



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

新疆石南油田石 204 井区西山窑组油 藏 2026 年产能建设项目 生态环境影响报告书

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

二〇二六年九月

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	27
1.5 环境影响报告的主要结论	28
2 总则	29
2.1 评价目的、原则	29
2.2 编制依据	30
2.3 环境影响因素识别和评价因子	36
2.4 环境功能区划和评价标准	43
2.5 评价工作等级与评价范围	49
2.6 评价内容和评价重点	56
2.7 控制污染与环境保护目标	57
3 建设项目概况与工程分析	59
3.1 区块油气资源概况	59
3.2 区块开发现状	65
3.3 建设项目概况	67
3.4 工程方案	71
3.5 总体布局	73
3.6 主体工程	73
3.7 现有工程开发现状与环境影响回顾	96
3.8 工程分析	106
3.9 碳排放分析	133
3.10 清洁生产分析	136
3.11 污染物排放总量控制	146
4 环境现状调查与评价	147

4.1 自然环境概况	147
4.2 环境空气现状调查与评价	149
4.3 水环境现状调查与评价	151
4.4 声环境现状调查与评价	160
4.5 土壤环境现状调查与评价	162
4.6 生态环境现状调查与评价	169
5 生态环境影响预测与评价	178
5.1 大气生态环境影响分析与评价	178
5.2 水生态环境影响分析	183
5.3 声生态环境影响分析与评价	194
5.4 固体废物影响分析	198
5.5 土壤生态环境影响分析	202
5.6 生态环境影响分析	209
5.7 环境风险评价	219
6 生态环境保护措施及其可行性论证	237
6.1 大气污染防治措施	237
6.2 水环境保护措施	238
6.3 噪声污染防治措施	242
6.4 固废污染防治措施	243
6.5 土壤污染防治措施	248
6.6 生态环境保护措施	250
6.7 生态恢复方案	255
6.8 水土保持方案	256
6.9 防沙治沙方案	259
6.10 温室气体管控措施	261
7 生态环境影响经济损益分析	262
7.1 经济效益分析	262
7.2 社会效益分析	262
7.3 生态环境经济损益分析	263

7.4 生态环境经济损益分析结论 264

8 环境管理与监测计划 265

8.1 环境管理 265

8.2 环境监测计划 274

8.3 环境影响后评价 275

8.4 污染物排放清单 276

9 环境影响评价结论与建议 278

9.1 结论 278

9.2 要求与建议 285

附件

- 附件 1：委托书
- 附件 2：前期工程环评手续
- 附件 3：依托联合站、集中处理站环评手续
- 附件 4：环境监测报告
- 附件 5：突发环境事件应急预案备案表
- 附件 6：采矿许可证
- 附件 7：排污许可登记回执
- 附件 8：清洁生产审核验收意见
- 附件 9：石南油田石 204 井区西山窑组油藏扩边开发建设工程（第一批）竣工环境保护验收调查报告土壤监测报告

1 概述

1.1 项目建设概况

石南油田石 204 井区构造位置位于准噶尔盆地陆梁隆起夏盐凸起基东鼻凸，地理位置位于准噶尔盆地腹部古尔班通古特沙漠腹地石南 7 井区与石南 10 井区之间，行政隶属于新疆塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，距克拉玛依市东约 130km。工区地表为未固定-半固定沙丘，沙丘相对高差 10m~0m，地面海拔 340m~420m。该区温差悬殊，最高气温达 45℃以上，最低气温可达-42℃以下，年平均气温 14℃，年平均年降水量 80mm。从石西油田到陆梁油田的柏油公路贯穿该区，交通便利，具备良好的开发地面条件。本区西山窑组油藏、上覆头屯河组油藏均探明已开发，具备完善的地面集输系统。

为完善注采井网，有效挖潜剩余油，2027 年计划部署开发井 22 口，其中新钻采油井 16 口（水平井 2 口，直井 14 口），直井注水井 6 口。新建计量站 1 座、8 井式多通阀撬 1 座。对石 204 混输泵站进行扩建，新建三相分离器（D3.6m×16m）2 座，更换混输泵（ $Q=200\text{m}^3/\text{h}$ ， $\Delta P=2.0\text{MPa}$ ， $N=250\text{kW}$ ）2 台。原油、采出水、伴生气依托石西集中处理站进行处理。对石 204 注水增压站进行改扩建，新建注水泵（ $Q_{\text{额}}=42\text{m}^3/\text{h}$ ， $P=16\text{MPa}$ ， $N=250\text{kW}$ ）4 台，在石 205 井断块新建 6 井式 16MPa 恒流配水撬 1 座。配套建设供配电、给排水、仪表、防腐与保温等工程。

1.2 环境影响评价技术路线

根据《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》中的“五、石油和天然气开采业—7、陆地石油开采—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）”，本项目属于陆地石油开采，项目所在区域属于自治区级水土流失重点治理区，属于环境敏感区，应编制生态环境影响报告书。

中国石油新疆油田分公司开发公司（以下简称“开发公司”）于 2026 年 8 月委托南京国环科技股份有限公司开展《新疆石南油田石 204 井区西山窑组油藏 2026 年产能建设项目生态环境影响报告书》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。在进一步工程分析，环境现状调查与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，并最终完成生态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 2026 年 8 月对拟建项目评价区域声环境、土壤环境、环境空气质量、地下水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生态环境影响报告书。

具体评价工程程序图如下：

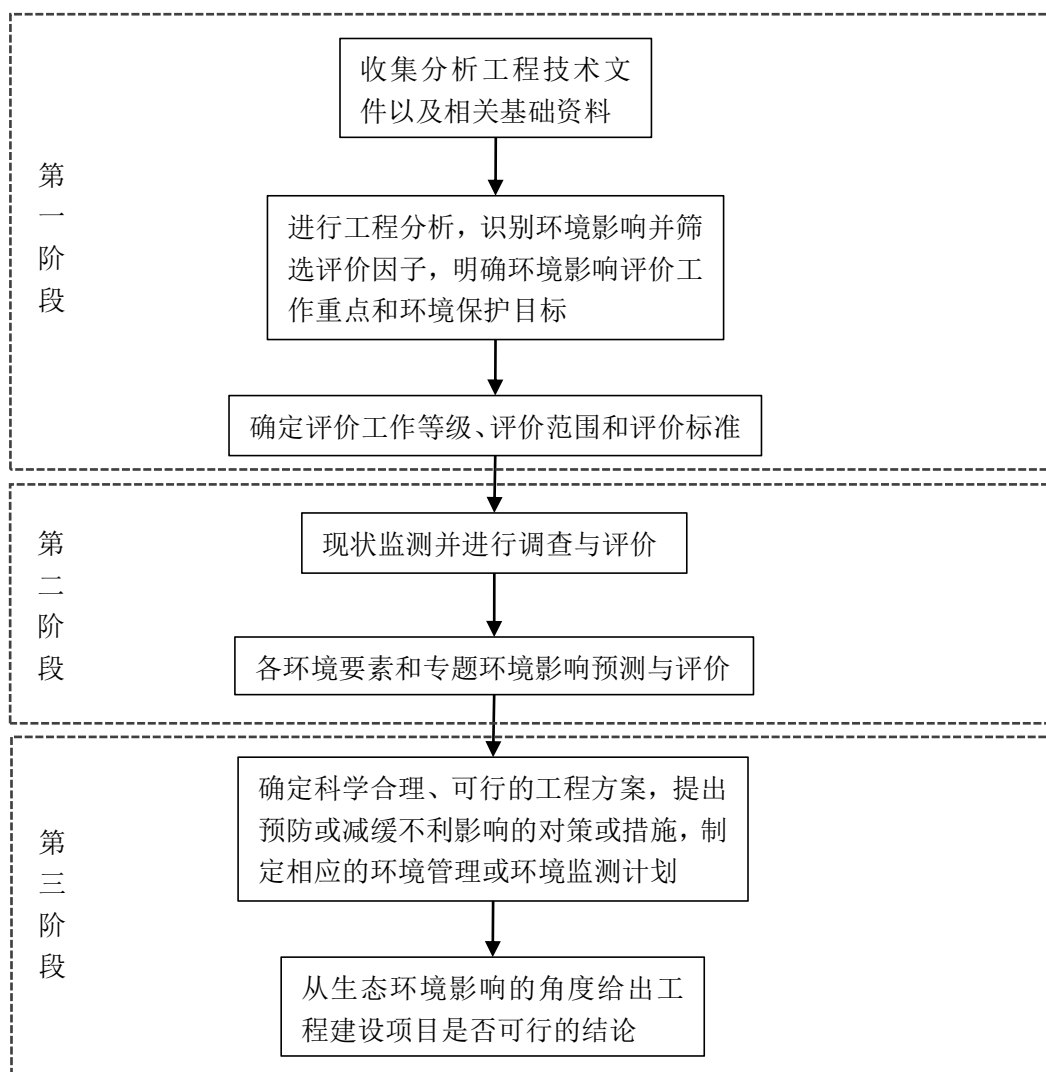


图 1.2-1 建设项目环境影响评价工作程序图

1.3 分析判定相关情况

1.3.1 相关法规、政策符合性分析

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

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）

的相关要求符合性如下：

表1.3-1 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析一览表

序号	要求	本项目	符合性
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。	本项目井下作业废水严禁外排，作业单位自带回收罐收集后，拉运至石西集中处理站水处理系统处理；采出水密闭集输至石西集中处理站水处理系统，处理达标后用于油田注水，不外排。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；岩屑进入储罐，完井后由第三方合规处置。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。运营期井下作业废水由作业单位自带回收罐收集后，拉运至石西集中处理站水处理系统处理，处理达标后用于油田注水，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；运营期本项目井下作业废水严禁外排，作业单位自带回收罐收集后，拉运至石西集中处理站水处理系统处理，处理达标后回注油藏，不外排；落地油 100%回收，收集后拉运至石西油田作业区危险废物临时储存场，达到一定量时委托有危废处置资质单位处置。	符合
7	应回收落地原油，以及原油处理、	运营期井下作业、修井作业时会产生落	符合

	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《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别，根据识别结果资源化利用或无害化处置。	地原油、运营期井架及井下作业时各类机械设备保养和维护产生的废润滑油，收集后拉运至石西油田作业区危险废物临时储存场，达到一定量时委托有危废处置资质单位处置。	
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督，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。

1.3.1.3 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）符合性见表 1.3-2。

表1.3-2 与环办环评函〔2019〕910号符合性分析一览表

序号	要求	本项目	符合性
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。	本项目为石 204 井区新建井，包括拟建的新井及配套集输管线、供配电等地面工程。	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。	本项目井下作业废水严禁外排，作业单位自带回收罐收集后，拉运至石西集中处理站水处理系统处理，达标后回注油藏，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、	本项目钻井期使用的泥浆为环保水基泥浆，为环境友好的钻井液，	符合

	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。	水基泥浆随钻井队用于后续钻井使用；岩屑进入储罐，完井后由第三方合规处置。	
6	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。	施工期严格控制占地面积，施工单位在占地范围内施工，严格控制和管理运输车辆及重型机械施工作业范围。具体详见环境保护措施章节。	符合
7	油气企业应当切实落实生态环境保护主体责任，进一步健全生态环境保护管理体系和制度，充分发挥企业内部生态环境保护部门作用，健全健康、安全与环境（HSE）管理体系，加强督促检查，推动所属油气田落实规划、建设、运营、退役等环节生态环境保护措施。	建设单位设置安全环保科室及人员，建有 HSE 管理体系，监督落实施工期生态环境保护措施；石西油田作业区负责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。

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

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）符合性分析详见表 1.3-3。

表1.3-3 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）符合性分析

序号	规范内容		本工程	是否相符
1	总则	矿山企业应遵守国家法律法规和相关产业政策，依法办矿	本工程符合国家产业政策，依法办理相关勘探开采手续。	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	符合

			产分析详见 3.10 小节。	
		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，科学合理确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备	根据油藏勘探情况及地质特征，合理制定区块开发方案，选用先进的开采工艺和技术，未使用淘汰的技术工艺及装备。	符合
		合理确定场址、站址、管网、路网建设占地规模	根据油藏分布及环境情况合理布置各井场、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，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；岩屑进入储罐，完井后由第三方合规处置。	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伴生资源，综合利用固体废弃物，废水等，发展循环经济	井下作业废水处理达标后用于回注油藏，不外排。	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
		生产主要环节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%	井下作业废水处理达标后用于回注油藏，不外排。	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

1.3.1.5 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

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）符合性见表 1.3-4。

表1.3-4 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

序号	要求	本项目	符合性
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。	本项目结合评价区生态环境现状提出了有针对性的生态保护、生态修复等措施，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。	本项目注水管线、单井出油管线采用埋地敷设方式，表层土剥离后单独储存，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

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，符合自然保护地、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、自然保护地、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，井型为直井、水平井，管线已尽量选择平直的线路以减少占地。	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。对重点保护的野生动物、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。	本项目评价范围内无重点保护野生植物、特有植物、古树名木等，经调查，评价范围内有重点保护野生动物，已提出相应保护措施，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	本项目注水管线、单井出油管线为埋地敷设，采用表土分层剥离、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	符合

		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。	式，减少对土壤结构的破坏。	
--	--	--	---------------	--

1.3.1.6 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

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）符合性见表 1.3-5。

表1.3-5 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	符合性
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		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	污染防治与环境影响	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	本项目钻井废水循环利用，运营期洗井废水全部回收，采用专用废液收集罐收集，拉运至石西集中处理站水处理系统处理。水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标	符合

		《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）《气田水注入技术要求》（SY/T 6596-2016）等相关标准要求。对于页岩油、稠油注汽开采，鼓励废水处理后回用于注汽锅炉。	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》（GB 18599-2020）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）》（HJ 651-2013）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》《废弃井及长停井处置指南》（SY/T 6646-2017）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）等相关要求	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指南（试行）》《废弃井及长停井处置指南》（SY/T 6646-2017）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，对拟退役的废弃井进行封堵或设施拆除，并按照环评要求开展生态修复。	符合

1.3.1.7 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) 中要求的符合性分析详见表 1.3-6。

表1.3-6 与《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》符合性分析

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 6.9 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 5.6 节和 6.6 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

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

本项目与《钻前工程及井场布置技术要求》(SY/T5466-2013) 符合性分析，见表 1.3-7。

表1.3-7 与《钻前工程及井场布置技术要求》SY/T 5466-2013符合性分析一览表

序号	要求	本项目	符合性
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。	本项目地表不存在滑坡、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	基础施工结束后，建设单位、地质部门和	符合

	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。	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；本项目井场位于较空旷位置，扩散条件较好。	
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；本项目新建全长 2.0km 的巡检道路，道路建设符合要求。	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/T 6276-2025）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/T 6276-2025）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形水沟，配备油污回收罐；产生的岩屑进入储罐暂存，最终由相关资质单位回收处置。	符合

1.3.1.9 与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》（2019 年 1 月 1 日）符合性分析

本项目与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》（2019 年 1 月 1 日）的相关要求符合性分析见表 1.3-8。

表1.3-8 与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》符合性分析一览表

序号	要求	本项目	符合性
1	向大气排放污染物的企业事业单位和其他生产经营者，应当按照国家有关规定和监测规范，自行或者委托有资质的监测机构监测大气污染物排放情况，并保存原始监测数据记录。	本项目向大气排放的污染物主要为非甲烷总烃，本报告已制定了环境监测计划，在项目建成运营后建设单位委托具有计量认证资质和环境监测资质的监测单位监测，并保留原始监测数据。	符合
2	禁止新建、改建、扩建列入淘汰类目	本项目为石油开采项目，不属于高污染	符合

序号	要求	本项目	符合性
	录的高污染工业项目。禁止使用列入淘汰类目录的工艺、设备、产品。	工业项目，项目建设过程中未使用淘汰类的工艺、设备。	
3	产生含挥发性有机物废气的生产和服务活动，应当按照国家规定在密闭空间或者设备中进行，并安装、使用污染防治设施；无法密闭的，应当采取措施减少废气排放。	本项目采用密闭集输工艺。	符合
4	石油、化工等排放挥发性有机物的企业事业单位和其他生产经营者在维修、检修时，应当按照技术规范，对生产装置系统的停运、倒空、清洗等环节实施挥发性有机物排放控制。	本报告要求项目建成运行后，在设备检修、维修时要严格按照相关技术规范操作，减少挥发性有机气体的排放。	符合

1.3.1.10 与《中华人民共和国自然保护区条例》（2025 年修订）的符合性分析

依据《中华人民共和国自然保护区条例》（2025 年修订）：自然保护区划分为核心保护区和一般控制区，实行分区管控。

本项目不在自然保护区范围内，因此符合《中华人民共和国自然保护区条例》（2026 年 1 月 9 日国务院第 77 次常务会议修订通过）的要求。

1.3.2 相关规划符合性分析

1.3.2.1 与《中华人民共和国国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》符合性分析

《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“强化能源资源供应保障”，按照“坚持立足国内、补齐短板、多元保障、强化储备，加强能源产供储销体系建设。坚持油气核心需求自主保障，实施中长期油气增储上产战略行动，确保原油年产量稳定在 2 亿吨左右、天然气产量稳步增长，加强煤制油气产能和技术储备。强化政府储备和企业储备协同，提升国家石油储备规模，建立更加灵活的轮换动用机制，增强天然气储备调节保障能力，完善煤炭储备体系。健全能源保供中长期合同制度，完善电力应急调度机制和备用电源配置，强化能源需求侧管理。加强战略性矿产资源勘探开发和储备，深入实施新一轮找矿突破战略行动，统筹加强产品、产能和产地储备，推动大宗商品储运基地建设，提升战略性矿产资源安全风险监测预警和应急保供水平。加

强能源资源开发国际合作，维护战略通道安全。”

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。

1.3.2.2 与《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》符合性

《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》提出“提高油气开发水平。深挖老区开采潜力，加快新区产能建设，持续推进塔里木盆地富满、博孜一大北、顺北和准噶尔盆地南缘、玛湖等大型油气田开发。”本项目属于石 204 老区块开发，符合规划要求。

1.3.2.3 与《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》符合性

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》，项目位于自治区级重点生态功能区中准噶尔西部荒漠草原生态功能区，见图 1.3-1。其功能定位是：推进新型工业化、农牧业现代化、新型城镇化的重要节点。

符合性分析：本项目不属于主体功能区划中确定的自治区层面的禁止开发区域，所进行的石油天然气勘探活动符合“全国重要的能源基地”定位。本项目所在区域不在国家级和自治区级禁止开发区域内。项目所在区域不在生态保护红线区内，所占土地类型为其他草地、采矿用地、公路用地、裸土地。为了实现区域的生态功能，项目对开发活动严格控制，尽可能减少对生态系统的干扰；在项目实施过程中需重点保护野生动物，维护自然生态环境，落实本次环评提出的各项生态环境保护措施，因此，本项目的建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》。

1.3.2.4 与《新疆生态功能区划》符合性分析

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。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 1.3-9。

表1.3-9 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	II ₃ 准噶 尔盆地中 部固定、 半固定沙 漠生态亚 区	23.古尔 班通古特 沙漠化敏 感及植被 保护生态 功能区	和布克赛 尔蒙古自 治县、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 及其生境高 度敏感，土 地沙漠化极 度敏感，土 壤侵蚀高度 敏感、土壤 盐渍化轻度 敏感	保护沙漠 植被、防 止沙丘活 化	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。

符合性分析：油区内地势平坦，道路纵横，水、电、交通运输便利，具有良好的地面开发条件，本项目采取了相应的生态保护及防沙治沙措施。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。

1.3.2.5 与《新疆生态环境保护“十四五”规划》的符合性分析

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。

符合性分析：本项目钻井期使用的泥浆为环保水基泥浆，为环境友好的钻井液，泥浆随钻井队用于后续钻井使用，岩屑收集于岩屑储罐，完井后由第三方合规处置。运营期井下作业废水由作业单位自带专用收集罐集中收集后，拉运至石西集中处理站水处理系统处理，处理达标后回注油藏，不外排；落地油 100%回收，回收的落地油收集后拉运至石西油田作业区危险废物临时储存场，达到一定量时委托有危废处置资质单位处置。项目与《新疆生态环境保护“十四五”规划》

中要求相符。

1.3.2.6 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”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》，主要目标就是以安全环保、提质增效为目标，增储上产，老区千万吨稳产、天然气满足稳产的需要，加快玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘油气田建设，促进油气增储上产，本项目位于准噶尔盆地腹部古尔班通古特沙漠腹地石南 7 井区与石南 10 井区之间，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 1.3-10。

表1.3-10 与新疆油田公司“十四五”发展规划环境影响报告书审查意见符合性分析一览表

序号	要求	本项目	符合性
1	严守生态保护红线，加强空间管控。坚持以习近平生态文明思想为指导，严守生态保护红线，严格维护区域主导生态功能，积极推动绿色发展，促进人与自然和谐共生。主动对接国土空间规划，进一步做好与“三线一单”生态环境分区管控方案、主体功能区划、生态功能区划等有关要求的有序衔接和细化分解，严格落实各项生态环境保护要求，协同推进石油天然气开发和生态环境保护相协调，切实维护区域生态系统的完整性和稳定性。加强规划区内环境敏感区和重要环境保护目标的生态环境保护工作，开展项目环评时应将油气开发对环境敏感区影响作为重点评价内容，并采取合理、有效的保护措施，确保规划涉及环境敏感区和重要环境保护目标不因油气开发而造成环境污染和生态破坏。	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	本项目对选址选线进行了合理性分	符合

	关管控要求,依据生态环境影响评价结果,从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面对规划建设油气长输管道工程及油气田内部集输管道工程选址选线提出要求,进一步优化石油天然气开采规模、开发布局和建设时序,优先避让环境敏感区,远离沿线居民。总结石油天然气开发过程对生态环境影响和保护经验,及时进行优化调整。	析,本项目评价范围内无自然保护区、风景名胜區等环境敏感区。	
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技术要求及分析方法》(SY/T 5329-2022)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,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,完井后由第三方合规处置;②运营期井下作业废水严禁外排,作业单位自带回收罐收集后,拉运至石西集中处理站水处理系统处理,处理达标后用于回注油藏,不外排;③落地油 100%回收,收集后拉运至石西油田作业区危险废物临时储存场,达到一定量时委托有危废处置资质单位处置。	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修复措施,详见 6.6、6.7 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

1.3.2.7 与《空气质量持续改善行动计划》(国发〔2023〕24 号)符

合性分析

本项目与《空气质量持续改善行动计划》（国发〔2023〕24 号）中要求的符合性分析见表 1.3-11。

表1.3-11 与《空气质量持续改善行动计划》（国发〔2023〕24号）符合性分析

序号	要求	本项目	符合性
1	优化含 VOCs 原辅材料和产品结构。严格控制生产和使用高 VOCs 含量涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂等建设项目，提高低（无）VOCs 含量产品比重。实施源头替代工程，加大工业涂装、包装印刷和电子行业低（无）VOCs 含量原辅材料替代力度。室外构筑物防护和城市道路交通标志推广使用低（无）VOCs 含量涂料。在生产、销售、进口、使用等环节严格执行 VOCs 含量限值标准	本项目属于陆地石油开采项目，不属于高 VOCs 含量涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂等建设项目。	相符
2	深化扬尘污染综合治理。鼓励经济发达地区 5000 平方米及以上建筑工地安装视频监控并接入当地监管平台；重点区域道路、水务等长距离线性工程实行分段施工。将防治扬尘污染费用纳入工程造价。到 2025 年，装配式建筑占新建建筑面积比例达 30%；地级及以上城市建成区道路机械化清扫率达 80%左右，县城达 70%左右。对城市公共裸地进行排查建档并采取防尘措施。城市大型煤炭、矿石等干散货码头物料堆场基本完成抑尘设施建设和物料输送系统封闭改造	本项目主要是场地平整、井场设备安装，管道施工所引起的扬尘。在施工过程中，作业场地将采取围挡、大风天气禁止施工，对运输建筑材料及建筑垃圾的车辆加盖篷布，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已建环路、硬化道路，施工现场定期洒水降尘等，通过采取相应的措施减少扬尘的污染。	符合
3	强化 VOCs 全流程、全环节综合治理。鼓励储罐使用低泄漏的呼吸阀、紧急泄压阀，定期开展密封性检测。汽车罐车推广使用密封式快速接头。污水处理场所高浓度有机废气要单独收集处理；含 VOCs 有机废水储罐、装置区集水井（池）有机废气要密闭收集处理。重点区域石化、化工行业集中的城市和重点工业园区，2024 年年底前建立统一的泄漏检测与修复信息管理平台。企业开停工、检维修期间，及时收集处理退料、清洗、吹扫等作业产生的 VOCs 废气。企业不得将火炬燃烧装置作为日常大气污染治理设施	本项目油气集输均采用密闭管输工艺，采油井→计量站→联合站的集输工艺流程。接入口和排出口采取与环境空气隔离的措施。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。	符合

1.3.2.8 与《塔城地区国土空间总体规划（2021-2035 年）》符合性分析

根据《塔城地区国土空间总体规划（2021-2035 年）》，塔城地区将全域空间划分为 6 个一级分区，分别为乡村发展区、生态保护区、城镇发展区、生态控

制区、农田保护区、矿产能源发展区。矿产能源发展区包含了为适应国家能源安全与矿业发展的重要陆域采矿区、战略性矿产储量区等区域。本项目位于 6 个分区中的能源矿产发展区。

综上，本项目位于塔城地区和布克赛尔县，和布克赛尔县为能源矿产发展区，符合《塔城地区国土空间总体规划（2021-2035 年）》。

1.3.3 与生态环境分区管控符合性分析

（1）与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》（新环环评发〔2024〕157 号）符合性分析

根据《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》，自治区共划定 1777 个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。

1) 优先保护单元 925 个：主要包括生态保护红线区和生态保护红线区以外的饮用水水源保护区、水源涵养区、防风固沙区、水土沙化防控区、水土流失防控区等一般生态空间管控区。生态保护红线区执行生态保护红线管理办法的有关要求；一般生态空间管控区应以生态环境保护优先为原则，开发建设活动应严格执行相关法律法规要求，严守生态环境质量底线，确保生态功能不降低。

2) 重点管控单元 713 个：主要包括城镇建成区、工业园区和开发强度大、污染物排放强度高的工业聚集区等。重点管控单元要着力优化空间布局，不断提升资源利用效率，有针对性地加强污染物排放管控和环境风险防控，解决生态环境质量不达标、生态环境风险高等问题。

3) 一般管控单元 139 个：主要包括优先保护单元和重点管控单元之外的其他区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善。

本项目与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》的符合性见表 1.3-12。

表1.3-12 与《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》符合性分析

管控维度		管控要求	本项目情况	符合性分析
空间	禁止开发	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	本项目不在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保	符合

布局约束	建设的活动	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	护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区建设。	
		①坚决遏制高耗能高排放低水平项目盲目发展。严把高耗能高排放低水平项目准入关口，严格落实污染物排放区域削减要求，对不符合规定的项目坚决停批停建。依法依规淘汰落后产能和化解过剩产能。②重点行业企业纳入重污染天气绩效分级，制定“一厂一策”应急减排清单，实现应纳尽纳；引导重点企业在秋冬季安排停产检修计划，减少冬季和采暖期排放。推进重点行业深度治理实施全工况脱硫脱硝提标改造，加大无组织排放治理力度，深入开展工业炉窑综合整治，全面提升电解铝、活性炭、硅冶炼、纯碱、电石、聚氯乙烯、石化等行业污染治理水平	本项目为陆上石油开采，不属于高耗能高排放低水平项目；本项目不涉及二氧化硫、氮氧化物排放。	符合
	限制开发建设的活动	严格控制缺水地区、水污染严重区域和敏感区域高耗水、高污染行业发展。	本项目不属于高耗水、高污染项目。	符合
		建设项目用地原则上不得占用永久基本农田，确需占用永久基本农田的建设项目须符合《中华人民共和国基本农田保护条例》中相关要求，占用耕地、林地或草地的建设项目须按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿。	本项目不涉及占用基本农田。	符合
	其他布局要求	一切开发建设活动应符合国家、自治区主体功能区规划自治区和各地颁布实施的生态环境功能区划、国民经济发展规划、产业发展规划、国土空间规划等相关规划及重点生态功能区负面清单要求，符合区域或产业规划环评要求	本项目符合自治区主体功能区划和生态环境功能区划、国民经济发展规划、产业发展规划，不属于生态功能区负面清单。	符合
污染物排放管控	污染物削减/替代要求	新、改、扩建重点行业建设项目应符合“三线一单”、产业政策、区域环评、规划环评和行业环境准入管控要求。重点区域的新、改、扩建重点行业建设项目应遵循重点重金属污染物排放“减量替代”原则	本项目符合“三线一单”、产业政策、行业环境准入管控要求，项目不涉及重点重金属污染物排放。	符合
		促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制，实现减污降碳协同效应。开展工业、农业温室气体和污染减排协同控制研	评价报告提出温室气体管控措施，详见 6.10 小节。	符合

		究，减少温室气体和污染物排放。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接，促进大气污染防治协同增效。		
	污染控制要求	推动能源、钢铁、建材、有色、电力、化工等重点领域技术升级，控制工业过程温室气体排放，推动工业领域绿色低碳发展。积极鼓励发展二氧化碳捕集利用与封存等低碳技术。促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制，实现减污降碳协同效应。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接，促进大气污染防治协同增效。	本项目在正常运营情况下无温室气体排放。	符合
		强化用水定额管理，推进地下水超采综合治理。开展河湖生态流量（水量）确定工作，强化生态用水保障。	本工程属于陆地石油开采项目，不属于地下水开采项目。	符合
环境风险防控	联防联控要求	加强环境风险预警防控。加强涉危险废物企业、涉重金属企业、化工园区、集中式饮用水水源地及重点流域环境风险调查评估，实施分类分级风险管控，协同推进重点区域、流域生态环境污染综合防治、风险防控与生态修复。	本项目不涉及危险化学品生产；废机油、废防渗膜等危险废物，委托有危废处置资质单位处理。	符合
		强化生态环境应急管理。实施企业突发生态环境应急预案电子化备案，完成县级以上政府突发环境事件应急预案修编。完善区域和企业应急处置物资储备系统，结合新疆各地特征污染物的特性，加强应急物资储备及应急物资信息化建设，掌握社会应急物资储备动态信息，妥善应对各类突发生态环境事件。加强应急监测装备配置，定期开展应急演练，增强实战能力。		符合
资源利用要求	水资源	地下水资源利用实行总量控制和水位控制。取用地下水资源，应当按照国家和自治区有关规定申请取水许可。地下水利用应当以浅层地下水为主。	本项目运营期回注水利用处理后的采出水，不取用地下水资源，符合资源开发利用管控要求。	符合
	土地	土地资源上线指标控制在最终批复的	本项目在规划范围内进行建	符合

求	资源	国土空间规划控制指标内。	设，履行征地手续。	
	能源利用	鼓励使用清洁能源或电厂热力、工业余热等替代锅炉炉窑燃料用煤。	本项目运营期使用电能，不涉及燃料用煤使用。	符合
	资源综合利用	加强固体废物源头减量、资源化利用和无害化处置，最大限度减少填埋量。推进工业固体废物精细化、名录化环境管理，促进大宗工业固废综合利用、主要农业废弃物全量利用。加快构建废旧物资回收和循环利用体系，健全强制报废制度和废旧家电、消费电子等耐用消费品回收处理体系，推行生产企业“逆向回收”等模式。以尾矿和共伴生矿、煤矸石、炉渣、粉煤灰、脱硫石膏、冶炼渣、建筑垃圾等为重点，持续推进固体废物综合利用和环境整治不断提高大宗固体废物资源化利用水平。推行生活垃圾分类，加快建设县（市）生活垃圾处理设施，到 2025 年，全疆城市生活垃圾无害化处理率达到 99%以上。	本项目落地油 100%回收，回收后的落地油交由有资质的单位进行无害化处置；钻井机废防渗膜委托有危废处置资质单位进行处置。	符合

（2）与《塔城地区生态环境分区管控方案（2023 版）》符合性分析

根据《塔城地区生态环境准入清单》中划分管控单元，塔城地区和布克赛尔县共划定环境管控单元 18 个，分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。其中优先保护单元 8 个，重点管控单元 6 个，一般管控单元 4 个。

本项目位于塔城地区和布克赛尔县环境一般管控单元（ZH65422630001）。本项目与“塔城地区生态环境准入清单”符合性分析见表 1.3-13。项目管控单元示意图见图 1.3-3。

表1.3-13 塔城地区生态环境准入清单要求符合性分析

文件名称	管控维度	管控要求	本项目情况	符合性
塔城地区生态环境准入	和布克赛尔蒙古自治县一般管控单元 01	1.限制进行大规模高强度工业化城镇化开发，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基本农田，涉及农用地转用或者土	1.本项目位于油田开发区，不涉及畜禽养殖业； 2.本项目不占用基本农田，占地类型为其他草地、采矿用地、公路用地、裸土地，项目严格限制作业范围；	符合

入 清 单	(ZH 6542 2630 001)	地征收的，必须经国务院批准。		
-------------	-----------------------------	----------------	--	--

1.3.4 与《自然资源要素支撑产业高质量发展指导目录（2024 年本）》符合性分析

本项目为石油天然气开采项目，占地类型为其他草地、采矿用地、公路用地、裸土地，根据《自然资源要素支撑产业高质量发展指导目录（2024 年本）》，将“（7）采矿、采石、采砂、盐田等地面生产和尾矿堆放用地。”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。

1.3.5 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 1.3-14。

表1.3-14 与《关于规范临时用地管理的通知》符合性分析一览表

序号	要求	本项目	符合性
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，项目占地类型为其他草地、采矿用地、公路用地、裸土地，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，项目临时用地会按使用期限开展工作。	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，植被自然恢复。	符合

1.3.6 与《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）的符合性分析

根据《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）中的总体要求：①油气开采固体废物污染防治坚持减量化、资源化和无害化原则。钻井作业现场配备钻井泥浆回收装置，实现钻井泥浆最大化利用。无法循环利用的钻井泥浆宜采用随钻不落地处理，回收钻井泥浆中的液相，减少钻井岩屑的产生量，回收的液相宜在钻井作业现场循环利用。②含油废物综合考虑含油率、剩余固相的利用或处置污染控制要求等因素采取适当的利用处置技术，宜采用回收矿物油的方式利用。③水基岩屑、剩余固相根据相关国家生态环境标准或技术文件等要求开展环境风险定量评价，评价结果为可接受时，可用于油气开采区内基础设施建设场地铺垫、管线覆盖土等其他利用方式。④油气开采固体废物利用处置过程中废气排放满足 GB16297、GB37822 等国家或地方大气污染物排放标准要求。⑤油气开采固体废物利用处置过程中废水排放满足 GB8978 等国家或地方水污染物排放标准要求。⑥油气开采固体废物、剩余固相和回收的矿物油收集、贮存、转移、利用、处置过程涉及的国家安全生产、职业健康、交通运输、消防等，应符合国家和地方相关法律法规及标准的规定。

本项目为石油天然气开采项目，项目开采固体废物均采取回收利用措施，可实现减量化、资源化、无害化；含油废物交由有资质的单位处置；项目固废利用处置过程中废气、废水等排放符合相关污染物排放标准。综上所述，本项目符合《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）。

1.3.7 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。

1.3.7.1 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生活营地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、饮用水水源保护区以及生态保护红线等特殊敏感区域，符合区域经济发展规划、环保规划，无重大环境制约因素。

⑨本项目位于石南油田石 204 井区构造位置位于准噶尔盆地陆梁隆起夏盐凸起基东鼻凸，地理位置位于准噶尔盆地腹部古尔班通古特沙漠腹地石南 7 井区与石南 10 井区之间，井区内没有野生动物饮用水水源，项目所在区域开发多年，项目区选址、运输路线不是主要的野生动物迁移和活动区域，项目建设后不会造成区域生态空间分隔，不影响周边野生动物迁徙活动。

1.3.7.2 管线路由合理性分析

①拟建项目新建管线主要是单井注水管线和单井出油管线。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白梭梭荒漠、白杆沙拐枣荒漠和红砂荒漠，植被较稀疏，项目井场、管线敷设不占用国家和自治区重点保护野生植物。

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项目区年降水量80mm，属于降雨少，蒸发量大，项目管线开挖在两侧修筑的边埂，施工结束后尽快进行回填，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、森林公园以及生态保护红线等环境敏感区。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。

⑨本项目位于石南油田石 204 井区构造位置位于准噶尔盆地陆梁隆起夏盐凸起基东鼻凸，地理位置位于准噶尔盆地腹部古尔班通古特沙漠腹地石南 7 井区与石南 10 井区之间，井区内没有野生动物饮用水水源，项目所在区域开发多年，项目区选线、运输路线不是主要的野生动物迁移和活动区域，项目建设后不会造成区域生态空间分隔，不影响周边野生动物迁徙活动。

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生态环境影响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；运营期注水过程中的环境影响及环境风险，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，选址选线符合塔城地区生态环境管控要求。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、区域总体发展规划、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，论证项目对环境方面的可行性，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) 《中华人民共和国生态环境法典》(14 届人大第 4 次会议，2026 年 8 月 15 日起施行)；

(2) 《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 日起施行)；

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

(4) 《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)；

(5) 《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)；

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

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

(8) 《中华人民共和国草原法》(2021 年 4 月 29 日第十三届全国人民代表大会常务委员会第二十八次会议)；

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

(11) 《中华人民共和国野生动物保护法》(第十三届全国人民代表大会常务委员会第三十八次会议，2023 年 5 月 1 日起实施)；

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

(13) 《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)；

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

(15) 《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)；

(16) 《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)；

(17) 《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)；

(18) 《国家重点保护野生植物名录》(2021 年)；

(19) 《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)；

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

(21) 《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)；

(22) 《产业结构调整指导目录(2024 年本)》；

(23) 《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)；

(24) 《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)；

(25) 《中华人民共和国突发事件应对法》(2024 年 6 月 28 日)；

(26) 《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)；

(27) 《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)；

(28) 《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)；

(29) 《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)；

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

(31) 《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)；

(32) 《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)；

(33) 《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)；

(34) 《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)；

(35) 《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)；

(36) 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)；

(37) 《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)；

(38) 《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)；

(39) 《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)；

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

(41) 《自然资源部生态环境部国家林业和草原局关于加强生态保护红线管理的通知(试行)》(自然资发〔2022〕142 号)。

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 日起实施）；

(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) 《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》；

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

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

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

(18) 《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）；

(19) 《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）；

(20) 《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）；

(21) 《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）；

（22）《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）；

（23）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）；

（24）《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）；

（25）《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）；

（26）《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）；

（27）《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）；

（28）《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）；

（29）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）；

（30）《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）；

（31）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）；

（32）《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）；

（33）《新疆维吾尔自治区石油天然气发展“十四五”规划》；

（34）《中华人民共和国国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》；

（35）《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》；

（36）《塔城地区生态环境分区管控方案（2023 版）》；

（37）《关于加强自治区生态保护红线管理的通知（试行）》。

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/T 6276-2025）；
- (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) 《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）；
- (22) 《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022）；

- (23) 《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ 819-2017）；
- (24) 《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）；
- (25) 《陆上油气田采出水地下注入环境保护技术规范》（SY/T7784--2024）；
- (26) 《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ 1461-2026）；
- (27) 《石油天然气工程项目用地控制指标》（TD/T 1099-2024）；
- (28) 《排污许可证申请与核发技术规范 总则》（HJ 942-2018）（第 15 号，2018 年 2 月 8 日发布）；
- (29) 《排污许可证申请与核发技术规范 工业固体废物（试行）》（HJ 1200-2021）生态环境部第 53 号，2021 年 11 月 8 日。

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，2026 年 8 月；
- (2) 《新疆石南油田石 204 井区西山窑组油藏 2026 年产能建设项目可行性研究报告》（2026 年 4 月）；
- (3) 其他相关资料。

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、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

环境影响要素		占地	钻前工程	钻井工程					储层改造工程				油气集输工程				注水工程			
			废气	废气	废水	噪声	固废	环境风险	废气	噪声	固废	环境风险	废气	废水	噪声	固废	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、测试放喷废气	发电机、测试放喷和各类泵的噪声	机械设备废油、废弃防渗膜、落地油、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	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	土壤	++	○	○	○	○	+	++	○	○	+	++	○	+	○	+	○	+	○	+

态影响	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 2.3-2 运营期环境影响因素识别矩阵

环境影响要素		占地	采油、油气集输工程、注水工程				
			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、清管废渣、废润滑油、废弃防渗膜、废润滑油桶	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

环境影响因素		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 、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 、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	/	土壤肥力或林草立地条件、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)
油气处理工程	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	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)
注水工程	施工期	颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、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	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)

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

本项目位于新疆维吾尔自治区塔城地区和布克赛尔蒙古自治县。按照《环境空气质量标准》（GB 3095-2026）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

（1）地表水：本项目评价区域内无地表水体。

（2）地下水：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。

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》，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。

项目建设所在区域为《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》中天山北坡诸小河流域的重点治理区。

2.4.2 环境质量标准

2.4.2.1 环境空气质量标准

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》（GB 3095-2026）过渡阶段二级标准浓度限值。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，硫化氢参照《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 标准执行。

具体标准限值见表 2.4-1。

表 2.4-1 环境空气质量评价标准

类别	污染物名称	取值时间	过渡阶段 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》 （GB 3095-2026）二级 标准	
		24 小时平均	150			
		1 小时平均	500			
	PM ₁₀	年平均	60			
		24 小时平均	120			
	PM _{2.5}	年平均	30			
		24 小时平均	60			
	NO ₂	年平均	40	mg/m ³		
		24 小时平均	80			
		1 小时平均	200	μg/m ³		
	CO	24 小时平均	4			
		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	-	2.0	mg/Nm ³	参考《大气污染物综合 排放标准详解》 （GB16297-1996）	
	硫化氢	-	10	μg/m ³	《环境影响评价技术导则 大气环境》 （HJ2.2-2018）附录 D	

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 2.4-2。

表 2.4-2 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 2.4-3、表 2.4-4。

表 2.4-3 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	萘	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 2.4-4 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参照《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求。具体标准限值要求见表 2.4-5。

表 2.4-5 大气污染物排放标准一览表（单位：mg/m³）

阶段	污染物		标准值	标准来源
施工期	颗粒物		1.0mg/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	边界	4.0mg/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

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交给专业公司回收利用，无钻井废水外排；管道试压废水为清水，试压结束后用于洒水降尘。生活营地建设生活污水防渗池，施工期生活污水拉运至指定污水处理厂处理。

（2）运营期

本项目采出水处理后达到《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，用于回注油藏，不向外环境排放。标准值见表 2.4-6。

表 2.4-6 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《建筑施工噪声排放标准》（GB 12523-2025）。

（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 2.4-7。

表 2.4-7 环境噪声排放标准

标准来源	类别	噪声限值 dB（A）	
		昼间	夜间
《建筑施工噪声排放标准》（GB 12523-2025）	/	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）；《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ 1461-2026）。

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（2026 年版）》（公告 2026 年第 2 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。

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， mg/m^3 ；

C_{0i} —第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准， mg/m^3 。一般选用《环境空气质量标准》（GB 3095-2026）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 1h、8h、24h 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/°C		27.7
最低环境温度/°C		-20.8
土地利用类型		沙漠
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/°	/

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	区域最大落地浓度			评价等级
		浓度值/($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率/%	出现距离/m	
无组织排放	单井井场	1.4583	0.07	79	III
	两井平台	2.3577	0.11	84.99	III
	新建计量站	11.137	0.56	31	III
	石204混输泵站	24.428	1.22	10	II

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 $P_{\max}=1.22\%$ ，小于 1%，最大占标率 $1\%\leq P_{\max}<10\%$ ，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评价等级为二级。

（2）评价范围

本次环境空气评价范围为：以项目所在石 204 区块向外扩 2.5km 的矩形区域。评价范围见图 2.5-1。

2.5.2 水环境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、站场属于 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

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中地下水调查

范围的确定的方法，本环评采用查表法确定地下水环境现状调查的评价范围，具体见表 2.5-6。

表 2.5-6 地下水环境现状评价范围参照表

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

本项目井场、站场地下水评价范围确定为：以本次开发区块中心为中心，西南-东北方向边长25km，东南-西北方向边长38km的矩形。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，主要集中在注水井，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，确定本项目声环境影响评价等级为二级。

(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，本次噪声评价以井场边界向外 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 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）以及区域土壤监测数据，属于附录 D.2 土壤酸化、碱化分级标准中的表 D.2 规定的轻度碱化；综上，拟建工程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“井场”“管线”分别属于“采矿业—金属矿、石油、页岩油开采”“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（ $\leq 5\text{hm}^2$ ）。本项目总占地面积为 41.8236hm^2 ，其中永久性用地总计 2.901hm^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、较敏感和不敏感，判别依据见表 2.5-3。根据现场调查，项目井场占地类型为其他草地、采矿用地、公路用地、裸土地，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 2.5-3 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 2.5-4 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，本项目水溶性盐总量在 0.2~2.8mg/kg 之间，属于轻度盐化和轻度碱化土壤，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 2.5-5 和表 2.5-6。

表 2.5-5 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 2.5-6 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			

本项目石油开发属于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、站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。

本项目采油井场、站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。

（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 2.5-7。

表 2.5-7 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 HJ 2.3-2018 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,生态环境影响评价等级不低于二级		不属于水文要素影响型项目
e) 根据 HJ 610-2016、HJ 964-2018 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 0.4182km 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。本项目不占用生态敏感区。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 2.5-4。

