

建设项目环境影响报告表

(生态影响类)

项目名称： 吉阜 302 等井钻试工程项目

建设单位(盖章)： 中国石油天然气股份有限公司
吐哈油田分公司准东采油管理区

编制日期： 2026 年 6 月

中华人民共和国生态环境部制

一、建设项目基本情况

建设项目名称	吉阜 302 等井钻试工程项目		
项目代码	无		
建设单位联系人		联系方式	
建设地点	新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州吉木萨尔县		
地理坐标	吉阜 302: E88°50'55.1094", N44°03'56.2951" 吉阜 302-1: E88°50'56.0969", N44°03'57.2496" 吉阜 302-2: E88°50'53.5493", N44°03'57.1896"		
建设项目行业类别	四十六、专业技术服务业 99 陆地矿产资源地质勘查(含油气资源勘探)	用地(用海)面积(m ²) /长度(km)	19048(临时用地)
建设性质	<input checked="" type="checkbox"/> 新建(迁建) <input type="checkbox"/> 改建 <input type="checkbox"/> 扩建 <input type="checkbox"/> 技术改造	建设项目 申报情形	<input checked="" type="checkbox"/> 首次申报项目 <input type="checkbox"/> 不予批准后再次申报项目 <input type="checkbox"/> 超五年重新审核项目 <input type="checkbox"/> 重大变动重新报批项目
项目审批(核准/备案)部门(选填)	无	项目审批(核准/备案)文号(选填)	无
总投资(万元)	4510	环保投资(万元)	144
环保投资占比(%)	3.20%	施工工期	单井钻井期 90 天; 单井试油期为 180 天
是否开工建设	<input checked="" type="checkbox"/> 否 <input type="checkbox"/> 是: _____		
专项评价设置情况	无		
规划情况	1.规划名称:《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划(2021-2025 年)》; 审批机关: 自然资源部; 审批文号: 自然资函[2022] 1092 号。 2.规划名称:《新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州矿产资源总体规划(2021-2025 年)》; 规划编制单位: 昌吉回族自治州人民政府。		

	<p>3.规划名称：《吐哈油田公司勘探与生产业务“十四五”发展规划》； 规划编制单位：中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司。</p>
规划环境影响评价情况	<p>1.环评文件名称：《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划(2021-2025年)环境影响报告书》； 审查机关：生态环境部； 审查文件名称及文号：关于《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划(2021-2025年)环境影响报告书》的审查意见(环审[2022]124号)。</p> <p>2.环评文件名称：《新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州矿产资源总体规划(2021—2025年)环境影响报告书》； 审查机关：昌吉回族自治州生态环境局； 审查文件名称及文号：关于《新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州矿产资源总体规划(2021-2025年)环境影响报告书》的审查意见(昌州环函[2023]40号)。</p>
规划及规划环境影响评价符合性分析	<p>1.与《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划(2021-2025年)》及规划环评的符合性分析</p> <p>新疆矿产资源丰富，是我国重要的能源资源开发区。规划将石油、天然气列为重点勘查开采矿种，鼓励勘探和开发；并且依据矿产资源分布特点及勘查开发利用现状，按照“深化北疆东疆，加快南疆勘查开发”的总体思路，划分了环准噶尔、环塔里木、阿尔泰、东准噶尔、西准噶尔、东天山、西天山、西南天山、西昆仑、东昆仑—阿尔金等“两环八带”十个勘查开发区。规划环评要求对产生的污染物采取相应的治理措施，对实施过程中产生的生态影响采取有效的减缓措施。</p> <p>本项目拟新建1个井场，部署3口评价井占地位于“两环八带”十个勘查开发区”中的环准噶尔能源矿产勘查开发区，且属于陆地矿产资源地质勘查(含油气资源勘探)，符合规划要求；</p> <p>同时，本项目严格按照《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划(2021-2025年)环境影响报告书》要求对施工期产生的“三废”、噪声及生态影响均提出了相应的治理或减缓措施，符合规划环评相关要求。</p>

2.与《新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州矿产资源总体规划(2021-2025年)》及规划环评的符合性分析

《规划》将石油、天然气列为鼓励勘察开采的矿种。以油气、煤、地热、硅质原料、饰面石材等矿产资源勘查开发为主，重点加强准噶尔南缘、准东冲断带等地区石油、天然气、页岩气等常规能源勘查，有序开发准东、淮南等地区煤炭、煤层气资源，延伸煤炭产业链，推进煤电煤化工一体化等综合资源开发，助力天山北坡城市群经济高质量发展。

本项目拟新建1个井场，部署3口评价井位于准噶尔盆地吉南油田，属于陆地石油勘探，符合规划相关要求。施工期将采取严格的生态保护和恢复措施，严格控制施工区扰动范围，废水、废气、固体废物均按照国家标准进行分类收集、集中处理，尽可能减少生态扰动和环境污染。

因此，本项目在选址、建设内容、生态保护措施等方面与《新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州矿产资源总体规划(2021-2025年)》及其环境影响报告书的相关要求保持一致，符合规划及其规划环评的相关导向与管理要求。

3.与《吐哈油田公司勘探与生产业务“十四五”发展规划》的符合性分析

根据《吐哈油田公司勘探与生产业务“十四五”发展规划》中“十四五规划方案”中“规划部署内容”：(一)坚持资源战略，大打勘探发现进攻仗，筑牢高质量发展的根基。始终将勘探作为各项工作“龙头”，打好勘探发现进攻仗，发现并落实2~3个5000万吨级整装规模储量区，确保探明储量替换率石油>1.5、天然气>2.5。加大四新领域风险勘探和甩开预探，进一步解放思想，强化基础研究与整体研究，优选突破方向，落实有利勘探领域及区带6~8个，每年采纳风险井位3-5口，力争实现具有战略意义的重大突破。瞄准吐哈盆地中下侏罗系岩性油气藏、胜北致密气、石钱滩天然气、准东和三塘湖页岩油、阜康断裂带东部等领域和区带，加大集中勘探力度，努力将当前发现的好苗头

	<p>转化为效益建产的规模储量，力争“十四五”新增探明石油储量 1.35 亿吨、天然气储量 900 亿方，为新区上产奠定坚实的资源基础。</p> <p>本项目拟新建1个井场，部署3口评价井位于准噶尔盆地吉南凹陷西斜坡吉阜3块。属于《吐哈油田公司勘探与生产业务“十四五”发展规划》重点开发区块，符合此规划要求。</p>											
其他符合性分析	<p>1.产业政策符合性分析</p> <p>根据国家发展和改革委员会发布的《产业结构调整指导目录(2024年本)》，本项目为勘探井项目，属于第一类“鼓励类”中的第七条“石油天然气”中第1项“常规石油、天然气勘探与开采”类项目，为国家鼓励发展的产业。同时，根据《西部地区鼓励类产业目录(2025年本)》本项目属于其“一、国家现有产业目录中的鼓励类产业”范畴，契合西部大开发战略导向及区域产业发展重点。</p> <p>因此，本项目符合国家产业政策。</p> <p>2.生态环境分区管控符合性分析</p> <p>(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)的符合性分析</p> <p>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》(新环环评发[2024] 157号)的符合性分析具体见表 1-1。</p> <p>表 1-1 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》(新环环评发[2024] 157号)的符合性分析</p> <table border="1" data-bbox="434 1424 1425 1778"> <thead> <tr> <th data-bbox="434 1424 539 1503">文件名称</th> <th colspan="2" data-bbox="539 1424 1026 1503">环境管理政策有关要求</th> <th data-bbox="1026 1424 1313 1503">本项目情况</th> <th data-bbox="1313 1424 1425 1503">符合性</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="434 1503 539 1778">关于印发《新疆维吾尔自治区生</td> <td data-bbox="539 1503 608 1778">自治 区 总 体 管 控</td> <td data-bbox="608 1503 687 1778">空 间 布 局 约 束</td> <td data-bbox="687 1503 1026 1778">〔A1.1-1〕禁止新建、扩建《产业结构调整指导目录(2024年本)》中淘汰类项目。禁止引入《市场准入负面清单(2022年版)》禁止准入类事项。</td> <td data-bbox="1026 1503 1313 1778">本项目不属于《产业结构调整指导目录(2024年本)》中淘汰类项目，也不属于《市场准入负面清单(2025年版)》，禁止准入类事项。</td> <td data-bbox="1313 1503 1425 1778">符合</td> </tr> </tbody> </table>	文件名称	环境管理政策有关要求		本项目情况	符合性	关于印发《新疆维吾尔自治区生	自治 区 总 体 管 控	空 间 布 局 约 束	〔A1.1-1〕禁止新建、扩建《产业结构调整指导目录(2024年本)》中淘汰类项目。禁止引入《市场准入负面清单(2022年版)》禁止准入类事项。	本项目不属于《产业结构调整指导目录(2024年本)》中淘汰类项目，也不属于《市场准入负面清单(2025年版)》，禁止准入类事项。	符合
文件名称	环境管理政策有关要求		本项目情况	符合性								
关于印发《新疆维吾尔自治区生	自治 区 总 体 管 控	空 间 布 局 约 束	〔A1.1-1〕禁止新建、扩建《产业结构调整指导目录(2024年本)》中淘汰类项目。禁止引入《市场准入负面清单(2022年版)》禁止准入类事项。	本项目不属于《产业结构调整指导目录(2024年本)》中淘汰类项目，也不属于《市场准入负面清单(2025年版)》，禁止准入类事项。	符合							

	生态环境分区管控动态更新成果》的通知			<p>[A1.4-1] 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。</p>	<p>本项目拟新建1个井场，部署3口评价井，符合《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划(2021-2025年)》规划要求，符合生态环境功能区划、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。</p>	符合	
				<p>[A1.2-2] 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。</p>	<p>本项目不占用基本农田和耕地，占地主要为天然牧草地、其他草地以及农村道路，均为临时占地，环评提出按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿。</p>	符合	
				<p>污染物排放管理</p>	<p>[A2.1-1] 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。</p>	<p>本项目的建设符合生态环境分区管控要求，符合《产业结构调整指导目录(2024年本)》，符合《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划(2021-2025年)环境影响报告书》及审查意见。</p>	符合
					<p>[A2.2-8] 严控土壤重金属污染，加强油(气)田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展土壤污染风险管控与修复工程。</p>	<p>本项目属于陆地矿产资源地质勘查，落地油100%回收，沾油废防渗材料、机械设备废油、废油桶集中收集后暂存于危废贮存点，定期委托有资质的单位处理。固废均得到了合理处置，不会对土壤环境造成严重的污染。</p>	符合

			<p>环境 风 险 防 控</p> <p>〔A3.2-4〕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。</p>	<p>评价对项目可能产生的环境风险进行了分析，提出相应的风险防范措施和应急措施。要求建设单位严格实施风险防范措施，加强环境风险预警防控。</p>	<p>符合</p>
		<p>资 源 利 用 效 率</p>	<p>〔A4.5-1〕加强固体废物源头减量、资源化利用和无害化处置，最大限度减少填埋量。推进工业固体废物精细化、名录化环境管理，促进大宗工业固废综合利用、主要农业废弃物全量利用。加快构建废旧物资回收和循环利用体系，健全强制报废制度和废旧家电、消费电子等耐用消费品回收处理体系，推行生产企业“逆向回收”等模式。以尾矿和共伴生矿、煤矸石、炉渣、粉煤灰、脱硫石膏、冶炼渣、建筑垃圾等为重点，持续推进固体废物综合利用和环境整治不断提高大宗固体废物资源化利用水平。推行生活垃圾分类，加快建设县(市)生活垃圾处理设施，到2025年，全疆城市生活垃圾无害化处理率达到99%以上。</p>	<p>本项目属于陆地矿产资源地质勘查，含油污泥、沾油废防渗材料、机械设备废油、废油桶均为危险废物。集中收集后暂存于危废贮存点，定期委托有资质的单位处理。落地油100%回收。固废均得到合理处置。</p>	<p>符合</p>
<p>(2) 与《关于发布昌吉回族自治州生态环境分区管控动态更新成果的公告》的符合性分析</p> <p>①生态保护红线</p> <p>项目用地周围无国家公园、自然保护区、森林公园的生态保育区和核心景观区、地质公园的地质遗迹保护区、世界自然遗产的核心区和缓冲区、湿地公园的湿地保育区和恢复重建区、饮用水水源地一级保护区、水产种质资源保护区的核心区以及其他类型禁止开发区的核</p>					

心保护区域。项目建设不占用生态红线保护区。

②环境质量底线

本项目为陆地石油勘探项目，无运营期；钻试期产生的污染影响随施工结束而停止，对区域环境质量影响小，不会突破区域环境质量底线。本工程建设不会改变环境功能区，能够严守环境质量底线。

③资源利用上线

本工程为陆地矿产资源勘查项目，无运营期。本工程占地包括井场、临时道路及其生活营地等，均为临时占地，项目建设占用土地资源相对区域资源利用较少；符合资源利用上限的要求。

④生态环境准入清单

根据《关于发布昌吉回族自治州生态环境分区管控动态更新成果的公告》，自治州共划定 193 个环境管控单元，分为优先保护单元 94 个、重点管控单元 92 个和一般管控单元 7 个，实施分类管控。昌吉州生态环境分区管控单元图见附图 1。

本项目拟新建 1 个井场，部署 3 口评价井，分别为吉阜 302、吉阜 302-1、吉阜 302-2 共 3 口评价井，位于吉木萨尔县限采区重点管控单元 ZH65232720005。其具体分析见表 1-2。

表1-2 项目与《昌吉回族自治州生态环境分区管控方案》符合性分析一览表

管控单元名称	环境管控	管控要求	项目情况	相符性
昌吉回族自治州重点管控单元 ZH65232720005 - 吉木萨尔县限采区	空间布局约束	1.严格控制缺水地区、水污染严重区域和敏感区域高耗水、高污染行业发展。	本工程属于油气勘探项目，属于国家产业政策中鼓励类项目，符合《产业结构调整指导目录(2024年本)》《市场准入负面清单(2025年版)》；本工程吉阜 302、吉阜 302-1、吉阜302-2共3口评价井位于吉木萨尔县限采区重点管控单元，施工期严格实行区域用水总量和强度控制，加强用水定额管理；施工期严格控制污染物排放，确保各污染物达标排放。	符合

		<p>污染物排放管控</p>	<p>1.推进地表水与地下水协同防治。以傍河型地下水饮用水水源为重点，防范受污染河段侧渗和垂直补给对地下水污染。加强化学品生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源的地表、地下协同防治与环境风险管控。加强工业污染防治。推动重点行业、重点企业绿色发展，严格落实水污染物排放标准和排污许可制度。支持企业积极实施节水技术改造，加强工业园区污水集中处理设施运行管理，加快再生水回用设施建设，提升园区水资源循环利用水平。</p>	<p>本项目生活污水经防渗收集池收集后定期由施工队拉运至吉木萨尔县市政污水处理厂处理；项目井下作业废水拉运至吉康脱水站并处理达标后，全部回注油藏，不外排。生活垃圾集中收集后委托第三方拉运至吉木萨尔县垃圾场处理。项目建立环境风险监管制度、环境风险预警制度、突发环境事件应急预案、环境风险应急保障制度等环境风险防控体系。组织人员进行应急演练。项目推行清洁生产、降低生产水耗，从源头上控制污染物的产生。</p>	<p>符合</p>
		<p>环境风险防控</p>	<p>1.强化重点区域地下水环境风险管控。对化学品生产企业、工业聚集区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域，逐步开展地下水环境状况调查评估，加强风险管控。</p>	<p>本工程属于油气勘探项目，项目建立环境风险监管制度、环境风险预警制度、突发环境事件应急预案、环境风险应急保障制度等环境风险防控体系。本次项目3口钻井均为导眼/一开段采用水基钻井液，二开段采用油基钻井液，水基泥浆由钻井公司委托第三方运走进行固液分离，分离后固相处理达标后综合利用，液相由第三方合规处置，油基泥浆、油基岩屑、含油污泥委托有危废处置资质的单位进行处置。项目产生的生活垃圾集中收集后委托第三方拉运至吉木萨尔县垃圾场处理。</p>	<p>符合</p>

	资源开发效率要求	<p>1.县级以上人民政府水行政主管部门应当合理配置地表水、地下水，从严控制地下水取水总量。</p> <p>2、严守水资源开发利用控制、用水效率控制和水功能区限制纳污“三条红线”，严格实行区域用水总量和强度控制，强化用水定额管理。推进地下水超采综合治理。</p>	<p>本项目施工期严格实行区域用水总量和强度控制，加强用水定额管理；用水通过罐车拉运，用水量较少；项目实行节水制度，降低生产水耗，从源头上控制污染物的产生。本项目不涉及地下水开采。</p>	符合
<p>综上，本项目建设符合生态环境分区管控要求。</p> <p>3.与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性</p> <p>项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析见表1-3。</p> <p style="text-align: center;">表 1-3 项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析一览表</p>				
《石油天然气开采业污染防治技术政策》		本项目		符合性
<p>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。</p>		<p>本项目试油期井下作业废水拉运到吉康脱水站并处理达标后，全部回注油藏，工业废水回用率大于90%；评价要求项目建设过程中严格落实环境风险防范措施。建设过程中含油污泥、沾油废防渗材料、机械设备废油、废油桶均为危险废物。集中收集后暂存于危废贮存点，定期委托有资质的单位处理。落地油100%回收。工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到100%。</p>		符合
<p>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。</p>		<p>本项目不涉及禁用的化学物质。</p>		符合
<p>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%。</p>		<p>井下作业时带罐，井口敷设防渗膜，防止产生落地油。产生的落地油，及时回收，做到100%回收。</p>		符合
<p>在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系。</p>		<p>本项目使用的钻井液为环境友好钻井液体系，钻井泥浆外运处置。</p>		符合

<p>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%。</p>	<p>本项目井下作业过程中，严格按照环境保护规定的要求，带罐作业，100%回收。井下作业废水不外排，作业单位自带回收罐回收作业废水，运至吉康脱水站处理达标后回注。</p>	<p>符合</p>	
<p>在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用。</p>	<p>本项目井下作业废水拉运至吉康脱水站并处理达标后，全部回注油藏；落地油100%回收。</p>	<p>符合</p>	
<p>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，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。</p>	<p>井下作业必须带罐(车)操作，将落地油100%进行回收。</p>	<p>符合</p>	
<p>加强油气田建设、勘探开发过程的环境监督管理。</p>	<p>建设单位已建立HSE管理体系，成立了专职环保部门对钻井、试油过程中的环境影响及减缓措施进行监督管理。</p>	<p>符合</p>	
<p>4.与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函[2019] 910号) 符合性分析</p>			
<p>该文件中要求：未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块，建设评价井应当编制环境影响报告表。项目为油气勘探项目，经编制环境影响报告表后报主管部门作为项目环境保护管理的依据，可以满足该文件的要求。</p>			
<p>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》相符性见表 1-4。</p>			
<p>表 1-4 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》符合性分析一览表</p>			
<p>序号</p>	<p>具体要求</p>	<p>本项目</p>	<p>符合性</p>
<p>1</p>	<p>确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。</p>	<p>本项目共部署3口评价(吉卓302、吉卓302-1、吉卓302-2)，目前均未开钻，正在进行环境影响报告表的编制工作，不属于已确定产能建设规模的开发井。</p>	<p>符合</p>
<p>2</p>	<p>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。</p>	<p>本次环评深入评价项目建设、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。</p>	<p>符合</p>

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“第二章: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。	本项目井下作业废水拉运到吉康脱气站处理达标后,全部回注油藏,依托工程及其可行性分析详见“第二章:依托工程”。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
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。	本项目产生的含油污泥、落地油泥、废防渗材料、机械设备废油、废油桶贮存于危废贮存点后定期交由有资质的单位处置。	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。	符合
<p>5.与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)符合性分析</p> <p>项目与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)符合性分析见表 1-5。</p> <p>表 1-5 项目与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》符合性分析一览表</p>			
	具体要求	本项目	符合性
	应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,配备完善的固控系统,及时妥善处置钻井泥浆。	本项目采用环境友好钻井液及井控措施。	符合
	应按照矿山地质环境保护与土地复垦方案进行地质环境治理和土地复垦。	本项目为临时用地,严格控制井场占地面积(25200m ²)。环评要求施工前进行表土剥离暂存,工程结束后清除井场设施及固废,利用原有表土对井场及道路进行土地复垦和植被恢复,恢复至原貌。	符合
	油气开采过程中产生的含油污泥。采取技术措施进行原油回收处理和利用,处理后固体废物含油率低2%。	本工程落地油要求100%回收。	符合
	油气生产过程中产生的废液、废气、固体废物应建档分类管理,并清洁化、无害化处置,处置率应达到100%。	本项目试油压裂过程中产生的废水、压裂返排液、钻井岩屑、废防渗材料、落地油泥、机械设备废油、废油桶均能妥善处置。	符合

6.与《新疆生态环境保护“十四五”规划》符合性分析

项目与《新疆生态环境保护“十四五”规划》符合性分析见表 1-6。

表 1-6 项目与《新疆生态环境保护“十四五”规划》符合性分析一览表

具体要求	本项目	符合性
实施最严格的生态保护制度。坚决遏制“两高”项目盲目发展，严格执行能源、矿产资源开发自治区人民政府“一支笔”审批制度、环境保护“一票否决”制度，落实“三线一单”生态环境分区管控要求，守住生态保护红线、环境质量底线和资源利用上线，实施生态环境准入清单管控。强化危险废物全过程环境监管。督促各类危险废物产生单位和经营单位依法申报危险废物产生处置情况，报备管理计划，做好信息公开工作，规范运行危险废物转移联单。	本项目为油气资源勘探项目，不属于“高污染、高环境风险产品”项目，不涉及生态保护红线；废气、噪声均可实现达标排放，废水和固体废物均得到妥善处置，不会突破区域环境质量底线；施工过程中会消耗少量的电能和水，工程资源消耗量相对区域资源利用总量较少，符合资源上限要求；符合区域生态环境分区管控要求。本环评要求定期更新和申报危险废物管理计划，对危险废物贮存、转移和处置进行全过程管理，建立危险废物管理台账，本次可充分依托中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司准东采油管理区已有管理制度。	符合
加强应急监测装备配置，定期开展应急演练，增强实战能力。	评价要求建设单位及时编制突发环境事件应急预案，设置应急监测设备，定期进行应急演练工作。	符合

7.与《昌吉回族自治州生态环境保护与建设“十四五”规划》符合性分析

项目与《昌吉回族自治州生态环境保护与建设“十四五”规划》符合性分析见表 1-7。

表 1-7 与《昌吉回族自治州生态环境保护与建设“十四五”规划》符合性分析一览表

具体要求	本项目	符合性
将生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线的硬约束落实到环境管控单元，建立差别化的生态环境准入清单，加强“三线一单”成果在政策制定、环境准入、执法监管等方面的应用。	本项目不涉及生态保护红线，不会突破区域环境质量底线，不会突破区域资源利用上线。	符合
强化水资源刚性约束，深入推进最严格水资源管理制度，严守水资源开发利用控制、用水效率控制和水功能区限制纳污“三条红线”，严格实行区域用水总量和强度控制，强化节水约束性指标管理。	拟部署井钻试期仅消耗少量新鲜水，用量在区域可承受范围内，不会突破区域资源利用上限。	符合
推进地表水与地下水协同防治。统筹区域地表水、地下水生态环境监管。	钻井过程无废水产生，试油过程产生的井下作业废水拉运到吉康脱水站并处理达标后，全部回注油藏；钻井过程中使用	符合

