

沙南作业区沙丘 3 井区、沙丘 5 井区、北 16 井区

油藏滚动开发工程

环境影响报告书

（征求意见稿）

中国石油新疆油田分公司开发公司

新疆泰施特环保科技有限公司

二〇二二年十二月

目 录

1 概述	1
1.1 建设项目特点	1
1.2 环境影响评价的工作过程	1
1.3 分析判定相关情况	2
1.4 关注的主要环境问题及环境影响	20
1.5 环境影响评价的主要结论	20
2 总则	21
2.1 评价目的和原则	21
2.2 编制依据	22
2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选	26
2.4 环境功能区划与评价标准	27
2.5 评价等级和评价范围	32
2.6 环境保护目标	38
2.7 评价时段和评价重点	39
2.8 评价方法	40
3 工程分析	41
3.1 现有工程回顾	41
3.2 改扩建项目工程概况	47
3.3 工程建设内容	52
3.4 工艺流程及产排污节点	75
3.5 污染源分析及核算	80
3.6 退役期环境影响	94
3.7 清洁生产	94
3.8 污染物排放总量控制分析	95
4 环境现状调查与评价	97
4.1 自然环境概况	97
4.2 生态现状调查与评价	101

4.3	区域环境空气质量达标情况	106
4.4	水环境现状调查与评价	107
4.5	声环境现状调查与评价	110
4.6	土壤环境现状评价	111
5	环境影响预测与评价	117
5.1	生态影响评价	117
5.2	施工期环境影响预测与评价	122
5.3	运营期环境影响预测与评价	127
5.4	退役期环境影响分析	143
5.5	环境风险评价	144
6	环境保护措施论证分析	152
6.1	施工期环境保护措施	152
6.2	运营期环境保护措施	162
6.3	退役期环境保护措施	166
6.4	环境风险防范措施	170
7	环境影响经济损益分析	177
7.1	项目环保投资估算	177
7.2	环境效益分析	177
8	环境管理与监测计划	179
8.1	环境管理机构及管理体制	179
8.2	环境管理要求	180
8.3	竣工环境保护验收建议	186
8.4	运营期环境监测计划	188
9	结论与建议	190
9.1	工程概况	190
9.2	环境质量现状评价结论	190
9.3	环境影响评价结论	191
9.4	综合评价结论	194

1 概述

1.1 建设项目特点

沙南作业区是新疆油田公司准东采油厂下属作业区，所在地行政隶属昌吉回族自治州阜康市、吉木萨尔县。沙南作业区管辖沙南和北三台两座油田，开发区域根据片区划分为北 16、北 31-75 片区、沙丘 5 南、北片区、沙 112-114、沙丘 3-102 片区、西泉中心站、西泉 103 片区等，有沙南联合站、北三台联合站两座集中处理站，共有计量站****余座，油水井****余口。沙南作业区自 1998 年投入开发至今，已形成完整的采油、集输、处理、外输体系，具备一定的处理规模。

为了保持作业区原油产能，中国石油新疆油田分公司拟在沙南油田沙丘 3、沙 102 井区、沙丘 5 井区和北三台油田北 16 井区部署 18 口油水井，本次开发范围均位于阜康市境内。项目所在各井区可依托的集输管线、道路、供配电等设施较为完善，开发条件良好，采油井具备密闭集输条件，可最大程度减少开采过程中挥发性有机物的排放，井场可就近接入供电系统，采用电加热，避免加热炉燃烧废气产生。项目建成后，可新增产能 $5.44 \times 10^4 \text{t/a}$ 。本项目的建设对于满足油田开发需要，保障油田可持续发展，提高整体效益具有重要的意义。

1.2 环境影响评价的工作过程

项目为老区块的陆地石油开采项目，部分占地位于《新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州水土保持规划》（2021~2030 年）划分的水土流失重点治理区和重点预防区内。本项目属于《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》中“五-石油和天然气开采业，07 7-陆地石油开采 0711”中的“涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”，应编制环境影响报告书。

根据《中华人民共和国环境影响评价法》和《建设项目环境保护管理条例》中有关规定，2022 年 10 月 17 日，中国石油新疆油田分公司开发公司委托新疆泰施特环保科技有限公司开展《沙南作业区沙丘 3 井区、沙丘 5 井区、北 16 井区油

藏滚动开发工程》的环境影响评价工作。

评价单位接受委托后，立即进行了现场踏勘和资料收集，结合有关资料和当地环境特征，按国家、地方环境保护政策以及相关环评技术导则、规范的要求，开展本工程的环境影响评价工作。对本工程进行初步的工程分析，同时开展初步的环境状况调查及公众意见调查。识别本工程的环境影响因素，筛选主要的环境影响评价因子，明确评价重点和环境保护目标，确定环境影响评价的范围、评价工作等级和评价标准，最后制订工作方案。在进一步工程分析，环境现状调查、监测并开展环境质量现状评价的基础上进行环境影响预测及评价，提出减少环境污染和生态影响的环境管理措施和工程措施。从环境保护的角度确定项目建设的可行性，给出评价结论和提出进一步减缓环境影响的措施，完成了征求意见稿的编制。

环境影响评价工作一般分为三个阶段，即调查分析和工作方案制定阶段，分析论证和预测评价阶段，环境影响评价工作程序见图 1.2-1。

1.3 分析判定相关情况

1.3.1 选址选线合理性

本项目位于沙南油田沙丘 3、沙 102、沙区 5 井区及北三台油田北 16 井区老区块内，可依托集输管线、道路及供配电条件较好。项目远离城市及乡村等人群集中居住区，不会对人居环境产生不利影响。项目井口距离 75m 范围内无高压线及其它永久性设施，100m 范围内无民宅，200m 范围内无铁路、高速公路，500m 范围内无学校、医院和大型油库等人口密集型、高危性场所，钻井井场选址符合《钻前工程及井场布置技术要求》(SY/T5466-2013)的要求。项目不涉及自然保护区、风景名胜区和饮用水水源保护区等环境敏感区域，距离最近的“新疆卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区”直线距离约 11km，不在《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》划分的生态红线范围内。所在地部分位于水土流失重点预防区、治理区，在采取严格的水土流失防治措施后，对环境的影响属可接受的范围。因此，项目选址选线合理。

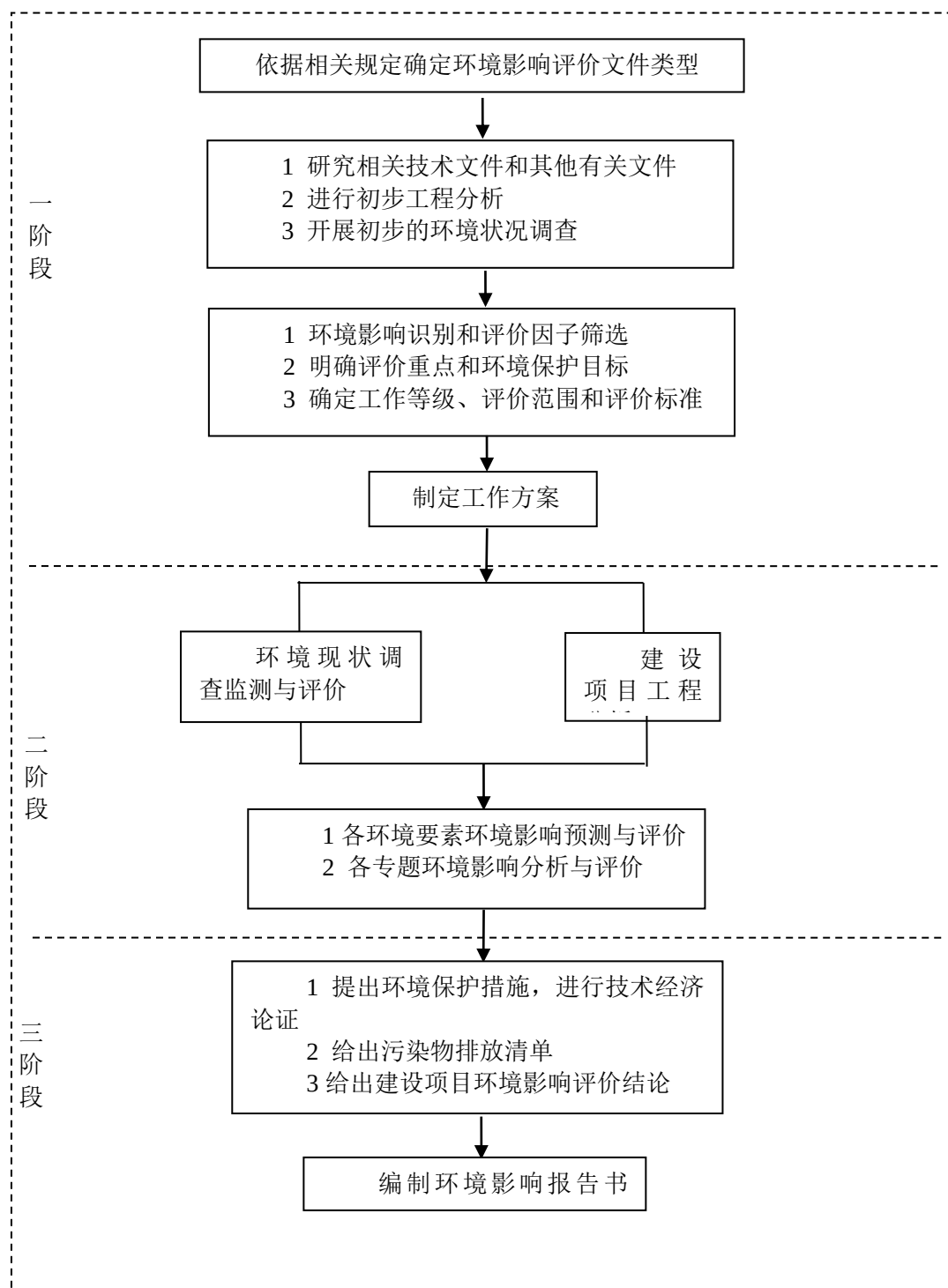


图 1.2-1 环境影响评价工作程序图

1.3.2 与相关政策符合性分析

1.3.2.1 产业政策符合性

根据《产业结构调整指导目录（2019 年本）》，“七、石油、天然气-常规石

油、天然气勘探与开采”为“鼓励类”项目。本项目的建设符合国家的相关政策。

1.3.2.2 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函[2019]910 号）的符合性分析

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 1.3-1。

表 1.3-1 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》相符性分析

序号	要求	本项目	相符性
1	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。	本项目属于沙南作业区沙丘 3-沙 102 区块，沙丘 5 区块和北 16 区块。	符合
2	项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。	本次环评对项目建设建设、运营带来的环境影响和环境风险进行了分析，并提出有相应的生态环境保护和环境风险防范措施	符合
3	依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。	本项目对依托的处理、处置设施“依托工程及可行性分析”。	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。	项目注水井水源联合站油气开采处理后的废水，注水水质满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后经管线回注油藏，本项目采取了地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染。	符合
6	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。	本项目钻井时产生的油基泥浆及岩屑经泥浆不落地系统处理后，泥浆循环使用，油基岩屑有具有相应资质单位清运处置后进行综合利用，符合减量化、资源化、无害化原则，	符合
7	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机械施工作业范围。	符合
8	油气企业应当切实落实生态环境保护主体责任，进一步健全生态环境保护管理体系和制度，充分发挥企业内部生态环境保护部门作用，健全健康、安全与环境（HSE）管理体系，加强督促检查，推动所属油气田落实规划、建设、运营、退役等环节生态环境保护措施。	建设单位及运营管理单位设置有安全环保科室及人员，建有 HSE 管理体系，负责监督落实建设、运营及退役期各项生态环境保护措施。	符合

1.3.2.3 与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的符合性分析

《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》中第八条规定：禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发；

第十条 煤炭、石油、天然气开发项目实行环境监理，其大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。

第二十八条 煤炭、石油、天然气开发过程中产生的伴生气、有毒有害气体或者可燃性气体应当进行回收利用；不具备回收利用条件的，应当经过充分燃烧或者采取其他防治措施，达到国家或者自治区规定的排放标准后排放。

本项目位于昌吉回族自治州阜康市，项目占地为低覆盖度草地及工矿用地，项目周边 2.5km 范围除油田工作人员生活区外无人群居民点。项目占地范围内无水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域；项目设计阶段已经对大气、水体、固体废物等污染防治进行了设计，环评要求项目按照“三同时”要求，即大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用；项目油气集输采用管道密闭工艺，伴生气全部回收利用。项目建设符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的要求。

1.3.2.4 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

《石油天然气开采业污染防治技术政策》提出：在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%。在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注。在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到 80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道。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，未进入生产

流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排。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。油气田企业应制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系；加强油气田建设、勘探开发过程的环境监督管理。油气田建设过程应开展工程环境监理；在开发过程中，企业应加强油气井套管的检测和维护，防止油气泄漏污染地下水；建立环境保护人员培训制度；油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别，制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。开展特征污染物监测工作，采取环境风险防范和应急措施，防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故

本项目严格控制单井井场、道路等占地，减少占地对生态环境的影响；井下作业废水及采出水依托沙南联合站和北三台联合站处理；井下作业时带罐作业，产生含油污泥等危险废物先在沙南作业区含油污泥标准化贮存场所暂存后，委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司清运处置；本项目油气采取管道集输工艺，伴生气全部回收利用；项目实施过程中，将依托中国石油新疆油田分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），项目建成后由中国石油新疆油田分公司准东采油厂统一管理，应将项目实施区域纳入中国石油新疆油田分公司准东采油厂突发环境污染事件应急预案，从而对环境风险进行有效防治。同时运营期间需对生产过程产生的“三废”进行严格管理，定期对非甲烷总烃等特征污染物进行监测。本项目建设基本符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》要求。

1.3.2.5 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）相符性分析

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

表 1.3-2 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》相符性分析

序号	规范内容		本工程	是否相符
1	总则	矿山企业应遵守国家法律法规和相关产业政策，依法办矿	本工程符合国家产业政策，依法办理相关勘探开发手续	符合
2	基本要求	矿区功能分区布局合理，生产、运输和储存等管理规范有序	功能分区清晰、合理，各分区均按照 SHE 要求规范管理	符合
3	矿容矿貌	矿区按生产区、管理区、生活区等功能区，应运行有序，管理规范	各分区运行有序，按照 SHE 要求规范管理	符合
		矿区地面道路、供水、供电、卫生、环保等基础配套设施完善，道路平整规范，标识清晰、标牌统一。在生产区设置操作提示牌、说明牌、线路示意图等标识牌	项目区域各项供水、供电、依托环保基础设施较为完善；道路、生产区均设置有各类操作提示牌、说明牌、警示牌等	符合
4	资源开发方式	因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求	根据矿区油藏地质情况，选用适宜的开采工艺及装备，符合清洁生产要求	符合
		贯彻“边开采、边治理、边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境	本项目开发过程中采取边开采，边治理措施，钻井期临时用地及时平整、恢复	符合
5	绿色开发	应遵循油气资源赋存状况，生态环境特征等条件，科学合理地确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备	根据油藏勘探情况及地质特征，合理制定区块开发方案，选用先进的开采工艺和技术，未使用淘汰的技术工艺及装备	符合
		合理确定场址、站址、管网、路网建设占地规模	根据油藏分布及环境情况合理布置各井场、站场、道路、集输管线的分布，合理确定占地规模，不扰动占地范围外土地	符合
		实施绿色钻井技术体系，科学选择钻井方式、环境友好型钻井液及井控措施，配套完善的固控系统，及时妥善处置钻井泥浆	钻井优先采用水基钻井液，减少油基钻井液的使用；钻井期配备了完善的固井设施；钻井采用泥浆不落地工艺，钻井泥浆循环使用	符合
		对伴生有硫化氢气体的油气藏，硫化氢气体含量未达到工业综合利用要求的，应采取有效的处置方案	根据各区块已实施采油井检测结果，项目伴生气基本不含硫	符合
6	矿区生态环境保护	认真落实矿山地质环境保护与土地复垦方案的要求；应对矿区及周边生态环境进行监测监控，积极配合属地政府环境保护部门的工作	钻井期、运营期、退役期落实各项环境保护和生态恢复措施；制定了运营期环境监测方案，建设单位积极配合各级生态环境主管部门监督管理	符合
7	资源综合利用	按照减量化、再利用、资源化的原则，综合开发利用油气藏伴生资源，综合利用固体废弃物，废水等，发展循环经济	钻井期泥浆循环利用；采出水及井下作业废水均处理达标后回注，不外排；油基	符合
				符合

序号	规范内容		本工程	是否相符
			岩屑,含油污泥等危险废物委托有资质单位清运处置	
8	节能减排	“三废”排放符合生态环境保护部门的有关标准、规定和要求	各类污染物排放符合国家和地方相关标准、规定和要求	符合
		生产主要环境选用高效节能的新技术、新工艺、新设备和新材料,及时淘汰高能耗、高污染、低效率的工艺和装备	选用了先进的工艺、设备,未使用淘汰的、高污染的工艺和装备	符合
		废液、废气、固体废物分类管理,并清洁化、无害化处置,处置率应达到 100%	无组织挥发烃类达标排放;采出水、井下作业废水全部处理达标后回注油藏不外排;运营期含油污泥等危险废物委托具有相应危废处置资质的单位清运处置,处置率 100%	符合
		油气开采过程中产生的落地原油应及时全部回收	开采过程原油密闭集输,井下作业过程带罐作业,场地铺设防渗膜,如有落地原油产生,100%回收	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	处理站处理过程产生的含油污泥委托处置,处置产生的原油回收利用	符合

1.3.2.6 与《自治区打赢蓝天保卫战三年行动计划（2018~2020 年）》的符合性分析

根据《自治区打赢蓝天保卫战三年行动计划（2018~2020 年）》，重点区域范围，“乌—昌—石”区域，包括乌鲁木齐市七区一县、昌吉市、阜康市、石河子市、五家渠市、玛纳斯县、呼图壁县、沙湾县、生产建设兵团第六师、第八师、第十二师；“奎—独—乌”区域，包括奎屯市、乌苏市、克拉玛依市独山子区、生产建设兵团第七师。“乌—昌—石”区域和“奎—独—乌”区域所以新（改、扩）建项目应执行最严格的大气污染物排放标准。本项目位于阜康市，应执行最严格的大气污染物排放标准。项目无 SO₂、NO_x、烟粉尘产生，挥发性有机物为无组织排放。

1.3.2.7 与《关于加强乌鲁木齐、昌吉、石河子、五家渠区域环境同防同治的意见》（新政发〔2016〕140 号）的符合性分析

2016 年自治区人民政府下发《关于加强乌鲁木齐、昌吉、石河子、五家渠区

域环境同防同治的意见》，对包括乌鲁木齐市七区一县、昌吉市、阜康市、石河子市、五家渠市、玛纳斯县、呼图壁县、沙湾县、生产建设兵团第六师、第八师、第十二师，总面积 $6.9 \times 10^4 \text{km}^2$ 的区域提出了改善大气、水、土壤环境质量的目标及主要任务。本项目所在地不属于同防同治区域。项目与“乌鲁木齐、昌吉、石河子、五家渠区域环境同防同治区域”的位置关系见附图7。

1.3.2.8 与《自治区严禁“三高”项目进新疆 推动经济高质量发展实施方案》的相符性分析

《自治区严禁“三高”项目进新疆推动经济高质量发展实施方案》(以下简称“方案”)中“三高”项目是指能(水)耗不符合相关国家标准中准入值要求且污染物排放和环境风险防控不符合国家(地方)标准及有关产业准入条件的高污染(排放)、高能(水)耗、高环境风险的工业项目。“方案”中对石化、有色、钢铁、建材、火电、煤炭、装备、纺织服装、轻工、电子产品制造等10个重点行业提出了转型升级要求。

本工程为石油天然气开发项目，生产过程中用水量很小，能(水)耗符合清洁生产指标要求，污染物排放和环境风险防控符合相关标准及产业准入条件要求，不属于“三高”项目，也不属于“方案”中10个重点行业，符合《自治区严禁“三高”项目进新疆 推动经济高质量发展实施方案》要求。

1.3.1 与相关规划符合性分析

1.3.1.1 与《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》的符合性分析

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

根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，本项目所在区域属于国家层面重点开发区域。其功能定位是：我国面向中亚、西亚地区对外开放的陆路交通枢

纽和重要门户，全国重要的能源基地，我国进口资源的国际大通道，西北地区重要的国际商贸中心、物流中心和对外合作加工基地，石油天然气化工、煤电、煤化工、机电工业及纺织工业基地。

新疆国家层面和自治区层面禁止开发区域分别为 44 处和 63 处。其中卡拉麦里山自然保护区属于自治区级禁止开发区域。

本项目不在卡拉麦里山自然保护区范围内，不属于主体功能区划中确定的自治区层面的禁止开发区域，所进行的石油开采活动符合“全国重要的能源基地”定位。

项目区属于国家层面重点开发区域，且不在新疆重点生态功能区范围内。为了实现区域的生态功能，项目对开发活动严格控制，采取多井为平台井，减少占地范围，尽可能减少对生态系统的干扰；在项目实施过程中需重点保护野生动物，维护自然生态环境，落实本次环评提出的各项生态环境保护措施，因此，本项目的建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》。

项目与生态保护红线位置关系见附图 5。与新疆维吾尔自治区主体功能区划位置关系见附图 6。

1.3.1.2 与《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2020-2025 年）》符合性分析

《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2020-2025 年）》中规划的空间布局中，按照“深化北疆东疆，加快南疆勘查”的总体思路，将矿产资源勘查开发区域布局划分为环准噶尔、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—阿尔金十个勘查开发区。

其中环准噶尔能源资源勘查开发区。行政区主要包括阿勒泰地区南部、昌吉回族自治州、塔城地区东部山前及沙漠腹地。

区内重点加强准噶尔南缘、准东冲断带等地区石油、天然气勘查，提供 3—5 个油气远景区，圈定 8—10 个油气区块；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。开展准噶尔南缘页岩气、油砂、油页岩等非常规能源勘查，加强非常规能源开发利用，提供勘查开发基地 3—4 处。有序开发准东、淮南等地区煤炭、煤层气资源，形成煤层气勘查开发基地 3—5 处。

本工程属于油气开发项目，开发区域位于《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2020—2025 年）》中的环准噶尔勘查开发区。项目符合《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2020—2025 年）》的要求。

1.3.1.3 与《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》要求符合性分析

项目未占用依法应当禁止开发的区域，优先避让生态环境敏感区域，不在生态保护红线范围内。符合新疆维吾尔自治区生态环境分区管控方案、生态环境保护规划等相关要求。符合规划环评的相关要求。

1.3.1.4 与《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》的符合性分析

《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》提出“建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度。加快中石油玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘以及中石化顺北等大型油气田建设，促进油气增储上产。加强成品油储备，提升油气供应保障能力。”，本项目属于准噶尔盆地勘探开发项目，项目建设符合相关要求。

1.3.1.5 与《新疆环境保护规划（2018—2022 年）》的符合性分析

《新疆环境保护规划（2018—2022 年）》提出：落实严禁“三高”项目进新疆的基本要求，严格执行《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件（修订）》和《新疆维吾尔自治区 28 个国家重点生态功能区产业准入负面清单（实行）》的相关要求，对石油开采及炼化、煤化工、印染等重点行业实行建设项目环境功能区准入制度。

根据《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件（修订）》中要求：重点行业环境准入要求包括：（1）建设项目须符合国家、自治区相关法律法规、产业政策要求，采用的工艺、技术和设备应符合《产业结构调整指导目录》《产业转移指导目录》《市场准入负面清单草案（试点版）》和《关于促进新疆工业通信业和信息化发展的若干政策意见》等相关要求，不得采用国家和自治区淘汰或禁止使用的工艺、技术和设备。（2）禁止在自然保护区、世界自然遗产地、风景名胜区、森林公园、地质公园、重要湿地、饮用水水源保护区等重点保护区域内及其它法律法规禁止的区域进行污染环境的任何开发活动。（3）不占用基本农田。本项目符合产业政策要求，不使用落后淘汰的工艺、技术和设备；项目选址范围内无重点保护区及基本农田，符合《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件（修订）》要求，项目区所在的阜康市不在《新疆维吾尔自治区28个国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单》及《新疆维吾尔自治区17个新增纳入国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单》中28个及17个国家重点生态功能区县（市）之内，因此本项目符合相关产业准入负面清单要求。

综上，本项目符合《新疆环境保护规划（2018-2022年）》要求。

1.3.1.6 与《新疆生态环境保护“十四五”规划》符合性分析

《新疆生态环境保护“十四五”规划》提出：“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。”。

本项目所在区域行政隶属于昌吉回族自治州阜康市。项目不属于“两高”项目，不属于不符合产业准入标准和政策的落后项目，本项目符合昌吉州生态环境分区管控要求。因此，符合《新疆生态环境保护“十四五”规划》要求。

1.3.1.7 与《新疆油田公司“十四五”发展规划》符合性分析

《新疆油田公司“十四五”发展规划》，新疆油田共计目前拥有探矿权面积

共计 $4.7 \times 10^4 \text{km}^2$, 此规划涉及的 62 个区个区块具有探矿权, 48 个区块已取得了采矿权。采矿权面积共计 8028.28km², 分为西北缘、腹部、东部和南缘四大片区。规划期限为 2021~2025 年。

本项目所在沙南作业区位于东部区块, 目前已获得采矿权, 项目的实施, 符合《新疆油田公司“十四五”发展规划》要求。

1.3.1.8 与《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》及审查意见符合性分析

根据《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》, 本项目位置不涉及生态环境敏感目标、不涉及生态保护红线, 也不在禁止开发区域内。项目区域为大气环境一般管控区域。沙丘 3、沙 102 和沙丘 5 井区位于一般环境管控单元、水环境一般管控区, 北 16 井区位于重点管控单元、水环境工业污染重点管控单元。本项目和规划环评及审查意见符合性分析见表

表 1.3-3 项目与规划环评及审查意见相关要求符合性分析

序号	规划环评及审查意见相关要求	本项目情况	符合性
1	严守生态保护红线, 加强空间管控。坚持以习近平生态文明思想为指导, 严守生态保护红线, 严格维护区域主导生态功能, 积极推动绿色发展, 促进人与自然和谐共生。主动对接国土空间规划, 进一步做好与“三线一单”生态环境分区管控方案主体功能区划、生态功能区划等有关要求的有序衔接和细化分解, 严格落实各项生态环境保护要求, 协同推进石油天然气开发和生态环境保护相协调, 切实维护区域生态系统的完整性和稳定性。加强规划区内环境敏感区和重要环境保护目标的生态环境保护工作, 开展项目环评时应将油气开发对环境敏感区影响作为重点评价内容, 并采取合理、有效的保护措施, 确保规划涉及环境敏感区和重要环境保护目标不因油气开发而造成环境污染和生态破坏。	项目位于重点管控区和一般管控区, 严格执行自治区、昌吉回族自治州“三线一单”生态环境分区管控方案要求。项目涉及水土流失重点预防区和重点治理区, 采取了相应的环境保护措施。	符合
2	合理确定开发方案, 优化开发布局。根据区域主体功能定位, 结合区域资源环境特征、生态保护红线等相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	本次环评对井场选址、管线、道路选线提出了要求, 优先避让白梭梭、梭梭分布较多的区域, 并严格控制占地, 减少对土壤、植被的影响。	符合

序号	规划环评及审查意见相关要求	本项目情况	符合性
	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。		
3	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 and 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。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》(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。	项目钻井过程产生的油基岩屑使用不落地设备进行固液分离，减少油基岩屑的产生量，实现减量化；油基泥浆回用，油基岩屑进入方罐委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置后综合利用，符合无害化、资源化要求。油气集输过程采用密闭工艺流程，可控制挥发性有机物的排放。采出水在联合站处理满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》后回注油藏。井孔采用水泥固井措施，并下套管，可有效防治采出液、回注水进入地下水中。项目伴生气回收利用，落地油 100%回收进系统处理，采出水回注油藏不外排。	符合
4	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。	项目办理征地手续，严格控制占地面积，按照占地范围开展施工活动，控制扰动范围。采取了草方格固沙措施。	符合

1.3.2 “三线一单”符合性分析

1.3.2.1 生态保护红线

根据《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（新政发〔2021〕18 号）和《昌吉回族自治州“三线一单”生态环境分区管控方案》，项目沙丘 3、沙 102 及沙丘 5 井区属于昌吉回族自治州阜康市一般管控单元，北 16 井区属于昌吉回族自治州重点管控单元。

项目用地范围内无国家公园、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、饮用水水源的级保护区、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心保护区域。项目建设不在生态保护红线内。项目距离与生态红线位置关系见附图 2。

1.3.2.2 环境质量底线

项目位于环境空气质量不达标区，超标污染物为 PM_{10} 和 $PM_{2.5}$ 。本项目运营期不会产生 PM_{10} 和 $PM_{2.5}$ 污染物，通过采取密闭集输方式，特征污染物 VOC_s 产生量较少，不会造成环境空气质量下降。施工、运营过程产生的井下作业废水及油田采出水全部依托沙南联合站、北三台联合站采出水处理系统处理达标回注油藏不外排，钻井岩屑、落地油等固体废物均可得到妥善处置。综上，项目的建设不会突破区域环境质量底线。

1.3.2.3 资源利用上线

项目不涉及基本农田，施工前对占用土地办理征地手续，并严格控制用地范围；运营期回注优先使用净化水，不足部分通过水源井补充，可减少对水资源的使用；通过选取节能型设备，可减少对电能的使用。综上，项目资源消耗量相对区域资源利用总量较少，各项资源用量在区域的可承受范围内。

1.3.2.4 生态环境准入清单

(1) 与《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》的符合性分析

根据《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》，自治区共划定 1323 个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。

优先保护单元 465 个，主要包括生态保护红线区和生态保护红线区以外的饮用水水源保护区、水源涵养区、防风固沙区、土地沙化防控区、水土流失防控区等一般生态空间管控区。生态保护红线区执行生态保护红线管理办法的有关要求；

一般生态空间管控区应以生态环境保护优先为原则，开发建设活动应严格执行相关法律法规、法规要求，严守生态环境质量底线，确保生态功能不降低。

重点管控单元 699 个，主要包括城镇建成区、工业园区和开发强度大、污染物排放强度高的工业聚集区等。重点管控单元要着力优化空间布局，不断提升资源利用效率，有针对性地加强污染物排放管控和环境风险防控，解决生态环境质量不达标、生态环境风险高等问题。

一般管控单元 159 个，主要包括优先保护单元和重点管控单元之外的其它区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善。

项目沙丘3、沙102及沙丘5井区属于昌吉回族自治州阜康市一般管控单元，北16井区属于昌吉回族自治州重点管控单元。

相关符合性分析详见表 1.3-4、表 1.3-5。

表 1.3-4 与《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》
重点管控单元要求相符性分析

管控要求			本项目实施情况	符合性
A6 重点 管 控 单 元	A6.1 空间 布局 约束	【A6.1-1】根据产业集聚区块的功能定位，建立分区差别化的产业准入条件。严格控制重要水系源头地区和重要生态功能区“高污染、高环境风险产品”工业项目准入。优化完善区域产业布局，合理规划布局“高污染、高环境风险产品”工业项目，鼓励对“高污染、高环境风险产品”工业项目进行淘汰和提升改造。合理规划居住区与工业功能区，在居住区和工业区、工业企业之间设置防护绿化隔离带。 【A6.1-2】大气环境重点管控区内：禁止引进国家和自治区明令禁止或淘汰的产业及工艺、园区规划的项目；引进符合国家产业政策和清洁生产要求的、采用先进生产工艺和设备的、自动化程度高的、具有可靠先进的污染治理技术的生产项目。 【A6.1-3】水环境重点管控区内：制定产业准入对污染排放不达标的企业限期整改，确保水污染物达标排放；加快推进生态园区建设和循环化改造，完善污水集中处理设施及再生水回用系统，加强配套管网建设，并确保稳定运行，工业废水必须经预处理达到集中处理要求后，方可进入污水集中处理设施，不断提高污水集中处理中水回用率。加强城镇配套管网建设，提高城镇生活污水出水排放标准，推进城镇生活污水深度治理，提高污水厂脱氮除磷效率。对农业污染重点管控区，推进畜禽养殖禁养区、限养区的划定，限期依法关闭或搬迁禁养区内的畜禽养殖场，对现有规模化畜禽养殖配套建设粪便污水贮存、处理、利用设施，鼓励设施农业循环发展模式，推进养殖废弃物资源化利用。控制化肥	本项目不属于“高污染、高环境风险产品”工业项目；井场、站场、管线及道路布设根据井区周边现有设施已进行合理布局； 大气环境：项目采用密闭集输工艺，符合国家产业政策及清洁生产要求；采油过程采用先进生产设备，自动化程度高；无国家及自治区明令禁止和淘汰的工艺； 水环境：项目产生的井下作业废水、采出水、压裂返排液均由联合站采出水处理系统处置，处理合格后通过站内注水系统管输至注水井回注油藏，不外排；项目不新增劳动定员，故不产生生活污水。	符合

管控要求			本项目实施情况	符合性
		农药使用量，推进农膜回收及加工再利用，农药化肥等包装废弃物的安全收集处置设施建设，降低农业污染负荷。 【A6.1-4】土壤环境重点管控区内：引入新建产业或企业时，应结合产业发展规划，充分考虑企业类型、污染物排放特征以及外环境情况等因素，避免企业形成交叉污染；涉重金属、持久性有机物等有毒有害污染物工业企业退出用地，须经评估、治理，满足后续相应用地土壤环境质量要求。	土壤环境：项目钻井及井下作业过程对井场进行分区防渗，有效避免事故状态下对项目区土壤环境污染，同时对项目区土壤进行跟踪监测。	
A6.2	污染物排放管控	【A6.2-1】严格实施污染物总量控制制度，根据区域环境质量改善目标，削减污染物排放总量。新建工业项目污染物排放水平要达到同行业国内先进水平。加快落实污水处理厂建设及提升改造，推进工业园区（工业企业）污水处理综合利用设施建设，所有企业实现稳定达标排放。加强土壤和地下水污染防治与修复。	项目运营过程无二氧化硫、氮氧化物排放，废气主要为采油、集输过程中挥发的烃类，为无组织；生产过程产生的采出水、压裂返排液及井下作业废水由沙南联合站、北三台联合站采出水系统处置，经处理达标后由站内注水系统管输至注水井回注油藏，不外排。	符合
A6.3	环境风险防控	【A6.3-1】定期评估邻近环境敏感区的工业企业、工业集聚区环境与健康风险。强化工业集聚区企业环境风险防范设施建设和正常运行监管，加强重点环境风险管控企业应急预案制定，建立常态化的企业隐患排查整治监管机制，加强风险防控体系建设。	本项目投产后归属中国石油新疆油田分公司准东采油厂沙南作业区，该作业区已制定了完善的突发环境事件应急预案，并在昌吉回族自治州阜康市生态环境局进行备案	符合
A6.4	资源利用要求	【A6.4-1】推进工业集聚区生态化改造，强化企业清洁生产改造，推进节水型企业、节水型工业园区建设，提高资源能源利用效率。	项目回注优先使用处理达标的净化水，可减少水资源用量	符合

表 1.3-5 与《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》

一般环境管控单元分类管控要求

管控要求			本项目实施情况	符合性
A7	一般管控单元	【A7.1-1】限制进行大规模高强度工业化城镇化开发，严格控制金属冶炼、石油化工、焦化等“高污染、高环境风险产品”工业项目，原则上不增加产能，现有“高污染、高环境风险产品”工业项目持续削减污染物排放总量并严格控制环境风险。原则上禁止建设涉及一类重金属、持久性有机污染物排放的工业项目。建立集镇居住商业区、耕地保	项目不属于“高污染、高环境风险产品”工业项目。项目无一类重金属和持久性有机污染物排放。远离集镇居住商业区、耕地保护区，不占用基本农田。	符合

管控要求		本项目实施情况	符合性
	护区与工业功能区等集聚区块之间的防护带。严格执行畜禽养殖禁养区规定，根据区域用地和消纳水平，合理确定养殖规模。加强基本农田保护，严格限制非农项目占用耕地。		
A7.2	【A7.2-1】落实污染物总量控制制度，根据区域环境质量改善目标，削减污染物排放总量。加强农业面源污染治理，严格控制化肥农药施加量，逐步削减农业面源污染物排放量。	项目涉及总量控制污染物为 VOCs，为无组织排放，通过采出液密闭集输，可控制污染物产生、排放量。	符合
A7.3	【A7.3-1】加强生态公益林保护与建设，防止水土流失。禁止向农用地排放重金属或者其他有毒有害物质含量超标的污水、污泥，以及可能造成土壤污染的尾矿、矿渣等。加强农田土壤、灌溉水的监测及评价，对周边或区域环境风险源进行评估。	项目不涉及公益林和农田。项目部分永久占地周边为草地。项目施工、运营期产生的污水、污泥均可得到妥善处置。	符合
A7.4	【A7.4-1】实行水资源消耗总量和强度双控，推进农业节水，提高农业用水效率。优化能源结构，加强能源清洁利用。	项目回注优先使用处理达标的净化水，可减少水资源用量	符合

(2) 与《昌吉回族自治州“三线一单”生态环境分区管控方案》的符合性分析

2021 年，新疆维吾尔自治区生态环境厅发布了《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》（新环环评发〔2021〕162 号），要求各地（州、市）在识别区域主要生态环境问题、结合区域发展需求的基础上，发布各地（州、市）生态环境管控要求及各县（市、区）内具体环境管控单元的差异性生态环境准入清单。根据要求，昌吉回族自治州发布了《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》

根据《昌吉州“三线一单”生态环境分区管控方案》，昌吉州共划定 119 个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。

优先保护单元共 31 个：主要包括生态保护红线区和生态保护红线区以外的饮用水水源保护区、水源涵养区、防风固沙区、水土保持区、生物多样性维护区、土地沙化防控区、水土流失防控区等一般生态空间管控区。生态环境分区管控要求：优先保护单元包括生态保护红线区和一般生态空间管控区。生态保护红线区执行生态保护红线管理办法的有关要求；一般生态空间管控区应以生态环境保护优先为原则，开发建设活动应严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量

底线，确保生态功能不降低。

重点管控单元 81 个：主要包括城镇建成区、工业园区和工业聚集区等。重点管控单元要着力优化空间布局，不断提升资源利用效率，有针对性地加强污染物排放管控和环境风险防控，解决生态环境质量不达标、生态环境风险高等问题。

一般管控单元共 7 个：主要包括优先保护单元和重点管控单元之外的其它区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善。

本项目所在区域北 16 井区位于重点管控单元，沙丘 3、沙 102 及沙丘 5 井区位于一般管控单元。项目与昌吉州环境管控单元位置关系见附图 2。

与《昌吉回族自治州“三线一单”生态环境分区管控方案》相关符合性分析详见

表 1.3-6。

表 1.3-6 与《昌吉回族自治州“三线一单”生态环境分区管控方案》

阜康市限采区重点管控单元相符性分析

环境 管控 单元 编码	环境 管控 单元 名称	环境 管控 单元 类别	管控要求		本项目情况	相符性
ZH65 2302 2000 8	阜康市限采区	重点管控单元	空间布局约束	1、执行自治区总体准入要求中关于重点管控单元空间布局约束的准入要求（表 2-3 A6.1/表 3.4-2 B1）。	表 1.3-4	符合
			污染物排放管控	1、执行自治区总体准入要求中关于重点管控单元污染物排放管控的准入要求（表 2-3 A6.2/表 3.4-2 B2）。	表 1.3-4	符合
			环境风险防控	1、执行自治区总体准入要求中关于重点管控单元环境风险防控的准入要求（表 2-3 A6.3/表 3.4-2 B3）。	表 1.3-4	符合
			资源利用效率	1、执行自治区总体准入要求中关于重点管控单元资源利用效率的准入要求（表 2-3 A6.4/表 3.4-2 B4）。 2、合理配置地表水、地下水，从严控制地下水取水总量。	表 1.3-4	符合

表 1.3-7 与《昌吉回族自治州“三线一单”生态环境分区管控方案》
阜康市一般管控单元符合性分析

环境 管控 单元 编码	环境 管控 单元 名称	环境管 控单元 类别	管控要求		本项目情 况	相符性
ZH65 2302 3000 1	阜康市一 般管 控单 元	一般管 控单元	空间布局 约束	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（A7.1）。	见表 1.3-5	符合
			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（A7.2）。	见表 1.3-5	符合
			环境风险 防控	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（A7.3）。	见表 1.3-5	符合
			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（A7.4）。	见表 1.3-5	符合

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

本次评价关注的主要环境问题为施工活动产生废气、废水、固废的处理处置方式，施工活动对白梭梭、梭梭等保护植物的影响，以及对区域水土流失、土地沙化的影响；运营期污染物方面主要关注无组织挥发有机废气、油田采出水、井下作业废液、事故状态下产生的落地油等危险废物以及事故状态下原油泄漏、井喷等风险事故对生态环境的影响。

1.5 环境影响评价的主要结论

项目选址选线合理，建设符合国家及地方产业政策。虽然项目开发对当地环境将会产生一定影响，但对于大区域能源结构调整则具有明显的环境效益。建设单位各项管理制度和措施比较完备、有效，通过合理选择施工机械、合理设置施工场地等措施对生态破坏、废水、废气、噪声、固体废物进行有效控制。对环境的影响预测分析表明：本工程建设对各环境要素有一定影响，在采取相应的环境保护措施后，可使本工程对环境造成的不利影响减缓到最低，使项目开发活动与环境保护协调发展。公众参与调查结果也表明，本工程的建设得到了当地政府和

公众的支持。因此，从环境保护角度，项目建设可行。

2 总则

2.1 评价目的和原则

2.1.1 评价目的

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

(2) 通过工程分析，明确本工程施工期、运营期和退役期主要污染源、污染物种类、排放强度，分析环境污染的影响特征，预测和评价本工程施工期、运行期及退役期对环境的影响程度，并提出相应的污染防治和生态保护措施。

(3) 对项目拟采取的环境保护措施进行论证，提出施工期、运行期和退役期污染防治措施及生态保护措施对策及建议。

(4) 分析本项目是否符合国家产业政策、功能区划及相关规划；是否满足清洁生产、达标排放和污染物放总量控制要求。

(5) 分析本工程可能存在的事故隐患，分析风险事故可能产生的环境影响程度，提出环境风险防范措施。

通过上述评价，论证工程在环境方面的可行性，给出环境影响评价结论，为本项目的设计、施工、验收及建成投产后的环境管理提供技术依据，为生态环境主管部门提供决策依据。

2.1.2 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

(1) 依法评价

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

(2) 科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

(3) 突出重点

根据建设项目的工程内容及其特点，明确与环境要素间的作用效应关系，充分利用符合时效的数据资料及成果，对建设项目主要环境影响予以重点分析和评价。

2.2 编制依据

2.2.1 法律法规与条例

国家和地方法律法规一览表见表 2.2-1。

表 2.2-1 国家和地方法律法规一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
一、环境保护相关法律			
1	中华人民共和国环境保护法（2014 年修订）	12 届人大第 8 次会议	2015-01-01
2	中华人民共和国环境影响评价法（2018 年修订）	13 届人大第 7 次会议	2018-12-29
3	中华人民共和国大气污染防治法（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
4	中华人民共和国水污染防治法（2017 年修订）	12 届人大第 28 次会议	2017-06-27
5	中华人民共和国环境噪声污染防治法（2021 年修正）	13 届人大第 32 次会议	2022-06-05
6	中华人民共和国固体废物污染环境防治法（2020 年修订）	13 届人大第 17 次会议	2020-09-01
7	中华人民共和国水法（2016 年修订）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
8	中华人民共和国水土保持法（2010 年修订）	11 届人大第 18 次会议	2011-03-01
9	中华人民共和国清洁生产促进法（2012 年修订）	11 届人大第 25 次会议	2012-07-01
10	中华人民共和国节约能源法（2016 年修订）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
11	中华人民共和国土地管理法（2018 年修订）	13 届人大第 12 次会议	2019-08-26
12	中华人民共和国城乡规划法（2015 年修订）	12 届人大第 14 次会议	2015-04-24
13	中华人民共和国防洪法（2016 年修订）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
14	中华人民共和国草原法（2012 年修订）	12 届人大第 3 次会议	2013-06-29
15	中华人民共和国野生动物保护法（2016 年修订）	12 届人大第 21 次会议	2017-01-01
16	中华人民共和国石油天然气管道保护法	11 届人大 15 次会议	2010-10-01
17	中华人民共和国突发事件应对法	10 届人大第 29 次会议	2007-11-01
18	中华人民共和国防沙治沙法	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
19	中华人民共和国土壤污染防治法	15 届人大第 5 次会议	2019-01-01
20	关于深入打好污染防治攻坚战的意见	中共中央、国务院	2021-11-08
二、行政法规与国务院发布的规范性文件			
1	建设项目环境保护管理条例（2017 年修订）	国务院令 682 号	2017-10-01
2	中华人民共和国野生植物保护条例（2017 年修订）	国务院令 687 号	2017-10-07
3	危险化学品安全管理条例（2013 年修订）	国务院令 645 号	2013-12-07
4	中华人民共和国土地管理法实施条例（2014 年修订）	国务院令 653 号	2014-07-29
5	中华人民共和国自然保护区条例（2017 年修订）	国务院令 687 号	2017-10-7

