

建设项目环境影响报告表

(生态影响类)

(报批稿)

项目名称：甘河油田小泉沟井区侏罗系三工河组油藏开发工程

建设单位（盖章）：中国石油新疆油田分公司开发公司

编制日期：2022 年 1 月

中华人民共和国生态环境部制

目 录

一、建设项目基本情况.....	1
二、建设内容.....	12
三、生态环境现状、保护目标及评价标准.....	29
四、生态环境影响分析.....	45
五、主要生态环境保护措施.....	63
六、生态环境保护措施监督检查清单.....	80
七、结论.....	82
地下水环境影响专项评价.....	83
环境风险分析与评价专题.....	92

一、建设项目基本情况

建设项目名称	甘河油田小泉沟井区侏罗系三工河组油藏开发工程		
项目代码	无		
建设单位联系人	孙王辉	联系方式	0990-6896755
建设地点	项目行政隶属新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州阜康市，构造位于准噶尔盆地东部甘河油田小泉沟井区三工河组		
地理坐标			
建设项目行业类别	B0711 陆地石油开采	用地（用海）面积（m ² ）/长度（km）	永久占地 14155m ² 临时占地 25860m ²
建设性质	☐ 新建（迁建） ☐ 改建 ☒ 扩建 ☐ 技术改造	建设项目申报情形	☒ 首次申报项目 ☐ 不予批准后再次申报项目 ☐ 超五年重新审核项目 ☐ 重大变动重新报批项目
项目审批（核准/备案）部门（选填）	/	项目审批（核准/备案）文号（选填）	/
总投资（万元）	2219.4	环保投资（万元）	298
环保投资占比（%）	13.4	施工工期	10 个月
是否开工建设	☒ 否 ☐ 是：_____		
专项评价设置情况	根据《建设项目环境影响报告表编制技术指南（生态影响类）》（试行）中“表1 专项评价设置原则表”判定：本项目应设置两个专项评价，即1.地下水专项评价；2.风险专项评价。		
规划情况	无		
规划环境影响评价情况	无		
规划及规划环境影响评价符合性分析	无		

其他符合性分析	1.与《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版）符合性分析 根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版），本项目建设属于老区块内滚动开发工程，不在环境敏感区，属于该名录中“五、石油和天然气开采业”中“7 陆地石油开采 0711”的“其他”，应编制环境影响报告表。因此，中国石油新疆油田分公司开发公司委托我公司承担本项目的环评工作。 2.产业政策相符性分析 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，本项目属于《产业结构调整指导目录》（2019 年本）中“七、石油、天然气”中“1、常规石油、天然气勘探与开采”鼓励类项目，项目的建设符合国家的相关政策。 3.与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的符合性分析 《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》中第八条规定：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。 第十条 规定煤炭、石油、天然气开发项目实行环境监理，其大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。 第二十八条 煤炭、石油、天然气开发过程中产生的伴生气、有毒有害气体或者可燃性气体应当进行回收利用；不具备回收利用条件的，应当经过充分燃烧或者采取其他防治措施，达到国家或者自治区规定的排放标准后排放。 本项目位于甘河油田小泉沟井区内，项目占地为低覆盖度草地，项目与最近的居民区相距约2.3km。项目评价范围内没有水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、森林公园、重要
---------	---

	湿地及人群密集区等生态敏感区域；项目设计阶段已经对大气、水体、固体废物等污染防治进行了设计，环评要求项目按照“三同时”，要求项目大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。项目建设符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的要求。 4.与《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件（修订）》的符合性分析 根据《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件（修订）》中要求：重点行业环境准入要求包括（1）建设项目须符合国家、自治区相关法律法规、产业政策要求，采用的工艺、技术和设备应符合《产业结构调整指导目录》、《产业转移指导目录》、《市场准入负面清单草案（试点版）》和《关于促进新疆工业通信业和信息化发展的若干政策意见》等相关要求，不得采用国家和自治区淘汰或禁止使用的工艺、技术和设备。（2）禁止在自然保护区、世界自然遗产地、风景名胜区、森林公园、地质公园、重要湿地、饮用水水源保护区等重点保护区域内及其它法律法规禁止的区域进行污染环境的任何开发活动。（3）不占用基本农田。 本项目符合产业政策要求，不使用落后淘汰的工艺、技术和设备；项目选址范围内无重点保护区及基本农田，所以项目符合《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件（修订）》的要求。 5.与《新疆维吾尔自治区 28 个国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单》及《新疆维吾尔自治区 17 个新增纳入国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单》符合性分析 2017 年 6 月，自治区发展和改革委员会发布《新疆维吾尔自治区 28 个国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单》，2017 年 12 月，自治区发展和改革委员会发布《新疆维吾尔自治区 17 个新增纳入国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单》，阜康市不在自治区 28 个及 17 个国家重点生态功能区县（市）
--	---

	之内，因此本项目符合相关产业准入负面清单要求。 6.与《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T7301-2016）符合性分析 文件要求石油天然气勘探、开采、集输、废水（液）处理过程中产生的油与泥砂形成的混合物处置应符合以下要求：1、含油污泥化学热洗、热解、蒸汽喷射、常温溶剂萃取等处理污染控制应满足 SY/T7300 要求；2 含油污泥经处理后剩余固相资源化利用场所的选址、设计、施工、验收和运行应遵守国家、地方相关法律法规要求及相关标准、行业规范的规定；3 含油污泥经处理后剩余固相用于铺设通井路、铺垫井场的场地应选择在油田作业区内；4 含油污泥经处理后剩余固相资源化利用过程中使用的添加剂应不会造成二次污染；5 含油污泥经处理后剩余固相禁止农用。 本项目为石油开采项目，钻井过程中有油基岩屑产生，开采过程中采出液中含有一定量的含油泥（砂），油基岩屑与油泥（砂）按照《国家危险废物名录》的划分为废矿物油与含矿物油废物类，其危险废物编号为 HW08，由生产运行单位委托具有相应的危险废物处置资质的单位进行处理。处理后对其中分离的原油进行回收资源化利用，处置后达标的泥沙进行无害化处置，本项目油基岩屑及油泥砂处置符合《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T7301-2016）中相关要求。 7.与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）及<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 通知要求：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，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。项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。

本项目属于甘河油田小泉沟井区，为老区块的滚动开发，环评通过评价项目建设、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；对现有工程环境影响进行了回顾性评价，并分析依托设施的环境可行性，符合该通知的要求。本项目与甘河油田一张图位置关系见附图 1。与其符合性分析见下表。

表 1-1 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》相符性分析

序号	要求	本项目	是否相符
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。	本项目位于“一张图”范围内，新建 3 座单井井场及单井拉油点，拉油点均分别位于各井场内，配套井口至拉油点储罐管线、道路等地面工程。 项目区已开展了区块环评，文号：新环监函【2007】437 号，2007.11.7；新环环评函【2021】984 号。	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“专章二、环境风险专项评价”。	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。	本项目依托工程及其可行性分析详见“6、依托工程”。	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。	本项目运营期采出水及井下作业废水均由北联站采出水系统进行处置；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“专章一、地下水环境影响专项评价”。	符合
5	油气开采产生的废弃油基泥浆、含	本项目钻井时产生油基岩屑，运	符合

	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。	营期含油污泥（砂）委托具有相应危险废物处置资质的单位进行处理。	
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小节相关内容。	符合
7	油气企业应当切实落实生态环境保护主体责任，进一步健全生态环境保护管理体系和制度，充分发挥企业内部生态环境保护部门作用，健全健康、安全与环境（HSE）管理体系，加强督促检查，推动所属油气田落实规划、建设、运营、退役等环节生态环境保护措施。	建设单位设置安全环保科室及人员，建有 HSE 管理体系，监督落实建设、运营及退役期各项生态环境保护措施。	符合
8.与《石油天然气开采业污染防治技术政策》要求的相符性分析 本项目运营期采取的各项环保措施与《石油天然气开采业污染防治技术政策》中要求的相符性分析详见下表。			
表 1-2 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相符性分析			
序号	相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
1	在开发过程中，应防止产生落地原油。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到100%	井下作业时带罐，防止产生落地原油。产生的落地原油后，及时回收，100%回收	符合
2	在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注	本项目井下作业废水及油田采出水经处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中相关标准后，全部用于回注，不外排	符合
3	在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧；站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道	钻井期伴生气经放散管点燃后放空，本项目开采过程中不具备回收利用条件，伴生气通过带点火装置的放散管充分燃烧放空	符合
4	应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到 90%以上	油泥（砂）集中收集后交由有相应处理资质的单位进行回收处置；事故状态下落地原油尽可能回收，不能回收的原油和受侵染的土壤交由有相应处理资质的单位进行回收、处置	基本符合

	9.油气资源开发规划及规划环评工作开展情况 （1）油气资源开发规划情况 根据新疆维吾尔自治区生态环境厅<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），文件中要求各有关单位应加快推进油气发展（开发）相关规划编制。新疆油田分公司已按照要求编制《新疆油田“十四五”生态环境保护规划》，主要包括新疆油田发展现状（油田生产及环保现状、“十三五”取得的成效、存在问题）、面临的形势（生态环境保护要求及其对企业的影响、油田发展带来的生态环境保护挑战）、发展思路与目标、重点任务部署、保障措施和远景规划六个方面。按照集团公司《新疆油田公司“十四五”地面工程发展规划》生态环境保护规划总体思路，新疆油田着重从绿色低碳发展方式、污染防治攻坚战、防控生态环境风险、生态环境监控与监管、生态环境治理技术攻关等7方面规划21项重点任务。 （2）规划环评工作开展情况 中国石油新疆油田分公司于2020年8月21日向新疆维吾尔自治区生态环境厅报送了《新疆油田公司关于油气发展规划及规划环评情况的报告》（见附件）。2020年12月14日委托南京国环科技股份有限公司进行《新疆油田公司“十四五”地面工程发展规划》的环境影响评价工作。目前该规划环评已完成第一次公示、第二次公示及拟报批公示，已上报自治区生态环境厅办公室，尚未取得审查意见。 10.“三线一单”符合性分析 （1）生态保护红线
--	---

	本项目所在区不属于自然保护区、风景名胜区、居民居住区、学校等环境敏感区，项目占地区域不属于生态保护红线范围。本项目与昌吉回族自治州生态保护红线位置关系见附图 2。 (2) 环境质量底线 本项目为石油天然气开采项目，运营期项目井下作业废水及油田采出水全部依托北三台联合站采出水处理系统处理，污水不外排，不会对周围地下水环境造成影响。 项目所在区域的声环境、地下水、土壤的环境质量均较好，均可达到相应的环境功能区划要求。评价区 SO₂、NO₂、CO 和 O₃ 的年评价指标达到《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准，PM₁₀ 和 PM_{2.5} 的年评价指标未达到《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）二级标准要求，项目所在评价区域为不达标区。项目油气集输过程中产生的非甲烷总烃可达标排放，伴生气中基本不含硫化氢，经充分燃烧后放空，故项目建设对区域环境质量现状影响小。 (3) 资源利用上线 项目建设过程中会消耗一定量的柴油、电能及少量新鲜水，资源消耗量总体相对区域资源利用总量较少，各项资源用量在区域的可承受范围内，不逾越资源利用上线。本项目为油气资源开发项目，具有良好的经济效益和社会效益。 (4) 生态环境准入清单 本项目属于《产业结构调整指导目录》（2019 本）中的鼓励类，符合国家产业政策。 根据《昌吉州“三线一单”生态环境分区管控方案》，昌吉州共划定 119 个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元
--	---

	和一般管控单元三类，实施分类管控。 优先保护单元共 31 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、水土保持区、生物多样性维护区、土地沙化防控区、水土流失防控区等一般生态空间管控区。生态环境分区管控要求：优先保护单元包括生态保护红线区和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。 重点管控单元共 81 个：主要包括城镇建成区、工业园区和工业聚集区等。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。 一般管控单元共 7 个：主要包括优先保护单元和重点管控单元之外的其它区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善。 本项目位于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州阜康市，属于重点管控单元。项目实施过程中产生的废气可达标排放；废水不外排，钻井期生活污水清运至吉木萨尔县污水处理厂处理，井下作业废水及油田采出水全部依托北三台联合站采出水处理系统处理；水基钻井岩屑经泥浆不落地处理系统处理后钻井泥浆循环使用，钻井岩屑处理合格后综合利用；油基岩屑及油泥（砂）交由有危险废物处置资质单位处理，不会对周围产生明显影响。所以，本项目符合重点管控单元管理要求。 本项目与《昌吉州“三线一单”生态环境分区管控方案》位置关系见附图 3。项目与该管控方案的管控要求符合性分析见下表。
--	--

表 1-3 与《昌吉州“三线一单”生态环境分区管控方案》相符性分析

环境管控单元类别	管控要求		相符性分析
重点管控单元	空间布局约束	1、执行自治区、乌昌石片区总体准入要求中关于重点管控单元空间布局约束的准入要求（表 2-3 A6.1、表 3.4-2 B1）。	本项目为石油开采项目，不属于“高污染、高风险产品”工业，项目区无居住区等环境敏感目标；项目符合国家产业政策和清洁生产要求；项目产生的废水、固体废物均采取有效措施进行处置，无外排现象；项目不涉及重金属排放；项目采用电加热，项目区内无加热炉设备使用符合空间布局约束要求。
	污染物排放管控	1、执行自治区、乌昌石片区总体准入要求中关于重点管控单元污染物排放管控的准入要求（表 2-3 A6.2、表 3.4-2 B2）。 2、禁止工矿企业在废水、废气和废渣处置过程中将污染物向土壤环境转移。 3、涉重金属排放企业实现稳定达标排放。	本项目施工期生活污水排入防渗废水收集池收集后清运至吉木萨尔县污水处理厂进行处理；运营期井下作业废水进罐收集后由罐车拉运至北三台联合站采出水处理系统进行处置；项目产生的采出液由罐车拉运至北三台联合站处置，采出水由北三台联合站采出水处理系统进行处置；废水无外排；施工期生活垃圾集中收集后清运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场进行处置；钻井产生的水基钻井岩屑进罐交岩屑处置公司进行处理，油基岩屑采用专用收集罐进行收集后交由具有相应危废资质单位转运、处置，含油泥（砂）交有危废处置资质单位进行处理；生活垃圾集中收集后清运至吉木萨尔县垃圾填埋场；项目不产生集中弃土；井场内柴油机、发电机房、柴油罐、岩屑收集罐等与地表接触面均铺设防渗膜防渗，避免污染土壤环境；项目不涉及重金属排放；符合污染物排放管控要求。
	环境风险防控	1、执行自治区、乌昌石片区总体准入要求中关于重点管控单元环境风险防控的准入要求（表 2-3 A6.3、表 3.4-2 B3）。 2、重点单位建设涉及有毒有害物质的生产装置、储罐和管道，或者建设	本项目不新增二氧化硫、氮氧化物、化学需氧量、氨氮量，无总量控制指标；项目采用国家合格材质的生产装置、储罐及管道，定期对设备进行维

环境管控单元类别	管控要求		相符性分析
		污水处理池、应急池等存在土壤污染风险的设施，应当按照国家有关标准和规范的要求，设计、建设和安装有关防腐蚀、防泄漏设施和泄漏监测装置。 3、重点单位拆除涉及有毒有害物质的生产设施设备、构筑物 and 污染治理设施的，应当按照有关规定，事先制定企业拆除活动污染防治方案。 4、重点单位终止生产经营活动前，应当参照污染地块土壤环境管理规定，开展土壤和地下水环境初步调查。	修、保养、及时更换易损及老化部件；井下作业时要求带罐作业；定期检查固井质量；井口安装防喷器和控制装置；井场设置明显的禁止烟火标志；井场设置风向标，便于发生事故时人员能迅速向上风向疏散。场站内配有泡沫灭火器、干粉灭火器等消防器材；复核环境风险防范要求。
	资源利用效率	1、执行自治区、乌昌石片区总体准入要求中关于重点管控单元资源利用效率的准入要求（表 2-3A6.4、表 3.4-2 B4）。	本项目为石油开采项目，仅施工期用水主要为洒水降尘用水及管线试压用水；运营期不涉及用水；项目运营期消耗电能，井场配电箱内设无功集中电容补偿装置，单井功率因数不低于 0.85；项目产生的采出水经北三台联合站采出水处理系统进行处置后回注油藏，实现资源再利用；符合资源利用效率要求。

二、建设内容

地理位置	本项目位于甘河油田小泉沟井区范围内，构造位于准噶尔盆地东部甘河油田小泉沟井区三工河组，行政隶属新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州阜康市。项目西距阜康市约 34km，西距甘河子镇约 5km，东北距北三台联合站约 34km，北距淤泥泉子镇约 10km。 本项目地理位置见附图 4，项目区位置关系示意图见附图 5。																																																																																																		
项目组成及规模	1.工程规模 为提高甘河油田小泉沟井区三工河组油藏开发效果，中国石油新疆油田分公司开发公司拟在甘河油田小泉沟井区三工河组油藏新部署 3 口生产井，即 THW3001、THW3002、THW3003，单井设计产能 17.0t/d，3 口生产井新建产能 1.53×10⁴t/a。区块产能预测详见下表。 表 2-1 小泉沟井区三工河组油藏开发指标预测表 <table><tr><th>时间 (年)</th><th>井数 (口)</th><th>年产油 (10⁴t)</th><th>年产液 (10⁴t)</th><th>日产气量 (10⁴m³)</th><th>年产水量 (10⁴t)</th><th>综合含水 (%)</th></tr><tr><td>2022</td><td>3</td><td>1.53</td><td>1.77</td><td>0.15</td><td>0.24</td><td>13.7</td></tr><tr><td>2023</td><td>3</td><td>0.89</td><td>1.13</td><td>0.12</td><td>0.24</td><td>21.7</td></tr><tr><td>2024</td><td>3</td><td>0.69</td><td>0.99</td><td>0.09</td><td>0.3</td><td>30.0</td></tr><tr><td>2025</td><td>3</td><td>0.56</td><td>0.84</td><td>0.09</td><td>0.28</td><td>33.8</td></tr><tr><td>2026</td><td>3</td><td>0.46</td><td>0.75</td><td>0.06</td><td>0.29</td><td>37.8</td></tr><tr><td>2027</td><td>3</td><td>0.39</td><td>0.66</td><td>0.06</td><td>0.27</td><td>40.6</td></tr><tr><td>2028</td><td>3</td><td>0.34</td><td>0.59</td><td>0.06</td><td>0.25</td><td>42.8</td></tr><tr><td>2029</td><td>3</td><td>0.30</td><td>0.54</td><td>0.06</td><td>0.24</td><td>45.2</td></tr><tr><td>2030</td><td>3</td><td>0.26</td><td>0.50</td><td>0.06</td><td>0.24</td><td>47.7</td></tr><tr><td>2031</td><td>3</td><td>0.23</td><td>0.47</td><td>0.06</td><td>0.24</td><td>50.4</td></tr><tr><td>2032</td><td>3</td><td>0.21</td><td>0.45</td><td>0.06</td><td>0.24</td><td>53.2</td></tr><tr><td>2033</td><td>3</td><td>0.20</td><td>0.45</td><td>0.06</td><td>0.25</td><td>56.1</td></tr><tr><td>2034</td><td>3</td><td>0.18</td><td>0.44</td><td>0.03</td><td>0.26</td><td>59.2</td></tr></table> 2.油藏物性 小泉沟井区三工河组油藏原油性质见下表。	时间 (年)	井数 (口)	年产油 (10 ⁴ t)	年产液 (10 ⁴ t)	日产气量 (10 ⁴ m ³)	年产水量 (10 ⁴ t)	综合含水 (%)	2022	3	1.53	1.77	0.15	0.24	13.7	2023	3	0.89	1.13	0.12	0.24	21.7	2024	3	0.69	0.99	0.09	0.3	30.0	2025	3	0.56	0.84	0.09	0.28	33.8	2026	3	0.46	0.75	0.06	0.29	37.8	2027	3	0.39	0.66	0.06	0.27	40.6	2028	3	0.34	0.59	0.06	0.25	42.8	2029	3	0.30	0.54	0.06	0.24	45.2	2030	3	0.26	0.50	0.06	0.24	47.7	2031	3	0.23	0.47	0.06	0.24	50.4	2032	3	0.21	0.45	0.06	0.24	53.2	2033	3	0.20	0.45	0.06	0.25	56.1	2034	3	0.18	0.44	0.03	0.26	59.2
时间 (年)	井数 (口)	年产油 (10 ⁴ t)	年产液 (10 ⁴ t)	日产气量 (10 ⁴ m ³)	年产水量 (10 ⁴ t)	综合含水 (%)																																																																																													
2022	3	1.53	1.77	0.15	0.24	13.7																																																																																													
2023	3	0.89	1.13	0.12	0.24	21.7																																																																																													
2024	3	0.69	0.99	0.09	0.3	30.0																																																																																													
2025	3	0.56	0.84	0.09	0.28	33.8																																																																																													
2026	3	0.46	0.75	0.06	0.29	37.8																																																																																													
2027	3	0.39	0.66	0.06	0.27	40.6																																																																																													
2028	3	0.34	0.59	0.06	0.25	42.8																																																																																													
2029	3	0.30	0.54	0.06	0.24	45.2																																																																																													
2030	3	0.26	0.50	0.06	0.24	47.7																																																																																													
2031	3	0.23	0.47	0.06	0.24	50.4																																																																																													
2032	3	0.21	0.45	0.06	0.24	53.2																																																																																													
2033	3	0.20	0.45	0.06	0.25	56.1																																																																																													
2034	3	0.18	0.44	0.03	0.26	59.2																																																																																													

表 2-2 小泉沟井区三工河组油藏原油性质表									
密度（g/cm ³ ）	50℃粘度（mPa·s）	凝固点（℃）	含蜡量（%）	初馏点（℃）					
0.862	22.95	19.63	6.38	141.28					

小泉沟井区三工河组油藏天然气性质见下表。

表 2-3 小泉沟井区三工河组油藏天然气性质表									
相对密度	组 分 含 量 （%）								
	甲烷	乙烷	丙烷	异丁烷	正丁烷	氧气	氮气	其他	H ₂ S
0.590	94.32	2.10	0.93	0.28	0.33	0.19	1.54	0.31	0

