

2022 年长庆实业集团产能建设工程补充项目
环境影响报告书
(送审稿)

建设单位：长庆实业集团有限公司

编制单位：陕西省现代建筑设计研究院有限公司

编制时间：二零二三年五月

目 录

1 概述	1
1.1 项目建设背景.....	1
1.2 建设项目特点.....	1
1.3 环境影响评价的工作过程.....	2
1.4 相关情况的分析判定.....	2
1.5 关注的主要环境问题及环境影响.....	39
1.6 主要结论.....	39
2 总则	40
2.1 编制依据.....	40
2.2 评价目的及原则.....	45
2.3 环境影响识别与评价因子筛选.....	46
2.4 环境功能区划及评价标准.....	51
2.5 评价工作等级及评价范围.....	60
2.6 评价时段与评价重点.....	69
2.7 主要环境保护目标.....	69
2.8 评价工作程序.....	78
3 现有工程概况	79
3.1 建设单位概况.....	79
3.2 地理位置与交通.....	80
3.3 开发井区现有工程概况.....	82
3.4 现有工程环境保护概况.....	86
4 新、扩建工程概况	100
4.1 基本情况.....	100
4.2 建设规模.....	100
4.3 油藏地质特征.....	101
4.4 项目组成和建设内容.....	103
4.5 项目占地.....	106
4.6 集输方案、工程布局.....	108
4.7 井、站场工程设计方案.....	114
4.8 管线工程设计方案.....	122
4.9 储运工程设计方案.....	124
4.10 注水工程设计方案.....	124
4.11 配套工程.....	125
4.12 环保工程.....	127
4.13 投资估算.....	132
4.14 滚动开发项目实施前后油田建设变化情况.....	132
5 工程分析	133
5.1 原辅材料、能源消耗及平衡分析.....	133
5.2 污染影响因素分析.....	140
5.3 生态影响因素分析.....	151
5.4 污染源分析及源强核算.....	152
5.5 污染物排放及总量核定.....	171
5.6 清洁生产分析.....	174
6 区域概况及环境现状调查	177
6.1 自然环境概况.....	177
6.2 环境质量现状.....	182
6.3 区域环境敏感目标.....	209
6.4 区域工业污染源.....	211
7 施工期环境影响及环保对策措施	212
7.1 施工期环境影响分析.....	212
7.2 施工期环境重点监控部位及要求.....	220

7.3 小结	222
8 运行期环境影响及环保对策措施	223
8.1 运行期环境影响分析	223
8.2 运行期环境措施及可行性论证	237
8.3 闭井期环境影响及污染防治措施	250
8.4 环保投资估算	251
9 地下水环境影响评价	253
9.1 总则	253
9.2 地下水环境影响识别	258
9.3 水文地质条件	260
9.4 地下水环境现状监测与评价	271
9.5 包气带数值模型建立	271
9.6 地下水数学模型建立	274
9.7 施工期地下水环境影响预测及评价	277
9.8 运行期地下水环境影响预测及评价	289
9.9 闭井期地下水环境影响	309
9.10 地下水环境保护目标影响分析	309
9.11 地下水环境保护措施与对策	311
9.12 结论	321
10 土壤环境影响评价	323
10.2 现有工程土壤环境保护措施调查	327
10.3 土壤环境影响	328
10.4 土壤环境保护措施	337
10.5 土壤生态环境保护措施	341
10.6 结论	341
11 生态环境影响评价	343
11.1 生态环境调查与评价	343
11.2 生态环境影响评价	375
11.3 生态环境保护与恢复措施	386
11.4 生态监测和环境管理	394
11.5 结论	395
12 环境风险评价	396
12.1 风险调查	396
12.2 环境风险潜势初判	399
12.3 环境风险识别	401
12.4 风险事故情形分析	407
12.5 环境风险分析	409
12.6 风险防范措施与应急预案	414
12.7 结论	430
13 环境经济损益分析	431
13.1 经济效益分析	431
13.2 社会效益分析	431
13.3 环境经济损益分析	431
14 环境管理与监测计划	436
14.1 环境管理要求	436
14.2 污染物排放清单	437
14.3 环境管理制度	441
14.4 环境监测计划	444
14.5 环境保护建议及要求	446
15 评价结论	448
15.1 建设项目概况	448
15.2 产业政策及规划相符性	448
15.3 环境质量现状	448

15.4 污染物排放情况及环境保护措施.....	450
15.5 主要环境影响.....	452
15.6 环境影响经济损益.....	454
15.7 环境管理与监测计划.....	454
15.8 总量控制.....	454
15.9 公众意见采纳情况.....	455
15.10 总结论.....	455
15.11 要求与建议.....	455

附表

附表 1 大气环境影响评价自查表

附表 2 地表水环境影响评价自查表

附表 3 声环境影响评价自查表

附表 4 土壤环境影响评价自查表（污染影响型）

附件 5 土壤环境影响评价自查表（生态影响型）

附表 6 环境风险简单分析内容表

1 概述

1.1 项目建设背景

长庆实业集团有限公司管辖开发区块 8 个，矿权面积 881.9km²，横跨 2 省 6 县 10 乡，整体呈现区块分散、层系多、规模小的特点。自营区矿权面积 268.8km²，含 4 个开发区块：五蛟西、南试验区、镰刀湾、小河；合作区矿权面积 613.1km²，含 4 个开发区块：葫芦河 3#、4#区、姬黄 37#区、镰刀湾西区。多年来，该厂采用“勘探中有开发，开发中有勘探”的滚动开发模式，在重点井区突破的同时，在开发中继续深化新层系和新井区的勘探工作。

随着滚动开发工作的推进，已形成从侏罗系延 8 到三叠系长 8，共 7 个层系的开发系统。根据长庆实业集团产能计划，拟实施 2022 年长庆实业集团产能建设工程补充项目，共部署产能 3.8×10⁴t/a，共涉及五蛟西区白 468、白 461 及南试验区岭 405 共 3 个井区，分布位于华池县五蛟镇、庆城县马岭镇。新建采油井 36 口、注水井 5 口，井场共计 11 座、改扩建返排液站 1 座，新建蛟 7 增增压站 1 座，井组拉油点 1 座，并配套建设管线、道路、通信等工程。

1.2 建设项目特点

(1) 本工程建设性质为改扩建。项目建设内容包括新建站场、井场、拉油点、管线、道路工程，也包括现有站场扩建工程；项目工艺流程涉及钻井、井下作业、采油、管道集输、储运、注水等多个开发环节。

(2) 生态影响与污染影响并存。生态影响主要体现在占地、植被破坏和土壤侵蚀；、污染影响主要有建设期施工废水、废气、噪声、固废等，运行期主要有无组织烃类、油田采出水、噪声、含油污泥等。

(3) 污染源和环境敏感目标较分散。从局部看，开发井区的分散导致污染源分散，单个点工程对环境影响并不显著，但从整体看，数量较多的单体工程等所构成的面源对环境影响则比较显著。

(4) 项目环境风险事故类型较多，环境事故风险影响大。环境风险事故类型主要有井喷、罐车火灾与爆炸、管道泄露等，各类环境风险事故一旦发生，将产生较严重的环境影响。

(5) 本项目通过“以新带老”措施解决现有工程存在的环境问题，提出污染控制及生态恢复措施。通过对现有工程运行的环境影响进行定量定性评估，说明现有工程环境保护措施、生态环境保护措施的有效性。

1.3 环境影响评价的工作过程

根据《中华人民共和国环境保护法》、《中华人民共和国环境影响评价法》、《建设项目环境保护管理条例》本项目需进行环境影响评价。根据《甘肃省人民政府关于划定省级水土流失重点预防区和重点治理区的公告》（甘政发〔2016〕59号）、《庆阳市人民政府关于划定市级水土流失重点预防区和重点治理区的公告》、《华池县人民政府关于划分华池县水土流失重点防治区的公告》、《庆城县人民政府关于划分庆城县水土流失重点防治区的公告》，拟建华池县五蛟镇井区所在乡镇、马岭镇井区所在乡镇属“泾河流域省级水土流失重点治理区”。根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021年版）属于“五、石油和天然气开采业，7：陆地石油开采中石油开采新区块开发；页岩油开采；涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”，应编制环境影响报告书。

2022年10月18日，长庆实业集团有限公司委托陕西省现代建筑设计研究院有限公司（以下简称“环评单位”）承担该项目环境评价工作。

接受委托后，评价人员认真研读了项目开发方案和地面工程设计资料，组织人员开展了现场调查和资料收集工作，结合项目特点和评价区域概况委托实施了环境质量现状监测和卫星遥感解译工作。按照环境影响评价相关技术导则要求，编制完成了长庆实业集团有限公司《2022年长庆实业集团产能建设工程补充项目环境影响报告书》。

1.4 相关情况的分析判定

1.4.1 产业政策符合性分析

本项目建设内容属《产业结构调整指导目录（2019年本）》（2021年修正）鼓励类中“七、石油、天然气——1、常规石油、天然气勘探与开采；3、原油、天然气、液化天然气、成品油的储运和管线输送设施、网络建设和液化天然气加注设施建设”，符合国家产业政策。

1.4.2 相关法规、规章相符性分析

1.4.2.1 与《中华人民共和国黄河保护法》相符性分析

与《中华人民共和国黄河保护法》中关于石油勘探开发相关条款的内容摘录见表1.4.2-1。通过对比，项目实施符合相关条款的规定。

表 1.4.2-1 项目与《中华人民共和国黄河保护法》的相符性

规划名称	纲要摘要	符合情况分析
《中华人民共和国黄河保护法》	第二十六条 禁止在黄河干支流岸线管控范围内新建、扩建化工园区和化工项目。禁止在黄河干流岸线和重要支流岸线的管控范围内新建、改建、扩建尾矿库；但是以提升安全水平、生态环境保护水平为目的的改建除外。	本项目位于甘肃陇东，属于石油开发项目，不属于禁止建设的化工项目、尾矿库项目。
	第三十五条 禁止在黄河流域水土流失严重、生态脆弱区域开展可能造成水土流失的生产建设活动。确因国家发展战略和国计民生需要建设的，应当进行科学论证，并依法办理审批手续。 生产建设单位应当依法编制并严格执行经批准的水土保持方案。	本项目属于石油开采类项目，属于滚动开发；生产建设单位已依法履行环评及水土保持手续。
	第四十五条 黄河流域水资源利用，应当坚持节水优先、统筹兼顾、集约使用、精打细算，优先满足城乡居民生活用水，保障基本生态用水，统筹生产用水	本项目采出水、措施返排液等废水处理达标后回注地层，不外排。

1.4.2.2 与黄河流域生态保护和高质量发展规划纲要相符性分析

与《黄河流域生态保护和高质量发展规划纲要》、《甘肃省黄河流域生态保护和高质量发展规划》中关于石油勘探开发相关条款的内容摘录见表 1.4.2-2。通过对比，项目实施符合规划纲要中相关条款的规定。

表 1.4.2-2 项目与黄河流域生态保护和高质量发展规划的相符性

规划名称	纲要摘要	符合情况分析
《黄河流域生态保护和高质量发展规划纲要》	第九章 建设特色优势现代产业体系 第三节 建设全国重要能源基地 根据水资源和生态环境承载力，优化能源开发布局，合理确定能源行业生产规模。有序有效开发山西、鄂尔多斯盆地综合能源基地资源，推动宁夏宁东、甘肃陇东、陕北、青海海西等重要能源基地高质量发展。……加大石油、天然气勘探力度，稳步推动煤层气、页岩气等非常规油气资源开采利用……	本项目位于甘肃陇东，属于石油开发项目，部署产能为 3.8 万 t/a，符合推动能源基地发展的要求。
《甘肃省黄河流域生态保护和高质量发展规划》	第二章 总体要求第五节 总体布局。构建黄河上游生态保护“一带四区多点”空间布局。陇中陇东黄土高原水土保持区，包括庆阳、平凉、定西、天水、白银、兰州及临夏州永靖、临夏市、东乡、广河 4 市县，以水土流失综合治理为重点，有效保护和恢复林草植被，结合工程措施，开展流域综合治理，有效提高森林覆盖率和水土流失保持率。	本项目位于陇中陇东黄土高原水土保持区，项目施工期坚持水土流失综合治理与主体工程三同时，积极实施站区及道路、井场可绿化用地的绿化。符合规划要求。
	第四章 加强陇中陇东黄土高原水土保持。着力抓好陇中陇东黄土高原水土保持，持续开展退耕还林还草，加大水土保持力度，强化防治水土流失综合治理水平，推动从过度干预、过度利用向自然修复、休养生息转变，改善陇中陇东黄土高原地区生态面貌。	本项目施工过程做好工程水土保持工作，加强植被恢复水平，强化水土流失综合治理水平，符合规划要求。
	第七章 持续推进环境综合治理第四节 开展矿区	项目在施工期严格落实

	<p>生态环境综合整治。研究制定甘肃省黄河流域矿区综合整治专项实施方案。研究制定甘肃省黄河流域矿区综合整治专项实施方案。积极推进甘南、兰州、白银、平凉、祁连山等历史遗留矿山开展矿区生态环境综合治理和生态修复。按照“谁修复，谁受益”的原则，盘活矿区土地资源。强化生产矿山边开采、边治理举措，及时修复生态和治理污染，停止对生态环境造成重大影响的矿产资源开发。以黄河干支流岸线、水库、饮用水水源地、地质灾害易发多发区为重点，开展尾矿库、尾液库风险隐患排查，“一库一策”制定治理和应急处置方案，鼓励尾矿综合利用。统筹推进华亭、新窑煤田等大强度开采导致大规模地面沉陷综合治理，开展白银、庆阳、平凉等矿区污染治理和生态修复试点示范。落实绿色矿山标准和评价制度，2021年后新建矿山全部达到绿色矿山要求，加快生产矿山改造升级。</p>	<p>环评及批复要求的生态保护恢复措施，按照边开采、边治理举措的边治理举措，及时修复生态和治理污染。本项目不属于需关停的对生态环境造成重大影响的矿产资源开发。项目拟建矿山达到绿色矿山要求。符合规划要求。</p>
--	--	---

1.4.2.3 《甘肃省石油勘探开发生态环境保护条例》相符性分析

《甘肃省石油勘探开发生态环境保护条例》中关于石油勘探开发相关条款的内容摘录见表 1.4.2-3。通过对比，本项目拟采取的措施要求符合条例中相关条款的规定。

表 1.4.2-3 项目与《甘肃省石油勘探开发生态环境保护条例》的相符性

序号	条例摘要	符合情况分析
1	<p>第五条、石油勘探开发单位应当防止环境污染和生态破坏，建立健全生态环境保护责任制，明确单位负责人和相关人员的责任，对造成的生态环境损害依法承担治理、修复和赔偿责任。</p>	<p>建设单位已建立了 HSE 管理组织机构，并对基层组织 HSE 权利和责任作出了明确规定。符合条例规定。</p>
2	<p>第七条、石油勘探开发单位应当编制石油勘探开发利用规划，并依法开展环境影响评价。</p>	<p>《长庆油田分公司“十四五”发展规划（陇东油区）环境影响报告书》已取得审查意见（中国石油长庆油田分公司〔2022〕22号），符合条例规定。</p>
3	<p>第十一条、严禁通过暗管、渗井、渗坑、灌注或者篡改、伪造监测数据，或者不正常运行防治污染设施等逃避监管的方式违法排放污染物。</p>	<p>本项目开采过程中产生的油田采出水和措施返排液全部处理达标后回注油层用于驱油，不排放。符合条例规定。</p>
4	<p>第十五条、石油勘探开发单位应当建设清洁井场，雨排水及环境风险防范设施的建设应当符合规范。禁止掩埋作业中散落油和油水混合液。</p>	<p>本项目井场按照《长庆油田陇东油区清洁文明井场设施建设标准》（Q/SY CQ 08010-2019）要求建设，井场内设有井口集油槽、含油污水池、雨水收集池、挡水条等风险防范设施。井场施工和运行期措施作业产生的落地油和含油污水全部回收处置，不外排。符合条例规定。</p>
5	<p>第十六条、石油勘探开发过程中钻井设备摆放处、循环水利用设施、泥浆收集设施等应当采取防渗漏措施，防止污染物外泄或者渗漏。钻井应当采用无毒或者低毒泥浆，提高泥浆循环利用水平。试油过程中含油污水不得落地，应当集中处理达标后回用。</p>	<p>本项目钻井过程采取钻井泥浆不落地工艺，废弃泥浆经大罐收集、沉降、破胶脱稳、板框压滤后，固相（含水率小于 60%，pH 控制在 6~9）在井场内设有三防（防渗漏、防流失、防扬散）措施的设施内暂存，产生后委托第三方钻井泥浆资质单位集中处置。分离的液相及压滤液在井场内循环利</p>

序号	条例摘要	符合情况分析
		用，无法利用的运至油田措施废液处理站处理达标后回注采油层。试油废水入罐，试油束后，运至措施返排液处理站集中处理。符合条例规定。
6	第十七条、石油勘探开发单位应当建设采出水处理设施，经处理达标后回注采油层或者综合利用，不得污染地下水。	本项目采出水全部通过现有采出水处理系统处理达标后作为工艺用水回注油层，不外排。符合条例规定。
7	第十八条、石油勘探开发单位应当加强生态环境监测能力建设。石油勘探开发排污单位，应当按照国家有关规定和监测规范进行污染物监测，安装使用监测设备，保证监测设备正常运行，保存原始监测记录。	本项目针对项目特点和工程分布制定了运行期环境现状和污染源监测方案，项目投运后将定期组织环境监测。
8	第十九条、石油勘探开发单位应当建立和完善油区地下水监测网络，加强对地下水水质、水量的监控，定期将监控结果向市(州)生态环境主管部门报告	项目制定了运行期环境现状和污染源监测方案，投运后将定期组织环境监测，长庆实业集团有限公司的产建环评及产建工程竣工环保验收阶段均针对开发区域开展地下水监测，对开发区域进行了长期的地下水监控。符合条例规定。
9	第二十一条、石油勘探开发单位应当开展挥发性有机物污染防治，天然气、油田伴生气以及其他可燃性气体应当回收利用。不具备回收利用条件的，应当进行污染防治处理。石油勘探开发单位应当开展扬尘污染治理，施工和运行过程中不得对周围空气环境产生污染。	区块内伴生气可满足各站场自用。符合条例规定。
10	第二十二条、石油勘探开发单位应当加强建设和生产过程中各环节土壤污染防治管理，对生产活动影响区域内特征污染物定期进行监测。	本项目制定了运行期土壤环境现状监测计划，针对重点站场选址及周边土壤环境敏感目标进行石油烃定期监测。符合条例规定。
11	第二十三条、石油勘探开发单位应当对产生噪声的设备和装置采取消音、隔音、防振等有效措施。	本项目各井场抽油机、站场设备优先选用低噪声设备、基础减振措施。符合条例规定。
12	第二十五条、石油勘探开发单位应当依据法律法规和相关规定收集、贮存、运输、处置危险废物。建设危险废物处置设施或者委托有经营许可证的单位对本单位产生的危险废物进行安全处置。禁止将危险废物提供或者委托给无经营许可证的单位收集、贮存、利用、处置。	本项目施工和运行期产生的含油危险废物全部委托有资质单位集中处置，不排放。符合条例规定。
14	第二十六条、石油勘探开发单位应当制定突发环境事件应急预案，按照规定报生态环境主管部门及其派出机构和有关部门备案，并定期开展应急演练。石油勘探开发单位应当完善应急救援物资储备，定期开展隐患排查与整治，加强油气集输管线和贮存设备的巡查，定期检测、维修，采取有效的防腐、防裂等措施，防止渗漏、溢流事故发生。运输原油或者化学药剂应当采取封闭措施，防止泄漏。	长实集团已制定完整的突发环境事件应急预案，并按规定备案。已配备应急物资并定期开展应急演练，符合条例规定。
15	第二十九条、禁止在划定的饮用水水源保护区、自然保护区、风景名胜等法律法规禁止勘探开发的区域内进行石油勘探开发。已经建成的	本项目各井区开发范围，井、站场和管线工程选址选线均不在饮用水源地、自然保护区、风景名胜等环境敏感区范围内。符合条例

序号	条例摘要	符合情况分析
	设施、设备应当关闭、拆除，清除场地污染，实施生态环境恢复。	规定。

1.4.2.4 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》相符性分析

《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）中就规划环评、环评“放管服”、生态环境保护措施、事中事后监管等内容提出了要求，其中涉及石油开发的要求摘录如下。根据对比，本项目现有工程运行管理和实施过程中拟采取的措施要求符合通知中相关要求。

表 1.4.2-4 项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》的相符性

序号	通知要求	符合情况分析
1	(一) 各有关单位……；编制油气开发相关专项规划，应当依法同步编制规划环境影响报告书，报送生态环境主管部门依法召集审查。	《长庆油田分公司“十四五”发展规划（陇东油区）环境影响报告书》已取得审查意见（中国石油长庆油田分公司〔2022〕22号），符合通知要求。
2	(四) 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。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。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。	本项目为 2022 年长实集团产能建设工程补充项目，评价内容包括新建、扩建井场、管线、道路、新建站场、改扩建站场和供电、消防等配套工程。报告将施工期、运行期地下水、土壤等要素环境影响和污染防治措施可行性作为评价重点。对现有工程影响进行了回顾性评价，针对现有工程存在的问题提出“以新带老”措施。对依托工程进行了依托可行性分析。符合通知要求。
3	(八) 涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。相关部门及油气企业应当加强采出水等污水回注的研究，重点关注回注井井位合理性、过程控制有效性、风险防控系统性等，提出从源头到末端的全过程生态环境保护及风险防控措施、监控要求。建设项目环评文件中应当包含钻井液、压裂液中重金属等有毒有害物质的相关信息，涉及商业秘密、技术秘密等情形的除外。	本项目采出水及措施返排液处理达标后回注，报告对回注的可行性进行了分析，从源头防控、过程控制、分区防渗等方面提出了地下水污染防治措施。制定了运行期地下水监测计划。超低渗-低渗透油藏开发过程中需要向油层注水以驱替原油。因此，本项目中利用达标油田采出水和压裂返排液回注油层不仅是为了满足生产用水需要，且有利于节约地下水资源。根据甘肃省生态环境厅有关请示复函，作为工艺用水回注可执行《陇东油田采出水处理水质指标及分析方法》（Q/SY CQ 08011-2022）。本项目回注层为含油层。报告中明确了钻井液和压裂液的主要成分，由于涉及商业秘密，未给出具体药剂具体组分。上述关于项目的具体情况符合通知要求。

4	<p>(九) 油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物,应当遵循减量化、资源化、无害化原则,按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施,提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物,应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。相关部门及油气企业应当加强固体废物处置的研究,重点关注固体废物产生类型、主要污染因子及潜在环境影响,分别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,促进固体废物合理利用和妥善处置。</p>	<p>本项目钻井过程采用水基泥浆,含油岩屑等危险废物与一般固废分类收集处置,符合管理要求。钻井和运行过程中危险废物可依托五蛟西区现有危废暂存点暂存。环评报告结合各固体废物的性质、产生量和产生环节分析了其环境影响,明确了处理措施,论证了措施的可行性。以上内容符合通知要求。</p>
5	<p>(十) 陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控,通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施,有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放。……井场加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备,应当优先使用清洁燃料,废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求。</p>	<p>本项目中岭 405 井区集输系统不完善,暂时采取拉油方式,其余井区全部采用管线密闭集输,减少了挥发性烃类无组织排放。各井场采用定压阀回收套管气,综合利用。油田各类站场加热炉均采用自产伴生气作为燃料,类比根据现有站场运行监测,燃气加热炉排放污染物满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)要求。以上内容符合通知要求。</p>
6	<p>(十一) 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。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油,减少废气排放。选用低噪声设备,避免噪声扰民。施工结束后,应当及时落实环评提出的生态保护措施。</p>	<p>本项目井场采用丛式井方式部署,其中拉油点与井场合建,从设计上减少了工程占地。项目施工结束后通过实施植被和生态恢复措施,可降低对生态环境的影响。钻井过程中柴油机采用高标号低硫柴油,有利于减少废气排放。工程选址选线远离居民集中区,施工过程采用低噪设备,可有效避免噪声影响。以上内容符合通知要求。</p>
7	<p>(十二) 陆地油气长输管道项目,原则上应当单独编制环评文件。油气长输管道及油气田内部集输管道应当优先避让环境敏感区,并从穿越位置、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进行深入论证。高度关注项目安全事故带来的环境风险,尽量远离沿线居民。</p>	<p>项目所有管线工程均为内部集输管线,不涉及环境敏感区,并远离居民集中区。符合通知要求。</p>
8	<p>(十三) 油气储存项目,选址尽量远离环境敏感区。加强甲烷及挥发性有机物的泄漏检测,落实地下水污染防治和跟踪监测要求,采取有效措施做好环境风险防范与环境应急管理。</p>	<p>本项目南 58 井组拉油点新建储油箱,新建南 58 井组拉油点选址远离居民区。项目制定了运行期地下水跟踪监测计划。以上内容符合通知要求。</p>
9	<p>(十四) 油气企业应当加强风险防控,按规定编制突发环境事件应急预案,报所在地生态环境主管部门备案。……</p>	<p>长实集团已制定突发环境事件应急预案,并按规定报生态环境主管部门备案符合通知规定。</p>

1.4.3 相关规划相容性分析

1.4.3.1 与国家和地方相关规划的相容性分析

项目与国家和省地相关规划的相容性分析见表 1.4.3-1。通过对比，本项目的实施符合相关规划要求。

表 1.4.3-1 项目建设与相关规划的相符性

序号	相关规划	规划要求（摘录）	规划符合情况分析
1	“十四五”土壤、地下水和农村生态环境保护规划	实施地下水污染风险管控。针对存在地下水污染的化工产业为主导的工业集聚区、危险废物处置场和生活垃圾填埋场等，实施地下水污染风险管控，阻止污染扩散，加强风险管控后期环境监管。试点开展废弃矿井地下水污染防治、原地浸矿地下水污染风险管控，探索油气采出水回注地下水污染防治措施。	本项目实行了地下水和土壤的风险管控措施，加强后期环境监管，提出污染防治措施，减少或避免油田开发对土壤和地下水产生污染，符合规划要求。
1	甘肃省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要	构建能源资源开发利用新格局。围绕落实国家 2030 年前碳达峰、2060 年前碳中和目标，坚持清洁低碳、安全高效，立足资源禀赋和区位优势，大力推动非化石能源持续快速增长，加快调整优化产业结构、能源结构，大力淘汰落后产能、优化存量产能，推动煤炭消费尽早达峰。推广煤炭绿色智能开采、推进煤电清洁高效发展、加大油气勘探开发和优势矿产资源开发利用、完善能源储运体系，着力打造国家重要的现代能源综合生产基地、储备基地、输出基地和战略通道。	本项目属于石油开发项目，符合纲要要求。
2	甘肃省人民政府关于印发甘肃省矿产资源总体规划（2021—2025 年）的通知（甘政发〔2022〕52 号）	三总体布局 3.陇东能源清洁生产引领区。包括平凉市、庆阳市。该区位于鄂尔多斯盆地西缘，是我国石油、天然气、煤炭资源富集区。进一步统筹油气与非油气、煤炭与砂土石等矿产资源开发空间和时序，开展分层开发利用技术研究论证，科学合理设置矿业权，鼓励企业签订互不影响和权益保护协议。加强煤炭和煤层气资源综合勘查评价、绿色开发利用。加快灵台、宁正、沙井子等矿区资源开发，培育新的经济增长极，打造以石化、煤电一体化为核心的陇东产业集群。	本项目属于石油开发项目，开发区域位于陇东地区，是打造以石化为核心的陇东产业群的前端保障，符合规划要求。
3	《甘肃省“十四五”能源发展规划（2021-2025）》	建设陇东千万吨级油气生产基地。高质量落实油气勘探开发“七年行动方案”，加大勘探开发投资力度，保障勘探开发项目建设条件，推动油气增储上产。“十四五”期间，陇东地区按照“稳油增气、持续稳产”目标，打造千万吨级油气生产基地。到 2025 年，陇东地区原油产量达到 1100 万吨，天然气产量力争达到 20 亿立方米。	长实集团位于庆阳市华池县、庆城县，属于油田产能建设项目，本项目产能为 3.8 万 t/a，符合“稳油增气、持续稳产”目标要求。
4	庆阳市国民经济和社会发展第十四个五年	推动石油石化基地建设。全力支持长庆油田、华北油田、玉门油田、辽河油田、中石化华北油气分公司等加大开发力度，稳步推进常规油开采，开展页	本项目属于长庆油田石油开发项目，本项目产能规模 3.8 万吨，是

规划和二〇三五年远景目标纲要	岩油等非常规油勘探开发，确保到 2025 年原油产量达到 1000 万吨以上，力争达到 2000 万吨。	实现本纲要的重要组成部分，符合纲要要求。
----------------	--	----------------------

1.4.3.2 其它政策文件相符性分析

与其他文件政策的符合性分析见表 1.4.3-2。

表 1.4.3-2 项目与其他文件政策的符合性的相容性

序号	相关政策	政策要求（摘录）	政策符合情况分析
1	《“十四五”节能减排综合工作方案》	《方案》指出，以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻党的十九大和十九届历次全会精神，深入贯彻习近平生态文明思想，坚持稳中求进工作总基调，立足新发展阶段，完整、准确、全面贯彻新发展理念，构建新发展格局，推动高质量发展，完善实施能源消费强度和总量双控、主要污染物排放总量控制制度，组织实施节能减排重点工程，进一步健全节能减排政策机制，推动能源利用效率大幅提高、主要污染物排放总量持续减少，实现节能降碳减污协同增效、生态环境质量持续改善，确保完成“十四五”节能减排目标，为实现碳达峰、碳中和目标奠定坚实基础。	本项目污染物排放实行总量控制，符合方案要求。
		《方案》明确，到 2025 年，全国单位国内生产总值能源消耗比 2020 年下降 13.5%，能源消费总量得到合理控制，化学需氧量、氨氮、氮氧化物、挥发性有机物排放总量比 2020 年分别下降 8%、8%、10%以上、10%以上。节能减排政策机制更加健全，重点行业能源利用效率和主要污染物排放控制水平基本达到国际先进水平，经济社会发展绿色转型取得显著成效。	本项目伴生气作为现有工程锅炉燃料，节约能源的同时降低了无组织烃类的排放，符合方案要求。
2	《工矿用地土壤环境管理办法（试行）》（生态环境部令 3 号）	第八条 重点单位新、改、扩建项目用地应当符合国家或者地方有关建设用地土壤污染风险管控标准。	本项目符合国家或者地方有关建设用地土壤污染风险管控标准。符合要求。
		第九条 重点单位建设涉及有毒有害物质的生产装置、储罐和管道，或者建设污水处理池、应急池等存在土壤污染风险的设施，应当按照国家有关标准和规范的要求，设计、建设和安装有关防腐蚀、防泄漏设施和泄漏监测装置，防止有毒有害物质污染土壤和地下水。	本项目按照国家有关标准和规范的要求，设计、建设和安装有关防腐蚀、防泄漏设施，防止有毒有害物质污染土壤和地下水。符合要求。
		第十一条 重点单位应当建立土壤和地下水污染隐患排查治理制度，定期对重点区域、重点设施开展隐患排查。发现污染隐患的，应当制定整改方案，及时采取技术、管理措施消除隐患。隐患排查、治理情况应当如实记录并建立档案。	本项目建立土壤和地下水污染隐患排查治理制度，定期对重点区域、重点设施开展隐患排查。符合要求。
		第十二条 重点单位应当按照相关技术规范要求，自行或者委托第三方定期开展土壤和地下水监测，重点监测存在污染隐患的区域和设施周边的土壤、地下水，并按照规定公开相关信息。	建设单位定期委托第三方定期开展土壤和地下水监测，重点监测存在污染隐患的区域和设施周边的

			土壤、地下水，并公开相关信息。符合要求。
		<p>第十四条 重点单位拆除涉及有毒有害物质的生产设施设备、构筑物和污染治理设施的，应当按照有关规定，事先制定企业拆除活动污染防治方案，并在拆除活动前十五个工作日报所在地县级生态环境、工业和信息化主管部门备案。</p> <p>企业拆除活动污染防治方案应当包括被拆除生产设施设备、构筑物和污染治理设施的基本情况、拆除活动全过程土壤污染防治的技术要求、针对周边环境的污染防治要求等内容。</p> <p>重点单位拆除活动应当严格按照有关规定实施残留物料和污染物、污染设备和设施的安全处理处置，并做好拆除活动相关记录，防范拆除活动污染土壤和地下水。拆除活动相关记录应当长期保存。</p>	<p>本次环评对涉及得改扩建站场设备拆除提出了各项污染防治措施，防止污染地下水和土壤。另外要求企业按照规定制定污染防治方案，并进行备案，对拆除活动进行记录，并长期保存。符合要求。</p>
		<p>第十五条 重点单位突发环境事件应急预案应当包括防止土壤和地下水污染相关内容。</p> <p>重点单位突发环境事件造成或者可能造成土壤和地下水污染的，应当采取应急措施避免或者减少土壤和地下水污染；应急处置结束后，应当立即组织开展环境影响和损害评估工作，评估认为需要开展治理与修复的，应当制定并落实污染土壤和地下水治理与修复方案。</p>	<p>企业编制的突发环境事件应急预案包括了防止土壤和地下水污染相关内容。符合要求。</p>
		<p>第十六条 重点单位终止生产经营活动前，应当参照污染地块土壤环境管理有关规定，开展土壤和地下水环境初步调查，编制调查报告，及时上传全国污染地块土壤环境管理信息系统。</p>	<p>环评要求油田到达闭井期后，参照污染地块土壤环境管理有关规定，开展土壤和地下水环境初步调查，编制调查报告，及时上传全国污染地块土壤环境管理信息系统。符合要求。</p>
3	《陆上石油天然气开采钻井废物处置污染控制技术要求》 (SY/T7298-2016)	<p>4 污染控制要求</p> <p>4.1 一般要求</p> <p>4.1.1 钻井废物的收集、贮存、运输、利用、处置，以及钻井废物处置工程的选址、设计、施工、验收和运行应符合国家和地方相关固体废物污染防治法律法规与标准的要求。</p>	<p>本项目钻井废水排入地上移动式泥浆罐，用于配制泥浆，循环使用，钻井结束后废弃钻井泥浆中上清液由长庆实业集团有限公司五蛟西措施返排液处理系统处理后达标回注。符合规范要求。</p>
		<p>4.1.2 钻井废物处置过程宜使用环境友好的原材料与添加剂。</p>	<p>本项目钻井过程采取钻井泥浆不落地工艺，废弃泥浆经大罐收集、沉降、破胶脱稳、板框压滤后，固相（含水率小于 60%，pH 控制在 6~9）在井场内设有三防（防渗漏、防流失、防扬散）措施的设施，产生后委托第三方钻井泥浆资质单位集中处置。</p>
		<p>4.1.3 对水基钻井液体系钻井废物宜实施固液分离处置，对液相尽可能进行回收再利用。</p>	<p>项目钻井废水排入地上移动式泥浆罐，用于配制</p>

		<p>4.1.4 钻井废物处置过程中应采取必要措施,保护处置场地周边地表水、地下水、土壤、空气、植被以及野生动物栖息环境,避免造成环境污染和生态破坏。</p>	<p>泥浆,循环使用,钻井结束后废弃钻井泥浆上清液经密闭罐车拉至长庆实业集团有限公司五蛟西措施返排液处理系统处理达标回注;井下作业废水、洗井废水排入井场设置的地上废水收集罐,经措施返排液处理处理达标回注。符合要求。</p>
		<p>4.2 收集和贮存运输 4.2.1 对钻井废物宜采取现场不落地收集措施。</p>	<p>项目采用泥浆不落地工艺,产生的落地油进行及时回收,保证落地油回收率能够达到 100%。符合要求。</p>
4	《关于加快推进油田钻井泥浆不落地措施和固废集中处置设施建设的通知》(庆环发【2021】29号)	<p>迅速启动钻井泥浆不落地工艺试点。各油气开发单位要尽快选取部分油田开发区块先行实施钻井泥浆不落地工艺试点。试点井场采取大罐收集、沉降、破胶脱稳、板框压滤工艺,产生的固废落实“三防”措施,在井场规范暂存,待配套建设的处置设施建成后规范处置,剩余废水集中收集拉运至油田单位措施液处理站,处理达标后回注。固体、液体废弃物转运过程严格执行转移联单制度。</p>	<p>本项目钻井过程采取钻井泥浆不落地工艺,废弃泥浆经大罐收集、沉降、破胶脱稳、板框压滤后,固相(含水率小于 60%, pH 控制在 6~9)在井场内设有三防(防渗漏、防流失、防扬散)措施的设施,产生后委托第三方钻井泥浆资质单位集中处置。分离的液相在井场内循环利用,无法利用的送至就近的油田措施废液处理站处理达标后回注采油层。</p>
		<p>二、加快推动钻井泥浆固体废弃物处置设施规划选址和建设工作。各油气开发单位要切实扛起“谁污染、谁治理”的污染防治主体责任,按照陇东油区油气田分布及开发产建计划,合理规划油气田开发固体废弃物集中处置填埋设施建设地点、覆盖范围以及服役期限。自建、联建或由第三方企业建设集中处置填埋场或烧结砖厂。要全面推进油田钻井泥浆固体废弃物处置填埋设施前期工作,加快项目立项和建设进度,为 2022 年全面实施钻井泥浆不落地工艺措施要求提供基础保障。</p>	<p>废弃钻井泥浆最终统一委托第三方钻井泥浆资质单位集中处置。</p>
5	《石油天然气开采业污染防治技术政策》	<p>一、总则</p>	<p>①建设单位建立了完整的环境管理体系,评价也提出了严格、可行的污染防治措施,在严格执行的情况下可以避免重大事故的发生。</p> <p>①井区开发总体布局基本合理,评价在施工期和运行期提出了严格、可行的污染防治和生态保护措施,建设单位确保严格执行;②本项目清洁生产总体达到国内</p>
		<p>①遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。</p> <p>①石油天然气开采要坚持油气开发与环境保护并举,油气田整体开发与优化布局相结合,污染防治与生态保护并重。②大力推行清洁生产,发展循环经济,强化末端治理,注重环境风险防范,因地制宜进行生态恢复与建设,实现绿色发展。</p>	

			先进水平，多方面发展了“减量化、再使用、再循环”的循环经济，拟采取成熟有效的污染防治和生态保护措施。
		在环境敏感区进行石油天然气勘探、开采的，要在开发前对生态、环境影响进行充分论证，并严格执行环境影响评价文件的要求，积极采取缓解生态、环境破坏的措施。	评价对本项目的环境影响进行了充分的论证，建设单位承诺严格执行环评文件及专家提出的要求。
	二、 清 洁 生 产	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。	本项目结合油区开发现状整体部署，通过井站合建等措施减少占地，实现油气和废物的集中收集、处理处置。
		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%。	本项目落地油泥的回收率 100%。
		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。	采用环境友好型钻井液，钻井泥浆基本为无毒性泥浆，钻井液循环率达到 95%以上，钻井过程产生废水循环使用。
		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%。	酸化液和压裂液集中配制，残液和返排液进行无害化处置，返排液优先在井场处理循环利用，无法利用的批次运往措施返排液处理站处理达标后回注油层。采用除砂沉降罐回收放喷返排液体，入罐率达到 100%。
		在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注。	项目采用注水开发工艺，采出水处理达到《陇东油田采出水处理水质指标及分析方法》（Q/SY CQ08011-2022）标准后回注油层。
		在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。	本项目除 405 井区集输系统不完善采取拉油外，其它均采用密闭集输，最大限度的减少了烃类气体的排放。
		油气田建设宜布置丛式井组，采用多分支井、水平井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术，以减少废物产生和占地。	本项目采取丛式井开采工艺，减少了污染物的产生和占地。
	三、 生 态 保 护	①在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到 80%以上；②站场放空天然气应充分燃烧。	①已有井场覆盖的井区采取回收利用的措施，综合回收利用率达到 99%，随着集气管线的逐步完善，伴生气的回收利用率进一步提高；②本项目富含伴生气随油气混输到下游站场，无放空

			伴生气。
		①在油气开发过程中,应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复;②井场周围应设置围堤或井界沟;③应设立地下水水质监测井,加强对油气田地下水水质的监控,防止回注过程对地下水造成污染。	①建设项目拟采取减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复;②采用清洁文明井场设计,有较好的污染防治作用;③环评要求设置监测井,对井区的地下水进行日常监测,防止对地下水造成污染。
	四、 污染 治理	在钻井和井下作业过程中,鼓励污油、污水进入生产流程循环利用,未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排。在油气开发过程中,未回注的油气田采出水宜采用混凝气浮和生化处理相结合的方式。	油田采出水在生产过程中经处理达标后回注油层,不外排。
		固体废物收集、贮存、处理处置设施应按照标准要求采取防渗措施;试油(气)后应立即封闭废弃钻井液贮池。	本项目钻井过程采取钻井泥浆不落地工艺,废弃泥浆经大罐收集、沉降、破胶脱稳、板框压滤后,固相(含水率小于60%,pH控制在6~9)在井场内设有三防(防渗漏、防流失、防扬散)措施的设施内暂存,委托第三方钻井泥浆资质单位集中处置。
		回收落地原油,以及原油处理、废水处理产生的油泥(砂)等中的油类物质,含油污泥资源化利用率应达到90%以上,残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别,根据识别结果资源化利用或无害化处置。	本项目井下作业时采用“铺设作业、带罐上岗”的模式,落地油的回收率达到100%;含油污泥属于危险废物,其中清罐油泥、采出水处理系统污泥送有资质单位处置。
	五、 鼓励 研发 的 新 技 术	废弃钻井液、井下作业废液及含油污泥资源化利用和无害化处置技术,石油污染物的快速降解技术,受污染土壤、地下水的修复技术。	本项目产生的废弃钻井液、井下作业废液及含油污泥拟采取相应的资源化利用和无害化处置技术,其中废弃泥浆在井场经大罐收集、沉降、破胶脱稳、板框压滤后,固相(含水率小于60%,pH控制在6~9)在井场内设有三防(防渗漏、防流失、防扬散)措施的设施内暂存,产生后委托第三方集中处置单位处理。分离的液相在井场内循环利用,无法利用的送至就近的油田措施废液处理站处理达标后回注采油层。井下作业废液送至就近的油田措施废液处理站处理达标后回注采油层,含油污泥暂存于油田污油泥暂存点,委托有资质单位定期转运处置。
		六、	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。

	运行管理与风险防范	在开发过程中,企业应加强油气井套管的检测和维护,防止油气泄漏污染地下水。	建设单位拟加强油气井套管的检测和维护措施,进一步防止油气泄漏污染地下水。
		油气田企业应建立环境保护人员培训制度,环境监测人员、统计人员、污染治理设施操作人员应经培训合格后上岗。	建设单位已建立了完善的环境保护人员培训制度,所有人员均培训后上岗。
		油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别,制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。应开展特征污染物监测工作,采取环境风险防范和应急措施,防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故。	建设单位已建立了完善的环境污染事故发生应急预案、消除事故隐患的措施及应急处理办法,并定期演练。

1.4.4 与环境功能区划及其他规划的相符性分析

1.4.4.1 与《甘肃省生态功能区划》的符合性分析

根据《甘肃省生态功能区划》,甘肃省划分为3个生态区、20个生态亚区、67个生态功能区,项目所在地生态功能区见表1.4.4-1,图1.4.4-1。

表 1.4.4-1 评价区在甘肃省生态环境功能区划中的位置

一级区	二级区	三级区
黄土高原农业生态区	宁南-陇东黄土丘陵农业生态亚区	12黄土残塬旱作农业强烈水土流失生态功能区
		13环县黄土丘陵、滩地强烈水土流失牧农生态功能区

本项目各井区、站场位于宁南-陇东黄土丘陵农业生态亚区范围内。区划中提出,宁南-陇东黄土丘陵农业生态亚区是甘肃省重要粮仓,也是煤化、油气生产基地。生态环境建设应以水土保持为主,加强生物措施与工程措施相结合的水土保持工作,特别是塬边和沟坡的治理。推广山、水、林、田、路的流域综合治理。沟坡地带以建设水土保持林草植被为主,缓坡建设高水平人工梯田,发展林果业。塬面积极推广旱作农业技术,提高农业抗灾能力。河谷地区完善灌溉系统,推广节水灌溉技术,发展高效集约经营。

本项目与该区划符合性分析如下:

(1)《甘肃省生态功能区划》中无对本项目建设的制约及限制因素;(2)由工程概况,本项目建设不占用基本农田,不随意开垦土地;(3)项目开发施工期、运行期及闭井期均采取相应措施防治水土流失,包括工程防治措施和植物修复措施,能够有效的控制项目区水土流失状况,改善项目所在地的生态环境功能。

综上所述,本项目建设符合《甘肃省生态功能区划》。

1.4.4.2 与《庆阳市国家生态文明建设示范市规划（2021-2025 年）》的相符性

该规划“第三章主要任务与措施”中关于石油开发相关内容见表 1.4.4-2，根据对比分析，本项目符合规划要求。

表 1.4.4-2 与《庆阳市国家生态文明建设示范市规划（2021-2025 年）》相符性分析

规划内容		规划符合情况分析
1	（二）维护生态安全，全面提升环境质量-2. 加强协同管控，巩固改善大气环境质量。持续推进大气污染源治理。加强陇东油区油气集中处理站、储油库挥发性有机物（VOCS）排放控制，实施挥发性有机物排放总量控制。	本次新建 1 座井组拉油点，采取底部载入式作业方式，减少拉油井场拉油罐装卸油作业无组织烃类气体排放，符合规划要求。
2	（二）维护生态安全，全面提升环境质量-1. 深化“三水”统筹，提升水环境质量。深入推进流域水污染治理。坚持前端、中端、末端治水一起抓，落实控源、减污、增容措施，深化水环境问题排查和排污口综合整治。着力规范油田采出水处理设施的运行管理，确保油田采出水处理达标回注。	项目采出水全部收集进入处理系统，采用“除油+气浮+过滤”工艺处理达到《陇东油田采出水处理水质指标及分析方法》（Q/SY CQ 08011-2022）标准后回注油层用于驱油，不外排。运行期采取加强采出水处理设备的维护，定期更换滤料，对采出水水质进行监测等管理措施确保采出水处理达标回注，符合规划要求。
3	（二）维护生态安全，全面提升环境质量-6. 加强固体废物污染防治。完善固体废物管理制度和监管体系，提升危险废物环境监管、利用处置和环境风险防范能力，着力解决油气田开发固体废物污染问题。	项目施工期和运行期产生各类固体废物都得到妥善处置。泥浆采取“不落地”的收集处置措施。落地油、含油污泥、废润滑油、废防渗材料等危险废物全部送有资质单位规范处置，符合规划要求。
3	（三）优化生态空间，落实环境分区管控-1. 加强生态空间用途管制。加强生态环境分区管控。按照《庆阳市“三线一单”生态环境分区管控实施方案》要求，强化分区管控，落实优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元管控要求。	本项目向庆阳市生态环境局庆城分局、华池分局申请了本次产建工程与“三线一单”的对照分析，根据各局给出的本项目与管控单页的位置关系图件，项目井场和管线涉及庆城县“三线一单”分区管控单源中的“重点管控单元”；华池县“三线一单”分区管控中的“重点管控单元”和“一般管控单元”。 根据分区管控要求及省市生态环境主管部门的管理要求，项目实施后分区落实相应环保措施，符合规划要求。

1.4.4.3 与《甘肃省地表水功能区划》（2012-2030 年）相符性分析

根据《甘肃省地表水功能区划》（2012-2030 年），评价区主要地表水元城川环境功能为 III 类，马莲河（环江）的环境功能为 IV 类。本项目施工及运行期污废水均零排放，对地表水环境无影响，因此项目符合评价区地表水环境功能区划的要求。

1.4.4.4 与《甘肃省主体功能区规划》的相符性分析

根据《甘肃省主体功能区规划》中表 2-6，华池县、庆城县位于“陇东黄土高原丘陵沟壑水土保持生态功能区”范围内，属甘肃省限制开发区域——重点生态功能区。主体功能区规划中关于限制开发区域的功能区定位是：资源承载能力较弱、大规模集聚经济和人口条件不够好，关系农产品供给安全和较大范围生态安全的区域。**要坚持保护优先、适度开发、点状发展，因地制宜发展资源环境可承载的特色产业**，加强生态修复和环境保护，引导超载人口有序转移，逐步成为全国或区域性的重要生态功能区。

规划针对“陇东黄土高原丘陵沟壑水土保持生态功能区”提出的发展方向中明确：**加大优势能源勘探和开发利用**，适度发展优势农产品加工业，促进区域人口、资源、环境的协调发展，为增强区域可持续发展能力提供支撑和保障。本项目属于能源勘探和开发利用项目，符合陇东黄土高原丘陵沟壑水土保持生态功能区的发展方向。

(2)与能源资源开发布局的相符性

《甘肃省主体功能区规划》“七、资源保护与开发利用——（二）能源资源开发布局”关于陇东能源基地的开发布局中提出：**围绕鄂尔多斯国家能源战略基地建设，加快陇东煤炭、石油、天然气资源开发**。以建设国家大型能源基地为重点，拓展煤电、石油等特色产业链条，突出石油化工、煤电冶一体化发展……。本项目的实施符合上述开发布局规划。

综上，本项目符合《甘肃省主体功能区规划》的相关要求。

1.4.4.5 与《甘肃省“十四五”生态环境保护规划》相符性分析

本项目与该规划符合性分析内容见表 1.4.4-3。通过分析对比，本项目在控制非二氧化碳温室气体排放等措施方面符合规划的要求。

表 1.4.4-3 项目与《甘肃省“十四五”生态环境保护规划》相符性分析

规划内容		本项目
1	控制油气系统甲烷排放，协同控制油气系统挥发性有机物与甲烷排放，推广放空天然气和油田伴生气回收利用技术。	项目伴生气通过加热炉燃料等方式回收利用，符合规划要求。
2	以陇中陇东地区为重点，开展水土流失治理。	①本项目在油田开发过程中拟采取减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复；对退役井场和站场土地进行环境治理和土地复垦。符合规划要求。 ②根据生态恢复工程量建立生态保护、恢复与重建费用。符合规划要求。
3	开展原油、成品油、有机化学品等涉挥发性有机物物质储罐排查，强化装卸、敞开液面废气收集治理，提升泄露检测与修复质量。	本项目场站储油设施均为密闭储存设施；井场采用管线密闭集输，减少了挥发性烃类无组织排放；各井场采用定压阀回收套管气，项目伴生气通过加热炉燃料等方式回

		收利用，定期对原油储罐、储油箱、管线等进行泄漏检查。
4	以化工园区、矿山开采区、尾矿库（涉重金属）、危险废物处置场、垃圾填埋场等为重点，开展防渗情况排查和检测，对渗漏严重的研究制定重点污染源防渗工作措施，加强地下水污染渗漏监管执法。以化工园区、矿山开采区等为重点，开展地下水污染防治分区划分工作，探索实施地表水—地下水、土壤—地下水、区域—地块污染协同防治。	项目井站场采取分区防渗设计，有效防范运行期地下水污染。

1.4.4.6 与《庆阳市“十四五”生态环境保护规划》相符性分析

该规划中关于与石油开发有关的相符性描述见表 1.4.4-4。

表 1.4.4-4 与《庆阳市“十四五”生态环境保护规划》相符性分析

	规划内容	本项目
1	控制油气系统甲烷排放，协同控制油气系统挥发性有机物与甲烷排放，推广放空天然气和油田伴生气回收利用技术。	项目伴生气通过加热炉燃料等方式回收利用，符合规划要求。
2	充分采取市场化运作、开发式治理、科学性利用等模式，积极引入社会资本参与矿区生态修复，实施马莲河流域、庆城县、环县、华池县石油开采区生态治理工程。以挥发性有机物、生产废水、工业固废等为重点，加大油区矿区开发全过程污染防治，加快构建循环经济产业链，提升矿区用水、煤矸石、油泥、废弃钻井泥浆等规范化处置和综合利用水平。	本项目位于庆城县、华池县，属于油田开发，废弃泥浆在井场经大罐收集、沉降、破胶脱稳、板框压滤后，固相（含水率小于 60% pH 控制在 6~9）在井场内设有三防（防渗漏、防流失、防扬散）措施的设施内暂存，产生后委托第三方集中处置单位处理后资源化利用。分离的液相在井场内循环利用，无法利用的送至就近的油田措施废液处理站处理达标后回注采油层。
3	在陇东油区各采油厂“十四五”期间继续实施伴生气回收与治理工程，安装井口定压阀，通过新建伴生气管线及伴生气回收装置等措施，使伴生气综合利用率达到 95% 以上，消灭无效火炬、取消井口加热炉，建成覆盖全油区的回收利用与处理系统，大幅度减少 VOCs 排放。加强对陇东油区现有的油气集中处理站、储油库非甲烷总烃挥发性有机物（VOCS）排放控制，加强泄露检测和修复，确保 2023 年 1 月 1 日达到《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》。	本项目伴生气在满足区域内经由站场自身用气外，剩余通过管道输至下游站场综合利用，目前伴生气综合利用率达到 99%。大型管线及储罐安装泄漏检测，达到《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》。
4	工业企业应合理布局生产设施、改进生产工艺、使用低噪声设备，采取消声、隔声、减振等措施减轻噪声对周围环境的影响。	井场及拉油站场采用低噪设备，采取隔声、消声的降噪措施。选址满足防护距离要求。
5	着力规范油田采出水处理设施的运行管理，重点加大采出水处理超标回注行为的查处整改力度，解决钻井、试油、修井等生产环节产生的含油废水、返排液处理不能连续稳定达标问题。督促油田单位进一步优化处理工艺，落实内部监管职责，加快建立油田采出水处理回注在线监测系统，确保油田采出水处理达标回注。	根据庆阳市生态环境局《关于进一步加强油田开发采出水、措施液处理设施运行管理的通知》庆环发【2021】110 号文，要求建设单位对本项目依托的采出水处理装置和措施废液处理装置末端按照技术规范安装自动监测监控设备，对回注水流量和水质进行自动在线监测监控，具备条件后，与环保部门联网，确保水质达标回注。
6	着力解决油气田开发固体废物污染问题，	建设单位已按照《陆上石油天然气开采

	全面落实《陆上石油天然气开采水基钻井废弃物处理处置及资源化利用技术规范》要求，督促各油田单位从2022年1月起全面实施油田钻井泥浆不落地工艺措施，2021年先行启动油田钻井泥浆不落地试点和钻井泥浆固体废物集中处置设施建设工作。	水基钻井废弃物处理处置及资源化利用技术规范》要求，落实钻井泥浆不落地工艺，废弃泥浆在井场经大罐收集、沉降、破胶脱稳、板框压滤后，固相（含水率小于60% pH控制在6~9）在井场内设有三防（防渗漏、防流失、防扬散）措施的设施内暂存，产生后委托第三方集中处置单位处理后资源化利用。分离的液相在井场内循环利用，无法利用的送至就近的油田措施废液处理站处理达标后回注采油层。
7	开展油区生态环境风险排查，深化油气管道隐患治理，完善数字化升级、穿跨越视频监控、腐蚀监测等应急防控配套工程建设。	项目管线采用防腐措施，定期测量管线的内外腐蚀情况，定期检查管线安全保护系统，定期进行巡线等。

1.4.4.7 与《陇东油区石油天然气勘探开发环境保护工作指南（试行）》相符性分析

项目与“工作指南”的相符性分析见表 1.4.4-5。通过分析可知，本项目采取的技术政策符合“工作指南”中的相关要求。

表 1.4.4-5 与“工作指南”的相符性分析

工作指南内容（试行）		技术政策符合情况分析
一、钻井施工污染防治		
1	<p>水污染防治：</p> <p>(1)石油勘探开发生产应当开展建设项目水资源论证，办理取水许可证以及编制水土保持方案，依法缴纳水资源费以及水土保持补偿费；</p> <p>(2)石油勘探开发生产应当采用先进工艺和技术，节水设施应当与主体工程同时设计，同时施工，同时投产，减少水资源损失、浪费和污染。石油勘探开发生产用水禁止开采或者使用浅层地下水；</p> <p>(3)石油勘探开发井场周围应当设置围堰，围堰不低于20cm，井场钻井设备摆放处、循环水利用设施、泥浆收集设施、围堰等应当采取防渗漏措施，防止污染物外泄或者渗漏；</p> <p>(4)井场内泥浆池、清水池、循环沟等设施必须铺设双层防渗材布，防渗布接口处应予以粘接；防渗布出现破损，应及时更换或补漏；井架、柴油机、振动筛等大型机械下要铺设双层防渗布，防渗布四周应设置20cm高的围堰；</p> <p>(5)泥浆池设置应远离沟坎边，要采取加固措施防止垮塌，泥浆液面必须低于池面0.5m；</p> <p>(6)防渗材料：材质须符合《土工合成材料聚乙烯土工膜》（GB/T17643-2011）国家标准中“环保用光面高密度聚乙烯土工膜(GH-2S 型)”的各项质量指标。由油田勘探开发单位采取统一采购，统一发放的模式，杜绝不合格产品进入施工环节；</p> <p>(7)钻井应当采用清水或者低毒泥浆，提高泥浆循环利用水平；钻井废水上清液应当进行综合利用，不外排。</p>	<p>(1) 石油勘探开发井场周围应当设置围堰，围堰不低于20cm；</p> <p>(2) 井场内的泥浆采取不落地收集措施，送至集中处置单位规范处置。</p> <p>(3) 本项目产生的废弃钻井液、井下作业废液及含油污泥拟采取相应的资源化利用和无害化处置技术，其中废弃泥浆在井场经大罐收集、沉降、破胶脱稳、板框压滤后，固相（含水率小于60% pH控制在6~9）在井场内设有三防（防渗漏、防流失、防扬散）措施，产生后委托第三方集中处置单位处理。分离的液相在井场内循环利用，无法利用的送至就近的油田措施废液处理站处理达标后回注采油层。</p>
2	大气污染防治：	

	<p>(1)石油勘探开发单位应当开展挥发性有机物污染防治,天然气、油田伴生气以及其他可燃性气体应当回收利用。不具备回收利用条件需要向大气排放的,应当经过充分燃烧或者采取其他污染防治措施;</p> <p>(2)石油勘探开发单位应当积极开展扬尘污染治理,施工和运行过程中不得对周围空气环境产生污染;</p> <p>(3)土方挖填要避开大风天气,粉状材料运输要采取遮盖措施,井场存放要集中堆置,并采取遮盖或围栏等防扬散、防泄漏、防渗漏措施;</p> <p>(4)进场道路要铺设沙石,减小扬尘污染,并定期进行洒水抑尘。</p>	<p>(1)生产过程中产生的油田伴生气作为加热炉燃料综合利用。</p> <p>(2)土方挖填避开大风天气。粉状材料运输要采取遮盖措施,井场存放集中堆置,采取遮盖或围栏等防扬散、防泄漏、防渗漏措施。</p> <p>(3)对作业面和进场道路进行洒水抑尘。</p>
3	<p>土壤污染防治:</p> <p>(1)禁止掩埋落地油和油水混合物。</p>	<p>施工和运行过程中落地油和含油污泥全部收集回收,最终送有危废处置资质单位进行处置。</p>
4	<p>固废处置:</p> <p>(1)石油勘探开发作业产生的固体废物应当分类收集,规范处置。对暂时不利用或者不能利用的,应当建设符合国家标准贮存场所。贮存的固体废物应当定期规范处置,防止污染环境;</p> <p>(2)石油勘探开发单位应当依据法律法规和相关规定收集、贮存、运输、处置危险废物产生的危险废物必须交由有处置资质的单位安全处置。禁止将危险废物提供或者委托给无资质的单位收集、贮存、利用、处置;</p> <p>(3)钻井岩屑、泥沙必须全部进入经过防渗漏处理的泥浆池。含油岩屑等危险废物、废弃原材料和废包装材料等固体废物、生活垃圾要集中收集分类存放,落实"三防"措施,规范设置标识;</p> <p>(4)钻井结束后,含油岩屑等危险废物交由有处置资质的单位安全处置。废弃原材料、废包装材料等工业废弃物拉运至工业固体废物填埋场安全填埋。生活垃圾拉运至所在县(区)环保部门指定的生活垃圾填埋场安全处置。</p>	<p>(1)固体废物全部分类收集,危险废物依托现有危废暂存设施暂存后交由有资质的公司统一处置。</p> <p>(2)本项目产生的废弃钻井液、措施返排液及含油污泥拟采取相应的资源化利用和无害化处置技术,其中废弃泥浆在井场经大罐收集、沉降、破胶脱稳、板框压滤后,固相(含水率小于60%pH控制在6~9)在井场内设有三防(防渗漏、防流失、防扬散)措施,产生后委托第三方集中处置单位处理。措施返排液经措施返排液站处理达标后回注地层不外排。</p> <p>(3)钻井结束后,含油岩屑送污油泥暂存点暂存,最终委托有资质单位定期转运处置。</p>
5	<p>噪声污染防治:</p> <p>(1)合理安排强噪声施工机械的工作频次、时限,合理调配行车密度。井场周边有居民的,夜间(晚上22:00-次日凌晨6:00)禁止进行高噪声施工作业;</p> <p>(2)对产生噪声设备和装置采取消音、隔音、防振措施。将噪声发生源集中统一布置,落实隔声屏障、基垫减震等措施,降低对周边环境的影响。</p>	<p>(1)合理安排施工机械的工作频次,合理调配行车密度。井场周边有居民的,晚上22:00-次日凌晨6:00期间禁止进行高噪声施工作业。</p> <p>(2)对噪声设备采取消音、隔音、防振措施,降低对周边环境的影响。采取噪声污染防治措施后,施工噪声符合《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)相应标准,昼间≤70dB(A),夜间≤55dB(A)。</p>
二、井下作业污染防治		
1	<p>井下作业要按照“铺设作业、带罐上岗”的作业模式,及时回收落地原油等废物。</p>	<p>井下作业按照“铺设作业、带罐上岗”的作业模式,及时回收落地原油等废物。</p>
2	<p>试油废水、井下作业废水循环利用,选用无毒无害压裂液,无法回收利用的含油废水必须现场入罐(密闭罐)就近拉运至污水处理站处理达标后回注油层,严禁将废水排入泥浆池。</p>	<p>试油废水、井下措施返排液通过措施废液处理站处理后回注油层,不外排。</p>

3	加强井口、贮油罐及地面污水收集处置，作业现场必须铺设防渗布，防渗布四周设20cm高围堰。禁止掩埋作业中散落的原油和油水混合物，落地原油必须及时清理，事故状态下应急池内暂存的含油废水必须在3日内收集清理，并规范处置，始终保持应急池的有效容积。	作业现场铺设防渗布，防渗布四周设20cm高围堰。钻井结束沟通过防渗材料及时收集落地油。
三、钻井泥浆无害化处置工作要求		
1	钻井泥浆无害化处置应当在同井场油(水)井全部完钻后30日内完成，泥浆无害化处置未完成，不得进行试油作业。	本项目产生的废弃泥浆在井场经大罐收集、沉降、破胶脱稳、板框压滤后，固相(含水率小于60%pH控制在6~9)在井场内设有三防(防渗漏、防流失、防扬散)措施，产生后委托第三方集中处置单位处理。分离的液相在井场内循环利用，无法利用的送至就近的油田措施废液处理站处理达标后回注采油层。
2	钻井泥浆无害化处置依据标准按照《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准》(GB36600-2018)、《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准》(GB15618-2018)执行，施工单位企业应确保无害化处置效果满足新的国标要求。	
3	泥浆无害化处置过程中，油田建设单位要加强监督管理，确保泥浆无害化规范处置。	
4	石油勘探开发单位于每月月底前向所在县(区)环保局报送当月泥浆无害化处置工作计划，注明井场、详细位置及施工企业。	
5	无害化施工企业必须按照历年来钻井废弃泥浆无害化处置操作规程规范施工，建立施工档案，包括物料测算、工序操作记录、物料投放环节及投放量记录、施工产生的回废处置情况、施工现场影像资料等。	
6	石油勘探开发单位对泥浆无害化处置所使用的辅料，采取集中采购，根据泥浆产生量和添加比例统一配置，杜绝假冒伪劣和添加量不符合施工要求问题的发生。	
7	县(区)环保局按照石油勘探开发单位提供的无害化处置工作计划，及时开展现场环境监察。并按照10%的比例进行抽查复核。	
四、标准化井场建设环保要求		
1	新投产原油生产井场必须在当年一次性建成标准化井场，井场场地要平整清洁，油井井场污水池和雨水池标高要一致。	标准化井场建设执行《长庆油田陇东油区清洁文明井场设施建设标准》(Q/SY CQ 08010-2019)。
2	雨水池容积应当满足井场实际需求，林缘区、居民聚集区、环境敏感区等周边井场四周修建不低于50cm的砖混围墙，其他井场修建具有防渗功能的挡水墙，大门处修建10cm高的土石混合挡土梁。临近山坡的井场，应在山体与井场之间修筑截洪渠，并在截洪渠末端修建消能设施。	临近山坡的井场，应在山体与井场之间修筑截洪渠，并在截洪渠末端修建消能设施。
3	污水池(半封闭式)容积应当满足井场实际需求且作防渗处理，石砌导油槽与污水池要相连且保持畅通。钻井口周围要修建边沟，边沟末端与导油槽相连，用于收集井口溅落的原油。	污水池(半封闭式)容积不小于30m ³ 且作防渗处理，石砌导油槽与污水池相连且保持畅通。钻井口周围修建边沟，边沟末端与导油槽相连，用于收集井口溅落的原油。
4	井场周边及道路两侧边坡应当绿化或作护坡工程，道路应当进行砂石铺装或硬化。	井场周边和道路两侧按照要求进行绿化
五、站场、集输管线环保要求		

1	管线作业要严格控制在施工带内,表层30cm的熟土要单独堆放用于施工结束后的植被恢复。输油管线防腐要采用环氧粉末等作外防腐,并深埋(管顶埋深最大冻土层深度以下)管线,采用阴极保护,减缓输油管线的腐蚀。	管线作业严格控制在施工带内,站外集输管线施工时分层开挖、分层回填,表层30cm的熟土要单独堆放用于施工结束后的植被恢复。
2	管线穿(跨)越河流的施工应尽量选择枯水期进行,并在两端顺河砌坝(石砌或混凝土浇筑)、按照输油管线规范对长输管线或穿越敏感区的管线加装截断阀,建设应急物资库,禁止将施工固废遗留在河道内。	本项目注水管线(姣8-10井场注水阀组-姣8-13井场)穿跨越元城川河。采用大开挖+套管的方式,禁止将施工固废遗留在河道内。
3	管线高边坡护坡工程应采用水泥浆砌石和工程护坡措施,坡面上方修建截、排水及消能设施。	管线高边坡护坡工程采用工程护坡措施。
4	施工结束后对破坏地表要及时恢复植被,长距离上下坡管线及护坡顶端上方要修筑跌水墙(混凝土或灰土浇筑),敷设线路上应设置永久标志。	施工结束后对破坏地表及时恢复植被,敷设线路上设置永久标志。
5	采出水处理设施和注水站应当安装水质、水量自动监测设备,与市级环保部门监控设备联网,并按照规定开展企业内部监测,保存原始监测记录。	本项目不新建采出水处理设施,采出水依托现有工程处理。
6	重点区域、环境敏感区必须建设永久性应急设施,降低环境风险。	/
六、风险事故预防处理措施		
1	石油勘探开发单位要健全完善钻井、试油、修井、洗井等环节的风险事故应急处置预案和措施,定期开展应急演练。站场内贮备吸油毡、灭火器、消防铁锹等应急物资。	企业已制定环境风险应急预案。
2	加强人员技能培训和施工管理,井控操作要做到“持证上岗”。井场内设置明显的禁火标志,定时清除柴油机排气筒内积炭。	
3	石油勘探开发单位对输油管线、回注井等定期进行检查维护,规范开展检漏工作,发现破损应立即停止使用并进行修复,定期开展环境隐患排查工作,建立问题清单,落实销号管理制度。	
4	井喷、井漏等事故发生后要立即停工,采取应急补救、处置措施,并在规定时间内分别向当地政府和市、县(区)环保部门报告。	
5	大型管线及联合站外输管线应采用先进的漏失报警定位技术,污水、污油、原油等运输应采用密封车辆,线路应尽量避免环境敏感区,严格控制车速,并随车携带吸油毡等。	
七、退出站库、井场污染治理		
1	技关井、废弃井应用水泥全井段封堵,拆除井口装置,清理场地。	采用全井段封堵,并拆除井口装置,清理场地。
2	油田勘探开发单位应组织开展退出站库、井场的土壤环境调查和风险评估,确认需要治理与修复的,应当开展污染治理与生态修复工作。	站场、井场退役后将及时进行土壤污染治理与生态修复。
3	土壤环境调查应按照国家最新土壤环境标准和技术规范开展。调查应包括地块基本信息、疑似污染地块是否为污染地块的明确结论等主要内容,并附具采样信息和检测报告。	井场退役后,将按照土壤环境标准和技术规范进行污染调查。

1.4.4.8 与《庆阳市生态环境局关于规范油区水基钻井泥浆不落地管理工作的通知》（庆环发[2022]13 号文相符性分析

本项目与“管理工作”的相符性分析见表 1.4.4-6。通过分析可知，本项目采取的技术政策符合“管理工作”中的相关要求。

表 1.4.4-6 项目与“管理工作”的相符性分析

	要求	本项目
1	<p>油气勘探开发施工作业过程中应严格按照《陆上石油天然气开采钻井废物处置污染控制技术要求》，落实随钻处理工艺，现场对水基钻井泥浆实施固液分离处置，并采取现场不落地收集措施，未配备收集设施的井场不得开展钻井作业。作业现场应对钻井、压裂、试油气过程中产生的废泥浆、岩屑、废水等实行分类收集处置。水基钻井废弃泥浆经大罐收集、沉降、破胶脱稳、板框压滤后，固相含水率不大于 60%、pH 控制在6-9后方可出场，送至集中处置单位规范处置，处置去向主要为一般工业固废集中填埋场安全填埋处置或制作烧结砖资源化利用。固液分离后液相循环利用，无法再利用的送至油田作业废水处理站处理达标后回注采油层不外排。作业现场含油污泥、废弃危险化学品、含油污染物等危险废物分类收集，严禁与水基钻井泥浆和其他废物混合收集、处置。</p>	<p>本项目产生的废弃泥浆在井场经大罐收集、沉降、破胶脱稳、板框压滤后，固相（含水率小于 60%pH 控制在 6~9）在井场内设有三防（防渗漏、防流失、防扬散）措施，产生后委托第三方集中处置单位处理。分离的液相在井场内循环利用，无法利用的送至就近的油田措施废液处理站处理达标后回注采油层。作业现场含油污泥、废弃危险化学品、含油污染物等危险废物分类收集统一交由资质的公司处理。符合管理要求。</p>
2	<p>在钻井现场临时暂存的废弃水基钻井泥浆、岩屑等要落实“三防”（防渗漏、防流失、防扬散）措施并加强管理，井场内暂存时间不得超过6个月。</p>	
3	<p>油气开发企业和钻井施工单位要按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》等有关法律法规要求，落实排污申报登记制度，建立单井油气勘探、开发废物管理台账，如实记录钻井泥浆、压裂液成分、用量及产生废物的种类/数量、出入场时间节点、交接责任人、流向、贮存、利用、处置等信息。必须建立废弃钻井泥浆、岩屑等井场固相、液相废弃物转移联单制度和转运台账，制定运输路线，掌握运输轨迹。运输车辆必须采取“三防”措施，严禁随意填埋、抛洒、倾倒。运输车辆必须加装 GPS 设备，实施动态记录和监控，接受各级管理部门的监督和抽查。</p>	<p>长实集团落实排污许可证办理，如实记录了钻井泥浆、压裂液成分、用量及产生废物的种类/数量、出入场时间节点、交接责任人、流向、贮存、利用、处置等信息。对于试行的泥浆不落地要求，建立了废弃钻井泥浆、岩屑等井场固相、液相废弃物转移联单制度和转运台账，按照规定的运输路线运输。运输车辆也落实“三防”措施，安装GPS 设备等措施。符合管理要求。</p>

综上所述，本项目建设符合《庆阳市生态环境局关于规范油区水基钻井泥浆不落地管理工作的通知》的相关要求。

1.4.5 与长庆油田分公司“十四五”发展规划（陇东油区）的相符性分析

长庆实业集团有限公司是陇东油区主要原油生产单位之一，其原油生产产能是陇东油区规划产能的重要组成部分，本项目属于陇东油区“十四五”发展规划实施内容组成部分，符合规划提出的发展目标。本项目与《长庆油田分公司“十四五”发展规划（陇东油区）》的相符性分析见表 1.4.5-1。

表 1.4.5-1 本项目与规划、规划环评及审查意见符合性分析

长庆油田分公司“十四五”发展规划（陇东油区）		规划符合情况分析
一、指导思想		
1	认真贯彻落实中央生态文明思想，坚持“在保护中开发，在开发中保护，环保优先”的理念，以大气、水、土壤污染防治“三大行动计划”为导向，以绿色矿山创建为载体，以打赢蓝天、碧水、净土保卫战为契机，用科学规划来指导油气田开发过程，用循环发展来改进生产工艺、流程，用科技进步实现源头治理、过程管控，着力开创依法合规、绿色发展、持续稳定的生态环境保护新格局，助力油田公司高质量“二次加快”发展。“十四五”期间，陇东油区地面工程以“适应油气田开发、工艺优化简化、安全环保节能、提质增效”为建设思路，推进新区工艺优化效益建产、老区工艺简化稳产增产、安全环保本质提升、油田开发高效推进等四方面工作，确保长庆油田二次加快发展顺利实施。	符合规划要求
二、规划发展目标		
1	储量目标：（1）常规油“十四五”期间陇东油区常规石油规划勘探面积合计 23300km ² ，规划新增石油控制地质储量 30000 万吨，预测地质储量 50000 万吨。规划石油预探井 447 口，总进尺 124.31 万米；规划油藏评价井 708 口，总进尺 186.48 米。合计总钻井数 1155 口，总进尺 310.79 万米。	本项目部署产能 3.8 万吨，油井 36 口，注水井 5 口，开发区域主要位于庆城县、华池县，符合规划要求
2	产量目标：“十四五”是长庆油田二次加快发展阶段，油气产量将持续增加。根据长庆油田“十四五”发展规划，2025 年末陇东油区油气当量目标是实现 1284 万吨，其中原油产量达到 1164.2 万吨，天然气产量达到 15.0 亿方。	
3	产能目标：石油：“十四五”期间，陇东油区累计新建产能 984.8×104t（其中，常规油 460×104t，页岩油 524.8×104t），共部署油井 4858 口（其中，直井/定向井 3568 口，水平井 1290 口），注水井 1354 口；天然气：“十四五”期间，陇东地区累计建产能 27.0 亿方，部署气井 379 口（其中，直井 275 口，水平井 104 口）。	
三、规划发展空间范围和布局		
1	油气勘探空间范围和布局：“十四五”期间，陇东地区常规石油勘探范围主要分布在镇北-合水、南梁-华池等集中勘探区，及环县西、平凉北新勘探区；页岩油勘探范围主要分布在陇东地区庆阳市庆城、合水、华池、环县区域，不涉及平凉市；天然气勘探范围主要分布在陇东地区镇原、庆城、华池、正宁、宁县等区域，不涉及平凉市。	本项目位于开发区主要位于庆城、华池，属于常规石油勘探重点开发区域。
2	油田勘探规划： 根据长庆油田分公司“十四五”发展规划，“十四五”期间，陇东油区石油勘探规划包括常规石油勘探规划及页岩油勘探规划。 1、常规油勘探：“十四五”期间，常规石油将强化镇北-合水、南梁-华池等集中勘探区长 9、长 8、长 6、长 3、侏罗系油藏分布规律分析，落实整装规模储量，开展环县西、平凉北新区勘探工作，对长 8、长 6、长 3、侏罗系油藏进行勘探，寻找新的含油有利区。规划石油预探井 447 口（其中，直井 443 口，水平井 4 口），总进尺 124.31 万米（其中，直井进尺	本项目部署产能 3.8 万吨，油井 36 口，注水井 5 口，开发区域主要位于庆城、华池，符合规划要求。

	122.64 万米，水平井进尺 1.67 万米)；规划油藏评价井 708 口 (其中，直井 680 口，水平井 28 口)，总进尺 186.48 米 (其中，直井进尺 175.56 万米，水平井进尺 10.92 万米)。合计总钻井数 1155 口，总进尺 310.79 万米。	
3	油田产建开发规划规模：根据长庆油田分公司“十四五”发展规划，“十四五”期间陇东油区规划新建产能 984.8×104t，其中，常规油 460×104t，页岩油 524.8×104t，共部署油井 4858 口 (其中，直井/定向井 3568 口，水平井 1290 口)，注水井 1354 口；2025 年末原油产量规划达到 1164.2×104t。	
四、生态环境保护规划		
1	“十四五”期间，陇东油区生态环境保护工作主要包括推动形成绿色低碳发展方式、打好污染防治攻坚战、加强 VOCs 气体排放管控、加强生态环境保护与修复、严密防控生态环境风险、加强生态环境监管与监控、加强生态环境治理技术攻关七个方面。	本次规划部署产能开发项目符合绿色矿山开发要求，建设有相应的 VOCs 气体排放管控措施及生态保护质量措施、环境风险防范措施，符合规划要求

1.4.6 与长庆油田分公司“十四五”发展规划（陇东油区）发展规划、规划环评及审查意见相符性分析

《长庆油田分公司“十四五”发展规划（陇东油区）环境影响报告书》已于 2021 年 12 月 12 日通过长庆油田分公司组织的技术审查会，并于 2022 年 3 月 31 日取得长庆油田分公司审查意见（[2022]22 号），目前规划环评的工作已完成。本项目与规划环评及长庆油田分公司审查意见符合性分析见表 1.4.6-1。根据对比分析，本项目拟采取的环保措施符合规划环评的要求。

表 1.4.6-1 本项目与规划、规划环评及审查意见符合性分析

序号	规划环评环保措施	符合情况分析
一、环境影响减缓措施		
1	钻井使用无毒或低毒的泥浆体系；钻井废水循环使用，减少废水产生量；“十四五期间”在陇东油区庆阳境内全面推行油田钻井泥浆不落地措施；试油废水产生后送往附近措施返排液处理站处理。	项目采用无毒钻井液体系，钻井采用水基泥浆。分离的液相在井场内循环利用，无法利用的送至措施废液处理站处理达标后回注采油层。试油废水全部进罐，试油结束后运输至依托的措施返排液处理站处理达标后回注。
2	采出水处理后进行回注油层，确保处理后水质达到《陇东油田采出水处理水质指标及分析方法》（Q/SY CQ 08011-2022），严禁以渗坑储存等形式处理含油废水；穿跨越河流两端在下游建设挡油设施，便于突发事件下及时悬挂挡油网或吸油毡，对浮油进行挡截回收，以免污染地表水。对重要的穿跨越管线和重点穿越部位实施重点监控，及时发现异常现象。	各井区均依托现有采出水处理设施进行处理，达标后回注油层，处理回用率 100%。本项目注水管线（蛟 8-10 井场注水阀组-蛟 8-13 井场）穿跨越元城川河。采取大开挖+加套管方式穿越元城川。
3	及时更换老化工工艺管网，腐蚀严重的集输管线，防止跑冒滴漏对地表水的污染；保护好输油管线，防止在自然和人为因素破坏下输油管线石油外泄污染地下水，尤其浅层地下水；定期对地下水进行监测，密切关注当地地下资源环境变化状况；本规划包含的建设项目应完善细化地下水监测计划，油田公司应完善地	项目管线采用防腐措施，定期测量管线的内外腐蚀情况，定期检查管线安全保护系统，定期进行巡线等；项目设置地下水监测井，后期完善监测网络建设与信息共享公开工作。

	下水监测网络建设与信息共享公开制度的建设。	
4	<p>对现存的燃煤锅炉全部进行煤改气（电），“十四五”期全部完成改造。继续实施伴生气回收与治理工程，对尚未安装井口定压阀的安装井口定压阀，通过新建伴生气管线及伴生气回收装置等措施，将伴生气综合利用率达到 95%，消灭无效火炬、取消井口加热炉，建成覆盖全油区的回收利用与处理系统，提升伴生气回收利用及管理水平，大幅度减少 VOCs 排放。①联合站内储罐采取大罐抽气方式回收，依托轻烃处理装置和站场集气系统处理；完善三相分离器+缓冲罐密闭工艺设置。输油处储罐改浮顶罐。联合站伴生气分液器通过设置智能输水装置，将凝析液间歇输至外输缓冲罐，实现凝析液密闭输送。②接转站事故罐不作储存功能，仅作为事故状态的吹扫使用；新建增压点不再设置事故油箱，增加缓冲罐，实现密闭输油。实现接转站、增压点凝析液密闭输送工艺。③继续配套完善井场定压阀，采用套气定压回收装置实现密闭集输。④新建拉油点将储油箱改为压力储罐，实现卸车密闭。已建拉油点对储油箱进行改造，进行底部装车。⑤对于卸油台周边有伴生气处理装置的，通过在储罐顶部安装平衡管路引接至大罐抽气装置，集中回收。无法依托的，将 100m³ 以上储罐改为事故罐，不做储存功能，拉运来油不做停留，直接转输至下游场站。⑥采出水处理站采用密闭减量工艺，改造沉降除油罐，增加自动收油隔氧装置。⑦对陇东油区现有密封点 ≥ 2000 的集输站（联合站）开展 LDAR 泄漏检修与修复工作。</p>	<p>现有工程现存加热炉采用伴生气为燃料。本项目伴生气至站场加热炉利用，伴生气综合利用率达到 99%。本项目井场全部采取井场定压阀，采用套气定压回收装置实现密闭集输。采出水依托现有采出水处理站处理。</p>
5	<p>新建站场和未经噪声治理的站场应安装隔声降噪装置。各井场选址应远离居民点，保证居民点满足当地声环境功能要求。</p>	<p>站场采用低噪设备，采取隔声、消声的降噪措施。井场选址满足防护距离要求。</p>
6	<p>自 2022 年 1 月 1 日在陇东油区（庆阳境内）全面推行油田钻井泥浆不落地管理措施；采取试油进罐的方式，减少落地油的排放量，对于试油过程中产生的落地油及时回收，确保回收率达到 100%；采用“混相收集+破胶脱稳+板框压滤”处理后产生的滤液，在井间或者井场间不同井开展钻井泥浆配液和回用，不能完全消化利用的滤液拉运至井场就近措施返排液处理站进行处理；采用“大罐收集+自然沉降”处理产生的废弃泥浆上清液全部拉运至井场就近措施返排液处理站进行处理。加强危险废物管理，严格按照危险废物转移管理办法，委托具有资质的单位对油泥进行处理，并进行全过程监管，做到一车一联单；油泥调剖按《油泥调剖工艺技术规范》（Q/SY01026-2018）的要求执行；</p>	<p>本项目产生的废弃泥浆在井场经大罐收集、沉降、破胶脱稳、板框压滤后，固相（含水率小于 60% pH 控制在 6~9）在井场内设有三防（防渗漏、防流失、防扬散）措施，产生后委托第三方集中处置单位处理。分离的液相在井场内循环利用，无法利用的送至就近的油田措施废液处理站处理达标后回注采油层。危险废物统一收集，交有资质的公司处理。</p>
7	<p>井位布设远离居民点、河流，钻井期严格执行《石油天然气钻井井控技术规范》；钻井或修井时，在井口上安装防喷器和控制装置，防止井喷事故发生；管线跨越河流和冲沟采用桁架和河底穿越的方式，输油管线跨越河流、冲沟时，两岸距管中心两侧各 5m 做毛石护坡，跨河管道采用里加厚管线及特殊防腐工艺，有效降低环境风险。</p>	<p>井场周边最近敏感点为蛟 3-11 井场边界东南侧 100m 处西掌村散户，井口距离居民点大于 100m，满足《石油天然气钻井井控技术规范》。钻井或修井时，在井口上安装防喷器和控制装置。本项目穿越河流和冲沟全部为大开挖+套管的方式，两岸距管中心两侧各 5m 做毛石护坡，河道管道</p>

		加厚管壁并增加套管以及特殊的防腐工艺。
二、“三线一单”空间管控相关要求		
1	涉及生态保护红线的严格执行生态保护红线管理办法；涉及一般生态空间的，应优化选址、主动避让，确定无法避让的，应采取无害化方式，依法依规履行手续，强化减缓生态环境影响和生态补偿措施。严禁不符合主体功能定位的开发活动。	项目根据申请的“三线一单”，项目涉及一般生态空间管控单元，涉及一般生态空间管控单元的井场采取无害化方式，依法依规履行手续，并强化减缓生态环境影响和生态补偿措施。

根据在开采区域、产量、当地环境容量和环保措施量等几个方面与规划环评的对比分析，本项目符合规划环评及审查意见的要求，与规划环评的环保目标相一致。

1.4.7 项目与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》的相符性

《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）（以下简称“绿色矿山建设规范”）是由原国土资源部提出的推荐标准，规定了陆上石油和天然气开采行业绿色矿山矿区环境、资源开发方式、资源综合利用、节能减排、科技创新与信息化、企业管理与企业形象方面的要求。适用于陆上油气开采业新建、改扩建和生产矿山的绿色矿山建设。

本项目建设单位根据绿色矿山建设规范要求，结合建设单位实际生产情况和规划创建目标，对绿色矿山建设规范中关于开发和环境保护的相关内容进行相符性分析，见表 1.4.7-1。

表 1.4.7-1 项目与绿色矿山建设规范的相符性分析

类别	项目	规范内容	生产情况及规划目标
矿区环境	矿容矿貌	矿区按生产区、管理区、生活区等功能分区，各功能区符合 GB 50187 的规定，建立管理机构，制订管理制度，运行有序、管理规范。	长实集团下设作业区、井区，实行分级管理、分区域管理。新建站场规划布局合理，站场平面布置符合 GB 50187 规定，站内生产区和办公区分隔，设独立生活保障设施。符合规范内容。
		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、线路示意图牌等标牌，标牌符合 GB/T 13306 的规定。	开发作业范围内有完善的辅助和公用工程配套。站场视觉形象符合中石油集团公司规范要求，站场生产区设置操作提示牌、说明牌、线路示意图牌等标牌，标牌符合 GB/T 13306 的规定。符合规范内容。
		执行各类废弃物管理制度。固体废弃物按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》规范堆放综合利用和处置；矿区废液污物按照《中华人民共和国水污染防治法》规范存储和处置。	开发过程中固体废物根据性质分类收集、分类处置。钻井废水、措施返排液、采出水等废水分质分类处理。符合规范内容。
		矿区油气生产、储运过程安全有序，按照 AQ 2012 安全规程执行；在需警示安全的区域设置安全标志，警示标志设置符合 GB 14161、SY 6355 的规定。	对油气生产、储运全过程需进行远程管理，符合 Q2012 安全规程；站内需警示安全的区域设置安全标志，警示标志设置符合 GB14161、SY6355 的规定。符合规范内容。
矿区绿化		因地制宜绿化矿区，绿化应与周边自然环境和景观相协调，绿化植物搭配合理。矿区绿化覆盖率应达到 100%。	管线临时占地在施工结束后全部进行植被恢复，井、站场可绿化面积 100%进行植被恢复。矿区各类工程的绿化覆盖率达到 100%。符合规范内容。

资源开发方式	绿色开发	应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理确定开发方案，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。	采用勘探、开发一体化的滚动开发方案，推广使用成熟、先进的技术装备，鼓励采用带压作业技术进行井下作业。井下作业和试油无污染作业应用率达到 80% 以上。压裂放喷返排回收率 100%。符合规范内容。
		集约节约利用土地资源，土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模。	施工预制化率≥80%，减少临时占地。井场采用水平井、丛式井等定向钻井方式；站场采用标准化、橇装化设计；油气水管线尽可能采用同沟敷设工艺，降低了工程总占地面积。符合规范内容。
		应实施绿色钻井技术体系，科学选择钻井方式、环境友好型钻井液及井控措施，配备完善的固控系统，及时妥善处置钻井泥浆。	采用环境友好绿色钻井液体系，配备完善固控系统，强化承包商监管，井控工作要求符合率 100%。符合规范内容。
		油气开发全过程应采取措施防止地下水污染，建立动态监测评估、处理及报告机制。	项目采取源头控制、分区防渗等措施，并结合现有工程进行地下水水质监测，防治地下水污染。符合规范内容。
		既有项目应依据开发动态情况及时调整开发方案，适时进行工艺技术革新改造。	现有站场结合环保要求变化对排放和环保设施进行改造，目前已建采出水处理站场基本完成采出水处理系统工艺改造工作。符合规范内容。
采收率要求	原油开采基于原油性质、储层岩性、物性等条件，年度动态法标定的采收率应达到 SY/T 5367 标准中确定的不同类型油藏对应的采收率最低指标要求	将采收率作为考核目标，要求年度动态法标定采收率高于开发方案指标。符合规范内容。	
资源开发方式	矿区生态环境保护	应按照矿山地质环境保护与土地复垦方案进行地质环境治理和土地复垦。具体要求如下： a) 矿区井场、联合处理站等相关站场址、矿区专用道路等生态环境保护与恢复治理符合 HJ 651 的规定。 b) 矿区压占和损毁土地、相关站场址结余用地、功能废弃地等，应及时按 TD/T 1036 的要求开展土地复垦，复垦率 100%。	按要求对退役井场和站场土地进行环境治理和土地复垦。复垦率达到 100%。符合规范内容。
		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。	对矿区及油田开发工程定期开展现状监测，积极配合属地政府环境保护部门的工作。符合规范内容。
		应制定突发环境事件应急预案，配备相应的应急物资。	长实集团已制定突发环境事件应急预案，并配备应急物资。符合规范内容。
资源综合利用	共伴生资源利用	油田伴生气综合利用率最低指标要求：中高渗油藏不低于 90%，低渗-特低渗油藏不低于 70%。	井口采用定压阀回收套管气，伴生气用于站场加热炉燃料，富余伴生气输至下游站场，不放空。本项目伴生气综合利用率为 99%，综合利用率低渗-特低渗油藏要求不低于 70%，因此符合规范内容。
		油气生产过程中产生的废液、废气、固体废物应建档分类管理，并清洁化、无害化处置，处置率应达到 100%。	废水、废气达标排放率 100%，固体废物合规处置率 100%。符合规范内容。
		油气生产过程中的采出水应清洁处理后循环利用；不能循环利用的，应达标排放、回注或采取其它有效利用方式。	采出水处理达标后作为工艺用水回注油层驱替原油，不排放。符合规范内容。
资源综合利用	废物处置及利用	油气开采过程中产生的落地原油，应及时全部回收。	油气开发和措施作业过程中采用“铺设作业、带罐上岗”作业模式，落地油全部收集回收。符合规范内容。

		油气开采过程中产生的含油污泥。采取技术措施进行原油回收处理和利用，处理后固体物含油率低于 2%，并按 5.2.3 要求进行处置。	含油污泥收集后集中暂存，委托有危险废物处置资质单位进行处置。符合规范内容。
节能 减排	污 物 减 排	油气生产过程中应采取有效的污染防治措施，全面实施清洁生产，从源头减少污染物的产生。	油气生产过程中应采取有效的污染防治措施，全面实施清洁生产，从源头减少污染物的产生。符合规范内容。
		矿区 COD（化学需氧量）、氨氮化合物、二氧化碳、二氧化硫和氮氧化物等排放应符合批复环评报告中指标要求，排放总量低于国家和地方环保主管部门下达的总量限值。	COD、氨氮、SO ₂ 和 NO _x 和非甲烷总烃等 5 项污染物排放总量满足总量指标要求。符合规范内容。

1.4.8 与甘肃省庆阳市马莲河流域综合规划环境影响报告书及其审查意见相符性分析

本项目与马莲河流域综合规划环评及其审查意见的符合性分析见表 1.4.8-1。通过对规划环评提出的主要环保措施和本次评价提出的环保措施进行对比表明，本次评价提出的环保措施与规划环评相符，并且根据自身项目特点进一步具体化。

表 1.4.8-1 本项目与庆阳市马莲河流域规划环评及其审查意见符合性分析

序号	规划环评及其审查意见（摘录）	符合情况分析
一、规划布局		
1	洪德至庆城河段治理开发与保护的重点是：合理开发、节约利用水资源，提高供水保障程度；强化工业园区和城镇污水排放管理，严格控制入河排污总量，加强饮用水水源地保护；加强林草植被保护，改善生态环境；完善防洪工程措施，提高抗御洪水能力。	本项目油田采出水及措施返排液全部集中处理达标后回注油层，拉油点生活污水排至旱厕定期清掏不外排，实现污废水不排放，不会进一步恶化规划区地表水环境质量，对马莲河流域地表水环境质量无影响；符合规划要求。
二、水功能区划及水质目标		
1	根据《甘肃省地表水功能区划》（2012~2030 年）（修订），马莲河流域共有 4 个水功能一级区，3 个水功能二级区，其中一级区中保护区 1 个，开发利用区 3 个，开发利用区均为工业、农业用水区。涉及的河流为马莲河干流、柔远川支流、元城川支流。	本项目所在区域涉及的地表水体为元城川、马莲河；根据项目引用的地表水水质现状调查，本项目监测断面的各项监测指标均符合《地表水环境质量标准》中的 III、IV 类标准。符合规划要求。
三、饮用水水源保护区		
1	马莲河流域县区重要饮用水源地保护区 9 处，其中河道型水源地保护区 4 处，水库型水源地保护区 4 处，地下水水源地保护区 1 处。	规划所指 9 处重要饮用水水源地保护区中位于华池县境内的共两处，分别为柔远东沟水源地和鸭儿洼水源地，本项目拟建工程内容不涉及上述水源地，符合规划要求。
四、流域“三线一单”的要求与建议		