		水泥固井，有效地将含水层与井筒分隔开保护地下水不受污染。	
	以北部沙漠防风固沙生态维护区、中部平原农田防护人居环境维护区和南部山地水源涵养生态维护区3个水土保持分区为基础，划分重点预防范围和重点治理范围。	评价要求项目建设过程中落实水土保持措施，减小项目引起的水土流失	符合
	加强生态环境应急管理。实施企业环境应急预案电子化备案，完成昌吉市政府突发环境事件应急预案修编。	本项目归属中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司准东采油管理区管辖，项目实施后及时修编《中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司准东采油管理区突发环境事件应急预案》。	符合
<p>8.与新疆维吾尔自治区主体功能区规划的相符性分析</p> <p>根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》(2016年10月24日)，新疆分为以下主体功能区：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，分为国家和自治区级两个层面。</p> <p>本项目新建1个井场，部署3口评价井(吉阜302、吉阜302-1、吉阜302-2)，位于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州吉木萨尔县境内，属于新疆国家级农产品主产区(天山北坡主产区)，新疆国家级农产品主产区(天山北坡主产区)涉及13个县市，这些农产品主产区县市的城区或城关镇及其境内的重要工业园区是国家级重点开发区域，但这些县市以享受国家农产品主产区的政策为主。新疆农产品主产区的功能定位是：保障农牧产品供给安全的重要区域，农牧民安居乐业的美好家园，社会主义新农村建设的示范区；农产品主产区发展方向和开发原则还包括：位于农产品主产区的点状能源和矿产资源基地建设，必须进行生态环境影响评估，并尽可能减少对生态空间与农业空间的占用，同步修复生态环境。其中，在水资源严重短缺、环境容量很小、生态十分脆弱、地震和地质灾害频发的地区，要严格控制能源和矿产资源开发。</p> <p>本项目为油气资源勘探项目，项目的建设有利于提高油气资源的</p>			

安全供应能力和开发利用水平，支撑地区经济，因此本项目符合自治区对该区域的功能定位要求。新疆维吾尔自治区主体功能区规划图见附图 3。

9.与《新疆生态功能区划》的相符性分析

根据《新疆生态功能区划简表》，项目所属生态功能区的主要生态服务功能、主要生态环境问题、主要保护目标和主要发展方向等内容详见表 1-8，生态功能区划图详见附图 4。

表 1-8 生态功能区划简表

生态功能分区单元	生态区	Ⅱ准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区
	生态亚区	Ⅱ ₅ 准噶尔盆地南部荒漠绿洲农业生态亚区
	生态功能区	28.阜康—木垒绿洲农业、荒漠草地保护生态功能区
主要生态服务功能		农牧业产品生产、人居环境、荒漠化控制
隶属行政区		阜康市、吉木萨尔县、奇台县、木垒县
主要生态环境问题		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
主要生态敏感因子、敏感程度		生物多样性和生境中度敏感，土壤侵蚀轻度敏感、不敏感，土地沙漠化、土壤盐渍化不敏感
主要保护目标		保护基本农田、保护荒漠植被、保护土壤环境质量
主要保护措施		节水灌溉、草场休牧、对前山坡耕地和北部沙化土地实施退耕还林(草)，在水源无保障、植被稀少、生态脆弱地带禁止开荒、加强农田投入品的使用管理
主要发展方向		农牧结合，发展优质、高效特色农业

本项目只有钻井期、试油期，不涉及运营期；项目建设占用的土地资源相对区域资源较少，且为临时用地；项目单井施工期较短，资源消耗量较少，不涉及地下水的开采活动。采取环保措施后，项目产生的废气、废水、噪声等对环境的影响较小。项目建设符合《新疆生态功能区划》相关要求。

10.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

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) 符合性分析见表 1-9。

表 1-9 与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件(2024 年)》

符合性分析一览表			
序号	具体要求	本项目采取的相关措施	符合性
1	石油、天然气开发项目的选址与布局应符合自治区或油气企业相关油气开发专项规划及规划环评要求，原则上应当以区块为单位开展环境影响评价工作。 在符合产业政策、满足区域生态环境空气质量改善和污染物总量控制要求的前提下，经环境影响比选论证后，适宜在矿区开展的页岩油、页岩气开采、加工一体化项目可在矿区内就地选址。 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。	本项目共部署3口评价井，位于昌吉回族自治州吉木萨尔县，选址与布局均符合《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划(2021-2025年)》及环境影响评价报告书和审查意见，符合《吐哈油田公司勘探与生产业务“十四五”发展规划》。 本项目为油气资源勘探，不涉及开发，不建设油气加工设施；项目占地为其他草地，不涉及自然保护地。	符合
2	施工期应当尽量减少施工占地、严格控制施工作业面积、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，有效降低生态环境影响。	本项目建设吉卓302平台部署吉卓302、吉卓302-1、吉卓302-2，3口评价井，施工期严格控制施工作业面积、减少施工占地、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，有效降低生态环境影响。	符合
3	陆地油气开发项目应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水集输和处理系统、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放，油气集输损耗率不得高于0.5%；工艺过程控制措施、废气收集处理措施以及站场边界非甲烷总烃排放浓度应满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728)要求。	本项目为油气资源勘探，已设置原油储罐对原油进行储存和装载，项目井下作业废水采取带罐作业，井下作业废水全部回收，拉运到吉康脱水站并处理达标后，全部回注油藏，伴生气通过排气管线充分燃烧后放空，工艺过程在采取控制措施、废气收集处理措施后，井场边界非甲烷总烃排放浓度要求满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)。	符合
4	陆地油气开发项目产生的废水应经处理后优先回用，无法回用的应满足国家和地方相关污染物排放标准后排放，工业废水回用率应达到90%以上。 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，压裂废液、酸化废液等井下作业废水应100%返排入罐。	本项目井下作业废水采取带罐作业，井下作业废水全部回收，拉运到吉康脱水站并处理达标后，全部回注油藏。	符合

5	<p>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。</p>	<p>本项目井下作业废水拉运到吉康脱水站并处理达标后，全部回注油藏。</p>	符合
6	<p>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%。</p>	<p>本项目废弃钻井泥浆及岩屑采取“泥浆不落地”工艺，勘探、开发过程产生的落地原油回收率达到100%。针对不同开钻阶段产生的固废，本着“从严管理”的原则实行分类分质处置：钻井过程中产生的废弃水基泥浆水基钻井岩屑不属于危险废物，委托具有相应处理能力的第三方环保单位(新疆疆东环保科技有限公司、新疆盛洁环境技术有限公司)进行集中处置，依据《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范(试行)》(HJ1461-2026)的相关规定，经检测达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)相关标准限值后综合利用；产生的废弃油基泥浆和油基钻井岩屑属于危险废物，规范收集、防渗暂存，委托具有危险废物经营资质的单位及时规范处置(日产日清)</p>	符合
7	<p>噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348)要求。</p>	<p>评价要求项目噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)要求。</p>	符合
8	<p>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。</p>	<p>对拟退役的废弃井(站)场、道路等工程设施进行生态修复，生态修复前对废弃井进行封堵或设施拆除，确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物得到妥善处置。</p>	符合
<p>11.与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》符合性分析</p> <p>《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》第三十七条规定：各级人民政府应当加强对建设施工、矿产资源开采、物料运输的扬尘和沙</p>			

尘污染的治理，保持道路清洁、控制堆料和渣土堆放，科学合理扩大绿地、水面、湿地、地面铺装和防风固沙绿化面积，防治扬尘污染。第四十四条矿山开采产生的废石、废渣、泥土等应当堆放到专门存放地，并采取围挡、设置防尘网或者防尘布等防尘措施；施工便道应当硬化。

本项目施工期严格落实扬尘污染防治措施，施工便道采取压实硬化处理，运输车辆采取密闭或遮盖措施；针对钻井岩屑，项目采用“泥浆不落地”工艺进行分类收集与精细化处置，从源头杜绝扬尘污染。其中，产生的水基岩屑经不落地设备处理，委托具有相应处理能力的第三方环保单位(新疆疆东环保科技有限公司、新疆盛洁环境技术有限公司)进行集中处置，依据《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范(试行)》(HJ1461-2026)的相关规定，经检测达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)相关标准限值后综合利用，用于铺设通井路、铺垫钻井井场基础材料及制砖，既实现了资源化利用又起到了地面覆盖防尘的作用；油基岩屑属于危险废物，严格暂存于现场专用方罐内，严禁露天散堆，采取及时转运机制，委托有资质单位进行无害化处置，无扬尘产生。此外，项目施工结束后拟对临时占地(包括井场及临时道路)进行平整和生态恢复治理，可有效减少长期扬尘影响。综上所述，项目建设符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》的相关要求。

12.与《钻前工程及井场布置技术要求》(SY/T5466-2013)符合性分析

《钻前工程及井场布置技术要求》(SY/T5466-2013)中“油气井井口距高压线及其他永久性设施应不小于75m；距民宅应不小于100m；距铁路、高速公路应不小于200m；距学校、医院和大型油库等人口密集性、高危型场所应不小于500m”的要求。

经现场踏勘，本项目100m范围内无民宅；距离最近G335高速公路约345m，200m范围内无铁路、高速公路；500m范围内无学校、医院和大型油库等人口密集型、高危型场所，满足《钻前工程及井场布置技术要求》(SY/T5466-2013)的相关要求。

13.与《空气质量持续改善行动计划》(国发[2023]24号)符合性

分析

项目与《空气质量持续改善行动计划》（国发〔2023〕24号）符合性分析见表1-10。

表 1-10 《空气质量持续改善行动计划》（国发〔2023〕24号）符合性分析

序号	条例相关内容	符合性
1	坚决遏制高耗能、高排放、低水平项目盲目上马。新改扩建项目严格落实国家产业规划、产业政策、生态环境分区管控方案、规划环评、项目环评、节能审查、产能置换、重点污染物总量控制、污染物排放区域削减、碳排放达峰目标等相关要求，原则上采用清洁运输方式。涉及产能置换的项目，被置换产能及其配套设施关停后，新建项目方可投产。	本次3口评价井建设项目均分布在昌吉州吉木萨尔县，属于“乌-昌-石”联防联控区，本项目属于陆地矿产资源地质勘查，不属于重点行业，不属于高耗能、高排放、低水平项目。
2	强化 VOCs 全流程、全环节综合治理。鼓励储罐使用低泄漏的呼吸阀、紧急泄压阀，定期开展密封性检测。汽车罐车推广使用密封式快速接头。污水处理场所高浓度有机废气要单独收集处理；含 VOCs 有机废水储罐、装置区集水井（池）有机废气要密闭收集处理。	项目施工期会产生伴生气燃烧烟气、采出液储存装车及柴油装卸车产生的无组织挥发烃类，产生量较小，随施工期结束而停止产生。

14. 与项目《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

本项目与《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）符合性分析见表1-11。

表 1-11 《新疆维吾尔自治区 2025 年空气质量持续改善行动实施方案》符合性分析

序号	条例相关内容	符合性
1	坚决遏制高耗能、高排放、低水平项目盲目上马。新改扩建项目严格落实国家和自治区产业规划、产业政策、生态环境分区管控方案、规划环评、项目环评、节能审查、产能置换、重点污染物总量控制、污染物排放区域削减、碳排放达峰目标等相关要求，原则上采用清洁运输方式，达到能效标杆水平、环保绩效 A 级水平。	本次3口评价井建设项目均分布在昌吉州吉木萨尔县，属于“乌-昌-石”联防联控区，本项目属于陆地矿产资源地质勘查，不属于重点行业，不属于高耗能、高排放、低水平项目，
2	强化挥发性有机物和氮氧化物综合治理。优化含 VOCs 原辅材料和产品结构，加快推进含 VOCs 原辅材料源头替代，推广使用低(无)VOCs 含量涂料，严格执行 VOCs 含	项目施工期会产生伴生气燃烧烟气、采出液储存装车及柴油装卸车产生的无组织挥发烃类，产生量较

		量限值标准	小，随施工期结束而停止产生。

二、建设内容

地理位置	<p>本项目行政隶属于昌吉回族自治州吉木萨尔，距吉木萨尔县三台镇西南约 3.9km，为评价吉阜 3 块梧桐沟组含油气性及落实产能，共布设 3 口评价井，井型均为定向井，均位于“准噶尔盆地吉南凹陷西斜坡吉阜 3 块”探矿权范围内；项目井口坐标详见表 2-1，项目地理位置图详见附图 2，评价井位置分布情况见附图 2-1。</p> <p style="text-align: center;">表 2-1 井位坐标及位置一览表</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th rowspan="2">井号</th> <th rowspan="2">地面海拔(m)</th> <th colspan="4">井位坐标</th> <th rowspan="2">位置</th> </tr> <tr> <th>X</th> <th>Y</th> <th>经度(E)</th> <th>纬度(N)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>吉阜 302</td> <td>752</td> <td>4882660.32</td> <td>15647896.28</td> <td>88°50'55.1094"</td> <td>44°03'56.2951"</td> <td rowspan="3" style="text-align: center;">吉木萨尔县</td> </tr> <tr> <td>吉阜 302-1</td> <td>742</td> <td>4882068.00</td> <td>15647411.00</td> <td>88°50'56.0969"</td> <td>44°03'57.2496"</td> </tr> <tr> <td>吉阜 302-2</td> <td>746</td> <td>4882079.00</td> <td>15647982.00</td> <td>88°50'53.5493"</td> <td>44°03'57.1896"</td> </tr> </tbody> </table> <p>注：坐标为大地 2000 坐标系</p>		井号	地面海拔(m)	井位坐标				位置	X	Y	经度(E)	纬度(N)	吉阜 302	752	4882660.32	15647896.28	88°50'55.1094"	44°03'56.2951"	吉木萨尔县	吉阜 302-1	742	4882068.00	15647411.00	88°50'56.0969"	44°03'57.2496"	吉阜 302-2	746	4882079.00	15647982.00	88°50'53.5493"	44°03'57.1896"
井号	地面海拔(m)	井位坐标				位置																										
		X	Y	经度(E)	纬度(N)																											
吉阜 302	752	4882660.32	15647896.28	88°50'55.1094"	44°03'56.2951"	吉木萨尔县																										
吉阜 302-1	742	4882068.00	15647411.00	88°50'56.0969"	44°03'57.2496"																											
吉阜 302-2	746	4882079.00	15647982.00	88°50'53.5493"	44°03'57.1896"																											
项目组成及规模	<p>1.项目概况</p> <p>项目名称：吉阜 302 等井钻试工程</p> <p>建设单位：中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司准东采油管理区</p> <p>建设地点：新疆昌吉回族自治州</p> <p>建设性质：新建</p> <p>工程投资及环保投资：项目总投资 4510 万元，其中环保投资 144 万元，占工程总投资的 3.20%。</p> <p>2.建设内容及规模</p> <p>本工程建设内容为新钻 3 口评价井，完井后进行试油，获取有关技术参数。项目主要建设内容包括钻前工程、钻井工程、试油工程。项目环评仅适用于工程钻试期，钻试结束后即封井或转为开发井。纳入区块产能开发工程中的，须另行组织区块及运营期环境影响评价。本项目工程组成详见表 2-2。</p> <p style="text-align: center;">表 2-2 工程组成一览表</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 10%;">工程组成</th> <th style="width: 20%;">工程内容</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="text-align: center;">主体工程</td> <td>钻前工程 新建井场 1 座，井场占地面积均为 9898m²。建设内容主要包括：剥离表层土并集中打苫暂存；采用砂石或戈壁料进行场地铺垫压实及三通一平；修建钻机及配套设备硬化基础；划定生产作业区、物料堆放区等功能区；进行钻机及其配套设</td> </tr> </tbody> </table>		工程组成	工程内容	主体工程	钻前工程 新建井场 1 座，井场占地面积均为 9898m ² 。建设内容主要包括：剥离表层土并集中打苫暂存；采用砂石或戈壁料进行场地铺垫压实及三通一平；修建钻机及配套设备硬化基础；划定生产作业区、物料堆放区等功能区；进行钻机及其配套设																										
工程组成	工程内容																															
主体工程	钻前工程 新建井场 1 座，井场占地面积均为 9898m ² 。建设内容主要包括：剥离表层土并集中打苫暂存；采用砂石或戈壁料进行场地铺垫压实及三通一平；修建钻机及配套设备硬化基础；划定生产作业区、物料堆放区等功能区；进行钻机及其配套设																															

			备的搬迁与安装。
		钻井工程	新钻 3 口评价井, 分别为吉阜 302、吉阜 302-1、吉阜 302-2。井型均为定向井, 设计井深为 3169.56m, 井身结构均为二开。单井钻井期为 90 天。
		试油工程	主要包括试油准备、储层改造和试油, 对完钻井进行通井、洗井、试压、射孔、放喷、压裂、求产等工序, 并配套洗井液注入泵等试油设备, 记录油气产量。试油期为 180 天。
		完井工程	根据试油结果进行关井或封井作业, 最后撤去所有生产设施, 清理、平整井场及场地恢复
	辅助工程	放喷设施	钻井左右两侧各设置 1 条放喷管线, 试油井口两侧分别设置放喷、压井管线。
		井控系统	钻井、试油井口设置 1 套井控系统, 防止钻井及试油时产生井喷。
		钻井动力系统	本项目施工动力主要依靠工业用电, 柴油机仅作为备用电源
		不落地系统	井场设置 1 套钻井液不落地设备
		生活营地	设 1 个生活营地, 临时占地均为 2474m ² 。
		油品储存区	钻井井场设置一处油品储存区, 油品储存区进行重点防渗
	公用工程	供配电	钻井井场钻机、办公等主要依靠工业用电供电, 配备柴油发电机作为应急备用
		给水	钻井井场用水从就近村庄拉运至钻井场
		供热	项目不在冬季施工。
		道路	新建可到达井场的简易道路, 宽度 6m, 总长度约 730m。道路占地 4375m ² 。道路采用压实整平后铺垫砂砾石结构形式, 满足钻机设备、罐车及物料运输车辆通行要求。
		消防	钻井井场按规范配置一定数量的消防器材
	储运工程	钻井、固井材料储存区	钻井井场设置 1 处材料堆存区, 冬季修建保温棚, 泥浆材料下铺上盖, 地面做防渗处理
		危险废物临时贮存间	钻井井场设置的 1 座危险废物贮存点, 占地面积 15m ² , 采用重点防渗处理, 应满足等效黏土防渗层 Mb≥6.0m, K≤10 ⁻⁷ cm/s, 或 2mm 厚高密度聚乙烯, 或至少 2mm 厚的其他人工材料(渗透系数≤10 ⁻¹⁰ cm/s)
		油罐区	试油井场设置 2 个 40m ³ 原油临时储罐, 设置围堰; 底部防渗, 防渗性能应满足等效黏土防渗层 Mb≥6.0m, K≤10 ⁻⁷ cm/s, 或 2mm 厚高密度聚乙烯, 或至少 2mm 厚的其他人工材料(渗透系数≤10 ⁻¹⁰ cm/s)
		泥浆储备罐区	位于泥浆循环系统区域, 用于储备压井泥浆。罐区周边设置围堰
环保工程	废气	伴生气	伴生气通过排气管线充分燃烧后放空
		施工扬尘	对易起尘物料进行遮盖; 加强车辆管理等措施; 场区洒水抑尘措施
		柴油发电机废气	废气产生量较少, 属无组织排放
	废水	生活污水	井场设 1 个防渗收集池, 生活污水排入防渗收集池, 防渗收集池下铺防渗膜, 防渗材料为 HDPE 防渗膜, 厚度 2mm, 渗透系数≤10 ⁻⁷ cm/s, 拉运至吉木萨尔县市政污水处理厂进行处理, 确保生活污水不外排。

		洗井废水和压裂返排液	钻井井下作业废水采取带罐作业，井下作业废水全部回收，拉运到吉康脱水站并处理达标后，全部回注油藏
	噪声	钻试设备运行噪声	减振、隔声降噪措施，加强设备维护
固体废物		落地油	本项目井下作业时带罐作业，落地油 100%回收
		钻井岩屑	吉阜 302、吉阜 302-1、吉阜 302-2 共 3 口评价井导眼及一开均采用水基钻井液，二开段采用油基钻井液；钻井过程中产生的水基钻井岩屑不属于危险废物，经“泥浆不落地”系统处理，委托有资质的第三方环保处理单位集中处置，固相检测达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB 65/T3997-2017）相关标准限值后综合利用；产生的油基钻井岩屑属于危险废物，须严格分类收集，委托有危废处置资质的单位进行安全处置
		废防渗材料、废矿物油、废油桶	施工过程中产生的沾油废防渗材料、设备检修与维护过程中产生的废矿物油及废油桶均属于危险废物，沾油废防渗材料、废矿物油、废油桶分区暂存于井场设置的危险废物贮存点，定期由具有相应危险废物处置资质的单位进行接收、转运和处理处置
		生活垃圾	井场和生活营地均设有垃圾箱暂存生活垃圾，集中收集后委托第三方拉运至当地生活垃圾填埋场处理
		生态措施	施工结束后及时对临时占地进行清理、平整，植被自然恢复
		H ₂ S 监测	井场按规范设置 H ₂ S 监测仪
		环境风险	安装井控装置；防止井喷；柴油罐、原油储罐等储罐底部铺设防渗材料或设置围堰，防止泄漏；硫化氢监测；对事故状态下，放喷液进行有效收集，防止污染周围地下水和土壤
依托工程		吉康脱水站	本项目试油期带罐作业，井下作业废水拉运到吉康脱水站并处理达标后，全部回注油藏。试油期原油入罐，拉运至吉康脱水站进行处理

3. 钻井工程

3.1 钻井基本参数

本次拟钻井主要技术参数见表 2-3。

表 2-3 钻井基本参数

序号	井号	井别	井型	井深结构	设计井深 (m)	钻井周期
1	吉阜 302	评价井	定向井	二开	3169.56	90d
2	吉阜 302-1	评价井	定向井	二开	3169.56	90d
3	吉阜 302-2	评价井	定向井	二开	3169.56	90d

3.2 井身结构

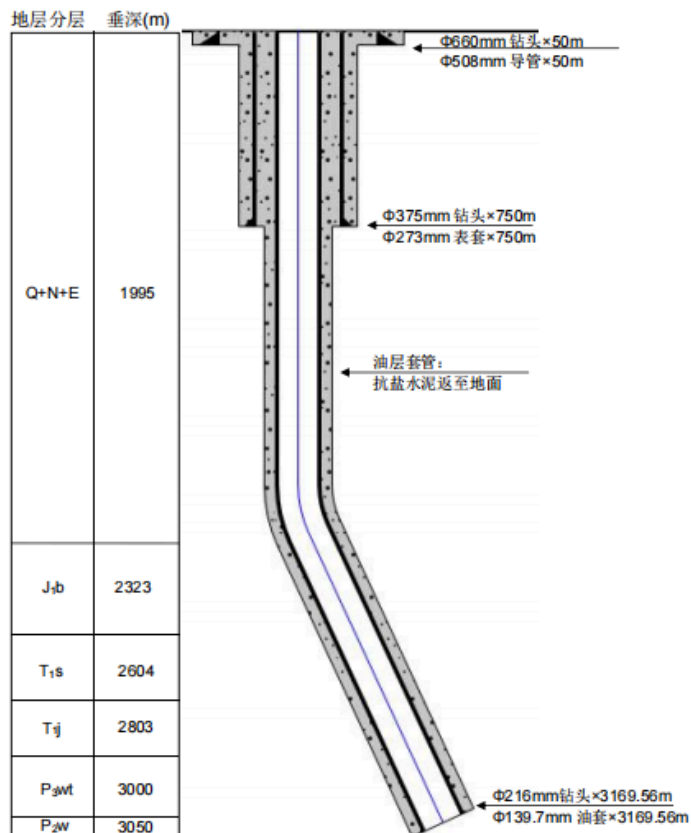
本次拟钻井井身结构数据见表 2-4，井身结构设计说明见表 2-5，井身结构图见图 2-1。

表 2-4 井身结构设计数据表

井号	开钻次序	井深 (m)	钻头尺寸 (mm)	套管尺寸 (mm)	套管下入层位	套管下入深度(m)
吉卓 302、吉卓 302-1、吉卓 302-2	导眼	50	Φ660	Φ508	Q	50
	一开	750	Φ375	Φ273	E	750
	二开	3169.56	Φ216	Φ139.7	P ₂ W	3169.56

