



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

陆 136 井区侏罗系头屯河组油藏 2025 年建设工程

环境影响报告书

建设单位：中国石油新疆油田分公司开发公司

编制单位：南京国环科技股份有限公司

二〇二五年一月

目 录

1 概述 1

 1.1 项目建设概况 1

 1.2 环境影响评价技术路线 1

 1.3 分析判定相关情况 3

 1.4 关注的主要环境问题 31

 1.5 环境影响报告的主要结论 32

2 总则 33

 2.1 评价目的、原则 33

 2.2 编制依据 34

 2.3 环境影响因素识别和评价因子 41

 2.4 环境功能区划和评价标准 46

 2.5 评价工作等级与评价范围 52

 2.6 评价内容和评价重点 60

 2.7 控制污染与环境保护目标 61

3 建设项目概况与工程分析 63

 3.1 工程基本情况 63

 3.2 油田概况 63

 3.3 工程组成 65

 3.4 工程方案 67

 3.5 主要建设内容 69

 3.6 现有工程开发回顾 93

 3.7 工程分析 103

 3.8 清洁生产分析 142

 3.9 污染物排放总量控制 153

4 环境现状调查与评价 155

 4.1 自然环境概况 155

 4.2 环境空气现状调查与评价 158

 4.3 水环境现状调查与评价 160

4.4 声环境现状调查与评价	165
4.5 土壤环境现状调查与评价	166
4.6 生态环境现状调查与评价	173
5 环境影响预测与评价	186
5.1 大气环境影响分析与评价	186
5.2 地表水环境影响分析	194
5.3 地下水环境影响分析与评价	195
5.4 声环境影响分析与评价	208
5.5 固体废物影响分析	212
5.6 土壤环境影响分析	216
5.7 生态环境影响分析	223
5.8 水土流失影响分析	233
5.9 土地沙化影响分析	235
5.10 运输过程影响分析	236
6 环境保护措施及其可行性论证	238
6.1 大气污染防治措施	238
6.2 地表水环境保护措施	240
6.3 地下水环境保护措施	242
6.4 噪声污染防治措施	247
6.5 固废污染防治措施	248
6.6 土壤污染防治措施	253
6.7 生态环境保护措施	255
6.8 温室气体管控措施	261
6.9 生态恢复方案	263
6.10 水土保持方案	267
6.11 防沙治沙方案	270
6.12 防洪措施	273
6.13 环保投资分析	273
6.14 环境影响经济效益分析	274
7 环境风险评价	277

7.1 环境风险调查	277
7.2 风险潜势初判及评价等级	277
7.3 环境敏感目标调查	278
7.4 环境风险识别	278
7.5 环境风险影响分析	286
7.6 环境风险防范措施	291
7.7 风险事故应急处理措施	297
7.8 环境风险管理	299
7.9 突发环境事件应急预案	301
7.10 环境风险评价小结	304
8 环境管理与监测计划	306
8.1 环境管理	306
8.2 企业自主验收	317
8.3 环境信息公开	322
8.4 环境监测计划	322
8.5 污染物排放清单	326
9 环境影响评价结论与建议	328
9.1 结论	328
9.2 要求与建议	336

附件：

附件 1：环评委托书；

附件 2：关于新疆油田公司“十四五”地面工程发展规划环境影响报告书的审查意见；

附件 3：现有项目环保手续；

附件 4：依托工程相关环保手续；

附件 5：克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司经营许可证；

附件 6：陆梁作业区陆梁集中处理站排污许可证；

附件 7：陆梁作业区清洁生产审查意见；

附件 8：陆梁油田作业区突发环境事件应急预案备案；

附件 9：环境监测报告；

附件 10：建设项目环境影响报告审批基础信息表。

1 概述

1.1 项目建设概况

陆梁油田位于准噶尔盆地腹部古尔班通古特沙漠北端，距克拉玛依市以东约 120km，行政区隶属新疆维吾尔自治区和布克赛尔蒙古自治县。陆梁油田为东西长，南北窄的条形区域，面积约 13.44km²。陆梁油田含油气层位主要为侏罗系西山窑组、头屯河组和白垩系呼图壁河组，包括陆 9、陆 11、陆 12、陆 13、陆 15、陆 22 等 14 个井区，均位于准噶尔盆地陆梁隆起三个泉凸起西段，构造闭合度低（8~33m），纵向上油层多、跨度大。

陆 136 井区隶属陆梁作业区管辖，位于陆梁油田的西部，西北距离和布克赛尔蒙古自治县县城约 120km，西南距玛纳斯湖约 40km，东南距陆梁集中处理站约 14km。陆梁油田至陆 136 井区有简易公路，交通便利。

根据《陆 136 井区侏罗系头屯河组 J₂t₁ 油藏 2025 年实施意见》，本项目新钻采油井 6 口（LUD5604、LUD5608、LUD5612、LUD5614、LUD5607、LUD5615），新钻注水井 2 口（LU5606、LU5613），单井采油管线 4.2km，单井注水管线 1.7km 以及其他系统配套的供配电、仪表自动化、消防等内容，新建产能 1.44×10⁴t/a。

1.2 环境影响评价技术路线

本工程属于油气开采项目，位于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，本项目所有工程均在已开发油区范围内，为老区块改扩建项目（见图 1.2-1）。根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》、《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4 号）和《新疆维吾尔自治区 2020 年水土流失动态监测数据》，项目所在区域属于天山北坡诸小河流域重点治理区。根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版）中“五、石油和天然气开采业 07、陆地石油开采 0711—石油开采新区块开发、页岩油开采、涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”，应编制环境影响报告书，因此，本项目编制报告书。根据《新疆维吾尔自治区建设项目环境影响评价文件分级审批目录（2024 年本）》，将涉及水土流失重点预防区和重点治理区、沙化土地封禁保护区两类环境敏感区的（含内部集输管线建设）的老区块陆地石油天然气建设项目下放至地（州、市）生态环境主管部门。

中国石油新疆油田分公司开发公司（以下简称“开发公司”）于 2024 年 10 月委托南京国环科技股份有限公司开展《陆 136 井区侏罗系头屯河组油藏 2025 年建设工程环境影响报告书》的编制工作。

本单位接受环评委托后，在建设单位的大力协助下，进行了现场踏勘和资料收集，结合有关资料和当地环境特征，按国家、新疆环境保护政策以及环评技术导则、规范的要求，开展该项目的环境影响评价工作。对本项目进行初步的工程分析，同时开展初步的环境状况调查及公众意见调查。识别本项目的环境影响因素，筛选主要的环境影响评价因子，明确评价重点和环境保护目标，确定环境影响评价的范围、评价工作等级和评价标准，最后制定工作方案。再进一步工程分析，环境现状调查、监测并开展环境质量现状评价的基础上进行环境影响预测及评价，提出减少环境污染和生态影响的环境管理措施和工程措施。从环境保护的角度确定项目建设的可行性，给出评价结论和提出进一步减缓环境影响的措施，并最终完成环境影响报告书编制。

受评价单位委托，新疆天熙环保科技有限公司于 2024 年 11 月对拟建项目评价区域声环境、土壤环境及环境空气质量现状进行了监测。在以上工作基础上，评价单位编制完成了本项目环境影响报告书。

具体评价工程程序图如下：

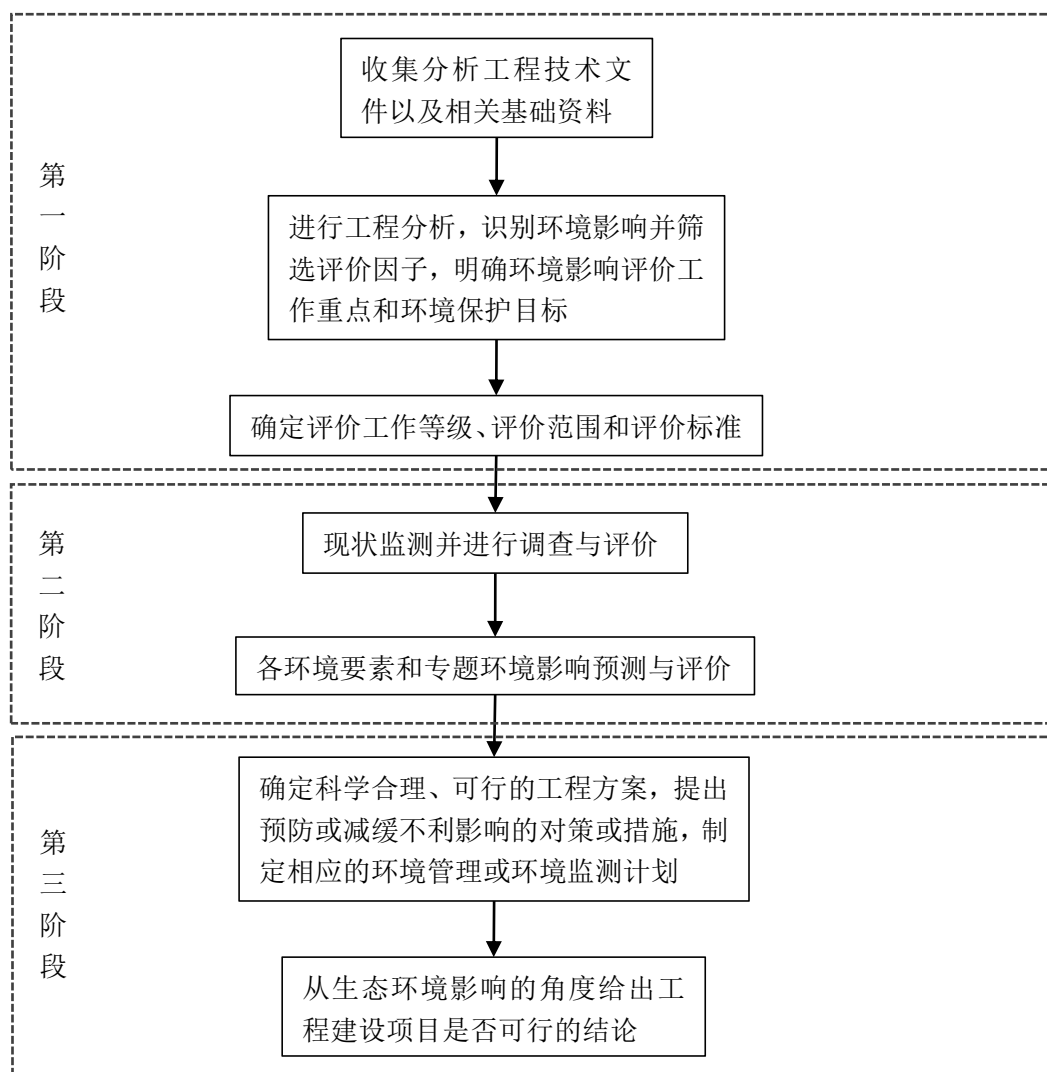


图 1.2-2 建设项目环境影响评价工作程序图

1.3 分析判定相关情况

1.3.1 相关法规、政策相符性分析

1.3.1.1 与国家产业政策协调性分析

石油天然气开采业是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录》（2024 年本），“石油、天然气开采”属于“鼓励类”项目，本工程建设符合国家产业政策。本工程的实施，对于保障国家能源安全，促进国民经济健康快速发展具有极其重要的战略意义。

1.3.1.2 与《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）相符性分析

本项目与《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）相符性分析见表 1.3-1。

表 1.3-1 与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》相符性分析

序号	要求	本项目	相符性
1	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。	项目用地不属于水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、重要湿地及人群密集区等敏感区域。	符合
2	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。	环评要求项目开展工程环境监理，并拟定了环境监理计划，要求项目严格执行“三同时”制度。	符合
3	煤炭、石油、天然气开发单位应当制定生态保护和恢复治理方案，并予以实施。生态保护和恢复治理方案内容应当向社会公布，接受社会监督。	报告要求建设单位制定生态保护和恢复治理方案，并予以实施。	符合
4	煤炭、石油、天然气开发项目防治污染的设施应当符合经批准的环境影响评价文件的要求。 煤炭、石油、天然气开发单位应当保证污染防治设施正常运行，不得擅自拆除或者停止使用；确有必要拆除或者停止使用的，应当征得环境保护主管部门的同意。 鼓励开发单位将污染防治设施委托给具有环境污染治理设施运营资质的单位进行运行管理。	在本项目应依法取得环境保护主管部门的审查意见，并按本报告提出的要求保证污染防治设施正常运行。	符合
5	开发单位应当对污染物排放及对周围环境的影响进行环境监测，接受环境保护主管部门的指导，并向社会公布监测情况。	项目应按本报告提出的监测计划实施监测，接受环境保护主管部门的指导，并向社会公布监测情况。	符合
6	煤炭、石油、天然气开发单位排放污染物的，应当向县级以上人民政府环境保护主管部门申报排放污染物的种类、浓度和数量，经依法审查后领取《排污许可证》。	项目应取得排污许可证后方可排污。	符合
7	石油开发单位应当建设清洁井场，做到场地平整、清洁卫生，在井场内实施无污染作业，并根据需要在井场四周设置符合规定的挡水墙、雨水出口和防洪渠道。 散落油和油水混合液等含油污染物应当	严格落实中石油 QHSE 管理措施，平整井场；工程所在地属于大陆性干旱气候，降水量远小于蒸发量，未设置挡水墙、防洪渠道。井下作业铺设防渗膜，事故状态下产生的落地油送至陆梁	符合

	回收处理，不得掩埋。	集中处理站处理。	
8	石油、天然气开发单位应当定期对油气输送管线和油气储存设施进行巡查、检测、防护，防止油气管线或者油气储存设施断裂、穿孔，发生渗透、溢流、泄露，造成环境污染。	本项目运营作业区人员定期对采油井、站场及管线进行巡检。采油管线定期进行腐蚀、泄漏检测，检测出腐蚀管线进行更换，合格管线出具合格报告。	符合
9	石油、天然气开发单位钻井和井下作业应当使用无毒、低毒钻井液。对已使用的有毒钻井液应当回收利用并做无害化处置，防止污染环境。 对钻井作业产生的污水应当进行回收，经处理达标后方可回注。未经处理达标的污水不得回注或者外排。 对钻井作业产生的污油、废矿物油应当回收处理。	①本项目钻井期使用的泥浆为环保水基泥浆，未添加磺化物，为环境友好的钻井液，泥浆随钻井队用于后续钻井使用；水基岩屑收集于水基岩屑储罐，由岩屑处置单位合规处置；②运营期井下作业废水、压裂返排液、废洗井液进罐收集后拉运至陆梁集中处理站处理，经处理后废水水质达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后，用于回注油藏，不向外环境排放。落地油 100%回收，回收的落地油送至陆梁集中处理站处理。	符合
10	石油、天然气开发单位应当采取保护性措施，防止油井套管破损、气井泄漏，污染地下水体。	本项目采用下套管注水泥固井完井方式进行水泥固井，保证表层套管封固质量完好；按设计规定实施，确保施工质量；同时严格要求套管下入深度等措施，可以有效控制钻井液在含水层中的漏失，并防止油气泄漏污染地下水。	符合
11	运输石油、天然气以及酸液、碱液、钻井液和其他有毒有害物品，应当采取防范措施，防止渗漏、泄漏、溢流和散落。	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对站场和管线的设备、阀门等进行检查、检修，以防止“跑、冒、漏”现象的发生。	符合
12	煤炭、石油、天然气开发单位应当加强危险废物的管理。危险废物的收集、贮存、运输、处置，必须符合国家 and 自治区有关规定；不具备处置、利用条件的，应当送交有资质的单位处置。 煤炭、石油、天然气开发单位堆放、储存煤渣、含油固体废弃物和其他有毒有害物，应当采取措施防止污染大气、土壤、水体。	本环评提出危险废物、含油固体废弃物管理及运输等环节相应的环境管理要求，防止污染大气、土壤、水体。	符合
13	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	本项目油气集输均采用密闭管输工艺。	符合

	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。		
14	煤炭、石油、天然气开发单位应当在开发范围内因地制宜植树种草，在风沙侵蚀区域应当采取设置人工沙障或者网格林带等措施，保护和改善生态环境。	本项目施工结束后，应对临时占地内的土地进行平整，自然恢复原有地貌，充分利用前期收集的表土覆盖于施工区域表层，临时占地范围不具备植被恢复条件的，应采用砾石等材料覆盖临时占地面积，以防止侵蚀加剧，减少水土流失，植被自然恢复。	符合
15	煤炭、石油、天然气开发单位应当加强对作业区域地质环境的动态监测，采取下列措施防止发生地面沉降、塌陷、开裂等地质灾害： (一) 对勘探、开采遗留的探槽、探井、钻孔、巷道等进行安全封闭或者回填	本项目报告提出生产期满后的废弃井封闭和生态恢复措施要求。	符合
16	煤炭、石油、天然气开发单位实施下列活动的，应当恢复地表形态和植被： (一) 建设工程临时占地破坏腐殖质层、剥离土石； (二) 震裂、压占等造成土地破坏的； (三) 占用土地作为临时道路的； (四) 油气井、站、中转站、联合站等地面装置设施关闭或者废弃的。	环评要求施工结束后，应对临时占地内的土地进行平整，自然恢复原有地貌，充分利用前期收集的表土覆盖于施工区域表层，临时占地范围不具备植被恢复条件的，应采用砾石等材料覆盖临时占地面积，以防止侵蚀加剧。	符合
17	煤炭、石油、天然气开发单位应当在矿井、油井、气井关闭前，向县级以上环境保护主管部门提交生态恢复报告并提请验收。	本环评在闭井期措施章节提出该要求。	符合
18	煤炭、石油、天然气开发单位应当制定突发环境事件应急预案，报环境保护主管部门和有关部门备案。发生突发环境事件的，应当立即启动应急预案，采取应急措施，防止环境污染事故发生。	本次评价要求运营单位更新已编制并备案的突发环境事件应急预案。	符合

综上所述，本项目符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》（2018 年修订）的相关要求。

1.3.1.3 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年 第 18 号）相符性

本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年 第 18 号）

的相关要求相符性如下：

表 1.3-2 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》相符性分析一览表

序号	要求	本项目	相符性
1	到 2015 年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到 90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%。要遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。要逐步实现对行业排放的石油类污染物进行总量控制。	项目钻井废水循环利用，井下作业废水拉运至陆梁集中处理站处理达标后回注油藏，工业废水回用率大于 90%；钻井泥浆经“钻井泥浆不落地技术”处理后随钻井队用于后续钻井使用，落地油 100%回收。本环评对项目可能产生的环境风险进行了分析，并提出了相应的风险防范措施和应急预案。	符合
2	油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂，鼓励使用无毒油气田化学剂。	本项目使用水基钻井液，采用泥浆不落地工艺，泥浆随钻井队用于后续钻井使用；岩屑收集于水基岩屑储罐，由岩屑处置单位合规处置；钻井作业产生的落地原油 100%回收处理。	符合
3	在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%。	井下作业过程中配备了泄油器、刮油器等设备井下作业时带罐，落地油 100%回收。	符合
4	在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系；配备完善的固控设备，钻井液循环率达到 95%以上；钻井过程产生的废水应回用。	本项目使用水基钻井液，采用泥浆不落地工艺，水基泥浆随钻井队用于后续钻井使用。	符合
5	在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到 100%。	本项目井下作业过程中，严格按照新疆油田公司要求带罐作业，100%回收。运营期产生的压裂返排液经陆梁集中处理站污水处理系统处理达标后用于回注油藏，不外排。	符合
6	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用。	本项目采用钻井泥浆不落地技术，无钻井废水排放；运营期井下作业废水经陆梁集中处理站污水处理系统处理达标后用于回注油藏，不外排；落地油 100%回收，回收的落地油送至陆梁集中处理站处理。	符合
7	应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的含油污泥等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到 90%以上，残余固体废物应按照国家《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别，根据识别结果资	井下作业必须带罐（车）操作，将落地油 100%回收，回收的落地油送至陆梁集中处理站处理。	符合

	源化利用或无害化处置。		
8	油气田企业应制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系。	中国石油新疆油田分公司开发公司在环境管理上已建立健康、安全与环境管理体系（HSE 管理体系）。	符合
9	加强油气田建设、勘探开发过程的环境监督管理。油气田建设过程应开展工程环境监理。	环评要求项目开展工程环境监理，并拟定了开发期环境监理计划。	符合

综上所述，本项目符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年 第 18 号）的相关要求。

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

本项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）相符性见表 1.3-3。

表 1.3-3 与环办环评函〔2019〕910 号相符性分析一览表

序号	要求	本项目	相符性
1	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。	本项目以区块为单位进行评价，包括拟建的新井及配套集输管线、供电等地面工程。	符合
2	项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。	项目环境影响及风险评价详见后文“环境影响分析”章节与环境风险评价。	符合
3	依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。	本报告分析了依托工程及其可行性分析详见后文	符合
4	涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。	本项目运营期井下作业废水经陆梁集中处理站污水处理系统处理达标后用于回注油藏，不外排，本项目采取了地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染，详见报告第 6 章环保措施章节。	符合
5	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。	本项目钻井期使用的泥浆为环保水基泥浆，未添加碘化物，为环境友好的钻井液，水基泥浆随钻井队用于后续钻井使用；水基岩屑收集于岩屑储罐，由岩屑处置单位合规处置。	符合
6	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境	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	符合

	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。	管理运输车辆及重型机械施工作业范围。具体详见环境保护措施章节。	
7	油气企业应当切实落实生态环境保护主体责任，进一步健全生态环境保护管理体系和制度，充分发挥企业内部生态环境保护部门作用，健全健康、安全与环境（HSE）管理体系，加强督促检查，推动所属油气田落实规划、建设、运营、退役等环节生态环境保护措施。	建设单位设置安全环保科室及人员，建有 HSE 管理体系，监督落实建设、运营及退役期各项生态环境保护措施。	符合

综上所述，本项目符合《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）的相关要求。

1.3.1.5 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）相符性分析

本工程与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）相符性分析详见表 1.3-4。

表 1.3-4 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》相符性分析一览表

序号	规范内容		本工程	是否相符
1	总则	矿山企业应遵守国家法律法规和相关产业政策，依法办矿	本工程符合国家产业政策，依法办理相关勘探开采手续。	符合
2	基本要求	矿区功能分区布局合理，生产、运输和储存等管理规范有序	功能分区清晰、合理，各分区均按照 HSE 要求规范管理。	符合
3	矿容矿貌	矿区按生产区、管理区、生活区等功能区，应运行有序，管理规范	各分区运行有序，按照 HSE 要求规范管理。	符合
		矿区地面道路、供水、供电、卫生、环保等基础配套设施完善，道路平整规范，标识清晰、标牌统一。在生产区设置操作提示牌、说明牌、线路示意图等标识牌	项目区各项供水、供电、依托环保基础设施较为完善；生产区均设置有各类操作提示牌、说明牌、警示牌等。	符合
4	资源开发方式	因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求	根据矿区油藏地质情况，选用适宜的开采工艺及装备，符合清洁生产要求，清洁生产分析详见 3.5 小节。	符合
		贯彻“边开采、边治理、边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境	边开采，边治理，施工期临时用地及时平整、恢复。	符合
5	绿色开发	应遵循油气资源赋存状况，生态环境特征等条件，科学合理地确定开发方	根据油藏勘探情况及地质特征，合理制定区块开发方	符合

		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	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。	
		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采油井、采油管线的分布，合理确定占地规模，不扰动占地范围外土地。	符合
		实施绿色钻井技术体系，科学选择钻井方式、环境友好型钻井液及井控措施，配套完善的固控系统，及时妥善处置钻井泥浆	本项目钻井期使用的泥浆为环保水基泥浆，未添加磺化物，为环境友好的钻井液，水基泥浆随钻井队用于后续钻井使用；水基岩屑收集于岩屑储罐，由岩屑处置单位合规处置。	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	根据地质方案，本项目伴生气不含硫化氢。	符合
6	矿区生态环境保护	认真落实矿山地质环境保护与土地复垦方案的要求；应对矿区及周边生态环境进行监测监控，积极配合属地政府环境保护部门的工作	施工期、运营期、退役期落实各项环境保护和生态恢复措施；制定了运营期环境监测方案，建设单位积极配合各级生态环境主管部门监督管理。	符合
7	资源综合利用	按照减量化、再利用、资源化的原则，综合开发利用油气藏共伴生资源，综合利用固体废弃物，废水等，发展循环经济	采出水、井下作业废水均处理达标后用于回注油藏，不外排；含油污泥收集后暂存至陆梁油田作业区污泥暂存池，交由有资质的单位无害化处置。	符合
8	节能减排	“三废”排放符合生态环境保护部门的有关标准、规定和要求	各类污染物排放符合环境保护标准。	符合
		生产主要环境选用高效节能的新技术、新工艺、新设备和新材料，及时淘汰高能耗、高污染、低效率的工艺和装备	选用了先进的工艺、设备，未使用淘汰的、高污染的工艺和装备。	符合
		废液、废气、固体废物分类管理，并清洁化、无害化处置，处置率应达到 100%	本项目采用密闭集输工艺，采出水、井下作业废水均处理达标后用于回注油藏，不外排；含油污泥收集后暂存至陆梁油田作业区污泥暂存池，交由有资质的单位无害化处置，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	落地油 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	含油污泥收集后暂存至陆梁油田作业区污泥暂存池，交由有资质的单位无害化处置。	符合

1.3.1.6 与《石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范》
(GB/T43936-2024) 符合性分析

本项目与《石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范》
(GB/T43936-2024) 相符性见表 1.3-5。

表 1.3-5 与《石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范》(GB/T43936-2024) 符合性
分析一览表

序号	要求	本项目	相符性
1	针对油气项目建设、生产和复垦修复全过程的地质环境破坏、土地损毁以及生态破坏等，提出保护、预防控制和复垦修复措施。油气项目复垦修复标准应与原土地利用类型或周边相同土地利用类型保持一致，新建道路、灌溉与排水等配套设施应与周边相衔接。	本项目已提出生态保护、恢复等措施，详见报告第“6”章环保措施章节。	符合
2	遵循边开采边复垦修复的原则，施工结束后，临时用地应及时安排复垦修复。应积极采用新技术，新工艺、新设备及新材料开展复垦修复工作。	环评要求项目按照实施边开采边修复的原则，施工结束后，对临时用地及时开展生态修复工作。	符合
3	一般要求 综合考虑油气项目点多、线长、面广等用地特征，本文件规定了井场、道路和管线相关复垦修复技术与要求。计量站、集中处理站、转接站、集气站、增压站，以及相关附属设施等站场与井场一样均呈点状分布，损毁类型以压占为主，复垦修复参照井场执行；架空输电（输油）线路与管线类似，呈线状分布，损毁类型以挖损为主，复垦修复参照管线执行。	报告第“6”章环保措施章节已按照井场、管线等进行分区修复和恢复评价。	符合
4	采用埋设方式布设的管线，应包括施工结束的临时复垦修复和不再使用后的完全复垦修复两个阶段。对于管线和道路施工过程中产生的便道，按照道路临时用地复垦修复技术要求执行，若占地无污染、不存在污染风险，不影响人居生产，可采取合理处置后保留土地利用	本项目集输管线采用埋地敷设方式，管线施工结束后及时进行分层回填，平整场地，使其恢复至与周边环境协调一致。	符合

		现状。转型利用的联合站、处理厂等大型井（站）场，应消除周边的地质安全隐患，根据利用方向要求对场地进行整治。		
5	保护措施	资源开发设计阶段应明确避让、减缓和重要物种与人文保护等措施。	本项目已提出避让、减缓、补偿等生态环境保护措施。	符合
6		工程选址应避让各类生态敏感区，符合自然保护区、风景名胜区、世界自然遗产、生态保护红线和防洪红线等管理要求以及国土空间规划、生态环境分区管控要求。	项目选址不在生态敏感区、自然保护区、风景名胜区、世界自然遗产、生态保护红线和防洪红线等管控范围内。	符合
7		优化工艺设计，减少减轻资源开发对土地的损毁。控制单井用地面积，采用丛式井组钻井，减少用地总量，采用新工艺（如水平井、定向井），减少占地面积；减少管网长度，严格控制管沟开挖宽度，埋设管道宜采取共沟布置；控制新建道路长度，充分利用现有乡村道路；避免大面积压占，减少对表土层的损毁，严格控制管线和道路施工作业带宽度和范围，减少临时用地面积。	本项目严格控制单井用地面积，井型均为定向井，管线已尽量选平直的线路以减少占地，项目不新建道路，依托油区已有道路。	符合
8		工程选址应避让文物古迹、宗教遗迹、历史文化保护地、地质遗迹保护区，风景名胜区等人文资源。因特殊情况不能避开的，应实施原址保护。	项目选址不在文物古迹、宗教遗迹、历史文化保护地、地质遗迹保护区，风景名胜区等人文资源范围内。	符合
9		油气项目建设生产对重点保护重要野生植物、特有植物、古树名木等造成不利影响的，应采取优化工程布置，就地或迁地保护、加强观测等措施，具备移栽条件、长势较好的应全部移栽。对重点保护野生动物、特有动物及其生境造成不利影响的，应采取优化工程施工方案、运行方式，实施物种救护等措施，进行生境保护。	本项目周围无特有植物、古树名木等，项目周边有重要的野生植物和野生动物，已提出重点野生植物和野生动物的保护措施，详见报告第“6”章环保措施章节。	符合
10	预防控制措施	井场、新建道路建设用地应采用分层剥离、分层堆放的方式实施表土剥离；对于沙漠、滩涂等生态环境相对脆弱的区域，可不进行土壤剥离工程；井场剥离表土以带状就近堆放于外围的临时用地；新建道路剥离表土堆放于道路临时用地。	本项目井场、管线建设用地采用分层剥离、分层堆放、分层回填的方式。	符合
11		管道若采用全埋敷设，管沟可机械开挖	本项目集输管线为埋地敷	符合

		或人工开挖。沿管线表土剥离采用分层剥离和分层堆放措施，保持分层土壤理化性质的稳定，并减少对土壤结构的破坏。管道堆放区域，可采取棕垫铺盖等方式减少地表扰动和破坏，开挖的表土和底土分层临时堆放于管沟作业带两侧。管线工程完成后应立即回填，采用分层回填时宜尽量保证原土体剖面结构和土层厚度不变，回填时可同步实施土壤改良措施。	设，表土分层剥离、分层堆放在管沟作业带两侧、施工结束后立即分层回填的方式，减少对土壤结构的破坏。	
--	--	--	--	--

1.3.1.7 与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》（新环环评发〔2024〕93 号）符合性分析

本项目与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》（新环环评发〔2024〕93 号）相符性见表 1.3-6。

表 1.3-6 与《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件(2024 年)》(新环环评发〔2024〕93 号)符合性分析一览表

序号	要求		本项目	相符性
1	适用范围	适用于自治区行政区域内新、改、扩建陆地石油天然气开发项目相关环境管理活动。包括石油、天然气、页岩油、页岩气的勘探、开采、油气集输与处理等作业或过程。	本项目属于改扩建的陆地石油开采项目。	符合
2	选址与空间布局	涉及自然保护地的石油天然气勘探、开发项目按照国家和自治区有关油气安全保障政策要求执行。	本项目不涉及自然保护地。	符合
3	污染防治与环境影响	施工期应当尽量减少施工占地、严格控制施工作业面积、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，有效降低生态环境影响。	施工期严格控制占地面积，施工单位在占地范围内施工，严格控制和管理运输车辆及重型机械施工作业范围。具体详见环境保护措施章节。	符合
4		钻井及储层改造应采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、压裂液、钻井液，配备完善的固控设备，钻井液循环率应达到 95%以上，压裂废液、酸化废液等井下作业废水应 100%返排入罐。	本项目钻井使用水基钻井液，为环境友好的钻井液，采用“钻井泥浆不落地技术”，钻井液循环使用，钻井废水全部回用。	符合
5		涉及废水回注的，应采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不	本项目钻井废水循环利用，试油期洗井废水全部回收，采用专用	符合

		得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染；在相关行业污染控制标准发布前，回注水应满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329）《气田水注入技术要求》（SY/T6596）等相关标准要求。对于页岩油、稠油注汽开采，鼓励废水处理回用于注汽锅炉。	废液收集罐收集后运至陆梁集中处理站的污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注油藏，本项目采取了地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染，详见报告环保措施章节。	
6		废弃钻井泥浆及岩屑应采取“泥浆不落地”工艺，勘探、开发过程产生的落地原油回收率应达到100%。废弃水基钻井泥浆及岩屑经“泥浆不落地”设备处理后，固相优先综合利用，暂时不利用或者不能利用的，应按照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599）处置；废弃油基钻井泥浆及岩屑、落地油、清罐底泥、含油污泥、含油清管废渣、油气处理厂过滤吸附介质、废脱汞剂等危险废物，应按照国家有关规定制定危险废物管理计划，建立危险废物管理台账，依法依规自行处置或委托有相应资质的单位无害化处置。固体废物无害化处置率应达到100%。	本项目钻井使用水基钻井液，为环境友好的钻井液，采用“钻井泥浆不落地技术”，钻井液循环使用，钻井废水全部回用；井下作业过程中配备了泄油器、刮油器等设备井下作业时带罐，正常情况下无落地油；本环评对项目可能产生的环境风险进行了分析，并提出了相应的风险防范措施和应急预案编制要求。	符合
7		对拟退役的废弃井（站）场、管道、道路等工程设施应进行生态修复，生态修复前应对废弃油（气）井、管道进行封堵或设施拆除，确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物得到妥善处置。生态修复应满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651）、《废弃井封井回填技术规范（试行）》、《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317）等相关要求	后期对拟退役的废弃井生态修复按照《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）、《废弃井封井回填技术规范（试行）》《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646）和《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）中的要求。	符合

1.3.1.8 与《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138号）符合性分析

本项目与《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138 号）中要求的相符性分析详见表 1.3-7。

表 1.3-7 与《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》相符性分析

序号	要求	本项目	是否相符
1	按照《中华人民共和国防沙治沙法》要求，加强涉及沙区的建设项目环评文件受理审查，对于没有防沙治沙内容的建设项目环评文件不予受理	本项目防沙治沙评价内容见 6.10 节。	相符
2	对于受理的涉及沙区的建设项目环评文件，严格按照《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）要求，强化建设项目的环境可行性、环境影响分析预测评估的可靠性和防沙治沙生态环境保护措施的可行性、有效性评估。	本项目按照《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）要求进行生态环境影响分析和环境保护措施分析见 5.7 节和 6.7 节。	相符
3	对于位于沙化土地封禁保护区范围内或者超过生态环境承载能力或对沙区生态环境可能造成重大影响的建设项目，不予批准其环评文件，从源头预防环境污染和生态破坏。	根据《全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》，项目区属于“水土流失重点治理区”，施工期和运营期拟采取有效的生态保护、生态恢复和防沙治沙、水土保持措施。	相符

1.3.1.9 与《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）符合性分析

本项目运营期采取的各项环保措施与《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中要求的相符性分析详见表 1.3-8。

表 1.3-8 与《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》的相符性分析

序号	陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准中要求	本项目	是否相符
1	油气田采出水、原油稳定装置污水、天然气凝液及其产品储罐排水、原油储罐排水应采用密闭管道集输，接入口和排出口采取与环境空气隔离的措施。	本项目油气集输均采用密闭管输工艺，采油井→计量站→混输泵站→陆梁集中处理站，出口采取与环境空气隔离的措施。	相符
2	在气田内将气井采出的井产物进行汇集、处理、输送的全过程应采用密闭工艺流程		相符
3	油气集中处理站、涉及凝析油或天然气凝液的天然气处理厂、储油库边界非甲烷总烃浓度不应超过 4.0mg/m ³ 。	本项目依托陆梁集中处理站处理，在加强运营期管理等措施情况下，厂界非甲烷总烃可满足	相符

		足标准限值。	
--	--	--------	--

1.3.1.10 与《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》相符性分析

本项目与《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》（公告 2013 年第 31 号）中要求的相符性分析见表 1.3-9。

表 1.3-9 与《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》相符性分析

序号	要求	本项目	相符性
1	对泵、压缩机、阀门、法兰等易发生泄漏的设备与管线组件，制定泄漏检测与修复（LDAR）计划，定期检测、及时修复，防止或减少跑、冒、滴、漏现象。	建设单位对管道、阀门、机械设备等制定相关检修计划，并进行定期检修，防止或减少跑冒滴漏等情况产生。	相符
2	对生产装置排放的含 VOCs 工艺排气宜优先回收利用，不能（或不能完全）回收利用的经处理后达标排放；应急情况下的泄放气可导入燃烧塔（火炬），经过充分燃烧后排放。	本项目采用密闭集输工艺。	相符
3	废水收集和处理过程产生的含 VOCs 废气经收集处理后达标排放	本项目采用密闭集输工艺，采出水通过陆梁集中处理站污水处理系统处理达标后，用于回注油藏。	相符
4	企业应建立健全 VOCs 治理设施的运行维护规程和台账等日常管理制度，并根据工艺要求定期对各类设备、电气、自控仪表等进行检修维护，确保设施的稳定运行。	建设单位需制定设施的运行维护规程和台账，并定期对设备、电器、自控仪表进行检修。	相符

1.3.1.11 与《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》相符性分析

本项目与《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》（环大气〔2021〕65 号）中要求的相符性分析见表 1.3-10。

表 1.3-10 与《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》相符性分析

序号	要求	本项目	相符性
1	对在用泵、备用泵、调节阀、搅拌器、开口管线等密封点加强巡检。	建设单位对管道、阀门、机械设备等进行定期检修，防止跑冒滴漏等情况产生。	相符
2	产生 VOCs 的生产环节优先采用密闭设备、在密闭空间中操作或采用全密闭集气罩收集方式，并保持负压运行。	本项目的采出液采用密闭集输的方式进入陆梁集中处理站，可有效减少挥发性有机气体的排放。	相符

序号	要求	本项目	相符性
3	阀门腐蚀、损坏后应及时更换，鼓励选用泄漏率小于 0.5% 的阀门。	建设单位使用的是泄漏率小于 0.5% 的阀门，并对管道、阀门进行定期检查，对腐蚀、损坏进行及时更换。	相符
4	石化、化工企业应加强可燃性气体的回收，火炬燃烧装置一般只用于应急处置，不作为日常大气污染治理设施。	本项目属于油气开采项目，不属于石化、化工企业，本项目采用密闭集输工艺，不设火炬燃烧装置。	相符
5	企业应按标准要求火炬系统安装温度监控、废气流量计、助燃气体流量计等，鼓励安装热值检测仪。	本项目不设火炬燃烧装置。	相符

1.3.1.12 与《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T 5466-2013）相符性分析

本项目与《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）相符性分析，见表 1.3-11。

表 1.3-11 与《钻前工程及井场布置技术要求》相符性分析一览表

序号	要 求	本项目	相符性
1	3.1 井场选择原则 3.1.1 根据自然环境、钻机类型及钻井工艺要求确定设备安放位置。3.1.2 井场应避开滑坡、泥石流等不良地质地貌，在河滩、海滩地区应避开汛期、潮期进行钻前施工。3.1.3 充分利用地形，节约用地，方便施工。3.1.4 满足防洪、防喷、防爆、防火、防毒、防冻等安全要求。3.1.5 有利废弃物回收处理、声光屏障等，防止环境污染。3.1.6 在选择井场时应考虑钻机井架和动力基础选在挖方处。3.1.7 在环境有特殊要求的井场布置时，应有切实的防护设施。	本项目地表为未固定～半固定沙丘，不在滑坡、泥石流等不良地貌；本项目充分利用地形，节约用地；满足防洪、防喷、防爆、防火、防毒、防冻等安全要求；废弃物均进行回收处理；本项目所在区域不属于特殊地形。	符合
2	3.2 井位确定 3.2.1 根据勘探或开发部门给定的井位坐标，由建设单位、地质部门和施工单位实地勘测确定地面井口位置。基础施工结束后应复测井位坐标。3.2.2 油、气井井口距离高压线及其他永久性设施不小于 75m，距民宅不小于 100m，距铁路、高速公路不小于 200m，距学校、医院和大型油库等人口密集型、高危性场所不小于 500m。在地下矿产采掘区钻井，井筒与采掘坑道、矿井坑道之间的距离不小于 100m。3.2.3 含硫油气井井场应选在比较空旷的位置。宜在前后左右方向能让盛行风畅通。	基础施工结束后，建设单位、地质部门和施工单位将对井位坐标进行复测；井场周边 500m 范围内无居民区、无铁路和高速公路，周边 500m 不存在人口密集区域和高危性场所；本项目伴生气不含硫化氢。	符合

3	3.7 井场及道路 3.7.1 井场 3.7.1.10 在沙漠布置井场应注重防风、防沙。3.7.2.6 特殊地区（如：沙漠、草原、海滩）的井可能修建能满足运输通行条件的道路。3.7.3.1 对于钻井作业周期较长或雨季钻井施工的井场道路，路面以能使车辆顺利通行原则并预留车台，必要时可能铺垫碎石，钢渣或废砖等。铺垫宽度不得小于 4m，高度视路基而定。	本项目采取风沙防护工程；本项目利用现有道路，不新建临时道路。	符合
4	3.7.5 井场环保 3.7.5.1 在钻前工程设计和施工中，环境保护按照《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-2014）的要求执行。3.7.5.2 井场内应有良好的清污分流系统。3.7.5.3 井场后（或右）侧应修建钻井液储备池（罐）。净化系统一侧应修建排污池，配备废液处理装置。振动筛附近应修建沉砂坑。3.7.5.4 钻井液储备池、排污池、沉砂坑应采取防渗漏及其他防污染措施。3.7.5.5 发电房和油罐区四周应有环形水沟，并配备油污回收罐。3.7.5.6 使用油基钻井液的排污池和沉砂坑应满足油基和水基钻屑分开的要求	本项目井场布置符合《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-2014）要求，井场设钻井液储备罐，钻井液在罐内循环使用；发电房和油罐区四周设环境水沟，配备油污回收罐；产生的岩屑进入储罐暂存，最终由岩屑处置单位回收处置。	符合

1.3.2 相关规划符合性分析

1.3.2.1 与《新疆维吾尔自治区石油天然气发展“十四五”规划》符合性分析

（1）规划符合性分析

新疆维吾尔自治区发展和改革委员会于 2022 年 9 月编制了《新疆维吾尔自治区石油天然气发展“十四五”规划》。规划重点项目包括油气勘探重点项目、油气产能建设重点项目、非常规油气重点项目、天然气管道重点项目，本项目属于准噶尔盆地，属于油气产能建设重点项目，运营后属于陆梁油田作业区管辖，符合规划要求。

（2）规划环评符合性分析

《新疆维吾尔自治区石油天然气发展“十四五”规划环境影响报告书》于 2022 年 12 月 26 日通过新疆维吾尔自治区生态环境厅审查，文号“新环审〔2022〕268 号”。规划环评要求对勘探过程中的废气、废水、固体废物采取相应的治理措施，对实施过程中产生的生态影响采取有效的减缓措施；本项目废气主要为施工扬尘、柴油机、运输车辆废气，通过洒水降尘、选用高品质的合格油品和密闭顶部浸没

式装载方式减少废气的排放；运营期井下作业废水采用专用废液收集罐收集、采出水、压裂返排液进入陆梁集中处理站处置；落地油 100%回收，机械设备废油和废弃防渗膜委托有危废处置资质的单位处置，同时对生态影响采取了有效的减缓措施，符合《报告书》的要求。

表 1.3-12 与新疆维吾尔自治区石油天然气发展规划环评审查意见相符性分析

序号	要求	本项目	相符性
1	严守生态保护红线，加强空间管控。坚持以习近平生态文明思想为指导，严守生态保护红线，严格维护区域主导生态功能，积极推动绿色发展，促进人与自然和谐共生。主动对接国土空间规划，进一步做好与“三线一单”生态环境分区管控方案、主体功能区划、生态功能区划等有关要求的有序衔接和细化分解，严格落实各项生态环境保护要求，协同推进石油天然气开发和生态环境保护相协调，切实维护区域生态系统的完整性和稳定性。加强规划区内环境敏感区和重要环境保护目标的生态环境保护工作，开展项目环评时应将油气开发对环境敏感区影响作为重点评价内容，并采取合理、有效的保护措施，确保规划涉及环境敏感区和重要环境保护目标不因油气开发而造成环境污染和生态破坏。	本项目不涉及生态保护红线，符合“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，本项目不涉及环境敏感区。本报告对于项目占地已提出了保护措施及恢复要求。	符合
2	合理确定开发方案，优化开发布局。根据区域主体功能定位，结合区域资源环境特征、自然保护地、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，进一步优化石油天然气开采规模、开发布局和建设时序等。总结石油天然气开发过程对生态环境影响和保护经验，及时进行优化调整。	本项目对选址选线进行了合理性分析，本项目评价范围内无自然保护区、风景名胜区、文化区等环境敏感区。	符合
3	严格生态环境保护，强化各类污染防治。针对规划实施可能出现的累积性、长期性生态环境问题，采取积极有效的生态复垦和生态恢复措施，确保实现《报告书》提出的各项生态恢复治理要求，有效减缓规划区生态环境退化趋势。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平，对油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理要求，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平。油气开采、输送、储存、净化等过程及非正常工况应加强挥发性	①本项目钻井期使用的泥浆为环保水基泥浆，未添加碘化物，为环境友好的钻井液，水基泥浆随钻井队用于后续钻井使用；水基岩屑收集于水基岩屑储罐，由岩屑处置单位合规处置；②运营期井下作业废水、压裂返排液、废洗井液进罐收集后拉运至陆梁集中处理站污水处理系统处理达标后用于回注油	符合

	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。	藏，不外排；③落地油 100%回收，回收的落地油送至陆梁集中处理站处理。	
4	加强生态环境系统治理，维护生态安全。坚持节约优先、保护优先、自然恢复为主，统筹推进山水林田湖草沙一体化保护和系统治理，守住自然生态安全边界。严格控制油气田开发扰动范围，加大生态治理力度，结合油气开采绿色矿山建设等相关要求，落实各项生态环境保护措施，保障区域生态功能不退化。油气开发应同步制定并落实生态保护和修复方案，综合考虑防沙治沙等相关要求，因地制宜开展生态恢复治理工作。	本报告提出了生态保护及恢复措施，详见 6.7、6.8 节。	符合
5	加强油气开发事中事后环境管理。油气企业应切实落实生态环境保护主体责任，进一步健全生态环境管理和应急管理体系，确保各项生态环境保护和应急防控措施落实到位。建立环境空气、水环境、土壤环境、生态等监测体系，开展长期跟踪监测。根据监测结果，及时优化开发方案，并采取有效的生态环境保护措施。	本报告已提出跟踪监测计划。	符合

1.3.2.2 与《中华人民共和国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》相符性分析

《中华人民共和国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“实施能源资源安全战略”，按照“供应安全兜底、油气核心需求依靠自保、电力供应稳定可靠。夯实国内产量基础，保持原油和天然气稳产增产，做好煤制油气战略基地规划布局和管控。扩大油气储备规模，健全政府储备和企业社会责任储备有机结合、互为补充的油气储备体系。加强战略性矿产资源规划管控，提升储备安全保障能力，实施新一轮找矿突破战略行动。”

本工程属于陆地石油开采建设项目，符合规划中夯实国内产量基础，保持原油和天然气稳产增产要求。

1.3.2.3 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》相符性

根据《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》：

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。

本项目为陆 136 井区侏罗系头屯河组，属于准噶尔盆地南缘油气田建设，项目建成后将新建原油产能 $1.44 \times 10^4 \text{t/a}$ 。项目的开发与建设与《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》相符。

1.3.2.4 与《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相符性

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

根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，项目位于属于自治区级重点生态功能区，见图 1.3-1。该区域的功能定位是：保障国家及自治区生态安全的主体区域，全疆乃至全国重要的生态功能区，人与自然和谐相处的生态文明区。

本项目为石油开采项目，依托区域石油资源优势发展经济，项目施工和运营期均采取有效的生态保护和恢复措施，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》。

1.3.2.5 与《新疆生态功能区划》相符性分析

对照《新疆生态功能区划》，本项目所在区域属于Ⅱ准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区—Ⅱ3 准噶尔盆地中部固定、半固定沙漠景观生态亚区—23 古尔班通古特沙漠化敏感生态功能区。本项目在新疆生态环境功能区划图中的位置详见图 1.3-2，其生态功能见表 1.3-13。

表 1.3-13 项目所属生态功能区具体情况

生态功能分区单元			隶属 行政区	主要生 态 服务功 能	主要生态 环境问题	主要生态 敏感因 子、敏感 程度	主要保 护目标	主要保 护措施	适宜发 展方向
生态 区	生态 亚区	生态 功能区							
Ⅱ准噶 尔盆 地温	Ⅱ3 准噶 尔盆地 中部固	23 古尔 班通古 特沙漠	和布克赛 尔县、福海	沙漠化 控制、生	人为干扰 范围扩	生物多样性 和生境	保护沙 漠植	加强对沙 漠边缘流	维护固 定、半

带干旱荒漠与绿洲生态功能区	定、半固定沙漠景观生态亚区	化敏感生态功能区	县、沙湾县、玛纳斯县、呼图壁县、昌吉市、米泉市、阜康市、吉木萨尔县、奇台县、木垒县	物多样性维护	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	不敏感，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	被、防止沙丘活化	动沙丘、活化沙地进行封沙育林、退耕还林（草），禁止樵采和放牧，禁止开荒	固定沙漠景观与植被，治理活化沙丘，使其逐步达到完全固定。
---------------	---------------	----------	---	--------	--	----------------------------------	----------	-------------------------------------	------------------------------

相符性分析：本项目将采取严格的生态保护及恢复措施对荒漠的生态环境进行保护及恢复，本次环评针对砾幕、荒漠植被等方面提出了相应的保护措施。总体来看，相对整个功能区划范围而言，本项目的实施占地相对较小，对于整体的土地利用格局、植被覆盖格局、野生动物活动、土壤不会带来显著影响，项目建设与《新疆生态环境功能区划》对本项目建设区域的生态功能定位不冲突。

1.3.2.6 与《新疆生态环境保护“十四五”规划》的相符性分析

根据《新疆生态环境保护“十四五”规划》：

推进土壤安全利用：……严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展风险管控与修复工程。

加强危险废物、医疗废物收集处理：……深入推进油气田开采历史遗留含油污泥、磺化泥浆、黄金选矿行业氰化尾渣、铜冶炼行业砷渣以及石棉矿选矿废渣等调查和污染治理。

相符性分析：根据现场踏勘及《陆梁油田陆 136 井区侏罗系头屯河组油藏开发工程（第一批）竣工环境保护验收调查报告》结论可知，陆 136 井区无历史遗留含油污泥、磺化泥浆等环境问题。本项目钻井期使用的泥浆为环保水基泥浆，未添加磺化物，为环境友好的钻井液，采用泥浆不落地技术，泥浆随钻井队用于后续钻井使用；水基岩屑收集于水基岩屑储罐，由第三方合规处置。运营期井下作业废水拉运至陆梁集中处理站污水处理系统处理达标后用于回注油藏，不外排；落地油 100%回收，回收的落地油送至陆梁集中处理站处理。项目与《新疆生态环境保护“十四五”规划》中要求相符。

1.3.2.7 与《新疆油田公司“十四五”发展规划》及规划环评符合性分析

（1）与《新疆油田公司“十四五”发展规划》符合性分析

为满足油气田产能建设和重大开发试验需求，满足已建系统安全平稳运行、提质增效需求，促进传统生产向精益生产转变，助力安全、环保、节能上台阶，中国石油新疆油田分公司于2020年11月编制了《新疆油田公司“十四五”地面工程发展规划》。规划总体部署包括五大重点工程：玛湖500万吨上产工程、吉木萨尔页岩油建产工程、南缘建产工程、老区千万吨稳产工程（稠油400万吨稳产工程、常规稀油稳产工程）和天然气加快发展工程。

根据《新疆油田公司“十四五”发展规划》，稀油老区在西北缘新建产能323.4万吨、腹部新建产能23.7万吨、东部新建产能136.3万吨。本项目属于“腹部新建产能23.7万吨”规划内容，运营后属于中国石油新疆油田分公司陆梁油田作业区管辖，符合规划要求。

（2）与《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》审查意见的符合性分析

《新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书》已于2022年12月1日取得新疆维吾尔自治区生态环境厅的审查意见（新环审〔2022〕252号）。项目与审查意见符合性分析详见表 1.3-14。

表 1.3-14 与新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书审查意见相符性分析一览表

序号	要求	本项目	相符性
1	严守生态保护红线，加强空间管控。坚持以习近平生态文明思想为指导，严守生态保护红线，严格维护区域主导生态功能，积极推动绿色发展，促进人与自然和谐共生。主动对接国土空间规划，进一步做好与“三线一单”生态环境分区管控方案、主体功能区划、生态功能区划等有关要求的有序衔接和细化分解严格落实各项生态环境保护要求，协同推进石油天然气开发和生态环境保护相协调，切实维护区域生态系统的完整性和稳定性。加强规划区内环境敏感区和重要环境保护目标的生态环境保护工作，开展项目环评时应将油气开发对环境敏感区影响作为重点评价内容，并采取合理、有效的保护措施，确保规划涉及环境敏感区和重要环境保护目标不因油气开发而造成环境污染和生态破坏。	本项目建设不在生态保护红线内，符合塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案的管控要求。本报告对于项目占地已提出了保护措施及恢复要求。	符合
2	合理确定开发方案，优化开发布局。根据区域主体功能定位，结合区域资源环境特征、生态保护红线等相关管控要求，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	本项目对选址选线进行了合理性分析，本项目评价范围内无自然保护区、风景名胜区、	符合

	气田内部集输管道工程选址选线提出要求,进一步优化石油天然气开采规模、开发布局和建设时序,优先避让环境敏感区,远离沿线居民。总结石油天然气开发过程对生态环境影响和保护经验,及时进行优化调整。	文化区等环境敏感区。	
3	严格生态环境保护,强化各类污染防治。针对规划实施可能出现的累积性、长期性生态环境问题,采取积极有效的生态复垦和生态恢复措施,确保实现《报告书》提出的各项生态恢复治理要求,有效减缓规划区生态环境退化趋势。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求,严格落实资源环境指标要求,进一步控制污染物排放以及能源消耗水平,对油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物,提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理要求,按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置,提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求,严格落实资源环境指标要求,进一步控制污染物排放以及能源消耗水平。油气开采、输送、储存、净化等过程及非正常工况应加强挥发性有机物等污染物排放控制,确保满足区域环境空气质量要求。加强开采废水污染控制,涉及回注的应经处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329)等相关标准要求,采取切实可行的地下水污染防治和监控措施,防止造成地下水污染。油气开采过程中产生的固体废物,应当遵循减量化、资源化、无害化原则,合规处置。加强伴生气、落地油、采出水等回收利用,提高综合利用水平。	①本项目钻井期使用的泥浆为环保水基泥浆,未添加磺化物,为环境友好的钻井液,水基泥浆随钻井队用于后连续钻井使用;水基岩屑收集于水基岩屑储罐,由岩屑处置单位合规处置;②运营期井下作业废水、压裂返排液、废洗井液进罐收集后拉运至陆梁集中处理站处理,处理达标后用于回注油藏,不外排;③落地油 100%回收,回收的落地油送至陆梁集中处理站处理。	符合
4	加强生态环境系统治理,维护生态安全。坚持节约优先、保护优先、自然恢复为主,统筹推进山水林田湖草沙一体化保护和系统治理,守住自然生态安全边界。严格控制油气田开发扰动范围,加大生态治理力度,结合油气开采绿色矿山建设等相关要求,落实各项生态环境保护措施,保障区域生态功能不退化。油气开发应同步制定并落实生态保护和修复方案,综合考虑防沙治沙等相关要求,因地制宜开展生态恢复治理工作。	本报告提出了生态保护及恢复措施,详见 6.7、6.8 节。	符合
5	加强油气开发事中事后环境管理。油气企业应切实落实生态环境保护主体责任,进一步健全生态环境管理和应急管理体系,确保各项生态环境保护和应急防控措施落实到位。建立环境空气、水环境、土壤环境、生态等监测体系,开展长期跟踪监测。根据监测结果,及时优化开发方案,并采取有效的生态环境保护措施。	本报告已提出跟踪监测计划。	符合

1.3.3 与《塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案》相符性分析

《塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案》的主要目标为：到 2025 年，全地区生态环境质量得到进一步改善，绿色发展取得明显成效，突出环境问题得到有效治理，生态系统稳定性明显增强，生态环境风险得到有效控制，环境治理体系和治理能力现代化取得显著进展。

——生态保护红线。按照“生态功能不降低、面积不减少、性质不改变”的基本要求，对划定的生态保护红线实施严格管控，一般生态空间得到有效保护，维护国家生态安全底线和生命线。部分生态脆弱区生态质量有较大改善，大型生态环境修复工程取得重大成效。

——环境质量底线。主要污染物排放总量得到有效控制，区域大气环境质量持续改善，重污染天气持续减少；区域内水体得到有效治理，水污染防治水平实现较大提高，饮用水安全保障水平持续稳定，地下水超采得到严格控制，地下水水质保持稳定达标；土壤环境质量保持稳定，土壤安全利用水平稳中求升，整体环境监管能力显著提升，环境风险能够得到有效防控。

——资源利用上线。资源利用总量得到控制，节约集约利用水平取得较大提升，地区水资源、能源消耗、土地资源等达到国家、自治区下达的总量和强度控制目标。

到 2035 年，全地区生态环境质量实现全面保护和根本好转，大气、水、土壤环境质量持续改善，区域大气质量全面达标。生态红线及一般生态空间得到全面有效保护和修复，林地、草地、湿地的生态资源数量、质量、效益得到较大提升。生态环境更加优美，生态文明制度更加健全，水资源、土地资源、能源等利用总量可控、结构合理、环保高效。

本项目与《塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案》符合性分析可见表 1.3-15。

表 1.3-15 与分区管控方案的相符性分析

管控体系	相关要求	本项目	相符性
生态分区管控	(1) 生态保护红线内，自然保护地核心保护区原则上禁止人为活动，其他区域严格禁止开发性、生产性建设活动，在符合现行法律法规前提下，除国家重大战略项目外，仅允许对生态功能不造成破坏的有限人为活动。	本项目的建设区域不在生态红线内，不涉及自然保护区。	符合

管控体系	相关要求	本项目	相符性
	(2) 在不影响主导生态功能的前提下, 除生态保护红线允许存在的八类人为活动外, 还可开展生态旅游、畜禽养殖(禁养区除外)、矿产资源调查、基础设施建设、连队建设等人为活动以及符合区域准入条件的建设项目, 对于建设项目涉及占用一般生态空间中的林地、草原等, 按有关法律法规规定办理。	本项目属于陆地石油开采项目, 项目占地类型为沙地, 建设单位会严格按照相关规定办理征地手续。	符合
水环境分区管控	(1) 水环境工业污染重点管控区强化区域污染物排放总量控制, 加大推进开发区(园区)内企业预处理设施、集中处理设施以及配套管网、在线监控等环保设施建设力度, 按计划推进开发区(园区)治污设施建设。新建、升级开发区(园区)应同步规划, 建设污水、垃圾集中处理等设施。	本项目运营期产生的井下作业废水、井下作业废液、压裂返排液、采出水等均运至陆梁集中处理站处理, 处理达标后用于回注油藏, 不外排。	符合
	(2) 水环境农业污染管控区严格执行禁养区、限养区制度, 调整优化养殖业布局, 现有规模化畜禽养殖场(小区)要配套建设粪便污水贮存、处理、利用设施。加大畜禽养殖污染防治, 切实加强畜禽养殖场废弃物综合利用、生态消纳。	本项目属于陆地石油开采项目, 不涉及畜禽养殖。	符合
	(3) 其他水环境重点管控区加强管控区水环境污染风险防范, 重点加强涉水工业企业监管、农业种植中农药化肥种类和用量管控。	本项目属于陆地石油开采项目, 不涉及农业种植和农药化肥的使用。	符合
	(4) 水环境一般管控区应严格遵守国家及地方相关法律法规, 严格控制水污染排放, 提升水生态环境质量。	本项目产生的井下作业废水、井下作业废液、压裂返排液、采出水等均运至陆梁集中处理站处理, 处理达标后用于回注油藏, 不外排。	符合
大气环境分区管控	大气环境高排放区严格落实大气污染物达标排放、总量控制、环保设施“三同时”、在线监测、排污许可等环保制度。	本项目运营期间产生的废气主要为挥发性有机废气的无组织排放, 项目采用密闭集输的方式降低有机废气的排放, 项目的建设严格执行“三同时”制度。	符合
土壤环境风险防控	农用地优先保护区实行严格保护, 确保其面积不减少、土壤环境质量不下降, 除法律规定的重点建设项目选址确实无法避让外, 其他任何建设不得占用。严格控制在优先保护类耕地集中区域新建有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化、电镀、制革等行业企业。禁止在农用地排放、倾倒、使用污泥、清淤底泥、尾矿(渣)等可能对土壤造成污染的固体废物。	项目建设不涉及农用地, 同时项目运营过程中产生的固体废物均得到妥善处置, 严禁存在随意排放、倾倒的现象。	符合

本项目位于新疆塔城地区和布克赛尔蒙古自治县, 根据《塔城地区“三线一单”生态环境分区管控成果动态更新》, 项目所在区域位于一般管控单元

(ZH65422630001)，详见图 1.3-3。项目用地周边 2km 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、饮用水水源地一级保护区、水产种质资源保护区的核心区以及其他类型禁止开发区的核心保护区域。项目井场、生活区及道路建设不会占用生态红线保护区。本项目与一般管控单元管控要求相符性分析见表 1.3-16。

表 1.3-16 管控要求相符性分析

管控要求		本项目	是否相符
空间布局约束	1.建立集镇居住商业区、耕地保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。 2. 永久基本农田经依法划定后，任何单位和个人不得擅自占用或者改变其用途。国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实难以避让外，其他任何建设不得占用。	本项目不属于畜禽养殖、占地不涉及基本农田。	符合
			符合
污染物排放管控	1.排污企业一般管控要求：满足总量控制、排污许可、排放标准等相关管理制度要求。2.农业面源和生活污染源一般管控要求：因地制宜推进农村厕所革命，分类分区推进农村生活污水治理，全面提升农村生活垃圾治理水平，建立健全农村人居环境长效管护机制。实施化肥农药减量增效行动和农膜回收、秸秆综合利用行动。加强种养结合，整县推进畜禽粪污资源化利用。	本项目不涉及总量控制、农业面源、化肥农药等。施工人员食宿依托钻井公寓，施工现场无生活污水产生。	符合
环境风险防控	1.额敏河、涉及县级及以上集中式饮用水水源地的河流以及其他重要环境敏感目标的河流，按照“一河一策一图”环境应急响应方案实施应急演练，视情加强闸坝、应急池、物资库等工程建设。 2. 塔城地区行政公署和各县市人民政府有关部门应当制定水污染事故、饮用水安全突发事件、城乡供水突发事件等相关应急预案，并定期进行演练，加强应急物资储备，依法做好突发事件的应急准备、应急处置和事后恢复等工作。饮用水水源发生水污染事故，或者发生其他可能影响饮用水安全的突发性事件的，饮用水供水单位应当及时采取应急处理措施，向塔城地区行政公署、所在地县（市、区）人民政府报告，并向社会公开。有关人民政府应当采取启用备用水源等措施，保障供水安全。3. 实施农用地土壤镉等重金属污染源头防治行动。依法推行农用地分类管理制度，强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案，鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用。严格落实粮食收购和销售出库质量安全检验	本项目不涉及额敏河、涉及县级及以上集中式饮用水水源地、耕地、医疗废物产生和排放。项目投产后纳入陆梁作业区应急管理体系，按照《陆梁油田作业区突发环境事件专项应急预案》及其他专项应急预案执行。	符合

	制度和追溯制度。4. 健全地区医疗废弃物分类收集转运体系，实施现有医疗废物集中处置设施扩能提质改造，加快推进县（市）级医疗废物集中收集和处置设施体系建设以及城市医疗废物集中处置设施应急备用能力建设，推动医疗废物集中处置设施收集范围覆盖城、乡，实现城市、乡（镇）、农村地区医疗废物安全收集处置全覆盖。针对不具备集中处置条件的医疗卫生机构，应配套自建符合要求的医疗废物处置设施。鼓励发展移动式医疗废物处置设施，为偏远乡（镇）、牧业村（队）提供就地处置服务。根据自治区统一部署，建立兵地医疗废物协同应急处置机制，保障突发疫情、处置设施检修等期间医疗废物应急处置能力。坚持医疗废物收集处置调度制度，持续强化医疗废物收集转运处置环境监管，确保医疗废物得到及时有效收集，转运和处置。完善地区医疗废物集中处置应急预案，满足突发情况下医疗废物应急处置需要。		
资源开发利用效率	1.至 2025 年塔城地区超采区地下水位年均下降速率控制在 0.67m/a 左右，至 2030 年超采区全部实现地下水采补平衡，地下水位下降速率控制在 0.2m/a，至 2035 年，塔城地区超采区全域保持地下水采补平衡或补大于采，地下水水位逐渐恢复，水位恢复速率在 0.1m/a 以上。结合高标准农田建设，加大田间节水设施建设力度，提高农业用水效率。塔城地区 2025 年、2030 年农田灌溉水有效利用系数控制指标分别为 0.64、0.68，塔城地区 2025 年、2030 年农田灌溉水有效利用系数控制指标分别为 0.66、0.69。	本项目不涉及地下水开采、农田灌溉等。	符合

项目评价范围内大气环境、水环境和声环境质量现状良好，本项目排放大气污染物为挥发性有机物，通过密闭集输设置紧急阀的方式来减少挥发性有机物的无组织排放；项目产生的井下作业废水、压裂返排液、废洗井液进罐收集后拉运至陆梁集中处理站污水处理系统处理；经处理后废水水质达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后，用于回注油藏，不向外环境排放；项目固废全部妥善处置，含油污泥收集后暂存至陆梁油田作业区污泥暂存池，定期委托有资质的单位进行无害化处置，废润滑油回收后运至陆梁集中处理站原油处理系统进行处理，其他危险废物（废弃防渗膜、清管废渣）委托有资质的单位进行无害化处置，产生的固体废物不会对周围环境造成不利影响；在做好防渗的前提下，本项目对土壤和地下水影响较小。

项目实施后产生的废气、废水、噪声等虽然对环境造成一定的负面影响，但影响程度很小，各项污染物均能实现达标排放，不会改变环境功能区，能够严守

环境质量底线。

综上，本项目建设符合“三线一单”要求。

1.3.4 与《关于规范临时用地管理的通知》符合性分析

本项目与《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号）的相关要求符合性分析见表 1.3-17。

表 1.3-17 与《关于规范临时用地管理的通知》相符性分析一览表

序号	要求	本项目	相符性
1	建设项目施工、地质勘查使用临时用地时应坚持“用多少、批多少、占多少、恢复多少”，尽量不占或者少占耕地。	本项目严格按照临时征地范围开展建设工作，项目占地类型为沙地，项目按“用多少、批多少、占多少、恢复多少”的原则施工并进行恢复。	符合
2	临时用地使用期限一般不超过两年。建设周期较长的能源、交通、水利等基础设施建设项目施工使用的临时用地，期限不超过四年。	本项目为石油开采项目，属于能源建设项目，项目会按临时用地使用期限开展工作。	符合
3	油气资源探采合一开发涉及的钻井及配套设施建设用地，可先以临时用地方式批准使用，勘探结束转入生产使用的，办理建设用地审批手续；不转入生产的，油气企业应当完成土地复垦，按期归还。	本项目为石油开采项目，先办理临时用地手续，后续转入生产使用时办理永久用地手续。	符合
4	严格落实临时用地恢复责任，临时用地期满后应当拆除临时建（构）筑物，使用耕地的应当复垦为耕地，确保耕地面积不减少、质量不降低；使用耕地以外的其他农用地的应当恢复为农用地；使用未利用地的，对于符合条件的鼓励复垦为耕地。	本项目施工结束后，会拆除临时建筑（构筑物），项目不占用耕地，施工结束后对临时占用的土地进行平整，并采用能适应项目区自然条件的种类进行植被恢复。	符合

1.3.5 选址、选线合理性分析

根据现场调查和资料搜集，项目区域和管道沿线内均不涉及依法划定的自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区、森林公园及其他需要特别保护的环境敏感区。

根据《和布克赛尔蒙古自治县国土空间总体规划（2021-2035）》（公示稿），战略定位为：“自治区能源化工合作发展区”，本项目为陆 136 井区油田产能建设项目，属于能源设施重点建设项目，符合《和布克赛尔蒙古自治县国土空间总体规划（2021-2035）》（公示稿）规定。

1.3.5.1 工程选址原则

该采区范围不属于禁止开采区或限制开采区。本工程对敏感区域及敏感目标进行避让，工程选址做到以下内容：

①新建井场选址尽量临近现有井场，便于统一管理，减少巡井人员，同时最大限度减少工程占地面积；

②新建井场应尽量选择在地表无植被或植被较少处；

③井场道路尽量依托现有井场及周边已有道路，缩减新建道路工程量，最大限度减少植被破坏；

④道路选在植被较少的地段，在植被较多的路段，不得就近取土，尽可能少破坏植被；

⑤线路应尽量直接、连续、均衡，并与地形、地物相适应，与周围环境相协调，不刻意追求高等级线型井场路；

⑥道路及集输管线在选址选线阶段尽量选择在植被稀少或荒漠的区域布点。

⑦本项目区远离人群居住区，不在铁路、高速公路、国道、省道等重要交通干线两侧 200m 范围以内；

⑧本项目不在自然保护区、饮用水水源保护区等特殊敏感区域，符合区域经济发展规划、环保规划，无重大环境制约因素。

1.3.5.2 管线路由合理性分析

①拟建项目新建管线主要是单井出油管线、单井注水管线。拟建管线沿途所经区域生态系统以荒漠生态系统为主，项目所在区域分布的植被类型为沙质梭梭荒漠，植被较稀疏，项目井场、管线敷设不占用国家和自治区保护植物；

②本项目管线在设计选线时走向力求顺直、平缓，并尽量减少与天然、人工障碍物交叉，选择有利地形，确保管线长期、安全、可靠运行，同时管线开挖临时作业宽度控制在 8m 内，严格控制土壤扰动面积；

③本项目管线建设距离油田道路均较近，项目区野生动物极少出入油田区域，本项目的建设不会对动物生境产生明显影响；

④管道穿越油区简易路采用大开挖方式，穿越完毕后恢复原有路面。

⑤项目区年降蒸发量 2287.7mm，属于降雨少，蒸发量大，项目管线开挖在两侧修筑的边埂，施工结束尽快进行回填，发生洪水的概率极低，且项目管线开

挖不涉及重型机械，因此管线施工对地质稳定性不会造成影响。

⑥本项目要求严格控制临时占地范围，施工期施工现场设立围栏，施工期严格控制和运营期均采取避让、保护等措施，项目选址符合塔城地区“三线一单”的相关要求。本次产能建设不占用保护文物、风景名胜区、自然保护区、森林公园以及生态红线等环境敏感区。符合区域经济发展规划、环保规划，无重大环境制约因素。

⑦项目所在区域属于天山北坡诸小河流域重点治理区。本工程无法避让天山北坡诸小河流域重点治理区，建设单位必须在项目前期按照《生产建设项目水土保持技术标准》（GB50433-2018）的要求，编制符合要求的水土保持方案，建设过程中将严格执行各项水土保持措施，以减小因工程建设带来的不利影响，从而减少水土流失。

本项目在井位的选址和布局上根据“地下决定地上，地下顾及地上”的原则，采用占地面积最小、环境影响最小的布局方案，尽量避开周围环境敏感点。工程建设对周围的环境影响主要为生态环境影响、大气环境影响、地下水环境影响、地表水影响、土壤影响、声环境影响和固废对周围的环境影响。通过环境影响预测与环境影响分析，本项目建设实施后，通过采取相应的污染控制措施，周围的环境质量均满足相关标准要求，工程建设对周围的环境影响均在可接受的范围，工程选址在环境保护方面较合理。

1.4 关注的主要环境问题

本次评价针对施工期和运营期产生的废气、废水、噪声达标排放情况、固体废物合法处置情况以及提出的生态减缓措施是否将生态影响降至最低进行分析和论述，并针对以上环境影响所采取的环境保护及风险防范措施的可行性进行分析。根据现场调查，评价范围内没有自然保护区、风景名胜区、水源保护区等敏感区，没有固定集中的人群活动区。

关注的主要环境问题有：施工期废气、废水、岩屑以及施工临时占地造成的生态影响；运营期油气集输过程中的环境影响及环境风险和油气处理过程中产生的无组织挥发烃类、采出水、井下作业废水、落地原油及含油污泥等环境影响，永久占地生态影响等。

1.5 环境影响报告的主要结论

综上所述，项目的建设符合相关国家产业政策及规划。项目采用的各项污染防治措施切实可行，项目建成后，在落实各项污染防治措施及确保达标排放的前提下，区域环境质量基本保持现状，对区域环境影响较小；项目在运行过程中存在一定的环境风险，但采取相应的环境风险防范措施后，其影响是可防可控的，环境风险水平可以接受；清洁生产水平较高，项目社会效益较好。从环境保护角度考虑，项目建设是可行的。

2 总则

2.1 评价目的、原则

2.1.1 评价目的

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

(2) 通过工程分析，明确本项目各个生产阶段的主要污染源、污染物种类、排放强度，分析环境污染的影响特征，预测和评价本项目施工期、运营期以及服役期满后对环境的影响程度，并提出应采取的污染防治和生态保护措施；分析论证施工期对自然资源的破坏程度。