1	<p>生态保护空间划定： 根据《全国主体功能区规划》、《全国生态功能区划》、《全国生态脆弱区保护规划纲要》、《中国生物多样性保护战略与行动计划》、《关于划分国家级水土流失重点防治区的公告》等有关规划，参考《关于印发<生态保护红线划定技术指南>的通知》（环发〔2015〕56号）、《关于规划环境影响评价加强空间管制、总量管控和环境准入的指导意见》（环办环评〔2016〕14号），结合马莲河流域环境特征，建议将马莲河流域内对于维持生态系统结构与功能具有重要意义的区域或水域划定为马莲河流域生态保护空间，实施分类管控。其中优先保护区域和重点保护区域总面积 4253.28km²，占流域总面积的 25%。</p>	<p>根据生态保护空间划定范围、管控原则以及相关措施要求，本项目建设区域均不涉及所在流域水域和陆域管控范围，不涉及子午岭自然保护区等。符合规划要求。</p>
2	<p>环境质量底线： (1)主要断面生态需水底线 本次仅在马莲河干流规划一座调蓄水库，……。因此建议贾咀断面多年平均河道内生态环境需水量应不少于 0.5 亿 m³。 (2)流域水环境质量控制底线 ①重要水质断面水质目标 根据《全国重要江河湖泊水功能区划（2011-2030 年）》、《甘肃省水功能区划》以及确定的规划目标，马莲河干流及支流主要控制断面水质达到其相应的水功能区水质目标要求。 ②污染物入河总量控制方案 遵循《水污染防治行动计划》以及甘肃省“水十条”、庆阳市“水十条”中的相关要求，马莲河流域水质优良比例，到 2030 年，考核断面达标率达到 90%以上。 为实现流域水功能区及考核断面水质目标，必须实行最严格的水域纳污“红线”控制制度。考虑区域经济社会发展、布局和污染治理水平，规划水平年马莲河流域主要污染物 COD 入河量控制在 3214.22t 以内，氨氮入河量控制在 307.05t 以内</p>	<p>①重要水质断面水质目标： 本项目所在区域涉及的地表水体为马莲河干流、元城川支流，根据地表水水质现状调查，本项目监测断面的各项监测指标均符合《地表水环境质量标准》中的Ⅲ、Ⅳ类标准； ②污染物入河总量控制方案： 本项目油田采出水及措施返排液集中处理达标后回注油层不外排。 综合上述分析，项目符合规划要求。</p>
3	<p>资源开发利用上线： (1)用水总量及用水效率 以水资源分区为单元、以规划水平年水资源供需分析成果为基础，按照可供水量对河道外用水实施总量控制，按照节水型社会建设要求进行用水定额控制，提出马莲河流域地表水用水量和消耗量、地下水开采量等用水控制指标，万元工业增加值用水量、灌溉水利用系数等用水效率控制指标。2030 年用水量控制在 2.55 亿 m³，其中地表水供水量 19688 万 m³；地下水供水量 1854 万 m³；非常规水源配水量 5325 万 m³；外调水（盐环定扬黄续建工程、小盘河水库、葫芦河调水）供水量 15625 万 m³；流域万元工业增加值用水量控制在 25m³/万元，灌溉水利用系数平均达到 0.58。 (2)河道内主要断面下泄水量控制指标 马莲河河道内生态需水主要是满足维持河道基本形态、满足河道生境要求、保持水体自净能力需要的水量。马莲河干流目前无控制性水库工程，仅在贾咀处规划一大型水库，因此，贾咀……。 考虑各断面生态环境需水要求，并依据水资源配置方案，协调经济社会发展用水和河道内生态环境用水关系，提出贾咀断面……。</p>	<p>本项目不新建水源井，取水依托现有工程。</p>
4	<p>环境准入负面清单： (1)空间布局约束：①双塔森林公园、周祖陵国家级森林公园内禁止从事与资源保护无关的任何生产建设活动；②森林公园内禁止进行采石、取土、开矿、放牧以及非抚育和更新性采伐等活动； (2)污染物排放管控：①禁止高污染工业项目建设；②暂停审批排放 COD、氨氮等污染物且不能做到“增产不增污”要求的建</p>	<p>(1)空间布局约束：本项目工程布局不涉及双塔森林公园； (2)污染物排放管控：项目废水均回用或综合利用，不外排； (3)环境风险防控：项目不排</p>

	<p>设项目；③按照环境质量底线的要求削减区域 COD、氨氮排放量。</p> <p>(3)环境风险防控：①禁止排放六价格的工业企业建设；②饮用水水源一级保护区内，禁止新建、改建、扩建与供水设施和保护水源无关的建设项目；禁止在饮用水水源二级保护区内新建、改建、扩建排放污染物的建设项目</p> <p>(4)资源开发利用约束：①禁止高耗水产业准入；②灌区灌溉水利用系数应《0.58；③一般工业万元增加值用水量控制在 25m³以下；</p>	<p>放六价格，拟建井区和工程均不涉及水源地保护区。综合上述分析，项目符合规划要求。</p>
五、环境保护对策措施		
1	<p>水资源配置保障措施：实行最严格的马莲河水资源管理制度，严格执行用水总量控制指标，严格执行用水效率控制指标。强化取水许可总量控制和用水定额管理，逐步建立覆盖流域和市、县两级行政区域的水量分配和取水许可总量控制指标体系，强化流域与行政区域的取水许可分级总量控制管理。规划引用水信息监测，监控各用水户的引水量，防止超标引水，超采地下水。</p>	<p>本项目依托水源井取水相对本地区蕴涵的地下水水量小，水源井均办理取水许可证。符合规划要求。</p>
2	<p>水环境保护对策措施：加强重点河段的水环境治理，加快推进污水集中处理设施建设运行，治理面源污染，严格控制入河污染物排放总量，严格执行流域的入河污染物总量控制方案，确保各河段水环境功能区划要求。强化节水措施，调整产业结构，减少高耗水行业用水，加大节水投资力度，积极推进农业、工业和城镇节水工程的建设，同时，加强生态环境保护，减少水土流失，减少面源污染。</p>	<p>本项目油田采出水及措施返排液集中处理达标后回注油层，拉油点生活污水排至旱厕定期清掏不外排，实现污水废水不排放，不会进一步恶化规划区地表水环境质量，对马莲河流域地表水体影响较小；同时，项目采用达标采出水回注油层驱油，有利于节约地下水资源。符合规划要求。</p>
3	<p>生态环境保护对策措施</p> <p>陆生生态保护措施：a、严格执行水资源分配方案，保证生态环境用水。应严格水资源管理，严格执行水资源分配方案，保证生态环境用水。b、加强管理，预防人为破坏植被。严格限制流域内的开荒现象，监督禁牧、封育和退耕还林草等生态保护措施的落实。在流域内加强生态保护宣传工作，提高全流域人民的生态保护意识。强化预防监督管理，禁止毁林毁草和超载放牧，加强自然植被保护，预防人为破坏植被，保护生态环境。</p>	<p>本项目不新建水源井，取水依托现有工程。项目建设均采取相应的生态防治措施，并对临时占地造成的植被破坏等及时采取植被恢复措施，符合规划要求</p>
4	<p>环境敏感区保护措施：莲花寺水库引水工程的管线工程位于甘肃子午岭省级自然保护区实验区内，应注意减轻施工期对植被的破坏和对野生动物的干扰，禁止施工人员进入保护区破坏植被和捕杀野生动物，避免对保护区的影响。施工结束后，应对施工场地进行恢复。并严格按照《中华人民共和国自然保护区条例》和《关于涉及自然保护区的开发建设项目环境管理工作有关问题的通知》对自然保护区进行保护。部分引水工程管线位于森林公园内，应注意减轻施工期对植被的破坏和对野生动物的干扰，禁止施工人员进入保护区破坏植被和捕杀野生动物，避免对保护区的影响。施工结束后，应对施工场地进行恢复。同时，本评价范围内的国家森林公园应该严格按照《国家级森林公园管理办法》严格保护。流域内省级森林公园按照甘肃省内管理规定进行保护。</p>	<p>本项目所在区域不涉及莲花寺水库引水工程及甘肃子午岭省级自然保护区，符合规划要求。</p>
5	<p>社会环境保护措施：工程建设要严格贯彻执行有关法律法规，保护不可再生的土地资源，尤其是基本农田。规划的马莲河水利枢纽工程，将淹没大量的耕地、林地和草地，并涉及到移民搬迁，耕地和草地资源的占用对当地的土地利用方式和农业生产将造成一定的不利影响，移民安置如处置不当，将会带来较大的社会问题。在工程可研阶段应对水库淹没影响和移民安置问题进行专题研究，在充分分析论证土地承载力的基础上，做好移民安置规划，妥善安置，改善移民居住环境，拓宽移民增</p>	<p>本项目不涉及移民搬迁，工程不涉及马莲河水利枢纽工程。符合规划要求。</p>

	收渠道,解决移民长远生计,提高移民生活水平,维护社会和谐、稳定。在移民安置区选址和方案设计时,应进行环境影响评价,避免因移民安置造成新的生态破坏和环境污染。	
--	--	--

1.4.9 项目与主体功能区规划的符合性分析

根据《甘肃省主体功能区规划》根据不同区域的资源环境承载能力、现有开发强度和发展潜力,统筹谋划人口分布、经济布局、国土利用和城镇化格局,确定不同区域的主体功能,并据此明确开发方向,完善开发政策,控制开发强度,规范开发秩序,逐步形成人口、经济、资源环境相协调的国土空间开发格局。本次评价分析了项目与甘肃省主体功能区规划的符合性分析见表 1.4.9-1。

表 1.4.9-1 本项目与甘肃省主体功能区规划的符合性分析

序号	甘肃省主体功能区规划内容	符合情况分析
1	<p>四、重点开发区域(二)省级重点开发区域</p> <p>6.平庆(平凉一庆阳)地区</p> <p>该地区位于甘肃东部,地处陕甘宁三省交接处,具有丰富的石油、天然气和煤炭资源,是陕甘宁革命老区的组成部分。</p> <p>功能定位:国家重要的石油、天然气、煤炭等能源化工基地,甘肃东部重要的城市化、工业化地区,区域性交通枢纽和物流集散地,特色农畜产品加工和出口基地,文化(民俗)产业示范基地,历史文化和红色旅游胜地,支撑全省经济发展和参与区域竞争的新兴工业化地区发展方向:一围绕我省东部四市区域经济发展,加快南北交通通道建设,构建天(水)一平(凉)一庆(阳)经济发展轴线,形成以三市城市规划区为核心和周边其他城市为节点城镇化发展格局。加强基础设施建设,完善城市服务功能,着力培育和发展区域性中心城市,促进产业和人口集聚。一依托资源优势,拓展煤电、石油等特色产业链条,建设陇东传统能源综合利用基地。加大石油、天然气和煤炭资源的勘探开发力度,积极发展能源化工后续产业。发挥果、菜、草、畜以及小杂粮特色农产品生产和精深加工的优势,促进进出口型农产品加工业的集聚发展。</p>	<p>本项目位于甘肃陇东,属于石油开发项目,部署产能为3.8万t/a,符合该区域的功能定位以及加大石油、天然气和煤炭资源的勘探开发力度,积极发展能源化工后续产业的要求。</p>
2	<p>五、限制开发区域:农产品主产区与重点生态功能区限制开发区域的功能定位:坚持保护优先、适度开发、点状发展,统筹开发与治理工作,加强基础设施建设,提高基本公共服务水平,因地制宜发展资源环境可承载的特色产业,加强生态修复和环境保护,引导超载人口有序转移,使其成为保障农产品安全的重要基地,保障生态安全的重要区域。</p> <p>3.陇东农产品主产区</p> <p>陇东农产品主产区包括庆阳市的合水县、正宁县,平凉市的灵台县、崇信县。该地区是我国最早进行农业耕作的地区之一,北部属温带半湿润半干旱气候,降水量较少且时间集中,植被稀,土质疏松易侵蚀;南部属温带湿润气候,植被为温带草原类型,土壤耕性好,分布着我国最大的黄土源面及河川道,土地平坦,雨养农业发展条件较好。发展方向是:以粮食生产为主体,以林牧业和特色农产品加工为两翼,以旱作农业和小流域治理为重点,稳定粮食生产,发挥特色农产品生产优势,建立名优和创汇农产品基地,发展现代农业;推广应用农业新技术,引导土地有序流转,扩大经营规模,调整农业布局,提高耕地单产和经济效益;把农业发展与水土保持相结合,在沟头源地封育林草,发展家庭养殖业;结合退耕还林,扩大关山和子午岭林区的林地面积,增强水源涵养能力。</p>	<p>本项目位于庆阳市华池县、庆城县,不属于限制开发区域。</p>

1.4.10 项目与“三线一单”的符合性分析

根据《甘肃省人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（甘政发〔2020〕68号），实施生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入清单（简称“三线一单”）生态环境分区管控。意见中明确：省政府授权省生态环境厅发布省级、区域（流域）和省级及以上工业园区生态环境准入清单，市（州）人民政府根据本意见要求，制定并发布市（州）级、环境管控单元和省级以下工业集聚区生态环境准入清单。根据《庆阳市人民政府关于印发庆阳市“三线一单”生态环境分区管控实施方案的通知》（庆政发〔2021〕29号），实施生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入清单（简称“三线一单”）生态环境分区管控。意见中明确：全市共划定环境管控单元72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。

《庆阳市生态环境保护委员会办公室关于印发〈庆阳市生态环境准入清单（试行）〉的通知》（庆环委办发〔2022〕2号）对各环境管控单元类型提出了准入要求。本项目环评阶段，将本项目工程坐标发送各县局生态环境主管部门进行核对，经各县局生态环境主管部门核对，本项目区块涉及重点管控单元和一般管控单元，不涉及优先保护单元，各功能区的管控要求见表1.4.10-1，项目与各单元管控要求的符合性见表1.4.10-2。

表 1.4.10-1 项目与庆阳市“三线一单”相符性分析

管控单元名称	包括区域	管控要求	符合情况分析
优先保护单元	共42个，主要包括生态保护红线、自然保护地、集中式饮用水水源保护区等生态功能重要区和生态环境敏感区。	该区域严格按照国家生态保护红线和省级生态空间管控区域管理规定进行管控。依法禁止或限制大规模、高强度的工业开发和城镇建设，严禁不符合国家有关规定的各类开发活动，确保生态环境功能不降低。	项目不涉及优先保护单元
重点管控单元	共22个，主要包括中心城区和城镇规划区、各级各类工业园区及工业集聚区等开发强度高、环境问题相对集中的区域。	该区域是经济社会高质量发展的主要承载区，主要推进产业结构和能源结构调整，优化交通结构和用地结构，不断提高资源能源利用效率，加强污染物排放控制和环境风险防控，解决突出生态环境问题。	华池县境内蛟2-9、蛟2-10井场（属于重点管控单元）、庆城县南76-2井场、南58井场（属于重点管控单元）评价要求涉及该区域的管线和场站应严格控制生态及风险防范措施；加强污染物排放控制，确保各项污染物达标排放。
一般管控单元	共8个，主要包括优先保护单元、重点管控单元以外的	该区域以促进生活、生态、生产功能的协调融合为主要目标，主要落实生态环境保护基本要求，加强生	本项目除上述工程外其他井、站、管线均位于一般管控单元内。评

	区域。	活污染和农业面源污染治理, 推动区域生态环境质量持续改善和区域经济社会可持续发展。	价要求涉及该区域的管线和场站应落实生态环境保护基本要求。
--	-----	---	------------------------------

经校核本项目选址选线不涉及自然保护区、风景名胜区、文物古迹等特殊环境敏感区, 工程内容不在水源地保护区范围内。总体分析, 项目在采取分区管控措施后总体符合庆阳市“三线一单”生态环境分区管控要求。

1.4.11 项目与《庆阳市生态环境准入清单（施行）》的符合性分析

表 1.4.11-1 项目与“庆环委办发[2022]2 号”生态环境准入清单相符性分析

管控单元编码	环境管控单元名称	空间布局约束	污染物排放管控	环境风险防控	资源利用效率要求	符合情况分析
ZH62102320001	华池县重点管控单元	<p>1.执行全省及庆阳市生态环境总体准入清单中关于重点管控单元空间布局约束要求。落实主体功能区规划、国土空间规划等要求。</p> <p>2.单元内华池悦乐工业集中区严格执行园区规划环评及其审查意见对空间布局、选址的要求不得开展违反国家法律法规、政策要求的开发建设活动。执行《关于加强高耗能、高排放建设项目生态环境源头防控的指导意见》（环环评〔2021〕45）等相关要求。</p>	<p>1.执行甘肃省和庆阳市生态环境总体准入清单中重点管控单元污染物排放管控要求。2.建成区基本淘汰每小时 10 蒸吨及以下燃煤锅炉及茶水炉、经营性炉灶、储粮烘干设备等山燃煤设施，原则上不再新增每小时 35 蒸吨以下的燃煤锅炉，其他地区原则上不再新建每小时 10 蒸吨以下燃煤锅炉。集中供热管网覆盖范围内且满足拆并接入需求的分散燃煤锅炉应予以淘汰关闭，并入集中供热；天然气管网覆盖范围内的分散燃煤锅炉在落实气源和供气量的前提下实施清洁能源改造。3.强化旧城区和城乡结合部污水截流、收集，现有雨、污合流制排水系统应加快实施雨污分流改造，难以改造的，应采取截流、调蓄和治理等措施。提高城区污水收集、处理率，加强城市污水处理厂运营管理，确保出水稳定达标排放。4.提高生活垃圾收集和无害化处理率。5.单元内华池悦乐工业集中区按照规划环评相关要求加强污染物排放管控，执行总量控制相关要求，执行《关于加强高耗能、高排放建设项目生态环境源头防控的指导意见》（环环评〔2021〕45）等相关要求。完善园区污水处理、固废收集处理等基础设施建设，加强危险废物管理。</p>	<p>执行甘肃省和庆阳市生态环境总体准入清单中重点管控单元环境风险防控要求。</p>	<p>执行甘肃省和庆阳市生态环境总体准入清单中重点管控单元资源利用效率要求。</p>	<p>本项目拟建工程 2 座井场位于该重点管控单元，不属于华池悦乐工业集中区，不属于“两高”行业，井场内不新建锅炉。项目落实废水、废气、固废等污染措施，满足污染物排放管控要求，工程占地和注水井生产取水符合资源利用效率要求，编制应急预案，环境风险防控要求。综上所述满足管控单元规定。</p>
ZH62102330001	华池县一般管控单元	<p>执行甘肃省和庆阳市生态环境总体准入清单中一般管控单元的空间</p>	<p>执行甘肃省和庆阳市生态环境总体准入清单中一般管控单元的污染物排放管控要求。严格执行《甘肃省石油勘探开发</p>	<p>执行甘肃省和庆阳市生态环境总体准入清单中一</p>	<p>执行甘肃省和庆阳市生态环境总体准入清单中一般管控单元的资</p>	<p>本项目 7 座井场和地面改扩建工程位于该区域，项</p>

		布局约束要求。	《生态环境保护条例》中规定的各项污染防治措施。	一般管控单元的环境风险防控要求。	源利用效率要求。	目根据分区管控要求及省市生态环境主管部门的管理要求实施，落实各项环保措施，满足管控单元要求。
01	庆城县重点管控单元	1、执行全省及庆阳市生态环境总体准入清单中关于重点管控单元空间布局约束要求。落实主体功能区规划、国土空间规划等要求。 2、单元内庆城西川工业集中区不得开展违反国家法律、法规、政策要求的开发建设活动。 3、执行《关于加强高耗能、高排放建设项目生态环境源头防控的指导意见》（环环评〔2021〕45）等相关要求。	1、执行甘肃省和庆阳市生态环境总体准入清单中重点管控单元污染物排放管控要求。 2、切实加大对城镇、农村等重点领域的水污染防治，提高城镇、农村生活污水、生活垃圾收集率、处理率。 3、积极推进畜禽养殖、畜禽屠宰加工等行业污水综合治理。 4、统筹推进农业面源污染防治和“散乱污”企业整治。 5、单元内庆城西川工业集中区按照规划环评相关要求加强污染物排放管控，执行总量控制相关要求。	1、执行甘肃省和庆阳市生态环境总体准入清单中重点管控单元环境风险防控要求。 2、单元内庆城西川工业集中区加强产业园区环境风险防控体系建设并编制应急预案，细化明确产业园区及区内企业环境风险防范责任，与地方政府应急预案做好衔接联动，切实做好环境风险防范工作。	1、执行甘肃省和庆阳市生态环境总体准入清单中重点管控单元环境风险防控要求。 2、单元内庆城西川工业集中区加强产业园区环境风险防控体系建设并编制应急预案，细化明确产业园区及区内企业环境风险防范责任，与地方政府应急预案做好衔接联动，切实做好环境风险防范工作。	本项目南 58、南 76-2 井场位于庆城县马岭镇，不属于庆城西川工业集中区。根据分区管控要求及省市生态环境主管部门的管理要求实施，落实各项环保措施，满足管控单元要求。

1.4.12 布局合理性分析

1.4.12.1 工程总体布局合理性分析

拟建各井区均不在华池县、庆城县城镇规划范围内，不涉及自然保护区、风景名胜区及饮用水源保护区等需特殊保护的敏感目标，项目井场、站场和改扩建站场、管线位于“三线一单”分区管控单元中的分区管控单元中的重点监管单元和一般管控单元，不在优先保护单元中。另外，经庆阳市水务局确认拟建工程均不在白龙江引水工程占地范围内。因此，井区开发总体布局基本合理。具体工程的选址合理性分析见如下分析。

1.4.12.2 井场布置合理性分析

设计方案从井网部署、井场组合上优化，结合丛式井、超大井组等技术，按照标准化井场设计规范进行建设，有效减少了工程占地面积。各拟建井场多部署在梁峁区顶部或者黄土台地，占地类型以旱地、草地为主，符合防洪要求，且不涉及基本农田。各井场选址远离居民点，最近的居民点为蛟 3-11 井场边界东南侧 100m 处西掌村散户。对水源地保护区和分散式饮用水源井采取避让措施，不在划定的水源地保护区及其补给径流区内。井场蛟 2-10 与华池县鸭儿洼水源地保护区最近的距离为 2.46km，井场蛟 97-1 与分散式饮用水源井最近的距离为 5.3km。

结合以上分析，从选址角度考虑，项目实施过程中，在井场选址方面满足以下要求：

- (1) 远离居民点等环境保护目标，按照《石油天然气钻井井控技术规范》（GB/T 31033-2014）要求，钻井井口距离民宅不应小于 100m，距学校、医院、油库、人口密集及高危险场所等不小于 500m。
- (2) 布置在沟谷区的井场，不得建于河流最高水位以下，要满足防洪要求。
- (3) 采用丛式井或水平井，控制井场占地范围。
- (4) 尽量占用荒草地，少占耕地。
- (5) 井场选址尽量选择在梁峁、台塬地区，减少井场上游汇水面积。
- (6) 水源地保护区及生态环境主管部门划定的禁采区域内禁止建设油水井及地面工程设施。

1.4.12.3 管线选线合理性分析

项目新建各类管线合计 30.3km，包括集油管线 3km、输气管线 3km、采油管线 16.7km、注水管线 7.6km。拟建管线多沿现有道路或梁峁敷设，选址尽量少占用耕地。对水源地、集中和分散式水源井采取了避让措施。管线途径村庄时，避让居民点，与居民点距离满足《输油管道工程设计规范》（GB50253-20214）中“4.1.6 原油、成品油管道与城镇居

民点或重要的公共建筑的距离不应小于 15m”的规定。从建设内容及周边环境特征考虑，项目管线选线基本合理。

从选址角度考虑，管线施工过程中，应遵循以下原则：

(1) 将管道安全稳定放在首位，并考虑管道建设运输、维护管理对交通条件的需要。在符合管道总体走向前提下，局部难点段线路应进行多方案比选，确保管道安全，同时尽量节省工程投资；

(2) 管道应选择黄土湿陷性等级较弱、灾害地质不发育、地形条件相对较好的区域通过，应避免滑坡、崩塌、泥石流、碟形洼地、黄土陷穴、冲沟极发育、易受到水流冲刷等对管道安全不利的地区，若必须通过时，尽量缩短其通过距离，并采取必要的保护措施；遇到泥石流地段，线路应选择在泥石流的下游（堆积区）通过；

(3) 线路应优先选择宽阔的河谷、面积较大的塬、顺直的梁，而且宜在湿陷性土层薄、湿陷性等级轻微、地表排水条件较好的地段通过；

(4) 必须穿越冲沟时，优先考虑在稳定沟头段穿越，避免穿越正溯源侵蚀的沟尾部，沿河谷阶地敷设时，要注意河流的侧向侵蚀作用；

(5) 黄土梁峁沟壑区线路所经地区应考虑道路修建能够到达，并综合比选线路走向方案；

(6) 狭窄黄土沟地区开辟管道施工作业带应考虑对原始地貌破坏后的水土流失治理方案以及取土和弃土堆放位置；

(7) 避免管道沿斜坡等高线敷设，斜坡区尽可能正上正下，不宜斜交；

(8) 在只能沿山坡敷设情况下，应注意尽量沿坡角小于 15°的山坡敷设，否则应考虑其它措施。

1.4.12.4 道路选址合理性分析

本次新建道路工程总长 9.65km，拟建道路设计满足《公路工程技术标准》、《厂矿道路设计规范》等标准或规范要求，选线主要依托井区内现有乡村道路或简易道路，以减少占地。道路征地不涉及基本农田，尽量少占用耕地和林地。选址避让居民点，以减少施工和运行期对噪声影响。从环境保护角度，项目道路工程选址合理。

从选址角度考虑，管线施工过程中，应遵循以下原则：

(1) 控制施工便道范围，尽量利用管线征地和现有道路；

(2) 管道施工完毕后，按照施工前地貌、植被对施工便道进行恢复，对工程施工无法避让的树木，进行异地移栽；

(3)道路选线应尽量避免村庄等环境敏感点；

(4)山区道路必须修建护坡或者采取其他土地整治措施；工程竣工后，开挖面必须植树种草，防止水土流失。

1.4.12.5 小结

总体看来，项目采用优化的井、站场和管网设计方案，减少井、站场和管线工程等工程量和占地面积，以减少对评价区植被的破坏和水土流失。从环境保护角度看，产建工程总体布局合理；井场、管线等选址、选线总体可行。

1.5 关注的主要环境问题及环境影响

(1) 施工期重点关注施工扬尘、施工钻井废弃物（钻井废水、废弃钻井泥浆、钻井岩屑、**措施返排液**）的处理处置措施；同时应关注施工对土壤、动植物、土地利用、农作物的环境影响分析以及提出的生态保护措施可行性。

(2) 运行期重点关注井场、站场无组织烃类排放、伴生气利用、运输道路扬尘、油田采出水、洗井修井废水、井站场噪声以及落地油、含油污泥的环境影响及处置措施可行性；

(3) 整体上根据项目环境污染特征和当地环境状况，评价重点关注项目对生态环境、地下水环境、环境风险及水源地的影响，兼顾其它环境影响，根据预测可能造成环境影响的范围和程度，有针对、有侧重地提出预防、减缓和补偿等环保措施及环境风险应急预案。

1.6 主要结论

本项目属于《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（2021 年修订）中鼓励类项目，符合国家产业政策，符合国家和地方的相关规划要求。在严格按照“三同时”制度落实工程设计、环评报告提出的各项污染防治措施、生态保护、恢复和补偿措施以及风险防范措施，并强化环境管理后，主要污染物可做到达标排放，固体废物全部得到合理处置，对生态环境的影响可降低到当地环境能够容许的程度，满足评价区各环境功能区划要求。从满足环境质量目标角度分析，项目建设可行。

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 评价任务依据

《环境影响评价委托书》，长庆实业集团有限公司，2022 年 10 月 18 日（附件 1）。

2.1.2 法律依据

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》，2015 年 1 月 1 日起施行；
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》，2018 年 12 月 29 日起施行；
- (3) 《中华人民共和国大气污染防治法》，2018 年 10 月 26 日起施行；
- (4) 《中华人民共和国水污染防治法》，2018 年 1 月 1 日起施行；
- (5) 《中华人民共和国噪声污染防治法》，2022 年 6 月 5 日施行；
- (6) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》，2020 年 9 月 1 日起施行；
- (7) 《中华人民共和国土壤污染防治法》，2019 年 1 月 1 日起施行；
- (8) 《中华人民共和国黄河保护法》，2023 年 4 月 1 日起施行；
- (9) 《中华人民共和国循环经济促进法》，2018 年 10 月 26 日起施行；
- (10) 《中华人民共和国节约能源法》，2018 年 10 月 26 日起施行；
- (11) 《中华人民共和国土地管理法》，2020 年 1 月 1 日起施行；
- (12) 《中华人民共和国水法》，2016 年 9 月 1 日起施行；
- (13) 《中华人民共和国水土保持法》，2011 年 3 月 1 日起施行；
- (14) 《中华人民共和国矿产资源法》，2009 年 8 月 27 日起施行；
- (15) 《中华人民共和国野生动物保护法》，2023 年 5 月 1 日起施行；
- (16) 《中华人民共和国石油天然气管线保护法》，2010 年 10 月 1 日起施行；
- (17) 《中华人民共和国安全生产法（修正草案）》，2021 年 9 月 1 日起施行；
- (18) 《中华人民共和国黄河保护法》，2022 年 10 月 30 日第十三届全国人民代表大会常务委员会第三十七次会议通过；

2.1.3 法规依据

- (1) 《建设项目环境保护管理条例》，中华人民共和国国务院令第 682 号，2017 年 10 月 1 日起施行；
- (2) 《土地复垦条例》，中华人民共和国国务院令第 592 号，2011 年 3 月 5 日施行；
- (3) 《地下水管理条例》，中华人民共和国国务院令第 748 号，2021 年 12 月 1 日

起实施；

(4) 《排污许可管理条例》，中华人民共和国国务院令 第 736 号 2，2021 年 3 月 1 日实施。

2.1.4 部门规章依据

(1) 《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版），生态环境部令 第 16 号；

(2) 《产业结构调整指导目录（2019 年本）》，及国家发展和改革委员会关于修改《产业结构调整指导目录（2019 年本）》的决定，中华人民共和国国家发展和改革委员会令 第 49 号；

(3) 《国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知》，国发〔2016〕31 号；

(4) 《国务院关于印发“十四五”节能减排综合性工作方案的通知》，国发〔2021〕33 号；

(5) 《关于印发能源行业加强大气污染防治工作方案的通知》，发改能源〔2014〕506 号；

(6) 《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；

(7) 《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；

(8) 《突发环境事件应急预案管理暂行办法》，国办函[2013]101 号；

(9) 《环境影响评价公众参与办法》，生态环境部部令 第 4 号；

(10) 《国家危险废物名录（2021 年版）》，生态环境部部令 第 15 号；

(11) 关于印发《2020 年挥发性有机物治理攻坚方案》的通知，环大气〔2020〕33 号；

(12) 《工矿用地土壤环境管理办法（试行）》，生态环境部部令 第 3 号；

(13) 《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

(21) 《危险废物转移管理办法》，生态环境部等部令 第 23 号；

(22) 《危险废物排除管理清单（2021 年版）》，生态环境部公告 2021 年第 66 号；

(23) 《黄河流域生态保护和高质量发展规划纲要》。

2.1.5 地方性法规

- (1) 《甘肃省环境保护条例》，2020 年 1 月 1 日施行；
- (2) 《甘肃省石油勘探开发生态环境保护条例》，2020 年 1 月 1 日实施；
- (3) 《甘肃省大气污染防治条例》，2019 年 1 月 1 日施行；
- (4) 《甘肃省水污染防治条例》，2021 年 1 月 1 日起施行；
- (5) 《关于进一步加强建设项目环境保护管理的意见》，庆环发〔2003〕052 号；
- (6) 《甘肃省人民政府关于对庆阳市城市饮用水水源保护区划分调整的批复》，甘政函〔2010〕100 号；
- (7) 《关于进一步加强饮用水水源地环境保护工作的通知》，甘环发〔2014〕226 号；
- (8) 《庆阳市环境保护局关于进一步加强饮用水源环境保护工作的意见》，庆环发〔2014〕324 号）；
- (9) 《甘肃省人民政府关于划定省级水土流失重点预防区和重点治理区的公告》，甘政发〔2016〕59 号；
- (10) 《华池县人民政府关于划分华池县水土流失重点防治区的公告》，华池县人民政府，2020 年 12 月 1 日；
- (11) 《庆城县人民政府关于划分庆城县水土流失重点防治区的公告》，庆城县人民政府，2020 年 12 月 2 日；
- (12) 《陇东油区石油天然气勘探开发环境保护工作指南（试行）》，庆环发〔2018〕115 号；
- (13) 《甘肃省水污染防治工作方案》，甘政发〔2015〕103 号；
- (14) 《庆阳市生态环境局关于<陇东油区油田采出水回注执行企业标准的请示>的复函》，庆环函〔2020〕20 号；
- (15) 《甘肃省生态环境厅关于<庆阳市生态环境局关于长庆油田分公司陇东油田采出水执行标准的申请>的复函》，甘环函〔2020〕9 号；
- (16) 《甘肃省人民政府关于贯彻落实国务院大气污染防治行动计划的实施意见》，甘政发〔2013〕93 号；
- (17) 庆阳市生态环境局《关于规范油区水基钻井泥浆不落地管理工作的通知》，庆环发〔2022〕13 号；

(18) 《关于加快推进油田钻井泥浆不落地措施和固废集中处置设施建设的通知》
(庆环发〔2021〕29 号)

(19) 《甘肃省黄河流域生态保护和高质量发展规划》。

2.1.6 环保政策

(1) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》，环保部公告 2012 年第 18 号；
(2) 《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；
(3) 《一般工业固体废物管理台账制定指南（试行）》，环境保护部公告 2021 年第 82 号。

2.1.7 相关规划

(1) 《甘肃省“十四五”能源发展规划》，2021 年 12 月 31 日；
(2) 《“十四五”土壤、地下水和农村生态环境保护规划》（环土壤〔2021〕120 号），
2021 年 12 月；
(3) 《甘肃省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五远景目标纲要》，
甘政发〔2021〕18 号；
(4) 《甘肃省“十四五”生态环境保护规划》（甘政办发〔2021〕105 号，2021 年
11 月；
(5) 《甘肃省地表水功能区划（2012-2030）》，甘政函〔2013〕4 号；
(6) 《庆阳市国民经济和社会发展地十四五五年规划和二〇三五远景目标》，
2021 年 3 月；
(7) 《庆阳市“十四五”生态环境保护规划》，庆政办发〔2022〕7 号；
(8) 《庆阳市城市供水饮用水水源地保护区划分技术报告》，甘肃省地质环境监测
院，2010 年 10 月；
(9) 《甘肃省庆阳市马莲河流域综合规划环境影响报告书》，黄河勘测规划设计有
限公司，2018 年 12 月；
(10) 《庆阳市人民政府关于划分调整取消全市部分乡镇集中式饮用水源保护区的
批复》，庆政函〔2018〕4 号
(11) 《庆阳市人民政府关于划分调整取消全市部分乡镇集中式饮用水源保护区的
批复》，庆政函〔2020〕89 号；
(12) 《庆阳市国家生态文明建设示范市规划（2021-2025 年）》；
(13) 《甘肃省土地利用总体规划（2000-2030）》；
(14) 《甘肃省主体功能区规划》，甘肃省人民政府，2012 年 7 月；

- (15) 《甘肃省生态功能区划》，甘肃省人民政府，2012 年 7 月；
- (16) 《甘肃省人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（甘政发〔2020〕68 号）；
- (17) 《庆阳市人民政府关于印发庆阳市“三线一单”生态环境分区管控实施方案的通知》（庆政发〔2021〕29 号）。
- (18) 《长庆油田分公司“十四五”发展规划（陇东油区）》，2021 年 8 月；
- (19) 长庆油田分公司“十四五”发展规划（陇东油区）环境影响报告书及审查意见，2021 年 12 月。

2.1.8 评价技术规范

- (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-地下水环境》（HJ610-2016）；
- (5) 《环境影响评价技术导则-声环境》（HJ2.4-2021）；
- (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) 《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）；
- (9) 《环境影响评价技术导则-陆地石油天然气开发建设项目》（HJ/T349-2007）；
- (10) 《生态环境状况评价技术规范》（HJ/T192-2015）；
- (11) 《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）；
- (12) 《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；
- (13) 《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ 2025-2012）；
- (14) 《企业突发环境事件风险分级方法》（HJ941-2018）；
- (15) 《输油管线工程设计规范》（GB50253-2021）；
- (16) 《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）；
- (17) 《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》，（DZ/T0317-2018）；
- (18) 《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）；
- (19) 《油田采出水处理设计规范》（GB50428-2015）；
- (20) 《油田采出水回注地下水环境保护技术规范》（Q/SY CQ 08004-2018）；
- (21) 《长庆油田陇东油区清洁文明井场设施建设标准》（Q/SY CQ 08010-2019）；
- (22) 《陇东油区采出水处理水质指标及分析方法》（Q/SY CQ 08011-2022）；
- (23) 《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）；

- (24) 《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-201 详见 4）；
- (25) 《排污许可证申请与核发技术规范 工业固体废物（试行）》（HJ1200-2021）；
- (26) 《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）；
- (27) 《工业企业土壤和地下水自行监测 技术指南》（HJ1209-2021）；
- (28) 《建设用地土壤污染状况调查及技术导则》（HJ25.1-2019）；
- (29) 《建设用地土壤污染风险管控和修复监测技术导则》（HJ25.2-2019）；
- (30) 《非道路采油移动机械污染污染物排放控制技术要求》（HJ1014-2020）。

2.1.9 项目文件

- (1) 《长实集团 2022 年产建地面工程初步设计调整方案》，长庆工程设计有限公司，2022 年 8 月；
- (2) 《五蛟西作业区措施返排液改扩建工程可行性研究报告（A 版）》，陕西长之河工程有限公司，2022 年 6 月；
- (3) 《2022 年长庆实业集团产能建设工程补充项目环境现状检测报告》，甘绿康顺盛达检测有限公司，KSJC/BG2022-122206，2022 年 12 月；
- (4) 关于长实集团产能建设项目组蛟 8-13 井场等 8 处建设项目用地与白龙江引水工程占地范围关系识别情况的函》，庆阳市水务局，2023 年 1 月 13 日；
- (5) 庆阳市生态环境局庆城分局“关于长庆实业集团有限公司 2022 年长庆实业集团产能建设工程补充项目与“三线一单”符合性的复函（庆环函〔2022〕第 321 号）；
- (6) 庆阳市生态环境局华池分局“关于长庆实业集团有限公司产能建设项目组 2022 年长庆实业集团产能建设工程补充项目与“三线一单”符合性的复函；
- (7) 现有工程涉及的产建环评批复及竣工环保验收意见；
- (8) 建设单位提供与建设项目有关的其它技术资料。

2.1.10 引用资料

- (1) 涉及本次扩建井区和依托站场的历年产能建设工程环境影响报告书；
- (2) 涉及本次扩建井区和依托站场的历年产能建设工程竣工环保调查报告。

2.2 评价目的及原则

2.2.1 评价目的

分析、掌握评价区环境质量现状及主要环境问题，确定环境影响要素和污染因子。分析项目施工和运行过程中的环境影响，完善施工期、运行期的污染防治和生态保护措

施，对拟采取的环保措施进行分析论证。从环保角度对项目可行性作出结论，为环境污染防治提供依据，降低对环境的不利影响，以利于评价区经济、社会、环境可持续发展。

2.2.2 评价原则

(1)严格执行国家和甘肃省、庆阳市有关环保法律、法规、标准和规范，结合国家产业政策、当地发展规划和环境功能区划等开展评价；

(2)认真贯彻建设项目环境保护工作中必须遵循的“达标排放，总量控制、清洁生产和污染防治与生态保护并重”的原则；

(3)根据建设项目特点，结合当地环境特征，依据环境影响评价技术导则、环境质量目标值，客观评价建设项目的环境影响；

(4)以可持续发展和循环经济思想为指导，力求报告书提出的污染防治措施、生态保护措施和资源综合利用方案，具有较强的针对性和可操作性；

(5)以已开发油田各区块作为主要类比对象，按照行业惯例并结合本工程特点和环境条件，完善项目的环境保护措施。

2.3 环境影响识别与评价因子筛选

2.3.1 项目影响环境要素的程度及性质识别

根据油田开发项目的工程特点及工程所在区域的环境特征分析，工程在施工期、运行期、闭井期影响周围环境的因素有环境空气、地表水、地下水、声环境、土壤、生态环境、固体废物等。

2.3.1.1 施工期影响环境因素识别及筛选

施工期的环境影响主要表现为生态环境影响，主要为钻井作业和地面设施建设，如原设备拆除、场地清理、钻井施工、交通运输、安装建设、材料堆放等活动，主要对生态环境产生一定不利影响，主要体现在施工扬尘、施工机械废气、噪声、钻井废水、钻井泥浆、岩屑等对周围大气、声环境、地表水环境、地下水环境、土壤环境、水土保持等的影响以及施工期占用土地、破坏土壤、地表植被等对野生动植物的影响。

本工程施工期环境影响因素识别及筛选见表 2.3.1-1 和表 2.3.1-2。

表 2.3.1-1 施工期环境影响要素与影响程度识别表

要素		自然环境							生态环境	
		环境空气	地表水	地下水	声环境	固体废物	土壤环境	环境风险	野生植物	野生动物
施工期	道路建设	-1	-1	/	-1	/	-1	/	-2	-1
	设备运输	-1	-1	/	-1	/	/	/	/	-1
	土方开挖	-1	-1	/	-1	/	/	/	-1	/
	设备安装与拆卸	-1	/	/	-1	-1	/	/	/	/
	钻井作业	-2	/	-1	-2	-2	-1	-1	/	/
	措施作业	-1	-1	/	-1	/	/	/	/	/
	井场建设	-1	/	/	-1	-1	-1	/	/	/
	站场建设	-1	/	/	-1	-1	-1	/	/	/
	设备拆除	-1	/	/	-1	-1	-1	/	/	/
	管线敷设	-1	-1	/	-1	/	-1	/	-1	-1
	试油作业	-1	/	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
	井喷（事故情况）	-1	/	/	/	/	/	-1	/	/

注：3——重大影响；2——中等影响；1——轻微影响；“+”表示有利影响；“-”表示不利影响

表 2.3.1-2 项目施工期生态影响评价因子筛选表

受影响对象	评价因子	工程内容及影响方式	影响性质	影响程度
物种	分布范围、种群数量、种群结构、行为等为	直接影响为主，主要为工程施工导致个体直接死亡；施工活动噪声、振动、灯光等对野生动物行为产生干扰。	短期、可逆影响	弱影响，野生动植物栖息繁衍(或生长繁殖)受到暂时性干扰，物种种类、种群数量、种群结构变化不大
生境	生境面积、质量、连通性等	直接影响为主，主要为工程临时、永久占地导致生境直接破坏或丧失；	短期、可逆影响	弱影响，生境受到暂时性破坏，
生物群落	物种组成、群落结构等	直接影响为主，主要为工程施工导致个体直接死亡。	短期、可逆影响	无影响，生物多样性、生态系统结构、功能以及生态系统稳定性维持现状；
生态系统	植被覆盖度、生产力、生物量、生态系统功能等	直接影响为主，主要为工程为工程临时、永久占地对植被覆盖度、生产力、生物量和生态系统功能的影响等。	短期、可逆影响	无影响，生物多样性、生态系统结构、功能以及生态系统稳定性维持现状；
生物多样性	物种丰富度、均匀度、优势度等	直接影响为主，主要为工程为工程临时、永久占地对植物的影响，工程施工导致个体直接死亡；施工活动噪声、振动、灯光等对野生动物行为产生干扰。导致生物多样性变化。	短期、可逆影响	无影响，生物多样性、生态系统结构、功能以及生态系统稳定性维持现状；
生态敏感区	主要保护对象、生态功能等	直接影响为主，主要为工程为工程临时、永久占地对植被覆盖度、生产力、生物量和生态系统功能的影响等。	短期、可逆影响	无影响，工程所在区域无生态敏感区。
自然景观	景观多样性、完整性等	直接影响为主，主要为工程为工程临时、永久占地对植被覆盖度、生产力、生物量和生态系统功能的影响等。	短期、可逆影响	弱影响，自然景观基本未受到破坏；在干扰消失后可以修复或自然

				恢复。
自然遗迹	遗迹多样性、完整性等	直接影响为主，主要为工程为工程临时、永久占地对植被覆盖度、生产力、生物量和生态系统功能的影响等。	短期、可逆影响	无影响，工程所在区域无自然遗迹。

根据表 2.3.1-2，本项目施工期生态影响因素有以下几点：

(1) 物种影响

工程施工导致个体直接死亡；施工活动噪声、振动、灯光等对野生动物行为产生干扰，对区域的物种造成短期的可逆影响，使得野生动植物栖息繁衍(或生长繁殖)受到暂时性干扰，物种种类、种群数量、种群结构变化不大。

(2) 生境影响

施工过程中，由于施工作业活动区内地表层的清理、开挖、碾压、践踏等，导致原地表覆盖层的消失，裸露土地增加，使得动植物生境受到暂时性破坏。

(3) 自然景观

施工过程中，由于施工作业活动区地表层的清理、开挖、碾压、践踏等，导致原地表覆盖层的消失，裸露土地增加，植被覆盖度的降低，生物量损失，局地土地系统抗外界环境干扰能力减弱。运行期随着生态恢复措施的实施，在施工干扰消失后可以修复或自然恢复。

此外，井场、站场管道开挖、施工便道开辟均直接破坏、干扰大面积黄土表土和地表植被，打破了地表的原有平衡状态，在风力、水力作用下，使植被根系网络和结皮保护的突然重新裸露，土壤结构变松，形成新的风蚀面，如不及时对植被进行恢复和重建，土壤的新坡面扰动可能成为新的侵蚀点，加重水土流失。

2.3.1.2 运行期影响环境因素识别及筛选

运行期，正常工况条件下，污染物产生主要集中在各修井井场，如集输无组织烃类排放、运行期运输车辆扬尘、油田采出水处理、措施返排液处理、井场站场噪声以及落地油、含油污泥对周围大气、声环境、地表水环境、地下水、土壤环境的影响。与施工期相比，运行期对环境的污染影响稍轻，但持续的时间较长。本工程运行期环境影响因素识别及筛选见表 2.3.1-3。

表 2.3.1-3 运行期环境影响要素与影响程度识别表

要素		自然环境						生态环境	
		环境空气	地表水	地下水	声环境	固体废物	土壤环境	环境风险	野生植物
运行	采油作业	/	/	/	/	/	/	/	/
	措施作业	-1	/	-1	-1	-1	-1	/	/

期	管线集输	/	/	/	/	/	/	-1	-1	/
	拉油点	-2	/	/	-2	-1	/	-1	/	/
	增压机组	-1	-1	/	-1	/	/	/	/	/
	采出水回注	/	/	/	/	/	/	-1	/	/
	危废暂存	/	/	/	/	-1	/	/	/	/
	危废运输	/	-1	/	/	/	/	-1	/	/

注：3——重大影响；2——中等影响；1——轻微影响；“+”-表示有利影响；“-”-表示不利影响

2.3.1.3 闭井期影响环境因素识别及筛选

闭井期原油产量明显下降，油水井相继关闭，因此油田闭井期对各种环境因素的影响范围和程度上均有所降低。闭井期环境的影响主要表现为站场拆除采油设备、井场封井、管道拆除等施工活动，施工活动将造成一定程度的水土流失、产生少量落地原油等。工程闭井期环境影响因素识别及筛选见表 2.3.1-4。

表 2.3.1-4 闭井期环境影响要素与影响程度识别表

要素		自然环境						生态环境		
		环境空气	地表水	地下水	声环境	固体废物	土壤环境	环境风险	野生植物	野生动物
闭井期	车辆运输	-1	/	/	-1	/	/	/	/	/
	井场	/	/	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
	集输管线	-1	/	/	-1	/	/	/	-1	/

注：3——重大影响；2——中等影响；1——轻微影响；“+”-表示有利影响；“-”-表示不利影响

2.3.1.4 影响环境要素性质的识别

采用环境影响性质识别表对工程影响环境的性质进行识别。影响性质分不利影响和有利影响，长期影响和短期影响，可逆影响与不可逆影响，局部影响与广泛影响，识别结果见表 2.3.1-5。

表 2.3.1-5 项目建设工程对环境影响的性质分析

环境分析 环境资源		不利影响					有利影响				
		短期	长期	可逆	不可逆	局部	广泛	短期	长期	广泛	局部
自然环境	环境空气	√	/	√	/	√	/	/	/	/	/
	地表水	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	地下水	/	√	/	√	/	/	/	/	/	/
	声环境	√	/	√	/	√	/	/	/	/	/
	水土流失	√	/	/	/	√	/	/	/	/	/
生态	野生植被	√	√	√	/	√	/	/	/	/	/
	野生动物	√	/	√	/	√	/	/	/	/	/

据表 2.3.1-2, 本项目对环境要素不利影响主要表现在地下水、水土流失、环境空气、声环境等方面, 这些影响大部分是短期局部可逆影响, 长期影响 (运行期) 也是相对短期而言, 项目服役期满影响基本可以消除。

2.3.2 环境影响因子识别

项目各阶段的环境影响因子不同, 根据工程分析和开发工艺, 施工期、运行期和闭井期环境影响因子见表 2.3.2-1。

表 2.3.2-1 环境影响因子识别

开发施工阶段		主要环境影响因子				
		气	水	噪声	固废	生态
施工期	道路建设	扬尘	/	设备噪声	/	地表裸露、植被破坏、水土流失
	设备运输	扬尘	/	交通噪声	/	/
	土方开挖	扬尘	/	机械噪声	弃土	地表、植被破坏、水土流失
	设备安装与拆卸	/	/	设备噪声	/	/
	钻井作业	柴油机废气	COD、石油类	设备噪声	钻井岩屑、含油岩屑	/
	措施作业	柴油机废气	SS、COD	设备噪声	落地油	/
	井场建设	扬尘	COD、BOD ₅ 、氨氮	设备噪声	施工垃圾、生活垃圾	地表、植被破坏、水土流失
	管线敷设	扬尘	试压废水	机械噪声	/	地表、植被破坏、水土流失
	井喷 (事故情况)	烃类气体	/	/	泥浆	/
运行期	采油作业	烃类气体	/	/	落地油、含油污泥	/
	措施作业	/	污水泄漏进入水环境	机械噪声	废水	/
	增压机组	烃类气体	/	机械噪声	落地油、含油污泥	烃类气体对植被影响
	采油管线爆裂 (事故)	烃类气体	/	/	落地油、含油污泥	烃类气体对植被影响
	注水管线爆裂 (事故)	烃类气体	泄漏回注水进入水环境	/	含油污泥	烃类气体对植被影响
	危废暂存	/	/	/	落地油、含油污泥	/
	危废运输	烃类气体	/	道路噪声	/	/
闭井期	工程车辆	烃类气体、扬尘	/	机械噪声	建筑垃圾	/
	井场	扬尘	/	机械噪声	锈蚀管线	地表、植被破坏、水土流失
	集输管线	/	/	/	/	植被恢复

2.3.3 评价因子筛选

根据石油天然气开发项目特点、环境影响的主要特征，结合评价区域环境功能要求、环境保护目标、评价标准和环境制约因素，筛选确定评价因子，筛选结果见表 2.3.3-1。

表 2.3.3-1 评价因子筛选结果表

环境要素	专题设置	评价因子
大气	现状评价	SO ₂ 、NO ₂ 、PM _{2.5} 、PM ₁₀ 、CO、O ₃ 、总烃、非甲烷总烃、硫化氢
	影响评价	SO ₂ 、PM ₁₀ 、NO _x （以NO ₂ 为表征）、非甲烷总烃、TSP
地表水	现状评价	pH值、石油类、COD、SS、硫化物、氨氮、挥发酚
	影响评价	措施返排液、油田采出水处置途径分析评价
地下水	现状评价	地下水：pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、苯、甲苯、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、总大肠菌群、石油类、K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ 包气带：pH、氨氮、挥发性酚类、石油类、六价铬、硝酸盐、氯化物
	影响评价	石油类
噪声	现状评价	等效 A 声级
	影响评价	等效 A 声级
固体废物	影响评价	废弃钻井泥浆岩屑、落地油、油泥、生活垃圾、废机油等的处理或处置措施
土壤环境	现状评价	①重金属和无机物：砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍；②挥发性有机物：四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯；③半挥发性有机物：硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并（a）蒽、苯并（a）芘、苯并（b）荧蒽、苯并（k）荧蒽、蒽、二苯并（a,h）蒽、茚并（1,2,2-cd）芘、萘。④特征因子：含盐量、石油烃
	影响评价	石油烃、含盐量
生态环境	现状评价因子	土地利用、植被类型、土壤侵蚀、动物资源等
	影响评价因子	生物多样性、生态系统、土地利用、水土流失等
环境风险	影响评价因子	大气：非甲烷总烃、CO、SO ₂ ；地表水：石油类；地下水：石油类

2.4 环境功能区划及评价标准

2.4.1 环境功能区划

评价区各要素环境功能区划如下：

(1)环境空气

本项目评价范围内主要为农村地区及乡镇居民集中居住区，根据《环境空气质量标准》（GB3095—2012）中的规定，本项目所在区域环境空气质量功能区划属二类区。

(2)地表水

依据《甘肃省地表水功能区划（2012-2030 年）》，评价区水功能区划见图 2.4.1-1 以及表 2.4.1-1。

表 2.4.1-1 评价区水功能区划表

水系	河流	功能区名称	起始	终止	功能区划
泾河	元城川 (含其支流白马川)	元城川华池开发利用区	铁角城	入柔远川口	III类
	马莲河	马莲河环县、庆城、合水、宁县工业、农业用水区	洪德站	入泾河口	IV类

(3)地下水

评价区域地下水主要用于乡镇集中式生活饮用水水源及工、农业用水。因此，根据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的规定，水环境功能为 III 类。

(4)声环境

项目作业区域主要是分散居住的农村环境，根据《声环境质量标准》（GB 3096-2008）中对声环境功能区划的规定，各井区站场、道路、管线周边 200m 范围内的居民点为 2 类功能区。

(5)生态环境

依据《甘肃省生态功能区划》，本项目各井区位于宁南宁南-陇东黄土丘陵农业生态亚区的黄土残塬旱作农业强烈水土流失生态功能区和环县黄土丘陵、滩地强烈水土流失牧农生态功能区范围内。依据《庆阳市生态文明示范市建设规划》，本项目各井区位于中部林缘旱作农业及林果产业发展功能区、中部残塬沟壑粮食基地生产功能区。在《庆阳市生态文明示范市建设规划》中的位置见图 2.4.1-2。

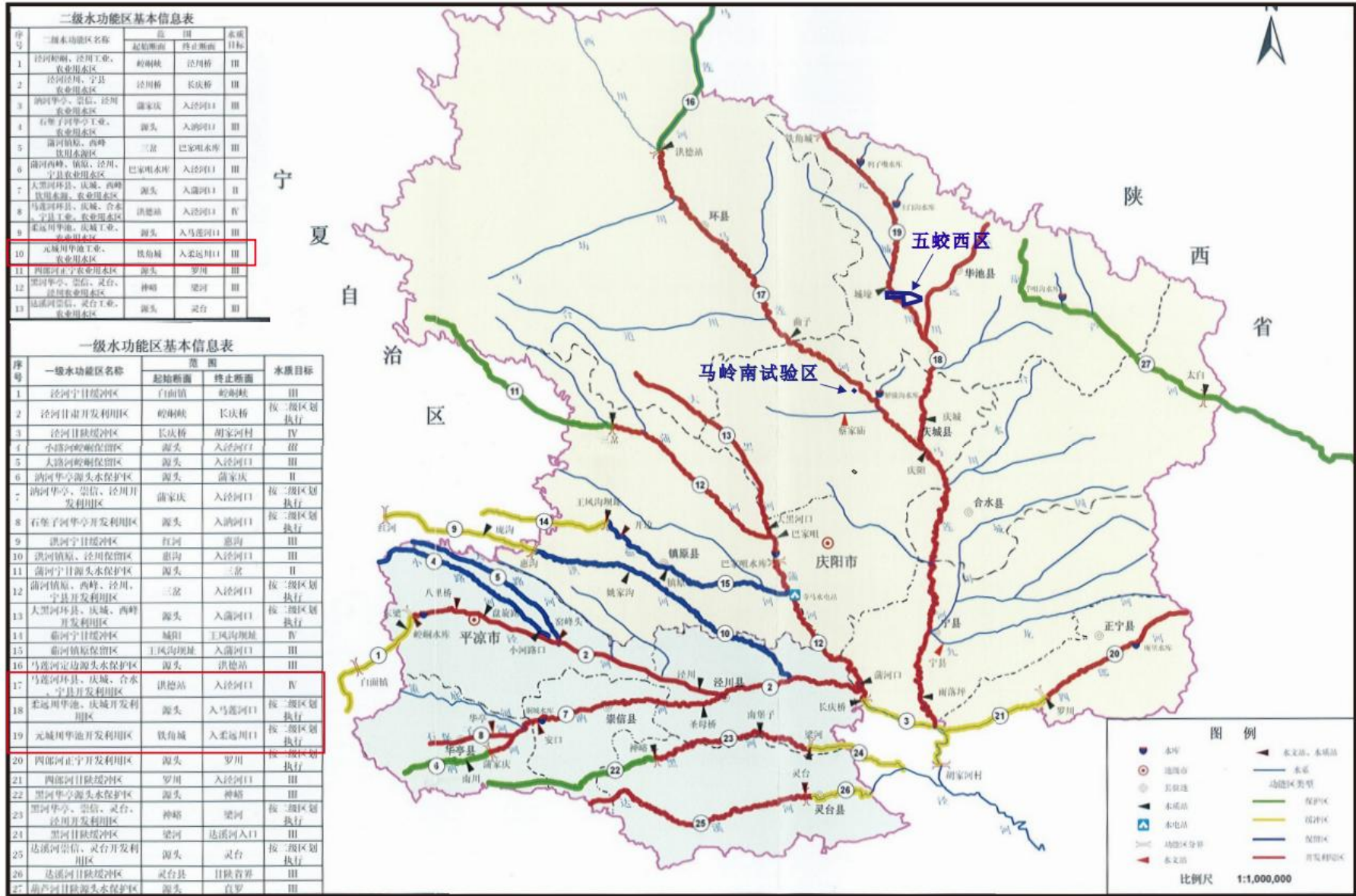


图 2.4.1-1 评价区地表水功能区划图

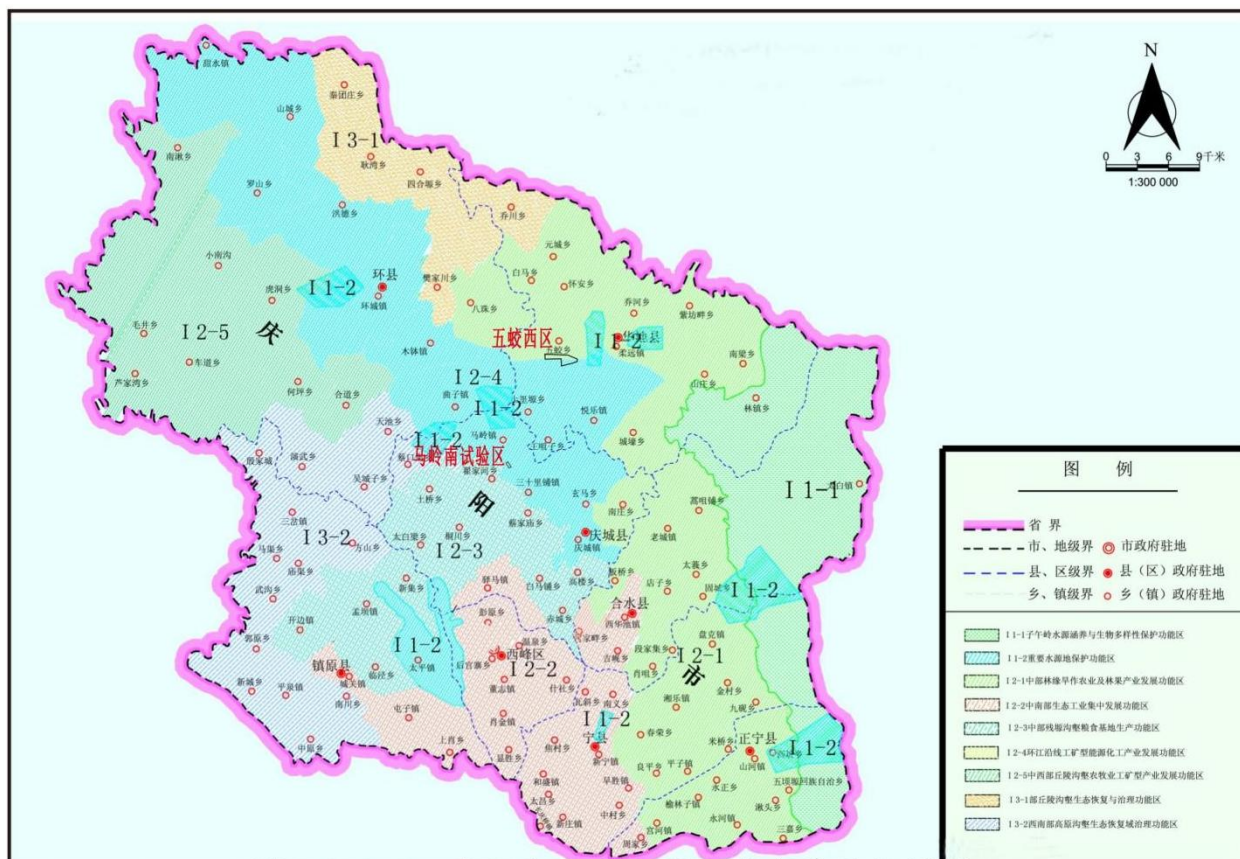


图2.4.1-2 庆阳市生态文明示范市建设规划图

2.4.2 评价标准

2.4.2.1 环境质量标准

(1) 环境空气质量标准

基本因子及 TSP 执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准；特征因子非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准》详解，硫化氢执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 限值要求，执行标准值见表 2.3.2-1。

表 2.3.2-1 环境空气评价因子及评价标准

标准来源	评价因子	评价时段	标准值	单位
《环境空气质量标准》 (GB3095-2012) 及其修改单二级标准	SO ₂	年平均	60	μg/m ³
		24 小时平均	150	
		1 小时平均	500	
	NO ₂	年平均	40	
		24 小时平均	80	
		1 小时平均	200	
	CO	24 小时平均	4	mg/m ³
		1 小时平均	10	
O ₃	日最大 8 小时平均	160	μg/m ³	
	1 小时平均	200		

	TSP	24 小时平均	300	
	PM ₁₀	年平均	70	
		24 小时平均	150	
	PM _{2.5}	年平均	35	
24 小时平均		75		
《大气污染物综合排放标准》详解	非甲烷总烃	1 小时平均	2	mg/m ³
《环境影响评价技术导则 大气环境》 (HJ2.2-2018) 附录 D	H ₂ S	1 小时平均	10	μg/m ³

(2) 地表水环境质量标准

本项目评价范围内的地表水执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III类、IV 类标准, 标准值见表 2.3.2-2。

表 2.3.2-2 地表水环境质量标准

标准名称及级(类)别	评价因子	单位	元城川	马莲河
			标准限值 III 类	标准限值 IV 类
《地表水环境质量标准》 (GB3838-2002) 标准	pH (无量纲)	/	6~9	6~9
	化学需氧量	mg/L	≤20	≤30
	氨氮		≤1.0	≤1.5
	硫化物		≤0.2	≤1.5
	挥发酚		≤0.005	≤0.01
	石油类		≤0.05	≤0.5

(3) 地下水环境质量标准

评价区地下水水质执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准, 石油类参照执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III类标准限值, 见表 2.3.2-3。

表 2.3.2-3 地下水质量标准

标准名称及级(类)别	评价因子	标准值	
		单位	限值
《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准	pH	无量纲	6.5~8.5
	总硬度	mg/L	450
	溶解性总固体		1000
	硫酸盐		250
	氯化物		250
	铁		0.3
	锰		0.10
	铜		1.0
	锌		1.0
	耗氧量 (COD _{Mn})		3.0
	硝酸盐		20.0
	亚硝酸盐		1.00

	氨氮		0.5
	氟化物		1.0
	氰化物		0.05
	汞		0.001
	砷		0.01
	镉		0.005
	铬（六价）		0.05
	铅		0.01
	镍		0.02
	细菌总数		CFU/mL
	总大肠菌群	3.0	
参考《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类标准	石油类	mg/L	0.05

(4) 声环境质量标准

执行《声环境质量噪声标准》（GB3095-2008）中 2 类，见表 2.3.2-4。

表 2.3.2-4 声环境质量标准 单位：dB(A)

类别	昼间 dB(A)	夜间 dB(A)
2 类	60	50

(5) 土壤环境质量标准

项目建设用地执行《土壤环境质量-建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中“第二类用地”筛选标准，其他土壤执行《土壤环境质量-农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）“其他”土壤污染风险筛选值，具体见表 2.3.2-5。

表 2.3.2-5 土壤环境质量标准 单位：mg/kg（pH 除外）

标准名称及级(类)别	项目	评价因子	筛选值
			第二类用地
《土壤环境质量-建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》 (GB36600-2018)	重金属和无机物	砷	60
		镉	65
		铬（六价）	5.7
		铜	18000
		铅	800
		汞	38
		镍	900
	挥发性有机物	四氯化碳	2.8
		氯仿	0.9
		氯甲烷	37
		1,1-二氯乙烷	9
		1,2-二氯乙烷	5
		1,1-二氯乙烯	66

		顺-1,1-二氯乙烯	596	
		反-1,1-二氯乙烯	54	
		二氯甲烷	616	
		1,2-二氯丙烯	5	
		1,1,1,2-四氯乙烷	10	
		1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	
		四氯乙烯	53	
		1,1,1-三氯乙烷	840	
		1,1,2-三氯乙烷	2.8	
		三氯乙烯	2.8	
		1,2,3-三氯丙烷	0.5	
		氯乙烯	0.43	
		苯	4	
		氯苯	270	
		1,2-二氯苯	560	
		1,4-二氯苯	20	
		乙苯	28	
		苯乙烯	1290	
		甲苯	1200	
		间二甲苯+对二甲苯	570	
		邻二甲苯	640	
		半挥发性有机物	硝基苯	76
			苯胺	260
	2-氯酚		2256	
	苯并(a)蒽		15	
	苯并(a)芘		1.5	
	苯并(b)荧蒽		15	
	苯并(k)荧蒽		151	
	蒽		1293	
	二苯并(a,h)蒽		1.5	
	茚并(1,2,3-cd)芘		15	
	萘	70		
	石油烃类	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	4500	
《土壤环境质量-农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)	pH>7.5	镉	其它	0.6
		汞	其它	3.4
		砷	其它	25
		铅	其它	170
		铬	其它	250
		铜	其它	100

	镍		/	190
	锌		/	300

2.4.2.2 污染物排放标准

(1) 大气排放标准

加热炉燃烧废气颗粒物、SO₂、NO_x 执行《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)

表 3 大气污染区特别排放限值中新建燃气锅炉标准限值；站场内非甲烷总烃无组织排放监控点浓度执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019) 限值，站场厂界非甲烷总烃无组织排放浓度执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 油气集中处理站边界污染物控制要求。工业钻探设备、程机械装用柴油机排气等执行《非道路柴油移动机械排气烟度限值及测量方法》(GB36886-2018)、《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法(中国第三、四阶段)》(GB20891-2014) 及 2020 修改单中相关要求；其他废气污染物执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 二级标准浓度限值。见表 2.3.2-6。

表 2.3.2-6 大气污染物排放标准

标准名称及级(类)别	评价因子	标准值	
		单位	限值
《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014) 新建燃气锅炉排放浓度限值	颗粒物	mg/m ³	20
	二氧化硫		50
	氮氧化物		200
	烟气黑度	(林格曼黑度, 级)	1
《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 油气集中处理站边界污染物控制要求	非甲烷总烃	无组织排放监控浓度限值 (mg/m ³)	4.0
《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)	非甲烷总烃	监控点处 1h 平均浓度值 mg/m ³	6.0
		监控点处任意一点浓度值 mg/m ³	20.0
《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法(中国 III、IV 阶段)》	CO	g/kWh	3.5
	HC	g/kWh	0.4
	NO _x	g/kWh	3.5, 0.67
	PM	g/kWh	0.1
《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 二级标准	颗粒物	周界外浓度最高点	1.0

(2) 污废水处理标准

1) 生活污水

本项目拉油点生活污水排至防渗旱厕，定期清掏不外排。

2) 油田采出水和措施返排液

① 油田采出水和措施返排液的性质

根据《采油废水治理工程技术规范》（HJ2041-2014），“油田采出水”是油田开采过程中产生的含有原油的水，经净化处理后可重新注回油层作驱油剂使用，是注水水源之一。由此可见，本项目中油田采出水按用途应列为工艺用水。此外，项目作业废水处理后就全部回注油层，与油田采出水性质相似、用途相同，也属于工艺用水。

②采出水回注采油目的层属于工艺用水，满足生产工艺水质要求（Q/SY CQ 08011-2022）即可回注原采出层。Q/SY CQ 08011-2022 中明确油田采出水是油田开采过程中产生的含有原油的水，经净化处理后可重新注回油层作驱油剂使用，是注水水源之一。主要包括勘探、钻井、压裂、试油、采油等作业过程产出的液体。该标准中针对不同平均空气渗透率的回注水质指标如下：

表 2.3.2-7 陇东油田采出水回注主要水质指标（节选）

油藏类型		超低渗透	特低~低渗透	中高渗透
平均空气渗透率， $\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$		≤ 1.0	$> 1.0 \sim \leq 50$	> 50
控制 指标	含油量，mg/L	≤ 30.0	≤ 40.0	≤ 50.0
	悬浮固体含量，mg/L	≤ 30.0	≤ 40.0	≤ 50.0

根据设计资料，本项目涉及各回注层系平均空气渗透率见表 2.3.2-8。

表 2.3.2-8 项目各开发井区回注层平均空气渗透率

序号	层系	平均空气渗透率 $/\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$	油层类型	涉及井区	备注
1	长 6	0.39~0.49	超低渗透	白 468	依托现有采出水处理系统
2	长 7	0.22	超低渗透	白 468、白 461、 岭 405	依托现有采出水处理系统

结合表 2.3.2-8，本项目不同层系原油采出水回注指标见表 2.3.2-9。

表 2.3.2-9 本项目采出水水质主要控制指标

标准名称及级(类)别	层系	油层类型	评价因子	标准值	
				单位	限值
《陇东油田采出水处理水质指标及分析方法》(Q/SY CQ 08011-2022)	三叠系长 6、长 7	超低渗透	悬浮物	mg/L	≤ 30.0
			含油量		≤ 30.0

④其他

除上述水质控制指标外，回注过程还应执行《油田采出水回注地下水环境保护技术规范》（Q/SY CQ 08004-2018）有关要求。该规范规定了油田采出水回注的注水井布井、目的层、回注水、井筒、地下水水质监测、运行管理、注水井废弃等地下水环境保护技术要求。

(3)噪声排放标准

厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准；施工噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）相应标准，标准值见表 2.3.2-10。

表 2.3.2-10 噪声排放标准

标准名称及级(类)别	评价因子	标准值	
		单位	限值
《建筑施工场界环境噪声排放标准》 (GB12523-2011)	噪声 dB(A)	昼间	70
		夜间	55
《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 中 2 类标准	噪声 dB(A)	昼间	60
		夜间	50

(4)一般工业固废执行《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2020）；危险废物执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中有关规定。

2.5 评价工作等级及评价范围

根据项目工程特点及环境特征，依据导则要求，确定主要环境要素评价工作等级和范围。

2.5.1 生态环境

(1)评价工作等级

依据《环境影响评价技术导则·生态影响》（HJ19-2022），同时依据《环境影响评价技术导则：陆地石油天然气开发建设项目》（HJ/T349-2007）生态环境影响评价工作级别划分判据，项目生态环境评价工作等级判定情况如表 2.5.1-1 所示。

表 2.5.1-1 生态影响评价工作等级划分表

评价工作等级 判断依据	影响区域生态敏感性
	a) 涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境
	b) 涉及自然公园
	c) 涉及生态保护红线
	d) 根据 HJ2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目
	e) 根据 HJ610、HJ694 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
	f) 当工程占地规模大于 20km ² 时（包括永久和临时占用陆域和水域），改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域确定）。
	g) 除本条 a)、b)、c)、d)、e)、f) 以外的情况
	h) 当评价等级同时符合上述多种情况时，应采用最高的评价等级。
	①建设项目涉及经论证对保护生物多样性具有重要意义的区域时，可适当上调评价等级。 ②建设项目同时涉及陆生、水生生态影响时，可针对陆生生态、水生生态分别判

	<p>定评价等级。</p> <p>③在矿山开采可能导致矿区土地利用类型明显改变，或拦河闸坝建设可能明显改变水文情势等情况下，评价等级应上调一级。</p> <p>④线性工程可分段确定评价等级。线性工程地下穿越或地表跨越生态敏感区，在生态敏感区范围内无永久、临时占地时，评价等级可下调一级。</p> <p>⑤涉海工程评价等级判定参照 GB/T 19485。</p> <p>⑥符合生态环境分区管控要求且位于原厂界（或永久用地）范围内的污染影响类改扩建项目，位于已批准规划环评的产业园区内且符合规划环评要求、不涉及生态敏感区的污染影响类建设项目，可不确定评价等级，直接进行生态影响简单分析。</p>
本项目情况	<p>本项目不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园、生态保护红线，本项目工程新增占地（包括永久占地及临时占地）为 $0.2732\text{km}^2 < 20\text{km}^2$，本项目地下水和土壤评价范围内无天然林、湿地等生态保护目标，但是分布有公益林，据此判定本项目生态评价等价应不低于二级。</p>
项目判定结果	二级

项目开发范围内不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园、生态保护红线等特殊生态敏感区，本项目属于水污染影响型建设项目，工程新增占地（包括永久占地及临时占地）为 $0.2732\text{km}^2 < 20\text{km}^2$ ，本项目地下水和土壤评价范围内无天然林、湿地等生态保护目标，但是分布有公益林，据此判定本项目生态评价等价应不低于二级。因此确定本项目生态评价工作等级为二级。

(2)评价范围

生态影响评价范围依据《环境影响评价技术导则·生态影响》（HJ19-2022）及《环境影响评价技术导则·陆地石油天然气开发建设项目》（HJ/T 349-2007）中规定，本项目生态评价范围为各井区及井区边界向外延伸2km，管线、道路工程两侧各300m，个别评价因子根据生态环境完整性适当调整。外扩后生态环境影响评价区总面积约 139.23hm^2 ，见图2.5.1-1。



图2.5.1-1 生态环境影响范围图（马岭南试验区）

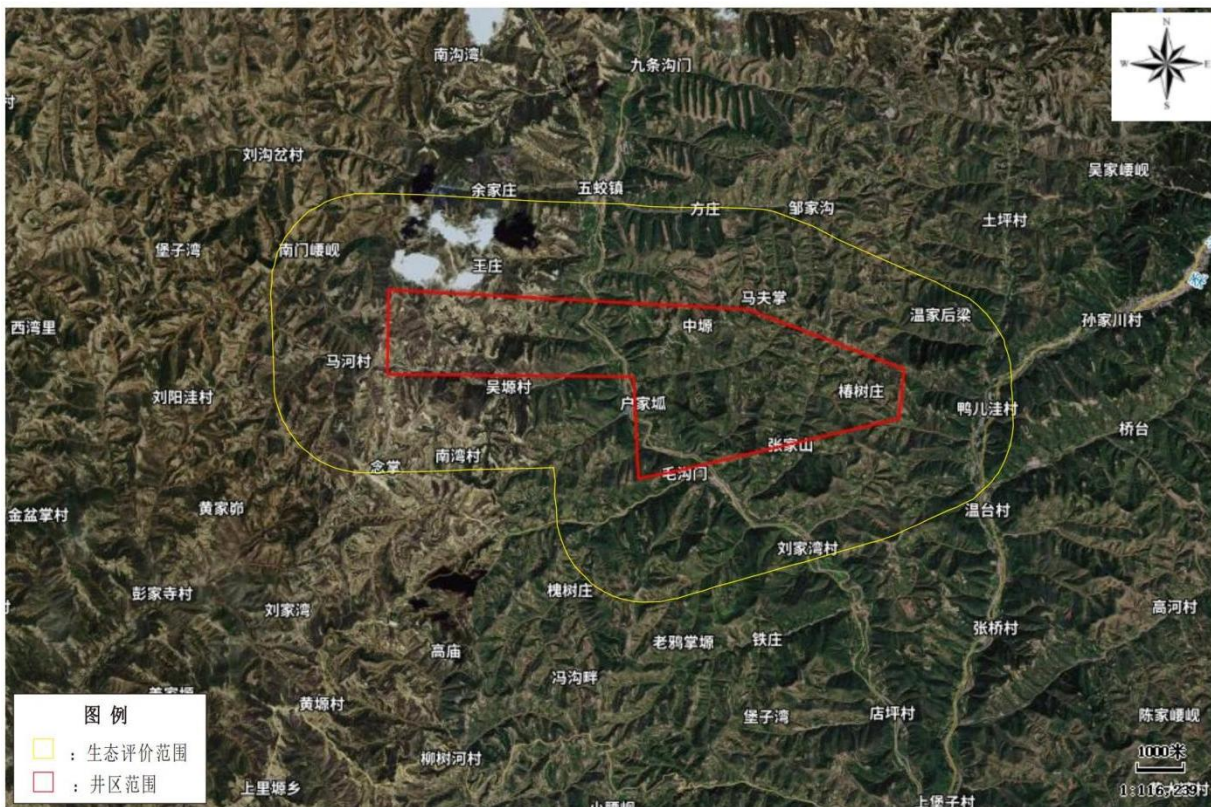


图2.5.1-1 生态环境影响范围图（五蛟西区）

2.5.2 环境空气

(1) 评价工作等级

运行期大气污染源主要是新建站场及拉油点内加热炉烟气以及油气集输过程放空、挥发、泄漏等无组织排放的烃类气体。主要污染物包括 SO₂、NO₂、颗粒物和非甲烷总烃。采用《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）中 AERSCREEN 估算模型对主要大气污染源进行环境空气评价等级判定，评价因子和标准见表 2.5.2-1，判别依据见表 2.5.2-2。判定结果见表 2.5.2-3。

表 2.5.2-1 评价因子和评价标准表

评价因子	平均时段	标准值/(mg/m ³)	标准来源
SO ₂	1 小时平均	0.5	《环境空气质量标准》GB3096-2012 二级
PM ₁₀	24 小时平均	0.15	
NO ₂	1 小时平均	0.20	
非甲烷总烃	1 小时平均	2.0	《大气污染物排放标准详解》

表 2.5.2-2 评价等级判别表

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

表 2.5.2-3 主要大气污染物最大落地浓度占标率

类型	污染源	污染物	最大落地浓度 C _i /(μg/m ³)	占标率 P _{max} /%	D _{10%} /m	评价等级
有组织排放	南 58 井场拉油点 240kW 加热炉	SO ₂	3.650	0.73	0	二级
		颗粒物	1.820	1.21	0	
		NO ₂	11.539	4.62	0	
	蛟 7 增 350kW 加热炉	SO ₂	4.221	0.84	0	二级
		颗粒物	1.759	1.17	0	
		NO ₂	13.368	5.35	0	
无组织排放	南 58 井组拉油点	非甲烷总烃	24.5550	1.2278	0	二级
	蛟 97-4 井场	非甲烷总烃	15.2950	0.7647	0	三级
	蛟 7 增	非甲烷总烃	10.2234	0.1024	0	三级
	五蛟西返排液处理站	非甲烷总烃	13.3524	0.1234	0	三级

根据评价等级判定依据，各站场加热炉废气污染物最大地面环境空气质量浓度占标率均小于 10%，评价工作等级为二级；拉油点无组织排放非甲烷总烃最大地面环境空气质量浓度占标率均小于 10%，评价工作等级为二级。蛟 7 增、五蛟西返排液处理站无组织排放非甲烷总烃最大地面环境空气质量浓度占标率均小于 1%，评价工作等级为三级。

因此，确定本项目大气环境评价工作等级为二级。

(2)评价范围

根据《环境影响评价技术导则-大气环境》(HJ2.2-2018)，南 58 井场拉油点大气环境影响评价范围以场站为中心，边长取 5km；见图 2.7.2-1~2.7.2-2。

2.5.3 地表水

(1)评价工作等级

根据《环境影响评价技术导则-地表水环境》(HJ2.3-2018)，水污染影响型建设项目根据排放方式和废水排放量划分评价等级，划分依据见表 2.5.3-1。

表 2.5.3-1 水污染影响型建设项目评价等级判定

评价等级	判定依据	
	排放方式	废水排放量 Q/(m ³ /d)水污染物当量数 W/(无量纲)
一级	直接排放	$Q \geq 20000$ 或 $W \geq 600000$
二级	直接排放	其他
三级 A	直接排放	$Q < 200$ 且 $W < 6000$
三级 B	间接排放	/

本项目运行期生产废水（采出水和措施返排液）全部处理达标后回注油层，拉油点设置防渗旱厕，生活污水排至旱厕，定期清掏不外排。根据导则要求，本项目地表水评价等级低于三级 B，主要进行影响分析。

(2)评价范围

重点分析依托采出水、措施返排液处理设施的环境可行性。

2.5.4 地下水

(1)评价工作等级判定结果

根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》(HJ610-2016)中评价工作等级划分标准（表 2.5.4-1），本项目地下水环境影响评价工作等级为二级（地下水环境影响评价工作等级详细判定过程详见 9.1.2 节）。

表 2.5.4-1 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	一级	一级	二级
较敏感	一级	二级	三级
不敏感	二级	三级	三级

表 2.5.4-2 评价工作等级划分

项目类别	敏感区	较敏感区	不敏感区	评价等级
I 类项目 石油开采（井场）	/	/	√	二级
II 类项目 石油管线	/	/	√	三级

(2)评价范围

对于集输管线等线性工程的评价范围根据导则 8.2.2.2 节确定,将管线两侧向外延伸 200m 作为评价范围。

对于井、站场,根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》(HJ 610-2016)的要求,“当建设项目所在地水文地质条件相对简单,且所掌握的资料能够满足公式计算法的要求时,应采用公式计算法确定”,根据导则 8.2.2.1 节中公式计算法确定(详细计算过程见 9.1.1 节)。根据计算结果,各含水层中最大下游迁移距离 L 为 306m。评价范围取场地下游 306m、两侧及上游 153m (L/2)。

评价范围的确定,重点考虑了建设项目布局及污染源特征、地下水径流特征、地下水可能受到污染的区域等因素,所确定的评价范围能说明项目建设区域的地下水环境基本状况,并满足对地下水环境影响进行预测和评价的需要。

2.5.5 声环境

(1)评价工作等级

根据《环境影响评价技术导则-声环境》(HJ2.4-2021),评价工作分级依据见表 2.5.5-1。

表 2.5.5-1 声环境等级判定分级依据分析表

判别依据	声环境功能	项目建设前后 噪声级的变化程度	受噪声影响范围内 的人口
一级评价判定依据	0 类	增高量>5dB(A)	显著增多
二级评价标准判据	1 类、2 类	3dB(A)≤增高量≤5dB(A)	增加较多
三级评价标准判据	3 类、4 类	增高量<3dB(A)	变化不大
本项目	2 类	<3dB	变化不大
评价等级	根据现场调查,本项目所在区域声环境功能为 2 类,评价等级定为二级		

评价区属《声环境质量标准》(GB 3096-2008) 2 类声环境功能区,项目噪声影响主要集中在施工期。运行期噪声源较少,且影响范围仅限于站场和井场内部,开发前后评价范围敏感目标噪声级增量<3dB(A),受影响的人口变化小。按《环境影响评价技术导则-声环境》(HJ 2.4-2021)要求,确定声环境评价工作等级为二级。

(2)评价范围

本项目声环境评价范围取井、站场厂界外 1m 至 200m 范围,新建管线、道路工程取两侧 200m 范围。

2.5.6 土壤环境

(1)项目影响类型

本项目土壤环境影响类型涉及污染影响型和生态影响型,污染影响途径主要是非正常状况下的垂直入渗和大气沉降,生态影响型主要为地下水水位变化引起的土壤盐化。

(2)评价工作等级

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，“石油开采”和“石油输送管线”分别属于 I 类和 II 类项目。

①土壤污染影响型评价工作等级

根据项目占地统计，本项目各拟建站场、井场工程等永久占地均小于 5hm²，管线不涉及永久占地，因此占地规模均属于小型；项目可能产生污染影响的范围内存在耕地，因此敏感程度属于“敏感”，判定依据见表 2.5.6-1。依据污染影响型评价工作等级划分表见表 2.5.6-2，并结合项目占地规模和环境敏感程度判定结果，确定本项目土壤环境评价污染影响型工作等级为一级和二级，见表 2.5.6-3。

表 2.5.6-1 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、医院、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	其它情况

表 2.5.6-2 污染影响型评价工作等级划分表

项目类别 评价工作等级	I 类			II 类			III 类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感程度	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	/
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	/	/

表 2.5.6-3 项目土壤环境影响评价工作等级判定表

工程类型	污染影响型
石油开采（井场、站场等）	一级
输油管线	二级

②土壤生态影响型评价工作等级

拟建项目所在的华池县属黄土梁峁地区，根据收集资料，华池县计算干燥度 3.49 > 2.5，评价区潜水埋深在 10~100m 之间。项目所在地土壤含盐量约在 0.4~0.5g/kg，不属于 2g < 土壤含盐量 ≤ 4g 的区域，盐化程度属于“不敏感”，地区土壤 pH 值在 8.55~8.66，呈弱碱性，其酸、碱敏感程度属于“较敏感”，生态影响敏感程度按相对最高级别判定为“较敏感”。

庆城县属黄土梁峁地区，根据收集资料，庆城县计算干燥度 2.70~3.49 > 2.5，评价区潜水埋深在 10~100m 之间。项目所在地土壤含盐量约在 0.22~0.27g/kg，不属于 2g

<土壤含盐量≤4g 的区域，盐化程度属于“不敏感”，地区土壤 pH 值在 8.2~8.7，呈弱碱性，其酸、碱敏感程度属于“不敏感”，生态影响敏感程度按相对最高级别判定为“较敏感”。根据表 2.5.6-6 判断土壤生态敏感程度为较敏感。

表 2.5.6-4 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 m 的地势平坦区域；或土壤含盐量>4 g/kg 的区域	pH≤4.5	pH≥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≥1.5m 的，或 1.8<干燥度≤2.5 且常年地下水位平均埋深<1.8 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<1.5m 的平原区；或 2g/kg<土壤含盐量≤4g/kg 的区域	4.5<pH≤5.5	8.5≤pH<9.0
不敏感	其他	5.5<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。

表 2.5.6-5 生态影响型评价工作等级划分表

占地规模 评价工作等级	I 类	II 类	III 类
敏感程度			
敏感	一级	二级	三级
较敏感	二级	二级	三级
不敏感	二级	三级	-

表 2.5.6-6 本项目土壤环境影响评价生态影响型工作等级判定表

工程类型	生态影响型
石油开采（井场、站场等）	二级
输油管线	二级

(3)调查评价范围

①土壤污染影响型评价范围

本项目井场、站场等土壤污染影响环境评价等级为一级，输油管线土壤污染影响环境评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018），项目土壤污染影响调查评价范围为：井场、站场取场站占地范围内及占地范围外 1km 范围，集输管线取管线占地范围内及占地范围外 0.2km 范围。

②土壤生态影响型评价范围

本项目井场、站场等土壤生态影响环境评价等级为二级，输油管线土壤生态影响环境评价等级为二级，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、站场取场站占地范围内及占地范围外 2km 范围，集输管线取管线占地范围内及占地范围外 0.2km 范围。

2.5.7 环境风险

(1) 评价工作等级

项目各危险单元危险物质数量与临界量比值 Q 值均 < 1，判定环境风险潜势均为 I，由于石油开发项目地面工程分散，井、站场和管线的风险源项、风险类型、扩散途径、环境敏感目标和影响后果各不相同，在评价等级判定和影响分析过程中根据各站、井场和管线的分别进行判定。由于各危险单元 Q 值均 < 1，直接判定本项目大气环境、地表水、地下水环境要素中各站、井场和管线风险评价等级均为简单分析，判定结果见表 2.5.7-1。

表 2.5.7-1 项目主要风险源评价工作等级划分

序号	风险源	危险物质	环境空气	地表水	地下水
1	柴油储罐	柴油	简单分析	简单分析	简单分析
2	井场拉油点	原油	简单分析	简单分析	简单分析
3	采油管线	原油	简单分析	简单分析	简单分析
4	集油管线	原油	简单分析	简单分析	简单分析
	输气管线	天然气			
5	增压站事故油箱	原油	简单分析	简单分析	简单分析

(2) 评价范围

依据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），简单分析工程内容的环境风险评价不需要设置评价范围。

2.5.8 小结

综合以上，本项目评价工作等级判定结果及评价范围见表 2.5.8-1。

表 2.5.8-1 环境要素的评价等级及评价范围

环境要素	工作等级			评价范围
生态环境	二级			井区边界外延 2km 范围，管线、道路工程取两侧各 0.3km 范围；
环境空气	二级			以拉油点井场、站场为中心，边长 5km 范围；
地表水	三级 B			/
地下水	二级			井、站场下游 306m，两侧及上游 153m 的范围，集输管线取两侧向外延伸 200m 范围；
声环境	二级			井、站场取厂界外 0.2km 范围，管线、道路工程取两侧 0.2km 范围；
土壤环境	污染影响型	井场、站场	一级	井、站场取厂界外扩 1km 范围；
		管线工程	二级	集输管线取两侧向外延伸 0.2km 范围；
	生态影响型	井场、站场	二级	井、站场占地范围内全部及占地范围外 2km 范围
		管线工程	二级	集输管线取管线占地范围内全部及占地范围外 0.2km 范围

环境风险	简单分析	/
------	------	---

2.6 评价时段与评价重点

2.6.1 评价时段

施工期主要是钻井作业和地面工程建设（包括井场建设、站场建设、管线铺设及道路建设），运行期主要是原油开采和集输；闭井期主要是设备的拆除等。其中，施工期和运行期是对环境造成影响的主要时期。因此，评价重点关注施工期和运行期，兼顾闭井期。

2.6.2 评价重点

根据评价区环境特征和项目污染物排放特点，本次评价重点包括以下几点：

- (1) 施工期环境影响
- (2) 生态环境影响评价
- (3) 地下水环境影响评价
- (4) 土壤环境影响评价
- (5) 环境保护措施论证及可行性分析

2.7 主要环境保护目标

2.7.1 污染控制目标

严格控制各种污染物的产生和排放，减轻因油田开发对生态环境带来的影响，达到保护环境的目的。项目污染控制和生态保护目标内容具体见表 2.7.1-1。

表 2.7.1-1 污染控制和生态保护目标

开发阶段	控制对象	污染源	污染物	控制措施	控制目标
施工期	生态环境	①钻井工程 ②地面工程建设		①优化选址和选线，尽量减少农业占地 ②控制施工作业范围，临时占地要及时恢复 ③采用丛式井技术开采，减少占地 ④泥浆暂存设施防渗处理，钻井泥浆循环利用，减小占地和土壤污染 ⑤采用地上移动式泥浆罐存放钻井泥浆，减少土地占用与植被破坏 ⑥施工完毕后，及时平整进行植被恢复	减少植被破坏面积及水土流失量
	废气	柴油发电机	SO ₂ 、NO _x	①选用优质低硫燃料 ②选用高效燃烧设备	工业钻探设备、程机械装用柴油机排气等执行《非道路柴油移动机械排气烟度限值及测量方法》（GB36886-2018）、《非道路移动机械用

					柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）及2020 修改单中相关要求；
	废水	钻井废水	SS、COD、石油类等	在钻井前井场配备废水地上收集罐，集中收集钻井废水。钻井废水在收集罐内沉淀处理后部分可循环使用，回用量为 70~80%，主要用途作为钻井工程泥浆消耗后补充配浆。在井下作业完成后由防渗漏、防溢流的运输车辆统一转移至措施返排液处理系统处理达标后同层回注。	生产废水处理达标后全部回注油层用于驱油；拉油点生活污水排至旱厕定期清掏，不外排。
		试油废水	石油类、COD 等	经五蛟西返排液处理站处理达标后回用	
施工期	废水	压裂返排液	胍胶、石油类等	全部进行回收利用，优先考虑在井场处理后循环利用，无法利用的分批次运往五蛟西措施返排液处理站处理后回注，不外排。	
		生活污水	SS、COD	①设环保旱厕 ②少量生活污水处理后用于绿化灌溉、抑尘，不外排	
	固废	废弃钻井泥浆	岩屑、石油类等	①属一般工业固废 ②设泥浆收集罐收集钻井泥浆，废弃泥浆底层沉积物加药搅拌破胶后进行压滤，压滤液运至就近措施返排液处理站集中处理后回注；滤饼在井场内落实“三防”措施暂存，委托长庆实业集团有限公司由防渗漏、防溢流的运输车辆统一转移外运处置	全部无害化处置
		钻井岩屑	岩屑		
		含油岩屑	岩屑、石油类等	属危险固体废物，集中送有危废处置资质单位处理	无害化处置
		落地油	石油类	属危险固体废物，回收处置	回收率 100%
噪声	发电机、钻机	噪声	①选用低噪设备 ②井场设备合理布置	噪声不扰民	
运行期	生态环境	①采油和油气集输工程； ②油、水井维护和井下作业；		①对施工期扰动地表进行生态恢复 ②井场周围绿化和异地补偿；	减少植被破坏及水土流失量
运行期	废气	油气集输挥发烃类气体	非甲烷总烃	加强管理，严防“跑、冒、滴、漏”	/
运行期	废气	加热炉废气	颗粒物、NO _x 、SO ₂	采用伴生气作为燃料，合理设置排气筒高度	满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）新建燃气锅炉排放标准，排气筒高度为 8m
	废水	油田采出水	石油类、COD、SS	依托现有采出水处理系统处理达标后回注采油层	零排放
		措施返排	石油类、	依托五蛟西措施返排液处理站处理达标后回	

		液	SS	注	
		生活污水	SS、COD	拉油井场生活污水设置防渗旱厕定期清掏，不外排	
固废		落地油	石油类	回收处置	回收率 100%
		含油污泥		采出水处理系统产生的含油污泥按照《危险废物贮存污染控制标准》等相关标准送至有资质单位定期转运处置。	符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）相关危废处置标准。
		废滤料	石油类	属危险固体废物，交由有资质单位统一处理	无害化处置
		生活垃圾	杂物	定期收集，送环卫部门指定点	100%处置
噪声	泵机	噪声	室内设置、隔声、减振	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准	
土壤		落地油、含油污泥	石油类	落地油 100%回收，油田采出水处理系统产生的含油污泥按照《危险废物贮存污染控制标准》等相关标准委托有资质单位定期转运处置。	建设用地土壤满足 GB36600-2018 中“第二类用地”筛选标准、农用地土壤满足 GB15618-2018 土壤污染风险筛选值
		非甲烷总烃	石油类	做好项目装置区及储罐区的废气污染检测、防治等工作，项目采取的各类设备设施加强日常维护，发生故障时及时发现及时进行维修，在厂区空闲区域进行人工栽植适应评价区环境的灌木、草地等植被。	
		取水、注水	土壤盐化	加强采出水回注井的固井质量及运行管理，防止发生串层现象；建立回注系统操作规程，记录注水量、水质、泵压变化情况，定期开展动态分析；定期对开采井和回注井下游附近的居民水井进行地下水取样监测，建立台账、及时对比分析水位变化；回注井关闭时，要对其进行套内、套外和井口处理，利用水泥等防渗材料对回注井从井口到井底的所有空间进行永久性封堵；采出水输送管线应进行防腐处理，定期检查集输管线的密闭性。	
闭井期	设备拆除场地清理	水土流失、土地沙化	恢复地表植被，做好水土保持	绿化程度不低于施工前	

2.7.2 环境保护目标

2.7.2.1 饮用水水源地

(1)项目与水源地保护区的位置关系

根据现场调查，本工程所有新建采油管线均不穿越饮用水水源保护区、自然保护区、风景名胜区等需要特殊保护的环境敏感区；工程井区范围内无自然保护区、风景名胜区等需要特殊保护的环境敏感区。本项目中与各开发井区距离较近的饮用水源地保护区有 2 处。通过核实，各井区边界及工程建设内容均未在上述饮用水源保护区范围内，产建工程与水源地的位置关系见表 2.7.2-1、2.7.2-2。

表 2.7.2-1 井场、井口与评价区周边水源地及自然保护区的位置关系一览表

井区名称	水源地保护区概况			项目与水源地位置关系			
	保护目标	级别	类型	是否在保护区内	相对水源保护区方位、距保护区边界最近距离	相对取水口方位、最近距离	是否在集水范围或径流补给区内
白 468	鸭儿洼水源地	县级	地表水	否	蛟 2-9 井场, NE, 2.46km	蛟 2-9 井场, E, 3.5km	否, 该井场位于水源地下游
	彭家寺沟水源地	乡镇	地表水	否	蛟 97-1 井场, SW, 5.3km	蛟 97-1 井场, SW, 10.6km	否, 该井场位于水源地上游, 但与水地汇水区有分水岭