表 2-5 井身结构设计说明表

井号	开钻次序	套管尺寸(mm)	设计说明
吉卓 302、吉卓 302-1、吉卓 302-2	导眼	Φ508	用Φ660mm 钻头打导眼 50m，下入Φ508mm 的导管固井，水泥返至地面。
	一开	Φ273	用Φ375mm 钻头一开，钻穿砾石层至少 20m，钻至井深 750m 左右，下入Φ273mm 表层套管，常规水泥返至地面。 表套下深原则：钻穿砾石层至少 20m，封固砾岩，避免漏塌。
	二开	Φ139.7	用Φ216mm 钻头二开，按设计轨迹钻至井深 3169.56m 完钻，下入Φ139.7mm 油层套管。采用抗盐水泥浆体系固井，水泥返至地面，封固段长 3169.56m。



注：地层分层垂深不含补心高度。

图 2-1 吉卓 302 井身结构示意图

3.3.主要设备

本项目单个钻井工程主要设备见下表 2-6，储层改造设备见表 2-7。

表 2-6 单个钻井工程主要设备

序号	名称	型号	规格	数量	备注	
一	钻机	ZJ50	3150kN	1套		
二	井架	JJ-315	3150kN	1套	净空高度: ≥6.1m	
三	提升系统	绞车	JC-50	1100kW	1套	
		天车	TC-315	3150kN	1套	
		游动滑车	YC-315	3150kN	1套	
		大钩	YG-315	3150kN	1套	
		水龙头	SL-450	52MPa	1套	
四	顶部驱动装置	/	/	/		
五	转盘	ZP-375	5850kN	1套		
六	循环系统	钻井泵 1#	F-1600HL	1193kW	1台	
		钻井泵 2#	F-1600HL	1193kW	1台	
		钻井泵 3#	/			
		钻井液罐	总容积 ≥250m ³			含储备罐
七	动力系统	柴油机	12V190	1000kW	3台	
八	发电机组	发电机	柴油发电机	400kW	1台	
九	钻机控制系统	自动压风机	2V6.5/12	55kW	1套	
		电动压风机	LS12-50HH	55kW	1套	
		刹车系统	液压盘刹+电磁刹车		1套	
十	固控系统	振动筛	ZS594	140m ³ /h	3台	
		除砂器	WS703	55kW	1台	
		除泥器	ZJ703	55kW	1台	
		中速离心机	LW553	75kW	1台	1600r/min
		高速离心机	LW453	55kW	1台	3000r/min
十一	加重装置	加重漏斗	SB8	75kW	1台	
		电动加重泵	JQB6	75kW	1台	

注：以上规格型号为设备最低要求，施工方可以采用性能不低于表中的其他设备进行施工。

表 2-7 单个钻井储层改造主要设备

阶段	设备名称	主要型号	数量(台/座)
压裂	压裂车	2500型	16
	混砂车	/	1
	仪表车	/	1
	砂罐车	/	3
	砂漏	/	1
	蓄水池	3000m ³	1
射孔	射孔车	/	1
	射孔工具车	/	1

3.4 钻井液体系及用量

根据建设单位提供的设计资料可知，吉阜 302、吉阜 302、吉阜 302-1、吉阜 302-2 钻井过程中需要使用钻井液，单井设计钻井液体系见表 2-8。

表 2-8 钻井液体系

开钻次序	井段 (m)	密度 g/cm ³	钻井液类型	钻井液配方
导眼/一开	0-750	1.10-1.35	膨润土-聚合物钻井液	清水 +(8-12)% 膨润土 +(0.2-0.3)%Na ₂ CO ₃ +(0.2-0.3)%CMC-LV/CMC-HV/PAC-LV +(0.3-0.5)%NaHPAN/NH ₄ HPAN +(0.3-0.5)%ZNP-1+重晶石粉
二开	750-2000	1.35-1.60	油基钻井液	白油/柴油:30%CaCl ₂ 水溶液(80:20) +(2-3)%TYODF-301/JHCOAT +(2-3)%TYODF-401/JHEMUL +(1-2)%TYODF-501/TC-WET +(2-3)%TYODF-601/LH-OC +(2-3)%XZ-OJL/TC-OL+(0.5-2)%CaO +(3-5)%超细碳酸钙/ZS-3/ZS-5 +(2-4)%FT-401/DRGF-1/ALS-3 +(1-3)%YL-XD/XZ-DL8+重晶石1.粉
	2000-3169.56	1.60-1.90		

吉阜 302、吉阜 302、吉阜 302-1、吉阜 302-2 共 3 口评价井使用各类钻井液材料的用量具体见表 2-9。

表 2-9 钻井液材料用量

开钻次序		导眼	一开	二开	合计	
钻头尺寸mm		Φ660	Φ375	Φ216		
井段m		0-50	50-750	750-3169.56		
井筒容积m ³		17	90	127		
钻井液循环量m ³		130	235	290		
储备钻井液	密度g/cm ³			1.65		
	体积m ³			80		
材料名称(代号)		用 量 (t或m ³)			储备 (t或m ³)	合计 (t或m ³)
膨润土		30				30
重晶石粉		105			50	695
Na ₂ CO ₃		1				1
CMC-LV/CMC-HV/PAC-LV		1				1
ZNP-1/KPAM		1.5				1.5
NaHPAN/NH ₄ HPAN		1.5				1.5
白油/柴油					225	225
CaCl ₂					17	17
TYODF-301/JHCOAT					9	9
TYODF-401/JHEMU					9	9
TYODF-501/TC-WET					6	6
TYODF-601/LH-OC					9	9

XZ-OJL/TC-OL		9		9
FT-401/DRGF-1/ALS-3		12		12
超细碳酸钙/ZS-3/ZS-5		15		15
YL-XD/XZ-DL8		9		9
CaO		6		6
堵漏剂				5
可选材料	SP-8、WR-1、ZX-2、黄原胶、XW-1、LCM、DF-1、TP-2、SQD-98 中、SQD-98 细、石墨粉、ZK601、LH-LQ、LH-OFL、RF-9、YK-N、PHT、KH-n、YL-HP-1、PMHA-2、AHB、IND30、TY-1L、TF-A、RLQ、JXHT-1、GFD-1、BAN-01、ZS-1、ZBS、NMR、SAP150、LH-CMJ			
钻井液材料具体用量根据实际情况决定。				

3.5.压裂液成分

根据建设单位提供的资料，压裂液主要成分为胍胶、复合添加剂及交联剂等，压裂液成分见表 2-10。

表 2-10 压裂液成分表

1	压裂基液配方	0.4%胍胶+0.2%复合添加剂+0.3%交联剂
2	交联比	0.3%交联剂
3	基液粘度	30~40mPa·s
4	冻胶粘度	220mPa·s
5	pH 值	9~10
6	滑溜水配方	0.05%~0.2%环保型减阻剂

4.试油工程

本项目对完钻后的新井进行试油，试油主要包括测井、油气测试、完井等工序组成，单个钻井试油工程主要设备见下表 2-11。

表 2-11 单个试油工程主要设备

序号	设备名称	型号及规格	单位	数量	备注
1	试油作业机	XJ550	部	1	/
2	试油井架	/	部	1	/
3	液压钳	600 型或 300 型	台	1	足够长的配套管线
4	方罐	40m ³	个	4	/
5	吊卡	Φ73.0mm/Φ88.9mm	只	2/2	50t
6	吊环	SH-80	副	1	/
7	通管规	Φ730mm/580mm	个	各 2	/
8	提升短节	Φ88.9mm	套	1	/
9	调整短节	Φ73.0mm	m	1	(0.3m、0.5m、1.0m、1.5m、2.0m)
10	值班房	/	套	1	/
11	发电房	/	套	1	/
12	柴油发电机	/	台	2	应急备用

13	泵车	700 型	台	1	/
14	原油储罐	80m ³	罐	2	/

5.工程占地

本项目占地面积 19048m²，均为临时占地，不涉及永久占地，占地类型为天然牧草地、农村道路及其他草地。本项目占地情况见表 2-12。

表 2-12 主要工程占地情况一览表 单位：m²

钻井名称	占地面积						占地类型
	井场	放喷管线	临时道路	生活营地	防洪用地	合计	
吉阜 302	9898	560	4375	2474	1741	19048	其他草地
吉阜 302-1							
吉阜 302-2							

6.辅助工程

(1) 生活营地

本项目吉阜 302 井场设置 1 个生活营地，临时占地总面积 2474m²。

(2) 临时道路

本项目吉阜 302 井场新建井场道路，因穿越沙丘地带，故道路宽度较宽，临时占地总面积 4375m²。

(3) 临时材料堆放区

本项目临时材料均堆放在井场内，本次不设单独的临时材料堆放区。

(4) 取弃土场

本项目井场、临时道路采用简易平整，无大型开挖土方行为，本次不设取弃土场。

7.公用工程

7.1 给水

本工程在钻井过程中用水主要为钻井液配制用水、洗井用水、压裂液配制用水和施工人员生活用水。

①生活用水：

本工程建设 3 口评价井，钻井期钻井人数为 50 人，单井钻井天数 90 天。根据《关于新疆维吾尔自治区工业和生活用水定额的通知》（新政办发〔2007〕105 号），北疆天山北坡区人均用水量 20-30L/d，本项目取 30L/d，则钻井期生活用水量为 405m³。由罐车就近拉运至钻井井场；因本工程钻井期用水量较小，供水可满足其需求量。试油期，设 2 人巡井，不在钻井井场

食宿。

②钻井液配制用水：根据建设单位提供的资料，钻井期单井泥浆配比用水 $500\text{m}^3/\text{井}$ ，本工程 3 口评价井，则钻井液配制用水量为 1500m^3 。

③洗井用水：根据建设单位提供的资料，洗井水用量 $30\text{m}^3/\text{口}$ 计，则 3 口井共需洗井用水 90m^3 。

④压裂液配制用水：根据建设单位提供资料，本项目单井压裂液为 510.7m^3 ，3 口评价井共需压裂液 1532.1m^3 。压裂液配比用水约为压裂液的 99%，本项目压裂液配比用水约为 1516.8m^3 。

7.2 排水

本项目废水主要为钻井期生活污水，以及试油期产生的洗井废水、压裂返排液。

本项目在钻井过程中，钻井液经固控系统（泥浆不落地设备）处理后循环利用，不直接外排；经固液分离后的钻井岩屑及完井后无法回用的废弃钻井液，采用专用车辆拉运至有资质单位集中处理处置。

①生活污水：本项目施工期生活污水产生量为用水量的 80%，预计生活污水产生量为 324m^3 。生活污水排入防渗收集池，由密闭式吸污罐车定期拉运至吉木萨尔县市政污水处理厂进行处理，不外排。

②压裂返排液：根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中的“1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册”，低渗透油井洗井作业废压裂液产排放量为 $153.21\text{m}^3/\text{井}$ 。则压裂返排液产生量为 459.63m^3 ，由罐车送至吉康脱水站处理，不外排。

③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》中的“1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册”，低渗透油井洗井作业洗井废水产排放量为 $27.13\text{t}/\text{井}$ ，则洗井废水产生量为 81.39t 。由作业单位自带回收罐回收，运至吉康脱水站污水处理系统处理达标后全部回注，不外排。

综上所述，本项目水平衡见表 2-13。

表 2-13 项目水平衡一览表 单位： m^3

项目	新鲜水	损失量	废水量	备注
钻井液配比用水	1500	615	885	循环利用，无法回用的交由有资质单位处理处置
压裂液配比用水	1516.78	1057.15	459.63	吉康脱水站处理达标后回

洗井用水	900	818.61	81.39	注
生活用水	405	81	324	运至吉木萨尔县市政污水处理厂处理
合计	4321.78	2571.76	1750.02	/

项目水平衡图见图 2-3。

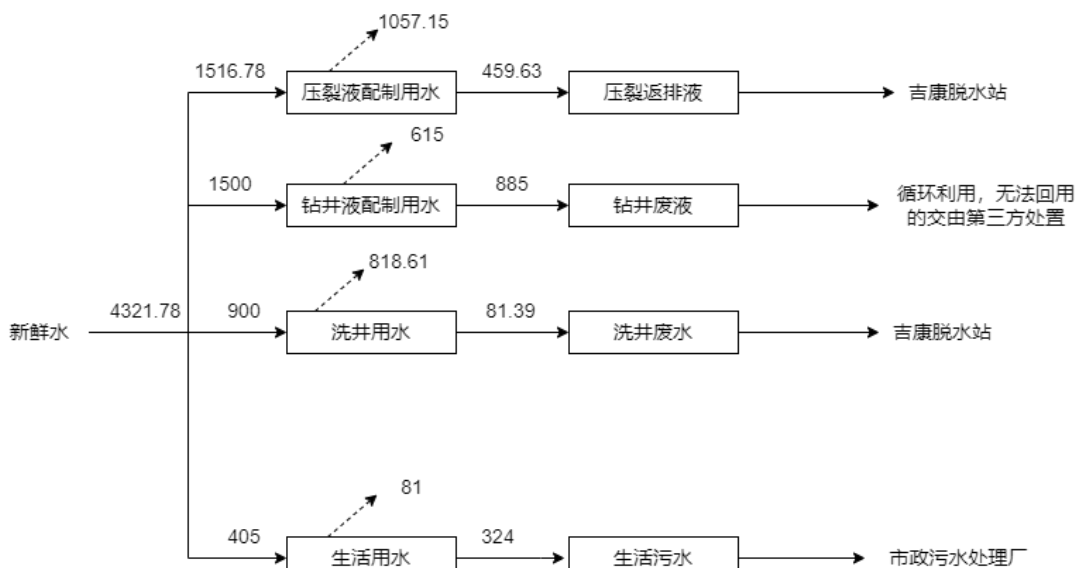


图 2-3 项目水平衡图(单位: m³)

7.4 供电

本项目钻井作业动力主要依靠工业用电。每井钻井队配备柴油发电机作为备用电源，仅在工业用电中断等应急情况下使用，消耗的柴油均符合国家标准；电力供应有充分保障。

8. 依托工程

(1) 吉康脱水站基本情况

吉康脱水站于2024年投运，主要承担原油脱水、储存、外输工作，采用“热化学沉降+电化学脱水”两级脱水工艺。吉康脱水站于2022年6月29日取得《吉康油田原油脱水站建设工程环境影响报告表》批复(昌州环评[2022] 104号)，于2024年1月22日进行了竣工环境保护自主验收。《吉康油田萨探1块二叠系井井子沟组油藏开发先导试验工程环境影响报告书》对吉康脱水站进行改扩建，其中原油处理规模扩建 $19.3 \times 10^4 \text{t/a}$ ，扩建后总处理规模 $30 \times 10^4 \text{t/a}$ 。采出水处理规模扩建 $2000 \text{m}^3/\text{d}$ ，扩建后总处理规模 $4000 \text{m}^3/\text{d}$ 。

目前，吉康脱水站已验收原油处理规模为 $11 \times 10^4 \text{t/a}$ ，实际处理能力约为 $7.93 \times 10^4 \text{t/a}$ ，剩余处理能力为 $3.07 \times 10^4 \text{t/a}$ ，可满足本项目需求。

(2) 工艺流程

吉康脱水站生产工艺主要为：加药、三相分离、电加热、脉冲电脱水。《吉康油田原油脱水站建设工程环境影响报告表》已于2022年6月29日取得昌吉回族自治州生态环境局批复意见(昌州环评[2022] 104号)。

(3) 采出水污水处理工艺流程

本项目采用的技术工艺为加药调节混凝—高效絮凝沉淀—溶气气浮—多级过滤—精细过滤工艺。

工艺流程简述：

采出水经过脱水站进行处理，从三相分离器出口输送至储水罐，通过污水泵将污水输送至污水缓冲罐；压裂返排液经运输至场内储存于污水罐中，本项目从缓冲罐取水进行处理，处理合格后暂存于清水罐，后运输至指定注水站回注。

压裂返排液在处理之前需要对污水中的油进行预处理，不能让油进入后段系统。然后调整pH，只有将pH调整在7-9之间，才能保证系统的正常处理。调节pH要在PAC药剂添加之前完成，污水进入处理系统后，首先添加PAC，再添加PAM。通过搅拌将其与污水混合均匀，充分混合后进入高效絮凝沉淀池进行固液分离。混合均匀的固液混合物通过斜板进行沉降，沉降后的污泥通过定期进行排放、收集，统一处理。沉淀池的上清液进入气浮池，通过溶气罐产生的微小气泡将污水中的含油物质及微小颗粒进行去除。在吉康脱水站污水处理系统建成后，由吉康脱水站分离的采出水经站内污水处理系统处理达标后回注地层，不向外环境排放。

该污水处理装置出水水质执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)中II类标准要求。

本工程新建3口评价井，试油期压裂液产生量为919.26m³，洗井废水产生量为162.78m³，总产生量为1082.04m³，故吉康脱水站剩余处理能力可以满足本工程需求。本工程井下作业废液采用专用废液收集罐收集，落地油暂存于专用钢制桶内最终运至吉康脱水站处理

本项目吉康脱水站可以满足本工程试油期洗井废水和压裂返排液处理需求。

1.钻井期井场平面布置

本项目新钻井3口，钻井期井场布置依据《钻前工程及井场布置技术要求》(SY/T5466-2013)相关要求，设有柴油储罐、发电机房、不落地系统、泥浆储罐区、岩屑储罐区、值班房等，钻井期井场平面布置示意图见附图7。

2.试油期井场平面布置

试油期井场布置发电机房、采出液储罐、试油废水罐、值班房等设施并设置紧急集合点等，试油期井场平面布置示意图见附图8。

3.工期安排

本项目施工时序依次为钻井、试油、完井三部分，本项目单井钻井期为90天，试油期为180天，3口评价井分序钻井。本项目用工实行轮休制度，采用两班两倒工作制，每班12小时。

4.临时工程平面布置

本项目井场设1处生活营地，防渗收集池设置在生活营地内，生活污水排入防渗收集池，定期用吸污车外运处理。根据井口位置和周围已建道路情况修建临时道路。

5.土石方平衡

井场和道路平整过程中需要对占地范围内表土进行剥离，剥离后用砂石料对井场和探临道路进行铺垫，剥离表土单独堆放，用于完井后临时占地的恢复，无弃方产生。土石方平衡分析具体如下：

钻前工程挖方作业为井场及探临道路平整、铺垫过程中表层土的剥离，表层土剥离厚度约0.2m，本项目302井场临时占地总面积为19048m²，则总挖方量约为3810.0m³。根据设计资料可知，井场平均铺垫厚度约0.2m，据此计算，本项目总填方量约为3810.0m³。

其中，挖方主要发生在井场平整、生活营地整平、临时道路修筑过程中表层土剥离及局部场地整形等工程部位；填方主要用于井场铺垫、生活营地整平、临时道路路基铺垫及施工结束后的场地恢复等工程部位。项目土石方在施工范围内综合平衡，剥离的清洁表土全部用于后期场地恢复和表土回覆，无弃方外排，原则上不涉及借方。如施工过程中局部道路铺垫需补充少量砂砾料，由建设单位从合法料场购买，不单独设置取土场。

临时堆土场设置情况 为确保剥离的清洁表土不被施工产污环节污染，本项

目临时堆土场的设置严格遵循“源头避让、物理隔离、防护到位”的原则：

选址布局(源头避让)：临时堆土场规划设置在井场上风向或地势较高的边缘区域。在平面布置上，堆土场与泥浆罐区、岩屑储罐区、危废暂存间等高风险产污单元保持10m以上的安全隔离距离，严禁在泥浆循环系统旁堆放表土，从源头上杜绝泥浆喷溅或废液漫流污染表土。

堆存与防护措施：

表土剥离：钻前施工时，对井场及道路占用范围内的表层土(约0.2m厚)进行剥离，单独运至临时堆土场集中堆放，严禁与下层生土或钻井岩屑混合。

隔离防护：堆土场周边设置临时土埂或围堰，防止雨水径流冲刷导致水土流失，同时也防止井场内的雨污水流入堆土区。

抑尘措施：堆土表面采用防尘网(密目网)进行全覆盖，防止大风天气产生扬尘。

警示管理：设置“表土存放区”标识牌，严禁施工人员向土堆上倾倒垃圾、废油或废渣。

恢复利用：完井后，该部分未受污染的清洁表土将全部回铺于井场和道路，实现土石方内部平衡，无弃方外排。

项目土石方平衡见下表。

表 2-14 土石方平衡一览表 单位：m³

类别	挖方	填方	借方	弃方	
				数量	去向
合计	3810.0	3810.0	0	0	/

6.防渗设计

本项目钻井井场柴油储罐、发电机房、不落地系统、泥浆储罐区、岩屑储罐区、危险废物贮存点采取重点防渗，参照《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)中相应防渗要求进行防渗；防渗收集池为一般防渗区；水罐区、库房和值班房等其他区域为简单防渗区。

工艺流程简述(图示)：

本项目包括钻井及试油工程，其中单井钻井期为 90 天，试油期 180 天。

1. 钻井工艺流程

项目钻井工艺流程及其产污节点图见图 2-4。

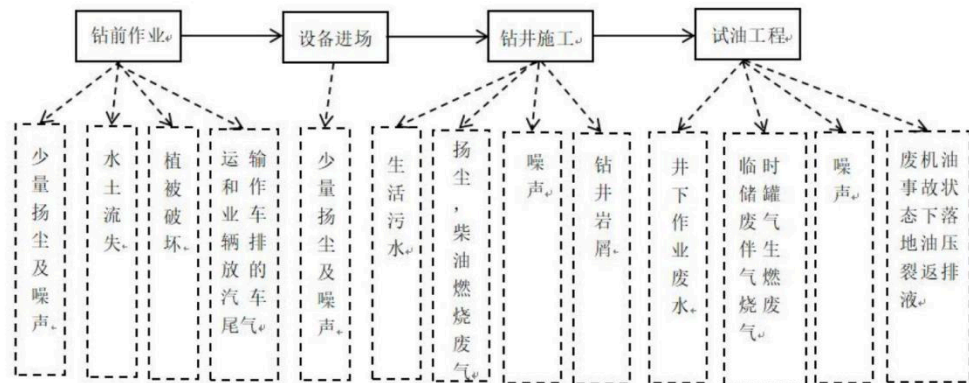


图 2-4 钻井工艺流程及产污节点图

钻井工程包括：钻前作业、设备进场，钻井施工、试油作业、地貌恢复。

施工
方案

1.1 钻前作业

- (1) 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) 在钻机安装的过程中，注意保护井口设备。
- (3) 要求天车、转盘、井口三点成一条铅垂线，误差小于 10mm；确保在施工过程中不偏磨井口套管及井控设备。
- (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) 地面高压管线用清水按标准试压。
- (6) 钻具在入井前必须用通径规通径。
- (7) 对所有的下井钻具进行外观检查和超声波探伤，准确丈量钻具，钻具记录上注明内外径、扣型，特殊工具要画草图。
- (8) 修建进场道路。

1.2 钻井施工

钻井是采用旋转的钻头给所钻的地层一定的压力，使钻头的牙齿嵌入地层，然后旋转钻头，利用旋转钻头的扭矩来切削地层，并用循环的钻井液将钻屑带出井眼，以保证持续钻井。钻井施工作业流程及排污节点见图 2-5。

