响简单分析 <input type="checkbox"/>
评价范围		大陆域面积 (0.068) 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 type="checkbox"/> ; 调查样方、样线 <input type="checkbox"/> ; 调查点位、断面 <input type="checkbox"/> ; 专家和公众咨询法 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>
	调查时间	春季 <input checked="" type="checkbox"/> ; 夏季 <input checked="" type="checkbox"/> ; 秋季 <input checked="" type="checkbox"/> ; 冬季 <input checked="" type="checkbox"/> ; 丰水期 <input type="checkbox"/> ; 枯水期 <input type="checkbox"/> ; 平水期 <input type="checkbox"/> ;
	所在区域的生态问题	水土流失 <input 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"/> ; 污染危害 <input checked="" type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/> ;
	评价内容	植被植物群落 <input 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 type="checkbox"/> ;
生态影响预测与评价	评价方法	定性 <input checked="" type="checkbox"/> ; 定性和定量 <input type="checkbox"/> ;
	评价内容	植被植物群落 <input type="checkbox"/> ; 土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生态系统 <input 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 type="checkbox"/> ;
生态保护对策措施	对策措施	避让 <input type="checkbox"/> ; 减缓 <input type="checkbox"/> ; 生态修复 <input type="checkbox"/> ; 生态补偿 <input type="checkbox"/> ; 科研 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input 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 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 type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>
评价结论	生态影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/> ; 不可信 <input type="checkbox"/> ;
注：“ <input type="checkbox"/> ”为勾选项，可√；“ () ”为内容填写项。		

5.6.6 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、开挖、破坏原地貌、地表土壤结构及植被。工程施工及占地呈线状分布，所造成的水土流失因管线所经过的区域不同而不同。施工期间，开挖管沟、杆塔施工、工程临时占地、机械作业人员活动等都会加剧水土流失。油田开发过程中加剧水土流失的不良影响主要表现在以下几个方面。

5.6.6.1 开发过程

开发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，使荒漠化的过程加剧。

5.6.6.2 地面构筑物建设

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。对于本项目油田的开发建设来讲，地面构筑物

建设的内容主要包括井场、油气集输管线、架空线路杆塔建设及配套工程等。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。

5.6.6.3 管线建设

油田各种管道的敷设均采用明沟开挖方式，管沟开挖土方在管道一侧临时堆放，施工期内，管沟边堆起一道临时土垄，在大风状态下易发生风力侵蚀，即使在堆土回填后风蚀量会有所减少，但地表仍为疏松地带，需要一个较长的恢复阶段。

5.6.6.4 杆塔建设

项目区输电线杆塔塔基等工程实施中，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。

5.6.6.5 小结

项目区域水土流失类型主要为风力侵蚀，经查阅资料，项目区土壤侵蚀模数在 $1900t/(km^2 \cdot a)$ 左右。在地面工程建设过程中，荒漠地区临时占地面积为 $64835m^2$ ，地面被扰动后失去地表保护层，下层的细小物质成为风蚀的主要对象，所造成的水土流失量为 $123.5t/a$ 。随着细土物质不断被吹蚀，以后每年可吹物质减少，风蚀量将逐年降低，直到地表重新形成新的保护层后才能消失。

建设单位在采取一系列的水土保持措施后，对防治荒漠化促进生态环境的恢复起到了良好的作用，可将水土流失的程度降低到最低限度。

5.6.7 土地沙化影响分析

5.6.7.1 土地沙化成因

项目区地面建设工程实施中，会使施工带范围内的土体结构遭到破坏，其范围内的植被也会受到严重破坏甚至被彻底清除，导致风沙作用加剧，因此大规模的石油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。评价区内春夏两季为多风季节，尤其是春季大风频繁，沙尘暴天气较多，而此时降水稀少，因而干旱沙质地表的沙层易被风力吹扬。

(3) 对油区管线、井场的危害

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

5.6.7.2 项目实施对周边沙化土地的影响

本工程钻井前期进行场地平整、管沟开挖作业时会产生土石方，产生的土石方全部用于回填。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。

项目施工期井场建设、管线敷设工程建设可能破坏地表保护层，土壤表层受干扰强烈，降低区域地表稳定性，加快该区域沙化进程。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，加重土地沙漠化。

5.7 环境风险评价

本项目的环境风险潜势为I，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）规定，对环境风险进行简单分析，评价的基本内容主要包括风险调查、环境敏感目标概况、环境风险识别、环境风险分析、环境风险防范措施及应急要求、分析结论等。

5.7.1 风险调查

本项目涉及的危险物质主要是石油和石油气（天然气）气体。钻井期石油气（天然气）仅在井喷时产生，井场不存在该物质。运营期风险物质根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 C.1.1，项目单井管线（DN50）450m，原油密度 0.8832t/m³，容积： $3.14 \times 0.025^2 \times 450 = 0.8836\text{m}^3$ ， $0.8836 \times 0.8832 = 0.78\text{t}$ ，原油充满管线情况下最大存在量为 0.78t。区域油气比 40.59m³/t，天然气密度 0.7356kg/m³， $0.78 \times 40.59 \times 0.7356 \div 1000 = 0.023\text{t}$ 。管线内天然气最大存在量为 0.023t。

本项目 Q 值见表 5.7-1，本项目风险物质最大存在量与其临界量的比值（Q）<1 时，可确定该项目环境风险潜势为 I，可开展简单分析。

表 5.7-1 危险物质与临界量比值

物质名称	危险单元	临界量	最大存在总量	Q	是否构成重大危险源
油类物质（矿物油，如石油、汽油、柴油等；生物柴油等）	输油管线	2500t	0.78t	0.0003	否
天然气（石油气）		10t	0.023t	0.0023	否
Q值合计				0.0026	

5.7.2 环境敏感目标调查

本项目环境敏感目标详见表 2.7-1。

5.7.3 环境风险识别

5.7.3.1 物质危险性识别

依据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）识别出本项目危险物质为原油和天然气，详见表 5.7-2。

表 5.7-2 本项目环境风险物质风险识别表

类别	项目	原油	天然气
理化性质	外观及性状	黑色有绿色荧光的稠厚性油状液体	无色无臭的气体
	组分	主要成分为芳香族烃的混合物	多种可燃性气体的总称，主要成分包括甲烷、乙烷、二氧化碳、氮气等
	分子量	——	——
	密度(kg/m ³)	883.2	0.7356
	熔点/沸点(°C)	-/500	-182.6/-161.5
	闪点(°C)	120-330	-188
	饱和蒸汽压(kPa)	46.4	53.2
燃烧爆炸危险性	溶解性	不溶于水，溶于多数有机溶剂	微溶于水，溶于乙醇和乙醚
	危险性类别	属于高闪点液体	属于5.1类中易燃气体，在危险货物物品名表中编号21007
	引燃温度(°C)	-6.6~32.2/280~380	537
	爆炸极限(vol%)	1.1-8.7	5-14
	稳定性	稳定	稳定
	燃烧热值(kJ/kg)	43995.5	——
	危险特性	其蒸汽与空气形成爆炸性混合物，遇明火、高热或极易燃烧爆炸，与氧化剂能发生强烈反应，若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险	能与空气形成爆炸性混合物。遇明火有燃烧爆炸危险，与氢、氯等接触会发生剧烈的化学反应
	灭火方法	泡沫、干粉、二氧化碳、砂土	
储运主要事项	远离火种、热源。仓温不宜超过30°C。配备相应品种和数量的消防器材。要有防火防爆技术措施，禁	储存于阴凉处、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过30°C。应与氧化剂分开存放，切	

类别	项目	原油	天然气
		止使用易产生火花的机械设备和工具。灌装时应注意流速(不超过 3m/s), 且要有接地装置, 防止静电积聚	忌混储。采用防爆照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备
毒理	毒性	LD50:500—5000mg/kg(哺乳动物吸入)	——
	健康危害	稀油中的烷烃成分可影响人的神经系统, 引起神经系统功能紊乱, 胃肠道发病率增高, 机体抵抗力下降等症状。人的皮肤长期接触稠油, 可造成外皮脱脂、皮肤裂口、刺激疼痛。稠油还可对人的眼睛、口腔黏膜产生刺激作用, 甚至造成黏膜出血、萎缩	天然气中含有的甲烷, 是一种无毒气体, 当空气中大量弥漫这种气体时它会造成人因氧气不足而呼吸困难, 进而失去知觉、昏迷甚至残废
急救措施	皮肤接触	脱去污染的衣着, 用肥皂水及清水彻底冲洗	——
	眼睛接触	立即提起眼睑, 用流动清水冲洗	一般不需特殊防护, 高浓度接触时可戴化学安全防护眼镜
	吸入	迅速脱离现场至空气新鲜处, 注意保暖, 呼吸困难时给输氧, 呼吸停止时, 立即进行人工呼吸、就医	
	食入	误服者给予充分漱口、饮水、就医	
	泄漏处置	疏散泄漏区人员至安全区, 禁止无关人员进入污染区, 切断电源。建议应急处理人员戴自给式呼吸器, 穿一般消防防护服。在确保安全情况下堵漏。喷水雾可以减少蒸汽, 但不能降低泄漏物在受限制空间内的易燃性。用沙土、蛭石或其它惰性材料吸收, 然后收集运至空旷的地方掩埋、蒸发或焚烧。如大量泄漏, 应利用围堤收容, 然后收集、转移、回收或无害化处理后废弃	迅速撤离泄漏区人员至上风处, 并进行隔离, 严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员佩戴自给正压式呼吸器, 穿防静电工作服。尽可能切断泄漏源。合理通风, 加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生大量废水。如有可能, 将泄漏出气用排风机送至空旷地方或装适当喷头烧掉。也可将泄漏容器移至空旷处, 注意通风。泄漏容器要妥善治理修复、检验后再用

5.7.3.2 生产系统危险性识别

根据工程内容, 结合油田项目的风险经验分析, 项目可能发生风险事故的单元为井场、输油管道。

①井场危险性识别

井喷事故风险: 井喷为井场常见事故。如果井底压力小于地层压力, 地层流

体将进入井筒并推动钻井液外溢，即发生溢流。此时，如果对地下油、气压力平衡控制不当，不能及时控制溢流，会造成油、气、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。

井漏事故风险：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，如钻井液漏失、油气上窜造成地下水污染等。

②输油管道危险性识别

管道输送是一种安全可行的输送方式，但存在于环境中的管道会受到各种环境因素的作用，同时管道本身的设计、管材制造、施工、操作运行和管理等各环节都可能存在着缺陷和失误，所有这些因素都可能导致事故的发生。发生的事故主要为管线破裂造成的油气泄漏，事故发生时会有大量的油气溢出，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产生火灾、爆炸事故。

5.7.3.3 环境风险类型及危害识别

（1）环境风险类型识别

根据工程分析中本工程可能涉及的危险物质及危险场所，分析工程的危险特性，主要包括以下几方面的内容：

①中毒危险性

天然气中甲烷、乙烷属于单纯窒息性气体，对人体基本无毒。其他组分如丙烷、异丁烷、正丁烷、异戊烷、正戊烷等都为微毒或低毒物质。发生井喷、管道泄漏事故时可能造成烃类气体的蔓延，造成窒息的危险。

②火灾危险性

当原油等危险物质和空气等共存，遇到有导致着火的初始点火能源，如：明火、摩擦、撞击、电火花、静电火花、雷电等可发生火灾事故。

③爆炸危险性

油品爆炸多数是混合气体的爆炸，即油气与空气的混合物，其浓度在爆炸极限范围内的化学爆炸。其次，受压容器等由于超压超温或意外情况，泄压装置同时失效发生的高压物理爆炸。

④挥发及泄漏危险性

本工程正常生产过程中，原油是在密闭条件下输送，不具备发生火灾爆炸的

条件，发生事故主要是由于管道存在设计缺陷、材料缺陷、施工质量缺陷、长期使用磨损、人员误操作、人为破坏等原因造成易燃易爆介质泄漏，泄漏的易燃易爆介质遇火源（明火、静电火花、机械火花、电气火花、高温物体或雷电），有可能引发火灾事故；泄漏的易燃易爆气体或蒸气浓度达到爆炸浓度极限，遇火源，则可能发生爆炸、火灾事故。

⑤其他危险性

此外，工程危险性特征化包括：静电危害、机械伤害、高处坠落危害、高温低温作业危害、噪声危害等。

(2) 有毒有害物质扩散途径识别

本项目在生产作业过程中涉及的物料主要为原油和天然气，各物料在采油（气）、集输、处理过程中具有温度高、压力大、操作条件要求苛刻等特点，在外界因素的破坏下，生产和输送设施具有发生物料泄漏、火灾、爆炸等突发性风险事故的可能性。发生泄漏的油气可通过地表土壤下渗，随着扩散程度存在污染地下水的可行性；如泄漏物质遇到明火，造成火灾或爆炸，产生的次生污染（CO、烟尘）存在污染局部环境空气质量的可能性。

5.7.4 环境风险事故情形分析

管道泄漏时，选取最不利情形即管道断裂进行评价。通常按美国矿业管理部（MMS）管道油品泄漏量估算导则（MMS2002-033）给出的估算模式计算原油的泄漏量，该模式由两部分组成，一部分是阀门关闭后至压力平衡前的泄漏量，另一部分是关闭阀门前的泄漏量，两项之和即为总泄漏量，计算过程详见 5.2.2.4 事故状态下地下水环境影响分析，30min 预测管线最大泄漏量 0.07t。

5.7.5 环境风险影响分析

5.7.5.1 原油泄漏影响分析

根据源项分析，集油管线的原油泄漏量为 0.07t。假定发生泄漏，泄漏的液体无蒸发，并已充分蔓延、地面无渗透，则根据泄漏的液体量和地面性质计算最大池面积：

$$S = \frac{W}{H_{\min} \rho}$$

式中：S—最大池面积， m^2 ；

W—泄漏的液体量，kg；

H_{min} —最小油厚度，最小油厚度取 0.025m（粗糙地面）；

ρ —油的密度， $842kg/m^3$ ；

由上述公式计算得出：集油管线中油品泄漏后漫流面积为 $3.3m^2$ 。影响范围内的植被、土壤、大气将受到不同程度的影响，需采取相应措施进行恢复。

（1）对土壤的影响

油品泄漏对土壤环境的影响是比较显著的。泄漏的石油覆盖于地表可使土壤透气下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，渗入土壤孔隙，则使土壤透气性和呼吸作用减弱，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响荒漠植被的生长，并可影响局部的生态环境。泄漏到土壤中的原油对环境的污染将受到物理分散作用的影响。原油沿土壤表面横向散开会增大污染面积，但同时将有助于低分子量的烃类挥发。由重力和毛细管力引起的垂直渗透作用会妨碍蒸发，减少生物降解的可利用养分，而且可能引起地下水的污染。

本项目集油管道油品泄漏事故状态下，相当于向土壤中直接注入原油。泄漏的原油进入土壤中后，会影响土壤中的微生物生存，造成土壤盐碱化，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物，造成土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响土壤正常的结构和功能。直观的管道油品泄漏，若不及时处理，会在短时间内导致泄漏区域的大面积污染，而当小量的隐性泄漏发生时，在泄漏初期由于泄漏的油量少而不易被发现，等查漏发现后，往往已造成大面积污染，所以，需要加强集输管道的检测，及时避免这一类小量的隐性泄漏事故。

