

建设项目环境影响报告表

(生态影响类)

(公示版)

项目名称：2026 年-2027 年准东采油厂 CCUS 采出气循环回注技术服务

建设单位（盖章）：通源石油科技集团股份有限公司

编制日期：2026 年 7 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	2026 年-2027 年准东采油厂 CCUS 采出气循环回注技术服务		
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阜康市		
地理坐标	东经： ， 北纬：		
建设项目行业类别	五、石油和天然气开采业— 7、陆地石油开采	用地面积 (m ²) / 长度 (km)	63953.55m 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	/	项目审批（核准/备案）文号	/
总投资（万元）	1143.42	环保投资（万元）	72
环保投资占比（%）	6.3	施工工期	2 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）》中规定，陆地石油开采项目应设置地下水、环境风险专项评价。		
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：《新疆油田公司“十四五”发展规划》； 规划编制单位：中国石油新疆油田分公司。		
规划环境影响评价情况	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：中华人民共和国生态环境部； 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）。 2、环评文件名称：《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》； 审查机关：新疆维吾尔自治区生态环境厅； 审查文件名称及文号：关于《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》的审查意见（新环审〔2022〕252 号）。
规划及规划 环境影响评 价符合性分 析	1、《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 《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025 年）》将石油天然气列为安全战略资源，《规划》中指出围绕新疆“三屏两环多廊”的生态安全格局，坚持矿产资源开发与资源环境承载力相匹配，做好与国家和新疆区域发展战略及主体功能区的衔接，执行国土空间三条控制线内矿业活动管控要求，探索对三条控制线内、建设项目压覆、政策性关闭矿山的矿产资源保护与储备。落实生态环境准入清单，严格矿产资源开发禁止和限制的环境准入要求。坚守环境质量底线，加强矿产资源开发管控，合理调控全区矿产资源开发利用总量、强度，提高矿产资源利用效率；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。项目位于规划中提出的环准噶尔能源矿产勘查开发区，该开发区指出：“加快玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘等大型油气田建设，促进增储上产，支撑克拉玛依、吉木萨尔油气能源资源基地建设”。 本项目位于准噶尔盆地，实施能更好地给区域油气资源安全使用提供保障，有利于加快彩南油田的建设，符合规划要求；并按照《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》要求对采出物开采过程中的废气、废水、噪声、固体废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，符合《报告书》的要求。 2、与《新疆油田公司“十四五”发展规划》及规划环评的符合性分析 《新疆油田公司“十四五”发展规划》规定：“十四五”期间，除措施产能 100 万吨以外，稀油老区在西北缘新建产能 80.9 万吨、腹部新建产能 23.2 万吨、东部新建产能 209.8 万吨。本项目位于彩南油田范围内，属于准噶尔盆地腹部，项目实施后新增原油产能 $3 \times 10^4 \text{t/a}$，符合规划要求。 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。施工期及运营期均按照《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》要求对施工及开发

过程中的废气、废水、噪声、固体废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，符合《报告书》的要求。具体如下：

表 1 与《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》符合性分析

序号	规划环评规定	拟采取的相关措施	相符性分析
1	井下作业带罐作业，产生的井下作业废水采用专用收集罐集中收集后送至就近已有或配套新建的联合站污水处理系统处理。井下作业过程中所使用的各种化学药剂严格控制落地，落地残液要彻底清理干净，不得向环境排放	井下作业由彩南油田作业区开展，本项目为配套 CCUS 采出气循环回注技术服务。运营期井下作业带罐作业，洗井废水和井下作业废液集中收集后送至彩南集中处理站采出水处理系统处理，处理达标后回注地层，不外排	符合
2	根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）表7和《石油化工防渗工程技术规范》（GB/T50934-2013）对项目区进行防渗分区，防渗应满足相应防渗等级的防渗要求，并布设一定数量的长期监测井	本项目对站场进行了分区防渗，并提出了利用现有水井作为地下水监测井	符合
3	含油污泥、废分子筛等危险废物交由有相应处理资质的单位进行无害化处置。危险废物贮存设施必须满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）的相关要求，并按照《环境保护图形标志—固体废物贮存（处置）场》《危险废物标志牌式样》设置明显标志。工作人员的生活垃圾设置垃圾桶集中收集后交由当地的环卫部门及时清运	固体废物主要为沾油废防渗材料、废机油、废滤芯、废活性炭和废分子筛、事故状态下含油污泥；临时贮存在准东采油厂危险废物临时储存场所，最终交由有相应危险废物处理资质的单位处理	符合
4	井场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、残渣等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣外运至指定处理场填埋处理。运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。	地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。管线外运清洗后可回收利用，废弃建筑残渣外运至当地建筑垃圾填埋场，不得遗留在场内影响土壤环境质量。运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落	符合
5	采用技术质量可靠的设备、仪表控	本次环评提出的大气污染防治	符合

		制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏；在油气集输过程中，为减轻烃类的排放，油田开发采用管道密闭集输流程，一旦发生泄漏事故，紧急切断油、气源，实施关井，从而最大限度地减少油气集输过程中烃类及油的排放量。对各井场的设备、阀门等进行定期的检查、检修，以减少跑、冒、滴、漏的发生；设备或管线组件发生了泄漏，应开展修复工作	措施为：选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场、站场的设备、阀门等检查、检修；井口采出物汇集、输送及处理的全过程均采用密闭工艺流程	
	6	尽量选用低噪声设备，对噪声强度较大的设备进行减噪处理；定期给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养	尽量选用低噪声设备，对噪声强度较大的设备进行减噪处理。定期给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养；加强噪声防范，做好个人防护工作	符合
	7	合理规划占地，严格控制占地面积，尽量选择在植被稀少或荒漠的区域布设，避让梭梭、白梭梭等保护植物；严格控制管线施工作业带宽度，管沟分层开挖、分层堆放、分层回填；施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，最大限度地减少对荒漠植物生存环境的踩踏破坏，避免破坏荒漠植物；开展环境监理；永久占地进行砾石铺垫，定期检查管线、井场等	对油田区域内的临时占地和永久占地合理规划，严格控制临时占地面积；施工结束后，对接转站进行地面硬化处理；在设计选线选址过程中，尽量避免植被密集的区域，避免破坏荒漠植物；管线敷设时，严格控制施工作业带宽度，管沟应分层开挖、分层堆放、分层回填；施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，不随意踩踏砍伐野生植被，尽量不侵扰野生动物的栖息地；施工结束后，及时对施工场地进行平整，以便后期自然恢复。并按相关规定对植被损失进行生态经济补偿；加强施工期环境监理	符合
表 2 项目与《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》结论符合性分析				
	序号	规划环评结论	拟采取的相关措施	相符性分析
	1	规划生产运营期废气主要为各燃气设备产生的燃烧尾气，油气集输及各类储罐暂存过程	油气集输采用密闭集输，井场、接转站厂界	符合

	中无组织逸散的烃类等，主要大气污染物为烟尘、SO₂和NO₂、非甲烷总烃。规划所用各燃气设备（燃气加热炉、相变炉、锅炉等）燃料均为天然气，为清洁能源。燃烧后污染物排放量少，对环境影响较小。燃气设备排放的SO₂、NO_x均符合《锅炉大气污染物排放标准》的标准限值，对周围环境造成的影响较小。油气集输过程及各类储罐暂存过程中产生的烃类挥发是影响规划区域环境空气的主要污染源。油气集输及处理采用全密闭流程，井口密封并设紧急截断阀，可有效减少烃类气体的挥发。严格按照GB39728 标准要求，对部分不符合标准的储罐、装载系统等进行改造。通过采取相应的污染防治措施，能够有效控制无组织烃类的污染，在运行过程中严格管理，确保废气控制措施正常运转，各站场场界浓度和最大落地浓度可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）的场界标准限值（4mg/m³）	无组织废气可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）的场界标准限值要求。	
2	生产运营期产生的废水主要包括井场产生的井下作业废水、站场产生少量含油废水。井下作业严禁废水外排，井下作业废水采用专用废液收集罐收集后拉运至各自区块污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》标准后，由各联合站统一调配，不外排进入环境，不会对地表水环境产生环境影响。生产运营期产生的采出水和井下作业废水拉运至各自区块污水处理系统处理，处理达标后回注地层	接转站伴生气脱水装置产生的含油废水，经管线管输至分离撬，同采出液一起管输至彩南集中处理站采出水处理系统处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）的相关标准后全部回注油藏，不外排。	符合
表 3 项目与《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》审查意见 符合性分析			
序号	规划环评审查意见	拟采取的相关措施	相符性分析
1	（一）严守生态保护红线，加强空间管控。坚持以习近平生态文明思想为指导，严守生态保护红线，严格维护区域主导生态功能，积极推动绿色发展，促进人与自然和谐共生。主动对接国土空间规划，进一步做好与“三线一单”生态环境分区管控方案、主体功能区划、生态功能区划等有关要求的有序	本项目建设符合“三线一单”《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》要求；采取相关措施后，井场、接转站边界无组织非甲烷总烃均满足《陆上石油天然气开	符合

	衔接和细化分解，严格落实各项生态环境保护要求，协同推进石油天然气开发和生态环境保护相协调，切实维护区域生态系统的完整性和稳定性。加强规划区内环境敏感区和重要环境保护目标的生态环境保护工作，开展项目环评时应将油气开发对环境敏感区影响作为重点评价内容，并采取合理、有效的保护措施，确保规划涉及环境敏感区和重要环境保护目标不因油气开发而造成环境污染和生态破坏。	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不会对区域环境空气产生明显不利影响	
2	（二）合理确定开发方案，优化开发布局。根据区域主体功能定位，结合区域资源环境特征、生态保护红线等相关管控要求，依据生态环境影响评价结果，从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面对规划建设油气长输管道工程及油气田内部集输管道工程选址选线提出要求，进一步优化石油天然气开采规模、开发布局和建设时序，优先避让环境敏感区，远离沿线居民。总结石油天然气开发过程对生态环境影响和保护经验，及时进行优化调整。	站场选址、各类管线选线过程中尽量选取植被稀疏区域，管线穿越公路时采用顶管穿越	符合
3	（三）严格生态环境保护，强化各类污染防治。针对规划实施可能出现的累积性、长期性生态环境问题，采取积极有效的生态复垦和生态恢复措施，确保实现《报告书》提出的各项生态恢复治理要求，有效减缓规划区生态环境退化趋势。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平，对油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理要求，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平。油气开采、输送、储存、净化等过程及非正常工况应加强挥发性有机物等污染物排放控制，确保满足区域环境空气质量要求。加强开采废水污染控制，涉及回注的应经处理满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》	采取的生态恢复措施符合规划环评报告书的要求，产生的建筑垃圾收集后送至当地建筑垃圾填埋场处理；危险废物均委托有资质的单位处置，产生的各类固体废物均得到合规处置；选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场的设备、阀门等检查、检修；井口采出物汇集、输送及处理的全过程均采用密闭工艺流程；彩南集中处理站采出水处理系统出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）；接转站采取了相应的防渗措施	符合

		（SY/T5329）等相关标准要求，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染。油气开采过程中产生的固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，合规处置。加强伴生气、落地油、采出水等回收利用，提高综合利用水平。		
	4	（四）加强生态环境系统治理，维护生态安全。坚持节约优先、保护优先、自然恢复为主，统筹推进山水林田湖草沙一体化保护和系统治理，守住自然生态安全边界。严格控制油气田开发扰动范围，加大生态治理力度，结合油气开采绿色矿山建设等相关要求，落实各项生态环境保护措施，保障区域生态功能不退化。油气开发应同步制定并落实生态保护和修复方案，综合考虑防沙治沙等相关要求，因地制宜开展生态恢复治理工作。	报告中提出了相应的生态环境保护措施	符合
	5	（六）加强油气开发事中事后环境管理。油气企业应切实落实生态环境保护主体责任，进一步健全生态环境管理和应急管理体系，确保各项生态环境保护和应急防控措施落实到位。建立环境空气、水环境、土壤环境、生态等监测体系，开展长期跟踪监测。根据监测结果，及时优化开发方案，并采取有效的生态环境保护措施。	报告中提出了运营期监测计划	符合
其他符合性分析	产业政策	本项目属于《产业结构调整指导目录（2024 本）》中的鼓励类七、石油、天然气—1、常规石油、天然气勘探与开采，符合国家产业政策。		
	主体功能区划	项目所在地阜康市位于《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》国家级重点开发区——天山北坡地区，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。项目属于陆地石油开采业，其建设符合规划要求。		
	生态保护红线	根据《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）和《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》，项目区位于阜康市一般管控单元（管控单元编码为：ZH65230230001），在昌吉回族自治州“三线一单”环境管控单元分类图中的位置见附图 1，不涉及生态保护红线。		
	环境质量底线	施工期产生的污染影响为短期影响，随施工结束而停止，运营期废气、噪声可实现达标排放，废水和固体废物均得到妥善处置，对区域环境质量影响小，不会突破区域环境质量底线。		

资源利用 上线		建设过程中仅消耗少量新鲜水和电能，新鲜水从彩南油田作业区由罐车拉运至项目区，不开采地下水；运营期会消耗少量的电能，工程资源消耗量相对区域资源利用总量较少，符合资源利用上线要求。	
昌吉回族自治州“三线一单”生态环境分区管控方案及生态环境准入清单	空间布局约束	管控要求	相符性分析
		1、执行自治区总体准入要求中关于一般环境管控单元的准入要求（表 2-4 A7.1）。	本项目为陆地石油开采项目，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中鼓励类项目，不属于“高污染、高环境风险产品”的工业项目，项目区不涉及耕地、畜禽养殖业。符合要求。
	污染物排放管控	1、执行自治区总体准入要求中关于一般环境管控单元的准入要求（表 2-4 A7.2）	本项目为陆地石油开采项目，油气集输及处理均采用密闭集输工艺流程；项目无氮氧化物排放，非甲烷总烃为无组织排放，废水处理达标后回注地层；故不申请总量控制指标。符合要求。
	环境风险管控	1、执行自治区总体准入要求中关于一般环境管控单元的准入要求（表 2-4 A7.3）。	项目周围无农用地，废分子筛、废机油、废滤芯和废活性炭交由有相应危险废物处理资质的单位回收处理，符合要求。
	资源利用效率	1、执行自治区总体准入要求中关于一般环境管控单元的准入要求（表 2-4 A7.4）。	运营期不消耗新鲜水，项目位于古尔班通古特沙漠腹地，周围无农业分布。符合要求。
石油天然气开采业污染防治技术政策		事故状态下产生的落地油，及时回收，100%回收，含油污泥交由有相应危废处置资质的单位进行回收、处置；废防渗材料交由有相应危废处置资质的单位进行回收、处置；井口采出物管输至新建接转站，经气液分离后，采出水和原油管输至彩南集中处理站处理，气相经脱水除油、过滤增压后通过新建注气管线管输至注气井，通过注气井注入地下进行驱油。接转站伴生气脱水装置产生的含油废水，收集后同采出液一起管输至彩南集中处理站采出水处理系统处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）的相关标准后全部回注油藏，不外排。运营期采用密闭集输工艺，油气集输损耗率系数为 0.01%。在开发建设过程中，将依托通源石油科技股份有限公司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）。建成后由通源石油科技股份有限公司统一管理，通源石油科技股份有限公司编制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。运营期间需对生产过程中产生的“三废”进行严格管理，定期对“三废”进行监测。以上措施均符合《政策》要求。	
关于进一步加强石油		本项目以彩南油田彩 9 井区为区块开展环评，在报告中对施工期、运营期环境影响和环境风险进行了分析，并提出有效的环境保护措施、污染防治措施和环境风险防范措施，并分析了依托工程可行性	

	天然气行业环境影响评价管理的通知	和有效性；同时对现有工程进行了回顾性评价，对相关生态环境问题提出有效防治措施；运营过程中沾油废防渗材料、废滤芯、废活性炭、废分子筛、废机油交由有相应危险废物处置资质的单位回收、处置，且危险废物的收集、贮存、运输须符合《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）和《危险废物转移管理办法》等要求，不会对区域环境造成不利影响；项目实施过程中，将根据通源石油科技集团股份有限公司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），减少施工期和运营期对周围环境的影响；选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对管线、井场和站场各设备设施进行巡检，以便及时发现问题；加强采油井、注气井生产管理，做好压力监测，并准备应急措施；应加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并在 5 日内完成修复。建设符合相关规划及区域“三线一单”要求，选址选线合理；施工期严格按照既定方案施工，合理制定施工方案，加强施工管理，严禁施工人员和机械在施工范围外作业；施工期应尽量减少施工占地，施工结束后应及时对施工区域进行平整、清理，恢复临时占地，缩短施工时间、选择合理施工方式以及其他生态环境保护措施，并且提出施工机械使用符合国家标准的要求。施工结束后，应及时对施工场地进行平整，以便后期自然恢复，并按相关规定对植被损失进行生态经济补偿。以上措施均符合《通知》要求。
	新疆生态环境保护“十四五”规划	本项目不属于“高污染、高环境风险产品”的工业项目，位于一般管控单元，不涉及生态红线；运营期产生废气、噪声应实现达标排放，废水不外排，固体废物均得到妥善处置，不会突破区域环境质量底线；运营过程中会消耗少量的电能，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；建设时采用质量合格的管线，定期对管线、井场和站场各设备设施进行巡检，采出物输送采用密闭工艺流程；建设符合昌吉回族自治州“三线一单”生态环境分区管控方案重点管控单元管控要求；建成投产后属于通源石油科技集团股份有限公司管理。通源石油科技集团股份有限公司定期申报危险废物产生处置情况，并制定有危险废物管理计划，在危险废物转移时执行危险废物转移联单制度；通源石油科技集团股份有限公司编制突发环境事件应急预案并进行备案工作，并定期进行应急演练工作。以上措施均符合《规划》要求。
其他符合性分析	《昌吉回族自治州生态环境保护与建设“十四五”规划》	项目不属于“高污染、高耗能、高环境风险”的工业项目，位于一般管控单元，不涉及生态红线；运营期产生废气、噪声应实现达标排放，废水不外排，固体废物均得到妥善处置；建设时采用质量合格的管线，定期对管线、井场和站场各设备设施进行巡检，采用密闭集输工艺，以减少无组织挥发产生的非甲烷总烃；建成投产后属于通源石油科技集团股份有限公司管理。通源石油科技集团股份有限公司编制突发环境事件应急预案并进行备案工作，并定期进行应急演练工作。以上措施均符合《规划》要求。
	与《新	项目建设符合《新疆油田公司“十四五”发展规划》和《新疆油

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	田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》的要求，以彩南油田彩9井区为区块开展环评，施工期严格控制施工作业面积，尽量减少施工占地、缩短施工时间，项目区周围无环境敏感区。井口采出物采用管线密闭集输工艺。选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场、站场内各设备、阀门和管线等检查、检修；项目不涉及燃煤、燃气锅炉、加热炉，天然气中不含硫化氢；采取以上措施后站场厂界无组织非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中的相关要求。本项目为碳捕集、利用与封存（CCUS）技术，井口采出物管输至新建接转站，经气液分离后，采出水和原油管输至彩南集中处理站处理，气相经脱水除油、过滤增压后通过新建注气管线管输至注气井井场，通过注气井注入地下进行驱油。提高油田采收率的同时，减少温室气体排放；选用低噪声设备，对噪声强度较大的设备进行基础减振等减噪处理；定期给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养；采取以上措施后站场厂界能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类声功能区环境噪声限值要求。报告对拟退役的废弃井进行封井，拆除井场、站场各类设备设施及管线的拆除、井区废弃管线的封堵等施工活动；根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》的相关要求，提出了生态修复方案，项目建设符合相关要求。
与《关于规范临时用地管理的通知》的符合性分析	《关于规范临时用地管理的通知》指出，临时土地使用期限一般不超过两年，建设周期较长的能源等建设项目期限不超过四年；油气资源探采合一开发涉及的钻井及配套设施建设用地，可先以临时用地方式批准使用，勘探结束转入生产使用的，办理建设用地审批手续。临时土地使用人应当按照批准的用途使用土地，不得转让、出租、抵押临时用地。 本项目为配套产能建设项目，建设单位正在办理建设用地审批手续；根据作业区同区块用地审批经验，临时土地使用期限为两年。本次评价要求建设单位依法依规办理征地手续，施工结束后对临时用地进行清理、平整和自然恢复，足额缴纳生态补偿费用。符合用地要求。
与《昌吉回族自治州矿产资源总体规划（2021-2025年）》的符合性分析	《昌吉回族自治州矿产资源总体规划（2021-2025年）》取得新疆维吾尔自治区自然资源厅批复，审批文号（新自然资函〔2022〕467号）（见附件），该规划明确指出：鼓励勘查开采的矿种：石油、天然气、煤层气、页岩气、煤、地热、金、铜、饰面用花岗岩、石灰岩、天然石英砂、石墨等矿产和自治区紧缺及市场需求量较大的矿产。本次拟开采的石油属于重点开采矿种，符合《规划》的相关规定。