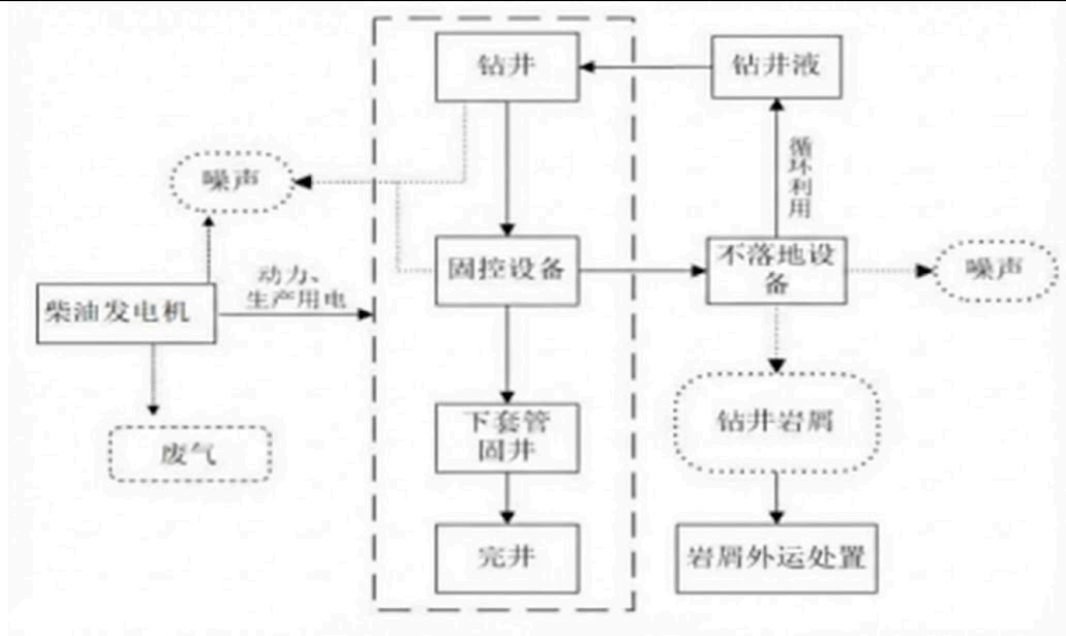


图 2-5 钻井施工作业流程及产污节点图

钻井时井筒排出的钻井泥浆及岩屑进入泥浆不落地循环系统，随后用专用车辆拉至有资质单位集中处理。

1.3 固井作业

固井指在已钻成的井眼内下入套管，在套管与井壁之间环空内注入水泥浆将套管和地层固结在一起的工艺过程。主要目的是封隔疏松的易塌、易漏地层；封隔油、气、水层，防止互相窜漏。主要设备为水泥搅拌机、下灰罐车、混合漏斗和其他附属安全防喷设备等。

固井工程包括下套管和注水泥两个过程。

(1) 下套管：指在已经钻成的井眼中按规定深度下入一定直径、由某种或几种不同钢级及壁厚的套管组成的套管柱。

(2) 注水泥：指在地面上将水泥浆通过套管柱注入到井眼与套管柱之间的环形空间中的过程。

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

1.4 泥浆不落地工艺流程

项目钻井过程采用移动式泥浆罐，按照钻井过程中液相及固相落地点，进行点对点式收集、储存，实现液相和固相的不落地。收集的废钻井液利用高效固液

分离技术，形成再生钻井液，实现废弃钻井液重复利用，工艺流程见图 2.4.2-3。

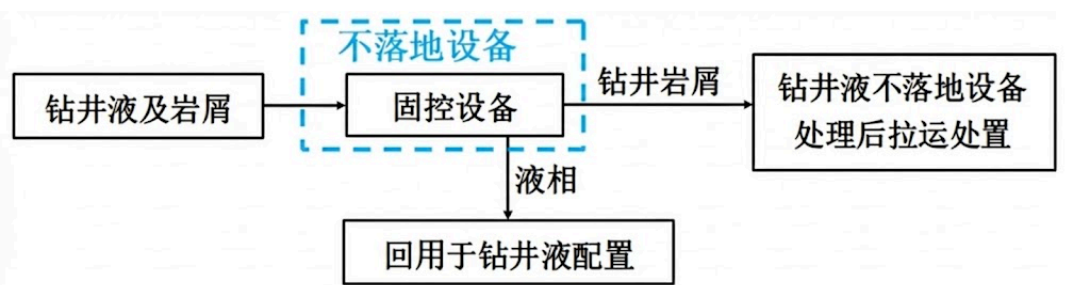


图 2.4.2-3 “泥浆不落地”工艺原理示意图

“泥浆不落地工艺”即随钻随治工艺，钻井过程中产生的钻井废水和钻井固废一起被收集至钻机配套的循环系统，利用振动筛进行初次固液分离，将泥浆中大颗粒的岩屑分离出来，初次分离后的液相进入除砂器进行二次固液分离，再将泥浆中的砂石分离出来，二次分离后的液相进入除泥器进行第三次固液分离，将泥浆中的泥沙分离出来，三次分离后的液相进入离心机将液相中的悬浮物分离处理，分离后的液相进行 pH 值调节以及钻井液材料调配后再通过泥浆泵输送至井口进行循环利用；前三次分离出的固相经固液分离设备再次分离，不可利用的液相转运至依托的措施废液处理站进行处理，分离后的固相与离心机分离出的固相由钻井施工单位委托专业单位进行处置，综合利用。

钻井过程中，井场作业区域地面全部铺设土工布进行地面防渗，井场内不开挖泥浆池，泥浆存于循环罐内，岩屑暂存在钢制收集罐内，储罐和收集罐底部均铺设防渗布。

2. 试油作业

钻井施工完毕后对目的层进行试油作业。主要包括试油准备、储层改造和试油。

2.1 试油准备

主要进行通井、洗井和试压工作。

(1) 通井：用钻杆或油管带通井规下入井内，检查套管是否有影响试油工具通过的弯曲和固体物质等；

(2) 洗井：使用泵注设备，利用洗井液，通过井内管柱内外循环，清除套管壁杂物等；

(3) 试压：用气体或液体介质，对地面流程、井口设备、井下套管等进行耐压程度检验。

2.2 储层改造

储层改造包括射孔和压裂两个工序。

(1) 射孔：利用专用设备和射孔枪，对套管和井壁进行射孔，建立地层与井筒之间的通道；射孔方式为桥射联作；

压裂：用泵车将压裂液挤入油层，当油层压出较多裂缝后加入支撑剂（如石英砂等），使其充填进裂缝，可有效提高油气层的渗透能力。停泵后，压裂返排液自喷返排至地面专用废液收集罐中，拉运至吉康脱水站污水处理系统处理。压裂工艺具体为：泵注桥塞射孔连作→压裂→焖井→排液→测试生产。

项目压裂作业工艺流程及其产污环节图见图 2-6。

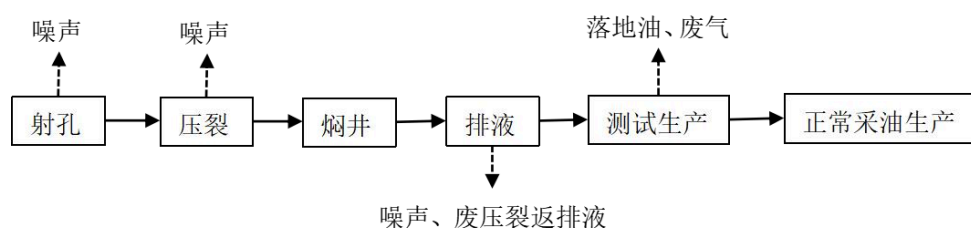


图 2-6 压裂作业工艺流程及产污环节图

2.3 试油

储层改造完成后方可进行试油作业，需在井口安装分离器，对获取的地层油、气、水进行取样。采出液进入地面储罐，最终由罐车拉运至吉康脱水站原油处理系统处理，具备燃烧条件的伴生气通过地面排气管线充分燃烧后放空。

项目试油作业流程见图 2-7。

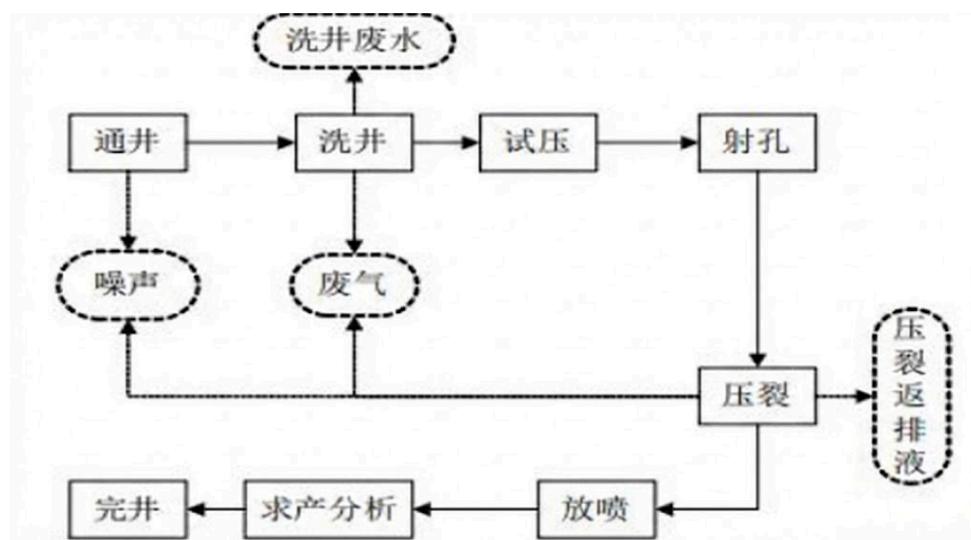


图 2-7 试油作业流程及产污节点图

3.钻后工程(完井和封井)

试油作业结束后，如该油井具备商业开采价值，则对油井进行关井，后期根据油田开发要求转入开采井(转开采井的污染影响不包含在本次评价工作中)。如该油井不具备开采价值，则对地面设施进行拆除，对井口按照《吐哈油田报废井封井实施细则(试行)》进行封井作业。撤去所有生产设施、平整井场；清理钻井现场，将垃圾、物料清理干净。

(1) 临时封井：在试油获得相关参数后，进行临时封井，在井下 50-100m 注入水形成水泥塞，水泥塞试压合格后完成临时封井。

(2) 永久封井：本项目占地及周边不涉及农田，永久封井具体按照《吐哈油田报废井封井实施细则(试行)》常规报废油水井标准执行，措施为：①挤封已射孔井段，对射孔井段进行挤封，挤封后余留水泥塞面不得低于射孔井段顶界 50m；②打水泥塞，在表套管脚位置用 100m 厚水泥塞进行封堵；③打水泥塞，在井口段附近(井深 6m-15m) 以下，用不小于 50m 水泥塞进行封堵；④封堵套管环空，卸套管法兰处放压堵头，注入水泥浆；⑤封堵井口，用水泥封堵井口，地面打混凝土墩，尺寸宜长 1m×宽 1m 高×0.8m；混凝土上表面标注井号(字体深度大于 15mm，长宽 60mm×40mm)。

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	1.生态环境现状							
	1.1 主体功能区划							
	<p>根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，按照主体功能区开发的理念，结合新疆独特的自然地理状况和新时期跨越式发展的需要，将新疆国土空间划分为重点开发、限制开发和禁止开发区域；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；按层级，包括国家和自治区两个层面。</p> <p>本项目位于昌吉州吉木萨尔县，根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，本项目位于国家级天山北坡地区，区域属于重点开发区域。</p>							
	1.2 生态功能区划							
	<p>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”下的“II5 准噶尔盆地南部荒漠绿洲农业生态亚区”，具体功能分区为“28.阜康一木垒绿洲农业、荒漠草地保护生态功能区”。该区域的主要生态服务功能、主要生态环境问题、主要保护目标和主要发展方向等内容详见表3-1。</p>							
	表 3-1 生态功能区划简表							
	生态功能分区单元	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="text-align: center;">生态区</td> <td style="text-align: center;">II准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">生态亚区</td> <td style="text-align: center;">II₅准噶尔盆地南部荒漠绿洲农业生态亚区</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">生态功能区</td> <td style="text-align: center;">28.阜康一木垒绿洲农业、荒漠草地保护生态功能区</td> </tr> </table>	生态区	II准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区	生态亚区	II ₅ 准噶尔盆地南部荒漠绿洲农业生态亚区	生态功能区	28.阜康一木垒绿洲农业、荒漠草地保护生态功能区
	生态区	II准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区						
	生态亚区	II ₅ 准噶尔盆地南部荒漠绿洲农业生态亚区						
	生态功能区	28.阜康一木垒绿洲农业、荒漠草地保护生态功能区						
主要生态服务功能	农牧业产品生产、人居环境、荒漠化控制							
隶属行政区	阜康市、吉木萨尔县、奇台县、木垒县							
主要生态环境问题	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							
主要生态敏感因子、敏感程度	生物多样性和生境中度敏感，土壤侵蚀轻度敏感、不敏感，土地沙漠化、土壤盐渍化轻度敏感							
主要保护目标	保护基本农田、保护荒漠植被、保护土壤环境质量							
主要保护措施	节水灌溉、草场休牧、对前山坡耕地和北部沙化土地实施退耕还林(草)，在水源无保障、植被稀少、生态脆弱地带禁止开荒、加强农田投入品的使用管理							
主要发展方向	农牧结合，发展优质、高效特色农业和畜牧业							
1.3 动植物分布情况								

(1) 植被分布情况

根据现场踏勘和相关文献资料分析，项目区域生态类型属于典型的荒漠灌草植被带，区域植被群落结构较为简单，主要由红砂、盐生草、伊朗地肤、白皮锦鸡儿群系、骆驼蓬群系等灌丛构成，平均覆盖度约 10%。植物种类耐旱性强，生物量低，呈点状分布，主要生于沙砾土或砾石地表上，土壤都有不同程度的盐渍化。施工区域内植被生长状况较差，生态系统稳定性较弱，生态恢复能力有限。

根据现场调查结果和相关文献资料分析，在项目区域及临时占地范围内未发现《国家重点保护野生植物名录》（2021）中的物种，也未发现《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》（2023 年）中所列植物。项目所涉及区域不属于生态保护红线、自然保护区或重要生态功能区，生态敏感性较低。

项目建设所涉及的临时用地正在依法办理征地审批手续，后续将依据国家和自治区相关规定缴纳生态恢复保证金及临时用地费用。根据生态环境保护要求，项目将及时开展地貌整治和原状植被恢复等措施，逐步恢复地表植被覆盖，减少对区域生态系统的干扰和破坏。



红砂灌丛



白皮锦鸡儿群系



盐生草



伊朗地肤



骆驼蓬群系

(2) 野生动物分布情况

按中国动物地理区划的分级标准，项目所在区域属古北界、中亚亚界、蒙新区、准噶尔亚区、准噶尔盆地省。因该区域地处准噶尔盆地东南缘，气候干燥，野生动物的栖息生境极为单一。本项目区域常见啮齿类、爬行类、鸟类等动物，对照《国家重点保护野生动物名录》（2021）、国家林业和草原局公告《陆生野生动物重要栖息地名录（第一批）》（2023年第23号）及自治区人民政府《关于发布新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录（修订）的通知》（新政发[2022]75号），未发现以上《名录》中重点保护野生动物和陆生野生动物重要栖息地。区域主要野生动物种类及分布情况见表3-2。

表 3-2 评价区域内主要野生动物及分布情况一览表

中名	学名	分布
		荒漠区
1 荒漠沙蜥	<i>Phrynocephalus przewalskii</i>	++
2 快步麻蜥	<i>Eremias velox</i>	+
3 小五趾跳鼠	<i>Scarturus elater</i>	-
4 大沙鼠	<i>Rhombomys opimus</i>	-
5 子午沙鼠	<i>Meriones meridianus</i>	-

注：++ 常见，+ 少见，- 偶见



荒漠沙蜥



快步麻蜥

1.4 土地利用类型

根据建设单位提供资料，并参照《土地利用现状分类》(GB/T21010-2017)，调查本项目占地范围内土地利用情况，以确定本工程区域的土地利用类型。

本项目占地类型主要为天然牧草地、其他草地以及农村道路。

1.5 土地沙化现状

根据《新疆第六次沙化监测报告》，新疆国土总面积为 16648.97 万公顷，本次沙化监测区面积为 15689.13 万公顷，沙化监测区分布在 14 个地州市，88 个县市（区）、10 个自治区直辖市共 98 个行政区域。监测结果显示：沙化土地面积 7468.21 万公顷，占监测区总面积 47.60%，具有明显沙化趋势的土地面积 437.96 万公顷，占监测区总面积 2.79%，非沙化土地面积 7782.95 万公顷，占监测区总面积 49.61%。古尔班通古特沙漠面积 48695km²，占全疆沙漠的 11.05%；沙漠中的沙化土地面积 449.44 万 hm²，其中：流动沙地 3.57 万 hm²，半固定沙地 96.92 万 hm²，固定沙地 344.54 万 hm²，沙化耕地 4.41 万 hm²。

本项目位于昌吉州吉木萨尔县境内，位于古尔班通古特沙漠的准噶尔盆地的南部，距离古尔班通古特沙漠的准噶尔盆地约 60km，不属于沙漠区域以及沙化土地。土地沙化现状见附图 5。

1.6 水土流失现状

本项目位于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州吉木萨尔县，根据《关于划分国家级水土流失重点防治区的公告》《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），项目区属于“天山北坡国家级水土流失重点预防区”。

表 3-3 项目区域在国家级水土流失区划中情况

涉及水土流失区划的行政区域	大类	区名称
吉木萨尔县	国家级水土流失重点预防区	天山北坡国家级水土流失重点预防区

根据《关于印发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的通知》（新水水保〔2019〕4 号）：全疆共划分了 2 个自治区级重点预防区，4 个自治区级重点治理区，本项目属于天山北坡诸小河流域重点治理区。

根据《昌吉州水土流失重点预防区和重点治理区划分成果》及《昌吉回族自治州两区划分图》可知，本项目位于昌吉回族自治州两区划分的水土流失预防区。水土保持区划见附图 6。

2.环境空气质量现状调查及评价

3.1 空气质量达标区判定

1、基本污染物

本项目 3 口评价井均位于昌吉回族自治州吉木萨尔县，项目所在地为二类功能区。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 要求，本次评价

根据新疆维吾尔自治区生态环境厅发布的《2025年12月和1—12月全区环境空气质量状况及排名》数据显示，昌吉回族自治州2025年基本污染物中SO₂、NO₂、CO、O₃的现状浓度均符合《环境空气质量标准》(GB3095-2026) 中过渡阶段二级浓度限值，PM₁₀和PM_{2.5}的现状浓度超标，具体情况见下表。

表3-3 大气质量及评价结果一览表

污染物	评价指标	现状浓度(μg/m ³)	标准值(μg/m ³)	占标率(%)	达标情况
SO ₂	年平均质量浓度	7	60	11.67	达标
NO ₂	年平均质量浓度	25	40	62.50	达标
PM ₁₀	年平均质量浓度	71	60	118.33	超标
PM _{2.5}	年平均质量浓度	37	30	123.33	超标
CO	24小时平均第95百分位数	0.6(mg/m ³)	4(mg/m ³)	15.00	达标
O ₃	最大8小时平均第90百分位数	90	160	56.25	达标

由上表可知，吉木萨尔县 2024 年 SO₂、NO₂ 年平均浓度，CO 的 95 百分位 24 小时平均浓度、O₃ 的 90 百分位 8 小时平均浓度均满足《环境空气质量标准》(GB3095-2026) 过渡阶段二级浓度限值，PM₁₀、PM_{2.5} 年平均浓度超过《环境空气质量标准》(GB3095-2026) 过渡阶段二级浓度限值。故判定项目所在区域属于不达标区。

3.声环境质量现状

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)》本项目 50m 范围内无声环境保护目标，因此，本项目可不开展声环境质量现状监测评价。

4.地表水和地下水环境质量现状

本项目钻井期间钻井废水循环利用，本工程区周边 5km 范围内无常年天然地表水体分布，与地表水体无水力联系，本次未对地表水环境进行现状评价。

	<p>本工程行业类别是矿产资源地质勘查(含油气资源勘探)，按照《环境影响评价技术导则-地下水环境》(HJ610-2016)类别划分，本工程为地下水环境影响评价中IV类项目，IV类建设项目不开展地下水环境影响评价，因此不进行地下水现状评价。</p> <p>5.土壤环境质量现状</p> <p>根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)中4.2.2“根据行业特征、工艺特点或规模大小等将建设项目类别分为I类、II类、III类、IV类，其中IV类建设项目可不展开土壤环境影响评价；自身为敏感目标的建设项目，可根据需要仅对土壤现状进行调查”，本项目属于附录A中的其他行业项目，即为IV类建设项目可不开展土壤环境影响评价，钻井期采用泥浆不落地、罐区进行防渗，本次环评未开展土壤现状调查。</p>																			
与项目有关的原有环境污染和生态破坏问题	<p>本项目为新建项目，不存在原有环境污染和生态破坏问题。</p>																			
生态环境保护目标	<p>1.环境保护目标</p> <p>根据现场调查，项目周边500m范围内无自然保护区、风景名胜区、居住区、文化区、人群较集中的区域，周边50m范围内无声环境保护目标，项目占地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。生态环境评价范围内的野生动植物保护要求为禁止随意踩踏碾压、砍伐，保护野生动植物生境不被破坏，禁止随意踩踏碾压野生植被，车辆行驶及物料堆放等禁止占用周边的耕地。根据本项目特性和所在地环境特征，本项目环境保护目标具体情况见表3-5。</p> <p style="text-align: center;">表3-5 主要环境敏感目标一览表</p> <table border="1" data-bbox="316 1682 1396 2022"> <thead> <tr> <th>保护要素</th> <th>保护对象</th> <th>规模</th> <th>保护级别</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>环境空气</td> <td>项目区周边大气环境</td> <td>/</td> <td>符合《环境空气质量标准》(GB3095-2026)过渡阶段二级标准</td> </tr> <tr> <td>声环境</td> <td>无</td> <td>/</td> <td>《声环境质量标准》(GB3096-2008)2类标准。</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">生态环境</td> <td>荒漠植被、野生动物</td> <td>/</td> <td>保护生境不被破坏，保护植被，禁止捕杀野生动物。</td> </tr> <tr> <td>水土流失重点预防区</td> <td>/</td> <td>保护项目区域生态系统完整性和稳定性，做好植被恢复与水土保持工作。</td> </tr> </tbody> </table>	保护要素	保护对象	规模	保护级别	环境空气	项目区周边大气环境	/	符合《环境空气质量标准》(GB3095-2026)过渡阶段二级标准	声环境	无	/	《声环境质量标准》(GB3096-2008)2类标准。	生态环境	荒漠植被、野生动物	/	保护生境不被破坏，保护植被，禁止捕杀野生动物。	水土流失重点预防区	/	保护项目区域生态系统完整性和稳定性，做好植被恢复与水土保持工作。
保护要素	保护对象	规模	保护级别																	
环境空气	项目区周边大气环境	/	符合《环境空气质量标准》(GB3095-2026)过渡阶段二级标准																	
声环境	无	/	《声环境质量标准》(GB3096-2008)2类标准。																	
生态环境	荒漠植被、野生动物	/	保护生境不被破坏，保护植被，禁止捕杀野生动物。																	
	水土流失重点预防区	/	保护项目区域生态系统完整性和稳定性，做好植被恢复与水土保持工作。																	

水环境	区域地下水	/	确保地下水不受污染
土壤环境	天然牧草地		保护植物和土壤不受污染

2.保护要求

(1) 保护项目所在区域的空气质量，保持现有空气质量级别，不因本项目的建设降低环境空气质量；

(2) 保护项目所在区域地下水质量保持在现有水平，不受本项目所排废水的影响；

(3) 保护项目区声环境质量现状，符合《声环境质量标准》(GB3096-2008)的2类声环境功能限值；

(4) 生态环境保护目标：本工程需保护项目区生态环境，使项目的建成对项目区生态环境影响较小；

(5) 水土流失重点预防区保护要求：本项目位于昌吉回族自治州两区划分的水土流失重点预防区，建设单位应严格落实《水土保持法》及相关规范，防止新增水土流失。施工应控制地表扰动面积，弃渣弃土集中堆放并防护处理，落实边坡防护、排水引导、植被恢复等水保措施，确保水土保持设施与主体工程同步设计、同步施工、同步投产使用，接受属地主管部门监督和验收。