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
6	国务院关于加强环境保护重点工作的意见	国发〔2012〕35 号	2011-10-17
7	国务院关于印发水污染防治行动计划的通知	国发〔2015〕17 号	2015-04-02
8	国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知	国发〔2013〕37 号	2013-9-10
9	国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知	国发〔2016〕31 号	2016-05-28
10	国务院关于印发打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知	国发〔2018〕22 号	2018-06-27
11	关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战实施方案	中发〔2018〕17 号	2018-06-12
三、部门规章与部门发布的规范性文件			
1	建设项目环境影响评价分类管理名录	部令 第 16 号	2021-01-01
2	环境影响评价公众参与办法	生态环境部令第 4 号	2019-01-01
3	关于印发《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》的通知	环发〔2015〕4 号	2015-01-08
4	国家危险废物名录（2021 版）	部令 第 15 号	2021-01-01
5	产业结构调整指导目录（2019 年本）	国家发展和改革委员会令 第 29 号	2019-10-30
6	危险废物污染防治技术政策	环发〔2001〕199 号	2001-12-17
7	关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知	环发〔2012〕77 号	2012-07-03
8	关于加强西部地区环境影响评价工作的通知	环发〔2011〕150 号	2011-12-29
9	关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知	环发〔2012〕98 号	2012-08-07
10	关于加强国家重点生态功能区环境保护和管理的意见	环发〔2013〕16 号	2013-01-22
11	关于印发《建设项目环境影响评价政府信息公开指南（试行）》的通知	环办〔2013〕103 号	2014-01-01
12	国家沙化土地封禁保护区管理办法	林沙发〔2015〕66 号	2015-07-01
13	国家沙漠公园管理办法	林沙发〔2017〕104 号	2017-10-01
14	关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见	环环评〔2018〕11 号	2018-01-25
15	关于印发地下水污染防治实施方案的通知	环土壤〔2019〕25 号	2019-03-28
16	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	2019-12-13
四、地方法规及通知			
1	新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
2	新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
3	新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
4	新疆维吾尔自治区自然保护区管理条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
5	关于全疆水土流失重点预防保护区、重点治理区、重点治理区划分的公告	新疆维吾尔自治区人民政府	2000-10-31
6	关于印发《新疆国家重点保护野生植被名录》的通知	新林护字〔2022〕8 号	2022-03-08
7	新疆维吾尔自治区水环境功能区划	新政函〔2002〕194 号	2002-12
8	新疆生态功能区划	新政函〔2005〕96 号	2005-07-14
9	新疆维吾尔自治区危险废物污染环境防治办法	11 届人大第 9 次会议	2010-05-01

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
10	新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要	新疆维吾尔自治区第十三届人民代表大会第四次会议	2021-2-5
11	关于加强乌鲁木齐、昌吉、石河子、五家渠区域环境同防同治的意见	新政发〔2016〕140 号	2016-12-30
12	自治区严禁“三高”项目进新疆 推动经济高质量发展实施方案	新政办发〔2017〕148 号	2017-8-2
13	新疆维吾尔自治区大气污染防治条例	13 届人大第 7 次会议	2019-01-01
14	关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知	新政发〔2016〕21 号	2016-01-29
15	关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知	新政发〔2017〕25 号	2017-03-01
16	关于进一步加强和规范油气田勘探开采废弃物污染防治工作的通知	新环发〔2016〕360 号	2016-11-15
17	新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件（修订）	新环发〔2017〕1 号	2017-01-01
18	新疆生态环境保护“十四五”规划		2021-12-24
19	新疆维吾尔自治区大气条例防治条例	13 届人大第 7 次会议	2019-01-01
20	新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州水土保持规划（2021-2030 年）		2021-07
21	新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案		2021-02-21
22	昌吉回族自治州“三线一单”生态环境分区管控方案		2021-06
23	关于含油污泥处置有关事宜的通知	新环发〔2018〕20 号	2018-12-20
24	自治区党委、自治区人民政府印发〈关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战实施方案〉的通知	新党发〔2018〕23 号	2018-10-12
25	新疆卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区总体规划（2017-2026）	/	2017-01
26	关于重新提供沙区开发建设项目环境影响评价制度实施情况佐证材料的函	/	2021-05-16

2.2.2 环评有关技术规定

环评有关技术规定见表 2.2-1。

表 2.2-1 环评有关技术规定一览表

序号	依据名称	标准号	实施时间
1	建设项目环境影响评价技术导则 总纲	HJ2.1-2016	2017-01-01
2	环境影响评价技术导则 大气环境	HJ2.2-2018	2018-12-01
3	环境影响评价技术导则 地表水环境	HJ2.3-2018	2019-03-01
4	环境影响评价技术导则 声环境	HJ2.4-2021	2022-07-01
5	环境影响评价技术导则 生态影响	HJ19-2022	2022-07-01
6	环境影响评价技术导则 地下水环境	HJ610-2016	2016-01-07
7	环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设	HJ/T349-2007	2007-08-01

序号	依据名称	标准号	实施时间
	项目		
8	建设项目环境风险评价技术导则	HJ169-2018	2019-03-01
9	环境影响评价技术导则 土壤影响（试行）	HJ964-2018	2019-07-01
10	生产建设项目水土保持技术标准	GB50433-2018	2019-04-01
11	危险化学品重大危险源辨识	GB18218-2018	2018-11-19
12	石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行）	/	2009-02-19
13	石油天然气工业健康、安全与环境管理体系	SY/T6276-2014	2015-03-01
14	石油天然气开采业污染防治技术政策	2012 年第 18 号	2012-03-17
15	陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求	SY/T 7301-2016	2017-05-01
16	陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准	GB39728-2020	2019-07-01
17	危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采	/	2021-12-21
18	油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求	DB65/T3997-2017	2017-05-30
19	油气田含油污泥综合利用污染控制要求	DB65/T3998-2017	2017-05-30
20	油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范	DB65/T3999-2017	2017-05-30
21	工业企业土壤和地下水自行监测 技术指南（试行）	HJ 1209—2021	2022-01-01

2.2.3 相关文件和技术资料

- （1）项目委托书，中国石油新疆油田分公司开发公司，2022 年 10 月；
- （2）《沙南油田沙丘 3 井区三叠系韭菜园组油藏试验水平井地面工程实施方案》，中油（新疆）石油工程有限公司，2022 年 10 月；
- （3）《沙南油田沙丘 5 井区三叠系韭菜园组油藏水平井开发方案》，中油（新疆）石油工程有限公司，2022 年 8 月；
- （4）《准东采油厂 2021 年更新补钻井实施意见》，中油（新疆）石油工程有限公司，2020 年 10 月；
- （5）《中国石油新疆油田分公司准东采油厂沙南作业区环境影响后评价报告书》，2021 年 6 月；
- （6）其他相关资料。

2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选

2.3.1 环境影响因素识别

项目的环境影响阶段可分为施工期、运营期及退役期。根据油田开发工艺特征，采用矩阵法对项目各个阶段环境影响因素进行识别，见表 2.3-1。

表 2.3-1 环境影响因素识别表

行为		对环境要素的影响						
		环境空气	地下水环境	声环境	土壤环境	生态		
						植被	野生动物	水土流失
施工期	场地平整	-1S	/	-1S	/	-1L	-2S	-1D
	道路建设	-1S	/	/	/	-1L	-2S	-1D
	钻井设备安装	-1S	/	-1S	/	/	-2S	/
	钻井	-1S	-1D	-1S	-1D	/	-2S	/
	施工人员生活	/	-1D	/	-1D	/	-2S	/
	采油设备安装	/	/	-1S	/	/	-2S	/
	集输管线敷设	-1S	/	-1S	/	-1S	-2S	-1D
	电力线架设	/	/	-1S	/	-1S	-2S	-1D
	井场清理、平整	-1S	/	-1S	/	+2L	+2L	+2S
	永久占地硬化	/	/	-1S	/	-1L	/	+2L
运营期	油气集输	-1S	/	-1L	/	/	/	/
	采出水回注	/	/	-1L	-1L	/	/	/
	井下作业	-1S	/	-1S	-1S	/	/	/
	巡井	/	/	-1S	/	/	/	/
	采出水	-1L	/	/	-1L	/	/	/
	含油污泥	-1L	/	/	-1L	/	/	/
退役期	井场设备拆除	-1S	/	-1S	/	/	/	-1D
	场地清理	-1S	/	-1S	/	+2L	+2L	/

备注：表中“+”表示有利影响，“-”表示不利影；“1”表示直接影响，“2”表示间接影响；“S”表示短期影响，“L”长期影响。

2.3.2 评价因子筛选

根据本工程环境影响要素识别、环境影响因子表征和环境影响程度，筛选的评价因子见表 2.3-2。

表 2.3-2 环境影响因子筛选表

环境要素	现状评价因子	影响评价因子
生态环境	项目区域土地利用类型、植被类型、野生动物种类及分布、土壤类型、水土流失、土地沙化现状	工程建设可能造成的植被、野生动物、生态景观、水土流失和土地沙化的影响
环境空气	SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃	非甲烷总烃
地下水	pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、石油类	石油类
噪声	Ld、Ln	Ld、Ln
土壤	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表1中45项基本因子、表2中石油烃；《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表1基本项目	石油烃
固体废弃物	-	施工期：水基钻井岩屑、油基钻井岩屑、生活垃圾、建筑垃圾、 运营期：含油污泥、井下作业废液
环境风险	-	施工期：井喷、井漏、柴油储罐泄漏事故 运营期：原油泄漏、火灾；

2.4 环境功能区划与评价标准

2.4.1 环境功能区划

（1）环境空气

本工程所在地不属于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）功能区分类中的农村地区，环境空气质量功能区划属于二类功能区。

（2）地表水环境

项目区域及周边无地表水体，也不和地表水发生水利联系，因此不划分地表水环境功能区。

（3）地下水环境

根据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中地下水分类标准，区域地下水划分为III类功能区。

(4) 声环境

项目区未划定声环境功能区。根据《声环境质量标准》（GB3096-2008），执行 2 类声环境功能区要求。

(5) 生态

根据《新疆生态功能区划》，本项目沙丘 3-沙 102 区块、沙丘 5 井区属于“准噶尔盆地温带干旱荒漠与绿洲生态区—准噶尔盆地中部固定、半固定沙漠景观生态亚区—古尔班通古特沙漠化敏感生态功能区”；北 16 井区属于“准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区，准噶尔盆地南部荒漠绿洲农业生态亚区，阜康—木垒绿洲农业、荒漠草地保护生态功能区”。

2.4.2 评价标准

2.4.2.1 环境质量标准

(1) 环境空气

SO₂、NO₂、PM_{2.5}、PM₁₀、CO、O₃ 六项指标执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m³的标准。详见表 2.4-1。

表 2.4-1 环境空气质量标准

序号	评价因子	标准限值 $\mu\text{g}/\text{Nm}^3$			标准来源
		年平均	日平均	1h 平均	
1	SO ₂	60	150	500	《环境空气质量标准》（GB3095-2012） 二级标准
2	NO ₂	50	80	200	
3	PM _{2.5}	35	75	/	
4	PM ₁₀	70	150	/	
5	CO	/	4000	10000	
6	O ₃	/	160	200	
7	非甲烷总烃	/	/	2000	参考《大气污染物综合排放标准》详解

(2) 水环境

项目区地下水水质评价执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类水质标准，具体标准值见表 2.4-2。

表 2.4-2 地下水质量标准值

项目	标准限值 (mg/L)	项目	标准限值 (mg/L)
pH (无量纲)	6.5~8.5	总硬度	≤450
氨氮	≤0.50	汞	≤0.001
挥发酚类	≤0.002	砷	≤0.01
铬 (六价)	≤0.05	镉	≤0.005
氰化物	≤0.05	铅	≤0.01
亚硝酸盐 (以 N 计)	≤1.00	铜	≤1.00
硝酸盐	≤20	锌	≤1.00
氟化物	≤1.0	铁	≤0.3
氯化物	≤250	锰	≤0.10
硫酸盐	≤250	溶解性总固体	≤1000
耗氧量 (COD _{Mn} 法, 以 O ₂ 计)	≤3.0	菌落总数 (CPU/mL)	≤100
总大肠菌群 (MPN/100mL)	≤3.0	石油类	≤0.05

注：石油类标准参考《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的III类标准

(3) 声环境

项目区声环境执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)中 2 类标准,昼间 60dB (A), 夜间 50dB (A)。

(4) 土壤环境

沙丘 3、沙 102 及沙丘 5 井区井临时占地土地利用类型为草地,执行《土壤环境质量标准-农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中基本项目风险筛选值,石油烃参照《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第一类用地风险筛选值。永久占地土地利用类型为工矿用地,执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第二类用地风险筛选值。

北 16 井区井场外、评价范围内土壤占地类型为工矿用地,执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第二类用地风险筛选值。

土壤环境质量相关标准见

表 2.4-3、表 2.4-4。

表 2.4-3 建设用地土壤污染风险筛选值

序号	监测项目	单位	标准值	序号	监测项目	单位	标准值
1	pH	无量纲	-	24	三氯乙烯	mg/kg	2.8
2	砷	mg/kg	60	25	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5
3	镉	mg/kg	65	26	氯乙烯	mg/kg	0.43
4	铬（六价）	mg/kg	5.7	27	苯	mg/kg	4
5	铜	mg/kg	18000	28	氯苯	mg/kg	270
6	铅	mg/kg	800	29	1,2-二氯苯	mg/kg	560
7	汞	mg/kg	38	30	1,4-二氯苯	mg/kg	20
8	镍	mg/kg	900	31	乙苯	mg/kg	28
9	四氯化碳	mg/kg	2.8	32	苯乙烯	mg/kg	1290
10	氯仿	mg/kg	0.9	33	甲苯	mg/kg	1200
11	氯甲烷	mg/kg	37	34	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	570
12	1,1-二氯乙烷	mg/kg	9	35	邻二甲苯	mg/kg	640
13	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	36	硝基苯	mg/kg	76
14	1,1-二氯乙烯	mg/kg	66	37	苯胺	mg/kg	260
15	顺 1,2-二氯乙烯	mg/kg	596	38	2-氯酚	mg/kg	2256
16	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54	39	苯并[a]蒽	mg/kg	15
17	二氯甲烷	mg/kg	616	40	苯并[a]芘	mg/kg	1.5
18	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	41	苯并[b]荧蒽	mg/kg	15
19	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10	42	苯并[k]荧蒽	mg/kg	151
20	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	43	蒎	mg/kg	1293
21	四氯乙烯	mg/kg	53	44	二苯并[a、h]蒽	mg/kg	1.5
22	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840	45	茚并[1、2、3-cd]芘	mg/kg	15
23	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	46	萘	mg/kg	70

表 2.4-4 农用地土壤污染环境风险管控标准限值

序号	监测项目	标准限值 (mg/kg)		
		5.5<pH≤6.5	6.5<pH≤7.5	pH>7.5
1	镉	0.3	0.3	0.6
2	汞	1.8	2.4	3.4
3	砷	40	30	25
4	铅	90	120	170
5	铬	150	200	200
6	铜	50	100	100
7	镍	70	100	190

8	锌	200	250	300
9	石油烃	826		

2.4.2.2 污染物控制标准

(1) 废气

项目密闭集输，油气集输过程中无组织挥发产生的非甲烷总烃排放参照执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求。具体标准限值要求见表 2.4-5。

表 2.4-5 大气污染物排放标准值

污染物	项目	周界外浓度最高点 (mg/m ³)	标准来源
NMHC	企业边界污染控制要求	4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）

(2) 废水

运营期项目产生的采出水依托沙南联合站、北三台联合站采出水处理系统处理达标后回注油层，不向外环境排放。项目注水井水源来自沙南联合站、北三台联合站注水系统，回注水执行《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012），标准值见表 2.4-6。

表 2.4-6 《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）

注入层平均空气渗透率, μm^2		≤ 0.01	$>0.01 \sim \leq 0.05$	$>0.05 \sim \leq 0.5$	$>0.5 \sim \leq 1.5$	>1.5
控制指标	悬浮固体含量, mg/L	≤ 1.0	≤ 2.0	≤ 5.0	≤ 10.0	≤ 30.0
	悬浮物颗粒直径中值, μm	≤ 1.0	≤ 1.5	≤ 3.0	≤ 4.0	≤ 5.0
	含油量, mg/L	≤ 5.0	≤ 6.0	≤ 15.0	≤ 30.0	≤ 50.0
	平均腐蚀率, mm/年	≤ 0.076				
	SRB, 个/mL	≤ 10	≤ 10	≤ 25	≤ 25	≤ 25
	IB, 个/mL	$n \times 10^2$	$n \times 10^2$	$n \times 10^3$	$n \times 10^4$	$n \times 10^4$
	TGB, 个/mL	$n \times 10^2$	$n \times 10^2$	$n \times 10^3$	$n \times 10^4$	$n \times 10^4$
注 1: $1 < n < 10$ 。注 2: 清水水质指标中去掉含油量。						

(3) 噪声

施工期执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）；运营期执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准，噪声限值见

表 2.4-7。

表 2.4-7 环境噪声排放标准

标准来源	类别	噪声限值 dB (A)	
		昼间	夜间
《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)	/	70	55
《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)	2 类	60	50

(4) 固体废物

①施工期水基钻井岩屑

根据《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)，采用罐、桶、包装袋等包装工具贮存一般工业固废过程的污染控制不适用 GB18599 标准，其贮存过程应满足相应防渗漏、防雨淋、防扬尘等环境保护要求；因此本项目水基钻井岩屑暂存须满足相应防渗漏、防雨淋、防扬尘等环境保护要求；

水基钻井岩屑委托处置，执行《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中的相关要求后综合利用。

②施工期油基钻井岩屑

油基钻井岩屑在井场存放执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)及其修改单中的相关要求，转移过程依照《危险废物转移管理办法》(部令第 23 号)及《危险废物收集、贮存、运输技术规范》(HJ2025-2012)进行监督和管理。

③运营期危险废物

运营期产生的落地油全部回收，含油污泥(油土混合物)、废防渗膜在危险废物贮存场暂存，贮存过程执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)及其修改单中的相关要求，转移依照《危险废物转移管理办法》(部令第 23 号)及《危险废物收集、贮存、运输技术规范》(HJ2025-2012)进行监督和管理。

2.5 评价等级和评价范围

2.5.1 评价等级

2.5.1.1 生态

项目总占地面积为 325556m²，约 0.33km²。项目不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园及生态保护红线等，项目不属于水文要素影响型，区域无天然林、公益林、湿地分布，占地规模<20km²，根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），生态影响评价工作等级为三级。

2.5.1.2 环境空气

本工程废气排放源主要为油气集输过程烃类废气，排放污染物主要为非甲烷总烃（以 NMHC 计）。

本次评价根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中评价等级的判定要求，采用附录 A 推荐的 AERSCREEN 估算模型分别计算各污染源排放主要污染物的最大地面空气质量浓度占标率 P_i （第 i 个污染物，简称“最大浓度占标率”），及第 i 个污染物的地面空气质量浓度达到标准值的 10%时所对应的最远距离 $D_{10\%}$ 。其中 P_i 定义为：

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

式中： P_i —第 i 个污染物的最大地面浓度占标率，%；

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

C_{oi} —环境空气质量标准， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。取 GB3095 中 1 小时平均取样时间的二级标准的浓度限值。

大气评价工作级别详见表 2.5-1。估算模型参数见表 2.5-2

表 2.5-1 评价工作等级

评价工作等级	评价工作分级判据
一级评价	$P_{\max} \geq 100\%$

二级评价	$1\% \leq P_{\max} < 10\%$
三级评价	$P_{\max} < 1\%$

估算模式所用参数见表 2.5-2。

表 2.5-2 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数(城市人口数)	/
最高环境温度		40.8
最低环境温度		-29.8
土地利用类型		荒漠
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率(m)	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	否
	岸线距离/m	/
	岸线方向/°	/

通过 AERSCREEN 估算模型计算 NMHC 最大地面浓度、占标率 P_i 及 $D_{10\%}$ ，并确定评价工作等级。项目污染源排放估算结果见表 2.5-3。

表 2.5-3 本项目污染源排放估算结果一览表

污染源名称	评价因子	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	$C_{\max}$ ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	$P_{\max}$ (%)	$D_{10\%}$ (m)	最大落地点 距离 (m)
沙丘 3 井区 SQHW3004	NMHC	2000.0	7.99	0.4	/	63
沙丘 5 井区 SQHW4001/4002 平台井	NMHC	2000.0	14.29	0.71	/	70
沙丘 5 井区 SQHW4005 井场	NMHC	2000.0	7.99	0.40	/	63
沙 102 井区 SQ3215 井场			14.09	0.7	/	18
北 16 井区 B1099 井场	NMHC	2000.0	14.09	0.7	/	18

由预测结果得：本项目 $P_{\max}$ 最大值出现为平台井场排放的非甲烷总烃， $P_{\max}$ 值为 0.17%， $C_{\max}$ 为 $14.29\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 分级判定，最大地面浓度占标率为 $0.17\% < 1\%$ ，故大气环境影响评价工作等级为三级。

2.5.1.3 地表水环境

项目区域无常年地表水体。本项目采出水及井下作业废水依托沙南联合站及北三台联站处理，不排入地表水体，因此不与地表水发生水力联系。项目地表水环境影响评价等级为三级 B，根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》

(HJ2.3-2018)，本次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调查与评价。

2.5.1.4 地下水环境

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)中的地下水环境敏感程度分级表(表 2.5-4)和《建设项目环境影响评价分类管理名录》，项目区无集中式饮用水水源准保护区及补给径流区，无分散式饮用水水源地，无特殊地下水资源保护区，地下水环境敏感特征为不敏感。

表 2.5-4 地下水环境敏感程度分级表

敏感程度	地下水环境敏感特征
敏感	集中式饮用水水源(包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源)准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区
较敏感	集中式饮用水水源(包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源)准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源(如矿泉水、温泉等)保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区。
不敏感	上述地区之外的其他地区。

注：“环境敏感区”是指《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区。

本工程属于石油天然气开采，按照《环境影响评价技术导则-地下水环境》(HJ610-2016)中附录 A 判断，属于 I 类项目，根据前文分析，项目区域地下水环境敏感程度为不敏感，依据表 2.5-5，评价等级为二级。

表 2.5-5 评价区地下水环境影响评价工作等级划分

环境敏感程度项目类别	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

2.5.1.5 声环境

本工程涉及的噪声源可分为连续稳定噪声源和流动噪声源。噪声源主要包括施工期内钻井机械噪声、生产运营期站场机泵噪声和井场井下作业噪声。

项目所在地为《声环境质量标准》(GB3096-2008)中规定的 2 类声功能区，

项目评价范围内无声环境保护目标，建设前后受噪声影响人口数量无增加。根据《环境影响评价技术导则 声环境（HJ2.4-2021）》，声环境影响评价工作等级定为二级。

2.5.1.6 土壤环境

从油田对土壤环境的影响途径来看，本项目属于污染类项目。占地类型为草地及工矿用地，不涉及耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或居民区、学校、医院、疗养院、养老院等土壤环境敏感区。项目所在北 16 井区、沙丘 5 井区位于昌吉回族自治州水土流失重点治理区和水土流失重点预防区，为土壤较敏感区域，此外不涉及《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》第三条所列敏感区。

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），当同一建设项目涉及两个或两个以上场地时，各场地应分别判定评价工作等级，并按相应等级分别开展评价工作。本项目涉及的场地可以分为沙丘 3-沙 102 井区、沙丘 5 井区和北 16 井区三处，分别进行评价等级判定。

沙丘 3-沙 102 井区、沙丘 5 井区和北 16 井区三处场地永久占地面积分别为 3.16hm²、2.04hm²和 0.33hm²，由于均<5hm²，占地规模均为小型。

依据表 2.5-6，结合各区块的实际情况，对土壤评价等级进行判定，见表 2.5-6。

表 2.5-6 土壤污染类项目评价工作等级划分表

评价等级 \ 敏感程度 \ 占地规模	I类			II类			III类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-	-

表 2.5-7 土壤环境影响评价等级判定

区块	项目类型	占地规模	土壤敏感程度	评价等级
沙丘 3-沙 102 井区	I 类	小	不敏感	二级
沙丘 5 井区	I 类	小	较敏感	二级
北 16 井区	I 类	小	较敏感	二级

2.5.1.7 环境风险

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

危险物质数量与临界量比值（Q）：计算所涉及的每种危险物质在厂界内的最大存在总量与其在附录 B 中对应临界量的比值 Q。在不同厂区的同一种物质，按其在厂界内的最大存在总量计算。对于管线项目，按照管线及井场储罐内输送、储存的危险物质最大存在总量计算。当只涉及一种危险物质时，计算该物质的总量与其临界量比值，即为 Q；当存在多种危险物质时，则按式（C.1）计算物质总量与其临界量比值（Q）：

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

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。柴油临界量 2500t、天然气（主要成分为甲烷）临界量为 10t。

当 Q<1 时，该项目环境风险潜势为 I。

当 Q≥1 时，将 Q 值划分为：（1）1≤Q<10；（2）10≤Q<100；（3）Q≥100。

项目施工期涉及的风险物质为井场储存的柴油，运营期为管线内采出液中含有的原油、天然气等。

施工期以单井井场施工期单井井场存放柴油量为 20t；运营期单井集输管线最长为 1.5km（D50），容积约 2.94m³，按全部为原油计（平均密度为 0.841kg/m³），可知管线原油最大在线量为 2.47t。根据气液比资料，伴生气量约为 198m³，按密度为 0.717kg/m³ 计，共 0.142t，主要成分为甲烷，含量占 85%以上，本次按全部为甲烷计。Q 值计算结果详见下表 2.5-8。

表 2.5-8 项目 Q 值一览表

序号	存在阶段	危险物质名称	最大存在总量 q _n /t	临界量 Q _n /t	该种危险物质 Q 值	合计
1	施工期	柴油	20	2500	0.008	0.008

2	运营期	原油	2.47	2500	0.001	0.0152
3		天然气	0.142	10	0.0142	

根据上表计算结果,项目施工期与运营期危险物质数量与临界量比值 Q 均 <1 ,

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169—2018)评价工作等级划分要求,确定本项目施工期、运营期环境风险评价等级为简单分析。见表 2.5-9。

表 2.5-9 环境风险评价等级划分

环境风险潜势	IV、IV ⁺	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析 ^a
A 是相对于详细评价工作内容而言,在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。见附录 A。				

2.5.2 评价范围

根据各环境要素导则要求,结合周边环境,确定各环境要素的评价范围见表 2.5-10。

表 2.5-10 环境影响评价范围汇总

序号	环境要素	评价范围	备注
1	生态	包括施工临时占地、项目永久占地在内的区域。	/
2	环境空气	不设评价范围	/
3	地表水	不设评价范围	/
4	地下水	将沙丘 3、沙 102 及沙丘 5 井区做为一个整体,在项目区地下水流向上游 1km,下游 2km 及两侧 1km 的范围作为一处评价范围,总面积 92km ² ;将北 16 井区项目区域地下水流向上游 1km,下游 2km 及两侧 1km 的范围作为一处评价范围,总面积 17.2km ² 。	查表法
5	声	声环境评价范围为各井场、计量站及道路周围 200m 范围内。	/
6	土壤	考虑油田整体开发对区域的影响,确定土壤评价范围为井场边界和管线工程边界两侧向外扩展 0.2km 的范围。	/
7	环境风险	不设评价范围	/

2.6 环境保护目标

本项目评价范围没有自然保护区、水源保护区、文物保护单位;本工程所在区域为低覆盖度草地及工矿用地。环境保护目标见

表 2.6-1。

表 2.6-1 项目环境保护目标一览表

环境要素	保护目标定义	项目情况	保护级别	依据
大气	指评价范围内按 GB 3095 规定划分为一类区的自然保护区、风景名胜区和需要特殊保护的区域，二类区中的居住区、文化区和农村地区中人群较集中的区域。	评价范围内无环境保护目标	/	HJ 2.2-2018
地下水	潜水含水层和可能受建设项目影响且具有饮用水开发利用价值的含水层，集中式饮用水水源和分散式饮用水水源地	评价范围内的潜水含水层	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类限值	HJ 610-2016
声	依据法律、法规、标准政策等确定的需要保持安静的建筑物及建筑物集中区。	评价范围内无声环境保护目标	/	HJ 2.4-2021
土壤	是指可能受人为活动影响的、与土壤环境相关的敏感区或对象。	北 16 井区为水土流失重点治理区，沙丘 5 井区为水土流失重点预防区，土壤环境敏感程度为“较敏感”	/	HJ 964-2018
生态	受影响的重要物种、生态敏感区以及其他需要保护的物种、种群、生物群落及生态空间等。	评价范围内及周边分布有白梭梭、梭梭分布	白梭梭、梭梭为自治区 I 级保护野生植物	HJ 19-2022

综上所述，项目地下水评价范围内的潜水含水层为地下水环境保护目标，保护级别为《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类限值；北 16 井区为水土流失重点治理区，沙丘 5 井区为水土流失重点预防区；白梭梭、梭梭为生态环境保护目标，保护级别为自治区 I 级保护野生植物。

2.7 评价时段和评价重点

评价时段包括施工期、运营期、退役期三个时段。

根据程特点及评价因子筛选的结果，结合项目区域环境状况，确定本次环境影响评价工作的重点为：

- (1) 工程分析；
- (2) 生态环境影响评价及水土保持；
- (3) 环境风险影响评价及风险管理；
- (4) 地下水环境影响评价；
- (5) 环境保护措施技术经济及可行性论证。

2.8 评价方法

本项目环境影响评价采用定量评价与定性评价相结合的方法，以量化评价为主。采用环境影响评价技术导则规定的评价方法予以分析。本次评价采用了类比法、产污系数法、排污系数法、数学模式法等。本次环评使用的评价方法见表 2.8-1。

表 2.8-1 本次环评采取的评价方法一览表

序号	评价工作内容	评价方法
1	环境影响因素识别方法	矩阵法
2	环境现状调查	收集资料法、现场调查法
3	工程分析	类比分析法、查阅参考资料法、产、排污系数法
4	影响预测与评价	类比分析法、数值法

3 工程分析

3.1 现有工程回顾

3.1.1 沙南作业区建设历程

沙南作业区成立于 2000 年，管辖北三台、沙南两块油田，共有 15 个生产区块，所在地行政隶属昌吉回族自治州阜康市及吉木萨尔县管辖。沙南联合站位于沙南油田主力产油区的北面。北三台联合站位于沙南联合站南侧约 14km 处，距阜康市 62km。作业区机关位于北三台联合站附近。

沙南作业区油藏类型多样，开发区块多，具有多层系、埋藏深(1800m~2500m)，低渗透等特点。油田控制面积约 80km²，探明石油地质储量约 4000×10⁴t。作业区目前共管理 2 座联合站，具备原油、采出水、伴生气处理能力。共有计量站 49 座，油水井 900 余口。；此外，作业区建设各类集输管线 519.053km，道路 112.5km。供配电及通信设施较为完善，具备良好的开发条件。

3.1.2 已建工程基本情况

3.1.2.1 沙丘 3 井区

沙丘 3 井区位于沙南油田北部。截至 2021 年 10 月，沙丘 3 井区采油井总数 19 口，开井 2 口，日产油 1.7t/d，综合含水 76.5%，累积产油 23.58×10⁴t，采油速度 0.04%，采出程度 15.1%。注水井 13 口，目前全部关井，累积注水量 74.04×10⁴m³，累积注采比 1.68。油区内已建 19 口采油井冬季运行时原油流动性较差，井口回压偏高，故井场设电加热器，电加热器功率 20kW。采用井口→计量站→混输泵站→处理站的三级布站工艺流程。采出液经单井出油管线输至计量站，需计量的单井来液经多通阀选井后进入计量橇进行计量，计量后的单井采出液同不需计量的单井采出液共同经集油线油气密闭集输至混输泵站加压后输送至沙南集中处理站。

3.1.2.2 沙 102 井区

沙 102 井区与沙丘 3 井区相邻。沙 102 井区二叠系梧桐沟组油藏发现井为沙 102 井，该井于 1997 年 8 月 7 日完钻后在二叠系梧桐沟组一段二砂组 ($P_3wt_1^2$) 2338.8m~2351.7m 井段试油，压裂后 3mm 油嘴获日产 14.67t 的工业油流。2002 年沙 102 井区梧桐沟组单井提交探明石油地质储量*****，含油面积为*****km²。

截止 2021 年 11 月，沙 102 区块共有采油井****口，开井****口，日产液****t/d，日产油****t/d，综合含水****%；注水井****口，开井****口，日注水量****m³/d。采油井采用井口→计量站→处理站的二级布站工艺流程。采出液经单井出油管线输至计量站，需计量的单井来液经多通阀选井后进入计量橇进行计量，计量后的单井采出液同不需计量的单井采出液共同经集油线油气密闭集输至沙南集中处理站处理。

3.1.2.3 沙丘 5 井区

2003 年 3 月 SQ5045 井由二叠系梧桐沟组上返至三叠系韭菜园组一段，射开 2322.0m~2373.5m，压裂后获 7.0t/d 的工业油流，从而发现了沙丘 5 井区块三叠系韭菜园组油藏。至 2004 年 11 月，沙丘 5 井区块在三叠系韭菜园组试油试采 11 井 11 层，获得油层 10 井 10 层，油水同层 1 井 1 层。2004 年 12 月上报沙丘 5 井区块三叠系韭菜园组油藏探明石油地质储量****，含油面积****km²。

沙丘 5 井区（包括沙丘 5、沙 112 及沙 114 井区）目前共有油井****口，其中****口处于生产状态，总液量****m³/d，含水约****%。油区采用注水开发，注水井共****口，油区所辖计量站****座，配水间****座。油区内已建****口采油井冬季运行时原油流动性较差，井口回压偏高，故井场设电加热器，电加热器功率 20kW。采用井口→计量站→处理站的二级布站工艺流程。采出液经单井出油管线输至计量站，需计量的单井来液经多通阀选井后进入计量橇进行计量，计量后的单井采出液同不需计量的单井采出液共同经集油线油气密闭集输至沙南集中处理站。

3.1.2.4 北 16 井区

北 16 井区位于北三台油田。北 16 井区梧桐沟组油藏于 1989 年 3 月投入开发，纵向上采用两套 340m 反九点注水井网分别开发梧桐沟组梧一段二砂层组和三砂层组（ $P_3wt_1^2$ 和 $P_3wt_1^3$ 层），考虑到油水过渡带可做为 $P_3wt_1^2$ 层井网接替层， $P_3wt_1^3$ 层开发井网仅部署在纯油区内含油边界内。1990 年 3 月产能建设基本完成，1990 年 4 月油藏开始注水，至 1990 年 8 月油藏全面注水开发，1998 年在油藏南部主体部位进行了局部井网加密。

截止 2021 年 11 月，北 16 井区梧桐沟组油藏共有采油井****口，开井****口，注水井****口，开井****口。日产液****t，日产油****t，综合含水****%。日注水**** m^3 ，平均单井日注水**** m^3 。井区采油采用井口→计量站→北三台联合站的二级布站密闭加热集输工艺，即单井采出液加热后油气混输进标准化计量站计量加热，再输至北三台联合站进行处理。

3.1.1 在建工程建设内容

2021 年，中国石油新疆油田分公司开发公司委托新疆泰施特环保科技有限公司编制完成了《沙南油田沙丘 5 井区梧桐沟组油藏 2021 年第一轮滚动开发工程环境影响报告表》，并于 2021 年 4 月取得昌吉回族自治州生态环境局批复，目前正在实施。此项目在沙丘 5 井区部署水平采油井 9 口，采油转注水井 6 口。配套建设道路、供配电、通信等设施。此项目投产后新建产能 $4.1 \times 10^4 t/a$ 。

2022 年 5 月，中国石油新疆油田分公司开发公司委托新疆泰施特环保科技有限公司编制了《北 16-北 20 井区二叠系梧桐沟组油藏东部扩边开发工程环境影响报告书》，并于 2022 年 06 月取得昌吉回族自治州生态环境局批复。目前正在实施。此项目拟在北 16 井区和北 20 井区共部署采油井 31 口，注水井 9 口，老井采转注 1 口，新建产能规模 $5.13 \times 10^4 t/a$ 。配套建设集油、注水管线、供配电及通信工程。

3.1.2 现有工程环境影响

依据《中国石油新疆油田分公司准东采油厂沙南作业区环境影响后评价报告书》的调查结论和现场踏勘的成果，项目区现有污染及生态影响回顾如下：

3.1.2.1 生态影响

生态影响主要表现在占地对生态的影响和对植被的影响。工程占地分为临时占地和永久占地，施工期尽量减少施工用地，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。在荒漠区域各站场内及周围进行绿化，道路部分沿线设置了草方格，可有效减少水土流失。部分临时占地植被已自然恢复。

3.1.2.2 废气

油区现有采油井在运行过程中产生的废气主要为无组织挥发的非甲烷总烃，烃类气体的挥发（排放）发生于油田生产全过程的各个节点上，由于井区集输工艺采用密闭流程，正常运行条件下油气损耗较小。根据《沙南油田沙 106-沙 112 井区二叠系梧桐沟组油藏沙 140 等 3 口评价井工程》《北 16-北 20 井区二叠系梧桐沟组油藏东部扩边开发工程环境影响报告书》的环境质量现状监测结果，区域大气中非甲烷总烃一次浓度值满足《大气污染物综合排放标准详解》中 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的浓度限值。

3.1.2.3 废水

井区运营期的采出液密闭进联合站采出水处理系统处理，出水达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中相关要求后回注油藏，不外排。回注井井筒采用套管直达注水目的层，井壁采用水泥浆固化，防止渗漏。由于回注目的层远远超过潜水层及有开发利用价值承压水层的深度，因此不会对其造成不利影响。

3.1.2.4 噪声

噪声主要为井场井下作业及汲油设备运转噪声等，源强为 80dB（A）~105dB（A）。通过选用低噪声设备、基础减振等措施后，区块噪声排放可以满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准。

根据《准东采油厂密闭注水工艺完善工程竣工环境保护验收监测报告》（2020 年 9 月）中对北三台联合站的厂界噪声监测结果及后评价报告书实测结果，项目区北三台联合站及厂界噪声满足《工业企业厂界噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准限值，项目区域无声环境敏感目标，因此对声环境影响很小。

3.1.2.5 固体废物

井区井下作业必须带罐上岗、铺设防渗膜作业，落地原油 100%回收，拉运至沙南联合站、北三台联合站进处理系统处理，沾油废防渗膜作为危险废物委托清运处置。现场未发现油污散落到地表的現象；各项固体废物均得到了妥善的处置。

3.1.3 现有工程环境影响回顾

3.1.3.1 环保手续履行情况

沙南作业区建设于 1990 年，由于当时环评制度不完善，未编制环境影响评价报告，伴随环评制度的发展，中国石油新疆油田分公司于 2005 年委托编制了《沙南油田开发建设项目环境影响报告书》，2007 年委托编制了《三台油田开发建设工程环境影响回顾性评价报告书》，但由于资料管理和交接问题，部分已遗失。

本次开发范围位于沙南油田沙丘 3、沙丘 5、沙 102 井区及北三台油田北 16 井区。和本项目相关的现有工程环保手续履行情况见表 3.1-1。

表 3.1-1 和项目有关的现有工程环保手续一览表

序号	名称	环评编制单位	环评批复	环评批复部门	环评批复时间	验收情况
1	新疆东部油田开发和配套工程环境影响报告书	新疆环境技术咨询中心	新环自字(1990)141 号	原新疆维吾尔自治区环境保护局	1990 年 10 月 1 日	资料遗失
2	沙南油田开发建设项目环境影响报告书	资料遗失	资料遗失	资料遗失	资料遗失	原新疆维吾尔自治区环境保护局(环自验(2005)10 号)2005 年 11 月 30 日
3	沙南油田沙丘 5 井区梧桐沟组油藏 2015 注水评价井建设项目环境影响报告表	河南蓝森环保科技有限公司	阜环函(2015)209 号	原阜康市环境保护局	2015 年 7 月 27 日	自主验收 /
4	准东采油厂密闭注水工艺完善工程环境影响报告表	中勘冶金勘察设计研究院有限公司	昌州环评(2018)75 号	昌吉回族自治州环境保护局	2018 年 12 月 19 日	自主验收 2020 年 9 月
5	北三台油田北 16 井区梧桐沟组油藏更新、补钻工程环境影响报告表	新疆泰施特环保科技有限公司	昌州环评(2020)43 号	昌吉回族自治州生态环境局	2020 年 5 月 14 日	自主验收, 2021 年 10 月 28 日
6	中国石油新疆油田分公司准东采油厂沙南作业区环境影响后评价报告书	新疆恒升融裕环保科技有限公司	新环环评函(2021)870 号	新疆维吾尔自治区生态环境厅	2021 年 9 月 26 日	无需验收
7	沙南油田沙丘 5 井区梧桐沟组油藏 2021 年第一轮滚动开发工程环境影响报告表	新疆泰施特环保科技有限公司	昌州环评(2021)46 号	昌吉回族自治州生态环境局	2021 年 4 月 28 日	正在实施
8	北 16-北 20 井区二叠系梧桐沟组油藏东部扩边开发工程环境影响报告书	新疆泰施特环保科技有限公司	昌州环评(2022)95 号	昌吉回族自治州生态环境局	2022 年 6 月 15 日	正在实施

3.1.3.2 现有工程污染物排放及达标情况

沙丘 3、沙 102、沙丘 5 井区及北 16 井区采油井场采用电加热，无加热炉废气产生，采油、集输过程废气污染物为非甲烷总烃，为无组织排放，排放量随油田生产情况调整不断变化。根据各井区 2021 年底产能情况，沙丘 3、沙 102、沙

丘 5 井区及北 16 井区日 2021 年底产油量为 198t/d (7.227×10^4 t/a)，由于各井区采取管线密闭集输的方式，无组织挥发废气产生量较少。

井区采出水及井下作业废液均由沙南联合站、北三台联合站处理回注油藏不外排；根据《中国石油新疆油田分公司准东采油厂沙南作业区环境影响后评价报告书》监测结果，污水处理系统出水可满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012) 指标要求；项目产生的固废进行综合利用或委托处置，无固体废弃物排放。

3.1.3.3 与本项目有关的环境问题

根据现场调查结果，本项目涉及井区均采用密闭集输工艺，现场无废水、固体废物遗留。井区巡井道路路面铺设砾石，部分道路两侧采用草方格固沙措施。早期临时占地植被已恢复，近期植被正在恢复。无和本项目有关的环境问题。

3.2 改扩建项目工程概况

3.2.1 基本情况

(1) 项目名称

沙南作业区沙丘 3 井区、沙丘 5 井区、北 16 井区油藏滚动开发工程。

(2) 建设单位

中国石油新疆油田分公司开发公司。

(3) 建设性质

改扩建。

(4) 建设地点

项目所在区域行政隶属阜康市管辖。项目位于阜康市中心城区东北约 60km 处。沙丘 3、沙 102 井区位于沙南联合站北侧约 4.6~8.4km 处，中心地理坐标*****，*****；沙丘 5 井区位于沙南联合站南侧约 1.6m~2.2km 处，中心地理坐标*****，*****；北 16 井区部署 6 口井位于北三台联合站西侧约 1.6m~2.2km 处，中心地理坐标*****，*****。

(5) 劳动组织及定员

本工程运营期不新增劳动定员，采油井巡检人员从准东采油厂现有人员中调配。

(6) 建设内容

新钻井 18 口，其中水平井 13 口，直井 5 口。建设 16 口采油井及 2 口注水井井场，单井出油管线及注水管线 11.77km，进场道路 6.583km，电力杆架 190 座。配套建设供电、通信等工程。

(7) 建设周期

项目分批实施，施工次序和施工井数根据油藏情况进行调整，单井施工顺序为钻前一钻井一地面工程，单井钻前工程 20d，钻井工程直井 35d、水平井 40d，地面工程 30d。单井施工周期见表 3.2-1。

