



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

2026 年准东采油厂注水井更新补钻工程

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

二〇二六年七月

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	30
1.5 环境影响报告的主要结论	30
2 总则	31
2.1 评价目的、原则	31
2.2 编制依据	32
2.3 环境影响因素识别和评价因子	38
2.4 环境功能区划和评价标准	44
2.5 评价工作等级与评价范围	49
2.6 评价内容和评价重点	56
2.7 控制污染与环境保护目标	56
3 建设项目概况与工程分析	59
3.1 工程基本情况	59
3.2 油田概况	59
3.3 工程组成	62
3.4 工程方案	64
3.5 主要建设内容	65
3.6 现有工程开发回顾	79
3.7 工程分析	91
3.8 清洁生产分析	114
3.9 污染物排放总量控制	124
4 环境现状调查与评价	125
4.1 自然环境概况	125
4.2 环境空气现状调查与评价	131
4.3 水环境现状调查与评价	131
4.4 声环境现状调查与评价	139

4.5 土壤环境现状调查与评价	140
4.6 生态环境现状调查与评价	148
5 环境影响预测与评价	159
5.1 大气环境影响分析与评价	159
5.2 地表水环境影响分析	162
5.3 地下水环境影响分析与评价	163
5.4 声环境影响分析与评价	171
5.5 固体废物影响分析	175
5.6 土壤环境影响分析	177
5.7 生态环境影响分析	184
5.8 水土流失影响分析	192
5.9 土地沙化影响分析	194
5.10 运输过程影响分析	195
6 环境保护措施及其可行性论证	197
6.1 大气污染防治措施	197
6.2 地表水环境保护措施	198
6.3 地下水环境保护措施	200
6.4 噪声污染防治措施	205
6.5 固废污染防治措施	206
6.6 土壤污染防治措施	209
6.7 生态环境保护措施	210
6.8 生态恢复方案	216
6.9 水土保持方案	220
6.10 防沙治沙方案	223
6.11 防洪措施	226
6.12 环保投资分析	226
6.13 环境影响经济效益分析	227
7 环境风险评价	230
7.1 环境风险调查	230

7.2 风险潜势初判及评价等级	230
7.3 环境敏感目标调查	231
7.4 环境风险识别	231
7.5 环境风险影响分析	234
7.6 环境风险防范措施	238
7.7 风险事故应急处理措施	245
7.8 环境风险管理	247
7.9 突发环境事件应急预案	248
7.10 环境风险评价小结	249
8 环境管理与监测计划	251
8.1 环境管理	251
8.2 企业自主验收	261
8.3 环境信息公开	267
8.4 环境监测计划	267
8.5 污染物排放清单	271
9 环境影响评价结论与建议	273
9.1 结论	273
9.2 要求与建议	280

附件

附件 1 环评委托书

附件 2 新疆油田公司“十四五”地面工程发展规划环境影响报告书审查意见；

附件 3 现有工程环保手续

附件 3-1 关于中国石油天然气股份有限公司火烧山油田平地泉组 H41 油藏 2016 年加密调整工程环境影响报告书的批复；

附件 3-2 关于火烧山油田平地泉组 H3 油藏加密调整 2020 年建设工程环境影响报告书的批复；

附件 3-3 关于火烧山油田 H 油藏南部 2015 年开发建设工程环境影响报告书的批复；

附件 3-4 火烧山油田 H2 油藏南部 2015 年开发建设工程竣工环境保护验收意见；

附件 3-5 火烧山油田平地泉组 H41 油藏 2016 年加密调整工程（第一批）竣工环境保护验收意见；

附件 3-6 火烧山油田平地泉组 H41 油藏 2016 年加密调整工程（第二批）竣工环境保护验收意见；

附件 3-7 火烧山油田平地泉组 H41 油藏 2016 年加密调整工程（第二批）竣工环境保护验收意见；

附件 3-8 火烧山油田 H1-H4 油藏区块开发建设工程（第一批）竣工环境保护验收意见；

附件 3-9 火烧山油田 H1-H4 油藏区块开发建设工程（第二批）竣工环境保护验收意见；

附件 3-10 关于火烧山油田 H2 油藏 H1166A、H256A 注水井更新实施工程环境影响报告书的批复；

附件 4 依托工程环保手续

附件 4-1 昌吉州环保局关于火烧山油田事故池（废液池）新建及污水回收工程环境影响报告书的批复；

附件 4-2 关于克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司废弃物处置再生利用项目环境影响报告书的批复；

- 附件 5 克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司经营许可证；
- 附件 6 监测报告；
- 附件 7 2026 年钻井水基岩屑“三化”一体技术服务合同；
- 附件 8 生活污水清运协议；
- 附件 9 生活垃圾清运协议；
- 附件 10 关于火烧山油田 H1-H4 油藏区块开发建设工程建立生态恢复区征求意见的复函；
- 附件 11 建设项目环境影响评价审批基础信息表。

1 概述

1.1 项目建设概况

本项目位于火烧山油田油藏，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，由新疆油田公司准东采油厂运营管理。

火烧山油田油藏 1987 年开展开发试验，1988 年采用 350m 井距反九点注采井网全面投入开发。1990 年建设初期由于油藏水淹水窜严重出现了快速减产，后于 1995 年~2008 年针对油藏水淹水窜问题开展了多期综合治理工程，促使油藏开发效果得到明显改善。2009 年开始进入精细治理挖潜阶段。

本次部署区域位于火烧山油田 H₂、H₃ 和 H₄ 油藏，新建注水更新井 6 口（H1373A 井、H1487A 井、H1461A 井、H1234A 井、H1232A 井、H208A 井），配套建设井口装置、注水管线 2.4km、供配电及物联网等地面工程。本次更新井依托火烧山现有注水系统，注水量为 177m³/d，不新增注水规模。

1.2 环境影响评价技术路线

本工程属于油气开采项目，所有工程均在已开发油区范围内，为老区块改扩建项目（见图 1.2-1）。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）”，本项目位于新疆卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区外围保护地带，北距该自然保护区的实验区 450m，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》，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《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 4 月委托南京国环科技股份有限公司开展《2026 年准东采油厂注水井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。再进一步工程分析，环境现状调查、监测并开展环境质量现状评价的基础上进行环境影响预测及评价，提出减少环境污染和生态影响的环境管理措施和工程措施。从环境保护的角度确定项目建设的可行性，给出评价结论和提出进一步减缓环境影响的措施，并最终完成环境影响报告书编制。

受评价单位委托，新疆天熙环保科技有限公司于 2026 年 5 月对拟建项目评价区域声环境、土壤环境及环境空气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：

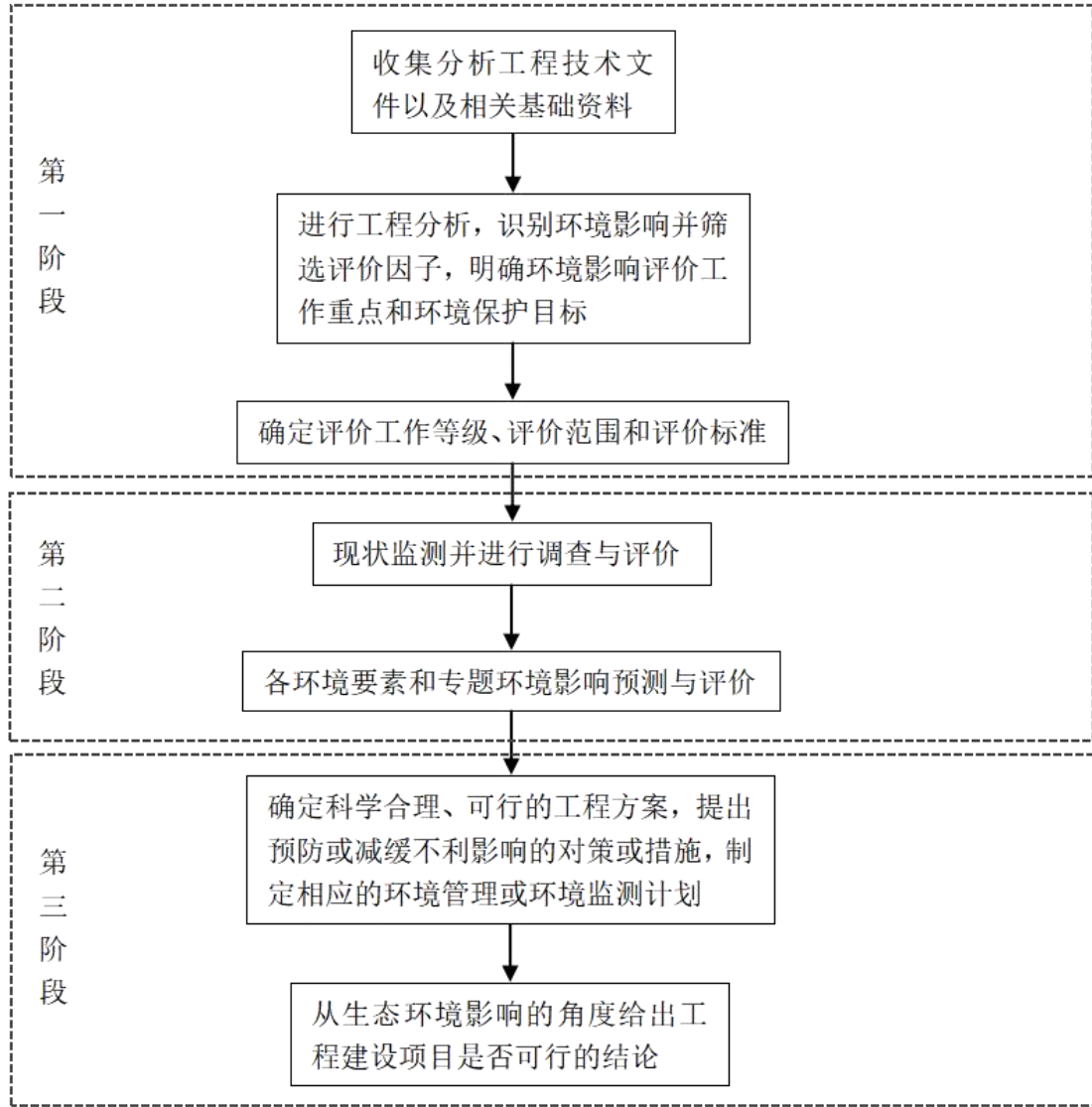


图 1.2-2 建设项目环境影响评价工作程序图

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，井下作业废水拉运至火烧山联合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，鼓励油污、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；运营期井下作业废水经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；落地油 100%回收，回收的落地油送至火烧山联合站处理。	符合
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，回收的落地油送至火烧山联合站原油处理系统进行处理。	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）、《转发〈关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知〉的通知》（新环环评发〔2020〕142）号的符合性分析

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 H ₂ 、H ₃ 和 H ₄ 油藏区块内更新 6 口注水井,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。	本项目运营期井下作业废水经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,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 and 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,	建设单位设置质量安全环保机构及人员,建有 HSE 管理体系,监督落实建设、运营及退役期各项生态环境保护措施。	符合

	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。		
--	----------------------------------	--	--

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）和《转发〈关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知〉的通知》（新环环评发〔2020〕142）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》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产业政策，依法办矿	本工程符合国家产业政策，依法办理相关勘探开采手续。	符合
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	符合

			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。	
		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	一般要求	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。	本项目已提出生态保护、恢复等措施，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	报告第“6”章环保措施章	符合

		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。	节已按照井场、管线等进行分区修复和恢复评价。	
4		采用埋设方式布置的管线，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。	本项目注水管线采用埋地敷设方式，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理要求以及国土空间规划、生态环境分区管控要求。	项目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。	项目选址不在文物古迹、宗教遗迹、历史文化保护地、地质遗迹保护区，风景名胜区等人文资源范围内。	符合

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；新建道路剥离表土堆放于道路临时用地。	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。	本项目注水管线为埋地敷设，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	适用范围	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。	本项目属于改扩建的陆地石油开采项目。	符合
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	污染防治与环	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	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	符合

	境影响	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。	施工作业范围。具体详见环境保护措施章节。	
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		涉及废水回注的,应采取切实可行的地下水污染防治和监控措施,不得回注与油气开采无关的废水,严禁造成地下水污染;在相关行业污染控制标准发布前,回注水应满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329)《气田水注入技术要求》(SY/T6596)等相关标准要求。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后运至火烧山联合站的污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注油藏,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,详见报告环保措施章节。	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》(GB18599)处置;废弃油基钻井泥浆及岩屑、落地油、清罐底泥、含油污泥、含油清管废渣、油气处理厂过滤吸附介质、废脱汞剂等危险废物,应按照国家有关规定制定危险废物管理计划,建立危险废物管理台账,依法依规自行处置或委托有相应资质的单位无害化处置。固体废物无害化处置率应达到 100%。	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施和应急预案编制要求。	符合
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)》(HJ651)、《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/T6646)、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317)等相关要求	后期对拟退役的废弃井生态修复按照《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规范(试行)》《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646)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。	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》相符性分析一览表

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;本项目为注水井不涉及伴生气。	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/T6276-2014)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/T6276-2014)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境水沟,配备污油回收罐;产生的岩屑进入储罐暂存,最终由新疆盛洁环境技术有限责任公司回收处置。	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。	本项目运营期为回注水工程,无大气污染物排放。	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

序号	要求	本项目	相符性
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。	本项目运营期为回注水工程，不产生含挥发性有机物废气的生产和服务活动。	符合
4	石油、化工等排放挥发性有机物的企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。	本项目运营期为回注水工程，不排放挥发性有机物。	符合

1.3.1.10 与《中华人民共和国自然保护区条例》（2026 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》（2026 年修订），在自然保护区的核心区只能开展以下活动：①为保护自然保护区开展的调查监测、生态修复、管护巡护等活动，科研观测、基础测绘、文物和其他文化遗产保护、防灾减灾、应急救援活动，以及国家机关依法履行执法职责确需开展的活动；②原有居民必要的生产生活活动，以及确需保留、无法避让的已有重要基础设施的运行、维护、改造；③必须且无法避让、以生态环境无害化方式穿越地下、水下或者空中的线性基础设施建设；④为维护国家安全、实施国家重大战略确需开展的活动，以及无法避让的国家重大项目建设；⑤法律、行政法规规定或者国务院批准的其他活动。在一般控制区仅允许开展以下活动：①核心保护区允许开展的活动；②符合国土空间规划且无法避让的重要基础设施的建设、运行和维护；③古生物化石调查发掘，基础地质调查，战略性矿产资源远景调查和规定范围内的战略性矿产资源勘查；④珍稀濒危野生动植物的野化、繁殖，非破坏性的标本采集活动；⑤与自然保护区保护目标一致的人工商品林抚育、树种更新等森林经营活动；⑥科普宣传、生态旅游、教育文化体育等公共服务活动；⑦法律、行政法规规定或者国务院批准的其他活动。

本项目距离卡山保护区实验区约 450m，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》（2026 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

根据《中华人民共和国自然保护区条例》（2026 年修订），自然保护区分

区管控由原来的“核心区、缓冲区和实验区”变为“核心保护区和一般控制区”，经咨询新疆卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区管理部门，该自然保护区“三区”变“两区”的调整尚未取得有关部门批准，《新疆卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区管理条例》尚未修编，故本次评价还对照现行条例进行分析。

《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。

本项目距离卡山保护区实验区约 450m，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。

根据调查及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。

本次新建注水管线最近距离卡山保护区实验区约 450m，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。”

本项目地面施工过程中对于扬尘，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；本项目位于非沙化土地，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十五个五年规划纲要》相符性分析

《中华人民共和国国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》提出“强化能源资源供应保障”，按照“坚持油气核心需求自主保障，实施中长期油气增储上产战略行动，确保原油年产量稳定在 2 亿吨左右、天然气产量稳步增长，加强煤制油气产能和技术储备。……加强战略性矿产资源勘探开发和储备，深入实施新一轮找矿突破战略行动，统筹加强产品、产能和产地储备……”

本工程属于陆地石油开采建设项目，符合规划中中长期油气增储上产战略行动，确保原油年产量稳定的要求。

1.3.2.2 与《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》相符性

《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》提出“发展壮大油气生产加工产业集群。加快油气资源勘查开发和增储上产，加大深地和煤层气、页岩油（气）等非常规油气资源勘查开发力度，提高油气采收率。……深挖老区开采潜力，加快新区产能建设……”。本项目属于油田老区注水工程，以完善注采井网、提升采出程度，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》，项目位于自治区级重点开发区域，见图 1.3-1。根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，吉木萨尔县属于国家层面重点开发区域。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，位于天山北坡吉木萨尔县属于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保护红线区内，所占土地类型均为采矿用地，不占用天然草地、林地、水库水域、河流水面、湖泊水面等。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。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 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。

相符性分析：火烧山油区内地势平坦，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内，运营后属于准东采油厂火烧山作业区管辖，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，符合昌吉州生态环境分区管控方案的管控要求。本报告对于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。根据区域主体功能定位，结合区域资源环境特征、生态保护红线等相	本项目对选址选线进行了合理性分析，	符合

	关管控要求, 依据生态环境影响评价结果, 从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面对规划建设油气长输管道工程及油气田内部集输管道工程选址选线提出要求, 进一步优化石油天然气开采规模、开发布局和建设时序, 优先避让环境敏感区, 远离沿线居民。总结石油天然气开发过程对生态环境影响和保护经验, 及时进行优化调整。	本项目评价范围内无风景名胜区、文化区等环境敏感区, 项目位于新疆卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区外围保护地带, 北距该自然保护区的实验区 450m。	
3	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及分析方法》(SY/T5329) 等相关标准要求, 采取切实可行的地下水污染防治和监控措施, 防止造成地下水污染。油气开采过程中产生的固体废物, 应当遵循减量化、资源化、无害化原则, 合规处置。加强伴生气、落地油、采出水等回收利用, 提高综合利用水平。	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公司合规处置; ②运营期井下作业废水进罐收集后拉运至火烧山联合站处理, 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处理。	符合
4	加强生态环境系统治理, 维护生态安全。坚持节约优先、保护优先、自然恢复为主, 统筹推进山水林田湖草沙一体化保护和系统治理, 守住自然生态安全边界。严格控制油气田开发扰动范围, 加大生态治理力度, 结合油气开采绿色矿山建设等相关要求, 落实各项生态环境保护措施, 保障区域生态功能不退化。油气开发应同步制定并落实生态保护和修复方案, 综合考虑防沙治沙等相关要求, 因地制宜开展生态恢复治理工作。	本报告提出了生态保护及恢复措施, 详见 6.7、6.8 节。	符合
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

1.3.2.6 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。本项目位于准东采油厂火烧山作业区，属于矿产能源发展区，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

管控纬度		管控要求	本项目情况	符合性分析
空间	禁止开发	禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜區、森	本项目不在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保	符合

布局约束	建设的活动	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	护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区建设	
		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，深度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
	限制开发建设的活动	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。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。	本项目不属于高耗水、高污染项目	符合
		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
污染物排放管控	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
		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	本项目符合生态分区管控、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
	污染物削减/替代要求	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
环境风险防控	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、流域生态环境污染综合防治、风险防控与生态修复。	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
		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。		符合
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	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

		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。		
--	--	--	--	--

（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，图 1.3-3。

表 1.3-12 与分区分管方案的相符性分析

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。	本项目位于火烧山作业区内，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。	本项目属于注水工程，运营期仅使用少量电资源。	符合
	生态 环境	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	本项目建设地点位于准东煤矿五彩湾矿区，属于重	符合

	准入清单	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区域。	点管控单元。	
--	------	---	--------	--

表 1.3-13 与昌吉州生态环境准入清单要求相符性分析

文件名称	管控纬度		管控要求	本项目情况	相符性
吉木萨尔县环境管控单元生态环境准入清单动态更新成果（重点管控单元）	准东煤矿五彩湾矿区（ZH65232720015）	空间布局约束	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、本项目位于工矿用地，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
		污染物排放管控	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、处置场污染控制标准》（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委托五家渠城华市政管理服务有限公司清运处理； 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
		环境风险防控	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、准东采油厂修编了《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》，并取得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；	符合

				2、本项目不涉及矿山开采。	
		资源利用效率	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准要求。	本项目不涉及煤炭采选等相关工序。	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；项目产生的井下作业废水进罐收集后拉运至火烧山联合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，本项目建设符合生态环境分区管控的要求。

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，占地类型为工矿用地，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，项目占地类型为工矿用地，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、水利等基础设施建设项目施工使用的临时用地，期限不超过四年。	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工作。	符合
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 and 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运营期井下作业废水进罐收集后拉运至火烧山联合站处理, 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、含油固体废弃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, 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保护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。本项目注水管线距离卡山保护区实验区最近约 450m，位于卡山自然保护区外围保护地带。

⑩本项目位于火烧山井区，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。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沙质梭梭荒漠，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生态分区管控的相关要求。本次产能建设不占用保护文物、风景名胜区、自然保护区、森林公园以及生态保护红线等环境敏感区。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。本项目最近距离卡山保护区实验区约 450m，位于卡山自然保护区外围保护地带。

⑨本项目位于火烧山井区，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，主要环境保护目标为北侧 450m 的卡拉麦里有蹄类自然保护区实验区。

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；项目施工期和运营期对卡拉麦里有蹄类自然保护区实验区的影响。

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。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，论证项目在环境方面的可行性，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) 《中华人民共和国生态环境法典》(中华人民共和国主席令 第七十号，2026 年 8 月 15 日起施行)；

(2) 《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)；

(3) 《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)；

(4) 《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)；

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

(6) 《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)；

(7) 《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)；

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

(9) 《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)；

(10) 《中华人民共和国突发事件应对法》(第 14 届人大第 10 次会议，2024 年修订)；

(11) 《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)；

(12) 《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)；

(13) 《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)；

(14) 《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)；

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

(16) 《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)；

(17) 《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)；

(18) 《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)；

(19) 《国家重点保护野生植物名录》(2021 年)；

(20) 《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)；

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

(22) 《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)；

(23) 《产业结构调整指导目录》(2024 年本)；

(24) 《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)；

(25) 《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)；

(26) 《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)；

(27) 《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)；

(28) 《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)；

(29) 《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)；

(30) 《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)；

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

(32) 《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）；

(33) 《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）；

(34) 《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）；

(35) 《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）；

(36) 《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）；

(37) 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）；

(38) 《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）；

(39) 《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）；

(40) 《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）；

(41) 《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）；

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

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

(44) 《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）。

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）；

(3) 《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）；

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

(5) 《新疆国家重点保护野生植物名录》（2022 年 3 月）；

(6) 《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）；

(7) 《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）；

(8) 《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）；

(9) 《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）；

(10) 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）；

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

(12) 《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》；

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

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

(15) 《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）；

- (16) 《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）；
- (17) 《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）；
- (18) 《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）；
- (19) 《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）；
- (20) 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）；
- (21) 《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）；
- (22) 《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）；
- (23) 《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）；
- (24) 《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）；
- (25) 《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）；
- (26) 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）；
- (27) 《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）；
- (28) 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）；
- (29) 《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）；
- (30) 《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）；

（31）《关于加强自治区生态保护红线管理的通知(试行)》。

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/T6276-2014）；
- （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) 《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）；
- (21) 《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）；
- (22) 《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）
- (23) 《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022）；
- (24) 《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ 819-2017）；
- (25) 《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）；
- (26) 《陆上油气田采出水地下注入环境保护技术规范》（SY/T7784--2024）；
- (27) 《石油天然气工程项目用地控制指标》（TDT 1099-2024）；
- (28) 《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）；
- (29) 《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）。

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 4 月 8 日；
- (2) 《2026 年（采油一厂、采油二厂、石西、陆梁、准东、吉庆）注水井更新补钻地面工程方案》（2025 年 10 月）；
- (3) 火烧山油田 H₁-H₄ 油藏区块开发建设工程环境影响报告书及环评批复（新环函〔2021〕178 号）、验收意见；
- (4) 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及环评批复（新环函〔2025〕257 号）；
- (5) 火烧山油田钻井工程相关资料。

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、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

环境因素 影响因素		占地	钻前工程		钻井工程					注水管线敷设			
			废气	噪声	废气	废水	噪声	固废	环境风险	废气	废水	噪声	固废
			施工扬尘	施工设备的噪声	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	井喷井漏	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 2.3-2 运营期环境影响因素识别矩阵

环境因素		占地	注水工程				
			废气	废水	噪声	固废	环境风险
			/	井下作业 废水	站场设备 等噪声	/	管线泄漏
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	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（C6~C9）、石油烃（C10~C40）、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	/	昼间等效声级（Ld）、夜间等效声级（Ln）
注水工程	施工期	颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、CO	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（C6~C9）、石油烃（C10~C40）、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（Ld）、夜间等效声级（Ln）
	运营期	/	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	/	土壤肥力或林地立地条件、生物多样性、生态系统完整性等	昼间等效声级（Ld）、夜间等效声级（Ln）

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

本项目位于准噶尔盆地腹部，隶属吉木萨尔县管辖，按照《环境空气质量标准》（GB3095-2026）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，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。

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。

2030 年 12 月 31 日止，环境空气质量评价中 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃、NO_x 七项指标执行《环境空气质量标准》（GB3095-2026）过渡阶段二级浓度限值，2031 年 1 月 1 日起，环境空气污染物基本项目实施二级浓度限值；非甲烷总烃参照《大气污染物综合排放标准详解》中推荐值 2.0mg/m³ 执行。

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	基本污染物 过渡阶段二 级浓度限值	二级浓度 限值	单位	标准来源
基本 污染 物	SO ₂	年平均	60	20	μg/m ³	《环境空气质 量标准》 （GB3095-202 6）二级过渡阶 段
		24 小时平均	150	50		
		1 小时平均	500	150		
	PM ₁₀	年平均	60	50		
		24 小时平均	120	100		
	PM _{2.5}	年平均	30	25		
		24 小时平均	60	50		
	NO ₂	年平均	40	30		
		24 小时平均	80	50		
		1 小时平均	200	200		
	CO	24 小时平均	4	4	mg/m ³	
		1 小时平均	10	10		
O ₃	日最大 8 小时平均	160	160	μg/m ³		
	1 小时平均	200	200			
特征 污染 物	非甲烷总 烃	1 小时平均	2	2	mg/m ³	《大气污染物 综合排放标准 详解》

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	
	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	《地表水环境质量标准》 (GB3838-2002) III类标准

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

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 $1.0\text{mg}/\text{m}^3$ 限值要求。

(2) 运营期

本项目运营期不产生和排放废气。

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。施工期生活污水收集后委托吉木萨尔县安恒水处理有限公司清运处理。

(2) 运营期

本项目井下作业废水进罐收集后拉运至火烧山联合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，不向外环境排放。标准值见表 2.4-5。

表 2.4-5 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》(GB12523-2025)。

(2) 营运期：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 2.4-6。

表 2.4-6 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》(GB12523-2025)	/	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

本项目建设 6 口注水井及配套注水管线，运营期管输处理后合格的采出水回

注油藏，运营期无大气污染物排放。

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。在油田正常注水过程中，本项目产生的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，注水管线属于 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。

《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）中提到：“新建回注井（含开采井转回注井）的场地，地下水评价等级不低于二级”。

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。本项目注水管线属于Ⅱ类建设项目，地下水环境敏感特征为不敏感，由此判定本项目注水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），本项目井场评价范围确定为：以本项目区为中心，地下水流向上游 2km，两侧外扩 2km，下游 26km 的矩形区域；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》，油类和废水等输送管道以工程边界两侧向外延伸 200m 作为调查评价范围，本项目管线地下水评价范围设置为管线两侧向外延伸 200m 的范围，同时兼顾回注空间及回注水可能影响的范围。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，本项目土壤盐分含量在 $0.9\text{g/kg} \sim 3.8\text{g/kg}$ ，介于导则 $2\text{g/kg} \sim 4\text{g/kg}$ 之间，属于附录 D.1 土壤盐化分级标准中的“干旱、半荒漠和荒漠地区”中轻度盐化土壤；土壤 pH 值在 $7.22 \sim 8.54$ 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 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）土壤环境影响评价项目类别，本项目涉及的井场和管线分别为 I 类和 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（ $5 \sim 50\text{hm}^2$ ）、小型（ $\leq 5\text{hm}^2$ ）。本项目永久占地面积为 0.36hm^2 ，占地规模为小型。

（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工矿用地，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	$\text{pH} \leq 4.5$	$\text{pH} \geq 9.0$

	下水位平均埋深<1.5m 的地势平坦区域；或土壤含盐量>4g/kg 的区域		
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≥1.5m 的，或 1.8<干燥度≤2.5 且常年地下水位平均埋深<1.8m 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<1.5m 的平原区；或 2g/kg<土壤含盐量≤4g/kg 的区域	4.5<pH≤5.5	8.5≤pH<9.0
不敏感	其他	5.5<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

本项目井场开发属于I类项目，注水管线属于III类项目，因此本项目井场土壤污染影响型评价工作等级为二级，注水管线土壤污染影响型评价工作等级不作要求。

本项目井场生态影响型土壤评价工作等级为二级，注水管线生态影响型土壤评价工作等级为三级。

(5) 评价范围

①土壤污染影响型评价范围

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，注水管线不设置土壤污染影响型评价范围。

②土壤生态影响型评价范围

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 HJ2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态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 HJ610、HJ964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级		不涉及
f) 当工程占地规模大于 20km ² 时（包括永久和临时占用），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 0.07km 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

本项目风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	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 26km 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
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	井场	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
			注水管线	/	/
		生态影响型	井场	二级	井场取占地范围内及占地范围外 2km 范围，见图 2.5-4
			注水管线	三级	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，评价时段包括建设期、生产运营期和退役期三个时段，以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、注水管线。

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 450m 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。项目 500m 范围内无风景名胜区、居民区、学校等环境保护目标，项目北侧 450m 为卡拉麦里有蹄类自然保护区实验区，属于新疆维吾尔自治区级天山北坡诸小河流域重点治理区内，周边 200m 范围内无声环境保护目标，周边 500m 范围内无地下水集中式饮用水水源和热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源。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》 (GB3095-2026) 过渡阶段二级标准 浓度限值
	卡拉麦里山有蹄类野生动物 自然保护区	位于项目区北侧 450m	《环境空气质量标准》 (GB3095-2026) 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

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
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	国家级保护动物
	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 450m	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 工程基本情况

项目名称：2026 年准东采油厂注水井更新补钻工程

建设单位：中国石油新疆油田分公司开发公司

项目性质：改扩建

建设地点：火烧山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 150km，西北距彩南油田 52km，西南距阜康 170km。区块行政隶属新疆昌吉回族自治州吉木萨尔县。中心点经纬度坐标：*****。地理位置见图 3.1-1。

建设规模：本项目主要建设内容为注水更新井 6 口（H1373A 井、H1487A 井、H1461A 井、H1234A 井、H1232A 井、H208A 井）配套建设 6 口井的集输、供配电和仪表自动化等地面工程。

建设周期：项目计划施工期为 2026 年 8 月至 2026 年 10 月。

3.2 油田概况

3.2.1 火烧山油田介绍

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 H₁、H₂、H₃、H₄¹、H₄² 五套开发层系。

本次部署区域位于 H₂、H₃ 和 H₄ 地面占用区。

3.2.2 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。

3.2.3 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) H_1 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 4.53km^2 ，平均砂体厚度 21.2m，平均油层厚度 5.5m，地质储量 $123.17 \times 10^4 \text{t}$ 。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 $118.47 \times 10^4 \text{t}$ 。

中部上返区：含油面积 10.16km^2 ，平均砂体厚度 15.6m，平均油层厚度 3.8m，地质储量 $192.80 \times 10^4 \text{t}$ 。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 H_2 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。

未动用区：含油面积 15.21km^2 ，平均砂体厚度 6.7m，平均油层厚度 2.8m，地质储量 $245.87 \times 10^4 \text{t}$ 。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。

(2) H_2 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 4.83km^2 ，平均砂体厚度 38.5m，平均油层厚度 14.9m，地质储量 $427.33 \times 10^4 \text{t}$ 。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 $400.91 \times 10^4 \text{t}$ ，是本次部署目标区。

中部动用区：该区含油面积 12.73km^2 ，平均砂体厚度 25.5m，平均油层厚度 9.1m，地质储量 $685.35 \times 10^4 \text{t}$ 。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 9.16km^2 ，平均砂体厚度 8.2m，平均油层厚度 4.0m，地质储量 $182.76 \times 10^4 \text{t}$ 。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 1.47km^2 ，平均砂体厚度 1.9m，平均油层厚度 0.9m，地质储量 $7.38 \times 10^4 \text{t}$ 。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) H_3 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 23.38km²，平均砂体厚度 36.8m，平均油层厚度 12.1m，地质储量 1943.26×10⁴t。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 2.59km²，平均砂体厚度 8.6m，平均油层厚度 4.2m，地质储量 74.98×10⁴t。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 4.11km²，平均砂体厚度 8.3m，平均油层厚度 4.6m，地质储量 128.35×10⁴t。储层发育较落实，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。