（2）对植被的影响

油品泄漏对植被的影响主要分为三种途径，一是泄漏石油直接粘附于植物体阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；二是原油污染土壤造成的土壤理化性状变化间接影响植物生长，严重时会导致植物死亡；三是泄漏的原油中的轻组份挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响。另外，如果原油泄漏的同时发生火灾爆炸事故，导致植被燃烧，则对事故区附近的植被将产生灾害性影响。

①接触毒性危害

接触毒性主要是低沸点烃类物质对植物细胞的类脂膜结构的溶解作用，每类化合物的毒性都随着分子极性的增大而增大，随着分子量的增大而减小。油品低沸点组分较易通过蒸发和淋滤从潮湿但排水良好土壤中的生物活性表层中清除掉，所以这些组分的影响是短期的。油类物质中的低沸点成分对植物嫩芽和根系的脆弱部分有很大的接触毒性，但对乔木和灌木的木质部分影响很小。

②间接有害影响

土壤中油类物质污染对植被的间接影响一般为植物根系中氧缺乏（因为烃被微生物降解时消耗了土壤中的氧）。这种缺氧条件可促使生物产生对植物有害的化合物，微生物还要与植物竞争无机养分。油品组分也会改变土壤的物理结构，降低其储存水分和空气的能力。所有这些不利影响既可以立即表现出来，也可在污染油被生物降解时表现出来。中等规模的油品类泄漏，其生物降解一旦结束，上述不利影响就会消失，这是因为土壤的有机质和结合氮都有所增加的缘故。

（3）对地下水的影响

本项目属油藏开发项目，事故状态对地下水的影响主要表现在油水混输管线的泄漏。

根据设计方案，集输管线敷设在地表以下 1.8m，只有发生泄漏事故才有可能影响到地下水。

一般泄漏于土体中的液态物质可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。通常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含水层。因而管道泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于泄漏物质的泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征、含水率及地下水位埋深等因素。

①原油采出水对地下水的影响

当采出水连续进入土壤包气带时，如果忽略包气带的持水作用及对污染物的滞留作用和净化作用，采出水可影响到地下水。因此建设单位需加强管线的巡检工作，一旦发现管线穿刺等问题立即关闭进出阀门，及时对管线进行修补，随后对污染土壤进行挖除，以减少采出水下渗对区域地下水的影响。

②石油类对地下水的影响

各种土壤的不同土层对石油类均有着吸附能力。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。所以油品泄漏将迅速沿土壤下渗，到达紧实层后下渗缓慢，影响地下水的的天性不大。在事故发生后，建设单位会组织专门力量进行污染物的清除工作，会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浅水的可能性较小。

总之，做好管线安全监测及处理泄漏事故的应急方案是减少污染物排放、保护土壤和地下水环境的最佳方法。在管线泄漏事故状态下若能尽快关闭进出阀门，缩短油品泄漏时间，则可大大减少油品泄漏量，将事故状态下原油及采出水泄漏对地下水环境的影响控制在最低程度。

5.7.5.2 火灾影响分析

根据事故状态排放模式，预测集输管线原油燃烧后在不同气象条件下下风向轴线不同距离处污染物浓度。预测结果见表 5.7-3。

表 5.7-3 原油火灾事故次生污染 CO 和烟尘环境影响预测结果

预测因子	阈值名称	浓度阈值 (mg/m ³)	最大影响范围			
			D/0.5	D/6.2	F/0.5	F/6.2
CO	半致死浓度 (LC ₅₀)	2069	14.3	33.7	20.0	84.4
	伤害浓度 (IDLH)	1700	16.0	34.3	22.0	88.2
	最高容许浓度 (MAC)	30	104.4	403.5	121.4	521.3
	环境空气质量影响范围	10	150.6	758.7	160.8	546.7
烟尘	最高容许浓度 (MAC)	8.0	95.8	355.3	113.5	515.1
	环境空气质量影响范围	0.15	259.0	982.7	246.9	593.1

由上表预测结果可以看出，发生火灾事故时，次生污染物 CO 超 LC₅₀ 的最远距离为 84.4m，超 IDLH 的最远距离为 88.2m，超 MAC 的最远距离为 521.3m，在 546.7m 处环境质量达标；烟尘超 MAC 的最远距离为 515.1m，在 593.1m 处环境空气质量达标。在半致死浓度范围内无常住居民，没有保护类动物的巢穴和栖息地。

5.7.5.3 井喷风险事故分析

钻井过程中，当地层与井眼的系统压力平衡遭到破坏，地层流体失去井筒喷出地面，即发生井喷。对于可能发生的井喷情况，若无法借助井控设备采用常规

方法对天然气进行有效控制，则出现敞喷势态，即井喷失控。井喷失控一方面将导致大量的天然气资源受到严重破坏；另一方面，当天然气在空气中浓度达到爆炸极限，遇火便会发生爆炸、燃烧，酿成火灾，造成人员伤亡，污染自然环境。因此，井喷危害主要表现为：井喷失控喷射出的天然气遇火燃烧爆炸，造成冲击波和热辐射伤人，并对周围环境造成影响。

天然气主要成分为甲烷，硫化氢检测浓度小于 10ppm。由于甲烷摩尔质量 14 低于空气 29，属于轻质气体，随着时间的推移，扩散到空气中的甲烷会迅速上浮，不会在地面形成稳定气团，不会对居民的健康、生命造成影响，但有突出的温室效应。

根据调查，项目 500m 范围内无居民点，符合《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）：发生井喷时，立即启动井控装置和防止井喷的应急预案，井喷产生的原油排至应急放喷池中，伴生气从管线另一端导入放散管点燃放空。天然气从井口喷出后有自动点火装置，若井场自动点火装置失灵，也可以用点火枪远距离实施点火；从井涌至井喷至少要 20min，足够周边工作人员安全撤离。油田采取严格的井控制度和井控措施，井喷溢流的原油和逸散的天然气可以得到很好的控制和处理。

此外，钻井施工过程中在临时占地范围四周设置围栏，非施工作业人员禁止出入，井场周边野生动物因施工作业噪声影响，不会出现在井场附近，若发生井喷事故对野生动物影响极小。

5.7.5.4 钻井井漏事故分析

井漏事故对地下水的污染是钻井液漏失于地下水含水层中，由于其含 Ca、Na 等离子，且 pH、盐分较多，造成地下含水层水质污染。

钻井液漏失于地下含水层其径流型污染的范围不大，主要发生在局部且持续时间较短。钻井过程中表层套管（隔离含水体套管）固井变径后，继续钻井数百米到达目的层。表层套管内提下钻具和钻井的钻杆自重离心力不稳定，在压力下的钻杆转动对套管产生摩擦、碰撞，均有可能对套管和固井环状水泥柱产生破坏作用，使钻井液在高压循环的过程中，从破坏处进入含水层污染地下水。此外，钻井液从固井环状水泥柱破裂处进入含水层，会对水质的硬度和矿化度的劣变起到一定的影响。因此，使用清洁无害的水基钻井液，严格控制使用有毒有害钻井

液及化学处理剂，同时严格要求套管下入深度、确保固井质量等措施，可以有效控制钻井液在含水层中的漏失，井漏事故对地下水环境的影响在可接受范围内。

5.7.5.5 钻井油水串层分析

钻井完井后试油过程中原油窜层污染的主要原因是：①下入的表层套管未封住含水层；②固井质量差；③工艺措施不合理或未实施。因此，为预防污染的发生和污染源的形，表层套管必须严格封闭含水层，固井质量应符合环保要求。

报废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，封堵井口后，油气物质失去了释放通道，会通过越流管道进入含水层，参与地下水循环。虽然此时油层几乎没有多少压力，但原油仍有进入含水层污染地下水的可能，评价区内的井应确保生产井的固井质量，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。

采取上述措施后，油水窜层对地下水环境的影响在可接受范围内。

5.7.5.6 柴油储罐火灾爆炸影响

储罐内油气通过人孔法兰盖间隙外溢，与空气形成爆炸性混合物，污染大气环境；若储罐发生泄漏会对土壤、地下水产生影响。柴油储罐设置在防渗围堰内，防止柴油罐事故泄漏情况下对周边土壤和地表水造成环境污染。

5.7.5.7 井下作业事故污染

若本项目井下作业时产生井下作业废水(含油废水)及油品若不慎滴落在地，含油废水和落地油会对周围土壤产生污染。落地油量越大污染面积越大，对土壤的污染越严重。泄漏物进入土壤环境中，会影响土壤中微生物生存，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物。

根据类比调查结果：非渗透性的基岩及粘重土壤上污染(扩展)面积较大，而疏松土质上影响扩展范围较小；粘重土壤多为耕作土，原油覆于地表会使土壤透气性下降，降低土壤肥力，影响植被的生长和恢复。在泄漏事故发生的初期，原油在土壤中下渗至一定深度，随泄漏历时的延长，下渗深度增加不大(落地原油一般在土壤内部 20cm 左右范围内积聚)。

建设单位井下带罐作业，作业区域铺设防渗膜防止井下作业废水和原油落地，若不慎落地应及时收集落地油及受污染土壤，交由有危废处置资质的单位处理。

5.7.6 环境风险防范措施和应急要求

5.7.6.1 风险事故防范措施

(1) 井喷预防措施

虽然本项目钻井期间发生井喷的可能性极小，但在预防措施上还应切实做好防止井喷的落实工作。主要措施是安装防喷器和井控装置（简易封井器等），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) 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。

3) 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提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。

(2) 钻井、井下作业事故防范措施

1) 在生产中采取有效预防措施，严格遵守钻井的安全规定，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。在油层钻进过程中，每班进行一次防喷操作演习。

3) 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。

4) 在井架、井场路口等处设置风向标，发生事故时人员迅速向上风向疏散。

5) 按消防规定配备灭火器、消防铁锹和其它消防器材。

6) 钻开目的层后提下钻操作要平稳, 减小井底压力激动, 避免井漏及井喷事故发生。快速钻穿目的层, 提高裸眼井段电测一次成功率, 快速完井。

7) 钻井、井下作业时要求带罐操作, 最大限度避免落地油产生, 而泄漏物料和落地原油应及时回收、妥善处置。

(3) 集输系统风险防范措施

1) 施工阶段的事故防范措施

①严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。集输管线敷设前, 应加强对管材和焊接质量的检查, 严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验, 防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。在施工过程中加强监理, 确保施工质量。

②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。

③建立施工质量保证体系, 提高施工检验人员水平, 加强检验手段。

④按施工验收规范进行水压及密闭性试验, 排除更多的存在于焊缝和母材的缺陷。

⑤选择有丰富经验的单位进行施工, 并对其施工质量进行监理。

2) 运行阶段的事故防范措施

①在集输系统运行期间, 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。

②加强自动控制系统的管理和控制, 严格控制压力平衡。

③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。

④定期检查管道安全保护系统, 在发生泄漏事故时能够及时处理。

⑤加大巡线频率, 提高巡线有效性, 发现对管道安全有影响的行为, 及时制止、采取相应措施并向上级报告。

⑥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。

⑦完善各井场的环境保护工程, 及时清除、处理各种污染物, 保持安全设施的完好, 杜绝火灾的发生。

3) 管理措施

①在管道系统投产运行前，应制订出正常、异常或紧急状态下的操作手册和维修手册，并对操作、维修人员进行培训，持证上岗。

②制订应急操作规程，在规程中说明发生管道事故时应采取的操作步骤。

③规定抢修进度，限制事故的影响，说明与人员有关的安全问题。

④定期对管线进行巡视，加强管线和警示标志的管理工作。

⑤提高职工安全意识，识别事故发生前异常状态，并采取相应措施。

⑥提高管道巡检人员技术水平，细化巡检范围和职责，确保巡检通讯畅通，在及时发现管道事故隐患的同时能够迅速采取措施减少或避免事故隐患发生。

⑦对重要的仪器设备有完善的检查项目和维护方法；按计划进行定期维护；有专门档案（包括维护记录档案），文件齐全。

(4) H₂S 的防范措施

依据该区域原油物性，不含硫化氢，但仍应做好硫化氢监测和防范工作。施工井队应配备至少 3 套的便携式硫化氢监测仪，做好硫化氢检测工作，制定防硫化氢应急预案。在井场大门口、钻台、振动筛、坐岗房、防喷器液控房等五处设立风向标（风袋、风飘带、风旗或其它适用的装置），并在不同方向上划定两个紧急集合点，一旦发生紧急情况，作业人员可向上风方向疏散。当监测到硫化氢浓度大于 15mg/m³（10ppm）时，立即按照含硫油气井作业规定配置硫化氢监测仪、正压式呼吸器等设施，按照《硫化氢环境钻井场所作业安全规范》（SY/T 5087-2024）标准规定执行。

(5) 压裂液、废洗井液泄漏事故风险防范措施

采用质量合格的压裂液罐和废液收集罐。加强日常管理，对压裂液罐和废液收集罐采取监控设施，做好罐体防腐防漏工作，严防压裂液罐和废液收集罐泄漏。

(6) 柴油储罐泄漏事故风险防范措施

建立柴油储罐专人管理制度，明确管理人员职责，每日对储罐、管道、阀门进行巡查，重点检查罐体有无破损、渗漏，管道有无滴漏，阀门开关状态是否正常，做好巡查记录；严禁在储罐周边吸烟、动用明火，严禁违规倾倒柴油、擦拭油污的废布等危险废物，储罐周边设置防火、防碰撞警示标识，配备足量干粉灭火器、防火沙等消防器材；操作人员需经专业培训，熟悉储罐操作规范，严禁违

规操作（如超量充装、野蛮装卸），柴油充装量不超过储罐容积的 90%，防止柴油溢出。

5.7.6.2 应急处置要求

（1）井喷事故

一旦发生井喷，绝大多数井都能通过防喷器关闭，然后采取压井措施控制井喷；最后还可用向事故井打定位斜井等方法处理井喷，并尽快采取措施回收原油。事故处理中要有专人负责，管好电源、火源，以免火灾发生。井喷时，需要对井喷的油泥等污染物进行收集处理，运送到专门的固体废物处理场进行处理。

事故状态下泄漏的落地油 100%进行回收，收集后拉运至沙南危险废物临时储存场，定期委托有危废处置资质单位处置。

（2）油气泄漏

①发现管线、阀门、法兰等泄漏，应立即佩戴安全防护装备对泄漏点进行紧固或带压非焊堵漏，并立即切断油气来源。容器内部有压力时，对于容器和其连接的进出口管线、接口和第一道阀以内，不得进行修理、焊接、紧固，特殊情况需要带压紧固等必须由使用单位经现场评价后制定检修方案和应急方案，现场请示应急指挥小组并落实好安全措施后，方可作业。

②泄漏事故发生时，在岗人员必须佩戴正压呼吸器及安全防护装备，划定危险区域。

③若泄漏量很大，工艺操作人员迅速切断泄漏点，不能切断的要采取停车工艺处理。

④事故发生后，应根据现场实际状况和风向划定警戒区域，用警戒绳圈定，警戒线内人员必须佩戴安全防护用具。

⑤严重泄漏事故岗位人员应立即向厂调度及消防队、急救中心等部门报警求救，同时通知临近事故点人员进行必要的防护和撤离。

⑥单井罐一旦发生原油泄漏事故，应利用接转站配备的消防砂、消防锹等设施迅速构筑围堰，再用防爆泵将原油转移至事故罐内，迅速将污染的土壤和砂土收集起来，转移到安全地带，最终交由有资质单位进行无害化处置。