表 3.2-1 单井施工周期一览表

序号	施工内容	单井施工时间
1	钻前工程	20d
2	钻井工程	直井 35d；水平井 40d
3	地面工程	30d
4	单井合计	直井 85d；定向井 90d

3.2.2 投资估算

项目总投资 8064.64 万元，投资情况见表 3.2-2

表 3.2-2 项目投资一览表 单位（万元）

序号	井区	钻前+钻井工程投资	地面工程投资	合计
1	沙丘 3	2445	197.21	2642.21
2	沙 102	720	65.74	785.74
3	沙丘 5	3255	230.08	3485.08
4	北 16	1053	98.61	1151.61
5	小计	7473	591.64	8064.64

3.2.3 占地规模

项目占地分永久占地、临时占地。永久占地主要是采油/注水井场、进场道路及电力线杆架占地，临时占地包括钻井井场、管道作业带、生活营地、电力线临时道路等。项目共新钻 18 口井，其中单井井场 14 座，平台井井场 2 座（2 口井/

座），钻井期井场设置放喷管线，附近配套建设生活营地；项目新建集油、注水管线共 11.77km，进场道路 6.583km，电力杆架 190 座。各场站尺寸、面积及占地情况见表 3.2-3。

表 3.2-3 钻井期井场/平台、放喷管线、生活营地及进场道路占地情况一览表

序号	名称	规格		数量			
		尺寸	面积	沙丘 3	沙丘 5	沙 102	北 16
1	钻井井场	水平井井场： 85m×75m	6375m ²	6 座	3 座	/	//
		平台井场： 95m×75m	7125m ²	/	2 座		/
		直井井场：85m ×65m	5525m ²	/	/	2 座	3 座
2	放喷管线	25m×2m	50m ²	6 处	5 处	2 处	3 处
3	生活营地	临时占地：50m ×30m	1500m ²	6 座	5 座	2 座	3 座
4	采油井场	水平井：50m×40m	2000m ²	6 座	3 座	/	/
		平台井：60m×50m	3000m ²	/	2 座	/	/
		直井：25m×25m	625m ²	/	/	1 座	2 座
5	注水井场	直井：25m×25m	625m ²	/	/	1 座	1 座
6	电力杆架	3m×3m	9m ²	120 座	40 座	10 座	20 座
7	电力施工便道	路面宽度 4m		6.0km	2km	0.5km	1km
8	集油管线	扰动宽度 10~12m		7.55km	2.22km	0.5km	0.8km
9	注水管线	扰动宽度 10~12m		/	/	0.5km	0.2km
10	进场道路	路面宽度 4m		3.183km	2km	1.1km	0.3km

根据上表各项工程内容占地面积及数量，对各井区及项目占地情况进行核算，项目总占地面积 325556m²，其中永久占地 55167m²，临时占地 270389m²。项目占地情况见表 3.2-4。

表 3.2-4 占地面积统计表 单位：m²

工程内容及占地类型		沙丘 3	沙 102	沙丘 5	北 16	合计
钻井井场及放喷管线	永久	12000	1250	12000	1875	27125
	临时	26550	9900	21625	14850	72925
集油管线	永久	0	0	0	0	0
	临时	75500	12000	35964	12000	135464
进场道路	永久	12732	4400	8000	1200	26332
	临时	0	0	0	0	0
电力线路架设	永久	1080	90	360	180	1710
	临时	24000	2000	8000	4000	38000
生活营地	永久	0	0	0	0	0
	临时	9000	3000	7500	4500	24000

合计	永久	25812	5740	20360	3255	55167
	临时	135050	26900	73089	35350	270389
	总占地	160862	32640	93449	38605	325556

3.2.4 开发方案

本项目共部署 18 口生产井，其中在沙丘 3、沙丘 5 井区部署 13 口采油井，在沙 102、北 16 井区共部署 3 口采油井，2 口注水井。

沙丘 3 井区韭菜园组油藏为中孔特低渗透油藏，本次采用水平井分段压裂方式开发。6 口采油井均为水平井。

沙丘 5 井区韭菜园组油藏为中孔特低渗透油藏，7 口水平井采用水平井分段压裂方式开发。

沙 102 区块二叠系梧桐沟组油藏部署采油井 1 口，注水井 1 口，采用直井开发方式。

北 16 井区二叠系梧桐沟组油藏实施补钻采油井 2 口，注水井 1 口，采用直井开发方式。

各井区开发方案见表 3.2-5。

表 3.2-5 项目开发方案一览表

井区	井数 (口)	采油井井号		注水井井号
		水平井	直井	
沙丘 3	6	SQHW3001、SQHW3002、SQHW3003、SQHW3004、SQHW3005、SQHW3006	/	/
沙 102	2	/	SQ3215	SQ3244
沙丘 5	7	SQHW4001、SQHW4002、SQHW4003、SQHW4004、SQHW4005、SQHW4006、SQHW4007	/	/
北 16	3	/	B1092、B1099	B1132
合计	18	13	3	2

3.2.4.1 指标预测

各井区开发指标见表 3.2-6。

表 3.2-6 项目油藏开发产能预测指标

序号	井区	井数(口)	年产油 (10 ⁴ t)	年产液 (10 ⁴ m ³)	年产气 (10 ⁸ m ³)	气油比 (m ³ /m ³)	含水(%)
1	沙丘 3	6	2.16	3	0.0118	63	47.5
2	沙 102	1	0.2	/	0.0008	42	14.5
3	沙丘 5	7	2.64	4.08	0.01792	80	45
4	北 16	2	0.44	/	0.0011	25	50

3.2.4.2 产能规模

根据产能预测资料，项目各井区产能规模详见表 3.2-7，注水规模详见表 3.2-8。

表 3.2-7 采油井产能规模一览表

序号	井区	新钻井数(口)	单井设计产能(t/d)	新建产能(10 ⁴ t/a)
1	沙丘 3	6	12	2.16
2	沙 102	1	5.5	0.2
3	沙丘 5	7	12.5	2.64
4	北 16	2	6.0	0.44
5	合计	16	/	5.44

北 16 井区二叠系梧桐沟组实施 1 口注水井，单井注水量 24m³/d。沙 102 区块二叠系梧桐沟组实施 1 口注水井。单井注水量 25m³/d。注水井注水规模见表 3.2-8。

表 3.2-8 注水井注水规模一览表

井区	注水井数(口)	注水量(m ³ /d)	井口注水压力(MPa)
北 16	1	24	17.8
沙 102	1	25	18.3
合计	2	49	/

3.2.4.3 油藏物性

(1) 原油性质

地面原油物性见表 3.2-9。

表 3.2-9 项目各井区地面原油物性一览表

区块名称	层位	密度(g/cm ³)	50℃粘度 (mPa·s)	含蜡量(%)	凝固点(℃)
沙丘 3	T _{1j2}	0.8462	21.56	8.7	20.5
沙 102	P _{3wt1}	0.844	8.53	7.5	19
沙丘 5	T _{1j1} ¹⁻²	0.843	7	6.9	16
北 16 井区	P _{3wt1} ² 、P _{3wt1} ³	0.884	39.84	8.05	12
平均密度		0.8543			

(2) 伴生气性质

本项目所在井区原油伴生气以甲烷为主，伴生气组分较为丰富；根据资料，沙丘 3、沙丘 5 井区不含硫化氢；沙 102 井区及北 16 井区现有工程钻井过程中未发现 H_2S 等有毒有害气体。各井区伴生气物性见表 3.2-10。

表 3.2-10 项目各井区油藏伴生气物性一览表

区块名称	相对密度	组 分 含 量 (%)			
		甲烷	乙烷	丙烷	其他
沙丘 3	0.812	65.5	17.1	10.4	7
沙丘 5	0.812	65.5	17.1	10.4	7
北 16	0.740	88.39	2.5	1.5	7.61
沙 102	1.05	43.86	20.96	18.66	16.52

(3) 地层水性质

根据资料，各井区地层水性质见表 3.2-11。

表 3.2-11 项目各井区地层水性质一览表

区块名称	HCO_3^- (mg/L)	Ca^{2+} (mg/L)	SO_4^{2-} (mg/L)	Cl^- (mg/L)	矿化度 (mg/L)	地层水型
沙丘 3	/	/	/	11467	18933.94	$CaCl_2$
沙丘 5	/	/	/	5712~10600	9000~14000	$CaCl_2$
北 16	81.1	1634.0	57.6	7037.3	11493.8	$CaCl_2$
沙 102	/	/	/	4222.5	7646.4	$CaCl_2$

3.3 工程建设内容

3.3.1 项目组成

主要建设内容包括 18 口采油注水井的钻前、钻井工程及地面配套的管线、道路及供配电工程等工程。项目组成见表 3.3-1。

表 3.3-1 项目工程组成一览表

名称		建设规模及建设内容
主体工程	钻前工程	井场场地清理、平整；钻井、不落地设备进场安装；生活营地建设
	钻井工程	新钻 13 口水平井、5 口直井，钻井总进尺 49820m。
	地面工程	新建抽油机基础 16 座，12 型游梁式抽油机，电机功率 30kW，井口设保温盒，保温盒内设 150W 防爆电加热器做保温。
		新建 DN50/DN80 2.5MPa 柔性复合管 11.67km，埋地保温敷设，管底埋深-1.70m~-1.80m
		25MPa 标准化注水井口，注水井口设保温盒
	注水管线	新建注水管线 0.6km，采用 DN50 16MPa 热塑性塑料内衬玻璃钢

名称			建设规模及建设内容	
			复合管，埋地不保温，管底埋深-1.90m	
公用工程	施工期	供电	钻井井场自备柴油发电机	
		供水	管线试压用水自沙南联合站、北三台联合站就近拉运	
	运营期	供电	就近接入油区已建 10kV 线路，本次新建 10kV 架空线路 9.5km	
		供水	回注水由沙南联合站、北三台联合站注水系统提供	
		通讯	压力检测仪表选用无线智能压力变送器，采用高性能锂电池供电	
环保工程	施工期	噪声	对噪声较大的设备采取消声、隔音、减震等措施	
		固废	设不落地设施对井口泥浆、岩屑混合物进行分离，液相泥浆循环利用，固相岩屑进罐收集	
			设环保收集罐对岩屑进行收集	
			生活营地设生活垃圾收集设施	
		环境风险	不落地设施及柴油储罐区、岩屑储罐区地面铺设防渗膜	
	运营期	噪声	机泵等设备减振，并进行定期保养	
		固废	井下作业带罐，铺设防渗膜	
		生态	对施工占地进行平整，临时占地自然恢复，铺设草方格固沙	
		环境风险	井下作业带罐，作业场地铺设防渗膜	
依托工程	施工期	钻井岩屑处置		水基钻井岩屑委托岩屑处置单位清运处置
				油基钻井岩屑委托具有相应危险废物处置资质单位清运处置
		生活垃圾处置		委托清运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场填埋处置
	运营期	原油集输		沙丘 3、沙丘 5 及沙 102 井区新部署采油井依托沙南油田 10 号、16 号、19 号计量站及现有集输管线，北 16 井区依托北三台油田北三台油田 10 号计量站及现有集输管线
		回注水输送		北 16 井区 B1132 井依托已建北三台油田 3 号配水间，沙 102 井区 SQ3244 井依托沙南油田 19 号配水间
		原油处理		依托沙南联合站、北三台联合站原有处理系统处理
		伴生气处理		依托沙南联合站、北三台联合站伴生气处理系统处理
		采出水处理		依托沙南联合站、北三台联合站采出水处理系统处理
		落地油		100%回收后交沙南联合站、北三台联合站原油处理系统处置；
		井下作业废液处理		井下作业废液依托沙南联合站、北三台联合站采出水处理系统
		固体废物	危险废物暂存	含油污泥在沙南作业区标准化含油污泥暂存场暂存
				沾油废防渗膜属于危废，在 暂存
	危险废物处置		含油污泥依托沙南作业区现有暂存设施贮存	
委托克拉玛依博达环保科技有限公司处置				

3.3.2 主体工程

本项目主体工程包括钻前工程、钻井工程、及地面工程。

项目共部署油水井 18 口的钻井及地面工程，开钻 13 口水平井及 5 口直井，钻井总进尺 49820m。采用单井及平台井方式布置，共布置 14 口单井井场和 2 座平台井（2 口井/平台），其中采油井 16 口，注水井 2 口。项目新建单井出油管线 11.07km，单井注水管线 0.7km。单井设计产能为水平井 12t/d~12.5t/d，直井

5.5t/d~6.0t/d，项目共新建产能 5.44×10^4 t/a。沙丘 3、沙 102 和沙丘 5 井区采出液处理及注水水源依托沙南联合站，北 16 井区采出液处理及注水水源依托北三台联合站。

3.3.2.1 钻前工程

钻前工程包括井场、生活营地等设施的建设。

(1) 施工井场

本项目新钻 18 口井，采用单井井场方式进行部署，钻井设备位于井场中部，泥浆不落地系统及泥浆罐位于井场内，井场采用砂石料铺垫。

(2) 施工营地

项目配套建设临时施工营地用于钻井人员生活，总计临时施工营地共 18 个，每个施工营地占地面积为 50m×30m。

(3) 放喷管线

钻井期项目在每个钻井井场两侧各设一根放喷管线。

(4) 进场道路

路面宽度 4 米，采用砂石料路面硬化。

3.3.2.2 钻井工程

本项目新钻油水井 18 口。总钻井进尺 49820m。各井区井号、坐标、井深等相关信息见表 3.3-2。

表 3.3-2 本项目井位坐标及情况表

井区	井号	坐标		井型	井别	井深 (m)	钻井总进 尺 (m)
		X	Y				
沙丘 3	SQHW3001			水平井	采油井	2580~ 2850	16300
	SQHW3002			水平井	采油井		
	SQHW3003			水平井	采油井		
	SQHW3004			水平井	采油井		
	SQHW3005			水平井	采油井		
	SQHW3006			水平井	采油井		
沙 102	SQ3215			直井	采油井	2410	4800
	SQ3244			直井	注水井	2390	
沙丘 5	SQHW4001			水平井	采油井	3100	21700

	SQHW4002			水平井	采油井	3100	
	SQHW4003			水平井	采油井	3100	
	SQHW4004			水平井	采油井	3100	
	SQHW4005			水平井	采油井	3100	
	SQHW4006			水平井	采油井	3100	
	SQHW4007			水平井	采油井	3100	
北 16	B1092			直井	采油井	2340	7020
	B1099			直井	采油井	2340	
	B1132			直井	注水井	2340	

(1) 井身结构

本项目 13 口水平井、5 口直井均采用二开井身结构。水平井二开需更换一次钻头，更换前为二开一段，更换后为二开二段。18 口井均采用内管注水泥工艺固井。水平井及直井井身结构设计说明见表 3.3-4-表 3.3-4。井身结构见图 3.3-1、图 3.3-2 。

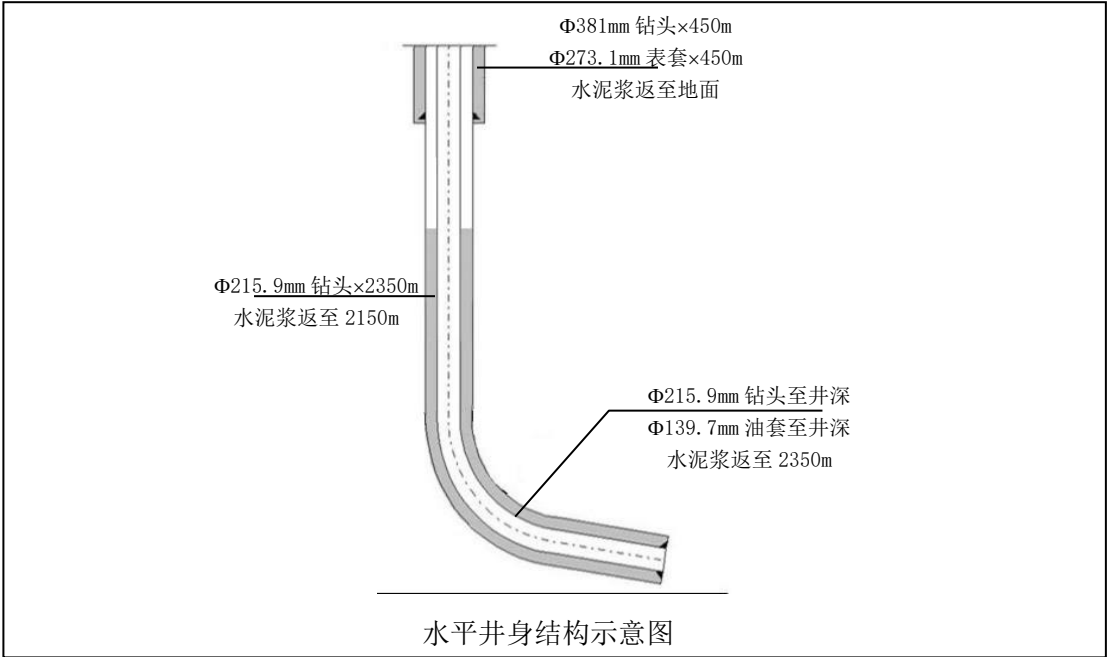


图 3.3-1 项目水平井井身结构示意图

表 3.3-3 水平井井身结构设计说明

开钻次序	钻头尺寸 (mm)	套管尺寸 (mm)	设计说明
一开	381	273.1	钻至井深 450m，固井水泥浆返至地面。
二开（直井段）	215.9	139.7	钻至 2350m 固井水泥浆返至 2150m。
二开（水平段）	215.9	139.7	钻至完钻井深，固井水泥浆返至 2350m。

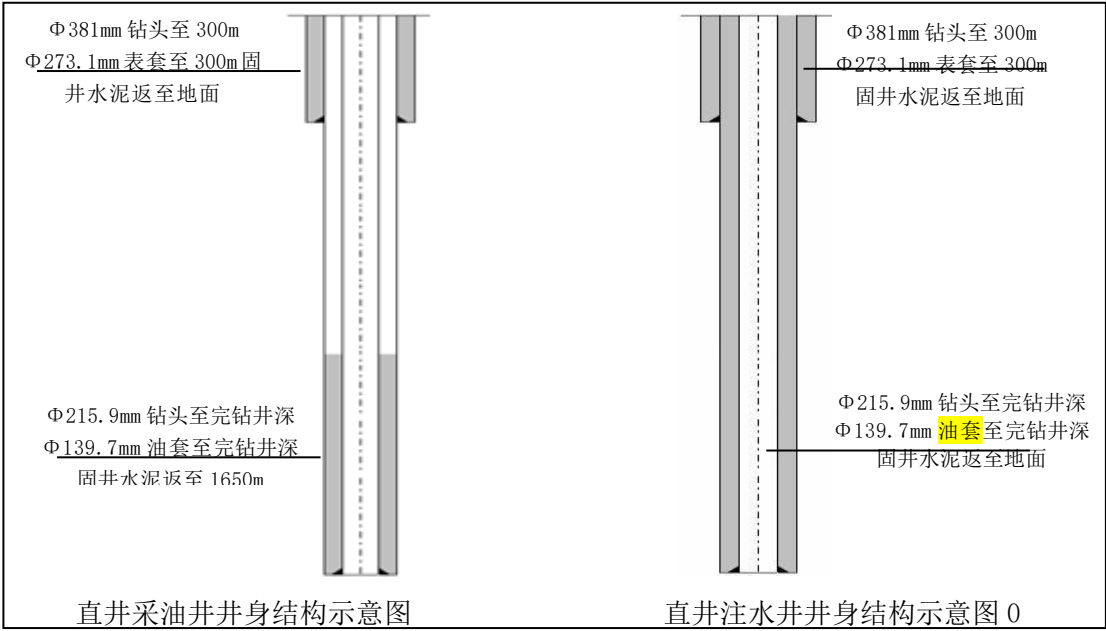


图 3.3-2 项目直井井身结构示意图

表 3.3-4 井身结构设计说明

开钻次序	钻头尺寸 (mm)	套管尺寸 (mm)	设计说明
一开	381	273.1	钻至井深 300m，固井水泥浆返至地面。
二开	215.9	139.7（采油井）	钻至完钻井深，固井水泥浆返至 1650m。
	215.9	139.7（注水井）	钻至完钻井深，固井水泥浆返至地面。

（2）钻井液体系

沙丘 3、沙丘 5 井区 13 口水平井一开及二开直井段均使用水基钻井液，二开水平段使用油基钻井液。沙 102 井区和北 16 井区 5 口井均采用水基钻井液。钻井液体系见表 3.3-5 所示。

表 3.3-5 钻井期主要材料用量一览表

物料名称			单井消耗量	井数	合计	主要成分
钻井液	沙丘 3 井区	水基钻井液	299m ³	6	1794m ³	坂土、NaOH、Na ₂ CO ₃ 、KCl、CaO、超细碳酸钙、重晶石等
		油基钻井液	402m ³	6	2412m ³	白油、柴油、主乳化剂、有机土等
	沙 102 井区	水基钻井液	299m ³	2	598m ³	坂土、NaOH、Na ₂ CO ₃ 、KCl、CaO、超细碳酸钙、重晶石等
	沙丘 5 井区	水基钻井液	299m ³	7	2093m ³	坂土、NaOH、Na ₂ CO ₃ 、KCl、CaO、超细碳酸钙、重晶石等
		油基钻井液	479m ³	7	3353m ³	白油、柴油、主乳化剂、有机土等
	北 16 井区	水基钻井液	299m ³	3	897m ³	坂土、NaOH、Na ₂ CO ₃ 、KCl、CaO、超细碳酸钙、重晶石等

根据上表，项目共使用水基钻井液 5382m³，使用油基钻井液 5765m³。

(3) 钻井设备

井场设备包括提升系统、循环系统、动力系统、控制系统等，本项目水平井使用 ZJ30 型钻机，直井采用 ZJ30 型钻机，水平井钻井设备见表 3.3-6。直井钻井设备见表 3.3-7。

表 3.3-6 水平井主要钻井设备一览表（单井）

序号	名 称		型 号	载荷 (kN)	功率 (kW)	备 注	
一	钻 机		ZJ50	3150	/	/	
二	井 架		JJ315/43A	3150	/	/	
三	提升系 统	绞车	JC-45	/	1100	/	
		天车	TC-315	3150	/	/	
		游车	YC-315	3150	/	/	
		大钩	DG-315	3150	/	/	
		水龙头	SL-450	3150	/	/	
四	转 盘		ZP-275	/	/	通径 698. 5mm	
五	循环系 统配置	钻井泵 1#	F-1300	/	940	/	
		钻井泵 2#	F-1300	/	940	/	
		钻井液罐	/	/	/	总容量≥220m ³	
		搅拌器	/	/	7. 5	12 个	
六	钻机动 力系统	柴油机 1#	12V190B	/	882	/	
		柴油机 2#	12V190B	/	882	/	
		柴油机 3#	12V190B	/	882	/	
七	发电 机组	发电机 1#	PZ8V-190D-2	/	500	/	
		发电机 2#	PZ8V-190D-2	/	500	/	
八	钻机控 制系统	自动压风机	2V-6. 5/12	/	55	/	
		电动压风机	2V-6. 5/12	/	55	/	
九	固控 系统	振动筛	J1/A-2/E48-90F-3TA	/	/	3 台	
		除砂清洁器	ZQJ254×2	/	55	/	
		除泥清洁器	ZQG125×8	/	3	/	
		离 心 机	LW355×860-N	/	24	2 台	
十	加重装 置	加重漏斗	/	/	1 套	1 套	
		气动下灰装置	/	/	/	/	
十一	井控系 统	二开	双闸板 防喷器	2FZ35-35	/	/	1 套
			节流管 汇	JG-35	/	/	1 套
			压井管 汇	YG-35	/	/	1 套
		控制装置		FKQ5606	/	/	/
		液气分离器		/	/	/	1 台
		司钻控制台		/	/	/	1 套
		节流控制箱		/	/	/	1 套
		除气器		CQ ₂ -4	/	/	1 套

十二	仪器仪表	钻井参数仪表	八参数仪	/	/	1 套
		测斜仪	单点测斜仪	/	/	1 套
十三	防硫设备	H ₂ S 监测仪	便携式	/	/	≥1 套
十四	液压大钳		Q10Y-M	/		/
十五	不落地系统		/	/		/

表 3.3-7 直井主要钻井设备一览表（单井）

序号	名称		型 号	载荷 (kN)	功率(kW)	备 注
一	钻 机		ZJ30	1700		
二	井 架		JJ170/32-ks	1700		
三	提升系统	绞 车	JC30		550	
		天 车	TC170	1700		
		游动滑车	YD-170	1700		
		大 钩	DG170	1700		
		水龙头	XSL-160	1600		
四	转 盘		ZP520			
五	循环系统配置	钻井泵 1#	F-1300		956	
		钻井泵 2#	F-1300		956	
		钻井泵 3#				
		钻井液罐	13000×3000×2500			≥196m ³
		搅拌器				
六	钻井动力系统	柴油机 1#	CAT3406C		343	
		柴油机 2#	CAT3406C		343	
		柴油机 3#	CAT3512		1031	
		柴油机 4#	CAT3512		1031	
七	发电机组	发电机 1#	Vovo1		400	
		发电机 2#	Vovo1		400	
		MCC 房				
八	钻机控制系统	自动压风机	2V-6.5/12			
		电动压风机	2V-6.5/12			
		气源净化装置				
		刹车系统				
		辅助刹车				
九	固控系统	振动筛 1#	RCZ2000			处理量： 210m ³ /h
		振动筛 2#				
		除 砂 器	RCZ2000		55	处理量：200～ 250m ³ /h
		除 泥 器			3	
		离 心 机	LW520X842N		24	处理量： 40m ³ /h
十	加重装置	加重漏斗				1 套
		电动加重泵				1 套
		气动下灰装置				
十一	井控系统	双闸板防喷器	2FZ35-35			1 套
		控制装置	FKQ3204			1 套

		节流管汇	JG-35			1套
		压井管汇	YG-35			1套
		除气器	ZCQ ₂ -1/4		11	1套
		液气分离器	YFQ-1200			1台
十二	仪器 仪表	钻井参数仪表	八或多参数仪			1套
		测斜仪	自浮式单点测斜仪			1套
		防爆排风扇				4台
		硫化氢监测仪	便携式			≥1套
十三		液压大钳				1套
十四		不落地系统			1套	1套

(4) 钻井井场平面布置

本项目钻井期井场本着结构简单、流程合理的原则进行布局。各井场布置相似，井场在前场主要布置有录井房、地质房、废料场、材料爬犁、值班室、钻井液用房及材料房；井场的后场布置有净化罐、套装水罐、化工爬犁、钻井液不落地装备、远控台、消防房、管线盒、过桥、油水罐、配电房、钳工房及发电房。两根放喷管线从井场中心分别向井场两侧延伸布置。钻井井场平面布置见图 3.3-3。

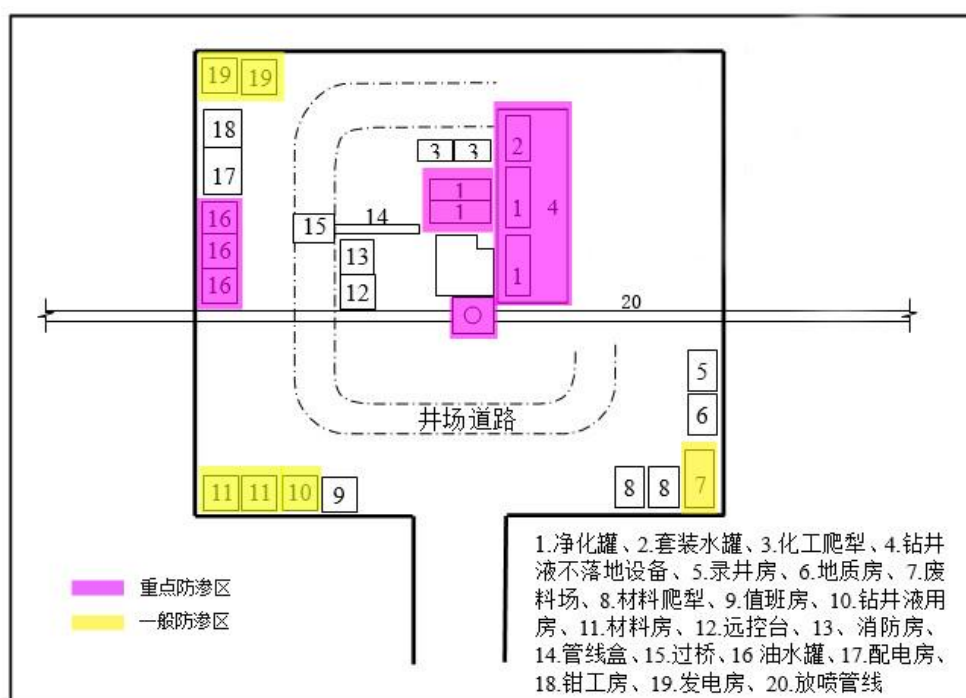


图 3.3-3 本项目钻井井场平面布置示意图（单井）

3.3.2.3 地面工程

(1) 采油工程

①采油井场

本项目新建 16 口采油井，井口采用机械抽油，配套电机，井口设保温盒。压力表置于保温盒内，设置清蜡和热洗接口，同时设置安全标志牌。

②集输管网

项目共新建单井出油管道 11.07km，均埋地敷设，管底埋深-1.70~1.80m，设保温层，集油管线地面设标志桩。管线工程量见表 3.3-8。管网走向见附图 11~14。

表 3.3-8 单井出油管线工程量一览表

区块	单井出油管线 (km)	备注
沙丘 3	7.55	DN50 2.5MPa 热塑性塑料内衬玻璃钢复合管 (耐温 90℃) 4.16km/DN80 2.5MPa 热塑性塑料内衬玻璃钢复合管 (耐温 90℃) 3.39km
沙丘 5	2.22	DN50 2.5MPa 热塑性塑料内衬玻璃钢复合管 (耐温 90℃) 1.5/DN80 2.5MPa 热塑性塑料内衬玻璃钢复合管 (耐温 90℃) 0.72km
沙 102	0.5	DN50 2.5MPa 柔性复合管 (耐温 110℃)
北 16	0.8	DN50 2.5MPa 柔性复合管 (耐温 110℃)
合计	11.07	/

本工程管道穿越专用公路及沥青、水泥路及路政部门要求顶管穿越路段采用顶管穿越方式，顶管时设套管保护；管道穿越碎石路、土路采用大开挖穿越方式，并设套管保护，穿越完毕后恢复原有路面。

③进站情况

项目采油井采用井口→计量站→混输泵站→处理站的三级布站工艺流程。各井口进计量站或通过计量站管线搭接。项目采油井进站及搭接情况见表 3.3-9。

表 3.3-9 新建采油井接入计量站情况表

区块	采油井号	接入计量站号	空头数 (个)	接入井数 (口)	备注
沙丘 3	SQHW3001、 SQHW3002、 SQHW3003、	沙南油田 18 号 计量站 (已建)	2	3	SQHW3002 与 SQHW3003 汇合后接入计量站
	SQHW3004、 SQHW3005、SQHW3006	沙南油田 10 号 计量站 (已建)	2	3	SQHW3005 与 SQHW3006 汇合后接入计量站

沙 102	SQ3215	沙南油田 19 号 计量站（已建）	7	1	/
沙丘 5	SQHW4001、SQHW4002	/	/	/	SQHW4001、SQHW4002 井汇 合后搭接至 16 号站集油 支线
	SQHW4003、SQHW4004	/	/	/	SQHW4003、SQHW4004 井汇 合后搭接至 15 号站集油 支线
	SQHW4005、 SQHW4006、SQHW4007	沙南油田 16 号 计量站（已建）	2	3	SQHW4005 搭接已建 SQ4207 单井管道进计量 站
北 16	B1092	北三台油田 10 号计量站（已 建）	4	1	/
	B1099	北三台油田 6 号计量站（已 建）	2	1	/

（2）注水工程

根据开发方案，本次在沙 102 井区和北 16 井区各新建 1 口注水井。采用单干管多井配水流程，即注水站来水经注水干、支线输至配水间，通过分水器将水量分配至注水井，在配水间进行单井配水和计量。北 16 井区 B1132 就近接入 3 号配水间，沙 102 井区 SQ3244 井就近接入 19 号配水间。进站情况见表 3.3-10。

2 座注水井场均采用 25MPa 标准化设计注水井口，注水井口设保温盒，来水管道设止回阀和截断阀，防止高压水倒流。管道采用 DN50 25MPa 热塑性塑料内衬玻璃钢复合管，埋地不保温敷设，管底埋深-1.90m。

表 3.3-10 新建注水井进站情况

区块	配水间	配水间空头数（口）	已接入井数（口）	配水间压力 （MPa）	日注水量 （m ³ /d）
北 16	3 号	3	2	21	136
沙 102	19 号	2	3		

（3）地面工程工程量

（4）项目采油井、注水井、管线等地面工程工程量见表 3.3-11。

表 3.3-11 地面工程工程量一览表

序号	井区	工程名称	单位	数量	工程内容
1	沙丘 3	采油井口	座	6	70MPa DN65
2		采油井场	座	6	DN65 不保温油嘴加热
3		电加热器	台	6	20kW
4		抽油机	台	6	12 型游梁式

序号	井区		工程名称	单位	数量	工程内容
5			抽油机基础	座	6	12 型抽油机基础
6			集油管线	km	4.16	DN50 2.5MPa 热塑性塑料内衬玻璃钢复合管（耐温 90℃）
7				km	3.39	DN80 2.5MPa 热塑性塑料内衬玻璃钢复合管（耐温 90℃）
8	沙丘 102 井区	采油井	采油井口	座	1	DN50 25MPa 采油井口
9			采油井场	座	1	DN50 不保温油嘴加热采油井场
10			电加热器	台	1	10kW 电加热器
11			抽油机	座	1	12 型抽油机
12			抽油机基础	座	1	12 型抽油机基础
13			集油管线	km	0.5	DN50 2.5MPa 柔性复合管（耐温 110℃）
14		注水	注水井口	座	1	25MPa 标准化设计注水井口，注水井口设保温盒
15			注水管线	km	0.5	来水管道设止回阀和截断阀防止高压水倒流。
16	沙丘 5		采油井口	座	7	70MPa DN65 采油井口
17			采油井场	座	7	DN65 不保温油嘴加热采油井场
18			电加热器	台	7	20kW 电加热器
19			抽油机	台	7	12 型游梁式抽油机
20			抽油机基础	座	7	型抽油机基础
21			集油管线	km	1.5	DN50 2.5MPa 热塑性塑料内衬玻璃钢复合管（耐温 90℃）
22				km	0.72	DN80 2.5MPa 热塑性塑料内衬玻璃钢复合管（耐温 90℃）
23	北 16 井区		采油井口	座	2	DN50 25MPa 采油井口
24			采油井场	座	2	DN50 不保温油嘴加热采油井场
25			电加热器	台	2	10kW 电加热器
26			抽油机	座	2	12 型抽油机
27			抽油机基础	座	2	12 型抽油机基础
28			集油管线	km	0.8	DN50 2.5MPa 柔性复合管（耐温 110℃）
29			注水井口	座	1	25MPa 标准化设计注水井口，注水井口设保温盒
30			注水管线	km	0.5	来水管道设止回阀和截断阀防止高压水倒流。

3.3.3 公用工程

配套工程包括道路、仪表自动化、供配电、通信、消防、防腐等。

（1）道路

项目进场道路就近利用已有油田巡井道路接入井场。项目共新建进场道路 6.583km。路面宽度 4m，使用砂石料铺设。

（2）仪表自动化

本工程涉及的油井、新建计量（配水）站等实现“无人值守、远程监控、故障巡检”的生产模式。各井场采用 LoRa+无线仪表采集的数据通过 LoRa+网关+5.8G 无线网桥方式数据上传至沙南 LoRa+数据采集通信服务器，转发至准东采油厂油气生产物联网调控中心云平台。

①采油井口

每座井口设置 1 套防爆无线数据采集箱，内置 LoRa+无线数据传输模块。本工程在 31 座新建油井根据工艺要求新增以下检测点及设备：

——井口油压（回压）检测：1 点（LoRa+）；

——井口套压检测：1 点（LoRa+）；

——井口油温检测：1 点（LoRa+）；

——螺杆泵电控箱信号：1 点（LoRa+）；

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

——一体化功图仪（包括载荷、位移、冲程）检测：1 点（LoRa+）。

②注水井井口

本工程新增注水井口设置恒流配水装置，装置上设有流量检测和压力检测，并且自带控制系统进行橇内数据采集，控制系统配置 LoRa+无线模块进行数据上传。

（3）供配电

沙丘 3 井区已建有沙丘 3 变电站，电压等级 35/10kV，供电能力为 1125kW，2021 年最大运行负荷约 430kW，电源引自 35kV 北 16 变电站；本工程新增负荷用电可依托就近已建 10kV 油区架空线路。

沙丘 5 井区建有沙丘 5 变电站，电压等级 35/10kV，主变容量为 1×3150kVA，供电能力为 2835kW，2022 年最大运行负荷约 1260kW；本工程新增负荷用电可依托就近已建 10kV 油区架空线路。

北 16 井区建有北十六变电站，电压等级 35/10kV，主变容量为 $2 \times 4\text{MVA}$ ，运行方式为一用一备，该变电站最大供电能力约 7.2MW，2019 年该变电站最大运行负荷约 3.3MW，北十六变电站供电能力可以满足本次北 16 井区新增负荷的用电需求。

项目各采油井井场采用单变单井配电方式，单井杆架式变电站变压器容量 50kVA，负荷率 66.5%。变压器均采用节能型变压器，电源引自新建 10kV 架空线路，采用电缆直接埋地敷设引至井口配电箱。

(4) 通信

本工程在计量（配水）站与采油井各设置水泥杆 1 基，杆上安装无线网桥与 LoRa 网关，计量（配水）站、采油井仪表数据通过 LoRa 通信传输至 LoRa 网关后通过无线网桥上传至沙南作业区数据采集通信服务器，依托沙南作业区-准东采油厂通信链路传输至准东采油厂油气生产物联网调控中心云平台。

(5) 消防

沙南作业区消防依托新疆油田公司消防支队消防一大队五中队。五中队在作业区生活基地内，站内设消防控制中心，中心设集中报警器。该消防站有干部员工 165 人，有消防车 24 辆，其中泡沫消防车 14 辆，载泡沫液 72 吨，清水 72 吨，抢险救援器材 410 件套，配备专业消防救援人员，消防依托可靠。

3.3.4 依托工程

3.3.4.1 沙南联合站

(1) 原油处理系统

沙丘 3、沙 102、沙丘 5 井区原油依托沙南联合站集中处理，该处理站设计处理能力 $40 \times 10^4 \text{t/a}$ ，目前实际处理量为 $8.69 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

工艺流程：密闭系统来油与边远区块拉油混合后进已建 2 台多功能处理器进行油、气、水三相分离，分离出的低含水原油进入已建原油储罐进行二次沉降脱水，处理合格后的净化原油进行外输交油。工艺流程见图 3.3-4。

图 3.3-4 沙南集中处理站原油处理系统工艺流程示意图

(2) 天然气系统现状

沙丘 3 井区伴生气处理依托沙南集中处理站，沙南集中处理站站内建有简易天然气除液装置 1 座，采用注甲醇防冻、旋流分离工艺，天然气经除液后全部用于原油加热、站内采暖。设计能力 $10 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，目前处理量 $0.8 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 。沙南油田近 5 年产气量逐年递减，自 2019 年起自用气量不足。2022 年产气量 $0.8 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，自用气 $1.5 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，马庄返输 $0.7 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 。

站内工艺流程：多功能处理器分出的天然气经过除油器除油后（冬季需注甲醇防冻），进入旋流分离器进行气液分离，分离出的气供站内加热炉，分离出的凝液进净化油罐。伴生气处理工艺见图 3.3-5。

图 3.3-5 沙南集中处理站伴生气处理工艺流程示意图

(3) 采出水系统现状

沙丘 3 井区采出水处理依托沙南集中处理站采出水处理系统。沙南集中处理站采出水处理系统始建于 2000 年，2004 年、2014 年进行了两次改造，现设计处理能力 $3400\text{m}^3/\text{d}$ ，采用“重力除油—压力混凝反应—多级过滤”工艺流程。目前实际处理量为 $1344\text{m}^3/\text{d}$ 。处理后的净化水全部回注油田。

(4) 采出水处理系统

沙南集中处理站采出水处理系统始建于 2000 年，2004 年、2014 年进行了两次改造，现设计处理能力 $3400\text{m}^3/\text{d}$ ，采用“重力除油—压力混凝反应—多级过滤”工艺流程。目前实际处理量为 $1344\text{m}^3/\text{d}$ 。处理后的净化水全部回注油田。

(5) 注水系统

沙 102 井区注水依托沙南集中处理站注水系统。注水系统设计压力为 25MPa 。注水工艺为：来水经沙南集中处理站提压到 16MPa ，经油区 3 个注水增压点分别增压至 $21\sim 23.5\text{MPa}$ 后注入注水井。

沙南集中处理站共设有柱塞泵 3 台，2 用 1 备，设计注水能力 $2000\text{m}^3/\text{d}$ ，注水压力 16MPa ；另设有 DFJ90-150 $\times$ 11 型离心泵 1 台（备用）。沙南集中处理站实际注水量 $1300\sim 1500\text{m}^3/\text{d}$ ，出站压力 15.5MPa 。

(6) 环保手续办理情况

沙南集中处理站相关环保手续及排污许可证办理情况见表 3.3-12。

表 3.3-12 沙南联合站环保手续办理情况一览表

序号	依托工程	项目名称	环评批复文号 批复时间	验收情况	排污许可证 编号
1	沙南联合站	沙联站污水处理系统扩容改造工程	2014 年 8 月 1 日， 新环函(2014)926 号	2019 年 11 月 3 日完成自主验收	沙南作业区排污许可证号： 91650200715597998M014W
		准东采油厂密闭注水工艺完善工程环境影响报告表	昌州环评(2018)75 号(2018 年 12 月 19 日)	自主验收 2020 年 9 月	
		中国石油新疆油田分公司准东采油厂沙南作业区油田环境影响后评价报告书	新环环评函(2021)870 号 2021 年 9 月 26 日	/	

(7) 系统能力平衡

根据沙南联合站各系统设计规模和运行现状及在建工程资料，结合本工程新增产能需求，得出沙南联合站各系统能力平衡情况见表 3.3-13。

表 3.3-13 沙南联合站依托各系统能力平衡表

项目名称	单位	设计能力	运行现状	在建工程	本项目	平衡情况
原油处理	10 ⁴ t/a	40	8.69	4.1	5.44	+21.31
天然气处理	10 ⁴ m ³ /d	10	0.8	1.41	0.73	+6.82
采出水处理	m ³ /d	3400	1344	147.5	194.01	+1714.49
注水	m ³ /d	2000	1500	90.9	25	+384.1

根据上表可知，本项目建成后，沙南联合站原油处理系统、天然气处理系统、采出水处理系统及注水系统能力可满足本项目需求。

3.3.4.2 北三台联合站

(1) 北联站原油处理系统

北三台联合站位于本项目北 21 号站北侧。北三台联合处理站（简称“北联站”）隶属准东采油厂管辖，于 1990 年建成投产，位于北三台油田中部。

北三台联合站原油处理系统来液总处理设计能力达 62×10⁴t/a，注水设计能力 167.9×10⁴m³/a，外输能力 49.27×10⁴t/a。

北三台联合站现有 3 套主生产工艺流程，分别用于满足北三台密闭原油、北三台罐车来油和探区来稠油生产处理。北三台密闭来油直接进 1 号、2 号多功能处理器，在原油处理器内完成油气分离、加热及一段沉降脱水，分离出的低含水原油在线计量后进入净化油罐进行大罐沉降脱水，使净化油达到要求（含水≤0.5%）后外输。北三台罐车来油通过卸油罐→卸油泵→500m³缓冲罐→回脱泵提升后与北三台密闭原油统一处理。探井作业区来油通过卸油罐→卸油泵→700m³缓冲罐→回脱泵提升至 4 号多功能处理器，脱出的低含水油计量后进净化油罐进行大罐沉降脱水，达标后外输。工艺流程见图 3.3-6。生产工艺参数见表 3.3-14

图 3.3-6 北三台联合站原油处理系统流程框图

表 3.3-14 北联站生产工艺参数

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

项目依托可行性：北三台联合站目前实际处理能力约为 $17 \times 10^4 \text{t/a}$ 。本项目各采油井采出液进入该联合站原油处理系统，项目新建产能 $5.44 \times 10^4 \text{t/a}$ ，北三台联合站现正常运行，该系统富裕处理能力可满足本项目原油处理需求。

（2）北联站天然气处理系统

北三台联合站内建有天然气除液装置 1 座，采用注甲醇防冻、空冷、旋流分离工艺。设计能力 $1825 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{a}$ ，目前处理量 $412 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{a}$ 。本项目新增天然气量约为 $396 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，现有天然气处理系统富裕处理能力能够满足本项目需求。