项目施工期执行标准见表3-6。

表3-6 执行标准及限值

环境要素			执行标准
环境质量标准	大气环境	基本污染物	《环境空气质量标准》(GB3095-2026) 过渡阶段二级(年平均值 SO ₂ : 60μg/m ³ 、NO ₂ : 40μg/m ³ 、PM ₁₀ : 60μg/m ³ 、PM _{2.5} : 30μg/m ³ ；O ₃ 日最大8h平均值: 160μg/m ³ ；CO24h平均值: 4mg/m ³)
	声环境	噪声	《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2类(昼间: 60dB(A), 夜间: 50dB(A))
评价标准	污染排放标准	施工期发电机废气	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)
		施工扬尘	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 中表2 其他无组织排放监控浓度限值要求(TSP: 1.0mg/m ³)
		非甲烷总烃	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)(非甲烷总烃: 4mg/m ³)
		H ₂ S	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 中表1 恶臭污染物厂界标准值二级新扩改建限值(H ₂ S 厂界: 0.06mg/m ³)
	噪声	施工期井场噪声	《建筑施工噪声排放标准》(GB12523-2025)(昼间: 70dB(A)、夜间: 55dB(A))

	<table border="1"> <tr> <td data-bbox="325 226 405 309">污染控制标准</td> <td data-bbox="405 226 501 309">一般固废</td> <td data-bbox="501 226 592 309">水基岩屑</td> <td data-bbox="592 226 1390 309">《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)</td> </tr> <tr> <td data-bbox="325 309 405 421">污染控制标准</td> <td data-bbox="405 309 501 421">危险废物</td> <td data-bbox="501 309 592 421">废防渗材料</td> <td data-bbox="592 309 1390 421">《油气田钻井固体废弃物综合利用污染物控制要求》(DB 65/T 3997-2017) 《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023) 《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)</td> </tr> </table>	污染控制标准	一般固废	水基岩屑	《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)	污染控制标准	危险废物	废防渗材料	《油气田钻井固体废弃物综合利用污染物控制要求》(DB 65/T 3997-2017) 《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023) 《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)
污染控制标准	一般固废	水基岩屑	《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)						
污染控制标准	危险废物	废防渗材料	《油气田钻井固体废弃物综合利用污染物控制要求》(DB 65/T 3997-2017) 《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023) 《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)						
其他	无								

四、生态环境影响分析

施工期生态环境影响分析	<p>1生态环境影响分析</p> <p>1.1 生态环境影响因素及类型</p> <p>本项目施工过程中不可避免地会对周围生态环境造成不同程度的污染和破坏。</p> <p>(1) 生态环境影响类型</p> <p>①占地对地表土壤、植被影响</p> <p>井场、道路施工占地范围内土壤翻出、植被清除，将破坏地表原有稳定砾石层，加剧风蚀，改变原有生态系统结构和功能，属暂时性影响。施工完成后，临时性占地和影响将消除，使被破坏的生态环境逐步恢复。评价井封井前井场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。</p> <p>②污染物排放对生态环境的影响</p> <p>本工程污染源集中在钻井工程，其分布广、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。</p> <p>(2) 生态环境影响因素</p> <p>环境影响因素识别实际上是对主体的识别，包括主体工程和辅助工程。对于本项目，主要从钻井工程分析环境影响因素。</p> <p>本项目部署 3 口评价井，井场的平整会产生土方的扰动；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；采用钻井泥浆不落地技术；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；本项目新建井场道路 730 米，道路修建过程中会破坏土壤结构和地表植被，缩减动物生境，对小型爬行动物的生境产生切割作用，同时，车辆碾压与噪声干扰，均会对野生动物生活繁殖产生不利影响。本项目道路工程距离较短，施工期合理划定运行线路，不得随意开行便道，以减少对地表原生结构合植被的破</p>
-------------	---

坏，可有效减轻道路施工过程中对生态环境的影响。

1.2 对植被的影响分析

(1) 工程占地对植被的影响

工程占地包括井场、入场道路和施工营地等临时占地，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地碾压。

在井场、道路施工过程中土地被扰动，地表植被基本被毁。施工结束后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。

(2) 人类活动对植被的影响

项目施工过程中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。区域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域地表土壤被践踏、自然植被减少。

评价区植被分布不均匀，覆盖度较低，人类活动对该区域天然植被产生的不良影响非常有限。

由于项目地点远离城市干线，交通事故发生的概率极小，且造成的污染有限。相对于整个开发区域而言，事故均发生于一个较小的范围内，事故发生后及时清理事故污染，交通事故不会对整个区域植被产生明显不利影响。

(3) 生物损失量核算

本项目占地类型主要为天然牧草地、其他草地、灌木林地，区域植被类型为荒漠植被，平均覆盖度约 10%，主要物种为红砂、盐生草、骆驼蓬、白皮锦鸡儿等。由于施工期进行表土剥离和平整，将导致占地范围内的生物量全部损失(按 100%损失率计算)。结合吉木萨尔县所处准噶尔盆地南缘荒漠/半荒漠生态区的本底调查资料及相关文献，本项目所在区域属于典型的干旱区植被，植被稀疏，单位面积生物量相对较低。经类比取值，各类用地的单位面积生物量(干重)取值为：其他草地约 $0.8\text{t}/\text{hm}^2$ ，本项目临时占地总面积为 19048m^2 ，均为其他草地，生物损失量约为 1.52t 。则本项目因施工造成的植被生物量损失约为 1.52t 。由于项目区植被稀疏，生物量基数小，且为临时占地，施工结束后通过人工辅助措施(撒播草籽等)和自然恢复，受损的生物量可在 3-5 年内逐步恢复，不会对区域生态系统稳定性造成不可逆影响。

1.3 对野生动物的影响分析

本项目施工对野生动物的生存环境、分布范围和种群数量的影响主要分为直接影响和间接影响两个方面。直接影响主要表现为建设项目的占地，使野生动物的原始生存环境被破坏或改变；间接影响主要表现为由于植被的减少或污染破坏而引起野生动物食物来源的减少。

(1) 施工期对野生动物的影响

井场建设、钻井过程中，由于机械设备的轰鸣惊扰，人群活动的增加，鸟类和哺乳类动物将远离施工现场，使区域内单位面积上的动物种群数量下降，但此类影响对爬行类和小型啮齿类动物的干扰不大。一些伴人型鸟类如麻雀、乌鸦等，一般在离作业区 30m 以外活动，待无噪声干扰时较常见于人类生活区附近。因此，随着钻井、试油各个过程的变化，该区域内野生动物的种类和数量将发生一定的变化，原有的戈壁荒漠型鸟类和哺乳类将逐渐避开人类活动的干扰迁至其他区域，而常见的伴人型野生动物种类有所增加。施工完成后，施工人员撤离作业区域，区域内的人为活动逐步减少，野生动物将逐步回归原有生境。

(2) 事故对野生动物的影响

发生事故时常导致原油及天然气的泄出和渗漏，从而可能影响工程区域内的野生脊椎动物的生存环境。事故类型的不同，对野生动物的影响范围和程度也有所不同。当发生井喷事故时，井场周围 200m-500m 范围以内的各种小型脊椎动物会因躲避不及造成死亡，局部区域可能影响到的只是一些啮齿类动物、爬行动物和小型鸟类，对大中型动物不会造成影响。如果发生火灾事故，由于生态环境及空气环境的变化，短时间内会使事故周围动物的分布数量下降。

(3) 对野生动物生活环境的影响

区域内各种野生动物经过长期的适应已形成较稳定的取食、饮水、栖息活动范围和分布，基本对野生动物的生境无影响。人为活动的干扰使得区域上空活动的鸟类相对于未干扰时有所减少，而使得局部地段二、三级营养结构中的爬行类（啮齿类）和昆虫类数量有所增加或活动频度增大。这些占地影响对地面活动的野生动物种类产生隔离作用，使原分布区内的种类向外扩散，而钻井作业结束后，随着人类活动和占地的减少，原有生境将逐步恢复，野生动物对新环境适应后其活动和分布范围亦将恢复。

2.土壤环境影响分析

本项目属于“矿产资源地质勘查(含勘探活动和油气资源勘探)”，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)附录 A，本项目为IV类项目，可不开展土壤环境影响评价，本次环评仅做简单分析。

2.1 工程占地影响分析

根据《土地利用现状分类》，本项目占地主要为井场、施工生活营地及临时道路，占地类型主要为天然牧草地、其他草地和农村道路，均为临时占地，不占用基本农田，不涉及已建设的防沙治沙设施。项目建设过程中会对作业范围内的土壤表层进行干扰和破坏，土壤表层结构(包括紧实度)、肥力将受到影响，原地貌的扰动将降低项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，造成土地沙化。

当施工结束后，人为活动的范围缩小，将使受到破坏的地表逐渐得到恢复，风蚀和荒漠化影响将随着天然植被的恢复逐渐得到控制。

2.2 固体废物对土壤环境的影响

在钻井过程中会产生钻井泥浆和岩屑，本项目采用泥浆不落地技术，可以有效减缓钻井泥浆、岩屑对土壤的影响范围和程度。

2.3 事故状态下对土壤环境的影响

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。

2.4 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。工程施工及占地呈面状分布，施工期间，井场占地、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：

(1) 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，使荒漠化的过程加剧。

(2) 在井场开钻及临时设施搭建中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量。对于本项目油田的开

发建设来讲，地面构筑物建设的内容主要包括井场、道路的敷设及配套工程等。临时占地范围内的土壤地表表层遭到破坏，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大，这种影响在短时间内不会完全恢复。但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。

本项目所在区域属于“天山北坡国家级水土流失重点预防区”，施工期会使施工范围内的土体结构遭到破坏、野生植被会受到严重破坏甚至被彻底清除，若遇到大风天气施工，则可能导致风蚀作用加剧；钻试结束后，由于井场、进场道路和生活营地等土壤结构、自然植被的恢复还需要一定时间，区域水土流失还将继续发生。但随着时间的延长、土壤结构的变化以及地表植被的恢复，水土流失的程度会慢慢减轻。

2.5 土地沙化影响分析

项目区钻井工程实施中，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，主要表现为：

(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”形成的风沙土颗粒粒级加以比较，沙化后的风沙土较之原始土壤粗砂和细砂粒显著增加，而粉砂和粘粒粒级减少。

(2) 土壤贫瘠及含盐量变化

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

(3) 对区域沙化土地的影响分析

本项目施工期临时占地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。

3.大气环境影响分析

废气主要为备用柴油机及发电机燃料燃烧烟气、施工机械及施工车辆尾气、施工扬尘、伴生气放空产生的燃烧烟气、试油期间采出液储存及装车过程中无组织逸散的废气、柴油储存卸车无组织废气和钻井岩屑暂存和道路工程等在施工作业过程中产生的扬尘等。

(1) 备用柴油发电机燃料燃烧烟气

本项目钻井及试油作业动力主要依靠工业用电，配备的柴油发电机组仅作为应急备用电源（仅在电网检修、故障断电或设备调试等特殊情况下启动），不进行连续生产作业。因此，柴油发电机运行具有间歇性和偶发性特点。与传统柴油动力钻井相比，本项目实际柴油消耗量及污染物产生量显著减少。

本环评要求钻井期间定期对备用柴油发电机等设备进行维护，并且采用符合国家标准的柴油，确保在应急启动时达标排放。

鉴于备用发电机使用频率极低、排放量小，且项目区地域空旷，周围扩散条件良好，废气随应急作业的结束而消失。因此，对区域大气环境影响不大。

(2) 施工机械及施工车辆尾气

施工机械及施工车辆运行过程中会产生一定的尾气，对周围大气环境产生一定的影响；各类施工机械及施工车辆均采用符合国家标准的油品，定期对施工机械及车辆检维修并加强保养，保证施工机械及车辆正常运行，且废气随着施工期的结束而消失，不会对周围大气环境产生不利影响。

(3) 施工扬尘

井场平整、探临道路、生活营地等建设及施工运输车辆会产生扬尘，对周围大气环境产生一定的影响；施工期加强管理、对易起尘物料进行遮盖、车辆

低速慢行等措施，且扬尘随着施工期的结束而消失，不会对周围大气环境产生不利影响。

(4) 伴生气燃烧烟气

钻井和试油过程中可能会出现油层伴生气排出地面的情况，伴生气经过气液分离后通过点火排放。由于勘探前油藏情况未明，伴生气产生量无法确定，根据准东采油管理区区域已经完钻的探井可知，试油期产生的伴生气气量不稳定，不具备回收利用条件但具备燃烧条件的，经排气管线充分燃烧后排放，因此，本工程伴生气通过排气管线充分燃烧后放空，属于阶段性排放，只在打开目的层且井筒压力过大时才会进行放喷，且随着钻试结束而停止产生。

本次评价按照钻井经验中对环境最不利情况进行分析，整个试油期放喷 1 次，放喷时间 15min，按照伴生气产生最大量进行估算，放喷气量 $30\text{m}^3/\text{h}$ 进行核算，伴生气产生量 7.5m^3 。伴生气主要成分为甲烷，基本不含硫，燃烧后排放污染物主要为 NO_x 和颗粒物。根据《第一次全国污染源普查工业污染源产排污系数手册》以及《实用环境保护数据大全》，核算本项目伴生气燃烧废气污染物的产排情况见表 4-1。

表 4-1 放喷废气污染物排放量表

污染物名称	废气量	NO_x	颗粒物
产污系数	/	$9.36\text{kg}/\text{万 m}^3$ 伴生气	$1.2\text{kg}/\text{万 m}^3$ 伴生气
大气污染物排放量	$7.5 \times 3 (\text{m}^3)$	$0.021 (\text{kg})$	$0.0027 (\text{kg})$

根据核算结果，3 口评价井整个试油周期燃放产生氮氧化物 0.021kg ，产生颗粒物 0.0027kg ；根据周边探井试油情况推断，本项目伴生气产生量较少，符合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB 39728-2020) 中规定的其他排放控制要求。由于伴生气放空燃烧属短期排放且产生量较少，因此伴生气燃烧废气对环境的影响可以接受。

(5) 采出液储存及装车过程的无组织废气

试油期产生的采出液暂存于地面储罐，由罐车定期拉运至吉康脱水站处理，采出液在储存及装车过程中会产生无组织挥发烃类(以非甲烷总烃计)和硫化氢。本项目主要为探明区域油藏含油气性及规模，试油过程不确定性大，试油阶段采出液产生情况无法确定，且采出液装载仅在试油期进行，随试油期结束而停止产生；项目周边地域空旷、扩散条件良好；试油期采出液储存及装

车过程产生的无组织非甲烷总烃应符合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 中相关标准限值要求,硫化氢排放浓度应满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 表 1 二级浓度要求,不会对区域环境产生较大影响。

(6) 柴油卸车及储存无组织废气

钻井井场设 1 座柴油罐,为卧式罐,外购柴油由罐车拉运至井场后暂存于储罐内,最大贮存量约 36t。柴油卸车及临时贮存时会产生一定的无组织挥发性废气,由于柴油周转量较小,真实蒸气压较低,挥发性低,由柴油卸车及储罐临时储存产生的挥发性废气量较小,不会对周围大气环境产生明显不利影响。类比吐哈油田其他类似钻井井场,井场场界外非甲烷总烃的浓度应低于《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 周界外无组织排放浓度限值 $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的要求。

(7) 钻井岩屑暂存扬尘及油基岩屑储存无组织废气

本项目钻井过程中产生的钻井岩屑在井场设置的岩屑罐中暂存,采取防渗、防雨及封闭措施。根据设计资料,岩屑含水率较高,整体产量有限,岩屑粒径细、湿度大,自然扬尘能力弱,储罐临时储存产生的挥发性废气量较小。

井场在岩屑暂存过程中配套实施加盖、密闭转运等措施,并确保及时清运至指定处置单位处理。钻井岩屑暂存期间的扬尘产生量较小,无组织挥发性废气量较小,作用时间短、空间影响范围有限。整体来看,钻井岩屑暂存及油基岩屑储存无组织废气对项目周边大气环境的影响较轻微,不会造成不利影响。

(8) 试油过程中伴生气中可能含有少量的硫化氢

项目为油气矿产资源勘查,不确定油气藏中是否含硫化氢,按不利因素考虑,在试油过程中伴生气中可能含有少量的硫化氢,试油过程中通过阀门、法兰等连接件有少量的硫化氢逸散,井场配备有硫化氢监测仪,试油过程中伴生气主要通过排气管线燃烧放空,项目周围无大气环境保护目标,且地域空旷、扩散条件较好,不会对周围环境产生不利影响。

综上所述,施工期产生的废气在采取以上措施后,对大气环境影响较小。

4.施工期水环境影响分析

4.1 井下作业废水(洗井废水)和压裂返排液

试油废水主要包括井下作业废水和压裂返排液，根据项目水平衡章节可知，废压裂液产生量为 459.63m^3 ，洗井废水产生量为 81.39m^3 ，主要污染物为悬浮物和石油类；洗井废水和压裂返排液均拉运到吉康脱水站并处理达标后，全部回注油藏，不外排，底泥依托吉康脱水站危废暂存间暂存，委托有危废处置资质的单位进行处置。

4.2 生活污水

(1) 根据水平衡章节核算

本工程建设 3 口评价井，钻井期钻井人数为 50 人，单井钻井天数 90 天。根据《关于新疆维吾尔自治区工业和生活用水定额的通知》（新政办发〔2007〕105 号），北疆天山北坡区人均用水量 20-30L/d，本项目取 30L/d，则钻井期生活用水量为 405m^3 ，产污系数按照 80% 计算，则生活污水产生量为 324m^3 ，单井每日生活污水产生量约为 $1.2\text{m}^3/\text{d}$ 。试油期仅设 2 人巡井且不在井场食宿，不产生集中生活污水。生活污水由生活营地内 1 座有效容积为 15m^3 的防渗收集池暂存后，定期交由吸污公司处理处置。

(2) 清运频次及可行性论证：按单井每日生活污水产生量为 1.2m^3 计算， 15m^3 的防渗收集池可满足约 12.5 天的暂存需求，按“每 3 天清运 1 次”的频次（或池内液位达到容积的 80% 时）进行定期抽吸清运，拉运至吉木萨尔县污水处理厂集中处理。

本项目单井生活污水日产生量较小（ $1.2\text{m}^3/\text{d}$ ），通过防渗收集池暂存后定期抽吸频次，且暂存容量、清运运力及操作管理上均留有充分余地，可确保污水不外溢、不渗漏。该“防渗收集池暂存+定期吸污”的模式技术可行，能够使生活污水有效处置，不外排。

4.3 对地下水影响分析

正常工况下的影响分析：本项目对地下水的保护采取了“井下隔离+地面防渗”的双重屏障。

井下部分：本项目一开表层套管下入深度达 750m，远深于区域地下水主要含水层埋深（50~150m），且实施严格的注水泥全封固井工艺，水泥返至地面，从垂向上彻底隔断了井筒与浅层潜水含水层的水力联系，杜绝了钻井液及油气上窜污染地下水；

地面部分：井场实施严格的分区防渗，针对泥浆不落地系统、危废暂存间、

油罐区及废水罐区等涉油、涉水区域，全部划定为重点防渗区，严格铺设2mm厚HDPE防渗膜(等效黏土层 $M_b \geq 6.0m$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$)。在防渗设施完好的正常工况下，污染物无法渗入包气带，对地下水环境无影响。

非正常工况下的影响分析：在发生储罐破损、管线连接处跑冒滴漏等意外泄漏事件时，泄漏的液态污染物(原油或废水)将被限制在重点防渗区四周设置的防渗围堰或导流槽内，不会发生大面积漫流；依靠底部2mm厚HDPE膜的有效阻隔，泄漏物在被及时发现并抽吸清理的应急响应时间内(通常小于24小时)，无法穿透防渗层进入地下水。因此，在严格落实分区防渗和应急预案的前提下，非正常工况下的地下水环境风险总体可控。

综上所述，项目的实施对所在区域的水环境质量影响不大。

4.4 事故状态下水环境影响分析

(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，且盐分较多，易造成地下含水层水质污染。

本项目采用下套管注水泥的方式进行固井，可对潜水和承压水所在的地层进行固封。在固井合格的前提下，可以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，项目在使用清洁无害的泥浆，严格要求套管下入深度的前提下，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。

(2) 油水窜层对地下水的污染影响

钻井完井后试油过程中原油窜层污染的主要原因是：①固井质量差；②工艺措施不合理或未实施。因此，为预防污染的发生和污染源的形，固井质量应符合环保要求。

(3) 井喷事故对地下水的污染影响

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，除造成重大经济损失外，还会造成严重的环境污染。根据测算，井喷发生后，一般需要1-2d才能得以控制。据类比资料显示，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，井喷事故对环境

的影响主要表现为对其周围土壤的影响，对地下水体有一定的影响，若及时采取有效措施治理污染，井喷对地下水的影响极小。

5.施工期声环境影响分析

施工期噪声来源于井场、生活营地建设等钻前作业、钻井作业及试油作业等施工活动。本项目钻机等主要设备采用工业用电驱动，相比传统柴油机驱动，噪声源强显著降低，柴油发电机仅作为备用电源，非连续运行，对声环境影响较小；各类施工机械，如挖土机、推土机、轮式装载机，贯穿于整个施工过程，待施工结束后噪声影响消失。根据现场调查，本项目各井场周边 50m 范围内无声环境敏感目标，不会对周围声环境产生明显影响。

评价要求建设单位选用低噪声设备，对高噪声设备采取隔声措施，设施底部进行基础减振处理，加强设备维护和保养，保证机械设备的正常运转，以降低设备正常运转的噪声。加强施工场地管理，合理疏导进入施工区的车辆。在采取以上措施后，可减少对环境的影响，符合《建筑施工噪声排放标准》(GB12523-2025) 要求。故施工期产生噪声对周边环境影响较小。

6.施工期固体废物影响分析

固体废物主要为钻井岩屑、废弃钻井泥浆、含油污泥(包括落地油泥)、废矿物油、废油桶以及废防渗材料、生活垃圾。

6.1 钻井泥浆

废弃钻井泥浆是指在钻井过程中无法利用的泥浆，主要产生于钻井和完井过程中，包括因部分性能不合格或因不适于钻井工程和地质要求而被废弃的钻井泥浆，以及完井时井筒内被清水替出的钻井泥浆等。根据钻井工程方案，本项目导眼、一开井段采用水基钻井液体系，二开井段采用油基钻井液体系。因此，产生的废弃泥浆分为水基废弃泥浆(一般固体废物)和油基废弃泥浆(危险废物，HW08，071-002-08)。

本项目新建吉阜302、吉阜302-1、吉阜302-2共3口评价井，掘进深度为3169.56m，新钻井总进尺9508.7m，参照《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》1120石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册计算，2.5-3.5千米普通油井的钻井液产生系数为19.5吨/百米，钻井液产生量约为1854.2t，按照“95%回用，剩余5%作为废弃泥浆处置”的原则，废弃泥浆产生量92.71t，其中水基废弃泥浆约21.9t、油基废弃泥浆约70.8t。项目采用泥浆不

落地设备，液相循环使用，无法综合利用的由具备资质的单位及时转运处理，处置过程符合《油气田钻井固体废弃物综合利用污染物控制要求》(DB65/T3997-2017)相关要求，具备条件的可综合利用。

6.2 钻井岩屑

本项目新建3口评价井，钻井过程中，岩石经钻头和钻井液的研磨而破碎成岩屑，随钻井液排出井口，进入钻井液不落地系统处理后岩屑与钻井液分离，固体岩屑拉运处理。岩屑产生量可按下式计算：

$$w = \frac{1}{4} \pi D^2 h d$$

式中：W——岩屑产生量，m³；

D——井眼平均直径，m；

h——井平均深度，m；

d——岩石密度，t/m³，取2.5。

岩屑产生量详见下表：

表 4-3 钻井岩屑产生量一览表

开钻次序	钻井液类型	钻头尺寸 (mm)	井段(m)	单井岩屑产生量 (m ³)	岩屑产生总量 (m ³)
吉卓 302、吉卓 302-1、吉卓 302-2					
导眼	水基钻井液	Φ660	0-50	42.76	128.29
一开		Φ375	50-750	193.28	579.84
二开	油基钻井液	Φ216	750-3169.56	221.65	664.96
总计				457.7 其中水基岩屑 236.1, 油基岩屑 221.6	1373.1, 其中水基岩屑 708.1, 油基岩屑 665.0