关于统筹和加强气候变化与生态环境保护工作的指导意见	本项目是以井口采出的伴生气中的二氧化碳为碳源，注入地层来提高油田采收率的工业化试验项目，项目实施不仅可提高二氧化碳封存能力与埋存量，为规模封存积累经验，为中国石油集团公司减排、促进新疆油田的绿色、经济、可持续发展奠定基础，同时也为打造新疆油田公司碳区域交易中心提供支撑，为实现“碳达峰”目标与“碳中和”愿景贡献一份力量。符合《意见》中提出的“积极推动重大科技创新和工程示范——有序推动规模化、全链条二氧化碳捕集、利用和封存示范工程建设”的相关要求。
与《空气质量持续改善行动计划》的符合性分析	《空气质量持续改善行动计划》中指出：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。重点区域石化、化工行业集中的城市和重点工业园区，2024 年年底前建立统一的泄漏检测与修复信息管理平台。企业开停工、检维修期间，及时收集处理退料、清洗、吹扫等作业产生的 VOCs 废气。企业不得将火炬燃烧装置作为日常大气污染处理设施。本项目是以井口采出的伴生气中的二氧化碳为碳源，注入地层来提高油田采收率的工业化试验项目，施工期和运营期均不设储罐，运营期采用密闭集输工艺，接转站伴生气脱水装置产生的含油废水管输至彩南集中处理站，最终由彩南集中处理站站内采出水处理系统处理后回注油藏。符合《空气质量持续改善行动计划》中的相关要求。
与《2030 年前碳达峰行动方案》的符合性分析	《方案》中重点任务：推动化石能源清洁高效利用，在油气开采领域布局 CO₂ 驱油 CCUS 示范工程，加快成熟 CCUS 技术工业化试验，构建“捕集—输送—驱替—封存”全链条示范体系。本项目为彩 9 井区扩大连片 CO₂ 气驱试验区，前期 2018—2019、2024 年多井组试注已验证增油潜力，本次新建地面管网、分离回注系统，补齐 CCUS 地面配套短板，形成完整现场示范链条。通过规模化循环回注积累注入、采出、管网腐蚀、碳封存长效数据，为油田整体气驱方案编制提供支撑，助力油气行业低碳开采技术规模化推广。
与《中共中央国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工	文件明确提出：大力推进碳捕集、利用与封存（CCUS）技术示范与规模化应用，依托油气藏开展 CO₂ 驱油与地质封存一体化示范，统筹能源安全与温室气体减排。项目回收油田采出伴生气中 CO₂，就地回注西山窑组油藏实现地质封存，属于油气藏资源化封存典型路径，同步提升原油采收率，兼顾能源保供与碳减排。减少伴生气放空，采用密闭集输回收碳组分，同步削减 VOCs、甲烷协同排放，落实减污降碳协同要求。

作的意见》的符合性分析	
与《关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见》的符合性分析	本项目施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围，不得离开运输道路随意行驶，由专人负责，以防破坏土壤和植被，加剧土地荒漠化。优化施工组织，缩短施工时间，管线施工作业时应分段作业，开挖的土方应分层开挖、分层堆放、分层回填。施工结束后对场地进行清理、平整并压实，场站实施场地硬化，管线上方设置 1m×1m 的芦苇草方格，管线草方格固沙宽度为 12m。符合《关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见》的相关要求。
与《科技支撑碳达峰碳中和实施方案（2022—2030 年）》的符合性分析	政策要求：将油气田 CO₂ 驱替封存、伴生气碳回收列为能源领域低碳核心攻关方向，支持油田现场中试、扩大示范，攻克 CO₂ 集输、防腐、分离处理工程技术瓶颈。项目针对现有钢制管线高含水 CO₂ 腐蚀难题，配套专项地面防腐工程，攻关高含水 CO₂ 介质集输腐蚀控制技术，属于 CCUS 工程关键技术现场试验；配套采出气除油脱水一体化装置，解决油田就地碳捕集低成本预处理难题。
与《新疆维吾尔自治区减污降碳协同增效实施方案》的符合性分析	《方案》的核心要求：依托克拉玛依、准东油气产区加快 CCUS 示范布局，大力推广油田 CO₂ 驱油技术，推进开采伴生气全组分回收利用，同步削减温室气体与油气挥发性污染物排放。项目地处准东彩南油田，属于自治区规划 CCUS 重点布局区域，回收采出伴生气避免放空碳排放，同步削减油气无组织挥发；配套新建密闭集输、分离处理系统，实现油气开采全过程密闭生产，落实减污、降碳、增产协同目标。

二、建设内容

地理位置	本项目行政隶属于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州阜康市，项目区西南距阜康市中心城区约 96km，东距卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区约 13km。井位坐标见表 4，项目地理位置见附图 3，区域位置见附图 4。 表 4 拟部署井位井口坐标一览表 <table><tr><th rowspan="25">区块</th><th rowspan="2">井号</th><th colspan="2">井口经纬度坐标</th><th colspan="2">大地坐标（北京 54）</th></tr><tr><th>东经</th><th>北纬</th><th>Y</th><th>X</th></tr><tr><td>C2329</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>C2231</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>C2063</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>C2053</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>C2051</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>C2043</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>C2041</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>C2035</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>C2033</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>C2031</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>C2025</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>C2023</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>C2021</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>C2014</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>C2012</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>C2010</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>C2001</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>C2006</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>C2004</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>C2019</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>C2227</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>C2062</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>接转站</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr></table>					区块	井号	井口经纬度坐标		大地坐标（北京 54）		东经	北纬	Y	X	C2329					C2231					C2063					C2053					C2051					C2043					C2041					C2035					C2033					C2031					C2025					C2023					C2021					C2014					C2012					C2010					C2001					C2006					C2004					C2019					C2227					C2062					接转站				
区块	井号	井口经纬度坐标		大地坐标（北京 54）																																																																																																																														
		东经	北纬	Y	X																																																																																																																													
	C2329																																																																																																																																	
	C2231																																																																																																																																	
	C2063																																																																																																																																	
	C2053																																																																																																																																	
	C2051																																																																																																																																	
	C2043																																																																																																																																	
	C2041																																																																																																																																	
	C2035																																																																																																																																	
	C2033																																																																																																																																	
	C2031																																																																																																																																	
	C2025																																																																																																																																	
	C2023																																																																																																																																	
	C2021																																																																																																																																	
	C2014																																																																																																																																	
	C2012																																																																																																																																	
	C2010																																																																																																																																	
	C2001																																																																																																																																	
	C2006																																																																																																																																	
	C2004																																																																																																																																	
	C2019																																																																																																																																	
	C2227																																																																																																																																	
	C2062																																																																																																																																	
	接转站																																																																																																																																	
项目组成及规	1、项目背景 碳捕集、利用与封存（CCUS）是应对全球气候变化的关键技术之一。CCUS 技术将二氧化碳捕集注入地下驱油，即可实现二氧化碳高效埋存和减排，又可提高低渗透油田采收率，延长油井生产寿命 5~20 年，是一项可达到驱油与埋																																																																																																																																	

模

存并行、效益与环保并重的绿色开发技术。

2021 年，中国石油和化学行业在《中国石油和化学工业碳达峰与碳中和宣言》中承诺“加快部署二氧化碳捕集驱油和封存项目、二氧化碳用作原料生产化工产品项目。积极开发碳汇项目，发挥生态补偿机制作用，践行‘绿水青山就是金山银山’的发展理念”。

2022 年，中国石油制订了《中国石油绿色低碳发展行动计划 3.0》，该计划拟计划实施“三大行动”和“十大工程”。其中，“碳循环经济先行者行动”将实施深度电气化改造工程、CCUS 产业链建设工程和零碳生产运营再造工程。CCUS 产业链建设工程将主要发展 CCUS-EOR。发挥油田、炼化一体化业务优势，整合内部源汇匹配，形成完整产业链，建设石油石化近零示范区。

彩 9 井区西山窑组油藏于 1992 年 11 月投入开发，1993 年 12 月开始注水，以 $300 \times 425\text{m}$ 反九点面积注水井网开发，采用整体压裂投产，注水井采取挤液方式投注，累计产油 504.8 万吨。整个开发阶段可分为四个阶段：产能建设阶段、高产稳产阶段、递减阶段、低效开发阶段。历年复压资料统计表明，彩 9 井区西山窑组油藏地层压力虽然后期逐渐恢复，但储层有效渗透率呈不断下降趋势，2024 年有效渗透率只有初期的 7.7%。根据相对渗透率曲线，西山窑组油藏束缚水饱和度 36.7%，残余油饱和度 34.1%，水驱油效率 43.1%，储层具亲水特征。整体表现为油藏渗透率不断下降，水驱油效率较低，亟须转变开发方式。

为了探索彩 9 井区西山窑组油藏 CO_2 驱替适应性及提采潜力，2018—2019 年在彩 9 井区西山窑组油藏南部油层厚度大、剩余油富集区域的小井距注水开发试验区选取了 2 口井（C2380、C2576）进行 CO_2 试注试验，取得一定效果，分别增油 180t、513t。为避免小井距及裂缝发育的影响，2024 年选取油藏北部裂缝发育较弱且剩余油富集的 C2024 井组进行 CO_2 试注试验，目前增油 708t，效果较好。因此，新疆油田公司计划在彩 9 井区西山窑组油藏扩大试注规模，形成连片气驱试注区，取得注入端、采出端、地面管网及处理系统的变化规律和影响因素等数据，为整体气驱方案编制提供基础资料。由于现阶段 CO_2 试注试验中回注气含水量较高，彩 9 井区现有技术管线多为钢制管，当 pH 值小于 6 且 CO_2 分压大于 0.21MPa 时，对系统金属材质的设备设施均会造成比较严重的

腐蚀。需配套建设试验区地面工程系统，减缓 CO₂ 驱开发对已建生产系统的影响。

为此，中国石油新疆油田分公司准东采油厂委托第三方技术服务公司通源石油科技集团股份有限公司对彩 9 井区含伴生气进行除油脱水处理。通源石油科技集团股份有限公司接受委托后在彩南油田彩 9 井区实施《2026 年-2027 年准东采油厂 CCUS 采出气循环回注技术服务》项目，新建接转站 1 座，采出气回注系统规模为 $2\sim 3.5\times 10^4\text{Nm}^3/\text{d}$ ；CO₂ 驱预分离及转液规模为 600~800t/d。新建集输管线 2.7km，注气管线 1.4km，转液管线 0.3km，燃料气取气管线 2.7km，计量站切改置换 6 处。通源石油科技集团股份有限公司只提供含 CO₂ 采出气的技术服务，井场采出的原油、采出液均由中国石油新疆油田分公司准东采油厂处理。

驱油阶段主要为将井口采出物管输至新建接转站，经气液分离后，采出水和原油管输至彩南集中处理站处理，气相经除油、脱水、过滤、增压后通过新建注气管线管输至注气井井场，通过注气井注入地下进行驱油。本项目 CO₂ 来源于现有开采井的井口采出气，在驱油过程中采出气中绝大部分二氧化碳埋存在地层中，少部分随着采出物到回到接转站，在接转站将采出液、伴生气进行分离，分离出含有二氧化碳的伴生气压缩后继续注入地层，循环使用。埋存阶段为该油藏驱油结束后，注采井封井，二氧化碳永久埋存于地层中。

2、工程建设内容、规模

本次拟在彩南油田彩 9 井区利用已建 2 口注气井，对井区已建 20 口采出井采出的气液混合物分离脱水后加压回注；设计 CO₂ 注入量为 600t/d，每口井 300t/d。二氧化碳来自彩 9 井区 20 口采出井的井口采出气。新建接转站 1 座，站内设置 4 井式调压撬 1 套；设置两相分离撬 1 套；设置脱水撬 1 套；设置压缩机撬 1 套；设置混输泵撬 1 套；设置火炬系统 1 套以及其他配套设备设施；采出气回注系统规模为 $2\sim 3.5\times 10^4\text{Nm}^3/\text{d}$ ；CO₂ 驱预分离及转液规模为 600~800t/d。新建集输管线 2.7km，注气管线 1.4km，转液管线 0.3km，燃料气取气管线 2.7km，计量站切改置换 6 处，配套建设相应的供配电、通讯、仪表、防腐、消防等配套设施。项目建成后新增原油产能 $3\times 10^4\text{t/a}$ 。区块产能指标预测

详见下表。

表 5 彩 9 井区 CCUS 扩大试验注入及受效井生产指标预测一览表

年份	注气井 (口)	采油 井数 (口)	日注CO ₂ (t)	日产液 (t/d)	日产油 (t/d)	日产水 (t/d)	日产气 (10 ⁴ Nm ³)	日产CO ₂ (t)	CO ₂ 含 量 (%)	含水 率 (%)

3、地质概况

(1) 地质构造

(2) 储层岩性

4、油藏物性

彩南油田彩 9 井区为稀油区块，属低粘度轻质原油，凝固点较高，注入二氧化碳前区块原油、伴生气和地层水的性质分别见表 6、表 7 和表 8。

表 6 彩南油田彩 9 井区西山窑组油藏原油性质表

表 7 彩南油田彩 9 井区西山窑组油藏天然气性质表

注：根据天然气成分分析可知彩南油田彩 9 井区西山窑组油藏天然气中不含硫化氢。

表 8 彩南油田彩 9 井区西山窑组油藏地层水性质表

5、开发方式

采用注入二氧化碳驱油的方式开发，二氧化碳设计注入规模为 600t/d。

6、拟利旧井建设情况

本次在彩南油田彩 9 井区利用已建 2 口注气井，对井区已建 20 口采出井采出的气液混合物分离脱水后加压回注，各井建设情况见下表。

表 9 拟部署井基本情况一览表

区块	井号	开钻时间	完钻时间	投产时间	类型	现状	利旧后使用功能
彩 9 井 区							

7、工程组成 项目包括主体工程、公用工程、环保工程及依托工程四部分： （1）主体工程 项目主体工程建设内容主要包括地面工程和油气集输工程两部分，具体如下： ①地面工程 ※计量站切改 对现有计量站切改置换共计 6 处，计量站内采出物通过切改后经新建集输管线输至新建接转站。 ※新建接转站 新建接转站 1 座，站内设置 4 井式调压撬 1 套；两相分离撬 1 套；脱水撬 1 套；压缩机撬 1 套；混输泵撬 1 套；火炬系统 1 套以及其他配套设备设施；设计采出气回注系统规模为 $2\sim 3.5\times 10^4\text{Nm}^3/\text{d}$；$\text{CO}_2$ 驱预分离及转液规模为 $600\sim 800\text{t}/\text{d}$，$\text{CO}_2$ 注入规模为 $600\text{t}/\text{d}$。利用已建 2 口注气井和新建注气管线实现 CO_2 回注驱油。 ②油气集输工程 ※集输管线：新建 DN100 6.4MPa 柔性复合管 2.7km。起点为已建计量站，终点为新建接转站，输送介质为井口采出物（原油、采出水、伴生气）。 ※注气管线：新建 DN50 25MPa Q355E 管 1.4km。起点为新建接转站，终点为已建注气井，输送介质为回注气（伴生气、CO_2）。 ※转液管线：新建 DN150 4.0MPa 柔性复合管 0.3km。起点为新建接转站，终点为已建集输管网，输送介质为采出液（原油、采出水）。 ※燃料气取气管线：新建 DN40 6.4MPa 柔性复合管 2.7km。起点为已建燃料气管网，终点为新建接转站火炬系统，输送介质为天然气。 新建管道穿越区块内的井场巡检砾石路时，采用大开挖加套管保护的形式穿越，穿越沥青路采用顶管穿越。套管顶的埋深$\geq 1.2\text{m}$，套管伸出公路坡脚或				

边沟外 2m。穿越用套管采用钢套管，规格为 D406.4×7.9Q235B 螺旋焊接钢管。

（2）公用工程

配套建设供配电、仪表、消防和道路等公用工程。

（3）环保工程

环保工程主要为选用质量合格的设备、阀门、法兰及管线；设备选用低噪声设备及基础减振；站场防渗措施。集输管线沿线敷设草方格，长度 2700m，宽度 12m，注气管线沿线敷设草方格，长度 1400m，宽度 12m。

（4）依托工程

原油依托彩南集中处理站原油处理系统处理；采出水依托彩南集中处理站处理采出水处理系统；接转站伴生气脱水装置产生的含油废水，依托彩南集中处理站采出水处理系统处理。危险废物在准东采油厂危险废物暂存场暂存，最终交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置。

（5）工程组成

工程组成详见下表。

表 11 工程组成一览表

工程类别		规模	备注
主体工程	地面工程	对现有计量站切改置换共计 6 处。	
		新建接转站 1 座，站内设置 4 井式调压撬 1 套；两相分离撬 1 套；脱水撬 1 套；压缩机撬 1 套；混输泵撬 1 套；火炬系统 1 套以及其他配套设备设施；设计采出气回注系统规模为 $2\sim 3.5\times 10^4\text{Nm}^3/\text{d}$ ； CO_2 驱预分离及转液规模为 600~800t/d。	
	集输工程	集输管线	2.7km 新建 DN100 6.4MPa 柔性复合管 2.7km。
		注气管线	1.4km 新建 DN50 25MPa Q355E 管 1.4km。
		转液管线	0.3km 新建 DN150 4.0MPa 柔性复合管 0.3km。
		燃料气取气管线	2.7km 新建 DN40 6.4MPa 柔性复合管 2.7km。
公用工程	给排水	施工期管道试压用水、混凝土养护用水由罐车从彩南油田作业区拉运；管道试压废水就地用于洒水抑尘；混凝土养护废水自然蒸发；运营期废水主要为采出水、接转站伴生气脱水装置产生的含油废水。采出水集输至彩南集中处理站采出水处理系统处理，处理达标后回注油藏。接转站伴生气脱水装置产生的含油废水收集后同采出液一起管输至彩南集中处理站采出水处理系统处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）的相关标准后全部回注油藏，不外排。	

	供配电		依托现有井场已建电力系统，对 C1431 井场已建变压器进行更换，就近在 10kV 井 3 线 64-09-03 号杆“T”接一回 10kV 线路，线路规格 JKLGYJ-70/10，线路总长度 0.2km。线路终端设 1 座杆架式变台，变压器容量为 800kVA10/0.4kV。T 接处设置隔离开关一套，故障指示器一组。接转站站内新建 10/0.4kV 箱式变电站及至末端橇装设备供配电、照明系统。
	通信及仪表自动化		新建接转站设置视频监控 1 处，系统采用网络化数字化结构，前端摄像机图像信号在控制室内交换机汇聚后，利用新建网络上传至管理区进行统一管理。通信设备由 UPS 供电。接转站新建 DCS 站控系统，完成对整个站内过程控制的集中监控，测控数据在 DCS 站控系统上位机中显示控制。站内新建可燃气体和有毒气体检测报警系统（GDS）。
	消防		采用移动式消防，接转站规定配备一定数量的干粉灭火器。
	暖通		采用电暖器+空调模式，用于冬季采暖及夏季散热。配电室设排风风机。
	防腐		埋地保温钢管管道外壁：保温层采用 50mm 厚橡塑保温+聚乙烯防护层 1.6mm。管道补口：保温层材料同管体，外防护层采用补口套。钢接头外壁：弹性聚氨酯防腐漆底漆一面漆一面漆，防腐层干膜厚度≥0.2mm。
环保工程	施工期	扬尘	材料及临时土方采用防尘布覆盖，逸散性材料运输用苫布遮盖
		噪声	采用低噪声设备，并进行基础减振
		固体废物	建筑垃圾集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场填埋。
		生态保护	新建集输管线、注气管线上方设置 1m×1m 的芦苇草方格，管线草方格固沙宽度为 12m。完工后迹地清理并平整压实、临时占地释放后植被和土壤的恢复。
	运营期	无组织挥发烃类	选用质量合格的阀门、法兰等，油气集输采用密闭集输。
		含油废水	接转站伴生气脱水装置产生的含油废水，收集后同采出液一起管输至彩南集中处理站采出水处理系统处理。
		噪声	采用低噪声设备，并进行基础减振。
		固体废物	运营期固体废物为沾油废防渗材料、废滤芯、废活性炭、废分子筛、废机油和事故状态下产生的含油污泥，均属危险废物，交由有资质的单位进行处置。
		地下水	站场的分区防渗措施。
		环境风险	站外设有 1 套火炬系统。
	依托工程	油气集输	依托现有计量站，集输管网。
		原油、采出水	依托彩南集中处理站。
含油废水		接转站伴生气脱水装置产生的含油废水，依托彩南集中处理站采出水处理系统处理。	
危废处理		依托准东采油厂危险废物贮存点暂存，定期交由具有相应危险废物处置资质的单位进行接收、运输和处置。	

6、劳动定员及运行时间

	本项目新增劳动定员 7 人，其中站长 1 人，操作工 6 人，站长作为专职安全管理人员。新增工作人员食宿依托彩南生活公寓，项目全年运行时间 8400h。
总平面及现场布置	1、施工现场布置 施工期不设置生活营地，无临时工程。施工现场主要为站场和管线的布置。主要进行接转站的建设和管线的敷设，接转站主要进行设备基础建设、设备安装和围栏建设，施工集中在场站范围内；管线临时施工作业带宽为 8m，现场施工材料放置在管沟一侧，另一侧堆放管沟开挖产生的土方。 2、运营期平面布置 地面工程平面布置包括井场、计量站、接转站、集输管线、转液管线、注气管线、燃料气取气管线。井位、计量站、接转站分布及管线走向见附图 6。 接转站位于试验区中心，站内由东向西依次布设两相分离器、脱水撬、CO₂ 压缩撬、混输泵撬，辅助生产区布置在接转注入站西南侧，工艺流程衔接通顺。火炬区独立成区，布置在站场西北侧围墙 90m 外，且位于站场工艺区最小风向的上风侧。站场四周设 2.5m 高铁艺围墙。接转站平面布置图见附图 7。
施工方案	施工期主要包括地面工程、油气集输工程等的建设。 1、地面工程施工方案 地面工程主要建设 1 座接转站，对 6 处计量站进行切改，新建集输管线、转液管线、注气管线、燃料气取气管线，以及通信、自动化、供电设施等公用工程的建设。 (1) 接转站 新建 1 座接转站，该站的功能主要有三个：①将本次部署的 20 口井开采的采出物进行气液分离，分离出的液相外输彩南集中处理站。②将气液分离出的伴生气在站内进行脱水、除油处理。③将脱水除油后的伴生气通过二氧化碳增压撬增压处理后通过注气管线注入地层。 站内区域按功能主要分为 3 个区域：主要为生产区、辅助生产区、放空区。平面主要遵循《石油天然气工程设计防火规范》GB50183-2004。生产区包