3.3 工程组成

本项目注水更新井 6 口，均为新钻井，钻井总进尺 9942m，注水管线 2.4km，配套建设供配电及仪表自动化等地面工程。

工程项目组成见表 3.3-1。

表 3.3-1 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	注水井	6 口	新钻注水井 6 口，均为三开井身结构、直井。单井设计井深 1573.0~1715.0。钻井施工累计共 72 天；地面工程施工 30 天，累计施工 102 天，施工人数为 35 人。本项目采用水基钻井液。	新建
	注水工程	注水井场	6 口	新建 25MPa 注水井口装置 6 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	2.4km	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℃），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	6 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	选用 ZA-YJV-0.6/1kV，采用穿管埋地敷设，线路长度约 120m。			新建
	供水	施工期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区。			依托

类别	名称	工程量	建设内容	备注
	供热		项目冬季不施工，不涉及供热。	/
	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。	/
			柴油发电机燃油燃烧废气：采用高效设备，定期维护，采用符合国五标准的柴油，并添加柴油助燃剂等措施。	/
			车辆尾气：使用国家合格燃油，间断不连续排放。	/
		运营期	运营期无废气产生	/
	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
			施工生活污水：施工期每口井新建 1 座生活营地，生活污水收集后委托吉木萨尔县安恒水处理有限公司清运处理。	依托
			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：采用专用收集罐收集后拉至火烧山联合站污水处理系统处理，处理达标后用于回注油藏，不外排。	依托
			井下作业废液（废洗井液）：采用专用收集罐收集后拉至火烧山联合站污水处理系统处理，处理达标后用于回注油藏，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。	/
			废弃防渗膜、机械设备废油：在危废点贮存，委托有资质的单位拉运并进行无害化处置。	依托
			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，委托五家渠城华市政管理服务有限公司清运处理。	依托
			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。	/
		运营期	运营期无固废产生	/
	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。 火烧山联合站注水系统，注水规模 8400m ³ /d，现状注水规模 5200m ³ /d，本次注水规模为 177m ³ /d，依托可行。	依托
	克拉玛依博达		施工机械设备废油委托克拉玛依博达环保生态环境科技有限责任公司处置。	

类别	名称	工程量	建设内容	备注
	环保生态环境科技有限责任公司			

3.4 工程方案

3.4.1 部署情况

根据 2026 年准东采油厂注水井更新补钻工程方案，共部署注水井 6 口，钻井总进尺 $0.9942 \times 10^4 \text{m}$ ，注水量 $6.46 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

表 3.4-1 开发部署一览表

层位	总井数 (口)	新钻注水井 (口)	设计井深 (m)	钻井进尺 (10^4m)	单井注水 (m^3/d)	井型
H ₂ 、H ₃ 和 H ₄	6	6	1573.0~1715.0	0.9942	30	直井

表 3.4-2 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	H208A	*****	*****	*****	*****	注水井
2	H1232A	*****	*****	*****	*****	
3	H1234A	*****	*****	*****	*****	
4	H1461A	*****	*****	*****	*****	
5	H1487A	*****	*****	*****	*****	
6	H1373A	*****	*****	*****	*****	

3.4.2 开发指标预测

准东采油厂 2026 年火烧山油田注水井更新 6 口，实施后预计日注水量 177m^3 ，日增油量 6.5t，恢复水驱控制地质储量 325.7 万吨。

表 3.4-3 准东采油厂 2026 年更新井开发指标

区块	井别	层位	井号	控制地质储量 (10^4t)	设计井深 (m)	日注水量 (m^3)	日增油量 (t)
火烧山	注水井	H ₂	H208A	27.8	1573.0	30	1
		H ₃	H1232A	103.4	1715.0	24	1.5
		H ₃	H1234A	47.7	1712.0	28	1
		H ₄ ¹	H1461A	46.8	1630.0	20	1
		H ₄ ¹	H1487A	29.1	1647.0	50	1
		H ₄ ²	H1373A	70.9	1665.0	25	1
		合计		325.7		177	6.5

3.4.3 总体布局

项目的主要建设内容包括：部署 6 口注水井，钻井总进尺 $0.9942 \times 10^4 \text{m}$ ，注水管线 2.4km，配套建设供配电及仪表自动化等地面工程。

6 口注水井，工艺采用“单干管多井配注工艺”，即火烧山联合站注水系统来水经注水干、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。

项目总平面布置示意图见图 3.4-1。

3.5 主要建设内容

3.5.1 钻前工程

钻前工程主要包括井场地面平整夯实，布设安装井场设备，包括钻机、钻台，以及配料罐、泥浆泵、钢制泥浆槽等工作内容，并对设备进行调试，保证正常运行。

①钻前整理场地，按照表土保护，分区防渗工作要求，对场地进行施工，剥离表层土，平整土地后，柴油罐区、钻井液材料房属于重点防渗区，采用底层 2mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗；钻井泵、钻台、材料房做一般防渗处理，采用 1.5mm 土工布进行防渗。临时占地内划分作业带，建设柴油储罐基础及机房等临时工程，尽量减少临时占地。钻前整理场地，并保证全套钻井设备达到相关的安装标准。

②钻机安装，注意保护原井口设备。

③开钻前必须校正天车、转盘和井口，以保证三者中心偏差不大于 10mm。

④设备运转正常，安全装置灵活好用。各种仪器仪表准确灵敏好用。

⑤设备安装完成后，进行整机试运转，连续运转 90min，各部件工作正常，性能可靠。然后进行高压循环系统试压，钻机试压 25.0MPa，运转 30min 以上，所有管线不刺不漏，油气水路畅通。

3.5.2 钻井工程

本次新钻 6 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。6 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	设计井深（m）	钻井周期（d）
1	H208A	注水井	直井	1573.0	10
2	H1232A	注水井	直井	1715.0	13
3	H1234A	注水井	直井	1712.0	13
4	H1461A	注水井	直井	1630.0	12
5	H1487A	注水井	直井	1647.0	12
6	H1373A	注水井	直井	1665.0	12
合计				9942	72

3.5.2.1 钻井设计

（1）井身结构

拟部署 6 口注水井均采用三开直井井身结构，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, 采用内管注水泥固井, 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

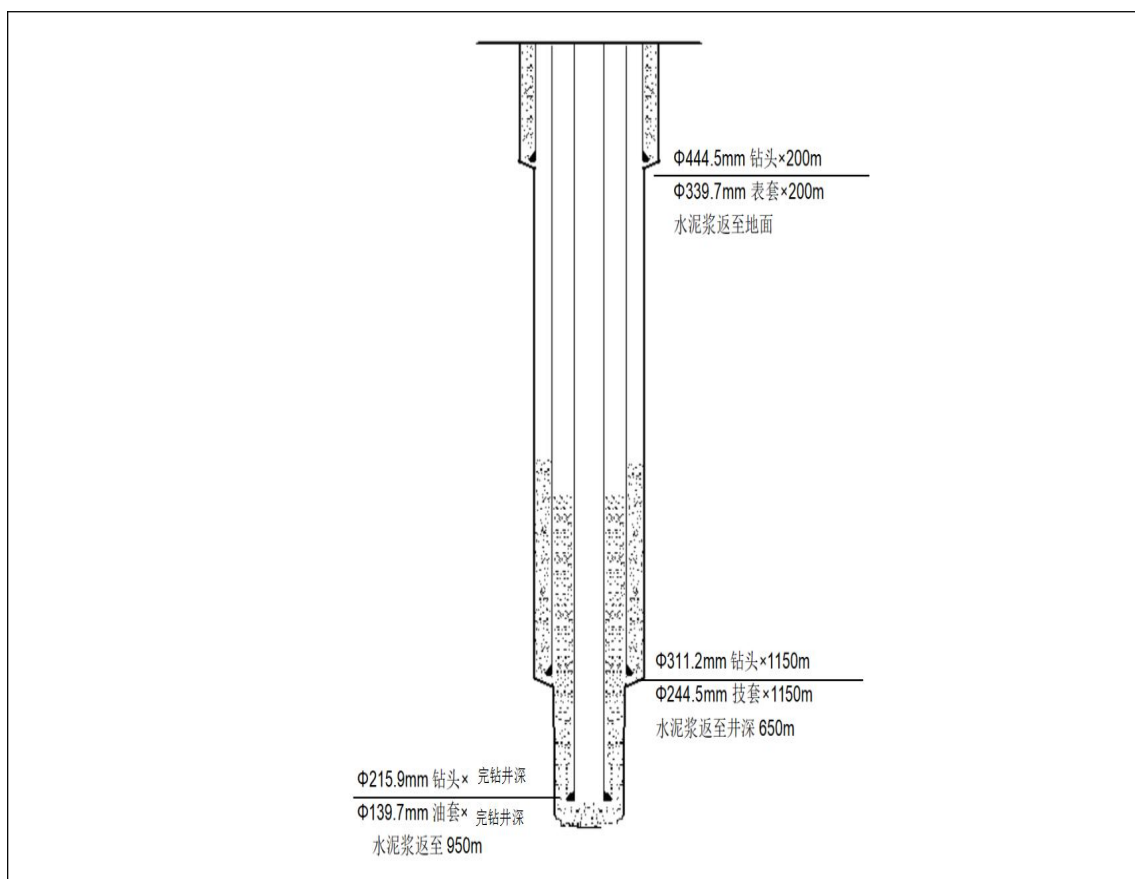
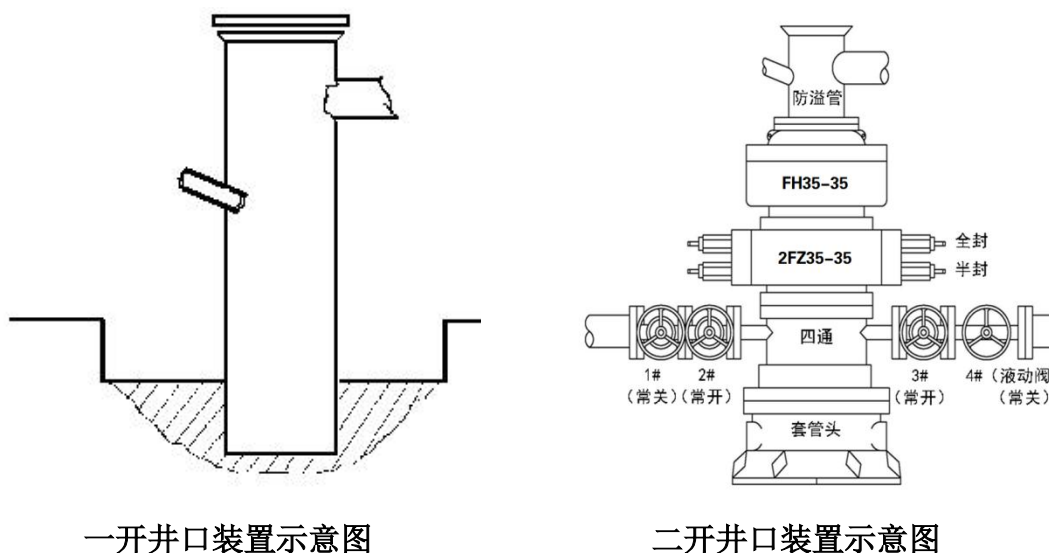


图 3.5-1 井身结构示意图

(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： $\Phi 339.7\text{mm}$ 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		ZJ30	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		>1200	
		柴油机 2#	CAT3406C		>1200	
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
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	二 或	环形防喷器	FH35-35		

序号	名 称				型 号	载荷 (kN)	功率 (kW)	备 注
	统	开		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	柴油罐				20m ³		1 个	
二十一	岩屑储罐				60m ³		8 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 427m³，6 口井合计用量 2562m³。

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。

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置，直接由钻井液公司配置完成后拉运至井场使用。

3.5.2.5 钻井周期

根据钻井方案，单井钻井周期 10 天~13 天，6 口井合计 72 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 注水工程

3.5.3.1 注水来源

本项目注水来源为火烧山联合站。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。本项目 6 口更新井建成后替代原有老井，不新增注水规模。

火烧山联合站采出水处理系统出水执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）。

3.5.3.2 注水井场

火烧山油田新建 16MPa 注水井场 6 座。流程描述如下：配水间来水经过单井注水管道注入井口。注水井口设保温盒，保温盒内单井注水管道设止回阀，防止高压水倒流。注水井场工艺安装采用标准化设计。

3.5.3.3 配水撬

本次部署的 6 口注水井，原 H208、H1232、H1234、H1487、H1461、H1373 注水井将进行封井，本次方案依托原注水井所在配水间的管汇，在配水间内进行

配水和计量。单井进配水撬情况见表 3.5-4。

表 3.5-4 单井进配水撬情况一览表

站号	接入井数（口）	接入的新建注水井井号	拟停用井号
火烧山 2 号计量站	1	H208A	H208
火烧山 14 号计量站	1	H1232A	H1232
火烧山 15 号计量站	1	H1234A	H1234
火烧山 31 号计量站	1	H1461A	H1461
火烧山 10 号计量站	1	H1487A	H1487
火烧山 1 号计量站	1	H1373A	H1373

工艺流程描述如下：增压后的水输送至配水撬，通过撬内分水器向各注水单井进行配注，再去各单井管道上设置恒流配水装置、在线流量计量远传及压力检测远传。

3.5.3.4 注水管网

（1）注水方案

本次部署注水井 6 口。注水依托已建 16MPa 注水系统。注水工艺采用“单干管多井配注工艺”，即火烧山集中处理站增压后的高压水通过注水干支线输送至配水撬，通过撬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。

（2）注水管线

①新建单井注水管道采用 DN50 16MPa 热塑性塑料内衬玻璃钢复合管（耐温 70℃），长度 2.4km，保温埋地敷设，管底标高-1.80m。

②管道穿越油区简易路采用大开挖方式，并设套管保护，穿越完毕后恢复原有路面。

本工程油田注水部分主要工程量详见表 3.5-5。注水管线平面布置图见图 3.4-1。

表 3.5-5 注水部分主要工程量一览表

序号	项目名称	单位	数量
1	25MPa 注水井口装置	座	6
2	DN50 16MPa 热塑性塑料内衬玻璃钢复合管（耐温 70℃）	km	2.4

3.5.4 主要指标

3.5.4.1 技术经济指标

本项目主要经济技术指标见表 3.5-6。

表 3.5-6 本项目主要经济技术指标表

序号	项目		单位	数量
1	注水规模		t/a	6.46×10^4
2	设计井数		口	6
3	管道长度		km	2.4
4	水基钻井液		m ³	2565
5	柴油		t	144
6	工程占地	永久占地	m ²	3600
7		临时占地	m ²	66600
8	总投资		万元	328.36

3.5.4.2 占地情况

本工程总占地面积为 70200m²，其中永久占地 3600m²，临时占地 66000m²。占地类型为工矿用地，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	单井注水井场	座	6	29400	3600	25800	工矿用地	单井永久占地面积为 30m×20m；临时占地 70m×70m-30m×20m
生活营地		座	6	21600	0	21600		单座生活营地占地面积 3600m ²
管线区	单井注水管线	km	2.4	19200	0	19200		埋地敷设，临时作业宽度约为 8m
合计				70200	3600	66600	/	/

3.5.4.3 工程投资

项目总投资 1279.36 万元，环保投资约 192 万元，占总投资的 15%。

3.5.4.4 能源物料消耗

(1) 原辅材料消耗量

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，本项目新钻 6

口注水井，则本项目钻井液用量为 2562m³。钻井液设计用量见表 3.5-8。

表 3.5-8 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柴油

本项目钻机钻进由柴油机供电驱动，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，本项目新钻井 6 口，单井平均钻井周期 12d，施工期间共耗柴油 144t。

（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 3.5-9。

表 3.5-9 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	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

	乳化沥青	由芳香类和环烷烃类组成。
--	------	--------------

3.5.4.5 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。

3.5.5 公辅工程

3.5.5.1 防腐保温

(1) 单井注水玻璃钢管道钢接头外壁防腐层：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 $\geq 0.6\text{mm}$ 。钢质管道采用喷砂除锈，除锈等级不低于 Sa2.5 级。钢接头外壁采用机械除锈，除锈等级不低于 St3 级。

(2) 采用不保温埋地敷设，管底埋深-1.80m。

3.5.5.2 供配电工程

工程涉及到的已建火烧山作业区 1 号、2 号、10 号、14 号、15 号和 31 号计量站，计量站内部均有完善的供配电系统，本次新增智能流量测控装置用电负荷均很小（详负荷统计表），已建配电系统可满足本次新增负荷的需要。

本工程电气部分主要工程量详见表 3.5-10。

表 3.5-10 电气部分主要工程量表

序号	工程内容	型号（规模、规格）	单位	数量
一	井场部分			
1	穿管埋地线路	ZA-YJV-0.6/1kV	m	120
2	断路器	AC220V 16A	套	1
3	镀锌焊接钢管		m	120

3.5.5.3 仪表自动化工程

仪表部分主要完成新钻 6 口注水井配套自动化设施。现场仪表采用先进、可靠、性能优良的电子型智能仪表。位于爆炸危险区内的仪表选型应为相应的防爆产品，无线仪表防爆等级不低于 ExibIIBT4Gb。有线仪表防爆等级不低于 ExdbIIBT4Gb。所有现场仪表是全天候的，具有相应防护、耐气候及耐大气腐蚀的能力，室内仪表防护等级不低于 IP54，室外仪表防护等级不低于 IP65。安装在室外的仪表设备环境温度按-40~+60℃考虑。

3.5.5.4 道路工程

随着火烧山油田的不断开发，油田内道路不断增多，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，均依托现有道路。

3.5.5.5 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拉运。该作业区供水水源井为沙南水井，可满足用水需求。施工期管道试压用水量 28.3m^3 ，生活用水量 285.6m^3 。

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，从火烧山作业区进行拉水使用。

本项目注水量为 $177\text{m}^3/\text{d}$ ($64605\text{m}^3/\text{a}$)，注水水源主要来自火烧山联合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 228.48m^3 ，收集后委托吉木萨尔县安恒水处理有限公司清运处理。管道试压废水 22.64m^3 ，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处理达标后用于回注油藏，不外排。

3.5.6 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污水处理系统进行处理；施工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。施工过程产生的生活垃圾委托五家渠城华市政管理服务有限公司清运处理。本项目与依托工程位置关系图见图 3.5-4。

3.5.6.1 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。

准东采油厂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 3.5-11。

表 3.5-11 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（ $P \geq 0.15\text{MPa}$ ， $T=30^\circ\text{C}$ ，油 $\leq 1000\text{mg/L}$ 、悬浮物 $\leq 300\text{mg/L}$ ）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。工艺流程见图 3.5-5。

图 3.5-5 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 $\leq 10\text{mg/L}$ 、含油 $\leq 15\text{mg/L}$ ），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 $\leq 20\text{mg/L}$ 、含油 $\leq 20\text{mg/L}$ ）。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 $8400\text{m}^3/\text{d}$ ，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 $5200\text{m}^3/\text{d}$ ，其中污水量为 $3300\text{m}^3/\text{d}$ ，清水量为 $1900\text{m}^3/\text{d}$ 。

图 3.5-6 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 3.5-12。

表 3.5-12 火烧山联合站依托系统能力平衡表

依托工程名称	单位	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	备注
注水系统	m^3/d	8400	5200	3200	177	-	满足	本项目替代 6 口注水老井，不新增注水规模
污水处理	m^3/d	3000	2600	400	0.07	0.002%	满足	-

根据上表 3.5-12，本项目新增注水、井下作业废水均能依托火烧山联合站，故依托可行。

3.5.6.2 克拉玛依博达环保生态环境科技有限责任公司依托可行性分析

博达生态环保有限公司是一家有危险废物处理运营资质的单位，位于克拉玛依石化工业园南二路以北、东六街以西之间地块。2018 年克拉玛依博达环保科技有限公司废弃物处置再生利用项目建于克拉玛依市白碱滩区，石油化工园区东南 7km，克拉玛依危险废物处置中心西侧 250m，石西公路东侧，厂区中心地理坐标*****。

博达公司于 2006 年开始建设，原设计处理能力为 $100\text{m}^3/\text{d}$ ，并履行了环保手续，但由于后期的市场调研将扩大含油污泥的处理规模，追加投资将处理规模

扩大至 300m³/d，并委托中勘冶金勘察设计院有限责任公司对其进行了环境影响评价，原克拉玛依市环保局于 2007 年 4 月以克环保函〔2007〕28 号文件对项目进行了批复。根据《建设项目环境保护管理条例》和《建设项目竣工环境保护验收管理办法》的有关规定及程序，2007 年 11 月，克拉玛依市环境科研监测中心站对现有工程进行了竣工环境保护验收监测，克拉玛依市环保局进行了竣工环保验收。2010 年由于生产的需要，建设单位在厂区北侧扩建 2 座 50m×70m×6m 的污水沉降池，作为含油污水进入厂区的预处理分离油水，并于 2010 年 9 月报克拉玛依市环境保护局以克环保函〔2010〕127 号文件进行了批复，于 2011 年 4 月建设投入使用，2011 年 8 月，克拉玛依市环境科研监测中心站对污水储池扩量工程进行了竣工环境保护验收监测，克拉玛依市环保局进行了竣工环保验收。验收监测报告认为，落地油及清罐油泥治理及扩量工程，立项、环评、初步设计及试生产报批手续齐全，环保设施与主体工程同时设计，同时施工，同时投入使用，环保设施运行基本正常，对环评和初步设计的要求落实到位。2018 年原新疆维吾尔自治区环境保护厅对《关于克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司油田污泥污水处理项目升级改造固体废物污染防治设施项目》（新环函〔2018〕1182 号）予以批复，2019 年 6 月通过新疆维吾尔自治区生态环境厅验收（新环审〔2019〕67 号）。博达废弃物处置再生利用项目设计处理能力为 118.5 万 t/a（其中含油泥废液 34 万 t/a、含油污泥 30 万 t/a、干化油泥及废矿物油 40.5 万 t/a、含油钻井废弃物 10.5 万 t/a、废防渗膜及废树脂 3.5 万 t/a），该项目于 2018 年原新疆维吾尔自治区环境保护厅对《关于克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司废弃物处置再生利用项目》（新环函〔2018〕1447 号）予以批复，2023 年 10 月通过企业自主验收。

依托可行性分析：

克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司具有自治区环保厅颁发的《危险废物经营许可证》（编号 6502040117），年处理能力 118.5 万 t/a，实际处理量 35×10⁴t/a，留有 83.5×10⁴t/a 的富余量。本项目 6 口注水井施工期产生的机械设备废油 3.0t，产生的危险废物占比较小，完全在博达公司的处理能力范围内。

3.6 现有工程开发回顾

3.6.1 火烧山油田开发现状

3.6.1.1 区块现有工程

火烧山油田现有工程情况详见表 3.6-1。

表 3.6-1 火烧山区块现有工程组成

类别	名称	工程量	建设内容
主体工程	采油井	共 491 口/开井 458 口	早期采油井口采用水浴加热炉进行加热，后期采油井口采用电加热，日产液 3028t，日产油 482t。
	注水井	共 158 口/开井 143 口	日注水 6028m ³ 。
	计量配水站	44 座	采用水浴加热炉加热后进行集输。
	原油集输管线	共有四条集油干线，规格均为 D273×7/20 无缝钢管，集油干线 15km；集油支线和单井出油管线均采用无缝钢管，集油支线 19km，单井出油管线 116km。	
	注水管线	共有四条注水干线，规格均为 D168×12/20 无缝钢管，注水干线长 15km；注水支线采用 D114×9/20 无缝钢管，注水支线长 15km；单井注水管线采用 DN50 无缝钢管和玻璃钢管，单井注水管线长 47km。	
油区配套辅助工程	供配电	油区内已建有 3 条 10kV 供电线路，目前油一线负荷约为 630 kW，油二线负荷约为 1122kW，油三线负荷约为 638kW。	
	物联网	每口采油井安装无线一体化功图仪等物联网设施，火烧山作业区云平台系统扩容。	
	供水工程	注水井水源来自火烧山联合站污水处理系统处理达标后的回注水；火烧山作业区工作人员供水水源井为沙南水井。	
	道路工程	油田内部主路采用沥青路面，沥青道路 30km；计量站到单井巡井道路采用砂石路面，砂石道路 120km。	
依托工程	原油处理	依托火烧山联合站原油处理系统处理，处理规模 35×10 ⁴ t/a。	
	天然气处理	依托火烧山联合处理站天然气处理系统处理，处理规模 6×10 ⁴ m ³ /d。	
	注水	依托火烧山联合处理站注水系统，注水规模 8400m ³ /d。	
	污水处理	依托火烧山联合站污水处理系统进行处理，处理规模 3000m ³ /d。	
	生活垃圾	拉运至火烧山固废堆存场进行处理。	

本次新建注水更新井 6 口（更新井 H208A 井位位于 H208 井井口东南方向 54.9m，更新井 H1232A 井位位于 H1232 井井口西南方向 43.3m，更新井 H1234A 设计井位位于 H1234 井井口东南方向 38.1m，更新井 H1461A 设计井位位于 H1461 井井口北东方向 88.4m，更新井 H1487A 井位位于 H1487 井井口西南方向 29.5m，更新井 H1373A 井位位于 H1373 井井口南部 45.7m）。

①H208 井位于 H₂ 油藏中部, 1987 年 9 月 10 日完钻, 采用 139.7mm 油层套管完钻, 完钻井深 1725m, 人工井底 1712.43m, 固井质量合格。1987 年 9 月射开 H₂ 层 1435.0~1533.0m, 共 7 段 17.5m 注水, 2006 年~2007 年补开 H₁ 层 2 段 1376.0~1397.5m, 共 9.5m 与 H₂ 层同时注水; 采用两级三层分注, 封隔器位于 H₁/H₂¹/H₂² 之间, 其中 H₁ 层累注水 8.60×10⁴m³, H₂ 层累注水 22.90×10⁴m³。2017 年 5 月检管, 提出井内管柱后, 40 臂井径测井发现 1376.0~1482.0m 套管变形严重, 变形位置位于 H₁ 层射孔段上部, 喇叭口完井, 合注生产, 2018 年 5 月因套管漏, 工程停注。2022 年大修, 下入不同直径的磨鞋反复修套, 在 1070.85m~1085.45m 反复遇阻, 判断套管破损变形, 无法修复, 在 2025 年 8 月工程报废。井组共 6 口油井, 井组控制储量 27.8×10⁴t, 累产油 4.0×10⁴t, 采出程度 14.4%。

②H1232 井位于 H₃ 油藏北部, 1988 年 6 月 14 日完钻, 采用 124.26mm 油层套管完钻, 完钻井深 1715m, 人工井底 1693.17m, 固井质量合格。1988 年 8 月射开 H₃ 层 10 段 42.0m 注水, 采用两级三层分注。2011 年因管柱 1590.0m~1592.0m、1596.0~1599.5m 处严重变形, 合注结构完井, 2018 年检管维修在 1591m 遇阻, 合注结构完井; 2025 年 5 月大修修套, 下入 Φ100mm 高效磨鞋等多种手段无法修复 1590.0m 以下的套损段, 出口返出最大粒径 20mm 的碎石, 判断 1590.0m~1599.5m 套管破损严重, 无法修复。该井从 2011 年至今一直合注, 合注初期由于含水上升速度较快, 注水量由初期 40m³/d 下降目前至 10m³/d, 注采比逐步由 1.1 下降至 0.3。井组共 9 口油井, 井组控制储量 103.40×10⁴t, 目前累注水 37.00×10⁴m³, 累产油 17.60×10⁴t, 采出程度 17.0%。

③H1234 井为 H₃ 层北部注水井, 1988 年 5 月 30 日完钻, 采用 139.7mm 油层套管完钻, 完钻井深 1712m, 人工井底 1699m, 固井质量合格。1988 年 6 月 22 日射开 H₃ 层 4 段 23.0m 新投采油生产; 1989 年 4 月投注, 合注生产, 1991 年 6 月一级两层分注; 2000 年 4 月 12 日补开 H₃¹⁻³ 层 2 段 5.5m, 原分注结构完井。2012 年 9 月提级对 H₃² 层内部细分, 细分后分注方式由一级两层分注方式改为两级三层注水。2025 年 5 月检管时发现 1590.0m 处套变 (位于射孔段第二段与第三段之间), 下入 φ110mm 胀管器、铣锥处理至人工井底后, 套管回弹接着变形, Φ110mm 胀管器在 1587.58m 再次遇阻, 判断套管内径从 124.26mm 缩径至 110mm, 无法修复, 目前合注。由于区域裂缝发育合注后水窜风险高, 将日注水量由 30m³/d 下调至 10m³/d, 注采比由 1.3 下降至 0.3, 目前累积注水 43.10×10⁴m³; 井组共 7 口油井, 井组控制储量 47.70×10⁴t, 累产油 5.90×10⁴t, 采

出程度 12.4%。

④H1461 井位于 H_4^1 层中南部, 1988 年 10 月 10 日完钻, 采用 139.7mm 油层套管完钻, 完钻井深 1666m, 人工井底 1652.88m, 固井质量合格。1988 年 11 月 22 日射开 H_4^1 层 3 段 12.0m 新投采油生产。1989 年 9 月 8 日转注, 合层注水; 1998 年油套分注 ($H_4^{1-1}/H_4^{1-2}+H_4^{1-3}$); 2022 年三级三层注水 ($H_4^{1-1}/H_4^{1-2}/H_4^{1-3}$); 2025 年 5 月换智能分注结构发现 1572m 套管变形严重, 用直径 110mm 的胀管器处理后仍然有卡阻现象, 直径 110mm 铅印在 1574.19m (位于射孔段第一段下部) 显示套管破损缩径至 94mm, 变形严重, 无法修复, 改为合注。水量由 40m³/d 下调至量 20m³/d, 累积注水 $46.05\times 10^4\text{m}^3$; 井组共 8 口油井, 目前日产液 31.8t, 日产油 6.6t, 含水 79.2%; 井组控制储量 $46.80\times 10^4\text{t}$, 累产油 $7.40\times 10^4\text{t}$, 采出程度 15.8%。

⑤H1487 井位于 H_4^1 层东南部, 1988 年 5 月 5 日完钻, 采用 139.7mm 油层套管完钻, 完钻井深 1690.22m, 人工井底 1666.69m, 固井质量合格。1988 年 6 月 14 日射开 H_4^1 层 3 段 12.5m 合注; 2001 年 10 月 15 日补开 H_4^0 层 2 段 4.0m, 和原层段油套分注; 2003 年 10 月改为两级三层分注 ($H_4^0/H_4^{1-1}/H_4^{1-2}+H_4^{1-3}$)。2010 年检管发现套管变形, 2011 年 5 月大修, 射孔第三段及以上位置 1585.5m~1592.0m 处, 下内径 105mm 膨胀补贴管, 补贴段射孔后下两级两层分注结构 ($H_4^0/H_4^{1-1}+H_4^{1-2}+H_4^{1-3}$); 2017 年 4 月检管, 在 1584.55m 遇阻, 判断套贴段再次变形, 无法修复, 改合注, 日注水量由 30m³/d 逐步调整至目前 10m³/d, 累积注水 $30.20\times 10^4\text{m}^3$; 井组共 8 口油井, 目前日产液 68.6t, 日产油 5.8t, 含水 92%; 井组控制储量 $29.10\times 10^4\text{t}$, 累产油 $4.40\times 10^4\text{t}$, 采出程度 15.1%。

⑥H1373 井位于 H_4^2 层中部, 1988 年 7 月 12 日完钻, 采用 139.7mm 油层套管完钻, 完钻井深 1660m, 人工井底 1649.02m, 固井质量合格。1988 年 9 月 24 日射开 H_4^2 层 5 段 16.5m 投产; 1990 年 8 月 10 日转注油套分注; 2003 年 5 月改为两级三层分注 ($H_4^{2-1}/H_4^{2-2}/H_4^{2-3}$)。2019 年改桥式偏心分注, 作业过程中, 在射孔段第三段下部 1618.9m 处遇阻, 打铅印显示铅印两侧被切掉, 套管损坏严重, 改为两级两层分注 ($H_4^{2-1}/H_4^{2-2}+H_4^{2-3}$), 2023 年 10 月维修, 在 1612m 冲砂遇阻, 打铅印底部有小石块印记, 钻磨两小时无进尺, 改合注; 2024 年 6 月大修, 套管在射孔段第三段及上下 1609.0-1618.0m 变形严重, 修套失败, 井内剩余 2 根防腐油管 and 喇叭口无法提出, 最终判断无法修复。目前日注水量 30m³/d, 累积注水 $60.17\times 10^4\text{m}^3$; 井组共 8 口油井, 目前日产液 38.3t, 日产油 2.7t, 含水 92.8%;