（3）火灾、爆炸事故

①火灾爆炸发生后，岗位人员报火警（119），并及时向生产调度报告，生

产调度报告应急小组指挥部领导，并向毗邻单位提出安全防范要求。

②值班调度电话通知应急救援组织机构组长，应急救援组织机构启动应急救援预案，迅速拉响火警报警器。

③事故点当班负责人立即通知停止输油、输气、卸油等相关操作，只有在消防人员的保护下才能进行转、倒油等工艺处理。

④设置警戒区域，封锁通往现场的各个路口，禁止无关人员和车辆进入，防止因火灾或爆炸而造成不必要的损失和伤亡。

⑤进入现场的人员必须佩戴或使用安全防护装备和穿好防火服。

⑥根据风险评价结果，如发生火灾，附近工作人员应紧急撤离至 600m 之外，防止火灾燃烧中 CO 和烟尘超标对人体的危害。

⑦组织环保分析专业人员负责对各个重点部位土壤、环境空气进行实时监测，及时上报检测结果，方便应急小组决策。

5.7.6.3 应急预案

根据属地管理原则，按照有关法律法规，参与相关单位及当地政府相关的管理部门应形成综合应急体系，形成联动。项目投产前由开发公司管理，应按照《中国石油新疆油田分公司开发公司突发环境事件应急预案》及其各专项应急预案执行。项目投产后纳入中国石油新疆油田分公司准东采油厂应急管理体系，按照《中国石油新疆油田分公司准东采油厂突发环境事件应急预案》（昌吉回族自治州备案，备案号：652302-2025-091-L，备案手续见附件）及其他专项应急预案执行，建设单位上下级形成应急联动，及时通知相关机构和当地政府部门；视事故地点、规模、危害等，启动相应的应急预案，形成群防群治的应急联动机制，依靠各方的力量，将事故造成的危害降低到最低程度。

本评价要求建设单位应该按照突发环境事件应急预案管理暂行办法，每三年至少修订一次应急预案并备案。

5.7.7 分析结论

本项目设计中严格执行各种安全标准、规范，采取完善的安全措施，可有效地防止火灾、爆炸、泄漏、井喷等事故的发生。本项目的环境风险在可接受范围之内。

本项目环境风险评价等级为简单分析，项目环境风险自查见表 5.7-4。

表 5.7-4 建设项目环境风险评价自查表

工作内容		对项目进行环境风险调查与评价，并提出相应的预防与应急处置措施。					
风险调查	危险物质	名称	石油	天然气			
		存在总量	0.78t	0.023t			
	环境敏感性	大气	500m 范围内人口数 <u>0</u> 人		5km 范围内人口数 <u>0</u> 人		
			每公里管段周边 200m 范围内人口数（最大） <u>0</u> 人				
		地表水	地表水功能敏感性	F1 口	F2 口	F3 口	
			环境敏感目标分级	S1 口	S2 口	S3 口	
地下水	地下水功能敏感性	G1 口	G2 口	G3 口			
	包气带防污性能	D1 口	D2 口	D3 口			
物质及工艺系统危险性		Q 值	Q<1 <input checked="" type="checkbox"/>	1≤Q<10 口	10≤Q<100 口	Q>100 口	
		M 值	M1 口	M2 口	M3 口	M4 口	
		P 值	P1 口	P2 口	P3 口	P4 口	
环境敏感程度		大气	E1 口	E2 口		E3 口	
		地表水	E1 口	E2 口		E3 口	
		地下水	E1 口	E2 口		E3 口	
环境风险潜势		IV ⁺ 口	IV 口	III 口	II 口	I <input checked="" type="checkbox"/>	
评价等级		一级 口		二级 口	三级 口	简单分析 <input checked="" type="checkbox"/>	
风险识别	物质危险性	有毒有害 <input checked="" type="checkbox"/>		易燃易爆 <input checked="" type="checkbox"/>			
	环境风险类型	泄漏 <input checked="" type="checkbox"/>		火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放 <input checked="" type="checkbox"/>			
	影响途径	大气 <input checked="" type="checkbox"/>		地表水 口		地下水 <input checked="" type="checkbox"/>	
事故情形分析		源强设定方法	计算法 口	经验估算法 口		其他估算法 口	
风险预测与评价	大气	预测模型	SLAB 口	AFTOX 口		其他 口	
		预测结果	大气毒性终点浓度-1 最大影响范围 <u> </u> m				
			大气毒性终点浓度-2 最大影响范围 <u> </u> m				
	地表水	最近环境敏感目标 <u> </u> ，到达时间 <u> </u> h					
	地下水	下游厂区边界到达时间 <u> </u> d					
最近环境敏感目标 <u> </u> ，到达时间 <u> </u> d							
重点风险防范措施		安装防喷器和控制装置					
评价结论与建议		本项目无重大危险源，在风险防范措施和应急预案落实到位后，环境风险处于可接受水平					

项目环境风险简单分析内容表见表 5.7-5。

表 5.7-5 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	准东采油厂 2026 年更新补钻工程				
建设地点	新疆维吾尔自治区	昌吉回族自治州	吉木萨尔县、阜康市		
地理坐标	经度	88°46'38.190"	纬度	44°21'15.030"	

主要危险物质及分布	分布于井场和集输管线
环境影响途径及危害后果（大气、地下水）	易燃液体。 钻井井喷，如控制不当甚至发生火灾、爆炸等事故，若遇明火，引发的火灾事故。
风险防范措施要求	（1）钻井过程中钻井队要认真做好地层孔隙压力监测；（2）钻井液性能符合钻井设计要求，特别是钻井液密度必须在设计范围内；（3）起钻过程中，要严格控制起钻速度；（4）钻进中发生井漏应将钻具提离井底、方钻杆提出转盘，以便关井观察；（5）固井作业时不得拆除防喷器，应配套微变径闸板、换与套管直径相匹配的闸板或在钻台配备套管螺纹和防喷钻杆相匹配的接头；（6）井场钻井设备的布局要考虑防火的安全要求；（7）井场内严禁吸烟和动用明火，应有明显的防火标志；（8）制定应急操作规程。
填表说明	/

6 环境保护措施及其可行性论证

6.1 大气污染防治措施

6.1.1 施工期大气污染防治措施

(1) 钻井过程

钻井期间定期对柴油发电机等设备进行维护，并采用符合标准的柴油，并添加柴油助燃剂等措施。

(2) 地面施工

地面施工过程中对于扬尘，针对不同的产生原因，应采取相应的防治措施。

①首先应合理规划、选择最短运输路线，尽量依托油田现有公路网络；其次是对使用频率较高，且未做硬化处理的道路进行洒水处理；运输车辆进入施工区域，应以中、低速行驶（速度 $<40\text{km/h}$ ）。

②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。

③优化施工组织，管线分段施工，缩短施工时间。

④施工结束后尽快对施工场地进行恢复平整，减少风蚀量。

6.1.2 运营期大气污染控制措施

(1) 采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵。

(2) 在油气集输过程中，为减少烃类的排放，油田开发采用密闭集输流程，接入口和排出口采取与环境空气隔离的措施。一旦发生泄漏事故，紧急切断油气源，实施关井。

(3) 按照 GB 37822-2019 的规定对废气输送管线组件的密封点进行泄漏检测与修复，不应有感官可察觉的泄漏，VOCs 泄漏检测值不应超过 $500\mu\text{mol/mol}$ 。

(4) 对各井场的设备、阀门等进行定期的检查、检修，以减少跑、冒、滴、漏的发生。定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患。

6.2 水环境保护措施

6.2.1 施工期废水防治措施

6.2.1.1 钻井过程地下水防护措施

施工期钻井液不落地设备分离出的液相全部回用于钻井。由于本项目采油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污染物不与区域水体发生水力联系，同时对产生的污染物排放进行严格管理，因此基本不会对所在区域地下水产生影响。本项目区域气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用。综上所述，正常生产状况下，油田钻井期废水对地下水环境不会产生不利影响。

6.2.1.2 管道试压废水

管道试压使用清水主要污染物为 SS，成分比较简单，试压结束后，用于洒水抑尘，不会对项目区地下水产生明显影响。

6.2.1.3 生活污水

每座生活营地各设防渗收集池 1 座，生活污水排入防渗收集池，火烧山油田作业区定期拉运至五彩湾污水处理厂处理、北三台油田北 31 井区作业区和沙南油田沙 102 井区作业区定期拉运至吉木萨尔县污水处理厂处理，待施工结束后，防渗收集池原地覆土填埋。

6.2.1.4 井喷地下水保护措施

虽然本项目钻井期间发生井喷的可能性极小，但应切实做好防止井喷的落实工作。主要措施是安装防喷器和井控装置（简易封井器等），同时随时调整泥浆密度，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制定具体井控措施及防止井喷预案。

②开钻前由建设方地质监督或受委托的相关单位地质员，对相应的停注、泄压等措施进行检查（检查结果记录在井队井控专用本上）落实，直到相应层位套管固井候凝完为止。

③钻井液密度及其它性能符合设计要求,并按设计要求储备压井液、加重剂、堵漏材料和其它处理剂,对储备加重钻井液定期循环处理,防止沉淀。

④送至井场的防喷器有试压曲线和试压合格证。安装防喷器前要检查闸板芯尺寸是否与使用钻杆尺寸相符,液控系统功能是否齐全、可靠,液控管线有无刺漏现象。

⑤钻开油、气层后,每次起下钻(活动时间间隔超过 5d)对闸板防喷器及手动锁紧装置开关活动一次,定期对井控装置进行试压。

⑥测井、固井、完井等作业时,要严格执行安全操作规程和井控措施,避免发生井下复杂情况和井喷失控事故。

⑦要严格控制提下钻速度,防止抽汲压力过大造成井涌、井喷,激动压力过大造成井漏。提钻按规定灌好钻井液,下钻过程中注意观察井口返出钻井液情况并安排中间洗井,起下钻过程中操作要连续,减少钻具静置时间。

⑧要求做好固井前的通井、循环钻井液、调整钻井液性能等工作。控制下套管速度,以防蹩漏地层。

⑨下套管要操作平稳,严禁猛刹、猛放,防止溜钻、顿钻,按规程下套管,双大钳紧扣,以保证套管连接强度。

⑩目的层钻进时预防井漏和井喷,并做好油气层保护工作。

6.2.1.5 其他保护措施

施工作业人员和车辆禁止在卡山保护区范围内活动,设置“卡山保护区警示牌”严格控制施工活动范围,对施工作业人员进行宣传教育。

6.2.2 运营期废水防治措施

6.2.2.1 地下水环境污染防控措施

本项目依据“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则,对本项目区地下水采取严格的污染防控措施。

①建立和完善本工程的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。

②在制定全厂环保管理体制的基础上,制定专门的地下水污染事故的应急措

施，并应与其它应急预案相协调。

6.2.2.2 采出水和井下作业废水

本项目运营期废水主要包括井下作业废水和采出水。

(1) 井下作业废水

①井下作业带罐作业，火烧山油田井下作业废水拉运至火烧山联合站；北三台油田北 31 井区井下作业废水拉运至北三台联合站；沙南油田沙 102 井区井下作业废水拉运至沙南注水转油站，处理达标后回注油藏，不外排。

②井下作业过程中所使用的各种化学药剂严格控制落地，落地残液要彻底清理干净，不得向环境排放。

(2) 本项目采出水经火烧山联合站、北三台联合站和沙南注水转油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) 后，全部回注油藏，不向外环境排放。

6.2.2.3 管道的防护措施

(1) 集输管线敷设前，加强对管材和焊接质量的检查，防止因管材质量及焊接缺陷造成泄漏事故的发生。选择有经验的单位进行施工，加强施工过程监理，确保施工质量。

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

(3) 加强自动控制系统管理和控制，严格控制压力平衡，对管线的运行情况的实时监控。

(4) 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。

(5) 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。

6.2.2.4 站场地下水污染防治措施

定期对站场内的设备和油气集输管道进行检查，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。

本项目钻井时表层套管下入深度为 500m，采用内管注水泥固井，可有效保护含水层。运营期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。

表6.2-1 废水环保措施经济技术可行性分析

阶段	废水类型	环保措施			治理效果	是否可行
		内容	技术论证	经济论证		
施工期	试压废水	用于洒水降尘、不外排	可重复利用，主要污染物为SS	可节约用于洒水降尘	资源再利用，零排放	可行
运营期	井下作业废水	专用收集罐集中收集后火烧山油田井下作业废水拉运至火烧山联合站、北三台油田北31井区井下作业废水拉运至北三台联合站、沙南油田沙102井区井下作业废水拉运至沙南注水转油站污水处理系统处理	火烧山联合站污水处理采用“重力除油、旋流反应、混凝沉降、过滤流程”工艺，处理后回注油田。设计处理能力20000m ³ /d。北三台联合站采出水处理系统位于北三台油田联合处理站内，始建于1990年，处理规模为2500m ³ /d，北三台联合站于2018年对采出水系统进行杀菌工艺优化，目前实际处理水量为2000m ³ /d，处理后水送至注水站用于油田注水。	处理达标后回注油层用于注水开发，可节约用于注水驱油的新鲜水	再利用，不外排	可行
	采出水	采出水经北三台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)后，全部回注油藏，不向外环境排放				

6.2.3 地下水环境保护措施

(1) 分区防治措施

本项目运营期全部密闭集输，无储油罐等设施建设，故地下水分区防渗措施主要针对施工期钻井及井下作业时的防渗措施。根据《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ 610-2016)表 7 和《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)

的要求，确定本项目防渗分区见表 6.2-2。

表6.2-2 项目分区防渗内容及技术要求

污染源名称	防治分区	防渗技术要求
钻井柴油罐区、油水罐区、放喷池	重点防渗	设置围堰；不应低于6.0m厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能
钻井生活污水收集池	一般防渗	防渗膜防渗系数 $\leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$
井下作业、施工作业区地面	一般防渗	施工作业区域下垫高密度聚乙烯防渗膜（厚度不小于1.5mm）；防渗膜防渗系数 $\leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$

(2) 污染监控措施

为了及时准确掌握场址及下游地区地下水环境质量状况和地下水体中污染物的动态变化，本项目拟建立覆盖影响区的地下水长期监控系统，包括科学、合理地设置地下水污染监控井，建立完善的监测制度，配备先进的检测仪器和设备，以便及时发现并及时控制。

依据地下水监测原则，参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）、《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）的要求，结合区域水文地质条件，在项目区地下水流向的上游设置 1 眼背景值监测井，项目区设置 1 眼污染监控井，下游设置 1 眼污染扩散监控井，共 3 眼（监测井位的设置可依托现有水井）。地下水监测计划详见表 6.2-3。

表6.2-3 地下水监测计划

监测层位	监测频率	监测因子	监测目的
含水层	每半年监测一次	pH、石油类、挥发酚、总硬度、溶解性总固体、氟化物、铜、砷、六价铬、铁、锰、氯、硫等	监测可能产生的渗漏造成的地下水污染

根据调查，项目区附近无可利用的污染监控井，故需按照上表进行布设，地下水监控井孔径 $\Phi \geq 147 \text{mm}$ ，孔口以下 2.0m 采用粘土或水泥止水，下部为滤水管；监测层位为浅层地下水。上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向火烧山油田作业区、北三台油田作业区和沙南油田作业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，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