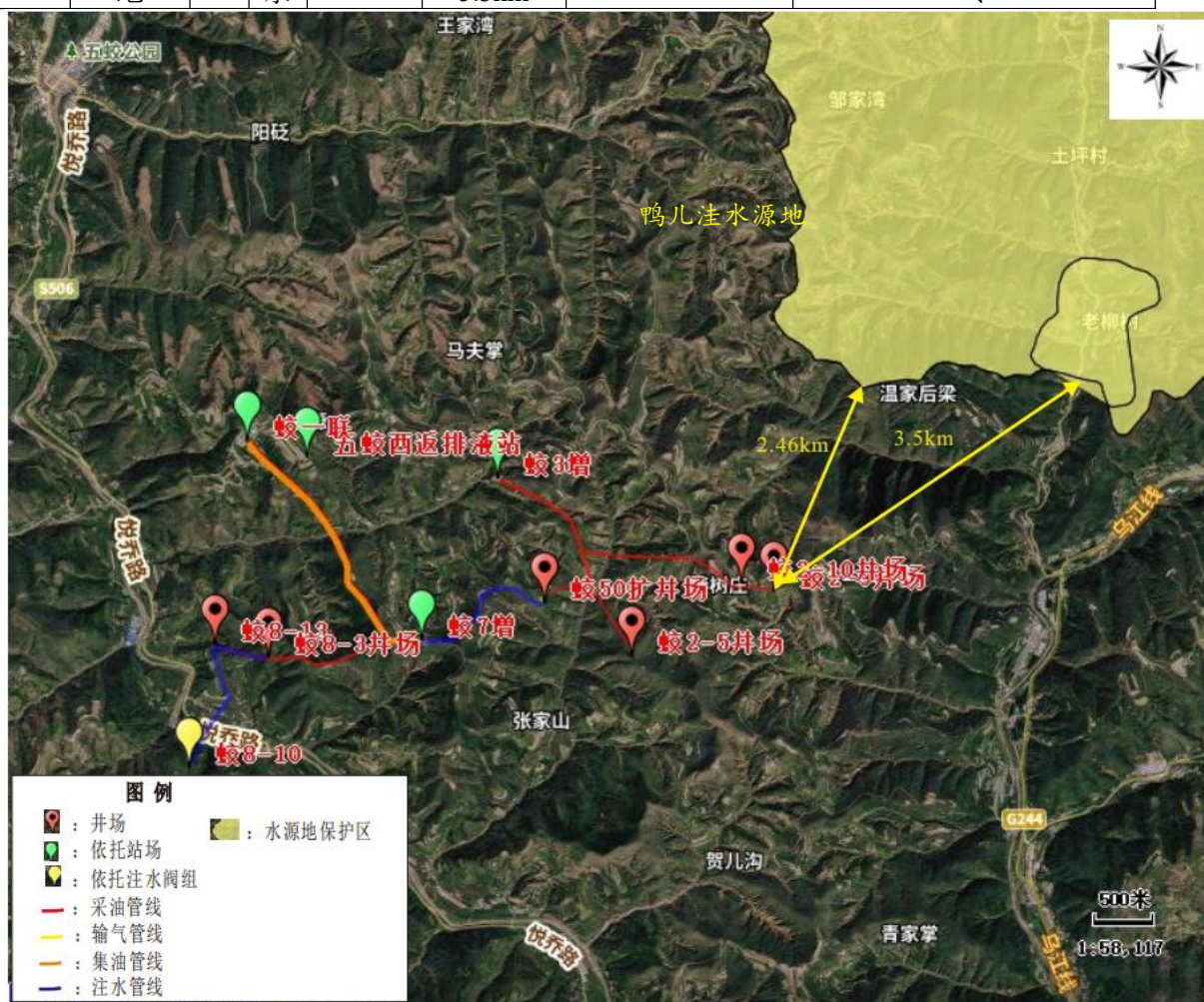


图 2.7.2-1 华池县鸭儿洼水源地与井场、站场、管线位置关系图

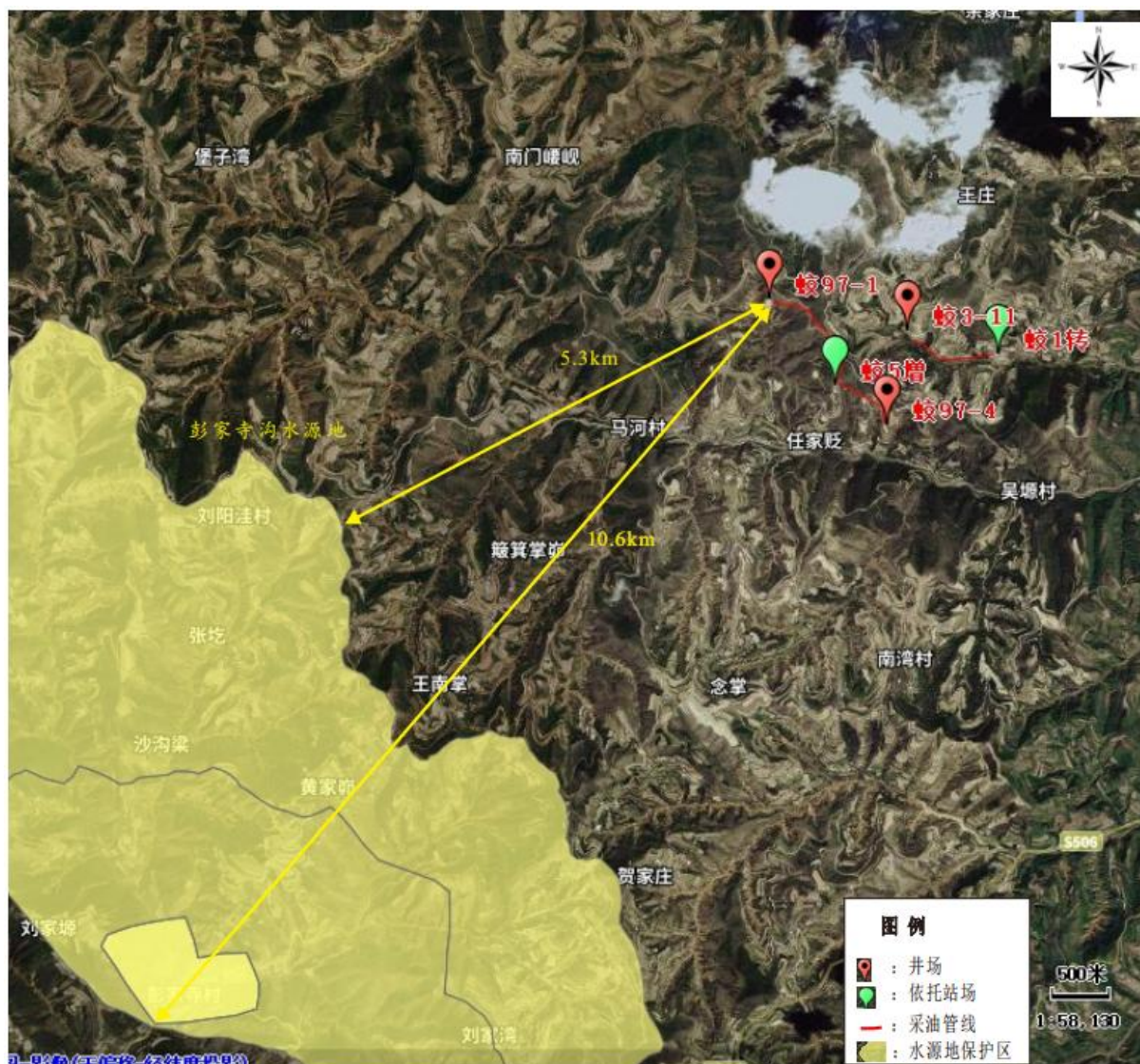


图 2.7.2-2 彭家寺沟水源地与井场、站场、管线位置关系图

(2) 项目与居民分散式饮用水源井的位置关系

本项目周边与开发井区位置关系较近的取水工程有 1 个，为蒋塬泵站扬水工程。本项目距取水口最近的井场为蛟 8-13，距离为北侧约 3.9km，不在其径流补给区内。蒋塬泵站扬水工程开采层位为第四系潜水，本项目拟建井场、管线工程均不在其径流补给区内。根据当地水利部门要求，对于未划定水源地的取水工程，划定井口周边 500m 为保护区域，在后续的开发建设过程中应当采取避让措施。根据调查，拟建井场、站场及主要原油集输管线 50m 范围内无分散式水源井分布。

2.7.2.2 其它环境保护目标

(1) 项目总体环境保护目标

项目地表水、地下水、环境空气、声环境、生态环境等环境要素的总体环境保护目标见表 2.7.2-2。

表 2.7.2-2 项目总体环境保护目标表

环境要素	保护对象	相对位置	保护内容	保护目标
地表水	元城川	白 461、白 468 井区工程在此流域内	地表水	地表水Ⅲ类标准
	马莲河	从岭 405 井区东侧流过	地表水	地表水Ⅳ类标准
	鸭儿洼水源地	本项目工程布置位于该水源地集水范围以外，距水源地保护区边界最近 2.4km	水源地水质	执行水源地要求
	彭家寺沟水源地	本项目工程布置位于该水源地集水范围以外，距水源地保护区边界最近 5.3km	水源地水质	执行水源地要求
地下水	民用井、机井 环河、洛河组 承压水	以井场为中心，下游 310m、上游和两侧各 155m 的范围；地下水评价范围内无分散式饮用水源井分布。	地下水水质	地下水Ⅲ类标准
环境空气	各场站为中心，自边界外扩形成的边长为 5km 的矩形范围内居民		人群健康	环境空气二级标准
环境噪声	井场、站场厂界外 1m 至厂界外 200m，新建管线、道路取两侧 200m 范围内的居民			声环境质量 2 类标准
土壤环境	场站周边 1km 及管线两侧 0.2km 均存在耕地、居民区等敏感目标		土壤环境	土壤环境质量筛选值、pH、含盐量
环境风险	站场、管线周边居民		环境空气	环境空气二级标准
	开发范围所在地表水流域河流		地表水	地表水Ⅲ类标准、地表水Ⅳ类标准
	开发范围内潜水、承压水		地下水	地下水Ⅲ类标准
生态环境	公益林、水土保持极重要及水土流失极敏感区		生态环境	控制水土流失，维持生态系统完整性与稳定性

(2)主要站场的环境保护目标

新建拉油点环境空气保护目标见表 2.7.2-3、表 2.7.2-4，图 2.7.2-1~2.5.2-2。

表 2.7.2-3 南 58 井组拉油点环境保护目标

环境要素	名称	经纬度		保护对象	保护内容	环境功能区	相对厂址方向	相对厂界最近距离/km
		经度	纬度					
环境空气	席家塬	107.66645	36.18515	农村居民点	环境空气	二类	S	0.338
	寺沟	107.65817	36.17241			二类	S	1.897
	何家塬	107.67502	36.16688			二类	ES	2.377
	念家湾	107.68888	36.17649			二类	ES	2.387
	下午旗村委会	107.68115	36.18503			二类	E	1.354
	下午旗村	107.68069	36.19194			二类	E	1.307
	下路沟门	107.66645	36.19469			二类	N	0.478
	午旗俭根	107.67133	36.19752			二类	N	0.932
	曹沟门	107.67394	36.20432			二类	N	1.725
	刘家塬畔	107.68231	36.20752			二类	NE	2.431

	史家崾岬	107.69008	36.21237			二类	NE	3.183
	安沟门	107.67257	36.20859			二类	N	2.205
	马岭村	107.66506	36.20550			二类	NW	1.432
	柳黄沟	107.65755	36.21404			二类	NW	2.587
	杨新庄	107.64884	36.21460			二类	NW	2.911
	下湾	107.64506	36.21490			二类	NW	3.325
	路沟门	107.64523	36.20765			二类	NW	2.622
	栾山跟底	107.65798	36.20087			二类	NW	1.337
	龚家塬	107.65629	36.19407			二类	NW	1.073
	天旗塬	107.64950	36.18979			二类	W	1.333
	瓦子湾	107.64218	36.18320			二类	SW	2.063
	路家掌	107.64042	36.16758			二类	SW	3.144
声环境	/	/	/	/	/	/	/	/
土壤	站场周边耕地、居民区等			耕地	土壤	/	/	/
地表水	马莲河			地表水	地表水	IV 类	N	0.650

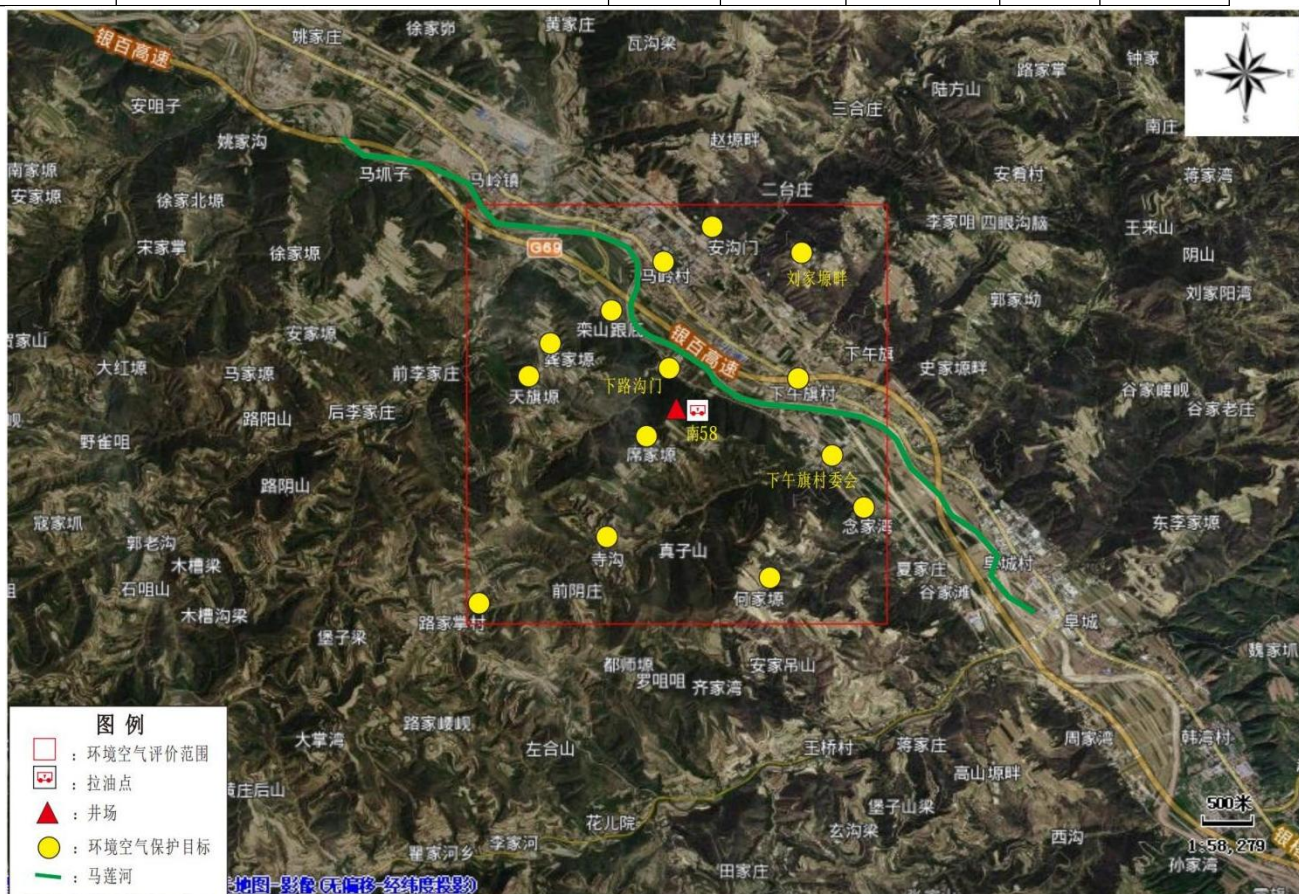


图 2.7.2-1 拉油点南 58 井场环境保护目标及环境空气评价范围图

表 2.7.2-4 蛟 7 增环境保护目标

环境要素	名称	坐标 (UTM) /m		保护对象	保护内容	环境功能区	相对厂址方向	相对厂界最近距离/km
		X	Y					
环境空气	康家庄	107.85499	36.39426	农村居民点	环境空气	二类	NW	0.205
	赵家咀子	107.85938	36.39965			二类	N	1.085
	白草湾	107.86718	36.40714			二类	NE	2.377
	康家茆	107.87544	36.41538			二类	NE	2.839
	赵畔	107.86855	36.40059			二类	NE	1.217
	刘岷岷	107.87456	36.40542			二类	NE	2.016
	鹿子岔	107.88021	36.40709			二类	NE	2.536
	彭家台	107.86622	36.39458			二类	NE	2.061
	椿树庄	107.87486	36.39327			二类	NE	2805
	窖子沟脑	107.87244	36.38965			二类	E	2.661
	杏树湾	107.87806	36.38111			二类	SE	3.095
	李家掌	107.87072	36.37862			二类	SE	2.590
	张家山	107.85504	36.37995			二类	SE	1.366
	李家瓜湾	107.85093	36.38652			二类	E	0.633
	茆上	107.84582	36.37631			二类	S	1.356
	谷家瓜岷岷	107.84043	36.37652		二类	S	1.347	
	李良子村	107.83794	36.36854		二类	S	2.193	
	寺沟门	107.84438	36.36528		二类	S	2.498	
	五蛟乡李良子中心小学	107.83275	36.37238	学校		二类	SW	2.003
	小赵堡子	107.84052	36.39178	农村居民点	环境空气	二类	NW	0.346
大赵堡子	107.84498	36.39637	二类			N	0.858	
姬家台	107.83597	36.40066	二类			NW	1.421	
白家咀	107.83998	36.40197	二类			NW	1.425	
付岷岷	107.85354	36.39822	二类			NE	1.360	
毛家畔	107.85028	36.40259	二类			NE	1.537	
唐下庄	107.84856	36.40615	二类			NE	1.906	
唐上庄	107.85028	36.41010	二类			NE	2.338	
蒋塬村	107.84039	36.41163	二类			N	2.498	
野狐渠	107.84365	36.41545	二类			N	2.572	
上岷岷	107.83863	36.41467		二类		2.592		
土壤	站场周边耕地、居民区等			耕地	土壤	/	/	/
地表水	元城河			地表水	地表水	III类	W	2.158

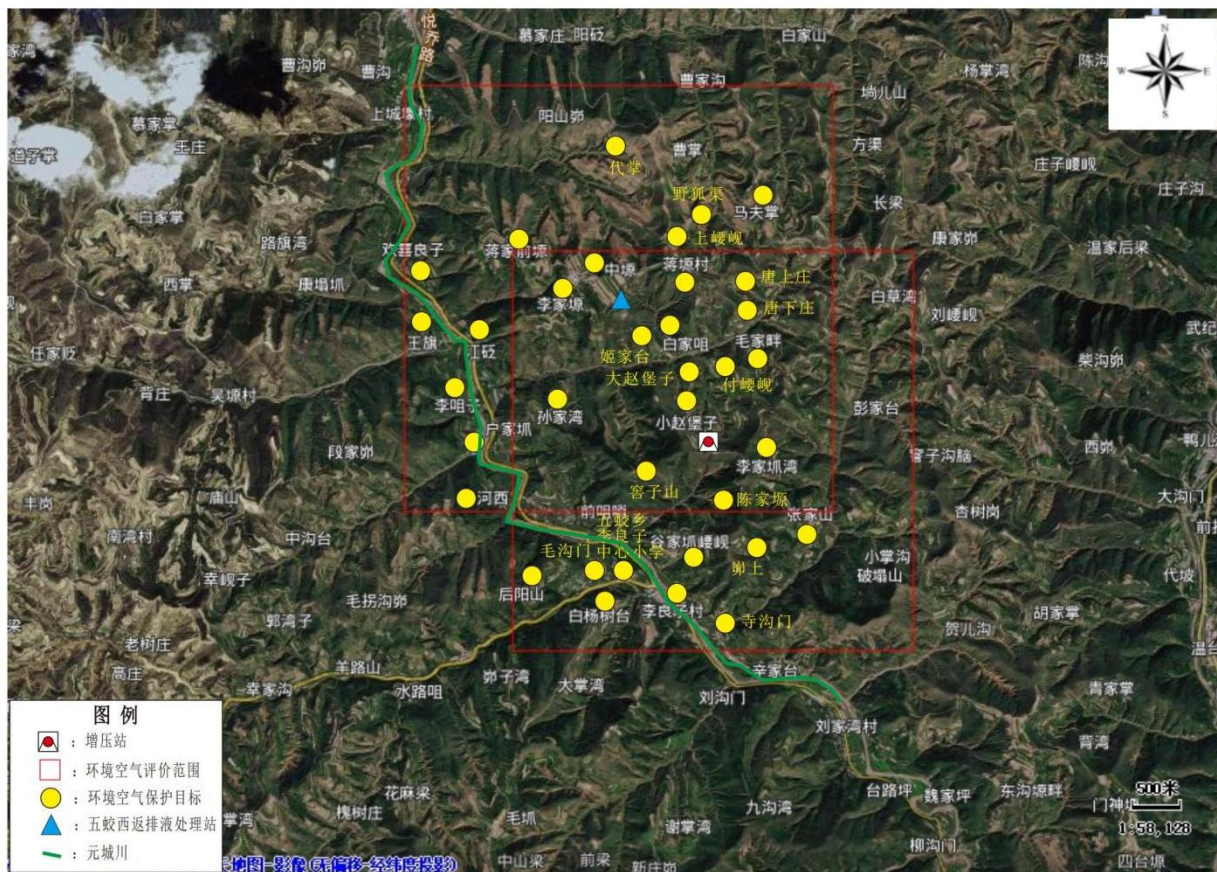


图 2.7.2-2 蛟 7 增、五蛟西返排液处理站环境保护目标及环境空气评价范围图

(3)井场、管线的环境保护目标

井场、管线环境空气、声环境保护目标见表 2.7.2-6~2.7.2-7。

表 2.7.2-6 井场周边 200m 范围内环境保护目标

井场	环境保护目标	坐标 (UTM) /m		保护对象	保护内容	环境功能区	相对井场方向	相对厂界最近距离/m
		X	Y					
蛟 8-13	户家瓜散户	107.82123	36.38579	农村居民点	环境空气、噪声、环境、人群健康	空气二类、噪声 2 类	N	100
蛟 8-3	上山岗岗	107.82438	36.38547				W	172
蛟 50 扩	康家庄散户	107.85503	36.39445				W	180
蛟 2-10	椿树庄散户	107.87522	36.39374				NW	85
蛟 3-11	西掌村散户	107.76894	36.41241				SW	60
南 76-2	夏家庄散户	107.69563	36.17032				E	125
蛟 97-1	/	/	/				/	/
蛟 97-4	/	/	/				/	/
蛟 2-5	/	/	/				/	/
蛟 2-9	/	/	/	/	/			

表 2.7.2-7 管线两侧 200m 范围内环境保护目标

编号	管线名称	环保目标名称	相对集输管线方位	相对集输管线最近距离/m	人口数 (人)
1	蛟 3-11 井场~蛟 1 转采油管线	西掌沟	N	60	12
2	蛟 8-13 井场~蛟 7 增采油管线	上山岗岗	S	114	15
3	蛟 2-10 井场~蛟 3 增采油管线	椿树庄	S	96	24

4	蛟 2-10 井场~蛟 3 增采油管线	椿树庄	N	60	18
5	蛟 7 增至蛟一联输油管线、输气管线	小赵堡子	E	116	20
		李家塬	W	65	80

2.8 评价工作程序

根据《环境影响评价技术导则—总纲》要求，本项目环境影响评价工作分三个阶段：调查分析和工作方案制定阶段、分析论证和预测评价阶段、环境影响报告书编制阶段。

第一阶段：调查分析和工作方案制定阶段。主要工作内容是研究本工程可研报告，对项目进行初步的工程分析和环境现状调查，筛选评价因子、明确评价重点和环保目标，确定工作等级、评价范围和评价标准。

第二阶段：分析论证和预测评价阶段。在环境现状调查监测与评价以及工程分析的基础上，对项目各环境要素进行影响预测与评价。

第三阶段：环境影响报告书编制阶段。在第一、第二阶段工作的基础上，提出环境影响保护措施，并制定环境监测、监理、管理计划，核算环保投资并进行技术经济论证，从环境角度给出本项目环境影响评价结论。

本工程环境影响评价工作程序见图2.8-1。

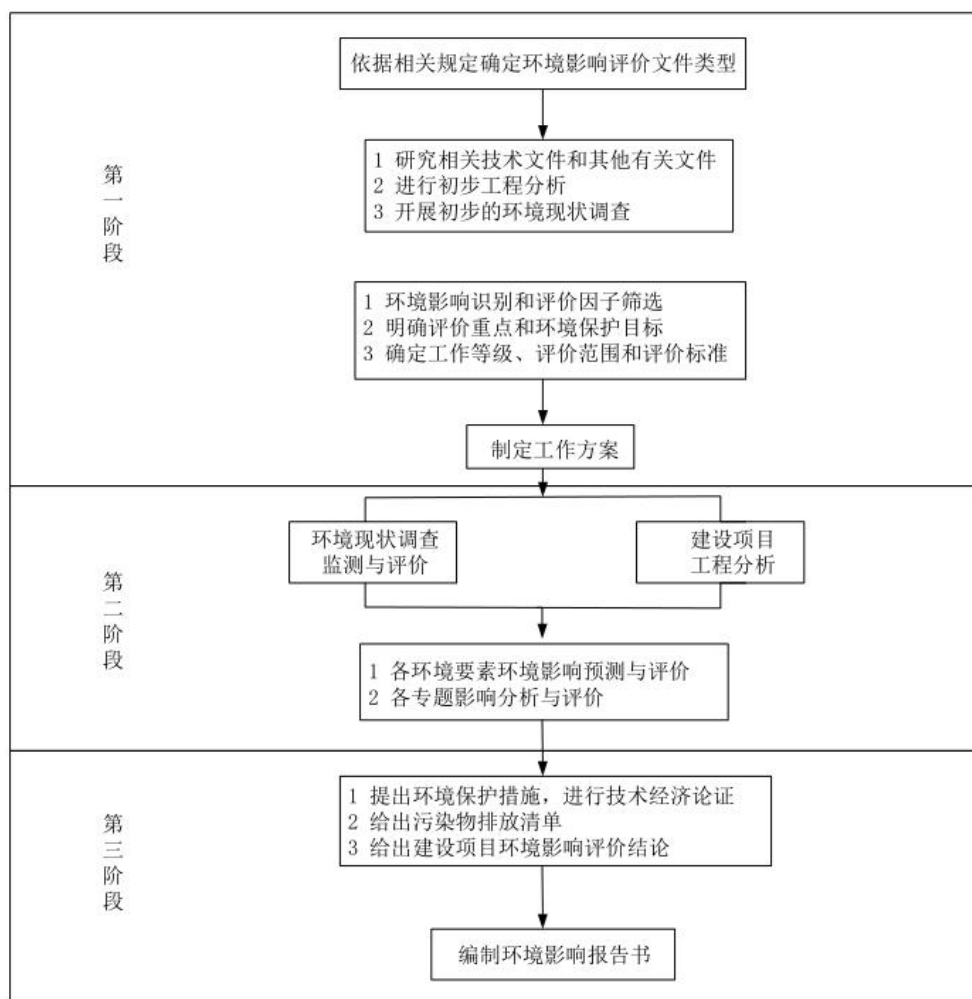


图2.8-1 本项目环境影响评价工作程序图

3 现有工程概况

3.1 建设单位概况

长庆实业集团有限公司成立于1997年，项目组位于甘肃省庆城县。是一家油田井下作业、试油、试气、测井、修井、石油钻井工程、油田技术服务；油田工程建设与安装等为一体的综合型国有企业。

长实集团管辖开发区块8个，矿权面积881.9km²，横跨2省6县10乡，整体呈现区块分散、层系多、规模小的特点。自营区矿权面积268.8km²，含4个开发区块：五蛟西、南试验区、镰刀湾、小河；合作区矿权面积613.1km²，含4个开发区块：葫芦河3#、4#区、姬黄37#区、镰刀湾西区。其中，五蛟西区位于甘肃省华池县五蛟乡，南试验区（岭405井区）位于庆城县马岭镇，均为本次环评的现有井区。

3.2 地理位置与交通

项目开发区分布于庆阳市庆城县马岭镇；华池县悦乐镇、五蛟镇。

华池县位于甘肃省庆阳市北部，位于东经 107.499847°~108.564491°，北纬 36.130665°~36.851054°之间，东西长 95km，南北宽 77km，总面积 3807.0km²。该县北部自东向西分别与陕西省志丹县、吴起县和定边县接壤；东南与本市合水县、庆城县相连，西侧与环县毗邻。县城位于柔远镇，距庆阳市区 120km。华池县内有 202 省道主干线纵贯南北，此外还有县道 3 条、乡道 10 条等，乡级以上公路总里程达到 440.43km。五蛟西区开发范围位于华池县五蛟镇境内，井区距华池县城 9km，元城至悦乐线由井区中间自南向北穿过，油区支干线道路分布其中，集输和交通条件较为便利。

庆城县位于兰州至青岛、福州至银川、延安至九寨沟高速公路和西安至银川铁路四线交汇处，国道 309 线、211 线、省道 202 线贯通全境，距离庆阳机场 40km，是庆阳北三县的交通枢纽，是西安、银川经济圈的重要节点。

马岭南试验区岭 405 井区位于庆城县马岭镇境内，甘肃省庆阳市庆城县下辖镇，地处庆城县西北部，东与华池县上里塬乡和王咀子乡交界，东南与三十里铺镇为邻，南与翟家河乡接壤，西与蔡口集乡相连，北与环县曲子镇毗邻。岭 405 井区位于下伍旗村，附近 G211 国道、乡镇道路分布，集输和交通条件较为便利。

地理位置及交通条件见图 3.2-1。

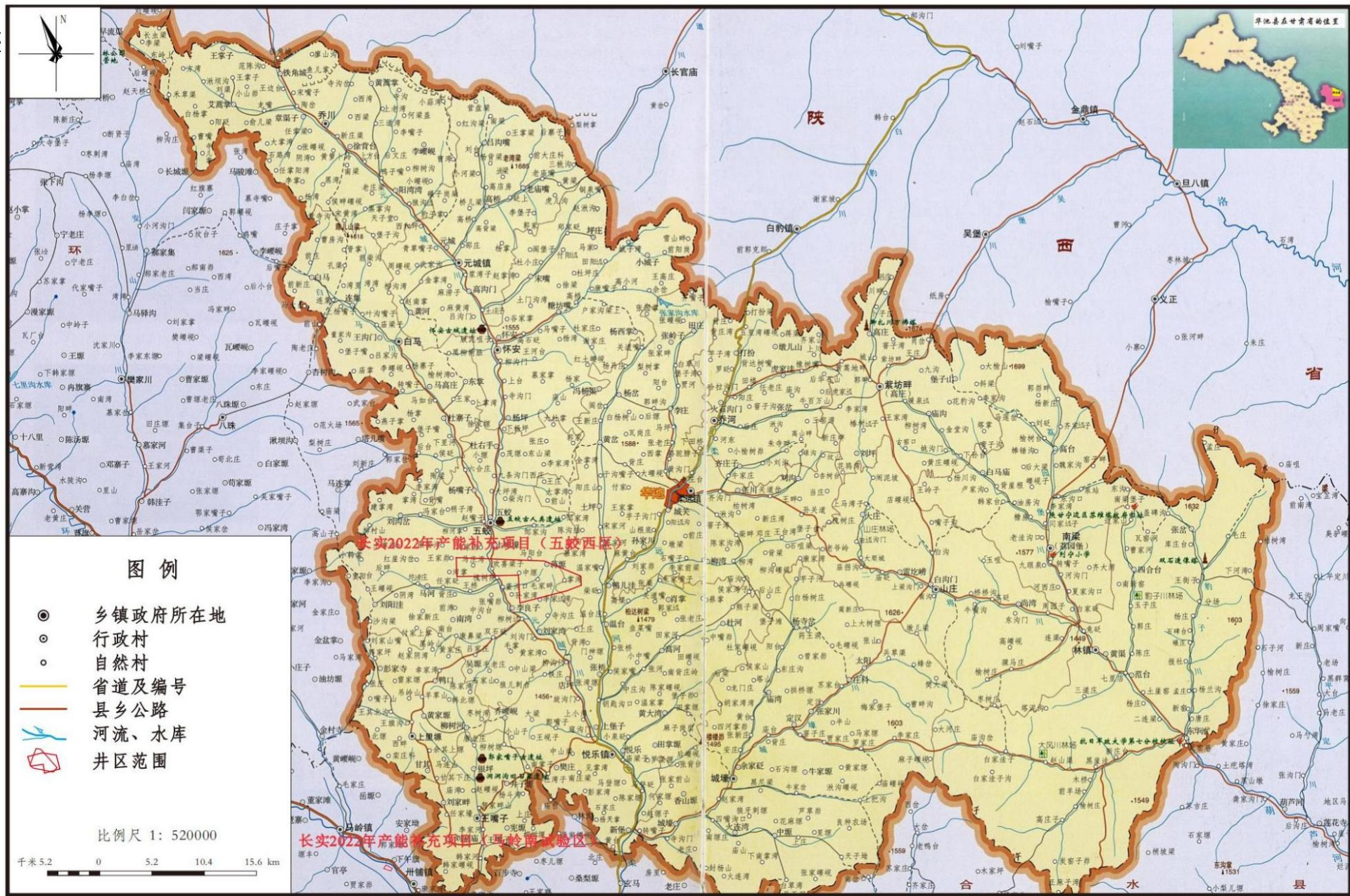


图3.2-1 地理位置及交通示意图

3.3 开发井区现有工程概况

3.3.1 开发建设历程

(1) 五蛟西区块

五蛟西区块勘探始于七十年代，区块规模建产始于 2008 年。长实集团五蛟西区块目前采油井 541 口，注水井开井 139 口，现有联合站 1 座、接转站 1 座、增压站 5 座、卸油站 1 座和热泵站 1 座。

截止目前五蛟西区块已部署产能 $48.8 \times 10^4 \text{t/a}$ ，现有产能规模约 $16.38 \times 10^4 \text{t/a}$ 。形成了以联合站为中心，管输为主，单井拉油为辅的集输方式，含水油在蛟一联合站、蛟一转、新华 53 站进行脱水处理，最终外输至五蛟热泵站，采出水处理达标后回注油层。

(2) 马岭南试验区

截止目前，马岭南试验区含岭 405、南 56、南 76、南 39-1、南 56 扩、岭 70-3、南 2 扩和南 76 扩、南 47-1、南 45 扩、南 49 扩、岭 61-1、南 171-1、新南 55 扩井数合计 50 口，已部署产能合计 4.0 万吨/年。

3.3.2 开发范围及井区布局

(1) 五蛟西区块

长实集团五蛟西区块油田开发范围位于华池县五蛟镇。目前，油区已开发含油层系从侏罗系延 8 层到三叠系长 8 层，共计 7 个层系。

侏罗系：延 8、延 9、延 10、富县；

三叠系：长 6、长 7、长 8。

五蛟西历年开发范围见表 3.3.1-1。

表 3.3.1-1 五蛟西区历年开发部署情况 单位：万吨

时间	评价井区	部署产能
2009	白 181、白 468	15
2013	白 461、白 181	15
2017	白 181、白 468、白 461	3
2018	白 181、白 468、白 461	4
2019	白 181、白 468、白 461	3
2020	白 181、白 468、白 461	2.5
2021	白 181 东、白 181 西、白 468	3.3
2022	白 461、白 181、白 468	3.0
合计		48.8

经统计，五蛟西区实际产能约 16.38 万吨/年。

(2) 马岭南试验区

长实集团马岭南试验区位于庆城县马岭镇境内，已部署产能 $3 \times 10^4 \text{t/a}$ ，马岭南试验区 3 万吨产建工程自上而下钻遇到的地层有第四系，第三系，白垩系，侏罗系安定组、直罗组、延安组和富县组，三叠系延长组。主要含油地层为侏罗系延安组延 6、延 8、延 10 等。

岭南试验区历年开发范围见表 3.3.1-1。经统计，马岭南试验区实际产能约 0.8 万吨/年。

表 3.3.1-1 马岭南试验区历年开发部署情况 单位：万吨

时间	评价井区	部署产能
2012	马岭南试验区岭 405、南 56、南 76 井场	1
2013	马岭南试验区 39-1、南 56 扩、岭 70-3、南 2 扩、南 76 扩	1.3
2015	马岭南试验区南 47-1、南 45 扩、南 49 扩、岭 61-1、南 171-1、新南 55 扩	1.7
合计		4

3.3.3 现有工程建设内容

(1) 五蛟西区

长实集团五蛟西区目前采油井开井 514 口，注水井开井 139 口，现有联合站 1 座、接转注水站 1 座、增压站 5 座、卸油站 1 座，现有产能规模约 $16.38 \times 10^4 \text{t/a}$ 。上述现有工程项目组成见表 3.3.3-1。

表 3.3.3-1 五蛟西区项目现有工程组成表

分类	工程类别	单位	五蛟西区	
			长 6、长 7、长 8、富县、延 8、延 9、延 10	
钻井工程	采油井	口	514	
	注水井	口	139	
油气集输工程	站场	井场	个	179
		联合站	座	1
		转油站	座	2
		注水站	座	2
		增压站	座	5
		卸油站	座	1
		措施返排液处理站	座	1
	管线	油气管线	km	341.06
注水管线		km	132	
公用工程	道路工程	km	101.46	
	生活保障设施	座	3	
环保工程	采出水处理装置	套	3	
	生活污水处理装置	套	3	
	危险废物暂存间	座	2	

(2) 马岭南试验区

长实集团马岭南试验区目前采油井开井 41 口，注水井开井 9 口，现有产能规模约 $0.8 \times 10^4 \text{t/a}$ 。上述现有工程项目组成见表 3.3.3-2。

表 3.3.3-2 马岭南试验区项目现有工程组成表

分类	工程类别		单位	马岭南试验区
				延 6、延 8、延 10
钻井工程	采油井		口	41
	注水井		口	9
油气集输工程	站场	井场	个	14
		联合站	座	0
		转油站	座	0
		注水站	座	1
		增压站	座	0
		卸油站	座	0
		措施返排液处理站	座	/
	管线	油气管线		km
注水管线		km	9.5	
公用工程	道路工程		km	10.6
	生活保障设施		座	1
环保工程	采出水处理装置		套	0
	生活污水处理装置		套	1
	危险废物		座	0

3.3.4 现有油气集输系统

3.3.4.1 现有工程集输系统概况

(1) 五蛟西区

五蛟西区现有各站场集输流向如下：白181区块含水油通过1#站、蛟1增、蛟2增和新华53卸油站进行收集，再输往蛟一联；白461区块内含水油通过蛟一转收集后输往蛟一联；白468区块内原油首先通过蛟3增和蛟4增进行收集，再输往蛟一联；五蛟西区内所有原油最终经蛟一联净化后输往五蛟热泵站。现有集输系统各站场层位及设计规模见下表，现有集输系统构成见图3.3.4-1和表3.3.4-1。

表 3.3.4-1 五蛟西区现有原油集输系统概况

区块	站名	原油集输规模 (m ³ /d)	站场主要功能	加热能力	采出水处理/回注能力	清水处理/回注能力	是否依托
五蛟西区	1#站	360	原油集输、注水系统	2 台 400kW	-	200m ³ /d	否
	蛟 1 增	200	原油集输	1 台 120kW	-	-	否

蛟 2 增	360	原油集输	2 台 180kW 1 台 240kW	-	-	否
新华 53	600	卸油、采出水处理	1 台 120kW	三叠系 200m ³ /d	-	依托
蛟 3 增	200	原油集输	1 台 120kW	-	-	依托
蛟 4 增	480	原油集输	2 台 540kW	-	-	否
蛟 5 增	240	原油集输	2 台 350kW	-	-	依托
蛟一联	2000	原油集输、采出水处理、注水	2 台 1600kW 1 台 800kW	三叠系 800m ³ /d	1500m ³ /d	依托
				侏罗系 600m ³ /d	35m ³ /d	依托
蛟一转	480	原油集输、采出水处理、注水	2 台 600kW	侏罗系 400m ³ /d	400m ³ /d	依托

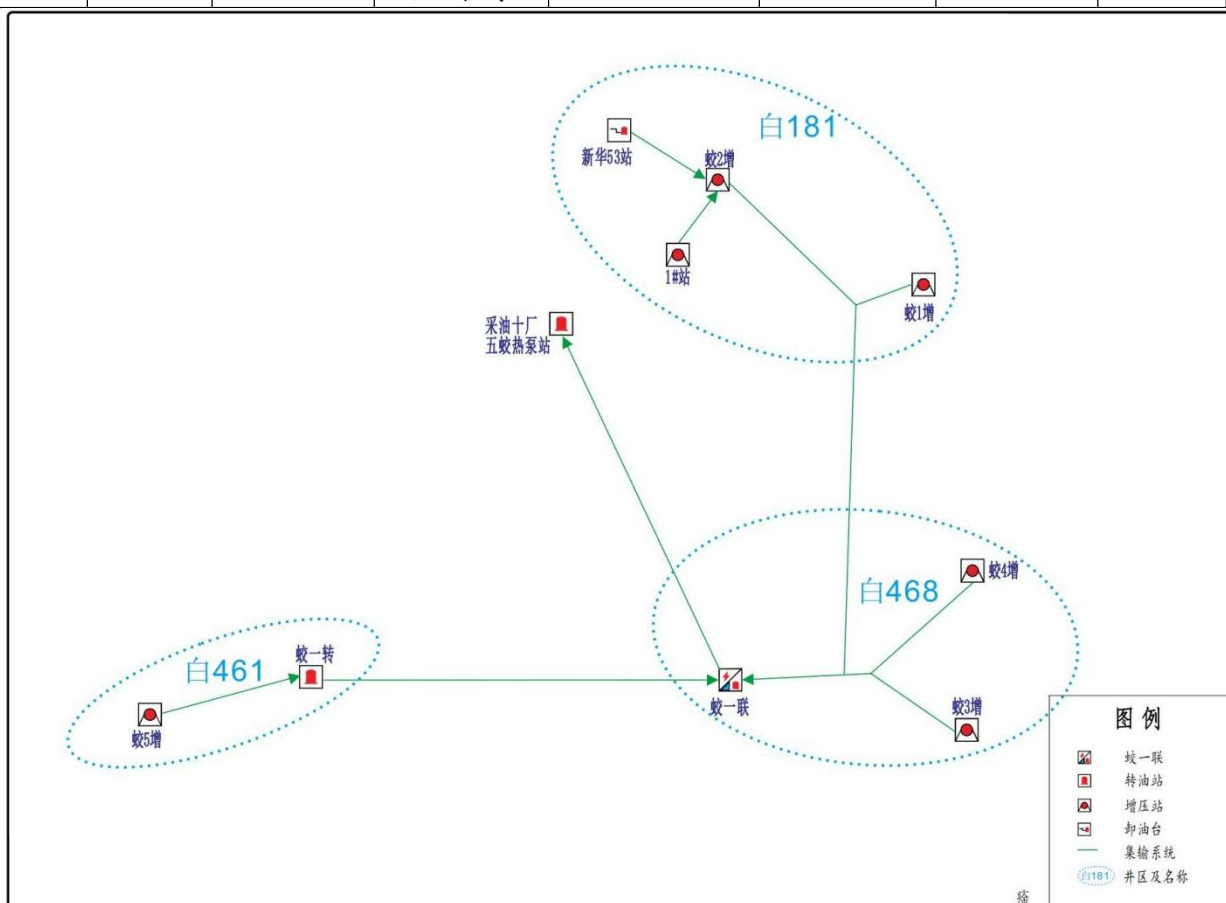


图 3.3.4-1 五蛟西区现有工程集输系统

(2) 马岭南试验区

马岭南试验区集输系统不完善，现有工程采用拉油方式，依托新华 53 卸油站处理。

3.3.4.2 现有工程伴生气利用

由于五蛟西区主要开采的侏罗系油层伴生气产量低，目前伴生气供应较紧张，全部用于站场加热炉使用，基本满足供气要求，富余量很小，富余伴生气输送到下游站场，

不放空。根据现场实际调查，本项目站场伴生气利用情况见下表 3.3.4-2、现有工程伴生气平衡见表 3.3.4-3。

表 3.3.4-2 现有工程各站场伴生气利用情况

序号	井区	集气系统	利用情况
1	白 461	①井场采用定压阀回收套管气； ②井场伴生气随原油混输至蛟 5 增、蛟一转； ③蛟一转气液分离系统分离伴生气。	作为各场站和井区内部加热炉燃料使用，不放空；
2	白 181	①井场采用定压阀回收套管气； ②井场伴生气随原油混输至 1#站、蛟 1 增、蛟 2 增等站； ③撬装站气液分离系统分离伴生气。	作为各场站和井区内部加热炉燃料使用，不放空；
3	白 468	①井场采用定压阀回收套管气； ②井场伴生气混输至蛟 3 增、蛟 4 增、蛟一联等站； ③气液分离系统分离伴生气。	作为各场站和井区内部加热炉燃料使用，不放空；

表 3.3.4-3 现有工程各站场伴生气平衡

序号	分类	气量	占比统计	备注
1	产气量	386.53	100%	根据《长庆实业集团有限公司 2022 年甘肃产能建设工程》统计
2	伴生气作加热炉使用	382.66	99%	
	开发过程烃类气体损耗	3.87	1%	
	小计	386.53	100%	

3.4 现有工程环境保护概况

3.4.1 现有工程环境影响评价及环保验收情况

五蛟西区开发范围较小，产能建设每年或者数年实施一次，每次均在现有开发区域内部署建设内容。五蛟西区分别于 2009 年、2015 年、2017 年、2018 年、2019 年、2020 年和 2021 年、2022 年开展了八次产能建设环评，均获得批复，2009 年、2015 年、2017 年、2018 年、2019 年和 2020 年项目已通过了竣工环保验收，2021 年、2022 年产建工程正在建设。上述环评和竣工验收履行情况见表 3.4.1-1。

表 3.4.1-1 现有工程环评手续履行情况

时间	项目名称	评价井区	包含站场	环评情况	环保验收
2009	长实集团五蛟开发区 2009 年 15 万吨产能建设工程	白 181、白 468	蛟一联、蛟 1 增、蛟 2 增、蛟 3 增、蛟 4 增、新华 53 站	庆环发〔2010〕第 28 号	已通过
2013	华 52、白 461、白 181	15	蛟一转、1#站、蛟 5 增、蛟 6 增	甘环审发〔2015〕22 号	已验收
2015	长实集团马岭南试验区 3 万吨产能建设项目	马岭南试验区	南 39-1、南 56 扩、南 2 扩、岭 70-3、南 76 扩、南 41 扩、南 45 扩、南 49 扩、岭 61-1、南 171-1	甘环审发〔2015〕82 号	已通过

2015	长庆油田分公司长实集团 15 万吨产能建设工程	白 461、白 181	蛟一转、1#站、蛟 5 增、蛟 6 增	甘环审发(2015) 22 号	已通过
2017	长庆油田分公司长实集团五蛟西作业区新华 53 采出水隐患治理工程	/	新华 53 站	庆环评表字(2018) 第 7 号	已通过
2017	长庆实业集团有限公司 2017 年产能建设工程	白 181、白 468、白 461	全部依托现有站场	庆环环评发(2018) 78 号	已通过
2018	长庆实业集团有限公司五蛟西区 2018 年产能建设工程	白 181、白 468、白 461	全部依托现有站场	庆环环评发(2018) 77 号	已通过
2019	长庆实业集团有限公司五蛟西区 2019 年产能建设工程	白 181、白 468、白 461	全部依托现有站场	庆环环评表字(2020) 30 号	已通过
2020	长庆实业集团有限公司五蛟西区块 2020 年产能建设工程	白 181、白 468、白 461	全部依托现有站场	庆环评表字(2020) 第 96 号	已通过
2021	长庆实业集团有限公司 2021 年甘肃区产能建设工程	白 181、白 468、白 461	全部依托现有站场	庆环规划发(2022) 21 号	正在建设中
2022	长庆实业集团有限公司 2022 年甘肃区产能建设工程	白 461、白 468、白 181	全部依托现有站场	庆环规划发(2022) 61 号	正在建设中

根据建设单位提供资料，长庆实业集团有限公司五蛟西区块 2022 年产能建设工程正在建设中，蛟一增扩建未实施，蛟一联扩建正在进行，蛟 5 增改造、蛟一转改造完成。

3.4.2 排污许可证执行情况

目前，长实五蛟西作业区已完成申领排污许可证（马岭南试验区纳入五蛟西区管理），根据调查，按照生态环境部门管理要求，本项目实施后应重新申领排污许可证。现有排污许可证申领情况见表 3.4.2-1。

表 3.4.2-1 排污许可证申领情况

作业区	许可证编号	有效期
五蛟西作业区	91621023332188556X001Q	2022 年 9 月 5 日~2027 年 9 月 4 日

3.4.3 例行监测计划执行情况

根据建设单位提供资料，长实目前已制定并执行了场站例行监测计划，其中涉及本项目现有工程场站监测计划如表 3.4.3-1 所示。

表 3.4.3-1 例行监测计划

类别	监测项目	监测点	监测频率	控制指标
加热炉有组织废气	NO _x 、颗粒物、SO ₂	蛟一联	1 次/季度	《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)
	NO _x 、颗粒物、SO ₂	蛟一转	1 次/季度	
	NO _x 、颗粒物、SO ₂	蛟 5 增	1 次/季度	
	NO _x 、颗粒物、SO ₂	蛟 3 增	1 次/季度	
无组织废气	非甲烷总烃	蛟一联、蛟一转	1 次/季度	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 油气集中处理站边界污染物控制要求
噪声厂界	Leq (A)	蛟一联、蛟一转	1 次/季度	《工业企业厂界环境噪声排放标准》中 2 类标准
采出水系统	pH、SS、石油类	蛟一联、蛟一转、新华 53 站	1 次/季度	《陇东油田采出水处理水质指标及分析方法》(Q/SY CQ 08011-2022)

3.4.4 现有工程污染源分析

现有工程污染源分是通过类比规模相同，工艺相同且最近 3 年同种污染物的监测数据作为污染源，有组织根据类比数据计算现有工程站场污染源，无组织根据实际监测的结果确定是否达标，同时还收集了大量的长庆油田陇东油区同类站场的监测数据来说明达标情况。无组织排放量根据井区原油产量、汽油比、甲烷化系数等计算非甲烷总烃无组织排放量。危险废物通过收集资料，核对了实际产生及处置量。

3.4.4.1 废气污染源分析

(1) 站场加热炉烟气

根据现有已验收工程的验收调查报告，改扩建井区现有站场加热炉全部采用伴生气作为燃料，加热炉燃烧烟气通过不低于 8m 高排气筒排放，为了解现有工程站场加热炉污染物排放情况，本次数据收集了蛟一转、蛟一联、蛟 3 增、蛟 5 增、新华 53 站加热炉的 2022 年第 4 季度例行检测结果，监测结果见表 3.4.2-1，则现有工程污染物排放情况见表 3.4.2-1。

表 3.4.2-1 现有站场现有加热炉主要污染物排放达标性分析一览表

站场	污染物排放浓度 (mg/m ³)			数据来源	备注
	NO _x	SO ₂	烟尘		
新华 53 站	37.3	4.9	6.1	长庆实业集团有限公司新华 53 站锅炉废气检测项目	甘肃馨宝利环境监测有限公司，甘馨检发[气]第 2022-772 号
蛟一转	38.3	4.9	6.1	长庆实业集团有限公司蛟一转锅炉废气检测项目	甘肃馨宝利环境监测有限公司，甘馨检发[气]第 2022-775 号
蛟一联	39.2	4.9	4.8	长庆实业集团有限公司蛟一联锅炉废气检测项目	甘肃馨宝利环境监测有限公司，甘馨

					检发[气]第 2022-768 号
蛟 3 增	43.1	4.9	4.7	长庆实业集团有限公司蛟三增 1#、2#锅炉废气检测项目	甘肃馨宝利环境监测有限公司，甘馨 检发[气]第 2022-778 号
蛟 5 增	36.5	4.9	7.2	长庆实业集团有限公司新华 53 站锅炉废气检测项目	甘肃馨宝利环境监测有限公司，甘馨 检发[气]第 2022-777 号
标准限值 (GB13271-2014)表 1 燃气锅炉	200	50	20	/	/

表 3.4.2-2 现有工程站场加热炉烟气及主要污染物排放情况

站场	加热炉规格 (kW)	数量	废气量 (m ³ /h)	NO _x 排放量 (t/a)	SO ₂ 排放 量 (t/a)	烟尘排放 量 (t/a)	备注
1#站	400	2 台	504	0.386	0.117	0.056	1 用 1 备
蛟 1 增	400	1 台	504	0.386	0.117	0.056	1 用 0 备
蛟 2 增	180	2 台	453.6	0.348	0.105	0.050	3 用 0 备
	240	1 台	302.4	0.232	0.070	0.034	/
蛟 3 增	270	1 台	340.2	0.261	0.079	0.038	1 用 0 备
蛟 4 增	540	2 台	680.4	0.521	0.157	0.075	1 用 1 备
蛟 5 增	700	2 台	813.88	0.538	0.177	0.029	1 用 1 备
蛟一转	600	2 台	756	0.579	0.175	0.084	1 用 1 备
蛟一联	1600	2 台	2016	1.545	0.466	0.224	1 用 1 备
	800	1 台	1008	0.772	0.233	0.112	1 用 0 备
新华 53	540	1 台	680.4	0.521	0.157	0.075	1 用 0 备
白 461 井区部	400	1 台	504	0.386	0.117	0.056	1 用 0 备
白 468 井区部	800	2 台	1008	0.772	0.233	0.112	1 用 1 备
白 181 保障点	400	1 台	1008	0.772	0.233	0.112	1 用 0 备
合计			10578.88	8.627	2.62	1.251	/

根据监测数据可知，现有工程站场加热炉烟气各污染物排放浓度均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中燃气锅炉标准要求，且排气筒高度不低于 8m，废气可达标排放。

(2) 油气集输过程放空、挥发、泄漏产生的烃类气体

烃类气体主要成分为 C1~C5 的烃类物质，是油田开发的特征大气污染物，开发过程中随原油一起抽出油井，在开采和集输过程会通过采油井和储罐呼吸阀挥发、泄漏。设备维修期间或由于安全等原因（超压时），部分烃类气体会在站场放空。另外，在原

油开采与集输的过程中也会挥发、泄漏烃类气体，集输过程中石油烃类的挥发主要来自采油井口挥发和储油罐呼吸阀。

①典型场站厂区内无组织排放达标情况

长庆油田采用标准化场站建设，本次评价收集了陇东油田不同类型场站厂区内非甲烷总烃的监测数据，根据监测结果，见表 3.4.2-3，典型联合站、接转站、增压站、井场等场区内主要装置区逸散的非甲烷总烃参照《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019），符合表 A.1 厂区内 VOCs 无组织排放限值（监控点处 1h 平均浓度值）要求。

表 3.4.2-3 陇东油田典型站场场内无组织废气监测结果表 单位：mg/m³

站场类型	监测点位	监测时间		监测项目	监测数据	标准值	达标分析
联合站	镇四联集输装置区下风向外 1m	2020.11.11	8:00	非甲烷总烃	0.92	10	达标
			14:00		1.04	10	达标
			20:00		0.82	10	达标
		2020.11.12	8:00	非甲烷总烃	0.84	10	达标
			14:00		0.81	10	达标
			20:00		0.84	10	达标
	镇四联储油罐区下风向外 1m	2020.11.11	8:00	非甲烷总烃	0.83	10	达标
			14:00		0.83	10	达标
			20:00		0.58	10	达标
		2020.11.12	8:00	非甲烷总烃	0.83	10	达标
			14:00		0.84	10	达标
			20:00		0.75	10	达标
	岭二联集输装置区下风向外 1m	2020.11.27	8:00	非甲烷总烃	0.89	10	达标
			14:00		0.86	10	达标
			20:00		0.83	10	达标
		2020.11.28	8:00	非甲烷总烃	0.93	10	达标
			14:00		0.95	10	达标
			20:00		0.93	10	达标
	岭二联储油罐区下风向外 1m	2020.11.27	8:00	非甲烷总烃	0.97	10	达标
			14:00		0.97	10	达标
			20:00		0.87	10	达标
		2020.11.28	8:00	非甲烷总烃	0.92	10	达标
			14:00		0.89	10	达标
			20:00		0.98	10	达标
岭二联采出水处理装置区下风向外	2020.11.27	8:00	非甲烷总烃	0.99	10	达标	
		14:00		0.88	10	达标	

	1m		20:00		0.82	10	达标
			8:00		0.90	10	达标
		2020.11.28	14:00	非甲烷总烃	0.86	10	达标
			20:00		0.95	10	达标
接转站	镇十二转集输装置区下风向外 1m	2020.11.11	8:00	非甲烷总烃	0.72	10	达标
			14:00		0.65	10	达标
			20:00		0.74	10	达标
		2020.11.12	8:00	非甲烷总烃	0.75	10	达标
			14:00		0.73	10	达标
			20:00		0.77	10	达标
	城三转集输装置区下风向外 1m	2020.11.16	8:00	非甲烷总烃	1.05	10	达标
			14:00		0.73	10	达标
			20:00		0.87	10	达标
		2020.11.17	8:00	非甲烷总烃	0.80	10	达标
			14:00		0.89	10	达标
			20:00		1.00	10	达标
接转站	城三转储油罐区下风向外 1m	2020.11.16	8:00	非甲烷总烃	0.74	10	达标
			14:00		0.75	10	达标
			20:00		0.73	10	达标
		2020.11.17	8:00	非甲烷总烃	0.90	10	达标
			14:00		0.68	10	达标
			20:00		0.84	10	达标
	城三转水处理及注水装置区下风向外 1m	2020.11.16	8:00	非甲烷总烃	1.11	10	达标
			14:00		0.98	10	达标
			20:00		0.73	10	达标
		2020.11.17	8:00	非甲烷总烃	1.00	10	达标
			14:00		0.96	10	达标
			20:00		0.75	10	达标
增压站	镇 13 增集输装置区下风向外 1m	2020.11.11	8:00	非甲烷总烃	0.83	10	达标
			14:00		0.67	10	达标
			20:00		0.66	10	达标
		2020.11.12	8:00	非甲烷总烃	0.78	10	达标
			14:00		0.80	10	达标
			20:00		0.73	10	达标
	梁 14 增集输装置区下风向外 1m	2020.11.16	8:00	非甲烷总烃	0.84	10	达标
			14:00		0.75	10	达标
			20:00		0.70	10	达标
		2020.11.17	8:00	非甲烷总烃	0.81	10	达标
			14:00		0.78	10	达标

			20:00		0.83	10	达标
拉油井场 (拉油点)	木 136 井场储罐下 风向外 1m	2020.11.11	8:00	非甲烷总烃	1.13	10	达标
			14:00		1.01	10	达标
			20:00		1.09	10	达标
		2020.11.12	8:00	非甲烷总烃	1.15	10	达标
			14:00		1.22	10	达标
			20:00		1.09	10	达标
	珠 33 井场储罐下 风向外 1m	2020.11.14	8:00	非甲烷总烃	0.78	10	达标
			14:00		0.85	10	达标
			20:00		0.78	10	达标
		2020.11.15	8:00	非甲烷总烃	0.82	10	达标
			14:00		0.86	10	达标
			20:00		0.84	10	达标
	西 339 扩井场 储罐下风向外 1m	2020.11.16	8:00	非甲烷总烃	1.13	10	达标
			14:00		1.07	10	达标
			20:00		1.09	10	达标
		2020.11.17	8:00	非甲烷总烃	1.05	10	达标
			14:00		0.81	10	达标
			20:00		0.90	10	达标
井场	镇 308-8 井场井口 下风向外 1m	2020.11.11	8:00	非甲烷总烃	1.12	10	达标
			14:00		1.07	10	达标
			20:00		1.09	10	达标
		2020.11.12	8:00	非甲烷总烃	1.06	10	达标
			14:00		1.15	10	达标
			20:00		1.08	10	达标
	里 93 扩井口下风 向外 1m	2020.11.14	8:00	非甲烷总烃	0.73	10	达标
			14:00		0.74	10	达标
			20:00		0.81	10	达标
		2020.11.15	8:00	非甲烷总烃	0.89	10	达标
			14:00		0.83	10	达标
			20:00		0.92	10	达标

②现有场站厂界无组织排放达标情况

根据长庆实业集团有限公司典型场站厂界无组织废气监测结果（表 3.4.2-4），长实集团现有场站厂界的非甲烷总烃均满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中油气集中处理站边界非甲烷总烃浓度不应超过 $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的要求。

表 3.4.2-4 现有典型站场厂界无组织废气（非甲烷总烃）监测结果表 单位： mg/m^3

监测时间 检测点位	2020 年 07 月 25 日		2020 年 07 月 26 日		标准 值	达标 情况	数据来 源
	检测频次	检测结果	检测频次	检测结果			

蛟一转	上风向	第一次	0.29	第一次	0.25	4.0	达标	长庆实业集团有限公司五蛟西区 2019 年产能建设工程竣工环境保护验收调查表
		第二次	0.29	第二次	0.2	4.0		
		第三次	0.3	第三次	0.28	4.0		
		第四次	0.3	第四次	0.25	4.0		
		平均值	0.295	平均值	0.245	4.0		
	下风向	第一次	0.7	第一次	0.31	4.0		
		第二次	0.62	第二次	0.31	4.0		
		第三次	0.2	第三次	0.35	4.0		
		第四次	0.48	第四次	0.23	4.0		
		平均值	0.5	平均值	0.3	4.0		
监测时间 检测点位		2019 年 06 月 11 日		2019 年 06 月 12 日		标准值	达标情况	数据来源
		检测频次	检测结果	检测频次	检测结果			
蛟一联	上风向	第一次	0.58	第一次	0.56	4.0	达标	长庆实业集团有限公司五蛟西区 2018 年产能建设工程竣工环境保护验收调查表
		第二次	0.60	第二次	0.60	4.0		
		第三次	0.38	第三次	0.50	4.0		
		平均值	0.52	平均值	0.55	4.0		
	下风向	第一次	0.61	第一次	0.58	4.0	达标	
		第二次	0.55	第二次	0.61	4.0		
		第三次	0.61	第三次	0.63	4.0		
		平均值	0.59	平均值	0.60	4.0		
蛟 2 增	上风向	第一次	0.58	第一次	0.47	4.0	达标	
		第二次	0.58	第二次	0.57	4.0		
		第三次	0.62	第三次	0.47	4.0		
		平均值	0.59	平均值	0.50	4.0		
	下风向	第一次	0.58	第一次	0.61	4.0		
		第二次	0.59	第二次	0.60	4.0		
		第三次	0.52	第三次	0.64	4.0		
		平均值	0.56	平均值	0.62	4.0		

(3) 运输车辆排放的尾气

根据现场调查，南 58 井场采用拉油方式，用罐车拉运至新华 53，车辆排放的尾气会对大气环境造成一定污染，但目前油区内每天穿行拉油罐车约 6 辆车左右，污染物排放量很少，油区地域空旷，扩散条件好，基本不会对环境造成影响。每辆车日耗油量约 11.52kg，平均每辆车日排放烃类物质 0.025kg/d，NO_x 为 0.034kg/d。现有运输车辆所排放的汽车尾气中排放烃类物质 0.050t/a，NO_x 为 0.67t/a。

3.4.4.2 水污染源分析

(1)油田采出水

油田采出水主要来自采油作业，它包括油层本身所含的边水、底水及采油前注入的水，油田采出水含水率随油田开发时间的增加而不断增加。滚动开发井区现有工程产能规模约为 $16.38 \times 10^4 \text{t/a}$ （五蛟西区），根据长实集团 2022 年产建地面工程调整初步设计方案，采出水产生量约为 $278495 \text{m}^3/\text{a}$ ，

本次收集了 2022 年长庆实业集团有限公司蛟一联、蛟一转、新华 53 站采出水监测（四季度）检测报告，监测结果见表 3.4.2-6，现有采出水处理设施出水口中悬浮物、石油类浓度均满足《陇东油田采出水处理水质指标及分析方法》(Q/SYCQ 08011-2022) 超低渗油藏采出水回注水质指标，现有工程采出水满足标准限值要求。

表 3.4.2-6 现有采出水处理系统出水水质 单位:mg/L

站场	监测时间	指标	采出水处理系统出口浓度 (mg/L)	回注标准 (mg/L)	数据来源
蛟一联	2022.12.12	pH	7.63 (三叠系)	/	《长庆实业集团有限公司五蛟西采油作业区联合站(侏罗纪处理设备)采出水监测(四季度)》陕西精益达安全环保技术服务有限公司,精监字(2022)第 258-009 号 《长庆实业集团有限公司五蛟西采油作业区联合站(三叠系处理设备)采出水监测(四季度)》陕西精益达安全环保技术服务有限公司,精监字(2022)第 258-008 号
			7.46 (侏罗系)	/	
		悬浮物	16 (三叠系)	30	
			25 (侏罗系)	50	
		COD	99 (三叠系)	/	
			380 (侏罗系)	/	
		氨氮	5.83 (三叠系)	/	
			23.01 (侏罗系)	/	
		石油类	3.25 (三叠系)	30	
			4.05 (侏罗系)	50	
		挥发酚	0.0003ND (三叠系)	/	
			0.0003ND (侏罗系)	/	
硫化物	0.01ND (三叠系)	/			
	0.01ND (侏罗系)	/			
蛟一转	2022.11.27	pH	7.61	/	《长庆实业集团有限公司五蛟西采油作业区蛟一转接站采出水监测(四季度)》陕西精益达安全环保技术服务有限公司,精监字(2022)第 258-010 号
		悬浮物	14	30	
		COD	475	/	
		氨氮	1.18	/	
		石油类	8.43	30	
		挥发酚	0.0003ND	/	
		硫化物	0.01ND	2.0	
新华 53	2022.12.12	pH	7.31	/	《长庆实业集团有限公司五蛟西采油作业区新华 53 站采出水监测(四
		悬浮物	17	30	
		COD	186	30	

	氨氮	5.76		季度)》陕西精益达安全环保技术服务有限公司,精监字(2022)第 258-010 号
	石油类	3.01		
	挥发酚	0.0003ND		
	硫化物	0.01ND		

(2) 措施废液

根据现有工程调查, 平均每口井每次修井产生的洗井废水量最大 70m³左右, 现有工程目前有油水井共 541 口, 则废水产生量约 18935m³/a)。马岭南试验区现有油水井 50 口, 废水产生量 1750m³/a。作业过程中带罐上岗, 废水收集入罐, 全部运往现有措施返排液处理站处理, 达标后回注油层。

根据《五蛟西措施返排液处理站水质检验项目》(甘肃馨宝利环境监测有限公司, 甘馨检发[水]第 2022-903 号), 措施废液处理站出水水质见表 3.4.2-7。监测结果满足回注标准《陇东油田采出水处理水质指标及分析方法》(Q/SYCQ 08011-2022) 超低渗透油藏采出水回注水质指标, 现有工程采出水中悬浮物、石油类浓度均满足标准限值要求。

表 3.4.2-7 现有采出水处理系统出水水质 单位:mg/L

站场	监测时间	指标	系统出口浓度 (mg/L)	回注标准 (mg/L)	数据来源
五蛟西措施返排液处理站	2022.7.18、7.19	pH	7.6	6.5~9.0	《五蛟西措施返排液处理站水质检验项目》(甘肃馨宝利环境监测有限公司, 甘馨检发[水]第 2022-903 号)
		悬浮物	15	30	
		石油类	0.50	30	

(3) 生活污水

现有工程工作人员 203 人, 根据建设单位提供资料, 生活用水量约为 19m³/d, 生活污水产生量约为 15.2m³/d。增压点等小型站场设置旱厕, 定期清掏外运做肥, 大型站场及生活保障点设置污水处理设施, 生活污水处理达标后用于站场及周边植被绿化, 不排。

综上, 现有工程水平衡表见表 3.4.2-8。

表 3.4.2-8 现有工程水平衡表 单位: m³/d

用水项目	来源	投入		循环水	排放		去向
		新鲜水	采出水		损耗	利用	
措施作业	水源井(洛河组)	92.8	/	/	21.82	70.98	经五蛟西措施返排液处理站处理达标后回注
油田采出水	原油采出水	/	748.9	/	/	748.9	蛟一联、蛟一转、新华 53 处理达标后回注
生活用水	水源井(洛河组)	19	/	/	3.8	15.2	站场绿化、道路抑尘
合计	/	111.8	748.9	/	25.62	835.08	/

3.4.4.3 噪声污染源分析

现有工程噪声污染源主要有井场抽油机、站场泵类以及井区内工作车辆等。本次收集了长庆实业集团有限公司 2022 年第四季度五蛟西采油作业区联合在噪声监测报告(陕西精益达安全环保技术服务有限公司, 精益字[2022]第 258-003 号), 厂界噪声监测结果见表 3.4.2-7, 典型联合站昼、夜间厂界噪声符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)》2 类区排放标准。

表 3.4.2-9 现有典型场站厂界噪声监测结果 单位: dB(A)

监测点		监测时间	监测结果		标准值		超标情况		数据来源
			昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	
五蛟西采油作业区联合站	东厂界	2022.11.25	52.1	40.6	60	50	0	0	长庆实业集团有限公司 2022 年第四季度五蛟西采油作业区联合在噪声监测报告(陕西精益达安全环保技术服务有限公司, 精益字[2022]第 258-003 号)
	西厂界		52.9	42.6			0	0	
	南厂界		53.4	43.6			0	0	
	北厂界		54.7	44.9			0	0	

3.4.4.4 固体废弃物污染源分析

(1)落地油

运行期修井作业中产生少量落地油, 其产生量与修井、洗井作业频次、方式以及管理水平等因素有关。根据现有工程资料统计, 现有油井修井、洗井周期通常为 2 年一次, 每口井每次产生落地油最大量 0.02t。修井过程中井场地面铺设防渗材料, 落地油全部回收。根据调查结果, 现有工程修井作业中落地油产生量为 4.56 t/a。根据《国家危险废物名录》(2021 年版), 落地油属于危险废物, 危废类别: HW08 废矿物油与含矿物油废物。

(2)含油污泥

含油污泥来自采出原油带到地面的固体颗粒(砂岩、石灰岩等含油层的细小岩屑、粘土或淤泥)和容器内物质的反应生成物。在原油脱水和采出水的处理过程中, 各类处理容器和构筑物均会产生含油污泥。含油污泥中主要污染物为石油类、泥砂以及其他有害成分, 如酚、砷、汞、硫等。根据《国家危险废物名录》(2021 年版), 含油污泥属于危险废物(危废类别: HW08 废矿物油与含矿物油废物)。

本项目现有工程产生环节主要是现有站场内原油储罐、采出水系统排泥以及现有油井措施作业, 据统计资料, 2022 年产生量约 583.43t。含油污泥属于危险废物, 危废类别: HW08 废矿物油与含矿物油废物。陇东油区对油泥的处置, 原油处理压力容器和大

罐中所清出的含油污泥和油田采出水处理系统产生的含油污泥，按照《危险废物贮存污染控制标准》等相关标准暂存于污油泥临时储存点，最终送有资质单位处置。

(3) 废滤料

现有工程采出水处理系统均含过滤工艺，运行期滤料需定期更换，根据现有站场统计资料，每套采出水处理装置平均 2 年对全部滤料更换一次，每次更换产生的废滤料量约为 1t，则估算现有工程废滤料产生量约 1.64t/a。根据《国家危险废物名录》，落地油属于危险废物，危废类别：HW08 废矿物油与含矿物油废物。废滤料不在站内储存，更换后直接交有资质单位安全处置。

(4) 其他固废

现有工程运行期其他固废主要包括设备维护及修井作业产生的废防渗布、废润滑油及其包装桶，产生量约 3.06t/a，均属于《国家危险废物名录》（2016）中 HW08 类危险废物，收集后送至现有危废暂存点暂存，定期交有资质单位处置。

(5) 生活垃圾

现有工程每年共产生生活垃圾 71.51t，生活垃圾全部在站内集中收集，定期运往华池县生活垃圾填埋场卫生填埋。

3.4.5 现有工程三废排放量

现有工程污染物产生量及排放情况见表 3.4.3-1。

表 3.4.3-1 现有工程运行期污染物产生量及排放状况汇总

类别	污染物	水/气产生量	排放量	排放去向或处置方式	
水污染物	油田采出水	COD、SS、 石油类	217178.4m ³ /a	0	依托新华 53、蛟一联、蛟一转等采出水处理系统处理达标后回注油层，不外排。
	措施废液	COD、SS、 石油类	15970.29m ³ /a	0	依托五蛟西区措施废液处理站处理达标后回注油层，不外排。
	生活污水	COD、 NH ₃ -N	3606m ³ /a	0	小型站场设置旱厕，定期清掏外运做肥，大型站场及保障点设置污水处理设施，达标后用于植被绿化和洒水降尘，不随意外排。
大气污染物	加热炉烟气	烟尘	1.251t/a	1.251t/a	通过排气筒有组织排放至环境空气
		SO ₂	2.62t/a	2.62t/a	
		NO _x	8.627t/a	8.627t/a	
	汽车尾气	烃类气体、 NO _x	0.05t/a、 0.67t/a	0.05t/a、 0.67t/a	无组织排放至环境空气
无组织	非甲烷总烃	4.546t/a	4.546t/a	无组织排放至环境空气	
固体废物	落地油	落地油	9.63t/a	0	按照《危险废物贮存污染控制标准》等相关标准暂时贮存于污油泥临时储存点，最终送有资质单位处置，不外排。
	含油污泥	含油污泥	534.87t/a	0	
	危险废物	废防渗布、 废润滑油及	3.01t/a	0	

		其包装桶等			
	废滤料	废滤料	2.5t/a	0	更换后送有资质单位处置。
	生活垃圾	生活垃圾	71.51t/a	0	统一收集运输华池县生活垃圾填埋场填埋，不外排。

3.4.6 现有工程存在的主要问题及“以新带老”措施

3.4.6.1 现有工程环保措施落实情况调查

根据环评现场踏勘，并结合历年产建工程环评和竣工环保验收调查报告，本项目中现有工程的主要环保设施落实及运行情况见表3.4.4-1。

表 3.4.4-1 现有工程主要环保设施落实及运行情况

类别	位置	污染源或污染物	环评要求污染防治设施	实际防治措施	落实情况	运行情况
大气污染控制	各站场工艺环节	无组织烃类	密闭输油工艺	大部分密闭输油工艺，个别偏远井场拉油	基本落实	正常运转
	蛟一转、增压站、蛟一联	加热炉烟气	排气筒高度均在8m以上	8m高排气筒	落实	达标排放
水污染控制	蛟一转、蛟一联、新华53	洗井废水、修井废水、试油废水等	“二级沉降+二级过滤”工艺	“沉降+气浮+二级过滤”工艺	落实	正常运转
	井场		拉运至联合站处理	依托五蛟西措施返排液处理站处理达标后回注		正常运转
	生活保障点	生活污水	生活污水处理设施	生活污水处理设施	落实	达标回用
噪声污染控制	蛟一转、增压站、蛟一联	输油泵、污油泵等各类泵	减振、隔音间、绿化等	各种泵类采取减振措施，置于泵房内，墙面采用吸声材料，隔音效果较好，站场周边进行绿化，进一步消减噪声的传播等	落实	稳定运行达标排放
固废污染控制	各站场、井组	标准化井场建设	雨水渠、污油污水回收池、井场外排洪渠	雨水渠、污油污水回收池、井场外排洪渠	落实	正常运转
		落地油	落地油回收	作业时铺防渗布	落实	回收率100%
		油泥	油泥干化送有资质单位处理	送有资质单位处理	落实	油泥按要求处置
		含油岩屑	送有资质单位处置	送有资质单位处理	落实	油泥按要求处置
		生活垃圾	生活垃圾收集池	生活垃圾收集池	落实	按要求送指定地点
		钻井泥浆、岩屑（不含油）	设置防渗泥浆池、完钻后原位处理	22年1月以前井场设置防渗泥浆池，完钻后无害化固化；在此之后泥浆由第三方集中处置单位处理后资	落实	按照要求处置

				源化利用		
环境风险	管线	穿跨河管线风险	毛石护坡、土围堰、拦截坝等	穿跨河处设毛石护坡、土围堰、拦截坝等	落实	/
生态环境	单井管线、道路、井场	临时占地	平整土地、恢复植被，种草植树或还田	平整土地、恢复植被，种草植树或还田	落实，植被正逐渐恢复。	
	站场、道路	永久占地	异地补偿	永久占地进行了货币补偿	土地采取先租后征的措施，减少了土地占用量	
	站场周围道路两侧	/	绿化	站场周边及道路两侧采用乔灌木相结合的方法，因地制宜的采取了绿化措施。	已落实	

根据现场调查和竣工验收调查报告，现有工程未涉及华池县集中式饮用水水源地保护区，污染防治措施基本落实到位，生态保护与恢复措施基本按环评要求开展实施，环境管理及风险应急预案制定较为完善，未出现环境风险事故。总体上看，现有工程环境影响较小，基本未改变井区范围内生态环境现状。

3.4.6.2 存在的主要环保问题及“以新带老”措施

根据现场踏勘，现有工程生产废水、生活污水、固体废物、锅炉烟气及噪声的处理措施基本落实，废气全部达标排放，废水全部综合利用不外排，厂界噪声达标排放，固废均得到合理处置，存在的主要环保问题及整改措施见表 3.4.4-2。

表 3.4.4-2 滚动开发存在的主要环保问题及整改措施表

序号	存在的主要环境问题	整改措施
1	受季节限制，2022 年新钻井场未按照建设标准及时落实绿化和植被恢复措施。工程占地的植被覆盖度低，遇大风和降雨天气容易导致扬尘及水土流失。	①尽快按照设计及环评要求落实 2022 年站场绿化和临时占地植被恢复工作。 ②对未及时进行绿化的井场，按照长庆油田清洁文明井场建设标准进行植被恢复，提高植被覆盖度。
2	现有井区内井场道路多为土路，采取了洒水抑尘措施，但干燥天气条件下，道路扬尘仍然对周围环境空气和农作物造成一定的影响。	加强对道路两侧的洒水频率，尽可能进行路面硬化，油田运输车辆经过敏感点应降低车速，降低扬尘和噪声污染。

4 新、扩建工程概况

4.1 基本情况

项目名称：2022 年长庆实业集团产能建设工程补充项目

建设单位：长庆实业集团有限公司

建设地点：甘肃省庆阳市华池县、庆城县

建设性质：扩建（滚动开发）

建设规模：原油产能 $3.8 \times 10^4 \text{t/a}$

行业类别：B0711 陆地石油开采

法人代表：李科华

工作制度：年工作 330 天

4.2 建设规模

根据开发方案，3.8 万吨产能建设工程井区部署及建设规模见表 4.2-1。

表 4.2-1 3.8 万吨产能建设工程开发层位及建产情况表

井区		层位	规模/10 ⁴ 吨	总井数/口	采油井/口	注水井/口	备注
五蛟西区	白 468 区	长 6	0.844	10	8	2	扩建
		长 7	1.161	12	11	1	
	白 461 区	长 7	0.95	9	9	0	扩建
马岭南试验区	岭 405 区	长 7	0.844	10	8	2	扩建
合计			3.8	41	36	5	/

各场站具体坐标统计见下表 4.2-2。

表 4.2-2 井场中心坐标成果表

序号	井区	井场		油井/水井	井型	井场中心坐标		地理位置
		编号	性质			Y	X	
1	白468区	蛟 8-13	新建	油 4 注 1	水平井	36483992	4028589	五蛟镇李良子村
2		蛟 8-3	新建	油 4 注 1	水平井	36484495	4028422	五蛟镇李良子村 李良子组
3		蛟 50 扩	扩建	油 3 注 1	水平井	36487140	4029066	五蛟镇蒋塬村毛 畔组
4		蛟 2-5	新建	油 4	水平井	36487963	4028433	五蛟镇刘家湾村 张山组
5		蛟 2-10	新建	油 2	水平井	36489012	4029298	悦乐镇鸭儿洼村 椿树庄组
6		蛟 2-9	新建	油 2	水平井	36489323	4029207	悦乐镇鸭儿洼村 椿树庄组
7	白461区	蛟 97-1	新建	油 2	水平井	36477825	4031756	五蛟镇马河村
8		蛟 3-11	新建	油 3	水平井	36479182	4031382	五蛟镇城壕村西 掌组
9		蛟 97-4	新建	油 4	水平井	36478973	4030230	五蛟镇马河村
10	岭405区	南 58	新建	油 4 注 1	水平井	36469945	4006450	马岭镇下午旗村
11		南 76-2	扩建	油 4 注 1	水平井	36472391	4004442	卅铺镇阜城村

4.3 油藏地质特征

4.3.1 油藏类型

评价区三叠系层位主要受岩性变化控制，属超低渗透岩性油藏；侏罗系受岩性和构造双重控制，是以构造为主的岩性~构造中渗透性油藏。

4.3.2 地质分层及含油层系划分

产建区自上而下钻遇的地层有第四系，第三系，白垩系，侏罗系安定组、直罗组、延安组和富县组，三叠系延长组，主要含油层系为三叠系延长组长6、长8和侏罗系延安组延8、延9、侏罗系富县组等油层。

侏罗系延安组地层划分为延4+5、延6、延7、延8、延9、延10共六个油层组，每个油层组又可分为若干个小层。

延长组划分为长1~长10，共10个油层组。长6油层组进一步细分为长6₁、长6₂、长6₃三个小层；长8油层组进一步细分为长8₁、长8₂两个小层，主力油层为长6₃、长8₁。

本次产建工程开发层位为三叠系长6、长7，地层划分见表4.3.2-1。地层划分及含油层分布见图4.3.2-1。

表 4.3.2-1 三叠系地层划分表

系	组	地层时代			分层厚度 (m)	岩性描述
		段	层	小层		
三叠系	延长组	T _{3y} ⁵	长 1	长 1	0-90	深灰色泥、页岩夹煤层，局部为厚层块砂
		T _{3y} ⁴	长 2	长 2 ₁	45-60	灰绿色中、细砂岩夹灰色、深灰色泥岩、黑褐色碳质泥岩
				长 2 ₂	45-60	
				长 2 ₃	40-55	
			长 3	长 3 ₁	30-40	
				长 3 ₂	30-35	
				长 3 ₃	30-35	
		T _{3y} ³	长 4+5	长 4+5 ₁	45-50	深灰色，灰黑色泥、页岩与灰色、灰绿色粉砂岩互层，下部发育一套油页岩，泥岩夹薄层凝灰岩。
				长 4+5 ₂	45-50	
			长 6	长 6 ₁	40-50	
				长 6 ₂	25-35	
				长 6 ₃	35-50	
			长 7	长 7 ₁	30-40	
		长 7 ₂		30-35		
		长 7 ₃		30-35		
		T _{3y} ²	长 8	长 8 ₁	45-50	深灰色、灰黑色泥岩与浅灰绿色、褐灰色中、细砂岩互层
				长 8 ₂	40-45	
长 9	80-100					
T _{3y} ¹	长 10	长 10	200-320	灰绿色厚层块状中，粗长石砂岩夹深灰色及暗紫色泥岩		

4.3.3 油藏埋深及油层厚度

根据开发井区油田油藏勘探资料，本项目各区块油藏埋深与油层厚度见表4.3.3-1。

表 4.3.3-1 评价区油藏埋深与油层厚度

层位	平均井深 (m)	油层平均有效厚度 (m)
长 6	2030	17.3
长 7	2100	20.5

4.3.4 油藏流体性质

(1)原油性质

评价区原油主要性质见表 4.3.4-1。硫化氢未检出。

表 4.3.4-1 原油主要性质表

层位	净化油密度 (g/cm ³)	凝固点 (°C)	粘度 (MPa·s)	初馏点 (°C)	气油比 (m ³ /t)	含硫	平均含水率%
长 6	0.83	20.5	4.8	64.0	96.7	未检出	20
长 7	0.83	22.3	6.47	74.0	107.2	未检出	30

(2)地层水性质

评价区各地层水性质见表 4.3.4-2。

表 4.3.4-2 地层水性质表

层位	Cl(g/l)	矿化度(g/L)	PH 值	水型
长 6	16.19	29.5	7.5	CaCl ₂
长 7	29.73	53.9	6.2	CaCl ₂

(3)原油伴生气性质

评价区不产纯天然气，主要以油藏伴生气为主，根据设计资料，各层位伴生气性质分析见表 4.3.4-4。

表 4.3.4-4 原油伴生气性质表

层位	分析项目(mol%)								
	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	iC ₄ H ₁₀	nC ₄ H ₁₀	iC ₅ H ₁₂	nC ₅ H ₁₂	iC ₆ H ₁₄	nC ₆ H ₁₄
长6	70.3	13.7	10.2	0.9	2.2	0.7	0.1	—	—
长7	45.8	15.4	20.2	3.9	7.4	1.7	1.8	1.4	0.6
层位	分析项目(mol%)								
	iC ₇ H ₁₆	nC ₇ H ₁₆	H ₂	N ₂	含空气	含烃	甲烷化系数	相对密度	
长 6	—	—	—	1.5	0.4	98.1	0.5	0.79	
长 7	—	—	0	2.2	2.6	97.6	0.5	0.79	

4.3.5 油藏开发技术政策

评价区三叠系开发层位属超低渗透岩性油藏，天然能量不足，采用超前注水方式开发；侏罗系属中渗透岩性油藏，天然能量较充足，采用同步注水方式开发。根据现有井区的注水实践，注水开发的单井最大注水量约为 25m³/d。具体开发技术政策见表 4.3.5-1。

表 4.3.5-1 产建工程开发技术政策

层位	井型	注采井网	井距 m	排距	最大注水井口压力 (MPa)
长6	水平井	菱形反九点	500	160	17.8
长7	水平井	菱形反九点	500	160	17.9

4.4 项目组成和建设内容

4.4.1 项目组成

本项目由井区产能建设工程和现有站场改、扩建工程两部分组成。井区产建由钻井、地面、公辅、环保等工程组成，具体内容见表 4.4.1-1~表 4.4.1-3；除井区产建工程外，为满足新增产能或集输需求，需对部分现有站场进行改扩建，涉及的项目组成见表 4.4.1-4。

表 4.4.1-1 白 468 项目组成表

类别	工程	建设内容	
主体工程	钻井工程	①新建长6层采油井6口、注水井2口； ②新建长7层采油井11口、注水井1口； ③扩建长7层采油井2口	
	站场工程	井场	新建井场5座，扩建井场1座；
		站场	新建增压站1座(蛟7增)；与现有蛟54井场合建，设计规模180m ³ /d，与蛟54老井场合建，含水油外输至蛟一联。蛟7增压装置选择180m

			³ /d、4.0MPa油气分输一体化集成装置（CEDC-OG-PU-180/40）1座。
管线工程	管线工程	采油管线	新建采油管线L245N-Φ60×5.0-10.3km；
		集油管线	新建集油管线L245N-Φ60×5.0-3km；
		注水管线	新建注水管线3.6km；
		输气管线	新建蛟7增至蛟一联输气管线3km；
配套工程	道路工程	井场道路	新建井场道路 1.65km；
		进站道路	新建站场道路 6.9km；
公用工程	供电工程		新建柱上变电站 5 座；
环保工程	大气污染防治		①井场采用定压阀回收套管气； ②原油及伴生气采用密闭管线混输； ③增压站加热炉燃烧伴生气，排气筒不低于 8m；
	水污染防治		措施返排液和采出水依托现有站场处理达标
	固废控制措施		①钻井过程设置泥浆固液分离设施和泥浆不落地收集设施，井场铺设防渗材料，落地油 100%回收； ②含油岩屑单独收集、暂存，定期交有资质单位处置
依托工程	原油集输		蛟 8-13 井场、蛟 8-3 井场管输至蛟 7 增进行外输；蛟 50 扩井场、蛟 2-5 井场、蛟 2-10 井场、蛟 2-9 井场管输至蛟 3 增进行外输至蛟一联
	注水工程		蛟 8-13 井场、蛟 8-3 井场依托蛟 8-10 井场注水；蛟 50 扩依托蛟 54 井场注水。
	环保工程	采出水处理	依托蛟一联和新华 53 站采出水处理系统达标后回注。
		措施返排液处理	依托五蛟西措施返排液处理站处理达标回注
		危废暂存处置	依托蛟 64 污油泥暂存点，统一委托有资质单位处置

表 4.4.1-2 白 461 项目组成表

类别	工程		建设内容
主体工程	钻井工程		新建采油井 9 口；
	站场工程	新建井场	新建井场3座
	管线工程	采油管线	新建采油管线L245N-Φ60×5.0-3.4km；
配套工程	道路工程	井场道路	新建井场道路 0.7km；
公用工程	供电工程		新建柱上变电站 2 座；
环保工程	大气污染防治		①井场采用定压阀回收套管气； ②原油及伴生气采用密闭管线混输；
	固废控制措施		①钻井过程设置泥浆固液分离设施和泥浆不落地收集设施，井场铺设防渗材料，落地油 100%回收； ②含油岩屑单独收集、暂存，定期交有资质单位处置
依托工程	原油集输		蛟 97-1、蛟 97-4 管输至蛟 5 增进行外输至蛟一转；蛟 3-11 管输至蛟一转进行外输
	环保工程	采出水处理	依托蛟一转采出水处理系统达标后回注。
		措施返排液处理	依托五蛟西措施返排液处理站处理达标回注

	危废暂存处置	依托平 93-22 污油泥暂存点，统一委托有资质单位处置
--	--------	------------------------------

表 4.4.1-3 岭 405 项目组成表

类别	工程		建设内容
主体工程	钻井工程		新建采油井 8 口，注水井 2 口；
	站场工程	井场	新建井场 1 座，扩建井场 1 座；
		井组拉油点	与南 58 井场合建，设置 2 具 40m ³ 储油箱，1 具 240k 加热炉
管线工程	注水管线	新建注水管线 4km；	
配套工程	道路工程	井场道路	新建井场道路 0.4km；
公用工程	供电工程		新建柱上变电站 5 座；
环保工程	大气污染防治		①井场采用定压阀回收套管气； ②井组拉油点采用加热炉，燃烧伴生气，排气筒不低于 8m；
	水污染防治		措施返排液和采出水依托现有站场处理达标
	固废控制措施		①钻井过程设置泥浆固液分离设施和泥浆不落地收集设施，井场铺设防渗材料，落地油 100% 回收； ②含油岩屑单独收集、暂存，定期交有资质单位处置
依托工程	原油集输		油水混合物拉运至五蛟西作业区新华 53 卸油点进行处理
	注水工程		依托南 55 井场
	环保工程	采出水处理	依托新华 53 站采出水处理系统达标后回注。
		措施返排液处理	依托五蛟西措施返排液处理站处理达标回注
危废暂存处置		依托蛟 64 污油泥暂存点，统一委托有资质单位处置	

表 4.4.1-4 改、扩建工程项目组成表

序号	工程名称	建设内容
1	五蛟西措施返排液处理站改造	五蛟西措施返排液处理站位于蛟 73 井场，原设计处理规模 120m ³ /d，采用油水分离+气浮+过滤装置 1 套。处理后净化水外输至蛟一联采出水处理系统净化水罐，依托蛟一联注水系统进行回注。 本项目拟对五蛟西措施返排液处理站进行改扩建，拆除原撬装处理设施，原位新建 480m ³ /d 措施返排液处理设施 1 座及配套泵类设施，外输规模 480m ³ /d，处理后的净化水外输至蛟一联采出水处理系统净化水罐回注。站外管线利旧。

4.4.2 建设内容

综上，2022 年长庆实业集团产能建设工程补充项目总建设内容见表 4.4.2-1。

表 4.4.2-1 2022 年长庆实业集团产能建设工程补充项目建设内容汇总表

工程类型	单位	序号	建设内容		
			1	2	3
			总规模	岭 405	白 461
采油井	口	36	8	9	19
注水井	口	5	2	0	3
井场	个	11	2 (新 1 扩 1)	3 (新 3)	6 (新 5 扩 1)
井组拉油点	座	1	1	/	/

增压站		座 /m ³ /d	180	/	/	1
油气集输管线	采油管线	km	16.7	0	3.4	13.3
	集油管线	km	3	0	0	3
	输气管线	km	3	0	0	3
注水管线		km	7.6	4	/	3.6
道路	井场道路	km	2.75	0.4	0.7	1.65
	进站道路	km	6.9	/	/	6.9

4.5 项目占地

本项目新增工程总占地 27.3732hm²，其中：永久占地面积为 5.6684hm²，包括新、扩建井场、道路工程等永久征地；临时占地面积为 17.7048hm²，包括钻井井场、管线、道路施工临时占地。项目新增占地统计见表 4.5-1。

表 4.5-1

各井区占地情况统计表

单位: hm²

序号	项目		数量	临时占地	永久占地	合计	占地类型	备注
1	井场		9 座 (新建)	1.4007	2.801	4.2017	旱地、草地、工业用地	每个井场平均永久占地按 6 亩计, 临时占地按 2 亩
2			2 座 (扩建)	0.5336	0.8004	1.334	旱地、草地、工业用地	每个井场平均永久占地按 3 亩计, 临时占地按 2 亩
3	增压站		1 座, 蛟 7 增	0	0	0	工业用地	与现有井场合建, 不新增占地
4	五蛟西返排液处理站		1 座, 改扩建	0	0	0	工业用地	现有站场建设, 不新增占地
5	拉油点		1 座, 南 58 拉油点 (2 箱式)	0.133	0.137	0.270	工业用地	与井场合建, 永久占地根据实际征地, 临时占地按 2 亩
6	油气集输管线	采油管线	16.7km	4.88	0	4.88	旱地、草地、工业用地	采油管线涉及与其他管线同沟敷设的不重复计算, 临时施工占地宽度按 4m 计
7		集油管线	3km	1.8	0	1.8	旱地、草地、工业用地	临时施工占地宽度按 6m 计
8		输气管线	3km	0	0	0	旱地、草地、工业用地	蛟 7 增-蛟一联输集气管线与集油管线同沟敷设, 不重复统计占地, 临时施工占地宽度按 6m 计
10	注水管线	支线	7.6km	3.24	0	3.24	旱地、草地、工业用地	部分注水管线与采油管线和集油管线同沟敷设, 不重复统计占地, 非同沟敷设注水管线临时施工占地宽度按 6m 计
11	道路	站场道路	6.9km	4.48	1.38	5.86	旱地、草地、工业用地	永久占地宽度按 6.5m 计, 临时占地宽度按 2.0m 计
12		井场道路	2.75km	1.2375	0.55	1.7875		永久占地宽度按 4.5m 计, 临时占地宽度按 2.0m 计
总计			/	17.7048	5.6684	27.3732	/	/

4.6 集输方案、工程布局

4.6.1 集输方案及集输系统

4.6.1.1 原油集输方案

本项目原油主要通过管线集输，采用单管不加热密闭集输流程。个别集输系统未完善的井区采用井组拉油方式集输。

在依托现有集输系统基础上，新建 1 增压机组 1 座，井组拉油点 1 座，改扩建五蛟西返排液处理站 1 座。本项目白 461 井区集输系统为含水油输至蛟一转后处理为净化油再输往蛟一联。白 468 井区集输系统为含水油输至蛟一联。岭 405 井区集输系统不完善，含水油拉油至新华 53 站处理后，再输往蛟一联。