3.项目组成

本项目包括钻前工程、钻井工程、采油工程及其他配套工程等，工程组成见下表。

表 2-4 工程项目组成一览表									
工程类别				建设规模					
主体工程	钻前工程			新建井场 3 座（井场施工占地总计 28800m ² ，其中永久占地总计 7200m ² ，临时占地总计 21600m ² ）、放喷管线（占地 120m ² ）、施工营地（1 个，占地 2000m ² ）、临时道路（总计长 1.07km）等基础设施铺设，占地类型为低覆盖度草地；钻井设备进场安装。					
	钻井工程			新钻 3 口采油井，即 THW3001、THW3002、THW3003；采取三开钻井方式，井型均为水平井，单井井深均为 3700m，总钻井进尺 11100m；钻机采用 ZJ-50 型；一开、二开采用水基钻井液，三开采用油基钻井液；柴油总计消耗 540t，水基钻井液使用 969m ³ ，油基钻井液使用 510m ³ ，新鲜水消耗 189m ³ 。					
	地面工程	采油工程	井场	3 口单井井口均采用 12 型节能油梁式抽油机，配套选用功率为 30kW 的电机；井口均设保温盒，采用 0.15kW 电加热器进行保温；单井井口均设清蜡热洗接口及安全标志牌。					
			管线	新建每口单井井口至拉油点多功能储液罐管线 0.1km，均采用无缝钢管，3 口井管线总计 0.3km；保温层采用硬质聚氨酯泡沫塑料，防护层采用高密度聚乙烯塑料。					
			单井拉油点	每口单井井场内均设单井拉油点 1 座，每个拉油点配有 1 座一体化自吸式多功能储液罐（地上长方形储罐 60m ³ ），1 根带点火装置的放散管和 1 座生产分离器，总计单井拉油点共 3 座。					
公用工程	给排水			给水： 本项目钻井施工期生活用水就近从甘河子镇由罐车拉运至项目区；运营期井场及单井拉油点现场无值守人员，采取巡检，无新鲜水消耗。 排水： 本项目钻井施工期生活污水经防渗废水收集池收集后清运至吉木萨尔县污水处理厂；运营期井下作业废水由罐车送至北三台联合站采出水处理系统；采出水与原油进入北三台联站原油处					

依托工程		理系统进行脱水后进入北联站采出水处理系统进行处置。
	供配电	钻井施工期井场内设柴油发电机发电；运营期工作电源引自 10KV 马庄气二线，每口单井井口配电箱内设无功集中电容补偿装置。
	道路	本次新建道路共 1070m，，道路宽度 6.5m；道路起点为各单井井场，终点连接油区已建道路。
	消防	新建拉油点均采用移动式消防，配备相应数量的 8kg 干粉灭火器，项目总计配备 8kg 干粉灭火器 18 具
	采出液（原油和采出水）	依托北三台联合站内原油及污水处理系统。
	井下作业废水	依托北三台联合站污水处理系统。
	钻井期生活垃圾	交由吉木萨尔县生活垃圾填埋场处置。
	钻井期生活污水	交由吉木萨尔县污水处理厂处理。
3.1 钻前工程 钻前工程包括井场、施工营地、道路等设施的建设以及相关钻井设施进场安装。 （1）井场 本项目井场采用标准井场，井场地表采用砂石料铺垫；井场以井口相对进场道路方向为前场，相反方向为后场。泥浆不落地系统位于施工井场内。井场施工占地总计 28800m²，其中永久占地总计 7200m²，临时占地总计 21600m²。 （2）施工营地 由于本项目 3 口井井距较近，配套建设 1 座临时施工营地用于钻井人员生活，施工营地占地 2000m²；营地设有生活污水防渗收集池 1 个，收集池容积约 60m³，该收集池为临时设施，不宜采用砼结构，因此采用挖坑后底部及池体四周敷设 HDPE 防渗膜的防渗方式。 （3）新建道路 本次新建道路共 1070m 连接油区已建道路，道路宽度 6.5m。 （4）放喷管线 每个单井井场两侧各设一根放喷管线，总计占地 120m²。		

3.2 钻井工程

(1) 钻井部署

本项目新钻 3 口生产井，各井的井型、坐标及井深等基本参数见下表。

表 2-5 拟部署生产井基本参数一览表

序号	井号	井型	类型	井深 m	目的层位	井别	井身结构
1	THW3001	水平井	采油井	3700	J ₁ S ₂	低渗透	三开
2	THW3002	水平井	采油井	3700	J ₁ S ₂		三开
3	THW3003	水平井	采油井	3700	J ₁ S ₂		三开

(2) 井身结构

本项目 3 口井井型为水平井，井身结构均采用三开井身结构，井身结构设计说明见下表。井身结构见图 2-1。

表 2-6 井身结构设计说明

开钻 次序	套管尺寸 (mm)	设 计 说 明
一开	339.7	采用Φ444.5mm 钻头钻至井深 200m，下入Φ339.7mm 表层套管，固井水泥浆返至地面。
二开	244.5	采用Φ311.2mm 钻头钻至井深 2050m，下入Φ244.5mm 技套管，固井水泥浆返至 800m。
三开	139.7	采用Φ215.9mm 钻头钻至井深 3700m，下入Φ139.7mm 油层套管，固井水泥浆返至 1850m。

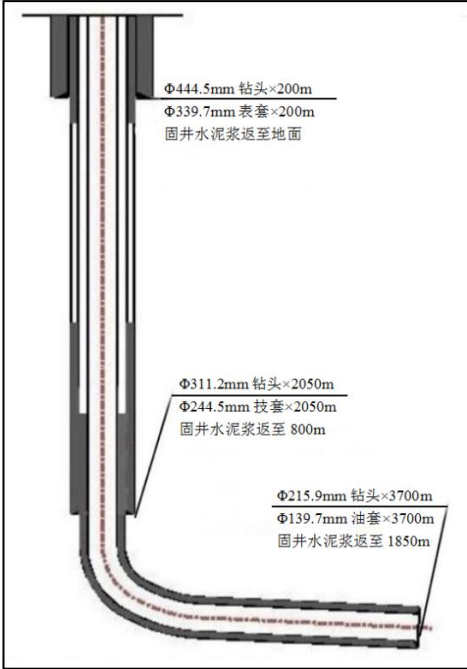


图 2-1 水平井身结构示意图

(3) 钻井设备

井场设备包括提升系统、循环系统、动力系统、控制系统等，本项目水平井采用 ZJ50D 型钻机，单井钻井期主要设备见下表。

表 2-7 钻井期主要设备一览表

序号	名称		型号	载荷 (kN)	功率 (kW)	备注
一	钻机		ZJ-50	3150		1 台
二	井架		JJ315/43-K	3150		1 台
三	提升系统	绞车	JC-45		1100	1 套
		天车	TC-315	3150		1 套
		游动滑车	YC-315	3150		1 套
		大钩	DG-315	3150		1 个
		水龙头	SL450	4500		1 个
四	转盘		ZP-275			1 套
五	循环系统配置	钻井泵 1#	F-1600		1193	1 台
		钻井泵 2#	F-1600		1193	1 台
		钻井液罐	13000×3000×2500			总容量：220m³
		搅拌器	NJ-7.5			12 个
六	钻机动力系统	柴油机 1#	12V190B（B-1）		882	1 台
		柴油机 2#	12V190B（B-1）		882	1 台
		柴油机 3#	12V190B（B-1）		882	1 台
		柴油罐				2 个，80m³/个
七	发电机组	发电机 1#	PZ8V-190D-2		300	1 台
		发电机 2#	PZ8V-190D-2		300	1 台
		MCC 房				1 座
八	钻机控制系统	自动压风机	2V6.5/12	6.5m³/min		1 台
		电动压风机	2V6.5/12	6.5m³/min		1 台
九	固控系统	振动筛 1#	2YZS-1		3.0	1 套
		振动筛 2#				
		除砂器	ZQJ254	800GPM		1 套
		除泥器				1 套
		离心机	LW400X860-N	176GPM		1 套
十	井控系统	二开	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
		三开	环形防喷器	FH35-35		1 套

		双闸板防喷器	2FZ35-70			1 套
		节流管汇	JG-70			1 套
		压井管汇	YG-70			1 套
		控制装置	FKQ5606			1 套
		节流控制箱				1 套
		司钻控制台				1 套
		液气分离器	YFQ-1200			处理量 ≥240m³/h
		除气器	ZCQ2-1/4		11	1 套
十一	仪器仪表	钻井参数仪表	八或多参数仪			1 套
		测斜仪	自浮式单点测斜仪			1 套
十二	防硫设备	硫化氢监测仪	便携式			≥1 套
		防爆风扇				4 台
十三	液压大钳		Q10Y-M			1 套
十四	不落地系统					1 套

(4) 钻井期物料消耗

本项目钻井施工期主要消耗为钻井液、柴油及新鲜水。

①钻井液

本项目单井一开、二开均采用水基钻井液，三开采用油基钻井液。

水基钻井液主要成分为：坂土、CMC（中）、Na₂CO₃、重晶石、KOH。

油基钻井液主要成分为：白油、CaCl₂水溶液，乳化剂、润湿剂、有机土、2%氧化沥青及重晶石。

②柴油

项目钻井期钻井机械动力来自于柴油机，电源由自备柴油发电机供给，燃料柴油储存于柴油罐内。

③新鲜水

项目钻井施工期新鲜水主要为生活营地用水，用水从甘河子镇由罐车拉运至项目区。

各种物料消耗见下表。

表 2-8 各种物料消耗一览表

物料名称	单位	单井消耗量	3 口井合计消耗量
------	----	-------	-----------

水基钻井液	m ³	323	969
油基钻井液	m ³	170	510
柴油	t	180	540
新鲜水	m ³	63	189

3.3 地面工程

本项目周围无成熟油气管网，采用单井单罐拉油的生产方式，井口进行气液分离，液相采用罐车拉运至北三台联合站，气相通过井场放散管燃烧放空。

(1) 采油井口

新建水平井井口 3 座，采用 12 型节能油梁式，配套电机功率 30kW。井口设置保温盒，采用 0.15kW 电加热器进行保温，设清蜡热洗接口，同时设置安全标志牌。

(2) 单井拉油点

新建单井拉油点 3 座，均位于各水平井井场内。单井拉油点内设新建一体化自吸式储罐 1 座（地上长方形储罐、自带电加热器及外保温）、生产分离器 1 座、带点火装置的放散管 1 根，高 8m；储油罐内设 1 套 36kw 电加热器，罐外保温层采用 50mm 复合硅酸盐毡，外做镀锌瓦楞板保护，罐进出口管线采用电热带保温。

(3) 管线

新建单井井口至拉油点多功能储液罐管线共计 0.3km，管线采用 D60×3.5 无缝钢管（20#）。管顶埋深 1.8m，保温层采用 30mm 厚硬质聚氨酯泡沫塑料，防护层采用 2mm 厚高密度聚乙烯塑料。

本项目采油工程实施工程量见下表。

表 2-9 采油工程实施工程量一览表

序号	项目名称	数量	单位	备注
1	采油井口装置	3	座	12 型节能油梁式，配套电机功率 30kW，保温盒设 0.15kW 电加热器
2	一体化自吸式储罐	3	座	地上长方形储罐 60m ³ 、自带电加热器及外保温
3	生产分离器	3	座	Φ800×2400-1.6MPa

4	放散管	3	根	
5	井口管线	0.3	km	D60×3.5 无缝钢管

3.4 劳动定员

本项目采油井在运营期运行依托准东采油厂，不再新增劳动定员。

4、工程占地

本项目占地包括永久和临时占地，占地按实际征地面积划定。其中临时占地包括施工井场、施工营地、放喷管线等；永久占地包括井场及道路占地。

项目施工总占地为 40015m²，其中永久占地 14155m²，临时占地 25860m²，项目占地类型为低覆盖度草地，占地情况详见下表。

表 2-10 项目占地情况一览表

分区	占地面积 (m ²)	占地性质 (m ²)		备注
		永久	临时	
井场	28800	7200	21600	每口单井永久占地 2400m ² ，每口单井临时占地 7200m ² ；3 口单井永久占地总计 7200m ² ，临时占地总计 21600m ² 。 每口单井井口至拉油点储罐管线长 0.1km，管线均位于井场占地范围内；3 口单井管线总长 0.3km。
放喷 管线	120	0	120	每口单井井场放喷管线临时占地 40m ² ；3 口单井放喷管线总占地 120m ² 。
施工 营地	2000	0	2000	项目设置 1 个施工营地，占地面积为 50m×40m
道路	9095	6955	2140	道路长 1070m，宽 6.5m
合计	40015	14155	25860	

说明：本项目总计占用梭梭面积约 712.2m²，其中井场临时占地范围内占用梭梭面积约 648m²；道路临时占地范围内占用梭梭面积约 64.2m²。

5、公用工程

5.1 给排水

给水：本项目用水主要为钻井施工期生活用水，用水就近从甘河子镇由罐车拉运至项目区；运营期井场及单井拉油点现场无值守人员，采取巡检，无新鲜水消耗。

排水：本项目施工期废水主要为钻井人员产生的生活污水，生活污水产生量按用水量的 80%计，即为 151.2m³；对于生活污水，要求在施工营地设置临时防渗收集池，生活污水经收集后定期清运至吉木萨尔县污水处理厂处

置；运营期废水主要为井下作业废水及采出水，采出水（总计产生 2400m³/a）与原油进入北三台联站原油处理系统进行脱水后进入北联站采出水处理系统；井下作业废水（总计产生 81.39t）收集至专用储罐中，由罐车拉运至北三台联站采出水处理系统；运营期废水经处理合格后用于油田回注，实现综合利用。

5.2 供配电

本项目所在区域属马庄简易变供电范围，10KV 马庄气二线穿过油区，项目用电电源采用已建 10KV 马庄气二线。

本项目新增电力负荷 116.42kW；THW3003 水平井设 1 座杆架式变电站，变压器容量为 100kVA，同时为储油罐电加热器及装车泵用电电源，其负荷率为 50.73%；THW3001、THW3002 两口水平井配变压器容量为 160kVA，同时为储油罐电加热器及装车泵用电电源，其负荷率为 63.24%，变压器采用一级能效节能型变压器，电源由已建 10kV 架空线路就近引接。新增井口配电箱内设无功集中电容补偿装置，补偿后单井功率因数不低于 0.85。

5.3 道路

根据井位部署，本次共新建道路 1070m，其中 THW3001 井新建道路 35m，THW3002 井新建道路 35m，THW3003 井新建道路 1000m；新建道路路面宽 6.5m，采用砂石路面；道路起点为各单井井场，终点连接油区已建道路。

5.4 消防

新建单井拉油点采用移动式消防，配备相应数量的灭火器，本项目总计配备 8kg 干粉灭火器 18 具。

6、依托工程

本项目施工期生活污水经现场防渗收集池收集后清运至吉木萨尔县污水处理厂；生活垃圾集中收集后清运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场。运营期井下作业废水由罐车送至北三台联合站采出水处理系统；采出液采用罐车拉

运至北三台联合站进行处置。

6.1 北三台联合站原油处理系统

北三台联合站位于项目区东北侧约 34km 处。北三台联合处理站（简称“北联站”）隶属准东采油厂管辖，于 1990 年建成投产，位于北三台油田中部。根据与建设方沟通，北三台联合站原油处理系统在 1990 年建设，由于当时环评制度不完善，该项目未编制环境影响评价报告，未进行竣工环保验收，伴随环评制度的发展，中国石油新疆油田分公司于 2007 年委托编制了《三台油田开发建设工程环境影响回顾性评价报告书》，并于 2007 年 11 月 7 日通过审查，批复文号为（新环监函〔2007〕438 号），详见附件。北三台联合站现正常运行。

北三台联合站原油处理系统目前分为稠油和稀油两部分，稠油设计处理能力 $28 \times 10^4 \text{t/a}$ ，目前处理量为 $5.5 \times 10^4 \text{t/a}$ ；稀油设计处理能力 $20 \times 10^4 \text{t/a}$ ，目前处理量为 $9.5 \times 10^4 \text{t/a}$ 。小泉沟井区原油处理依托北三台联合站稠油原油处理系统。

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



图 2-2 北三台联合站原油处理系统流程框图

项目依托可行性：北联站目前稀油实际处理能力约为 $9.5 \times 10^4 \text{t/a}$ 。本项目各采油井采出液进入北联站原油处理系统，项目新建产能 $1.53 \times 10^4 \text{t/a}$ ，北联站现正常运行，可满足本项目原油处理需求。

6.2 北三台联合站采出水处理系统

北联站采出水处理系统位于北三台油田联合处理站内，始建于 1990 年，处理规模为 $2500 \text{m}^3/\text{d}$ ，北联站于 2018 年对采出水系统进行杀菌工艺优化，2019 年 11 月 23 日通过环保竣工验收（环评批复和验收意见见附件）。目前实际处理水量为 $1600 \text{m}^3/\text{d}$ ，处理后水送至注水站用于油田注水。

依托可行性：北联站采出水处理系统现正常运行中，可满足本项目废水（采出水和井下作业废水）处理需求。北三台联合站采出水处理能力 $2500 \text{m}^3/\text{d}$ ，目前站内实际处理量 $1912 \text{m}^3/\text{d}$ ，剩余处理量 $588 \text{m}^3/\text{d}$ ，本项目运营期废水总计约 $2481.39 \text{m}^3/\text{a}$ ，预计单日废水产生量约为 8.27m^3 ，北三台联合站采出水处理系统剩余处理量可满足项目需求，项目废水（采出水和井下作业废水）处理依托可行。本项目依托各系统能力平衡情况详见下表。

表 2-11 地面工程各系统能力平衡表

项目名称	依托站	单位	设计能力	运行现状	新增规模	平衡情况
原油处理（稀油）	北三台处理站	10^4t/a	20	9.5	1.53	+8.97
采出水处理	北三台处理站	m^3/d	2500	1912	8.27	+579.73

6.3 吉木萨尔县污水处理厂

本项目钻井期生活污水经收集后委托服务公司清运至吉木萨尔县污水处理厂。该污水处理厂于 2015 年 6 月 1 日取得原昌吉州环保局于出具的《关于吉木萨尔县污水处理厂工程环境影响报告书的批复》（昌州环评〔2015〕48 号）。

吉木萨尔县污水处理厂工程位于吉木萨尔县城东北 15km 处（张家庄子村北 500 米），占地面积 139384.9m²。实际建设规模为处理污水量 3×10⁴m³/d 及部分公用工程及辅助工程。污水处理工艺采用“强化脱氮改良 A²/O+絮凝沉淀滤布滤池工艺”，污泥处理工艺采用带式压榨脱水一体机浓缩脱水，消毒工艺采用紫外线消毒。工程于 2015 年 6 月动工开建，2017 年 10 月初建成并进入试运行。

吉木萨尔县污水处理厂验收监测由新疆绿格洁瑞环境检测技术有限公司进行，验收监测期间，污水处理厂排口的废水中，各项污染物日均值浓度均符合《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）中的一级 A 标准的要求。出水水质各项指标均满足设计标准要求。各项主要污染物 SS、COD、BOD₅、NH₃-N、TP 平均去除率均满足设计要求。

依托可行性：吉木萨尔县污水处理厂处理能力 3 万 m³/d，目前实际处理量为 1.0×10⁴m³/d，剩余处理量为 2×10⁴m³/d，本项目施工期新增生活污水量 151.2m³，运营期不新增劳动定员，故运营期无生活污水产生；施工期新增污水量较少，该污水处理厂剩余处理量可满足本项目需求，项目生活污水处理依托可行。

6.4 吉木萨尔县生活垃圾填埋场

本项目钻井期生活垃圾集中收集后清运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场处置。

吉木萨尔县生活垃圾填埋场位于吉木萨尔县县城西北约 9.5km 处，乌奇公路北约 7km 处，吉木萨尔县至三台镇乡道北约 2km 处。2010 年 8 月 11

	日，原新疆维吾尔自治区环境保护厅出具《关于吉木萨尔县生活垃圾处理工程环境影响报告书的批复》（新环函评价[2010]452号）。2015年9月29日昌吉回族自治州环境保护局（现昌吉回族自治州生态环境局）以昌州环函〔2015〕358号文对吉木萨尔县生活垃圾处理工程作出竣工环境保护意见，同意通过竣工环境保护验收。垃圾填埋场工程于2014年11月建成后正式投入使用。该填埋场生活垃圾清运处理量100t/d。有效库容63万m³，服务年限11年，处理工艺为卫生填埋，渗滤液经场底收集系统排至渗滤液收集池，经处理后回喷垃圾堆体；填埋气经导气石笼收集后导出。填埋场底部和边坡采取严格防渗的设计方案。 依托可行性：根据调查，吉木萨尔县生活垃圾填埋场正常运行，实际生活垃圾清运处理量约85t/d，本项目产生的生活垃圾量较少（约4.73t，0.018t/d），该填埋场可满足项目依托处理。
总 平 面 及 现 场 布 置	施工期-钻井井场布置：本项目新建3口采油井，钻井工艺及设备均相同。钻井期井场本着结构简单、流程合理的原则进行布局；严格按照《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）中要求实施。 主体工程：每口单井钻井井场在前场主要布置有录井房、地质房、废料场、材料爬犁、值班室、钻井液用房及材料房；井场的后场布置有净化罐、套装水罐、化工爬犁、钻井液不落地装备、远控台、管线盒、过桥、油水罐、配电房、钳工房及发电房。两根放喷管线从井场中心分别向井场两侧延申布置。 辅助工程：每口单井钻井井场设有消防房，配有消防器材。 道路工程：项目新建道路总计1.07km，其中THW3001井和THW3002井新建道路长均为35m，THW3003井新建道路1km；道路起点为各单井井场，终点为项目所在区域内已建的油田道路。井场内部设有临时道路便于钻井液、钻井岩屑、施工材料的运输工作。 钻井井场平面布置图详见下图。

图 2-3 钻井井场平面布置示意图（单井）

运营期-采油井场布置：本项目新建 3 口采油井井场，井场均独立设置，3 座井场之间无管道连接，每个井场均设有单井拉油点，采取单井单罐的生产方式。各单井拉油点均位于各单井井场范围内，不新增占地。