井组控制储量 $70.85 \times 10^4 \text{t}$ ，累产油 $14.10 \times 10^4 \text{t}$ ，采出程度 19.9%。

3.6.1.2 油气集输现状

火烧山油田油井共 491 口，目前 458 口油井处于生产状态，计量站全部采用加热集输。为提高自动化水平，目前有 82% 采油井在抽油机上安装了功图仪，可以实现功图仪远传计量和计量站就地计量。总液量 $3447 \text{m}^3/\text{d}$ ，总油量 $490 \text{m}^3/\text{d}$ ，含水约 86%。火烧山油田集输工艺采用二级布站的方式，即采油井口→计量站→火烧山联合站。采油井口通过电加热器或水浴加热炉进行加热，计量站通过水浴加热炉集中加热后进行集输。火烧山油区共有四条集油干线，规格均为 $\text{D}273 \times 7/20$ 无缝钢管，集油支线和单井出油管线均采用无缝钢管。火烧山油气集输现状见图 3.6-1。

图 3.6-1 火烧山油气集输现状图

3.6.1.3 注水系统现状

火烧山油田注水工艺采用单干管多井配水流程，即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。火烧山油区共有四条注水干线，规格均为 $\text{D}168 \times 12/20$ 无缝钢管，注水支线采用 $\text{D}114 \times 9/20$ 无缝钢管，单井注水管线采用 $\text{DN}50$ 无缝钢管和玻璃钢管。

3.6.1.4 供配电现状

火烧山油田 110kV 火烧山变电站主变容量为 $2 \times 8 \text{MVA}$ 110/35/10kV，电源进线 2 回，主供电源（火彩线）引自地方五彩湾 220kV 变电站，备用电源引自三台变电站。该站于 1991 年 4 月投运，最大供电能力约 14.7MW。

油区内已建有 3 条 10kV 供电线路，目前油一线负荷约为 630 kW，油二线负荷约为 1122kW，油三线负荷约为 638kW。

3.6.1.5 自动化现状

火烧山油田是准东采油厂第一个油田。目前采油井安装了载荷位移传感器，数据采用 Lora+4G 上传作业区功图计量系统，其它油水井、站生产设施均未建设仪表自动化系统；联合站建有站控系统，可实现简单的数据采集与控制。

3.6.2 现有工程环保手续情况

本次拟更新替代的 6 口老井均始建于 80 年代，未单独履行环境影响评价。

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 3.6-2。

表 3.6-2 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
7	火烧山油田 H ₂ 油藏 H1166A、H256A 注水井更新实施工程	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环函（2025）257 号	项目组织验收中

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 3.6-3。

表 3.6-3 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	4.0	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 年 7 月 21 日	火烧山联合站东侧			0.60~0.67		达标	
	火烧山联合站南侧			0.58~0.62		达标	
	火烧山联合站西侧			0.63~0.69		达标	
	火烧山联合站北侧			0.60~0.68		达标	
2024 年 7 月 22 日	火烧山联合站东侧			0.61~0.63		达标	
	火烧山联合站南侧			0.58~0.60		达标	
	火烧山联合站西侧			0.57~0.65		达标	
	火烧山联合站北侧			0.57~0.63		达标	
2024 年 7 月 20 日	HHW1022 井东侧	硫化氢	mg/m ³	ND	0.06	达标	
	HHW1022 井南侧			ND		达标	
	HHW1022 井西侧			ND		达标	
	HHW1022 井北侧			ND		达标	
2024 年 7 月 21 日	HHW1022 井东侧			ND		达标	
	HHW1022 井南侧			ND		达标	
	HHW1022 井西侧			ND		达标	
	HHW1022 井北侧			ND		达标	
2024 年 7 月 21 日	火烧山联合站东侧			ND		达标	
	火烧山联合站南侧			ND		达标	
	火烧山联合站西侧			ND		达标	
	火烧山联合站北侧			ND		达标	
2024 年 7 月 22 日	火烧山联合站东侧			ND		达标	
	火烧山联合站南侧			ND		达标	
	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推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)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 3.6-4。

表 3.6-4 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 3.6-5。

表 3.6-5 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	60	达标	43.8	44.5	50	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环保科技有限公司处置（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物控制要求》（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,区域内没有了人为的扰动,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,植被恢复主要以自然恢复为主,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。新疆油田公司准东采油厂火烧山作业区排污许可证情况见表 3.6-6。

表 3.6-6 准东采油厂火烧山作业区排污许可证情况

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油厂火烧山作业区	新疆昌吉州吉木萨尔县	916502007155597998M018Y	2024.9.12 至 2029.9.11	简化管理

3.6.3.9 突发环境事件应急预案

准东采油厂修编了《准东采油厂火烧山作业区、探井作业区突发环境事件应急预案》，并取得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。

3.6.3.10 现有工程污染物排放量

本项目现有工程污染物排放情况汇总见表 3.6-7。

表 3.6-7 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	
	VOC _s	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	

3.6.4 项目所在区域存在环境问题及“以新带老”改进意见

根据现场踏勘的情况，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，现状无环境问题，无“以新带老”整改措施。

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，对当地植被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，临时占地得到有效地填充平整、恢复植被，道路两侧及井场周围设防绿化，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、注水井平台、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（注水井平台、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

本项目运营期仅为注水工艺，其环境影响因素主要来源于井下作业（修井）、注水等各工艺过程，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;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
注水井平台、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	
注水作业	生产设备噪声	声环境	持续性影响环境的污染源	生产期
	注水管线泄漏	土壤、地下水	事故污染源	事故
	机泵维修保养废机油、含油抹布	土壤、地下水	临时性污染源,随作业结束而消除	生产期
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	

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
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

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

钻井工艺主要包括：钻进、录井、测井、固井和完井。钻井过程中产生的污染物主要有施工扬尘、车辆设备尾气、柴油机废气、钻井废水、试压废水、生活垃圾、钻井岩屑、废防渗膜、废润滑油及其包装桶，施工废料等。

（1）钻井

钻进主要是利用钻头高效率地破碎岩石，钻进过程中通过循环的钻井液将岩屑带出，施工过程中需时刻注意钻井泥浆的各项指标，以满足钻井需求。

（2）录井

1) 钻井参数录取资料要求

钻井参数悬重、钻压、转数、排量、泵压等钻开油气层前 1h 测量一次，钻开油气层后 0.5h 测量一次，如有异常情况加密测量。

2) 钻井液参数录取资料要求

开钻至一开完钻，每间隔 1h 测量一次钻井液密度、粘度。

二开钻开油层前，每间隔 1h 测量一次钻井液密度、粘度，每间隔 8h 测量一次钻井液全套性能；钻开油层后，每间隔 0.5h 测量一次钻井液密度和粘度，每间隔 4h 测量一次钻井液全套性能和钻井液电阻率；造斜后每间隔 12h 测量一次泥饼摩阻系数。

固井前测量钻井液密度、粘度、切力、失水。并做好记录。循环过程中每间隔 0.5h 观察一次钻井液池液面高度、钻井液性能变化，以及是否含有气泡、油气侵等异常情况，如有异常加密测量钻井液密度、粘度，并进行相应处理。

（3）测井

测井配备专门的测井队，测井方式为电测井，电测井井控主要要求为：

- 1) 若电测时间将要大于安全作业时间时，中途通井循环再电测。
- 2) 测井队到井后向钻井队了解井况，确认安全作业时间，电测时发生溢流立即停止电测，尽快取出井内电缆。当不具备取出电缆条件，立即实施剪断电缆。
- 3) 由钻井队值班干部决定何时切断电缆，测井队专用剪切工具放置在钻台上，测井中随时处于待命状态，测井队队长实施剪断电缆工作。

（4）固井

1) $\Phi 339.7\text{mm}$ 表层套管

- ①采用 G 级水泥常规固井。
- ②下完表层套管后循环洗井，找正并固定好井口后再固井。
- ③注水泥前注入 2m^3 清水作隔离液。
- ④现场注水泥施工要连续进行，套管外水泥浆应返出地面。
- ⑤注水泥时要随时观察井口钻井液返出情况，若发生井漏，水泥浆未返至地面，井口应打水泥帽子至地面。
- ⑥注水泥结束后候凝 24h 后进行固井质量检测，再动井口。

2) $\Phi 139.7\text{mm}$ 油层套管

- ①采用超低密度+自愈合低密度水泥浆体系常规固井。
- ②电测结束后使用原钻具或带扶正器通井，再次校核井深，对于缩径或者阻卡井段进行反复划眼、通井，确保井眼畅通无阻卡。
- ③为确保完井固井正常施工和固井质量，电测完后根据实际完钻钻井液密度和使用的水泥浆密度，采用井口憋压或者大排量洗井的方式做地层承压试验，井口憋压压力值以现场计算为准，要求稳压 15min 以上，压降不大于 0.5MPa。大排量洗井要求按照固井最大排量循环 15min，无井漏，井口液面稳定可见为准。

- ④承压试验结束后采用原钻具或带扶正器通井，对于缩径或者阻卡井段进

行反复划眼、通井，确保井眼畅通无阻卡。

⑤下套管前换 $\Phi 139.7\text{mm}$ 防喷器芯子并按照井口装置试压要求试压合格，提前做好防喷单根和循环洗井接头。下完套管后要进行循环洗井，循环洗井不少于 2 个循环周。

⑥套管串使用符合 API 标准的螺纹密封脂，保证套管柱密封可靠。

⑦专业下套管作业队进行下套管作业，使用带扭矩仪的液压套管钳紧扣。

⑧采用过渡罐注水泥，水泥浆密度允许偏差范围 $\pm 0.02\text{g/cm}^3$ ，采用流变学注水泥方法进行固井施工，注水泥施工连续进行，水泥浆返至地面。

⑨固完井候凝 48h 后进行固井质量检测，再进行套管内试压。

(5) 完井

完井是钻井工程的最后环节，整个钻井工艺结束。一般情况下，完井即钻开油层，完井方式采用套管固井完井。

1) 完井井口要求：井口使用 $\Phi 245\text{mm} \times \Phi 140\text{mm} \times 35\text{MPa}$ 正规套管头；保持钻井井场面积，井场内平整无杂物及材料，以井口为中心， $30\text{m} \times 30\text{m}$ 范围内井场水平度高差 $\leq 10\text{cm}$ 。

钻井工程作业流程见图 3.7-2 所示。

图 3.7-2 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 3.7-3。

图 3.7-3 泥浆不落地工艺流程图

3.7.3.3 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) 井场建设

拟建项目新建井场全部采用素土压实。

(2) 井口设备安装

新建 25MPa 注水井口装置 6 座，井口设保温盒，来水管道设止回阀和截断阀。

(3) 管线敷设

管线工程建设工艺流程及产污环节详见图 3.7-4。

图 3.7-4 管线工程建设工艺流程及产污环节示意图

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，有积水的地势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、无尖硬物的地方。布管过程不允许地面拖拉，以防损坏。

③管道敷设

本工程管道敷设采用埋地。

新建单井注水管线采用 DN50 16MPa 热塑性塑料内衬玻璃钢复合管（耐温 70℃），长度 2.4km，埋地不保温敷设，管底标高-1.80m。

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。

（4）输配电工程施工

线路布设与管线采用同沟埋地敷设方式。一般地段管沟坡比为 1:0.33，沟底宽度 0.8m，管沟挖深 1.7~1.9m，管道在一般地段覆土高出设计地面 0.5m，形成管堤。管沟开挖采用原土回填，管沟回填土需每隔 0.3m 分层夯实，回填后地面设标志桩、转角桩和里程桩。

3.7.3.4 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，待钻井工程结束后委托吉木萨尔县安恒水处理有限公司清运处理，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。

施工期主要工艺流程及产污环节见图 3.7-5。

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井下作业（修井）。

3.7.4.2 注水工程

本项目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 3.7-6。

图 3.7-5 注水井回注工艺流程图

3.7.4.3 产污环节分析

（1）废气

本项目运营期为回注水工程，无大气污染物排放。

（2）废水

本工程运营期注水井井场废水为井下作业废液。

（3）噪声

项目运营期噪声主要来自井场、井下作业设备的各类机泵、撬等。

（4）固废

本项目运营期不产生的固体废物。

运营期主要工艺流程及产污环节见图 3.7-6。

图 3.7-6 运营期注水工程工艺流程及产污环节示意图

3.7.5 退役期主要工艺过程及产污环节

运营期结束后进入闭井期，闭井期主要是井口封存、井场设备拆除、清理井场等过程，由于施工时间较短，施工人员无需驻场。

3.7.5.1 封井措施

拟按照《废弃井及长停井处置指南》（SY/T 6646-2017）、中国石油天然气集团有限公司有关规定进行退役封井处置。

（1）封堵作业前进行压井，待井内液柱压力平衡后方可进行其他作业。注水泥塞施工时，井内的静液柱压力应大于地层压力。难以实现静态平衡的高压地层或漏失地层可采用桥塞、膨胀封隔器、水泥承留器等一些机械工具进行挤注水泥浆。

（2）封井用水泥的选用和配制，应按《常规修井作业规程第 14 部分注塞、钻塞》（SY/T 5587.14-2013）的规定执行；低渗层储层可采用超细水泥。

（3）低压井在油层套管水泥返高以下、最上部油层射孔井段以上 200m 内，注 50m 长的水泥塞；然后在距井口深度 200m 以内注 50m 长的水泥塞封井；高压井在油层套管水泥返高以下、最上部油层射孔井段以上 200m 内先打高压桥塞，再在桥塞上注 50m 长的水泥塞，最后在距井口深度 200m 以内注 50m 长的水泥塞封井。

（4）周边存在注采井干扰的废弃井封固前，应暂停周边干扰井的生产或注水等作业，待地层压力稳定后，对可能存在井间干扰的层位进行挤注封堵。

（5）封井后进行试压，符合标准后进行其他作业。

（6）已封堵的井口套管接头应露出地面，并用厚度不低于 5mm 的圆形钢板焊牢，钢板上面应用焊痕标注井号和封堵日期。按照油田相关要求统一做好标识，并记录存档。

（7）建立报废井档案。每年至少巡检 1 次，并记录巡井资料。

3.7.5.2 设备清洗

报废管线清洗后，采用盲板进行封堵，原地弃置不挖出。为减轻废弃管线处置对周边环境的不利影响，管段均在停输后泵入热水，实现输送介质回收及管壁清洗，清洗废水输送至或由密闭罐车拉运至附近站场采出水处理系统进行集中处理。

3.7.5.3 设备拆除

清洗完成后，将地面设施拆除并清理井场，废弃设备和建筑垃圾，应集中清理收集，其中废弃设备等设施按照资产报废程序由中石油新疆油田分公司物资管理部门统一处理，其余不能回收的外运至市政部门指定地点，由环卫部门处置。地面设施拆除、井场清理等工作过程中产生的落地油等危险废物，直接由具备危险废物处理资质的单位拉运并进行无害化处理。

3.7.5.4 场地清理及修复

设备搬迁后，井场内污染物应得到妥善处理，做到工完、料净、场地清。最后按照《土地复垦条例》（2011 年 3 月 5 日）要求，将占地恢复原貌。

3.7.5.5 产污环节分析

退役期产生的污染主要为井场设备的拆除、井口封堵、井场清理等过程中施工机械废气、施工噪声、清管废水、废弃建筑残渣等。退役期主要工艺流程及产污环节见图 3.7-7。

图 3.7-7 退役期工艺流程及产污环节示意图

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) 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、沙石等材料的装卸、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。

(2) 柴油发电机燃油燃烧废气

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，本项目新钻井 6 口。累计钻井周期 72d，施工期间共耗柴油 144t。

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）》：

①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。

②二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。

③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 3.7-2。

表 3.7-2 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	144	1.544
NO _x	32.792		4.722
HC	3.385		0.487
SO ₂	0.02		0.003
PM ₁₀	2.09		0.301

PM _{2.5}	2.09		0.301
-------------------	------	--	-------

施工期间排放的大气污染物将随钻井工程的结束而消失。

(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 102d 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	NO _x	SO ₂
车辆尾气	0.219	0.129	0.590	0.007

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。

(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。本项目新建管线主要为单井注水管线 2.4km。经核算，试压用水最大量为 28.3m³，试压排水率取 80%，则管道试压废水产生量约为 22.64m³，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。

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 3.7-4。

表 3.7-4 施工期主要噪声源情况

序号	噪声源名称		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	井场	钻机	35	35	0	90-110	采用低噪声设备，定期维护	连续
		柴油机	5	70	0	95-100		连续
		柴油发电机	5	70	0	100-105		连续
		泥浆泵	50	40	0	80-90		连续

2	地面工程建设	运输车辆	-	-	-	80-95	限制车速、定期维护保养和禁止鸣笛等	间断
		推土机	-	-	-	90-100		间断
		挖掘机	-	-	-	80-95		间断
		电焊机	-	-	-	90-100	定期维护保养	间断

3.7.6.4 固体废物

施工期每座井场新建 1 座生活营地，施工人员生活垃圾由施工单位统一收集后委托五家渠城华市政管理服务有限公司清运处理；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 102 天，施工人数合计 35 人。项目施工期每天产生生活垃圾按 1.0kg 计，整个油田施工期间产生的生活垃圾为 3.57t。

(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）	二开（m）	岩屑量（t）
1	H208A	1573	200	950	423	1187.21
2	H1232A	1715	200	950	565	1239.17
3	H1234A	1712	200	950	562	1238.07
4	H1461A	1630	200	950	480	1208.06
5	H1487A	1647	200	950	497	1214.28
6	H1373A	1665	200	950	515	1220.87
合计		/	/	/	/	7307.66

经核算，岩屑产生量约 7307.66t，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）。根据《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ 1461-2026），聚合物钻井岩屑、剩余固相根据相关国家生态环境标准或技术文件等要求开展环境风险定量评价，评价结果为可接受时，可用于油气开采区内基础设施建设场地铺垫、管线覆盖土等其他利用方式。

（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、井场和道路建设等产生；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，剩余土方用于场地平整和临时施工场地恢复。项目管线施工的挖方全部回填，无弃方。

本项目土石方平衡见表 3.7-6。

表 3.7-6 项目土石方平衡表

工程类别	挖方量 m ³	填方量 m ³	借方量 m ³	弃方量 m ³
注水管线	4800	4800	0	0
电力线缆	120	120	0	0
合计	4920	4920	0	0

（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 6 口井产生量约 3.0t，钻井产生的机械设备废油由钻井公司委托有资质的单位处置。

（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，则沾满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。

（6）建筑垃圾

本项目计量站、线路等施工产生的废包装材料尽量回收利用，建筑垃圾由施工单位清运。

结合施工期工艺流程中的副产物产生情况，根据《固体废物鉴别标准 通则》（GB34330-2025）的规定，判断其是否属于固体废物，给出判定依据及结果，根据《国家危险废物名录》（2025 年版），判定是否属于危险废物，见表 3.7-7，施工期项目固废的名称、类别、属性和数量等情况见表 3.7-8。

表 3.7-7 固废属性判定

序号	固废名称	产生工序	形态	主要成分	预测产生量	种类判断		
						固废	副产品	判定依据
1	水基岩屑	钻井	半固态	钙、镁等矿物、水	7307.66t	√	/	《固体废物鉴别标准通则》 (GB34330-2025)
2	机械设备废油	机械设备维修、保养等	液态	机油	3.0t	√	/	
3	废弃防渗膜	地面防渗	固态	石油类	/	√	/	
4	管线施工土方	管沟开挖	固态	土	0m ³	√	/	
5	生活垃圾	施工人员生活	固态	塑料纸、纸屑等	3.57t	√	/	
6	建筑垃圾	安装设备	固态	/	少量	√	/	

表 3.7-8 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)	7307.66t	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	液态	机油	危险废物鉴别标准	毒性 T 易燃性 I	HW08	900-214-08	3.0t	由钻井公司委托有资质的单位处置

序号	固废名称	属性	产生工序等	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
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	3.57t	由施工单位统一收集后委托五家渠城华市政管理服务有限公司清运处理
6	建筑垃圾	一般固废	安装设备	固态	/	/	/	/	900-001-S72	少量	施工废包装材料尽量回收利用，建筑垃圾由施工单位清运

(5) 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 3.7-9。

表 3.7-9 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)	主要处理措施及排放去向
废气	井场	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
		钻井期柴油机组燃烧废气	NO _x	4.722t	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
			SO ₂	0.003t	
			CO	1.544t	
			HC	0.487t	
			PM ₁₀	0.301t	
			PM _{2.5}	0.301t	
		施工期运输车辆尾气	烃类	0.219t	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，随着施工结束而停止排放
			CO	0.129t	
			NO _x	0.59t	
			SO ₂	0.007t	
废水	注水管线	试压废水	废水量	22.64m ³	沉淀后洒水降尘
	井场	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
固体废物	井场	水基岩屑	/	7307.66t	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		0m ³	回填管沟、管廊
	机械设备维修、更换	机械设备废油		3.0t	由钻井公司委托有资质的单位处置
	钻井施工区域铺垫防渗膜	废弃防渗膜		/	收集在危废暂存点，后委托有资质的单位进行处置

	生活垃圾	水瓶、纸屑等		3.57t	由施工单位统一收集后委托五家渠城华市政管理服务有限公司清运处理
	设备安装	建筑垃圾		少量	施工废包装材料尽量回收利用，建筑垃圾由施工单位清运
噪声	井场	钻井设备	噪声	90dB(A)	对高噪声设备采取隔声措施，并加强机械设备的保养
		泥浆泵	噪声	90dB(A)	

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 70200m²，其中临时占地 66600m²，永久占地 3600m²。占地类型为工矿用地。

3.7.7 运营期污染源分析及源强核算

运营期环境影响因素体现废水主要为井下作业废水（废洗井液）；噪声源主要为井场设备的运转噪声、井下作业噪声等。

3.7.7.1 废气污染物

本项目建设 6 口注水井及配套注水管线，运营期管输处理后合格的采出水回注油藏，运营期无大气污染物排放。

3.7.7.2 废水污染物

运营期注水工程不产生废水。工作人员对注水井定期进行巡检，不新增劳动定员，工作人员由准东采油厂火烧山作业区调剂解决，故不新增生活污水。运营期产生污水主要为井下作业废液（废洗井液）。

拟建工程运营期井下作业主要包括大小修井、洗井等。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）计算井下作业废水的产生量。

表 3.7-10 与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
井下作业	洗井液	修井	所有规模	废洗井液	吨/井	25.29	无害化处理/处置/利用	0
注：洗井废水全部用于回注油藏，不外排，故排污系数为 0。								

根据建设单位提供设计，本项目属低渗油藏，井下作业每 2 年 1 次。计算结果详见表 3.7-11。

表 3.7-11 井下作业废水产生量一览表

污染物指标	产污系数	产生量 (t/次)	产生浓度 (mg/L)
废洗井液	25.29t 吨/井	151.74	/

本项目废洗井液产生量为 151.74t/次（6 口，25.29t/a）。

废洗井液严禁直接外排，井下作业必须采取带罐作业，废洗井液全部回收，采用专用废水收集罐收集后运至火烧山联合站，处理达标后综合利用，用于回注油藏，废水不外排。正常情况下废洗井液不会对地下水产生不利影响。

3.7.7.3 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)）

噪声源名称			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			
正常 工况	井场	井场机泵	25	15	10	75~80	采用低噪声设备，局部加装隔声罩	间断
	交通噪声	巡检车辆	-	-	-	60~90	限制车速、定期维护保养和禁止鸣笛等	间断
非正常 工况	井场	井下作业（修井）	25	15	0	80~120	独立基础，加减振垫，采用软连接	间断

3.7.7.4 固体废物

运营期项目危险废物主要为机泵维修、保养产生的废机油（HW08 900-214-08）和废含油抹布（HW08 900-249-08），均为危险废物，集中收集后委托有资质的单位进行处置。

3.7.7.5 运营期污染物汇总

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

项目	工程	污染源	污染物	本次新增产生量	本项目排放量	主要处理措施及排放去向
----	----	-----	-----	---------	--------	-------------

项目	工程	污染源	污染物	本次新增产生量	本项目排放量	主要处理措施及排放去向
废水	井场	废洗井液	工业废水量、COD、石油类	25.29t/a	0	作业单位自带回收罐回收作业废水，运至火烧山联合站污水处理系统处理达标后回注油藏
噪声	正常工况	井场机泵		75-80dB（A）		选用低噪声设备，减振垫
		巡检车辆		60~90dB（A）		限制车速、定期维护保养和禁止鸣笛等
	非正常工况	井下作业（修井等）		80~120dB（A）		选用低噪声设备
固废	正常工况	机泵维修保养废机油		0.05		委托有资质单位处置
		含油抹布		0.05		

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	原有工程产生及排放量	本项目		总排放量	实施前后污染物增减量
				产生量	排放量		
废气	SO ₂	t/a	2.38	0	0	2.38	0
	NO _x	t/a	37.63	0	0	37.63	0
	非甲烷总烃	t/a	106.12	0	0	106.12	0
	硫化氢	t/a	0	/	/	0	/
废水	采出水	万 m ³ /a	0	0	0	0	0
	井下作业废水	t/a	0	0	0	0	0
	废洗井液	t/a	0	25.29	0	0	0
	废压裂液	m ³ /a	0	0	0	0	0
固废	含油污泥	t/a	0	0	0	0	0
	落地原油	t/a	0	0	0	0	0
	废机油	t/a	0	0.05	0	0	0
	废弃防渗膜	t/a	0	0	0	0	0
	清管废渣	t/a	0	0	0	0	0
	含油抹布	t/a	0	0.05	0	0	0

注：原有工程污染物排放量数据来源于《火烧山油田 H₁-H₄ 油藏区块开发建设工程环境影响报告书》。

3.7.7.7 服役期满环境影响分析

油田退役期并非所有井场都同时关闭，而是一个陆续和渐进的过程。在退役期需将那些产能低或者无续采价值的井场陆续关闭，直到将所有井关闭，油田运行结束。

(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 SO_2 、 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，集中收集后交有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。

3.7.8 非正常工况

运行过程中，项目注水管线可能由于腐蚀、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 5.3.4 章节。

3.8 清洁生产分析

本节对本项目钻井过程、运营期、集输及管理等方面进行清洁生产分析。

3.8.1 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) 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。

(3) 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。

(4) 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。

本项目主要采取的环境管理措施如下:

1) 落实环保目标责任制, 坚持环保指标考核, 推行清洁生产。

2) 在钻井生产过程中, 防止泥浆、污水外溢, 发生外溢时及时清理, 并恢复原貌。泥浆药品按照标准化管理规定妥善存放, 如在装卸过程中发生散落要及时清理回收。

3) 井下作业系统积极推行“铺膜”等无污染作业法; 在运行过程中加强管理, 对管线及井口设施定期检查, 维修, 减少或避免生产过程中的“跑、冒、滴、漏”现象发生。

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, 尽量减少或消除了污染物的产生, 并使废物在生产过程中转化为可用资源, 最大限度地降低了工程对环境造成的污染。

3.8.2 清洁生产分析

(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 3.8-1 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	7.02	15
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	15	≤25	23.19	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%	本工程井深 1573m~1715m； 钻 井液循环率 90%	10
		柴油机效率	%	10	≥80	85	10
		污油回收率	%	10	≥90	100	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	具有节油措施		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 3.8-2 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	2.5	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	2.25	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	m3/井次	5	甲类区：≤50；乙类区：≤70	0	5
		一般固体废物（生活垃圾）	m3/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

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 3.8-3。

表 3.8-3 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 3.8-1~表 3.8-2 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；综合评价指数平均得分 100 分，达到 $P \geq 90$ ，属于清洁生产先进企业。

3.8.3 清洁生产建议

本项目较好地考虑了清洁生产的要求，但为更好地、持续地进行清洁生产，针对钻井液循环率低的情况，提出以下建议。

(1) 采用闭合泥浆循环系统。对钻井液性能进行四级净化，避免钻井液的频繁稀释及反复加药，这样可以使钻井液体积减小，耗药量降低，从而使完井后的废钻井液处理量降低。

(2) 回收再利用：可以用机械方法将废弃泥浆转化为干粉再利用，主要回收加重剂和少量钻屑及膨润土。

(3) 搞好固井，防止固井工程事故，而增加钻井废液的排放量。

(4) 提高钻井泥浆固相控制效率。钻井液密度是一项重要的性能指标，其必须控制在一定范围内。随着钻井液的重复使用，泥浆中的固相含量一般会逐渐升高，升至一定限度后必须加药加水重新调制，因此，提高钻井液固控系统的处理效率，控制钻井液中固相含量的升高，对减少钻井液的产生和排放量起着重要作用。

(5) 提高钻井泥浆抑制能力，控制地层造浆。具体措施是采用具有抑制泥页岩水化作用的钻井液，抑制由于地层水向井筒浸渗而形成的表面造浆，从而减少在表层钻进时泥浆量的迅速增加。

针对废洗井液产生指标高的情况，提出以下建议：利用井口出水压力将污水注入洗井车内进行净化处理，处理后的清水排入水箱，再用泵车注入井内，如此循环直至合格。

3.8.4 持续清洁生产

清洁生产是一个相对的概念，推行清洁生产是一个不间断的过程。作为业主应成立相应的组织机构（或由环保、安全等部门牵头，其他部门参加），依据有关环保法规和节能、节水规定，在工程的开发建设和生产运营中，制定相应的预防污染计划和措施，并根据企业的经营发展情况，有组织、有计划地安排和协调，有序地实行清洁生产；广泛收集新的工艺信息，国内外先进技术信息，清洁生产技术信息，不断地开发研究和应用新的清洁生产技术；同时还要不断地对员工进行培训，以提高他们对清洁生产的认识和自觉推行清洁生产的意识，把清洁生产持续地推向各个生产岗位。

由于清洁生产是一个相对动态过程，因此，保持清洁生产的 P（计划）、D（实施）、C（检查）、A（改进）—持续改进是极其重要的。为了使清洁生产不间断地开展下去，必须做到以下几点：

- （1）建立和完善清洁生产组织；
- （2）建立和完善清洁生产管理制度；
- （3）制定持续清洁生产计划。

企业要在生产运营中，制定相应的预防污染计划，有序地推行清洁生产，定期对清洁生产情况作出评价。

①全面评价企业生产全过程及其各个过程单元或环节的运行管理现状，掌握运营过程的原材料、能源与产品、废物（污染物）的输入输出状况；

②分析识别影响资源能源有效利用，造成废物产生，以及制约企业生产效率的原因或“瓶颈”问题；

③产生并确定企业从产品、原材料、技术工艺、生产运行管理，以及废物循环利用等多途径进行综合污染预防的机会、方案与实施计划；

④不断提高企业管理者与广大职工清洁生产的意识与参与程度，促进清洁生产在企业的持续改进。

3.9 污染物排放总量控制

3.9.1 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。

3.9.2 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

本项目为注水工程，运营期不产生和排放废气。

（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。

3.9.3 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，本项目运营期无废气、废水的排放，故无需申请总量控制指标。

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

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。

火烧山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 150km，西北距彩南油田 52km，西南距阜康 170km，北距卡山保护区 212m。区块行政隶属新疆昌吉回族自治州吉木萨尔县。中心坐标：*****。

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，占县城面积的 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%。

火烧山油田位于吉木萨尔县北部，依据区域地质构造，吉木萨尔县北部为残山丘陵区，主要由古生界和中生界组成。古生界为老褶皱山地，山顶被夷平比较开阔平坦，地形并不陡峻，海拔约 500~900m，相对高差不大于 100m。区内季节性沟谷较发育，沟谷多呈宽阔的“U”型谷，发育 I~III 级洪积阶地，多为基座阶地，最高一级阶地高出河床 30~50m。中生界褶皱变动轻微，地层倾斜平缓，受地壳抬升大面积隆起，在水流和风的侵蚀作用下，形成类似于“雅丹”的低山丘陵地貌。南部为洪积、风积、盐渍地平原区，地形平坦，主要由洪积戈壁、风成沙和盐渍土层组成的广阔的平原区，海拔 500~550m，相对高差 < 50m，沟谷不发育。

本项目地表为丘陵荒漠，植被很少，平均地面海拔 590~600m，西南低东北高。有季节性雨水造成的冲沟，宽浅平坦、下切不深，山沟中可见灌木杂草。

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。

吉木萨尔气象站近 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

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、西大龙口河、小龙口河、新地沟、水溪沟、渭户沟、东大龙口河、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、野砦铝沟、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 201km²，出山口处年均平均径流量 2866×10⁴m³。

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 250km²。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 7916×10⁴m³。

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 112km²，山区年径流量 2385×10⁴m³，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

上游段成为渭户沟河，发源于博格达山海拔 4049.6m 的冰封，流经高叶山带，进入泉子街衙地后，呈多股三流，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 64km²，径流量 1240×10⁴m³。