本项目完成后，评价区原油集输系统见图 4.6.1-1。拟建工程建成后现有工程油、气、水集输关系无变化。

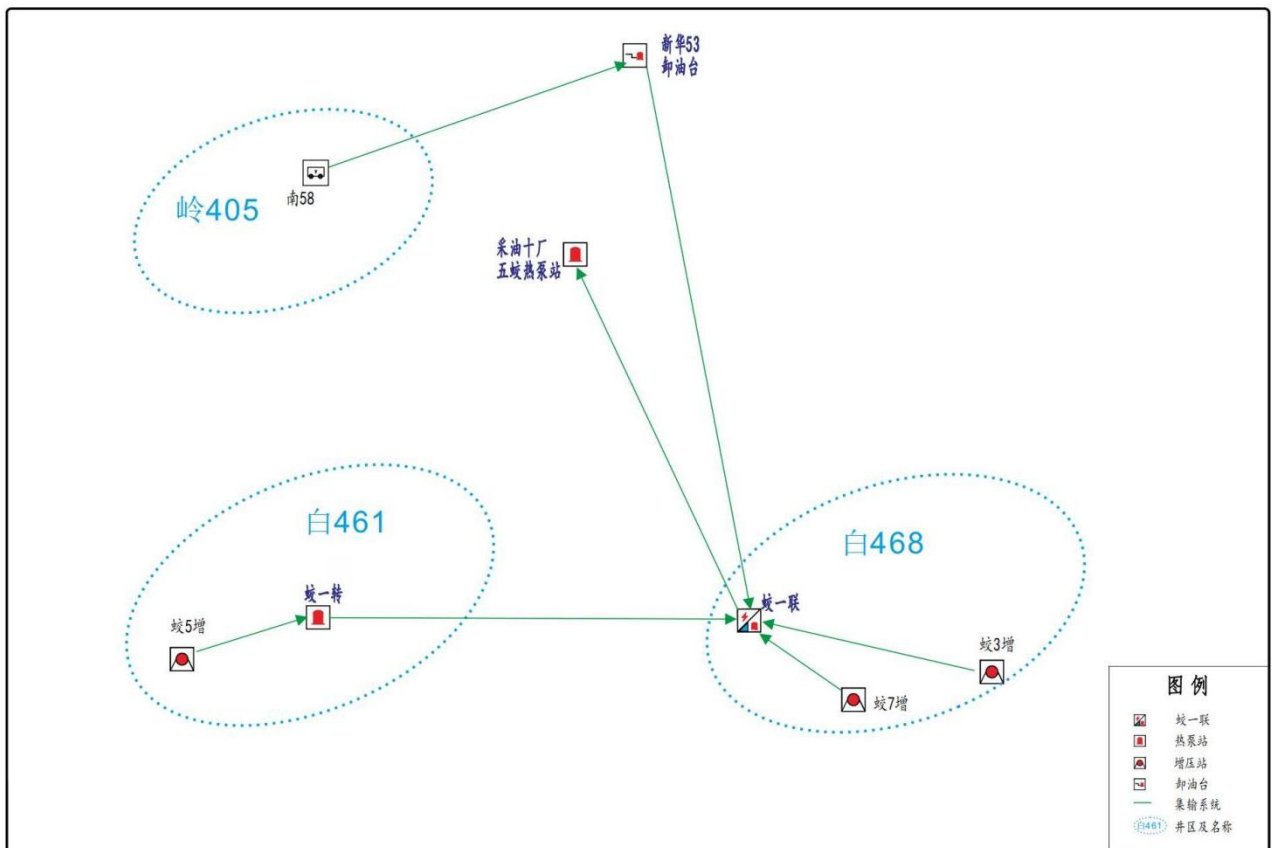


图 4.6.1-1 拟建项目原油集输系统图

4.6.1.2 伴生气集输和利用

为提高伴生气收集利用率，减少开采过程中无组织排放，伴生气回收利用遵照以下原则：

①开采过程基本上均管线密闭集输，南 58、南 76-2 井场由于集输系统不完善采取拉油方式；

②蛟 7 增气液分离产生的伴生气优先用于站内燃料用气；富余气量管输至蛟一联作为燃料利用。南 58 拉油井场伴生气用做加热炉燃料。

4.6.2 各井区集输方案及工程布局

(1) 白468井区

滚动扩建井区，开采层位长 6、长 7，新建井场 5 座，扩建井场 1 座，蛟 8-13 井场、蛟 8-3 井场管输至蛟 7 增，蛟 50 扩井场、蛟 2-5 井场、蛟 2-10 井场、蛟 2-9 井场管输至蛟 3 增，管输至蛟一联进行处理。

(2) 白461井区

滚动开发井区，开采层位长 7，新建井场 3 座，蛟 97-1 井场、蛟 97-4 井场管输至蛟 5 增，蛟 3-11 井场管输至蛟一转，净化油管输至蛟一联进行处理。

地面工程布局见图 4.6.2-1。



图 4.6.2-1 地面工程布局图（五蛟西）

(3)岭405井区

滚动开发井区，开采层位长 7，新建井场 1 座，扩建井场 1 座，原油罐车拉油至新华 53，在新华 53 脱水后，净化油管输至蛟一联。

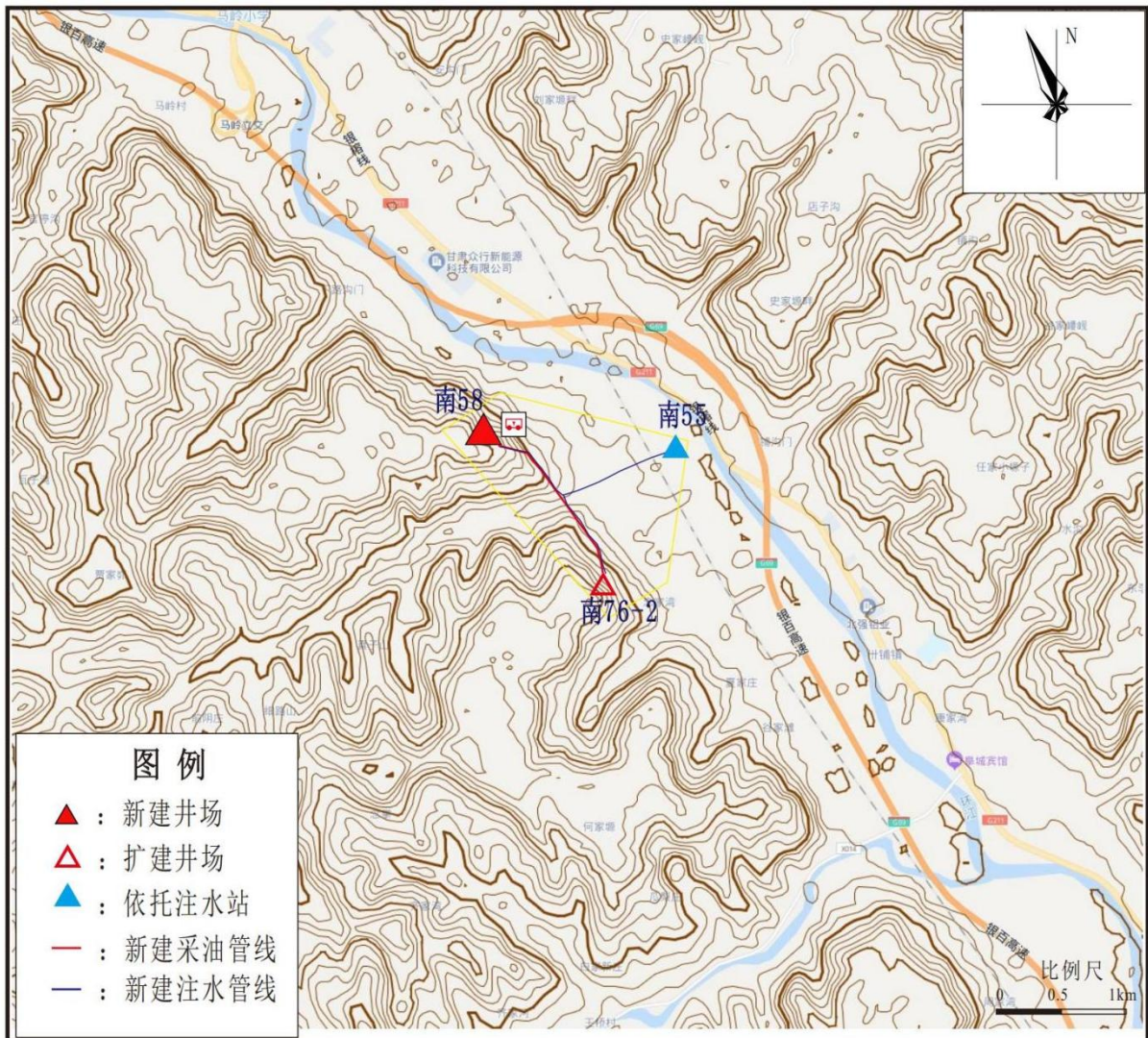


图 4.6.2-2 地面工程布局图（岭 405）

表 4.6.1-1

本项目各井区油、水集输去向

序号	井区	井场		原油集输方式		原油处理			采出水处理		注水井供水站场
		名称	油井/水井	管线	拉油	原油接收	原油处理	净化油去向	采出水处理	采出水回注	
1	白 468	蛟 8-13	油 4 注 1	√		蛟 7 增	蛟一联	五蛟热泵站	蛟一联	蛟一联	蛟 8-10
2		蛟 8-3	油 4 注 1	√		蛟 7 增	蛟一联	五蛟热泵站	蛟一联	蛟一联	蛟 8-10
3		蛟 50 扩	油 3 注 1	√		蛟 3 增	蛟一联	五蛟热泵站	蛟一联	蛟一联	蛟 54

4		蛟 2-5	油 4	√		蛟 3 增	蛟一联	五蛟热泵站	蛟一联	蛟一联	
5		蛟 2-10	油 2	√		蛟 3 增	蛟一联	五蛟热泵站	蛟一联	蛟一联	/
6		蛟 2-9	油 2	√		蛟 3 增	蛟一联	五蛟热泵站	蛟一联	蛟一联	
7	白 461	蛟 97-1	油 2	√		蛟 5 增	蛟一转	蛟一联	蛟一转	蛟一转	
8		蛟 3-11	油 3	√		蛟一转	蛟一转	蛟一联	蛟一转	蛟一转	/
9		蛟 97-4	油 4	√		蛟 5 增	蛟一转	蛟一联	蛟一转	蛟一转	
10	岭 405	南 58	油 4 注 1		√	新华 53	新华 53	蛟一联	新华 53	新华 53	南 55
11		南 76-2	油 4 注 1		√	新华 53	新华 53	蛟一联	新华 53	新华 53	

4.6.3 原油集输、处理及可依托性分析

结合油气集输现状，本项目原油集输站场的依托可行性分析见表 4.6.3-1。

表 4.6.3-1

站场集输能力校核

单位: m³/d

站场	脱水系统 (液量)					能力校核	外输系统					能力校核
	设计规模	当前负荷	富余规模	新增负荷			设计规模	当前负荷	富余规模	新增负荷		
				井区	新增					井区	新增	
蛟一联	600 (侏罗系)	371	229	/	0	满足	1200 (侏罗系)	492.06	707.94	/	/	满足
	800 (三叠系)	219.6	580.4	白 468、白 461	163.15	满足	800 (三叠系)	716.85	83.15	白 468、白 461	81.75	满足
蛟一转	450 (侏罗系)	376	74	/	0	满足	480	450.45	29.55	白 461	18.47	满足
蛟 5 增	/	/	/	/	/	/	240	77.8	162.2	白 461	36.94	满足
蛟 3 增	/	/	/	/	/	/	200	152	48	白 468	32.30	满足
蛟 7 增	/	/	/	/	/	/	180	101.28 (预测液)	78.72	白 468	45.30	满足
新华 53	200	55.8	144.2	岭 405	46.17	满足	600	124.8	475.2	岭 405	23.09	满足

注: ①拉油点/站采用罐车运输, 不对外输系统进行能力校核。

②当前负荷考虑 2022 年不同井区进相同场站的叠加负荷。

根据分析, 新建和依托集输站场均可满足本项目新增原油集输负荷需求。

4.7 井、站场工程设计方案

4.7.1 井场设计方案

4.7.1.1 井身结构

本项目采油井钻井方式为水平井，水平井井身结构见表 4.7.1-1 和图 4.7.1-1；注水井为定向井，定向井井身结构见表 4.7.1-2 和图 4.7.1-2。通过井组优化，丛式井组具体井数可根据井网、现场地形地貌、投产进度等情况进行调整。

表 4.7.1-1 水平井井身结构

开钻次序	井眼尺寸			套管		水泥返高 (m)
	井径 (mm)	垂深 (m)	井斜角 (°)	管径 (mm)	下深 (m)	
一开	311.2	340.00	0.00	244.5	340	地面
二开	222.3 (或 215.9)	2300.00	0.00	139.7	3189	纯水泥返至洛河底界以上 50m, 低密度水泥返至洛河顶界以上 50m
	215.9	2563.00	90.00			
	215.9	2563.00	90.00			



图 4.7.1-1 水平井井身结构图

表 4.7.1-2 定向井井身结构

序号	井段	钻头直径 (mm)	套管外径 (mm)	套管下深 (m)	水泥返高(m)	套管内水泥塞
一开	进入下部稳定岩层≥30m	311.2 (12 1/4)	244.5 (95/8)	下到井底	采油井和注水井水泥返到地面	大于 10m
		241.9 (9 1/2)	193.7 (75/8)			
二开	直井段 造斜段 斜井段	215.9 (8 1/2)	114.3 (4 1/2) 或 139.7 (5 1/2)	距井底 3~5m	油井常规密度水泥返至洛河底界以上 50m, 低密度水泥返至地面; 注水井: 返到地面	人工井底距油层底界 20~25m, 管内水泥塞 10~12m
		165.1 (4 1/2)	114.3 (4 1/2)			
			114.3 (4 1/2)			

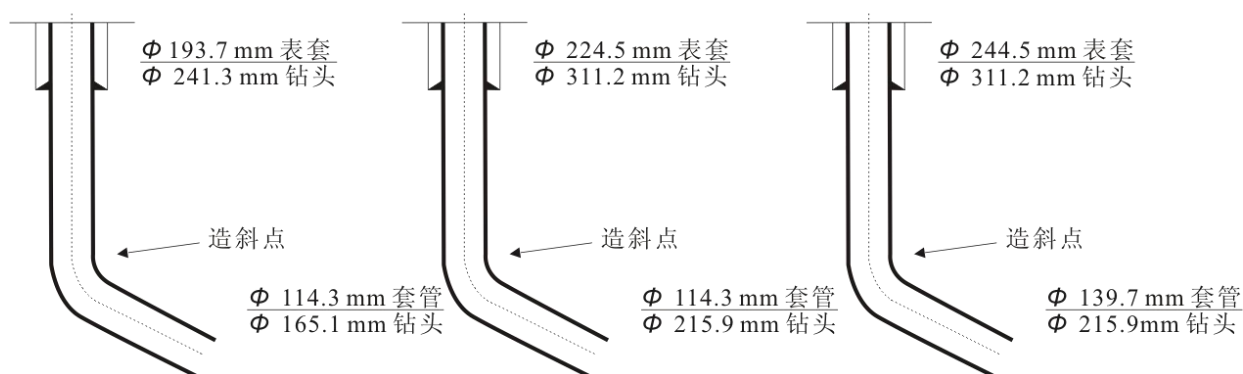


图 4.7.1-2 典型定向井井身结构图

表 4.7.1-3 本工程各类井型参数数量明细表

类型	井型	平均进尺数 (m)	数量 (口)	油层有效厚度 (m)
油井	水平井	2065	36	20.5
注水井	定向井	2100	5	20.5

4.7.1.2 井场平面布置

(1) 钻井井场平面布置

井场施工作业场地平面布置见图 4.7.1-2。实际钻井作业过程中，根据井场地形、钻机类型和钻井工艺对平面布置进行调整。

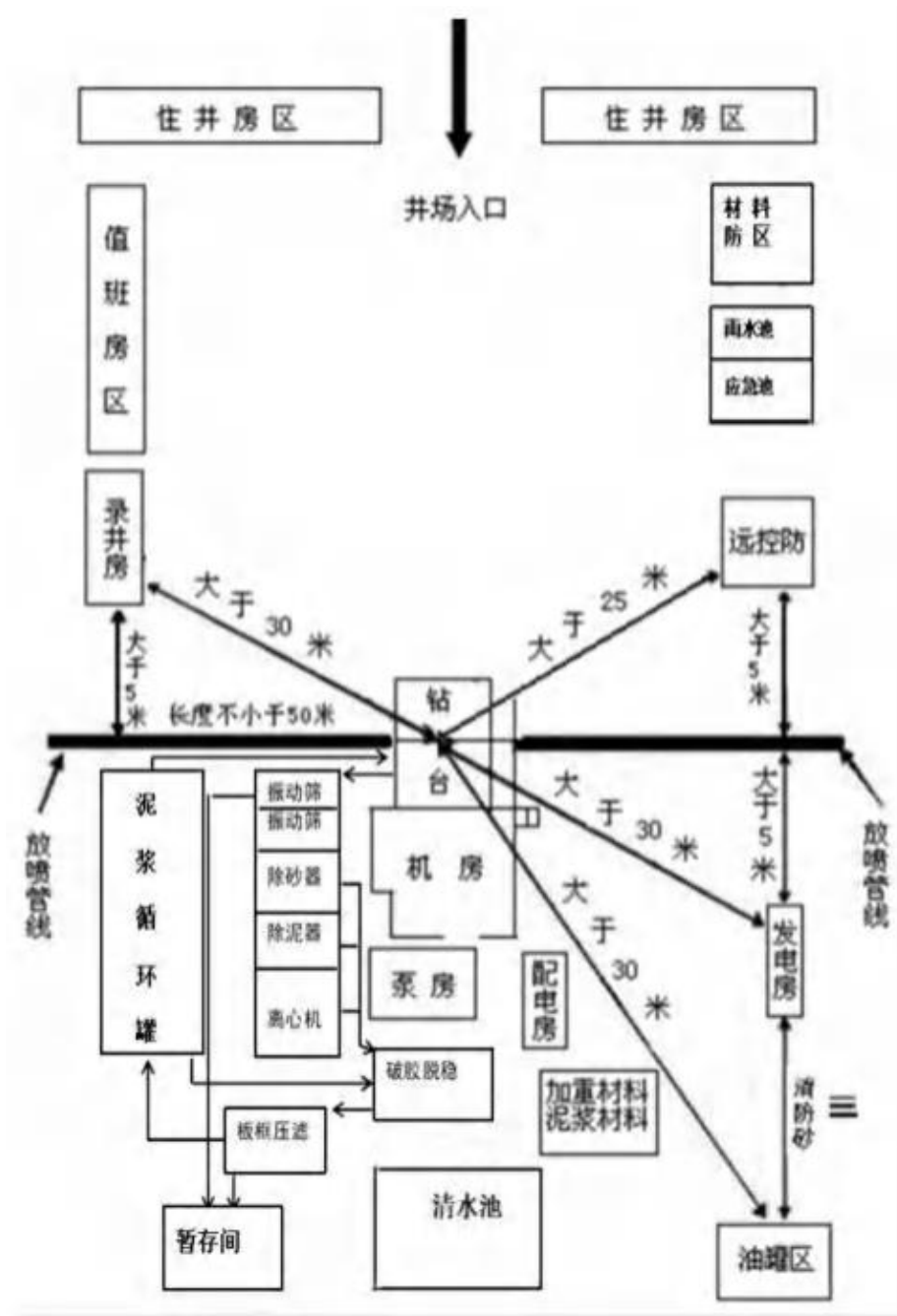


图 4.7.1-2 井场施工作业场地平面布置图

(2) 运行期井场平面布置

标准化井场由井口装置、套管气定压阀安装区、污油污水池、井场围墙、井口集油槽、稳流配水阀组等装置组成。每座井场可同时部署采油井 1~10 口、注水井 0~5 口。典型丛式井场平面布置见图 4.7.1-5，根据具体地形对平面布置进行调整。按照《长庆油田陇东油区清洁文明井场设施建设标准》要求，井场内设施设置见表 4.7.1-4。

表 4.7.1-4 标准化井场设施一览表

序号	名称	结构型式	一般区域
1	围墙	砖混	高 0.5m, 宽 0.24m
2	井场大门	简易大门	宽 4.5m
3	雨水收集池	砖砌水泥砂浆抹面	20m ³
4	含油污水池	砖砌水泥砂浆抹面	30m ³
5	井口集油槽	砖砌	宽 0.4m, 深 0.2m
6	雨水收集渠	砖砌	宽 0.4m, 深 0.2m
7	挡水条	素混凝土	高 0.15m
8	固体废弃物收集箱	外购	1 个

①井场围墙

一般区域井场围墙采用砖混结构，高 0.5m，宽 0.24m。

②集油槽（集水渠）

集油槽（集水渠）断面为矩形，宽度为 0.4m，沟底起点标高-0.2m，按 0.2%坡度坡向含油污水池（雨水收集池）。集油槽（集水渠）两侧 0.5m 范围内以 2%坡度坡向沟内。

集油槽（集水渠）沟壁厚 0.12m，采用 M7.5 水泥砂浆、MU10 烧结普通砖砌筑，沟底板厚 0.1m，采用 C15 素混凝土垫层，每边宽出沟壁外缘 0.1m。沟底板下翻夯 0.5m，每边宽出沟壁边缘外 0.5m，回填采用干净素土，分层（0.2~0.3m）夯实，压实系数不小于 0.95。

③含油污水池及雨水收集池

含油污水池及雨水收集池底板采用 C30 抗渗钢筋混凝土底板，厚度不小于 0.2m，底板每边宽出壁外缘不小于 0.15m。底板下设 0.1m 厚 C15 素混凝土垫层，每边宽出底板外缘 0.1m。池外壁厚 0.37m，采用 M7.5 水泥砂浆，MU10 烧结普通砖砌筑，若池位于填方区或湿陷等级较高的区域，池壁采用 C30 抗渗钢筋混凝土。池底板下翻夯 0.5m，每边宽出池壁边缘外 0.5m，回填采用干净素土，分层（0.2~0.3m）夯实，压实系数不得 0.95。

在雨水收集池和含油污水池之间设 0.24m 厚隔墙，采用 M7.5 水泥砂浆，MU10 烧结普通砖砌筑，隔墙高度低于室外地坪 0.4m。

④挡水条

挡水条高度不宜小于最大月平均降雨量 1 天~3 天的积水厚度，确保含油污水不出井场。井场入口或大门处宜常备挡水沙袋，用于极端天气井场挡水条加高，防止含油雨水出场。

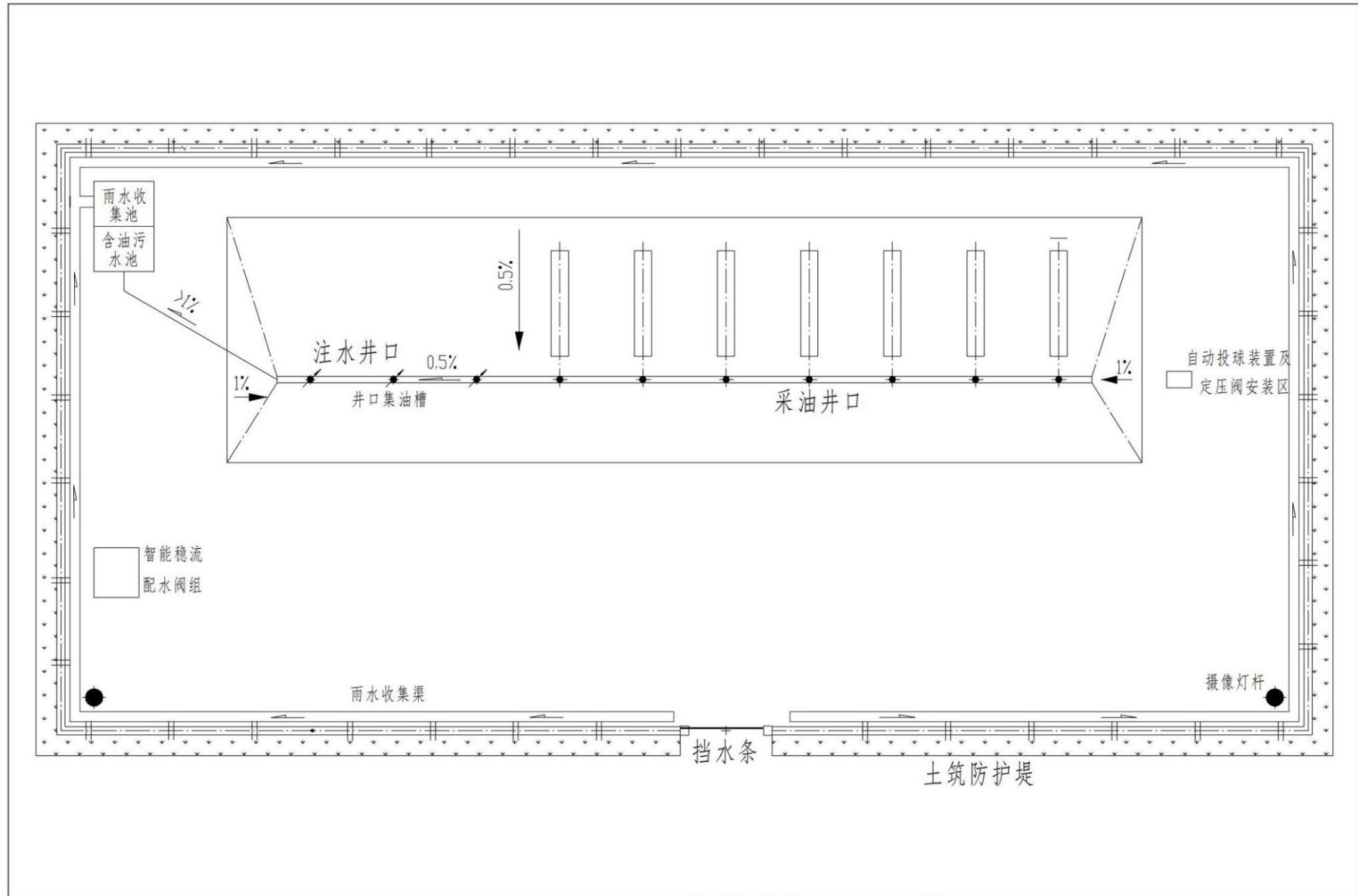


图4.7.1-5 典型从式井场平面示意图

4.7.2 站场设计方案

本项目新建 1 座拉油点，1 座增压站，对五蛟西返排液站进行改建。本项目涉及新建、改建的站场名称、所属井区、设计规模等情况见表 4.7.2-1。

表 4.7.2-1 站场基本情况

站场类型	站场名称	所属井区	地理位置	性质	设计规模	外输去向	功能	备注
拉油点	南 58 拉油点	岭 405	E107° 39' 56.07950" N36° 11' 19.30602"	新建	2 箱式 (40m ³)	新华 53 站	拉油	未实施
增压站	蛟 7 增	白 468	E107° 50' 35.90475" N36° 23' 18.15186"	新建	180m ³ /d	蛟一 联	输油	未实施
返排液处理站	五蛟西措施 返排液处理 站	白 468	E107° 49' 52.53734" N36° 24' 26.72963"	改扩建	480m ³ /d	蛟一 联	措施返 排液处 理站	未实施

4.7.2.1 南 58 井组拉油点

南 58 井组拉油点，功能包括对井组来含水油进行加热、储存，平面布置见图 4.7.2-1，主要设备及建构筑物见表 4.7.2-2。

表 4.7.2-2 南 58 井组拉油点主要设备及建构筑物

序号	设备名称	规格	数量
1	储油箱（地上式）	40m ³	2 具
2	加热炉	240kW	1 座
3	循环水箱	5m ³	1 具
4	辅助用房	/	1 层

拉油点选址考虑避让居民点，从南 58 拉油点四邻关系可见，居民点距离拉油点厂界距离大于 100m，拉油路线不经过水源地保护区，主要的环境保护目标为拟建拉油点周边环境关系见表 4.7.2-3。

表 4.7.2-3 拟建拉油点周边环境关系

序号	拉油点名称	合建井场	环境关系描述
1	南 58 拉油点	南 58	与拟建井场合建，最近居民点位于拉油点南侧 338m 席家塬

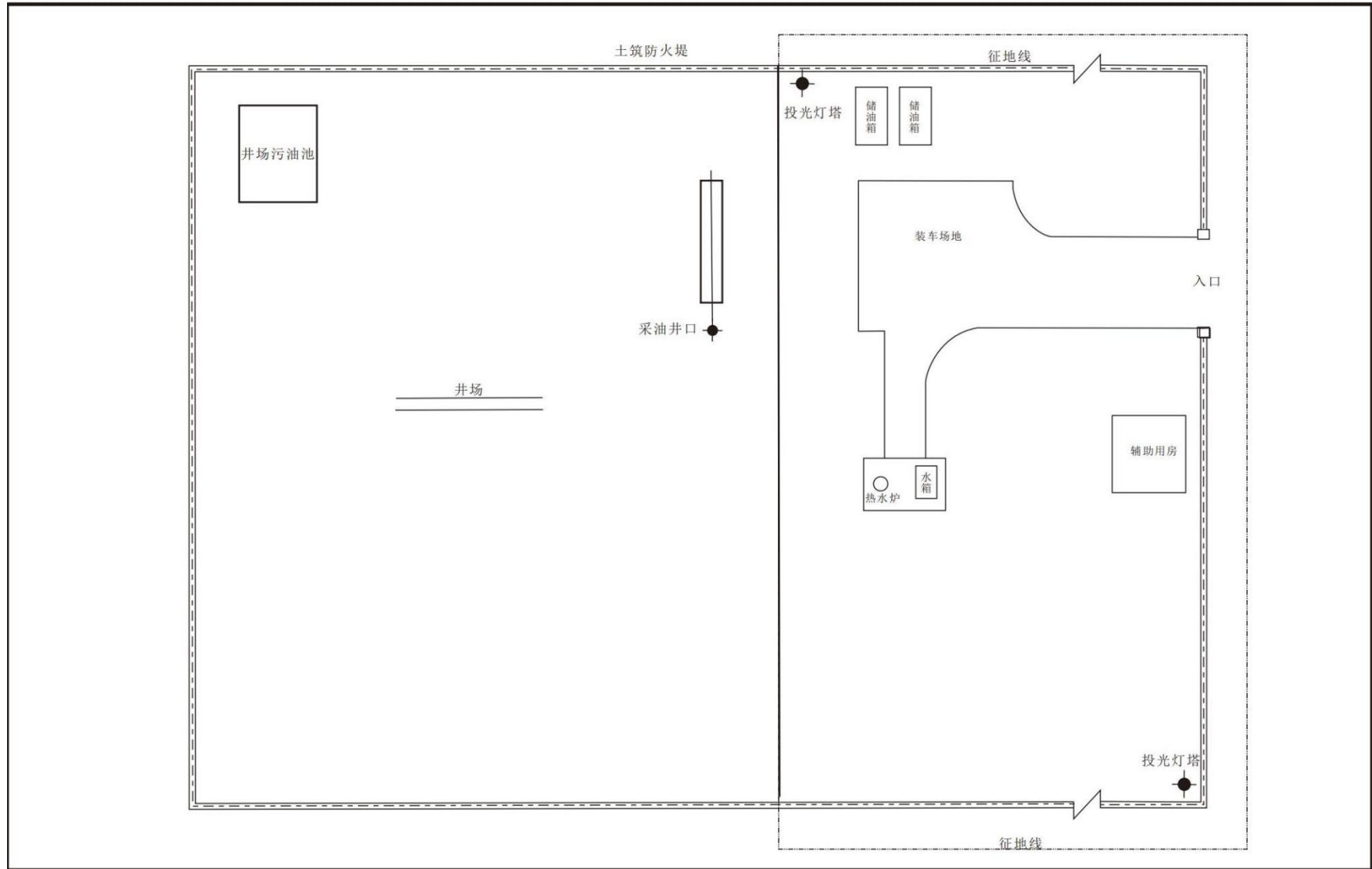


图4.7.2-1 南58井组拉油点平面示意图

4.7.2.2 蛟 7 增

为满足新增产能处理和集输需求，新建蛟 7 增压装置，与老井场蛟 54 井场合建。蛟 7 增位于华池县悦乐镇李家瓜湾，选址周边居民分布较分散，200m 范围内无居民分布，最近居民点距离站场西北侧厂界约 405m。

蛟 7 增接收柳树瓜周边 7 个井场 19 口油井来油，预测液量 141.6m³/d，设计规模 180m³/d，含水油外输至蛟一联。

新建增压点功能包括：对井组来含水油进行加热、缓冲、分离、增压及计量后，油气分输至蛟一联。主要工艺设备见表 4.7.2-1。

表 4.7.2-31 蛟 7 增主要设备

设备名称	型号规格	数量
撬装增压集成装置	设计规模 180m ³ /d, CEDC-CO-MF-180/4.0	1 套
集油收球加药一体化集成装置	CEDC-CO-RO/RB-10/80	1 套
电控一体化集成装置	CEDC-ZYD-EC-120/4.0	1 套
事故油箱-30	CEDC151 07 01 01/目	1 套
外输阀组-6.3-100	CEDC151 01 03 01/目	1 套
加热炉	350kW	1 座

4.7.2.3 五蛟西措施返排液处理站改建

五蛟西措施返排液处理站位于蛟 73 井场，于 2020 年 9 月建成投运，占地面积 2400m²，现有处理规模 120m³/d，处理后净化水外输至蛟一联采出水处理系统净化水罐，依托蛟一联注水系统进行回注。

本次改建拆除已建返排液撬装处理设施，原位新建 20m³/h 措施返排液处理设施及配套设设施，改造已建外输泵区域，满足外输 480m³/d 规模；已建 2 具卸水箱及配套提升泵、污水污泥池和污油池及配套设设施均可利旧。

表 4.7.2-32 五蛟西措施返排液处理站设备表

序号	主要设备名称	型号及规格	单位	数量	备注
1	气浮系统	msd120, 20m ³ /h, 运行功率 15kW	套	1	新建
2	混药系统	KZL20 20m ³ /h, 运行功率 13kW	套	1	新建
3	卧式单级离心泵	流量 15.0m ³ /h, 扬程 60m, 功率 11kW	台	2	新建
4	外输离心泵	KWQ65/220-11/2, 流量 15m ³ /h, 扬程 60m, 功率 11kW	台	2	新建

4.8 管线工程设计方案

4.8.1 工程内容

项目新建各类管线工程总长 30.3km，其中：采油管线 16.7km、集油管线 3km，输气管线 3km，注水管线 7.6km。

并行管线采用同沟敷设，管线施工不设施工营地和材料场地，施工期管线开挖土石方沿线堆放在管线两侧作业带内，不设取、弃土场。下管后土石方加固回填。经核实，新建管线工程均不涉及饮用水源地保护区。管线工程量见表 4.8-1。

表 4.8-1 项目新建管线工程量表

序号	类型	管线起止点	输送介质	规格	压力 /MPa	设计长度 /km	小计 /km
1	单井管线	蛟 97-1 井场-蛟 5 增	含水油	L245N-Φ60×5.0	0.77	1.4	16.7
2		蛟 97-4 井场-蛟 5 增	含水油	L245N-Φ60×5.0	2.13	0.6	
4		蛟 8-13 井场-蛟 7 增	含水油	L245N-Φ60×5.0	0.6	1.9	
5		蛟 8-3 井场-蛟 7 增	含水油	L245N-Φ60×5.0	0.6	1.4	
6		蛟 50 扩井场-蛟 3 增	含水油	L245N-Φ60×5.0	0.6	1.9	
7		蛟 2-5 井场-蛟 3 增	含水油	L245N-Φ60×5.0	0.6	2.3	
8		蛟 2-10 扩场-蛟 3 增	含水油	L245N-Φ60×5.0	0.6	2.7	
9		南 76-2 井场至南 58 井场	含水油	L245N-Φ60×5.0	0.6	1.0	
10		集油管线	蛟 7 增至蛟一联	含水油	L245N-Φ76×5.0	4.0	
11	输气管线	蛟 7 增至蛟一联	伴生气	L245N-Φ89×5.0	/	3.0	3
12	注水管线	8-10 临时注水站至-蛟 8-13 井场	采出水	L245N-76×9	/	1.5	7.6
13		蛟 8-13 井场-蛟 8-3 井场	采出水	L245N-76×9	/	0.5	
14		蛟 7 增-蛟 50 扩井场	采出水	L245N-76×9	/	1.6	
15		南 55 井场至南 58 井场	采出水	L245N-76×9	/	1.7	
16		南 55 井场至南 76-2 井场	采出水	L245N-76×9	/	2.3	

4.8.2 施工方式

(1) 管线敷设方式

集输管线采用沟埋敷设方式，开挖方式为机械开挖与人工开挖结合 P122 合，埋深见表 4.8.2-1。

表 4.8.2-1 管线基本埋深设计

类型	黄土梁峁	河谷阶地	公路穿越
沟管挖深 (m)	1.50	1.50	1.60
管顶埋深 (m)	1.00	1.00	1.00

(2)施工作业带宽度

采油管线施工占地宽度为4m，其他集油管线施工占地宽度均按6m；利用现有油区道路。管线施工作业带平面布置见图4.8.2-1。

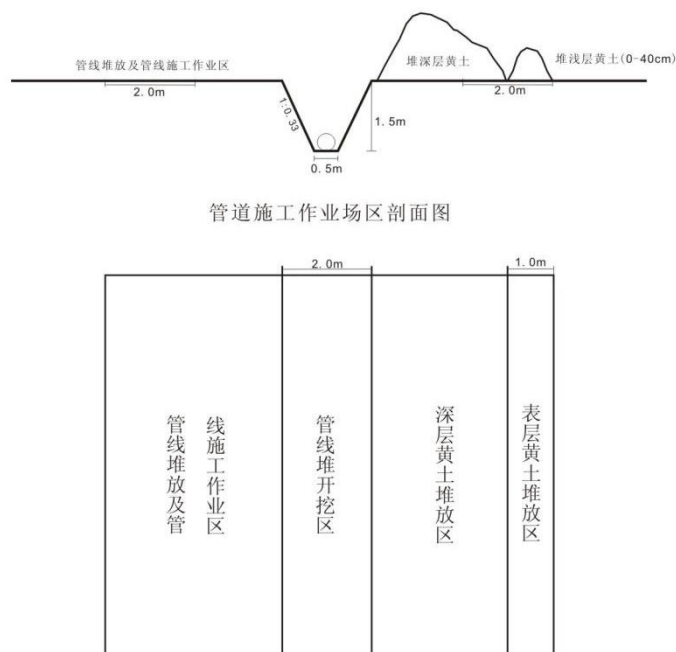


图 4.8.2-1 管道施工作业场地平面布置图

(3)管沟断面

管沟断面设计见表4.8.2-2。

表 4.8.2-2 管沟断面设计表

地貌类型		黄土梁峁	河谷阶地	基岩石方 (爆破)
边坡坡度 (高:宽)		1:0.33	1:0.67	1:0
沟底加宽度 (m)	人工开挖	0.5	0.7	0.9
	机械开挖	≥0.5	≥0.7	/

(4)管线防腐

采油管线采用环氧粉末普通级结构外防腐，注水管线采用整体挤涂式内防腐工艺。

4.8.3 穿跨越工程

本项目新建输油管线主要沿梁峁敷设，部分集油管线穿越油区道路，项目穿跨越工程统计见表 4.8.3-1。

表 4.8.3-1 本项目单井输油管线穿跨越工程

序号	管线	穿越对象	方式	穿跨越宽度 (m) / 次数
1	蛟 97-1 井场-蛟 5 增	油区道路	大开挖	10m/2
2	蛟 97-4 井场-蛟 5 增	油区道路	大开挖	10m/2
3	蛟 3-11 井场-蛟 1 转	油区道路	大开挖	10m/1
4	蛟 8-13 井场-蛟 7 增	油区道路	大开挖	10m/4
5	蛟 8-3 井场-蛟 7 增	油区道路	大开挖	10m/3
6	蛟 50 扩井场-蛟 3 增	油区道路	大开挖	10m/1
7	蛟 2-5 井场-蛟 3 增	油区道路	大开挖	10m/2
8	蛟 2-10 扩场-蛟 3 增	油区道路	大开挖	10m/2
9	蛟 2-9 扩场-蛟 3 增	油区道路	大开挖	10m/4
10	蛟 7 增至蛟一联	油区道路	大开挖	10m/2
		冲沟 (赵家沟)	桁架跨越	30m/1
11	8-10 临时注水站至-蛟 8-13 井场	元城川	大开挖	30m/1
合计				160m/25

备注：蛟 50 扩井场、蛟 2-5 井场、蛟 2-10 井场、蛟 2-9 井场至蛟 3 增部分采油管线采用同沟敷设，故穿跨越点不重复计。

4.9 储运工程设计方案

本项目主要以管线集输为主，个别井场因井区集输系统不完善需在井场内设置临时储油箱，采用罐车拉运。本项目共设置井组拉油点 1 处，新建站场 1 座，储罐设施见表 4.9-1。

表 4.9-1 新建井组拉油点、站场储油设施情况

序号	井区	站场名称	储油设施	规格	储罐数量	备注
1	岭 405	南 58 井组拉油点	储油箱	40m ³	2 具	/
2	白 468	蛟 7 增	事故油箱	30m ³	1 具	/

结合各井区原油集输方案，表 4.9-1 中拉油井区的罐车行车路线见表 4.9-2。

表 4.9-2 原油采用罐车输送行车路线表

编号	井区	运输路线				穿跨越		
		起点	终点	路线	运距/km	水源地	河流	方式
1	岭 405	南 58	新华 53 站	油区道路-悦乔公路-油区道路	60	否	跨越元城川 1 次	桥梁
							跨越马莲河 1 次	

4.10 注水工程设计方案

项目白 468 区新建注水井 3 口，岭 405 新建注水井（采出水回注）2 口。单井最大配注量 25m³/d，总注水量 125m³/d。其余各井区注水均依托现有注水系统，本次不新建水源井，注水方案见表 4.10-1。

表 4.10-1 各井区注水方案表

井区	注水井	单井配注	注水量 (m ³ /d)	注水水源	注水类型	备注
----	-----	------	-------------------------	------	------	----

	数量	量 (m ³ /d)				
白 468	3	25	75	蛟一联	采出水	蛟 8-13 井场、蛟 8-3 井场依托蛟 8-10 井场注水阀组
白 461	0	0	0	/	/	/
岭 405	2	25	50	南 55	采出水	南 55 注水站
合计	5	/	125	/	/	/

4.11 配套工程

4.11.1 道路工程

评价区内交通主要依托悦乐-乔川等县乡道路及现有油区支干线道路，进井场简易道路依托各乡村简易公路。

本次新建道路工程总长 9.65km，其中井场道路 2.75km，站场道路 6.9km。道路工程主要技术指标见表 4.11-2，道路工程主要技术指标见表 4.11-2，路基标准横断面见图 4.11-3。

表 4.11-1 产建工程新建道路工程基本情况表

建设标准	井区	工程名称	长度/(km)
井场道路	白 468	井场道路	1.65
		蛟 7 增进站道路	6.9
	白 461	井场道路	0.7
	岭 405	井场道路	0.4
	小计		9.65

表 4.11-2 道路建设标准及采用技术指标

道路建设标准		支线
路面宽度(m)		3.5
路基宽度(m)		4.5
路面结构类型		泥结碎石
极限最小圆曲线半径 (m)		15
一般最小圆曲线半径 (m)		30
不设超高的最小圆曲线半径 (m)		150
凸形竖曲线半径 (m)	极限最小值	100
	一般最小值	200
凹形竖曲线半径 (m)	极限最小值	100
	一般最小值	200
停车视距 (m)		20
会车视距 (m)		40
最大纵坡 (%)		13
站场类别		增压装置、大井组等

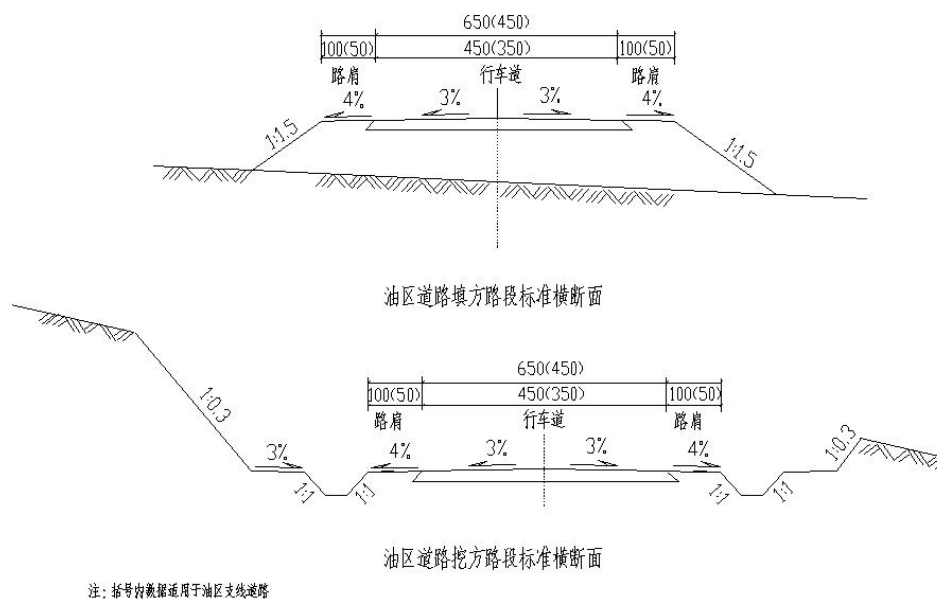


图 4.11-3 路基标准横断面图

4.11.2 劳动定员、工作制度

①劳动定员

依据油田公司数字化无人值守站建设相关要求，本次新建增压装置采用无人值守，无新增定员，新建井场、站场、管线等的巡检人员由作业区统一调配。拉油点设置 5 名工作人员。

②工作制度

生产系统年工作 7920h，井场年生产 330d。

4.11.3 公用和辅助工程

4.11.4 供热工程

本项目新建井组拉油点 1 座，增加站 1 座。具体配置情况见表 4.12.1-1。

表 4.12.1-1 拟建加热炉工程量统计表

序号	站场	炉型	加热炉功率/kW	数量/台	排气筒高/m	燃料
1	南 58 井组拉油点	加热炉	240	1	8	伴生气
2	蛟 7 增	加热炉	350	1	8	伴生气

4.11.5 给排水工程

4.11.5.1 供水工程

本项目生产用水均由现有水源井供应，定期用水罐车拉水供工作人员日常生活及加热炉循环补充水。

4.11.5.2 排水工程

本项目生产过程无生产废水外排，油田采出水、措施返排液处理达标后作为生产工艺用水回注油层。井组拉油点生活污水排至防渗旱厕，定期清掏不外排。

4.11.6 供电工程

(1) 供电系统

根据产建方案，白461区块可依托的变电站可依托地方五蛟35kV变电站。白461区块就近接入附近已建电网系统，“T”接或延伸已建五蛟变132#线路。

白468区块可依托的变电站可依托地方五蛟35kV变电站。白468区块就近接入附近已建电网系统，“T”接或延伸已建五蛟变132#线路。

岭405区就近接入已建成的电网系统。

4.12 环保工程

4.12.1 油田采出水

本项目白461区依托蛟一转采出水系统，白468区采出水依托蛟一联采出水处理系统，南58井场、南76-2井场依托新华53站采出水处理系统处理。

根据回注层系的平均空气渗透率，依托采出水处理系统的出水水质分别执行《陇东油田采出水处理水质指标及分析方法》（Q/SY CQ 08011-2022）超低渗透油藏和特低低渗透回注水质指标，见表4.12.1-1。

表 4.12.1-1 依托采出水处理系统设计规模及处理工艺

站场	处理规模 (m ³ /d)	处理工艺	回注层位	空气渗透率 /10 ⁻³ μm ²	主要水质指标 (mg/L)		备注
					含油量	悬浮物	
蛟一联	600	沉降除油+气浮+过滤	侏罗系	12	≤40	≤40	依托
	200	沉降除油+气浮+过滤	三叠系	0.22~0.49	≤30	≤30	依托
	600	沉降除油+气浮+过滤	三叠系	0.22~0.49	≤30	≤30	依托
蛟一转	400	沉降除油+气浮+过滤	侏罗系	12	≤40	≤40	依托
新华53站	200	沉降除油+气浮+过滤	长8	0.3~0.53	≤30	≤30	依托

各井区依托采出水处理设施处理能力校核见表4.15.2-2。根据分析，现有站场采出水处理系统规模上可满足本项目新增采出水负荷需求，依托可行。

表 4.15.2-2 采出水处理能力校核表 单位：m³/d

井区	站场	设计规模	当前负荷	富余规模	新增负荷	能力校核
白461、白468	蛟一联	600（侏罗系）	425	175	/	/
		800（三叠系）	219.6	580.4	72.60	满足

岭 405	新华 53	200	60.8	139.2	20.55	满足
合计					93.15	

(2) 工艺依托可行性

蛟一联、新华 53 采出水处理系统均采用“沉降除油+气浮+过滤”处理工艺。蛟一联采出水处理系统改造工程于 2019 年 6 月建成投运，已通过竣工环保验收，新华 53 站位于华池县五蛟镇五蛟村，2017 年对采出水处理系统工艺进行改造，于 2018 年改造完成已通过竣工环保验收，长庆实业集团有限公司五蛟西作业区定期对蛟一联、新华 53 进行监测；结果见表 4.15.2-3。

表 4.15.2-3 采出水处理系统出水水质

站场	监测时间	指标	回注标准 (mg/L)	出水水质 (mg/L)
蛟一联	2020.11.07	石油类	30	6.85 (三叠系)
		悬浮物	30	23 (三叠系)
	2020.11.07	石油类	50	6.43 (侏罗系)
		悬浮物	50	26 (侏罗系)
新华 53	2020.11.07	悬浮物	30	19
		石油类	30	5.47

通过监测数据表明：依托工程新华 53 和蛟一联处理后的采出水能够达到《陇东油田采出水处理水质指标及分析方法》(Q/SY CQ 08011-2022) 控制指标的要求。

回注依托现有回注井进行回注，由于采取了分层集输分质处理的工艺，采出水回注配伍性良好，根据油田公司各种施工报告和钻井资料，回注井固井质量优良，井身结构合理，回注层位准确，同时，建设单位在采出水分离、处理、回注等各个环节均配置了流量泵，接入控制系统，对污水处理量和回注量实现了实时在线监控，确保了污水处理和回注的有效运行，因此，项目依托采出水处理工艺可行。

(3) 环保手续履行情况

依托站场环评批复及竣工验收情况见表 4.15.2-4。

表 4.15.2-4 依托采出水处理站场环保手续履行情况表

站场	建站时间	项目名称	环评手续	环保验收手续	备注
蛟一联	2010	长实集团五蛟开发区 2009 年 15 万吨产能建设工程	庆环发(2010)第 28 号	已通过	/
	2018	长实集团五蛟西区 2018 年产建工程	庆环环评发(2018)77 号	已通过	改扩建
新华 53	2010	长实集团五蛟开发区 2009 年 15 万吨产能建设工程	庆环发(2010)第 28 号	已通过	/
	2018	长庆油田分公司长实集团五蛟西作业区新华 53 采出水隐患治理工程	庆环评表字(2018)第 7 号	已通过	2018 年采出水系统改造

4.12.2 措施返排液

(1)措施返排液依托处理概况

五蛟西区现有措施返排液处理站 1 座，本次不新建措施返排液处理站，对现有五蛟西返排液处理站进行改扩建。措施作业废水处理达标后外输至蛟一联回注系统后回注油层。现有返排液处理站环保手续履行情况见表 4.15.2-5。

表 4.15.2-5 依托措施返排液处理站场环保手续履行情况表

站场	建设时间	项目名称	环评手续	环保验收手续
五蛟西措施返排液处理站	2020	《五蛟西区措施返排液处理站环境影响报告书》	庆环规划发[2020]41号	长实产建[2020]10号

表 4.12.2-6 本项目依托措施返排液处理系统设计处理能力表

作业区	处理站	处理工艺	处理能力 (m ³ /d)	外输规模 (m ³ /d)	环评手续	收集井区	本次新增规模 (m ³ /d)	是否满足
五蛟西	五蛟西措施返排液处理站	除油+气浮+过滤	480	480	已履行	本次评价区	4.54	是

表 4.12.2-7 蛟一联回注能力表

系统名称	处理层位	设计规模 (m ³ /d)	实际运行能力 (m ³ /d)	本次新增规模 (m ³ /d)	是否满足
蛟一联	三叠系	800	405	4.54	是

(2)措施返排液处理站处理工艺及达标性可行性分析

本项目依托的措施返排液处理站采用一体化返排液处理装置，处理工艺为：除油+气浮+过滤，根据现有工程分析中第 3.4.2 小节可知，现有工程措施返排液处理站出水水质标准满足《陇东油田采出水处理水质指标及分析方法》（Q/SY CQ 08011-2022）排放标准要。

(3)措施返排液不外排可行性分析

通过表 4.11.5-1 可知，依托措施返排液处理站处理系统规模上可满足本项目新增措施返排液负荷需求，措施返排液可实现在依托站内全部处理达标，同时通过校核依托站场回注系统（站场采出水设计处理能力与采出水设计回注能力一致）回注能力，处理后的采出水可完全通过站内回注系统全部回注，可确保处理后的措施返排液不外排。

4.12.3 环保工程

4.12.3.1 生活污水

本项目新增人员为拉油点南 58 井场工作人员，生活污水排至防渗旱厕，定期清掏不外排。

4.12.3.2 含油危废暂存和运输

(1) 含油危险废物的处理

在产建开发过程中，项目钻井作业产生含油岩屑、含油污泥等暂存于各作业区危废暂存点，定期统一委托资质单位集中处置。

(2) 含油污泥、含油岩屑暂存

长实集团在五蛟西区共建成 2 座危废暂存点，均已履行环境影响评价手续并通过竣工环保验收。两座危废暂存点基本情况见表 4.12.3-1。平 93-22 暂存点设计暂存量 200t，蛟 64 暂存设计暂存量 300t，2 座暂存点设计收集范围为五蛟西矿区范围，各井区至危废暂存点拉运路线主要依托现有地方及油区道路，运输路线不穿越水源地保护区，且尽可能避开了人员密集区域，整体来看，拉运路线合理。拉运线路图见图 4.12.3-1。

表 4.15.3-1 危废暂存点情况

序号	站址名称	环评情况	地理位置	位置坐标	占地面积	有效容积
1	平 93-22	甘环审发[2015]22号	五蛟镇上城壕村白家掌	北纬 36°24'54.02" 东经 107°45'43.16"	84m ²	200m ³
2	蛟 64	庆环评表字[2018]130号	五蛟镇蒋塬村马夫掌	北纬 36°24'54.86" 东经 107°46'53.14"	95m ²	300m ³

(1) 贮存控制措施依托可行性

根据现场调查及依托工程验收资料，现有储存点采用轻钢结构设计，地面及踢脚采取防渗处理，防渗措施满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2001）要求。暂存设施外按 GB15562.2 规定设置警示标志，周围设置围墙或防护栅栏。暂存点满足防风、防雨、防晒要求，符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2001）及 2013 年修改单要求。

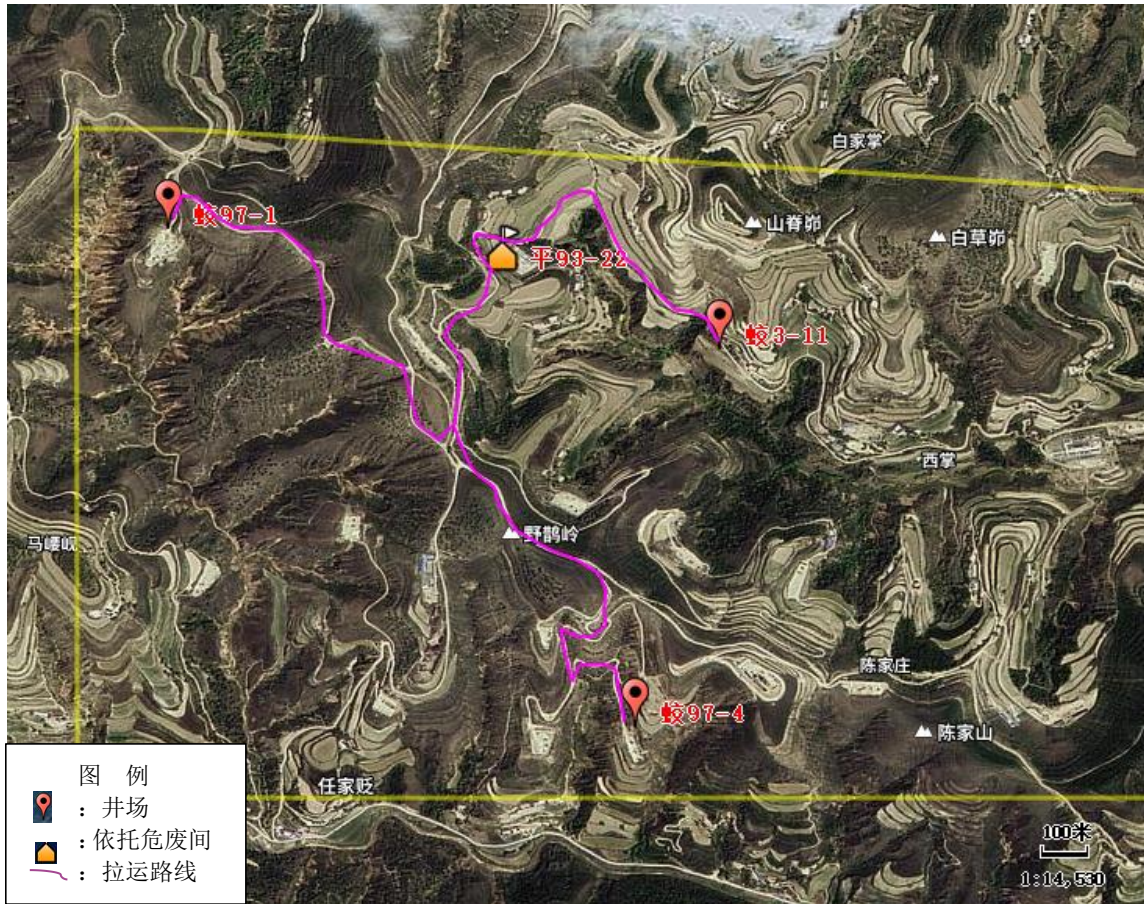


图 4.12.3-1 危险废物拉运路线图（1）

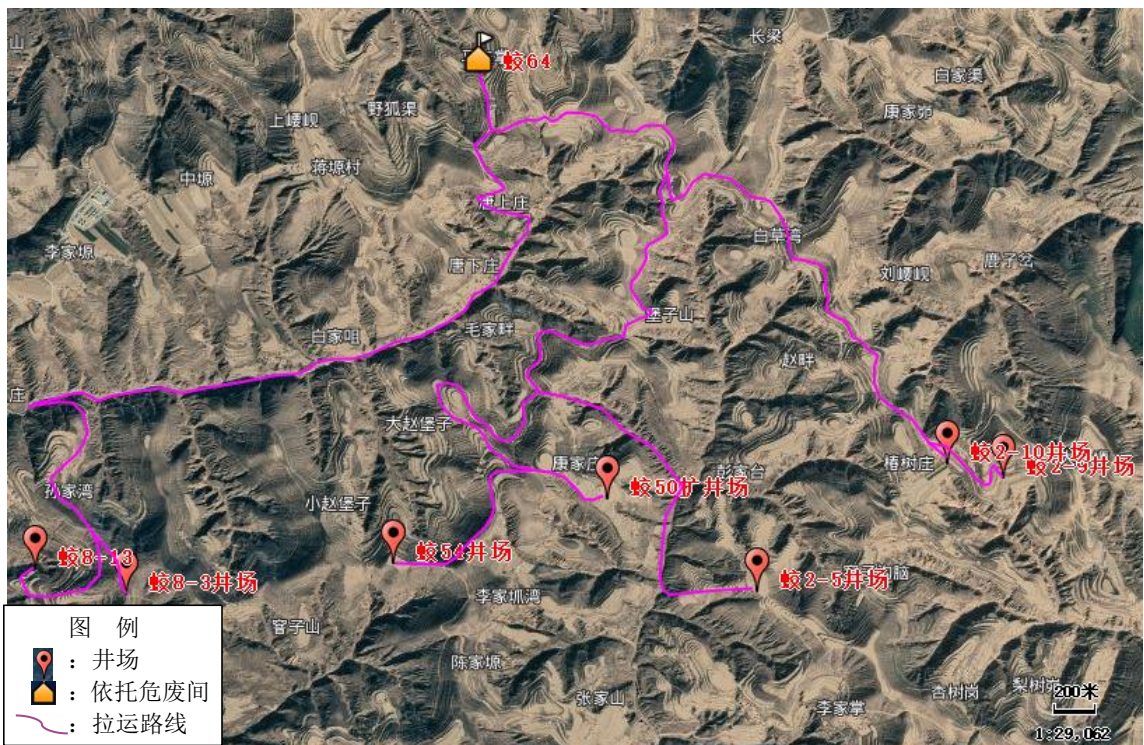


图 4.12.3-1 危险废物拉运路线图（2）

(2)规模依托可行性

本项目依托暂存的危险废物主要包括含油岩屑和含油污泥两部分。根据工程分析，项目施工和运行期危险固废产生量见表 4.12.3-2。

表 4.12.3-2 项目施工和运行期危险固废产生量估算

阶段	项目	重量/t	密度/(t/m ³)	体积/m ³
施工期	含油岩屑	25.2	2.5	10.08
	落地油	0.72	0.84	0.857
运行期	落地油	0.72	1.6	0.45
	含油污泥	248.95	0.84	296.36
合计				307.75

本项目依托暂存点总库容 500m³，当前各暂存点清运周期在 2~3 个月。本项目危废暂存设施库容充足，通过缩短危废贮存时间，增加清运频率，可满足新增危废贮存需求。

4.12.4 依托工程可行性

4.12.4.1 原油集输

根据分析，现有集输站场可满足本项目新增原油集输负荷需求，依托可行。

4.13 投资估算

本项目总投资为 7375.49 万元，其中环保投资 657.4 万元，占总投资的 7.5%。

4.14 滚动开发项目实施前后油田建设变化情况

本项目实施前后油田建设变化情况见表 4.14-1。

表 4.14-1 本项目实施前后油田建设变化情况

序号	工程	单位	扩建开发前	扩建开发后	变化情况
1	产能规模	10 ⁴ t/a	16.38	20.18	+3.8
2	井场	座	168	177	+9
3	采油井	口	541	577	+36
4	注水井	口	139	144	+5
5	水源井	口	8	8	0
6	联合站	座	1	1	0
7	接转注水站	座	2	2	0
8	增压机组	座	5	6	+1
9	注水站	座	2	2	0
10	采出水处理系统	套	3	3	0
11	生活污水处理系统	套	3	3	0
12	输油管线工程	km	341.46	361.16	+19.7
13	道路工程	km	101.49	111.14	+9.65

5 工程分析

5.1 原辅材料、能源消耗及平衡分析

5.1.1 原辅材料

根据陇东油区统计资料，钻井作业主要生产设备情况见表 5.1.1-1，每口钻井主要原辅材料消耗见表 5.1.1-2，主要原辅材料的组成及性质见表 5.1.1-3。

表 5.1.1-1 单井钻井主要生产设备使用情况

序号	名称		型号	规格	数量	备注
1	钻机		ZJ40L		1	
	井架		JJ225/43-K		1	
2	底座		DZ225/6-K	负荷：2250kN	1	底座高≥5m
3	提升系统	绞车	JC40L	最大输入功率 735kW	1	
		天车	TC225	最大钩载 2250kN	1	
		游动滑车	YC225	最大静负荷 2250kN	1	
		大钩	DG-225	最大钩载 2250kN	1	
		水龙头	SL225	最大静负荷 2250kN	1	高压工作压力 35MPa
	吊环	DH225	最大静负荷 2250kN	1		
4	转盘		ZP205	通孔直径 20.5in	1	
5	普通钻机动力系统	柴油机 1#	G12V190PZL-3	总功率≥2500kW	1	
		柴油机 2#	G12V190PZL-3		1	
		柴油机 3#	G12V190PZL-3		1	
6	发电机组	发电机 1#		≥300kW	1	
		发电机 2#		≥300kW	1	
7	循环系统配置	钻井泵	F-1000	额定功率≥1000 马力	2	
		钻井液罐		40m ³	6	总容积≥200m ³
		搅拌器	NJ-7.5	电机功率≥7.5kW	10	每具罐 2 台
		强力排污泵		≥22kW	2	套
	电动配浆漏斗		≥35kW	1	套	
8	传动装置				1	套
9	防爆电路				1	套
10	固控设备	振动筛	GPS-1		2	高频直线型振动筛
		除砂器	ZCS250×2	旋流器直径 250mm	1	处理量 200m ³ /h
		除泥器	ZQJ125	旋流器直径 100mm	1	处理量 200m ³ /h
		离心机	LW450-1000N		1	处理量 50m ³ /h
		除气器			1	
11	井控装置	环形防喷器	FH35-21		1	
		双闸板防喷器	2FZ35-21		1	或更高级别配置
		钻井四通	FS35-21		1	
		远程控制台	FKQ4005		1	
		节流管汇	JG-21		1	
		压井管汇	YG-21		1	
		防喷管线		压力等级与防喷器最高压力等级一致	1	套
		上旋塞			2	
下旋塞		2				

		箭形止回阀			1	钻台备用
					2	井下（含备用）
		防喷单根			1	标注关井标记线
		放喷管线	127mm 钻杆 通径（78mm）	压力等级：10MPa	≥50m	
		井控坐岗房			1	
		液气分离器			1	处理量≥300m³/h
		循环罐液面检测 装置			2	套
12	仪器 仪表	指重表	ZJC-40		1	含死绳、固定器
		立管压力表			1	
		测斜仪			2	
		测斜绞车			1	根据需要配备
13	钻机控制 系统	自动压风机			1	
		电动压风机	SH2-50HAC-SUU		1	
		刹车系统			1	
		辅助刹车	FDNDS-40		1	
14	钻台辅助 设施	液气大钳	Q10Y-M	最大工作压力： 16.3MPa；排量： 114L/min	1	
		B 型吊钳			2	
		上、卸扣猫头			1	
		气动小绞车	XJFH—5/35	额定负≥50kN	2	
		滚子方补心			1	与转盘匹配
15	配制钻井 液装备及 仪器	加重射流漏斗			1	与泥浆泵相连
		电动射流漏斗		电机功率 55kW	2	
		失水仪			1	
		密度仪			1	
		粘度仪			1	
16	消防 设施	干粉灭火器	MFT35 型		4	具
			MFZ	8kg	10	具
		CO ₂ 灭火器		5kg	7	具
		消防斧			2	把
		消防钩			2	把
		消防锹			6	把
		消防桶			8	只
		消防毡			10	条
		消防砂			4	m ³
		消防专用泵			1	台
		直流水枪	19mm		2	只
		100 m				
17	有毒 有害 气体 防护 装备	固定式气体 监测系统			1	
		便携式复合气体 检测仪			≥3	
		高压呼吸空气 压缩机			2	
		正压式空气			9-11	当班生产人员每

		呼吸器				人一套
		强力排风扇			2-3	
18	其它辅助 设施	燃油罐		60 m ³	1	
		清水罐		60 m ³	1	
		钻井液化验 值班房			1	栋
		钻井值班房			1	栋
		配件材料房			1	栋
		泥浆材料房			1	栋
		钻具管排架			1	套
		二层台逃生 装置			1	套
		钻台紧急滑道			1	套
		天车防碰装置			1	套
19	生活设施		每顶野营房入住人数 不超过 6 人			数量根据全队总 人数定

表 5.1.1-2 单井钻井主要原材料消耗

材料名称	单位	消耗	备注
膨润土	吨	27	钠级一级
重金石	吨	20	
CMC	吨	2	
纯碱	吨	1.28	99%一级
NH4-HPAN	吨	3.83	
PAM	吨	2	
K-PAM	吨	1.35	
KPA	吨	1.35	
有机硅	吨	2.7	
防塌润滑剂	吨	2.55	
桥塞堵漏剂	吨	3.83	
迪塞尔	吨	3.83	
水泥	吨	49.0	
粉煤灰漂珠	吨	3.75	
降失水剂	吨	1.05	RC-800
减阻剂	吨	0.12	ESZ
缓凝剂	吨	0.06	RC-800HZ
柴油	kg	30kg/100m	以实际进尺计算

表 5.1.1-3 主要原辅材料的组成及性质表

材料名称	物质组成及性质
膨润土	膨润土是一种黏土岩，亦称蒙脱石黏土岩，常含少量伊利石、高岭石、绿泥石、沸石、石英等；一般为白色、淡黄色，无臭、无味、无毒，具蜡状、土状或油脂光泽，密度 2~3g/cm ³ ；主要化学成分是二氧化硅、三氧化二铝和水，还含有铁、镁、钙、钠、钾等元素，Na ₂ O 和 CaO 含量对膨润土的物理化学性质和工艺技术性能影响较大。按蒙脱石可交换阳离子的种类、含量和层电荷大小，膨润土可分为钠基膨润土（碱性土）、钙基膨润土（碱性土）、天然漂白土（酸性土或酸性白土）。膨润土具有强的吸湿性和膨胀性，可吸附 8~15 倍于自身体积的水量，体积膨胀可达数倍至 30 倍；在水介质中能分散成胶凝状和悬浮状，这种介质溶液具有一定的黏滞性、能变性和润滑性；有较强的阳离子交换能力；对各种气体、液体、有机物质有一定的吸附能力，最大吸附量可达 5 倍于自身的重量；与水、泥或细沙的掺和物具有可塑性和黏结性。具有表面

	活性的酸性漂白土（活性白土、天然漂白土、酸性白土）能吸附有色离子，主要用于石油行业，可吸附石蜡、润滑油等石油类矿物的不饱和烃、硫化物、胶质及沥青质等不稳定物质和有色物质。
重晶石	重晶石是以硫酸钡(BaSO_4)为主要成分的非金属矿产品，纯重晶石显白色、有光泽，由于杂质及混入物的影响也常呈灰色、浅红色、浅黄色等，其化学性质稳定，不溶于水和盐酸，无磁性和毒性，可用作白色颜料，还可用于化工、造纸、纺织填料，在玻璃生产中可充当助熔剂并增加玻璃的光亮度，其最主要的用途是作为加重剂用于钻井行业中及提炼钡。
CMC	中文名为羧甲基纤维素钠，是目前世界上使用范围最广、用量最大的纤维素种类，分子式 $\text{C}_8\text{H}_{16}\text{NaO}_8$ ，密度 $0.5\sim 0.7\text{g/cm}^3$ ，外观为白色或乳白色纤维状或颗粒状粉末，无臭、无味，无毒，具吸湿性，易分散在水中形成透明胶状溶液，不溶于乙醇、乙醚等有机溶剂，具有粘合、增稠、增强、乳化、保水、悬浮等作用。
纯碱	碳酸钠常温下为白色粉末或颗粒，无味，具有盐的通性和热稳定性，易溶于水和甘油，微溶于无水乙醇，不溶于丙醇。水溶液呈强碱性，相对密度（ 25°C ）2.53，有刺激性，可由氢氧化钠和碳酸发生化学反应结合而成。碳酸钠是一种强碱盐，溶于水后发生水解反应（产生碳酸氢钠和氢氧化钠），使溶液显碱性，有一定腐蚀性，能与酸进行复分解反应，生成相应的盐并放出二氧化碳；稳定性较强，但高温下也可分解，生成氧化钠和二氧化碳；吸湿性强，长期暴露在空气中能吸收空气中的水分及二氧化碳，生成碳酸氢钠，并结成硬块。
$\text{NH}_4\text{-HPAN}$	$\text{NH}_4\text{-HPAN}$ （水解聚丙烯腈铵盐）是由腈纶丝高温高压下水解制得，为淡黄色粉末。含有 $-\text{COOH}$ 、 COONH_4 、 CONH_2 、 CN 等基团构成，具有一定的抗温和抗盐能力，且具有耐光、耐腐蚀的功能，由于 NH_4^+ 在页岩中的镶嵌作用，具有一定的防塌效果。本产品是由聚丙烯腈在高温高压下降解而形成，其主要成份含有羧酸、羧氨基、酰胺基和亚胺基等，其颗粒不易结块。该产品有较强降低钻井液降滤失量和高温高压滤失量，抗温能力强，抗热稳定性好等作用，具有一定的抑制粘土水化和防塌能力，同时具有较好的抗盐以及抗污染的能力。可以直接应用于各种水基钻井液体系中，用作降滤失剂、防塌剂，与聚丙烯钾盐共同使用可以增强降粘的作用，与多种处理剂可以配合使用。
PAM	聚丙烯酰胺，俗称絮凝剂或凝聚剂，是一种水溶性的高分子聚合物，主要用于各种工业废水的絮凝沉降、污泥脱水处理等。固体产品为白色颗粒，有吸湿性、絮凝性、粘合性、降阻性等，固含量 $\geq 88\%$ ，液态为无色粘稠胶体状，易溶于水，几乎不溶于有机溶剂。应用时宜在常温下溶解，温度超过 120°C 时易分解。聚合物无毒性、无腐蚀性及燃爆危险性。
K-PAM	聚丙烯酸钾是一种无毒、无腐蚀的井壁稳定剂，外观呈白色或淡黄色粉末，易溶于水。该产品具有抑制泥页岩及钻屑分散作用，兼有降失水、改善流型和增加润滑等性能，可有效抑制地层造浆并能与多种处理剂配伍，能改善钻井液的流变性能，有效地包被钻屑，抑制地层造浆。钾离子的存在，能防止软泥页岩和脆硬性泥页岩的水化和剥落，起到稳定井壁的作用，是一种应用广、较理想的井壁稳定剂。
有机硅	是指含有 Si-O 键、且至少有一个有机基是直接和硅原子相连的化合物，通常把那些通过氧、硫、氮等使有机基与硅原子相连接的化合物也当作有机硅化合物。其中以硅氧键 ($-\text{Si-O-Si}-$) 为骨架组成的聚硅氧烷，是有机硅化合物中为数最多，应用最广的一类，约占总用量的 90% 以上。由于有机硅独特的结构，兼备了无机材料与有机材料的性能，具有表面张力低、粘温系数小、压缩性高、气体渗透性高等基本性质，并具有耐高低温、电气绝缘、抗氧化稳定性、耐候性、难燃、憎水、耐腐蚀、无毒无味以及生理惰性等优异特性，广泛应用于航空航天、电子电气、建筑、运输、化工、纺织、食品、轻工、医疗等行业，其中有机硅主要应用于密封、粘合、润滑、涂层、表面活性、脱模、消泡、抑泡、防水、防潮、惰性填充等。
防塌膨润土	水基型润滑剂包括可溶性液、半合成液和合成液三种。可溶性油（又称乳化液）是由矿物油（或植物油）、水、乳化剂、添加剂组成的。它既具有油基型润滑剂润滑性好的优点，又具有水冷却性能良好的优点，同时也减少润滑剂使用过程中着火的危险。不足之处是容易被微生物污染而变质、腐败，影响其使用寿命；可溶性油通常配成浓

	缩液形式，使用时通常用水稀释成 1%~5%的水包油型稀乳化液。
桥塞堵漏剂	堵漏剂是一种凝结硬化快，小时强度高，具有微膨胀的水硬性材料，此原料无毒无味，经严格筛选，性能卓越，操作简便，用水调和即可使用，可在潮湿面上施工，亦可带水堵漏，效果奇特，此原料可广泛用于房屋，地下，水下，流沙隧道等工程的堵漏，止水，抢修，灌注及渗漏工程的施工和堵漏维修等。
水泥	粉状水硬性无机胶凝材料。加水搅拌后成浆体，能在空气中硬化或者在水中更好的硬化，并能把砂、石等材料牢固地胶结在一起，硬化后不但强度较高，而且还能抵抗淡水或含盐水的侵蚀。长期以来，它作为一种重要的胶凝材料，广泛应用于土木建筑、水利、国防等工程。
粉煤灰漂珠	一种能浮于水面的粉煤灰空心球，呈灰白色，壁薄中空，重量很轻，容重为 720kg/m ³ （重质），418.8kg/m ³ （轻质），粒径约 0.1mm，表面封闭而光滑，热导率小，耐火度 ≥1610℃，是优良的保温耐火材料，广泛用于轻质浇注料的生产 and 石油钻井方面。漂珠的化学成份以二氧化硅和三氧化二铝为主，具有颗粒细、中空、质轻、高强度、耐磨、耐高温、保温绝缘、绝缘阻燃等多种特性，可用于油田固井、管道防腐保温、海底油田、漂浮装置、油井钻探泥浆减轻剂、石油天然气输送管道等方面。
降失水剂	灰白色或黄褐色粉末，主要用于调整井及一般生产井的固井作业，防止流体窜流，提高固井质量。可与油井水泥和硅石粉、重晶石、钛铁矿、漂珠等多种外掺料配制出适合固井要求的水泥浆。掺量为 1.2~1.6%（占水泥质量），具有良好的防窜能力和一定的防漏能力。
减阻剂	是一种能减少流体在输送时所受阻力的试剂，多为水溶性或油溶性的高分子聚合物。水基乳胶状减阻剂，它是利用稳定剂、表面活性剂等添加剂，将聚合物粉末悬浮在水或水与醇的混合物中。这种产品具有聚合物浓度高、注入方便、在原油中溶解性好等优点，但也存在储存时间短、稳定性较差等缺点。
缓凝剂	延缓混凝土凝结时间而对后期强度无明显影响的外加剂。主要成分为多羟基化合物、羟基羧酸盐及其衍生物、高糖木质素磺酸盐，因其兼有减水作用，也称缓凝减水剂。此外，一些无机盐如氯化锌、硼酸盐、各种磷酸盐也有缓凝作用。掺量为水泥用量的 0.1~0.6%。缓凝剂适用于高温条件下连续灌注混凝土、大体积混凝土、预拌混凝土和泵送混凝土。

钻井液的使用应有利于环境保护，有利于保护油气层，有利于地质资料录取，有利于快速钻进和安全钻井，有利于除油排气，有利于复杂情况的预防和处理。根据建设方提供的钻井液、压裂液原辅材料的成分和性质可知，本项目钻井液、压裂液基本不含重金属等有毒物质。另外，钻井过程还使用少量增粘剂、乳化剂、页岩抑制剂、降粘剂、增蚀剂、加重剂、杀菌剂、解卡剂和 pH 控制剂等。对照《斯德哥尔摩公约》，本项目所用的原辅材料不属于禁用的 21 种持久性有机污染物，同时根据《危险化学品名录(2018 版)》，上述化学品也不属于危险化学品。对人类及周边环境影响较小。上述原辅材料暂存要求如下：

- (1)按照原、辅材料化学性质、用途分堆或分室存放于干燥、通风处；
- (2)室外存储应采取防晒、防雨淋、防渗措施，严禁在强光下暴晒；
- (3)应根据原辅材料的用量、供应及运输条件决定站场内原辅材料暂存量，不宜长期储存；
- (4)原辅材料应配备专人负责保管发放，定期查看，确保药品密封性良好。

5.1.2 动力能源消耗

本项目生产所需能源、耗能工质主要为新鲜水、电力。根据开发方案，拟建工程耗电能为 $99.43 \times 10^4 \text{kWh/a}$ ，新鲜水耗量 $16017 \text{m}^3/\text{a}$ （其中包括生活用水、修井和洗井用水等）。

5.1.3 伴生气平衡及水平衡

(1) 伴生气平衡

本项目新增伴生气首先满足蛟7增加热炉用气，富余伴生气管输至蛟一联综合利用，南58、南76-2井场因远离集输系统或暂时无法满足管输条件需在南58井场内设置临时拉油设施，与南58井场合建为井组拉油点，待该区域伴生气利用设施完善后纳入回收系统。本项目总体伴生气回收利用率约99%，伴生气平衡见表5.1.3-4和图5.1.3-1。

表 5.1.3-1 本次扩建完成后伴生气平衡表 单位： $10^4 \text{m}^3/\text{a}$

序号	分类	气量	占比统计%
1	产生情况	现有工程产气量	72.7
2		本次新增产气量	27.3
产生量合计		730.3	100
1	利用情况	伴生气作新建加热炉燃料利用	3.083
2		下游站场利用	95.92
3		开发过程烃类气体损耗	4.6
利用量合计		726.584	99%

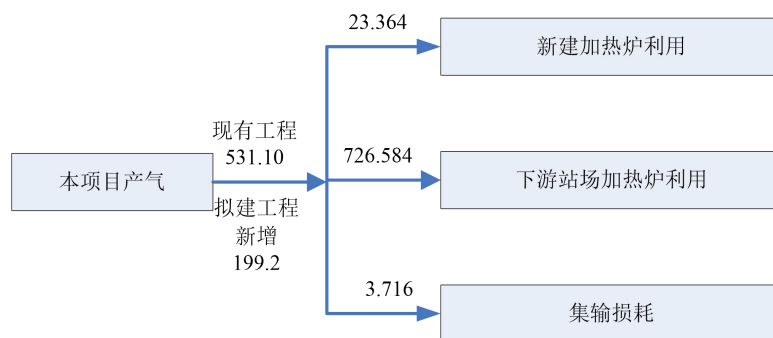


图 5.1.3-1 项目伴生气平衡图（单位： $10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ）

(2) 水平衡

本项目用水包括回注水、措施作业用水、加热炉循环水。本次滚动开发工程全部在现有井区基础上扩建，现有井区采出液平均含水率见表4.3.4-1，随着开采时间的延长，项目实施终期原油含水率将达到50%。根据各井区不同开发层位产能规模、含水率、净化油密度分别估算采出水量并加合，原油采出液分离出的采出水经采出水系统处理达标后全部回注油层；措施作业废水产生量估算方法见5.4.2.2节，经措施返排液处理站处理

达标后全部回注油层；本项目加热炉配置情况见表4.12.1-1，根据现有同类循环水箱循环补水情况估算水量。开采初期水平衡见表5.1.1-5和图5.1.1-2，开采终期水平衡见表5.1.1-6和图5.1.1-3。

表 5.1.1-5 项目实施初期水量平衡表 单位：m³/d

用水工序	来源	投入		循环水	产出		去向
		新鲜水	采出水		损耗	利用	
油田注水	原油采出液	/	51.85	/	2.074	49.779	回注油层
措施作业	水源井	47.05	/	/	9.41	37.64	回注油层
加热炉循环	水源井	1.2	/	22.6	1.2	0	/
生活用水	水源井	0.45	/	/	/	/	旱厕，定期清掏
合计	/	48.7	51.85	22.6	12.684	87.419	/

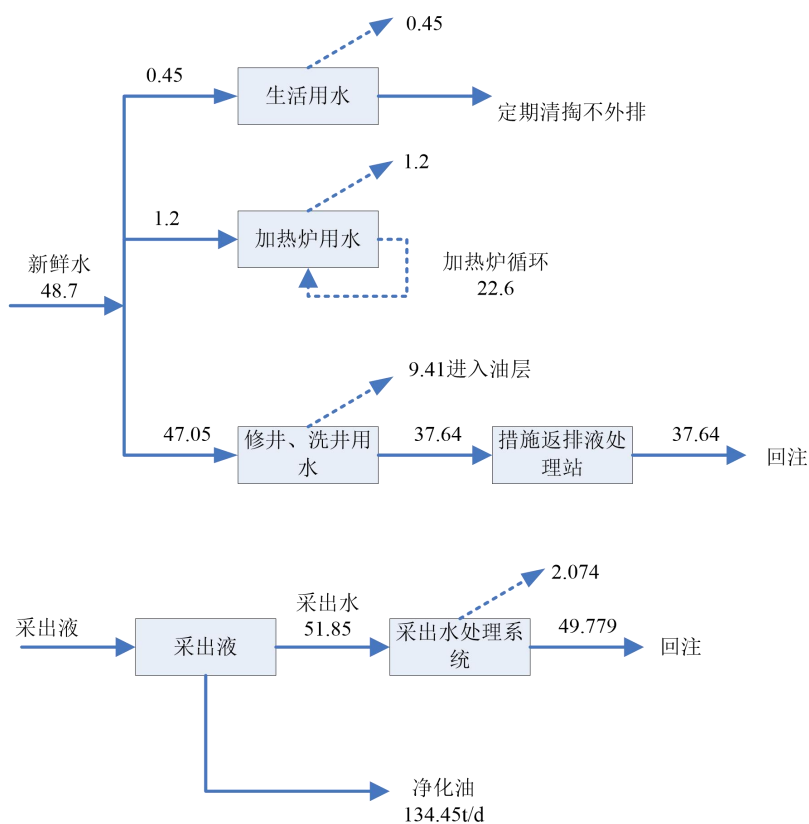


图 5.1.1-2 项目初期水平衡图 (单位：m³/d)

表 5.1.1-6 项目实施终期水量平衡表 单位：m³/d

用水工序	来源	投入		循环水	产出		去向
		新鲜水	采出水		损耗	利用	
油田注水	原油采出液	/	93.15	/	3.726	89.424	回注油层
措施作业	水源井	47.05	/	/	9.41	37.64	回注油层
加热炉循环	水源井	1.2	/	22.6	1.2	0	/
生活用水	/	0.45	/	/	/	/	旱厕，定期清掏
合计	/	48.7	93.15	22.6	14.336	127.064	/

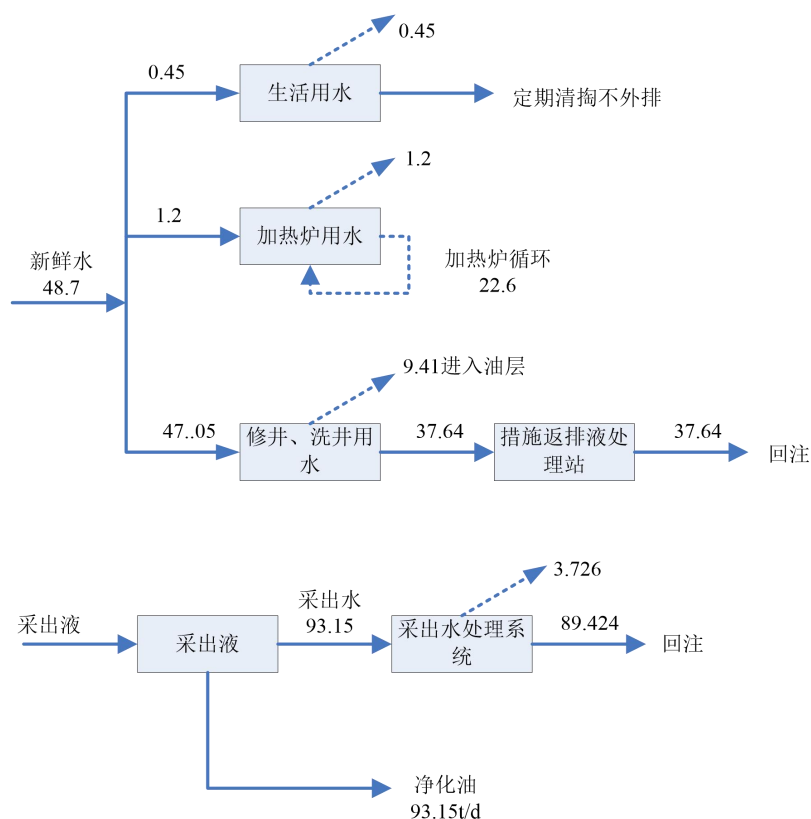


图5.1.1-3 项目实施终期水量平衡图（采出液含水率为50%）（单位： m^3/d ）

5.2 污染影响因素分析

油田开发是一项从地下到地面，包含多种工艺的系统工程。主要工艺过程有钻井、井下作业、采油、油气集输与处理、储运以及配套的供水、注水、道路建设、供电、通讯等辅助工程。

按照开发时序，油田开发可分为勘探、施工、运行和闭井四个阶段。勘探期是石油开采前的物探、试采时期，通过地质构造和物探、化探等探矿手段，布设少量探井的试验性开发工程；施工期、运行期主要包括钻采、集输、处理三个过程，是对环境造成影响的主要时期；闭井期主要是环境功能恢复时期。本项目是在现有开发井区内进行加密布井，因此工程分析主要针对施工期、运行期和闭井期三个阶段。

5.2.1 施工期工艺过程及产污环节

施工期主要包括钻井和井下作业、井场建设、管线敷设及道路建设等。

5.2.1.1 钻井作业

钻井作业包括钻前准备、钻进、录井、测井、固井、井口安装等，按顺序分以下过程：

(1) 钻前准备

包括定井位、修路、平井场、供水、供电、钻井设备安装等。

(2) 钻井过程

① 钻井：用足够的压力把钻头压到井底岩石上，使钻头牙齿吃入岩石中并旋转以破碎井底岩石的过程。

② 泥浆循环：在钻柱转动的同时，泥浆泵不断地工作，流经钻柱内孔和钻头喷嘴的钻井液冲击井底，将井底岩屑清洗、携带返至地面。

③ 接单根：随着岩石的破碎，钻柱不断下落，方钻杆完全落入转盘内，需要接长钻杆继续深钻。

④ 起下钻：如果钻头被磨损或更换不同尺寸钻头，则将井内钻杆全部起出，换新钻头再钻。

(3) 完井

油井钻至设计井深后，下入套管完井。

(4) 测井

下套管之前，利用测量地层电阻、自然电位、声波及放射性等方式确定含油层位等；

(5) 固井

固井是在井眼内下入套管柱，在套管柱与井壁环形空间注入水泥浆进行封固，封隔疏松、易塌、易漏等地层，封隔油、气、水层，防止互相窜通，形成油气通道；安装井口，以利于钻井和生产。固井工艺要求如下：

① 表层套管固井水泥反至井口，且套管内留有 10~20m 的水泥塞；

② 控制好井眼轨迹，降低套管下入摩阻，防止下入过程中因摩阻大造成套管箍螺纹密封失效；

③ 至少每根套管加 1 个刚性扶正器，提高套管居中度及水泥浆的顶替效率；

④ 水平段长度 $\leq 1200\text{m}$ ，采用关井阀；水平段长度 $> 1200\text{m}$ 采用漂浮接箍下套管，确保固井施工效果；

⑤ 优化水泥浆性能，提高水泥石的柔韧性，防止蹿层；

⑥ 固井 48 小时后试压，试压压力 15MPa（注水井试压 20MPa），稳压 30min 压降不大于 0.5MPa。

钻井过程的产污环节见图 5.1.2-1，具体包括：

(1) 钻井废水、废弃钻井泥浆、钻井岩屑；

(2) 钻井用的柴油机排放的烟气、噪声；

(3)修道路、平井场、管线敷设等施工扬尘；

(4)运输车辆噪声以及车辆尾气。

5.2.1.2 井下作业

井下作业是油田开发的重要工艺过程之一，在钻井过程及对油水井的维护过程都要涉及到井下作业，施工期井下作业主要包括射孔、压裂、试油等工艺。

(1)在钻井、测井、固井后要进行射孔，将射孔枪下入套管中的油层部位，用射孔弹将套管射成蜂窝状孔，使原油流入套管并用抽油泵抽出。

(2)压裂作业的主要目的是为了扩大含油岩层渗滤面积，提高渗透性，提高单井产量。

(3)试油是利用专用的设备和方法，对通过地震勘察、钻井录井、测井等间接手段初步确定的可能含油层位进行直接的测试，并取得目的层的产能、压力、温度、油气水性质以及地质资料的工艺过程。

上述井下作业过程的主要产污环节见图 5.1.2-1，包括：

(1)压裂及试油作业产生的废防渗布、钻井添加剂的外包装袋、钻机更换的废润滑油及其包装桶；

(2)试油作业产生的试油废水、落地油；

(3)压裂作业产生的压裂返排液、噪声；

(4)施工机械和运输车辆噪声以及车辆尾气。

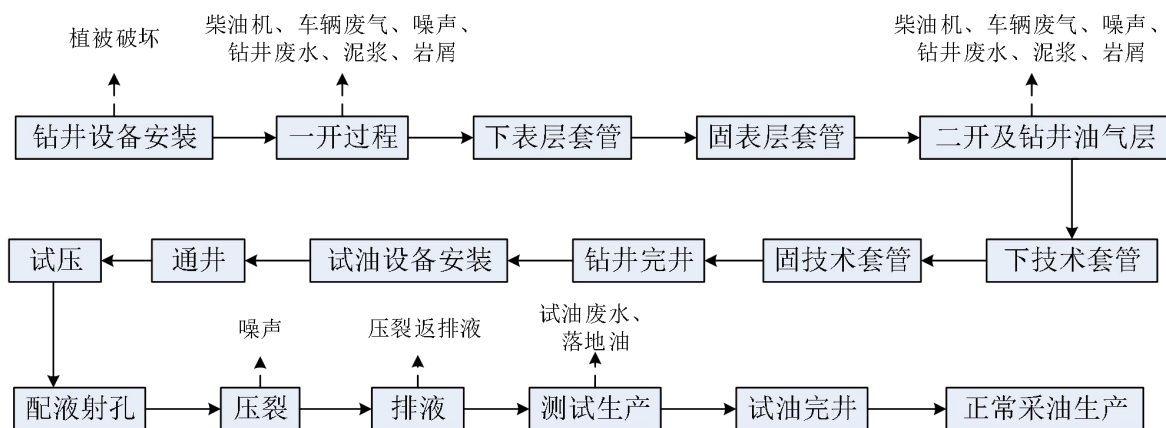


图 5.1.2-1 钻井及井下作业工艺流程及产污环节图

5.2.1.3 地面工程

本项目地面工程建设内容包括站场、井站和管线、道路工程及其他辅助工程。

井场及管线施工工艺流程及产污环节见图 5.1.2-2、道路工程施工及产污环节见图 5.1.2-3，地面工程建设污染影响主要为基础开挖、材料运输和土方回填等产生的施工扬尘、建筑垃圾等。