主体工程：

①每口单井井口配有节能油梁式抽油机，配套有电机；每口单井井口设置保温盒，设有清蜡热洗接口，设置安全标志牌；

②每口单井井场内设有单井拉油点，该拉油点配有一体化自吸式储罐 1 座，生产分离器 1 座，带点火装置的放散管 1 根。

辅助工程：每口单井新建单井管线 0.1km，采用无缝钢管；单井拉油点配有灭火器。

道路工程：本项目道路沿用钻井时新建道路，运营期不新增道路占地。

本项目 3 口采油井场及单井拉油点布局相同，以 THW3001 井场为例，平面示意图见下图。

	图 2-4 采油井场及单井拉油点平面示意图（以 THW3001 井场为例）
施 工 方 案	1.施工期工艺流程 本项目施工期主要为钻井、采油井口装置安装、管线敷设、配套设施的建设等。主要污染集中在钻井、管线敷设和井口装置建设阶段。 钻井是采用旋转的钻头给所钻的地层一定的压力，使钻头的牙齿嵌入地层，然后旋转钻头，利用旋转钻头的扭矩来切削地层，并用循环的钻井液将钻屑带出井眼，以保证持续钻进。钻井工程作业流程及产污环节见下图。  图 2-5 钻井施工作业流程及排污节点示意图

地面配套设施施工作业流程及产污环节见下图。



图 2-6 地面配套设施施工作业流程及排污节点示意图

2.运营期工艺流程

本项目运营期采取单井拉油的生产方式，采油井井口有分离器，气相伴生气通过放散管燃烧放空，液相通过单井 100m 管线输送至井场拉油点储罐中暂存，定期由罐车拉运至北三台联合站进行处置。

3.退役期工艺流程

本项目退役期主要为各井场设备和管线等地面设施的拆除、封井、井场清理等。退役期产生的污染物主要为扬尘、施工运输车辆和燃油机械排放的

	尾气，施工噪声及占地影响。同时井场、站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。 4.施工时序及建设周期 本项目施工周期为 300 天，其中钻前工程 30 天，单井钻井期为 90 天，单井钻井人员 35 人。
其他	无

三、生态环境现状、保护目标及评价标准

生态环境现状

本项目大气、土壤及噪声现状监测布点图见附图 6。

1.生态环境质量现状

1.1 生态评价等级

(1) 工程占地

本项目施工期总占地面积为 40015m²，占地包括施工井场、生活营地、道路。项目完井永久占地 14155m²。

(2) 生态评价等级

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2011）生态影响评价工作等级划分，依据影响区域的生态敏感性和评价项目的工程占地范围，将生态影响评价等级划分为一级、二级和三级，详见下表。

本项目管线、井场总占地面积约为 0.04km²，其占地面积小于 2km²；管线长度共计 0.3km，长度小于 50km；项目所在区域既不属于自然保护区、世界文化和自然遗产地等特殊生态敏感区，也不属于风景名胜区、森林公园、地质公园等重要生态敏感区，属于一般区域，因此本项目生态影响评价等级为三级。

表 3-1 生态影响评价工作等级划分表

影响区域 生态敏感性	工程占地（水域）面积		
	面积≥20km ² 或长度≥100km	面积 2km ² ~20km ² 或长度 50km~100km	面积≤2km ² 或 长度≤50km
特殊生态敏感区	一级	一级	一级
重要生态敏感区	一级	二级	三级
一般区域	二级	三级	三级

1.2 主体功能区划

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》，阜康市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。本项目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，所进行的石油开采活动符合“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，不在生态红线区内。

项目位于天山北坡地区覆盖阜康市，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。为了实现区域的生态功能，项目对开发活动严格控制，减少占地范围，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 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》，项目区域属于准噶尔盆地南部灌木半灌木荒漠绿洲农业生态亚区，阜康-木垒绿洲农业荒漠草地保护生态功能区。项目区生态功能见下表。

表 3-2 项目区沿线生态功能区划

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
生态区	生态亚区	生态功能区					
准噶尔盆地温带干旱荒漠与绿洲生态功能区	准噶尔盆地南部灌木半灌木荒漠绿洲农业生态亚区	阜康-木垒绿洲农业荒漠草地保护生态功能区	阜康市、吉木萨尔县、奇台县、木垒县	农牧业产品生产、人居环境、荒漠化控制	地下水超采、荒漠植被退化、沙漠化威胁、局部土壤盐渍化、河流萎缩、滥开荒地	生物多样性及其生境中度敏感，土壤侵蚀轻度敏感，土地沙漠化中度敏感，土壤盐渍化轻度敏感	保护基本农田、保护荒漠植被、保护土壤环境质量

1.4 区域生态类型及特征

本项目位于昌吉回族自治州阜康市，地处准噶尔盆地东部，属典型的北温

带干旱大陆性气候，气温变化剧烈，夏季炎热、干燥少雨。区域地表为第四系砂土，地势平坦，土壤以灰褐土为主；项目区所在区域为低覆盖度草地。根据现状调查，本项目区不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区等敏感区域。项目土地利用类型图见附图 7。

1.5 土壤环境现状

本项目所在区域土壤类型有灰褐土、棕钙土、栗钙土和灌漠土，项目占地范围土壤类型主要为灰褐土。

灰褐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。该区域的地表物质均为第四纪的最新沉积物。丘陵状老洪冲积扇上，有较厚的第四纪风成黄土沉积，在部分平原区也有一些黄土沉积，成为当地土壤形成的母质基础。由于洪积扇坡度较大，该区域大部分地带土壤质地较粗糙，多以沙砾质为主，表层和中部夹有一些土层，但厚度不大，只在北部一般农田区土层稍厚。土层下部多为巨厚的砾石夹砾层，有的可达数百米。项目区土壤类型图见附图 8。

（1）土壤评价等级

本项目为石油开采类项目，属于 I 类项目，对土壤的影响主要表现为污染影响；项目区周边土壤环境敏感程度为不敏感；本项目占地规模属于小型（<5hm²）。根据《环境影响评价技术导则-土壤环境（试行）》（HJ964-2018）判定，本工程土壤环境影响评价为二级评价。

（2）现状监测与评价

本次土壤评价进行现场监测，现状监测布设占地范围内 3 个柱状样点和 1 个表层样点，占地范围外 2 个表层样点，共计 6 个监测点，现场采样时间为 2021 年 12 月 2 日。

执行标准：占地范围内土壤监测点执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 第二类用地筛选值；占地范围外土壤监测点参照执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准

（试行）（GB15618-2018）》中表 1 风险筛选值。

监测点位及监测因子情况见下表。

表 3-3 土壤环境质量现状监测布点一览表

位置关系	监测点位	监测层位	监测项目	分析方法
项目占地范围内	THW3001 井 1#	1 个柱状样	0-0.5m	《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 第二类用地筛选值
			0.5-1.5m	
			1.5-3.0m	
	THW3002 井 2#	1 个柱状样	0-0.5m	
			0.5-1.5m	
			1.5-3.0m	
	THW3003 井 3#	1 个柱状样	0-0.5m	
			0.5-1.5m	
			1.5-3.0m	
项目占地范围外 500m	THW3001 井 4#	1 个表层样	0-0.2m	GB36600-2018 中 45 项+pH+石油烃
	THW3002 井 5#	1 个表层样	0-0.2m	《土壤环境质量标准-农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中表 1 风险筛选值
	THW3003 井 6#	1 个表层样	0-0.2m	

（3）监测结果

土壤监测与评价结果分别见下表。

表 3-4 土壤监测与评价结果（1）

序号	监测项目	监测结果-4#监测点 深度：0~0.2m		标准限值 (mg/kg)	达标情况
1	砷	mg/kg	4.40	60	达标
2	镉	mg/kg	0.12	65	达标
3	六价铬	mg/kg	ND	5.7	达标
4	铜	mg/kg	22	18000	达标
5	铅	mg/kg	7.44	800	达标
6	汞	mg/kg	0.213	38	达标
7	镍	mg/kg	15	900	达标
8	四氯化碳	mg/kg	ND	2.8	达标
9	氯仿	mg/kg	ND	0.9	达标
10	氯甲烷	mg/kg	ND	37	达标
11	1, 1-二氯乙烷	mg/kg	ND	9	达标
12	1, 2-二氯乙烷	mg/kg	ND	5	达标
13	1, 1-二氯乙烯	mg/kg	ND	66	达标

14	顺-1, 2-二氯乙烯	mg/kg	ND	596	达标
15	反-1, 2-二氯乙烯	mg/kg	ND	54	达标
16	二氯甲烷	mg/kg	ND	616	达标
17	1, 2-二氯丙烷	mg/kg	ND	5	达标
18	1, 1, 1, 2-四氯乙烷	mg/kg	ND	10	达标
19	1, 1, 2, 2-四氯乙烷	mg/kg	ND	6.8	达标
20	四氯乙烯	mg/kg	ND	53	达标
21	1, 1, 1-三氯乙烷	mg/kg	ND	840	达标
22	1, 1, 2-三氯乙烷	mg/kg	ND	2.8	达标
23	三氯乙烯	mg/kg	ND	2.8	达标
24	1, 2, 3-三氯丙烷	mg/kg	ND	0.5	达标
25	氯乙烯	mg/kg	ND	0.43	达标
26	苯	mg/kg	ND	4	达标
27	氯苯	mg/kg	ND	270	达标
28	1, 2-二氯苯	mg/kg	ND	560	达标
29	1, 4-二氯苯	mg/kg	ND	20	达标
30	乙苯	mg/kg	ND	28	达标
31	苯乙烯	mg/kg	ND	1290	达标
32	甲苯	mg/kg	ND	1200	达标
33	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	ND	570	达标
34	邻二甲苯	mg/kg	ND	640	达标
35	硝基苯	mg/kg	ND	76	达标
36	苯胺	mg/kg	ND	260	达标
37	2-氯酚	mg/kg	ND	2256	达标
38	苯并(a)蒽	mg/kg	ND	15	达标
39	苯并(a)芘	mg/kg	ND	1.5	达标
40	苯并(b)荧蒽	mg/kg	ND	15	达标
41	苯并(k)荧蒽	mg/kg	ND	151	达标
42	蒽	mg/kg	ND	1293	达标
43	二苯并(a, h)蒽	mg/kg	ND	1.5	达标
44	茚并(1, 2, 3-cd)芘	mg/kg	ND	15	达标
45	萘	mg/kg	ND	70	达标
46	石油烃	mg/kg	10	4500	达标
47	pH	无量纲	8.65	/	/
表 3-4 表层土壤监测与评价结果 (2)					
监测项目	监测结果-5#、6#监测点 深度: 0-0.2m			标准限值 (mg/kg)	达标 情况
	单位	5#监测点	6#监测点		
pH	无量纲	8.78	8.94	>7.5	/

镉	mg/kg	0.32	0.33	0.6	达标
汞	mg/kg	0.319	0.238	3.4	达标
砷	mg/kg	5.06	8.10	25	达标
铅	mg/kg	10.2	12.3	170	达标
铬	mg/kg	46	60	250	达标
铜	mg/kg	21	24	100	达标
镍	mg/kg	30	28	190	达标
锌	mg/kg	82	86	300	达标
石油烃	mg/kg	19	9	4500	达标

表 3-4 柱状土壤监测与评价结果（3）

监测项目	监测结果-1#、2#、3#监测点 深度：0-0.5m、0.5-1.5m、1.5-3.0m									标准限值 (mg/kg)	达标情况
	1#监测点			2#监测点			3#监测点				
深度 m	005	0515	153	005	0515	153	005	0515	153		
pH 无量纲	8.40	8.61	8.46	8.12	8.34	8.35	8.55	8.61	8.42	/	/
镉 mg/kg	0.21	0.24	0.20	0.16	0.35	0.22	0.23	0.16	0.25	65	达标
汞 mg/kg	0.164	0.124	0.094	0.199	0.186	0.180	0.202	0.150	0.213	38	达标
砷 mg/kg	0.767	1.84	3.32	3.09	3.42	1.90	3.38	3.72	3.90	60	达标
铅 mg/kg	13.5	11.8	10.1	9.54	8.08	8.57	10.1	11.0	9.52	800	达标
六价铬 mg/kg	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	5.7	达标
铜 mg/kg	22	24	21	20	21	22	21	19	19	18000	达标
镍 mg/kg	25	30	27	25	29	24	26	20	20	900	达标
石油烃 mg/kg	15	22	9	16	8	20	11	18	12	4500	达标

监测结果表明：各监测点的监测因子满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值要求及《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中表 1 风险筛选值。

1.6 野生动物现状

项目所在区域的动物区系类型属古北界、中亚亚界、蒙新区、西部荒漠亚

区、准噶尔盆地小区。主要分布有适于荒漠及荒漠草原和人工绿洲生活的动物。爬行动物的蜥脚类种数较多，如荒漠麻蜥、快步麻蜥、变色沙蜥等，东方沙蜥、游蛇、花脊游蛇，多出现在绿洲和戈壁。鸟类中毛腿沙鸡、小嘴乌鸦、寒鸦、原鸽、斑鸠、凤头百灵、漠即鸟、红尾伯劳、沙百灵、粉红椋鸟等较为常见。在绿洲中，喜近人类的麻雀、楼燕、家燕、戴胜、杜鹃、斑鸠等很易见到，有时如紫翅椋鸟等可形成数百只的庞大群体。子午沙鼠、大沙鼠、小家鼠等啮齿动物在该区分布很广，数量较大，蒙古兔在这里较为常见，小家鼠、褐家鼠、林姬鼠、田鼠数量较多。

1.7 野生植被现状

项目所在区域植被在世界植被区划中属亚非荒漠区，在中国植被区划中属新疆荒漠区、北疆荒漠亚区、准噶尔荒漠省、乌苏—奇台县。自然植被主要以荒漠植被矮小灌木为主，项目评价区域内占优势的植被为小蓬，整个区域植被覆盖度在 5%~15%之间。

本项目占地范围内有极少量的梭梭分布，其覆盖度小于 3%，植株高约 0.5m~1.0m，冠幅约 0.3m-0.9m。梭梭属于新疆维吾尔自治区 I 级保护植物。

项目区植被类型分布图见附图 9。

1.8 水土流失现状

根据《新疆昌吉州水土保持规划（2020-2030）》，从水土流失区域分布来看，昌吉州水土流失面积仍然以东四县所在面积最大，其中阜康市水土流失面积为 0.67 万 km²，仅次于木垒县；从水土流失强度分布-强烈以上水土流失面积占总面积的比例可以看出，阜康市为最高，达到了近 50%。阜康市水力侵蚀面积达 656km²，风力侵蚀面积 5981km²，冻融侵蚀面积 49km²，侵蚀面积总计 6686km²。由此看出，阜康市水土流失类型以风力侵蚀为主，水力侵蚀次之，冻融侵蚀为辅。

阜康市水土流失的形成因素可分为自然环境因素和人为因素两方面，其中自然因素包括地形地貌条件、气象因素和土壤植被状况等；人为因素主要是开

矿修路、陡坡开荒、滥牧等人类活动对自然生态的破坏，加剧了土壤侵蚀的过程，并由此产生了新的水土流失。

本项目施工期进行钻井、采油井口装置安装、管线敷设等工程，对地表进行扰动，从而破坏地表土壤结构，将会产生水土流失现象；在运营期，项目不新增占地，对施工期临时占地范围进行生态恢复，永久占地进行硬化或铺砾石等措施，可有效控制水土流失。

1.9 土地沙化现状

根据《新疆第五次沙化土地监测报告》可知：昌吉州阜康市范围沙化土地类型主要为半固定沙地、固定沙地和非沙化土地三种。本项目所在区域沙化土地类型为非沙化土地，详见下图。

图 3-1 本项目沙化土地现状图

2.大气环境质量现状评价

2.1 基本污染物

（1）数据来源

基本污染物：环评收集了阜康市监测站 2020 年 NO₂、SO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃ 六项基本污染物的全年监测数据。

（2）评价标准

常规污染物 NO₂、SO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃ 执行《环境空气质量标准》

(GB3095-2012) 二级标准。

(3) 评价方法

采用标准指数法评价大气污染物在评价区域内的环境质量现状, 计算公式如下:

$$P_i = C_i / C_{i0} \times 100\%$$

式中: P_i —污染物 i 的标准指数;

C_i —常规污染物 i 的年评价浓度 (NO_2 、 SO_2 、 PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 年平均浓度, CO 取 24 小时平均第 95 百分位浓度、 O_3 取日最大 8 小时平均第 90 百分位数浓度);

C_{i0} —污染物 i 的评价标准, $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

(4) 评价结果

基本污染物评价结果见下表。

表 3-5 监测结果统计一览表 单位: $\mu\text{g}/\text{m}^3$

污染物	年评价指标	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	达标情况
SO_2	年平均质量浓度	8	60	13.3	达标
NO_2		33	40	82.5	达标
PM_{10}		88	70	125.7	超标0.257倍
$\text{PM}_{2.5}$		53	35	151.4	超标0.514倍
CO	24小时平均第95百分位数	2500	4000	62.5	达标
O_3	日最大8小时平均第90百分位数	131	160	81.9	达标

根据评价结果: 项目所在地基本污染物除 PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 因子外, 其余基本污染物因子监测值均符合《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二级标准标准要求。 PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 年平均浓度有超标现象, 主要与风沙季节有一定关系。项目所在区为非达标区。

2.2 其他污染物

本项目区特征污染因子非甲烷总烃、硫化氢的质量现状进行现场监测。监测点位设在 THW3003 井及项目区主导风向下风向约 2.2km 处, 共 2 个监测点。

(1) 监测项目及监测时间

特征污染物硫化氢及非甲烷总烃采用现场监测，监测时间为 2021 年 12 月 1 日-12 月 7 日，连续监测 7 天。

(2) 评价标准

非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准详解》中的一次浓度限值 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 。作为环境质量标准限值；硫化氢执行《环境影响评价技术导则—大气环境》（HJ2.2-2018）中附录 D 表 D.1 的限值要求 $0.01\text{mg}/\text{m}^3$ 。

(3) 评价方法

采用占标率评价法评价大气污染物在评价区域内的环境质量现状，计算公式如下：

$$I_i = \frac{C_i}{C_{oi}}$$

式中： I_i —第 i 种污染物占标率（%）；

C_i —某种污染物的实际监测浓度， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；

C_{oi} —某种污染物的环境空气标准浓度， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

(4) 监测及评价结果

表 3-6 特征污染物环境质量监测结果

监测点位	监测指标	监测项目	
		H ₂ S	非甲烷总烃
THW3003 井 1#	浓度范围（ mg/m^3 ）	ND	0.38~0.87
	占标率范围（%）	/	19~43.5
	超标率（%）	0	0
	最大超标倍数（倍）	0	0
主导风向 风向 2.2km 2#	浓度范围（ mg/m^3 ）	ND	0.38~0.74
	占标率（%）	/	19~37
	超标率（%）	0	0
	最大超标倍数（倍）	0	0
标准值（ mg/m^3 ）		0.01	2.0

由上表监测结果表明：项目所在区域环境空气质量中非甲烷总烃一次浓度值满足《大气污染物综合排放标准详解》中 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的浓度限值。各监测点 H₂S 浓度均满足《环境影响评价技术导则—大气环境》（HJ2.2-2018）中附录

D 表 D.1 的限值 $0.01\text{mg}/\text{m}^3$ 的要求。

3、水环境质量现状调查与评价

3.1 地表水

本项目采出水及井下作业废水依托北联站采出水处理系统处理，不排入地表水体，项目不与当地地表水发生水利联系，根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），本项目地表水评价等级为三级 B，评价只对依托污水处理设施可行性进行分析，未进行地表水环境质量现状评价。

3.2 地下水

地下水现状评价见“地下水环境影响专项评价”。

4、声环境现状调查与评价

本项目所在区域以工业混杂为主要功能，属于《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类功能区，项目区周边无声环境敏感目标，噪声主要对工作人员产生影响，项目实施后受影响人口数量变化不大，根据《环境影响评价技术导则-声环境》（HJ2.4-2009）的有关要求，确定声环境评价等级为二级，评价范围为边界向外 200m。

4.1 监测点位及项目

本次声环境质量现状调查采用现场监测的方式进行，监测时间为 2021 年 12 月 2 日。

本次声环境质量现状监测在每个井场布设一个监测点。声环境质量现状监测项目为连续等效 A 声级（ $\text{Leq}(A)$ ）。

（1）评价标准

执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准。

（2）监测及评价结果

噪声监测及评价结果见下表。

表 3-7 噪声监测及评价结果一览表 单位：dB（A）

点位名称	昼间			夜间		
	监测值	标准值	评价结果	监测值	标准值	评价结果

	THW3001 井	51	60	达标	43	50	达标
	THW3002 井	48	60	达标	45	50	达标
	THW3003 井	46	60	达标	45	50	达标
	由监测数据可知,各井场监测点位昼间、夜间的环境噪声监测值均符合《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类声环境功能区环境噪声限值的要求,评价区内声环境质量现状良好。						
与项目有关的原有环境污染和生态破坏问题	1.甘河油田小泉沟井区环保手续及开发现状						
	1990 年-1991 年,小泉沟背斜三工河组油藏共钻探开发井 6 口,其中 3 口井获得了工业油气流。截止 2019 年 12 月小泉沟背斜三工河组油藏共试油 8 井。2016 年 10 月编制《小泉沟背斜三工河组油藏开发布井意见》,采用衰竭式开发,利用老井侧钻,按照不规则井网部署水平井 3 口,年产能力 1.53 万吨。2017 年优先实施侧钻水平井 T301-H,水平段实钻 302 米,7 月 21 日压裂投产,自喷日产油 13.9t。截止 2019 年 12 月 31 日,该区共完钻 13 口井,其中报废井 10 口,生产井总数 3 口,日产油 25.0t,综合含水 3.8%,年产油 0.94 万吨,累积产油 8.84 万吨。2017 年 12 月,经中国石油天然气股份有限公司评审通过《中国石油天然气股份有限公司新疆油田分公司 2017 年度探明已开发油气田可采储量标定结果表》,探明含油面积 3.30km ² ,石油地质储量 240.38×10 ⁴ t,技术可采储量 48.08×10 ⁴ t,经济可采储量为 17.99×10 ⁴ t,溶解气地质储量 1.63×10 ⁸ m ³ ,技术可采储量 0.33×10 ⁸ m ³ ,经济可采储量 0.28 亿×10 ⁸ m ³ 。						
	截止 2020 年 12 月,小泉沟井区共有采油井 8 口,开井数 3 口,累积产油 8.69×10 ⁴ t,采出程度 3.62%。						
	项目所在区块的环保手续履行情况见下表。						
	表 3-8 项目所在区块的环保手续履行情况一览表						
	序号	项目名称	审批机关及时间				验收情况
	1	甘河子油田环境影响回顾性评价报告书	原新疆维吾尔自治区环境保护局,文号:新环监函[2007]437 号,2007 年 11 月 7 日				/
	2	准东采油厂探井作业区 2007~2020 年环境影响后评价报告书	新疆维吾尔自治区生态环境厅,文号:新环环评函[2021]984 号,2021 年 10 月 28 日				/