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 165km²，径流量 6547×10⁴m³。

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 180km²，径流量 4995×10⁴m³，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 $1-2 \text{g/L}$ ，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 $\text{HCO}_3\cdot\text{SO}_4\text{-Ca}\cdot\text{Na}$ 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 $\text{SO}_4\cdot\text{Cl-Na}\cdot\text{Ca}$ 型水，矿化度 1~3g 几，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 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\text{-Na}$ 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。由于地层中硫盐矿物易于溶解，水质较差，地下水水化学类型以 $\text{HCO}_3\cdot\text{SO}_4\text{-Ca}\cdot\text{Na}$

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。

4.1.5 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均为Ⅶ度，地震动峰值加速度值均为 0.15g。

4.2 环境空气现状调查与评价

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
SO ₂	年平均	60	7	11.7	达标
NO ₂	年平均	40	30	75	达标
PM ₁₀	年平均	60	70	116.7	不达标
PM _{2.5}	年平均	30	40	133.3	不达标
CO（mg/m ³ ）	24 小时平均第 95 百分位数	4	1.8	45	达标
O ₃	8 小时平均第 90 百分位数	160	134	83.7	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。

4.3 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和资料收集方式，实测 1 个、引用周边 4 个地

下水监测点，引用地下水监测点与本项目处于同一水文地质单元。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。

2#和 3#监测点引用《新疆东方希望有色金属有限公司电厂水样检测》中地下水监测数据。4#和 5#监测点引用《乌鲁木齐准东产业园控制性详细规划项目检测报告》中地下水监测数据。引用数据合理性分析见表 4.3-1。地下水监测点与本项目的位关系详见表 4.3-1。

表 4.3-1 地下水引用数据合理性分析表

序号	分析角度	W1	W2	W3	W4	W5	本项目	引用点位合理性判定
1	点位名称	富地宾馆东侧 1 公里处地下水井	东方希望 14#	东方希望 17#	新能源 2#	新能源 3#	/	/
2	所属含水层	潜水	潜水	潜水	潜水	潜水	潜水	相同
3	水文地质	碎屑岩类空隙裂隙弱富水含水层	碎屑岩类空隙裂隙弱富水含水层	碎屑岩类空隙裂隙弱富水含水层	碎屑岩类空隙裂隙弱富水含水层	碎屑岩类空隙裂隙弱富水含水层	碎屑岩类空隙裂隙弱富水含水层	相同
4	水化学类型	HCO ₃ -Ca 型	HCO ₃ -Ca 型	HCO ₃ -Ca 型	HCO ₃ -Ca 型	HCO ₃ -Ca 型	HCO ₃ -Ca 型	相同
5	监测点方位	项目区西南侧	项目区南侧	项目区东南侧	项目区东侧	项目区东侧	/	相对合理
6	与本项目相对距离/km	23.8km, 地下水下游	30.1km, 地下水侧向下游	29.9km, 地下水侧向下游	21.4km, 地下水侧向上游	21.8km, 地下水侧向上游	/	相对合理
7	时效	2025 年 6 月 13 日	2025 年 4 月 18 日		2024 年 12 月 11 日		三年有效期内	有效
8	监测因子	pH、溶解性总固体、总硬度、耗氧量、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发酚、氰化物、氟化物、氯化物、砷、汞、六价铬、铅、锌、镉、镍、锰、铁、硫化物、石油类、钙、镁、钠、钾、氯化物、硫酸盐、重碳酸盐、碳酸盐	pH 值、总硬度、溶解性总固体、耗氧量、氨氮、亚硝酸盐氮、挥发酚、氰化物、六价铬、硝酸盐氮、氟化物、汞、砷、铁、锰、锌、硫化物、钠、氯化物、硫酸盐、阴离子表面活性剂、碘化物、硒、铝、铜、硼		pH 值、总硬度、溶解性总固体、氨氮、亚硝酸盐氮、挥发酚、氰化物、六价铬、硝酸盐氮、氟化物、汞、砷、铅、铁、锰、镍、锌、钠、氯化物、铜、硼、总大肠杆菌群、高锰酸盐指数		/	/

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、水化学类型一致或相近，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。

本次调查项目区周边 10 个地下水水位情况详见表 4.3-2。地下水监测布点见图 2.5-2

表 4.3-2 周边地下水水位现状调查

序号	点位	坐标	潜水水位
W1	地下水点位	*****	14.6m
W2	地下水点位	*****	8.2m
W3	地下水点位	*****	4.7m
W4	地下水点位	*****	34m
W5	地下水点位	*****	10.4m
W6	地下水点位	*****	26.2m
W7	地下水点位	*****	3.5m
W8	地下水点位（危废处置中心东北侧）	*****	17.49m
W9	地下水点位（准东产业园内）	*****	43.43m
W10	地下水点位（在东方希望区内）	*****	23.06m

4.3.2 监测项目

各点位监测项目详见表 4.3-1。

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	1#地下水监测点		2#地下水监测点		3#地下水监测点		4#地下水监测点		5#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	钠	200	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****
23	氯化物	250	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****
24	硫酸盐	250	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****
25	阴离子表面活性剂	0.3	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****

26	碘化物	0.08	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****
27	硒	0.01	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****
28	铝	0.20	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****
29	铜	1.00	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****
30	硼	0.50	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****
31	总大肠杆菌群	3CFU/L	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****
32	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，2#地下水监测点总硬度、溶解性总固体、锰、钠、氯化物、硫酸盐和硼超标，3#地下水监测点总硬度、溶解性总固体、钠、氯化物、硫酸盐、铁、铝和硼超标，4#地下水监测点总硬度、溶解性总固体、锰、钠、氯化物、硝酸盐氮和硼超标，5#地下水监测点总硬度、溶解性总固体、氟化物、钠、氯化物、硝酸盐氮和硼超标，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。

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 2.5-2，图 2.5-4。

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	HHW1019	*****
B2	H2621	*****
B3	HD2476	*****

(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

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	HHW1019	H2621	HD2476
		20cm	20cm	20cm
六价铬	μg/L	*****	*****	*****
汞	μg/L	*****	*****	*****
砷	mg/L	*****	*****	*****
铅	mg/L	*****	*****	*****
镉	mg/L	*****	*****	*****
铜	mg/L	*****	*****	*****
镍	mg/L	*****	*****	*****
可萃取性石油烃 (C10-C40)	mg/L	*****	*****	*****

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	H1234A	*****	LAeq
N5~N8	H1461A	*****	LAeq

(2) 监测日期、频率

2026 年 5 月 23 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	2026.5.23	昼间	*****	60	0
		夜间	*****	50	0
N2	2026.5.23	昼间	*****	60	0
		夜间	*****	50	0
N3	2026.5.23	昼间	*****	60	0
		夜间	*****	50	0
N4	2026.5.23	昼间	*****	60	0
		夜间	*****	50	0
N5	2026.5.23	昼间	*****	60	0
		夜间	*****	50	0
N6	2026.5.23	昼间	*****	60	0
		夜间	*****	50	0
N7	2026.5.23	昼间	*****	60	0
		夜间	*****	50	0
N8	2026.5.23	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，本项目土壤污染影响型井场为二级评价、注水管线不作要求，则污染影响型布设 6 个采样点，占地范围内布设 3 个柱状样点，1 个表层样，占地范围外布设 2 个表层样；本项目土壤生态影响型井场为二级评价、注水管线为三级评价，则生态影响型共布设 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。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，占地范围外布设 4 个表层样。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	工程	采样点位置		坐标		样品类别	土壤类型	土地利用类型	采样深度	监测项目	取点依据
		占地范围 内/外	相对方位	东经	北纬						
T1	H1234A 井	内	H1234A 井占地内	*****	*****	柱状样	灰棕漠土	工矿用地	在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别采样	pH、石油烃、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、砷、土壤盐分含量	井场占地范围内特征因子柱状样
T2	H1232A 井	内	H1232A 井占地内	*****	*****	柱状样	灰棕漠土	工矿用地	在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别采样		井场占地范围内特征因子柱状样
T3	H1373A 井	内	H1373A 井占地内	*****	*****	柱状样	灰棕漠土	工矿用地	在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别采样		井场占地范围内特征因子柱状样
T4	H208A	内	H208A 占地内	*****	*****	表层样	灰棕漠土	工矿用地	0~0.2m	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600—2018）表 1 中 45 项因子和 pH、石油烃、土壤盐分含量	占地范围内相对未受污染区域的监测因子和特征因子表层样
T5	H1487A 井	内	H1487A 井占地内	*****	*****	表层样	灰棕漠土	工矿用地	0~0.2m	pH、石油烃、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、砷、土壤盐分含量	井场占地范围内特征因子表层样
T6	H1461A 井	内	H1461A 注水管线占地内	*****	*****	表层样	灰棕漠土	工矿用地	0~0.2m		注水管线占地范围内特征因子表层样
T7	H1234A 井	项目占地范围	北侧 600m	*****	*****	表层样	灰棕漠土	工矿用地	0~0.2m	pH、石油烃、镉、铬、铜、铅、汞、镍、砷、	井场占地范围外特征因子表层样

T8	H1232 A	外	西北侧 180m	*****	*****	表层样	灰棕漠土	工矿用地	0~0.2m	锌、土壤盐分含量	井场占地范围 外特征因子表 层样
T9	H1461 A		西南侧 800m	*****	*****	表层样	灰棕漠土	工矿用地	0~0.2m		井场占地范围 外特征因子表 层样
T1 0	H256A		东侧 160m	*****	*****	表层样	灰棕漠土	工矿用地	0~0.2m		井场占地范围 外特征因子表 层样

注：根据区域历史环保竣工验收、资料收集和现场踏勘，项目所在区域未发生过环境污染事故，本次评价未考虑按照土壤导则 7.4.2.10 布设已存在土壤污染风险的基本因子+特征因子监测点位。

4.5.2 监测时间及频次

监测时间：委托新疆天熙环保科技有限公司进行监测，根据设置的监测点进行采样，采样时间为 2026 年 5 月 23 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 以下分别采样。

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	*****	*****	*****	*****	*****	*****
T2	0~0.5m	*****	*****	*****	*****	*****	*****
	0.5m~1.5m	*****	*****	*****	*****	*****	*****
	1.5m~3m	*****	*****	*****	*****	*****	*****
T3	0~0.5m	*****	*****	*****	*****	*****	*****
	0.5m~1.5m	*****	*****	*****	*****	*****	*****
	1.5m~3m	*****	*****	*****	*****	*****	*****
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
		T4(0-0.2m)	T5(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
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	ND	ND	76	达标

序号	污染物项目	检测值		筛选值	是否达标
		T4(0-0.2m)	T5(0-0.2m)		
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	*****	*****	/	/

注：ND 表示未检出。

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)	T2 (0-0.5m)	T2 (0.5-1.5m)	T2 (1.5-3m)	T3 (0-0.5m)	T3 (0.5-1.5m)	T3 (1.5-3m)		
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	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	*****	/	/

注：ND 表示未检出。

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
		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
其他项目				
8	pH 值	*****	/	/
9	石油烃	*****	4500	达标
10	水溶性盐总量	*****	/	/

注：ND 表示未检出。

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	*****	*****	*****	*****	/	/

注：ND 表示未检出。

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》，项目所在区域属于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。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准噶尔盆地温带干旱荒漠与绿洲生态功能区	Ⅱ4 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。

4.6.1.2 生态系统调查

本项目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，距离与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 450m，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。

禁止车辆乱压等随意破坏地表的活动。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—奇台州。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有盐生假木贼群系、梭梭群系、盐生假木贼+琵琶柴群系等。植被覆盖度在 5%左右。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

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，类型单调，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。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
裸子植物 <i>Gymnospermae</i>			
一	黄麻科	<i>Ephedraceae</i>	
(一)	麻黄属	<i>Ephedra</i>	
1	草麻黄	<i>Ephedre sinicaa</i>	
2	木贼麻黄	<i>Ephedre quisetina</i>	(Ⅹ)II
被子植物 <i>Angiospermae</i>			
二	蓼科	<i>Polygonaceae</i>	
(二)	木蓼属	<i>A traphaxis</i>	
4	木蓼	<i>A traphaxis pungcns</i>	
5	刺木蓼	<i>A traphaxisS pungcns</i>	
(三)	沙拐枣属	<i>Calligonum</i>	
6	沙拐枣	<i>Calligonum mongoticum</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 apnglum</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>	

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 项目区植被现状评价

火烧山油田作业区区域范围内植物群系较为单一，植物群系主要是梭梭群系，伴生植物主要有盐爪爪、猪毛菜、假木贼、沙蓬等，盖度约为 5%。

梭梭群系：属于荒漠低地常见乔灌木，分布于评价区地势较平坦且开阔处，群系中梭梭植株一般高约 0.5m~1m，最高可达 1.5m~2m，群系覆盖度一般 5%，

局部地段达 10%。伴生种多为一年生多汁盐生类植物，如琵琶柴、猪毛菜、假木贼、叉毛蓬等。

4.6.3 野生动物现状调查与评价

4.6.3.1 “卡山保护区”区域野生动物调查

略。

4.6.3.2 区域野生动物现状

略。

表 4.6-3 评价区野生动物保护名录

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，本项目区块土壤占地类型主要为灰棕漠土。区域土壤类型图详见图 4.6-3。

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。

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工矿用地。本项目土地利用占地类型为工矿用地，项目土地利用类型图详见图 4.6-4。

4.6.6 卡山保护区调查

略。

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。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 4.6-4 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

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（ $4\text{m/s} \sim 7\text{m/s}$ ）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。

（3）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 $1000\text{t}/\text{km}^2 \cdot \text{a}$ 。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 $1000\text{t}/(\text{km}^2 \cdot \text{a})$ 。

（4）水土流失预防对象

本工程属建设类项目，根据《生产建设项目水土流失防治标准》（GB50434-2018）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。

本次火烧山油田开发区域属于采矿用地，本项目不涉及林地、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

5.1.1 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）井场建设、管线敷设在施工作业过程中产生的扬尘，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 、 SO_2 、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；

V_{50} —距地面 50 米处风速，m/s；

V_0 —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 250 微米时，沉降速度为 1.005m/s，因此可认为当尘粒大于 250 微米时，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，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
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、柴油动力机械等燃油机械，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》无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五标准的柴油，其燃料属性符合《普通柴油》（GB252-2015）的标准要求，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。

5.1.2 运营期环境影响分析

本项目运营期正常工况下输水管线、注水井无大气污染物排放。

5.1.3 退役期大气环境影响分析

注水井退役后各种相关辅助工作均停止，造成的污染源将消失，注水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田工作人员。

5.2 地表水环境影响分析

5.2.1 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。

（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。

综上，施工期的废水对环境的影响较小，并且随着施工期的结束而消失。

5.2.2 运营期废水影响分析

（1）正常状况

在运营期内，项目产生的井下作业废水经火烧山联合站处理后，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

对于本项目来说，可能对地表水环境产生影响事故为注水管道泄漏。发生泄漏时，回注水渗入土壤孔隙，则使土壤透气性和呼吸作用减弱，影响土壤中的微生物生存，造成土壤盐碱化，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物，造成土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响土壤正常的结构和功能。

由于本项目的注水管道受自动控制系统监控，一旦发生泄漏能够及时发现，通过关闭已设置的各阀池中的阀门，可减少泄漏量，并且根据油田公司的环保要求，井下作业带罐作业，井下作业废液全部回收，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。

5.3 地下水环境影响分析与评价

5.3.1 评价区域水文地质特征

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

① 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 5.3-1。

表 5.3-1 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。浅部在高位接受降水入渗后沿地形呈层状形成短时后地下水流，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。

5.3.2 施工期地下水环境影响分析

本工程施工期对水环境的影响主要为钻井和管线施工对地下水的影响。

5.3.2.1 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，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。

因此，钻井过程中不会对所在区域地下水产生影响。

5.3.2.2 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。

5.3.3 运营期正常状况下对地下水环境影响分析

5.3.3.1 井下作业废水对地下水的影响

火烧山作业区要求井下作业必须采取带罐作业，井下作业废水全部回收，采用专用废液收集罐收集后运至火烧山联合站污水处理系统进行处理。

综上所述，正常生产状况下，油田建设期和生产运行过程中废水不会对地下水环境产生影响。

5.3.3.2 回注水对地下水的影响

本项目注水井在施工过程中采用三开井身结构，钻井过程中使用双层套管，以保护地下水不受污染，表层套管采用 G 级水泥浆双胶塞固井，水泥浆返至地面，技术套管采用微珠低密度水泥双胶塞固井，水泥浆返至井深直井 650m，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。确保安全封闭此深度内的地下水层，完井方式采用 $\Phi 245\text{mm} \times \Phi 140\text{mm} \times 21\text{MPa}$ 正规套管固井完井。根据地下水赋存条件、水力性质及水力特征，将评价区内地下水划分为第四系松散岩类孔隙潜水和承压（自流）水。第四系浅层含

水层埋藏于中、下更新统冲洪积层中，是水源地主要取水目的层。据钻孔揭露，大致分为三层含水层。第四系浅层含水层厚度在平面上变化较大。北部三层含水层累积厚度 400m，南西端累积厚度 202.7m，东端累积厚度 992m。各层底板总的变化趋势自南西自北东翘起；隔水层在工作区平面变化规律，第二、第三隔水层与含水层底板变化趋势一致，第一隔水层底板相对较平坦，与地表地形变化基本一致。隔水层的岩性由棕灰、灰色亚粘土和棕黄色的粘土组成，局部夹有粉砂透镜体。第二、第三隔水层隔水较好，第一隔水层相对较差，和潜水有一定联系，特别是工作区北部注地联系更为密切。含水层的岩性三层主要为砂砾石层，其次为砂层。对潜水层以及承压水层所在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泥浆的交换，有效保护地下水层。项目位于火烧山油田 $H_2 \sim H_4$ 油藏，回注层位孔隙空间体积 $> 29341872m^3$ ，有足够的储集空间，能满足项目生产期内的回注要求。本项目注水井选用 25MPa 的注水井口，注入压力为 16MPa，井口装置结构完整、密封良好，压力级别高于注入压力，材质满足防腐要求，注入井井底压力不会在隔离层产生断裂面，注水井开注前应进行试注，要求注入水与注入层岩性及地层水配伍性好、不会形成二次沉淀堵塞地层，同时本项目开采油藏及注水层位在地下 1500m，远超出项目区地下水含水层深度，注入水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022），能注入回注层。因此，项目开采、回注前后不会对项目区域地下水流场产生影响。

5.3.4 事故工况下对地下水的影响分析

5.3.4.1 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。

评价区内从南向北分布多层结构的潜水—承压水含水层，纵向上，上部为潜水含水层，埋深 $< 50m$ ；下部为承压含水层，第一层埋深在 100m 左右。

本项目目的层深约 1500m，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。钻井施工过程中采用下套管注水泥固井完井方式进行了水泥

固井，对含水层进行了固封处理，可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内泥浆的交换，有效保护地下水层。因此不存在污染地下水的可能，不会对地下水产生影响。

因此，在采取严格要求套管下入深度、严格执行固井设计等措施后，可以有效控制钻井液在地层中的漏失。

5.3.4.2 井喷事故对地下水的污染影响

本项目为注水井项目，部署区域位于油藏边水区域，井喷事故一旦发生，刚喷出的物质主要为水砂混合物，如未及时发现处理，后续会喷出油水混合物，烃类气体随之扩散，当烃类气体在空气中的浓度达到爆炸极限时，遇火可形成爆炸，在爆炸浓度范围以外，则极易发生火灾，对周围环境造成影响。井喷发生后，一般需要 1~2d 才能得以控制。类比《2020 年顺北油气田三区奥陶系油气藏 5 号断裂带产能建设项目环境影响报告书》，井喷污染最大范围在半径 200m 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，对地下水体的影响概率不大。若采取有效措施治理污染，井喷不会造成地表水、地下水污染。钻井及井下作业应严格按照井控要求实施，避免发生井喷事故。

5.3.4.3 注水管线泄漏事故对地下水的污染影响

一般泄漏于土体中的回注水可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。如果有足够多的回注水泄漏到疏松的土体中，就有可能下渗至潜水带并在潜水带顶面扩展而形成“油饼”。通常回注水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。因而含油回注水泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于含油回注水的物理性质、泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等因素。

由于回注水泄漏为偶然事故，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），由于《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）标准中没有对石油类进行说明，参照《地表水环

境质量标准》（GB3838-2002），将石油类污染物浓度标准定为 0.5mg/L。

①情景设置

本次评价针对注水管线泄漏对地下水产生的影响进行预测，当运输管线发生泄漏，根据伯努利方程进行泄漏量计算，计算公式如下：

$$Q_L = C_d A_r \rho_1 \sqrt{\frac{2(P_1 - P_0)}{\rho_1} + 2gh}$$

式中：\$Q_L\$——液体泄漏速率，kg/s；

\$P\$——容器内介质压力，kPa；

\$P_0\$——环境压力，kPa，取 101.325kPa；

\$C_d\$——液体泄漏系数，此值常用 0.6~0.64，取 0.62；

\$A\$——裂口面积，m²；

\$g\$——重力加速度；取 9.8m/s²；

\$h\$——裂口之上液位高度，m；

\$\rho\$——泄漏液体密度，kg/m³，1000kg/m³。

表 5.3-2 模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	注水管线参考数值
1	P	容器内介质压力	1600kPa
2	P0	环境压力	101.325kPa
3	Cd	液体泄漏系数	0.62
4	A	裂口面积	0.01m ²
5	g	重力加速度	9.8m/s ²
6	h	有效孔隙度	0.2m
7	\$\rho\$	泄漏液体密度	1000kg/m ³
8	QL	液体泄漏速率	16.32kg/s

根据上述公式计算可知：注水管线发生泄漏时，泄漏速率为 16.32kg/s，事故应急反应时间为 30min，据此计算液体的泄漏量为 29.38t，本项目处理后的废液中石油类含量为 15mg/L，则泄漏液体中石油类含量为 4.41×10⁻⁴t。按照表层土壤对污染物截留率 90%计算，进入含水层含油量为 4.41×10⁻⁵t。

②预测因子

选取油田开发项目特征污染物石油类。

③预测模型

参照《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弥散点源模型进行预测。由于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、y—计算点处的位置坐标；
t—时间(d)；
C(x,y,t)—t 时刻点 x,y 处的示踪剂浓度(g/L)；
M—含水层厚度(m)；
m_M—瞬时注入的质量(kg)；
U—水流速度(m/d)；
n_e—孔隙度，无量纲；
D_L—纵向弥散系数(m²/d)；
D_T—横向 y 方向的弥散系数(m²/d)；
π—圆周率。

④参数选取

模型中所需参数选取见表 5.3-3。

表 5.3-3 模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	注水管线参考数值
1	mM	瞬时注入的质量	0.0441kg
2	t	时间	100d、500d、1000d
3	M	含水层厚度	25m
4	u	水流速度	0.25m/d
5	DL	纵向弥散系数	0.5m ² /d
6	DT	横向 y 方向的弥散系数	0.05m ² /d
7	ne	有效孔隙度	0.12

⑤预测结果

当注水管线发生全管径泄漏时，石油类物质经过 100d、500d 和 1000d 后在地下水中的扩散结果分别见图 5.3-2。

泄漏 100d 石油类浓度随距离的变化关系
泄漏 500d 石油类浓度随距离的变化关系

泄漏 1000d 石油类浓度随距离的变化关系

图 5.3-2 注水管线发生泄漏时石油类浓度随距离的变化关系

从预测结果可知：随着时间的增加，污染范围有所增加，管线发生泄漏后 100d、500d 和 1000d 的污染物最大浓度对应运移距离分别为 25m、125m、250m。随着时间增加，污染范围有所增加，不会影响区域地下水。

根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》(岳战林等, 2009), 土壤中原油基本上不随土壤水上下移动, 毛细管作用也不活跃。石油对土壤的污染仅限于 20cm 表层, 只有极少量的落地油最多可下渗到 20cm。运营期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, 彻底清除泄漏含油回注水及被污染的土壤。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。

5.3.5 地下水环境影响评价结论

运营期产生的井下作业废水拉运至火烧山联合站污水处理系统处理; 管道的选材有效防止管线腐蚀穿孔, 防止管道泄漏等事故的发生; 正常情况下不会对地下水环境产生影响。

运营期间对地下水可能产生不利影响的主要是突发事件, 采取套管等有效措施避免对地下水污染。综上所述, 本工程运营期只要建设方严格按照拟定的环保措施进行, 对生产废水进行妥善处置, 对地下水环境造成的影响很小。

5.4 声环境影响分析与评价

5.4.1 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机、柴油机、泥浆泵和柴油发电机等发出的噪声, 发电机、泥浆泵、钻机和柴油发电机的声压级一般在 80~110dB(A), 地面工程建设过程中推土机、挖掘机等机械噪声, 声压级一般在 80~100dB(A)。

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 5.4-1。

表 5.4-1 距钻井井场场界不同距离处的噪声预测值

距场界距离 方位	1m	10m	20m	30m	50m	100m	150m	200m
东	80.67	60.67	54.65	51.13	46.69	40.67	37.15	34.65
西	80.67	60.67	54.65	51.13	46.69	40.67	37.15	34.65
南	88.18	68.18	62.16	58.63	54.2	48.18	44.66	42.16
北	75.92	55.92	49.90	46.38	41.94	35.92	32.40	29.90

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造成影响。昼间距离井场 10m 处，夜间 50m 处噪声值可满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）中昼间 70dB（A），夜间 55dB（A）的要求。

（2）昼间施工噪声在 30m 处，夜间施工噪声在 100m 处满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求。根据现场调查评价范围内没有没有集中固定居民居住，不产生噪声扰民现象，对局部环境的影响是暂时的，施工期间产生的噪声对周围环境的影响是可以接受的。施工期噪声的影响主要是对钻井队的施工人员的影响，因此必须做好劳动防护措施。

5.4.2 运营期声环境影响分析

本工程运营期噪声污染源主要为井场的各类机泵、井下作业设备噪声和交通噪声。

（1）预测源强

项目噪声源主要为井场机泵、井下作业，对运营期井场厂界噪声进行预测。单井机泵噪声源强在 60~90dB（A）之间，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，其运行噪声不高于 70dB（A）。项目工程主要噪声源强见表 5.4-2。

表 5.4-2 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	正常工况	井场	机泵	15	12.5	1	75~80	采用低噪声设备，局部加装隔声罩	间断
2		交通噪声	巡检车辆	-	-	-	60~90	限制车速、定期维护保养和禁止鸣笛等	间断
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

$$L_{eqg} = 10 \lg \left(\frac{1}{T} \left[\sum_{i=1}^N t_{in,i} 10^{0.1 L_{Ain,i}} + \sum_{j=1}^M t_{out,j} 10^{0.1 L_{Aout,j}} \right] \right)$$

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（ L_{eq} ）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 5.4-3。

表 5.4-3 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	38.1	昼间 60, 夜间 50	达标
	南侧外 1m	15	36.5		
	西侧外 1m	12.5	38.1		
	北侧外 1m	15	36.5		

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产生明显影响。

(5) 声环境影响评价自查表

声环境影响评价自查表详见表 5.4-4。

表 5.4-4 声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目						
评价等级与范围	评价等级	一级 ☐ 二级 ☒ 三级 ☐						
	评价范围	200m ☒ 大于 200m 小于 200m						
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级 ☒ 最大 A 声级 ☐ 计权等效连续感觉噪声级 ☐						
评价标准	评价标准	国家标准 ☒ 地方标准 ☐ 国外标准 ☐						
现状评价	环境功能区	0 类区 ☐	1 类区 ☐	2 类区 ☒	3 类区 ☐	4a 类区 ☐	4b 类区 ☐	
	评价年度	初期 ☒		近期 ☐		中期 ☐		远期 ☐
	现状调查方法	现场实测法 ☒ 现场实测加模型计算法 ☐ 收集资料 ☐						
	现状评价	达标百分比			100%			
噪声源调查	噪声源调查方法	现场实测 ☐ 已有资料 ☒ 研究成果 ☐						

声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型 ☒ 其他 ☐		
	预测范围	200m ☒ 大于 200m 小于 200m		
	预测因子	等效连续 A 声级 ☒ 最大 A 声级 ☐ 计权等效连续感觉噪声级 ☐		
	厂界噪声贡献值	达标 ☒ 不达标 ☐		
	声环境保护目标处噪声值	达标 ☒ 不达标 ☐		
环境监测计划	排放监测	厂界监测 ☒ 固定位置监测 ☐ 自动监测 ☐ 手动监测 ☐ 无监测 ☐		
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子：（无）	监测点位数（0）	无监测 ☒
评价结论	环境影响	可行 ☒ 不可行 ☐		

5.4.3 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。

5.5 固体废物影响分析

本项目开发过程中产生的固体废物主要为：①施工期钻井过程中产生的钻井岩屑、施工弃土、机械设备废油、废弃防渗膜和少量的建筑垃圾及施工生活垃圾等；②运营期项目危险废物主要为机泵维修、保养产生的废机油和废含油抹布。

5.5.1 施工期固体废物影响分析

（1）钻井岩屑

岩屑经不落地系统收集暂存在水基岩屑暂存罐内，交由新疆盛洁环境技术有限责任公司处理，根据《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》

(HJ 1461-2026)，聚合物钻井岩屑、剩余固相根据相关国家生态环境标准或技术文件等要求开展环境风险定量评价，评价结果为可接受时，可用于油气开采区内基础设施建设场地铺垫、管线覆盖土等其他利用方式。

(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) 建筑垃圾：主要包括土建工程垃圾、供配电线路建筑材料包装、安装工程的金属废料等，采取有效措施及时收集、清理。采取回收和综合利用等方法，充分利用资源；对不能再利用的建筑垃圾，可送当地建筑垃圾处理场处理。严禁随意丢弃、堆放，造成景观污染。

(5) 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，委托五家渠城华市政管理服务有限公司清运处理。

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。

5.5.2 运营期固体废物影响分析

运营期项目危险废物主要为机泵维修、保养产生的废机油和废含油抹布。

5.5.3 退役期固体废物影响分析

井场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，对这些废弃管线、残渣将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。

5.6 土壤环境影响分析

5.6.1 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。

5.6.1.1 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。

5.6.1.2 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。

5.6.1.3 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。

5.6.1.4 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。

5.6.2 运营期土壤环境影响分析

5.6.2.1 环境影响识别

(1) 项目类型

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)，拟建工程井场等地面设施属于I类项目，单井注水管线属于III类项目。

(2) 影响类型及途径

拟建工程所处区域属于盐化区域，拟建工程土壤影响类型同时属于污染影响型和生态影响型。

拟建工程运营期废水为井下作业废液，未向外环境排放污水，不会造成废水地面漫流影响；非正常状况井场管线连接处出现泄漏，可能通过垂直入渗的形式对土壤造成影响。

拟建工程井场建设及管道敷设过程中，不会造成区域土壤盐化、酸化、碱化，但管沟开挖过程中会对区域局部土壤造成扰动，导致土壤中盐分含量与周边区域不一致，在后续的自然恢复过程中，扰动区域受雨水、风沙作用将逐步与周边区域土壤保持一致。同时，拟建工程注水管线中回注水盐分含量较高，当出现泄漏时，回注水中的盐分将进入表层土壤中，遗留在土壤中，造成区域土壤盐分含量升高。影响类型见表 5.6-1。

表 5.6-1 建设项目土壤环境影响类型与影响途径表

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

(3) 影响源及影响因子

①污染影响型

拟建工程输送介质为回注水，管线连接处破裂时，回注水中的石油烃可能会下渗到土壤中，造成一定的影响。因此本评价选取石油烃作为代表性污染物进行预测。拟建工程土壤环境影响源及影响因子识别结果参见表 5.6-2。

表 5.6-2 污染影响型土壤环境影响源及影响因子识别

污染源	污染途径	特征因子	备注
井场管线连接处	垂直入渗	石油烃	事故工况

②生态影响型

考虑最不利情况，集输管道破裂以及回注水暂存池泄漏导致其中含盐液体进入表层土壤中，造成土壤中盐分含量有一定程度的升高。本次评价选择盐分含量

作为代表性因子进行预测。

表 5.6-3 生态影响型土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	污染途径	特征因子	备注
集输管道	漫流	盐分含量	事故工况

5.6.2.2 正常情况下对土壤环境的影响

本项目污染土壤的途径主要为回注水输送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。

本项目生产过程中回注管网均为密闭管路连接，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。

5.6.2.3 非正常工况下污染影响型土壤环境影响分析

(1) 井喷对土壤环境的影响分析

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。注水井井喷喷出水和原油、天然气，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污染。