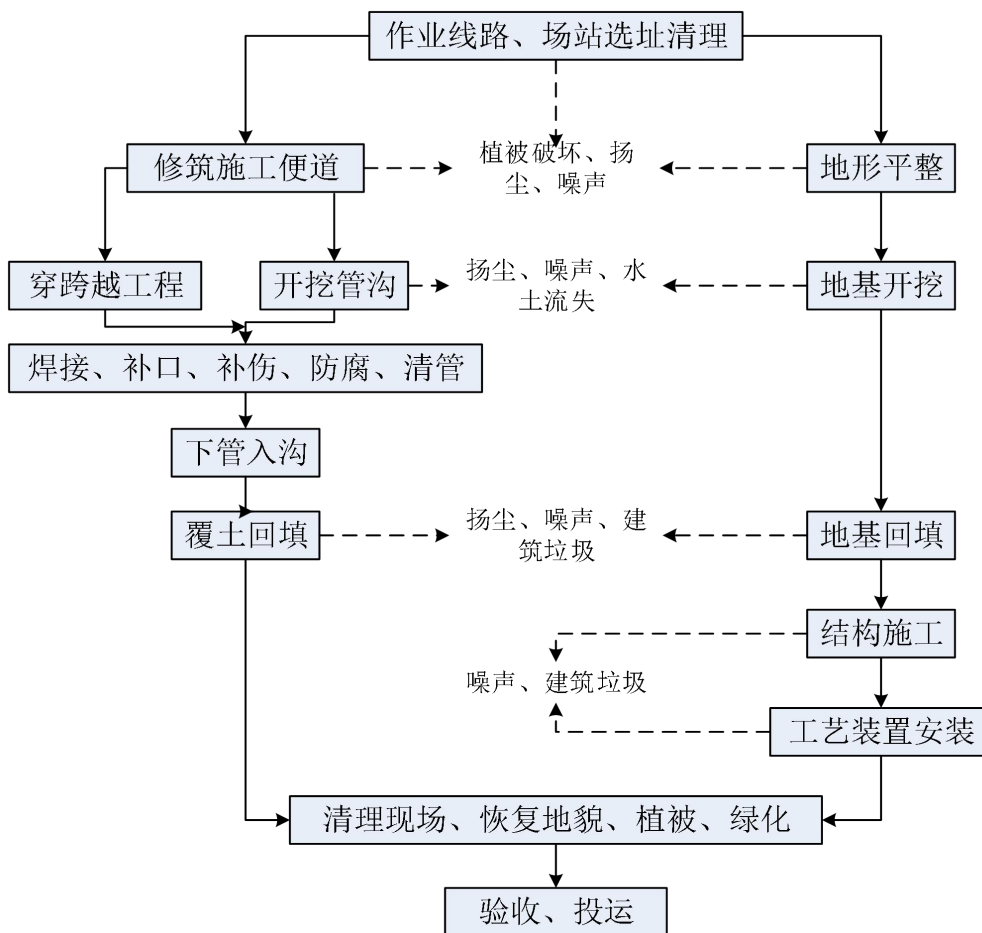


图 5.1.2-2 井场及管线工程施工流程及产污环节图

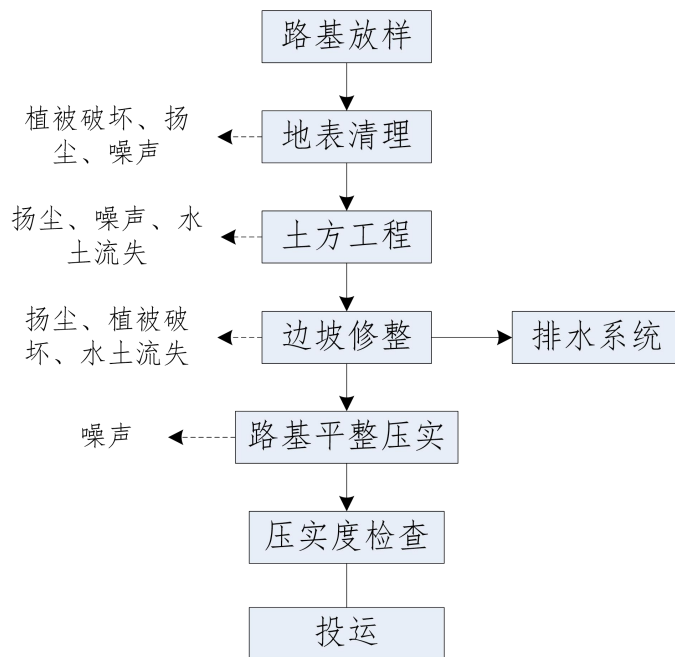


图 5.1.2-3 道路工程施工流程及产污环节图

5.2.1.4 管线穿跨越工程

本项目采油、集油管线、输气管线穿跨越类型为道路，蛟 8-10 井场至蛟 8-3、蛟 8-13 井场注水管线穿跨越类型为河流，蛟 7 增至蛟一联集油管线、输气管线穿跨越冲沟 1 次；道路穿跨越方式见表 4.8.3-1。道路、河流穿越方式为大开挖穿越。蛟 7 增至蛟一联集油管线、输气管线穿跨越冲沟采用桁架跨越。桁架跨越方式见图 5.1.2-4。

① 冲沟穿跨越工程

桁架式跨越在石油天然气长输管道、天然气处理厂、石油炼化厂等工程中有着广泛的应用，桁架的弦杆、腹杆一般采用钢管，通过上下弦水平钢件组成空间桁架，管道及检修通道安装在水平杆件上。根据管道、检修通道等桥面系设置的不同，分为上承式和下承式，常见的为下承式桁架，下承式桁架结构示意图见 5.1.2-4。

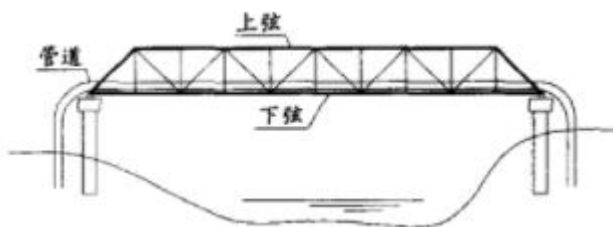


图 5.1.2-4 下承式桁架结构示意图

② 道路穿越工程

项目管线普通水泥路穿越采用大开挖+套管直埋方式。

普通水泥路穿越采用大开挖方式通过，工作管外加钢筋混凝土套管。套管顶埋深距路面埋深不小于 1.2m；同时，同时穿越应单独试压，强度实验压力同两侧的线路部分。管道穿越公路施工方式断面示意图见图 5.1.2-5。

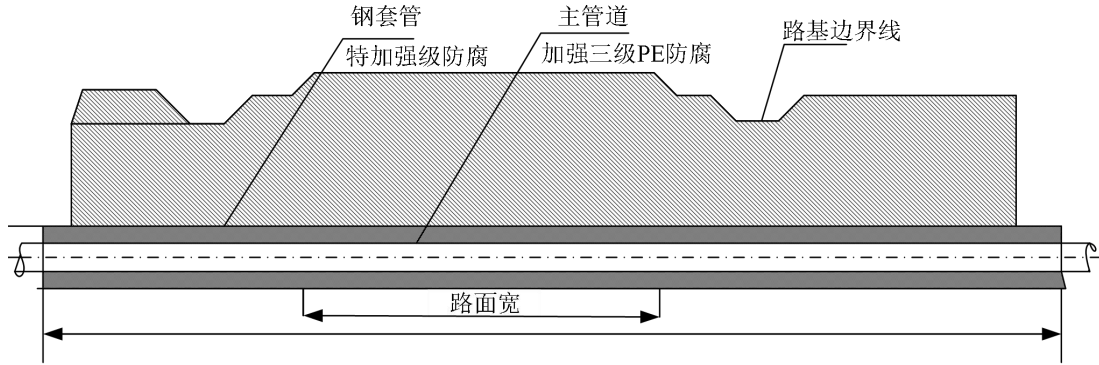


图 5.1.2-5 道路穿越施工方式断面示意图

③河流穿跨越工程

本项目管线穿越元城川采用大开挖方式，穿越段采用钢筋混凝土套管进行保护，大开挖施工工艺见图 5.1.2-6。

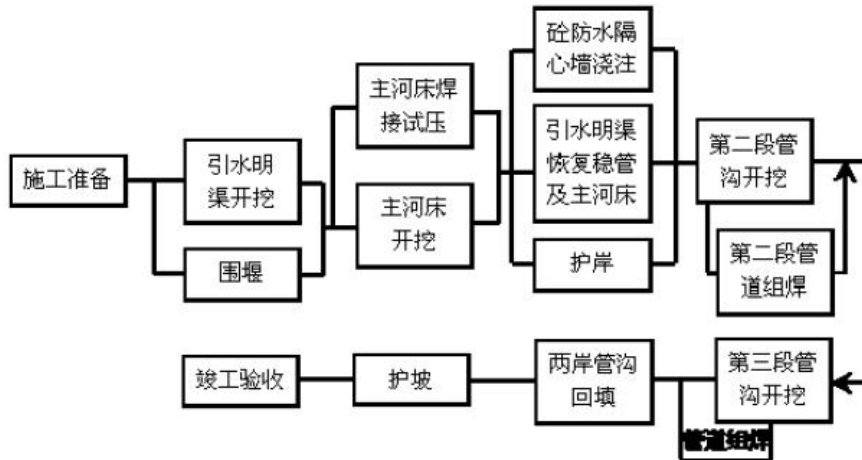


图 5.1.2-6 围堰导流穿越河流施工流程图

围堰导流开挖管沟法施工断面示意图 5.1.2-7 所示。

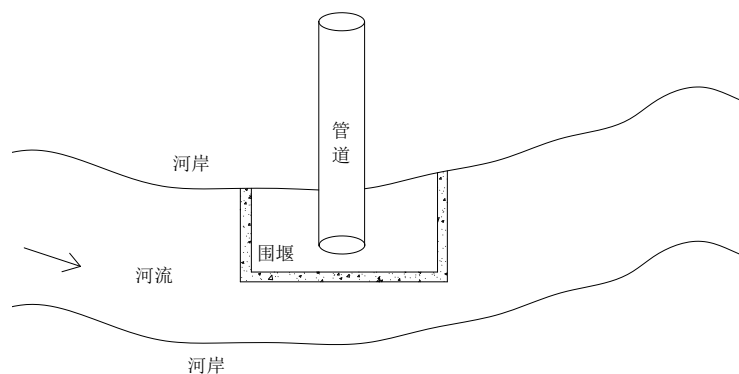


图 5.1.2-7 围堰导流穿越河流施工流程图

大开挖穿越可能会使河水中泥沙含量增加，对河流水质会产生短期影响；管沟回填后多余土石方处置不当可能造成河道淤积和水土流失。

④焊接与防腐

项目管道焊接不得低于《钢制管道焊接及验收》GB/T31032-2014的相关要求；采用氟电联焊焊接，焊条选用E4315焊条；动火作业过程中，应根据安全工作中规定的气体检测时间和频次进行检测。动火作业需要管线打开的，具体执行《管线打开安全管理规范》Q/SY1243-2009。挖掘作业中的动火作业还应遵循《挖掘作业安全管理规范》Q/SY1247-2009的相关要求，采取安全措施，确保动火作业人员的安全和逃生。

施工现场对焊缝进行内外防腐处理。

⑤探伤

环形焊缝均采用100%的射线照相检验，对于穿越路段，采用射线和超声波探伤相结合检验方式。射线和超声波探伤检验，应符合《石油天然气钢制管道无损检测》（SY/T4109-2005）的相关规定。现场进行X射线照相检测时，应采用剂量测试设备测定环境的辐射剂量，按GB16357的规定划定控制区和监督区，设置警告标志。现场进行 γ 射线照相检测时，应采用剂量测试设备测定环境的辐射剂量，按GB18465的规定划定控制区和监督区，设置警告标志。对探伤区域利用铅屏等进行辐射防护，并避免射线照射人群；放射工作人员做好个人防护并佩戴个人剂量计，携带剂量报警仪，根据剂量监测情况，调整射线探伤作业次数。

本项目探伤委托有资质单位完成，无损探伤不在本次评价范围内。

⑥管道清管试压

管道填埋前及下沟后必须进行管道试压。本项目采用清水为试压介质。管线试压时较长的管线 ($\geq 2\text{km}$) 分段试压, 每2km试压一次, 较短的管线整体试压, 试压水重复利用, 试压完成后用于周边场地洒水降尘, 不外排。

管道清管试压程序如下: 采用压缩空气清管→管段测径→管段上水→管段升压→管段稳压→管段泄压、排水→压缩空气扫水。试压废水经临时沉淀池处理后, 循环利用, 最终经罐车运送至返排液处理站处理达标后回注。

5.2.2 运行期工艺过程及产污环节

5.2.2.1 采油

采油是借助油层的自身压力或使用机械方式, 使原油从地下储油层产出的工艺过程。本项目开发油藏部分属于超低渗透油藏, 天然能量不足, 地层压力较低, 为保持油层压力, 达到稳产目的, 采用向油层注水的方式, 驱替原油, 即采用水驱采油的方法。注水采油示意图见图 5.2.2-1。

伴随采油过程的进行, 将从采出液中分离出的大量的含油废水, 其量随着油田开采年限的增加呈逐渐上升趋势。

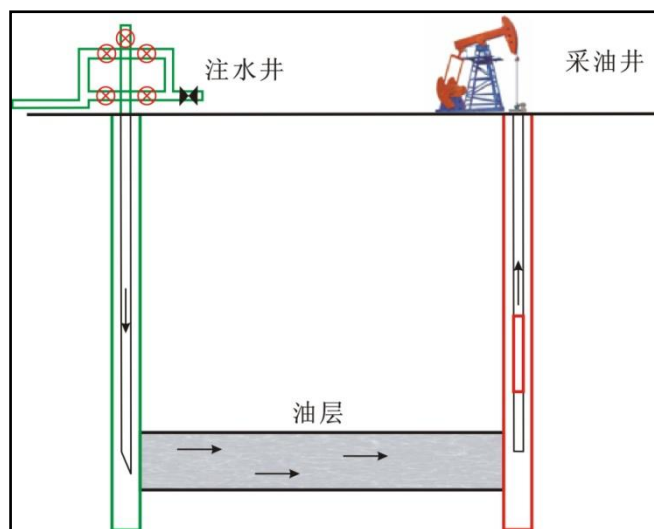


图 5.2.2-1 注水采油示意图

5.2.2.2 油气集输

油气集输就是将油井中采出的原油和伴生气, 通过管线输送至下游接转站(脱水站)或联合站。在站内进行计量和油、气、水分离, 分离出的伴生气主要作为油田生产用燃料或综合利用, 分离出的油田采出水处理达标后作为回注水, 处理后的原油经脱水计量后, 经管线外输。项目整体原油处理工艺见图 5.2.2-2。

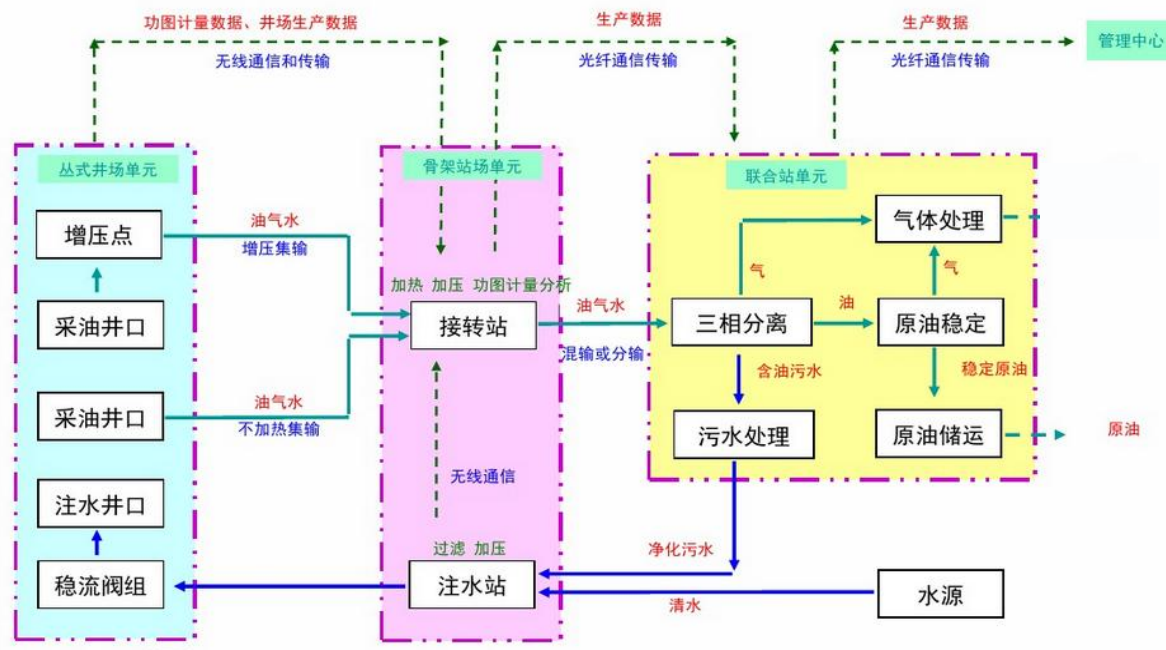


图 5.2.2-2 原油集输整体工艺流程图

5.2.2.3 五蛟西措施返排液处理站

改建后五蛟西措施返排液处理站设计处理能力为 $480\text{m}^3/\text{d}$ ($20\text{m}^3/\text{h}$)，本次对返排液处理站进行改造，改造后的工艺流程如下：

I、工艺流程简述：

2 具卸水箱→2 具 100m^3 调节水罐→返排液处理装置（油水分离+气浮+过滤）→净化水箱（1 具 100m^3 净化水罐）→外输区

II、工艺说明

①措施返排液由罐车运至站内后由卸水台卸水至卸水箱，卸水箱接收原水后由泵送至调节水箱，主要功能除了作为接收水罐外，还对浮油和悬浮物进行初步的沉降分离的作用。本项目中设置调节水罐，在此期间可对浮油和悬浮物进行初步的沉降分离。

②气浮除油是向污水中加入微小气泡，并使气泡表面附着水中油珠和小粒径的固体颗粒向水面上浮，从而得到油、固体和水的分离，带气絮粒由原油珠、悬浮物、气泡和浮选剂四种物质组成，由于气体密度仅为水密度的 $1/775$ ，因而带气絮粒附着的气泡越多，则其视密度就越小，因而越易上浮分离。带絮颗粒上浮到水面，通过连续刮渣机撇渣至收油池，底部清液通过液位调节装置排入集水室。

③过滤单元：采用二级过滤，活性炭出水进入浅层砂缸，砂缸内装纤维球填料，用于吸附油脂砂缸后面增加二个袋式过滤器，一用一备，便于及时更换，袋式过滤器选用

单袋 2 号袋，单台出水 25 吨，过滤精度 1 微米做到前面生化，气浮机的保护排放。来水经过滤后继而进入清水箱用于回注。

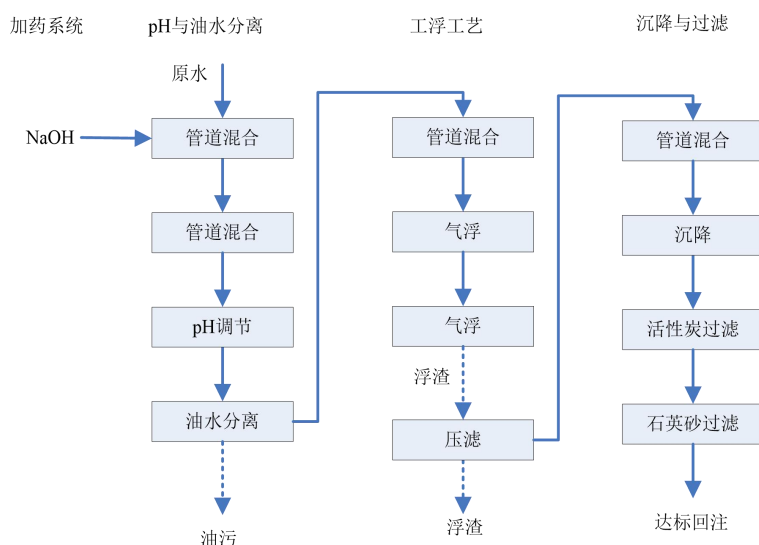


图 4.15.2-1 项目运行期工艺流程图

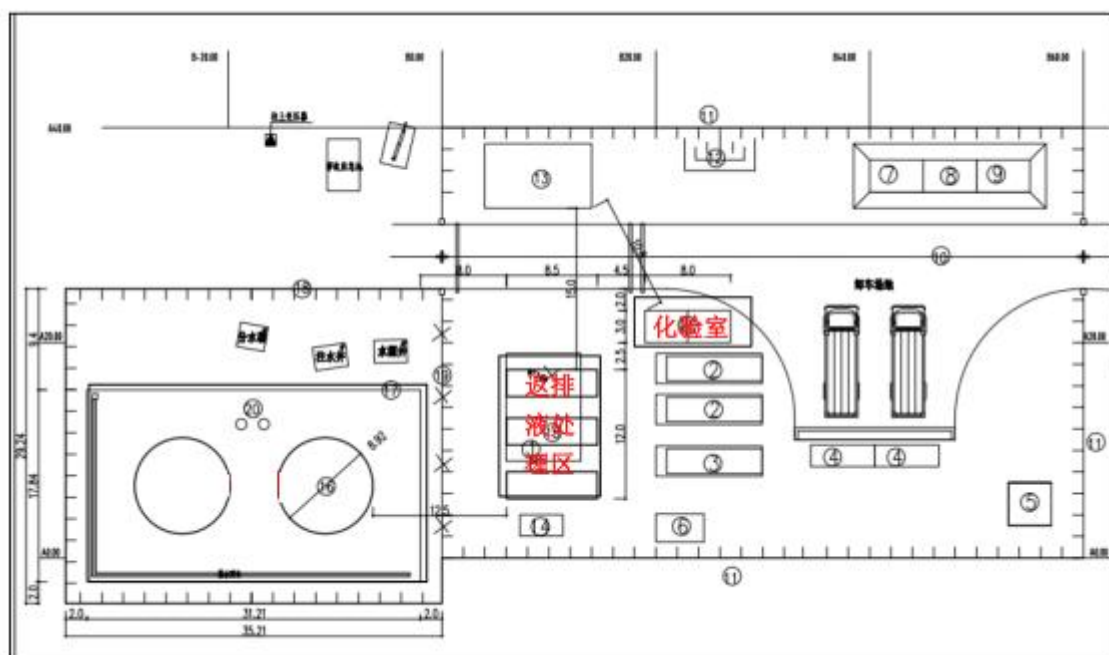


图 4.15.2-2 五蛟西返排液站总平面布置图

5.2.2.4 运行期措施作业

运行期根据生产情况对油水井进行不定期的措施作业，措施作业包括压裂改造、大小修井、解堵等，其主要作业环节基本相同，污染物主要是起管柱过程散落的少量的落地油、刮削作业过程产生的含油污泥、烃类气体挥发，以及洗井环节产生的洗井废水，压裂改造作业的污染物主要是压裂返排液。

(1)压裂改造

压裂改造主要针对低产采油井，通过改造实体提高产量的目的。作业时长约 30 天，压裂改造的工艺流程与新钻井相同，主要包括：井架安装、试压，起原井杆柱，防喷、试压、起管柱，填砂，通井，刮削、压裂，压力扩散、放喷求产，试压，冲砂，通井，下完钻管，试抽等环节。其产排污环节见图 5.2.2-1。

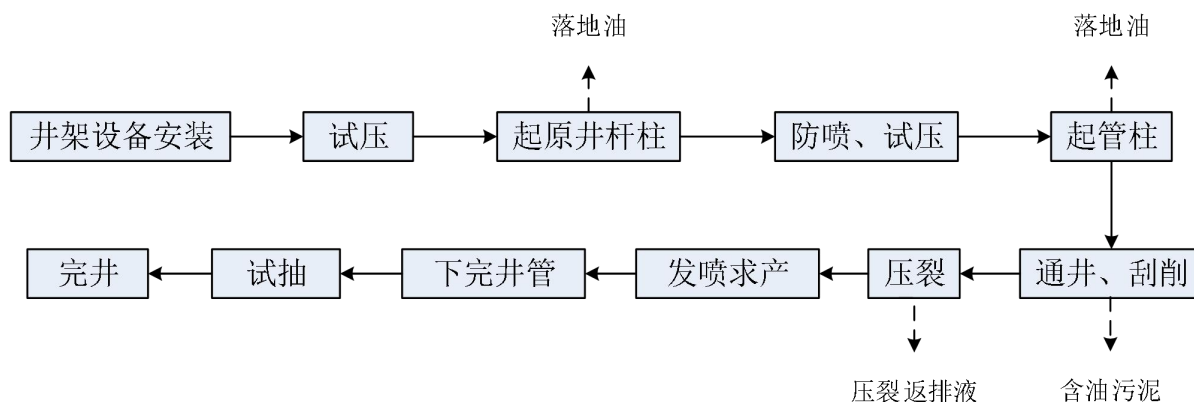


图 5.2.2-1 压裂改造作业施工流程及产污环节图压裂改造

(2)复合解堵

部分现有生产井可能由于地层堵塞导致单井产量下降，需通过符合解堵作业提高油井产量。解堵作业时长约 20 天，其工艺步骤主要包括：设备安装，放压、起原井杆柱，试压、套起管杆，探底、洗井，通井、刮削，酸化，放压、洗井，试压、完井。其产排污环节见图 5.2.2-2。

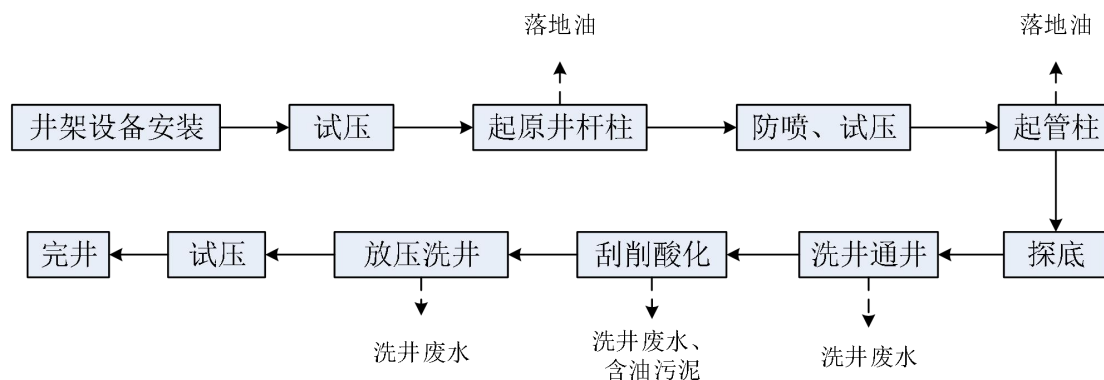


图 5.2.2-2 复合解堵作业施工流程及产污环节图

根据上述工艺分析，运行期主要产污环节为：

- (1)油井井口挥发的烃类气体。
- (2)油气集输过程产生的无组织挥发烃类气体、加热炉烟气、油田采出水、含油污泥及机泵噪声等。

(3)井下作业过程中可能会产生洗井等措施返排液、落地油以及刮削井筒产生的含油污泥，设备维护及修井作业产生的废防渗布、废润滑油及其包装桶。

5.2.3 闭井期工艺过程及产污环节

闭井期为油井闭井期后，停运、关闭、恢复土地使用功能的时段。闭井后作业内容包括拆除井场的采油设备、设施，封闭出油层段和采油井口，拆除部分管线等施工过程。其中，封井的主要措施工序如下：

(1)井口处理

压井后安装井控井口，井口应具备注入压井、放空循环、总控 3 套控制阀门，且具备取油压、取套压、洗井、压井等条件。要求井口与防喷器、简易防喷控制装置具有良好的统配性能。

(2)套内处理

套内处理的目的是使射孔井段底界 5m 以上无任何落物存在。通过通井、冲砂、刮套、验窜、热洗 5 套常规程序确保井筒内无落物、砂埋，套管壁无杂质、结垢、油污等，并对井下有故障情况尤其是套损漏失情况进行判断。如遇落物卡阻井，根据井筒内落物、卡阻类型，选取针对性的打捞、解卡工具及管柱进行处理。如遇套管变形井，根据套变具体形式，采取大修冲胀、磨铣等整形或打通道工具管柱实施治套，之后试挤，根据设计要求下入分段或循环封井管柱，实施套内封井。

(3)套外处理

为避免对地下水产生污染，对固井质量不合格、易发生管外窜槽井，套管外水泥返高未到地面的井实施大修，并采用循环固井方式封堵套外，从而使含水层与生产层段和地表之间形成有效隔离，使其免受地层流体或地表水窜入的污染，实现永久封固。

(4)封后井口处理

封后井进行定位，建账存档，便于以后调档查阅；封井完成后割掉井口，加装专用的可开启式封井井口帽子，下卧至地下 0.5m 以下；在井口位置做永久标示，注明井号，指示风险，围栏圈闭保护，严禁在上面建任何建筑物，并要求周边建筑物必须有一定的安全距离。

闭井期产污环节主要是采油设备、部分输油管线的拆除过程产生的落地油。

5.3 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。

5.3.1 施工期

(1) 占用土地、压占破坏植被

工程占地包括永久占地和临时占地。临时占地包括钻井井场、管线、各类站场施工临时占地。本项目永久占地包括井场、道路等。永久占用的土地将永久性的改变土地利用结构和功能，临时占地将在短期改变土地利用的结构和功能，但施工结束后，经过 2~3 年后可恢复原有使用功能。

(2) 破坏植被

施工期对植物的影响主要有占地面积原有植物的清理、占压及施工人群的干扰。工程不但造成直接破坏区的植被剥离，还将对间接破坏区的植被造成压占，将造成局部区域生物量的减少。

(3) 破坏、污染土壤

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

(4) 扰动地表，引起新的土壤侵蚀、水土流失

评价区位于黄土梁峁区，主要土壤侵蚀类型为水力侵蚀。工程施工活动将破坏地表植被，改变地表形态，如不及时对进行恢复和重建，土壤的新坡面扰动可能成为新的侵蚀点加重水土流失。

5.3.2 运行期

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

5.3.3 闭井期

闭井期主要是生产井的陆续停运、关闭、恢复土地使用功能时段。闭井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。

5.4 污染源分析及源强核算

5.4.1 施工期污染源分析

5.4.1.1 废气

(1) 钻井柴油机废气

根据《石油石化工业环境统计方法汇编（废气部分）》，钻机柴油机废气排放系数为 $0.3949 \times 10^4 \text{m}^3/\text{t}$ 柴油， NO_x 、烟尘和 SO_2 排污系数分别为 $62.8\text{kg}/\text{t}$ 柴油、 $1.5\text{kg}/\text{t}$ 柴油，和 $4\text{kg}/\text{t}$ 柴油。钻井过程柴油消耗量平均为 $30\text{kg}/100\text{m}$ ，本项目平均钻井深度 2065m ，油、水井总计 41 口，钻井期柴油总消耗量约 25.399t （含硫 0.2% ）。则根据上述排污系数估算，项目施工期柴油机废气排放量约 $10.03 \times 10^4 \text{m}^3$ ，整个钻井作业期间共排放 NO_x 约 1.59t 、 SO_2 约 0.102t 、颗粒物约 0.038t 。

(2) 车辆排放的尾气

钻井和地面工程建设过程中，设备材料拉运的需要运输车辆较多，初步估算各类车辆约 50 辆，车辆尾气会对大气环境造成一定污染。每辆车日耗油量约 11.52kg ，则每辆车平均日排放烃类物质 0.025kg 、 NO_x 为 0.034kg 。项目钻井及地面工程建设工作主要集中在 4~9 月份（180d），预计整个施工过程可排放烃类物质 0.23t 、 NO_x 为 0.31t 。

(3) 施工扬尘

扬尘污染主要发生在管沟开挖、基础处理、材料运输和土方回填以及开辟施工场地与便道环节中。

① 施工场地表层剥离扬尘

本项目井场、管线表层剥离过程采用挖掘机直接剥离。在剥离过程中会产生一定量的扬尘，类比同类型项目剥离扬尘量，本项目剥离扬尘量约为 $0.2\text{t}/\text{a}$ ，但由于排放点接近地面，在洒水除尘较好的情况下，抑尘效率达 65% ，因此在表层剥离时对表层适当喷洒一定的水，可将剥离扬尘量降至最低，则扬尘排放量约为 $0.07\text{t}/\text{a}$ 。

② 管线临时堆土场扬尘

管线施工过程中，开挖土方在管沟两侧临时堆放时间约 30d。大风天气下易形成无组织排放源。评价采用《无组织排放源常用分析与估算方法》（李亚军，西北铀矿地质，2005 年 10 月）推荐的露天堆放物料无组织排放量估算公式进行计算：

$$Q=0.0666 \times k \times (u-u_0)^3 \times e^{-1.023w} \times M$$

式中：Q—堆场场地起尘量， mg/s ；

u_0 —50 米高度处的扬尘启动风速，一般取 $4.0\text{m}/\text{s}$ ；

u —50 米高度处的风速，取 $4.9\text{m}/\text{s}$ ；

w —物料含水率， 10% ；

M —堆场堆放的物料量，2.4 万 t；

k —与堆放物料含水率有关的系数，取 1.019。

经计算，本项目土方堆放场地起尘量为 1184mg/s，则管线施工阶段扬尘总排放量为 3.07t。

③运输扬尘

施工期井场道路仅简单平整、压实，路面土质较松软，车辆在行驶过程中起尘量较大，评价采用《无组织排放源常用分析与估算方法》（李亚军，西北铀矿地质，2005 年 10 月）推荐的汽车在有散状物料的道路行驶的扬尘估算公示：

$$Q_y = 0.123 \times (V/5) \times (M/6.8)^{0.85} \times (P/0.5)^{0.72}$$

$$Q_t = Q_y \times L \times (Q/M)$$

式中： Q_y —交通运输起尘量，kg/km·辆

Q_t —运输途中起尘量，kg/a；

V —车辆行驶速度，30km/h；

P —道路表面物料量，以每平方米路面灰尘覆盖率来表示，0.05kg/m²；

M —车辆载重，20t/辆；

L —运输距离，40km；

Q —运输量，t/a，根据施工时长取 180d。

将参数代入公式，计算出本项目施工阶段车辆扬尘总排放量为 68.8t。

5.4.1.2 废水

(1) 钻井废水

钻井废水主要包括油田开发初期在油（水）井钻进过程中起降钻具带出的部分地层水、废钻井液等，其主要污染物为 SS、COD、石油类等，钻井废水主要有以下特征：

①偏碱性：pH 值约 8.0~11.0；

②悬浮物含量高：在钻井液中含有大量的粘土和钻井液加重剂，且钻井液在循环过程中还携带了部分钻井岩屑，这些固体颗粒很容易进入钻井废水造成悬浮物含量高；

③有机、无机污染物含量高：由于钻井液中含有各种有机、无机的钻井液添加剂，主要有 CMC、PAM、SMC，以及降失水剂等，因此在钻井液循环使用的过程中，钻井液添加剂中的有机、无机污染物易进入钻井废水。

根据油田公司提供的钻井废水水质检测数据，根据油田公司提供的统计资料，钻井废水主要污染物浓度见表 5.4.1-1。

表 5.4.1-1

钻井废水主要污染物浓度

单位:mg/L

污染物	SS	COD	石油类
产生浓度	2250	5000	19.1

根据钻井现场经验，钻井废水产生量约为 $130\text{m}^3/1000\text{m}$ 进尺，本项目总进尺约 84840m 。则钻井废水最大产生量约 11029.2m^3 ，这部分废水随钻井固废排入泥浆不落地工艺装置。采用“泥浆不落地工艺”处理后，其中约 95% 可以循环利用，剩余 5%（约 551.47m^3 ）临时贮存于井场废液罐内，由罐车拉运至措施废液处理站进行处理，处理达标后回用于油田注水开发，不外排。

泥浆不落地工艺介绍：

“泥浆不落地工艺”即随钻随治工艺，工艺原理见图 5.4.1-1，钻井过程中产生的钻井废水和钻井固废一起被收集至钻机配套的循环系统，利用振动筛进行初次固液分离，将泥浆中大颗粒的岩屑分离出来，初次分离后的液相进入除砂器进行二次固液分离，再将泥浆中的砂石分离出来，二次分离后的液相进入除泥器进行第三次固液分离，将泥浆中的泥砂分离出来，三次分离后的液相进入离心机将液相中的悬浮物分离处理，分离后的液相进行 pH 值调节以及钻井液材料调配后再通过泥浆泵输送至井口进行循环利用；前三次分离出的固相经固液分离设备再次分离，不可利用的液相拉运至依托的措施废液处理站进行处理，分离后的固相与离心机分离出的固相由钻井施工单位委托专业单位进行处置，综合利用。

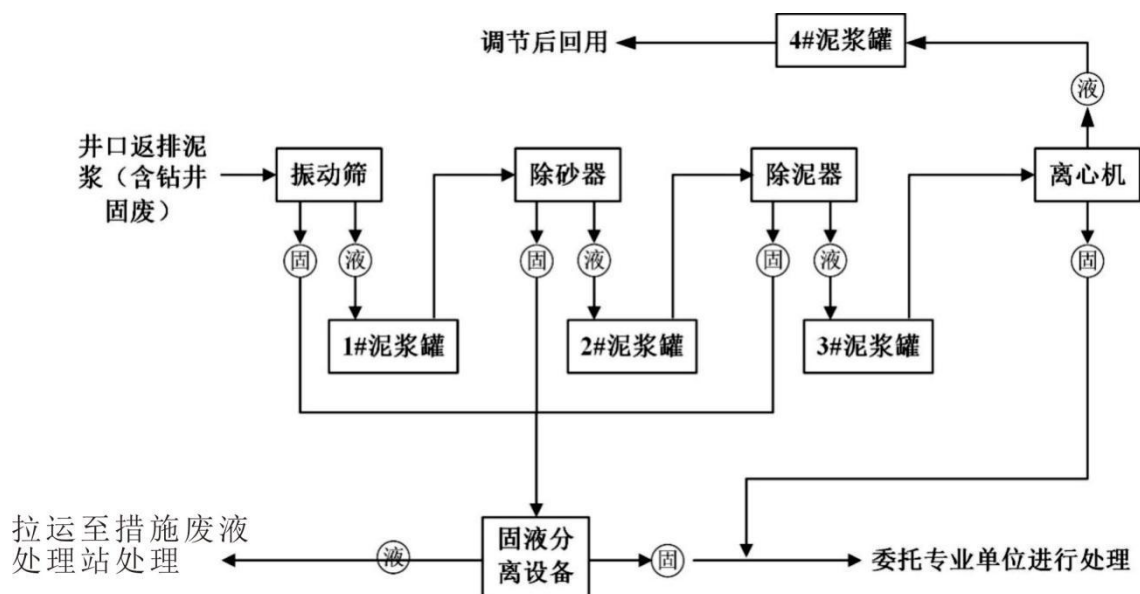


图 5.3.1-1 “泥浆不落地”工艺原理示意图

(2) 试油废水

油井试油是在油井完成后，把油、气、水从地层中抽到地面并经过专门测试取得试油资料，包括油、气、水产量数据、压力数据、原油物性数据及温度数据等。试油过程产生的废水具有粘度高、COD 高等特点，且含有一定的压裂液、支撑剂及石油类等物质，参考文献资料《高粘度试油废水絮凝处理技术探索》（2013.6）中取自长庆油田 X47-113 井的试油废水水样检测数据，试油废水中污染物浓度见表 5.3.1-2。根据现有开发统计数据，每口采油井试油产生试油废水量约 30m³，本项目拟新钻采油井 36 口，试油废水产生量为 1080m³。试油废水全部收集进罐，试油结束后运输至依托措施返排液处理站，处理达标回注。

污染物	SS	COD	石油类	pH
浓度	346	7542	121	9~10

(3)压裂返排液

压裂是利用地面高压泵组，将前置液注入井中，通过井底高压在地层中产生裂缝，将带有支撑剂的携砂液注入缝中，并在缝中填以支撑剂。停泵后，压裂液粘度在破胶剂的作用下逐渐降低返排出地面，并在地层中形成具有高导流能力的支撑裂缝，有利于原油从地层渗入井筒。压裂返排液的主要成分包含胍胶、石油类及其它各种添加剂。根据钻井技术方案，压裂液的产生量为 110m³/井，项目拟新钻采油井 36 口（注水井不需要压裂），返排液总产生量约 3960m³，《长庆油田 2019 年措施返排液处理站实施方案（第一批）》（西安长庆科技工程有限责任公司，2019 年）对各采油厂运行过程中产生的各类措施返排液成分进行了实测分析，以作为措施返排液处理站设计进水水质指标，根据该普测统计数据，压裂返排液水质指标见表 5.4.1-3。

废液类型	pH	含油量 (mg/L)	悬浮物 (mg/L)	矿化度 (mg/L)	色度(度)	粘度(mPa·s)	溶解氧 (mg/L)
压裂返排液	6~9	20~50	200~1000	5000~10000	500~2000	2~15	1~3

根据作业规程，压裂过程采取带罐上岗作业模式，压裂返排液全部回收入罐，优先在井场内进行再利用，无法循环利用的待压裂结束后分批次运至现有措施返排液处理站处理回注，不外排。

(4)试压废水

本项目管道工程分段试压以测试管道的强度和严密性，试压前采用清管器进行清管，根据油田运行经验，同沟内铺设的油气管线与注水管线试压用水重复利用以减少用水量。

根据管径和管道长度计算管道容积，并取容积的 1.2 倍为实际用水量，据此估算本次产建工程新建管道试压用水量约为 540m³ 左右，试压废水分散于各管道施工场地，试压废水内主要污染物为少量悬浮物等，按照环保部门管理要求，试压后产生的试压废水经收集后拉运至就近的措施废液处理站处理达标后回注油层，不外排。

(5) 生活污水

本项目部署井场 11 座，油水井总数 41 口，设计单井钻井周期 15 天，则平均每座井场施工周期约 78.5 天，考虑钻机安装、拆除等作业时间，保守估计单座井场的总施工时间为 90 天。新建增压站 1 座，改建五蛟西措施返排液处理站 1 座，改扩建站场小型工程施工周期按 90 天计。

施工期生活用水指标参照《甘肃省行业用水定额（2017 版）》中水源水量缺乏地区定额，人均用水 40L/d，排污系数取 0.8。施工期生活污水最大日产生量为 11.2m³/d，整个施工期过程生活污水总产生量约 956.8m³。

表 5.4.1-4 施工期人员生活污水产生量核算表

序号	类型	数量 (座)	施工天 数 (d)	施工人 员(人/座)	用水定 额 (m ³ /d)	用水量 (m ³ /d)	排污系数	生活污水 产生量 (m ³ /d)
1	井场、井组拉 油点	11	90	30	0.04	13.2	0.8	10.56
2	站场工程	2	90	10	0.04	72	0.8	57.6
总计								68.16

生活污水中的主要污染物为 COD、BOD、氨氮、SS 等，参考该区域近年来油田开发及参考相关数据文献，水质指标 COD 浓度为 350mg/L，BOD₅ 为 170mg/L、氨氮为 20mg/L、SS 为 200mg/L。据现场调查，施工营地均设有环保厕所，粪便定期清运作为附近村庄农家肥使用，生活污水仅为少量盥洗水，用于站场洒水降尘；站场工程可依托现有生活污水处理设施，保证生活污水用于附近站场抑尘及周边植被绿化，不外排。

5.4.1.3 噪声

项目施工期噪声影响具有临时性和流动性的特点，主要噪声源包括钻井作业中的钻机、柴油机、泥浆泵，井下作业过程压裂车以及管线和道路施工中的装载机、推土机等施工机械等。按声源性质又可分为流动声源和连续稳态声源。施工期主要噪声源及源强见表 5.4.1-5，施工期部分装置采取了消声、减震、软连接等降噪减震措施，有一定的降噪效果。

表 5.4.1-5 拟建工程施工期主要噪声源统计表 单位: dB(A)

噪声源位置	设备名称	数量	声源强度	声源性质	备注
-------	------	----	------	------	----

单个钻井井场	柴油机	2 台(1 开 1 备)	100~105	连续稳态声源	施工结束后噪声即消失
	钻机	1 台/队	90~95	连续稳态声源	
	柴油发电机	2 台(1 开 1 备)	100~105	连续稳态声源	
	泥浆泵	2 台/队	95~100	连续稳态声源	
	压裂车	1 台/队	95~100	连续稳态声源	
	螺旋输送机	2 台/队	95~100	连续稳态声源	
	振动筛	2 台	80~85	连续稳态声源	
	板框压滤装置	1 台/队	95~100	连续稳态声源	
地面工程施工	推土机、装载机 等	若干	85~100	流动声源	

5.4.1.4 固体废物

施工期固体废物主要包括钻井过程中的废弃钻井泥浆、钻井岩屑和落地油，以及施工人员产生的生活垃圾。固体废物如随意堆放不仅压占土地、污染土壤和地下水，遇大风干燥季节还可能形成扬尘污染。

(1) 废弃钻井泥浆

废弃钻井泥浆是指在钻井过程中无法利用或钻井完工后固液分离的泥浆，主要产生于钻井和完井过程中，包括因部分性能不合格或因不适于钻井工程和地质要求而被废弃的钻井泥浆，以及完井时井筒内被清水替出的钻井泥浆等。

本项目钻井采用水基钻井液体系，不包括废弃聚磺体系泥浆，该钻井泥浆基本为无毒性泥浆，已广泛应用于油田开发企业，不属于《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》中石油开采危险废物，属于《危险废物排除管理清单（2021 年版）》中固体废物，不属于危险废物，因此将石油开采过程中的废水基钻井泥浆排除在危险固废之外，应属于一般工业固体废弃物。

废钻井泥浆呈液态细腻胶状，主要成分是粘土，含有少量的石油类物质、CMC（羧甲基纤维素）和少量纯碱等，其产生量与井深和井径密切相关，可按以下经验公式推算：

$$V = 0.125\pi D^2 h + \frac{18(h - 1000)}{500} + 116$$

式中：V——废弃钻井泥浆产生量，m³；

D——井的直径（0.2445），m；

h——本项目单井平均进尺，m。

根据计算，项目平均单井废弃钻井泥浆量见下表。施工期则共计产生废弃钻井泥浆 8324.79m³，合计 9573.51t（1.15t/m³）。

通过“钻井泥浆不落地”处理工艺，可实现井间及井场间钻井泥浆循环利用。根据长庆油田分公司对各采油厂 2021 年开展的钻井泥浆不落地处理试点井场实际钻井施工调研统计数据，通过重复利用，泥浆回收利用率可达到 95%以上，则项目钻井结束后共产生废弃钻井泥浆 416.23m³，合计约 478.63t（1.15t/m³）。

废弃泥浆在井场经大罐收集、沉降、破胶脱稳、板框压滤后，固相（含水率小于 60%、pH 控制在 6~9）在井场内设有三防（防渗漏、防流失、防扬散）措施，产生后统一委托第三方集中处置单位处理。

表 5.4.1-6 施工期钻井泥浆产生情况表

类型	井型	进尺数(m)	井数	单井钻井泥浆产生量 (m ³)	钻井泥浆产生总量 (m ³)
注水井	定向井	2100	5	204.87	1024.35
油井	水平井	2065	36	202.79	7300.44
合计			41	/	8324.79

(2) 钻井岩屑

钻井过程中，岩石被钻头破碎成岩屑，其中 50%混入泥浆中，经泥浆循环泵带出井口，经地面的振动筛分离，并堆置于井场。岩屑的产生量可按下式计算：

$$W = 50\% \times \frac{1}{4} \pi D^2 h d$$

式中：W—井场岩屑产生量，t；

D—井直径（0.2445），m；

h—井平均深度，m；

d—岩石密度（取 2.5），t/m³。

根据本项目产建工程方案，结合上述计算公式，拟建工程钻油水井 41 口，施工期共计产生钻井岩屑为 4965.1t。其中，在井钻接近油藏地层时，岩屑中会夹杂有石油类污染物，称含油岩屑，属于《国家危险废物名录》（2021 年版）中 HW08 类危险废物，项目产油层平均含油层厚度 18.9m，单口钻井含油岩屑产生量约 1.1t，项目含油岩屑共产生量 45.1t。其余不含石油类的岩屑共 4920t，属于一般固体废物。

井队在钻井过程中通过含油显示情况、荧光灯辅助工具等，准确鉴定并收集含油岩屑。将所收集到的含油岩屑装入双层防渗的袋子里，整齐码放，下部铺设防渗布，上面加覆盖层，并打围堰。暂存于危废临时贮存点，井场钻井施工完成后委托有资质单位收集处置。评价要求含油岩屑产生后立即装袋、密封，按照《危险废物贮存污染控制标准》等相关标准要求，全部由专用车辆运送至污油泥临时储存点暂存，最终交由有资质单位处置。盛装含油岩屑的袋子全部采用具有防渗、防水功能的 PVC 塑料袋，避免临时储

存时对外产生不利影响。根据已通过审查的十四五规划环评，不含油的岩屑与废弃泥浆均属于一般固体废物，钻井现场均配备废弃钻井泥浆岩屑地上移动式收集储罐，收集设施地面进行防渗处理；钻井结束后，经板框压滤工艺进行固液分离后，由防渗漏、防抛洒、防扬尘的运输车辆统一运至专业公司进行处理处置，外运的固体废物含水率应控制在 60%以内。

(3)落地油

试油等井下作业过程中会有少量原油散落井场形成落地油，根据建设单位实际井下作业过程中的数据统计，估算每口油井作业过程中产生的落地油约 0.02t。本项目新建采油井 36 口，共产生落地油 0.72t。井下作业时按照“铺设作业，带罐上岗”的作业模式，在井场铺设防渗布，将作业过程中的落地油全部收集到储罐（3m³）中，回收率 100%，钻井结束后就近运至现有危废点暂存，定期委托有资质单位处置。

(4)废弃设备

根据工程分析，本工程在施工期涉及原有站场部分设备拆除施工，。五蛟西返排液站改建，施工过程中会产生废弃设备，产生量约 3.0t，**废弃设备不需要清洗**，环评要求施工期废弃设备交由油田公司统一回收处置。

(5) 建筑垃圾

施工过程中产生一定混凝土、碎砖、管道切割废料等建筑垃圾，产生量约 0.3t，全部用于回填施工场地或回收利用。

(6) 其它固废

施工期其他固废里包括压裂及试油作业产生的废防渗布、钻井添加剂的外包装袋、钻机更换的废润滑油、施工带罐作业的清罐底油泥，其中，废防渗布（900-249-08）、钻机更换的废润滑油（900-249-08）、清罐底泥（071-001-08）均属于《国家危险废物名录（2021年版）》中HW08类危险废物，产生量约0.2t，钻井添加剂外包装袋均属于一般固废，产生量约0.3t。另外钻井施工过程中使用的定向仪使用充电式锂电池，电池使用寿命较长，基本不用更换，如果使用寿命到期或者损坏，经收集后由厂家进行回收。

(7) 生活垃圾

参考表 5.4.1-4 中施工期人员配置，按照每人每天产生生活垃圾 0.8kg 计算，拟建项目施工期生活垃圾最大产生量为 0.28t/d，施工期总生活垃圾产生量约 23.92t。站场、井场施工场地设置临时生活垃圾收集筒，统一收集后运至环卫部门指定地点处置。

根据《国家危险废物名录》（2021 年版），施工期固体废物中含油岩屑、落地油、废防渗布、废润滑油及其包装桶属于危险废物，以上危废类别、来源、代码、名称和危险特性见表 5.4.1-6。

表 5.4.1-6 项目施工期危险废物识别表

危废名称	危废类别	产生环节	代码	外观性状	产生规律	产生量 (t/a)	危险特性
含油岩屑	HW08 废矿物油与含矿物油废物	钻井环节	071-002-08	固体	连续产生	45.1	T, I
落地油	HW08 废矿物油与含矿物油废物	井下作业环节	071-001-08	半固体、固体	间歇产生	0.72	T, I
废防渗材料	HW08 废矿物油与含矿物油废物	场地清理环节	900-249-08	固体	间歇产生	0.2	T, I
废润滑油及包装桶	HW08 废矿物油与含矿物油废物	钻井环节	900-249-08	半固体、固体	间歇产生		T, I
清罐底泥	HW08 废矿物油与含矿物油废物	钻井泥浆处理、压裂试油环节	071-001-08	半固态	间歇产生		T, I

5.4.2 运行期污染源分析

5.4.2.1 废气

(1) 站场加热炉烟气

评价收集了《长庆实业集团有限公司五蛟西区 2020 年产能建设工程环境影响报告表》中监测数据作为新建加热炉源强依据，见表 3.4.2-1。本次评价加热炉数量及设计功率见表 4.12.1-1。正常工况下各站加热炉点源参数和主要污染物排放情况见表 5.4.2-1。

表 5.4.2-1

本项目加热炉烟气及主要污染物排放情况

站场名称	污染源	用气量 (m ³ /h)	废气量 (m ³ /h)	排气筒 高度 (m)	排气筒 内径 (m)	烟气 温度 (℃)	污染物排放情况								
							SO ₂			颗粒物			NO _x		
							排放浓度 (mg/m ³)	排放速率 (kg/h)	年排 放量 (t/a)	排放浓度 (mg/m ³)	排放速率 (kg/h)	年排 放量 (t/a)	排放浓度 (mg/m ³)	排放速率 (kg/h)	年排 放量 (t/a)
南 58 拉油 点	240kW 加热炉	28.8	391.68	8	0.3	180	31.58	0.012	0.045	14.01	0.005	0.020	96.75	0.038	0.136
蛟 7 增	350kW 加热炉	42	571.2	8	0.3	180	31.58	0.018	0.066	14.01	0.007	0.029	96.75	0.055	0.198
合计		70.8		/	/	/	/	0.03	0.111	/	0.012	0.049	/	0.093	0.334

注：污染物排放标准执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）新建燃气锅炉排放浓度限值；

(2) 油气集输过程放空、挥发、泄漏产生的无组织排放烃类气体

本项目新增原油储存设施为南 58 井组拉油点 2 具 40m³储油箱，项目在开采和集输过程中会挥发、泄漏少量烃类气体，主要来自井场、井组拉油点，以下结合本项目工程特点进行分析。

本项目井场均按照《长庆油田陇东油区清洁文明井场设施建设标准》要求进行标准化建设，本项目新增产能中 2.955 万吨原油采取管线集输，0.844 万吨产能采取拉油方式集输。根据《采掘类环境影响评价》，对原油损耗的调查表明，开放式流程损耗为 1.4%~2.0%，密闭流程为 0.5%。为降低原油损耗，减少烃类损耗，提高经济效益，油田公司很重视油气集输的密闭性，并不断改进石油开采工艺技术，相关资料表明，目前部分采油厂采用密闭集输工艺的井区，已将原油损耗降到 0.5% 以下。根据建设单位提供的原油损耗调查结果，当前采用的原油开采、集输工艺，开放式流程的烃类损耗约为 1.4%，密闭流程烃类损耗可控制在 0.2%。

根据拟建项目建设规模，结合开发层位的原始气油比，新增伴生气量按照地层原始油气比的 50% 到达地面计算，按公式（1）估算运行期各井区无组织废气产生及排放情况，见表 5.4.2-5。因拉油点与井场合建，无组织源强统一考虑，按照开放式烃类损耗率计算，结合各井场采油井数量、不同井型单井产能，则各井场无组织废气排放情况见表 5.4.2-6。

$$G = M \times \lambda \times \delta \times \eta \times \rho \times (1 - \alpha) \quad (1)$$

式中：G—非甲烷总烃产生量，t/a；

M—原油产量，10⁴t/a；

η—油气集输系统损耗率，%（开放式流程取值 1.4%，密闭流程取值 0.2%）；

α—甲烷化系数（参数选取见表 4.3.4-3）；

ρ—伴生气密度（参数选取见表 4.3.4-3），t/m³；

λ—气油比（参数选取见表 4.3.4-3），m³/t；

δ—伴生气实际产生系数，0.5。

各井场（含拉油井场）排放情况见表 5.4.2-3。

表 5.4.2-2

产建工程烃类气体排放情况

井区	层位	原油产量 (10 ⁴ t/a)		气油比 (m ³ /t)	伴生气总产量 (10 ⁴ m ³ /a)		烃类气体损耗量 (m ³ /a)		甲烷化 系数	相对密度 kg/m ³	非甲烷总烃排放量 (t/a)		
		管输	拉油		管输	拉油	管输	拉油			管输	拉油	合计
白 468	长 6	0.844	0	96.7	40.81	0	816.2	0	0.5	0.79	0.322	0	0.322
	长 7	1.161	0	107.2	62.23	0	1244.6	0	0.5	0.79	0.491	0	0.491
白 461	长 7	0.95	0	107.2	50.92	0	1018.4	0	0.5	0.79	0.402	0	0.402
岭 405	长 7	0	0.844	107.2	0	45.24	0	6333.37	0.5	0.79	0	2.501	2.501
合计	/	2.955	0.844	/	153.96	45.24	3079.2	6333.37	/	/	1.215	2.501	3.716

表 5.4.2-3 各井场烃类气体排放情况

序号	井区	井场名称	层位	油井数 (口)	井场产能 (10 ⁴ t/a)	烃类损耗 率	非甲烷总烃 排放量 (t/a)	井场源强 (kg/h)
1	白 468	蛟 8-13	长 6	4	0.42	0.2%	0.161	0.02
2		蛟 8-3	长 6	4	0.42	0.2%	0.161	0.02
3		蛟 50 扩	长 7	3	0.32	0.2%	0.134	0.017
4		蛟 2-5	长 7	4	0.42	0.2%	0.179	0.022
5		蛟 2-10	长 7	2	0.21	0.2%	0.089	0.011
6		蛟 2-9	长 7	2	0.21	0.2%	0.089	0.011
10	白 461	蛟 97-1	长 7	2	0.21	0.2%	0.089	0.011
11		蛟 3-11	长 7	3	0.32	0.2%	0.134	0.017
12		蛟 97-4	长 7	4	0.42	0.2%	0.178	0.022
13	岭 405	南 58	长 7	4	0.42	1.4%	1.2505	0.3157
14		南 76-2	长 7	4	0.42	0.2%	0.178	0.022
合计	/	/	/	36	3.8	/	3.716	/

(3) 蛟 7 增无组织废气

根据项目的建设内容，蛟7增运行期废气主要为泵、阀门等设备动静密封点泄漏的无组织烃类气体。

参照《石油化工行业 VOCs 污染源排查工作指南》附录中密封点排放速率核算方法，采用平均排放系数法进行核算，计算公式如下：

$$e_{TOC} = \sum_{i=1}^n (F_{A,i} \times WF_{TOC,i} \times N_i)$$

式中： e_{TOC} —密封点的 TOC 排放速率，千克/小时；

$F_{A,i}$ —密封点 i 排放系数，千克/（小时·排放源）；

WF_{TOC} —流经密封点 i 的物料中 TOC 的平均质量分数（扣除不属于 VOCs 的氮气、水蒸气等，如无法获取该数据，可按保守的 100% 计算，本项目按 100% 计算）；

N_i —密封点 i 的个数。

密封点的排放系数 $F_{A,i}$ 由下表系数可得。

表 5.4.2-3 石油炼制和石油化工组件平均排放系数^a

设备类型	介质	石油炼制排放系数 kg/(h·排放源) ^b	石油化工排放系数 kg/(h·排放源) ^c
阀	气体	0.0268	0.00597
	轻液体	0.0109	0.00403
	重液体	0.00023	0.00023
泵 ^d	轻液体	0.0014	0.01992
	重液体	0.021	0.00862

注：a：摘自 EPA，1995b；b：石油炼制排放系数用于非甲烷有机化合物排放速率；c：石油化工排放系数用于 TOC（包括甲烷）排放速率；d：轻液体泵密封的系数可以用于估算搅拌器密封的排放速率。

根据上表可知，本项目密封点中阀的排放系数为 0.00023kg/h，泵的排放系数为 0.00862kg/h。

根据站场设备的情况，产生的无组织排放量见表 5.4.2-4。

表 5.4.2-4 主要站场扩建设备无组织排放情况表

序号	扩建站场	设备类型	排放系数	排放源数量	烃类无组织排放量		非甲烷总烃	
			kg/(h·排放源)	/个	kg/h	t/a	kg/h	t/a
1	蛟 7 增	阀门	0.00023	13	0.0022	0.0177	0.0008	0.0062
		泵	0.00862	6	0.0383	0.3062	0.0134	0.1076
合计					0.0405	0.3239	0.0142	0.1138

(4) 措施返排液处理站扩建

五蛟西措施返排液处理站由于处理规模增大，其无组织废气排放量增加。废水中的非甲烷总烃在卸车、储存及处理过程中可能从液体中挥发出来，该过程无组织逸散量计算十分复杂，评价采用排放系数法估算非甲烷总烃的排放量，估算公式如下：

$$E=0.001 \cdot V \cdot EFi$$

式中：

E ——作业废水处理系统非甲烷总烃排放量（t/a）；

V ——进作业废水处理站的废水量（m³/a）；

EFi ——排放系数，取值参考《公共场所固定污染源申报空气污染防治费之挥发性有机物排放系数、操作单元（含设备组件）排放系数、控制效率及其他计量规定》，该规定中提出石化废水处理厂废水处理设施烃类气体排放系数为0.005kg/m³废水，烃类气体甲烷化系数取本项目最小值0.5。据此估算本项目处理过程非甲烷总烃的逸散量见表 5.4.2-5。

表 5.4.2-5 处理站废水处理过程中非甲烷总烃散逸量统计表

处理站	最大处理量 (m ³ /d)	年运行天数 (d)	总烃产生量 (t/a)	非甲烷总烃排放速率 (kg/h)
五蛟西措施废液处理站	480	330	0.792	0.05

(5) 运输车辆汽车尾气

项目拟建井组拉油点 1 座，通过罐车输油。根据资料，罐车耗油量为 11.52kg/d·辆，排放烃类物质 0.025kg/d，NO_x 为 0.034kg/d。罐车按 20m³ 罐容考虑，根据拉油井区集输

规模，平均每天约有 1 辆拉油罐车行驶于评价区，预计可排放烃类物质 0.008t/a，NO_x 为 0.011t/a。

(6) 单井道路扬尘

根据现场调查，新井区内的井场道路路面硬化率较低，加之道路积尘量较大，来往车辆行驶过程中会对道路两侧敏感点和农作物造成影响。车辆行驶过程中的扬尘量主要与车速、路面状况、车辆载重及行驶距离有关。根据运输扬尘计算公式，项目区域车辆扬尘量为 11.7t/a。

5.4.2.2 废水

(1) 油田采出水

根据本项目水平衡分析，本项目现阶段采出水量为 51.85m³/d，随着开采时间的延长，含水率不断提高达到含水率 50%，则采出水量为 93.15m³/d。根据陇东油田相关检测结果，油田采出水主要污染物浓度见表 5.4.2-5。根据产建方案，拟建工程各井区均依托现有采出水处理设施进行处理，达标后回注油层，处理回用率 100%。

表 5.4.2-6 油田采出水污染物源强

污染物	SS	石油类	pH	COD
产生浓度 (mg/L)	72~244	61~300	6.78~7.77	1000~1400
产生量 (t/a)	8.29	10.16	/	47.59

注：污染物产生量核算考虑最不利影响取浓度最大值。

(2) 措施返排液

拟建工程运行期措施作业主要包括压裂改造、大小修井等，不同措施作业类型的施工环节基本相同，其废水主要来自修井过程中的洗井环节，修井作业不定期进行，根据油田公司提供的统计资料，实施频次一般为每两年一次。结合现有工程作业资料保守估计，单井每次修井过程中产生的洗井废水最大量约 70m³。本项目新建油水井共计 41 口，运行期措施作业洗井废水产生量 1500m³/a。根据陇东地区现有五蛟西、庆八注、庆十二注等措施返排液处理站进口浓度数据统计，洗井等措施返排液主要污染物为石油类和 SS 等，浓度参见表 5.4.2-5。项目措施返排液全部就送至现有五蛟西措施返排液处理站，处理达到站场设计回注水质指标后回注油层，不外排。

表 5.4.2-6 措施返排液污染物源强

污染物	SS	COD	石油类
产生浓度 (mg/L)	50~1200	800~2000	20~200
产生量 (t/a)	3.44	5.74	0.574

注：污染物产生量核算考虑最不利影响取浓度最大值。

长庆实业集团有限公司已建成五蛟西措施返排液处理站，并已投运。项目措施返排液全部运送至五蛟西措施返排液处理站，处理达到站场设计回注水质指标后回注油层，不外排。

(3)生活污水

本项目拉油点井组新增劳动定员 5 人，参照《甘肃省行业用水定额（2017 版）》中水源水量缺乏地区定额，人均用水 40L/d，排污系数取 0.8。则运行期生活污水用水量为 0.2m³/d，生活污水产生量约 58.4m³/a。拉油站场设置防渗旱厕 1 座，定期清掏外运肥田，少量盥洗水用于场地洒水抑尘。

5.4.2.3 噪声

运行期噪声污染源主要有各站场加热炉泵类等，项目噪声污染源见表 5.4.2-7。

表 5.4.2-7 拟建项目主要噪声源统计表 单位: dB(A)

噪声源位置	设备名称	数量	声源强度	声源性质
拉油点	加热炉燃烧器	1 台	75~80	高频连续声源
	循环水泵	2 台（1 用 1 备）	75~80	高频连续声源
五蛟西返排液站	一体化返排液处理装置	1 套	70~80	高频连续声源
	卸水泵	4 台	75~80	高频连续声源
	提升泵	2 台	75~80	高频连续声源
	循环水泵	2 台	75~80	高频连续声源
蛟 7 增	橇装增压集成装置	1 台	75~80	高频连续声源
	加热炉燃烧器	1 台	75~80	高频连续声源

5.4.2.4 固体废物

(1)落地油

运行期措施作业通常每 2 年实施一次，保守估算每口井每次产生落地油 0.02t，通过铺设防渗布进行收集，回收率可达 100%。项目运行期措施作业作业过程落地油产生情况见表 5.4.2-8。

表 5.4.2-8 拟建工程修井的落地油产生排放情况

序号	项目	数量
1	油井数量（口）	36
2	落地油产生量（t/a）	0.72
3	回收率	100%
4	落地油排放量（t/a）	0

(2)含油污泥

根据《国家危险废物名录》（2021 年版），含油污泥属于危险废物，其危废类别、来源、代码、名称和危险特性见表 5.4.2-9。

表 5.4.2-9 含油污泥危险废物识别表

危废名称	危废类别	行业来源	代码	名称	危险特性
含油污泥	HW08 废矿物油与含矿物油废物	石油开采	071-001-08	石油开采和炼制产生的油泥和油脚	T, I

含油污泥来自采出原油带到地面的固体颗粒（砂岩、石灰岩等含油层的细小岩屑、粘土或淤泥）和容器内物质的反应生成物。在采油废水的处理和原油脱水过程中，各种处理容器和构筑物均会产生含油污泥。

运行期含油污泥主要来自三个环节：①原油储罐清罐油泥；②采出水处理系统排泥；③运行期措施作业产生的含油污泥。

根据长庆实业集团有限公司安全环保科提供的五蛟西区统计数据，2021 年全厂站库清罐（包括原油储罐及采出水系统沉降储油罐）油泥量为 200.44 吨，措施作业油泥产生总量 289.49 吨。长实集团五蛟西区 2021 年总产油量 13.38 万吨，折算清罐油泥产生量约 14.98 吨/万吨净化油，措施作业油泥产生量约 21.64 吨/万吨。结合上述折算系数和本项目新建产能规模，估算本项目投产后储罐和水处理系统新增含油污泥产生量约 56.924t/a，油井措施作业刮削井筒过程中产生含油污泥量约 82.23t/a，合计 139.15/a。清罐作业产生的油泥直接委托有资质单位清运处置，不暂存。措施作业油泥全部依托现有危废暂存点暂存，定期送有资质单位处置。

（3）其他固废

运行期其他固废主要包括设备维护及修井作业产生的废防渗材料、废润滑油及其包装桶、清管废渣，产生量约 0.2t/a，均属于《国家危险废物名录》（2021 年版）中 HW08 类危险废物，收集后送至现有危废暂存点暂存，定期交有资质单位处置。

依据《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》、《国家危险废物名录（2021 年版）》、《危险废物排除管理清单（2021 年版）》识别危废类别和代码，运行期危险废物的产生、暂存、处置情况见表 5.4.2-12，危废全部运至现有危废暂存间暂存，委托有资质单位定期转运处置，评价要求危险废物临时暂存设施应严格按照《危险废物贮存污染控制标准的要求》采取防风、防雨、防晒措施，并严格执行危险废物转移联单制。

运行期危险废物的产生、暂存、处置情况及相关要求见表 5.4.2-10。

表 5.4.2-10 运行期危废产生、暂存、处置情况及相关要求

序号	名称	产生量 (t/a)	废物类别	代码	产生工序及装置	形态	主要成分	危险特性	污染防治措施
1	落地油	0.72	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-001-08	采油、修井、集输环节	半固态	石油类、泥砂	T, I	1、危险废物临时暂存设施，防渗系数 $\leq 10^{-10}$ cm/s，按照《危险废物贮存污染控制标准》采取防风、防雨、防晒措施。 2、最终送至有资质单位进行处理。 3、严格执行危险废物转移联单制。
2	含油污泥	56.92		071-001-08	采出水处理和原油脱水过程，各种容器和构筑物等	半固态	石油类、泥砂	T, I	
3	含油污泥	82.23		900-210-08	运行期措施作业、采出水处理环节	半固态	石油类、泥砂	T, I	
3	废防渗布、废润滑油及其包装桶	0.2		900-249-08	设备维护及修井作业	固态	石油类	T, I	1、全部运至现有危废暂存间暂存，定期由有资质单位进行处置； 2、严格执行危险废物转移联单制。
4	清管废渣			071-001-08	管道清理环节	固态	石油类	T, I	
6	废防渗材料			900-249-08	修井作业环节	固态	石油类	T, I	

(4) 生活垃圾

拟建工程井组拉油点新增劳动定员为 5 人，按照每人每天产生生活垃圾 0.8kg、每年 330 天计算，新增生活垃圾 1.32t/a。

5.4.2.5 非正常排放

非正常排放指生产过程中开停车(工、炉)、设备检修、工艺设备运转异常等非正常工况下的污染物排放，以及污染物排放控制措施达不到应有效率等情况下的排放，需做安全处理。在无严格控制措施或污染控制措施失效的情况下，污染物的非正常排放往往成为环境污染的重要因素。本项目依托措施返排液处理站、设有采出水处理系统的联合站等均设有缓冲水罐、事故水罐等，确保检修或工艺设备、环保设置运转异常情况下废水不外排，因此本项目非正常排放主要为废气的非正常排放。

产建工程产生的伴生气主要用于新建站场和依托站场加热炉燃料，各站场没有高压火炬，在设备检修、系统超压等情况下，将管道中伴生气引至火炬，点火放喷，降低污染物排放对环境的不良影响，降低环境风险。

5.4.3 闭井期污染源分析

油田进入闭井期，产能低或者无开采价值的油井陆续关闭，直到将所有井关闭。闭井后一般地下设施保留不动，地面部分如采油井架、水泥台、电线杆等将拆除。油水井将进行封堵，采用水泥将全井段封固。闭井期主要污染源是设备拆除、井场清理产生的扬尘和固体废物。

5.5 污染物排放及总量核定

5.5.1 项目污染物排放情况汇总

扩建工程施工期、运行期主要污染物排放及生态影响汇总见表 5.5.1-1 和表 5.5.1-2。

表 5.5.1-1 拟建工程施工期“三废”排放及生态影响汇总表

污染源		主要污染物	产生量	排放量	拟处理措施及排放去向
废气	钻井废气	NO _x	1.59t	1.59t	无组织排放
		SO ₂	0.102t	0.102t	
		颗粒物	0.038t	0.038t	
	机械、车辆尾气	NO _x	0.31t	0.31t	无组织排放
		烃类	0.23t	0.23t	
废水	钻井废水	COD、石油类、SS	11029.2m ³	0	重复利用，无法利用的送至就近的油田措施废液处理站处理达标后回注采油层
	试油废水	pH 值、COD、石油类、SS	1080m ³	0	罐存，试油结束后运至措施返排液处理站处理回注
	压裂返排液	pH 值、石油类、SS	3960m ³	0	全部回收入罐，优先在井场内循环利用，无法利用的分批次运至措施返排液处理站处理回注
	试压废水	pH 值、SS	540m ³	0	试压废水经收集后拉运就近的措施废液处理站处理达标后回注油层，不外排
	生活污水	COD、氨氮、BOD ₅ 、SS	956.8m ³	0	施工营地设环保厕所，收集后用于附近植被施肥，不外排
噪声	井场设备噪声	钻机、柴油机、压裂车、工程机械等，源强 85~105dB(A)			调整施工时间，避让敏感目标，优选低噪设备
固废	钻井工程	废钻井泥浆	478.63t	0	属一般工业固废，全部在井场内设有三防（防渗漏、防流失、防扬散）

					措施的设施内暂存，产生后交由第三方集中处置单位处理
		钻井岩屑（不含油）	4920t	0	属一般工业固废，与废弃泥浆一同处置
		含油岩屑	45.1t	0	属危险固废，暂存于污油泥临时储存点，最终送有资质单位处置
		落地油	0.72t	0	属危险固废，100%回收处理。
		废防渗布、废润滑油及其包装桶	0.3t	0	属危险固废，暂存于污油泥临时储存点，最终送有资质单位处置
	施工保障	生活垃圾	23.92t	0	统一收集运输至环卫部门指定地点处置
生态	钻井、道路、管线施工；井、站地面工程建设	工程占地约 27.3732hm ² ，其中：永久占地约 5.6684hm ² ，临时占地约 17.7048hm ² ，地表、植被破坏，加剧水土流失			施工完后，临时占地进行植被恢复

表 5.5.1-2 拟建工程运行期“三废”排放汇总表

污染源		主要污染物	产生量	排放量	拟处理措施及排放去向
废气	油气集输过程无组织逸散	非甲烷总烃	3.716t/a	3.716t/a	无组织排放
	加热炉烟气	NO _x	0.334t/a	0.334t/a	经不低于 8m 排气筒排放
		SO ₂	0.111t/a	0.111t/a	
		颗粒物	0.049t/a	0.049t/a	
	运输车辆汽车尾气	烃类物质	0.025kg/d	0.025kg/d	无组织排放
		NO _x	0.034kg/d	0.034kg/d	
运输过程	扬尘	11.7t/a	11.7t/a		
废水	油田采出水（初期）	SS、石油类、COD	51.85m ³ /d	0	依托现有采出水处理系统处理回注
	油田采出水（后期）	SS、石油类、COD	93.15m ³ /d	0	
	措施返排液	SS、石油类、COD	4.55m ³ /d	0	依托现有措施返排液处理站处理回注
	生活污水	SS、COD、BOD ₅	0.45m ³ /d	0	保障点内设生活污水处理设施处理达标后用于站场绿化、抑尘
噪声	井、站场设备噪声	抽油机、加热炉燃烧器、循环水泵等，源强 65~85dB(A)		避让敏感点，优选低噪设备，隔声、减振措施	
固废	措施作业	落地油	0.72t/a	0	属危险固废，全部回收处理。
	清罐及措施作业	含油污泥	139.15t/a	0	属危险固废，送有资质单位处置
		废防渗布、废润滑油及其包装桶、清管废渣	0.2t/a	0	属危险固废，送有资质单位处置
	井场	生活垃圾	1.32t/a	0	统一收集运输至环卫部门指定地点处置

5.5.2 项目污染物排放总量核定

按污染物排放总量控制原则，评价建议总量控制指标见表 5.5.2-1，总量控制指标应以当地环保部门下达的指标为准。

表 5.5.2-1 总量控制指标（建议）

类别	污染物种类	运行期（t/a）
大气污染物	SO ₂	0.111
	NO _x	0.334
	颗粒物*	0.049
	非甲烷总烃*	3.716
水污染物	COD	0
	氨氮	0

注：*为总量控制指标参考因子

①大气污染物

本项目共新建加热炉 2 台，采用油田伴生气作为燃料，排放烟气中的主要污染物包括 NO_x、SO₂ 和颗粒物。油田开发项目排放非甲烷总烃主要是站场无组织逸散，特别是储罐大小呼吸排放。

②水污染物

项目生产废水处理达标后全部回用，不外排，因此污染物COD和氨氮排放总量为0。拉油井组生活污水排至防渗旱厕，定期清掏不外排。

5.5.3 滚动开发前后污染物排放量变化情况

本项目投产前后污染物排放量变化见表 5.5.3-1。

表 5.5.3-1 扩建工程投产后三废产生量及排放状况总表

类别	名称	现有工程	扩建工程			扩建工程运行后	
		排放量 (t/a)	产生量 (t/a)	削减量 (t/a)	排放量 (t/a)	排放量 (t/a)	增减量 (t/a)
废气	颗粒物	1.251t/a	0.049	0	0.049	1.3	+0.049
	NO _x	2.62t/a	0.334	0	0.334	2.954	+0.334
	SO ₂	8.627t/a	0.111	0	0.111	8.738	+0.111
	非甲烷总烃	4.946t/a	3.716	0	3.716	8.662	+3.716
废水	石油类	0	10.734	10.734	0	0	0
	SS	0	11.73	11.73	0	0	0
固废	落地油	0	0.72	0.72	0	0	0
	含油污泥	0	147.09	147.09	0	0	0
	其他危废	0	1.18	1.18	0	0	0
	生活垃圾	0	1.32	1.32	0	0	0

5.6 清洁生产分析

5.6.1 工艺技术选择合理性分析

(1) 划分开发层系

根据陇东地区油藏地质特征，侏罗系延安组和三叠系延长组油藏物性差异大，流体性质及压力系统不同且油层跨度大，配伍性较差，分别采用一套层系井网开发。该方案可合理补充地层能量，减少资源能源消耗，保障驱油效率和提高采收率，有利原油伴生气回收利用和资金节约。

(2) 优化井网系统

根据长庆油田油藏的注水开发经验，本项目三叠系延长组长 6、长 8 层位分别采用 550×120m 五点井网、500×160m 菱形反九点井网布井，该种井网开发注采井数比低，且后期调整方便，是目前国内外超低渗油层常见的主要井网系统布设方法，是陇东油田多年开发实践经验检验的结果，已取得比较好的效果。

(3) 合理设计注水系统

依据长庆油田注水开发实践，项目合理设计注水系统，采用分层注水，合理选择注水时间。项目主要含油层为三叠系延长组油藏，由于油藏天然能量贫乏，需补充能量开发，均采用同步注水方式进行开发，注水站设计最大注水井口压力均为 25MPa。油井投产后，注水量根据生产动态进行调整。

5.6.2 能源和原料的清洁性分析

本项目能耗主要为电力和水，均属清洁能源，使用过程中不产生二次污染。同时项目利用自产伴生气作为加热炉燃料，为清洁能源，对环境影响很小。

项目运行期加工处理的主要原料是产自地下的油气。其他辅料包括压裂液、酸化剂等，均属无毒或低毒性原料，对环境污染较小。

对比《石油和天然气行业清洁生产评价指标体系（试行）》，本项目与采油作业定量评价指标项目基准值对比详见表 5.6.2-1。

表 5.6.2-1 与采油作业定量评价指标项目基准值对比情况

一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	本项目	对比结论
(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	2.4	优于基准值
(2)资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	10	≥60	不涉及	低于基准值
		油井伴生气回收	%	10	≥80	99	优于基

		利用率					准值
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥ 90	未利用	低于基准值
(3)污染物产生指标	40	落地原油回收率	%	10	100	100	达到基准值
		采油废水回用率	%	10	≥ 60	100	优于基准值
		油井伴生气外排率	%	10	≤ 20	0.4	优于基准值
		采油废水有效利用率	%	10	≥ 80	100	优于基准值

通过对比分析，本项目运行过程中除含有污泥未进行资源化利用，低于基准值外，其余各项指标均达到或优于基准值，说明项目采取的开采工艺处于先进水平。

5.6.3 设备及装置清洁生产分析

本项目主要以管线集输为主，个别井场因远离集输系统或暂时无法满足管输条件需设置临时拉油点与井场合建。项目运行过程油气集输主要采用密闭集输流程，井区开发首先敷设集输管线，以保证投产井能够立即进入集输流程。油气集输方案对合理回收和利用油气资源，减少环境污染，发挥经济环境效益就显得十分重要，符合清洁生产与循环经济要求。集输流程主要采取以下措施进行密闭集输。

(1)定压阀回收套管气

在井场采用密闭油井套管，安装定压放气阀回收套管伴生气，当套管气压力达到设定压力后，定压阀打开，套管内伴生气进入集油管线回收系统，避免因放空造成的环境污染及资源浪费。

(2)油气水分离工艺

项目依托蛟一联、蛟一转、新华 53 等现有骨架站场，原油脱水采用加药、管道破乳、油气水三相分离脱水工艺。联合站含水油升温至脱水温度后，进入分离缓冲罐后再入三相分离器脱水，然后再经沉降罐进一步脱水，达到净化油标准。不同脱水流程比较见表 5.6.3-1。

表 5.6.3-1 不同脱水流程比较表

项目 对比流程	运行压力 (表压 MPa)	脱水后 油含水	脱水后 水含油	耗电量 (kJ/t)	脱水温度 (°C)
电脱水	0.3	0.5%	50ppm 以上	54.28	45
三相分离器	0.3	0.3%	300ppm	0	45 以上
大罐沉降脱水	常压	0.5%以下	30ppm	0	40

从表 5.3.3-1 可以看出，三相分离工艺与传统大罐沉降工艺设备相比，脱水流程密闭，避免了油气损耗；体积小，热损失小，同时大大减少占地面积。联合站原油脱水后马上进行稳定，脱水升温的热量能得到有效利用。开发后期油田含水上升，需二段沉降脱水时，可根据需要将流程调整为二段三相分离脱水流程，或三相分离、溢流沉降二段脱水流程。

(3)运行期井下作业防渗工艺

在落实“带罐上岗、敷设作业”要求的基础上，运行期井下作业改进防渗措施，地面敷设采用清洁生产高分子软体平台。“高分子软体平台”包括基层及其四周的围栏。基层为矩形结构，长边设有拉环，四角设有托架。基层由高强丝制成，内外两面为涂层软体，涂层材料为高分子聚氨酯。较以往防渗布，高分子软体平台重量轻、拉伸强度大、柔韧性、适应性更高。在作业过程中收集和防渗效果更好，且重复利用更高，减少了废防渗布等危险废物产生量和处理费用。

5.6.4 资源、能源的综合利用

(1)水资源综合利用

为了环境保护和节约用水的需求，本项目生产废水全部送往采出水处理系统、措施返排液处理系统处理达标后，作为生产工艺用水回注地层，循环利用不外排，大大节约了水资源。拉油点生活污水排至防渗旱厕定期清掏用作农肥。以上措施不仅符合国家节水技术政策，同时也减少了污染物排放。

(2)能源的综合利用

项目分离产生的伴生气在站内用作加热炉燃料综合利用，提高了能源利用率。站场选用先进的加热炉，自动化程度高，管理方便，并设有熄火自动切断气源装置，可确保伴生气燃烧完全，同时降低了能耗，减少了烟气排放。

5.6.5 清洁生产结论

从上述指标可见，本项目所采用的生产工艺、生产设备先进；原材料、能源消耗及污染物产生量指标等也均处于国内石油天然气行业先进水平。评价认为，项目符合清洁生产要求，整体清洁生产水平达到国内同行业先进水平。

6 区域概况及环境现状调查

本项目开发井区分布于庆城县马岭镇、华池县五蛟镇等。所涉及的所涉及的乡镇属于庆阳地区主要的产油区域，其区域环境概况详见如下。

6.1 自然环境概况

6.1.1 地形、地貌

1、区域地形地貌

评价区在内的整个陇东盆地地势由东北西三面向东南倾斜，是一个在东南部开口的非封闭性盆地。西部的六盘山、北部的白于山和东部的子午岭，海拔 900~2748m，构成周边和盆地内部的地表水和地下水分水岭。陇东盆地区内地貌从其成因、形态划分，可以分为基岩山地、黄土丘陵及侵蚀堆积河谷三种一级地貌类型，往下可划分为次一级的地貌类型。

2、评价区地形地貌

调查评价区位于陇东盆地北部，地形总体北高南低，以子午岭为界，均由东北西三面向南倾斜，最高点是东部的子午岭，海拔 1802m，最低点位于南部的马莲河谷地，海拔 1050m。由于被洪水、河流剥蚀和切割，地形支离破碎，黄土梁、峁、沟壑等地貌形态十分发育，呈现出梁峁起伏、沟壑纵横，梁峁与沟壑相间的地貌景观。就评价区地貌形态而言，可大致分为基岩低山丘陵、黄土低山丘陵、梁峁沟壑丘陵、残垣沟壑丘陵与河谷阶地五种类型。

基岩低山丘陵：主要分布在子午岭及其东麓地区，海拔标高在 1200—1700m 之间，相对高差 400—500m。该区出露的地层均为下白垩系保安群，被剥蚀、侵蚀后多形成丘状山体。子午岭东侧多陡崖，沟谷深切多呈“V”字型。子午岭是泾河、洛河水系的分水岭。

黄土低山丘陵：分布于子午岭西侧，海拔各处相差较大，但相对高差均在 200—300m 间。结构特点是其上部黄土披覆，下部大部分地段为白垩系基岩。黄土丘陵区的溯源侵蚀作用较强，冲沟发育，黄土梁较长，梁坡较陡，属山区与沟壑区过渡地带。

沟谷深陡的梁峁沟壑丘陵：广泛分布于调查评价区，是区内主要的地貌类型，海拔 1400—1700m，基底主要由新近系和下白垩系构成，上覆黄土厚 10—150 米，冲沟发育，沟谷切割深度 150m 左右，形成梁峁与沟壑相间的地貌景观。

残塬沟壑黄土丘陵：小范围分布在调查评价区庆城县以南，海拔 1400—1700m，基底由下白垩系及第三系构成基本格架，上覆黄土 150m 左右，形成长条形黄土残塬，长轴方向与塬侧水系方向平行，总体上的“布局”呈散射状，塬面平坦，塬的面积大小不等。在塬侧与河谷间为梁峁沟壑地形，塬侧冲沟十分发育，切割深度 150—300m，形成残塬与沟壑相间的地貌景观。

河谷阶地：分布于马莲河、葫芦河及其支流。由于其下切作用强烈，马莲河、葫芦河及其支流两侧基本均有下白垩系出露。普遍发育有 I、II 阶地，残留有 III、IV 级阶地，两侧不对称，呈断续状分布。马莲河阶地的阶面最宽，支流的较窄。阶地微向下游和河床方向倾斜。阶地的结构特点是上部为粉土，下部为砾砂、圆砾、卵石，三、四级阶地砾砂、圆砾、卵石局部为半胶结状。

本项目基本都位于沟谷深陡的梁峁沟壑丘陵区、基岩低山丘陵和黄土低山丘陵区。

6.1.2 地质构造

调查评价区内出露地层较简单，主要是第四系、新近系和下白垩系，由新到老，地层由上向下叠置。

(1) 第四系 (Q)

第四系在评价区内广泛分布，在成因上以风积为主，次为冲洪积。地层包括下更新统的午城黄土、中更新统的离石黄土、上更新统的马兰黄土及全新统冲洪积层。

① 河流相堆积物 (Q_n^{al+pl})

主要分布于河（沟）谷的河床、河漫滩和 I、II 级阶地上。具二元结构，上部为浅黄色粉土、粉质粘土，含少量砾石，下部为砂砾石层，砾径一般在 3~5cm，大者可达 20cm，分选性和磨圆度较好，厚度一般 3~5m。

② 上更新统马兰黄土 (Q_p^{3eol})

广泛覆盖于评价区内梁、峁以及河谷 III、IV 级阶地，岩性为风积的土黄色、灰黄色粉土、粉质粘土，具大孔隙，垂直节理、裂缝发育，结构疏松，透水性好，具强湿陷性，厚度为 10~50m。

③ 中更新统离石黄土 (Q_p^{2eol})

评价区内广泛分布，出露于梁峁坡上，可分为上、下两部分，上部以灰黄色黄土为主，结构较疏松，垂直裂隙及孔隙均发育，夹有数层桔红、褐红色古土壤层；下部以桔黄色黄土为主，结构较致密，孔隙裂隙不发育，夹有数层褐红、棕红色古土壤层，厚度 80—160m。

④下更新统午城黄土 (Q_p^{1eol})

出露于调查评价区内沟谷坡脚及冲沟底部，岩性桔黄或桔红色粉质粘土、粘土，致密，较坚硬，夹有数层产状水平的钙质层，底部为半胶结砾石层或钙质结核层，与下伏地层呈不整合接触，厚 20~110m。

(2)新近系 (N)

在沟谷沟脑零星出露，岩性为砖红色半胶结或胶结的粘土及粘土岩，是一套内陆湖盆相碎屑沉积层，不整合在白垩系下统罗汉洞组或环河组之上，厚度一般 5~20m。

(3)下白垩系保安群

保安群在调查评价区分布有罗汉洞组 (K_{1lh})、环河组 (K_{1h}) 和宜君洛河组 (K_{1y+l})。

①罗汉洞组 (K_{1lh})：残留于调查评价区西北部，在马莲河支沟的底部和两侧零星出露，岩性为桔红色或砖红色中细砂岩夹薄层泥岩和砂质泥岩，颗粒自下而上逐渐变细，下部多为中粗及含细砾中粗砂岩，上部为粉砂岩及细砂岩。砂岩成分以石英、长石为主，暗色矿物次之，长石部分已风化成白色高岭土；砂岩以泥质胶结为主，疏松易碎，颗粒分选中等，孔隙度大，具大型斜交层理。泥岩致密较硬，具水平层理，其厚度向东北、东部变薄，渐尖灭。产状近水平，厚度小于 50m。

②环河组 (K_{1h})：全区均有分布，主要出露于马莲河、葫芦河及其支沟的底部和两侧，岩性下部为紫褐、紫红、灰紫、青灰色中、细砂岩、含泥砾砂岩、粉砂岩、泥岩及少量灰、灰绿色粉砂岩、泥岩、砂质泥岩；上部为蓝灰、灰绿、黄绿、棕红色砂质泥岩与泥质砂岩、粉细砂岩、细砂岩呈韵律互层，夹中粗砂岩。上下部都不同程度夹薄层石膏或团块状石膏，地层厚度在 150~850m，西部较厚，向东部渐薄。

③宜君洛河组 (K_{1y+l})：全区均有分布，无出露，岩性为浅棕色、灰色中粗砂岩夹泥岩、砂质泥岩与页岩。砂岩成分以石英为主，粘土质胶结，较疏松。岩性自上而下由粗变细，色由深变浅，地层厚度在 300~750m，西北部较厚，向东南部逐渐变薄。

调查评价区处于鄂尔多斯盆地次级构造单元~天环向斜。该向斜通过宁夏天池，经甘肃环县以及庆城县西南的小黑河流域，向南至泾川县倾伏。天环向斜总体面貌为西翼陡，东翼缓的不对称向斜，向斜西翼一般距轴部 10~20km，地层东倾，倾角 3°~10°；东翼地层西倾，倾角多小于 1°，轴部地带地层相对平坦，轴向总体近南北。天环向斜局部发育有宽缓的短轴状向斜、背斜及鼻状隆起等次级构造，未发现规模较大褶皱、断裂，亦无岩浆活动痕迹。天环向斜是鄂尔多斯地块白垩系盆地中的控制性构造，对白垩系的沉积展布具有决定意义。

鄂尔多斯盆地在大地构造上是一个比较稳定的地块，盆地内地震活动较弱。

根据《建筑物抗震设计规范》（GB50011-2001），庆城县抗震设防烈度为 6 度，水平地震基本加速度值为 0.05g。

6.1.3 气候气象

本项目评价区地处内陆中纬度地带，受季风影响明显，属典型的大陆性干旱区。四季分明，冬冷且漫长，夏热而短促，春季雨雪少，经常干旱，秋季多阴雨，空气湿润。本区多年主导风向为 SE、SSE 风。本区气候总的特点是降水量小，蒸发量大，湿度低，纬向分带明显。本区降水主要集中在 7、8、9 三个月，有降水强度大、利用系数低、降水年际变化大、易造成灾害等特征。多年平均降水量呈由南向北递减趋势，评价区分县区气象要素资料统计见表 6.1.3-1。

表 6.1.3-1 本项目评价区各县多年气象要素资料统计

县、区 气象要素	庆城县	华池县
年平均气温（℃）	10.2	8.9
年极端最高气温（℃）	38.1	38.0
年极端最低气温（℃）	-23.4	-25.3
年降雨量（mm）	499.8	475.8
全年蒸发量（mm）	1660.9	1659.5
年无霜期（天）	184	186
年平均相对湿度（%）	63	62
年日照总时数（小时）	2471.9	2313.9
最大冻土深度（cm）	75	59
年平均风速（m/s）	1.6	1.3

6.1.4 水文

庆阳地区河流水系属黄河水系的支流泾河流域内，主要河流有马莲河、蒲河、洪河、四郎河等四条，除此外，北部有葫芦河，西部有清河和苦水河，均属常年流水河流，枯水年径流量较大，洪峰流量大，含沙量高。除环县洪德以北水质以咸水为主外，其余广大地区以微咸水至淡水为主，矿化度一般小于 3g/L，较适于农灌和人畜饮用。华池县地表水系分布见图 6.1.4-1。

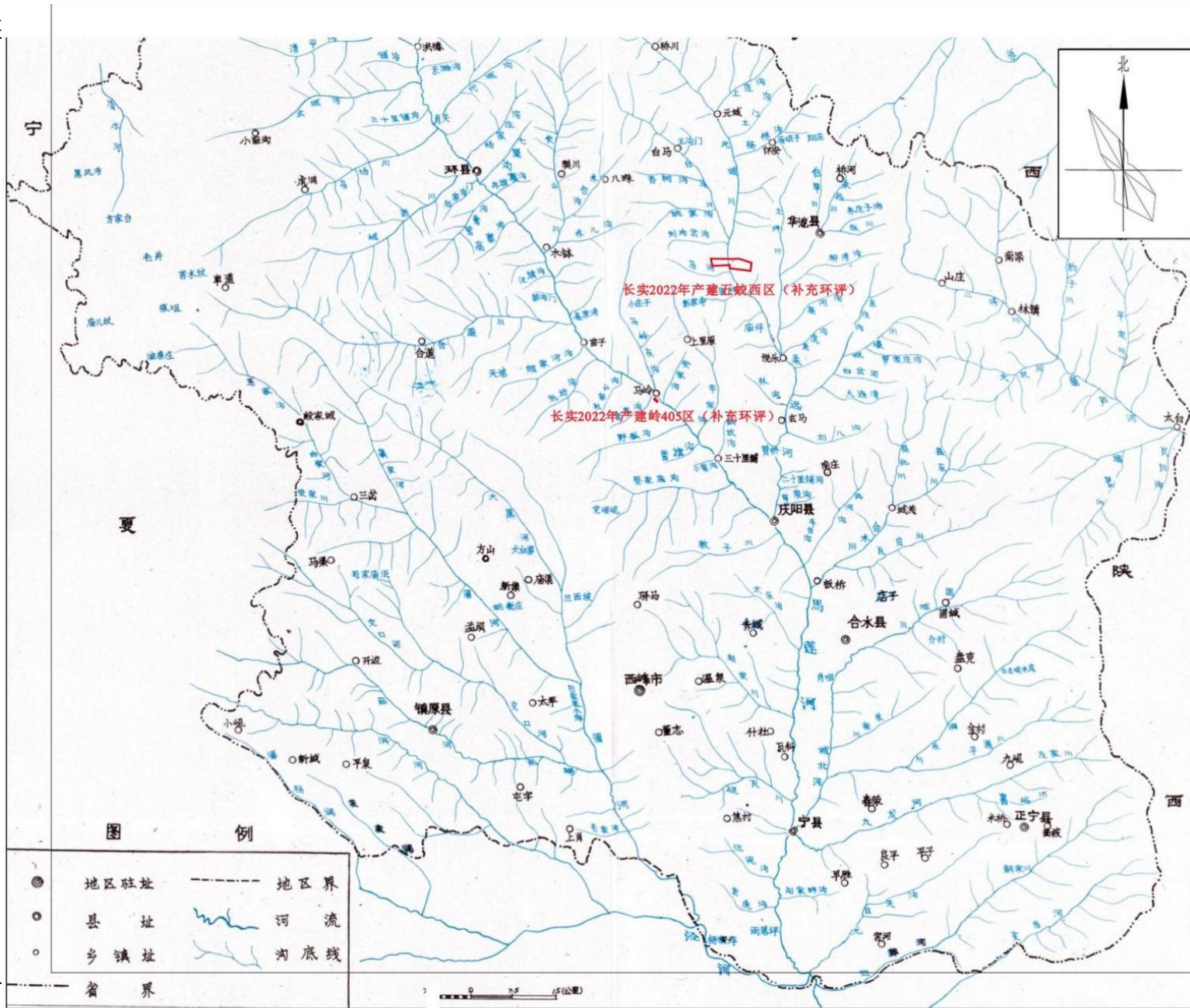


图6.1.4-1 评价区地表水系分布图

(1) 马莲河

马莲河为泾河一级支流，发源于宁夏麻黄山，于环县北部流入本区，流经洪德、环县、庆城、宁县、长庆桥等城镇，于宁县政府平入泾河。全长 374.8km，流域面积 19086 km²，多年平均径流总量 4.544 亿 m³，流量 14.17m³/s。马莲河上游为高含镁、氯、硫酸盐离子的苦水区，河水矿化度平均 1.4g/L，枯水期达到.9g/L，含盐量 0.045%左右，总硬度为 117~208 mg/L（以 CaO 计）。马莲河支流较多，主要有元城川、柔远河、城壕川、县川河、固城川、马坊川、合道川、湘乐川、九龙河等。