2.原有工程环境影响回顾评价

(1) 废水

现有工程废水主要为采出水、井下作业废水和生活污水，其中采出水及井下作业废水依托北联站采出水处理系统处理；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）中注水水质控制指标要求后用于油田注水，不向外环境排放。探井作业区公寓生活污水经管线排入吉木萨尔县北三台园区污水厂进行处置，无外排。

(2) 废气

现有工程废气主要为伴生气燃烧废气和拉油点储罐、装卸车、管汇阀门法兰等产生的烃类无组织挥发。

目前，该井区油气处理运输方式为单井拉油。原油和烃类损失主要发生在油气集输的装卸车、管汇阀门、法兰等连接处的泄漏等处。准东采油厂对拉油点井场内的设备、管线、阀门等设施定期进行了检查、检修；加强了油罐的保温和绝热措施，有效控制了罐内温度，减少油罐呼吸量。由于小泉沟井区地域空旷，扩散能力较好，根据采油厂对井场的无组织挥发烃类监测结果可以看出，无组织排放的非甲烷总烃浓度在 $0.08\text{mg}/\text{m}^3$ - $0.33\text{mg}/\text{m}^3$ ，正常生产过程中拉油点厂界无组织排放非甲烷总烃最高浓度能够满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放浓度限值（ $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ ）。该井区伴生气产生量较小，同时通过放散管点燃放空，产生的污染物量少，对周围大气影响小。

(3) 固体废物

现有工程固体废物主要为含油污泥，该油泥属于危险废物 HW08，产生后拉运至北三台危废暂存场暂存，最终交由克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司进行回收处理。产生的生活垃圾集中收集，定期清运至五家渠城华市政管理服务有限公司红旗农场分公司转运至红旗农场生活垃圾填埋场进行填埋处理。

根据现场调查，新疆油田分公司在落地油处理中采取了有力的措施，井下作业必须带罐上岗，防渗铺设作业，有效控制落地原油产生量，避免对环境造

	成不利影响。 (4) 噪声 现有工程噪声主要为井场的各类机泵运行时产生的机械噪声以及单井拉油罐车和巡检车辆产生的交通噪声。井场采取基础减震及隔声措施，参考该井区单井监测结果，单井井场各厂界昼间、夜间噪声排放能够达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准。 由噪声现状监测数据可知，昼间、夜间的环境噪声监测值均符合《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类声环境功能区环境噪声限值的要求。 (5) 生态环境 现有工程对生态的影响主要为占地对生态的影响和对植被的破坏，占地分为临时占地和永久占地。其中永久占地范围内已进行了地面硬化或砾石铺垫；临时占地范围已平整，植被已开始自然恢复。 3.与本项目有关的原有环境问题及“以新代老”措施 根据原有工程及现场调查结果可知：项目区永久占地范围已硬化或砾石铺垫，废水和固体废物均采取相应收集及委托处置，无外排现象，伴生气通过放散管燃烧放空，工作人员对拉油点及井场设施进行了定期维护检修，确保设施正常运行，有效控制烃类的无组织挥发，因此不存在原有环境问题。 “以新带老”措施：施工过程中定期对道路地表洒水，减少车辆碾压和行驶扬尘。为避免车辆因乱碾乱压造成的生态影响，本项目建设过程应严格规定施工车辆、施工机械及施工人员的活动范围，不得乱碾乱轧，随意开设便道，减少对区域地表的扰动和破坏，施工结束后，要及时平整施工场地，清理施工废弃物，以便临时占地自然恢复。
生态环境 保护 目标	根据现场调查，项目区不属于自然保护区、风景名胜区、水源保护区、水土流失重点预防区和重点治理区（见附图 10）等环境敏感区。本项目的建设对环境的影响可接受，从环境保护角度分析本项目选址合理。 根据建设工程特征，确定该工程的环境保护目标主要为评价区生态环境质量、环境空气质量以及水环境质量等。评价范围内主要环境保护目标见下表。

表 3-8 区域环境保护目标一览表			
环境要素	保护目标	保护内容	环境功能
大气环境	井场及道路周围	不因项目建设，而影响、降低区域大气环境功能等级	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准
声环境	井场及道路周围	不对区域声环境造成污染影响	《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准
水环境	井场周围	区域地下水水质不因本项目的建设而恶化	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准
生态环境	井场、道路	井场、管线、道路周边植被、土壤环境	防治生态破坏和土壤污染，保护野生动植物
	土壤环境	项目占地范围内及周边土壤环境	《土壤环境质量 建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值 《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中表 1 风险筛选值
	野生植被	梭梭	自治区 I 级保护植物，项目施工尽量避让保护
根据项目开发对环境可能造成的污染与生态破坏，确定污染控制对象和防止生态破坏目标如下： （1）控制项目在建设过程中的各种施工活动，尽量减少对生态环境破坏。 （2）保证项目区场界噪声达标。 （3）保证评价区域空气质量、地下水质量基本维持现有水平；将项目对生态环境的不利影响减到最小并控制在小范围区域，使受影响区域的整体生态环境无明显破坏。			
评价标准	1.环境质量标准 （1）基本污染物执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准；对于未做规定的非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准详解》中的一次浓度限值 2.0mg/m³，硫化氢执行《环境影响评价技术导则—大气环境》（HJ2.2-2018）中附录 D 表 D.1 的限值要求 0.01mg/m³。 （2）《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准值。 （3）《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的III类标准；石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准。 （4）《土壤环境质量 建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类建设用地筛选值；《土壤环境质量 农用地土壤污		

	染风险管控标准（试行）（GB15618-2018）》中表 1 风险筛选值。 2.污染物排放标准 （1）大气执行标准 施工期执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）颗粒物周边无组织排放限值 $1.0\text{mg}/\text{m}^3$；运营期无组织排放废气非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求。 （2）噪声执行标准 施工期执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）表 1 规定的排放限值；运营期厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类功能区标准。 （3）固体废物执行标准 施工期固水基废钻井泥浆及岩屑处理后执行《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中的相关要求；油基废弃钻井泥浆及岩屑、油泥（砂）处理后执行《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）及《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T7301-2016）中的相关要求。本项目危废的收集、运输须符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单中的相关要求；一般废物执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）。 （4）废水执行标准 运营期采出水和井下作业废水处理后执行《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中要求。
其他	总量控制指标： 目前国家对二氧化硫、氮氧化物、化学需氧量、氨氮进行总量控制。本项目不新增上述污染物，项目产生的非甲烷总烃为无组织排放，故本项目不设总量控制指标。

四、生态环境影响分析

施
工
期
生
态
环
境
影
响
分
析

1.大气环境影响

项目施工期产生的废气为施工作业产生的扬尘、车辆尾气和柴油机、柴油发电机组燃烧烟气。

1.1 施工扬尘影响分析

钻前工程井场、道路、生活营地等施工过程中会产生施工扬尘，以及施工期所用材料的装卸、运输、堆放及施工车辆运输扬尘等，污染物主要为TSP。

本项目施工期产生的扬尘将对井场及沿线区域环境造成一定的影响，按起尘的原因可分为风力起尘和动力起尘，其中风力起尘主要是由于裸露的施工区表层浮尘因天气干燥及大风，产生风尘扬尘；而动力起尘，主要是在车辆运输及材料的装卸过程中，由于外力而产生的尘粒再悬浮而造成，其中施工及装卸车辆造成的扬尘最为严重。据有关文献资料介绍，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，在完全干燥情况下，可按下列经验公式计算：

$$Q=0.123(QV/5)/(W6.8)0.85/(0.5P)0.75$$

式中：Q—汽车行驶的扬尘，Kg/km·辆；V—汽车速度，km/hr；

W—汽车载重量，吨；P—道路表面粉尘量，kg/m²。

下表为一辆10吨卡车，通过一段长度为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。由此可见，在同样路面清洁程度条件下，车速越快，扬尘量越大；而在同样车速情况下，路面越脏，则扬尘量越大。因此限速行驶及保持路面的清洁是减少汽车扬尘的有效手段。

表 4-1 在不同车速和地面清洁程度的汽车扬尘 单位：kg/辆·km

P 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/hr)	0.0511	0.0859	0.1164	0.1444	0.1707	0.2871
10(km/hr)	0.1021	0.1717	0.2328	0.2888	0.3414	0.5742
15(km/hr)	0.1532	0.2576	0.3491	0.4332	0.5121	0.8613
25(km/hr)	0.2558	0.4293	0.5819	0.7220	0.8536	1.4355

施工期扬尘的另一个主要原因是露天堆场和裸露场地的风力扬尘。由于管道施工的需要，一些建材需露天堆放；一些施工点表层土壤需人工开挖、堆放，在气候干燥又有风的情况下，会产生扬尘，其扬尘可按堆场起尘的经验公式计算：

$$Q=2.1(V_{50}-V_0)^3e^{-1.023W}$$

- 其中：Q——起尘量，kg/吨•年；
- V₅₀——距地面 50m 处风速，m/s；
- V₀——起尘风速，m/s；
- W——尘粒的含水率，%。

V₀与粒径和含水率有关，因此，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。

由于项目井位周围空旷，扩散条件良好，类比同类工程，本项目施工过程中产生的扬尘在采取相关措施后不会对环境空气产生明显影响。

1.2 钻井作业柴油机烟气影响分析

钻井期井场动力系统为柴油机和发电机，为钻机及井场提供动力、电力和照明。根据设计资料，本项目钻井期间柴油消耗量为 2t/d，柴油总计消耗量 540t。本项目使用的普通柴油硫含量不大于 0.05%，SO₂产生量可按照下式进行计算：

$$Q_{SO_2}=2000\times B\times S$$

其中：Q_{SO₂}--SO₂排放量，kg；B--耗油量，T；S--燃油全硫分含量，%。

另根据《大气环境工程师实用手册》，柴油燃烧的产污系数为：NO_x3.36kg/t，烟尘 2.2kg/t。项目实施期大气污染物排放情况详见下表。

表 4-2 柴油废气大气污染物排放统计表

污染源	井号	柴油消耗量 (t)	污染物排放量 (t)		
			SO ₂	NO _x	烟尘
柴油机燃料 烟气	THW3001	180	0.180	0.605	0.396
	THW3002	180	0.180	0.605	0.396

	THW3003	180	0.180	0.605	0.396
合计		540	0.540	1.814	1.188

本项目钻井作业柴油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扩散条件较好。类比其它相似钻井井场，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，钻井作业柴油机烟气排放对周围环境影响较小。

1.3 车辆尾气影响分析

施工过程中车辆行驶过程中，会对该区域产生间断性、不连续废气排放。由于汽车油料为国家合格产品，其尾气排放的污染物均符合国家标准，对周围环境不产生不利影响。

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

2. 水环境影响分析

项目施工期产生的废水为施工人员产生的生活污水及管道试压废水。

2.1 生活污水影响分析

本项目钻井施工人员在施工营地会产生生活污水，生活用水量按每人每天 20L 计，排放量按耗水量的 80% 计算，3 口井施工过程产生量合计为 151.2m³。污染物为 SS、COD、氨氮、BOD₅，其浓度值一般为 SS: 250mg/L，COD: 300mg/L，氨氮: 15mg/L，BOD₅: 200mg/L，3 口井合计产生污染物量分别为 0.038t、0.045t、0.002t、0.030t。项目每口单井施工过程产生生活污水约 50.4m³，每口单井产生污染物分别为 SS 0.013t，COD 0.015t，氨氮 0.001t，BOD₅ 0.010t。本项目施工期短、施工人数少，要求在各施工营地设置防渗废水收集池，收集后定期清运至吉木萨尔县污水处理厂。

2.2 管道试压废水影响分析

本项目新建管线 0.3km，试压废水为清净废水，主要污染物为 SS，浓度

在 40mg/L-60mg/L。成分比较简单，可用于施工区洒水抑尘，不会对项目区水环境产生明显影响。

3.声环境影响分析

施工期噪声主要是施工现场的各类机械设备噪声。

施工噪声主要可分为施工机械噪声、施工作业噪声和施工车辆噪声。机械噪声主要由施工机械所造成，如振捣器噪声、挖土机噪声等，多为点声源；施工作业噪声主要指一些零星的敲打声、装卸车辆的撞击声、拆卸模板的撞击声、吆喝声等，多为瞬时噪声源；施工车辆的噪声属于交通噪声。在这些施工噪声中，对声环境影响最大的是机械噪声。声压级一般为 90dB（A）～105dB（A）。

根据施工现场噪声源的特点和周围环境状况，选择声源在半自由空间的距离衰减模式。预测模式如下：

$$L_2=L_1-20lg r_2/r_1-\Delta L$$

式中：L₂—距声源处 r₂ 声源值[dB(A)]；

r₂, r₁—与声源的距离（m）；

ΔL—各种衰减量（除发散衰减外），8dB（A）。

依据上式，计算噪声源在 5～250m 范围内距离衰减变化情况，预测结果见下表。

表 4-3 主要施工设备噪声随距离衰减变化 单位：dB（A）

序号	设备名称	声压级	受声点不同距离处噪声衰变值								
			5m	10m	30m	40m	60m	80m	100m	200m	250m
1	柴油发电机	100	78	72	62	60	58	54	52	46	44
2	钻机	105	83	77	67	65	61	59	57	51	49
3	泥浆泵	100	78	72	62	60	58	54	52	46	44
4	推土机	95	73	67	57	55	51	49	47	41	39
5	运输车辆	100	78	72	62	60	58	54	52	46	44

由计算结果可知：施工期机械噪声经过距离衰减后在施工井场边界噪声值最大为 67dB（A），昼间可满足《建筑施工场界噪声排放标准》（GB12523-2011）中限值要求，夜间超过《建筑施工场界噪声排放标准》

(GB12523-2011) 中限值要求。施工期机械噪声昼间经距离衰减至 80m, 夜间衰减至 250m 方可满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中 2 类标准要求。由现场勘查可知, 声环境评价范围内没有自然保护区、风景旅游区、文物古迹等特殊敏感目标, 无集中人群居住点。因此, 施工期的噪声仅对施工人员产生影响。为了进一步减小噪声对周围环境的影响, 需采取噪声防治措施。

4. 固体废物影响分析

项目施工期固体废物主要为钻井岩屑、废弃泥浆、生活垃圾及土石方。

4.1 钻井泥浆

钻井过程中, 会产生钻井泥浆与岩屑, 钻井泥浆的排放量随井的深度而增加, 其排放量计算采用《油田开发环境影响评价文集》中的经验公式:

$$V = \frac{1}{8} \pi D^2 h + 18 \left(\frac{h-1000}{500} \right) + 116$$

式中: V—排到地面上的泥浆量 (m³);

D—井眼的平均直径 (m);

h—井深 (m);

计算得知: 本项目钻井泥浆总产生量为 1467.66m³。其中水基泥浆产生量为 958.90m³ (THW3001: 319.632m³, THW3002: 319.632m³, THW3003: 319.632m³), 油基泥浆产生量为 508.76m³ (THW3001: 169.586m³, THW3002: 169.586m³, THW3003: 169.586m³)。本项目产生的水基钻井泥浆、油基钻井泥浆分别经不落地系统处理后循环使用。

4.2 钻井岩屑

项目钻井过程中井筒产生的钻井液及岩屑混合物采用不落地技术处理, 分离后的钻井液循环使用, 固体废物主要为钻井岩屑。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:

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

式中: W—产生的岩屑量, m³;

D—井眼平均内径，m；

h—裸眼长度，m。

k—膨胀系数，水基膨胀系数取 2.2；油基膨胀系数取 1.5，油基岩屑密度为 2.5t/m³。

由此可计算得出本项目水基及油基岩屑产生量，详见下表。

表 4-4 项目岩屑产生量一览表

井号	一开 (m ³)	二开 (m ³)	三开 (m ³)
THW3001	68.24	309.42	90.56
THW3002	68.24	309.42	90.56
THW3003	68.24	309.42	90.56
合计	204.72	928.26	271.68

钻井岩屑产生量总计：1404.66m³

水基岩屑合计：1132.98m³

油基岩屑合计：271.68m³，折算质量为 679.2t

本项目钻井时井筒返排的钻井液及岩屑经不落地系统固液分离装置初步分离，分离出的液相循环使用，回用于钻井液配置，不可分离的钻井泥浆及钻井岩屑排入岩屑储罐，一开、二开产生的不可分离的水基钻井泥浆及水基钻井岩屑交由岩屑处置公司处理；三开产生不可分离的油基钻井泥浆及油基钻井岩屑交由有危废处置资质的公司进行处置。泥浆不落地装置工艺流程图如下：

图 4-1 钻井液及岩屑不落地处理系统工艺流程

本项目钻井产生的水基岩屑进罐存储后交由岩屑处置公司进行处理；钻井产生的油基岩屑属于《国家危险废物名录》（2021 年版）中 HW08 类危险废物（废物代码：071-002-08），采用专用的收集罐进行收集，并交由具有

相应危废资质单位转运、处置。

本项目产生的钻井岩屑（水基和油基）可得到妥善处置，不外排周围环境中，不会对周围环境产生不利影响。

4.3 生活垃圾

钻井工程设置有生活营地，单井钻井人员为 35 人，生活垃圾产生量按 0.5kg/d·人计，本项目单井钻井期为 90 天，则 3 口井施工过程生活垃圾产生合计为 4.73t。每口单井施工过程产生生活垃圾为 1.575t。生活垃圾经集中收集后清运至吉木萨尔县垃圾填埋场。

4.4 施工土石方

管线施工土方主要由于埋地敷设管线开挖造成。本项目新建管线 300m，管道施工过程中将开挖 1.8m 深的管沟，3 口井共产生施工土方量为 540m³（每口井产生施工土方量为 180m³），管线敷设完工后，土方回填至管沟，将剩余的土方量回填在管廊上，并实施压实平整的水土保持措施，本项目不产生集中弃土。

5.生态环境影响分析

5.1 占地影响

本项目占地分为临时占地和永久占地，其中临时占地包括井场、施工营地等，合计 25860m²，永久占地包括完井后的井场及道路，合计 14155m²，占地类型为低覆盖度草地。项目对生态的影响主要表现在对评价区域内植被、野生动物和土壤的影响。

永久占地改变了原有的土地利用方式及土地利用价值，永久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。临时占地主要包括管线、生活营地等施工区域，临时占地伴随着永久占地工程建设而发生，不可避免地对原有地表造成破坏，使原有土壤和植被体系受到影响，施工结束后，临时占地可恢复原有使用功能。

5.2 对植被的影响

钻井工程对野生植物影响形式主要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辗压。根据现场勘查，项目区所在区域内的自然植被主要以荒漠植被为主，项目评价区域内占优势的植被为小蓬，整个区域植被覆盖度在 5%~15%之间，本项目永久占地及临时占地区域有梭梭分布，其覆盖度小于 3%，本项目施工扰动面积总计 40015m²，其中占用梭梭面积约 712.2m²，均在临时占地范围内（井场和道路）；施工会对永久占地及临时占地的野生植物产生影响，在完井后的 2~3 年中，将影响占地范围之内的植被初级生产力。项目区生物生产量按照 1.2t/(hm²•a)计算，生物损失量约为 4.8t/a。当临时性占地的植被得到初步恢复后，这种损失将逐渐减少，且施工结束后，钻井设施及施工人员撤出，临时占地内的植被依靠自然恢复。对于本项目无法避让占用梭梭的范围，应根据国家相关法律法规要求，在相关部门（林草部门）办理用地手续后方可开工建设，同时对占用梭梭范围进行生态补偿。

5.3 对动物的影响

施工期对动物的影响主要表现在建设项目占地使野生动物的原始生存环境被破坏或改变、植被的减少或污染破坏引起野生动物食物来源减少。施工过程中由于机械设备的轰鸣惊扰、人群活动的增加，使区域内单位面积上的野生动物种群数量下降，但此类影响对爬行类和小型啮齿动物的干扰不大，它们能很快适应当地的环境，并重建新栖息地，故本项目建设对项目区及周边的野生动物的影响较小。运营期不新增用地，占地对野生动物的影响不再增加，对野生动物的影响范围仅限于井场等人员活动较多的区域，人为捕杀野生动物的风险也随之降低，仅少量巡检人员在站场定期活动，区域内的人为活动逐步减少，野生动物将逐步回归原有生境。

5.4 对土壤的影响

对土壤的影响主要是人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废弃物污染影响。

(1) 人为扰动对土壤的影响

在自然条件下，土壤形成层状结构，表层可以生长适宜的植被。井场、道路施工过程中，土壤层次被翻动后，会对土壤原有层次产生扰动和破坏，表层土被破坏，影响原有熟化土肥力，在开挖的部位，土壤层次变动明显。

(2) 车辆行驶和机械施工对土壤的影响

车辆行驶和机械设备的碾压、施工人员的践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。

(3) 各种固体废物对土壤的影响

生活垃圾集中收集后送至指定的垃圾填埋场进行处理；水基岩屑交由岩屑处置公司处理；油基岩屑交由有相应危险废物处理资质的单位转运、处置；项目产生的固体废物均得到妥善处理，减少了固体废物对土壤的影响。