括两相分离器、混输泵、脱水撬和二氧化碳压缩机等工艺设备；辅助生产区包括操作室、配电室等；放空区包括火炬系统。站场南侧设有主要出入口，方便人员操作及维检修使用。

接转站主要工程量见表 12。

表 12 接转站主要工程量一览表

序号	名称	规格型号	单位	数量	备注
1					
2					
3					
4					
5					
6					

(2) 计量站

计量站切改置换共计 6 处，计量站内采出物通过切改后经新建集输管线输至新建接转站。

地面工程施工工艺及产污节点见图 2。

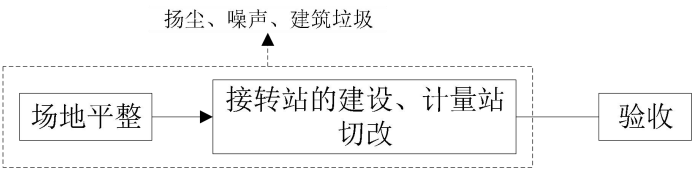


图 2 施工工艺及产污节点示意图

2、油气集输工程施工方案

新建集输管线 2.7km，注气管线 1.4km，转液管线 0.3km，燃料气取气管线 2.7km，具体工程量见表 13。

表 13 新建管线主要工程量一览表

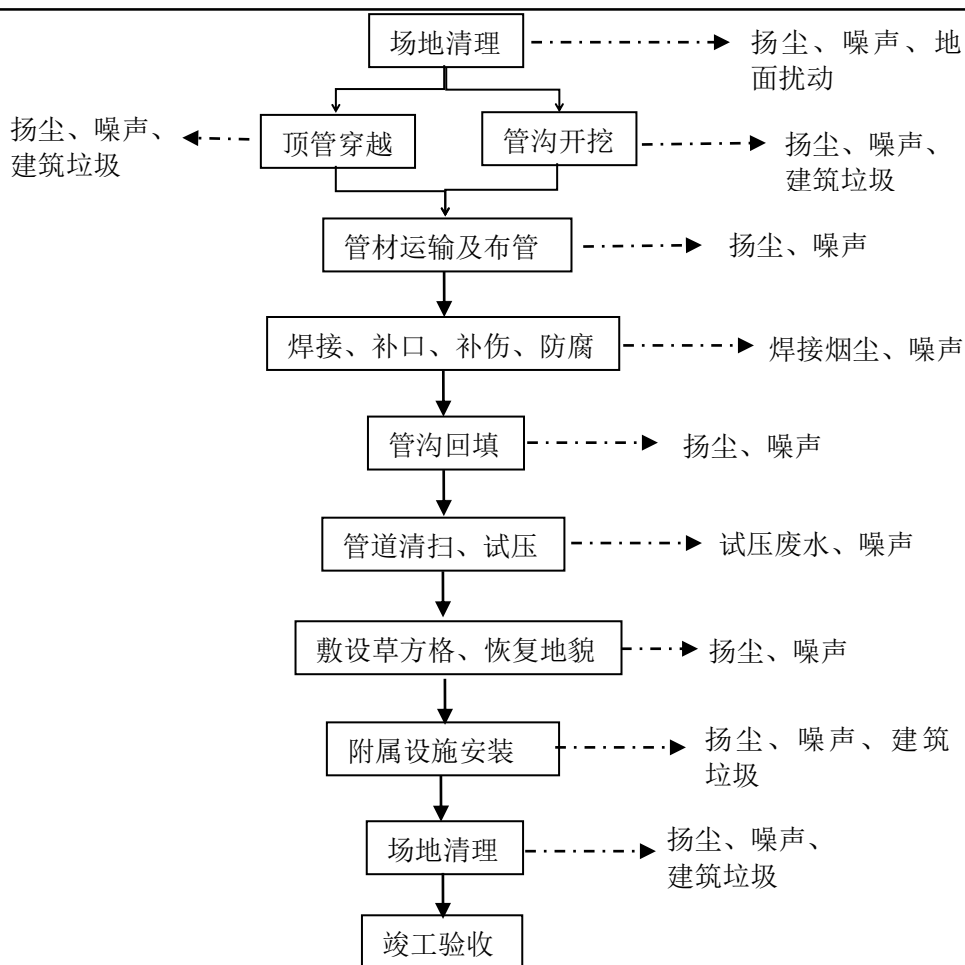


图3 管线施工工艺流程及产污节点图

管线埋地保温敷设，管沟挖深 1.8m，沟底宽 0.8m，管沟坡比 1:1，管线敷设无垫层，敷设完成后原土回填，并高出设计地面 0.5m，形成管堤，同时用 1×1m 芦苇草方格固沙，扫线宽度 12m。

新建管道穿越区块内的井场巡检砾石路时，采用大开挖加套管保护的形式穿越，穿越沥青路采用顶管穿越。套管顶的埋深 $\geq 1.2\text{m}$ ，套管伸出公路坡脚或边沟外 2m。穿越用套管采用钢套管，规格为 D406.4×7.9Q235B 螺旋焊接钢管。

3、公用工程

(1) 给排水

给水：项目施工期用水节点为管道试压用水和混凝土养护用水；项目区周围无成熟的供水管网，水源就近从彩南油田作业区拉运至项目区。

排水：管道试压废水就地用于洒水抑尘；混凝土养护废水自然蒸发；运营

期废水主要为接转站伴生气脱水装置产生的含油废水，收集后同采出液一起管输至彩南集中处理站采出水处理系统处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）的相关标准后全部回注油藏，不外排。

（2）供配电

依托现有井场已建电力系统，对 C1431 井场已建变压器进行更换，就近在 10kV 井 3 线 J3-58-05 号杆“T”接一回 10kV 线路，线路规格 JKLGYJ-70/10，线路总长度 0.2km。线路终端设 1 座杆架式变台，变压器容量为 800kVA10/0.4kV。T 接处设置隔离开关一套，故障指示器一组。站内新建 10/0.4kV 箱式变电站及至末端橇装设备供配电、照明系统。

（3）通信及仪表自动化

新建接转站设置视频监控 1 处，系统采用网络化数字化结构，前端摄像机图像信号在控制室内交换机汇聚后，利用新建网络上传至管理区进行统一管理。通信设备由 UPS 供电。接转站新建 DCS 站控系统，完成对整个站内过程控制的集中监控，测控数据在 DCS 站控系统上位机中显示控制。站内新建可燃气体和有毒气体检测报警系统（GDS）。

（4）暖通

采用电暖器+空调模式，用于冬季采暖及夏季散热。配电室设排风风机进行通风散热。

（5）防腐

埋地保温钢管管道外壁：保温层采用 50mm 厚橡塑保温+聚乙烯防护层 1.6mm。管道补口：保温层材料同管体，外防护层采用补口套。钢接头外壁：弹性聚氨酯防腐漆底漆一面漆一面漆，防腐层干膜厚度 $\geq 0.2\text{mm}$ 。

（6）消防

接转站配置手提式磷酸铵盐干粉灭火器 14 具，手提式二氧化碳灭火器 4 具，灭火器箱 7 个。

公用工程施工工艺及产污节点见图 4。

	<pre>graph LR; A[场地平整] --> B[公用工程设施建设]; B --> C[竣工验收]; A -.-> D[扬尘、噪声]; B -.-> E[扬尘、噪声];</pre> 图 4 施工工艺及产污节点示意图 4、施工时序及周期 本项目施工时站场与管线敷设可同时施工，总体施工周期约 2 个月。施工期不设施工营地，人员在彩南生活公寓食宿。
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、主体功能区划情况

项目所在地阜康市位于《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》国家级重点开发区——天山北坡地区，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。项目属于陆地石油开采业，符合主体功能区对项目所在区域的开发管制原则。

2、生态功能区划情况

根据《新疆生态功能区划》，项目所在区生态功能区的主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态环境问题和主要保护目标见表 14。

表 14 项目区生态功能区划

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 ₃ . 准噶尔盆地中部固定、半固定沙漠生态亚区
	生态功能区	23. 古尔班通古特沙漠化敏感及植被保护生态功能区
主要生态服务功能		沙漠化控制、生物多样性维护
主要生态环境问题		人为干扰范围扩大、工程建设引起沙漠植被破坏、鼠害严重、植被退化、沙漠化构成对南缘绿洲的威胁
主要生态敏感因子、敏感程度		生物多样性及其生境高度敏感，土地沙漠化极度敏感，土壤侵蚀高度敏感、土壤盐渍化轻度敏感
主要保护目标		保护沙漠植被、防止沙丘活化
主要保护措施		对沙漠边缘流动沙丘、活化沙地进行封沙育林、退耕还林（草），禁止樵采和放牧，禁止开荒
适宜发展方向		维护固定、半固定沙漠景观与植被，治理活化沙丘，遏制蔓延

3、生态环境质量现状

(1) 土地利用类型

根据《土地利用现状分类》（GB/T 21010-2017），项目区的土地利用类型为未利用地中的沙地，详见附图 7。

(2) 植被类型

项目区属北方植物界、新疆荒漠区、北疆荒漠亚区、准噶尔荒漠省、准噶尔荒漠亚省、古尔班通古特洲。由于单一的地貌类型及严酷的气候特征，该区

域内植被类型少而单一。项目区井场周围 50m 范围内及管线沿线植被类型主要为白梭梭、沙拐枣、沙蒿及羽毛三芒草，植被盖度约 5%~10%。主要植被见表 15，植被类型见附图 9。根据现场调查，评价范围内无《国家重点保护野生植物名录》和《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》中所列受保护植物。

表 15 项目所在区域主要高等植物及分布一览表

中文名	学名	分布	
		沙丘	丘间地
一、麻黄科	<i>Ephedraceae</i>		
1. 蛇麻黄	<i>Ephedra distachya</i>	+	+
二、禾本科	<i>Gramineae</i>		
2. 东方旱麦草	<i>Eremopyrum orientale</i>	++	-
3. 羽毛三芒草	<i>Aristida pennata</i>	++	
4. 施母草	<i>Schismus arabicus</i>	++	
5. 沙生蝇子草	<i>Silene olgiana</i>	+	
三、莎草科	<i>Cyperaceae</i>		
6. 囊果苔草	<i>Carex physodes</i>	++	
四、蓼科	<i>Polygonaceae</i>		
7. 白杆沙拐枣	<i>Calligonum leucocladum</i>	++	+
8. 红皮沙拐枣	<i>Calligonum mongolicum</i>	++	+
五、藜科	<i>Chenopodiaceae</i>		
9. 沙米	<i>Agriophyllum arenarium</i>	++	+
10. 犁苞滨藜	<i>Atriplex patens dimorphostegia</i>	++	+
11. 倒披针叶虫实	<i>Corispermum lehmannianum</i>	++	-
12. 角果藜	<i>Ceratocarpus arenarius</i>	++	+
13. 对节刺	<i>Horaninowia ulicina</i>	++	
14. 白梭梭	<i>Haloxylon persicum</i>	++	-
15. 梭梭	<i>Haloxylon ammodendron</i>	-	++
16. 钠猪毛菜	<i>Salsola nitraria</i>	++	-
17. 浆果猪毛菜	<i>Salsola foliosa</i>	-	+
18. 碱蓬	<i>Suaeda spp.</i>	+	+
19. 叉毛蓬	<i>Petrosimonia sibirica</i>	+	
六、十字花科	<i>Cruciferae</i>		
20. 荒漠庭芥	<i>Alyssum desertorum</i>	++	+
21. 四齿芥	<i>Tetracme quadricornis</i>	++	+
22. 长齿四齿芥	<i>Tetracme recurvata</i>	++	+
23. 灰白糖芥	<i>Ergyssimum cheiranthides</i>	++	+
24. 螺喙芥	<i>Spirorrhynchus sabulosus</i>	++	+

25. 扭果芥	<i>Torularia torulosa</i>	++	+
26. 卷果涩芥	<i>Malcolmia scorpioides</i>	++	+
七、怪柳科	<i>Tamaricaceae</i>		
27. 琵琶柴	<i>Reaumuria soongorica</i>		+
28. 多枝怪柳	<i>Tamarix ramosissima</i>		+
八、菊科	<i>Compositae</i>		
29. 苦艾蒿	<i>Artemisia santolina</i>	++	-
30. 地白蒿	<i>Artemisia terrae-alba</i>	++	-
31. 沙蒿	<i>Artemisia desertorum Spreng</i>	++	+
32. 散枝鸦葱	<i>Scorzonera divaricata</i>	++	+
33. 珀菊	<i>Amberta turanica</i>	+	++
34. 沙地千里光	<i>Senecio subdentatus</i>	++	++
35. 糊涂粉苞菊	<i>Chondrilla ambigua</i>	+	+
36. 蝎尾菊	<i>Koelpinia</i>	+	-
37. 琉苞菊	<i>Hyalea pulella</i>	+	-
九、百合科	<i>Liliaceae</i>		
38. 独尾草	<i>Eremurus anisopoides</i>	++	
十、伞形科	<i>Umbelliferae</i>		
39. 簇花芹	<i>Soranthus meyeri</i>	++	
十一、大戟科	<i>Euphorbiaceae</i>		
40. 沙生大戟	<i>Euphorbia turczaninowii</i>	++	
十二、蒺藜科	<i>Zygophyllaceae</i>		
41. 白刺	<i>Nitraria sibirica</i>		+
42. 骆驼蹄板	<i>Zygophyllum fabago</i>		+
46. 翼果霸王	<i>Zygophyllum pterocarpum</i>		+
十三、豆科			
44. 混黄芪	<i>Astragalus commixtus</i>	+	
注：++为多见；+为少见。			
项目占地范围内植被覆盖度约为10%。根据《新疆国家重点保护野生植物名录》（2022）、《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》（2024），评价范围内无受保护的野生植物分布。 项目所在区域生态环境属于荒漠生态系统，地表植被较少，周围无其他人工植被，生产力较低，其地表的野生植被具有防风固沙的作用，地表已形成稳定的地表结皮，具有防止水土流失的生态作用。 （3）土壤类型 项目区土壤类型为风沙土，风沙土主要处于温带半干旱、干旱、极端干旱			

的草原、荒漠草原及荒漠地带。气温变化大，年温差和日温差悬殊，常年多风，风期长，风力大，是风沙土形成的基本动力。风沙土是在风沙性母质上发育起来的，质地较粗，物理性粘粒很少，因风蚀风积交替作用，使土壤发育处于不断的复幼状况下，植被稀疏，生物作用微弱，使有机物质积累很少，成土过程十分微弱，只在土壤表层 0.5cm~1cm 有微弱的分化，有机质含量明显高于下层。这是由于古尔班通古特沙漠冬季有稳定的积雪，在春季积雪融化后，沙土层中便得到一定量的水分补给，在 4~5 月间，土壤含水率可达 20g/kg~30g/kg，为短命和类短命植物生长提供了生存条件，到 7~8 月处于休眠状态。正是这些短命和类短命植物生长和循环过程，使沙土层地表形成了微弱的有机质积累，其他土壤理化性状无明显差异，剖面层次分化不明显。土壤类型具体分布见附图 8。

(4) 动物现状

按中国动物地理区划的分级标准，油田区域属古北界、中亚亚界、蒙新区、西部荒漠亚区、准噶尔盆地小区。项目区内共栖息主要野生脊椎动物 36 种，其中爬行类 5 种、鸟类 14 种、哺乳类 17 种。爬行类的蜥蜴和哺乳类的啮齿动物是项目区内主要建群种动物。野生动物种类详见表 16。

表 16 项目所在区域及周围主要脊椎动物的种类

中文名	学名	分布	
		沙质荒漠	壤质荒漠
一、爬行类			
1. 变色沙蜥	<i>Phrynocephalus versicolor</i>	+	+
2. 东疆沙蜥	<i>P. grumgriximaloi</i>	++	+
3. 快步麻蜥	<i>Eremaisa Velos</i>	++	+
4. 东方沙蜥	<i>Eris tataricus</i>	+	+
二、鸟类			
5. 鸢	<i>Milvus korschum</i>	+	+
6. 雀鹰	<i>Accipiter nisus</i>		+
7. 草原鹞	<i>Circus Maximus</i>		+
8. 棕尾狂	<i>Buteo rufinus</i>	+	+
9. 红隼	<i>Falco tinnunculus</i>	+	+
10. 毛脚沙鸡	<i>Syrrhaptus paradoxus</i>	+	+
11. 黑腹沙鸡	<i>Pterocles orientalis</i>	+	+

12. 短趾沙百灵	<i>Calandrella cinerea</i>	+	+
13. 小沙百灵	<i>C. rufescens</i>	+	+
14. 凤头百灵	<i>Galerida cristata</i>	+	+
15. 云雀	<i>Alauda arvensis</i>	+	+
16. 沙鸫	<i>Oenanthe isabellina</i>	+	+
17. 红尾伯劳	<i>Lanius cristatus</i>	+	+
18. 黑尾地鸦	<i>Podoces hendersoni</i>	+	+
三、哺乳类			
19. 大耳猬	<i>Hemiechinus auritus</i>	+	+
20. 狼	<i>Canis lupus</i>	-	+
21. 沙狐	<i>Vulpes corsac</i>	-	+
22. 兔狲	<i>Felis mamul</i>		+
23. 草原斑猫	<i>F. Libyan</i>		+
24. 虎鼬	<i>Vormela peregusna</i>		+
25. 蒙古野驴	<i>Asinus hemionus</i>		+
26. 鹅喉羚	<i>Govella subgutturosa</i>		+
27. 草兔	<i>Lepus capensis</i>	+	+
28. 小五趾跳鼠	<i>Alligator elater</i>	+	+
29. 西伯利亚五趾跳鼠	<i>A. Siberia</i>	+	+
30. 小地兔	<i>Alactagulus pygnaeus</i>	+	+
31. 毛脚跳鼠	<i>Dipus sagitta</i>	+	+
32. 大沙鼠	<i>Rhombomys opimus</i>	++	+
33. 子午沙鼠	<i>Meriones meridianus</i>	++	+
34. 红尾沙鼠	<i>M. Libya</i>		+
35. 怪柳沙鼠	<i>M. tamarinsus</i>		+

根据《国家重点保护野生动物名录》（2021）及《新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录（修订）》（新政发〔2022〕75号），该区域保护动物的种类及保护级别详见表 17。

表 17 项目区及其邻近区域的重点保护动物

保护级别		兽 类	鸟 类	爬行类
国家	一	蒙古野驴	/	—
	二 级	鹅喉羚、狼、沙狐、兔 狲、草原斑猫	红隼、草原鹞、雀鹰、黑尾 地鸦、云雀、棕尾鵟、鸢	东方沙蜥

由于项目区不是上述受保护野生动物的唯一栖息地，野生动物的主要觅食地、繁育地、栖息地多集中在位于项目区东侧的卡拉麦里有蹄类自然保护区内，本项目东侧与卡拉麦里有蹄类自然保护区相距约 13km，相对位置关系见附

图 11。由于油田人类活动相对频繁，鲜见大型野生动物，仅在极端条件下，如冬季食物匮乏时，可能会在项目区及周边活动。在现场踏勘过程中，项目区井场周围 50m 范围内及管线沿线未发现大型野生动物和受保护野生动物，可见野生动物主要是蜥蜴、鼠类及鸟类。

（5）土地沙化现状

根据《新疆第六次沙化监测报告》（2021 年），新疆维吾尔自治区沙化土地面积为 $7468.21 \times 10^4 \text{hm}^2$ ，其中：轻度沙化土地 $466.44 \times 10^4 \text{hm}^2$ ，占沙化面积的 6.25%；中度沙化土地 $1029.83 \times 10^4 \text{hm}^2$ ，占沙化面积的 13.79%；重度沙化土地 $1509.95 \times 10^4 \text{hm}^2$ ，占沙化面积的 20.21%；极重度沙化土地 $4461.99 \times 10^4 \text{hm}^2$ ，占沙化面积的 59.75%。项目位于古尔班通古特沙漠腹地，属于固定、半固定沙地，位置关系见附图 10。

沙漠中的沙化土地面积 $521.58 \times 10^4 \text{hm}^2$ ，其中：流动沙地 $11.53 \times 10^4 \text{hm}^2$ ，半固定沙地 $107.34 \times 10^4 \text{hm}^2$ ，固定沙地 $396.65 \times 10^4 \text{hm}^2$ ，沙化耕地 $6.06 \times 10^4 \text{hm}^2$ 。古尔班通古特主体沙漠分布地区包括和布克赛尔蒙古自治县，主体沙漠面积 48695km^2 ，占全疆沙漠的 11.05%；沙漠中的沙化土地面积 $449.44 \times 10^4 \text{hm}^2$ ，其中：流动沙地 $3.57 \times 10^4 \text{hm}^2$ ，半固定沙地 $96.92 \times 10^4 \text{hm}^2$ ，固定沙地 $344.54 \times 10^4 \text{hm}^2$ ，沙化耕地 $4.41 \times 10^4 \text{hm}^2$ 。该沙漠地貌特征是高山与盆地相间，沙漠四周为高山环抱，地形十分闭塞。该区属温带大陆性气候，气候干旱，降雨少，生态环境比较脆弱。该沙漠北部主要是南北走向的树枝状沙垅，南部为蜂窝状复合沙垄，新月形沙丘及丛草沙丘，东部分布着复合型沙垄，格状沙丘和线状沙垄等。沙丘高度一般在 50m 以下，有的可高达 100m。沙漠年降水量 100~120mm（沙漠中年蒸发量 1400~2000mm），四季均匀，植被发育较好，春雨型短命植物较多，在固定沙丘上植被覆盖度可达 40%~50%，在半固定沙丘上也有 15%，主要生长梭梭、柽柳和一些草本植物。土地沙化形成的自然因素主要为气候干旱、降水稀少是土地沙化的主要自然因素，多风的动力条件是沙化土地发生发展的主要自然营力，丰富的沙物质是发生土地沙化的物质基础。人口快速增长，盲目开垦土地，过度放牧，过度樵采和不合理的水资源利用等是