井喷持续时间越长，对土壤造成的污染越严重。《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》中表明：岳战林对从新疆吐哈油田采集的风沙土、棕漠土、龟裂土、林灌草甸土、盐土均进行了土柱实验，结果证明风沙土、棕漠土渗透性较好，龟裂土、林灌草甸土渗透性很弱，盐土的渗透性非常小；灰棕漠土颗粒较粗、结构较松散、孔隙比较大，向灰棕漠土内输入石油类物质 100d 后，石油类集中分布在 0~20cm 表层土壤内，0~5cm 土壤截留了约 90%以上的输入原油，由此可以推断其他颗粒较细、质地比较黏重的土壤类型，如盐土、林灌草甸土、龟裂土等，对石油类的截留作用更大，在相同实验条件下，石油类污染物在这些土壤中则更不易下渗迁移，其下渗迁移范围也不超过 20cm。

(2) 注水管线泄漏对土壤环境的影响分析

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。

根据实际情况分析，本次评价选择项目注水管线泄漏的石油类进行的土壤影响垂直入渗影响。

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。

本次评价采用类比法对土壤影响进行分析，故本次收集本项目井区现有监测结果作为类比对象。本次收集了《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）中土壤质量现状监测数据进行定性分析，根据火烧山油田已开发多年，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，详见下表。

表 5.6-4 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 监测点位		汞	砷	铜	铅	镍	镉	六价铬	石油烃 C10-C40
HHW1022	东侧厂界外	0.033	4.57	18	23	22	0.34	<0.5	73
	南侧厂界外	0.016	4.55	18	22	23	0.32	<0.5	11
	西侧厂界外	0.022	6.9	27	26	31	0.16	<0.5	13
	北侧厂界外	0.058	5.04	20	22	24	0.15	<0.5	63
HD2927	东侧厂界外	0.029	4.15	27	20	23	0.13	<0.5	88
	南侧厂界外	0.011	4.44	25	25	25	0.09	<0.5	19
	西侧厂界外	0.04	4.56	27	29	26	0.25	<0.5	16
	北侧厂界外	0.014	4.88	26	19	27	0.08	<0.5	101
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 建设用地土壤污染风险管控标准》（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。

因此，在项目建设过程中须定期检查管道的破损或破裂情况，若发现有破损或破裂部位须及时进行修补；故在项目运营期间，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。

5.6.2.4 非正常工况下生态影响型土壤环境影响分析

考虑事故状态下，单井注水管道破裂后，回注水进入表层土壤中，管道在井场设置有压力和远传信号，当发生管道破裂时，在 1 天内排查到泄漏点并进行封堵。初步估算，发生泄漏到封堵，预计从泄漏为 20m^3 。类比回注水中的 HCO_3^- 为 3888.14mg/L ，则估算进入土壤中的盐分含量为 110kg 。

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

(1) 单位质量土壤中某种物质的增量

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

式中： ΔS ——单位质量表层土壤中某种物质的增量， g/kg ；

I_s ——预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量， g ；

L_s ——预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量， g ；

R_s ——预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量， g ；

ρ_b ——表层土壤容重， kg/m^3 ；

A ——预测评价范围， m^2 ；

D ——表层土壤深度，一般取 0.2m ，可根据实际情况适当调整；

n ——持续年份， a 。

(2) 单位质量土壤中某种物质的预测值

$$S = S_b + \Delta S$$

式中： S ——单位质量土壤中某种物质的预测值， g/kg ；

S_b ——单位质量土壤中某种物质的现状值， g/kg 。

项目所处区域气候干燥，年降雨量较小，项目考虑最不利情况， L_s 和 R_s 取值均为 0，预测评价范围为以泄漏点为中心 $20\text{m} \times 20\text{m}$ 范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 $1.48 \times 10^3 \text{kg/m}^3$ ，根据区域土壤盐分监测结果，单位质量土壤中盐分含量的现状值为 2.9g/kg 。预测年份为 0.137a （50 天）。

根据上述计算结果，在 50 天内，单位质量土壤中盐分含量的增量为 0.127g/kg ，叠加现状值后的预测值为 3.027g/kg 。

从预测结果可知,发生泄漏后,导致泄漏点周边区域土壤中盐分含量有所升高,但在发生泄漏后,火烧山作业区会按照要求将泄漏点周围区域土壤进行清理,且随着雨水淋溶,区域土壤中增加的盐分含量将逐渐降低直至恢复至平均水平。

5.6.2.5 土壤环境自查表

本项目土壤环境自查表见表 5.6-5。

表 5.6-5 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 ☐ ; 生态影响型 ☐ ; 两种兼有 ☒				
	土地利用类型	建设用地 ☒ ; 农用地 ☐ ; 未利用地 ☐				/
	占地规模	(0.36) hm ²				
	敏感目标信息	敏感目标 ()、方位 ()、距离 ()				
	影响途径	大气沉降 ☐ ; 地面漫流 ☐ ; 垂直入渗 ☒ ; 地下水位 ☐ ; 其他 ()				
	全部污染物	石油烃、盐分含量				
	特征因子	石油烃、盐分含量				
	所属土壤环境影响评价类别	I 类 ☒ ; II 类 ☒ ; III 类 ☐ ; IV 类 ☐				
	敏感程度	敏感 ☐ ; 较敏感 ☒ ; 不敏感 ☐				
评价工作等级		一级 ☐ ; 二级 ☒ ; 三级 ☒				
现状调查内容	资料收集	a) ☐ ; b) ☐ ; c) ☐ ; d) ☐ ;				
	理化特性					同附录 C
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	点位布置图
		表层样点数	3	4	0~20cm	
		柱状样点数	3	0	在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 和 3m~4.5m 分别取样	
现状评价	现状监测因子	(GB36600-2018)表 1 中 45 项因子和表 2 中石油烃和 pH 值, 共 47 项				
	评价因子	GB36600-2018 表 1 中的基本项目 (45 项)+pH 值、石油烃				
	评价标准	GB15618 ☒ ; GB36600 ☒ ; 表 D.1 ☐ ; 表 D.2 ☐ ; 其他 ()				
影响预测	现状评价结论	各监测点各监测项目均满足 GB 15618-2018 和 GB36600-2018 中筛选值				
	预测因子	石油烃、盐分含量				
	预测方法	附录 E ☐ ; 附录 F ☐ ; 其他 (类比法)				
	预测分析内容	影响范围 (土壤表层 0~30cm) 影响程度 (输油管线持续渗漏 200 天的情况下, 不同深度观测点在预测期内未超过第二类用地筛选值)				
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		
		2（单井）	石油烃	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价工作的，分别填写自查表。						

5.7 生态环境影响分析

5.7.1 生态环境影响因素及类型

本项目开发过程包括钻井工程、井下作业、回注水工程及相应的配套设施建设。除井场为永久性占地外，其他均为临时性占地。该建设工程在施工期对生态环境影响较大，运行期一般影响较小。其对生态环境的影响主要表现为占用土地、改变土地利用性质、破坏植被，即打破了地表的原有平衡状态。若恢复治理措施不当，失去地表植被保护的土壤，在强风力的作用下可能发生风力侵蚀，造成表层土壤的丧失。项目区域的植被主要为梭梭、白梭梭等荒漠植被。

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

（1）本工程对生态环境影响具有区域性环境影响特征，局限在不大的范围内，影响区域位于沙漠，人烟稀少。

（2）在开发范围内各具体环境影响组分呈点块状（如井场等）和线状（如注水管线和井场道路等）分布，影响范围明确。

（3）影响方式主要发生在施工期，施工结束后可逐步恢复。

项目开发建设过程各个时期对生态环境的影响程度、影响特征和影响时间见表 5.7-1。

表 5.7-1 项目不同开发阶段对生态环境的影响

开发建设阶段		生态环境影响
施工期	井场建设	地表植被破坏
	设备运输	野生动物
	土方开挖	地表植被破坏
	管道敷设	地表植被破坏
	电力线架设	地表植被破坏

开发建设阶段		生态环境影响
	井喷事故	土壤、植被
运营期	井场	——
	站场	——
	管道事故	土壤、植被
	汽车运输及巡检	野生动物
退役期	井场	——
	站场	——
	注水管线	——

5.7.1.1 生态环境影响类型

(1) 占地对地表土壤、植被影响

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、排放源弱小，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(绿化工程),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。

5.7.1.2 生态环境影响因素

生态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、地面设施建设、配套设施等)、油田内部油气集输管道工程等诸多方面分析生态环境因素。

(1) 钻井

本项目共部署 6 口注水井,井场的平整会产生土方;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,不得随地洒落,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

管道敷设过程中的地沟挖掘、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。本项目管线选线尽量避开植被茂密地带,并减少新开辟管沟,降低环境影响,符合生态环境保护要求。本项目新建管线(均为油田内部集输管网) 2.4km,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。

(3) 地面构筑物的修建

本工程井场及供配电等地面建筑修建过程中土方的产生及堆放、占地为主要的生态影响因素。设计中已经充分考虑了这些影响,各站场的选址尽可能选在地势平坦,且地表植被较少的地段,最大限度减少土方量,将对植被的影响限制到最小。

生态环境影响因素见表 5.7-2。

表 5.7-2 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。
地面构筑物建设	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、施工过程中对四周植被和土壤产生不利影响。

5.7.1.3 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

井场为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、生活营地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、有水分保持的地段（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。

5.7.2 施工期生态环境影响分析

5.7.2.1 工程占地影响分析

拟建工程永久占地主要为井场，占地面积为 3600m²，占地类型为工矿用地。其建设使土地利用功能发生变化，使土地使用功能永久地转变为工矿用地，改变了其自然结构与功能特点。拟建工程井场较为分散且占地面积较小，工程永久占地对沿线地区的现有土地利用状况影响较小。

工程临时占地主要为临时用地为井场施工、管沟开挖和生活营地施工压占等。根据占地类型统计，项目占用的土地类型为工矿用地，临时占地面积为 66600m²。从宏观整体区域看，施工活动和工程占地在区域范围内并呈点线状分布，项目临

时占地面积较小，不会对该区域的土地利用结构造成较大改变。管道工程施工完毕后，对施工临时占地进行恢复，对土地利用的影响也会逐渐消失。

5.7.2.2 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。

(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梭梭为主，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 $750\text{kg}/\text{hm}^2$ 计算，对开发区域占地类型、植物生物量损失量影响见表 5.7-3。

表 5.7-3 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
工矿用地（井场、管线、生活营地等）	3600	0.27	66600	4.995	生物量按照 $0.75\text{t}/\text{hm}^2$ 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 66600m^2 ，永久占地面积为 3600m^2 。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 66600m^2 荒漠土地基本没有植物初级生产能力，生物损失量约为 4.995t/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。

(2) 管线敷设对植被的影响

注水管线的敷设对植被的破坏包括管沟宽度和施工场地宽度两部分。管沟范围内地上部分植物根系均被开挖铲除，同时还会伤及附近植物的根系。施工带两侧的植被由于挖掘出的土石方堆放、施工车辆和机具的碾压，会造成植物地上部分破坏甚至死亡。本项目建设管线 2.4km，管线长度较短，管径较小，项目区植被覆盖度较低，因此对植被影响较小，通过植被恢复措施，天然植物恢复或表土形成相对稳定的结构并发挥水土保持功效约需要 2~3 年。管线施工完成后，将开挖的表层土壤回铺于地表，减轻对土壤的破坏，以利于植被的恢复和生长。

(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。

5.7.2.3 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。

5.7.2.4 生态系统结构、功能完整性和生物多样性

本项目开发区的基质为单一荒漠生态景观。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抵御干扰的柔韧性较差。在油田开发如井场、管线等的建设中，新设施的增加及永久性构筑物的作用，在一定程度上会增加区域的异质性。区域的异质性越大，抵抗外界干扰的能力就越大。因而油田开发建设不会改变区域内景观生态的稳定性及完整性。

根据项目区域生态系统偏离自然状况的程度,将生态系统完整性状况划分为 5 个等级,分别是高、好、适度、差和恶化。“高”的生态系统完整性状态是完全或者计划全部与没有受到干扰的参考点情况一致。“好”的生态系统完整性有着重要的但是轻微偏离没有受到干扰的状态。在“适度”的生态系统完整性层次,所有的标准都表现出较强的偏离没有受到干扰的状态。“差”的生态系统完整性则受到很强的偏离,而“恶化”则是极度偏离。项目区域生态系统完整性等级见表 5.7-4。

表 5.7-4 本项目区域生态环境完整性等级表

标准		生态系统完整性					项目区域
		高	好	适度	差	恶化	
指示物种	指示种	没有或几乎没有指示植物死亡	一般草本植物死亡	大量草本和少量灌木死亡	大量灌木死亡	大量乔木树种开始死亡	好
	物种结构	没有或几乎没有	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	高
	生物量和密度						
压力	气候干旱程度	较湿润	适中	较干旱	很干旱	干旱加剧	差
	地下水位/水质	<1.5m/很好	1.5~3m/好	3~5m/中	5~9m/差	9m/很差	适度
	土壤盐分	较低	一般低	较高	高	很高	差
响应	生物个体响应	生长很好	能正常生长	生长缓慢	停止生长	濒临死亡	好
	种群相对多度	没有或几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	好
	物种多样性						
结构	种群结构	没有或几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	适度
	土壤状况						
	空间异质性/斑块大小/破碎度	没有或几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	适度
功能	种群适应性	好	好	一般	较差	很差	适度
	种群生物量	大量增加	有所增加	不变	减少	急剧减少	差
	群落演替	正向演替	正向演替	演替方向不明显	逆向演替	被新的群落所替代	适度
	对小尺度干扰	没有或几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	差
	斑块连续性	很好	较好	一般	较差	很差	适度
	营养循环速率	很大	较大	一般	较小	很小	差
组成	丰度/频度/重要性/生物量/密度	没有或几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	好

从上表可以看出,项目评价区域生态完整性受本项目的影 响较小。项目区生态完整性变化主要受区域自然环境变化影响。油田开发加大了评价区人为干扰的力度,同时也加剧局部区域由自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势。

本项目建设区域内无自然保护区、风景名胜区、基本农田等生态环境敏感目标,本项目占地面积 70200m²,其中永久占地面积 3600m²,临时占地面积 66600m²,占地主要为荒漠,地表植被稀疏,由工程造成的生物量损失较小,不会造成区域的生物多样性下降。由于项目占地面积有限,区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小,其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响。

5.7.3 运营期生态环境影响分析

项目永久占地主要为井场,占地面积为 3600m²,临时占地正在进行自然恢复,植被一般在 2~3 年内开始发生向原生植被群落演替,并逐渐得到恢复。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等活动也会对野生动物的生存及栖息造成影响,但是由于作业区加强对环境保护的宣传工作,员工的环保意识,特别是对野生动物的保护意识不断加强,对野生动物不会产生太大影响。

5.7.4 对卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区影响

生态影响评价自查表见表 5.7-5。

表 5.7-5 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□;
	影响方式	工程占地 ☒ ; 施工活动干扰 ☒ ; 改变环境条件□; 其他□
	评价因子	物种□ () 生境□ () 生物群落□ () 生态系统□ () 生物多样性□ () 生态敏感区□ () 自然景观□ () 自然遗迹□ () 其他□ ()
评价等级		一级□; 二级□; 三级 ☒ ; 生态影响简单分析□
评价范围		大陆域面积 (0.5688) km ² ; 水域面积: (/) km ²
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集 ☒ ; 遥感调查□; 调查样方、样线□; 调查点位、断面□□; 专家和公众咨询法□; 其他□

工作内容		自查项目
	调查时间	春季 ☒ ; 夏季 ☒ ; 秋季 ☒ ; 冬季 ☒ ; 丰水期 ☐ ; 枯水期 ☐ ; 平水期 ☐ ;
	所在区域的生态问题	水土流失 ☐ ; 沙漠化 ☒ ; 石漠化 ☐ ; 盐渍化 ☒ ; 生物入侵 ☐ ; 污染危害 ☒ ; 其他 ☐ ;
	评价内容	植被植物群落 ☐ ; 土地利用 ☒ ; 生态系统 ☒ ; 生物多样性 ☐ ; 重要物种 ☐ ; 生态敏感区 ☐ ; 其他 ☐ ;
生态影响预测与评价	评价方法	定性 ☒ ; 定性和定量 ☐ ;
	评价内容	植被植物群落 ☐ ; 土地利用 ☒ ; 生态系统 ☐ ; 生物多样性 ☐ ; 重要物种 ☐ ; 生态敏感区 ☐ ; 其他 ☐ ;
生态保护对策措施	对策措施	避让 ☐ ; 减缓 ☐ ; 生态修复 ☐ ; 生态补偿 ☐ ; 科研 ☐ ; 其他 ☐ ;
	生态监测计划	全生命周期 ☐ ; 长期跟踪 ☐ ; 常规 ☐ ; 无 ☐
	环境管理	环境监理 ☒ ; 环境影响后评价 ☐ ; 其他 ☐
评价结论	生态影响	可行 ☒ ; 不可信 ☐ ;
注: “ ☐ ”为勾选项, 可√; “()”为内容填写项。		

5.8 水土流失影响分析

5.8.1 水土流失成因分析

(1) 侵蚀类型多样

项目区侵蚀类型分为自然侵蚀和人为侵蚀两个方面。自然侵蚀主要为风力侵蚀, 人为侵蚀, 人为侵蚀主要是由于油田开发对原生地貌植被破坏而产生的新增侵蚀。

由于地表状况、土壤抗蚀性能、植被类型和植被覆盖程度以及侵蚀营力作用强度与作用时间长短的差异性, 导致土壤侵蚀程度、方式和类型的多样化。

(2) 侵蚀过程集中

土壤侵蚀的变化因侵蚀类型不同而异。风力作用以春季和夏季最为强烈, 这是因为大风天气多出现在此时, 加之此时植被枯萎、土壤裸露、土质结构松散, 易受风力侵蚀。

(3) 人为造成水土流失突出

由于人为开发建设活动扰动和破坏地表, 使项目区新增水土流失量急剧增加, 且防治难度大。造成该区域新增水土流失增加的原因主要是油田开采、修路等建设活动, 这些活动不但使当地原生的生态环境遭到破坏, 还加剧了水土流失, 如不及时采取防治措施, 对整个区域的生态环境构成危害。

5.8.2 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、土方排放、穿越工程临时占地、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。

5.8.2.1 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。

5.8.2.2 地面构筑物建设

在地面构筑物建设中，最直接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、注水管线及配套工程等。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。

5.8.2.3 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。

5.8.3 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 $3800t/(km^2 \cdot a)$ 左右。在地面工程建设过程中，荒漠地区临时占地面积为 $70200m^2$ ，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 $273.6t/a$ 。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。

建设单位在采取报告书提出的水土保持措施后,对防止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。

5.9 土地沙化影响分析

项目区地面建设工程实施中,会使施工带范围内的土体结构遭到破坏,其范围内的植被也会受到严重破坏甚至被彻底清除,导致风沙作用加剧,因此大规模的石油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,便产生风蚀作用,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”形成的灰棕漠土颗粒粒级加以比较,沙化后的灰棕漠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,因而也降低了灰棕漠土壤的盐分含量,据邻近油田的调查结果表明,随沙化增强,盐分含量降低。

(3) 对区域沙化土地的影响分析

本项目位于古尔班通古特沙漠东部,施工期井场、注水管线、生活营地等地面工程的建设过程中将会破坏项目占地范围内的土壤表层稳定砾幕和地表荒漠植被,项目所在区域具有多风、降水量偏低等气候特征,地表稳定结皮被破坏后,

在大风天气条件下，项目施工会使占地范围内的土地就地起沙，局部形成沙化土地。

但是由于项目占地范围较小，施工结束后对永久占地进行地面硬化，以减少风蚀量，对临时占地范围内场地进行平整和清理，尽量利用井场施工时产生的表层弃土对临时占地进行覆盖，采用自然恢复的方式对区域植被进行恢复。综上所述，本项目对项目所在区域土地沙化影响不大。

5.10 运输过程影响分析

5.10.1 扬尘影响

车辆行驶产生的扬尘，在完全干燥的情况，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 5.10-1 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 5.10-1 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 5.10-1 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
25(km/h)	0.2553	0.4293	0.5819	0.7220	0.8536	1.4355

若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 5.10-2 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 5.10-2 施工场地洒水抑尘实验结果

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

综上，项目运输路线两侧无环境敏感点，只要控制车速，做到减速慢行，并定期洒水抑尘，保持路面清洁，运输车辆道路扬尘对环境空气影响总体较小。

5.10.2 噪声影响

运输车噪声源约为 85dB(A)，经计算在道路两侧无任何障碍的情况下，道路两侧 6m 以外的地方等效连续声级为 69.4dB(A)，即在道路两侧 6m 以外的地方，交通噪声符合昼间交通干线两侧等效连续声级低于 70dB (A) 的要求，但超过夜间噪声标准 55dB(A)；在距公路 32m 的地方，等效连续声级为 54.9dB(A)，符合夜间交通干线两侧 55.0dB (A) 的要求。

综上，运输路线两侧无环境敏感点，运输噪声对整体区域声环境的影响较小。

5.10.3 环境风险影响

要求运输过程中使用密闭运输罐车，在采取环评报告提出的风险防范措施的前提下，运输车运输过程的风险影响很小。

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) 钻井过程大气污染防治措施

①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，可以通过采用高效设备的方式，减少污染物影响。

②钻井期间定期对柴油发电机等设备进行维护，并且采用符合国五标准的柴油，并添加柴油助燃剂等措施，在很大程度上可降低柴油燃烧污染物的排放，使污染物达标排放，减轻对大气环境的影响。

(2) 地面施工大气污染防治措施

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在井场建设初期，为防止因交通运输量的增加产生扬尘污染，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，以减少路面沙尘的扬起和对公路两旁植被的扰动；运输车辆进入施工区域，应以中、低速行驶（速度 $<40\text{km/h}$ ）。

②井场设备的放置进行合理优化，尽可能少占土地，对工作区域外的场地严禁车辆和人员进入、占用，避免破坏植被和造成戈壁砾石移动；作业场地保持一定湿度，进出车辆严格限速，装卸器材文明作业，防止沙尘飞扬。

③注水管线尽可能沿公路走向，这样可避免施工运输对土地的扰动；在保证施工、安全的前提下，管沟开挖深度控制 1.9m 以内，避免因施工破坏土地可能带来的水土流失，对开挖土壤及时回填，减少风蚀概率；土方应放置在背风一侧，尽量平摊，从管沟及杆塔塔坑挖土往地面送土时，施工人员应该低抛；如有风时，为防止沙土受风移动，应人为在上风向设置风障。

④散装运输的车辆应完好，定时检修汽车挡板，凡装载不宜过满，防止建筑材料的抛撒产生运输扬尘。对砂石堆场应定时洒水，使其保持一定的湿度（含水率），减少二次起尘量；材料堆放应有篷布遮盖和防风防雨措施。风速过大时，

应停止施工作业。

⑤在施工过程中，作业场地将采取围挡、围护以减少扬尘扩散，围挡、围护对减少扬尘对环境的污染有明显作用，当风速为 2.5m/s 时可使影响距离缩短 40%。在施工现场周围，连续设置不低于 2.5m 高的围挡，并做到坚固美观。

⑥对运输建筑材料及建筑垃圾的车辆加盖篷布以减少洒落。禁止露天堆放建筑材料，细颗粒散料要入库保存，搬运时轻拿轻放，防止包装袋的破裂。同时，车辆进出、装卸场地时应用水将轮胎冲洗干净；车辆行驶路线应首选外环路，尽量避开居民区和市中心区。

⑦施工结束后尽快对施工场地进行整理和平整，减少风蚀量。

⑧加强对施工人员的环保教育，增强全体施工人员的环保意识，坚持文明施工、科学施工，减少施工期的大气污染。

6.1.2 运营期大气污染控制措施

本项目运营期注水是通过管道进行运输，无大气污染物产生。

6.2 地表水环境保护措施

6.2.1 施工期废水防治措施

6.2.1.1 钻井废水防治措施

对钻井废水的污染防治，应从源头减量和处置两方面加以考虑。

(1) 节水减少排放量

由于钻井过程中因设备清洗、冷却等需消耗大量清水，如不采取有效节水措施，在浪费水资源的同时，也造成钻井废水大量的产生，给废水存储设施造成容量的负担，并带来后续处理负荷的增加。因此，必须在源头上节水降污，使钻井废水予以减量。

本项目在工程和技术管理上可采取以下节水减排措施：

①以钻井队为单位，积累资料，分析研究在各种气候、各类施工作业条件下的合理用水量，以此为定额，在保证正常作业的情况下，控制清水用量。

②合理用水，实行用水管理。动力设备等冷却水要循环使用；不得耗用新鲜

水冲洗设备，设备冲洗应使用回用水，尽量采用擦洗的方法清洗设备；做好污水循环系统，水的重复利用率要求达到 40%~50%。

③做好供水阀门和管线的安装、试运行工作，避免水的跑、冒、滴、漏。

(2) 废水处置

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；钻井阶段结束后以废弃泥浆的形式产生，进入钻井废弃物不落地系统，分离后的液相回用于钻井液配制，剩余少量液相由专业公司回收处置。

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，定期委托吉木萨尔县安恒水处理有限公司清运处理，待施工结束后，防渗收集池原地覆土填埋。

6.2.1.4 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

(1) 井下作业废水经火烧山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，全部回注油层，不向外环境排放。

(2) 按照新疆油田公司环境保护规定要求，井下作业必须采取带罐作业，井下作业废水全部回收，采用专用废液收集罐收集后运至火烧山联合站污水处理系统进行处理，对转移车辆全程 GPS 定位，并保存相关影像资料。井下作业过程需建立完善的运行台账，严禁废水随意倾倒。

(3) 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。

(4) 井下作业施工单位应配备具有足够容量的油水罐，保证施工中产生的废液、废水全部进罐回收。

(5) 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，尽量避免跑冒滴漏的发生，并随时做好抢修准备，加强抢修队伍的训练和工作演练。

(6) 修井作业时，要严格加强防污染措施。起油管前要打开泄油器，管内油水进入废液罐，蒸汽吹扫油管、油杆的油污、污水等全部回收至废液罐回收，严禁流入井场。

6.3 地下水环境保护措施

6.3.1 地下水污染防治措施

6.3.1.1 总体原则

地下水污染防治措施坚持“源头控制、末端防治、污染监控、应急响应相结合”的原则，即采取主动控制和被动控制相结合的措施。

(1) 主动控制，即从源头控制措施，主要包括在井口、钻井设备等位置采取相应措施，防止和降低污染物跑、冒、滴、漏，将污染物泄漏的环境风险事故降到最低程度；

(2) 被动控制，即末端控制措施，主要包括井场地面的防渗措施和泄漏、渗漏污染物收集措施，即在井场可能受到污染的区域地面进行防渗处理，防止洒落地面的污染物渗入地下，并把滞留在地面的污染物收集起来，集中送往有资质单位处置；

(3) 应急响应措施，包括一旦发现地下水污染事故，立即启动应急预案、采取应急措施控制地下水污染，并使污染得到治理；

(4) 各污染区防渗设计采取地上污染地上防治，地下污染地下防治的设计原则。

6.3.1.2 污染防治措施

(1) 钻井过程中的对地下水的保护措施

确保固井质量以确保井壁不会发生侧漏，有效保护地下水层。

钻井中遇到浅层地下含水层（带）时，下套管注水泥封固，套管长度必须穿透含水层（带），避免潜水层受到钻井泥浆等的污染；在固井、下套管时必须严格按照操作规范操作，防止因固井质量问题和套管破裂、报废等原因使泥浆废水窜入含水层而污染地下水。

本项目钻井在施工过程中采用两层套管序列井身结构，采用下套管注水泥固井完井方式进行了水泥固井。

在固井完井过程中，要按设计规定实施，确保施工质量，固井完成后新疆油田分公司开发公司、设计单位、施工单位等各相关部门对工程质量进行验收，不得因固井不合格造成油气窜入地层，污染地下水源；应保证表层套管封固质量完好，防止井漏及油气窜层而污染地下水。防止井漏对区域地下水环境的影响。

因此，在采取严格要求套管下入深度、严格执行固井设计等措施后，可以有效控制钻井液在地层中的漏失。

（2）回注井运行过程中对地下水的保护措施

回注井运行过程中，应持续对回注井口压力、套管压力、环空压力、回注流体的流量、水质等指标进行监测，注水水质满足 SY/T 5329 要求；定期开展套管腐蚀和水泥环状况检测，检测周期不超过 3 年。新启用或检维修后初次启用的回注井运行前，应进行井筒完整性测试；平均注入量大于等于 300 m³/d 的回注井应每年至少进行 1 次井筒完整性检测，注入量小于 300 m³/d 的回注井应至少每 2 年进行 1 次井筒完整性检测，检测发现井筒完整性失效，应立即停止回注；不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。

（3）落实地下水分区防控。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）和《石油化工工程防渗工程技术规范》（GB/T50934-2013）的要求，根据每个生产装置，以及布置相应的辅助设施和公用工程设施，将项目区分为污染防治区和非污染防治区，其中污染防治区分为重点污染防治区、一般污染防治区及。分区防渗内容可见表 6.3-1。

表 6.3-1 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
-------	------	--------

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、防喷池等	重点防渗	等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$, $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$; 或参照 GB 18598 执行
井场泥浆不落地设施区、岩屑储罐等	一般防渗	等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$, 渗透系数 $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$; 或按照 GB16889 执行

各分区应根据《石油化工工程防渗工程技术规范》（GB/T50934-2013）的要求进行防渗处理：

①地面防渗层可采用黏土、抗渗混凝土、高密度聚乙烯（HDPE）膜、钠基膨润土防水毯或其他防渗性能等效的材料；

②当建设场地具有符合要求的黏土时，地面防渗宜采用黏土防渗层，防渗层顶面采用混凝土地面或设置厚度不小于 200mm 的砂石层。

（4）污染监控措施

本工程应建立完善的监测制度，结合工程区所在区域的水文地质条件和《环境影响评价技术导则—地下水环境》（HJ610-2016）中要求，本工程需布设 3 眼监测井，在监测水质的同时监测地下水水位（监测井位的设置可依托原有水井）。地下水监测计划详见表 6.3-2。

表 6.3-2 地下水监测计划

孔号	区位	监测频率	主要监测项目
GW1	项目区上游布设 1 个监测点	每年采样 1 次。发生事故时加大取样频率。	石油类、石油烃、砷、六价铬
GW2	项目区布设 1 个监测点		
GW4	项目区下游布设 1 个监测点		

注：监测井位的设置可依托原有水井

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向安全环保部门汇报，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。

为保证地下水监测工作高效有序运行，须明确职责、制定相关规定进行管理；具体管理措施和技术措施如下：

①管理措施

a 预防地下水污染的管理工作是环保管理部门的职责之一，工程区环境保护管理部门应指派专人负责预防地下水污染的管理工作；

b 工程区环境保护管理部门应委托具有监测资质的单位按时、按质、按量完成地下水监测工作，并按要求分析整理原始资料、编写监测报告；

c 建立与工程区环境管理系统相联系的地下水监测信息管理系统；

d 按突发事件的性质、类型、影响范围、后果严重性分等级制定相应的应急预案，在制定预案时要根据环境污染事故潜在威胁的情况，认真细致地考虑各项影响因素，并组织有关部门、人员进行适时演练、不断补充完善预案内容。

e、定期开展套管腐蚀和水泥环状况检测，检测周期不超过 3 年。新启用或检维修后初次启用的回注井运行前，应进行井筒完整性测试；平均注入量大于等于 $300\text{m}^3/\text{d}$ 的回注井应每年至少进行 1 次井筒完整性检测，注入量小于 $300\text{m}^3/\text{d}$ 的回注井应至少每 2 年进行 1 次井筒完整性检测，检测发现井筒完整性失效，应立即停止回注。

f、注水井报废或退役后，应按照《陆上石油天然气生产环境保护推荐作法》（SY/T 6628-2005）、《废弃井及长停井处置指南》（SY/T 6646-2017）和《废弃井封井回填技术指南（试行）》的相关要求执行。

②技术措施

a、运行期间应参照《石油天然气工业套管和油管的维护与使用》（GB/T 17745-2011）要求进行井筒完整性管理，定期开展井筒完整性检查。

b、定期对储罐、法兰、阀门、管道等进行检查。

c、回注井运行过程中，应持续对回注井口压力、套管压力、环空压力、回注流体的流量、水质等指标进行监测，油田注水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）要求。

d、在日常例行监测中，一旦发现地下水水质监测数据异常，应尽快核查数据，确保数据的正确性，并将核查过的监测数据报告安全环保部门，由专人负责对数据进行分析、核实，并密切关注生产设施的运行情况。具体内容如下：了解站场生产是否出现异常情况，出现异常情况的装置、原因。

6.3.2 地下水污染应急措施

一旦发生风险事故，大量物料泄漏至地表，首先污染包气带，因此首先要查明污染物污染的范围及深度，尽可能地将污染物控制在包气带的范围内，根据污染情况酌情对污染区域的土壤进行置换处理，以免扩大对土壤和地下水的污染影