（3）北联站采出水处理系统

北三台联合站采出水处理系统位于北三台油田联合处理站内，始建于 1990 年，处理规模为 $2500 \text{m}^3/\text{d}$ ，北三台联合站于 2018 年对采出水系统进行杀菌工艺优化，2019 年 11 月 23 日通过环保竣工验收（环评批复和验收意见见附件）。目前实际处理水量为 $2000 \text{m}^3/\text{d}$ ，处理后水送至注水站用于油田注水。

依托可行性：北三台联合站采出水处理系统现正常运行中，可满足本项目采

出水处理需求。北三台联合站回采出水处理能力 $2500\text{m}^3/\text{d}$ ，站内现有处理量 $2000\text{m}^3/\text{d}$ ，富裕量 $500\text{m}^3/\text{d}$ ，本项目采出水总量约 $75\text{m}^3/\text{d}$ ，现有采出水系统富裕处理能力能够满足本项目需求。

(4) 北联站注水系统

北联站注水站于 1991 年底建成。经过多次改扩建，目前该站建有高压和次高压两套注水系统。

① 高压注水泵房运行现状

高压注水泵房建于 2012 年。内有柱塞式注水泵 5 台，注水规模 $2500\text{m}^3/\text{d}$ ，注水压力 25MPa ，主要用于北 16 井区、北 307 井区注水。现实际注水量为 $930\text{m}^3/\text{d}$ 。

② 次高压注水泵房运行现状

次高压注水泵房建于 2006 年。内有柱塞式注水泵 5 台，注水规模 $2200\text{m}^3/\text{d}$ ，注水压力 20MPa ，主要用于北 20 井区、北 31 井区注水。现实际注水量为 $1000\text{m}^3/\text{d}$ 。

高压及次高压注水泵房设备参数见表 3.3-15。

表 3.3-15 注水泵房设备参数表

序号		设备名称	设备参数	数量	运行状态
1	高压	柱塞泵 5DSB-30/25	P 出= 25MPa Q= $30\text{m}^3/\text{h}$ N= 280kW	5 台	4 用 1 备
2	次高压	柱塞泵 5S125-23/25	P 出= 25MPa Q= $23\text{m}^3/\text{h}$ N= 200kW	5 台	4 用 1 备

③ 注水罐现状

注水罐建于 1991 年，共有 4 座 1000m^3 水罐。其中 1#、2#为清水罐，3#、4#为注水罐。从水源井来水进入 2#清水罐，站内生活用水由 2#罐清水经清水泵提升通过纤维球过滤器过滤，再由供水泵供给。注水罐中水进注水泵再经高压分水器及各注水干线去油区回注。注水罐液位低时用清水罐的水补给。

北 16 井区注水工艺采用单干管多井配水流程，即注水站来水经注水干、支线输至配水间，通过分水器将水量分配至各注水井，在配水间进行单井配水和计量。注水水源分为清水和净化水。清水来自经清水过滤器处理后的水，净化水来自经采出水过滤器处理后的水，注水优先使用净化水，不足时用清水补充。

注水站工艺流程见图 3.3-7。

图 3.3-7 北三台注水站工艺流程示意图

本项目在北 16 井区新增注水规模为 $24\text{m}^3/\text{d}$ ，高压注水系统可满足项目注水需求。

北 16 井区本次新建注水井与井区内已建 3 号配水间距离较近，目前 3 号站的情况见表 3.3-16。

表 3.3-16 北 16 井区已建配水间生产系统情况表

区块	配水间	配水间空口数（个）	配水间压力（MPa）	日注水量（ m^3/d ）
北 16	3 号	3	21	136

（5）环保手续办理情况

北三台联合站环保手续办理情况见表 3.3-17。

表 3.3-17 北三台联合站环保手续办理情况一览表

序号	项目名称	环评批复文号/批复时间	验收情况	排污许可证编号
1	三台油田开发建设工程环境影响回顾性评价报告书	新环监函〔2007〕438 号；2007 年 11 月 7 日	/	沙南作业区排污许可证号：91650200715
2	沙南作业区新建事故池	昌州环评〔2015〕47 号	原昌吉回族自治州	

序号	项目名称	环评批复文号/批复时间	验收情况	排污许可证编号
	(废液池)及污水回收工程		环境保护局昌州, 2017 年 1 月 13 通过验收	597998M014W
3	准东采油厂三座站杀菌工艺优化工程	昌州环评(2018)53 号; 2018 年 9 月 21 日	2019 年 11 月 23 日完成自主验收	
4	准东采油厂密闭注水工艺完善工程	昌州环评(2018)75 号; 2018 年 12 月 19 日	2020 年 9 月完成自主验收	
5	中国石油新疆油田分公司准东采油厂沙南作业区油田环境影响后评价报告书	新环环评函(2021)870 号; 2021 年 9 月 26 日	/	

(6) 系统能力平衡

根据北三台联合站各系统设计规模和运行现状及在建工程资料, 结合本工程新增产能需求, 得出北三台联合站各系统能力平衡情况见表 3.3-18。

表 3.3-18 北三台联合站依托各系统能力平衡表

项目名称	单位	设计能力	运行现状	在建工程	本项目	平衡情况
原油处理	10 ⁴ t/a	62	16.43	5.13	0.44	+40
采出水处理	m ³ /d	2500	1800	101	12	+587
天然气处理	10 ⁴ m ³ /a	1825	697	396	301.37	+430.6
注水(高压系统)	m ³ /d	2500	930	99	24	+1447

由上表可知, 北三台联合站原油处理、采出水处理、天然气处理能力以及注水能力均可以满足本项目处理需求。

3.3.4.3 吉木萨尔县污水处理厂

项目钻井期生活污水经收集后清运至吉木萨尔县污水处理厂。该污水处理厂于 2015 年 6 月 1 日取得原昌吉州环保局出具的《关于吉木萨尔县污水处理厂工程环境影响报告书的批复》(昌州环评(2015)48 号)。污水处理厂于 2015 年 6 月动工开建, 2017 年 10 月初建成并进入试运行。2018 年 9 月完成项目竣工环境保护验收工作。

吉木萨尔县污水处理厂工程位于吉木萨尔县城东北 15km 处(张家庄子村北 500 米), 占地面积 139384.9m²。实际建设规模为处理污水量 3×10⁴m³/d 及部分公用工程及辅助工程。污水处理工艺采用“强化脱氮改良 A²/O+絮凝沉淀滤布滤池工艺”,

污泥处理工艺采用带式压榨脱水一体机浓缩脱水，消毒工艺采用紫外线消毒。

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

吉木萨尔县污水处理厂处理能力 $3 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，目前处理量达 $1 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，处理量尚有富余，本项目新增生活污水量最大为 $22.4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，新增污水量未达到污水厂满负荷量，项目生活污水处理方案依托可行。

吉木萨尔县污水处理厂环保手续办理情况见表 3.3-19。

表 3.3-19 吉木萨尔县污水处理厂环保手续办理情况一览表

序号	依托工程	项目名称	环评批复文号 批复时间	验收情况	排污许可证 编号
1	吉木萨尔县 污水处理厂	吉木萨尔县污 水处理厂工程 环境影响报告 书	昌州环评 (2015) 48 号 2015 年 6 月 1 日。	2018 年 9 月 完成验收	排污许可证号： 9165232732874 0555N001W

3.3.4.4 吉木萨尔县生活垃圾填埋场

本项目钻井期生活垃圾经收集后清运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场处置。

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

生活垃圾填埋场工程于 2014 年 11 月建成后正式投入使用。该填埋场生活垃圾清运处理量 100 t/d 。有效库容 63 万 m^3 ，服务年限 11 年，处理工艺为卫生填埋。填埋场底部和边坡采取严格的防渗措施；场区内设有导气、导液系统，渗滤液收集系统，雨污分流系统、封场覆盖系统。根据调查，2020 年 10 月 9 日获得昌吉州

生态环境局出具《关于吉木萨尔县生活垃圾填埋场渗滤液处理站建设项目环境影响报告表的批复》（昌州环评[2020]115 号）。在现有填埋场区内北侧新建填埋场渗滤液处理站 1 座，渗滤液处理规模为 50m³/d，主要设备：脉冲厌氧塔 UASB、VBL 预处理设备、清水池、化验室、风机房、综合处理间、污泥浓缩脱水池等设施；采用“调节池+UASB+VBL+BIGE+UF+RO+清水池”处理工艺。渗滤液经处理后，可满足《生活垃圾填埋场污染控制标准》（GB16889-2008）表 2 和《城市污水再生利用城市杂用水水质》（GB/T18920-2002）中绿化用水标准限值，可用于生活垃圾填埋场场区道路洒水抑尘和厂区周边绿化。

吉木萨尔县生活垃圾填埋场目前正常运行，本项目钻井期产生生活垃圾约 21.0t，产生量较小，该填埋场可满足项目需求，生活垃圾处理依托方案可行。

吉木萨尔县生活垃圾填埋场环保手续办理情况见表 3.3-20。

表 3.3-20 吉木萨尔县生活垃圾填埋场环保手续办理情况一览表

序号	依托工程	项目名称	环评批复文号 批复时间	验收情况	排污许可证 编号
1	吉木萨尔县生活垃圾填埋场	吉木萨尔县生活垃圾处理工程环境影响报告书	新环函评价 (2010) 452 号 2010 年 8 月 11 日	昌州环函(2015) 358 号 2015 年 9 月 29 日	排污许可证号： 1265232757622 586XL001V

3.3.4.5 含油污泥暂存

井区产生的含油污泥在沙南作业区含油污泥标准化贮存场暂存。此贮存场建设于 2012 年，容积约为 900m³，防渗层做法为：贮存场底部采用戈壁料回填夯实后铺设 M5 水泥砂浆 5cm，铺设 3mmSBS 防渗膜，满铺热帖，再铺设 5cm 厚 M5 水泥砂浆，待砂浆硬化后浇筑 250cm 厚 C30 抗渗防腐混凝土。防渗层的渗透系数小于 1.0×10⁻¹⁰cm/s。沙南作业区含油污泥标准化贮存场环保手续办理情况见表 3.3-21。

表 3.3-21 沙南作业区含油污泥标准化贮存场环保手续办理情况一览表

序号	依托工程	项目名称	环评批复文号 批复时间	验收情况	排污许可证 编号
1	含油污泥贮存	沙南、探井作业区含油污泥标准化贮存设施（场所）建设	登记表，2012 年 5 月 16 日	2012 年 9 月 19 日，由昌吉回族自治州环境保护局通过验收	沙南作业区排污许可证号： 91650200715597998M014W

3.3.4.6 含油污泥处置

本项目产生的含油污泥委托克拉玛依博达环保科技有限公司（以下简称“博达公司”）清运处置。

博达公司油田污泥污水处理项目位于克拉玛依高新技术产业开发区东南角，金龙五街以东、平南二路以南地块。于 2008 年 8 月正式投产运行，采用“水—助溶剂”洗涤+机械分离工艺处理含油污泥”，设计污泥处理规模为 12.5 万吨/年。经过多次改扩建，目前含油污泥处理能为 $52 \times 10^4 \text{t/a}$ ，实际处理量 $35 \times 10^4 \text{t/a}$ ，留有 $17 \times 10^4 \text{t/a}$ 的富余量，采用“水—助溶剂体系加热萃取”工艺，通过筛分、洗涤、静置、分离等工序，对含油污泥进行多次洗涤，将油品分离，净化污泥。可处置多种不同性质的油田污泥。博达公司已办理排污许可证（许可证号：91650200784680525Y001V）。具有《危险废物经营许可证》（编号：6502040007）、《道路运输经营许可证》（新交运管许可克市字 650203002309 号），符合国家对危险废物的处置、转运要求。准东采油厂和克拉玛依博达环保科技有限公司签订有危险废物处置协议，依托可行。

克拉玛依博达环保科技有限公司环保手续办理情况见表 3.3-22。

表 3.3-22 克拉玛依博达环保科技有限公司环保手续办理情况一览表

序号	项目名称	环评批复文号 批复时间	验收情况
1	油田落地油污及清罐油泥治理项目环境影响报告表	克环保函[2007]28 号 2006.3.30	克环验[2008]009 号 2008.10.7
2	油田污泥污水回收处理改造项目环境影响报告书	新疆维吾尔自治区环境保护厅新环函[2015]325 号 2015.4.1	新疆维吾尔自治区环境保护厅新环函[2017]1073 号 2017.7.14
3	油田污泥污水回收处理改造项目变更环境影响报告书	新疆维吾尔自治区环境保护厅新环函[2016]628 号 2016.5.26	
4	克拉玛依博达环保科技有限公司油田污泥污水处理项目升级改造工程环境影响报告书	新环函 (2018) 1182 号 2018 年 8 月 15 日	自主验收 2019 年 2 月 26 日

3.4 工艺流程及产排污节点

3.4.1 施工期工艺流程及产排污节点

钻井施工作业流程及排污节点见图 3.4-1。

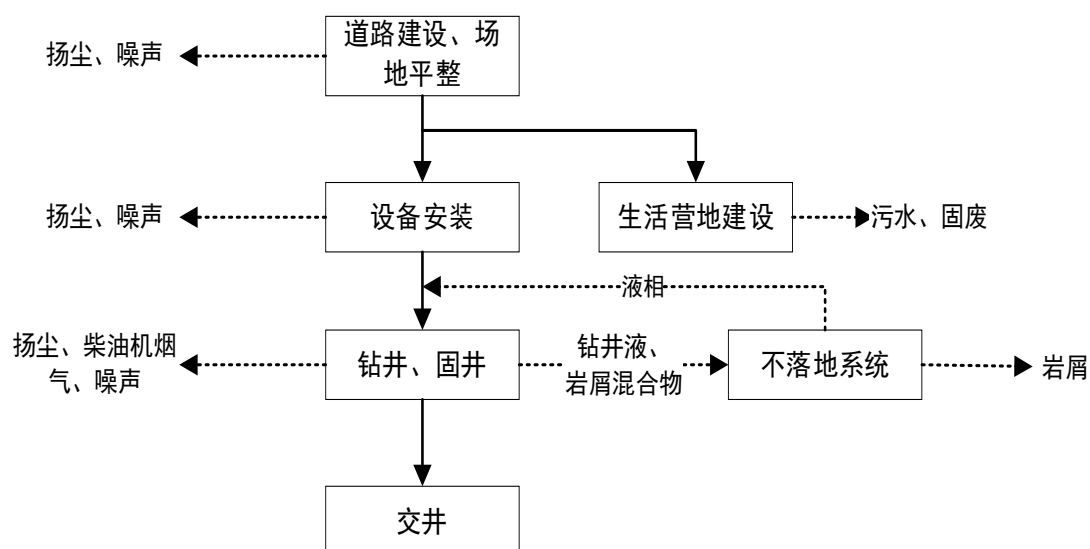


图 3.4-1 钻井施工作业流程及产污节点示意图

3.4.1.1 钻井工艺流程

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。

3.4.1.2 泥浆不落地系统工艺流程

项目 5 口直井采用水基钻井液体系，13 口水平井一开和二开一段采用水基钻井液体系，二开二段采用油基钻井液体系。水基、油基钻井液均在井场通过不落地设备处理。处理工艺流程如下：

(1) 钻井井口产生的钻井液、岩屑混合物经振动筛、除砂器、离心机实现初步分离，分离出的液相进入钻井液收集罐，用于钻井液配制。

(2) 分离出的固相进入甩干机进一步固液分离，此时分离出的液相进离心机，

固相进入井场岩屑储存方罐。

(3) 进入离心机的岩屑进行深度分离，分离出的液相进入钻井液罐回用于井口钻井液的配置，分离出的固相进入岩屑罐。

不落地工艺流程见图 3.4-2。

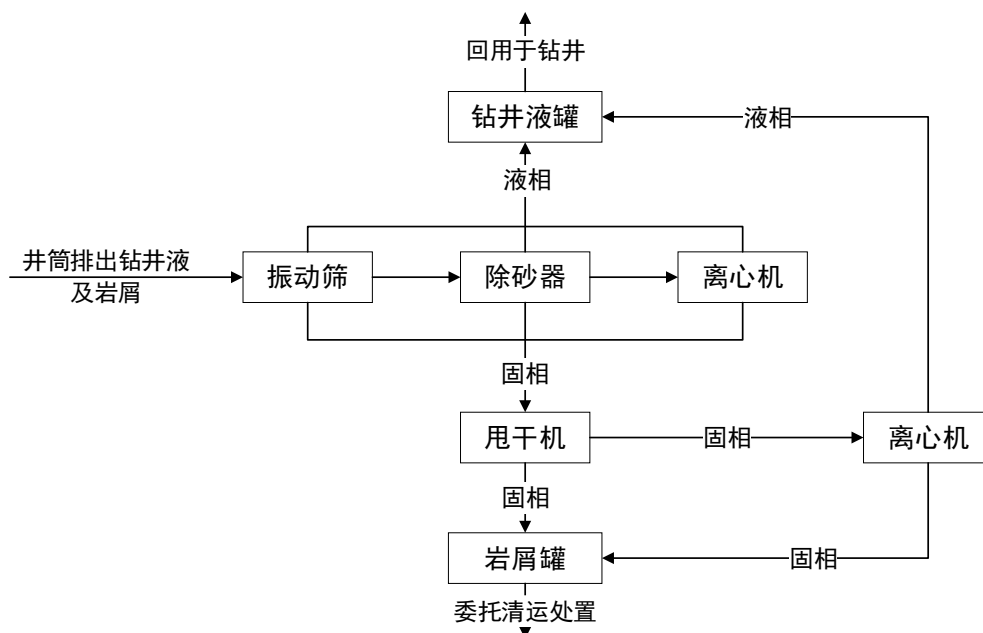


图 3.4-2 不落地处理系统工艺流程图

水基岩屑为一般固废，进井场方罐后，委托岩屑处置单位及时清运处置，方罐场地铺设厚度不小于 1.5mm 的 HDPE 防渗膜。油基岩屑属于 HW08 类危险废物（废物代码：071—002—08），采用方罐收集，方罐底部铺设渗透系数 $\leq 1 \times 10^{-10}$ cm/s、厚度为 2mm 的 HDPE 防渗膜。收集的油基岩屑委托具有相关经营许可的单位清运、处置。钻井结束后，剩余钻井液由钻井液公司回收；防渗膜由钻井队回收利用，沾染了矿物油的废防渗膜作为危险废物，委托具有相关经营许可的单位清运、处置。

3.4.1.3 地面工程工艺流程

本项目油气集输管线敷设、井口装置建设及平台内辅助设施建设工艺流程及产污环节见图 3.4-3。

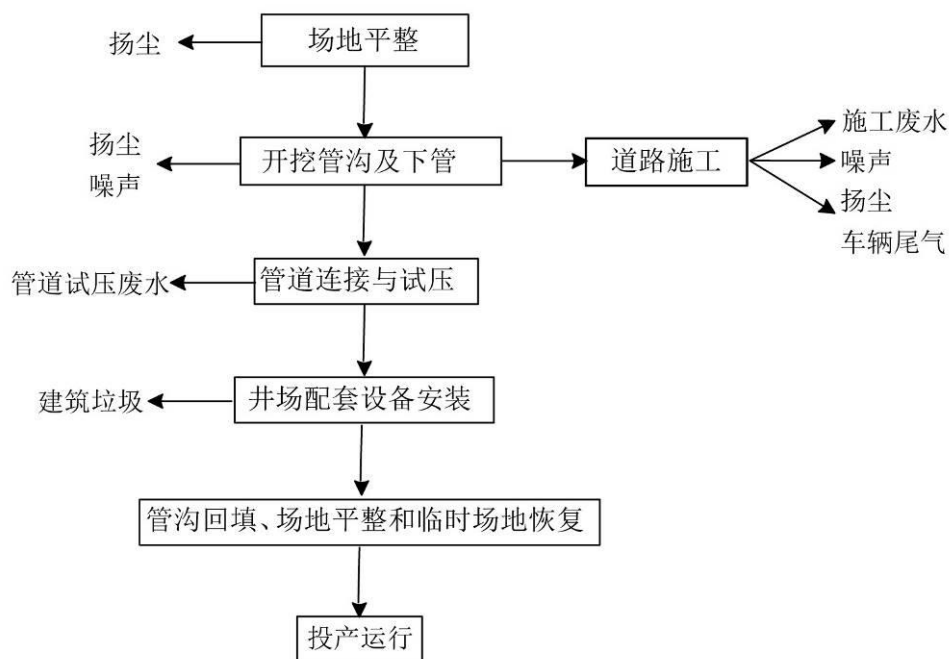


图 3.4-3 地面配套设施施工作业流程及排污节点示意图

3.4.2 运营期工艺流程

运营期主要工艺为采油、集输及井下作业。采油、集输过程产生的废气主要是无组织挥发有机废气，产生的噪声主要是井场、计量站噪声，产生的废水主要为采出水，固体废物包括井下作业废液、落地油及含油污泥（油土混合物）、废防渗膜等。运营期工艺流程及产污节点见图 3.4-4。

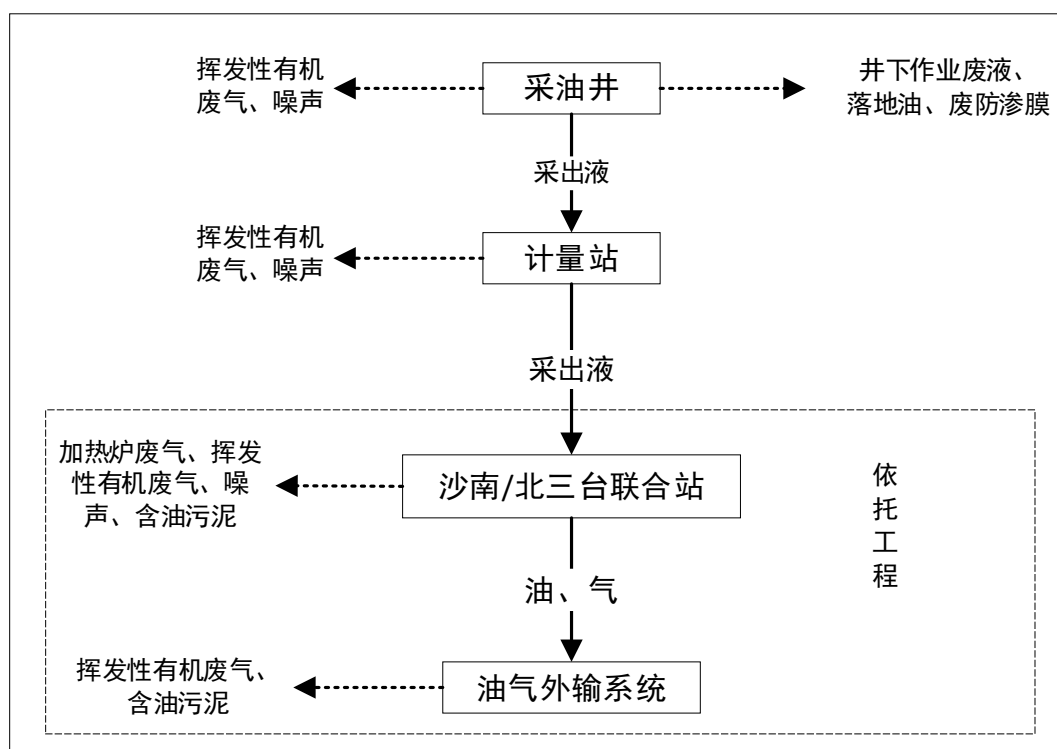


图 3.4-4 运营期产污环节示意图

3.4.2.1 采油、集输

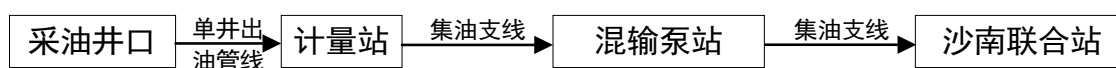
采油就是借助油层的自身压力或者抽油泵等工艺方法，使原油从地下储油层中产出的工艺过程。井口采出液通过管线进入联合站处理。根据与联合站的距离或现有集输条件，集输过程还可能经过计量站、混输泵站。

沙丘 3 井区 6 口采油井集输工艺流程为：单井采出液油气混输至计量站计量加热，再通过集油管汇集输至混输泵站，经混输泵站输送至沙南联合站进行处理。

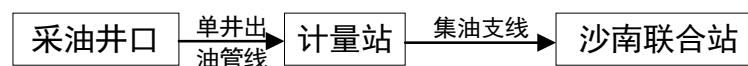
沙 102、沙丘 5 井区 8 口采油井集输工艺流程为：单井采出液油气混输至计量站计量加热，再通过集油管汇集输至沙南联合站进行处理。

北 16 井区 2 口采油井集输工艺流程为：单井采出液油气混输至计量站计量加热，再通过集油管汇集输至沙南联合站、北三台联合站进行处理。

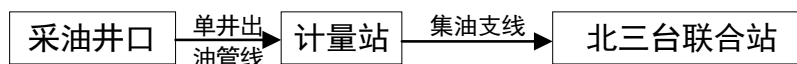
集输工艺见图 3.4-5 所示。



(一) 沙丘 3 井区部署采油井采出液集输过程



(二) 沙 102、沙丘 5 井区部署采油井采出液集输过程



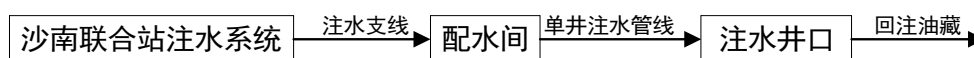
(三) 北三台联合站集输工艺流程示意图

图 3.4-5 采油、集输工艺流程示意图

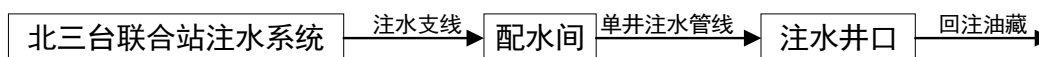
3.4.2.2 注水工艺

沙南联合站、北三台联合站注水系统来水经注水支线进井区配水间，再通过单井注水管线输送至注水井井口，回注油藏。

本项目注水工艺见图 3.4-6。



(一) 沙 102 井区注水井注水工艺流程示意



(二) 北 16 井区注水井注水工艺流程示意

图 3.4-6 注水工艺流程示意图

3.4.2.3 井下作业

井下作业是进行采油生产的重要手段之一。一般在采油井投产前及投产以后进行，主要包括射孔、压裂、下泵、试油、洗井、修井、除砂、清蜡等一系列工艺过程。在钻井、测井后要进行射孔，将射孔枪下入井管中油层部位，用射孔弹或射孔液将井管射成蜂窝状孔，使原油流入井管并用抽油泵采出。压裂作业是用不同的化学和物理方法对低渗透的油层进行处理，进一步提高原油产量；洗井、修井、除砂和清蜡作业均是在采油井使用一段时间后，因腐蚀、结垢、机具磨损

和损坏等而采取的工艺措施。

3.5 污染源分析及核算

3.5.1 施工期污染源与污染物分析

施工期污染主要来自施工扬尘、钻井工程产生的柴油发电机燃料燃烧废气、钻井岩屑、管道试压废水、设备噪声、井队工作人员的生活污水和生活垃圾等。

3.5.1.1 施工期废气污染物

本项目施工期产生的废气主要为施工作业产生的扬尘、钻井过程柴油发电机燃料燃烧产生的废气。

(1) 施工扬尘

本项目井场、站场、管线及道路施工过程中将产生扬尘，主要来自于场地的清理、平整，井场、站场及道路修建中土方的开挖、堆放、回填，施工建筑材料的装卸、运输等过程产生扬尘。

本工程在施工期产生的扬尘将对井场及沿线区域环境造成一定的影响，按起尘的原因可分为风力起尘和动力起尘，其中风力起尘主要是由于裸露的施工区表层浮尘因天气干燥及大风，产生风尘扬尘；而动力起尘，主要是在车辆运输及材料的装卸过程中，由于外力而产生的尘粒再悬浮而造成，其中施工及装卸车辆造成的扬尘最为严重。据有关文献资料介绍，车辆行驶产生的扬尘占总扬尘的 60% 以上。车辆行驶产生的扬尘，在完全干燥情况下，可按下列经验公式计算：

$$Q=0.123(V/5)(W/6.8)0.85(P/0.5)0.75$$

式中：Q—汽车行驶的扬尘，kg/km·辆；

V—汽车速度，km/hr；

W—汽车载重量，t；

P—道路表面粉尘量，kg/m²。

表 3.5-2 为一辆 10t 卡车，通过一段长度为 1km 的路面时，不同路面清洁程度，不同行驶速度情况下的扬尘量。由此可见，在同样路面清洁程度条件下，车

速越快，扬尘量越大；而在同样车速情况下，路面越脏，则扬尘量越大。因此限速行驶及保持路面的清洁是减少汽车扬尘的有效手段。

表 3.5-1 在不同车速和地面清洁程度的汽车扬尘 单位：kg/辆·km

车速 \ P (kg/m ²)	0.1 (kg/m ²)	0.2 (kg/m ²)	0.3 (kg/m ²)	0.4 (kg/m ²)	0.5 (kg/m ²)	1.0 (kg/m ²)
5 (km/hr)	0.0511	0.0859	0.1164	0.1444	0.1707	0.2871
10 (km/hr)	0.1021	0.1717	0.2328	0.2888	0.3414	0.5742
15 (km/hr)	0.1532	0.2576	0.3491	0.4332	0.5121	0.8613
25 (km/hr)	0.2558	0.4293	0.5819	0.7220	0.8536	1.4355

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

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

其中：Q——起尘量，kg/吨·年；

V_{50} ——距地面 50m 处风速，m/s；

V_0 ——起尘风速，m/s；

W——尘粒的含水率，%。

V_0 与粒径和含水率有关，因此，减少露天堆放和保证一定的含水率及减少裸露地面是减少风力起尘的有效手段。

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

(2) 钻井设备柴油机废气

施工期井场动力系统为柴油发电机，柴油机为钻机及井场提供动力、电力和照明，根据设计资料，本项目新钻井 18 口，直井单井钻井周期 35d，水平井单井钻井周期 40d，单井平均每天消耗柴油 2t，则项目钻井施工共耗柴油 1390t。

本项目根据《非道路移动污染源排放清单编制技术指南（试行）》，计算钻井期柴油机产生的污染物。柴油发电机污染物排放系数为每消耗 1kg 柴油产生 $PM_{2.5}$ ：2.086g，THC：3.385g， NO_x ：32.792g，CO：10.722g。经计算得出本项目钻井期排放废气污染物见表 3.5-2。

表 3.5-2 柴油燃烧废气污染物排放统计表

污染源	柴油消耗量 (t)		污染物排放量 (t)			
			PM _{2.5}	THC	NO _x	CO
直井钻井井场	单井	70	0.146	0.237	2.295	0.751
	5 口直井合计	350	0.730	1.185	11.477	3.753
水平井钻井井场	单井	80	0.167	0.271	2.623	0.858
	13 口水平井合计	1040	2.169	3.520	34.104	11.151
总计		1390	2.899	4.705	45.581	14.904

柴油机组所使用的燃料符合国家《普通柴油》(GB252-2015)的标准要求；且钻井过程时间较短，区域扩散条件较好，因此柴油燃料燃烧对大气环境的影响较小，随钻井施工结束而消失。

3.5.1.2 施工期废水

项目施工期废水主要为管道试压废水和生活污水。

(1) 生活污水

项目在钻井井场附近设置生活营地，钻井人员为 35 人。钻井期生活用水单人消耗为 0.02m³/d，排水系数按 0.8 计，其排水水质与居民生活污水相近似，为：COD_{cr}：350mg/L、NH₃-N：30mg/L、SS：200mg/L。项目生活污水及污染物排放情况见表 3.5-3。

表 3.5-3 生活污水排放统计表

污染源	生活用水量 (m ³)	污染物排放量 (t)			
		污水产生量	化学需氧量	氨氮	悬浮物
直井生活营地 (单座)	24.5	19.6	0.0069	0.0006	0.0039
水平井生活营地 (单座)	28	22.4	0.0078	0.0007	0.0045
总计 (18 口井)	486.5	389.2	0.1359	0.0121	0.078

根据上表，项目生活营地污水产生总量为 389.2m³，化学需氧量产生量为 0.1359，氨氮产生量为 0.0121，悬浮物产生量为 0.078。生活污水排入营地污水防渗废水收集池暂存，定期委托清运至吉木萨尔县污水处理厂处理。

(2) 管道试压废水

本项目新建集油及注水管线长总计 11.77km，铺设完成后，需对管道进行注水试压，将会产生一定量的废水，管道试压时采用的介质为洁净的新鲜水。试压用

水约 23m³，试压废水中的污染物主要是 SS，用于施工现场洒水降尘。

3.5.1.3 施工期固体废物

施工期土方全部就地用于井场、道路、管堤回填，无弃方产生。井场钻井液循环使用，钻井结束后由钻井液承包商回收，用于下一井场。根据《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》，石油开采过程中油基岩屑和废弃油基钻井泥浆为 HW08 类危险废物。本项目钻井泥浆和油基岩屑在井场不落地设备分离后，油基泥浆全部回收用于其他井场钻井，无废弃油基泥浆产生。油基岩屑委托具有相应经营许可单位清运处置。

综上，项目钻井期产生的固体废物主要是钻井井场产生的水基、油基钻井岩屑、生活营地产生的生活垃圾和地面工程施工产生的废混凝土渣、废管线等建筑垃圾。

(1) 钻井岩屑

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，岩屑与钻井液分离，钻井液返回井下，岩屑排入收集罐。钻井岩屑的产生与井段长度、井眼直径有关，产生量可按以下公式进行计算：

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

式中：W—产生的岩屑量，m³；

D—井眼平均内径，m；

h—裸眼长度，m；

k—膨胀系数，水基取 2.2，油基取 1.5。

项目直井使用水基钻井液，水平井一开及二开一段使用水基钻井液，二开二段使用油基钻井液。经计算，各钻井井场岩屑产生情况见表 3.5-4。

表 3.5-4 项目岩屑产生量一览表（一）

井区	井号	井深（m）	一开 （m ³ ）	二开（m ³ ）		合计（m ³ ）
				一段	二段	
沙丘 3	SQHW3001	2800	112.8	152.9	24.7	水基岩屑：1594.2； 油基岩屑：148.2
	SQHW3002	2800	112.8	152.9	24.7	
	SQHW3003	2800	112.8	152.9	24.7	
	SQHW3004	2800	112.8	152.9	24.7	
	SQHW3005	2800	112.8	152.9	24.7	
	SQHW3006	2800	112.8	152.9	24.7	
沙 102	SQ3215	2410	75.2	169.8		水基岩屑：488.4
	SQ3244	2390	75.2	168.2		
沙丘 5	SQHW4001	3100	112.8	152.9	41.2	水基岩屑：1859.9； 油基岩屑：288.4
	SQHW4002	3100	112.8	152.9	41.2	
	SQHW4003	3100	112.8	152.9	41.2	
	SQHW4004	3100	112.8	152.9	41.2	
	SQHW4005	3100	112.8	152.9	41.2	
	SQHW4006	3100	112.8	152.9	41.2	
	SQHW4007	3100	112.8	152.9	41.2	
北 16	B1092	2340	75.2	164.2		水基岩屑：718.2
	B1099	2340	75.2	164.2		
	B1132	2340	75.2	164.2		

根据经验数据，水基及油基岩屑密度为 2.5g/cm³，根据上表计算结果，对岩屑产生质量进行计算，结果见表 3.5-5。

表 3.5-5 项目岩屑产生量一览表（二）

井区	水基岩屑		油基岩屑	
	体积（m ³ ）	质量（t）	体积（m ³ ）	质量（t）
沙丘 3	1594.2	3985.5	148.2	370.5
沙 102	488.4	1221	/	/
沙丘 5	1859.9	4649.75	288.4	721
北 16	718.2	1795.5	/	/
合计	4660.7	11651.75	436.6	1091.5

由上表可知，项目水基岩屑产生量为 4660.7m³（11651.75t），油基岩屑产生量 436.6m³（1091.5t）。

岩屑通过井场不落地系统分离后进井场金属方罐，由岩屑处置单位清运处置。

（2）废防渗膜

岩屑储存方罐场地铺设防渗膜，油基岩屑场地铺设的防渗膜在钻井结束后作为危险废物处置。本项目 13 口水平井产生油基岩屑。按每口水平井废防渗膜产生量 500kg 计，则项目废防渗膜产生量为 6.5t。委托有相应危废经营许可的单位清运处置。

(3) 生活垃圾

施工期生活垃圾按每人每天产生量 0.5kg/d 计，施工期生活垃圾产生量为 12.2t。生活营地设有生活垃圾箱若干，生活垃圾集中收集后定期清运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场处置。

施工期固体废物产生排放情况汇总见表 3.5-6。

表 3.5-6 施工期固体废物排放情况汇总

序号	固废种类	废物特征	产生量 (t)	排放量 (t)	处理措施及去向
1	水基钻井岩屑	一般废物	11651.75	0	经不落地系统分离，进井场方罐，委托处置
2	油基钻井岩屑	危险废物	1091.5	0	经不落地系统分离，进井场方罐，委托具有相应危废经营许可单位清运处置
3	油基岩屑场地废防渗膜	危险废物	6.5	0	委托具有相应危废经营许可单位清运处置
4	生活垃圾	生活垃圾	12.2	0	垃圾箱收集，定期委托清运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场处置

(4) 噪声

钻井过程中的噪声源主要是钻机、钻井液循环泵和柴油发电机以及运输车辆，其源强分别为：钻机：100dB(A)~110dB(A)；泥浆泵：95dB(A)~100dB(A)；柴油发电机：100dB(A)~105dB(A)；运输车辆：60dB(A)~90dB(A)。管道、站场、道路施工机械设备产生噪声源强为 80dB(A)~100dB(A)。

由于施工区域周边 200m 范围无声环境敏感目标，周围无集中固定人群居住，不会出现扰民现象。施工噪声贯穿整个施工过程，待所有施工工程结束后影响随即消失。

3.5.1.4 施工期污染物排放情况汇总

项目施工期各种污染物汇总情况见表 3.5-7。

表 3.5-7 施工期污染物排放情况汇总表

项目	污染源	污染物	产生量	排放量	主要处理措施及排放去向
废气	施工活动	扬尘	少量	少量	自然扩散，随施工结束，影响消失
	钻井柴油发电机废气	PM _{2.5}	2.899t	2.899t	使用合格柴油及设备，废气自然扩
		THC	4.705t	4.705t	

			NO _x	45.581t	45.581t	散
			CO	14.904t	14.904t	
废水	管道试压废水		SS	23m ³	0m ³	用于场地洒水降尘
	生活营地生活污水		废水量	389.2t	0m ³	排入防渗废水收集池暂存，定期清运至吉木萨尔县污水处理厂
			COD _{cr}	0.136t	0t	
			NH ₃ -N	0.012t	0t	
			SS	0.078t	0t	
固体废物	一般固废	钻井岩屑	/	11651.75t	0m ³	经不落地系统处理后交岩屑处置单位处理
	危险废物	油基岩屑	/	1091.5t	0	委托具有危险废物运输及处理资质的单位进行处置
		废防渗膜	/	6.5t	0	
	生活营地生活垃圾		/	12.2t	0m ³	垃圾箱收集，定期清运

3.5.2 运营期污染源分析及污染物排放

运营期环境影响因素主要体现在采油、油气集输过程中无组织排放的挥发性有机物；废水主要为采出水；固体废物主要为含油污泥、落地油、废防渗膜及、洗井废液、压裂返排液。

3.5.2.1 运营期废气污染物

项目运营期产生的废气主要来自采油及油气集输过程中产生的无组织排放挥发性有机物。

油气集输过程中的无组织挥发废气无相应的污染源强核算技术指南，本次参考《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；

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

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

n —挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数(井场:阀门数取 8,法兰连接数取 20,平台井:阀门数取 16,法兰连接数取 40);

t_i —核算时段内密封点 i 的运行时间, h, 本次取 8760h。

单个密封点 TOC 泄漏排放速率 e_{TOC} 取值及泄漏量计算结果见表 3.5-8

表 3.5-8 单个密封点 TOC 泄漏排放速率 e_{TOC} 取值及泄漏量计算结果

序号	设备类型	e_{TOC} (kg/h/排放源)	α	t_i (h)	$D_{\text{设备}}$ (kg)
1	阀门	0.064	0.003	8760	1.682
2	法兰	0.085	0.003	8760	2.234
3	连接件	0.028	0.003	8760	0.736

根据上表计算结果,油气开采过程中的无组织挥发性废气产生量见表 3.5-9。

表 3.5-9 项目无组织废气产生、排放量

设备类型	设备泄漏量(kg/a)	设备数量（个）		单座场站污染物排放量（t/a）		场站数量（座）		污染物排放量（t/a）	
		单井	平台	单井	平台	单井	平台	12口单井	2座平台
阀门	1.68	5	10	0.01	0.02	12	2	0.546	0.182
法兰	2.23	10	20	0.02	0.04	12	2		
连接件	0.74	20	40	0.01	0.03	12	2		
合计	4.652	/	/	0.045	0.091	/	/	0.727	

根据上表计算结果,得出项目单座井场、平台以及全部采油井的无组织挥发性有机废气排放速率,结果见表 3.5-10。

表 3.5-10 项目无组织废气排放速率

内容	排放量(t/a)	排放时间(h/a)	排放速率(kg/h)
单座井场	0.045	8760	0.005
单座平台	0.091	8760	0.010
项目合计(12座单井及2座平台)	0.727	8760	0.083

根据上述计算结果,本项目采油过程中 VOCs 排放量为 0.727t/a,排放速率为 0.083kg/h。

3.5.2.2 运营期废水污染物

本项目运营期产生的废水主要为采出水。根据 井下作业废液（水）作为固体废物管理。

项目采出液在联合站处理后，分离出的采出水进采出水处理系统处理。沙丘 3、沙 102、沙丘 5 井区共 14 口采油井新增采出水量 $104.15\text{m}^3/\text{d}$ ($3.8\times 10^4\text{m}^3/\text{a}$)，在沙南联合站采出水处理系统处理达标后，回注沙南油田油藏；北 16 井区 2 口采油井新增采出水量 $12\text{m}^3/\text{d}$ ($0.438\times 10^4\text{m}^3/\text{a}$)，在北三台联合站采出水处理系统处理达标后，用于北三台油田回注，采出水可得到妥善处置，不向外环境排放。

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（2021.6.11）“07 石油和天然气开采业行业系数手册”采水产污系数核算详见表 3.5-11。

表 3.5-11 石油和天然气开采行业系数表

产品名称	原料名称	工艺名称	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术	排放量
非稠油	低渗油田 <80%	二次采油	石油类	克/吨—产品	116.56A/ (1-A)	物理+回注	0
			化学需氧量	克/吨—产品	647A/ (1-A)		0
			氨氮	克/吨—产品	11.12A/ (1-A)		0
			总氮	克/吨—产品	8.91A/ (1-A)		0
			挥发酚	克/吨—产品	0.83A/ (1-A)		0
			工业废水量	吨/吨—产品	A/ (1-A)		0

注：A 表示原油含水率，取值范围 0~1。

根据资料，项目产能及含水率见

表 3.5-12，据此计算得出新增采出水污染物产生排放情况，见表 3.5-13。

表 3.5-12 各井区产能及含水率

序号	井区	年产油 (10^4t)	含水率 (%)
1	沙丘 3	2.16	47.5
2	沙 102	0.2	14.5
3	沙丘 5	2.64	45
4	北 16	0.44	50

表 3.5-13 新增采出水污染物产生排放情况

井区	污染物指标	产污系数(克/吨—产品)	污染物产生量(t)	产生浓度(mg/L)	排放量(t)
沙丘 3 井区	石油类	116.56A/(1-A)	2.2779	116.56	0
	化学需氧量	647A/(1-A)	12.6442	647	0
	氨氮	11.12A/(1-A)	0.2173	11.12	0
	总氮	8.91A/(1-A)	0.1741	8.91	0
	挥发酚	0.83A/(1-A)	0.0162	0.83	0
	工业废水量	A/(1-A)	19542.86	/	0
沙 102	石油类	116.56A/(1-A)	0.0395	116.56	0
	化学需氧量	647A/(1-A)	0.2195	647	0
	氨氮	11.12A/(1-A)	0.0038	11.12	0
	总氮	8.91A/(1-A)	0.0030	8.91	0
	挥发酚	0.83A/(1-A)	0.0003	0.83	0
	工业废水量	A/(1-A)	339.2	/	0
沙丘 5	石油类	116.56A/(1-A)	2.5178	116.56	0
	化学需氧量	647A/(1-A)	13.9755	647	0
	氨氮	11.12A/(1-A)	0.2402	11.12	0
	总氮	8.91A/(1-A)	0.1925	8.91	0
	挥发酚	0.83A/(1-A)	0.0179	0.83	0
	工业废水量	A/(1-A)	21600.48	/	0
北 16 井区	石油类	116.56A/(1-A)	0.5129	116.56	0
	化学需氧量	647A/(1-A)	2.8468	647	0
	氨氮	11.12A/(1-A)	0.0489	11.12	0
	总氮	8.91A/(1-A)	0.0392	8.91	0
	挥发酚	0.83A/(1-A)	0.0037	0.83	0
	工业废水量	A/(1-A)	4400	/	0