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 2.5-8。

表 2.5-8 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		以项目所在石 204 区块向外扩 2.5km 的矩形区域，见图 2.5-1。	
2	地表水	三级 B		/	
3	地下水	井场、站场	二级	以本次开发区块中心为中心，西南-东北方向边长 25km，东南-西北方向边长 38km 的矩形。管线：管线两侧向外延伸 200m 的范围。见图 2.5-2。	
		管线	三级		
4	噪声	二级		以井场边界向外 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 2.5-4。	
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,评价时段包括勘探建设期、生产运营期和退役期三个时段,以勘探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和集输管线。

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,废水达标后用于回注油藏,不外排,厂界噪声达标,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

据现场调查,评价范围内没有自然保护区、水源地保护区、文物保护单位等其他特殊敏感目标,除油区工作人员外,没有固定人群居住。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》(GB 3095-2026) 过渡阶段二级标准
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
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
	荒漠植被	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
	鹅喉羚、草原斑猫、兔狲、沙狐、黑鸢、雀鹰、草原鹞、棕尾鵟、红隼	评价区域内	国家二级重点保护野生动物
	虎鼬		自治区Ⅱ级重点保护野生动物
	土壤	评价区域内	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)

3 建设项目概况与工程分析

3.1 区块油气资源概况

石南油田石 204 井区构造位置位于准噶尔盆地陆梁隆起夏盐凸起基东鼻凸，地理位置位于准噶尔盆地腹部古尔班通古特沙漠腹地石南 7 井区与石南 10 井区之间，行政隶属于新疆塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，距克拉玛依市东约 130km（见图 3.1-1）。

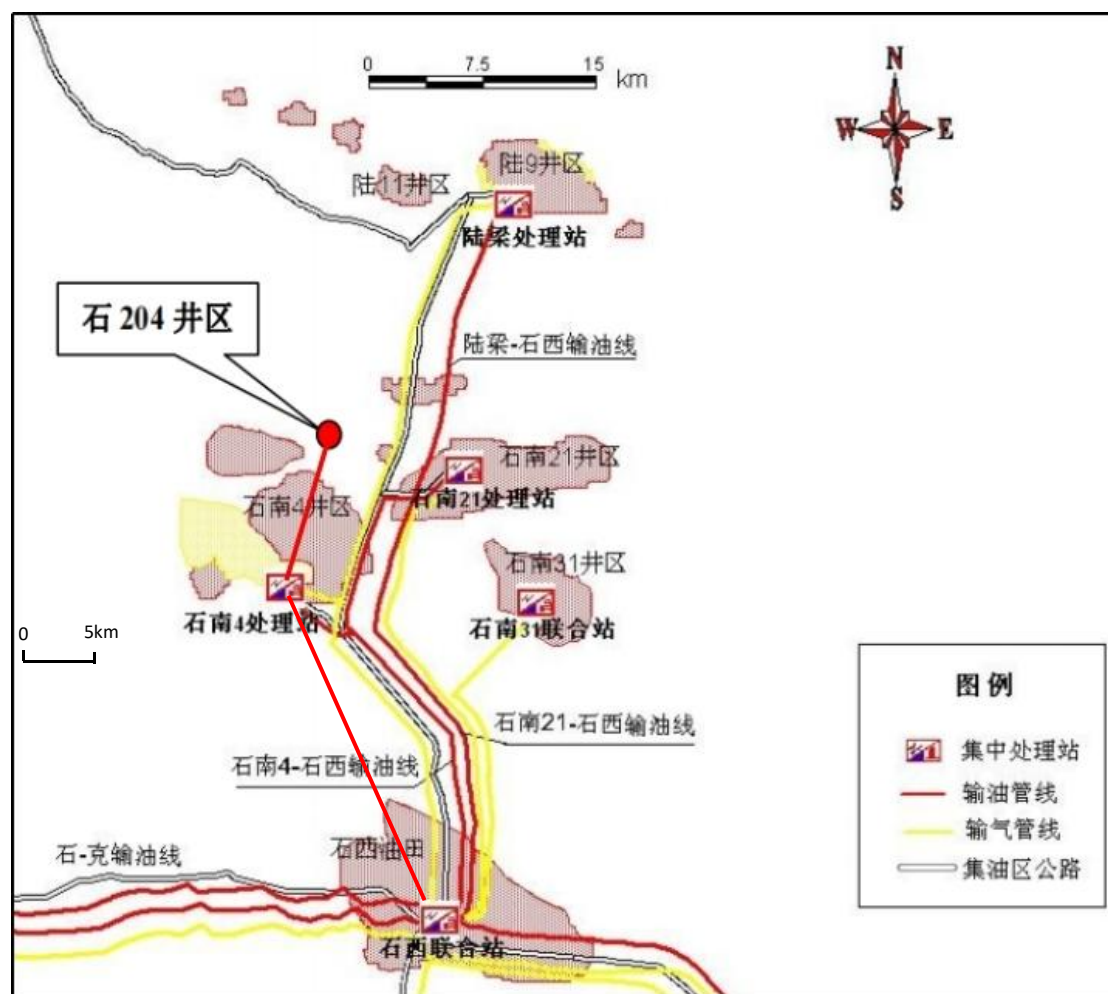


图 3.1-1 石 204 井区区域位置图

3.1.1 区域地层特征

石 204 井区自下而上发育的地层有石炭系（C）；二叠系佳木河组（P_{1j}）、乌尔禾组（P_{2w}）；三叠系百口泉组（T_{1b}）、克拉玛依组（T_{2k}）、白碱滩组（T_{3b}）；侏罗系八道湾组（J_{1b}）、三工河组（J_{1s}）、西山窑组（J_{2x}）、头屯河组（J_{2t}）；

白垩系清水河组 (K_{1q})、呼图壁河组 (K_{1h})、胜金口组 (K_{1s})、连木沁组 (K_{1l})、艾里克湖组 (K_{2a})。其中白垩系与侏罗系、三叠系与二叠系、二叠系与石炭系呈区域不整合接触 (见表 3.1-1)。

本次方案目的层为侏罗系西山窑组 J_{2x}, 根据其发育的三套煤层及地层沉积特征, 自下而上划分为 J_{2x1}、J_{2x2+3} 和 J_{2x4} 三个层段, 油层发育在 J_{2x1}、J_{2x4} 段。

其中 J_{2x1} 地层厚度 26~38m, 平均 32m; J_{2x4} 地层厚度 32~72m, 平均 58m。

表 3.1-1 石南油田地层简表

系	层 位			层位 代码	厚度 m	岩性简述	接触 关系
	统	组	段				
白垩系	中统	艾里克湖组		K _{2a}	410~465	湖泊沉积。褐色泥岩、粉砂质泥岩, 底部为灰色细砂岩、砂砾岩。	整合
	下统	连木沁组		K _{1l}	385~432	曲流河沉积。灰褐色泥岩、粉砂质泥岩夹灰色粉砂岩、细砂岩。	整合
		胜金口组		K _{1s}	40~48	湖泊沉积褐色泥岩、粉砂质泥岩。	整合
		呼图壁河组	呼二段	K _{1h2}	398~416	三角洲和湖泊沉积。灰色细砂岩、粉砂岩与褐色泥岩不等厚互层。	整合
			呼一段	K _{1h1}	395~420		
		清水河组		K _{1q}	247~264	辫状河流沉积。灰色细砂岩、中砂岩夹薄层褐色泥岩。	不整合
侏罗系	中统	头屯河组		J _{2t}	19~85	辫状河流沉积。顶、底以泥岩为主, 中部为细砂岩、中砂岩和少量不等粒砂岩。	整合
		西山窑组		J _{2x}	160~200	三角洲沉积。上、下为灰色中细砂岩, 中部为褐色泥岩及三套煤层。	整合
	下统	三工河组		J _{1s}	227~373	大套褐色泥岩、粉砂质泥岩夹灰色粉细砂岩。	整合
		八道湾组		J _{1b}	336~556	上部为灰色中细砂岩, 中部为褐色泥岩, 下部为灰色砂砾岩。	整合
三叠系	上统	白碱滩组		T _{3b}	77~320	湖泊沉积。深灰色泥岩夹薄层灰色泥质砂岩。	整合
	中统	克拉玛依组	克上段	T _{2k2}	32~198	上部为深灰色泥岩夹薄层灰色细砂岩, 下部为深灰色泥岩与灰色细砂岩互层。	整合
			克下段	T _{2k1}	68~116	褐色泥岩与灰色中细砂岩互层。	整合
	下统	百口泉组		T _{1b}	62~118	浅棕色、浅棕红色细砂岩、泥质砂岩为主夹泥岩和砂质泥岩。	不整合
二叠系	中统	乌尔禾组		P _{2w}	51~112	上部为暗棕色泥岩、灰褐色砂质泥岩夹灰色细砂岩; 下部为灰色细砂岩、泥质砂岩夹砂砾岩。	整合
	下统	佳木河组		P _{1j}	56~123	上部为灰褐色砂质泥岩、灰色泥质砂岩和浅灰色砂质小砾岩; 下部为灰褐色凝灰岩。	不整合
石炭系					50 (未穿)	上部为深灰色凝灰岩, 下部为灰褐色变质砾岩, 与上覆二叠系佳木河组为不整合接触。	

3.1.2 构造特征

石 204 井区 J₂X₁、J₂X₄ 整体构造形态均为东北高、西南低的鼻状构造，轴向与石南 6 井北断裂平行，石南 6 井北断裂为区域性大断裂、形态清晰、断距大，延伸距离远，是本区主要的油气运移通道。其中研究区石 204 井断块、石 205 井断块 J₂X₁、J₂X₄ 均为北东-南西向展布的鼻状构造，中部受石 204 井西断裂切割，东西两翼呈不对称状，西翼石 205 井断块较为平缓，东翼石 204 井断块相对陡峭；研究区石 213 井断块 J₂X₁、J₂X₄ 均为北东-南西向展布的鼻状构造，东部发育控藏断裂石 213 井东断裂。区内主要发育北西-南东、北东-南西走向的两组正断裂，多为控藏断裂，断距较小，延伸距离较短，见表 3.1-2。

表 3.1-2 石 204 井区西山窑组研究区断裂要素表

序号	断层名称	断层性质	断开层位	断距 m	断裂产状			延伸长度 km
					走向	倾向	倾角 °	
1	石南 6 井北断裂	正断层	J~K	80-100	S-N	N	75-85	9.16
2	石 101 井北断裂	正断层	J~K	5	W-E	S	75-85	6.84
3	石 209 井西断裂	正断层	J~K	5	S-N	W	75-85	2.87
4	石 204 井西断裂	正断层	J~K	5	S-N	E	75-85	1.42
5	石 204 井东断裂	正断层	J~K	5	S-N	E	75-85	2.20
6	石 204 井北断裂	正断层	J~K	5	W-E	N	75-85	6.34
7	石 203 井南断裂	正断层	J~K	5	W-E	S	75-85	2.87
8	石 213 井东断裂	正断层	J~K	5	S-N	E	75-85	1.65
9	石 219 井北断裂	正断层	J~K	5	W-E	N	75-85	1.94

3.1.3 储层特征

(1) 沉积特征

石 204 井区 J₂X₁ 沉积微相主要为辫状河三角洲前缘水下分流河道，物源来自北西方向。研究区石 204 井断块、石 205 井断块砂体连续发育，平面上沿鼻状构造轴部较厚，向两翼逐渐减薄，砂层厚度 16~28m，平均 23m；石 213 井断块砂体在石 219 井区域最薄，向四周逐渐增厚，厚度 8~22m，平均 11m。横向上砂体连通性好、分布稳定。

石 204 井区 J₂X₄ 沉积微相主要为辫状河三角洲前缘水下分流河道，物源来自北西方向。研究区石 213 井断块砂体在平面上均匀发育，厚度 32~54m，平均 42m。横向上砂体连通性好、分布稳定。

(2) 岩矿特征

石 204 井区 J₂X₁ 储层岩性以中-细粒岩屑砂岩为主，碎屑成分主要为岩屑

(49.2%)，次为石英(27.6%)、长石(23.2%)。岩屑主要为凝灰岩(68.9%)，次为千枚岩、石英岩、花岗岩、霏细岩、泥质岩、安山岩；胶结物以方解石为主，次为含铁白云石、铁白云石，少量自生石英、白云石；杂基以高岭石为主，次为泥质；胶结类型以压嵌-孔隙式、孔隙-压嵌式为主，次为压嵌式、孔隙式；分选性差-好，磨圆度多为次棱角-次圆状、次圆-次棱角、次圆状。

石 204 井区 J₂X₄ 储层岩性以中-细粒岩屑砂岩为主，碎屑成分主要为岩屑(50.1%)，次为石英(28.1%)、长石(21.8%)。岩屑主要为凝灰岩(77.3%)，次为千枚岩、石英岩、花岗岩、千枚岩、霏细岩；胶结物以含铁方解石为主，少量铁白云石；杂基以高岭石为主，次为泥质；胶结类型以压嵌-孔隙式、孔隙-压嵌式为主，次为压嵌式、孔隙式；分选性差-较好，磨圆度多为次棱角-次圆状、次圆-次棱角。

(3) 孔隙结构特征

石 204 井区 J₂X₁、J₂X₄ 储层储集空间类型均以剩余粒间孔为主，占比分别为 86.2%、84.1%，其次为原生粒间孔，占比分别为 13.8%、15.9%，均含有微量粒内溶孔。据压汞资料分析，石 204 井区 J₂X₁、J₂X₄ 储层毛管压力曲线形态均为偏细歪度，分选均为较差~中等。对比来看，J₂X₁ 储层物性相对较好，平均孔喉半径较大，但分选较 J₂X₄ 储层略差，见表 3.1-3。

表 3.1-3 石 204 井区西山窑组储层评价结果表

层位	最大孔喉半径(μm)	平均毛管半径(μm)	排驱压力(MPa)	中值压力(MPa)	中值半径(μm)	退汞效率(%)	非饱和孔隙体积百分数(%)
J ₂ X ₁	0.11-20.46 5.94	0.04-7.80 1.94	0.04-6.71 0.81	0.32-7.61 1.85	0.10-2.31 0.78	18.19-47.46 33.02	7.32-78.25 22.88
J ₂ X ₄	0.45-6.34 2.34	0.17-1.92 0.81	0.12-1.63 0.59	1.31-9.83 3.72	0.07-0.56 0.32	3.19-39.88 29.10	10.03-56.70 25.28

(4) 物性特征

根据岩心分析资料，石 204 井区 J₂X₁ 储层孔隙度 2.90%~18.00%，平均 13.06%，渗透率 0.05mD~163.00mD，平均 1.93mD；油层孔隙度 12.00%~18.00%，平均 13.91%，渗透率 0.42mD~163.00mD，平均 2.85mD，属于低孔、特低渗储集层。

石 204 井区 J₂X₄ 储层孔隙度 2.60%~17.00%，平均 12.08%，渗透率 0.01mD~167.00mD，平均 3.51mD；油层孔隙度 12.00%~17.00%，平均 14.22%，渗透率 0.63mD~167.00mD，平均 18.24mD，属于低孔、低渗储集层。

(5) 隔夹层特征

石 204 井区西山窑组油藏主要发育泥质、钙质夹层。研究区石 204 井断块、石 205 井断块 J₂x₁ 单井夹层个数 0~5 个，平均 2.5 个，厚度 0~8.0m，平均 1.8m。平面上石 204 井区域最厚、向四周逐渐减薄。石 213 井断块 J₂x₁ 单井夹层个数 1~3 个，平均 2.2 个，厚度 0~4.0m，平均 1.2m，平面上呈现西部厚，向中东部逐渐减薄的特征；J₂x₄ 单井夹层个数 3~10 个，平均 6.6 个，厚度 3.0~13.0m，平均 8.8m。平面上整体较发育，剖面上顶部主要发育钙质夹层，底部主要发育泥质夹层。

(6) 粘土矿物类型及敏感性分析

根据 X 衍射及扫描电镜资料统计，石 204 井区 J₂x₁ 储层粘土矿物主要为高岭石（50.3%），其次为伊蒙混层（18.6%）、伊利石（17.5%）、绿泥石（13.6%）；J₂x₄ 储层粘土矿物主要为高岭石（51.5%），其次为伊利石（19.4%）、伊蒙混层（15.6%）、绿泥石（13.5%）。

根据敏感性实验资料分析，石 204 井区 J₂x₁ 储层具弱水敏、中等盐敏及中等体积敏感性；J₂x₄ 储层具中等偏弱水敏及中等偏强盐敏性，见表 3.1-4。

表 3.1-4 石 204 井区西山窑组储层敏感性评价表

井号	层位	评价类型	孔隙度	克氏渗透率	地层水渗透率	终值水渗透率	渗透率损失率	渗透率损失等级				
			(%)	(mD)	(mD)	(mD)	(%)	非	弱	中	强	极强
								≤10	10~30	30~70	70~90	≥90
石 204	J ₂ x ₁	水敏	10.3	1.56	1.18	0.89	24.9		√			
石 204		速敏	13.0	4.42	2.37	2.40	/	√				
石 203		体敏	12.5	0.93	0.91	0.29	68.6			√		
石 204		盐敏	10.2	2.74	1.12	0.73	35.1			√		
石 110	J ₂ x ₄	水敏	14.6	27.40	12.9	4.09	68.3			√		
石 204			15.6	6.49	4.07	2.96	27.3		√			
石 204			13.4	10.10	5.26	2.75	47.7			√		
石 204		速敏	14.7	8.89	5.23	5.51	/	√				
石 204			14.3	18.50	10.20	11.00	/	√				
石		盐敏	14.7	29.00	17.10	4.12	75.9				√	

110												
石 204			15.5	7.04	4.23	2.48	41.4			√		
石 204			13.3	10.10	6.47	2.75	57.5			√		

3.1.4 油藏类型及油层分布

(1) 油藏类型

根据构造解释, 试油试采成果等综合分析, 石 204 井断块、石 205 井断块 J₂X₁ 油藏为带底水的构造油藏, 石 213 井断块 J₂X₁ 油藏为带边水的构造油藏; 石 213 井断块 J₂X₄ 油藏为带底水的构造油藏。

(2) 油层展布特征

研究区石 204 井断块 J₂X₁ 油藏油层厚度 0~4.0m, 平均 2.9m, 平面上由构造高部位向低部位逐渐减薄。石 205 井断块 J₂X₁ 油藏油层厚度 0~10.0m, 平均 5.6m, 平面上油藏中部 SN1658、SN1624 井区域较厚, 向四周逐渐减薄。石 213 井断块 J₂X₁ 油藏油层厚度 0~10.0m, 平均 7.5m (附图 2-64); J₂X₄ 油藏油层厚度 0~8.0m, 平均 6.1m, 平面上均呈现东部厚, 向西部逐渐减薄的特征。纵向上油层发育稳定, 连续性较好, 局部发育钙质、泥质夹层。

3.1.5 流体性质

(1) 地面原油性质

根据石 204 井区 J₂X₁、J₂X₄ 油藏石 204、石 205 等试油井取得的原油分析资料, J₂X₁ 油藏地面原油密度 0.862g/cm³, 50℃粘度 14.62MPa·s, 凝固点为 21.0℃; J₂X₄ 油藏地面原油密度 0.861g/cm³, 50℃粘度 14.57MPa·s, 凝固点为 21.0℃, 见表 3.1-5。

表 3.1-5 石 204 井区西山窑组油藏地面原油性质表

层位	密度 (t/m ³)	粘度 MPa·s				含蜡 (%)	凝固点 (°C)	含硫 (%)
		30℃	35℃	40℃	50℃			
J ₂ X ₁	0.862	38.22	28.01	21.89	14.62	9.21	21.0	<0.01
J ₂ X ₄	0.861	52.88	30.00	22.48	14.57	8.59	21.0	<0.01

(2) 地层原油性质

根据石 204 井区 J₂X₁、J₂X₄ 油藏石 205、石 207、石 215 取得的 PVT 分析资料, J₂X₁ 地层原油密度 0.7921g/cm³, 地层原油粘度 3.23MPa·s, 溶解气油比 57m³/t; J₂X₄ 地层原油密度 0.7487g/cm³, 地层原油粘度 1.65MPa·s, 溶解气油比 46m³/t, 见表 3.1-6。

表 3.1-6 石 204 井区西山窑组油藏地层原油性质表

层位	溶解气油比 (m ³ /t)	体积系数 (无因次)	地层原油密度 (g/cm ³)	地层原油粘度 (MPa·s)	原油压缩系数 (10 ⁻³ MPa)
J ₂ X ₁	57	1.156	0.7921	3.23	0.9609
J ₂ X ₄	46	1.175	0.7487	1.65	1.1635

(3) 溶解气性质

根据石 204 井区 J₂X₁、J₂X₄ 油藏石 205、石 207 等试油井溶解气分析资料，J₂X₁ 油藏溶解气相对密度 0.7549；甲烷含量 75.72%；乙烷含量 9.19%；二氧化碳含量 0.43%；氮气含量 4.72%；J₂X₄ 油藏溶解气相对密度 0.6719；甲烷含量 79.85%；乙烷含量 5.96%；二氧化碳含量 0.21%；氮气含量 6.59%，见表 3.1-7。

表 3.1-7 石 204 井区西山窑组油藏溶解气组分表

层位	相对密度	甲烷 (%)	乙烷 (%)	二氧化碳 (%)	氮气 (%)
J ₂ X ₁	0.7549	75.72	9.19	0.43	4.72
J ₂ X ₄	0.6719	79.85	5.96	0.21	6.59

(4) 地层水性质

根据石 204 井区 J₂X₁、J₂X₄ 油藏石 203、石 213 等试油井地层水分析资料，J₂X₁ 油藏地层水矿化度为 16438.39mg/L，氯离子含量为 6841.28mg/L，水型为 NaHCO₃ 型；J₂X₄ 油藏地层水矿化度为 20962.64mg/L，氯离子含量为 12047.53mg/L，水型为 CaCl₂ 型，见表 3.1-8。

表 3.1-8 石 204 井区西山窑组油藏地层水性质表

层位	水型	Cl ⁻ (mg/L)	HCO ₃ ⁻ (mg/L)	pH 值	矿化度 (mg/L)
J ₂ X ₁	NaHCO ₃	6841.28	1215.93	7.50	16438.39
J ₂ X ₄	CaCl ₂	12047.53	626.47	6.88	20962.64

3.2 区块勘探开发历程

石 204 井区西山窑组油藏发现井是石 204 井，该井 2011 年 7 月 19 日在 J₂X₁2671.0-2675.5m 井段试油，无油嘴自喷，日产油 13.69t，累计产油 95.34t，试油结论为油层。8 月 18 日在 J₂X₄2524.0-2533.0m 井段试油，抽汲+自喷，日产油 16.6t，日产水 3.38m³，累计产油 98.19t，试油结论为油水同层，从而发现了石 204 井区西山窑组油藏。

2011~2016 年通过深化地质认识，精细刻画小断裂，先后发现了石 207、石 213、石 215 井等断块西山窑组油藏。石 204 井区 J₂X₁ 油藏共探明含油面积 6.31km²，石油地质储量 224.92×10⁴t，技术可采储量 40.43×10⁴t；溶解气地质储量 1.55×10⁸m³，技术可采储量 0.28×10⁸m³。石 204 井区 J₂X₄ 油藏共探明含油面积 9.43km²，石油

地质储量 $376.69 \times 10^4 \text{t}$ ，技术可采储量 $67.81 \times 10^4 \text{t}$ ；溶解气地质储量 $2.58 \times 10^8 \text{m}^3$ ，技术可采储量 $0.46 \times 10^8 \text{m}^3$ ，见表 3.2-1。

2021 年利用新采集的石 204 井三维地震资料，结合新增 54 口开发井钻井、测井及生产动态资料，对该油藏进行储量复算。复算后，石 204 井区 J_{2x1} 油藏含油面积 6.43km^2 ，石油地质储量 $212.89 \times 10^4 \text{t}$ ，技术可采储量 $35.55 \times 10^4 \text{t}$ ；溶解气地质储量 $1.39 \times 10^8 \text{m}^3$ ，技术可采储量 $0.22 \times 10^8 \text{m}^3$ 。石 204 井区 J_{2x4} 油藏含油面积 8.99km^2 ，石油地质储量 $292.49 \times 10^4 \text{t}$ ，技术可采储量 $48.85 \times 10^4 \text{t}$ ；溶解气地质储量 $1.98 \times 10^8 \text{m}^3$ ，技术可采储量 $0.31 \times 10^8 \text{m}^3$ ，见表 3.2-2。

表 3.2-1 石 204 井区西山窑组油藏探明储量数据表

层位	计算单元	含油面积 km^2	地质储量			技术可采储量		
			石油		溶解气	石油		溶解气
			10^4m^3	10^4t	10^8m^3	10^4m^3	10^4t	10^8m^3
J_{2x1}	石 204-石 205 井断块	2.48	77.15	66.66	0.50	13.89	12.00	0.09
	石 206 井断块	1.26	82.63	71.39	0.54	14.87	12.85	0.10
	石 207 井断块	0.63	21.70	18.66	0.11	3.91	3.36	0.02
	石 212 井断块	0.52	21.50	18.88	0.11	3.87	3.34	0.02
	SN1713 井断块	0.14	0.79	0.68	0.01	0.14	0.12	0.00
	石 213 井断块	1.28	56.44	48.65	0.28	10.16	8.76	0.05
	合计	6.31	260.21	224.92	1.55	46.84	40.43	0.28
J_{2x4}	石 204-石 205 井断块	3.04	183.36	158.42	1.19	33.00	28.52	0.21
	石 206 井断块	1.58	95.67	82.66	0.62	17.22	14.88	0.11
	石 207 井断块	1.00	44.12	38.69	0.22	7.94	6.96	0.04
	SN1713 井断块	0.25	2.42	2.09	0.02	0.44	0.38	0.00
	石 213 井断块	1.39	50.96	43.88	0.25	9.17	7.90	0.05
	石 215 井断块	2.17	60.51	50.95	0.28	10.89	9.17	0.05
	合计	9.43	437.04	376.69	2.58	78.66	67.81	0.46

表 3.2-2 石 204 井区西山窑组油藏复算储量数据表

层位	计算单元	含油面积 km^2	地质储量			技术可采储量		
			石油		溶解气	石油		溶解气
			10^4m^3	10^4t	10^8m^3	10^4m^3	10^4t	10^8m^3
J_{2x1}	石 204-石 205 井断块	2.39	68.95	59.57	0.45	11.51	9.95	0.07
	石 206 井断块	0.75	43.36	37.46	0.28	7.24	6.26	0.04
	石 207 井断块	0.99	48.63	41.82	0.24	8.12	6.98	0.04
	石 212 井断块	0.70	31.29	27.00	0.15	5.23	4.51	0.02
	石 213 井断块	1.28	50.93	43.90	0.25	8.51	7.33	0.04
	SN1713 井断块	0.32	3.63	3.14	0.02	0.61	0.52	0.00
	合计	6.43	246.79	212.89	1.39	41.21	35.55	0.22
J_{2x4}	石 204-石 205 井断块	2.94	140.13	121.07	0.91	23.40	20.22	0.14
	石 206 井断块	1.20	60.02	51.86	0.39	10.02	8.66	0.06
	石 207 井断块	0.86	25.94	22.75	0.13	4.33	3.80	0.02

石 213 井断块	1.39	48.41	41.68	0.24	8.08	6.96	0.04
石 215 井断块	2.17	60.51	50.95	0.28	10.11	8.51	0.04
SN1713 井断块	0.43	4.84	4.18	0.03	0.81	0.70	0.00
合计	8.99	339.85	292.49	1.98	56.75	48.85	0.31

石 204 井区西山窑组油藏 2014 年采用 270m 井距反七点不规则注采井网投入开发，同步注水，其中石 204 井断块、石 205 井断块西山窑组油藏部署一套注采井网，优先开发 J₂x₄ 油藏，J₂x₁ 油藏作为 J₂x₄ 油藏接替层，其余断块 J₂x₁ 油藏、J₂x₄ 油藏均单独开发。石 204 井区 J₂x₁ 油藏共有开发井 31 口，其中采油井 22 口，注水井 9 口，初期日产液 398.0t，日产油 197.3t，含水 50.4%；目前开井 17 口，其中采油井 11 口，注水井 6 口，日产液 115.0t，日产油 20.1t，含水 82.5%，累计产油 18.59 万吨，采出程度 8.7%。J₂x₄ 油藏共有开发井 74 口，采油井 50 口，注水井 24 口，初期日产液 864.1t，日产油 469.3t，含水 45.7%；目前开井 62 口，其中采油井 41 口，注水井 21 口，日产液 719.5t，日产油 56.5t，含水 92.1%，累计产油 44.33 万吨，采出程度 15.2%。

石 204 井断块、石 205 井断块 J₂x₁ 油藏作为 J₂x₄ 油藏接替层待开发，目前石 204 井断块、石 205 井断块 J₂x₄ 油藏共有采油井 30 口，其中套漏井 13 口，占比 43.3%。套漏井治理难度大，历年治理套漏井 7 口，仅成功 1 口，套漏治理成功率 14.3%，治理成功后有效期短，仅 163 天，见表 3.2-3。考虑目前井况条件，如利用现有油水井回采 J₂x₁ 油藏接替开发，难以形成完整的注采井网，开发效果无法保证。

表 3.2-3 石 204 井断块、石 205 井断块 J₂x₄ 油藏套漏井治理情况表

总井数 (口)	套漏井数 (口)	套漏治理井数 (口)	套漏治理成功井 数 (口)	有效期 (d)
30	13	7	1	163

本次方案主要针对石 204 井断块、石 205 井断块 J₂x₁ 油藏及石 213 井断块 J₂x₁、J₂x₄ 油藏剩余未动用储量进行开发部署研究。

3.3 建设项目概况

3.3.1 项目名称和性质

项目名称：新疆石南油田石 204 井区西山窑组油藏 2026 年产能建设项目；

建设单位：中国石油新疆油田分公司开发公司；

项目性质：扩建。

3.3.2 建设地点

石南油田石 204 井区地理位置位于准噶尔盆地腹部古尔班通古特沙漠腹地，南距石南 4 处理站约 11km，行政隶属于新疆塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，距克拉玛依市东约 130km。本项目位于新疆塔城地区和布克赛尔蒙古自治县。地理位置见图 3.2-1，项目总平面布置示意图 3.2-2，现场踏勘图见图 3.2-3。

3.3.3 建设规模及组成

本项目共部署开发井 22 口，其中新钻采油井 16 口（水平井 2 口，直井 14 口），新钻注水井 6 口（直井）。直井单井设计产能 5.5t/d，水平井设计单井产能 10.7~15.0t/d，新建产能 3.08×10^4 t。

油气集输：新建计量站 1 座、8 井式多通阀撬 1 座。对石 204 混输泵站进行扩建，新建三相分离器（D3.6m×16m）2 座，更换混输泵（ $Q=200\text{m}^3/\text{h}$ ， $\Delta P=2.0\text{MPa}$ $N=250\text{kW}$ ）2 台。原油、伴生气依托石西集中处理站进行处理。

油田注水：对石 204 注水增压站进行改扩建，新建注水泵（ $Q_{\text{额}}=42\text{m}^3/\text{h}$ ， $P=16\text{MPa}$ ， $N=250\text{kW}$ ）4 台，在石 205 井断块新建 6 井式 16MPa 恒流配水撬 1 座。

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	钻井工程	采油井	16 口	新钻采油井 16 口（水平井 2 口，直井 14 口），直井单井设计产能 5.5t/d，水平井设计单井产能 10.7~15.0t/d，新建产能 3.08×10 ⁴ t，采油井钻井总进尺为 5.142×10 ⁴ m。	新建
		注水井	6 口	新钻直井注水井 6 口，注水井钻井总进尺为 0.6480×10 ⁴ m。	新建
		钻井液循环设施		设置在井场靠近井口位置，控制钻井液注入和循环使用；钻井液均采用非磺化水基泥浆。	新建
		井口地面安全阀		防止突发事件，在管道爆裂或其他情况下控制钻井液注入。	
		井口控制面板		设置在井场井口，控制地面各安全阀门，防止突发事件。	
		防喷		设置在井场井口，用于防止地下承压水和深层油气喷出；防	

类别	名称	工程量	建设内容	备注
地面工程		装置	喷装置包括：双闸板防喷器 2 套、环形防喷器 1 套、单闸板防喷器 1 套，防喷池 1 座等。	
		储存装置	发电机柴油罐（1 个）、各类罐体罐基础和应急防喷池（1 个，容积 300m ³ ）。	
	采油工程	采油井口装置	新建 16 座 KY65-25B 采油井口，直井采用 12 型节能抽油机，配套 30kW 电机。	新建
		计量站	新建计量站 1 座，站内包含 12 井式一体化自动选井计量装置一座。	新建
		多通阀撬	在已建 4#计量站旁新建 8 井式多通阀撬 1 座。	新建
		单井管线	新建单井管线 7.44km。	新建
		集油支线	新建集油支线 0.81km。	新建
		石 204 混输泵站	新建 2 台混输泵（双螺杆泵）Q=200m ³ /h， $\Delta P=2.0\text{MPa}$ ，N=250kW；2 台三相分离器：D3.6m×16m；2 台已建混输泵拆除。	改建
		注水井口装置	新建 6 座 KY65-25 井口装置，井口设防冻压力表，置于保温盒内，来水管道设止回阀和截断阀。	新建
		石 204 注水增压站	扩建一座注水泵房，占地面积 180m ² ，站内布置 4 台柱塞泵（Q 额=42m ³ /h，P 出额=16MPa，电机功率 250kW），配 250kW 变频装置 2 套。	改扩建
			站内管线共计 0.77km，4 套快开过滤器。	新建
		配水撬	新建 1 座 6 井式 16MPa 恒流配水撬。	新建
		单井注水管线	新建单井注水管线 3.54km；	新建
		注水干线	新建注水干线 5.54km；新建注水支线 0.1km。	新建
公用工程	供配电		新建 1 条 10kV 架空线路，新建线路长度 17.5km，导线采用 LGJ-150 型，单杆双回架设。	新建
	供水		回注水、生活用水均由石南联合站提供。	依托
	道路		新建道路 2.0km，按四级道路标准建设，路面宽 3.5m。路面结构为：30cm 厚天然砂砾基层+10cm 厚土基简易砂石层。	新建
环保工程	废气	施工期	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，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，并且采用符合标准的柴油，并添加柴油助燃剂等措施。	

类别	名称	工程量	建设内容	备注
		运营期	本项目装置均采用全密闭流程，有效控制了非甲烷总烃的无组织排放。	
	废水	施工期	管道试压废水作为荒漠绿化或道路降尘。本工程共设 1 座生活营地，并配套防渗收集池 1 座，生活污水排入防渗收集池，定期拉运至克拉玛依市乌尔禾区污水处理厂处理，待施工结束后，防渗收集池原地覆土填埋。	
		运营期	①本项目井下作业废水严禁外排，作业单位自带回收罐收集后，拉运至石西集中处理站水处理系统处理。②采出水密闭集输至石西集中处理站水处理系统，处理达标后用于油田注水，不外排进入环境。	
	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。	
		运营期	合理布局产噪设备，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。	
	固废	施工期	①采用泥浆不落地工艺，完井后剩余泥浆由服务公司回收后用于后续钻井液配备。岩屑进入储罐，完井后由第三方合规处置。②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，不产生集中弃土。③施工期生活垃圾定期拉运至乌尔禾区生活垃圾填埋场处置。④钻井设备废油、废弃防渗膜属于危险废物，委托有危废处置资质的单位处置。	
		运营期	①石南联合站、石西集中处理站产生的含油污泥定期委托克拉玛依博达环保科技有限公司转运、接收和无害化处理。②运营期井下作业、修井作业时会产生落地原油、运营期井架及井下作业时各类机械设备保养和维护产生的废润滑油，收集后拉运至石西油田作业区危险废物临时储存场，达到一定量时委托克拉玛依博达环保科技有限公司处置。③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，更换的废弃防渗膜、清管产生的含油废渣，收集后直接委托克拉玛依博达环保科技有限公司拉运处置。	
	环境风险		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，尽可能杜绝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。	
	生态恢复		①开展施工环境监理；②施工结束后，施工迹地清理、平整；③开展生态环境恢复治理工作。	
依托工程	石南联合站转运能力	石南联合站—石西集中处理站外输油线，长度 25.54km，管线规格为 DN1505.5MPa 玻璃钢管，外输规模为 75×104t/a（低含水油），实际输量约 15×104t/a（低含水油），已建管道能够满足本项目转输需求。		

类别	名称	工程量	建设内容	备注
	采出水处理	石西集中处理站采出水处理系统设计处理规模 5000m³/d，现状处理规模 2925m³/d，本方案新增 111m³/d，采用“重力除油—混凝沉降—过滤”处理工艺，依托可行；		依托
	原油、伴生气处理	原油、伴生气依托石西集中处理站进行处理。现状原油设计处理规模 290×10⁴t/a（液量），目前实际处理量 135×10⁴t/a（液量），本次新增 27.78×10⁴t/a（液量）；原油现状稳定设计规模 70×10⁴t/a（油量），现状稳定油量 45×10⁴t/a（油量），依托可行。天然气处理站设计处理规模 100×10⁴m³/d，目前处理量 60×10⁴m³/d，本次新增 1.96×10⁴m³/d，依托可行。		
	生活垃圾	石西作业区现有运营期生活垃圾清运至石西油田作业区生活垃圾填埋场。钻井期钻井队生活垃圾拉运至乌尔禾区生活垃圾填埋场处理。		依托
	含油污泥	委托克拉玛依博达环保科技有限公司处置。		依托

3.4 工程方案

3.4.1 开发部署方案

石 204 井区石 205 井断块 J₂X₁ 部署区采用直井注+直井采开发，石 213 井断块 J₂X₁、J₂X₄ 部署区均采用水平井采油+直井注水联合开发，共部署开发井 22 口，其中新钻采油井 16 口（水平井 2 口，直井 14 口），新钻注水井 6 口（直井）。直井单井设计产能 5.5t/d，水平井设计单井产能 10.7~15.0t/d，新建产能 3.08×10⁴t，见表 3.4-1。

表 3.4-1 石 204 井区西山窑组油藏开发部署表

部署断块	层位	部署井数(口)	直井采油井	水平采油井	直井注水井	单井产能(t/d)	新建产能(10 ⁴ t)
			新钻(口)	新钻(口)	新钻(口)		
石 205 井断块	J ₂ X ₁	19	14	/	5	5.5	2.31
石 213 井断块	J ₂ X ₁	2	/	1	1	15	0.45
	J ₂ X ₄	1	/	1	与 J ₂ X ₁ 共用	10.7	0.32
合计		22	14	2	6	/	3.08

石 205 井断块开发井号明细表见表 3.4-2，石 213 井断块开发井号明细表见表 3.4-3。统筹考虑地质落实程度、地面条件、实施顺序及平台井组合能组尽组等原则，方案部署时井口按平台方式进行组合，平台井明细见表 3.4-4。

表 3.4-2 石 205 井断块开发井号明细表

井数	新钻井	
	采油井	注水井
	14 口	5 口
井号	SND1801、SN1802、SND1803、SN1812、SND1805、	SND1804、SN1806、

	SND1807、SN1808、SND1810、SN1813、SND1814、 SND1815、SN1817、SND1818、SND1819	SN1809、SN1811、 SN1816
--	--	--------------------------

表 3.4-3 石 213 井断块开发井号明细表

井数	新钻井	
	采油井	注水井
	2 口	1 口
井号	SNHW191、SNHW193	SN1820

表 3.4-4 开发平台井明细表

平台	采油井井号	注水井井号	井间距
1#平台	SND1807	SN1804	34.9
2#平台	SND1805、SN1808	/	26.9
3#平台	SN1812、SND1814	/	29.4
4#平台	SN1813、SND1815	/	31.1
5#平台	SND1818	SN1816	26.5
6#平台	SN1817、SND1819	/	25.2
7#平台	SNHW191	/	24.6
单井	SND1802、SNHW193、SND1801、 SND1803、SND1810	SN1806、SN1809、SN1811、 SN1820	/

表 3.4-5 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	N	E	
1	SN1801					采油井（直井）
2	SN1802					采油井（直井）
3	SN1806					注水井
4	SN1808					采油井（直井）
5	SN1809					注水井
6	SN1811					注水井
7	SN1814					采油井（直井）
8	SN1815					采油井（直井）
9	SN1816					注水井
10	SN1817					采油井（直井）
11	SND1803					采油井（直井）
12	SND1804					注水井
13	SND1805					采油井（直井）
14	SND1807					采油井（直井）
15	SND1810					采油井（直井）
16	SND1812					采油井（直井）
17	SND1813					采油井（直井）
18	SND1818					采油井（直井）
19	SND1819					采油井（直井）

20	SND182 0					注水井
21	SNHW1 91					采油井（水平井）
22	SNHW1 93					采油井（水平井）

3.4.2 开发指标预测

对方案部署井十五年开发指标进行预测，峰值年产油量 2.79 万吨，阶段末累计产油 $19.36 \times 10^4 \text{t}$ ，累计产水 $45.68 \times 10^4 \text{t}$ ，部署采油井指标预测详见表 3.4-6。

表 3.4-6 石 204 井区西山窑组油藏方案开发指标预测表

时间 (年)	采油井 数 (口)	注水井 数 (口)	年产量 量 (10 ⁴ t)	年产气量 (10 ⁴ m ³)	年产	年注	累计	累计	含水 率
					水量	水量	产油 量	产水 量	
					(10 ⁴ t)				
1	8	6	0.40	22.87	0.10	0.64	0.40	0.10	20.00
2	16	10	1.97	111.64	0.96	3.61	2.38	1.06	32.70
3	16	10	2.79	155.62	2.05	5.81	5.17	3.11	42.38
4	16	10	2.31	128.96	2.56	5.67	7.48	5.67	52.53
5	16	10	1.94	108.19	2.96	5.57	9.42	8.64	60.44
6	16	10	1.66	92.73	3.19	5.43	11.08	11.83	65.77
7	16	10	1.45	81.14	3.35	5.31	12.54	15.18	69.74
8	16	10	1.27	71.08	3.49	5.20	13.81	18.67	73.23
9	16	10	1.12	62.41	3.59	5.10	14.93	22.26	76.26
10	16	10	0.98	54.85	3.71	5.03	15.92	25.97	79.03
11	16	10	0.86	48.24	3.81	4.97	16.78	29.78	81.51
12	16	10	0.76	42.50	3.89	4.92	17.54	33.67	83.63
13	16	10	0.67	37.62	3.96	4.86	18.22	37.63	85.44
14	16	10	0.60	33.53	4.01	4.81	18.82	41.63	86.95
15	16	10	0.54	30.10	4.04	4.77	19.36	45.68	88.23

3.5 总体布局

本项目共部署开发井 22 口，其中新钻采油井 16 口（水平井 2 口，直井 14 口），新钻注水井 6 口（直井），配套建设各类管线及地面工程。

3.6 主体工程

3.6.1 钻井工程

本项目共部署开发井 22 口，其中新钻采油井 16 口（水平井 2 口，直井 14 口），新钻注水井 6 口（直井）。井号、井身结构、设计井深及井型详见表 3.6-1。

表 3.6-1 钻井基本参数

新钻井		井型	单井深度 (m)	进尺×10 ⁴ m	井身结构	单井钻井天数 (d)
采油井	注水井					
14	6	直井	2571	5.1420	二开	30
2	/	水平井	垂深 2725.84; 斜深 3240	0.6480	三开	50

(1) 井身结构

本项目各类井身结构设计见表 3.6-2~表 3.6-3、图 3.6-1~图 3.6-2。

表 3.6-2 直井井身结构设计数据表

开钻次序	井深 (m)	钻头尺寸 (mm)	套管尺寸 (mm)	套管下入深度 (m)	环空水泥浆返至井深 (m)	设计说明
一开	0~500	311.2	244.5	500	地面	开钻前表层需打导管 10m。采用 Φ311.2mm 钻头钻至井深 500m 并进入稳定泥岩层, 下入 Φ244.5mm 表层套管, 以封隔地表流沙层和水层, 水泥浆返至地面, 为井口控制和后续安全钻井创造条件。
二开	~2571	193.7	139.7	2571	1905 (采油井) 地面 (注水井)	采用 Φ193.7mm 钻头钻至设计完钻井深 2571m, 下入 Φ139.7mm 油层套管, 采油井水泥浆返至井深 1905m, 注水井水泥浆返至地面。

表 3.6-3 水平井井身结构设计数据表

开钻次序	钻头直径 mm	垂深 m	套管尺寸 mm	套管下深 m	水泥反高
一开	444.5	2525.84	339.7	500	地面
二开	311.2	2725.84	244.5	2840	地面
三开	215.9	2725.84	139.7	3240	地面