土地沙化的人为因素。本项目所在区域的土地沙化形成的主要原因多为自然因素。 （6）水土流失现状 根据《新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州水土保持规划（2021-2030年）》，昌吉州自治区级水土流失重点治理区面积 10292km²。区域水土流失类型以强度水力、中度风力侵蚀为主，存在问题为过度开荒破坏地表灌草植被，以及河水冲刷、洪水携带大量泥沙，导致区域水土流失严重。预防和治理的方向为加大退耕还林，还草，针对山洪沟道，采取拦、蓄、引、堤等工程对坡面、沟道进行全面治理。拟建工程位于阜康市，阜康市水土流强度约 25%。项目区不在昌吉回族自治州自治区级水土流失重点治理区及重点预防区内，具体见附图 12。 4、大气环境质量现状调查与评价 （1）区域大气环境质量达标情况判定 根据《新疆维吾尔自治区 2024 年生态环境状况公报》，项目所在的行政区一昌吉回族自治州属于环境空气不达标区。中华人民共和国生态环境部环境工程评估中心发布的“环境空气质量模型技术支持服务系统”数据显示，2024 年昌吉回族自治州基本污染物中 SO₂、NO₂、CO、O₃ 的现状浓度均符合《环境空气质量标准》（GB3095-2026）过渡阶段浓度限值中二级浓度限值，PM₁₀、PM_{2.5} 的现状浓度超标，详见表 18。 表 18 大气质量及评价结果一览表 <table><tr><th>监测因子</th><th>年评价指标</th><th>现状浓度 (μ g/m³)</th><th>标准值 (μ g/m³)</th><th>占标率 (%)</th><th>达标情况</th></tr><tr><td>SO₂</td><td>年平均值</td><td>7</td><td>60</td><td>11.67</td><td>达标</td></tr><tr><td>NO₂</td><td>年平均值</td><td>30</td><td>40</td><td>75.00</td><td>达标</td></tr><tr><td>PM₁₀</td><td>年平均值</td><td>70</td><td>60</td><td>116.7</td><td>超标</td></tr><tr><td>PM_{2.5}</td><td>年平均值</td><td>40</td><td>30</td><td>133.3</td><td>超标</td></tr><tr><td>CO</td><td>24 小时平均第 95 百分位数</td><td>1.8 (mg/m³)</td><td>4 (mg/m³)</td><td>45.00</td><td>达标</td></tr><tr><td>O₃</td><td>最大 8 小时平均第 90 百分位数</td><td>134</td><td>160</td><td>83.75</td><td>达标</td></tr></table> （2）特征污染物环境质量现状评价 ①数据来源 本次引用《彩南油田彩 31 井区西山窑组煤岩气开发试验地面工程环境影响	监测因子	年评价指标	现状浓度 (μ g/m ³)	标准值 (μ g/m ³)	占标率 (%)	达标情况	SO ₂	年平均值	7	60	11.67	达标	NO ₂	年平均值	30	40	75.00	达标	PM ₁₀	年平均值	70	60	116.7	超标	PM _{2.5}	年平均值	40	30	133.3	超标	CO	24 小时平均第 95 百分位数	1.8 (mg/m ³)	4 (mg/m ³)	45.00	达标	O ₃	最大 8 小时平均第 90 百分位数	134	160	83.75	达标
监测因子	年评价指标	现状浓度 (μ g/m ³)	标准值 (μ g/m ³)	占标率 (%)	达标情况																																					
SO ₂	年平均值	7	60	11.67	达标																																					
NO ₂	年平均值	30	40	75.00	达标																																					
PM ₁₀	年平均值	70	60	116.7	超标																																					
PM _{2.5}	年平均值	40	30	133.3	超标																																					
CO	24 小时平均第 95 百分位数	1.8 (mg/m ³)	4 (mg/m ³)	45.00	达标																																					
O ₃	最大 8 小时平均第 90 百分位数	134	160	83.75	达标																																					

报告书》中环境空气质量监测数据，监测点位位于项目区上风向 1.4km 处，监测点坐标见表 19，监测时间为 2024 年 3 月 17 日~3 月 23 日，监测点位详见附图 12。引用的监测数据自监测之日起至今，区域无新增相关污染源，数据能代表区域环境质量现状水平，数据有效。

表 19 大气监测点坐标一览表

序号	井号	井位坐标
G1		
G2		

②评价标准、评价方法

NMHC 评价标准参照《〈大气污染物综合排放标准〉详解》中的推荐值 2.0mg/m³。评价方法具体如下：

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

P_i —第 i 种污染物的最大地面质量浓度占标率，%

C_i —非甲烷总烃/硫化氢实测浓度， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；

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

③评价结果

监测及评价结果见表 20。

表 20 大气监测值及评价结果一览表

点位编号	监测因子	评价指标	标准限值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	超标率 (%)	最大占标率 (%)	超标率 (%)	达标情况
G1								
G2								

由表 17 可知，项目区 NMHC 满足《〈大气污染物综合排放标准〉详解》中推荐值 2.0mg/m³ 要求。

5、地表水现状调查与评价

本项目施工期管道试压废水用于施工期洒水降尘，混凝土养护废水自然蒸发。运营期接转站伴生气脱水装置产生的含油废水，收集后同采出液一起管输至彩南集中处理站采出水处理系统处理，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，不进行地表水环境质量现状评价。

6、地下水现状调查与评价

项目区地下水属于《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类水体，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。由于项目所在区域水井较少，根据项目所在区域水文地质资料可知，项目区地下水流向东南到西北，本次引用的水井分别位于项目区地下水流向的下游及侧向，同时距离项目区最近。并且本次地下水引用监测点与本项目处于同一水文地质单元，监测时间为 2024 年 3 月，监测时间在有效期内，可以用来说明项目区地下水环境质量现状。监测结果表明项目区地下水石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准要求，其余监测因子中除了溶解性总固体、氟化物、氯化物、硫酸盐、总硬度超标外，其余各监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准，超标原因是天然背景值偏高。地下水具体的监测因子、评价标准、评价方法及结果详见地下水环境影响评价专项报告。

7、土壤环境质量现状调查与评价

（1）监测点位

项目占地范围内仅有一种土壤类型——风沙土，根据《建设项目环境影响报告表编制技术指南（污染影响类）（试行）》：原则上不开展土壤、地下水环境质量现状调查。建设项目存在土壤、地下水环境污染途径的，应结合污染源、保护目标分布情况开展现状调查以留作背景值。

本次引用《彩南油田彩 31 井区西山窑组煤岩气开发试验地面工程环境影响报告书》中土壤环境质量监测数据，引用的监测数据自监测之日起至今，区域无新增相关污染源，数据能代表区域土壤环境质量现状水平，数据有效。

监测点基本信息见表 21，监测点位见附图 12。

表 21 土壤监测点位基本信息

(2) 监测因子

T1 监测因子为：pH、砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1，1-二氯乙烷、1，2-二氯乙烷、1，1-二氯乙烯、顺-1，2-二氯乙烯、反-1，2-二氯乙烯、二氯甲烷、1，2-二氯丙烷、1，1，1，2-四氯乙烷、1，1，2，2-四氯乙烷、四氯乙烯、1，1，1-三氯乙烷、1，1，2-三氯乙烷、三氯乙烯、1，2，3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1，2-二氯苯、1，4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并〔a〕蒽、苯并〔a〕芘、苯并〔b〕荧蒽、苯并〔k〕荧蒽、蒽、二苯并〔a，h〕蒽、茚并〔1，2，3-cd〕芘、萘、石油烃、土壤盐分含量。

其余监测因子：pH、砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1，1-二氯乙烷、1，2-二氯乙烷、1，1-二氯乙烯、顺-1，2-二氯乙烯、反-1，2-二氯乙烯、二氯甲烷、1，2-二氯丙烷、1，1，1，2-四氯乙烷、1，1，2，2-四氯乙烷、四氯乙烯、1，1，1-三氯乙烷、1，1，2-三氯乙烷、三氯乙烯、1，2，3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1，2-二氯苯、1，4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、2-氯酚、苯并〔a〕蒽、苯并〔a〕芘、苯并〔b〕荧蒽、苯并〔k〕荧蒽、蒽、二苯并〔a，h〕蒽、茚并〔1，2，3-cd〕芘、萘、石油烃、土壤盐分含量。

理化性质调查：T3 理化性质调查包括土壤颜色、土壤结构、土壤质地、砂砾含量、阳离子交换量、氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度。

(3) 监测单位及监测时间

采样时间：2024 年 3 月 17 日。

监测单位：新疆环疆绿源环保科技有限公司。

(4) 评价标准

采用《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中筛选值中第二类用地的限值要求。

(5) 评价方法

采用单因子标准指数法, 计算公式为:

$$S_{i,j}=C_{i,j}/C_{si}$$

式中: $S_{i,j}$ —单项土壤参数 i 在 j 点的标准指数;

$C_{i,j}$ —土壤参数 i 在 j 点的监测浓度, mg/L;

C_{si} —土壤参数 i 的土壤环境质量标准, mg/L。

(6) 评价结果

土壤基本项目监测及评价结果见表 22、表 23。

表 22 挥发性、半挥发性监测因子监测结果及评价结果一览表

[illegible]

[illegible]

	表 24 土壤理化性质一览表	
与项目有关的原有环境污染和生态破坏问题	8、声环境质量现状调查与评价	
	项目周边 200m 范围内无声环境敏感目标，参照《建设项目环境影响报告表编制技术指南（污染影响类）（试行）》相关要求，无需对声环境质量现状进行评价。	
	1、现有工程情况	
	(1) 现有工程环保手续履行情况	
	本项目位于彩南油田彩 9 井区内，本次部署的 20 口采出井、2 口注气井和相关地面设施由于建设年代较早，未办理相应的环保手续，但《中国石油新疆油田分公司准东采油厂彩南作业区环境影响后评价报告书》（新环环评函〔2021〕865 号，2021 年 9 月 26 日）对各井场及配套地面工程情况进行了环境影响回顾，根据后评价相关分析结果可知，运营过程中各生产井和相关地面设施对周围环境影响均在可接受范围内。	
	(2) 现有工程环境管理情况	
	①环境风险防范	
	准东采油厂彩南作业区成立了应急工作领导小组、应急管理机构（QHSE 管理室），全面负责准东采油厂彩南作业区的应急管理和应急预案的编制、审核发布等工作。针对各类突发事件，实行分级、分类负责，明确了各组织机构及部门的职责，形成了统一指挥、分工负责、属地管理、直线责任的管理格局。	

在突发环境事件综合应急预案和现场处置方案中，对准东采油厂彩南作业区存在的环境风险做了全面分析，明确了管理流程，规定了管理机构和相应的职责。准东采油厂编制了《中国石油新疆油田分公司准东采油厂彩南作业区、沙南作业区突发环境事件应急预案》，已在昌吉回族自治州生态环境局阜康市分局进行了备案（652302-2022-040-L）；准东采油厂建立了环境风险应急管理体系，开展了应急培训和应急演练，具备处置突发环境事件的能力，应急物资储备充足，应急保障措施完善。

②排污许可证申请核发与自行检测

准东采油厂于2020年1月17日取得了固定污染源排污登记回执，登记编号为：91650200715597998M015Z，并于2020年4月8日、2022年3月25日、2022年9月8日、2023年5月30日、2023年7月5日、2023年7月29日进行了排污许可变更。准东采油厂在全国排污许可证管理信息平台填报排污登记表，登记了基本信息、污染物排放去向、执行的污染物排放标准以及采取的污染防治措施等信息。中国石油新疆油田分公司（准东采油厂）根据自行监测计划对废气、噪声、废水、土壤等进行了例行监测。

③危废管理计划

准东采油厂已建立了完善的危废管理计划，并定期向生态环境主管部门上报备案。准东采油厂已按照要求申报《新疆油田公司准东采油厂2026年危废管理计划》，该管理计划从危险废物产生的基本情况、产生节点、产生概况、减量计划和措施、转移情况（包括危险废物台账的建立和转移联单制度的落实）以及危险废物委托处置情况等方面进行全方位管理，符合《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ 1259-2022）中相关要求。

④泄漏检测与修复计划

彩南油田作业区定期开展了泄漏检测与修复（LDAR）工作，建立健全了管理制度，重点加强了搅拌器、泵、压缩机等动密封点，以及低点导淋、取样口、高点放空、液位计、仪表连接件等静密封点的泄漏管理。

⑤环境影响后评价

准东采油厂于 2021 年 6 月组织开展了彩南作业区所辖区块及站场的环境影响后评价工作，委托新疆恒升融裕环保科技有限公司编制了《中国石油新疆油田分公司准东采油厂彩南作业区环境影响后评价报告书》（以下简称“后评价报告书”），并于 2021 年 10 月 28 日取得新疆维吾尔自治区生态环境厅的备案意见，文号为新环环评函〔2021〕984 号。

（3）现有工程概况及工艺流程

①现有工程概况

彩南作业区面积约 $1.4 \times 10^4 \text{km}^2$ ，共有油井总数 628 口，注水井总数 200 口，气井 24 口，共总井数 852 口井；采注计量站 52 座，联合站、天然气处理站各 1 座，各类管线输油、输气、注水管线 387.25km，道路 327.16km 等配套、辅助工程。本项目所在的彩 9 井区西山窑组油藏于 1992 年 11 月投入开发，1993 年 12 月开始注水，以 $300 \times 425\text{m}$ 反九点面积注水井网开发，采用整体压裂投产，注水井采取挤液方式投注。截至 2025 年 4 月，彩 9 井区西山窑组油藏油井总数 118 口，开井 27 口，日产液 300t，日产油 22t，含水 92.6%，累积产油 504.8 万吨。采油速度 0.04%，采出程度 23.34%，可采采出程度 92.34%。注水井总数 43 口，开井 5 口，日注水 10^4m^3 ，月注采比 0.31，累计注水 1735.4 万方，累计注采比 1.18。

②工艺流程

油气集输：油区集输工艺采用“井口→计量站→处理站”的一级布站方式。

注水：工艺采用“处理站→采注计量站→井口”的方式。

2、现有工程污染物达标情况

本次评价根据《中国石油新疆油田分公司准东采油厂彩南作业区环境影响后评价报告书》中相关结论和现场踏勘的实际情况来说明已建工程的环境影响。

（1）生态环境

区块内主要生态环境影响为勘探开发活动过程中因井场施工、站场施工、

管道施工等，对地表的干扰等，工程占地分为临时占地和永久占地。根据现场调查及查阅资料，区块内原有施工过程中对地表的扰动基本进行了恢复，施工结束后，及时清除施工垃圾，对施工现场进行了回填平整，尽可能覆土压实，使其恢复至相对自然的状态，对井场周围已建成的永久性占地进行砾石铺垫，减少了侵蚀量；临时占地范围内的植被正在恢复中。

综上所述，项目前期开采对生态环境的影响不大，后期采取边开采边治理方式，区块在前期开采中未出现明显生态环境问题，后期开采中对生态环境影响主要应防范因地表扰动等造成的沙漠植被破坏问题，要做到及时发现，及时治理，并且做好施工过程中日常生产管理，尽量减少对沙地的扰动，继续加强区域绿化工作的推进。

（2）废气

根据《中国石油新疆油田分公司彩南油田作业区环境影响后评价报告书》中后评价开展期间进行的污染源监测数据，现有项目井场、计量站厂界非甲烷总浓度能够达到《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中非甲烷总烃无组织排放监控浓度限值（ $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ ）。

（2）废水

现有工程运行期井场采出液和井下作业废液依托彩南集中处理站处理，分离出的采出水和井下作业废水经站内采出水处理系统处理，符合《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2022）要求后回注油藏。彩南集中处理站注水水质主要指标检测结果均符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2022）中III级指标要求；生活污水均排至站外化粪池，定期清运至彩南作业区生活污水处理系统处理，根据例行监测数据可知，出水水质满足《新疆农村生活污水处理排放标准》（DB654275-2019）表2中A级标准要求后，水夏季用于生态恢复治理及作业区内绿化用水，冬季排入生活水池储存。

（3）噪声

现有工程噪声主要为井场、站场的各类机泵运行时产生的机械噪声，采取基础减振及厂房隔声等措施，环境影响后评价结论，各井场、站场边界噪声排

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。

（4）固废

根据现场踏勘并结合后评价期间调查结果，现有工程钻井期钻井岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统处理，在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，工程结束后由钻井队回收；分离后的固相委托第三方处置单位进行处理。营运期固体废物主要为油泥（砂）、落地原油和生活垃圾等，彩南油田作业区已与克拉玛依博达环保科技有限公司签订了危险废物处置合同，由克拉玛依博达环保科技有限公司对彩南油田作业区的危险废物进行处理。生活垃圾收集后送至五彩湾生活垃圾填埋场。

含油类危险废物在收集、贮存、运送、处置过程中，严格执行《危险废物转移管理办法》，加强危险废物的全过程管理，并于每月底将转移数量报送当地县级以上生态环境主管部门及油田公司安全环保处备案。

（5）土壤

根据监测分析：井场土壤均能满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表1中第二类用地筛选值要求，可知油田开发对周边土壤环境影响不大。

现场踏勘和调查过程中未发现现有工程存在环境问题。

3、现存环境问题及整改措施

井区无固体废物遗留，废气、噪声均可实现达标排放，废水均得到妥善处置；彩南集中处理站废气、噪声均可实现达标排放，废水和固体废物均得到妥善处置，无现存环境问题。

生态环境 保护 目标	参照《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）、《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）、《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）、《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）、《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）、《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ/T349-2023）等相关导则要求，本项目大气环境、地表水环境、环境风险均不设评价范围，生态评价范围为站场周围 50m 范围，管线沿线 300m 范围；地下水环境评价范围为以项目区中心为中心点，地下水流向为长轴，项目区边界上游 1km、下游 2km，左右各 1km 的矩形范围；声环境评价范围为站场外延 200m 的范围；土壤评价范围（污染影响型）：站场边界向外延伸 0.2km，管线边界向外延伸 200m。土壤评价范围（生态影响型）：站场边界向外延伸 2km，管线边界向外延伸 200m。 参照各环境要素环境影响评价相关技术导则要求确定生态环境保护目标为： （1）生态环境评价范围内的野生植物，盖度约 10%，保护级别：禁止随意踩踏、碾压、砍伐； （2）项目区及周边的野生动物：国家 I 级保护动物（蒙古野驴）、国家 II 级保护动物（雀鹰、草原鹞、棕尾鵟、鹅喉羚、狼、沙狐），以上野生动物均极少见。保护要求为：禁止破坏野生动物的生境及捕杀野生动物。
------------------	--

评价标准	环境要素			执行标准
	环境质量标准	环境空气	基本污染物	《环境空气质量标准》（GB3095-2026） 表 1 过渡阶段二级浓度限值
			非甲烷总烃	《<大气污染物综合排放标准>详解》
		地下水	一般因子	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017） III类
			石油类	参照执行《地表水环境质量标准》 （GB3838-2002） III类
		土壤	表 1 中 45 项基本项目、石油烃、pH 和土壤盐分	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018） 第二类用地风险筛选值
		声环境	等效连续 A 声级	《声环境质量标准》（GB3096-2008） 2 类声环境功能区
	污染排放标准	废气	施工期废气	《大气污染物综合排放标准》 （GB16297-1996）
			运营期废气	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）； 《挥发性有机物无组织排放控制标准》 （GB37822-2019）
		废水	运营期含油废水	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）
		噪声	施工场界	《建筑施工噪声排放标准》 （GB12523-2025）
			运营期厂界	《工业企业厂界环境噪声排放标准》 （GB12348-2008）2 类
其他	控制标准	危险废物	沾油废防渗材料、废滤芯、废活性炭和废分子筛	《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）；《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》 （HJ1259-2022）
	根据《“十四五”污染减排综合工作方案编制技术指南》，大气污染物减排因子为 NO_x、VOCs，水污染物减排因子为 COD 和氨氮。含油污水送至彩南集中处理站采出水处理系统经处理后出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中相关标准后，回注油藏，不外排。故不对化学需氧量、氨氮进行总量控制；本项目运营期非甲烷总烃为无组织排放，无需申请总量控制指标。			

四、生态环境影响分析

施工期生态环境影响分析

1、生态环境影响分析

(1) 工程占地

本项目总占地面积 63953.55m²，永久占地 7153.55m²，临时占地 56800m²。主要为新建站场、管线占地，各工程占地面积见表 25。

表 25

本项目工程占地一览表

序号	工程内容	占地面积（m ² ）		合计（m ² ）	备注
		永久占地	临时占地		
1	管线区	0	56800	56800	长度共计 7.1km，作业带宽 8m
2	站场	7153.55	0	7153.55	/
合计		7153.55	56800	63953.55	/