(2) 元城川

元城川发源于陕西省定边县白马崾岬乡，于华池县乔川乡铁角城入境，纵贯华池县西部。沿途流经乔川、元城、怀安、五蛟、悦乐等乡镇，于悦乐镇新堡村林沟口出境。元城川干流长 101km，县内河段 92km，是华池县内最长的河流。流域面积 2664km³，境内面积 2401km²。入境年平均流量 0.208m³/s，出境年平均流量 2.43 m³/s，年输沙量 1950×10⁴t。

6.2 环境质量现状

根据石油开发建设项目的污染特点及评价区环境特征，本次评价对大气、地表水、地下水、声环境、土壤、包气带污染现状进行了监测。部分监测数据利用常规监测数据，或引用《长庆实业集团有限公司2022甘肃区产能建设工程环境影响报告书》等产能建设工程环境影响评价中的现状监测数据。其余数据来甘肃康顺盛达检测有限公司2022年12月8日-12月14日对项目拟建地的现状监测数据。

现状监测实施时间为2022年12月8日至12月14日，引用点位为地下水环境现状为2022年3月29~4月4日监测数据，满足3年时效要求，评价区除油田开发外，基本无其他工业活动，监测工作实施至今各点位环境状况基本未发生明显变动，根据现场踏勘和后期公参调查走访踏勘，各点位周边未新增污染源。因此，引用现状监测数据可以满足评价要求，基本能反映评价区当前环境现状。

6.2.1 环境空气现状监测与评价

6.2.1.1 项目所在区域达标判定

本项目开发区域位于甘肃省庆阳市华池县、庆城县。根据庆阳市生态环境局官方网站 2023 年 1 月 31 日公开发布的《庆阳市 2022 年 1-12 月份环境空气质量状况》，内含

庆阳市 2022 年 1 月~12 月 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO 和 O₃ 六项基本污染物监测数据。见表 6.2.1-1。

表 6.2.1-1 区域空气质量现状评价表

监测点名称	污染物	年评价指标	评价标准 (μg/m ³)	现状浓度 (μg/m ³)	占标率 (%)	超标倍数	达标情况
庆阳市	SO ₂	年平均质量浓度	60	9	15.0	0	达标
	NO ₂	年平均质量浓度	40	17	42.5	0	达标
	PM ₁₀	年平均质量浓度	70	59	84.3	0	达标
	PM _{2.5}	年平均质量浓度	35	24	68.6	0	达标
	CO	第 95 百分位数 24h 平均浓度	4000	1000	25.0	0	达标
	O ₃	第 90 百分位数 8h 平均浓度	160	131	81.9	0	达标

项目所在区域 2022 年六项基本污染物因子均满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 中二级标准限值要求。因此, 判断项目所在区域庆阳市属于达标区。

6.2.1.2 特征污染物环境质量现状评价

为了解主要站场拟建地及所在区域大气环境特征污染物背景值及扩建井场环境空气特征污染物现状。本次环境空气现状监测共设 3 个监测点, 分别为 1#蛟 3-11、2#蛟 2-5、3#南 76-2。其中 1#、2#为新建井场环境空气背景值, 3#为扩建井场环境空气背景值, 以了解现有井场环境空气质量。

监测布点布置的代表性: 环境空气监测点位的布置主要考虑到井场废气对环境的影响, 因此对本次产建工程涉及井场按区域选择性进行了现状监测, 并兼顾考虑现有工程环境空气背景。综上所述, 本次环境空气现状监测布点具有一定的代表性。

本次环境空气现状监测委托甘肃康顺盛达检测有限公司; 3 个监测点全部采取实测, 监测时间为 2022 年 12 月 8 日至 12 月 14 日, 监测点位见图 6.2.1-1 和表 6.2.1-2。

表 6.2.1-2 环境空气特征污染物现状监测点位布置

序号	监测点名称	坐标	布点原则及代表性	备注
1	1#蛟 3-11 (新建井场)	107.76789°, 36.41286°	白 468 井区环境质量现状	本次 实测
2	2#蛟 2-5 (新建井场)	107.86584°, 36.38643°	白 461 井区环境质量现状	
3	3#南 76-2 (扩建井场)	107.69313°, 36.16991°	岭 405 井区环境质量现状	

(2) 监测项目及分析方法

各监测点监测项目为硫化氢、总烃、非甲烷总烃。各点采样及监测分析方法均按《环境监测技术规范》进行, 见表 6.2.1-3。

表 6.2.1-3 空气质量监测分析方法及评价标准

检测项目	分析方法	最低检出限 (mg/m ³)
非甲烷总烃	《环境空气 总烃、甲烷和非甲烷总烃的测定 直接进样-气	0.07

总烃	相色谱法》(HJ604-2017)	/
硫化氢	《环境空气 硫化氢 亚甲基蓝分光光度法 空气和废气监测分析方法》(第四版增补版)	0.001

(3)监测频率

1#、2#、3#点连续监测 7 天，各点每天监测 4 次（具体时间为：2:00、8:00、14:00、20:00），每次采样时间不少于 45 分钟。

(4)监测结果与评价

监测结果见表 6.2.1-4。

表 6.2.1-4 非甲烷总烃、总烃监测结果统计表 单位： mg/m^3

点位	监测时间	非甲烷总烃				总烃
		监测浓度范围	标准限值	最大浓度占标率 (%)	超标率 (%)	监测浓度范围
1#蛟 3-11 井 场	2022.12.08	0.99~1.18	2.0	59	0	4.65~4.89
	2022.12.09	1.02~1.24	2.0	62	0	4.64~4.77
	2022.12.10	1.01~1.20	2.0	60	0	4.58~5.41
	2022.12.11	1.02~1.17	2.0	58.5	0	4.53~4.81
	2022.12.12	1.03~1.23	2.0	61.5	0	4.72~5.35
	2022.12.13	0.95~1.16	2.0	58	0	4.83~5.02
	2022.12.14	1.02~1.13	2.0	56.5	0	4.78~4.99
2#蛟 2-5 井场	2022.12.08	0.99~1.10	2.0	55	0	1.76~1.92
	2022.12.09	1.16~1.23	2.0	61.5	0	4.56~4.80
	2022.12.10	1.11~1.24	2.0	62	0	4.58~4.78
	2022.12.11	0.92~1.15	2.0	57.5	0	4.65~4.86
	2022.12.12	0.98~1.12	2.0	56	0	4.71~4.89
	2022.12.13	0.98~1.11	2.0	55.5	0	4.90~4.99
	2022.12.14	1.00~1.17	2.0	58.5	0	4.84~4.99
3#南 76-2 井 场	2022.12.08	0.99~1.13	2.0	56.5	0	4.52~4.7
	2022.12.09	0.99~1.01	2.0	50.5	0	4.4~4.69
	2022.12.10	1.00~1.12	2.0	56	0	4.45~4.59
	2022.12.11	0.95~1.15	2.0	57.5	0	4.55~4.83
	2022.12.12	1.03~1.17	2.0	58.5	0	4.89~4.92
	2022.12.13	1.02~1.13	2.0	56.5	0	4.85~5.00
	2022.12.14	1.08~1.23	2.0	61.5	0	4.53~4.73

表 6.2.1-4 硫化氢监测结果统计表 单位： mg/m^3

点位	监测时间	硫化氢			
		监测浓度范围	标准限值	最大浓度占标率 (%)	超标率 (%)

1#蛟 3-11 井场	2022.12.08	0.003~0.005	0.01	50	0
	2022.12.09	0.003~0.006	0.01	60	0
	2022.12.10	0.004~0.006	0.01	60	0
	2022.12.11	0.004~0.006	0.01	60	0
	2022.12.12	0.003~0.004	0.01	40	0
	2022.12.13	0.004~0.005	0.01	50	0
	2022.12.14	0.004~0.006	0.01	60	0
2#蛟 2-5 井 场	2022.12.08	0.004~0.005	0.01	50	0
	2022.12.09	0.004~0.006	0.01	60	0
	2022.12.10	0.003~0.005	0.01	50	0
	2022.12.11	0.004~0.005	0.01	50	0
	2022.12.12	0.003~0.005	0.01	50	0
	2022.12.13	0.003~0.006	0.01	60	0
	2022.12.14	0.004~0.006	0.01	60	0
3#南 76-2 井场	2022.12.08	0.004~0.006	0.01	60	0
	2022.12.09	0.003~0.005	0.01	50	0
	2022.12.10	0.003~0.006	0.01	60	0
	2022.12.11	0.004~0.006	0.01	60	0
	2022.12.12	0.004~0.005	0.01	50	0
	2022.12.13	0.004~0.006	0.01	60	0
	2022.12.14	0.003~0.005	0.01	50	0

根据监测结果，评价区 1#~3#监测点非甲烷总烃小时浓度均满足《大气污染物综合排放标准详解》中的一次值 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 浓度限值。硫化氢 1 小时平均值满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D》限值要求。

6.2.2 地表水环境现状监测与评价

地表水评价对象为元城川及马莲河。

6.2.2.1 现状监测与评价

(1) 元城川地表水环境质量现状引用《长庆实业集团有限公司 2022 甘肃区产能建设工程环境影响报告书》数据。评价范围为元城川干流五蛟西区边界上游 500m 及边界下游 3km 河段。结合地表水系分布和现场调查，长实集团位于五蛟西区的石油开发是该区域内的主要工业生产活动。井区上游 500m 兰沟门断面为元城川水质对照断面，井区下游 3km 毛家山断面为元城川水质对照断面。引用数据监测时间为 2022 年 3 月 29 日~31 日，满足导则要求“近 3 年水环境质量数据”的时效性要求。

(2) 马莲河地表水环境质量现状进行实测，布设两个监测断面。评价范围为南 58 井场边界上游 500m 及边界下游 3km 河段。井区上游 500m 下路沟门断面为马莲河水质对照断面，井区下游 3km 韩湾村断面为马莲河水质对照断面。监测时间为 2022 年 12 月 8 日~12 月 9 日。

监测项目包括：pH、COD、氨氮、硫化物、石油类及挥发酚，各项监测因子、分析方法依据及限值等详见见表 6.2.2-1，监测断面见表 6.2.2-2，监测结果见表 6.2.2-3。

表 6.2.2-1 地表水水质监测因子及分析方法

项目名称	检测方法	方法来源	检出限
pH (无量纲)	《水质 pH 的测定 电极法》	HJ 1147-2020	/
化学需氧量	《水质 化学需氧量的测定-重铬酸盐法》	HJ 828-2017	4
氨氮	《水质 氨氮的测定—纳氏试剂分光光度法》	HJ 535-2009	0.025
硫化物	《水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度》	HJ 1226-2021	0.01
石油类	《水质 石油的测定 紫外分光光度法 (试行)》	HJ 970-2018	0.01
挥发性酚类	《水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法》	HJ 503-2009	0.0003

表 6.2.2-2 地表水环境监测断面

序号	监测断面名称	坐标	河流	布点原则	代表性
/	兰沟门断面	36.44666°、 107.88114°	元城川	项目区上游 500m 对照断面	元城川干流，位于井区上游，反映了河流进入井区前的背景值
/	毛家山断面	36.35757°、 107.86113°	元城川	项目区下游 3000m 对照断面	元城川干流，位于井区下游，反映了河流在井区范围内受到的污染情况
1#	下路沟门断面	107.66663°， 36.19719°	马莲河	南 58 井场上游 500m 控制断面	马莲河干流，位于南 58 井场上游，反映了河流进入井区前的背景值
2#	韩湾村断面	107.72678°， 36.14906°	马莲河	南 58 井场下游 3000m 控制断面	马莲河干流，位于南 58 井场下游，反映了河流在井场范围内受到的污染情况

表 3.2.1-2 元城川地表水监测结果

断面	监测时间	浓度 (mg/L)					pH 值
		氨氮	COD	硫化物	石油类	挥发酚	
兰沟门断面	2022.3.29	0.927	13	0.01L	0.01L	0.0003L	8.4
	2022.3.20	0.455	5	0.01L	0.01L	0.0003L	8.6
	2022.3.21	0.944	10	0.01L	0.01L	0.0003L	8.4
毛家山断面	2022.3.29	0.427	6	0.01L	0.01L	0.0003L	8.5
	2022.3.20	0.913	14	0.01L	0.01L	0.0003L	8.5
	2022.3.21	0.470	8	0.01L	0.01L	0.0003L	8.6
III类标准		1.0	20	0.2	0.05	0.005	6~9
超标率 (%)		0	0	0	0	0	0

最大超标倍数	0	0	0	0	0	0
--------	---	---	---	---	---	---

由地表水监测结果可以看出，元城川 2 个断面上所有监测项目均符合《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准。

表 3.2.1-3 马莲河地表水监测结果

断面	监测时间	浓度（mg/L）					pH 值
		氨氮	COD	硫化物	石油类	挥发酚	
下路沟门断面	2022.12.08	0.196	17	0.01L	0.01L	0.0003L	7.3
	2022.12.09	0.201	19	0.01L	0.01L	0.0003L	7.5
	2022.12.10	0.206	20	0.01L	0.01L	0.0003L	7.4
韩湾村断面	2022.12.08	0.214	14	0.01L	0.01L	0.0003L	7.2
	2022.12.09	0.213	16	0.01L	0.01L	0.0003L	7.3
	2022.12.10	0.220	17	0.01L	0.01L	0.0003L	7.4
III类标准		1.0	20	0.2	0.05	0.005	6~9
超标率（%）		0	0	0	0	0	0
最大超标倍数		0	1	0	0	0	0

由地表水监测结果可以看出，马莲河断面上监测项目均符合《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）IV 类标准。

6.2.3 地下水环境现状监测与评价

6.2.3.1 地下水现状监测与评价

（1）监测点布置

按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）要求，地下水环境现状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。二级评价项目潜水含水层的水质监测点应不少于 5 个，可能受建设项目影响且具有饮用水开发利用价值的含水层 2-4 个。原则上建设项目场地上游和两侧的地下水水质监测点均不得少于 1 个，建设项目场地及其下游影响区的下水水质监测点不得少于 2 个。

为调查评价区地下水环境现状，本次地下水环境现状监测工作，根据评价等级、水文地质条件、建设项目布局等因素，共选取了地下水水位、水质监测点 14 个，其中，1~6#为实测，7~11#点引用 2011 年产建环评中的地下水监测数据，12~14#点引用《长庆实业集团有限公司 2022 年产能建设工程环境影响评价报告书》中的地下水监测数据，监测点位的布设考虑了地面工程位置、周围环境敏感点、地下水污染源的位置关系，关注拟建地上下游、左右两侧地下水环境，监测层位除了第四系黄土潜水含水层，还包括了可能受钻井影响且具有开发利用价值的白垩系承压含水层，并且水位监测点是水质监

测点位个数的 2 倍，监测点位布置符合导则要求，具有较好的代表性。监测潜水水井均为民用井，为本项目评价范围内的敏感目标。

具体监测点位详见表具体监测点位见表 6.2.3-1 和图 6.2.1-1。

表 6.2.3-1 评价区地下水质量现状监测点位

编号	监测点位	类型	坐标	监测类型		备注
1	1#梨树村	潜水	107.741115°, 36.414892°	水位、水质	两侧	实测
2	2#李良子村	潜水	107.819929°, 36.380967°	水位、水质	下游	
3	3#大沟门	潜水	107.904478°, 36.382335°	水位、水质	两侧	
4	4#下路沟门	潜水	107.664323°, 36.195460°	水位、水质	下游	
5	5#夏家庄	潜水	107.696081°, 36.170977°	水位、水质	下游	
6	6#路家掌村	潜水	107.641128°, 36.168166°	水位、水质	上游	
7	兰沟门	潜水	107.819527°, 36.445066°	水位	上游	引用 2021 年 产建环 评
8	兰家沟	潜水	107.827683°, 36.438805°	水位	上游	
9	J12S1 水源井	洛河组承压水	107.834875°, 36.441936°	水位	上游	
10	1#站水源井	洛河组承压水	107.834875°, 36.441936°	水位		
11	柴沟门	民用潜水井	107.821177°, 36.461783°	水位	上游	引用 2022 年 产建环 评
12	王庄	潜水	107.800906°, 36.448066°	水位	上游	
13	康塌爪	潜水	107.795864°, 36.408347°	水位	两侧	
14	路旗	潜水	107.804305°, 36.420258°	水位	上游	

(2) 监测因子及分析方法

① 阴阳离子： K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 。

② 基本因子：pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、总硬度、挥发酚、氟化物、氰化物、高锰酸盐指数、溶解性总固体、铁、锰、铅、砷、汞、镉、铬（六价）。

③ 特征因子：石油类。

④ 水位

各项监测因子、分析方法依据及限值等详见表 6.2.3-2。

表 6.2.3-2 地下水水质监测因子及分析方法 单位：mg/L

序号	检测项目	分析方法	方法依据	检出限
1	pH	《水质 pH 值的测定 电极法》	HJ 1147-2020	/
2	亚硝酸盐	《水质 亚硝酸盐氮的测定 N-(1-萘基)-乙二胺光度法》	GB /T 7493-1987	0.003
3	硝酸盐	《水质 硝酸盐氮的测定 紫外分光光度法》	HJ/T 346-2007	0.08

4	挥发性酚类	《水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法》	HJ 503-2009	0.0003
5	溶解性总固体	《生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标》	GB/T5750.4-2006(8.1)	/
6	氨氮	《水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法》	HJ 535-2009	0.025
7	氟化物	《水质 氟化物的测定 离子选择电极法》	GB 7484-87	0.02
8	总硬度	《生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标》	GB 5750.4-2006 (7.1)	1.0
9	耗氧量	《水质 高锰酸盐指数的测定》	GB 11892-1989	0.5
10	氰化物	《水质 氰化物的测定 容量法和分光光度法》	HJ 484-2009	0.004
11	六价铬	《水质 六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法》	GB 7467-1987	0.004
12	铁	《水质 铁和锰的测定 火焰原子吸收分光光度法》	GB 11911-1989	0.03
13	锰	《水质 铁和锰的测定 火焰原子吸收分光光度法》	GB 11911-1989	0.01
14	镉	《生活饮用水标准检验方法金属指标》	GB/T5750.6-2006(11.1)	0.0025
15	铅	《生活饮用水标准检验方法金属指标》	GB/T5750.6-2006(11.1)	0.0025
16	汞	《水质 汞、砷、硒、铋、锑的测定 原子荧光法》	HJ 694-2014	0.00004
17	砷	《水质 汞、砷、硒、铋、锑的测定 原子荧光法》	HJ 694-2014	0.0003
18	K ⁺	《水质 钾和钠的测定 火焰原子吸收分光光度法》	GB 11904-1989	0.05
19	Na ⁺	《水质 钾和钠的测定 火焰原子吸收分光光度法》	GB 11904-1989	0.02
20	Ca ²⁺	《水质 钙和镁的测定 原子吸收分光光度法》	GB 11905-1989	0.002
21	Mg ²⁺	《水质 钙和镁的测定 原子吸收分光光度法》	GB 11905-1989	0.02
22	Cl ⁻	《水质 无机阴离子 (F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻) 的测定 离子色谱法》	HJ 84-2016	0.007
23	SO ₄ ²⁻	《水质 无机阴离子 (F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻) 的测定 离子色谱法》	HJ 84-2016	0.018
24	CO ₃ ²⁻	《地下水水质检验方法 滴定法测定碳酸根、重碳酸根和氢氧根》	DZ/T 0064.49-2021	5
25	HCO ₃ ⁻	《地下水水质检验方法 滴定法测定碳酸根、重碳酸根和氢氧根》	DZ/T 0064.49-2021	2

26	石油类	《水质 石油的测定 紫外分光光度法（试行）》	HJ 970-2018	0.01
----	-----	------------------------	-------------	------

(3) 采样时间及频率

按照导则中“表 4 地下水环境现状监测频率参照表”，项目评价区属于“黄土地区”，评价等级为二级，应进行一期水质、水位监测。

本次委托甘肃康顺盛达检测有限公司于 2022 年 12 月 8 日对 1~6# 点位进行了一期水质、水位监测。

监测分析方法按照《地下水环境监测技术规范》（HJ/T164-2004）中规定执行。

(4) 监测结果

① 地下水水位监测结果

本次地下水水位监测工作选取的 14 个监测点中，包含第四系黄土层潜水监测点位 12 个，白垩系承压水监测点位 2 个，监测结果见表 6.2.3-3。

表 6.2.3-3 地下水水位监测结果表

编号	点位	井口高程 (m)	井深 (m)	水位高程 (m)	监测层位
1	1#梨树村	1409	12	1402	第四系潜水
2	2#李良子村	1205	13	1197	第四系潜水
3	3#大沟门	1219	12	1212	第四系潜水
4	4#下路沟门	1171	11	1165	第四系潜水
5	5#夏家庄	1124	13	1116	第四系潜水
6	6#路家掌村	1289	12	1282	第四系潜水
7	兰沟门	1211	32	1189	第四系潜水
8	兰家沟	1211	15	1202	第四系潜水
9	J12S1 水源井	1483	480	1183	洛河组承压水
10	1#站水源井	1480	540	1120	洛河组承压水
11	柴沟门	1218	27	1199	第四系潜水
12	王庄	1212	24	1193	第四系潜水
13	康塌圪	1189	18	1177	第四系潜水
14	路旗	1243	77	1184	第四系潜水

② 地下水水质监测结果

本次地下水水质监测点各点的阴阳离子平衡分析见表 6.2.3-4，根据离子平衡的检查公式： $E=100X(\sum mc-\sum ma)/(\sum mc+\sum ma)$ ，计算得阴阳离子相对误差在数值上应小于 $\pm 5\%$ ，从表 6.2.3-4 可以看出，阴阳离子相对误差在允许范围内，因此监测数据可靠。

地下水水质监测结果见表 6.2.3-5。

表 6.2.3-4 地下水阴阳离子平衡表 单位：meq/L

监测点 位 阴阳离子	1	2	3	4	5	6

K ⁺	0.04	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
Na ⁺	3.39	3.01	3.43	2.98	3.27	3.21
Ca ²⁺	3.43	2.93	3.18	2.71	2.74	2.72
Mg ²⁺	3.75	4.88	3.87	3.61	3.52	3.54
CO ₃ ²⁻	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
HCO ₃ ⁻	5.82	6.00	4.90	5.08	5.15	5.07
Cl ⁻	2.50	2.36	2.58	2.61	2.37	2.37
SO ₄ ²⁻	1.48	1.71	1.99	1.81	1.96	2.07
∑mc	10.613612	10.844977	10.5096544	9.3231326	9.560078	9.5007357
∑ma	9.795347	10.693028	9.4735877	9.5001010	9.4783215	9.51313824
E/%	4.009342	3.707205	5.184678	-0.94016	0.42943	-0.06523

表 6.2.3-5

地下水水质监测结果表

单位: mg/L

监测点位	数值类别	检测项目 (mg/L)												
		pH	总硬度	溶解性总固体	氨氮	硝酸盐	六价铬	亚硝酸盐	石油类	耗氧量	砷	汞	锰	镉
1#梨树村	监测值	7.2	328	956	0.132	0.21	0.004L	0.003L	0.01L	1.9	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L
	标准指数	0.15	0.72	0.956	0.264	0.0105	/	/	/	0.63	/	/	/	/
2#李良子村	监测值	7.5	296	978	0.151	0.19	0.004L	0.003L	0.01L	2.1	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L
	标准指数	0.50	0.66	0.978	0.302	0.0095	/	/	/	0.7	/	/	/	/
3#大沟门	监测值	7.3	348	512	0.168	0.24	0.004L	0.003L	0.01L	1.7	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L
	标准指数	0.25	0.77	0.512	0.336	0.012	/	/	/	0.57	/	/	/	/
4#下路沟门	监测值	7.7	292	689	0.154	0.18	0.004L	0.003L	0.01L	1.9	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L
	标准指数	0.88	0.65	0.689	0.308	0.009	/	0.01	/	0.63	/	/	/	/
5#夏家庄	监测值	7.4	329	815	0.127	0.23	0.004L	0.003L	0.01L	2.2	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L
	标准指数	0.36	0.73	0.815	0.254	0.0115	/	0.01	/	0.73	/	/	/	/
6#路家掌村	监测值	7.6	318	756	0.122	0.25	0.004L	0.003L	0.01L	2.0	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L
	标准指数	0.67	0.71	0.756	0.244	0.0125	/	0.01	/	0.67	/	/	/	/
标准值		6.5~8.5	≤450	≤1000	≤0.50	≤20.0	≤0.05	≤1.00	≤0.05	≤3.0	≤0.01	≤0.001	≤0.10	≤0.005
监测点位	数值类别	检测项目 (mg/L)												
		铅	铁	挥发性酚类	氟化物	氰化物	K ⁺	Na ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	CO ₃ ²⁻	HCO ₃ ⁻	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻
1#梨树村	监测值	0.0025L	0.03L	0.0003L	0.45	0.004L	1.65	78.0	68.6	45.0	0	355	88.7	70.9
	标准指数	/	/	/	0.45	/	/	/	/	/	/	/	0.3548	0.2836
2#李良子村	监测值	0.0025L	0.03L	0.0003L	0.41	0.004L	1.22	69.2	58.6	58.5	0	366	83.9	81.9
	标准指数	/	/	/	0.41	/	/	/	/	/	/	/	0.3356	0.3276
3#大沟门	监测值	0.01L	0.15	0.0003L	0.39	0.004L	1.1	79	63.6	6.4	0	299	91.6	95.6
	标准指数	/	0.50	/	0.39	/	/	/	/	/	/	/	0.3664	0.3824
4#下路沟门	监测值	0.01L	0.18	0.0003L	0.37	0.004L	1.23	68.5	54.1	43.3	0	310	92.5	87
	标准指数	/	0.60	/	0.37	/	/	/	/	/	/	/	0.37	0.348
5#夏家庄	监测值	0.01L	0.07	0.0003L	0.40	0.004L	1.32	75.2	54.8	42.2	0	314	84	94.3

	标准指数	/	0.23	/	0.40	/	/	/	/	/	/	/	0.336	0.3772
6#路家掌村	监测值	0.01L	0.03L	0.0003L	0.44	0.004L	1.21	73.9	54.3	42.5	0	309	84.3	99.5
	标准指数	/	/	/	0.44	/	/	/	/	/	/	/	0.3372	0.398
标准值		≤0.01	≤0.3	≤0.002	≤1.0	≤0.05	/	≤200	/	/	/	/	≤250	≤250
备注		石油类执行 GB 3838-2002《地表水环境质量标准》III类标准，其余项目执行 GB/T 14848-2017《地下水质量标准》III类标准。 检测结果低于检出限的，在检出限后加“L”表示。												

根据表 6.2.3-5 可知，各监测因子均符合《地下水质量标准》（GB/T 14848-17）III 类标准。石油类、挥发酚等油田特征污染物均未检出。

6.2.3.2 现有工程场地包气带污染现状调查与评价

(1) 监测点布设

根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ 610-2016）的要求，“对于一、二级的改、扩建项目，应在可能造成地下水污染的主要装置或设施附近开展包气带污染现状调查，对包气带进行分层取样，一般在 0~20cm 埋深范围内取一个样品，其他取样深度应根据污染源特征和包气带岩性、结构特征等确定”。

本项目为扩建项目，地下水评价工作等级为二级，故本次评价根据现有工程情况，选取 1 座井场及 1 座典型站场，分别在井场及站场污染装置区附近和站外未开发利用地取样进行对比调查，共 2 组 12 个包气带污染现状监测点。本次包气带污染土壤取柱状样，分别在 0-20cm 取一个样品，评价区包气带岩性主要为第四系风成黄土，包气带厚度较厚，为更好的对区域包气带不同层次的环境质量现状进行了解，故本次在 20-60cm 的位置增加取样。对样品进行清水浸溶试验，对浸溶液进行测试分析。取样点位置及深度见表具体见表 6.2.3-6 和图 6.2.1-1。

表 6.2.3-6 包气带污染现状取样点位

编号	监测点位		坐标	取样位置	取样深度
1#	返排液处理站内	站内表层样(0-0.2m)	107.83125° , 36.40741°	站内	分 0-20cm 、 20-60cm 两层， 每层各 取一个 样。
		站内中层样(0.2-0.6m)			
		排液装置区附近表层样(0-0.2m)	107.83125° , 36.40741°	站内排液 装置区附 近	
		排液装置区附近中层样(0.2-0.6m)			
2#	返排液处理站外	表层样(0-0.2m)	107.83107° , 36.40693°	站外未利 用地	
		中层样(0.2-0.6m)			
3#	蛟 54 井场内	井场内表层样(0-0.2m)	107.84356° , 36.38818°	井场内	
		油井装置附近表层样(0-0.2m)			
		井场内中层样(0.2-0.6m)	107.84356° , 36.38818°	井场内油 井装置区 附近	
		油井装置附近中层样(0.2-0.6m)			
4#	蛟 54 井场外	表层样(0-0.2m)	107.84299° , 36.38793°	井场外站 外未利用 地	
		中层样(0.2-0.6m)			

(2) 监测项目及分析方法

监测项目：pH 值、氨氮、挥发性酚类、石油类、六价铬、硫酸盐、硝酸盐、氯化物，共 8 项，各监测项目分析方法见表 6.2.3-7。

表 6.2.3-7 监测项目分析方法

序号	监测项目	分析方法	方法来源	检出限 (mg/L)
1	pH 值	《水质 pH 的测定 电极法》	HJ 1147-2020	无量纲
2	挥发酚	《水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法》	HJ 503-2009	0.0003
3	氨氮	《水质 氨氮的测定—纳氏试剂分光光度法》	HJ 535-2009	0.025
4	六价铬	《水质 六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法》	GB 7467-87	0.004
5	硝酸盐	《水质 硝酸盐氮的测定 紫外分光光度法》	HJ/T 346-2007	0.08
6	石油类	《水质 石油的测定 紫外分光光度法 (试行)》	HJ 637-2018	0.01
7	氯化物	《水质 氯化物的测定 硝酸银滴定法》	GB 11896-89	/

(3) 采样时间：2022 年 12 月 08 日，取一次样。

(4) 监测结果与评价

现有场地包气带现状监测结果见表 6.2.3-8。

表 6.2.3-8 包气带检测结果表 单位：mg/L

点位	采样深度	检测结果						
		pH	氨氮	挥发酚	硝酸盐	六价铬	氯化物	石油类
返排液处理站内	0-20cm	7.2	2.23	0.01L	0.39	0.004L	83	1.58
	20-60cm	7.4	2.16	0.01L	0.26	0.004L	90	1.69
返排液处理站内排液装置区附近	0-20cm	7.4	2.15	0.01L	0.42	0.004L	86	1.46
	20-60cm	7.5	2.20	0.01L	0.33	0.004L	90	1.54
返排液处理站外	0-20cm	7.3	1.86	0.01L	0.41	0.004L	75	1.76
	20-60cm	7.2	2.22	0.01L	0.35	0.004L	85	1.72
蛟54井场内	0-20cm	7.5	1.65	0.01L	0.28	0.004L	51	1.54
	20-60cm	7.6	1.46	0.01L	0.29	0.004L	59	1.55
蛟54井场内油井装置区附近	0-20cm	7.4	1.78	0.01L	0.32	0.004L	46	1.63
	20-60cm	7.4	1.38	0.01L	0.36	0.004L	56	1.53
蛟54井场外	0-20cm	7.2	1.58	0.01L	0.46	0.004L	48	1.46
	20-60cm	7.3	1.67	0.01L	0.40	0.004L	63	1.43

从表 6.2.3-8 可以看出，将现有工程的包气带监测值与背景值对照可以看出差异不大。

6.2.4 声环境现状监测与评价

(1) 监测点布设

本次声环境现状监测共布设 7 个噪声监测点位，其中：新建工程选址背景噪声点 1 个，扩建工程选址背景噪声点 1 个，敏感点背景噪声点 4 个。现有工程监测点位设置于

蛟 50 扩井场, 该站为本次扩建井场, 现状监测期间, 设备正常运转。监测点位见表 6.2.4-1 和图 6.2.1-1。

表 6.2.4-1 声环境现状监测点位置

编号	监测点位	坐标	布点原则
1#	南 76-2 东侧居民点	107.695048°, 36.17099°	环境敏感点背景值
2#	蛟 2-10 西北侧最近居民点	107.87659°, 36.39456°	环境敏感点背景值
3#	蛟 50 扩西北侧最近居民点	107.854998°, 36.39473°	环境敏感点背景值
4#	蛟 8-13 最近居民点	107.82157°, 36.38778°	环境敏感点背景值
5#	蛟 3-11 最近居民点	107.767893°, 36.41286°	环境敏感点背景值
6#	蛟 50 扩东	107.85705°, 36.39271°	现状值
7#	蛟 50 扩南		现状值
8#	蛟 50 扩西		现状值
9#	蛟 50 扩北		现状值
10#	蛟 2-10	107.87717°, 36.39382°	选址背景噪声

(2) 监测因子

声环境质量现状监测因子为等效连续 A 声级 LAeq。

(3) 监测方法

监测方法按《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中的有关规定进行。

(4) 采样时间及监测频次

监测时间为 2022 年 12 月 08 日~09 日, 各监测点位均连续监测 2 天, 每天昼、夜各监测 1 次, 每次监测时间不小于 20min。

(5) 监测结果与评价

本项目声环质量现状监测结果见表 6.2.4-2。

表 6.2.4-2 声环境质量现状监测结果

监测点位		监测时间	监测结果		标准限值		超标分贝	
			昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
1#	蛟 2-10	2022.12.08	49.6	38.6	60	50	/	/
		2022.12.09	49.8	38.8	60	50	/	/
2#	东厂界	2022.12.08	50.6	39.8	60	50	/	/
		2022.12.09	50.8	39.5	60	50	/	/
3#	南厂界	2022.12.08	49.1	40.3	60	50	/	/
		2022.12.09	49.8	40.1	60	50	/	/
4#	西厂界	2022.12.08	52.6	41.8	60	50	/	/
		2022.12.09	52.3	41.2	60	50	/	/
5#	北厂界	2022.12.08	51.4	40.5	60	50	/	/
		2022.12.09	51.8	40.7	60	50	/	/
6#	蛟 50 扩西北侧	2022.12.08	50.3	39.8	60	50	/	/
		2022.12.09	50.6	40.1	60	50	/	/

7#	蛟 8-13 附近	2022.12.08	49.8	38.9	60	50	/	/
		2022.12.09	50.3	39.4	60	50	/	/
8#	蛟 3-11 附近	2022.12.08	51.2	40.6	60	50	/	/
		2022.12.09	51.3	40.2	60	50	/	/
9#	南 76-2 东侧附近	2022.12.08	49.8	39.6	60	50	/	/
		2022.12.09	50.2	40.1	60	50	/	/
10#	蛟 2-10 西北侧附近	2022.12.08	52.2	41.5	60	50	/	/
		2022.12.09	52.4	41.3	60	50	/	/

根据监测结果，新建井场选址及敏感点背景噪声值满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求，扩井场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类声环境功能区排放标准。

6.2.5 土壤环境现状调查与评价

6.2.5.1 土壤环境概况

(1)土壤类型

根据《中国土壤分类与代码》（GB/T17296-2009）中的分类，庆城县、华池县土壤类型主要是黑垆土、黄绵土、黑麻土、新积土等4个土类，其中黄绵土一类即占土壤总面积74.87%。其余土类包括红粘土、灰漠土、灰钙土等。本次涉及到评价区的主要土壤类型为黄绵土。

(2)土壤描述

黄绵土是由黄土母质直接耕翻形成的初育土。由于土壤侵蚀严重，表层耕层长期遭侵蚀，只得加深耕作黄土母质层，因而母质特性明显，无明显发育，为A-C型土。由于风成黄土富含细粉粒，质地、结构均一，疏松绵软，富含石灰，磷钾储量较丰，但有效性差，土壤有机质缺乏，含量仅5g/kg。速效磷含量3~5mg/kg。

灰褐土是腐殖质累积与积钙作用明显的土壤。A0层有机质可达100g/kg，下见暗色腐殖层，有弱粘淀特征，见棕褐色土层，钙积层在40-60cm以下出现，铁、铝氧化物无移动，pH值多在7~8之间。

黑垆土由黄土发育，具低有机质含量10g/kg，但腐殖质层却很深厚(1m或更深)。原位粘化，但无明显粘化层，具假菌丝状石灰累积。无盐化，多用于旱耕。

新积土为新近冲积、洪积、坡积及塌积或人工堆垫的土壤。成土期短，母质特性明显，属A-C型或(A)-C型土。

(3)土壤分布

根据国家土壤信息服务平台数据及庆阳市土壤分布图，本项目评价范围内涉及的土壤类型为黄绵土。

对评价区主要为一个土壤类型区：

中部黄绵土区：包括环县环城镇、樊家川镇、八珠乡、华池县上里塬乡以东所有地区，庆城县玄马镇、三十里铺镇，华池县南梁镇、紫坊畔乡以西所有地区。黄绵土覆盖本区绝大部分面积，大量分布于塬、梁、峁顶部及山坡中上部。

6.2.5.2 理化特性调查

为了解土壤理化特征，在评价区域内设置1处调查点位，进行理化性质和剖面调查，剖面调查由本次评价委托甘肃康顺盛达检测有限公司于2020年12月8日开展。剖面位置见表6.2.5-1，土壤理化特性及剖面调查结果见表6.2.5-2至表6.2.5-3。

表 6.2.5-1 典型土壤类型理化性质调查点位置

点位	地理位置	点位坐标	土壤类型	备注
1#	蛟 97-4 井场拟建井场选址	107.76552°，36.40206°	黄绵土	实测

表 6.2.5-2 1#（黄绵土）理化性质调查表

点号		时间	2022 年 12 月 08 日
坐标		107.76552°，36.40206°	
层次		发生层	
现场记录	颜色	灰棕色	
	结构	团粒状	
	质地	壤土	
	沙砾含量	0.3	
	其他异物	无	
实验室测定	pH 值	7.52	
	阳离子交换量/ (cmol ⁺ /kg)	28	
	氧化还原电位/ (mV)	225	
	饱和导水率/ (cm/s)	3.5×10 ⁻⁴	
	土壤容重/ (kg/m ³)	0.98×10 ³	
	总孔隙度/(体积%)	28	

6.2.5.3 现有工程已采取的土壤环境保护措施

(1)钻井过程采用无毒无害的水基钻井液，钻井废水溢流上清液用于配置泥浆，在井场内循环使用，压滤等无法利用的钻井废液拉运至就近的措施返排液处理展出，钻井结束后，井场固液分离后的固化泥浆和岩屑委托第三方处置厂集中处置，含油岩屑单独收集、装袋、密封，全部送危废暂存点暂存，并委托有资质单位进行处置。

试油、压裂等井下作业过程中，在井场地表铺设防渗布及时回收落地油，产生的试油废水、压裂液等全部入罐存放，压裂液回收后优先考虑在井场处理后循环利用，无法利用的分批次运往措施返排液处理站处理后回注。

(2)现有工程采出水及措施返排液全部收集处理达标后回注油层用于驱油，不外排；站场生活污水全部收集经生活污水处理设施处理达标后用于站场绿化及洒水降尘，不外排；井场设置含油污水收集池和集油槽，集油槽与含油污水池相连，生产过程中井口落地油全部收集至此，避免了地表径流携带污油污染井场及站外土壤。

(3)井下作业过程“铺设作业、带罐上岗”，及时回收落地油和含油污泥；含油污泥和废滤料清理后直接装入防渗袋，交有资质单位进行处置，暂时无法接收时，送危废暂存点暂存；保障点内设生活垃圾收集装置，生活垃圾统一收集后运送至当地环卫部门指定地点处置。

(4)现有联合站、接转站、增压机组和井场均参照《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T 50934-2013)采取分区防渗措施；现有危废暂存点均按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB 18597-2001)相关要求建设并采取防渗措施。

6.2.5.4 现状监测点位设置

(1)布点原则

①根据影响类型、评价等级，采用均布性与代表性相结合的原则，充分反映建设项目调查评价范围内的土壤环境现状；

②开发井区调查评价范围内涉及的典型土壤类型至少设置 1 个表层样监测点，尽量布置在未受人为污染或相对未受污染的区域；

③涉及入渗途径影响的，主要产污装置区应设置柱状样监测点；建设项目占地范围及其可能影响区域的土壤环境已存在污染风险的，应结合用地历史资料和现状调查情况，在可能受影响最重的区域布设监测点；

④管线工程重点在站场位置设置监测点；

⑤生态影响型建设项目应根据建设项目所在地的地形特征、地面径流方向设置表层样监测点。

(2)布点数量要求

建设项目土壤环境评价工作等级为污染影响型一级、生态影响型二级，现状监测布点类型及数量要求见表 6.2.5-8。此外，根据导则要求，污染影响型建设项目占地范围超过 100hm² 的，每增加 20hm² 增加 1 个监测点；生态影响建设项目可优化调整占地范围内、外监测点数量，保持总数不变。表层样应在 0~0.2m 取样，柱状样通常在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3 m 分别取样。

表 6.2.5-8 土壤环境现状监测布点类型与数量要求

评价工作等级		占地范围内	占地范围外
一级	污染影响型	5 个柱状样点 ^a ，2 个表层样点 ^b	4 个表层样点
二级	生态影响型	3 个表层样点	4 个表层样点

a 柱状样通常在 0~0.5 m、0.5~1.5m、1.5~3 m 分别取样；b 表层样应在 0~0.2m 取样。

(3) 监测点位分布

根据项目土壤环境影响类型、评价工作等级，采用均布性与代表性相结合的原则，使监测点充分反映建设项目调查评价范围内的土壤环境现状。

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018），调查评价范围内，在现有工程涉及入渗途径影响的主要装置区布置表层样监测点 2 个，柱状样监测点 1 个；在拟建项目厂址及周边区域共布设表层样监测点 8 个，柱状样监测点 5 个，均为实测。本项目土壤评价区域内土壤占地类型仅涉及黄绵土，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）“7.4.2.2，调查评价范围内的每种土壤类型应至少设置 1 个表层样点，应尽量设置在未受人为污染或相对未受污染的区域及 7.4.2.2 与 7.4.2.10 中规定的点位须监测基本因子与特征因子”，本项目土壤监测分别监测了黄绵土的基本因子和特征因子，因此总体上本次环境土壤现状监测布点具有一定的代表性。

评价共设 13 个监测点位，其中：柱状样 5 个、表层样 8 个，满足导则点位数量要求。

项目监测点位分布见表 6.2.5-9 和图 6.2.1-1。

表 6.2.5-9

土壤现状调查点位

编号	监测点位	采样点类型	土壤类型	采样位置	坐标	布点原则	监测项目	
							污染型因子	生态型因子
1#	南 76-2 井场	柱状样	黄绵土	拟建地空地	107.69320° , 36.17057°	拟建井场占地范围内环境本底值监测	石油烃	/
2#	蛟 50 扩井场	柱状样	黄绵土	井场装置区	107.85705° , 36.39271°	现有改扩建井场环境质量现状调查	石油烃	/
3#	蛟 2-10 井场	柱状样	黄绵土	拟建地空地	107.87717° , 36.39382°	拟建井场占地范围内环境本底值监测	石油烃	/
4#	五蛟西返排液站	柱状样	黄绵土	排液装置区	107.83125° , 36.40741°	现有改扩建井场环境质量现状调查	石油烃	/
5#	蛟 54 井场	柱状样	黄绵土	井场装置区	107.84356° , 36.38818°	拟建井场占地范围内环境本底值监测	石油烃	/
6#	蛟 97-4 井场	表层样	黄绵土	拟建地空地	107.76552° , 36.40206°	拟建井场占地范围内环境本底值监测	建设用地 45 项+石油烃、理化性质调查	/
7#	蛟 8-3 井场	表层样	黄绵土	拟建地空地	107.82740° , 36.38581°	拟建井场占地范围内环境本底值监测	石油烃	pH 值、含盐量
8#	蛟 2-10 井场	表层样	黄绵土	拟建地空地	107.87717° , 36.39382°		石油烃	pH 值、含盐量
9#	五蛟西返排液站占地范围外	表层样	黄绵土	站场占地范围外耕地	107.83107° , 36.40693°	拟建工程占地范围外、调查范围内土壤现状调查	镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃、石油烃	pH 值
10#	蛟 3-11 井场至蛟一转拟建管线两侧占地范围外	表层样	黄绵土	管线两侧 200m 范围内	107.76982° , 36.41208°		石油烃	pH 值、含盐量
11#	蛟 50 扩井场至蛟 3 增拟建管线两侧占地范围外	表层样	黄绵土	管线两侧 200m 范围内	107.85482° , 36.39436°		石油烃	
12#	南 58 井场占地范围外	表层样	黄绵土	管线两侧 200m 范围内	36.42802° , 107.79936°		石油烃	

6.2.5.5 现状监测因子与时间

(1) 污染影响型调查因子

土壤环境现状监测因子分为基本因子和建设项目的特征因子。基本因子为《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）和《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中规定的基本项目，分别根据调查评价范围内的土地利用类型选取；项目特征因子为石油烃。

① 建设用地基本因子

共 45 项，包括：

a、重金属和无机物：砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍；

b、挥发性有机物：四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯；

c、半挥发性有机物：硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,2-cd]芘、萘。

② 农用地基本因子

共 9 项，包括：镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌及 pH 值。

③ 建设项目特征因子：共 1 项，石油烃。

(2) 生态影响型调查因子

生态影响型调查因子为：pH 值、含盐量。

(3) 监测时间

本次评价各监测点位全部采取实测，监测时间为 2022 年 12 月 8 日。

6.2.5.6 监测分析方法

土壤现状监测样品的采集、保存、分析与质量控制均按 HJ/T166、HJ25.1、HJ25.2、GB36600、GB15618 等要求进行。各监测项目检测分析方法见表 6.2.5-10。

表 6.2.5-10 监测项目分析方法

序号	监测项目	分析方法	检出限
1	pH 值	土壤 pH 的测定电位法 HJ 962-2018	无量纲
2	六价铬	土壤和沉积物六价铬的测定碱溶液提取-火焰原子吸收分光光度法 HJ 1082-2019	0.5mg/kg
3	铜	土壤和沉积物铜、锌、铅、镍、铬的测定火焰	1 mg/kg

4	镍	原子吸收分光光度法 HJ 491-2019	3 mg/kg
5	锌		1 mg/kg
6	铬		4 mg/kg
7	铅	土壤质量铅、镉的测定石墨炉原子吸收分光光度法 GB/T 17141-1997	0.1 mg/kg
8	镉		0.01 mg/kg
9	汞	土壤质量总汞、总砷、总铅的测定原子荧光法第1部分：土壤中总汞的测定 GB/T 22105.1-2008	0.002 mg/kg
10	砷	土壤质量总汞、总砷、总铅的测定原子荧光法第2部分：土壤中总砷的测定 GB/T 22105.2-2008	0.01 mg/kg
11	石油烃（C10-C40）	土壤和沉积物石油烃（C10-C40）的测定气相色谱法 HJ 1021-2019	6 mg/kg
12	挥发性有机物（27种）	土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ 605-2011	/
13	半挥发性有机物（11种）	土壤和沉积物半挥发性有机物的测定气相色谱-质谱法 HJ 834-2017	/
14	含盐量	《森林土壤水溶性盐分分析》LY/T 1251-1999	/

6.2.5.7 现状监测结果与评价

(1) 监测结果与评价

采用单因子指数法进行土壤环境质量现状评价：

$$p_i = \frac{C_i}{S_i}$$

式中： p_i --土壤中污染物 i 的单因子污染指数；

C_i --监测点位土壤中污染物 i 的实测浓度；

S_i --污染物 i 的评价标准值或参考值，见表 2.3.2-5。

本项目土壤监测结果参见表 6.2.5-11 至表 6.2.5-13。

表 6.2.5-11 建设用地土壤本底监测结果及评价表 单位：mg/kg

监测点位		6#蛟 97-4 井场	GB36600-2018 建设用地第二类用地筛选值	达标情况
采样深度/m		0-0.2		
序号	项目	检测结果		
1	砷	8.23	60	达标
2	镉	0.19	65	达标
3	六价铬	ND	5.7	达标
4	铜	52	18000	达标
5	铅	17.4	800	达标
6	汞	0.022	38	达标
7	镍	32	900	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	1,2-二氯乙烷	ND	5	达标
13	1,1-二氯乙烯	ND	66	达标
14	顺-1-2 二氯乙烯	ND	596	达标
15	反-1,2-二氯乙烯	ND	54	达标
16	二氯甲烷	ND	616	达标
17	1,2-二氯丙烷	ND	5	达标
18	1,1,1,2-四氯乙烷	ND	10	达标
19	1,1,1,2-四氯乙烷	ND	6.8	达标
20	四氯乙烯	ND	53	达标
21	1,1, 1, -三氯乙烷	ND	840	达标
22	1,1,2-三氯乙烷	ND	2.8	达标
23	三氯乙烯	ND	2.8	达标
24	1,2,3-三氯丙烷	ND	0.5	达标
25	氯乙烯	ND	0.43	达标
26	苯	ND	4	达标
27	氯苯	ND	270	达标
28	1,2-二氯苯	ND	560	达标
29	1,4-二氯苯	ND	20	达标
30	乙苯	ND	28	达标
31	苯乙烯	ND	1290	达标
32	甲苯	ND	1200	达标
33	间二甲苯+对二甲苯	ND	570	达标
34	邻二甲苯	ND	640	达标
35	硝基苯	ND	76	达标
36	苯胺	ND	260	达标
37	2-氯酚	ND	2256	达标
38	苯并 (a) 蒽	ND	15	达标
39	苯并 (a) 芘	ND	1.5	达标
40	苯并 (b) 荧蒽	ND	15	达标
41	苯并 (k) 荧蒽	ND	151	达标
42	蒽	ND	1293	达标
43	二苯并 (a, h) 蒽	ND	1.5	达标
44	茚并 (1,2,3-cd) 芘	ND	15	达标
45	萘	ND	70	达标
46	石油烃 (C10-C40)	72	4500	达标

表 6.2.5-12 建设用地特征因子——石油烃监测及评价结果表 单位 mg/kg

序号	项目	点位	深度/m	检测结果	标准	单因子指数
1	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	1#南 76-2	0~0.5	51	4500	0.011
			0.5~1.5	57		0.013
			1.5~3	83		0.018
2		2#蛟 50 扩	0~0.5	94		0.021
			0.5~1.5	99		0.022
			1.5~3	88		0.020
3		3#蛟 2-10	0~0.5	97		0.022
			0.5~1.5	81		0.018
			1.5~3	69		0.015
4		4#五蛟西返排液站	0~0.5	99		0.022
			0.5~1.5	81		0.018
			1.5~3	77		0.017
5	5#蛟 54 井场	0~0.5	64	0.014		
		0.5~1.5	67	0.015		
		1.5~3	55	0.012		
6	6#蛟 97-4 井场	0~0.2	72	0.016		
7	7#蛟 8-3 井场	0~0.2	62	0.014		
8	8#蛟 2-10 井场	0~0.2	55	0.012		
9	9#五蛟西返排液站占地范围外	0~0.2	49	0.011		
10	10#蛟 3-11 井场至蛟一转拟建 管线两侧占地范围外	0~0.2	57	0.013		
11	11#蛟 50 扩井场至蛟 3 增拟建 管线两侧占地范围外	0~0.2	59	0.013		
12	12#南 58 井场占地范围外	0~0.2	60	0.013		

表 6.2.5-13 占地范围外农用地基本因子+特征因子监测及评价结果表 单位 mg/kg

序号	监测项目	监测点位	GB15618-2018 农用地土壤污染风险筛选值(pH >7.5 其他用地标准限值)	达标情况
		9#五蛟西返排液站占地范围 外 0~0.2		
1	pH 值	8.12	/	/
2	砷	9.01	25	达标
3	镍	38	190	达标
4	锌	41	300	达标
5	铅	18.3	170	达标
6	镉	0.23	0.6	达标
7	汞	0.027	3.4	达标
8	铬	46	250	达标
9	铜	40	100	达标
10	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	49	/	/

依据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中附录 D 表 D.1 土壤盐化分级标准及表 D.2 土壤酸化、碱化分级标准，对本项目各土壤取样点位 pH 值、含盐量监测结果进行酸化、碱化级别和盐化级别评价，评价结果见表 6.2.5-14~表 6.2.5-15。由评价结果可知，本项目土壤酸化、碱化级别为无酸化或碱化，土壤盐化级别为中度盐化。

表 6.2.5-14 土壤盐化、酸化、碱化监测结果表

编号	监测点位	取样深度	监测结果			
		(m)	土壤含盐量 (SSC) g/kg	分析结果	土壤 pH 值 (无量纲)	分析结果
1	7#蛟 8-3 井场	0~0.2	0.6	中度盐化	7.39	无碱化
2	8#蛟 2-10 井场	0~0.2	0.5	中度盐化	7.41	无碱化
3	10#蛟 3-11 井场至蛟一转拟建管线两侧占地范围外	0~0.2	0.6	中度盐化	7.52	无碱化
4	11#蛟 50 扩井场至蛟 3 增拟建管线两侧占地范围外	0~0.2	0.3	中度盐化	7.61	无碱化
5	12#南 58 井场占地范围外	0~0.2	0.4	中度盐化	7.49	无碱化

注：项目所在地区属于半湿润、半干旱地区。

表 6.2.5-15 土壤 pH、含盐量监测指标统计及评价表

评价指标	样本数量	最大值	最小值	平均值	均值对应的级别
含盐量	5	0.6	0.3	0.48	未盐化
pH	5	7.61	7.39	7.48	无酸化或碱化

(2)评价结论

由监测结果可知，项目建设场地土壤环境质量满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600）中第二类建设用地土壤污染风险筛选值标准，周边农用地土壤环境质量满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中其他农用地风险筛选值标准要求。项目土壤酸化、碱化级别为无酸化或碱化，土壤盐化级别为未盐化。

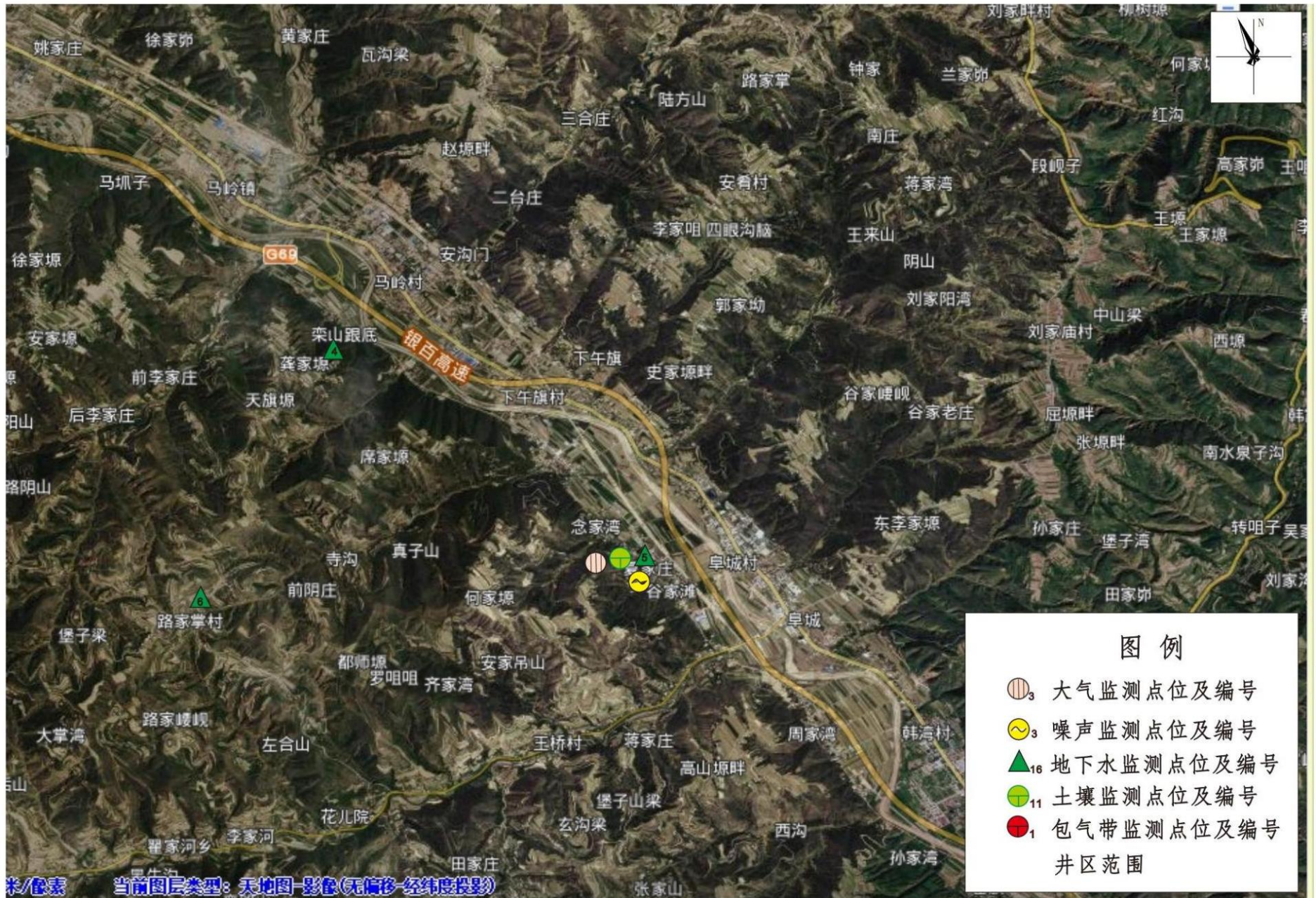


图 6.2.2-1 拟建项目监测点位分布图(岭405)

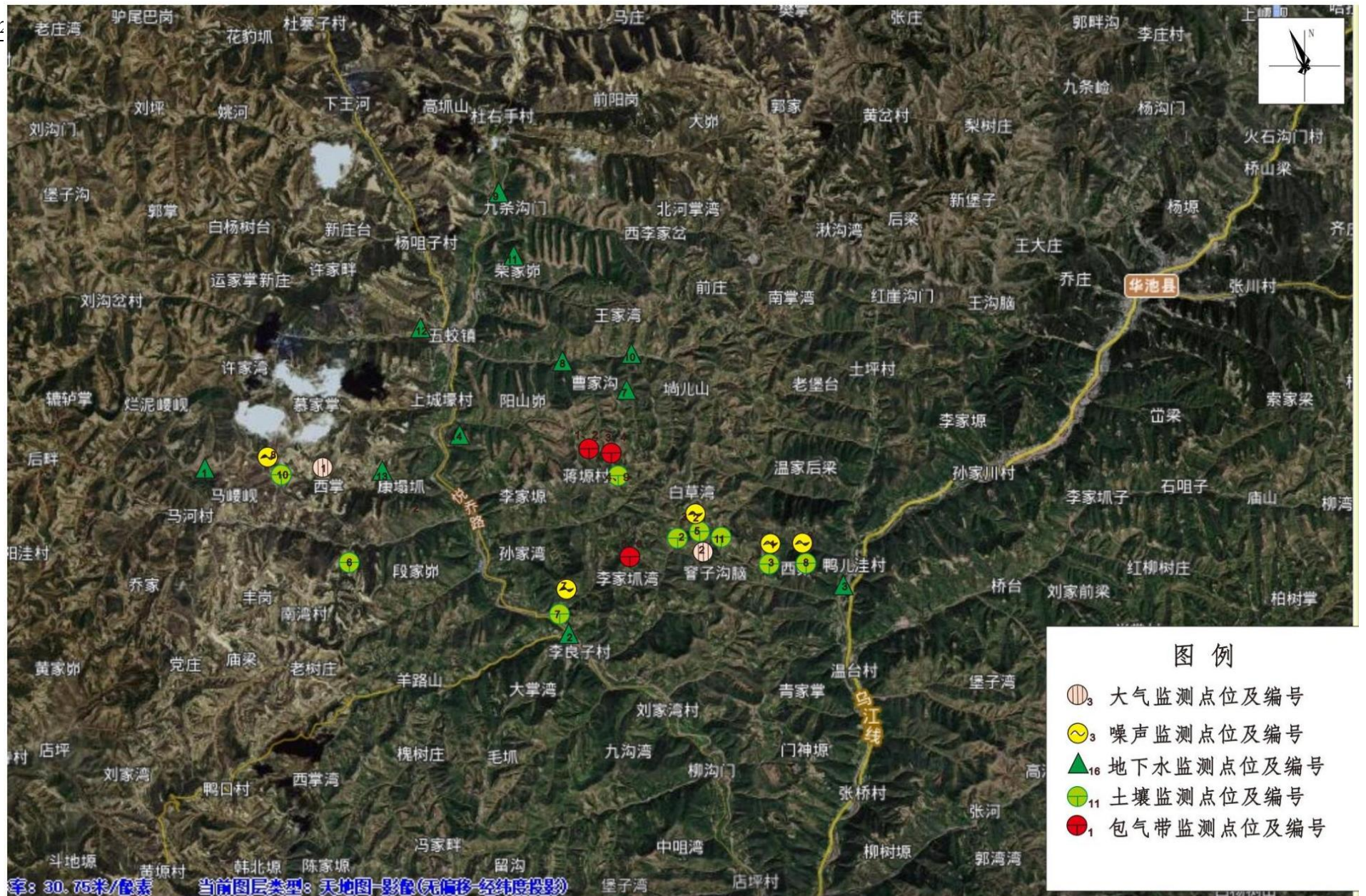


图 6.2.2-1 拟建项目监测点位分布图(五蛟西区)

6.3 区域环境敏感目标

据现场调查及资料显示，本项目评价范围内不涉及自然保护区、风景名胜区、文物古迹等特殊环境敏感区，但由于井区周边存在鸭儿洼水源地保护区、彭家寺沟水源地保护区，因此评价将其一并列为区域环境敏感目标。

6.3.1 集中式饮用水源地保护区

2020年12月10日，庆阳市人民政府发布了《庆阳市人民政府关于划分调整取消全市部分乡镇集中式饮用水水源保护区的批复》（庆政函〔2020〕89号），取消了华池县五蛟镇塌泥沟、白马乡白马泉以上2处乡镇集中式饮用水水源保护区，新划分了华池县白马乡张下沟、元城镇土门沟、林镇乡葫芦河共3处集中式饮用水水源保护区。水源地方案调整后，华池县共设县级集中式饮用水水源保护区3个，乡镇集中式饮用水水源保护区18个。

本项目各井区与调整后的水源地位置关系见图 2.7.2-1、2.7.2-2。从位置关系上看，本项目评价范围不涉及鸭儿洼水源地（地表水）、彭家寺沟水源地（地表水）保护区范围。

水源地保护区基本情况见表 6.3.1-1，该水源地保护区为地表水源，根据划定方案，其保护区范围即水源地集水范围，经核实，本项目产建工程内容对上述水源地采取了避让措施，项目各井区改扩建开发范围和拟建工程均不在上述饮用水源保护区范围内和径流补给区内。

表 6.3.1-1 鸭儿洼水源地保护区概况

序号	水源地名称	水源地级别	水源地类型	一级保护区范围	二级保护区范围	准保护区范围	备注
1	鸭儿洼水源地	县级	地表水	鸭儿洼水库水域及周围 1km 范围内的陆域。南至水库坝下 100m，北至宋家河，东至王湾子，西至陈家河，面积 1.27 km ² 。一级保护区水质执行《地表水环境质量标准》II 类标准。	整个集水区域除一级保护区的范围，面积 89.91km ² 。二级保护区水质执行《地表水环境质量标准》III 类标准。	无	保护区总范围为鸭儿洼沟整个集水区域，面积 91.18km ² 。
2	彭家寺沟水源地	乡镇	地表水	南起彭家寺沟取水口以下 100m，北至沙沟向上 1100m 至郭家坪，东至小塌山沟向上 1000m，	南起彭家寺取水口下游 200m、曲家山峁一线，北至刘家山咀、毛家北畔、黄家峁一线，东至赵家	南起彭家寺取水口下游 200m、斗底塬一线，北至寸草滩、贾家咀、	/

				依沙沟、小塌山沟左右岸地形各 300m 至 400m 控制，面积 1.30km ² 。	崩、许家崩、刘家湾一线，西至刘家塬、李家崩一线。保护区面积 11.7km ² 。	姚儿湾一线，东至黄家塬、黑岭山、王南掌、火石台崾岬一线，西至刘家塬、郎崩、张家湾、老虎崩一线。保护区面积 35.9km ² 。	
--	--	--	--	--	---	--	--

6.3.2 白龙江引水工程

白龙江引水工程是甘陕两省共建的重大战略性跨流域调水工程，重点解决甘肃省泾渭河流域和陕西省延河流域水资源短缺问题，提高区域水安全保障水平。工程受水区范围包括甘陕两省24个县区、受益总人口约916万人。引水工程涉及庆阳市西峰、镇原、合水、华池、环县、宁县、庆城、正宁等8个区县的41个乡镇。长庆实业集团有限公司采油作业范围内涉及的乡镇为五蛟镇。目前，该引水工程具体布局走向未公开。

本项目工程选址选线确定后，按照《甘肃省人民政府关于白龙江引水工程占地和淹没区禁止新增建设项目及迁入人口的通告》（甘政发〔2020〕18号）要求，向引水工程实施单位——甘肃省水务投资有限责任公司提交了分布在五蛟镇内的井、站场和管线工程坐标。经位置关系识别，拟建工程均不在白龙江饮水工程占地范围内。（位置关系识别回函见附件）

6.3.3 其它分散饮水工程

华池县现有人饮工程中位于五蛟西区范围内且距离本次开发井区较近的有1处——蒋塬泵站扬水工程，与本项目位置关系见图 6.3.3-2。蒋塬泵站扬水工程开采层位为第四系潜水，对于未划定水源地的取水工程，当地水利部门划定井口周边 500m 为保护区域，在后续的开发建设过程中应当采取避让措施。本项目距取水口最近的井场为蛟 8-13，距离为北侧约 3.9km，不在其径流补给区内。人引工程基本情况见表 6.3.3-1。

表 6.3.3-1 人饮工程情况统计表

工程名称	取水口位置	水源类型	建成时间	年取水量	供水人数	取水口与最近井区位置关系	径流补给关系
蒋塬泵站扬水工程	小掌沟	地下潜水	2002年	0.9万m ³	800人	蛟8-13北侧3.9km	不在径流补给区

受到当地经济条件的限制，人饮工程没有全面覆盖。开发井区所涉及的村镇，居民饮水主要以小电井、浅水井和水窖相结合的形式存在，小电井井深多在 30~40m 之间，主要分布在乡政府所在地、较大的行政村所在地以及一些地势较低、潜水出露地表的村

庄。除个别村庄外，评价区大部分村庄均以水窖和潜水井作为主要的饮水水源，一般居民家有水窖约 2~3 口。

根据乡镇部门资料收集，并结合现场调查，评价井区周边分散式饮水工程情况见表 6.3.3-2。

表 6.3.3-2 评价区分散饮水工程分布情况表

序号	工程类型及数量	实际供水人口
1	蒋塬泵站扬水供水工程	800人
2	小电井、潜水井240处	1215人
3	水窖40处	28人

6.4 区域工业污染源

项目所在区域主要为农村地区，经济活动以农业生产为主，工业生产集中在油田开采，其他工业生产主要为农产品加工、小型机械加工、建材加工等，主要集中在华池县城，乡镇、村庄无工业企业。因此，区域内的工业污染源主要为油田的生产设施，污染源的排放情况见 3.4.2 现有工程污染源分析。

本项目地下水特征因子为石油类，土壤特征因子为石油烃（C₁₀-C₄₀），评价范围内无其他产生或排放同种特征因子的地下水污染源，无其他产生同种特征因子或造成相同土壤环境影响后果的土壤影响源。根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018），在现有工程涉及入渗途径影响的主要装置区布置柱状样监测点 1 个，根据监测结果项目现有工程土壤环境质量满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600）中第二类建设用地土壤污染风险筛选值标准。

7 施工期环境影响及环保对策措施

本项目属滚动开发项目，施工内容分为钻井施工、站场施工和线路施工等。钻井施工主要为采油井和注水井，站场工程包括新建蛟 7 增、五蛟西返排液站改造等，线路工程包括集输、注水管线和道路工程等。

施工期对环境的影响主要来自施工作业区清理、开挖管沟、施工便道建设等施工活动中，施工扬尘、施工废气、施工噪声、施工固废、施工废水对周边环境的影响；集输管道穿、跨越河流等对地表水体的影响；以及施工活动和工程占地对局部生态环境的影响。施工期影响主要集中在施工场地内及管线施工作业带内，对外环境影响较小。

7.1 施工期环境影响分析

7.1.1 施工期废气环境影响

根据工程分析和本项目特征，施工期废气污染主要为钻井时柴油机及柴油发电机废气、汽车尾气和施工扬尘。

(1) 钻井柴油机废气排放

钻井柴油机和柴油发电机废气中主要污染物为 NO_x 、 SO_2 、颗粒物等。施工期随着钻井数量的增加，局部污染物浓度有所增加，但影响范围仅局限于钻井架周围较小范围内。钻井作业的柴油机为流动废气污染源，非同时同地进行，且钻井井场选址距离居民点较远。因此，柴油机废气对评价区环境空气质量影响较小。随着钻井工程的结束，大气中污染物浓度将逐步降低。

(2) 车辆尾气排放

施工期间设备材料及钻井机械运输需要较多车辆，且多为柴油载重汽车，尾气排放量相对较大，将增加施工区域和运输道路沿线的废气污染物排放。由于评价区地形开阔，风速较大，利于扩散，且车辆运输间隔较大，钻井和地面工程建设时长较短。因此，车辆排放的尾气对环境空气产生的影响很小。

(3) 施工扬尘

施工扬尘污染主要发生在管沟开挖、基础处理、材料运输、土方回填以及开辟施工场地与便道环节中，对环境造成的不良影响表现为：导致环境空气中的 TSP 浓度升高，影响植物的光合作用与正常生长。参考北京市环境保护科学研究院对 4 个建筑施工场地扬尘的监测结果，具体见表 7.1.1-1 所示。

表 7.1.1-1 施工场地扬尘监测汇总一览表

工程名称	风速(m/s)	TSP 浓度 (mg/m ³)				
		上风向	工地内	工地下风向		
		50m		50m	100m	150m
侨办工地	2.4	3.28	7.59	5.02	3.67	3.36
金属材料公司工地		3.25	6.18	4.72	3.56	3.32
广播电视部工地		3.11	5.96	4.34	3.72	3.09
劲松小区工地		3.03	4.09	5.38	4.65	3.14
备注	施工场界外执行《.大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中表 2 中颗粒物其他排放标准, 及周界外浓度 1.0mg/m ³					

由上表可知, 当风速为 2.4m/s 时, TSP 浓度上风向对照点超标 2.03~2.28 倍, 平均超标 2.17 倍; 下风向 100m 以内 TSP 浓度平均值为 3.90mg/m³, 平均超标 2.90 倍, 为上风向对照点的 1.23 倍; 下风向 150m 以内 TSP 浓度平均值为 3.23mg/m³, 平均超标 2.23 倍, 为上风向对照点的 1.02 倍。

工程所在地平均风速约为 1.7m/s, 施工场地周边大气环境会受到施工扬尘的影响, 所以, 施工期要采取一定有效措施, 减小施工扬尘对周围环境的影响。本项目仅蛟 8-13 井场、蛟 50 扩井场、蛟 2-10 井场、蛟 3-11 井场、南 76-2 井场在 200m 范围内分布几户居民, 且施工扬尘粒径较大, 飘移距离短, 采用防风抑尘网对开挖地面和裸露地面进行遮盖, 堆土及时回填, 施工场地定期洒水等控制措施后, 施工扬尘影响范围有限, 对区域环境空气质量影响很小, 不会对周边居民产生不利影响。

7.1.2 施工期水环境影响

(1) 钻井废水

钻井废水主要包括油田开发初期在油(水)井钻进过程中起降钻具带出的部分地层水、废钻井液以及泥浆罐冲洗废水等, 其主要污染物为 SS、COD 石油类等, 随意排放将会对水环境及土壤环境造成污染。

根据现有工程调查, 一般每口井产生钻井废水约 130m³。根据庆阳市生态环境局《关于加快推进油田钻井泥浆不落地措施和固废集中处置设施建设的通知》(庆环发【2021】29 号)提出油田钻井泥浆不落地的有关要求, 建设单位在钻井前井场配备废水地上收集罐, 集中收集钻井废水。钻井废水在收集罐内沉淀处理后部分可循环使用, 主要用途作为钻井工程泥浆消耗后补充配浆。在井下作业完成后由防渗漏、防溢流的运输车辆统一转移至采出水处理系统处理达标后同层回注, 对地表水环境影响较小。

(2) 试油废水

施工期每口采油井试油产生试油废水约 30m³。试油作业过程中携罐作业，试油废水全部收集进罐，工程结束后运往现有五蛟西措施返排液处理站，处理达标后通过回注井注入油层，不外排，不会对地表水产生影响。

(3) 压裂返排液

油田在生产过程中往往会根据生产需要采取压裂开采技术，在井下作业过程中排出的残余压裂返排液中主要含有压裂砂、石油类及其它各种添加剂，如果返排至地面的压裂液不经过处理而外排，将会对周围环境，尤其是农作物及地表水体造成污染。根据建设单位提供的钻井技术方案，开采过程中产生的压裂液返排液回收后优先考虑在井场内循环利用，无法利用的分批次运往现有措施废水处理站处理后回注，不外排，不会对地表水产生影响。

(4) 试压废水

本项目管线试压采用充水试压，充水试压将产生少量的试压废水，主要污染物为 SS。管道试压分段进行，污水排放量较小，试压后产生的试压废水经收集后拉运就近的措施废液处理站处理达标后回注油层，按地方环保部门管理要求不外排，对地表水环境影响较小。

(5) 施工生活污水

施工场地设置移动式环保厕所，粪便定期清运作为附近村庄农家肥使用，少量盥洗类生活污水用于站场洒水抑尘；扩建站场可依托现有生活污水处理设施，保证生活污水不外排。总体看来，施工期生活污水产生量小，对地表水环境影响小。

7.1.3 施工期声环境影响

(1) 噪声源

施工噪声源主要包括施工期使用的柴油机、钻机、柴油发电机、泥浆泵、推土机、装载机、焊机等，施工中机械产生的噪声情况见表 4.3.2-2。

(2) 预测模式

由于井区建设具有面广、工程分散的施工特点，采用分区分段施工，因此本评价根据噪声设备使用数量、时间、频次以及噪声级选取对声环境影响较大的钻机、泥浆泵和柴油发电机等进行预测。点源扩散衰减采用无指向性点声源几何发散衰减公式进行计算，具体如下：

$$L_p = L_0 - 20 \lg \left(\frac{r}{r_0} \right)$$

式中： L_p —距声源 r 处的声压级；

L_0 —距声源 r_0 处的声压级。

(3) 预测结果

主要施工机械噪声随距离衰减情况见表 7.1.3-1。

表 7.1.3-1 主要施工机械噪声不同距离处的噪声级 单位：dB (A)

设备名称 \ 距离	10m	50m	100m	150m	200m	250m	300m	400m	500m
柴油机	78	64	58	54.5	52	50	48.5	46	44
钻机	75	61	55	51.5	49	47	45.5	43	41
泥浆泵	80	66	60	56.5	54	52	50.4	48	46
柴油发电机	78	64	58	54.5	52	50	48.5	46	44

(4) 噪声影响分析

按《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）的规定，昼间噪声限值为 70dB (A)，夜间限值为 55dB (A)。根据表 7.1.3-1 的噪声预测结果表明：施工场界噪声在 100m 以内昼间可以达标，夜间有所超标。在 200m 处昼、夜间均可达到施工场界噪声标准。因此，施工机械噪声主要是对施工场界 200m 范围内的敏感点产生一定的影响。评价区居民点分散，且选址过程考虑了避让，因此施工期噪声对环境的影响较小，随着施工期的结束，影响将会消失。

7.1.4 施工期固废影响

7.1.4.1 废弃钻井泥浆、岩屑

钻井过程中贯彻清洁生产要求，选用环境友好的无毒无害钻井泥浆，采用水基钻井液体系，该钻井泥浆基本为无毒性泥浆。钻井井场设置防渗固液分离设施，钻井完毕后，固液分离后的固相（废弃泥浆和一般岩屑）在井场内设有三防（防渗漏、防流失、防扬散）措施的设施内暂存，产生后统一委托第三方集中处置单位处置。

根据《庆阳市生态环境局关于规范油区水基钻井泥浆不落地管理工作的通知》（庆环发〔2022〕13 号）针对油田“泥浆不落地”管理要求，本项目钻井期间产生的废弃泥浆和一般岩屑应落实“泥浆不落地”管理要求。根据现场勘查，目前已在开采区钻井井场实施泥浆不落地措施，根据经验和管理要求，钻井过程中废弃泥浆在井场经大罐收集、沉降、破胶脱稳、板框压滤后，固相（含水率小于 60%，pH 控制在 6~9）在井场内设有“三防”措施的设施内暂存。一般岩屑经振动筛分离出来后与固相钻井泥浆一并暂存，最终委托第三方集中处置单位处置。

(2) 泥浆固液分离和收集工艺

钻井前井场配备钻井液循环系统和钻井废弃物不落地收集装置。其中钻井液循环系统主要设施包括振动筛、除砂器、除泥器和离心机等固控设备，在井场设高出地面的平台放置；钻井废弃物不落地收集装置主要包括若干个泥浆储罐和储存净化泥浆的吸入罐、中间罐、混浆罐和储备罐等或钢质的移动式地上储液池，一般在固控设备的下方放置。

井场井架周围铺设防渗布，钻井架底座表面有收集管道，保证钻井废水和泥浆首先进入循环系统进行固液分离，分离出的岩屑和废弃泥浆贮存在收集系统中。使用以上泥浆循环处理系统及废弃物不落地收集装置，保证钻井过程泥浆循环使用和钻井废弃物（包括钻井废水、废弃钻井泥浆、钻井岩屑等）不落地收集。

废弃泥浆收集处理工艺采用“混合收集+破胶脱稳+板框压滤”工艺。具体工艺流程为：

①废弃泥浆从钻井队泥浆循环 1#罐至随钻处理泥浆收集 1#罐，废弃泥浆经泥浆收集 1#罐依次高位溢流、自然沉降至 6#罐，1#、2#罐为岩屑泥沙，6#罐为泥浆上清液，泥浆上清液至泥浆循环罐重复利用。

②泥浆收集 1#、2#罐内的岩屑泥沙至搅拌罐，加药搅拌破胶，再经板框压滤机进行压滤，固相（岩屑泥饼）在井场暂存；液相（压滤液）至滤液罐收集，重复利用。作业过程中及时将压滤液拉运至措施返排液处理点集中处置，岩屑泥饼拉交由第三方处置单位处置。

钻井液循环利用和钻井废弃物不落地收集示意图见图 7.2.4-1。

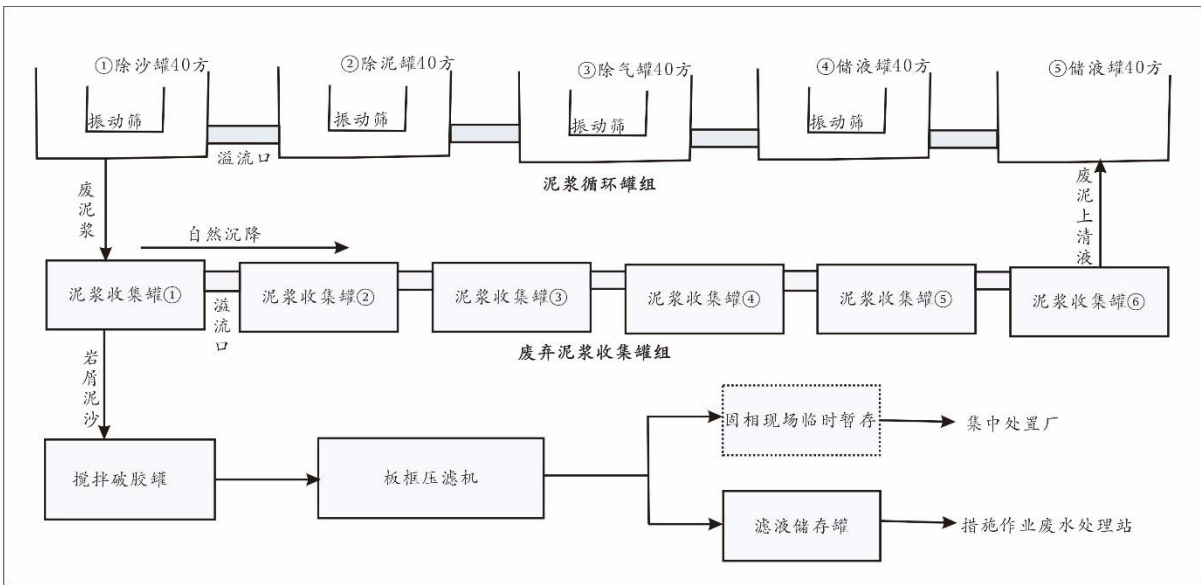


图 7.2.4-1 钻井泥浆不落地收集处理工艺流程图

(3) 钻井废泥浆、岩屑处理的要求与建议

为保证钻井废泥浆、岩屑处理效果，避免对井场土壤和地下水的污染，评价要求：

① 在开钻前对钻井泥浆不落地收集系统地面进行防渗处理，防止钻井泥浆对土壤和地下水造成污染。

② 合理设置钻井泥浆不落地收集系统布局，减少占地。

③ 处理过程中应选择环境友好的处理剂，处理过程中应避免损坏泥浆池防渗膜。

④ 应加强对泥浆循环系统设备的维护和保养，减少泥浆的跑、冒、滴、漏，保证设备润滑部件密封点和阀件无破损和泄漏。

⑤ 对废弃钻井泥浆及岩屑应建立台账，包括数量、处理时间、处理过程、检测分析结果等内容。

7.1.4.2 含油岩屑

在钻井接近油藏地层时，会产生含油岩屑，属于《国家危险废物名录》（2021）中 HW08 类危险废物，针对含油岩屑应采取如下环保措施：

(1)含油岩屑应单独收集、装袋、密封，全部送至现有危废临时贮存点暂存；

(2)盛装含油岩屑的容器应具有防渗、防水功能，以有效避免临时储存时对外产生的不利影响；

(3)依托暂存设施应按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中有关规定，采取符合要求的防渗措施，并配备防风、防雨、防晒设施。

(4)含油岩屑应委托具有相应危废处置资质的单位转运、处置。

7.1.4.3 落地油

落地油属于《国家危险废物名录（2021 年版）》中 HW08 类危险废物。井下作业过程中，采取“铺设作业，带罐上岗”的作业模式，在井场设置污油回收池及井口集油槽，作业时铺设防渗布，并配备泄油器、刮油器等设备，及时回收产生的落地油，全部运至现有危废暂存点暂存，定期送有资质单位进行处置，措施可行。

建设单位应当在环境重点监控的过程中，加强监管，严格按照环保要求进行落实，减少原油的“跑、冒、滴、漏”，及时回收落地油。

7.1.4.4 废弃设备

施工过程中会产生废弃泵类等设备，集中收集，由油田公司组织统一运输到报废设备存放处做进一步处理。

7.1.4.5 建筑垃圾

地面工程建设以及站场改扩建将产生一定的建筑垃圾，碎砖、水泥等建筑材料可回填于场地基础处理或道路铺设；管道切割废料可回收利用，对外界环境影响小。

7.1.4.6 其它固废

井场压裂、试油以及站场清管等作业产生的废防渗布、废润滑油及包装桶、清管废渣均属于《国家危险废物名录》（2021 年版）中 HW08 类危险废物，钻机更换的废润滑油、清罐底泥属于《国家危险废物名录（2021 年版）》中 HW08 类危险废物，评价要求危险废物收集后送至现有危废暂存点按照《危险废物贮存污染控制标准》等相关标准暂存，定期交有资质单位进行转运、处置；钻井添加剂产生的废弃包装袋收集后定期外售至废品回收公司回收处置，处置措施可行。

7.1.4.7 生活垃圾

结合上述固废污染防治措施，本次评价提出以下要求：

- ①加强环境管理，严禁废弃钻井泥浆、岩屑随意堆放，防止对土壤的污染。
- ②对于井下作业过程中产生的落地油等采取及时回收措施，确保回收率 100%
- ③场地平整、管线开挖等产生的土石方等，必须用于回填、平整土地，做到土石方平衡；
- ④施工期建筑垃圾与生活垃圾应分类堆放、分别处置，严禁乱堆乱倒；

7.1.5 管道穿跨越影响分析

本项目管线主要穿跨越工程为跨越油区道路 24 次等，穿（跨）越特征见表 4.8.3-1。管线穿跨越冲沟的方式主要有桁架跨越，油区道路穿越采用开挖方式。

(1)管道穿跨越对冲沟的影响分析

桁架跨越是采用两榀简单钢制桁架通过上、下弦水平杆件组成空间桁架，管道及检修通道安装在水平杆件上的一种通过冲沟或河流的管道地面跨越方式。该跨越方式主要利用塔架、拉索结构、桁架或管道自身刚度将管道架空在防洪要求标高以上，施工工艺较成熟，现场工程量小，可避免水流可能对管道造成的影响，同时检修、更换方便，易于实现远程监控，可及时发现管线泄漏等风险并及时采取控制措施。

本项目采用桁架跨越的方式跨越冲沟，相比大开挖跨越，桁架跨越基础、底座临时施工占地面积小，且施工过程不涉及河床，对河床基本不产生影响，且不会对河底泥沙产生扰动，但各项机械施工作业可能导致污染物（机油）泄漏，对地表水体造成污染；综上桁架式跨越对水环境影响很小。

(2)管道穿越对道路影响分析

本项目穿越油区砂石路和油路均采用开挖加套管穿越方式施工，该穿越方式在短时间内阻断交通，造成一定程度的通行困难，可通过设置临时便道等方式减缓交通阻隔造成的不利影响，随着施工期的结束其影响也随之消失，总体上对井区周边社会环境影响较小。

7.1.6 施工期环保措施汇总

综上所述，施工单位在落实本次评价提出的环保措施后，能有效减轻施工期的环境影响。施工期工程污染防治措施及其预期效果见表 7.1.6-1。

表 7.1.6-1 施工期环保措施及预期效果

项目	环保设施或措施要求	实施部位	实施时间	保护对象	保证措施	预期效果
施工废水防治	①设置移动式环保厕所，少量盥洗类生活污水用于站场洒水降尘； ②钻井泥浆不落地收集系统四周及底部应采取防渗措施，钻井泥浆不落地收集系统周边应构筑堤、坝、挡土墙等设施，保证钻井废水全部排入钻井泥浆不落地收集系统，经分离处理后循环利用； ③钻井结束后，分离的固相废弃泥浆在井场内设有三防（防渗漏、防流失、防扬散）措施的设施内暂存，产生后交由有资质第三方处置。分离出的上层液体循环利用，不能利用的运至就近的措施废水处理站处理。 ④试油废水送措施返排液处理站达标后，回注油层。 ⑤压裂返排液应优先在井场内进行循环利用，井下作业结束后，不能利用的废措施返排液应及时采用罐车运至现有措施废水处理站处理达标后，回注油层。	施工场地	全部施工期	施工场地附近土壤及植被	①建立环境管理机构，配备专职或兼职环保管理人员； ②制定相关方环境管理条例、质量管理规定； ③加强环境监理人员经常性检查、监督，并定期向有关部门作书面汇报，发现问题及时解决、纠正	生产废水、生活废水不外排。生活污水设置防渗旱厕定期清掏。

项目	环保设施或措施要求	实施部位	实施时间	保护对象	保证措施	预期效果
	⑥试压后产生的试压废水经收集后拉运至就近的措施废液处理站处理达标后回注油层，不外排。					
施工扬尘防治	①施工前期先修路后建场； ②原材料运输、堆放要求遮盖； ③及时清理场地散落渣料，不能及时清运的要采取覆盖措施，洒水降尘； ④采取逐段施工方式，尽可能缩短施工周期	①运输车辆、材料堆场周围； ②施工场地及道路； ③废弃物产生处	全部施工期	施工场地周围空气环境、施工人员及周围植被		《大气污染物综合排放标准》二级标准
施工噪声控制	①合理布置施工场地，选用低噪声设备； ②采取有效的隔音、减振、消声措施，降低噪声级；	施工场地强噪声设备	施工准备期	施工人员及施工场地周围的环境敏感点		施工场界噪声符合《建筑施工现场环境噪声排放标准》
	③严格操作规程，降低人为噪声	强噪声设备操作人员	全部施工期			
	④严格控制施工时段，高噪声设备禁止夜间作业	施工场地				
施工固废处置	①对钻井泥浆不落地收集系统应进行有效防渗处理，提高钻井废水的重复利用率，减少废弃泥浆产生量，固相废弃泥浆在井场内设有三防（防渗漏、防流失、防扬散）措施的设施内暂存，产生后交第三方有资质单位处置。	施工场地	全部施工期	场地周围土壤		全部收置处置
	②严禁钻井废泥浆、岩屑随意堆放，防止对土壤污染。					
	③含油岩屑装袋送临时贮存点暂存，由具有相应危废处置资质的单位转运、处置	施工场地	全部施工期	场地周围土壤		落地油、含油污泥回收率达到100%
	④严格制定操作规程和处理预案，减少落地油和废机油产生量；采取试油进罐的方式，对于试油产生的落地油，钻井中各类机械产生废机油采取及时回收措施。					
	⑤废弃设备油田公司统一回收处置 ⑥建筑垃圾与生活垃圾应分类堆放、分类处置，严禁乱堆乱倒	施工场地	全部施工期	场地周围水体、土壤及植被		分类处置
土壤污染防治	①施工结束后，及时清理施工过程中的岩屑、落地油和生活垃圾； ②对发生土壤污染的施工场地，及时清理污染物并对污染土壤进行替换，对置换出的污染土壤进行合理处置。	施工场地	全部施工期	施工场地及周边水体、土壤环境		避免施工期土壤污染
生态环境保护	①强化生态保护意识； ②加强管理、控制施工场地占地、及时恢复植被等	施工场地及临时占地	全部施工期	施工场地周围土壤、植被		使施工场地周围土壤、植被破坏程度最低

7.2 施工期环境重点监控部位及要求

施工期环境监控的主要内容包括以下几方面：

(1)项目建设与环评文件及批复的符合性：项目性质、规模、选址、平面布置、工艺、环保措施等实际建设内容与环评及批复的要求是否相符。

(2)施工期污染物达标排放情况：项目在施工建设过程中各种污染因子是否达到环评及批复要求。确保项目施工期间废水、废气、固废、噪声的排放等污染因子满足国家和地方有关环保标准和要求。

(3)环境保护设施与措施落实情况：施工建设过程中环境污染治理设施、环境风险防范与事故应急设施、与环保相关的隐蔽工程等是否按照环评及批复要求与主体工程同步建设，相应的环保措施是否同步落实。

(4)生态环境保护措施落实情况：按照环评及批复要求，项目施工过程中生态保护与恢复措施的落实；主要包括生态保护和恢复措施、水土保持措施落实情况。

(5)环境风险防范措施：对各项风险对策情况进行检查、并评价各项风险对策的执行情况。检查是否有遗漏的建设项目环保措施风险，处理突发环境污染事件。

监控部位及主要内容见表 7.3-1。

表 7.3-1 施工期环境监控主要内容

项目	监控部位	监控内容	要求	管理机构
环境空气	施工场地	①在雨后或无风、小风时进行，减少扬尘影响 ②尽量减少原有地表植被破坏	①遇 4 级以上风力天气，禁止动土施工 ②将植被、树木移植到施工区外	庆阳市生态环境局及华池分局、庆城分局
	管线开挖	①开挖多余土石方用于填方 ②干燥天气施工要定时洒水降尘	①土石方合理处置 ②强化环境管理，减少施工扬尘	
	运输车辆建材运输	①水泥、石灰等运输、装卸 ②运输粉料建材车辆加盖篷布	①水泥、石灰等要求罐装运输 ②无篷布车辆不得运输沙土、粉料	
	建材堆放	沙、渣土、灰土等易产生扬尘的物料，必须采取覆盖等防尘措施	①扬尘物料不得露天堆放 ②扬尘控制不力追究领导责任	
	施工道路	①施工前期按标准修建道路 ②道路两旁设防渗排水沟 ③硬化道路地面，防止扬尘	①井场、站场工程施工前先按标准修建道路 ②定时洒水抑尘	
声环境	施工噪声	①定期监测施工噪声 ②选用低噪声机械设备	施工场界噪声符合《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)；	
水环境	施工废水	经临时沉砂池处理后回用，不外排	废水不得外排	
	钻井废水	井场内固液分离的钻井废水配制泥浆循环利用，无法利用的运至措施废水处理站处理		
	试油废水	用罐车拉运至现有措施返排液处理站，处理后达标回注		
	压裂返排液	首先回收后用于井场内试油压裂作业，无法利用的分批次拉运至现有措施返排液，处理后达标回注		
	生活污水	设移动式环保厕所，生活污水用于站场洒水抑尘		
	其他	①河流穿越尽量在枯水期施工		减轻对河流水质污染

项目	监控部位	监控内容	要求	管理机构
		②严禁在河道中清洗含油器具、抛弃施工垃圾、排放污废水等		
固废、土壤环境	废弃钻井泥浆	尽量提高泥浆的重复利用率，减少废弃泥浆产生量，对废弃泥浆采取废弃泥浆在井场经大罐收集、沉降、破胶脱稳、板框压滤后，固相（含水率小于 60%、pH 控制在 6~9）在井场内设有三防（防渗漏、防流失、防扬散）措施的设施内暂存，产生后委托第三方集中处置单位处理后资源化利用	采取泥浆不落地收集和处理措施	
	岩屑（不含油）	与废弃钻井泥浆一同在井场内设有三防（防渗漏、防流失、防扬散）措施的设施内暂存，最终委托第三方集中处置单位处理后资源化利用		
	含油岩屑	含油岩屑采用防渗袋盛装，运至现有危废暂存点临时储存，委托由具有相应危废处置资质的单位安全处置	落实	
	落地油	采取试油进罐方式，落地油及时收集，运至现有危废暂存点暂存，委托有资质单位安全处置	减少落地油排放量，回收、处置率 100%	
	生活垃圾	集中处置	处置率 100%	
生态环境	地表开挖	及时平整，植被恢复	完工地表裸露面植被必须平整恢复	
	建材堆放	易引起水土流失的土石方堆放点采取土工布围栏等措施	严格控制水土流失发生	
	环保意识	强化环保意识	开展环保意识教育、设置环保标志	
环境管理	“三同时”制度	环保工程与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用		

7.3 小结

(1)本项目属滚动开发项目，施工内容分为钻井施工、站场施工、线路施工等。钻井施工包括采油井、注水井等，站场工程包括新建增压点、改建五蛟西返排液处理站等，线路工程包括集输管线和道路工程等。

(2)项目施工期虽然会产生废水、废气、噪声、固体废物等不利环境影响因素，但由于施工分散，施工影响时段较短，采取评价提出环保措施后，施工产生的废气、废水、噪声、固体废物均可得到有效控制，对评价区的环境质量可减缓到最低限度。随着施工期的结束，施工影响将消失或减缓。总体看，施工期的影响属于局部、临时性影响，采取评价提出的环保措施后，工程施工对环境的影响不大。

8 运行期环境影响及环保对策措施

8.1 运行期环境影响分析

8.1.1 环境空气影响评价

本项目运行期废气污染源主要为站场加热炉烟气及油气集输过程放空、挥发、泄漏等无组织排放的烃类气体，主要污染物为 SO₂、NO_x、颗粒物和非甲烷总烃。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）要求，判定本项目环境空气评价工作等级为二级，采用估算模型 AERSCREEN 进行环境空气影响预测分析及评价。