项目沙丘 3、沙 102 及沙丘 5 井区采出水由沙南联合站处理，北 16 井区采出水由北三台联合站处理。项目运营期两座处理站处理量及处理污染物情况见表 3.5-14。

表 3.5-14 沙南联合站、北三台联合站采出水处理情况

污染因子	处理站处理量(t/a)			排放量(t/a)
	沙南联合站	北三台联合站	合计	
石油类	4.835	0.513	5.348	0
化学需氧量	26.839	2.847	29.686	0
氨氮	0.461	0.049	0.51	0
总氮	0.370	0.039	0.409	0
挥发酚	0.034	0.004	0.038	0
工业废水量	41482.04	4400	45882.04	0

根据上表，项目运营期预计最大采出水产生量为 45882.04t/a。污染物产生量为：石油类 5.348t/a、化学需氧量 29.686t/a、氨氮 0.51t/a、总氮 0.409t/a、挥发酚 0.038t/a。采出水全部回注油藏，废水量及污染物排放量为 0。

3.5.2.3 运营期噪声排放情况

运营期噪声污染源主要包括：井口装置、计量配水站各类机泵、计量站车辆、放空系统以及井下作业等产生的噪声。噪声排放情况见表 3.5-15。

表 3.5-15 运营期噪声排放情况

序号	位置	噪声源	源强 dB (A)
1	井场	机泵	80~90
		井下作业（压裂、修井等）	80~105
2	运输车辆	车辆发动行驶	90~100

3.5.2.4 运营期固体废物

项目运营期场站无工作人员值守，巡检人员由作业区现有工作人员进行调配，无新增生活垃圾；运营期产生的固体废物主要是井下作业产生的废液以及含油污泥（油土混合物）、废防渗膜等危险废物。

(1) 井下作业废液

根据《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”，井下作业废液为固体废物指标，包括废洗井液、压裂返排液。

①废洗井液

井下作业废液主要为废洗井液。项目采油井全部为低渗透油井，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”产排污系数，低渗透油井废洗井液产生指标见下表 3.5-16。

表 3.5-16 与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

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

按每口井每 2 年进行 1 次井下作业计算，本项目产生的井下作业废洗井液及

化学需氧量、石油类等污染物产生量见表 3.5-17。

表 3.5-17 废洗井液及污染物产生情况一览表

处理站	井区	指标	产生量 (t/a)	合计 (t/a)	
沙南联合站	沙丘 3	工业废水量	81.390	工业废水量: 189.91 化学需氧量: 0.243 石油类: 0.043	工业废水量: 217.04 化学需氧量: 0.277 石油类: 0.049
		化学需氧量	0.104		
		石油类	0.018		
	沙 102	工业废水量	13.565		
		化学需氧量	0.017		
		石油类	0.003		
	沙丘 5	工业废水量	81.390		
		化学需氧量	0.104		
		石油类	0.018		
北三台联合站	北 16	工业废水量	13.565		
		化学需氧量	0.017		
		石油类	0.003		

废洗井液采用专用罐收集后拉至沙南联合站、北三台联合站采出水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准中指标后回注油藏。

②压裂返排液

本项目采油井采取加砂压裂，压裂过程会产生压裂返排液，根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中 1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册中的产排污系数，低渗透油井单井加砂压裂井下作业废水产生量为 153.21m³/井，项目单井采油前实施压裂一次，则 16 口采油井产生的压裂返排液为 2451.36m³。采用专用收集罐收集后拉至沙南联合站或北三台联合站采出水处理系统进行处置，处理达标后回注油藏。

综上，项目产生的井下作业废液均得到了利用，无外排。

（2）危险废物

参照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》，项目运营期可能产生的危险废物为落地油、含油污泥（油土混合物）和沾油废防渗材料。

①落地油

落地原油主要产生于油井采油树的阀门、法兰等事故状态下的泄漏、管线破损以及井下作业产生的落地原油。根据新疆油田分公司环境保护管理制度规定，不允许产生落地油。因此，本项目作业时带罐，落地油 100%回收，回收后的落地

原油拉运至沙南联合站或北三台联合站卸油罐，进入站内原油处理系统进行处理。

②油土混合物

如有原油落地后进入土壤，产生的油土混合物作为含油污泥处置，特征污染物为废矿物油，为 HW08 危险废物。委托具有相应资质单位清运处置。

③废防渗膜

项目采油井进行井下作业时，作业场地铺设防渗膜，如有原油掉落在防渗膜上，落地油进行回收，沾染了原油的防渗膜作为危险废物处置。单块防渗膜重量约 250kg，井下作业时使用 2 块防渗膜，约 500kg。采油井每 2 年进行 1 次井下作业，则本项目 16 口采油井井下作业产生的废防渗膜量约 4t/a。废防渗膜 HW08 类危险废物，作业施工结束后，由施工单位将废弃的含油防渗膜委托具有相应危险废物经营许可单位清运处置。

项目危险废物汇总情况见表 3.5-18。

表 3.5-18 项目危险废物汇总一览表

序号	危废名称	危废类别	危废代码	产生量 (t/a)	产生环节	形态	主要成分	产废周期	危险特性	污染防治措施
1	落地油（油土混合物）	HW08	071-01-08	/	采油、集输、井下作业	半固体/固体	废矿物油	不定	毒性，易燃性	委托有危险废物经营许可证的单位处置
2	废防渗材料	HW08	900-249-08	4	井下作业	固体	废矿物油	2a（单井）	毒性，易燃性	

3.5.2.5 运营期污染物排放情况汇总

综上所述，本工程建成后，本项目运营期各种污染物汇总见表 3.5-19。

表 3.5-19 运营期污染物排放情况汇总

类别	污染源	污染物	产生量 (t/a)	排放量 (t/a)	主要处理措施及排放去向
大气污染物	无组织挥发	NMHC	0.727	0.727	密闭集输/无组织排放
废水	采出水	废水量	45882.04	0	经沙南联合站、北三台联合站

		石油类	5.348	0	采出水处理系统处理, 处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012) 后回注油藏
		化学需氧量	29.686	0	
		氨氮	0.51	0	
		总氮	0.409	0	
		挥发酚	0.038	0	
固体废物	废洗井液	废水量	217.04	0	罐车拉运至沙南联合站、北三台联合站采出水处理系统处理
		化学需氧量	0.277	0	
		石油类	0.049	0	
	压裂返排液	返排液量	2451.36 (m ³ /a)	0	罐车拉运至沙南联合站、北三台联合站采出水处理系统处理
	落地油	/	/	0	100%回收, 进联合站处理系统处理
	含油污泥	矿物油类	/	0	在沙南作业区含油污泥标准化贮存场所暂存, 定期委托具有相应危废经营许可单位清运处置
	废防渗膜	矿物油类	4	0	委托具有相应危废经营许可单位清运处置
	压裂返排液 (m ³)		4749.51	0	采用专用罐收集后交北三台联合站采出水处理系统处理, 处理达标后回注油藏

3.5.2.6 污染物排放“三本账”

参考《中国石油新疆油田分公司准东采油厂沙南作业区环境影响后评价报告书》和在建工程环境影响报告文件中的数据及本项目核算结果, 污染物排放“三本账”详见表 3.5-20 污染物排放“三本账”。

表 3.5-20 污染物排放“三本账”

序号	类别	污染物	现有工程 排放量 (已建+ 在建)	本项目(改扩建)			总体工程		
				产生 量	削减 量	排放 量	以新 带老 削减 量	排放 增减 量	最终 排放 量
1	废气	无组织挥发烃类(t/a)	8.734	0.727	0	0.727	0	0.727	9.461
2	废水	采出水 (m ³ /a)	0	3.8× 10 ⁴	0	0	0	0	0
3	固体废物	含油污泥 (t/a)	0	/	0	0	0	0	0
4		落地油 (t/a)	0	/	0	0	0	0	0
5		废防渗膜 (t)	0	4	0	0	0	0	0
6		井下作业废液 (t)	0	2668. 4	0	0	0	0	0
7		压裂返排液 (m ³)	0						

3.6 退役期环境影响

退役期的清理工作包括地面设施拆除、井筒用水泥灌注封井、设水泥标桩、井场清理等。在这期间，将会产生少量扬尘和固体废物。井场、站场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣等固体废物，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填埋处理。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

3.7 清洁生产

3.7.1 产品的清洁性分析

本工程的产品为原油。石油与煤相比，是一种洁净能源，热值高，燃烧产生的有害物质少。代替燃煤可明显减少二氧化硫、氮氧化物、二氧化碳等污染物质的排放，可有效减少酸雨形成和温室效应。原油与煤燃烧的污染物产生量对比见表 3.7-1。

表 3.7-1 天然气与原油、煤燃烧的排污量对比

大气污染物	单位热值条件下，燃烧原油排放污染物与燃烧天然气排放污染物的比值	单位热值条件下，燃烧煤排放污染物与燃烧天然气排放污染物的比值
灰分	14	148
SO ₂	400	700
NO ₂	5	10
CO ₂	1.33	1.37

注：（1）资料引至《四川石油经济》2000 年第一期中“天然气利用之环境效益初探”。

（2）表中数字为燃烧原油或者煤产生的污染物与天然气燃烧产生的污染物的比值。

从各类燃料燃烧后排污量对比可见，天然气和原油产生的灰分、SO₂、NO₂ 和 CO₂ 等污染物均远低于煤炭，因此，石油、天然气的清洁性远高于煤炭。在一次能源消费煤炭占 70% 的中国，发展石油、天然气洁净能源对改善一次能源消费结构和大气污染物减排具有重要意义。

3.7.2 集输工艺清洁生产分析

（1）在集输方案的设计上进行了优化，充分考虑和利用油藏的自然能量，确

定合理的采油方式。在集输流程上，采用管线密闭集输，可有效降低油气的损耗，减少烃类物质的挥发量，降低了对大气环境的污染影响。

(2) 采用全自动控制系统对主要采油和集输工艺参数进行控制，能够提高管理水平，尽量简化工艺过程，减少操作人员，同时使集输系统的安全性、可靠性得到保证。

3.7.3 采油作业清洁生产工艺

- (1) 在井场加强油井井口的密闭，减少井口烃类的无组织挥发。
- (2) 原油生产过程中起下油管时，安装自封式封井器，避免水、油喷出。
- (3) 产生的废液采用罐（车）收集，经处理站处理达标后回注地层不外排。
- (4) 井下作业过程铺防渗膜，落地油 100%回收。

3.7.4 节能及其它清洁生产措施

- (1) 优化简化单井集输管线，降低生产运行时间；
- (2) 采用井口电加热输送工艺；
- (3) 管线均进行保温，减少热量损失；
- (4) 采用节能型变压器；
- (5) 采用高效加热设备，合理利用能量，降低生产运行能耗损失。
- (6) 优化布局，减少建设用地。为了尽量减少对当地地形地貌的破坏和扰动，充分利用已建临时道路解决道路交通问题。按工艺流程进行优化组合，布置紧凑。管线、水、电、道路等沿地表自然走向敷设，最大限度地减少了对自然环境和景观的破坏，土方量也大大减少。

3.8 污染物排放总量控制分析

“十四五”期间国家和自治区对化学需氧量、氨氮、二氧化硫及 VOCs 进行总量控制。

本项目运营期无二氧化硫废气产生，大气污染物为采油及集输过程中无组织

排放的 VOCs；项目采油、井下作业等过程产生的废水、废液中含有 COD 和 $\text{NH}_3\text{-N}$ 污染物，在集中处理站处理达标后回注油藏不外排，因此不设废水总量控制指标。综上，项目的总量控制指标为无组织排放 VOCs，排放量为 0.727t/a，新增总量由油田内部调控。

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

本项目位于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州阜康市境内。阜康市地处天山东段（博格达山）北麓、准噶尔盆地南缘，东邻吉木萨尔县，西与乌鲁木齐市米东区接壤，南与乌鲁木齐市达坂城区相邻，北与阿勒泰地区富蕴县相连。介于东经 $87^{\circ}46' \sim 88^{\circ}44'$ ，北纬 $43^{\circ}45' \sim 45^{\circ}30'$ 之间，东西最宽处 76km，南北最长处 198km，总面积 8545km^2 。本项目位于阜康市东部，在阜康市的区域位置见附图 15。

项目所在沙丘 3 井区 6 口井、沙 102 井区 2 口井位于沙南联合站北侧，沙丘 5 井区 7 口井位于沙南联合站南侧；北 16 井区 3 口井位于北三台联合站西侧。各井区周边有油田道路通过，交通较为便利。项目的地理位置见附图 16。

4.1.2 地形、地貌

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

南部山区：南部山区海拔 445~800m，位于天山山脉东段北坡，山峰连绵，沟壑纵横。地貌带南北向排列，东西向延展。风景秀丽，负有盛名的天池，即坐落在南部山区博格达峰北侧这一带山谷之中。

中部平原区：中部平原区海拔 450~700m，平均坡度为 2.5%，由山前各河系冲积和洪积而成。东西狭长，且西窄东宽，地形由东南向西北倾斜，地势较平坦，水源丰富，土层深厚，是阜康市粮油产区及城区所在地。北部沙漠区：北部沙漠区从海拔 450m 自南向北延伸到海拔 800m 左右，约占总面积的 53%，为古尔班通古特沙漠的一部分，区内沙丘起伏连绵，其高度一般为 5~25m 左右，为固定或半固定沙丘。

本项目位于中部平原地区。地面海拔 520m~580m。沙丘 3、沙 102、沙丘 5 地表为平缓的沙丘；北 16 井区地表为平坦戈壁。

4.1.3 气象和气候

项目所在区域属于大陆北温带干旱、半干旱性气候，具有典型的荒漠大陆性气候特征，即冬季寒冷，夏季炎热，干旱少雨，日照充足，春秋季节气温变化快，蒸发量大，风沙日多，常规气象资料统计见表 4.1-1。

表 4.1-1 常规气象资料统计

项目名称		单位	数值
气温	最冷月平均	℃	-16.0
	最热月平均	℃	25.7
	极端最高	℃	40.8
	极端最低	℃	-29.8
	年平均	℃	7.9
降水量	一日最大值	mm	15.3
	一小时最大值	mm	9.0
	年降水天数平均值/极值	d/a	67
风速	冬季	m/s	1.0
	夏季	m/s	1.8
	年平均	m/s	1.5
	年最大风速	m/s	21.0
	年主导风向	\	W; NE
相对湿度	冬季相对湿度	\	85%
	夏季相对湿度	\	44%
大气压力	冬季	10 ² Pa	9414
	夏季	10 ² Pa	9249
降水量	一日最大值	mm	34.2
	一小时最大值	mm	9.8
	10 分钟最大值	mm	/
	历年平均值/极大值	mm/mm	203.7/229.1
	年降水天数平均值/极大值	d/a/d/a	72.4/85
最大积雪厚度		mm	240
最大冻土深度平均值/极值		cm/cm	180
地下土壤温度	-0.8m 处历年平均值	℃	10.8
	-1.6m 处历年平均值	℃	11.0
雷暴日数		d/a	1
沙暴日数		d/a	5
年蒸发量		mm	2244.0
地震烈度		度	VI

4.1.4 水文概况

4.1.4.1 地表水

阜康市内的河流分布于阜康以南以东的天山北麓，主要河流有水磨河、三工河、四工河、甘河子、白杨沟、黄山河等六条河流，六条河流的多年平均径流量为 1.9 亿 m^3/a 。

吉木萨尔县境内共有冰川 54 处，发源于天山的主要河流有 10 条及一个后堡子泉水系，由西向东依次为二工河、西大龙口河、大东沟河、新地沟河、渭户沟河、东大龙口河、牛圈子沟河、吾塘沟河、小东沟、白杨河。另有四条季节性洪水沟。十条河流主河道总长 222.25km，大小支流共 162 条，10 条河流年径流量 2.4 亿 m^3 ，境内共有泉水 51 处，年径流量 1.09 亿 m^3 。通过吉木萨尔县城镇区范围的河流有二条，其中东大龙口河发源于天山山脉，年径流量 5730 万 m^3 ，小龙口河（在县城区分东沙河和西沙河）水源主要靠大有乡山间盆地的河道、渠道、田间渗漏，少数为前山岩石裂隙泉水为主要补给来源，年径流量 1094.3 万 m^3 ，以上两条河流 7、8 两个月份为洪水多发期。

本项目所在位置及周边无常年地表水体。

4.1.5 水文地质概况

（1）含水层结构

北三台油田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。

①第三系碎屑岩类孔隙裂隙水

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 CaCl_2 型为主；富水性极不均匀，单井涌水量 90~500 m^3/d 。

②第四系松散岩类孔隙水

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 CaCl_2 型为主；水量小，无开采利用价值。

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。

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。

(2) 补径排条件

山区以及丘陵区为中生界碎屑岩中孔隙裂隙潜水及层间水提供赋存条件。现代河流及间隙水山口外，呈扇形堆积，由洪积造成山麓带，为灰色砾石层，由各种变质岩及火成岩构成，近平原地带，则颗粒变细夹亚砂土层或砂质黏土层，厚度不等 10~210.4m；倾斜平原区砂石层为松散岩类孔隙裂隙水提供了良好地下水储存场所。

本项目区域上属于南部的天山水系地下水系统，从南部天山山区分水岭到平原、沙漠构成一个完整的水文地质单元。按区域地下水运动规律，南侧的博格达高山区是地下水的总发源地和补给区，中山带是地下水补给、径流、排泄交替带，山前倾斜砾质平原及细土平原区是地下水径流、排泄区，沙漠地带是以蒸发为主的地下水排泄区。项目区域地层水的水型为 CaCl_2 型，氯离子含量较高，矿化度较高。地下水径流方向基本由南向北。

4.2 生态现状调查与评价

4.2.1 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》，沙丘 3、沙 102 及沙丘 5 井区属于准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区——准噶尔盆地中部固定、半固定沙漠生态亚区——古尔班通古特沙漠化敏感及植被保护生态功能区；北 16 井区属于准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区——准噶尔盆地南部灌木半灌木荒漠绿洲农业生态亚区——阜康-木垒绿洲农业荒漠草地保护生态功能区。项目所在生态功能区划及相关保护要求等信息见表 4.2-1。项目与新疆维吾尔自治区主体功能区划分图关系示意图见附图 17。

表 4.2-1 项目区沿线生态功能区划

生态功能分区单元			主要生态服务功能	主要生态环境问题	主要生态敏感因子、敏感程度	主要保护目标
生态区	生态亚区	生态功能区				
Ⅱ 准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区	Ⅱ ₃ 准噶尔盆地中部固定、半固定沙漠生态亚区	23 古尔班通古特沙漠化敏感及植被保护生态功能区	沙漠化控制、生物多样性维护	人为干扰范围扩大、工程建设引起沙漠植被破坏、鼠害严重、植被退化、沙漠化构成对南缘绿洲的威胁。	生物多样性及其生境高度敏感，土地沙漠化极度敏感，土壤侵蚀高度敏感、土壤盐渍化轻度敏感。	保护沙漠植被、防止沙丘活化
	Ⅱ ₅ 准噶尔盆地南部荒漠绿洲农业生态亚区	28 阜康-木垒绿洲农业荒漠草地保护生态功能区	农牧业产品生产、人居环境、荒漠化控制	地下水超采、荒漠植被退化、沙漠化威胁、局部土壤盐渍化、河流萎缩、滥开荒地	生物多样性及其生境中度敏感，土壤侵蚀轻度敏感，土地沙漠化中度敏感，土壤盐渍化轻度敏感	保护基本农田、保护荒漠植被、保护土壤环境质量

4.2.2 土地利用现状

根据资料及现场勘查，项目区所在区域现状土地利用类型为低覆盖度草地及工矿用地。项目土地利用类型见附图 18。

4.2.3 植被现状

(1) 主要植被类型及分布

根据现场调查及查阅相关资料，沙南油田作业区所在区域内的主要植被类型如下：

——白梭梭群落

白梭梭群落在项目区分布范围较广，东到阜康凹陷-吉木萨尔凹陷探区北部沙漠边缘，在准噶尔盆地腹部西段探区和准噶尔盆地腹部东段探区也广泛分布着白梭梭群落。在中拐凸起周缘-沙湾凹陷西北环带探区的北部古尔班通古特沙漠西北缘也分布有白梭梭群落。

白梭梭群落由高 1.6~2.0m 的小半乔木白梭梭作为建群种形成的群落，是古尔班通古特沙漠分布最广、最重要的一个群落。分布范围遍及全区。它们出现于流动、半流动和半固定沙地的沙丘顶部和丘坡中上部，在丘坡下部和丘间低地常为梭梭群落所更替。群落不郁闭，树间平均距离 2.0m 左右。总盖度 20~30%，最大 40%。在大多数情况下，植被不仅垂直地分层，而且在水平方向形成镶嵌——白梭梭树下和树间空旷地植物种类、盖度、高度等等方面有很大的差异。在白梭梭群落经常出现并且优势度较大的植物种有：白杆沙拐枣、地白蒿、羽毛三芒草，角果藜、对节刺、沙蓬等。此外，准噶尔太阳花、独尾草等也常出现。

——梭梭群落

属于小半乔木荒漠，主要分布于沙丘或厚层沙地及固定和半固定沙丘顶部，小面积出现于半流动沙丘，为典型的沙生植物群系。土壤为风沙土，一般无盐化现象，土壤水分来自于天然降水，与地下水无联系。该群系的植被在半固定沙丘上发育最好，形成盖度达 10~20% 的建群层片，组成种类约 5~10 种。在 10~50m 高的半流动沙丘顶部，白梭梭与沙丘上的先锋植物沙拐枣、三芒草形成稀疏的植物群落。作为优势种的白杆沙拐枣和羽状三芒草均在植株基部形成。梭梭的生态适应性远远超过白梭梭，它不仅分布于沙地，而且也出现在粘土、砾质和盐土荒漠，广泛分布于项目区。梭梭平均高 1.25m，但变化很大，在 0.7m~3.2m 之间。梭梭生长凌乱，林相不齐。群落也以不郁闭为特征。总盖度在 15%~55% 之间，

以 25~35% 的居多。梭梭更新情况比白梭梭良好，在梭梭周围经常可见到它的大量幼苗。由于梭梭适应性很广，生态幅度宽，植物种类组成丰富，这就使得梭梭群落的类型非常复杂，其可以成单优势种群落，也可与超旱生灌木、超旱生半灌木、超旱生小半灌木、超旱生多年生草本植物、超旱生一年生草本植物、多年生短生植物等形成群落。较经常出现、并且优势度较大的是角果藜等。在盐渍化土壤上，琵琶柴、无叶假木贼也很常见。组成种类以喜光种类为主。

——混合怪柳群落

分布于部分沙丘边缘或沙丘间缓起伏半固定沙地。土壤为盐化半固定风沙土。通常由三种怪柳：多枝怪柳、细穗怪柳和长穗怪柳组成，其中多枝怪柳较为常见。他们的高度 1.0~1.5m，多分枝，扭曲，树形不整齐。群落十分不郁闭。树间距离 0.6~1.6m，总盖度变化于 25%~45% 之间，疏密不一（与樵采破坏有关），是本群落的特点。群落组成简单，在局部地方优势度较大的有对节刺、角果藜、刺沙蓬等。

——红果沙拐枣群落

沙拐枣属植物在项目区分布很广，是白梭梭群系的主要下层灌木种，不同地区有不同的沙拐枣种出现。但形成独立群落的不多。只在项目区北缘分布有由红杆果沙拐枣形成建群种的群落。而且它们仅出现于半流动沙丘的顶部或侧坡，呈小片状零星分布，面积很小。红杆沙拐枣高 50~90cm，丛径 1.0~2.6m。红杆沙拐枣和其它沙拐枣属植物一样，具有落枝性，对地面的荫蔽不大。红杆沙拐枣群落出现于风蚀剧烈，基质不稳定的半流动沙丘生境，其伴生种类都是沙生先锋植物。较长出现的有沙蒿、准噶尔无叶豆、羽毛三芒草、独尾草、沙蓬等，红杆沙拐枣群落组成简单、盖度不稳定，表现出一定的先锋性质。

——蛇麻黄群落

蛇麻黄群落是项目区古尔班通古特沙漠中分布很广的一种小灌木，但蛇麻黄群落只在沙漠边缘的少数沙丘坡和丘间地见到，主要分布在阜康凹陷-吉木萨尔凹陷探区的阜康市、奇台县，蛇麻黄群落所在地都系固定沙地或沙丘群落生长低矮，建群种蛇麻黄高仅 10cm 左右，贴地生长，密集而均匀。群落总盖度在 60% 左右，其中蛇麻黄即达 50%，占绝对优势。组成种类简单。沙生针茅、角果藜优势度较大。

杂草性质的角果藜大量出现，指明蛇麻黄群落是在强烈放牧影响下保存下来的。

——沙蒿群落

沙蒿群落也是项目区分布广泛的一种小半灌木群落，主要分布在古尔班通古特沙漠东部、北部和东北部。见于半固定沙垄侧坡和半流动沙丘顶部，具有先锋性。沙蒿一般高 50cm 左右(35cm~80cm)，密度平均 32~35 株/25m²。由于沙蒿叶色翠绿，形成翠绿色的群落，在黄灰色单调的沙地背景上，十分引人注目。沙蒿群落总盖度 35~40%，其中沙蒿即达 15~30%多。组成植物 30 种左右。

项目区植被类型见附图 17。

4.2.4 野生动物现状调查

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

由于项目区准噶尔盆地边缘严酷的气候条件，野生动物分布种类少，主要为爬行类、啮齿类动物。根据《国家重点保护野生动物名录》（2021）及《新疆国家重点保护野生动物名录》（2021），项目区域内不存在国家重点保护野生动物及其生境。

4.2.5 土地沙化现状

戈壁是新疆仅次于沙漠的沙化土地类型，主要分布在阿尔泰山南麓、天山南北麓、昆仑山北麓、吐哈盆地和一些山间盆地的山前洪积倾斜平原，戈壁面积 30622798.73 公顷，占沙化土地面积的 40.99%。沉积物以卵砾石为主。

新疆分布较广的大戈壁有塔里木盆地边缘戈壁、准噶尔盆地边缘戈壁、噶顺戈壁、十三间房南湖戈壁和老爷庙戈壁等，其中噶顺戈壁是新疆最大的戈壁。

准噶尔盆地周边沙麓地带，几乎都分布着众多的冲、洪积扇群，主要由砂砾石组成，构成戈壁带。盆地西部的萨吾尔山，谢未斯台山以东石质洪积平原，在强劲风力作用下，形成大片风蚀地貌，克拉玛依一带洪积砾石戈壁分布面积也较大。盆地东南部的将军戈壁，在昌吉州的东北部，它西起吉木萨尔县，东到木垒县，面积达数千平方千米。

项目区所在区域沙化土地的发展趋势是：土地沙化和风沙灾害仍将持续发生，但在部分地区，随着沙化土地的综合整治与沙害防治工程的逐步实现，土地沙化和风沙灾害会有所减轻，以至基本得到控制；某些局部地区则随着人类社会经济活动的发展，风沙灾害有所增强，项目在开发过程中需注意保护生态环境，并采取有效的防治措施，风沙灾害可以降到最低限度；未受人类活动影响的地区，则将主要在气候的影响下继续其原有自然状态下的沙化演化过程。

总体而言，区域大范围、全方位的生态建设，对沙化土地的扩展起到了遏制作用，但由于极端灾害气候的影响，加之局部区域治理与破坏并存，治理难度也越来越大，沙化趋势亦不容乐观。

根据《新疆第五次沙化土地监测报告》，本项目沙丘 3、沙 102、沙丘 5 井区所在区域为固定沙地，北 16 井区所在区域为非沙化土地。项目各井区与准噶尔盆地及周边沙化土地位置关系见附图 19。

4.2.6 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）》，项目北 16 井区位于昌吉回族自治州水土流失重点治理区，沙丘 5 井区部分位于昌吉回族自治州水土流失重点预防区；沙丘 3、沙 102 位于荒漠区。本项目所在区域水土流失现状见附图 5。

昌吉州水土流失类型以风力侵蚀为主，强度以轻度、中度和强烈侵蚀为主；水力侵蚀次之，强度以轻度和中度侵蚀为主；冻融侵蚀为辅，强

度以轻度侵蚀为主。水土流失成因主要为自然因素和人为因素。项目所在阜康市，水土流失面积 0.67 万 km²，侵蚀类型主要是风力侵蚀。强烈侵蚀以上水土流失面积占阜康市总面积的近 50%。侵蚀面积大、侵蚀强度高的原因主要和阜康市北部位于古尔班通古特沙漠有关。

4.3 区域环境空气质量达标情况

(1) 数据来源

基本污染物：本次收集了《昌吉回族自治州 2021 年环境质量状况公报》中昌吉回族自治州 2021 年 NO₂、SO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃ 六项基本污染物的监测数据。

(2) 评价标准

常规污染物 NO₂、SO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃ 执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二级标准。

(3) 评价方法

根据导则 HJ 2.2—2018 要求，年评价指标中的年均浓度和相应百分位数 24h 平均或 8h 平均质量浓度满足 GB3095 中浓度限值要求的即为达标。

(4) 评价结果

基本污染物评价结果见表 4.3-1。

表 4.3-1 监测结果统计一览表 单位：μg/m³

监测因子	评价指标	现状浓度 (μg/m ³)	标准值 (μg/m ³)	最大浓度占标率 (%)	评价结果
SO ₂	年平均值	9	60	13.33	达标
NO ₂		23	40	82.50	达标
PM ₁₀		67	70	125.71	超标 0.26 倍
PM _{2.5}		37	35	151.43	超标 0.51 倍
CO	24 小时平均第 95 百分位数	900	4000	62.50	达标
O ₃	最大 8 小时平均第 90 百分位数	90	160	81.88	达标

根据评价结果：项目所在地基本污染物除 PM₁₀、PM_{2.5} 因子外，其余基本污染物因子监测值均符合《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二级标准标准要求。PM₁₀、PM_{2.5} 年平均浓度有超标现象。项目所在区为环境空气质量非达标区。

4.4 水环境现状调查与评价

4.4.1 地表水环境评价

项目区域无常年地表水体。本项目采出水及井下作业废水依托沙南联合站及北三台联站处理，不排入地表水体，因此不与地表水发生水力联系。项目地表水环境影响评价等级为三级 B，根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），本次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调查与评价。

4.4.2 地下水环境现状评价

（1）数据来源

由于项目区没有符合条件的潜水含水层水井，且区域不具备潜水含水层的取水条件，本次引用项目附近现有承压水含水层水井的监测数据。共引用 5 个监测点，地下水水井井深范围在 220m~240m。

监测单位：新疆泰施特环保科技有限公司

监测时间：2022 年 3 月 13 日

本次地下水环境质量现状评价采取现场监测，实测地下水点位信息见表 4.4-1。地下水监测布点图见图 4.5-1。

表 4.4-1 地下水监测点位

序号	监测点位	采样深度 m	与本工程位置关系	井功能	埋藏类型
1	W1			油田内部地下水水井	承压水
2	W2				
3	W3				
4	W4				
5	W5				
6	W6				
7	W7				

（2）监测因子

pH、水温、氨氮、总硬度、耗氧量、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、硫酸盐、碳酸盐、重碳酸盐、氰化物、氟化物、氯化物、挥发酚、石油类、六价铬、钾、钙、

钠、镁、铅、镉、汞、砷；共计 24 项。

(3) 评价标准

《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准。

(4) 评价方法

采用标准指数法评价。评价模式为：

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

式中： S_{ij} —单因子标准指数；

C_i —i 类监测物现状监测浓度，mg/L；

C_{oi} —i 类监测物浓度标准，mg/L。

pH 值的标准指数为：

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

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

式中： $S_{pH,j}$ —pH 值的标准指数；

pH_j —pH 的实测值；

pH_{sd} —评价标准中 pH 的下限值；

pH_{su} —评价标准中 pH 的上限值。

(5) 评价结果

监测及评价结果见表 4.4-2。

表 4.4-2 地下水水质监测数据与评价结果一览表 (1) 单位: mg/L (pH 无量纲)

项目	III类 标准	W1		W2		W3		W4		W5		达标情 况
		监测结果	标准指数	监测结果	标准指数	监测结果	标准指数	监测结果	标准指数	监测结果	标准指数	
pH	6.5-8.5											达标
水温	/											/
氨氮 (以 N 计)	≤0.50											达标
总硬度 (以 CaCO ₃ 计)	≤450											达标
耗氧量 (高锰酸盐指数)	≤3.0											达标
硝酸盐氮	≤20.0											达标
亚硝酸盐氮	≤1.00											达标
硫酸盐	≤250											达标
碳酸盐	/											/
重碳酸盐	/											/
氰化物	≤0.05											达标
氟化物	≤1.0											达标
氯化物	≤250											达标
挥发酚 (以苯酚计)	≤0.002											达标
石油类	≤0.05											达标
六价铬	≤0.05											达标
钾	/											/
钙	/											/
钠	≤200											达标
镁	/											/
铅	≤0.01											达标
镉	≤0.005											达标
汞	≤0.001											达标
砷	≤0.01											达标

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

4.5 声环境现状调查与评价

4.5.1 监测点位基本信息

项目声环境影响评价范围内无声环境保护目标。本次环评通过现场监测法，选择部分有代表性的井场及项目依托的已建计量站进行声环境质量现状监测，共设置 20 个监测点位，监测单位为新疆泰施特环保科技有限公司，监测时间 2022 年 12 月 日昼夜各 1 次，监测因子为 L_d 、 L_n 。监测点位及坐标见表 4.5-1。监测点位详见附图 20。

表 4.5-1 声环境质量现状监测基本信息一览表

点位	位置	坐标
L1	沙丘 3 井区 SQHW3001 井	
L2	沙丘 3 井区 SQHW3002 井	
L3	沙丘 3 井区 SQHW3004 井	
L4	沙丘 3 井区 SQHW3005 井	
L5	沙 102 井区 SQ3215 井	
L6	沙 102 井区 SQ3244 井	
L7	沙南油田 10 号计量站	
L8	沙南油田 18 号计量站	
L9	沙南油田 19 号计量站	
L10	沙丘 5 井区 SQHW4001-4002 平台	
L11	沙丘 5 井区 SQHW4003-4004 平台	
L12	沙丘 5 井区 SQHW4005 井	
L13	沙丘 5 井区 SQHW4006 井	
L14	沙丘 5 井区 SQHW4007 井	
L15	沙南油田 16 号计量站	
L16	北 16 井区 B1092 井	
L17	北 16 井区 B1099 井	
L18	北 16 井区 B1132 井（注水井）	
L19	北三台油田 3 号计量站	
L20	北三台油田 10 号计量站	

4.5.2 监测方法

测量方法按《声环境质量标准》（GB3096-2008）及《环境监测技术规范》噪

声部分的相关要求。

4.5.3 监测结果

噪声环境质量的现状监测结果见表 4.5-2。

表 4.5-2 声环境监测及评价结果

监测点	监测结果 dB(A)				标准限值
	昼间	是否达标	夜间	是否达标	
L1					昼间 60, 夜间 50
L2					
L3					
L4					
L5					
L6					
L7					
L8					
L9					
L10					
L11					
L12					
L13					
L14					
L15					
L16					
L17					
L18					
L19					
L20					
L11					

根据上表监测结果，项目区域声环境质量现状符合《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准的要求，声环境质量良好。

4.6 土壤环境现状评价

4.6.1 土壤类型及分布

项目区域共涉及 2 中土壤类型。沙丘 3、沙 102 级沙丘 5 井区为半固定风沙土，北 16 井区为灰漠土。项目区域土壤类型见附图 21。

(1) 半固定风沙土

半固定风沙土属于风沙土的一种。风沙土是在风成性母质上发育的土壤，干旱及大风是风沙土形成的主要条件。风沙土的成土过程很微弱，由于风蚀和沙积作用，成土过程经常被中断，成土作用时间短，很不稳定，通常在剖面中看不见成熟土壤的发生层次，一般仅有不明显的结皮和稍紧实的表土层。

半固定风沙土阶段：随着植被继续滋生，覆盖度增大，流沙逐渐成为半固定状态，地表开始形成薄结皮，地面表层变紧实，并被腐殖质染色，土壤剖面稍有分异，成土特征明显。

(2) 灰漠土

灰漠土是新疆北部地区温带荒漠的地带性土壤，也是本油田所在区域的主要土壤类型之一。灰漠土是在干旱荒漠气候条件下，通过微弱的生物积累过程，粘化铁质化过程和微弱淋溶过程的共同作用下形成的。灰漠土其成土母质为典型的黄土状物质，冲积相沉积层理明显，质地偏粘，常为重壤和粘土夹层。

剖面特征：地表具多角裂缝，表土为发育良好的荒漠结皮层，呈浅灰色干面包状，此层以下为淡灰色的片层结构，约 2~5cm 厚；第三层为粘化、铁质化过程形成的浅棕色紧密实层，粘粒含量稍高，腐殖质层不明显，有白色斑点或菌丝状的碳酸钙沉积；在 40cm 以上，有石膏晶粒出现。

4.6.2 土壤环境现状监测及评价

(1) 土壤环境质量现状监测

项目区域有 2 种土壤类型，因此布设 2 个全项监测点（表层样）。在沙丘 3-沙 102 区块、沙丘 5 井区及北 16 井区共布设 11 个监测点位。场站评价范围为永久占地范围内及占地范围外 0.2km 内，管线评价范围为管沟两侧 0.2km。监测点位置见

表 4.6-1。土壤监测布点附图 22。

监测单位：新疆泰施特环保科技有限公司。

监测时间：2022 年 12 月 日。

表 4.6-1 土壤现状质量监测点具体情况一览表

序号	监测点位置/所在井区			点号	监测项目	执行标准
S1	占地范围内	沙丘 3	SQHW3005 井口 25m 内	柱状样	石油烃(C ₁₀ ~ ₄₀)、砷、铬（六价）	《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值
S2		沙 102	SQ3244 井口 25m 内			
S3		沙丘 5	SQHW4001-4002 平台井口 25m 内			
S4			SQHW4006 井口 25m 内			
S5		北 16	B1132 井口 25m 内			
S6		沙丘 3-沙 102	SQHW3002 井口 25m 内	表层样	GB36600-2018 中 45 项+pH+石油烃	
S7		北 16	B1099 井口 25m 内			
S8	占地范围外 200m 范围内	沙丘 3-沙 102	SQHW3005 井口 200m 处	表层样	pH、镉、汞、砷、铅、铜、总铬、镍、锌、石油烃(C ₁₀ ~ ₄₀)、铬（六价）	《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）_
S9			SQHW3215 井口 200m 处			
S10		沙丘 5	沙南 16 号计量站永久占地外 100m 处			
S11		北 16	北三台 3 号计量站永久占地外 50m			

(2) 评价标准

S1~S5 点位土地利用类型为工矿用地，常规项目按照《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表 1 选取，特征因子参照《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)表 4 土壤环境质量影响监测指标，选取其中具有相应国家标准的项目，包括石油烃(C₁₀~₄₀)、砷、六价铬，执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地风险筛选值；

S6~S8 点土地利用类型为草地，重金属参照《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)，石油烃、砷、六价铬参照《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第一类用地风险筛选值。

(3) 监测结果与评价

本次土壤环境质量监测结果见表 4.6-2~表 4.6-4。

表 4.6-2 S6、S7 点土壤监测与评价结果

序号	监测项目	单位	监测结果(S6)		监测结果(S7)		标准限值(mg/kg)
			监测结果	是否达标	监测结果	是否达标	

			果				
1	砷	mg/kg					60
2	镉	mg/kg					65
3	六价铬	mg/kg					5.7
4	铜	mg/kg					18000
5	铅	mg/kg					800
6	汞	mg/kg					38
7	镍	mg/kg					900
8	四氯化碳	mg/kg					2.8
9	氯仿	mg/kg					0.9
10	氯甲烷	mg/kg					37
11	1,1-二氯乙烷	mg/kg					9
12	1,2-二氯乙烷	mg/kg					5
13	1,1-二氯乙烯	mg/kg					66
14	顺-1,2-二氯乙烯	mg/kg					596
15	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg					54
16	二氯甲烷	mg/kg					616
17	1,2-二氯丙烷	mg/kg					5
18	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg					10
19	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg					6.8
20	四氯乙烯	mg/kg					53
21	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg					840
22	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg					2.8
23	三氯乙烯	mg/kg					2.8
24	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg					0.5
25	氯乙烯	mg/kg					0.43
26	苯	mg/kg					4
27	氯苯	mg/kg					270
28	1,2-二氯苯	mg/kg					560
29	1,4-二氯苯	mg/kg					20
30	乙苯	mg/kg					28
31	苯乙烯	mg/kg					1290
32	甲苯	mg/kg					1200
33	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg					570
34	邻二甲苯	mg/kg					640
35	硝基苯	mg/kg					76
36	苯胺	mg/kg					260
37	2-氯酚	mg/kg					2256
38	苯并(a)蒽	mg/kg					15
39	苯并(a)芘	mg/kg					1.5
40	苯并(b)荧蒽	mg/kg					15
41	苯并(k)荧蒽	mg/kg					151
42	蒽	mg/kg					1293
43	二苯并(a,h)蒽	mg/kg					1.5
44	茚并(1,2,3-cd)芘	mg/kg					15
45	萘	mg/kg					70
46	石油烃	mg/kg					4500
47	pH	无量纲		/			/

表 4.6-3 S1~S5 点土壤监测与评价结果

序号	监测项目	监测结果-柱状样-S1							标准限值 (mg/kg)
		单位	0-0.5m	是否达标	0.5-1.5m	是否达标	1.5-3m	是否达标	
1	石油烃	mg/kg							4500
2	砷	mg/kg							60
3	六价铬	mg/kg							5.7
序号	监测项目	监测结果-柱状样-S2							标准限值 (mg/kg)
		单位	0-0.5m	是否达标	0.5-1.5m	是否达标	1.5-3m	是否达标	
1	石油烃	mg/kg							4500
2	砷	mg/kg							60
3	六价铬	mg/kg							5.7
序号	监测项目	监测结果-柱状样-S3							标准限值 (mg/kg)
		单位	0-0.5m	是否达标	0.5-1.5m	是否达标	1.5-3m	是否达标	
1	石油烃	mg/kg							4500
2	砷	mg/kg							60
3	六价铬	mg/kg							5.7
序号	监测项目	监测结果-柱状样-S4							标准限值 (mg/kg)
		单位	0-0.5m	是否达标	0.5-1.5m	是否达标	1.5-3m	是否达标	
1	石油烃	mg/kg							4500
2	砷	mg/kg							60
3	六价铬	mg/kg							5.7
序号	监测项目	监测结果-柱状样-S5							标准限值 (mg/kg)
		单位	0-0.5m	是否达标	0.5-1.5m	是否达标	1.5-3m	是否达标	
1	石油烃	mg/kg							4500
2	砷	mg/kg							60
3	六价铬	mg/kg							5.7

表 4.6-4 S8~S11 点土壤监测与评价结果

序号	监测项目	单位	监测结果-占地范围外表层样								标准 限值
			S8	是否 达标	S9	是否 达标	S10	是否 达标	S11	是否 达标	
1	铬	mg/kg									200
2	铜	mg/kg									100
3	锌	mg/kg									250
4	铅	mg/kg									120
5	镉	mg/kg									0.3
6	镍	mg/kg									100
7	汞	mg/kg									2.4
8	砷	mg/kg									30

9	石油烃	mg/kg									826
10	pH	/			/					/	6.5-7.5

由监测结果可知：各监测点位的各项土壤监测因子能够满足《土壤环境质量标准-农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）和《土壤环境质量标准-建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中相关标准要求，土壤未受到污染。

5 环境影响预测与评价

5.1 生态影响评价

5.1.1 占地影响分析

5.1.1.1 占地面积及占地类型

根据“工程分析”结果，项目总占地面积为 325556m²，其中永久占地面积 55167m²，临时占地面积 270389m²。沙丘 3、沙 102、沙丘 5 井区占地类型为草地，北 16 井区为工矿用地。