(2) 对土地利用类型的影响分析

施工结束后，永久占地被永久性构筑物代替，接转站占地范围内的土地利用类型由沙地变为了工矿用地，项目永久占地面积相对较小，不会使区域土地利用类型发生明显改变。管线均为临时占地，施工结束后对临时占地进行恢复平整，植被主要靠自然恢复，不改变占地范围内的土地利用类型。类比彩南油田作业区现有油田生产设施对土地利用类型的影响来说明项目实施后对土地利用类型的影响分析，本项目与彩南油田作业区现有生产设施基本相同、集输工艺相近、气候相似，具有可类比性。综上所述，项目实施后对土地利用类型影响不大。

(3) 植被影响分析

站场、管线等工程占地是造成植被破坏的主要原因，此外，施工人员活动也会对项目植被造成一定的影响。对植被的主要影响形式是对土地的占用以及施工阶段清场过程中对地表植被的清理及施工过程中的碾压。站场施工过程中有一部分地表土地被各种构筑物或砾石覆盖，永久性地改变了原有土地的利用类型，对原有植被造成了永久的破坏。临时性占地在工程结束后土地重新回到原来的自然状态，但地表植被及地表结构却发生了较大的变化。地表保护层被破坏后，稳定性下降，防止水土流失的能力也随之下降，进而影响植被的生

长。本项目建设过程中大量人员、施工机械、施工车辆进入荒漠区，使荒漠环境中人类活动频率大幅度增加，人为活动对植被的影响主要表现为施工人员和施工机械对地表植物的践踏、碾压，使原生植被生境发生较大变化。人类活动对植被的破坏是暂时的，在工程结束后会逐渐得到恢复。 本项目总占地面积为 63953.55m²，在施工结束的 3 年~5 年中，将影响占地范围内的植被初级生产力，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。 站场、管线等设计阶段和选址选线过程中尽量避开植被，施工过程中严格控制施工范围，可有效减缓项目建设对植被的破坏，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。对于无法避让的情况，应及时缴纳生态补偿费。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。 （4）动物影响分析 施工期对野生动物的影响包括直接影响和间接影响两个方面。直接影响主要表现为项目占地和施工扰动导致野生动物的生境被破坏或改变；间接影响主要表现为因植被损毁而引起野生动物食物来源的减少。施工过程中机械设备的轰鸣和人群活动惊扰，会使区域内单位面积上的动物种群数量下降。此类影响对鸟类、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。对于蒙古野驴、鹅喉羚、沙狐、狼等受保护的野生动物而言，项目区不是其唯一生境，项目施工期短，对其影响不大。本次现场调查和走访中，未发现大型野生动物和受保护野生动物。 （5）生态系统结构及其功能的影响分析 施工期建设活动一定程度上破坏了原有生态系统结构的完整性，从而打破了其系统的平衡，必然会降低生态系统的生产力，部分物质循环受阻，能量流动中断，因此将对区域内生物的栖息环境产生不良影响。同时项目区内系统自我调节能力减弱，受扰动后恢复能力降低，生态稳定性降低，生物种群、数量将受到一定程度的影响。但项目占地面积小，对生态系统结构和功能的影响较小，造成的不利影响均在可接受的范围内。
--

（6）对区域景观影响分析

景观是指地表空间相对稳定的景物或景象，是一个空间高度异质性的区域，由相互作用的景观元素或生态系统，按一定的空间组合规律及相似的形式重复出现而形成。

管线均为临时占地，施工结束后自然恢复，不会改变区域景观；站场被永久性构筑物代替，可能对周围景观产生一定的影响。

（7）对区域沙化土地的影响分析

项目位于古尔班通古特沙漠腹地，属于半固定沙地和固定沙地，施工期站场施工及管线建设过程中将会破坏占地范围内的土壤原有结构和地表荒漠植被，建设过程中对原地貌的扰动将降低项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，造成土地沙化。此外，由于项目地处内陆地区，风沙较大，空气干燥，加上地表植被覆盖度低，若项目土石方堆存过程中未采取洒水抑尘等措施，地表沙化的土壤及废土、废渣遇大风天气易产生严重的扬尘，形成沙尘天气。本工程管沟开挖等施工活动可能破坏地表保护层，土壤表层受干扰强烈，降低风沙区地表稳定性，在风蚀的作用下，有可能使风沙土移动速度增加，加快该区域沙漠化进程。开挖过程中，若未采取分层开挖、分层回填措施，可能导致土壤的蓄水保肥能力降低，影响区域植被生长，造成土壤逐渐沙化。各种车辆（尤其是重型卡车）在荒漠上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，加剧沙化的趋势。

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

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；站场四周建设围栏，内部采用砾石铺垫，有效避免土地沙化。新建管线上方设置 1m×1m 的芦苇草方格，管线草方格固沙宽度为 12m。便后期野生植被的自然恢复。

综上所述，本项目对区域土地沙化影响不大。

(8) 水土流失影响分析

项目建设过程中地表清理和施工活动将会破坏占地范围内土壤表层稳定砾幕和地表荒漠植被，受区域多风、降水量偏低等气候特征的影响，在大风天气条件下施工会加剧区域水土流失影响。通过加强施工组织和施工管理可尽量缩短工期，施工结束后对管线施工临时占地范围进行清理平整，对井场永久占地进行地面硬化，以减少风蚀量。在未来3~5年时间内临时占地范围内植被将逐步恢复，进一步减少水土流失影响。

综上所述，项目施工期对生态环境的影响均在可接受范围内。

2、大气环境影响分析

废气主要为施工机械及施工车辆尾气、施工扬尘以及管线组对连接过程中产生的焊接烟尘。施工期不设生活营地施工人员食宿依托彩南生活公寓。

(1) 施工扬尘

地面工程、集输工程及公用工程施工过程中会产生施工扬尘，如建筑材料堆积、土壤扰动及施工运输车辆行驶等，污染物主要为TSP，均会对环境空气造成一定的影响。项目区远离人群居住区，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不会对环境空气产生明显影响。

(2) 施工机械、施工车辆燃烧烟气

施工期各类施工机械及运输车辆较多，燃烧燃料排放的烟气会对大气环境造成一定污染。

施工机械及运输车辆燃料燃烧产生的汽车尾气会对环境空气造成影响，各施工机械及车辆均采用合格油品，其环境影响较小。

(3) 焊接烟尘

钢管管道组对连接过程中将产生一定量的焊接烟尘，管道组对连接过程中产生的焊接烟尘对周围大气环境产生一定的影响。但由于施工期短暂，区域大气环境扩散条件好，上述废气对环境空气质量影响不大。

3、水环境影响分析

施工期废水主要为管道试压废水和混凝土养护废水。

混凝土养护废水，主要污染物为悬浮物，产生量较小，自然蒸发即可。管

道试压用水为清水，废水中主要污染物为悬浮物，浓度在 40~60mg/L，管道试压废水产生量约为 10m³，试压废水主要污染物为 SS，成分比较简单，可用于施工区洒水抑尘，不会对项目区地下水产生影响。

施工期对水环境影响具体见地下水环境影响评价专项报告。

4、声环境影响分析

噪声源主要是施工机械及运输车辆噪声，源强约 80~110dB（A）。根据现场调查，项目区外 50m 范围内无声敏感目标。因此，施工期的噪声仅对施工人员产生影响。据类比调查，施工期场界外噪声可满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）中限值要求。

5、固体废物环境影响分析

施工期间不新建生活营地，施工人员食宿在彩南生活公寓，施工现场无生活垃圾产生；施工过程中会产生少量的废边角料、废包装物等建筑垃圾，建筑垃圾中的废金属材料等尽量统一回收利用，废混凝土块等无法再利用的集中堆放，定期送至符合环卫部门要求的建筑垃圾填埋场。施工过程中开挖的土石方全部回填，无弃方产生。本项目土石方平衡见下表。

表 26 本工程土石方平衡表 单位：m³

工程类别	挖方量	填方量	借方量	弃方量	备注
管线	26731.37	26731.37	0	0	管沟开挖土方全部回填，地面工程开挖土方用于地面平整
场站	715	2145	1430	0	
合计	27446.37	28876.37	0	0	

6、土壤环境影响分析

施工过程中不可避免地会对土壤造成人为扰动，产生破坏性影响。施工材料堆积、挖掘、碾压、踩踏等都会改变原有的土壤结构和理化性质，导致土壤紧实度增高，土壤团粒结构破坏等，不利于野生植被的恢复。施工过程中产生的建筑垃圾如处置不当，会对周围土壤产生一定的影响。另外施工过程中，各类机械设备若发生燃油滴漏的情况，也有可能对沿线土壤造成一定的影响。

建筑垃圾中的废金属材料等尽量统一回收利用，废混凝土块等无法再利用的集中堆放，定期送至符合环卫部门要求的建筑垃圾填埋场。项目产生的污染物均得到妥善处置，正常情况下不会对周围土壤环境产生明显影响。施工过程

	中加强施工机械、设备的管理，定期检查检修，防止机械设备燃油滴漏，可减少由于施工机械设备燃油滴漏对土壤环境的影响。 综上所述，本项目实施后，对项目区土壤环境影响不大。 7、环境风险分析 施工期涉及的危险物质为柴油，施工设备柴油泄漏，可能对周围环境空气、水体、土壤和植被会造成一定的不利影响。具体见环境风险专项评价。
运营期生态环境影响分析	1、运营期工艺流程及产污环节分析 (1) 油气集输工艺 井口→单井集输管线→计量站→集输管网→新建接转站→集输管网→彩南联合处理站的二级布站密闭集输工艺。 (2) 注气工艺 新建接转站→新建注气管线→注气井。 (3) 接转站工艺 从采出计量站来的油气混合物（含 CO₂），通过 4 井式进站调压撬对压力进行控制，控制压力 0.25~0.8MPa；经过调压后的来液进入两相气液分离撬，两相气液分离器操作液位控制在 40%~60%之间，分离撬设置有远传液位计，液位计与混输泵撬的变频控制器联动，通过混输泵撬的外输液量控制两相分离撬的液位。外输液量通过混输泵撬增压至 1.0MPa 后，外送至已建的集输管网，送至彩南联合处理站进行处理。气液分离器顶部设置丝网除雾器，对气相（含 CO₂）中携带的液珠进行脱除，初步脱除液相后的回注气进入脱水撬；脱水撬设置有前置过滤器和活性炭吸附塔，经过过滤和吸附后的回注气进入分子筛进行脱水处理，一塔脱水，一塔再生，经过脱水后的回注气进入二氧化碳增压撬；回注气首先进入二氧化碳压缩机前置过滤器，经过过滤后进入压缩机，压缩机采用 4 段活塞式压缩机，段间配置风冷器和油水分离器，油水分离器底部配置自动排油阀，分离的油水通过压差返回气液分离器，经增压后的回注气经空冷器降温后，进入注气管线，压缩机末端出口的注入气压力约 22MPa。驱油阶段结束后进入二氧化碳埋存阶段，注采井封井，二氧化碳永久埋存于地层中。整个过程对含 CO₂ 的采出气进行脱水除油、过滤压缩后回注，

不涉及 CO₂ 的分离、贮存等过程。

产污环节包括：设备无组织逸散的非甲烷总烃，设备运行及巡检车辆产生的噪声，接转站伴生气脱水装置产生的含油废水，设备运行产生的沾油废防渗材料、废滤芯、废活性炭、废分子筛、废机油。

项目总体生产工艺流程具体如下：

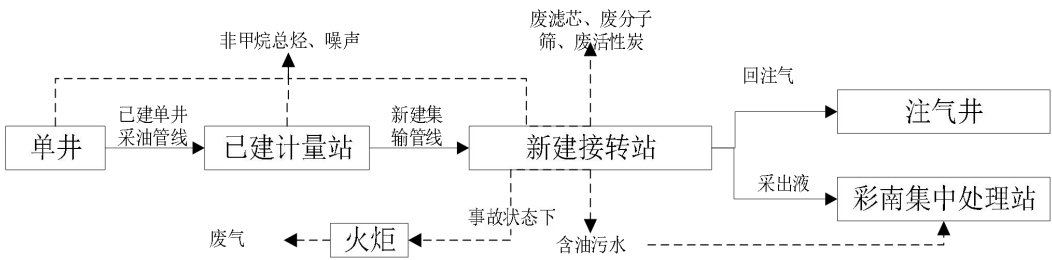


图5 运营期工艺流程图

（4）项目建设对现有集输系的影响分析

相较于常规注水开发，CO₂ 气驱可减少无效注水、降低地层产水量，减缓采出水处理站负荷；同时规避小井距注水易水窜、裂缝水窜难题，改善单井生产工况，减少油井关井、调剖治理频次，稳定油井生产时率。规模化CO₂气驱有效动用剩余油、稳定油井生产；腐蚀、流体物性变化等负面影响通过脱水、防腐、计量改造工程全部可控，项目建设有利于井区油藏长效高效开发。项目通过介质分输、密闭集输改造，大幅减缓老旧钢制管线腐蚀、减少无组织泄漏，升级集输管控能力；整体提升地面集输系统安全、环保运行水平。

2、生态环境影响分析

进入正常生产阶段后随着施工人员撤离作业区域，人类活动和占地扰动都将减少，仅有少量的工作人员在项目区内定期巡检；野生动物将逐步回归原有生境；运营期不新增占地，站场内采用砾石铺垫，可有效防止风沙对站场的影响；主要影响范围仅限于站场和管线沿线等人员活动较多的区域。野生动物对新环境适应后的活动和分布范围将恢复。油田生产运营期间正常的巡检等活动也会对野生动物的生存及栖息造成影响，通过加强对环境保护工作的宣传，增强员工的环保意识，特别是对野生动物的保护意识不断加强，项目正常运营对项目区生态环境影响不大。

3、大气环境影响分析

(1) 正常工况

运营期废气主要为油气集输过程中的阀门、法兰等部位产生的油气挥发废气，该过程中的无组织挥发废气尚无相应的污染源强核算技术指南，其产生量参考《污染源强核算技术指南 石油炼制工业》（HJ982-2018）中设备动静密封点泄漏平均排放系数法进行核算，计算公式具体如下：

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

式中：

$D_{\text{设备}}$ ：一核算时段内设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物的量，kg；

α —设备与管线组件密封点的泄漏比例，本次取 0.003；

$WF_{\text{VOCs},i}$ —流经密封点 i 的物料中挥发性有机物平均质量分数；

$WF_{\text{TOC},i}$ —流经密封点 i 的物料中总有机碳（TOC）平均质量分数；

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

n —挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数；

t_i —核算时段内密封点 i 的运行时间，h，本次取 8400h。

根据上述公式计算井场油气集输过程中的无组织挥发性废气产生量见表 27。

表 27 接转站动静密封点非甲烷总烃排放系数、设备类型数量及污染物排放量

设备类型		e_{TOC} (kg/h/排放源)	设备数量 (个/台)	污染物排放量 (t/a)	合计
接转站					

备注：本项目建设前后采出井、注气井、计量站动静密封点产生的非甲烷总烃不发生变化，本项目不再重复统计计算。

表 28 大气污染物年排放量核算一览表

排放源编号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家污染物排放标准	年排放量	污染源参数	排放
-------	------	-----	----------	-----------	------	-------	----

码				标准名称	浓度限值 (mg/m ³)	(t/a)		形式
M1	接转站	NMHC	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对站场的设备、阀门等检查；定期对集输管线进行巡检；加强对密闭管线及密封点的巡检；定期对设备及管线组件的密封点进行 VOCs 泄漏检测	GB39728-2020 中企业边界污染物控制要求				无组织排放

项目区环境空气质量现状达标，周边无固定居民等大气环境保护目标，加上整体采用密闭集输的生产工艺，油气集输过程中排放的非甲烷总烃量少，运营期排放的各废气污染物可实现达标排放，且项目区地域空旷，大气扩散条件好，故运营期排放废气对区域大气环境影响较小。

(2) 碳捕集和碳封存的环境正效应

二氧化碳捕集注入地下驱油，不仅可以提高油田采收率，而且可以将回注气中的二氧化碳永远封存于地下，有效减少了温室气体二氧化碳的排放量，为区域实现“碳达峰”目标和“碳中和”愿景贡献力量，对改善区域大气环境具有积极作用。

(3) 碳封存油藏封闭性分析

本项目实施二氧化碳封存的油藏为彩 9 井区西山窑组油藏，该油藏为封闭的地质构造。封闭地质构造可有效保证驱油注入的回注气中的二氧化碳不发生窜层和泄漏，同时保证埋存阶段埋存的二氧化碳永远留在油藏内。

(4) 非正常工况

在检修等非正常工况时，先进行关井，压缩机、两相分离器均由放空管汇连接至火炬系统，站内剩余回注气全部经火炬系统燃烧放空。二氧化碳含量较高的伴生气无法点燃时，需要接入燃料气进行辅助燃烧。

非正常工况下火炬燃烧废气参照《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》（HJ853-2017）中火炬焚烧排放废气产污系数法进行核算：

$$E_{\text{火炬系统}} = \begin{cases} 2 \times \sum_{i=1}^n (S_i \times Q_i \times t_i) & (\text{二氧化硫}) \\ \sum_{i=1}^n (\alpha \times Q_i \times t_i) & (\text{氮氧化物、挥发性有机物}) \end{cases}$$

式中：D—核算时段内火炬排放废气中某种污染物产生量，kg；

n—火炬个数，量纲一的量；

S_i —核算时段内火炬气中的硫含量， kg/m^3 ；

Q_i —核算时段内火炬气流量， m^3/h ；

t_i —火炬年运行时间，h；

α —排放系数， kg/m^3 ，氮氧化物取 0.054，总烃取 0.002。

本项目天然气中不含硫，采出气回注系统规模为 $2\sim 3.5\times 10^4\text{Nm}^3/\text{d}$ ，据此核算非正常工况下污染物排放源强，详见下表。

表 29 污染源非常排放量核算表

污染源	非正常排放原因	污染物	非正常排放量(t)	非正常排放速率(kg/h)	单次持续时间(h)	年发生频次/次	应对措施

非正常工况火炬燃烧废气中氮氧化物排放量约 79kg/h，单次放空最大排放量为 0.079t。

4、水环境影响分析

(1) 污染源强核算

本项目废水主要为接转站伴生气脱水装置产生的含油废水。

接转站伴生气脱水装置会产生少量的含油废水 ($4\text{m}^3/\text{d}$)，该部分含油废水管输至接转站内分离撬通过混输泵和采出液一并增压后管输至彩南集中处理站，最终由彩南集中处理站站内采出水处理系统处理后回注油藏。

(2) 影响分析

接转站伴生气脱水装置产生的含油废水通过混输泵和采出液一并增压后管输至彩南集中处理站采出水处理系统处理，处理达标后回注油藏，不外排，正常工况下，不会对地下水产生不利影响。发生井喷、井漏、油水窜层和设备、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，详见地下水环境影响专项评价报告。

5、声环境影响分析

噪声源主要为接转站压缩机、混输泵、巡检车辆，噪声级为 80～95dB（A），具体见表 30。

表 30 运营期噪声排放情况

噪声源名称			空间相对位置（m）			声功率级 [dB(A)]	噪声特性	排放规律	备注
			X	Y	Z				

本次只考虑传播距离引起的衰减，鉴于声源到厂界预测点的传播距离远大于声源长度，各噪声源均按点源计。计算模式采用《环境影响评价技术导则一声环境》（HJ2.4-2021）中所推荐的预测模式，计算式如下：

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

式中： $L_A(r)$ —距声源r处的A级；

$L_A(r_0)$ —参考位置 r_0 处的A声级；

r—预测点距声源距离，m；

r_0 —参考位置距离声源距离，m。

设第i个室外声源在预测点产生的A声级为 $L_{Ain,i}$ ，在T时间内该声源工作时间为 $t_{in,i}$ ；第j个等效室外声源在预测点产生的A声级为 $L_{Aout,j}$ ，在T时间内该声源工作时间为 $t_{out,j}$ ，则预测点的总等效声级按照下列公式进行计算：

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

式中：

T——计算等效声级的时间；

N——为室外声源个数；

M——为等效室外声源个数。

(2) 噪声源源强及分布噪声源强主要为站场各类机泵，设备选用低噪设备，并采取基础减振等措施，衰减量按 25dB (A)。

根据以上公式，预测运营期站场厂界四周噪声贡献值，详见表31。

表31 厂界噪声贡献值预测结果 [单位： dB (A)]

位置		昼间			夜间		
		贡献值	标准值	达标情况	贡献值	标准值	达标情况

由预测结果可知：站场厂界四周噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准限值要求。声环境评价范围内无声环境敏感点，不会出现扰民现象，不会对周围声环境产生明显的影响。

6、固体废物环境影响分析

本项目新建接转站工作人员食宿依托彩南生活公寓，项目区不新增生活垃圾。正常工况下固体废物主要为检修过程中产生的沾油废防渗材料以及接转站站内伴生气脱水除油过程中产生的废滤芯、废活性炭和废分子筛。事故状态下固体废物主要为落地油产生的含油污泥，其中可回收的原油收集后送至彩南集中处理站，无法收集的原油和受浸染的土壤等含油污泥属于《国家危险废物名录（2025 本）》HW08 废矿物油和含矿物油废物，在准东采油厂危险废物贮存点暂存，定期交由有相应危险废物处置资质的单位回收、处置，不会对区域环境造成不利影响。