(3) 评述拟采取的环境保护措施的可性、合理性及清洁生产水平，并针对存在的问题，提出各个生产阶段不同的、有针对性的、切实可行的环保措施和建议。

(4) 评价该项目对国家产业政策、区域总体规划、清洁生产、达标排放和污染物排放总量控制的符合性。

通过上述评价，论证项目在环境方面的可行性，给出环境影响评价结论，为项目的设计、施工、验收及建成投产后的环境管理提供技术依据，为环境保护主管部门提供决策依据。

2.1.2 评价原则

(1) 依法评价

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

(2) 科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

(3) 突出重点

根据建设项目的工程内容及其特点，明确与环境要素间的作用效应关系，充分利用符合时效的数据资料及成果，补充必要的现状监测，结合工程设计和预测

数据，对建设项目主要环境影响予以重点分析和评价。

2.2 编制依据

2.2.1 国家法律法规与条例

(1) 《中华人民共和国环境保护法》（全国人大常委会，2015 年 1 月 1 日施行）；

(2) 《中华人民共和国环境影响评价法》（13 届人大第 7 次会议，2018 年 12 月 29 日施行）；

(3) 《中华人民共和国大气污染防治法》（13 届人大第 6 次会议，2018 年 10 月 26 日实施）；

(4) 《中华人民共和国水污染防治法》（2017 年第二次修正，2018 年 1 月 1 日起施行）；

(5) 《中华人民共和国水土保持法实施条例》（国务院令第 588 号，2011 年 1 月 8 日）；

(6) 《中华人民共和国环境噪声污染防治法》（13 届全国人大常委会第 32 次会议通过，2022 年 6 月 5 日起施行）；

(7) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（全国人民代表大会常务委员会，2020 年 9 月 1 日实施）；

(8) 《中华人民共和国土壤污染防治法》（全国人民代表大会常务委员会，2019 年 1 月 1 日实施）；

(9) 《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》（国令第 682 号，2017 年 10 月 1 日起施行）；

(10) 《中华人民共和国水土保持法》（中华人民共和国主席第三十九号令，2011 年 3 月 1 日施行）；

(11) 《中华人民共和国清洁生产促进法》（全国人大常委会，2012 年 7 月 1 日施行）；

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

(13) 《中华人民共和国土地管理法》（13 届人大第 12 次会议，2019 年 8 月 26 日实施）；

(14) 《中华人民共和国土地管理法实施条例》（国务院令 653 号，2014

年 7 月 29 日)；

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

(16) 《中华人民共和国防洪法》(12 届人大第 21 次会议, 2016 年 7 月 2 日实施)；

(17) 《中华人民共和国野生植物保护条例》(国务院令第 687 号, 2017 年 10 月 7 日)；

(18) 《中华人民共和国野生动物保护法》(2016 年 7 月 2 日第十二届全国人民代表大会常务委员会第二十一次会议修订, 2017 年 1 月 1 日实施)；

(19) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》(11 届人大 15 次会议, 2010 年 10 月 1 日)；

(20) 《中共中央 国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见》(2021 年 11 月 7 日)；

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

(22) 《突发环境事件应急管理办法》(环境保护部令第 34 号, 2015 年 6 月 5 日起实施)；

(23) 《突发环境事件信息报告办法》(环境保护部(第 17 号), 2011 年 4 月 18 日)；

(24) 《建设项目环境影响评价分类管理名录》(生态环境部令第 16 号, 2020 年 11 月 30 日)；

(25) 《国家重点保护野生植物名录》(2021 年)；

(26) 《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)；

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

(28) 《危险废物污染防治技术政策》(环境保护部 2001 年第 199 号公告, 2001 年 12 月 17 日施行)；

(29) 《产业结构调整指导目录》(2024 年本)；

(30) 《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》(环发〔2012〕77 号, 2012 年 7 月 3 日)；

(31) 《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》(环发〔2012〕

98 号，2012 年 8 月 7 日）；

（32）《中华人民共和国突发事件应对法》（10 届人大第 29 次会议，2007 年 11 月 1 日）；

（33）《突发环境事件应急预案管理暂行办法》（环发〔2010〕113 号，2010 年 9 月 28 日）；

（34）《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第 4 号，2019 年 1 月 1 日）；

（35）《中华人民共和国矿产资源法》（2024 年 11 月 8 日第十四届全国人民代表大会常务委员会第十二次会议修订，2025 年 7 月 1 日起施行）；

（36）《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年第 18 号，2012 年 3 月 7 日实施）；

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

（38）《全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》（办水保〔2013〕188 号）；

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

（40）《国务院关于加强环境保护重点工作的意见》（国发〔2012〕35 号，2011 年 10 月 17 日）；

（41）《关于划定并严守生态保护红线的若干意见》（中共中央办公厅、国务院办公厅，2017 年 2 月 7 日印发）；

（42）《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》（环办环评〔2017〕84 号）；

（43）关于印发《建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法》的通知（环发〔2014〕197 号）；

（44）《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战实施方案》（中发〔2018〕17 号，2018 年 6 月 16 日）；

（45）《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》（环大气〔2021〕65 号）；

(46) 《排污许可管理条例》(2021 年 1 月 24 日国务院令第 736 号发布, 2021 年 3 月 1 日起实施);

(47) 《排污许可管理办法》(生态环境部 部令第 32 号, 2024 年 7 月 1 日施行);

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

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

(50) 《国务院关于印发“十四五”节能减排综合工作方案的通知》(国务院 2021 年 12 月 28 日)。

2.2.2 地方法律法规及文件

(1) 《新疆维吾尔自治区环境保护条例(2018 年修订)》(新疆维吾尔自治区第十三届人民代表大会常务委员会第六次会议, 2018 年 9 月 21 日实施);

(2) 《新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案》(新政发〔2016〕21 号);

(3) 《新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案》(新政发〔2014〕35 号);

(4) 《新疆维吾尔自治区人民政府办公厅转发贯彻落实〈全国生态环境保护纲要〉实施意见的通知》(自治区人民政府办公厅, 新政办〔2001〕147 号, 2001 年 9 月 30 日);

(5) 《新疆维吾尔自治区野生植物保护条例》(新疆维吾尔自治区人民代表大会常务委员会, 2018 年 9 月 21 日);

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

(7) 《新疆国家重点保护野生植物名录》(2022 年 3 月);

(8) 《新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录》(2022 年 9 月 18 日修订);

(9) 《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国土地管理法〉办法》(新疆维吾尔自治区人大常委会, 1999 年 10 月 1 日);

(10) 《新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案》(新疆维吾尔自治区人民政府办公厅, 2017 年 3 月 7 日印发);

(11) 《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国防沙治沙法〉办法》(根据 2024 年 11 月 28 日新疆维吾尔自治区第十四届人民代表大会常务委员会第十六次会议修订, 2025 年 1 月 1 日实施);

(12) 关于印发《新疆维吾尔自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》(新水水保〔2019〕4 号);

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

(14) 《塔城地区和布克赛尔蒙古自治县水土保持规划》(2018-2030 年);

(15) 《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》;

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

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

(18) 《新疆生态环境保护“十四五”规划》(2021 年 12 月 24 日);

(19) 《塔城地区生态环境保护“十四五”规划》(2022 年 9 月 7 日);

(20) 《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国节约能源法〉办法》(2013 年 11 月 28 日新疆维吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委员会第五次会议通过);

(21) 《新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例》(新疆维吾尔自治区第十二届人民代表大会常务委员会公告〔第 40 号〕, 自 2017 年 7 月 1 日起施行);

(22) 《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》(13 届人大第 7 次会议, 2019 年 1 月 1 日);

(23) 《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);

(24) 《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);

(25) 关于印发《新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知》(新政发〔2014〕35 号, 2014 年 4 月 17 日);

(26) 《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)》(2018 年 9 月 21 日新疆维吾尔自治区第十三届人民代表大会常务委员会第六次会议);

(27) 《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》(新环发〔2018〕133 号, 2018 年 9 月 6 日);

(28) 《关于下发新疆加强危险废物和医疗废物监管工作实施方案的通知》(新环防发〔2011〕330 号, 2011 年 7 月 1 日);

(29) 《关于做好危险废物安全处置工作的通知》(新环防发〔2011〕389 号, 2011 年 7 月 29 日);

(30) 《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件(2024 年)》(新环环评发〔2024〕93 号);

(31) 《关于含油污泥处置有关事宜的通知》(新环办发〔2018〕20 号, 2018 年 12 月 20 日);

(32) 自治区党委、人民政府印发《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战实施方案》(新党发〔2018〕23 号, 2018 年 9 月 4 日);

(33) 《关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知》(新环环评发〔2020〕162 号, 2020 年 9 月 1 日);

(34) 转发《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》(新环环评发〔2020〕142 号, 2020 年 7 月 30 日);

(35) 《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);

(36) 《新疆维吾尔自治区石油天然气发展“十四五”规划》;

(37) 《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》;

(38) 《塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案》(2023 年版)。

2.2.3 技术标准及规范

(1) 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》(HJ2.1-2016);

(2) 《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018);

(3) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018);

(4) 《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021);

(5) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016);

(6) 《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022);

- (7) 《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）；
- (8) 《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）；
- (9) 《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》（HJ612-2011）；
- (10) 《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）；
- (11) 《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告 2017 年第 43 号，2017 年 10 月 1 日起施行）；
- (12) 《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）；
- (13) 《生产建设项目水土保持技术标准》（GB 50433-2018）；
- (14) 《石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行）》（2009 年 2 月 19 日）；
- (15) 《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（2021 年 12 月 21 日）；
- (16) 《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-2014）；
- (17) 《石油化工环境保护设计规范》（SH/T3024-2017）；
- (18) 《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T3999-2017）；
- (19) 《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T301-2016）；
- (20) 《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）；
- (21) 《建设项目危险废物环境影响评价技术指南》（2017 年 10 月 1 日）；
- (22) 《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）
- (23) 《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022）；
- (24) 《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ 819-2017）；
- (25) 《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）；
- (26) 《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）。

2.2.4 委托书及相关技术资料

- (1) 委托书，中国石油新疆油田分公司开发公司，2024 年 10 月 22 日；
- (2) 《陆 136 井区侏罗系头屯河组油藏 2025 年建设工程方案》（2024 年 8 月）；
- (3) 陆梁油田陆 15 井区 2015 年产能建设项目环境影响报告书及环评批复（新环函〔2015〕1156 号）、验收意见。
- (4) 陆 136 井钻井工程相关资料。

2.3 环境影响因素识别和评价因子

2.3.1 环境影响因素识别

本项目对环境的影响时段主要为施工期、运营期和退役期。

施工期的环境影响主要为钻前工程、钻井工程、储层改造工程、油气集输管线敷设等工程施工活动对周围环境产生的不利影响。一种影响是对土壤扰动和自然植被等的破坏，这种影响是比较持久的，在施工完成后的一段时间内仍将存在，逐步恢复；另一种是在施工过程中产生的污染物排放对环境造成的不利影响，这种影响是短暂的，待施工结束后将随之消失。

运营期的环境影响主要为井场、站场产生的污染物排放对环境造成的不利影响，这种影响是长期的。运营期事故状态的环境影响包括输油管线、井场发生原油泄漏、火灾、爆炸等事故对周围环境和人员的影响，同时还涉及社会经济等问题。

退役期环境的影响主要表现为井场封井、管道拆除等施工活动，这种影响是短期的。

环境影响因素识别见表 2.3-1～表 2.3-4。

表 2.3-1 施工期环境影响因素识别矩阵

影响因素 环境因素		占地	钻前工程	钻井工程					储层改造工程					油气集输工程（管线敷设）			
			废气	废气	废水	噪声	固废	环境风险	废气	废水	噪声	固废	环境风险	废气	废水	噪声	固废
			施工扬尘	施工扬尘、柴油发电机燃油燃烧废气、车辆尾气	钻井废水	发电机、钻机和各类泵的噪声	岩屑、机械设备废油、生活垃圾	井喷井漏	施工扬尘、柴油发电机燃油燃烧废气、车辆尾气	废射孔液	发电机各类泵的噪声	机械设备废油、废弃防渗膜、生活垃圾	井喷、套管破损	施工扬尘、柴油发电机燃油燃烧废气、车辆尾气	管道试压废水	发电机等噪声	弃土、机械设备废油、建筑垃圾、生活垃圾
污染影响	大气环境	○	+	+	○	○	+	+	+	+	○	+	+	+	○	○	+
	地表水	○	○	○	○	○	○	+	○	○	○	○	+	○	○	○	○
	地下水	○	○	○	○	○	+	+	○	+	○	+	+	○	○	○	+
	声环境	○	○	○	○	+	○	○	○	○	+	○	○	○	○	+	○
生态影响	土壤环境	++	○	○	○	○	+	++	○	++	○	+	++	○	+	○	+
	野生植物	+	+	+	○	○	+	+	+	○	○	+	+	+	+	○	+
	野生动物	+	○	○	○	+	○	+	○	○	+	○	+	○	○	+	○
	生态环境自然景观	+	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○

注：○：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

表 2.3-2 运营期环境影响因素识别矩阵

影响因素 环境因素		占地	采油、油气集输工程				
			废气	废水	噪声	固废	环境风险
			无组织挥发烃类	采出水、井下作业废水、井下作业废液	站场设备等噪声	含油污泥、落地油、清管废渣、废润滑油、废弃防渗膜	石油、天然气泄漏
污染影响	大气环境	○	++	○	○	+	+
	地表水	○	○	○	○	○	○
	地下水	○	○	+	○	○	+
	声环境	○	○	○	++	○	+
生态影响	土壤环境	++	+	+	○	+	++
	野生植物	++	+	○	○	+	++
	野生动物	+	+	○	○	+	+
	地表扰动	++	○	○	○	○	○
	生态环境自然景观	++	○	○	○	○	○

注：○：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

表 2.3-3 退役期环境影响因素识别矩阵

影响因素 环境因素		废气	废水	噪声	固废
		工程车辆、设备拆除施工扬尘	管道清洗	车辆、施工噪声	拆除的管道、废旧设备等
污染影响	大气环境	+	○	○	○
	地表水	○	○	○	○
	地下水	○	○	○	○
	声环境	○	○	+	+
生态影响	土壤环境	○	+	○	○
	野生植物	○	+	○	○
	野生动物	○	○	+	○
	生态环境自然景观	○	○	○	○

注：○：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

表 2.3-4 温室气体影响因素识别矩阵

环境影响要素	钻前工程	钻井工程	储层改造工程	油气集输工程
甲烷 (CH ₄)	○	○	○	+
二氧化碳 (CO ₂)	○	○	○	+

注：○：无影响；+：有影响；

2.3.2 评价因子

项目各阶段的环境影响因子不同，根据工程分析和生产工艺，施工期、运营期、退役期环境影响评价因子见表 2.3-5。

表 2.3-5 建设项目环境影响评价因子一览表

单项工程环境要素	时期	大气	地表水	地下水	土壤	生态	噪声
钻前工程	施工期	颗粒物	BOD ₅ 、COD、悬浮物、氨氮等	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、生态系统完整性	/
钻井工程	施工期	SO ₂ 、NO _x 、CO、非甲烷总烃	pH值、悬浮物、COD、BOD ₅ 、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅	pH值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	pH值、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	/	昼间等效声级（L _d ）、夜间等效声级（L _n ）
储层改造工程	施工期	SO ₂ 、NO _x 、CO、非甲烷总烃	pH值、悬浮物、COD、BOD ₅ 、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅	pH值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	pH值、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	/	昼间等效声级（L _d ）、夜间等效声级（L _n ）

油气集输工程	施工期	颗粒物	BOD ₅ 、COD、悬浮物、氨氮等	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等	/
	运营期	SO ₂ 、NO _x 、硫化氢、非甲烷总烃	pH值、悬浮物、COD、BOD ₅ 、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅	耗氧量、氨氮、石油类等	/	土壤肥力或林地立地条件、生物多样性、生态系统完整性等	昼间等效声级 (L _d)、夜间等效声级 (L _n)
注水工程	施工期	颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、CO	pH值、悬浮物、COD、BOD ₅ 、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅	pH值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	pH值、石油类、石油烃 (C ₆ ~C ₉)、石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等	昼间等效声级 (L _d)、夜间等效声级 (L _n)
	运营期	/	pH值、悬浮物、COD、BOD ₅ 、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅	耗氧量、氨氮、石油类等	/	土壤肥力或林地立地条件、生物多样性、生态系统完整性等	昼间等效声级 (L _d)、夜间等效声级 (L _n)

2.4 环境功能区划和评价标准

2.4.1 环境功能区划

2.4.1.1 环境空气

本项目位于准噶尔盆地腹部，隶属和布克赛尔蒙古自治县管辖，按照《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的规定，该区域的环境空气质量功能区划属于二类功能区。

2.4.1.2 水环境

本项目评价区域内无地表水体。根据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中地下水分类标准，该区域地下水划分为Ⅲ类功能区，地下水水质执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准值。

2.4.1.3 声环境

本项目位于和布克赛尔蒙古自治县建成区以外，尚未进行声环境功能区划。项目位于石油气探矿区范围内，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）的有关要求，执行 2 类声环境功能区要求。

2.4.1.4 土壤环境

占地范围内土壤环境质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准，占地范围外土壤环境质量执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）风险筛选值。

2.4.1.5 生态环境

根据《新疆生态功能区划》，本项目所在区域属于Ⅱ准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区—Ⅱ3 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。

根据《全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》（办水保〔2013〕188 号），本项目属于天山北坡国家级水土流失重点预防区。

根据《新疆维吾尔自治区水土流失两区复核划分成果的通知》(新水〔2019〕4 号)，项目区属于 II2 天山北坡诸小河流域重点治理区。

表 2.4-1 本项目生态环境判断依据

判断依据	本项目
《新疆生态功能区划》	II 准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区
《全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》(办水保〔2013〕188 号)	天山北坡国家级水土流失重点预防区
《新疆维吾尔自治区水土流失两区复核划分成果的通知》(新水〔2019〕4 号)	II2 天山北坡诸小河流域重点治理区

2.4.2 环境质量标准

2.4.2.1 环境空气质量标准

本项目油田区域属于大气环境二类功能区。

环境空气质量评价中 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃ 六项指标执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二级标准浓度限值；非甲烷总烃参照《大气污染物综合排放标准详解》中推荐值 2.0mg/m³ 执行，H₂S 参考执行《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D 中的 1h 平均浓度限值 10μg/m³。

具体标准限值见表 2.4-2。

表 2.4-2 环境空气质量评价标准

类别	污染物名称	取值时间	浓度限值	单位	标准来源
基 本 污 染 物	SO ₂	年平均	60	μg/m ³	《环境空气质量标准》 (GB3095-2012) 二级标准
		24 小时平均	150		
		1 小时平均	500		
	PM ₁₀	年平均	70		
		24 小时平均	150		
	PM _{2.5}	年平均	35		
		24 小时平均	75		
	NO ₂	年平均	40		
		24 小时平均	80		
		1 小时平均	200		
	CO	24 小时平均	4	mg/m ³	
		1 小时平均	10		
O ₃	日最大 8 小时平均	160	μg/m ³		
	1 小时平均	200			
特 征 污 染 物	非甲烷总烃	1 小时平均	2	mg/m ³	《大气污染物综合排放标准详解》
	硫化氢	1 小时平均	10	μg/m ³	《环境影响评价技

类别	污染物名称	取值时间	浓度限值	单位	标准来源
					术导则 大气环境》 (HJ2.2-2018)

2.4.2.2 水环境质量标准

地下水执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准, 石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III类标准, 具体标准值见表 2.4-3。

表 2.4-3 地下水质量标准

环境要素	项目	标准值		标准来源
		单位	数值	
地下水	pH	无量纲	6.5~8.5	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)中III类标准
	总硬度	mg/L	450	
	溶解性总固体		1000	
	氟化物		1	
	挥发酚		0.002	
	耗氧量		3	
	硝酸盐氮		20	
	亚硝酸盐氮		1	
	硫酸盐		250	
	氨氮		0.5	
	氰化物		0.05	
	氯化物		250	
	六价铬		0.05	
	砷		0.01	
	汞		0.001	
	铁		0.3	
	锰		0.1	
	铅		0.01	
	钠		200	
	镉		0.005	
	石油类		0.05	《地表水环境质量标准》 (GB3838-2002) III类标准

2.4.2.3 声环境质量标准

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

2.4.2.4 土壤环境质量标准

项目占地范围内土壤环境质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018) 中第二类用地筛选值标准。

项目占地范围外土壤环境质量参照执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）风险筛选值。

具体标准值见表 2.4-4、表 2.4-5。

表 2.4-4 建设用地土壤污染风险筛选值（单位：mg/kg）

序号	污染物项目	风险筛选值（第二类用地）
基本项目（重金属和无机物）		
1	铬（六价）	5.7
2	镉	65
3	铜	18000
4	铅	800
5	砷	60
6	汞	38
7	镍	900
基本项目（挥发性有机物）		
8	四氯化碳	2.8
9	氯仿	0.9
10	氯甲烷	37
11	1,1-二氯乙烷	9
12	1,2-二氯乙烷	5
13	1,1-二氯乙烯	66
14	顺-1,2-二氯乙烯	596
15	反-1,2-二氯乙烯	54
16	二氯甲烷	616
17	1,2-二氯丙烷	5
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8
20	四氯乙烯	53
21	1,1,1-三氯乙烷	840
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8
23	三氯乙烯	2.8
24	1,2,3-三氯丙烷	0.5
25	氯乙烯	0.43
26	苯	4
27	氯苯	270
28	1,2-二氯苯	560
29	1,4-二氯苯	20
30	乙苯	28
31	苯乙烯	1290
32	甲苯	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	570
34	邻二甲苯	640
基本项目（半挥发性有机物）		
35	硝基苯	76
36	苯胺	260
37	2-氯酚	2256
38	苯并[a]蒽	15

39	苯并[a]芘	1.5
40	苯并[b]荧蒽	15
41	苯并[k]荧蒽	151
42	蒽	1293
43	二苯并[a,h]蒽	1.5
44	茚并[1,2,3-cd]芘	15
45	苯	70
其他项目		
46	石油烃	4500

注：石油烃（C₁₀~C₄₀）参照《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）

中第二类用地筛选值标准。

表 2.4-5 农用地土壤污染风险筛选值（单位：mg/kg）

序号	污染物项目		风险筛选值			
			pH≤5.5	5.5<pH≤6.5	5.5<pH≤6.5	pH>7.5
1	镉	水田	0.3	0.4	0.6	0.8
		其他	0.3	0.3	0.3	0.6
2	汞	水田	0.5	0.5	0.6	1.0
		其他	1.3	1.8	2.4	3.4
3	砷	水田	30	30	25	20
		其他	40	40	30	25
4	铅	水田	80	100	140	240
		其他	70	90	120	170
5	铬	水田	250	250	300	350
		其他	150	150	200	250
6	铜	水田	150	150	200	200
		其他	50	50	100	100
7	镍		60	70	100	190
8	锌		200	200	250	300

2.4.3 污染物排放标准

2.4.3.1 废气排放标准

（1）施工期

施工期产生的颗粒物执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）

表 2 无组织排放监控浓度 1.0mg/m³ 限值要求。

（2）运营期

油气开采过程中井场厂界无组织挥发产生的非甲烷总烃排放执行《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，硫化氢执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）。具体标准限值

要求见表 2.4-6。

表 2.4-6 大气污染物排放标准一览表 (单位: mg/m^3)

阶段	污染物	标准值	标准来源
施工期	颗粒物	$1.0\text{mg}/\text{m}^3$	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 表 2 无组织排放监控浓度限值要求
运营期	非甲烷总烃	$4.0\text{mg}/\text{m}^3$	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 企业边界污染物控制要求
	H_2S	$0.06\text{mg}/\text{m}^3$	《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93) 表 1 要求

2.4.3.2 废水排放标准

(1) 施工期

本项目施工期钻井废水采用“钻井泥浆不落地技术”，分离出的液相循环使用，完井后剩余泥浆由钻井队委托岩屑处置单位进行处置，无钻井废水外排；管道试压废水为清水，集输管线试压水收集后进入下一段管线循环使用，试压结束后用于洒水降尘。施工期不新建生活营地，施工人员食宿依托钻井公寓，施工现场无生活污水产生。

(2) 运营期

本项目采出水、井下作业废水、废压裂返排液、废洗井液进罐收集后拉运至陆梁油田集中处理站污水处理系统处理，处理后废水水质达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 标准后，用于回注油藏，不向外环境排放。标准值见表 2.4-7。

表 2.4-7 碎屑岩油藏注水水质主要控制指标

储层空气渗透率, μm^2	<0.01	[0.01,0.05]	[0.05,0.5]	[0.5,2.0]	≥ 2.0
水质标准分级	I	II	III	IV	V
悬浮固体含量, mg/L	≤ 8.0	≤ 15.0	≤ 20.0	≤ 25.0	≤ 35.0
悬浮物颗粒直径中值, μm	≤ 3.0	≤ 5.0	≤ 5.0	≤ 5.0	≤ 5.5
含油量, mg/L	≤ 5.0	≤ 10.0	≤ 15.0	≤ 30.0	≤ 100.0
平均腐蚀率, mm/a	≤ 0.076				

2.4.3.3 噪声排放标准

(1) 施工期：施工期场界噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)。

(2) 营运期：厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 中 2 类区标准，即昼间 60dB (A)，夜间 50dB (A)。

噪声标准限值见表 2.4-8。

表 2.4-8 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

2.4.3.4 固体废物

根据项目产生的各种固体废物的性质和去向：

一般工业固体废物执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)；

危险废物鉴别执行《危险废物鉴别标准》(GB5085.1~7)《危险废物排除管理清单(2021 年版)》(公告 2021 年第 66 号)；危险废物环境管理执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》《危险废物转移管理办法》(部令第 23 号)及《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)进行监督和管理；

含油污泥的处理需满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T 3997-2017)、《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》(DB65/T 3999-2017)、《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 301-2016)、《关于含油污泥处置有关事宜的通知》(新环办发〔2018〕20 号)中的要求。

2.5 评价工作等级与评价范围

2.5.1 环境空气评价等级和评价范围

(1) 评价等级

按照《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)规定，分别计算每一种污染物的最大地面浓度占标率 P_i (第 i 个污染物)，及第 i 个污染物地面浓度达标准限值 10%时所对应的最远距离 $D_{10\%}$ ，其中 P_i 定义为：

$$P_i = C_i / C_{0i} \times 100\%$$

式中： P_i ——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

C_{0i} ——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。一般选用 GB3095 中 1h 平均质量浓度的二级浓度限值，如项目位于一类环境空气功能区，应选择相应的一级浓度限值；对仅有 8h 平均质量浓度限值、日平均质量浓度限值或年均质量浓度限值的，可分别按 2 倍、3 倍、6 倍折算为 1h 平均质量浓度限值。

估算模式 AERSCREEN 是基于 AERMOD 估算模式的单源估算模型，可计算污染源包括点源、火炬源、面源和体源的最大地面浓度，能够考虑地形、熏烟和建筑物下洗的影响，可以输出 1 小时、8 小时、24 小时及年均地面浓度最大值，评价污染源对周边空气环境的影响程度和范围。本次评价将根据建设项目所在地的地貌特征及气象条件，利用《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）公布的 AERSCREEN 估算模式确定大气评价等级。

表 2.5-1 大气环境评价工作等级分级判据

评价工作等级	评价工作等级分级判据
一级	$P_{\max} \geq 10\%$
二级	$1\% \leq P_{\max} < 10\%$
三级	$P_{\max} < 1\%$

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（城市选项时）	/
最高环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		42.3
最低环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		-34.5
土地利用类型		沙地
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	☒ 是 ☐ 否
	地形数据分辨率/m	90m
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	是 ☒ 否
	海岸线距离/km	/
	海岸线方向/ $^{\circ}$	/

筛选结果见表 2.5-3。

表 2.5-3 主要污染物估算模型计算结果表

类别	污染源	污染物	下风向最大 质量浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	下风向最大质量 浓度占标率 $P_{\text{max}}/\%$	下风向最大质 量浓度出现距 离/m	$D_{10\%}/\text{m}$	评价等 级
无组 织排 放	单井井场	非甲烷总烃	10.0844	0.542	27	0	三级
	2 井式井场	非甲烷总烃	20.009	1.0004	27	0	二级

根据大气污染源强情况,项目排放废气最大地面浓度占标率 $P_{\text{max}}=1.0004\%$, 大于 1% 小于 10%, 结合《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 中附录 B 推荐的估算模型 AERSCREEN 估算分析, 判定本项目大气环境影响评价等级为二级。

(2) 评价范围

本次大气环境影响评价等级定为二级, 根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 中的规定和估算结果, 确定本次环境空气评价范围为: 分别以单井井口为中心, 向采油井四周各外延 2.5km 的矩形叠合的包络线。评价范围见图 2.5-1。

2.5.2 水环境影响评价等级和评价范围

2.5.2.1 地表水

按照《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018), 项目属于水污染影响型建设项目。在油田正常开采及油气集输过程中, 本项目产生的含油污水、井下作业废水不外排, 项目区周边无天然地表水体, 项目地表水环境影响评价等级为三级 B。

项目运营阶段正常情况无生产废水排放, 本次地表水环境影响评价重点论证项目废水综合利用不外排的可行性和可靠性。

2.5.2.2 地下水

(1) 评价等级

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016) 附录 A 分级标准, 本项目属于 F 类“石油、天然气”中的石油开采项目, 属于 I 类建设项目。

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023), “按照场站和内部集输管道分别判断行业类别。常规石油和页岩油、致密油等非常规石油开采井场、站场等工程, 按照 I 类建设项目开展地下水环境影响评价。”“油类和废水等输送管道, 按照 II 类建设项目开展地下水环境影响评价。”

因此，本项目井场属于I类建设项目，集输管线属于II类建设项目。

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。

表 2.5-5 地下水环境影响评价工作等级分级表

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

根据表 2.5-4、表 2.5-5 可知，由于项目区内无集中式饮用水水源准保护区及补给径流区，无分散式饮用水水源地，无特殊地下水资源保护区，地下水环境敏感特征为不敏感。

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本项目井场属于I类建设项目，地下水环境敏感特征为不敏感，由此判定本项目井场地下水评价等级为二级。本项目集输管线属于II类建设项目，地下水环境敏感特征为不敏感，由此判定本项目集输管线地下水评价等级为三级。

（2）评价范围

按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中关于“二级评价”范围的规定，本项目井场评价范围确定为：以本项目区为中心，地下水流向上游 2km，两侧外扩 2km，下游 8km 的矩形区域；管线地下水评价范围：管线两侧向外延伸 200m 的范围。地下水评价范围见图 2.5-2。

2.5.3 声环境影响评价等级和评价范围

（1）评价等级

根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）及《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ 2.4-2021）的规定，项目区属于 2 类功能区，开发建设的噪声影响仅在建设施工期较大，进入生产期后，整个开发建设区噪声源数量相对较少，主要

集中在采油井，且噪声影响范围内无固定人群居住。根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）的有关要求，确定本项目声环境评价等级为二级。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）要求，“满足一级评价的要求，一般以建设项目边界向外 200m 作为评价范围；二、三级评价范围可根据建设项目所在区域和相邻区域的声环境功能区划类别及敏感目标等实际情况适当缩小”。根据项目特征，本次噪声评价以采油井边界向外 200m 作为噪声评价范围。噪声评价范围见图 2.5-3。

2.5.4 土壤环境影响评价等级和评价范围

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）土壤盐化、酸化和碱化地区，建设项目应按照土壤污染影响型和生态影响型，按相应等级分别开展评价工作。根据“4.6.2.2 土壤酸化、碱化判定”章节，项目所在区域属于土壤盐化地区，本项目类别同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑，并根据不同项目类型类别分别判定评价等级。

（1）项目类别

依据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 A 土壤环境影响评价项目类别表，本项目涉及的“石油开采（井场）”、“集油管线”分别属于“采矿业—金属矿、石油、页岩油开采”、“交通运输仓储邮政业—石油及成品油的输送管线”，对应项目类别分别为Ⅰ类、Ⅱ类。

（2）占地规模

污染影响型建设项目所在地周边的土壤环境敏感程度分为敏感、较敏感、不敏感，将建设项目占地规模分为大型（ $\geq 50\text{hm}^2$ ）、中型（ $5-50\text{hm}^2$ ）、小型（ $\leq 5\text{hm}^2$ ）。本项目占地主要为永久占地，总占地面积为 0.51hm^2 ，占地规模为小型。

（3）环境敏感程度

①污染影响型

建设项目所在地周边的土壤环境敏感程度分为敏感、较敏和不敏感，判别依据见表 2.5-6。根据现场调查，项目井场占地主要为沙地，不存在耕地、园地、牧草地，因此，判定土壤环境敏感程度为不敏感。

表2.5-6 污染影响型敏感程度分级表

敏感程度	判别依据
敏感	建设项目周边存在耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或居民区、学校、疗养院、养老院等土壤环境敏感目标的
较敏感	建设项目周边存在其他土壤环境敏感目标的
不敏感	其他情况

②生态影响型

表2.5-7 生态影响型敏感程度分级表

敏感程度	判别依据		
	盐化	酸化	碱化
敏感	建设项目所在地干燥度 >2.5 且常年地下水位平均埋深 $<1.5\text{m}$ 的地势平坦区域；或土壤含盐量 $>4\text{g/kg}$ 的区域	$\text{pH}\leq 4.5$	$\text{pH}\geq 9.0$
较敏感	建设项目所在地干燥度 >2.5 且常年地下水位平均埋深 $\geq 1.5\text{m}$ 的，或 $1.8<\text{干燥度}\leq 2.5$ 且常年地下水位平均埋深 $<1.8\text{m}$ 的地势平坦区域；建设项目所在地干燥度 >2.5 或常年地下水位平均埋深 $<1.5\text{m}$ 的平原区；或 $2\text{g/kg}<\text{土壤含盐量}\leq 4\text{g/kg}$ 的区域	$4.5<\text{pH}\leq 5.5$	$8.5\leq \text{pH}<9.0$
不敏感	其他	$5.5<\text{pH}<8.5$	

a 是指采用 E601 观测的多年平均水面蒸发量与降水量的比值，即蒸降比值。

根据检测报告，本项目 pH 值在 8.13~8.54 之间，属于碱化；土壤盐分含量介于 0.9g/kg~2.9g/kg 之间，介于 2g/kg~4g/kg 之间，属于轻度盐化，判定本项目敏感程度为“较敏感”。

(4) 评价工作等级判定

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》(HJ964-2018)，污染影响型

和生态影响型土壤环境影响评价工作等级划分见表 2.5-8 和表 2.5-9。

表2.5-8 污染影响型评价工作等级划分表

评价工作等级	I类			II类			III类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-	-

注：“-”表示可不开展土壤环境影响评价工作

表2.5-9 生态影响型评价工作等级划分表

评价工作等级	I类	II类	III类
敏感	一级	二级	三级

较敏感	二级	二级	三级
不敏感	二级	三级	-
注：“—”表示可不开展土壤环境影响评价工作			

本项目采油井场开发属于Ⅰ类项目，原油集输管线属于Ⅱ类项目，因此本项目采油井场土壤污染影响型评价工作等级为二级，原油集输管线土壤污染影响型评价工作等级为三级。综上，本项目污染影响型土壤环境影响评价工作等级为二级。

本项目采油井场生态影响型土壤评价工作等级为二级，原油集输管线生态影响型土壤评价工作等级为二级。综上，本项目生态影响型土壤环境影响评价工作等级为二级。

（5）评价范围

①土壤污染影响型评价范围

本项目土壤污染影响型评价工作等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），项目的调查评价范围为：井场取占地范围内及占地范围外 0.2km 范围，管线边界两侧 0.2km 范围内。

②土壤生态影响型评价范围

本项目土壤环境生态影响型井场评价工作等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），项目土壤生态影响调查评价范围为：井场取占地范围内及占地范围外 2km 范围，管线边界两侧 0.2km 范围内。

土壤评价范围见图 2.5-4。

2.5.5 生态环境评价等级和评价范围

（1）评价等级

依据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）生态敏感性和影响程度，将生态影响评价等级划分为一级、二级和三级，经判定本项目生态环境影响评价等级为三级，判定依据及结果见表 2.5-10。

表 2.5-10 生态环境影响评价工程等级划分

评价等级判定依据	评价等级	判定结果
a) 涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产地，重要生境时，等级为一级	一级	不涉及
b) 涉及自然公园时，评价等级为二级	二级	不涉及
c) 涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级		不涉及
d) 根据 HJ2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态环境影响评价		不属于水文要素影响型项目

等级不低于二级		
e) 根据 HJ610、HJ964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级		不涉及
f) 当工程占地规模大于 20km ² 时（包括永久和临时占用），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定		本项目占地面积为 97200m ² < 20km ²
除 a)、b)、c)、d)、e)、f) 以外的情况，评价等级为三级	三级	不涉及

(2) 评价范围

结合《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023) 中的相关规定“井场、站场（含净化厂）等工程以场界周围 50 米范围、集输管道等线性工程两侧外延 300 米为评价范围。通过大气、地表水、噪声等环境要素间接影响生态保护目标的项目，其评价范围应涵盖污染物排放产生的间接生态影响区域。”

本项目生态评价范围为各井场边界向外延伸 50m，管线工程两侧各 300m。生态评价范围见图 2.5-5。

2.5.6 环境风险评价等级和评价范围

(1) 评价等级

本项目危险物质影响环境的途径主要为大气环境和地下水环境，根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018) 附录 B 和附录 C，本项目 Q 值 < 1，环境风险潜势综合等级为 I 级，风险评价等级为简单分析。

(2) 评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018) 的规定，评价等级为简单分析的项目未设环境风险评价范围。

2.5.7 评价工作等级及评价范围汇总

拟建项目各评价专题的环境影响评价范围汇总情况见表 2.5-11。

表 2.5-11 评价工作等级及评价范围一览表

序号	项目	评价等级	评价范围
1	环境空气	二级	以单井井口为中心，向采油井四周各外延 2.5km 的矩形叠合的包络线，见图 2.5-1
2	地表水	三级 B	—

序号	项目	评价等级			评价范围
3	地下水	二级			以本项目区为中心，地下水流向上游 2km，两侧外扩 2km，下游 8km 的矩形区域；管线地下水评价范围：管线两侧向外延伸 200m 的范围。 见图 2.5-2
4	噪声	二级			以采油井边界向外 200m，见图 2.5-3
5	土壤	污染 影响 型	石油开采 工程	二级	井场取占地范围内及占地范围外 0.2km 范围， 见图 2.5-4
			管线工程	三级	管线边界两侧 0.2km 范围内，见图 2.5-4
		生态 影响 型	石油开采 工程	二级	井场取占地范围内及占地范围外 2km 范围，见 图 2.5-4
			管线工程	二级	管线边界两侧 0.2km 范围内，见图 2.5-4
6	生态	三级			井场周边 50m 范围内，管线两侧各 300m 带状 区域，见图 2.5-5
7	环境风 险	简单分析			/

2.6 评价内容和评价重点

2.6.1 评价工作内容

本次评价的主要内容包括工程分析、环境概况调查、环境质量现状与影响分析，环境影响预测与评价、环境保护措施及可行性分析、总量控制、环境风险评价、环境经济损益分析，环境管理与监控计划，结论及建议。

2.6.2 评价重点

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

- (1) 建设项目工程分析；
- (2) 生态环境影响评价；
- (3) 大气、地下水、固体废物环境影响评价；
- (4) 环境风险影响评价及风险管理；
- (5) 环境保护措施技术经济及可行性论证。

2.6.3 评价时段

根据本项目实施的不同阶段和环境影响特点，评价时段包括建设期、生产运营期和退役期三个时段，以建设期和生产运营期两个时段为评价重点。

2.6.4 评价对象

根据工程内容和环境现状调查，本次评价的对象包括本项目开发建设所涉及的井区、采油管线。

2.7 控制污染与环境保护目标

2.7.1 控制污染目标

根据开发建设和运营中对环境可能造成的污染与生态破坏，确定污染控制对象目标如下：

（1）控制建设项目在开发建设过程中的各种施工活动，尽量减少对项目区生态环境的破坏，做好植被恢复与水土保持工作，防止土壤沙化。

（2）保证项目建成后，废气达标排放、废水达标后用于回注油藏，不外排，场界噪声达标，固废得到合理利用及无害化处置，项目建设不会对项目区造成影响。

（3）进一步控制各种污染物排放量，在总体上符合区域环境污染物质量控制目标以及清洁生产的要求。

（4）保证评价区域空气质量、地下水质量维持现有水平；将工程对生态环境的不利影响程度降低到最低程度，使受影响区域的整体生态环境无明显破坏。

2.7.2 环境保护目标

根据现场调查，本项目占地类型为沙地，井场周边只有稀疏的植被。项目 500m 范围内无自然保护区、风景名胜区、居民区、学校等环境保护目标，项目属于新疆维吾尔自治区水土流失重点治理区范围内，周边 200m 范围内无声环境保护目标，周边 500m 范围内无地下水集中式饮用水水源和热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源。本项目环境保护目标具体情况见表 2.7-1。

表 2.7-1 环境敏感目标一览表

环境要素	环境敏感目标	与项目相对位置 (方位, 距离)	保护要求
环境空气	项目区大气环境	项目区	满足《环境空气质量标准》 (GB3095-2012) 二级标准及修改单
地下水环境	区域地下水水质不受项目建设影响		满足《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017) 中Ⅲ类标准
土壤环境	评价区域内	占地范围内	《土壤环境质量 建设用地土壤污染 风险管控标准(试行)》 (GB36600-2018) 第二类建设用地 筛选值

		占地范围外	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》 （GB15618-2018）表 1 中农用地土壤污染风险筛选值，石油烃参照占地范围内标准执行
生态环境	水土流失重点治理区	项目区	保护项目区域荒漠生态系统完整性和稳定性，保护土壤环境质量，做好植被恢复与水土保持工作，使项目区现有生态环境不因本项目的建设受到破坏
	植被	评价区域内	落实工程占地以及管道沿线周边生态环境保护措施，临时占地 3-5 年可基本恢复到自然状态
	国家Ⅱ级重点保护野生动物： 沙狐、狼、草原斑猫、兔狲、 鹅喉羚、雀鹰、草原鹞、红隼、 云雀、东方沙鹀、黑腹沙鸡、 棕尾鵟		禁止破坏保护动物的生境和捕杀保护动物
	自治区Ⅰ级重点保护野生动物： 虎鼬		

3 建设项目概况与工程分析

3.1 工程基本情况

项目名称：陆 136 井区侏罗系头屯河组油藏 2025 年建设工程

建设单位：中国石油新疆油田分公司开发公司

项目性质：改扩建

建设地点：项目位于新疆塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，构造位置位于陆 136 井区侏罗系头屯河组，西北距离和布克赛尔蒙古自治县县城约 120km，西南局玛纳斯湖约 40km，东南距陆梁集中处理站约 14km。中心点经纬度坐标：E，N。地理位置见图 3.1-1

产能规模：新建产能 $1.44 \times 10^4 \text{t/a}$

建设周期：项目计划施工期为 2025 年 5 月至 2026 年 2 月。

3.2 油田概况

3.2.1 油气田范围

陆梁油田陆 136 井区位于准噶尔盆地陆梁隆起三个泉凸起西段，行政隶属新疆维吾尔自治区和布克赛尔蒙古自治县，位于已开发的陆 9 井区西约 16km（图 3.2-1）。

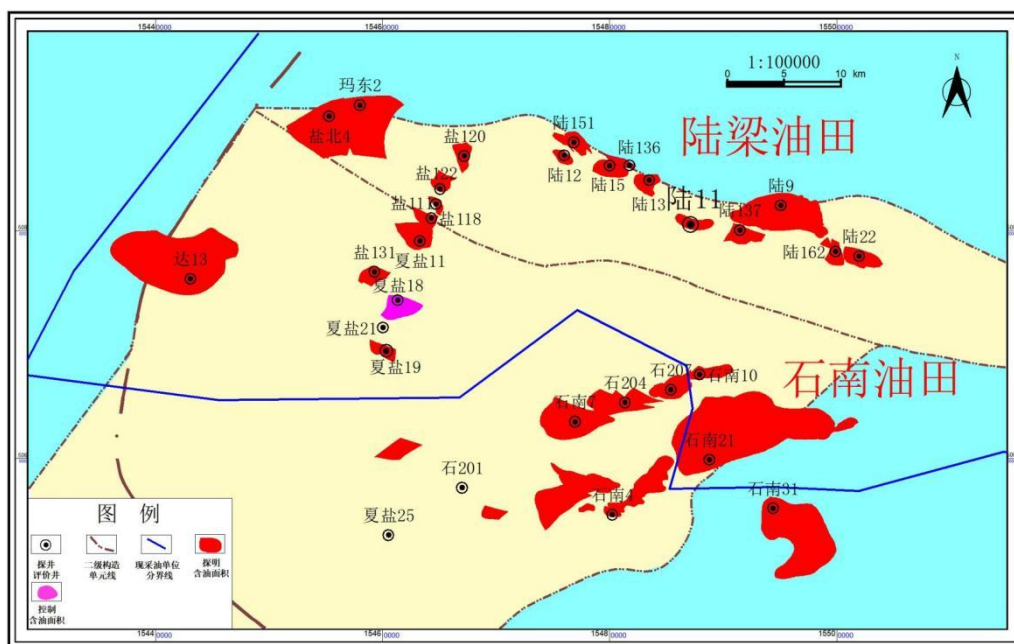


图 3.2-1 陆 136 井区地理位置图

3.2.2 勘探开发简况

陆梁油田勘探开发始于 2000 年，至今已有 22 年之久。2019 年，在陆 2 井北背斜带东高点上的陆梁 1 井北断背斜圈闭内部署实施了陆 136 井，该井于 2021 年 3 月 2 日在头屯河组（1990.0-1993.0m、1994.0-1996.0m）试油，抽汲求产，日产油 9.44t，日产水 1.90m³，累计产油 61.90t，累计产水 43.68m³，试油结论为油水同层，发现了陆 136 井区头屯河组油藏。

3.2.3 地层流体性质

3.2.3.1 地面原油性质

陆 136 井区头屯河组 J₂t₁ 油藏地面原油密度在 0.835g/cm³~0.856g/cm³ 之间，平均为 0.851g/cm³，50℃地面原油粘度在 9.51mPa·s~11.69mPa·s 之间，平均为 10.27mPa·s，凝固点为 15.0℃，含蜡量为 6.82%。具体见表 3.2-1。

表 3.2-1 陆 136 井区侏罗系头屯河组 J₂t₁ 油藏地面原油性质参数表

区块	层位	密度 g/cm ³	30℃粘度 mPa·s	35℃粘度 mPa·s	40℃粘度 mPa·s	50℃粘度 mPa·s	凝固点 ℃	含蜡量 %
陆 136	J ₂ t ₁	0.851	17.79	14.91	11.98	10.27	15.0	6.82

3.2.3.2 天然气性质

陆 136 井区头屯河组 J₂t₁ 油藏天然气为溶解气，相对密度为 0.744，甲烷含量为 68.75%。具体见表 3.2-2，天然气中不含硫化氢。

表 3.2-2 陆 136 井区侏罗系头屯河组 J₂t₁ 油藏天然气性质表

区块	层位	相对密度	组分含量 (%)			
			甲烷	乙烷	二氧化碳	氮气
陆 136	J ₂ t ₁	0.744	68.75	5.40	0.73	20.92

3.2.3.3 地层水性质

陆 136 井区头屯河组 J₂t₁ 油藏地层水矿化度在 17632.56mg/L~20991.18mg/L 之间，平均为 19311.87mg/L，氯离子含量在 10535.17mg/L~12656.00mg/L 之间，平均为 11595.57mg/L，水型为 CaCl₂ 型。具体见表 3.2-3。

表 3.2-3 陆 136 井区侏罗系头屯河组 J₂t₁ 油藏地层水性质参数表

区块	层位	主要离子 (mg/L)						矿化度 (mg/L)	水型
		HCO ₃ ⁻	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	K ⁺ 和 Na ⁺		
陆 136	J ₂ t ₁	146.315	11595.57	34.99	952.15	56.47	6495.09	19311.87	CaCl ₂

3.3 工程组成

本项目部署 6 口采油井，2 口注水井，均为新钻井，钻井总进尺 $1.61 \times 10^4 \text{m}$ ，新建产能 $1.44 \times 10^4 \text{t/a}$ ，新建采油管线 4.2km，注水管线 1.7km，配套建设供配电及仪表自动化等地面工程。

工程项目组成见表 3.3-1。

表 3.3-1 本项目主要工程组成一览表

类别	名称	工程量		建设内容	备注
主体工程	钻前工程			钻井前准备工作，包括井场平整、设备基础修建等，均在井场临时占地范围内实施。	新建
	钻井工程	采油井	6 口	新钻采油井 6 口，均为二开井身结构、定向井。单井设计井深 2015m，钻井施工共 16 天；地面工程施工 326 天，累计施工 422 天，施工人数为 35 人。本项目采用水基钻井液。	新建
	修井工程	注水井	2 口	新钻注水井 2 口，均为二开井身结构、直井。单井设计井深 2015m，钻井施工共 16 天；地面工程施工 52 天，累计施工 84 天，施工人数为 35 人。本项目采用水基钻井液。	新建
	储层改造工程	射孔		采用等孔径射孔弹（有效孔径≥10mm）和 89 型射孔枪。	新建
	采油工程	采油井井口装置	6 口	采油井口采用 10 型抽油机，配套电机 22kW。井口设保温盒，保温盒内设 0.25kW 防爆电加热器，压力表置于保温盒内。	新建
	油气集输工程	单井出油管线	4.2km	新建采油井场外单井出油管道采用 DN50 2.5MPa 热塑性塑料内衬玻璃钢复合管，保温埋地敷设，保温层采用 30mm 厚发泡保温橡塑海绵，防护层采用 2mm 厚聚乙烯胶粘带，管底标高-1.70m。	新建
	注水工程	注水井场	2 口	新建 25MPa 注水井口装置 2 座，井口设保温盒，来水管道设止回阀和截断阀。	新建
		单井注水管线	1.7km	新建单井注水管道选 DN50 16MPa 热塑性塑料内衬玻璃钢复合管（耐温 70℃），埋地不保温敷设，管线埋深-1.80m。	新建
公用工程	供配电	由已建陆 136 井区已建 10kV 架空线路引出，新建 10kV 架空线选用 2×JL/G1A-95/20，线路长度约 2.5km。			新建
	供水	采用车载拉运方式供水，管道试压用水水源来自陆梁作业区。			依托
	供热	项目冬季不施工，不涉及供热。			/

类别	名称	工程量	建设内容	备注
	道路	本项目不新建道路，利用现有已建道路。		依托
环保工程	废气	施工期	施工扬尘：材料及临时土方采用防尘布覆盖，逸散性材料运输用苫布遮盖。	/
			焊接烟气：使用国家合格焊条产品，间歇性少量排放。	/
			柴油发电机燃油燃烧废气：采用高效设备，定期维护，采用符合国五标准的柴油，并添加柴油助燃剂等措施。	/
			车辆尾气：使用国家合格燃油，间断不连续排放。	/
		运营期	无组织排放的非甲烷总烃：本项目采用密闭集输工艺，集输过程无组织排放，加强巡检及设备的维护、检修。	/
			伴生气：本项目采出液（气、水、油）经管线密闭集输至陆梁集中处理站处理。	/
	废水	施工期	钻井废水：经“钻井泥浆不落地技术”处理后回用于钻井液配备，完井后的剩余钻井废水由钻井队委托岩屑处置单位进行处置。	依托
			施工生活污水：施工期不新建生活营地，施工人员食宿依托钻井公寓，施工现场无生活污水产生。	依托
			管道试压废水：采用新鲜水，试压结束后用于区域绿化和洒水抑尘。	/
		运营期	井下作业废水：采用专用收集罐收集后拉至陆梁集中处理站污水处理系统处理，处理达标后用于回注油藏，不外排。	依托
			井下作业废液（废洗井液、废压裂液）：采用专用收集罐收集后拉至陆梁集中处理站污水处理系统处理，处理达标后用于回注油藏，不外排。	依托
			采出水：管输陆梁集中处理站污水处理系统处理，处理达标后用于回注油藏，不外排。	依托
	噪声	施工期	采用低噪声设备，定期维护，装设基础减振和设置隔声罩，合理安排施工时间，高噪声施工设备减少夜间使用或禁止使用。	新建
		运营期	①尽量选用低噪声设备；②采取减噪措施；③尽量将发声源集中统一布置；④切合实际地提高工艺过程自动化水平；⑤定时保养设备。	新建
	固废	施工期	岩屑经不落地系统处理后进罐收集，交由岩屑处置单位处理。	依托
			施工土方：施工结束后回填管堤之上，实施压实平整水土保持措施。	/
			管线焊接废渣：集中收集后回收处理。	/
			废弃防渗膜、机械设备废油：直接拉运，委托有资质的单位拉运并进行无害化处置，不在井场内暂存。	依托
			生活垃圾：施工现场设置垃圾桶，生活垃圾集中收集在垃圾桶内，定期拉运至陆梁油田生活垃圾填埋场进行填埋处理。	依托
			建筑垃圾：施工废包装材料尽量回收利用，建筑垃圾由施工单位清运。	/
		运营期	含油污泥：定期委托有危险废物处置资质的单位处置。	依托
			落地油：井下作业时带罐作业，落地油 100%回收，回收后的落地油运至陆梁集中处理站处理。	依托
			清管废渣、废防渗膜：委托有危废处置资质单位进行处置。	依托
			废润滑油：回收后运至陆梁集中处理站原油处理站系统处理。	依托
	环境风险	①安装防喷器和井控装置等安全措施；②按消防规定配备灭火器、消防铁锹和其他消防器材；③井下作业配备回收罐。		新建

类别	名称	工程量	建设内容	备注
	生态恢复	①严格控制占地范围；②开挖时分层开挖、分层回填；③施工结束后，恢复地表原状，将施工迹地平整压实；④永久占地地面硬化；⑤对临时占地进行平整，实施砾石覆盖等措施。		/
依托工程	陆梁集中处理站	陆梁集中处理站原油处理设计规模为 120×10 ⁴ t/a，天然气处理站设计处理规模 15×10 ⁴ Nm ³ /d；污水处理系统设计规模 20000m ³ /d。目前实际原油处理能力 75×10 ⁴ t/a，天然气处理站处理规模 11.0×10 ⁴ m ³ /d，污水处理系统处理规模 19370m ³ /d。陆梁集中处理站原油处理系统剩余量 45×10 ⁴ t/a，天然气处理系统剩余量 4.0×10 ⁴ m ³ /d，污水处理系统剩余量 630m ³ /d。本项目年产油量 1.44×10 ⁴ t，年产气量 12.58×10 ⁴ m ³ (419.3m ³ /d)，年产水量（包含采出水、井下作业废水、废洗井液和压裂返排液）3.39×10 ⁴ m ³ （112.9m ³ /d），可满足本工程处理需求，依托可行。		依托
	陆 12 注水站	陆 12 注水站 16MPa 高压注水系统运行现状为 1480m ³ /d(注水泵 2 用 1 备)，实际注水 819m ³ /d		
	克拉玛依博达环保科技有限公司	运营期含油污泥委托克拉玛依博达环保科技有限公司处置。克拉玛依博达环保科技有限公司的经营范围有劳务输出；收集、处置利用危险废物种类为 HW08（矿物油）；污水治理及其再生利用，危货运输；容器（储油罐）清洗等。现有含油污泥处理线采用水—助溶剂萃取法对含油污泥进行无害化处理。设计年处理能力为 118.5×10 ⁴ t/a，实际处理量 35×10 ⁴ t/a，剩余处理能力 83.5×10 ⁴ t/a，本项目 6 口采油井全部投产后预计年含油污泥最大产生量为 130.69t/a，可满足本工程处理需求，依托可行。		
	陆梁油田生活垃圾填埋场	本项目钻井期生活垃圾经陆梁公寓收集后，运至陆梁油田生活垃圾填埋场处置。陆梁油田生活垃圾填埋场占地面积 21000m ² ，场址由北向南依次为三座容积各 18000m ³ 垃圾填埋池，总容积 54000m ³ ，服务年限为 10 年。本项目施工期生活垃圾量约为 8.86t，产生量较少，陆梁油田生活垃圾处理工程可接收本项目钻井期生活垃圾，依托可行。		

3.4 工程方案

3.4.1 部署情况

根据《陆 136 井区侏罗系头屯河组 J₂t₁ 油藏 2025 年实施意见》部署结果，陆 136 井区 2024 年试验区内共部署新钻采油井 6 口，注水井 2 口，钻井总进尺 1.61×10⁴m，新建产能 1.44×10⁴t/a，新增注水规模 2.32×10⁴t/a。预测生产 20 年，累计产油 12.1×10⁴t，平均单井累计产油 1.35×10⁴t。

表 3.4-1 陆 136 井区侏罗系头屯河组 J₂t₁ 油藏开发部署表

层位	总井数 (口)	新钻 采油井 (口)	新钻 注水井 (口)	设计 井深 (m)	钻井 进尺 (10 ⁴ m)	单井 产能 (t/d)	区块 日产油 (t)	新建 产能 (10 ⁴ t)	井型
J ₂ t ₁	8	6	2	2015	1.61	8.0	48	1.44	直井/定向井

表 3.4-2 本项目井号、井口坐标一览表

序号	井号	直角坐标系		地理坐标		备注
		X 坐标	Y 坐标	E	N	
1	LUD5604					采油井
2	LUD5608					
3	LUD5612					
4	LUD5614					
5	LUD5607					
6	LUD5615					
7	LU5606					注水井
8	LU5613					

表 3.4-3 本项目井场部署一览表

序号	井号	井场布置	部署年份	备注
1	LUD5604	单井井场	2025 年	采油井
2	LUD5608	双井平台井场	2025 年	采油井
3	LU5606		2025 年	注水井
4	LUD5612	双井平台井场	2025 年	采油井
5	LUD5614		2025 年	采油井
6	LU5613	单井井场	2025 年	注水井
7	LUD5607	单井井场	2026 年	采油井
8	LUD5615	单井井场	2026 年	采油井

3.4.2 开发指标预测

本项目陆 136 井区侏罗系头屯河组产量指标预测详见表 3.4-4。

表3.4-4 陆136井区侏罗系头屯河组J₂t₁油藏试验井开发指标预测表

时间 (年)	采油井数 (口)	注水井数 (口)	年注水 (10 ⁴ m ³)	年产油 (10 ⁴ t)	年产液 (10 ⁴ t)	年产气 (10 ⁴ m ³)	综合 含水 (%)	气油比 (m ³ /t)
1	4	2	0.56	0.34	0.48	3.36	30.0	9.88
2	6	2	1.97	1.13	1.72	11.28	35.0	9.98
3	6	2	2.32	1.44	2.03	12.58	40.0	9.98
4	6	2	2.04	1.03	1.81	10.26	45.0	9.96
5	6	2	1.83	0.85	1.64	8.48	50.0	9.98
6	6	2	1.68	0.71	1.52	7.09	55.0	9.99
7	6	2	1.57	0.60	1.44	6.00	60.0	10.00
8	6	2	1.57	0.51	1.46	5.14	67.0	10.08
9	6	2	1.85	0.45	1.75	4.45	77.5	9.89
10	6	2	2.14	0.39	2.05	3.90	82.5	10.00
11	6	2	2.37	0.35	2.29	3.46	86.0	9.89
12	6	2	2.67	0.31	2.60	3.10	89.0	10.00
13	6	2	2.98	0.28	2.92	2.81	91.0	10.04
14	6	2	3.29	0.26	3.23	2.58	92.5	9.92

15	6	2	3.55	0.24	3.50	2.39	93.5	9.96
----	---	---	------	------	------	------	------	------

3.4.3 总体布局

项目的主要建设内容包括：部署 6 口采油井，2 口注水井，钻井总进尺 $1.61 \times 10^4\text{m}$ ，新建产能 $1.44 \times 10^4\text{t/a}$ ，新建采油管线 4.2km，注水管线 1.7km，配套建设供配电及仪表自动化等地面工程。

根据开发井位部署情况，新建 6 口采油井采用二级布站输送工艺，即：井口→计量站→混输泵站→陆梁集中处理站的布站方式。采油井通过新建单井出油管线至计量站，最后通过已建管线输至陆梁集中处理站。

新建 2 口注水井，注水依托陆 15 井区已建 16MPa 注水系统。注水工艺采用“高压集中注水、单干管多井配注工艺”，即陆 12 注水站增压后的高压水通过注水干支线输送至配水橇（位于陆 136-1 计量站），通过橇内分水器向各注水单井进行配注，再通过单井管线输送至各注水井口。

项目总平面布置示意图见图 3.4-1。

3.5 主要建设内容

3.5.1 钻前工程

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

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

②钻机安装，注意保护原井口设备。

③开钻前必须校正天车、转盘和井口，以保证三者中心偏差不大于 10mm。

④设备运转正常，安全装置灵活好用。各种仪器仪表准确灵敏好用。

⑤设备安装完成后，进行整机试运转，连续运转 90min，各部件工作正常，性能可靠。然后进行高压循环系统试压，钻机试压 25.0MPa，运转 30min 以上，

所有管线不刺不漏，油气水路畅通。

3.5.2 钻井工程

本次新钻 6 口采油井，井型均为定向井，新钻 2 口注水井，井型均为直井。井号、井身结构、设计井深及井型详见表 3.5-1。

表 3.5-1 钻井基本参数

序号	井号	井别	井型	设计井深 (m)	钻井周期 (d)
1	LUD5604	采油井	定向井	2015	16
2	LUD5608	采油井	定向井	2015	16
3	LUD5612	采油井	定向井	2015	16
4	LUD5614	采油井	定向井	2015	16
5	LUD5607	采油井	定向井	2015	16
6	LUD5615	采油井	定向井	2015	16
7	LU5606	注水井	直井	2015	16
8	LU5613	注水井	直井	2015	16
合计				16120	128

3.5.2.1 钻井设计

(1) 井身结构

拟部署 6 口采油井均采用二开定向井井身结构，2 口注水井均采用二开直井井身结构，井身结构设计见表 3.5-2、图 3.5-1。

表 3.5-2 井身结构设计说明

开钻次数	钻头尺寸 (mm)	套管尺寸 (mm)	设计说明
定向井			
一开	Φ444.5	Φ339.7	采用 Φ444.5mm 钻头钻至井深 500m，下入 Φ339.7mm 表层套管，固井水泥浆返至地面。
二开	Φ215.9	Φ139.7	采用 Φ215.9mm 钻头钻至设计完钻井深，下入 Φ139.7mm 油层套管，固井水泥浆返至地面。
直井			
一开	Φ444.5	Φ339.7	采用 Φ444.5mm 钻头钻至井深 500m，下入 Φ339.7mm 表层套管，固井水泥浆返至地面。
二开	Φ215.9	Φ139.7	采用 Φ215.9mm 钻头钻至设计完钻井深，下入 Φ139.7mm 油层套管，固井水泥浆返至地面。

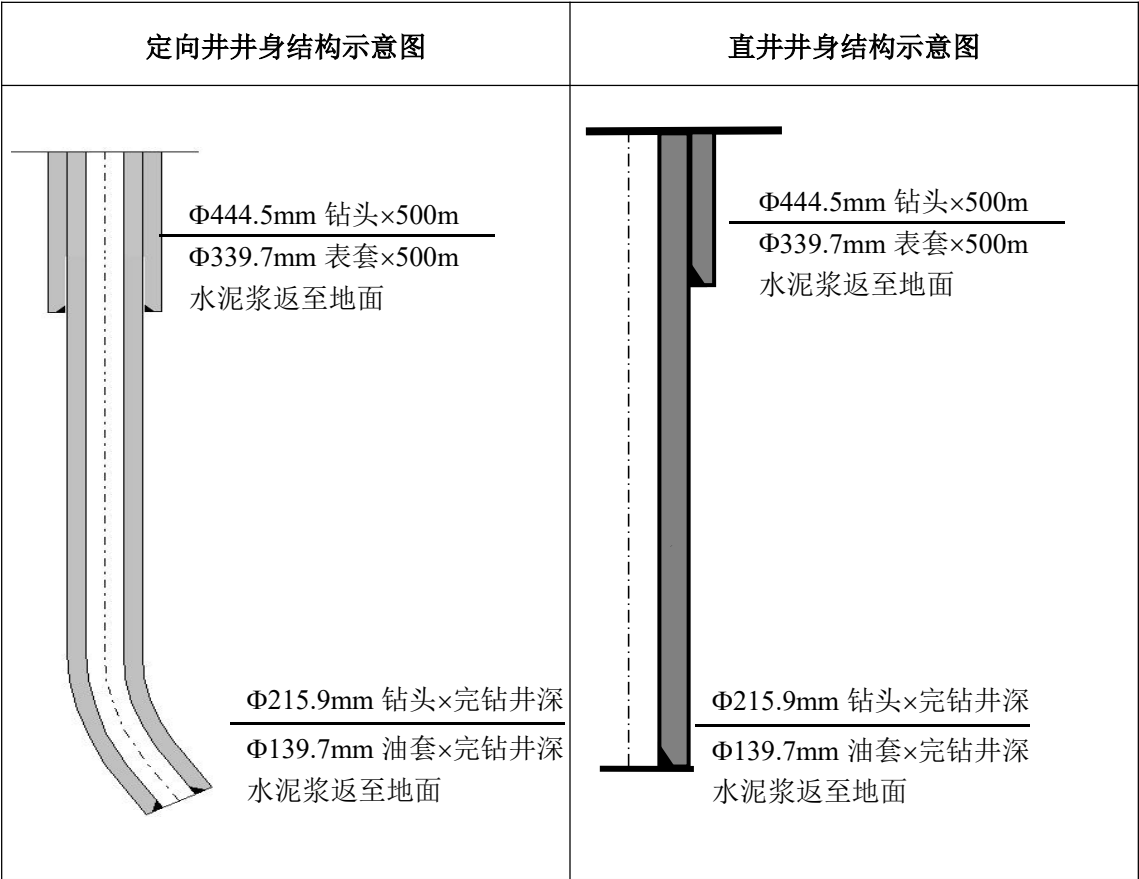


图 3.5-1 井身结构示意图

(2) 井控

为防止井喷事故发生，钻井施工单位做好 HSE 应急预案，采取必要的井控措施，预防或避免井喷事故造成环境污染。井口装置见图 3.5-2。

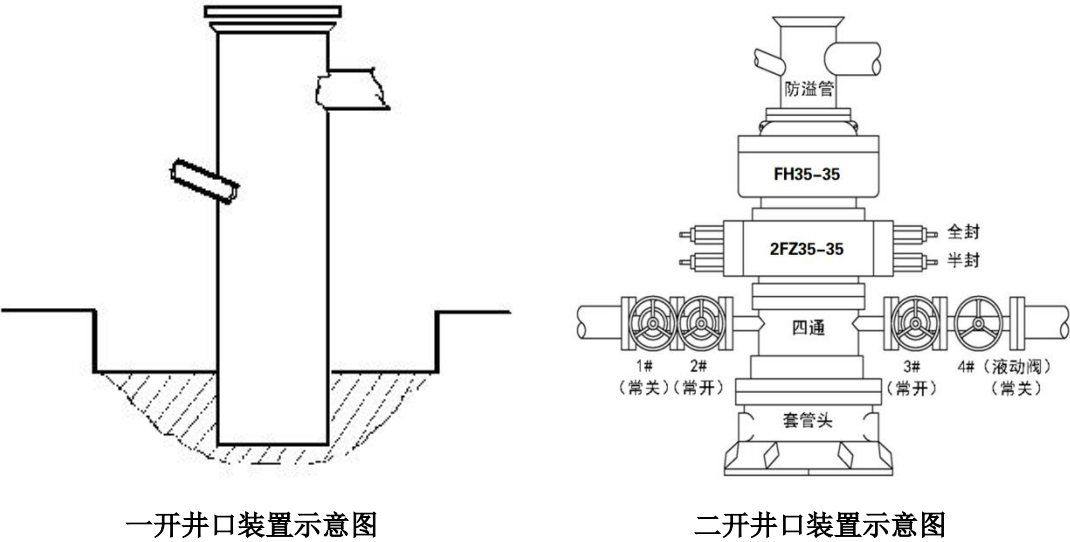


图 3.5-2 井口装置

(3) 固井工程

1) 固井工艺

①Φ339.7mm 表层套管下入深度 500m，采用 G 级水泥常规固井，水泥浆返至地面。

②Φ139.7mm 油层套管下至完钻井深，采用超低密度+自愈合低密度水泥浆体系常规固井，水泥浆返至地面。备用双级固井。

2) 套管柱设计

表 3.5-3 套管柱设计

套管程序	套管外径 (mm)	井段 (m)	钢级	壁厚 (mm)	扣型	累重 t	抗挤强度 MPa	安全系数	抗内压强度 MPa	安全系数	抗拉强度 kN	安全系数
表套	339.7	0~500	J55	10.03	BCSG	26.79	17.7	3.34	27.2	2.72	2801	10.67
油套	139.7	0~2015	N80	7.72	LCSC	59.48	43.4	1.71	53.3	1.84	1546	2.65

3) 水泥浆体系设计

①表层套管

水泥浆配方：G 级+4.0%DS-B+44%H₂O

水泥浆性能：密度 1.90g/cm³ 稠化时间 90min

抗压强度 8h>3.5MPa 24h>7MPa

②油层套管

水泥浆配方：

砂浆：G 级+35%Y8000+18%WG+5%SNP+8%SWT-2+6.4%超细水泥+[4%ST900L+0.7%ST400S+0.8%CF40S+0.2%ST200R+0.5%ST500L]_{湿混}+98%H₂O

水泥浆性能：密度 1.30g/cm³ 稠化时间：210min

失水<50ml 24h 强度>3.5MPa

中间浆：G 级+35%Y8000+18%WG+5%SNP+8%SWT-2+6.4%超细水泥+[4%ST900L+0.7%ST400S+0.8%CF40S+0.15%ST200R+0.5%ST500L]_{湿混}+98%H₂O

水泥浆性能：密度 1.30g/cm³ 稠化时间：180min

失水<50ml 24h 强度>3.5MPa

尾浆：G 级+20%WZ+10%WG+2%SNP+4%SWT-2+[8%ST800L+5%BCF201S+4%ST900L+0.8%CF40S+0.1%ST200R+0.1%ST500L]_{湿混}+69%H₂O

水泥浆性能：密度 1.50g/cm^3

稠化时间：150min

失水 $<50\text{ml}$ 24h 强度 $>14\text{MPa}$

3.5.2.2 钻井设备

本项目单井钻井主要设备见表 3.5-4。

表 3.5-4 钻井主要设备配置（单井）

序号	名 称		型 号	载 荷 (kN)	功 率 (kW)	备 注
一	钻 机		ZJ30	1700		
二	井 架		JJ170/32-KS	1700		
三	提升 系统	绞车	JC30			
		天车	TC-170	1700		
		游车	YC-170	1700		
		大钩	DG-170	1700		
		水龙头	XSL-170	1700		
四	顶部驱动装置		DQ70D	1700		
五	转 盘		ZP520			
六	循环 系统 配置	钻井泵 1#	F-1300		969	
		钻井泵 2#	F-1300		969	
		高压管汇				52MPa
		钻井液罐	13000×3000×250 0			总容量: 196m ³
		搅拌器	NJ-7.5			6 个
七	钻机 动力 系统	柴油机 1#	CAT3406C		>1200	
		柴油机 2#	CAT3406C		>1200	
八	发电 机组	发电机 1#	Vovol		300	
		发电机 2#	Vovol		300	
		MCC 房	HH70LDB			1 栋
九	钻机 控制 系统	自动压风机	SPE306X			6.5m ³ /min
		电动压风机	SPE306X			6.5m ³ /min
十	固控 系统	振动筛 1#	J1/A-2/E48-90F- 3TA			1 套
		振动筛 2#				
		除砂器	RCZ200		2.2	210m ³ /h
		除泥器	RCZ200			200~250m ³ /h
		离心机	LW450×842-N			40m ³ /h
十一	加重 装置	加重漏斗	150NSP			1 套
		电动加重泵				1 套

十二	井控系统	二开	或	环形防喷器	FH35-35			
				单闸板防喷器	FZ35-35			
				双闸板防喷器	2FZ35-35			1 套
				节流管汇	JG-35			1 套
				压井管汇	YG-35			1 套
				控制装置	FKQ3204			1 套
				液气分离器	YFQ1200			
				防爆排风扇				4 台
十三	仪器仪表			钻井参数仪表	八参数仪 ZCJY			1 套
				测斜仪	自浮式单点测斜仪			1 套
十四	防硫设备			便携式硫化氢监测仪				≥4 套
十五				液压大钳	ZQ203/125		1 套	
十六				不落地系统			1 套	
十七				净化罐	40m ³		4 个	
十八				套装水罐	60m ³		1 个	
十九				油水罐	40m ³		3 个	
二十				柴油罐	20m ³		1 个	
二十一				岩屑储罐	60m ³		8 个	

3.5.2.3 钻井液体系

根据钻井工程设计，本项目使用水基钻井液，新配钻井液用量为：单井一开钻井液使用量约 97m³，二开钻井液使用量约 183m³。则本项目钻井液用量为 2240m³。

1) 一开钻井液

①钻井液体系：坂土-CMC 钻井液

②配方：6%~8%坂土+0.2%~0.4%Na₂CO₃+0.2%~0.4%CMC（中）

③钻井液性能：密度 1.05~1.20g/cm³，粘度 60~100s。

2) 二开钻井液

①钻井液体系：聚合物钻井液体系

②配方：

4% 坂 土 +0.2%Na₂CO₃+0.5%NaOH+0.5% ~ 0.7%SP-8+0.5% ~ 0.7%PMHA-2+1%~2%HY-2+0.5%复配铵盐+2%~3%阳离子乳化沥青+3%~4%YB-1+1%YB-3+2%超细碳酸钙+1%WC-1+1%液体润滑剂+重晶石