(4) 事故状态下对土壤的影响

本项目钻井过程中会使用柴油、油基钻井液等，且钻井期会产生油基岩屑，上述各类物质一旦泄漏，覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化；如果进入土壤，可使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响荒漠植被的生长。本项目柴油机、油基钻井液及油基岩屑采用专用罐存放，且井场井口、柴油罐区、材料堆放区和岩屑储罐区地表均铺设防渗膜，发生泄漏事故的可能性很小，发生事故后及时采取相应的治理措施，不会对土壤环境产生明显影响。

5.5 水土流失影响分析

风力侵蚀是最主要和典型的侵蚀类型，遍布全州，主要分布在山麓、盆地及河流中下游平原地带，特别是沙漠周边及局部中小型沙漠附近危害十分严重，不仅造成风沙堆积、沙埋农田、土地沙化、土地生产力下降等，而且产生大范围的沙尘暴灾害和大气污染，影响人体健康，并对交通、通讯和水

利设施造成危害。土地资源是一种难以再生的宝贵资源，每形成 1cm 厚的土壤需要 200~400a。昌吉州风力侵蚀面积 4.20 万 km²，强度以上风力侵蚀主要集中在分布在北部绿洲外围，由于水土保持措施不健全，持续不断的水土流失造成土层变薄，土壤质地逐渐由沙壤土演变成砂土→粗砂土→砂砾土直至裸岩，威胁绿洲安全。在此过程中大量的土壤有机质和氮、磷、钾等养分随之丧失，土地沙化，土壤肥力下降；农田遭受毁灭性切割，吞噬，洪水冲刷使地面遭到破坏，使得耕地面积不断减少，耕地质量不断下降。

本项目总占地面积 40015m²，其中永久占地 14155m²，临时占地 25860m²。涉及井场、道路、管线等工程。项目场地平整、管沟开挖、车辆碾压等施工作业对地表进行扰动，将降低项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，加剧局部土地水土流失。施工作业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。因此，施工期应严格控制施工作业范围，尽量减少临时占地；施工场地加装围挡，同时施工阶段避开大风天气，可有效降低风蚀量。

5.6 沙化影响分析

施工车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，使风蚀荒漠化的过程加剧，从而造成水土流失，严重时会导致沙化，这种影响在短时间内不会完全恢复；在施工过程中，最直接而且易引起水土流失的是使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量。

本项目所在区域沙化土地类型为非沙化土地，但在施工作业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。项目对占地范围区域采取硬化或铺设砾石、洒水、平整压实等措施可有效防止风蚀造成水土流失，从而避免土地沙化。

1.大气环境影响分析

本项目运营期废气主要为采油、拉油过程中无组织排放的挥发性有机物及单井拉油点伴生气燃烧放空烟气。

(1) 伴生气燃烧放空废气

本项目 3 口采油井采用单井单罐拉油的生产方式，液相经罐车拉运至北联站进行处置，伴生气经井场放散管燃烧放空。根据《甘河油田小泉沟井区侏罗系三工河组油藏开发部署地面工程》地面方案，项目伴生气放空量（3 口井）共计 $45.0 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，放散管放空时间为 300d/a，24h/d。根据《排污申报登记实用手册》第 231 页的计算实例，完全燃烧 1m^3 的天然气产生的废气量为 10.89m^3 ，项目伴生气放空燃烧产生废气量共计约 $490.05 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。

根据《污染源源强核算技术指南 准则》（HJ884-2018），本项目采用排污系数法进行各污染物排放量核算，参考《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》（HJ853-2017）及《污染源源强核算技术指南—石油炼制工业》（HJ982-2018）中火炬运行的排放系数，具体核算方法详见下表。

表 4-5 各污染物排放量核算方法一览表

污染物	核算方法	各参数代表的含义
氮氧化物	$E_{\text{氮氧化物}} = Q \times \alpha \times t$	$E_{\text{氮氧化物}}$: 氮氧化物的排放量 (kg/a) ; Q : 火炬气流量 (m^3/h) ; α : 排污系数, 取 $0.054\text{kg}/\text{m}^3$; t : 火炬年运行时间, (h/a)。
总烃	$E_{\text{总烃}} = Q \times \alpha \times t$	$E_{\text{总烃}}$: 总烃的排放量 (kg/a) ; Q : 火炬气流量 (m^3/h) ; α : 排污系数, 取 $0.002\text{kg}/\text{m}^3$; t : 火炬年运行时间, (h/a)。
二氧化硫	$E_{\text{二氧化硫}} = 2 \times (S \times Q \times t)$	$E_{\text{二氧化硫}}$: 二氧化硫的排放量 (kg/a) ; Q : 火炬气流量 (m^3/h) ; S : 火炬气中的硫含量 (kg/m^3) , 取 $0.00001\text{kg}/\text{m}^3$; t : 火炬年运行时间, (h/a)。

根据上表计算方法得出本项目放散管燃烧烟气中各污染物的排放量，具体见下表。

表 4-6 放散管燃烧烟气中各污染物排放情况一览表

井号	污染物排放情况
----	---------

	废气量 (万 m ³ /a)	NO _x (t/a)	SO ₂ (t/a)	总烃 (t/a)
THW3001	163.35	8.1	0.003	0.3
THW3002	163.35	8.1	0.003	0.3
THW3003	163.35	8.1	0.003	0.3
合计	490.05	24.3	0.009	0.9

本项目 3 口采油井采用单井拉油工艺，单井伴生气产生量较小，生产条件不具备回收或集气管网集输，因此产生的伴生气（天然气）在拉油点分离出后通过放散管燃烧排放，符合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中相关要求。经充分燃放后产生的废气污染物较小，且项目所在区域较开阔，伴生气充分燃放后自由扩散对项目区环境影响不大。

(2) 无组织挥发性有机物

本项目无组织挥发性废气主要为两部分：一部分为拉油罐产生的大小呼吸，一部分为油气集输过程中的阀门、法兰等部件产生的少量挥发性有机物。

①拉油罐大小呼吸

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

本次采用中国石油化工系统编制的经验公式计算大小呼吸损失，经验公式如下：

大呼吸：

$$L_{DW}=4.35 \times 10^{-5} \times P \times \rho \times V \times K_T \times K_E$$

式中：L_{DW}—拱顶罐的年大呼吸损耗量，kg/a；

P—储罐内平均温度下油品真实蒸汽压，Pa(原油真实蒸气压取40.16kPa);

ρ —储存油品的平均密度，t/m³，（取0.862t/m³）；

V—油品年泵送入罐体积，m³/a;

K_T—周转系数，（取决于油罐的年周转系数N，当N>220时，按K_T=0.26计算）；

K_E—油品系数，（汽油取1.0，原油取0.75）。

小呼吸：

$$L_{DS}=12.751 \times 10^{-3} \times K_E \times [P_y / (P_a - P_y)]^{0.68} \times \rho \times D^{1.73} \times H^{0.51} \times \Delta T^{0.5} \times K_p \times C$$

式中：L_{DS}—拱顶罐的年小呼吸损耗量，kg/a;

ρ —储存油品的平均密度，t/m³;

K_E—油品系数，（汽油取24，其他油品取14）

P_a—当地大气压，mmHg;

P_y—油品本体温度下的真实蒸汽压，mmHg;

D—储罐直径，m;

H—储罐内气相空间的高度，包括罐顶部分的相当高度，m;

ΔT —每日大气温度变化的年平均值，℃;

K_p—涂层因子或涂料系数（铅漆为1.39，白漆为1.02）；

C—小罐修正系数。

根据上述公式计算得出各储罐的大小呼吸量，具体见下表。

表 4-7 储罐的大小呼吸量一览表

储罐		大呼吸损耗量 (t/a)	小呼吸损耗量 (t/a)	合计 (t/a)
单井 拉油 点储 罐	THW3001	1.736	0.004	1.74
	THW3002	1.736	0.004	1.74
	THW3003	1.736	0.004	1.74
	合计	5.208	0.012	5.22

②油气集输无组织挥发性废气

本项目单井设有 100m 出油管线，总计 300m。油气集输过程中的无组织挥发废气无相应的污染源强核算技术指南，其产生量参考《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》中设备动静密封点泄漏平均排放系数法进行核算。

石油炼制工业密封点 TOC 排放速率：

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

式中： e_{TOC} ——某类密封点的 TOC 排放速率，kg/h；

F_A ——某类密封点排放系数；

WF_{TOC} ——物料流中含 TOC 的平均质量分数；（根据油田采出液组分数据取采出液最大含油率，取 75%）；

$WF_{\text{甲烷}}$ ——物料流中甲烷的平均质量分数，最大取 10%；

N ——某类密封点的个数（阀门数取 7，法兰连接数取 16）。

计算 VOCs 的排放速率：

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

式中： e_{VOCs} ——物料流中 VOCs 排放速率，kg/h；

e_{TOC} ——物料流中 TOC 排放速率，kg/h；

WF_{VOCs} ——物料流中 VOCs 的平均质量分数；

WF_{TOC} ——物料流中 TOC 的平均质量分数。

根据上述公式计算油气集输过程中的无组织挥发性废气产生量见下表。

表 4-8 排放系数、设备类型数量及污染物排放量

设备类型	排放系数 (kg/h/排放源)	单井污染物 排放量(t/a)	采油井数量 (套)	3口井污染物排放量合 计(t/a)
阀门	0.00023	0.0017	3	0.0050
法兰、连接件	0.00025	0.0018	3	0.0054
合计	/	0.0035	/	0.0104

2.水环境影响分析

运营期产生的废水主要为井下作业废水及采出水；运营期管理依托准东

采油厂现有员工，不新增人员，故无新增生活污水。

2.1 井下作业废水

井下作业废水的主要来源为油井修井过程中产生的压井水和压井液、修井时的循环水及洗井时产生的洗井废水。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中“1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册”的计算系数得出井下作业废水及污染物的产生量，详见下表。

表 4-9 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	治理效率 (%)
井下作业	洗井液(水)	低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	t/井次产品	27.13	/	/
				化学需氧量	g/井次产品	34679	物理+回注	100
				石油类	g/井次产品	6122	物理+回注	100

本项目涉及区块为低渗透油井，井下作业每年 1 次。采用上表低渗透油井洗井作业产污系数计算本项目运行期井下作业废水及废水中各污染物的产生情况，详见下表。

表 4-10 井下作业废水产生量一览表

污染物指标	产污系数	单井产生量 (t/a)	合计产生量 (t/a)
工业废水量	27.13t/井次-产品	27.13	81.39
化学需氧量	34679.3g/井次-产品	0.0347	0.1041
石油类	6112.1g/井次-产品	0.0061	0.0183

井下作业废水采用井场设置的专用收集罐收集，定期拉至北三台联合站进行处置，处理后水质达标后可回注地层，实现综合利用，废水不外排。

2.2 采出水

根据项目地面工程方案，本项目产生采出水量合计约为 2400m³/a（每口单井产生采出水量约 800m³/a），采出水依北联站污水处理系统处理，处理后水质达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准中指标后回注油藏，不向外环境排放。

本项目运营期产生的废水主要包括井下作业废水和采出水。井下作业废

水采用专用收集罐收集后拉运至北联站采出水处理系统，处理达标后回注地层；采出水依托北联站采出水处理系统，处理后水质达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准中指标后回注油藏。本项目运营期废水不直接排入外环境，因此正常生产情况下对地表水环境无影响。

3.声环境影响分析

运营期间的噪声源主要为井场设备运转噪声、井下作业机械和巡检车辆等。声源噪声值见下表。

表 4-11 项目噪声产生量一览表

噪声源名称		声功率级[dB (A)]	噪声特性	排放规律	备注
井场	井下作业	80-105	机械	间歇	单台声源
	机泵	90-100	机械	连续	
	抽油机	75-80	机械	连续	
	放空系统	78-80	机械	连续	
交通噪声	巡检车辆	60-90	机械	间接	-

4.固体废物影响分析

本项目运营期管理依托准东采油厂现有员工，不新增人员，故无新增生活垃圾。运营期固体废物主要为含油泥（砂）。

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》-07 石油与天然气开采行业系数手册中非稠油产污系数（90.76t/万 t 产品）进行核算，项目 3 口单井新增产能合计 1.53×10^4 t/a（单井新增产能 5100t/a），由此计算出项目 3 口井含油污泥合计产生量为 138.86t/a（单井产生 46.2876t）。按照《国家危险废物名录》（2021 版）的划分为废矿物油与含矿物油废物类，其危险废物类别为 HW08，废物代码为：071-001-08。含油泥（砂）进罐收集后由生产运行单位委托具有相应的危险废物处置资质的单位进行处理。

5.运营期生态环境影响分析

项目运营期不新增占地，不会对植被产生新的影响，占地对动物的影响也不再增加，车辆运输和机械噪声及人为活动相对施工期均有所减小，施工

	期的临时占地正在进行自然恢复。 6.退役后环境影响分析 随着油田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终将进入退役期。当油井开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，由此带来的大气污染物、生产废水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。 退役期的环境影响以生态环境的恢复为主，同时封井和井场清理也会产生少量扬尘和建筑垃圾，会对周围的环境造成一定影响。 油田停采后将进行一系列清理工作，对完成采油气的废弃井，封堵内外井眼，拆除井口装置等地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等。在这期间，将会产生少量扬尘和固体废物。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，文明施工，防止逸散性材料的洒落与飘散，防止产生扬尘的产生，尽可能降低对周边大气环境的影响。 另外，井场清理等工作还会产生部分废弃管线、储罐产生底泥等固体废物，对这些废弃管线进行集中清理收集，管线交油田内部相关部门清洗后可回收再利用，储罐产生的底泥由于含有矿物质油，属于危险废物，应交有危险废物处置资质单位进行处理。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。 由于项目所在区域自然植被主要以荒漠植被矮小灌木为主，项目评价区域内占优势的植被为小蓬，区域植被覆盖度在 5%~15%之间，植被较为稀少，因此井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥台或砂砾石铺垫被清理，平整地表后，采用播撒草种方式对其进行恢复，依靠自然降水、阳光等条件，后期经 3-5 年地表植被逐渐恢复，占地范围地表植被覆盖度恢复到 5%-10%。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。
选 址 选 线	根据现场踏勘及井场平面布置，本项目井口距离 75m 范围内无高压线及其它永久性设施。100m 范围内无民宅，200m 范围内无铁路、高速公路，500m

环境合理性分析	范围内无学校、医院和大型油库等人口密集型、高危性场所，其选址符合《钻前工程及井场布置技术要求》(SY/T5466-2013)的要求。 本项目为老区块滚动开发，部署采油井、新建地面工程，项目井区周边无居民、学校、自然保护区等环境敏感点，项目选址、选线不处于冰川、森林、湿地、基本农田、基本草原、自然保护区、风景名胜区等环境敏感区，符合生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和国家、地方环境准入负面清单要求，符合国家的相关法律法规、产业政策和相关规划，项目建成后所在区域的环境功能不会发生改变，对环境的影响属可接受的范围，项目的选址从环保角度认为可行。
---------	---

五、主要生态环境保护措施

施工期生态环境保护措施	1.施工期废气防治措施及管理措施 (1) 对施工场地及道路采取洒水降尘，降尘率可达 80%。 (2) 使用高质量柴油机、柴油发电机和符合国家标准的柴油，并定期对设备进行保养维护。 (3) 划定施工区及施工营地范围界限，严格控制施工区范围，减小占地。 (4) 合理规划运输道路线路，尽量利用油田现有的公路网，施工车辆严格按照规定线路行驶，严禁乱碾乱压；运输车辆应加盖篷布，不能超载过量；严禁车辆在行驶中沿途振漏建筑材料及建筑废料；装卸器材应文明作业，防止沙尘飞扬。 (5) 优化施工组织，缩短施工时间。 (6) 避免在多风季节施工，粉状材料及临时土方等在井场堆放应采取覆盖防尘布（或网），逸散性材料运输采用苫布遮盖。 (7) 施工结束后尽快对施工场地进行整理和平整；场地平整时，禁止利用挖掘机进行抛洒土石方的作业，减少风蚀量。 (8) 加强对施工人员的环保教育，提高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。 2.水污染防治措施 本项目施工期水污染防治措施见“地下水环境影响专项评价”。 3.噪声污染防治措施 (1) 在设备选型上要求采用低噪声的设备，施工设备要经常检查维修，对噪声较大的设备采取基础减震措施； (2) 定期维护泥浆泵、钻机、柴油发电机及车辆等高噪声设备； (3) 管道的施工设备和机械要限制在施工作业带范围内；
--------------------	---

	(4) 在施工作业中必须合理安排各类施工机械的工作时间，对不同施工阶段，按《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）对施工场界进行噪声控制； (5) 加强施工场地管理，合理疏导施工区的车辆，禁止运输车辆随意高声鸣笛。 4.固体废物污染防治措施 (1) 水基钻井岩屑污染防治措施 项目水基钻井岩屑及少量不可分离的废弃泥浆一同进罐收集后交由岩屑处置公司处理后各污染物需满足《油气田钻井固体废弃物综合利用污染物控制要求》（DB65/T3997-2017）中相关指标要求后综合利用。 (2) 油基钻井岩屑污染防治措施 项目油基钻井岩屑及少量不可分离的废弃泥浆一同收集在专用收集罐中后交有危险废物处置资质单位处理，处理后需满足《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）及《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T7301-2016）中相关要求。油基岩屑运输过程中执行《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移联单管理办法》要求中有关规定：危险废物产生单位每转移一车危险废物，应当填写一份联单。联单如实填写并加盖公章，经交付危险废物运输单位核实验收签字后，将联单第一联副联自留存档，将联单第二联交移出地环境保护行政主管部门，联单第一联正联及其余各联交付运输单位随危险废物转移运行。联单中必须注明危险废物的名称、数量、特性、形态、包装方式等信息。 危险废物运输车辆应具备相应运输资质，由专人负责押运，同时按照规定的行驶路线进行运输，严禁乱碾乱压，乱开辟道路。参照《汽车运输危险货物规则》(JT617-2004)配装表中进行。承载易燃易爆物质时，
--	--

	车辆排气管应安装隔热和熄灭火星装置，并配装符合 JT230 规定的导静电橡胶拖地带装置。罐体装采出液时，应预留容积不得少于罐体总容量 5%的膨胀余量。 本项目危废的收集、贮存要求须符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单中的相关要求及《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T7301-2016）中相关要求。项目产生的水基钻井岩屑及油基钻井岩屑均不在井场内长期贮存，严格执行收集罐集满随即清运的要求。 （3）罐区污染防治措施 各类储罐所在区域（柴油、泥浆、岩屑等）需进行防渗处理，罐体与地面接触的部分均铺设防渗膜。 （4）生活垃圾污染防治措施 本项目施工期产生生活垃圾集中收集并定期清理至吉木萨尔县生活垃圾填埋场，严禁随意排放。 （5）管理措施 对施工现场进行监督管理，土石方回填利用，无弃土；严禁施工过程中产生的固体废物乱排放，使其影响降至最低。固废拉运过程应设置台账，贮存区域及罐体应张贴标识，设立专人进行监督管理。 根据以上处理措施，只要加强管理，确保措施能够得到落实，该项目运行后的固体废物将不会给环境带来危害。 5.生态环境保护措施 （1）本项目占地类型为低覆盖度草地，主要植被有小蓬等矮小灌木，项目井场、道路和管线选线在设计及建设过程中，应尽量避免植被较丰富的区域，减小对野生植物（尤其是保护植物—梭梭）的破坏。 （2）本项目占地范围内有自治区级 I 级保护植物梭梭分布，对于无法避让占用梭梭的范围，根据《中华人民共和国野生植物保护条例》中相关
--	---

	规定，项目建设单位取得林草部门的许可后，应缴纳相应的补偿费用由林草部门采取拯救措施对其进行迁地保护。 (3) 在满足设计要求的前提下进行适当的调整，以减少占用野生植被。井场选址及井场布置严格按照《钻前工程及井场布置技术要求》(SY/T 5466-2013)中要求执行。 (4) 管理措施：严格遵守油田环境保护规章制度，严格划定车辆行驶路线，禁止乱碾乱轧；严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区范围内活动，最大限度减少对植物生存环境的踩踏破坏和对野生动物栖息地的侵扰。 ①加强环境保护宣传工作，提高环保意识，特别是注意对野生动物和自然植被的保护。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现场设置宣传牌，通过宣传和严格的检查管理措施，达到保护生态环境的目的。 ②在道路边、油田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。 ③加强对大气质量的保护力度，在运输易飞扬的物料时用篷布覆盖严密。配备专用洒水车，对施工现场和运输道路经常进行洒水湿润，减少施工扬尘。 (5) 确保项目实施过程各环保设施正常运行，钻井岩屑（水基和油基）必须进入不落地系统处理，液相回用，固相交岩屑处置相关单位处理，其中水基钻井岩屑经岩屑处置公司处理后符合《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）要求，可综合利用；油基岩屑交由有危险废物处置资质单位进行处理，无外排。 (6) 重点设施污染防治措施 本项目井场所有罐体与地面接触的部分均铺设防渗膜，可有效防止对地表土壤污染。
--	---

	(7) 生态恢复措施: ①根据《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)及《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范(试行)》(HJ651-2013)相关要求,及时治理和恢复矿区的地质环境,恢复损毁土地。井场应平整、回填后进行自然生态恢复,并与周边地表景观相协调。 ②采用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年~5年时间内通过自然降水及温度等因素得以恢复;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。 ③钻井结束后施工现场禁止遗弃废物,固体废物全部回收,平整井场;在项目施工过程中和施工结束后,及时对施工场地进行平整。 ④建设单位应在相关部门缴纳生态补偿款,用于项目临时占地范围的生态恢复。 ⑤建立环境管理机构,配备专职或兼职环保管理人员;制定相关环境管理规定;加强环境检查,发现问题及时解决。加强宣传教育,设立警示牌。 ⑥生态恢复措施工程量 ——恢复治理范围:本项目所有施工范围需要进行生态恢复治理。 ——恢复治理内容: A、井场及管线:本项目新建井场3座,钻井时配有放喷管线,永久占地总计7200m²,临时占地总计21600m²;施工结束,对临时占地范围进行清理、平整,清除残留废弃物,切实做到“工完、料净、场地清”,永久占地地表压实并覆盖砾石等。管线施工过程随挖、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。 B、施工营地:本项目为减少对地表土壤扰动,结合新建3口单井井场位置,设置1个施工营地,占地面积为2000m²,该占地为临时占地,营地采用多个板房圈围而成,新建1座临时污水防渗池在营地;施工结束,清
--	--