响。

一旦污染物进入到饱和地下水中，就会较快地在地下水体中迁移，从而威胁地下水的质量。因此，一旦发现渗漏进入地下水饱水带后，应立刻采取如下措施：

（1）在风险情况下（井喷等），物料可能大量泄漏至地表，通常物料会控制在一定区域内，风险发生后，只要尽快对物料进行收集处理，对污染的防渗土层进行清理，则可避免物料大量进入地下水。

（2）如果发生井喷等风险事故，应在井场地下水流向下游 30m、50m 处设置潜水含水层地下水观测井，并定期进行监测监控油田开采地下水污染情况，掌握地下水污染情况。监测孔便于及时发现地下水污染事故及其影响范围和程度，根据地下水由北东向南西的主导流向，密切监视污染物所到达的范围，为迅速采取地下水应急措施提供信息保障。

（3）一旦监测到地下水污染，及时查清污染范围和程度，发生事故时，应该迅速组织环保、消防、安全等部门参与的协调领导小组，组织有关技术人员赴现场勘查、开展监测，制定消除污染方案。

（4）地下水污染应急预案及处理

a 应急预案内容

在制定站场安全管理体制的基础上，制定专门的地下水污染事故应急措施，并应与其他类型事故的应急预案相协调。地下水应急预案的具体内容如下：

应急预案的日常协调和指挥机构。

各部门在应急预案中的职责和分工。

确定地下水环境保护目标和对目标采取的紧急处置措施，评估潜在污染可能性。

特大事故应急救援组织状况、人员和装备情况，平常的训练和演习。

b 污染事故处理

在发现异常或者事故状态下，建议采取如下污染治理措施。

如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每周监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

查明并切断污染源。

探明地下水污染深度、范围和污染程度。

依据探明的地下水污染情况，合理布置浅井，并进行试抽工作。

依据抽水设计方案进行施工，抽取被污染的地下水体，并依据各井孔出水情况进行调整。

将抽取的地下水进行集中收集处理，并送实验室进行化验分析。

当地下水中的特征污染物浓度满足地下水功能区划的标准后，逐步停止抽水，并进行土壤修复治理工作。

6.4 噪声污染防治措施

6.4.1 施工期噪声污染防治措施

(1) 泥浆泵、钻机、柴油发电机等设备采用低噪声设备，降低噪声源强，加快施工进度，避免及减少形成污染影响。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、柴油发电机等高噪声设备。

(3) 泥浆泵、柴油发电机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，本项目新建注水管线最近距离卡山保护区约 450m，属于外围保护地带，钻井井场四周设置彩钢板围挡。

6.4.2 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) 切合实际地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。

6.5 固废污染防治措施

6.5.1 施工期固废污染防治措施

6.5.1.1 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岩屑处置公司处理，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。

6.5.1.2 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范围组织实施，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）、JT617 以及 JT618 执行；运输单位承运危险废物时，应在危险废物包装上按照 GB18597 附录 A 设置标志；危险废物公路运输时，运输车辆应按 GB13392 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) 建筑垃圾

针对施工期施工建筑垃圾应从源头上进行控制，体现在施工管理、材料选购、去向控制等方面，特别应强调以下几点：

①施工过程中合理选购材料和构件。在设计时应尽量运用标准设计，采用标准模数和预制构件，以减少建筑垃圾的产生。在选择建筑材料时，应优先选择建造时产生建筑垃圾少的环保再生建材，并且应尽量采用无包装材料和购买前应先计算好材料用量以免超量。

②加强施工管理。施工招投标阶段，在招标文件中写明投标方案中应包含对建筑垃圾的处理措施，从而迫使施工单位在施工时采取相应措施以减少建筑垃圾，所需费用最好也能纳入概算中；在施工阶段，采用机械化施工、提高施工技术和施工工艺、加强施工组织管理工作，以避免建筑材料在运输、储存、安装时的损伤和破坏，提高结构的施工精度，避免局部凿除或修补，从而减少建筑垃圾的产生。在施工现场还应对建筑垃圾分类存放，以利处理。更应严格控制工程变更，已经建好的工程，非必要不再进行变更，以免增加造价和建筑垃圾。

③施工车辆在运送弃土应使用不漏水的翻斗车，渣土不得沿途漏散、飞扬，

清运车辆进出施工现场不得带泥污染路面，应严格按环卫和公安部门确定的路线行驶。

④施工垃圾不得随意丢弃，对施工垃圾分类进行综合利用和妥善处置，不得造成二次污染。不能再利用的建筑垃圾送当地建筑垃圾处理场处理。

（5）施工生活垃圾

施工期生活垃圾委托五家渠城华市政管理服务有限公司清运处理。

6.5.1.3 危险废物污染防治措施

项目钻井期会产生少量的废弃防渗膜、机械设备废油，属于危险废物，在危废暂存点临时贮存，后委托有资质的单位处置。

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钻井井场设置生活垃圾箱（桶），分类收集，定期运往环卫部门指定的地点处置。

②钻井生产施工中，禁止废水、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。

③在钻台、机房、柴油机、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。

④完井后回收各种原料，清理井场上的污水、油料和各种废弃物。药品、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”。

⑤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。

6.5.2 运营期固废污染防治措施

运营期项目危险废物主要为机泵维修、保养产生的废机油和废含油抹布，集中收集后委托有资质的单位处置。

6.5.3 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。

6.6 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、操作性强的土壤环境影响防控措施。

6.6.2.1 源头控制措施

从生产过程入手，在工艺、设备、管道等方面尽可能地采取泄漏控制措施，从源头最大限度降低井下作业废液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、计量配水撬，是否有泄漏的现象发生。

(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注水管线，可有效地防止管线腐蚀穿孔，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、集输管道及计量配水撬的渗漏，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，委托具有相应 HW08 危废处理资质单位对污染土壤进行转运处置，因而，石油类污染物进入土壤和地下潜水的可能性较小。

6.6.2.2 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。

6.6.2.3 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）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。

6.7 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。

6.7.1 施工期生态环境保护措施

6.7.1.1 井场工程生态保护措施要求

(1) 井场建设前，选址阶段应对施工场地周边进行现场调查，避开植被长势良好、茂密的区域。选择裸地或植被稀疏的区域进行井场的建设。

(2) 对井场的临时性占地合理规划，严格控制占地面积（单井场面积控制在 $70\text{m}\times 70\text{m}$ ，单井永久占地面积控制在 $30\text{m}\times 20\text{m}$ ），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。

(3) 钻井废弃物 100%回收，减少对周围土壤、植被的影响。

(4) 一切作业尽量利用现有公路，按原有车辙行驶，若无现有公路，要严格执行先修路，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。

(5) 施工结束后，做到井场整洁、无杂物，施工单位应负责及时清理现场，使之尽快恢复原状，将施工期对生态环境的影响降到最低。对于地面工程建设临时扰动的地表要及时进行植被恢复工作，恢复原有生态环境，同时结合灌水，经常保持土壤表层湿度，使植物尽快繁殖定居，形成植物群落，促进其按正常演替规律进行发展，形成永久性的植被，以加速生态环境重建。减少地表裸露面积，防止水土流失。迅速恢复被破坏的地表形态，填埋废土坑、平整作业现场、改善植被更新生长条件，防止局部土地退化。严禁施工人员采摘植被和猎捕野生动物，禁止侵扰野生动物栖息地。施工结束后，凡受到施工车辆、机械破坏的地方都要及时调整，使之尽快恢复原貌。对于拟永久使用的伴行道以及各平台等，建设完成后，应因地制宜地进行地表原始景观恢复。加强管理工作，严禁车辆和人员踩踏、碾压，车辆要严格行驶在已建的道路上。

6.7.1.2 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，在选线阶段避开植被长势良好、茂密的区域。

(2) 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，施工作业带宽度控制在 8m，开挖的土方堆放在施工作业带范围内，不单独设置临时堆土场，当遇到植被密集区域，可将机械施工改为人工施工，减少施工作业宽度，降低对区域植被的影响。

(3) 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。

(4) 根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。

(5) 管线敷设力求线路顺直，缩短线路长度。在满足有关安全规范的基础上，减少扰动土地。

(6) 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，严禁在管沟两侧有积水环境存在。

(7) 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。

6.7.1.3 对荒漠植物保护措施要求

(1) 施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的踩踏破坏，避免破坏荒漠植物。

(2) 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。

(3) 强化风险意识，制定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。

(4) 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。

(5) 保护项目区内的灌木，选择植被生长稀疏地段进行作业。管线敷设过程中，应确定施工作业线，不随意改线，尽量减少占用和破坏植被，把破坏和影响严格控制在征地范围内，管线作业带控制在管线两侧 8m，尽可能缩小施工作业宽度，减少占地，尽量避开植被，并在道路树立明显标志牌，施工取土应单侧堆土，尽量减少占地面积，减少对地表的碾压破坏。施工结束后对破坏和占用的植被及时恢复。

6.7.1.4 野生动物的生态环保措施要求

(1) 本项目区域可能出现的国家Ⅱ级重点保护野生动物 4 种，分别为鹅喉羚、棕尾鹛、大鹳和纵纹腹小鸮，可能出现的国家Ⅰ级保护动物为蒙古野驴，设计选线过程中，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。定期宣讲国家和自治区有关环境保护的法律、法规、条例、政策，如《中华人民共和国野生动物保护法》《新疆国家重点保护野生动物名录》等，宣传野生保护动物保护知识等。此外，向巡线人员发放宣传册、保护动物小鸮图片等，加强宣传教育工作。

(2) 为了更好地保护野生动物，建设单位在项目实施过程中要严格规定工作人员的活动范围，使之限于在施工作业带范围内活动，尽量不侵扰野生动物的栖息地。

(3) 对施工人员开展保护野生动物宣传教育工作，强化保护野生动物的观念，禁止施工人员随意惊吓、捕猎、宰杀野生动物。全体作业、巡检、施工人员入场开展野生动物保护专项培训，熟知鹅喉羚保护法规、惊扰处置流程；严禁追逐、投喂、驱赶、伤害鹅喉羚，违者追责。

(4) 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，避免对野生动物的惊扰。

(5) 本项目钻井最近距离卡山保护区约 450m，属于外围保护地带，钻井井场四周设置彩钢板围挡。设置野生动物保护宣传栏，张贴应急联络表（生态环境、林草、野生动物救护电话）。

6.7.1.5 开展生态环境监理

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和道路施工期和钻井期。

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、道路、井工程等项目承包招标书中。

6.7.1.6 其它生态保护措施要求

(1) 在工程管理和施工人员进场前进行环境教育及相关培训；

(2) 严禁施工人员进行非石油生产的其他活动，如：严禁在施工场地外砍伐植被，严禁捕杀任何野生动物；并在施工营地、施工便道及钻井区设置“保护野生动植物”等警示牌，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。

(3) 施工期避开大风天气作业，避免风蚀引起的水土流失。所有挖方均进行回填，不产生弃土。

(4) 施工结束后，恢复地表原状，将施工迹地平整压实，做到工完、料净、场地清，以利于植被的自然恢复。

6.7.2 运营期生态环境保护措施

本项目严格遵守国家和地方有关野生动植物保护和水土保持等法律法规。主要采取以下生态保护措施，这些措施对于减少植被破坏，减缓水土流失，抵制沙漠化发展起到了一定的积极作用。

6.7.2.1 井场等永久占地工程生态保护措施要求

永久占地地面硬化：由于油田开发区域内自然条件的限制，植被的自然恢复极其困难，因而对于地面工程永久占地要进行地面硬化处理，以减少风蚀量；对油田区及油田公路、注水管线上方、电力设施底部地面上面实施砾石覆盖措施，减少风蚀量。

6.7.2.2 其它生态保护措施要求

(1) 加强环境保护宣传工作，增强环保意识，特别是注意对野生动物和自然植被的保护。

(2) 在道路边、油田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实增强保护生态环境的意识。

(3) 在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏；定时巡查井场、管线等，及时清理落地原油，降低土壤污染。

(4) 加强对管线、设备的管理和检查，及时发现问题，及时解决，防止泄漏事故的发生；对泄漏的落地油应及时清理，彻底回收，防止污染扩大蔓延。

通过上述处理方法，油田运营期产生的污染物不会对环境造成危害。

6.7.3 退役期生态环境保护措施

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

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）》（HJ651-2013）的相关要求，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。

退役期的环境影响以生态环境的恢复为主，同时封井和井场清理也会产生少量扬尘和建筑垃圾，会对周围的环境造成一定影响。

退役期生态环境保护措施如下：

(1) 扬沙污染防治措施

油田停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等，在这期间，将会引起扬尘。在闭井施工过程中应注意采取降尘措施，文明施工，防止水泥等的撒落与飘散，同时在清理井场时防止产生飞灰、扬尘的产生，尽可能降低对周边大气环境的影响。

(2) 固体废物污染防治措施

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、垃圾等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用；废弃建筑垃圾由施工单位运至指定位置进行处理。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。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域

环境的影响。

(3) 及时清理作业现场，做到“工完、料净、场地清”。

(4) 确保对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止其发生油水层窜层，污染地下水和土壤。

(5) 井盖封堵

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。

(6) 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。

(7) 井场地表恢复

临时占地范围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砂砾石铺垫清理，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。临时占地范围不具备植被恢复条件的，建议保留井口水泥底座，以防止沙化，起到防沙固沙作用。

油田设施退役后，人员撤离，区域内没有了人为的扰动，井场范围内的自然植被会逐渐得以恢复，有助于区域生态环境的改善。

(8) 加强环保宣传

通过宣传教育的形式，使施工工作人员对于在项目区域生长的植被有基本的认识与了解。加强对《中华人民共和国野生植物保护条例》的普及、教育工作，强化保护野生动植物的观念。

通过采取以上生态保护措施，对于减少植被破坏、减缓水土流失、抵制荒漠化发展起到了一定的积极作用，可有效保护脆弱的荒漠生态环境。

6.8 生态恢复方案

6.8.1 生态环境保护与恢复治理的一般要求

根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）和

《石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范》（GB/T 43936-2024）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：

（1）禁止在依法划定的自然保护区、风景名胜区、森林公园、饮用水水源保护区、文物古迹所在地、地质遗迹保护区、基本农田保护区等重要生态保护地以及其他法律法规规定的禁采区域内开采。禁止在重要道路、航道两侧及重要生态环境敏感目标可视范围内进行对景观破坏明显的露天开采。

（2）油藏开发活动应符合国家和区域主体功能区规划、生态功能区划、生态环境保护规划的要求，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。

（3）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。

（4）在建井结束和井场临时用地主体工程完毕后，应对井场临时用地实施地表废弃物清理工程；在井场闭井工程完毕，拆除砌体和剥离废渣后，应进行井场建设用地地表废弃物清理。

（5）应充分利用前期表土剥离的土源进行复垦修复，覆土时应分层回填，尽量确保新构土体剖面结构与原土地利用类型或周边的土源进行复垦修复。

（6）不再使用的管线临时用地应及时实施复垦修复工程，采用埋设方式布设管线的建设用地复垦修复应包括施工结束的临时复垦和不再使用后的完全复垦修复两个阶段。管线平整工程应与管线开挖和回填同步进行。

（7）植被恢复工程建设标准按照周边相同土地利用类型执行，植被结构、物种选择以及种植方式等应与所在区域相同土地利用类型保持一致，景观上应与周边相协调。

6.8.2 生态环境分区恢复治理

6.8.2.1 井场生态恢复治理

（1）井场生态恢复治理范围

本项目部署 6 口注水井。所有施工范围需进行生态环境恢复治理。

（2）生态环境恢复治理措施

①永久占地治理措施

施工结束初期，对井场等永久占地范围内的地表进行硬化，以减少风蚀量。

②临时占地治理措施

工程施工结束后，应对井场等施工共计 66600m² 的临时占地内的土地进行平整，不具备植被恢复条件的应实施砾石覆盖等措施。

1) 施工前治理措施

钻井开始前应先对井场占地范围内进行平整，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，单独收集暂存。

施工产生的弃土集中专门堆放。将弃土装入编织袋堆放在外侧，形成拦挡。

2) 钻井结束后治理措施

①施工结束初期，对井场等永久占地范围内的地表实施水泥硬化或砾石覆盖等措施，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，应对施工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，减缓水土流失，对抵制沙漠化发展将起到一定的积极作用。

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。工程施工结束后临时占地采取自然恢复的方式对区域植被进行恢复，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。

典型生态保护措施平面示意图 6.8-1 井场砾石压盖措施典型设计图。

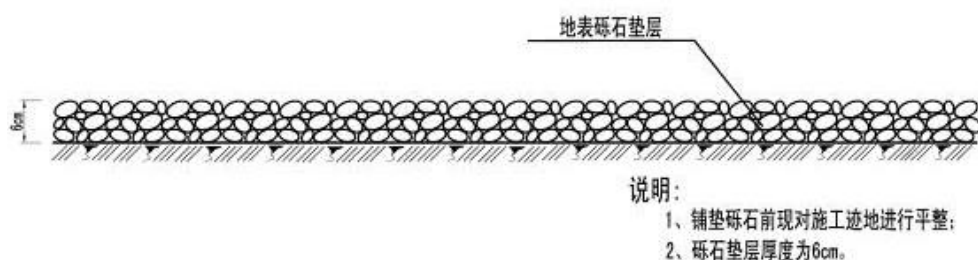


图 6.8-1 井场砾石压盖措施典型设计图

6.8.2.2 管线生态恢复治理

(1) 管线生态恢复治理范围

本项目需新建注水管线、设置生活营地，共计临时占地 40800m²，该范围内需进行生态环境恢复治理。

(2) 生态环境恢复治理措施

①工程保护措施

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植被恢复措施

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。

6.8.2.3 植被恢复措施

工程施工结束后，按照林草部门要求进行恢复，井场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。

6.8.2.4 闭井期生态保护恢复与重建措施

闭井期，根据立地条件和宜林则林、宜草则草、宜农则农的原则，对生态环境进行恢复和重建，评价建议分区采取生态恢复与重建措施。

(1) 井场生态恢复与重建措施

①闭井期生产井退役或报废后，应当在 6 个月内将打开的油气层和井口封闭；井场应拆除井场设备、封好井口、拆除井场围挡，挖松固化地面，并对井场土地进行平整、覆土、植被恢复。

②在设备拆除过程中产生的落地原油，应统一运往指定地点处置，防止污染周围土壤环境。

③保留各类绿化、防洪工程、生态保护设施，使油田开发区生态环境功能不变，生态环境质量不低于现状。

④关闭井应封堵油层、封闭井口，并同步实施井场复垦工程措施。

(2) 站场生态恢复与重建措施

①闭井期站场应当在退役后 12 个月内予以拆除，同时挖松固化地面，并对站场土地进行平整、覆土、植被恢复，18 个月内达到土地使用功能。

②与水土保持工程措施相结合，防止引发大量水土流失。

综上所述，项目闭井期在采取生态恢复与重建措施后，可有效地将生态环境的影响降到最低程度。

6.8.3 生态环境恢复进度安排

生态环境恢复计划将贯穿油田开采及生产的全过程，从钻井至地面设施建设、运营期及退役期。

6.9 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。

6.9.1 指导原则

(1) 严格遵循《中华人民共和国水土保持法》《中华人民共和国水土保持法实施条例》《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国水土保持法〉办法》等有关规定，贯彻执行“预防为主，全面规划，综合防治，因地制宜，加强管理，注重效益”水土保持方针，尽量减少施工过程中造成的人为水土流失。

(2) 根据“因地制宜，因害设防、重点治理与一般防治兼顾”的原则，采取各项水土保持措施，做到工程措施、植物措施相结合，治理与开发利用相结合，

形成项目建设水土保持的综合治理体系，保证项目在施工和运营期间的安全，控制和减少水土流失，使项目沿线生态环境得到保护、恢复和改善。

(3) 坚持“谁开发谁保护，谁造成水土流失谁治理”的原则，合理界定本项目水土流失防治的责任范围。

(4) 各项治理措施要符合有关技术规范要求，采取工程措施与植物措施相结合，永久措施与临时措施相结合的原则，对项目造成的水土流失采取适当的防治措施体系进行治理，治理时坚持“三同时”原则。水土保持工作以控制水土流失、改善生态环境、恢复植被为重点。在不影响水土保持效能的前提下尽量减少资金的投入，要做到经济上合理，技术上可行，实施后有明显的生态和环境效益。

6.9.2 防治目标和范围

根据《新疆维吾尔自治区水土保持区划（2018-2030 年）》，项目所在地属于天山北坡国家级水土流失重点预防区。

总体防治目标是：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。

6.9.3 水土流失防治责任范围

结合《生产建设项目水土保持技术标准》（GB50433-2018）中的有关规定，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州吉木萨尔县管辖。

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、管线及道路区。

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。

6.9.4 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），防止风蚀现象发生。

②植物措施：项目井口及井场、生活营地及注水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。

（2）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。

此外，要求在单井注水管道施工结束后，在管道覆土上方设置草方格防风固沙、涵养水分。

（3）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沙拐枣群系植被等。

（4）编制防洪规划和水土保持规划的要求

建议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，以便有效防止水土流失。本项目水土保持措施体系见图 6.9-1。

图 6.9-1 项目区水土保持措施体系图

6.10 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《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”。

6.10.1 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到区域主要的植被群系为红皮沙拐枣群系。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。

6.10.2 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。

项目地处准噶尔盆地，气候干燥，风力强大，地表土质疏松干燥，区域大部分土壤表层为盐土所覆盖，植被分布稀疏，主要为红皮沙拐枣，属于典型沙质荒漠生态系统。由于区域干旱少雨，水资源极度匮乏，植被生长主要靠地下水维持，根据现场调查，在植被遭到破坏的区域，在自然条件下很难得到恢复。由于受到区域土壤、水分等条件的限制，在项目区域进行植被恢复在经济技术条件下将很难实现，因此，本次水土流失防治主要以工程措施为主。

（1）工程防治措施

①管廊上方土方平整压实，防止沙丘活化，减少水土流失。严格控制管线施工作业带宽度，施工场地应进行清理平整，以便临时占地范围内的自然植被的恢复。

②施工中严格按照规定的施工占地要求，划定适宜的堆料场，尽量减少地表植被的破坏。避免在大风、雨天施工，特别是管沟开挖、管道回填作业等。

③为减少风沙危害，线路走向应尽量与沙龙走向一致，尽量绕开植被，并在垄间通过。与道路走向一致的管道建设，恢复后的地面应低于路面，并置于道路背风一侧；尽量避开沙丘，减缓对沙丘活化的影响。

④井场施工前，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），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。

⑤在施工过程中，加强对占地区域砾幕层的保护，砾幕层恢复采用先收集—临时存放—施工结束后再覆盖—洒水的方式。根据实际情况，在临时占地恢复较差地段采取草方格形式固沙。

⑥站场建设应尽量利用挖方料，做到土石方平衡。在管道施工结束后，要立即对现场进行回填、平整、形成新的合适坡度，并尽可能覆土压实，基本程序是回填—平整—覆土—压实。工程回填物应首先考虑弃土、弃石和弃渣，并力求做到挖填平衡。

⑦做好迹地恢复，施工结束后，要做好施工迹地的恢复工作，应结合地形修

整成一定形状，与周围环境相协调。

⑧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。

⑨大力宣传《防沙治沙法》，使施工人员知法、懂法、守法，自觉保护林草植被，自觉履行防治义务。禁止在沙化土地上砍挖固沙植物。

（2）水土流失分区防治措施

将本项目水土流失防治分区初步划分为 2 个分区：井场防治区、管线防治区。

油田在建设项目实施过程中严格落实前述防沙治沙措施和水土保持措施，在管线边坡建设草方格，对场站进行硬化，相较于沙漠景观基底而言，增加了人工硬化地面斑块，但占比很小，作业区的开发建设活动未对区域土地沙化造成明显影响。

①管沟挖、填方作业应尽量做到互补平衡，以免造成弃土方堆积和过多借土。对于道路及地面建设产生的弃方不得随处堆放。应合理利用，如建设防洪堤等。

②管沟回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。

③管线经过的斜坡、土坎等地段，工程设计中应修筑护坡堡坎的方式来防止水土流失。

④在管线施工结束后，在管道覆土上方设置草方格防风固沙、涵养水分。

草方格常见做法为：将芦苇直接埋入沙层中，在流沙上扎成方格状半隐蔽式沙障。一般具体做法为：芦苇埋入深度约为 150~200mm，露出地面高度约为 200~300mm，草方格边厚为 50mm 左右，用铁锹拥沙踏实使之牢固。

⑤本项目井场永久占地采取地面硬化，减少风沙现象，硬化面积 1200m²。

（3）水土保持管理措施

对工程措施的管理要纳入生产管理计划之中，专业人员负责施工设计和技术指导，在责任范围内建立相应的管理措施。根据《中华人民共和国水土保持法》，在山区、丘陵区、风沙区以及水土保持规划确定的容易发生水土流失的其他区域开办可能造成水土流失的生产建设项目，生产建设单位应当编制水土保持方案，报县级以上人民政府水行政主管部门审批，并按照经批准的水土保持方案，采取

水土流失预防和治理措施。没有能力编制水土保持方案的，应当委托具备相应技术条件的机构编制。

①项目选线和拟采用的技术标准，应该充分考虑水土流失因素，尽量避开植被茂盛地段，施工期间严格划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行范围，不另辟施工便道，不得离开运输道路及随意驾驶。由专人监督负责，以防破坏土壤和植被。

②严禁在大风、大雨天气下施工，特别是深挖和回填等作业。

③在管线沿线的植被良好地段，对自然生态环境和自然植被采取封禁，绝对禁止人进入打柴和放牧，并设立警示牌，以提醒施工作业人员。

④建设项目主管部门应该积极主动，加强水土保持管理，对施工人员进行培训和教育，自觉保持水土，保护植被。严禁施工材料乱堆乱放，不随意乱采乱挖沿线植被。

⑤对施工迹地恢复平整，以减少区域水土流失量的增加。

⑥加强施工期管理，加速建设进度，减少施工期水土流失的产生；同时在施工期间，应提前制定严密的交通管理措施。

6.11 防洪措施

由于项目区域周边无常年性地表水体，因此，项目区防洪以防治暴雨山洪为主。

防洪标准：项目内防洪工程设计标准按 100 年一遇洪水重现期设计。

防洪措施：在永久占地范围边界处设置符合规定的挡水墙，并与项目区域进行联动，设置防洪渠道，不得影响整个区域的行洪通道。

6.12 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。经估算该项目总投资 1279.36 万元，环保投资约 192 万元，占总投资的 15%。本工程环保投资估算见表 6.12-1。

表 6.12-1 环境保护投资估算

阶段	项目名称	环保措施	投资 (万元)
施工期	井场、管线等施工产生的施工扬尘	粉状材料及临时土方等在井场堆放应采取覆盖防尘布；管线分段施工，缩短施工时间；施工结束后尽快对施工场地进行恢复平整。	3
	柴油发电机燃油燃烧废气	采用高效设备，定期维护，采用符合国五标准的柴油，并添加柴油助燃剂等措施	3
	施工噪声	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	3
	钻井液、钻井固废、井控装置	回收罐若干	5
		不落地处理系统	80
		岩屑储罐围堰、防渗措施	12
		危险废物委托有资质的单位处置	15
		钻井防喷器、放喷管线、放喷池等安全措施	10
		设立宣传牌、标志牌加强生态保护宣传	3
	生活垃圾	委托五家渠城华市政管理服务有限公司清运处理	3
	防沙治沙措施	施工结束后，对施工迹地清理并平整压实，采取防风固沙工程	6
	临时占地	完工后迹地清理并平整压实、临时占地释放后植被和土壤的恢复	3
运营期	井下作业废液	由罐车送至火烧山联合站污水处理系统处理	3
	井场噪声	采用低噪声设备、基础减震、隔声等	3
退役期	地面构筑物、管线拆除产生的施工扬尘	严格按照生态环境部《防治城市扬尘污染技术规范》的要求采取各项防尘抑尘措施	10
	建筑垃圾	由施工单位运至指定位置进行处理	5
	生态保护及恢复	完工后迹地清理并平整压实、施工临时占地和原来站场的永久占地释放后植被和土壤的恢复	20
环境管理	环境监理、跟踪监测等	严格监督各项环保措施落实情况，确保各项污染防治措施有效实施	5
合计			192

6.13 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。

本项目的开发建设必将带来极大的经济效益,可以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则是巨大的。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。

6.13.1 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。

大力开发石油工程是贯彻和落实西部大开发战略的重要举措,是把西部地区资源优势转变为经济优势的有力保证,作为主力油源的新疆油田蕴藏了丰富的石油资源,石油资源的开发及石油产品的发展,将把新疆地区丰富的地下资源变为实实在在的经济收益。同时,资源的开发建设伴随着基础设施的完善,这给新疆地区经济带来了良好的发展机遇。因此,本项目具有良好的社会效益。

6.13.2 环境经济损益分析

6.13.2.1 环境损失分析

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、外输(注水管线)管道占地、生活营地占地。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。而且施工期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工的结束而消失。因此，在正常情况下，基本上不会对周围环境产生影响。但在事故状态下，将对人类生存环境产生影响。如由于自然因素及人为因素的影响，引起管道、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。

6.13.2.2 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、地面设施建设、道路修建、敷设管线等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算该项目环境保护投资约 192 万元，环境保护投资占总投资的 15%。实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。

7 环境风险评价

7.1 环境风险调查

按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B、《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）中涉及的有毒有害、易燃易爆物质进行危险性识别。

本项目为油田开采-回注水项目，采用的回注水来源为注水水源主要来自火烧山联合站污水处理系统处理达标（含油量≤15mg/L）后的回注水，其余来自清水作为注水水源；运营期不存在风险物质，本项目主要风险物质为施工期使用的柴油。

对于中度危害以上的危险性物质应予以识别，按照物质危险性，结合受影响的环境因素，筛选本工程环境风险评价因子。本工程主要为油气开采项目，结合本项目特性以及主要成分的理化性质，筛选环境风险评价因子主要为柴油。

7.2 风险潜势初判及评价等级

项目涉及的主要危险物质为柴油。涉及的风险为运行过程中储存罐破损造成的油类物质的泄漏。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中的判定方法，当存在多种危险物质时，按照下式计算物质总量与其临界量比值：

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

式中： $q_1, q_2, \dots, q_n$ —每种危险物质的最大存在量，t；

$Q_1, Q_2, \dots, Q_n$ —每种危险物质的临界量，t。

当 $Q < 1$ 时，环境风险潜势为 I。

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

本项目 Q 的确定见表 7.2-1。

表 7.2-1 建设项目 Q 值确定表

存在时期	风险单元	危险物质名称	危险物质在线量 q_n	临界量 Q_n	Q 值	风险潜势等级
施工期	井场储罐	柴油	16.7t	2500t	0.00668	I

合计	-	-	0.00668	-
----	---	---	---------	---

综上，本项目 $Q=0.00668<1$ ，工程环境风险潜势为 I，进行简单分析。

7.3 环境敏感目标调查

本项目环境风险评价范围内环境敏感目标详见表 2.7-1。

7.4 环境风险识别

7.4.1 物质危险性识别

本项目所涉及的危险物质主要为柴油。

柴油的理化性质及危险特性见表 7.4-1。

表 7.4-1 柴油的理化性质及危害特性

标识	中文名：柴油	英文名：diesel oil; diesel fuel
理化性质	外观与现状：稍有黏性的浅黄至棕色液体	
	主要成分：烷烃、芳烃、烯烃等	
	熔点（℃）：< -35~20	沸点（℃）：280~370
	相对密度（水=1）：0.8~0.9	禁忌物：强化剂、卤素
	稳定性：稳定	聚合危害：不聚合
	电阻率（欧·米）：1012	
危险特性	危险性类别：丙 A 类易燃液体	燃烧性：易燃
	自然温度（℃）：257	闪电（℃）：易燃
	爆炸下限（%）：1.5	爆炸上限（%）：4.5
	燃烧热（KJ/kg）43732	燃烧（分解）产物：一氧化碳、二氧化碳
	危险特性：遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险。若遇高热，容器压力增大，有开裂和爆炸的危险。	
	灭火的方法：喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处	
	灭火剂：泡沫、干粉、二氧化碳	
健康危害	侵入途径：吸入、食入、经皮肤吸收。	
	健康危害：皮肤接触柴油可能引起接触性皮炎。油性痤疮；吸入可引起吸入性肺炎。 能引起胎盘进入胎儿血中。柴油废气可引起眼、鼻刺激症状，头晕及头痛。	

7.4.2 全过程生产系统危险性识别

（1）钻井过程危险因素识别

钻井过程中危险因素及可能产生的事故见表 7.4-2。

表 7.4-2 钻井过程主要危险及有害因素分析

序号	主要危险、有害因素	可能导致的事故
1	地层压力不准；导致设计不准确，钻井液密度低于地层孔隙压力梯度，埋下井喷事	井喷失控、天然气燃烧爆炸、大气环境及人群健康影响