③钻井液性能指标见表 3.5-5。

表 3.5-5 二开钻井液性能指标

密度 (g/cm ³)	粘度 (s)	失水 (ml)	泥饼 (mm)	pH	塑性粘度 (mPa·s)	动切力 (Pa)	静切力 (Pa)
1.07~1.15	40~75	≤5	≤0.5	8~10	12~30	5~12	1~3/2~7

3.5.2.4 钻井周期

根据钻井方案，单井钻井周期累计 16 天。

3.5.2.5 井场平面布置

项目的布置本着结构简单、流程合理的原则进行布局。井场布置有值班房、材料房、配电房、录井房、钻井液不落地设备等，单井钻井平面布置图详见图 3.5-3。

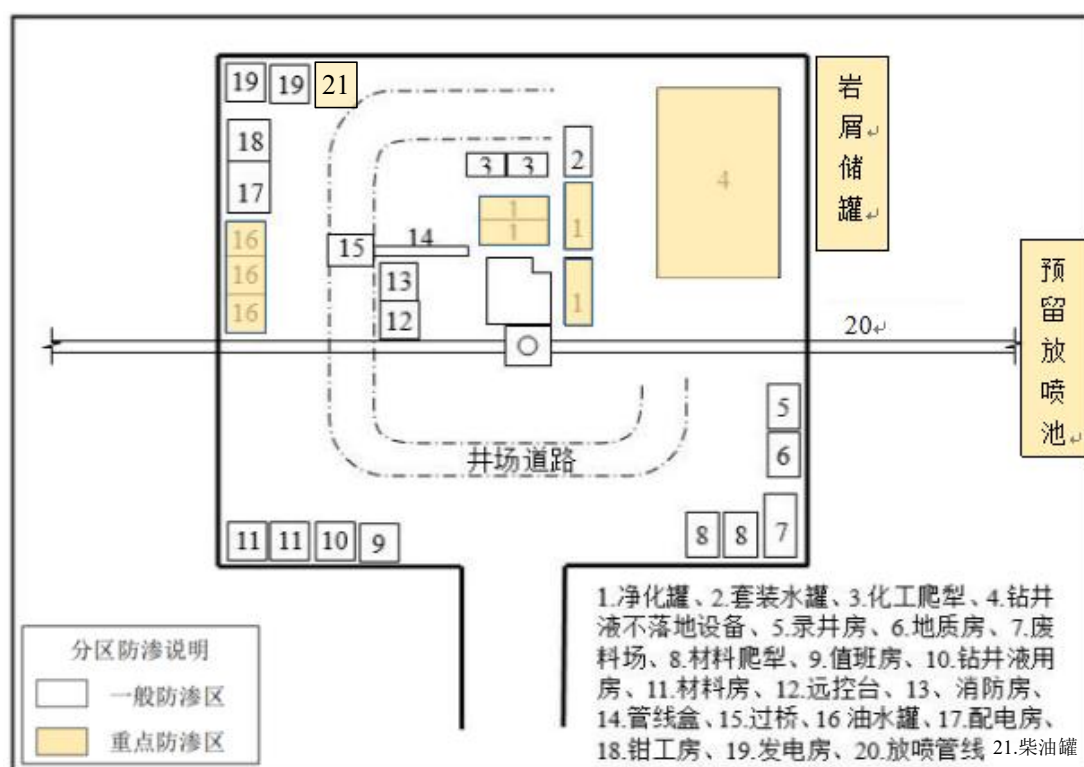


图 3.5-3 单井钻井井场布局示意图

3.5.3 储层改造工程

根据建设单位提供资料，本项目采用可溶桥塞分段+分簇射孔工艺进行分段改造。不涉及压裂和酸化。

(1) 射孔工艺

采用等孔径射孔弹（有效孔径≥10mm）和 89 型射孔枪。

1) 首段采用趾端阀，若无法开启，则采用连续油管传输射孔，射孔 2 簇，

每簇射开 1.0m，16 孔/簇，60°相位角，螺旋布孔。

2) 其余各段采用电缆泵送桥塞射孔联作工艺，主体单段 6~8 簇，等孔径射孔。0.5~0.8m/簇，3~5 孔/簇，4、5 孔/簇时射孔相位角为 60°，螺旋布孔方式。

(2) 分段分簇：簇间距 5~10m，第 1 段 2 簇，其余每段 6~8 簇，段长 40~80m。

3.5.4 采油工程

3.5.4.1 采油井场

本工程新建采油井场 6 座，采油井口采用 10 型抽油机，配套电机功率 22kW，井口设置保温盒保温，保温盒内设 0.25kW 防爆电加热器，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，采油井口按照《石油天然气工业 钻井和采油设备 井口装置和采油树》（GB/T 22513）标准井口进行设计，油井举升工艺满足控套防气采油需要。

3.5.4.2 采油工艺

(1) 井口装置：KY25/65、承压 25MPa 采油井口，井口装置要求气密封合格；

(2) 采油方式：采用抽油机举升方式采油，采用 10 型节能抽油机。

(3) 举升工艺：采用有杆泵防气防腐一体化举升工艺，满足高气液比常态化生产需求，在泵下安装气液分离器（气锚）将气体分离进入环空，在井口安装定压控套阀，将油套环空的气体导入采出管线，防止套压过高，抽油杆和抽油泵采用防腐材质，配套高效防腐气锚，部分腐蚀严重井配套油管内衬工艺。

(4) 采油井防腐：采用油套环空添加缓蚀剂+局部耐腐蚀材料。

3.5.5 油气集输工程

3.5.5.1 一体化选井计量装置

本工程采油井就近接入已建计量站。新建采油井进站情况见表 3.5-6。

表 3.5-6 新建采油井进站情况一览表

已建计量站号	剩余空头数 (个)	接入油井数 (口)	接入的新建采油井井号	备注
陆 136-1 计量站	7	5	LUD5604、LUD5608 LUD5612、LUD5614	12 井式计量橇

			LUD5607、LUD5615	
--	--	--	-----------------	--

流程简述：单井来液进入一体化自动选井计量装置，不需要计量的单井气液直接进入集油管道，需要计量的单井来气液通过选井计量后，与未计量的各单井来气液混合，经过集油支线输送到陆梁集中处理站。

3.5.5.2 油气集输

1) 集输工艺

目前陆 136 井区已建完善的集输系统，本工程新建 6 口采油井依托已建系统实现密闭集输。根据对陆 136 井区已建集输系统现状的分析，结合新建采油井部署位置，新建 6 口采油井采用二级布站输送工艺，即：井口→计量站→混输泵站→陆梁集中处理站。

2) 集输管线

①新建单井出油管道采用 DN50 2.5MPa 热塑性塑料内衬玻璃钢复合管，长度 4.2km，保温埋地敷设，保温层为 30mm 厚发泡保温橡塑海绵，防护层采用 2mm 厚聚乙烯胶黏带，管底标高 -1.70m。

②管道穿越油区简易路采用大开挖方式，并设套管保护，穿越完毕后恢复原有路面。

本工程油气集输部分主要工程量详见表 3.5-7。集输管线平面布置图见图 3.4-1。

表 3.5-7 油气集输部分主要工程量一览表

序号	项目名称	单位	数量	备注
1	25MPa DN50 不保温油嘴加热采油井场	座	6	
2	10 型抽油机（电机功率：22kW）	座	6	
3	DN50 2.5MPa 热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	km	4.2	单井出油管道
4	20kw 电加热器	台	6	

3.5.6 注水工程

3.5.6.1 注水井场

陆 136 井区新建 16MPa 注水井场 2 座。流程描述如下：配水间来水经过单井注水管道注入井口。注水井口设保温盒，保温盒内单井注水管道设止回阀，防

止高压水倒流；采油树设置油套管连通管，通过采油树高压阀门控制可实现注水井口正洗反洗、正注反注的工艺要求。注水井场工艺安装采用标准化设计，选用图集通注 18101。

3.5.6.2 配水撬

本次部署的 2 口注水井均在陆 136-1 号计量配水站管辖范围内，单井进配水撬情况见表 3.5-8。

表 3.5-8 单井进配水撬情况一览表

站号	剩余空头数 (个)	接入井数 (口)	接入的新建注水井井号	备注
陆 136-1	4	2	LU5606、LU5613	6 井式配水撬

工艺流程描述如下：增压后的水输送至 6 井式配水撬，通过撬内分水器向各注水单井进行配注，再去各单井管道上设置恒流配水装置、在线流量计量远传及压力检测远传。

3.5.6.3 集油区注水管网

1) 注水方案

本次部署注水井 2 口。注水依托陆 15 井区已建 16MPa 注水系统。注水工艺采用“高压集中注水、单干管多井配注工艺”，即陆 12 注水站增压后的高压水通过注水干支线输送至配水撬，通过撬内分水器向各注水单井进行配注，再通过单井管线输送至各注水井口。

2) 注水管线

①新建单井注水管道采用 DN50 16MPa 热塑性塑料内衬玻璃钢复合管（耐温 70℃），长度 1.7km，保温埋地敷设，管底标高 -1.80m。

②管道穿越油区简易路采用大开挖方式，并设套管保护，穿越完毕后恢复原有路面。

本工程油田注水部分主要工程量详见表 3.5-9。集输管线平面布置图见图 3.4-1。

表 3.5-9 注水部分主要工程量一览表

序号	项目名称	单位	数量	备注
1	25MPa 注水井口装置	座	2	通注 18102
2	DN50 16MPa 热塑性塑料内衬玻璃钢复合管（耐温 70℃）	km	1.7	

3.5.6.4 陆 12 注水站

陆15、陆136井区注水由陆12注水站管辖。本项目依托陆12注水站，该站已建注水泵3台，注水能力1480m³/d，设计注水压力16MPa，实际注水量819m³/d，注水泵运行压力15.5MPa。

3.5.7 主要指标

3.5.7.1 技术经济指标

本项目主要经济技术指标见表 3.5-10。

表 3.5-10 本项目主要经济技术指标表

序号	项目		单位	数量
1	动用资源储量		t/a	1.44×10^4
2	设计井数		口	8
3	管道长度		km	5.9
4	水基钻井液		m ³	2240
5	柴油		t	256
6	工程占地	永久占地	m ²	5154
7		临时占地	m ²	92046
8	总投资		万元	2625.58

3.5.7.2 占地情况

本工程总占地面积为 97200m²，其中永久占地 5154m²，临时占地 92046m²。占地类型为沙地，占地面积详见表 3.5-11。在施工期间，场地平整及管线敷设等活动将会使地表活化，并对植被造成一定程度的破坏，加剧水土流失。本项目征地手续为钻井和地面分开办理，目前钻井的征地手续正在办理中，地面征地部分尚未启动，后续根据项目进展情况开展地面征地手续办理工作。项目施工需在取得征地手续后方可施行。

表 3.5-11 本工程占地概况一览表

分区	单位	工程量	总占地面积 (m ²)	占地性质 (m ²)		占地类型	备 注
				永久占地	临时占地		
井场	单井采油井场	座	3	19200	2250	16950	单井永久占地面积为 30m×25m；临时占地 80m×80m-30m×25m
	单井注水井场	座	1	6400	400	6000	单井永久占地面积为 20m×20m；临时占地 80m×80m-20m×20m

	2 井式井场	座	2	14400	2000	12400		2 井式平台井单座临时占地面积 90m×80m, 永久占地面积 40m×25m
管线区	单井出油管线	km	4.2	33600	0	33600		埋地敷设, 临时作业宽度约为 8m
	单井注水管线	km	1.7	13600	0	13600		埋地敷设, 临时作业宽度约为 8m
输电区	10kV 架空线路	km	2.5	10000	504	9496		电线杆 50 座, 杆塔式变电站 6 座, 单座永久占地面积为 3m×3m; 电力线 2.5km, 临时作业宽度为 4m
合计				97200	5154	92046	/	/

3.5.7.3 工程投资

项目总投资 2625.58 万元, 环保投资约 279.68 万元, 占总投资的 10.65%。

3.5.7.4 能源物料消耗

(1) 原辅材料消耗量

①钻井液

根据钻井工程设计, 本项目新配钻井液用量为: 单井一开钻井液使用量约 97m³, 二开钻井液使用量约 183m³, 本项目新钻油井 6 口、2 口注水井, 则本项目钻井液用量为 2240m³。钻井液设计用量见表 3.5-12。

表 3.5-12 单井钻井液材料用量设计

开钻次序	一开	二开
钻头尺寸 mm	444.5	215.9
井段 m	0~500	~2015
井筒容积 m ³	34	86
钻井液用量 m ³	97	183
新配钻井液用量 m ³	97	183

钻井需要使用钻井液, 构成循环流体, 从而将钻井岩屑从井底携带至地面。本项目钻井采用无毒无害的水基钻井液, 主要成分是 NaCl、有机盐、KCl 和坂土、复配铵盐、重晶石等。

②柴油

本项目钻机钻进由柴油机供电驱动, 每个井队配备钻井钻机 (电钻) 2 台, 柴油发电机 2 台, 柴油消耗量平均 2t/d, 本项目新钻井 8 口, 单井平均钻井周期 16d, 施工期间共耗柴油 256t。

(2) 主要原辅材料理化性质

本项目钻井液主要成分理化性质见表 3.5-13。

表 3.5-13 钻井液主要成分理化性质

类型	成分	理化性质
水基 钻井 液	坂土	又称膨润土，主要成分为蒙脱石，外观是适当粒度的粉末，因含杂质的不同，有白色、灰色、灰黄色和紫红色等颜色，易吸潮，吸潮后结块。
	CMC (中)	CMC(羧甲基纤维素钠)为白色或乳白色纤维状粉末或颗粒，密度 0.5-0.7 克/立方厘米，几乎无臭、无味，具吸湿性。易于分散在水中成透明胶状溶液，在乙醇等有机溶媒中不溶。1%水溶液 pH 为 6.5~8.5，当 pH>10 或<5 时，胶浆粘度显著降低，在 pH=7 时性能最佳。对热稳定，在 20℃ 以下粘度迅速上升，45℃时变化较慢，80℃以上长时间加热可使其胶体变性而粘度和性能明显下降。易溶于水，溶液透明；在碱性溶液中很稳定，遇酸则易水解，pH 值为 2-3 时会出现沉淀，遇多价金属盐也会反应出现沉。
	Na ₂ CO ₃	碳酸钠 (Sodium Carbonate)，是一种无机化合物，又叫纯碱，但分类属于盐，不属于碱，国际贸易中又名苏打或碱灰。碳酸钠是一种白色粉末，无味无臭，易溶于水，水溶液呈强碱性，在潮湿的空气里会吸潮结块，部分变为碳酸氢钠。
	NaOH	氢氧化钠又称烧碱、火碱或苛性钠。白色结晶，有液体、固体片状三种产品，纯度从 50%至 99%不等，密度 2~2.2g/cm ³ ，易吸潮，有强烈的腐蚀性。
	SP-8	聚丙烯酰胺钾盐，一种无色无味的结晶体，常见于粉末状或颗粒状。其分子结构含有聚丙烯酰胺基团和钾离子，具有良好的溶解性和稳定性。聚丙烯酰胺钾盐在水中具有高度的吸水性，能迅速形成胶体溶液。此外，它还具有较好的胶凝性和黏附性，可用于沉淀、固化和黏合等多种用途。
	PMHA-2	复合金属两性离子聚合物，由复合金属离子与乙烯基单体，阳离子单体聚合而成。产品外观呈白色或灰色细颗粒或粉末
	复配铵盐	淡黄色粉末，溶于水，含有-COOH、-COONH ₄ 、-CONH、-CONH ₂ 、-CN 等基团，分子量在 10000~50000 之间，有降低高压差失水的功能和良好的热稳定性。
	阳离子 乳化沥 青	沥青粉，又称沥青沉淀物，是一种从石油沥青中提取的黏稠物质，主要由芳香类和环烷烃类组成。
	碳酸钙	碳酸钙是一种无机化合物，是石灰石、大理石等的主要成分。碳酸钙通常为白色晶体，无味，基本上不溶于水，易与酸反应放出二氧化碳。
	重晶石	化学组成为 BaSO ₄ ，常呈厚板状或柱状晶体，多为致密块状、板状或粒状集合体。质纯时无色透明，含杂质时被染成各种颜色，条痕白色，玻璃光泽，透明至半透明。

3.5.7.5 劳动定员

本项目运营期不新增定员，运营期人员均依托公司现有人员，由中国石油新疆油田分公司陆梁油田作业区负责管理运行。

3.5.8 公辅工程

3.5.8.1 防腐保温

(1) 玻璃钢管管体外壁：保温层采用硬质聚氨酯泡沫塑料，厚度为 30mm，厚度偏差 $\pm 3\text{mm}$ ；防护层采用聚乙烯塑料，厚度 $\geq 3.0\text{mm}$ 。采用“管中管法”施工工艺。

(2) 埋地管道钢接头：弹性聚氨酯防腐漆底漆-面漆-面漆、玻璃布、面漆-面漆、玻璃布、面漆-面漆，防腐层干膜厚度 $\geq 600\mu\text{m}$ 。除锈等级为 St3 级。

钢材表面处理优先选择喷砂除锈，除锈要求不低于 Sa2.5 级，锚纹深度一般要求达到 40~90 μm 。只有无法实施喷砂除锈的局部区域允许使用手工动力工具除锈，除锈要求不低于 St3 级。表面处理后的钢材表面应清除干净，管道表面灰尘度应达到 GB/T 18570.3 规定的 2 级。防腐层的涂覆应按照涂料说明及施工图要求进行，控制每道涂料涂敷间隔时间。

3.5.8.2 供配电工程

根据采油井场分布，本次油田开发区块采用单变压器带单井的配电方式，每 1 口新建井场需设 1 座 50kVA 杆架式变电站、新增负荷电源引自新建配电箱。本工程共设 50kVA 杆架式变电站 6 座。

由已建陆 136 井区已建 10kV 架空线路引出，新建 10kV 架空线选用 2×JL/G1A-95/20，线路长度约 2.5km。

本工程电气部分主要工程量详见表 3.5-14。

表 3.5-14 电气部分主要工程量表

序号	工程内容	型号（规模、规格）	单位	数量
一	井场部分			
1	10kV 架空线路	2×JL/G1A-95/20	km	2.5
2	真空隔离断路器	ZW32A（G）-12/T630-20A	套	1
3	在线故障指示器		只	1
3	避雷器	HY5WS-17/50 带脱离器	组	1
4	杆架式变电站	50kVA	座	6
5	电容补偿箱	70kvar	套	9
1)	电力变压器	S20-M,10/0.4kV 50kVA D,yn11Ud%=4	台	1
2)	开关箱	JXXT-HXT 做防风防沙防雨雪处理	面	1

3)	复合绝缘跌开式熔断器	HRW11-10/100 20A	组	1
4)	10kV 避雷器	HY5WS-17/50TL (带脱离器)	组	1
6	井口部分 (每口井内含)		座	6
1)	户外配电箱	含井口无功补偿 10kVar	只	1
2)	电力电缆	VV ₂₂ -0.6/1kV 4×25+1×16	km	0.125
3)	电力电缆	VV ₂₂ -0.6/1kV 5×6	km	0.08
4)	电力电缆	VV ₂₂ -0.6/1kV 3×4	km	0.08
5)	1kV 户外电缆终端头	5×25	只	2
6)	镀锌焊接钢管	SC32	m	20
7)	安装抱箍		副	2
8)	防爆挠性管		根	2
9)	铜接线端子 DT-25		个	10

3.5.8.3 仪表自动化工程

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

本工程仪表部分主要工程量详见表 3.5-15。

表 3.5-15 仪表部分主要工程量

序号	仪表设备 (材料) 名称	单位	数量
一	采油井场 (共 6 座)，以下为单座工程量		
1	压力变送器 (无线 zigbee)	台	2
2	温度变送器 (无线 zigbee)	台	1
3	综合电量模块 (含启停) (无线 zigbee)	套	1
4	油井 RTU 控制器含故障声光报警、zigbee 网关	台	1
5	一体化功图仪 (无线 zigbee)	台	1
6	新井接入系统组态	座	1
7	通信立杆 (10m) 及基础	座	1
二	陆梁作业区已建 SCADA 组态、扩容		
1	陆梁作业区生产监控平台组态、扩容、调试	套	1
	包含：接入新建油井 6 口、注水井 2 口		

3.5.8.4 道路工程

随着陆梁油田的不断开发，油田内道路不断增多，内部道路配套完善，主要巡线道路为三级沥青路面，其余单井巡线道路为简易砂石路面。本工程不新增道路，均依托现有道路。

3.5.8.5 供排水

（1）供水

①施工期

施工期管道试压用水量 43.32m^3 。

项目施工人员不另设生活营地，施工人员食宿依托钻井公寓，生活用水及排水均依托钻井公寓供排水设施，本环评不再进行核算。

②运营期

运营期不新增劳动定员，无生活用水，用水节点主要为井下作业用水。项目区周围无成熟的供水管网，采用车载拉运方式供水，从陆梁作业区进行拉水使用。

（2）排水

①施工期

施工人员食宿本项目施工人员生活用水依托钻井公寓，不再进行单独核算及评价。施工期管道试压产生量 37.05m^3 ，试压废水用于场地降尘。

②运营期

运营期井下作业废水、井下作业废液、采出水依托陆梁集中处理站处理达标后用于回注油藏，不外排。

3.5.8.6 消防

（1）集输系统为密闭设计，易燃易爆和可燃物料在操作条件下置于密闭的管道中，各个连接处采用密封措施。

（2）计量站配备一定数量的灭火器。

（3）采油井场依托周围计量站已建消防设施。

工程消防依托应急抢险救援中心消防四大队。位于古尔班通古特沙漠腹地，有干部员工 73 人，有消防车 12 辆，其中泡沫消防车 8 辆，载泡沫液 59 吨，清水 90 吨，抢险救援器材 335 件套。

3.5.9 依托工程

本项目单井井口采出液经管输输送至陆梁集中处理站，采出液均由联合站进行处理；井下作业废水、废洗井液及采出水均集中收集在专用储罐中，由罐车拉运至陆梁集中处理站污水处理系统进行处理；伴生气在陆梁集中处理站天然气处理系统内进行处置；含油污泥等危险废物委托克拉玛依博达环保科技有限公司处置；施工期不设生活营地，工作人员食宿依托陆梁作业区公寓。施工过程中产生的生活垃圾送至陆梁油田生活垃圾填埋场处置。

3.5.9.1 陆梁集中处理站

(1) 基本情况及环保手续

陆梁集中处理站地处陆梁油田主力产油区的南面，距油田东西向主干道以北 150m。陆梁集中处理站于 2001 年 11 月全面建成投产，是一座高效集油、气、水集中处理，油田注水和站区采暖于一体的综合性站库。

陆梁集中处理站工艺主要为原油处理系统、天然气处理系统和污水处理系统。其中原油处理设计规模为 $120 \times 10^4 \text{t/a}$ ，实际处理规模 $75 \times 10^4 \text{t/a}$ ，采用“游离水脱除器+相变加热炉+多功能处理器”工艺；天然气处理站设计处理规模 $15 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，实际处理规模 $11 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ；污水处理系统设计规模为 20000t/a ，实际处理规模 $19370 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

环保手续履行情况见表 3.5-16。

表 3.5-16 陆梁集中处理站主要环保手续履行情况

工程名称	主要建设内容	环评批复 及时间	验收批复 及时间
中国石油新疆油田分公司陆梁油田开发建设项目	配套建设原油处理系统、天然气处理系统、污水处理系统等。	环审〔2003〕69号，2003年2月25日	环验〔2005〕071号，2005年8月16日
新疆油田公司陆梁集中处理站污水处理系统扩建工程	在现有陆梁油田集中处理站现有场地新建1座污水处理设施，新增污水处理能力 $5000 \text{m}^3/\text{天}$ ，改扩建后陆梁油田集中处理站污水处理系统处理规模达到 $10000 \text{m}^3/\text{天}$ 。	新环评价函〔2013〕273号，2013年4月9日	新环函〔2016〕23号，2016年1月7日
陆梁集中处理站改扩建工程	对原油处理系统进行改造，在两相分离器后增加卧式三相分离器3座；老化油处理系统改扩建，利用旧 60m^3 缓冲罐1座、破乳剂加药橇1座以及 $5 \text{m}^3/\text{小时}$ 提升泵1台，500千瓦蒸汽加热器1台；污水处理系	新环函〔2015〕877号，2015年8月4日	塔地环验收〔2017〕3号，2017年7月12日

	统，增加 1 座 250 立方米反应罐，配套建设净化剂、助凝剂加药橇 2 套及管网、阀门等。		
陆梁油田污水及注水系统扩建整体工程	对现有的污水处理系统进行改造，废水处理能力由 10000m³/d 提升为 20000m³/d。	新环函〔2018〕16 号，2018 年 1 月 5 日	自主验收，2020 年 9 月 18 日
新疆油田陆梁和石西原油密闭处理与稳定改造工程（陆梁部分）	新建 1 套 70×10⁴t/a 的原油密闭处理系统，并对外输和配套系统改造。	和生环评函字〔2019〕26 号，2019 年 7 月 12 日	自主验收，2023 年 5 月 25 日

1) 原油处理系统

本工程原油处理依托陆梁集中处理站，设计处理能力为 $120 \times 10^4 \text{t/a}$ ，目前原油处理量为 $75 \times 10^4 \text{t/a}$ （包含玛东 2、夏盐 11 的 $15 \times 10^4 \text{t/a}$ 油量，改造完成后该部分原油不接管至陆梁集中处理站），含水 89%，陆梁处理系统现状采用“三相分离脱水+两段大罐热化学沉降脱水”脱水工艺。

根据《新疆油田陆梁和石西原油密闭处理与稳定改造工程》2021 年进行陆梁集中处理站原油处理系统进行密闭改造,改造后采用“游离水脱除器+相变加热炉+多功能处理器”处理工艺,设计处理能力为 $70 \times 10^4 \text{t/a}$ 。改造后工艺流程图如下所示。

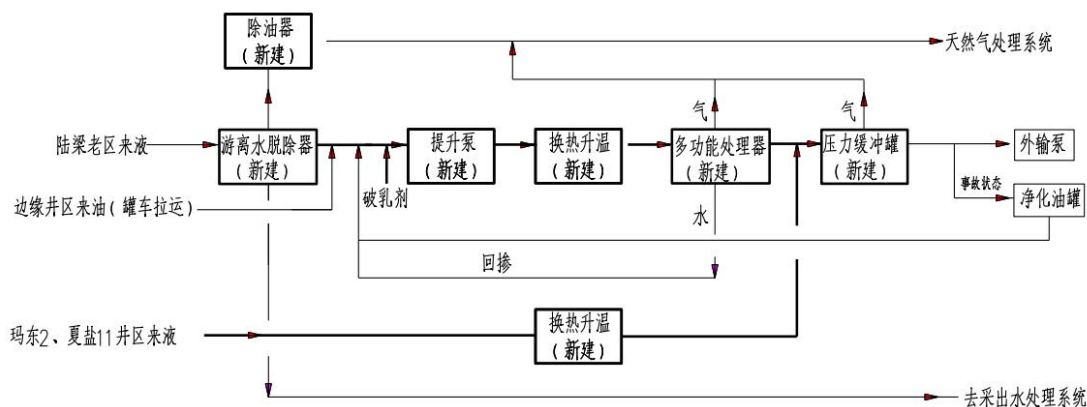


图3.5-4 陆梁集中处理站原油处理（改造后）流程图

陆梁处理站（密闭）处理流程：

油区来液（18~22℃、0.30~0.35MPa，含水≤92%）先进入游离水脱除器，分离出低含水原油（含水率≤30%）经提升泵升压至 0.50~0.55MPa，进相变加热炉加热（55~60℃、0.40~0.45MPa）后进入多功能处理器进行加热、电化学脱水，合格净化油（55~60℃、0.30~0.35MPa，含水≤0.5%）至压力缓冲罐经外输泵连续输送至石西集中处理站进行原油稳定。游离水脱除器分离出的伴生气经除油器

脱液、压控后，输送到伴生气处理系统处理。游离水脱除器脱出的含油污水进入采出水处理系统。

2) 天然气处理系统

陆梁集中处理站天然气处理装置 2002 年 9 月施工建设，于 2002 年 12 月 30 日正式投产。伴生气设计处理能力 $15 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，目前实际处理量为 $11 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

①主要生产设施

陆梁集中处理站天然气处理系统主要生产设备见下表。

表3.5-17 伴生气处理系统主要生产设备

序号	名称	压力 (MPa)	数量 (台)	备注
1	天然气压缩机	5.8	2	排量 $7.8\text{--}8.5 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，转速 440r/min， 功率 473kW
2	精滤器	5.8	2	容器净重 1394.32kg，设计温度 75°C ， 介质容积 0.55m^3
3	出口分离器	6.0	1	容器净重 3089kg，设计温度 40°C ，介 质容积 1.26m^3
4	井口分离器	0.4	1	容器净重 3089kg，设计温度 40°C ，介 质容积 1.26m^3

②主要工艺流程

油田伴生气 (0.25MPa ， 25°C) 进入压缩机进口分离器进行分离，分离后天然气约 4 万方气去旁边的燃气发电站，剩余天然气进入压缩机增压，增压至 $3.5\text{--}3.8 \text{MPa}$ ，经空冷器冷却至 45°C 后进入压缩机出口分离器分离，分离出的气相注入乙二醇去气气换热器进行预冷，温度降至 $0\text{--}5^\circ\text{C}$ ，预冷后天然气先进入一级低温分离器进行分离，分离出的气相注入乙二醇后去丙烷制冷橇，温度降至 -15°C 后，进入二级低温分离器进行气液分离，分出的天然气去气气换热器、气液换热器进行复热，复热后温度升为 $33\text{--}38^\circ\text{C}$ 后计量外输，外输压力 $2.3\text{--}2.7 \text{MPa}$ ，经配气间后进入彩石克管网。一级低温分离器分出的烃液 (0.4MPa 、 5°C) 及二级低温分离器分出的烃液 (0.4MPa 、 -15°C) 混合后，进入液烃分离器进行分离，分离出的气相去压缩机进口分离器，油相进入埋地污油罐，水相进入天然气处理站的乙二醇再生装置进行再生。具体流程如下图所示。

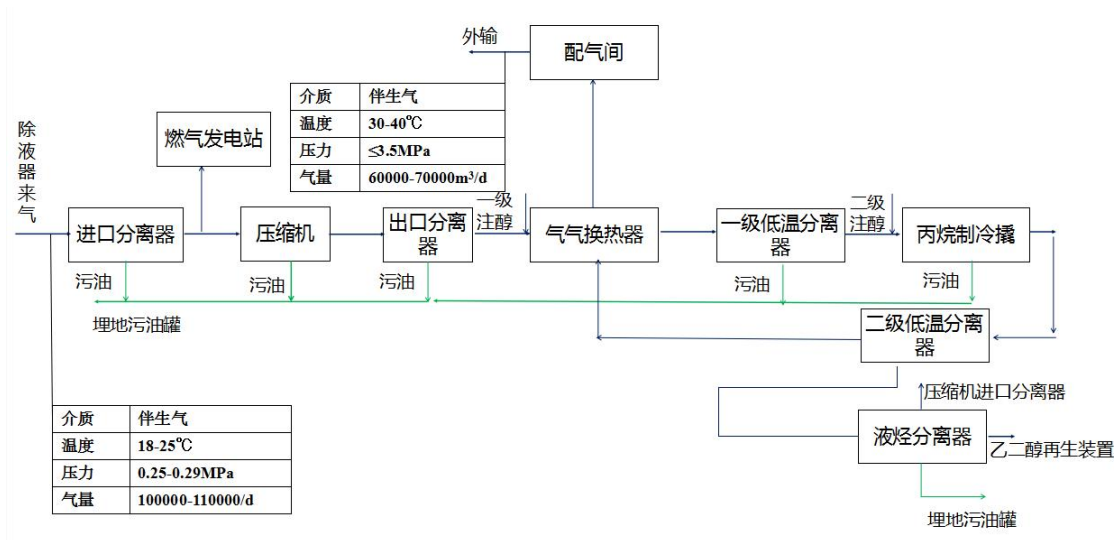


图3.5-5 陆梁集中处理站伴生气处理流程示意图

3) 污水处理系统

①处理规模

陆梁油田集中处理站采出水处理系统始建于2001年，原设计规模5000m³/d，采用“重力除油-旋流反应-沉降过滤”工艺流程。该站于2013年扩建至10000m³/d，2016年增设1座250m³反应罐，2019年作业区实施《陆梁油田采出水及注水系统扩建整体工程》，将陆梁集中处理站采出水处理能力由10000m³/d扩建至20000m³/d。目前实际日处理采出水量约19370m³/d，采出水处理合格后全部回注陆9等井区。

②主要生产设施

陆梁污水处理站内主要装置见表 3.5-18。

表3.5-18 陆梁污水处理站主要装置一览表

序号	设备设施名称	数量
1	2000m³ 新调储罐	1 座
2	新反应提升泵 Q=280m³/h、H=45m	2 台
3	2000m³ 除油缓冲罐	1 座
4	2000m³ 老调储罐	2 座
5	老反应提升泵 Q=280m³/h、H=45m	4 台
6	300m³ 反应罐	6 座
7	1000m³ 混凝沉降罐	2 座
8	300m³ 过滤缓冲罐	2 座
9	60m³ 污油罐	1 座
10	新地下泵房反洗泵 Q=100m³/h、H=75m	2 台
11	新地下泵房回收水泵 Q=100m³/h、H=30m	2 台
12	新地下泵房回收污泥泵 Q=30m³/h、H=60m	2 台
13	300m³ 污泥沉降池	2 座
14	1000m³ 污泥沉降池	2 座

15	400m ³ 回收水池	2 座
16	次氯酸水罐、浓盐水罐、稀盐水罐、软化水罐、除垢罐、次氯酸钠罐	各 1 个
17	次氯酸泵 Q=3m ³ /h、H=50m	2 台
18	老过滤器 29.3 m ³	6 台
19	新过滤器 29.3 m ³	6 台

③主要工艺流程

污水处理工艺以新疆油田“离子调整旋流反应法处理技术”为基础，采用重力除油、旋流反应、混凝沉降、过滤流程，使水质达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层。

原油系统来水（ $T < 50^{\circ}\text{C}$ ，含油量 $\leq 1000\text{mg/L}$ ，悬浮物 $\leq 300\text{mg/L}$ ）进入 3 座 2000m³ 调储罐进行水量、水质调节，使得来水经初步沉降后可除去大部分浮油和大颗粒悬浮物，保证出水含油小于 150mg/L，悬浮物含量小于 150mg/L。污水经调储罐除油后经提升进入反应沉降单元。这一单元由 6 座 250m³ 反应罐和 2 座 1000m³ 混凝沉降罐组成，在反应单元按一定顺序和时间间隔连续加入 3 种药剂，污水经过化学反应后经 1000m³ 混凝沉降罐沉降，再经两级过滤处理，净化水经投加次氯酸钠杀菌剂后直接进入注水泵进口用于油田注水。

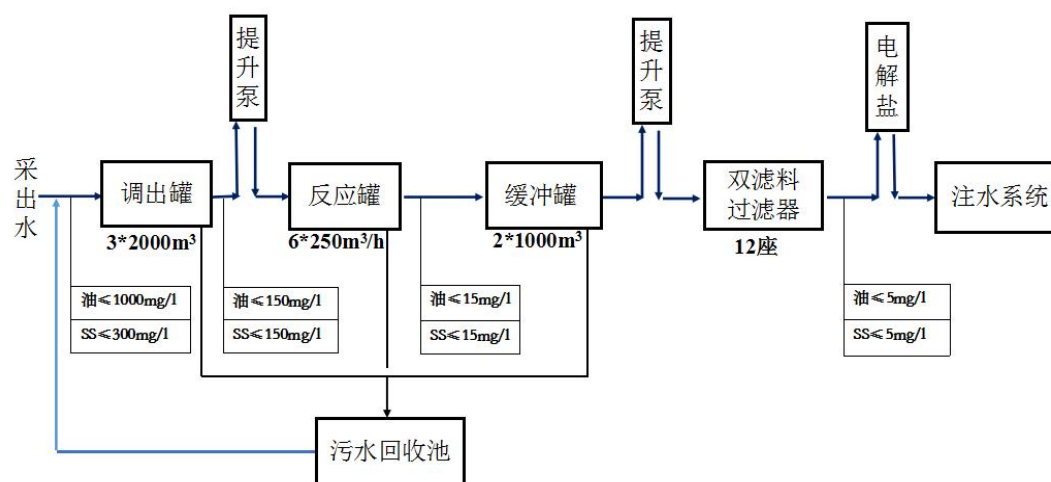


图3.5-6 陆梁集中处理站污水处理工艺流程图

（2）依托可行性

陆梁集中处理站依托系统能力平衡见表 3.5-19。

表 3.5-19 陆梁集中处理站依托系统能力平衡表

依托工程名称	设计处理能力	实际处理能力	剩余处理能力	本项目预测量	新增负荷	平衡情况
原油处理	120×10 ⁴ t/a	75×10 ⁴ t/a	45×10 ⁴ t/a	1.44×10 ⁴ t/a	1.20%	可满足

天然气处理	15×10 ⁴ Nm ³ /d	11×10 ⁴ m ³ /d	4.0×10 ⁴ m ³ /d	419.3m ³ /d	0.28%	可满足
污水处理	20000m ³ /d	19370m ³ /d	630m ³ /d	112.9m ³ /d	0.56%	可满足

根据上表 3.5-19，本项目新增原油、采出水等均能在陆梁集中处理站处理，故依托可行。

3.5.9.2 危险废物贮存及处置

（1）危险废物贮存依托可行性分析

1) 概况

陆梁污泥暂存池位于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，西北距和布克赛尔蒙古自治县中心城区约 140km，东距陆梁集中处理站边界约 157m。

2016 年建有 1 座污泥暂储池，规格 92m×92m 的正方形区域，池底采用下沉式设计，低于自然地表 0.2m，四周设 1.2m 高围堰，池体有效总容积为 10665m³，池体自上而下采取“混凝土+原土+无纺布+HDPE 膜+原土压实”的防渗措施，由于池体过大，人工加盖防晒防雨布的效果，2023 年停用。

2024 年 4 月在原有污泥暂储池西北角新建 1 座含油污泥暂存场，设计含油污泥最大暂存量取 2000t（约 1429m³），尺寸为 26m×44m，设计堆高 1.5m，围墙高 2m。设计为单层门钢架结构，地坪利用现有污泥暂储池地面（地面防渗层完整，具备防腐、防渗、防漏功能）；暂存场三面建设钢混墙，一面为钢铁门，方便运输车辆进出；顶部加盖彩钢板顶棚，具备防风、防雨、防晒功能。2024 年 12 月通过企业自主验收。

2) 环保手续

表 3.5-20 陆梁油田污泥暂存池环保手续履行情况一览表

工程名称	环评批复及时间	验收批复及时间
陆梁污泥暂储池工程	原新疆维吾尔自治区环境保护厅（新环函〔2016〕1853 号）；2016 年 12 月 6 日批复	通过企业自主验收
陆梁油田作业区污泥暂存场改造工程	伊犁哈萨克自治州塔城地区生态环境局（塔地环字〔2023〕264 号）；2023 年 12 月 21 日批复	2024 年 12 月通过企业自主验收

3) 依托可行性分析

本项目产生的含油污泥量 130.69t/a，相对于污泥暂存池的有效总容积所占比例较小，且污泥暂存池的防渗措施及其相应的环保设施符合《危险废物贮存污染

控制标准》（GB18597-2023）中相关要求。因此，本工程可以依托陆梁污泥暂存池可行。

（2）危废废物处置依托可行性分析

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

博达公司于 2006 年开始建设，原设计处理能力为 100m³/d，并履行了环保手续，但由于后期的市场调研将扩大含油污泥的处理规模，追加投资将处理规模扩大至 300m³/d，并委托中勘冶金勘察设计院有限责任公司对其进行了环境影响评价，克拉玛依市环保局于 2007 年 4 月以克环保函〔2007〕28 号文件对项目进行了批复。根据《建设项目环境保护管理条例》和《建设项目竣工环境保护验收管理办法》的有关规定及程序，2007 年 11 月，克拉玛依市环境科研监测中心站对现有工程进行了竣工环境保护验收监测，克拉玛依市环保局进行了竣工环保验收。2010 年由于生产的需要，建设单位在厂区北侧扩建 2 座 50m×70m×6m 的污水沉降池，作为含油污水进入厂区的预处理分离油水，并于 2010 年 9 月报克拉玛依市环境保护局以克环保函〔2010〕127 号文件进行了批复，于 2011 年 4 月建设投入使用，2011 年 8 月，克拉玛依市环境科研监测中心站对污水储池扩量工程进行了竣工环境保护验收监测，克拉玛依市环保局进行了竣工环保验收。验收监测报告认为，落地油及清罐油泥治理及扩量工程，立项、环评、初步设计及试生产报批手续齐全，环保设施与主体工程同时设计，同时施工，同时投入使用，环保设施运行基本正常，对环评和初步设计的要求落实到位。2018 年原新疆维吾尔自治区环境保护厅对《关于克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司油田污泥污水处理项目升级改造固体废物污染防治设施项目》（新环函〔2018〕1182 号）予以批复，2019 年 6 月通过新疆维吾尔自治区生态环境厅验收（新环审〔2019〕67 号）。博达废弃物处置再生利用项目设计处理能力为 118.5 万 t/a（其中含油泥废液 34 万 t/a、含油污泥 30 万 t/a、干化油泥及废矿物油 40.5 万 t/a、含油钻井废弃物 10.5 万 t/a、废防渗膜及废树脂 3.5 万 t/a），该项目于 2018 年原新疆维吾

尔自治区环境保护厅对《关于克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司废弃物处置再生利用项目》（新环函〔2018〕1447 号）予以批复，2023 年 10 月通过企业自主验收。

依托可行性分析：

克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司具有自治区环保厅颁发的《危险废物经营许可证》（编号 6502040117），年处理能力 118.5 万 t/a，实际处理量 35×10^4 t/a，留有 83.5×10^4 t/a 的富余量。本项目 6 口采油井全部投产后预计油泥最大产生量为 130.69 t/a，占比较小，完全在博达公司的处理能力范围内。

3.5.9.3 陆梁油田生活垃圾填埋场

（1）基本情况及环保手续

本项目钻井期生活垃圾经陆梁公寓收集后，运至陆梁油田生活垃圾填埋场处置。

陆梁油田生活垃圾填埋场位于陆梁油田生活公寓以北 3km，卫生填埋场占地面积 21000m²，场址由北向南依次为三座容积各 18000m³ 垃圾填埋池，总容积 54000m³，设计日填埋量 3t/d，服务年限为 10 年。

陆梁油田生活垃圾处理工程于 2017 年 6 月通过原塔城地区环境保护局审批，文号“塔地环字〔2017〕124 号”。2017 年 7 月开工建设，2017 年 9 月工程完工，2018 年 9 月通过环保竣工验收。

（2）处理工艺

主要采用卫生填埋工艺，推进式填埋法，工艺过程主要包括机械卸料、铺平、压实、覆土、喷水降尘、灭虫等。渗滤液经场底收集系统排至渗滤液收集池，经处理后回喷垃圾堆体；填埋气经导气石笼收集后导出。填埋场底部和边坡采取严格防渗的设计方案。

（3）依托可行性

目前该垃圾填埋场日处理量约 3t 左右，本项目施工期产生生活垃圾量为 8.86t（0.0175t/d），运营期不新增劳动定员故不新增生活垃圾，依托可行。

本项目与依托工程相对位置关系图见图 3.5-7。本项目污染物与依托工程去向关系图见图 3.5-8。

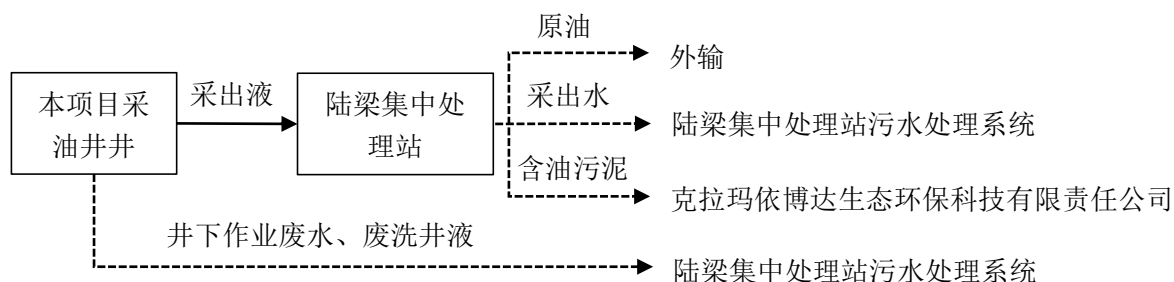


图 3.5-8 本项目污染物与依托工程去向关系图

3.6 现有工程开发回顾

3.6.1 井区开发现状

3.6.1.1 区块开发简况

陆梁油田陆 136 井区位于准噶尔盆地腹部，行政隶属和布克赛尔蒙古自治县管辖，区域构造属准噶尔盆地陆梁隆起三个泉凸起。2019 年，在陆 2 井北背斜带东高点上的陆梁 1 井北断背斜圈闭内部署实施了陆 136 井，该井于 2021 年 3 月 2 日在头屯河组（1990.0-1993.0m、1994.0-1996.0m）试油，抽汲求产，日产油 9.44t，日产水 1.90m³，累计产油 61.90t，累计产水 43.68m³，试油结论为油水同层，发现了陆 136 井区头屯河组油藏。陆 136 井原为评价井，其钻井工程已于 2015 年 10 月 28 日在新环函〔2015〕1156 号《关于陆梁油田陆 15 井区 2015 年产能建设项目环境影响报告书的批复》中进行了批复，后续转为产能井，增加相应的地面工程属于《陆梁油田陆 136 井区侏罗系头屯河组油藏开发工程环境影响报告书》的建设内容，该开发建设工程处于建设中，暂未完成竣工环保验收。

陆 136 井区共计划部署 20 口开发井，其中 16 口为采油井，4 口为注水井，其中 LU5605 井，先作为采油井，后转为注水井，该井转注后变为 15 口采油井，5 口注水井。截至 2024 年 8 月，共完工采油井 7 口（1 口已报废），注水井 2 口。建成产能 1.20×10⁴t，目前平均日产液 15.3t，日产油 9.2t，含水率 39.7%，平均单井累计生产 414 天，累计产液 5555t，累计产油 4305t，平均日产油 10.4t；目前 2 口注水井在验收中。

陆 136 井区现有工程情况详见表 3.6-1。

表 3.6-1 陆 136 井区现有工程组成表

序号	工程项目		建设内容
1	主体	钻井工程	已实施采油井 7 口（1 口已报废），平均日产液 15.3t，日产油

	工程		9.2t, 含水率 39.7%, 9 口暂未实施。 已实施注水井 2 口, 2 口暂未实施。
		地面集输工程	已建有 1 座计量站, 单井采出液经单井出油管线输送至计量站, 计量后再通过集油管线集中密闭集输至陆梁处理站进行气液分离, 分离出的液在陆梁处理站处理, 分离出的气在陆梁伴生气处理站处理。 该计量站内设 1 座 6 井式 16MPa DN100 恒流配水橇。
		原油处理	陆梁处理站设计处理能力为 $120 \times 10^4 \text{t/a}$, 目前原油处理量为 $75 \times 10^4 \text{t/a}$ 。
		原油稳定	石西集中处理站设计处理能力为 $100 \times 10^4 \text{t/a}$, 原油处理现状约为 $45 \times 10^4 \text{t/a}$ 。目前正在进行石西原油密闭处理与稳定改造工程, 稳定改造后处理站设计处理规模为 $180 \times 10^4 \text{t/a}$, 扩建后预计现状稳定油量约为 $155 \times 10^4 \text{t/a}$ 。
		伴生气处理	陆梁伴生气处理站设计能力 15 万方/天, 目前处理量约 8 万方。
		采出水处理	陆梁油田集中处理站采出水处理系统采用“重力除油-旋流反应-沉降过滤”工艺流程。设计处理能力为 $20000 \text{m}^3/\text{d}$, 现状处理能力约为 $19370 \text{m}^3/\text{d}$ 。
2	公用工程	供配电工程	陆 136 井区属于 35kV 陆 12 橇装变电站供电范围, 该变电站主变容量 1.6MVA, 最大供电能力 1.44MW, 2023 年平均运行负荷为 0.72MW, 剩余供电能力为 0.72MW。
		道路工程	陆 136 井区有完善的油田路网。
3	环保工程	废气	油气集输非甲烷总烃为无组织排放。
		废水	生产废水处理依托陆梁集中处理站污水处理系统处理, 达标后回注井区。
			生活污水依托陆梁公寓生活污水一体化处理装置进行处置, 设计处理能力为 $350 \text{m}^3/\text{d}$, 目前实际处理量约为 $100 \text{m}^3/\text{d}$, 仍有较大的余量。
		固废	落地油 100%回收; 油泥(砂)委托克拉玛依博达环保科技有限公司处置。
		噪声	选用低噪声设备, 安装基础减振垫

表 3.6-2 陆 136 井区实际建设情况一览表

序号	井号	坐标		实际建设情况	备注
		经度(东经)	纬度(北纬)		
1	LU5605			已实施、已验收	采油井
2	LU5611			已实施、已验收	采油井
3	LU5617			暂未实施	采油井
4	LU5622			已报废、已验收	采油井
5	LU5626			暂未实施	采油井
6	陆 136			已实施、已验收	采油井
7	LUD5602			已实施、验收中	采油井

序号	井号	坐标		实际建设情况	备注
		经度（东经）	纬度（北纬）		
8	LUD5603			已实施、验收中	采油井
9	LUD5604			暂未实施	采油井
10	LUD5607			暂未实施	采油井
11	LUD5608			暂未实施	采油井
12	LUD5610			已实施、验收中	采油井
13	LUD5611			暂未实施	采油井
14	LUD5612			暂未实施	采油井
15	LUD5614			暂未实施	采油井
16	LUD5615			暂未实施	采油井
17	LUD5601			已实施、验收中	注水井
18	LUD5606			暂未实施	注水井
19	LUD5609			已实施、验收中	注水井
20	LUD5613			暂未实施	注水井

表 3.6-3 现有工程排放表

类型		类别	单位	现有工程污染物排放量	来源
废气	无组织	SO ₂	t/a	0	《陆梁油田陆136井区侏罗系头屯河组油藏开发建设工程环境影响报告书》
		NO _x	t/a	0	
		VOCs	t/a	2.0454	
		硫化氢	t/a	0	
废水		井下作业废水	m ³ /a	0	
固废		废防渗材料	t/a		
		废机油	t/a	0	
		清管废渣	t/a	0	
		清罐底泥	t/a	0	

3.6.1.2 油气集输现状

陆 136 井区采用常温密闭集输二级布站工艺：采用井口→计量站→混输泵站→陆梁集中处理站。

3.6.1.3 注水系统现状

（1）注水工艺

陆 136 井区已建注水井采用“高压集中注水、单干管多井配注工艺”的注水工艺，即陆 12 注水站增压后的高压水通过注水干支线输送至配水橇，通过橇内分水器向各注水单井进行配注，再通过单井管线输送至各注水井口。

（2）注水站

陆 12 注水站已建注水泵 3 台，注水能力 $1480\text{m}^3/\text{d}$ ，设计注水压力 16MPa ，实际注水量 $819\text{m}^3/\text{d}$ ，注水泵运行压力 15.5MPa 。

（3）注水管网

陆 12 注水站至陆 15、陆 136 方向已建注水干线 1 条，注水支线 3 条。

（4）配水间

陆 136 井区共有 1 座配水间及配水橇。本次部署的注水井位于陆 136-1 号计量配水站附近，该站建有 6 井式 16MPa 恒流配水橇，共接入 2 口水井，站内剩余空口 4 口。

3.6.1.4 供配电现状

陆 136 井区属于 35kV 陆 12 橇装变电站供电范围，该变电站主变容量 1.6MVA ，最大供电能力 1.44MW ，2023 年平均运行负荷为 0.72MW ，剩余供电能力为 0.72MW 。

井区内已建成 10kV 架空线路—陆 12 井二线，导线采用 JL/G1A-95/20 ，目前该线路最大负荷为 0.42MW ，平均负荷为 0.32MW 。

3.6.1.5 物联网现状

陆梁油田作业区已于 2019 年完成物联网改造，采油井场的仪表、设备信号均接入井口 RTU，实现井口工艺参数的采集、监控等功能。

在陆 12 计量拉油站已建 35m 通信塔，塔顶已安装 5.8GHz 点对多点无线网桥-AP 汇聚基站，单套无线网桥—AP 汇聚设备最大接入终端数 64 个，天线增益满足传输距离不小于 6km 。在陆 12 计量拉油站已安装 5.8GHz 点对点无线网桥从站，将陆 12 井区、陆 15 井区、陆 136 井区汇聚的生产数据、视频数据上传至陆梁公寓 90m 通信塔安装的 5.8GHz 无线网桥主站，数据汇聚落地接入陆梁公寓中控室 SCADA 系统，实现集中监控、生产管理等功能。

本方案陆 136 井区部署 6 口单井，属于新开发区块，临近陆 12 计量拉油站。本方案通信可以依托陆 12 计量拉油站已建 35m 通信基站。

3.6.1.6 给排水及消防现状

(1) 给水现状

陆 136 井区用水水源来自陆梁作业区，水源来自地下水源井。

(2) 排水现状

陆梁公寓生活污水经排水管网收集后，排至一体化污水处理装置处理。设计处理能力为 350m³/d，目前实际处理量约为 100m³/d。生活污水经处理后达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB 18918-2002）中一级 A 标准后，夏季用于生活区绿化，冬季排入储水池。

(3) 消防现状

应急抢险救援中心消防四大队位于古尔班通古特沙漠腹地，有干部员工 73 人，有消防车 12 辆，其中泡沫消防车 8 辆，载泡沫液 59 吨，清水 90 吨，抢险救援器材 335 件套。

3.6.1.7 道路现状

随着油田不断发展，油田道路不断延伸，目前新疆油田已建成环准噶尔盆地的一、二级路网骨架，油田道路与国道、省道连接形成较为完善的交通运输体系，以满足内部交通运输需要。

油田道路采用环网或枝状形式布局，按使用功能划分为油田主干道，集油区公路和单井巡井路三种类型，按路面结构等级划分为一、二、三级和沙砾道路。陆梁油田已建设各级道路共 280.5km，其中二级路 30km，三级路 135.5km，砂石路 115km。由陆梁油田作业区管理。

3.6.2 现有工程环保手续情况

陆 136 井区现有环评手续和验收情况见表 3.6-4。

表 3.6-4 陆 136 井区环保手续履行情况表

序号	工程名称	建设内容	环评批复机关、文号	环保竣工验收批复机关、文号及时间
1	关于中国石油新疆油田分公司陆梁油田作业区环境影响后评价	/	自治区环保厅 新环评价函（2011） 1120 号 2011 年 11 月 24 日	/
2	陆梁油田陆 15 井区 2015 年产能建设项目环境影响报告书	和本项目相关的评价井 1 口（陆 136 井）	新环函（2015）1156 号， 原新疆自治区环保厅 2015 年 10 月 28 日	陆 136 井在 2021 年 11 月 5 日通过自主验收
3	陆梁油田陆 136 井区侏罗系头屯河组油藏开发工程	部署开发控制井 6 口（LU5605、LU5611、LU5617、LU5622、LU5626、陆 136），其中 LU5605、LU5611、LU5617、LU5622、LU5626 为新钻井，陆 136 为评价井转产能井。	塔城地区生态环境局 塔地环字（2022） 109 号 2022 年 3 月 30 日	2023 年 11 月 23 日完成第一批验收
4	陆梁油田陆 136 井区侏罗系头屯河组油藏开发建设工程	部署开发井 16 口，其中采油井 11 口（新钻井 10 口，陆 136 老井利用 1 口），注水井 5 口（新钻井 4 口，LU5605 老井转注 1 口）	塔城地区生态环境局 塔地环字（2023） 332 号 2022 年 11 月 9 日	正在验收

3.6.3 现有工程环境影响回顾

3.6.3.1 已完钻井环境影响回顾

（1）废气

根据《陆梁油田陆 136 井区侏罗系头屯河组油藏开发工程（第一批）竣工环境保护验收调查报告》（2023 年 11 月），项目运营期大气污染源主要为无组织排放源。检测结果见表 3.6-5。

表 3.6-4 无组织废气排放监测结果

采样日期	监测点位	监测项目	单位	监测结果	标准值	达标情况	备注
2023 年 11 月 15 日	LUD5605G1	非甲烷 总烃	mg/m ³	0.42~0.47	4.0mg/m ³	达标	《陆梁 油田陆 136 井区 侏罗系 头屯河 组油藏 开发工程（第一批）竣工 环境保护验收 调查报告》
	LUD5605G2			0.42~0.45		达标	
	LUD5605G3			0.41~0.46		达标	
	LUD5605G4			0.42~0.46		达标	
2023 年 11 月 16 日	LUD5605G1			0.30~0.36		达标	
	LUD5605G2			0.43~0.48		达标	
	LUD5605G3			0.45~0.50		达标	
	LUD5605G4			0.49~0.52		达标	
2023 年 11 月 15 日	LUD5605G1	硫化氢	mg/m ³	ND	0.06mg/m ³	达标	
	LUD5605G2			ND		达标	
	LUD5605G3			ND		达标	
	LUD5605G4			ND		达标	
2023 年 11 月 16 日	LUD5605G1			ND		达标	
	LUD5605G2			ND		达标	
	LUD5605G3			ND		达标	
	LUD5605G4			ND		达标	

从表 3.6-5 可知，井场厂界上风向及下风向无组织排放非甲烷总烃最高浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中非甲烷总烃无组织排放浓度限值 4.0mg/m³ 的要求，硫化氢无组织排放浓度满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中新改扩建项目厂界二级标准值限值要求。

（2）废水

陆 136 井区采出水、废洗井液和井下作业废水均收集后由罐车拉运至陆梁集中处理站处理。本次评价引用陆梁集中处理站日常监测数据进行达标分析。

表 3.6-6 陆梁集中处理站污水处理系统排口水质监测数据一览表

监测点位	监测时间	监测结果（mg/L，pH 值无量纲）	
		悬浮固体含量	含油量
采出水处理 系统总排口	2022 年 1 月 1 日	8.0	4.45
	2022 年 1 月 2 日	8.0	4.52
	2022 年 1 月 3 日	8.0	2.47
	2022 年 1 月 4 日	8.0	2.96
	标准限值	≤15	≤10
	判定	达标	达标

监测结果表明：陆梁集中处理站污水处理系统回注水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）要求。

（3）噪声

噪声主要为井场、站场的各类机泵等产生的噪声。井区定期对井场、站场内机泵进行维护、检修保养，添加润滑油和减震垫。同时给现场工作人员配备耳塞设施。根据《陆梁油田陆 136 井区侏罗系头屯河组油藏开发工程（第一批）竣工环境保护验收调查报告》（2023 年 11 月），井场厂界监测结果见表 3.6-7。

表 3.6-7 噪声监测结果 单位：dB（A）

监测点		昼间				夜间			
		2023.11.15	2023.11.16	标准	达标情况	2023.11.16	2023.11.17	标准	达标情况
LUD5605 井场	1#	43	42	60	达标	41	40	50	达标
	2#	41	42		达标	39	41		达标
	3#	42	41		达标	40	41		达标
	4#	41	42		达标	40	39		达标
LUD5611 井场	1#	40	41		达标	38	39		达标
	2#	42	43		达标	40	40		达标
	3#	43	42		达标	39	40		达标
	4#	43	42		达标	41	41		达标
陆 136 井	1#	45	44		达标	42	42		达标
	2#	43	43		达标	41	41		达标
	3#	43	42		达标	42	40		达标
	4#	44	43		达标	42	40		达标
LU56225 井	1#	39	38		达标	37	37		达标
	2#	38	39		达标	37	38		达标
	3#	38	38		达标	36	36		达标
	4#	39	39		达标	37	37		达标

由表 3.6-7 可知，井场厂界噪声昼间监测结果在 38~44dB（A）之间、夜间噪声监测结果在 36~42dB（A）之间。井场厂界昼夜间噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准要求。

（4）固体废物

固体废物主要为清罐底泥、含油污泥、生活垃圾。清罐底泥、含油污泥委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司进行处置；作业区工作人员食宿会产生生活垃圾，生活垃圾经陆梁公寓集中收集后，运至乌尔禾生活垃圾填埋场进行处理。

（5）环境风险

根据现场调查及资料查阅，井区单井钻井、生产过程中，在预防措施上切实做好防止井喷的各项措施，严格执行各类安全、环境保护管理制度。主要措施是安装井控装置（防喷器、简易封井器等），同时采用随时调整泥浆密度，做好

固井质量等技术，严格做好管线、储罐的防腐、防渗措施，以最大限度地降低井喷、井漏以及管线、储罐的泄漏等突发环境事故的发生。经调查，该井区未发生井喷、井漏、管线和储罐泄漏事件。

（6）生态环境影响

项目井区勘探、生产运行过程生态影响主要为占地（井场、探临道路等）对植被和土壤结构的破坏。根据现场调查，井区内临时占地范围已进行了清理、平整，做到工完料净场地清，井场周围临时占地范围播撒的草籽等植被正在恢复中，永久占地范围已进行了硬化，对生态环境没有造成不良影响。

（7）水土流失与水土保持

整个工程水土流失的影响主要为对占地的扰动，使松散的土壤失去赖以附着的基础，一旦遇大风，易发生风蚀；采取避免在大风天气作业，以免造成土壤风蚀影响，造成水土流失；施工结束后对场地进行清理、平整并压实。通过加强施工期管理，加速建设进度，优化施工组织，缩短施工时间，避免在大风天气作业，施工结束后对场地进行清理、平整并压实，避免水土流失影响。

（8）排污许可证执行情况

根据《固定污染源排污许可分类管理名录（2019 年版）》的要求，本次运营期交由中国石油新疆油田分公司陆梁油田作业区进行管理。新疆油田公司陆梁油田作业区排污许可证情况见表 3.6-8。

表 3.6-8 陆梁油田作业区排污许可证情况

单位名称	生产经营场所	排污许可证编号	有效期限	管理类别
新疆油田分公司陆梁油田作业区陆梁集中处理站	塔城地区和布克赛尔蒙古自治县	91650200715597998M056Q	2023.11.10 至 2028.11.9	简化管理

3.6.3.2 在建工程环境影响回顾

根据《陆梁油田陆 136 井区侏罗系头屯河组油藏开发建设工程》（塔地环字〔2023〕332 号），部署采油井 11 口，注水井 5 口，新建 1 座计量配水站，扩建现有陆 12 井区注水站（增加注水撬 2 座），新建单井出油管线 3.5km 和集油支线 5.1km，注水支线 0.8km，混输管线 20km，新建产能 2.64×10^4 t。钻井总进尺 28200m，均为直井，井身结构均为二开。

钻试过程中应严格按照环评报告和批复中的要求执行，本次评价引用相关环

境影响报告中的结论进行环境影响分析。

（1）生态环境

生态环境的影响主要表现在工程占地，施工活动和工程占地在项目区范围内呈点、线状分布，对土壤、野生植物和野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。由于项目区大部分区域地表植被稀疏，由工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。由于本区域的野生动物种类少，对野生动物的影响较小。综上所述，项目建设对生态环境影响较小。

（2）大气环境

施工期废气主要为扬尘、施工机械及车辆尾气、柴油机及发电机燃烧烟气，施工期短暂，施工期的废气污染随施工的结束而消失。

（3）水环境

施工期废水主要为钻井井场生活污水和管道试压废水，管道试压废水产生量较小，主要污染物为 SS，管道试压废水应尽可能重复利用，试压结束后，洒水抑尘；生活污水依托陆梁公寓生活污水处理系统进行处理。

事故状态下对地下水的污染主要为管道泄漏、井漏、油水窜层等，管道泄漏是以点源形式污染地下水，其污染迁移途径为地表以下的包气带和含水层；井喷事故是以面源形式的油品渗漏污染地下水，井漏事故对水环境的污染是油气窜层，造成地下含水层水质污染。事故发生后，及时采取相应的措施，不会对地下水环境产生明显影响。

（4）噪声

施工期噪声源主要为施工机械和施工车辆，施工短暂，只对局部环境造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失，施工期噪声仅对施工人员产生影响；运营期噪声主要为井场、计量配水站、混输泵站设备的运转噪声、井下作业噪声和巡检车辆的交通噪声。陆梁油田陆 136 井区周边无人居住等声敏感目标，工程开发建设中的噪声对声环境质量影响不大。

（5）固体废物

施工期固体废物主要为钻井岩屑、沾油废物、废润滑油、生活垃圾和建筑垃圾，钻井岩屑经不落设备处理后进入井场方罐，交由岩屑处置单位处理；建筑

垃圾集中收集后送至克拉玛依市建筑垃圾填埋场进行填埋处理；废钻井液回用于钻井液配置，钻井接收后由钻井队带至下一个钻井井场继续使用，不外排；生活垃圾集中收集后清运至陆梁油田作业区生活垃圾填埋场。沾油废物、废润滑油集中收集后交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置；固体废物得到妥善处置，不会对区域环境造成不利影响。

（6）土壤环境

施工期按规定的施工范围进行作业，可有效减少土壤扰动，建筑垃圾及时清运，可避免污染物进入土壤环境造成污染。

（7）环境风险

本项目涉及的危险物质为原油和天然气，风险潜势为 I，项目可能发生的风险事故类型主要包括井场事故风险、油气管线泄漏事故风险。原油和天然气发生泄漏时，对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本项目提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；项目区包气带对石油类污染物的截留能力较强，泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。综上所述，本项目环境风险程度属于可以防控的。

3.6.4 项目所在区域存在环境问题及“以新带老”改进意见

根据现场踏勘的情况，井场、道路及其他附属设施均未发生违规占地行为，井场无事故发生污染井场及周边、土壤。井场周围农作物和野生植被未受到破坏，临时占地范围内植被正在进行恢复。井场目前无事故发生，现状无环境问题，勘探期无需提出“以新带老”整改措施。

3.7 工程分析

3.7.1 生态影响因素分析

生态影响因素主要来自各种占地、人为活动导致的景观变化、土地类型的改变，以及直接影响野生动物的栖息环境使相对完整的栖息地破碎化，连通程度下降等。

3.7.1.1 施工期

（1）占用土地、压占破坏植被

工程占地包括永久占地和临时占地。临时占地包括钻井井场、管线、各类站场施工临时占地。永久占地包括井场、杆塔等。临时占地对环境的影响主要来自管道施工作业带清理、开挖管沟、道路建设、井场土地平整等施工活动中施工机械、车辆、人员践踏等对土壤的扰动和植被的破坏，对沿途的动物形成惊扰，造成的土地裸露加剧水土流失。本项目单井出油管道及单井注水管道作业带宽度为 8m，其范围内的土壤和植被都可能受到扰动和破坏，尤其是管沟两侧 2~3m 内的植被破坏严重，土壤的结构、组成和理化性质发生改变，影响土壤和植被的恢复。井场土地平整会占用耕地或草地，改变土地利用类型。永久占用的土地将永久性的改变土地利用结构和功能，临时占地将在短期改变土地利用的结构和功能，但施工结束后，经过 2~3 年后可恢复原有使用功能。

（2）破坏植被

对植被最主要的影响是施工期占地范围内对植被破坏，另外土地开挖、车辆运输带起的扬尘自然沉降在周围植物的叶片上，阻塞气孔，影响植物呼吸作用和光合作用，有碍作物生长，还有车辆运行和施工机械的尾气含有 NO_x 等气体，可破坏敏感植物的叶组织，造成褪色伤斑。不过以上这些不利影响主要是短期的，随着施工期结束，这些影响也随之消失。

（3）破坏、污染土壤

工程对土壤的影响主要表现为对土壤性质、土壤肥力的影响和土壤污染三个方面。工程土方的开挖和回填，将造成土壤结构的改变，进而导致土壤肥力的降低，对当地植被的生长和产量造成一定影响。

（4）扰动地表，引起新的土壤侵蚀、水土流失

评价区位于和布克赛尔蒙古自治县，属于天山北坡诸小河流域水土流失重点治理区，主要土壤侵蚀类型为风力侵蚀。工程施工活动将破坏地表植被，如不及时进行恢复和重建，土壤的新坡面扰动可能成为新的侵蚀点加重水土流失。

3.7.1.2 运营期

项目生产运营期对生态环境的影响较小，主要为井下作业过程产生的废物发生泄漏对地表土壤的污染以及事故条件下对植被、土壤等生态环境要素的影响等。评价建议建设单位应加强日常设施设备的运行管理，尽量避免“跑、冒、滴、漏”

现象的发生，以减少物料及污染物的逸散对周围生态环境的影响。

同时项目建成后，临时占地得到有效的填充平整、恢复植被，道路两侧及井场周围设防绿化，以降低土壤侵蚀，减少水土流失。

3.7.1.3 退役期

退役期主要是生产井的陆续停运、关闭、恢复土地使用功能时段。退役期作业主要包括拆除井场的采油设备、设施，封堵油层和封闭井口，对井场和道路等占地进行生态恢复等。

设备拆除时将对地表植被产生破坏和干扰，同时也可能引起新的水土流失；对废弃的井场、道路应采取生态恢复措施，可使油区内人工景观的密度大大下降，而自然景观的连通性得以恢复，生态环境质量逐渐提高。

3.7.2 污染影响因素分析

本项目开发建设可分为施工期、运营期和退役期三个阶段。

3.7.2.1 施工期

施工期主要包括钻井、修井、采油平台、注水井平台、管线建设等施工作业内容，其环境影响因素主要来源于钻井、修井、地面工程（采油平台、注水井平台、管线）建设等施工过程，主要包括生态影响，以及钻井过程排放的污染物质导致的环境污染。施工期环境影响的特点是持续时间短，对地表的破坏性强，在地面建设结束后，可在一定时期消失；但如果污染防治和生态保护措施不当，可能持续很长时间，并且不可逆转，例如对生态环境的破坏。

3.7.2.2 运营期

运营期环境影响持续时间长，并随着产能规模的增加而加大，贯穿于整个运营期。其环境影响因素主要来源于油井及与其相关的采油、井下作业、油气集输、处理等各工艺过程，主要包括生态影响以及排放的污染物质导致的环境污染。

3.7.2.3 退役期

退役期的环境影响主要为油田停采后进行一系列的清理工作，包括地面设施的拆除、封井、井场清理等，将产生少量扬尘、地表废弃建筑、不可移动的废弃设施、废弃管线等固体废物。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，同时，将产生的建筑垃圾进行集中收集，由施工单位运至指定位置进行处理。如果封井和

井场处置等措施得当，环境影响将很小；反之若出现封井不严，可能导致地下残余油水外溢等事故发生，产生局部环境污染。

油田开发建设施工、生产运行过程主要产污环节详见图 3.7-1；主要污染源构成见表 3.7-1。

表 3.7-1 环境影响因素识别表

开发作业过程	主要环境影响因素	环境影响因素主要受体	污染源性质	备注
钻井、储层改造工程	车辆尾气、设备燃料燃烧废气	环境空气	临时性污染源，作业结束后不再产生，但仍存在于环境中	施工期
	钻井废水	土壤、地下水	临时性污染源，随作业结束而消除	
	设备、车辆产生噪声	声环境	临时性污染源，随作业结束而消除	
	钻井岩屑	土壤、地下水	临时性污染源，随作业结束而消除	
	废含油防渗布	土壤、植被	临时性污染源，随作业结束而消除	
	井喷爆炸、火灾等	土壤、水、环境空气及生态环境	事故污染源，随作业结束而消除	事故
修井工程	车辆尾气、设备燃料燃烧废气	环境空气	临时性污染源，作业结束后不再产生，但仍存在于环境中	施工期
	试压废水	土壤、地下水	临时性污染源，随作业结束而消除	
	设备、车辆产生噪声	声环境	临时性污染源，随作业结束而消除	
采油平台、注水井平台、站场建设、管线施工	施工扬尘、车辆尾气、管线焊接烟气	环境空气	临时性污染源，随作业结束而消除	施工期
	管道试压废水、施工生产废水	地表水	临时性污染源，随作业结束而消除	
	设备、车辆产生噪声	声环境	临时性污染源，随作业结束而消除	
	施工土方、管线焊接吹扫废渣、施工生活垃圾	土壤	临时性污染源，随作业结束而消除	
	临时占用土地	土壤、植被	临时性污染源，随作业结束而消除	
电力建设	占用土地	土壤、植被	持续性影响环境，永久占地	生产期
采油、油气集输	采出水	地表水	持续性影响环境的污染源	生产期
	烃类气体	环境空气	持续性影响环境的污染源	
	生产设备噪声	声环境	持续性影响环境的污染源	
	含油污泥	土壤、地下水	持续性影响环境的污染源	

开发作业过程	主要环境影响因素	环境影响因素主要受体	污染源性质	备注
	废润滑油、落地油、含油污水泄漏	土壤、地下水	事故污染源	事故
井下作业	井下作业废水、井下作业废液	土壤、地表水	间断性污染源	生产期
	生产设备噪声	声环境	间断性污染源	
	废含油防渗布	土壤、植被	间断性污染源	
拆除/清理作业	废弃设施、废弃管线等固体废物	土壤	临时性污染源，随作业结束而消除	退役期