	除池中污水及防渗膜，对污水池进行填埋、平整，对营地临时占地地表进行清理和平整。 C、道路：本项目新建道路 1.07km，永久占地 6955m²，临时占地 2140m²；施工结束后，对临时占地范围进行清理、平整。 D、放喷管线：本项目每口单井设有放喷管线，占地面积 40m²，合计 3 口井占地 120m²，均为临时占地；钻井结束，对管线拆除，清理、平整、压实地表。 项目施工结束，应对临时占地内的土地进行平整，恢复原有地貌，充分利用前期收集的弃土覆盖于井场表层，覆盖厚度根据植被恢复类型和场地用途确定。施工结束后荒漠生态系统的植被采用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。临时占地恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应与原有类型相似、并与周边自然景观协调。不得使用外来有害物种进行植被恢复。油田设施退役后，人员撤离，区域内没有人为扰动，临时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。 (8) 防沙治沙措施 为避免项目区土壤沙化，建设单位应严格按照《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 年 11 月 14 日修订）有关规定以及《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）规定，项目实施过程中还应采取以下防沙治沙措施： ①土地临时使用过程中发现土地沙化或沙化程度加重的，应当及时报告当地人民政府。 ②大力宣传《中华人民共和国防沙治沙法》，使施工人员知法、懂法、守法，自觉保护区域植被，自觉履行防治义务。加强对施工人员和职工的教育，强化保护野生植物的观念，不得随意踩踏野生植物。
--	---

	③设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，避免破坏固沙植被。 ④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，最大限度减少对周围植被生存环境的践踏破坏。对施工迹地及时清理、平整，减少沙物质来源。 ⑤确保各环保设施正常运行，避免各种污染物对土壤环境的影响从而进一步影响其上部生长的沙生植被。 ⑥井场施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，应尽快整理施工现场。 ⑦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固沙植被生存环境造成威胁。 ⑧施工结束后对占地进行平整，清运现场遗留的污染物，按照正式征地文件的规定对占地进行经济补偿。 ⑨对采油井井口、道路采取硬化、砾石铺垫等硬化措施，减少风蚀量。 （9）水土流失防治措施 ①施工中严格控制占地范围，避免在大风天施工。 ②严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围。 ③施工作业区要定期采取洒水措施，洒水要按照少量多次的原则进行，避免作业场地面大量积水，风季增加洒水频率。 ④本工程应严格遵守国家和地方有关动植物保护和防治水土流失等环境保护法律法规，最大限度的减少占地产生的不利影响，减少对土壤的扰动、植被破坏和减少水土流失。 采取上述措施，项目施工过程中对周围生态环境的破坏可降低至可接受水平。
--	---

运营期生态环境保护措施	1.大气污染防治措施 本项目单井拉油过程应参照执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中落实大气污染防治措施： （1）本项目单井出液经井口管线输至拉油点储罐内，定期巡检，确保设备稳定运行。 （2）单井拉油点储罐应保持完好，不应有孔洞、缝隙；储罐附件开口（孔），除采样、计量、维护、例行检查和其他正常活动外，应密闭。 （3）拉油井场应采用密闭容器、罐车，拉运过程应采用底部装载方式；若采用顶部浸没式装载，出油管口距离罐底部高度应小于 200mm。 （4）单井拉油工艺产生的伴生气经放散管充分燃烧后排放，放散管高度不低于 8m；严禁不经燃烧直接放空。 （5）在拉油点内设置非甲烷总烃监控点，建设单位可采用便携式仪器进行自行监测，监控要求执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）。 （6）挥发性有机物无组织排放控制措施 ①储存无组织排放控制要求 拉油点储罐应保持完好，不应有孔洞、缝隙；储罐附件开口（孔），除采样、计量、维护、例行检查和其他正常活动外，应密闭；定期检查呼吸阀的定压是否符合设定要求。若储罐不符合上述要求，应记录并在 90d 内修复或排空储罐停止使用。如延迟修复或排空储罐，应将相关方案报生态环境主管部门确定。 ②转移和输送无组织控制要求 拉油点井场应采用密闭容器、罐车。拉运过程应采用底部装载方式；若采用顶部浸没式装载，出油管口距离罐底部高度应小于 200mm。 拉油过程采用密闭装车工艺。完整的密闭装卸过程应该是全密闭、全压力状态，通过装(卸)车泵从油罐车(车载油罐)底部注入(抽出)，车载油罐
-------------	---

与油储罐(卸油罐)通过气相平衡线实现两者之间的压力平衡。车载油罐、油储罐、卸油罐均为压力罐，在装车、卸车和运输过程中为全密闭、全压力状态，从而保证轻油与大气之间的全过程、全方位隔离，避免油气散发，同时防止空气进入油储运设施中，实现清洁生产和安全生产。拉油车辆安装 GPS 全程定位，并保存相关影像资料。

③泄漏与管线组件 VOCs 泄漏控制要求

I、管控范围

当设备与管线组件的密封点 ≥ 2000 个时，应开展泄漏检测与修复工作。设备与管线组件包括：泵、压缩机、搅拌器（机）、阀门、开口阀或开口管线、法兰及其他连接件、泄压设备、取样连接系统、其他密封设备。

II、泄漏认定

出现下列情况之一，则认定发生了泄漏：

- a) 密封点存在渗液、滴液等可见的泄漏现象；
- b) 设备与管线组件密封点的 VOCs 泄漏检测值超过下表规定的泄漏认定浓度。

表 5-1 设备与管线组件密封点的 VOCs 泄漏认定浓度 单位： $\mu\text{mol/mol}$

适用对象		泄漏认定浓度
气态 VOCs 物料（伴生气）		5000
液态 VOCs 物料	挥发性有机液体（原油）	5000
	其他	2000

说明：表中数据源来自《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）中表 1。

III、泄漏检测

企业应按下列频次对设备与管线组件的密封点进行 VOCs 泄漏检测：

- a) 对设备与管线组件的密封点每周进行目视观察，检查其密封处是否出现可见泄漏现象。
- b) 泵、压缩机、阀门、开口阀或开口管线、泄压设备、取样连接系统至少 6 个月检测一次；

	c) 法兰及其他连接件、其他密封设备至少每 12 个月检测一次。 d) 对于直接排放的泄压设备，在非泄压状态下进行泄漏检测。直接排放的泄压设备泄压后，应在泄压之日起 5 个工作日之内，对泄压设备进行泄漏检测。 e) 设备与管线组件初次启用或检维修后，应在 90d 内进行泄漏检测。 设备与管线组件符合下列条件之一，可免于泄漏检测： a) 正常工作状态，系统处于负压状态； b) 采用屏蔽泵、磁力泵、隔膜泵、波纹管泵、密封隔离液所受压力高于工艺压力的双端面机械密封泵或具有同等效能的泵； c) 采用屏蔽阀、隔膜阀、波纹管阀或具有同等效能的阀，以及上游配有爆破片的泄压阀； d) 陪伴密封失效检测和报警系统的设备与管线组件； e) 浸入式（半浸入式）泵等因浸入或埋于地下以及管道保温等原因无法测量的设备与管线组件。 IV 泄漏源修复 当检测到泄漏时，对泄漏源应予以标识并及时修复。发现泄漏之日起 5d 内应进行首次修复，除下条规定外，应在发现泄漏之日起 15d 内完成修复。 符合下列条件之一的设备与管线组件可延迟修复。企业应将延迟修复方案报生态环境主管部门备案，并于下次停车（工）检修期间完成修复。 a) 装置停车（工）条件下才能修复； b) 立即修复存在安全风险。 ④ 记录要求 泄漏检测应建立台账，记录检测时间、检测仪器读数、修复时间、采取的修复措施、修复后检测仪器读数等。台账保存期限不少于 3 年。 ⑤ 污染监控要求
--	--

	本项目在单井拉油点-THW3001、THW3002、THW3003 井场的下风向周界外 10m 设置非甲烷总烃监控点。单井拉油点场界参照执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求。企业可采用便携式仪器进行自行监测，监控点浓度限值要求为 4mg/m³。监测结果存档备查，并定期向社会公开。 在单井拉油点距离地面 1.5m 以上位置设置厂区内非甲烷总烃监控点，企业可采用便携式仪器进行自行监测，监控点浓度限制要求见下表。监测结果存档备查，并定期向社会公开。 （7）由于项目属于采油工程，建议建设单位在后期滚动开发过程中，对该区块内油井分布、伴生气利用等方面进行优化和统筹考虑；建议后期开发过程对伴生气进行回收和综合利用，尽量减少伴生气通过放散管燃烧放空，从而减少污染物的产生和排放。 2.水污染防治措施 本项目运营期水污染防治措施见“地下水环境影响专项评价”。 3.噪声污染防治措施 （1）尽量选用低噪声设备。 （2）定期给抽油机、机泵、运输车辆等高噪声设备进行保养和维修。 （3）加强噪声防范，做好个人防护工作。 4.固废污染防治措施 （1）加强监督力度，最大限度控制落地油产生。井下作业时按照“带罐上岗”的作业模式，防止产生落地原油。 （2）加强巡检，加大巡井频率，提高巡井有效性，发现对井场安全有影响的行为，及时制止、采取相应措施并向上级报告，尽量杜绝管线、阀门“跑、冒、滴、漏”及人为破坏现象。 （3）事故状态下原油落地侵染土壤交由有相应处理资质的单位进行接收、运输及无害化处理。
--	--

	(4) 危险废物的贮存、运输和转移过程中污染防治措施 ①收集及贮存 危险废物含油污泥的收集、贮存应符合《陆上石油天然气开采含油污泥处理处置及污染控制技术规范》（SY/T7300-2016）、《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）及《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单相关规定要求。不得将危险废物堆放在露天场地。本项目运营期产生的含油泥（砂）收集后暂存于北三台联合站危废暂存间内，不在各单井拉油点贮存，北三台联合站危废暂存间内危险废物定期交有危废处置资质单位处理。 ②运输和转移 a.运输过程中应执行《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移联单管理办法》要求中有关运输的规定，应按规定的行驶路线运输。 b.危险废物转移应当办理危险废物转移手续。在进行危险废物转移时，应当对所交接的危险废物如实进行转移联单的填报登记（严格落实“五联单”），并按程序和期限向生态环境主管部门报告。 c.危险废物的转移运输应当使用危险货物运输车辆，应当使用具有防遗撒、防散落以及合理安全保障措施的厢式货车或高栏货车进行运输。使用高栏货车时，装载货物不得超过栏板高度并采取围板、防雨等防掉落措施。 d.配备具有危险货物运输资质的驾驶员和押运员。采出液运输的驾驶员和押运员必须经过专门培训并取得道路危险货物运输驾驶证和押运证才能上岗作业。危险货物驾驶员除了掌握一定的驾驶技能外，还要学习掌握一定的化工知识，熟悉采出液的物理化学性质、危险特性、注意事项。 e.车辆安全状况和安全性能合格。出车前必须对车辆的安全技术状况进行认真检查，发现故障排除后方可投入运行。要特别注意检查罐车罐体的安全性能，逐个部位检查液位计、压力表、阀门、温度表、紧急切断阀、
--	--

导静电装置等安全装置是否安全可靠，杜绝跑、冒、滴、漏，故障未处理好不得承运。要保持驾驶室干净，不得有发火用具，危险品标志灯、标志牌要完好。

f.采出液装卸参照《汽车运输危险货物规则》（JT617-2004）配装表中进行。承载易燃易爆的危险物质时，车辆排气管应安装隔热和熄灭火星装置，并配装符合 JT230 规定的导静电橡胶拖地带装置。罐体装危险物质时，应预留容积不得少于罐体总容量 5%的膨胀余量。卸货时尤其要注意。

g.按照规定的路线进行行驶。在运输过程中必须按油田区域内规定的路线进行行驶，严禁偏离路线进行运输。行车过程中要遵守交通、消防、治安等法律法规。

h.行车途中请检查。危险品运输的事故隐患主要是从泄漏开始的。因此，行车途中要勤于检查。

以上措施符合固体废物处置“减量化、资源化、无害化”原则，不会对周围环境产生不利影响

5.环境管理及环境监测

5.1 环境管理

（1）施工期环境监理管理要求

本项目施工期环境监理管理要求，详见下表。

表 5-1 项目施工期环境监理管理要求

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位
1	生态环境	井场、道路、生活营地建设施工前，严格规定临时占地范围。施工结束后，施工单位应负责及时清理现场，将施工期对生态环境的影响降到最低。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；项目完井后应对施工场地进行平整和清理，自然恢复。项目区梭梭尽量采取避让措施，保护自治区 I 级保护植物；对于实在无法避让的，根据中相关规定，建设单位需取得林草部门的许可后，应缴纳相应的补偿费用由林草部门采取拯救措施对其进行迁地保护。	工程承包商	昌吉州生态环境局、阜康市生态分局
2	声环境	加强对施工机械和车辆的维修，保持较低噪声水平。		

3	大气环境	粉状材料的运输要袋装或罐装，禁止散装，堆放时设篷盖。运送建筑材料的卡车须用帆布遮盖，严禁散落和随风飞扬。		
4	水环境	施工营地设置防渗废水收集池，生活污水收集后定期清运至吉木萨尔县污水处理厂处理。		
5	固体废物	土方回填至管沟，并实施压实平整水土保持措施，本项目不产生集中弃土。 水基钻井岩屑经泥浆不落地装置处理后交岩屑处置公司处理，处理后满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）要求可综合利用。油基钻井岩屑交由有危险废物处置资质单位处置。生活垃圾集中收集后交吉木萨尔县生活垃圾填埋场处理。		
6	土壤	施工车辆行驶必须按规定路线行驶，不能随意碾压和践踏井场周围区域。		
7	环境管理	施工单位应建立环境保护档案。建设单位要求施工单位在施工前进行环保自查，并在现场派驻 HSE 监理，建设单位安全环保部门及对施工单位施工期间进行环保日常检查并做好记录；完工前，建设单位要求施工单位进行环保完工自查，安全环保主管部门现场验收合格后报请现场验收，合格后方可记录为完工，做到工完料净场地清，并做好记录。		

（2）运营期环境管理要求

本项目运营期环境监督管理计划，详见下表。

表 5-2 项目运营期环境监督管理计划

序号	监督管理项目	环保措施	实施单位	监督单位
1	环境计划管理	环境管理计划的实施情况，包括井区环境整治、排污口规范化整治、环保治理方案的落实情况等。	准东采油厂	昌吉州生态环境局、阜康市生态分局
2	污染源管理	检查采油及储油设施的运行情况，保证正常运行。检查固废的运输、处置措施的执行情况，防止造成环境污染；检查噪声排放源治理措施的消声、隔声效果，防止超标排放		
3	环境监测管理	组织空气环境质量监测；组织地下水环境监测，防止水环境污染；组织厂界环境噪声及井场土壤监测。		
4	生态环境管理	继续做好施工迹地的地表恢复工作。培训巡线人员相关的水土保护知识，使之在保护沿线植被的同时，随时观察沿线的水土流失状况，以便能及时的采取补救措施。定期检查受影响范围内生态系统的动态变化情况		

（3）退役期环境管理要求

本项目退役期环境监督管理计划，详见下表。

表 5-3 项目退役期环境监督管理计划				
序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位
1	生态环境	项目所在油田退役前应进行环境影响后评价，并进行生态恢复；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。	中国石油新疆油田分公司	昌吉州生态环境局、阜康市生态分局
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	固体废物	固体废弃物分类收集，分类处置。优先回收利用，不可回收利用的及时清运。		

5.2 监测计划

本项目在施工期和运营期间需对产生的“三废”进行严格管理，定期对污染源和环境质量进行监测，减少对周围环境影响。环境监测计划表，详见下表。

表 5-4 施工期及运营期环境监测计划				
施工期环境监测计划				
编号	环境要素	位置	监测项目	监测频次
1	大气	施工现场上风向和下风向	颗粒物	1 次/施工期
2	噪声	施工井场四周	Leq（A）	昼间、夜间，1 次/施工期
3	钻井岩屑	岩屑罐	石油烃	1 次/车辆拉运
运营期环境监测计划				
编号	环境要素	位置	监测项目	监测频次
1	大气	单井拉油点边界及主导风向下风向	非甲烷总烃、SO ₂ 、颗粒物、NO _x	1 次/半年
2	地下水	上游：位于项目西南侧约 5km，井深约 100m； 项目区：位于项目北侧约 2km，井深约 100m； 下游：位于项目北侧约 6km，井深约 95m。	参照《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准	1 次/年
3	生态	项目区	临时占地平整情况、植被恢复	1 次/年

			情况		
4	噪声	井场场界四周	等效声级 dB（A）		1 次/年
5	土壤	井场内	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中基本项目		1 次/5 年

5.3“三同时”验收一览表

本项目建成投产后，应根据《中华人民共和国环境保护法》以及《建设项目环境保护管理条例》要求，开展自主环保竣工验收并应当依法向社会公开验收报告，环保验收建议清单见下表。

表 5-5 “三同时”竣工验收调查建议清单

治理项目	污染源	污染因子	防治措施	治理要求	验收标准
环保手续	施工期结束	--	相关环保资料	项目进行了环境影响评价	建设项目环评及审批手续完备、环境保护档案资料齐全；施工现场无遗留问题；临时占地的植被恢复
废气	单井拉油点	NMHC	对设备进行定期检修和工艺运行管理	保持正常运行，减少无组织排放	《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
	放散管	SO ₂ 、颗粒物、NO _x	充分燃烧后排放	点燃充分燃烧	伴生气点燃充分燃烧放空
噪声	机泵	A 声级	隔声、基础减震，采用低噪声设备	厂界噪声达标排放	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类
废水	井下作业废水及采出水	石油类 SS	北联站采出水处理系统	达标后回注地层	《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）
固废	单井拉油点	油泥（砂）	/	委托有危险废物处置资质单位处理	不造成二次污染
生态环境	项目占地	植被破坏土壤压覆地表扰动水土流失	严格控制占地范围，对临时进行清理平整	生态保护措施落实情况；井场、站管线周边植被恢复情况。	
		梭梭	施工尽量避让保护	梭梭为自治区Ⅰ级保护植物；实在无法避让梭梭时，对梭梭占用范围需办理相关手续及缴纳相应补偿费用	

其他	无																																																
环保投资	本项目总投资 2219.4 万元，其中环保投资 298 万元，占工程总投资的 13.4%。本项目环保投资详见下表。 表 5-6 本项目环境保护投资估算 <table border="1"> <thead> <tr> <th>阶段</th><th>环境要素</th><th>项目名称</th><th>环保措施</th><th>投资 (万元)</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="5">施 工 期</td><td>生态环境</td><td>临时占地</td><td>完工后迹地清理并平整压实，进行生态恢复</td><td>30</td></tr> <tr> <td>废气</td><td>施工范围产生的施工扬尘</td><td>采取各项防尘抑尘措施</td><td>9</td></tr> <tr> <td>废水</td><td>施工生活污水</td><td>防渗废水收集池及清运费</td><td>3</td></tr> <tr> <td>固体废物</td><td>泥浆不落地设备</td><td>处置水基钻井岩屑及泥浆的不落地装置、处置油基钻井岩屑及泥浆的不落地装置。 油基岩屑及不可分离的油基泥浆交具备危废处置资质单位处理。</td><td>190</td></tr> <tr> <td>井控装置</td><td>井口防喷</td><td>井口防喷器</td><td>45</td></tr> <tr> <td rowspan="5">运 营 期</td><td rowspan="2">废气</td><td>无组织挥发烃类</td><td>选用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等与井场、管线同步建设</td><td rowspan="2">9</td></tr> <tr> <td>伴生气</td><td>设置放散管燃放</td></tr> <tr> <td>废水</td><td>采出水、井下作业废水</td><td>废水收集后依托北联站采出水处理系统达标后回注地层</td><td>6</td></tr> <tr> <td>固体废物</td><td>油泥（砂）</td><td>交由 HW08 类危废处置单位处理、返排液采用罐车拉运至北联站处置</td><td>6</td></tr> <tr> <td colspan="3">合计</td><td>298</td></tr> </tbody> </table>				阶段	环境要素	项目名称	环保措施	投资 (万元)	施 工 期	生态环境	临时占地	完工后迹地清理并平整压实，进行生态恢复	30	废气	施工范围产生的施工扬尘	采取各项防尘抑尘措施	9	废水	施工生活污水	防渗废水收集池及清运费	3	固体废物	泥浆不落地设备	处置水基钻井岩屑及泥浆的不落地装置、处置油基钻井岩屑及泥浆的不落地装置。 油基岩屑及不可分离的油基泥浆交具备危废处置资质单位处理。	190	井控装置	井口防喷	井口防喷器	45	运 营 期	废气	无组织挥发烃类	选用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等与井场、管线同步建设	9	伴生气	设置放散管燃放	废水	采出水、井下作业废水	废水收集后依托北联站采出水处理系统达标后回注地层	6	固体废物	油泥（砂）	交由 HW08 类危废处置单位处理、返排液采用罐车拉运至北联站处置	6	合计			298
阶段	环境要素	项目名称	环保措施	投资 (万元)																																													
施 工 期	生态环境	临时占地	完工后迹地清理并平整压实，进行生态恢复	30																																													
	废气	施工范围产生的施工扬尘	采取各项防尘抑尘措施	9																																													
	废水	施工生活污水	防渗废水收集池及清运费	3																																													
	固体废物	泥浆不落地设备	处置水基钻井岩屑及泥浆的不落地装置、处置油基钻井岩屑及泥浆的不落地装置。 油基岩屑及不可分离的油基泥浆交具备危废处置资质单位处理。	190																																													
	井控装置	井口防喷	井口防喷器	45																																													
运 营 期	废气	无组织挥发烃类	选用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等与井场、管线同步建设	9																																													
		伴生气	设置放散管燃放																																														
	废水	采出水、井下作业废水	废水收集后依托北联站采出水处理系统达标后回注地层	6																																													
	固体废物	油泥（砂）	交由 HW08 类危废处置单位处理、返排液采用罐车拉运至北联站处置	6																																													
	合计			298																																													