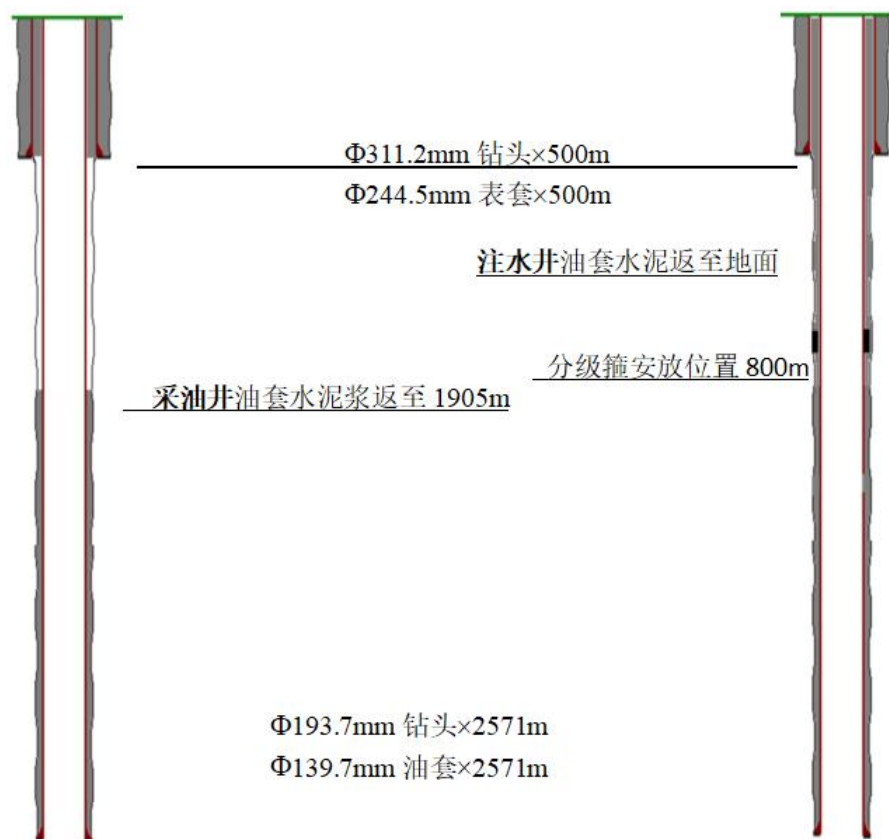


图 3.6-1 直井井身结构示意图

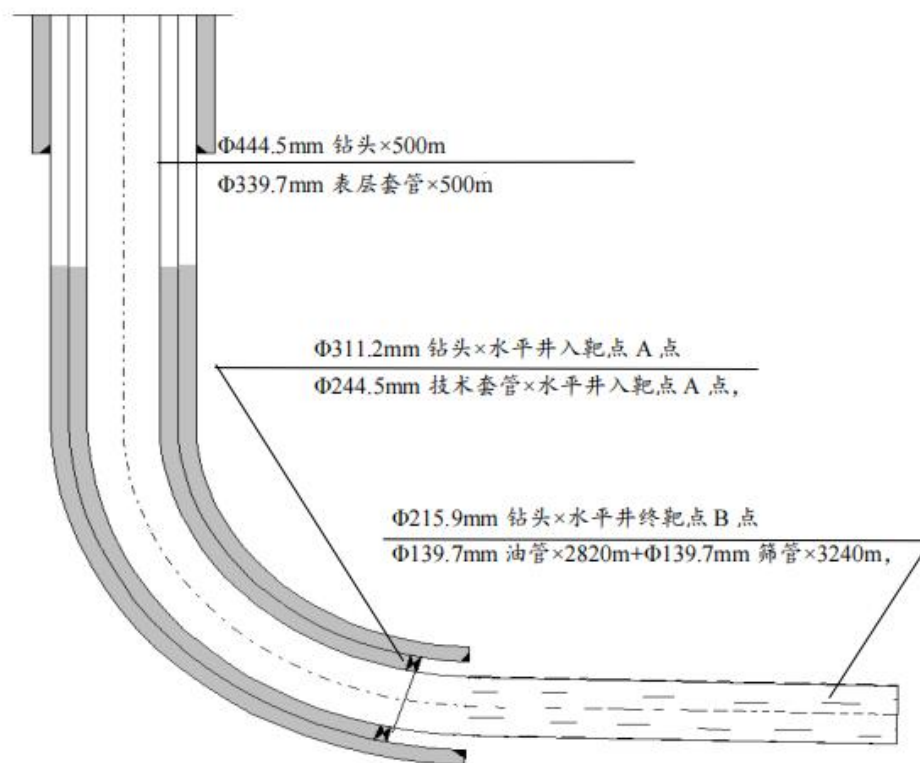


图 3.6-2 水平井井身结构示意图

(2) 固井工程

①直井

一开：Φ311.2mm 表层套管下入深度 500m，采用内管注水泥固井，水泥浆返至地面。

二开：Φ193.7mm 油层套管下至完钻井深，采用微珠低密度水泥单级有控固井，采油井水泥浆预返至技套内 1905m，注水井水泥浆返至地面。

②水平井

一开：Φ339.7mm 表层套管下深 500m，采用内管注水泥工艺固井，水泥浆返至地面。

二开：Φ244.5mm 技术套管下深 2840m，采用微珠低密度水泥单级有控固井，水泥浆返至地面。

三开：Φ139.7mm 生产套管+筛管下至完钻井深，采用 G 级水泥半程固井，水泥浆返至地面，免钻分级箍设计下在 A 点，水平段下 Φ139.7mm 筛管。

(3) 钻井设备

本项目单井钻井主要设备见表 3.6-4。

表 3.6-4 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	1700		/
二	井架		JJ170/32-KS	1700		/
三	提升系统	绞车	JC30		400-600	/
		天车	TC-170	1700		/
		游动滑车	YC-170	1700		/
		大钩	DG-170	1700		/
		水龙头	XSL-170	1700		/
四	转盘		ZP225			/
五	循环系统配置	钻井泵 1#	F-1000		735	/
		钻井泵 2#	F-1000		735	/
		钻井液罐	13000×3000×2500			总容量：196m ³
		搅拌器	NJ-7.5			6 个
六	钻机动力	柴油机 1#	CAT3406C		343	/
		柴油机 2#	CAT3406C		343	/

	系统	柴油机 3#				/
七	发电机组	发电机 1#	Vovol		400	/
		发电机 2#	Vovol		400	/
八	钻机控制系统	自动压风机	2V6.5/12		55	/
		电动压风机	2V6.5/12		55	/
		气源净化装置				/
		刹车系统				/
		辅助刹车				/
九	固控系统	振动筛 1#	RCZ2000		2.2	1 套
		振动筛 2#				
		除砂除泥器	RCZ2000			1 套
		离心机	LW450X842N		24	40m ³ /h
十	加重装置	加重漏斗				1 套
		电动加重泵				1 套
		气动下灰装置				/
十一	井控系统	双闸板防喷器	2FZ35-35			1 套
		节流管汇	JG-35			1 套
		压井管汇	YG-35			1 套
		控制装置	FKQ3204			1 套
		除气器	ZCQ2-1/4		11	1 套
十二	仪器仪表	钻井参数仪表	多参数仪			1 套
		测斜仪	自浮单点			1 套
十三	防硫设备	便携式硫化氢监测仪				≥1 套
		防爆排风扇				4 台
十四	液压大钳					1 套
十五	钻井液不落地设备					1 套
十六	净化罐				40m ³	4 个
十七	套装水罐				60m ³	1 个
十八	油水罐				40m ³	3 个
十九	岩屑储罐				60m ³	8 个
二十	柴油罐				20m ³	1 个

(5) 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：直井单井

一开钻井液使用量约 116m³，二开钻井液使用量约 221m³；水平井单井一开钻井液使用量约 116m³，二开钻井液使用量约 221m³，三开钻井液使用量约 90m³。则本项目直井单井钻井液用量为 337m³，水平井单井钻井液用量为 427m³，22 口井合计用量 7594m³。

直井：

1) 一开钻井液

①钻井液体系：坂土-CMC 钻井液

②配方：8%坂土+0.4%Na₂CO₃+0.4%CMC

2) 二开钻井液

①钻井液体系：钾盐聚合物钻井液体系

②配方：4%坂土+0.2%Na₂CO₃+0.5%KOH+0.3%~0.5%MAN101+5%KCl+0.4%~0.6%MAN104+0.4%~0.6%NPAN+0.3%~0.5%CMC-LV+1%~2%HY-2+0.2%XY-27+3%阳离子乳化沥青+1%~2%随钻堵漏剂。

水平井：

1) 一开钻井液

①钻井液体系：坂土-CMC 钻井液

②配方：8%坂土+0.4%Na₂CO₃+0.4%CMC

2) 二开钻井液

①钻井液体系：钾盐聚合物钻井液体系

②配方：4%坂土+0.2%Na₂CO₃+0.5%KOH+0.3%~0.5%MAN101+5%KCl+0.4%~0.6%MAN104+0.4%~0.6%NPAN+0.3%~0.5%CMC-LV+1%~2%HY-2+0.2%XY-27+3%阳离子乳化沥青+1%~2%随钻堵漏剂。

3) 三开钻井液

①钻井液体系：聚合物钻井完井液体系；

②配方：4%坂土+0.2%Na₂CO₃+0.5%KOH+0.5%~0.7%MAN101+0.5%~0.7%MAN104+0.4%~0.6%复配铵盐+0.3%~0.5%CMC-LV+1%~2%HY-2+0.2%XY-27+0.5%润滑剂+3%阳离子乳化沥青+2%QCX-1+1%WC-1+2%~3%随钻堵漏剂+1%胶凝剂。

本项目使用钻井液为水基钻井液体系，属于“非磺化类钻井液”。

(6) 钻井液/钻井泥浆配置用水

本项目钻井液/钻井泥浆不在井场配制，直接由钻井液公司配制完成后拉运至井场使用。

(7) 钻井周期

根据钻井方案，本项目钻井周期累计 700 天。

(8) 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 3.6-3。

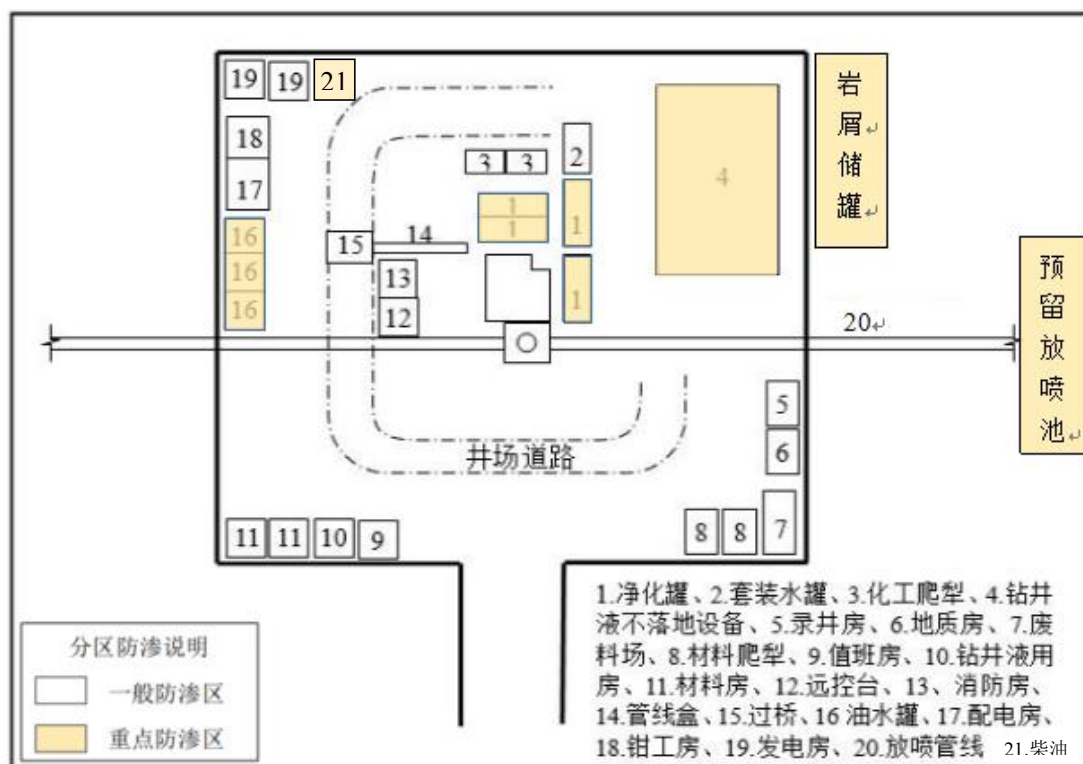


图 3.6-3 单井钻井井场布局示意图

3.6.2 油气集输工程

3.6.2.1 采油井场

(1) 采油井口

石 204 井区新建采油井口装置 16 座，采油井口采用 12 型游梁式节能抽油机，配套电机功率 30kW。井口设保温盒，保温盒内设 0.15kW 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。本项目共部署开发井 22 口，其中新钻采油井 16 口，新钻注水井 6 口，项目共设置 6 个两井平台

和 10 个单井平台，典型采油平台示意图见图 3.6-4。

(2) 计量站

新建计量站 1 座，站内包含 12 井式一体化自动选井计量装置一座。在已建 4# 计量站旁新建 8 井式多通阀橇 1 座。

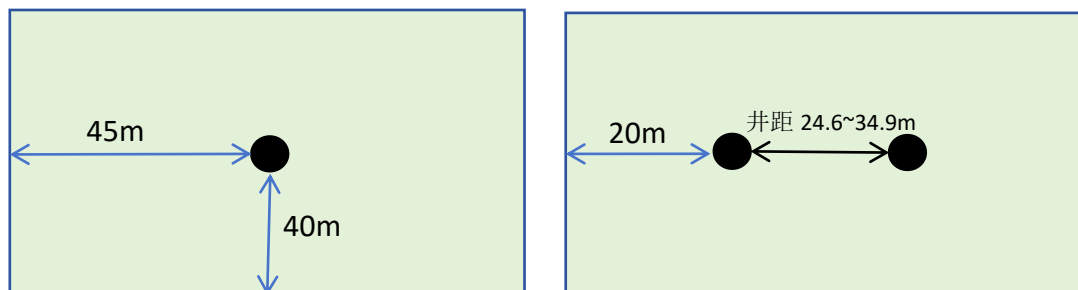


图 3.6-4 典型采油平台平面布置图示意图

3.6.2.2 油气集输

(1) 石 204 混输泵站

石 204 混输泵站设计转输液量 $1814\text{m}^3/\text{d}$ 、气量 $2.2 \times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ 左右。混输泵站内现有 1#、2#、3#、4#混输泵 ($Q=200\text{m}^3/\text{h}$)，由于混输泵运行工况下降、故障频发，导致转输能力不足。本次更换石 204 混输泵站内 2 台混输泵，新建三相分离器 ($D3.6\text{m} \times 16\text{m}$) 2 座。石 204 混输泵站/注水增压站现有工程一览表见表 3.6-5。

表3.6-5 石204混输泵站建设内容一览表

类别	现有工程	本次扩建	扩建完成后
转输规模	液量 $1814\text{m}^3/\text{d}$ ，气量 $2.2 \times 10^4\text{m}^3/\text{d}$	/	液量 $1814\text{m}^3/\text{d}$ ，气量 $2.2 \times 10^4\text{m}^3/\text{d}$
主要建设内容	现有 1#、2#、3#、4#混输泵 ($Q=200\text{m}^3/\text{h}$)，缓冲罐 1 座，总容积为 269.65m^3	更换 2 台混输泵（双螺杆泵 $Q=200\text{m}^3/\text{h}$ $\Delta P=2.0\text{MPa}$ $N=250\text{kW}$ ）、拆除 1#、2#混输泵	4 台混输泵（1#、2#拆除后重新安装 $Q=200\text{m}^3/\text{h}$ ）
	/	新建三相分离器 ($D3.6\text{m} \times 16\text{m}$) 2 座	三相分离器 ($D3.6\text{m} \times 16\text{m}$) 2 座

备注：本次新建三相分离器为预留设备，本项目采出液不在石 204 混输泵站进行三相分离。

(2) 单井出油管线

石 204 井区新建 DN50PN2.5MPa 单井出油管线 6.11km，新建 DN65PN2.5MPa 单井出油管线 1.33km，管线采用柔性复合管，保温层采用 30mm 聚氨酯泡沫，外包 2mm 厚高密度聚乙烯胶带，并在管线接头处增设地面标志桩。单井管道均埋地敷设，管底埋深-1.80m。

(3) 集油支线管道

石 204 井区新建 DN100PN2.5MPa 集油支线 0.81km，管线采用柔性复合管。埋地保温敷设，管道保温层采用 30mm 聚氨酯泡沫，外包 2mm 厚高密度聚乙烯胶带，并在管线接头处增设地面标志桩。管底标高-1.90m。

(4) 集输工艺

本项目新建计量橇和多通阀组，采用采油井口→计量站→石 204 混输泵站→石南联合站→石西集中处理站的三级布站密闭加热输送工艺。如图 3.6-5。



图 3.6-5 石 204 井区集输工艺示意图

(5) 部署方案

本工程石 204 井区新建采油井 16 口，采油井优先接入部署区域内已建计量站空头，当部署区域内计量站无空头时，再新建计量站将其接入。根据井位部署，本工程在石 204 井区新建 12 井式一体化自动选井计量装置 1 座、8 井式多通阀橇 1 座。将新建计量站搭接入石 204 井区 3#计量站阀池。具体见表 3.6-6，项目集输管线平面布置图见图 3.6-6。

表 3.6-6 石 204 井区部署井进站情况一览表

站号	空头数（个）	接入井数（个）	接入井号	备注
石204井区4#计量站	4	3	SND1810、SN1813、SND1815	
石204井区4#计量站多通阀橇	8	5	SN1812、SND1814、SN1817、SND1818、SND1819	4#计量站新建 8 井式多通阀橇
石204井区新建计量站	12	6	SND1801、SN1802、SND1803、SND1805、SND1807、SN1808	新建（12 井式）
石204井区7#计量站	2	1	SNHW193	
石204井区8#计量站	6	1	SNHW191	

3.6.2.3 主要工程量

本工程油气集输新井部分主要工程量见表 3.6-7。

表 3.6-7 集油区部分主要工程量一览表

序号	名称	单位	数量	备注
	集油区	/	/	/
1	12型抽油机（只含建筑费、安装费）	台	16	
2	25MPaDN50采油井场	座	16	通集20121
3	井口电加热带	km	0.8	/
4	10kW井口电加热器	座	16	通集18131
5	计量站	座	1	/
1)	12井式一体化自动选井计量装置	座	1	通集20202
2)	8井式多通阀撬	座	1	通集18141
6	阀池（2×2×2.5m）	座	1	
7	单井管线DN50PN2.5MPa柔性复合管	km	6.11	保温层采用30mm聚氨酯泡沫，外包2mm厚高密度聚乙烯胶带
8	单井管线DN65PN2.5MPa柔性复合管	km	1.33	保温层采用30mm聚氨酯泡沫，外包2mm厚高密度聚乙烯胶带
9	集油支线DN100PN2.5MPa柔性复合管	km	0.81	保温层采用30mm聚氨酯泡沫，外包2mm厚高密度聚乙烯胶带
10	混输泵（双螺杆泵）Q=200m ³ /h ΔP=2.0MPa N=250kW	台	2	配变频电机
11	三相分离器：D3.6m×16m	座	2	
12	已建混输泵拆除	台	2	

3.6.3 注水工程

3.6.3.1 石 204 注水增压站

（1）注水方案

石 204 井区注水系统采用高压集中注水工艺，对石 204 注水增压站进行改造（与石 204 混输泵站合建）。新建 1 套 3000m³/d 16MPa 注水系统给石 204 井区注水，石 204 注水系统工艺流程为：石 204 注水增压站→配水间（配水橇）→注水井，在配水间（配水橇）采用恒流配水装置进行单井配水、计量。根据本次方案新钻注水井位置，在石 205 断块新建 1 座配水橇，接入 5 口新钻水井；利用 9 号计量站空头接入石 213 断块 1 口新钻水井；对油区能力不足注水干支线进行扩建。

（2）石 204 注水增压站

石 204 注水增压站现状设计能力 $1000\text{m}^3/\text{d}$ ，目前井区配注需求 $1700\text{m}^3/\text{d}$ 。根据预测，石 204 井区 2026~2035 年地质配注需求为 $2107\sim 2842\text{m}^3/\text{d}$ ，已建增压泵能力不能满足需求。本次改造对石 204 注水增压站内增压泵房进行扩建，增加 4 台 $42\text{m}^3/\text{h}$ 柱塞泵。

石 204 注水增压站建设内容见表 3.6-8。

表3.6-8 石204注水增压站建设内容一览表

类别	现有工程	本次扩建	扩建完成后
注水规模	$1000\text{m}^3/\text{d}$	$3000\text{m}^3/\text{d}$	$4000\text{m}^3/\text{d}$
工程内容	增压泵 3 台，4 井式 DN200PN16MPa 分水器 1 套	4 台 $42\text{m}^3/\text{h}$ 柱塞泵（ $Q=42\text{m}^3/\text{h}$ ， $P=16\text{MPa}$ ， $N=250\text{kW}$ ），3 用 1 备，配套 2 台变频装置。	增压泵 3 台、4 台 $42\text{m}^3/\text{h}$ 柱塞泵（ $Q=42\text{m}^3/\text{h}$ ， $P=16\text{MPa}$ ， $N=250\text{kW}$ ）、4 井式 DN200PN 16MPa 分水器 1 套

（3）注水站内管线

石 204 注水站内新建 D219×6 供水管线 150m，D168×6 泵进口管线 40m，D114×10 泵出口管线 40m，D114×10 泵出口管线 40m，D219×18 出水管线 50m，D114×5 回流管线 100m，D27×3 排污管线 100m；新建站内 D114×10 注水管线 150m，D168×14 注水管线 100m，埋地管线外壁采用无溶剂环氧等防腐涂料做防腐层，地面管线外壁采用氟碳等涂料做防腐层。

3.6.3.2 油区注水系统

（1）注水工艺

油区注水采用单干管多井配注工艺，在油区新建配水橇，在配水橇内采用恒流配水装置进行单井配水计量和调节。

（2）井口注入系统

新建 16MPa 注水井口装置 6 座，井口设防冻压力表，置于保温盒内，来水管道设止回阀和截断阀。

（3）配水橇

在石 205 井断块新建 6 井式 16MPa 恒流配水橇 1 座。

（4）注水管网

本次方案新建 DN50PN25MPa 单井线 3.54km，DN150PN16MPa 注水干线 0.32km（石 204 站—3#计量站配水间与干线交点段干线复线），DN100PN16MPa

注水干线 5.22km（3#计量站配水间与干线交点—1#计量站配水间段干线复线），DN80PN16MPa 注水支线 0.10km，新建线均采用热塑性塑料内衬玻璃钢复合管，不保温埋地敷设，管顶埋至冻土深度以下，注水干线地面设标识桩。注水井进站情况一览表见 3.6-7。

本工程油田注水部分主要工程量详见表 3.6-9，注水管线平面布置图见图 3.6-7。

表 3.6-9 注水部分主要工程量一览表

站号	空头数 (个)	接入井数 (个)	接入井号	备注
新建配水撬	5	5	SN1806、SN1804、 SN1809、SN1811、 SN1816	/
9#计量站	1	1	SN1820	/

表 3.6-10 注水部分主要工程量一览表

序号	名称	单位	数量	备注
1	石204注水增压站			
(1)	柱塞泵 ($Q_{\text{额}}=42\text{m}^3/\text{h}$, $P_{\text{出额}}=16\text{MPa}$, 电机功率 250kW)	台	4	配250kW变频装置 2套
(2)	无缝钢管/20			
1)	D219×6供水管线	m	150	
2)	D168×6泵进口管线	m	40	
3)	D114×10泵出口管线	m	40	
4)	D89×7泵出口回流管线	m	40	
5)	D219×18出水管线	m	50	
6)	D114×5回流管线	m	100	
7)	D27×3排污管线	m	100	
8)	D114×10注水管线	m	150	
9)	D168×14注水管线	m	100	
(3)	快开过滤器DN1501.6MPa	套	4	
(4)	阀门等附件			
1)	泵进口阀门（平板闸阀）DN150 1.6MPa	套	4	
2)	净化水罐进出口阀门（平板闸阀）DN2001.6MPa	套	4	
3)	净化水罐进口阀门（平板闸阀）DN80 1.6MPa	套	2	
4)	平衡式节流截止阀L/J46Y-160DN100 16MPa	套	4	
5)	平衡式节流截止阀L/J46Y-160DN80 16MPa	套	4	
6)	微阻止回阀HG41A-400DN100	套	4	

7)	闸阀Z41H-16CDN150	套	4	
8)	流量计DN2001.6MPa	套	1	
9)	耐震压力表YC-1000~1.6MPa	块	4	
10)	耐震压力表YC-1000~25MPa	块	4	
11)	高密封取样截止阀GMF11F/H-16DN15 1.6MPa	套	4	
12)	高密封取样截止阀GMF11F/H-250DN15 25MPa	套	4	
(5)	拆除			
1)	已建增压泵拆除	台	2	
2)	已建增压撬拆除	台	1	
2	油区			
1)	16MPa注水井口装置	座	6	通注20101
2)	6井式16MPa恒流配水撬	座	1	通注20203
3)	DN50PN16MPa单井线	km	3.54	热塑性塑料内衬玻 璃钢复合管
4)	DN100PN16MPa注水干线	km	5.22	
5)	DN80PN16MPa注水干线	km	0.1	
6)	DN150PN16MPa注水干线	km	0.32	

3.6.4 主要指标

(1) 占地情况

本工程总占地面积为 41.8236hm²，其中永久性用地总计 2.901hm²；工程临时用地总计 38.9226hm²，均位于和丰县境内。占地面积详见表 3.6-11，项目占地类型一览表见 3.6-10。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 3.6-11 本工程占地一览表

序号	工程内容	新增占地面积 (hm ²)			说明	用地类型
		永久	临时	总占地		
1	单井平台 (10 口)	0.9	12.3	13.2	单井平台永久占地 30m×30m，总占地面积 120m×110m	其他草 地、采矿 用地、公 路用地、 裸土地
2	双井平台 (12 口井；6 个平 台)	1.08	9.06	10.14	双井平台永久占地 30m×30m，总占地面积 130m×130m	
3	单井管线 (7.44km)	0	5.95	5.95	作业带宽度 8m	
4	集输支线 (0.81km)	0	0.65	0.65	作业带宽度 8m	
5	注水管线 (9.08km)	0	7.26	7.26	作业带宽度 8m	

6	注水支线 (0.1km)	0	0.08	0.08	作业带宽度 8m
7	杆架式变电站 (33 座)	0.053	0.211	0.264	永久占地 4m×4m, 临时占地 8m×8m
8	巡检道路 (2km)	0.7	0.7	1.4	作业带宽度 7m, 道路宽度 3.5m
9	计量站	0.15	0.09	0.24	1 座, 永久占地 30m×50m, 总占地面积 40m×60m
10	注水增压泵房	0.018	0.038	0.056	1 座, 永久占地 18m×10m, 总占地 28m×20m
11	临时生活营地	0	2.5836	2.5836	石 204 集中生活区, 总占地面积 2.5836hm ²
合计		2.901	38.9226	41.8236	/

表 3.6-12 本工程占地类型一览表 (单位: hm²)

工程类型 用地类型	永久占地				临时占地					合计
	采矿用地	裸土地	其他草地	小计	采矿用地	裸土地	公路用地	其他草地	小计	
钻井工程	1.89	0.09	/	1.98	18.45	1.09	/	1.82	21.36	23.34
建筑物工程	0.203	/	0.018	0.221	0.313	/	/	0.026	0.339	0.56
巡检道路	0.26	/	0.44	0.7	0.44	/	0.02	0.24	0.7	1.4
管线工程	/	/	/	0	3.63	/	0.04	10.27	13.94	13.94
临时生活营地	/	/	/	0	/	/	/	2.5836	2.5836	2.5836
合计	2.353	0.09	0.458	2.901	22.833	1.09	0.06	14.9396	38.9226	41.8236

(2) 工程投资

项目总投资 5778.99 万元, 环保投资约 568 万元, 占总投资的 9.8%。

(3) 能源物料消耗

1) 钻井液

根据钻井工程设计, 本项目新配钻井液用量为: 直井单井一开钻井液使用量约 116m³, 二开钻井液使用量约 221m³; 水平井单井一开钻井液使用量约 116m³, 二开钻井液使用量约 221m³, 三开钻井液使用量约 90m³。则本项目直井单井钻井液用量为 337m³, 水平井单井钻井液用量为 427m³, 22 口井合计用量 7594m³。钻井液设计用量见表 3.6-13。

表 3.6-13 单井钻井液材料用量设计

直井	开钻次序	一开	二开	三开
	钻头尺寸 mm	444.5	311.2	/
	井段 m	0~500	~1150	/

	井筒容积 m ³	31	88	/
	钻井液用量 m ³	116	221	/
	新配钻井液用量 m ³	116	221	/
水平井	开钻次序	一开	二开	三开
	钻头尺寸 mm	444.5	311.2	215.9
	井段 m	0~500	~1150	~完井
	井筒容积 m ³	31	88	62
	钻井液用量 m ³	116	221	90
	新配钻井液用量 m ³	116	221	90

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，主要成分是坂土、有机盐和复配铵盐等。

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 3.6-14。

表 3.6-14 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。
	KOH	氢氧化钾。白色片状，强碱性，在水中能够完全溶解，产生氢氧化钾溶液，其溶液呈碱性，能够中和酸性物质。不燃，具有强腐蚀性。遇水和水蒸气大量放热，形成腐蚀性溶液。与酸发生中和反应并放热。
	MAN101	乙烯基单体多元共聚物，钻井液中作为增粘剂，具有很好的降滤失作用。
	MAN104	乙烯基单体多元共聚物，钻井液作为抑制剂
	HY-2	有机硅褐煤，钻井液用降滤试剂
	XY-27	钻井用两性离子聚合物降粘剂
	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。

(4) 劳动定员

本工程建成后由石西油田作业区负责运行管理，本次不新增劳动人员。

3.6.5 公辅工程

(1) 防腐保温

①保温层外防护层采用弹性聚氨酯涂料，一层玻璃布~二道聚氨酯涂料面漆~一层玻璃布~二道聚氨酯涂料面漆，防护层干膜厚度 $\geq 400\mu\text{m}$ 。

②所有钢材表面均采用喷砂处理，除锈等级应达到 GB/T8923.1-2011 中的 Sa2.5 级，锚纹深度应达到 $40\sim 80\mu\text{m}$ ，表面灰尘度不应低于 GB/T18570.3-2005 中的 2 级。

③天然气管道：无溶剂环氧涂料涂敷二道，防腐层干膜厚度 $\geq 300\mu\text{m}$ 。

(2) 供配电工程

①油带电作业供电方案

由于已建 10kV 石 204 井区线不能满足新增钻机负荷需求，考虑由石南变新建 1 条 10kV 架空线路，新建线路长度 17.5km，导线采用 LGJ-150 型，单杆双回架设。

②采油井

采油井采用单变带单井和单变带双井的配电方式。每 1~2 口井设 1 座 1 座杆架式变电站，变压器容量为 50~80kVA，负荷率为 39.0%~48.7%，均采用二级能效节能型变压器，采用电缆直埋地敷设至井口配电箱。

③计量撬

每座撬设 1 座 1 座杆架式变电站，变压器容量为 30kVA，负荷率为 31.37%，均采用二级能效节能型变压器。

④注水泵撬

在站内新建 1 座 10/0.4kV 变配电室，负责新增负荷用电，采用双回路供电，电源引自混输泵站已建电源线路。内设 1 间 10kV 配电室，2 间变压器室，1 间 0.4kV 配电室。10kV 配电室内设 6 面 HXGN17-12 型环网柜；变压器室各设 2 台电力变压器，容量均为 1600kVA，负荷率为 62.1%，均采用二级能效节能型变压器；0.4kV 配电室内设 16 面 GGD2 型低压配电柜，其中进线柜 2 面，补偿柜 2 面，联络柜 1 面，出线柜 11 面。

（3）仪表自动化工程

石 204 区总体部署采油井 16 口，注水井 6 口，计量撬 1 座、多通阀撬 1 座；配水撬 1 座、混输泵站扩建 1 座。根据生产管理需求，对采油井、计量撬、配水撬、混输泵站等部署配置相应的物联网数据采集仪表，实现“无人值守，远程监控，故障巡检”的运行模式。

单座抽油机井测控内容如下：

井口回压检测 1 点 ZigbeePro

井口油压检测 1 点 ZigbeePro

井口套压检测 1 点 ZigbeePro

电加热器出口温度检测 1 点 ZigbeePro

电加热器运行数据及控制 1 点 ZigbeePro

抽油机载荷与位移检测 1 点 ZigbeePro

无线三相电参模块检测（包括抽油机启停控制、抽油机运行状态检测、三相电流、电压检测） 1 点 ZigbeePro

上述所有无线仪表及设备数据采用无线采集模式就近接入单井 RTU，RTU 监控数据通过无线网桥（5.8G）传输至石 204 混输泵站，通过石 204 混输泵站~石西作业区基地之间的已建光缆上传至石西作业区中控室集中监控管理。

（4）道路工程

新建道路 2.0km，按四级道路标准建设，路面宽 3.5m。路面结构为：30cm 厚天然砂砾基层+10cm 厚土基简易砂石层。道路两边需设置必要的道路指示和安全警示标牌。

（5）供排水

1）供水

①施工期

施工期管道试压用水和施工人员生活用水从石南联合站供水。在钻井过程中生产用水主要为泥浆配比用水，根据建设单位提供的资料，泥浆配比用水约为泥浆用量的 90%，则整个钻井周期单井用水量 160m³，22 口井预计用水量 3520m³；

施工期管道试压用水量 49.17m³；生活用水量 420m³。

②运营期

石 204 井区注水需求量为 $2107\text{--}2842\text{m}^3/\text{d}$ ，需要从石南联合站供水，将石南联合站内 6#、7#、8#注水泵（柱塞泵流量= $47\text{m}^3/\text{h}$ ）和 4#清水转水泵（流量= $167\text{m}^3/\text{h}$ 、扬程= 250m ）与石南联合站到石 204 注水增压站的注水线相连，实现石南联合站净化水转输至石 204 注水增压站。

本项目注水量为 $2107\text{m}^3/\text{d}$ （ $769055\text{m}^3/\text{a}$ ），注水水源主要来自石南联合站水处理装置处理后的净化水。

2) 排水

①施工期

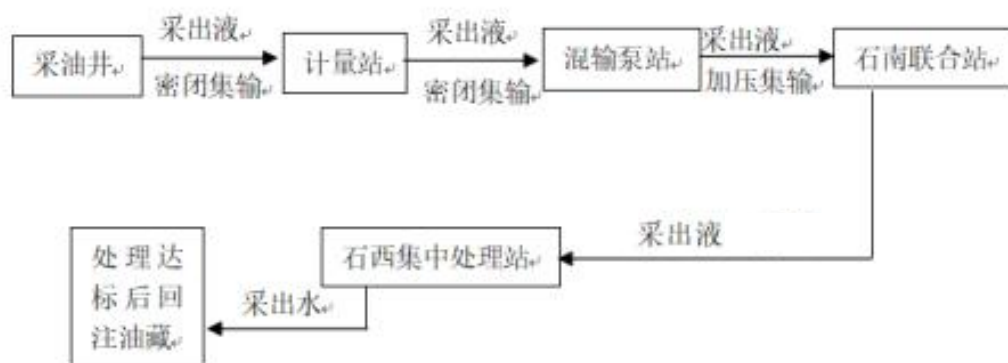
施工期废水主要为生活污水和管道试压废水。生活污水产生量 336m^3 ，生活污水排入营地污水防渗收集池暂存，定期委托清运至乌尔禾污水处理厂处理，不排入周边环境。管道试压废水 35.19m^3 ，全部用于施工现场洒水降尘。钻井结束后剩余钻井液收集后用于后续钻井液配置。

②运营期

运营期井下作业废水依托石西集中水处理站处理达标后用于回注油藏，不外排。

3.6.6 依托工程

本项目井区采出液通过石 204 混输泵站增压混输至石南联合站，再由石南联合站转输至石西集中处理站水处理系统。进入石南联合站的采出液在站内进行采出液增压转运，转输至石西集中处理站后进行脱水以及原油、伴生气深度处理。由于石 204 混输泵站管线暂未直接联通石西集中处理站，故需经过石南联合站转运。项目依托工程分布见图 3.6-8、采出液与依托工程去向流程图见 3.6-9。



3.6-9 采出液与依托工程去向流程图

3.6.6.1 石南联合站

(1) 基本概况

本项目采出液转输依托石南联合站。石南联合站属于中国石油新疆油田分公司石西油田作业区（以下简称“石西油田作业区”），始建于 2000 年，是一座集原油预脱水处理、采出水处理、伴生气增压及注水为一体的处理站。该站原油预脱水设计规模 $40 \times 10^4 \text{t/a}$ ，采出水设计处理规模 $3000 \text{m}^3/\text{d}$ ，伴生气增压设计能力 $10 \times 10^4 \text{t/a}$ ，注水设计能力 $3400 \text{m}^3/\text{d}$ 。

(2) 环保手续

石南联合站环保手续履行情况见表 3.6-15。

表 3.6-15 石南联合站环保手续履行情况一览表

工程名称	环评批复机关、文号及时间	验收批复机关、文号及时间
中国石油新疆油田分公司石南油田开发建设项目	原自治区环保厅；新环监字〔2000〕191 号；2000 年 9 月 18 日	2004 年 9 月进行了验收，并出具验收意见
石南 4 联合站油水处理系统完善改造工程	原塔城地区环保局；塔地环字〔2014〕152 号；2014 年 7 月	2018 年 1 月通过自主验收
石南联合站采出水处理系统改造完善工程环境影响报告书	新疆生态环境厅；新环审〔2020〕83 号；2020 年 5 月 8 日	2022 年 5 月通过自主验收

(3) 依托可行性

石 204—石南联合站混输管线投产于 2014 年 9 月，管线为 DN150、PN3.5MPa 玻璃钢管线，管道长度 10.5km。

石 204—石南联合站混输复线投产于 2020 年 6 月，管线为 DN150、PN3.5MPa（RF-Y-II-177mm×13.5mm-3.5MPa）柔性复合管，管道长度 10.5km。两条管道设计输送能力为 $3500 \text{m}^3/\text{d}$ ，目前实际液量 $2200 \text{m}^3/\text{d}$ 、气量 $2.3 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 左右，已建管道能够满足本项目转输需求。

石南联合站—石西集中处理站外输油线，长度 25.54km，管线规格为 DN150 5.5MPa 玻璃钢管，外输规模为 $75 \times 10^4 \text{t/a}$ （低含水油），实际输量约 $15 \times 10^4 \text{t/a}$ （低含水油），已建管道能够满足本项目转输需求。

3.6.6.2 石西集中处理站

(1) 基本情况及环保手续

本项目原油处理、天然气处理及采出水处理依托石西集中处理站。石西集中处理站位于石 204 井区东南方向约 33km 处，距离石南油田油气处理站约 23km，

隶属石西油田作业区，地处准噶尔盆地古尔班通古特沙漠腹部，距克拉玛依市 170km。

石西集中处理站于 1997 年 11 月建成投产，是集原油脱水及稳定、天然气调压、油田注水、污水处理、供变电及辅助生产设施运行于一身的联合作业站库。该站具有原油处理装置、污水处理系统及天然气预处理装置，主要采用重力沉降和热化学脱水工艺对石西、石南、莫北、石南 31 区块来油气进行处理。

石西集中处理站环保手续见表 3.6-16。

表 3.6-16 石西集中处理站环保手续履行情况一览表

工程名称	环评批复机关、文号及时间	验收批复机关、文号及时间
新疆石油管理局石西油田开发建设生态环境影响报告书	原国家环境保护总局；环发〔1998〕201 号，1998 年 8 月 4 日	原国家环境保护总局；环验〔2005〕7 号，2005 年 1 月 13 日
新疆油田陆梁和石西原油密闭处理与稳定改造工程（石西部分）	塔城地区生态环境局和布克赛尔蒙古自治县；和生环评函字〔2019〕27 号，2019.7.12	2023 年 5 月通过自主验收
石西油田作业区玛湖探区 2025 年产能建设工程（第一批）	塔城地区生态环境局，塔地环审〔2025〕39 号，2025 年 3 月 10 日	正在组织验收中

(2) 处理工艺

①原油处理工艺

石西集中处理站原油处理系统采用“高效聚结游离水脱除器+相变加热炉+高效聚结 2021 热化学脱水器”脱水工艺。设计采出液处理能力为 290×10⁴t/a，实际处理量为 135×10⁴t/a；设计原油处理能力为 70×10⁴t/a，实际处理量为 45×10⁴t/a。石西集中处理站原油处理工艺见图 3.6-10。

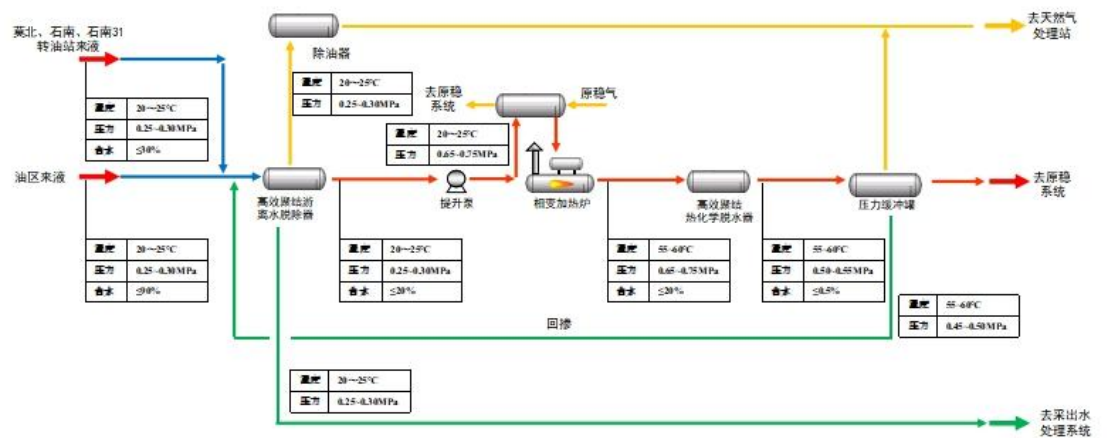


图 3.6-10 石西集中处理站处理工艺流程框图

②原油稳定工艺

石西集中处理站原油稳定装置设计处理规模为 $100 \times 10^4 \text{t/a}$ ，采用负压闪蒸工艺。2021 年扩建原油稳定装置 1 套（ $80 \times 10^4 \text{t}$ ），采用负压闪蒸工艺，负责陆梁、石南 21 和石西的原油稳定。扩建后原稳系统设计能力为 $180 \times 10^4 \text{t/a}$ ，实际处理量为 $100 \times 10^4 \text{t/a}$ 。原油稳定采用负压闪蒸工艺流程图见 3.6-11。

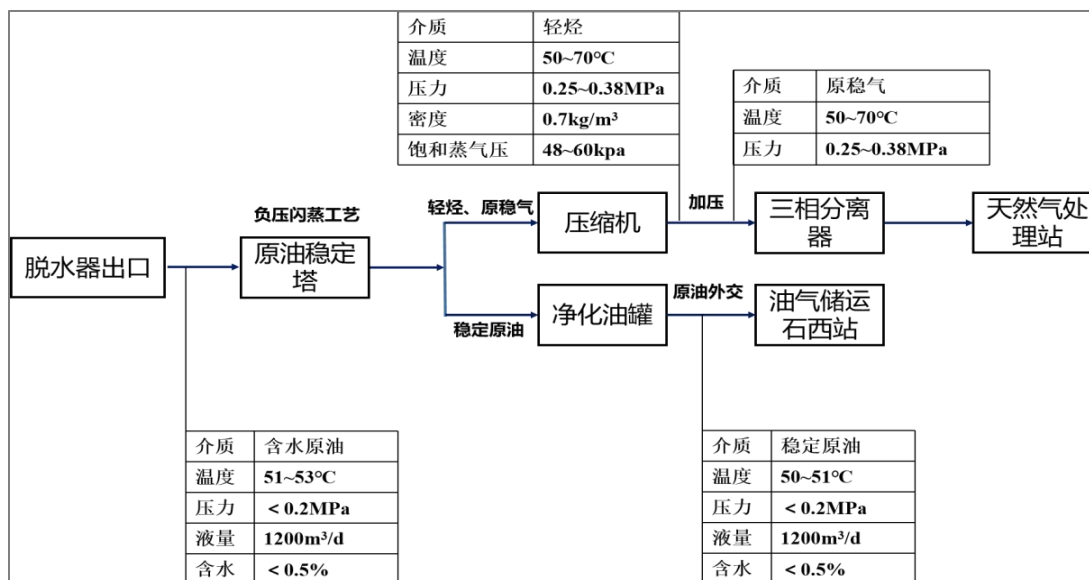


图3.6-11 石西集中处理站原稳工艺流程图

③天然气处理工艺

石西天然气处理站设计处理规模 $100 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，目前处理量 $60 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。采用压缩机增压、分子筛脱水、节流+丙烷制冷脱烃工艺。

④采出水处理工艺

石西集中处理站采出水处理系统设计处理规模 $5000 \text{m}^3/\text{d}$ ，采出水处理系统整体处理工艺为“重力除油+混凝沉降+二级过滤”，最终达标净化水用于油田注水，目前实际处理水量为 $2925 \text{m}^3/\text{d}$ 。

原油处理装置来的采出水进入 2 座 1000m^3 调储罐；调储罐出水经反应提升泵提升至反应罐，并在反应罐前后投加药剂去除污水中大部分油珠及悬浮物杂质，出水经过滤提升泵提升至二级过滤器去除悬浮物杂质后（含油 $\leq 10 \text{mg/L}$ 、悬浮物 $\leq 15 \text{mg/L}$ ）进入 1000m^3 注水罐，一部分优先回注石西，剩余部分转输至石南 31 井区进行回注。