	故	
2	井控设备及管材在安装、使用前未按有关规定进行检验合格后使用	管线、设备失效导致井喷
3	防喷器件、管线有刺漏，压力等级不符合要求；非金属材料不符合要求，密封失效	管线、设备失效导致井喷
4	司钻控制下放速度不当或操作不平稳	发生井漏事故
5	节流管汇与井喷器连接不平直，容易使节流管汇作用发挥不完全；节流管汇试压未到额定工作压力或稳定时间不够，导致井控管失效	井喷失控
6	阀板与阀座之间密封不好或是井控装置部件表面生锈腐蚀使节流压井管失效，方钻杆上下旋转开关不灵活，有可能因不能正常开关而发生井喷事故	天然气燃烧爆炸、大气环境及人群健康影响
7	未及时发现溢流显示或发现后处理不当等	导致天然气溢出，发生天然气燃烧爆炸
8	换装井口、起下管柱作业和循环施工作业中，对作业时间估计不足，压井时间短，井内压力失衡导致井喷或井喷失控	天然气燃烧爆炸、大气环境及人群健康影响
9	安装井下安全阀，因作业所需时间较长，若压井时间不足，井内压力失衡导致井喷或井喷失控	天然气燃烧爆炸、大气环境及人群健康影响
10	暴雨、洪水、钻井泥浆暂存池泄漏，柴油罐泄漏	废水和柴油外溢，污染地下水

(2) 运营期危险因素识别

根据工程分析，本工程开发建设过程中注水环节为高压操作，因此事故风险较大，可能造成环境危害的风险事故主要为泄漏，具体危害和环境影响可见表 7.4-3。

表 7.4-3 油田生产事故风险类型、来源及危害识别一览表

功能单元	事故类型	事故原因	事故后果	环境影响途径
管线	注水管线泄漏	管道腐蚀，施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致管线破裂，导致回注水泄漏事故	回注水泄漏后，油类物质渗流至土壤和地下水。	土壤、地下水

(3) 井下作业危险性识别

①井喷事故风险

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。本项目为注水井项目，部署区域位于油藏边水区域，井喷事故一旦发生，刚喷出的物质主要为水砂混合物，如未及时发现处理，后续会喷出油水混合物，烃类气体随之扩散，当烃类气体在空气中的浓度达到爆炸极限时，

遇火可形成爆炸，在爆炸浓度范围以外，则极易发生火灾，对周围环境造成影响。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，井喷事故主要表现为对其周围土壤的影响，对地下水体的影响概率不大。若采取有效措施治理污染，井喷不会造成地表水、地下水污染。

②井漏事故风险

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

（4）输送管道危险性识别

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回注水泄漏，对周围环境造成直接污染。

按照长输管道易发事故不同的特点，可将造成事故的危险因素分成以下几类：

①管道腐蚀穿孔：本工程管道具有防腐层，然而，如防腐质量差、管道施工时造成防腐层机械损害、土壤中含水、盐、碱及地下杂散电流等因素都会造成管道腐蚀，严峻的可造成管道穿孔，引发事故。

②管道材料缺陷：这类事故多数是因管道母材中的缺陷在带压输送中引起管道破裂。另外，管道的施工温度与输气温度之间存在一定的温度差，造成管道沿其轴向产生热应力，这一热应力因约束力变小从而产生热变形，弯头内弧向里凹，形成褶皱，外弧曲率变大，管壁因拉伸变薄，也会形成破裂。

③第三方破坏：第三方破坏包括意外重大的机械损害、操作失误及人为破坏等可能。

④自然灾害：地震、洪水、塌陷、雷击等自然灾害都可能对管道造成破坏，引发事故。

⑤设备事故：设备、设施等性能不行、质量不高也能够引发事故。

（5）储罐危险性识别

本项目建设期井场设置柴油储罐、钻井液储罐等罐体，由于储罐设计、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

都可能导致罐体内液体泄漏事故发生，对周围地下水、土壤、大气等环境造成污染。

(6) 运输风险识别

本项目建设期钻井液采用罐车拉运至井场，运营期井下作业过程采用罐车将井下作业废液拉至火烧山联合站进行处置。因车辆本身的设计、制造、操作、管理等各环节，罐体可能因腐蚀过薄甚至穿孔、焊缝开裂、密封损坏、附件失灵等原因，在拉运过程有泄漏事故发生的风险。事故发生时罐车内储存物溢出，对周围环境造成直接污染。

7.4.3 环境风险类型识别

通过分析本项目可能涉及的危险物质及危险场所及危险特性，本项目可能发生的风险主要包括井喷、井漏、火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。

运营期管线发生破损造成注水井泄漏，会污染土壤，污染物有可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的柴油若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境。

7.5 环境风险影响分析

7.5.1 井喷事故影响分析

(1) 对土壤的影响分析

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。若发生井喷事故，污染土壤应及时收集，委托有危废处置资质单位处理。采取以上措施后，井喷对土壤的影响较小。

(2) 对水环境影响分析

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，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，喷出的液量较大，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 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，对地下水体的影响概率不大，及时采取有效措施治理污染，井喷不会造成地下水污染。

(3) 对植被的影响分析

井喷发生时，原油中的轻组分挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响，井场周围半径 500m 范围内的植被将全部由于石油类污染而使其呼吸受阻，不能进行正常光合作用而死亡；原油进入土壤后与土壤结合，渗入土壤孔隙，使土壤透气性和呼吸作用减弱，改变了土壤质地和结构，影响到土壤的生物功能，进而造成生长其上的植物和土壤动物的死亡，这种影响会导致污染地段多年无法生长植物或长势减弱，甚至使这一区域变为裸地。由于这一影响使土壤结构受石油类污染而发生变化，因此，被污染区域的植被不易恢复。若井喷时发生火灾，结果将使燃烧范围内的植被全部死亡。必须采取严格有效的风险防范措施，防止、防止井喷事故风险发生。

7.5.2 井漏事故影响分析

本工程钻井过程中的废弃钻井泥浆和钻井岩屑等通过“钻井泥浆不落地技术”处理后均可得到有效地处置，正常情况下对地下水的影响较小。事故状态下可能会发生井漏，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。

本项目使用水基泥浆，同时严格要求套管下入深度、保证固井质量等措施，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。

7.5.3 管线泄漏环境影响分析

回注水泄漏对土壤环境的影响是比较显著的，泄漏的回注水覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的回注水如果进入土壤，从而使

土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响自然植被的生长，并可影响局部的生态环境。

发生泄漏时，回注水渗入土壤孔隙，则使土壤透气性和呼吸作用减弱，影响土壤中的微生物生存，造成土壤盐碱化，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物，造成土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响土壤正常的结构和功能。

根据类比调查结果可知，回注水泄漏事故发生后，在非渗透性的基岩及黏重土壤上污染（扩展）面积较大，而疏松土质上影响的扩展范围较小；黏重土壤多为耕作土，回注水覆于地表会使土壤透气性下降，降低土壤肥力。在泄漏事故发生的最初，回注水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。

7.5.4 储罐泄漏环境影响分析

（1）对大气环境影响分析

柴油储罐发生泄漏后，油类物质进入环境空气，其中非甲烷总烃可能会对周围环境空气产生影响，若遇明火，可发生火灾、爆炸，火灾、爆炸产生的伴生/次生污染物可能对环境空气产生一定的影响。由于项目区地域空旷，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响。

（2）对土壤环境影响分析

泄漏的油类物质可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响土地功能，进而影响项目区植被的生长，并影响局部的生态环境。

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

钻井期井场采取分区防渗措施，各储罐采用钢质材料，同时在储罐与地表接触面，均采用铺设防渗膜进行防渗，储罐位于室内，一旦发生泄漏，可及时清理，尽可能回收，发生事故后，及时采取应急救援措施，不会对周围土壤环境产生明

显影响。

（3）对地下水环境影响分析

储罐泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。发生泄漏事故后，及时维修处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。

项目施工期单井井场施工期柴油最大储量为 16.7t，作为停电应急备用电源燃料，柴油采用专用清洁储罐储存，储罐采用钢制材质且密封性较好；柴油储罐在室内储存，室内地表采取防渗措施，柴油储罐底部与室内地面接触处再次铺设防渗膜，防止发生泄漏污染地表；如柴油罐体发生泄漏，底部铺设的防渗膜可有效保护地表，防止油品污染储罐区域，因此发生渗漏污染地下水的风险事故概率较低。

7.5.5 井下作业影响分析

若本项目井下作业时，产生的井下作业废水（修井废水）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：非渗透性的基岩及黏重土壤上污染（扩展）面积较大，而疏松土质上影响扩展范围较小；项目所在区域土壤为灰棕漠土，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（修井废水）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。

7.5.6 钻井泥浆泄漏

本项目钻井采用水基钻井泥浆，泥浆在罐内循环使用，待钻井结束后，储罐内剩余钻井泥浆直接由钻井液公司回收，用于后续钻井液配置，不进入外环境，故一般情况下不会对环境造成污染。若在钻井期间，出现泥浆储罐破裂，导致泥

浆进入土壤，从而会污染土壤环境。由于现在钻井采用泥浆不落地技术，为地上储罐，无埋地储罐，故一般不会出现长期泄漏，从而污染地下水的情况。

本项目钻井液采用“非磺”钻井液体系，主要配方：一开“坂土-CMC 钻井液”、二开“钾盐聚合物钻井液体系”和三开“聚合物钻井完井液体系”，不使用有毒有害钻井液及化学处理剂，事故情况下对土壤污染在可控制范围内。

发生泄漏事故初期，及时更换破损储罐，收集泄漏钻井液和被污染的土壤，收集后装入罐内，委托岩屑处置公司统一处置。

7.5.7 硫化氢泄漏环境影响分析

根据钻井资料和采油资料，项目区不存在硫化氢。硫化氢易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。如发生硫化氢泄漏事故，将对井场人员及周围环境造成严重影响。

7.5.8 运输风险的环境影响分析

本项目运营期井下作业废水由罐车拉运至火烧山联合站，运输过程中因车辆本身的设计、制造、操作、管理等各环节有存在缺陷的可能性，可能发生泄漏事故的风险。事故发生时罐车内液体溢出，对周围环境造成直接污染，泄漏的油气如遇到明火还可能发生火灾、爆炸事故。

7.6 环境风险防范措施

7.6.1 钻井风险防范措施

(1) 建设单位以及施工钻井队结合行业作业规范，设置有专职安全环保管理人员，把安全、环境管理纳入生产管理的各个环节，为防止事故的发生能起到非常积极的作用。现场作业严格按照《健康、安全与环境管理体系第1部分：规范》(Q/SY1002.1-2013)；《健康、安全与环境管理体系第2部分：实施指南》(Q/SY1002.2-2014)；《健康、安全与环境管理体系第3部分：审核指南》(Q/SY1002.3-2015)；《石油天然气钻井作业健康、安全与环境管理导则》(Q/SY 08053-2017)的要求执行。建设单位依托项目管理部门负责指导本项目的环境保

护和安全生产工作，建立事故应急领导小组，设置抢险组、消防组、救护组、警戒组 and 环境保护组，负责整个工程的环境风险管理，建立与地方政府的环境风险应急联动机制。本项目按照一级井控要求落实好环境风险防范、应急措施以及管理措施。

(2) 在井场右侧设置 1 条放喷管线，要加强对放喷系统的维护、保养、检查，一旦发现问题，及时整改，放喷过程中若发现管线泄漏，应立即关闭井口，停止放喷作业。

(3) 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。

(4) 本项目采用水基钻井液，泥浆池属于一般防渗区，防渗技术要求为等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$ ，渗透系数 $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$ 。

(5) 井喷事件发生时，通过放喷管线将井喷液体排放至应急放喷池内，待事故结束后，对应急放喷池内物体进行清理，污染的土壤由有相应处理资质单位转运、处理。防喷池为重点防渗区，防渗技术要求为等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$ ，渗透系数 $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$ 。

(6) 井控操作实行持证上岗，各岗位的钻井人员有明确的分工，并且应经过井控专业培训。在油气层中钻进，每班进行一次防喷操作演习。

7.6.2 井下作业风险防范措施

(1) 设计、生产中采取有效预防措施，严格遵守钻井、井下作业的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，降低井喷发生的可能性。

(2) 固井作业时要求选用优质水泥浆固井，保证固井质量合格。固井质量检查以声幅和变密度测井曲线为主，声幅、变密度测井选择最佳时间测井，测深要达到要求。

(3) 钻井、井下作业时要求带罐操作，最大限度避免落地原油产生，原油落地污染的土壤交由具备相应危废处理资质的单位进行回收、处置。

7.6.3 H₂S 的防范措施

依据该区域原油物性，钻井期不含硫化氢，但项目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、风旗或其他适用的装置），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。作业期间，应至少有一人携带便携式硫化氢检测仪，定时进行巡回检测。当监测到硫化氢浓度大于 15mg/m³ 时，应实时监视硫化氢浓度示值；当监测到硫化氢浓度达到安全临界浓度 30mg/m³ 或怀疑存在硫化氢浓度不清的区域之前，应使用正压式呼吸器呼吸，直到该区域安全或人员返回安全区域。按照《含硫化氢井测井安全防护规范》（Q/SY08311-2022）标准规定执行，按照《硫化氢环境人身防护规范》（SY/T 6277-2017）、《硫化氢环境天然气采集与处理安全规范》（SY/T 6137-2024）要求进行 H₂S 监测与安全防护。

7.6.4 井场事故风险防范措施

（1）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；井场内所有设备、管线均应做好防雷、防静电接地；井场安装探照灯，以备井喷时钻台照明。

（2）在井架上、井场路口等处设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。

（3）按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其他消防器材，并定期进行检查，保持完好可用。

（4）储罐设置在井场主导风向下风向，并与井口距离不得小于 50m。

（5）在可能发生原油泄漏或油气积聚的场所应按照规定设置可燃气体浓度检测报警装置，以便及时发现事故隐患。

（6）在柴油储罐区铺设防渗膜并设置 20cm 的围堰，当发生储罐泄漏的情况时，及时处理，对泄漏的柴油收集后判断能否利用，对不能利用的柴油委托有资质单位进行处理。

7.6.5 井喷预防措施

防止井喷的主要措施是安装防喷器和井控装置，同时采用随时调整泥浆密度，修井采用清水循环压井等技术，以最大限度地防止井喷事故的发生。

(1) 在钻井泥浆循环时，如果泥浆液面快速上升，应立即停泵，在阻流管线打开的情况下立即关井，然后慢慢关闭阻流器。如发现泥浆罐液面在慢速上升，且在一次起下钻之后发生溢流时，应采用旋转头和橡胶阻流器继续钻进，防止井喷发生。

(2) 井下作业之前，在井场周围划分高压区和低压区，高压泵、高压汇管、井口装置等高压设备均布置于高压区内，施工过程中，高压区无关人员全部撤离，并设置安全警戒岗。

(3) 起下钻时，当发现井内液体流出，而钻杆在井内时，应立即接上回压阀或管内防喷器并关井。若发现流体流出而钻铤正位于防喷器处时，立即接上回压阀或管内防喷器，用多效万能防喷器关井；在突然发生井内液体大量流出的情况下，应将井内钻具下过钻铤，在钻杆处关闭全密封闸板。如果不下过钻铤，则可用万能防喷器关井。当钻头从井眼中起出后发现井内液体流出时，要立即关闭全封闭闸板。

(4) 作业班应按钻进、起下钻杆、起下钻铤和空井发生溢流四种工况，按“逢五逢十”防喷演习制度进行防喷演习。作业班每月不少于一次不同工况的防喷演习。二开前应进行四种工况的防喷演习。换班人员应在第一次下钻作业中进行四种工况的防喷演习，演习不合格不得进行下步作业。

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

7.6.6 井下作业收集罐泄漏事故风险防范措施

采用质量合格的井下作业收集罐。加强日常管理，对收集罐采取监控设施，做好罐体防腐防漏工作，严防收集罐泄漏。

7.6.7 集输事故风险防范措施

（1）施工阶段的事故防范措施

①注水管线敷设前，应加强对管材质量的检查，严禁使用不合格产品。在施工过程中加强监理，确保施工质量。

②在注水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加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

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

③定期对管线进行超声检查，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管线刺漏防范措施。注水管线采用复合高压输送管，并进行防腐。定期对管线进行壁厚检测，制作壁厚趋势图，计算管线腐蚀速率进而全面掌握管线腐蚀情况。如出现管线刺漏情况，及时关井、关闭管线截断阀进行抢修。

（3）管理措施

①在管道系统投产运行前，应制定出供正常、异常或紧急状态下的操作手册和维修手册，并对操作、维修人员进行培训，持证上岗。

②制定应急操作规程，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增强职工安全意识，识别事故发生前异常状态，并采取相应措施。

⑥配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

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。

7.6.8 废水、废液运输事故风险防范措施

（1）危险废物须按照《危险废物收集 贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）相关要求，由专业人员进行押运。

（2）建设单位与危废资质单位共同研究危险废物运输的有关事宜，运输过程全控制，确保危险废物的运输安全可靠，减少或避免运输过程中的二次污染和可能造成的环境风险。

（3）对于污水、废液等的转运均要制定管理计划，如实记录有关信息，健全资料台账，转移车辆安装 GPS 全程定位，并保存相关影像资料。

（4）出车前须对罐车的罐体、压力表、阀门等安全技术状况进行检查，发现故障排除后方可投入运行。

（5）加强各类储罐的日常管理及安全检查，要严格按章操作，废水、废液及生活污水装车、卸车时，加强管理，避免跑冒滴漏现象，防止发生泄漏等安全事故。

（6）运输时提高拉运人员技术素质、加强责任心，严禁废水随意倾倒，贯彻安全驾驶机动车辆的行为规定，严格遵守交通法规，防止发生运输车辆事故。

（7）行车途中应勤检查，若有泄漏，应查找泄漏点，采取相应的应急措施，防止液体继续泄漏，受到污染的土壤要全部回收，委托具有相应危险废物处置资质单位进行处置。

（8）钻井柴油运输防范措施

①责任单位

本项目仅钻井期需要使用柴油进行发电，柴油运输、暂存和使用责任单位均为钻井公司，监管由开发公司项目部负责监管，主要责任如下：

运输：负责柴油的安全运输，包括车辆维护、驾驶员培训等。

储存：井场采取柴油储罐防渗措施，负责柴油的安全储存，防止泄漏和污染。

监管：负责监督柴油运输、储存和使用，确保符合法律法规。

②运输环境风险管控要求

车辆要求：使用专用危险品运输车辆，定期检查维护。车辆配备防泄漏、防火、防爆装置。

驾驶员要求：驾驶员需持有危险品运输从业资格证，定期接受安全培训。

运输路线要求：选择安全路线，避开人口密集区 and 环境敏感区。运输过程中实时监控车辆状态。

应急预案：制定应急预案，定期演练，确保能迅速应对泄漏、火灾等事故。

环境保护措施：运输过程中防止柴油泄漏，配备应急处理设备。发生泄漏时立即采取措施，防止污染扩散。

法律法规遵守：遵守《危险化学品安全管理条例》等相关法规，确保运输安全。

③监管与处罚

监管措施：定期检查运输车辆、驾驶员资质及运输记录。使用GPS等技术实时监控运输过程。

处罚措施：对违规行为进行罚款、吊销执照等处罚，严重者追究刑事责任。

7.6.9 重视和加强管理

除采取上述风险防范措施外，还应通过提高人员素质，加强责任心教育，完善有关操作条例等方法来防止人为因素引发的事故。

(1) 加强各级干部、职工的风险意识和环境意识教育，增强安全、环保意识。建立健全各种规章制度、规程，使制度落到实处，严格遵守，杜绝违章作业。

(2) 对生产操作的工人必须培训经考核后上岗，使其了解工艺过程，熟悉操作规程，对各种情况能进行正确判断，并严格遵守开、停工规程。

(3) 经常对职工进行爱岗教育，使职工安心本职工作，遵守劳动纪律，避免因责任心不强、操作中疏忽大意、擅离职守等原因造成的事故。

(4) 对事故易发部位、易泄漏地点，除本岗工人及时检查外，应设安全员

巡检。

对本工程具有较大危险因素的重点部位（如：井控装置、管线、储罐等）进行必要的定期巡检。

（5）施工、设备、材料应按规章进行认真的检查、验收。设计、工艺、管理三部门通力合作，严防不合格设备、材料蒙混过关。

（6）提高自动化水平，保证各系统在优化和安全状态下进行操作。

（7）对各种典型的事故要注意研究，充分吸取教训，并注意在技术措施上的改进和防范，尽可能减少人为的繁琐操作过程。

7.7 风险事故应急处理措施

7.7.1 火灾、爆炸事故应急措施

（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、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，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。

7.7.2 突发有毒气体扩散事件的处理

（1）采取有效措施，尽快切断污染源。

（2）迅速了解事发地地形地貌、气象条件、重要保护目标及其分布等情况。

(3) 布点监测，确定污染物种类、浓度，以及现场空气动力学数据（气温、气压、风向、风力等）。

(4) 做好可能受污染人群的疏散及中毒人员的救治工作。

(5) 对污染状况进行跟踪监测，预测污染扩散强度、速度和影响范围，及时调整对策。

7.7.3 安全防护

(1) 应急人员的安全防护

现场处置人员应根据不同类型环境事件的特点，佩戴相应的专业防护装备，采取安全防护措施。

(2) 受灾群众的安全防护

(3) 协助政府现场应急救援指挥部组织群众的安全防护工作，主要工作内容包括：告知群众应采取的安全防护措施；设立紧急避难场所；组织群众安全疏散撤离。

7.7.4 注水管线发生泄漏应急措施

(1) 属地基层单位立即启动现场应急处置预案同时向厂应急办公室报告相关情况，切断控制闸阀，防止事态进一步扩大；

(2) 厂生产运行科立即启动专项预案，现场应急总指挥到达现场，全面了解突发事件情况，指挥及时采取有效措施，防止事故扩大；

(3) 厂生产运行科立即按事故事件报告程序，向公司生产运行处、安全环保处、总经理办和政府环保等管理部门报告，必要时请求公司和政府专业应急救援队伍支援；

(4) 开展环境监测，确定污染物种类、浓度、扩散范围等数据；

(5) 在事故处理结束后，应及时对作业现场及其周边环境污染进行监测和治理，在确保安全的情况下，通知当地政府相关部门，恢复正常生产生活秩序，并做好与新闻媒体的沟通准备。

7.7.5 井喷事故应急措施

项目一旦发生井喷，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，并委托有资质单位进行处理。事故状态下泄漏的落地油 100%进行回收，收集的废油运至火烧山联合站处理。受污染的土壤交由有相应处置资质单位转运、处置。

7.8 环境风险管理

环境管理目标是采用最低合理可行原则管控环境风险。采取的环境风险防范措施应与社会经济技术发展水平相适应，运用科学的技术手段和管理方法，对环境风险进行有效的预防、监控、响应。

准东采油厂火烧山作业区全面推行 HSE 健康、安全、环境体系，制定了该厂和基层站、队的 HSE 方针、目标、特定工作程序和作业指导书，落实了组织机构、岗位职责及 HSE 安全防护设施资源配置等，逐年形成了自下而上的完整的安全管理网络和管理制度体系。环境风险管理措施情况见表 7.8-1。

表 7.8-1 环境风险管理情况

序号	检查项目	现有状态
1	环境风险评估工作开展，环境风险隐患排查开展情况	已开展系统的风险评估和风险排查工作
2	环境风险隐患排查台账建设及管理情况	已建立环境风险隐患排查台账
3	周边企事业单位签订突发环境事件应急联动协议的情况	已与周边主要单位签订应急联动协议
4	环境应急组织机构设置和专职人员的配备情况	依托专职消防人员及机构
5	环境应急培训和演练情况	各单位已开展环境应急培训和演练
6	应急物资和装备保障工作情况	应急物资储备满足要求
7	污染防治设施运行情况	污水处理设施运行良好
8	与环保部门联系情况，发生事故信息通报是否及时准确	能够及时与环保部门联系，发生事故时信息通报及时准确
9	企业的事故预防与应急能力建设	拥有比较完善的突发事件应急预案和机构人员，相关制度也比较完善
10	环境风险教育和宣传，环境安全文化建设情况	已开展环境风险教育和宣传，环境安全文化建设
11	消防验收意见及消防检查情况	建设项目严格按照消防要求进行消防设计

序号	检查项目	现有状态
		审核和消防验收，消防检查合格
12	安全生产许可	获得安全生产许可证
13	环境影响评价及批复的其他环境风险防控措施落实情况	建设项目按环保“三同时”要求执行，并严格落实批复中要求的各项环境风险防控措施

7.8.1 消防设施及安全管理

(1) 消防设施

注水井场不设消防水设施。本项目的输送系统为管输方式。

(2) 消防安全管理

火烧山作业区有较健全的消防安全制度和操作规程，设兼职消防安全责任人，并有消防安全教育等记录。疏散通道、安全出口管理符合要求，已建立防火档案，每日进行防火巡查，各站定期进行消防培训，电工操作工等均持证上岗。制定有灭火疏散预案，并定期进行消防演练。

7.8.2 安全生产管理

中国石油新疆油田分公司有健全的安全管理机构和网络，主要负责人和各级安全管理及监督人员安全生产知识和管理能力基本适应安全生产管理的需要。制定有内容较为全面具体、操作性较强的安全管理制度、安全生产责任制及安全操作规程，并能较好地执行。新建、改扩建工程“三同时”管理较为规范，压力容器、特种设备、防雷防静电接地、长输管道、工艺管道、安全阀、压力表、气体报警器、职业病危害因素、个体防护用品检验检测工作到位，职工教育培训工作较有成效，各类从业人员按国家有关要求进行了适当的安全教育培训持证上岗，事故应急救援预案体系健全。综上所述，中国石油新疆油田分公司安全管理现状总体良好，能够满足企业安全生产的需要。

7.9 突发环境事件应急预案

本项目投产后归属准东采油厂火烧山作业区管辖。准东采油厂已制定了完善的突发环境事件应急预案，并取得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。按照环境风险管理规定，应将本次建设

内容突发环境事件应急预案纳入新疆油田分公司准东采油厂火烧山作业区现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。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，并将本项目实施区域、建设内容及相应环境风险纳入修编环境应急预案中。

7.10 环境风险评价小结

本工程发生风险事故的类型主要为注水管线和储罐破裂泄漏、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，尽可能避免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、运营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防控。

表 7.10-1 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	2026 年准东采油厂注水井更新补钻工程			
建设地点	新疆维吾尔自治区昌吉州吉木萨尔县			
地理坐标	经度	*****	纬度	*****
主要危险物质及分布	回注水中的油类物质，分布于井场和注水管线			
环境影响途径及危害后果 （大气、地表水、地下水等）	原油泄漏导致土壤污染，柴油泄漏导致火灾爆炸事故对大气、 地下水的的影响			
风险防范措施要求	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，尽可能避免各类事故的发生和发展， 将事故发生概率降低，减少事故造成的损失，避免当地环境 受到污染。			
填报说明（列出项目相关信息及评价说明）： 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、运营中的环境风险控制 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防控。				

表 7.10-2 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	原油	伴生气	硫化氢	柴油
		存在总	$7.06 \times 10^{-5} \text{t}$	-	-	16.7t

2026 年准东采油厂注水井更新补钻工程环境影响报告书

		量				
	环境敏感性	大气	500m 范围内人口数 10 人		5km 范围内人口数 280 人	
每公里管段周边 200m 范围内人口数 (最大) 10 人						
地表水		地表水功能敏感性	F1□	F2□	F3☑	
		环境敏感目标分级	S1□	S2□	S3☑	
地下水		地下水功能敏感性	G1□	G2□	G3☑	
		包气带防污性能	D1☑	D2□	D3□	
物质及工艺系统危险性	Q 值	Q<1☑	1≤Q<10□	10≤Q<100□	Q>100□	
	M 值	M1□	M2□	M3☑	M4□	
	P 值	P1□	P2□	P3□	P4□	
环境敏感程度	大气	E1□	E2□		E3☑	
	地表水	E1□	E2□		E3☑	
	地下水	E1□	E2☑		E3 □	
环境风险潜势	IV+□	IV□	III□	II □	I☑	
评价等级	一级□		二级□	三级□	简单分析☑	
风险识别	物质危险性	有毒有害☑			易燃易爆☑	
	环境风险类型	泄露☑		火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放☑		
	影响途径	大气☑		地表水□	地下水☑	
事故情形分析	源强设定方法	计算法□		经验估算法□	其他估算法□	
风险预测与评价	大气	预测模型	SLAB□	AFTOX□	其他□	
		预测结果	大气毒性终点浓度-1 最大影响范围 / m			
	大气毒性终点浓度-2 最大影响范围 / m					
	地表水	最近环境敏感目标 / , 到达时间 h				
	地下水	下游厂区边界到达时间 d				
		最近环境敏感目标 , 到达时间 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	项目正常运行下, 不会有环境风险事故发生, 环境风险事故发生均由管理制度不健全、生产管理疏忽等因素产生, 运行中落实风险防范措施, 完善风险管理制度和管理机构人员, 项目环境风险可以接受。					

8 环境管理与监测计划

环境管理是企业管理的一项重要内容，加大环境监督管理力度，尽可能地减少“三废”排放数量及提高资源的合理利用率，把对环境的不良影响减小到最低限度，是企业实现环境、生产、经济协调持续发展的重要措施。环境监测是环境管理的重要组成部分，是工业污染防治的依据和环境监督管理工作的哨兵，加强环境监测是了解和掌握项目排污特征，研究污染发展趋势及防治对策的重要依据与途径。

本项目对环境的影响主要来自施工期的各种作业活动及运营期的风险事故。无论是施工期的各种作业活动还是运营期的事故，都将会给生态环境带来较大的影响。为最大限度地减轻施工作业对生态环境的影响，减少事故的发生，确保工程建设与安全运行，本章针对本项目在施工期和运营期的生态破坏和环境污染特征，提出了施工期和运营期的环境管理、施工环境监理、HSE（健康、安全与环境）管理和环境监测计划的内容。

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有明确环保职责，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的环保工作由新疆油田公司安全环保处领导，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，油田主要管理工作均依托准东采油厂火烧山作业区完成，准东采油厂火烧山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有明确环保职责，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，井下作业废液经火烧山联合

站污水处理系统处理达标后用于油藏回注。

②加强环保设备的管理

建立环保设备台账，制定主要环保设备和场所的操作规程及安排专门操作人员进行管理，建立重点处理设备的“环保运行记录”等。

③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。

本项目施工期由中国石油新疆油田分公司准东采油厂火烧山作业区落实与管理，施工期由施工单位自行组织，准东采油厂火烧山作业区安排人员进行定期的现场检查，由施工单位处置的危废以及各依托工程处置的危废等进行去向跟踪，检查台账记录、转运联单以及去向有资质的单位进行核查去向，同时所依托的危废处置单位按季度定时向建设单位反馈危废处置情况及去向。

④排污许可

本项目由新疆油田公司准东采油厂火烧山作业区管理，该作业区已办理排污许可证(登记编号:916502007155597998M018Y,有效期:2024.9.13 至 2029.9.11),并按照管理办法的有关规定在全国排污许可证管理信息平台上公开。

(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，在管理上要加强制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故预案。

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、可接受的范围内，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 管理体系及体系运行

本项目建成后由中国石油新疆油田分公司准东采油厂火烧山作业区统一管理。在本次开发建设项目的实施过程中，将依托中国石油新疆油田分公司准东采油厂火烧山作业区在环境管理上建立的健康、安全与环境管理体系（QHSE 管理体系），减少施工期和运营期对周围环境的影响，落实各项环保和安全措施。

中国石油新疆油田分公司准东采油厂火烧山作业区在环境管理机构设置上为多级 HSE 管理网络，实行逐级负责制。

HSE 最高管理者为公司经理，主要负责制定环境方针和环境目标，为环境管理方案的执行提供必要的支持和物质保障；日常环境管理工作由任 HSE 管理

者代表的副经理主持，在环境管理中行使职权，监督体系的建立和实施等；公司安全环保处负责监督 HSE 标准、环境标准的贯彻实施，确保所有有关 HSE 方面的要求能正确、完全地执行；各单位安全环保负责人负责解决油田开发过程中出现的环境问题以及发生污染事故的处理等。准东采油厂火烧山作业区在生产经营管理方面采用精细化管理，强化执行力，关注细节，注重过程管理，形成了具有现代企业经营的管理模式。

8.1.4 环境管理计划

为了最大限度地减轻施工期作业活动对沿线生态环境的不利影响，减少运营期事故的发生，确保管道安全运行，建立科学有效的环境管理体制，落实各项环保和安全措施显得尤为重要。根据中国石油企业 HSE 管理体系及清洁生产的要求，结合区域环境特征，分施工期、运营期及退役提出本工程的环境管理计划。各个阶段环境管理/监理的内容、实施部门及监督机构见表 8.1-1。