产生情况具体如下：

表 32 运营期固体产生及排放情况统计表

序号	名称	产生量	属性	危险、特性	排放量	排放去向
						交由具有危废处置资质的单位处置

7、土壤环境影响分析 本项目采用密闭集输生产工艺，正常工况下无废水及固体废物等污染物外排，不会造成土壤环境污染。如果发生设备、管线泄漏事故，泄漏的原油会对土壤环境产生一定的影响，泄漏的石油覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响荒漠植被的生长。集输管线破裂，可以通过管线压力的变化，实时监控，若发现压力数据异常变化，快速降低，则发生了管线泄漏事故，应立即切断管线截断阀，快速找到泄漏点，及时采取应急处置措施。泄漏点若形成液池，上层能收集的原油可回收送至彩南集中处理站，产生的落地油交由具有相应危险废物处置资质的单位进行回收、处置。根据环境风险分析结论，本项目风险潜势低、发生泄漏事故的可能性很小，且发生事故后及时采取应急处置措施，将产生的落地油及时收集、处理，不会对土壤环境产生明显影响。根据彩南油田生产实际，正常工况下，石油开采作业对土壤环境质量基本不会造成不良影响。 8、环境风险分析 运营期涉及的危险物质为原油和天然气，环境风险主要为设备、管线破损泄漏造成油气泄漏。当发生设备、管线泄漏事故时，将导致大量油、气、水进入环境，对环境空气、水、土壤、生态环境产生不利影响，在严格落实各项风险防范和应急处置措施的前提下，项目运行期环境风险是可防控的。具体详见环境风险专项评价报告。 9、对污染源减排和碳减排的分析 项目实现伴生气全密闭回收，杜绝油气分离、缓冲环节敞口挥发与伴生气放空，大幅削减油气开采特征污染物 VOCs 无组织排放；配套采出气除油脱水装置，分离出的含油污水统一接入现有采出水处理系统集中处置，无新增外排废水。项目将采出伴生气中的 CO₂ 分离提纯后回注西山窑组油藏，在地层中实现地质封存，避免 CO₂ 直接排放至大气，属于 CCUS 核心碳减排路径，形成稳						

	定、长期的碳汇，直接削减区域温室气体排放总量。本项目建设对井区油气开采、地面集输系统以正向改善作用为主，存在的局部不利影响均有配套工程及管理措施消除；项目兼具常规大气污染物减排与温室气体碳减排双重效益，环境、低碳效益突出，工程建设具备环境可行性与低碳合理性。
选 址 选 线 环 境 合 理 性 分 析	1、环境制约因素 本项目位于古尔班通古特沙漠腹地，站场选址处及管线选线已尽可能避开野生植物生长密集地带，尽量取直、减少占地；施工建设对动植物的影响较小，且沿线无居民、学校、医院、自然保护区、风景名胜区等环境保护目标，不涉及生态环境保护红线，环境敏感程度较低，无环境制约因素。 2、环境影响程度 施工期间产生的“三废”、噪声及生态影响均提出了相应的治理或减缓措施；运营期无组织挥发性废气产生量较少，区域大气环境扩散条件好，不会对周围环境空气质量产生明显影响；含油污水依托彩南集中处理站采出水处理系统处理；尽量选用低噪声设备，定期给站内机泵、压缩机、运输车辆等高噪声设备进行保养和维修；沾油废防渗材料、废滤芯、废活性炭、废分子筛、废机油及事故状态下产生的含油污泥交由具有相应危险废物处置资质的单位接收、处置和转运。综上所述，运营期废气可达标排放，废水依托彩南集中处理站采出水处理系统处理达标后回注油藏，固体废物可全部妥善处置，项目实施后对区域环境的影响不大。 在切实落实报告提出的环保措施和按规定办理征地手续的前提下，项目选址、选线合理。

五、主要生态环境保护措施

施工期生态环境保护措施	1、施工期生态环境保护措施 建设单位及施工单位应严格执行本次评价提出的生态环境保护措施，并确保各项保护措施与工程同时设计、同时施工、同时使用。 (1) 工程避让措施 对油田区域内的临时占地和永久占地合理规划，严格控制临时占地面积。管线选线在满足施工要求的前提下尽量取直，以减少占地。管线选线过程中植被比较稀疏，评价范围内无国家和地方保护植物，选线过程中尽量避开固沙植物，根据管径大小确定施工作业带宽度，严格控制占地；施工过程中尽量避免破坏野生植物，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。 (2) 减缓措施 ①施工结束后，对永久占地进行地面硬化处理，以减少风蚀量。 ②施工时严格按照既定方案施工，严格限定作业带宽度，管线作业带宽度不得超过 8m，严禁毁坏占地范围外的自然植被。管沟应分层开挖、分层堆放、分层回填，特别是表层土壤分层堆放，以保护植被生长层，降低对土壤养分的影响，尽快使土壤恢复生产力，同时减少水土流失；土石方不得随意堆放，应集中堆置于管沟一侧，且不影响施工安全的距离内，施工完毕后全部用于回填并分层压实。并在管线上方设置管线走向标志；根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量；管线施工过程中要做到分段施工、随挖、随运、随铺、随压，不留疏松地面，提高施工效率，尽可能缩短施工工期，减少裸地和土方的暴露面积。管线施工中尽可能利用就近油田现有道路，减少对地表和植被的破坏。 ③加强施工期管理，对施工人员宣讲生态环境保护相关保护措施，施工期禁止掩埋废弃污染物，应派专人监管。 ④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，最大限度减少对野生植物生存环境的踩踏破坏。
-------------	---

（3）修复

施工结束后，及时对施工场地进行平整，新建管线上方设置 1m×1m 的芦苇草方格，管线草方格固沙宽度为 12m。以便后期野生植被的自然恢复。并对站场永久占地范围进行硬化处理，以减少风蚀量。站场四周建设围栏，内部采用砾石铺垫，有效避免土地沙化。

（4）恢复措施

采取有效预防和保护措施，避免或减轻矿产资源开发活动造成的生态破坏和环境污染。坚持“预防为主、防治结合、过程控制”的原则，将生态环境保护与恢复治理贯穿全过程。注意施工后的地表修复，管道回填时，应注意尽量恢复原有紧实度，或留足适宜的堆积层，防止因降水造成地表下陷形成积水洼地。管道回填后应注意恢复原有地表的平整度。施工结束后，永久占地进行砾石铺垫等地面硬化处理，以减少风蚀量。尽量利用施工时产生的表层土对临时占地进行覆盖，覆盖厚度根据植被恢复类型和场地用途决定；采用自然恢复的方式对区域植被进行恢复，施工为分段施工，建议“边施工、边修复”。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；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。

（5）补偿措施

施工结束后，及时对施工场地进行平整，以便后期自然恢复。建设单位应当按照《中华人民共和国土地管理法》和《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国土地管理法〉办法》等相关规定，依法办理占地手续，足额缴纳生态补偿费。因项目占地造成的植被损失应按规定进行经济补偿，专款用于植被恢复。

（6）对荒漠植物的保护措施

①设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，避免破坏荒漠植物。

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。

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沙生植被。

④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。

⑤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荒漠野生植物生存环境造成威胁。

（7）对野生动物的生态环保措施要求

建设单位在施工过程中要严格规定工作人员的活动范围，尽量不侵扰野生动物的栖息地；对施工人员开展保护野生动物宣传教育工作，强化保护野生动物的观念；加强管理，确保各生产设施的正常运行，避免强噪声情况发生而对野生动物造成惊扰。对于蒙古野驴、鹅喉羚、沙狐、狼等受保护的野生动物而言，项目区不是其唯一生境，项目施工期短，施工过程中最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。定期宣讲国家和自治区有关环境保护的法律、法规、条例、政策，如《中华人民共和国野生动物保护法》《新疆国家重点保护野生动物名录》等，宣传野生保护动物保护知识等。

（7）施工管理措施

①施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，不随意踩踏砍伐野生植被，不得毁坏占地范围外的植被，尽量不侵扰野生动物的栖息地。施工车辆和运输车辆应结合野生植被的分布情况，在限定的路线范围内行驶，禁止乱碾乱轧。

②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，并进一步影响其上部生长的荒漠植被；避免强噪声环境的出现，避免对野生动物的惊扰。

③加强对施工人员和职工的教育，强化保护野生动植物的观念，严禁捕杀任何野生动物。

（8）防沙治沙措施

为避免项目区土壤沙化程度加重，本次环评要求建设单位严格按照《中华人民共和国防沙治沙法》《关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治

	沙内容评价工作的意见》和《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138号）中有关规定，执行以下防沙治沙防治措施： ①土地临时使用过程中发现土地沙化程度显著加重的，应当及时报告当地人民政府。 ②施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围，不得离开运输道路随意行驶，由专人负责，以防破坏土壤和植被，加剧土地荒漠化。 ③优化施工组织，缩短施工时间，管线施工作业时应分段作业，开挖的土方应分层开挖、分层堆放、分层回填。 ④施工过程中不得随意碾压区域其他固沙植被，严格控制施工活动范围，严禁乱碾乱轧，避免对占地范围外的区域造成扰动；严禁施工人员在荒漠地段随意踩踏、占用。 ⑤施工结束后对场地进行清理、平整并压实，场站实施场地硬化，避免水土流失影响。 ⑥严禁破坏占地范围外的植被，对因项目占地而造成的植被损失，应当按照正式征地文件，按规定进行经济补偿。 ⑦加强运营期管理，密切观察项目区土地沙化情况，新建管线上方设置1m×1m的芦苇草方格，管线草方格固沙宽度为12m。 ⑧遇到干燥、易起尘的土方工程作业时，应辅以洒水压尘，尽量缩短起尘操作时间，严禁在大风天气下施工，特别是管沟开挖、管道回填作业等，避免在大风天气作业，造成风蚀影响。 ⑨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，自觉保护林草植被，自觉履行防治义务。禁止在沙化土地上砍挖灌木、药材及其他固沙植物。 ⑩项目站场及管线在选址选线阶段尽量选择在植被稀少或荒漠的区域布点，尽可能避开植物分布密集区域，不占用、不破坏。采取少占地、少破坏
--	--

植被的原则，缩小施工范围；工程施工结束后采取自然恢复的方式对区域植被进行恢复。

⑪防沙治沙是维护生态安全，促进经济发展和人与自然和谐相处的重要举措。拟建工程防沙治沙工程中建设单位作为第一责任人，各施工队作为措施落实方，属于主要责任人。建设单位应在各施工队施工过程中，提出具体的目标及要求，并落实到具体人员。

（9）水土保持措施

①严格控制施工活动范围，严禁乱碾乱轧，避免对项目占地范围外的区域造成扰动。管线施工作业时应分段作业，管沟应分层开挖、分层堆放、分层回填，开挖的土方应尽量及时回填，避免在大风天气作业，以免加剧水土流失影响。

②采用自然恢复的方式对区域植被进行恢复，临时占地范围内植被将在3至5年内逐步恢复；对单井井场、配注计量阀组及接转注入站等永久占地进行砾石铺垫等地面硬化处理，以减少风蚀量。

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，在油气田油气开发建设过程中得到广泛应用。采取上述措施后，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。

2、施工期废气污染防治措施

（1）使用符合国家标准的柴油，并定期对设备进行保养维护。

（2）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；装卸过程应文明作业，防止扬尘飞扬。

（3）粉状材料及临时土方等在施工场地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。

（4）优化施工组织，管线分段施工，缩短施工时间，合理安排施工计划，避免在多风季节施工。风速过大时应停止施工，并对堆放的砂石等建筑材料进行遮盖处理。

(5) 施工结束后尽快对施工场地进行整理和平整，减少风蚀量。

(6) 焊接作业时使用无毒低尘焊条。

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

以上防治措施，简单可行，具有可操作性，施工期间废气影响能够减缓到可以接受的程度。

3、施工期废水污染防治措施

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。混凝土养护废水产生量少，自然蒸发即可。详见地下水专项评价报告。

4、施工期噪声污染防治措施

(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振措施。

(2) 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。

以上措施技术经济条件可行，且优先从噪声源采取合理的技术措施，可实现噪声主动控制，减轻噪声对环境的影响。

5、施工期固体废物处置措施

本项目管沟、地面工程等施工过程中挖方全部回填，无弃方。固体废物主要为建筑垃圾。

站场和公用工程施工过程中使用材料产生的废边角料等尽量由施工单位统一回收利用，废包装物、废砖块等无法再利用的集中堆放，定期送至当地建筑垃圾填埋场填埋处置。

综上所述，施工期固体废物得到资源化利用，无法利用的也进行了妥善处置，不会对环境造成不利影响。

6、施工期土壤污染防治措施

(1) 应严格控制施工期临时占地及永久占地面积，按设计及规划的施工范围进行施工作业，减少土壤扰动。

(2) 施工机械及运输车辆应按规定的道路行驶，减少对土壤的碾压，

	减少碾压造成的土壤紧实度增加及养分流失。 (3) 加强施工期建筑垃圾的管理，禁止乱扔乱倒。 (4) 加强施工机械及施工车辆管理，定期检查检修。 7、施工期环境风险防范措施 施工期管线敷设前，应加强对管材质量的检查，严禁使用不合格产品。 具体详见环境风险专项评价报告。
运营期生态环境保护措施	1、运营期生态环境保护措施 (1) 定期检查管线，如发生管线老化、接口断裂，及时更换管线。 (2) 定时巡查站场设备设施等，及时清理落地油，降低土壤污染。 (3) 加强环境保护宣传工作，增强环保意识，特别是对野生动物和自然植被的保护。严禁砍伐植被。 (4) 提高驾驶人员技术素质、加强责任心，贯彻安全驾驶机动车辆的行为规定，严格遵守交通法规，杜绝疲劳驾车等行为，减少对道路两侧植被的破坏。 (5) 加强对《中华人民共和国野生动物保护法》《中华人民共和国野生植物保护条例》的普及、教育工作，强化保护野生动植物的观念，让油区工作人员明确破坏保护植物，捕猎、杀害保护动物的法律后果，理解保护野生动植物的重要意义。 (6) 严禁捕杀任何野生动物，在井场设置宣传牌，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。 (7) 加强对管线沿线生态环境的管理、保护、巡护工作。禁止道路维修和检查人员对动物栖息地产生新的破坏，实施维护工作时应尽力避免影响野生动物正常的活动。 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，在油气田生产过程中得到广泛应用。采取上述措施后，项目运营期中对周围生态环境的影响较小。 2、运营期废气污染防治措施

(1) 选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对集输管线进行巡检，以便及时发现问题，防止原油、伴生气泄漏进入环境中污染大气、土壤、地下水等。

(2) 井口采出物采用密闭集输工艺，选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场、站场的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生。

(3) 加强生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好油井压力监测，并准备应急措施。

(4) 应加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并在 5 日内完成修复。

(5) 事故状态下，接转站的回注气通过火炬系统燃烧放空。

在采取上述措施后，站场厂界 NMHC 的浓度可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）中周界外浓度最高点浓度限值要求；站场内满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）限值要求。

以上防治措施，经济合理，技术可行，具有可操作性，在油气田生产过程中得到广泛应用。采取上述措施后，运营期废气影响能够减缓到可以接受的程度。

3、运营期废水污染防治措施

本项目周边无地表水体，运营期不会对地表水环境产生影响。

接转站伴生气脱水装置产生的含油废水，经管线管输至分离撬，同采出液一起管输至彩南集中处理站采出水处理系统处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）的相关标准后全部回注油藏，不外排，故在正常工况下不会对地下水环境产生影响。

彩南集中处理站采出水处理系统始建于 1994 年，经 2003 年、2004 年两次改造后，采出水设计处理规模为 $1.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，该处理系统于 2014 年 7 月 16 日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅出具的《关于新疆油田分公司（彩

南油田作业区)彩南污水处理系统改扩建工程环境影响报告书的批复》文号为新环函〔2014〕880号,并于2017年7月17日通过了原昌吉回族自治州环境保护局竣工环境保护验收,文号为昌州环评〔2017〕66号。

彩南集中处理站采出水处理系统采用“离子调整旋流反应技术”为核心的“重力除油旋流混凝反应+斜板沉降+压力过滤+一级双滤料+二级纤维束过滤”工艺,具体工艺流程为:原油系统来水($T=42^{\circ}\text{C}$,含油量 $\leq 500\text{mg/L}$,悬浮物 $\leq 200\text{mg/L}$)进入2座 3000m^3 调储罐,对水量、水质进行调节,来水经初步沉降后可除去大部分浮油,保证出水含油 $\leq 200\text{mg/L}$, $\text{SS}\leq 150\text{mg/L}$,污水经除油后提升进反应净水单元。这一单元由4座新型反应罐组成,在反应单元按一定顺序和时间间隔连续加入净水剂、助凝剂,在反应罐经过旋流反应,形成的絮体借助污水中释放的溶解气及外加气源上浮至水面凝聚成浮渣,浮渣经反应罐上部收渣设施回收,实现渣水分离,出水含油 $\leq 20\text{mg/L}$, $\text{SS}\leq 20\text{mg/L}$;经2座 800m^3 过滤缓冲罐,由过滤提升泵提升至一级9台双滤料过滤器处理,出口水质指标达到:含油 $\leq 10\text{mg/L}$ 、 $\text{SS}\leq 10\text{mg/L}$,最后经二级7台纤维束过滤器处理,出口水质指标达到:含油 $\leq 5\text{mg/L}$ 、 $\text{SS}\leq 3\text{mg/L}$,粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$,过滤后的水经投加次氯酸钠杀菌剂后,通过注水泵去油田注水。

彩南集中处理站采出水处理系统设计处理规模为 $15000\text{m}^3/\text{d}$,实际处理规模为 $8000\text{m}^3/\text{d}$,富余处理规模为 $7000\text{m}^3/\text{d}$ 。本项目运营期含油废水产生量很小,彩南集中处理站采出水处理系统富余处理规模可满足本项目需求,依托可行。

管线发生原油泄漏对地下水体的影响概率不大,及时采取有效措施治理污染的前提下,不会造成地下水污染。详见地下水环境影响评价专题报告。

废水均得以妥善处置,地下水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,在油气田生产过程中得到广泛应用。采取上述措施后,运营期不会对水环境造成不利影响。

4、运营期噪声防治措施

建设单位应尽量选用低噪声设备，定期给站内设备和巡检车辆等高噪声设备进行保养和维修，同时加强噪声防范，做好个人防护工作。

以上措施技术经济条件可行。便于操作，且优先从噪声源采取合理的技术措施，可实现噪声主动控制，减轻设备、巡检车辆和高噪声设备噪声对环境的影响。

5、运营期固体废物处置措施

（1）固体废物处置情况

运营期固体废物主要为采油井场日常巡检、检修过程中产生的沾油废防渗材料以及接转注入站产生的废滤芯、废分子筛、废活性炭和废机油，临时贮存在准东采油厂危险废物临时储存场所，最终交由有相应危险废物处理资质的单位处理。

事故状态下固体废物主要为落地油，属于《国家危险废物名录》（2025年版）HW08 废矿物油和含矿物油废物（废物代码：071-001-08），环境危害特性为毒性和易燃性，交由有相应危险废物处置资质的单位回收、处置，不会对区域环境造成不利影响。

（2）危险废物环境管理要求

运营期应按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》中的相关要求对环境管理：

①落实污染环境防治责任制度。

②沾油废防渗材料、废滤芯、废分子筛、废活性炭、废机油和含油污泥应装入闭口容器或包装物内贮存。容器或包装物材质、内衬应与盛装的沾油废防渗材料、废滤芯、废分子筛、废活性炭、废机油和含油污泥相容，并满足相应的防渗、防漏、防腐和强度等要求。容器或者包装物外表面应保持清洁。

③落实危险废物识别标志制度，按照《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1276-2022），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。

④按照《危险废物产生单位管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ 1259-2022）等有关要求落实危险废物管理计划制度，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。并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》（部令 第 23 号）的有关规定填写、运行危险废物转移联单。

⑥运营期危险废物在准东采油厂危废临时储存场暂存，该危险废物暂存设施包含在《中国石油新疆油田分公司（彩南油田作业区）彩南污水处理系统改扩建工程》中，于 2014 年 7 月 16 日取得了原自治区环境保护厅出具的《关于中国石油新疆油田分公司（彩南油田作业区）彩南污水处理系统改扩建工程环境影响报告书的批复》（新环函〔2014〕880 号），并于 2017 年 7 月 17 日取得了原昌吉回族自治州环境保护局《关于中国石油新疆油田分公司（彩南油田作业区）彩南污水处理系统改扩建工程竣工环境保护验收意见》，该危废临时储存场规模为 40m×20m×0.9m，有效容积 720m³，基础采取防渗措施，防渗层为 2mm 厚高密度聚乙烯。本项目产生的各危险废物量较小，且不在同一时间进行，其危险废物不在同一时间大量产生，因此危险废物暂存设施可满足本项目需求。

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，运营期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。

6、运营期土壤污染防治措施

（1）巡检车辆严格按照油田巡检路线行驶，不得因乱碾乱压破坏土壤结构。

（2）加强站场及管线巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成油品进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受污染的土壤应

	交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置，降低对土壤环境质量的影响程度。 上述土壤污染防治措施技术可行、经济合理、成熟稳定，运营期加强管理，产生的固体废物均妥善处置，不会对土壤环境造成不利影响。 7、运营期环境风险防范措施 本项目运营期在制定严格的事事故风险防范措施及应急计划后，可将事故发生概率减少到最低，减少事故造成的损失。具体见环境风险专项评价报告。
其他	1、退役期环境影响分析及防治措施 退役期内，各种机械设备停用，工作人员陆续撤离，大气污染物、废水、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐步消失。 退役期的清理工作包括地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等。在此过程中，将会产生少量扬尘、部分废弃管线和废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、残渣等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣运至当地建筑垃圾填埋场处理。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。 退役期各生产井均使用水泥灌注进行封井，将井筒与地下水含水层彻底隔离，有效避免了污染物进入地下水含水层造成水质污染，退役期对地下水环境没有不良影响。 井场、站场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台被清理，人员撤离，区域内没有了人为的扰动，站场及其他占地范围内的自然植被会逐渐得以恢复，有助于区域生态环境的改善。 退役期应采取如下污染防治措施： （1）运输车辆使用符合国家标准的油品；在闭井施工操作中应做到文明施工，防止水泥等的洒落与飘散；尽量避开大风天气进行作业；在退役期封井施工过程中，应加强施工质量管理，避免出现封井不严等非正常工况的烃类泄漏。