结合本项目钻井液体系及钻井阶段差异，钻井岩屑实行分类管理、分段处置：

水基钻井岩屑不属于危险废物，属于一般工业固体废弃物，经“泥浆不落地”系统处理，暂存于岩屑储罐中，委托具有相应处理能力的第三方环保单位(新疆东环保科技有限公司、新疆盛洁环境技术有限公司)进行集中处置，依据《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范(试行)》(HJ1461-2026)的相关规定，经检测达到《油气田钻井固体废弃物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)相关标准限值后综合利用；产生的油基钻井岩屑属于危险废物，规范收集、防渗暂存，委托具有危险废物经营资质的单位及时规范处置(日产日清)。

本项目钻井岩屑在产生、暂存、转运和处置全过程中均纳入建设单位环保管理体系，严格执行分类管理、规范处置和风险可控原则，不会对周边环境产生不利影响。

6.3 生活垃圾

钻井期钻井人数 50 人，单井钻井天数 90 天，施工期生活垃圾产生量按 0.5kg/人·d 计算，则施工期间生活垃圾产生量约 6.75t，施工场地设置临时生活垃圾收集桶，统一收集后运至环卫部门指定地点处置。

6.4 落地油泥

本项目钻井和试油等井下作业过程中会有少量原油散落井场形成落地油，属于《国家危险废物名录(2025 年版)》中 HW08 类危险废物(废物代码 071-002-08)。根据建设单位同类型评价井实际井下作业过程中的数据统计，估算每口油井作业过程中产生的落地油约 50kg/井。本项目新建评价 3 口，共产生落地油 0.15t。井下作业时按照“铺设作业，带罐上岗”的作业模式，在井场铺设防渗布，将作业过程中的落地油全部收集到储罐中，委托有资质单位进行处理处置。

6.5 含油废弃物

施工期在设备运行、维护、检修和场地清理过程中会产生一些含油废弃物，主要为废防渗材料、废油桶等，属于危险废物，废物类别 HW08(废物代码 900-249-08)，依据建设方提供资料，项目含油废弃物产生量约 0.5t/井，本工程 3 口评价井产生量约 1.5t，钻井期间产生的含油废弃物暂存至危废贮存点，委托有资质单位进行处理处置。

6.6 废机油

施工期在设备运行、维护、检修清理过程中会产生一些废机油，属于危险废物，废物类别 HW08(废物代码 900-214-08)。依据建设方提供资料，项目含油废物产生量约 0.5t/井，本工程 3 口评价井产生量 1.5t，钻井期间产生的含油废弃物暂存至危废贮存点，委托有资质单位进行处理处置。

6.7 建筑垃圾

井场场地清理、道路施工过程中产生一定建筑废料等，产生量约 1.2t，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，可委托

当地建筑渣土管理部门统一装运到管理部门指定地点。

综上，本项目施工期固体废弃物产生量及处置措施见表 4-4。

表 4-4 固体废弃物产生量及处置措施情况

污染物	产生量 (t)	废物类别	产生环节	有害成分	处置去向	
水基岩屑	708.1	一般工业固体废物 071-001-S12	钻井、完井环节	/	采用不落地系统，外委托有相应处理能力的第三方环保单位(新疆疆东环保科技有限公司)进行集中处置，依据《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范(试行)》(HJ1461-2026)的相关规定，经检测达到《油气田钻井固体废物/物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)相关标准限值后综合利用。	
废弃水基泥浆	21.9	一般工业固废 071-001-S12		/		
油基岩屑	665.0	危险废物		废矿物油		采用不落地系统，规范收集、防渗暂存，外委有资质单位处理处置(日产日清)。
废弃油基泥浆	70.8	危险废物		废矿物油		
含油废弃物	1.5	危险废物 HW08 900-249-08	设备维护、场地清理	废矿物油	专用容器收集后施工结束后交由有资质单位处理处置	
废机油	1.5	危险废物 HW08 900-214-08	设备维护、检修	废矿物油		
落地油泥	0.15	危险废物 HW08 071-249-08	井下作业环节	废矿物油		
建筑垃圾	1.2	一般工业固废	场地清理、道路施工等	/		
生活垃圾	6.75	生活垃圾	施工生活区	/	集中存放，定期运至环卫部门指定地点处置	

7.环境风险影响分析

7.1 评价依据

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录 C，Q按下式进行计算：

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

式中：q₁, q₂, …, q_n—每种危险物质的最大存在总量，t；

Q₁, Q₂, …, Q_n—每种危险物质的临界量，t；

当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为I。

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

Q值的确定见表。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附表 B，本项目施工期间涉及的危险物质主要为柴油、废矿物油及原油。

根据设计资料，本项目共新建1个井场，钻井井场柴油储罐的最大存在量约18t，钻井井场设置原油储罐2个，油罐容积为 40m^3 ，则原油最大存在量约62.64t；废矿物油中石油类最大存在量约为1t。施工期产生的伴生气气量不稳定，伴生气和伴生气中的硫化氢最大存在总量远低于其临界量(伴生气临界量10t，硫化氢临界量2.5t)；故可忽略硫化氢、伴生气含量，只对柴油、废矿物油及原油最大存在量进行计算。

表 4-11 建设项目 Q 值确定表

序号	风险源	危险物质	CAS 号	临界量(Qn) t	最大存在量(qn) t	Q
1	危废贮存点	废矿物油	8032-32-4	50	1	0.02
2	1个 20m^3 柴油储罐	柴油	68334-30-5	2500	18	0.0072
3	2个 40m^3 储罐	原油	8002-05-9	2500	62.64	0.025
合计						0.0522

注：①原油密度按照 $0.87\text{t}/\text{m}^3$ ；②柴油、原油CAS号根据《危险化学品目录》(2022年调整版)确定；③罐体充装率按照90%计算。

综上，项目危险物质数量与临界量比值 $Q=0.0522 < 1$ ，风险潜势为I。评价等级为简单分析。

事故状态下，若发生井喷或者储罐泄漏事故，无法回收的原油和受污染的土壤形成落地油，落地油属于HW08类危险废物(废物代码：071-001-08)，落地油产生量根据具体事故情形而定，落地油泥用专用罐收集，最终交由有危险废物处置资质的单位处置。

7.2 环境敏感目标概况

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)的规定，项目开展简单分析，不设环境风险评价范围。

经调查，项目所在区域干旱少雨，项目区周围无村庄、基本农田、重要生物群落以及地表水体等环境敏感目标。

7.3 环境风险识别

①危险物质识别

施工期间涉及的环境危险物质主要为柴油、原油、伴生气(主要成分为天然气)和伴生气中可能存在的少量硫化氢等,其主要物化、毒理性质、危险等级划分及影响途径见表 4-7。

表 4-7 原油、柴油、伴生气和硫化氢理化性质及危险级别分类表

序号	名称	组分	危险性	燃烧爆炸特性参数	危险级别	影响途径
1	原油	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。遇热分解出有毒烟雾,人体大量吸入可引起危害:有刺激和麻痹作用,急性中毒者有上呼吸道刺激症状。	热值: 41870KJ/kg; 沸点: 300 ~ 325°C; 闪点: 23.5°C; 爆炸极限: 1.1%~6.4%(v); 自燃点: 380~530°C。	高闪点液体	大气、地下水、土壤
2	伴生气	主要成分包括甲烷、乙烷等	伴生气主要成分为天然气。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会使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); 自燃点: 482 ~ 632°C。	易燃气体	大气
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。	热值: 3.3×10^4 KJ/L; 沸点范围: 180 ~ 370°C 和 350 ~ 410°C; 两类闪点: 38°C。	高闪点液体	大气、地下水、土壤
4	硫化氢	硫化氢气体	本品是强烈的神经毒物,对粘膜有强烈刺激作用。 急性中毒:短期内吸入高浓度硫化氢后出现流泪、眼痛、眼内异物感、畏光、视物模糊、流涕、喉部灼热感、咳、胸闷、头痛、头晕、乏力、意识模糊等。部分患者可有心肌损害。重者可出现脑水肿、肺水肿。极高浓度(1000mg/m ³ 以上)时可在数秒钟内突然昏迷,呼吸和心跳骤停,发生闪电型死亡。高浓度接触眼结膜发生水肿和角膜溃疡。长期低浓度接触,引起神经衰弱综合征和植物神经功能紊乱。	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。与浓硝酸、发烟硝酸或其它强氧化剂剧烈反应,发生爆炸。气体比空气重,能在较低处扩散到相当远的地方,遇火源会着火回燃。	易燃,具强刺激性。	大气

②生产设施风险识别

根据工程内容,结合油田项目的风险经验分析,项目可能发生风险事故的单元为井场。

a.井喷事故风险：井喷为井场常见事故。钻井过程中遇到地下油、气、水层时，油、气或水窜进井内的钻井液里，加快了即将流动和循环的速度。如果井底压力小于地层压力，地层流体将进入井筒并推动钻井液外溢，即发生溢流。此时，如果对地下油、气压力平衡控制不当，不能及时控制溢流，会造成油、气、水或其他混合物迅速喷到地面，即发生井喷。井喷会引发油气泄漏及火灾爆炸，对空气环境、水环境及生态环境造成危害，致使人员伤亡、财产损失。

井漏事故风险：钻井施工表层套管下入深度不够或固井质量不好可能引发污染地下水事故，如钻井液漏失、油气上窜造成地下水污染等。

b.储罐泄漏风险

井场设有柴油储罐、原油储罐等，若储罐因质量、操作运行和管理等方面存在缺陷和失误，可能会发生泄漏，对周围地下水、土壤、大气等环境造成污染。

c.压裂液泄漏事故识别

钻井时，压裂液罐体可能因腐蚀过薄甚至穿孔、焊缝开裂、密封损坏、附件失灵等原因造成压裂液泄漏。

d.危险物质向环境转移的可能途径和影响方式

施工期井喷、井漏、柴油储罐泄漏造成油气泄漏，污染大气环境和土壤环境，泄漏的油品可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境。

③环境风险类型

环境风险类型主要为液体泄漏，火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。

④危险物质向环境转移的可能途径和影响方式

柴油储罐、原油储罐、废矿物油等发生破损造成柴油/废油泄漏以及井喷事故造成采出液泄漏，柴油/废油泄漏后污染土壤，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/废油若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境。

7.4 环境风险分析

(1) 井漏事故影响分析

钻井施工表层套管下入深度不够或固井质量不好导致钻井液漏入地层。漏层的类型、井漏的严重程度，因漏失层位各不相同，变化很大，一旦发生井漏，

使大量钻井液漏失，对地下含水层和油层造成一定的污染和危害。本次拟部署采油井钻井表层套管下入深度为750m，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。

(2) 井喷事故影响分析

井喷事故不可控的情况，可能导致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，井喷的影响范围一般为以井眼为圆心、半径200m的区域，

由于项目区人口稀少，且井场左右两侧各设置1条放喷管线。钻井过程中钻遇油气层，少量的油气排出，在井口液气分离器分离后，伴生气随着排气管线充分燃烧后放空。故井喷对人员的伤害有限，对土壤环境、大气环境和地下水可能产生影响。

事故性释放的伴生气可能立即着火，形成喷射燃烧对周围产热辐危害；也可能在扩散过程中着火或爆炸，产生的次污染物环境；或者经扩散稀释低于爆炸极限下限，未着火，仅污染周边环境空气。

①对大气环境影响分析

井喷及柴油储罐发生泄漏事故，泄漏的油气可能对评价范围内的大气环境保护目标(居民区)产生一定的影响；钻井时按照防喷器，柴油储罐定期巡检，若发生泄漏，可及时发现，及时清理泄漏物；根据油田相关工程可知，钻井期井喷及柴油储罐发生泄漏的事故较低，发生事故后及时进行处理，另外项目区域地域空旷，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对地下水环境影响分析

井喷事故发生时对地下水环境的影响主要是原油以面源的形式渗漏进入包气带土壤并污染地下水。污染物迁移途径为地表以下的包气带和含水层，随地下水流动而污染地下水。石油类污染物主要聚积在土壤表层1m以内，一般很难渗入到2m以下。同时项目所在区域气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用。

通过及时清理井喷事故中落地原油，对可回收原油进行回收，落地油收集后交由具有相应危废处置资质的单位进行回收处置，及时采取上述有效措施治理污染后，井喷对地下水环境影响较小。

③对土壤环境影响分析

井喷失控事故使井喷影响范围内的土壤理化性质发生变化，破坏土壤结构，影响土壤的通透性、降低土壤质量，油污黏在植被根系上，形成一层黏膜，阻碍植被根系养分和水分的吸收，引起根系腐烂，影响野生植被的生长。事故发生后及时清理现场，对可回收采出液进行回收，不能回收的原油和受污染的土壤形成落地油，落地油集中收集后有相应危废处置资质的单位进行回收处置，将井喷事故对周边植被的影响降至最低。

④对植被影响分析

井喷事故发生后，喷出的油类物质可能对周围自然植被产生一定的影响，井场周围半径 200m 范围内自然植被将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，改变土壤质地和结构，影响土壤生物功能，进而造成生长其上的植物死亡，长期使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，植被不易恢复。必须采取严格有效的风险防范措施，防止、降低井喷事故风险发生。事故发生后应及时清理现场，及时清理沾染油污的植被，对落地油进行回收，受污染的土壤集中收集后交由有资质单位处理处置，将井喷事故对周边植被的影响降至最低。

(3) 储罐泄漏环境影响分析

①对大气环境影响分析

储罐发生泄漏后，伴生气、伴生气中硫化氢和原油挥发产生的非甲烷总烃进入环境空气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，且火灾、爆炸产生的伴生、次生污染物也会对环境空气产生一定影响。由于泄漏量少，加上项目区地域空旷、扩散条件较好，发生事故后在及时采取相应措施下，对周围环境空气影响较小。

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，使土壤透气性和呼吸作用减弱，从而影响土壤中的微生物生存，造成土壤盐碱化、破坏土壤结构；除此之外，还会导致土壤中石油类污染物增加，造成土地肥力下降、改变土壤的理化性质，从而影响土壤的正常结构和功能。

施工期间柴油储罐、原油储罐、岩屑储罐等储罐区域均铺设防渗膜，加强施工管理，巡查频次，储罐发生泄漏后及时回收原油、收集受污染的土壤，交由有资质单位处理处置。因此，在采取上述措施后不会对周围土壤环境产生明显影响。

③对植被的影响

油类物质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；二是污染土壤，造成土壤理化性状发生变化，从而间接影响植物生长，严重时会导致植物死亡；三是泄漏物质中的轻组份挥发，在对空气环境产生影响的同时，也会对周围植物产生影响。因此，对储罐区采取防渗措施、对受污染区域及时处理后，油类物料泄漏不会对周围植被产生明显影响。

④对地下水环境的影响

柴油储罐、原油储罐泄漏的油品下渗可能会污染地下水。井场各类储罐堆放场地为地上设施，储罐均为钢制储罐且底部铺设防渗膜，发生泄漏的概率极小；一旦发生泄漏可在较短时间内发现并采取堵漏措施，出现长期连续性泄漏的可能性很低。因此，施工期发生渗漏污染地下水的风险事故可能性很小。

(4) 油基岩屑、油基泥浆及柴油拉运过程中泄漏风险分析

罐车拉运过程中的风险主要为罐车上的储罐发生泄漏、火灾、爆炸等事故对周围环境的影响，其影响与储罐泄漏影响相同，具体影响见储罐泄漏影响分析。

7.5 环境风险评价结论

本项目设计中严格执行各种安全标准、规范，采取完善的安全措施，可有效地防止火灾、爆炸、泄漏、井喷等事故的发生。本项目的环境风险在可接受范围之内。

8.封井期环境影响分析及其治理措施

本项目单井钻井期 90 天；试油期为 180 天，测试完井后及时封井。

(1) 临时封井措施

对具有开采价值的井口采取临时封井，保留采油树，相关法兰管口全部密封。井口区域下挖约长 1m×宽 1m×高 1.2m 的采油树池，四壁及底部进行砖混

加固，树池四周地表建设围挡并张贴相关标识；封井后除井口相关设施占地区域外，其余临时占地全部进行覆土回填及植被恢复。封井后移交公司统一管理，并安排专职人员对勘探井进行定期巡视。

(2) 永久封井措施

对不具备开采价值的井口进行永久封井，因本项目占地类型主要为天然牧草地、灌木林地及其他草地，不涉及农田，严格按照《吐哈油田报废井封井实施细则(试行)》常规报废油水井标准进行封井处理，具体措施如下：

① 挤封已射孔井段：对射孔井段进行挤封，挤封后余留水泥塞面不得低于射孔井段顶界 50m；

② 打水泥塞(表套管脚)：在表层套管管脚位置注水泥塞进行封堵，水泥塞厚度为 100m；

③ 打水泥塞(井口段)：在井口段附近(井深 6m-15m) 以下，注不小于 50m 厚的水泥塞进行封堵；

④ 封堵套管环空：卸去套管法兰处放压堵头，注入水泥浆封堵套管环空；

⑤ 封堵井口及地面建设：用水泥封堵井口，并在地面打混凝土墩，尺寸宜为长 1m×宽 1m×高 0.8m；混凝土墩上表面标注井号(字体深度大于 15mm，长宽 60mm×40mm)。永久封井作业完成后，对井场进行覆土及植被恢复。

封井后，其余设施将拆除、搬迁。钻井液材料将全部进行回收。当气井勘探接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的工作人员将陆续撤离井场区域，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。

封井期井场进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、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，本项目办公用房、材料房区、录井房主要为集装箱房，各类罐区、泥浆岩屑不落地处理区均为成套设施，根据建设单位提供的资料，单井建筑垃圾产生量最大为 200m³。

在这期间，将会产生少量扬尘和固体废物。在封井施工操作中应采取降尘措施，文明施工，防止散装物料的洒落与飘散，同时在清理井场时控制扬尘的产生，尽可能降低对周边大气环境的影响。另外，井场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、残渣等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣外运至指定处理场填

	<p>埋处理。固体废物经过妥善保存，合理处置后，可以有效控制对区域环境的影响。</p>
运营期生态环境影响分析	<p>本项目无运营期，钻井结束后视评价结果决定是否转为生产井，若可转为生产井，则应当在产能开发建设前另行其环境影响评价工作。如发现该井不具开发价值或目的层不含油，则进行封井，拆除井口装置，截去地下1m内管头，最后清理场地，清除各种固体废弃物，恢复至相对自然的地貌。封井后，人员撤离，区域内减少人为扰动，井场范围内的自然植被会逐渐恢复，有助于区域生态环境的改善。</p>
选址选线环境合理性分析	<p>根据现场踏勘及井场平面布置，本项目3口评价井钻试工程项目井场选址位于准噶尔盆地，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范围内无学校、医院和大型油库等人口密集型、高危性场所。项目选址符合《钻前工程及井场布置技术要求》(SY/T5466-2013)中的相关规定。</p> <p>各井井场周边未发现永久性建(构)筑物，周边无地表水体、集中饮用水源、文物保护单位等环境敏感目标。井场选址均与最近道路保持合理安全距离，并位于空旷区域，有利于事故状态下的应急疏散与扩散。</p> <p>项目周边无其他自然保护区、风景名胜区、饮用水水源保护区、基本草原、沙化土地封禁保护区等，且无以居住、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等为主要功能的区域及文物保护单位，本项目各井场及配套道路的临时占地均不涉及国家级及自治区级公益林，不涉及天然林保护工程区。项目建设符合相关林草地保护管理政策。项目占地已尽量减少占用植被地带，且所在区域人类活动频繁，区域内野生动物数量较少，环境影响程度低，钻试工程结束后，临时占地均可得到释放和恢复，建设期间产生的废气、废水和噪声消失。综上所述，项目选址合理。</p>

五、主要生态环境保护措施

施工期 生态环境 保护措施	<p>1. 生态环境保护措施</p> <p>建设单位及施工单位应严格执行本评价提出的生态环境保护措施，并确保各项保护措施与钻试工程同时设计、同时施工、同时使用。项目占地合理规划，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；严格落实草原征占用法定手续与补偿措施：本项目临时占地涉及天然牧草地，建设单位须严格按照《中华人民共和国草原法》及地方草原管理相关法律法规的要求，在项目进场施工前，依法向当地林业和草原行政主管部门申请办理草原临时征占用审批手续；依法按标准足额缴纳草原植被恢复费，并与草原权属单位或当地牧民协商落实草场占用补偿。未经批准，严禁擅自占用或改变草原用途。施工结束后，须严格按照草原行政主管部门批复的植被恢复方案开展地表平整及生态恢复工作。</p> <p>1.1 植被保护措施</p> <p>①项目生活营地等临时占地，尽量避开植被较丰富的区域，避免破坏植物。</p> <p>②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。</p> <p>③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植被。</p> <p>④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。</p> <p>⑤强化风险意识，将本项目纳入《中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司准东采油管理区突发环境事件应急预案》管理体系，落实切实可行的风险防范措施，最大限度降低风险概率，避免可能发生的油品泄漏事故对荒漠野生植物生存环境造成威胁。</p> <p>⑥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。</p> <p>1.2 对野生动物的生态环保措施要求</p> <p>本项目位于准噶尔盆地区域，地表植被以稀疏乔木、灌木和草本植物为主，野生动物资源有限，种类主要为适应干旱气候的小型鸟类(如麻雀)、啮齿类(如</p>
---------------------	--

鼠类)、爬行动物(如荒漠沙蜥、快步麻蜥)和其他小型兽类。各井场周边人类活动较少,区域生态原貌保存较好,具备一定的野生动物栖息条件。因此,在项目施工过程中应特别注意对野生动物活动环境的保护,最大限度减缓人为施工干扰,落实以下生态保护措施:

①施工期避让原则

施工单位在组织钻前准备和进场作业时,应尽量避开野生动物繁殖、迁徙及活动频繁时段(如春秋季节)和区域,避免因施工噪声、照明、车辆进出等干扰野生动物的正常生活节律。

②噪声与光照控制

施工期应优先采用低噪声设备,钻井设备夜间作业时应采用定向照明,避免强光直射周边自然区域,防止对野生动物视觉和作息造成干扰。

③禁止捕猎及使用毒性化学物品

严禁施工人员猎捕、驱赶野生动物,严禁私自携带犬类及其他宠物进场,严禁使用鼠药、杀虫剂等对野生动物构成直接毒害风险的药物。

④运输及道路管理

施工车辆运输应限速通行,夜间行车使用近光灯,防止惊扰动物或发生撞击事件。施工便道布设应避开动物活动通道,必要时设置临时警示标识。

⑤加强环保教育与日常巡查

施工单位应开展野生动物保护专题培训,提高施工人员生态保护意识。项目管理单位应设立生态保护巡查岗,定期检查是否存在破坏野生动物生境行为,并建立违规问责机制。

⑥生态恢复同步考虑

工程完工后,在实施土地恢复与植被恢复时,应优先恢复本地优势灌草植物种类,为小型野生动物提供可利用的觅食与隐蔽环境,促进区域生态功能的恢复。

上述生态环境保护措施均为技术可行、经济合理、稳定可靠、便于实施的成熟措施,在油气田勘探过程中得到广泛应用。采取上述措施后,可有效减轻对野生动植物及水土流失的不利影响,施工过程中对周围生态环境的破坏可降低至可接受水平。

1.3 临时占地保护措施要求

①无道路区域作业车辆“一”字形行驶。

②加强对临时占地地表土的保护，临时性占地进行合理规划，严格控制占地面积，尽量选择在植被稀少的区域。

③本项目临时占地期满后，占地单位需对临时占地进行清理，拆除临时建筑物，清除废弃材料，结合地形恢复场地并平整土地，做到工完料净场地清。

④施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，所有车辆采用“一”字形作业法，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，使之限于在施工区范围内活动，最大限度减少对植物生存环境的踩踏破坏，避免破坏植物。