表 8.1-1 本项目环境管理和监督计划

阶段	影响因素	防治措施建议	实施机构	监督单位
施工期	生态保护	土地占用	施工单位及建设单位	所在行政区生态环境主管部门
		生物多样性		
		植被		
		防沙治沙、水土保持		
	污染防治	施工扬尘		
		废水		
		固体废物		
		噪声		
运营	生态保护	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；	运营单位	所在行政区生

阶段	影响因素		防治措施建议	实施机构	监督单位
建设期			培训巡线人员相关的水土保持知识，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，以便能及时地采取补救措施。 定期维护集输支线、电力设施底部等设施的地面砾石		生态环境主管部门
	污染防治	废水	对污水收集设施进行定期维护		
		废气	对机械设备、管线定期检测、维护； 对大气环境进行定期监测		
		固体废物	不在项目区贮存，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		
		噪声	选用低噪声设备、加消声减振设施		
		地下水	对地下水环境进行监控		
	事故风险		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		
退役期	生态恢复		做好退役期的地表恢复工作，人工种植地表原有植物，拆卸、迁移场站设备，对受影响已清除污染物区域进行换土（拉运并填埋具有原来特性的土质），恢复原有生态机能	运营单位	所在行政区生态环境主管部门
	污染防治	废气	在对设备拆卸、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		
		废水	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		
		噪声	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，伴随退役期工作结束而终止		

8.1.4.1 施工期环境管理

为确保各项环保措施的落实，最大限度地减轻施工作业对环境的影响，本工程在施工期间要实施 HSE 管理。施工期 HSE 管理主要工作是施工现场环境监察，主要任务为：

（1）宣传国家和地方有关环境方面的法律法规；负责制定拟建管道施工作业的环境保护规定，并根据施工中各工段的作业特点分别制定相应的环境保护要求；

（2）落实环评报告书及施工设计中的环保措施，如防止水土流失等；

（3）及时发现施工中新出现的环境问题，提出改善措施；

（4）记录施工中环境工作状况，建立环保档案，为竣工验收提供基础性资料；负责协调与吉木萨尔县环保、水利、土地、交通等部门的关系；负责有关环保文件、技术资料的收集建档；

（5）制定发生事故的应急计划，监督各项环保措施的落实及环保工程的检

查和预验收。

本工程施工期环境管理监督内容见表 8.1-2。

表 8.1-2 施工期环境管理内容

重点地段	重点管理内容	目的
井位钻井	1、弃渣是否按规定堆放在指定弃渣场； 2、对地下水采取的保护措施是否合理。	减少地下水污染
管线道路	1、是否严格执行了“分层开挖、分层堆放、分层回填”； 2、施工作业场地设置是否合理，施工、运输车辆是否按指定路线行驶； 3、施工人员是否超越施工作业带施工； 4、施工人员是否超越施工活动范围； 5、垃圾、废物是否有指定地点堆放，是否及时清理； 6、施工结束后临时用地是否彻底恢复。 7、施工是否利用现有便道。	减少土壤和植被的破坏，减少水土流失

8.1.4.2 运营期环境管理

(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，油田采出水用于油藏回注，均不外排。

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，在管理上要加强制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故预案。

2) 制定事故应急预案建立应急系统

首先根据本工程性质、国内外气田开发事故统计与分析，制定突发事件的应急预案；建立起由治安、消防、卫生、交通、邮电、环保、工程抢险等部门参加的重大恶性污染事故救援指挥中心，救援指挥中心的任务是掌握了解事故现状，向上级报告事故动态，制定抢险救援的实施方案，组织救援力量，并指挥具体实施。一旦接到事故报告便可全方位开展救援和处置工作。其次是利用已有通讯设备，建立重大恶性事故快速报告系统，保证在事故发生后，在最短的时间内，报告事故救援指挥中心，使抢救措施迅速实施。

3) 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。

4) 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、可接受的范围内，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。

8.1.4.3 开发后期管理

根据油田开发规律，一般井场在投产一定周期后，不可避免面临减产、停产、报废的过程，为了解决开发后期可能引发的环境问题，必须对报废井采取安全、环境友好的处置方式。

对于报废井，在将地面设备回收以后，必须采取封井措施，杜绝报废井憋压跑油污染。并将井场产生的油泥外运，重新恢复地面植被。

回注井停注后将进行一系列的清理工作，包括地面设施拆除、水泥灌注封井等，井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫被清理，然后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。

永久建筑在开发结束停用后，必须拆除，设备收回，恢复原地貌。

8.1.4.4 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。地面以上井口装置拆除，地面以下保留管道，避免二次生态影响。	中国石油新疆油田分公司准东采油厂火烧山作业区	昌吉州生态环境局及所在行政区环境保护行政主管部门	纳入闭井期井管理费用中
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。			

8.1.5 其他环境管理要求

8.1.5.1 排污口规范化管理及排污许可手续

根据《中华人民共和国生态环境法典》，产生工业固体废物的单位应当取得排污许可证。排污许可的具体办法和实施步骤由国务院规定。现暂未出台固体废物排污许可工作申领的具体办法和实施步骤，待后续相关办法出台后，建设单位需按照相关办法进行固体废物排污许可证的申领。工程实施后，建设单位应建立健全工业固体废物产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程的污染环境防治责任制度，建立固体废物管理台账，如实记录产生工业固体废物的种类、数量、流向、贮存、利用、处置等信息，实现工业固体废物可追溯、可查询。应当向所

在地生态环境主管部门提供工业固体废物的种类、数量、流向、贮存、利用、处置等有关资料，以及减少工业固体废物产生、促进综合利用的具体措施，并执行排污许可管理制度的相关规定。

另外，本工程需根据《排污口规范化整治技术要求（试行）》《〈环境保护图形标志〉实施细则》《环境保护图形标志》《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017）、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022）、《排污单位污染物排放口二维码标识技术规范》（HJ 1297-2023）、《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1276-2022），建立完善自行监测制度及排污口规范化管理制度。

（1）根据国家环境保护总局环发〔1999〕24号“关于开展排污口规范化整治工作的通知”的要求，一切新建、改建的排污单位以及限期治理的排污单位，必须在建设污染治理设施的同时，建设规范化排污口，并且与主体工程同步实施，并列入环保竣工验收内容。

（2）噪声排放源和固体废物贮存场所需设置标志，图形符号分为提示图形符号和警告图形符号两种，图形符号设置按 GB15562.1-1995 执行。

（3）排污口立标：污染物排放口环保图形标志牌应设置在靠近采样点，且醒目处，标志牌设置高度为其上边缘距离地面 2m。

（4）根据《排污单位污染物排放口二维码标识技术规范》（HJ 1297-2023），大气污染物排放口许可管理要求，包括污染物排放种类、污染物排放标准名称、许可排放浓度、许可排放速率、许可排放量、监测技术、监测频次等。工业固体废物贮存/处置设施信息包括工业固体废物贮存/处置设施名称、编号、类型、位置、利用/处置方式、贮存/利用/处置能力、贮存设施面积、贮存/利用/处置废物的类别、名称、代码、危险特性、物理性状、产生环节、去向、污染防治技术要求、台账记录等。

（5）根据《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1276-2022），危险废物标签二维码的编码数据结构中应包含数字识别码的内容，信息服务系统所含信息宜包含标签中设置的信息。从事收集、贮存、利用、处置危险废物经营活动的单位可利用电子标签等物联网技术对危险废物进行信息化管理。

(6) 排污口管理。向环境排放的污染物的排放口必须规范化，如实向环保管理部门申报排污口数量、位置及所排放的主要污染物种类、数量、浓度和排放去向，各监测和采样装置的设置应符合《污染源监测技术规范》。对排放源统一建档，使用原国家环保局印制的《中华人民共和国规范化排污口标志登记证》，并将排污情况及时记录于档案。排污口标志见图 8.1-1。



图 8.1-1 排放口图形标志

8.1.5.2 环境影响后评价要求

根据《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）《关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知》（新环环评发〔2020〕162 号）要求，项目正式投产或运营后，每 3~5 年开展一次环境影响后评价，依法报生态环境主管部门备案。石油开采建设项目可按照开发区块整体开展环境影响后评价工作。

因此，项目正式投产或运营后，可纳入中国石油新疆油田分公司开发公司整体开展环境影响后评价工作。

8.2 企业自主验收

(1) 建设项目主体工程竣工后，其配套建设的环境保护设施必须与主体工程同时投入生产或者运行。需要进行试生产或试运行的，其配套建设的环境保护设施必须与主体工程同时投入试生产或试运行。

(2) 建设项目主体工程竣工后、正式投产或运行前，企业应自行组织开展建设项目竣工环境保护验收，并编制建设项目竣工环境保护验收调查（监测）报

告。

（3）建设项目竣工环境保护企业自行验收范围

①环境影响报告书及其批复文件规定的与建设项目有关的各项环境保护设施，包括为防治污染和保护环境所建成或配备的工程、设备、装置和监测手段，各项生态保护设施。

②环境影响报告书及其批复文件和有关项目设计文件规定应采取的其他各项环境保护措施。

③与建设项目有关的各项环境保护设施、环境保护措施运行效果。

（4）建设项目竣工环境保护企业自行验收工作程序

①在建设项目竣工后、正式投入生产或运行前，企业按照环境影响报告书及其批复文件要求，对与主体工程配套建设的环境保护设施落实情况进行查验。

②按照环境保护主管部门制定的竣工环境保护验收技术规范，企业自行编制或委托具备相应技术能力的机构，对建设项目环境保护设施落实情况进行调查，开展相关环境监测，编制竣工环境保护验收调查（监测）报告。

③验收调查（监测）报告编制完成后，由企业组织对建设项目环境保护设施和环境保护措施进行验收，形成书面报告备查，并向社会公开。

④企业自行组织竣工环境保护验收时，应成立验收组，对建设项目环境保护设施及其他环境保护措施进行资料审查、现场踏勘，形成验收意见，验收组成员名单附后。验收意见应经三分之二以上验收组成员同意。

⑤企业应对验收意见中提出的环保问题进行整改。环境保护设施未经验收或者验收不合格的，建设项目主体工程不得投入生产或者使用。

⑥企业应自验收通过之日起 30 个工作日内，制作竣工环境保护验收意见书，并将验收意见书、验收调查（监测）报告和“三同时”验收登记表上传至建设项目竣工环境保护企业自行验收信息平台，并如实向社会公开。

（5）企业应向社会及时公开建设项目环境保护设施和环境保护措施落实情况、竣工环境保护验收情况，并接受社会监督。

①在施工期间应主动公开下列信息：主要环境保护设施实施情况；施工期环境保护措施落实情况；施工期环境监测情况及监测结果。

②在投入生产或者使用前应主动公开下列信息：各项环境保护设施落实情况；环境保护措施落实情况；环境监测报告；突发环境事件应急预案及备案情况；竣工环境保护验收调查（监测）报告；竣工环境保护企业自行验收意见。

③在运行期间应定期公开下列信息：各项环境保护设施运行情况；主要污染物排放情况；突发环境事件应急演练和应急预案完善情况；环境影响后评价开展情况。

建设单位自主验收的环保设施验收清单见表 8.2-1。

表 8.2-1 拟建项目环境保护“三同时”验收一览表

类别		污染源	位置	验收清单		处理效果及执行标准
				治理措施	工程量	
施工期	废水	钻井废水	钻井井场	废水循环携带出井口，在地面经振动筛分离出来，进入不落地系统，分离后的钻井液循环使用	回收罐若干	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）
		管道试压废水	管线	回用于施工现场洒水降尘	/	综合利用，不外排
	废气	施工扬尘	钻井井场、管线施工场地	采取覆盖防尘布，分段施工，缩短施工时间；施工结束后尽快对施工场地进行恢复平整	——	——
		柴油发电机燃油燃烧废气、车辆废气	钻井井场、管线施工场地	采用高效设备，定期维护，采用符合国五标准的柴油，并添加柴油助燃剂等措施	——	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度要求
		施工噪声	钻井井场、管线、道路施工场地	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	——	《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）
	固废	钻井岩屑	钻井井场	岩屑均经不落地系统处置后进罐收集，交由新疆盛洁环境技术有限责任公司处理	回收罐若干 不落地处理系统	钻井固体废物预处理后需满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）
		废弃防渗膜、机械废油	钻井井场	危废贮存点贮存，委托有资质的单位拉运并进行无害化处置	——	零排放
		施工土方	管线施工	施工结束后回填管堤之上，实施压实平整水土保持措施	不设集中弃土场	零排放
		建筑垃圾	钻井井场	施工废包装材料尽量回收利用，建筑垃圾由施工单位清运	——	零排放
		生活垃圾	钻井井场	集中收集，委托五家渠城市市政管理服务有限公司	-	零排放

类别		污染源	位置	验收清单		处理效果及执行标准	
				治理措施	工程量		
				清运处理			
	生态恢复	水土流失、土地沙化	井场、管线	恢复地貌	永久占地：1200m2 临时占地：23000m2	恢复地貌	
		植被破坏	临时占地范围	植被恢复情况：种类、优势物种、数量、覆盖度		《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）	
		工程占地	井场、管线、脱水站、道路	严格控制占地范围			
		土壤	管线	开挖时分层开挖、分层回填；井场泥浆、落地油处理情况			
运营期	废水	井下作业废液	井场	废液经火烧山联合站污水处理系统处理，处理合格后用于回注油藏，不外排	依托火烧山联合站污水处理系统	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）	
	废气	-	-	-	-	-	
	噪声	各类机泵	井场	低噪声设备	若干	——	
	固废	-	-	-	-	-	
地下水污染防治措施		钻井柴油罐区、油水罐区、防喷池等为重点防渗区，防渗技术要求为等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，K≤1.0×10 ⁻⁷ cm/s；井场泥浆不落地设施区、岩屑储罐等一般防渗区，防渗技术要求为等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，渗透系数 K≤1×10 ⁻⁷ cm/s					防止柴油等泄漏污染站场/井场地下水
环境风险		详细的井场井喷、井漏事故应急预案，并配套井场防喷器等风险防范措施；管道断裂、泄漏、火灾等风险事故应急预案					严格落实风险事故防范措施，有效应对和排除各种突

类别	污染源	位置	验收清单		处理效果及执行标准
			治理措施	工程量	
					发事故的不利影响
环境监测	发挥其施工期和运营期的监控作用				污染源达标排放 环境质量达标
环境管理	成立环保领导小组，安排专职环保管理工作人员 1 人				
	环保设施与措施、环境管理规章制度、施工期环境监理报告、环境风险事故应急预案				

8.3 环境信息公开

参考《国家重点监控企业自行监测及信息公开办法（试行）》《企业环境信息依法披露管理办法》的有关规定，并结合新疆的相关要求，可通过政府网站、报刊、广播、电视等便于公众知晓的方式公布。公开内容应包括：

（1）企业基本信息，包括中文名称、法定代表人、注册地址、生产地址、行业类别、企业联系人及联系方式、企业性质、以及属于重点排污单位、实施强制性清洁生产审核的企业等情况，还包括主要产品与服务、生产工艺的名称，以及生产工艺属于国家、地方等公布的鼓励类、限制类或淘汰类目录（名录）的情况；

（2）环境管理信息，主要为有效期内或正在申请核发或变更的全部生态环境行政许可（包括但不限于排污许可、建设项目环境影响评价等）的相关信息；还包括环境保护税缴纳信息、依法投保环境污染责任保险信息、环保信用评价等级等情况；

（3）污染物产生、治理与排放信息，包括主要污染防治设施的名称、对应的产污环节、处理的污染物、对应排污口的名称、编号、年度非正常运行的设施名称、排放的污染物、次数、日期及时长、主要原因；污染防治设施由第三方负责运行维护的应当提供运维方信息。

（4）排污信息，包括主要污染物及特征污染物的名称、排放方式、排放口数量和分布情况、排放浓度和总量、超标情况，以及执行的污染物排放标准、核定的排放总量；

（5）防治污染设施的建设和运行情况；

（6）建设项目环境影响评价及其他环境保护行政许可情况；

（7）突发环境事件应急预案；

（8）其他应当公开的环境信息。

8.4 环境监测计划

8.4.1 施工期环境监理计划

由建设单位聘请有资质的环境监理单位对施工单位、承包商、供应商沿线地区和中国石油股份有限公司环保法律法规、制度、标准、规范的情况依法进行监

监督检查，特别是加强施工现场的环境监理检查工作，目的是协助建设单位落实施工期间的各项环境保护要求和施工合同中的环保规定，确保本项目的建设符合有关环保法律法规的要求。因此建议建设单位外聘环保专业人员，对各作业段进行环境监理工作。

8.4.1.1 环境监理人员要求

(1) 环境监理人员必须具备环保专业知识，精通国家环境法律法规和政策，了解当地环保部门的要求和环境标准。

(2) 必须接受过 HSE 专门培训，有较长的从事环保工作经历。

(3) 具有一定的油气田开发和输油管道建设的现场施工经验。

8.4.1.2 环境监理人员主要职责

(1) 监督施工现场对“环境管理方案”的落实。

(2) 及时向 HSE 部门负责人汇报环境管理现状，并根据发现的问题提出合理化建议。

(3) 协助 HSE 部门负责人宣传贯彻国家和当地政府有关环境方面的法律和法规。

(4) 对 HSE 工作的真实性、合法性、效益性进行审查，评价其责任，并提出改进意见。

环境监理工作的重点见表 8.4-1。

表 8.4-1 现场环境监理工作计划

序号	场地	监督内容	监理要求
1	新建各井场	(1) 井位布设是否满足环评要求 (2) 各井场的环保设施，施工是否严格按设计方案执行，施工质量是否能达到要求； (3) 施工作业是否超越了限定范围； (4) 废水、废气、废渣等污染是否达标排放。	环评中环保措施落实到位
2	注水管线管沟开挖现场	(1) 注水管线是否满足环评要求 (2) 是否执行了“分层开挖、分层堆放、分层回填”的操作制度； (3) 施工作业是否超越了作业带宽度； (4) 挖土方放置是否符合要求，回填后多余的土方处置是否合理； (5) 施工人员是否按操作规程及相关规定作业； (6) 施工完成后是否进行了清理、临时占地是否恢复植被及耕种。	环评中环保措施落实到位
3	保护动物和保护植物	(1) 是否有滥捕和滥挖保护动物和植物行为 (2) 是否严格施工作业带宽度，减少占地	环评中环保措施落实到

序号	场地	监督内容	监理要求
			位
4	其它	(1) 施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌, 是否及时采取了生态恢复和水土保持措施; (2) 施工季节是否合适; (3) 有无砍伐、破坏施工区以外的作物和植被, 有无伤害野生动物等行为。	环评中环保措施落实到位

8.4.2 环境监测计划

本工程在施工和运营期间, 施工机械和生产设备均投入使用, 故在各个阶段需对生产过程产生的三废和生态影响进行严格监管, 定期对各个阶段产生的三废和生态影响进行监测, 减少对周围环境影响。

本工程在运营期的排污主要集中在井场, 其在运营期的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。项目在施工期、运营期若发生井喷等风险事故, 则应开展相应的应急监测及跟踪监测, 并向相关生态环境部门备案。

根据《排污许可证申请与核发技术规范 总则》(HJ942-2018)、《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ1248-2022)及《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)制定自行监测方案并开展监测。自行监测方案按要求向相关生态环境部门备案。

(1) 运营期环境监测计划

运营期环境监测计划见表 8.4-2。

表 8.4-2 运营期环境监测计划

监测对象	监测频率	监测点位	监测项目	执行标准	监测单位
环境质量	生态环境	1 次/年	井场及注水管线沿线	植被种类、植被覆盖度、生物多样性、生态恢复等	委托监测或运营单位自行监测
	地下水*①	1 次/半年	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	pH、石油类、挥发性酚、硫化物、COD、砷、六价铬	
	土壤*②	1 次/年	根据土壤环境监测技术规范 (HJ/T166-2004) 在项目单井管线、储罐及周边布点采样分析	pH、石油烃和挥发酚	
				《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) 类标准	
				《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)	

监测对象	监测频率	监测点位	监测项目	执行标准	监测单位
				中第二类用地筛选值	
污染源	昼夜噪声	1 次/季度	注水井边界四周外 1m 处	等效连续 A 声级	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 中 2 类标准
	土壤	1 次/5 年	注水井场界	砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍、石油烃	《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
	废水	1 次/年	火烧山联合站污水处理系统	悬浮固体含量、悬浮物颗粒直径中值、含油量、平均腐蚀率、硫酸盐还原菌 (SRB)、铁细菌 (IB)、腐生菌 (TGB)	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)
	生态	1 次/5 年	井场及注水管线沿线	对生态保护目标的实际影响、生态保护对策措施的有效性、生态修复效果等	/

注：①当监测指标出现异常时，应按照 HJ164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测。

②当监测指标出现异常时，应按照 GB36600 的表 1 中的污染物项目开展监测。

③泄漏检测值的监测方法及其他相关要求按 HJ733、GB39728 的规定执行。

每次监测都应有完整的记录。监测数据应及时整理、统计，按时向管理部门、调度部门报告，做好监测资料的归档工作。

(2) 退役期环境监测计划

退役期环境监测计划见表 8.4-3。

表 8.4-3 退役期环境监测计划

监测对象	监测频率	监测点位	监测项目	执行标准	监测单位
地下水	1 次/年	项目区的上游、下游和项目区各布设 1 个监测点，监测层位为可能受项目建设影响的含水层	pH、石油类、挥发性酚、硫化物、COD、砷、六价铬	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) Ⅲ类标准	委托监测或建设单位自行监测

监测对象	监测频率	监测点位	监测项目	执行标准	监测单位
土壤	1 次/5 年	根据土壤环境 监测技术规范 (HJ/T166-200 4) 在项目单井 管线、储罐及周 边布点采样分 析	pH、石油烃 和挥发酚	《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	

8.5 污染物排放清单

本工程污染物排放清单及管理要求见表 8.5-1。

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	排放量	执行的排放标准	建议总量指标 (t/a)
施工期	废水	钻井废水		SS、COD、石油类、挥发酚、硫化物	废水循环携带出井口,在地面经振动筛分离出来,进入不落地系统,分离后的钻井液循环使用	/	0	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)	—
		管道试压废水		SS	回用于施工场地降尘	22.64m³	0	—	—
	废气	井场及输送管线施工		扬尘、机械和汽车尾气	洒水降尘、使用合格燃料,加强施工管理,无组织排放	作业面小,起尘量较少	/	《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	—
	固废	施工土方		施工土方	用于回填施工场地	少量	0	—	—
		施工人员		生活垃圾	委托五家渠城华市政管理服务有限公司清运处理	3.57t	0	—	—
		岩屑		岩屑	岩屑经不落地系统处置后进罐收集,交由新疆盛洁环境技术有限公司处理	7307.66t	0	—	—
		废弃防渗膜		石油类	危废贮存点暂存,委托有资质的单位拉运并进行无害化处置	/	0	《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》的相关要求	—
		机械设备废油		石油类		3.0t	0		—
		建筑垃圾		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	少量	0	—	—
	噪声	施工机械		等效连续 A 声级	采用低噪声设备,合理安排施工时间,加强施工管理	80~105dB (A)	65~90dB (A)	《建筑施工噪声排放标准》(GB12523-2025)	—
运营期	废水	井下作业废液		SS、COD、石油类、挥发酚	依托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	25.29t/a	0	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)	—
	废气	/		/	/	/	/		—
	固废	/		/	/	/	/	/	—
	噪声	单井中各类机泵等	等效连续 A 声级		选用低噪声设备,减震垫、定期维护保养	60~95	60~75	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类标准	—

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

本项目位于火烧山油田油藏，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。

本项目位于火烧山油田 H2 油藏，为解决缺失注水井，井组生产形势变差现状，中国石油新疆油田分公司开发公司拟在火烧山油田 H2 油藏组开展《2026 年准东采油厂注水井更新补钻工程》，工程整体部署了 6 口注水井（更新井），均为新钻井，钻井总进尺 $0.9942 \times 10^4 \text{m}$ ，注水量 $6.46 \times 10^4 \text{t/a}$ 。新建注水管线 0.24km，配套建设供配电及仪表自动化等地面工程。

9.1.2 环境质量现状

9.1.2.1 环境空气质量现状

根据吉木萨尔县环境监测站空气质量统计结果，吉木萨尔县 2024 年的六项基本污染物 SO_2 、 NO_2 、 CO 、 O_3 监测结果，各污染物平均浓度均优于《环境空气质量标准》（GB3095-2026）过渡阶段二级标准浓度限值。 PM_{10} 日平均第 95 百分位数、 $\text{PM}_{2.5}$ 年均浓度及日平均第 95 百分位数均超过《环境空气质量标准》（GB3095-2026）过渡阶段二级标准浓度限值，因此，项目所在区域为不达标区。

9.1.2.2 水环境质量现状

1# 和 5# 地下水监测点各项监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准的要求。2#、3# 和 4# 地下水监测点总硬度、溶解性总固体、硫酸盐和氯化物 5 项超标，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。

9.1.2.3 声环境质量现状

根据监测结果表明：项目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。

9.1.2.4 土壤环境质量现状

根据监测结果，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。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。

9.1.2.5 生态环境质量现状

项目所在区域属于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。本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 450m，项目所在区域不在卡拉麦里自然保护区内。

项目区域土地利用类型为采矿用地。项目区土壤类型以灰棕漠土为主，项目开发涉及到的区域内只有零星植被分布，地表大面积裸露，景观单调，植被覆盖度小于 5%，主要为梭梭、疏叶骆驼刺和戈壁藜。

野生动物：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、鹅喉羚活动。

评价区不是保护区大中型兽类的主要分布区域，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。其中，有国家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，国家Ⅰ级保护动物为蒙古野驴。

9.1.3 主要环境影响

9.1.3.1 环境空气影响评价结论

（1）施工期废气：主要为管线敷设、管线工程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：本项目运营期正常工况下输水管线、注水井无大气污染物排放。

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：主要为管道试压废水、钻井废水。管道试压废水应尽可能重复利用，试压结束后，施工现场洒水降尘；钻井废水全部排入泥浆不落地系统中用于配制泥浆，循环使用。钻井期生活污水排入防渗污水收集池，委托吉木萨尔县安恒水处理有限公司清运处理。

(2) 运营期废水：井下作业废液依托火烧山联合站污水处理系统处理，达标后用于回注油藏。

(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。

本项目开发过程中对区域水环境的影响主要来自非正常状态。非正常的状态可通过加强管理和采取有效的控制措施加以防范，只要加强管理，防患于未然，对水环境可能造成的影响可以避免。

综上所述，正常生产状况下，项目施工期和运营期的废水及固废均得到了有效的处理处置，不会对地表水环境及地下水环境产生不利影响。

9.1.3.3 声环境影响评价结论

项目钻井期噪声随施工结束而消失。运营期，井场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《声环境质量标准》(GB3096-2008)中 2 类标准限值要求，且本项目位于荒漠，周边 500m 范围内无固定居民居住，故在运营期间不会产生扰民现象。同时，本项目对各类机泵设施加装变频，有效地使设备在各种工况下达到最佳状态，降低噪声影响。

9.1.3.4 固体废物环境影响评价结论

(1) 施工期：本项目钻井期间产生的钻井岩屑、泥浆采用钻井不落地技术收集，在钻井废弃物不落地系统中处理实现固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的岩屑临时贮存在井场内的岩屑储罐中，后委托第三方合规处置；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，不设置集中弃土场；机械设备废油、废弃防渗膜作为危险废物，在危废点临时暂存，委托有资质的单位拉运并进行无害化处置；建筑垃圾尽量综合利用，不能回用的集中收集后由施工单位清运；施工人员生活垃圾集中收集委托五家渠城华市政管理服务有限公司清运处理。

(2) 运营期：运营期项目危险废物主要为机泵维修、保养产生的废机油和废含油抹布，集中收集后委托有资质的单位处置。

综上分析，建设单位在建设、处置和运行管理中严格执行防治措施及火烧山作业区各项要求的条件下，本项目在开发建设和生产运营过程中所产生的各种固体废物均可以得到有效的处理，不会对周围环境产生影响。

9.1.3.5 生态环境影响评价结论

本项目建设区域内无自然保护区、风景名胜区、基本农田等生态环境敏感目标，工程对生态环境的影响主要来自占地影响，工程永久性占地面积为 1200m²，临时占地面积 23000m²，项目区占地类型为工矿用地。工程区地表植被为荒漠植被，由工程造成的生物量损失量为 1.28t/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。

油田开发过程中，施工迹地植被将消失而形成裸地，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，同时在施工结束后会对占地进行植被恢复。项目运营期间产生的废气、废水、固废等都采取了相应的防治措施，不会对周围的荒漠植被造成不利影响，因此，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管线、储罐破裂泄漏、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，尽可能避免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、运营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、地面工程建设过程中，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：

①柴油发电机燃油燃烧废气：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，并采用符合国五标准的柴油，并添加柴油助燃剂等措施；

②施工扬尘：首先合理规划、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，以减少路面沙尘的扬起和对公路两旁植被的扰动；作业场地保持一定湿度，进出车辆严格限速，装卸器材文明作业，防止沙尘飞扬；水泥、石灰等建材采用罐装或袋装运输，尽量不采用散装运输；对砂石堆场应定时洒水，使其保持一定的湿度（含水率），减少二次起尘量；材料堆放应有篷布遮盖和防风防雨措施。

(2) 废水防治措施：项目施工废水主要为管道试压废水、钻井废水。管道试压废水回用于施工现场洒水降尘；钻井废水全部排入泥浆不落地系统中用于配制泥浆，循环使用。施工生活污水排入防渗污水收集池，委托吉木萨尔县安恒水处理有限公司清运处理，防渗污水收集池覆土填埋。

(3) 噪声防治措施：泥浆泵、柴油发电机、钻机等设备采用低噪声设备，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；钻井阶段结束后以废弃

泥浆的形式产生，进入钻井废弃物不落地系统；②钻井过程产生的岩屑临时贮存在井场内的岩屑储罐中，后委托第三方合规处置；③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，不设置集中弃土场；④机械设备废油、废弃防渗膜委托有资质的单位进行无害化处置，不在项目区暂存；⑤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；⑥施工生活垃圾委托五家渠城华市政管理服务有限公司清运处理。

（5）生态保护措施：①项目注水管线、生活营地在选址选线阶段合理规划，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；②设计选址选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，避免破坏荒漠植物。施工过程中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，做好野生动物的保护工作；③开展施工环境监理；④施工时对开挖土壤进行表土剥离、分层堆放，分层回填压实；⑤施工结束后，恢复地表原状，将施工迹地平整压实，做到工完料净场地清，以利于植被的恢复。

污染物的排放仅发生在施工期内，钻井作业结束后，污染物的排放即告结束。

9.1.4.2 运营期

本项目运营期主要为注水工序，在整个生产过程中，将产生井下作业废液、及泵类等设备产生的噪声。

（1）废水防治措施：

井下作业废液采用专用收集罐收集后拉至火烧山联合站污水处理系统处理，经处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）后用于回注油藏，不外排。

（2）噪声：发声设备进行合理的布局，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。

（3）生态保护措施：①对于永久占地（井场）地面上面实施砾石覆盖措施，减少风蚀量；②在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏；定时巡查井场、管线等，及时清理落地原油，降低土壤污染；③开展生态环境恢复治理工作。

通过采取各类污染防治措施,可以有效降低施工期和运营期油田开发对周围环境的影响。

9.1.5 污染物总量控制符合要求

本项目无需申请总量控制指标。

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》(2024 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。

本项目为产能开发项目,符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》等规划的相关要求。

本项目符合国家相关法律法规及产业政策,符合新疆经济发展规划、环保规划及矿产资源开发相关规划,无重大环境制约因素。

9.1.7 公参意见采纳情况

本次环评根据《中华人民共和国生态环境法典》《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简本的公示,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,项目所在区域环境质量较好,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性,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

报告和本环评报告书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，该项目建设在环境保护方面可行。

9.2 要求与建议

（1）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。

（2）加强管材腐蚀机理研究、推广应用新型防腐管材，加强作业废水处理系统和输水管线管理，防止管道腐蚀穿孔。

（3）作业废水在环保部门监督下，处理满足标准后用于回注油藏，不外排。

（4）机械设备废油、废弃防渗膜等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》的相关要求进行处置，禁止随意掩埋或倾倒。

（5）项目的环境污染治理措施和生态保护措施必须与主体工程“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；建设单位应在项目设计、施工建设、投产运行阶段严格按照本环评文件及批复要求，落实项目各项环境保护措施，确保“三废”稳定达标排放。

（6）按照环境风险管控要求，本项目建成后，建设单位应定期开展突发环境事件应急演练，提供干部职工处置突发环境事件的能力。