6.3 噪声污染防治措施

6.3.1 施工期噪声污染防治措施

(1) 钻井期做好泥浆泵、发电机和柴油机等高噪声设备的基础减振和设置

隔声罩减少噪声传播，合理安排施工时间，高噪声施工设备减少夜间使用或禁止使用；避免形成污染影响；在不能对声源采取有效措施情况下，对可能受噪声影响的油田工作人员发放噪声个人防护器材，消除噪声污染影响。

(2) 定期维护泥浆泵、钻机等高噪声设备。

(3) 泥浆泵和钻机等高噪声设备，应装设基础减振和设置隔声罩以减少噪声传播，合理安排施工时间，高噪声施工设备减少夜间使用或禁止使用。

(4) 做好机械设备组织，尽量避免高噪声设备同时操作。

(5) 少量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。

(6) 本项目施工期夜间不进行管线开挖等地面施工作业，本项目钻井最近距离卡山保护区约 3.4km，属于外围保护地带，钻井井场四周设置彩钢板围挡。

6.3.2 运营期噪声防治措施

(1) 尽量选用低噪声设备。

(2) 对噪声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，如设置消音设施、隔声设备、加润滑油和减振垫等。

(3) 对于噪声强度大的作业（例如井下作业），要合理安排作业时间，避免夜间作业。

(4) 尽量将发声源集中统一布置。

(5) 切合实际的提高工艺过程自动化水平，尽量减少人员与噪声的接触时间。

(6) 实行工人巡检制，减少操作工人该岗位停留时间，同时提供一定劳动保护。

(7) 定时保养设备，避免设备传动部件在无润滑条件下运转。

6.3.3 退役期噪声防治措施

退役期噪声污染防治措施要求选用低噪声机械和车辆。合理规划运输路线、禁止运输车辆随意高声鸣笛。

6.4 固废污染防治措施

6.4.1 施工期固废污染防治措施

6.4.1.1 钻井岩屑污染防治措施

(1) 岩屑经不落地系统收集处理后，液相回用，固相进罐集中收集后交新疆盛洁环境技术有限责任公司处理，处理后经检测合格可综合利用。

(2) 岩屑收集罐场地需进行防渗处理，罐体与地面接触的部分均铺设防渗膜；岩屑收集罐均采用钢质结构，与收集的岩屑不相互反应；岩屑严禁在井场暂存或长期储存，严格执行收集罐集满即清的要求。

(3) 对项目产生的钻井岩屑设立台账管理，须记录固体废物的代码、名称、类别、产生量、委托处置方式及处置量、接收单位等信息，建议参照《一般工业固体废物管理台账制定指南（试行）》中附表 1、附表 2、附表 3 内容设置台账。设立专人负责台账的管理与归档。台账记录表各表单的负责人对记录信息的真实性、完整性和规范性负责。

6.4.1.2 其他固体废物污染防治措施

(1) 施工土方

本项目新建管线施工产生的土方在管线施工结束后回填在管堤上，并实施压实平整水土保持措施，不设置集中弃土场。

(2) 废弃防渗膜：施工过程中产生的废弃沾油防渗布属于危险废物，委托具有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置，不在项目区贮存。

(3) 机械设备废油：钻井期间使用的机械设备运行过程维护、保养、维修等工作产生的少量废油，不在项目区贮存，由钻井公司委托有资质的单位处置。

危险废物运输应由持有危险废物经营许可证的单位按照其许可证的经营围组织实施，承担危险废物运输的单位应获得交通运输部门颁发的危险货物运输资质；危险废物公路运输应按照《道路危险货物运输管理规定》（交通部令〔2005 年〕第 9 号）、JT/T 617-2018 执行；运输单位承运危险废物时，应在危险废物包装上按照 GB 18597-2023 附录 A 设置标志；危险废物公路运输时，运输车辆应按 GB 13392-2023 设置车辆标志；危险废物运输时的中转、装卸过程应遵守

如下技术要求：卸载区的工作人员应熟悉废物的危险特性，并配备适当的个人防护装备，装卸剧毒废物应配备特殊的防护装备；卸载区应配备必要的消防设备和设施，并设置明显的指示标志；危险废物装卸区应设置隔离设施，液态废物卸载区应设置收集槽和缓冲罐。

(4) 施工生活垃圾

施工期生活垃圾火烧山油田定期拉运至火烧山固废堆存场进行处理；北 31 井区、沙 102 井区定期拉运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场处置。

(5) 本项目因靠近卡山保护区，施工期使用钻井及辅助机械设备要求不在井场内更换机油，减少危险废物产生。

6.4.1.3 危险废物污染防治措施

项目钻井期产生的废弃防渗膜、机械设备废油，属于危险废物，直接拉运，委托有资质的单位拉运并进行无害化处置，不在井场内暂存。

综上，项目固体废物在得到分类收集，合理处置后，对外环境影响较小。为进一步减少施工期固废污染，采取如下措施：

①尽量提高泥浆的重复利用率，减少废弃泥浆产生量。

②加强环境管理，为防止对土壤的污染，经泥浆不落地工艺处理后的固体废物在固废存放点做好防雨、防渗、防外溢等措施。运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落；在运输的地点和终点之间，不进行中转、存放及装卸作业。

③钻井生产施工中，禁止废水、泥浆、药品及其他废物流失和乱排放，严禁机油、柴油等各种油料落地，擦洗设备和更换的废油料要集中到废油回收罐，如果发生外溢和散落则必须及时清理。

④在钻台、机房、泥浆罐、发电房底部等容易造成环境污染的区域应铺设防渗布等防渗隔层，防止油污、泥浆污染土壤。

⑤完井后回收各种原料，清理井场上的落地泥浆、污水、油料和各种废弃物。泥浆药品、泥浆材料及废油品必须全部回收，不随意遗弃于井场。完井后做到作业现场整洁、平整、卫生，无油污，无固废，做到“工完、料净、场地清”。

6.4.2 运营期固废污染防治措施

6.4.2.1 落地原油污染防治措施

(1) 加大监督力度，最大限度控制落地油产生。井下作业时严格执行“铺设作业，带罐上岗”的作业模式，必须带罐（车）操作，且在作业井场地面铺设防渗膜，使落地油 100%回收。回收后的落地油定期交由有资质单位处置。

(2) 地面工程完成后，落地油基本不再产生。应按照清洁生产的原则，实施源头控制，对井口泄漏油、井下作业时产生的油及时回收，使之“不落地”。

(3) 在钻井过程中及完成井后，严格执行井控技术规定和井口装置试压要求，落实好防喷、防漏技术措施。

(4) 加强管理，对井口装置、集油管线等易发生泄漏的部位进行巡回检查，减少或杜绝气井跑、冒、滴、漏，以及油品泄漏事件的发生。

6.4.2.2 含油污泥污染防治措施

(1) 含油污泥储存、运输要求

本工程北三台联合站运行过程中产生的含油污泥集中收集后送至沙南作业区油泥暂存池内暂存，定期委托有危废处置资质的单位处置。

①危险废物贮存设施应配备通讯设备、照明设施和消防设施，应按危险废物的种类和特性进行分区贮存，其贮存期限应符合《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》。

②含油污泥贮存设施必须满足具备防渗、防外溢、防泄漏等基本要求，暂存场所必须满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）的相关要求，并按照《环境保护图形标志—固体废物贮存（处置）场》《危险废物标志牌式样》设置明显标志。

③运输过程中应执行《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》要求中有关运输的规定，含油污泥处置单位采用专用车辆到指定地点收集运输含油污泥，运输过程中不准设置中转储存点，严禁偷排、洒落、泄漏和随意倾倒等。产生单位向处置单位转移含油污泥时，交接数量必须与生态环境管理部门批准的转移量相符。

6.4.2.3 废润滑油、废弃防渗膜

运营期产生的废弃防渗膜委托有危险废物处理资质的单位进行处置，废润滑油回收后运至北三台联合站原油处理系统进行处理。

6.4.2.4 清管废渣

本工程运营期产生清管废渣委托持有危险废物经营许可证的单位处置。

危险废物由专用运输车辆进行运输、转移，并严格按照《危险废物转移管理办法》，通过国家危险废物信息管理系统（以下简称信息系统）填写、运行危险废物电子转移联单，并依照国家有关规定公开危险废物转移相关污染防治信息。

6.4.2.5 危险废物管理要求

本次环评提出，建设单位在运营过程中应该对本项目的危险废物从收集、运输、利用、处置各环节进行全过程的监督，根据《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》（2021 年 12 月 22 日）、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ 1259-2022）、《陆上石油天然气开采含油污泥处理处置及污染控制技术规范》（SY/T7300-2016）的相关要求。具体危险废物环境管理要求如下：

（1）落实污染防治责任制度，建立健全工业危险废物产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程的污染防治责任制度。

（2）落实危险废物识别标志制度，按照《环境保护图形标志固体废物贮存（处置）场》（GB 15562.2-1995）等有关规定，对危险废物的容器和包装物以及收集、贮存、运输、利用、处置危险废物的设施、场所设置危险废物识别标志。

（3）落实危险废物管理计划制度，按照《危险废物产生单位管理计划制定指南》等有关要求制定危险废物管理计划，并报所在地生态环境主管部门备案。

（4）落实危险废物管理台账及申报制度，建立危险废物管理台账，如实记录有关信息，并通过国家危险废物信息管理系统向所在地生态环境主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、处置等有关资料。

（5）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。

（6）落实危险废物转移联单制度，转移危险废物的，应当按照《危险废物

转移管理办法》的有关规定填写、运行危险废物转移联单。

(7) 产生工业危险废物的单位应当落实排污许可制度；已经取得排污许可证的，执行排污许可管理制度的规定。

(8) 落实环境保护标准制度，按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置；禁止混合收集、贮存、运输、处置性质不相容或未经安全性处置的危险废物。

危险废物收集、贮存应当按照其特性分类进行；禁止将危险废物混入非危险废物中贮存。危险废物收集、贮存和运输过程的污染控制执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）等有关规定。

(9) 落实环境影响评价制度及环境保护“三同时”制度，需要配套建设的危险废物贮存、利用和处置设施应当与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用。

(10) 落实环境应急预案制度，参考《危险废物经营单位编制应急预案指南》有关规定制定意外事故的防范措施和环境应急预案，并向所在地生态环境主管部门和其他负有固体废物污染环境防治监督管理职责的部门备案。

(11) 建设单位应加强危险废物规范化环境管理，按照《危险废物规范化环境管理评估指标》有关要求，提升危险废物规范化环境管理水平。

(12) 对于列入《国家危险废物名录（2025 年版）》附录《危险废物豁免管理清单》中的废弃的含油抹布和劳保用品等危险废物，当满足《危险废物豁免管理清单》中列出的豁免条件时，在所列的豁免环节可不按危险废物管理。

(13) 危险废物的种类、产生量、流向、贮存、利用、处置等有关资料的申报周期应根据产生危险废物的单位的管理类别确定。

(14) 危险废物收集、贮存、运输单位应建立规范的管理和技术人员培训制度，定期对管理和技术人员进行培训。培训内容至少应包括危险废物鉴别要求、危险废物经营许可证管理、危险废物转移联单管理、危险废物包装和标识、危险废物运输要求、危险废物事故应急方法等。

6.4.3 退役期固废污染防治措施

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。运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

6.5 土壤污染防治措施

6.6.1 施工期土壤污染防治措施

(1) 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) 项目区处于风蚀区，应严格采取各项水土流失防治措施，施工完毕后通过对临时占地采取土地平整和防沙治沙措施，地表基本可免受水土流失。

6.6.2 运营期土壤污染防治措施

结合本项目特点与调查评价范围内的土壤环境质量现状，在分析土壤污染途径的基础上，根据环境影响预测与评价结果，按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，提出合理、可行、可操作性强的土壤环境影响防控措施。

6.5.2.1 源头控制措施

从生产过程入手，在工艺、设备、集输管道等方面尽可能地采取泄漏控制措施，从源头最大限度降低采出液和井下作业废水泄漏的可能性和泄漏量，使项目区污染物对土壤的影响降至最低，一旦出现泄漏等即可由区域内的各种配套措施进行收集、处置。

(1) 定期检查井场、管线，是否有采出液泄漏的现象发生。

(2) 本工程选用耐腐蚀性能好、抗老化性能、耐热性能好、抗冻性能好、耐磨性能好的管材作为集输管线，可有效的防止管线腐蚀穿孔，防止管线环境风

险事故的发生。

(3) 对管道定期检修，将事故发生的概率降至最低，可有效保护土壤和地下水环境不受污染。

(4) 由于发生管线泄漏时管线的压力变化明显比较容易发现，可及时采取必要的处理措施，使造成的污染控制在局部环境。

(5) 如果发生井下作业废水渗漏、集输管道的采出液渗漏，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，委托具有相应 HW08 危废处理资质单位对污染土壤进行转运处置，因而，石油类污染物进入土壤和地下水的可能性较小。

6.5.2.2 过程控制措施

根据本项目特点，从垂直入渗途径，采取过程阻断、污染物削减和分区防控措施保护土壤环境。

6.5.2.3 跟踪监测

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）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）的跟踪监测要求，制定跟踪监测计划，发生事故泄漏时对井场、管线可能影响区域跟踪监测，每 5 年监测 1 次。

本项目通过采用严格的管理措施，在工艺、设备、集输管道等方面采取源头控制措施，并从垂直入渗途径采取过程阻断、污染物削减和分区防控措施，来尽可能降低项目运营对土壤环境的影响，措施可行。

6.6 生态环境保护措施

对油田区域内的临时占地和永久占地合理规划，尽量避让植被较多的区域；严格控制施工作业带宽度，减少临时占地面积；在工程施工过程中和施工结束后，及时对施工场地进行平整，以便后期自然恢复；工程结束后，做好施工场地的恢复工作，并按相关规定对植被损失进行生态经济补偿。

生态恢复与补偿措施主要依靠植被自然恢复的方式进行，重点是防止因工程建设造成的水土流失和风蚀沙化。

6.6.1 施工期生态环境保护措施

6.6.1.1 井场、管线等工程生态保护措施要求

(1) 对油田区域内的临时性占地（井场、管线）等合理规划，严格控制占地面积，尽量选择在植被稀少或荒漠的区域布点。采取少占地、少破坏植被的原则，缩小施工范围。严格控制施工区域，将临时占地面积控制在最低。

①井场永久占地 25m×25m。

②施工占地：直井控制在 60m×80m。

③单井集油管线施工作业带宽度不得超过 8m；注水管线施工作业带宽度不得超过 8m。

(2) 一切作业尽量利用现有公路，按原有车辙行驶，若无原有公路，要严格执行先修道路，后施工的原则。不得随意开设便道，杜绝车辆乱碾乱轧的情况发生。

(3) 钻井作业结束后，将井场进行平整，并覆土压实覆盖一层砾石（6cm），防止风蚀现象发生。

6.6.1.2 管线工程生态保护措施要求

(1) 对油田区域内的临时性占地（管线埋设）合理规划，严格控制临时占地面积，尽量避让植被较多的区域。管道施工作业带应严格控制在规定范围以内，不应随意扩大，并尽量避让植被。