5.1.1.2 占地影响分析

钻井、运输、地面工程建设要侵占土地、破坏植被，改变原有生态系统结构和功能。

建设及运营期间工程建设对生态环境的影响属于高强度、低频率的局地性破坏。钻井施工、管线铺设作业本身要占用大面积的土地，机械、运输车辆碾压、人员践踏、材料占地、土体翻出埋放地表等活动占用的土地面积远远超过工程本身。这些占地属暂时性影响，使植被遭到破坏、被铲除，野生动物受惊吓和驱赶，破坏了原有生态环境的自然性。

油田工程施工完成后，高强度的临时性占地和影响将消除，如井区永久占地以外可进行植被恢复重建，使被破坏的生态环境逐步恢复。而井场、场站、道路等地面建设属永久性占地，将会在原来连续分布的生态环境中形成生态斑点，产生地表温度、水分等物理异常，以及干扰地面植被和野生动物繁殖、迁移和栖息，长久影响生态环境的类型和结构。

5.1.1.3 污染物排放对生态的影响

油田开发是一个复杂的系统工程，由于各环节的工作内容多、工序差别大、

施工情况多样、设备配置不同，所形成的污染源类型和源强也不同，其情形较为复杂。主要污染源集中在钻井工程、油田开采工程、井下作业工程、油气集输和处理工程，其污染源分布广、排放源强小，污染因子简单，具有影响的全方位性、综合性的特点，其对生态环境影响的途径和程度取决于水环境、空气环境、声环境被污染的程度和固废的产生量及处置方式。

油田开发工程在改变原有自然生态环境的同时，有可能再造一个兼原有生态环境与油田生态环境并存的、稳定的人工生态系统，较之原有生态环境更为适合人们的生产和生活活动，同时有利于当地及周边地区的发展，有利于人类生存环境的改善。

5.1.2 对植被的影响分析

(1) 占地对植被的影响

钻井工程对野生植物影响形式主要是对土地的占用以及施工阶段清场过程中对地表植被的清理及施工过程中的碾压。根据现场勘查，项目区所在区域内的自然植被主要以荒漠植被为主。项目评价区域内占优势的植被为琵琶柴，整个区域植被覆盖度在 5%~10%之间。

本项目施工会对永久占地及临时占地的野生植物产生影响，在完井后的 2~3 年中，将影响占地范围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。且施工结束后，钻井设施及施工人员撤出，临时占地内的植被依靠自然恢复。

本工程选址选线避让植被较多的区域，主要占用植被类型为琵琶柴。临时占地中主要是影响项目分布区的植被影响较大。

(2) 生物量损失

本工程永久占地面积 55167m²，临时占地面积 270389m²，总占地面积为 325556m²。项目区生物量按照 1.2t/(hm²·a) 计算，在油田开发初期的 3~5a 中，地表植被破坏后不易恢复，草地基本没有植物初级生产力，当临时性占地的植被得到初步恢复后，这种损失将会逐渐减少。本项目永久性占地年生物损失量 6.62t，

临时性占地生物损失量 32.45t。

（3）污染物对植物的影响

①扬尘对植被的影响

工程开发建设中的扬尘是对植物生长产生影响的因素之一，但由于该区域多风、地形开阔的自然条件使得大气中扬尘易扩散，因此在正常情况下扬尘浓度低，工期短，对植被影响很小。

②施工期废水对植被影响

施工期施工人员生活污水采用防渗废水收集池收集，定期清运至吉木萨尔县污水处理厂，且产生少量生活废水，不产生含油污水，所以不会对植被产生影响。

（4）人为活动对植被的影响

人为活动对植被的影响主要表现为施工人员和作业机械对草本植物的践踏、碾压等，主要有以下几种途径。

①由于开发及施工过程中人类践踏形成的小面积局部地段的次生裸地，多集中在临时性占地外围 50m 范围内，这种影响一般为短期性影响，且强度不大，施工结束，这一影响也逐渐消除。

②施工作业中机械碾压和翻动地表土壤，造成地表原有结构的破坏，改变了十分脆弱的原有自然生态型，造成施工区外缘区域沙漠化。其影响范围同工程临时占地面积相同，这一破坏需经较长时段才能完全恢复。

（5）事故状态下对植被的影响

在采油和井下作业过程中均可能发生井喷事故。随井喷进入外环境的原油量不同，造成的污染范围、影响程度随不同地层压力而变化。井喷发生时，井场周围半径 500m 范围内的植被将全部由于石油类污染而使其呼吸受阻，不能进行正常光合作用而死亡；原油进入土壤后与土壤结合，渗入土壤孔隙，使土壤透气性和呼吸作用减弱，改变了土壤质地和结构，影响到土壤的生物功能，进而造成生长其上的植物和土壤动物的死亡，这种影响会导致污染地段多年无法生长植物或长势减弱，甚至使这一区域变为裸地。由于这一影响使土壤结构受石油类污染而发生变化，因此，被污染区域的植被不易恢复。若井喷时发生火灾，结果将使燃烧范围内的植被全部死亡。必须采取严格有效的风险防范措施，防止、降低井喷事

故风险发生。

5.1.3 对野生动物的影响分析

油田开发建设对野生动物生存环境、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工程占地，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减少。由于评价区域不是动物的唯一栖息地，故该建设项目对动物区域性生境不产生明显影响。

施工活动范围内的土壤扰动、土地占压，使野生动物的原有生存环境被改变，野生植物的破坏进一步造成野生动物食源减少；机械设备及人类活动噪声还会对野生动物产生惊扰。可能造成影响区域内的野生动物种群数量下降。由于项目区及周边野生动物主要是小型爬行类（如沙蜥）和啮齿类动物（如沙鼠）及常见鸟类（麻雀、乌鸦），它们能较快适应环境的变化，或重新选择栖息地，故本项目施工期对野生动植物的影响较小。项目北侧距离卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区实验区直线距离约11km。由于油田多年开发及人类活动的影响，无野生保护动物分布。

5.1.4 对土壤影响分析

在场地清理、管道敷设等施工过程中，地表土壤的扰动以及开挖、回填施工会破坏扰动范围内土壤原有结构，混合土壤层次、改变土壤质地，影响土壤养分、土壤紧实度及物理性质。

5.1.5 水土流失影响分析

本项目建设将对地表造成扰动，增大风蚀量。施工作业范围内的土壤地表表层遭到破坏，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大，这种影响在短时间内不会完全恢复。但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。

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），项目沙丘 3、沙 102、沙丘 5 井区位于强烈风力侵蚀范围，北 16 井区位于极强烈风力侵蚀范围。根据《土壤侵蚀分类分级标准》（SL190-2007）中风力侵蚀的强度分级判定，强烈风力侵蚀模数为 $5000\sim 8000\text{t}/\text{km}^2\cdot\text{a}$ ，本项目按 $5000\text{t}/\text{km}^2\cdot\text{a}$ 计算，极强烈风力侵蚀模数为 $8000\sim 15000\text{t}/\text{km}^2\cdot\text{a}$ ，本项目按 $8000\text{t}/\text{km}^2\cdot\text{a}$ 计算，本项目永久占地水土流失量 $285.6\text{t}/\text{a}$ ，临时性占地水土流失量为 $1458\text{t}/\text{a}$ 。应加强水土保持综合治理，减少因工程建设而产生的水土流失。

5.1.6 土地沙化影响分析

根据《新疆第五次沙化土地监测报告》，项目沙丘 3、沙 102 和沙丘 5 井区位于固定沙地，北 16 井区位于非沙化区。

项目场地平整、管沟开挖作业、道路修筑、车辆碾压等工程将扰动原有地貌，施工过程中对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，使风蚀荒漠化的过程加剧，降低项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，造成局部土地沙化。

由于项目所在区域气候干燥，若施工过程对粉状材料未采取防尘网覆盖、洒水降尘等措施，地表的土壤遇大风天气易产生严重的扬尘、形成沙尘天气。项目场地平整及井场道路施工过程中，对原有地表土壤造成扰动，造成地表原有结构的破坏。管沟开挖过程中，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。此外，在施工过程中，各种车辆（尤其是重型卡车）如乱碾压行驶，将使经过的土壤变得紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为沙地。

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。因此，项目建设过程应认真落实防沙治沙措施，严格控制施工占地范围，遵守各项施工规定要求，在施工结束后对占地范围进行平整、恢复，可有效控制土地沙化趋势。

5.2 施工期环境影响预测与评价

5.2.1 施工期环境空气影响分析

本项目在施工期对环境空气的影响主要来自两个方面：一是施工期钻井过程中产生的废气，主要来自于柴油发电机运转时产生的烟气及钻井伴生气燃烧废气，其主要污染物为 NO_x 、 SO_2 、烟尘等；二是在管线敷设、道路建设、车辆运输等在建设过程中产生的扬尘，如细小的建筑材料的飞扬，或土壤被扰动后导致的尘土飞扬等。

（1）钻井作业柴油发电机烟气排放环境影响分析

钻井作业柴油发电机烟气排放集中在钻井施工期的短暂时段，且平均日排放量不大，加之评价区范围内地域扩散条件较好。类比其它相似钻井井场，场界外各项污染物浓度均小于《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中新污染源无组织排放监控点浓度限值。因此，钻井作业柴油发电机烟气排放对周围环境影响较小。

（2）施工扬尘

本工程在施工期对环境空气的影响主要来自管线敷设、道路建设和地面工程建设过程中可能产生扬尘，如细小的建筑材料的飞扬，或土壤被扰动后导致的尘土飞扬。在施工期内，在地面平整及设备拉运产生的扬尘，如沙土的飞扬，及其土壤被扰动后导致的尘土，施工运输车辆排放的少量尾气和运输中产生的扬尘等，对环境空气会造成一定的影响。

根据建设公路时砂石路面运输施工扬尘实测结果进行类比，可以类比得出规划实施期间，车辆行驶扬尘的影响范围，在距离车辆 1.0km 时，TSP 度可以达到《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准限值要求。

根据以上估算结果可以看出，车辆在砂石路面行驶时产生的扬尘，在距离下风向 1.0km 以外，可以达到《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准限值要求，即 1.0km 以外的扬尘对环境的影响在可接受的范围之内。建议建设单位在项目实施过程中，运输车辆必须加盖篷布，减少运输过程的起尘，采取降尘措

施是减速慢行，同时进行定期洒水措施，从而减少运输过程中运输车辆对其扬尘影响。施工扬尘污染属于阶段性局部污染，随着工程结束，其影响也相应消失。

（3）车辆尾气

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

5.2.2 施工期水环境影响分析

（1）钻井废水

本项目钻井过程采用泥浆不落地技术。钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，循环使用不外排，固相进井场专用罐待进一步处理。对水环境的影响很小。

本项目钻井采用了套管，采取固井措施，有效防止了钻井液漏失污染地下水；钻井废水由泥浆不落地系统收集，一般情况下不会对地下水环境产生影响。

（2）钻井泥浆

本项目钻井过程采用“钻井泥浆不落地技术”，产生的钻井泥浆经不落地系统处理后循环使用，不外排，井场设有专用罐进行储存，同时储存罐体与地表接触面，均采取铺设防渗膜措施。故不对地表水环境产生影响。

（3）管道试压废水

项目集油、注水管道需进行注水试压，试压时采用的介质为洁净的新鲜水。试压结束后产生少量废水，其废水中主要污染物为SS，污染因子较为单一，试压结束后，用于施工现场洒水降尘，不会进入地表水水体，故不对地表水环境产生影响。

（4）生活污水

钻井施工期间，生活营地均设有一座生活污水防渗收集池，将污水集中收集，定期委托清运至吉木萨尔县污水处理厂处理。因此，施工过程生活污水不会对项目区水环境造成影响。

5.2.3 施工期声环境影响分析

(1) 钻井工程施工噪声

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

在环境噪声预测中各噪声源作为点声源处理，选用“无指向性点声源几何发散衰减”预测模式，具体计算公式如下：

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

式中： $L_p(r)$ —距离声源 r 处的倍频带声压级；

$L_p(r_0)$ —参考位置 r_0 处的倍频带声压级；

r —预测点距离声源的距离（m）；

r_0 —参考位置距离声源的距离（m）；

预测结果见表 5.2-1。表 5.2-1 距钻井井场场界不同距离处的噪声预测值

与场界的距离	1m	10m	20m	30m	50m	100m	150m	200m
东侧	80.67	60.67	54.65	51.13	46.69	40.67	37.15	34.65
西侧	80.67	60.67	54.65	51.13	46.69	40.67	37.15	34.65
南侧	88.18	68.18	62.16	58.63	54.2	48.18	44.66	42.16
北侧	75.92	55.92	49.90	46.38	41.94	35.92	32.40	29.90
《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）标准：昼间 70dB(A)，夜间 55dB(A)。								

由预测结果得：

①钻井过程中所产生的噪声会对周围一定区域内造成影响。昼间距离井场 10m 处噪声值可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中昼间 70dB(A) 的要求。

②昼间施工噪声在 30m 外满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求。根据现场调查，本项目周围 2km 范围内无噪声敏感点，基本不会对周围声环境造成明显影响。钻井噪声对局部环境的影响是暂时的，钻井期间产生的噪声对周围环境的影响是可以接受的。施工期噪声的影响主要是对钻井队的施工人

员的影响，因此，必须要做好劳动防护措施。

(2) 地面工程施工噪声

本工程地面工程在建设施工过程中，由于运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等要使用各种车辆和机械，其产生的噪声对施工区周围的环境将产生一定的影响。表 5.2-2 为地面工程建设过程中主要施工机械在不同距离的噪声影响水平类比调查结果。

表 5.2-2 施工主要机械噪声值及衰减情况表

距离 (m)	强度	10	20	40	80	100	200	400	800	1000
挖掘机	92	80	74	68	62	60	54	48	42	40
推土机	90	78	72	66	60	58	52	46	40	38
混凝土搅拌机	95	83	77	71	65	63	57	51	45	43
混凝土翻斗车	90	78	72	66	60	58	52	46	40	38
柴油发电机	100	88	82	76	70	68	62	56	50	48

通过类比分析可知，运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等过程中，昼间施工场地 50m 以外均不超过建筑施工场界噪声限值（昼间 75dB(A)），夜间不施工。昼间施工场地 300m 外可以达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准限值要求。本工程周围 300m 范围内无噪声敏感点。施工期的这些噪声源均为暂时性的，只在短时期对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

5.2.4 施工期固体废物环境影响

本工程开发过程中产生的固体废物主要来自于两方面：

施工期钻井过程中产生的钻井废弃泥浆和岩屑、少量生活垃圾和施工土方，以及机械设备废油和含油废弃物；运营期产生的固体废物主要为含油污泥、落地油和废防渗膜。项目产生的固体废物排放情况见表 5.2-3。

表 5.2-3 固体废物排放情况汇总

开发阶段	固废种类	废物特征	产生量	排放量	主要处理措施及排放去向
施工期	水基钻井岩屑	一般废物	11651.75t	0	经不落地系统处理后交岩屑处置单位处理
	油基钻井岩屑	危险废物	1091.5t	0	经不落地系统处理后委托具有相应危废资质单位清

					运处置
	油基岩屑场 地废防渗膜	危险废物	6.5t	0	委托具有相应危废资质单位清运处置
	生活垃圾	生活垃圾	12.2t	0	垃圾箱收集，定期清运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场处置

(1) 固废影响分析

本项目施工过程中固体废物主要为钻井作业时产生的钻井泥浆、钻井岩屑、生活垃圾、施工土方、机械设备废油和含油废弃物。

钻井泥浆：水基泥浆全部进入泥浆不落地系统处理后回收入罐，用于后续钻井配液等环节使用。

钻井岩屑：水基岩屑经不落地系统处理，在井场方罐暂存，交岩屑处置单位处置；油基岩屑经不落地系统处理，在井场方罐暂存，委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司清运、处置。

生活垃圾：本项目钻井生活营地均设有生活垃圾箱若干个，生活垃圾集中收集在垃圾箱后定期拉至吉木萨尔县生活垃圾填埋场处置。

施工土方：本项目施工土方主要由埋地敷设管线开挖和道路修建产生，项目不产生弃土，挖方土全部用于回填。

机械设备废油和含油废弃物：施工期间使用的机械设备运行过程中需进行维护、保养、维修等工作，以使其能正常运转，此过程中将产生少量的废油，如废润滑油、废机油、含油废弃物等，委托具有危险废物运输及处理资质的单位进行处置，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

施工期固体废物得到有效收集、处置，严禁外排。

(2) 固废综合利用可行性分析

根据《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）规定，达到本标准污染物限值的钻井固体废物作为可利用资源。本项目水基钻井岩屑经岩屑处置公司处理后检测达到该标准要求后综合利用。

5.3 运营期环境影响预测与评价

5.3.1 运营期大气环境影响预测与评价

根据工程分析内容，本工程进入生产运营期间，单井加热采用电加热，无加热炉废气污染物排放。本工程对大气环境影响主要为井场采油、集输过程中产生一定量的烃类挥发。

(1) 预测因子及标准

根据工程污染源、工程区域环境的特点，结合环境影响因素分析结果，确定本次评价的大气环境影响预测因子为非甲烷总烃。

(2) 预测因子和预测源强

在油气集输环节产生的挥发性有机物（VOC_s）主要包括非甲烷总烃、含氧有机化合物、卤代烃，含氮有机化合物等。本项目 VOC_s 以非甲烷总烃计。项目新建产能 $5.44 \times 10^4 \text{t/a}$ ，共部署 12 座单井采油井场和 2 座平台井井场。项目可分为单井井场及平台井井场。本次在沙丘 3、沙 102 和北 16 井区各选择一座单井井场，在沙丘 5 井区选择一座单井井场，一座平台井场，通过 AERSCREEN 估算模型计算 NMHC 最大地面浓度、占标率 P_i 及 $D_{10\%}$ ，并确定评价工作等级。

(3) 预测模式

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的相关规定，本次环境影响预测采用 AERSCREEN 估算模式。估算模式 AERSCREEN 是一个单源高斯烟羽模式，可计算点源、火炬源、面源和体源的最大地面浓度，以及下洗和岸边熏烟等特殊条件下最大地面落地浓度。估算模式中嵌入了多种预测的气象组合条件，包括一些最不利的气象条件，在某个地区有可能发生，也有可能没有此种不利气象条件。所以经估算模式计算出的是某一污染源对环境空气重量的最大影响程度和影响范围的保守计算结果。

(4) 污染源参数

污染源预测参数见表 5.3-1。

表 5.3-1 大气污染源参数表-VOCs 面源

污染源名称	坐标(°)		海拔高度(m)	矩形面源		年排放小时数(h)	污染物排放速率(kg/h)
	经度	纬度		长度(m)	宽度(m)		NMHC
沙丘 3 井区 SQHW3004				50	40	8760	0.005
沙丘 5 井区 SQHW4001/4002 平台井				50	60		0.01
沙丘 5 井区 SQHW4005 井场				50	40		0.005
沙 102 井区 SQ3215 井场				25	25		0.005
北 16 井区 B1099 井场				25	25		0.005

(5) 预测结果

按照估算模式 AIRSCREEN 计算各平台排放污染物非甲烷总烃的最大地面浓度，预测结果见表 5.3-2。

表 5.3-2 NMHC 无组织排放估算结果一览表

污染源名称	评价因子	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	$C_{\max}$ ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	$P_{\max}$ (%)	$D_{10\%}$ (m)	最大落地点 距离 (m)
沙丘 3 井区 SQHW3004	NMHC	2000.0	7.99	0.4	/	63
沙丘 5 井区 SQHW4001/4002 平 台井	NMHC	2000.0	14.29	0.71	/	70
沙丘 5 井区 SQHW4005 井场	NMHC	2000.0	7.99	0.40	/	63
沙 102 井区 SQ3215 井场	NMHC	2000.0	14.09	0.7	/	18
北 16 井区 B1099 井 场	NMHC	2000.0	14.09	0.7	/	18

由预测结果得：预测结果中，最大 $P_{\max}$ 值出现在沙丘 5 井区 SQHW4001/4002 平台， $P_{\max}$ 值为 0.71%， $C_{\max}$ 为 $14.29\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 分级判定，最大地面浓度占标率 $P_{\max} < 1\%$ ，故大气环境影响评价工作等级为三级。

本工程正常工况下排放的非甲烷总烃落地浓度低于《大气污染物综合排放标准详解》中浓度限值要求，项目正常排放的各污染物对评价区域大气环境质量均不会产生明显影响。

油气集输中 VOC_s 无组织排放会对区域大气环境质量造成一定影响。类比其他油田，运营期油田内环境空气质量一般满足环境质量标准要求，影响在可接受范围内。

本工程大气环境影响评价自查表见表 5.3-3。

表 5.3-3 建设项目大气环境影响评价自查表

工作内容		北 16-北 20 井区二叠系梧桐沟组油藏东部扩边开发工程环境影响报告书							
评价等级与范围	评价等级	一级 ☐		二级 ☐			三级 ☒		
	评价范围	边长=50km ☐		边长 5~50km ☐			边长 5km ☐		
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥2000t/a ☐		500~200t/a ☐			<500t/a ☒		
	评价因子	基本污染物 () 其他污染物 (非甲烷总烃)					包括二次 PM _{2.5} ☐ 不包括三次 PM _{2.5} ☒		
评价标准	评价标准	国家标准 ☐		地方标准 ☐		附录 D ☐		其他标准 ☒	
现状评价	环境功能区	一类区 ☐		二类区 ☒			一类区和二类区 ☐		
	评价基准年	(2021) 年							
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 ☐		主管部门发布的数据 ☒				现状补充监测 ☐	
	现状评价	达标区 ☐				不达标区 ☒			
污染源调查	调查内容	本工程正常排放源 ☒ 本工程非正常排放源 ☐ 现有污染源 ☐		拟替代的污染源 ☐		其他在建、拟建项目污染源 ☒		区域污染源 ☐	
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD ☐	ADMS ☐	AUSTAL2000 ☐	EDMS/AEDT ☐	CALPUFF ☐	网格模型 ☐	其他 ☐	
	预测范围	边长 ≥50k ☐		边长 5~50km ☐			边长 = 5km ☐		
	预测因子	预测因子 (非甲烷总烃)					包括二次 PM _{2.5} ☐ 不包括三次 PM _{2.5} ☒		
	正常排放短期浓度贡献值	C _{本工程} 最大占标率 ≤100% ☐					C _{本工程} 最大占标率 >100% ☐		
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C _{本工程} 最大占标率 ≤10% ☐				C _{本工程} 最大占标率 >10% ☐		
		二类区	C _{本工程} 最大占标率 ≤30% ☐				C _{本工程} 最大占标率 >30% ☐		
	非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续长 () h		C _{非正常} 占标率 ≤100% ☐			C _{非正常} 占标率 >100% ☐		
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C _{叠加} 达标 ☐					C _{叠加} 不达标 ☐		
区域环境质量的	k ≤ -20% ☐					k > -20% ☐			

	整体变化情况			
环境监测计划	污染源监测	监测因子：()	有组织废气监测 ☐ 无组织废气监测 ☐	无监测 ☒
	环境质量监测	监测因子：(非甲烷总烃)	监测点位数 (1)	无监测 ☐
评价结论	环境影响	可以接受 ☒ 不可以接受 ☐		
	大气环境保护距离	距 (各) 厂界最远 (0) m		
	污染源年排放量	SO ₂ : () t/a	NO _x : () t/a	颗粒物: () t/a VOC _s : (0.727) t/a
注: “口”为勾选项, 填“√”: “()”为内容填写项				

5.3.2 运营期地表水环境影响分析

在运营期内, 项目产生的井下作业废水及油田采出水依托沙南联合站、北三台联合站采出水处理系统处理, 处理后水质达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012) 标准中指标后回注油藏, 不向外环境排放。不与地表水产生水力联系。

由于项目区内无地表水体, 正常情况下本工程废水不会对地表水产生不利影响。

表 5.3-4 地表水环境影响评价自查表

工作内容		自查内容	
影响识别	影响类型	水污染影响型 ☒ ; 水文要素影响型 ☐	
	水环境保护目标	饮用水水源保护区 ☐ ; 饮用水取水口 ☐ ; 涉水的自然保护区 ☐ ; 重要湿地 ☐ ; 重点保护与珍惜水生生物的栖息地 ☐ ; 重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等渔业水体 ☐ ; 涉水的风景名胜区 ☐ ; 其他 ☐	
	影响途径	水污染型	水文要素影响型
		直接排放 ☐ ; 间接排放 ☒ ; 其他 ()	水温 ☐ ; 径流 ☐ ; 水域面积 ☐
现状调查	影响因子	持久性污染物 ☐ ; 有毒有害污染物 ☐ ; 非持久性污染物 ☒ ; pH 值 ☐ ; 热污染 ☐ ; 富营养化 ☐ ; 其他 ☐	水温 ☐ ; 水位 (水深) ☐ ; 流速 ☐ ; 流量 ☐ ; 其他 ☐
	评价等级	水污染型	水文要素影响型
		一级 ☐ ; 二级 ☐ ; 三级 A ☐ ; 三级 B ☒	一级 ☐ ; 二级 ☐ ; 三级 A ☐
	区域污染源	调查项目	数据来源
		已建 ☐ ; 在建 ☐ ; 拟建 ☐ ; 其他 ☐	拟替代的污染源 ☐
		排污许可证 ☐ ; 环评 ☐ ; 环保验收 ☐ ; 既有实测 ☐ ; 现场监测 ☐ ; 入河排放口数据 ☐ ; 其他 ☐	
受影响水体水环境质量		调查时期	数据来源
		丰水期 ☐ ; 平水期 ☐ ; 枯水期 ☐ ; 生态环境主管部门 ☐ ; 补充监测	

		冰封期 ☐ ；春季 ☐ ；夏季 ☐ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐	(；其他 ☐	
	区域水资源开发利用状况	未开发 ☐ ；开发量 40%以下 ☐ ；开发量 40%以上 ☐		
	水文情势调查	调查时期	数据来源	
		丰水期 ☐ ；平水期 ☐ ；枯水期 ☐ ；冰封期 ☐ ；春季 ☐ ；夏季 ☐ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐	水行政主管部门 ☐ ；补充检测 ☐ ；其他 ☐	
	补充监测	监测时期	监测因子	监测断面或点位
		丰水期 ☐ ；平水期 ☐ ；枯水期 ☐ ；冰封期 ☐ ；春季 ☐ ；夏季 ☐ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐	()	监测断面或点位个数 () 个
现状评价	评价范围	河流：长度 () km；湖库、河口及近岸海域：面积 () km ²		
	评价因子	()		
	评价标准	河流、湖库、河口：I 类 ☐ ；II 类 ☐ ；III 类 ☐ ；IV 类 ☐ ；V 类 ☐ 近岸海域：第一类 ☐ ；第二类 ☐ ；第三类 ☐ ；第四类 ☐ 规划年评价标准 ()		
	评价时期	丰水期 ☐ ；平水期 ☐ ；枯水期 ☐ ；冰封期 ☐ ；春季 ☐ ；夏季 ☐ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐		
	评价结论	水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标状况 ☐ ：达标 ☐ ；不达标 ☐ 水环境控制单元或断面水质达标状况 ☐ ：达标 ☐ ；不达标 ☐ 水环境保护目标质量状况 ☐ ：达标 ☐ ；不达标 ☐ 对照断面、控制断面等代表性断面的水质状况 ☐ ：达标 ☐ ；不达标 ☐ 底泥污染评价 ☐ 水资源与开发利用程度及其水文情势评价 ☐ 水环境质量回顾评价 ☐ 流域（区域）水资源（包括水能资源）与开发利用总体状况、生态流量管理要求与现状满足程度、建设项目占用水域空间的水流状况与河湖演变状况 ☐		达标区 ☐ 不达标区 ☐
影响预测	预测范围	河流：长度 () km；湖库、河口及近岸海域：面积 () km ²		
	预测因子	()		
	预测时期	丰水期 ☐ ；平水期 ☐ ；枯水期 ☐ ；冰封期 ☐ ；春季 ☐ ；夏季 ☐ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐ 设计水文条件 ☐		
	预测情景	建设期 ☐ ；生产运行期 ☐ ；服务期满后 ☐ 正常工况 ☐ ；非正常工况 ☐ 污染控制和减缓措施方案 ☐ 区（流）域环境质量改善目标要求情景 ☐		
	预测方法	数值解 ☐ ；解析解 ☐ ；其他 ☐ 导则推荐模式 ☐ ；其他 ☐		
影响评价	水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价	区（流）域水环境质量改善目标 ☐ ；替代削减源 ☐		
	水环境影响评价	排放口混合区外满足水环境管理要求 ☐ 水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标 ☐ 满足水环境保护目标水域水环境质量要求 ☐ 水环境控制单元或断面水质达标 ☐ 满足重点水污染物排放总量控制指标要求，重点行业建设项目，主要污染物排放满足等量或减量替代要求 ☐ 满足区（流）域水环境质量改善目标要求 ☐		

	水文要素影响型建设项目时应包括水文情势变化评价、主要水文特征值影响评价、生态流量符合性评价 ☐ 对于新设或调整入河（湖库、近岸海域）排放口的建设项目，应包括排放口设置的环境合理性评价 ☐ 满足生态保护红线、水环境质量底线、资源利用上线和环境准入清单管理要求 ☐					
污染源排放量核算	污染物名称	排放量/（t/a）		排放浓度/（mg/L）		
	（ ）	（ ）		（ ）		
替代源排放情况	污染源名称	排污许可证编号	污染物名称	排放量/（t/a）	排放浓度/（mg/L）	
	（ ）	（ ）	（ ）	（ ）	（ ）	
生态流量确定	生态流量：一般水期（ ）m ³ /s；鱼类繁殖期（ ）m ³ /s；其他（ ）m ³ /s 生态水位：一般水期（ ）m；鱼类繁殖期（ ）m；其他（ ）m					
防治措施	环保措施	污水处理设施 ☒ ；水文减缓设施 ☐ ；生态流量保障设施 ☐ ；区域削减 ☐ ；依托其他工程措施 ☐ ；其他 ☐				
	监测计划	环境质量		污染源		
		监测方式	手动 ☐ ；自动 ☐ ；无监测 ☐		手动 ☐ ；自动 ☐ ；无监测 ☐	
		监测点位	（ ）		（ ）	
		监测因子	（ ）		（ ）	
污染物排放清单	☐					
评价结论	可以接受 ☒ ；不可以接受 ☐					
注：“□”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。						

5.3.3 运营期地下水环境影响预测与评价

5.3.3.1 地质概况

（1）区域水文地质概况

第四系松散岩地层沉积厚度数十米至上百米不等，含水层为一套冲积—湖积的双层结构，上部为潜水，下部为承压水，含水层岩性以粗砂为主，承压含水顶板埋深多大于 100m，潜水位埋深较大（10~50m），矿化度>10g/l，水化学类型主要以 CaCl₂型为主；水量小，无开采利用价值。

第三系碎屑岩类孔隙—裂隙水广泛分布于准噶尔盆地广大地区，为主要的生产用水开采水源。其含水层岩性主要是砂岩和泥质砂岩，承压水顶板埋深在 50~100m 以下，矿化度 3~10g/L，水化学类型主要以 CaCl₂型为主；富水性极不均匀，单井涌水量 90~500m³/d。

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。

（2）补、径、排条件

本项目位于准噶尔古尔班通古特沙漠东南缘。山区以及丘陵区为中生界碎屑岩中孔隙裂隙潜水及层间水提供赋存条件。现代河流及间隙水山口外，呈扇形堆积，由洪积造成山麓带，为灰色砾石层，由各种变质岩及火成岩构成，近平原地带，则颗粒变细夹亚砂土层或砂质黏土层，厚度不等 10～210.4m；倾斜平原区砂石层为松散岩类孔隙裂隙水提供了良好地下水储存场所。

本项目区域上属于南部的天山水系地下水系统，从南部天山山区分水岭到平原、沙漠构成一个完整的水文地质单元。按区域地下水运动规律，南侧的博格达高山区是地下水的总发源地和补给区，中山带是地下水补给、径流、排泄交替带，山前倾斜砾质平原及细土平原区是地下水径流、排泄区，沙漠地带是以蒸发为主的地下水排泄区。

本项目区域地层水的水型为 CaCl_2 型，氯离子含量较高，矿化度较高。地下水径流方向基本由南向北。项目区水文地质图见附图 19。

5.3.3.2 地下水环境影响分析与评价

（1）正常运行情况下对地下水环境的影响分析

本工程运行期废水主要是产生的采出水，采出水来源于采出液，采出液经集中拉运至沙南联合站、北三全台联合站，在站内进行油水分离，采出水进入沙南联合站、北三台联合站采出水处理系统处理达标后用于注水开发，不向外环境排放。

新疆油田公司要求井下作业必须采取带罐作业，井下作业废水部回收，采用专用废液收集罐收集后运至沙南联合站、北三台联合站处理。

评价区内从南向北分布多层结构的潜水—承压水含水层，纵向上，上部为潜水含水层，埋深 $<50\text{m}$ ；下部为承压含水层，第一层埋深在 100m 左右。北三台联合站所在的沙南作业区回注水回注地层为 2000m 左右，可见，污水回注层与地下水处于不同层系，远远超出地下水含水层深度。油田注水不会对地下水产生影响。

本工程不新增劳动定员，均依托现有作业区工作人员，不新增生活污水产生。

(2) 落地油对地下水污染分析

本工程钻井过程中产生的落地原油及时回收，并根据油田环境保护的要求，对落地油进行 100%回收。本工程地处干旱少雨的荒漠地带，地表干燥，落地原油主要污染表层土壤。由于土壤对石油分子的吸附作用，土壤中石油类污染物大多集中在 $0-20\text{cm}$ 的表层，最大下渗一般不会超过 1m ，油田区域的气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用，因此，落地原油没有进入地下水层的途径，不存在污染地下水的可能。本工程产生的清罐底泥经暂存后委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置，因而不会对区域地下水产生影响。

综上所述，正常生产状况下，运营过程中产生的废水不会对地下水环境产生不利影响。

(3) 事故对地下水环境的影响

①井喷事故对地下水的影响

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，喷出的液量较大，一般需要 $1-2\text{d}$ 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喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。但从事故井区土壤剖面分析，井喷事故后石油类污染物主要聚集在土壤剖面 1m 以内，石油类污染物很难下渗到 2m 以下，对地下水体的影响概率不大，及时采取有效措施治理污染，井喷不会造成地下水污染。

②原油泄漏事故对地下水的影响

本项目运行过程中会出现输油管线泄漏事故，通常泄漏事故产生的污染物以

点源形式通过土壤表层下渗进入地下含水层。因而管线泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于油气混合物的物理性质、泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等因素。

油气混合物中的原油属疏水性有机污染物，难溶于水且容易被土壤吸附。泄漏后首先被表层的土壤吸附截留，进入到潜水后，油污将随着地下水运移和衰减。由于油品泄漏为偶然事故，符合自然衰减规律，油溢出的浓度按 $8.44 \times 10^5 \text{ mg/L}$ 计，并成为污染地下水的源强浓度。

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

$$t_{1/2} = 0.693/k$$

式中： e_i —预测浓度（被降解后的浓度），按 0.3 mg/L 计（该值取自《生活饮用水卫生标准》（GB5749-2006））；

C_0 —污染源强（ mg/L ），按 $8.44 \times 10^5 \text{ mg/L}$ 计；

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

t —降解发生的时间（ d ）；

$t_{1/2}$ —有机物的半衰期（ d ）。

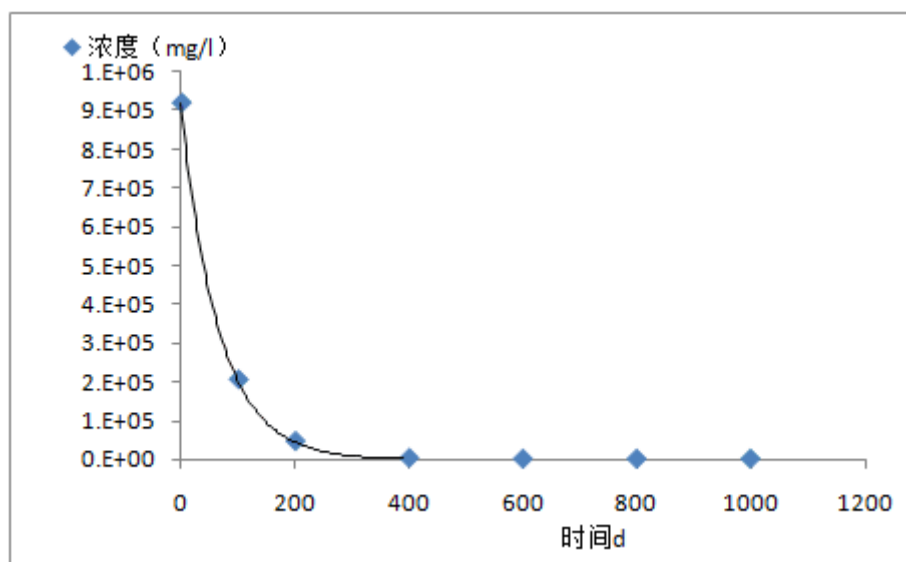


图 5.5-1 有机污染物的一级衰减曲线

由计算结果可以看出，本项目石油类污染物的半衰期约为 46d 左右，经过约 380 天的自然降解，污染物浓度才可达到地下水中石油类浓度的标准值 0.3 mg/L 。

根据地下水流速，可计算出原油泄漏后的影响范围为泄漏点的地下水下游方向 200m 以内。

石油烃多属疏水性有机污染物，难溶于水而容易被土壤有机质吸附，当土壤有机质含量较高时，石油烃等污染物在其中迁移的阻滞作用较强，迁移及衰减速度较慢，其影响范围不大，对地下水环境不易产生不利影响。且项目管道施工期间进行了压力试验，确保了管道完好；管线采用耐腐蚀的材质，并采取了防腐措施，可有效减少管线腐蚀、老化产生的渗漏；作业区对场站、管线进行巡检，如果有渗漏情况发生，可及时发现并采取措施。本工程单井管道受自动控制系统监控，若管道破裂发生泄漏事故，可通过关闭阀门，减少泄漏油量。由于本工程油田区域气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用。因此，管道原油泄漏事故中泄漏原油进入地下水环境的可能性较小。当泄漏事故发生时及时采取有效措施治理污染，泄漏事故对地下水体的影响概率不大，不易对区内地下水造成污染。

建设单位应做好日常环境监测工作，并制定应急方案。若事故发生，建设单位需组织专门力量进行对污染物的控制工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，使石油类污染物进入地下潜水的的天性减到最低。

③井漏事故的泥浆对地下水的影响

井漏事故对地下水的污染是钻井泥浆漏失于地下水含水层中，由于其含 Ca、Na 等离子，且 pH、盐分较多，易造成地下含水层水质污染。

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

项目钻井目的层深度>2000m，远超区域地下水潜水及具有开发利用价值的承压含水层深度。钻井施工过程中采用下套管注水泥固井完井方式进行了水泥固井，对含水层进行了固封处理，可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内泥浆的交换、保护地下水层。因此，在采取严格要求套管下入深度、严格执行固井设计等措施后，可以有效控制钻井液在地层中的漏失，不会对地下水产生不利影响。

(4) 注水井回注对地下水环境影响分析

a、注水井固井质量不合格

在油田开发过程中，通过专门的注水井将水注入油藏，可保持或恢复油层压力，使油藏有较强的驱动力，以提高油藏的开采速度和采收率。

本项目注水水源为沙南联合站、北三台联合站处理后水质满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准的净化水，回注地层为 2400m 左右，远超潜水含水层及具有开发利用价值的承压水含水层埋藏深度。注水井一开深度 300m，下入表层套管，固井水泥浆返至地面，封隔 300m 以上易塌地层及第四系有效水层，二开深度约 2400m，下入套管，固井水泥浆返至地面，对井身整体进行封隔，确保井壁不会发生侧漏，有效隔离松散岩类孔隙含水层与井内回注水的交换，不会对潜水及具有开发利用价值的承压含水层造成污染，油田注水不会对地下水产生影响。

b、注水管线破裂

由于管线腐蚀、误操作等原因，在注水过程中可导致注水管道破裂，会直接对土壤和地下水环境带来影响。注水管线破裂，净化水短期内大量排放，污染物经表土层下渗。加上净化后的污水中的石油类含量较低，土壤对石油类有拦截作用，项目所在区域含水层顶板埋深较深，因而，石油类污染物进入地下潜水的可能性较小。

5.3.4 运营期声环境影响预测与评价

运营期噪声污染源主要包括场中的各类机泵以及井下作业设备噪声。

选用点源模式，根据噪声衰减特性，分别预测其在评价范围内产生的噪声声级。

(1) 噪声随距离衰减模式

采用预测模式为点声源几何发散衰减模式：

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

式中： $L_A(r)$ —距点声源 r 处的 A 声级 (dB)；

r_0, r —离点声源的距离 (m)；

L_w —参考位置噪声源声功率级 (dB)。

(2) 多声源叠加模式

$$L_0 = 10 \lg \left(\sum_{i=1}^n 10^{\frac{L_i}{10}} \right)$$

式中： L_0 —叠加后总声压级，dB(A)；

N —声源级数；

L_i —各声源对某点的声压值，dB(A)。

(3) 预测结果：

各噪声源对各平台及井场厂界影响的等效连续声级，见表 5.3-5。

表 5.3-5 厂界噪声影响预测结果 单位：dB(A)

预测点	预测厂界	噪声值	
		昼间	夜间
		预测值	预测值
SQHW3004	东厂界	43	43
	南厂界	42	42
	西厂界	43	43
	北厂界	42	42
SQHW4001/4002 平台井	东厂界	44	44
	南厂界	42	42
	西厂界	44	44
	北厂界	42	42
SQ3215 井场	东厂界	44	44
	南厂界	38	38
	西厂界	44	44
	北厂界	38	38
B1099 井场	东厂界	45	45
	南厂界	43	43
	西厂界	45	45
	北厂界	43	43
标准限值		60	50

由预测结果得：生产运营期井场正常生产时噪声预测值较小，运营期噪声主要来自井场抽油机泵等产生的噪声，根据上述预测各平台及单井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，因此本工程实施后不会对周围声环境产生明显影响。

5.3.5 运营期土壤环境影响评价

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》，本项目土壤影响评价采用类比分析。

5.3.5.1 正常工况下对土壤环境的影响

本项目正常工况下无废水及固废等污染物外排，不会造成土壤环境污染。如果发生井喷、管线及储罐泄漏等事故，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，进而影响地表植被的生长。根据环境风险分析可知，本项目风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，且发生事故后及时采取落地油回收措施，将受污染的土壤及时收集、处理，不会对土壤环境产生明显影响。

5.3.5.2 非正常工况下对土壤环境的影响

（1）井喷

井喷是油田开发过程中的意外事故，钻井和井下作业中均可能发生井喷。一次井喷可抛洒大量的天然气和原油，其中的轻组分挥发，而重组分油对土壤有一定的影响。井喷会造成大量原油覆盖在土壤表层，使土壤表层的土壤透气性下降，理化性状发生变化，对影响范围内的土壤表层造成严重的污染。

井喷持续时间越长，对土壤造成的污染越严重。但根据已有的相关资料，井喷事故主要影响事故区域内的表层土壤，对地表 20cm 以下深度的土壤影响不大。

（2）集输管线泄漏

若本项目集输管道发生泄漏，泄漏点周围土壤将会遭受污染影响。泄漏时间越长，污染面积越大，对土壤的污染越严重。

当管线发生泄漏后，在泄漏初期由于泄漏的量少不易被发现；等查漏发现后，可能已造成大面积土壤环境的污染。泄漏物进入土壤环境中，会影响土壤中微生物生存，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物。

根据类比调查结果：泄漏事故发生后，非渗透性的基岩及粘重土壤上污染（扩展）面积较大，而疏松土质上影响扩展范围较小；粘重土壤多为耕作土，原油覆于地表会使土壤透气性下降，降低土壤肥力，影响植被的生长和恢复。在泄漏事故发生的初期，原油在土壤中下渗至一定深度，随泄漏历时的延长，下渗深度增

加不大（落地原油一般在土壤内部 20cm 左右范围内积聚）。

5.3.5.3 污染物影响途径

本项目重点预测管线泄漏对土壤环境影响。

（1）预测评价范围

与现状调查评价范围一致。

（2）预测评价时段

重点预测时段为运营期。

（3）主要评价因子

本次预测评价因子为石油类。

（4）预测评价方法

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），污染影响型建设项目，其评价工作等级为一级、二级的，预测方法可参见附录 E 或进行类比分析，本次评价采用类比分析。

非正常情况下，考虑持续注入非饱和带土层中 10min、20min、1h、2h 后，污染物在垂直方向上的超标扩散距离和包气带底部石油类浓度，详见表 5.3-6。

表 5.3-6 非正常情况下污染物在非饱和带中的超标扩散距离预测结果表

污染物种类	计算值	污染物运移的超标扩散深度			
		10min	20min	1h	2h
石油类	影响深度（m）	全部包气带深度			
	包气带底部石油类浓度（mg/L）	515.1569	769.3116	875.3160	942.9776