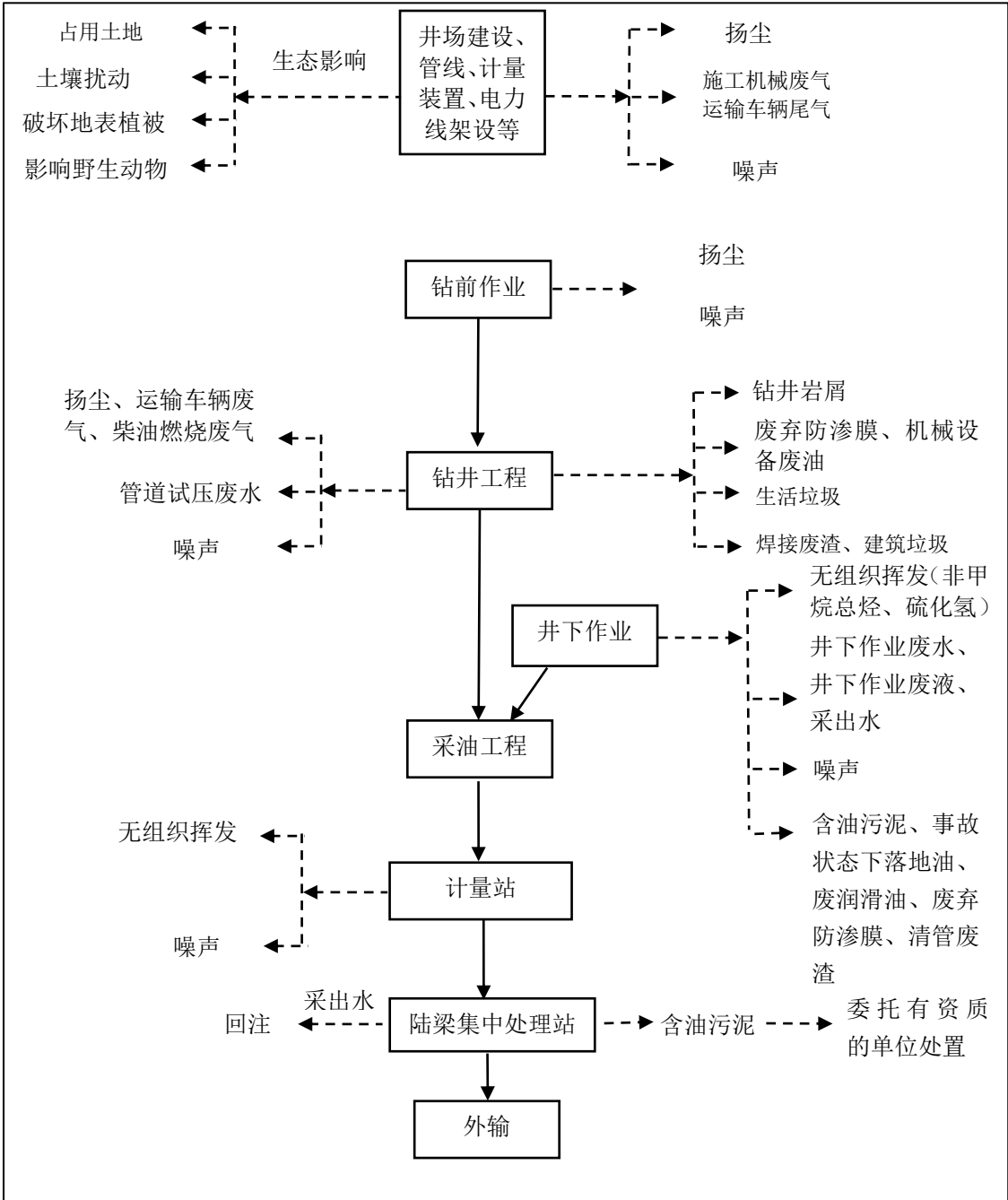


图 3.7-1 本项目钻井、采油工程工艺流程及产污节点图

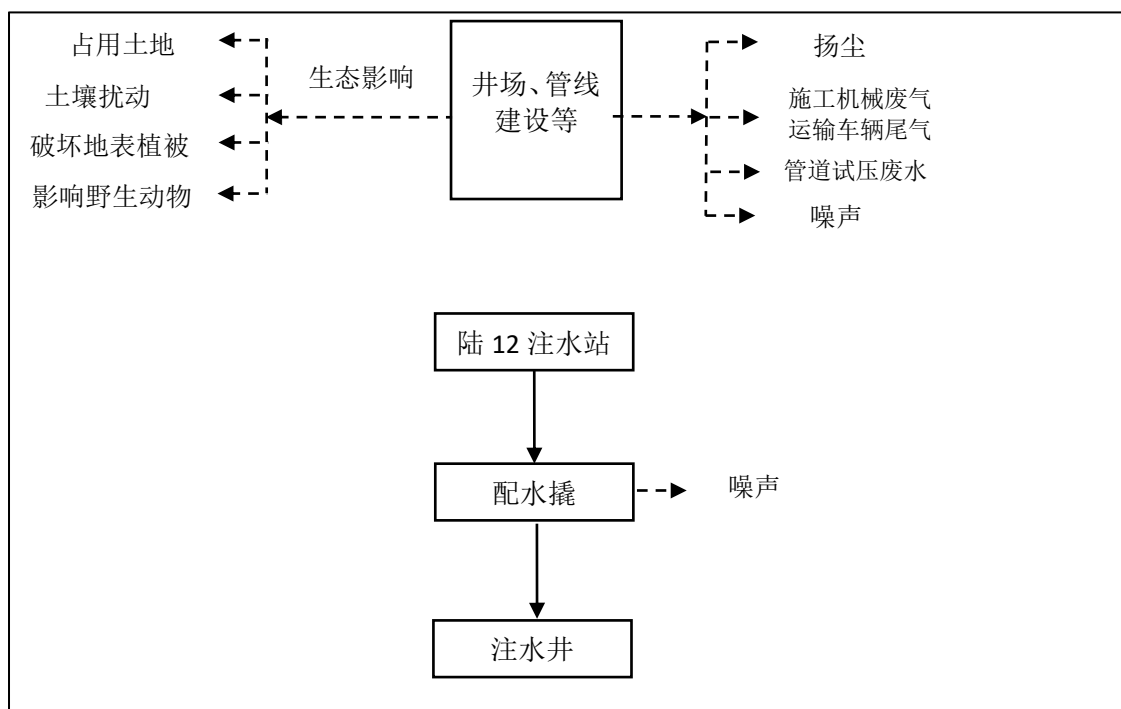


图 3.7-2 本项目注水工程工艺流程及产污节点图

3.7.3 施工期主要施工工艺及产污环节

本项目施工期主要包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程、修井工程、管线、电力线等地面工程。

3.7.3.1 钻前工程

钻前准备工作中，在预选井位前首先根据井的深浅、设备的类型及设计的要求来进行平整井场，进行设备基础施工（包括钻井、井架、钻井泵等基础设备），其次是搬运钻井设备及安装。

3.7.3.2 钻井工程

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

（1）钻井

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

（2）录井

1) 钻井参数录取资料要求

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

2) 钻井液参数录取资料要求

开钻至一开完钻，每间隔 1h 测量一次钻井液密度、粘度。

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

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

(3) 测井

测井配备专门的测井队，测井方式为电测井，电测井井控主要要求为：

1) 若电测时间将要大于安全作业时间时，中途通井循环再电测。

2) 测井队到井后向钻井队了解井况，确认安全作业时间，电测时发生溢流立即停止电测，尽快取出井内电缆。当不具备取出电缆条件，立即实施剪断电缆。

3) 由钻井队值班干部决定何时切断电缆，测井队专用剪切工具放置在钻台上，测井中随时处于待命状态，测井队队长实施剪断电缆工作。

(4) 固井

1) $\Phi 339.7\text{mm}$ 表层套管

①采用 G 级水泥常规固井。

②下完表层套管后循环洗井，找正并固定好井口后再固井。

③注水泥前注入 2m^3 清水作隔离液。

④现场注水泥施工要连续进行，套管外水泥浆应返出地面。

⑤注水泥时要随时观察井口钻井液返出情况，若发生井漏，水泥浆未返至地面，井口应打水泥帽子至地面。

⑥注水泥结束后候凝 24h 后进行固井质量检测，再动井口。

2) $\Phi 139.7\text{mm}$ 油层套管

①采用超低密度+自愈合低密度水泥浆体系常规固井。

②电测结束后使用原钻具或带扶正器通井，再次校核井深，对于缩径或者阻卡井段进行反复划眼、通井，确保井眼畅通无阻卡。

③为确保完井固井正常施工和固井质量，电测完后根据实际完钻钻井液密度和使用的水泥浆密度，采用井口憋压或者大排量洗井的方式做地层承压试验，井口憋压压力值以现场计算为准，要求稳压 15min 以上，压降不大于 0.5MPa。大排量洗井要求按照固井最大排量循环 15min，无井漏，井口液面稳定可见为准。

④承压试验结束后采用原钻具或带扶正器通井，对于缩径或者阻卡井段进行反复划眼、通井，确保井眼畅通无阻卡。

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

⑥套管串使用符合 API 标准的螺纹密封脂，保证套管柱密封可靠。

⑦专业下套管作业队进行下套管作业，使用带扭矩仪的液压套管钳紧扣。

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

⑨固完井候凝 48h 后进行固井质量检测，再进行套管内试压。

（5）完井

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

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

钻井工程作业流程见图 3.7-3 所示。

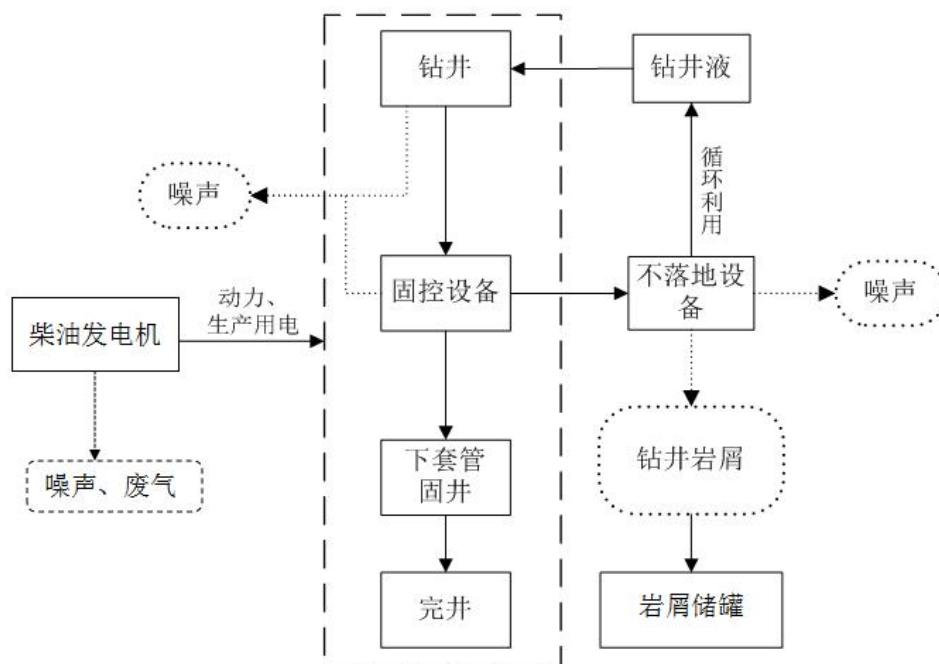


图 3.7-3 钻井工艺及产污节点图

本项目钻井泥浆不落地设备工艺如下：

由于开挖大循环池存放岩屑及钻井液的形式会造成土壤及地下水污染，破坏生态环境，对本工程施工期产生的岩屑及钻井液全部进行不落地处理，使施工期固体废物实现回用及妥善处理。泥浆进入钻井不落地系统中处理并实现固液分离，分离后的液相循环使用，固相（水基岩屑）收集于储罐内，直接委托岩屑公司处置。

※工艺流程说明：

不落地系统由振动筛、除砂器、除泥器、离心机等设备组成，钻井液（泥浆）进入不落地系统后，经以下步骤进行处理：

a. 钻井液（泥浆）经振动筛、除砂器、离心机多级分离后，实现初步分离，分离后的固相进入收集箱，再输送至甩干机和离心机进行二次深度固液分离，二次分离出的液相（泥浆）回用，分离出的固相（岩屑）收集于储罐内；

b. 初步分离出的液相进入废水收集罐。通过废水收集罐进行处理，处理后的再生钻井液进入处理水储罐内用于钻井液配制。工艺流程图见图 3.7-4。

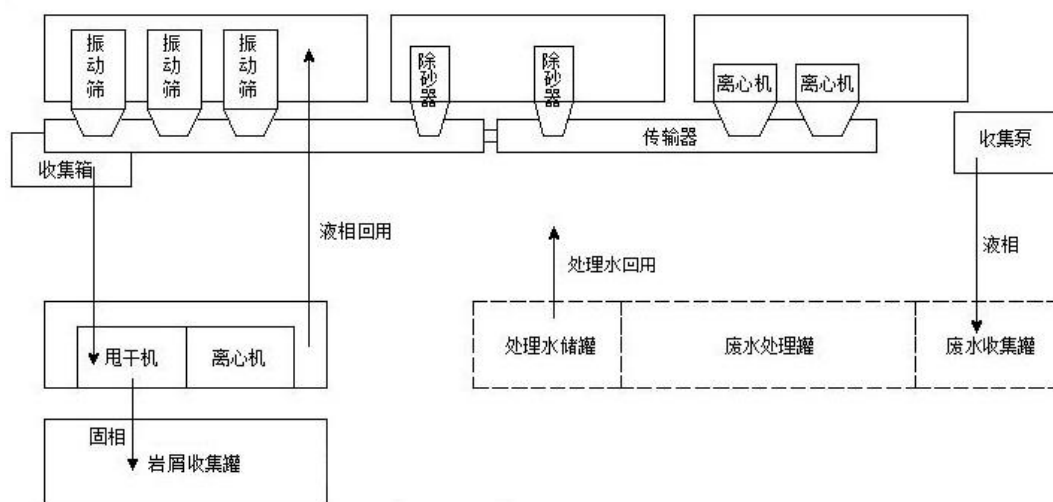


图 3.7-4 泥浆不落地工艺流程图

3.7.3.3 储层改造工程

油层改造工程一般在采油井投产前进行。本项目施工期的油层改造工程主要为射孔作业。

射孔即在井内下入专门的射孔器在油层部位射孔，穿透套管的水泥环进入地层，使油层通过这些孔道与井底连通，从而为油流入井内造成通道的过程。本项目 6 口新钻井均进行射孔作业。本项目采用等孔径射孔弹（有效孔径 $\geq 10\text{mm}$ ）和 89 型射孔枪。

3.7.3.4 地面工程建设

地面工程建设主要包括井场建设、设备安装、管线敷设等内容。

（1）井场建设

拟建项目新建井场全部采用素土压实。

（2）井口设备安装

①采油井

新建采油井采用 DN50 25MPa 采油井口。采油井口采用 10 型抽油机，配套电机功率 22kW，井口设置保温盒保温，保温盒内设 0.25kW 防爆电加热器，压力表置于保温盒内。同时设置热洗清蜡接口及安全标示牌。

采油井安装井口装置、10 型抽油机及配套电机等。主要工程活动包括 10 型抽油机基础施工、电加热设备等安装。

②注水井

新建 25MPa 注水井口装置 2 座，井口设保温盒，来水管道设止回阀和截断阀。

(3) 管线敷设

集输工程建设工艺流程及产污环节详见图 3.7-5。

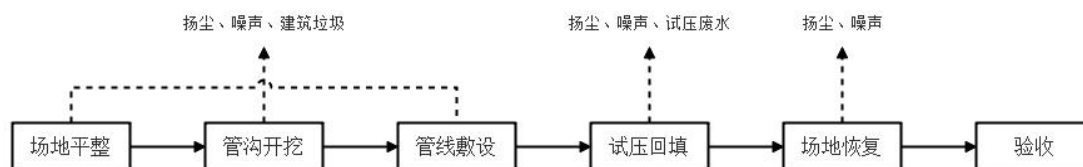


图 3.7-5 集输工程建设工艺流程及产污环节示意图

①场地平整

管线工程施工首先进行施工放线，现场施工放线确定路由后，即进行施工作业带线路的清理，对施工作业带内地上、地下各种建（构）筑物和植物等进行清点造册。

清理和平整施工作业带时，应注意保护线路控制桩，如有损坏应立即补桩恢复。施工作业带范围内，对于影响施工机具通行或施工作业的石块、杂草、树木、构筑物等应适当清理，沟、坎应予平整，有积水的地势低洼地段应排水填平。施工完毕之后，要注意施工作业带的恢复工作，使土地恢复原有状态。

②管沟开挖

管道运输和布管在管沟堆土的另一侧进行，要求堆放地点地势平整、无水、无尖硬物的地方。布管过程不允许地面拖拉，以防损坏。

③管道敷设

本工程管道敷设采用埋地。

新建单井出油管道采用 DN50 2.5MPa 热塑性塑料内衬玻璃钢复合管，长度 4.2km，保温埋地敷设，保温层采用 30mm 厚发泡保温橡塑海绵，防护层采用 2mm 厚聚乙烯胶粘带，管底标高-1.70m。

新建单井注水管线采用 DN50 16MPa 热塑性塑料内衬玻璃钢复合管（耐温 70℃），长度 4.2km，埋地不保温敷设，管底标高-1.80m。

④试压回填

管道回填时，先用细土回填 50cm，再用其他土回填并夯实，原有熟土最后恢复。回填土中不得有坚硬土石、垃圾、腐殖质等，管道两侧及管顶 0.5m 内的

回填土，不得含有碎石砖块等杂物，且不得用灰土回填，距管顶 0.5m 上的回填土中的石块不得多于 10%，直径不得大于 0.1 米，且均匀分布。主管道警示带敷设前应将敷设面压实，并平整地敷设于管道顶正上方 0.5m，且不得敷设于路基和路面里。

⑤场地恢复

施工结束后，进行生态恢复，及时清除施工垃圾，对施工现场进行回填平整，尽可能覆土压实，采用自然恢复的方式对区域植被进行恢复，对井场周围已建成的永久性占地进行砾石铺垫，以减少风蚀量。

（4）输配电工程施工

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

3.7.3.5 产污环节分析

（1）废气

本项目施工期产生的大气污染物主要包括施工扬尘、施工车辆废气、钻井时柴油机排放的废气及管线焊接烟气。

施工扬尘主要产生于管线施工、井场施工以及施工机械及运输车辆往来；施工车辆废气主要为施工过程中各类车辆尾气；钻井时柴油机排放的废气；管线焊接主要为施工过程中管道焊接过程产生的废气。

（2）废水

本项目施工期产生的废水主要包括钻井废水、管道试压废水。

钻井废水主要来自钻井过程中冲洗钻台、钻具和设备等产生的废水；管道试压废水是管线敷设完成后，对其进行分段试压过程中产生的废水。

（3）噪声

施工噪声为项目施工活动中机械设施及车辆运输产生的噪声。

（4）固废

施工期产生的固体废物主要有岩屑、机械设备废油、废防渗膜、焊接废渣、施工土方、建筑垃圾和生活垃圾等固废。

钻井固废主要为钻井过程中产生的岩屑；落地油主要产生于试油等井下作业过程中，会有少量原油散落井场；其他固废主要是产生于钻井、试油等作业过程中，主要有废防渗膜、钻井添加剂的外包装袋、钻机更换的机械设备废油；焊接废渣主要是管道焊接作业中产生，管道敷设开挖产生的施工土方，施工人员生活垃圾主要是施工现场人员产生的生活垃圾。

施工期主要工艺流程及产污环节见图 3.7-6。

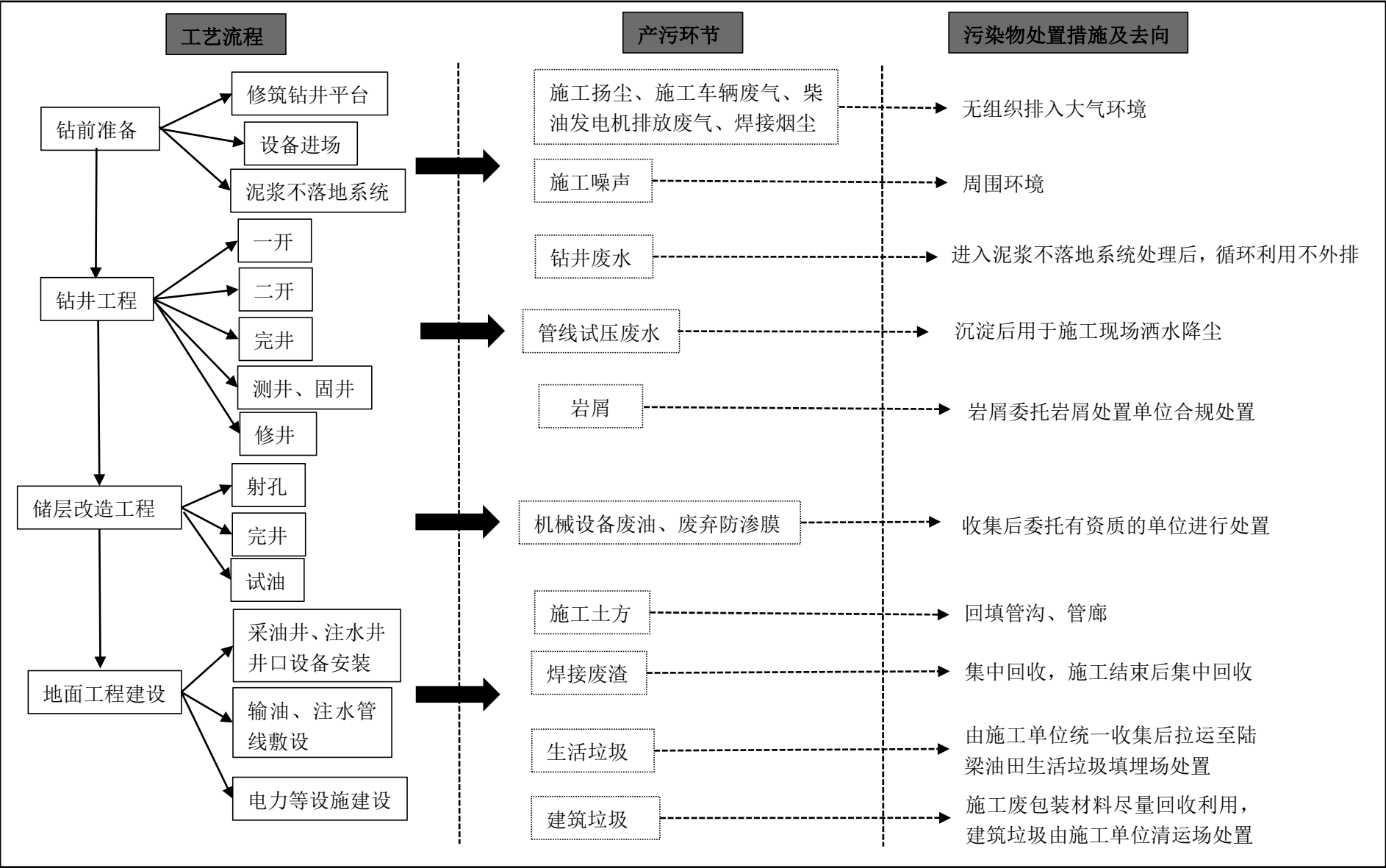


图 3.7-6 施工期主要工艺流程及产污环节示意图

3.7.4 运营期主要工艺流程及产污环节

运营期主要有采油、油气集输及处理、井下作业、注水工程等作业过程。

3.7.4.1 采油

采油是借助油层的自身压力或使用机械方式，使原油从地下储油层产出的工艺过程。本区块开井后先自喷生产，不能自喷后转抽生产。

3.7.4.2 油气集输及处理

本项目运营期油气集输采用密闭集输工艺，新建 6 口采油井采用二级布站输送工艺，即：井口→计量站→混输泵站→陆梁集中处理站的布站方式。

本项目油气集输工艺见图 3.7-7。

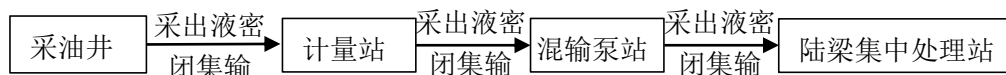


图 3.7-7 集输工艺流程图

3.7.4.3 井下作业

井下作业主要包括维护性作业和措施性作业。

维护性作业主要以井下故障维修和产能恢复为目的，从而恢复采油井产能、封堵无效层以及其他井下故障处理的过程。

措施性作业主要包括改造、修井、洗井、冲砂等，其主要作业环节基本相同，污染物主要为刮削作业过程产生的含油污泥、烃类气体挥发，以及洗井环节产生的洗井废水。

压裂改造主要针对低产采油井，通过改造实体提高产量。作业时长约 30d，压裂改造的工艺步骤与新钻井相同，主要包括：井架安装，试压，起原井杆柱，防喷、试压、起管柱，填砂，通井、刮削，压裂，压力扩散、放喷求产，试压，冲砂，通井，下完钻管，试抽等环节，其施工流程及产污环节见下图。

目前陆梁油田作业区范围内还未有运营期进行压裂的油井。

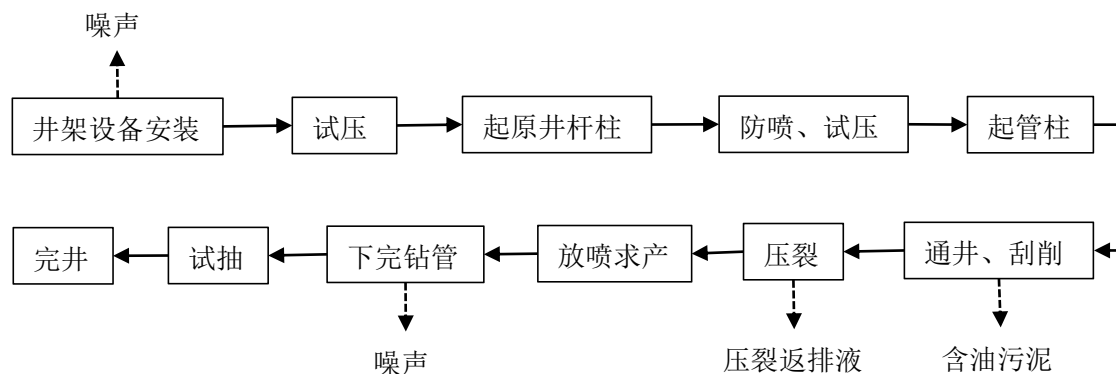


图 3.7-8 压裂改造作业施工流程及产污环节示意图

3.7.4.4 注水工程

本项目运营期注水井回注工程采用“单干管多井配水”工艺，即陆 12 注水站增压后的高压水通过注水干支线输送至配水橇，通过橇内分水器向各注水单井进行配注，再通过单井管线输送至各注水井口。

本项目注水井回注工艺见图 3.7-9。

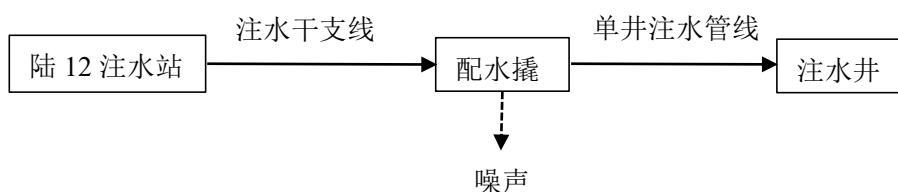


图3.7-9 注水井回注工艺流程及产污环节图

3.7.4.5 产污环节分析

(1) 废气

本项目运营期产生大气污染物的主要环节为油气集输处理过程中挥发的无组织烃类气体和温室气体。

(2) 废水

本项目运营期产生废水的主要环节为采出液在陆梁集中处理站内进行油气水分离而产生的油田采出水、井下作业过程中产生的压裂返排液、洗井液。

(3) 噪声

项目运营期噪声主要来自井场、井下作业设备的各类机泵、橇等。

(4) 固废

本项目运营期产生的固体废物主要包括采油井生产过程中产生的危险废物；其中危险废物主要来自井下作业时产生的落地油、废防渗膜和含油污泥、各类机械设备更换下来的废润滑油及其清管废渣。

运营期主要工艺流程及产污环节见图 3.7-10。

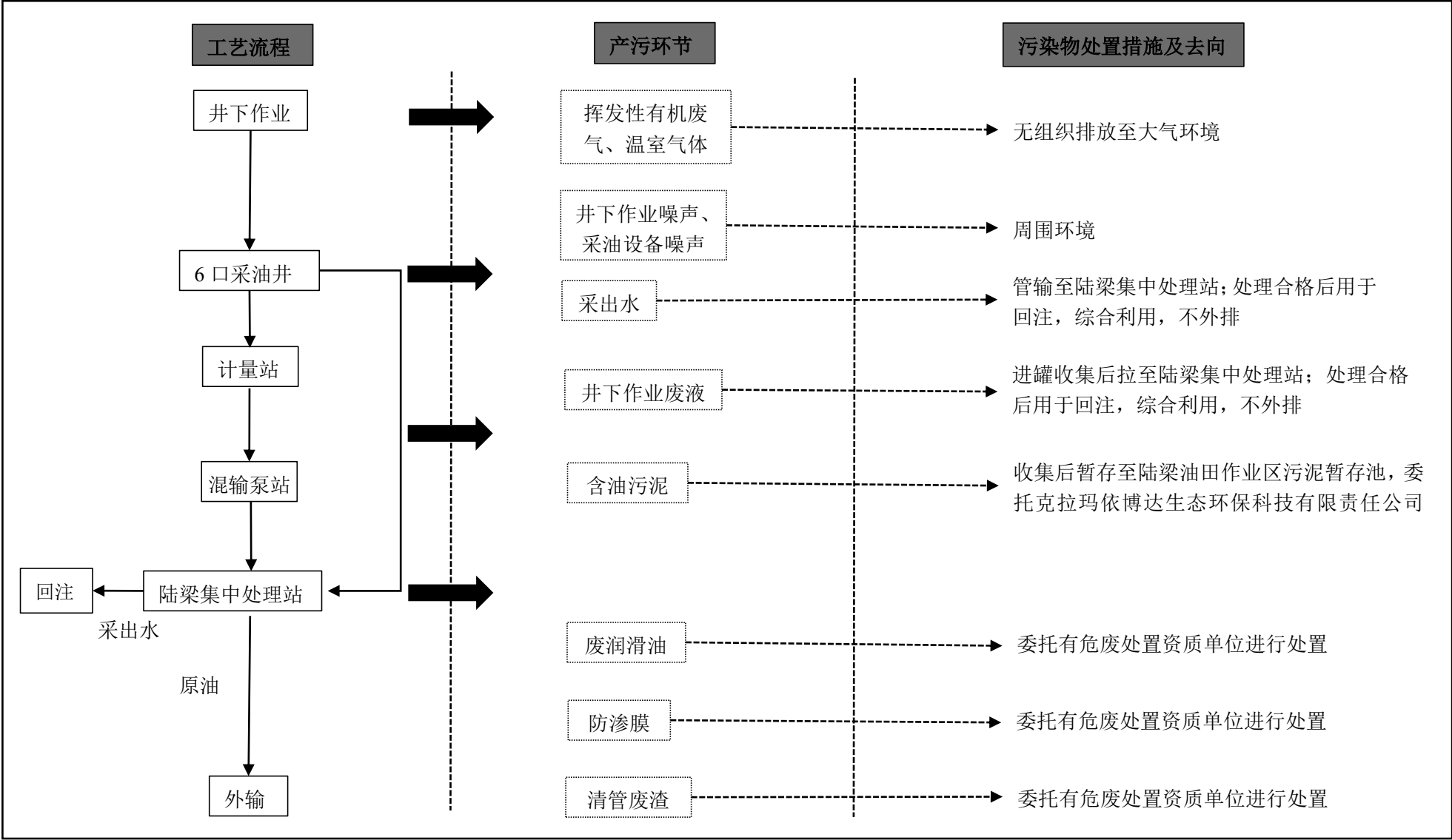


图 3.7-10 运营期油气集输工艺流程及产污环节示意图

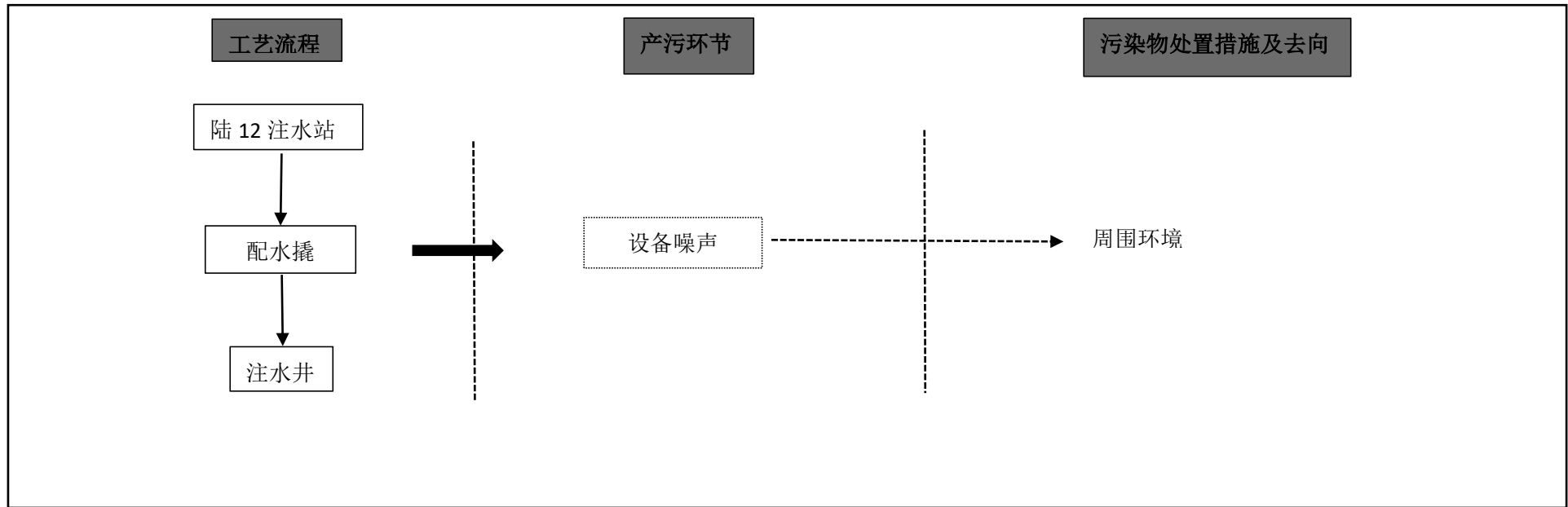


图 3.7-11 运营期注水工程工艺流程及产污环节示意图

3.7.5 退役期主要工艺过程及产污环节

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

3.7.5.1 封井措施

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

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

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

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

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

(5) 封井后进行试压，符合标准后进行其他作业。

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

(7) 建立报废井档案。每年至少巡检 1 次，并记录巡井资料。

3.7.5.2 设备清洗

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

理。

3.7.5.3 设备拆除

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

3.7.5.4 场地清理及修复

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

3.7.5.5 产污环节分析

退役期产生的污染主要为井场设备的拆除、井口封堵、井场清理等过程中施工机械废气、施工噪声、清管废水、废弃建筑残渣等。退役期主要工艺流程及产污环节见图 3.7-12。

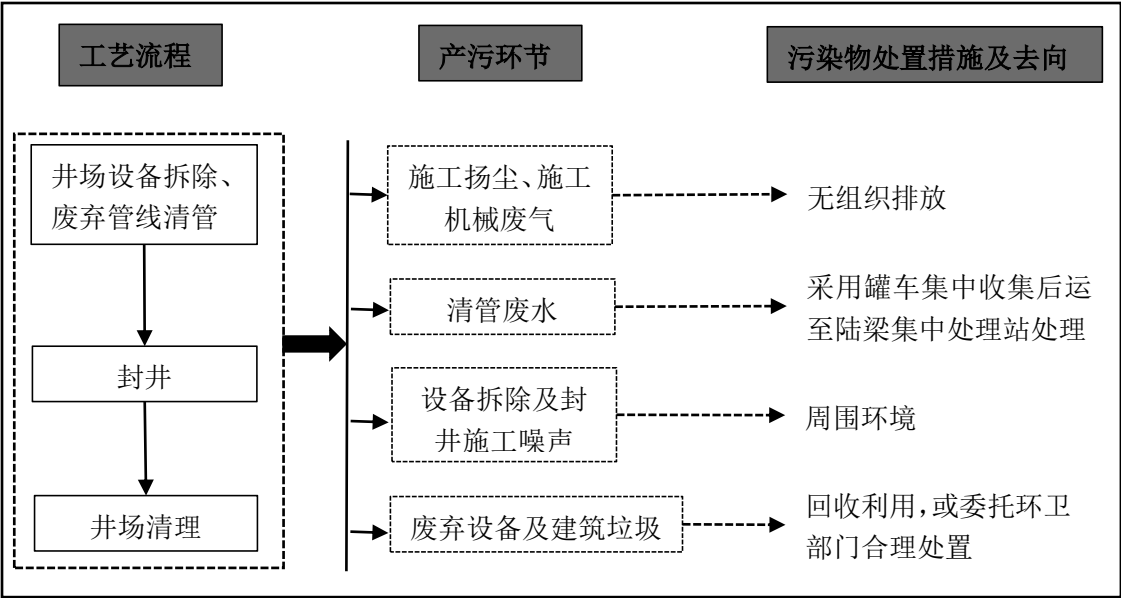


图3.7-12 退役期工艺流程及产污环节示意图

3.7.6 施工期污染源及源强核算

项目施工期主要污染物为钻井工程施工活动中大功率柴油机和发电机燃料燃烧废气及汽车尾气排放、钻井液、施工生产废水、管道试压废水、钻井噪声、

钻井岩屑、废土石方、生活垃圾、机械设备废油、废弃防渗膜和焊接废渣，平整场地和堆放设备破坏地表等。

3.7.6.1 废气污染源

施工期大气污染源主要为管线敷设、道路工程、场站工程（采油平台）等在施工作业过程中产生的施工扬尘、钻井工程施工活动中大功率柴油机和发电机燃料燃烧废气、运输车辆的尾气、管道工程焊接工段产生的焊接烟尘等。

（1）施工扬尘

项目施工扬尘主要是道路施工、场地平整、井场设备安装，管道施工管沟的开挖回填，站场建设土地平整、设备安装的过程中，由于设备的运输，少量临时弃土和固体废物的堆积、搬运，水泥、石灰、沙石等材料的装卸、运输、拌合等过程，均会导致部分尘埃散逸到周围环境空气中，增加环境空气中的颗粒物浓度。

（2）柴油发电机燃油燃烧废气

每个井队配备钻井钻机（电钻）2 台，柴油发电机 2 台，柴油消耗量平均 2t/d，本项目新钻井 8 口。单井平均钻井周期 16d，施工期间共耗柴油 256t。

根据《非道路移动源大气污染物排放清单编制技术指南（试行）》：

①非道路移动机械（柴油发电机组）大气污染物排放量计算公式为：

$$E = (Y \times EF) \times 10^{-6}$$

式中，E—非道路移动机械的 CO、HC、NO_x、PM_{2.5} 和 PM₁₀ 排放量，t；

Y—燃油消耗量，kg；

EF—排放系数，g/kg 燃料。

②二氧化硫排放量根据非移动源燃油中的硫含量计算，计算公式为：

$$E = 2 \times Y \times S \times 10^{-6}$$

式中，E—非道路移动机械的 SO₂ 排放量，t；

Y—燃油消耗量，kg；

S—燃油硫含量，g/kg 燃料。

③适用排放系数：

柴油机污染物排放系数和柴油机组燃烧废气中各污染物产生情况见表 3.7-2。

表 3.7-2 柴油机污染物排放量

污染物	排污系数 kg/t	柴油用量 (t)	排放量 (t)
CO	10.722	256	2.74

NO _x	32.792		8.39
HC	3.385		0.87
SO ₂	0.02		0.005
PM ₁₀	2.09		0.54
PM _{2.5}	2.09		0.54

施工期间排放的大气污染物将随钻井工程的结束而消失。

(3) 车辆尾气

本项目开发施工期每个单井钻井场各类车辆 8 余辆次/日，预计每天可排放 CO1.26kg/d，烃类物质 2.15kg/d，NO₂ 为 5.78kg/d，SO₂ 为 0.064kg/d。本次施工期以 660d 计，则施工期施工车辆排放的大气污染物排放情况详见表 3.7-3。

表 3.7-3 施工期大气污染物排放统计表

污染源	污染物排放 (t)			
	烃类	CO	NO _x	SO ₂
车辆尾气	1.42	0.83	3.81	0.04

(4) 集输管道焊接烟尘

项目采用柔性复合管和无缝钢管，管线连接处、阀池内阀门两端法兰与钢管焊接、长输管道起点和终点连接处等会有少量焊接作业，焊接过程会产生少量焊接烟尘，焊接烟尘中主要含有 MnO₂、Fe₂O₃、SiO₂ 和 HF 等污染因子。焊接烟气采用焊接设备自带的焊接烟尘净化器处理后排放。

3.7.6.2 废水污染源

项目施工期废水主要为：钻井废水、管道试压废水。

(1) 钻井废水

钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地系统进行分离处理，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排；工程结束由钻井队回收。

(2) 管道试压废水

项目集输管线敷设完成后，需进行试压，采用分段试压方式，管道试压用水一般采用清洁水，可重复使用。本项目新建管线主要为单井出油管线 4.2km，单井注水管线 1.7km。试压水可循环使用，水质不满足试压要求时，再补充试压用水。经核算，实际试压用水为 43.32m³，废水产生率取 80%，则管道试压废水产生量约为 37.05m³，管道试压用水不允许具有腐蚀性，不含无机或有机污染物，试压废水中主要污染物为悬浮物，浓度在 40~60mg/L。现场沉淀后用于场地洒水降尘。

项目试压废水产生量见表 3.7-4。

表 3.7-4 本项目试压废水产生量统计表

序号	管线半径/mm	管线长度/km	系数取值	试压废水量/m³
1	单井出油管线 25	4.2	1.5	26.38
2	单井注水管线 25	1.7		10.67
按 80%循环量，则废水产生量：				37.05
注：1.试压废水计算公式为：管线容积×1.5。 2.管线试压废水优先考虑循环使用，2 条相同管径的集输管线试压废水产生量最大为 43.32m³，每次循环水量按 80%计，则 2 条不同管径试压后，最终废水产生量为 43.32×80%=37.05m³。				

3.7.6.3 噪声污染源

施工期的噪声源主要是钻井过程发电机、钻机和各类泵的噪声以及地面工程建设过程中推土机、挖掘机等施工机械噪声。

施工期主要噪声源详见表 3.7-5。

表 3.7-5 施工期主要噪声源情况

序号	设备名称		数量	噪声强度 (dB(A))
1	钻井	钻机	1 台/队	90-110
		柴油机	3 台/队	95-100
		柴油发电机	2 台/队	100-105
		泥浆泵	2 台/队	80-90
2	储层改造	混砂车	1 台/队	80-85
		仪表车	1 台/队	70-80
		管汇车	1 台/队	70-80
		提液泵	1 台/队	70-80
3	地面工程建设	运输车辆	2 辆	80-95
		推土机	1 台	90-100
		挖掘机	2 台	80-95
		电焊机	1 台	90-100

3.7.6.4 固体废物

施工期不新建生活营地，施工人员食宿依托钻井公寓，施工现场有少量的饮用水瓶、纸屑等，产生量小，由施工单位统一收集后拉运至陆梁油田生活垃圾填埋场填埋；施工过程中开挖的土石方全部回填，无弃方产生；固体废物主要为钻井期产生的钻井岩屑、机械设备废油和废弃防渗膜。

(1) 生活垃圾

本项目施工周期 506 天，施工人数合计 35 人。项目施工期不新建生活营地，施工人员食宿依托钻井公寓，施工现场有少量的饮用水瓶、纸屑等，依托住宿每人每天产生生活垃圾按 0.5kg 计，整个油田施工期间产生的生活垃圾为 8.86t，由

施工单位统一收集后拉运至陆梁油田生活垃圾填埋场处置。

(2) 钻井岩屑

钻井过程中的钻井液采用不落地技术处理，分离出的液相继续回用于钻井，待钻井工程结束后由供应商回收或带至下一个钻井井场继续使用，无废水及废弃钻井液外排。岩屑产生、排放量与井身结构以及回收率等因素有关，其中岩屑产生量可按下式计算：

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

式中：W—钻井岩屑排放量，t；

D—井的直径，m；一开 444.5mm，二开 215.9mm；

h—井深，m；

d—所钻岩石的密度（g/cm³），取 2.5g/cm³；

α —岩石膨胀系数，取 2.2。

本工程产生岩屑量见表 3.7-6。

表 3.7-6 本工程钻井岩屑产生量

序号	井号	井深（m）	一开（m）	二开（m）	岩屑量（t）
1	LUD5604	2015	500	1515	731.4
2	LUD5608	2015	500	1515	731.4
3	LUD5612	2015	500	1515	731.4
4	LUD5614	2015	500	1515	731.4
5	LUD5607	2015	500	1515	731.4
6	LUD5615	2015	500	1515	731.4
7	LU5606	2015	500	1515	731.4
8	LU5613	2015	500	1515	731.4
合计		/	/	/	5851.4

经核算，岩屑产生量约 5851.4t，经不落地系统收集、压滤脱水后，暂存在水基岩屑储罐（每口井 3 个罐，每个罐 60m³），完井后由第三方合规处置。

(3) 管线施工土方

本项目施工土方主要由埋地敷设管线开挖、井场和道路建设等产生；开挖回填管沟多余的土方沿管线铺设方向形成垄，作为管道上方土层自然沉降富余量，剩余土方用于场地平整和临时施工场地恢复。项目管线施工的挖方全部回填，无弃方。

本项目土石方平衡见表 3.7-7。

表 3.7-7 项目土石方平衡表

工程类别	挖方量 m ³	填方量 m ³	借方量 m ³	弃方量 m ³
集输管线	11800	11800	0	0
电力线缆	285	285	0	0
合计	12085	12085	0	0

(4) 机械设备废油

钻井期间使用的机械设备运行过程中需进行维护、保养、维修等工作，以使其能正常运转，此过程中将产生少量的废油，如废液压油、废润滑油、废机油等。根据建设单位提供数据，一个钻井期机械设备产生的废机油产生量不足 0.5t，本项目 8 口井产生量约 4.0t，钻井产生的机械设备废油由钻井公司委托有资质的单位处置。

(5) 废弃防渗膜

本项目钻井施工区域铺垫防渗膜，防止施工过程中产生的废油污染土壤，防渗膜可重复利用，若使用过程中防渗膜破损无法再次利用，则沾满油泥的废弃防渗膜作为危险废物，委托有资质单位处置。

废弃防渗膜根据《国家危险废物名录》（2025 年版）“HW08 废矿物油与含矿物油废物类”，属于使用过程中沾染矿物油的废弃包装物，危废代码为 900-249-08。

(6) 焊接废渣

项目在管道焊接作业中会产生少量废焊条、焊渣等，不得直接丢弃，应在每个焊接作业点配备铁桶或纸箱，废弃物直接放入容器中，施工结束后集中回收处置。

(7) 建筑垃圾

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

结合施工期工艺流程中的副产物产生情况，根据《固体废物鉴别标准 通则》（GB34330-2017）的规定，判断其是否属于固体废物，给出判定依据及结果，根据《国家危险废物名录》（2025 年版），判定是否属于危险废物，见表 3.7-8，施工期项目固废的名称、类别、属性和数量等情况见表 3.7-9。

表 3.7-8 固废属性判定

序号	固废名称	产生工序	形态	主要成	预测产生	种类判断
----	------	------	----	-----	------	------

				分	量	固废	副产品	判定依据
1	水基岩屑	钻井	半固态	钙、镁等矿物、水	5851.4t	√	/	《固体废物鉴别标准通则》 (GB34330-2017)
2	机械设备废油	机械设备维修、保养等	液态	机油	4.0t	√	/	
3	废弃防渗膜	地面防渗	固态	石油类	/	√	/	
4	管线施工土方	管沟开挖	固态	土	0m ³	√	/	
5	生活垃圾	施工人员生活	固态	塑料纸、纸屑等	8.86t	√	/	
6	焊接废渣	管线焊接	固态	废焊条、焊渣	少量	√	/	
7	建筑垃圾	安装设备	固态	/	少量	√	/	

表 3.7-9 项目施工期固体废物分析结果汇总表

序号	固废名称	属性	产生工序	形态	主要成分	危险特性鉴别方法	危险特性	废物类别	废物代码	估算产生量	拟采取的处理处置方式
1	水基岩屑	一般工业固废	钻井	半固态	钙、镁等矿物、水	/	/	/	一般工业固废 (071-001-S12)	5851.4t	临时贮存在井场内的岩屑储罐中，后委托第三方合规处置
2	管线施工土方	一般工业固废	管线施工	固态	土	/	/	/	900-001-S70	0m ³	回填管沟、管廊
3	机械设备废油	危险废物	机械设备维修、保养等	液态	机油	危险废物鉴别标准	毒性 T 易燃性 I	HW08	900-214-08	4.0t	由钻井公司委托有资质的单位处置
4	废弃防渗膜		地面防渗	固态	石油类		毒性 T 易燃性 I	HW08	900-249-08	少量	收集后委托有资质的单位进行处置
5	生活垃圾	生活垃圾	施工人员	固态	塑料纸、纸屑等	/	/	/	900-002-S62	8.86t	由施工单位统一收集后拉运至陆梁油田生活垃圾填埋场

序号	固废名称	属性	产生工序	形态	主要成分	危险特性鉴别方法	危险特性	废物类别	废物代码	估算产生量	拟采取的处理处置方式
			生活								
6	建筑垃圾	一般固废	安装设备	固态	/	/	/	/	900-001-S72	少量	施工废包装材料尽量回收利用，建筑垃圾由施工单位清运
7	焊接废渣	一般工业固废	管线施工	固态	MnO ₂ 、Fe ₂ O ₃ 、SiO ₂ 等	/	/	/	一般工业固废（900-999-99）	/	集中回收，施工结束后集中回收处置

(5) 施工期污染物排放情况

本工程施工期污染物排放情况见表 3.7-10。

表 3.7-10 本工程施工期污染物排放情况表

项目	工程	污染源	污染物	产生量 (完钻后)	主要处理措施及排放去向
废气	井场	施工期扬尘	扬尘	/	合理规划车辆运输路线，逸散性材料运输用苫布遮盖，同时采取场区洒水抑尘措施
		钻井期柴油机组燃烧废气	NO _x	8.39t	采用高品质的柴油、添加柴油助燃剂等措施，钻井期间排放的大气污染物将随钻井工程的结束而消失
			SO ₂	0.005t	
			CO	2.74t	
			HC	0.87t	
			PM ₁₀	0.54t	
			PM _{2.5}	0.54t	
		施工期运输车辆尾气	烃类	1.42t	使用符合国五标准的燃料，施工期废气排放时段较为集中，属于阶段性排放源，随着施工的结束而停止排放
			CO	0.83t	
			NO _x	3.81t	
			SO ₂	0.04t	
废水	集输管线	试压废水	废水量	37.05m ³	沉淀后洒水降尘
	井场	钻井废水	废水量	/	全部排入泥浆不落地系统中用于配制泥浆，循环使用
固体废物	井场	水基岩屑	/	5851.4t	临时贮存在井场内的岩屑储罐中，后委托第三方合规处置
	管线工程	施工土方		0m ³	回填管沟、管廊
	机械设备维修、更换	机械设备废油		4.0t	由钻井公司委托有资质的单位处置
	钻井施工区域铺垫	废弃防渗膜		/	收集后委托有资质的单位进行处置

	防渗膜				
	管线施工	焊接废渣		/	集中回收，施工结束后集中回收处置
	生活垃圾	水瓶、纸屑等		8.86t	由施工单位统一收集后拉运至陆梁油田生活垃圾填埋场
	设备安装	建筑垃圾		少量	施工废包装材料尽量回收利用，建筑垃圾由施工单位清运
噪声	井场	钻井设备	噪声	90dB(A)	对高噪声设备采取隔声措施，并加强机械设备的保养
		泥浆泵	噪声	90dB(A)	

3.7.6.5 生态影响

施工期生态影响主要体现在井场、管线、电力线建设阶段，如占用土地、施工对地表植被的影响、土壤扰动等。输送管道开挖产生的弃土及时回填至管沟上方，基本可做到土石方挖填平衡。

占用土地包括临时占地和永久占地，将暂时或永久改变土地原有使用功能。临时占地包括管线施工便道的临时占地，施工结束后临时占地可恢复原有使用功能。永久占地主要为采油井场的永久占地。

地面工程施工作业包括地面设施的场地平整、管线敷设、井口设备安装、电力线施工等，施工作业直接破坏了地面植被，造成了土壤扰动，容易导致水土流失。

根据估算，本工程总占地面积为 97200m²，其中临时占地 92046m²，永久占地 5154m²。占地类型为沙地。

3.7.7 运营期污染源分析及源强核算

运营期环境影响因素主要体现在采油、集输过程中无组织排放的挥发性有机物；废水主要为井下作业废水、井下作业废液（废洗井液、废压裂液）、采出水等；固体废物主要为依托场站清罐底泥。噪声源主要为井场设备的运转噪声、井下作业噪声、巡检车辆的交通噪声等。

3.7.7.1 废气污染物

生产运营期间单井加热采用电加热，无废气污染物排放，在油气集输过程中产生烃类尾气，包括采油井场和集输无组织挥发的烃类尾气。

油气集输及处理过程中的阀门、法兰等部件产生的少量挥发性有机物，该过程中的无组织挥发废气尚无相应的污染源强核算技术指南，其产生量参考《污染

源强核算技术指南 石油炼制工业》（HJ982-2018）中设备动静密封点泄漏平均排放系数法进行核算，计算公式具体如下：

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

式中：

$D_{\text{设备}}$ —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（根据油田采出液组分数据取采出液最大含油率，取 70%）；

$WF_{\text{TOC},i}$ —流经密封点 i 的物料中总有机碳（TOC）平均质量分数（根据油田采出液组分数据取采出液最大含油率，取 70%）；

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

n —挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数；

t_i —核算时段内密封点 i 的运行时间，h，本次取 8760h。取值详见表 3.7-11。

表 3.7-11 密封点 TOC 泄漏排放速率 e_{TOC} 取值

序号	设备类型	排放系数/（kg/h/源）
1	连接件	0.028
2	阀门	0.064
3	法兰	0.085

根据上述公式计算油气集输处理过程中的无组织挥发性废气产生量见表 3.7-12。

表 3.7-12 油气集输及处理过程中无组织挥发有机废气排放情况

设备类型	排放系数/（kg/h/源）	设备数量（个/套）	污染物排放量（t/a）
单井井场	阀门	5	0.0084
	法兰	10	0.022
	连接件	20	0.0147
单井合计			0.0451
4 口单井合计			0.1804
2 井式井场	阀门	10	0.017
	法兰	20	0.045
	连接件	40	0.029
合计			0.091
总计			0.2714

3.7.7.2 废水污染物

运营期注水井井场不产生废水。工作人员对油井、注水井定期进行巡检，不新增劳动定员，工作人员由陆梁油田作业区调剂解决，故不新增生活污水。运营期产生污水主要为油气开采井下作业废水、井下作业废液（废洗井液、废压裂返排液）和采出水。

（1）井下作业废水

拟建工程运营期井下作业主要包括大小修井、洗井等。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（2021.6.11）中“1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册”（续表 1）计算井下作业废水的产生量。

表 3.7-13 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	t/井次-产品	27.13	回注油藏	0
				化学需氧量	g/井次-产品	34679.3		0
				石油类	g/井次-产品	6112.1		0

注：洗井废水全部用于回注油藏，不外排，故排污系数为 0。

根据建设单位提供设计，陆 136 井区头屯河组 J₂t₁ 油藏属低渗油藏，井下作业每 2 年 1 次。计算结果详见表 3.7-14。

表 3.7-14 井下作业废水产生量一览表

污染物指标	产污系数	产生量（t/次）	产生浓度（mg/L）
工业废水量	27.13t/井次—产品	162.78	/
化学需氧量	34679.3g/井次—产品	0.208	1278.3
石油类	6112.1g/井次-产品	0.037	225.3

本项目井下作业废水产生量为 162.78t/次（6 口油井，81.39t/a）。化学需氧量产生量为 0.208t/次，产生浓度 1278.3mg/L；石油类产生量为 0.037t/次，产生浓度 225.3mg/L。

井下作业废水严禁直接外排，井下作业必须采取带罐作业，井下作业废水全部回收，采用专用废水收集罐收集后运至陆梁集中处理站，处理达标后综合利用，用于回注油藏，废水不外排。正常情况下井下作业废水不会对地下水产生不利影响。

（2）井下作业废液

本项目运营期修井作业过程中会产生一定量的废洗井液、废压裂液。在根据

《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（2021.6.11）“1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册”产污系数核算详见表 3.7-15。

表 3.7-15 井下作业废液产生量一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	污染物指标项	产物系数	末端治理技术	产生量 t	排放量
井下作业	洗井液	修井	废洗井液	25.29t/井	无害化处理/处置/利用	151.74	0
	压裂液	低渗透油井加砂压裂	废压裂液（压裂返排液）	153.21m ³ /井	无害化处理/处置/利用	919.26	0

本项目产生废洗井液 151.74t/a，压裂返排液 919.26m³/a，废洗井液、压裂返排液通过罐车先运至陆梁集中处理站污水处理系统处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准限值后回注油藏。

（3）采出水

根据开发方案，本项目 6 口井采出液进入陆梁集中处理站分离后处理，6 口井采出水最大产生量为 32730m³/a（109.1m³/d），依托陆梁集中处理站污水处理系统处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注油藏，不外排。

3.7.7.3 噪声污染源

运营期噪声污染源主要包括：场站设备运转噪声、井下作业机械和巡检车辆等。噪声排放情况见表 3.7-16。

表 3.7-16 运营期噪声排放情况（单位：dB(A)）

噪声源名称			空间相对位置 (m)			声源 源强dB(A)	声源控制措施	运行 时段
			X	Y	Z			
正常 工况	井场	10 型抽 油机	25	15	10	75~80	采用低噪声设备，局部加装隔声罩	间断
	交通噪声	巡检车辆	-	-	-	60~90	限制车速、定期维护保养和禁止鸣笛等	间断
非正 常工 况	井场	井下作业 （压裂、 修井等）	25	15	0	80~120	独立基础，加减振垫，采用软连接	间断

3.7.7.4 固体废物

运营期项目注水管线和注水井无固体废物产生。运营期的固体废物主要为原油开采和集输过程中产生的含油污泥、落地油、清管废渣、废润滑油及废弃防渗膜。

（1）含油污泥

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》“07 石油和天然气开采业行业系数手册”续表 35 中产污系数核算含油污泥产生量。见表 3.7-17。

表 3.7-17 石油与天然气开采行业专业及复制性活动行业系数表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物类别	污染物指标项	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
非稠油	非稠油	检修清罐	所有规模	固体废物	含油污泥	吨一万 吨产品	90.76	无害化处理/处置/利用	0

本项目最大产油量 $1.44 \times 10^4 \text{t/a}$ ，含油污泥最大产生量为 130.69t/a 。根据《国家危险废物名录（2025 年版）》，本工程产生的含油污泥属危险废物，废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，危废代码为 071-001-08。含油污泥采用专用收集罐收集，暂存至陆梁油田作业区污泥暂存池，委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置。

（2）落地原油

落地原油主要产生于油井采油树的阀门、法兰等处事故状态下的泄漏、管线破损以及井下作业产生的落地原油。按照单井落地原油产生量约 0.1t/a 计算，本项目运行后共 6 口油井，落地油总产生量约 0.6t/a 。本项目井下作业时带罐作业，作业区域铺设防渗膜，落地油 100%回收，回收后的落地原油拉运至陆梁集中处理站原油处理系统处置。

（3）清管废渣

集输管线每 2~4 年清管 1 次，根据建设单位提供，一般每公里管线产生的清管废渣量平均约为 1.15kg ，本工程新建单井出油管线 4.2km ，每次废渣量约 0.005t 。清管废渣中含有少量管道中的油，其危险废物类别为 HW08 废矿物油和含矿物油废物，危废代码为 071-001-08，暂存至陆梁油田作业区污泥暂存池，委托持有危险废物经营许可证的单位处置。

（4）废润滑油

运营期井架及井下作业时各类机械设备需要定期保养和维护，会产生一定量的废润滑油，根据建设单位提供数据，单井井场产生的废润滑油量约 0.05t/a ，本项目 8 口井废润滑油产生量为 0.40t/a 。废润滑油成分为矿物油与原油成分相似，可进入陆梁集中处理站原油处理系统处置。

（5）废弃防渗膜

项目运行期油井作业时，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，平均重复利用 1~2 年。单块防渗膜重约 250kg（12m×12m），每口井作业用 2 块，则本工程 6 口油井作业 1 次共产生废弃防渗膜约 3t，油井作业频次为 2 年/次，则项目产生废弃防渗膜最大量约 1.5t/a。

作业过程中产生的含油废弃防膜布属于危险废物，危废代码为 HW08 中 900-249-08 其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物。作业施工结束后，由施工单位将废弃的含油防渗膜集中收集，不在井场贮存，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。

根据《固体废物鉴别标准 通则》（GB34330-2017）的规定，判断各类物质是否属于固体废物，根据《国家危险废物名录》（2025 年版）以及危险废物鉴别标准，判定上述固体废物是否属于危险废物，判定结果见表 3.7-18。

表 3.7-18 固废属性判定

序号	固废名称	产生工序	形态	主要成分	预测产生量 (t/a)	种类判断		
						固废	副产品	判定依据
1	含油污泥	清罐	半固态	油砂混合物	130.69	√	/	《国家危险废物名录》（2025 年版）、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》
2	落地原油	井下作业、阀门泄漏、管线破损等	液态	原油	0.6	√	/	
3	废润滑油	机械设备检修	液态	石油类	0.40	√	/	
4	清管废渣	定期清管	固态	油类物质	0.005t/次	√	/	
5	废防渗膜	油井作业场地	固态	石油类	2.25	√	/	

综上，固体废物的产生和排放汇总见表 3.7-19。

表 3.7-19 项目运营期固体废物分析结果汇总表

序号	固废名称	属性	产生工序	形态	主要成分	危险特性鉴别方法	危险特性	废物类别	废物代码	估算产生量 (t/a)	拟采取的处理处置方式
1	含油污泥	危险废物	清罐	半固态	油砂混合物	危险废物鉴别标准	毒性 T 易燃性 I	HW08	071-001-08	130.69	由专用罐收集后暂存至陆梁油田作业区污泥暂存池，委托克拉玛依博

序号	固废名称	属性	产生工序	形态	主要成分	危险特性鉴别方法	危险特性	废物类别	废物代码	估算产生量 (t/a)	拟采取的处理处置方式
											达生态环保科技有限责任公司处置
2	落地原油		井下作业、阀门泄漏、管线破损等	液态	原油		毒性 T 易燃性 I	HW08	071-001-08	0.6	作业单位 100%回收，回收的落地油送至陆梁集中处理站处理
3	废润滑油		机械设备检修	液态	石油类		毒性 T 易燃性 I	HW08	900-214-08	0.40	回收后运至陆梁集中处理站原油处理系统进行处理
4	清管废渣		定期清管	固态	油类物质		毒性 T 易燃性 I	HW08	071-001-08	0.005t/次	委托有资质的单位处置
5	废弃防渗膜		油井作业场地	固态	石油类		毒性 T 易燃性 I	HW08	900-249-08	1.5	委托有资质的单位处置

本项目运营期污染物产排情况汇总见表 3.7-20。

表 3.7-20 运营期产排污情况汇总

项目	工程	污染源	污染物	本次新增产生量	本项目排放量	主要处理措施及排放去向
废气	采油及集输	无组织挥发	非甲烷总烃	0.2714t/a	0.2714t/a	无组织排放至大气环境
			硫化氢	/	/	
废水	井场	井下作业废水	工业废水量、COD、石油类	81.39t/a	0	作业单位自带回收罐回收作业废水，运至陆梁集中处理站污水处理系统处理达标后回注油藏
		废洗井液		151.74t/a	0	
		废压裂液		919.26m ³ /a	0	
		采出水		32730m ³ /a	0	
固体废物	集中处理站	含油污泥		130.69t/a	0	收集后暂存至陆梁油田作业区污泥暂存池，委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置
	井下作业环节，采油环节，集输与处理环节	落地原油		0.6	0	进入陆梁集中处理站原油处理系统处置
	集输管线	清管废渣		0.005t/次	0	委托有危废处置资质单位进行处置

项目	工程	污染源	污染物	本次新增产生量	本项目排放量	主要处理措施及排放去向
	机械设备检修	废润滑油		0.40t/a	0	回收后运至陆梁集中处理站原油处理系统进行处理
	油井作业场地	废弃防渗膜		1.5t/a	0	委托有危废处置资质单位进行处置
噪声	正常工况	10 型抽油机		75-80dB (A)		选用低噪声设备, 减振垫、定期维护保养
		巡检车辆		60~90dB (A)		限制车速、定期维护保养和禁止鸣笛等
	非正常工况	井下作业 (压裂、修井等)		80~120dB (A)		选用低噪声设备

(5) 污染物排放三本账

污染物排放“三本账”详见表 3.7-21。

表 3.7-21 污染物排放“三本账”

类型	类别	单位	现有工程产生及排放量	本项目		实施前后污染物增减量	总排放量
				产生量	排放量		
废气	非甲烷总烃	t/a	2.0454	0.2714	0.2714	+0.2714	2.3168
	硫化氢	t/a	/	/	/	/	/
废水	采出水	万 m ³ /a	0	11.797	0	+11.797	0
	井下作业废水	t/a	0	81.39	0	+81.39	0
	废洗井液	t/a	0	151.74	0	+151.74	0
	废压裂液	m ³ /a	0	919.26	0	+919.26	0
固废	含油污泥	t/a	0	130.69	0	+130.69	0
	落地原油	t/a	0	0	0	0	0
	废润滑油	t/a	0	0.4	0	+0.4	0
	废弃防渗膜	t/a	0	1.5	0	+1.5	0
	清管废渣	t/a	0	0.005	0	+0.005	0

注：原有工程污染物排放量数据来源于《陆梁油田陆 136 井区侏罗系头屯河组油藏开发建设工程环境影响报告书》。

3.7.7.5 服役期满环境影响分析

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

(1) 大气污染物

退役期井场设备的拆除、井口封堵、井场清理等过程中, 将有少量的施工机械废气产生, 主要污染物为 SO₂、NO_x、C_mH_n 等。由于废气量较小, 且施工现

场均在野外，有利于空气的扩散，同时废气污染源具有间歇性和流动性，因此对局部地区的环境影响较小。

（2）水污染物

闭井期管线清理过程中会产生清管废水，主要污染物是悬浮物、石油类，清管废水收集后由罐车拉运至陆梁集中处理站处理，处理合格后用于油藏回注，不外排。

（3）固体废物

①地面设施拆除、井场清理等工作中会产生建筑垃圾，应集中清理收集。不能回收的外运至指定填埋场填埋处理；

②地面设施拆除、井场清理等工作过程中被原油污染的土壤或油渣等危险固废，集中收集后交有资质单位转运及处置。

（4）噪声

油井进入退役期时，噪声主要源自井场设备拆卸和车辆运输，影响范围在声源周围 200m 范围内。

3.7.8 碳排放分析

3.7.8.1 碳排放源强核算

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，石油天然气生产作业温室气体包括燃料燃烧二氧化碳（CO₂）排放、火炬燃烧 CO₂ 和甲烷（CH₄）排放、工艺放空 CO₂ 和 CH₄ 排放、设备泄露 CH₄ 逃逸排放、CH₄ 回收利用量、CO₂ 回收利用量以及净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放。

本项目为石油开采项目，按其指南中“油气开采业务温室气体排放”“油气储运业务温室气体排放”计算方法进行核算。

（1）油气开采业务工艺放空排放

油气开采工艺放空 CH₄ 排放可根据油气开采环节各类设施的数量及不同设施的工艺放空排放因子进行计算：

$$E_{CH_4\text{开采放空}} = \sum_j (Num_j \times EF_j)$$

式中：

$E_{CH_4\text{开采放空}}$ 为油气开采环节产生的工艺放空 CH₄ 排放量，单位为吨 CH₄；

j 为油气开采系统中的装置类型，包括原油开采的井口装置、单井储油装置、接转站、联合站及天然气开采中的井口装置、集气站、计量/配气站、储气站等；

Num_j 为第 j 个装置的数量，单位为个；

EF_j 为第 j 个装置的工艺放空 CH_4 排放因子，单位为吨 CH_4 /（年·个）。

（2）油气开采业务 CH_4 逃逸排放

油气开采业务 CH_4 逃逸排放可根据油气开采环节各类设施的数量及不同设施的 CH_4 逃逸排放因子进行计算：

$$E_{CH_4_开采逃逸} = \sum_j (Num_{oil,j} \times EF_{oil,j}) + \sum_j (Num_{gas,j} \times EF_{gas,j})$$

式中：

$E_{CH_4_开采逃逸}$ 为原油开采或天然气开采中所有设施类型（包括原油开采的井口装置、单井储油装置、接转站、联合站及天然气开采中的井口装置、集气站、计量/配气站、储气站等）产生的 CH_4 逃逸排放，单位为吨 CH_4 ；

j 为不同的设施类型；

$Num_{oil,j}$ 为原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{oil,j}$ 为原油开采业务中涉及到的每种设施类型 j 的 CH_4 逃逸排放因子，单位为吨 CH_4 /（年·个）；

$Num_{gas,j}$ 为天然气开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{gas,j}$ 为天然气开采业务中涉及到的每种设施类型 j 的 CH_4 逃逸排放因子，单位为吨 CH_4 /（年·个）。

（3）油气储运业务工艺放空排放

原油输送过程中产生的 CH_4 逃逸排放主要源于原油输送管道的泄漏，可根据原油输送量估算，公式如下：

$$E_{CH_4_油输逃逸} = Q_{oil} \times EF_{CH_4_油输逃逸}$$

式中：

$E_{CH_4_油输逃逸}$ 为原油输送过程中产生的 CH_4 逃逸排放，单位为吨 CH_4 ；

Q_{oil} 为原油输送量，单位为亿吨；

$EF_{CH_4_油输逃逸}$ 为原油输送的 CH_4 逃逸排放因子，单位为吨 CH_4 /亿吨原油。

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南(试行)》，参考附录二表 2.2 根据相应的装置类型选用缺省值。

表 3.7-22 油气系统不同设施 CH₄ 排放因子

油气系统	设施/设备 CH ₄ 排放因子	
	设施逃逸	工艺排放
a.) 常规石油开采		
井口装置	0.23 (吨/年·个)	—
单井储油装置	0.38 (吨/年·个)	0.22 (吨/年·个)
接转站	0.18 (吨/年·个)	0.11 (吨/年·个)
联合站	1.40 (吨/年·个)	0.45 (吨/年·个)
b.) 原油储运		
原油输送管道	753.29 (吨/亿吨)	—

根据计算公式和表 3.7-22，可计算出本项目石油开采过程中 CH₄ 的排放量为 4.4 吨。具体见表 3.7-23。

表 3.7-23 石油开采各工艺 CH₄ 排放量表

排放源	指标	单位	设施/设备	数量	$E_{CH_4_开采}$ 放空	$E_{CH_4_开采}$ 逃逸	$E_{CH_4_油输}$ 逃逸
油气开采业务工艺放空	Num_j	(个)	6	/	/	/	/
	EF_j	CH ₄ /(年·个)	井口装置	6	/	/	/
		CH ₄ /(年·个)	计量站	1	0.88	/	/
		CH ₄ /(年·个)	联合站	1	0.45	/	/
油气开采业务 CH ₄ 逃逸	$Num_{oil,j}$	(个)	6	/	/	/	/
	$EF_{oil,j}$	CH ₄ /(年·个)	井口装置	6	/	1.38	/
		CH ₄ /(年·个)	计量站	1	/	0.18	/
		CH ₄ /(年·个)	联合站	1	/	1.4	/
	$Num_{gas,j}$	(个)	0	0	/	/	/
	$EF_{gas,j}$	CH ₄ /(年·个)	0	0	/	/	/
油气储运业务工艺放空	Q_{oil}	亿吨	/	0.000144	/	/	0.11
	$EF_{CH_4_油输逃逸}$	(吨/亿吨)	原油输送管道	753.29	/	/	
小计					1.33	2.96	0.11
合计					4.4		

注：本项目 12 井式一体化计量撬参照表 3.7-22 表中的接转站设施/设备 CH₄ 排放因子计算。

(4) 二氧化碳

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南(试行)》，涉及燃料燃烧、火炬燃烧、天然气处理过程的需要计算 CO₂，本项目为石油开采项目，不涉及燃料燃烧、火炬燃烧、天然气处理过程，故未进行 CO₂ 计算。