(2) 管沟开挖，尽可能做到土壤的分层堆放，分类回填，特别是表层土壤应分层堆放，在施工完毕后回铺于地表，减轻对土壤的破坏，以利于植被的恢复和生长。严格控制工程施工临时占地，根据管径的大小尽可能少占地。

(3) 根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。

(4) 对管沟回填后多余的土严禁大量集中弃置，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，不得形成汇水区域，防止水土流失。管线所经地段的原始地表存在局部凹地时，若有积水的可能，需采用管沟多余土或借土填高以防地表水汇集。对敷设在较平坦地段的管道，应在地貌恢复后使管沟与附近地表自然过渡，回填土与周围地表坡向保持一致，严禁在管沟两侧有集

水环境存在。

(5) 施工中要做到分段施工，随挖、随运、随铺、随压，不留疏松地面，提高施工效率，尽可能缩短施工工期。

6.6.1.3 对荒漠植物生态保护措施要求

严格控制施工作业带宽度，减少临时占地面积；在工程施工过程中和施工结束后，及时对井场、站场进行清理、平整，以便后期自然恢复；工程结束后，做好施工场地的恢复工作，并按相关规定对植被损失进行生态经济补偿。井场按照相关要求规范化建设。

本项目井场占用其他草地、灌木林地，要求办理征地手续。项目对荒漠植被采取避让、减缓、补偿及相应管理措施如下：

避让：施工场地尽量避开野生植物生长密集的地带。

减缓：严格遵守油田环境保护规章制度，严格划定车辆行驶路线，运输车辆及勘探车辆应结合植被的分布情况，在限定的路线范围内行驶，禁止乱碾乱轧；严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区范围内活动。各固体废物均得到妥善处置，现场禁止遗留任何固体废物，占地清理平整，尽量利用井场及临时道路施工时产生的表层弃土对临时占地进行恢复覆盖，覆盖厚度根据植被恢复类型和场地用途决定。

补偿：办理征地手续，向林草主管部门缴纳征地费用。

管理：确保生产设施正常运行，避免各种污染物对土壤环境的影响，并进一步影响其上部生长的荒漠植被。强化风险意识，制订切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险概率，避免可能发生的油品泄漏事故对野生植物生存环境造成威胁。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。

6.6.1.4 对荒漠动物生态保护措施要求

(1) 加强对工作人员特别是施工和日常巡检人员生物多样性保护方面法律法规及相关知识的宣传和培训，提高生物多样性保护意识，杜绝任何破坏保护区生态环境的行为。

(2) 施工期设立宣传牌，简明扼要书写以保护野生动植物为主题的宣传口

号和有关法律法规，如有关爱护野生动植物和自然植被、处罚偷捕偷猎和举报电话等内容。

(3) 加强管理，确保各生产设施的正常运行，避免强噪声环境的出现，避免对野生的动物的惊扰。

6.6.1.5 开展环境监理

建议委托专职人员承担生态监理。采用巡检监理的方式。监理的重点时段是管线施工期。

监理的重点内容是：表土分层堆放，管道施工结束后的植被恢复，野生动物保护，以及材料堆放、施工方式等环境保护内容。

生态监理要求应落实在管线、井场、站场等工程等项目承包招标书中。

6.6.2 运营期生态环境保护措施

(1) 井场永久占地戈壁土压实或砾石覆盖，以减少风蚀量。

(2) 定期检查管线，如发生管线老化、接口断裂，及时更换管线。

(3) 定时巡查井场及管线等，及时清理落地原油，降低土壤污染。

(4) 加强环境保护宣传工作，提高环保意识，特别是对野生动物和自然植被的保护。

(5) 提高驾驶人员技术素质、加强责任心，贯彻安全驾驶机动车辆的行为规定，严格遵守交通法规，杜绝疲劳驾车等行为，减少对道路两侧植被的破坏。

(6) 严禁捕杀任何野生动物，在油区和站场设置宣传牌，通过宣传和严格的检查管理措施，达到保护生态环境的目的。

6.6.3 退役期生态环境保护措施

随着油井开采时间的延长，其储量将逐年降低，最终进入退役期。当开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，井场和集输等设施陆续被拆卸、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。

根据《废弃井封井回填技术指南（试行）》《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》HJ 651-2013 求，采取以下措施。

(1) 废弃矿井封井回填措施

建设单位根据《废弃井封井回填技术指南（试行）》表 4-1 要求，通过井筒破损情况和地下水污染状况等对废弃矿井进行评估，评估为无风险的废弃矿井根据一般要求封井回填，评估为低风险、中风险、高风险的废弃矿井参照 5.2 开展封井回填。低风险废弃矿井可采用井盖封堵或密闭填充。中风险废弃矿井应针对渗漏点采用分段回填。高风险废弃矿井应针对渗漏点采用分段回填或开展全井筒回填。

①一般封井回填要求。回填前先摸清废弃井（筒）管现状。回填材料应无污染，不得使用可能对地下水造成污染的材料。回填后，应开展井盖封堵或密闭填充，确保地表污染物不进入井内，各层位地下水不连通。

②井盖封堵或密闭填充。井盖封堵应按井筒边缘外扩 1.0m 作为封闭井筒井盖范围，井筒井壁拆除深度不得小于 1.2m。采用钢筋混凝土结构，浇筑混凝土厚度不得小于 1m，将井筒封闭。盖板上如需回填土，应待混凝土养护达到设计强度后再回填，回填土应分层夯实，压实系数不小于 0.94。井盖应设置导气孔，导气管高出地表 0.5m，露出地面部分应设成倒 U 型。

密闭填充应设置两道密闭墙，密闭墙之间采用黄泥、粘土或混凝土等材料填充。内密闭墙自井口以下垂深大于 20m 处砌筑混凝土墙，强度满足承重要求，外密闭墙在井口处砌筑厚度不小于 1m 的混凝土墙。两道密闭墙之间应埋设导气管，导气管前端伸出内密闭墙 0.5m，末端高出地表 0.5m，露出地面部分应设成倒 U 型。

③分段回填。分段回填方式指针对井筒渗漏点进行回填后再进行井盖封堵，分段回填应根据井筒地质剖面，按照“下托上固”的思路，在井壁合适位置构筑钢筋混凝土栓塞，在栓塞之上针对渗漏点进行止水封堵，止水后压实封闭。

④全井筒回填。全井筒回填一般以黄泥、粘土或混凝土等作为回填材料。

（2）地面设施拆除措施

对完成采油的废弃井，采取先封堵内外井眼，拆除井口装置，截去地下 1m 管头的措施，清理场地，清除各种固体废物，恢复原有地貌。保留各类绿化、生态保护设施，使油田开发区生态环境功能不变。保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水串层，成为污染地下水的通道。

(3) 退役期生态恢复措施

①退役期对开采活动造成的土壤、植被和地表景观破坏进行恢复，恢复其原有生态功能。具备植被恢复条件的，应将永久性占地范围内的水泥平台或地表设施拆除并清理，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。不具备植被恢复条件的，井口建议保留水泥底座，以防止沙化，起到防沙固沙作用。其他占地应采用砂石等材料覆盖，防止风蚀。

②要求通过宣传教育的形式，使施工工作人员对保护区动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。

6.7 生态恢复方案

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。

6.7.1 井场生态恢复措施

本项目新钻采油井 1 口，新钻注水井 4 口，新建井场需进行生态环境恢复治理。

①施工结束初期，对井场等永久占地范围内的地表实施砾石覆盖等措施，以减少风蚀量。施工期临时占地和退役期设施拆除后占地内的植被进行恢复。

②工程施工结束后，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表层，覆盖厚度根据植被类型和场地用途确定。对于恢复状态不好且易发生沙化的地段，根据实际情况对地表进行人工固沙处理。

③退役期实施封井措施，防止油水串层。

对井场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失，具体见图 6.7-1。

6.7.2 管线生态恢复措施

本项目新建单井原油管线 0.45km，新建注水管线 2.12km，管线临时占地 20560m²。

①管道施工作业带宽度控制在 8m 范围内，施工过程中注意保护土壤成分和结构。在施工结束后，分层回填管沟，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。施工结束后应对临时占地内地貌进行恢复，尽可能保持植物原有的生存环境，以利于植被恢复。

②工程施工结束后采用自然恢复的方式进行恢复区域植被，临时占地内植被在未来 3-5 年时间内通过自然降水及温度等因素得以恢复。对于恢复状态不好且易发生沙化的地段，根据实际情况对地表进行人工固沙处理。在植被恢复用地上，进行人工播撒适量抗旱耐碱的植物种子。

6.7.3 植被恢复要求

工程施工结束后，按照林草部门要求进行恢复，井场、管线临时用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。

6.8 水土保持方案

井场、管线等施工扰动，将使井场、场站及周围的土壤结构和植被遭到破坏，降低水土保持功能，加剧水土流失。不但造成弃土弃渣的直接水土流失加剧，还可能将加剧地表直接破坏区的水土流失，对区域的水土流失有加剧的趋势。

本环评将从开发建设过程中扰动地表地貌、破坏植被等不利水土保持的因素制定合理可行的水土保持措施，防止砾幕层破坏造成的土壤沙化，尤其是防止在风力作用下形成的风沙流对邻近区域造成危害。项目建设过程中应严格参照水土保持措施执行，防止区域水土流失的加剧。

6.8.1 防治目标

预防和治理水土流失防治责任范围内的水土流失，减少和控制新增水土流失危害，维持工程施工、运营安全及项目区生态环境的良性循环。为此，在自然环

境调查的基础上，根据工程实际设计合理可行的水土保持工程，达到恢复植被，减少水土流失，改善生态环境的目的，同时也为主体工程安全运行提供环境保障。

6.8.2 水土流失防治责任范围

参考本项目水土保持方案报告书，根据工程特点和总体布局，确定本项目水土流失防治责任范围包括工程建设区和直接影响区。防治责任范围主体属于昌吉回族自治州管辖。

项目建设区：指开发建设单位工程建设征用、占用、租用及管辖等的土地范围，是建设项目直接造成的损坏和扰动的区域。其中用地范围包括井场、管线及站场区。

直接影响区：项目建设区以外因开发建设活动而造成的水土流失及其直接危害的范围，包括施工过程中可能造成践踏、碾压的周边地带，以及因工程建设改变原地貌汇流路径，对周边地区带来潜在水土流失危害的区域。

6.8.3 水土保持措施

根据水土流失防治分区，在分析评价主体工程中具有水土保持功能措施的基础上，针对项目建设施工活动引发水土流失的特点和危害程度，将水土保持工程措施和植物措施有机结合在一起，合理确定水土保持措施的总体布局。对主体工程中具有水土保持功能工程，纳入方案的水土保持措施体系当中，使之与方案新增水土保持措施一起，形成一个完整、严密、科学的水土流失防治措施体系。

(1) 井场区

①为保护土地资源，在施工前，对井场所处位置进行表土剥离，剥离的表土作为后期生态恢复；在井场周边修筑地边埂；钻井作业结束后，将井场进行平整，并覆土压实覆盖一层砾石（6cm）或戈壁料，防止风蚀现象发生。

②植物措施：项目采油井口及井场、道路及集输管线在选址选线阶段尽量选择在植被稀少或荒漠的区域布点。采取少占地、少破坏植被的原则，缩小施工范围；工程施工结束后采取自然恢复的方式对区域植被进行恢复。

③井场范围采取彩条旗限界措施，控制施工边界减少扰动地表面积；采取洒水措施，降低施工场地扬尘，减少施工期新增水土流失量；临时土方采取防尘网苫盖措施，防止大风吹蚀临时堆土，减少施工期新增水土流失量。

(2) 道路区

新建道路选线尽量选择已有便道或简单道路，若无此条件，对天然植被生长良好的地段采用避让方案，迂回绕道。施工期要完善开辟的临时便道，要严格控制占地面积，指定施工期车辆行驶路线，严禁道外行驶。

路基边坡人工洒上一次水后进行“封育”，利用当地的降水进行自然恢复。进井道路修筑采取彩条旗限界措施，控制施工边界减少扰动地表面积；运输过程采取洒水措施，降低施工场地扬尘，减少施工期新增水土流失量。

(3) 管线区

本项目水土流失主要发生在施工期，本次环评建议对此采用工程措施与植物措施相结合的方式。在工程措施中，要限制施工作业扰动范围，开挖出的土按表层及深层分开堆放。下管后深层土填入下层，表层土覆于上层，然后洒水“封育”。

由于管线敷设地面还形成一条高于地面的土埂，因此若供排水与地表天然排水方向垂直，则要分段设排水沟。

(4) 植物措施草树种优选及质量要求

本着“因地制宜、适地适树适草”的原则，根据项目自身特点和所处地区的气候特点，选择耐寒、耐旱、抗盐碱沙生植物种作为场内恢复绿化和造林的骨干植物种，如当地适生的优势免灌植物为盐生假木贼群系、梭梭群系植被等。

(5) 编制水土保持规划的要求

建设单位在项目前期编制符合要求的水土保持方案，以便有效防止水土流失。本项目水土保持措施体系见图 6.8-1。

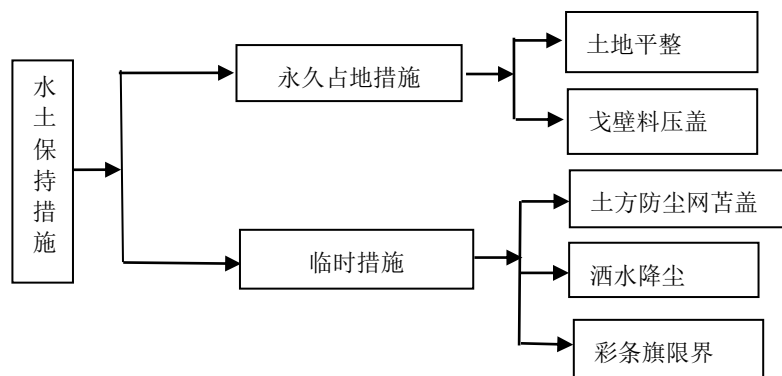


图 6.8-1 项目区水土保持措施体系图

6.9 防沙治沙方案

根据《国家林业局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）：沙区开发建设项目是指在沙漠、戈壁、沙地、沙化土地和潜在沙化土地上实施的开发建设项目，主要包括在沙区范围内开发的工业、农业、畜牧业、能源、水利、交通、城市建设、旅游、自然资源等建设项目。按照《中华人民共和国防沙治沙法》的规定，“沙区开发建设项目都应当包括具有防沙治沙内容的环境影响评价”。

6.9.1 防治目标

《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）中明确开展沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的主要目的，是对开发建设项目实施后可能造成对沙区植被、生态的影响和土地沙化趋势变化进行综合分析、预测和评估，提出预防或者减轻不良影响的对策和措施，为沙区开发建设项目的立项决策提供生态承载能力等方面的科学依据。

本项目区块开发涉及区域主要的植被群系为梭梭+白梭梭群系。根据《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）要求，提出本项目的防沙治沙措施。总体防治目标为：维持生态环境现状，预防遏制新的沙化形成，保护沙区植被。根据工程实际设计合理可行的防沙治沙工程，达到恢复植被，遏制沙化，改善生态环境的目的，同时也为主体工程安全运行提供环境保障。