8.1.1.1 估算模型参数及预测因子

(1) 估算模型所需参数

AERSCREEN 估算模型计算所需参数见表 8.1.1-1。

表 8.1.1-1 AERSCREEN 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/℃		38.1（庆城县）
		38.0（华池县）
最低环境温度/℃		-23.4（庆城县）
		-25.3（华池县）
土地利用类型		农作地
区域湿度条件		中等湿度气候
是否考虑地形	考虑地形	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
	地形数据分辨率/m	90m
是否考虑岸线熏眼	考虑岸线熏眼	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

(2) 预测因子：SO₂、NO₂、颗粒物和非甲烷总烃。

8.1.1.2 站场加热炉烟气影响分析

(1) 污染物排放源强

根据工程分析，本项目运行期正常工况下的有组织废气主要为站场加热炉烟气，污染源情况见表 8.1.1-2。

表 8.1.1-2 站场加热炉废气污染源排放源强统计一览表

点源名称	排气筒高度	排气筒内径	烟气流速	烟气出口温度	年排放小时数	排放工况	排放因子源强		
							SO ₂	NO ₂	PM ₁₀
单位	m	m	m/s	℃	h	/	kg/h		

南 58 拉油点 240kW 加热炉	8	0.3	2.6	180	3600	连续	0.012	0.038	0.005
蛟 7 增 350KW 加热炉	8	0.3	2.6	180	3600	连续	0.018	0.055	0.007

(2) 估算结果及分析评价

采用 AERSCREEN 估算模型计算站场加热炉烟气污染物下风向落地浓度，估算结果最大值统计见表 8.1.1-3。

表 8.1.1-3 站场加热炉废气最大落地浓度预测结果表

污染源	污染物	下风向距离/m	最大落地浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)
南 58 拉油点 240kW 加热炉	SO ₂	156	3.650	0.73
	颗粒物		1.820	1.21
	NO ₂		11.539	4.62
蛟 7 增 350kW 加热炉	SO ₂	298	4.221	0.84
	颗粒物		1.759	1.17
	NO ₂		13.368	5.35

根据表 8.1.1-3 估算模式预测结果可知，本项目投产运行后，井组拉油点加热炉烟气排放对周边大气环境影响程度较小，其主要污染物 SO₂、NO₂ 和颗粒物下风向最大落地浓度均未出现超标，且各污染物浓度占标率均小于 10%，满足标准浓度限值。项目区地形开阔，污染物扩散条件较好，项目投产运行后加热炉烟气不会使区域环境空气质量发生显著改变，项目建设对区域大气环境的影响程度可以接受。

8.1.1.3 无组织排放烃类气体影响分析

本项目不新增原油储罐，油气集输过程中的烃类无组织排放主要考虑井组拉油点储油箱及采油井口挥发所排放的烃类气体。项目新建采油井全部采用定压阀回收套管气。根据工程分析，本次评价选取各井组拉油点（因拉油点与井场合建，无组织源强统一考虑）以及无组织烃类排放量最大的井场作为预测对象，分析项目无组织排放的非甲烷总烃对环境空气的影响。

(1) 污染物排放源强

根据工程分析，预测无组织面源排放参数见表 8.1.1-4。

表 8.1.1-4 项目新建站场、井组拉油点及典型井场非甲烷总烃排放参数

污染源名称	面源长度 /m	面源宽度 /m	与正北方 向夹角/ $^{\circ}$	面源有效 排放高度 /m	年排放 小时数 /h	排放 工况	污染物排放速率/(kg/h)
							非甲烷总烃
南 58 井组拉油点	45	90	45	8	7920	连续	0.315
蛟 97-4 井场	45	90	45	2	7920		0.022
五蛟西返排液处理 站	40	100	45	2	7920		0.05
蛟 7 增	45	90	45	2	7920		0.0142

(2) 预测结果及影响分析

项目新建井组拉油点及典型井场下风向最大落地浓度预测结果见表 8.1.1-5。

表 8.1.1-5 无组织面源最大落地浓度预测结果表

污染源		污染物	下风向距离/m	最大落地浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)
无组织排放	南 58 井组拉油点	非甲烷总烃	76	24.5550	1.2278
	蛟 97-4 井场		73	15.2950	0.7647
	五蛟西返排液处理站		56	13.3524	0.1234
	蛟 7 增		66	10.2234	0.1024

根据预测结果，本项目井组拉油点、典型井场、站场等建成投运后，其污染装置区（储油箱、井口）下风向 0~2500m 范围内非甲烷总烃均未出现超标，且非甲烷总烃下风向最大落地浓度为 $24.5550\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率 1.2278%，满足标准浓度限值。

8.1.1.4 项目大气污染物排放量核算

根据工程分析，本项目主要大气污染物排放量核算见表 8.1.1-7~表 8.1.1-9。

表 8.1.1-7 大气污染物有组织排放量核算表

序号	排放口编号	污染物	核算排放浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	核算排放速率 (kg/h)	核算年排放量 (t/a)
一般排放口					
1	DA01 (南 58 井组拉油点)	颗粒物	14000	0.005	0.020
		SO ₂	31600	0.012	0.045
		NO _x	96700	0.038	0.136
2	DA02 (蛟 7 增)	颗粒物	14000	0.007	0.029
		SO ₂	31600	0.018	0.066
		NO _x	96700	0.055	0.198
有组织排放总计					
有组织排放总计		颗粒物			0.049
		SO ₂			0.111
		NO _x			0.334

表 8.1.1-8 大气污染物无组织排放量核算表

序号	排放口 编号	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/ (mg/m^3)	
1	/	原油集输	非甲烷 总烃	密闭集输	《陆上石油天然气开采 工业大气污染物排放标 准》油气集中处理站边界 污染物控制要求 (GB39728-2020)	4.0	3.716
无组织排放总计							
无组织排放总计		非甲烷总体					3.716

表 8.1.1-9 大气污染物年排放量核算表

序号	污染物	年排放量 (t/a)
1	颗粒物	0.049
2	SO ₂	0.111
3	NO _x	0.334
4	非甲烷总烃	3.716

8.1.1.5 大气防护距离

(1) 大气环境保护距离

根据估算模型预测结果，本项目各废气污染源排放主要污染物在评价范围内未出现超标点，因此不需要设置大气环境保护距离。

考虑到非甲烷总烃为无组织排放，为防止对周边环境造成影响，本次评价应当地环境保护主管部门要求，并根据《陇东油区石油天然气勘探开发环境保护工作指南(试行)》中“环评编制单位应合理设置项目防护距离”的相关规定，拟设置站场卫生防护距离，以方便日后监管。

(2) 卫生防护距离

根据《大气有害物质无组织排放卫生防护距离推导技术导则》(GB/T 39499-2020)卫生防护距离计算公式：

$$\frac{Q_c}{C_m} = \frac{1}{A} (BL^C + 0.25r^2)^{0.50} L^D$$

式中： Q_c ——大气有害物质的无组织排放量，kg/h；

C_m ——大气有害物质环境空气质量的标准限值，mg/m³；

L ——大气有害物质卫生防护距离初值，m；

r ——大气有害物质无组织排放源所在生产单元的等效半径，m；

A 、 B 、 C 、 D ——卫生防护距离初值计算参数，根据工业企业所在地区近 5 年平均风速及大气污染源构成类别查表得到；

选取本次评价新建井组拉油点及典型井场进行卫生防护距离计算，并将站场视为一个完整单元，计算参数及结果见表 8.1.1-10。

表 8.1.1-10 典型场站卫生防护距离计算参数及计算结果

项目	A	B	C	D	Q_c (kg/h)	C_m (mg/m ³)	S (m ²)	r (m)	L (m)
南 58 井组拉油点	400	0.01	1.85	0.78	0.0281	2.0	4050	35.9	0.16
典型井场 (蛟 97-4 井场)	400	0.01	1.85	0.78	0.0032	2.0	4050	35.9	0.05

根据《大气有害物质无组织排放卫生防护距离推导技术导则》（GB/T 39499-2020）6.1 条规定，卫生防护距离初值小于 50m 时，级差为 50m。因此，确定本次评价中新建井组拉油点及典型井场的卫生防护距离为 50m。

(3) 环境保护距离设置

结合大气环境保护距离和卫生防护距离计算结果，建议本项目新（扩）建站场、井场以厂界为边界设置 50m 的环境防护距离。结合选址情况，本项目各拟建场站环境保护距离内均不涉及环保搬迁。

8.1.2 地表水环境影响分析

8.1.2.1 地表水污染源

本项目运行期废水主要来自原油处理过程分离的采出水、措施返排液和生活污水，各类废水产生状况见表 8.2.1-1。

表 8.2.1-1 井区运行期废水产生情况

废水类别	产生或排放工序	产生场所	主要污染物	产生方式	去向
油田采出水	原油脱水	站场油水分离装置	石油类、SS	连续	经依托的采出水处理系统处理达标后回注油层
措施返排液	修井、洗井等措施作业	井场	石油类、SS	间断	用罐车拉运至五蛟西措施返排液处理站达标后回注油层

8.1.2.2 地表水环境影响分析

(1) 油田采出水

在正常生产情况下，本项目油田采出水经依托的现有采出水处理系统处理达标后回注油层，不排入地表水体，不会对地表水环境产生影响。

(2) 措施返排液

修井、洗井等措施作业产生的措施返排液全部用罐车拉运至现有五蛟西措施返排液处理站处理达标后回注油层，不外排，不会对周边地表水环境产生影响。

(3) 生活污水

井场正常状况下全封闭运行，无人值守，不产生生活污水。拉油点设置防渗旱厕，定期清掏不外排。

综上所述，在采取上述环保措施后，项目运行期产生的生产废水、生活污水经处理后全部回注油层或综合利用，不外排，对地表水环境影响小，不会改变区内地表水环境功能现状。

8.1.3 声环境影响预测与评价

8.1.3.1 预测方案及主要噪声源

本项目运行期噪声主要来自井组拉油点加热炉燃烧器、泵类以及生产井场运行时产生的噪声。根据现场调查，项目新建井组拉油点南 58 周边 200m 范围内无居民点，因此本次评价对新建典型井组拉油点进行厂界噪声预测，并对井场采油作业噪声进行类比分析，对改建的五蛟西返排液处理站进行预测，本次预测情景见表 8.1.3-1。

根据噪声源分析，新建井组拉油点噪声设备主要有加热炉燃烧器、循环水泵等，设备声级在 75~80dB(A)，均采取基础减振、隔声等降噪措施。五蛟西作业区措施返排液站噪声设备主要有一体化返排液处理装置 1 套、外输泵 2 台等，设备声级在 75~90dB(A)，均采取基础减振、隔声等降噪措施。各设备噪声源强见表 8.1.3-2。

表 8.1.3-1 预测情景统计 单位：dB (A)

序号	预测场站	预测类型	备注
1	典型井组拉油点	厂界噪声贡献值	200m 范围内无敏感点
2	五蛟西返排液处理站	厂界噪声贡献值	
3	蛟 7 增	厂界噪声贡献值	

表 8.1.3-1 典型井组拉油点噪声源强表 单位：dB (A)

位置	设备名称	坐标	数量	声源强度	声源性质	降噪措施	降噪后等效强度
典型井组拉油点	加热炉燃烧器		1 台	75	连续	隔声罩、基础减振	65
	循环水泵		1 台	80	连续	基础减振	70
五蛟西返排液站	一体化返排液处理装置		1 套	80	连续	基础减振	70
	卸水泵		4 台	80	连续	基础减振、隔声	70
	提升泵		2 台	80	连续	基础减振、隔声	70
	循环水泵		2 台	80	连续	基础减振、隔声	70
蛟 7 增	橇装增压集成装置		1 台	75	连续	基础减振	65
	加热炉燃烧器		1 台	75	连续	基础减振	65
	泵			80	连续	基础减振	70

注：以厂区平面布置西南角为坐标原点。

8.1.3.2 噪声预测条件与模式

由于噪声源距厂界的距离远大于声源本身尺寸，因此噪声预测点选用点源模式。

(1) 预测条件假设

- ①所有产噪设备均在正常工况条件下运行；
- ②室内噪声源考虑声源所在厂房围护结构的隔声作用；
- ③为便于预测计算，将各车间噪声源概化叠加作为源强；

④考虑声源至预测点的距离衰减，忽略传播中建筑物的阻挡、地面反射以及空气吸收、雨、雪、温度等影响。

(2)预测模式

①室外声源

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

式中： $L_p(r)$ —噪声源在预测点的声压级，dB(A)；

$L_p(r_0)$ —参考位置 r_0 处的声压级，dB(A)；

r_0 —参考位置距声源中心的位置，m；

r —声源中心至预测点的距离，m；

ΔL —各种因素引起的声衰减量（如声屏障，遮挡物，空气吸收，地面吸收等引起的声衰减），dB(A)。

②室内声源

a、室内声源同类设备合成声压级计算公式：

$$L_p = L_{p0} + 10\lg N$$

式中： L_{p0} —声源的声压级，dB(A)；

N —设备台数。

b、室内声源等效为室外点源的声传播衰减公式为：

$$L_p(r) = L_{p0} - TL - 10\lg \frac{\bar{\alpha}}{1 - \bar{\alpha}} - 20\lg \frac{r}{r_0}$$

式中： $L_p(r)$ —预测点声压级，dB(A)；

L_{p0} —声源的声压级，dB(A)；

TL —车间墙、窗的平均隔声量，dB(A)；

$\bar{\alpha}$ —平均吸声系数；

r —车间中心至预测点的距离，m；

r_0 —测量 L_{p0} 时距设备中心的距离，m。

③声源在预测点产生的等效声级贡献值：

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

式中：T 为计算等效声级的时间；

M 为室外声源个数；N 为室内声源个数；

$t_{out,i}$ 为 T 时间内第 i 个室外声源的工作时间；

$t_{in,j}$ 为 T 时间内第 j 个室内声源的工作时间；

t_{out} 和 t_{in} 均按 T 时间内实际工作时间计算。

④总声压级 L_{eq} ：

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

式中：

L_{eqg} —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)。

8.1.3.3 井场采油作业噪声

生产井场主要噪声源为抽油机，拟建工程抽油机均采用电力驱动，正常运行时噪声很小。据类比监测，抽油机单台运行噪声约 62dB(A)，多台机组运行噪声在 65~76dB(A) 之间，皆为低频噪声，根据预测模式计算抽油机衰减分布结果见表 8.1.3-3。

表 8.1.3-3 抽油机噪声衰减分布

井场声源噪声级 dB(A)	不同距离处声级 dB(A)						
	5m	10m	15m	20m	30m	40m	50m
65~76	51.0~62.0	45.0~56.0	41.5~52.5	39.0~50.0	35.5~46.5	33.0~44.0	31.0~42.0

根据预测结果，抽油机噪声影响范围在 20m 范围内，据现场调查，本项目井场周围 20m 范围内无居民点。评价认为，井场内抽油机噪声源对周围声环境影响小。

8.1.3.4 站场噪声

按照导则要求，典型井组拉油点投运后厂界噪声变化预测结果见表 8.1.3-3 和图 8.1.3-1。五蛟西返排液站改建后噪声变化预测结果见表 8.1.3-4 和图 8.1.3-2。蛟 7 增建后噪声变化预测结果见表 8.1.3-5 和图 8.1.3-3。

表 8.1.3-4 典型井组拉油点厂界噪声贡献值预测结果 单位：dB(A)

噪声预测点		噪声值			超标分贝数	
		类型	昼间	夜间	昼间	夜间
厂界噪声						
1	东厂界	贡献值	30.0	30.0	0	0
2	南厂界		44.2	44.2	0	0
3	西厂界		43.7	43.7	0	0
4	北厂界		26.6	26.6	0	0

评价标准		昼间 60dB (A)；夜间 50dB (A)				
表 8.1.3-4		五蛟西返排液站改建后厂界噪声贡献值预测结果				单位: dB(A)
噪声预测点		噪声值			超标分贝数	
		类型	昼间	夜间	昼间	夜间
厂界噪声						
1	东厂界	贡献值	35.1	35.1	0	0
2	南厂界		42.7	42.7	0	0
3	西厂界		25.3	25.3	0	0
4	北厂界		26.8	26.8	0	0
评价标准		昼间 60dB (A)；夜间 50dB (A)				

表 8.1.3-5		蛟 7 增厂界噪声贡献值预测结果				单位: dB (A)
噪声预测点		噪声值			超标分贝数	
		类型	昼间	夜间	昼间	夜间
厂界噪声						
1	东厂界	贡献值	33.2	33.2	0	0
2	南厂界		40.1	40.1	0	0
3	西厂界		25.5	25.5	0	0
4	北厂界		30.2	30.2	0	0
评价标准		昼间 60dB (A)；夜间 50dB (A)				

根据上述预测结果,采取降噪措施后,拟建井组拉油点内的加热炉、循环水泵等设备对厂界噪声的贡献值较小,五蛟西返排液处理站改建后昼、夜间厂界噪声预测值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类标准。蛟7增建后昼、夜间厂界噪声预测值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类标准。

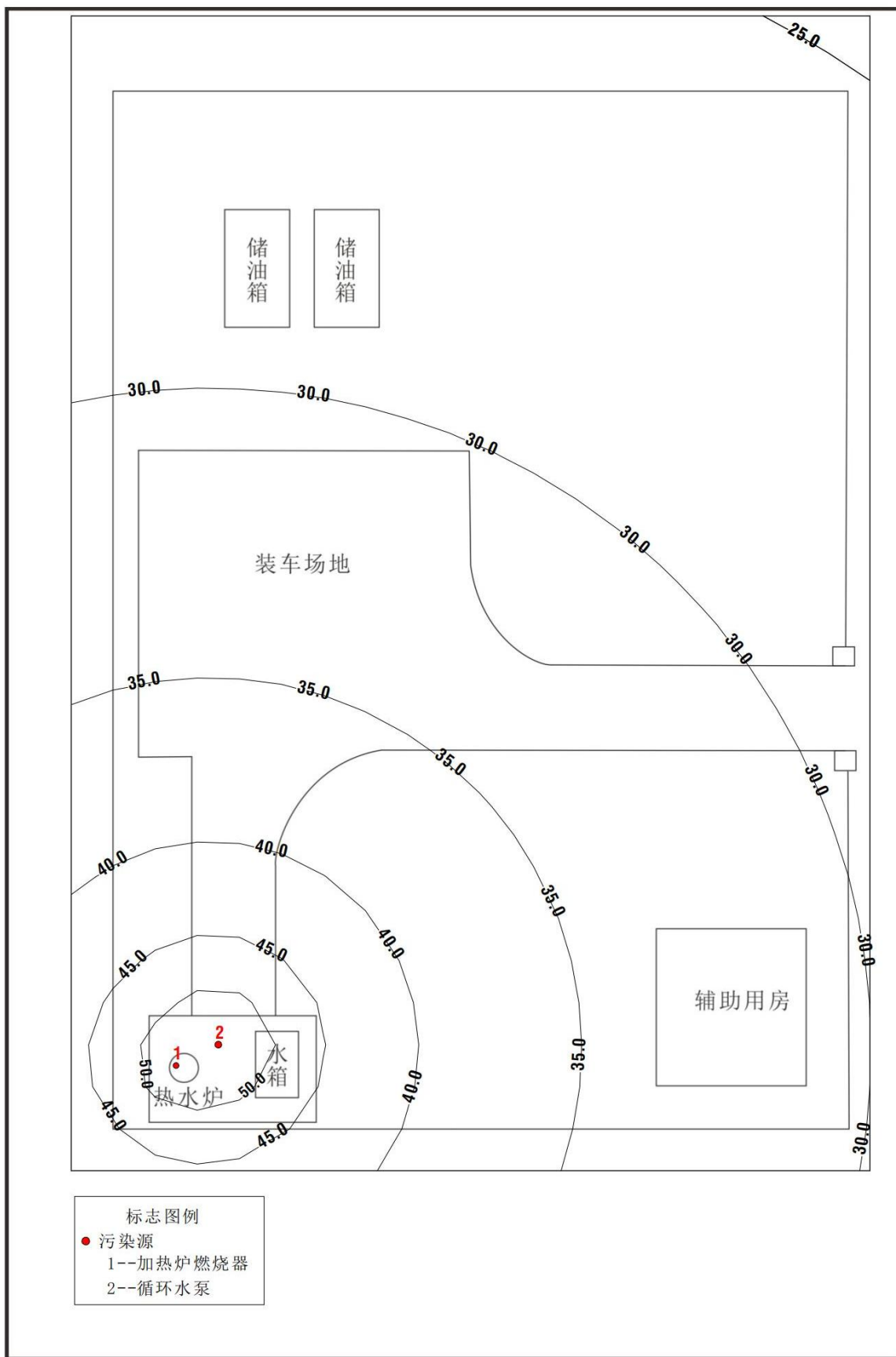


图8.1.3-1 典型井组拉油点厂界噪声等声级图

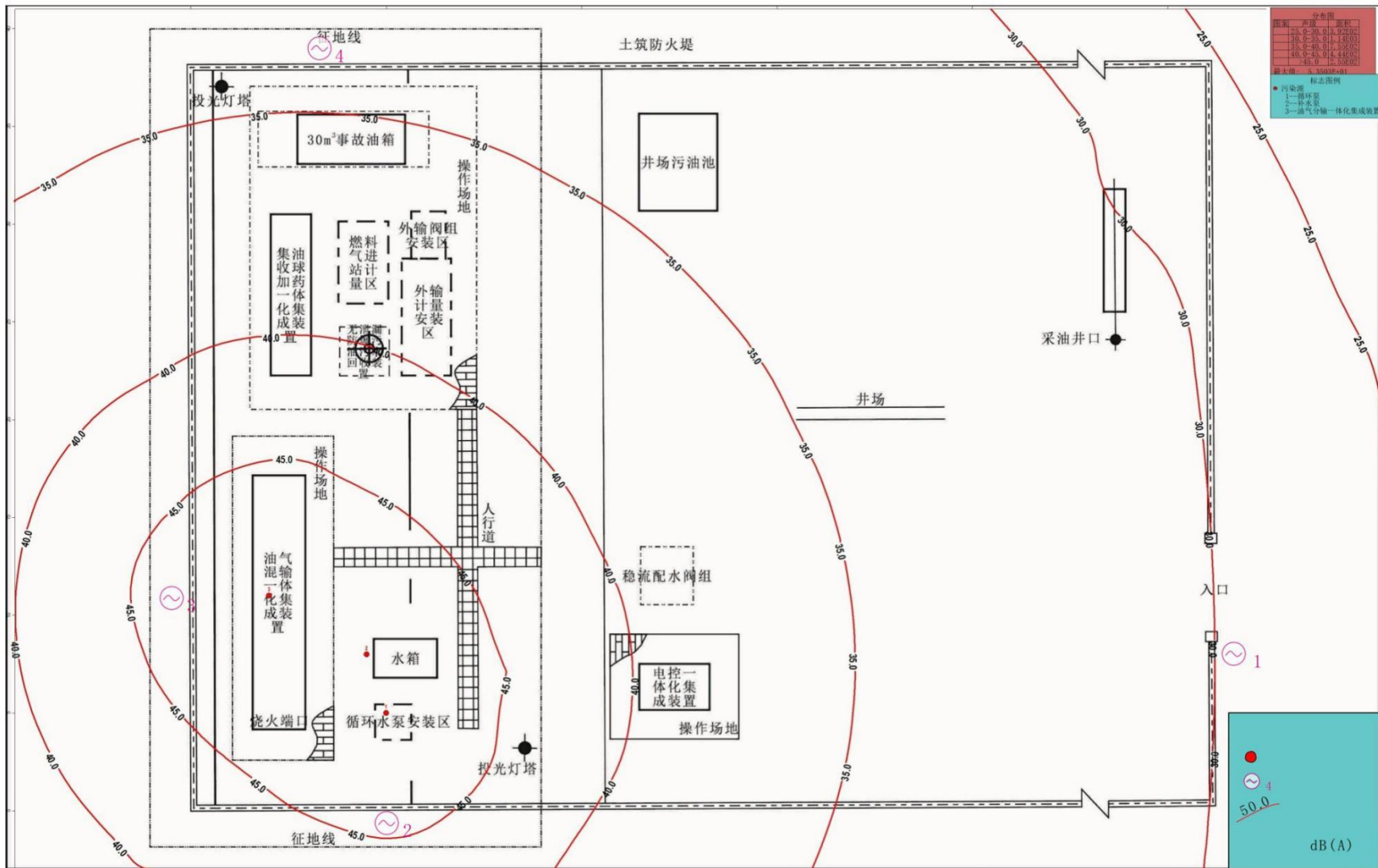


图8.1.3-2 增压机组噪声等声级线图

8.1.3.5 拉油罐车交通噪声影响分析

本项目新建井场除 2 座位置偏远井场因油集输系统不完善不足采取拉油方式外，其余全部采用输油管线密闭集输。拉油罐车拉运过程中会对沿线敏感点产生一定的噪声影响。

根据工程概况，本项目南 58 井场内新建的拉油点由罐车拉运至新华 53 站进行处理，拉运路线沿线除五蛟镇人口较集中外，其他村庄人口相对较少且分散。因此，评价要求拉油罐车拉运路线尽可能避开五蛟镇区域，并选择上午 7:00~12:00 和下午 14:00~22:00 之间进行拉运，同时车辆经过敏感点时应降低车速，减小噪声影响。在采取上述措施后，拉油罐车对拉运路线沿线的交通噪声影响相对较小。

8.1.4 固体废物环境影响分析

8.1.4.1 固体废物分类

本项目不新建生活保障点等设施，运行期产生的固体废物主要有落地油、含油污泥、废滤料以及设备维护和修井作业产生的废防渗布、废润滑油及其包装桶，按照《国家危险废物名录（2021 年版）》分类，以上固体废物均属于危险废物，废物类别均为 HW08 废矿物油与含矿物油废物。

8.1.4.2 落地油环境影响分析

井区运行期落地油主要在修井、洗井等措施作业过程中产生，修井、洗井一般两年一次，本项目采用“铺设作业、带罐上岗”的作业模式，可使落地油 100%回收。落地油收集后拉运至现有危废点暂存，定期委托有资质单位处置，可有效减少落地油直接进入土壤，大大减轻了对环境的影响。

(1)落地油对地表水环境的影响分析

修井、洗井等生产过程产生的少量落地油若不及时清理，在雨季易随地表径流进入附近地表水体产生污染。

井区开发过程中的少量落地油主要集中在井场内及其周边，井场采取了落地油回收处置等防治措施。丰水期或暴雨期降雨径流可能将极少量的落地油带入地表水体，由于丰水期或暴雨期流量大、流速快，进入水体的少量落地油在短时间内完全混合，浓度迅速降低，对河流水质影响较小。因此，在对井场采取雨水收集、设置污油污水池、井口集油槽、井场围墙等相应的回收和防治措施后，落地油对周边地表水影响较小。

(2)落地油对地下水环境影响分析

具体见地下水环境影响评价章节。

(3)落地油对土壤影响分析

运行期正常情况下，井场采用封闭采油，不会产生落地油，但修井、洗井等井下作业时，可能产生少量落地油。此外，在输油过程中也可能产生少量落地油。落地油对土壤的影响详见土壤环境影响评价章节。

8.1.4.3 含油污泥对环境的影响分析

项目在运行过程中，各种处理容器和构筑物均会产生含油污泥。根据长实集团历年危废处置量统计数据估算，本项目建产后新增含油污泥产生量约为 139.15t/a（其中大罐清罐油泥 56.92t/a、措施作业产生的油泥 82.23t/a）。

含油污泥属于危险固废，若不加以处置直接排放，会对周围土壤、水体、环境空气造成一定影响。长庆油田将含油污泥减量化、资源化，减量化，采取密闭冲氮气清罐、热力循环、热水清泥等措施降低含油污泥量。遵照循环经济综合利用的原则，目前陇东油区对含油污泥的处置措施是收集暂存后委托有资质单位处置，采出水处理系统污泥及其它固体含油污泥经浓缩干化后送有资质单位进行处置。此外，按照标准化井场建设要求，各采油井场内均建有含油污泥池，用于井场运行期含油污泥的暂存，作业结束后及时进行污油清理和回收，将含油污泥运送至项目依托的危废暂存点暂存，定期运送至有资质单位进行处置。

根据现场调查及收集资料，目前长庆实业集团有限公司五蛟西区开发范围内已建成含油危废暂存点 2 处，现有危废暂存设施均按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及修改单中有关规定等相关标准进行建设运行，并通过竣工环境保护验收。危险废物分类暂存并定期委托有资质单位处置，可以满足本项目依托需求。

8.1.4.4 其它固废影响分析

运行期其他固废主要包括设备维护及修井作业产生的废防渗材料、废润滑油及其包装桶、清管废渣，产生量约 0.16t/a。均属于《国家危险废物名录（2021 年版）》中 HW08 类危险废物。评价要求收集后送至现有危废暂存点单独暂存，定期交有资质单位处置。采取上述措施后，对环境影响较小。

8.1.4.5 生活垃圾影响分析

本项目拉油点新增员工 5 人，生活垃圾产生量 1.32t/a。集中收集后定期送至地方环卫部门指定的地点处置，因此生活垃圾对环境的影响小。

综上所述，评价认为，产建工程在运行期产生的固体废物均得到了合理处置，处置率达到了 100%，对环境的影响较小。

8.1.5 对水源地环境影响分析

8.1.5.1 项目对水源地的影响分析

本项目地面工程与周边水源保护区的位置关系见 2.7.2.1 节内容。以工程是否在水源地集水或径流范围内作为判断依据，本项目不在水源地径流补给范围内。

正常情况下，运行过程中产生的油田采出水、措施返排液全部处理达标后回注油层，不外排，因此，不会对周边水源地水质造成不利影响。事故状态下，各井区内的地面工程不在水源地集水范围内或径流补给区，与水源地有分水岭相隔，不会对水源地造成不利影响。

8.1.5.2 各类工程对水源地的影响分析

(1)井场

张海玲等前人针对陇东油田井场石油类物质自然迁移规律进行了研究，选取陇东地区马岭油田的 A 油井（1980 年开井）、华庆油田的 B 油井（1998 年开井）和西峰油田的 C 油井（2007 年开井）的 3 处井场，取井场土壤样品进行分析，结果表明：原油迁移范围主要集中在 40m 内，污染程度与距井口距离成反比，随着距离加长，石油类含量迅速下降，无论是 1980 年开始投用的采油井 A，还是 2007 年投用的采油井 C，水平方向距离井口 60m 时，已降至安全水平之下（300mg/kg）。

因此，无论从采取的措施的有效性还是油井长期运行来看，井场正常生产过程中产生的污染物在环境中的迁移被控制在有限的范围内，不会对水源地造成不利影响。

(2)输油管线

输油管线工程对水源地的影响主要集中在水源地上游穿跨越环境风险事故，根据工程概况，本项目主要输油管线均不穿（跨）越水源地上游河流，因此事故状态下不会对水源地造成污染。

8.1.5.3 对分散水源井的影响分析

五蛟西区范围内有人饮工程 1 处，位于本项目工程蛟 8-13 井场北侧 3.9km，井区周边分散有机井和小电井，井深在 20~200m 之间，属第四系黄土潜水层。

根据调查，本项目拟新建井场 9 座和扩建井场 2 座的选址均远离居民分散饮用水井。项目正常情况下污废水不外排，结合地下水影响评价专章，正常情况下不会对区域内分散式水源井水质产生不利影响；非正常状况下，由于项目达标采出水回注层深度为 1400~2250m 之间，与居民分散饮用水井含水层之间有多层隔水层，切断与第四系黄土潜水层的联系，因此对水源井水质影响较小。评价要求建设单位严格按照当地环保部门

和环评提出的各项要求进行工程开发建设，油田水源井取水层位为洛河组承压水，不得取浅层水，避免对人饮工程造成不利影响，确保当地居民的饮水安全。

8.2 运行期环境措施及可行性论证

8.2.1 环境空气污染防治措施

8.2.1.1 加热炉烟气

本项目新建加热炉均使用清洁燃料伴生气作为燃料，加热炉燃烧烟气通过不低于 8m 高排气筒排放，主要污染物 SO_2 、 NO_x 及颗粒物排放量小。类比长庆实业集团有限公司五蛟西区现有站场蛟一转、蛟 3 增加热炉烟气排放浓度（详见 3.4.2.1 节，颗粒物平均浓度 $14.0\text{mg}/\text{m}^3$ ， SO_2 平均浓度 $31.6\text{mg}/\text{m}^3$ ， NO_x 平均浓度 $96.7\text{mg}/\text{m}^3$ ），本项目新建加热炉烟气排放浓度可满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中新建燃气锅炉标准要求（颗粒物 $\leq 20\text{mg}/\text{m}^3$ ， $\text{SO}_2\leq 50\text{mg}/\text{m}^3$ ， $\text{NO}_x\leq 200\text{mg}/\text{m}^3$ ），对环境影响轻微，污染防治措施可行。

8.2.1.2 伴生气回收利用措施

(1) 实施油气密闭输送

本项目新建井场主要采用管道密闭集输，除 8 口位置偏远油井因井口压力不足采取拉油方式外，其余 28 口油井全部采用输油管线密闭集输；井口采取定压阀回收套管气；依托的增压机组采用油气混输工艺等措施确保流程密闭，减少集输过程中的烃类无组织排放。评价要求加快井区集输系统建设，原油尽可能全部通过管线系统密闭集输。

(2) 伴生气综合利用

提高伴生气回收利用率，分离伴生气首先用于站场加热炉燃料，少量富余伴生气随原油混输至下游站场进一步利用。加快伴生气利用设施建设，进一步提高伴生气利用率。

(3) 井场输油管线出口处设紧急截断阀，一旦发生事故，紧急切断油、气源，从而最大限度地减少油气集输过程中烃类气体的排放量。

采取以上措施后，伴生气综合利用率符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》中规定的伴生气回收利用率达到 80% 以上的要求，措施可行。

8.2.1.3 扬尘控制措施

针对运行期道路扬尘的影响，应根据不同性质的运输路段，以及不同生产运行阶段分类采取相应的扬尘治理措施。

(1) 井场道路

井场道路运行期的主要运行车辆为巡检车辆，该部分车辆运输频度较小，在采取限速行驶的情况下，对影响范围内的村民住户实际影响较小，但在井场进行修井、洗井等作业期间，由于工程车辆进出频度增加，扬尘影响相对明显，因此，在洗井、修井等作业期间应对井场道路采取洒水降尘等措施，并合理安排洒水频次、洒水量，以及洒水方式，确保措施有效。

(2) 进站场道路

运行期需要进出站场的车辆较井场道路较多，项目不新建站场，依托的现有站场道路均采用泥结碎石路面，该类路面水稳性比井场道路有较大改善，扬尘得到较大程度的抑制，但在连续干旱的天气条件下，也容易起尘。对于该类道路，首先应当采取车辆限速措施，在车辆运行频繁的干旱季节增加洒水降尘措施，加强道路的日常养护，防止路面产生沉陷、松散、车辙、坑洞等病害。

(3) 依托地方道路

在油田运输道路中，地方道路往往起到枢纽作用，将较分散的油区道路连接起来，使得地方道路的交通量增加，特别是增加油田施工机械车辆等重型车的通行量，道路经长期的超负荷使用，路面破坏情况加重，进而增加了道路的起尘量，加重了道路两侧的扬尘污染。由于我国乡镇、村庄的建设特点，这些地方道路往往也成为途经村庄、乡镇的主要街道，人员较为密集，该类道路扬尘对住户居民的影响较大。对于该类道路，建设单位应当主动联系地方道路交通主管部门，加强协商，配合地方道路交通主管部门做好该类道路的建设、修缮和养护工作。

在采取以上相应的道路治理措施后，油区的道路扬尘会得到较大改善，受影响的人群进一步减少。

8.2.1.4 无组织烃类逸散防治措施

本项目不涉及罐容 75m³及以上原油储罐，原油集输除部分偏远地区外全部采用管线集输，新建井组拉油点内设 40m³储油箱。评价结合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中挥发性有机物排放控制要求，提出项目无组织排放控制措施如下：

(1) 原油储存排放控制措施

现有站场原油储罐挥发性有机物排放控制满足标准表 2 控制要求。

(2) 储罐运行维护要求

针对现有联合站、转油站内固定顶罐，应满足以下运行要求：

①罐体应保持完好，不应有孔洞和裂隙；

②储罐附件开口（孔），除采样、计量、例行检查、维护和其他正常活动外，应密闭；

③站场储油设施设置呼吸阀挡板，降低储运过程中的油气损耗。定期检查呼吸阀的定压是否符合设定要求。

④编制检查与修复记录并至少保存 3 年。

(3)原油装载排放控制要求

新建井组拉油点卸油作业采取底部载入式作业方式，减少拉油井场拉油罐装卸油作业无组织烃类气体排放。

应满足以下装载方式要求：

①采用底部装载或顶部浸没式装载方式；

②采用顶部浸没式装载的，出料管口距离罐（槽）底部高度应小于 200mm；

③装载真实蒸气压 $\geq 27.6\text{kPa}$ 的原油，应对装载排放的废气进行收集处理，非甲烷总烃去除效率不低于 80%。

(4)废水集输和处理系统排放控制要求

本项目依托站场油田采出水和措施返排液处理装置均采用密闭管线集输，接入口和排出口采取了与环境空气隔离措施，符合标准中提出的排放控制要求。

(5)设备与管线组件泄漏排放控制要求

对泵、阀门、法兰等易发生泄漏的设备与管线组件定期检查密封性，防止或减少跑、冒、滴、漏现象，通过源头控制无组织排放。运行过程出现下列情况之一，则认定设备或管线组件发生了泄漏，应开展修复工作：

①密封点存在渗液、滴液等可见的泄漏现象

②密封点泄漏检测值超过 GB39728-2020 表 4 规定的泄漏认定浓度(2000 $\mu\text{mol/mol}$)。

(6)其他排放控制要求

①加强采油井井口密闭性。

②优化操作规程，减少操作环节，合理安排储运作业。

③加快拉油井区集输系统建设，原油、伴生气尽可能全部通过管道密闭集输。

④油田伴生气作为燃料回收利用。

⑤加强油气计量器具管理维护，降低计量误差，减少损耗。

⑥定期检查储油设施的密封状态及底部，防止储油设施底板泄漏。

8.2.2 水污染防治措施

本项目生产废水主要包括油田采出水及措施返排液，其特点是含油量高，并含有一定量的泥砂。

8.2.2.1 采出水处理措施

本项目不新建采出水处理系统，新增采出水全部通过现有采出水处理系统处理，达到《陇东油田采出水处理水质指标及分析方法》（Q/SY CQ 08011-2022）相应回注水质标准后回注油层，不外排。

(1) 处理工艺达标可行性

项目依托的新华 53 站及蛟一联现有采出水处理系统均采用“除油+气浮+过滤”处理工艺，工艺流程见图 8.2.2-1，具体如下：

三相分离器来水经沉降除油罐沉降后进入一体化油田水处理装置。一体化装置前段设置缓冲水箱，来水首先进入缓冲水箱，经提升泵提升加压后进入分离罐。在分离罐进口的管线上进行溶气，沿切线进入分离罐内产生涡流旋转，通过涡流旋转产生离心力将油向内圆运移，同时将水中悬浮的小颗粒混凝成大颗粒、片状颗粒混凝成球形颗粒；油在内圆聚集后在浮力作用下油上浮至罐顶，并从罐体顶部的收油口排出；同时离心分离后的水和悬浮在水中固体颗粒改向，向下运移，依靠惯性和流速骤减将矾花大颗粒沉降到罐底从罐底排污口排出。分离罐出水进入两级过滤罐，通过向心气浮除油，微涡旋除污降浊和过滤作用进行深层次净化处理，达到防除垢、缓蚀、杀菌作用，处理后出水进入缓冲水罐，然后进行回注。



图 8.2.2-1 采出水处理系统处理工艺

根据现有采出水处理系统水质监测结果（见表 4.15.2-3，来自历年产建工程竣工环境保护验收调查报告或企业例行监测数据），本项目依托的采出水处理系统采取的处理工艺，其出水水质能够达到《陇东油田采出水处理水质指标及分析方法》（Q/SY CQ 08011-2022）超低渗透油藏回注水质指标（悬浮物 $\leq 30.0\text{mg/L}$ 、石油类 $\leq 30.0\text{mg/L}$ ）的要求。因此，从工艺上依托现有采出水处理系统可行。

(2) 处理能力可行性

根据表 4.15.2-2，本项目依托的蛟一联、新华 53 站场的采出水处理系统富余能力均大于本次新增采出水处理负荷，可满足项目处理需要。因此，从采出水处理系统处理规模上看，可确保本项目新增采出水处理需求。

(3)采出水有效回注保证性

①为确保采出水全部有效回注油层，建议对现有采出水处理系统配套安装流量监控系统，对系统处理量和回注量进行流量监控，并建立台账信息进行记录，确保采出水全部回注地下油层，回注率达到 100%。

②采出水回注层位应为产油层，注水井应严格按照防止油水串层设计的井身结构进行施工，杜绝采出水回注过程中与非注水层和地下含水层的联系，防止采出水回注到非产油层。油田采出水回注应严格执行《油田采出水回注地下水环境保护技术规范》（Q/SY CQ 08004-2018）。

③对于注水井的施工要加强监管和工程监理，保存好注水井的深井等钻探资料，确保注水井打到油层，防止无效回注的发生。

8.2.2.2 措施返排液

本项目不新建措施返排液处理站，运行期新增措施返排液全部依托五蛟西措施返排液处理站进行处理，处理达标后通过上述措施返排液处理站所辖注水井回注油层。本次对依托的五蛟西措施返排液处理站进行改建，改建内容及项目依托可行性分析见本报告 4.15.2.3 节内容。

依托站场处理后的措施返排液满足《陇东油田采出水处理水质指标及分析方法》（Q/SY CQ 08011-2022）超低渗透油藏回注水质指标，工艺可行。此外，从规模上看，项目新增措施返排液产生量小于依托工程设计规模，通过合理安排各井区措施作业计划和污水进站时序，本项目依托现有措施返排液处理站处理达标后回注的措施可行，可确保项目实施过程中产生的措施返排液全部处理后回注，不外排。

8.2.2.3 生产废水全部回用的可行性分析

(1)油田采出水处理综合利用的可行性

①采出水处理系统处理能力的依托可行性

根据工程分析，项目运行期采出水量为 93.15m³/d。根据产建方案，项目不新建采出水处理系统，各井区新增采出水依托现有蛟一联、蛟一转、新华 53 站采出水处理系统处理，达到《陇东油田采出水处理水质指标及分析方法》（Q/SY CQ 08011-2022）相应回注水质标准后回注油层。各井区采出水产生量及回注情况见表 8.2.2-1。由表 8.2.2-1

可知，项目运行期新增采出水量远小于各站场注水系统富余能力，根据井区注水优先采用达标采出水的原则，项目新增采出水可实现全部达标回注不外排。

表 8.2.2-1 各井区采出水产生量及回注情况

井区	采出水处理及回注站场		站场采出水 注水能力 (m ³ /d)	当前采出 水回注量 (m ³ /d)	富余注水 能力 (m ³ /d)	本次新增 回注量 (m ³ /d)	是否全 部回注
	处理站场	回注站场					
白468、白 461	蛟一联(侏罗 系)	蛟一联(侏罗 系)	800	219.6	580.4	75	是
岭405	新华 53 站	新华 53 站	200	55.8	144.2	50	是

②采出水回注综合利用的可行性

a.从回注目的方面分析，油田采出水处理后回注油层是以驱油为目的，用于补充地层能量，属于工艺用水，实现水资源循环再利用。

b.从水质指标方面分析，依托采出水处理系统采用的处理工艺能够实现处理后水质稳定达标。

c.从回注过程方面分析，采出水随原油采出后，通过地面油水分离、规范处置，再通过多层防护的井筒回注到油层，全过程密闭运行，整个过程防控措施安全可靠，正常情况下不会对地下水体造成污染。

d.从回注井成井工艺方面分析，陇东油区采出水回注井套管全部采取内、外防腐工艺，井筒安全质量得到有效提升；所有采出水回注井均采用全井段水泥一次上返封固工艺，确保表层套管、油层套管及地层岩石之间封固良好。根据《陇东油区采出水回注对地下水环境安全影像调查评估报告》针对不同地区、不同建井时期采出水回注井的水泥胶结质量的调查结论，现有采出水回注井和服役多年后水泥环胶结质量均满足《SY/T 6592-2016 固井质量评价方法》标准要求，胶结质量完好，不窜层。

e.从陇东油区地质构造方面分析，在水层和油层之间主要存在安定和直罗组、侏罗系两套致密的隔水层；岩石力学特点及承压能力调查测试结果表明，陇东油区目前的注水运行压力远小于储层破裂压力，该工艺下不存在岩石破裂回注水泄漏风险。

(2) 措施返排液处理后综合利用的可行性

项目运行期修井、洗井等措施作业产生的措施返排液约 2870m³/a (7.86m³/d)。项目运行期产生的措施返排液全部通过罐车运送至五蛟西措施返排液处理站处理达标后，依托蛟一联回注油层用于驱油。根据表 4.15.2-7 依托能力校核表可知，项目新增措施返排液产生量小于依托的措施返排液处理站设计规模，通过合理安排各作业区的措施作业计划和污水进站时序，可实现全部处理达标回注不外排。

(3)生产废水安全回注的可靠性分析

本项目新增采出水及措施返排液经现有站场处理达标后均依托现有注水井回注油层。根据现场调查及建设单位提供资料，现有注水井配套管网采用高压注水钢管，壁厚达 9mm，且使用环氧粉末防腐工艺，具有防腐、耐高温、耐压特性，可有效保证废水安全回注，大大降低了对地表水及环境污染。此外，所选注水井井筒满足废水回注需求，注水井完井套管采用了环氧冷缠带牺牲阳极保护套管+高强度水泥固井技术，水泥返高至地面，套管保护较好，且对注水层位上段配套套管保护封隔器，实现废水集中在目的层安全回注注入，确保地下水源不受污染。

综上，本项目运行期产生的生产废水可实现全部回用不外排。

8.2.2.4 井场雨水

根据《长庆油田陇东油区清洁文明井场设施建设标准》，为防止降雨冲刷井场地面对地表水产生影响，主要采取几个方面的措施：

(1)井场安全、环保防护宜采用暴雨时初期雨水不出场，风险辨识后干净雨水外排，含油污水集中处理的原则，采用“含油污水池+雨水收集池+井场围墙”三位一体的防控措施。

(2)设置含油污水池和井口集油槽，对抽油机漏失污油和井口漏失影响区（范围：井口周边 5m、抽油机后沿外 2m）可能含油的雨水进行收集，抽油机和井口区域边界高出外部场地地坪 0.2m，并坡向井口集油槽，避免地表径流携带污油，扩大污染波及面。含油污水池容积不小于 30m³，并与井口集油槽相连且清洁畅通。

(3)设置雨水收集池和雨水收集渠，井口外非漏失影响区的雨水自然散排至井场四周的雨水收集渠中，雨水收集渠采用砖砌水泥砂浆抹面结构，宽 0.4m，深 0.2m，沿井场围墙两侧布置，以 0.2%的坡度坡向雨水收集池。雨水收集池容积不小于 20m³，做到雨水不出井场。

(4)在井场周围修建高 0.5m 砖混围墙（距水源保护区距离较近的井场围墙高度为 0.8m），横截面呈梯形；井场挡水条高度不宜小于最大月平均降雨量 1~3 天的积水厚度，确保含油污水不出井场。井场入口或大门处宜常备挡水沙袋，用于极端天气井场挡水条加高，防止含油雨水出场。

此外，庆阳市生态环境局针对距离水源保护区较近的井场提出了更为严格的建设要求，主要包括以下几个方面：

(1)在井场周围修建高 0.8m 砖混围墙，横截面呈梯形；井场出口修建 0.8m 高的土石混合挡土梁，防止井场内雨水外排和井场外的雨水流入井场；在井场内设置防渗的 50m³ 污油回收池（与事故应急池合用）及防渗石砌地埋式导油槽，导油槽与污油池相连且清洁畅通；

(2)修建雨水收集渠和容积不小于 50m³ 雨水收集池（井场面积小于 2500m²，容积应不小于 50m³；井场面积大于 2500m²，容积应不小于 60m³），做到雨水不出井场。

(3)井场外侧修建排洪渠，保证井场周围雨水畅通，不蓄积。

井场在选址和建设过程中严格按照规范设计和评价提出的相关要求能够确保一般降雨条件下雨水对井场的冲刷影响在可控的范围内。

8.2.3 噪声控制措施

8.2.3.1 井场、站场噪声控制措施

项目运行期主要噪声源为加热炉燃烧器、循环水泵、采油机等。噪声控制措施主要包括：

(1)井场选址应尽可能远离居民点；

(2)新建井场采油机采用电力驱动，合理布置井场平面布置。

(3)新建站场合理安排设备布局，针对站场周边居民点分布情况调整设备布局，使主要噪声源远离居民分布一侧；

(4)设备选型尽可能选择低噪声设备，并采取基础减振措施。

(5)加强站场外绿化，通过树木、草坪的遮挡和反射起到一定的降噪作用。

采取以上措施后，可有效降低噪声影响，各井场、站场噪声均可做到达标排放，运行期噪声一般不会扰民，噪声污染控制措施可行。

8.2.3.2 交通噪声控制措施

运行期交通噪声主要是油区作业车辆及拉油罐车对周围环境的影响，具体防治措施有：

(1)油区作业车辆和罐车拉油路线尽可能避开人群密集区域及休息时段，尽量安排在上午 7:00~12:00 和下午 14:00~22:00 之间，严禁夜间运输；车辆经过敏感点时应降低车速，减小扬尘和噪声污染，同时应逐步提高管输率减少罐车拉油频次。

(2)加强安全教育及管理，减少车辆鸣笛；

(3)严格限制车速、加强巡查，树立文明驾驶的习惯和安全意识。

8.2.4 固体废物贮存和处置措施

8.2.4.1 落地油的控制及回收

为防止运行期原油通过井杆泄漏形成落地油，本项目井场采取了落地油收集设施。具体如下：

(1)设置井控装置，在钻井过程中及完井后，严格井控技术规定和井口装置试压要求。

(2)根据标准化井场设计，井口设置集油槽，井场内设置含油污水池，集油槽与含油污水池相连，保证井口泄漏原油全部收集，并定期用罐车运往危废暂存点暂存后委托有资质单位处置。

井口集油槽及含油污水池应按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中贮存池要求进行基础防渗，防渗系数至少满足 1m 厚粘土层（渗透系数 $\leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ），或至少 2mm 厚高密度聚乙烯膜等人工防渗材料（渗透系数 $\leq 1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ ），或去哦他防渗性能等效的材料。贮存池应采取措施减少大气污染物的无组织排放。

(3)井下作业

井下作业过程按照“铺设作业、带罐上岗”的作业模式，及时回收落地油、含油污泥等危险废物，并委托有资质单位处置。建议采用“绿色修井技术及配套设备”，以原油不出井筒为目的，达到“三不沾油”，即井场不沾油、设备不沾油、操作工人身上不沾油。具体技术措施包括：

①使用撞击式泄油器、提杆式泄油器、提管式泄油器解决包括抽油杆砂卡或断脱等不利情况在内的油管泄油问题，保证油管内的原油全部泄入开筒而不落地；

②使用方便、耐用的油管刮油器和抽油杆刮油器，将管和杆壁上附着的原油刮净，并使原油经装置直接回流返回套管，避免将原油带至地面。

以上控制落地原油产生的技术措施及设备已在实际应用中取得了很好的效果。建设单位在井下作业时，可结合实际情况，对施工单位提出具体技术要求。

(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，减少或杜绝油井跑、冒、滴、漏，以及原油泄漏事件的发生。

在采取以上措施后，落地油产生量少，回收率高，污染控制措施可行。

8.2.4.2 含油污泥的回收与处置

运行期含油污泥主要来自 3 个环节：依托站场原油储罐清罐、采出水处理系统排泥和措施作业。清理作业前，罐区内部、水处理装置区和井场地面均预先铺设防渗布防止

油泥落地，避免危废散落造成作业场地内的土壤和地下水污染。油泥清出装置后直接装入防渗袋内运至含油危废暂存点或直接交有资质单位清运。

含油污泥属危险固体废物，在采油、原油脱水、油田采出水处理及措施返排液处理过程中各种处理容器和构筑物均会产生含油污泥。在含油污泥的处理中，长庆油田积极推行减量化和资源化的做法，“减量化”是指采取密闭冲氮气清罐，热力循环，热水清泥等措施降低含油污泥量；“资源化”是指将清罐油泥收集后进行处置，对采出水处理系统产生的油泥经浓缩干化后送至有资质的单位进行处置。

此外，按照标准化井场建设要求，各采油井场内均建有含油污泥池，用于井场运行期含油污泥的暂存，作业结束后及时进行污油清理和回收，将含油污泥运送至项目依托的危废暂存点暂存，定期运送至有资质单位进行处置。

8.2.4.3 其他固体废物的处置

运行期其他固废主要包括设备维护及修井作业产生的废防渗材料、废润滑油及其包装桶、清管废渣，产生量约 0.2t/a，均属于《国家危险废物名录》（2021 年版）中 HW08 类危险废物，收集后送至现有危废暂存点暂存，定期交有资质单位处置。防治措施可行。

8.2.4.4 危废暂存、运输及处置措施和要求

(1) 危险废物暂存及处置措施

危险废物应实行减量化、资源化和无害化，即首先通过清洁生产减少废弃物的产生，在无法减量化的情况下优先进行废物资源化利用，最终对不可利用废物进行无害化处置。

本项目在实行减量化、资源化后产生的危险废物相对较少，均依托现有危废点暂存，定期交由有资质单位安全处置。根据现场调查及收集资料，长庆实业集团有限公司五蛟西区开发范围内已建成含油危废暂存点 2 处（均履行了环保手续，基本情况见 4.15.2.6 节），可满足本项目运行期危险废物的暂存。

结构设计，满足防风、防雨、防晒等储存要求，地面及踢脚均采取防渗处理，防渗措施满足《危险废物贮存污染控制标准》(GB 18597-2023)要求。暂存设施外按 GB15562.2 规定设置警示标志，周围设置围墙或防护栅栏。危废临时储存点平面布置图见图 8.2.4-1，地面防渗设计见图 8.2.4-2。

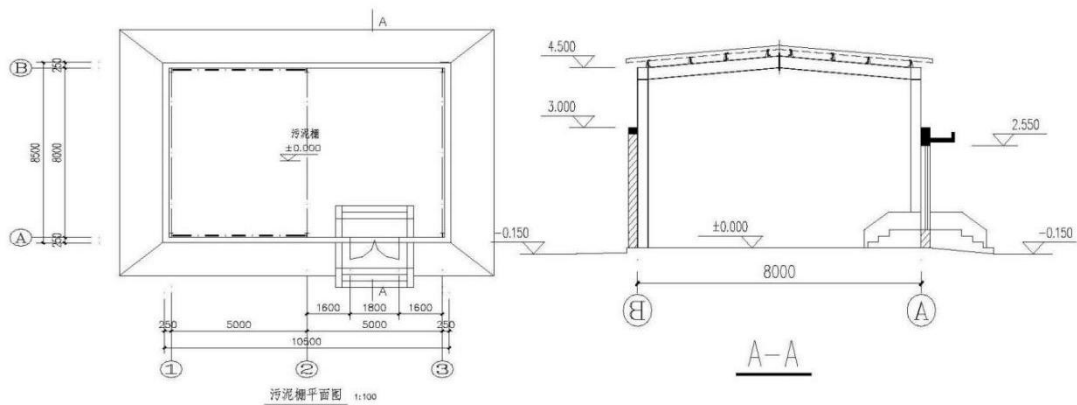


图 8.2.4-1 含油污泥临时暂存点平面图

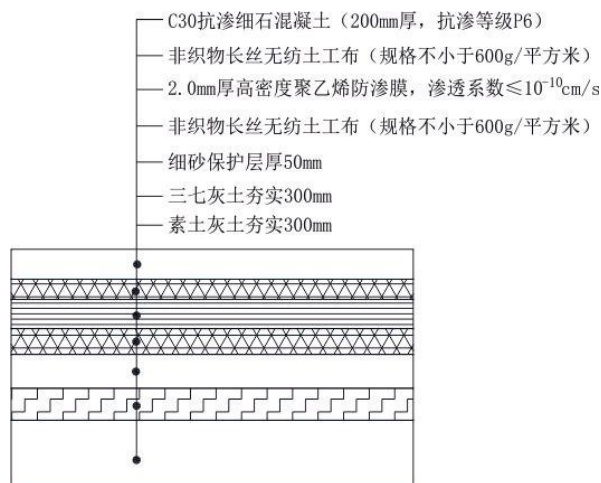


图 8.2.4-2 危废暂存点污泥池底防渗结构图

对于井场、站场设置的危险废物临时暂存设施，应严格按照《危险废物贮存污染控制标准》的要求采取防风、防雨、防晒、防渗漏等措施，防渗系数 $\leq 10^{-10}$ cm/s。危险废物暂存必须严格按照《危险废物贮存污染控制标准》要求进行分类分区存放，危险废物的收集容器应在醒目的位置贴有危险废物标签。

本项目危险废物最终委托有资质单位统一处置。

(3) 危险废物运输污染防治措施

①危险废物转移过程应按严格《危险废物转移管理办法》执行，报批危险废物转移计划，填制转运联单；转运前应检查危险废物转移联单，核对品名、数量和标志；

②含油污泥在转运前应检查盛装容器、转运设备的稳定性、严密性，确保运输途中不会破裂、倾倒、溢流；

③转运车辆均需装配 GPS 定位仪，车辆应根据《道路运输危险废物车辆标志》(GB13392) 设置明显标志。

④建设单位应合理规划原料运输路线，禁止经过水源保护区、自然保护区等敏感目标；

⑤运输人员应进行专项的业务培训（包括事故应急处理措施），转运过程中应设专人看护，运输车辆采用厢式货车；运输车辆的车厢、底板必须平坦完好，周围栏板必须牢固，防止在运输过程中渗漏、溢出、扬散；

⑥建设单位应根据《危险废物经营单位编制应急预案指南》制定原料运输的事故应急处理预案，一旦发生事故，及时采取相应措施进行处理。

（4）日常管理要求

要求企业履行申报的登记制度、建立危废台账管理制度，及时登记各种危废的产生、转移、处置情况。应按照当地危险废物转移联单申报程序进行申报转移，经环保行政管理部门批准后方可实施，禁止私自处置危险废物。对危险废物的转移运输要实行《危险废物转移联单管理办法》，实行五联单制度，运出单位及当地环保部门、运输单位、接受单位及当地环保部门进行跟踪联单。

综上，本项目产生的落地油、含油污泥等危险废物经收集后暂存于依托的危废暂存点，定期运送至有资质单位安全处置，降低了环境危害，并使资源得到充分回收利用，评价认为污染防治措施可行。

（4）危险废物全过程控制措施

①每年制定储罐、污油污水池清理作业计划，履行危险废物报审手续，领取转移联单后，实施清罐作业，并转移至各油泥临时储存点储存，并做好转运、储存记录。严禁在罐区、井场等生产场所存放危废。

②井场井下作业中产生的落地油要求产生当日回收，由产生单位清理并转移至各油泥临时储存点储存，并做好转运、储存记录。转运前必须在作业区修井监督处办理《落地油内部转移单》，填明落地油产生的原因、数量及储存地点。

③建立危险废物管理台账，明确产生源、产生数量、处置方式、处置去向、接收单位（地点）等信息。

④每年定期由质量安全环保科通过招标形式选商，确定全年委外处置单位，制定油泥临时储存点的危废转运、处置一体化作业计划。根据陇东油泥处理厂含油污泥储存量、设备设施运行情况安排运输车辆，各单位做好拉运过程监控。

⑤办理相关委外转移手续，由县、市环保部门对转移地点和数量进行现场核查，同意后下发转移批复，领取危险废物转移联单后方可实施转运工作。转移过程严格按照批复数量和内容进行转移，严禁随意改变转移地点和超量。

⑥建设单位应制定并执行储存点管理措施，设专人看护，现场悬挂国家规定样式的危险废物识别标识牌、警示标识及储存点名称牌；制定油泥储存点应急处置措施，并配备足量的消防、应急器材；建立完整的出入库台帐，按照规范要求如实登记含油污泥的产生量、贮存量及处置去向；严禁生活垃圾、一般工业固废进入油泥临时储存点。

8.2.5 运行期污染防治措施汇总

运行期主要污染防治措施汇总见表 8.2.5-1，污染防治措施可有效减少污染物的排放，做到达标排放、合理处置。

表 8.2.5-1 运行期主要污染防治措施一览表

分类	污染物	主要污染防治措施
废水	采出水	依托现有采出水处理系统处理达标后回注油层，不外排。
	措施返排液	罐车拉运至五蛟西措施返排液处理站处理达标后回注油层，不外排。
	生活污水	拉油点设置防渗旱厕，定期清掏不外排
废气	伴生气	①回收套管气，实施油气密闭输送；②分离伴生气首先用于站场加热炉燃料，少量富余伴生气输至下游站场进一步利用。
	无组织烃类	①加快井区集输系统建设，原油通过管线系统密闭集输； ②提高伴生气的综合利用率； ③采油井井口加强密闭性。
	加热炉烟气	采用伴生气为燃料，加热炉排气筒高度不低于8m。
噪声	机泵	①井场选址远离居民区； ②设备选型尽可能选择低噪声设备； ③站场扩建噪声设备设置基础减振和厂房隔声；
固废	落地油	①设置井控装置，严格井控技术规定和井口装置试压要求； ②井场内设污油污水池、井口集油槽，泄漏原油收集后用罐车运往危废暂存点暂存后委托有资质单位处置； ③井下作业按照“铺设作业、带罐上岗”作业模式，及时回收落地油并委托有资质单位处置； 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； ⑤采用“绿色修井技术及配套设备”，以原油不出井筒为目的，达到“三不沾油”，即井场不沾油、设备不沾油、操作工人身上不沾油。
	含油污泥	属危险固废，定期送有资质单位处置，无法及时处置的在就近危废暂存点进行暂存。
	浮渣、污泥	属危险固废，定期送有资质单位处置，无法及时处置的在就近危废暂存点进行暂存。
	清罐底泥	属危险固废，定期送有资质单位处置，无法及时处置的在就近危废暂存点进行暂存。
	清管废渣	属危险固废，暂存后委托有资质的单位定期进行转运处置。
	废防渗材料	属危险固废，暂存后委托有资质的单位定期进行转运处置。
	废防渗布、废润滑油及其包装桶	属危险固废，暂存后交有资质单位安全处置。
	生活垃圾	设生活垃圾箱（桶）集中收集后，送当地环卫部门要求统一处置。

8.3 闭井期环境影响及污染防治措施

8.3.1 闭井期环境影响

油田开发进入闭井期后，各种机械设备将停止使用，油田日常生产过程产生的废气污染物、生产废水、生活污水、噪声及固体废物等将会消失。油井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、水泥灌注封井、井场清理等，将会产生少量扬尘和固体废物。在闭井施工作业中应注意采取降尘措施，文明施工，尽可能降低对周边大气环境的影响，对于井口和管线拆除作业过程中产生的固体废物应按要求妥善处置。在采取以上处理措施后，环境影响较小。

另外，井场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、残渣等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣外运至指定处理场填埋处理。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

井场经清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫被清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。油田设施闭井后，人员撤离，区域内没有了人为的扰动，井场范围内的自然环境会逐渐得以恢复。

8.3.2 闭井期污染防治措施

闭井期主要污染源是设备拆除、井场清理产生的扬尘和固体废物等，主要污染防治措施如下：

(1)油井闭井后，对废弃井架、井台和出油管线进行拆除，对废弃井的井眼进行封堵。

(2)井口和管线拆除作业过程中产生的固体废物应按要求妥善处置，彻底清理回收井场内的落地油及输油管线内残余的原油，避免对土壤和浅层地下水造成污染。属于危险废物的，应送有资质的单位进行处置，废弃设备、管线经清洗后回收再利用，建筑垃圾外运至指定填埋场填埋处置。

(3)对井场永久占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫进行清理，并及时进行植被恢复。对报废井、套损井、服役期满井采取按照规范进行封井。

(4)闭井期作业车辆应固定线路和作业范围，禁止随意开路、停放，践踏和破坏植被，应尽量减少占用和破坏植被，将影响严格控制在征地范围内。

(5)井场封堵完成后建立封井档案，封堵完成后，及时将相关资料上报环保部门备案。在保留各类绿化、生态保护设施的基础上，恢复井场或原管线敷设带的原有地貌，使其与区域整体生态景观保持和谐一致。

(6)闭井后,应按照污染地块土壤环境管理的有关规定,开展土壤和地下水环境调查,并按照相关管理规定对污染地块采取治理与修复措施。

评价认为,在采取上述闭井期污染防治措施后,可减缓闭井期对环境的影响。

8.4 环保投资估算

对项目环保投资进行估算,主要针对施工期及运行期废气、废水、噪声、固废等污染治理及生态恢复费用,估算项目一次性环保投资约 657.4 万元,占总投资(7375.49 万元)的 8.91%,运行期环保设施运行维护及环境管理等保障措施费用约 40.8 万/年,具体见表 8.4-1。环保投资估算最终以设计为准。

环保投资应专款专用,并纳入工程投资概算,从设计、安装到实际运行应严格执行“三同时”制度。

表 8.4-1 环保设施及污染防治投资估算表 单位:万元

类别	污染源	治理措施、设施	数量	环保投资	
施工期	废水	设钻井泥浆固液分离设施和不落地收集系统,分离的钻井废水在井场内配置泥浆循环利用,无法利用的液相废水拉运至周边措施废液处理站处理达标后回注。	11 个	22	
		试油废水、压裂返排液、管道试压废水	/	1.2	
	废气	施工扬尘	运输车辆遮盖篷布、道路洒水灭尘	/	1.5
			施工场地围栏,道路临时硬化	/	5.5
	固体废物及土壤	废弃钻井泥浆、钻井岩屑	设钻井泥浆固液分离设施和不落地收集系统,分离的废弃钻井泥浆及一般岩屑在井场内设有三防(防渗漏、防流失、防扬散)措施的设施,产生后由有资质第三方处置。	11 个	110
		含油岩屑	送有资质单位处置	/	5.6
		落地油	井场地面铺设防渗布	11 套	11
			送有资质单位处置	/	0.8
		废防渗布、废润滑油及其包装桶	送有资质单位处置	/	0.6
		生活垃圾	生活垃圾收集桶	若干	0.2
	生态	生态补偿	生态保护、恢复与重建费用	/	56
	环境风险	井喷、套外返水等	井口安装防喷器,油井周围设土堤等	若干	11
	运营期	废气	加热炉烟气	不低于 8m 高排气筒	2 根
噪声		加热炉燃烧器、循环水泵等	低噪声设备、基础减震、隔声罩等	若干	60
废水		油田采出水	依托现有采出水处理系统处理	/	/

		修井、洗井等措施返排液	罐车拉运至现有五蛟西措施返排液处理站处理达标后回注。改建五蛟西返排液处理站。	/	308.2
		生活污水	防渗旱厕	1 套	1
固体废物及土壤	落地油		井场设置污油污水池，井口设集油槽	11 套	11
			污油回收罐车运行费用	1 辆	1
			地面敷设防渗布收集	若干	5
			送有资质单位进行处置	/	0.5 万/a
	含油污泥	送有资质单位进行处置	/	3 万/a	
	废防渗布、废润滑油及其包装桶	送有资质单位处置	/	0.3 万/a	
	生活垃圾	保障点设垃圾桶（箱），分类收集后定期送至当地环卫部门指定地点处置	若干	0.1	
环境风险		管线输送压力、管壁实时监控设施、堵漏等一般风险防范设施	/	40	
合计				/	657.4
环境管理及设备运行费用		环境管理、环境监测、环保设施运行维护费用等		/	37 万/a

9 地下水环境影响评价

9.1 总则

9.1.1 评价等级与评价范围

9.1.1.1 评价工作等级

根据拟建项目的主要建设内容，结合《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）附录 A“地下水环境影响评价行业分类表”，本项目涉及的项目类别为“石油开采”和“石油管线”，其中“石油开采”地下水环境影响评价项目类别为 I 类，“石油管线”的地下水环境影响评价项目类别为 II 类。

(1) 地下水敏感性

根据收集的资料和现场勘查，建设项目所在区域涉及的地下水环境敏感目标主要为乡镇集中式饮用水水源保护区和分布式饮用水水源井，开采层位主要为第四系黄土含水层和白垩系环河组含水层。根据环保部意见，集中式水源地和分布式水源井敏感区、较敏感区范围的具体量化见表 9.1.1-1。

表 9.1.1-1 水源地敏感区、较敏感区范围的具体量化

类型	特征	敏感区	较敏感区	不敏感区	备注
分散式	单井	无	以井（泉）口为中心，半径 50m 为界，外扩 2000 天的质点迁移距离范围作为较敏感区	敏感区和较敏感区以外的区域	外扩边界不超过所在水文地质单元的边界范围。
集中式	已划定保护区但未划定准保护区的	以二级保护区边界为起点，中小型水源地外扩 2000 天，大型水源地外扩 3000 天的质点迁移距离范围作为敏感区	以敏感区边界为起点外扩 3000 天的质点迁移距离范围作为较敏感区		

注：中小型水源地：日取水量小于 5 万方；大型水源地：日取水量大于 5 万方。本项目涉及的乡镇水源地均为中小型水源地。

计算公式如下：

$$L = \alpha \times K \times I \times T / n \dots \dots \dots (1)$$

式中，L——质点迁移距离，m；

α ——变化系数， $\alpha \geq 1$ ，一般取 2（为了安全起见，在理论计算的基础上加上一定量，以防未来用水量的增加以及干旱期影响造成半径的扩大）；

K——含水层渗透系数，m/d（根据《鄂尔多斯盆地地下水勘查报告（甘肃）》等水文地质资料，取已知最大值）；

I——水力坡度，无量纲（根据《鄂尔多斯盆地地下水勘查报告（甘肃）》等水文地质资料及勘查、监测资料获取）；

T——质点迁移时间，d（取 2000d）；

n——有效孔隙度，无量纲（取经验参数）。

根据公式（1），带入参数后对第四系黄土含水层求取 L 值，结果见表 9.1.1-2。

表 9.1.1-2 分布式饮用水水源井敏感区范围计算表

类型	时间 T (d)	L 值 (m)	敏感区	较敏感区
分散式	2000	122.6	无	以井（泉）口为中心，半径 50m 为界，外扩 122.6m 的范围内
集中式	2000	122.6	以二级保护区边界为起点，外扩 122.6m 的范围内	以敏感区边界为起点外扩 184m 的范围内（即以二级保护区边界为起点，外扩 307m 的范围内）
	3000	184		

出于保守考虑，为取得最大值，以第四系黄土含水层为准。因此，该区域分布式饮用水水源井的较敏感区范围为：以井（泉）口为中心，半径 50m 为界，外扩 122.6m 的范围内。通过现场调查，本项目所在区域的分散式饮用水水源井在此范围内均无建设工程分布，因此拟建工程位于分布式饮用水水源井和取水工程的不敏感区。

(2)地下水评价等级判定

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ 610-2016），当同一建设项目涉及两个或两个以上场地时，各场地应分别判定评价工作等级，并按相应等级开展评价工作。

本项目涉及到井场、站场及管线，因此按照本次评价建设的站场、井场、管线分布区域等分别进行地下水等级判定。根据表 2.7.2-1 产建工程与水源保护区的位置关系并结合表 9.1.1-2 可以看出本项目所在区域的集中式饮用水水源地和分散式饮用水水源井的敏感及较敏感区范围内均无站场、井场、管线分布，因此地下水环境敏感程度为不敏感。根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ 610-2016）评价工作等级划分标准（表 9.1.1-3），石油开采工程地下水评价工作等级定为二级，管线工程地下水评价工作等级定为三级，见表 9.1.1-4。

表 9.1.1-3 地下水环境影响评价工作等级分级表

环境敏感程度	项目类别	I 类项目	II 类项目	III 类项目
	敏感		一级	一级
较敏感		一级	二级	三级
不敏感		二级	三级	三级

表 9.1.1-4 评价工作等级划分

项目类别		敏感区	较敏感区	不敏感区	评价等级
I 类项目	石油开采（井场、站场等）	/	/	√	二级
II 类项目	石油管线	/	/	√	三级

9.1.1.2 调查评价范围

为充分了解项目所在区域水文地质条件，重点预测分析建设项目场地的地下水环境影响情况，评价将调查评价范围进一步划分为调查范围和评价范围。

(1) 调查范围

调查范围的确定考虑拟建项目布局与地下水系统特征，以河流为边界，划定为：项目所在的相对完整的水文地质单元。

(2) 评价范围

①对于集输管线，将管线两侧向外延伸 200m 作为评价范围。

②对于井、站场，根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ 610-2016）的要求，“当建设项目所在地水文地质条件相对简单，且所掌握的资料能够满足公式计算法的要求时，应采用公式计算法确定”，因此本次评价选取公式计算法确定评价范围。根据 9.1.1.1 章节公式(1)，按导则要求 T 取 5000d，带入其他参数值后计算得 L 值，见表 9.1.1-5。

表 9.1.1-5 地下水评价范围计算

含水层	K (m/d)	I	T (d)	n	L (m)
第四系黄土含水层	0.46	20‰	5000	0.3	306
白垩系环河组含水层	0.22	5‰	5000	0.15	73.3
白垩系洛河组含水层	0.53	2‰	5000	0.2	53

根据导则并结合计算结果，确定井场、站场地下水评价范围为站场下游 306m，两侧及上游不小于 153m 的范围。

调查评价范围的确定，重点考虑了建设项目污染源特征、地下水径流特征、地下水可能受到污染的区域等因素。所确定的调查与评价范围能说明项目建设区域的地下水环境基本状况，并满足对地下水环境影响进行预测和评价的需要。

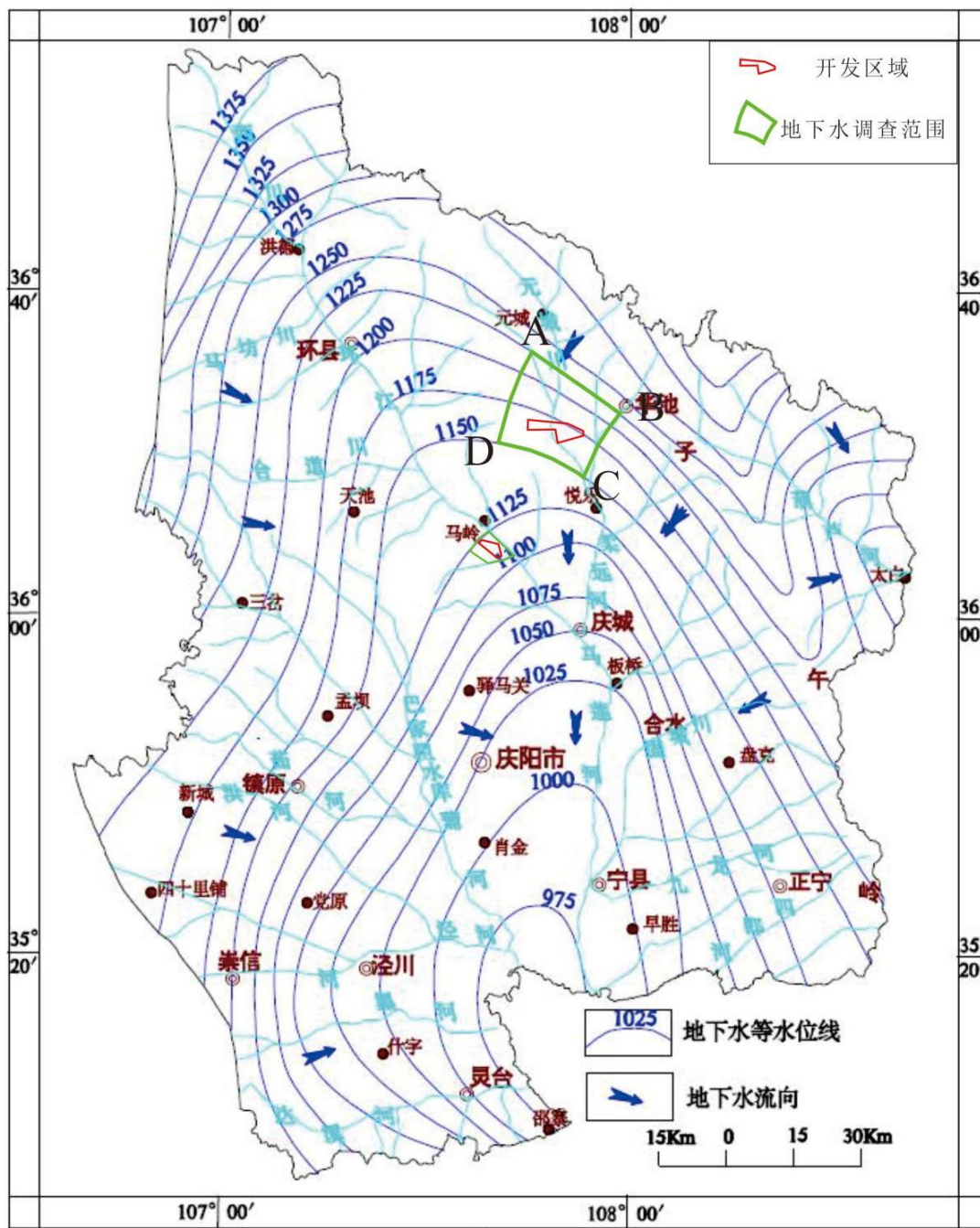


图9.1.1-1 地下水调查范围图

9.1.2 地下水环境保护目标

9.1.2.1 地下水环境功能

调查评价区内，分布有第四系孔隙水和白垩系孔隙裂隙水，是区内城镇和农村居民生活用水的主要供水水源。依据《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）中 4.1 地下水质量分类：III类地下水化学组分含量中等，以 GB5749-2006 为依据，主要适用于集中式生活饮用水水源及工农业用水。因此评价区内分布的第四系孔隙水和白垩系孔隙裂隙水，其地下水环境功能属III类。

9.1.2.2 保护目标及保护要求

从地下水环境角度考虑，建设项目地下水环境影响调查评价范围内需要保护的地下水环境目标包括：饮水工程、第四系含水层、白垩系含水层和分布式饮用水源井。

(1)集中式饮用水水源地与取水工程

①集中式饮用水水源地

项目中与各开发井区距离较近的饮用水源地保护区共有 1 处。通过核实，各井区边界及工程建设内容均未进入上述饮用水源保护区敏感和较敏感区范围内。基于调查评价区水源地的供水意义，结合建设项目与水源地的位置关系，确定调查评价区水源地的保护要求是：水源地水质不受该项目污染，供水可靠性与安全性不受影响。产建工程与水源地的位置关系见前文表 2.7.2-1、图 2.7.2-1~2。

②取水工程

本项目周边与开发井区位置关系较近的取水工程有 1 个，为蒋塬泵站扬水工程。蒋塬泵站扬水工程开采层位为第四系潜水，本项目拟建井场、管线工程均不在其径流补给区内。根据当地水利部门要求，对于未划定水源地的取水工程，划定井口周边 500m 为保护区域，在后续的开发建设过程中应当采取避让措施。

基于调查评价区取水工程的供水意义，结合建设项目与取水工程的位置关系，确定调查评价区取水工程的保护要求是：取水工程所在区域水质不受该项目污染，供水可靠性与安全性不受影响。

本项目拟建工程与取水工程的位置关系见表 9.2.2-1。

表 9.2.2-1 项目区取水工程与拟建工程位置关系

取水工程名称	开采层位	与拟建工程位置关系
蒋塬人饮工程	第四系黄土潜水	位于蛟 8-13 井场 3.9km

(2)第四系和白垩系含水层

第四系和白垩系地下水是评价区城镇和农村居民、农业用水的主要供水水源。基于其供水意义，确定第四系和白垩系含水层的环境保护要求是：水质符合《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）III类水标准，水质不受污染，供水的可靠性与安全性不受影响。

(3)分散式饮用水源井

基于其供水意义，确定其环境保护要求是：水质符合《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）III类水标准，水质不受污染，供水的可靠性与安全性不受影响。根据现场

调查,结合工程布局,项目区地下水分散开采井主要开采第四系潜水,根据前文计算,工程不在区域分散式水源井的较敏感范围内。

基于其供水意义,确定其环境保护要求是:水质符合《地下水质量标准》(GB/T 14848-2017) III类水标准,水质不受污染,供水的可靠性与安全性不受影响。根据现场调查,结合工程布局,项目区地下水分散开采井主要开采第四系潜水,根据前文计算,工程不在区域分散式水源井的较敏感范围内。与拟建项目距离较近、可能受影响的分散式饮用水源井情况见表 9.1.2-2。

表 9.2.2-2 拟建工程与分散式水源井位置关系表

水源井位置	开采层位	与拟建工程位置关系
唐下庄	第四系潜水	蛟 2-5 至蛟 3 增管线西南约 0.43km,在地下水流场中,位于井场的侧向区域
梨树村	第四系潜水	蛟97-1井场西约0.96km,在地下水流场中,位于井场的侧向区域
夏家庄	第四系潜水	南76-2井场南约0.37km,在地下水流场中,位于井场的下游区域
李良子村	第四系潜水	蛟8-13井场南约0.65km,在地下水流场中,位于井场的下游区域
下路沟门	第四系潜水	南58井场南约0.68km,在地下水流场中,位于井场的下游区域

(4) 元城川

元城川主要接受地下水的补给,与区内地下水关系密切,在地下水受到污染时,也会出现地表水污染的情况。按照当地地表水环境功能区划,从地下水环境角度考虑,确定地表水环境的保护要求是:元城川地表水体不受污染,不影响其环境功能。

(5) 马莲河

马莲河主要接受地下水的补给,与区内地下水关系密切,在地下水受到污染时,也会出现地表水污染的情况。按照当地地表水环境功能区划,从地下水环境角度考虑,确定地表水环境的保护要求是:马莲河地表水体不受污染,不影响其环境功能。

9.2 地下水环境影响识别

9.2.1 施工期地下水环境影响识别

本项目在建设过程中,对地下水环境可能造成影响的工程活动主要为钻井作业。钻井过程中,会产生各种污废水和固体废弃物,施工期地下水环境影响识别见表 9.2.1-1。

表 9.2.1-1 施工期地下水环境影响识别表

工程活动	影响原因	影响途径或方式	影响对象与结果
钻井工程施工	钻井液通过井壁渗漏	钻井液中的有害元素直接渗漏到含水层中	地下水水质受到污染
	钻井液、钻井泥浆泄漏	通过包气带入渗至含水层	浅层的第四系地下水水质受到污染
井场、站场施工	生活污水、施工废水泄漏	通过包气带入渗至含水层	浅层的第四系地下水水质受到污染

管线施工	主要为施工人员生活污水	通过包气带入渗至含水层	浅层的第四系地下水水质受到污染
------	-------------	-------------	-----------------

9.2.2 运行期地下水环境影响识别

本项目在运营过程中，对地下水环境可能造成影响的设施主要有井场、注水站、联合站、脱水点和集输管线等。运行期地下水环境影响识别见表 9.2.2-1。

表 9.2.2-1 运行期地下水环境影响识别表

工程分区	影响原因	影响途径或方式	影响对象与结果
南 58 井组 拉油点储 油罐	储油罐破损污染物泄漏	污染物泄漏通过包气带进入含水层	浅层第四系地下水水质受到污染
井场、站场 等	污废水泄漏	污染物泄漏通过包气带进入含水层	
采油管线	管线破损出现污染物泄漏	污染物泄漏通过包气带进入含水层	
注水管线	注水管线破损	污染物通过包气带进入含水层	
回注井	回注水渗漏	污染物通过回注井进入含水层	地下水受到污染

9.2.3 闭井期地下水环境影响识别

本项目井场开采到一定年限，产量降低，不具备开采价值时，各种地面设施将被拆除，采油井和注水井采取封堵措施。在井场清理工作中会产生部分落地油、废弃管线、建筑垃圾等固体废物，对这些固体废物应按照规定的处理措施处理处置。在采取了相应的处理措施后，基本对地下水环境不会产生影响。

9.2.4 评价因子筛选

地下水现状调查与评价因子见表 9.2.4-1：

表 9.2.4-1 地下水现状调查与评价因子

类别	因子筛选	确定原则
现状调查因子	pH、总硬度、溶解性总固体、氨氮、硝酸盐、六价铬、亚硝酸盐、石油类、耗氧量、砷、汞、锰、镉、铅、铁、挥发性酚类、氟化物、氰化物、K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻	主要根据当地的地下水环境特征及该项目污染物特征确定
预测评价因子	石油类	根据环境影响识别，项目施工期、运行期主要污染因子为 SS、COD、石油类、TDS、总硬度等，由于石油类为难降解、难溶于水的有机物，在地下水中降解速度慢，其迁移转化过程的对流作用、弥散作用和吸附作用相对显著，并结合本项目污水特征污染物情况，选择本次预测评价选择石油类为预测评价因子

9.3 水文地质条件

9.3.1 地层岩性

调查评价区大部分为第四系风成黄土覆盖，在河流、沟谷等区域有基岩出露，主要为陆相白垩系砂岩与新近系泥岩，多沿沟谷分布（图 9.3.1-1），钻孔中可见地层深处为三叠系与侏罗系。地层由新到老、由上向下叠置如下（图 9.3.1-2）：

年代地层			岩石地层			代号	
系	统	群	组	段(层)			
新生界	第四系				冲洪积层	Q^{al+pl}	~~角度不整合~~
					风积黄土	Q_3^{eol}	
					风积黄土	Q_2^{eol}	
					风积黄土	Q_1^{eol}	
	第三系	新第三系				N	~~角度不整合~~
		老第三系				E	
古生界	白垩系	下统	志丹群	泾川组		K_1^{jc}	~~角度不整合~~
				罗汉洞组		K_1^{lh}	
				环河组		K_1^h	
				宜君洛河组		K_1^l	
	侏罗系	下统				J_1	~~角度不整合~~
	三叠系	中统				T_2	——平行不整合——
	二叠系	下统				P_1	

图 9.3.1-2 陇东地区地层简图

(1)第四系 (Q)

陇东地区内分布的第四系主要为风成黄土与河流冲洪积物。风成黄土根据岩性特征及时代可分为下更新统的午城黄土、中更新统的离石黄土、上更新统的马兰黄土。

①冲洪积层(Q^{al+pl}): 分布于洪河、蒲河、马莲河及次一级较大河谷、沟谷中。结构特点是上部为轻亚粘土与亚砂土,厚度一般小于10m,下部为圆砾、卵石层,厚度一般5~20m。

②上更新统马兰黄土 (Q_p^{3eol})

评价区内广泛分布,岩性为风积的土黄色、灰黄色粉土、粉质粘土,具大孔隙,垂直节理、裂缝发育,结构疏松,透水性好,具强湿陷性,该层厚度大于5m,区域上最厚可达20m。底部有一层古土壤与离石黄土分界。

③中更新统离石黄土 (Q_p^{2eol})

调查评价区内广泛分布，伏于马兰黄土之下，该层厚度大于 10m，区域上最厚可达 120m。结构上可分为上、下两部分：上部以灰黄色黄土为主，结构较疏松，垂直裂隙及孔隙均发育，夹有数层桔红、褐红色古土壤层；下部以桔黄色黄土为主，结构较致密，孔隙裂隙不发育，夹有数层褐红、棕红色古土壤层。

④下更新统午城黄土 (Q_p^{1eol})

评价区内广泛分布，伏于离石黄土之下，岩性桔黄或桔红色粉质粘土、粘土，结构致密，较坚硬，夹有数层产状水平的钙质层，底部为半胶结砾石层或钙质结核层，与下伏地层呈不整合接触。

(2)新近系 (N)

在沟谷沟脑零星出露，岩性为砖红色半胶结或胶结的粘土及粘土岩，是一套内陆湖盆相碎屑沉积层，不整合在白垩系下统环河组 (K_1h) 上，厚度一般 5~20m。

(3)下白垩系保安群

白垩系在陇东地区分布比较广泛。由于研究区大面积被黄土覆盖，因而出露比较有限。仅在河谷谷底两侧或河谷与沟谷底部呈树枝状出露。区内白垩系属下白垩系志丹群，根据岩性与岩相划分为洛河、环河、罗汉洞等。

本项目所在区域仅分布有环河组 (K_1h) 和宜君洛河组 (K_{1y+l})。

①环河组 (K_1h)：全区均有分布。在沟谷底部有出露。岩性为棕红、紫红色泥岩、砂质泥岩、粉砂岩、砂岩。呈韵律互层，变化的特点是自下而上砂岩减少，粒度变细。与宜君洛河组为整合接触。与下部的宜君洛河组相比，颗粒明显变细。

②宜君洛河组 (K_{1y+l})：全区均有分布，无出露，岩性为浅棕色、灰色中粗砂岩夹泥岩、砂质泥岩与页岩。砂岩成分以石英为主，粘土质胶结，较疏松。

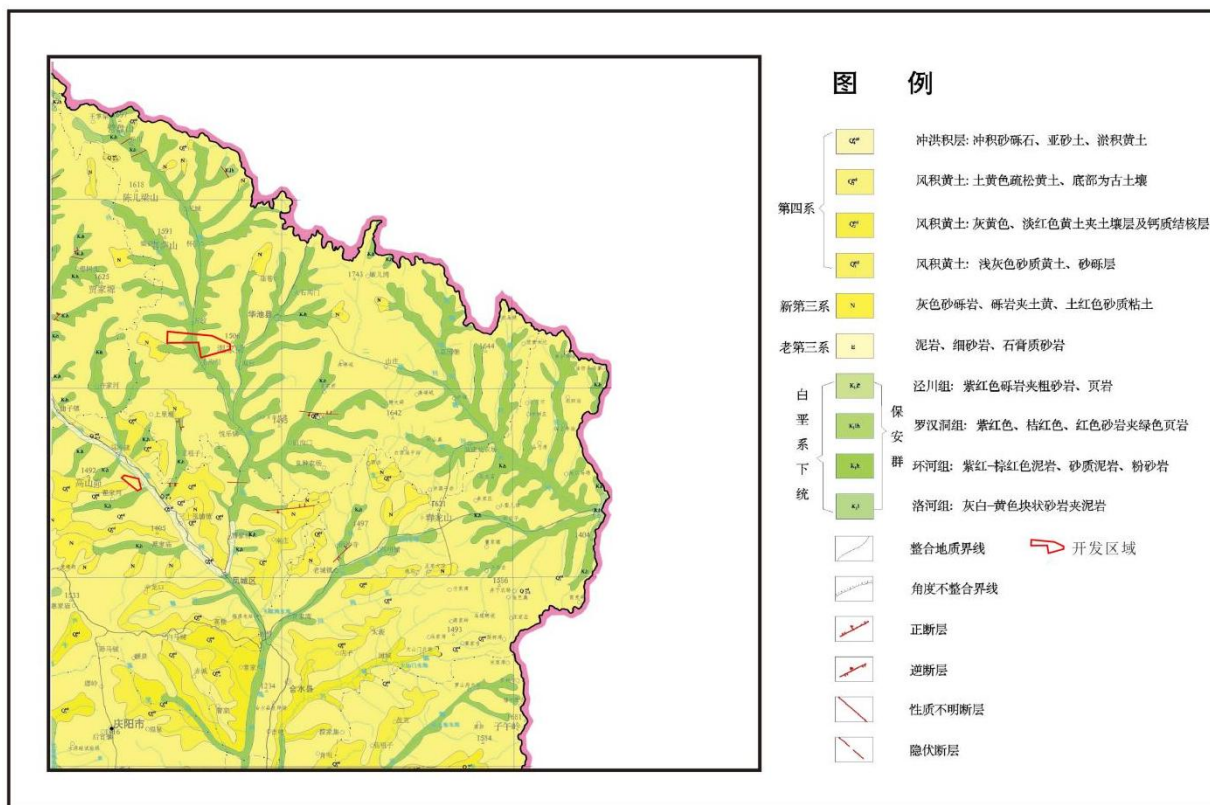


图9.3.1-1 评价区地质略图

9.3.2 区域构造

调查评价区处于鄂尔多斯盆地次级构造单元~天环向斜。天环向斜总体面貌为西翼陡，东翼缓的不对称向斜，向斜西翼一般距轴部 10~20km，地层东倾，倾角 3°~10°；东翼地层西倾，倾角多小于 1°，轴部地带地层相对平坦，轴向总体近南北。本项目所在区域为向西倾斜的单斜构造，岩层平缓，断裂、褶皱不发育。

9.3.3 区域地下水系统划分

根据地下水的补给、径流、排泄条件以及含水层的水理性质及水力特征，把陇东地区地下水系统划分为三个大系统，分别为黄土潜水地下水系统、河谷潜水地下水系统以及白垩系地下水系统，在白垩系地下水系统中，依据含水介质特征、水力特征及地下水循环特征进一步划分为三个亚系统，具体见表 9.3.3-1。

表 9.3.3-1 陇东地区地下水系统划分表

项目	系统	亚系统
陇东地区地下水系统	黄土潜水地下水系统 (I)	各黄土塬为亚系统
		各黄土梁峁为亚系统
	河谷潜水地下水系统 (II)	各河流为亚系统
	白垩系地下水系统 (III)	罗汉洞含水岩组地下水系统 (III ₁)
		环河含水岩组地下水系统 (III ₂)
		洛河含水岩组地下水系统 (III ₃)

9.3.4 区域水文地质条件

9.3.4.1 黄土潜水的赋存特征

黄土潜水分布于黄土塬及黄土丘陵区，含水介质主要是离石黄土。由于不同地貌单元分布的黄土潜水有不同的特征，故根据地貌单元把黄土潜水分成黄土塬区潜水与丘陵区潜水分别进行叙述。

黄土塬区潜水主要分布于庆城以南的十三个黄土塬区，本项目所在区域不涉及黄土塬区潜水。

黄土梁峁区潜水在区内分布广泛，含水介质主要是离石黄土（ Q_p^2 ），上覆马兰黄土（ Q_p^3 ）透水不含水，下伏午城黄土（ Q_p^1 ）。黄土梁峁区第四系黄土层下普遍分布有厚10~20m不等的新近系泥岩，阻断了黄土地下水与白垩系地下水的水力联系，构成了白垩系地下水区域隔水边界。拟建项目位于庆阳北黄土丘陵潜水子系统，黄土潜水因沟谷切割，含水层分布不连续，厚度变化较大，2~50m不等，有些地段近于疏干，无稳定地下水流场，地下水径流主要受地形的控制，径流方向多变。富水性一般较差，梁、峁边缘地带单井涌水量一般小于20m³/d，泉流量多小于0.01L/s。富水地段一般是在沟头三面环梁、中间低洼平坦的掌形地或杖形地中，单井涌水量50~100m³/d。

项目区黄土潜水含水层平均厚约30m，现有资料中缺少黄土梁峁区潜水的渗透系数值，由于含水介质均为离石黄土层，因此参考黄土塬区潜水，调查评价区黄土潜水含水层的渗透系数在0.14~0.46m/d之间。黄土梁峁潜水因径流途径短、易于排泄，地下水交替循环积极，水质较好，溶解性总固体多小于1g/L，本次产建区块位于华池县、庆城县境内，地下水水化学类型主要为HCO₃-Na•Ca•Mg、HCO₃-Ca•Mg、HCO₃-Ca、HCO₃-Na•Ca型等。