从上表中看出，原油发生泄漏 2h 的情况下，随着时间的增加，污染物很快将非饱和带中垂直方向上贯穿，包气带底部石油类浓度越来越大。

从土壤环境污染现状调查可知，在纵向上石油的渗透力随土质有很大的差别，质地越粗，下渗力越强。落地油一般富集在 0cm~20cm 的土层中，石油在土表的蒸发量与时间呈负指数相关，开始 5h 内石油蒸发强烈，24h 后石油在土壤表面多呈粘稠状。落地油积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸

作业和吸收作用。

因此，在项目建设过程中须做好相关防渗措施，以及原油收集、输送和暂存等区域的防腐、防渗措施，运营期须定期检查防渗层及管道的破损或破裂情况，若发现有破损或破裂部位须及时进行修补；故在项目运营期间，需加强管理和监督检查，减少非正常情况的发生，避免污染物进入土壤及地下水含水层中。在工程做好防渗、定期监测、严格执行本次环评提出的污染防治措施的前提下本项目对土壤环境影响可接受。

5.3.5.4 土壤环境影响评价自查表

本项目土壤环境影响评价自查表见表 5.3-7。

表 5.3-7 土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况			
影响识别	影响类型	污染影响型√；生态影响型□；两种兼有□			
	土地利用类型	建设用地√；农用地□；未利用地□			
	占地规模	三处场地，分别为：3.16hm ² 、2.04hm ² 、0.33hm ²			
	敏感目标信息	敏感目标（水土流失重点预防区、重点治理区）、方位（沙丘 5、北 16 井区井场）、距离（井区所在区域）			
	影响途径	大气沉降；地面漫流□；垂直入渗√；地下水位□；其他（ ）			
	全部污染物	石油烃			
	特征因子	石油烃			
	所属土壤环境影响评价项目类别	I 类√；II 类□；III 类□；IV 类□			
	敏感程度	敏感□；较敏感感√；不敏感□			
评价工程等级		一级□；二级√；三级□			
现状调查内容	资料收集	a) √；b) □；c) □；d) □			
	理化特性				
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度
		表层样点数	2	4	0~20cm
	现状监测因子	柱状样点数	5	0	在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
		GB36600-2018 中 45 项、pH、石油烃，共计 47 项			
现状评价	评价因子	石油烃			
	评价标准	GB15618 √；GB 36600 √；表 D.1 □；表 D.2 □；其他（ ）			
	现状评价结论	各监测点监测因子均满足 GB15618 和 GB36600 中第二类筛选值要求			
影	预测因子	石油烃			

响 预 测	预测方法	附录 E 口；附录 F 口；其他(类比法)		
	预测分析内容	影响范围(落地油一般富集在 0cm~20cm 的土层中)； 影响程度(石油在土表的蒸发量与时间呈负指数相关，开始 5h 内石油蒸发强烈，24h 后石油在土壤表面多呈粘稠状)。		
	预测结论	达标结论：a) √；b) 口；c) 口 不达标结论：a) 口；b) 口		
防 治 措 施	防控措施	土壤环境质量现状保障√；源头控制√；过程防控√；其他()		
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次
		2 个	砷、镉、六价铬、铜、 铅、汞、镍、石油烃	1 次/5 年
		1 个	镉、汞、砷、铅、铬、 铜、镍、锌、石油烃	
	信息公开指标			
评价结论		采取环评提出的措施，影响可接受		

5.3.6 固体废物影响及分析

(1) 运营期固废环境影响分析

本项目运营期产生的固体废物主要包括含油污泥、落地油、废防渗膜及洗井废液、压裂返排液。

含油污泥：本项目运营期产生的固体废物主要为含油污泥。事故状态下落地油由作业单位 100%回收，回收后的落地原油运至沙南联合站、北三台联合站原油处理系统进行处理；石油开采过程中产生的含油污泥属于危险废物，代码：HW08-071-001-08，定期交由具有相关资质的第三方单位无害化处置，处置方式符合《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SYT 7301-2016）、《建设项目危险废物环境影响评价指南》（2017.10.1 实施）、《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20 号）中的相关要求。通过采取以上措施，本工程产生的固体废物能够得到妥善的处置，不会对周围环境产生影响。

清管废渣：集输管线清管作业产生清管废渣，每 2 年清管 1 次，清管废渣的主要成分为石油类、SS 等，属于危险废物，在作业过程严格按危险废物相关技术要求和管理规定进行收集，委托有危废处置资质单位进行处置。

废润滑油：井下作业和采油过程中机械设备维修中产生少量废润滑油，在作业过程严格按危险废物相关技术要求和管理规定进行收集，委托有危废处置资质单位进行处置。

废防渗膜：采油井进行井下作业时，作业场地下方铺设防渗膜，产生的落地油直接落在防渗膜上，目前油田使用的防渗膜均可重复利用，对于不可利用的废防渗膜委托具有危险废物运输及处理资质的单位拉运处理，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线。

洗井废液、压裂返排液：本项目运营期产生的废洗井液、压裂返排液采用专用收集罐收集后就近拉至沙南联合站、北三台联合站采出水处理系统，处理水质满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中相关指标后回注。

5.4 退役期环境影响分析

随着油田开采年限的增加，储量逐渐下降，最终将进入退役期。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、井筒用水泥灌注封井、设水泥标桩、井场清理等。项目封井水泥全部由混凝土供应商提供，现场不设置搅拌点。封井期间，将会产生少量扬尘和固体废物。井场、站场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣等固体废物，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填埋处理。地面设施拆除、井场清理等工作过程中被原油污染的防渗膜或油渣等危险固废，交由有资质的单位进行无害化处置，不会对周围环境产生影响。固体废物均妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

井场及站场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫被清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。油田设施退役后，人员撤离，区域内没有了人为的扰动，井场范围内的自然植被会逐渐得以恢复，有助于区域生态环境的改善。

5.5 环境风险评价

5.5.1 评价依据

(1) 环境风险调查

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B 进行识别，本项目涉及的危险物质主要是柴油、天然气和采出液（含原油），本项目涉及的主要危险物料天然气、柴油和原油均属于甲 A 类火灾易燃易爆危险物质，但其毒性较低，对人体健康的急性影响主要是吸入性头晕、呕吐，浓度较高时会引起窒息。

(2) 环境风险潜势初判

建设项目环境风险潜势划分为I、II、III、IV/IV+级。本次评价根据项目涉及的物质和工艺系统的危险性及其所在地的环境敏感程度，结合事故情形下环境影响途径，对建设项目潜在环境危害程度进行概化分析，建设项目环境风险潜势划分，见表 5.5-1。

表 5.5-1 建设项目环境风险潜势划分

环境敏感程度（E）	危险物质及工艺系统危险性（P）			
	极高危害（P1）	高度危害（P2）	中度危害（P3）	轻度危害（P4）
环境高度敏感区（E1）	IV+	IV	III	III
环境中度敏感区（E2）	IV	III	III	II
环境低度敏感区（E3）	III	III	II	I

注：IV+为极高环境风险。

①危险物质数量与临界量比值（Q）

计算本项目所涉及的每种危险物质在厂界内的最大存在总量与其在 HJ169-2018 附录 B 中对应临界量的比值 Q。

根据 HJ169-2018 附录 C，按下式计算物质总量与其临界量比值（Q）：

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

式中： $q_1, q_2, \dots, q_n$ —每种危险物质的最大存在总量，t； $Q_1, Q_2, \dots, Q_n$ —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） $Q \geq 100$ 。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）规定，本工程突发环境事件风险物质主要是油类物质（矿物油类，如石油、汽油、柴油等，生物柴油等），临界量 2500t、天然气（主要成分为甲烷），临界量为 10t。

项目施工期单井井场施工期柴油储量为 20t；取项目最长一段单井出油管线进行计算，长度为 1.15km，管径为 50mm，按全部为原油计算，原油量为单井出油管线管径，运营期管线内原油最大量为 2.26m^3 ，按密度为 $0.8462\text{g}/\text{cm}^3$ ，则原油为 1.91t；气油比 $63(\text{m}^3/\text{m}^3)$ 计算，天然气量最大为 0.1t。

危险物质数量与临界量比值 $Q=2.26/2500+0.1/10=0.01$ ，由于 $Q < 1$ ，根据表 5.5-2，项目环境风险潜势为 I。风险评价等级为简单分析。

表 5.5-2 风险评价工作级别

环境风险潜势	IV、IV+	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析 ^a
^a 是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。见附录 A				

5.5.2 环境敏感目标情况

根据现场调查，本工程所在区域为低覆盖度草地及工矿用地，评价范围没有自然保护区、水源保护区、文物保护单位、居住、办公、教育等环境风险敏感目标。

5.5.3 项目风险因素识别

（1）物质风险识别

本项目涉及的主要风险物质为柴油、石油和天然气，其主要物化、毒理性质、危险等级划分见表 5.5-3。

表 5.5-3 原油、天然气及柴油的理化性质及危险级别分类情况

序号	名称	组分	毒性	燃烧爆炸特性参数	危险级别
1	原油	有各种烃类和非烃类化	原油本身无明显毒性。遇热分解出有毒的烟雾，吸入大量可	热值：41870KJ/kg 火焰温度：1100℃	属于高闪点液体

		合物所组成的复杂混合物	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	沸点：300℃~325℃ 闪点：23.5℃ 爆炸极限 1.1%~6.4% (v) 自然燃点 380℃~530℃	
2	天然气	多种可燃性气体的总称，主要成分包括甲烷、乙烷等	伴生气中主要包括天然气，天然气中含有的甲烷，是一种无毒气体，当空气中大量弥漫这种气体时它会造成人因氧气不足而呼吸困难，进而失去知觉、昏迷甚至残废。	热值：50009KJ/kg 爆炸极限 5%~14% (v) 自然燃点 482℃~632℃	属于 5.1 类中易燃气体，在危险货物品名表中编号 21007
3	柴油	复杂烃类（碳原子数约 10~22）混合物	柴油的毒性类似于煤油，但由于添加剂（如硫化酯类）的影响，毒性可能比煤油略大。主要有麻醉和刺激作用。柴油的雾滴吸入后可致吸入性肺炎。皮肤接触柴油可致接触性皮炎。多见于两手、腕部与前臂。	热值为 3.3×10^7 J/L 沸点范围有 180~370℃ 和 350~410℃ 两类 闪点：38℃	属于高闪点液体

（2）生产设施危险性识别

①井场危险性识别

单井井场主要发生的风险事故为井漏和井喷。井漏主要由于生产井固井质量不好，井下作业是可能引发油水窜层，污染地下水。井喷主要是在井下作业中发生的事故。本工程中，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，采出水和原油一同冲出井口，很容易发生爆炸和火灾事故。

②项目钻井期井场设置柴油储罐，储罐因质量、操作运行和管理等环节存在缺陷和失误，可能会发生泄漏，对周围地下水、土壤、大气等环境造成污染。

③输油管线危险性识别

管道输送是一种安全可行的输送方式，但存在于环境中的管道会受到各种环境因素的作用，同时管道本身的设计、管材制造、施工、操作运行和管理等各环节都可能存在着缺陷和失误，所有这些因素都可能导致事故的发生。发生的事故主要为管线破裂造成的原油泄漏，事故发生时会有大量的原油溢出，对周围环境造成直接污染，而且泄漏的原油遇到明火还可能产生火灾、爆炸事故。

④运输风险分析

井下作业过程采用罐车将井下作业废液拉至沙南联合站、北三台联合站进行处置。因车辆本身的设计、制造、操作、管理等各环节，罐体可能因腐蚀过薄甚

至穿孔、焊缝开裂、密封损坏、附件失灵等原因，在拉运过程有泄漏事故发生的风险。事故发生时罐车内储存物溢出，对周围环境造成直接污染。

5.5.4 环境风险分析

5.5.4.1 钻井期环境风险分析

除自然灾害引发事故外，本项目风险事故主要为：钻井过程中发生的井喷及储罐泄露。

（1）井喷事故影响分析

①对土壤环境影响分析

井喷是油田开发过程中的意外事故，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，对地表 20cm 以下深度的土壤影响不大。

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，据类比资料显示，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物，井喷的影响范围主要集中在 200m×200m 范围内，影响程度较大。由于项目区人烟稀少，所以井喷对人员的伤害有限，对项目区及周边土壤环境、大气环境、地下水、地表水产生影响。但从事故井区土壤剖面分析，井喷事故后石油类污染物主要聚集在土壤剖面 1m 以内。同时钻井期井场进行了分区防渗，井口采取重点防渗，一旦发生事故，可减缓对地表土壤环境的影响。

②对水环境影响分析

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，除造成重大经济损失外，还会造成严重的环境污染。根据测算，井喷发生后，喷出的液量较大，一般需要 1-2d 才能得以控制。据类比资料显示，井喷污染范围在半径 200m 左右时，井喷持续时间 2d，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的喷散物，井喷的影响范

围及影响程度较大。但从事故井区土壤剖面分析，井喷事故后石油类污染物主要聚集在土壤剖面1m以内，石油类污染物很难下渗到2m以下，对地下水体的影响概率不大，及时采取有效措施治理污染，井喷不会造成地下水污染。

（2）储罐泄漏环境影响分析

①对大气环境影响分析

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

②对土壤环境影响分析

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

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

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

③对植被影响分析

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；二是柴油污染土壤造成的土壤理化性状变化间接影响植物生长，严重时会导致植物死亡；三是泄漏的油类物质中的轻组份挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响。发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围植被产生明显影响。

④对地下水环境影响分析

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

项目施工期单井井场施工期柴油储量为 20t，柴油采用专用清洁储罐储存，储罐采用钢制材质且密封性较好；柴油储罐在室内储存，室内地表采取防渗措施，柴油储罐底部与室内地面接触处再次铺设防渗膜，防止发生泄漏污染地表；如柴油罐体发生泄漏，底部铺设的防渗膜可有效保护地表，防止油品污染储罐区域，因此发生渗漏污染地下水的风险事故概率较低。

5.5.4.2 运营期环境风险分析

工程可能涉及的危险物质为天然气和原油，项目可能发生的风险事故类型主要包括输油管道泄漏事故风险。

(1) 事故源强计算

项目新建 DN50 PN2.5MPa 集油汇管 11.77km。其中最长的一段管线长度为 1.8km。本次评估主要分析发生概率较大情况，计算管径为 DN50 管线发生小孔径（20mm）泄漏情况下的泄漏量。

按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），液体泄漏速率 Q_L 用柏努利方程计算：

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

式中： Q_L —液体泄漏速度，kg/s；

C_d —液体泄漏系数，取 0.65；

A —裂口面积， 0.000314m^2 ；

ρ —泄漏液体密度， 884kg/m^3

P —容器内介质压力，管线压力 0.35MPa；

P_0 —环境压力，0.1MPa；

g —重力加速度， 9.8m/s^2 ；

h —裂口之上液位高度，0.2m。

假设集输汇管（DN200）发生泄漏，裂口为圆形，直径2cm，泄漏系数取0.65，经计算泄漏速率为4.28kg/s，假设管线泄漏时间为10min情况下泄漏量为2.57t。

（2）对水环境影响分析

当输油管线泄漏事故发生时，泄漏的油品经土层渗漏，通过包气带进入含水层。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳战林文）中结论：灰棕漠土尽管颗粒较粗、结构较松散、孔隙比较大，但对石油类物质的截留作用是非常显著的，石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在0~10cm或0~20cm表层土壤中，其中表层0~5cm土壤截留了90%以上的泄漏原油。因此，即使发生输油管线泄漏事故，做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，不会对当地地下水环境产生大的影响。项目对管线采取防腐措施，定期对管线进行巡检，加强管输压力监控，可有效控制泄漏事故带来的不利影响。

（3）对土壤的影响

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

根据类比调查结果可知，泄漏事故发生后，在非渗透性的基岩及粘重土壤上污染（扩展）面积较大，而疏松土质上影响的扩展范围较小；粘重土壤多为表层土，覆于地表会使土壤透气性下降，降低土壤肥力。在泄漏事故发生的最初，原油在土壤中下渗至一定深度，随泄漏历时的延长，下渗深度增加不大（一般在土壤表层20cm以上深度内积聚）。项目对管线采取防腐措施，同时加强对管线的巡检及管输压力监控，可及时发现事故发生时间，有效降低事故对周围环境产生的影响。

（4）对植被的影响

运营期项目各站场永久占地范围内已进行了硬化或砾石铺垫。井下作业时对作业区域采取铺设防渗膜进行防渗，要求带罐作业；井场分区进行防渗，管线外部进行防腐措施。对站场设备进行维修、保养，防止油气泄漏事故发生。加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡，可有效降低发生事故的概率，因

此，不会对周围植被产生影响。

(5) 对大气环境的影响

在管道压力下，加压集输油品泄漏时，油品从裂口流出后遇明火燃烧，发生火灾爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件。一旦管道发生泄漏事故，井场内设置有流量控制仪及压力变送器，当检测到压力降速率超 0.15MPa/min 时，由生产控制系统发出指令，远程自动关闭阀门，有效控制管道泄漏量，对大气环境的影响较小，但如果出现不完全燃烧，则会产生一定量的二氧化碳，污染大气环境。

表 5.5-4 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称		沙南作业区沙丘 3 井区、沙丘 5 井区、北 16 井区油藏滚动开发工程			
建设地点		新疆维吾尔自治区	昌吉回族自治州	阜康市	西南距阜康市 60km
地理坐标	沙丘 3、沙 102	经度		纬度	
	沙丘 5	经度		纬度	
	北 16	经度		纬度	
主要危险物质及分布		原油和伴生气，分布在采油井场及集输管线；柴油，分布在单井钻井井场储罐。			
环境影响途径及危害后果		井喷、管线、储罐破损发生油品（柴油、原油）和天然气泄漏，污染土壤、地下水和大气			
风险防范措施要求		井场井控严格执行相关规定，防止井喷、井喷失控和井喷着火，安装防喷器和井控装置（封井器等），采用随时调整泥浆密度，采用清水循环压井等技术，以最大限度地降低井喷事故的发生；井队配备便携式硫化氢监测仪（司钻或坐岗人员随身携带）做好硫化氢检测工作；井场设立风向标及划定紧急集合点；对储油罐内外表面、油罐区地面、输油管线外表面做“六胶两布”防渗防腐处理；站场设置“危险、禁止烟火”等标志；加强设备维护、保养；加强员工教育培训，实行上岗证制度；运输车辆严格按照当地道路限速行车，严禁超速；制定井喷事故应急措施、管道事故应急措施、运输罐车泄漏事故应急措施以及制定应急预案。			
结论：在采取严格安全防护和风险防范措施后，环境风险处于可接受的水平。					

6 环境保护措施论证分析

6.1 施工期环境保护措施

6.1.1 施工期生态保护措施

本工程生态环境影响集中在施工期永久占地和临时占地范围内对自然植被、人工植被和野生动物的影响，生态环境保护措施的重点在于避免、消减和补偿施工活动对生态环境的影响和破坏，以及施工结束后对生态环境的恢复。

6.1.1.1 井场生态保护措施

(1) 钻井期严格按照《钻前工程及井场布置技术要求》(SY/T 5466-2013)中要求布置井场设施。严格控制占地面积。井场在满足设计要求的前提下进行适当的调整, 尽量避开植被较多的区域。

(2) 平整场地产生的土石方，分层堆放，分层回填。临时堆土须进行拦挡，防护工程平面图见 6.1-1。

(3) 施工完毕应尽快清理、平整施工现场，废水、固体废物全部清运处置，井场无遗留废水、固废。

(4) 对井场永久占地范围采用砂石料压盖, 防止由于地表扰动造成的水土流失, 具体见图 6.1-2。

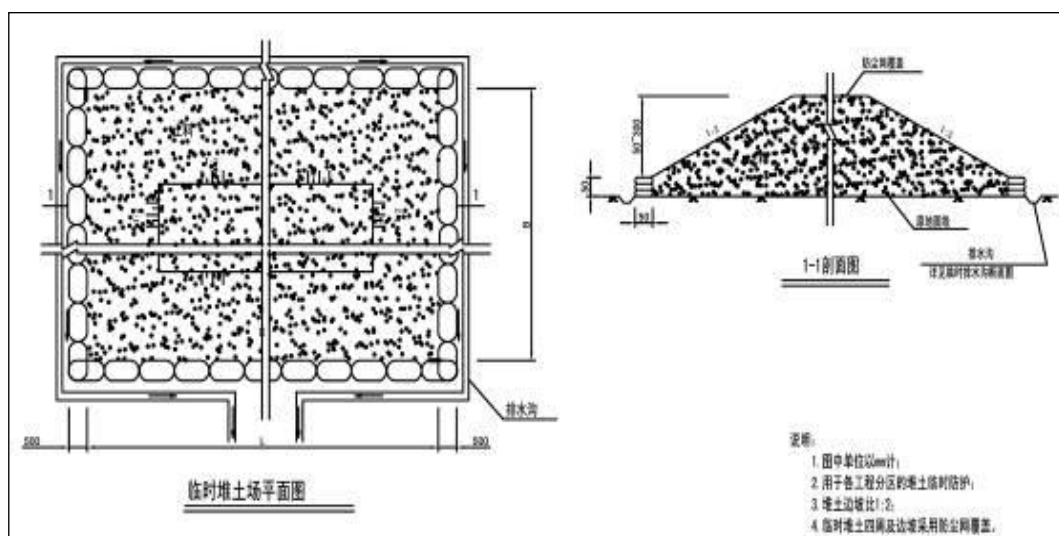


图 6.1-1 临时堆土场防护工程平面布置图

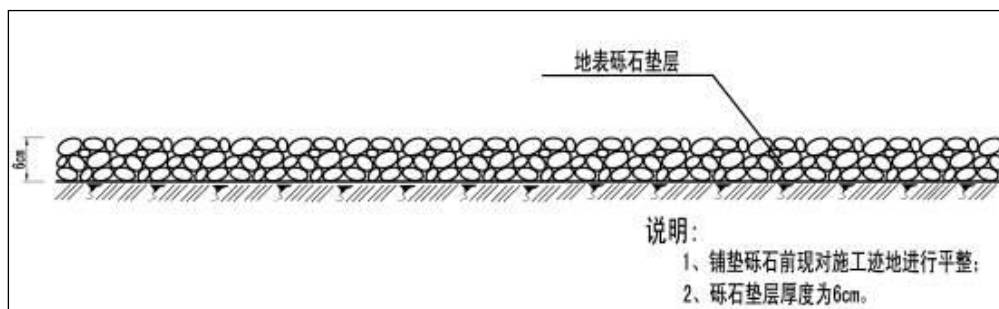


图 6.1-2 井场砾石压盖措施典型设计图

6.1.1.2 管线工程生态环保措施：

①对油田区域内的临时性占地（管线埋设）合理规划，严格控制临时占地面积，尽量避让白梭梭、梭梭等野生植被较多的区域。管道施工作业带应严格控制在规定范围以内，不应随意扩大，管道施工作业带宽度控制在 12m。

②管沟开挖，尽可能做到土壤的分层堆放，分类回填，特别是表层土壤应分层堆放，在施工完毕后回铺于地表，减轻对土壤的破坏，以利于植被的恢复和生长。严格控制工程施工临时占地，根据管径的大小尽可能少占地。

③根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。

④管线敷设力求线路顺直，缩短线路长度。在满足有关安全规范的基础上，减少扰动土地。

⑤对管沟回填后多余的土严禁大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过渡，不得形成汇水区域，防止水土流失。管线所经地段的原始地表存在局部凹地时，若有集水的可能，需采用管沟多余土或借土填高以防地表水汇集。对敷设在较平坦地段的管道，应在地貌恢复后使管沟与附近地表自然过渡，回填土与周围地表坡向保持一致，严禁在管沟两侧有集水环境存在。

⑥施工中要作到分段施工，随挖、随运、随铺、随压，不留疏松地面，提高施工效率，尽可能缩短施工工期。

6.1.1.3 道路工程生态保护措施

- (1) 合理规划道路，尽量利用油区现有道路，选线应避开白梭梭、梭梭等植被较多的区域，严格控制施工作业带面积，以减少对地表土壤和植被的破坏。
- (2) 道路平整产生的表土层土壤单独堆放，后期用于临时占地的生态恢复。
- (3) 严格执行先修路，后开钻的原则。杜绝车辆乱碾乱轧的情况发生。
- (4) 车辆、机械严格按照划定路线行驶，不得随意开设便道。
- (5) 施工结束，现场清理平整，无废水、固体废物遗留。
- (6) 路面采用砂石料进行铺设。

6.1.1.4 野生植物保护措施

(1) 严格按照征地范围划定施工活动范围，并尽可能缩小施工临时占地及施工作业带宽度，减少对植被的破坏。选址选线过程应在工程许可范围内尽量避让白梭梭及梭梭等植被分布较多的区域。无法避免的，需按照《新疆维吾尔自治区野生保护植物管理条例》《森林法》《森林法实施条例》及《建设项目使用林地审核审批管理办法》（国家林业局令第 35 条）的规定，缴纳相应补偿费用。

(2) 施工过程中确保各环保设施正常运行，污水进罐、固体废物交处置单位处理，施工结束场地无废水、固体废物遗留。

(3) 强化风险意识，制订切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险概率，避免事故泄漏和火灾爆炸事故可能对地表植物的破坏。

(4) 加强宣传教育，禁止随意破坏野生植物。

(5) 施工前办理征地手续，施工结束对场地进行清理平整，以利于植被的自然恢复。临时占地内植被在未来 3 年~5 年时间内通过自然降水及温度等因素得以恢复。

6.1.1.5 野生动物保护措施

(1) 在施工便道设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对施工作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。车辆行驶过程

中不得鸣笛惊吓野生动物。

(2) 加强监督管理，坚决杜绝偷猎、盗伐等非法活动。

(3) 加强管理，确保各生产设施的正常运行，避免强噪声环境的出现，避免对野生的动物的惊扰。

6.1.1.6 防沙治沙措施

根据《新疆第五次沙化土地监测报告》，本项目沙丘 3、沙 102、沙丘 5 井区所在位置为固定沙地，北 16 井区位于非沙化土地。因此，需采取防沙治沙措施。

(1) 采取的技术规范、标准

①《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 年 11 月 14 日修订）；

②《关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见》（林沙发〔2013〕136 号）；

③《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）；

④《防沙治沙技术规范》（GB/T21141-2007）；

(2) 制定方案的原则与目标

制定方案的原则：

科学性、前瞻性与可行性相结合；定性目标与定量指标相结合；注重生态效益与关注民生、发展产业相结合；节约用水和合理用水相结合；坚持因地制宜的原则。

制定方案的目标：通过工程建设，维持现有区域植被覆盖度，沙化土地扩展趋势得到遏制，区域生态环境显著改善。

(3) 施工要求

本工程管沟开挖作业、道路施工、车辆碾压等工程对扰动原有地貌，将降低项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，造成土地沙化。

①本项目管线工程为单井出油管线，管沟施工过程中实施“分层开挖、分层堆放、分层回填”的措施，堆放于管沟一侧的临时堆土区且用苫布覆盖，并定期

洒水抑尘。施工结束后先回填深层土，后回填表土层。施工土方全部用于管沟回填和井场平整，严禁随意堆置。优化施工组织，缩短施工时间，避免在风天气作业，以免造成土壤风蚀影响。沙化防治区内施工场地定时洒水，减少施工过程中因风蚀造成的水土流失。植被覆盖度较低区域，井场水泥平台和砂砾石路面维持现状，避免因拆除作业对区域表层土再次扰动，引起土地沙化。道路采用沥青路面及砂石路面，可局部减缓土地沙化。

②严格控制和管理施工期间车辆行驶的范围，减轻对周边区域的扰动。施工期间应划定施工活动范围，施工过程中，对于管线工程，尽可能在植被覆盖度高的地段采取人工开挖，局部降低作业带宽度，减少对植被的破坏；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。施工场地尽量避开固沙植被一梭梭、白梭梭等生长密集的地带。

③针对涉沙的部分井场、道路周边若基本无植被覆盖区域，采取防沙治沙措施。

④土地临时使用过程中发现土地沙化或者沙化程度加重的，应当及时报告当地人民政府；在施工过程中，不得随意碾压项目区内其它固沙植被；施工期间严格执行生态保护措施，杜绝破坏植被、造成沙化的行为。

⑤因项目占地造成的植被损失按正式征地文件规定进行经济补偿。

⑥强化风险意识，制定切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险概率，避免可能发生的油品泄漏事故对固沙植被生存环境造成威胁。

⑦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。

⑧对临时占地进行恢复。及时对施工场地进行平整，尽量利用井场及临时道路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；临时占地按照原有植被类型恢复地貌，恢复地貌时应栽种与项目所在区域相符的耐干旱植株，改善当地生态环境。临时占地内植被在未来 3 年~5 年时间内通过自然降水及温度等因素得以恢复。

(4) 草方格固沙措施

草方格是一种防风固沙、涵养水分的治沙方法，是利用废弃的麦草一束束呈方格状铺在沙上，再用铁锹轧进沙中，留麦草的 1/3 或一半自然竖立在四边，然后将方格中心的沙子拨向四周麦草根部分，使麦草牢牢地竖立在沙地上。

草方格通用设置图详见图 6.1-3，具体步骤如下：

①清理麦草：戴上手套拿住一把干稻草并顺风进行拍打，将其中较碎或较烂的劣质麦草拍落，只留下优质的长麦草。

②码放麦草：将清理完毕的麦草整齐码放在沙地上事先画好的正方形边线上。码放的时候，应注意保持麦草的厚度适中。插入深度应在 25~30cm 之间，地表留 15-20cm 之间，（码放的时候，应注意保持麦草的厚度不能太厚也不能太薄。太厚的话，由于自身重力，导致麦草很容易倒下，不易站立。而太薄会导致草方格的抗沙能力不够）。

③踩压成型：将铁锹沿正方形边线用力踩压，麦草中部受力后，两端会自然竖立形成天然屏障。踩压后将麦草两侧的沙土拨向四周麦草根部分，使麦草牢牢地竖立在沙地上。草方格成形后将其根部压实，并在方格内填沙，使麦杆、谷杆向外倾斜形成圆滑过度的凹面。

④草方格沙障采用正方形，1×1m 大小、10~20cm 高的麦草方格的防沙效果最好。麦草方格在扎下 4 到 5 年后就会风蚀腐烂，需要重新补扎。

(5) 各种措施总量和年度实施计划、完成期限等。

各类措施要求在井场建设完成投入运行之前完成，严禁防沙治沙措施未完成即投入运行。

6.1.1.7 水土保持措施

根据水土流失防治分区，在分析评价主体工程中具有水土保持功能措施的基础上，针对项目建设施工活动引发水土流失的特点和危害程度，将水土保持工程措施和植物措施有机结合在一起，合理确定水土保持措施的总体布局。对主体工程中具有水土保持功能工程，纳入到方案的水土保持措施体系当中，使之与方案

新增水土保持措施一起，形成一个完整、严密、科学的水土流失防治措施体系。

（1）站场区

——为保护土地资源，在施工前，对井场所处位置进行表土剥离，剥离的表土作为后期生态恢复；在井场周边修筑地边埂；钻井作业结束后，将井场进行平整，并覆土压实覆盖一层砾石，防止风蚀现象发生。

——植物措施：项目采油井口及井场、道路及集输管线在选址选线阶段尽量选择植被稀少的区域布点，避让植被覆盖密集区，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。

——井场范围采取彩条旗县界措施，控制施工边界减少扰动地表面积；采取洒水措施，降低施工场地扬尘，减少施工期新增水土流失量。

（2）道路区

新建道路选线尽量选已有便道或简单道路，若无此条件，对天然植被生长良好的地段采用避让方案，迂回绕道。施工期要完善开辟的临时便道，要严格控制占地面积，指定施工车辆行驶路线，严禁道外行驶。

路基填料尽量利用处理达标的钻井岩屑及场地平整产生的施工弃方。路基边坡人工洒上一次水后进行“封育”，利用当地的降水进行自然恢复。在有灌溉条件的路段两侧进行人工绿化。

进井道路修筑采取彩条旗县界措施，控制施工边界减少扰动地表面积；运输道路定期进行洒水措施，降低施工场地扬尘，减少施工期新增水土流失量。

（3）管线区

本项目水土流失主要发生在施工期，本次环评建议对此采用工程措施与植物措施相结合的方式。在工程措施中，要限制施工作业扰动范围，开挖出的土按表层及深层分开堆放。表层土覆于上层。

6.1.2 施工期大气保护措施

（1）对施工场地及道路采取洒水降尘，降尘率可达 80%；使用符合国家标准

的柴油、柴油设备，并定期对设备进行保养维护。

(2) 划定施工区及施工营地范围界限，严格控制施工区范围，减小占地；合理规划运输道路线路，尽量利用油田现有的公路网，施工车辆严格按照规定线路行驶，严禁乱碾乱压；运输车辆应加盖篷布，不能超载过量；严禁车辆在行驶中沿途振漏建筑材料及建筑废料；装卸器材应文明作业，防止沙尘飞扬。

(3) 优化施工组织，管线分段施工，缩短施工时间。场地平整时，禁止利用挖掘机进行抛洒土石方的作业。

(4) 避免在多风季节施工，粉状材料及临时土方等在井场堆放应采取覆盖防尘布（或网），逸散性材料运输采用苫布遮盖。

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

以上施工期大气污染防治措施，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，以上防治措施是可行的。

6.1.3 施工期水污染防治措施

(1) 废水处置

本项目在钻井施工过程中采用“钻井泥浆不落地技术”，产生的钻井泥浆经处理达标后循环使用，不外排。

施工期废水主要有管道试压废水及生活污水。管道试压废水产生量较小，主要污染物为 SS，试压结束后，废水循环利用，用于施工现场降尘，可起到改善生态环境作用。施工人员生活污水经施工营地防渗废水收集池收集后，拉至吉木萨尔县污水处理厂处置。

(2) 井喷事故风险地下水保护措施

项目钻井井场安装防喷器和井控装置（简易封井器等），发生井喷的可能性极小。钻井过程中应加强施工操作管理，最大限度地降低井喷事故的发生。具体包括：

①制定具体井控措施及防止井喷预案。

②开钻前由建设方地质监督或受委托的相关单位地质员，对相应的停注、泄压等措施进行检查（检查结果记录在井队井控专用本上）落实，直到相应层位套管固井候凝完为止。

③钻井液密度及其它性能符合设计要求，并按设计要求储备压井液、加重剂、堵漏材料和其它处理剂，对储备加重钻井液定期循环处理，防止沉淀。钻井过程中随时调整泥浆密度，修井采用清水循环压井等技术。

④送至井场的防喷器有试压曲线和试压合格证。安装防喷器前要检查闸板心尺寸是否与使用钻杆尺寸相符，液控系统功能是否齐全、可靠，液控管线有无刺漏现象。

⑤钻开油、气层后，每次起下钻（活动时间间隔超过5d）对闸板防喷器及手动锁紧装置开关活动一次，定期对井控装置进行试压。

⑥测井、固井、完井等作业时，要严格执行安全操作规程和井控措施，避免发生井下复杂情况和井喷失控事故。

⑦要严格控制提下钻速度，防止抽汲压力过大造成井涌、井喷，激动压力过大造成井漏。提钻按规定灌好钻井液，下钻过程中注意观察井口返出钻井液情况并安排中间洗井，起下钻过程中操作要连续，减少钻具静止时间。

⑧要求做好固井前的通井、循环钻井液、调整钻井液性能等工作。控制下套管速度，以防渗漏。

⑨下套管要操作平稳，严禁猛刹、猛放，防止溜钻、顿钻，按规程下套管，双大钳紧扣，以保证套管连接强度。

⑩目的层钻进时预防井漏和井喷，并做好油气层保护工作。

（3）地下水保护措施

施工期钻井液不落地设备分离出的液相全部回用于钻井。由于本项目采油、注水井目的层与第四系地下水处于不同层系，远远超出本区域地下水含水层深度，在施工过程中采用下套管注水泥浆方式进行固井、完井；在保证固井质量的前提下，可有效隔离含水层与井内泥浆的交换，有效保护地下水层。

项目在钻井过程中产生废水不会与区域水体发生水力联系，同时对产生的污

染物排放进行严格管理，因此不会对区域地下水产生不利影响。

（4）分区防渗措施

根据《环境影响技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中要求，施工过程对井场进行分区防渗，将井口、钻井液不落地系统、油水罐、放喷罐设为重点防渗区，铺设防渗膜进行防渗，防渗要求为等效粘土防渗层 $M_b \geq 6.0m$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$ ；将井场内废料场、发电房、材料房、方罐及生活污水储集池设为一般防渗区，采用防渗膜进行防渗，防渗要求为等效粘土防渗层 $M_b \geq 1.5m$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$ ；其余地表为非防渗区；采取上述措施后，可对土壤及包气带起到良好的防护，避免对周围土壤及地下水产生影响。施工结束后，由施工单位对防渗膜进行回收再利用。

从原料产品储存、生产、运输、污染处理设施等全过程控制各种有害材料、产品泄漏，同时对有害物质可能泄漏到的区域采取防渗措施，要从源头到末端全方位采取防控措施。

6.1.4 施工期声环境保护措施

井场高噪声污染源主要是泥浆泵、振动筛，测试放喷或事故放喷时产生的高压气流噪声，以及压裂车噪声。主要防治措施包括：

（1）泥浆泵做好基础减振和设置隔声罩；

（2）定期维护泥浆泵、钻机、柴油发电机、柴油动力机组、压裂车等高噪声设备；

（3）根据已钻工程噪声实测数据，钻井期间应特别注意钻井设备噪声影响问题，应在井场周边设置临时围挡屏障。

（4）管道的施工设备和机械要限制在施工作业带范围内；

（5）如发生噪声投诉，现场 HSE 工程师要听取牧民的意见，及时向公司汇报，及时调整施工方案，并向牧民反馈采取的措施，确保他们可以接受；做好机械设备组织，尽量避免高噪声设备同时操作。

（6）管线施工时，要做好良好的施工管理和采取必要的降噪措施以符合《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）相关标准。

6.1.5 施工期固废污染防治措施

(1) 钻井采用“泥浆不落地工艺”，泥浆循环利用，完井后剩余泥浆回收后用于后续钻井液配制。

(2) 水基岩屑经不落地系统收集处理后，液相回用，固相暂存在水基岩屑暂存罐中，委托岩屑处置单位清运、处置。

(3) 油基钻井岩屑经不落地系统收集处理后，液相回用，固相暂存在油基岩屑暂存罐中，委托具有相应危废资质单位转运、处置。

(4) 施工人员生活垃圾集中收集后，清运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场处置。

(5) 施工产生的土方全部回填，无弃方产生。

6.1.6 施工期土壤环境保护措施

(1) 按设计标准规定，严格控制施工占地，不得超过作业标准规定。

(2) 表层土壤集中堆放，用于临时占地复垦；管沟开挖，做到土壤的分层堆放，分类回填，在施工完毕后回铺于地表，减轻对土壤的破坏，以利于植被的恢复和生长。

(3) 确保施工过程各环保设施正常运行，污水进罐、落地油回收、泥浆不落地，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。

6.2 运营期环境保护措施

6.2.1 运营期生态保护措施

(1) 在管线上方设置标志桩，以防附近的各类施工活动对管线的破坏；定期检查管线，如发现管线刺漏，需采取补救措施，并对受浸土壤回收处理。

(2) 定时巡查井场、管线等，及时清理落地油。

(3) 日常巡检时应控制车速，减少对野生动物的惊扰。车辆严格按道路行驶，禁止随意开设便道。

(4) 加强作业人员宣传教育工作，禁止随意捕杀野生动物、破坏野生动物巢

穴，禁止随意踩踏、破坏、采摘野生植物，在道路边和井区内，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等生态保护宣传牌。

6.2.2 运营期大气污染防治措施

本工程运营期的废气排放源主要为采油、集输过程产生的无组织排放源。无组织排放的污染物主要为井口、管线接口、阀门等处产生的无组织挥发烃类。运营期大气污染防治措施如下：

(1) 定期对井场内设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生。

(2) 定期对集输管线进行巡检，以便及时发现问题，防止原油、天然气泄漏进入环境中污染大气、土壤、地下水等。

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

通过采取以上措施后，本工程油气开采及运输过程产生的非甲烷总烃可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中污染物排放要求。

6.2.3 运营期水污染防治措施

(1) 本工程运营期的主要废水是油田采出水。采出液通过管线密闭集输至沙南联合站和北三台联合站后，经油水分离处的采出水进联合站采出水处理系统处理，满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准后回注油藏。

(2) 确保固井质量以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内回注水的交换，有效保护地下水层。

(3) 落实地下水分区防控。

运营期各站场、管线等区域均进行防渗处理，根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016），运营期井场实施井下作业时，将井下作业区域（井场-井口、罐区）划为重点防渗区，井下作业废水带罐回收，施工作业区域下垫高

密度聚乙烯防渗膜（厚度不小于 1.5mm），防渗膜渗透系数 $\leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ；井场其它区域为非防渗区，采用一般地面硬化。管线外表做“六胶两布”防渗防腐处理；井场及站场基础采用混凝土结构进行防渗。

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

（5）落实地下水污染监控计划和风险防范措施，制定应急预案，避免对地下水环境造成污染。根据重点污染防治区平面布置、地下水流向、环境保护目标及地下水现状监测情况，在油区地下水流向上游、下游分别设置 1 个地下水环境影响跟踪监测点，监测频率不少于每年一次。当发生泄漏事故时，须加密监测。

6.2.4 运营期噪声污染防治措施

- （1）提高工艺过程的自动化水平，尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。
- （2）对噪声较大的设备设置消音设施和隔声设备。
- （3）在运营期时应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。
- （4）配备必要的防噪设施，如耳塞等，供操作人员在泵房巡视检测时使用，以保护操作人员的身体健康。

类比已投产井场，运营期井场场界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准。因此，所采取的工程措施基本可行。

6.2.5 运营期固废污染防治措施

- （1）定期对井场进行巡检，发现有影响井场、管线、供配电及通信系统正常运行的行为，须及时制止，并向上级报告。
- （2）井下作业过程产生的压裂返排液、废洗井液等井下作业废水采用专用罐收集后交沙南联合站、北三台联合站采出水处理系统处理达标后用于油藏回注。

(3) 落地油 100%回收，运至沙南联合站、北三台联合站原油处理系统进行处理。沾染了矿物油的废防渗膜及油土混合物委托具有相应危废经营许可单位清运处置，其收集、贮存、运输须符合《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001) 及其修改单、《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》(部令第 23 号〔2021〕) 等文件的相关要求。

采取以上措施后，项目运营期固体废物均可得到妥善处置，不会给环境带来危害。

6.2.6 运营期土壤环境保护措施

(1) 加强工程生产运行管理，严防井喷事故发生。强化源头控制措施，定期检查井口和集输管线，是否有采出液跑冒滴漏的现象发生。

(2) 一旦发生井喷，绝大多数井都能通过防喷器关闭，然后采取压井措施控制井喷；最后还可用向事故井打定位斜井等方法处理井喷，并尽快采取措施回收原油。井喷时，需要对井喷的油泥等污染物进行收集，并委托有资质单位进行处理。

(3) 管道事故应急措施

管道事故风险不可能绝对避免，这就要求在预防事故的同时，为可能发生的故事制定应急措施，使事故造成的危害减至最小程度。

① 按顺序停泵或关井

在管道发生断裂、漏油事故时，按顺序停泵或关井。抢修队根据现场情况及时抢修，做好安全防范工作，把对土壤的不利影响控制在最小范围内。

② 回收泄漏原油

首先限制地表污染的扩大。油受重力和地形的控制，会流向低洼地带，应尽量防止泄漏石油移动。在可能的情况下应进行筑堤，汇集在低洼坑中的地表油，用车及时进行收集，将严重污染的土壤委托有资质单位进行处理。

③ 挖坑应急

因地制宜地采取有效措施清除土壤油浸润体中的残油，减轻土壤污染。

——挖坑撇油：在漏油点附近挖坑进行撇油。

——挖沟截油：根据原油以漏油点为点源向下游迁移扩散为主的特点，在漏油点下游的 10m~30m 处，根据漏油量的大小挖 2~3m 深的两条水平截油沟，一撇二排，以加速土壤油浸润体中残油的外泄，减小事故影响范围。

（4）强化风险意识，制订切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险概率，避免井喷、管线泄露等事故可能对植物的破坏。