6.9.2 防沙治沙措施

在防沙、治沙方面，要坚持“因地制宜、因害设防、保护优先、综合治理”的原则，坚持宜乔则乔、宜灌则灌、宜草则草，采取以林草植被建设为主的综合措施，加强地表覆盖，减少尘源。具体措施有：

（1）严禁在荒漠结皮地段随意踩踏、占用，破坏地表植被和稳定的结皮层。施工结束后，对施工场地及时进行清理、平整，减少沙物质来源。

（2）项目所在区域都是荒漠，表层基本为砾石构成的砾幕。为保护土地资源，在施工前，对井场所处位置进行表土剥离，剥离的表土作为后期生态恢复；在井场周边修筑地边埂；钻井作业结束后，将井场、计量站进行平整，并覆土压实覆盖一层砾石（6cm），防止风蚀现象发生。禁止随意剥离工程占地以外的剥离砾石。

(3) 植物恢复措施：项目采油井口及井场、道路及集输管线在选址选线阶段尽量选择在植被稀少或荒漠的区域布点。采取少占地、少破坏植被的原则，缩小施工范围；工程施工结束后采取自然恢复的方式对区域植被进行恢复。

(4) 工程项目所在地采取风沙防护工程，治理结束后，恢复期应在充分利用既有防沙治沙措施的基础上，进一步采取机械治沙和生物治沙等综合整治措施，控制土地沙漠化的扩展。

6.10 温室气体管控措施

油气行业是关系国计民生的基础性、战略性产业，是国民经济的压舱石和驱动器，能够发挥保障国家能源安全和产业链平稳运行的关键作用。随着我国设定“双碳”目标、生态文明建设进入减污降碳新阶段。油气行业全价值链从开采、运输、储存到终端应用都会产生大量碳排放，全链温室气体排放量达到全球总量的 40%以上，其中生产阶段的排放占 20%，使用阶段的排放占 80%。要实现碳中和目标，油气行业势必成为减排主体。

(1) 绿色低碳发展要求

在新的历史背景下，油气行业绿色低碳发展应包括绿色产品和服务、绿色生产和工艺、绿色文化和责任三个维度。

①绿色产品和服务是指优先发展与油气业务相关性强、协同性好的新领域，特别是发挥天然气在能源结构低碳化转型中的重要接替作用，与氢能、太阳能、风能、地热能、生物质能等新能源形成互补，做好社会低碳转型的推动者。同时，发展节能环保、CCUS 等新业务，打造绿色供应链，提升绿色低碳产品产业服务水平。

②绿色生产和工艺是指推动节能减排、生态保护和清洁生产，促进从粗放型生产经营向集约高效型转变，统筹温室气体和污染物的协同控制。扩大生产用能清洁替代规模，加大能源资源的节约利用力度，稳步推进绿色制造体系建设，加强生态环境风险控制，激励企业先行先试零碳排放生产转型，持续提升绿色低碳绩效指标。

③绿色文化和责任是指将绿色低碳发展作为企业文化建设的重要内容，构建

完善的绿色低碳组织架构和决策考核机制、系统科学的风险评估体系、完整高效的监测核查系统，扩大国际合作，提升绿色低碳治理能力。加强绿色环保公益行动，建立企业绿色和谐沟通交流渠道，主动公开企业绿色低碳发展信息。

（2）碳减排路径分析

根据麦肯锡分析，油气行业的温室气体排放主要包括二氧化碳与甲烷两类，二氧化碳排放主要由供热与供能需求产生，如使用天然气作为燃料供热及产生蒸汽、自备电厂发电等带来的尾气排放等。以 20 年为尺度，甲烷的增温潜势约为二氧化碳的 86 倍，是需要优先控制的一类温室气体。在油气产业链贡献的 15% 温室气体减排量当中，超过 60% 来自甲烷减排，剩下 40% 来自二氧化碳减排；其中上游采油减排占比约 10%，下游炼油减排占比约 30%。

①减少甲烷逸散

油气行业现有技术可以解决 70% 的甲烷逃逸，但因为监管法律有待完善、高投资回报率要求以及对常规采油操作的打扰，甲烷减排技术尚未大规模应用。现有可供选择的技术主要包括：

1) 更换高排放器件：通过更换高排放泵、压缩机密封件、压缩机密封杆、仪表空气系统和电动机等控制甲烷高排放环节，可贡献甲烷总减排量的 30%。替换设备质量的不稳定性可能会导致减排量出现一定程度的偏差。

2) 其他新兴技术：如数字传感器、预测分析、应用卫星以及无人机检测泄漏、压缩及液化甲烷气副产物的微技术、减少甲烷的催化剂等，占甲烷总减排量的 4%。这些新技术需要较高的安装成本和人力资本。

②本身供暖用电的节能

超过 90% 的陆上油田已通过电网来为采油设备供电，采油操作本身只在供暖部分排放少量二氧化碳。

重点是通过改进设备和流程的设计，并购买节能设备等来提高能效。

对油田生产和生活用能开展清洁替代工作，主要以联合站为中心的生产油区为单元，用太阳能、风能、余热等清洁能源资源对油田用热、用电进行合理性替代。

7 环境影响经济损益分析

一个项目的开发建设，除对国民经济的发展起着促进作用外，同时也在一定程度上影响着项目拟建地区环境的变化。社会因子、经济因子、环境因子是一个系统的三要素，最终以提高人类的生活质量为目的。它们之间既互相促进，又互相制约，必须通过全面规划、综合平衡、正确地把全局利益和局部利益、长远利益和近期利益结合起来，对环境保护和经济发展进行协调，实现社会效益、经济效益、环境效益的三统一。

油藏区块的开发建设必将带来极大的经济效益，同时可以增加就业机会，提高油气田开发的社会效益，但是任何一种开发或生产活动和行为，都不可避免地会对环境（资源）产生一定的影响，特别是与石油相关的建设工程，在忽视环境保护的情况下，所造成的环境污染和生态破坏是相当严重的，环境遭受的经济损失是巨大的。为了减少不利环境影响造成的经济损失，该项目在开发建设工程和污染防治方面均采取了一定的措施，投入了一定的资金来减少项目建设对环境的影响。

7.1 经济效益分析

项目总投资 1941.88 万元，环保投资 126 万元，占总投资的 6.5%。经过建设项目投资估算分析，在经济上可行。

7.2 社会效益分析

本项目开发的社会效益主要体现在油田开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。

本项目开发是对新疆地区经济发展的一项重大举措。对于提供就业机会，增加部分人员收入，提高当地税收有着显著的作用。因此，本项目具有良好的社会效益。

7.3 环境经济损益分析

7.3.1 环境经济损益分析

油田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。

工程占地主要为井场建设和集输（输油、注水管线）管道占地以及道路建设占地。工程施工与占地对植被、土壤、生态环境都有不利影响。本项目地面建设工程区域主要影响是生态影响，包括破坏原有地表砾幕结构，地表裸露导致水土流失。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。

本项目施工期短，施工“三废”和噪声影响比较轻。不涉及当地居民搬迁，无大量弃土工程。而且建设期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工的开始而消失。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、井场区泄漏事故，将对周围环境造成较为严重的影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各项补偿费用来体现。

7.3.2 环保投资分析

在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于保护环境、污染防治和恢复地貌等，环保措施贯穿于油田开采及生产的全过程，从钻井至地面设施建设、生产运营期及闭井期。经估算该项目环保投资 126 万元，环境保护投资占总投资的 4.91%。环保投资估算见表 7.3-1。

表 7.3-1 主要环保投资估算

阶段		环保设施/措施	投资(万元)
施工期	生态	施工迹地清理平整、压实，临时占地恢复原始地貌，永久占地砾石覆盖或水泥硬化	5
	废气	粉状材料及临时土方等在井场堆放应采取覆盖防尘布	5
	废水	井场及重点防渗区域防渗措施	5

阶段		环保设施/措施	投资(万元)
	风险	放喷池、放喷管线、钻井防喷器等安全措施	24
	固废	泥浆不落地技术	75
		施工人员生活垃圾运至生活垃圾填埋场处置	2
		废弃防渗膜、钻井废油等委托有危废处置资质的单位处置	2
	环境管理	设立宣传牌、标志牌加强生态保护宣传	2.5
		施工期环境监理	2.5
生态	井场临时占地铺垫戈壁料或砾石覆盖；防沙治沙和水土保持措施	5	
运营期	固废	火烧山油田危险废物暂存于火烧山危废贮存点；沙南油田、北三台油田危险废物收集后暂存至沙南作业区含油污泥标准化贮存场；委托有危废处置资质的资质单位处置	5
	废水	井下作业废水采用专用废液收集罐收集，集中收集后送至火烧山联合站、北三台联合站和沙南注水转油站污水处理系统处理	2
退役期	固废	井场及管线等设施拆除后，可回收的再利用，不可回收的建筑垃圾运至政府指定地点处置	1
	生态恢复	施工迹地进行地貌恢复，对于自然恢复较差区域临时占地地表铺垫戈壁料或砾石覆盖，播撒草籽等采取人工恢复地表植被	5
合计			126

7.4 环境经济损益分析结论

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，由于井场、管线等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算该项目环境保护投资约 126 万元，环境保护投资占总投资的 4.91%。实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。

8 环境管理与监测计划

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），油气企业应当切实落实生态环境保护主体责任，进一步健全生态环境保护管理体系和制度，充分发挥企业内部生态环境部门作用，健全健康、安全与环境（HSE）管理体系，加强督促检查，推动所属油气田落实规划、建设、运营、退役等环节生态环境保护措施。项目正式开工后，油气开采企业应当每年向具有管辖权的生态环境主管部门书面报告工程实施或变动情况、生态环境保护工作情况，接受生态环境主管部门依法监管。

8.1 环境管理

8.1.1 环境管理机构

8.1.1.1 决策机构

本工程的 HSE 管理机构应实行逐级负责制，受中国石油新疆油田分公司 HSE 委员会的直接领导和监督，工程的环保管理机构准东采油厂设安全环保质量部，并设专人负责工程开发建设期的环境保护工作。

中国石油新疆油田分公司开发公司负责该项目的组织，协调工作，与自治区有关地方政府协商提供必要支持，并协调地面工程的分工协作工作，包括生态环境建设和保护的宏观管理和决策。

8.1.1.2 实施与管理机构

新疆油田分公司已经建立了环境保护指标体系，对各二级单位的环保指标完成情况按《新疆油田分公司环境保护管理规定》的各项指标进行考核。推行环境保护目标责任制，明确各单位企业行政一把手为本单位环保第一责任人，并规定了应负的法律责任和行政责任，其他行政领导和机关处室也都明确环保职责，初步形成了领导负责，部门参加，生态环境部门监督管理，分工合作，各负其责的环境管理体制。

中国石油新疆油田分公司下设质量安全环保部，负责中国石油新疆油田分公司范围内的环境保护工作，各二级单位下设环保科，各生产单位设专职环保员，负责生产单位的环保工作。

准东采油厂火烧山作业区、北三台作业区和沙南作业区的环保工作由准东采油厂质量安全环保部领导，并全过程监督该建设工程的环境保护管理，环保设施建设管理工作。建设项目经理部设专职环境管理人员，全面负责该油田开发建设期的环境管理工作。本工程进入生产运行期后，油田主要管理工作依托准东采油厂火烧山作业区、北三台作业区和沙南作业区完成，准东采油厂火烧山作业区、北三台作业区和沙南作业区负责本工程生产。

运行期的环境管理工作，准东采油厂火烧山作业区、北三台作业区和沙南作业区各设一名专（兼）职环保工程技术人员负责本工程建设期的环保工作及站场内外环保设施的运行和检查工作，以及环境污染事故处理和报告。

8.1.2 环境管理体制

新疆油田分公司已经建立了环境保护指标体系，对各二级单位的环保指标完成情况按《新疆油田分公司环境保护管理规定》的各项指标进行考核。推行环境保护目标责任制，明确各单位企业行政一把手为本单位环保第一责任人，并规定了应负的法律责任和行政责任，其它行政领导和机关处室也都明确环保职责，初步形成了领导负责，部门参加，生态环境部门监督管理，分工合作，各负其责的环境管理体制。

8.1.2.1 生产区环境管理

（1）日常环境管理

1) 搞好环境监测，掌握污染现状

定时定点监测井场环境，以便及时掌握环境状况的第一手资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实，消除发生污染事故的隐患。

废水管理应按“达标排放”的原则，在生产过程中，油田采出水全部回注。

废气污染源的控制是重点加强对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，减轻对周围环境产生的污染。

2) 落实管理制度

除了加强环保设备的基础管理外，尚需狠抓制度的落实，制定环保经济责任考核制度，以提高各部门对环境保护的责任感。

日常工作的管理与调配，应明确机构，有专人负责与协调。要求做好废弃物的处理、场地的清理等每日例行的环保工作。

(2) 环境污染事故的预防与管理

1) 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。

2) 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。

3) 加强风险管理

由于本项目不确定潜在事故因素无法预测，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。

8.1.2.2 本项目 HSE 管理工作内容

应结合本项目环评识别的施工期和运营期工艺流程、污染和风险源项目、危害和影响程度识别和评价的结果，侧重在以下方面开展工作：

- (1) 工艺流程分析；
- (2) 污染生态危害和影响分析；
- (3) 泄漏事故危害和风险影响分析；
- (4) 建立预防危害的防范措施；
- (5) 制定环境保护措施；
- (6) 建立准许作业手册和应急预案。

8.1.3 环境管理计划

项目的环境保护行动计划应贯穿于项目全过程，包括施工期、运营期和闭井期，计划内容涉及生态环境、声环境、大气环境、水环境、景观保护以及水土流失等方面不利影响的减缓和保护措施。

8.1.3.1 施工期环境管理计划

建设项目施工期环境监督管理计划见表 8.1-1。

表 8.1-1 施工期环境保护监督管理计划

序号	影响因素	环保措施
1	生态环境	严格控制占地面积，划定施工活动范围，减少临时占地和对地表的扰动。 施工结束后，施工单位应负责及时清理现场。 严禁破坏植被、捕杀野生动物。 对于开挖管道产生的土方，回填在管垄处，土方不集中产生。 施工结束后临时施工营地恢复地貌。
2	声环境	加强对施工机械和车辆的维修，保持较低噪声水平。
3	大气环境	粉状材料（石灰、水泥）的运输要袋装或罐装，禁止散装，堆放时设篷盖。 运送建筑材料的卡车须用帆布遮盖，严禁散落和随风飞扬。 严禁焚烧各类废弃物。
4	水环境	钻井期节约用水。严禁施工废液乱排乱放。
5	固废	管沟回填后多余土方应作为廊覆，不得随意丢弃。 施工垃圾应分类存储，严禁现场抛撒、掩埋。

8.1.3.2 运营期环境管理计划

(1) 日常环境管理

1) 搞好环境监测，掌握污染现状

①定时定点监测井场环境，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。

②废水管理应按“总体规划”原则，在生产过程中，油田采出水全部回注，均不外排。

③废气污染源的控制是重点加强对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。

(2) 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。

(3) 落实管理制度

除加强环保设备的基础管理外，尚需狠抓制度的落实，制定环保经济责任制考核制度，以提高各部门对环境保护的责任感。

日常工作的管理与调配，应明确机构，有专人负责与协调。要求做好废弃物的处理、场地的清理等每日例行的环保工作。

(2) 重大环境污染事故的预防与管理

1) 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。

2) 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。

3) 加强风险管理

由于在运行过程中，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。

建设项目运营环境监督管理计划见表 8.1-2。

表 8.1-2 运营期环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位	资金保证
1	生态环境	继续做好施工迹地的地表恢复工作，利用冬季融雪和夏季少量的降水使景观慢慢得以自然恢复； 培训巡线人员相关的水土保护知识，使之在保护沿线植被的同时，随时观察沿线的水土流失状况，以便能及时	火烧 火烧 山作 业	所在 行政 区生 态环	纳入 工程 费用