石西集中处理站采出水过滤系统于 2026 年改造完毕更换现有 1#及 2#污水过滤提升泵（ $150 \text{m}^3/\text{h}$ ）为 2 台 $300 \text{m}^3/\text{h}$ 过滤提升泵；利旧 5 台双滤料过滤器并联使用，过滤规模由原 $2600 \text{m}^3/\text{d}$ 扩建至 $6000 \text{m}^3/\text{d}$ 。

(3) 依托可行性

本项目原油处理、天然气处理、采出水处理均依托石西集中处理站，各处理系统产能平衡见表 3.6-17。

表 3.6-17 依托石西集中处理站系统能力平衡表

名 称		单位	设计能力	运行现状	新增规模	平衡情况	备注
石西集中处理站原油处理	原油处理（液量）	10 ⁴ t/a	290	135	7.4825	+147.52	/
	原油处理（油量）	10 ⁴ t/a	70	45	2.79	+22.21	/
	原油稳定（油量）	10 ⁴ t/a	180	100	2.79	+77.21	/
石西集中处理站伴生气处理		10 ⁴ m ³ /d	100	60	1.96	+38.04	/
石西集中处理站采出水处理	采出水处理	m ³ /d	5000	2925	2722	-647	石西集中处理设施弹性负荷为 120%，弹性负荷的处理能力为 6000m ³ /d，负荷后的平衡情况为 +353

根据上表可知，本次新增采出水处理量、原油处理量、天然气处理量均在石西集中处理站处理能力范围内，依托可行。

3.6.6.3 石西油田作业区危险废物临时储存场

石西作业区已建 1 座危废临时储存场，主要用于临时储存油井作业过程中产生的含油污泥及含油手套、大布、防渗膜等危险废物，设计最大暂存容量为 400m³。危险废物临时储存场的建设包含在《中国石油新疆油田分公司石西油田作业区生活垃圾填埋场及危险废物临时储存场新建工程》中，该项目于 2017 年 4 月 27 日取得了原自治区环境保护厅的批复（新环函〔2017〕616 号），并于 2019 年 4 月 29 日通过了自治区生态环境厅的验收（新环环评函〔2019〕516 号）。

3.6.6.4 克拉玛依博达环保生态环境科技有限责任公司

(1) 简介

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，自主研发了助溶剂体系萃取法。通过助溶剂体系萃取法处理后，油田污泥可分解为土、水和

油。分离出的土可以作为绿化用土，水可以达标排放，而油可用于炼化合格原料。可以使油田污泥转化为再生资源。

博达公司于 2006 年开始建设，原设计处理能力为 $100\text{m}^3/\text{d}$ ，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 $300\text{m}^3/\text{d}$ ，并委托中勘冶金勘察设计研究院有限责任公司对其进行了生态环境影响评价，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 $50\text{m}\times 70\text{m}\times 6\text{m}$ 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。

克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司污油泥处置装置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，经过提升改造目前处理能力提升至 30 万 t/a。

（2）依托可行性

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 30 万 t/a。本项目 16 口采油井全部投产后预计油泥（砂）最大产生量为 188.78t/a ，完全在博达公司的处理能力范围内。

3.6.6.5 乌尔禾污水处理厂

本项目钻井期钻井队生活污水由罐车收集拉运至乌尔禾污水处理厂处置。

乌尔禾区城市污水处理厂 2014 年建成投运，规划污水处理能力近期 0.6 万立方米/日，远期 1.2 万立方米/日，处理后水质达到国家一级 B 标准。2018 年 5

月，乌尔禾区投资 5399 万元，实施了污水处理厂提标改造工程，2018 年 11 月底正式投入运行，设计出水水质达到国家一级 A 标准。2019 年，该厂提标改造项目调试运行稳定，并于 2019 年 6 月 30 日通过环保竣工验收。目前，日均处理生活污水 0.26 万吨（含农村生活污水）。本项目整个施工期（720d）生活污水产生量共计 1382.4m³，排入防渗污水收集池，定期由罐车拉运至乌尔禾污水处理厂，施工期生活污水排放量占污水处理厂富余处理量比例极小，不会对污水处理厂处理负荷造成冲击，水量上具备依托可行性，可以满足施工期生活污水处理需求，依托可行。

3.6.6.6 乌尔禾生活垃圾填埋场

本项目钻井期钻井队生活垃圾收集后由第三方单位拉运至乌尔禾区生活垃圾填埋场处置。

克拉玛依市乌尔禾区生活垃圾处理工程位于克拉玛依乌尔禾区西南方，217 国道东侧，卫生填埋场占地面积 11.31ha，填埋场设计总库容为 77 万 m³。服务年限为 2018 年至 2030 年。近期（2023 年）生活垃圾日清运处置 87t，累计处理量 23.56 万 t；远期（2030 年）生活垃圾日清运处置 98t，累计处理量 47.64 万 t。

克拉玛依市乌尔禾区生活垃圾处理工程于 2016 年 7 月通过原克拉玛依市环境保护局审批，文号“克环保函评价〔2016〕376 号”。2017 年 11 月完成近期和管理区主体工程建设，2019 年 6 月通过环保竣工验收。

本项目整个钻井期生活垃圾量 12.25t，克拉玛依市乌尔禾区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。

3.7 现有工程开发现状与生态环境影响回顾

3.7.1 区块现有工程

（1）区块开发现状

截至 2026 年 2 月，石 204 井区 J₂x₁ 油藏共有开发井 31 口，其中采油井 22 口，注水井 9 口，初期日产液 398.0t，日产油 197.3t，含水 50.4%；目前开井 17 口，其中采油井 11 口，注水井 6 口，日产液 115.0t，日产油 20.1t，含水 82.5%，累计产油 18.59 万吨，采出程度 8.7%。石 204 井区 J₂x₄ 油藏共有开发井 74 口，采油井 50 口，注水井 24 口，初期日产液 864.1t，日产油 469.3t，含水 45.7%；

目前开井 62 口，其中采油井 41 口，注水井 21 口，日产液 719.5t，日产油 56.5t，含水 92.1%，累计产油 44.33 万吨，采出程度 15.2%。

（2）油气集输现状

石 204 井区隶属石西油田作业区管辖，石 204 井区内已建计量站 11 座，混输泵站 1 座（石 204 混输泵站）。井区采用井口→计量站→混输泵站→石南联合站→石西集中处理站的三级布站密闭集输工艺。即单井采出液加热后油气混输进标准化计量站计量，再通过集油干、支线自压输送至石 204 混输泵站，再输至石南联合站集中进行采出液预处理，最后将低含水原油加热输送到石西集中处理站进行处理。

（3）采出水处理现状

石 204 井区混输站无独立采出水处理系统，目前石 204 井区采用油气水混输工艺，将采出液混输至石南联合站处理。采出水处理依托石南联合站已建 3000m³/d“微生物+过滤”工艺。随着采出液的增加，石南联合站处理水量已达 3650m³/d，已超出 3000m³/d 的设计能力。

（4）注水系统现状

石 204 井区已建 16MPa 注水系统 1 套，其注水工艺流程为：石南联合站注水泵来水→石 204 注水增压站→配水橇→注水井。即石南联合站处理达标后的回注水通过注水干线进入注水增压站再通过注水支线进入配水站再通过单井注水线进入注水井口。

（5）石 204 混输泵站/注水增压站现状

石 204 井区已建混输泵站/注水增压站 1 座。

石 204 混输泵站设计转输液量 1814m³/d、气量 2.2×10⁴m³/d 左右。混输泵站内现有 1#、2#、3#、4#混输泵（Q=200m³/h），由于混输泵运行工况下降导致输送能力不足、故障频发，入口压力长期在 0.5~0.6MPa 运行。

石 204 注水增压站设计能力 1000m³/d，目前井区配注需求 1700m³/d，已建增压泵能力不能满足需求。注水增压站内建有增压泵 3 台，4 井式 DN200PN16MPa 分水器 1 套。

石 204 混输泵站/注水增压站现有工程一览表见表 3.7-1。

表3.7-1 石204混输泵站/注水增压站现状一览表

类别	现有工程
----	------

石 204 混输泵站	现有 1#、2#、3#、4#混输泵（ $Q=200\text{m}^3/\text{h}$ ），缓冲罐 1 座，总容积为 269.65m^3
石 204 注水增压站	现有增压泵 3 台，4 井式 DN200PN16MPa 分水器 1 套，设计能力为 $1000\text{m}^3/\text{d}$

3.7.2 现有工程环保手续情况

石南油田石 204 区块现有工程环保手续情况见表 3.7-2。

表 3.7-2 区块现有工程环保手续履行情况表

序号	建设项目名称	环评批复单位	环评批复文号	验收情况
1	石南油田石 204 井区西山窑组油藏 2014 年开发建设工程	新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函（2014）843 号	2017 年 2 月 23 日，新疆维吾尔自治区环境保护厅出具验收意见的函（新环函〔2017〕291 号）
2	石南油田石 204 井区侏罗系西山窑组、头屯河组油藏、石 002 井区侏罗系八道湾组气藏石 032H 井 2015 年评价井项目	塔城地区环境保护局	塔地环函（2015）32 号	2016 年 12 月 27 日，和布克赛尔蒙古自治县生态环境保护局出具验收意见的函（和环验字〔2016〕95 号）
3	石南油田石 204 井区侏罗系头屯河组油藏 2015 年评价井工程	塔城地区环境保护局	塔地环函（2015）101 号	2018 年 12 月 26 日，本项目完成自主验收
4	石南油田石 204 井区西山窑组和头屯河组油藏产能建设工程	新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函（2016）1451 号	2017 年 9 月 26 日，《石南油田石 204 井区西山窑组和头屯河组油藏产能建设工程（第一批）》取得塔城地区环境保护局出具验收意见的函（塔地环验〔2017〕7 号）
				2019 年 8 月 9 日，《石南油田石 204 井区西山窑组和头屯河组油藏产能建设工程（第二批）》完成自主验收
5	石南 204 井区侏罗系头屯河组油藏补钻更新井工程	塔城地区生态环境局和布克赛尔县分局	和生环评函字（2019）20 号	2021 年 2 月 2 日，《石南 204 井区侏罗系头屯河组油藏补钻更新井工程（第一批）》完成自主验收
				2021 年 11 月 4 日，《石南 204 井区侏罗系头屯河组油藏补钻更新井工程（第二批）》完成自主验收
6	石南油田石南 204 井区石 207 断块头屯河组油藏钻试工程	塔城地区生态环境局和布克赛尔县分局	和生环评函字（2019）12 号	2021 年 1 月 31 日，《石南油田石南 204 井区石 207 断块头屯河组油藏钻试工程（第一批）》完成自主验收
				2023 年 11 月 27 日，《石南油田石南 204 井区石 207 断块头屯河组油藏钻试工程（第二批）》完成自主验收
7	石南油田石南 204 井区石 220 断块头屯河	塔城地区生态环境局和	和生环评函字	2021 年 1 月 31 日，《石南油田石南 204 井区石 220 断块头屯河组油

	组油藏钻试工程	布克赛尔县分局	(2019) 11 号	藏钻试工程》完成自主验收
8	石 204 井区石 220 井断块侏罗系头屯河组油藏开发地面建设工程	塔城地区生态环境局	塔地环字 (2019) 111 号	2021 年 11 月 4 日,《石 204 井区石 220 井断块侏罗系头屯河组油藏开发地面建设工程》完成自主验收
9	石南油田石 204 井区侏罗系头屯河组油藏 2019 年地面工程	塔城地区生态环境局	塔地环字 (2019) 112 号	2021 年 1 月 31 日,《石南油田石 204 井区侏罗系头屯河组油藏 2019 年地面工程 (第一批)》完成自主验收
				2023 年 11 月 27 日,《石南油田石 204 井区侏罗系头屯河组油藏 2019 年地面工程 (第二批)》完成自主验收
10	石 204 井区侏罗系西山窑组油藏补钻注水井工程	塔城地区生态环境局和布克赛尔县分局	和生环评函字 (2019) 30 号	2021 年 10 月 25 日,《石 204 井区侏罗系西山窑组油藏补钻注水井工程》完成自主验收
11	石南油田石 204 井区侏罗系头屯河组油藏注水井 SN1921 补钻地面工程	塔城地区生态环境局	塔地环字 (2020) 15 号	2021 年 11 月 4 日,《石南油田石 204 井区侏罗系头屯河组油藏注水井 SN1921 补钻地面工程》完成自主验收
12	石南油田石 204 井区侏罗系头屯河组油藏注水井 SN1639、SN1640 补钻地面工程	塔城地区生态环境局	塔地环字 (2020) 52 号	2021 年 10 月 25 日,《石南油田石 204 井区侏罗系头屯河组油藏注水井 SN1639、SN1640 补钻地面工程》完成自主验收
13	石 204 井区石 220 断块侏罗系头屯河组油藏扩边开发地面工程	塔城地区生态环境局	塔地环字 (2020) 170 号	2024 年 10 月 25 日,《石 204 井区石 220 断块侏罗系头屯河组油藏扩边开发地面工程》完成自主验收
14	石南油田石 204 井区西山窑组油藏开发建设钻井工程	塔城地区生态环境局	塔地环字 (2021) 42 号	2023 年 7 月 27 日,《石南油田石 204 井区西山窑组油藏开发建设钻井工程》完成自主验收
15	石南油田石 204 井区西山窑组油藏扩边开发勘探工程	塔城地区生态环境局	塔地环字 (2021) 66 号	2022 年 12 月 9 日,《石南油田石 204 井区西山窑组油藏扩边开发勘探工程》完成自主验收
16	石南油田石 204 井区西山窑组油藏扩边开发建设工程	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审 (2021) 193 号	2023 年 7 月 28 日,《石南油田石 204 井区西山窑组油藏扩边开发建设工程 (第一批)》完成自主验收
17	石南联合站采出水处理系统改造完善工程	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审 (2020) 83 号	2022 年 5 月 12 日,《石南联合站采出水处理系统改造完善工程》完成自主验收

3.7.3 现有工程生态环境影响回顾

3.7.3.1 大气环境影响回顾

现有工程运营期间的废气污染源为油气集输处理过程中无组织挥发的烃类

和区块内现有计量站加热炉烟气。

(1) 无组织挥发烃类

油田集输处理过程中由于阀门、法兰等连接处的泄漏或设备超压放空等，会产生无组织挥发性烃类排放。根据《石 204 井区石 220 断块侏罗系头屯河组油藏扩边开发地面工程（第二批）竣工环境保护验收调查表》（2024 年 10 月），石南 204 井区部分计量站、石南联合站周边无组织非甲烷总烃监测结果见表 3.7-3。

表 3.7-3 无组织废气排放监测结果

监测点位		监测因子	监测时间	浓度范围	标准限值	达标情况
10 号计量站	上风向厂界外	非甲烷总烃	2024.7.11	12.5-1.42	4.0	达标
	下风向厂界外			1.24-1.35		达标
	下风向厂界外			1.21-1.43		达标
	下风向厂界外			1.22-1.39		达标
	上风向厂界外		2024.7.12	1.14-1.26		达标
	下风向厂界外			1.15-1.37		达标
	下风向厂界外			1.22-1.30		达标
	下风向厂界外			1.24-1.31		达标
石南联合站	上风向厂界外		2024.7.11	1.33-1.50	4.0	达标
	下风向厂界外			1.62-1.75		达标
	下风向厂界外			1.43-1.51		达标
	下风向厂界外			1.34-1.47		达标
	上风向厂界外		2024.7.12	1.43-1.47		达标
	下风向厂界外			1.21-1.29		达标
	下风向厂界外			1.40-1.49		达标
	下风向厂界外			1.44-1.54		达标
10 号计量站	上风向厂界外	硫化氢	2024.7.11	ND	0.06	达标

	下风向厂界外					达标
	下风向厂界外					达标
	下风向厂界外					达标
	上风向厂界外					达标
	下风向厂界外					达标
	下风向厂界外					达标
	下风向厂界外					达标
石南联合站	上风向厂界外		2024.7.11	ND	0.06	达标
	下风向厂界外					达标
	下风向厂界外					达标
	下风向厂界外					达标
	上风向厂界外		2024.7.12	ND		达标
	下风向厂界外					达标
	下风向厂界外					达标
	下风向厂界外	达标				

监测结果表明：石 204 区块内计量站、石南联合站周边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）中企业边界污染物控制要求（ $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ ）。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 $0.06\text{mg}/\text{m}^3$ 。

（2）现有计量站加热炉废气

根据《石南油田作业区 2010~2019 年环境影响后评价报告书》，石南 204 井区 6 号站计量站水套加热炉烟气监测结果见表 3.7-4，由监测结果可知该加热炉废气中二氧化硫未检出，氮氧化物排放浓度为 $101\text{mg}/\text{m}^3 \sim 111\text{mg}/\text{m}^3$ ，均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 排放浓度限值。

表3.7-4 石南204井区6号计量站加热炉烟气监测结果

污染源参数 平行样		第一次	第二次	第三次	标准值
烟气中氧气（%）		7.7	7.1	7.2	—
烟气温度（℃）		75	76.5	75.8	
气体流速（m/s）		5.8	6.4	6.4	
烟气标杆流量（m³/h）		1025	1126	1128	
截面积（m²）		0.0707			
排气筒高度（m）		8			
二氧化硫 排放浓度 （m/m³）	实测值	<2.86	<2.86	<2.86	50
	折算值	/	/	/	
二氧化硫排放速率（kg/h）		<0.001	<0.001	<0.001	
氮氧化物排 放浓度 （m/m³）	实测值	84	84	80	200
	折算值	111	106	101	
氮氧化物（kg/h）		0.086	0.095	0.090	

根据调查,石 204 井区现有 10 座计量站,其中 1#-8#计量站站内置有水套加热炉用于冬季加热,9#-10#计量站未建水套加热炉,冬季运行 150d,全天 24h 运行,根据表 3.7-4 估算,6#计量站产生氮氧化物约 325.2kg/a,估算石 204 井区现有 8 座计量站氮氧化物排放总量 2.602t/a,因二氧化硫未检测出,故本次不计入总量中。

3.7.3.2 水环境影响回顾

石 204 区块井下作业废水采用专用废液收集罐收集后运往石南联合站处理;采出水经石南联合站处理后,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,处理后的水回注油藏,不外排。

根据《石 204 井区石 220 断块侏罗系头屯河组油藏扩边开发地面工程(第二批)竣工环境保护验收调查表》(2024 年 10 月),石南联合站污水处理系统出水口监测数据见表 3.7-5。

表 3.7-5 石南联合站采出水处理系统进出口水质监测数据一览表(单位: mg/L, pH 除外)

监测时间		pH	悬浮物	COD	五日生化需氧量	氨氮	硫化物	挥发酚	含油量
2024 年 7 月 19 日	第一次	7.6	22	11	2.4	0.252	0.02	0.818	1.59
	第二次	7.6	22	10	2.1	0.265	0.02	0.815	1.56
	第三次	7.6	20	11	2.4	0.251	0.02	0.822	1.55

	第四次	7.6	22	11	2.4	0.259	0.02	0.811	1.55
2024 年 7 月 20 日	第一次	7.5	20	18	3.8	0.274	0.02	0.811	1.56
	第二次	7.6	22	18	3.8	0.268	0.02	0.807	1.54
	第三次	7.5	22	19	4	0.259	0.02	0.811	1.54
	第四次	7.6	20	18	3.8	0.257	0.02	0.815	1.54
《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》 (SY/T5329-2022)		/	≤25	/	/	/	/	/	≤30
达标情况		/	达标	/	/	/	/	/	达标

根据检测监测结果可知：石南联合站处理后的回注水水质中石油类和悬浮物满足《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。

3.7.3.3 声环境影响回顾

石 204 区块内现有声源主要来自站场、油井各类机泵等设备运行时产生的机械噪声。根据《石 204 井区石 220 断块侏罗系头屯河组油藏扩边开发地面工程（第二批）竣工环境保护验收调查表》（2024 年 10 月），现有计量站、石南联合站厂界监测结果见表 3.7-6。

表 3.7-6 噪声监测结果 单位：dB（A）

监测点位	时间		厂界噪声				评价标准	结果
			东	南	西	北		
10 号计量站	2024.7.11	昼	41.7	41.6	41.7	42.0	60	达标
		夜	39.5	39.3	40.2	39.6	50	达标
	2024.7.12	昼	42.3	41.8	44.8	44.8	60	达标
		夜	40.1	40.6	40.1	40.9	50	达标
石南联合站	2024.7.11	昼	49.0	48.5	48.3	48.3	60	达标
		夜	46.3	47.1	47.5	47.7	50	达标
	2024.7.12	昼	49.6	49.3	50.6	50.4	60	达标
		夜	47.0	46.5	46.9	46.4	50	达标

根据监测结果，厂界四周噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准要求。

3.7.3.4 固体废物环境影响回顾

（1）施工期

油田开发建设项目总体开发过程中，施工期主要固废为钻井岩屑、建筑垃圾和钻井施工营地产生的生活垃圾。钻井岩屑及钻井液采用钻井液不落地设备在井场就地处理，分离出的液相可回用于钻井工程，固相委托第三方合规处置。钻井期生活垃圾由钻井队进行收集，委托第三方拉运至乌尔禾生活垃圾填埋场，建筑垃圾收集后拉运至当地政府指定建筑垃圾填埋场处置。

（2）运营期

运营期产生的固体废物主要为清罐底泥、含油污泥、生活垃圾。清罐底泥、含油污泥属于《国家危险废物名录》（2025 年版）HW08 类危险废物，交由克拉玛依博达环保生态环境科技有限责任公司进行回收、处置；运营期间作业区工作人员食宿会产生生活垃圾，生活垃圾定期清运至石西生活垃圾填埋场填埋处理。未对区域环境造成不利影响。

3.7.3.5 生态环境影响回顾

目前石 204 井区已建成的井场永久性占地范围内进行硬化处理或砾石覆盖，永久占地上的植被已完全清除，临时占地范围内的植被正在进行自然恢复。

油区内道路规范，没有车辆乱碾乱轧的情况发生，没有随意开设便道，减少和避免了对油田区域生态环境的扰动和破坏。目前，无环境遗留问题。

项目周边植被恢复现状见图 3.7-1。



图 3.7-1 开发区域周边植被恢复现状照片

3.7.3.6 环境管理情况回顾

(1) 排污许可及自行监测执行情况

根据《固定污染源排污许可分类管理名录（2019 年版）》的要求，石西油田作业区排污许可实行登记管理，排污许可证情况见表 3.7-7。

表 3.7-7 石西油田作业区排污许可证情况

单位名称	排污登记回执编号	排污许可证有效期
中国石油新疆油田分公司（石西油田作业区莫北转油站）	91650200715597998M033X	2020.6.22-2025.6.21
中国石油新疆油田分公司（石西油田作业区第一采油站）	91650200715597998M034Y	2020.6.22-2025.6.21
中国石油新疆油田分公司（石西油田作业区第二三采油站）	91650200715597998M046W	2020.9.28-2025.9.27
中国石油新疆油田分公司石西油田作业区（集中处理站）	91650200715597998M051Z	2020.9.28-2025.9.27
中国石油新疆油田分公司石西油田作业区（石南联合站）	91650200715597998M050Y	2020.9.28-2025.9.27
中国石油新疆油田分公司石西油田作业区（天然气处理站）	91650200715597998M052Y	2020.9.28-2025.9.27
中国石油新疆油田分公司石西油田作业区（综合服务站）	91650200715597998M053Y	2020.9.28-2025.9.27

运营管理单位已制定《新疆油田公司石西油田作业区 2026 年自行监测方案》，为履行排污单位自行监测的职责，自行监测手段为自动监测和手工监测相结合。委托第三方检测公司进行。石西作业区每年按自行监测方案完成年度自行监测，2026 年度自行监测正在进行。

(2) 突发环境事件应急预案及应急演练情况

钻井期间严格执行《新疆油田井控实施细则》。根据调查，石西油田作业区根据所辖区块及站场的工艺特点，制定了《石西油田作业区突发环境事件应急预案》，该应急预案于 2023 年 3 月 2 日在伊犁哈萨克自治州塔城地区生态环境局备案（备案号：654200-2023-012-L），于 2026 年 3 月 31 日完成应急预案修编并重新备案（备案号 654200-2026-009-M）。主要内容包括环境污染与破坏事件的分级、预测与报警、应急报告程序与内容、应急准备、应急处置措施及应急中止程序等。

根据对石西作业区应急管理情况调查，石西作业区制定有“突发环境事件应

急演练计划”，每年进行 1 次突发环境事件应急演练，演练完成后编制《突发环境事件应急评价总结》。

（3）现有工程环境管理台账

现有工程在建设及运营期间，已严格按照国家和地方环境保护法律法规及项目环评文件要求，建立了规范的环境管理台账体系。在污染防治设施运行、污染物排放监测、固废处置、生态恢复及环保设施运维等关键环节，均做到了及时、准确、完整的记录，台账内容真实可溯，并按规定的期限予以保存。

3.7.3.7 现有工程污染物排放量

本项目现有工程污染物排放情况汇总见表 3.7-7。

表 3.7-7 现有工程污染物排放表

类型	类别	单位	现有工程污染物排放量	来源
废气	SO ₂	t/a	0	区块以往工程数据
	NO _x	t/a	2.602	
	VOCs	t/a	4.453	
	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	0	
	废机油	t/a	0	
	清管废渣	t/a	0	
	清罐底泥	t/a	0	

3.7.4 存在环境问题及整改措施

根据评价期间及现状调查结果以及现行法律法规文件要求，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，不存在现有环境问题。

3.8 工程分析

3.8.1 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。

3.8.1.1 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、站场、管线工程临时占地。永久占地包括井场、站场、计量站、配水撬等。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、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现有工矿用地。永久占用的土地将永久性的改变土地利用结构，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) 对野生动物影响

井场构筑物建设、管道敷设过程中，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生活基地等人员活动较多的区域。

(5) 扰动地表，引起新的土壤侵蚀、水土流失

本项目在油田开发过程中临时占地面积为 38.9226hm^2 ，永久占地面积为 2.901hm^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 41.8236hm^2 荒漠土地基本没有植物初级生产能力，生物损失量约为 30.4435t/a 。评价区位于和布克赛尔县，属于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。

3.8.1.2 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中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，以降低土壤侵蚀，减少水土流失。

3.8.1.3 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。

3.8.2 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。

3.8.2.1 施工期

施工期主要包括钻井、井场、站场、管线建设等施工作业内容，其生态环境

影响因素主要来源于钻井、修井、地面工程（井场、管线、站场）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。施工期生态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。

3.8.2.2 运营期

运营期生态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。其生态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。

3.8.2.3 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 3.8-1-3.8-2；主要污染源构成见表 3.8-1。

表 3.8-1 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

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
井场、站场建设、管线施工	施工扬尘、车辆尾气	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、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	
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	
	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	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

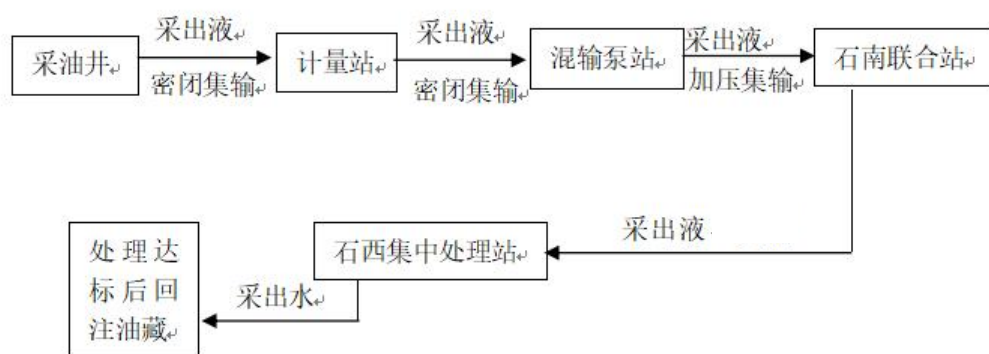


图3.8-1 本项目采油工艺流程及产污节点图

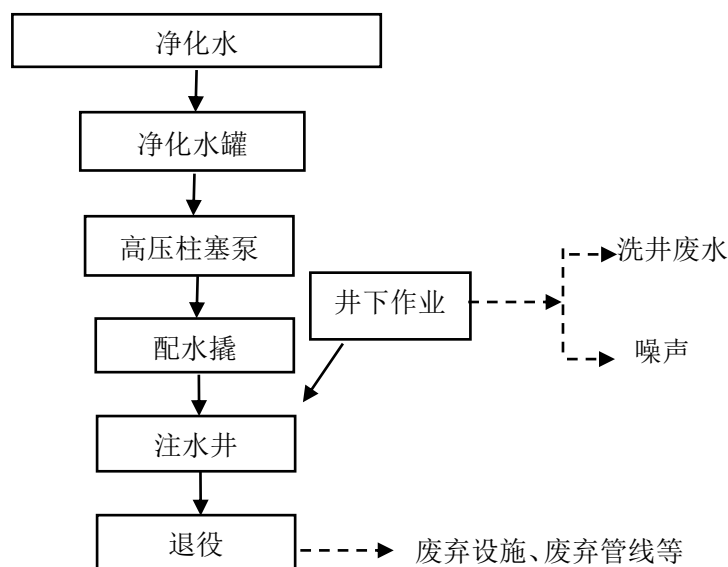


图3.8-2 本项目注水工艺流程及产污节点图

3.8.3 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、站场施工、管线、电力线等地面工程。

3.8.3.1 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。

3.8.3.2 钻井工程

钻井工程包括：钻前准备、钻井施工（钻井、固井）、井场清理平整。

钻前准备主要包括巡井道路建设、井场平整、铺垫、钻机基础和设备进场。

钻井是采用旋转的钻头给所钻的地层一定的压力，使钻头的牙齿嵌入地层，然后旋转钻头，利用旋转钻头的扭矩来切削地层，并用循环的钻井液将钻屑带出井眼，以保证持续钻井。钻井时井筒排出的钻井液及岩屑进入钻井液不落地循环系统，该系统设置振动筛、除砂器、除泥器、离心机四级处理，经四级处理后，岩屑与钻井液完全分离，钻井液返回井筒，岩屑排至储罐暂存。

固井是在已钻成的井眼内下入套管，然后在套管与井壁之间环空内注入水泥浆将套管和地层固结在一起的工艺过程，可防止复杂情况以保证安全继续钻进下一段井眼或保证顺利开采生产层中的油、气。

固井工程包括下套管和注水泥两个过程。下套管就是在已经钻成的井眼中按规定深度下入一定直径、由某种或几种不同钢级及壁厚的套管组成的套管柱。注水泥就是在地面上将水泥浆通过套管柱注入井眼与套管柱之间的环形空间中的过程。固井的主要目的是封隔疏松的易塌、易漏地层；封隔油、气、水层，防止互相窜漏。固井作业的主要设备有水泥搅拌机、下灰罐车、混合漏斗和其他附属安全放喷设备等。

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

钻井工程作业流程见图 3.8-3 所示。

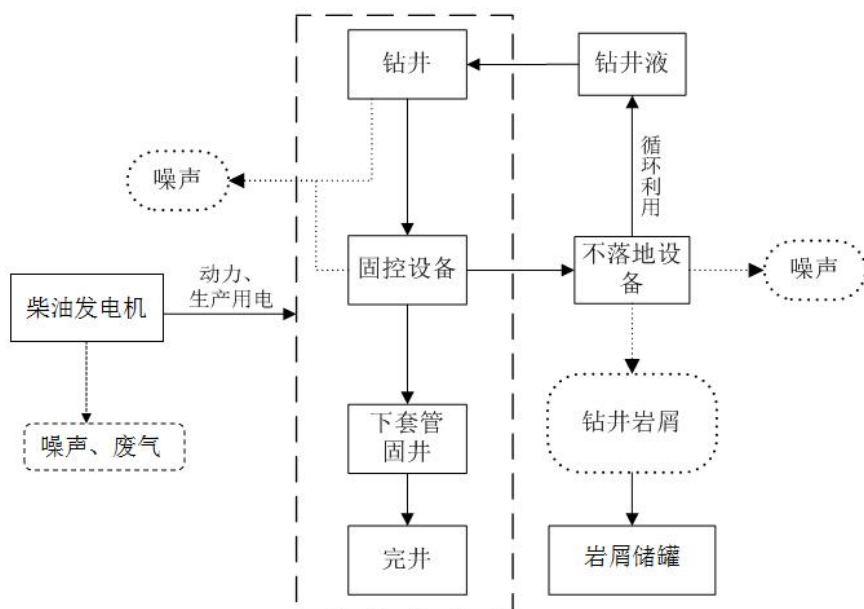


图 3.8-3 钻井工艺及产污节点图

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，委托第三方单位合规处置。

※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 3.8-4。

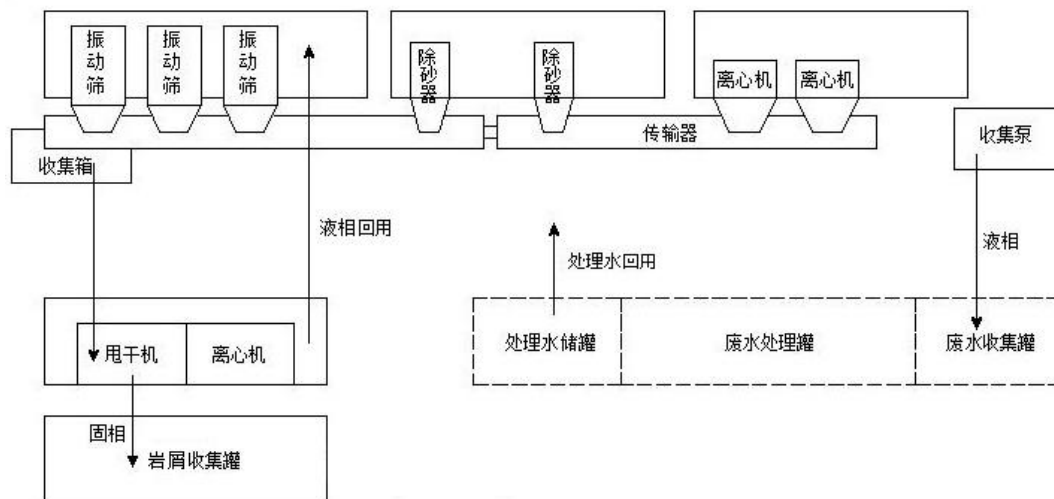


图 3.8-4 泥浆不落地工艺流程图

3.8.3.3 井口设备安装

采油井口采用 12 型抽油机及配置井口保温盒，保温盒内设 0.25kW 防爆电加热器。

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

抽油机安装顺序为：施工准备→基础验收划线→机座安装→抽油机主体安装→电机安装→电控箱安装→加注润滑油紧固螺栓。

注水井井口安装 DN50 16MPa 采油树即可。

3.8.3.4 地面工程建设

地面工程建设主要包括井场建设、站场建设、设备安装、管线敷设等内容。

（1）管道工程

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、无尖锐物的地方。布管过程不允许地面拖拉，以防损坏。

③管道敷设

根据施工图坐标点施工放线，打百米桩和转角桩并撒白灰线作为施工作业带边界。项目管线施工作业带宽 8m。管线敷设方式主要为埋地敷设，管线顶埋深 -1.8m。施工过程要经过测量定线、清理施工现场、平整工作带、修筑施工便道（以便施工人员、施工车辆、管材等进入施工场地），管材经过防腐绝缘后运到现场，开始布管、组装焊接、探伤、补口及防腐检漏。在完成管沟开挖工作以后下沟并进行管线系统安装。

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 0.1m，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。

管道敷设工艺流程见图 3.8-5。

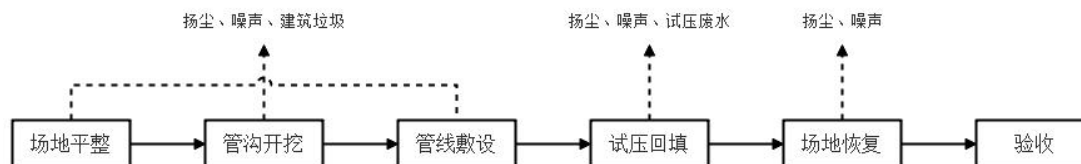


图 3.8-5 集输工程建设工艺流程及产污环节示意图

(2) 站场建设工程

本项目扩建石 204 注水增压站，新建注水泵房，采用门式钢架结构。建筑单体：外墙、屋面采用 150mm 厚彩钢外皮轻质夹岩棉保温复合板；内墙为 100 厚彩钢外皮轻质保温复合板。房屋屋面均为保温防水屋面（屋顶面层彩钢不应小于 0.6mm，底层厚度不应小于 0.5mm），采用结构防水的设计；房间门均采用彩钢夹芯板门，采光窗统一采用聚氯乙烯塑钢窗。房体围护材料采用难燃材料。房屋和设备基础采用 C40 混凝土现浇，所有基础埋地部分、垫层顶及基础梁表面刷环氧沥青或聚氨酯沥青涂层，厚度 $\geq 500\mu\text{m}$ 。

3.8.3.5 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、施工车辆废气及钻井时柴油机排放的废气。

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。

(2) 废水

本项目施工期产生的废水主要包括钻井废水、管道试压废水和生活污水。

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。

钻井井场设置生活营地，营地内设置防渗收集池，生活污水排入防渗收集池，待钻井工程结束后拉运至乌尔禾污水处理厂，防渗收集池覆土填埋，防渗膜由井队回收利用。

(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、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；落地油主要产生于井下作业过程中，会有少量原油散落井场；其他固废主要产生于钻井、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；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。

3.8.4 运营期主要工艺流程及产污环节

运营期主要有井下作业、油气集输、注水工程作业过程。

3.8.4.1 井下作业

本项目钻井结束后，需对完钻后的井进行洗井和压裂工艺，作业程序见图 3.8-6。

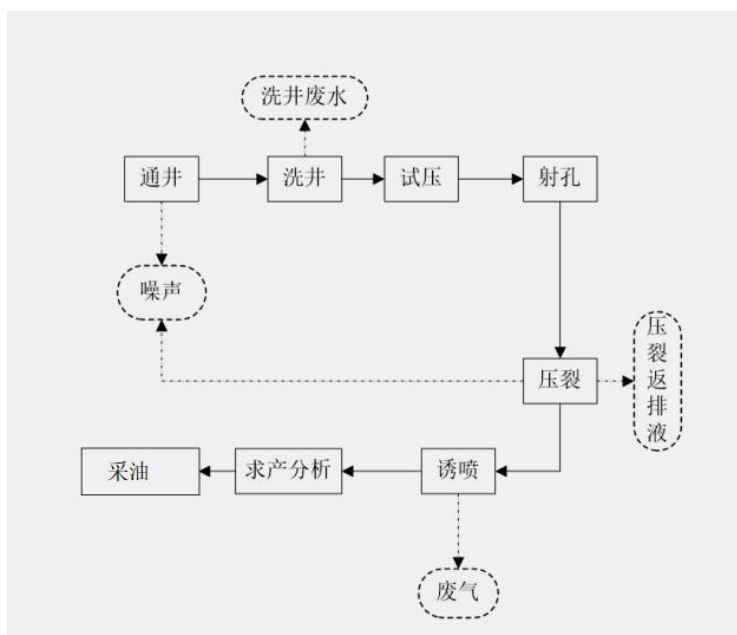


图 3.8-6 井下作业流程图

3.8.4.2 油气集输工艺

本项目采用采油井口→计量站→石 204 混输泵站→石南联合站→石西集中处理站的三级布站密闭加热输送工艺，即单井采出液加热（电加热方式）后油气混输进标准化计量站计量，通过混输干线输至石 204 混输泵站，再经石南联合站转输至石西集中处理站处理。本项目油气集输工艺见图 3.8-7。

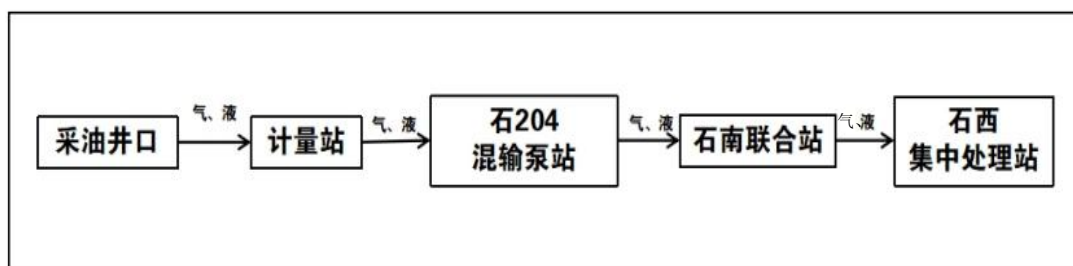


图 3.8-7 石 204 井区集输工艺流程图

3.8.4.3 注水工艺

油区注水采用单干管多井配注工艺，在油区新建配水橇，在配水橇内采用恒流配水装置进行单井配水计量和调节。

本项目注水井回注工艺见图 3.8-8。

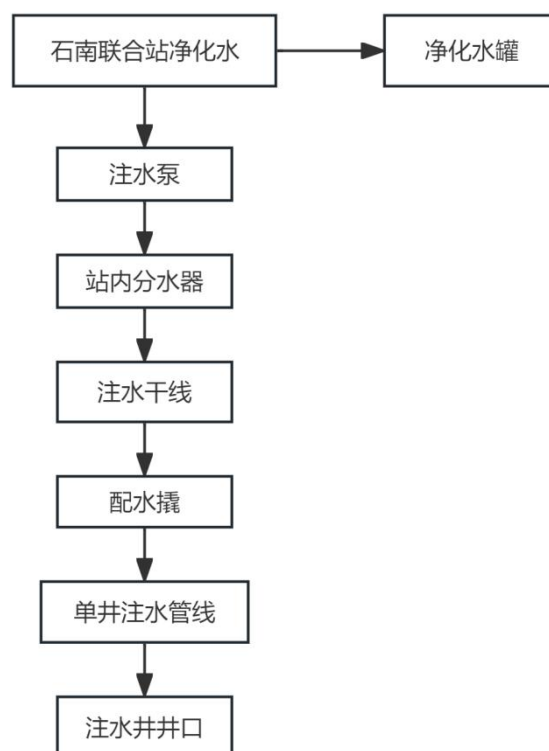


图 3.8-8 注水工程工艺流程图

3.8.5 退役期主要工艺过程及产污环节

(1) 油、水井退役封井

闭井期为油井服务期满后，停运、关闭、恢复土地使用功能时段。闭井后作业主要包括拆除井场的采油设备、设施，封闭出油层段和采油井口，井场清理等。具体流程如下。

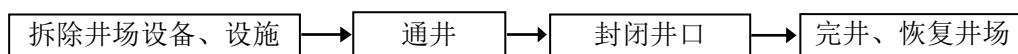


图 3.8-9 油、水井闭井期工艺流程图

(2) 集输管线退役

随着油水井的关闭，相应的集输管线也将停止使用。对于停用退役的管线，进行扫线清理完管线内的残油或者污水后，两端封死，保留于地下，不作开挖处理。

(3) 闭井期环境影响因素及产污环节

闭井期污染源主要为施工扬尘、车辆噪声、清管废水及施工固废，要求合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；清管废水通过管道驱至联合站采出水处理系统处置后，回注油层；固废污染源主要为废弃管线进行综合利用；废弃建筑垃圾运至建筑垃圾填埋场。

3.8.6 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、机械设备废油和废弃防渗膜，平整场地和堆放设备破坏地表等。

3.8.6.1 废气污染源

施工期大气污染源主要为井场、管线敷设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、运输车辆的尾气等。

(1) 废气污染源

① 柴油机废气

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，钻井周期 700d，施工期间共耗柴油 1400t。

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）》：

A. 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；

EY—排放系数，g/kg 燃料。

B. 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。

C. 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 3.8-2。

表 3.8-2 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	1400	15.01
NO ₂	32.792		45.91
HC	3.385		4.74
SO ₂	0.02		0.35
PM ₁₀	2.09		2.93
PM _{2.5}	2.09		2.93

施工期间排放的大气污染物将随钻井工程的结束而消失。

(2) 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、砂石等材料的装卸、运输、拌和等过程，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。

(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 CO 1.26kg/d，烃类物质 2.15kg/d，NO₂ 为 5.78kg/d，SO₂ 为 0.064kg/d。本次施工期以 700d 计，则施工期施工车辆排放的大气污染物排放情况详见表 3.8-3。

表 3.8-3 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	1.51	0.88	4.05	0.045

3.8.6.2 废水污染源

项目施工期废水主要为：钻井废水、管道试压废水和生活污水。

(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

项目注水管线敷设完成后，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。本次注水管线按注水干线 5.22km (DN100) 计算。经核算，试压用水最大量为 49.17m³，试压排水率取 80%，则管道试压废水产生量约为 39.34m³，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。

(3) 生活污水

钻井人员在钻井井场附近生活营地食宿。单井钻井人员为 30 人，用水量为 0.02m³/d·人，排水系数为 0.8，排水水质与居民生活污水类似，为：COD_{cr}：350mg/L、NH₃-N：30mg/L、SS：200mg/L。项目生活污水排放量及污染物排放量见表 3.8-4。