（5）加强土壤环境质量监控

制定土壤跟踪监测计划、建立跟踪监测制度，以便及时发现问题，采取补救措施，避免对土壤造成污染。在项目区内及项目外共设置 3 个土壤跟踪监测点，监测因子为石油烃，每 5 年监测 1 次，监测标准执行《土壤环境质量标准-建设用地土壤污染风险管控标准》（试行）（GB36600-2018）中第二类用地筛选值。

6.3 退役期环境保护措施

6.3.1 退役期生态保护措施

随着油井开采时间的延长，其储量将逐年降低，最终进入退役期。当开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，站场和管线等设备设施陆续被拆卸、转移，原有的大气污染物、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐渐减弱甚至消失。

后期按照要求对井口进行封堵，并对井场生态恢复至原貌。结合《废弃井封井回填技术指南（试行）》和《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》，采取的生态恢复措施如下：

（1）站场、井场退役

项目退役时，在各类站场首先尽量回收利用各种设备，同时清理、放空各种污染源，不遗留下明显的环境问题。所有井场拆除采油设施，实施井筒安全封闭，完好的井管和经过固化的井壁可以保证井筒内的污染物不会影响周边地下水和土壤环境。

（2）封井后要拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物等。经治理井口装置及相应设施应做到不漏油、不漏气、不漏电，井场无

油污、无垃圾。

(3) 退役期井场集输管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏。管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

(4) 各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。井场水泥平台和砂砾石路面维持现状，避免因拆除作业对区域表层土的扰动，引起土地沙化。

(5) 具备植被恢复条件的，应将永久性占地范围内的水泥平台或地表设施拆除并清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。不具备植被恢复条件的，井口建议保留水泥底座，以防止水土流失，起到防沙固沙作用；其他占地应采用砂石等材料覆盖，防止风蚀。

(6) 通过宣传教育的形式，使施工工作人员对于在项目区生存的野生动物及植物有基本的认识与了解，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。在封井施工过程中，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。

通过采取以上措施，可最大程度降低退役期对野生动植物的影响，对减缓水土流失起到了一定的作用。

6.3.2 退役期大气污染防治措施

(1) 运输车辆使用符合国家标准的油品。

(2) 在退役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。

(3) 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。

6.3.3 退役期水污染防治措施

对完成采油的废弃井应用水泥封堵，拆除井口装置，设地面标桩，标注封井

日期，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水资源。

6.3.4 退役期噪声污染防治措施

- (1) 选用低噪声机械和车辆。
- (2) 加强设备检查维修，保证其正常运行。
- (3) 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。

6.3.5 退役期固废污染防治措施

(1) 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填埋处理。

(2) 对完成采油的废弃井应封堵，拆除井口装置，设水泥标桩，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。

(3) 运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

6.3.6 退役期土壤环境保护措施

场站等设施拆除作业时，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。

6.3.7 生态恢复治理方案

(1) 生态环境保护与恢复治理的一般要求

根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）的相关要求，本项目生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

①禁止在依法划定的自然保护区、基本农田保护区、森林公园、饮用水水源保护区、文物古迹所在地、地质遗迹保护区、基本农田保护区等重要生态保护地以及其他法律法规规定的禁采区域内开采。禁止在重要道路、航道两侧及重要生

态环境敏感目标可视范围内进行对景观破坏明显的露天开采。

②油藏开发活动应符合国家和区域主体功能区规划、生态功能区划、生态环境保护规划的要求，采取有效预防和保护措施，避免或减轻矿产资源开发活动造成的生态破坏和环境污染。

③坚持“预防为主、防治结合、过程控制”的原则，将生态环境保护与恢复治理贯穿开采的全过程。

根据《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 317-2018）中生态恢复要求，本项目生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

①贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复生态环境。

②遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理地确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备。

③合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模。

（2）生态恢复治理

①井场、站场生态环境恢复治理范围

本项目新建井场、站场、生活营地的临时占地施工范围需进行生态环境恢复治理。生态环境恢复治理措施：

——施工结束初期，对井场、站场永久占地范围内的地表进行戈壁土+砾石覆盖，以减少风蚀量。施工期临时占地和退役期设施拆除后占地内的植被进行恢复。

——工程施工结束后，应对井场和站场的临时占地内的土地进行平整，做到“工完、料净、场地清”，恢复原有地貌。充分利用前期已收集的弃土覆盖于井场表层，以便后期植被自然恢复，表层土覆盖厚度根据植被类型和场地用途确定。

——退役期实施封井措施，防止油水串层。对井场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。

②管线生态环境恢复治理范围

本项目新建单井及平台井管线和集输汇管管线施工作业带宽度控制在 8m 范围内，该范围为生态恢复治理范围；生态环境恢复治理措施：施工过程中保护土壤成分和结构，在管线敷设过程中，分层回填管沟，覆土压实，管沟回填后多余土

方应作为管廊覆土，不得随意丢弃。施工结束后应对临时占地内地貌进行恢复，尽可能保持植物原有的生存环境，以利于植被恢复。采用自然恢复的方式进行恢复区域植被，临时占地内植被在未来 3-5 年时间内通过自然降水及温度等因素得以恢复。

③植被恢复措施及恢复要求

项目临时占地范围恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应于原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行井场、站场植被恢复。

6.4 环境风险防范措施

6.4.1 风险事故防范及应急处理措施

6.4.1.1 风险事故防范措施

井场井控严格执行《新疆油田公司石油与天然气钻井井控实施细则》，防止井喷、井喷失控和井喷着火，设计、施工和生产各单位严格遵守《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）、《石油化工企业设计防火规范》（GB 50160-2008）、《石油和天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产管理规定》（SY/T5225-2005）。

（1）井喷事故防范措施

虽然本项目钻井期间发生井喷的可能性极小，但在预防措施上还应切实做好防止井喷的落实工作。主要措施是安装防喷器和井控装置（简易封井器等），同时采用随时调整泥浆密度，修井采用清水循环压井等技术，以最大限度地降低井喷事故的发生。

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

②起下钻时，当发现井内液体流出，而钻杆在井内时，应立即接上回压阀或管内防喷器并关井。若发现流体流出而钻铤正位于防喷器处时，立即接上回压阀或管内防喷器，用多效万能防喷器关井；在突然发生井内液体大量流出的情况下，应将井内钻具下过钻铤，在钻杆处关闭全密封闸板。如果不下过钻铤，则可用万能防喷器关井。当钻头从井眼中起出后发现井内液体流出时，要立即关闭全封闭闸板。

③作业班应按钻进、起下钻杆、起下钻铤和空井发生溢流四种工况，按“逢五逢十”防喷演习制度进行防喷演习。作业班每月不少于一次不同工况的防喷演习。二开前应进行四种工况的防喷演习。换班人员应在第一次提下钻作业中进行四种工况的防喷演习，演习不合格不得进行下步作业。

（2）钻井、井下作业事故防范措施

①在生产中采取有效预防措施，严格遵守钻井的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生。

②井控操作实行持证上岗，各岗位的钻井人员有明确的分工，并且应经过井控专业培训。在油层钻进过程中，每班进行一次防喷操作演习。

③井场设置明显的禁止烟火标志；井场钻井设备及电器设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求，井场安装探照灯，以备井喷时钻台照明。

④在井架、井场路口等处设风向标，发生事故时人员迅速向上风向疏散。

⑤按消防规定配备灭火器、消防铁锹和其它消防器材。

⑥钻开目的层后提下钻操作要平稳，减小井底压力激动，避免井漏及井喷事故发生。快速钻穿目的层，提高裸眼井段电测一次成功率，快速完井。

⑦钻井、井下作业时要求带罐操作，最大限度避免落地油产生，而泄漏物料和落地原油应及时回收、妥善处置。

（3）井场、站场事故防范措施

①本工程应在预防措施上切实做好防止井喷的各项措施，严格执行各类管理制度。主要措施是安装防喷器和井控装置（封井器等），同时采用随时调整泥浆密度，采用清水循环压井等技术，以最大限度地降低井喷事故的发生。

②平面布置中尽量将火灾危险性相近的设施集中布置，并保持规定的防火距

离；将全场内的明火点控制到最少，并布置在油气生产区场地边缘部位。

③按规定配置齐全各类消防设施，并定期进行检查，保持有效性及完好可用。

④加强设计单位相互间的配合，做好衔接，减少设计失误；站场内的装置区、泵房等均为爆炸火灾危险区域，区域内的配电设备均应采用防爆型；根据各建筑物的不同防爆等级采取相应的防爆措施。

⑤加强对职工的教育培训，实行上岗证制度，增强职工风险意识，提高事故自救能力，制定和强化各种安全管理、安全生产的规程，减少人为风险事故（如误操作）的发生。

（4）硫化氢的防范措施

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

②工作区间保持通风。

③在井场大门口、钻台、振动筛、坐岗房、防喷器液控房等五处设立风向标（风袋、风飘带、风旗或其它适用的装置），并在不同方向上划定两个紧急集合点，一旦发生紧急情况，作业人员可向上风方向疏散。

（5）集输风险防范措施

①施工阶段的事故防范措施

——严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。集输管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。在施工过程中加强监理，确保施工质量。

——在集输管线的敷设线路上设置永久性标志，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。

——建立施工质量保证体系，提高施工检验人员水平，加强检验手段。

——按施工验收规范进行水压及密闭性试验，排除更多的存在于焊缝和母材的缺陷。

——选择有丰富经验的单位进行施工，并对其施工质量进行监理。

②运行阶段的事故防范措施

——在集输系统运营期间，严格控制输送油气的性质，定期清管，排除管内

的积水和污物，以减轻管道内腐蚀。

——加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

——定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段及时更换，消除泄漏隐患。

——定期检查管道安全保护系统，在发生泄漏事故时能够及时处理。

——加大巡线频率，提高巡线有效性，发现对管道安全有影响的行为，及时制止、采取相应措施并向上级报告。

——按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生。

③管理措施

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

——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。

——定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

——提高职工安全意识，识别事故发生前异常状态，并采取相应措施。

——提高管道巡检人员技术水平，细化巡检范围和职责，确保巡检通讯畅通，在及时发现管道事故隐患的同时能够迅速采取措施减少或避免事故隐患发生。

——对重要的仪器设备有完善的检查项目和维护方法；按计划进行定期维护；有专门档案（包括维护记录档案），文件齐全。

（6）运输风险防范措施

①驾驶员应经过培训后上岗：驾驶员除了掌握一定的驾驶技能外，还要学习掌握一定的化工知识，熟悉运输物质的物理化学性质、危险特性、注意事项。

②车辆安全状况和安全性能合格：出车前必须对车辆的安全技术状况进行认真检查，发现故障排除后方可投入运行。要特别注意检查罐车罐体的安全性能，逐个部位检查液位计、压力表、阀门、温度表、紧急切断阀、导静电装置等安全装置是否安全可靠，杜绝跑、冒、滴、漏，故障未处置好不得承运。要保持驾驶室干净，不得有发火用具，危险品标志灯、标志牌要完好。

③明确运输路线，加强运输过程的全程跟踪，一旦发生环境风险事故，立即

启动环境应急预案。

④担任车辆运输人员必须经过上岗培训，经定期考核通过后方能持证上岗。工作人员应熟悉事故应急设备的使用和维护，了解应急手册应急处理流程，一旦发生意外，在采取应急处理的同时，迅速报告公安、交通部门和环保等有关部门，必要时疏散群众，防止事态进一步扩大和恶化。

⑤运输、储存井下作业废水和含油污泥所用的槽车、储罐必须符合《压力容器安全技术监察规程》的安全管理规定。储罐设计应按照《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）要求进行必要的防火设计。

⑥运输车辆必须是专用车或经有关部门批准使用符合安全规定的运载工具，并符合相关要求；同时定期维护和检查，防患于未然，保持车辆良好的工作状态。

⑦运输车辆严格按照当地道路限速行车，严禁超速，防范运输过程中环境风险事故发生。

⑧本工程产生的危险废物运输委托有资质的单位进行转运，并使用专用车辆，有明显标识，同时，运输线路的选择尽量避开敏感点集中的区域。

（7）柴油泄漏风险防范措施

- ①柴油储罐在室内储存，室内地表采取防渗措施。
- ②柴油储罐采用钢制材质，储罐保持清洁，密封性好。
- ③柴油储罐与室内地表接触面还需铺设防渗膜，防止发生泄漏污染地表。
- ④定期对柴油储罐进行检查，储存区域周围不能有易燃物。
- ⑤加强人员职业技能培训及施工安全环保意识，柴油使用过程中严格按规范操作。

6.4.1.2 风险事故应急处理措施

（1）井喷事故应急措施

一旦发生井喷，绝大多数井都能通过防喷器关闭，然后采取压井措施控制井喷；最后还可用向事故井打定位斜井等方法处理井喷，并尽快采取措施回收原油。事故处理中要有专人负责，管好电源、火源，以免火灾发生。井喷时，需要对井

喷的油泥等污染物进行收集，并委托有资质单位进行处理。

事故状态下泄漏的落地油 100%进行回收，收集的废油运至沙南联合站、北三台联合站处理。

（2）泄漏事故应急措施

泄漏事故风险不可能绝对避免，这就要求在预防事故的同时，为可能发生的事制定应急措施，使事故造成的危害减至最小程度。

①发现管线、阀门、法兰等泄漏，应立即佩戴安全防护装备对泄漏点进行紧固或带压非焊堵漏，并立即切断油气来源。容器内部有压力时，对于容器和其连接的进出口管线、接口和第一道阀以内，不得进行修理、焊接、紧固，特殊情况需要带压紧固等必须由使用单位经现场评价后制定检修方案和应急方案，现场请示应急指挥小组并落实好安全措施后，方可作业。

②泄漏事故发生时，在岗人员必须佩戴正压呼吸器及安全防护装备，划定危险区域。

③事故发生后，应根据现场实际状况和风向划定警戒区域，用警戒绳圈定，警戒线内人员必须都佩戴安全防护用具。

④按顺序停泵或关井：在管道发生断裂、漏油事故时，按顺序停泵或关井。抢修队根据现场情况及时抢修，做好安全防范工作，把损失控制在最小范围内。

⑤回收泄漏原油：首先限制地表污染的扩大。油受重力和地形的控制，会流向低洼地带，应尽量防止泄漏石油移动。在可能的情况下应进行筑堤，汇集在低洼坑中的地表油，用车及时进行收集，将污染的土壤委托有资质单位进行处理。

⑥挖坑应急：因地制宜地采取有效措施清除土壤油浸润体中的残油，减轻土壤污染。

——挖坑撇油：在漏油点附近挖坑进行撇油。

——挖沟截油：根据原油以漏油点为点源向下游迁移扩散为主的特点，在漏油点下游的 10m~30m 处，根据漏油量的大小挖 2-3m 深的两条水平截油沟，一撇二排，以加速土壤油浸润体中残油的外泄，减小事故影响范围。

（3）待泄漏物质得到有效控制后，通过物资供应保障组，调用挖掘机、运输车辆等设备，由应急救援组成员尽快清除防火隔离沟内石油类泄漏物，并委托有

资质单位进行处置

(4) 发生火灾时，事故现场工作人员立即通知断电，油田停产，并拉响警报。启动突发环境事件应急预案，同时迅速安排抢险人员到达事故现场，火灾事故发生时，消防队灭火完毕后将泄漏物质收集在防火隔离沟内。组织有关人员将污染物质用运输车辆转移至有资质单位处理。

6.4.2 应急预案

项目投产后由中国石油新疆油田分公司准东采油厂管理，准东采油厂已组织编制《彩南、沙南作业区突发环境事件专项应急预案》并在阜康市生态环境局备案。本项目纳入《彩南、沙南作业区突发环境事件专项应急预案》进行管理。

本项目区应定期开展应急演练，通过演练掌握应急人员在应急抢险中对预案的熟悉程度和能力，同时加强抢险应急设备的维护保养，检查是否备足所需应急材料。

7 环境影响经济损益分析

环境经济损益分析的目的，就是要通过经济分析的方法来评价该工程的实施可能使周围环境受到污染所引起的经济损失，以及环境工程投资情况和采取相应的污染防治对策后，使被污染的环境得到改善所带来的经济效益等综合评估。

7.1 项目环保投资估算

本工程总投资为 8064.6 万元，环保投资 856 万元，约占总投资的 10.6%，具体环保投资估算见表 7.1-1。

表 7.1-1 环保投资估算

阶段		环保设施/措施	投资 万元
施 工 期	废气	开挖土方及易起尘物料覆盖防尘网	3
	废水	生活营地建设生活污水防渗池生活污水定期清运至吉木萨尔县污水处理厂处置	9
	固体废物	泥浆不落地装置	360
		生活区设生活垃圾箱若干；施工期生活垃圾运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场处置	18
		水基岩屑、油基岩屑委托处置	54
	生态	施工迹地清理平整、压实，铺设草方格，对占地及植被进行经济补偿	80
	环境风险	钻井防喷器、井控装置	180
		井场分区防渗	18
运 营 期	废水	井下作业废水采用专用废液、废水收集罐收集	20
	固体废物	含油污泥集中收集临时运至沙南作业区油泥暂存池内暂存，交具有危废处置资质单位（克拉玛依博达环保科技有限公司）处置	20
	环境管理	环境保护竣工验收、环境监理、环保培训、应急预案演练	30
		环境监测	10
退 役 期	生态	截去地下 1m 内管头；井口封堵，清理已拆除设施。设施拆除完工后迹地清理、平整压实、施工临时占地和原来井场、站场的永久占地进行地貌恢复	54
合计			856

7.2 环境效益分析

项目开发建设对环境造成的损失主要表现在工程占地造成的环境损失、突发事件污染造成的环境损失和其它环境损失。

工程占地主要为井场、场站及各类管线等，对生态环境的影响包括破坏原有地表构造，使地表裸露，加剧水土流失。但在加强施工管理和采取生态恢复措施后，对生态环境的影响是可以接受的。

本项目开发建设工程施工期短，施工“三废”和噪声影响较小。在工程实施后初期的 3~5 年内，植被破坏后不易恢复，之后将逐步恢复，当临时性占地的植被得到初步恢复后，植被生物损失将会逐渐减少。项目施工期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工期的结束而消失。因此，在正常情况下，基本上不会对周边环境产生影响。但在事故状态下，可能对环境产生影响。如由于自然因素及人为因素的影响，引起输油管线、井壁破裂泄漏等事故，可能对周围环境造成较严重的影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各种补偿费用来体现。

本项目建成投产后，对该地区的资源开发、经济结构的优化及其它相关产业的带动发展都具有非常重要的意义。

7.2.1 社会效益分析

本项目开发的社会效益主要体现在油田开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。本项目开发是对支持新疆地区经济发展的一项重大举措，对于提供就业机会，增加部分人员收入，提高当地的 GDP，提高当地税收有着积极的作用。

7.2.2 环境经济损益分析结论

综上，在建设过程中，由于井场、场站建设和敷设管线等工程都需要占用土地，因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。

8 环境管理与监测计划

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

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

8.1 环境管理机构及管理体制

8.1.1 环境管理机构

中国石油新疆油田分公司下设安全环保处，负责中国石油新疆油田分公司范围内的环境保护工作，各二级单位下设环保科，各生产单位设专职环保员，负责生产单位的环保工作。

准东采油厂的环保工作由新疆油田公司安全环保处领导，并全过程监督该建设工程的环境保护管理，环保设施建设工作。建设项目经理部设专职环境管理人员，全面负责该井区开发建设期的环境管理工作。本项目进入生产运营期后，准东采油厂负责本项目生产运营期的环境管理工作，设一名专（兼）职环保工程技术人员负责本项目建设期的环保工作及站场内外环保设施的运行和检查工作，以及环境污染事故处理和报告。

8.1.2 环境管理体制

新疆油田分公司已经建立了环境保护指标体系，对各二级单位的环保指标完成情况按《新疆油田分公司环境保护管理规定》的各项指标进行考核。推行环境保护目标责任制，明确各单位企业行政一把手为本单位环保第一责任人，并规定了应负的法律责任和行政责任，其它行政领导和机关处室也都有明确环保职责，初步形成了领导负责，部门参加，环境保护部门监督管理，分工合作，各负其责的环境管理体制。

8.2 环境管理要求

8.2.1 施工期环境管理要求

8.2.1.1 施工单位职责

施工单位应遵守相关环境保护法律法规，并严格落实本报告以及环评批复中提出的施工期环境保护要求；建立环境保护档案，对施工期采取的环境保护工作进行记录，保留施工前后施工区域的影像资料，便于建设单位进行监督检查。

8.2.1.2 环境监理职责

建议建设单位外聘具备专业素质的环境监理机构，对项目建设过程是否符合相关环保法律、法规、制度、标准、规范的情况依法进行监督检查，特别是加强施工现场的环境监理检查工作，目的是协助建设单位落实施工期间的各项环境保护要求和施工合同中的环保规定，确保本项目的建设符合有关相关要求。

环境监理人员主要职责包括：

- (1) 监督施工现场对“环境管理方案”的落实。
- (2) 协助 HSE 部门负责人汇报环境管理现状，并根据发现的问题提出合理化建议。
- (3) 协助 HSE 部门负责人宣传贯彻国家和当地政府有关环境方面的法律、法

规和政策。

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

环境监理工作计划及重点见表 8.2-1

表 8.2-1 现场环境监理工作计划

序号	场地	监督内容	监理要求
1	各站场建设现场	1) 施工作业是否超越了限定范围, 施工结束后, 施工现场是否进行了及时清理; 2) 站场硬化是否达到要求; 3) 废气、废水、固体废物、噪声等污染是否达标排放和妥善处理; 4) 防渗措施是否满足要求。	环评中环保措施落实到位
2	管线敷设及道路建设现场	1) 管线及道路选线是否满足环评要求。 2) 管线及道路施工作业是否超越了施工宽度; 3) 挖土方放置是否符合要求, 管沟开挖是否做到挖填平衡。土方是否进行了及时回填, 管沟开挖过程中是否采取的有效可行的扬尘污染防治措施; 4) 施工人员是否按操作规程及相关规定作业; 5) 施工完成后是否进行了清理、临时占地是否恢复植被; 6) 草方格铺设情况。	
3	其它	1) 施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌, 是否及时采取了生态恢复和水土保持措施; 2) 有无砍伐、破坏施工区以外的植被, 有无伤害野生动物等行为。	

8.2.1.3 施工期环境保护监督计划

表 8.2-2 施工期环境保护监督检查行动计划清单

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位
1	生态环境	施工过程中严格控制占地面积, 规定施工活动范围, 减少临时占地和对地表的扰动。井场建设施工前, 也要严格规定临时占地范围。施工结束后, 施工单位应负责及时清理现场, 使之尽快自然恢复, 将施工期对生态环境影响降到最低。严禁施工人员踩踏植被和猎捕野生动物, 禁止侵扰野生动物栖息地。施工产生的土方, 应合理规划, 合理利用。对于开挖管线产生的土方, 全部回填	施工单位	昌吉回族自治州生态环境局、吉木萨尔县生态环境分局、阜康市生态环境分局
2	水环境	各类管线试压废水用于施工洒水抑尘		
3	土壤环境	按规定的施工范围进行作业, 可有效减少土壤扰动, 施工产生的废物及时清运, 可避免污染物进入土壤环境造成污染		

4	声环境	选用效率高、噪声低的设备，并注意设备的正确使用和经常性维护，保持较低噪声水平。 运输车辆限速、尽量减少鸣笛		
5	大气环境	逸散性材料运输、装卸和堆放过程中采取加盖苫布等抑尘措施，严禁散落和尘土飞扬。施工期各机械设备应使用高品质的柴油，加强设备的维护，减少大气污染物的排放量		
6	水土流失、土地沙化	合理安排时间，挖、填方尽量避开大风天气，堆放土方时，尽量减小土方坡度。管沟开挖、填方作业时应尽量做到互补平衡，避免土方堆积。严格按规划的施工范围进行施工作业，不得随意开辟施工便道。施工后期，及时做好施工迹地的清理工作。做好施工后期的迹地恢复工作，包括土地平整，创造局部小环境以利于植被的恢复等，防止水土流失		
7	固体废物	生活垃圾集中收集后送至当地垃圾填埋场处理；钻井岩屑交岩屑处置单位处理，危废交资质单位处理。		

8.2.2 运营阶段环境管理要求

8.2.2.1 日常环境管理

(1) 搞好环境监测，掌握污染现状

定时定点监测站场环境，以便及时掌握环境状况的第一手资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实，消除发生污染事故的隐患。

废水管理应按达标排放的原则，在生产过程中，运营期的采出水送至石西集中处理站采出水处理系统，处理达标后用于油田注水。从废水排放方式看，用于生产回用是比较合理的油田废水排放途径，提高了生产用水的重复利用率，充分发挥污水的再次利用价值。防止了环境的再污染，获得污水处理与资源化的最佳效益，具有较高的环境效益、经济效益。

废气污染源的控制是重点加强对站场油气集输过程中无组织排放源的管理，以加强管理作为控制手段，减轻对周围环境产生的污染，达到污染物排放总量控制的环境保护目标。

(2) 加强环保设备的管理

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

（3）落实管理制度

除了加强环保设备的基础管理外，尚需狠抓制度的落实，制定环保经济责任考核制度，以提高各部门对环境保护的责任感。

日常工作的管理与调配，应明确机构，有专人负责与协调。要求做好废弃物的处理、场地的清理等每日例行的环保工作。

8.2.2.2 环境污染事故的预防与管理

（1）对事故隐患进行监护

对污染事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效措施，防止事故发生。对各类重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、财力等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监护措施，在管理上要加强制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故预案。

（2）强化专业人员培训和建立安全信息数据库

有计划、分期分批对环保人员进行培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像和资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的制定经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。平时要经常进行人员训练和实践演习，锻炼队伍，以提高他们对事故的防范和处理能力。建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员及时查询所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

（3）加强风险管理

由于本项目不确定潜在事故因素无法预测，因此有必要制定相应的风险对策，不断改进识别不利影响因素，从而将项目运营期各类风险水平控制在合理的、可接收的范围内，以达到减少事故发生、经济合理地保证安全运行管理技术的目的。

8.2.2.3 HSE 管理工作内容

应结合本项目施工期和运营期工艺流程、污染和风险源项、危害和影响程度

识别和评价的结果，侧重在以下方面开展工作：工艺流程分析、污染生态危害和影响分析、泄漏事故危害和风险影响分析、建立预防危害的防范措施、制定环境保护措施以及建立准许作业手册和应急预案。

为确保项目环保实施的落实，最大限度地减轻生产开发对环境的影响，本项目在运营期环境保护监督检查行动计划主要内容见表 8.2-3。

表 8.2-3 运营期环境保护监督检查行动计划清单

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位
1	大气环境	采出物采用管线密闭集输，加强对各井场的设备和管线的巡检，定期对设备及管线组件的密封点进行泄漏检测	中国石油新疆油田分公司准东采油厂	昌吉回族自治州生态环境局、昌吉回族自治州生态环境局阜康市分局
2	水环境	井下作业均带罐作业，井下作业废水由罐车拉运至沙南联合站、北三台联合站采出水处理系统处理，不外排		
3	声环境	定期对设备进行检修和维护，使其处于运行良好的状态。对井场厂界噪声进行定期监测		
4	固体废物	危险废物集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位回收处置；落地油 100%回收；废洗井液、压裂返排液依托沙南联合站、北三台联合站处理；		
5	生态环境	继续做好施工地的地表恢复工作，培训巡检人员相关环境保护知识，更好的保护沿线植被；各类集输管线上方铺设草方格；在施工结束后，投入运行前，集输干支线要完成永久标志设置，设置安全标志。对管道设施定期巡查，及时维修保养		
6	风险防范	制定事故应急预案，对重大隐患和重大事故能够快速做出反应并及时处理		
7	环境管理	建立环境管理体系和事故应急体系，实施环境监测计划		

8.2.2.4 企业环境信息公开

项目实施后由中国石油新疆油田分公司准东采油厂运营管理，准东采油厂应参照《企业环境信息依法披露格式准则》（环办综合〔2021〕32 号）规定，并结合新疆的相关要求，可通过政府网站、报刊、广播、电视等便于公众知晓的方式公布。公司应公开以下内容：

（1）企业基本信息，包括中文名称、法定代表人、注册地址、生产地址、行业类别、企业联系人及联系方式、企业性质、以及属于重点排污单位、实施强制

性清洁生产审核的企业等情况，还包括主要产品与服务、生产工艺的名称，以及生产工艺属于国家、地方等公布的鼓励类、限制类或淘汰类目录（名录）的情况。

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

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

（4）企业应当就排污许可、建设项目环境影响评价、危险废物经营许可、废弃电器电子产品处理资格许可等生态环境行政许可新获得、变更、撤销等情况，披露变更事项、批复机关、批复文件文号、批复时间、批复原文内容等信息。

（5）突发环境事件应急预案。

（6）其他应当公开的环境信息。

8.2.2.5 污染物排放管理要求

本工程污染物排放清单见表 8.2-4。

表 8.2-4 本项目污染物排放清单

类别		环保措施	污染源源强	污染物	排放标准
废气	挥发性有机物废气	选用质量可靠的管线、设备、仪表、阀门，定期进行检查维修	0.727t/a	NMHC	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）
废水	采出水	经沙南联合站、北三台联合站采出水处理系统处理满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）回注油藏	45882.04t/a	石油类	回注油藏不外排
噪声	设备、车辆噪声	采用低噪声设备、基础减振，加强车辆维护保养等	80~105dB（A）	等效连续 A 声级	GB12348-2008 中 2 类标准

固废	废洗井液		经沙南联合站、北三台联合站采出水处理系统处理满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)回注油藏	217.04t/a	化学需氧量、石油类	回注油藏不外排
	压裂返排液			2451.36m ³ /a	/	
	危险废物	落地原油	100%回收后拉运至联合站原油处理系统进行处理	/	矿物油	妥善处置不外排
		含油污泥	收集后暂存至沙南作业区含油污泥标准化贮存场,委托有危废处置资质单位进行处置	/	矿物油	
		废防渗膜		4t/a	废矿物油	

8.2.3 退役期环境管理要求

本项目在退役期环境管理主要内容见表 8.2-5。

表 8.2-5 退役期环境管理要求

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位
1	生态环境	做好退役期的地表恢复工作,拆卸、迁移场站设备,恢复地貌	中国石油新疆油田分公司准东采油厂	昌吉回族自治州生态环境局、昌吉回族自治州生态环境局阜康市分局
2	声环境	退役期间加强施工设备维护保养,合理安排施工时间		
3	大气环境	在对原有的设备拆卸、转移过程中会产生一定的扬尘,故需采取洒水降尘措施,同时退役工作避开大风等恶劣天气,避免对周围空气造成影响		
4	水环境	管线拆除排出的废液,由罐车拉运至沙南联合站、北三台联合站,不排入周围环境,避免对周围环境造成的影响		
5	固体废物	固体废弃物分类收集,及时清运		

8.3 竣工环境保护验收建议

建设单位是项目竣工环境保护验收的责任主体,应按照《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》(国环规环评〔2017〕4号)相关规定,组织对配套建设的环境保护设施进行验收,编制验收报告,公开相关信息,接受社会监督,确保项目需要配套建设的环境保护设施与主体工程同时投产或者使用,并对验收内容、结论和所公开信息的真实性、准确性和完整性负责,不得在验收过程中弄虚作假。

建设单位不具备编制验收报告的，可委托有能力的技术机构编制。建设单位对受委托的技术机构编制的验收报告结论负责。

验收内容包括和项目有关的各项生态环境保护设施及环境影响报告书及批复文件要求采取的环保措施。本项目环境保护“三同时”竣工验收建议清单见表 8.3-1。

表 8.3-1 环境保护“三同时”竣工验收建议清单

项目	污染源	位置	验收清单治理措施	验收标准
施工期	废气	施工扬尘	洒水抑尘、车辆减速慢行	无相关环境投诉
		柴油燃烧废气	使用国家合格燃料-柴油	
	废水	管线试压废水	循环使用，用于施工现场降尘	妥善处置，现场无遗留。有钻井废水、生活污水具管理台账
		钻井废水	进入不落地系统处理，液相回用于钻井液配制	
		生活污水	排入防渗收集池暂存，定期拉至吉木萨尔县污水处理厂	
	噪声	钻机、机泵、柴油发电机及车辆	选用低噪声设备、合理安排施工作业	无相关环境投诉
	固废	施工土方	全部用于回填，不产生弃土	土石方全部回填，未发生随意倾倒施工土方的现象
		生活垃圾	排入生活垃圾箱后拉至吉木萨尔县生活垃圾填埋场	现场无生活垃圾遗留，有声生活垃圾管理台账
		钻井泥浆、岩屑	水基钻井泥浆及岩屑经泥浆不落地系统处置，液相循环利用，固相交岩屑处置单位处置达标后综合利用；油基岩屑交具有相应资质单位处置	有水基岩屑委托处置协议、管理台账；有油基岩屑处置协议、管理台账、转移联单。现场无岩屑遗留。
		机械设备废油和含油废弃物	委托具有危险废物运输及处理资质的单位进行处置	有废机油和含油废弃物委托处置协议、管理台账、转移联单。
	生态恢复	生态恢复	严格控制作业宽度；施工土方回填，不产生弃土	占地面积符合环评、批复要求，场地清理平整，永久占地地面硬化，未发生随意踩踏、乱碾乱轧现象
		水土保持	防尘网苫盖、设置限行彩条旗、洒水降尘	
		防沙治沙	施工土方全部用于回填、井场和站场进行平整，严禁随意堆置，洒水抑尘；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	实施草方格固沙，固沙面积符合设计要求

	环境风险	井喷、泄漏、火灾等环境风险事故	井场	采取严格的井控措施，钻井井场设置放喷管线，配置硫化氢监测仪，地面采取分区防渗措施等	是否发生环境风险事故及相应处置措施
运营期	废气	无组织挥发	井场、站场及集输管线	管线密闭集输进站	通过管线密闭集输进处理站
	废水	采出水、	沙南联合站、北三台联合站采出水处理系统	采出水经处理达标后回注油藏	回注水质满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）
	噪声	各类机泵等	井场、站场	低噪声设备	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类区标准要求
	固废	含油污泥	井场、站场	集中收集后临时运至沙南作业区油泥暂存池内，后交克拉玛依博达环保科技有限公司处置	危险废物处置协议、管理台账及转移联单
		落地油	井场、站场	回收后交联合站原油处理系统处理	作业单位 100%回收
		废润滑油	井场、站场	委托有危废处置资质单位进行处置	危险废物处置协议、管理台账及转移联单
		废防渗膜	井场、站场		
		废洗井液	井场	采用专用罐集中收集后交联合站采出水系统处理	回注油藏
		压裂返排液	井场		
	生态恢复	植被破坏	临时占地范围	植被恢复情况：种类、优势物种、数量、覆盖度	生态保护措施落实情况；防沙治沙措施、水土保持措施落实情况；井场、站场周边及管线沿线植被恢复情况
		工程占地	井场、站场、管线、道路	严格控制施工作业占地范围，对临时占地进行平整恢复	
		水土流失			
		土地沙化			
	环境管理	防渗措施落实情况；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。			

8.4 运营期环境监测计划

根据《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）和《工业企业土壤和地下水自行监测 技术指南（试行）》（HJ1209—2021）》相关规定，定期对污染

源和环境质量进行监测，减少对周围环境影响。排污单位自行监测信息公开内容及方式按照《企业事业单位环境信息公开办法》（环境保护部令第 31 号）执行。按照《企业环境信息依法披露格式准则》（环办综合〔2021〕32 号）规定执行。本项目运营期环境监测计划见表 8.4-1。

表 8.4-1 运营期环境监测计划

监测对象			监测频率	实行监测时间	监测项目	监测点位	执行标准	监测方式
运营期	污染源	噪声	1 次/季度	竣工验收后开始	等效连续声级	有代表性的井场厂界四周	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 中 2 类标准	委托监测或运营单位自行监测
		大气	1 次/年		非甲烷总烃	纳入作业区跟踪监测计划，选择联合站边界进行监测	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)	
	环境质量	地下水	1 次/年		pH、砷、汞、镉、铬（六价）、铅、挥发酚、石油类	纳入作业区跟踪监测计划，选择作业区地下水井进行监测，一般监测井数不少于 3 个	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) 中 III 类水质标准；石油类参照 GB3838-2002 中 III 类水质标准	
		土壤	1 次/5 年		石油烃	重点影响区和土壤环境敏感目标附近	《土壤环境质量标准-建设用地土壤污染风险管控标准》（试行）(GB36600-2018) 中第二类用地筛选值	

9 结论与建议

9.1 工程概况

本项目实施的沙南作业区沙丘 3 井区、沙丘 5 井区、北 16 井区油藏滚动开发工程建设内容所在区域行政隶属于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州阜康市，工区西南距阜康市中心城区直线距离约 60km。

本项目主要工程包括：新钻 18 口井，其中直井 5 口，水平井 13 口，项目钻井总进尺 49820m，采用单井及平台井方式布置，分为 14 口单井和 2 座平台井（2 口井/平台）；建设采油井井场 16 座，注水井 2 座，新建进场道路 6.583km，新建集油管线 11.07km，单井注水管道 0.7km。项目直井单井设计产能 5.0t/d~6.0t/d，水平井单井产能 12t/d~12.5t/d。新建产能规模 5.44×10^4 t/a。油气水处理就近依托沙南联合站和北三台联合站；配套建设自动控制、供配电、通信、防腐工程等。

本工程总投资为 8064.64 万元，环保投资 856 万元，约占总投资的 10.6%。

9.2 环境质量现状评价结论

9.2.1 生态质量现状

项目区所在区域现状土地利用类型为低覆盖度草地及工矿用地，区域地势较为平坦。距离北侧的卡拉麦里山有蹄类野生动物自然保护区直线距离约 11km。沙丘 3、沙 102、沙丘 5 井区所在区域主要植被类型为白梭梭、白皮沙拐枣、羽毛三芒草，北 16 井区所在区域主要植被类型为琵琶柴。由于干旱少雨，野生植被覆盖度较低，野生动物分布种类及数量较少，主要为爬行类、啮齿类和常见鸟类。

9.2.2 大气环境质量现状

项目所在地基本污染物除 PM_{10} 、 $PM_{2.5}$ 因子外，其余基本污染物因子监测值均符合《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准标准要求。项目所在区为非达标区。

9.2.3 水环境质量现状

项目区地下水监测及评价结果表明，区域地下水满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准的要求；石油类符合《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准的要求。

9.2.4 声环境质量现状

评价区域声环境质量符合《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类标准的要求，声环境质量良好。

9.2.5 土壤环境质量现状

各监测点位的各项土壤监测因子能够满足《土壤环境质量标准-农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）和《土壤环境质量标准-建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值要求。区域土壤未受到污染。

9.3 环境影响评价结论

9.3.1 生态影响评价结论

本工程建设对生态环境的影响主要来自施工期占地的影响，项目项目总占地面积 325556m²，其中永久占地 55167m²，临时占地 270389m²，占地类型为低覆盖度草地及工矿用地。项目占用白梭梭、梭梭为自治区一级保护植物，采取优先避让，无法避让的进行补偿的措施；区域的野生动物种类少，且经过现有油田设施运营，已经少有大型野生动物在本区域出现，通过控制占地范围、约束施工人员行为、加强宣传等措施，可减少了对野生动物的影响；项目永久占地采取了砂砾石硬化，部分沙化较为严重区域采取了草方格固沙措施，可减少项目水土流失及土地沙化的影响。综上，项目建设对生态环境影响可接受。

9.3.2 大气环境影响结论

(1) 本工程在施工期对大气环境的影响主要来自钻井、管线敷设和地面工程建设过程中可能产生扬尘、柴油发电机燃烧废气。环评要求运输车辆必须加盖篷布，减少运输过程的起尘和遗洒，行驶过程中要减速慢行，而且要采取一定洒水降尘措施，减少运输过程中运输车辆对其扬尘影响，施工扬尘污染属于阶段性局部污染，随着工程结束，其影响也相应消失。项目柴油发电机使用符合国家标准的燃油，并定期对设备进行保养维护，可有效减轻废气影响。

(2) 运营期项目对大气环境的影响主要来自油气集输过程中产生一定量的烃类挥发。由于采取了密闭集输措施，废气排放量较少，且项目区地域空旷，扩散条件良好，因此对大气环境的影响在可接受的范围之内。

9.3.3 水环境影响评价结论

(1) 项目钻井期生活污水排入防渗收集池，定期拉运至吉木萨尔县污水处理厂；管道试压废水用于施工现场降尘。水基岩屑及油基岩屑采用不落地系统处理，集中收集后委托清运处置，现场无遗留。井场采取分区防渗措施，对岩屑放管区、柴油设备区等区域采取了防渗措施。

(2) 项目运营期采油、注水目的层与地下水处于不同层系，远远超出区域潜水及有开发利用价值的承压水含水层深度。项目在施工过程中采用下套管注水泥固井完井方式进行了水泥固井，对含水层进行了固封处理，有效保护地下水层，项目运营期废水主要是采出水，经沙南联合站、北三台联合站处理达标后，用于注水开发，不向外环境排放。

(3) 项目井下作业区过程中产生的落地油 100%进行回收，井下作业废液全部回收，采用专用废液收集罐收集后运至沙南联合站、北三台联合站处理。井下作业区带罐、铺设防渗膜，可避免石油类物质进入土壤，进一步污染地下水。

采取以上措施后，废水、固体废物均可得到妥善处置，正常工况下不会对区域水环境产生不利影响。

9.3.4 声环境影响评价结论

本工程施工期钻井过程中产生的噪声昼间距离井场 10m 处噪声值可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中昼间 70dB(A) 的要求；昼间施工噪声在 30m 外满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求。运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等过程中，昼间施工场地 50m 以外均不超过建筑施工场界噪声限值（昼间 75dB(A)），夜间不施工。昼间施工场地 300m 外可以达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准限值要求。施工期噪声源均为暂时性的，只在短时期对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。

本项目生产运营期，各站场正常生产时噪声很小，对背景噪声的贡献较小。经预测，井场外可以达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准限值要求。

9.3.5 固体废物影响评价结论

本工程新钻井 18 口，钻井产生的钻井泥浆、钻井岩屑经不落地收集系统处理后，钻井泥浆循环使用，水基钻井岩屑排入岩屑罐内收集，交由岩屑处理单位进行处理，经处理满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）相关要求后可综合利用。油基钻井岩屑排入岩屑罐内收集，委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司清运、处置。生活垃圾集中收集在垃圾箱内，定期拉至吉木萨尔县生活垃圾填埋场处置。

本项目运营期产生的固体废物主要为含油污泥、落地油、废防渗膜、洗井废液、压裂返排液等；其中含油污泥、废防渗膜为危险废物，委托有危险废物处置资质单位进行处理；落地油由作业单位 100%回收后运至沙南联合站、北三台联合站原油处理系统处置；洗井废液、压裂返排液采用专用罐收集后交北三台联合站采出水处理系统处理。

综合以上分析，本工程在开发建设过程中所产生的各种固体废物均可以得到有效的处置，对环境所造成的影响可以接受。

9.3.6 环境风险分析评价结论

本工程在开发过程中，由于人为因素或自然因素的影响，可能导致发生油气泄漏及井喷事故。一旦发生上述风险事故，应及时采取应急措施，尽可能减少对外环境的危害和影响。沙南作业区已制定突发环境事件应急预案，并已进行备案，本项目纳入沙南作业区应急预案进行管理。

在严格管理且制订相应风险防范措施的基础上，可将本工程的环境风险控制 在可接受的范围之内。但是，即使该建设工程发生风险事故的可能性很小，建设单位也不能因此而忽视安全生产，而是要严格遵守油田开发建设、生产过程中的有关安全规定和环境管理要求，防止发生风险事故。

9.3.7 总量控制结论

项目总量控制指标为无组织排放 VOCs，排放量为 0.727t/a。

9.3.8 政策和规划符合性结论

本工程为鼓励类项目，符合国家产业政策。符合自治区主体功能区划、环境保护及污染防治政策。

9.3.9 公参意见采纳情况

本环评已根据《中华人民共和国环境影响评价法》、《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第 4 号）等法律、法规及有关规定开展了第一次公众参与与信息公示。在公示期间，未收到任何反馈信息。

9.4 综合评价结论

项目建设符合国家产业政策，符合中国石油新疆油田分公司整体布局，虽然项目开发对当地环境将会产生一定影响，但对于大区域能源结构调整则具有明显的环境效益。建设单位各项管理制度和措施比较完备、有效，通过合理选择施工机械、合理设置施工场地等措施对生态破坏、废水、废气、噪声、固体废物进行

有效控制。对环境的影响预测分析表明：本工程建设对各环境要素有一定影响，在采取相应的环境保护措施后，可使本工程对环境造成的不利影响减缓到最低，使工程开发活动与环境保护协调发展。公众参与调查结果也表明，本工程的建设得到了当地政府和公众的支持。因此，从环境保护角度，项目建设可行。