	(2) 对完成采油的废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，废弃井应根据《废弃井封井回填技术指南（试行）》中的相关要求进封井回填，防止发生油水窜层，污染地下水资源。 (3) 选用低噪声机械和车辆；加强设备检查维修，保证其正常运行；加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。 (4) 地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。管线外运清洗后可回收利用，废弃建筑残渣外运至当地建筑垃圾填埋场，不得遗留在场地内影响土壤环境质量；对完成采油的废弃井应封堵，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，自然植被区域自然恢复；运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。 (5) 及时清理作业现场，做到“工完、料尽、场地清”，确保对各废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水和土壤，并清理工作的临时占地要及时平整，以便井场后期自然恢复。井场、站场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫应进行清理，然后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。 (6) 通过宣传教育的形式，使施工工作人员对在项目区生存的野生动物及植物有基本的认识与了解。在退役期施工过程中，如遇到保护植物应进行避让，严禁随意踩踏破坏；遇到保护动物时，应主动避让，不得惊扰、伤害野生动物，不得破坏保护动物的生息繁衍地，禁止妨碍野生动物生息繁衍的施工活动。 加强对《中华人民共和国野生动物保护法》《中华人民共和国野生植物保护条例》的普及、教育工作，强化保护野生动植物的观念，让施工人员明确破坏保护植物，捕猎、杀害保护动物的法律后果，理解保护野生动植物的重要意义。 通过采取以上生态保护措施，对于减少植被破坏、减缓水土流失、抵制
--	---

荒漠化发展起到了一定的积极作用，可有效保护脆弱的荒漠生态环境。

2、环境管理与监测计划

(1) 环境管理及监督机构

本次开发建设项目实施过程中，将依托通源石油科技股份有限公司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），减少施工期对周围环境的影响，落实各项环保和安全措施。本项目建成后由通源石油科技股份有限公司统一管理，运营期将依托通源石油科技股份有限公司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），减少运营期对周围环境的影响，落实各项环保和安全措施。

(2) 环境监测

按照《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）及《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248—2022），本次针对废气、噪声、地下水、土壤环境质量制定监测计划，见表 33。

表 33 运营期环境监测计划

监测类型	监测对象	监测频率	监测点	监测因子	执行标准	监测时间	监测单位

注：当地下水监测指标出现异常时，可按照 HJ164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测；当土壤监测指标出现异常时，可按照 GB36600 的表 1 中的污染物项目开展监测。由于目前《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）和参照执行的《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中均未对石油烃（C₆~C₉）和石油烃（C₁₀~C₄₀）两个监测因子的标准限值做出规定，《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中未对石油烃（C₆~C₉）的标准限值做出规定，在新的质量标准发布

	前，运营期监测计划中地下水环境监测可先不开展石油烃(C ₆ ~C ₉)和石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)这两个监测因子的环境质量现状监测工作，土壤环境监测可先不开展石油烃(C ₆ ~C ₉)的环境质量现状监测工作，待石油烃(C ₆ ~C ₉)新环境质量标准发布后，应严格按照表中所列监测因子进行运营期监测。					
环保投资	本项目总投资 1143.42 万元，其中环保投资 72 万元，占工程总投资的 6.3%，具体见表 34。					
	表 34 环保投资一览表					
	阶段	环境要素	项目名称	环保措施	工程量	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、临时占地释放后植被和土壤的恢复	63953.55m ²	10
			草方格	管线上方铺设草方格	/	5
		废气	站场和管线施工产生的施工扬尘	运输车辆应加盖篷布，临时土方覆盖，防尘布（或网），逸散性材料运输采用苫布遮盖	/	2
			施工机械尾气	使用达标油品，加强设备维护	/	2
		固体废物	建筑垃圾	送至当地建筑垃圾填埋场填埋处理	/	2
	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、阀门等与站场、管线同步建设	/	4
		废水	含油废水	接转站伴生气脱水装置产生的含油废水，依托彩南集中处理站采出水处理系统处理。		5
		噪声	站场噪声	采用低噪声设备	/	2
		固体废物	沾油废防渗材料、废滤芯、废活性炭、废分子筛、废机油	交由具有相应的危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置	/	10
	退役期	固体废物	井场、站场及管线拆除的建筑垃圾	截去地下 1m 内管头；井口封堵，建筑垃圾清运至当地建筑垃圾填埋场	项目各井场及相关地面设施	10
		生态恢复	临时占地和永久占地	完工后迹地清理并平整压实、施工临时占地和原来井场的永久占地释放后植被和土壤的恢复	/	10
	环境监理		/	严格监督各项环保措施落实情况，确保各项污染防治措施有效实施	/	10
	合计					72

六、生态环境保护措施监督检查清单

要素\内容	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	合理规划占地面积，严格控制临时占地面积；施工结束后，对站场永久占地面积进行硬化处理；管线敷设时，管线施工作业宽度不得超过 8m；管沟应分层开挖、分层堆放、分层回填；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，不随意踩踏砍伐野生植被，尽量不侵扰野生动物的栖息地。施工结束后，及时对施工场地进行平整，并按相关规定对植被损失进行生态经济补偿；新建管线上方设置 1m×1m 的芦苇草方格，管线草方格固沙宽度为 12m。严禁在大风天气下进行土方施工。	站场永久占地面积硬化处理情况，管线周边植被恢复情况。对影响区域施工场地平整情况、固体废物回收情况、植被损失和生态经济补偿落实情况、管线草方格设置情况进行监督检查	定期检查管线，如发生管线老化、接口断裂，及时更换管线；管道维修二次开挖回填时，应尽量按原有土壤层次进行回填，以使植被得到有效恢复；定期对管线、单井井场各设备进行巡检的阀门、设备，防止“跑、冒、滴、漏”的发生	确保各设备正常运行，若发生“跑、冒、滴、漏”，及时将落地油和受污染的土壤及时清理，交由具有相应危险废物处置资质的单位处置，防止油类泄漏，污染土壤，进而影响野生植被的生长
水生生态	/	/	/	/
地表水环境	/	/	/	/
地下水及土壤环境	施工期试压废水用于施工区洒水抑尘。混凝土养护废水自然蒸发即可。	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。	加强对站场、井场、管线附近的巡查。落地油及时清理；接转站伴生气脱水装置产生的含油废水，收集后同采出液一起管输至彩南集中处理站采出水处理系统处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）的相关标准后全部回注油藏，不外排。	《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中筛选值第二类标准限值；接转站伴生气脱水装置产生的含油废水处理达标后回注油藏。
声环境	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振措施；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。	/	对站内设备采取隔声、基础减振，采用低噪声设备。	站场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准限值要求

振动	/	/	/	/
大气环境	①施工扬尘：运输车辆应加盖篷布，临时土方覆盖，防尘布（或网），逸散性材料运输采用苫布遮盖；②施工机械尾气：使用达标油品，加强设备维护。	调查施工过程中废气治理措施的落实情况	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场、站场设备、阀门和管线等检查。	接转站无组织挥发的非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中的周界外无组织排放最高允许浓度限值 4.0mg/m ³ 。
固体废物	建筑垃圾：定期送至当地建筑垃圾填埋场填埋处置。	建筑垃圾清运协议。	运营期产生的沾油废防渗材料、废滤芯、废分子筛、废活性炭、废机油和事故状态下产生的含油污泥由有相应危险废物处置资质的单位回收、处置。	查阅危废管理台账和转移联单，调查是否有事故发生，查看落地油处置情况。
电磁环境	/	/	/	/
环境风险	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。	调查了解施工期环境风险事故发生情况及应急处置情况。	定期对管线进行超声波检查。定期对管线上的截断阀等进行检查。严禁在管线两侧各 5m 范围内修筑工程，在管线上方及近旁严禁动土开挖和修建超过管道负荷的建筑物；产生的沾油废防渗材料交由具备相应危废处置资质的单位进行回收、处置。站场设置明显的禁止烟火标志。在站场路口等处设置风向标；站场配备干粉灭火器、消防铁锹和其他消防器材。发生油气泄漏等风险事故应立即启动应急预案。	通源石油科技集团股份有限公司编制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	/	/	根据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022）制定运营期环境监测计划，对项目区环境质量现状进行监测，具体详见前文表 29。	竣工验收后开始进行例行监测
其他	环境管理制度是否建立并完善，环保机构及人员是否设置到位；施工期是否有环境监理报告或施工环保检查记录，是否保留必要的影像资料。			

七、结论

本项目符合国家产业政策、“三线一单”和相关规划，选址选线合理，在严格执行已有各项环保政策、规定，认真落实报告中提出的污染防治措施和生态环境影响减缓措施的前提下，从生态环境保护角度分析，建设可行。

地下水环境影响专项评价

1、地下水评价等级及评价范围

(1) 评价等级

建设项目地下水环境影响评价工作等级划分的依据见表 1。

表 1 建设项目评价工作等级分级表

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

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）中的规定，本项目站场为 I 类建设项目，管线为 II 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。

综上，本项目站场地下水评价等级为二级，管线地下水评价等级为三级。

(2) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中地下水调查评价范围确定方法，本次评价采用查表法确定地下水环境现状调查评价范围，不同评价等级需调查评价的范围见表 2。

表 2 地下水环境现状调查评价范围参照表

评价等级	调查评价面积（km ² ）	备注
一级	≥20	应包括重要的地下水环境保护目标，必要时适当扩大范围
二级	6~20	
三级	≤6	

项目地下水环境影响评价工作等级为二级，本次地下水评价范围确定为以项目区中心为中心点，地下水流向为长轴，项目区边界上游 1.5km、下游 2km，左右各 1km 的矩形范围；约 24km²。管线两侧外延 200m。地下水评价范围见附图 14。

2、地下水环境质量现状及评价

（1）数据来源

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。由于项目所在区域水井较少，根据项目所在区域水文地质资料可知，项目区地下水流向东南到西北，本次引用的水井分别位于项目区地下水流向的下游及侧向，同时距离项目区最近。并且本次地下水引用监测点与本项目处于同一水文地质单元，监测时间为2024年，监测时间在有效期内，可以用来说明项目区地下水环境质量现状。监测点位分布情况详见表3和附图13。

表3 地下水监测点位分布一览表

数据来源	监测时间	监测单位	井位序号	点位编号	与本项目位置关系	水位(m)	含水层类型

（2）监测因子

K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 的浓度，pH、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、石油类、总大肠菌群、细菌总数、钠、硫化物、钡，水位、水温。

（3）评价标准

执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准。

（4）评价方法

采用单项标准指数法对地下水进行评价。

$$P_i = C_i / C_{si}$$

式中： P_i ——水质单项标准指数；

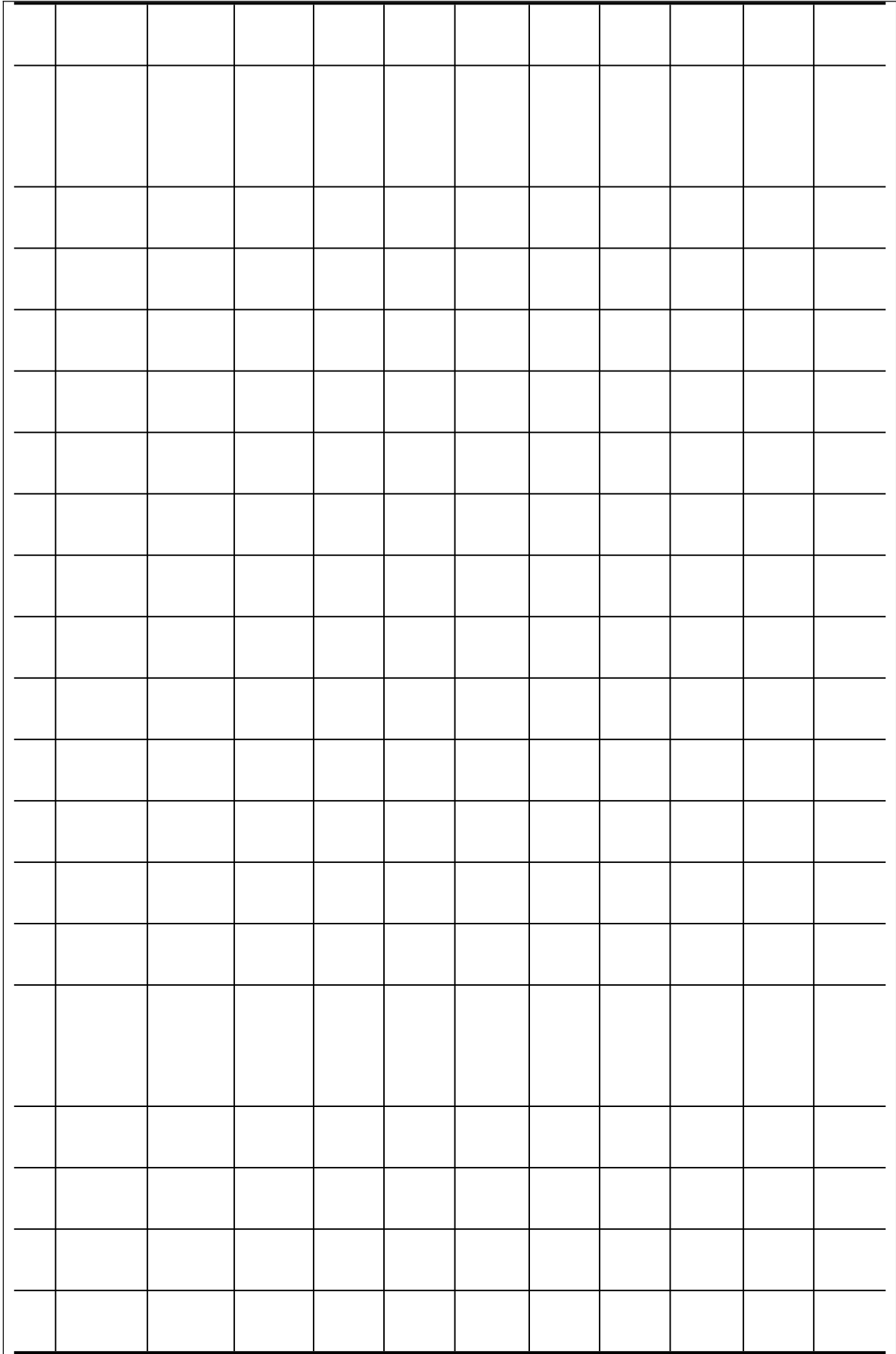


表 5 地下水监测及评价结果一览表 [单位: mg/L, pH 无量纲]

[illegible]

监测结果表明：项目区地下水石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准要求，其余监测因子中除了溶解性总固体、氟化物、氯化物、硫酸盐、总硬度超标外，其余各监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准，超标原因是天然背景值偏高。

3、水环境影响分析

（1）项目区水文地质条件概况

区域埋藏有两种类型的地下水，即第四系松散岩类孔隙水和第三系碎屑岩类孔隙裂隙水。

第四系松散岩地层沉积厚度数十米至上百米不等，含水层为一套冲积—湖积的双层结构，上部为潜水，下部为承压水，含水层岩性以粗砂为主，承压含水顶板埋深多大于 100m，潜水位埋深较大（10~50m），矿化度 $>10\text{g/l}$ ，水化学类型主要以 Cl-Na 型和 $\text{Cl-SO}_4\text{-Na}$ 型为主；水量小，无开采利用价值。

第三系碎屑岩类孔隙—裂隙水广泛分布于准噶尔盆地广大地区，为主要的生产用水开采水源。其含水层岩性主要是砂岩和泥质砂岩，承压水顶板埋深在 50~100m 以下，矿化度 3~10g/L，水化学类型主要以 Cl-Na 型和 $\text{Cl-SO}_4\text{-Na}$ 型为主；富水性极不均匀，单井涌水量 90~500 m^3/d 。

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

- ①白垩系含水岩组：含水层为砂岩、砾岩，富水性为贫乏~中等，一般水质较差，为咸水。②第三系含水岩组：岩性为中、粗粒砂岩、砾岩、泥岩互层，泥岩将含水的中粗粒砂岩、砾岩分隔成若干层，岩石颗粒越粗，相对富水性越好。因第三系地层在项目区内厚度很大，分布广泛，主要为承压水，为项目区内重要的含水岩组。③第四系含水岩组：岩性主要为风成沙，该套岩层基本不含水，富水特征多为潜水

性质。彩南油田北部三个泉洼地的一条断层，阻断了盆地南北两盘的地下水水力联系。三个泉洼地以北的地层层间水补给来源主要来自乌伦古河水系，项目所在区彩南油田区域内地下水主要来自南部天山水系的洪水补给。由于项目区位于干旱沙漠地区，距离南部天山水系补给源较远，总体来说地下水较为贫乏。

油田区域地下水的补给主要有两个来源，一为大气降水，主要来自春季融雪水；二是山区河流及边缘灌区排入沙漠之水。

（2）施工期对水环境影响分析

施工期对水环境的影响主要为管道试压废水、混凝土养护废水和管线施工对水环境的影响。

①管道试压废水

管线试压使用清水，试压废水主要污染物为 SS，成分比较简单，可用于施工区洒水抑尘，不会对项目区地下水产生影响。

②混凝土养护废水

混凝土养护废水主要污染物为 SS；产生量较少，不会形成地表径流，自然蒸发即可，不会对项目区地下水产生影响。

③管线施工对地下水环境影响分析

管道敷设埋深一般在-2.0m 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。

（3）运营期对水环境影响分析

①正常工况对地下水环境影响分析

接转站伴生气脱水装置产生的含油废水，收集后同采出液一起管输至彩南集中处理站采出水处理系统处理，处理达标后回注油藏，不外排。因此，正常工况下，运营期废水不会对地下水产生不利影响。

②事故状态下对地下水环境影响预测与评价

1) 预测情景设定

非正常工况下，集输管线发生全管径泄漏对地下水产生的影响进行预测。

2) 地下水污染途径分析

非正常工况下集输管线破裂导致采出液泄漏，采出液中石油类污染物有可能通过包气带土层渗漏进入地下含水层，对地下水造成污染影响。

泄漏量计算：假定集输管线发生全管径泄漏，发生泄漏后 1h 内处理完毕，切断事故阀门，泄漏的原油量为 3.54t。按照土壤表层对污染物截留率 90%计算，集输管线泄漏后可能进入含水层的物料量为 0.354t。

3) 影响预测

预测因子选取油田特征污染物石油类，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），采用解析法进行预测，预测模型选择导则推荐的地下水溶质运移解析法中的一维稳定流动二维弥散点源模型进行预测。由于集输管线泄漏时可以及时发现并处理，因此按瞬时点源计算。

式中：

$$C(x, y, t) = \frac{m_M / M}{4\pi n_e t \sqrt{D_L D_T}} e^{-\left[\frac{(x-ut)^2}{4D_L t} + \frac{y^2}{4D_T t}\right]}$$

x、y—计算点处的位置坐标；

t—时间（d）；

C(x, y, t)—t 时刻点 x, y 处的示踪剂浓度（g/L）；

M—含水层厚度（m）；

m_M —瞬时注入的质量（kg）；

U—水流速度（m/d）；

n_e —孔隙度，无量纲；

D_L —纵向弥散系数（ m^2/d ）；

D_T —横向 y 方向的

弥散系数（ m^2/d ）；

Π —圆周率；

模型中所需参数及来源见表 6。

表 6 模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	参考数值
1	m_M	瞬时注入的质量	
2	t	时间	
3	M	含水层厚度	
4	u	水流速度	
5	D_L	纵向弥散系数	
6	D_T	横向 y 方向的弥散系数	
7	n_e	有效孔隙度	

当集输管线发生泄漏时，石油类物质经过 100d、500d 和 1000d 后在地下水中的扩散结果见表 7。

表 7 地下水影响预测结果一览表

名称	污染物	预测时间 (d)	最大浓度 (mg/L)	下游最大浓度对应距离 (m)	下游达标浓度对应距离 (m)	Ⅲ类标准 (mg/L)

从预测结果可知：随着时间的增加，污染范围有所增加，集输管线发生泄漏后 100d、500d 和 1000d 的污染物最大浓度对应的运移距离分别为 25m、125m 和 250m 处。对于结构较松散、孔隙比较多的风沙土，在消除土体裂隙和根孔影响的试验条件下，石油类下渗下移的深度不会超过 20cm，项目区地下水埋深约 50m，泄漏的原油进入地下水的可行性很小，并定期对管线进行巡检，将事故发生的概率降至最低，发生泄漏后做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品及被污染的土壤。因此，发生泄漏后采取相应的措施后不会对地下水环境产生大的影响。

③固井质量不合格，井漏油水窜层对地下水的影响

若固井质量不合格，套管破裂，发生井漏，石油类污染物有可能通过破裂的套管附近的孔隙、裂隙径流渗漏进入地下含水层，对地下水造成污染影响。

1) 地下水污染途径分析

井漏油水窜层污染的主要原因一般是由于表层套管和油气层套管的固井效果变差导致窜层使地下水受污染。井漏油水窜层而污染到地下水的现象，在开发前期不会发生，待井开发到中后期时，废弃井、套管被腐蚀破坏，才可能会对地下水有影响：废弃井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，加上只封死井口，油气物质失去了释放通道，会通过径流进入潜水含水