表 3.8-4 生活污水排放统计表

污染源	生活用水量 (m ³)	污染物排放量 (t)			
		污水产生量	化学需氧量	氨氮	悬浮物
生活营地	420	336	0.12	0.01	0.07

根据上表，项目生活营地污水产生总量为 336m³，化学需氧量产生量为 0.12t，氨氮产生量为 0.01t，悬浮物产生量为 0.07t。生活污水排入营地污水防渗收集池暂存，定期委托清运至乌尔禾污水处理厂处理，不排入周边环境。

3.8.6.3 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 3.8-5。

表 3.8-5 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

序号	设备名称	数量	噪声强度 (dB (A))
2	柴油发电机	2台/队	100-105
		2台/队	80-90
	地面工程建设	运输车辆	2辆
		推土机	1台
		挖掘机	2台
		电焊机	1台
			90-100

3.8.6.4 固体废物

施工期新建 1 座生活营地，施工期生活垃圾定期拉运至生活垃圾填埋场处置；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 700 天，施工人数合计 35 人。项目施工期每人每天产生生活垃圾 0.5kg，整个油田施工期间产生的生活垃圾为 12.25t。由钻井队收集后委托第三方拉运至乌尔禾区生活垃圾填埋场处理。

(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；

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 4.0。

本工程产生岩屑量见表 3.8-6。

表 3.8-6 本工程钻井岩屑产生量

类型	结构	D 井眼直径 (m)	h 深度 (m)	W 单井岩屑量 (m ³)	总岩屑量 (m ³)
直井 (20口)	一开	0.311	500.00	379.82	19839.87
	二开	0.194	2071.00	612.17	

小计		/	2571	991.99	5396.58
水平井 (2口)	一开	0.444	500.00	774.15	
	二开	0.311	2340.00	1777.57	
	三开	0.216	400.00	146.57	
小计		/	3240	2698.29	25236.46
共计					

经核算，岩屑产生量约 25236.46t，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）施工土方

本项目施工土方主要由埋地敷设管线开挖、井场站场、巡检道路等建设产生。项目施工的挖方全部回填，无弃方。

本项目土石方平衡见表 3.8-7。

表 3.8-7 项目土石方平衡表

工程类别	挖方 (m ³)	填方 (m ³)	借方 (m ³)	弃方 (m ³)	备注
集输管线	37008	37008	0	0	站场内部用地平整
道路工程	16863	23013	6150	0	
井场、站场	23700	35600	11900	0	
合计	77571	95621	18050	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 22 口井产生量约 11t，钻井产生的机械设备废油由钻井公司委托有危险废物处理资质的单位处置。

（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，则沾染了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。

本项目固体废物污染源强核算结果见表 3.8-8。

表 3.8-8 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)	25236.46t	临时贮存在井场内的岩屑储罐中，完井后由第三方合规处置
2	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	11t	由钻井公司委托有危险废物处理资质的单位处置
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	收集后委托有危险废物处理资质的单位进行处置
5	生活垃圾	生活垃圾	施工人员生活	固态	塑料纸、纸屑等	/	/	/	900-002-S62	12.25t	由施工单位统一收集后，拉运至乌尔禾区生活垃圾填埋场处理。

注：毒性 T，易燃性 I。

3.8.6.5 生态影响

施工期生态影响主要体现在井场、站场、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。永久占地主要为井场、站场的永久占地。

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 41.8236hm²，其中永久性用地总计 2.901hm²，工程临时用地总计 38.9226hm²，占地类型为其他草地、采矿用地、公路用地、裸土地。

3.8.6.6 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 3.8-9。

表 3.8-9 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)	排放量	主要处理措施及排放去向
废气	井场	柴油机废气	CO	15.01t	15.01t	采用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
			NO ₂	45.91t	45.91t	
			HC	4.74t	4.74t	
			SO ₂	0.35t	0.35t	
			PM ₁₀	2.93t	2.93t	
			PM _{2.5}	2.93t	2.93t	
		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
		施工期运输车辆尾气	烃类	1.51t	1.51t	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	0.88t	0.88t	
			NO _x	4.05t	4.05t	
			SO ₂	0.045t	0.045t	
废水	井场	管线试压废水	废水量	46.19m ³	46.19m ³	沉淀后洒水降尘
		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
		生活污水	SS、COD、BOD ₅	336m ³	0	生活污水排入营地污水防渗收集池暂存，定期委托清运至指定乌尔禾污水处理厂处理，不排入周边环境
固体废物	井场	水基岩屑	一般固废	25236.46t	0	临时贮存在井场内的岩屑储罐中，完井后由第三方合规处置
	管线工程	施工土方	一般固废	0m ³	0	回填管沟、管廊
	机械设备维修、更换	机械设备废油	危险废物	11t	0	由钻井公司委托有危险废物处理资质的单位处置
	钻井施工区域铺垫	废弃防渗膜	危险废物	/	0	收集后委托有危险废物处理资质的单位进行处置

	防渗膜					
	生活垃圾	水瓶、纸屑等	/	12.25t	12.25t	由施工单位统一收集后拉运至生活垃圾填埋场
噪声	井场	柴油发电机、钻机、泥浆泵	噪声	80~100dB(A)		对高噪声设备采取隔声措施，并加强机械设备的保养
	管道	施工机械	噪声	80~105dB(A)		
	地面工程	运输车辆、推土机、挖掘机、电焊机	噪声	80~100dB(A)		

3.8.7 运营期污染源分析及源强核算

3.8.7.1 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，仅在油气集输过程中产生一定量的挥发性有机物。本项目采油井油气集输过程中的阀门、法兰等部件产生的少量挥发性有机物。

该过程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《污染源源强核算技术指南石油炼制工业》（HJ982-2018）6.2 产污系数法-6.2.2.2 设备与管线组件密封点中挥发性有机物产生量进行核算。

设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物计算公式：

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

式中：D 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；

n—挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数。

$WF_{\text{VOCs},i}$ —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数据取采出液最大含油率，取 80%）；

$WF_{\text{TOC},i}$ —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数据取采出液最大含油率，取 80%）；

t_i —核算时段内密封点 i 的运行时间，h；本次取 8760h。

$e_{\text{TOC},i}$ —密封点 i 的总有机碳（TOC）排放速率（泄漏浓度大于 10000 μ

mol/mol)，kg/h；取值详见表 3.8-10；

表 3.8-10 密封点 TOC 泄漏排放速率 eTOC 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 3.8-11。

表 3.8-11 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）	污染物排放速率（kg/h）	年运行时间（h/a）	污染物排放量（t/a）
单井井场（6 口）	阀门	20	0.00384	8760	0.034
	法兰	8	0.00204	8760	0.018
	连接件	36	0.003024	8760	0.026
单井井场					0.078
6 个单井井场合计					0.468
两井平台（10 口井 5 个平台）	阀门	40	0.00768	8760	0.067
	法兰	16	0.00408	8760	0.036
	连接件	36	0.003024	8760	0.026
两井平台					0.13
5 个两井平台（10 口井）合计					0.65
新建计量站	阀门	80	0.01536	8760	0.135
	法兰	40	0.0102	8760	0.089
	连接件	25	0.0021	8760	0.018
新建计量站					0.242
石 204 混输泵站	阀门	60	0.01152	8760	0.101
	法兰	20	0.0051	8760	0.045
	连接件	15	0.00126	8760	0.011
石 204 混输泵站					0.157
总计（6 个单井井场、5 个两井平台、新建计量站、石 204 混输泵站合计排放量）					1.52

3.8.7.2 废水污染物

本项目运营期不新增劳动定员，工作人员由建设单位调剂解决，故不新增生活污水。废水主要包括井下作业（洗井、压裂及修井）废水、采出水。

①洗井废水

井下作业废水的产生是临时性的，主要通过洗井作业产生。

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）可知：“低渗透油井洗井作业”废水产生量为 27.13t/井次。本项目部署油井 16 口，每 2 年进行 1 次井下作业。部署注水井 6 口，注水井仅注水前洗井 1 次，井下作业废水水质、水量见表 3.8-12。

表 3.8-12 石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数表（续 1）

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
井下作业	洗井液（水）	低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	吨/井次—产品	27.13	物理+回注 ^①	0
				化学需氧量	克/井次—产品	34679	物理+回注 ^①	0
				石油类	克/井次—产品	6122	物理+回注 ^①	0

注：①洗井废水全部回注油层，故排污系数为 0。

本项目洗井废水产生量为 596.86m³/a(22 口井)。化学需氧量产生量为 0.76t/a，产生浓度 1273.33mg/L；石油类产生量为 0.135t/a，产生浓度 226.18mg/L。

井下作业（洗井）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石西集中处理站污水处理系统处理。

②压裂废水、修井废水

本项目 16 口采油井压裂、洗井作业每 2 年 1 次，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，废水核算详见表 3.8-13。

表 3.8-13 井下作业废液产生量一览表

产污工段	名称	工艺名称	污染物指标项	产污系数	平均周期	井口数量（个）	产生量
井下作业	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	每 2 年 1 次	16	2451.36m ³ /a
	洗井液	修井	废洗井液	25.59t/井		16	409.44t/a

洗井废水、修井废洗井液、废压裂返排液采用专用废水收集罐收集后运至石西集中处理站污水处理系统处理。

③采出水

油气田开发过程中的采出水是伴随着原油从地层开采出来的，主要来源于油藏本身的底水、边水和注汽凝结水。单井不设油水分离设施，单井采出液（油、

水)经密闭集输至石西集中处理站水处理系统处理,石西集中处理站水处理系统处理规模 5000m³/d,采用“重力除油—混凝沉降—过滤”处理工艺,石西集中处理站采出水处理能力能够满足未来十五年处理需求,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)标准后全部回注石西、石南 31 区块,不外排。

3.8.7.3 固体废物

①含油污泥

本项目采出液通过管线密闭集输至石西集中处理站处理,石西集中处理站内检修清罐、污水处理隔油等工艺会产生清罐底泥,属于危险废物(HW08 071-001-08)。

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》(2021.6.11)“07 石油和天然气开采业行业系数手册”续表 35 中产污系数核算含油污泥产生量详见表 3.8-14。

表 3.8-14 石油和天然气开采行业专业及辅助性活动行业系数表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物类别	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、污水隔油等	所有规模	含油污泥	吨-万吨产品	90.76	无害化处理/处置/利用	0

根据油藏开发指标预测表,年产油量随开发年限由低增高再降低,本项目 16 口采油井全部投产后最大产油量 2.79 万 t,计算含油污泥最大产生量为 188.78t/a。石西集中处理站产生的含油污泥属于危险废物,定期委托有危险废物处置资质的单位回收、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 16 口油井,落地油总产生量约 1.6t/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石西集中处理站暂存,定期委托有资质单位处置。

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，本工程新建原油集输管线 8.25km，每次废渣量约 9.49t。清管废渣中含有少量管道中的油泥。根据《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采行业》，清管废渣属于《国家危险废物名录（2025 年版）》中“HW08 废矿物油与含矿物油废物”，危废代码为 251-001-08，委托持有危险废物经营许可证的单位拉运处置。

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 16 口采油井和 6 口注水井日常维护产生的废润滑油量为 1.1t/a。废润滑油成分为矿物油与原油成分相似，收集后拉运至石西油田作业区危险废物临时储存场，达到一定量时委托有危废处置资质单位处置。

⑤废润滑油桶

设备检维修过程中使用润滑油时会产生一定的废润滑油桶，根据润滑油的使用量计算出废润滑油桶的产生量为 0.025t/a，废润滑油桶属于《国家危险废物名录（2025 年版）》HW08 废矿物油和含矿物油废物，废物代码为 900-249-08，危险特性为 T、I，交由有相应危险废物处理资质的单位处理。

⑥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。单块防渗膜重约 250kg（12m×12m），本工程 16 口采油井每两年井下作业 1 次，每次更换废弃防渗膜约 4t。

作业过程中产生的含油废弃防渗膜布属于危险废物，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置。

⑦废含油抹布和手套

设备检维修过程中会产生一定的废含油抹布、手套，产生量约为 0.05t/a。废含油抹布和劳保用品属于《国家危险废物名录（2025 年版）》HW49 其他废物，废物代码为 900-041-49，危险特性为 T/In，交由有相应危险废物处置资质的单位

处置。

根据《国家危险废物名录（2025 年版）》本项目运营期危险废物汇总见表 3.8-15。

表 3.8-15 运营期危险废物汇总表

序号	名称	废物类别	产生工序及装置	废物代码	产生量(吨/年)	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危险特性	去向
1	含油污泥	HW08 废矿物油与含矿物油废物	石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚	071-001-08	188.78	半固态	石油类、泥沙	石油类	每天	毒性 T 易燃性 I	委托有危险废物处置资质的单位回收、处置
2	落地原油		井下作业环节，采油环节，集输与处理环节	071-001-08	1.6	半固态	石油类	石油类	事故状态下	毒性 T 易燃性 I	收集后拉运至石西油田作业区危险废物临时储存场，定期委托有危废处置资质单位处置
3	清管废渣		管线集输环节	251-001-08	9.49	固态	废矿物油、泥沙	石油类	2~4 年	毒性 T 易燃性 I	委托有危险废物处置资质的单位回收、处置
4	废润滑油		机械设备维护、保养	900-214-08	1.1	固态	废矿物油	石油类	定期	毒性 T 易燃性 I	收集后拉运至石西油田作业区危险废物临时储存场，定期委托有危废处置资质单位处置
5	废弃防渗膜		场地清理环节	900-249-08	4	固态	废矿物油、泥沙	石油类	1~2 年	毒性 T 易燃性 I	委托有危险废物处置资质的单位回收、处置
6	废润滑油桶		机械设备维护、保养	900-249-08	0.025	固态	石油类	石油类	定期	毒性 T 易燃性 I	委托有危险废物处置资质的单位回收、处置

											单位回收、处置
7	废含油抹布和手套		机械设备维护、保养	900-041-49	0.05	固态	石油类	石油类	定期	毒性 T 易燃性 I	委托有危险废物处置资质的单位回收、处置

⑥生活垃圾

本项目不新增劳动定员,工作人员由建设单位调剂解决,故不新增生活垃圾。

3.8.7.4 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 3.8-16。

表 3.8-16 运营期噪声排放情况(单位: dB(A))

位置	噪声源	源强 dB(A)
井场	机泵	75~80
	井下作业(压裂、修井等)	80~120

3.8.7.5 污染物产生及排放量

综上所述,本项目运营期污染物产排情况汇总见表 3.8-17。

表 3.8-17 运营期产排污情况汇总(单位: t/a)

项目	工程	污染源	污染物	产生量	排放量	主要处理措施及排放去向
采油	采油及集输	无组织挥发	烃类	1.52	1.52	无组织排放至大气环境
废水	井场	洗井废水	废水量	596.86	0	洗井废水、修井废洗井液、废压裂返排液采用专用废水收集罐收集后运至石西集中处理站污水处理系统处理
			COD	0.76	0	
			石油类	0.135	0	
		压裂废水	/	2451.36	0	
		修井废水	/	409.44	0	
固体废物	石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚	含油污泥		188.78	0	委托有危险废物处置资质的单位回收、处置
	井下作业环节,采油环节,集输与处理环节	落地原油		1.6	0	收集后拉运至石西油田作业区危险废物临时储存场,定期委托有危废处置资质单位处置
	管线集输环节	清管废渣		9.49t/次	0	委托有危险废物处置资质的单位回收、处置
	机械设备维护、保养	废润滑油		1.1	0	收集后拉运至石西油田作业区危险废物临时储存场,定

项目	工程	污染源	污染物	产生量	排放量	主要处理措施及排放去向
						期委托有危废处置资质单位处置
	场地清理环节	废弃防渗膜	4	0		委托有危险废物处置资质的单位回收、处置
	机械设备维护、保养	废润滑油桶	0.025	0		委托有危险废物处置资质的单位回收、处置
	机械设备维护、保养	废含油抹布和手套	0.05	0		委托有危险废物处置资质的单位回收、处置

3.8.7.6 污染物排放三本账

污染物排放“三本账”详见表 3.8-18。

表 3.8-18 污染物排放“三本账”

类型	类别	单位	现有工程	本工程		扩建后	
			排放量	排放量	“以新带老”削减量	排放量	增减量
废气	VOCs	t/a	24.413	1.52	0	25.933	+1.52
废水	采出水	t/a	0	0	0	0	0
	井下作业废水（洗井废水、压裂废水）	t/a	0	0	0	0	0
固废	含油污泥	t/a	0	0	0	0	0
	落地油	t/a	0	0	0	0	0
	清管废渣	t/次	0	0	0	0	0
	废机油	t/次	0	0	0	0	0
	废防渗膜	t/次	0	0	0	0	0
	废润滑油桶	t/次	0	0	0	0	0
	废含油抹布和手套	t/次	0	0	0	0	0

3.8.7.7 服役期满生态环境影响分析

服役期满后，对完成采油的废弃井，进行封堵内外井眼，拆除井口装置，清理场地工作，基本无废水产生，仅在土壤回填过程中有部分扬尘产生。

井场拆除的抽油机、集输设施、井构筑物等为钢制材料，清洗油污后可回收利用。对工业垃圾填埋场，及时清理覆土填埋、压实，并设立警示标志。通过采取以上措施，可使退役期生态环境影响降到最低。

(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 SO_2 、 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火烧山联合站处理，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，集中收集后交由资质单位转运及处置。

（4）噪声

井场进入退役期时，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。

3.9 碳排放分析

3.9.1 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、设备泄漏 CH₄ 逃逸排放、CH₄ 回收利用量、CO₂ 回收利用量以及热力隐含的 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：

$$E_{CH_4_开采放空} = \sum_j (Num_j \times EF_j)$$

式中：

$E_{CH_4_开采放空}$ 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 3.9-1 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 3.9-1，可计算出本项目石油开采过程中 CH₄ 的排放量为 8.17 吨。具体见表 3.9-2。

表 3.9-2 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	$E_{CH_4_开}$ 采工艺放空	$E_{CH_4_}$ 开采逃逸	$E_{CH_4_油输}$ 逃逸
油气开 采业务 工艺放 空	Num_j	(个)	-	/	/	/	/
	EF_j	CH ₄ / (年·个)	井口装置	16	-	/	/
		CH ₄ / (年·个)	接转站	2	0.22	/	/
		CH ₄ / (年·个)	联合站	2	0.9	/	/
油气开 采业务 CH ₄ 逃 逸	$Num_{oil,j}$	(个)	-	/	/	/	/
	$EF_{oil,j}$	CH ₄ / (年·个)	采油井口装置	16	/	3.68	/
		CH ₄ / (年·个)	计量站	2	/	0.36	/
		CH ₄ / (年·个)	联合站	2	/	2.8	/
	$Num_{gas,j}$	(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	/	0.000279	/	/	0.21
	$EF_{CH_4_}$ 油输逃逸	(吨/亿吨)	原油输送管道	753.29	/	/	
小计					1.12	6.84	0.21
合计					8.17		

(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。

3.9.2 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 3.9-3。

表 3.9-3 项目碳排放量汇总表

类别	ECH ₄ _开采放空	ECH ₄ _开采逃逸	ECH ₄ _油输逃逸	E
单位	tCH ₄	tCH ₄	tCH ₄	tCH ₄
排放量	1.12	6.84	0.21	8.17

3.10 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。

3.10.1 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。

(2) 原油集输及处理清洁生产工艺

1) 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。

2) 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, 在集油管线、注水管线、电力设施底部地面敷设的地表可采用草方格固沙屏障等措施。

(3) 运营期井下作业清洁生产工艺

在井下作业过程中, 对产生的废洗井液采用循环作业罐(车)收集, 运至石南联合站处理达标后回注油藏, 不外排。

(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石西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。

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。

3.10.2 清洁生产分析

(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 3.8-2。

(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 3.10-1 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	41.8236	15
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	15	≤25	20	15
(2) 生产技术特征指标	5	固井质量合格率	%	5	≥95	98	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 22 口井井深在 2000m 以下；钻井液循环率 90%	10
		柴油机效率	%	10	≥80	/	10
		污油回收率	%	10	≥90	/	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	30	钻井设备	国内领先	5	国内领先		5

特征指标		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	新疆油田公司开发公司建立有 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，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 3.10-2 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	m³/井次	5	甲类区：≤50；乙类区：≤70	0	5
		一般固体废物（生活垃圾）	m³/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	5
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压		5	按标准试压	5
		防溢设备（防溢池设置）	具备		5	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	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	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石南联合站处理	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	建设单位建立了 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	20
		制订节能减排工作计划			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	20

表 3.10-3 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	8.645	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	100	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	有套管气回收装置	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	井下作业时带罐作业	10
			采油方式			采油方式经过综合评价确定		10	注水采油	10	
		集输流程			全密闭流程，并具有轻烃回收装置		10	全密闭流程，未设置轻烃回收装置	5		

(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	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 3.10-4。

表 3.10-4 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 3.8-4~表 3.8-6 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 95 分,综合评价指数得分 92 分;综合评价指数平均得分 97.3 分,达到 $P \geq 90$,属于清洁生产先进企业。

3.10.3 清洁生产结论

根据综合评价指数得分判定,本工程清洁生产企业等级为:清洁生产先进企业。

本工程采用的清洁生产技术遵循“减量化、再利用、资源化”的原则。开发各阶段、各作业环境均采取了避免和减缓不利环境影响的措施,高效利用并节约使用各类能源、资源(水、土地等);使用油气开发效率高的先进工艺技术与设备,采用环境友好型钻井液;制定了合理有效的废物管理方案,采用源削减技术,减少了钻井固废、废水、废气等污染物的产生量,实现了废物的循环利用与资源化利用。

3.10.4 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、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。

石 204 井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 7.5.5 章节。

3.11 污染物排放总量控制

3.11.1 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。

3.11.2 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

①总量控制指标：无。

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废洗井液，前期由石西集中处理站水处理系统进行处置，处理合格后用于油藏回注，不外排。

3.11.3 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，均为无组织排放，无组织排放量估算量为 1.52t/a，不纳入总量控制指标内。

4 生态环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

和布克赛尔蒙古自治县是新疆维吾尔自治区西北部的一个边境县位于准噶尔盆地西北部,隶属塔城地区。县城距自治区首府乌鲁木齐市直线距离 495 公里,自治县东邻福海县,南抵古尔班通古特沙漠与昌吉市、呼图壁县、沙湾县毗连,西南接克拉玛依市,西以白杨河为界与额敏县相邻,西北与哈萨克斯坦接界,北隔萨吾尔山与吉木乃县相接,位于东经 84°40'~87°20',北纬 45°20'~47°07'之间。行政区面积为 28784km²。

石南油田石 204 井区位于准噶尔盆地腹部古尔班通古特沙漠腹地,与石南 7 井区、石南 10 井区相邻,行政隶属新疆塔城地区和布克赛尔蒙古自治县,距克拉玛依市东约 130km,属石西油田作业区管辖。区块中心坐标:东经 86°46'35.793",北纬 45°43'19.976"。地理位置见图 4.1-1。

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平原,小部分位于沙漠区。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 地面气候资料

名 称	单 位	数 值
气温	最冷月平均	°C
	最热月平均	°C
	极端最高	°C
	极端最低	°C
	年平均	°C
相对湿度	冬季	%
	夏季	%
	年平均	%
平均风速	冬季	m/s
	夏季	m/s
	年平均	m/s
主导风及频率	年平均	%
极大风速 及风向	风速	m/s
	风向	/
最大积雪厚度		mm
最大冻土深度平均值/极值		cm
年蒸发量		mm
大气压力	冬季	10 ² pa
	夏季	10 ² pa
降水量	一日最大值	mm
	一小时最大值	mm
	10 分钟最大值	mm
	历年 平均值/极大值	mm
	年降水天数 平均值/极大值	d/a

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。

4.1.5 土壤与植被

评价区土壤类型单一，除在丘间低地中分布有面积不大的龟裂外，主要土壤类型为风沙土。

评价区主要植被类型为荒漠草地。按中国自然地理区划分项目所在域属于北方植物界——新疆荒漠区-准噶尔荒漠区-古尔班通古特沙漠区。评价区域大部分位于荒漠平原区，该区主要生长白梭梭、木贼、早熟禾等低矮的旱生灌木。评价区小部分位于沙漠区，该区植被主要以白梭梭、梭梭、苦艾蒿和白蒿等多种植物为主。

4.1.6 地震

根据《中国地震动参数区划图》（GB18306-2015），石南 204 井区地震烈度均为 6 度。

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）的要求，本环评达标区判定选用中国环境监测总站发布的塔城地区 2025 年环境空气质量状况。空气质量达标判定详见下表。

表4.2-1 2025年塔城地区基本污染物监测结果表（单位：μg/m³）

项目	平均时段	现状浓度	过渡阶段二级浓度限值	占标率（%）	超标倍数	达标情况
SO ₂	年平均	4	60	6.67	/	达标
NO ₂	年平均	9	40	22.5	/	达标
PM ₁₀	年平均	26	60	43.33	/	达标
PM _{2.5}	年平均	10	30	33.33	/	达标
CO(mg/m³)	日平均	0.7	4	17.5	/	达标
	1小时平均	/	10	/	/	/
O ₃	1小时平均	/	200	/	/	/
	日最大8小时平均	109	160	68.13	/	达标

塔城地区 2025 年 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5} 年均浓度分别为 4μg/m³、9μg/m³、26μg/m³、10μg/m³；CO24 小时平均第 95 百分位数为 0.7mg/m³，O₃ 日最大 8 小时平均第 90 百分位数为 109μg/m³；各污染物平均浓度均优于《环境空气质量标准》（GB3095-2026）表 1 中过渡阶段二级标准浓度限值，项目所在区为达标区。

4.2.2 特征污染物环境质量现状评价

针对其他污染物（非甲烷总烃、硫化氢）环境质量，本项目采用实测数据，监测单位是新疆天熙环保科技有限公司。监测时间为 2026 年 8 月 21 日~8 月 27 日。

①监测点位、监测因子、监测时段

区域主导风向为西北风，其他污染物补充监测点位信息见表 4.2-2，监测布点图见图 2.5-1。

表 4.2-2 其他污染物补充监测点位基本信息

监测点名称	监测坐标	监测因子	监测时段	相对本项目距离/m
G1		非甲烷总烃、硫化氢	连续 7 天，每天监测 4 次	项目区
G2				项目区下风向

②采样及分析方法

各监测项目的采样方法按《环境监测技术规范（大气部分）》的规定执行；分析方法按《空气和废气监测分析方法》《环境空气质量标准》（GB 3095—2026）引用标准的有关规定执行。具体见表 4.2-3。

表 4.2-3 环境空气监测分析方法

污染物	分析方法	方法来源
-----	------	------

非甲烷总烃	气相色谱法	HJ604-2017
硫化氢	亚甲基蓝分光光度法	GB/T 18883-2022

③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“非甲烷总烃”环境浓度选用值，确定环境空气中非甲烷总烃浓度限值 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 。

硫化氢小时均值浓度执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值 $10\mu\text{g}/\text{m}^3$ 的要求。

④评价结果及评价结论

项目所在区域环境空气质量评价结果统计见表 4.2-4。

表 4.2-4 其他污染物环境质量现状（监测结果）表

监测项目	监测点位	平均时间	标准值 (mg/Nm^3)	浓度范围 (mg/Nm^3)	最大浓度 占标率 (%)	超标率 /%	达标情况
非甲烷总烃	G1	/	2.0	0.41~0.96	48	0	达标
	G2	/		0.40~1.14	57	0	达标
硫化氢	G1	/	0.01	ND	/	0	达标
	G2	/		ND	/	0	达标

根据表 4.2-4 的监测数据可知，非甲烷总烃小时浓度值在 $0.40\sim 1.14\text{mg}/\text{m}^3$ 之间，符合《大气污染物综合排放标准详解》中“非甲烷总烃” $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ ，硫化氢均未检出，满足《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值 $10\mu\text{g}/\text{m}^3$ 的要求，未出现超标现象。

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。

(1) 监测点位

W1、W2、W4 引用《新疆油田“十五五”发展规划生态环境影响报告书》中地下水监测数据，其余点位均采用实测数据。

项目地下水监测布点情况见表 4.3-1，监测布点图见图 2.5-2。

表 4.3-1 地下水环境监测布点表

井位编号	点位	坐标	监测内容	相对位置	数据来源
------	----	----	------	------	------

W1	腹部 GW1		pH、总硬度、溶解性总固体、耗氧量、碳酸根、碳酸氢根、氨氮、亚硝酸盐氮、六价铬、氰化物、挥发酚、氟化物、氯化物、硝酸盐氮、硫酸盐、石油类、汞、砷、锰、钙、钾、镁、钠、镉、铅	下游	引用
W2	腹部 GW2			侧向	引用
W4	腹部 GW3			上游	引用
W3	陆水 25# 水源井		①水质（项目区地下水调查监测因子为：水环境中 K^+Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 的浓度以及 pH 值、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发酚、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、高锰酸盐指数、硫酸盐、氯化物和石油类）； ②水位	上游	实测
W5	石南水 20#水源 井			上游	实测
W6	盐水 1#水 源井		水位	下游	实测
W7	盐水 2#水 源井		水位	下游	实测
W8	陆水 16-1 水源井		水位	侧向	实测
W9	石南 23 水源井		水位	上游	实测
W10	石南水 22#水源 井		水位	上游	实测
W11	石南水 21#水源 井		水位	上游	实测
W12	石南水 11#水源 井		水位	上游	实测
W13	石南 31 水源井		水位	上游	实测

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中的相关要求“地下水环境现状调查评价范围应包括与建设项目相关的地下水环境保护目标，以能说明地下水环境的现状，反映调查评价区地下水基本流场特征，满足地下水环境影响预测与评价为基本原则。监测点应主要布设在建设项目场地、周围环境敏感点、地下水污染源以及对于确定边界条件有控制意义的地点。”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 $<50m$ ，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 $>100\text{m}$ ，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。

本次评价选择的 10 口地下水监测井与项目区处于同一水文地质单元，地下水流场特征基本相同，项目区周边不存在地下水环境保护目标。根据监测数据可知，该区域地下水中石油开采特征污染因子石油类含量很低，说明油田多年来开发运行过程对地下水质量影响较小，本次评价引用监测数据的时间和监测因子能够满足项目需求，因此引用监测数据可以说明项目区地下水质量现状。

(2) 调查区域地下水水位现状

本项目位于沙漠腹地，地下水评价范围内无水源井分布，本次评价选择距离项目区较近的水源井进行现状调查，该水源井水质矿化度高不可作为饮用水，仅为石南油田提供生产用水（油田注水）。水源井井深在 $352\sim 450\text{m}$ 之间，钻井层系为第三系。本次调查项目区周边 10 个地下水水位情况详见表 4.3-2。地下水监测布点见图 4.3-1。

表 4.3-2 水位监测

序号	点位	坐标	水位 (m)	钻井深度 (m)
1	腹部 GW1		108.45	400
2	腹部 GW2		96.6	400
3	陆水 25#水源井		94.23	400
4	腹部 GW3		8.5	352
5	石南水 20#水源井		19.14	354
6	盐水 1#水源井		120	400
7	盐水 2#水源井		89.12	450
8	陆水 16-1 水源井		115.7	400
9	石南 23 水源井		108.3	450
10	石南水 22#水源井		124	450

(3) 监测项目

W1、W2、W4 监测因子为 pH、总硬度、溶解性总固体、耗氧量、碳酸根、碳酸氢根、氨氮、亚硝酸盐氮、六价铬、氰化物、挥发酚、氟化物、氯化物、硝酸盐氮、硫酸盐、石油类、汞、砷、锰、钙、钾、镁、钠、镉、铅等共计 25 项。

其余点位地下水调查监测因子为：水环境中 K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 的浓度以及 pH 值、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发酚、

氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、高锰酸盐指数、硫酸盐、氯化物和石油类。

(3) 采样时间、监测频次

W1、W2、W4 监测点采样时间：2025 年 10 月 25 日，监测频次：监测 1 天，1 次。

其余监测点采样时间：2026 年 8 月 28 日，监测频次：监测 1 天，1 次。

(4) 评价标准

采用《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准。

(5) 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：

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

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）；

C_{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：

$$P_{pH} = \frac{7.0 - pH}{7.0 - pH_{sd}} \quad pH \leq 7 \text{ 时}$$

$$P_{pH} = \frac{pH - 7.0}{pH_{su} - 7.0} \quad pH > 7 \text{ 时}$$

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。

(6) 监测结果及评价

地下水环境质量现状监测与评价结果见表 4.3-3 和表 4.3-4。

表 4.3-3 地下水监测点监测及评价结果 (单位: mg/l, pH 值无量纲)

序号	监测项目	W1		W2		W3		W4		W5		W6		W7		W8		W9		W10		标准
		监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	
1	pH 值	7.2	0.13	7.1	0.07	7.2	0.13	8.12	0.75	7.85	0.57	7.52	0.35	7.4	0.27	7.2	0.13	7.1	0.07	8.12	0.75	6.5≤pH≤8.5
2	总硬度	6.2×10 ³	13.78	2.68×10 ³	5.96	2.22×10 ³	4.93	400	0.89	148	0.33	1557	3.46	2.18×10 ³	4.84	6.2×10 ³	13.78	2.68×10 ³	5.96	400	0.89	450
3	溶解性总固体	9680	9.68	4254	4.25	3409	3.41	1.71×10 ³	1.71	1.28×10 ³	1.28	10769	10.77	3648	3.65	9680	9.68	4254	4.25	1.71×10 ³	1.71	1000
4	耗氧量	2.85	0.95	1.65	0.55	1.23	0.41	1.33	0.44	0.98	0.33	-	-	1.57	0.52	2.85	0.95	1.65	0.55	1.33	0.44	3.0
5	氨氮	0.172	0.34	0.056	0.11	0.08	0.16	0.01	0.02	0.01	0.02	0.107	0.21	0.16	0.32	0.172	0.34	0.056	0.11	0.01	0.02	0.5
6	亚硝酸盐氮	0.003	0.00	ND	0.00	ND	0.00	0.015	0.02	0.001	0.00	0.005	0.01	ND	0.00	0.003	0.00	ND	0.00	0.015	0.02	1.00
7	挥发	0.0004	0.20	0.0006	0.30	0.0005	0.25	未检出	0.00	未检出	0.00	0.0006	0.30	0.0004	0.20	0.0004	0.20	0.0006	0.30	未检出	0.00	0.002

	酚									出										出		
8	氰化物	-	-	-	-	-	-	未检出	0.00	未检出	0.00	<0.004	0.08	-	-	-	-	-	-	未检出	0.00	0.05
9	六价铬	-	-	-	-	-	-	未检出	0.00	未检出	0.00	-	-	-	-	-	-	-	-	未检出	0.00	0.05
10	碳酸根	15	-	不存在	-	不存在	-	未检出	0.00	未检出	0.00	-	-	-	-	15	-	不存在	-	未检出	0.00	-
11	重碳酸根	72	-	168	-	190	-	103	-	133	-	-	-	-	-	72	-	168	-	103	-	-
12	硝酸盐氮	27.2	1.36	16.6	0.83	11.7	0.59	-	-	-	-	0.005	0.00	14	0.70	27.2	1.36	16.6	0.83	-	-	20
13	硫酸盐	1.31×10 ³	5.24	837	3.35	590	2.36	163	0.65	4	0.02	2068	8.27	-	-	1.31×10 ³	5.24	837	3.35	163	0.65	250
14	氟化物	0.35	0.35	0.14	0.14	0.11	0.11	0.18	0.18	0.21	0.21	-	-	0.09	0.09	0.35	0.35	0.14	0.14	0.18	0.18	1.0
15	氯化物	3.02×10 ³	12.08	1.53×10 ³	6.12	1.12×10 ³	4.48	865	3.46	755	3.02	4724	18.90	-	-	3.02×10 ³	12.08	1.53×10 ³	6.12	865	3.46	250
16	汞	0.0006	0.006	0.0005	0.05	0.0006	0.06	未检出	0.00	未检	-	4.02×10 ⁻⁴	-	ND	0.00	0.0006	0.06	0.0005	0.05	未检	0.00	0.001

										出										出		
17	砷	-	-	-	-	-	-	0.0004	0.04	0.0003	0.03	<0.0003	0.03	-	-	-	-	-	-	0.0004	0.04	0.01
18	铅	ND	-	ND	0.00	ND	0.00	-	-	-	-	-	-	ND	0.00	ND	-	ND	0.00	-	-	0.01
19	镉	-	-	-	-	-	-	未检出	0.00	未检出	0.00	-	-	-	-	-	-	-	-	未检出	0.00	0.005
20	钾	13.2	-	8.92	-	7.83	-	2.63	-	2.66	-	-	-	-	-	13.2	-	8.92	-	2.63	-	-
21	钠	51.2	-	209	-	171	-	402	-	386	-	-	-	-	-	51.2	-	209	-	402	-	-
22	钙	294	-	366	-	308	-	144	-	5.71	-	-	-	-	-	294	-	366	-	144	-	-
23	镁	17.8	-	20.6	-	9.5	-	11.9	-	5.71	-	-	-	-	-	17.8	-	20.6	-	11.9	-	-
24	铁	ND	0.00	ND	0.00	ND	0.00	-	-	-	-	-	-	0.09	0.30	ND	0.00	ND	0.00	-	-	0.3
25	锰	0.06	0.60	ND	0.00	ND	0.00	-	-	-	-	-	-	ND	0.00	0.06	0.60	ND	0.00	-	-	0.10
26	石油类	0.05	1.00	0.02	0.40	0.04	0.80	0.04	0.80	0.04	0.80	0.02	0.40	0.03	0.60	0.05	1.00	0.02	0.40	0.04	0.80	0.05

表 4.3-4 地下水环境离子监测结果统计表

项目	单位	3#监测点		5#监测点	
		监测值	占比 (%)	监测值	占比 (%)
K ⁺	mg/L	7.83	0.84	2.66	0.39
Na ⁺	mg/L	171	31.20	386	95.29
Ca ²⁺	mg/L	308	64.63	5.71	1.62
Mg ²⁺	mg/L	9.5	3.32	5.71	2.70

SO ₄ ²⁻	mg/L	590	23.11	4	0.30
CO ₃ ²⁻	mg/L	不存在	0.00	未检出	0.00
HCO ₃ ⁻	mg/L	190	17.57	133	23.45
Cl ⁻	mg/L	1.12×10 ³	59.32	755	76.25
水化学类型		Cl-Ca		Cl-Na	

由上表可知，W1、W8 地下水监测点总硬度、溶解性总固体、硝酸盐氮、硫酸盐及氯化物超标，其余各项监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准的要求。

W2、W3、W6 和 W9 地下水监测点总硬度、溶解性总固体、硫酸盐及氯化物超标，其余各项监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准的要求。W4、W5 和 W10 地下水监测点溶解性总固体、氯化物超标，其余各项监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准的要求。7#地下水监测点总硬度、溶解性总固体超标，其余各项监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准的要求。

上述地下水监测点总硬度、溶解性总固体、硝酸盐氮、硫酸盐及氯化物超标主要是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。

4.3.5 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 4.3-5, 监测布点图见图 2.5-2。

表 4.3-5 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	现有计量站 7#	
B2	石 208 (项目区内老井)	
B3	现有计量站 4#	

(1) 监测时间与频次

2026 年 8 月 21 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 4.3-6。

表 4.3-6 包气带监测及评价结果 单位: mg/L (pH 除外)

检测因子	单位	B1	B2	B3
		20cm	20cm	20cm
pH 值	/	/	8.25	8.19
六价铬	μg/L	ND	<0.004	<0.004
汞	μg/L	0.06	<0.02	<0.02
砷	mg/L	0.33	0.22	0.16
铅	mg/L	ND	<0.03	<0.03
镉	mg/L	ND	<0.01	<0.01
铜	mg/L	ND	<0.01	<0.01
镍	mg/L	ND	<0.02	<0.02
可萃取性石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	mg/L	0.43	43	25

4.4 声环境现状调查与评价

4.4.1 现状监测

(1) 监测布点

本次评价采用实测法，委托新疆天熙环保科技有限公司对区域边界进行监测，在本项目 2 个站场四至厂界外各 1 个点，井场设 3 个监测点。

(2) 监测频率

2026 年 8 月 28 日-2026 年 8 月 29 日，监测 1 天，昼间、夜间各监测 1 次。

(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 4.4-1，监测布点图见图 2.5-3。

表 4.4-1 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	昼间	46.4	60	0
	夜间	41.8	50	0
N2	昼间	47.0	60	0
	夜间	41.1	50	0
N3	昼间	47.5	60	0
	夜间	41.7	50	0
N4	昼间	46.4	60	0
	夜间	42.2	50	0
N5	昼间	46.4	60	0
	夜间	41.8	50	0
N6	昼间	47.0	60	0
	夜间	41.1	50	0
N7	昼间	47.5	60	0
	夜间	41.7	50	0
N8	昼间	46.4	60	0
	夜间	42.2	50	0
N9	昼间	46.4	60	0
	夜间	41.8	50	0
N10	昼间	47.0	60	0

测点序号	测量时段	等效 A 声级 dB(A)	评价标准	超标率
	夜间	41.1	50	0
N11	昼间	47.5	60	0
	夜间	41.7	50	0

由监测结果可以看出，各监测点噪声监测值满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求，区域声环境质量较好。

4.5 土壤环境现状调查与评价

（1）监测点位

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）的要求布设监测点。本项目共布设 16 个样点，占地范围内布设 5 个柱状样点、5 个表层样点，占地范围外 6 个表层样点。现状监测点位图见图 4.5-4，监测项目见表 4.5-1。

表 4.5-1 土壤监测点位布设表

编号	位置	坐标		样品类别	采样点相对监测方位	监测项目
		东经	北纬			
T1	新建单井管线			柱状样点	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	注水井 SN1806					
T3	新建注水井 SN1811					
T4	新建采油井 SN1808					
T5	新建采油井 SNHW191					
T6	新建采油井 SN1815			表层样	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
T7	新建计量站					
T8	204 井区注水支线					
T9	配水撬					
T10	新建单井管线					

						分含量
T11	计量站 4#北侧			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
T12	新建采油井 SND1818 西侧					
T13	新建采油井 SND1803 东北侧					
T14	新建 204 井区注水支线北侧					
T15	计量站 8#南侧					
T16	新建单井管线北侧					

(2) 监测频次

在各监测点采样一次。

(3) 采样要求

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。

(4) 监测分析方法

①T1-T10：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）II类标准筛选值；

②T11-T16：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。

(5) 监测结果及评价

项目区土壤颜色为黄棕色，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/cm ³)	总孔隙度 (%)	阳离子交换量 (cmol+/kg)	水溶性盐总量 (g/kg)
T1	0~0.5m	292	0.78	1.45	34.70	8.86	2.8
	0.5m~1.5m	309	0.78	1.40	32.60	8.55	2.7
	1.5m~3m	325	0.76	1.39	31.56	4.51	2.6
T2	0~0.5m	287	0.78	1.33	34.02	1.06	0.4
	0.5m~1.5m	304	0.80	1.38	31.56	1.15	0.2
	1.5m~3m	322	0.79	1.38	34.81	1.40	0.3
T3	0~0.5m	278	0.78	1.34	32.42	10.4	2.4
	0.5m~1.5m	286	0.78	1.44	34.82	10.7	2.8
	1.5m~3m	299	0.80	1.38	32.09	18.8	2.7

T4	0~0.5m	287	0.78	1.33	34.02	1.06	0.4
	0.5m~1.5m	304	0.80	1.38	31.56	1.15	0.2
	1.5m~3m	322	0.79	1.38	34.81	1.40	0.3
T5	0~0.5m	292	0.78	1.44	34.70	8.86	2.8
	0.5m~1.5m	309	0.78	1.40	32.60	8.55	2.7
	1.5m~3m	325	0.76	1.39	31.56	4.51	2.6
T6	0~0.2m	342	0.76	1.40	34.54	4.98	2.6
T7	0~0.2m	343	0.78	1.35	34.40	4.98	0.5
T8	0~0.2m	294	0.78	1.36	32.66	1.44	0.4
T9	0~0.2m	291	0.80	1.40	34.11	4.91	1.8
T10	0~0.2m	327	0.78	1.36	32.46	13.3	2.7
T11	0~0.2m	332	0.79	1.38	32.54	7.73	2.8
T12	0~0.2m	338	0.76	1.34	33.28	3.17	2.8
T13	0~0.2m	342	0.76	1.40	34.54	4.98	2.6
T14	0~0.2m	291	0.80	1.40	34.11	4.91	1.8
T15	0~0.2m	294	0.78	1.36	32.66	1.44	0.4
T16	0~0.2m	291	0.80	1.40	34.11	4.91	1.8

表 4.5-3 土壤现状监测及评价结果 单位: mg/kg

序号	污染物项目	T10	第二类用地筛选值	达标情况
1	镉	0.12	65	达标
2	铜	14	18000	达标
3	铅	8.2	800	达标
4	砷	4.44	60	达标
5	汞	0.028	38	达标
6	镍	12	900	达标
7	铬（六价）	ND	5.7	达标
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	二氯甲烷	15.4	616	达标
13	1,2-二氯丙烷	ND	5	达标
14	1,1,1,2-四氯乙烷	ND	10	达标
15	1,1,2,2-四氯乙烷	ND	6.8	达标
16	四氯乙烯	ND	53	达标
17	1,1,2-三氯乙烷	ND	2.8	达标
18	1,2,3-三氯丙烷	ND	0.5	达标
19	苯	ND	4	达标
20	1,2-二氯乙烷	ND	5	达标
21	1,1-二氯乙烯	ND	66	达标
22	顺-1,2-二氯乙烯	ND	596	达标
23	反-1,2-二氯乙烯	ND	54	达标
24	苯乙烯	ND	1290	达标
25	甲苯	ND	1200	达标
26	间二甲苯+对二	ND	570	达标