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位	资金保证
		的采取补救措施	区、北三台作业区、沙南作业区	境行政主管	
2	声环境	选取区块典型井场的厂界噪声进行监测，在噪声超标点位采取必要的隔声降噪措施			
3	大气环境	对大气进行定期监测			
4	水环境	对污水的处理设施进行定期维护			
5	景观保护	对项目区域内的环境保护和生态恢复措施的执行和落实情况进行监督			
6	管道保护	对易遭车辆碰撞破坏的局部管道采取防护措施，设置安全标志； 对管道设施定期巡查，及时维修保养； 制定事故应急预案，对安全运行的重大隐患和重大事故能够作出快速反应并及时处理			
7	环境管理	建立环境管理体系和事故应急体系；实施环境监测计划			纳入运行管理费用
8	风险防范措施	制定事故应急预案，对重大隐患能够快速作出反应并及时处理			
9	固体废物处置	事故状态产生的落地原油委托具备相应危废处理资质的单位进行接收、转运和无害化处理。			

8.1.3.3 闭井期环境管理计划

建设项目运营环境监督管理计划见表 8.1-3。

表 8.1-3 闭井期环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位	资金保证
1	生态环境	做好闭井期的地表清理工作，对占地范围内的设施进行拆除，场地清理平整	火烧山作业区、北三台作业区、沙南作业区	所在行政区环境保护行政主管	纳入闭井期管理费用中
2	声环境	闭井期间采用低噪声设备，操作周期为短期，对周围环境产生间歇式影响，伴随闭井期工作结束而终止			
3	大气环境	在对原有设备拆卸、转移过程产生一定扬尘，故需采取洒水降尘措施，同时闭井工作避开大风等恶劣天气，避免对周围空气环境造成污染			
4	水环境	设备排出的废水采用罐车拉走，不排入周围环境，避免对周围环境造成影响			

8.1.3.4 环保设施竣工验收管理

根据《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）要求，建设单位或生产经营单位按规定开展建设项目竣工环境保护验收，并录入全国建设项目竣工环境保护验收信息平台。分期建设、分期投入生产或者使用的建设项目，其相应的环境保护设施应当分期验收。

(1) 环境工程设计

1) 必须按照本环评文件及批复要求, 落实项目环境工程设计, 按要求制定环境风险事故应急预案。

2) 建立健全环境管理组织机构、各项环保规章制度, 施工期实行环境监理。

3) 项目污染防治设施必须与主体工程“三同时”; 其配套的环保设施也必须与主体工程同时建设投入运行。

(2) 环境保护设施验收建议

1) 验收范围

①与项目有关的各项环保设施, 包括为防治污染和保护环境所配套建成的治理工程、设备、装置和监测手段, 以及各项生态保护设施等。

②环境影响报告书及批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

2) 验收工作流程

①建设项目竣工后, 建设单位或委托的相关技术机构应当依照国家有关法律法规、建设项目竣工环境保护验收技术规范、本环境影响报告书和审批决定等要求, 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, 同时还应如实记载其他环境保护对策措施“三同时”落实情况, 编制竣工环境保护验收报告。验收报告编制人员对其编制的验收报告结论终身负责, 不得弄虚作假。

②验收报告编制完成后, 建设单位应组织成立验收工作组。验收工作组由建设单位、设计单位、施工单位、环境影响报告书(表)编制机构、验收报告编制机构等单位代表和专业技术专家组成。

③验收工作组应当严格依照国家有关法律法规、建设项目竣工环境保护验收技术规范、建设项目环境影响报告书和审批决定等要求对建设项目配套建设的环境保护设施进行验收, 形成验收意见。验收意见应当包括工程建设基本情况, 工程变更情况, 环境保护设施落实情况, 环境保护设施调试效果和工程建设对环境的影响, 验收存在的主要问题, 验收结论和后续要求。

④建设单位应当对验收工作组提出的问题进行整改, 合格后方可出具验收合格的意见。建设项目配套建设的环境保护设施经验收合格后, 其主体工程才可以投入生产或者使用。

⑤验收报告存档备查。

3) 建设项目环境保护“三同时”验收内容

根据建设单位项目“三同时”原则，在项目建设过程中，环境污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用。

建设单位自主验收的环保设施验收清单见表 8.1-4。

表 8.1-4 拟建项目环境保护“三同时”验收一览表

治理项目	污染源	位置	验收标准	
			治理要求	验收标准
一、钻井期				
废水	生活污水	生活营地	施工期每口井新建1座生活营地，火烧山油田作业区生活污水收集后拉运至五彩湾污水处理厂；北三台北31井区作业区和沙南沙102井区作业区的生活污水收集后拉运至吉木萨尔县污水处理厂	—
	试压废水	管线	洒水降尘、不外排	合规处置，综合利用
废气	车辆运输、材料装卸扬尘	施工场地	原材料运输、堆放要求遮盖；及时清理场地上弃渣料，采取覆盖、洒水抑尘	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）
	烟气	柴油机	选用合格的燃油	
噪声	机械设备	施工场地	低噪声设备	《建筑施工噪声排放标准》（GB 12523-2025）
固体废物	钻井泥浆	井场	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	—
	钻井岩屑	井场	岩屑存入岩屑储罐，委托新疆盛洁环境技术有限责任公司处置	满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）可综合利用
	生活垃圾	井场	施工现场设置垃圾桶，生活垃圾集中收集在垃圾桶内，火烧山油田定期拉运至火烧山固废堆存场进行填埋处理；北三台油田北31井区、沙南油田沙102井区定期拉运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场处置	—
	钻井设备废油	设备维护保养	委托有危废处置资质的单位回收处置	—
	废弃防渗	施工场地	委托有危废处置资质的单位回	—

	膜	铺垫	收处置	
二、运营期				
废水	采出水	北三台联合站	保持正常运行，处理达标后回注油藏	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）
	井下作业废水（洗井废水、压裂废水及修井废液）	井场	作业单位自带专用收集罐集中收集后火烧山油田井下作业废水拉运至火烧山联合站、北三台油田北31井区井下作业废水拉运至北三台联合站、沙南油田沙102井区井下作业废水拉运至沙南注水转油站污水处理系统处理	
废气	井场	集输过程	全密闭流程	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）（非甲烷总烃4.0mg/m ³ ）
噪声	各类机泵	井场、计量站	低噪声设备	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类
固废	含油污泥	北三台联合站	交由有资质的单位进行无害化处置	应符合危险废物暂存、处置的相关要求
	落地油	井场	保证原油不落地，回收率达100%	井场无落地油痕迹，落地油收集到北三台联合站处理系统处置
	清罐废渣	管线	委托有危废处置资质的单位回收处置	《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）；《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（2021年12月22日）
	废弃防渗膜	施工迹地	委托有危废处置资质的单位回收处置	
	废润滑油	设备润滑	收集到火烧山联合站、北三台联合站和沙南注水转油站原油处理系统处置	—
生态	工程占地	井场、管线、临时道路	严格控制占地范围；永久占地水泥硬化或砾石覆盖，临时占地地貌恢复	—
	土壤	管线	开挖时分层开挖、分层回填	
环境管理			环保标识牌；环境管理制度是否建立并完善，环保机构及人员是否设置到位；施工人员是否保留必要的影像资料	

8.2 环境监测计划

各污染物监测和分析方法按照《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）执行。排污单位自行监测信息公开内容及方式按照《企业事业单位环境信息公开办法》（环境保护部令第31号）执行。本项目在运营期的排污

主要集中在井场，其监测应根据项目开发运行实际情况确定监测项目、频率，并委托具有计量认证资质和环境监测资质的监测单位监测。环境监测计划见表 8.2-1。

表 8.2-1 运营期环境监测计划

监测对象	监测频率	监测对象	监测项目	监测地点	执行标准	
环境质量	地下水	1次/年	开发区域	pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物及石油类	项目区的上游、下游和项目区各布设1个监测点，监测层位为区域潜水	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) 类标准
	土壤	1次/5年	井场、集输管线	石油烃、pH和挥发酚	根据土壤环境监测技术规范(HJ/T166-2004)在项目单井、管线及周边布点采样分析	《土壤环境质量标准建设用地土壤污染风险管控标准》(试行)(GB36600-2018)中第二类用地筛选值
污染源	废气	1次/年	井场	非甲烷总烃	根据《大气污染物无组织排放监测技术导则》(HJ/T55-2000)在项目单井井场下风向10m范围内浓度最高点采样分析，监测点位至少包括至少1口运行单井	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)无组织排放监控浓度限值
	噪声	1次/年	井场	等效连续A声级	厂界外1m、厂界四周各1个监测点	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中2类标准
跟踪监测	生态环境	1次/年	本次实施井场及管线	检查井场管道沿线生态恢复情况		
	生态	1次/年	本次实施	调查植物种类、数量和覆盖度等、土壤侵蚀类型、侵蚀量		

		区域	
	年初、 年中、 年末各 一次	本次 实施 区域	水土流失量变化情况，井场内（风蚀监测小区）

8.3 环境影响后评价

根据《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）中要求“陆地区块产能建设项目实施后，建设单位或生产经营单位应对地下水、生态、土壤等开展长期跟踪监测，发现问题应及时整改。项目正式投入生产或运营后，每3-5年开展一次环境影响后评价，依法报生态环境主管部门备案。按要求开展环评的现有滚动开发区块，可以不单独开展环境影响后评价，法律法规另有规定的除外。”本工程属于滚动开发项目，要求以整个准东采油厂油田开发区域为整体开展后评价，建议项目投入生产后，每3-5年开展一次环境影响后评价。

为验证本工程实施后，各项环境减缓措施的有效性，应对本次环境影响评价的主要结论和项目环境保护措施的实施情况进行跟踪、监测和评价。主要回顾和跟踪评价内容见表8.3-1。

表 8.3-1 项目环境影响后评价的主要内容

序号	项目	工作内容	主要目的和意义
1	环境监测与回顾评价	(1) 大气环境监测与回顾评价 (2) 地下水环境监测与回顾评价 (3) 土壤环境监测与回顾评价 (4) 噪声环境监测与回顾评价 (5) 生态环境监测与回顾评价	掌握环境变化趋势
2	污染源调查	区块污染源调查	掌握基础数据
3	清洁生产水平	区块清洁生产水平调查	掌握基础数据
4	环境保护措施回顾	(1) 审核环保初步设计和EMP (2) 检查施工临时占地的还原 (3) 检查粉尘和噪声污染控制措施， 决定施工时间 (4) 检查空气污染物的排放 (5) 检查施工场所生活污水和含油废水的 处理和排放	(1) 严格执行三同时 (2) 确保临时占地满足环保要求 (3) 减少建设对周围环境的影响， 执行相关环保法规和标准 (4) 确保水质不被污染 (5) 确保景观和土地资源不被 严重破坏，避免造成水土流失
	运营	(1) 检查运营期EMP的实施	(1) 落实EMA

序号	项目	工作内容	主要目的和意义
	阶段	(2) 检查监测计划的实施 (3) 检查有必要采取进一步的环保措施 (4) 检查环境敏感点的环境质量是否满足其相应质量标准要求 (5) 加强监督, 防止突发事件, 预先制定紧急事故应对方案, 一旦发生事故能及时消除危险	(2) 落实监测计划 (3) 切实保护环境 (4) 加强环境管理, 切实保护人群健康 (5) 确保污水排放满足标准。
5	环境管理	动态管理系统建设; 公众意见; 环保投资比例	回顾并修改环境管理各项措施

8.4 污染物排放清单

本工程污染物排放清单及管理要求见表 8.4-1。

表 8.5-1 本项目污染物排放清单

时段	类别	污染源	污染物	治理措施	产生量 (完钻后)	排放量(完钻后)	执行的排放 标准	建议总量指 标		
施工期	废水	生活污水	COD、BOD ₅ 、SS	施工期每口井新建 1 座生活营地，火烧山油田作业区生活污水收集后拉运至五彩湾污水处理厂；北三台北 31 井区作业区和沙南沙 102 井区作业区的生活污水收集后拉运至吉木萨尔县污水处理厂	91.2m ³	0	—	—		
		管道试压废水	SS	试压结束后用于洒水抑尘	7.6m ³	7.6m ³	—	—		
	废气	柴油废气	CO	采用高品质的柴油、添加柴油助燃剂等措施，钻井期间排放的大气污染物将随钻井工程的结束而消失	4.07t	4.07t	《大气污染物综合排放标准》 (GB16297-1996) 中无组织排放监控点浓度 限值	—		
			NO ₂		12.46t	12.46t				
			HC		1.29t	1.29t				
			SO ₂		0.01t	0.01t				
			PM ₁₀		0.79t	0.79t				
			PM _{2.5}		0.79t	0.79t				
		汽车尾气	烃类	车辆定期维护、保养，使用符合国家标准的燃料	0.41t	0.41t				
			CO		0.24t	0.24t				
			NO _x	1.098t	1.098t					
			SO ₂	0.012t	0.012t					
			固废	钻井岩屑	一般固废	岩屑存入岩屑储罐，委托新疆盛洁环境技术有限责任公司拉运处置	9202.79t	0	岩屑经检测符合《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T 3997-2017) 中综合利用	—
				机械设备废油	危险废物	火烧山油田危险废物暂存于火烧山危废贮存点；沙南油田、北三台油田危险废物收集后暂存至沙南作业区含油污泥标准化贮存场； 委托有危废处置资质的资质单位处置	2.5t	0		
废弃防渗膜	少量	0								
		生活垃圾	/	施工现场设置垃圾桶，生活垃圾集中收集在垃圾桶内，火烧山油田定期拉运至火烧山固废堆存场进行填埋处理；北三台油田北 31 井区、沙南油田沙 102 井区定期拉运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场处置	3.325t	0	—	—		
时段	类别	污染源	污染物	治理措施	产生量 (t/a)	排放量(t/a)	执行的排放 标准	建议总量指 标		
运营期	废水	井下作业废水（洗井废水、压裂废水及修井废液）	SS、COD、石油类、挥发酚、硫化物	专用收集罐集中收集后火烧山油田井下作业废水拉运至火烧山联合站、北三台油田北 31 井区井下作业废水拉运至北三台联合站、沙南油田沙 102 井区井下作业废水拉运至沙南注水转油站污水处理系统处理，达标后回注油藏，不外排。密闭集输至北三台联合站污水处理系统，处理达标后回注油藏	314.45m ³	0	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)	—		
		采出水			/	0				
	废气	采油及集输挥发废气	烃类	无组织排放	0.078t	0.078t	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)	—		
	固废		油泥（砂）	烃类	北三台油田危险废物收集后暂存至沙南作业区含油污泥标准化贮存场；委托有危险废物处置资质的单位回收、处置	11.8t	0	—	—	
			落地油	烃类		0.1t	0	—	—	
			废润滑油	烃类	进入北三台联合站原油处理系统处置	0.25t	0	—	—	
			清管废渣	烃类	北三台油田危险废物收集后暂存至沙南作业区含油污泥标准化贮存场；委托有危险废物处置资质的单位回收、处置	0.0005t	0	—	—	
	废弃防渗膜	烃类	0.25t	0		—	—			