⑤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。

⑥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/T5466-2013)中要求执行。

1.4 施工作业范围管控要求

①对油田内的道路合理规划，巡检道路严格控制施工作业带(开挖)面积，并尽量沿道路纵向平行布设，以减少地表破坏，减少土方的暴露面积。

②尽量利用原有公路，沿已有车辙行驶，严格执行先修路，后开钻的原则进行勘探。杜绝车辆乱碾乱轧的情况发生。不随意开设便道。

③施工机械不得在道路以外行驶和作业，保持地表不被扰动。

④施工结束后，临时用地一律平整土地，清除用地范围内的一切固体废弃物。

⑤道路施工的临时用地禁止设置在农田内。

⑥施工期间应划定施工活动范围，在施工作业带边界拉彩条旗以示明车辆行驶边界，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围，不得离开运输道路及随意行驶，由专人负责，以防破坏土壤和植被，加剧土地荒漠化。

⑦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。

1.5 草地针对性生态保护措施

经核实，本项目临时占地类型为天然牧草地、其他草地农村道路，项目占地及周边均不涉及耕地(农田)。针对本项目实际占用的草地和林地生态特征，制定以下针对性保护措施：

(1) 草地针对性保护措施

① 严格划定红线，杜绝越界践踏：进场施工前，设置明显的施工边界标识。严禁施工机械、车辆越界进入非征用草地活动。

② 表土单独剥离：对草地表层(约 0.2m) 富含本土草籽和腐殖质的表土进行专门剥离，集中堆放于指定区域并采取防风防雨苫盖措施。

③ 防止土壤板结与碾压：各类施工车辆必须严格按照既定的探临道路行驶，实行“一”字型作业法，严禁在未硬化的天然草地上随意开辟便道、穿插调头或停放重型设备，防止土壤被严重压实板结而影响后期草本植物根系的发育与生长。施工结束后，将保存的表土均匀回填，进行地貌微地形平整；生态恢复以自然恢复为主，必要时在春/秋季辅以人工撒播适宜本地生长的耐旱草籽(如盐生草、骆驼蓬等)，促进草地植被群落的快速重建。

1.6 生态恢复方案

根据《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T 0317-2018)的有关要求进行生态恢复。施工前需对占地范围内表土进行剥离，剥离后用砂石料对井场和探临道路进行铺垫，剥离表土单独堆放，用于完井后临时占地恢复。施工结束后，施工单位应及时清理现场，完井后施工机械、设备及时撤离，对生活营地和临时道路等占地进行清理平整，废水和固体废物全部妥善处置，禁止现场遗留；尽量利用井场及探临道路施工时产生的表层土对临时占地进行覆盖，植被主要靠自然恢复。施工为分段施工，建议“边施工、边修复”。具体措施如下：

①井场生态恢复措施

本项目地处准噶尔盆地南缘的荒漠/半荒漠生态脆弱区，生态恢复须严格遵循《矿山生态修复技术规范 第7部分：油气矿山》(TD/T 1070.7-2022)及《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)的技术要求。钻井及试油作业结束后，针对井场、临时道路等所有施工范围，需系统性开展生态环境保护与恢复治理工作，具体措施如下：

场地清理与无害化处理：工程结束后，全面拆除场地内临时建筑及设备，彻底清理防渗收集池底膜、残余物料及各类生活、工业固废，确保拟恢复区域无污染遗留。

地貌重塑与破除板结：对受重型机械碾压而压实板结的井场及道路基础，采用机械进行深翻松土作业，恢复土壤透气、透水性能；平整土地，使其与周

边原始戈壁荒漠的自然微地貌相协调融合。

表土回铺与土壤重建：充分利用钻前工程初期剥离并集中苫盖收集的表层熟土，均匀回铺于井场及路表层。回铺厚度严格控制在约 0.2m，以最大程度保留和利用原生土壤中的养分及天然“种子库”。

原生植被恢复与目标管控：在表土回铺后，人工撒播区域原生优势耐旱植物(如红砂、白皮锦鸡儿、假木贼等)种子，严禁引入外来物种。植被覆盖度及物种组成逐步达到或优于周边自然本底水平。

严格落实上述恢复措施后，将有效弥补工程占地造成的植被破坏，对减缓区域水土流失、抵制沙漠化发展起到积极的生态保障作用。

②水土流失防治措施

本项目工程占地须保护地表与植被，划定施工活动范围，严控施工扰动范围，不随意扩占植被区域。严格控制和管理车辆及重型机械的行驶范围，所有车辆采用“一”字形作业法，避免并行开辟新路，施工道路、裸露场地定时洒水，减少风蚀扬尘；施工井场、临时道路周边应布设截水沟、排水沟及沉沙池，疏导地表径流；临时堆土、岩屑等及时进行防尘网或土工布苫盖，防范风蚀雨蚀。泥浆、岩屑应实行不落地闭环处理，严禁漫排乱堆。施工前应进行剥离表土，集中妥善堆存，用于后期生态恢复。泥浆区、污水区应按要求进行防渗硬化处理，防止下渗漫流；应避免暴雨、大风时段开展大规模土方开挖作业。施工完井后及时清理场地、回填表土，恢复植被及原有土地类型。评价要求建设单位对井场、临时道路、泥浆处理区、岩屑暂存区等全部防治责任范围开展施工准备期、钻井期、完井恢复期等进行全程监测，建立巡查机制，动态跟踪，及时疏通排水、修补防护设施。对地表扰动、水土流失强度、水土保持措施成效及泥浆岩屑管控情况进行重点监测，在严格落实水相关措施的前提下，可将水土流失的程度降低到最小限度。

③闭井期生态修复措施

根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范(试行)》(HJ651-2013)、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317-2018)和《废弃井封井回填技术指南(试行)》中的相关要求，勘探活动结束后，应根据景观相似原则，对勘探活动造成的土壤、植被和地表景观破坏进行恢复。

1) 对水文地质条件及道路安全有影响或重要建筑物附近的钻孔或坑井回填

封闭，并恢复其原有生态功能。

2) 井场道路用地应严格控制占地面积和范围，进行生态恢复，恢复原有植被和生态景观，使整个油田开发区与区域生态景观和谐一致；井场道路在征求当地群众意见的基础上，能够农业生产利用的继续保留，不能就地利用需进行绿化，恢复地表植被，尽可能对当地生态环境进行补偿。

3) 对项目区域不再使用的各项临时建(构)筑物和基础设施应全部拆除，并进行景观和植被恢复。转为其他用途的，应开展污染场地调查、风险评估与修复治理。

4) 试油期伴生气燃烧放空应远离耕地、植被等。

5) 勘探后的封闭井应将井口封堵完整，采取遮挡和防护措施，并设立警示牌。

根据《废弃井封井回填技术指南(试行)》中的相关要求，闭井期油井退役或报废后，应当在半年内将打开的油气层和井口封闭；井场应拆除采油设备、封好井口、拆除井场围墙，挖松固化地面，并对井场土地进行平整、覆土和植被恢复；井场植被恢复初期可撒播草籽，后期可种植乔、灌木，树种可选择杨树等当地适生植物；在采油设备拆除过程中产生的落地油，应统一运往指定地点回收、处置，防止污染周围土壤环境；封井回填时应根据不同环境风险等级对应的要求开展回填工作，或采用更严格的回填要求进行回填；回填材料应无污染，不得使用可能对地下水造成污染的材料。回填后，应开展井盖封堵或密闭填充，确保地表污染物不进入井内，各层位地下水不连通。建设单位将作为生态修复实施的主体。

④补偿措施

依法依规办理用地审批手续，并对因项目实施造成的生态损失予以经济补偿，足额缴纳生态经济补偿费。

⑤生态恢复的具体目标

本项目生态恢复严格遵循‘保护优先、自然恢复为主、人工修复为辅’的原则。工程结束后(或评价井转开发井后的临时占地区域)，必须对原有临时占地(含井场、堆土场、临时道路等)进行全面覆土平整。消除因工程建设造成的微地形破坏，恢复至与周边原始戈壁/荒漠地貌相协调的平整状态，无明显的工业遗

留痕迹。依托剥离保存的表土“种子库”，辅以人工撒播适宜的本地旱生草籽，促使植被群落逐渐向原生状态演替。要求恢复后的植被覆盖度、植物密度及物种组成(如红砂、白皮锦鸡儿等优势种)逐步达到甚至优于施工前本底水平，确保该区域的防风固沙、水土保持等核心生态服务功能不发生退化。”

上述生态环境保护措施均为技术可行、经济合理、稳定可靠、便于实施的成熟措施，在油气田勘探过程中得到广泛应用。采取上述措施后，可有效减轻对野生动植物及水土流失的不利影响，施工过程中对周围生态环境的破坏可降低至可接受水平。

2.井场防沙治沙防治措施

评价要求建设单位严格按照《中华人民共和国防沙治沙法》(2018)、《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)和《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国防沙治沙法〉办法》中有关规定，执行以下防沙治沙措施：

①加强宣传《中华人民共和国防沙治沙法》和《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国防沙治沙法〉办法》，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；

②优化施工组织，缩短施工时间，避免在大风天气作业，避免造成土壤风蚀影响；

③严格控制井场、道路等工程的临时占地，按施工方案严格控制扰动范围；

④道路施工时，划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，临探道路应选取最短路径与油田现有公路相连接，不开辟新路，以减少风蚀沙化活动的范围；

⑤为减少因施工破坏植被造成局部区域的沙化，本环评要求建设单位和施工人员须征得当地林业管理部门的批准后方可开展施工作业。建议尽可能完整保存拟建选址区域的原生植株，在施工期结束后恢复原有植被或栽种同类沙地植物，最大限度减少沙化的可能性；

⑥对于无植被生长的纯沙地区域，在施工结束时建议对遭受扰动的临时占地区域设置草方格进行固沙，阻止沙化进一步发展；

⑦施工过程及施工期结束土壤环境恢复过程中发现临时占用土地出现沙化或者沙化程度加重的，应当及时报告当地生态环境部门和人民政府，并根据专

业意见开展防沙治沙措施；

通过采取上述措施，可将项目建设对所在区域土壤环境造成的水土流失和沙化影响降至可接受水平。

3.大气污染防治措施

①使用符合国家标准的油品，加强机械、车辆的维护。

②施工现场运输车辆应低速慢行、不得超载，并采取密闭或遮盖措施；车辆沿道路行驶，不得随意开设便道。

③易起尘物料在运输、存放时应加盖遮盖物，最大限度防止扬尘扩散。

④试油期产生的伴生气气量不稳定，不具备回收利用条件，但具备燃烧条件的，经排气管线充分燃烧后排放。应定期检查伴生气燃烧设备，加强燃烧设备的运营维护，确保伴生气充分燃烧，以减轻燃烧废气对区域大气环境质量的不良影响。

⑤试油期产生的采出液必须储存于密闭储罐内，严禁敞口放置。加强储罐及相关阀门、法兰的日常巡检与管理，尽可能减少非甲烷总烃等无组织挥发性有机物的逸散排放。

⑥柴油储罐采用卧式罐，井场内柴油罐容积为 20m^3 ，小于 75m^3 ，且柴油真实蒸气压小于 27.6kPa ，按照《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019) 中要求可不采取油罐烃蒸气回收措施。施工期应加强储罐的检修和维护，柴油储罐罐体应保持完好，不应有孔洞；储罐附件开口(孔)，除采样、计量和例行检查、维护和其他正常活动外，应密闭；定期监测呼吸阀的定压是否符合设定要求。

⑦钻井岩屑采用密闭罐暂存，及时转运，油基岩屑储罐应加强检修和维护，柴油储罐罐体应保持完好，不应有孔洞；储罐附件开口(孔)，除采样、计量和例行检查、维护和其他正常活动外，应密闭。

以上防治措施，简单可行，具有可操作性，施工扬尘影响能够减缓到可以接受的程度。

4 水污染防治措施

4.1 生活污水

4.1.1 生活污水基本情况及其去向

施工期生活污水产生量约 648m^3 ，排入防渗收集池暂存，定期由施工队采

用密闭式吸污罐车抽出后运至吉木萨尔县市政污水处理厂处理。

4.1.2 市政污水处理厂的依托可行性分析

本项目生活污水经收集后由拉运至吉木萨尔县污水处理厂。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 500m)，设计规模为 3 万 m^3/d ，实际建设规模为 1 万 m^3/d ，污水处理工艺采用“强化脱氮改良 A^2/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。吉木萨尔县污水处理厂目前试运行中实际处理量在 0.6~0.7 万 m^3/d ，吉木萨尔县污水处理厂由新疆绿格洁瑞环境检测技术有限公司进行验收，验收监测期间，尾水排放浓度符合《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，处理达标尾水输入北部荒漠地带做生态林用水。本项目施工期生活污水量总共为 648 m^3 ，吉木萨尔县污水处理厂剩余处理能力 0.3~0.4 万 m^3/d ，可以满足本工程施工期生活污水处理需求。

4.2 试油废水

4.2.1 试油废水基本情况及其去向

项目产生的洗井废水和压裂返排液产生总量 1082.04 m^3 ，由专用方罐收集后，拉运至吉康脱水站进行处理，处理达标后全部回注，不外排。

4.2.2 吉康脱水站的依托可行性分析

(1) 依托工程概况及其环保手续办理情况

吉康脱水站于 2022 年 6 月 29 日取得《吉康油田原油脱水站建设工程环境影响报告表》批复(昌州环评[2022] 104 号)，于 2024 年 1 月 22 日进行了竣工环境保护自主验收，同年投运。《吉康油田萨探 1 块二叠系井井子沟组油藏开发先导试验工程环境影响报告书》对吉康脱水站进行改扩建，扩建后原油总处理规模为 50 $\times 10^4 t/a$ ，采出水总处理规模为 4000 m^3/d ，采出水采用“两级气浮+两级过滤+污泥减量化”处理工艺，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注油层。目前扩建工程正在建设中，预计 2026 年 4 月建成。

(2) 钻井废水依托可行性

吉康脱水站扩建后污水处理规模为 4000 m^3/d 。根据吉康脱水站近期的实

际运行及监测数据，目前该站日均接收处理萨探 1 块周边井组的废水总量约为 600~800m³/d，剩余处理能力大于 1000m³/d，出水处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 中标准后回注，系统运行稳定，出水水质达标。

本项目共新建口预 3 口评价井，废压裂液总产生量约为 459.63m³，洗井废水总产生量约为 81.39t，整体产生量极小且具有明显的阶段性特征。即使在试油阶段单井压裂排液最高峰期，采用罐车集中拉运，其产生的最大日汇入量也远小于吉康脱水站目前的实际剩余处理能力。

本项目废水的并入不会对吉康脱水站的污水处理系统造成水力或负荷冲击。脱水站完全有充足的裕量接收并处理本项目的试油废水，容量匹配性验证充分，依托方案合理可行。

(3) 依托吉康脱水站废水处理工艺适配性及转运管控要求

① 吉康脱水站废水处理工艺适配性分析：本项目试油期产生的废水主要为洗井废水及压裂返排液，其主要污染因子为COD、石油类及悬浮物等。吉康脱水站现有的废水处理系统专门针对油田采出水及试油作业废水设计，采用“自然沉降除油+凝气浮+多级过滤”的成熟工艺，对石油类及悬浮杂质具有极高的去除效率。经水质比对，本项目产生的废水水质特征与吉康脱水站常规处理介质完全相符，不涉及重金属或其他难降解有毒有害物质；因此，本项目废水依托吉康脱水站集中处理，在水质处理工艺及处理规模上均完全适配，依托切实可行。

② 废水拉运罐车防渗、防漏及应急装置要求：为坚决杜绝废水在拉运途中发生跑冒滴漏等二次污染风险，本项目废水转运必须使用专用的密闭吸污罐车。明确要求拉运罐车罐体内部必须内衬 HDPE膜，以有效防止高盐、高矿化度废水对罐体的腐蚀渗漏。同时，每辆转运车必须随车配备专用的应急封堵工具(如木楔、橡胶垫、堵漏带等)以及吸油毡、铁锹等应急物资。出场前须严格检查卸料阀门密闭性，严禁车辆“带病”上路。

③ 落实严格的废水转运台账制度：建设单位及运输单位必须建立严格的废水转运台账与联单管理制度，形成管理闭环。转运台账必须逐车、详细记录废水的运输时间、拉运数量(体积及吨位)，以及最终的接收单位(吉康脱水站)。台账需由发运方、运输司机及接收方三方签字确认存档，备生态环境部门日常

监督检查，确保项目废水去向100%可追溯。

4.3 废水运输至吉康脱水站处理后回注的保障性的措施

据《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）要求：“涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2022）中标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏”。

本项目回注的采出水经吉康脱水站一体化污水撬装装置处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中标准要求，根据建设单位提供的开发利用方案，回注层系与本次拟开发含油层位于同一层系，属于现役油藏，地质构造封闭，回注深度可达到 3200m~3800m，回注油层与地下水处于不同层系，远远超出含水层的深度。项目在施工过程中，采取对潜水所在层系进行水泥浆固井等采取合理可行的地下水污染防治措施，可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。

5. 地下水和土壤环境保护措施

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）和《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）的相关规定，本项目拟对井场地下水进行分区防治。

(1) 施工期间钻井井场分为重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区。其中柴油储罐、发电机房、不落地系统、泥浆储罐区、岩屑储罐区、危险废物贮存点等区域为重点防渗区，采用防渗膜进行防渗，满足等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0m$ ， $K < 1 \times 10^{-7} cm/s$ 的防渗性能；防渗收集池为一般防渗区，铺设 HDPE 防渗膜（等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5m$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$ ）；水罐区、库房和值班房等其他区域为简单防渗区。

试油井场分为重点防渗区和简单防渗区。其中发电机房、采出液储罐、试油废水罐为重点防渗区，铺设 HDPE 防渗膜，值班房为简单防渗区。分区防渗情况详见表 5-1。

表 5-1 项目分区防渗表

时期	防渗分区	生产单元	防渗性能要求
钻井井场	重点防渗区	柴油罐区、发电机房、不落地系统、泥浆储罐区、岩屑罐区、危险废物暂存区	等效黏土防渗层 Mb≥6.0m, K < 1×10 ⁻⁷ cm/s, 或参照 GB18598 执行
	简单防渗区	水罐区、值班房、库房、材料储存区、钻井区	铺垫戈壁料
生活营地	一般防渗区	防渗收集池	等效黏土防渗层 MB≥1.5m, K≤1.0×10 ⁻⁷ cm/s, 或参照 GB16889 执行
试油井场	重点防渗区	发电机房、采出液储罐区、试油废水罐	等效黏土防渗层 Mb≥6.0m, K < 1×10 ⁻⁷ cm/s, 或参照 GB18598 执行
	简单防渗区	库房、值班房	铺垫戈壁料

建设单位应监督施工单位严格按照表 5-1 的分区防渗要求执行, 确保防渗措施的落实和有效性。

(2) 本项目钻井过程中采用下套管注水泥固井的完井方式进行水泥固井, 将含水层与井筒分隔开, 一开环空水泥浆均返至地面, 对含水层进行固封处理, 同时严格要求套管下入深度、确保固井质量, 可有效控制钻井液在含水层中的漏失, 防止地下水污染。

(3) 对产生的洗井废水、压裂返排液、生活污水、钻井岩屑、废矿物油及生活垃圾分类收集, 妥善处理处置, 严格管理, 禁止乱排。

在妥善处置废水、固体废物, 采取合理有效的防治措施后。本工程不会对地下水环境和土壤环境造成不利影响。

5.1 废(污)水拉运处理管控措施和要求

(1) 台账管理: 须建立废(污)水处理台账, 详细记录废水来源、处理时间、处理方法、处理效果等信息。台账由专人负责管理, 并保证其真实性和完整性。

(2) 全过程控制: 应严格控制废(污)水处理的全过程, 确保不出现二次污染, 对于每一环节有明确的处理标准和操作规程, 并设立专门的监测点进行质量抽查, 一旦发现异常, 立即进行处理, 防止问题扩大。

(3) 防止肆意排放：所有废(污)水在拉运和处理过程中，须按照国家或地方的相关法规和标准进行，确保废水不直接排入环境。

(4) 人员培训：对从事废(污)水处理的人员进行专业培训，确保可了解处理流程和处理设备的使用方法，能够独立处理常见问题，

(5) 安全防护：处理废(污)水时，应做好安全防护工作，如佩戴专门的面具、手套等防护用具，避免直接接触废水。应定期检查处理设备的运行状况，确保其正常运行。

(6) 应急预案：将本项目废(污)水收集、贮存及拉运过程纳入《中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司准东采油管理区突发环境事件应急预案》统一管理。针对废(污)水泄漏等突发情况，落实相应的应急响应及现场处置措施，并定期开展应急演练，确保应急措施的有效性。

(7) 记录保存：对废水处理的各个阶段都须有相应的记录并加以保存，以便日后查看和跟踪。

综上所述，项目废水在采取上述措施后不会对水环境产生不利影响。

6.噪声污染防治措施

施工机械采用低噪声设备；加强设备维护及保养，对噪声较大的设备采取基础减震措施；加强施工场地管理，合理疏导进入施工区的车辆，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

在采取上述措施后，施工场界噪声可满足《建筑施工噪声排放标准》(GB12523-2025)中表1的噪声排放限值要求(昼间70dB(A)，夜间55dB(A))，不会对区域声环境产生明显影响。

7.固体废物处置措施

本项目产生的固体废物主要为生活垃圾、废弃钻井泥浆、钻井岩屑、落地油、废矿物油等。

7.1 固体废物产生及其处置情况

7.1.1 生活垃圾

井场和生活营地设置生活垃圾集中收集后委托第三方拉运至当地垃圾场处理。本项目施工期生活垃圾共产生13.5t，占填埋场填埋量比例极小，当地垃圾

场可以满足本工程施工期生活垃圾填埋需求。

7.1.2 钻井泥浆、钻井岩屑

项目钻井过程中井筒返出的钻井液(含钻井泥浆)及岩屑全部进入“钻井液不落地”系统,实现固液分离与分级处理。分离出的液相优先回用于钻井液配制及循环使用;确需更换或无法回用的废液按钻井液体系分类收集,委托有相应处置能力的单位规范转运处置。分离出的固相岩屑按钻井阶段及钻井液类型分类管理;钻井过程中产生的水基钻井岩屑不属于危险废物,委托具有相应处理能力的第三方环保单位(新疆疆东环保科技有限公司)进行集中处置,依据《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范(试行)》(HJ1461-2026)的相关规定,经检测达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)相关标准限值后综合利用;产生的油基钻井岩屑属于危险废物,规范收集、防渗暂存,委托具有危险废物经营资质的单位及时规范处置(日产日清)。

7.1.3 沾油废防渗材料

施工结束后清理场地时产生的未沾油防渗材料由施工单位集中回收利用,沾油的废防渗材料属于《国家危险废物名录》(2025年版)中的HW08废矿物油与含矿物油类危险废物(废物代码为900-249-08,危险特性为毒性和易燃性),收集后委托具有相应危险废物处置资质的单位进行接收、转运和处置。

7.1.4 机械设备废油及废油桶

钻井作业期间,各类发电机、泥浆泵及钻机等机械设备的日常维护、保养及检修过程将产生少量的废矿物油(包括废机油、废润滑油、废液压油等)以及沾染废油的废包装桶。上述废物均属于危险废物,废矿物油采用专用容器收集,废油桶分类堆存,暂存在井场设置的危险废物贮存库,定期由具有相应危险废物处置资质的单位进行接收、转运和处置。

7.1.5 落地油泥

本工程钻井期和试油期间事故状态下可能产生少量落地原油和含油污泥,落地油要求100%回收,按照《国家危险废物名录》(2025年版)、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告2021年第74号),落地油泥属于《国家危险废物名录》(2025年)中的HW08废矿物油与含矿物油类危险废物,废物代码为071-001-08。施工过程中应加强以下措施:

①加强监督力度，最大限度控制落地油产生。井下作业时严格执行“铺设作业，带罐上岗”的作业模式，必须带罐(车)操作，且在作业井场地面铺设防渗膜，使落地油100%回收。回收的落地原油拉运至吉康脱水站卸油缓冲罐，进入原油处理系统进行处理。