六、生态环境保护措施监督检查清单

内容 要素	施工期		运营期	
	环境保护措施	验收要求	环境保护措施	验收要求
陆生生态	严格控制临时占地面积,严禁滥捕保护动物,严禁乱碾乱轧,毁坏植被;禁止车辆离开道路行驶,控制作业宽度、保护野生动物生境和生物多样性;施工过程尽量避让保护植被梭梭,梭梭为自治区Ⅰ级保护植物;对于实在无法避让梭梭时,需办理相关手续及缴纳补偿费用;施工结束后对临时占地进行平整并进行自然恢复	项目施工结束后临时占地平整场地,以利于土壤、植被的自然恢复;永久占地进行硬化	严格控制占地范围,对永久场地进行硬化;定期巡查井场,进行检查	生态保护措施落实情况;井场周边原有地表恢复情况
水生生态	无	无	无	无
地表水环境	无	无	无	无
地下水及土壤环境	管道试压废水用于施工范围洒水降尘;生活污水集中收集并清运至指定点处置;采用下套管注水泥固井完井方式进行水泥固井,对含水层进行固封处理;施工期井场内的柴油机、发电机房、材料堆场、柴油罐、岩屑收集罐等与地表接触面均铺设防渗膜防渗	查阅施工记录及相关影像资料核实相关地下水污染防治措施的落实情况	井下作业带罐作业,严禁废水外排;运营期永久占地范围硬化;加强对井场巡检	井下作业废水及采出水由北联站处理,处理水质达标后用于回注;项目占地范围内土壤执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中筛选值第二类标准限
声环境	选用低噪声设备,加强设备维护	是否有施工噪声扰民投诉现象	加强设备保养和维护	厂界满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中2类标准限值
振动	无	无	无	无

内容 要素	施工期		运营期	
	环境保护措施	验收要求	环境保护措施	验收要求
大气环境	采取洒水降尘；对施工材料遮盖；燃料使用国家达标油品，运输车辆加盖篷布；	验收时现场无施工遗留问题	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对场站设备、阀门和管线等检查；放散管点燃气燃烧伴生气放空	井场无组织挥发的非甲烷总烃参照执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中的周界外无组织排放最高允许浓度限值
固体废物	采用不落地系统处理泥浆及岩屑，水基岩屑进罐收集后交岩屑处置公司处理；油基岩屑进罐收集后交有危险废物处置资质单位处置；生活垃圾送生活垃圾填埋场，不乱丢弃；土石方回填，无弃土。	施工现场无遗留问题；岩屑处置协议；生活垃圾清运协议	含油泥（砂）交有危险废物处置资质单位处置	是否带罐作业，是否签订危险废物处置协议
电磁环境	无	无	无	无
环境风险	井场配备放喷管线及储罐，配备硫化氢检测仪；储罐周围设置为“防火禁区”；施工区域地面采取防渗措施；井场配有井控装置	施工期无风险事故发生	定期对井场设施进行检查；井下作业时要求带罐操作；清罐油泥应交有危险废物处置资质单位进行处理；井场设置明显的禁止烟火标志；在井场路口等处设置风向标；井场配备干粉灭火器等消防器材	将项目实施区域纳入中石油新疆油田分公司准东采油厂突发环境污染事件应急预案，从而对环境风险进行有效防治
环境监测	无	无	本报告表 5-4 中内容落实情况	竣工验收后开始进行例行监测
其他	无	无	无	无

七、结论

本项目的建设符合国家产业政策。废气和噪声均满足达标排放要求，废水和固体废物实现无害化处置；项目建成后区域环境质量仍可以满足相应功能区要求；项目开发对生态环境的影响较小，不会造成区域生态系统的崩溃或生物多样性下降；项目在运行过程中存在一定的环境风险，但通过采取相应的环境风险防范措施，其影响是可以接受的。

综上所述，在建设和运营过程中严格执行“三同时”制度，落实本报告中提出的各项环境保护措施和建议的前提下，环境制约因素可以得到克服，从环境保护角度论证，本项目的建设可行。

专章一、地下水环境影响专项评价

1.地下水评价等级

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中附录 A 中的规定，本项目为石油开采类，属于 I 类建设项目。本项目所在区域的地下水不属于“集中式饮用水源的准保护区、除集中式饮用水源地以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的保护区”等敏感区域，也不属于“集中式水源区的准保护区以外的补给径流区、分散式饮用水水源地、特殊地下水资源保护区”等较敏感区域，属于不敏感区域。确定本项目地下水环境影响评价等级为二级，地下水评价范围为 6~20km²。

2.地下水环境质量现状及评价

项目区评价范围内无水源井，本次采用资料收集的方法来说明项目所在区域地下水环境质量现状，项目区周边地下水监测井较少且在冬季，地下水水井早已停用关井；项目区地下水流向由南向北，引用监测点位与本项目位于相同地下水水文地质单元，引用的数据时效性符合近 3 年引用条件，引用的数据具有一定代表性；本次地下水监测布点见附图 6。引用点位基本信息见下表。

专表 1-1 地下水监测点位

序号	监测点位	与本工程位置关系	监测时间和单位	水位 m	水温 °C
1	《三台油田北 10 井区头屯河组油藏开发工程》1#	项目区东侧约 21km	新疆泰施特环保科技有限公司 2020 年 12 月 24 日	95	9.9
2	《三台油田北 10 井区头屯河组油藏开发工程》2#	项目区东侧约 15km		100	9.7
3	《三台油田北 10 井区头屯河组油藏开发工程》3#	项目区东侧约 17km		100	9.7
4	《北三台凸起西泉 029 井区二叠系梧桐沟组、石炭系油藏西泉 032 评价井工程》地下水上游 4#	项目区东北侧约 21km	新疆环疆绿源环保科技有限公司 2020 年 5 月 28 日-6 月 2 日	95	14.2
5	《北三台凸起西泉 029 井区二叠系梧桐沟组、石炭系油藏西泉 032 评价井工程》地下水下游 5#	项目区东北侧约 24km		95	14.8

(1) 评价标准

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。

(2) 评价方法

本报告采用单因子指数法评价，评价因子即现状监测因子。

评价模式为：

$$S_{ij} = \frac{C_i}{C_{oi}}$$

式中：S_{ij}—单因子标准指数；

C_i—i 类监测物现状监测浓度，mg/L；

C_{oi}—i 类监测物浓度标准，mg/L。

pH 值的标准指数为：

$$S_{pH,j} = \frac{pH_j - 7.0}{pH_{su} - 7.0} \quad pH_j > 7.0$$

$$S_{pH,j} = \frac{7.0 - pH_j}{7.0 - pH_{sd}} \quad pH_j \leq 7.0$$

式中：S_{pH, j}—pH 值的标准指数；

pH_j—pH 的实测值；

pH_{sd}—评价标准中 pH 的下限值；

pH_{su}—评价标准中 pH 的上限值。

(3) 评价及分析结果

水质监测结果及统计分析结果见下表。

专表 1-2 地下水水质监测数据与评价结果一览表（1） 单位：mg/L（pH 无量纲）

项目	Ⅲ类标准	1#		2#		3#		达标情况
		监测结果	标准指数	监测结果	标准指数	监测结果	标准指数	
pH	6.5-8.5	7.7	0.47	7.8	0.53	7.7	0.47	达标
水温	/	9.9	/	9.7	/	9.7	/	/
氨氮（以 N 计）	≤0.50	0.037	0.074	0.057	0.114	0.063	0.126	达标
总硬度（以 CaCO ₃ 计）	≤450	130	0.289	130	0.289	133	0.296	达标
硝酸盐氮	≤20.0	ND	0	ND	0	ND	0	达标

亚硝酸盐氮	≤1.00	0.017	0.017	ND	0	ND	0	达标
硫酸盐	≤250	158	0.632	139	0.556	153	0.612	达标
碳酸盐	/	22.60	/	15.50	/	18.08	/	/
重碳酸盐	/	96.26	/	104.9	/	101.1	/	/
氰化物	≤0.05	ND	0	ND	0	ND	0	达标
氟化物	≤1.0	0.54	0.540	0.52	0.520	0.35	0.350	达标
氯化物	≤250	53	0.212	51	0.204	45	0.180	达标
耗氧量(高锰酸盐指数, 以 O ₂ 计)	≤3.0	0.6	0.200	0.6	0.200	0.6	0.200	达标
挥发酚 (以苯酚计)	≤0.002	0.0006	0.300	0.0005	0.250	0.0009	0.450	达标
六价铬	≤0.05	ND	0	ND	0	ND	0	达标
钾	/	0.35	/	0.36	/	0.32	/	/
钙	/	25.4	/	25.9	/	26.2	/	/
钠	≤200	57.7	0.289	62.6	0.313	62.3	0.312	达标
镁	/	11.9	/	11.7	/	12.4	/	/
铅	≤0.01	4.26	0.426	5.22	0.522	6.74	0.674	达标
镉	≤0.005	ND	0	ND	0	ND	0	达标
汞	≤0.001	ND	0	ND	0	ND	0	达标
砷	≤0.01	ND	0	ND	0	ND	0	达标
石油类	≤0.5	0.04	0.080	0.04	0.080	0.04	0.080	达标
总氯	/	ND	/	ND	/	ND	/	/

专表 1-3 地下水水质监测数据与评价结果一览表 (2) 单位: mg/L (pH 无量纲)

项目	III类标准	4#			5#		
		监测结果	标准指数	达标情况	监测结果	标准指数	达标情况
钠	≤200	109	0.55	达标	116	0.58	达标
pH	6.5-8.5	8.30	0.87	达标	8.23	0.82	达标
总硬度	≤450	123	0.27	达标	128	0.28	达标
氨氮	≤0.50	0.028	0.056	达标	<0.025	<0.05	达标
石油类	≤0.5	<0.01	<0.02	达标	<0.01	<0.02	达标
氯化物	≤250	65.8	0.26	达标	57.8	0.23	达标
硝酸盐	≤20	0.235	0.01	达标	0.212	0.01	达标
硫酸盐	≤250	159	0.64	达标	153	0.61	达标
亚硝酸盐氮	≤1.0	0.026	0.03	达标	0.027	0.03	达标
镉	≤0.005	<0.001	<0.20	达标	<0.001	<0.20	达标
铅	≤0.01	<0.010	<1.00	达标	<0.010	<1.00	达标
六价铬	≤0.05	<0.004	<0.08	达标	<0.004	<0.08	达标
汞	≤0.001	<0.00004	<0.04	达标	<0.00004	<0.04	达标
砷	≤0.01	<0.0003	<0.03	达标	<0.0003	<0.03	达标
挥发酚	≤0.002	<0.0003	<0.15	达标	<0.0003	<0.15	达标
氰化物	≤0.05	<0.004	<0.08	达标	<0.004	<0.08	达标
耗氧量	≤3.0	0.6	0.20	达标	0.7	0.23	达标
氟化物	≤1.0	0.46	0.46	达标	0.49	0.49	达标

监测结果表明: 地下水各监测因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准; 石油类符合《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中的III

类标准的要求。

3.地下水水文地质资料

本项目所属地下水类型为第四系松散岩类孔隙水，含水层岩性为第四纪冲洪积卵砾石层和钙质胶结卵砾石层（砾岩），其下隔水底板为第三系紫红色泥岩、泥质粉砂岩及粉砂质泥岩等。潜水水位埋藏深度具有水平分带特征，由南部山前带水位埋深 $>50\text{m}$ ，向北渐变为 $10\text{-}50\text{m}$ 、近溢出带一般为 $5\sim 10\text{m}$ 。水力坡度 $2\%\sim 4\%$ ，流向北偏西。溢出带以北，潜水埋深逐渐变大。潜水富水性水平分带性明显，从南向北呈现出“强-弱”的变化规律。

评价区位于冲洪积细土平原，地下水主要接受平原区河流渗漏补给，还接受南侧山前潜水径流补给，同时区内灌溉水、大气降水也是补给方式之一。地下水由南向北径流，山前倾斜平原含水岩组为单一的卵砾石潜水，径流条件较好；水平方向上向北径流补给下游潜水，垂直方向上向下部承压水渗透补给。承压水在冲洪积扇缘径流良好，向北侧沙漠区径流变缓，一方面是沿径流方向向盆地中心缓慢流动，另外垂直方向上顶托补给潜水。地下水的排泄方式主要为沟谷排泄、潜水成片溢出形成沼泽或湿地、靠植物蒸腾排泄，另外人工开采地下水也是其主要排泄方式之一。

4.地下水环境影响分析

4.1 施工期水环境影响分析

（1）生活污水影响分析

本项目钻井工程施工人员在生活营地生活污水产生量为 151.2m^3 。本项目施工期短、施工人数少，要求在施工营地设置防渗废水收集池，施工过程中产生的生活污水定期清运至吉木萨尔县污水处理厂处置。

（2）钻井工程对地下水环境影响分析

项目钻井过程中采用套管与土壤隔离，并在套管与地层之间注入水泥进行固井，水泥浆返至地面，封隔疏松地层和水层；表层套管的下土深度可满足本项目的地下水保护需要，可有效的保护地下水环境不受污染。本项目钻井过程中，严

格要求套管下入深度等措施，可以有效控制钻井液在地层中的漏失，减轻对地下水环境的影响。由于本项目采油目的层与地下水处于不同层系，远远超出本区域地下水含水层深度，在施工过程中采用下套管注水泥固井、完井方式进行水泥固井，对含水层进行了固封处理，有效保护地下水层。项目在钻井过程中产生的废水不与当地水体发生水力联系，同时对产生的废水排放进行严格管理，因此基本不会对所在区域地下水产生影响。本项目区域气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用。综上所述，正常生产状况下，钻井期废水对地下水环境不会产生不利影响。

（3）管线施工对地下水环境影响分析

管道敷设埋深一般在-1.8m 以内，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，管线施工对地下水的影响很小。因此，正常的管线埋设不会对地下水造成不利影响。

4.2 运营期水环境影响分析

（1）正常情况对地下水影响分析

本项目正常工况下运营期间对地下水环境的影响主要为采出水、井下作业废水；项目不新增工作人员，依托准东采油厂现有人员，故无生活污水。

①采出水

油田运行期产生的采出水进入北联站采出水处理系统，处理后的水达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中要求后回注利用。

②井下作业废水

本项目正常工况下，主要是井下作业过程产生少量作业废水，这部分废液作业时不落地，直接进井场废液罐回收后，井下作业废水进入北联站采出水处理系统，经处理达标后回注油层，不外排入环境。

③管线及拉油罐对地下水影响

正常工况下，拉油点储油罐按设计要求进行了防渗处理；单井出油管线埋地深度在地下水位以上并按设计要求进行了防腐处理，采油井进行了固井处理，污染源均得到有效控制，污染物渗入地下污染地下水体的概率较小。另外，项目运行时准东采油厂会定期对井场的阀门和设备、拉油点的原油储罐和拉油罐车进行检查，可有效防止泄漏事故发生。故正常情况下，管线及拉油罐不会对地下水产生影响。

本项目正常运行过程中废水不会对当地地下水环境产生不利影响。

(2) 事故状态下地下水环境影响分析

①泄漏事故影响分析

本项目运行过程中会出现出油管线泄漏及拉油点油罐泄漏事故，通常泄漏事故产生的污染物以点源形式通过土壤表层下渗进入地下含水层。因而管线泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于油气混合物的物理性质、泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等因素。

油气混合物中的原油属疏水性有机污染物，难溶于水且容易被土壤吸附。泄漏后首先被表层的土壤吸附截留，进入到潜水后，油污将随着地下水运移和衰减。由于油品泄漏为偶然事故，符合自然衰减规律，油溢出的浓度按 $8.62 \times 10^5 \text{mg/L}$ 计，并成为污染地下水的源强浓度。

根据相关研究资料，本次采用解析法，按照一级衰减动力学方程分析石油中有机污染物的衰减规律。

$$e_i = C_0 \cdot e^{-kt}$$
$$t_{1/2} = 0.693/k$$

式中： e_i —预测浓度（被降解后的浓度），按 0.05mg/L 计（该值取自《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准）；

C_0 —污染源强（ mg/L ），按 $8.62 \times 10^5 \text{mg/L}$ 计；

k —有机物的降解速率常数（ $1/\text{d}$ ），根据相关研究，按 0.015 计；

t —降解发生的时间（ d ）；

$t_{1/2}$ —有机物的半衰期（d）。

专图 1-1 有机污染物的一级衰减曲线

由计算结果可以看出，石油类污染物的半衰期约为 46d 左右，经过 995 天的自然降解，污染物浓度才可达到地下水中石油类浓度的标准值 0.05mg/L。根据地下水流速，可计算出原油泄漏后的影响范围为泄漏点的地下水下游方向 200m 以内。

出油管道及拉油罐必须采取必要的防腐措施，并加强巡检，防止其泄漏进而污染到周边区域内的地下水。由于泄漏事故为短期大量排放，污染物的泄漏以地表扩展为主，一般能及时发现，并可很快加以控制，石油烃多属疏水性有机污染物，难溶于水而容易被土壤有机质吸附，当土壤中有机质含量较高时，石油烃等污染物在其中迁移的阻滞作用较强，迁移及衰减速度较慢，其影响范围不大，对地下水环境不易产生不利影响。

②井喷事故对地下水的影响

井喷事故为瞬时排放，是以面源形式的原油渗漏污染地下水，井喷事故一旦发生，大量的原油喷出井口，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。据类比资料显示，若井喷持续 2 天时间，井喷污染范围在半径 300m 左右时，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的喷射物。因本项目地层压力系数较低，发生井喷的可能性很小，若发生井喷，其形式为溢流，影响范围主要

集中在井口范围内。类比事故井场土壤剖面分析，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，项目区域承压水顶板埋深在 >50m，井喷对地下水体的影响概率不大。

5.水污染防治措施

5.1 施工期水污染防治措施

(1) 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，确保固井质量合格。

(2) 钻井过程采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备。

(3) 表层套管的固井水泥必须返高至地面，防止水层受到钻井液污染，并且必须保证表层固井质量完全合格，完井固定必须返高至含水层以上。

(4) 钻井过程使用质量合格且符合设计要求的钻井材料及管材；钻井操作人员需持证上岗；严格要求套管下入深度，保证固井质量。

(5) 施工现场产生的生活污水禁止随意泼洒，经防渗收集池收集后运至吉木萨尔县污水处理厂处理。

(6) 施工期间钻井井场内的柴油机、发电机房、材料堆场、柴油罐等底部与地表接触面均铺设 HDPE 防渗膜。

(7) 管道试压废水产生量较小，主要污染物为 SS，用于项目区的洒水抑尘。

(8) 保证项目产生的污染物均得到妥善处置，施工结束后，对施工场地进行清理，禁止遗弃废弃物。

5.2 运营期水污染防治措施

运营期废水主要包括井下作业废水和采出水。采取的污染防治措施主要有：

(1) 井下作业废水采用专用收集罐收集后运至北联站采出水处理系统，处理达标后回注地层，不外排入环境。

(2) 采出水依托北联站采出水处理系统，处理后水质达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准中指标后回注油藏，不向外环境排放。

(3) 确保固井质量可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内回注水的交换，有效保护地下水层。定期对生产井的固井质量进行检查，对于固井质量不合格的井，先查明固井质量不合格的原因，并及时采取一系列的修整措施，保证固井质量合格，防止发生井漏和油水窜层等事故。

(4) 采用高质量的油气输送管道，防止油水泄漏；管线埋设严格遵守相关规定，埋至冻土层以下，并对管线进行防腐保温等保护措施；定期对出油管道进行检查，一旦发现异常，及时更换，尽量杜绝“跑、冒、滴、漏”的发生，并随时做好抢修准备，加强抢修队伍的训练和工作演练。

(5) 加强井场巡检及维护，确保采油井正常运转。

(6) 落实地下水分区防控

根据《环境影响技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），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和一般污染防治区。

重点污染防治区为各单井拉油点油罐区、管线以及井口。对储油罐内表面、油罐区地面、管线外表面做“六胶两布”防渗防腐处理，防渗膜四周要加设覆土围堰，防渗技术要求达到等效黏土防渗层 $\geq 6\text{m}$ ，防渗层渗透系数 $\leq 10^{-10}\text{cm/s}$ 。一般污染防治区为井场基础、提升泵基础，基础采用混凝土结构，防渗技术要求达到等效黏土防渗层 $\geq 1.5\text{m}$ ，防渗层渗透系数 $\leq 10^{-7}\text{cm/s}$ 。

非污染防治区为油区道路等区域，采用一般地面硬化。

项目井场及单井拉油点分区防渗示意图见下图。



专图 1-2 井场及单井拉油点分区防渗示意图

5.3 退役期水污染防治措施

对完全进入退役期的废弃井应封堵，拆除进口装置，截去地下 1m 内管头，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水资源。

6.结论

本项目施工期和运营期产生的废水均得到妥善处置，正常情况下不会对地下水产生不利影响。发生管线泄漏等事故时，立即采取相应的应急措施并启动突发环境风险应急预案，对水环境的影响较小。

专章二、环境风险专项评价

1.评价依据

(1) 风险潜势判定

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），建设项目环境风险潜势划分为 I、II、III、IV/IV+级。

危险物质数量与临界量比值（Q）：计算所涉及的每种危险物质在厂界内的最大存在总量与其在附录 B 中对应临界量的比值 Q。在不同厂区的同一种物质，按其在厂界内的最大存在总量计算。对于管线项目，按照管线及井场储罐内输送、储存的危险物质最大存在总量计算。

当只涉及一种危险物质时，计算该物质的总量与其临界量比值，即为 Q；当存在多种危险物质时，则按式（C.1）计算物质总量与其临界量比值（Q）：

$$Q=q_1/Q_1+q_2/Q_2+\dots q_n/Q_n$$

式中：q₁，q₂，...，q_n—每种危险物质的最大存在总量，t；

Q₁，Q₂，... Q_n—每种危险物质的临界量，t。

当 Q<1 时，该项目环境风险潜势判定为 I，当 Q≥1 时，将 Q 值划分为：

(1) 1≤Q<10；(2) 10≤Q<100；(3) Q≥100。

本项目涉及的风险物质为石油、天然气、柴油和白油，原油、柴油和白油的危险物质临界量 2500t，伴生气临界量为 10t。本项目 Q 值约为 0.13，Q 值<1，因此运营期风险潜势为 I。