序号	污染物项目	T10	第二类用地筛选值	达标情况
	甲苯			
27	邻二甲苯	ND	640	达标
28	1,1,1-三氯乙烷	ND	840	达标
29	三氯乙烯	ND	2.8	达标
30	氯乙烯	ND	0.43	达标
31	氯苯	ND	270	达标
32	1,2-二氯苯	ND	560	达标
33	乙苯	ND	28	达标
34	1,4-二氯苯	ND	20	达标
35	硝基苯	ND	76	达标
36	苯胺	ND	260	达标
37	苯并[a]芘	ND	1.5	达标
38	苯并[k] 荧蒽	ND	151	达标
39	二苯并[a,h] 蒽	ND	1.5	达标
40	蔡	ND	70	达标
41	2-氯苯酚	ND	2256	达标
42	苯并[a] 蒽	ND	15	达标
43	苯并[b] 荧蒽	ND	15	达标
44	蒽	ND	1293	达标
45	茚并[1,2,3-cd]芘	ND	15	达标
46	pH	8.35	/	/
47	石油烃	38	4500	达标
48	水溶性盐总量	0.4	/	达标

表 4.5-4 土壤现状监测及评价结果 单位: mg/kg

序号	污染物项目	T1			T2			T3			T4			T5			第二类用地筛选值	达标情况
		1#	2#	3#	1#	2#	3#	1#	2#	3#	1#	2#	3#	1#	2#	3#		
1	砷	7.37	6.68	5.12	3.39	2.70	2.83	8.25	5.46	9.64	5.12	5.05	5.01	4.59	4.71	5.04	60	达标
2	镉	0.10	0.11	0.13	0.09	0.08	0.10	0.13	0.12	0.16	0.15	0.12	0.11	0.14	0.13	0.13	65	达标
3	铬(六价)	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	5.7	达标
4	铜	26	23	28	15	15	18	32	29	37	15	15	15	19	15	14	18000	达标
5	铅	17	19	18	16	19	17	19	20	19	9.8	10.0	9.0	9.2	9.8	10.2	800	达标
6	汞	0.0159	0.0368	0.0235	0.0200	0.0116	0.0467	0.0224	0.0312	0.0445	0.027	0.022	0.025	0.024	0.028	0.031	38	达标
7	镍	39	22	19	13	14	13	27	28	35	11	11	11	12	12	13	900	达标
8	pH 值	8.05	8.11	8.13	8.22	8.16	8.30	8.32	8.11	8.23	8.61	8.69	8.62	8.96	8.94	8.61	/	/
9	石油烃	26	21	27	24	21	22	29	24	34	38	40	42	44	42	42	4500	达标
10	水溶性盐总量	2.8	2.7	2.6	0.4	0.2	0.3	2.4	2.8	2.7	0.3	2.7	0.2	0.3	2.7	2.6	/	/

注: 1#为 0~0.5m 土样、2#为 0.5~1.5m 土样、3#为 1.5~3m 土样。

表 4.5-5 土壤现状监测及评价结果(占地范围内) 单位: mg/kg

序号	污染物项目	T6	T7	T8	T9	第二类用地筛选值	达标情况
1	砷	7.82	7.12	7.66	8.36	60	达标

2	镉	0.14	0.12	0.19	0.16	65	/
3	铬（六价）	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	5.7	达标
4	铜	34	33	36	38	18000	达标
5	铅	19	17	16	26	800	达标
6	汞	0.0149	0.0226	0.0546	0.0326	38	达标
7	镍	28	26	31	33	900	达标
8	pH 值	8.25	8.14	8.16	8.21	/	达标
9	石油烃	23	25	36	29	4500	达标
10	水溶性盐总量	0.5	0.5	0.6	0.4	/	

表 4.5-5

土壤现状监测及评价结果（占地范围外）

单位：mg/kg

序号	污染物项目	T11	T12	T13	T14	T15	T16	标准值	达标情况
1	pH 值	8.08	8.21	8.17	8.32	8.33	8.21	/	/
2	总汞	0.0405	0.0492	0.0481	0.0270	0.0364	0.0214	3.4	达标
3	总砷	8.64	6.11	5.58	4.70	5.76	6.96	25	达标
4	铅	21	20	20	18	19	24	170	达标
5	镉	0.14	0.12	0.12	0.11	0.15	0.17	0.6	达标
6	铜	33	29	34	37	33	29	100	达标
7	镍	39	28	28	21	26	24	190	达标
8	总铬	54	50	54	55	59	53	250	达标
9	锌	73	70	63	56	57	53	300	达标

10	石油烃	28	22	26	25	26	29	4500	达标
11	水溶性盐总量	2.7	2.8	2.8	2.6	2.6	2.7	/	/

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

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。其生态功能见表 4.6-1，项目与新疆生态功能区划位置关系见图 4.6-1。

表 4.6-1 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准噶尔盆地温带干旱荒漠与绿洲生态功能区	Ⅱ ₃ 准噶尔盆地中部固定、半固定沙漠生态亚区	23.古尔班通古特沙漠化敏感及植被保护生态功能区	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 生态系统调查

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

评价区主要植被类型为荒漠植被（荒漠草地），按中国植被自然地理区划分，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。

评价区植被类型主要为小蓬荒漠及无植被区，小蓬荒漠占总评价区面积的 50.62%。评价区植被类型分布见图 4.6-1。植被类型统计表见表 4.6-2。评价区常见的高等植物隶属于 8 科 30 种，见表 4.6-3。

表 4.6-2 评价区植被类型统计表

植被类型	面积 (hm ²)	占评价区面积比例 (%)
小蓬荒漠	323.14	50.62
无植被区	315.28	49.38
合计	638.42	100.00

表 4.6-3 区域内主要高等植物及分布一览表

中文名	学名	分布	
		丘间	沙丘
一、麻黄科	<i>Ephedraceae</i>		
1.膜果麻黄	<i>Ephedra przewalskii</i>	+	+
2.双穗麻黄	<i>E.distachya</i>	++	
二、禾本科	<i>Gramineae</i>		
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	<i>Chenopodiaceae</i>		
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 corniculata</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、十字花科	<i>Cruciferae</i>		
24.螺喙芥	<i>Spirorrhynchus sabulosus</i>		+
25.荒漠庭芥	<i>Alyssum desertorum</i>	++	
五、蒺藜科	<i>Zygophyllaceae</i>		
26.西伯利亚白刺	<i>Nitraria sibirica</i>		-
六、大戟科	<i>Euphorbiaceae</i>		
27.沙生大戟	<i>Euphorbia turczaninowit</i>	++	
七、菊科	<i>Compsitae</i>		
28.苦艾蒿	<i>Artemisia santolina</i>	++	+
29.地白蒿	<i>Areemisia terrae-ablae</i>	++	+
30.沙地千里光	<i>Senecio subdentatus</i>		++
八、莎草科	<i>Cyperaceae</i>		
31.囊果苔草	<i>Carex physodes</i>	++	

根据《国家重点保护野生植物名录》《新疆国家重点保护野生植物名录》《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》，项目所在地无国家及自治区重点保护野生植物。

4.6.3 野生动物现状调查与评价

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）。

区域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 3-8。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。

根据《国家重点保护野生动物名录》（2021 年 2 月 1 日）、《新疆国家

重点保护野生动物名录》（2021 年 7 月 28 日）以及《新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录（修订）》（2022 年 9 月 21），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、红隼均为国家二级保护野生动物，虎鼬属于新疆维吾尔自治区Ⅱ级保护野生动物。具体野生动物保护级别见表 4.6-4 和表 4.6-5 所示。

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. 棕尾鵟	<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. 兔狲	<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。

表 4.6-5 国家及自治区重点保护野生动物种类

保护级别		兽类	鸟类	分布
国家	二级	鹅喉羚、草原斑猫、兔狲、沙狐	黑鸢、雀鹰、草原鹞、棕尾鵟、红隼	-
自治区	II级	虎鼬	-	-

4.6.4 土壤类型及分布

根据新疆土壤类型分布图，本项目所在区域土壤类型主要为风沙土，区域土壤类型分布见图 4.6-2。

风沙土成土母质主要为呼图壁河冲积物，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。评价区风沙土为半固定风沙土。

半固定风沙土一般分布在低矮半固定沙丘上，植被多为怪柳，盖度为 20-40%。由于有植被保护，抗风蚀能力较强、地表有薄的枯枝落叶层，出现微弱含腐殖质棕色层，形成 0.5-1cm 的松脆结皮，结皮以下有沙与枯落物的混合层，颜色稍暗，湿沙层一般出现在 45cm 以下。半固定风沙土的有机质、盐分含量较低，其中有机质含量 0.3%~0.5%，土壤颗粒以极细沙为主，细沙次之，但较流动风沙土质地稍细。植被主要有梭梭、沙拐枣、麻黄等，覆盖度 10%~20%。由于有植被保护，抗风蚀能力较强，地表有薄的枯落物并出现微弱的腐殖质染色，形成 0.5cm~10cm 的松脆结皮，地面表层变得紧实。

4.6.5 土地利用现状

根据现场调查，结合遥感调查结果，采用图形叠加法对评价范围内的生态现状进行分析，即将遥感影像与平面布置图进行叠加，并参照《土地利用现状分类》（GB/T21010-2017），以确定评价范围内土地利用类型，并统计各类土地利用类型的面积，将成果绘制成土地利用现状图。

根据项目土地利用现状图及现场勘查，本项目占地类型为采矿用地、裸土地、其他草地、公路用地，项目土地利用类型图详见图 4.6-3，评价区土地利用类型统计见表 4.6-6。

表 4.6-6 评价区土地利用类型统计表

土地利用类型	面积（公顷）	占评价区面积比例（%）
其他草地	323.14	50.62
公路用地	2.76	0.43
裸土地	14.65	2.29
采矿用地	297.87	46.66
合计	638.42	100.00

4.6.6 沙化、水土流失及水土保持现状调查

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》，古尔班通古特沙漠面积 48695 平方千米，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 4666222.99 公顷，其中：沙质土地 4532361.18 公顷。沙质土地中，流动沙地 38997.61 公顷，半固定沙地 1215775.51 公顷，固定沙地 3223187.31 公顷，沙化耕地 54400.75 公顷。

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垅，新月型沙丘及丛草沙丘，东部分布着复合型沙垅，格状沙丘和线状沙垅等。沙丘高度一般在 50 米以下，有的可高达 100 米。沙漠年降水量 100~120 毫米（沙漠中年蒸发量 1400~2000 毫米），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、怪柳和一些草本植物。

项目所在区域存在古尔班通古特沙漠中固定沙丘和半固定沙丘。

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

根据《石南油田石 204 井区西山窑组油藏扩边开发 2021 地面工程水土保持方案报告书》，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（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。项目区大部分占地位于 3-3 荒漠平原风力侵蚀预防保护区，小部分占地位于 3-2 沙漠风力侵蚀预防保护区。具体见表 4.6-7。

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	北疆山地盆地	准噶尔盆地北部水源涵	北部山地、草原	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

甘蒙高原盆地 区) II	区(II-3)	养生态维护 区(II-3-1hw)	水源涵养 区	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 预防保护 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

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。

3-2 沙漠风力侵蚀预防保护区：位于县域境内东南部古尔班通古特沙漠，包括夏孜盖乡，该区域属于限制开发区。其适宜发展方向是维护固定、半固定沙漠景观与植被，治理活化沙丘，遏制蔓延。以恢复、保护植被为重点，在准噶尔盆地北缘荒漠区实施生态修复工程，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。

本项目应结合水土保持方案的要求，严格执行各项水土保持措施，针对井场、阀组站采取砾石覆盖等防沙治沙措施，集输支线、干线两侧铺设草方格。

5 生态环境影响预测与评价

5.1 大气生态环境影响分析与评价

5.1.1 施工期大气生态影响分析

本项目在施工期对环境空气的影响主要来自两个方面：一是施工期钻井过程中产生的废气，主要来自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；二是在管线敷设、车辆运输等在建设过程中产生的扬尘，如细小的建筑材料的飞扬，或土壤被扰动后导致的尘土飞扬等。

1) 扬尘影响分析

本项目施工期扬尘主要产生于三个部分：井场、管线施工，车辆运输过程。

施工期产生的扬尘（粉尘）污染主要取决于施工作业方式、材料的堆放以及风力等因素，其中受风力的影响最大，随着风速的增大，施工扬尘（粉尘）的污染程度和超标范围也将随之增强和扩大。

井场、管线的地面开挖、填埋、土石方堆放过程为分段进行，施工时间较短，施工区域内产生的扬尘（粉尘）为无组织面源排放，但由于施工过程为分段进行，施工时间较短，在严格执行分层开挖、分层回填的操作制度、避免长距离施工、工程措施与生物措施相结合的前提下，施工作业扬尘污染是短时的，且影响不会很大，各大气保护目标在施工期内受到施工扬尘的影响较小。

施工阶段汽车运输过程中，也会产生扬尘污染。扬尘量、粒径大小等与多种因素有关，如路面状况、车辆行驶速度、载重量、天气情况等。其中风速、风向等天气状况直接影响扬尘的传输方向和距离。由于汽车运输过程中产生的扬尘时间短、扬尘落地快、影响范围主要集中在运输道路两侧，故汽车运输扬尘对周边的环境空气影响程度和范围较小，影响时间也较短。如果采用硬化道路、道路定时洒水抑尘、控制车辆装载量并采取密闭或遮盖措施，可大大减少运输扬尘对周围环境空气的影响。

本项目大气评价范围内（5km 矩形范围）无居住区，在施工过程中采取严格的管理措施，将施工扬尘对环境保护目标影响降至最低，且施工扬尘影响为短期影响。施工结束后，区域环境空气质量可恢复至现状水平。

2) 施工期机械废气影响分析

施工期运输汽车、柴油发电机等大型机械施工中，由于使用柴油机等设备，将产生燃烧烟气，主要污染物为 SO_2 、 NO_2 、颗粒物、 C_mH_n 等。一般情况下废气量不大，影响范围有限。且施工现场均在野外，有利于废气扩散，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轻。

建设单位应按照《非道路移动机械污染防治技术政策》（生态环境部公告 2018 年第 34 号）等文件要求，采取如下废气防治措施：

- ①尽量采用低排放的非道路移动机械。
- ②加强非道路移动机械的排放检测和维修。
- ③加强非道路移动机械的维修、保养，使其保持良好的技术状态。
- ④经检测排放不达标的非道路移动机械，应强制进行维修、保养，保证非道路移动机械及其污染控制装置处于正常技术状态。
- ⑤建议建设单位使用符合《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》（GB 20891-2014）管控标准要求的柴油发电机，并使用低硫清洁柴油（硫含量 $\leq 10\text{ppm}$ ）。

经采取防治措施后，机械尾气环境影响比较小，可以接受。

5.1.2 运营期大气环境影响分析

5.1.2.1 油气集输废气影响分析

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

本项目大气生态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）污染参数

本次无组织废气源主要为 6 个单井井场、5 个两井平台以及 2 个站场（新建计量站和石 204 混输泵站）。本次大气预测分别以单井井场、两井平台、新建计量站以及石 204 混输泵站分别进行预测。在石油开采、集输过程中有无组织排放，

故将非甲烷总烃作为预测因子。

本项目主要污染源调查参数见表 5.1-1。

表 5.1-1 本项目运营期无组织排放污染源参数调查清单

污染源产生 工序	预测因 子	面源海 拔高度 /m	与正北向 夹角/°	污染物排 放速率 (kg/h)	面源参数			年排放 小时数 (h)
					长度	宽度	高度	
单井井场	NMHC	600	0	0.0089	120m	110m	5m	8760
两井平台	NMHC	600	0	0.0148	130m	130m	5m	8760
新建计量站	NMHC	600	0	0.0276	50m	30m	4m	8760
石204混输 泵站	NMHC	600	0	0.0179	18m	10m	4m	8760

(3) 估算模型参数

估算模型参数选择见表 5.1-2。

表 5.1-2 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/°C		27.7
最低环境温度/°C		-20.8
土地利用类型		沙漠
区域湿度条件		干
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/°	/

(3) 预测结果

预测结果见表 5.1-3。

表 5.1-3 估算模型计算结果表

编号	污染源	区域最大落地浓度			评价等级
		浓度值/($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率/%	出现距离/m	
A1	单井井场	1.4583	0.07	79	III
A2	两井平台	2.3577	0.11	84.99	III
A3	新建计量站	11.137	0.56	31	III
A4	石204混输泵站	24.428	1.22	10	II

由上表可知，本项目无组织排放的非甲烷总烃下风向最大落地浓度为 $24.428\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，最大浓度出现的距离为下风向 10m，对周围环境空气的贡献值较

小，占标准值的 1.22%。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，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 5.1-4。

表 5.1-4 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	国家或地方污染物排放标准		年排放量/(t/a)
				标准名称	浓度限值	
1	单井井场	非甲烷总烃	采用密闭集输、密闭处理流程	《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	4.0mg/m ³	0.47
2	两井平台	非甲烷总烃	采用密闭集输、密闭处理流程			0.65
3	新建计量站	非甲烷总烃	采用密闭集输、密闭处理流程			0.02
4	石204混输泵站	非甲烷总烃	采用密闭集输、密闭处理流程			0.02
5	无组织排放合计 (t/a)					1.52

5.1.2.3 运营期大气生态环境影响分析结论

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满足标准限值要求。

5.1.3 退役期大气生态环境影响分析

采油井、注水井退役后各种相关辅助工作均停止，石油开采造成的环境空气污染源将消失，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气田工作人员。设施设备拆除后对大气环境影响消失。

5.1.4 大气生态环境影响评价自查表

项目大气生态环境影响自查表见表 5.1-5。

表 5.1-5 大气生态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 +N O _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	(2025) 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	预测模型	AERMOD ☐	ADMS ☐	AUSTAL2000 ☐		EDMS/AEDT ☐		CALPUFF ☐	网格模 ☐	其他 ☒

境 影 响 预 测 与 评 价	预测范围	边长 $\geq 50\text{km}$ ☐	边长 5~50km ☒		边长=5km ☐		型 ☐
	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	$C_{\text{本项目}}$ 最大占标率 $\leq 100\%$ ☒				$C_{\text{本项目}}$ 最大占标率 $> 100\%$ ☐	
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	$C_{\text{本项目}}$ 最大占标率 $\leq 10\%$ ☐			$C_{\text{本项目}}$ 最大占标率 $> 10\%$ ☐	
		二类区	$C_{\text{本项目}}$ 最大占标率 $\leq 30\%$ ☐			$C_{\text{本项目}}$ 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	$c_{\text{非正常}}$ 占标率 $\leq 100\%$ ☐			$c_{\text{非正常}}$ 占标率 $> 100\%$ ☐	
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	$C_{\text{叠加}}$ 达标 ☐				$C_{\text{叠加}}$ 不达标 ☐	
	区域环境质量的整体变化情况	$k \leq -20\%$ ☐				$k > -20\%$ ☐	
环境 监 测 计 划	污染源监测	监测因子：（非甲烷总烃）		有组织废气监测 ☐ 无组织废气监测 ☒		无监测 ☐	
	环境质量监测	监测因子：（非甲烷总烃）		监测点位数（2）		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: (1.52) t/a		
注：“ ☐ ”为勾选项，填“ ☒ ”；“()”为内容填写项							

5.2 水生态环境影响分析

5.2.1 地表水生态环境影响分析

5.2.1.1 施工期废水影响分析

施工期废水主要为：钻井废水、管道试压废水和生活污水。

（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。

（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，试压结束后用于洒水抑尘，不外排，不会对周边环境产生明显影响。

（3）生活污水

钻井期间，生活营地生活污水产生量较少，产生周期较短，排入营地内设置的生活污水防渗收集池内，定期清运至乌尔禾污水处理厂处理不外排，不会对地下水环境造成不利影响。

5.2.1.2 运营期废水影响分析

（1）正常状况

在运营期内，项目产生的压裂返排液（采出水）、井下作业废水经石西集中处理站污水处理系统处理后，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

对于本工程来说，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。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。项目区周围无地表水体，故不会出现泄漏的油品进入地表水的可能。

如发生油品泄漏事故，应立即对泄漏点采取措施。由于本工程的单井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，通过关闭阀门，可减少泄漏油量，并且根据新疆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。

5.2.2 地下水生态环境影响分析与评价

5.2.2.1 评价区域水文地质特征

1. 区域水文地质条件

(1) 水文地质概况

本项目所在区域水文地质资料参考《石南联合站采出水处理系统改造完善工程环境影响报告书》中相关调查结果。

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，山前拗陷带中的中新世地带随之褶皱隆起，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，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。近一个世纪以来,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。区域水文地质图见图 5.2-1 和区域水文地质柱状图 5.2-2。

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 2500m 以下,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东南向西北,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。

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 4 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。

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。

5.2.2.2 施工期地下水生态环境影响分析

(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，并且在钻井施工过程中采用“钻井泥浆不落地技术”，无钻井废水产生。因此，钻井过程中不会对所在区域地下水产生影响。

(2) 管线施工对地下水的影响

本工程的管道敷设埋深为-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。

（3）生活污水

生活污水中的主要污染物为 COD、SS、氨氮等。钻井井场设置生活营地，营地内设置防渗收集池，生活污水排入防渗收集池，待钻井工程结束后拉运至乌尔禾污水处理厂处理，防渗收集池覆土填埋，防渗膜由井队回收利用。因此，施工过程中生活污水不会对项目区水生态环境造成影响。

5.2.2.3 运营期正常状况下对地下水生态环境影响分析

本项目运营期水污染源为井下作业废水和采出水。

（1）井下作业废水对地下水的影响

井下作业废水主要为洗井废水和压裂返排液。井下作业废水严禁直接外排，采用专用废液收集罐收集后运往石西集中处理站污水处理系统处理，不会对地下水产生不利影响。

（2）油田采出水回注分析

根据开发方案，本项目采出水进入石西集中处理站水处理系统进行处理，经处理达标后回注油藏，不排入外环境。

根据区域水文地质，石南油田区域主要赋存第三系碎屑岩类裂隙孔隙层间承压水，其中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，含水层岩性为砂岩、砾质砂岩夹薄层砂质泥岩。该区块采出水回注层位均在 2500m 以下，采出水回注地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，且回注井在钻井过程中采用表层套管和油层套管，表层套管封隔上部松散易塌流沙层和地表水层，并为井口控制和后续安全钻井创造条件，并在油层上下隔层安装管外封隔器，封隔水淹层，在水泥浆中加入增塑剂，提高水泥石抗冲击韧性，防水泥石射孔开裂水窜。采用下套管注水泥固井完井方式进行了水泥固井，对潜水所在的地层进行

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回注水的交换,有效保护地下水层,且处理后的水达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)中回注水水质要求,回注条件符合《气田水注入技术要求》(SY/T6596-2016)中相关要求,正常运行情况下油田注水不会对地下水产生影响。

5.2.2.4 事故工况下对地下水的影响分析

(1) 集输管道原油泄漏对地下水的影响

一般泄漏于土壤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,在土地表面形成“油饼”,本项目所在区域无潜水层,原油不大可能进入含水层污染地下水。

(2) 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。

就钻井液漏失而言,其径流型污染的范围不大,发生在局部且持续时间较短。钻井过程中表层套管(隔离含水体套管)固井后,继续钻井数千米到达含油气目的层。在表层套管内提下钻具和钻井的钻杆自重离心力不稳定,在压力下的钻杆转动对套管产生摩擦、碰撞,有可能对套管和固井环状水泥柱产生破坏作用,使具有多种添加剂的钻井液(特别是混油钻井液)在高压循环的过程中,从破坏处产生井漏污染地下水,其风险性是存在的。此外,钻井时一般使用水基膨润土为主,并加有碱类添加剂,在高压循环中除形成一定厚度的黏土泥皮护住井壁以外,也使大量的含碱类钻井液进入含水层,虽然没有毒性,但对水质的硬度和矿化度的劣变起到了一定的影响。

因此,推广使用清洁无害的泥浆,严格控制使用有毒有害泥浆及化学处理剂,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,减轻对地下水生态环境的影响。

(3) 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,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。本项目所在区域无潜水层，原油不大可能进入到含水层污染地下水，评价区内的废弃井应全部打水泥塞，油水窜层污染地下水可能性极小。

本次地下水环境影响评价主要考虑最不利的极端情况下，油水窜层后对区域下游第三系承压含水层水质的影响，针对污染物进入到第三系含水层后的运移进行重点预测、评价。

（4）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，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）管线泄漏事故对地下水的污染影响

本次评价针对单井集输管线泄漏对地下水产生的影响进行预测。

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，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。

①泄漏源强

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:

$$V_{\text{rel}} = 0.1781 \cdot V_{\text{pipe}} \cdot f_{\text{rel}} \cdot f_{\text{GOR}} + V_{\text{pre-shut}}$$

式中: V_{rel} —原油泄漏量, bbl (1 桶=0.14t);

V_{pipe} —管段体积, ft^3 ($1\text{ft}^3=2.4\text{m}^3$) (最大管段长 6110m, DN50);

f_{rel} —最大泄漏率, 取 0.2;

f_{GOR} —压力衰减系数, 取 0.2;

$V_{\text{pre-shut}}$ —截断阀关闭前泄漏量, bbl。

$$V_{\text{pre-shut}} = Qt/1440$$

式中: t —截断阀门的时间, min (30min);

Q —原油流量, stb/d (单口井最大日采油量 15t/d, 折算 105tb/d)。

根据上述公式计算得出 V_{rel} 泄漏量 2.28bbl, 折算 30min 泄漏原油 3.331t, 按照表层土壤对污染物截留率 90% 计算, 进入含水层原油为 0.333t。

②预测因子

选取油田开发项目特征污染物石油类。石油类检出限 0.01mg/L。环境质量标准参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 石油类 0.05mg/L。

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水动力弥散平面瞬时点源模型进行预测。由于单井管线泄漏时可以及时发现并处理, 因此按瞬时点源计算。

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

式中:

x —计算点处的位置坐标;

t —时间 (d);

$C(x, y, t)$ — t 时刻点 x 处的浓度, g/L;

M —承压含水层的厚度，m；

m_M —长度为 M 的线源瞬时注入的示踪剂质量，kg；

U —水流速度，m/d；

n_e —有效孔隙度，量纲为 1；

D_L —纵向弥散系数（ m^2/d ）；

D —横向 y 方向的弥散系数， m^2/d ；

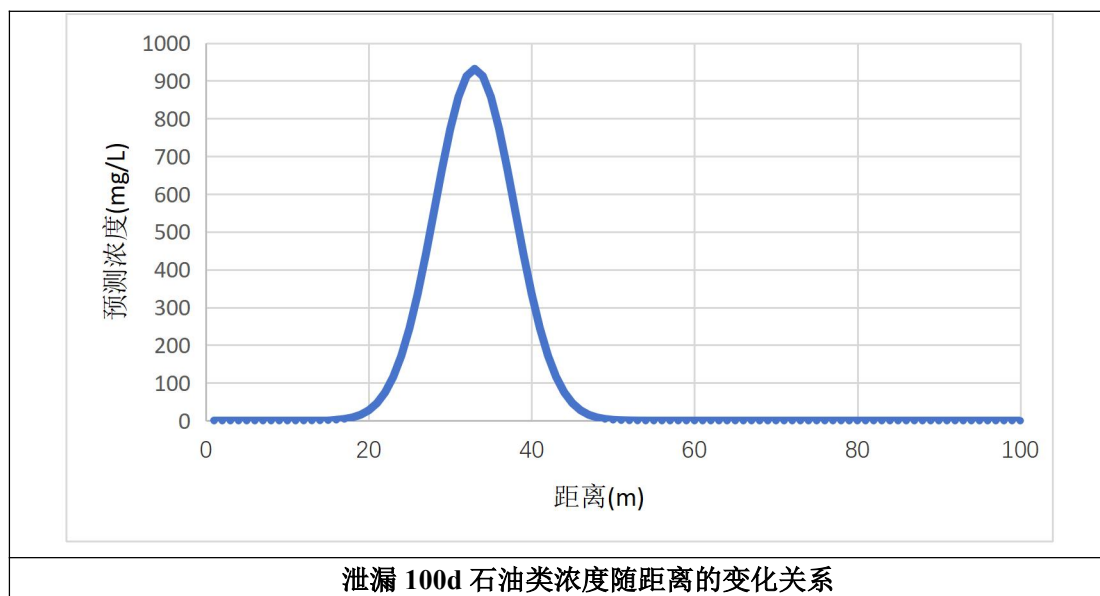
π —圆周率。

④参数选取

根据本地区的水文地质条件参数参考：《石南联合站采出水处理系统改造完善工程环境影响报告书》：有效孔隙度 n 为 0.3；纵向弥散系数 $0.12m^2/d$ ，横向弥散系数 $0.012m^2/d$ ，含水层厚度取 25m，流速 $0.33m/d$ 。

⑤模拟结果

当集输管线发生全管径泄漏发生泄漏时，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 5.2-3。



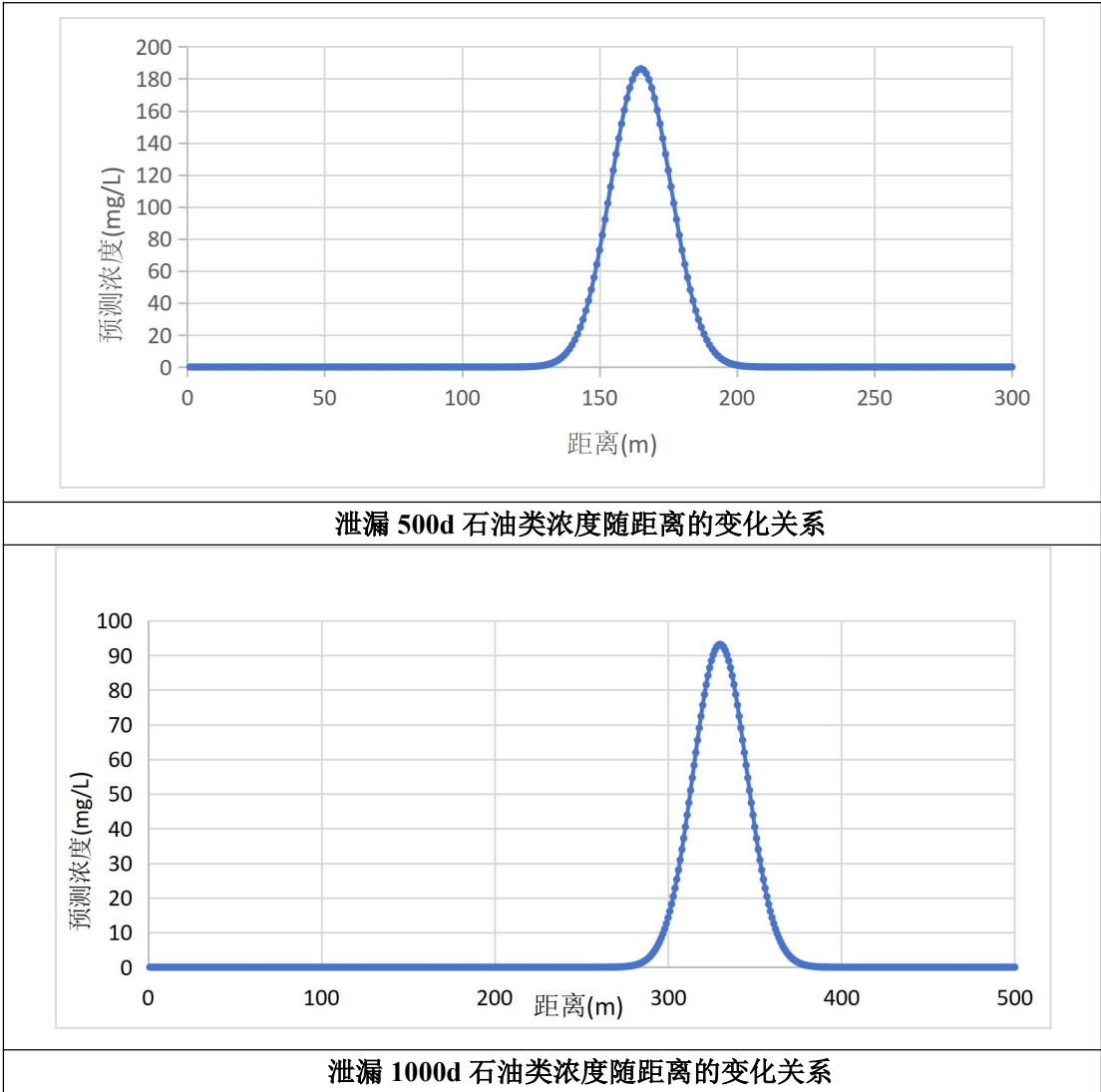


图5.2-3集输管线发生全管径泄漏时石油类浓度随距离的变化关系

从预测结果可知：随着时间的增加，污染范围有所增加，集输管线发生全管径泄漏后 100d、500d 和 1000d 的污染物最大浓度对应运移距离分别为 58m、210m、391m。随着时间增加，污染范围有所增加。

根据预测结果和区内水文地质条件，本项目所在区域无潜水层，原油不大可能进入到含水层污染地下水。当发生泄漏事故后，在采取及时关闭阀门、堵漏等风险应急措施的情况下，泄漏的原油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。

要求运营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。因此，发生泄漏后采取相应的措施后不会对地下水环境产生大的影响。

5.3 声生态环境影响分析与评价

5.3.1 施工期声生态环境影响分析

施工期的噪声主要为钻井过程中钻井设备、柴油机、泥浆泵和柴油发电机等发出的噪声。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 5.3-1。

表 5.3-1 距钻井井场场界不同距离处的噪声预测值

距离 m	源强	隔声后	5 m	10 m	15 m	20 m	25 m	30 m	40 m	50 m	60 m	80 m	100 m	160 m	200 m
钻机	110	95	91	85	81	79	77	75	73	71	69	67	65	61	49
泥浆泵	100	85	71	65	61	59	57	55	53	51	49	47	45	42	39
柴油机	105	90	76	70	67	65	63	61	59	57	55	53	51	47	44
推土机、挖掘机	100	100	86	80	76	74	72	70	67	66	64	62	60	56	54
管道焊接	100	90	76	70	67	65	63	61	59	57	55	53	51	47	44

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 60m 处，夜间 200m 处噪声值可满足《建筑施工噪声排放标准》（GB 12523-2025）中昼间 70dB（A），夜间 55dB（A）的要求。

（2）昼间施工噪声在 180m 外，夜间施工噪声在 320m 外满足《声环境质量

标准》(GB3096-2008)中 2 类标准(60dB(A), 夜间 50dB(A))要求。根据现场调查项目区 500m 范围内没有居民居住, 不会发生扰民现象。要求对高噪声设备采取隔声措施, 并加强机械设备的保养, 保证机械设备的正常运转, 以降低设备正常运转的噪声。落实以上措施后, 钻井噪声对周边环境及施工人员的影响将进一步减少, 钻井期产生噪声对周边环境的影响不大。

钻井期对局部环境的影响是暂时的。钻井期受机械设备轰鸣惊扰, 人群活动的增加, 保护区内荒漠型鸟类和大型哺乳类动物将远离施工现场, 避开人类活动的干扰迁至其他区域。随着钻井期结束施工人员撤离作业区域, 区域内的人为活动逐步减少, 野生动物将逐步回归原有生境。

5.3.2 运营期声生态环境影响分析

(1) 预测源强

本工程运营期噪声污染源主要为井场和站场的各类机泵, 本次选取新建的计量站、石 204 混输泵站和井数较多的 8#平台(2 口)进行噪声预测。

项目正常状况噪声源主要为计量站、石 204 混输泵站及采油平台内噪声源主要为各类机泵, 非正常状况下有井下作业, 对运营期井场厂界噪声进行预测。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。项目工程主要噪声源强见表 5.3-2。

表 5.3-2 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	8#平台 (SN1817、 SND1819)	抽油机	15	15	1	75~80	采用低噪声设备	间断
2	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
3	新建计量站	机泵	15	25	1	85~90	采用低噪声设备	连续
4	石 204 混输 泵站	机泵	9	5	1	85~90	采用低噪声设备	连续
5	8#平台 (SN1817、 SND1819)	抽油机	15	15	1	75~80	采用低噪声设备	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

1) 进场噪声预测模式

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。

2) 计量站、注水泵房噪声预测模式

建设项目声源在预测点产生的等效声级贡献值（ L_{eqg} ）计算公式：

$$L_{eqg} = 10 \lg \left(\frac{1}{T} \sum_i t_i 10^{0.1 L_{Ai}} \right)$$

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_{Ai} ——i 声源在预测点产生的 A 声级，dB(A)；

T ——预测计算的时间段，s；

t_i ——i 声源在 T 时段内的运行时间，s。

② 预测点的预测等效声级（ L_{eq} ）计算公式

$$L_{eq} = 10 \lg(10^{0.1 L_{eqg}} + 10^{0.1 L_{eqb}})$$

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)。

③ 户外声传播衰减计算

户外声传播衰减包括几何发散（ A_{div} ）、大气吸收（ A_{atm} ）、地面效应（ A_{gr} ）、屏障屏蔽（ A_{bar} ）、其他多方面效应（ A_{misc} ）引起的衰减。

距声源点 r 处的 A 声级按下式计算：

$$L_p(r) = L_p(r_0) + D_C - (A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc})$$

在预测中考虑声级的指向性校正，几何发散、大气吸收、地面效应、屏障以及多方面引起的衰减影响。

(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 5.3-3。

表 5.3-3 厂界噪声影响预测结果 单位：dB(A)

预测点	测点位置	固定声源距厂界距离/m	贡献值	评价标准	达标情况
新建计量站	东侧外 1m	15	41.7	昼间 60，夜 间 50	达标
	南侧外 1m	25	37.0		
	西侧外 1m	15	41.7		
	北侧外 1m	25	37.0		
8#平台（2口）	东侧外 1m	15	34.4		
	南侧外 1m	15	34.4		
	西侧外 1m	15	34.4		
	北侧外 1m	15	34.4		
石 204 混输 泵站	东侧外 1m	82	32.7		
	南侧外 1m	60	29.4		
	西侧外 1m	30	41.5		
	北侧外 1m	40	38.9		

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影响较小。

(5) 声环境影响评价自查表

声环境影响评价自查表详见表 5.3-4。

表 5.3-4 声生态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 ☐					
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 ☐		

5.3.3 声生态环境影响评价小结

项目区施工期的这些噪声均为暂时性的，只在短时期内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于可接受范围。

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。

5.4 固体废物影响分析

5.4.1 施工期固体废物影响分析

（1）剩余钻井泥浆和岩屑

经调查，项目钻井期使用的泥浆为坂土-CMC 钻井液+钾盐聚合物钻井液体系+聚合物钻井液体系为环保水基泥浆，钻井采用“泥浆不落地技术”，钻井泥浆循环使用，完井后剩余泥浆由专业服务公司进行回收利用。

根据《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（生态环境部公告 2026 年第 6 号），钻井岩屑进入岩屑储罐（每口井 3 个罐，每个罐 60m³），完井后由第三方合规处置，对环境影响较小。

（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）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，清运至乌尔禾区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。

5.4.2 运营期固体废物影响分析

5.4.2.1 固体废物来源及处置

根据《国家危险废物名录（2025 年版）》，油田生产运营过程中产生的含油污泥、落地原油、清管废渣、废润滑油、废润滑油桶、废弃防渗膜及含有抹布和手套，属于危险废物（废物类别 HW08）。

表 5.4-1 本项目危险废物具体名录

危险废物名称	废物类别	行业来源	废物代码	危险废物去向	危险特性
含油污泥	HW08 废矿物油与含矿物油废物	石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚	071-001-08	定期委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置	毒性 T 易燃性 I
落地原油		石油开采产生的油泥	071-001-08	收集后拉运至石西油田作业区危险废物临时储存场，达到一定量时委托有危废处置资质单位处置	毒性 T 易燃性 I
清管废渣		管线集输环节	251-001-08	委托有危险废物处置资质的单位回收、处置	毒性 T 易燃性 I
废润滑油		机械设备维护、保养	900-214-08	收集后拉运至石西油田作业区危险废物临时储存场，达到一定量时委托有危废处置资质单位处置	毒性 T 易燃性 I

危险废物名称	废物类别	行业来源	废物代码	危险废物去向	危险特性
废弃防渗膜		场地清理环节	900-249-08	委托有危险废物处置资质的单位回收、处置	毒性 T 易燃性 I
废润滑油桶		机械设备维护、保养	900-249-08	委托有危险废物处置资质的单位回收、处置	毒性 T 易燃性 I
废含油抹布和手套		机械设备维护、保养	900-041-49	委托有危险废物处置资质的单位回收、处置	毒性 T 易燃性 I

(1) 含油污泥

本项目井场不产生含油污泥，含油污泥来自依托石南联合站、石西集中处理站原油贮存过程中清罐罐底油泥和含油污水在水处理过程中产生的浮油、浮渣和污泥，定期委托克拉玛依博达环保科技有限公司处置。

(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石西油田作业区危险废物临时储存场，达到一定量时委托有危废处置资质单位处置。

(3) 清管废渣

集输管线每 2~4 年清管 1 次，清管废渣中含有少量管道中的油泥。收集后委托有危险废物处置资质的单位拉运处置。

(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，收集后拉运至石西油田作业区危险废物临时储存场，达到一定量时委托有危废处置资质单位处置。

(4) 废润滑油桶

设备检维修过程中使用润滑油时会产生一定的废润滑油桶，根据润滑油的使用量计算出废润滑油桶的产生量为 0.025t/a，废润滑油桶属于《国家危险废物名录（2025 年版）》HW08 废矿物油和含矿物油废物，废物代码为 900-249-08，危险特性为 T、I，交由有相应危险废物处理资质的单位处理。

(6) 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。

（7）废含油抹布和手套

设备检维修过程中会产生一定的废含油抹布、手套，产生量约为 0.05t/a。废含油抹布和劳保用品属于《国家危险废物名录（2025 年版）》HW49 其他废物，废物代码为 900-041-49，危险特性为 T/In，交由有相应危险废物处置资质的单位处置。

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。

5.4.2.2 危险废物贮存及运输生态环境影响分析

（1）贮存

井区不设危险废物贮存场所。本工程产生的废润滑油与落地原油石西集中处理站暂存，定期委托有危废处置资质单位处置。

（2）作业区内运输（内部）

项目区事故状态下的落地油和压裂、修井产生的废液均来自井场。井场产生的危险废物在收集和运输至石西集中处理站过程中使用专用车辆及专用容器进行收集，不能与其他物质混装。

针对本项目危险废物运输过程提出以下要求：危险废物内部转运填写《危险废物厂内转运记录表》；危险废物内部转运结束后，应对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物遗失在转运路线上，并对转运工具进行清洗。危险废物转移应遵从《危险废物转移联单管理办法》及其他有关规定的要求。

（3）危险废物委托处置环境影响分析

按照环境管理要求，本项目委托有危险废物处置资质的第三方单位对产生的危险废物进行转移和处置。要求盛装危险废物的容器材质和衬里要与危险废物相容（不相互反应）且完好无损；危险废物在运输过程中采用密闭运输；严格执行《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）相关要求。

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。

5.4.3 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。

5.5 土壤生态环境影响分析

5.5.1 施工期土壤生态环境影响分析

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。

5.5.1.1 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。

5.5.1.2 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。

5.5.1.3 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。

5.5.1.4 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。

5.5.2 运营期土壤生态环境影响分析

5.5.2.1 土壤生态环境影响类型与途径

本项目土壤影响类型与途径见表5.5-1。

表 5.5-1 建设项目土壤生态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	其他	盐化	碱化	酸化	其他

建设期			√		√			
运营期			√		√			
服务期满后								
注：在可能产生的土壤影响类型处打“√”，列表未涵盖的可自行设计。								

①污染影响型

拟建工程输送介质为石油，输油管线泄漏时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 5.5-2。

表 5.5-2 污染影响型建设项目土壤生态环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程	污染途径	特征因子	备注
输油管线	-	垂直入渗	石油类	-

②生态影响型

考虑最不利情况，井下作业废水储罐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 5.5-3 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
井下作业废水储罐	漫流	盐分含量	事故工况

5.5.2.2 正常状况下对土壤环境的影响分析

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置过程中均为全密闭管路连接，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、应急池以及污水处理站池体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。

本次评价采用类比法对土壤影响进行分析，收集了《石南油田石 204 井区西山窑组油藏扩边开发建设工程（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，根据石 204 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，土壤监测结果见表 5.5-4。

表 5.5-4 石 204 井区已实施井场、站场土壤质量监测结果一览表 单位:mg/kg

监测因子 监测点位		汞	砷	铜	铅	镍	镉	总铬	石油烃 C ₁₀ -C ₄₀	pH
SN1664	井场内	0.022	0.19	18	8.2	7	0.40	<0.5	25	9.46
13 号计量 站	站场内	0.023	0.33	17	9.1	11	0.34	<0.5	72	9.32
	站场外	0.028	0.26	16	6.8	8	0.27	<0.5	25	9.56
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		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（试行）》（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。

5.5.2.3 事故状态下对土壤污染环境的影响分析

（1）井喷

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

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

（2）集输管线泄漏

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

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

根据类比调查结果：输油管道泄漏事故发生后，非渗透性的基岩及粘重土壤上污染（扩展）面积较大，而疏松土质上影响扩展范围较小；粘重土壤多为耕作土，原油覆于地表会使土壤透气性下降，降低土壤肥力，影响植被的生长和恢复。在泄漏事故发生的初期，原油在土壤中下渗至一定深度，随泄漏历时的延长，下渗深度增加不大（落地原油一般在土壤内部 20cm 左右范围内积聚）。