②地面工程完成后，落地油基本不再产生，甚至为零。应按照清洁生产的原则，实施源头控制，对井口泄漏油产生的油及时回收，使之“不落地”。

③在钻井过程中及完成井后，严格执行井控技术规定和井口装置试压要求，落实好防喷、防漏技术措施。

④加强管理，对井口装置等易发生泄漏的部位进行巡回检查，减少或杜绝气井跑、冒、滴、漏，以及油品泄漏事件的发生。

7.2 危险废物处置措施

在井场内设置危险废物贮存点，其选址符合《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)中的相关要求，具体要求如下：

①贮存点应具有固定的区域边界，并应采取与其他区域进行隔离的措施。

②贮存点应采取防风、防雨、防晒和防止危险物流失、扬散等措施。

③贮存点贮存危险废物应置于容器或包装物中，不应直接散堆。

④贮存点应根据危险废物的形态、物理化学性质、包装形式等，采取防渗、防漏等污染防治措施。

⑤贮存点应及时清运贮存危险废物，实时贮存量不应超过3吨。

7.3 一般工业固体废物环境管理要求

建设单位应落实污染环境防治责任制度，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。建立工业固体废物管理台账，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。

7.4 危险废物环境管理要求

建设单位应对废矿物油的废防渗材料按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》中的危险废物环境管理要求进行管理，具体如下：

①落实污染环境防治责任制度，建立健全工业危险废物产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程的污染环境防治责任制度。

②落实危险废物识别标志制度，按照《环境保护图形标志固体废物贮存(处

置)场)(GB15562.2)修改单、《危险废物识别标志设置技术规范》(HJ1276-2022)等有关规定,对危险废物的容器和收集、贮存、危险废物的场所设置危险废物识别标志。

③落实危险废物管理计划制度,按照《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》(HJ1259-2022)等有关要求制定危险废物管理计划,并报所在地生态环境主管部门备案。

④落实危险废物管理台账及申报制度,建立危险废物管理台账,如实记录有关信息,并通过国家危险废物信息管理系统向所在地生态环境主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、处置等有关资料。

⑤落实危险废物转移联单制度,转移危险废物的,应当按照《危险废物转移管理办法》的有关规定填写、运行危险废物转移联单。

⑥各类危险废物分区暂存在井场设置的危险废物贮存点,贮存点建设须满足《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)中的相关要求,具体如下:井场危废贮存库应采取防风、防雨、防晒和防止危险物流失、扬散等措施;贮存库贮存的危险废物应置于容器或包装物中,不应直接散堆;应根据危险废物的形态、物理化学性质、包装形式等,采取防渗、防漏等污染防治措施;贮存库应及时清运贮存的危险废物,实时贮存量不应超过3t。各类危险废物定期由依法签订书面合同具有相应危险废物处置资质的单位(受托方)进行接收、转运和处置。

上述固体废物处置措施均为技术可行和稳定可靠的成熟措施,钻试工程产生的固体废物均得到妥善处置,不会对环境造成不利影响。

8.环境风险应急措施及应急要求

8.1 管理要求

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,对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《健康安全环境管理体系 第1部分:规范》(Q_SY 08002.1-2022)的要求执行。

8.2 井喷环境风险防范措施

①设有井控装置,钻井工程中各岗位必须严格分工,定期对井控装置进行维护、保养、检查,保证井控装置及工具灵活可用、始终处于待命状态;落实

溢流监测岗位、关井操作岗位和钻井队干部值班制度。

②钻开油层后：落实专人坐岗，观察井口和循环池液面变化，发现溢流、井漏及油气显示等异常情况应立即报告司钻；钻开油层后，每次起下钻（离上次活动时间超过 5d）对闸板防喷器及手动锁紧装置开关活动一次，定期对井控装置进行试压；起钻杆时每 3~5 柱向环空灌满泥浆，起钻铤要连续灌浆，作好记录、校核，若灌入泥浆量大于或小于应灌入量，均应停止起钻作业并进行观察。如有溢流，应立即关井求压。如有井漏，应及时采取相应措施。安排专人观察出口管钻井液返出情况，严禁在空井情况下检修设备；钻开油层后，所有车辆应停放在距井口以外 30m，必须进入距井口 30m 以内的车辆，应安装阻火器，车头朝外停放。

③溢流处理和压井措施：最大允许关井压力应考虑井口装置额定工作压力、套管抗内压强度的 80%和薄弱地层破裂压力所允许的关井压力。在允许关井套压内严禁放喷。天然气溢流不允许长时间关井而不作处理。在等候加重材料或在加重过程中，应采取井筒压力控制措施防止井口压力过高。空井溢流关井后，根据溢流的严重程度，可采用置换法和压回法等方法进行处理。

④测井、固井、完井等作业时，要严格执行安全操作规程和井控措施，避免发生井下复杂情况和井喷失控事故。电测前井内情况应正常、稳定；测井队到井后应向井队了解井况，确认油气上窜安全作业时间，若电测时间超过等值时间，应中途通井循环再电测。测井队专用剪切工具应放置在钻台上，随时处于待命状态。发生溢流征兆应立即停止电测，尽快起出井内电缆，当危及井控安全时，立即实施剪断电缆并关井。由钻井队队长决定何时切断电缆并进行关井作业，测井队队长负责实施剪断电缆工作。不允许用关闭环形防喷器的方法起电缆。

⑤一旦发生井喷突发事件，应立即启动相应的环境突发事件专项应急预案，立即关闭井口切断污染源，控制原油污染面积，对放喷液进行集中收集处理，同时及时通知可能受影响的人员进行疏散；切断一切可能扩大污染范围的环节，严防污染区域的扩大。采取围、堵等措施限制固体废弃物和溢油扩散范围；将溢油最大限度地回收，对少量确实无法回收的油以及受污染的土壤形成的落地油，采用铲除油泥层等有效方法，落地油泥用专用罐收集，最终交由有危险废物处置资质的单位处置，以降低残油对生态环境的污染程度；同时迅速布点监

测，在第一时间确定污染物种类和浓度，出具监测数据，评估污染物转移、扩散速率；对污染状况进行跟踪调查，根据监测数据分析，预测污染迁移强度、速度和影响范围，及时调整对策。

井喷后土壤污染修复措施主要包括物理修复、化学修复和生物修复三大类，具体措施需根据污染类型和严重程度选择。实施流程如下：

污染评估：通过网格采样分析污染物类型及浓度分布，确定风险等级。

方案设计：比选 3 种以上技术路线，制定工程量及预算。

施工监测：实施过程中定期检测效果，确保达标后再利用。

⑥试油期产生的伴生气气量不稳定，不具备回收利用条件，经放喷管线充分燃烧后排放；建设单位应定期检查伴生气燃烧设备，加强燃烧设备的运营维护，确保伴生气充分燃烧，减少污染物的排放。

8.3 储罐泄漏防范措施

①选用质量、防腐措施合格的储罐。安装过程中焊接要经过 100%的探伤，安装时应选择刚性不燃的坚固基础作为罐体基础。储罐在投用前，必须严格按照《压力容器安全技术监察规程》进行强度和气密性试验。

②储罐区应严格用火管理，采用有效的避雷装置和接地装置等防止雷电的措施。

③加强储罐和管线接口的检查工作，防止腐蚀穿孔。定期进行壁厚检测，腐蚀余量低于规定的允许值时，要及时进行检修和更换。

④井场各类储罐、特别是油类物质及危险废物储罐底部均应铺设符合要求的防渗材料，一旦发生泄漏须及时发现并采取有效的堵漏措施，同时对产生的落地油泥用专用罐收集，最终交由有危险废物处置资质的单位处置；加强储罐运输环节的管理，避免出现储罐泄漏风险事故发生。

⑤加强消防安全管理

定期进行消防培训与实战演练，要求岗位工作人员具有较强的消防安全意识，加强巡检，确保无异常情况出现。

8.4 井漏防范措施

①建立、健全各项安全管理制度以及配套的工艺、设备安全操作规程并严格执行，确保施工质量，防漏、防窜，做好防腐工作。

②操作人员应密切注意设备运行状况，发现管件破裂刺漏等问题及时处理；

作业现场应配备消防设备以备应急救援。

③严格要求套管下入深度、确保固井质量。

④工程施工单位需具备相应资质，加强对施工现场的安全组织管理和监督。

8.5 硫化氢防范措施

①在钻井、试油作业过程中配备便携式硫化氢监测仪，做好硫化氢监测预警工作，并根据《含硫油气井钻井作业规程(Q/SY0215-2019)》，当监测到硫化氢浓度大于 $75\text{mg}/\text{m}^3$ 时，按照含硫油气井作业规程执行。

②钻井期在作业现场显著位置设置 5 处风向标；试油期设置 2 处风向标，并在不同方向上划定 2 个紧急集合点，并规划撤离路线，发生紧急情况时向上风向撤离。

8.6 物料运输环境风险防范措施

加强各类储罐运输环节的管理，避免出现储罐泄漏风险事故发生。各类罐车装卸作业过程中，必须严格遵守操作规程，轻装、轻卸、严禁摔碰撞击、重压、倒置，防止钻井废水、柴油等污染物撒漏；使用的工具不得损伤罐体，不能粘有与所装货物相抵触的污染物。操作过程中，有关人员不得擅自离岗，机动车辆排气管安装有效的隔热和熄灭火星装置，电路系统应有切断总电源和隔离电火花装置，配备相应的消防器材和工具，防止柴油罐发生火灾爆炸事故。运输途中，司机时刻要谨慎行驶，注意适当限速，保持安全车距。严格按照下列措施进行管理：

① 按照《道路货物运输及站场管理规定》中有关车辆管理的规定，维护、检测、使用和管理专用车辆，确保专用车辆技术状况良好；严厉禁止报废车、自行改装车参与运营；定期对罐体、车辆进行安全检查，及时排除隐患，确保车辆不带病上路；

② 运输车辆必需配备应急处理器材、安全防护设施设备和专用车辆标志，例如配备专用灭火器、铁钎等灭火器材；必须配备具有行驶记录功能的卫星定位装置况；加装避电杆，行驶过程中确保避电杆接触地面；

③ 运输车辆应当到具备道路危险货物运输车辆维修资质的企业进行维修；

④ 适时清洗油罐沉积物，清洗油罐时严格按清罐安全要求，以防发生中毒和爆炸事故。

⑤ 危险废物在储存、转移、处理过程中应严格执行《危险废物转移管理办

	<p>法》(部令第 23 号) 并制定内部转移、转运制度。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。</p> <p>8.7 环境风险应急预案</p> <p>本项目归属中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司准东采油管理区管辖, 应将项目实施区域纳入《中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司准东采油管理区突发环境事件应急预案》。</p> <p>9.结论</p> <p>施工期发生风险事故的概率较小, 且制定了较为周全的风险事故防范措施和事故应急预案, 当发生风险事故时立即启动事故应急预案, 确保事故不扩大, 避免对周边环境造成较大危害。在采取严格的安全防护和风险防范措施后, 环境风险可控。</p>
运营期生态环境保护措施	<p>根据试采结果决定新钻井是否转为生产井, 若可转为生产井, 则应当在产能开发建设前对其开展环境影响评价工作, 编制环境影响评价文件; 若不具备转产条件, 则应根据《废弃井封井回填技术指南(试行)》《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646-2017)《吐哈油田报废井封井实施细则(试行)》《陆上石油天然气生产环境保护推荐作法》(SY/T6628-2005)《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范(试行)》(HJ651-2013)和中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司准东采油管理区的相关要求对新钻井进行封堵, 并拆除相关设施, 确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物均得到妥善处置, 制定生态恢复方案, 并做好以下生态保护措施:</p> <p>(1) 封井材料应无污染, 不得使用可能对地下水造成污染的材料。</p> <p>(2) 应开展井盖封堵或密闭填充, 对废弃井进行封井回填并做好井口处置, 确保地表污染物不进入井内, 各层位地下水不连通。</p> <p>(3) 确保封井质量合格。</p> <p>(4) 封井作业结束后及时清理作业现场, 各个建构筑物 and 基础设施应全部拆除, 做到“工完、料尽、场地清”, 确保采取的封井措施有效可行。施工区域采用临时占地剥离表土对其进行覆盖, 以便植被自然恢复。各个建构筑物 and 基础设施拆除过程中会产生一定扬尘, 应避开大风天气施工。</p>

1.环境管理

项目实施过程中，在环境管理上建立的健康、安全与环境管理体系(HSE 管理体系)，落实各项环保和安全措施，减少项目开发对周围环境的影响。本报告提出的环境管理主要内容见下表 5-2。

表 5-2 施工期环境保护行动计划表

序号	影响因素	环保措施
1	大气环境	施工动力优先使用工业用电，减少柴油消耗；备用柴油发电机运行时应使用符合国家标准的油品，并定期对设备进行保养维护，采出液采用密闭装载方式，柴油储罐采用卧式罐。
2	声环境	施工单位应使用低噪声的施工设备、机械，并定期进行检修和维护，使其处于运行良好的状态。
3	水环境和土壤环境	钻井液外运处置不外排；试油期产生的废水收集至地面储罐后由罐车拉运至吉康脱水站处理；生活污水汇入防渗收集池收集暂存，定期由吸污车抽出后委托拉运至吉木萨尔县市政污水处理厂处理。关键区域做好符合相关环保要求的防渗措施；提高施工效率，缩短施工时间；工程结束后，做好施工场地的恢复工作。
4	固体废物	生活垃圾集中收集后委托第三方拉运至当地垃圾场处理。钻井过程中产生的钻井液及岩屑在井口采用固控工艺进行固液分离，分离出的液相优先回用于钻井液配制与循环使用；分离出的固相岩屑实行分类暂存与分流处置：钻井过程中产生的水基钻井岩屑不属于危险废物，委托具有相应处理能力的第三方环保单位(新疆疆东环保科技有限公司、新疆盛洁环境技术有限公司)进行集中处置，依据《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范(试行)》(HJ1461-2026)的相关规定，经检测达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)相关标准限值后综合利用；产生的油基钻井岩屑属于危险废物，规范收集、防渗暂存，委托具有危险废物经营资质的单位及时规范处置(日产日清)。粘油废防渗材料、落地油、机械设备废油及废油桶委托有资质单位进行妥善处理。
5	生态环境	用地面积按实际征地面积划定，不得超过规定面积；施工车辆严格按照规定路线行驶，严禁随意开道，碾压植被、破坏周边农作物、野生植被、扰动土壤，严禁捕杀野生动物；施工结束后应对临时占地进行清理、平整，植被自然恢复。
6	环境管理	施工单位应建立环境保护档案，保存施工前后项目区的影像资料，使施工全过程各类污染物产生、去向和各个污染防治措施及实施情况均记录在案。建设单位要求施工单位在钻井工程开工前进行环保自查，建设单位对施工单位钻井期间进行环保日常检查并做好记录；完工交井前，建设单位主管部门现场验收，合格后方可记录为完工，做到工完料净场地清，并做好记录。

其他

2.环境监测计划

根据项目特点，本项目为陆地油气勘探评价井钻试工程，施工周期较短，环境影响具有阶段性。项目环境管理以施工期环境监测与环境检查为主，参照相

关环境管理技术指南要求制定环境监测与检查计划。

表 5-3 环境监测计划表

监测对象	监测频率	监测项目	监测地点	监测时间
大气	视情况	非甲烷总烃、H ₂ S	项目区	试油或异常工况时
噪声	1次/钻井周期内	等效连续 A 声级	井场边界	钻井高噪声作业阶段
土壤	必要时	石油烃	井场周边	发生泄漏或异常后

项目总投资 4510 万元，其中环保投资 144 万元，占工程总投资的 3.2%。

环保投资详见表 5-4。

表 5-4 环保投资一览表

工程名称		拟采取的环保措施	环保投资 (万元)	实施 时间
废气	试油伴生气	经排气管线充分燃烧后排放。	15	与钻 井、试 油期 同步
	施工扬尘	物料覆盖、道路洒水抑尘、车辆冲洗/限速、裸土临时覆盖等等措施。	5	
废水处理	洗井废水、压裂返排液	由地面储罐收集后，依托吉康脱水站处理后回注。	17.5	
	生活污水	设临时防渗收集池收集暂存，定期由施工队采用吸污车抽出并拉运至吉木萨尔县城污水处理厂处理。	10	
固废处置	生活垃圾	设有垃圾箱集中收集，委托第三方拉运至当地垃圾场处理。	5	
	钻井岩屑	钻井岩屑暂存于岩屑储罐中，钻井岩屑委托具有相应处置资质的单位处置。	47.5	
	落地油、机械设备废油、废油桶、废防渗材料等	各钻井井场设置 1 座危险废物贮存点用于施工过程中产生的沾油废防渗材料、废油及废油桶的暂存，各类危险废物定期交由具有相应危险废物处置资质的单位进行接收、转运和处置。	15	
生态恢复		对临时占地清理、平整	12.5	
独立费用	(根据《石油建设项目其他费用和相关费用计价方法与费用标准(2022 版)》)	环境影响评价	4	
		环境保护竣工验收	3.5	
	/	环境监测	4	
合计			144	/

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	①选址尽量避开植被密集区域；严格划定路线，禁止乱碾乱轧；确保各环保设施正常运行，避免各种污染物对环境的影响较小；②严格控制占地，严格规定各类工作人员的活动范围；③完井后施工机械、设备及时撤离，废水和固体废物全部妥善处置，现场禁止遗留；④建设单位按照相关要求办理临时占地经济补偿协议；⑤施工结束后及时对场地进行清理、平整并压实；⑥合理安排施工时间，避免大风天气施工。项目在建设过程中，严格落实各项管理规定，不得对项目所在区域生态环境和环境质量造成影响。	验收内容： 生态保护措施落实情况；现场无废水和固体废物遗留；井场及周边占地恢复情况；临时占地经济补偿协议办理情况。 验收效果： 施工结束后清理、平整并压实临时占地，以利于土壤、植被自然恢复。井场、生活营地和探临道路进行平整，井场无废水和固体废物遗留。	根据试采结果决定新钻井是否转为生产井，若可转为生产井，则应当在产能开发建设前对其开展环境影响评价工作，编制环境影响评价文件。	按照环评及批复等相关文件要求进行验收。
水生生态	/	/	/	/
地表水环境	/	/	/	/
地下水及土壤环境	本项目施工期废水主要包括钻井废水（钻井液/泥浆体系废液）、洗井废水、压裂返排液及生活污水。钻井过程中产生的钻井废水按钻井液体系分阶段循环使用：井筒返出钻井液经“钻井液不落地”系统固液分离后，液相优先回用于相应体系钻井液的配制与循环利用，钻井期间不外排；钻井阶段结束后，无法继续回用的钻井液以废弃泥浆形式产生，与固相物料分类收集后统一外运处置。洗井废水和压裂返排液分别收集至专用储罐，采用罐车拉运至吉康脱水站处理，处理后水质达到《碎屑岩油藏注水水质	验收内容： ①生活污水签订清运协议；②洗井废水和压裂返排液现场无遗留。 验收效果： 验收时现场无遗留问题。	/	/

	<p>指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后全部回注油藏,不外排。</p> <p>本项目采用下套管注水泥固井工艺实施水泥固井,水泥浆在井筒内形成封隔,隔离含水层与目的层,减少钻井过程对地下水环境的影响。生活营地设置防渗收集池收集生活污水,定期由吸污车清运至吉木萨尔县市政污水处理厂处理,严禁就地排放。</p>			
声环境	<p>在设备选型上要求采用低噪声的设备,施工设备定期检查维修,对噪声较大的设备采取基础减震措施;加强施工场地管理,合理疏导进入施工区的车辆,禁止运输车辆随意高声鸣笛。</p>	/	/	/
振动	/	/	/	/
大气环境	<p>施工现场运输车辆低速慢行,不得超载,易起尘物料在运输、存放时加盖遮盖物,最大限度防止扬尘扩散;使用符合国家标准的柴油并加强机械、车辆的维护,施工期井场边界备用柴油机、发电机烟气排放的污染物须满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中的最高允许排放浓度标准要求;试油期伴生气经排气管线充分燃烧后排放,试油期井场边界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)中边界浓度限值要求。</p>	<p>验收效果:验收时现场无施工遗留问题。</p>	/	/
固体废物	<p>①钻井岩屑(含钻井泥浆固相):钻井过程中产生的钻井岩屑经“钻井液不落地”系统处理,实现固液分离。分离出的固相岩屑按钻井阶段及钻井液体系分类管理:钻井过程中产生的水基钻井岩屑不属于危险废物,委托具有相应处理能力的第三方环保单位(新疆疆东环保科技有限公司、</p>	<p>验收内容:①一开水基岩屑委托处置记录,二开油基岩屑及危险废物管理和转运情况;②废防渗材料、落地油泥和废矿物油贮存于危废贮</p>	/	/

	<p>新疆盛洁环境技术有限公司) 进行集中处置, 依据《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范(试行)》(HJ1461-2026) 的相关规定, 经检测达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017) 相关标准限值后综合利用; 产生的油基钻井岩屑属于危险废物, 规范收集、防渗暂存, 委托具有危险废物经营资质的单位及时规范处置(日产日清)。②废防渗材料: 未破损、未沾油的防渗材料由建设单位集中回收利用, 沾油的废防渗材料委托具有相应危险废物处置资质的单位进行处置; ③落地油100%回收, 集中收集后委托有危险废物处理资质单位进行处置。④机械设备废油、废油桶暂存至危险废物贮存点, 委托有危险废物处理资质单位进行处置。⑤生活垃圾集中收集后委托第三方拉运至当地垃圾场处理。</p>	<p>存点后定期外委有资质单位处理处置, 记录危险废物台账, 检查现场是否有遗留; ③生活垃圾签订接收协议。④现场是否存在固体废物遗留或混装现象。 验收效果: 各类固体废物均按规定分类收集、规范暂存并及时转运处置, 现场未发现固体废物遗留或环境污染问题。</p>		
电磁环境	/	/	/	/
环境风险	<p>①施工时应严格执行相关风险防范措施和规章制度, 严禁违规操作加强设备维修与巡检, 避免储罐泄漏事故的发生; ②在井口安装井控装置, 杜绝井喷的发生; 防止污染地下水和土壤; ③定期检查固井质量, 发现固井质量不合格应及时采取措施, 保证固井质量合格; ④柴油罐、原油罐等储罐底部铺设防渗材料或设置围堰, 加强各类储罐及放喷管线的日常管理及安全检查; ⑤将本项目纳入《中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司准东采油管理区突发环境事件应急预案》管理体系, 并落实相关应急响应措施。</p>	/	/	/
环境监测	<p>本工程为钻井及试油阶段项目, 施工周期较短, 环境影响具有阶段性。施</p>	/	/	/

	<p>工和试油期间钻机、动力设备等投入运行,建设单位应对各阶段产生的废气、废水、固体废物及生态扰动落实全过程环境管理,通过现场巡查检查、台账记录与必要的阶段性监测,确保各项环保措施有效实施,降低对周边环境的影响。</p> <p>本项目监测以施工期为主:在钻井/试油等高噪声作业阶段开展井场边界噪声监测;对固体废物(钻井岩屑、危废等)执行分类收集、暂存、转运联单及台账管理;对钻井液及返排液等废水实行规范收集并外运至脱水站处理后回注油藏,不设置外排口,日常以过程检查为主。若发生异常工况或环境突发事件(如泄漏、井控异常等),应及时开展应急监测。监测工作由具备相应资质(CMA)的第三方监测单位承担,并形成完整记录归档。</p>			
其他	<p>施工单位应建立环境保护档案,保存施工前后项目区的影像资料,使施工全过程各类污染物产生、去向和各个污染措施及实施情况均记录在案。建设单位对施工单位钻井期间进行环保日常检查并做好记录;完工交井前,建设单位主管部门现场验收,合格后方可记录为完工,做到工完料净场地清,并做好记录。</p>	<p>环境管理制度是否建立并完善,环保机构及人员是否设置到位;是否保留必要的影像资料。</p>	/	/

七、结论

本工程符合国家产业政策，选址较为合理，项目建设符合达标排放、总量控制及维持环境质量原则；符合风险防范措施要求。通过加强管理，污染物无害处理，及时恢复原貌等措施，在各项污染治理措施实施且确保全部污染物达标排放的前提下，本次项目的建设从环境影响角度而言，项目实施是可行的。