9 环境影响评价结论与建议

9.1 结论

9.1.1 项目建设概况

火烧山油田位于准噶尔盆地的东部，距 216 国道 3km，东南距吉木萨尔县 107km，西北距彩南油田 52km，西南距阜康 123km。区块行政隶属新疆昌吉回族自治州吉木萨尔县。油区有多条公路穿过，交通较为便利。

北三台油田距东南三台镇约 30km，西距北三台联合站约 5.5km。北距卡拉麦里有蹄类野生动物自然保护区约 32km；油田北邻古尔班通古特沙漠，地面海拔 540m~700m，地表为平坦戈壁，国道 216 从北 31 井区穿过，交通便利。

沙南油田所在地行政隶属昌吉回族自治州阜康市及吉木萨尔县管辖。

本次拟在北三台油田北 31 井区部署采油井 1 口，注水井 1 口；在火烧山油田井区部署 2 口注水井；在沙南油田井区部署 1 口注水井。设计单井产能 3.5t/d，部署总产能 0.13×10^4 t；注水量为 133m³/d。配套安装采油井井口装置 1 口、新建单井采油管线 0.45km；安装注水井井口装置 4 口，单井注水管线 2.12km，配套建设供配电、仪表工程等。

9.1.2 环境质量现状

9.1.2.1 环境空气质量现状调查结论

(1) 区域环境空气质量监测结果

昌吉回族自治州 2024 年六项基本污染物中，SO₂、NO₂ 年平均质量浓度、CO 24 小时第 95 百分位数和 O₃ 日最大 8 小时平均第 90 百分位数均符合《环境空气质量标准》（GB3095-2026）过渡阶段浓度限值中二级标准要求，PM₁₀ 年均浓度及 PM_{2.5} 年均浓度均超过《环境空气质量标准》（GB 3095-2026）过渡阶段浓度限值中二级标准要求，因此，项目所在区域为不达标区。

(2) 特征污染物监测结果

根据特征因子补充监测结果，监测点非甲烷总烃小时浓度值在 0.68—1.18mg/m³ 之间，符合《大气污染物综合排放标准详解》中“非甲烷总

烃” $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ ，硫化氢均 $<0.2\times 10^{-3}\text{mg}/\text{Nm}^3$ ，满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 其它污染物空气质量浓度参考限值 $10\mu\text{g}/\text{m}^3$ 的要求，未出现超标现象。

9.1.2.2 水环境质量现状调查结论

地下水监测点总硬度、溶解性总固体、氟化物、钠、氯化物、硫酸盐和锰有超标现象，其余监测项目能够满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准的要求，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准。超标原因：总硬度、溶解性总固体、硫酸盐和氯化物等超标主要是由于水文地球化学原因，地下水补给、径流与排泄条件不利于地下水富集且浅部蒸发作用强烈，在地层岩性及水文地质条件综合作用下，导致局部区域地下水环境本底值较高且不同区域之间呈差异性。周边地层富含锰氧化物、硫化物（如菱铁矿、黑锰矿、黄铁矿），长期水岩作用下，矿物在弱酸性、强还原环境中发生溶解， Mn^{4+} 被还原为可溶的 Mn^{2+} 进入地下水，形成区域高本底值。

9.1.2.3 声环境质量现状调查结论

根据监测结果表明：项目区域内背景噪声监测点昼间、夜间噪声强度均达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准限值要求，周围声环境质量良好。

9.1.2.4 土壤环境质量现状调查结论

根据监测结果，项目占地范围内土壤监测数据满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准。占地范围外土壤监测数据满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 中风险筛选值。

综上，土壤污染风险较低，项目区土壤环境现状较好。

9.1.2.5 生态环境质量现状调查结论

（1）生态功能区划：项目火烧山油田所在区域属于II准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区—II₄准噶尔盆地东部荒漠、野生动物保护生态亚区—24 将军戈壁硅化木及卡拉麦里有蹄类动物保护生态功能区，北三台油田所在区域属于II准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区—II₅准噶尔盆地南部荒漠绿洲农业生态

亚区—28 阜康—木垒绿洲农业、荒漠草地保护生态功能区，沙南油田所在区域属于Ⅱ准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区—Ⅱ₃准噶尔盆地中部固定、半固定沙漠生态亚区—23 古尔班通古特沙漠化敏感及植被保护生态功能区。项目区以北设有卡拉麦里有蹄类野生动物自然保护区，本项目不在野生动物自然保护区范围内。

(2) 土壤类型：火烧山油田所在区域土壤类型为风沙土；北三台油田所在区域和沙南油田所在区域土壤类型为灰棕漠土。

(3) 植被：火烧山油田区域植被类型为白杆沙拐枣荒漠植被群系；沙南油田区域植被类型为白梭梭荒漠植被群系；北三台油田为红砂荒漠植被群系。

(4) 野生动物：项目区北侧边界距离卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区（简称“卡山保护区”）实验区的边界约 3.4km，野生动物种类不多，以常见荒漠种类为主，共有 39 种，隶属于 12 目 23 科，可能出现的国家Ⅱ级重点保护野生动物 4 种，分别为鹅喉羚、棕尾鹞、大鹞和纵纹腹小鸮，可能出现的国家Ⅰ级保护动物为蒙古野驴。

(5) 土地利用类型：项目区用地类型主要为其他草地、采矿用地、灌木林地，少部分占用公路用地和裸地。

9.1.3 主要环境影响

9.1.3.1 大气影响评价结论

(1) 施工期废气：主要为井场工程、管线敷设等在施工作业过程中产生的施工扬尘、钻井期间发电机、柴油机等设备产生的废气及施工车辆尾气等，均为无组织排放，随施工结束而消失，对周围环境影响较小。

(2) 运营期废气：单井井场预测无组织非甲烷总烃下风向最大落地浓度 40.467 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，最大浓度出现的距离为下风向 50m，占标率为 2.02335%。下风向各个距离的浓度均能满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》

（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求（4.0 mg/m^3 ），项目在生产工艺中采用密闭流程，区域地域空旷，无集中固定人群居住，运营期对区域大气环境的影响可以保持在环境可接受的范围之内。

综上所述，本项目施工期和运营期排放的废气对区域环境产生的影响较小。

9.1.3.2 水环境影响评价结论

(1) 施工期废水：管道试压废水应尽可能重复利用，试压结束后，用于周围洒水降尘。施工期生活污水火烧山油田收集后拉运至准东经济技术开发区五彩湾服务区生活污水处理厂处理，北 31 井区作业区和沙 102 作业区拉运至吉木萨尔县污水处理厂处理。

(2) 运营期废水：采出水及井下作业废水（洗井废水、压裂废水、修井废液）送至北三台联合站污水处理系统处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）后用于油藏注水。运营期产生的废水不会对水环境造成影响。

(3) 事故状态下对地下水的污染主要为管道泄漏、井漏、油水窜层等，管道泄漏是以点源形式污染地下水，其污染迁移途径为地表以下的包气带和含水层；井喷事故是以面源形式的原油渗漏污染地下水，井漏事故对水环境的污染是油气窜层，造成地下含水层水质污染。事故发生后，及时采取相应的措施，不会对地下水环境产生明显影响。

9.1.3.3 声环境影响评价结论

本项目钻井期噪声随施工结束而消失。生产运营期，井场机械正常生产时噪声很小，对背景噪声的贡献较小。井区周围噪声监测点昼间、夜间噪声强度均达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类区标准（昼间 60dB(A)，夜间 50dB(A)）。且本项目位于戈壁荒漠，周边无人居住，项目开发建设中的噪声对环境的影响较小。

9.1.3.4 固体废物环境影响评价结论

(1) 施工期固废

钻井采用“泥浆不落地技术”，钻井液循环使用，完井后剩余钻井液由专业服务公司进行回收利用。钻井岩屑暂存于岩屑储罐，委托第三方岩屑公司处置，处理后岩屑经检测符合《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）综合利用。

施工期管线施工产生的弃土回填在管堤上，压实平整；井场建设在清理地表、平整场地时产生的土石方不集中收集，用于厂区周边平整，不产生集中弃土。

施工期生活垃圾集中收集后,火烧山油田定期拉运至火烧山固废堆存场进行填埋处理;北三台油田北 31 井区、沙南油田沙 102 井区定期拉运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场处置。

钻井设备维护产生废机油、施工区域铺垫产生的废弃防渗膜均属于《国家危险废物名录》(2025 年版)HW08 类危险废物,收集后交由有危废处理资质的单位负责转运、接收、无害化处理,不会对区域环境造成不利影响。

(2) 运营期固废

本项目运营期产生的含油污泥、清管废渣、废弃防渗膜均属于《国家危险废物名录》(2025 年版)HW08 类危险废物,定期交由有危废处理资质的单位负责转运、接收、无害化处理。

事故状态下的落地油、废润滑油装桶收集后直接进入北三台联合站原油处理系统处置,不会对区域环境造成不利影响。

本项目新增管理人员从火烧山油田、北三台油田和沙南油田作业区已有人员进行调配,故不新增生活垃圾。

9.1.3.5 生态环境影响评价结论

本项目临时占地面积为 6.4835hm^2 ,永久占地面积为 0.3034hm^2 。油田开发过程中,施工迹地植被将消失而形成裸地。但施工区域与周围植被没有明显的隔离,临时占地一般在 3-5 年或更长时间内将向原生植被群落演替。在整个油田开发过程中,临时占地和永久占地的影响范围较小,建设项目对该区域生态系统稳定性及完整性的影响不大。

9.1.3.6 环境风险评价结论

本工程发生风险事故的类型主要为集油管线泄漏、火灾及爆炸等类型。

经过风险分析和评价,本项目须加强管理,严格落实本报告提出的各项事故风险防范措施、制定应急预案,尽可能杜绝各类事故的发生和发展,将事故发生概率降低,减小事故造成的损失,避免当地环境受到污染。

综上,在采取评价中提出的风险事故防范措施和工程中应增加的污染事故预防及减轻措施后,能有效预防事故的发生,将建设项目风险降至最低程度,可使项目建设、营运中的环境风险控制在可接受的范围内。因此,该项目建设从环境风险的角度认为风险水平可接受。

9.1.4 环境保护防治措施

9.1.4.1 施工期

本项目钻井过程中，将产生一定量的废水、废气、固体废物和噪声。

(1) 废气防治措施：钻井期大气污染主要为钻井场柴油发电机燃料产生的废气，采用高效设备的方式，定期对钻机（电钻）、柴油发电机等设备进行维护，并且采用符合标准的柴油，并添加柴油助燃剂等措施，减轻对大气环境的影响；对使用频率较高，且未做硬化处理的道路进行洒水处理，以减少路面沙尘的扬起和对公路两旁植被的扰动。

(2) 废水防治措施：管道试压废水作为荒漠绿化或道路降尘。每座生活营地各设防渗收集池 1 座，生活污水排入防渗收集池，火烧山油田作业区定期拉运至五彩湾污水处理厂处理、北三台油田北 31 井区作业区和沙南油田沙 102 井区作业区定期拉运至吉木萨尔县污水处理厂处理，待施工结束后，防渗收集池原地覆土填埋。

(3) 噪声防治措施：采用低噪声设备，定期维护，装设基础减振和设置隔声罩以减少噪声传播，合理安排施工时间，高噪声施工设备减少夜间使用或禁止使用。

(4) 固废防治措施：①采用泥浆不落地工艺，完井后剩余泥浆由服务公司回收后用于后续钻井液配备。岩屑进入储罐，委托新疆盛洁环境技术有限责任公司处置。②施工土方在管线施工结束后回填在管堤上，并实施压实平整水土保持措施，不产生集中弃土。③施工期生活垃圾火烧山油田定期拉运至火烧山固废堆存场进行处理；北 31 井区、沙 102 井区定期拉运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场处置。④钻井设备废油、废弃防渗膜属于危险废物，委托有危废处置资质的单位处置。

(5) 生态保护措施：①严格控制施工区域，将临时占地面积控制在最低；②严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区和生活区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的践踏破坏和避免破坏野生动物的活动场所和生存环境；③开展施工环境监理；④施工结束后，施工迹地清理、平整，做的工完料净场地清。

9.1.4.2 运营期

(1) 废气防治措施：本项目装置均采用全密闭流程，有效控制了非甲烷总烃的无组织排放。

(2) 废水防治措施：①本项目井下作业废水严禁外排，作业单位自带回收罐收集后，拉运至北三台联合站污水处理系统处理。②采出水密闭集输至北三台联合站污水处理系统，处理达标后用于油田注水，不外排进入环境。

(3) 噪声：合理布局产噪设备，减弱噪声对操作人员的影响，同时针对设备，采用降噪控制，避免不必要的噪声产生。

(4) 固废：①北三台联合站产生的含油污泥定期委托有危废处置资质的单位负责转运、接收和无害化处理。②运营期井下作业、修井作业时会产生落地原油、运营期井架及井下作业时各类机械设备保养和维护产生的废润滑油，收集后拉运至北三台联合站原油处理系统处置。③项目运营期井下作业时，作业场地下方铺设防渗膜，产生的落地油直接落在防渗膜上，更换的废弃防渗膜、清管产生的含油废渣，收集后直接委托有危险废物处置资质的单位拉运处置。

(5) 生态保护措施：①对于永久占地（油田区及油田公路、集输管线上方、电力设施底部）地面上面实施砾石覆盖措施，减少风蚀量；②定时巡查井场、管线等，及时清理落地原油，降低土壤污染；③开展生态环境恢复治理工作。

9.1.5 污染物总量控制符合要求

本项目不设总量控制指标。

9.1.6 符合产业政策并与相关规划相协调

本项目为石油天然气开采项目，石油天然气开发是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录》（2025 年本），将“常规石油、天然气勘探及开采”列入“鼓励类”项目。石油天然气开发属于国家重点鼓励发展的产业，本项目的建设符合国家的相关政策。

9.1.7 公参意见采纳情况

本环评根据《中华人民共和国环境影响评价法》《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第 4 号）等法律、法规及有关规定，建设单位利用网络、报纸等方式就项目建设的意义、项目情况、对环境可能造成的影响、预防或减轻不

良环境影响的对策和措施等问题向公众发布信息，并进行了环境影响评价全本的公示，供公众查阅。

在公示期间，未收到任何反馈信息。

9.1.8 总结论

综上所述，项目属于国家产业政策鼓励项目，项目选址、选线不涉及生态保护红线，符合生态环境分区管控要求，项目实施后可取得较大的经济效益和社会效益。尽管在工程建设和运行中，会对周围的环境产生一定的不利影响，并在今后的建设和运行中存在一定风险，但其影响和风险是可以接受的。只要建设单位加强环境管理，认真落实可行性研究报告和本环评报告中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态环境保护和恢复措施，可使本项目对环境造成的不利影响降低到最低限度。

因此，本报告书认为，从生态环境保护分析，本项目建设可行。

9.2 要求与建议

在项目建设运行中，应积极采用先进的新工艺、新技术，减少污染物的产生量、排放量，确保污染物稳定达标。