3.7.8.2 碳排放量汇总

根据上述计算，本项目碳排放量汇总可用公式（1）进行计算，本项目碳排放情况见下表 3.7-24。

表 3.7-24 项目碳排放量汇总表

类别	E_{CH_4} 开采放空	E_{CH_4} 开采逃逸	E_{CH_4} 油输逃逸	E
单位	tCH ₄	tCH ₄	tCH ₄	tCH ₄
排放量	1.33	2.96	0.11	4.40

3.7.9 非正常工况

1) 油井停运

拟建项目为油田采掘类项目，油井投入生产后，一般情况下会一直处于运行状态，但为保证油井正常生产，需要对个别油井开展井下作业而使油井停运井下作业过程会产生井下作业废液、落地油、噪声等环境污染问题，在运营期中已作介绍，此处不再赘述。当油井发生风险事故时，也会导致油井停运。

陆梁油田作业区具备完善的事故应急预案及风险防范措施，并定期巡线。因此，发生事故的概率很低。

2) 管线泄漏事故

运行过程中，项目集输管线可能由于腐蚀、老化或其他原因破损泄漏，会对周围的土壤造成一定污染。发生事故后，应及时维修，并将被污染的土壤挖出作为落地油，委托有资质的单位进行处置。管线泄漏具体见 5.3.4 章节。

3.8 清洁生产分析

本节对本项目钻井过程、运营期、原油集输及处理过程、管理等方面进行清洁生产分析。

3.8.1 清洁生产技术和措施分析

(1) 钻井过程的清洁生产工艺

1) 采取小井眼钻井工艺技术，减少固体废物的排放。

2) 在钻井、注水、防砂等钻采工艺中, 采取防渗漏措施(下入表层套管), 防止钻井化学药剂对地下水的污染。

3) 钻井过程中, 采用钻井泥浆循环系统、泥浆泵冷却水循环系统、废油品回收专用罐、钻井废水循环回收罐等环保设施, 最大限度减少污染物排放量。

4) 作业井场采用泥浆循环系统、废油品回收专用罐等环保设施, 泥浆循环利用率(重复利用)达到 90%以上, 最大限度地减少了废泥浆的产生量和污染物的排放量。

具体做法如下。

①通过完善和加强作业废液的循环利用系统, 将作业井场的钻井废液回收入罐, 并进行集中处理。对泥浆类废液经过简单的沉淀、过滤等去除有机杂质后再进行利用, 使其资源化。

②钻井过程中使用小循环, 转换钻井泥浆及完井泥浆回收处理利用; 井队充分回收利用污水, 泥浆泵、水刹车的冷却水循环使用, 冲洗钻台等污水经防渗污水池(防渗材料: 采用土工膜)沉淀处理后, 打入污水循环回收罐循环使用。

③配备先进完善的固控设备, 并保证其运转使用率, 努力控制钻井液中无用固相含量为最低, 保证其性能优良, 从而大大减少了废弃泥浆产生量。

④完井后的泥浆药品等泥浆材料全部回收, 废润滑油、洗件油及其他油品全部清理、回收处理, 恢复地貌, 做到“工完、料净、场地清”。

5) 采用低固相优质钻井液, 尽量减少泥浆浸泡油层时间, 保护储层。

6) 设置井控装置(防喷器等), 并采取了防止井喷和井漏的技术措施, 以及防止井喷事故对环境造成污染影响。

7) 钻井废水采用钻井废弃物不落地达标处理技术, 以避免对土壤和地下水环境造成污染影响。

8) 在勘探开发过程中, 应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收, 落地原油回收率应达到 100%。

(2) 原油集输及处理清洁生产工艺

1) 采用功能较强的 PLC 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, 实现集输生产过程少放空, 减少天然气燃烧对环境的污染。

2) 系统采用气液混输工艺, 简化流程, 方便操作。全密闭混合输送工艺能够减少投资, 避免含油污水分散处理。

3) 油气集输采用密闭集输流程

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和油井回压。在集输流程上, 油气从井口至计量站, 再输送至处理站, 采用密闭流程, 降低了油气的损耗, 减少烃类物质的挥发量, 从而节约了能源, 降低了对大气环境的污染影响。

4) 优化布局, 减少建设用地

对井场及站场按工艺流程进行优化组合, 布置紧凑。在集油区将油、水、电、道路等沿地表自然走向敷设, 最大限度地减少对自然环境和景观的破坏。为减少风季产生的风蚀作用, 在集油支线、电力设施底部地面敷设的地表采用芦苇草方格固沙屏障。

(3) 运营期井下作业清洁生产工艺

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; 计量撬、油泵等设备采用密闭性能可靠的装置, 避免跑、冒、滴、漏现象发生。

2) 原油生产过程中起下油管时, 安装自封式封井器, 避免原油、污水喷出。

3) 采油井口的清蜡过程采用油罐车及时清理排出的油污及蜡块。

4) 在井下作业过程中, 对产生的井下作业废水采用循环作业罐(车)收集, 运至陆梁集中处理站处理达标后回注油藏, 不外排; 底泥交由有资质的单位进行无害化处置; 井下作业过程中铺膜防止原油落地, 对作业过程中散落的落地油, 及时收集清运, 拉运至陆梁集中处理站进行处理。

(4) 节能及其他清洁生产措施分析

1) 采用高压管道, 可减少管网的维修, 延长管道使用寿命。

2) 选用节能型电气设备。站场的动力、供电等设备根据设计所确定的用电负荷, 在保证安全要求的前提下, 选择节能型的设备, 防止造成大量能耗, 从而降低生产成本。

3) 采用先进、可靠的自动控制技术, 提高生产运行参数的安全性、准确性。集油区采用自动化管理, 实现无人值守, 提高了管理水平。

(5) 建立有效的环境管理制度

本项目将环境管理和环境监测纳入中国石油新疆油田分公司陆梁油田作业区安全环保部门负责，采用 HSE 管理模式，注重对员工进行培训，使员工自觉遵守 HSE 管理要求，保护自身的安全和健康。为减少和避免环境污染事故的发生，建立、健全管理规章制度，制定了详细的污染控制计划和实施方案，责任到人，指标到岗，实施监督；实行公平的奖惩制度，大力弘扬保护环境的行为。

本项目主要采取的环境管理措施如下：

- 1) 落实环保目标责任制，坚持环保指标考核，推行清洁生产。
- 2) 在钻井生产过程中，防止泥浆、污水外溢，发生外溢时及时清理，并恢复原貌。泥浆药品按照标准化管理规定妥善存放，如在装卸过程中发生散落要及时清理回收。
- 3) 井下作业系统积极推行“铺膜”等无污染作业法；在采油过程中加强管理，对管线及井口设施定期检查，维修，减少或避免生产过程中的“跑、冒、滴、漏”现象发生。

通过以上分析可以看出，本项目无论是在生产工艺、设备的先进性、合理性，还是在原材料及能量的利用以及生产管理和员工的素质提高等各方面均考虑了清洁生产的要求，将清洁生产的技术运用到了开发生产的全过程中。特别是该项目注重源头控制污染物的产生量和废物的重复利用，充分利用了能源和资源，尽量减少或消除了污染物的产生，并使废物在生产过程中转化为可用资源，最大限度地降低了工程对环境造成的污染。

3.8.2 清洁水平分析

(1) 评价指标体系

《石油和天然气开采行业 清洁生产评价指标体系》（试行）中规定的清洁生产评价指标体系由相互联系、相对独立、互相补充的系列清洁生产评价指标所组成的，是用于评价清洁生产绩效的指标集合。根据清洁生产的原则要求和指标的可度量性，评价指标体系分为定量评价和定性要求两大部分。

定量指标和定性指标又分为一级指标和二级指标。一级指标为普遍性、概括性的指标；二级指标为反映油气勘探开发企业清洁生产各方面具有代表性的、易于评价考核的指标。定量评价的二级指标从其数值情况来看，可分为两类情况：一类是该指标的数值越低（小）越符合清洁生产要求（如常用纤维原料消耗量、

取水量、综合能耗、污染物产生量等指标)；另一类是该指标的数值越高(大)越符合清洁生产要求(如水的循环利用率、碱回收率、固体废物综合利用率等指标)。因此，对二级指标的考核评分，根据其类别采用不同的计算模式。在行业评价指标项目、权重及基准值中未出现的指标，按照最高值进行确定，即清洁生产具有较高水平。

清洁生产评价指标体系的各评价指标、评价基准值和权重值见表 3.8-1～表 3.8-3。

(2) 评价指标体系计算

① 定量评价指标的考核评分计算

定量评价考核总分值的计算公式为：

$$P_1 = \sum_{i=1}^n S_i \cdot K_i$$

式中： P_1 ——定量评价考核总分值；

n ——参与定量评价考核的二级指标项目总数；

S_i ——第 i 项评价指标的单项评价指数；

K_i ——第 i 项评价指标的权重值。

② 定性评价指标的考核评分计算

定性评价指标考核总分值的计算公式为：

$$P_2 = \sum_{i=1}^n F_i$$

式中： P_2 ——定性评价二级指标考核总分值；

F_i ——定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

n ——参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

③ 综合评价指数考核评分计算

综合评价指数计算公式为：

$$P = 0.6 P_1 + 0.4 P_2$$

式中： P ——清洁生产综合评价指数；

P_1 ——定量评价指标考核总分值；

P_2 ——定性评价指标考核总分值。

表 3.8-1 钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本工程	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	本工程指标	得分
(1) 资源和能源消耗指标	30	占地面积	hm ²	15	符合行业标准要求	9.72	15
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	15	≤25	12.5	15
(2) 生产技术特征指标	5	固井质量合格率	%	5	≥95	95	5
(3) 资源综合利用指标	30	钻井液循环率	井深：2000m 以下；2000—3000m； 3000m 以上	10	≥40%； ≥50%； ≥60%	本工程井深 2015m； 钻井液循环率 90%	10
		柴油机效率	%	10	≥80	85	10
		污油回收率	%	10	≥90	100	10
(4) 污染物指标	35	钻井废水产生量	t/100m 标准进尺	10	甲类区：≤30； 乙类区：≤35	0	10
		废弃钻井液产生量	m ³ /100m 标准进尺	10	≤10	钻井液循环使用	10
		柴油机烟气排放浓度	——	5	符合排放标准要求	符合《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中新污染源无组织排放监控点浓度限值	5
		石油类排放浓度	mg/L	5	≤10	项目废水不外排	5
		COD 排放浓度	mg/L	5	甲类区：≤100； 乙类区：≤150	项目废水不外排	5
定性指标					本工程		
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	本工程指标		得分
(1) 资源与能源消耗指标	15	钻井液消毒	可生物降解或无毒钻井液	10	钾钙基有机盐钻井液体系		10
		柴油消耗	具有节油措施	5	具有节油措施		5
(2) 生产技术特征指标	30	钻井设备	国内领先	5	国内领先		5
		压力平衡技术	具备欠平衡技术	5	具备欠平衡技术		5

		钻井液收集设施	配有收集设施，且使钻井液不落地	5	井下作业时带罐作业	5
		固控设备	配备振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机等固控设备	5	配备了振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机等固控设备	5
		井控措施	具备	5	具备	5
		有无防噪措施	有	5	有	5
(3) 管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系		10	陆梁油田作业区建立有 HSE 管理体系	10
		开展清洁生产审核，并通过验收		20	所属油田作业区已完成清洁生产审核	20
		制定节能减排工作计划		5	制定有节能减排工作计划	5
(4) 贯彻执行环境保护法规符合性	20	废弃钻井泥浆处置措施满足法规要求		10	废弃钻井泥浆采用钻井不落地技术收集，本项目钻井期使用的泥浆为环保水基泥浆，未添加磺化物，为环境友好的钻井液，水基泥浆随钻井队用于后续钻井使用	10
		污染物排放总量控制与减排措施情况		5	污染和排放满足总量控制和减排要求	5
		满足其他法律法规要求		5	满足	5

表 3.8-2 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本工程	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	本工程指标	得分
(1) 资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	0	10
		单位能耗	-	10	行业基本水平	符合	10
		新鲜水消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	0	10
(2) 生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100%	20
(3) 资源综合利用指标	20	落地原油回收利用率	%	10	100	100%	10
		生产过程排出物利用率	%	10	100	100%	10
(4) 污染物产生指标	30	作业废液排放量	m ³ /井次	10	≤3.0	0	10
		石油类排放浓度	mg/L	5	甲类区：≤10；乙类区：≤50	0	5
		COD 排放浓度	mg/L	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	0	5

		含油污泥排放量	m ³ /井次	5	甲类区：≤50；乙类区：≤70	0	5
		一般固体废物（生活垃圾）	m ³ /井次	5	符合环保要求	符合	5
定性指标						本工程	
一级指标	权重值	二级指标		指标分值		本工程指标	得分
(1) 生产工艺及设备要求	40	防喷措施	具备	5	具备	具备	5
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压	5	按标准试压	按标准试压	5
		防溢设备（防溢池设置）	具备	5	具备	具备	5
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处	5	废水、使用液、原油等可能落地处	废水、使用液、原油等可能落地处	5
		作业废液污染控制措施	集中回收处理	10	井下作业时带罐作业	井下作业时带罐作业	10
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施	10	井下作业时要求带罐作业，落地油 100%回收，回收后的落地油运至陆梁集中处理站处理	井下作业时要求带罐作业，落地油 100%回收，回收后的落地油运至陆梁集中处理站处理	10
(2) 管理体系建设及清洁生产审核	40	建立 HSE 管理体系并通过认证		15	陆梁油田作业区建立了 HSE 管理体系并通过认证	陆梁油田作业区建立了 HSE 管理体系并通过认证	15
		开展清洁生产审核		20	所属油田作业区已完成清洁生产审核	所属油田作业区已完成清洁生产审核	20
		制订节能减排工作计划		5	制定有节能减排工作计划	制定有节能减排工作计划	5
(3) 贯彻执行环境保护法规符合性	20	满足其他法律法规要求		20	满足其他法律法规要求	满足其他法律法规要求	20

表 3.8-3 采油（气）作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	本工程	
						本工程指标	得分
(1) 资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采出液	30	稀油：≤65 稠油：≤160	<65	30
(2) 资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	10	≥60	——	0

		油井伴生气回收利用率		%	10	≥80	99	10	
		含油污泥资源化利用率		%	10	≥90	100	10	
(3) 污染物产生指标	40	石油类		mg/L	5	≤10	0	5	
		COD		mg/L	5	乙类区：≤150	0	5	
		落地原油回收率		%	7.5	100	100	7.5	
		采油废水回用率		%	7.5	≥60	100	7.5	
		油井伴生气外排率		%	7.5	≤20	0	7.5	
		采出废水达标排放率		%	7.5	≥80	100	7.5	
定性指标									
一级指标	指标 分值	二级指标				指标 分值	本工程		
							本工程指标	得分	
(1) 生产工艺及设备要求	45	井筒质量		井筒设施完好		5	井筒设施完好	5	
		采 气	采气过程醇回收设施		10	采 油	套管气回收装置		10
			天然气净化设施先进、净化效率高		10		防止落地原油产生措施		10
			采油方式		采油方式经过综合评价确定		10	注水采油	
		集输流程		全密闭流程，并具有轻烃回收装置		10	全密闭集输工艺		10
(2) 环境管理体系建设 及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证				10	陆梁油田作业区建立了 HSE 管理体系并通过认证	10	
		开展清洁生产审核，并通过验收				20	所属油田作业区已完成清洁生产审核	20	
		制定节能减排工作计划				5	制定有节能减排工作计划	5	
(3) 贯彻执行环境保护 政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况				5	按要求执行	5	
		建设项目环境影响评价制度执行情况				5	按要求执行	5	
		老污染源限期治理项目完成情况				5	已完成	5	

		污染物排放总量控制与减排指标完成情况	5	污染和排放满足总量控制和减排要求	5
--	--	--------------------	---	------------------	---

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况,不同等级的清洁生产企业的综合评价指标见表 3.8-4。

表 3.8-4 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

清洁生产企业等级	清洁生产综合评价指数
清洁生产先进企业	$P \geq 90$
清洁生产企业	$75 \leq P < 90$

由表 3.8-1~表 3.8-3 计算得出:本工程钻井作业定量指标得分 100 分,定性指标得分 100 分,综合评价指数得分 100 分;井下作业定量指标得分 100 分,定性指标得分 100 分,综合评价指数得分 100 分;采油作业定量指标得分 90 分,定性指标得分 100 分,综合评价指数得分 94 分;综合评价指数平均得分 98 分,达到 $P \geq 90$,属于清洁生产先进企业。

3.8.3 清洁生产建议

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

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

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

(3) 搞好固井,防止固井工程事故,而增加钻井废液的排放量。

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

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

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

循环直至合格。

3.8.4 持续清洁生产

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

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

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

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

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

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

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

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

3.9 污染物排放总量控制

3.9.1 总量控制原则

对污染物排放总量进行控制的原则是：将给定区域内污染源的污染物排放负荷控制在一定数量之内，使环境质量可以达到规定的环境目标。污染物总量控制方案的确定，在考虑污染物种类、污染源影响范围、区域环境质量、环境功能以及环境管理要求等因素的基础上，结合项目实际条件和控制措施的经济技术可行性进行。

3.9.2 污染物总量控制因子

根据国家环境保护总量控制要求，结合本项目污染特征，确定本项目总量控制及考核因子如下：

（1）废气污染物

本项目主要废气污染物为油气输送过程中无组织挥发的非甲烷总烃和伴生气燃烧废气。

①总量控制指标：VOCs；

②建议考核指标：非甲烷总烃；

（2）废水污染物

本项目生产过程产生的废水主要为采出水、井下作业废水、废洗井液，均由陆梁集中处理站进行处置，处理合格后用于油藏回注，不外排。

3.9.3 总量控制建议指标

（1）施工期

由于施工期的钻井作业集中于较短时间内，钻井期间排放的污染物将随钻井工程的结束而消亡，故不考虑对施工期间产生的污染物进行总量控制。

（2）运营期

根据工程分析，本项目运营期废气污染物主要为非甲烷总烃、硫化氢，均为无组织排放，非甲烷总烃排放量为 0.2714t/a。

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

本项目行政隶属于新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，该县位于准噶尔盆地西北边缘，地处塔城、克拉玛依、阿勒泰三地区中心，北与阿勒泰、哈萨克斯坦共和国交界，南部与玛纳斯县、沙湾市接壤，西南部以乌尔禾为界与克拉玛依市相连，西与额敏县、托里县以白杨河为界，东邻阿勒泰地区，东西最长 210 公里，南北最宽 207 公里，辖区总面积 3.06 万平方公里；地理坐标为北纬 45°20'至 47°12'，东经 84°37'至 87°20'之间。

陆 136 井区呼图壁河组油藏位于准噶尔盆地腹部古尔班通古特沙漠腹地，行政隶属新疆塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，位于陆梁油田的西部，西北距离和布克赛尔蒙古自治县县城约 120km，西南距玛纳斯湖约 40km，东南距陆梁集中处理站约 14km，属陆梁油田作业区管辖。中心坐标：E ， N 。

4.1.2 地形地貌

和布克赛尔蒙古自治县地势西北高，东南低，县境内最高点为北部萨吾尔山的木斯套峰，海拔 3835m，最低点为南缘已干涸的玛纳斯湖，海拔 249m，垂直高差达 3586m。地形地貌复杂，从北往南分布有山区、丘陵区、平原区三大地形，平原区中包括荒漠平原区、绿洲区平原区、沙漠区和盐湖区。

本项目属于平原区，评价区域主要位于荒漠区。荒漠平原区包括察和特灌区以南的广大平原、荒漠地区，由此向南至准噶尔腹地，古尔班通古特沙漠以北区域，海拔 300-700m。地势北高南低，东高西低。地面整体起伏不大。地表覆盖物主要为粉土为主。植被稀少，部分区域，生长着白梭梭、木贼、早熟禾等低矮的旱生灌木。该区域面积为 3499km²，占和布克赛尔蒙古自治县行政区域面积的 12.16%。该区域以风力侵蚀为主。

沙漠区位于和布克赛尔蒙古自治县最南部，属于古尔班通古特沙漠西北角。海拔高程在 380-520m。为固定—半固定沙丘，地貌类型分为新月形沙丘和丘间

洼地。沙丘零星分布，相对高度 10-30m。地表为细沙，区域内无地表水资源，各类土壤按新疆土壤盐化程度分级标准属轻—中度盐化土壤，区域内各类土壤按新疆土壤肥力指标属极低水平。植被主要以白梭梭、梭梭、苦艾蒿和白蒿等多种植物为主。该区域面积为 3862.47km²。占和布克赛尔蒙古自治县行政区域面积的 13.42%。该区域以风力侵蚀为主。

4.1.3 气候、气象

项目区属大陆性沙漠气候，温差悬殊，夏季干热，冬季寒冷，降水稀少，蒸发量大，气候干燥。具体气象资料详见表 4.1-1。

表 4.1-1 地面气象资料

名称		单位	数值
气温	最冷月平均	°C	-20.8
	最热月平均	°C	27.7
	极端最高	°C	42.3
	极端最低	°C	-34.5
	年平均	°C	7.6
相对湿度	冬季	%	79
	夏季	%	35
	年平均	%	53
平均风速	冬季	m/s	1.4
	夏季	m/s	3.0
	年平均	m/s	2.6
主导风及频率	冬季	%	NE/15
	夏季	%	NE/10
	年平均	%	NE/13
极大风速及风向	风速	m/s	27
	风向	/	NW
最大积雪厚度		mm	140
最大冻土深度平均值/极值		cm	114/167
年蒸发量		mm	2590.7
大气压力	冬季	10 ² pa	982.9
	夏季	10 ² pa	867.0
降水量	一日最大值	mm	14.3
	一小时最大值	mm	\
	10 分钟最大值	mm	\
	历年平均值/极大值	mm	26.2/96.1
	年降水天数平均值/极大值	d/a	43/53

4.1.4 水文及水文地质

项目所在区域地下水主要为第三系碎屑岩类裂隙孔隙层间承压水，具有双层

或多层结构。其中浅层承压水含水层顶板埋深 $<50\text{m}$ ，含水层为第三系粉砂岩、细砂岩；深部承压水含水层的顶板埋深一般 $>100\text{m}$ ，含水层岩性为砂岩、砾质砂岩夹薄层砂质泥岩，根据区内已施工的供水井资料，单井涌水量均在 $500\sim 1000\text{m}^3/\text{d}$ ，属于中等富水，地下水矿化度较高，一般在 10g/L 左右。

项目所在区域无天然地表水体分布，与该地区有补给关系的准噶尔盆地边缘发育多条河流。其中南部有呼图壁河、塔西河、玛纳斯河；北部有乌伦古河、白杨河。这些河流的径流特点均由盆地外围水资源形成的山区河流经盆地边缘汇流至盆地中心——玛纳斯湖。而实际上，由于各流域灌区的大量引水灌溉，加上沿程河道渗漏和蒸发，现已无地表水流入玛纳斯湖，基本上是以地下径流方式汇入盆地中心。

塔城地区目前未发布相关地下水资源的规划资料，根据相关信息公开数据，全区地下水资源量约 21.15 亿立方米，地下水可开采量 13.14 亿立方米。塔城地区属于资源性缺水地区，水资源时空分布不均，年际年内变化较大。南部乌苏市、沙湾市境内诸河流多发源于天山北麓，山高流长，巨大的冰川群和终年积雪是河流的主要补给水源，年调节明显，径流系列 CV 值在 $0.11\sim 0.13$ 之间；河道来水受气温影响显著，水量较为集中，夏季 6—8 月为汛期，河流径流量占全年水量的 70%左右。加之金沟河、四棵树河、宁家河等主要河流上缺乏控制性蓄水工程，河水利用率低，且水量得不到合理调节，春旱、夏洪、秋缺矛盾十分突出。北部五县（市）境内诸河流均发源于准噶尔西部山地，山低流短，河网不发达，水量分散，河水散失快，降水较南部多，季节性积雪融水和降雨成为河流的主要补给水源，主要河流径流系列 CV 值均在 0.40 以上。春季 4-6 月为汛期，河流径流量占全年水量的 60%左右，水情特点是春洪有余，夏水不足，秋水奇缺。由于几个主要河流上无调蓄工程，致使春洪过后即发生干旱，且一早到底，春洪水和冬闲水汇入额敏河后流入境外，再加上察汗托海、布尔干等外流河流径流量，年出境水量高达 8.43 亿 m^3 。

4.1.5 地震

根据《中国地震动参数区划图》（GB18306-2015），油田地震烈度均为 VII 度，地震动峰值加速度值均为 0.1g 。

4.2 环境空气现状调查与评价

4.2.1 项目所在区域环境质量达标情况

根据《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）对环境质量现状数据的要求，选取生态环境部环境工程评估中心环境空气质量模型技术支持服务系统发布数据，塔城地区 2023 年 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5} 年均浓度分别为 5μg/m³、23μg/m³、30μg/m³、14μg/m³；CO 24 小时平均第 95 百分位数为 2.1mg/m³，O₃ 日最大 8 小时平均第 90 百分位数为 110μg/m³；各污染物平均浓度均优于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值，属于达标区。

表 4.2-1 区域空气质量现状评价表 （单位：μg/m³）

项目	平均时段	现状浓度	标准值	占标率（%）	超标倍数	达标情况
SO ₂	年平均	5	60	8.33	/	达标
NO ₂	年平均	23	40	57.5	/	达标
PM ₁₀	年平均	30	70	42.86	/	达标
PM _{2.5}	年平均	14	35	40	/	达标
CO（mg/m ³ ）	年平均	/	/	/	/	达标
	24 小时平均第 95 百分位数	2.1	4	52.5	/	达标
O ₃	年平均	/	/	/	/	达标
	8 小时平均第 90 百分位数	110	160	68.75	/	达标

由上表可知，各污染物平均浓度均优于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单中二级标准限值。因此项目所在区域为达标区。

4.2.2 特征因子补充监测

本次大气环境质量补充监测特征因子委托新疆天熙环保科技有限公司进行监测。

4.2.2.1 监测点位

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的要求，在项目所在地及主导风向下风向进行补充监测，详见表 4.2-2 所示。监测布点图见图 2.5-1。

表 4.2-2 项目大气现状监测点相对位置

标号	监测点位坐标	相对位置关系	监测因子
G1		项目区	非甲烷总烃、硫化氢

G1		项目区下风向	非甲烷总烃、硫化氢
----	--	--------	-----------

4.2.2.2 监测因子

补充监测因子均为特征污染物，为非甲烷总烃、硫化氢。监测时同步记录监测期间气象条件（风向、风速、气温等常规气象参数值）。

4.2.2.3 监测时间及频次

非甲烷总烃、硫化氢监测时间为 2024 年 11 月 18 日至 11 月 24 日，共 7 天，每天监测 4 次小时平均浓度，每小时至少有 45min 采样时间。采样时间及频次见表 4.2-3。

表 4.2-3 各污染物采样时间及频率

污染物名称	采样频率	采样时段	采样时间
非甲烷总烃、硫化氢		一次采样	

4.2.2.4 监测及分析方法

监测分析方法均按《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及《环境监测技术规范》（大气部分）、《空气和废气监测分析方法》的有关要求进行。具体见表 4.2-4。

表 4.2-4 监测方法

序号	监测项目	监测方法	检出限
1	非甲烷总烃	气相色谱法（HJ604-2017）	0.07mg/m ³ （以碳计）
2	硫化氢	可见分光光度计 V1600	0.005mg/m ³

4.2.2.5 现状质量监测结果及评价

（1）评价方法

采用单因子标准指数法。

$$I_{ij} = \frac{C_{ij}}{C_{si}}$$

式中：I_{ij}—i 指标 j 测点指数；

C_{ij}—i 指标 j 测点监测值（mg/m³）；

C_{si}—i 指标二级标准值（mg/m³）。

（2）评价标准

非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准详解》中 2.0mg/m³ 标准进行评

价。

(3) 评价结果

监测时间段大气环境现状监测结果见表 4.2-5。

表 4.2-5 项目特征污染物监测结果汇总

污染物	监测点位	平均时间	评价标准 /mg/m ³	监测浓度范围/mg/m ³	最大浓度占 标率/%	超标率/%	达标 情况
非甲烷总 烃	G1	1h	2.0	0.84~1.42	59	——	达标
	G2			0.86~1.95	59	——	达标
硫化氢	G1	1h	0.01	ND	0	——	达标
	G2			ND	0	——	达标

由表 4.2-5 监测结果可知，评价区域内各监测点非甲烷总烃小时浓度值在 0.84~1.95mg/m³ 之间，符合《大气污染物综合排放标准详解》中“非甲烷总烃”2.0mg/m³ 标准，未出现超标现象；硫化氢未检出，符合《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 其它污染物空气质量浓度参考限值 10μg/m³ 的要求，评价区域现状环境空气质量较好。

4.3 水环境现状调查与评价

评价区域内无地表水系。因此，本次环评仅对评价区域地下水质量进行现状监测与评价。

4.3.1 地下水监测点位

本次地下水监测数据采用实测，地下水监测点与本项目的位关系详见表 4.3-1。

表 4.3-1 地下水环境监测点布置

编号	监测点名称	监测点位坐标	与项目区位置 相对关系	监测层 位	水位 /m	监测 点类 型	备注
GW1	陆水 3#		东侧，7.9km	潜水层	110	水质、 水位	本次 实测
GW2	陆水 8#		东南侧，8.6km	潜水层	110		本次 实测
GW3	陆水 9#		东南侧，9.3km	潜水层	120		本次 实测
GW4	陆水 25#		东南侧，12.1km	潜水层	110		本次 实测
GW5	陆水 26#		南侧，12.9km	潜水层	110		本次 实测

4.3.2 监测项目

监测项目：pH、溶解性总固体、总硬度、耗氧量、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发酚、氰化物、氟化物、氯化物、砷、汞、六价铬、铅、锌、镉、镍、锰、铁、硫化物、总大肠杆菌群、石油类、钙（ Ca^{2+} ）、镁（ Mg^{2+} ）、钠（ Na^{+} ）、钾（ K^{+} ）、氯化物（ Cl^{-} ）、硫酸盐（ SO_4^{2-} ）、重碳酸盐（ HCO_3^{-} ）、碳酸盐（ CO_3^{2-} ）、水位。

4.3.3 采样及分析方法

监测采样技术方法按照《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）以及《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）规范规定的方法进行。

4.3.4 现状质量监测结果及评价

（1）评价标准

采用《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，石油类执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准限值对地下水水质进行评价。

（2）评价方法

依据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），地下水水质现状评价采用标准指数法进行评价。标准指数 >1 ，表明该水质因子已超过了规定的水质标准，指数值越大，超标越严重。标准指数计算分为以下两种情况：

1）对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算方法如下：

$$P_i = \frac{C_i}{S_{si}}$$

式中： P_i —第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i —第 i 个水质因子的监测浓度值（mg/L）；

S_{si} —第 i 个水质因子的标准浓度值（mg/L）。

2）对于评价标准为区间值的水质因子（如 pH 值），其标准指数计算方法如下：

$$P_{pH} = \frac{7.0 - pH}{7.0 - pH_{sd}} (pH \leq 7.0)$$

$$P_{pH,j} = \frac{pH_j - 7.0}{pH_{su} - 7.0} (pH_j > 7.0)$$

式中： P_{pH} —pH 的标准指数，无量纲；

pH — pH 监测值；

pH_{sd} —地下水水质标准中规定的 pH 值下限；

pH_{su} —地下水水质标准中规定的 pH 值上限。

(3) 监测结果及评价

评价区域地下水水质监测统计结果见表 4.3-2。

表 4.3-2 地下水监测点监测及评价结果（单位：mg/l，pH 值无量纲）

项目	III类标准值	GW1		GW2		GW3		GW4		GW5	
		监测值	污染指数	监测值	污染指数	监测值	污染指数	监测值	污染指数	监测值	污染指数
pH	6.5-8.5	7.2	0.13	7.2	0.13	7.2	0.13	7.2	0.13	7.2	0.13
总硬度	≤450	981	2.18	996	2.21	976	2.17	966	2.15	1.00×10 ³	2.22
溶解性总固体	≤1000	3250	3.25	2554	2.55	3251	3.25	3548	3.55	3355	3.36
耗氧量	≤3.0	1.8	0.60	0.9	0.30	1.3	0.43	0.9	0.3	0.9	0.30
碳酸根	——	不存在	/	不存在	/	不存在	/	不存在	/	不存在	/
重碳酸根	——	184	/	116	/	135	/	123	/	116	/
氨氮	≤0.5	ND	/	ND	/	0.027	0.05	ND	/	ND	/
石油类	≤0.05	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
硫化物	≤0.02	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
亚硝酸盐氮	≤1.0	0.010	0.01	0.006	0.006	0.011	0.011	0.010	0.01	0.007	0.007
六价铬	≤0.05	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
氰化物	≤0.05	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
挥发酚	≤0.002	ND	/	0.0004	0.20	ND	/	ND	/	0.0004	0.20
氟化物	≤1.0	0.172	0.17	0.122	0.12	0.204	0.20	0.115	0.12	0.269	0.27
氯化物	≤250	1.45×10 ³	5.80	860	3.44	1.40×10 ³	5.60	1.08×10 ³	4.32	1.24×10 ³	4.96
硝酸盐氮	≤20	23.6	1.18	13.8	0.69	24.2	1.21	19.0	0.95	21.6	1.08
硫酸盐	≤250	815	3.26	408	1.63	798	3.19	621	2.48	939	3.76
总大肠菌群	3.0 (MPN/100mL)	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
汞	≤0.001	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
砷	≤0.01	0.0008	0.08	0.0008	0.08	0.0008	0.08	0.0007	0.07	0.0008	0.08
铁	≤0.3	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/

项目	III类标准值	GW1		GW2		GW3		GW4		GW5	
		监测值	污染指数	监测值	污染指数	监测值	污染指数	监测值	污染指数	监测值	污染指数
锰	≤0.1	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
钾	——	6.83	/	6.82	/	6.83	/	8.38	/	8.50	/
钠	≤200	140	0.70	143	0.72	43.4	0.22	149	0.75	149	0.75
钙	——	284	/	273	/	226	/	286	/	222	/
镁	——	92.6	/	92.9	/	61.4	/	94.6	/	95.2	/
铅	≤0.01	0.00011	0.01	ND	/	0.00019	0.02	ND	/	0.00019	0.02
镉	≤0.005	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
镍	≤0.02	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
锌	≤1.0	0.00271	0.003	0.00152	0.002	0.00215	0.002	0.00218	0.002	0.00319	0.003

由上表结果得：根据各采样井水位，各监测点位于承压水层，监测项目总硬度、溶解性总固体、氯化物、硝酸盐氮和硫酸盐有超标现象，其余监测项目能够满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准的要求，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准；超标原因：由于水文地球化学原因，地下水补给、径流与排泄条件不利于地下水富集且浅部蒸发作用强烈，在地层岩性及水文地质条件综合作用下，导致局部区域地下水环境本底值较高且不同区域之间呈差异性。

4.3.2 包气带监测

为了解项目区包气带污染现状，本次环评分别在可能造成地下水污染的主要装置或设施附近区域设置包气带监测点位。

监测点位置见表 4.3-3。

表 4.3-3 地下水环境监测布点及监测因子情况表

编号	监测点位	监测点位坐标
B1	LUD5605	
B2	LUD5611	
B3	LUD5622	

(1) 监测时间与频次

采样日期 2024 年 11 月 19 日，监测 1 天，每天采样 1 次。

(2) 采样方法

每个监测点分别在空地的 0~20cm 埋深处各取 1 个土壤样品，对样品进行浸溶试验，测试分析浸溶液成分，监测特征因子。

(3) 监测因子

pH 值、汞、砷、六价铬、铅、镉、铜、镍、石油烃等特征污染物浓度。

(4) 监测结果

包气带监测结果见表 4.3-4。

表 4.3-4 包气带监测及评价结果 单位：mg/L（pH 除外）

检测因子	单位	LUD5605	LUD5611	LUD5622
		20cm	20cm	20cm
pH 值	无量纲	7.8	7.9	8.1
六价铬	μg/L	ND	ND	ND
汞	μg/L	0.12	0.14	0.12
砷	mg/L	0.50	0.32	0.47
铅	mg/L	ND	ND	ND
镉	mg/L	ND	ND	ND
铜	mg/L	ND	ND	ND
镍	mg/L	ND	ND	ND
可萃取性石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	mg/L	0.10	0.18	0.31

4.4 声环境现状调查与评价

4.4.1 现状监测

(1) 监测布点

本项目对区域进行现场监测，抽取 4 口拟钻采油井进行环境噪声现状监测，监测点共 4 个，监测点位图见图 2.5-3。

表 4.4-1 噪声监测点布置一览表

标号	监测点位	监测点位坐标	监测因子
N1	LUD5604		LAeq
N2	LUD5608		LAeq
N3	LUD5612		LAeq
N4	LU5606		LAeq

(2) 监测日期、频率

2024 年 11 月 17 日-11 月 18 日进行了现场监测，连续一天，昼间、夜间各监测 1 次，每次 20 分钟。

(3) 监测方法

按照《声环境质量标准》（GB3096-2008）中有关规定执行。

4.4.2 现状质量监测结果及评价

其监测结果见表 4.4-2。

表 4.4-2 声环境质量现状监测及评价结果（单位：dB(A)）

测点序号		测量时段	等效 A 声级 dB(A)	评价标准	超标率
N1 LUD5604	2024.11.17	昼间	46	60	0
		夜间	40	50	0
N2 LUD5608	2024.11.17	昼间	45	60	0
		夜间	38	50	0
N3 LUD5612	20204.11.18	昼间	47	60	0
		夜间	38	50	0
N4 LU5606	20204.11.18	昼间	48	60	0
		夜间	40	50	0

由检测结果可以看出，评价区域各监测点在监测期间昼夜噪声值均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准要求，无超标现象，说明区域声环境质量较好。

4.5 土壤环境现状调查与评价

4.5.1 监测点位及监测因子

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）和《环

境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），拟建工程同时按照生态影响型项目和污染影响型项目布设土壤监测点。

根据 2.5.4 小结，本项目土壤污染影响型井场为二级评价、集输管线为三级评价，则污染影响型布设 6 个采样点，占地范围内布设 3 个柱状样点，1 个表层样，占地范围外布设 2 个表层样；本项目土壤生态影响型井场为二级评价、集输管线为二级评价，则生态影响型共布设 7 个采样点，占地范围内布设 3 个表层样，占地范围外布设 4 个表层样。污染影响型和生态影响型可重复样点，因此，本项目共布设 10 个样点，占地范围内布设 3 个柱状样点，3 个表层样，占地范围外布设 4 个表层样。现状监测点位图见图 2.5-4，监测项目及布点见表 4.5-1。

表 4.5-1 土壤监测点位布设表

编号	位置/井号	坐标		样品类别	采样点相对监测方位	监测项目
		东经	北纬			
T1	LUD5604			柱状样	项目占地范围内	pH、石油烃、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、砷、土壤盐分含量
T2	LUD5608			柱状样		
T3	LUD5612			柱状样		
T4	LUD5614			表层样		《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600—2018）表 1 中 45 项因子和 pH、石油烃、土壤盐分含量
T5	LUD5608 拟建管线			表层样		pH、石油烃、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、砷、土壤盐分含量
T6	LUD5612 拟建管线			表层样		
T7	LUD5604 北侧 200m			表层样	项目占地范围外	pH、石油烃、镉、铬、铜、铅、汞、镍、砷、锌、土壤盐分含量
T8	LUD5608 南侧 200m			表层样		
T9	LUD5612 北侧 200m			表层样		
T10	LUD5614 西侧 200m			表层样		

4.5.2 监测时间及频次

监测时间：委托新疆天熙环保科技有限公司进行监测，根据设置的监测点进行采样，采样时间为 2024 年 11 月 17 日。

监测频率：监测一天，每天 1 次。

4.5.3 采样要求及分析方法

要求：①表层样：在 0~0.2m 处取样；②柱状样：在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 处分别采样。

监测分析方法：①占地范围内建设用地：按《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 3 中的土壤污染物分析方法执行；②占地范围外调查范围内：按照《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》（试行）（GB15618-2018）表 4 中的土壤污染物分析方法执行。

4.5.4 监测结果及评价

项目区土壤颜色为黄色，质地为砂土，实验室测定的土壤理化特性调查结果见表 4.5-2。土壤环境质量现状监测统计结果见表 4.5-3 至表 4.5-6。

表 4.5-2 土壤理化性质调查表

点号	层位	实验室测定					
		氧化还原电位 (mV)	渗滤率 (mm/min)	容重 (g/cm³)	总孔隙度 (%)	阳离子交换量 (cmol+/kg)	水溶性盐总量 (g/kg)
T1	0~0.5m	789	4.13	1.39	35.53	10.1	2
	0.5m~1.5m	767	4.2	1.45	34.55	12.3	2.5
	1.5m~3m	713	4.03	1.58	35.6	15.5	2.2
T2	0~0.5m	793	4.1	1.28	35.24	11.7	2.9
	0.5m~1.5m	774	4.25	1.54	33.64	12.6	1.9
	1.5m~3m	723	4.43	1.6	36.27	14.6	1.2
T3	0~0.5m	768	4.2	1.38	33.89	12.7	1.8
	0.5m~1.5m	742	4.15	1.49	35.77	13.5	2.7
	1.5m~3m	709	4.18	1.66	33.74	14.6	2.2
T4	0~0.2m	785	4.1	1.17	37.33	9.7	2.8
T5	0~0.2m	779	4.15	1.38	35.21	11.4	0.9
T6	0~0.2m	774	4.13	1.3	36.39	14.7	1.7
T7	0~0.2m	763	4.08	1.39	38.9	15	1.6
T8	0~0.2m	772	4.28	1.19	38.75	10.1	1.9
T9	0~0.2m	783	4.27	1.35	39.05	9.2	2
T10	0~0.2m	793	4.12	1.36	34.6	13.9	2.4

表 4.5-3 土壤检测结果表（全测样）（单位：mg/kg）

序号	污染物项目	检测值	筛选值	是否达标
----	-------	-----	-----	------

		T4(0-0.2m)		
重金属和无机物				
1	砷	4.38	60	达标
2	镉	0.14	65	达标
3	铬（六价）	ND	5.7	达标
4	铜	25	18000	达标
5	铅	33.2	800	达标
6	汞	0.008	38	达标
7	镍	20	900	达标
挥发性有机物				
8	四氯化碳	ND	2.8	达标
9	氯仿	ND	0.9	达标
10	氯甲烷	ND	37	达标
11	1,1-二氯乙烷	ND	9	达标
12	1,2-二氯乙烷	ND	5	达标
13	1,1-二氯乙烯	ND	66	达标
14	顺-1,2-二氯乙烯	ND	596	达标
15	反-1,2-二氯乙烯	ND	54	达标
16	二氯甲烷	ND	616	达标
17	1,2-二氯丙烷	ND	5	达标
18	1,1,1,2-四氯乙烷	ND	10	达标
19	1,1,2,2-四氯乙烷	ND	6.8	达标
20	四氯乙烯	ND	53	达标
21	1,1,1-三氯乙烷	ND	840	达标
22	1,1,2-三氯乙烷	ND	2.8	达标
23	三氯乙烯	ND	2.8	达标
24	1,2,3-三氯丙烷	ND	0.5	达标
25	氯乙烯	ND	0.43	达标
26	苯	ND	4	达标
27	氯苯	ND	270	达标
28	1,2-二氯苯	ND	560	达标
29	1,4-二氯苯	ND	20	达标
30	乙苯	ND	28	达标
31	苯乙烯	ND	1290	达标
32	甲苯	ND	1200	达标
33	间二甲苯+对二甲苯	ND	570	达标
34	邻二甲苯	ND	640	达标
半挥发性有机物				
35	硝基苯	ND	76	达标
36	苯胺	ND	260	达标
37	2-氯酚	ND	2256	达标
38	苯并[a]蒽	ND	15	达标
39	苯并[a]芘	ND	1.5	达标

序号	污染物项目	检测值	筛选值	是否达标
		T4(0-0.2m)		
40	苯并[b]荧蒽	ND	15	达标
41	苯并[k]荧蒽	ND	151	达标
42	蒽	ND	1293	达标
43	二苯并[a,h]蒽	ND	1.5	达标
44	茚并[1,2,3-cd]芘	ND	15	达标
45	萘	ND	70	达标
其他项目				
46	pH 值	8.61	/	/
47	石油烃	17	4500	达标

注：ND 表示未检出。

表 4.5-4 土壤检测结果表（占地范围内）（单位：mg/kg）

序号	污染物项目	检测值									筛选值	是否达标
		T1 (0-0.5m)	T1 (0.5-1.5m)	T1 (1.5-3m)	T2 (0-0.5m)	T2 (0.5-1.5m)	T2 (1.5-3m)	T3 (0-0.5m)	T3 (0.5-1.5m)	T3 (1.5-3m)		
重金属和无机物												
1	砷	4.86	9.44	6.4	6.1	3.93	4.73	9.09	6.2	8.53	60	达标
2	镉	0.1	0.12	0.08	0.11	0.2	0.13	0.14	0.17	0.14	65	达标
3	铬（六价）	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	5.7	达标
4	铜	38	19	19	29	29	29	28	27	29	18000	达标
5	铅	23.5	15.8	18.3	20.5	34.9	18	26.9	14.5	13	800	达标
6	汞	0.016	0.011	0.053	0.018	0.041	0.011	0.014	0.015	0.025	38	达标
7	镍	18	20	20	20	22	23	23	23	20	900	达标
其他项目												
8	pH 值	8.42	8.26	8.34	8.54	8.62	8.56	8.13	8.15	8.2	/	/
9	石油烃	22	28	24	11	19	18	22	19	18	4500	达标

注：ND 表示未检出。

表 4.5-5 土壤检测结果表（占地范围内）（单位：mg/kg）

序号	污染物项目	监测值		筛选值	是否达标
		T5 (0-0.2m)	T6 (0-0.2m)		
重金属和无机物					
1	砷	8.31	11.8	60	达标
2	镉	0.16	0.15	65	达标
3	铬（六价）	ND	ND	5.7	达标
4	铜	28	28	18000	达标
5	铅	24	24.2	800	达标
6	汞	0.02	0.028	38	达标
7	镍	20	21	900	达标
其他项目					
8	pH 值	8.25	8.54	/	/
9	石油烃	15	20	4500	达标

注：ND 表示未检出。

表 4.5-6 土壤检测结果表（占地范围外）（单位：mg/kg）

序号	污染物项目	监测值				筛选值	是否达标
		T7 (0-0.2m)	T8 (0-0.2m)	T9 (0-0.2m)	T10 (0-0.2m)		
1	pH 值	8.38	8.49	8.5	8.51	/	/
2	总汞	0.006	0.029	0.049	0.028	3.4	达标
3	总砷	10.1	9.5	9.96	12	25	达标
4	铅	11.3	9.5	23.2	20	170	达标
5	镉	0.08	0.21	0.2	0.12	0.6	达标
6	铜	28	29	24	29	100	达标
7	镍	20	21	21	44	190	达标
8	总铬	70	69	78	79	250	达标
9	锌	60	63	63	59	300	达标
10	石油烃	23	19	24	25	4500	达标

注：ND 表示未检出。

根据检测结果，项目建设占地范围内的土壤环境质量各监测因子均小于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准。项目区占地范围外的土壤环境质量各监测因子均小于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》（试行）（GB15618-2018）风险筛选值。

综上，土壤污染风险较低，项目区土壤环境现状较好。

4.6 生态环境现状调查与评价

4.6.1 生态系统调查与评价

4.6.1.1 生态功能定位

（1）在《全国生态功能区划》中的定位

根据《全国生态功能区划（2015 年修编）》，全国共划出生态功能区 242 个，其中包括生态功能 3 大类（即生态调节功能区、产品提供功能区和人居保障功能区）和生态功能 9 大类型（即水源涵养、生物多样性保护、土壤保持、防风固沙、洪水调蓄、农产品提供、林产品提供、大都市群、重点城镇群）。

根据分析，项目区属于生态调节大类、生物多样性保护类型、准噶尔盆地西部生物多样性保护与防风固沙功能区（I-02-43）。

表 4.6-1 项目区域在全国生态功能区划中具体情况

生态功能	生态功能	生态功能区	主要生态问题	生态保护主要措施
------	------	-------	--------	----------

大类	类型			
I生态 调节 功能 区	I-02 生 物多 样性 保护 功能 区	I-02-43 准噶尔 盆地东部生物 多样性保护与 防风固沙功能 区(全国重要生 态功能区)	生态环境脆弱。人口增长导致的农业开发使入境水量锐减，生态用水减少，湿地、草地面积下降，沙化土地分布广泛、沙尘暴频繁	①加强流域综合规划，合理调配水资源；控制人工绿洲规模，恢复和扩大沙漠—绿洲过渡带；②保障必要生态用水，保护和恢复自然生态系统；改善灌溉基础设施，发展节水农业，控制种植高耗水作物，提高水资源利用效益

(2) 在《新疆生态功能区划》中的定位

根据《新疆生态功能区划》，新疆生态功能区划采用生态区、生态亚区、生态功能区三级分区系统。根据地貌特点、温湿状况和典型生态系统类型，将全疆划分为 5 个生态区，18 个生态亚区，同时根据生态服务功能重要性与生态环境敏感性，在生态亚区内再细分生态功能区，全疆共划分出 76 个生态功能区。

根据分析，项目所在区域属于II准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区—II3 准噶尔盆地中部固定、半固定沙漠景观生态亚区—23 古尔班通古特沙漠化敏感生态功能区。其生态功能见表 4.6-2，项目与新疆生态功能区划位置关系见图 1.3-2。

表 4.6-2 项目所属生态功能区具体情况

生态功能分区单元			隶属 行政区	主要 生态 服务 功能	主要生态 环境问题	主要生态 敏感因子、 敏感程度	主要 保护 目标	主要保护 措施	适宜发展 方向
生态 区	生态 亚区	生态 功能区							
II准噶 尔盆 地温 性荒 漠与 绿洲 农业 生态 区	II3 准 噶尔 盆地 中部 固定、 半固定 沙漠景 观生态 亚区	23 古尔 班通古 特沙漠 化敏感 生态功 能区	和布克赛 尔县、福海 县、沙湾 县、玛纳斯 县、呼图壁 县、昌吉 市、米泉 市、阜康 市、吉木萨 尔县、奇台 县、木垒县	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 性和生境 不敏感，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	加强对沙 漠边缘流 动沙丘、活 化沙地进行 封沙育林、 退耕还林 (草)，禁 止樵采和 放牧，禁 止开荒	维护固 定、半固 定沙漠景 观与植 被，治理 活化沙 丘，使其 逐步达到 完全固定

4.6.1.2 荒漠生态系统

评价区域属于新疆北部地区准噶尔盆地荒漠生态系统。准噶尔盆地荒漠生态系统中的灌木荒漠以梭梭林群系荒漠植被为主，以及地带性沙漠植被、非地带性草甸、灌丛和疏林等植物群落组成，含沙生、耐沙植被、盐土植被。土壤为典型沙土和盐渍化土，属于典型的沙生荒漠。

区域内荒漠土地面积广阔，野生动物栖息地生境单一，以荒漠野生动物类群

构成系统的次级和顶级生物主体。主要分布耐旱和适应缺水环境的爬行类、啮齿类和鸟类，大型哺乳类的种类和数量较少。

荒漠生态系统功能简单，结构脆弱，一经破坏极难恢复。但因其分布面积大，处于人类活动频繁的区域外围，所以在防止土地荒漠化、维持生物多样性方面具有十分重要的作用。

4.6.2 植被与植物资源现状调查与评价

4.6.2.1 区域植被现状调查

按中国植被自然地理区划划分，项目所在区域属北方植物界—新疆荒漠区—准噶尔荒漠区—古尔班通古特沙漠。该区域植被组成简单、分布不均，种类贫乏。主要植被类型为沙质梭梭荒漠。评价区植被类型分布图见图 4.6-1。评价区常见的高等植物隶属于 8 科 30 种，见表 4.6-3。

表 4.6-3 区域区内主要高等植物及分布一览表

中文名	学名	分布	
		沙丘	丘间
一、十字花科			
1.螺喙芥	<i>Spirorrhynchus sabulosus</i>		+
2.荒漠庭芥	<i>Alyssum desertorum</i>	++	
二、禾本科			
3.东方旱麦草	<i>Eremopyrum orientale</i>	++	
4.羽状三芒草	<i>Aristida pennata</i>	++	
5.施母草	<i>Schismus arabicus</i>	+	
三、藜科			
6.沙米	<i>Agriophyuum arenarium</i>		+
7.盐穗木	<i>Halostachys caspica</i>	++	-
8.梭梭	<i>Haloxylon ammodendron</i>		++
9.白梭梭	<i>Haloxylon persicum</i>	+	-
10.猪毛菜	<i>Salsola collina</i>		+
11.散枝梯翅蓬	<i>Salsola brachiata</i>		+
12.刺蓬	<i>Salsola pestifer</i>		+
13.黑翅地肤	<i>Kochia melanoptera</i>		+
14.盐爪爪	<i>Kalidium cuspidatum</i>		++
15.犁苞滨藜	<i>Atriplex dimorphostegia</i> Kar. et Kir.	++	+
16.雾冰藜	<i>Bassia dasyphylla</i>	+	+
17.角果碱蓬	<i>Suaeda corniculate</i>		-
18.囊果碱蓬	<i>Suaeda physophora</i>		+
19.倒披针叶虫实	<i>Corispermum lehmannianum</i>	++	-
20.盐角草	<i>Salicornia europaea</i>		

21.盐生草	<i>Halogeton glomeratus</i>	-	
22.对节刺	<i>Horaninowia ulicina</i>	++	
23.叉毛蓬	<i>Petrosimonia sibirica</i>	+	
四、蒺藜科			
24.西伯利亚白刺	<i>Nitraria sibirica</i>		-
五、大戟科			
25.沙生大戟	<i>Euphorbia turczaninowit</i>	++	
六、菊科			
26.苦艾蒿	<i>Artemisia santolina</i>	++	+
27.地白蒿	<i>Areemisia terrae-ablae</i>	++	+
28.沙地千里光	<i>Senecio subdentatus</i>		++
七、莎草科			
29. 囊果苔草	<i>Carex physodes</i>	++	
八、蓼科			
30.红皮沙拐枣	<i>Calligonum rubicundum Bunge</i>		++
注：++多见，+少见，-偶见。			

按照建群种植物的生活型和群落生态外貌，油田区域植被类型以荒漠植被为主，主要群系类型为梭梭及白梭梭，伴生小半灌木假木贼，项目区地表较干燥，井区植被盖度较低。

根据《国家重点保护野生植物名录》（2021）和《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》（2024 年 1 月），本项目不占用国家及新疆地方重点保护植物。

4.6.2.2 项目区植被现状评价

根据现场调查及资料分析表明，项目区组成群落的植物种类很少，群落结构比较简单。按照建群种植物的生活型和群落生态外貌，评价区植被类型主要为沙质梭梭荒漠，植物群落结构为水平结构，覆盖度约 5%~10%。

4.6.3 野生动物现状调查与评价

（1）区域野生动物现状

按中国动物地理区划的分级标准，项目区属古北界、中亚亚界、蒙新区、西部荒漠亚区、准噶尔盆地小区。因该区域地处内陆盆地，气候极端干燥，按气候区划为酷热干旱区，野生动物的栖息生境极为简单，主要为荒漠（包括土漠与沙漠等）。在整个项目区域内，野生动物分布的环境主要为沙质荒漠区（即沙丘分布区）和梭梭林荒漠区。

在沙质荒漠区，因干旱和食物短缺，加之乔灌木植被少，无栖息及躲藏之地，

野生动物分布数量较少，尤其是大型野生脊椎动物，在该区域野外考察中仅多见啮齿类活动的痕迹。

在梭梭林荒漠区内，植物多为梭梭、琵琶柴、假木贼等乔灌木，植物体高大，群落盖度较高，成为荒漠动物活动及栖息的场所。

区域内栖息主要野生脊椎动物 36 种，其中爬行类 5 种、鸟类 14 种、哺乳类 17 种，具体见表 4.6-4。爬行类的蜥蜴和哺乳类的啮齿动物是项目区内主要建群种动物。

表 4.6-4 项目区主要脊椎动物的种类及分布

中文名	学名	分布	
沙质荒漠		沙质荒漠	壤质荒漠
一、爬行类			
1.变色沙蜥	<i>Phrynocephalus versicolor</i>	+	+
2.东疆沙蜥	<i>P. grumgriximaloi</i>	++	+
3.快步麻蜥	<i>Eremisa velos</i>	++	+
4.东方沙蜥	<i>Erys tataricus</i>	+	+
5.黄脊游蛇	<i>Coluber spinalis</i>	+	+
二、鸟类			
6.鸢	<i>Milvus korschum</i>	+	+
7.雀鹰	<i>Accipiter nisus</i>	+	
8.草原鹞	<i>Circus macrourus</i>	+	
9.棕尾狂	<i>Buteo rufinus</i>	+	+
10.红隼	<i>Falco tinnunculus</i>	+	+
11.毛脚沙鸡	<i>Syrrhaptes paradoxus</i>	+	+
12.黑腹沙鸡	<i>Pterocles orientalis</i>	+	+
13.短趾沙百灵	<i>Calandrella cinerea</i>	+	+
14.小沙百灵	<i>C. rufescens</i>	+	+
15.凤头百灵	<i>Galerida cristata</i>	+	+
16.云雀	<i>Alauda arvensis</i>	+	+
17.沙即鸟	<i>Oenanthe isabellina</i>	+	+
18.红尾伯劳	<i>Lanius cristatus</i>	+	+
19.黑尾地鸦	<i>Podoces hendersoni</i>	+	+
三、哺乳类			
20.大耳虫胃	<i>Hemiechinus auritus</i>	+	+
21. 狼	<i>Canis lupus</i>	-	+
22.沙狐	<i>Vulpes corsac</i>	-	+
23.兔孙	<i>Felis mamul</i>		+
24.草原斑猫	<i>F. libyca</i>		+
25.虎鼬	<i>Vormela peregusna</i>		+
26.蒙古野驴	<i>Asinus hemionus</i>		+

27.鹅喉羚	<i>Gozella subgutturosa</i>		+
28.草兔	<i>Lepus capensis</i>	+	+
29.小五趾跳鼠	<i>Allactage elater</i>	+	+
30.西伯利亚五趾跳鼠	<i>A. sibirica</i>	+	+
31.小地兔	<i>Alactagullus pygnaeus</i>	+	+
32.毛脚跳鼠	<i>Dipus sagitta</i>	+	+
33.大沙鼠	<i>Rhombomys opimus</i>	++	+
34.子午沙鼠	<i>Meriones meridianus</i>	++	+
35.红尾沙鼠	<i>Meriones erythrouros</i>		+
36.怪柳沙鼠	<i>M. tamariscinus</i>		+

注：++多见，+少见，-偶见。

根据《国家重点保护野生动物名录》（2021 年版），沙狐、狼、赤狐、草原斑猫、兔狲、鹅喉羚、雀鹰、草原鹞、红隼、云雀、东方沙鹀、黑腹沙鸡、棕尾鵟为国家Ⅱ级重点保护野生动物；根据《新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录（修订）》（新政发〔2022〕75 号），虎鼬为自治区Ⅰ级重点保护野生动物。具体野生动物保护级别见表 4.6-5。

表 4.6-5 重要野生动物调查结果统计表

序号	物种名称 (中文名/拉丁名)	保护级别	濒危等级	特有种 (是/否)	分布区域	资料来源	工程占用情况(是/否)
1	沙狐/ <i>Vulpes corsac</i>	国家Ⅱ级重点保护野生动物	NT	否	内蒙古、宁夏、辽宁、新疆、甘肃。	环评现场调查、文献记录、历史调查资料	否
2	狼/ <i>Canis lupus</i>		NT	否	栖息范围广，山地、森林、丘陵、平原、荒漠、冻原等地方都有。		否
3	草原斑猫/ <i>Felis libyca</i>		/	/	草原斑猫分布于非洲、中东、中亚和印度中部及北部。在中国新疆、甘肃、宁夏等地也可看到其身影。多栖息于柳湾、灌丛和芦丛里。		否
4	兔狲/ <i>Otocolobus manul</i>		EN	否	栖息于荒漠、草原或戈壁地区。亦可见于林中、丘陵地区和海拔 3000m 左右的山地。西藏、新疆、青海、甘肃、内蒙古、河北及四川等地。		否
5	鹅喉羚/ <i>Gazella subgutturosa</i>		VU	否	我国分布记录有 4 个亚种，分布于我国的西北地区。北疆亚种，分布		否

					于新疆准噶尔盆地；南疆亚种，分布于新疆的哈密、莎车、阿克苏、吐鲁番等地。		
6	雀鹰 <i>Accipiter nisus</i>		LC	否	亚种 <i>nisosimilis</i> 繁殖于东北各省及新疆西北部的天山；冬季南迁至中国东南部及中部以及台湾和海南岛。 <i>melaschistos</i> 繁殖于甘肃中部以南至四川西部及西藏南部至云南北部；冬季南迁至中国西南。 为常见森林鸟类。		否
7	草原鹞 <i>Circus macrourus</i>		NT	否	在中国为罕见季候鸟。繁殖于新疆西部的天山地区。新疆西部、河北、江西、江苏、广西、西藏南部及海南岛均有零星记录。		否
8	红隼/ <i>Falco tinnunculus</i>		LC	否	分布范围很广，非洲、古北界、印度及中国。		否
9	云雀/ <i>Alauda arvensis</i>		LC	否	繁殖在中国较北和西北的新疆、青海、西藏、河北、山东以及东北黑龙江、吉林等。冬季迁徙至东北南部和东南部、长江中、下游，以至江苏、广东北部等地越冬。		否
10	东方沙鹀 <i>Erys tataricus</i>		/	/	内蒙古（呼和浩特）、甘肃（敦煌）、宁夏（阿拉善旗）、新疆（奇台、木垒、尼勒克、新源、布尔津、吐鲁番）		否
11	黑腹沙鸡 <i>Pterocles orientalis</i>		NT	否	黑腹沙鸡在我国主要见于新疆阿尔泰山 880m 左右山麓荒漠草原、准噶尔山区 500m 左右荒漠草原、博乐河谷荒漠草原。		否
12	棕尾鵟 <i>Buteo rufinus</i>		NT	否	罕见留鸟及季候鸟。指名亚种繁殖于新疆喀什、乌鲁木齐及天山地		

					区。迁徙或越冬至甘肃、云南、西藏南部及东南部。	
13	虎鼬 <i>Vormela peregusna</i>	自治区 I级重点保护 野生动物	EN	否	内蒙古、陕西、新疆。	否
注 1：保护级别根据国家及地方正式发布的重点保护野生动物名录确定。 注 2：濒危等级、特有种根据《中国生物多样性红色名录》确定。 注 3：分布区域应说明物种分布情况以及生境类型。 注 4：资料来源包括环评现场调查、文献记录、历史调查资料及科考报告等。 注 5：说明工程占用生境情况。涉及占用的应说明具体工程内容和占用面积，不直接占用的应说明生境分布与工程的位置关系。						

（2）野生动物现状评价

由于油田已开发多年，区块内有多条油田公路通过，并且该油区的开发建设活动时间较长，大量人员、机械的进入，荒漠环境中人类活动频率大幅度增加，使得大型脊椎动物早已离开，因此，评价区域内野生动物种类和种群数量的减少是多年来开发所导致的必然趋势。

目前，油田开发力度和范围将逐步加大，会继续导致该区域野生动物种类和种群数量的减少，同时，由于人群的活动，该区域可能会增加一些特殊的伴人型动物物种，使局部地区动物组成发生一定变化。

4.6.4 土壤类型及分布

（1）项目区块土壤类型

评价区土壤类型主要为风沙土，本项目区块土壤占地类型主要为风沙土。区域土壤类型图详见图 4.6-2。

风沙土成土母质主要为玛纳斯河冲积物，是在风成性母质上发育起来的，低矮干旱及大风是风沙土形成的主要条件。风沙土质地较粗，物理性粘粒很少，成土过程微弱，因风蚀风积交替作用，使土壤发育处于不断的复幼状况下，有机物质积累很少，成土过程十分微弱，只在土壤表层 0.5cm~1cm 有微弱的分化，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，有机质含量上层明显高于下层，土壤理化状况无明显差异，剖面层次分化不明显。土壤 pH 值 7.5~9.0，属碱性土壤，土壤有机质含量在 0.1%~0.5%之间，土壤肥力属极低水平。评价区风沙土可分为流动风沙土、半固定风沙土和固定风

沙土。

4.6.5 土地利用现状

根据项目土地利用现状图及现场勘查，评价区土地利用类型主要为沙地。本项目土地利用占地类型为沙地，项目土地利用类型图详见图 4.6-3。

4.6.6 水土流失及沙化现状调查与评价

4.6.6.1 区域沙化现状调查（古尔班通古特沙漠）

本项目位于新疆准噶尔盆地古尔班通古特沙漠腹地。根据《新疆维吾尔自治区第五次沙化土地监测报告》（2014 年），古尔班通古特沙漠面积 48695km²，占全疆沙漠的 11.05%；是我国第二大沙漠，也是我国最大的固定、半固定沙漠。主要由四片沙漠组成，奇台以东为霍景涅里辛沙漠，中部为德佐索腾艾里松沙漠，分布在三个泉干谷以南，西部是索布古尔布格莱沙漠，北部是阔布什和阿克库姆沙漠。沙漠中的沙化土地面积 4666222.99hm²，其中：沙质土地 4532361.18hm²。沙质土地中，流动沙地 38997.61hm²，半固定沙地 1215775.51hm²，固定沙地 3223187.31hm²，沙化耕地 54400.75hm²。

该沙漠地貌特征是高山与盆地相间，沙漠四周为高山环抱，地形十分闭塞。盆地具有同心圆的环带状形式的地质结构和地貌特征，由外向内可有规律的划分为山地—丘陵—山前洪积、冲积砾质戈壁-下陷盆地砂质荒漠的地貌基质带。由山地产生的河流向盆地中心汇集成向心水系，地下水主要是山麓侧向渗透补给和平原降雨与积雪入渗补给。该区属温带大陆性气候，气候干旱，降雨少，生态环境比较脆弱。该沙漠北部主要是南北走向的树枝状沙垅，南部为蜂窝状复合沙垄，新月形沙丘及丛草沙丘，东部分布着复合型沙垄，格状沙丘和线状沙垄等。沙丘高度一般在 50m 以下，有的可高达 100m。沙漠年降水量 100mm~120mm（沙漠中年蒸发量 1400mm~2000mm），四季均匀，植被发育较好，春雨型短命植物较多，在固定沙丘上植被覆盖度可达 40%~50%，在半固定沙丘上也有 15%，主要生长梭梭、盐穗木和一些草本植物。

项目所处区域为塔城地区和布克赛尔蒙古自治县。根据《新疆维吾尔自治区第五次沙化土地监测面积汇总表》（2014 年），该市沙化土地动态变化情况见表 4.6-6，土地沙化现状详见图 4.6-4。

表 4.6-6 项目涉及区域沙化土地动态变化情况 (单位: 公顷)

统计单位	时间	总面积	沙化土地面积													有明显沙化趋势的土地	其他土地类型	
			计	流动沙地	半固定沙地		固定沙地			露沙地	沙化耕地	非生物治沙工程地	风蚀残丘	风蚀劣地	戈壁			
					计	人工半固定沙地	天然半固定沙地	计	人工固定沙地									天然固定沙地
和布克赛尔蒙古自治县	第五次	2874225.27	2022340.03	0	184170.75	0	184170.75	659004.02	0	659004.02	0	1329.82	0	48010.65	14240.9	1115583.89	19165.56	832719.68
	第四次	2874391.36	2019706.9	0	224323.27	0	224323.27	678027.56	0	678027.56	0	0	0	57201.45	0	1060154.62	17930.16	836754.3
	动态变化	-166.09	2633.13	0	-40152.52	0	-40152.52	-19023.54	0	-19023.54	0	1329.82	0	-9190.8	14240.9	55429.27	1235.4	-4034.62

4.6.6.2 水土流失现状调查

(1) 和布克赛尔蒙古自治县水土流失情况

①水土流失现状及分布

根据《塔城地区和布克赛尔蒙古自治县水土保持规划报告(2018-2030 年)》，和布克赛尔蒙古自治县土地总面积 28784km²，2018 年度全县水土流失面积 25229.39km²，占全县土地面积的 87.56%。侵蚀类型主要有冻融侵蚀、水力侵蚀、风力侵蚀和冻融侵蚀。其中冻融侵蚀面积为 1.71km²，占水土流失面积的 0.01%；水力侵蚀面积为 110.02km²，占水土流失面积的 0.44%；风力侵蚀面积为 25117.66km²，占水土流失面积的 99.56%。

②水土流失区域布局

根据《塔城地区和布克赛尔蒙古自治县水土保持规划报告(2018-2030 年)》，全县共划分为北部山地、草原水源涵养区、中部谷地丘陵平原荒漠—绿洲产业发展区、荒漠平原风力侵蚀预防保护区三个生态区，下分 1-1 中低山冻融侵蚀预防保护区；1-2 和布克谷地风力、水力混合侵蚀治理区；1-3 北部丘陵风力、水力混合侵蚀治理区。2-1 绿洲区人工生态建设风力侵蚀治理区；2-2 白杨河流域风力、水力侵蚀治理区。3-1 盐湖风力侵蚀预防保护区；3-2 沙漠风力侵蚀预防保护区；3-3 荒漠平原风力侵蚀预防保护区八个水土保持分区。

③水土流失类型

和布克赛尔蒙古自治县水土流失类型以风力侵蚀为主，兼有水力侵蚀。风力侵蚀主要分布在丘陵区、沙漠区、盐湖区和平原荒漠区、绿洲区；水力侵蚀主要分布在丘陵区 and 绿洲区，主要为面蚀、沟蚀；个别地区存在堆土、河道坡面等重力侵蚀。山区主要以冻融侵蚀为主。

(2) 项目区水土流失现状及水土流失量分析评价

本项目所属地貌类型为荒漠平原，荒漠平原区包括察和特灌区以南的广大平原、荒漠地区，由此向南至准噶尔腹地，古尔班通古特沙漠以北区域，海拔 300-700m。地势北高南低，东高西低。地面整体起伏不大。地表覆盖物主要为砾石和粉土为主。植被稀少，部分区域，生长着白梭梭、木贼、早熟禾等低矮的旱生灌木。该区域面积为 3499km²，占和布克赛尔蒙古自治县行政区域面积的 12.16%。该区域以风力侵蚀为主。

(3) 项目区水土流失治理分区

水土流失重点预防区指水土流失潜在危险较大的区域，水土流失重点治理区指水土流失严重的区域。根据《全国水土保持规划》项目区属于北方风沙区；根据《全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》（水利部办公厅 办水保〔2013〕188 号），项目区不属于国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果内；根据新疆维吾尔自治区水利厅《关于印发新疆维吾尔自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水办水保〔2019〕4 号），项目区属于新疆维吾尔自治区水土流失重点治理区（Ⅱ₂ 天山北坡诸小河流域重点治理区）。按照《生产建设项目水土流失防治标准》（GB/T50434-2018）的要求和规定，本项目防治目标为北方风沙区建设类一级标准，原地貌土壤侵蚀模数 1900t/(km²·a)，项目土壤容许流失量为 1900t/(km²·a)。

4.6.6.3 水土保持分区

根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》和《塔城地区和布克赛尔蒙古自治县水土保持规划报告（2018-2030 年）》对水土保持区划的划分，项目区属于北方风沙区（新甘蒙高原盆地区）Ⅱ-北疆山地盆地区（Ⅱ-3）-荒漠平原风力侵蚀预防保护区。本项目区占地位于 3-3 荒漠平原风力侵蚀预防保护区。具体见表 4.6-7 和图 4.6-5。

表 4.6-7 和布克赛尔蒙古自治县区划表

一级区名称及代码	二级区名称及代码	三级区名称及代码	四级区名称及代码	区域
北方风沙区（新甘蒙高原盆地区）Ⅱ	北疆山地盆地区（Ⅱ-3）	准噶尔盆地北部水源涵养生态维护区（Ⅱ-3-1hw）	北部山地、草原水源涵养区	1-1 中低山冻融侵蚀预防保护区； 1-2 和布克谷地风力、水力混合侵蚀治理区； 1-3 北部丘陵风力、水力混合侵蚀治理区。
			中部谷地丘陵平原荒漠—绿洲产业发展区	2-1 绿洲区人工生态建设风力侵蚀治理区； 2-2 白杨河流域风力、水力侵蚀治理区。
			荒漠平原风力侵蚀	3-1 盐湖风力侵蚀预防保护区； 3-2 沙漠风力侵蚀预防保护区；

			预防保护区	3-3 荒漠平原风力侵蚀预防保护区
--	--	--	-------	-------------------

3-3 荒漠平原风力侵蚀预防保护区：位于察和特灌区以东，古尔班通古特沙漠以北，该区域属于水土保持重点预防保护区。其适宜积极主动保护荒漠平原景观与植被，种植胡杨林，改良盐碱地，预防古尔班通古特蔓延。以恢复、保护植被为重点，在该区域实施生态修复工程，将荒漠林管护及生态体系建设结合起来，结合土地荒漠化治理，采取防风固沙林营造、飞播造林和封育等措施，增加节水型沙区碳汇植被。鼓励在适宜条件下结合荒漠植被建设进行大芸种植，鼓励个人和集体发展防风林、经济林建设，遏制土地沙漠化的扩展。加强土地开发监管，严禁随意开荒。

本项目结合《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）以及项目水土保持方案中的相关要求，严格执行各项水土保持措施，针对井场采取砾石覆盖等防沙治沙措施。