层，参与地下水循环。虽然此时油层几乎没有多少压力，原油不大可能进入到含水层污染地下水，但这一现象仍应引起重视。

本次地下水环境影响评价主要考虑最不利的极端情况下，油水窜层后对项目区承压水含水层水质的影响，针对污染物进入到承压水含水层后的运移进行重点预测、评价。

2) 预测情景设定

考虑最不利情况，当发生油水窜层时，污染物进入第三系碎屑岩类承压水含水层中，对地下水产生的影响进行预测。

3) 泄漏量和影响预测

考虑最不利情况，污染物泄漏为连续排放，发生油水窜层后，工程区内的污染物通过孔隙、裂隙径流至下游承压水含水层的水质。因此污染物在含水层中的迁移，可将预测情形概化为一维连续泄漏点源的水动力弥散问题。采用解析法对地下水环境影响进行预测。本次选取石油类作为预测特征因子。本次按照《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）附录 D 中一维无限长多孔介质柱体，一端为定浓度边界预测模型进行预测，计算公式如下：

$$\frac{C}{C_0} = \frac{1}{2} \operatorname{erfc}\left(\frac{x-ut}{2\sqrt{D_L t}}\right) + \frac{1}{2} e^{\frac{ux}{D_L}} \operatorname{erfc}\left(\frac{x+ut}{2\sqrt{D_L t}}\right)$$

式中：x—距注入点的距离，m；

t—时间，d；

C(x, t)—t 时刻 x 处的示踪剂浓度，g/L；

C₀——注入的示踪剂浓度，g/L；参照美国石油协会石油烃标准化工作组 TPHCWG（1997）中关于石油类污染物的溶解度等相关文献，本次取 18mg/L 为石油类可溶态污染物的最高浓度值，作为本次预测的源强。

u——水流速度，m/d；

n——有效孔隙度，无量纲；

D_L——纵向弥散系数，m²/d；

erfc（）——余误差函数。

模型中所需参数及来源见表 8。

表 8 模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	参考数值
1	C_o	污染物浓度	
2	t	时间	
3	u	水流速度	
4	D_L	纵向弥散系数	
5	n_e	有效孔隙度	

当油水窜层发生泄漏时，石油类物质经过 100d 和 1000d 后在地下水中的扩散结果见表 9。

表 9 地下水影响预测结果一览表

泄漏点名称	污染物	预测时间 d	下游达标浓度 (mg/L)	下游达标浓度对应距离 (m)	III类标准 (mg/L)

从预测结果可知：随着时间的增加，污染范围有所增加，油水窜层发生泄漏后 100d 和 1000d 下游石油类达标时对应的距离分别为 72m 和 333m。油井套管发生泄漏后，采出物中的石油类在含水层中的迁移随着时间、距离增加，污染物污染范围也呈增加趋势。由于项目区地下水影响范围内无集中式饮用水源和分散式饮用水源地等地下水环境保护目标，流经的孔隙、裂隙对石油类的拦截作用，进入含水层的石油类量是有限的。为防止套管破损污染地下水，表层套管严格封闭含水层，定期维护，定期检查固井质量，保证其合格，若发现固井质量不合格以及套管破损的情况后，及时进行修复，尽量避免窜层污染到泄漏点周边区域内的地下水。

4、水污染防治措施

（1）施工期水污染防治措施

①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。混凝土养护废水产生量少，自然蒸发即可。

②项目产生的污染物应妥善处理，施工结束后井场禁止遗弃废弃物。

（2）运营期水污染防治措施

①接转站伴生气脱水装置产生的含油废水，收集后同采出液一起管输至彩南集中处理站采出水处理系统处理，处理达标后回注油藏，不外排。

②定期对井场、站场的设备、阀门及管线进行检查，一旦发现异常，及时采取措施，防止原油“跑、冒、滴、漏”的发生。

③采用高质量的油气输送管道，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；定期对输油管道进行检查，一旦发现异常，及时更换，尽量杜绝“跑、冒、滴、漏”的发生，并随时做好抢修准备，加强抢修队伍的训练和工作演练。

④应参照 GB/T 17745 要求进行井筒完整性管理，定期开展井筒完整性检查。

⑤定期对采出井的固井质量进行检查，防止发生油水蹿层等事故。

⑥修井作业时，要严格加强防污染措施。污油、污水等全部回收至废液罐回收，严禁流入井场。

⑦污染监控

项目区周边地下水监测井比较少，按照《环境影响评价技术导则 地下水》（HJ610-2016）中的相关规定并结合工程实际情况，建设单位可利用作业区位于项目区地下水流向下游的已有水源井作为地下水监测井，地下水监测点数量应不少于3个。

⑧应急响应

针对应急工作需要，参照相关技术导则，结合地下水污染治理的技术特点，成立应急指挥中心，负责编制应急方案，组建应急队伍，组织实施演习，协调各级、各专业应急力量支援行动。

（3）地下水保护措施

①源头控制

加大巡检力度，防止“跑、冒、滴、漏”现象的发生，定时对井场的管道接口检查、维修。

②分区防渗

《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）将地下水污染防渗分区分为三个级别：重点防渗区、一般防渗区、简单防渗区，防渗分区判定如下。

表 10 污染控制难易程度分级参照表

污染控制难易程度	污染物类型
难	对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，不能及时发现和处理
易	对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，可及时发现和处理

表 11 天然包气带防污性能分级参照表

分级	包气带岩土渗透性能
强	岩（土）层单层厚度 $Mb \geq 1.0m$ ，渗透系数 $K \leq 1 \times 10^{-6} cm/s$ ，且分布连续、稳定
中	岩（土）层单层厚度 $0.5m \leq Mb < 1.0m$ ，渗透系数 $K \leq 1 \times 10^{-6} cm/s$ ，且分布连续、稳定 岩（土）层单层厚度 $Mb \geq 1.0m$ ，渗透系数 $1 \times 10^{-6} cm/s < K \leq 1 \times 10^{-4} cm/s$ ，且分布连续、稳定
弱	岩（土）层不满足上述“强”和“中”条件

表 12 地下水污染防渗分区参照表

防渗分区	天然包气带防污性能	污染控制难易程度	污染物类型	防渗技术要求
重点防渗区	弱	难	重金属、持久性有机物污染物	等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，K<1×10 ⁻⁷ cm/s，或参照 GB18598 执行
	中-强	难		
	弱	易		
一般防渗区	弱	易-难	其他类型	等效黏土防渗层 Mb>1.5m，K<1×10 ⁻⁷ cm/s，或参照 GB16889 执行
	中-强	难		
	中	易	重金属、持久性有机物污染物	
	强	易		
简单防渗区	中-强	易	其他类型	一般地面硬化

站内可能泄漏至地面区域污染物的性质和生产单元的构筑方式，以及潜在的地下水污染源分类分析进行分区防渗，具体如下：

接转站站内划分为简单防渗区、一般防渗区和重点防渗区。

简单防渗区：指没有物料或污染物泄漏，指不会对地下水环境造成污染的区域。主要指生产管理区，如辅助用房和撬装变配电室等。

一般防渗区：指地面以上的生产功能单元，污染地下水环境的物料泄漏容易及时发现和处理的区域，主要为压缩机撬、脱水装置区、两相分离撬、调压撬和混输泵等装置区。

重点防渗区：指位于地下或半地下的生产功能单元，污染地下水环境的物料长期储存或泄漏不容易及时发现或处理的区域。主要包括站内埋地管线。

③防渗要求

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中的相关规定，重点防渗区的单元或设施的防渗性能需满足等效黏土防渗层 $MB \geq 6.0m$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ；一般防渗区的防渗层防渗性能需满足等效黏土防渗层 $MB \geq 1.5m$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 。简单防渗区需进行一般的地面硬化。设备、地下管道或建构筑物防渗的设计使用年限分别不低于相应设备、地下管道或建、构筑物的设计使用年限，防渗层由单一或多种防渗材料组成，地下水污染设防的单元或设施的地面坡向排水口或排水沟，当污染物有腐蚀性时，防渗材料具有耐腐蚀性能或采取防腐处理。

④应急响应

制定地下水污染应急响应预案，与其他类型事故的应急预案相协调，组建应急队伍，组织实施演习，协调各级、各专业应急力量支援行动。地下水污染应急响应预案的内容主要包括应急预案的日常协调和指挥机构；各部门在应急预案中的职责和分工；确定地下水环境保护目标和对目标采取的紧急处置措施，评估潜在污染可能性；特大事故应急救援组织状况、人员和装备情况，平常的训练和演习。

在发现异常或者事故状态下，建议采取如下污染治理措施：如发现异常或发生事故，加密监测频次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施；一旦发生地下水污染事故，应立即启动应急预案；查明并切断污染源；探明地下水污染深度、范围和污染程度。

（4）退役期水环境保护措施

对完成采油的废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，废弃井应根据《废弃井封井回填技术指南（试行）》中的相关要求进行了封井回填，防止发生油水窜层，污染地下水资源。

5、水环境影响评价结论

本项目产生的废水均得到妥善处置，正常情况下不会形成地表径流，不会对地下水产生不利影响。发生管线或者设备泄漏等事故时，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。

环境风险专项评价

1、环境风险评价等级

(1) 风险潜势判定

运营期涉及的风险物质为原油和天然气，风险单元为各类管线；涉及的危险固体废物为沾油废防渗材料、废滤芯、废活性炭和废分子筛、废机油和事故状态下含油污泥，风险单元为接转站。危险废物不在项目区暂存，直接转运至彩南油田作业区危险废物临时暂存场暂存，最终交由有相应危险废物处置资质的单位处置。本次评价按照对环境最不利条件进行考虑，本次选取集输管线来计算管线危险物质最大存在量，集输管线容积为 21.21m^3 ，原油密度按 $0.8274\text{t}/\text{m}^3$ ，天然气密度按 $0.6283\text{kg}/\text{m}^3$ 进行风险单元危险物质与临界量的比值（Q 值）的计算，计算集输单元风险单元危险物质与临界量的比值（Q 值）。风险单元 Q 值计算结果见表 1。

表 1 各风险单元 Q 值一览表

风险单元	危险物质名称	危险物质在线量 (t)	危险物质临界量 (t)	Q 值	风险潜势等级
集输管线					I
接转站					I
合计					/

根据表 1 可知：运营期 $Q < 1$ ，风险潜势直接判定为 I，仅进行简单分析。不设环境风险评价范围。

2、环境敏感目标概况

简单分析不设评价范围，且项目区位于荒漠，周围除油田生产设施外，无环境敏感目标分布。

3、环境风险识别

(1) 物质危险性识别

本项目涉及的主要风险物质为柴油、原油和天然气，上述危险物质其主要物化、毒理性质、危险等级划分见表2。

表2 柴油、原油和天然气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	由各种烃类和非烃类化合物所组成的复杂混合物	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	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℃和 350~410℃；两类 闪点：38℃	高闪点液体

（2）生产设施危险性识别

①施工期

施工期涉及的危险物质为柴油，施工设备柴油泄漏，可能对周围环境空气、水体、土壤和植被会造成一定的不利影响。

②运营期

a. 井场危险性识别

井场主要发生的风险事故为井漏和井喷。井漏主要由于生产井固井质量不好，井下作业时可能引发油水窜层，污染地下水。井喷主要是在井下作业中发生的事故。在井下作业过程中由于地层压力不稳、封井不严或者井控设备失灵，均可能发生井喷事故。发生井喷事故时，天然气、原油和地层水一同冲出井口，很容易发生爆炸和火灾事故。

b. 管线危险性识别

管线由于管道本身的设计、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

破裂造成的原油和天然气泄漏，事故发生时会有大量的原油和天然气溢出，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。

c. 站场泄漏事故识别

接转站内设施可能发生泄漏事故，如因腐蚀造成调压撬和分离撬的泄漏。泄漏的油品遇明火会引发火灾、爆炸事故，在影响人身和设备安全的同时还可能污染环境。接转站内二氧化碳压缩机可能发生泄漏事故，可能导致人员窒息等事故的发生。

（3）环境风险类型

根据工程分析中本项目可能涉及的危险物质及危险场所，分析工程的危险特性，主要包括泄漏、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

施工期施工机械发生破损造成柴油泄漏，柴油泄漏后污染土壤，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；泄漏的柴油若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境；运营期管线、井场、站场内设备发生破损造成油品和天然气泄漏，污染土壤和大气，泄漏油品有可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境。

4、施工期环境风险影响分析及防范措施

（1）环境风险分析

施工设备柴油泄漏，可能对周围环境空气、水体、土壤和植被造成一定的不利影响。

（2）环境风险防范措施

施工过程中加强设备检查检修，防止因设备泄漏造成污染。

5、运营期环境风险分析及风险防范措施

（1）环境风险分析

①对土壤的影响分析

管线中含原油，发生泄漏后相当于向土壤中直接注入油品，油品渗入土壤孔隙，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，进而影响荒漠植被的生长，并可影响局部的生态环境。根据类比调查结果可知，油品泄漏事故发生后，在非渗透性的基岩及黏重土壤上污染（扩展）面积较大，而疏松土质上影响的扩展范围较小，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）。

②对植被的影响

原油泄漏对植被的影响主要分为三种途径，一是泄漏油品直接黏附于植物体阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；二是泄漏油品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；三是泄漏的油品中的轻组分挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响。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。

③地下水环境的影响

管线发生泄漏后，泄漏的油品下渗，进而导致地下水污染风险的发生。发生泄漏事故后，及时发现、及时维修处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。故在正常工况下，加大检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，及时维修，并将受污染的土壤全部回收，交由有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置，污染物从源头和末端均得到控制，没有污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。

当泄漏事故不可控时，泄漏的油品经土层渗漏，通过包气带进入含水层。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳占林文）中结论：土壤尽管颗粒较粗、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，即使发生管线泄漏事故，做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，不会对地下水体环境质量产生大的影响。

④对大气环境影响分析

管线发生泄漏事故后，大量的天然气进入环境空气，可能造成局部地区浓度过高，极易造成小范围的缺氧，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速，严重时窒息死亡。天然气及原油若遇明火，可发生火灾、爆炸，其伴生

/次生污染物可能对环境空气产生一定的影响。项目区地域空旷，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响。

（2）环境风险防范措施

①管线事故风险预防措施

※管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。

※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。

※严禁在管线两侧各 5m 范围内修筑工程，在管线上方及近旁严禁动土开挖和修建超过管道负荷的建筑物。

※对操作、维修人员进行培训，持证上岗。制订应急操作规程，在规程中说明发生管道事故时应采取的操作步骤。规定抢修进度，限制事故的影响，说明与人员有关的安全问题。运营期对管线进行巡视，加强管线和警示标志的管理工作。增强职工安全意识，识别事故发生前异常状态，并采取相应措施。

②井场风险防范措施

※井场设置明显的禁止烟火标志。

※在井场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。

※按消防规定配备消防沙箱和其他消防器材。

※严格控制注采井筒质量，防止含油流体窜漏至地表。

※定期对井场易损及老化部件进行更换，防止油气泄漏事故的发生。

③井喷失控风险防范措施

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，根据需要建设应急放喷池（20m×10m），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，落地油集中收集后不在井场贮存，直接交由具有相应危废处置资质的单位进行接收、转运和处置，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。

④井漏防范措施

※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。

※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。

※严格要求套管下入深度、确保固井质量。

※工程施工单位须具备相应资质，加强对施工现场的安全组织管理和监督。

⑤站场事故风险防范措施

1) 站场内各建构筑物之间的距离应满足《建筑设计防火规范》（GB50016-2014）（2018 版）的规定，建构筑物与工艺装置区之间以及工艺装置区之间的距离应满足《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2015）的规定；

2) 接转站设置明显的禁止烟火标志。

3) 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。

4) 按消防规定配备干粉灭火器、消防铁锹和其他消防器材。

5) 定期对井场和接转站易损及老化部件进行更换，防止油气泄漏事故的发生。

6) 接转注入站站设置可燃气体检测仪表和 CO₂ 浓度检测仪表，可及时发现气体泄漏。

7) 严格控制注采井筒质量，防止二氧化碳、含油流体窜漏至地表。

8) 针对地表二氧化碳窜漏、集输管线泄漏等环境风险制定有针对性的应急预案。

9) 在接转站设置控制系统（PLC）和安全仪表系统（SIS），对主体工艺装置、辅助生产设施等进行集中监视、控制和安全联锁保护；实现全厂和装置区的监控、联锁控制和紧急停车。站内设有火炬放空系统，在生产装置停车或出现突发性

事故状态时处理放散的可燃气体，避免大量可燃气体排放到大气中。

10) 注采井井场井下作业时，严格遵守操作规程，并配备正压式呼吸器、防冻服等相应防护装备，防范二氧化碳泄漏导致窒息事故的发生。进行大气 CO₂ 动态监测，CO₂ 异常泄漏时停止作业，人员撤离施工井场。

11) 严格执行注入井安全管控措施，每日监测采油井的油压及各环空压力，严禁超压注入，严禁环空超压运行。

12) 生产运营过程中应从井筒结构腐蚀、固井质量、井筒密封性等方面开展二氧化碳注入和采出过程的风险评价工作，老井转注前应对套管完整性、承压能力、套管壁厚等进行检测评价，针对评价结果制定相应管理制度、操作规程及应急处置措施，并做好注采井腐蚀监测及压力监测等工作。

13) 区域设置二氧化碳地表气窜监测装置，尽早识别泄漏，保障驱油埋存的安全稳定运行。

⑥危险废物泄漏事故防范措施

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。

危险废物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厢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。运输单位应制定泄漏应急处置方案。

产生的危险废物的收集、贮存、运输过程按照《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）中的相关要求管理。发生危险废物泄漏事故时，立即启动突发环境事件应急预案。

（3）环境风险应急措施

①应急处置措施

发生事故时，如井喷、设备、管线泄漏等事故时，上层能收集的原油回收送彩南集中处理站原油处理系统处理，无法收集的原油和受浸染的土壤等含油污泥属于

《国家危险废物名录》（2025 年版）HW08 废矿物油和含矿物油废物，交由具有相应危险废物处置资质的单位进行回收、处置；对于固井质量不合格的生产井，应及时采取有效措施进行修井，以减少井漏对区域地下水的污染。若发生不可控风险事故，应立即启动突发环境事件应急预案，由应急领导小组对事故进行处理。

②应急预案

本项目投产后归属通源石油科技集团股份有限公司管理，应编制突发环境事件应急预案，从而对环境风险进行有效防治。

（4）应急演练内容

应急演练内容包括：

①事故发生的应急处置；②消防器材及应急监测设备的使用；③通信及报警讯号联络；④消毒及洗消处理；⑤急救及医疗；⑥防护指导：包括专业人员的个人防护及员工的自我防护；⑦标志设置警戒范围人员控制，厂内交通控制及管理；⑧事故区域内人员的疏散撤离及人员清查；⑨向上级报告情况；⑩事故的善后工作。

6、环境风险简单分析内容表

本项目环境风险简单分析表见表 3。

表 3 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	2026 年-2027 年准东采油厂 CCUS 采出气循环回注技术服务			
建设地点	新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州阜康市			
地理坐标				
主要危险物质及分布	主要危险物质为原油和天然气，主要分布在井场、站场及管线沿线			
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	若发生井喷事故，泄漏油品可能透过包气带对地下水造成污染。运营期井下作业时由于固井质量不好，可能发生井漏事故引致钻井液漏失或油水窜层，污染地下水。管线、设备发生破损造成原油和天然气泄漏，污染土壤和大气，泄漏原油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；事故发生概率较低，发生事故时及时采取相应的应急措施，不会对周围环境产生明显影响。			
风险防范措施	①集输管线风险防范措施 1) 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。2) 定期对设备进行维修、保养，及时更换易损及老化部件。3) 及时清除、处理各种污染物，保持安全设施的完好，杜绝火灾的发生。4) 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。定期对管线上的安全保护设施进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。5) 严禁在管线两侧各 5m 范围内修筑工程，在管线上方及近旁严禁动土开挖			

	和修建超过管道负荷的建筑物。 ②站场、井场 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。2) 井场设置明显的禁止烟火标志。3) 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。4) 按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其他消防器材。5) 严禁在管线两侧各 5m 范围内修筑工程，在管线上方及近旁严禁动土开挖和修建超过管道负荷的建筑物。6) 按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其他消防器材。7) 定期对井场和接转站易损及老化部件进行更换，防止油气泄漏事故的发生；8) 接转注入站站设置可燃气体检测仪表和 CO₂ 浓度检测仪表；9) 严格控制注采井筒质量，防止二氧化碳、含油流体窜漏至地表；10) 针对地表二氧化碳窜漏、集输管线泄漏等环境风险制定有针对性的应急预案；11) 在接转注入站设置控制系统（PLC）和安全仪表系统（SIS），对主体工艺装置、辅助生产设施等进行集中监视、控制和安全联锁保护；12) 注采井井场井下作业时，严格遵守操作规程，并配备正压式呼吸器、防冻服等相应防护装备，防范二氧化碳泄漏导致窒息事故的发生。进行大气 CO₂ 动态监测，CO₂ 异常泄漏时停止作业，人员撤离施工井场；13) 区域设置二氧化碳地表气窜监测装置，尽早识别泄漏，保障驱油埋存的安全稳定运行。
	填表说明（列出项目相关信息及评价说明）： 本项目投产后归属通源石油科技集团股份有限公司管理，应编制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。
	7、环境风险分析结论 本项目采取的风险措施有效可行，在严格落实提出的风险防范措施的前提下，环境风险可防可控的。