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。

(2) 事故状态下土壤污染影响预测与评价

1) 污染影响型

若本项目石南油田石 204 井区集输管道发生泄漏，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。

本项目重点预测管线泄漏对土壤环境影响。

①预测评价范围

与现状调查评价范围一致。

②预测评价时段

重点预测时段为运营期。

③主要评价因子

本次预测评价因子为石油烃。

④预测评价方法

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

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

表 5.5-5 非正常情况下污染物在非饱和带中的超标扩散距离预测结果表

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

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

从土壤环境污染现状调查可知，在纵向上石油的渗透力随土质有很大的差别，质地越粗，下渗力越强。落地油一般富集在 0cm~20cm 的土层中，石油在土表的蒸发量与时间呈负指数相关，开始 5h 内石油蒸发强烈，24h 后石油在土壤表面多呈黏稠状。落地油积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释

放,降低土壤动物及微生物的活性,使土壤的综合肥力下降,最终影响植物根系的呼吸作用和吸收作用。

2) 生态影响型

考虑事故状态下,储罐破裂后,井下作业废水进入表层土壤中,当发生破裂时,在 30min 内排查到泄漏点并进行封堵。初步估算,发生泄漏到封堵,预计泄漏量为 20m³。类比井下作业废水中的 HCO₃⁻为 6350mg/L,则估算进入土壤中的盐分含量为 127kg。

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/m³;

A ——预测评价范围, m²;

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 2km 范围,表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为 1.44×10³kg/m³,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 2.8g/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 $1.9 \times 10^{-5} \text{g/kg}$ ，叠加现状值后的预测值约为 2.8g/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，石西油田作业区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。

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；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。

5.5.3 土壤生态环境自查表

本项目土壤生态环境自查表见表 5.5-6。

表 5.5-6 土壤生态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	(41.8236) 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				
	特征因子	石油烃				
	所属土壤环境影响评价类别	I 类 ☒ ；II 类 ☒ ；III 类 ☐ ；IV 类 ☐				
	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	9	0	在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m、3m 以下	

	现状监测因子	占地范围内：4 个监测点监测因子为 GB36600-2018 表 1 中 8 项因子和石油烃、pH 值，共 10 项；1 个监测点监测因子被 GB36600-2018 表 1 中 45 项因子和表 2 中石油烃和 pH 值，共 47 项； 占地范围外 6 个监测点监测因子为 G15618-2018 表 1 中 8 项因子和石油烃、pH 值，共 10 项		
现状评价	评价因子	石油烃		
	评价标准	GB 15618-2018☑；GB 36600-2018☑；表 D.1□；表 D.2□；其他（）		
	现状评价结论	各监测点监测因子均满足 GB 15618-2018 和 GB 36600-2018 中筛选值		
影响预测	预测因子	石油烃		
	预测方法	附录 E□；附录 F；其他（）		
	预测分析内容	影响范围（） 影响程度（）		
	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
		16	pH、石油烃和挥发酚	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。				

5.6 生态环境影响分析

5.6.1 对生态环境影响的途径

本项目开发过程包括钻井工程、油田开采工程、井下作业工程、油气集输工程及相应的配套设施建设工程。油田开发占地面积大，一般为网状布局，不可避免地会对周围生态环境造成不同程度的污染和破坏。

5.6.1.1 生态环境影响类型

（1）占地生态影响

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，野生动物受到惊吓和驱赶，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，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。

5.6.1.2 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、地面基础设施建设）、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

本项目井场平整会产生土方；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，不得随地撒落，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) 管线修建

管道修建中的地沟挖掘、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。本项目新建各类管线（均为油田内部集输管网）17.43km（含注水管线），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。

生态环境影响因素见表 5.6-1。

表 5.6-1 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。
井场建设	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。

5.6.1.3 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、有水分保证的地段（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。

5.6.2 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。

5.6.2.1 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白梭梭荒漠、白杆沙拐枣荒漠和红砂荒漠为主，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 5.6-2。

表 5.6-2 评价区域占地情况及生物量损失

植被类型	占地类型	工程内容	占地面积 (hm^2)	生物量损失 (t/a)	影响时间 (a)
其他草地	永久占地	井场	1.98	1.485	永久
		计量站	0.15	0.105	永久
		杆架式变电站	0.053	0.0371	永久
		巡井道路	0.7	0.49	永久
		注水泵房	0.018	0.0126	永久
	临时占地	井场	21.36	16.02	3-5
		计量站	0.09	0.063	3-5
		管线	13.94	9.758	3-5
		杆架式变电站	0.211	0.1477	3-5
		巡井道路	0.7	0.49	3-5
		注水泵房	0.038	0.0266	3-5
		生活营地	2.5836	1.80852	3-5
	合计		41.8236	30.44352	——

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 38.9226hm^2 ，永久占地面积为 2.901hm^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 41.8236hm² 荒漠土地基本没有植物初级生产能力，生物损失量约为 30.44352t/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。

5.6.2.2 管线敷设对植被的影响

集输管线的建设对植被的破坏包括管沟宽度和施工场地宽度两部分。管道建设中管沟部分的植被被彻底清除，而施工带地面上的植被破坏则因施工方式的不同而异。项目油田内部的集输管线管径较小，管线施工完成后，由于很少再次进行干扰，其地表进行平整后，植物会逐渐自然恢复。

5.6.2.3 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。

5.6.3 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

参考《石西油田作业区 2010 年~2019 年环境影响后评价报告书》，石西作业区域可能出现国家二级保护野生动物和自治区二级保护野生动物，如鹅喉羚、草原斑猫、兔狲、沙狐、黑鸢、雀鹰、草原鹞、棕尾鵟及红隼等。

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和运营的不利影响。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

工程运营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、兔狲、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。

5.6.4 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。

本项目开发过程中永久性占地面积为 2.901hm²，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 2.901h²。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。

生态影响评价自查表见表 5.6-3。

表 5.6-3 生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种□；国家公园□；自然保护区□；自然公园□；世界自然遗产□；生态保护红线□；重要生境□；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域□；其他□；
	影响方式	工程占地☑；施工活动干扰☑；改变环境条件□；其他□
	评价因子	物种□（ ） 生境□（ ） 生物群落□（ ） 生态系统□（ ） 生物多样性□（ ） 生态敏感区□（ ） 自然景观□（ ） 自然遗迹□（ ） 其他□（ ）
评价等级		一级□；二级□；三级☑；生态影响简单分析□
评价范围		大陆域面积（0.418236）km ² ；水域面积：（/）km ²

工作内容		自查项目
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集 ☒ ; 遥感调查 ☐ ; 调查样方、样线 ☐ ; 调查点位、断面口 ☐ ; 专家和公众咨询法 ☐ ; 其他 ☐
	调查时间	春季 ☒ ; 夏季 ☐ ; 秋季 ☐ ; 冬季 ☐ ; 丰水期 ☐ ; 枯水期 ☐ ; 平水期 ☐ ;
	所在区域的生态问题	水土流失 ☐ ; 沙漠化 ☒ ; 石漠化 ☐ ; 盐渍化 ☒ ; 生物入侵 ☐ ; 污染危害 ☒ ; 其他 ☐ ;
	评价内容	植被植物群落 ☐ ; 土地利用 ☒ ; 生态系统 ☒ ; 生物多样性 ☐ ; 重要物种 ☐ ; 生态敏感区 ☐ ; 其他 ☐ ;
生态影响预测与评价	评价方法	定性 ☒ ; 定性和定量 ☐ ;
	评价内容	植被植物群落 ☐ ; 土地利用 ☒ ; 生态系统 ☐ ; 生物多样性 ☐ ; 重要物种 ☐ ; 生态敏感区 ☐ ; 其他 ☐ ;
生态保护对策措施	对策措施	避让 ☒ ; 减缓 ☒ ; 生态修复 ☒ ; 生态补偿 ☒ ; 科研 ☐ ; 其他 ☐ ;
	生态监测计划	全生命周期 ☐ ; 长期跟踪 ☐ ; 常规 ☐ ; 无 ☐
	环境管理	环境监理 ☒ ; 环境影响后评价 ☐ ; 其他 ☐
评价结论	生态影响	可行 ☒ ; 不可信 ☐ ;
注: “ ☐ ”为勾选项, 可√; “()”为内容填写项。		

5.6.6 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、杆塔施工、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。

5.6.6.1 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。

5.6.6.2 地面构筑物建设

在地面构筑物建设中, 最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散, 增加风蚀量。对于本项目油田的开发建设来讲, 地面构筑物

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

5.6.6.3 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。

5.6.6.4 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 $1900t/(km^2 \cdot a)$ 左右。在地面工程建设过程中，荒漠地区临时占地面积为 $0.418236km^2$ ，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 $794.6484t/a$ 。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。

建设单位在采取一系列的水土保持措施后，对防治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。

5.6.7 土地沙化影响分析

5.6.7.1 土地沙化成因

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，便产生风选作用，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。评价区内春夏两季为多风季节,尤其是春季大风频繁,沙尘暴天气较多,而此时降水稀少,因而干旱沙质地表的沙层易被风力吹扬。

(3) 对油区管线、井场的危害

评价区内油区多为砂石道路,春夏两季为多风季节,尤其是春季大风频繁,沙尘暴天气较多,而此时降水稀少,因而干旱沙质地表的沙层易被风力吹扬,风沙活动可以风蚀油区道路。在敷设管线下管回填时,回填土高于原地表,由于土质疏松,易被春秋季节的大风扬起的沙尘,从而造成水土流失。此外管线穿越冲沟处,水工防护设施设计不当或没有采取水工防护,可能在洪水季节由于水流的冲刷而剥蚀暴露出管线。

5.6.7.2 项目实施对周边沙化土地的影响

本工程钻井前期进行场地平整、管沟开挖作业时会产生土石方,产生的土石方全部用于回填。项目建设过程中对原地貌的扰动将降低项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力,造成土地沙化;此外,由于项目地处内陆地区,风沙较大,空气干燥,加上地表植被覆盖度低,若项目土石方堆存过程中未采取防尘网苫盖、洒水抑尘等措施,地表沙化的土壤及废土、废渣遇大风天气易产生严重的扬尘,形成沙尘天气。

项目施工期井场建设、管线敷设工程建设可能破坏地表保护层,土壤表层受干扰强烈,降低区域地表稳定性,加快该区域沙化进程。各种车辆(尤其是重型卡车)在荒漠上行驶将使经过的土壤变紧实,严重的经过多次碾压后植物很难再生长,加重土地沙漠化。

5.7 环境风险评价

本项目的环境风险潜势为I，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）规定，对环境风险进行简单分析，评价的基本内容主要包括风险调查、环境敏感目标概况、环境风险识别、环境风险分析、环境风险防范措施及应急要求、分析结论等。

5.7.1 风险调查

本项目涉及的危险物质主要是石油和石油气（天然气）气体。钻井期石油气（天然气）仅在井喷时产生，井场不存在该物质。

（1）输油管线

运营期风险物质根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 C.1.1，项目新建单井出油管线（DN50）6.11km，新建单井出油管线（DN65）1.33km，集油支线（DN100）柔性复合管 0.81km，原油密度 0.8832t/m^3 ，容积： $3.14 \times 0.025^2 \times 6110 + 3.14 \times 0.0325^2 \times 1330 + 3.14 \times 0.05^2 \times 810 = 22.7605\text{m}^3$ ， $22.7605 \times 0.864 = 19.67\text{t}$ ，原油充满管线情况下最大存在量为 19.67t。

区域油气比 $58.46\text{m}^3/\text{t}$ ，天然气密度 0.6719kg/m^3 ， $19.67 \times 58.46 \times 0.6719 \div 1000 = 0.773\text{t}$ 。管线内天然气最大存在量为 0.773t。

（2）石 204 混输泵站

根据调查，石 204 混输泵站现有三相缓冲罐（总容积为 269.65m^3 ），本次新增 2 台三相分离缓冲罐（三相分离器，总容积 350.2m^3 ），站内集油支线（DN150）2.7km。

原油密度取均值为 0.8832t/m^3 ，天然气的平均密度为 0.6719kg/m^3 计算，硫化氢含量暂按 880mg/m^3 考虑，则计算出石 204 混输泵站原油在线量 547.45152t 、天然气在线量 0.4165t 、硫化氢在线量 $5.45 \times 10^{-4}\text{t}$ 。

集油支线容积 $= 3.14 \times 0.075^2 \times 2700 = 47.6889\text{m}^3$ ， $47.6889 \times 0.864 = 41.2032\text{t}$ ，原油充满管线情况下最大存在量为 41.2032t 。区域油气比 $58.46\text{m}^3/\text{t}$ ，天然气密度 0.6719kg/m^3 ， $41.2032 \times 58.46 \times 0.6719 \div 1000 = 1.618\text{t}$ 。管线内天然气最大存在量为 1.618t 。

综上，石 204 混输泵站原油在线量 588.65t ，天然气在线量 2.035t ，硫化氢在

线量 5.45×10^{-4} 。

本项目 Q 值见表 5.7-1，本项目风险物质最大存在量与其临界量的比值（Q） <1 时，可确定该项目环境风险潜势为 I，可开展简单分析。

表 5.7-1 危险物质与临界量比值

物质名称	危险单元	临界量	最大存在总量	Q	是否构成重大危险源
油类物质（矿物油，如石油、汽油、柴油等；生物柴油等）	输油管线	2500t	19.67t	0.00078	否
天然气（石油气）		10t	0.773t	0.0773	否
原油	石204混输泵站	2500t	588.65	0.2266	否
天然气		10t	2.035	0.2305	否
硫化氢		2.5t	5.45×10 ⁻⁴	0.000218	否
Q值合计				0.535398	/

5.7.2 环境敏感目标调查

本项目环境敏感目标详见表 2.7-1。

5.7.3 环境风险识别

5.7.3.1 物质危险性识别

依据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）识别出本项目危险物质为原油和天然气，详见表 5.7-2。

表 5.7-2 本项目环境风险物质风险识别表

类别	项目	原油	天然气
理化性质	外观及性状	黑色有绿色荧光的稠厚性油状液体	无色无臭的气体
	组分	主要成分为芳香族烃的混合物	多种可燃性气体的总称，主要成分包括甲烷、乙烷、二氧化碳、氮气等
	分子量	——	——
	密度(kg/m ³)	864	0.6719
	熔点/沸点(°C)	-500	-182.6/-161.5
	闪点(°C)	120-330	-188
	饱和蒸汽压(kPa)	46.4	53.2
燃烧爆炸	溶解性	不溶于水，溶于多数有机溶剂	微溶于水，溶于乙醇和乙醚
	危险性类别	属于高闪点液体	属于5.1 类中易燃气体，在危险货物品名表中编号21007

类别	项目	原油	天然气
爆炸危险性	引燃温度(°C)	-6.6~32.2/280~380	537
	爆炸极限(vol%)	1.1-8.7	5-14
	稳定性	稳定	稳定
	燃烧热值(kJ/kg)	43995.5	——
	危险特性	其蒸汽与空气形成爆炸性混合物，遇明火、高热或极易燃烧爆炸，与氧化剂能发生强烈反应，若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险	能与空气形成爆炸性混合物。遇明火有燃烧爆炸危险，与氢、氯等接触会发生剧烈的化学反应
	灭火方法	泡沫、干粉、二氧化碳、砂土	
毒理	储运主要事项	远离火种、热源。仓温不宜超过 30°C。配备相应品种和数量的消防器材。要有防火防爆技术措施，禁止使用易产生火花的机械设备和工具。灌装时应注意流速(不超过 3m/s)，且要有接地装置，防止静电积聚	储存于阴凉处、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30°C。应与氧化剂分开存放，切忌混储。采用防爆照明、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
	毒性	LD50:500—5000mg/kg(哺乳动物吸入)	——
急救措施	健康危害	稀油中的烷烃成分可影响人的神经系统，引起神经系统功能紊乱，胃肠道发病率增高，机体抵抗力下降等症状。人的皮肤长期接触稠油，可造成外皮脱脂、皮肤裂口、刺激疼痛。稠油还可对人的眼睛、口腔黏膜产生刺激作用，甚至造成黏膜出血、萎缩	天然气中含有的甲烷，是一种无毒气体，当空气中大量弥漫这种气体时它会造成人因氧气不足而呼吸困难，进而失去知觉、昏迷甚至残废
	皮肤接触	脱去污染的衣着，用肥皂水及清水彻底冲洗	——
	眼睛接触	立即提起眼睑，用流动清水冲洗	一般不需特殊防护，高浓度接触时可戴化学安全防护眼镜
	吸入	迅速脱离现场至空气新鲜处，注意保暖，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	误服者给予充分漱口、饮水、就医	
急救措施	泄漏处置	疏散泄漏区人员至安全区，禁止无关人员进入污染区，切断电源。建议应急处理人员戴自给式呼吸器，穿一般消防防护服。在确保安全情况下堵漏。喷水雾可以减少蒸汽，	迅速撤离泄漏区人员至上风处，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员佩戴自给正压式呼吸器，穿防静电工作服。尽可能切断泄漏源。合理

类别	项目	原油	天然气
		但不能降低泄漏物在受限制空间内的易燃性。用沙土、蛭石或其他惰性材料吸收，然后收集运至空旷的地方掩埋、蒸发或焚烧。如大量泄漏，应利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害化处理后废弃	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大量废水。如有可能，将泄漏出气用排风机送至空旷地方或装适当喷头烧掉。也可将泄漏容器移至空旷处，注意通风。泄漏容器要妥善治理修复、检验后再用

5.7.3.2 生产系统危险性识别

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

①井场危险性识别

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、气、水或其他混合物迅速喷到地面，即发生井喷。井喷会引发油气泄漏及火灾爆炸，对空气环境、水环境及生态环境造成危害，致使人员伤亡、财产损失。

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

②输油管道危险性识别

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。

5.7.3.3 环境风险类型及危害识别

(1) 环境风险类型识别

根据工程分析中本工程可能涉及的危险物质及危险场所，分析工程的危险特性，主要包括以下几方面的内容：

①中毒危险性

天然气中甲烷、乙烷属于单纯窒息性气体，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。发生井喷、管道泄漏事故时可能造成烃类气体的蔓延，造成窒息的危险。

②火灾危险性

当原油等危险物质和空气等共存，遇到导致着火的初始点火能源，如：明火、摩擦、撞击、电火花、静电火花、雷电等可发生火灾事故。

③爆炸危险性

油品爆炸多数是混合气体的爆炸，即油气与空气的混合物，其浓度在爆炸极限范围内的化学爆炸。其次，受压容器等由于超压超温或意外情况，泄压装置同时失效发生的高压物理爆炸。

④挥发及泄漏危险性

本工程正常生产过程中，原油是在密闭条件下输送，不具备发生火灾爆炸的条件，发生事故主要是由于管道存在设计缺陷、材料缺陷、施工质量缺陷、长期使用磨损、人员误操作、人为破坏等原因造成易燃易爆介质泄漏，泄漏的易燃易爆介质遇火源（明火、静电火花、机械火花、电气火花、高温物体或雷电），有可能引发火灾事故；泄漏的易燃易爆气体或蒸气浓度达到爆炸浓度极限，遇火源，则可能发生爆炸、火灾事故。

⑤其他危险性

此外，工程危险性特征包括：静电危害、机械伤害、高处坠落危害、高温低温作业危害、噪声危害等。

（2）有毒有害物质扩散途径识别

本项目在生产作业过程中涉及的物料主要为原油和天然气，各物料在采油（气）、集输、处理过程中具有温度高、压力大、操作条件要求苛刻等特点，在外界因素的破坏下，生产和输送设施具有发生物料泄漏、火灾、爆炸等突发性风险事故的可能性。发生泄漏的油气可通过地表土壤下渗，随着扩散程度存在污染地下水的可行性；如泄漏物质遇到明火，造成火灾或爆炸，产生的次生污染（CO、烟尘）存在污染局部环境空气质量的可能性。

5.7.4 环境风险事故情形分析

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，计算过程详见 5.2.2.4 事故状态下地下水环境影响分析，30min 预测管线最大泄漏量 0.333t。

5.7.5 环境风险影响分析

5.7.5.1 原油泄漏影响分析

根据源项分析，集油管线的原油泄漏量为 0.333t。假定发生泄漏，泄漏的液体无蒸发，并已充分蔓延、地面无渗透，则根据泄漏的液体量和地面性质计算最大池面积：

$$S = \frac{W}{H_{\min} \rho}$$

式中：S—最大池面积，m²；

W—泄漏的液体量，kg；

H_{min}—最小油厚度，最小油厚度取 0.025m（粗糙地面）；

ρ—油的密度，864kg/m³；

由上述公式计算得出：集油管线中油品泄漏后漫流面积为 15.42m²。影响范围内的植被、土壤、大气将受到不同程度的影响，需采取相应措施进行恢复。

（1）对土壤的影响

油品泄漏对土壤环境的影响是比较显著的。泄漏的石油覆盖于地表可使土壤透气下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，渗入土壤孔隙，则使土壤透气性和呼吸作用减弱，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响荒漠植被的生长，并可影响局部的生态环境。泄漏到土壤中的原油对环境的污染将受到物理分散作用的影响。原油沿土壤表面横向散开会增大污染面积，但同时将有助于低分子量的烃类挥发。由重力和毛细管力引起的垂直渗透作用会妨碍蒸发，减少生物降解的可利用养分，而且可能引起地下水的污染。

本项目集油管道油品泄漏事故状态下，相当于向土壤中直接注入原油。泄漏的原油进入土壤中后，会影响土壤中的微生物生存，造成土壤盐碱化，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物，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。直观的管道油品泄漏，若不及时处理，会在短时间内导致泄漏区域的大面积污染，而当小量的隐性泄漏发生时，在泄漏初期由于泄漏

的油量少而不易被发现，等查漏发现后，往往已造成大面积污染，所以，需要加强集输管道的检测，及时避免这一类小量的隐性泄漏事故。

（2）对植被的影响

油品泄漏对植被的影响主要分为三种途径，一是泄漏石油直接粘附于植物体阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；二是原油污染土壤造成的土壤理化性状变化间接影响植物生长，严重时会导致植物死亡；三是泄漏的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。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。

（3）对地下水的影响

本项目属油藏开发项目，事故状态对地下水的影响主要表现在油水混输管线的泄漏。

根据设计方案，集输管线敷设在地表以下 1.8m，只有发生泄漏事故才有可能影响到地下水。

一般泄漏于土体中的液态物质可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。通常管线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。因而管道泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于泄漏物质的泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征、含水率及地下水位埋深等因素。

①原油采出水对地下水的影响

当采出水连续进入土壤包气带时，如果忽略包气带的持水作用及对污染物的滞留作用和净化作用，采出水可影响到地下水。因此建设单位需加强管线的巡检工作，一旦发现管线穿刺等问题立即关闭进出阀门，及时对管线进行修补，随后对污染土壤进行挖除，以减少采出水下渗对区域地下水的影响。

②石油类对地下水的影响

各种土壤的不同土层对石油类均有着吸附能力。石油类污染物主要集中在表层，随着时间的推移，包气带土壤对石油类物质的吸附将趋向饱和，吸附能力将逐渐降低。一般来讲，土壤表层 0~20cm 的滞留石油类物质的含量至少是下层（1m 以下）石油类物质含量的 35 倍；且石油类多在地表 1m 以内积聚，1m 以下土壤中含油量甚少。所以油品泄漏将迅速沿土壤下渗，到达紧实层后下渗缓慢，影响地下水的的天性不大。在事故发生后，建设单位会组织专门力量进行污染物的清除工作，会在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，因而，石油类污染物进入地下浅水的可能性较小。

总之，做好管线安全监测及处理泄漏事故的应急方案是减少污染物排放、保护土壤和地下水环境的最佳方法。在管线泄漏事故状态下若能尽快关闭进出阀门，缩短油品泄漏时间，则可大大减少油品泄漏量，将事故状态下原油及采出水泄漏对地下水环境的影响控制在最低程度。

5.7.5.2 火灾影响分析

在管道压力下，加压集输油气泄漏时，油品从裂口流出后遇明火燃烧，发生火灾爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件。建设项目周边无常住居民。

5.7.5.3 井喷风险事故分析

钻井过程中，当地层与井眼的系统压力平衡遭到破坏，地层流体失去井筒喷出地面，即发生井喷。对于可能发生的井喷情况，若无法借助井控设备采用常规方法对天然气进行有效控制，则出现敞喷势态，即井喷失控。井喷失控一方面将导致大量的天然气资源受到严重破坏；另一方面，当天然气在空气中浓度达到爆

炸极限，遇火便会发生爆炸、燃烧，酿成火灾，造成人员伤亡，污染自然环境。因此，井喷危害主要表现为：井喷失控喷射出的天然气遇火燃烧爆炸，造成冲击波和热辐射伤人，并对周围环境造成影响。

天然气主要成分为甲烷，硫化氢检测浓度小于 10ppm。由于甲烷摩尔质量 14 低于空气 29，属于轻质气体，随着时间的推移，扩散到空气中的甲烷会迅速上浮，不会在地面形成稳定气团，不会对居民的健康、生命造成影响，但有突出的温室效应。

根据调查，项目 500m 范围内无居民点，符合《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）：发生井喷时，立即启动井控装置和防止井喷的应急预案，井喷产生的原油排至应急放喷池中，伴生气从管线另一端导入放散管点燃放空。天然气从井口喷出后有自动点火装置，若井场自动点火装置失灵，也可以用点火枪远距离实施点火；从井涌至井喷至少要 20min，足够周边工作人员安全撤离。油田采取严格的井控制度和井控措施，井喷溢流的原油和逸散的天然气可以得到很好的控制和处理。

此外，钻井施工过程中在临时占地范围四周设置围栏，非施工作业人员禁止出入，井场周边野生动物因施工作业噪声影响，不会出现在井场附近，若发生井喷事故对野生动物影响极小。

5.7.5.4 钻井井漏事故分析

井漏事故对地下水的污染是钻井液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，造成地下含水层水质污染。

钻井液漏失于地下含水层其径流型污染的范围不大，主要发生在局部且持续时间较短。钻井过程中表层套管（隔离含水体套管）固井变径后，继续钻井数百米到达目的层。表层套管内提下钻具和钻井的钻杆自重离心力不稳定，在压力下的钻杆转动对套管产生摩擦、碰撞，均有可能对套管和固井环状水泥柱产生破坏作用，使钻井液在高压循环的过程中，从破坏处进入含水层污染地下水。此外，钻井液从固井环状水泥柱破裂处进入含水层，会对水质的硬度和矿化度的劣变起到一定的影响。因此，使用清洁无害的水基钻井液，严格控制使用有毒有害钻井液及化学处理剂，同时严格要求套管下入深度、确保固井质量等措施，可以有效控制钻井液在含水层中的漏失，井漏事故对地下水环境的影响在可接受范围内。

5.7.5.5 钻井油水串层分析

钻井完井后试油过程中原油窜层污染的主要原因是：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，表层套管必须严格封闭含水层，固井质量应符合环保要求。

报废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，封堵井口后，油气物质失去了释放通道，会通过越流管道进入含水层，参与地下水循环。虽然此时油层几乎没有多少压力，但原油仍有进入含水层污染地下水的可能，评价区内的井应确保生产井的固井质量，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。

采取上述措施后，油水窜层对地下水环境的影响在可接受范围内。

5.7.5.6 柴油储罐火灾爆炸影响

储罐内油气通过人孔法兰盖间隙外溢，与空气形成爆炸性混合物，污染大气环境；若储罐发生泄漏会对土壤、地下水产生影响。柴油储罐设置在防渗围堰内，防止柴油罐事故泄漏情况下对周边土壤和地表水造成环境污染。

5.7.5.7 井下作业事故污染

若本项目井下作业时产生井下作业废水（含油废水）及油品若不慎滴落在地，含油废水和落地油会对周围土壤产生污染。落地油量越大污染面积越大，对土壤的污染越严重。泄漏物进入土壤环境中，会影响土壤中微生物生存，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物。

根据类比调查结果：非渗透性的基岩及粘重土壤上污染（扩展）面积较大，而疏松土质上影响扩展范围较小；粘重土壤多为耕作土，原油覆于地表会使土壤透气性下降，降低土壤肥力，影响植被的生长和恢复。在泄漏事故发生的初期，原油在土壤中下渗至一定深度，随泄漏历时的延长，下渗深度增加不大（落地原油一般在土壤内部 20cm 左右范围内积聚）。

建设单位井下带罐作业，作业区域铺设防渗膜防止井下作业废水和原油落地，若不慎落地应及时收集落地油及受污染土壤，交由有危废处置资质的单位处理。

5.7.5.8 钻井岩屑及危险废物运输过程中事故状态下对沿途生态环境的影响

钻井岩屑及危险废物在运输过程中发生突发泄漏事件，可能会污染土壤、地

表水、地下水，同时污染地表植被。

5.7.6 环境风险防范措施和应急要求

5.7.6.1 风险事故防范措施

(1) 井喷预防措施

虽然本项目钻井期间发生井喷的可能性极小，但在预防措施上还应切实做好防止井喷的落实工作。主要措施是安装防喷器和井控装置（简易封井器等），同时采用随时调整泥浆密度，修井采用清水循环压井等技术，以最大限度地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) 起下钻时，当发现井内液体流出，而钻杆在井内时，应立即接上回压阀或管内防喷器并关井。若发现流体流出而钻铤正位于防喷器处时，立即接上回压阀或管内防喷器，用多效万能防喷器关井；在突然发生井内液体大量流出的情况下，应将井内钻具下过钻铤，在钻杆处关闭全密封闸板。如果不下过钻铤，则可用万能防喷器关井。当钻头从井眼中起出后发现井内液体流出时，要立即关闭全封闭闸板。

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

(2) 井漏防范措施

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

2) 使用清洁无害的水基钻井液，严格控制使用有毒有害钻井液及化学处理剂，同时严格要求套管下入深度、确保固井质量等措施，可以有效控制钻井液在含水层中的漏失，井漏事故对地下水环境的影响在可接受范围内。

(3) 钻井、井下作业事故防范措施

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

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

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

4) 在井架、井场路口等处设置风向标, 发生事故时人员迅速向上风向疏散。

5) 按消防规定配备灭火器、消防铁锹和其他消防器材。

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

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

(4) 集输系统风险防范措施

1) 施工阶段的事故防范措施

①严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。集输管线敷设前, 应加强对管材和焊接质量的检查, 严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验, 防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。在施工过程中加强监理, 确保施工质量。

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。

④按施工验收规范进行水压及密闭性试验, 排除更多的存在于焊缝和母材的缺陷。

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在集输系统运行期间, 严格控制输送油气的性质, 定期清管, 排除管内的积水和污物, 以减轻管道内腐蚀。

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完善各井场的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物，保持安全设施的完好，杜绝火灾的发生。

3) 管理措施

①在管道系统投产运行前，应制订正常、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制订应急操作规程，在规程中说明发生管道事故时应采取的操作步骤。

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

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。

(5) H₂S 的防范措施

依据该区域原油物性，不含硫化氢，但仍应做好硫化氢监测和防范工作。施工井队应配备至少 3 套的便携式硫化氢监测仪，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。当监测到硫化氢浓度大于 15mg/m³（10ppm）时，立即按照含硫油气井作业规定配置硫化氢监测仪、正压式呼吸器等设施，按照《硫化氢环境钻井场所作业安全规范》（SY/T 5087-2024）标准规定执行。

(6) 压裂液、废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) 柴油储罐泄漏事故风险防范措施

建立柴油储罐专人管理制度,明确管理人员职责,每日对储罐、管道、阀门进行巡查,重点检查罐体有无破损、渗漏,管道有无滴漏,阀门开关状态是否正常,做好巡查记录;严禁在储罐周边吸烟、动用明火,严禁违规倾倒柴油、擦拭油污的废布等危险废物,储罐周边设置防火、防碰撞警示标识,配备足量干粉灭火器、防火沙等消防器材;操作人员需经过专业培训,熟悉储罐操作规范,严禁违规操作(如超量充装、野蛮装卸),柴油充装量不超过储罐容积的 90%,防止柴油溢出。

(8) 钻井岩屑和危险废物运输风险防范措施

为有效减少钻井岩屑和危险废物运输风险危险情况的发生,应事先计划好运输路线,并在装卸和拉运过程中采取以下防范措施:

①罐车运输的驾驶员和押运员必须经过专门培训才能上岗作业。

②出车前必须对车辆的安全技术状况进行认真检查,发现故障排除后方可投入运行。要特别注意检查罐车罐体的安全性能,逐个部位检查液位计、压力表、阀门、温度表、紧急切断阀、导静电装置等安全装置是否安全可靠,杜绝跑、冒、滴、漏。保持驾驶室干净,不得有发火用具。

③参照《危险货物道路运输规则》(JT/T 617-2018)配装表中进行,车辆排气管应安装隔热和熄灭火星装置,并配装符合 JT230 规定的导静电橡胶拖地带装置。

④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。

⑤建立转运台账。

⑥行车途中要勤于检查。当行驶一定时间后要查看一下车厢底部四周有无泄漏液体,若有泄漏,应查找泄漏点,采取相应的应急措施,防止液体继续泄漏,将受到污染的土壤全部回收,交由具有相应危险废物处置资质的单位进行转运、接收和处置。

5.7.6.2 应急处置要求

(1) 井喷事故

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处理，运送到专门的固体废物处理场进行处理。

事故状态下泄漏的落地油 100%进行回收，收集后拉运至石西作业区危险废物临时储存场，定期委托有危废处置资质单位处置。

（2）油气泄漏

①发现管线、阀门、法兰等泄漏，应立即佩戴安全防护装备对泄漏点进行紧固或带压非焊堵漏，并立即切断油气来源。容器内部有压力时，对于容器和其连接的进出口管线、接口和第一道阀以内，不得进行修理、焊接、紧固，特殊情况需要带压紧固等必须由使用单位经现场评价后制定检修方案和应急方案，现场请示应急指挥小组并落实好安全措施后，方可作业。

②泄漏事故发生时，在岗人员必须佩戴正压呼吸器及安全防护装备，划定危险区域。

③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。

④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。

⑤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。

⑥单井罐一旦发生原油泄漏事故，应利用接转站配备的消防砂、消防锹等设施迅速构筑围堰，再用防爆泵将原油转移至事故罐内，迅速将污染的土壤和砂土收集起来，转移到安全地带，最终交由有资质单位进行无害化处置。

（3）火灾、爆炸事故

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、输气、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至 600m 之外,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。

5.7.6.3 应急预案

根据属地管理原则,按照有关法律法规,参与相关单位及当地政府相关的管理部门应形成综合应急体系,形成联动。项目投产前由开发公司管理,应按照《中国石油新疆油田分公司开发公司突发环境事件应急预案》及其各专项应急预案执行。项目投产后纳入中国石油新疆油田分公司石西作业区应急管理体系,按照《中国石油新疆油田分公司石西油田作业区突发环境事件应急预案》(塔城地区生态环境局备案,备案号:654200-2026-009-M,备案手续见附件)及其他专项应急预案执行,建设单位上下级形成应急联动,及时通知相关机构和当地政府部门;视事故地点、规模、危害等,启动相应的应急预案,形成群防群治的应急联动机制,依靠各方的力量,将事故造成的危害降低到最低程度。

本评价要求建设单位应该按照突发环境事件应急预案管理暂行办法,每三年至少修订一次应急预案并备案。

5.7.7 分析结论

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

本项目环境风险评价等级为简单分析,项目环境风险自查见表 5.7-4。

表 5.7-4 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	石油	天然气	硫化氢		
		存在总量	608.32t	2.808t	5.45×10 ⁻⁴		
	环境敏感性	大气	500m 范围内人口数 <u>0</u> 人		5km 范围内人口数 <u>0</u> 人		
			每公里管段周边 200m 范围内人口数（最大） <u>0</u> 人				
		地表水	地表水功能敏感性		F1 口	F2 口	F3 口
			环境敏感目标分级		S1 口	S2 口	S3 口

		地下水	地下水功能敏感性 包气带防污性能	G1 口 D1 口	G2 口 D2 口	G3 口 D3 口
物质及工艺系统 危险性	Q 值	Q<1 ☒	1≤Q<10 口	10≤Q<100 口		Q>100 口
	M 值	M1 口	M2 口	M3 口	M4 口	
	P 值	P1 口	P2 口	P3 口	P4 口	
环境敏感程度	大气	E1 口	E2 口		E3 口	
	地表水	E1 口	E2 口		E3 口	
	地下水	E1 口	E2 口		E3 口	
环境风险潜势	IV ⁺ 口	IV 口	III 口	II 口		I ☒
评价等级	一级口		二级口	三级口		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	泄漏 ☒		火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放 ☒		
	影响途径	大气 ☒		地表水口		地下水 ☒
事故情形分析	源强设 定方法	计算法口	经验估算法口		其他估算 法口	
风险 预测 与 评 价	大气	预测 模型	SLAB 口	AFTOX 口		其他口
		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	下游厂界边界到达时间____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	本项目无重大危险源, 在风险防范措施和应急预案落实到位后, 环境风险处于可接受水平					

项目环境风险简单分析内容表见表 5.7-5。

表 5.7-5 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	新疆石南油田石 204 井区西山窑组油藏 2026 年产能建设项目				
建设地点	新疆维吾尔自治区	新疆塔城地区	和布克赛尔蒙古自治县		
地理坐标	经度	86°46'35.793"	纬度	45°43'19.976"	
主要危险物质及分布	分布于井场和集输管线				
环境影响途径及危害后果（大气、地下水）	易燃液体。 钻井井喷，如控制不当甚至发生火灾、爆炸等事故，若遇明火，引发火灾事故。				
风险防范措施要求	（1）钻井过程中钻井队要认真做好地层孔隙压力监测；（2）钻井液性能符合钻井设计要求，特别是钻井液密度必须在设计范围内；（3）起钻过程中，要严格控制起钻速度；（4）钻进中发生井漏应				

	将钻具提离井底、方钻杆提出转盘，以便关井观察；（5）固井作业时不得拆除防喷器，应配套微变径闸板、换与套管直径相匹配的闸板或在钻台配备套管螺纹和防喷钻杆相匹配的接头；（6）井场钻井设备的布局要考虑防火的安全要求；（7）井场内严禁吸烟和动用明火，应有明显的防火标志；（8）制定应急操作规程。
填表说明	/

6 生态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

钻井期间定期对柴油发电机等设备进行维护,并采用符合标准的柴油,并添加柴油助燃剂等措施。

(2) 地面施工

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;运输车辆进入施工区域,应以中、低速行驶(速度 $<40\text{km/h}$)。

②粉状材料及临时土方等在井场堆放应采取覆盖防尘布,逸散性材料运输采用苫布遮盖。严格要求井场施工时,砂石料、废料在施工作业带内堆存。

③优化施工组织,管线分段施工,缩短施工时间。

④施工结束后尽快对施工场地进行恢复平整,减少风蚀量。

6.1.2 运营期大气污染控制措施

(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) 在油气集输过程中,为减少烃类的排放,油田开发采用密闭集输流程,接入口和排出口采取与环境空气隔离的措施。一旦发生泄漏事故,紧急切断油气源,实施关井。

(3) 依托区域泄漏检测。按照《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB 37822-2019)的规定对废气输送管线组件的密封点进行泄漏检测与修复,不应有感官可察觉的泄漏,VOCs 泄漏检测值不应超过 $500\mu\text{mol/mol}$ 。

(4) 对各井场的设备、阀门等进行定期的检查、检修,以减少跑、冒、滴、漏的发生。定期对油气集输管线进行巡检,以便及时发现问题,消除事故隐患。

6.2 水环境保护措施

6.2.1 施工期废水防治措施

6.2.1.1 钻井过程地下水防护措施

施工期钻井液不落地设备分离出的液相全部回用于钻井。由于本项目采油目的层与地下水处于不同层系，远远超出本区域地下水含水层深度，在施工过程中采用下套管注水泥固井、完井方式进行水泥固井，对含水层进行了固封处理，有效保护地下水层。项目在钻井过程中产生的污染物不与区域水体发生水力联系，同时对产生的污染物排放进行严格管理，因此基本不会对所在区域地下水产生影响。本项目区域气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用。综上所述，正常生产状况下，油田钻井期废水对地下水环境不会产生不利影响。

6.2.1.2 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。

6.2.1.3 生活污水

本工程共设 1 座生活营地，并配套防渗收集池 1 座，生活污水排入防渗收集池，定期拉运至克拉玛依市乌尔禾区污水处理厂处理，待施工结束后，防渗收集池原地覆土填埋。

6.2.1.4 井喷地下水保护措施

虽然本项目钻井期间发生井喷的可能性极小，但应切实做好防止井喷的落实工作。主要措施是安装防喷器和井控装置（简易封井器等），同时随时调整泥浆密度，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制定具体井控措施及防止井喷预案。

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

③钻井液密度及其它性能符合设计要求，并按设计要求储备压井液、加重剂、

堵漏材料和其他处理剂，对储备加重钻井液定期循环处理，防止沉淀。

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

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

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

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

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

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

⑩目的层钻进时预防井漏和井喷，并做好油气层保护工作。

6.2.2 运营期废水防治措施

6.2.2.1 地下水生态环境污染防治措施

本项目依据“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则，对本项目区地下水采取严格的污染防治措施。

①建立和完善本工程的地下水环境监测制度和环境管理体系，制定完善的监测计划。

②在制定全厂环保管理体制的基础上，制定专门的地下水污染事故的应急措施，并应与其它应急预案相协调。

6.2.2.2 采出水和井下作业废水

本项目运营期废水主要包括井下作业废水和采出水。

（1）井下作业废水

①井下作业带罐作业，井下作业废水经石西集中处理站水处理系统处理达标后回注油藏，不外排。

②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。

(2) 本项目采出水经石西集中处理站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，全部回注油藏，不向外部环境排放。

6.2.2.3 管道的防护措施

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

(2) 在集输管线的敷设线路上应设置标识，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。

(3) 加强自动控制系统管理和控制，严格控制压力平衡，对管线的运行情况实时监控。

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

(5) 定期对管线进行检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；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，定期对管线进行巡视，应加强管线和警示标志的管理工作，提高巡线的有效性，发现对管道安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并向上级报告。

6.2.2.4 站场地下水污染防治措施

定期对站场内的设备和油气集输管道进行检查，一旦发现异常，及时更换，尽量杜绝跑冒滴漏的发生，并随时做好抢修准备，加强抢修队伍的训练和工作演练。

本项目钻井时表层套管下入深度为 500m，采用内管注水泥固井，可有效保

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

表6.2-1 废水环保措施经济技术可行性分析

阶段	废水类型	环保措施			治理效果	是否可行
		内容	技术论证	经济论证		
施工期	试压废水	用于洒水降尘、不外排	可重复利用，主要污染物为SS	可节约用于洒水降尘	资源再利用，零排放	可行
运营期	井下作业废水	专用收集罐集中收集后，经石西集中处理站水处理系统处理达标后回注油藏，不外排。	石西集中处理站水处理系统采用“重力除油—混凝沉降—过滤”工艺，处理后回注油田。石西集中处理设施处理能力为6000m ³ /d，目前实际处理能力为2925m ³ /d	处理达标后回注油层用于注水开发，可节约用于注水驱油的新鲜水	再利用，不外排	可行
	采出水	采出水经石西集中处理站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，全部回注油藏，不向外环境排放				

6.2.3 地下水生态环境保护措施

（1）分区防治措施

本项目运营期全部密闭集输，无储油罐等设施建设，故地下水分区防渗措施主要针对施工期钻井及井下作业时的防渗措施。根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ 610-2016）表 7 和《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）的要求，确定本项目防渗分区见表 6.2-2。

表6.2-2 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、放喷池	重点防渗	设置围堰；不应低于6.0m厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能
钻井生活污水收集池	一般防渗	防渗膜防渗系数 $\leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$
井下作业、施工作业区地面	一般防渗	施工作业区域下垫高密度聚乙烯防渗膜（厚度不小于1.5mm）；防渗膜防渗系数 $\leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$

（2）污染监控措施

为了及时准确掌握场址及下游地区地下水环境质量状况和地下水体中污染物的动态变化，本项目拟建立覆盖影响区的地下水长期监控系统，包括科学、合理地设置地下水污染监控井，建立完善的监测制度，配备先进的检测仪器和设备，以便及时发现并及时控制。

依据地下水监测原则，参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》

(HJ610-2016)、《地下水环境监测技术规范》(HJ164-2020)的要求,结合区域水文地质条件,在项目区地下水流向的上游设置 1 眼背景值监测井,项目区设置 1 眼污染监控井,下游设置 1 眼污染扩散监控井,共 3 眼。检测井位的设置可依托油区现有区块已有水井。地下水监测计划详见表 6.2-3。

表6.2-3 地下水监测计划

区位	监测层位	监测频率	监测因子	监测目的
G1 项目区地下水上游 现有水源井、G2 项目 区周边现有水源井、 G3 项目区地下水下游 现有水源井	承压水/单 管单层	每年采样 1 次,发 生事故时加大取 样频率。	pH、石油类、挥发 酚、总硬度、溶解 性总固体、氟化 物、铜、砷、六价 铬、铁、锰、氯、 硫等	监测可能产 生的渗漏造 成的地下水 污染

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案,并定期向石南作业区安全环保部门汇报,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。