5 环境影响预测与评价

5.1 大气环境影响分析与评价

5.1.1 施工期大气环境影响分析

本项目在施工期对环境空气的影响主要为：（1）井场建设、管线敷设在施工作业过程中产生的扬尘，如细小的建筑材料的飞扬，或土壤被扰动后导致的尘土飞扬等；（2）施工期钻井过程中产生的废气，主要来自柴油发电机运转时产生的烟气，其主要污染物为 NO_x 、 SO_2 、烃类等；（3）各种施工燃油机械及运输车辆的尾气；（4）管线焊接产生的焊接烟尘。

5.1.1.1 施工扬尘环境影响分析

本项目在井场建设、管道敷设过程中会产生扬尘。扬尘主要产生于钻井设备的运输、临时弃土和固体废物的堆积、搬运，水泥、石灰、沙石等材料的装卸、运输、拌合等过程。

湿度、施工机械和运输车辆行驶速度、近地面风速是影响道路扬尘污染强度的最主要因素，此外风速和风向还直接影响道路扬尘的污染范围。

（1）风力扬尘

建材的露天堆放、裸露场、施工作业产生的风力扬尘，这类扬尘的主要特点是受作业时风速的影响，一般情况下，施工工地在自然风作用下产生的扬尘所影响的范围在 100m 以内。

堆场扬尘量的经验计算公式为：

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

式中：Q—起尘量，kg/吨·年；

V_{50} —距地面 50 米处风速，m/s；

V_0 —起尘风速，m/s；

W—尘粒的含水量，%。

起尘风速与粒径和含水量有关，粉尘在空气中的扩散稀释与风速等气象条件有关，也与粉尘本身的沉降速度有关。不同粒径粉尘的沉降速度见表 5.1-1。由

表可知，粉尘的沉降速度随粒径的增大而迅速增大。当粒径为 250 微米时，沉降速度为 1.005m/s，因此可认为当尘粒大于 250 微米时，主要影响范围在扬尘点下风向近距离范围内，而真正对外环境产生影响的是一些微小粒径的粉尘。

表 5.1-1 不同粒径尘粒的沉降速度

粉尘粒径 (μm)	10	20	30	40	50	60	70
沉降速度 (m/s)	0.003	0.012	0.027	0.048	0.075	0.108	0.147
粉尘粒径 (μm)	80	90	100	150	200	250	350
沉降速度 (m/s)	0.158	0.170	0.182	0.239	0.804	1.005	1.829
粉尘粒径 (μm)	450	550	650	750	850	950	1050
沉降速度 (m/s)	2.211	2.614	3.016	3.418	3.820	4.222	4.624

施工场地扬尘对大气的的影响范围主要在工地围墙外 100m 以内，由于距离的不同，其污染影响程度亦不同，在扬尘点下风向 0~50m 为重污染带，50~100m 为较重污染带，100~200m 为轻污染带，200m 以外对大气影响甚微。据类比调查，在一般气象条件下，施工扬尘的影响范围为其下风向 150m 内，被影响的地区 TSP 浓度平均值为 0.49mg/m³ 左右。

参照同类施工场地的一般做法，施工场地可用塑料编织袋布置围栏，场地经常洒水保持表土湿润，物料运输车辆采用密闭的专用车辆等，在采取有效的防尘措施后，施工场地扬尘的影响范围基本可控制在 50m 范围内，随着距离的增加，浓度迅速减小。本项目距离周边敏感点较远，施工扬尘对周边居民影响很小。

(2) 车辆行驶扬尘

据文献报道，在施工过程中，车辆行驶产生的扬尘占总扬尘的 60%以上。车辆行驶产生的扬尘，在完全干燥的情况，可按以下经验公式计算：

$$Q = 0.123 \left(\frac{v}{5} \right) \left(\frac{w}{6.8} \right)^{0.85} \left(\frac{p}{0.5} \right)^{0.75}$$

式中：Q—汽车行驶的扬尘量，kg/km·辆；

V—汽车速度，km/h；

W—汽车载重量，吨；

P—道路表面粉尘量，kg/m²。

表 5.1-2 为一辆 10 吨卡车，通过一段长为 1km 的路面时，不同路面清洁程度，不同行驶速度情况下的扬尘量。

从上面的公式以及表 5.1-2 可见，在同样的路面条件下，车速越快，扬尘量

越大；在同样的车速情况下，路面越脏，扬尘量越大。

表 5.1-2 不同车速和地面清洁程度的汽车扬尘量（单位：kg/km·辆）

车速 \ 清洁	0.1 (kg/m ²)	0.2 (kg/m ²)	0.3 (kg/m ²)	0.4 (kg/m ²)	0.5 (kg/m ²)	1.0 (kg/m ²)
5(km/h)	0.0511	0.0859	0.1164	0.1444	0.1707	0.2871
10(km/h)	0.1021	0.1717	0.2328	0.2888	0.3414	0.5742
15(km/h)	0.1532	0.2576	0.3491	0.4332	0.5121	0.8613
25(km/h)	0.2553	0.4293	0.5819	0.7220	0.8536	1.4355

施工材料运输车辆进出产生的扬尘量较小，只要控制车速，做到减速慢行，项目建设规模小，施工材料运输量不大，间断的运输车辆道路扬尘对周边环境敏感点环境空气影响总体小。

减少露天堆放和保证一定的含水率及减少裸露地面是减少风力起尘的有效手段。如果在施工期间对车辆行驶的路面实施洒水抑尘，每天洒水 4~5 次，可使扬尘减少 70% 左右。表 5.1-3 为施工场地洒水抑尘的实验结果，结果表明实施每天洒水 4~5 次进行抑尘，可有效地控制施工扬尘，可将 TSP 污染距离缩小到 20~50m 范围。

表 5.1-3 施工场地洒水抑尘试验结果

距离 (m)		5	20	50	100
TSP 小时平均浓度 (mg/m ³)	不洒水	10.14	2.89	1.15	0.86
	洒水	2.01	1.40	0.67	0.60

因此，限速行驶及保持路面清洁，同时适当洒水是减少汽车扬尘的有效手段。

5.1.1.2 钻井作业柴油发电机烟气排放环境影响分析

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

5.1.1.3 汽车尾气

施工期施工作业机械有载重汽车、柴油动力机械等燃油机械，排放的污染物主要有 CO、NO₂。据类似工程监测，在距离现场 50m 处，CO、NO₂ 1 小时平均浓度分别为 0.2mg/m³ 和 0.13mg/m³，日平均浓度分别为 0.13mg/m³ 和 0.062mg/m³，均可达到《大气污染物综合排放标准》无组织排放监控浓度限值标准要求，其影

响范围在 200m 以内的范围。

同时，施工单位应使用符合国五标准的柴油，其燃料属性符合《普通柴油》（GB252-2015）的标准要求，并定期对柴油发电机进行污染物排放检测，确保其污染物排放达到《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）中的标准要求。

施工期间排放的大气污染物将随钻井工程的结束而消失。

综上，施工期大气污染源源强不大，而且施工期较短，施工扰动面积有限，污染属于阶段性的局部污染，施工结束后污染即消失，因此，本项目施工对周围大气环境影响较小。

5.1.1.4 焊接废气

本项目管线连接处、阀池内阀门两端法兰与钢管焊接、长输管道起点和终点连头处等会有少量焊接作业，焊条使用国家合格产品，焊接过程会产生少量焊接烟尘，由于焊接废气产生量少，间歇不连续排放，主要集中在管线施工过程，随着管线施工结束而消失，故对周围环境影响较小。

5.1.2 运营期环境影响分析

5.1.2.1 大气影响预测分析

生产运营期的大气污染源主要是油气集输过程中的烃类挥发对大气环境的影响。

（1）预测模式

本项目大气环境影响评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的相关规定：“二级评价项目不进行进一步预测，只对污染物排放量进行核算”。故本次只对采用 AERSCREEN 模式预测的结果进行评价，不进行进一步预测。

（2）预测因子和预测源强

在石油开采、集输过程中有无组织排放，故将非甲烷总烃、硫化氢作为预测因子。

本项目主要污染源调查参数见表 5.1-4。

表 5.1-4 本项目运营期无组织排放污染源参数调查清单

序	污染源	海拔	矩形面源	年排	排放	污染物排放速率
---	-----	----	------	----	----	---------

号	名称	(m)				放小 时数/h	工况	(kg/h)	
			长度 (m)	宽度 (m)	有效高 度 (m)			污染物	排放 速率
1	单井井 场	503	30	25	4	8760	正常	NMHC	0.0051
2	2 井式井 场	505	40	25	4	8760	正常	NMHC	0.0104

(3) 估算模型参数

本项目估算模型参数见表 5.1-5。

表 5.1-5 估算模型参数选择一览表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数 (城市选项时)	/
最高环境温度/°C		42.3
最低环境温度/°C		-34.5
土地利用类型		沙地
区域湿度条件		干燥气候
是否考虑地形	考虑地形	☒ 是 ☐ 否
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	☐ 是 ☒ 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

(4) 预计评价结果

本项目油气集输无组织排放非甲烷总烃估算结果见表 5.1-6。无组织硫化氢估算结果见表 5.1-7。

表 5.1-6 非甲烷总烃预测结果表 单位: $\mu\text{g}/\text{m}^3$

下风向距离/m	单井井场		2 井式井场	
	预测质量浓度	占标率/%	预测质量浓度	占标率/%
10	7.153	3.57650E-001	13.478	6.73900E-001
25	10.715	5.35750E-001	19.604	9.80200E-001
50	7.0091	3.50455E-001	14.309	7.15450E-001
75	4.429	2.21450E-001	9.145	4.57250E-001
100	2.946	1.47300E-001	6.0654	3.03270E-001
150	1.5891	7.94550E-002	3.2558	1.62790E-001
200	1.0169	5.08450E-002	2.0794	1.03970E-001
500	0.25299	1.26495E-002	0.51591	2.57955E-002
1000	0.09174	4.58700E-003	0.18708	9.35400E-003
1500	0.051416	2.57080E-003	0.10485	5.24250E-003
2000	0.034866	1.74330E-003	0.069852	3.49260E-003
下风向最大质量浓度及占标率	10.844	5.42200E-001	20.009	1.00045E+000
D10%最远距离/m	0		0	
最大浓度落地点距离/m	40		27	

根据表 5.1-6 预测结果可知，单井井场非甲烷总烃最大落地浓度为 $10.0844\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，最大浓度出现的距离为下风向 27m，最大占标率为 0.542%；2 井式平台井井场非甲烷总烃最大落地浓度为 $20.009\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，最大浓度出现的距离为下风向 27m，最大占标率为 1.000%。非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求（ $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ ），井区内非甲烷总烃可以实现达标排放。

综上所述，项目正常排放的大气污染物对评价区域大气环境质量均不会产生明显影响，不会使区域环境空气质量发生明显改变，且项目区地域空旷，周边无固定人群居住，对区域大气环境影响较小。

5.1.2.2 大气污染物排放量核算

本项目无组织排放量核算情况详见表 5.1-7。

表 5.1-7 大气污染物无组织排放量核算结果

序号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	污染物排放标准		年排放量
				标准名称	浓度限值	
1	油气集输	非甲烷总烃	采用密闭集输流程	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）	$4.0\text{mg}/\text{m}^3$	0.2714t/a
2	油气开采	硫化氢	/	《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-93）	$0.06\text{mg}/\text{m}^3$	/

5.1.2.3 运营期大气环境影响分析结论

烃类无组织排放是影响油气田区域环境空气的主要污染源之一，本项目采用密闭流程，井口密封并设紧急切断阀，可有效减少烃类气体的排放量。根据现状监测结果，区域环境空气中非甲烷总烃、硫化氢满足标准限值要求。

5.1.2.4 大气环境影响评价自查表

项目大气环境影响自查表见表 5.1-8。

表 5.1-8 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目		
评价等级与范围	评价等级	一级 ☐	二级 ☒	三级 ☐
	评价范围	边长=50km ☐	边长 5~50km ☐	边长=5km ☒
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥2000t/a ☐	500~2000t/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} ☐ 不包括二次 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	(2023) 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	本项目正常排放源 ☒ 本项目非正常排放源 ☐ 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	AERM OD ☐	ADMS ☐	AUSTA L2000 ☐	EDMS/A EDT ☐	CALPU FF ☐	网格 模型 ☐	其他 ☒
	预测范围	边长 ≥ 50km ☐		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} ☐ 不包括二次 PM _{2.5} ☒		
	正常排放短期浓度贡献值	C _{本项目} 最大占标率 ≤ 100% ☒				C _{本项目} 最大占标率 > 100% ☐		
	正常排放 年均浓度 贡献值	一类区	C _{本项目} 最大占标率 ≤ 10% ☐				C _{本项目} 最大占标率 > 10% ☐	
		二类区	C _{本项目} 最大占标率 ≤ 30% ☒				C _{本项目} 最大占标率 > 30% ☐	
	非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时长 () 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 ☐		
区域环境质量的整体变化情况	k ≤ -20% ☐				k > -20% ☐			

环境监测计划	污染源监测	监测因子：（非甲烷总烃、硫化氢）	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、硫化氢）	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□		
	大气环境防护距离	距（ ）厂界最远（0）m		
	污染源年排放量	SO ₂ : （0）t/a	NO _x : （0）t/a	颗粒物: （0）t/a VOCs: （0.2714）t/a
注：“□”为勾选项，填“√”；“（ ）”为内容填写项				

5.1.3 退役期大气环境影响分析

油井退役后各种相关辅助工作均停止，采油造成的环境空气污染源将消失，油井停止后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理等，将会产生少量扬尘。与当地自然条件导致的风沙相比较，清理过程中扬尘造成的环境影响是暂时的，且该区域内人群活动较少，主要为井场清理的油田工作人员。

5.2 地表水环境影响分析

5.2.1 施工期废水影响分析

施工期废水主要为：钻井废水、管道试压废水。

（1）钻井废水

钻井废水采用临时罐体收集，按泥浆体系不同阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排；钻井阶段结束后以废弃泥浆的形式产生，进入钻井废弃物不落地系统，在钻井废弃物不落地系统中处理实现固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，剩余少量液相拉由钻井队委托岩屑处置单位进行处置，不会对周边环境产生明显影响。

（2）管道试压废水

采用新鲜水，管道试压分段进行，外输管线试压水排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后用于区域绿化和洒水抑尘，不外排，不会对周边环境产生明显影响。

综上，施工期的废水对环境的影响较小，并且随着施工期的结束而消失。

5.2.2 运营期废水影响分析

（1）正常状况

在运营期内，项目产生的采出水、井下作业废水经陆梁集中处理站处理后，水质达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注油藏，不外排，不与地表水产生水力联系。正常情况下本项目产生的废水不会对地表水产生不利影响。

（2）事故状况

对于本项目来说，可能对地表水环境产生影响事故为原油泄漏。对地表水的影响一般有两种途径：

一种是泄漏的油品直接进入地表水体。本项目周围无地表水存在，因此，不存在泄漏的油品直接进入地表水的可能。

另一种是油品或含油污水泄漏于地表，由降雨形成的地表径流将落地油或受污染的土壤带入水体。本区域降水较少，通过对泄漏油品及受污染土壤的及时、彻底回收，可截断这一污染途径。该区域发生洪水的可能较小，且已采取了防洪措施并制订防洪防汛应急预案，不会因洪水将油类带入地表水造成污染。

如发生油品泄漏事故，应立即对泄漏点采取措施。由于本项目的集输管道受自动控制系统监控，一旦发生泄漏能够及时发现，通过关闭已设置的各阀池中的阀门，可减少泄漏油量，并且根据油田公司的环保要求，井下作业带罐作业，落地油 100%回收，通过采取各种措施，可最大限度防止泄漏事故的发生，使事故后的影响降至最低程度。

5.3 地下水环境影响分析与评价

5.3.1 评价区域水文地质特征

（1）水文

陆 136 井区开发建设地区无地表水资源。与该地区有补给关系的准噶尔盆地边缘发育有多条河流，这些河流的径流特点均由盆地外围水资源形成的山区河流经盆地边缘汇流至盆地中心—玛纳斯湖。但是实际上，由于各流域灌区的大量引水灌溉，加上沿程河道渗漏和蒸发，现已无地表水流入玛纳斯湖。基本上是以地

下径流（方式）汇入盆地，最终流向盆地最低处——玛纳斯湖。

（2）水文地质概况

①区域地质构造

准噶尔盆地在地质构造上是一个古老的陆台，其边缘界线与古代褶皱山脉和断裂线的方向一致，基本是一个被海西、加里东褶皱山系所围绕的盆地。海西运动以后、天山、阿尔泰山地槽体系几乎全部褶皱隆起成山变为陆地，盆地在此时初步形成，并成为一个单独的构造单元。后来盆地发生了隆起，海水退出，气候变得干燥，仅在盆地南缘山前拗陷带保存了三叠纪的湖区，继续进行着沉积作用，其它地区则为剧烈的侵蚀和剥蚀区，大量的砾岩、砂岩与泥岩堆积在山前凹地中。喜马拉雅运动，尤其是晚第三纪末的垂直上升运动，使盆地周围在中生代还是隆起平原或丘陵的地区再度上升，形成现代天山和阿尔泰山山系，山前拗陷带中的新生代地带随之褶皱隆起，形成与山系大致平行的背向斜构造。

开发区范围内广泛分布有厚度 0m~100m 的第四纪沉积物，以风积物、冲积物为主，兼有湖相冲积物，残积风积物和化学沉积物等，岩性主要为松散的细砂层或亚砂土层，由北向南，第四系沉积厚度逐渐增大。

②区域水文地质条件

评价区地处准噶尔盆地的腹地，玛纳斯湖东侧的隆起区。远离盆地南部的天山山脉，也远离盆地北部的谢米斯赛山、阿勒泰山脉，同时也远离南部天山山脉的山前冲洪积平原，因此区内水文地质条件相对复杂。

玛纳斯湖是区内浅层地下水的排泄基准面，从区域上分析，注入玛纳斯湖的地表水系主要有玛纳斯河和布克尔河。发源于天山山脉北麓的玛纳斯河汇集了玛纳斯河、安集海河、金沟河、塔西河、呼图壁河，这些河流由南向北径流，在泉水地——莫索湾地区转向西径流，而在小拐地区汇合后折向北流入玛纳斯湖地区。这些河流径流方向的改变，主要是由于地质历史条件的改变引起的，即地质构造作用和玛纳斯湖沉积中心的不断变迁引起的。同时，随着人类活动的加强，以玛纳斯河为主的南部河流的地表径流量在不断减少，输送到河流下游的地表径流日益减少，使河流下游的河床干枯裸露，因而在莫索湾——小拐地区分布有大量干枯的故河道。而在距离石南油田较近的莫索湾地区的北部沙漠地带，沙漠下也覆盖

了无数的故河道，从以往的资料表明这些故河道就是早期呼图壁河、塔西河及部分玛纳斯河通向盆地腹地的古河道。由此表明，在莫索湾及其以北地区曾经是南部天山山脉北麓地表径流的汇集地带，当时地表水对该地区地下水的补给是相对强烈的，而且目前来看，这种补给仍有存在的可能。

在石南油田的西侧、北侧，属于白杨河与和布克尔河流域。白杨河从西侧汇流到艾里克湖和布克尔河从北侧汇入玛纳斯湖，在玛纳斯湖的西侧与北侧形成了白杨河冲洪积扇和布克尔河冲洪积扇。近一个世纪来，在农业开发与其他人类活动影响下，白杨河及和布克尔河地表径流不能到达玛纳斯湖，玛纳斯湖面的日渐萎缩使玛纳斯湖到石南地区成为宽阔的荒漠及沙漠地区。本项目所在区域水文地质图见图 5.3-1 和区域水文地质柱状图 5.3-2。

③地下水类型，含水层及富水特征

评价区位于准噶尔盆地的腹地，玛纳斯湖东侧的隆起区，出露地层岩性多为第三系粉砂岩、细砂岩，局部地段表层覆盖有厚度较小的第四系洪积、风积堆积层。根据地下水赋存条件、水力性质及水利特征，将评价区内地下水划分为第三系碎屑岩类裂隙孔隙层间承压水，具有双层或多层结构。其中浅层承压水含水层顶板埋深 $<50\text{m}$ ，含水层为第三系粉砂岩、细砂岩；深部承压水含水层的顶板埋深一般 $>100\text{m}$ ，含水层岩性为砂岩、砾质砂岩夹薄层砂质泥岩。根据区内已施工的供水井资料，单井涌水量均在 $500\sim 1000\text{m}^3/\text{d}$ ，属于中等富水。地下水矿化度较高，一般在 10g/L 左右。本项目开采油藏层位在地下 $1600\sim 2100\text{m}$ 范围内，远超出项目区地下水含水层深度。

④地下水补给、径流、排泄条件

受区域水文地质条件控制，评价区浅层承压水主要接受盆地北部山区、山前冲洪积扇地下水、地表径流垂向渗漏补给，同时向深部承压水进行越流补给。浅层地下水的总体径流方向由西北向东南，浅层承压水的径流强度比深部地下承压水的径流强度要大。深部承压水还可能接受盆地南部补给，无论是来自北部和南部的补给，汇集于此的深部承压水径流速度缓慢，几乎处于滞缓状态。由于气候干燥，浅层的地下水由水平运动转化为垂直运动，大量的消耗、蒸发排泄。盆地边缘及河流沿线地下水汇流为盆地中部地下水的主要补给来源，同时，由于各河

流距陆梁地区所在的盆地中部很远,接受补给的地下含水层系主要是第三系或以下含水层,第四系含水层受地下水径流补给的可能性几乎不存在。

油田开发及运营过程中地下水的开采是该区地下水重要的排泄项目,地下水补给丰富或开采量不大时,地下水在该区形成的汇流仍可能以径流方式向深层(盆地中心)排泄。

⑤地下水化学特征

由于越靠近盆地的腹地,气候干燥,地下水补给总体上来源匮乏,蒸发浓缩作用强烈,加之径流速度也缓慢,导致其矿化度逐渐升高、地下水水质逐渐变差,地下水多为半咸水及咸水。区内地下水水化学特征水平方向上变化很小,但在垂向上,无论是矿化度还是水化学类型均存在一定的变化。在垂向上,地下水化学类型由浅部的 Cl-Na 型过渡到 Cl·SO₄-Na 型;浅层承压水矿化度向深层承压水的矿化度逐渐减少,地下水矿化度从 >10000mg/L 变化到 5000~10000mg/L 左右,在石南 21 井区及麦特根哈拉托洛盖一带的浅部地下水矿化度在 10000mg/L 左右,而在陆水 23 号供水井区(井深>400m),矿化度在 7000mg/L 左右。

本区域内有供水意义的水文地质单元极匮乏,属于地下水资源极贫乏区,地下水的形成严格受到山区地下水和地表水的控制,同时受到大气降水的影响,山区地下水资源类型主要是古生界基岩裂隙水,平原区地下水资源类型主要是松散岩类孔隙水、碎屑岩类孔隙水。井区地下水资源总量为 $2.3187 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$,可开采量为 $1.3906 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 。地下水的补给主要来源于山区河流渗漏补给、山前侧向渗漏补给、大气降水直接渗入补给以及水库渠系渗漏补给及田间灌溉补给。地下水埋藏深浅不一,贮藏量不均,流向自东南向西北。水质方面基本上是从东南向西北水质由好变差,潜水埋藏较浅,由淡水逐渐变为咸水,矿化度由低到高。

⑥地下水分布

和布克赛尔蒙古自治县地下水可开采量 $0.78 \times 10^8 \text{m}^3$,因地质条件复杂,开采难度较大,利用量少。地下水根据水理性质及含水层时代划分为第四系孔隙潜水、第三系孔隙潜水和第三系孔隙承压水。

第三系碎屑岩类孔隙水:陆梁油田水源地主要含水层为第三系孔隙承压含水层。承压含水层顶板埋深在 50m~100m,单井涌水量 $100 \text{m}^3/\text{d} \sim 1000 \text{m}^3/\text{d}$,地下

水矿化度一般为 3g/L~10g/L,属半咸水,水化学类型为 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\cdot\text{Na}$ 或 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\cdot\text{Na}\cdot\text{Ca}$ 型水,是本区主要的开采目的层。

第四系松散岩类孔隙水:根据现有调查资料分析,第四系沉积物基本不含水或含少量水,地下水埋深浅则数米,深则数十米,其水质较差,不适于工、农业开发利用。另一方面,大部分地区,地下水位以上,降水入渗后被包气带地层阻隔,短期内形成局部上层滞水,地下水或以毛细水、结合水形式存在。

5.3.2 施工期地下水环境影响分析

本工程施工期对水环境的影响主要为钻井和管线施工对地下水的影响。

5.3.2.1 钻井对地下水的影响

本项目钻井使用水基钻井液,钻井过程中采用套管与土壤隔离,并在套管与地层之间注入水泥进行固井,水泥浆返至地面,封隔疏松地层和水层;表层套管的下土深度可有效保护地下水环境不受污染;钻井目的层与地下水处于不同层系,远远超出本区域地下水含水层深度,钻井废水采用临时罐体收集,按泥浆体系不同阶段用于配制相应体系泥浆,在钻井期间综合利用,不外排。

因此,钻井过程中不会对所在区域地下水产生影响。

5.3.2.2 管线施工对地下水的影响

本工程的管道敷设埋深为-1.7m~-1.8m,在施工过程中的辅料、废料等在降水的淋滤作用下产生的浸出液进入地下含水层,将对地下水造成不同程度的影响,其影响程度决定于下渗量及其饱和地带的厚度、岩性和对污染物的阻滞、吸附分解等自然净化能力。由于本区域降水少,且管道沿线表层土壤有一定的自然净化能力,所以管线施工对地下水的影响很小。因此,正常的管线埋设对地下水造成影响很小。

5.3.3 运营期正常状况下对地下水环境影响分析

5.3.3.1 井下作业废水对地下水的影响

陆梁油田作业区要求井下作业必须采取带罐作业,井下作业废水全部回收,采用专用废液收集罐收集后运至陆梁集中处理站污水处理系统进行处理。

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

5.3.3.2 油田采出水对地下水的影

根据开发方案，本项目采出水进入陆梁集中处理站污水处理系统进行处理，处理达标的净化水用于回注油藏，不外排。

陆梁集中处理站污水处理系统处理规模为 $20000\text{m}^3/\text{d}$ ，目前实际处理量约 $19370\text{m}^3/\text{d}$ ，本项目采出水产生量日最大为 109.1m^3 ，因此陆梁集中处理站可满足本区块新增采出废水处理要求，采出水经联合站处理达标后用于回注油藏，不排入外环境。

5.3.3.3 落地油对地下水的影

本项目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，对落地油必须进行 100% 的回收。本项目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 $0\sim 20\text{cm}$ 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。

综上所述，正常生产状况下，项目施工期和运营期中落地原油不会对地下水环境产生影响，但考虑到长期积累情况下，可能存在影响，应加强收集措施及管理要求，确保落地原油 100% 回收。

5.3.3.4 含油污泥对地下水的影

本项目产生的含油污泥采用专用收集罐收集，收集后暂存至陆梁油田作业区污泥暂存池，定期委托克拉玛依博达环保科技有限公司处置。

陆梁油田作业区污泥暂存池贮存规模为 10665m^3 ，占地面积为 9464m^2 ，污泥暂存池所采取的防渗措施符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中要求，该贮存场不长期贮存含油污泥，克拉玛依博达环保科技有限公司定期对贮存场内危废进行清运处置，同时本项目分批实施，其产生量不会达到最大，贮存场可满足项目需求。不会对当地地下水产生影响。

5.3.3.5 开采前后对地下水流场的影响

本项目油井在施工过程中采用两层套管序列井身结构,采用下套管注水泥固井完井方式进行了水泥固井。根据地下水资料可知,评价区为第三系碎屑岩类裂隙孔隙层间承压水,具有双层或多层结构。其中浅层承压水含水层顶板埋深 $<50\text{m}$,深部承压水含水层的顶板埋深一般 $>100\text{m}$,对潜水层以及承压水层所在地层进行了固封处理,可以确保井壁不会发生侧漏,有效隔离含水层与井内泥浆的交换,有效保护地下水层。因此,项目开采前后不会对项目区域地下水流场产生影响。

5.3.3.6 回注水对地下水的影响

本工程回注的水来自经陆梁集中处理站污水处理系统处理后的水,满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准。

采出净化水回注层位与地下水处于不同层系,远远超出区域地下水含水层的深度。根据项目区水文地质资料可知,项目区地下水有多层分布,主要分为上覆含水层组和供水目的层含水层组,浅层承压水含水层顶板埋深小于 50m ,含水层为第三系粉砂岩、细砂岩;深部承压水含水层的顶板埋深一般大于 100m ,而陆 136 井区处理达标后的采出水回注层位油藏埋深在 $1250\sim 2700\text{m}$,与地下水各含水层处于不同层系,远远超出本区域地下水含水层深度,且回注井在钻井过程中对潜水所在的地层进行了水泥浆固井,在固井质量良好的情况下可以确保井壁不会发生侧漏,且固井深度远远超过了含水层埋深,有效隔离含水层与井内采出液的交换,有效保护地下水层。因此,运营期废水不会对地下水产生不利影响。

5.3.4 事故工况下对地下水的影响分析

5.3.4.1 井漏事故的泥浆对地下水的影响

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

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

本项目采油目的层深约 2340m ,采油目的层与地下水处于不同层系,远远超

出本区域地下水含水层深度。钻井施工过程中采用下套管注水泥固井完井方式进行了水泥固井，对含水层进行了固封处理，可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内泥浆的交换，有效保护地下水层。因此不存在污染地下水的可能，不会对地下水产生影响。

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

5.3.4.2 油水窜层对地下水的污染影响

钻井完井后原油窜层污染（包括生产井的窜层）的主要原因是：①下入的表层套管未封住含水层；②固井质量差；③工艺措施不合理或未实施。因此，为预防污染的发生和污染源的形 成，表层套管必须严格封闭含水层，固井质量应符合环保要求。

由废弃的油井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待油田开发到中后期时，废弃的油井、套管被腐蚀破坏，才可能会对地下水有影响：废弃油井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，加上只封死井口，原油物质失去了释放通道，会通过越流管道进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油层几乎没有多少压力，原油不大可能进入到含水层污染地下水，但这一现象仍应引起重视，评价区内的废弃井应全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水。

5.3.4.3 井喷事故对地下水的污染影响

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

据类比资料显示，井喷污染范围在半径约 300m 左右时，井喷持续时间 2d，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。但从事故井区土壤剖面分析，井喷事故后石油类污染物主要聚集在土壤剖面 1m 以内，石油类污染物很难下渗到 2m 以下，井喷事故对水环境的影响主要表现为对其周围土壤的影响，对地下水体有一定的影响，若及时采取有效措施治理污染，井喷对地下水的影响极小。

5.3.4.4 原油泄漏对地下水的影响

一般泄漏于土体中的原油可以同时向表面溢出和向地下渗透,并选择疏松位置运移。如果有足够多的原油泄漏到疏松的土体中,就有可能下渗至潜水带并在潜水带顶面扩展而形成“油饼”。通常原油泄漏产生的污染物以点源形式通过土壤表层下渗进入地下含水层。因而原油泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于原油的物理性质、泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等因素。

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,进入潜水后,原油将随着地下水运移和衰减。考虑最不利情况,结合项目特征及风险物质特征、装置情况以及项目区水文地质条件,本次评价对泄漏的原油全部经过包气带并进入含水层中进行简单预测分析。渗漏污染物通过饱水包气带全部进入浅层地下水。

由于油品泄漏为偶然事故,符合自然衰减规律,根据《石油类有机物对地下水污染的模拟分析》(葛春等,天津市环境保护开发中心),在常温下,石油类溶解度为 10mg/L,设为石油类在地下水的源强浓度。由于《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准中没有对石油类进行说明,参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III类标准,将石油类污染物浓度标准定为 0.05mg/L。

① 泄漏源强

A. 管线输送全管径泄漏

本项目自动控制系统采用 SCADA 系统,系统采用全线调控中心控制级、站场控制级和就地控制级三级控制方式,并对沿线站场及监控阀室实施远距离的数据采集、监视控制、安全保护和统一调度管理。

经和本工程设计单位充分沟通,并结合建设单位多年来同类管道的运营经验,一旦发生漏油事故,供油及加压泵站立即关闭,管内压力减小,各截断阀可以确保在 30min 内响应并关闭,管道断裂处油品继续泄漏,当与外界压力平衡时,泄漏终止。本次评价以泄漏事故发生至关闭阀门时间 30min 考虑。

管道泄漏时,选取最不利情形即管道断裂进行评价。通常按美国矿业管理部(MMS)管道油品泄漏量估算导则(MMS2002-033)给出的估算模式计算原油的泄漏量,该模式由两部分组成,一部分是阀门关闭后至压力平衡前的泄漏量,

另一部分是关闭阀门前的泄漏量，两项之和即为总泄漏量，计算式为：

$$V_{rel} = 0.1781 \times V_{pipe} \times f_{rel} \times f_{GOR} + V_{pre-shut}$$

式中： V_{rel} —集输管线油品泄漏量，bbl（1 桶=0.14 吨）；

V_{pipe} —管段体积， ft^3 （ $1ft^3=0.0283m^3$ ），按最大计算， r 取 0.025m，长度取 1.0km；

f_{rel} —最大泄漏量，取 0.2；

f_{GOR} —压力衰减系数，取 0.2；

$V_{pre-shut}$ —截断阀关闭前泄漏量，bbl。

其中管道截断阀关闭前泄漏量（ $V_{pre-shut}$ ）计算公式如下：

$$V_{pre-shut} = \frac{Q \times t}{1440}$$

式中： Q —管道流量（标准桶/天），单井产能 8t/d；

t —关闭阀门时间（分钟），取 30min。

根据上述公式计算得出阀门关闭后至压力平衡前的泄漏量 0.494bbl，30min 管道截断阀关闭前泄漏量 1.19bbl，合计 1.684bbl，合计折算原油的泄漏量为 0.236t，按照表层土壤对污染物截留率 90%计算，进入含水层原油为 0.024t。

B.油井套管破损泄漏

假设油井套管破损发生泄漏，本项目单口油井最大产油量为 8t/d，根据陆梁油田作业区多年统计数据，泄漏源强以单井产油量的 10%计，由于油井泄漏不能实时控制，因此，该泄漏是不易被发现的，只能在井下作业时对油井套管检测等措施进行控制，泄漏的原油量为 800kg/d。

②预测因子

选取油田开发项目特征污染物石油类。

③预测模型

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本项目地下水评价等级为二级，含水层的基本参数变化很小，因此可采用解析法进行预测，预测模型选择导则推荐的地下水溶质运移解析法中的一维稳定流动二维弥散点源模型进行预测。由于管线泄漏时可以及时发现并处理，因此按瞬时点源计算。

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

式中：x、y—计算点处的位置坐标；

t—时间（d）；

C(x,y,t)—t 时刻点 x,y 处的示踪剂浓度（g/L）；

M—含水层厚度（m）；

m_M —瞬时注入的质量（kg）；

U—水流速度（m/d）；

n_e —孔隙度，无量纲；

D_L —纵向弥散系数（ m^2/d ）；

D_T —横向 y 方向的弥散系数（ m^2/d ）；

π —圆周率。

④参数选取

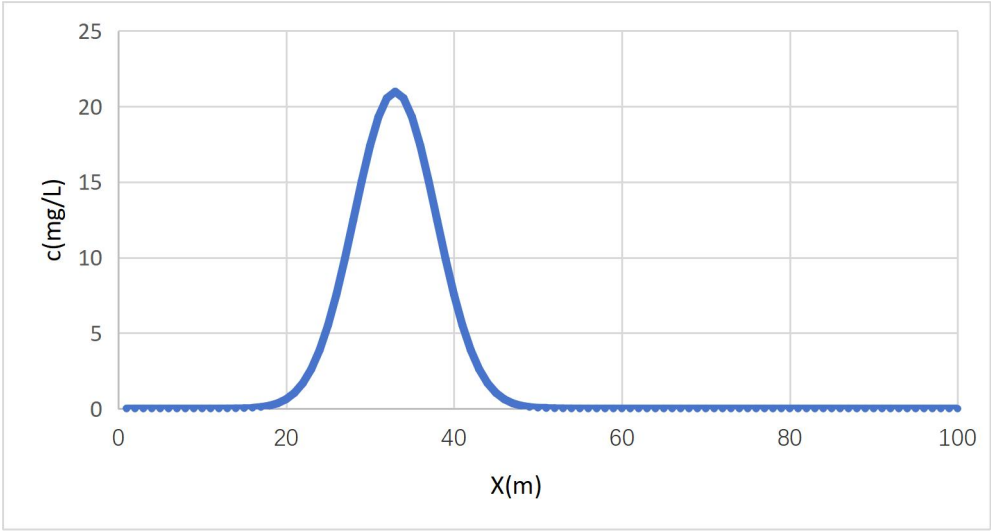
根据水文地质资料，模型中所需参数选取见表 5.3-1。

表 5.3-1 模型所需参数一览表

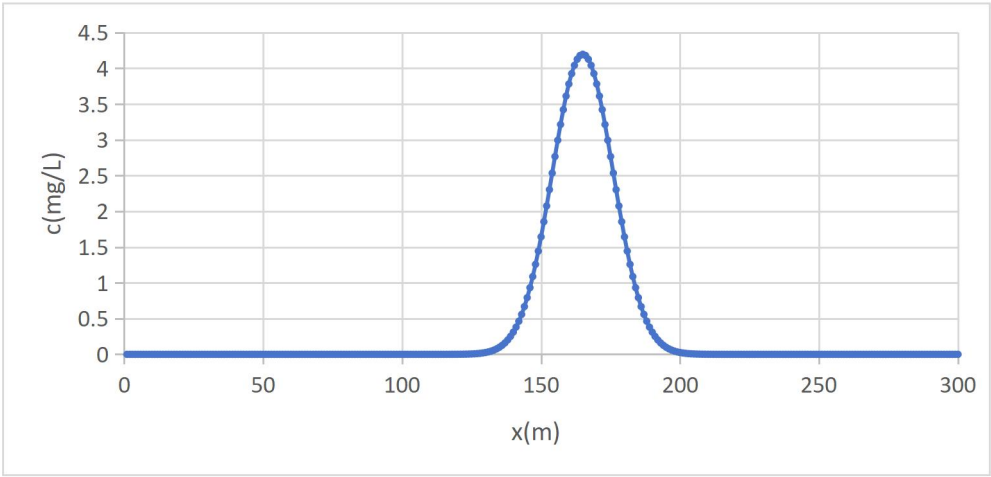
序号	参数符号	参数名称	集输管线参考数值	油井套管破损
1	m_M	瞬时注入的质量	24kg	800kg
2	t	时间	100d、500d、1000d	100d、500d、1000d
3	M	含水层厚度	80m	80m
4	u	水流速度	0.33m/d	0.33m/d
5	D_L	纵向弥散系数	0.12 m^2/d	0.12 m^2/d
6	D_T	横向 y 方向的弥散系数	0.012 m^2/d	0.012 m^2/d
7	n_e	有效孔隙度	0.3	0.3

（4）预测结果

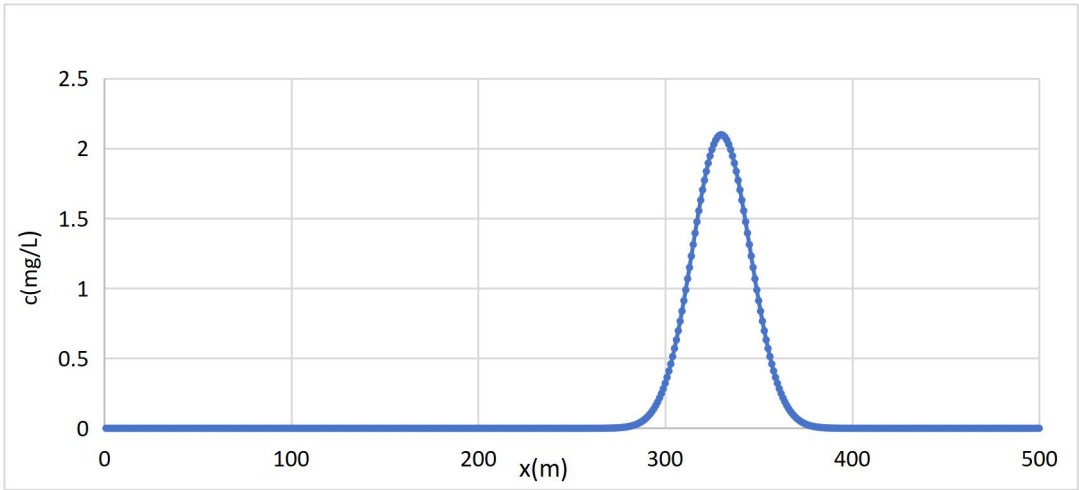
当单井管线发生全管径泄漏及油井井壁破裂发生泄漏时，石油类物质经过 100d、500d 和 1000d 后在地下水中的扩散结果分别见图 5.3-3～图 5.3-4。



泄漏 100d 石油类浓度随距离的变化关系

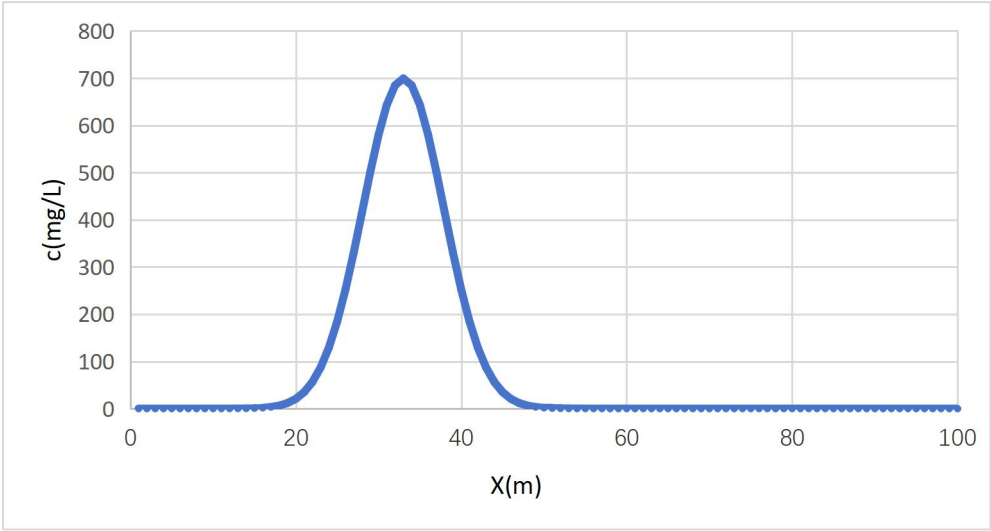


泄漏 500d 石油类浓度随距离的变化关系

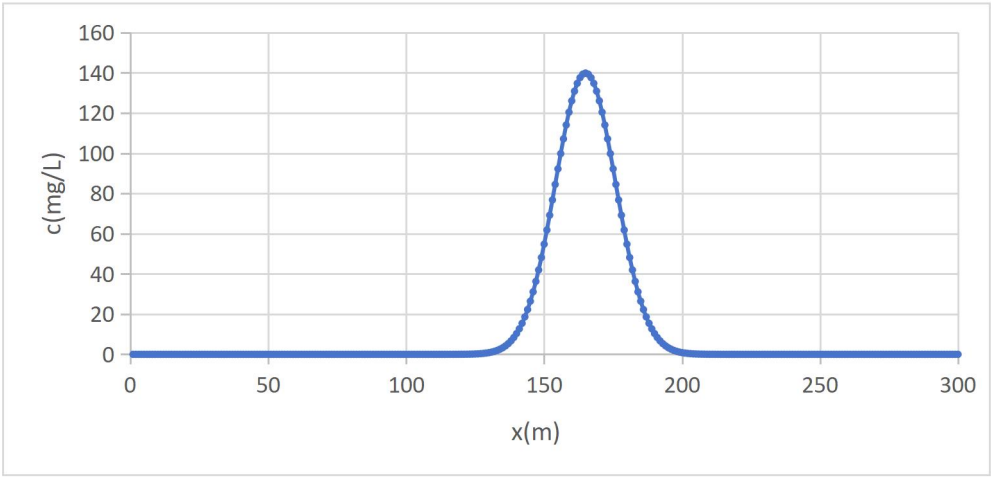


泄漏 1000d 石油类浓度随距离的变化关系

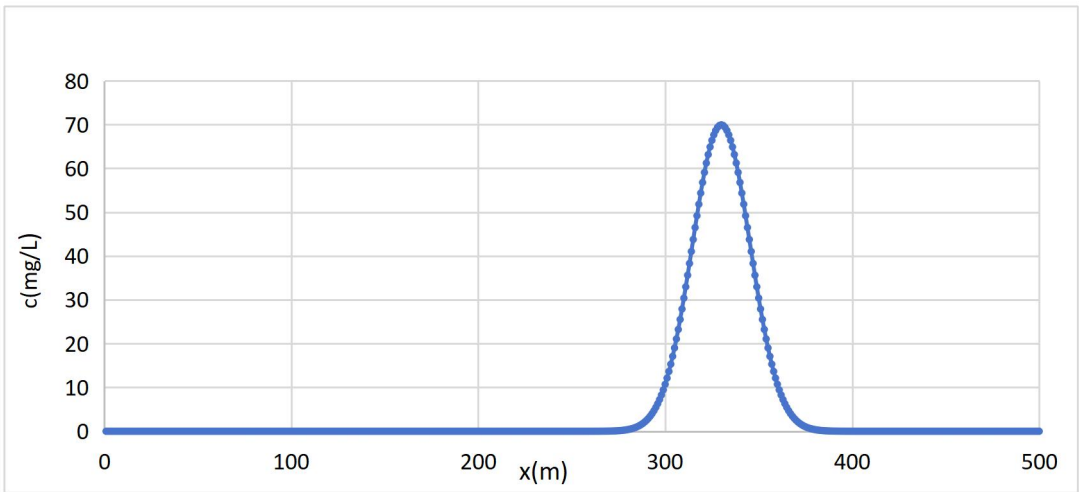
图 5.3-3 输送管线发生泄漏时石油类浓度随距离的变化关系



泄漏 100d 石油类浓度随距离的变化关系



泄漏 500d 石油类浓度随距离的变化关系



泄漏 1000d 石油类浓度随距离的变化关系

图 5.3-4 油井套管破损发生原油泄漏时石油类浓度随距离的变化关系

从预测结果可知：随着时间的增加，污染范围有所增加，输送管线发生全管径泄漏和油井套管发生破损后 100d、500d 和 1000d 的污染物最大浓度对应运移

距离分别为 33m、165m、330m。随着时间增加，污染范围有所增加。

根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》(岳战林等, 009), 土壤中原油基本上不随土壤水上下移动, 毛细管作用也不活跃。石油对土壤的污染仅限于 20cm 表层, 只有极少量的落地油最多可下渗到 20cm。本项目区域浅层地下水深度在 10m 以下, 泄漏的原油进入地下水的概率很小。当发生泄漏事故后, 在采取及时堵漏等风险应急措施的情况下, 泄漏的原油虽然可能会对潜水含水层产生一定的影响, 但受承压水隔水顶板的保护作用, 基本不会对承压水含水层产生影响。

要求建设单位定期对设备进行检修, 将事故发生的概率降至最低, 发生泄漏后做到及时发现、及时处理, 彻底清除泄漏油品及被污染的土壤。

综上, 在发生泄漏后采取相应的措施后不会对地下水环境产生大的影响。

5.3.5 地下水环境影响评价结论

运营期产生的井下作业废水拉运至陆梁集中处理站污水处理系统处理, 采出水管输至陆梁集中处理站污水处理系统处理, 处理达标后用于回注油藏, 不外排; 管道的选材有效防止管线腐蚀穿孔, 防止管道泄漏等事故的发生; 正常情况下不会对地下水环境产生影响。

运营期间对地下水可能产生不利影响的主要是突发事件, 包括集输管线、缓冲罐发生原油泄漏, 若及时采取有效措施治理污染, 避免对地下水污染。综上所述, 本工程运营期只要建设方严格按照拟定的环保措施进行, 对生产废水进行妥善处置, 对地下水环境造成的影响很小。

5.4 声环境影响分析与评价

5.4.1 施工期声环境影响分析

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

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

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

式中： $L_p(r)$ —距离声源 r 处的倍频带声压级；

$L_p(r_0)$ —参考位置 r_0 处的倍频带声压级；

r —预测点距离声源的距离（m）；

r_0 —参考位置距离声源的距离（m）；

预测结果见表 5.4-1。

表 5.4-1 距钻井井场场界不同距离处的噪声预测值

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

由预测结果可以看出：

（1）钻井过程中所产生的噪声会对周围一定区域造成影响。昼间距离井场 10m 处，夜间 50m 处噪声值可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中昼间 70dB（A），夜间 55dB（A）的要求。

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

5.4.2 运营期声环境影响分析

本工程运营期噪声污染源主要为井场的各类机泵、井下作业设备噪声和交通噪声。

（1）预测源强

项目噪声源主要为井场机泵、井下作业，对运营期井场厂界噪声进行预测。单井机泵噪声源强在 60~90dB（A）之间，设备选用低噪设备，并采取基础减振等措施，衰减量按 25dB（A）计，其运行噪声不高于 70dB（A）。项目工程

主要噪声源强见表 5.4-2。

表 5.4-2 项目主要噪声源强情况表（单位：dB(A)）

序号	位置	声源源强	空间相对位置 (m)			声源源强 dB(A)	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	单井井场	10 型抽油机	15	12.5	10	75~80	采用低噪声设备，局部加装隔声罩	间断
2	2 井式井场	10 型抽油机	20	12.5	10	75~80	采用低噪声设备，局部加装隔声罩	间断
3	交通噪声	巡检车辆	-	-	-	60~90	限制车速、定期维护保养和禁止鸣笛等	间断

(2) 预测评价标准

项目所在区域声环境功能区属于 2 类区。拟建项目东、西、南、北厂界噪声均执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准，即昼间 60dB(A)，夜间 50dB(A)。

(3) 预测模式

本工程井场噪声源主要为井场的机泵和井下作业噪声，井场四周未设围栏，是开放式的，故只考虑传播距离引起的衰减，鉴于声源到厂界预测点的传播距离远大于声源长度，各噪声源均按点源计。计算模式采用《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4-2021）中所推荐的预测模式，计算公式如下：

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

式中： $L_A(r)$ ——距声源 r 处的 A 声级；

$L_A(r_0)$ ——参考位置 r_0 处的 A 声级；

r ——预测点距声源距离，m；

r_0 ——参考位置距声源距离，m。

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

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

式中：

T——计算等效声级的时间；

N——为室外声源个数；

M——为等效室外声源个数。

预测点的预测等效声级（ L_{eq} ）计算公式：

$$L_{eq} = 10 \lg(10^{0.1L_{eqg}} + 10^{0.1L_{eqb}})$$

式中： L_{eqg} ——建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB(A)；

L_{eqb} ——预测点的背景值，dB(A)。

(4) 预测结果

项目建成后，正常工况下，井场场界噪声预测结果见表 5.4-3。

表 5.4-3 厂界噪声影响预测结果 单位：dB(A)

预测点编号	测点位置	固定声源距厂界距离/m	贡献值	现状监测值		预测值		评价标准	达标情况
				昼间	夜间	昼间	夜间		
单口井	东侧外 1m	12.5	38.1	46	40	46.7	42.2	昼间 60, 夜间 50	达标
	南侧外 1m	15	36.5	46	40	46.5	41.6		
	西侧外 1m	12.5	38.1	46	40	46.7	42.2		
	北侧外 1m	15	36.5	46	40	46.5	41.6		
2 井式井场	东侧外 1m	12.5	41.1	47	38	48.0	42.8		
	南侧外 1m	15	39.5	47	38	47.7	41.8		
	西侧外 1m	12.5	41.1	47	38	48.0	42.8		
	北侧外 1m	15	39.5	47	38	47.7	41.8		

由预测结果可知，运营期项目区厂界四周噪声值满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准要求，工程实施后不会对周围声环境产生明显影响。

(5) 声环境影响评价自查表

声环境影响评价自查表详见表 5.4-4。

表 5.4-4 声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目		
评价等级与范围	评价等级	一级 ☐	二级 ☒	三级 ☐
	评价范围	200m ☒	大于 200m	小于 200m
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级 ☒	最大 A 声级 ☐	计权等效连续感觉噪声级 ☐
评价标准	评价标准	国家标准 ☒	地方标准 ☐	国外标准 ☐

准							
现状评价	环境功能区	0 类区 ☐	1 类区 ☐	2 类区 ☒	3 类区 ☐	4a 类区 ☐	4b 类区 ☐
	评价年度	初期 ☒		近期 ☐	中期 ☐		远期 ☐
	现状调查方法	现场实测法 ☒ 现场实测加模型计算法 ☐ 收集资料 ☐					
	现状评价	达标百分比			100%		
噪声源调查	噪声源调查方法	现场实测 ☐ 已有资料 ☒ 研究成果 ☐					
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型 ☒ 其他 ☐					
	预测范围	200m ☒ 大于 200m 小于 200m					
	预测因子	等效连续 A 声级 ☒ 最大 A 声级 ☐ 计权等效连续感觉噪声级 ☐					
	厂界噪声贡献值	达标 ☒ 不达标 ☐					
	声环境保护目标处噪声值	达标 ☒ 不达标 ☐					
环境监测计划	排放监测	厂界监测 ☒ 固定位置监测 ☐ 自动监测 ☐ 手动监测 ☐ 无监测 ☐					
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子：（无）		监测点位数（0）		无监测 ☒	
评价结论	环境影响	可行 ☒ 不可行 ☐					

5.4.3 声环境影响评价小结

项目区施工期的这些噪声均为暂时性的，只在短时期对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

项目运营期噪声污染源主要为各类机泵及运输车辆噪声。经预测，运营期噪声源对背景噪声的贡献较小，厂界四周噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准限值要求，且本项目位于戈壁荒漠，周边 200m 范围内无固定居民居住，故在运营期间本项目不会产生扰民现象，运营期噪声影响属于可接受范围内。

5.5 固体废物影响分析

油田开发过程中产生的固体废物主要为：①施工期钻井过程中产生的钻井岩屑、施工弃土、机械设备废油、废弃防渗膜、焊接废渣和少量的建筑垃圾及施工生活垃圾等；②运营期产生的含油污泥、落地原油、清管废渣、废润滑油和废弃防渗膜等。

5.5.1 施工期固体废物影响分析

(1) 钻井岩屑

岩屑经不落地系统收集暂存在水基岩屑暂存罐内，交由岩屑处置单位处理，经检测符合《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）中要求，可进行综合利用。

(2) 机械设备废油、废弃防渗膜

在油气井钻井过程中，井筒液柱压力大于地层孔隙压力（有时甚至低于地层孔隙压力），严禁地层流体进入井筒，因此钻井过程中无液体伴随井筒回到地面。项目钻井设备、试采设备、泥浆罐、储油罐下铺设 HDPE 土工膜，同时 HDPE 土工膜敷设外延 0.5m 以上，以防止落地油污染土壤环境，因此正常工况不会产生落地油。

施工期间使用的机械设备运行过程中需进行维护、保养、维修等工作，以使其能正常运转，此过程中将产生少量的废油，如废润滑油、废机油、废弃防渗膜等，委托具有危险废物运输及处理资质的单位进行处置。

(3) 施工土石方：施工土方在管线及输电线路杆塔施工结束后全部用于回填管沟及场地平整，并实施压实平整水土保持措施。本项目不设置集中弃土场。

(4) 焊接废渣：项目在管道焊接作业中会产生少量废焊条、焊渣等，在每个焊接作业点配备铁桶或纸箱，废弃物直接放入容器中，施工结束后集中回收处置。

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

(6) 施工生活垃圾：项目建设施工期施工人员的生活垃圾利用垃圾箱（桶）收集，清运至陆梁油田生活垃圾填埋场进行卫生填埋。

综上，只要加强管理，并严格按照本评价提出的防范措施妥善处置施工期产生的固体废物，不会对周围环境产生明显影响。

5.5.2 运营期固体废物影响分析

（1）含油污泥

该废物来自联合站内压裂返排液除油预处理装置以及检修清罐等工艺。对照《国家危险废物名录（2025 年版）》，含油污泥危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物中 071-001-08 石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚。含油污泥由专用运输车辆进行运输、转移，并严格按照《危险废物转移管理办法》（生态环境部、公安部、交通运输部令第 23 号），实施危险废物转移管理制度。本工程产生的含油污泥采用专用收集罐收集，收集后暂存至陆梁油田作业区污泥暂存池，定期委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司或其他有危废处置资质单位接收处置，基本不会对环境产生不利影响。

（2）落地原油

本项目运营期井下作业、修井作业时会产生落地原油。经调查，井下带罐作业，井口排出物全部进罐，运营期修井作业时用防渗膜铺垫井场，做到原油 100% 不落地，落地原油收集后拉运至陆梁集中处理站原油处理系统处置。

（3）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。

（4）废润滑油

运营期井架及井下作业时各类机械设备需要定期保养和维护，会产生一定量的废润滑油，废润滑油成分为矿物油与原油成分相似，可进入陆梁集中处理站原油处理系统处置。

（5）废弃防渗膜

项目运营期井下作业时，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，平均重复利用 1-2 年。更换破损后的废弃防渗膜布属于危险废物，不在井场贮存，委托有危险废物处置资质的单位拉运处置。

综上，通过采取切实可行的措施，并加强管理，本项目运营期的固体废物不会对周围环境产生影响。

5.5.3 危险废物影响分析

5.5.3.1 危废收集过程影响分析

本工程运营期产生的危废按照《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》相关要求收集、运输，并按要求填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。危险废物在按照规范要求收集的情况下，对环境的影响很小。

5.5.3.2 危废运输过程影响分析

本工程运营期产生的危险废物委托有危险废物运输资质的单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程应符合《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)中的相关要求：

建设单位应按照《危险废物产生单位管理计划制定指南》中规定，编制危险废物管理计划。危险废物转移前向环保主管部门报批危险废物转移计划，经批准后，向环保主管部门申请并进行网上申报，并在转移前三日内报告移出地环境保护行政主管部门，并同时于预期到达时间报告接受地环境保护行政主管部门。同时，危险废物装卸、运输应委托有资质单位进行，编制《危险废物运输车辆事故应急预案》，杜绝包装、运输过程中危险废物散落、泄漏的环境影响。本项目危废暂存间由专业人员操作，单独收集和贮运，严格执行转移联单管理制度及国家和省有关转移管理的相关规定、处置过程安全操作规程、人员培训考核制度、档案管理制度、处置全过程管理制度等，并制定好危险废物转移运输途中的污染防治及事故应急措施，严格按照要求办理有关手续。

运输原则上采用陆路运输，运输应按相关管理部门批准的线路和时间段行驶，选择合理的运输路线，运输线路尽可能避开居民聚居点、水源保护区、名胜古迹、风景旅游区等环境敏感区，尽量避开上下班高峰期。减少运输对环境的影响。

综上，项目各类危险废物分开收集和运输，符合《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)要求。

5.5.4 退役期固体废物影响分析

油井退役后地面设施拆除、井场清理等工作会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣，对这些废弃管线、残渣将进行集中清理收集后外运。

地面设施拆除、井场清理等工作过程中被原油污染的土壤或油渣等危险固废，交由有资质的单位进行无害化处置，不会对周围环境产生影响。

5.6 土壤环境影响分析

5.6.1 施工期土壤环境影响分析

对土壤质量的影响主要为人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废弃物污染影响。

5.6.1.1 人为扰动对土壤的影响

油田开发过程中，不可避免地要对土壤进行人为扰动，主要是管道沟埋大面积开挖和填埋土层，翻动土壤层次并破坏土壤结构。

在自然条件下，土壤形成了层状结构，表层是可以生长适宜的植被。土壤层次被翻动后，表层土被破坏，改变土壤质地。管道开挖和回填过程中，会对其土壤原有层次产生扰动和破坏，影响原有熟化土的肥力。在开挖的部位，土壤层次变动最为明显。

根据国内外有关资料，管道工程对土壤养分的影响与土壤的理化性质和施工作业方式密切相关。在实行分层堆放，分层覆土的措施下，土壤的有机质将下降 30%~40%，土壤养分将下降 30%~50%，其中全氮下降 43%左右，磷素下降 40%，钾素下降 43%。这说明即使是对表土层实行分层堆放和分层覆土，管道工程也难以保障覆土后表层土壤养分不被流失。

5.6.1.2 车辆行驶和机械施工对土壤的影响

在施工中，车辆行驶和机械作业时机械设备的碾压、施工人员的踩踏等都会对土壤的紧实度产生影响。机械碾压的结果使土壤紧实度增高，地表水入渗减少，土壤团粒结构遭到破坏，土壤养分流失，不利于植物生长。各种车辆（尤其是重型卡车）在荒漠上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为沙地。井场和管道的施工场地等都存在这种影响。

5.6.1.3 水土流失影响

油田工程建设对当地水土流失影响的方式包括扰动、损坏、开挖及破坏原地貌、地表土壤结构及植被。工程施工及占地呈线状分布，所造成的水土流失因管线所经过的区域不同而不同。建设期间，开挖管沟、土方排放、机械作业人员活动等都会加剧水土流失。

施工车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，使风蚀荒漠化的过程加剧；在管线的敷设过程中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量。临时占地范围内的土壤地表表层遭到破坏，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大，这种影响在短时间内不会完全恢复。但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。油田各种管道的敷设均采用明沟开挖方式，管沟开挖土方在管道一侧临时堆放。施工期内，管沟边堆起一道临时土垄，在大风状态下易发生风力侵蚀，即使在堆土回填后风蚀量会有所减少，但地表仍为疏松地带，需要一个较长的恢复阶段。

5.6.1.4 施工期污染影响途径

项目建设活动中产生的废气和废渣等典型污染物质，会对土壤产生严重负面影响。主要以占用和污染两种方式污损土壤。

污染影响形式为大气沉降、地面漫流和垂直入渗。

建设期大气污染主要为施工扬尘和机械设备排放的尾气，而施工扬尘对环境的影响最为明显。由于施工场地设置围栏、洒水抑尘、覆盖防尘、限制车速、保持施工场地洁净、避免大风天气作业等防尘措施，且施工场地已经干化结实，起尘量很小。因此，本项目施工期产生的扬尘不会对土壤环境造成影响。

建设期固体废物主要为土地平整和施工产生的弃土，不含重金属和无机物、挥发性有机物、半挥发性有机物，弃土用于周边井场平整，因此本项目施工期产生的弃土不会对土壤环境造成影响。

5.6.2 运营期土壤环境影响分析

5.6.2.1 环境影响识别

(1) 项目类型

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），拟建工程采油井场等地面设施属于I类项目，单井出油管线属于II类项目。

(2) 影响类型及途径

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

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

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

表 5.6-1 建设项目土壤环境影响类型与影响途径表

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

(3) 影响源及影响因子

1) 污染影响型

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

表 5.6-2 污染影响型土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	污染途径	特征因子	备注
-----	------	------	----

井场管线连接处	垂直入渗	石油烃	事故工况
---------	------	-----	------

2) 生态影响型

考虑最不利情况,集输管道破裂以及采出水暂存池泄漏导致其中含盐液体进入表层土壤中,造成土壤中盐分含量有一定程度的升高。本次评价选择盐分含量作为代表性因子进行预测。

表 5.6-3 生态影响型土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	污染途径	特征因子	备注
集输管道	漫流	盐分含量	事故工况

5.6.2.2 正常情况下对土壤环境的影响

本项目污染土壤的途径主要为液体物料、废水输送及处理过程中发生跑冒滴漏,渗入土壤对土壤产生影响危害土壤环境。

本项目生产过程中液体物料配制过程中均为密闭管路连接,不会出现溢出和泄漏情况,实现可视可控,且在管线上做好标识,如若出现泄漏等事故情况,可及时发现,及时处理。

综上,本项目从源头控制液体物料、废水泄漏,同时采取可视可控措施,若发生泄漏可及时发现,对收集泄漏物的管沟、应急池等采取各项防渗措施,通过采取以上措施,液体物料、废水、废液等进入土壤的量很少,不会对周围土壤环境产生明显影响。

5.6.2.3 非正常工况下污染影响型土壤环境影响分析

1) 井喷对土壤环境的影响分析

井喷是油田开发过程中的意外事故,钻井和井下作业中均可能发生井喷。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污染。

井喷持续时间越长,对土壤造成的污染越严重。《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》中表明:岳战林对从新疆吐哈油田采集的风沙土、棕漠土、龟裂土、林灌草甸土、盐土均进行了土柱实验,结果证明风沙土、棕漠土渗透性较好,龟裂土、林灌草甸土渗透性很弱,盐土的渗透性非常小;风沙土颗粒较粗、结构较松散、孔隙比较大,向风沙土内输入石油类物质 100d 后,石油

类集中分布在 0~20cm 表层土壤内，0~5cm 土壤截留了约 90%以上的输入原油，由此可以推断其他颗粒较细、质地比较黏重的土壤类型，如盐土、林灌草甸土、龟裂土等，对石油类的截留作用更大，在相同实验条件下，石油类污染物在这些土壤中则更不易下渗迁移，其下渗迁移范围也不超过 20cm。

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，2009）中的实验结果，土壤中原油基本上不随土壤水上下移动，毛细管作用也不活跃。石油对土壤的污染仅限于 20cm 表层土壤，只有极少量的落地油最多可下渗到 20cm，对地表 20cm 以下深度的土壤影响不大。

2) 集输管线泄漏对土壤环境的影响分析

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

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

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

本次评价采用类比法对土壤影响进行分析，由于陆 136 井区开发年限较短，故本次收集距离本项目较近的陆 11 井区现有监测结果作为类比对象。本次收集了《陆梁油田陆 11 井区侏罗系西山窑组油藏开发工程（第一批）竣工环境保护验收调查报告》中土壤质量现状监测数据进行定性分析，根据陆 11 井区已开发多年，且近年来实际生产运行过程均未发生泄漏事故，根据验收监测结果可以说油田开发对土壤造成的污染影响，详见下表。

表 5.6-4 陆 11 已实施井场、站场土壤质量监测结果一览表 单位：mg/kg

监测因子		汞	砷	铜	铅	镍	镉	六价铬	石油烃 C ₁₀ -C ₄₀	pH	挥发酚
LU1614	井场内	0.605	4.11	12	1.8	13	0.02	ND	52	8.72	ND
	井场外 10m	0.629	4.27	9	2.0	12	0.03	ND	26	8.81	ND
	井场外 20m	0.587	3.97	12	2.2	9	0.03	ND	82	8.57	ND
	井场外 30m	0.700	4.53	8	2.2	9	0.03	ND	27	8.52	ND
LU1609	井场内	0.634	3.84	7	2.6	13	0.05	ND	26	8.70	ND
	井场外 10m	0.568	3.69	6	2.3	13	0.11	ND	86	8.64	ND
	井场外 20m	0.582	3.87	9	3.6	10	0.07	ND	89	8.72	ND

陆 11 井区 1 号多通 阀站	井场外 30m	0.566	2.99	9	2.8	11	0.05	ND	128	8.42	ND
	井场内	0.608	4.27	8	2.2	9	0.07	ND	116	8.31	ND
	站场外 10m	0.675	3.92	7	1.6	15	0.11	ND	82	8.46	ND
	站场外 20m	0.470	4.05	7	3.0	17	0.26	ND	82	8.42	ND
	站场外 30m	0.653	4.11	9	3.3	13	0.14	ND	81	8.65	ND
标准限值		38	60	18000	800	900	65	5.7	4500	/	/
达标情况		达标	达标	达标	达标	达标	达标	达标	达标	/	/
备注		低于检出限的用“ND”表示；pH 无量纲。									

根据类比可知，监测结果显示土壤中石油烃监测值均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值要求。说明正常工况下，不会有泄漏情况发生，也不会对土壤环境造成影响。

因此，在项目建设过程中须做好相关防渗措施，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。

5.6.2.4 非正常工况下生态影响型土壤环境影响分析

考虑事故状态下，单井集输管道破裂后，采出液进入表层土壤中，单井集输管道在井场设置有压力和远传信号，当发生管道破裂时，在 1 天内排查到泄漏点并进行封堵。初步估算，发生泄漏到封堵，预计从单井集输管道中泄漏的采出液量为 20.55m³。采出液中的 HCO₃⁻为 3888.14mg/L，则估算进入土壤中的盐分含量为 110019.12g。

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

（1）单位质量土壤中某种物质的增量

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

式中：ΔS——单位质量表层土壤中某种物质的增量，g/kg；

I_s ——预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量，g；

L_s ——预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量，

g；

R_s ——预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量, g;

ρ_b ——表层土壤容重, kg/m^3 ;

A ——预测评价范围, m^2 ;

D ——表层土壤深度, 一般取 0.2m, 可根据实际情况适当调整;

n ——持续年份, a。

(2) 单位质量土壤中某种物质的预测值

$$S = S_b + \Delta S$$

式中: S ——单位质量土壤中某种物质的预测值, g/kg ;

S_b ——单位质量土壤中某种物质的现状值, g/kg 。

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

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

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

5.6.2.5 土壤环境自查表

本项目土壤环境自查表见表 5.6-5。

表 5.6-5 土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况	备注
影响识别	影响类型	污染影响型 ☐ ; 生态影响型 ☐ ; 两种兼有 ☒	
	土地利用类型	建设用地 ☒ ; 农用地 ☐ ; 未利用地 ☐	/
	占地规模	(9.72) hm^2	
	敏感目标信息	敏感目标 ()、方位 ()、距离 ()	
	影响途径	大气沉降 ☐ ; 地面漫流 ☐ ; 垂直入渗 ☒ ; 地下水位 ☐ ; 其他 ()	
	全部污染物	石油烃、盐分含量	
	特征因子	石油烃、盐分含量	
所属土壤环境		I 类 ☒ ; II 类 ☒ ; III 类 ☐ ; IV 类 ☐	

	影响评价类别					
	敏感程度	敏感 ☐ ; 较敏感 ☒ ; 不敏感 ☐				
评价工作等级		一级 ☐ ; 二级 ☒ ; 三级 ☒				
现状调查内容	资料收集	a) ☐ ; b) ☐ ; c) ☐ ; d) ☐ ;				
	理化特性					同附录 C
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	点位布置图
		表层样点数	5	6	0~20cm	
		柱状样点数	3	0	在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样	
	现状监测因子	(GB36600-2018)表 1 中 45 项因子和表 2 中石油烃和 pH 值, 共 47 项				
现状评价	评价因子	GB36600-2018 表 1 中的基本项目 (45 项)+pH 值、石油烃				
	评价标准	GB15618 ☒ ; GB36600 ☒ ; 表 D.1 ☐ ; 表 D.2 ☐ ; 其他 ()				
	现状评价结论	各监测点各监测项目均满足 GB 15618-2018 和 GB36600-2018 中筛选值				
影响预测	预测因子	石油烃、盐分含量				
	预测方法	附录 E ☐ ; 附录 F ☐ ; 其他 (类比法)				
	预测分析内容	影响范围 (土壤表层 0~30cm) 影响程度 (输油管线持续渗漏 200 天的情况下, 不同深度观测点在预测期内未超过第二类用地筛选值)				
	预测结论	达标结论: a) ☐ ; b) ☐ ; c) ☐ 不达标结论: a) ☐ ; b) ☐				
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 ☐ ; 源头控制 ☒ ; 过程防控 ☒ ; 其他 ()				
	跟踪监测	监测点数	监测指标		监测频次	
		2 (单井)	石油类		1 次/5 年	
	信息公开指标					
评价结论		采取环评提出的措施, 影响可接受				
注 1: “ ☐ ”为勾选项, 可√; “()”为内容填写项; “备注”为其他补充内容。 注 2: 需要分别开展土壤环境影响评价工作的, 分别填写自查表。						

5.7 生态环境影响分析

5.7.1 生态环境影响因素及类型

本项目开发过程包括钻井工程、油田开采工程、井下作业、油气集输及相应的配套设施建设。除井场和塔杆为永久性占地外, 其他均为临时性占地。该建设工程在施工期对生态环境影响较大, 运行期一般影响较小。其对生态环境的影响主要表现为占用土地、改变土地利用性质、破坏植被, 即打破了地表的原有平衡

状态。若恢复治理措施不当，失去地表植被保护的土壤，在强风力的作用下可能发生风力侵蚀，造成表层土壤的丧失。项目区域的植被主要为梭梭、白梭梭等荒漠植被。

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

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

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

(3) 影响方式主要发生在施工期，施工结束后可逐步恢复。

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

表 5.7-1 项目不同开发阶段对生态环境的影响

开发建设阶段		生态环境影响
施工期	井场建设	地表植被破坏
	设备运输	野生动物
	土方开挖	地表植被破坏
	管道敷设	地表植被破坏
	电力线架设	地表植被破坏
	井喷事故	土壤、植被
运营期	井场	——
	站场	——
	管道事故	土壤、植被
	汽车运输及巡检	野生动物
退役期	井场	——
	站场	——
	集输管线	——

5.7.1.1 生态环境影响类型

(1) 占地对地表土壤、植被影响

钻井、运输、地面工程建设要侵占土地、破坏植被，改变原有生态系统结构和功能。

施工期间工程建设对生态环境的影响属于高强度、低频率的局地性破坏。钻井施工、管线铺设作业本身要占用大面积的土地，机械、运输车辆碾压、人员践

踏、材料占地、土体翻出埋放地表等活动占用的土地面积远远超过工程本身。这些占地属暂时性影响，使植被遭到破坏、被铲除，野生动物受惊吓和驱赶，破坏了原有生态环境的自然性。