(2) 评价等级判定

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）判定本项目环境风险评价等级。具体判定划分见下表。

专表 2-1 环境风险评价工作级别划分

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

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

由上表可知，本项目风险潜势为 I，风险评价等级为简单分析。

2.环境敏感目标概况

本项目井场、道路沿线周围没有自然保护区、风景旅游区、文物古迹等特殊敏感目标。主要环境敏感目标为地下水环境、土壤环境。

3.环境风险识别

(1) 物质风险识别

本项目涉及的主要风险物质为石油、天然气、柴油和白油，其主要物化、毒理性质、危险等级划分见下表。

专表 2-2 原油、天然气、柴油和白油的理化性质及危险级别分类情况

序号	名称	组分	毒性	燃烧爆炸特性参数	危险级别
1	原油	有各种烃类和非烃类化合物所组成的复杂混合物	原油本身无明显毒性。遇热分解出有毒的烟雾，吸入大量可引起危害：有刺激和麻痹作用，吸入急性中毒者有上呼吸道刺激症状。流泪，随之出现头晕、头痛、恶心、运动失调及酒醉样症状	热值：41870KJ/kg 火焰温度：1100℃ 沸点：300℃~325℃ 闪点：23.5℃ 爆炸极限 1.1%~6.4% (v) 自然燃点 380℃~530℃	属于高闪点液体
2	天然气	多种可燃性气体的总称，主要成分包括甲烷、乙烷等	伴生气中主要包括天然气，天然气中含有的甲烷，是一种无毒气体，当空气中大量弥漫这种气体时它会造成人因氧气不足而呼吸困难，进而失去知觉、昏迷甚至残废。	热值：50009KJ/kg 爆炸极限 5%~14% (v) 自然燃点 482℃~632℃	属于 5.1 类中易燃气体，在危险货物品名表中编号 21007
3	柴油	复杂烃类(碳原子数约 10~22)混合物	柴油的毒性类似于煤油，但由于添加剂(如硫化酯类)的影响，毒性可能比煤油略大。主要有麻醉和刺激作用。柴油的雾滴吸入后可致吸入性肺炎。皮肤接触柴油可致接触性皮炎。多见于两手、腕部与前臂。	热值为 3.3×10^7 J/L 沸点范围有 180~370℃ 和 350~410℃ 两类闪点：38℃	属于高闪点液体
4	白油	C16~C31 的正异构烷烃的混合物	吸入：吸入大量挥发气体会感觉眩晕。眼接触：有刺激感，损伤视力。温度过高热、明火或与氧化剂接触，均有引燃危险；容器内压增大有开裂或爆炸危险	相对密度：0.831-0.883 闪点：164℃~223℃	属于高闪点液体

（2）生产设施危险性识别

①井场危险性识别

单井井场主要发生的风险事故为井漏事故风险，由于生产井固井质量不好，井下作业是可能引发油水窜层，污染地下水。常见事故主要是因腐蚀造成管汇撬、管线等发生泄漏，泄漏后还有可能引起火灾和爆炸，在影响人身和设备安全的同时，污染环境。

项目钻井期井场设置柴油、钻井液等储罐，储罐因质量、操作运行和管理等环节存在缺陷和失误，可能会发生泄漏，对周围地下水、土壤、大气等环境造成污染。

②管线危险性识别

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原油泄漏，事故发生时会有大量的原油溢出，对周围环境造成直接污染，而且泄漏的原油遇到明火还可能产生火灾、爆炸事故。

管线发生泄漏的原因有如下几种：误操作、机械故障、外力作用和腐蚀，这几种因素人为操控程度很高，发生污染的危害程度也取决于操作人员的处置和控制，应以预防为主，加强管线巡检、检修力度。

③单井拉油罐危险性识别

本项目 3 口采油井采用单井拉油生产方式，常见的事故主要是单井拉油点拉油罐因为腐蚀、损坏或者其他原因等发生泄漏，泄漏后还有可能引起火灾和爆炸，在影响人身和设备安全的同时，污染环境。

④拉油运输风险识别

本项目采用单井拉油方式将采出液拉运至北联站。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，可能发生原油泄漏事故的风险。事故发生时罐车内采出液溢出，对周围环境造成直接污染，泄漏的油气

如遇到明火还可能生火灾、爆炸事故。

4.环境风险分析

4.1 钻井期环境风险分析

钻井期环境风险主要为井喷、井漏和储罐泄漏，针对钻井期存在的环境风险进行分析并提出相应的环境风险防范措施。

(1) 井喷事故影响分析

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，据类比资料显示，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物，井喷的影响范围主要集中井场为圆心、半径 200m 的范围内影响程度较大。由于项目区人烟稀少，所以井喷对人员的伤害有限，对项目区及周边土壤环境、大气环境、地下水、地表水产生影响。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。井喷事故对地下水体的影响概率不大，若及时采取有效措施治理污染，井喷不会造成地下水污染。

(2) 井漏事故影响分析

井漏事故主要为钻井液漏失，本项目采用表层套管下入深度为 200m，超出本区域地下水含水层深度，在钻井过程中采用下套管注水泥固井、完井方式进行水泥固井，对含水层进行了固封处理，发生井漏的可能性较小，不会对地下水环境产生明显影响。

(3) 储罐泄漏环境影响分析

①对大气环境影响分析

柴油储罐、油基钻井液储罐、采出液储罐等罐体发生泄漏后，油类挥发进入环境空气，其中的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。由于项目区周围无环境敏感目标，且地域空旷，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

泄漏的柴油可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响农田内农作物植被的生长，并可影响局部的生态环境。

柴油储罐发生泄漏时，相当于向土壤中直接注入柴油，泄漏的柴油进入土壤中后，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。

柴油储罐铺设防渗膜，储罐发生泄漏后，及时清理，不能回收的柴油/采出液以及受污染的土壤应集中收集后交由有相应处理资质的单位进行回收处置。发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围土壤环境产生明显影响。

③对植被影响分析

柴油泄漏对植被的影响主要分为三种途径，一是泄漏物直接粘附于植物体阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；二是柴油污染土壤造成的土壤理化性状变化间接影响植物生长，严重时会导致植物死亡；三是泄漏的柴油中的轻组份挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响。发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围植被产生明显影响。

④对地下水环境影响分析

柴油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。储罐底部铺设防渗膜，采取钢制储罐，发生泄漏的概率极小，同时一旦发生泄漏会在较短时间内发现并采取的堵漏措施，出现长期连续性泄漏的可能性很低，发生渗漏污染地下水的风险事故概率较低。

4.2 运营期环境风险分析

项目可能涉及的危险物质为天然气和原油，由于伴生气经放散管燃烧放空，故项目可能发生风险事故类型主要为单井拉油点储罐事故风险和单井出油管线事故风险。

(1) 事故源强计算

①拉油点储罐泄漏

项目单井拉油点原油储罐为 60m³, 储罐原油泄漏速度 Q_L 用柏努利方程计算:

$$Q_L = C_d A \rho \sqrt{\frac{2(P - P_0)}{\rho} + 2gh}$$

式中: Q_L—液体泄漏速度, kg/s;

C_d—液体泄漏系数, 取 0.65;

A—裂口面积, m²;

ρ—泄漏液体密度;

P—容器内介质压力, Pa;

P₀—环境压力, Pa;

g—重力加速度, 9.8m/s²;

h—裂口之上液位高度, m。

经计算, 本项目 60m³ 储油罐泄漏孔径为 50mm 时, 泄漏速率为 1.87kg/s。石油化工企业泄漏时间一般要控制在 30min 内, 据此计算本项目 1 个 60m³ 储油罐 30min 中泄漏量为 3.37t, 采出液含水率为 13.7%, 本项目原油泄漏量约为 2.91t。

②单井出油管线泄漏

每个井场新建单井出油管道 100m, 采用 D60×3.5/20 无缝钢管。本次评估主要分析发生概率较大情况, 计算管径为 D60×3.5 管线发生小孔径 (10mm) 泄漏情况下的泄漏量。

按照《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018), 液体泄漏速率 Q_r 用伯努利方程计算 (公式见上节), 假设裂口多为圆形和多边形, 泄漏系数取 0.65, 经计算泄漏速率为 0.37kg/s, 假设管线泄漏时间为 30min 情况下泄漏量为 0.67t, 采出液含水率为 13.7%, 本项目原油泄漏量约为 0.57t。

(2) 对水环境影响分析

当泄漏事故发生时, 泄漏的油品经土层渗漏, 通过包气带进入含水层。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》(岳战林文) 中结论: 石

膏灰棕漠土尽管颗粒较粗、结构较松散、孔隙比较大，但对石油类物质的截留作用是非常显著的，石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在 0~10cm 或 0~20cm 表层土壤中，其中表层 0~5cm 土壤截留了 90%以上的泄漏原油。因此，即使发生输油管线泄漏事故，做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，不会对当地地下水环境产生大的影响。

（3）对土壤的影响

出油管道腐蚀会造成油品泄漏，这种情况相当于向土壤中直接注入原油。泄漏的大量油品进入土壤环境中后，会影响土壤中的微生物生存，造成土壤盐碱化，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物的含量。

根据类比调查结果可知，泄漏事故发生后，在非渗透性的基岩及粘重土壤上污染（扩展）面积较大，而疏松土质上影响的扩展范围较小；粘重土壤多为表层土，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，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（落地油一般在土壤表层 20cm 以上深度内积聚）。

（4）对植被的影响

油品泄漏对植被的影响主要分为三种途径，一是泄漏石油直接粘附于植物表面阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；二是原油污染土壤造成的土壤理化性状变化间接影响植物生长，严重时会导致死亡；三是泄漏的原油中的轻组份挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响。发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围植被产生明显影响。

5.环境风险防范措施及应急要求

5.1 施工期环境风险防范措施

本项目应在预防措施上切实做好防止井喷及储罐泄漏的各项措施，严格执行各类管理制度。主要措施是安装防喷器和井控装置（简易封井器等），同时采用随时调整泥浆密度，采用清水循环压井等技术，以最大限度地降低井喷事故的发生。

（1）钻井作业事故防范措施

①安装防喷器前认真检查闸板心子尺寸是否与使用钻杆尺寸相符，液控系统功能是否齐全、可靠，液控管线有无刺漏现象。

②防喷器顶部安装防溢管时用螺栓连接，不用的螺孔用丝堵堵住。防溢管与防喷器的连接密封可用金属密封垫环或专用橡胶圈。防溢管处应装挡泥伞，保证防喷器组及四通各闸阀清洁、无钻井液。

③远程控制台距井口不少于 25m 的专用活动房内，距放喷管线或压井管线有 2m 以上距离，周围留有宽度不少于 2m 的人行通道，周围 10m 内不得堆放易燃、易爆、腐蚀物品。

④放喷管线接出井口 30m 以远，距各种设施应 $\geq 50\text{m}$ 。放喷管线通径 $\geq 78\text{mm}$ ，不允许在现场焊接。放喷管线每隔 9-11m、转弯处（前后基墩固定）、出口处用基墩或地锚固定牢靠，悬空处要支撑牢固；放喷管线出口处使用双基墩固定，距出口端不超过 1.5m。不接辅助放喷管线。

⑤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，防喷演习遵循“以司钻为中心，班自为战，从实战出发”的原则。

⑥在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生。

⑦井场设置明显的禁止烟火标志；井场钻井设备及电器设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求，井场安装探照灯，以备井喷时钻台照明。

⑧按消防规定配备灭火器、消防铁锹和其它消防器材。

根据项目特点，严格执行中石油已制定的井场应急预案，由项目主要负责人按照应急预案中的要求定期组织职工学习并进行演习。

（2）各类储罐事故防范措施

①火灾爆炸防范措施

a、明火：应在整个罐区范围设置为“防火禁区”，加强对明火的管理，规定进入罐区后，不许携带火种，严禁烟火；在油罐储区配备灭火设备；装卸车时运

输车辆处于熄火状态。

b、静电火花：为防止静电火花引发事故，在储罐区内铺设防静电接地网，接地电阻应小于 10Ω 。工作人员进入岗位前必须进行静电释放，在输料管道的阀门处、流量计、过滤器、泵等连接处设静电跨接，装卸物料时要注意控制流速和装料方式，避免喷射、冲击等使物料面电位增加，储罐内安装液位自动控制装置，严禁高位进物料。

②物料泄漏防范措施

各类储罐底部与地表接触面均进行防渗处理，防止储罐内物质泄漏下渗污染局部地表土壤；加强职工的职业技能培训，提高生产意识，并制定规范的操作规程；定期检查装卸料泵、接口、阀门等部件，对存在隐患的部件做到及时更换，可以大大降低物料的泄漏。

（3）硫化氢防护技术要求

本项目所在区域钻井过程中未发现 H_2S 等有毒有害气体，但井场仍应预防实行硫化氢防护措施：

①施工井队应至少配 1 套便携式硫化氢监测仪（司钻或坐岗人员随身携带）做好硫化氢检测工作，制定防硫化氢应急预案。

②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，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。

（4）环境风险处理措施

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井喷。一旦发生柴油罐火灾情况，及时采用井场配备的灭火器进行灭火，控制火情。

5.2 运营期环境风险防范措施

（1）井下作业、井场事故风险预防措施

①井控操作实行持证上岗，各岗位人员有明确的分工，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；

②井场设置明显的禁止烟火标志；井场设备及电器设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求，井场安装探照灯，以备井喷时钻台照明；

③在井架上设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散；

④按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材；

⑤井下作业时要求带罐操作，最大限度避免落地原油产生，而泄漏物料和落地原油应及时回收、处置。

（2）泄漏事故的风险防范措施

①管线敷设前，加强对管材和焊接质量的检查，防止因管材质量及焊接缺陷造成泄漏事故的发生。选择有经验的单位进行施工，加强施工过程监理，确保施工质量；

②定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；

③按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止泄漏事故的发生；

④定期对管线进行巡视，应加强管线和警戒标志的管理工作，提高巡线的有效性，发现对管道安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并向上级报告。

（3）拉油点储罐风险预防措施

①拉油点严格按防火规范进行平面布置，设备的电气附属设施符合防爆要求，各项作业活动必须使用防爆工具，合理规划灭火器配置；

②所有设备、管线均应做防雷、防静电接地；

③安装火灾设备检测仪表、消防自控设施；

④在可能发生原油泄漏或油气积聚的场所应按照《石油化工企业可燃气体检测报警设计规范》(SH 3063-94)的要求设置可燃气体报警装置；

⑤加强设计单位相互间的配合，做好衔接，减少设计失误；

⑥对拉油点管理人员不定期组织举办风险管控、应急管理等培训，加强管理

人员风险辨识、隐患排查及应对突发事件的能力。定期对储罐进行巡检，及时发现缺陷和问题，有针对性的采取相应措施，消除安全隐患。

（4）运输风险预防措施

由于采出液在运输过程中具有爆炸、易燃等危险性，对项目区的生态环境具有一定的潜在危险，完成运输任务是一项技术性和专业性强的工作，在运输过程中稍有不慎，便可对环境造成损失。

为防止采出液运输过程中的风险事故，主要从以下 6 个方面进行防范：

①配备具有危险货物运输资质的驾驶员和押运员。

采出液运输的驾驶员和押运员必须经过专门培训并取得道路危险货物运输驾驶证和押运证才能上岗作业。危险货物驾驶员除了掌握一定的驾驶技能外，还要学习掌握一定的化工知识，熟悉采出液的物理化学性质、危险特性、注意事项。

②车辆安全状况和安全性能合格

出车前必须对车辆的安全技术状况进行认真检查，发现故障排除后方可投入运行。要特别注意检查罐车罐体的安全性能，逐个部位检查液位计、压力表、阀门、温度表、紧急切断阀、导静电装置等安全装置是否安全可靠，杜绝跑、冒、滴、漏，故障未处置好不得承运。要保持驾驶室干净，不得有发火用具，危险品标志灯、标志牌要完好。

③采出液装卸注意事项

参照《汽车运输危险货物规则》(JT617-2004)配装表中进行。承载易燃易爆的采出液时，车辆排气管应安装隔热和熄灭火星装置，并配装符合 JT230 规定的导静电橡胶拖地带装置。罐体装采出液时，应预留容积不得少于罐体总容量 5% 的膨胀余量。采出液中的石油类容易污染土地和水源。卸货时尤其要注意。

④按规定的路线进行行驶

采出液在运输过程中必须按油田区域内规定的路线进行行驶，严禁偏离路线进行运输。行车过程中要遵守交通、消防、治安等法律法规。

⑤行车途中勤检查

危险品运输的事故隐患主要是从泄漏开始的。因此，行车途中要勤于检查。当行驶一定时间后要查看一下车箱底部四周有无泄漏液体，若有原油泄漏，应查找泄漏点，采取相应的应急措施，防止液体继续泄漏，将受到污染的土壤要全部回收，送至具备相应危废处理资质的单位进行无害化处理。

（5）危险废物运输预防措施

本项目产生的危险废物为油泥（砂），在危险废物转移、运输中，应做到以下几点：

①转运过程中，严格按照原国家环保总局制定的《危险废物转移联单管理办法》执行转移“五联单”制度，并向危险废物移出地和接受地的县级以上地方人民政府环境保护行政主管部门报告。

②危险废物的运输车辆将经过环保主管部门的检查，并持有主管部门签发的许可证，负责废物的运输司机将通过公司内部培训，持有证明文件。

③承载危险废物车辆将设置明显的标志或适当的危险符号，以引起注意。

④车辆所载危险废物将注明废物来源、性质和运往地点，必要时将派专门人员负责押运。

⑤组织危险废物的运输单位，在事先需作出周密的运输计划和行驶路线，其中包括有效的废物泄漏情况下的应急措施。

⑥建设单位应跟踪各井场危废的转移、运输和处置情况，防止发生危废非法转移、非法运输和非法外卖等情况。

6.应急预案

本项目投产后归属中国石油新疆油田分公司开发公司准东采油厂。准东采油厂已制定了完善的突发环境事件应急预案，本项目实施区域纳入准东采油厂环境风险应急预案的管理范畴。

准东采油厂已开展了《突发环境事件专项应急预案》，并按照要求及时完成修订工作，并及时在所属地区生态环境主管部门进行了备案，通过增加环境风险识别、应急资源评估等内容，完善应急组织机构、职责、响应流程及应急处置措

施,做到事故发生时有可依托的规范有效应急措施,事故对环境的影响降到最低,全面保障社会公共安全、减少财产损失。本项目执行《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》(备案号:652327-2020-002-L)。该突发环境事件应急预案中,已明确适用范围、环境事件分类与分级、组织机构与职责、监控和预警、应急响应、应急保障、善后处置以及预案管理与演练等内容。

组织机构:事故应急救援指挥领导小组,由总经理及各部门负责人员组成,下设应急救援办公室(设在质量安全环保科、夜间由各部门主管轮流值班),负责日常应急管理事务与协调。发生重大事故时,由指挥领导小组组织处置,由总经理任总指挥,由副总经理任副总指挥,负责公司应急救援工作组织和指挥。

应急组织机构图见下图。

专图 2-1 环境突发事件应急组织机构图

应急措施:应急预案中突发环境事件应对措施主要有井下作业事故防范措施、站场风险防范措施、管道风险防范措施、天然气泄漏防范措施;罐区泄漏、火灾事故应急措施、管道事故应急措施、火灾事故应急措施、天然气泄漏事故应急措施、处置事故可能产生的二次污染的处理措施。

应急物资:应急物资主要为编织袋、铁丝、吸油毡、四角遮阳伞、镐头把、

吊具（钢丝绳）、防爆管钳、活动扳手、三角锉、警戒线、铁锹头、水桶、麻袋、耐酸碱高筒胶靴等。

演练内容及频次：事故发生的应急处置、消防器材的使用、通信及报警讯号联络、消毒及洗消处理、急救与医疗、防护指导、标志设置警戒范围人员控制、事故区域内人员的疏散撤离及人员清查、向上级及报告情况、事故善后工作、环境应急监测。基层部门演练（或训练）以报警、报告程序、现场应急处置、紧急疏散等熟悉应急响应和某项应急功能的单项演练，演练频次每年 4 次以上。

7.环境风险简单分析内容表

本项目环境风险简单分析表见下表。

专表 2-3 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	甘河油田小泉沟井区侏罗系三工河组油藏开发工程			
建设地点	新疆维吾尔自治区	昌吉回族自治州	阜康市	西距阜康市约 34km,
地理坐标	经度		纬度	
主要危险物质及分布	原油、伴生气、柴油、白油，井场各类储罐（柴油储罐、钻井液储罐等）			
环境影响途径及危害后果	井漏：由于生产井固井质量不好，井下作业过程中可能引发油水窜层，污染地下水。 管线泄漏：管线泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。原油泄漏后，原油中挥发的非甲烷总烃可能会对周围环境空气产生影响。 原油发生泄漏时，原油直接渗入土壤，使土壤透气性和呼吸作用减弱，影响土壤中的微生物生存，破坏土壤结构。			
风险防范措施要求	管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验。 定期对设备进行维修、保养，及时更换易损及老化部件。 在运营期间，定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患。定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时采取措施，以减少事故时油气的泄漏量，使危害影响范围减小到最低程度。 在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生。 定期检查固井质量发现固井质量不合格，及时采取措施，保证固井质量合格。 井下作业时要求带罐操作，最大限度避免落地原油产生，原油落地浸染土壤产生的含油污泥交由具备相应危废处置资质的单位进行回收、处置。 井场设置明显的禁止烟火标志。在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。 按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材。			

结论：

本项目投产后归属中石油新疆油田分公司开发公司准东采油厂管理，应将项目实施区域纳入准东采油厂突发环境污染事件应急预案，从而对环境风险进行有效防治。在采取严格安全防护和风险防范措施后，环境风险处于可接受的水平。

8.结论

根据本项目建设内容，工程可能涉及的危险物质包括：原油、天然气、柴油及白油。项目可能发生的风险事故类型主要包括井场事故风险、泄漏事故风险。本项目采取的风险措施有效可行，在严格落实本项目提出的风险防范措施的前提下，本项目环境风险可控。