6.3 噪声污染防治措施

6.3.1 施工期噪声污染防治措施

(1) 钻井期做好泥浆泵、发电机和柴油机等高噪声设备的基础减振和设置隔声罩减少噪声传播,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;避免形成污染影响;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、钻机等高噪声设备。

(3) 泥浆泵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。

6.3.2 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，如设置消声设施、隔声设备、加润滑油和减振垫等。

(3) 对于噪声强度大的作业（例如井下作业），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) 切合实际地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。

6.3.3 退役期噪声防治措施

退役期噪声污染防治措施要求选用低噪声机械和车辆。合理规划运输路线、禁止运输车辆随意高声鸣笛。

6.4 固废污染防治措施

6.4.1 施工期固废污染防治措施

6.4.1.1 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，完井后由第三方合规处置。

(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。

6.4.1.2 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）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。

（3）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，不在项目区贮存，由钻井公司委托有资质的单位处置。

危险废物运输应由持有危险废物经营许可证的单位按照其许可证的经营范围组织实施，承担危险废物运输的单位应获得交通运输部门颁发的危险货物运输资质；危险废物公路运输应按照《道路危险货物运输管理规定》（交通部令（2005 年）第 9 号）及《危险货物道路运输规则 第 1 部分：通则》（JT/T617.1—2018）行业标准第 1 号修改单执行；运输单位承运危险废物时，应在危险废物包装上按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）附录 A 设置标志；危险废物公路运输时，运输车辆应按《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）设置车辆标志；危险废物运输时的中转、装卸过程应遵守如下技术要求：卸载区的工作人员应熟悉废物的危险特性，并配备适当的个人防护装备，装卸剧毒废物应配备特殊的防护装备；卸载区应配备必要的消防设备和设施，并设置明显的指示标志；危险废物装卸区应设置隔离设施，液态废物卸载区应设置收集槽和缓冲罐。

（4）施工生活垃圾

施工期生活垃圾定期拉运至乌尔禾区生活垃圾填埋场处置。

（5）机械设备废油

施工过程中产生的废油属于危险废物，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。

6.4.1.3 危险废物污染防治措施

项目钻井期产生的废弃防渗膜、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尽量提高泥浆的重复利用率，减少废弃泥浆产生量。

②加强环境管理，为防止对土壤的污染，经泥浆不落地工艺处理后的固体废物在固废存放点做好防雨、防渗、防外溢等措施。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；在运输的地点和终点之间，不进行中转、存放及装卸作业。

③钻井生产施工中，禁止废水、泥浆、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。

④在钻台、机房、泥浆罐、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。

⑤完井后回收各种原料，清理井场上的落地泥浆、污水、油料和各种废弃物。泥浆药品、泥浆材料及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”。

6.4.2 运营期固废污染防治措施

6.4.2.1 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。回收后的落地油定期交由有资质单位处置。

(2) 地面工程完成后，落地油基本不再产生。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。

6.4.2.2 含油污泥污染防治措施

(1) 含油污泥储存、运输要求

石南联合站原油和石西集中处理站在原油贮存过程中清罐罐底油泥和含油污水在水处理过程中产生的浮油、浮渣和污泥属于危险废物，编号为 HW08。临时贮存在石西油田作业区危险废物临时储存场，定期委托克拉玛依博达环保科技有限公司处置。

①危险废物贮存设施应配备通讯设备、照明设施和消防设施，应按危险废物的种类和特性进行分区贮存，其贮存期限应符合《中华人民共和国生态环境法典》中第六分编固体废物污染防治的相关要求。

②含油污泥贮存设施必须满足具备防渗、防外溢、防泄漏等基本要求，暂存场所必须满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）的相关要求，并按照《环境保护图形标志—固体废物贮存（处置）场》《危险废物标志牌式样》设置明显标志。

③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管理部门批准的转移量相符。

6.4.2.3 废润滑油、废弃防渗膜

运营期产生的废弃防渗膜委托有危险废物处理资质的单位进行处置，废润滑油收集后拉运至石西油田作业区危险废物临时储存场，达到一定量时委托有危废处置资质单位处置

6.4.2.4 清管废渣

本工程运营期产生清管废渣委托持有危险废物经营许可证的单位处置。

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。

6.4.2.5 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、处置各环节进行全过程的监督，根据《中华人民共和国生态环境法典》《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》（2021 年 12 月 22 日）、《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022）、《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》（GB 15562.2-1995）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》等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（2025 年版）》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。

6.4.3 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。

6.5 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、可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，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，可有效地防止管线腐蚀穿孔，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）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）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。

6.6 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。

加强环境保护宣传工作，增强环保意识，特别是对野生动物和自然植被的保护。严禁捕杀任何野生动物，在油区和站场设置宣传牌，通过宣传和严格的检查管理措施，达到保护生态环境的目的。

6.6.1 施工期生态环境保护措施

6.6.1.1 井场工程生态保护措施要求

（1）井场建设前，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（井场面积控制在 30m×30m），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，若无现有公路，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。

6.6.1.2 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，尽量避让植被较多的区域。管道施工作业带应严格控制在规定范围以内，不应随意扩大，并尽量避让植被。

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

(3) 根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。

(4) 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。

(5) 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。

6.6.1.3 对荒漠植物生态保护措施要求

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，及时对井场、站场进行清理、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。井场按照相关要求规范化建设。

本项目井场占用其他草地、灌木林地，要求办理征地手续。项目对荒漠植被采取避让、减缓、补偿及相应管理措施如下：

避让：严格按照征地范围划定施工活动范围，并尽可能缩小施工临时占地及施工作业带宽度，减少对植被的破坏。

减缓：严格遵守油田环境保护规章制度，严格划定车辆行驶路线，运输车辆及勘探车辆应结合植被的分布情况，在限定的路线范围内行驶，禁止乱碾乱轧；严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区范围内活动。各固体废物均得到妥善处置，现场禁止遗留任何固体废物，占地清理平整，尽量利用井场及临时道路施工时产生的表层弃土对临时占地进行恢复覆盖，覆盖厚度根据植被恢复类型和场地用途决定。

补偿：办理征地手续，向林草主管部门缴纳征地费用。

管理：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。强化风险意识，制订切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险概率，避免可能发生的油品泄漏事故对野生植物生存环境造成威胁。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。

6.6.1.4 对野生动物生态保护措施要求

(1) 加强对工作人员特别是施工和日常巡检人员生物多样性保护方面法律法规及相关知识的宣传和培训，增强生物多样性保护意识，杜绝任何破坏保护区

生态环境的行为。

(2) 施工期设立宣传牌, 简明扼要书写以保护野生动植物为主题的宣传口号和有关法律法规, 如有关爱护野生动植物和自然植被、处罚偷捕偷猎和举报电话等内容。

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

6.6.1.5 开展环境监理

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施工期。

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、井场、站场等工程等项目承包招标书中。

6.6.2 运营期生态环境保护措施

(1) 井场永久占地戈壁土压实或砾石覆盖, 以减少风蚀量。

(2) 定期检查管线, 如发生管线老化、接口断裂, 及时更换管线。

(3) 定时巡查井场及管线等, 及时清理落地原油, 降低土壤污染。

(4) 加强环境保护宣传工作, 增强环保意识, 特别是对野生动物和自然植被的保护。

(5) 提高驾驶人员技术素质、加强责任心, 贯彻安全驾驶机动车辆的行为规定, 严格遵守交通法规, 杜绝疲劳驾车等行为, 减少对道路两侧植被的破坏。

(6) 严禁捕杀任何野生动物, 在油区和站场设置宣传牌, 通过宣传和严格的检查管理措施, 达到保护生态环境的目的。

6.6.3 退役期生态环境保护措施

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

根据《废弃井封井回填技术指南(试行)》和《矿山生态环境保护与恢复治

理技术规范（试行）》（HJ 651-2013）要求，采取以下措施。

（1）废弃矿井封井回填措施

建设单位根据《废弃井封井回填技术指南（试行）》表 4-1 要求，通过井筒破损情况和地下水污染状况等对废弃矿井进行评估，评估为无风险的废弃矿井根据一般要求封井回填，评估为低风险、中风险、高风险的废弃矿井参照 5.2 开展封井回填。低风险废弃矿井可采用井盖封堵或密闭填充。中风险废弃矿井应针对渗漏点采用分段回填。高风险废弃矿井应针对渗漏点采用分段回填或开展全井筒回填。

①一般封井回填要求。回填前先摸清废弃井（筒）管现状。回填材料应无污染，不得使用可能对地下水造成污染的材料。回填后，应开展井盖封堵或密闭填充，确保地表污染物不进入井内，各层位地下水不连通。

②井盖封堵或密闭填充。井盖封堵应按井筒边缘外扩 1.0m 作为封闭井筒井盖范围，井筒井壁拆除深度不得小于 1.2m。采用钢筋混凝土结构，浇筑混凝土厚度不得小于 1m，将井筒封闭。盖板上如需回填土，应待混凝土养护达到设计强度后再回填，回填土应分层夯实，压实系数不小于 0.94。井盖应设置导气孔，导气管高出地表 0.5m，露出地面部分应设成倒 U 型。

密闭填充应设置两道密闭墙，密闭墙之间采用黄泥、粘土或混凝土等材料填充。内密闭墙自井口以下垂深大于 20m 处砌筑混凝土墙，强度满足承重要求，外密闭墙在井口处砌筑厚度不小于 1m 的混凝土墙。两道密闭墙之间应埋设导气管，导气管前端伸出内密闭墙 0.5m，末端高出地表 0.5m，露出地面部分应设成倒 U 型。

③分段回填。分段回填方式指针对井筒渗漏点进行回填后再进行井盖封堵，分段回填应根据井筒地质剖面，按照“下托上固”的思路，在井壁合适位置构筑钢筋混凝土栓塞，在栓塞之上针对渗漏点进行止水封堵，止水后压实封闭。

④全井筒回填。全井筒回填一般以黄泥、粘土或混凝土等作为回填材料。

（2）地面设施拆除措施

对完成采油的废弃井，采取先封堵内外井眼，拆除井口装置，截去地下 1m 管头的措施，清理场地，清除各种固体废物，恢复原有地貌。保留各类绿化、生

态保护设施，使油田开发区生态环境功能不变。保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水串层，成为污染地下水的通道。

（3）退役期生态恢复措施

①退役期对开采活动造成的土壤、植被和地表景观破坏进行恢复，恢复其原有生态功能。具备植被恢复条件的，应将永久性占地范围内的水泥平台或地表设施拆除并清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。不具备植被恢复条件的，井口建议保留水泥底座，以防止沙化，起到防沙固沙作用。其他占地应采用砂石等材料覆盖，防止风蚀。

②要求通过宣传教育的形式，使施工工作人员对保护区动植物有基本的认识与了解。在退役期施工过程中，如遇到保护植物应进行避让，严禁踩踏破坏；遇到保护动物时，应主动避让，不得惊扰、伤害野生动物，不得破坏保护动物的生息繁衍地，禁止妨碍野生动物生息繁衍的施工活动。

6.7 生态恢复方案

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

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。

6.7.1 井场生态恢复措施

本项目新钻采油井 16 口，新钻注水井 6 口，新建井场需进行生态环境恢复治理。

①施工结束初期，对井场等永久占地范围内的地表实施砾石覆盖等措施，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，应对井场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。

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，具体见图 6.7-1。

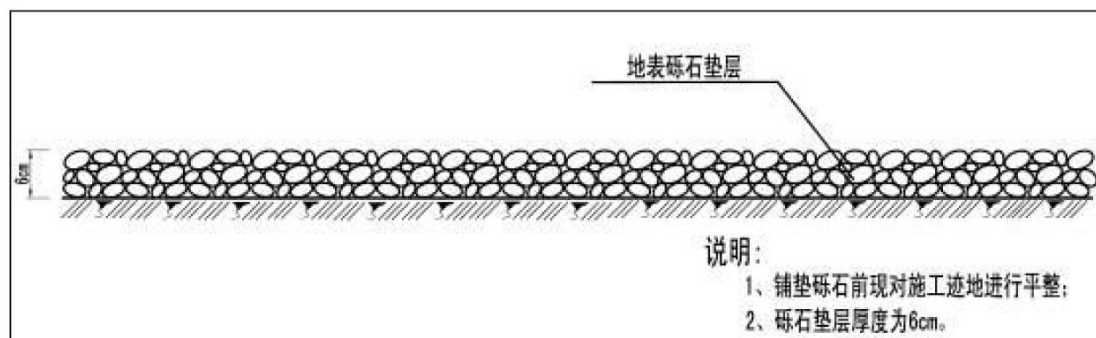


图 6.7-1 井场砾石压盖措施典型设计图

6.7.2 管线生态恢复措施

本项目新建单井原油管线 7.44km，新建集油管线 0.81km，新建注水管线 9.18km，管线临时占地 139400m²。

①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。严格执行水土保持方案，加强对植被恢复的管理和抚育，维护至可自行生长繁衍状态，减少运行初期因植物未恢复而造成水土流失。

6.7.3 植被恢复要求

工程施工结束后，按照林草部门要求进行恢复，井场、管线临时用地恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应与原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行井场、站场植被恢复。

6.8 水土保持方案

井场、管线等施工扰动，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。

6.8.1 防治目标

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。

6.8.2 水土流失防治责任范围

参考本项目水土保持方案报告书，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。

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、管线及站场区。

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。

6.8.3 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）或戈壁料，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。

③井场范围采取彩条旗限界措施，控制施工边界减少扰动地表面积；采取洒水措施，降低施工场地扬尘，减少施工期新增水土流失量；临时土方采取防尘网苫盖措施，防止大风吹蚀临时堆土，减少施工期新增水土流失量。

（2）道路区

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

路基边坡人工洒上一次水后进行“封育”，利用当地的降水进行自然恢复。进井道路修筑采取彩条旗限界措施，控制施工边界减少扰动地表面积；运输过程中采取洒水措施，降低施工场地扬尘，减少施工期新增水土流失量。

（3）管线区

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

（4）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梭梭+白梭梭群系、沙拐枣+三芒草群系、梭梭群系植被等。

（5）编制水土保持规划的要求

建设单位在项目前期编制符合要求的水土保持方案，以便有效防止水土流失。本项目水土保持措施体系见图 6.8-1。

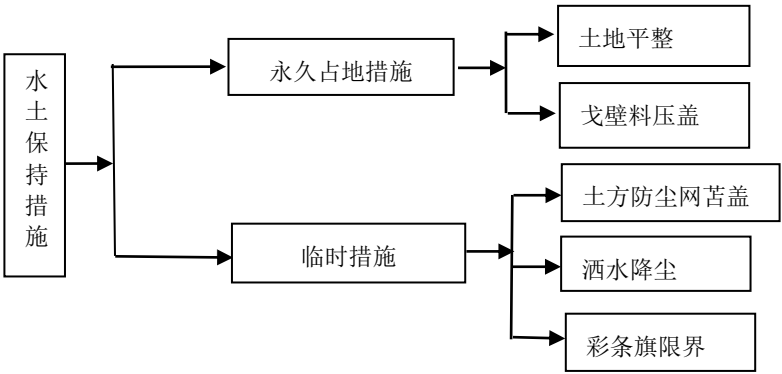


图 6.8-1 项目区水土保持措施体系图

6.9 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《中华人民共和国防沙治沙法》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”。

6.9.1 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区域主要的植被群系为梭梭+白梭梭群系、沙拐枣+三芒草群系以及梭梭群系。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。

6.9.2 防沙治沙措施

根据《新疆第六次沙化土地监测报告》，本项目位于古尔班通古特沙漠腹地，占用沙化土地类型为固定沙丘、半固定沙丘，需采取防沙治沙措施。

(1) 采取的技术规范、标准

①《中华人民共和国防沙治沙法》（2018年11月14日修订）；

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

③《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138号）；

④《防沙治沙技术规范》（GB/T21141-2007）；

(2) 制定方案的原则与目标

制定方案的原则：

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

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

(3) 采取的措施

①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。井场位置应根据场地周边植被分布情况，在满足设计要求的前提下进行适当的调整，以减少占地。

②加强施工机械和人员管理，严格控制施工活动范围，施工作业区四周设置彩旗限界，严禁车辆乱碾乱轧、人员随意踩踏项目占地范围外的区域，避免造成土壤活化及植被损失。禁止在沙化土地上砍挖灌木、药材等防风固沙植物和从事其他破坏植被的活动。

③管沟施工过程中实施“分层开挖、分层堆放、分层回填”的措施，堆放于管沟一侧的临时堆土区且用苫布覆盖，并定期洒水抑尘。施工结束后先回填深层土，后回填表土层。施工土方全部用于管沟回填和井场平整，严禁随意堆置。

④优化施工组织，缩短施工时间，避免在大风天气进行易起尘的作业，以免造成土壤风蚀影响。

⑤沙化防治区内施工场地定时洒水，减少施工过程中因风蚀造成的水土流失。植被覆盖度较低区域，井场水泥平台和砂砾石路面维持现状，避免因拆除作业对区域表层土再次扰动，引起土地沙化。因项目占地造成的植被损失按正式征地文件规定进行经济补偿。

⑥土地临时使用过程中发现土地沙化或者沙化程度加重的，应当及时报告当地人民政府；施工期间严格执行生态保护措施，杜绝破坏植被、造成沙化的行为。

⑦施工结束后对临时占地扰动区域先清理、平整，永久占地部分及道路路面采取砂石料铺设、硬化。井场、道路挖填平衡，管沟开挖土石方全部回填。土石方暂存时使用防尘网遮盖，并定期洒水抑尘。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。

⑧对临时占地进行恢复。及时对施工场地进行平整，尽量利用井场及临时道路施工时产生的表层土对临时占地进行覆盖。覆盖厚度根据植被恢复类型和场地用途决定。针对部分基本无植被覆盖的井场四周、道路两侧，采取防沙治沙措施，设置草方格固沙。强化风险意识，制定切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险概率，避免可能发生的油品泄漏事故对固沙植被生存环境造成威胁。

⑨若施工区域周边存在荒漠植被，植被恢复条件较好，则施工结束后对临时占地进行平整，地表覆盖原先清理的表土，根据情况采用砾石固沙、人工播种当地荒漠固沙草籽，帮助植被恢复，减少水土流失影响。

6.10 温室气体管控措施

(1) 原油采用密闭集输工艺，减少了温室气体甲烷的产生。

(2) 加强各设备、阀门、法兰、管线等巡检、维护。

7 生态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。

油藏区块的开发建设必将带来极大的经济效益，同时可以增加就业机会，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。

7.1 经济效益分析

项目总投资 5778.99 万元，环保投资 568 万元，占总投资的 9.8%。经过建设项目投资估算分析，在经济上可行。

7.2 社会效益分析

本项目开发的社会效益主要体现在油田开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。

本项目开发是对新疆地区经济发展的一项重大举措。对于提供就业机会，增加部分人员收入，提高当地税收有着显著的作用。因此，本项目具有良好的社会效益。

7.3 生态环境经济损益分析

7.3.1 生态环境经济损益分析

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和集输（输油、注水管线）管道占地以及道路建设占地。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。而且建设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。

7.3.2 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。经估算该项目环保投资 568 万元，环境保护投资占总投资的 9.8%。环保投资估算见表 7.3-1。

表 7.3-1 主要环保投资估算

阶段		环保设施/措施	投资(万元)
施工期	生态	施工迹地清理平整、压实，临时占地恢复原始地貌，永久占地砾石覆盖或水泥硬化；防沙治沙和水土保持措施	52
	废气	粉状材料及临时土方等在井场堆放应采取覆盖防尘布	26
	废水	井场及重点防渗区域防渗措施	26

阶段		环保设施/措施	投资(万元)
	风险	放喷池、放喷管线、钻井防喷器等安全措施	168
	固废	泥浆不落地技术	160
		施工人员生活垃圾运至生活垃圾填埋场处置	10
		废弃防渗膜、钻井废油等委托有危废处置资质的单位处置	10
	环境管理	设立宣传牌、标志牌加强生态保护宣传	8
		施工期环境监理	8
运营期	废气	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
	固废	石南油田危险废物暂存于石西油田作业区危险废物临时储存场，委托有危废处置资质的资质单位处置	26
	废水	井下作业废水采用专用废液收集罐收集，集中收集后送至石西集中处理站水处理系统处理	10
	地下水	设置围堰、分区防渗、地下水监测	20
	环境风险	对环境风险应急预案编制、应急物资等	10
退役期	固废	井场及管线等设施拆除后，可回收的再利用，不可回收的建筑垃圾运至政府指定地点处置	5
	生态恢复	施工迹地进行地貌恢复，对于自然恢复较差区域临时占地地表铺垫戈壁料或砾石覆盖，播撒草籽等采取人工恢复地表植被	26
合计			568

7.4 生态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、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 568 万元，环境保护投资占总投资的 9.8%。实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。

8 环境管理与监测计划

按照《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），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。项目正式开工后，油气开采企业应当每年向具有管辖权的生态环境主管部门书面报告工程实施或变动情况、生态环境保护工作情况，接受生态环境主管部门依法监管。

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石西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。

石西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,油田主要管理工作由石西作业区完成并全面负责该油田生产运行期的环境管理工作。

运行期的环境管理工作,石西作业区设一名专(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,油田采出水全部回注。

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。

2) 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) 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、可接收的范围内，以达到减少事故发生、经济合理地保证安全运行管理技术的目的。

8.1.2.2 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 环境管理计划

项目的环境保护行动计划应贯穿于项目全过程，包括施工期、运营期和闭井

期，计划内容涉及生态环境、声环境、大气环境、水环境、景观保护以及水土流失等方面不利影响的减缓和保护措施。

8.1.3.1 施工期环境管理计划

建设项目施工期环境监督管理计划见表 8.1-1。

表 8.1-1 施工期环境保护监督管理计划

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	严格控制施工占地面积，严格控制井位外围作业范围，钻井现场严格管理，划定施工活动范围，减少临时占地和对地表的扰动。施工结束后，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	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	加强施工人员的管理，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		
		植被	保护荒漠灌丛植被；收集保存表层土，临时占地及时清理；地表施工结束后恢复植被		
		防沙治沙、水土保持	主体工程与水保措施和防沙治沙措施同时施工，并加强临时防护措施，土石方按规范放置，做好防护措施等		
	污染防治	施工扬尘	施工现场洒水降尘，粉质材料规范放置；运送建筑材料的卡车须用帆布遮盖，严禁散落和随风飞扬；施工现场设置围栏等		
		废水	以钻井队为单位，核算清水的用水定额，建立奖惩制度，控制和减少清水用量，避免水的跑、冒、滴、漏现象。钻井废水综合利用		
		固体废物	钻井岩屑、泥浆按规范处置；施工土方回收利用，不能利用的弃渣送弃渣场		
		噪声	选用低噪声的设备、加消声设施，保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等		

8.1.3.2 运营期环境管理计划

(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，油田采出水全部回注，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) 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。

3) 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、可接收的范围内，以达到减少事故发生、经济合理地保证安全运行管理技术的目的。

建设项目运营环境监督管理计划见表 8.1-2。

表 8.1-2 运营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
----	------	------	------	------	------

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	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护知识，使之在保护沿线植被的同时，随时观察沿线的水土流失状况，以便能及时地采取补救措施	石西作业区	所在行政区生态环境行政主管部门	纳入工程费用
2	声环境	选取区块典型井场的厂界噪声进行监测，在噪声超标点位采取必要的隔声降噪措施			
3	大气环境	对大气进行定期监测			
4	水环境	对污水处理设施进行定期维护			
5	景观保护	对项目区域内的环境保护和生态恢复措施的执行和落实情况进行监督			
6	管道保护	对易遭车辆碰撞破坏的局部管道采取防护措施，设置安全标志； 对管道设施定期巡查，及时维修保养； 制定事故应急预案，对安全运行的重大隐患和重大事故能够作出快速反应并及时处理			纳入运行管理费用
7	环境管理	建立环境管理体系和事故应急体系；实施环境监测计划			
8	风险防范措施	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			
9	固体废物处置	事故状态产生的落地原油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。			

8.1.3.3 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	石西作业区	所在行政区环境保护行政主管部门	纳入闭井期闭井管理费用中
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、转移过程中产生一定扬尘，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			

8.1.3.4 环保设施竣工验收管理

根据《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）要求，建设单位或生产经营单位按规定开展建设项目竣工

环境保护验收，并录入全国建设项目竣工环境保护验收信息平台。分期建设、分期投入生产或者使用的建设项目，其相应的环境保护设施应当分期验收。

（1）环境工程设计

1）必须按照本环评文件及批复要求，落实项目环境工程设计，按要求制定环境风险事故应急预案。

2）建立健全环境管理组织机构、各项环保规章制度，施工期实行环境监理。

3）项目污染防治设施必须与主体工程“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。

（2）环境保护设施验收建议

1）验收范围

①与项目有关的各项环保设施，包括为防治污染和保护环境所配套建成的治理工程、设备、装置和监测手段，以及各项生态保护设施等。

②环境影响报告书及批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

2）验收工作流程

①建设项目竣工后，建设单位或委托的相关技术机构应当依照国家有关法律法规、建设项目竣工环境保护验收技术规范、本环境影响报告书和审批决定等要求，如实查验、监测、记载建设项目环境保护设施的建设和调试情况，同时还应如实记载其他环境保护对策措施“三同时”落实情况，编制竣工环境保护验收报告。验收报告编制人员对其编制的验收报告结论终身负责，不得弄虚作假。

②验收报告编制完成后，建设单位应组织成立验收工作组。验收工作组由建设单位、设计单位、施工单位、环境影响报告书（表）编制机构、验收报告编制机构等单位代表和专业技术专家组成。

③验收工作组应当严格依照国家有关法律法规、建设项目竣工环境保护验收技术规范、建设项目环境影响报告书和审批决定等要求对建设项目配套建设的环境保护设施进行验收，形成验收意见。验收意见应当包括工程建设基本情况，工程变更情况，环境保护设施落实情况，环境保护设施调试效果和工程建设对环境的影响，验收存在的主要问题，验收结论和后续要求。

④建设单位应当对验收工作组提出的问题进行整改，合格后方可出具验收合格的意见。建设项目配套建设的环境保护设施经验收合格后，其主体工程才可以

投入生产或者使用。

⑤验收报告存档备查。

3) 建设项目环境保护“三同时”验收内容

根据建设单位项目“三同时”原则，在项目建设过程中，环境污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用。

建设单位自主验收的环保设施验收清单见表 8.1-4。

表 8.1-4 拟建项目环境保护“三同时”验收一览表

治理项目	污染源	位置	验收标准	
			治理要求	验收标准
一、钻井期				
废水	生活污水	生活营地	本工程共设1座生活营地，并配套防渗收集池1座，生活污水排入防渗收集池，定期拉运至克拉玛依市乌尔禾区污水处理厂处理，待施工结束后，防渗收集池原地覆土填埋	现场无废水遗留
	试压废水	管线	洒水降尘、不外排	合规处置，综合利用
废气	车辆运输、材料装卸扬尘	施工场地	原材料运输、堆放要求遮盖；及时清理场地上弃渣料，采取覆盖、洒水抑尘	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）
	烟气	柴油机	选用合格的燃油	
噪声	机械设备	施工场地	低噪声设备	《建筑施工噪声排放标准》（GB 12523-2025）
固体废物	钻井泥浆	井场	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	现场无固废遗留
	钻井岩屑	井场	岩屑存入岩屑储罐，完井后由第三方合规处置	满足《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ 1461—2026）可综合利用
	生活垃圾	井场	施工现场设置垃圾桶，生活垃圾集中收集在垃圾桶内，定期拉运至乌尔禾区生活垃圾填埋场处置	现场无固废遗留
	钻井设备废油	设备维护保养	委托有危废处置资质的单位回收处置	现场无固废遗留
	废弃防渗膜	施工场地铺垫	委托有危废处置资质的单位回收处置	现场无固废遗留

二、运营期				
废水	采出水	石西集中处理站水处理系统	保持正常运行，处理达标后回注油藏	《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（洗井废水、压裂废水及修井废液）	井场	作业单位自带专用收集罐集中收集后，送至石西集中处理站水处理系统处理	
废气	烃类无组织挥发	井场/计量阀组/混输泵站/油气集输过程	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	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）（非甲烷总烃4.0mg/m ³ ）
噪声	各类机泵	井场、计量站	低噪声设备	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类
固废	含油污泥	石南联合站、石西集中处理站	交由有资质的单位进行无害化处置	应符合危险废物暂存、处置的相关要求
	落地油	井场	保证原油不落地，回收率达100%	井场无落地油痕迹，回收后的落地原油拉运至石西集中处理站暂存，定期委托有资质单位处置。
	清罐废渣	管线	委托有危废处置资质的单位回收处置	《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》（2021年12月22日）
	废弃防渗膜	施工迹地	委托有危废处置资质的单位回收处置	
	废润滑油	设备润滑	集中收集，临时贮存在石西油田作业区危险废物临时储存场，定期委托有危废处置资质单位处置	—
	废润滑油桶	设备润滑	委托有危废处置资质的单位回收处置	《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》（2021年12月22日）
	废含油抹布和手套	设备润滑	委托有危废处置资质的单位回收处置	《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》（2021年12月22日）

				日)
生态	工程占地	井场、管线、临时道路	严格控制占地范围；永久占地水泥硬化或砾石覆盖，临时占地地貌恢复	—
	土壤	管线	开挖时分层开挖、分层回填	
地下水			落实分区防渗措施，跟踪监测	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
环境管理			环保标识牌；环境管理制度是否建立并完善，环保机构及人员是否设置到位；施工人员是否保留必要的影像资料	

8.2 环境监测计划

各污染物监测和分析方法按照《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）执行。排污单位自行监测信息公开内容及方式按照《企业事业单位环境信息公开办法》（环境保护部令第 31 号）执行。本项目在运营期的排污主要集中在井场，其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。环境监测计划见表 8.2-1。

表 8.2-1 运营期环境监测计划

监测对象		监测频率	监测对象	监测项目	监测地点	执行标准
环境质量	地下水	1次/年	开发区域	石油类、砷、六价铬	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	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）3类标准
	土壤	1次/年	井场、集输管线	砷、六价铬、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）	根据土壤环境监测技术规范（HJ 166-2026）在项目单井、管线及周边布点采样分析	《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	废 气	1次/ 年	井场	非甲烷总烃	根据《大气污染物 无组织排放监测 技术导则》 (HJ/T55-2000)在 项目单井井场下 风向10m范围内浓 度最高点采样分 析,监测点位至少 包括至少1口运行 单井	《大气污染物综合排放 标准》(GB16297-1996) 无组织排放监控浓度限 值
跟 踪 监 测	生 态 环 境	1次/3 年	污 染 源	植被覆盖率、植 物多样性组成	临时占地范围内	/
			环 境 质 量	植被覆盖率、生 物量、植物多样 性组成	管线临时占地范 围外 300m 范围 内,井场临时占地 50m 范围内	/

8.3 环境影响后评价

根据《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函〔2019〕910号)中要求“陆地区块产能建设项目实施后,建设单位或生产经营单位应对地下水、生态、土壤等开展长期跟踪监测,发现问题应及时整改。项目正式投入生产或运营后,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。按要求开展环评的现有滚动开发区块,可以不单独开展环境影响后评价,法律法规另有规定的除外。”本工程属于滚动开发项目,要求以整个石西油田作业区油田开发区域为整体开展后评价,建议项目投入生产后,每3-5年开展一次环境影响后评价。

为验证本工程实施后,各项环境减缓措施的有效性,应对本次环境影响评价的主要结论和项目环境保护措施的实施情况进行跟踪、监测和评价。主要回顾和跟踪评价内容见表8.3-1。

表 8.3-1 项目环境影响后评价的主要内容

序号	项目	工作内容	主要目的和意义
1	环境监测与回顾评价	(1) 大气环境监测与回顾评价 (2) 地下水环境监测与回顾评价 (3) 土壤环境监测与回顾评价 (4) 噪声环境监测与回顾评价 (5) 生态环境监测与回顾评价	掌握环境变化趋势
2	污染源调查	区块污染源调查	掌握基础数据

序号	项目		工作内容	主要目的和意义
3	清洁生产水平		区块清洁生产调查	掌握基础数据
4	环境保护 措施 回顾	施工 阶段	(1) 审核环保初步设计和EMP (2) 检查施工临时占地的还原 (3) 检查粉尘和噪声污染控制措施， 决定施工时间 (4) 检查空气污染物的排放 (5) 检查施工场所生活污水和含油废 水的处理和排放	(1) 严格执行三同时 (2) 确保临时占地满足环保要 求 (3) 减少建设对周围环境的影响， 执行相关环保法规和标准 (4) 确保水质不被污染 (5) 确保景观和土地资源不被 严重破坏，避免造成水土流失
		运营 阶段	(1) 检查运营期EMP的实施 (2) 检查监测计划的实施 (3) 检查有必要采取进一步的环保措 施 (4) 检查环境敏感点的环境质量是否 满足其相应质量标准要求 (5) 加强监督，防止突发事件，预先 制定紧急事故应对方案，一旦发生事 故能及时消除危险	(1) 落实EMA (2) 落实监测计划 (3) 切实保护环境 (4) 加强环境管理，切实保护 人群健康 (5) 确保污水排放满足标准。
5	环境管理		动态管理系统建设；公众意见；环保 投资比例	回顾并修改环境管理各项措施

8.4 污染物排放清单

本工程污染物排放清单及管理要求见表 8.4-1。

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 (完钻后)	排放量(完钻后)	执行的排放 标准	建议总量指 标
施工期	废水	生活污水	COD、BOD ₅ 、SS	施工期共设 1 座生活营地，并配套 1 座防渗收集池，生活污水排入防渗收集池，定期拉运至克拉玛依市乌尔禾区污水处理厂处理，待施工结束后，防渗收集池原地覆土填埋	336m³	0	——	——
		管道试压废水	SS	试压结束后用于洒水抑尘	39.34m³	39.34m³	——	——
	废气	柴油废气	CO	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	15.01t	15.01t	《大气污染物综合排放标准》 (GB16297-1996) 中无组织排放监控点浓度 限值	——
			NO ₂		45.91t	45.91t		
			HC		4.74t	4.74t		
			SO ₂		0.35t	0.35t		
			PM ₁₀		2.93t	2.93t		
			PM _{2.5}		2.93t	2.93t		
		汽车尾气	烃类	车辆定期维护、保养，使用符合国家标准的燃料	1.51t	1.51t		
			CO		0.88t	0.88t		
			NO _x		4.05t	4.05t		
			SO ₂		0.045t	0.045t		
	固废	钻井岩屑	一般固废	岩屑存入岩屑储罐，完井后由第三方合规处置	25236.46t	0	岩屑经检测符合《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）中综合利用	——
		机械设备废油	危险废物	委托有危废处置资质的资质单位处置	11t	0	——	——
		废弃防渗膜			少量	0		
		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，定期拉运至乌尔禾区生活垃圾填埋场处置	12.25t	0	——	——
时段	类别	污染源	污染物	治理措施	产生量 (t/a)	排放量(t/a)	执行的排放 标准	建议总量指 标
运营期	废水	井下作业废水（洗井废水、压裂废水及修井废液）	SS、COD、石油类、挥发酚、硫化物	专用收集罐集中收集后，送至石西集中处理站水处理系统，达标后回注油藏，不外排	3457.66m³	0	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）	——
		采出水		送至石西集中处理站水处理系统，处理达标后回注油藏	/	0		——
	废气	采油及集输挥发废气	烃类	无组织排放	1.52t	1.52t	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）	——
	固废	油泥（砂）	烃类	临时贮存在石西油田作业区危险废物临时储存场，定期委托有危废处置资质单位处置	188.78t	0	——	——
		落地油	烃类	石南联合站原油处理系统处置	1.6t	0	——	——
		废润滑油	烃类		1.1t	0	——	——
		清管废渣	烃类	委托有危险废物处置资质的单位回收、处置	9.49t	0	——	——
		废弃防渗膜	烃类	委托有危险废物处置资质的单位回收、处置	4t	0	——	——
		废润滑油桶	烃类	委托有危险废物处置资质的单位回收、处置	0.025t	0	——	——
		废含油抹布和手套	烃类	委托有危险废物处置资质的单位回收、处置	0.05t	0	——	——

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

石南油田石 204 井区地理位置位于准噶尔盆地腹部古尔班通古特沙漠腹地，南距石南 4 处理站约 11km，行政隶属于新疆塔城地区和布克赛尔蒙古自治县，距克拉玛依市东约 130km。

本项目拟在石南油田石 204 井区部署开发井 22 口，其中新钻采油井 16 口（水平井 2 口，直井 14 口），新钻注水井 6 口（直井）。直井单井设计产能 5.5t/d，水平井设计单井产能 10.7~15.0t/d，新建产能 3.08×10^4 。

本工程在石 204 井区新建一座 12 井式一体化自动选井计量装置，在已建 4# 计量站旁新建 1 座 8 井式多通阀橇，将新建计量站搭接入石 204 井区 3# 计量站阀池。对石 204 混输泵站进行扩建，新建 2 座三相分离器，更换 2 台混输泵 2 台。原油、伴生气依托石西集中处理站进行处理。对石 204 注水增压站进行改扩建，新建 4 台注水泵，新建 1 座 6 井式配水橇，新建油区注水干线复线。配套建设供配电、给排水、仪表、防腐与保温等工程。

9.1.2 生态环境质量现状

9.1.2.1 生态环境空气质量现状调查结论

（1）区域环境空气质量监测结果

塔城地区 2025 年六项基本污染物平均浓度均能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2026）表 1 中过渡阶段二级标准浓度限值，项目所在区为空气质量达标区。

（2）特征污染物监测结果

根据特征因子补充监测结果，监测点非甲烷总烃小时浓度值在 $0.68\text{—}1.18\text{mg/m}^3$ 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/m^3 ，硫化氢均 $<0.2 \times 10^{-3}\text{mg/Nm}^3$ ，满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值 $10\mu\text{g/m}^3$ 的要求，

未出现超标现象。

9.1.2.2 水生态环境质量现状调查结论

地下水监测点总硬度、溶解性总固体、氟化物、钠、氯化物、硫酸盐和锰有超标现象，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：总硬度、溶解性总固体、硫酸盐和氯化物等超标主要是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。周边地层富含锰氧化物、硫化物（如菱铁矿、黑锰矿、黄铁矿），长期水岩作用下，矿物在弱酸性、强还原环境中发生溶解， Mn^{4+} 被还原为可溶的 Mn^{2+} 进入地下水，形成区域高本底值。

9.1.2.3 声生态环境质量现状调查结论

根据监测结果表明：项目区域内背景噪声监测点昼间、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，周围声环境质量良好。

9.1.2.4 土壤生态环境质量现状调查结论

根据监测结果，项目占地范围内土壤监测数据满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准。占地范围外土壤监测数据满足《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 生态环境质量现状调查结论

（1）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

（2）土壤类型：石南油田所在区域土壤类型为半固定风沙土。

（3）植被：石南油田域植被类型为梭梭+白梭梭群系、沙拐枣+三芒草群系、梭梭群系。

(4) 野生动物：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。

(5) 土地利用类型：项目区用地类型主要为采矿用地、裸土地、其他草地、公路用地。

9.1.3 主要生态环境影响

9.1.3.1 大气生态环境影响评价结论

(1) 施工期废气：主要为井场工程、管线敷设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：单井井场预测无组织非甲烷总烃下风向最大落地浓度 $30.90\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，最大浓度出现的距离为下风向 10m，占标率为 0.77%。下风向各个距离的浓度均能满足《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（ $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ ），项目在生产工艺中采用密闭流程，区域地域空旷，无集中固定人群居住，运营期对区域大气环境的影响可以保持在环境可接受的范围之内。

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 水生态环境影响评价结论

(1) 施工期废水：管道试压废水应尽可能重复利用，试压结束后，用于周围洒水降尘。施工期生活污水拉运至克拉玛依市乌尔禾区污水处理厂处理。

(2) 运营期废水：采出水及井下作业废水（洗井废水、压裂废水、修井废液）送至石西集中处理站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）后用于油藏注水。运营期产生的废水不会对水环境造成影响。

(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。

9.1.3.3 声生态环境影响评价结论

本项目钻井期噪声随施工结束而消失。生产运营期，井场机械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《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类区标准（昼间 60dB(A)，夜间 50dB(A)）。且本项目位于戈壁荒漠，周边无人居住，项目开发建设中的噪声对环境的影响较小。

9.1.3.4 固体废物生态环境影响评价结论

（1）施工期固废

钻井采用“泥浆不落地技术”，钻井液循环使用，完井后剩余钻井液由专业服务公司进行回收利用。钻井岩屑暂存于岩屑储罐，完井后由第三方合规处置。

施工期管线施工产生的弃土回填在管堤上，压实平整；井场建设在清理地表、平整场地时产生的土石方不集中收集，用于厂区周边平整，不产生集中弃土。

施工期生活垃圾集中收集后，定期拉运至乌尔禾生活垃圾填埋场处置。

钻井设备维护产生废机油、施工区域铺垫产生的废弃防渗膜均属于《国家危险废物名录》（2025 年版）HW08 类危险废物，收集后交由有危废处理资质的单位负责转运、接收、无害化处理，不会对区域环境造成不利影响。

（2）运营期固废

本项目运营期产生的含油污泥、清管废渣、废弃防渗膜、废润滑油、废润滑油桶及废含油抹布和手套，均属于《国家危险废物名录》（2025 年版）HW08 类危险废物，定期交由有危废处理资质的单位负责转运、接收、无害化处理。

事故状态下的落地油、废润滑油装桶收集后，拉运至石西油田作业区危险废物临时储存场，达到一定量时委托有危废处置资质单位处置。

本项目新增管理人员从石西油田作业区已有人员进行调配，故不新增生活垃圾。

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，本项目临时占地面积为 38.9226hm^2 ，永久占地面积为 2.901hm^2 。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征地进行经济补偿。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。但施工区域与周围植被没有明显的隔离，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，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集油管线泄漏、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，尽可能杜绝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、营运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 生态环境保护防治措施

9.1.4.1 施工期

本项目钻井过程中，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：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，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，并且采用符合标准的柴油，并添加柴油助燃剂等措施，减轻对大气环境的影响；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。

(2) 废水防治措施：管道试压废水作为荒漠绿化或道路降尘。本工程共设

1 座生活营地，并配套 1 座防渗收集池，生活污水排入防渗收集池，定期拉运至克拉玛依市乌尔禾区污水处理厂处理，待施工结束后，防渗收集池原地覆土填埋。

(3) 噪声防治措施：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采用泥浆不落地工艺，完井后剩余泥浆由服务公司回收后用于后续钻井液配备。岩屑进入储罐，直接委托岩屑公司处置。②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，不产生集中弃土。③施工期生活垃圾定期拉运至乌尔禾区生活垃圾填埋场处置。④钻井设备废油、废弃防渗膜属于危险废物，委托有危废处置资质的单位处置。

(5) 生态保护措施：①严格控制施工区域，将临时占地面积控制在最低；②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；③开展施工环境监理；④施工结束后，施工迹地清理、平整，做的工完料净场地清。

9.1.4.2 运营期

(1) 废气防治措施：本项目装置均采用全密闭流程，有效控制了非甲烷总烃的无组织排放。

(2) 废水防治措施：①本项目井下作业废水严禁外排，作业单位自带回收罐收集后，拉运至石西集中处理站水处理系统处理。②采出水密闭集输至石西集中处理站水处理系统，处理达标后用于油田注水，不外排进入环境。

(3) 噪声：合理布局产噪设备，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：①石南联合站、石西集中处理站产生的含油污泥定期委托有危废处置资质的单位负责转运、接收和无害化处理。②运营期井下作业、修井作业时会产生落地原油、运营期井架及井下作业时各类机械设备保养和维护产生的废润滑油，收集后拉运至石西油田作业区危险废物临时储存场，达到一定量时委托有危废处置资质单位处置。③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，更换的废弃防渗膜、清管产生的含油废渣，收

集后直接委托有危险废物处置资质的单位拉运处置。

(5) 生态保护措施：①对于永久占地（油田区及油田公路、集输管线上方、电力设施底部）地面上实施砾石覆盖措施，减少风蚀量；②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。

9.1.5 污染物总量控制符合要求

本项目不设总量控制指标。

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。

9.1.7 公参意见采纳情况

1) 第一次公示情况

中国石油新疆油田分公司开发公司于 2026 年 8 月 10 日委托南京国环科技股份有限公司承担“新疆石南油田石 204 井区西山窑组油藏 2026 年产能建设项目”的环评工作，于 2026 年 8 月 13 日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站进行了该项目的环境影响评价信息首次公示。

2) 第二次公示情况

本项目环境影响报告书（征求意见稿）初步编制完成后，于 2026 年 9 月 1 日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站开展征求意见稿公示。公示时限为公示之日起 10 个工作日，符合《环境影响评价公众参与办法》（2019 年 1 月 1 日）、“第十条建设单位征求公众意见的期限不得少于 10 个工作日”的要求。此外，于 2026 年 9 月 9 日、2026 年 9 月 10 日在《新疆法制报》上进行了报纸公示。

本项目在整个公众参与期间，未收到公众关于本项目的反馈意见。

本项目在建设运营过程中，将始终把环保问题作为重点，认真落实各项污染治理措施和生态保护措施，做好污染治理和生态恢复的工作，尽可能减少项目建设对周围环境的影响，以争取公众持久的支持。

9.1.8 总结论

综上所述，项目属于国家产业政策鼓励项目，项目选址、选线不涉及生态保护红线，符合生态环境分区管控要求，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，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，从生态环境保护分析，本项目建设可行。

9.2 要求与建议

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。