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

（2）污染物排放对生态环境的影响

油田开发是一个复杂的系统工程，由于各环节的工作内容多、工序差别大、施工情况多样、设备配置不同，所形成的污染源类型和源强也不同，其情形较为复杂。主要污染源集中在钻井工程、油田开采工程、井下作业工程、油气集输和处理工程，其污染源分布广、排放源强小，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。

（3）系统重建

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

5.7.1.2 生态环境影响因素

环境影响因素识别实际上是对主体（开发建设项目）的识别，包括主要工程和辅助工程。对于本项目来讲，主要从油田开发工程（钻井、地面设施建设、配套设施等）、油田内部油气集输管道工程等诸多方面分析环境影响因素。

（1）钻井

本项目共部署井数 6 口采油井和 2 口注水井，井场的平整会产生土方；钻井过程中废物的排放、钻井机械的运输等施工活动均可对地表原生结构造成破坏，对生态环境带来不利影响。在井场选址过程中，应尽量选择动土作业量小的地段，

场地平整所产生的土方随地势进行处置，尽可能填入低洼地带；井场材料整齐堆放，严格管理，不得随地洒落，完井后全部回收外运；施工机械划定运行线路，不得随意开行便道，以减少对地表原生结构的破坏。各种措施的采用，可有效减轻钻井过程对生态环境的影响。

（2）管线

管道敷设过程中的地沟挖掘、下管及填埋过程中，对生态环境的影响主要是对土地的占用、对原生地表及管沟开挖范围内土层结构的破坏。本项目管线选线尽量避开植被茂密地带，并减少新开辟管沟，降低环境影响，符合生态环境保护要求。本项目新建各类管线（均为油田内部集输管网）5.9km，施工期结束后，这种影响将随即消失，受影响的地表将在一定时期内逐步恢复到原生状态。

（3）地面构筑物的修建

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

生态环境影响因素见表 5.7-2。

表 5.7-2 生态环境影响因素

工程活动	主要影响
钻井工程	1、永久占地改变土地的使用功能。 2、钻前施工过程对井场周围植被和土壤产生不利影响。
开挖管沟	1、工程扰动使土壤结构、组成及理化特性发生变化。 2、开挖过程对周边植被造成破坏。 3、土方处置不当加剧风蚀。
地面构筑物建设	1、永久占地改变土地的使用功能，使未利用土地得以利用。 2、施工过程对四周植被和土壤产生不利影响。

5.7.1.3 生态环境影响程度

工程建设对生态环境影响程度主要指所造成的影响是否可逆和可恢复。

（1）永久性占地区域

井场、构筑物等永久性占地对生态环境（地表土壤及植被）的影响是不可逆的，改变了土地原有的利用方式及土地利用价值。

管道铺设占地区域的生态环境影响为临时性影响，在管道敷设完成后对其上

部占地区域进行平整、恢复原貌，其生态影响可逐步得以恢复。

(2) 临时性占地区域

施工完成后，当施工地的土壤质地及地形条件适于植被生长，在土壤保水能力较强、有水分保持的地段（如冲沟两侧、低洼地段），被破坏的土壤表层结构和植被可以很快得到自然恢复。但在自然环境水分条件较差的区域，生态环境自然恢复的速度十分缓慢。

5.7.2 施工期生态环境影响分析

5.7.2.1 工程占地影响分析

拟建工程永久占地主要为井场和电力线路基座，占地面积为 5154m²，占地类型为沙地。其建设使土地利用功能发生变化，使土地使用功能永久地转变为工矿用地，改变了其自然结构与功能特点。拟建工程井场较为分散且占地面积较小，工程永久占地对沿线地区的现有土地利用状况影响较小。

工程临时占地主要为临时用地为井场施工、管沟开挖和电力线路施工压占等。根据占地类型统计，项目占用的土地类型为沙地，临时占地面积为 92046m²。从宏观整体区域看，施工活动和工程占地在区域范围内并呈点线状分布，项目临时占地面积较小，不会对该区域的土地利用结构造成较大改变。管道工程施工完毕后，对施工临时占地进行恢复，对土地利用的影响也会逐渐消失。

5.7.2.2 对植被的影响分析

本项目钻井工程、集输管道建设是造成植被破坏的主要原因，其中以钻井工程和管道建设的影响最为显著。

(1) 工程占地对植被的影响及生物量损失

油田开发过程中的占地包括井场、管道等占地，对植被的影响主要表现在施工期，主要影响形式是对土地的占用以及施工阶段清场过程中对地表植被的清理及施工过程中的碾压。

项目区内荒漠植被以红皮沙拐枣、梭梭和白梭梭等为主，植被群系较为单一，生产力较低。根据新疆维吾尔自治区畜牧厅编制的《新疆草地资源及其利用》，

项目区产草量按照 $750\text{kg}/\text{hm}^2$ 计算，对开发区域占地类型、植物生物量损失量影响见表 5.7-3。

表 5.7-3 评价区域占地情况及生物量损失

占地类型	永久占地 (m^2)	生物损失量 (t/a)	临时占地 (m^2)	生物损失 量 (t/a)	备注
沙地（井场、管线、输电线路等）	5154	0.39	92046	5.97	生物量按照 $0.75\text{t}/\text{hm}^2$ 计

在油田开发过程中土地被扰动，地表植被基本被毁。在投入运营后，其中有一部分地表土地被永久占用，地表被各种构筑物或砾石覆盖。其余土地重新回到原来的自然状态，但地表植被及地表结构却发生了变化。地表保护层被破坏后，其稳定性下降，防止水土流失的能力也随之下降。本项目在油田开发过程中临时占地面积为 92046m^2 ，永久占地面积为 5154m^2 。在油田开发初期的 3~5 年中，荒漠植被破坏后不易恢复，因而使得 97200m^2 荒漠土地基本没有植物初级生产能力，生物损失量约为 6.36t/a 。当临时性占地的植被得到初步恢复后，这种损失将会逐渐减少。

建设单位正在严格按照有关规定办理建设用地审批手续，按照正式征地文件对所占用地进行经济补偿。随着施工期的结束，被开挖部分将覆土回填，可以减少临时占地对植被的破坏程度。本次环评要求施工结束后即对占地进行植被恢复；运输车辆沿道路行驶，禁止乱压乱碾；通过加强环保宣传教育，普及野生动物保护相关法律法规，以及严格的环境保护管理措施，可以有效地避免施工及人员活动对保护植物的破坏。只要加强施工管理项目实施不会对项目区的生态环境造成太大影响。

（2）管线敷设对植被的影响

集输管线的敷设对植被的破坏包括管沟宽度和施工场地宽度两部分。管沟范围内地上部分植物根系均被开挖铲除，同时还会伤及附近植物的根系。施工带两侧的植被由于挖掘出的土石方堆放、施工车辆和机具的碾压，会造成植物地上部分破坏甚至死亡。本项目建设管线 5.9km ，管线长度较短，管径较小，项目区植被覆盖度较低，因此对植被影响较小，通过植被恢复措施，天然植物恢复或表土

形成相对稳定的结构并发挥水土保持功效约需要 2~3 年。管线施工完成后，将开挖的表层土壤回铺于地表，减轻对土壤的破坏，以利于植被的恢复和生长。

（3）供配电线路架设对植被的影响

本项目架空线路长度 2.5km，立电线杆 50 座，杆塔式变电站 6 座，杆塔基座永久占地 504m²，临时占地 9496m²，项目区植被稀疏，永久占地面积相对较小，相对生物损失量较小，临时占地生物损失量施工完毕后可自然恢复。

（4）人类活动对植被的影响

项目开发建设过程中大量人员、机械进入荒漠区，使荒漠环境中人类活动频率大幅度增加。对植被的影响主要表现在人类和机械对植物的践踏、碾压和砍伐，使原生植被生境发生较大变化。荒漠区单位面积上人口密度的增加将导致工程开发范围内及边缘区形成次生荒漠化。但评价区内植被盖度较低，项目在开发建设过程中，尽量避让植被相对较多的区域，因此，人类活动对该区域天然植被产生的不良影响非常有限。

5.7.2.3 对野生动物的影响分析

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

（1）对野生动物的影响

井场构筑物建设、管道敷设修建过程中，由于机械设备的轰鸣惊扰，人群活动的增加，荒漠型鸟类和大型哺乳类动物将远离施工现场，使区域内单位面积上的动物种群数量下降，但此类影响对爬行类和小型啮齿类动物的干扰不大。一些伴人型鸟类如麻雀、乌鸦等，一般在离作业区 30m 以外活动，待无噪声干扰时较常见于人类生活区附近。因此，随着钻井、开发各个过程的变化，该区域内野生动物的种类和数量将发生一定的变化，原有的荒漠型鸟类和大型哺乳类将逐渐避开人类活动的干扰迁至其他区域，而常见的伴人型野生动物种类有所增加。地面建设工程后期，随着开发建设进入正常生产阶段，施工人员撤离作业区域，仅少量巡检人员在油田开发区域及管道区域定期活动，区域内的人为活动逐步减少，

野生动物将逐步回归原有生境，主要的影响范围仅限于场站和施工场地等人员活动较多的区域。

(2) 受保护野生动物的影响

1) 对保护鸟类的影响

黑鸢、雀鹰、草原鹞、棕尾鵟及红隼均为猛禽。猛禽的活动能力强、活动范围广，常在高空盘旋觅食，能够及时避开工程建设的不利影响。本项目实施区域生境单一，视野开阔，猛禽能及时发现各类威胁，从而有效躲避危害。评价区出现猛禽数量极少，由于这些鸟类的飞行高度较高，并且生性机警，听觉和视觉敏锐，稍有声响，立刻逃遁，工程建设和运营对上述鸟类影响较小。本工程所在区域地势开阔，荒漠连片分布，鸟类有足够的栖息空间，工程对受保护鸟类的影响总体较小。

2) 对保护哺乳类的影响

工程施工期间对受保护兽类的影响主要是植被破坏造成的兽类现有或潜在栖息地损失。根据现场和工作人员调查，项目区内无饮用水水源，不是鹅喉羚、草原斑猫、兔孙、沙狐主要栖息地，建设单位在施工场所醒目处设置“保护生态环境、保护野生动植物”等告示牌，提醒施工人员依法保护野生动物。施工过程中若发现受伤、病残饥饿、受困、迷途珍稀野生动物及野生动物的幼崽和繁殖场所的应及时采取保护，并联系当地的相关主管部门，不得随意惊吓、追赶、捕猎、宰杀野生动物。确保设施正常运行，避免噪声惊扰野生动物。

本项目建成后人类活动降低，仅日常巡井等检查活动，对区域野生动物影响较小。

5.7.2.4 对荒漠生态景观的影响分析

本项目开发区的基质为荒漠生态景观。荒漠生态景观的稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性较差。项目区内景观的控制性组分是荒漠植被，由于面积偏小，物种较少，尚达不到作为种群源及物种流动的生物廊道要求。此外，作为开放系统的景观，需要不断地与周边环境进行物质能量和物种的交换，才能不断增强景观系统的阻抗和恢复能力。本项目区域内的各种节点，还没有达到自我调节和控制周围环境质量的能力，对外界干扰的抗

性差，系统极其脆弱，因此，从该方面来说，本项目区荒漠景观的稳定性较低。

本项目将建设 5.9km 的集输管线，管线在设计选线时尽量避开植被长势良好、茂密的区域，同时要求严格控制作业范围，根据管径的大小尽可能少占地。管线施工完成后会造成一定的生境切割现象，但管线敷设均为临时占地，在施工完成后需及时对临时占地进行恢复，为防止区域水土流失，可在管道覆土上方设置草方格防风固沙、涵养水分。因此集输管线敷设引发的生境切割现象为暂时性影响，随着区域植被的恢复或人工防风固沙措施的实施而恢复。

本项目开发过程中永久性占地面积为 5154m²，原地表被永久性构筑物占用，由荒漠生态景观变为人工景观。也就是说，区域内作为基质组成部分的荒漠生态景观中减少了 5154m²。对于整个油田开发区来讲，占原有荒漠生态景观的比例极小，同时还增加了局部区域的异质性。

5.7.2.5 生态系统结构、功能完整性和生物多样性

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

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

表 5.7-4 本项目区域生态环境完整性等级表

标准		生态系统完整性					项目 区域
		高	好	适度	差	恶化	
指示 物种	指示种	没有或几乎没有指示植物死亡	一般草本植物死亡	大量草本和少量灌木死亡	大量灌木死亡	大量乔木树种开始死亡	好

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

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

本项目建设区域内无自然保护区、风景名胜区、基本农田等生态环境敏感目标，本项目占地面积 97200m²，其中永久占地面积 5154m²，临时占地面积 92046m²，占地主要为荒漠，地表植被稀疏，由工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。由于项目占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其

结构与功能也不会受到明显影响。

5.7.3 运营期生态环境影响分析

项目永久占地主要为井场和电力线路基座，占地面积为 5154m²，临时占地正在进行自然恢复，植被一般在 2~3 年内开始发生向原生植被群落演替，并逐渐得到恢复。施工人员撤离作业区域，人类活动和占地都将减少，野生动物对新环境适应后的活动和分布范围将恢复。油田生产运营期正常的巡检等活动也会对野生动物的生存及栖息造成影响，但是由于作业区加强对环境保护的宣传工作，员工的环保意识，特别是对野生动物的保护意识不断加强，对野生动物不会产生太大影响。

5.8 水土流失影响分析

5.8.1 水土流失成因分析

（1）侵蚀类型多样

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

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

（2）侵蚀过程集中

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

（3）人为造成水土流失突出

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

5.8.2 水土流失影响分析

油田工程建设对当地水土流失影响的方式包括扰动、损坏、开挖、破坏原地貌、地表土壤结构及植被。工程施工及占地呈线状分布，所造成的水土流失因管线所经过的区域不同而不同。施工期间，开挖管沟、土方排放、穿越工程临时占地、机械作业人员活动等都会加剧水土流失。油田开发过程中加剧水土流失的不良影响主要表现在以下几个方面。

5.8.2.1 开发过程

开发车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，使荒漠化的过程加剧。

5.8.2.2 地面构筑物建设

在地面构筑物建设中，最直接且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量。对于本项目油田的开发建设来讲，地面构筑物建设的内容主要包括井场、油气集输管线及配套工程等。临时占地范围内的土壤地表表层遭到破坏，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大，这种影响在短时间内不会完全恢复。但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。

5.8.2.3 管线建设

油田各种管道的敷设均采用明沟开挖方式，管沟开挖土方在管道一侧临时堆放，施工期内，管沟边堆起一道临时土垄，在大风状态下易发生风力侵蚀，即使在堆土回填后风蚀量会有所减少，但地表仍为疏松地带，需要一个较长的恢复阶段。

5.8.2.4 杆塔基建设

项目区杆塔塔基等工程实施中，会使施工带范围内的土体结构遭到破坏，其范围内的植被也会受到严重破坏甚至被彻底清除，导致风沙作用加剧。

5.8.3 小结

项目区域水土流失类型主要为风力侵蚀，经查阅资料，项目区土壤侵蚀模数在 $3800t/(km^2 \cdot a)$ 左右。在地面工程建设过程中，荒漠地区临时占地面积为 $92046m^2$ ，地面被扰动后失去地表保护层，下层的细小物质成为风蚀的主要对象，

所造成的水土流失量为 349.8t/a。随着细土物质不断被吹蚀，以后每年可吹物质减少，风蚀量将逐年降低，直到地表重新形成新的保护层后才能消失。

建设单位在采取报告书提出的水土保持措施后，对防止荒漠化促进生态环境的恢复起到了良好的作用，可将水土流失的程度降低到最低限度。

5.9 土地沙化影响分析

项目区地面建设工程实施中，会使施工带范围内的土体结构遭到破坏，其范围内的植被也会受到严重破坏甚至被彻底清除，导致风沙作用加剧，因此大规模的石油开发可能促使生态环境进一步恶化。其影响主要表现在以下施工期和运营期两个方面。

(1) 土壤粗粒化

在土壤沙化过程中，当风力作用地表产生风蚀时，便产生风蚀作用，细粒物质被带走，粗粒物质大部分原地保留下来，从而使土壤颗粒变粗，将未沙化的原始土壤和“就地起沙”形成的风沙土颗粒粒级加以比较，沙化后的风沙土较之原始土壤粗砂和细砂粒显著增加，而粉砂和粘粒粒级减少。

(2) 土壤贫瘠及含盐量变化

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

(3) 对区域沙化土地的影响分析

本项目位于古尔班通古特沙漠腹地，施工期井场、集输管线、架空线路等地面工程的建设过程中将会破坏项目占地范围内的土壤表层稳定砾幕和地表荒漠

植被，项目所在区域具有多风、降水量偏低等气候特征，地表稳定结皮被破坏后，在大风天气条件下，项目施工会使占地范围内的土地就地起沙，局部形成沙化土地。

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

5.10 运输过程影响分析

5.10.1 扬尘影响

车辆行驶产生的扬尘，在完全干燥的情况，可按以下经验公式计算：

$$Q = 0.123 \left(\frac{v}{5} \right) \left(\frac{w}{6.8} \right)^{0.85} \left(\frac{p}{0.5} \right)^{0.75}$$

式中：Q—汽车行驶的扬尘量，kg/km·辆；

V—汽车速度，km/h；

W—汽车载重量，吨；

P—道路表面粉尘量，kg/m²。

表 5.10-1 为一辆 10 吨卡车，通过一段长为 1km 的路面时，不同路面清洁程度，不同行驶速度情况下的扬尘量。

从上面的公式以及表 5.10-1 可见，在同样的路面条件下，车速越快，扬尘量越大；在同样的车速情况下，路面越脏，扬尘量越大。

表 5.10-1 不同车速和地面清洁程度的汽车扬尘量 （单位：kg/km·辆）

车速 \ 清洁	0.1 (kg/m ²)	0.2 (kg/m ²)	0.3 (kg/m ²)	0.4 (kg/m ²)	0.5 (kg/m ²)	1.0 (kg/m ²)
5(km/h)	0.0511	0.0859	0.1164	0.1444	0.1707	0.2871
10(km/h)	0.1021	0.1717	0.2328	0.2888	0.3414	0.5742
15(km/h)	0.1532	0.2576	0.3491	0.4332	0.5121	0.8613
25(km/h)	0.2553	0.4293	0.5819	0.7220	0.8536	1.4355

若在施工期间对车辆行驶的路面实施洒水抑尘，每天洒水 4~5 次，可使扬尘减少 70%左右。表 5.10-2 为施工场地洒水抑尘的实验结果，结果表明实施每天洒水 4~5 次进行抑尘，可有效地控制施工扬尘，可将 TSP 污染距离缩小到 20~

50m 范围。

表 5.10-2 施工场地洒水抑尘实验结果

距离 (m)		5	20	50	100
TSP 小时平均浓度 (mg/m ³)	不洒水	10.14	2.89	1.15	0.86
	洒水	2.01	1.40	0.67	0.60

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

5.10.2 噪声影响

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

综上，运输路线两侧无环境敏感点，运输噪声对整体区域声环境的影响较小。

5.10.3 环境风险影响

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

6 环境保护措施及其可行性论证

6.1 大气污染防治措施

6.1.1 施工期大气污染防治措施

(1) 钻井过程大气污染防治措施

①钻井期大气污染主要为钻井场柴油发电机燃料产生的废气，可以通过采用高效设备的方式，减少污染物影响。

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

③集输管道连接处、阀门等处的焊接作业会产生少量焊接烟尘，可采用焊接设备自带的焊接烟尘净化器处理后排放。

(2) 地面施工大气污染防治措施

地面施工过程中对于扬尘，针对不同的产生原因，应采取相应的防治措施。

①在井场建设初期，为防止因交通运输量的增加产生扬尘污染，首先应合理规划、选择最短运输路线，尽量依托油田现有公路网络；其次是对使用频率较高，且未做硬化处理的道路进行洒水处理，以减少路面沙尘的扬起和对公路两旁植被的扰动；运输车辆进入施工区域，应以中、低速行驶（速度 $<40\text{km/h}$ ）。

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

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

④散装运输的车辆应完好，定时检修汽车挡板，凡装载不宜过满，防止建筑

材料的抛撒产生运输扬尘。对砂石堆场应定时洒水，使其保持一定的湿度（含水率），减少二次起尘量；材料堆放应有篷布遮盖和防风防雨措施。风速过大时，应停止施工作业。

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

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

⑦施工结束后尽快对施工场地进行整理和平整，减少风蚀量。

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

6.1.2 运营期大气污染控制措施

本项目运营期的大气污染物排放源主要为无组织排放源。无组织排放的污染物是油气集输过程无组织排放的烃类气体，挥发性有机物无组织排放控制管理措施如下：

（1）采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵。

（2）本项目油气集输过程废气主要为无组织挥发性有机物。项目采用井口加热工艺，油气集输采用密闭混合输送工艺，井口密封并设紧急截断阀，可有效减少烃类气体的挥发量。非甲烷总烃无组织排放达到《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求。一旦发生泄漏事故，紧急切断油、气源，实施关井，从而最大限度地减少油气集输过程中烃类及油的排放量。

（3）加强对密闭管线及密封点的巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境，台账保存期限不少于 3 年，当检测到泄漏时，对泄漏源予以标识并及时修复。

(4) 加强油井生产管理, 减少烃类的跑、冒、滴、漏, 做好油井的压力监测, 并准备应急措施。

(5) 设备或管线组件发生了泄漏, 应开展修复工作。

(6) 场站边界非甲烷总烃浓度不应超过 $4.0\text{mg}/\text{m}^3$, 硫化氢浓度不应超过 $0.06\text{mg}/\text{m}^3$ 。

上述针对无组织烃类物质采取的工艺控制措施和定期检查措施, 可满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019) 要求, 上述在油田应用广泛, 经济可行。

类比陆 136 井区同类型井场污染源监测数据(具体见区块回顾性分析章节), 无组织废气可达标排放, 因此拟建工程采取的环境空气污染防治措施可行。

6.2 地表水环境保护措施

6.2.1 施工期废水防治措施

6.2.1.1 钻井废水防治措施

对钻井废水的污染防治, 应从源头减量和处置两方面加以考虑。

(1) 节水减少排放量

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

本项目在工程和技术管理上可采取以下节水减排措施:

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

②合理用水, 实行用水管理。动力设备等冷却水要循环使用; 不得耗用新鲜水冲洗设备, 设备冲洗应使用回用水, 尽量采用擦洗的方法清洗设备; 做好污水循环系统, 水的重复利用率要求达到 40%~50%。

③做好供水阀门和管线的安装、试运行工作, 避免水的跑、冒、滴、漏。

(2) 废水处置

钻井废水采用临时罐体收集，按泥浆体系不同阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排；钻井阶段结束后以废弃泥浆的形式产生，进入钻井废弃物不落地系统，分离后的液相回用于钻井液配制，剩余少量液相由钻井队委托岩屑处置单位进行处置。

6.2.1.2 施工生产废水

施工生产废水主要为设备冲洗废水，主要污染物为泥砂，石油类等。在施工期间内，施工单位必须对施工场所的生产废水应加以管理、控制。

本项目设置临时沉淀池，施工生产废水经沉淀池处理后部分回用，部分喷洒在裸露的表土上。喷洒一方面起到降尘作用，另一方面对场地的压实和沉降起到有利作用，避免施工废水排放造成水环境污染。

6.2.1.3 管道试压废水

管道试压使用清水主要污染物为 SS，成分比较简单，试压结束后，用于洒水抑尘，不会对项目区地下水产生明显影响。

6.2.2 运营期废水防治措施

(1) 采出水、井下作业废水经陆梁集中处理站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)后，全部回注油层，不向外环境排放。

(2) 按照陆梁油田作业区环境保护规定要求，井下作业必须采取带罐作业，井下作业废水全部回收，采用专用废液收集罐收集后运至陆梁集中处理站污水处理系统进行处理，对转移车辆全程 GPS 定位，并保存相关影像资料。井下作业过程需建立完善的运行台账，严禁废水随意倾倒。

(3) 井下作业过程中所使用的各种化学药剂严格控制落地，落地残液要彻底清理干净，不得向环境排放。

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

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

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

6.3 地下水环境保护措施

6.3.1 地下水污染防治措施

6.3.1.1 总体原则

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

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

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

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

(4) 各污染区防渗设计采取地上污染地上防治，地下污染地下防治的设计原则。

6.3.1.2 污染防治措施

(1) 钻井过程中的对地下水的保护措施

确保固井质量以确保井壁不会发生侧漏，有效保护地下水层。

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

窜入含水层而污染地下水。

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

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

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

（2）采油井运行过程中对地下水的保护措施

采油井的设计、建造、改造应按照《气田水注入技术要求》（SY/T 6596-2016）的要求保证其完整性。油气井运行期间应参照《石油天然气工业 套管和油管的维护与使用》（GB/T 17745-2011）要求进行井筒完整性管理，定期开展井筒完整性检查。

采油井报废或退役后，应按照《陆上石油天然气生产环境保护推荐作法》（SY/T 6628-2005）、《废弃井及长停井处置指南》（SY/T 6646-2017）和《废弃井封井回填技术指南（试行）》（2020 年 2 月）的相关要求执行。

（3）回注井运行过程中对地下水的保护措施

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

（4）落实地下水分区防控。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）和《石油化工工程防渗工程技术规范》（GB/T50934-2013）的要求，根据每个生产装置，以

及布置相应的辅助设施和公用工程设施,将项目区分为污染防治区和非污染防治区,其中污染防治区分为重点污染防治区、一般污染防治区及。分区防渗内容可见表 6.3-1。

表6.3-1 项目分区防渗内容及技术要求

污染源名称	防治分区	防渗技术要求
钻井柴油罐区、油水罐区、集输管线、防喷池等	重点防渗	等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$, $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$; 或参照 GB 18598 执行
井场泥浆不落地设施区、岩屑储罐等	一般防渗	等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$, 渗透系数 $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$; 或按照 GB16889 执行

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

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

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

(3) 污染监控措施

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

表 6.3-2 地下水监测计划

孔号	区位	监测频率	主要监测项目
GW1	项目区上游布设 1 个监测点	每年采样 1 次。发生事故时加大取样频率。	pH、石油类、挥发性酚、硫化物、COD
GW2	项目区布设 1 个监测点		
GW4	项目区下游布设 1 个监测点		

注:监测井位的设置可依托原有水井

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案,并定期向安全环保部门汇报,对于常规监测数据应该进行公开。如发现异常或发生事故,加密监测频次,并分析污染原因,确定泄漏污染源,及时采取应急措施。

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

①管理措施

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

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

c 建立与工程区环境管理系统相联系的地下水监测信息管理系统；

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

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

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

②技术措施

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

b、定期对储罐、法兰、阀门、管道等进行检查。

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

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

6.3.2 地下水污染应急措施

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

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

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

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

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

（4）地下水污染应急预案及处理

a 应急预案内容

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

应急预案的日常协调和指挥机构。

各部门在应急预案中的职责和分工。

确定地下水环境保护目标和对目标采取的紧急处置措施，评估潜在污染可能性。

特大事故应急救援组织状况、人员和装备情况，平常的训练和演习。

b 污染事故处理

在发现异常或者事故状态下，建议采取如下污染治理措施。

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

查明并切断污染源。

探明地下水污染深度、范围和污染程度。

依据探明的地下水污染情况，合理布置浅井，并进行试抽工作。

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

将抽取的地下水进行集中收集处理，并送实验室进行化验分析。

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

6.4 噪声污染防治措施

6.4.1 施工期噪声污染防治措施

（1）泥浆泵、钻机、柴油发电机等设备采用低噪声设备，降低噪声源强，加快施工进度，避免及减少形成污染影响。在不能对声源采取有效措施情况下，对可能受噪声影响的油田工作人员发放噪声个人防护器材，消除噪声污染影响；

（2）定期维护泥浆泵、钻机、柴油发电机等高噪声设备；

（3）泥浆泵、柴油发电机和钻机等高噪声设备，应装设基础减振和设置隔声罩以减少噪声传播，合理安排施工时间，高噪声施工设备减少夜间使用或禁止使用；

（4）做好机械设备组织，尽量避免高噪声设备同时操作；

（5）少量需要测试放喷的井场，采用修建地面放喷池，周边用砂土作堆，堆高超过 2m，尽量缩短放喷时间；

6.4.2 运营期噪声防治措施

（1）尽量选用低噪声设备。

（2）对噪声强度较大的设备进行减噪处理，根据各种设备类型所产生噪声的特性，采用不同的控制手段，如设置消音设施、隔声设备、加润滑油和减振垫等。

(3) 对于噪声强度大的作业（例如压裂作业），要合理安排作业时间，避免夜间作业。

(4) 尽量将发声源集中统一布置。

(5) 切合实际的提高工艺过程自动化水平，尽量减少人员与噪声的接触时间。

(6) 实行工人巡检制，减少操作工人该岗位停留时间，同时提供一定劳动保护。

(7) 定时保养设备，避免设备传动部件在无润滑条件下运转。

6.5 固废污染防治措施

6.5.1 施工期固废污染防治措施

6.5.1.1 钻井岩屑污染防治措施

(1) 岩屑经不落地系统收集处理后，液相回用，固相进罐集中收集后交岩屑处置公司处理，处理后经检测合格可综合利用。

(2) 岩屑收集罐场地需进行防渗处理，罐体与地面接触的部分均铺设防渗膜；岩屑收集罐均采用钢质结构，与收集的岩屑不相互反应；岩屑严禁在井场暂存或长期储存，严格执行收集罐集满即清的要求。

(3) 对项目产生的钻井岩屑设立台账管理，须记录固体废物的代码、名称、类别、产生量、委托处置方式及处置量、接收单位等信息，建议参照《一般工业固体废物管理台账制定指南（试行）》中附表 1、附表 2、附表 3 内容设置台账。设立专人负责台账的管理与归档。台账记录表各表单的负责人对记录信息的真实性、完整性和规范性负责。

6.5.1.2 其他固体废物污染防治措施

(1) 施工土方

本项目新建管线及杆塔施工产生的土方在管线施工结束后回填在管堤上，并实施压实平整水土保持措施，不设置集中弃土场。

(2) 焊接废渣：在每个焊接作业点配备铁桶或纸箱，废弃物直接放入容器中，施工结束后集中回收处置。

(3) 废弃防渗膜：施工过程中产生的废弃沾油防渗布属于危险废物，委托具有相应危险废物处置资质的单位进行回收处置，不在项目区贮存。

(4) 机械设备废油：钻井期间使用的机械设备运行过程维护、保养、维修等工作产生的少量废油，由钻井公司委托有资质的单位处置。

(5) 建筑垃圾

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

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

②加强施工管理。施工招投标阶段，在招标文件中写明投标方案中应包含对建筑垃圾的处理措施，从而迫使施工单位在施工时采取相应措施以减少建筑垃圾，所需费用最好也能纳入概算中；在施工阶段，采用机械化施工、提高施工技术和施工工艺、加强施工组织管理工作，以避免建筑材料在运输、储存、安装时的损伤和破坏，提高结构的施工精度，避免局部凿除或修补，从而减少建筑垃圾的产生。在施工现场还应对建筑垃圾分类存放，以利处理。更应严格控制工程变更，尤其是那些已经建好的工程，如果不是万不得已，最好不要再进行变更，以免增加造价和建筑垃圾。

③施工车辆在运送弃土应使用不漏水的翻斗车，渣土不得沿途漏散、飞扬，清运车辆进出施工现场不得带泥污染路面，应严格按环卫和公安部门确定的路线行驶。

④施工垃圾不得随意丢弃，对施工垃圾分类进行综合利用和妥善处置，不得造成二次污染。

(6) 施工生活垃圾

施工生活垃圾集中清运至陆梁油田生活垃圾填埋场进行卫生填埋。

6.5.1.3 危险废物污染防治措施

项目钻井期会产生少量的废弃防渗膜、机械设备废油，属于危险废物，直接

拉运，委托有资质的单位拉运并进行无害化处置，不在井场内暂存。

综上，项目固体废物在得到分类收集，合理处置后，对外环境影响较小。为进一步减少施工期固废污染，采取如下措施：

①钻井井场设置生活垃圾箱（桶），分类收集，定期运往环卫部门指定的地点处置。

②钻井生产施工中，禁止废水、药品及其他废物流失和乱排放，严禁机油、柴油等各种油料落地，擦洗设备和更换的废油料要集中到废油回收罐，如果发生外溢和散落则必须及时清理。

③在钻台、机房、柴油机、发电房底部等容易造成环境污染的区域应铺设防渗布等防渗隔层，防止油污、泥浆污染土壤。

④完井后回收各种原料，清理井场上的污水、油料和各种废弃物。药品、废油品必须全部回收，不随意遗弃于井场。完井后做到作业现场整洁、平整、卫生，无油污，无固废，做到“工完、料净、场地清”。

6.5.2 运营期固废污染防治措施

6.5.2.1 固体废物污染防治措施

（1）含油污泥污染防治措施

陆梁集中处理站产生的含油污泥采用专用收集罐收集，收集后暂存至陆梁油田作业区污泥暂存池，定期委托有危废处置资质的单位处置

①项目产生的含油污泥采用专用收集罐收集，收集后暂存至陆梁油田作业区污泥暂存池，定期委托克拉玛依博达环保科技有限公司处置，不在井场暂存。

②运输过程中应执行《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》要求中有关运输的规定，含油污泥处置单位采用专用车辆到指定地点收集运输含油污泥，运输过程中不准设置中转储存点，严禁偷排、洒落、泄漏和随意倾倒等。产生单位向处置单位转移含油污泥时，交接数量必须与生态环境局批准的转移量相符。

（2）落地原油污染防治措施

①加大监督力度，最大限度控制落地油产生。井下作业时严格执行“铺设作

业，带罐上岗”的作业模式，必须带罐（车）操作，且在作业井场地面铺设防渗膜，使落地油 100%回收。落地原油收集后拉运至陆梁集中处理站原油处理系统处置。

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

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

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

（3）废弃防渗膜

运营期产生的废弃防渗膜不暂存，委托有资质的单位进行处置。

（4）废润滑油

运营期产生的废润滑油集中收集后运至陆梁集中处理站原油处理系统进行处理。

（5）清管废渣

本工程运营期产生清管废渣收集后不暂存，直接委托持有危险废物经营许可证的单位拉运处置。

危险废物由专用运输车辆进行运输、转移，并严格按照《危险废物转移管理办法》，通过国家危险废物信息管理系统（以下简称信息系统）填写、运行危险废物电子转移联单，并依照国家有关规定公开危险废物转移相关污染防治信息。

综上，通过采取切实可行的措施，并加强管理，本项目运营期的固体废物不会对周围环境产生影响。

6.5.2.2 危险废物管理要求

本次环评提出，建设单位在运营过程中应该对本项目的危险废物从收集、运输、利用、处置各环节进行全程的监督，各环节管理严格执行《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、

《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ 1259-2022）、《陆上石油天然气开采含油污泥处理处置及污染控制技术规范》（SY/T7300-2016）的相关要求。具体危险废物环境管理要求如下：

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

（2）落实危险废物识别标志制度，按照《环境保护图形标志固体废物贮存（处置）场》（GB15562.2）等有关规定，对危险废物的容器和包装物以及收集、贮存、运输、利用、处置危险废物的设施、场所设置危险废物识别标志。

（3）落实危险废物管理计划制度，按照《危险废物产生单位管理计划制定指南》等有关要求制定危险废物管理计划，并报所在地生态环境主管部门备案。

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

（5）落实危险废物经营许可证制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。

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

（7）产生工业危险废物的单位应当落实排污许可制度；已经取得排污许可证的，执行排污许可管理制度的规定。

（8）落实环境保护标准制度，按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置；禁止混合收集、贮存、运输、处置性质不相容或未经安全性处置的危险废物。

危险废物收集、贮存应当按照其特性分类进行；禁止将危险废物混入非危险废物中贮存。危险废物收集、贮存和运输过程的污染控制执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）等有关规定。

（9）落实环境影响评价制度及环境保护三同时制度，需要配套建设的危险

废物贮存、利用和处置设施应当与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用。

(10) 落实环境应急预案制度,参考《危险废物经营单位编制应急预案指南》有关规定制定意外事故的防范措施和环境应急预案,并向所在地生态环境主管部门和其他负有固体废物污染环境防治监督管理职责的部门备案。

(11) 建设单位应加强危险废物规范化环境管理,按照《危险废物规范化环境管理评估指标》有关要求,提升危险废物规范化环境管理水平。

(12) 对于列入《国家危险废物名录》附录《危险废物豁免管理清单》中的废弃的含油抹布和劳保用品等危险废物,当满足《危险废物豁免管理清单》中列出的豁免条件时,在所列的豁免环节可不按危险废物管理。

(13) 危险废物的种类、产生量、流向、贮存、利用、处置等有关资料的申报周期应根据产生危险废物的单位的管理类别确定。

(14) 危险废物收集、贮存、运输单位应建立规范的管理和技术人员培训制度,定期对管理和技术人员进行培训。培训内容至少应包括危险废物鉴别要求、危险废物经营许可证管理、危险废物转移联单管理、危险废物包装和标识、危险废物运输要求、危险废物事故应急方法等。

(15) 危废标识牌按照《危险废物识别标志设置技术规范》(HJ1276-2022)更新危险废物标识牌,并设置二维码,完善、负责人及联系方式。

6.5.3 退役期固废污染防治措施

井场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣等固体废物,对这些废弃管线、残渣等进行集中清理收集,管线外运经清洗后可回收再利用,废弃建筑残渣外运至指定处理场填埋处理。运输过程中,运输车辆均加盖篷布,以防止行驶过程中固体废物的散落。

6.6 土壤污染防治措施

6.6.1 施工期土壤污染防治措施

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

(2) 施工机械及运输车辆应按规定的道路行驶,减少对土壤的碾压,减少

碾压造成的土壤紧实度增加及养分流失；

(3) 施工产生的建筑垃圾不得随意抛洒，应集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染；

(4) 项目区处于风蚀区，应严格采取各项水土流失防治措施，施工完毕后通过对临时占地采取土地平整和防沙治沙措施，地表基本可免受水土流失。

6.6.2 运营期土壤污染防治措施

结合本项目特点与调查评价范围内的土壤环境质量现状，在分析土壤污染途径的基础上，根据环境影响预测与评价结果，按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，提出合理、可行、操作性强的土壤环境影响防控措施。

6.5.2.1 源头控制措施

从生产过程入手，在工艺、设备、集输管道等方面尽可能地采取泄漏控制措施，从源头最大限度降低采出液和井下作业废水泄漏的可能性和泄漏量，使项目区污染物对土壤的影响降至最低，一旦出现泄漏等即可由区域内的各种配套措施进行收集、处置。

(1) 定期检查井场、管线、计量撬，是否有采出液泄漏的现象发生。

(2) 本工程选用耐腐蚀性能好、抗老化性能、耐热性能好、抗冻性能好、耐磨性能好的管材作为集输管线，可有效的防止管线腐蚀穿孔，防止管线环境风险事故的发生。

(3) 对管道定期检修，将事故发生的概率降至最低，可有效保护土壤和地下水环境不受污染。

(4) 由于发生管线泄漏时管线的压力变化明显比较容易发现，可及时采取必要的处理措施，使造成的污染控制在局部环境。

(5) 如果发生井下作业废水渗漏、集输管道及计量撬的采出液渗漏，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，委托具有相应 HW08 危废处理资质单位对污染土壤进行转运处置，因而，石油类污染物进入土壤和地下潜水的可能性较小。

6.5.2.2 过程控制措施

根据本项目特点，从垂直入渗途径，采取过程阻断、污染物削减和分区防控措施保护土壤环境。

6.5.2.3 跟踪监测

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）的跟踪监测要求，制定跟踪监测计划，发生事故泄漏时对井场、管线可能影响区域跟踪监测，每 5 年监测 1 次。

本项目通过采用严格的管理措施，在工艺、设备、集输管道等方面采取源头控制措施，并从垂直入渗途径采取过程阻断、污染物削减和分区防控措施，来尽可能降低项目运营对土壤环境的影响，措施可行。

6.7 生态环境保护措施

对油田区域内的临时占地和永久占地合理规划，尽量避让植被较多的区域；严格控制施工作业带宽度，减少临时占地面积；在工程施工过程中和施工结束后，及时对施工场地进行平整，以便后期自然恢复；工程结束后，做好施工场地的恢复工作，并按相关规定对植被损失进行生态经济补偿。

生态恢复与补偿措施主要依靠植被自然恢复的方式进行，重点是防止因工程建设造成的水土流失和风蚀沙化。

6.7.1 施工期生态环境保护措施

6.7.1.1 井场、站场工程生态保护措施要求

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

（2）对井场的临时性占地合理规划，严格控制占地面积（单井场面积控制在 $80\text{m} \times 80\text{m}$ 、2 井式井场面积控制在 $90\text{m} \times 80\text{m}$ ，采油井单井永久占地面积控制在 $30\text{m} \times 25\text{m}$ ，注水井单井永久占地面积控制在 $20\text{m} \times 20\text{m}$ ，2 井式井场永久占地面积控制在 $40\text{m} \times 25\text{m}$ ），尽量选择在植被稀少或荒漠的区域布点。采取少占地、少破坏植被的原则，缩小施工范围。严格控制施工区域，将临时占地面积控制在最低。

(3) 钻井废弃物 100%回收, 减少对周围土壤、植被的影响。

(4) 一切作业尽量利用现有公路, 按原有车辙行驶, 若无原有公路, 要严格执行先修路, 后施工的原则。不得随意开设便道, 杜绝车辆乱碾乱轧的情况发生。

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

6.7.1.2 管线工程生态保护措施要求

(1) 对油田区域内的临时性占地(管线埋设)合理规划, 严格控制临时占地面积, 在选线阶段避开植被长势良好、茂密的区域。

(2) 管道施工作业带应严格控制在规定范围以内, 不应随意扩大, 施工作业带宽度控制在 8m, 开挖的土方堆放在施工作业带范围内, 不单独设置临时堆土场, 架空线路临时施工作业带宽度控制在 4m, 当遇到植被密集区域, 可将机械施工改为人工施工, 减少施工作业宽度, 降低对区域植被的影响。

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

(4) 根据地形条件, 尽量按地形走向、起伏施工, 减少挖填作业量。

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

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

(7) 施工中要做到分段施工，随挖、随运、随铺、随压，不留疏松地面，提高施工效率，尽可能缩短施工工期。

6.7.1.3 对荒漠植物保护措施要求

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

(2) 确保生产设施正常运行，避免各种污染物对土壤环境的影响，并进一步影响其上部生长的荒漠植被。

(3) 强化风险意识，制定切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险概率，避免可能发生的油品泄漏事故对野生植物生存环境造成威胁。

(4) 在道路边、油田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌。

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

6.7.1.4 野生动物的生态环保措施要求

(1) 本项目区域共有国家级保护动物 13 种（沙狐、狼、赤狐、草原斑猫、兔狲、鹅喉羚、雀鹰、草原鹞、红隼、云雀、东方沙鹀、黑腹沙鸡、棕尾鵟），自治区重点保护动物 1 种（虎鼬），设计选线过程中，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。定期宣讲国家和自治区有关环境保护的法律、法规、

条例、政策，如《中华人民共和国野生动物保护法》《新疆国家重点保护野生动物名录》等，宣传野生保护动物保护知识等。此外，向巡线人员发放宣传册、保护动物小鹈图片等，加强宣传教育工作。

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

(3) 对施工人员开展保护野生动物宣传教育工作，强化保护野生动物的观念，禁止施工人员随意惊吓、捕猎、宰杀野生动物。

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

6.7.1.5 开展生态环境监理

建议委托专职人员承担生态监理。采用巡检监理的方式。监理的重点时段是管线和道路施工期和钻井期。

监理的重点内容是：表土分层堆放，管道施工结束后的植被恢复，野生动物保护，以及材料堆放、施工方式等环境保护内容。

生态监理要求应落实在管线、道路、井工程等项目承包招标书中。

6.7.1.6 其它生态保护措施要求

(1) 在工程管理和施工人员进场前进行环境教育及相关培训；

(2) 严禁施工人员进行非石油生产的其他活动，如：严禁在施工场地外砍伐植被，严禁捕杀任何野生动物；并在施工营地、施工便道及钻井区设置“保护野生动植物”等警示牌，通过宣传和严格的检查管理措施，达到保护生态环境的目的。

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

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

(5) 根据《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》对生态保护要求如下：

①生态防护：石油、天然气开发单位应当定期对油气输送管线和油气储存设施进行巡查、检测、防护，防止油气管线或者油气储存设施断裂、穿孔，发生渗透、溢流、泄漏，造成环境污染。

②生态恢复及补偿：石油、天然气开发单位应当制定生态保护和恢复治理方案，并予以实施。生态保护和恢复治理方案内容应当向社会公布，接受社会监督。石油、天然气开发环境保护工作，实行全面规划、保护优先、预防为主、污染防治与生态保护相结合的方针，坚持谁开发谁保护，谁受益谁补偿，谁破坏谁恢复，谁污染谁治理的原则。

6.7.2 运营期生态环境保护措施

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

6.7.2.1 井场等永久占地工程生态保护措施要求

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

6.7.2.2 其它生态保护措施要求

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

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

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

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

通过上述处理方法，油田运营期产生的污染物不会对环境造成危害。

6.7.3 退役期生态环境保护措施

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

根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）的相关要求，采取有效预防和保护措施，避免或减轻矿产资源开发活动造成的生态破坏和环境污染。坚持“预防为主、防治结合、过程控制”的原则，将生态环境保护与恢复治理贯穿开采的全过程。

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

退役期生态环境保护措施如下：

（1）扬沙污染防治措施

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

（2）固体废物污染防治措施

井场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、垃圾等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用；废弃建筑垃圾由施工单位运至指定位置进行处理。运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

（3）及时清理作业现场，做到“工完、料净、场地清”。

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

（5）井场地表恢复

临时占地范围具备植被恢复条件的，应将永久性占地范围内的水泥平台或沙

砾石铺垫清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。临时占地范围不具备植被恢复条件的，建议保留井口水泥底座，以防止沙化，起到防沙固沙作用。

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

（6）加强环保宣传

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

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

6.8 温室气体管控措施

油气行业是关系国计民生的基础性、战略性产业，是国民经济的压舱石和驱动器，能够发挥保障国家能源安全和产业链平稳运行的关键作用。随着我国设定“双碳目标”、生态文明建设进入减污降碳新阶段。油气行业全价值链从开采、运输、储存到终端应用都会产生大量碳排放，全链温室气体排放量达到全球总量的40%以上，其中生产阶段的排放占20%，使用阶段的排放占80%。要实现碳中和目标，油气行业势必成为减排主体。

（1）绿色低碳发展要求

在新的历史背景下，油气行业绿色低碳发展应包括绿色产品和服务、绿色生产和工艺、绿色文化和责任三个维度。

①绿色产品和服务是指优先发展与油气业务相关性强、协同性好的新领域，特别是发挥天然气在能源结构低碳化转型中的重要接替作用，与氢能、太阳能、风能、地热能、生物质能等新能源形成互补，做好社会低碳转型的推动者。同时，发展节能环保、CCUS等新业务，打造绿色供应链，提升绿色低碳产品产业服务水平。

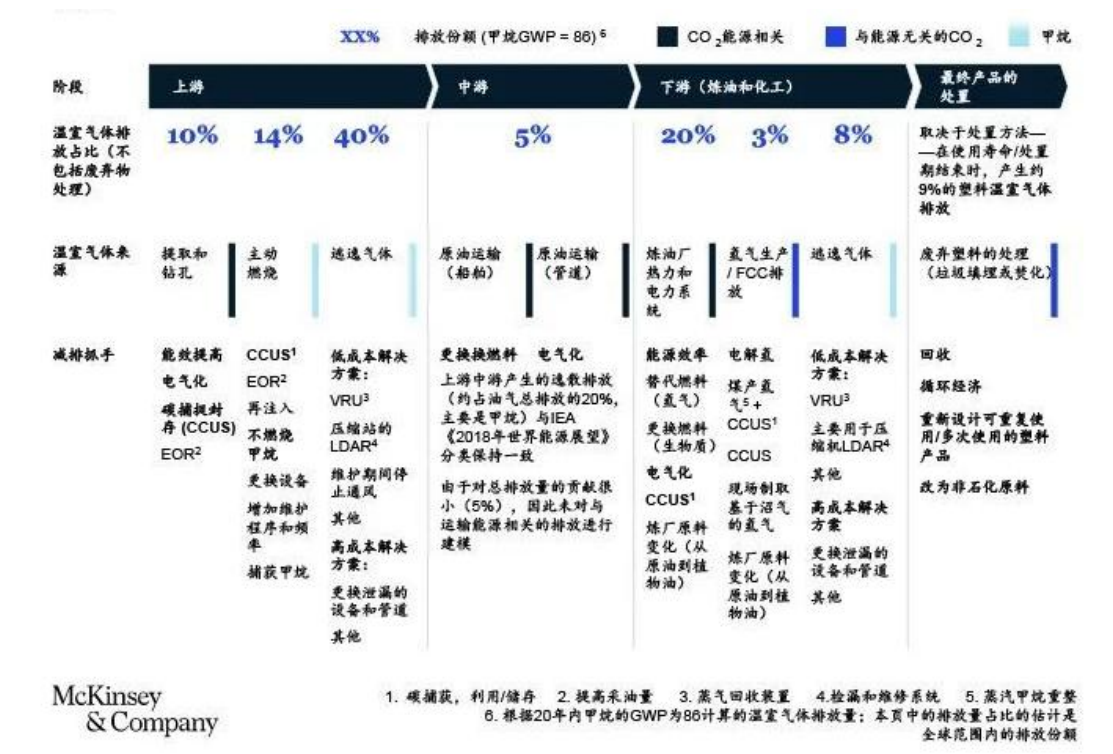
②绿色生产和工艺是指推动节能减排、生态保护和清洁生产，促进从粗放型生产经营向集约高效型转变，统筹温室气体和污染物的协同控制。扩大生产用能

清洁替代规模，加大能源资源的节约利用力度，稳步推进绿色制造体系建设，加强生态环境风险控制，激励企业先行先试零碳排放生产转型，持续提升绿色低碳绩效指标。

③绿色文化和责任是指将绿色低碳发展作为企业文化建设的重要内容，构建完善的绿色低碳组织架构和决策考核机制、系统科学的风险评估体系、完整高效的监测核查系统，扩大国际合作，提升绿色低碳治理能力。加强绿色环保公益行动，建立企业绿色和谐沟通交流渠道，主动公开企业绿色低碳发展信息。

(2) 碳减排路径分析

根据麦肯锡分析，油气行业的温室气体排放主要包括二氧化碳与甲烷两类，二氧化碳排放主要由供热与供能需求产生，如使用天然气作为燃料供热及产生蒸汽、自备电厂发电等带来的尾气排放等。以 20 年为尺度，甲烷的增温潜势约为二氧化碳的 86 倍，是需要优先控制的一类温室气体。在油气产业链贡献的 15% 温室气体减排量当中，超过 60%来自甲烷减排，剩下 40%来自二氧化碳减排；其中上游采油减排占比约 10%，下游炼油减排占比约 30%。



①减少甲烷逸散

油气行业现有技术可以解决 70% 的甲烷逃逸，但因为监管法律有待完善、高投资回报率要求以及对常规采油操作的打扰，甲烷减排技术尚未大规模应用。现有可供选择的技术主要包括：

1) 更换高排放器件：通过更换高排放泵、压缩机密封件、压缩机密封杆、仪表空气系统和电动机等控制甲烷高排放环节，可贡献甲烷总减排量的 30%。替换设备质量的不稳定性可能会导致减排量出现一定程度的偏差。

2) 安装排放控制装置：通过安装蒸汽回收装置、排污捕获单元、柱塞、火炬燃烧等对甲烷排放环节加以控制，从而减少甲烷排放，占甲烷总减排量的 7%。然而排放控制设备（尤其是汽油油气回收系统）质量的不可靠，以及在安装、使用新排放控制设备方面的经验不足会影响总减排量。此外，火炬燃烧是通过燃烧将甲烷转化成二氧化碳，一定程度上还是产生了温室气体。

3) 泄漏检测和修复（简称 LDAR）：通过使用红外摄像头等技术定位和修复全价值链泄漏，占甲烷总减排量的 26%。然而，由于 LDAR 提供商的服务质量和专业知识参差不齐，需要定期跟踪泄漏情况，劳动强度相对较大。

4) 其他新兴技术：如数字传感器、预测分析、应用卫星以及无人机检测泄漏、压缩及液化甲烷气副产物的微技术、减少甲烷的催化剂等，占甲烷总减排量的 4%。这些新技术需要较高的安装成本和人力资本。

② 本身供暖用电的节能

超过 90% 的陆上油田已通过电网来为采油设备供电，采油操作本身只在供暖部分排放少量二氧化碳。

重点是通过改进设备和流程的设计，并购买节能设备等来提高能效。

对油田生产和生活用能开展清洁替代工作，主要以联合站为中心的生产油区为单元，使用太阳能、风能、余热等清洁能源资源对油田用热、用电进行合理性替代。

6.9 生态恢复方案

6.9.1 生态环境保护与恢复治理的一般要求

根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）和《石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范》（GB/T 43936-2024）的相关

要求，本项目生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

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

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

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

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

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

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

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

6.9.2 生态环境分区恢复治理

油田勘探爆破、探查活动结束后，对勘探活动造成的地表土壤破坏进行平整，对地表植被进行恢复，恢复其原有生态功能。

6.9.2.1 井场生态恢复治理

（1）井场生态恢复治理范围

本项目部署 6 口采油井、2 口注水井。所有施工范围需进行生态环境恢复治理。

(2) 生态环境恢复治理措施

①永久占地治理措施

施工结束初期，对井场等永久占地范围内的地表进行硬化，以减少风蚀量。

②临时占地治理措施

工程施工结束后，应对井场等施工共计 92046m² 的临时占地内的土地进行平整，不具备植被恢复条件的应实施砾石覆盖等措施。

1) 施工前治理措施

钻井开始前应先对井场占地范围内进行平整，尽可能做到土壤的分层堆放，分类回填，特别是表层土壤应分层堆放，单独收集暂存。

施工产生的弃土集中专门堆放。将弃土装入编织袋堆放在外侧，形成拦挡。

2) 钻井结束后治理措施

①施工结束初期，对井场等永久占地范围内的地表实施水泥硬化或砾石覆盖等措施，以减少风蚀量。施工期临时占地和退役期设施拆除后占地内的植被进行恢复。

②工程施工结束后，应对施工临时占地内的土地进行平整，恢复原有地貌。充分利用前期已收集的弃土覆盖于井场表层，覆盖厚度根据植被类型和场地用途确定。对于恢复状态不好且易发生沙化的地段，根据实际情况对地表进行人工固沙处理，减缓水土流失，对抵制沙漠化发展将起到一定的积极作用。

③退役期实施封井措施，防止油水串层。

对井场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。工程施工结束后临时占地采取自然恢复的方式对区域植被进行恢复，临时占地内植被在未来 3~5 年时间内通过自然降水及温度等因素得以恢复。

典型生态保护措施平面示意图 6.9-1 井场砾石压盖措施典型设计图。

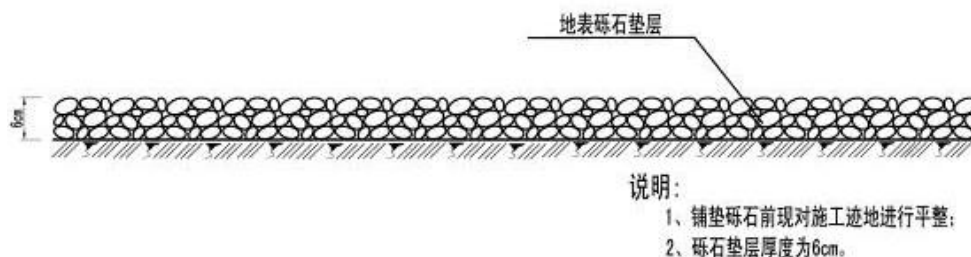


图 6.9-1 井场砾石压盖措施典型设计图

6.9.2.2 管线生态恢复治理

(1) 管线生态恢复治理范围

本项目需新建各类集输管线，共计临时占地 53300m²，该范围内需进行生态环境恢复治理。

(2) 生态环境恢复治理措施

①工程保护措施

管道施工作业带宽度控制在 8m 范围内，施工过程中注意保护土壤成分和结构。在施工结束后，分层回填管沟，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为管廊覆土，不得随意丢弃。施工结束后应对临时占地内地貌进行恢复，尽可能保持植物原有的生存环境，以利于植被恢复。

②植被恢复措施

工程施工结束后采用自然恢复的方式进行恢复区域植被，临时占地内植被在未来 3-5 年时间内通过自然降水及温度等因素得以恢复。对于恢复状态不好且易发生沙化的地段，根据实际情况对地表进行人工固沙处理。

6.9.2.2 植被恢复措施

工程施工结束后，按照林草部门要求进行恢复，井场恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应与原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行井场、站场植被恢复。

6.9.2.3 闭井期生态保护恢复与重建措施

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

(1) 井场生态恢复与重建措施

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

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

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

④关闭油井应封堵油层、封闭井口，并同步实施井场复垦工程措施。

(2) 站场生态恢复与重建措施

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

②与水土保持工程措施相结合，防止引发大量水土流失。

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

6.9.3 生态环境恢复进度安排

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

6.10 水土保持方案

井场、管线、道路等施工扰动，将使井场、场站及周围的土壤结构和植被遭到破坏，降低水土保持功能，加剧水土流失。不但造成弃土弃渣的直接水土流失加剧，还可能将加剧地表直接破坏区的水土流失，对区域的水土流失有加剧的趋势。

本环评将从开发建设过程中扰动地表地貌、破坏植被等不利水土保持的因素制定合理可行的水土保持措施，防止砾幕层破坏造成的土壤沙化，尤其是防止在风力作用下形成的风沙流对邻近区域造成危害。项目建设过程中应严格参照水土保持措施执行，防止区域水土流失的加剧。

6.10.1 指导原则

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

(2) 根据“因地制宜，因害设防、重点治理与一般防治兼顾”的原则，采取

各项水土保持措施，做到工程措施、植物措施相结合，治理与开发利用相结合，形成项目建设水土保持的综合治理体系，保证项目在施工和运营期间的安全，控制和减少水土流失，使项目沿线生态环境得到保护、恢复和改善。

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

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

6.10.2 防治目标和范围

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

总体防治目标是：预防和治理水土流失防治责任范围内的水土流失，减少和控制新增水土流失危害，维持工程施工、运营安全及项目区生态环境的良性循环。为此，在自然环境调查的基础上，根据工程实际设计合理可行的水土保持工程，达到恢复植被，减少水土流失，改善生态环境的目的，同时也为主体工程安全运行提供环境保障。

6.10.3 水土流失防治责任范围

结合《生产建设项目水土保持技术标准》（GB50433-2018）中的有关规定，根据工程特点和总体布局，确定本项目水土流失防治责任范围包括工程建设区和直接影响区。防治责任范围主体属于塔城地区和布克赛尔蒙古自治县管辖。

项目建设区：指开发建设单位工程建设征用、占用、租用及管辖等的土地范围，是建设项目直接造成的损坏和扰动的区域。其中用地范围包括井场、管线及道路区。

直接影响区：项目建设区以外因开发建设活动而造成的水土流失及其直接危害的范围，包括施工过程中可能造成践踏、碾压的周边地带，以及因工程建设改变原地貌汇流路径，对周边地区带来潜在水土流失危害的区域。

6.10.4 水土保持措施

根据水土流失防治分区,在分析评价主体工程中具有水土保持功能措施的基础上,针对项目建设施工活动引发水土流失的特点和危害程度,将水土保持工程措施和植物措施有机结合在一起,合理确定水土保持措施的总体布局。对主体工程中具有水土保持功能工程,纳入方案的水土保持措施体系当中,使之与方案新增水土保持措施一起,形成一个完整、严密、科学的水土流失防治措施体系。

(1) 井场区

①为保护土地资源,在施工前,对井场所处位置进行表土剥离,剥离的表土作为后期生态恢复;在井场周边修筑地边埂;钻井作业结束后,将井场进行平整,并覆土压实覆盖一层砾石(6cm),防止风蚀现象发生。

②植物措施:项目采油井口及井场、道路及集输管线在选址选线阶段尽量选择在植被稀少或荒漠的区域布点,采取少占地、少破坏植被的原则,缩小施工范围;工程施工结束后采取自然恢复的方式对区域植被进行恢复。

(2) 管线区

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

由于管线敷设地面还形成一条高于地面的土埂,因此若供排水与地表天然排水方向垂直,则要分段设排水沟。

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

(3) 植物措施草树种优选及质量要求

本着“因地制宜、适地适树适草”的原则,根据项目自身特点和所处地区的气候特点,选择耐寒、耐旱、抗盐碱沙生植物种作为场内恢复绿化和造林的骨干植物种,如当地适生的优势免灌植物为沙拐枣群系植被等。

(5) 编制防洪规划和水土保持规划的要求

建议建设单位必须在项目前期按照《生产建设项目水土保持技术标准》(GB50433-2018)的要求,编制符合要求的水土保持方案,以便有效防止水土

流失。

6.11 防沙治沙方案

根据《国家林业局关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见》（林沙发〔2013〕136 号）：沙区开发建设项目是指在沙漠、戈壁、沙地、沙化土地和潜在沙化土地上实施的开发建设项目，主要包括在沙区范围内开发的工业、农业、畜牧业、能源、水利、交通、城市建设、旅游、自然资源等建设项目。按照《防沙治沙法》的规定，“沙区开发建设项目都应当包括具有防沙治沙内容的环境影响评价”。

6.11.1 防治目标

《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138 号）中明确开展沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的主要目的，是对开发建设项目实施后可能造成对沙区植被、生态的影响和土地沙化趋势变化进行综合分析、预测和评估，提出预防或者减轻不良影响的对策和措施，为沙区开发建设项目的立项决策提供生态承载能力等方面的科学依据。

本项目区块开发涉及到区域主要的植被群系为红皮沙拐枣群系。根据《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发【2020】138 号）要求，提出本项目的防沙治沙措施。总体防治目标为：维持生态环境现状，预防遏制新的沙化形成，保护沙区植被。根据工程实际设计合理可行的防沙治沙工程，达到恢复植被，遏制沙化，改善生态环境的目的，同时也为主体工程安全运行提供环境保障。

6.11.2 防沙治沙措施

在防沙、治沙方面，要坚持“因地制宜、因害设防、保护优先、综合治理”的原则，坚持宜乔则乔、宜灌则灌、宜草则草，采取以林草植被建设为主的综合措施，加强地表覆盖，减少尘源。

项目地处准噶尔盆地，气候干燥，风力强大，地表土质疏松干燥，区域大部分土壤表层为盐土所覆盖，植被分布稀疏，主要为红皮沙拐枣，属于典型沙质荒漠生态系统。由于区域干旱少雨，水资源极度匮乏，植被生长主要靠地下水维持，

根据现场调查，在植被遭到破坏的区域，在自然条件下很难得到恢复。由于受到区域土壤、水分等条件的限制，在项目区域进行植被恢复在经济技术条件下将很难实现，因此，本次水土流失防治主要以工程措施为主。

（1）工程防治措施

①集输管线与架空线路施工时，特别注意保护原始地表与天然植被，应划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业方法，走统一车辙，避免强行开辟新路，以减少风沙活动。

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

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

④井场施工前，对井场所处位置进行表土剥离，剥离的表土作为后期生态恢复；在井场周边修筑地边埂；钻井作业结束后，将井场进行平整，并覆土压实覆盖一层砾石（6cm），防止风蚀现象发生。禁止随意剥离工程占地以外的剥离砾石。

⑤在施工过程中，加强对占地区域砾幕层的保护，砾幕层恢复采用先收集—临时存放—施工结束后再覆盖—洒水的方式。

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

⑦做好迹地恢复，施工结束后，要做好施工迹地的恢复工作，应结合地形修整成一定形状，与周围环境相协调。

⑧工程项目所在地采取风沙防护工程，治理结束后，恢复期应在充分利用既有防沙治沙措施的基础上，进一步采取机械治沙和生物治沙等综合整治措施，控制土地沙漠化的扩展。

（2）水土流失分区防治措施

将本项目水土流失防治分区初步划分为 2 个分区：井场防治区、管线防治区。

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

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

②管沟回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。

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

④在管线施工结束后，在管道覆土上方设置草方格防风固沙、涵养水分。

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

⑤本项目井场、电力线路基座等永久占地采取地面硬化，减少风沙现象，硬化面积 5154m²。

（3）水土保持管理措施

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

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

②严禁在大风、大雨天气下施工，特别是深挖和回填等作业。

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

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

⑤对施工迹地恢复平整，以减少区域水土流失量的增加。

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

6.12 防洪措施

由于项目区域周边无常年性地表水体，因此，项目区防洪以防治暴雨山洪为主。

防洪标准：项目内防洪工程设计标准按 100 年一遇洪水重现期设计。

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

6.13 环保投资分析

在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于保护环境、污染防治和恢复地貌等，环保措施贯穿于油田开采及生产的全过程，从钻井至地面设施建设、生产运营期及闭井期。经估算该项目总投资 2625.58 万元，环保投资约 279.68 万元，占总投资的 10.65%。本工程环保投资估算见表 6.13-1。

表 6.13-1 环境保护投资估算

阶段	项目名称	环保措施	投资 (万元)
施工期	井场、管线等施工产生的施工扬尘	粉状材料及临时土方等在井场堆放应采取覆盖防尘布；管线分段施工，缩短施工时间；施工结束后尽快对施工场地进行恢复平整。	4
	柴油发电机燃油燃烧废气	采用高效设备，定期维护，采用符合国五标准的柴油，并添加柴油助燃剂等措施	4
	施工噪声	采用低噪声设备，定期维护，装设基础减振和设置隔声罩，合理安排施工时间，高噪声施工设备减少夜间使用或禁止使用	4

阶段	项目名称	环保措施	投资 (万元)
	钻井液、钻井固废、井控装置	回收罐若干	2
		不落地处理系统	128.96
		岩屑储罐围堰、防渗措施	8
		危险废物委托有资质的单位处置	5
		钻井防喷器、放喷管线、放喷池等安全措施	30.72
		设立宣传牌、标志牌加强生态保护宣传	2
	生活垃圾	清运至陆梁油田生活垃圾填埋场	2
	防沙治沙措施	施工结束后,对施工迹地清理并平整压实,采取防风固沙工程	8
	临时占地	完工后迹地清理并平整压实、临时占地释放后植被和土壤的恢复	8
运营期	无组织挥发非甲烷总烃	选用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等与站场、管线同步建设	3
	其他废物(废弃防渗膜、清管废渣)	定期委托有资质单位处理处置	5
	废润滑油、落地原油	回收罐若干,带罐作业,100%回收,运至陆梁集中处理站进行处理	0(依托)
	井下作业废水、废压裂液、废洗井液	回收罐若干	2
		由罐车送至陆梁集中处理站污水处理系统处理	5
	井场噪声	采用低噪声设备、基础减震、隔声等	4
退役期	地面构筑物、管线拆除产生的施工扬尘	严格按照国家生态环境部《防治城市扬尘污染技术规范》的要求采取各项防尘抑尘措施	2
	建筑垃圾	由施工单位运至指定位置进行处理	2
	生态保护及恢复	完工后迹地清理并平整压实、施工临时占地和原来站场的永久占地释放后植被和土壤的恢复	30
环境管理	环境监理、跟踪监测等	严格监督各项环保措施落实情况,确保各项污染防治措施有效实施	20
合计			279.68

6.14 环境影响经济损益分析

一个项目的开发建设,除对国民经济的发展起着促进作用外,同时也在一定程度上影响着项目拟建地区环境的变化。社会因子、经济因子、环境因子是一个系统的三要素,最终以提高人类的生活质量为目的。它们之间既互相促进,又互相制约,必须通过全面规划、综合平衡、正确地把全局利益和局部利益、长远利益和近期利益结合起来,对环境保护和经济发展进行协调,实现社会效益、经济效益、环境效益的三统一。

本项目的开发建设必将带来极大的经济效益,可以提高油气田开发的社会效

益，但是任何一种开发或生产活动和行为，都不可避免地会对环境（资源）产生一定的影响，特别是与石油相关的建设工程，在忽视环境保护的情况下，所造成的环境污染和生态破坏是相当严重的，环境遭受的经济损失则是巨大的。为了减少不利环境影响造成的经济损失，该项目在开发建设工程和污染防治方面均采取了一定的措施，投入了一定的资金来减少项目建设对环境的影响。

6.14.1 社会效益分析

本项目开发的社会效益主要体现在油田开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。

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

6.14.2 环境经济损益分析

6.14.2.1 环境损失分析

油田开发建设对环境造成的损失主要表现在：

- （1）工程占地造成的环境损失；
- （2）突发事故状态污染物对土壤、植被的污染造成的环境损失；
- （3）其他环境损失。

工程占地主要为井场建设、外输（输油、注水管线）管道占地、输电线路占地。工程施工与占地对植被、土壤、生态环境都有不利影响。本项目地面建设工程区域主要影响是生态影响，包括破坏原有地表砾幕结构，地表裸露导致水土流失。但在加强施工管理和采取生态恢复等措施后，施工影响是可以接受的。

本项目施工期短，施工“三废”和噪声影响比较轻。不涉及当地居民搬迁，无大量弃土工程。而且施工期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工的结束而消失。因此，在正常情况下，基本上不会对周围环境产生影响。但在事故状

态下，将对人类生存环境产生影响。如由于自然因素及人为因素的影响，引起管道、井场区泄漏事故，将对周围环境造成较为严重的影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各项补偿费用来体现。

6.14.2.2 环境经济损益分析结论

项目经分析具有良好的经济效益和社会效益。在建设过程中，由于井场、地面设施建设、道路修建、敷设管线等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算该项目环境保护投资约 279.68 万元，环境保护投资占总投资的 10.65%。实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。

7 环境风险评价

7.1 环境风险调查

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

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

7.2 风险潜势初判及评价等级

项目涉及的主要危险物质为油基钻井液、原油、伴生气（天然气）及硫化氢。涉及的风险为运行过程中储存罐、集输管线破损造成的油类物质和天然气的泄漏。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中的判定方法，当存在多种危险物质时，按照下式计算物质总量与其临界量比值：

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

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

$Q_1, Q_2, \dots, Q_n$ —每种危险物质的临界量，t。

当 $Q < 1$ 时，环境风险潜势为 I。

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

本项目 Q 的确定见表 7.2-1。

表 7.2-1 建设项目 Q 值确定表

序号	风险单元	危险物质名称	危险物质在线量 q_n	临界量 Q_n	Q 值	风险潜势等级
1	采油管线	原油	4.209	2500	0.00168	I
2		天然气	0.0309	10	0.00613	
3		硫化氢	/	2.5	/	
4	井场储罐	柴油	16.7	2500	0.00668	
合计			-	-	0.00897	-

注：①原油密度按照 0.851t/m³ 计，50mm 单井出油管线长度 4.2km，则管线容积为 8.24m³，则计算可得管线中原油在线量为 4.209t。

综上，本项目 $Q=0.00897<1$ ，工程环境风险潜势为 I，进行简单分析。

7.3 环境敏感目标调查

本项目环境风险评价范围内环境敏感目标详见表 2.7-1。

7.4 环境风险识别

7.4.1 物质危险性识别

本项目钻井、完井、修井、采油、油气集输、注水等生产过程中所涉及的危险物质主要有原油、伴生气、硫化氢、柴油等。

①原油

原油理化性质、危险危害特性及防护措施见表 7.4-1。

表 7.4-1 原油理化性质、危险危害特性及防护措施表

特 别 警 示	易燃易爆
理 化 特 性	原油是指从凝析气田或者油田伴生天然气凝析出来的液相组分，又称天然汽油。其主要成分是 C ₅ 至 C ₁₁₊ 烃类的混合物，并含有少量的大于 C ₈ 的烃类以及二氧化硫、噻吩类、硫醇类、硫醚类和多硫化物等杂质，其馏分多在 20℃-200℃之间，挥发性好。 【主要用途】 是生产溶剂油优质的原料。
危 害 信 息	【燃烧和爆炸危险性】 其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。 【健康危害】 蒸气可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、发绀等缺氧症状。
安 全 措 施	【操作安全】 密闭操作，注意通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴自吸过滤式防毒面具（半面罩），戴化学安全防护眼镜，穿防静电工作服，戴橡胶耐油手套。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂、还原剂、碱类接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。 【储存安全】 储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。保持容器密封。

	应与氧化剂分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。 【运输安全】 运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。夏季最好早晚运输。运输时所用的槽（罐）车应有接地链，槽内可设孔隔板以减少振荡产生静电。严禁与氧化剂、食用化学品等混装混运。运输途中应防曝晒、雨淋，防高温。中途停留时应远离火种、热源、高温区。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。严禁用木船、水泥船散装运输。
应急处置原则	【急救措施】 皮肤接触：脱去污染的衣着，用大量流动清水彻底冲洗。 眼睛接触：立即翻开上下眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗至少 15 分钟，就医。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸。就医。 食入：催吐，就医。 【灭火方法】 消防人员须佩戴防毒面具、穿全身消防服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。灭火剂：雾状水、泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。 【泄漏应急处置】 切断火源：在确保安全情况下堵漏。禁止泄漏物进入受限制的空间（如下水道等），以避免发生爆炸。喷水雾可减少蒸发。用砂土、蛭石或其他惰性材料吸收，然后收集运至废物处理场所。或在保证安全情况下，就地焚烧。如大量泄漏，利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害处理后废弃。

②天然气

天然气中甲烷、乙烷属单纯窒息性气体，对人体基本无毒。其他组分如丙烷、异丁烷、正丁烷、异戊烷、正戊烷等都为微毒或低毒物质。天然气还有少量二氧化碳、氮气等气体。天然气理化性质、危险危害特性及防护措施见表 7.4-2。

表 7.4-2 天然气理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	天然气		
	化学品英文名称	Natural gas dehydration		
成分/组成信息	主要有害成分	甲烷		
	分子式	CH ₄	分子量	16.05
危险特性	【危险性类别】 第 2.1 类易燃气体。侵入途径：吸入。 健康危害：空气中甲烷浓度过高，能使人窒息。当空气中甲烷达 25%~30% 时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱离，可致窒息死亡。皮肤接触液化气体可致冻伤。			

	【环境危害】对环境有害。 【燃爆危险】易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。			
急救措施	【皮肤接触】如果发生冻伤，将患部浸泡于保持在 38℃~42℃的温水中复温。不要涂擦。不要使用热水或辐射热。使用清洁、干燥的敷料包扎。如有不适感，就医。 【吸入】迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。			
消防措施	【危险特性】易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氟化氧及其他强氧化剂接触发生剧烈反应。 【有害燃烧产物】一氧化碳。 【灭火方法】用雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉灭火。切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。消防人员必须佩戴空气呼吸器、穿全身防火防毒服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。			
泄漏应急处理	消除所有点火源。根据气体扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的所有设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。若可能翻转容器使之逸出气体而非液体。喷雾状水抑制蒸气或改变蒸气云流向，避免水流接触泄漏物。禁止用水直接冲击泄漏物或泄漏源。防止气体通过下水道、通风系统和限制性空间扩散。隔离泄漏区直至气体散尽。 储存注意事项：钢瓶装本品储存于阴凉、通风的易燃气体专用库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。应与氧化剂等分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备。			
操作处置与储存	【操作注意事项】密闭操作，全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。在传送过程中，钢瓶和容器必须接地和跨接，防止产生静电。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。			
接触控制/个体防护	【工程控制】生产过程密闭，全面通风。 【呼吸系统防护】一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。 【眼睛防护】一般不需要特殊防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。 【身体防护】穿防静电工作服。 【手防护】戴一般作业防护手套。 【其他防护】工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入限制性空间或其他高浓度区作业，须有人监护。			
理化特性	外观与性状	无色无味气体	饱和蒸气压	53.32kPa/-168.8℃
	沸点	-161.4℃	闪点	-218℃
	熔点	-182.6℃	溶解性	微溶于水，溶于乙

				醇、乙醚、苯、甲苯等
	密度	相对密度（水=1）：0.42 （-161.4℃） 相对蒸汽密度（空气=1）：0.6	稳定性	稳定
	爆炸极限	5%~15%（V%）	引燃温度	537℃
稳定性和反应活性	稳定性：稳定；禁配物：强氧化剂、强酸、强碱、卤素；避免接触的条件：高热，火源和不相容物质；聚合危害：不发生；分解产物：一氧化碳、二氧化碳。			
毒理学资料	LC ₅₀ ：50%（小鼠吸入，2h）。 LD ₅₀ ：无资料。			
生态学资料	【其他有害作用】温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。			
废弃处置	【废弃物性质】危险废物。废弃处置方法：建议用焚烧法处置。 废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。把倒空的容器归还厂商或在规定场所掩埋。			
运输信息	【运输注意事项】采用钢瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。钢瓶一般平放，并应将瓶口朝同一方向，不可交叉；高度不得超过车辆的防护栏板，并用三角木垫卡牢，防止滚动。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。严禁与氧化剂等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光曝晒。中途停留时应远离火种、热源。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。			

③硫化氢

硫化氢理化性质、危险危害特性及防护措施见表 7.4-3。

表 7.4-3 硫化氢理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学名称	硫化氢（H ₂ S）	外观及性状	无色、有恶臭的气体
熔点	-85.5℃	沸点	-60.4℃
饱和蒸汽压（kPa）	2026.5（25.5℃）	临界温度	100.4℃
爆炸上限%（V/V）	46.0	爆炸下限%（V/V）	4.0
溶解性	溶于水、乙醇	引燃温度	260℃
危险特性	【健康危害】本品是强烈的神经毒物，对黏膜有强烈刺激作用。急性中毒：短期内吸入高浓度硫化氢后出现流泪、眼痛、眼内异物感、畏光、视物模糊、流涕、咽喉部灼热：感、咳嗽、胸闷、头痛、头晕、乏力、意识模糊等。部分患者可有心肌损害。重者可出现脑水肿、肺水肿。极高浓度（1000mg/m ³ 以上）时可在数秒钟内突然昏迷，呼吸和心跳骤停，发生闪电型死亡。高浓度接触眼结膜发生水肿和角膜溃疡。长期低浓度接触，引起神经衰弱综合征和自主神经功能紊乱。		

	【环境危害】对环境有危害，对水体和大气可造成污染。 【燃爆危险】本品易燃，具强刺激性。
急救措施	【眼睛接触】立即提起眼睑，用大量流动清水或生理盐水彻底冲洗至少 15 分钟。就医。 【吸入】迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。
消防措施	【危险特性】易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与浓硝酸、发烟硝酸或其他强氧化剂剧烈反应，发生爆炸。气体比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。 【有害燃烧产物】氧化硫。 【灭火方法】消防人员必须穿全身防火防毒服，在上风向灭火。切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。灭火剂：雾状水、抗溶性泡沫、干粉。
泄漏应急处理	【应急处理】迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并立即进行隔离，小泄漏时隔离 150m，大泄漏时隔离 300m，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防静电工作服。从上风处进入现场。尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能，将残余气或漏出气用排风机送至水洗塔或与塔相连的通风橱内。或使其通过三氯化铁水溶液，管路装止回装置以防溶液吸回。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。
操作处置与储存	【操作注意事项】严加密闭，提供充分的局部排风和全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴过滤式防毒面具（半面罩），戴化学安全防护眼镜，穿防静电工作服，戴防化学手套。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂、碱类接触。在传送过程中，钢瓶和容器必须接地和跨接，防止产生静电。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。 【储存注意事项】储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。保持容器密封。应与氧化剂、碱类分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备。
生态学资料	【其他有害作用】该物质对环境有危害，应注意对空气和水体的污染。
废弃处置	【废弃处置方法】用焚烧法处置。焚烧炉排出的硫氧化物通过洗涤器除去。
运输信息	【运输注意事项】铁路运输时应严格按照铁道部《危险货物运输规则》中的危险货物配装表进行配装。采用钢瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。钢瓶一般平放，并应将瓶口朝同一方向，不可交叉；

	高度不得超过车辆的防护栏板，并用三角木垫卡牢，防止滚动。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。严禁与氧化剂、碱类、食用化学品等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光曝晒。中途停留时应远离火种、热源。公路运输时要按规定路线行驶，禁止在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。
--	---

④柴油

柴油的理化性质及危险特性见表 7.4-4。

表 7.4-4 柴油的理化性质及危害特性

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

7.4.2 全过程生产系统危险性识别

(1) 钻井过程危险因素识别

钻井过程中危险因素及可能产生的事故见表 7.4-5。

表 7.4-5 钻井过程主要危险及有害因素分析

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

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

(2) 运营期危险因素识别

根据工程分析，本工程开发建设过程中采油、油气集输等环节均接触到易燃、易爆的危险性物质，而且生产工艺条件较苛刻，多为高压操作，因此事故风险较大，可能造成环境危害的风险事故主要包括火灾、爆炸、油品泄漏等，具体危害和环境影响可见表 7.4-6。

表 7.4-6 油田生产事故风险类型、来源及危害识别一览表

功能单元	事故类型	事故原因	事故后果	环境影响途径
管线	集输管线泄漏	管道腐蚀，施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致管线破裂，导致火灾、爆炸、油品泄漏事故	油品及天然气泄漏后，遇火源会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件，油类物质渗流至地下水；天然气泄漏后，进入大气引发中毒事故。	大气、土壤、地下水

(3) 井下作业危险性识别

①井喷事故风险

井喷为井场常见事故。如果井底压力小于地层压力，地层流体将进入井筒并推动钻井液外溢，即发生溢流。此时，如果对地下油、气压力平衡控制不当，不能及时控制溢流，会造成油、水或其他混合物迅速喷到地面，即发生井喷。井喷会引发油气泄漏及火灾爆炸，对空气环境、水环境及生态环境造成危害，致使人员伤亡、财产损失。陆梁油田陆 136 井区已开发多年，对区域的油气藏情况已基本掌握，井喷的可能性很小，但也并非绝对不可能，从最不利的角度，本次评价依然将其作为一种风险事故考虑。

②井漏事故风险

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

（4）输送管道危险性识别

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

按照长输管道易发事故不同的特点，可将造成事故的危险因素分成以下几类：

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

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

③第三方破坏：第三方破坏包括意外重大的机械损害、操作失误及人为破坏等可能。

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

⑤设备事故：输气设备、设施等性能不行、质量不高也能够引发事故。

（5）储罐危险性识别

本项目建设期井场设置柴油储罐、钻井液储罐等罐体，由于储罐设计、管材制造、施工、操作运行和管理等各环节都可能存在着缺陷和失误，所有这些因素都可能导致罐体内液体泄漏事故发生，对周围地下水、土壤、大气等环境造成污染。

（6）运输风险识别

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

7.4.3 环境风险类型识别

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

运营期管线发生破损造成原油泄漏，会污染土壤和大气，泄漏原油有可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境。

7.5 环境风险影响分析

7.5.1 井喷事故影响分析

（1）对土壤的影响分析

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

理化性状发生变化，对影响范围内的土壤表层造成严重的污染。

井喷持续时间越长，对土壤造成的污染越严重。但根据已有的相关资料，井喷事故主要影响事故区域内的表层土壤。若发生井喷事故，污染土壤应及时收集，委托有危废处置资质单位处理。采取以上措施后，井喷对土壤的影响较小。

（2）对水环境影响分析

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

（3）对植被的影响分析

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

7.5.2 井漏事故影响分析

本项目井漏事故主要为运营期油水窜层。井漏事故对地下水的污染是采出液漏失于地下水含水层中，由于采出液中含石油类，均会造成地下含水层水质污染。本项目采用双层套管，表层套管完全封闭各含水层，固井水泥均上返地面，这样，在各含水层与井筒间形成双层套管、单层水泥环的保护措施，将事故风险降低到最低。

7.5.3 原油泄漏环境影响分析

原油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。故在正常工况下，定期对储罐及集输管线上的设置安全保护设施，如截断阀进行检查，加大检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，及时维修，并将受污染的土壤全部回收，送至主体装置区进行处理，污染物从源头和末端均得到控制，没有污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。

当泄漏事故不可控时，泄漏的油品经土层渗漏，通过包气带进入含水层。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳占林文）中结论：盐土尽管颗粒较粗、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 0cm~10cm 或 0cm~20cm 表层土壤中，其中表层 0cm~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。

7.5.4 管线泄漏环境影响分析

管线泄漏对生态系统的影响主要表现为对土壤和植被的破坏。

（1）对土壤的影响分析

管线泄漏对土壤环境的影响是比较显著的，泄漏的石油可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化，影响到土地功能，进而影响荒漠植被的生长，并可影响局部的生态环境。

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

根据类比调查结果可知，原油泄漏事故发生后，在非渗透性的基岩及黏重土壤上污染（扩展）面积较大，而疏松土质上影响的扩展范围较小；黏重土壤多为耕作土，原油覆于地表会使土壤透气性下降，降低土壤肥力。在泄漏事故发生的最初，原油在土壤中下渗至一定深度，随泄漏历时的延长，下渗深度增加不大（落

地原油一般在土壤表层 20cm 以上深度内积聚）。

（2）对植被的影响

管线泄漏对植被的影响主要为原油污染土壤造成的土壤理化性状变化间接影响植物生长，严重时会导致植物死亡；

另外，如果原油泄漏的同时发生火灾爆炸事故，导致植被燃烧，则对事故区附近的植被将产生灾害性影响。

①接触毒性危害

接触毒性主要是低沸点烃类物质对植物细胞的类脂膜结构的溶解作用，每类化合物的毒性都随着分子极性的增大而增大，随着分子量的增大而减小。油品低沸点组分较易通过蒸发和淋滤从潮湿但排水良好土壤中的生物活性表层中清除掉，所以这些组分的影响是短期的。油类物质中的低沸点成分对植物嫩芽和根系的脆弱部分有很大的接触毒性，但对乔木和灌木的木质部分影响很小。

②间接有害影响

土壤中油类物质污染对植被的间接影响一般为植物根系中氧缺乏（因为烃被微生物降解时消耗了土壤中的氧）。这种缺氧条件可促使生物产生对植物有害的化合物，微生物还要与植物竞争无机养分。油品组分也会改变土壤的物理结构，降低其储存水分和空气的能力。所有这些不利影响既可以立即表现出来，也可以在污染油被生物降解时表现出来。中等规模的油品类泄漏，其生物降解一旦结束，上述不利影响就会消失，这是因为土壤的有机质和结合氮都有所增加的缘故。

7.5.5 储罐泄漏环境影响分析

（1）对大气环境影响分析

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

（2）对土壤环境影响分析

泄漏的油类物质可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响土地功能，进而影响项目

区植被的生长，并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，各储罐采用钢质材料，同时在储罐与地表接触面，均采用铺设防渗膜进行防渗，储罐位于室内，一旦发生泄漏，可及时清理，尽可能回收，发生事故后，及时采取应急救援措施，不会对周围土壤环境产生明显影响。

（3）对地下水环境影响分析

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

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

7.5.6 硫化氢泄漏环境影响分析

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

7.5.7 运输风险的环境影响分析

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

7.6 环境风险防范措施

7.6.1 钻井风险防范措施

(1) 建设单位以及施工钻井队结合行业作业规范，设置有专职安全环保管理人员，把安全、环境管理纳入生产管理的各个环节，为防止事故的发生能起到非常积极的作用。现场作业严格按照《健康、安全与环境管理体系第 1 部分：规范》(Q/SY1002.1-2013)；《健康、安全与环境管理体系第 2 部分：实施指南》(Q/SY1002.2-2014)；《健康、安全与环境管理体系第 3 部分：审核指南》(Q/SY1002.3-2015)；《石油天然气钻井作业健康、安全与环境管理导则》(Q/SY 08053-2017) 的要求执行。建设单位依托项目管理部门负责指导本项目的环境保护和安全生产工作，建立事故应急领导小组，设置抢险组、消防组、救护组、警戒组 and 环境保护组，负责整个工程的环境风险管理，建立与地方政府的环境风险应急联动机制。本项目按照一级井控要求落实好环境风险防范、应急措施以及管理措施。

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

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

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

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

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

7.6.2 井下作业风险防范措施

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

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

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

7.6.3 H₂S 的防范措施

依据该区域原油物性,钻井期不含硫化氢,但采油过程中可能会有硫化氢产生,项目应做好硫化氢监测和防范工作。施工井队应配备至少 3 套的便携式硫化氢检测仪,做好硫化氢检测工作,制定防硫化氢应急预案。在井场大门口、钻台、振动筛、坐岗房、防喷器液控房等五处设立风向标(风袋、风飘带、风旗或其他适用的装置),并在不同方向上划定两个紧急集合点,一旦发生紧急情况,作业人员可向上风方向疏散。作业期间,应至少有一人携带便携式硫化氢检测仪,定时进行巡回检测。当监测到硫化氢浓度大于 15mg/m³ 时,应实时监视硫化氢浓度示值;当监测到硫化氢浓度达到安全临界浓度 30mg/m³ 或怀疑存在硫化氢氮浓度不清的区域之前,应使用正压式呼吸器呼吸,直到该区域安全或人员返回安全区域。按照《含硫化氢井测井安全防护规范》(Q/SY08311-2022)标准规定执行,按照《硫化氢环境人身防护规范》(SY/T 6277-2017)、《硫化氢环境天然气采集与处理安全规范》(SY/T 6137-2017)要求进行 H₂S 监测与安全防护。

7.6.4 井场事故风险防范措施

(1) 井场设置明显的禁止烟火标志;井场钻井设备及电器设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求;井场内所有设备、管线均应做好防雷、防静电接地;井场安装探照灯,以备井喷时钻台照明。

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

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

(4) 储罐设置在井场主导风向下风向，并与井口距离不得小于 50m。

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

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

7.6.5 井喷预防措施

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

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

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

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

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

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

7.6.6 废压裂液、洗井液泄漏事故风险防范措施

采用质量合格的压裂液罐和废液收集罐。加强日常管理, 对压裂液罐和废液收集罐采取监控设施, 做好罐体防腐防漏工作, 严防压裂液罐和废液收集罐泄漏。

7.6.7 油气集输事故风险防范措施

(1) 施工阶段的事故防范措施

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

②在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。

③对阀池内阀门两端法兰、管道起点及终点连头处、穿越铁路套管及泄洪区套管的焊接质量严格检验, 防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生, 从而增加管道的安全性。

④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。

⑤选择有丰富经验的单位进行施工, 并对其施工质量进行监理。

(2) 运行阶段的事故防范措施

①严格控制油品质量, 定期清管。

②加强自动控制系统的管理和控制, 严格控制压力平衡。

③定期对管线进行超声检查, 对壁厚低于规定要求的管段及时更换, 消除爆管的隐患。

④定期检查管道安全保护系统, 在发生泄漏事故时能够及时处理。

⑤加大巡线频率, 提高巡线有效性, 发现对管道安全有影响的行为, 及时制止、采取相应措施并向上级报告。

⑥按规定进行设备维修、保养, 及时更换易损及老化部件, 防止油气泄漏事故的发生。

⑦完善各站场的环境保护工程, 及时清除、处理各种污染物, 保持安全设施的完好, 避免火灾的发生。

⑧管线刺漏防范措施。输气管线采用复合高压输送管，并进行防腐。定期对管线进行壁厚检测，制作壁厚趋势图，计算管线腐蚀速率进而全面掌握管线腐蚀情况。如出现管线刺漏情况，及时关井、关闭管线截断阀进行抢修。

(3) 管理措施

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

②制定应急操作规程，在规程中说明发生管道事故时应采取的操作步骤。

③规定抢修进度，限制事故的影响，说明与人员有关的安全问题。

④定期对管线进行巡视，加强管线和警示标志的管理工作。

⑤增强职工安全意识，识别事故发生前异常状态，并采取相应措施。

⑥配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

⑦对重要的仪器设备有完善的检查项目和维护方法；按计划进行定期维护；有专门档案（包括维护记录档案），文件齐全。

7.6.8 原油泄漏事故防范措施

(1) 所有区段的管道设计均要符合《输油管道工程设计规范》(GB50253-2014)的要求。

(2) 加强《石油天然气管道保护条例》的宣传力度，普及原油管道输送知识，发现问题及时报告。

(3) 建设涉及的管道均采用保温无缝钢管，使用防腐降阻剂进行防腐。

(4) 按规定进行设备维修、保养，及时更换易损老化部件，防止原油泄漏事故发生。

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

(6) 确保各装置的安全距离，构筑物区域内设置接地装置，定期检测设备接地电阻及防雷设施。

(7) 按规定配置齐全各类消防设施，并定期进行检查，保持完好可用。

(8) 操作中必须使用防爆工具，严禁用铁器敲打管线、阀门、设备。

(9) 制定事故应急预案，配备适当的抢修、灭火及人员抢救设备。

(10) 管道发生断裂、漏油事故时，按顺序停泵或关井。

7.6.9 废水、废液运输事故风险防范措施

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

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

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

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

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

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

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

7.6.10 重视和加强管理

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

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

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

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

(4) 对事故易发部位、易泄漏地点，除本岗工人及时检查外，应设安全员巡检。

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

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

(6) 提高自动化水平，保证各系统在优化和安全状态下进行操作。

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

7.7 风险事故应急处理措施

7.7.1 火灾、爆炸事故应急措施

(1) 火灾爆炸发生后，岗位人员报火警（119），并及时向生产调度报告，生产调度报告应急小组指挥部领导，并向毗邻单位提出安全防范要求。

(2) 值班调度电话通知应急救援组织机构组长，应急救援组织机构启动应急救援预案，迅速拉响火警报警器。

(3) 事故点当班负责人立即通知停止输油、卸油等相关操作，只有在消防人员的保护下才能进行转、倒油等工艺处理。

(4) 设置警戒区域，封锁通往现场的各个路口，禁止无关人员和车辆进入，防止因火灾或爆炸而造成不必要的损失和伤亡。

(5) 进入现场的人员必须佩戴或使用安全防护装备和穿好防火服。

(6) 根据风险评价结果，如发生火灾，附近工作人员应紧急撤离，防止火灾燃烧中 CO 和烟尘超标对人体的危害。

(7) 组织环保分析专业人员负责对各个重点部位土壤、环境空气进行实时监测，及时上报检测结果，方便应急小组决策。

7.7.2 突发有毒气体扩散事件的处理

(1) 采取有效措施，尽快切断污染源。

(2) 迅速了解事发地地形地貌、气象条件、重要保护目标及其分布等情况。

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

(4) 做好可能受污染人群的疏散及中毒人员的救治工作。

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

7.7.3 安全防护

(1) 应急人员的安全防护

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

(2) 受灾群众的安全防护

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

7.7.4 油气泄漏应急措施

(1) 管道发生断裂、漏油事故时，按顺序停泵或关井；在断裂或泄漏点筑堤，防止泄漏的原油漫流。汇集在堤内的地表油，用罐车及时收集拉运至陆梁集中处理站处理，将受污染的土壤委托有相应处置资质单位进行处理。

(2) 发现站内管线、阀门、法兰、储罐等泄漏，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。

(3) 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。

(4) 若泄漏量很大，工艺操作人员迅速切断泄漏点，不能切断的要采取停车工艺处理。

(5) 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，警戒线内人员必须佩戴安全防护用具。

(6) 严重泄漏事故岗位人员应立即向厂调度及消防队、急救中心等部门报警求救，同时通知临近事故点人员进行必要的防护和撤离。

7.7.5 井喷事故应急措施

项目一旦发生井喷，绝大多数井都能通过防喷器关闭，然后采取压井措施控制井喷；最后还可用向事故井打定位斜井等方法处理井喷，并尽快采取措施回收原油。事故处理中要有专人负责，管好电源、火源，以免火灾发生。井喷时，需要对井喷的油泥等污染物进行收集，并委托有资质单位进行处理。事故状态下泄漏的落地油 100%进行回收，收集的废油运至陆梁集中处理站处理。受污染的土壤交由有相应处置资质单位转运、处置。

7.7.6 运输风险防范措施

项目运营单位应配备具有危险货物运输资质的驾驶员和押运员。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。车辆在采出液装卸过程中应安装隔热和熄灭火星装置，并配装导静电橡胶拖地带装置。行车要遵守交通、消防、治安等法律法规。控制车速，保持与前车安全距离，严禁违法超车，不能疲劳驾驶。行车途中应勤检查，若有原油泄漏，应查找泄漏点，采取相应的应急措施，防止液体继续泄漏，将受到污染的土壤要全部回收，送至有相应处置资质单位处置。

7.8 环境风险管理

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

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

表 7.8-1 环境风险管理情况

序号	检查项目	现有状态
1	环境风险评估工作开展，环境风险隐患排查开展情况	已开展系统的风险评估和风险排查工作
2	环境风险隐患排查台账建设及管理情况	已建立环境风险隐患排查台账
3	周边企事业单位签订突发环境事件应急联动协议的情况	已与周边主要单位签订应急联动协议
4	环境应急组织机构设置和专职人员的配备情况	依托专职消防人员及机构
5	环境应急培训和演练情况	各单位已开展环境应急培训和演练
6	应急物资和装备保障工作情况	应急物资储备满足要求
7	污染防治设施运行情况	污水处理设施运行良好
8	与环保部门联系情况，发生事故信息通报是否及时准确	能够及时与环保部门联系，发生事故时信息通报及时准确
9	企业的事故预防与应急能力建设	拥有比较完善的突发事件应急预案和机构人员，相关制度也比较完善
10	环境风险教育和宣传，环境安全文化建设情况	已开展环境风险教育和宣传，环境安全文化建设
11	消防验收意见及消防检查情况	建设项目严格按照消防要求进行消防设计审核和消防验收，消防检查合格
12	安全生产许可	获得安全生产许可证
13	环境影响评价及批复的其他环境风险防控措施落实情况	建设项目按环保“三同时”要求执行，并严格落实批复中要求的各项环境风险防控措施

7.8.1 消防设施及安全管理

（1）消防设施

采油井场不设消防水设施。本项目的输送系统为管输方式，易燃易爆和可燃物料在操作条件下置于管道中，各个连接处采用密封措施。根据《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2015），采油井场属于五级站场，站场可不设置消防给水设施，初期火灾，由站场及单体配置的灭火器和消防器材扑救即可满足要求。

（2）消防安全管理

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

7.8.2 安全生产管理

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

7.9 突发环境事件应急预案

本项目投产后归属中国石油新疆油田分公司陆梁油田作业区管辖。陆梁油田作业区已制定了完善的突发环境事件应急预案，并取得塔城地区生态环境局的备案，备案编号为 654200-2022-024-M。按照环境风险管理规定，应将本次建设内容突发环境事件应急预案纳入新疆油田分公司陆梁油田作业区现有突发环境事件应急预案中，对现有突发环境事件应急预案进行必要的完善和补充。待本工程实施后，需将本工程相关内容更新至突发环境事件应急预案中。

本工程应急预案应急处置措施如下：

7.9.1 井场泄漏处置

（1）伴有甲烷、二氧化氮等有害气体逸散时

①应迅速封闭事故现场，抢救现场窒息人员，发出甲烷、二氧化氮报警信号，进行交通管制，禁止外人进入现场，控制事态发展；

②监测有害气体浓度，根据现场风向，协调当地政府部门疏散现场及周边无关人员；

③现场人员生命受到威胁、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令。

（2）引发火灾、爆炸时

①现场发生火灾、爆炸，应立即切断引火源，并组织灭火；

②确定警戒范围，撤离无关人员。

7.9.2 管道泄漏处置

（1）输油管道破裂泄漏时

①如出现人员伤亡，在确保安全前提下先组织力量抢救受伤人员；

②切断管道泄漏源，封闭事件现场和危险区域，周边设置警示标识，同时组织人员切断周边着火源，防止事态扩大和引发次生事故；

③配合地方政府有关部门设置警戒线，划定安全区域，组织撤离、疏散周边居民、群众；

④组织输油管道泄漏的围控、处置；

⑤原油管道泄漏原油回收并妥善处理；

⑥对污染现场进行清理，并确保达到环境保护要求。

（2）管道破裂泄漏时

①应迅速停运泄漏管道，必要时实行紧急放空。同时，封闭事故现场，发出天然气泄漏报警；

②组织专业医疗救护小组抢救现场中毒人员和受伤人员；

③监测有害气体浓度，根据现场风向，加强现场人员的个人防护，疏散现场及周边无关人员和公众；

④条件允许时，迅速组织力量对泄漏管道进行封堵、抢修作业。

（3）油气管道泄漏引发火灾、爆炸时

①立即切断泄漏源，封闭泄漏现场；

②组织专业医疗救护小组抢救现场受伤人员；

③组织现场消防力量进行灭火；

④组织力量对泄漏管道进行封堵、抢修；

⑤对污染物进行隔离，并组织清理；

⑥采取隔离、警戒和疏散措施，避免无关人员进入事发区域，并合理布置消防和救援力量；

⑦当重点要害部位存在有毒有害气体泄漏时，应进行有毒有害气体检测；

⑧迅速将受伤、中毒人员送医院抢救，并根据需要配备医疗救护人员、治疗药物和器材；

⑨当重点要害部位可燃物料存量较多时，尽量采取工艺处理措施，转移可燃物料，切断危险区与外界装置、设施的连通，组织专家组和相关技术人员制定方案；

⑩火灾扑救过程中，专家组应根据危险区的危害因素和火灾发展趋势进行动态评估，及时提出灭火指导意见；

⑪灭火完毕后，立即清理火灾现场，组织力量对泄漏点封堵抢险。

(4) 井喷失控

①伴有甲烷等有毒有害气体逸散时

a.应迅速封闭事故现场，抢救现场窒息人员，发出甲烷报警信号，进行交通管制，禁止外人进入现场，控制事态发展；

b.监测有毒有害气体浓度，根据现场风向，协同当地政府疏散现场及周边无关人员；

c.现场人员生命受到威胁、井口失控、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令；

d.条件允许时，迅速组织应急救援队伍抢装井口和实施压井作业。

②引发火灾、爆炸时

a.现场发生火灾、爆炸，应立即阻断引火源，并组织灭火；条件允许时，迅速组织抢装井口和压井作业；

b.井场四周设置围堤，防止喷出物污染环境；

c.依据井喷事件程度确定警戒范围，撤离无关人员。

③遇险人员应急撤离条件

a.井喷失控后，经采取措施无效，危及设施及人民生命安全或引起重大火灾无法控制时；

b.空气中甲烷、二氧化氮分别达到浓度 25%~30%、3%以上，且无法有效控制时；

c.由于各种原因（如油气泄漏）导致设施发生火灾，经采取措施无效，危及

设施及人民生命安全时；

d.由于各种原因导致设施发生爆炸，危及整个设施和人民生命安全时。

7.10 环境风险评价小结

本工程发生风险事故的类型主要为集输管线和储罐破裂泄漏、火灾及爆炸等类型。

经过风险分析和评价，本项目须加强管理，严格落实本报告提出的各项事故风险防范措施、制定应急预案，尽可能避免各类事故的发生和发展，将事故发生概率降低，减小事故造成的损失，避免当地环境受到污染。

综上，在采取评价中提出的风险事故防范措施和工程中应增加的污染事故预防及减轻措施后，能有效预防事故的发生，将建设项目风险降至最低程度，可使项目建设、运营中的环境风险控制在可接受的范围内。因此，该项目建设从环境风险的角度认为风险水平可接受。

表 7.10-1 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	陆 136 井区侏罗系头屯河组油藏 2025 年建设工程			
建设地点	新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县			
地理坐标	经度		纬度	
主要危险物质及分布	原油、天然气、硫化氢、柴油			
环境影响途径及危害后果 (大气、地表水、地下水等)	原油泄漏导致火灾爆炸事故对大气、地下水的影响			
风险防范措施要求	项目须加强管理，严格落实本报告提出的各项事故风险防范措施、制定应急预案，尽可能避免各类事故的发生和发展，将事故发生概率降低，减少事故造成的损失，避免当地环境受到污染。			
填报说明（列出项目相关信息及评价说明）： 在采取评价中提出的风险事故防范措施和工程中应增加的污染事故预防及减轻措施后，能有效预防事故的发生，将建设项目风险降至最低程度，可使项目建设、运营中的环境风险控制在此可接受的范围内。因此，该项目建设从环境风险的角度认为风险水平可接受。				

表 7.10-2 建设项目环境风险评价自查表

工作内容		对项目进行环境风险调查与评价，并提出相应的预防与应急处置措施。				
风险调查	危险物质	名称	原油	伴生气	硫化氢	柴油
		存在总量	4.209t	0.0309t	-	16.7t
	环境敏感性	大气	500m 范围内人口数 <u>5</u> 人		5km 范围内人口数 <u>500</u> 人	
			每公里管段周边 200m 范围内人口数（最大） <u>5</u> 人			
		地表水	地表水功能敏感性	F1 ☐	F2 ☐	F3 ☒

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

8 环境管理与监测计划

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

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

8.1 环境管理

8.1.1 环境管理机构

8.1.1.1 决策机构

本工程的 HSE 管理机构应实行逐级负责制，受中国石油新疆油田分公司 HSE 委员会的直接领导和监督，工程的环保管理机构陆梁油田作业区设安全环保质量部，并设专人负责工程开发建设期的环境保护工作。

中国石油新疆油田分公司开发公司负责该项目的组织，协调工作，与自治区有关地方政府协商提供必要支持，并协调地面工程的分工协作工作，包括生态环境建设和保护的宏观管理和决策。

8.1.1.2 实施与管理机构

新疆油田分公司已经建立了环境保护指标体系，对各二级单位的环保指标完成情况按《新疆油田分公司环境保护管理规定》的各项指标进行考核。推行环境

保护目标责任制，明确各单位企业行政一把手为本单位环保第一责任人，并规定了应负的法律责任和行政责任，其他行政领导和机关处室也都有明确环保职责，初步形成了领导负责，部门参加，生态环境部门监督管理，分工合作，各负其责的环境管理体制。

中国石油新疆油田分公司下设质量安全环保部，负责中国石油新疆油田分公司范围内的环境保护工作，各二级单位下设环保科，各生产单位设专职环保员，负责生产单位的环保工作。

陆梁油田作业区的环保工作由新疆油田公司安全环保处领导，并全过程监督该建设工程的环境保护管理，环保设施建设工作。建设项目经理部设专职环境管理人员，全面负责该油田开发建设期的环境管理工作。本工程进入生产运行期后，油田主要管理工作均依托陆梁油田作业区完成，陆梁油田作业区负责本工程生产运行期的环境管理工作，陆梁油田作业区设一名专（兼）职环保工程技术人员负责本工程建设期的环保工作及站场内外环保设施的运行和检查工作，以及环境污染事故处理和报告。

8.1.2 环境管理体制

新疆油田分公司已经建立了环境保护指标体系，对各二级单位的环保指标完成情况按《新疆油田分公司环境保护管理规定》的各项指标进行考核。推行环境保护目标责任制，明确各单位企业行政一把手为本单位环保第一责任人，并规定了应负的法律责任和行政责任，其它行政领导和机关处室也都有明确环保职责，初步形成了领导负责，部门参加，生态环境部门监督管理，分工合作，各负其责的环境管理体制。

8.1.2.1 生产区环境管理

（1）日常环境管理

①搞好环境监测，掌握污染现状

定时定点监测井场环境，以便及时掌握环境状况的第一手资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实，消除发生污染事故的隐患。

废水管理应按达标排放的原则，在生产过程中，采出水、井下作业废水、废洗井液、压裂返排液，经陆梁集中处理站污水处理系统处理达标后用于油藏回注。

废气污染源的控制是重点加强对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

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

③落实管理制度

除了加强环保设备的基础管理外，尚需狠抓制度的落实，制定环保经济责任考核制度，以提高各部门对环境保护的责任感。

日常工作的管理与调配，应明确机构，有专人负责与协调。要求做好废弃物的处理、场地的清理等每日例行的环保工作。

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

④排污许可

本项目由新疆油田公司陆梁油田作业区管理，该作业区已办理排污许可证（登记编号：91650200715597998M049W，有效期：2020.9.29 至 2025.9.28），并按照管理办法的有关规定在全国排污许可证管理信息平台上公开。

（2）环境污染事故的预防与管理

①对事故隐患进行监护

对污染事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效措施，防止事故发生。对各类重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、财力等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监护措施，在管理上要加强制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故预案。

②强化专业人员培训和建立安全信息数据库

有计划、分期分批对环保人员进行培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像和资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的制定经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。平时要经常进行人员训练和实践演习，锻炼队伍，以提高他们对事故的防范和处理能力。建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员及时查询所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

③加强风险管理

由于本项目不确定潜在事故因素无法预测，因此有必要制定相应的风险对策，不断改进识别到的不利影响因素，从而将工程运营期各类风险水平控制在合理的、可接受的范围内，以达到减少事故发生、经济合理地保证安全运行管理技术的目的。

8.1.2.2 本项目 HSE 管理工作内容

应结合本项目环评识别的施工期和运营期工艺流程、污染和风险源项目、危害和影响程度识别和评价的结果，侧重在以下方面开展工作：

- (1) 工艺流程分析；
- (2) 污染生态危害和影响分析；
- (3) 泄漏事故危害和风险影响分析；
- (4) 建立预防危害的防范措施；
- (5) 制定环境保护措施；
- (6) 建立准许作业手册和应急预案。

8.1.3 管理体系及体系运行

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

中国石油新疆油田分公司陆梁油田作业区在环境管理机构设置为多级 HSE 管理网络，实行逐级负责制。

HSE 最高管理者为公司经理，主要负责制定环境方针和环境目标，为环境

管理方案的执行提供必要的支持和物质保障；日常环境管理工作由任 HSE 管理者代表的副经理主持，在环境管理中行使职权，监督体系的建立和实施等；公司安全环保处负责监督 HSE 标准、环境标准的贯彻实施，确保所有有关 HSE 方面的要求能正确、完全的执行；各单位安全环保负责人负责解决油田开发过程中出现的环境问题以及发生污染事故的处理等。陆梁油田作业区在生产经营管理方面采用精细化管理，强化执行力，关注细节，注重过程管理，形成了具有现代企业经营的管理模式。

8.1.4 环境管理计划

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

表 8.1-1 本项目环境管理和监督计划

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

阶段	影响因素		防治措施建议	实施机构	监督单位
运营期	生态保护		继续做好施工迹地的地表恢复工作，利用冬季融雪和夏季少量的降水使景观慢慢得以自然恢复；培训巡线人员相关的水土保持知识，使之在保护沿线植被的同时，随时观察沿线的水土流失状况，以便能及时地采取补救措施。 定期维护集输支线、电力设施底部等设施的地面砾石	运营单位	所在行政区生态环境主管部门
	污染防治	废水	对污水收集设施进行定期维护		
		废气	对机械设备、管线定期检测、维护； 对大气环境进行定期监测		
		固体废物	不在项目区贮存，委托具备相应危废处理资质的单位进行接收、转运和无害化处理		
		噪声	选用低噪声设备、加消声减振设施		
		地下水	对地下水环境进行监控		
退役期	事故风险		制定事故应急预案，对重大隐患能够快速作出反应并及时处理	运营单位	所在行政区生态环境主管部门
	生态恢复		做好退役期的地表恢复工作，人工种植地表原有植物，拆卸、迁移场站设备，对受影响已清除污染物区域进行换土（拉运并填埋具有原来特性的土质），恢复原有生态机能		
	污染防治	废气	在对设备拆卸、转移过程产生一定扬尘，故需采取洒水降尘措施，同时闭井工作避开大风等恶劣天气，避免对周围空气环境造成污染		
		废水	设备排出的废水采用罐车拉走，不排入周围环境，避免对周围环境造成影响		
		噪声	采用低噪声设备，操作周期为短期，对周围环境产生间歇式影响，伴随退役期工作结束而终止		

8.1.4.1 施工期环境管理

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

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

（2）落实环评报告书及施工设计中的环保措施，如防止水土流失等；

（3）及时发现施工中新出现的环境问题，提出改善措施；

（4）记录施工中环境工作状况，建立环保档案，为竣工验收提供基础性资料；负责协调与和布克赛尔蒙古自治县环保、水利、土地、交通等部门的关系；

负责有关环保文件、技术资料的收集建档；

(5) 制定发生事故的应急计划，监督各项环保措施的落实及环保工程的检查和预验收。

本工程施工期环境管理监督内容见表 8.1-2。

表 8.1-2 施工期环境管理内容

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

8.1.4.2 运营期环境管理

(1) 日常环境管理

1) 搞好环境监测，掌握污染现状

①定时定点监测井场环境，以便及时掌握环境状况的第一手资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实，消除发生污染事故的隐患。

②废水管理应按“总体规划”原则，在生产过程中，油田采出水用于油藏回注，均不外排。

③废气污染源的控制是重点加强对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，减轻环境污染，达到污染物排放控制和环境保护目标。

2) 加强环保设备的管理

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

3) 落实管理制度

除加强环保设备的基础管理外，尚需狠抓制度的落实，制定环保经济责任制考核制度，以提高各部门对环境保护的责任感。

日常工作的管理与调配，应明确机构，有专人负责与协调。要求做好废弃物的处理、场地的清理等每日例行的环保工作。

（2）重大环境污染事故的预防与管理

1) 对事故隐患进行监护

对污染事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效措施，防止事故发生。对各类重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、财力等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监护措施，在管理上要加强制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故预案。

2) 制定事故应急预案建立应急系统

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

3) 强化专业人员培训和建立安全信息数据库

有计划、分期分批对环保人员进行培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像和资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的制定经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。平时要经常进行人员训练和实践演习，锻炼指挥队伍，以提高他们对事故的防范和处理能力。

建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员及时查询所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

4) 加强风险管理

由于在运行过程中，不确定潜在事故因素多且无法预测，因此有必要制定相应的风险对策，不断改进识别到的不利影响因素，从而将工程运营期各类风险水平控制在合理的、可接受的范围内，以达到减少事故发生、经济合理地保证安全运行管理技术的目的。

8.1.4.3 开发后期管理

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

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

油井退役后，井场受到污染的表层土壤应清理、处置，改良次表层土壤并进行复垦或绿化。生态恢复重建的林木，应能适应自然条件，在油田服役期结束后能自然生长。

永久建筑在开发结束停用后，必须拆除，设备收回，恢复原地貌。

8.1.4.4 闭井期环境管理计划

建设项目运营环境监督管理计划见表 8.1-3。

表 8.1-3 闭井期环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	监督单位	资金保证
1	生态环境	做好闭井期的地表清理工作，对占地范围内的设施进行拆除，场地清理平整。地面以上井口装置拆除，地面以下保留管道，避免二次生态影响。	中国石油新疆油田分公司陆梁油田作业区	塔城地区生态环境局及所在行政区环境保护行政主管部门	纳入闭井期管理费用中
2	声环境	闭井期间采用低噪声设备，操作周期为短期，对周围环境产生间歇式影响，伴随闭井期工作结束而终止。			
3	大气环境	在对原有设备拆卸、转移过程产生一定扬尘，故需采取洒水降尘措施，同时闭井工作避开大风等恶劣天气，避免对周围空气环境造成污染。			
4	水环境	设备排出的废水采用罐车拉走，不排入周围环境，避免对周围环境造成影响。			

8.1.5 其他环境管理要求

8.1.5.1 排污口规范化管理及排污许可手续

根据《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020 年修订），产生工业固体废物的单位应当取得排污许可证。排污许可的具体办法和实施步骤由国务院规定。现暂未出台固体废物排污许可工作申领的具体办法和实施步骤，待后续相关办法出台后，建设单位需按照相关办法进行固体废物排污许可证的申领。工程实施后，建设单位应建立健全工业固体废物产生、收集、贮存、运输、利用、

处置全过程的污染防治责任制度，建立固体废物管理台账，如实记录产生工业固体废物的种类、数量、流向、贮存、利用、处置等信息，实现工业固体废物可追溯、可查询。应当向所在地生态环境主管部门提供工业固体废物的种类、数量、流向、贮存、利用、处置等有关资料，以及减少工业固体废物产生、促进综合利用的具体措施，并执行排污许可管理制度的相关规定。

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

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

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

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

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

（5）根据《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1276-2022），危险废物标签二维码的编码数据结构中应包含数字识别码的内容，信息服务系统所含信息

宜包含标签中设置的信息。从事收集、贮存、利用、处置危险废物经营活动的单位可利用电子标签等物联网技术对危险废物进行信息化管理。

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



图 8.1-1 排放口图形标志

8.1.5.2 环境影响后评价要求

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

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

8.2 企业自主验收

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

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

(3) 建设项目竣工环境保护企业自行验收范围

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

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

③与建设项目有关的各项环境保护设施、环境保护措施运行效果。

(4) 建设项目竣工环境保护企业自行验收工作程序

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

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

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

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

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

⑥企业应自验收通过之日起 30 个工作日内，制作竣工环境保护验收意见书，

并将验收意见书、验收调查（监测）报告和“三同时”验收登记表上传至建设项目竣工环境保护企业自行验收信息平台，并如实向社会公开。

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

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

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

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

建设单位自主验收的环保设施验收清单见表 8.2-1。

表 8.2-1 拟建项目环境保护“三同时”验收一览表

类别		污染源	位置	验收清单		处理效果及执行标准
				治理措施	工程量	
施工期	废水	钻井废水	钻井井场	废水循环携带出井口，在地面经振动筛分离出来，进入不落地系统，分离后的钻井液循环使用	回收罐若干	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)
		管道试压废水	管线	回用于施工现场洒水降尘	/	综合利用，不外排
	废气	施工扬尘	钻井井场、管线施工场地	采取覆盖防尘布，分段施工，缩短施工时间；施工结束后尽快对施工场地进行恢复平整	——	——
		焊接烟尘	管线施工场地	焊接烟气采用焊接设备自带的焊接烟尘净化器处理后排放	——	——
		柴油发电机燃油燃烧废气、车辆废气	钻井井场、管线施工场地	采用高效设备，定期维护，采用符合国五标准的柴油，并添加柴油助燃剂等措施	——	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度要求
	噪声	施工噪声	钻井井场、管线、道路施工场地	采用低噪声设备，定期维护，装设基础减振和设置隔声罩，合理安排施工时间，高噪声施工设备减少夜间使用或禁止使用	——	《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）
	固废	钻井岩屑	钻井井场	岩屑均经不落地系统处置后进罐收集，交由岩屑处置单位处理	回收罐若干 不落地处理系统	钻井固体废物预处理后需满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）
		废弃防渗膜、机械设备废油	钻井井场	直接拉运，委托有资质的单位拉运并进行无害化处置，不在井场内暂存	——	零排放
		施工土方	管线施工	施工结束后回填管堤之上，实施压实平整水土保持措施	不设集中弃土场	零排放
		焊接废渣	管线施工	集中收集后回收处理	——	零排放

类别	污染源	位置	验收清单		处理效果及执行标准
			治理措施	工程量	
		建筑垃圾	钻井井场	施工废包装材料尽量回收利用，建筑垃圾由施工单位清运	——
		生活垃圾	钻井井场	集中收集，统一拉运至陆梁油田生活垃圾填埋场进行填埋处理	依托陆梁油田生活垃圾填埋场
	生态恢复	水土流失、土地沙化	井场、管线	恢复地貌	恢复地貌
		植被破坏	临时占地范围	植被恢复情况：种类、优势物种、数量、覆盖度	永久占地：5154m ² 临时占地：92046m ² 《建设项目竣工环境保护验收技术规范-石油天然气开采》（HJ612-2011）
		工程占地	井场、管线、脱 水站、道路	严格控制占地范围	
		土壤	管线	开挖时分层开挖、分层回填；井场泥浆、落地油处理情况	
运营期	废水	采出水	陆梁集中处理站	采出液经陆梁集中处理站污水处理系统处理，处理合格后用于回注油藏，不外排	依托陆梁集中处理站污水处理系统
		井下作业 废水	井场	废水经陆梁集中处理站污水处理系统处理，处理合格后用于回注油藏，不外排	依托陆梁集中处理站污水处理系统
		井下作业 废液（废洗井液、 废压裂返排液）	井场	废液经陆梁集中处理站污水处理系统处理，处理合格后用于回注油藏，不外排	依托陆梁集中处理站污水处理系统
	废气	烃类无组织挥发	井场、管线集输过程	密闭管线集输。采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵	若干
		硫化氢	油气开采过程	无组织排放	-
	噪声	各类机泵	井场	低噪声设备	若干

类别		污染源	位置	验收清单		处理效果及执行标准	
				治理措施	工程量		
固废		含油污泥	陆梁集中处理站	收集后暂存至陆梁油田作业区污泥暂存池，委托克拉玛依博达环保科技有限公司处置	——	《陆上石油天然气开采含油污泥处理处置及污染控制技术规范》（SY/T7300-2016）、危险废物环境管理执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）和《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》的相关要求	
		落地油	井场	井下作业时要求带罐作业，落地油 100%回收，回收后的落地油运至陆梁集中处理站处理	回收罐若干		井场无落地油痕迹
		废润滑油	机械设备检修	回收后运至陆梁集中处理站原油处理系统进行处理	——		《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）和《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》的相关要求
		废弃防渗膜	采油井场或场站日常巡检、检修过程	定期委托有资质的单位进行无害化处置			
		清管废渣	集输管线	定期委托有资质的单位进行无害化处置			
地下水污染防治措施		钻井柴油罐区、油水罐区、集输管线、防喷池等为重点防渗区，防渗技术要求为等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，K≤1.0×10 ⁻⁷ cm/s；井场泥浆不落地设施区、岩屑储罐等一般防渗区，防渗技术要求为等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，渗透系数 K≤1×10 ⁻⁷ cm/s				防止原油泄漏污染站场/井场地下水	
环境风险		详细的井场井喷、井漏事故应急预案，并配套井场防喷器等风险防范措施；管道断裂、泄漏、火灾等风险事故应急预案				严格落实风险事故防范措施，有效应对和排除各种突发事故的不利影响	
环境监测		发挥其施工期和运营期的监控作用				污染源达标排放 环境质量达标	
环境管理		成立环保领导小组，安排专职环保管理工作人员 1 人 环保设施与措施、环境管理规章制度、施工期环境监理报告、环境风险事故应急预案					

8.3 环境信息公开

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

- （1）基础信息，包括单位名称、组织机构代码、法定代表人、生产地址、联系方式，以及生产经营和管理服务的主要内容、产品及规模；
- （2）排污信息，包括主要污染物及特征污染物的名称、排放方式、排放口数量和分布情况、排放浓度和总量、超标情况，以及执行的污染物排放标准、核定的排放总量；
- （3）防治污染设施的建设和运行情况；
- （4）建设项目环境影响评价及其他环境保护行政许可情况；
- （5）突发环境事件应急预案；
- （6）其他应当公开的环境信息。

8.4 环境监测计划

8.4.1 施工期环境监理计划

由建设单位聘请有资质的环境监理单位对施工单位、承包商、供应商沿线地区和中国石油股份有限公司环保法律法规、制度、标准、规范的情况依法进行监督检查，特别是加强施工现场的环境监理检查工作，目的是协助建设单位落实施工期间的各项环境保护要求和施工合同中的环保规定，确保本项目的建设符合有关环保法律法规的要求。因此建议建设单位外聘环保专业人员，对各作业段进行环境监理工作。

8.4.1.1 环境监理人员要求

- （1）环境监理人员必须具备环保专业知识，精通国家环境法律法规和政策，了解当地环保部门的要求和环境标准。
- （2）必须接受过 HSE 专门培训，有较长的从事环保工作经历。
- （3）具有一定的油气田开发和输油管道建设的现场施工经验。

8.4.1.2 环境监理人员主要职责

- （1）监督施工现场对“环境管理方案”的落实。

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

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

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

环境监理工作的重点见表 8.4-1。

表 8.4-1 现场环境监理工作计划

序号	场地	监督内容	监理要求
1	新建各井场	(1) 井位布设是否满足环评要求 (2) 各井场的环保设施, 施工是否严格按设计方案执行, 施工质量是否能达到要求; (3) 施工作业是否超越了限定范围; (4) 废水、废气、废渣等污染是否达标排放。	环评中环保措施落实到位
2	集油气管沟、注水管线管沟开挖现场	(1) 集油气管线路、注水管线是否满足环评要求 (2) 是否执行了“分层开挖、分层堆放、分层回填”的操作制度; (3) 施工作业是否超越了作业带宽度; (4) 挖土方放置是否符合要求, 回填后多余的土方处置是否合理; (5) 施工人员是否按操作规程及相关规定作业; (6) 施工完成后是否进行了清理、临时占地是否恢复植被及耕种。	环评中环保措施落实到位
3	保护动物和保护植物	(1) 是否有滥捕和滥挖保护动物和植物行为 (2) 是否严格施工作业带宽度, 减少占地	环评中环保措施落实到位
4	其它	(1) 施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌, 是否及时采取了生态恢复和水土保持措施; (2) 施工季节是否合适; (3) 有无砍伐、破坏施工区以外的作物和植被, 有无伤害野生动物等行为。	环评中环保措施落实到位

8.4.2 环境监测计划

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

本工程在运营期的排污主要集中在井场和计量撬, 其在运营期的监测应根据项目开发运行实际情况确定监测项目、频率, 并委托具有计量认证资质和环境监测资质的监测单位监测。项目在施工期、运营期若发生井喷等风险事故, 则应开

展相应的应急监测及跟踪监测，并向相关生态环境部门备案。

根据《排污许可证申请与核发技术规范 总则》（HJ942-2018）、《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）制定自行监测方案并开展监测。自行监测方案按要求向相关生态环境部门备案。

（1）运营期环境监测计划

运营期环境监测计划见表 8.4-2。

表 8.4-2 运营期环境监测计划

监测对象		监测频率	监测点位	监测项目	执行标准	监测单位
环境质量	生态环境	1 次/年	井场、站场及集输管线沿线	植被种类、植被覆盖度、生物多样性、生态恢复等	/	委托监测或运营单位自行监测
	大气	1 次/半年	项目区下风侧距边界 10m 处	非甲烷总烃	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求	
				硫化氢	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）	
	地下水*①	1 次/半年	项目区的上游、下游和项目区各布设 1 个监测点，监测层位为区域潜水	pH、石油类、挥发性酚、硫化物、COD、砷、六价铬	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准	
	土壤*②	1 次/年	根据土壤环境监测技术规范（HJ/T166-2004）在项目单井管线、储罐及周边布点采样分析	pH、石油烃和挥发酚	《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	
污染源	无组织废气	1 次/季度	采油平台场界、计量撬	非甲烷总烃	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求	
				硫化氢	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）	

监测对象		监测频率	监测点位		监测项目	执行标准	监测单位
		1 次/半年	设备与管线组件泄漏检测	泵、阀门、开口阀或开口管线、泄压设备、法兰及其他连接件、其他密封设备	泄漏监测值	/	
		1 次/年	*③	法兰及其他连接件、其他密封设备	泄漏监测值	/	
	昼夜噪声	1 次/季度	采油平台边界、计量撬四周外 1m 处		等效连续 A 声级	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准	
	土壤	1 次/5 年	采油平台、计量撬场界		砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍、石油烃	《土壤环境质量标准-建设用地土壤污染风险管控标准》（试行）（GB36600-2018）中第二类用地筛选值	
	废水	1 次/年	陆梁集中处理站污水处理系统		悬浮固体含量、悬浮物颗粒直径中值、含油量、平均腐蚀率、硫酸盐还原菌（SRB）、铁细菌（IB）、腐生菌（TGB）	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）	
	生态	1 次/5 年	井场、站场及集输管线沿线		对生态保护目标的实际影响、生态保护对策措施的有效性、生态修复效果等	/	

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

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

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

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

（2）退役期环境监测计划

退役期环境监测计划见表 8.4-3。

表 8.4-3 退役期环境监测计划

监测对象	监测频率	监测点位	监测项目	执行标准	监测单位
地下水	1 次/年	项目区的上游、	pH、石油类、	《地下水质量标准》	委托监测

		下游和项目区各布设 1 个监测点，监测层位为可能受项目建设影响的含水层	挥发性酚、硫化物、COD、砷、六价铬	(GB/T14848-2017) III 类标准	或建设单位自行监测
土壤	1 次/5 年	根据土壤环境监测技术规范 (HJ/T166-2004) 在项目单井管线、储罐及周边布点采样分析	pH、石油烃和挥发酚	《土壤环境质量标准-建设用地土壤污染风险管控标准》(试行) (GB36600-2018) 中第二类用地筛选值	

8.5 污染物排放清单

本工程污染物排放清单及管理要求见表 8.5-1。

表 8.5-1 本项目污染物排放清单

时段	类别	污染源	污染物	治理措施	产生量	排放量	执行的排放标准	建议总量指标（t/a）
施工期	废水	钻井废水	SS、COD、石油类、挥发酚、硫化物	废水循环携带出井口，在地面经振动筛分离出来，进入不落地系统，分离后的钻井液循环使用	/	0	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）	—
		管道试压废水	SS	回用于施工场地降尘	37.05m³	0	—	—
	废气	采油井及输送管线施工	扬尘、机械和汽车尾气	洒水降尘、使用合格燃料，加强施工管理，无组织排放	作业面小，起尘量较少	/	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求	—
	固废	施工土方	施工土方	用于回填施工场地	少量	0	—	—
		施工人员	生活垃圾	集中收集后拉运至陆梁油田生活垃圾填埋场填埋	8.86t	0	—	—
		岩屑	岩屑	岩屑经不落地系统处置后进罐收集，交由岩屑处置单位处理	5851.4t	0	—	—
		废弃防渗膜	石油类	直接拉运，委托有资质的单位拉运并进行无害化处置，不在井场内暂存	/	0	《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》的相关要求	—
		机械设备废油	石油类		3.0t	0		—
		建筑垃圾	建筑垃圾	施工废包装材料尽量回收利用，建筑垃圾由施工单位清运	少量	0	—	—
		管线施工	焊接废渣	集中收集后回收处理	/	/	—	—
	噪声	施工机械	等效连续 A 声级	采用低噪声设备，合理安排施工时间，加强施工管理	80~105dB（A）	65~90dB（A）	《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）	—
运营期	废水	采出水	SS、COD、石油类、挥发酚、硫化物	依托陆梁集中站污水处理系统处理达标后用于回注油藏，不外排	32730m³/a	0	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）	——
		井下作业废水	SS、COD、石油类、挥发酚	依托陆梁集中站污水处理系统处理达标后用于回注油藏，不外排	81.39t/a	0		——
		废洗井液	SS、COD、石油类、挥发酚	依托陆梁集中站污水处理系统处理达标后用于回注油藏，不外排	151.74t/a	0		
		废压裂液	SS、COD、石油类、挥发酚	依托陆梁集中站污水处理系统处理达标后用于回注油藏，不外排	919.26m³/a	0		
	废气	油气储运、输送	非甲烷总烃	无组织排放	0.2714t/a	0.2714t/a	《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	—
		油气开采	硫化氢	无组织排放	/	/	《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-93）表 1 要求	—
	固废	含油污泥		收集后暂存至陆梁油田作业区污泥暂存池，委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置	130.69t/a	0	《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）	—
		落地原油		落地油 100%回收，回收后的落地油运至陆梁集中处理站处理	0.6t	0		
		废润滑油		回收后运至陆梁集中处理站原油处理系统进行处理	0.30t/a	0		—
		废弃防渗膜		定期委托有危险废物处置资质的单位回收、处置	1.5t/a	0		—
		清管废渣		定期委托有危险废物处置资质的单位回收、处置	0.005t/次	0		—
	噪声	单井中各类机泵等	等效连续 A 声级	选用低噪声设备，减震垫、定期维护保养	60~95	60~75	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准	—

9 环境影响评价结论与建议

9.1 结论

9.1.1 项目建设概况

陆梁油田陆 136 井区位于准噶尔盆地陆梁隆起三个泉凸起，行政隶属新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，位于已开发的石南油田北约 20km 处。油区有多条公路穿过，交通较为便利。

本项目位于陆 136 井区侏罗系头屯河组，行政区划属维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县。为探索陆 136 井区侏罗系头屯河组油藏整体效益开发的技术路线，中国石油新疆油田分公司陆梁油田作业区拟在陆 136 井区侏罗系头屯河组开展《陆 136 井区侏罗系头屯河组油藏 2025 年建设工程》，工程整体部署了 6 口采油井，2 口注水井，均为新钻井，钻井总进尺 $1.61 \times 10^4 \text{m}$ ，新建产能 $1.44 \times 10^4 \text{t/a}$ ，新增注水规模 $2.32 \times 10^4 \text{t/a}$ 。新建采油管线 4.2km，注水管线 1.7km，配套建设供配电及仪表自动化等地面工程。

各井场采出液经管输运至陆梁集中处理站进行处理，处理后水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准限值后用于回注油藏，废水不外排。

9.1.2 环境质量现状

9.1.2.1 环境空气质量现状

根据中国环境影响评价网环境空气质量模型技术支持服务系统发布的塔城地区 2022 年的六项基本污染物 SO_2 、 NO_2 、 PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 、 CO 、 O_3 监测结果，各污染物平均浓度均优于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值，属于达标区。

根据特征因子补充监测结果，评价范围内各监测点的非甲烷总烃小时平均浓度均满足《大气污染物综合排放标准详解》中非甲烷总烃的标准要求，未出现超标现象；硫化氢均为未检出，符合《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 其它污染物空气质量浓度参考限值 $10 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 的要求，评价

区域现状环境空气质量较好。

9.1.2.2 水环境质量现状

区域各地下水监测点的各监测项目中总硬度、溶解性总固体、氯化物、硝酸盐氮和硫酸盐有超标现象，其余监测项目能够满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准的要求，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准。

9.1.2.3 声环境质量现状

根据监测结果表明：项目评价区域各监测点在监测期间昼夜噪声值均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准要求，无超标现象，说明区域声环境质量较好。

9.1.2.4 土壤环境质量现状

根据监测结果，项目建设占地范围内的土壤环境质量各监测因子均小于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准。占地范围外的土壤环境质量各监测因子均小于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》（试行）（GB15618-2018）风险筛选值。

综上，土壤污染风险较低，项目区土壤环境现状较好。

9.1.2.5 生态环境质量现状

根据《新疆生态功能区划》，项目所在区域属于II准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区—II3 准噶尔盆地中部固定、半固定沙漠景观生态亚区—23 古尔班通古特沙漠化敏感生态功能区。

项目区域土地利用结构比较单一，以戈壁荒漠为主。项目区土壤类型以风沙土为主，项目区植被群系主要以沙质梭梭荒漠为主。主要组成植物有梭梭、白梭梭等。

野生动物的栖息生境极为简单，主要为荒漠（包括土漠与沙漠等）。在整个项目区域内，野生动物分布的环境主要为沙质荒漠区（即沙丘分布区）和梭梭林荒漠区。项目区内共栖息主要野生脊椎动物 36 种，其中爬行类 5 种、鸟类 14 种、哺乳类 17 种。爬行类的蜥蜴和哺乳类的啮齿动物是项目区内主要建群种动物。鹅喉羚、草原斑猫、兔狲、沙狐及猛禽中的黑鸢、雀鹰、草原鹞、棕尾鵟、

红隼均为国家二类保护动物，同时属于自治区二类保护动物。

油田前期钻探工作中的勘探、井场占地、修筑道路、人员活动、污染物排放等以及开发行为产生的植被破坏、地表扰动、污染等有可能加快区域环境的恶化，如能很好地控制开发行为并做好后期管理和生态恢复，其对环境的影响可以控制。

9.1.3 主要环境影响

9.1.3.1 环境空气影响评价结论

（1）施工期废气：主要为管线敷设、管线工程等在施工作业过程中产生的施工扬尘、钻井期间发电机、柴油机等设备产生的废气及施工车辆尾气等，均为无组织排放，随施工结束而消失，对周围环境影响较小。

（2）运营期废气：主要为油气集输过程无组织排放的烃类气体。经预测，各井场无组织排放的非甲烷总烃最大落地浓度为均小于《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）的场界标准限值（NMHC 无组织排放浓度限值 $4\text{mg}/\text{m}^3$ ），无组织排放的硫化氢最大落地浓度满足《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-93）表 1 要求（ $0.06\text{mg}/\text{m}^3$ ），项目所排放的大气污染预测浓度可满足相关无组织排放浓度排放限值要求，可达标排放，项目周边 2.5km 范围内无环境敏感目标。

综上所述，本项目施工期和运营期排放的废气对区域环境产生的影响较小。

9.1.3.2 水环境影响评价结论

（1）施工期废水：主要为管道试压废水、钻井废水。管道试压废水应尽可能重复利用，试压结束后，施工现场洒水降尘；钻井废水全部排入泥浆不落地系统中用于配制泥浆，循环使用。

（2）运营期废水：采出水、井下作业废水及井下作业废液依托陆梁集中处理站污水处理系统处理，达标后用于回注油藏。

（3）事故状态下对地下水的污染主要为管道泄漏、井漏、油水窜层等，管道泄漏是以点源形式污染地下水，其污染迁移途径为地表以下的包气带和含水层；井喷事故是以面源形式的原油渗漏污染地下水，井漏事故对水环境的污染是油气窜层，造成地下含水层水质污染。事故发生后，及时采取相应的措施，不会对地下水环境产生明显影响。

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

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

9.1.3.3 声环境影响评价结论

项目钻井期噪声随施工结束而消失。运营期，井场正常生产时噪声很小，对背景噪声的贡献较小。井区周围噪声监测点昼间、夜间噪声强度均达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准限值要求，且本项目位于荒漠，周边 500m 范围内无固定居民居住，故在运营期间不会产生扰民现象。同时，本项目对各类机泵设施加装变频，有效地使设备在各种工况下达到最佳状态，降低噪声影响。

9.1.3.4 固体废物环境影响评价结论

（1）施工期：本项目钻井期间产生的钻井岩屑、泥浆采用钻井不落地技术收集，在钻井废弃物不落地系统中处理实现固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的岩屑临时贮存在井场内的岩屑储罐中，后委托第三方合规处置；施工土方在管线施工结束后回填在管堤上，并实施压实平整水土保持措施，不设置集中弃土场；机械设备废油、废弃防渗膜作为危险废物，委托有资质的单位拉运并进行无害化处置，不在井场内暂存；建筑垃圾尽量综合利用，不能回用的集中收集后由施工单位清运；焊接废渣集中回收，施工结束后集中回收处置；施工人员生活垃圾集中收集统一拉运至陆梁油田生活垃圾填埋场进行填埋处理。

（2）运营期：主要为含油污泥、落地油、废弃防渗膜、废润滑油、清管废渣。含油污泥收集后暂存至陆梁油田作业区污泥暂存池，委托克拉玛依博达生态环境科技有限责任公司处置；其他危险废物（废弃防渗膜、清管废渣）委托有资质的单位进行无害化处置；废润滑油回收后运至陆梁集中处理站原油处理系统进行处理；落地原油由作业单位 100%回收，回收落地油的送至陆梁集中处理站处理。采取以上措施后，运营期固体废物不会对周围环境产生影响。

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

9.1.3.5 生态环境影响评价结论

本项目建设区域内无自然保护区、风景名胜区、基本农田等生态环境敏感目标，工程对生态环境的影响主要来自占地影响，工程永久性占地面积为 5154m²，临时占地面积 92046m²，项目区占地类型为沙地。工程区地表植被为荒漠植被，由工程造成的生物量损失量为 6.36t/a，当临时性占地的植被得到初步恢复后，这种损失将会逐渐减少。建设单位正在严格按照有关规定办理建设用地审批手续，按照正式征地文件对所占用地进行经济补偿。随着施工期的结束，被开挖部分将覆土回填，可以减少临时占地对植被的破坏程度。

油田开发过程中，施工迹地植被将消失而形成裸地，临时占地一般在 3-5 年或更长时间内将向原生植被群落演替。在整个油田开发过程中，临时占地和永久占地的影响范围较小，同时在施工结束后会对占地进行植被恢复。项目运营期间产生的废气、废水、固废等都采取了相应的防治措施，不会对周围的荒漠植被造成不利影响，因此，建设项目对该区域生态系统稳定性及完整性的影响不大。

9.1.3.6 环境风险评价结论

本工程发生风险事故的类型主要为管线、储罐破裂泄漏、火灾及爆炸等类型。

经过风险分析和评价，本项目须加强管理，严格落实本报告提出的各项事故风险防范措施、制定应急预案，尽可能避免各类事故的发生和发展，将事故发生概率降低，减小事故造成的损失，避免当地环境受到污染。

综上，在采取评价中提出的风险事故防范措施和工程中应增加的污染事故预防及减轻措施后，能有效预防事故的发生，将建设项目风险降至最低程度，可使项目建设、运营中的环境风险控制在可接受的范围内。因此，该项目建设从环境风险的角度认为风险水平可接受。

9.1.4 环境保护防治措施

9.1.4.1 施工期

本项目钻井、地面工程建设过程中，将产生一定量的废水、废气、固体废物和噪声。

(1) 废气防治措施：

①柴油发电机燃油燃烧废气：采用高效设备的方式，定期对钻机（电钻）、

柴油发电机等设备进行维护，并采用符合国五标准的柴油，并添加柴油助燃剂等措施；

②施工扬尘：首先合理规划、选择最短运输路线，尽量依托油田现有公路网络；其次是对使用频率较高，且未做硬化处理的道路进行洒水处理，以减少路面沙尘的扬起和对公路两旁植被的扰动；作业场地保持一定湿度，进出车辆严格限速，装卸器材文明作业，防止沙尘飞扬；水泥、石灰等建材采用罐装或袋装运输，尽量不采用散装运输；对砂石堆场应定时洒水，使其保持一定的湿度（含水率），减少二次起尘量；材料堆放应有篷布遮盖和防风防雨措施。

（2）废水防治措施：项目施工废水主要为管道试压废水、钻井废水。管道试压废水回用于施工现场洒水降尘；钻井废水全部排入泥浆不落地系统中用于配制泥浆，循环使用。

（3）噪声防治措施：泥浆泵、柴油发电机、钻机等设备采用低噪声设备，定期维护，装设基础减振和设置隔声罩以减少噪声传播，合理安排施工时间，高噪声施工设备减少夜间使用或禁止使用。

（4）固废防治措施：①钻井废水采用临时罐体收集，按泥浆体系不同阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排；钻井阶段结束后以废弃泥浆的形式产生，进入钻井废弃物不落地系统；②钻井过程产生的岩屑临时贮存在井场内的岩屑储罐中，后委托第三方合规处置；③施工土方在管线施工结束后回填在管堤上，并实施压实平整水土保持措施，不设置集中弃土场；④机械设备废油、废弃防渗膜委托有资质的单位进行无害化处置，不在项目区暂存；⑤焊接废渣：集中回收，施工结束后集中回收处置；⑥建筑垃圾：施工废包装材料尽量回收利用，建筑垃圾由施工单位清运；⑦施工生活垃圾运至陆梁油田生活垃圾填埋场进行卫生填埋。

（5）生态保护措施：①项目采油井口及井场、集输管线在选址选线阶段合理规划，严格控制占地面积，尽量选择在植被稀少或荒漠的区域布点。采取少占地、少破坏植被的原则，缩小施工范围。严格控制施工区域，将临时占地面积控制在最低；②设计选址选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，避免破坏荒漠植物。施工过程中严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区和生活区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的践踏破坏和避免破坏野生动

物的活动场所和生存环境，做好野生动物的保护工作；③开展施工环境监理；④施工时对开挖土壤进行表土剥离、分层堆放，分层回填压实；⑤施工结束后，恢复地表原状，将施工迹地平整压实，做到工完料净场地清，以利于植被的恢复。

污染物的排放仅发生在施工期内，钻井作业结束后，污染物的排放即告结束。

9.1.4.2 运营期

本项目运营期主要包括采油、集输过程，在整个生产过程中，将产生无组织排放的非甲烷总烃、采出水、井下作业废水、井下作业废液、含油污泥及泵类等设备产生的噪声。

（1）废气防治措施：

油气集输过程废气：采用密闭混合输送工艺，井口密封并设紧急截断阀，可有效减少烃类气体的挥发量；采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵，严格控制油气泄漏；对各井场内的设备、阀门等进行定期检查、检修。

（2）废水防治措施：

井下作业废水、井下作业废液及采出水采用专用收集罐收集后拉至陆梁集中处理站污水处理系统处理，经处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）后用于回注油藏，不外排。

（3）噪声：发声设备进行合理的布局，减弱噪声对操作人员的影响，同时针对设备，采用降噪控制，避免不必要的噪声产生。

（4）固废：含油污泥收集后暂存至陆梁油田作业区污泥暂存池，定期委托克拉玛依博达环保科技有限公司清运处置；清管废渣废防渗膜委托有危废处置资质单位进行处置委托有资质的单位进行无害化处置；废润滑油回收后运至陆梁集中处理站原油处理系统进行处理；落地原油由作业单位 100%回收，回收落地油的送至陆梁集中处理站处理。

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

通过采取各类污染防治措施，可以有效降低施工期和运营期油田开发对周围

环境的影响。

9.1.5 污染物总量控制符合要求

本项目无需申请总量控制指标。

9.1.6 符合产业政策并与相关规划相协调

本项目为石油天然气开采项目，石油天然气开发是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录》（2024 年本），将“常规石油、天然气勘探及开采”列入“鼓励类”项目。石油天然气开发属于国家重点鼓励发展的产业，本项目的建设符合国家的相关政策。

本项目为产能开发项目，符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《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》等规划的相关要求。

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

9.1.7 公参意见采纳情况

本环评根据《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，建设单位利用网络、报纸等方式就项目建设的意义、项目情况、对环境可能造成的影响、预防或减轻不良环境影响的对策和措施等问题向公众发布信息，并进行了环境影响评价简本的公示，供公众查阅。

在公示期间，未收到任何反馈信息。

9.1.8 总结论

综上所述，项目属于国家产业政策鼓励项目，项目所在区域环境质量较好，项目实施后可取得较大的经济效益和社会效益。尽管在工程建设和运行中，会对周围的环境产生一定的不利影响，并在今后的建设和运行中存在一定风险性，但其影响和风险是可以接受的。只要建设单位加强环境管理，认真落实可行性研究报告和本环评报告中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态环境保护和恢复措施，可使本项目对环境造成的不利影响降低到最低限度。

因此，本报告书认为，该项目建设在环境保护方面可行。

9.2 要求与建议

(1) 在项目建设运行中，应积极采用先进的新工艺、新技术，减少污染物的产生量、排放量，确保污染物稳定达标。

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

(3) 作业废水在环保部门监督下，处理满足标准后用于回注油藏，不外排。

(4) 含油污泥、落地原油等危险废物环境管理执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》的相关要求进行贮存、处置，禁止随意掩埋或倾倒。

(5) 项目的环境污染治理措施和生态保护措施必须与主体工程“三同时”：其配套的环保设施也必须与主体工程同时建设投入运行；建设单位应在项目设计、施工建设、投产运行阶段严格按照本环评文件及批复要求，落实项目各项环境保护措施，确保“三废”稳定达标排放。

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