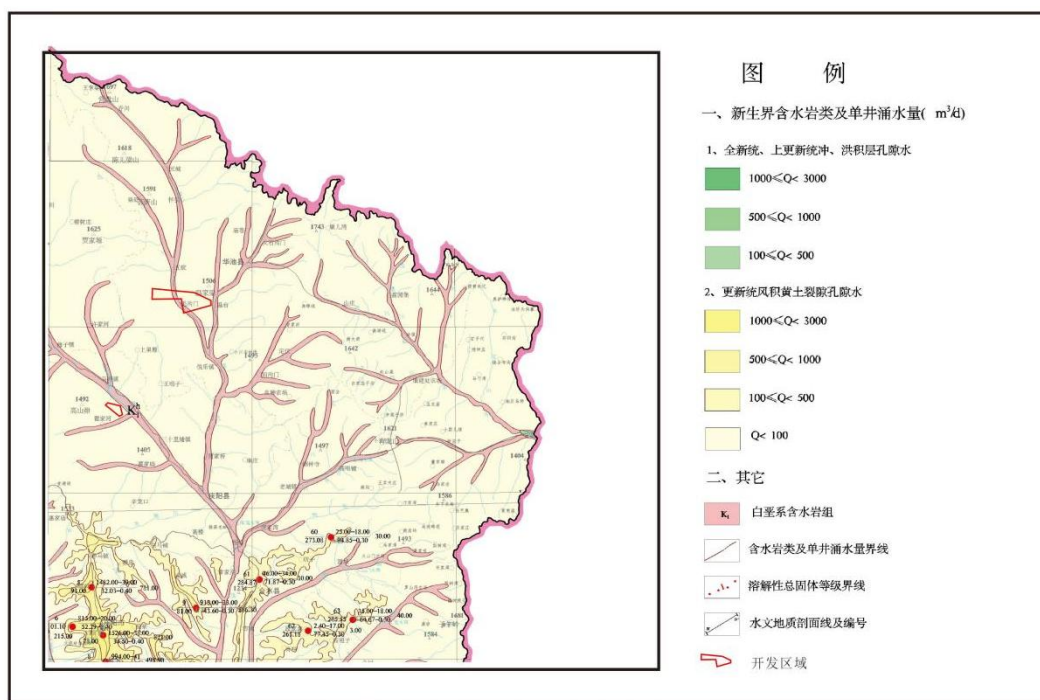


图9.3.4-1 新生界水文地质图

9.3.4.2 河谷潜水的赋存特征

研究区河谷潜水主要分布于洪水河、蒲河、黑河及马莲河水系各沟谷之中，岩性主要为砂砾卵石及砂层，包括部分前第四系基岩风化裂隙水，因两者在平面上交替分布，相互衔接，地下水具有统一的水力性质，从两者的补给排泄关系来说也无法截然分开，因此归并于砂砾卵石孔隙潜水之内。对于不同的河流，含水层的特征及赋存条件有一定的差别，在马莲河及其支沟(从沟口向上游1~5km)中，含水层厚度一般在1~5m之间，洪河、蒲河含水层厚度一般小于5m；基岩风化裂隙含水层厚度一般小于5m，单井涌水量一般小于100m³/d。河谷潜水地下水系统的富水性主要取决于含水层岩性及厚度，区内该系统地下水的补给条件虽然较好，但由于厚度有限，且分布范围狭小，所以富水性普遍较小。

9.3.4.3 白垩系地下水赋存特征

白垩系含水岩系为一套砂岩夹粉砂岩、泥岩。砂岩为主要含水层，而泥岩(含粉砂岩)为相对隔水层，下伏侏罗系为其隔水底板。不同地区不同含水层位由于沉积环境的不同，砂岩厚度及渗透性不一。白垩系砂岩的原始孔隙保存完好，成为主要储水和导水空间，使得同一层位的含水介质总体比较均匀，地下水赋存也相对较为均一。按其地层层序、宏观沉积韵律及岩相古地理和水文地质特征从上往下依次划分为罗汉洞、环河、洛河含水岩组。由于本项目所在区域无罗汉洞组地下水分布，因此本报告中对罗汉洞组不做过多的介绍。

(1)环河组地下水

环河含水岩组在全区均有分布,可分为两个含水岩段,上部称环河组上部含水岩段,下部称环河组下部含水岩段。环河组上部含水岩段除合水县太白镇附近以外,其余地带均有分布,含水层岩性由砂质泥岩、泥岩及粉细砂岩组成,厚度自西向东递减。环河组下部含水岩段在区内分布广泛,除合水县太白镇附近零星出露外,其余地带均下伏于环河组上部含水岩段之下,含水层岩性为胶结较差的中细、中粗砂岩与砂质泥岩互层,底部为一层厚度不等、连续性较差的泥岩与下伏宜君洛河组相接触。

环河含水岩组含水层厚度在马莲河河谷、合水县、正宁县一带最小,一般小于300m,向东、向西含水层厚度增大。在研究区的东北部,含水层厚度一般大于400m;在庆阳、西峰一线以西,含水层厚度普遍大于500m,且愈向西,含水层厚度愈大。评价区环河组岩层厚度约为350m,环河组富水性总体较弱(图9.3.4-2),据评价区及周边水文地质勘探孔资料,富水性相对较差,单井涌水量小于100 m³/d,根据项目区及周边多个水文地质钻孔的抽水试验结果,渗透系数在0.004~0.12 m/d之间。地下水溶解性总固体普遍大于1g/L,局部大于3g/L。本次产建区块的地下水水化学类型主要为SO₄·Cl-Na、SO₄·Cl-Na·Ca型。

总的说来,环河组含水层水质较差,以微咸水为主,矿化度大于3g/L的半咸水分布在马莲河东侧、西峰以南,这种分布规律可能与含水层自身含盐量多寡有关。

(2)洛河组地下水

洛河含水岩组是本区主要含水岩层之一,也是目前长庆油田生产用水的主要开采层位。该含水岩组隐伏于环河含水岩组之下,在全区均有分布。洛河含水岩组的岩性以为中粗、中细砂岩和砂砾岩为主。含水层厚度不均,在研究区内总的变化规律是东北和西南部较薄,一般厚度为200m~250m;中部地区则较厚,一般为300~350m。

据调查评价区及周边水文地质勘探孔资料,含水层平均厚度约为400m,属于强富水区,单井涌水量一般大于1000m³/d(局部在500 m³/d~1000m³/d,根据项目区及周边多个水文地质钻孔的抽水试验结果,渗透系数在0.22~0.53m/d之间,地下水水质较差,调查评价区内地下水溶解性总固体普遍大于2g/L,局部为3~5g/L,甚至5~10g/L。本次产建涉及到的区块地下水水化学类型以SO₄·Cl-Na·Ca、SO₄·Cl-Na·Mg型为主型。

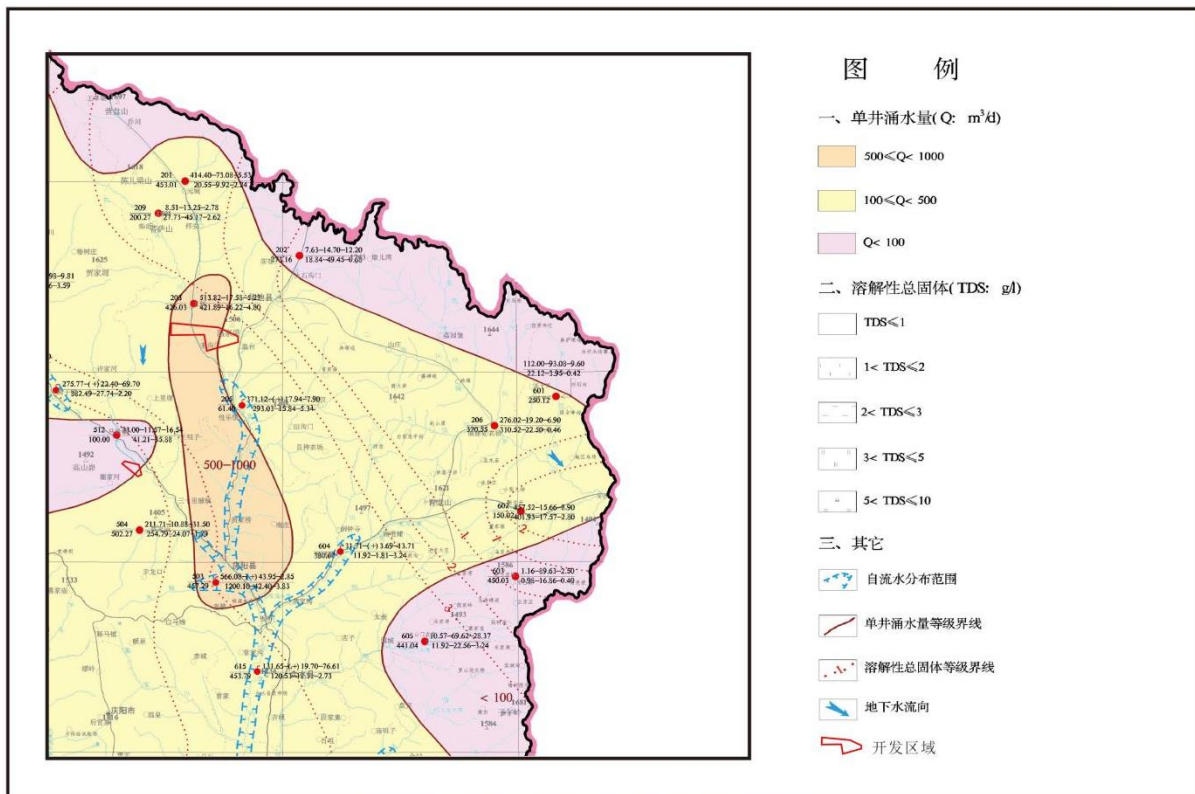


图9.3.4-2 环河组水文地质图

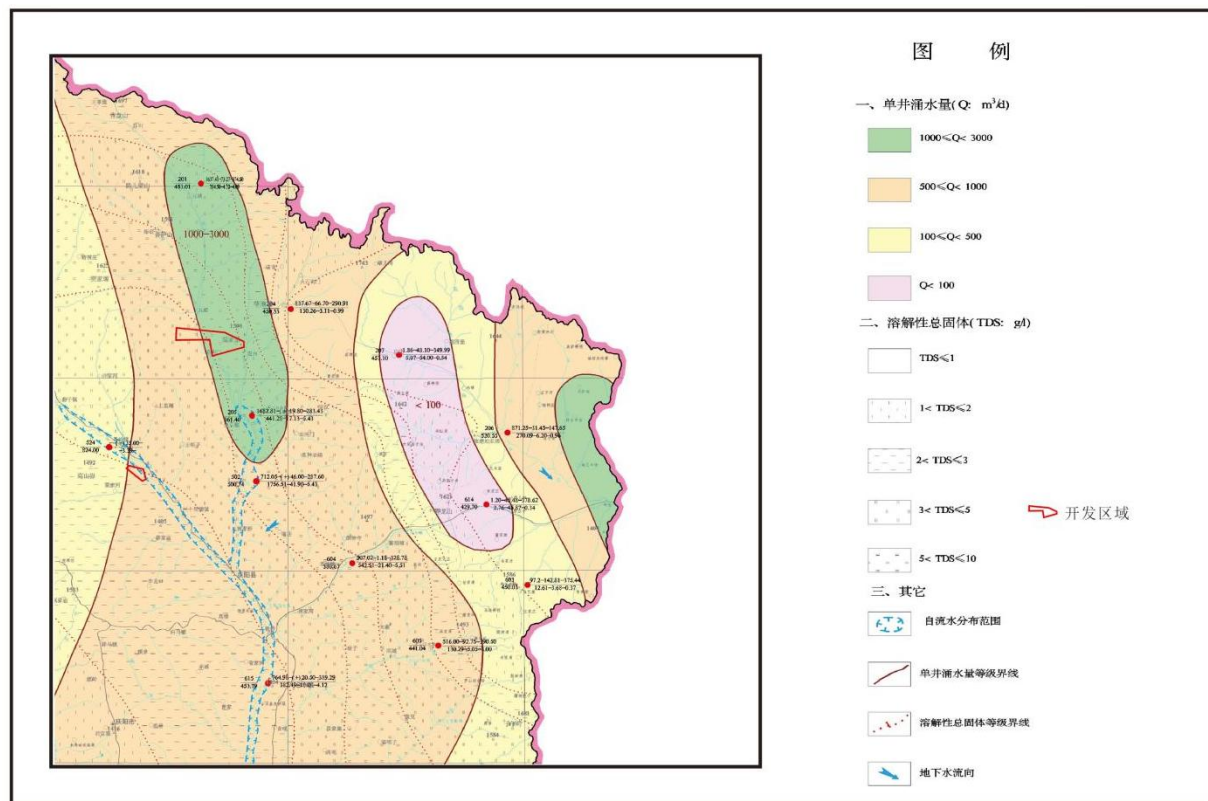


图9.3.4-3 洛河组水文地质图

9.3.5 调查评价区地下水补径排条件及动态特征

9.3.5.1 地下水补给

第四系黄土潜水：调查评价区内的黄土潜水主要接受大气降水入渗补给。区内多年平均降水量 427.7~499.8mm，这为大气降水入渗补给提供了水源。区内黄土潜水包气带岩性为马兰黄土；据前人研究，这一包气带岩性及结构区，属降水较易入渗区，大气降水入渗系数为 0.11~0.18，这为大气降水入渗补给提供了通道。

第四系河谷潜水：区域河谷潜水地下水的补给来源主要有：大气降水、灌溉水、地表水及基底白垩系地下水的越流补给。

白垩系地下水：白垩系承压水主要接受大气降水补给，补给方式主要是条带状垂向补给。在河谷或沟谷谷底及其两侧，白垩系上覆松散层很薄或直接裸露地表，大气降水通过松散层或直接下渗补给白垩系地下水，松散层透水不含水，基本不赋存地下水，仅存在季节性的过路重力水。

9.3.5.2 地下水径流

第四系黄土潜水：调查评价区黄土潜水为梁峁区黄土潜水，其径流主要受地形的控制，径流方向多变，主要自地形高处流向地形低处。水力坡度在梁峁中心地带较小，在坡脚或陡坡地带较大。

第四系河谷潜水：河谷潜水的径流主要受河谷展布方向的控制，以水平径流方式为主，总的径流方向与地表水径流方向一致。

白垩系地下水：白垩系地下水径流受含水层系统结构、地下水补给与排泄条件等诸多因素影响与控制，总体上由东北向西南方向径流（图 9.3.5-1、图 9.3.5-2）。具体到各个含水岩组，受其展布范围、赋存特征和补排条件等各方面因素控制或影响，径流特征各异。

9.3.5.3 地下水排泄

第四系黄土潜水：丘陵区黄土潜水的径流主要受地貌形态的控制，径流方向多变，多自地形高处流向地形低处，在黄土与基底的界面上以泉的方式排泄。

第四系河谷潜水：河谷潜水的排泄方式主要有向地表溢出、人工开采及蒸发。

白垩系地下水：调查评价区白垩系地下水的排泄方式主要为向下游径流排泄和人工开采排泄。在马莲河及其支流等河（沟）谷区下游河段，还以向地表溢出的方式排泄，该处白垩系地下水水头一般高于地表河水位，下部承压水向上越流，溢出地表转化为河

水，构成地下水线状顶托排泄边界。白垩系洛河组地下水也主要用于石油开采，另外，有少量的开采井用于城乡居民生活饮用，开采层位主要是环河组。

9.3.5.4 地下水动态特征

第四系黄土潜水地下水动态特征：根据国土部门有关单位在董志塬布设的黄土塬区黄土潜水动态观测孔长期监测资料。可看出黄土塬区潜水的水位动态在一年内存在周期性变化的规律，一年内黄土潜水有两个高水位期和一个低水位期，两个高水位期分别在年初和年末，低水位期一般在5~8月份，高低水位的形成与黄土潜水开采及降水补给密切相关，低水位期的出现主要由开采量的增加和补给量的减少引起，高水位期的出现主要由补给量的增加引起，但具有滞后效应。年际间水位的变化主要受降水量多少的控制，同时受人工开采的影响，有逐年下降的趋势，年均下降0.46m。

第四系河谷潜水地下水动态特征：影响河谷地河谷潜水动态的主要因素有：气象、水文、地下水的开采、地下径流、地下水的溢出等。总的来说区内潜水的动态相对比较稳定，其年内、年际间水位变化幅度多在0.2~2m间，局部地段可达5m。水位动态的变化趋势与水文年型的变化相一致。

白垩系地下水动态特征：根据陇东地区白垩系地下水动态长期监测资料分析，环河组和洛河组地下水对气象、水文等因素的影响有消减作用，水位变化幅度相对较小，动态比较稳定。

9.3.6 建设项目场地包气带岩性结构及其防污易污性

根据工程布局，井场、站场等地面工程绝大部分位于梁峁区梁顶相对平坦的部位，只有集输管线会有少部分跨越沟谷区。

梁峁区的包气带岩性结构类型为单一的风积黄土型，根据前人研究成果及试验测定数据，垂直渗透系数平均值为 2.19×10^{-4} cm/s，包气带渗透性强，因此包气带的防污性能分级属弱级。梁峁区分布黄土潜水，属易污染含水层。

河沟谷区的包气带岩性结构类型有两种类型，分别为粉土覆基岩型和基岩型。这两种包气带岩性结构表现为砂岩、泥质砂岩、砂质泥岩和泥岩交替，表层覆盖很薄的粉土或者基岩直接出露，据前人试验测定数据，垂直渗透系数小于 10^{-7} cm/s，为 1.50×10^{-8} cm/s，包气带渗透性弱，防污性能较强，这两类包气带结构类型分布区赋存白垩系承压水，属不易污染含水层。

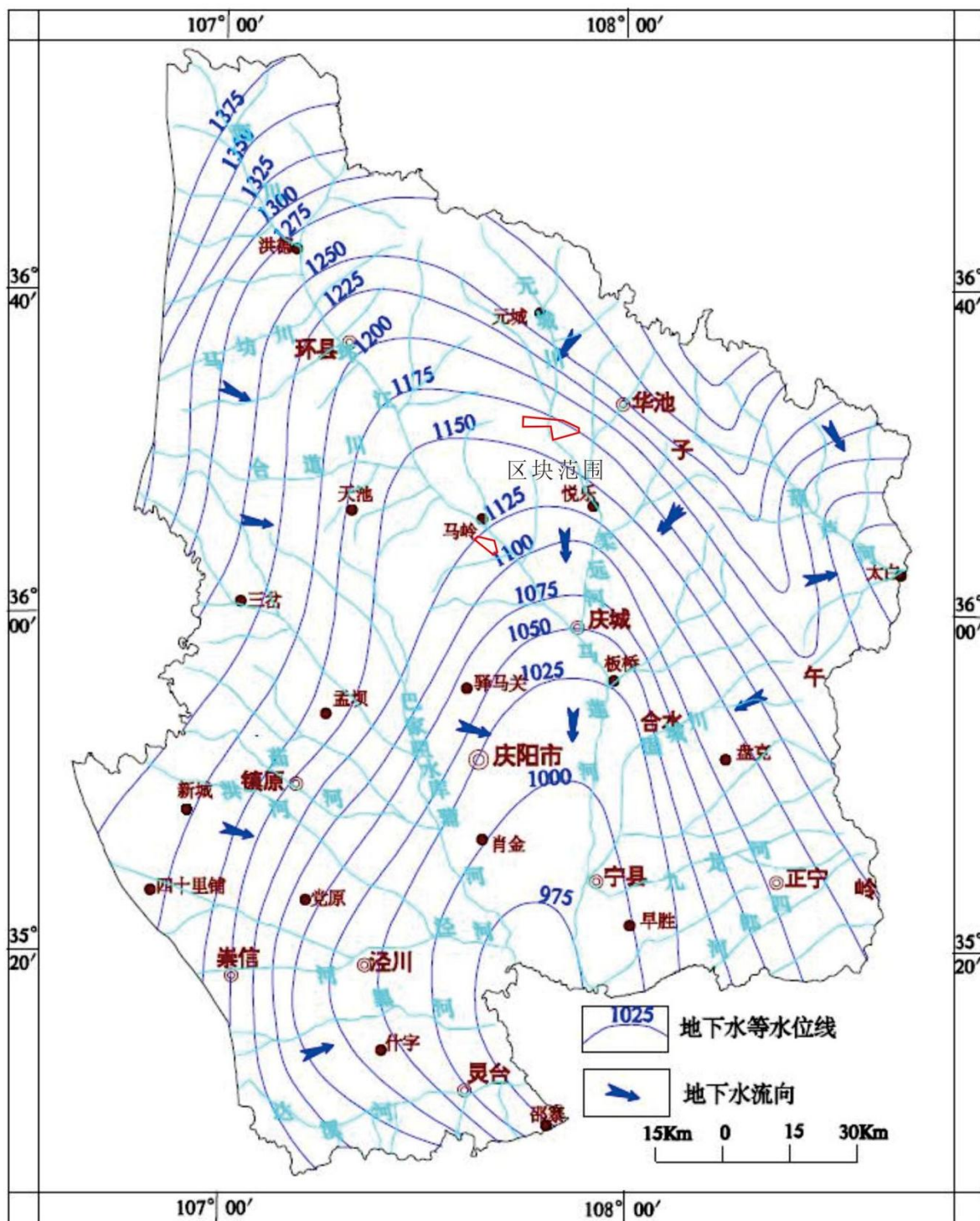


图9.3.5-1 环河组地下水流场图

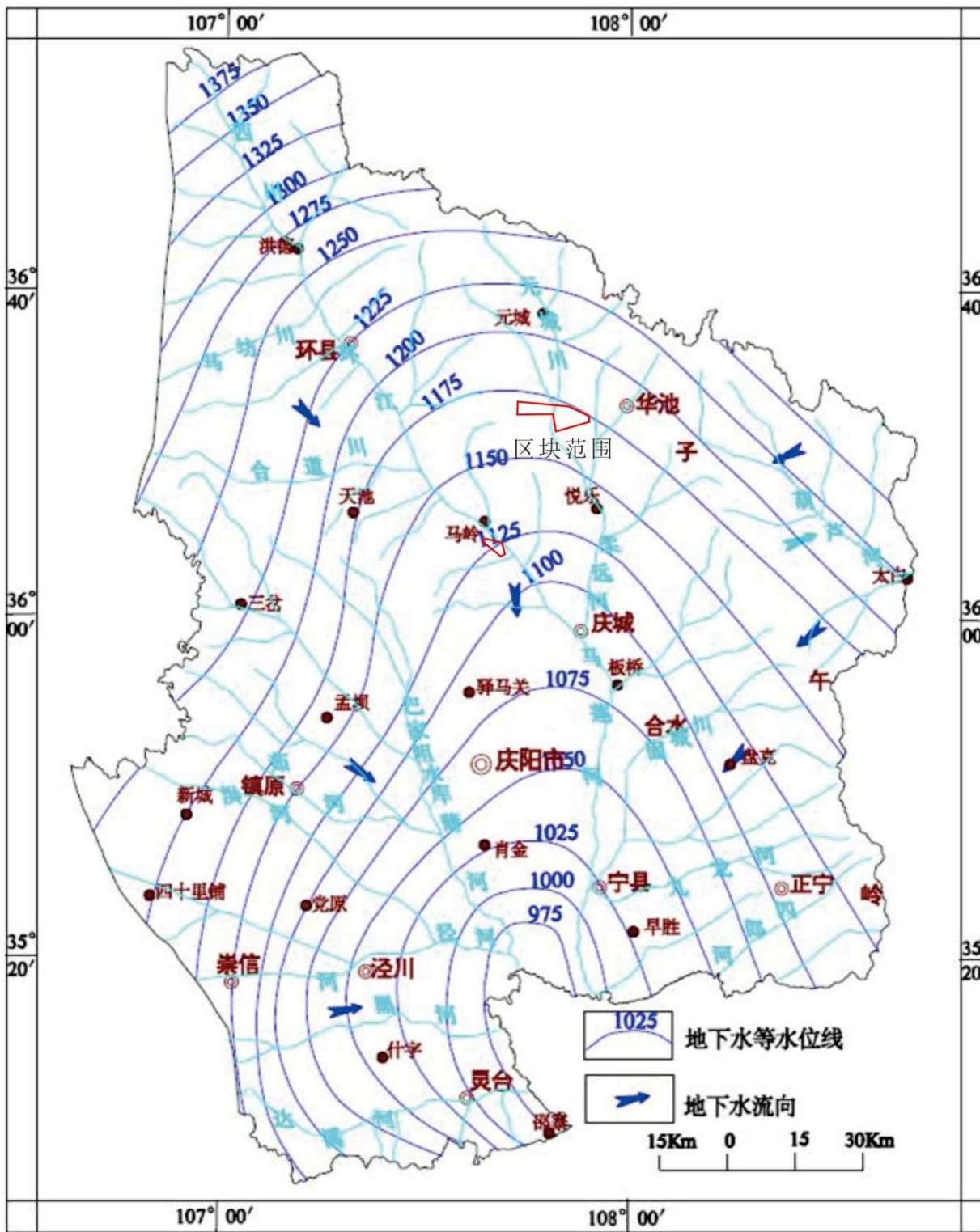


图9.3.5-2 洛河组地下水流场图

9.4 地下水环境现状监测与评价

地下水环境质量现状见 6.2.3 节。

9.5 包气带数值模型建立

由于评价区包气带厚度普遍较厚（部分地区超过 100m），因此本次评价中，按照导则要求“9.2.3 当建设项目场地天然包气带垂向渗透系数小于 $1 \times 10^{-6} \text{cm/s}$ 或厚度超过 100m 时，预测范围应扩展至包气带”，本次评价采用数值法对包气带进行模拟预测分析。由于调查评价区地面产建工程绝大部分位于梁峁区梁顶相对平坦的部位，包气带岩性为黄土，包气带厚度较厚，这里确定以黄土包气带为建模对象。

9.5.1 包气带水分运移的概念模型

黄土垂直节理发育，包气带水分运移以垂向为主，因此本次评价将包气带概化为垂向一维的水分运动。考虑到污染物在包气带中运移的特点、评价区包气带的厚度，同时参考已有的黄土地区的包气带水分运移规律研究，本次模拟的包气带上边界设置为大气边界，下边界设置为自由排水边界。

9.5.2 包气带水分运移的数值模型

(1) 控制方程与边界条件

一维非饱和水流运移数学模型如下式所示。

$$\frac{\partial \theta}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial z} \left[k(\theta) \left(1 + \frac{\partial h}{\partial z} \right) \right] \dots \dots \dots (2)$$

式中： θ 为土壤体积含水率（ $\text{cm}^3 \text{cm}^{-3}$ ）； k 为非饱和渗透系数（ cm hour^{-1} ）； t 为时间变量（ hour^{-1} ）； z 为空间变量（ cm ），地表为原点，向上为正。

上边界为降水与蒸发共同作用下的流量边界，下边界为自由排水边界。

(2) 模型参数

包气带水力学参数包括土壤水分特征曲线参数和土壤垂直入渗系数。

①土壤水分特征曲线：考虑到污染物主要在土壤浅表层聚集，根据以往野外现场调查采集的一组黄土原装样，在室内采用土壤水分特征曲线测试仪测定了拟合土壤水分特征曲线所需的负压和含水率变化值，然后利用 van 公式对土壤水分进行拟合，拟合获得的土壤水分特征曲线如图 9.5.2-1 所示，土壤水分特征曲线参数如表 9.5.2-1 所示。

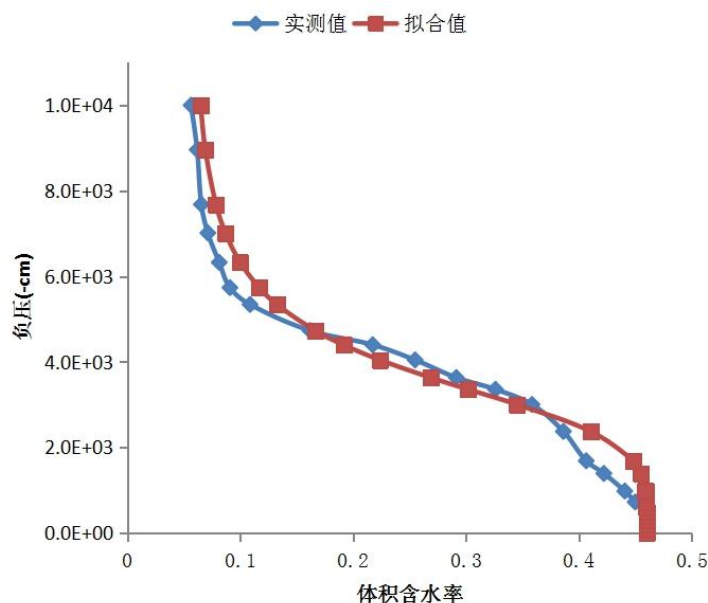


图 9.5.2-1 土壤水分特征曲线拟合图

本项目建设工程比较分散，工程场地包气带类型主要为黄土，本次评价收集了李萍在正宁县早胜塬宋家崖获取的负压-含水率数据进行拟合作为参考（表 9.5.2-1）。本次采用现场采集值和收集值的算术平均值作为评价依据。

表 9.5.2-1 黄土水分特征曲线拟合参数

θ_r	θ_s	a	n	l	备注
0.056	0.46	0.00029	3.5711	0.5	本次测定拟合值
0.036	0.40	0.00806	2.4869	0.5	李萍：《黄土中水分迁移规律研究》
0.029	0.41	0.00331	2.73902	0.5	李萍：《黄土中水分迁移规律研究》
0.04	0.42	0.0039	2.9323	0.5	算术平均值

②包气带垂向入渗系数：包气带垂向入渗系数由渗水试验确定，为可能需要的进一步预测提供必要的参数，由于本项目建设工程比较分散，因此，本评价采取收集该地区前人研究成果为主，对工程建设区域内的土壤渗透系数进行确定。

根据查阅的大量资料，在项目所在的区域内前人做了一些土壤渗透性的研究工作，具有较好的代表性，西安理工大学的李亚娟在西峰小南沟流域内不同土地利用类型上做了 17 组渗水试验，试验结果见表 9.5.2-2，中国科学院西北水土保持研究所的蒋定生对黄土高原土壤入渗能力进行了野外测试，实验结果见表 9.5.2-3。

表 9.5.2-2 西峰南小沟流域内的试验结果

序号	土地类型	渗透系数 (mm/min)	序号	土地类型	渗透系数 (mm/min)	序号	土地类型	渗透系数 (mm/min)
1	大豆地	0.239	7	杏树林	1.455	13	荒草地	2.350
2	麦茬地	4.245	8	苹果园	3.84	14	荒草地	1.403
3	玉米地	2.321	9	苜蓿地	2.655	15	坝地	1.053
4	苹果地	3.650	10	荒草地	3.501	16	荒草地	3.875
5	刺槐地	3.922	11	油松林	2.140	17	荒草地	2.011
6	侧柏林	2.450	12	沙棘林	1.375			

注：数据来源于《甘肃西峰南小河沟流域土壤水分运动参数空间分布的试验研究》

表 9.5.2-3 西峰董志塬的试验结果

测试地点	土壤类型	利用型式	渗透系数 (mm/min)
西峰董志塬	黑垆土	农地, 休闲	1.5
		6 年生苜蓿地	0.3

注: 数据来源于《黄土高原土壤入渗能力野外测试》

西安地质矿产研究所采用双环渗水试验在曹湾村进行的包气带土层渗透性试验结果如表 9.5.2-4 所示。

表 9.5.2-4 渗水试验数据

入渗时间	入渗水量 (L)	入渗时间	入渗水量 (L)
9: 00	开始记录	9: 55	0.5
9: 02	0.15	10: 00	0.5
9: 04	0.1	10: 10	0.6
9: 06	0.05	10: 20	0.55
9: 08	0.1	10: 30	0.6
9: 10	0.05	10: 40	0.6
9: 12	0.15	10: 50	0.55
9: 14	0.15	10: 00	0.6
9: 16	0.3	10: 10	0.55
9: 18	0.3	10: 20	0.55
9: 20	0.3	10: 50	0.55
9: 25	0.4	12: 20	0.5
9: 30	0.35	12: 50	0.5
9: 35	0.35	13: 20	0.5
9: 40	0.4	13: 50	0.5
9: 45	0.45	14: 20	0.5
9: 50	0.45	试验结束	
下挖土层厚度 H2: 0.74m		渗透系数 K: 0.43 m/d	

依照上述试验方法和所获试验数据, 渗水试验结果为 0.43m/d。

根据前人研究成果及试验测定的项目所在区域包气带渗透系数一共获得 20 组数据, 由于不同土地利用类型、土壤的初始含水率以及坡向的不同等均对渗透系数的测定形成较大影响, 分布在 0.34~6.11m/d ($3.98 \times 10^{-4} \sim 7.08 \times 10^{-3} \text{cm/s}$) 之间, 算数平均值为 1.89 m/d (7.875cm/hour), 作为本次计算评价的依据。

(3) 模型剖分与初始条件

模拟厚度设置为 10m, 模型剖分按 1cm 间隔, 共 1001 个节点。初始含水率设置为田间持水量。模型解算采用美国盐土试验室的 Hydrus-1D 软件。

9.6 地下水数学模型建立

9.6.1 预测原则与方法

因为地下水环境污染具有复杂性、隐蔽性和难恢复性的特点，因此要遵循保护优先、预防为主的原则，地下水环境影响预测的目的和原则是为评价各方案的环境安全和环境保护措施的合理性提供依据。

本次地下水污染模拟仅考虑污染物随地下水发生对流、弥散作用，对污染物与液体介质（地下水）、固体介质（包气带介质和地下水含水介质）等的化学反应（如酸碱反应、氧化还原反应、吸附、交换、挥发及生物化学反应）等可能存在的环境消减因素做保守考虑。这样选择的理由是：

(1)对于长期持续的污染事件，环境自净作用属于次要因素，而水体的对流、弥散作用是污染物运移的主要因素。

(2)污染物在地下水中的反应运移非常复杂，物理、化学、微生物等环境自净作用往往会使污染浓度衰减。忽略这些环境自净因素可以模拟出污染的最大（或潜在）影响范围，符合保守性评价原则。

(3)对这些化学、生物化学作用进行精确模拟还属于国际性难题，一些模拟参数还存在很大争议，精确的模拟还需要大量的实验支持。

(4)在国际上有很多用保守型污染物作为模拟因子的环境质量评价的实例，保守型考虑符合环境评价的思想。

本项目地下水环境影响评价等级为二级，按照导则要求需要采用数学模型法进行预测。本次评价将以地下水评价范围作为地下水环境影响预测范围，在此范围内水文地质参数基本不变或变化很小，且非正常状况下污废水的泄漏对地下水流场基本无影响，并且调查评价区内黄土潜水含水层分布不连续，没有统一的地下水流场，径流方向多变，研究程度较低，不具备建立数值模型的条件，且评价范围内白垩系含水层水文地质条件简单，适合采用解析法进行计算。综合考虑以上因素，结合项目区水文地质条件及资料掌握程度，最终确定采用数学模型法中的地下水溶质运移解析法进行预测评价。

本次评价将非正常状况下的地下水溶质运移模拟看做是一维稳定流动二维水动力弥散问题，根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），此地下水评价预测模型的地下水溶质运移解析法包括以下两种：

(1)瞬时注入示踪剂—平面瞬时点源

平面瞬时点源污染水动力弥散方程解析解为：

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

式中:

x, y ——计算点处的位置坐标;

t ——时间, d;

$C(x, y, t)$ —— t 时刻点 (x, y) 处的污染物浓度, mg/L;

M ——含水层的厚度, m;

m_M ——长度为 M 的线源瞬时注入污染物的质量, kg;

u ——水流速度, m/d;

n ——有效孔隙度, 无量纲;

D_L ——纵向弥散系数, m^2/d ;

D_T ——横向弥散系数, m^2/d ;

π ——圆周率;

(2)连续注入示踪剂—平面连续点源

平面连续点源污染水动力弥散方程如下:

$$C(x, y, t) = \frac{m_t}{4\pi Mn\sqrt{D_L D_T}} e^{\frac{xu}{2D_L}} \left[2K_0(\beta) - W\left(\frac{u^2 t}{4D_L}, \beta\right) \right]$$

$$\beta = \sqrt{\frac{u^2 x^2}{4D_L^2} + \frac{u^2 y^2}{4D_L D_T}}$$

式中:

x, y ——计算点处的位置坐标;

t ——时间, d;

$C(x, y, t)$ —— t 时刻点 (x, y) 处的污染物浓度, mg/L;

M ——含水层的厚度, m;

m_t ——单位时间注入注入污染物的质量, kg/d;

u ——水流速度, m/d;

n ——有效孔隙度, 无量纲;

D_L ——纵向弥散系数, m^2/d ;

D_T ——横向弥散系数, m^2/d ;

π ——圆周率;

$K_0(\beta)$ ——第二类零阶修正贝塞尔函数；

$W\left(\frac{u^2 t}{4D_L}, \beta\right)$ ——第一类越流系统井函数；

9.6.2 模型概化

(1) 水文地质条件概化

根据项目特点，本次预测的对象为黄土潜水含水层、白垩系环河组含水层和白垩系洛河组含水层，根据前文分析，各含水层之间存在相对稳定隔水层，根据评价区水文地质情况和地下水评价预测模型的适用条件，将水文地质条件概化为：各含水层之间无水力联系或水力联系较弱，调查评价范围内各含水层厚度均一，含水层水平均匀展布。

(2) 污染源概化

根据项目非正常状况和工程布局，将各非正常状况下污废水等的泄漏均概化为点状污染源。

9.6.3 参数确定

(1) 含水层水文地质参数的确定

本次评价根据《鄂尔多斯盆地甘肃能源基地地下水勘查报告》《甘肃省庆阳市重点区域地下水变化情况调查报告》、《庆阳地区地下水供水水文地质条件评价报告》等前人的研究成果及部分经验值，结合实地勘察及监测资料，最终确定的各项参数值见表 9.6.3-1：

表 9.6.3-1 各评价区含水层预测模型参数

含水层	含水层厚度 M (m)	渗透系数 K (m/d)	水力坡 度 I	有效孔隙 度 n	地下水流 速
第四系黄土潜水含水层	30	0.46	20‰	0.3	0.03067
白垩系环河组含水层	350	0.22	5‰	0.15	0.00733
白垩系洛河组含水层	350	0.53	2‰	0.2	0.00530

含水层各参数的确定具体如下：

含水层厚度——根据《鄂尔多斯盆地地下水勘查报告（甘肃）》等水文地质资料，取项目区各含水层厚度的平均值；

含水层渗透系数——根据《鄂尔多斯盆地地下水勘查报告（甘肃）》等水文地质资料，取已知最大值；

水力坡度——根据《鄂尔多斯盆地地下水勘查报告（甘肃）》等水文地质资料及勘查、监测资料确定；

有效孔隙度：根据含水层岩性特征取经验值；

(2)评价因子限值

根据地下水环境影响评价因子的筛选，将石油类作为预测因子，其检出限值和标准限值的确定见表 9.6.3-2。

表 9.6.3-2 预测因子的检出限值和标准限值

预测因子	检出限		标准限	
	分析依据及依据	检出限值 (mg/L)	参考标准	标准限值 (mg/L)
石油类	紫外分光光度法 HJ970-2018	0.01	《地表水环境质量标准》(GB 3838-2002) III类标准	0.05

9.7 施工期地下水环境影响预测及评价

施工期产污环节包括钻井废水、试油废水、生活污水、压裂返排液、废钻井泥浆和其他固体废弃物淋溶液，这些污废水或固体废弃物可能对地下水环境产生影响，下面分别分析：

9.7.1 正常状况下地下水环境影响

9.7.1.1 钻井废水对地下水环境影响

钻井废水主要产生于油田开发初期，其产生量随着井深和钻井周期而变化。经类比调查，一般单井钻井废水量约为 30m³，如果处理不当，容易造成地下水环境污染。根据该项目工程分析，井场内固液分离的钻井废水配制泥浆循环利用，无法利用的运至措施废水处理站处理。因此正常状况下认为钻井废水不会对地下水环境产生影响。

9.7.1.2 试油废水对地下水环境影响

油井试油是在油井完成后，把油、气、水从地层中诱到地面上来并经过专门测试取得试油资料。试油过程在单井井口产生的废水石油类浓度高，且含有一定的压裂液、支撑剂等物质。在建设过程中，试油废水回收后经污水处理系统处理达标并回注油层，正常状况下不会对地下水环境产生影响。

9.7.1.3 生活污水对地下水环境影响

据现场调查，钻井队生活区一般都设置了旱厕，定期清掏施做农肥，其它生活污水用于附近站场及周边植被绿化，正常状况下认为不会对地下水环境产生影响。

9.7.1.4 压裂返排液对地下水环境影响

油田在生产过程中往往会根据生产需要采取压裂开采技术，在开采过程中排出的残余压裂液中主要含有胍胶、石油类及其它各种添加剂，如果返排至地面的压裂液不经过处理而外排，将会对周围环境，尤其是农作物及地表水系造成污染。根据建设单位提供的钻井技术方案，压裂液的使用量为 110m³/井，要求开采过程中产生的压裂液返排液全

采用除砂沉降罐回收，在井场内循环利用，剩余返排液送至就近的措施返排液处理站进行处理。因此正常状况下认为不会对地下水环境产生影响。

9.7.1.5 废钻井泥浆对地下水环境影响

废弃钻井泥浆是指在钻井过程中无法利用或钻井过程中固液分离后的固相泥浆，主要产生于钻井和完井过程中，包括因部分性能不合格或因不适于钻井工程和地质要求而被废弃的钻井泥浆，以及完井时井筒内被清水替出的钻井泥浆等。

根据已建井场类比调查，钻井作业过程中，钻井泥浆循环利用，利用率约为 95%。废弃钻井泥浆是指在钻井过程中无法利用或钻井过程中固液分离后的固相泥浆。完钻后，废弃泥浆对地下水的影响主要是溶解于水中的泥浆污染物通过包气带下渗后可能对地下水环境造成影响。按照钻井过程的环保要求，本项目各井场泥浆固液分离和收集设施均采取了严格的防渗措施，废弃钻井泥浆在钻井结束后入罐暂存，产生后交第三方有资质公司处置。因此正常状况下钻井泥浆不会对地下水环境产生影响。

9.7.1.6 其他固体废弃物对地下水环境影响

钻井岩屑：钻井过程中，岩石被钻头破碎成岩屑，其中 50%混入泥浆中，经泥浆循环泵带出井口，经地面的振动筛分离，并堆置于井场。普通钻井岩屑属于一般工业固废，与废弃泥浆一起处置；含油岩屑属于危险固废（HW08 废矿物油），按照《危险废物贮存污染控制标准》等相关标准送临近危废暂存点暂存，最终送有资质单位处置。

环评要求含油岩屑产生后立即装袋、密封，按照《危险废物贮存污染控制标准》等相关标准要求，全部由专用车辆运送至污含油污泥临时储存点暂存，最终委托有资质单位定期转运处置。盛装含油岩屑的袋子全部采用具有防渗、防水功能的 PVC 塑料袋，避免临时储存时对外产生的不利影响。不含油的岩屑与废弃泥浆一同入罐暂存，最终由第三方处置单位处置。

落地油：由于试油，井下作业往往会有一部分原油散落井场成为落地油。在正常状况下，按照要求，井下作业时按照“铺设作业，带罐上岗”的作业模式，在井场铺设防渗布，将作业过程中的落地油全部收集到储罐中，钻井结束后运往联合站或接转站，与原油一同进行处理，落地油回收率 100%，不允许落地油进入环境。

生活垃圾：生活垃圾由施工队设置临时生活垃圾收集筒，统一收集后运至环卫部门指定地点处置。

以上固体废弃物在正常状况下均得到及时妥善的处理，不会长时间堆积暴露于露天环境中，故不会因降雨等淋滤作用污染包气带和地下含水层，在正常状况下认为对地下水环境无影响。

9.7.2 非正常状况下地下水环境影响预测及评价

非正常状况指建设项目的工艺设备或地下水环境保护措施因系统老化、腐蚀等原因不能正常运行或保护效果达不到设计要求时的运行状况。这此情况下，则可能对地下水环境产生影响。

综合前文产污环节分析、环境影响识别，建设期内对地下水环境可能产生污染的非正常状况主要包括井漏和泥浆泄漏，下面重点预测分析这两种非正常状况对地下水环境可能造成的影响。

9.7.2.1 井漏事故对地下水环境的影响

井漏事故对地下水的污染是指在钻井过程中，钻井废水、泥浆漏失于地下水含水层中，造成地下水水质污染。就井漏事故而言，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，从破坏处产生井漏而进入含水层造成污染，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粘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，减轻对地下水环境的影响。

(1) 预测情境及源强

①预测情境：由于钻井施工期相对于溶质运移的过程时间较短，因此将泄漏点概化为瞬时点源，该工况下的溶质运移模拟可看做是一维稳定流动二维水动力弥散问题，此次预测采用平面瞬时点源污染问题水动力弥散方程解析解作为预测数学模型。

在预测评价过程中考虑最不利状况，黄土潜水含水层的各项水文地质参数均选取较不利的情况，以便对该事故状态下的影响做出最大化的评估预测。

②评价因子及源强：根据工程分析，选择石油类作为预测因子。根据现有钻井废类比调查，一般单井产生的钻井废水约 30m^3 ，石油类浓度为 19.1mg/L 。假设钻井过程中钻井废水全部泄漏到所预测的黄土潜水含水层，则石油类源强为 0.573kg 。

(2)环境影响预测分析

①黄土潜水含水层环境影响分析

本次预测选取了 100d、200d、1000d、3000d 四个时间点，当井漏发生后，随着时间推移，石油类在黄土潜水含水层中的运移情况见表 9.7.2-1、图 9.7.2-1、图 9.7.2-2、图 9.7.2-3，其中 (0,0) 点为泄漏点位置，横轴正方向为地下水流向，泄漏点下游厂界处浓度随时间变化曲线图见图 9.7.2-4。

从图表中可以看出，在假设的非正常状况下，在预测初期（井漏 100d 时），石油类浓度最大为 0.267mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 32.07m，随着时间的推移，石油类浓度逐渐变小，第 200d 时，石油类最大浓度为 0.134mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 42.13m；第 1000d 时，石油类最大浓度为 0.0267mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 79.5m；3000d 后，石油类浓度低于检出限（0.01mg/L），影响区消失。

同时，由图 9.7.2-4 可以看出，在发生井漏事故后的第 10d 厂界处的第四系含水层中石油类浓度开始超标，在 520d 后，石油类的浓度已不再超标。

表 9.7.2-1 黄土潜水含水层石油类运移特征表

预测时段	污染晕最大浓度 (mg/L)	影响区面积 (m ²)	超标区面积 (m ²)	最大扩散距离 (m)	超标距离 (m)
100d	0.267	777	405	32.07	24.07
200d	0.134	1234	469	42.13	28.13
1000d	0.0267	2343	0.0	79.5	0.0
3000d	<0.01	0.0	0.0	0.0	0.0

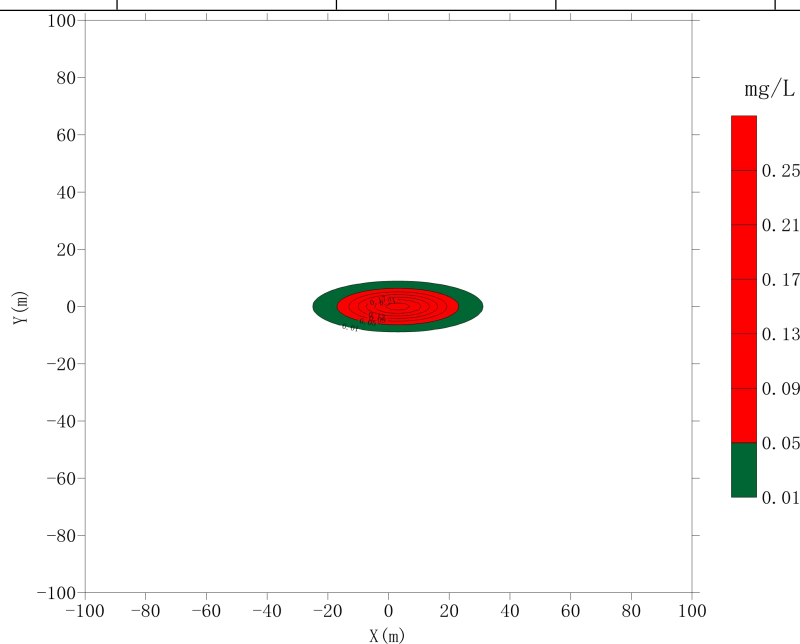


图 9.7.2-1 井漏后石油类在黄土潜水含水层中运移 100d

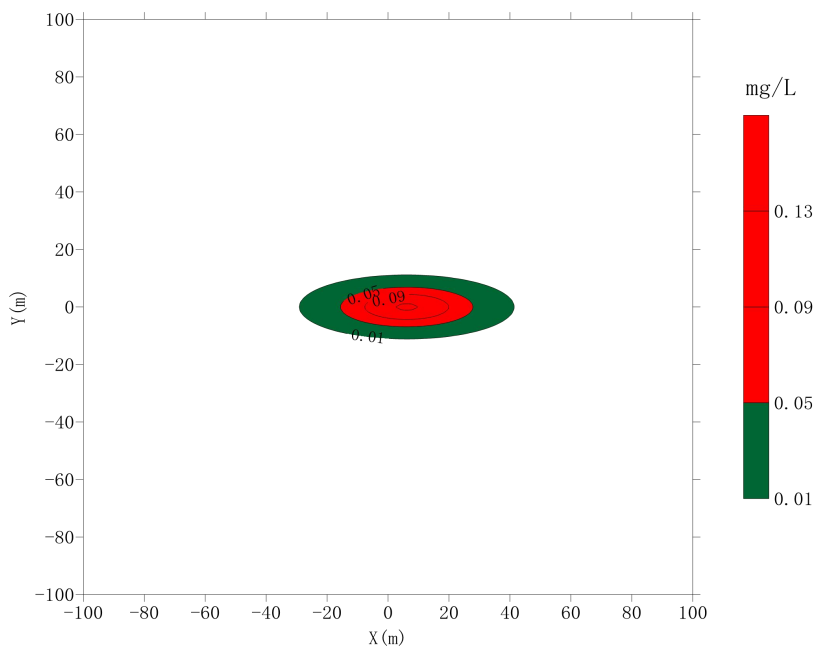


图 9.7.2-2 井漏后石油类在黄土潜水含水层中运移 200d

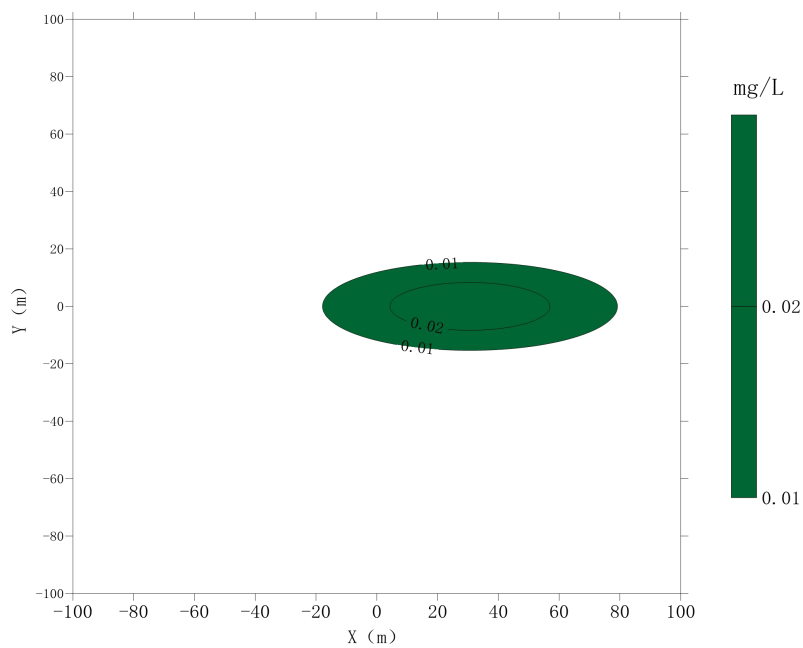


图 9.7.2-3 井漏后石油类在黄土潜水含水层中运移 1000d

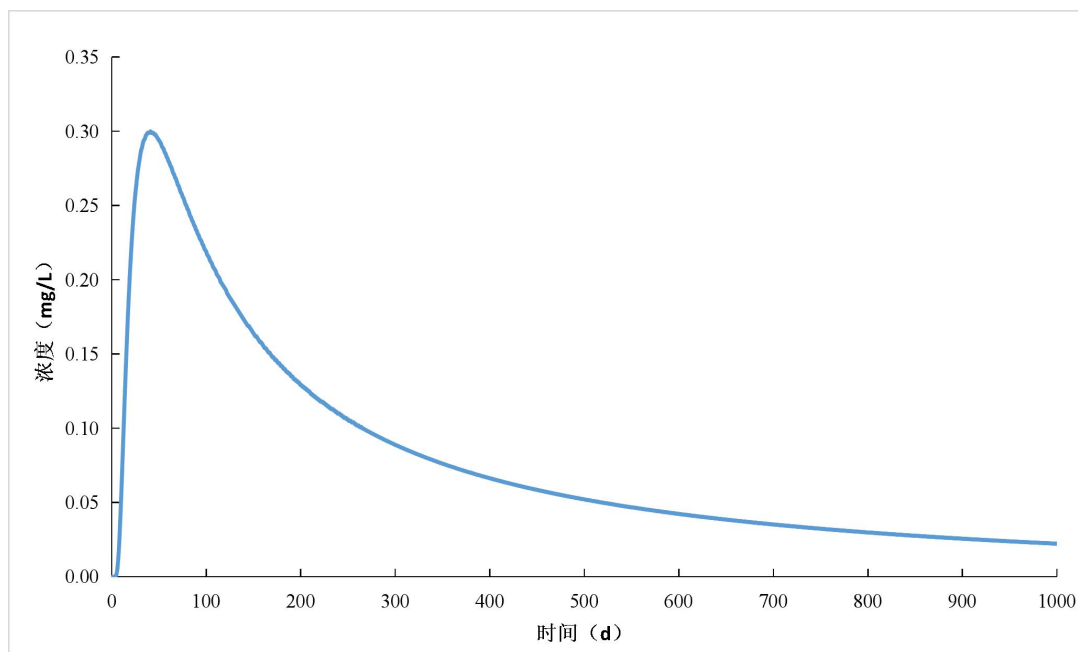


图 9.7.2-4 井漏后下游厂界处黄土潜水含水层中石油类浓度变化曲线
②白垩系环河组含水层环境影响分析

利用平面瞬时点源污染水动力弥散方程解析解，计算并画出平面二维等值线图，当预测结果小于检出限时视同对地下水环境几乎没有影响。具体预测分析结果如下：

本次预测选取了 100d、200d、1000d、3000d 四个时间点，当井漏发生后，随着时间推移，石油类在白垩系环河组含水层中的运移情况见表 9.7.2-2、图 9.7.2-5、图 9.7.2-6、图 9.7.2-7，其中 (0,0) 点为泄漏点位置，横轴正方向为地下水流向，泄漏点下游厂界处浓度随时间变化曲线图见图 9.7.2-8。

从图表中可以看出，在假设的非正常状况下，在预测初期（井漏 100d 时），石油类浓度最大为 0.192mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 14.73m，超标距离为 9.73m；随着时间的推移，石油类浓度逐渐变小，第 200d 时，石油类最大浓度为 0.096mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 18.47m；第 1000d 时，石油类最大浓度为 0.0192mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 26.5m；3000d 后，石油类浓度低于检出限（0.01mg/L），影响区消失。

同时，由图 9.7.2-8 可以看出，在发生井漏事故后的第 138d 厂界处的白垩系环河组含水层石油类浓度开始超标，在 219d 后，石油类的浓度已不再超标。

表 9.7.2-2 白垩系环河组含水层石油类运移特征表

预测时段	污染晕最大浓度 (mg/L)	影响区面积 (m ²)	超标区面积 (m ²)	最大扩散距离 (m)	超标距离 (m)
100d	0.192	168	78	14.73	9.73
200d	0.096	259	77	18.47	10.47

1000d	0.0192	364	0.0	26.5	0.0
3000d	0.0064	0.0	0.0	0.0	0.0

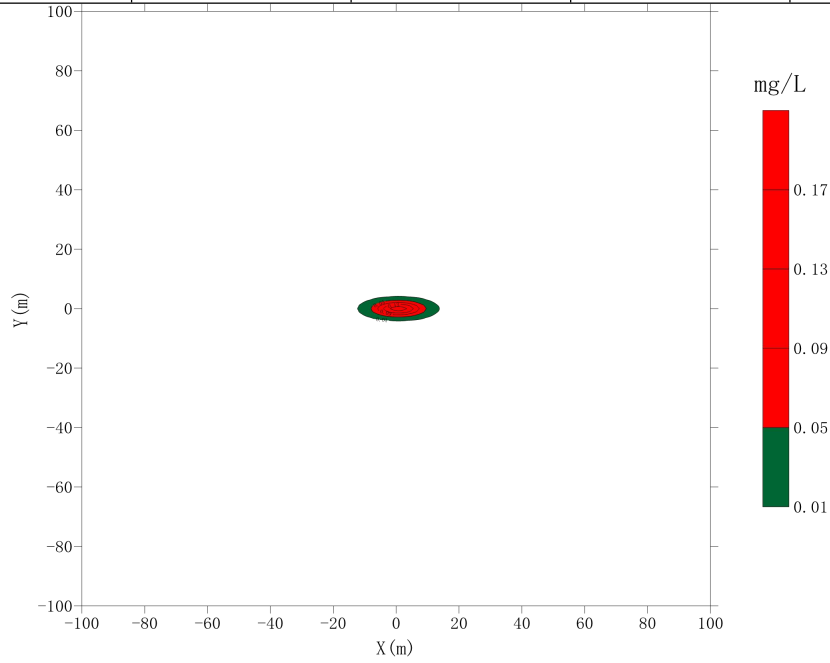


图 9.7.2-5 井漏后石油类在白垩系环河组含水层运移 100d

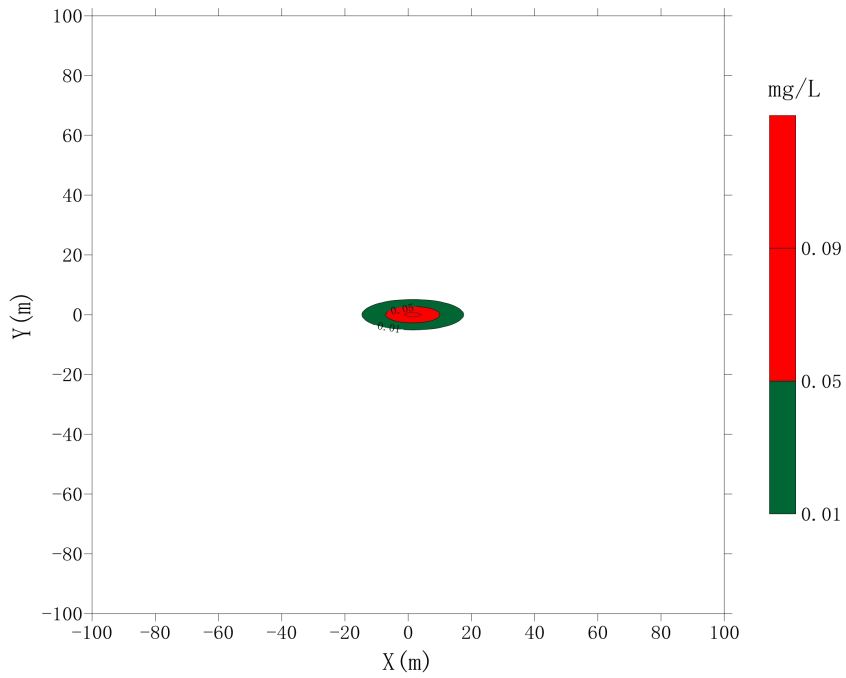


图 9.7.2-6 井漏后石油类在白垩系环河组含水层运移 200d

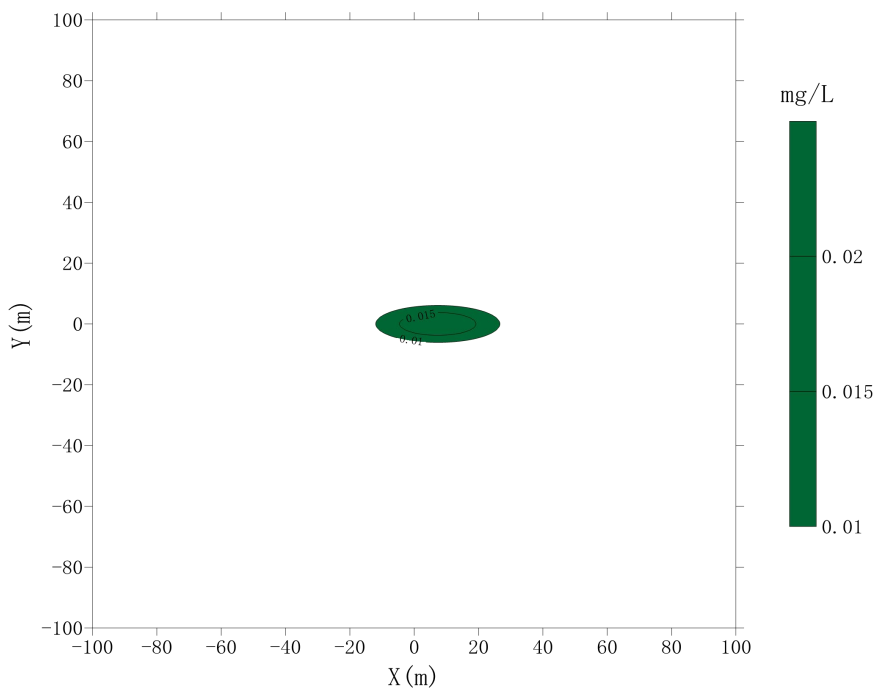


图 9.7.2-7 井漏后石油类在白垩系环河组含水层运移 1000d

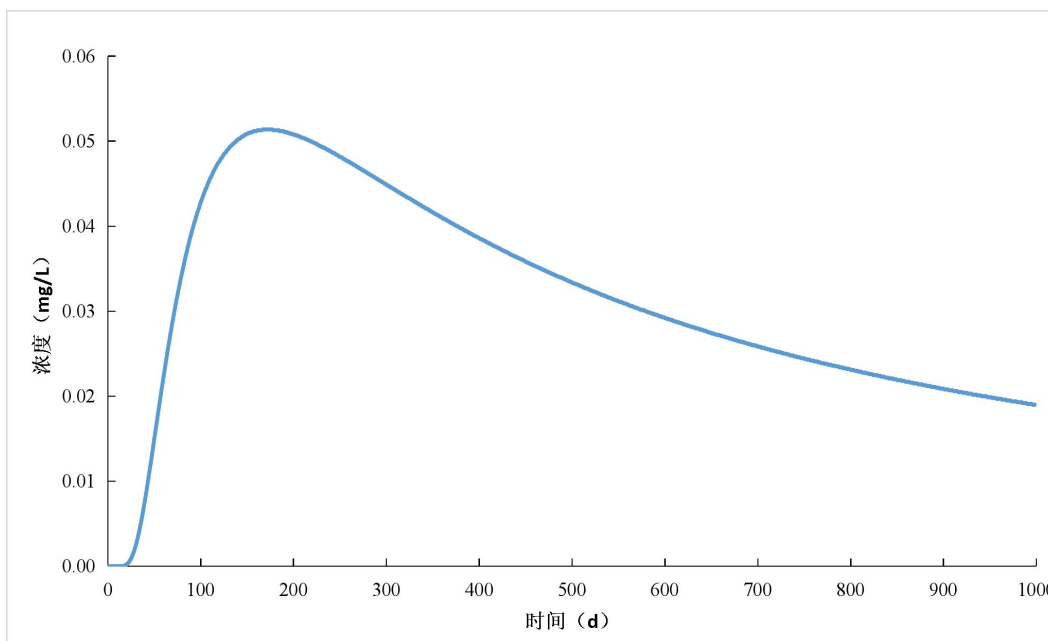


图 9.7.2-8 井漏后下游厂界处白垩系环河组含水层中石油类浓度变化曲线

③白垩系洛河组含水层环境影响分析

利用平面瞬时点源污染水动力弥散方程解析解，计算并画出平面二维等值线图，当预测结果小于检出限时视同对地下水环境几乎没有影响。具体预测分析结果如下：

本次预测选取了 100d、200d、1000d、3000d 四个时间点，当井漏发生后，随着时间推移，石油类在白垩系洛河组含水层中的运移情况见表 9.7.2-3、图 9.7.2-9、图 9.7.2-10、

图 9.7.2-11, 其中 (0,0) 点为泄漏点位置, 横轴正方向为地下水流向, 泄漏点下游厂界处浓度随时间变化曲线图见图 9.7.2-12。

从图表中可以看出, 在假设的非正常状况下, 在预测初期 (井漏 100d 时), 石油类浓度最大为 0.199mg/L, 此时污染晕最大迁移距离为 12.53m; 随着时间的推移, 石油类浓度逐渐变小, 第 200d 时, 石油类最大浓度为 0.099mg/L, 此时污染晕最大迁移距离为 15.06m; 第 1000d 时, 石油类最大浓度为 0.0199mg/L, 此时污染晕最大迁移距离为 22.1m; 3000d 后, 石油类浓度低于检出限 (0.01mg/L), 影响区消失。

同时, 由图 9.7.2-12 可以看出, 在发生井漏事故后的厂界处的白垩系洛河组含水层石油类浓度在所预测的时段内没有出现超标现象。

表 9.7.2-3 白垩系洛河组含水层石油类运移特征表

预测时段	污染晕最大浓度 (mg/L)	影响区面积 (m ²)	超标区面积 (m ²)	最大扩散距离 (m)	超标距离 (m)
100d	0.199	121	52	12.53	8.53
200d	0.099	184	54	15.06	9.06
1000d	0.0199	279	0.0	22.1	0.0
3000d	0.0066	0.0	0.0	0.0	0.0

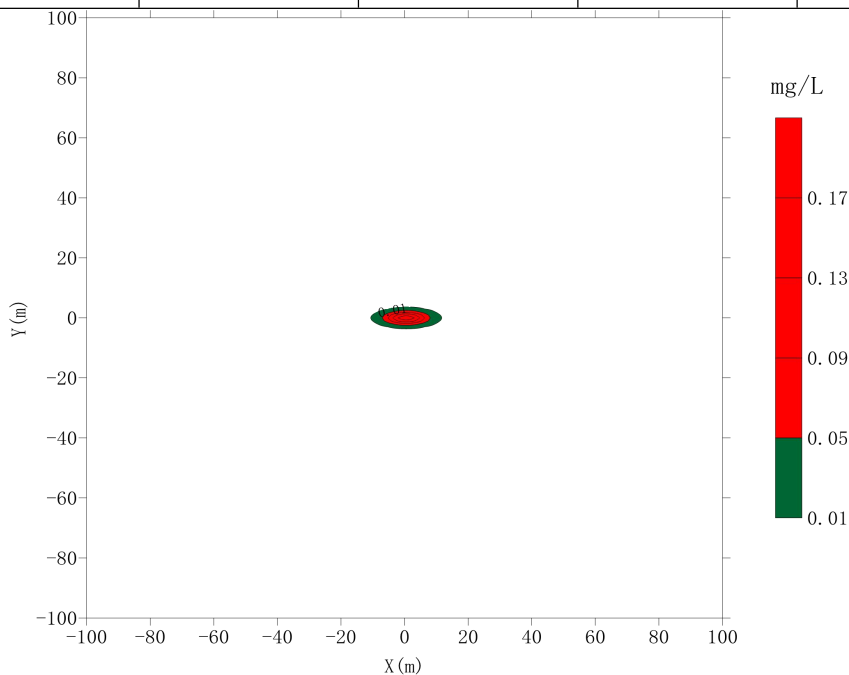


图 9.7.2-9 井漏后石油类在白垩系洛河组含水层运移 100d

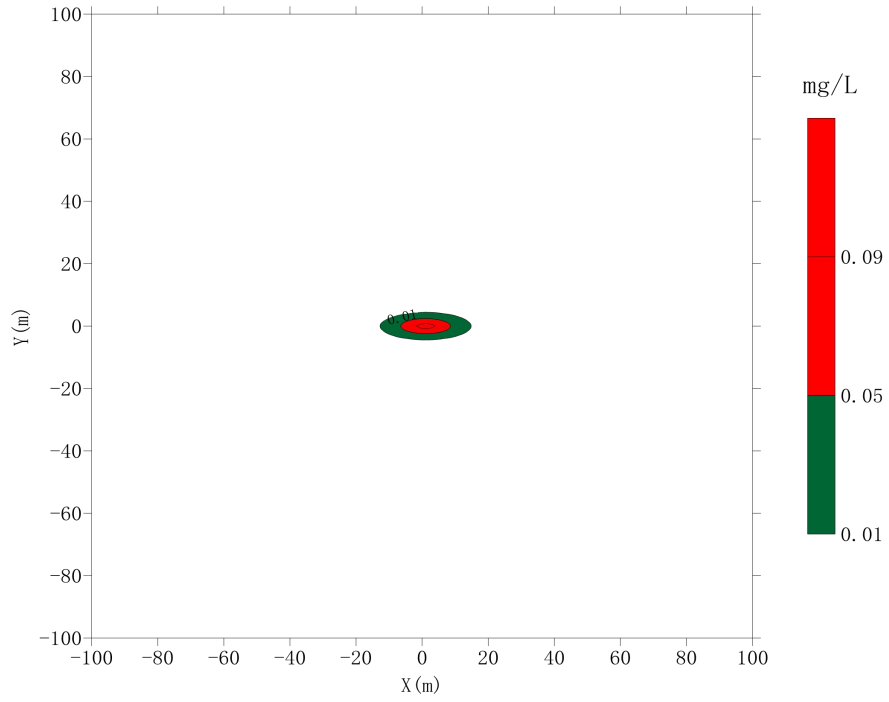


图 9.7.2-10 井漏后石油类在白垩系洛河组含水层运移 200d

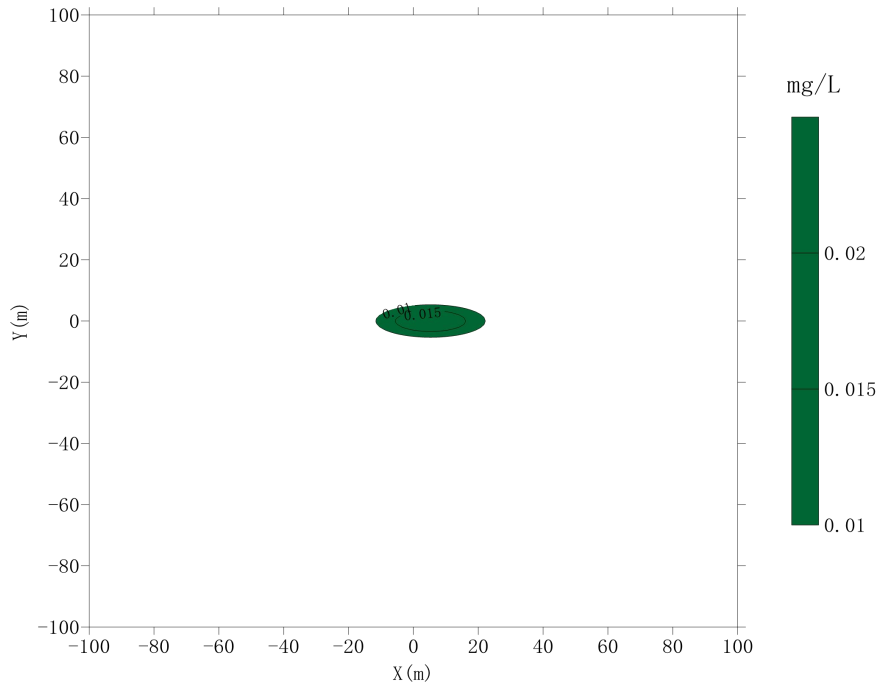


图 9.7.2-11 井漏后石油类在白垩系洛河组含水层运移 1000d

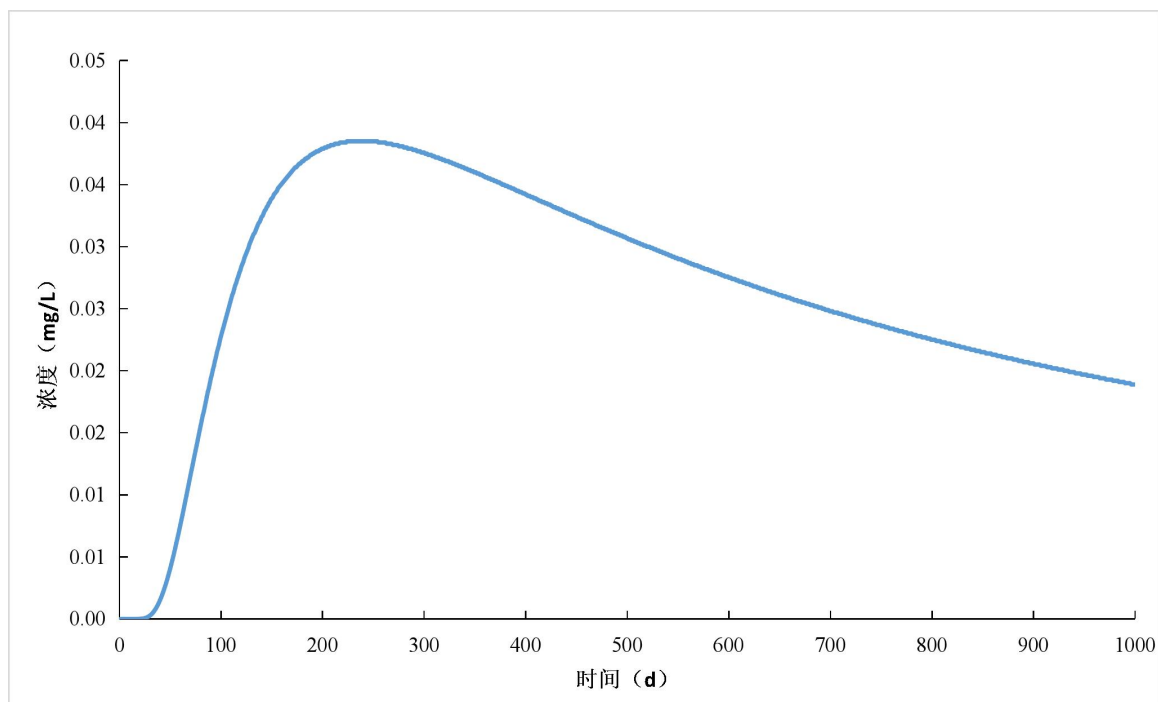


图 9.7.2-8 井漏后下游厂界处白垩系洛河组含水层中石油类浓度变化曲线

9.7.2.2 泥浆泄漏对地下水环境的影响

根据工程分析，本项目每口钻井产生的废弃钻井泥浆量约为 9.96m^3 ，钻井泥浆在整个钻井过程中通过重复利用，根据已建井场钻井调查，循环利用率按 95% 计算，假定泥浆收集罐底部全部破损。

考虑到废弃泥浆中的石油类只有变为可溶态才会随水迁移扩散，因此参照 TPHCWG (1997) 中关于石油类污染物的溶解度等相关文献，取 18mg/L 为石油类可溶态污染物的最高浓度值。据以往经验分析，钻一口油井需 15 天左右，这里假定泥浆罐持续渗漏，渗漏量为每日产量的 1%，入渗时间为 15 天；渗漏 15 天的剖面污染物浓度值作为初始值，模拟泥浆罐渗漏后污染物在包气带中的迁移。

(2) 环境影响预测分析

① 模型参数及设置：利用 Hydrus-1D 的 Solute Transport 模块建立评价区黄土潜水包气带溶质模型，需要两个基本参数：溶质运移参数和溶质的吸附解析参数。这两项参数受实验方法、实验尺度等各方面限制，根据国内（如张淼等）在室内对保守溶质在黄土中的穿透曲线，考虑室内和室外的尺度差异，本次评价石油类纵向弥散度取值为 19.5，自由水中扩散系数取值为 16.7；根据吸附解析的实验研究（参见史红星《石油类污染物在黄土高原地区环境中迁移转化规律的研究》），采用 Herry 吸附模型刻画石油类的吸附动力学过程，饱和吸附量取值为 134.07，吸附系数取值为 0，经验系数 beta 取值为 1。

②预测结果及分析评价：预测结果及分析评价：基于上面确定的评价因子、源强及模型参数，建立评价区黄土潜水包气带溶质运移模型，就泥浆罐破损石油类入渗对包气带影响进行预测。预测结果见图 9.7.2-13 所示，输出节点分别为 T1（10d）、T2（100d）、T3（500d）、T4（1000d）。

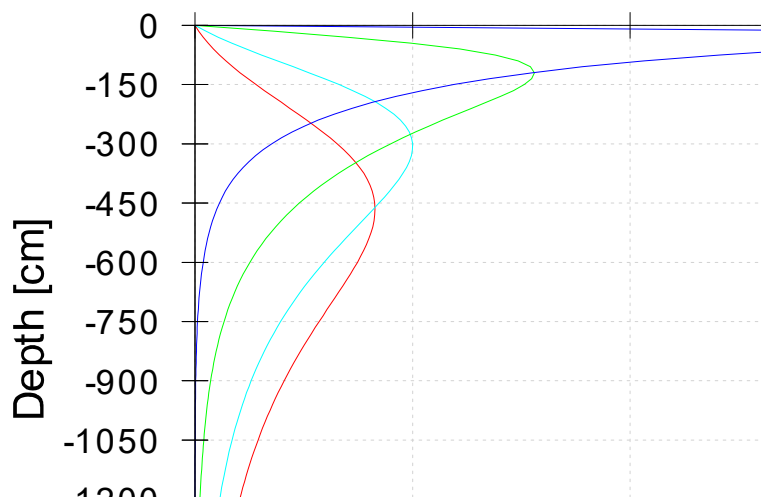


图 9.7.2-10 泥浆罐泄漏石油类在包气带剖面上的运移特征

由图可以得出：

由图可以得出：

①渗漏发生 10d 后，土壤表层石油类浓度最大，达 0.51mg/kg；污染物最大运移深度 4.4m，对应浓度 0.37×10^{-7} mg/kg；

②渗漏发生 100d 后，最大浓度为 0.153mg/kg，对应深度 1.2m 处；最大运移深度为 8.4m，对应浓度 0.25×10^{-7} mg/kg；

③渗漏发生 500d 后，最大浓度为 0.079mg/kg，对应深度 5.2m 处；最大运移深度为 15.2m，对应浓度 0.32×10^{-7} mg/kg；

④渗漏发生 1000d 后，最大浓度为 0.058mg/kg，对应深度 10.0m 处；最大运移深度为 22.0m，对应浓度 0.28×10^{-7} mg/kg；

随着时间的推移，剖面上石油类污染物向包气带深部运移，污染物浓度逐渐降低。比照《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600）中石油烃的质量标准可知采出水发生渗漏，对包气带的影响较小，但若泄漏时间较长可能会导致污染物下渗至潜水含水层进而影响潜水水质。

9.8 运行期地下水环境影响预测及评价

本项目运行过程中可能导致地下水污染的主要包括：

- (1)采出水回注井套外返水事故造成地下水环境污染；
- (2)拉油点储罐泄漏事故造成地下水环境污染；
- (3)输油管线运行过程中，管线腐蚀穿孔、误操作及人为破坏等原因造成的管线破裂使原油泄漏，造成地下水环境污染；
- (4)其他原油泄漏事故造成地下水环境污染

下面分别对以上情况进行评价分析。

9.8.1 正常状况下地下水环境影响

9.8.1.1 采出水回注井对地下水环境影响

(1)注水层位及回注层地质构造

油藏地质学中将适宜油气聚集成藏的场所称为“圈闭”。圈闭是油气藏形成的基础，没有适宜于油气富集聚集的圈闭，就不可能形成油气藏。油藏圈闭的形成必须具备以下 3 个基本要素：

- ①具备适于油气储集的储集层；
- ②具备遮盖着储集层，阻止油气向上逸散的盖层；
- ③具备从各方面阻止油气继续运移，促使油气聚集的遮挡条件，这种遮挡条件可以是盖层本身的弯曲变形，也可以是如断层、岩性变化等阻隔油气横向运移的遮挡条件。

采用注水开发的目的是为了补充油层能量、提高驱油效率、稳定油井采收率。无论是清水注水还是采出水注水，注入层位均为开发油层。按照水文地质资料，项目采出水的回注层距离上伏的洛河含水岩组底界之间存在约 1000m 厚的地层封隔，且按照上述油气藏形成和赋存的地质构造条件，油层与含水层之间不存在水力联系，因而，从注水层位及回注层地质构造分析，在正常的油田开发过程中，回注水到含油层的采出水不会对地下水水质产生影响。

(2)注水井井身结构

图 9.8.1-1 为注水井井身结构示意图。由该图可知，注水井均通过水泥将套管与地层之间进行封闭，上有封隔器完全隔绝采出水回注过程中与非注水层和地下含水层的联系，阻止回注水对非注水层和地下含水层的污染；井底构筑水泥塞，阻止注水向下部地层的渗入；仅井体底部的钢质封闭管壁设置了射孔段作为回注水排出钢管之外的通道；地面部分，井口高出地面，还设置控制加压装置，防止了对近地表的地下潜水与地表水

的污染。因此，回注地层的采出水，在正常状况下不可能跨越抗压强度较高的钢管与水泥阻挡层而涌入非注水层，可认为不会对地下水水质产生影响。

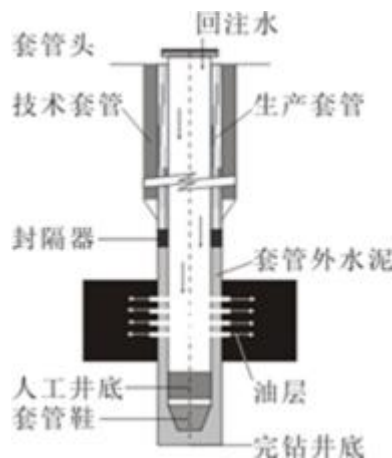


图 9.8.1-1 注水井井身结构示意图

9.8.1.2 污废水对地下水环境影响

油田开采运行过程中，产生的污废水主要包括油田采出水和措施返排液。正常状况下，会对其进行收集处理，水质达到《陇东油田采出水处理水质指标及分析方法》（Q/SY CQ 08011-2022）相应回注水质指标后回注油层进行驱油开采，处理回用率 100%。因此在正常状况下认为对地下水环境基本不会产生影响。

9.8.1.3 固体废弃物对地下水环境影响

落地油：油井修井周期为 2 年一次，每口井每次修井会产生一定量的落地油，由于落地油的粘度较大，在黄土中渗透能力极弱，通常难以渗入到地表 2m 以下的深度。且该地区降雨量小，难以形成大量降水的淋滤条件，故落地油对浅层地下水的影响甚微。此外，根据作业要求，建设单位会通过铺设防渗布对落地油进行收集，回收率可达 100%。因此在正常状况下认为对地下水环境基本不会产生影响。

含油污泥：在原油脱水和采出水的处理过程中，各种处理容器和构筑物均会产生含油污泥。含油污泥属危险固体废物，按照《危险废物贮存污染控制标准》等相关标准贮存、处置，最终全部收集送其它有资质单位处置。因此正常运行情况下认为对地下水环境基本不会产生影响。

9.8.1.4 集输管线对地下水环境的影响

根据改扩建工程概况，建设项目的管线包括集油管线、采油管线、注水管线及供气管线。其中，供气管线、集油管线、采油管线采用环氧粉末普通级结构外防腐，注水管线采用整体挤涂式内防腐工艺。可见，建设项目运行期所采用的管线具有防腐功能，采出水和原油都在管内封闭输送，正常状况下不会对地下水环境产生影响。

9.8.2 非正常状况地下水环境影响预测及评价

9.8.2.1 采出水回注套外返水井对地下水环境的影响

(1) 预测情境及源强

采出水回注井在含水层中发生泄漏时，假设回注水从套管腐蚀的管孔隙中流出，因此将泄漏点作为点状污染源，如果泄漏量较大，渗漏发生后注水压力会明显改变，工作人员能及时发现从而采取相应措施，影响相对较小。因此本次评价假设少量持续泄漏，将泄漏点概化为平面连续点源，在预测评价过程中考虑最不利的工程状况，如此一来，渗漏发生后的影响也较大，以便于对危害做出最大化的评估预测。

本次评价以回注井中回注水作为预测污染源，石油类作为预测因子，按照要求，处理后水质达到《陇东油田采出水处理水质指标及分析方法》（Q/SY CQ 08011-2022）标准。根据新建采出水回注井的设计规模，单井配水量为 $25\text{m}^3/\text{d}$ ，假设当天回注水的 10% 泄漏至含水层，则石油类源强为 $0.045\text{kg}/\text{d}$ ，10 天后采取措施停止泄漏，则石油类源强为 0.45kg 。

(2) 预测结果及分析

① 黄土潜水含水层环境影响分析

利用平面连续点源污染水动力弥散方程解析解，计算并画出平面二维等值线图，当预测结果小于检出限时视同对地下水环境几乎没有影响。具体预测分析结果如下：

本次预测选取了 100d、200d、1000d、3000d 四个时间点，当回注井发生套外返水后，随着时间推移，石油类在黄土潜水含水层中的运移情况见表 9.8.2-1、图 9.8.2-1、图 9.8.2-2、图 9.8.2-3，其中 (0,0) 点为泄漏点位置，横轴正方向为地下水流向，泄漏点下游厂界处浓度随时间变化曲线图见图 9.8.2-4。

从图表中可以看出，在假设的非正常状况下，在第 100d 时，石油类浓度最大为 $0.21\text{mg}/\text{L}$ ，已超过标准限值，此时污染晕最大迁移距离为 31.07m ，超标距离为 22.07m ；随着时间的推移，石油类浓度逐渐变小，第 200d 时，石油类浓度最大为 $0.105\text{mg}/\text{L}$ ，此时污染晕最大迁移距离为 40.13m ；第 1000d 时，石油类浓度最大为 $0.0209\text{mg}/\text{L}$ ，此时污染晕最大迁移距离为 72.8m ；3000d 后，石油类最大浓度已低于检出限 ($0.01\text{mg}/\text{L}$)，此时地下水已不再受到污染物的影响。

同时，由图 9.8.2-4 可以看出，在发生采出水回注井套外返水后的第 20d 厂界处的第四系潜水含水层石油类浓度开始超标，在 420d 后，石油类的浓度不再超标。

表 9.8.2-1 黄土潜水含水层石油类运移特征表

预测时段	污染晕最大浓度 (mg/L)	影响区面积 (m ²)	超标区面积 (m ²)	最大扩散距离 (m)	超标距离 (m)
100d	0.21	728	336	31.07	22.07
200d	0.105	1122	348	40.13	25.13
1000d	0.0209	1762	0.0	72.8	0.0
3000d	0.00699	0.0	0.0	0.0	0.0

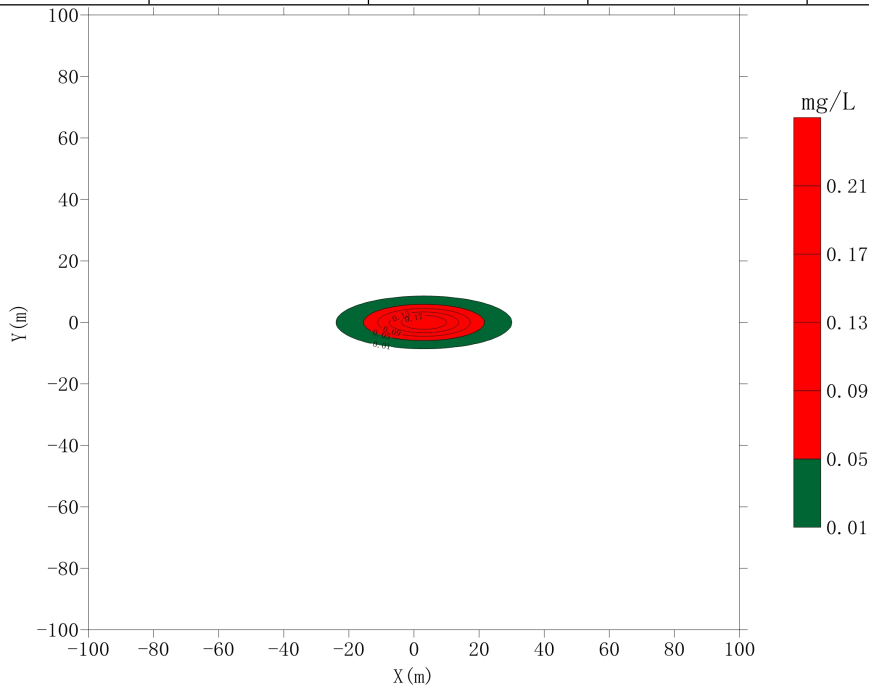


图 9.8.2-1 发生采出水回注井套外返水后石油类在黄土潜水含水层中运移 100d

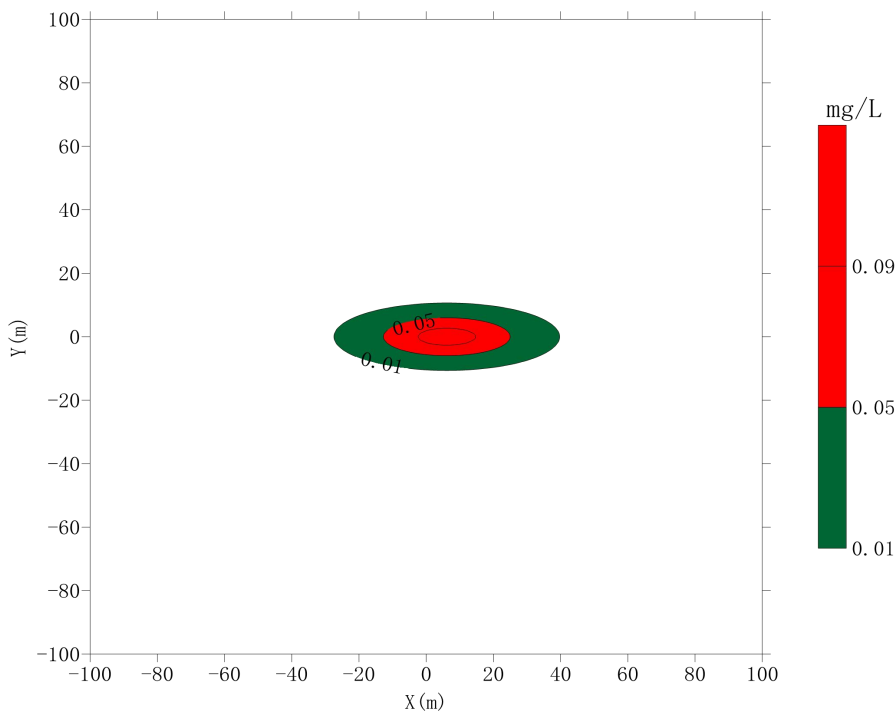


图 9.8.2-2 发生采出水回注井套外返水后石油类在黄土潜水含水层中运移 200d

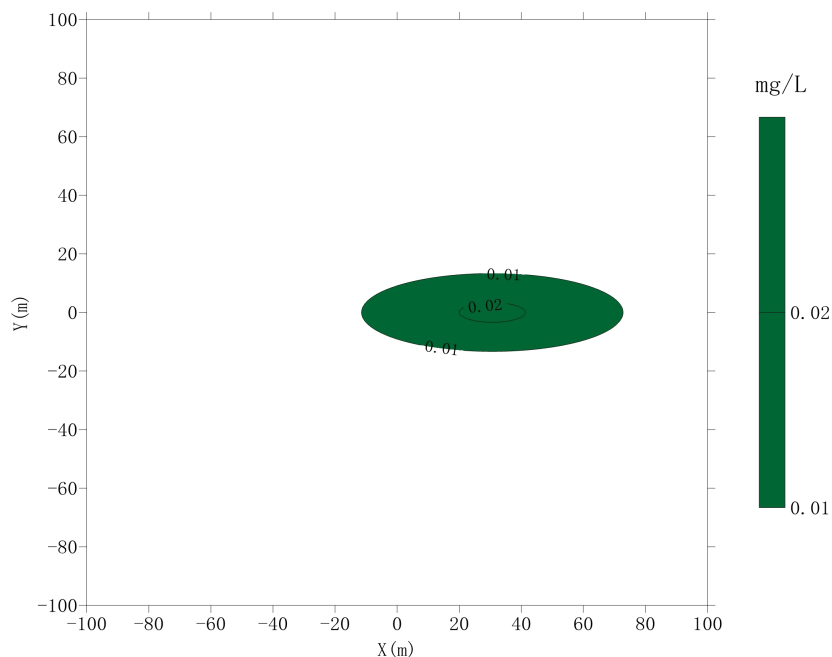


图 9.8.2-3 发生采出水回注井套外返水后石油类在黄土潜水含水层中运移 1000d

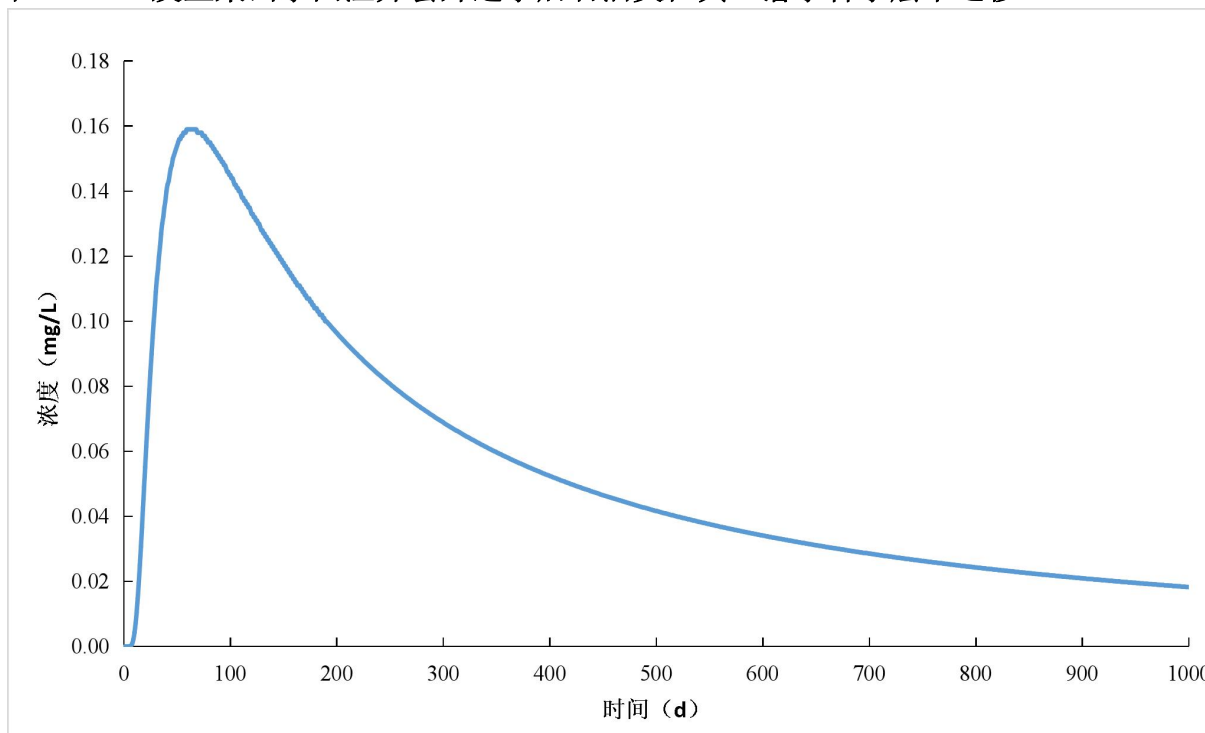


图 9.8.2-4 发生采出水回注井套外返水后下游厂界处黄土潜水含水层石油类浓度变化曲线
②白垩系环河组含水层环境影响分析

利用平面连续点源污染水动力弥散方程解析解，计算并画出平面二维等值线图，当预测结果小于检出限时视同对地下水环境几乎没有影响。具体预测分析结果如下：

本次预测选取了 100d、200d、1000d、3000d 四个时间点，当回注井发生套外返水后，随着时间推移，石油类在白垩系环河组含水层中的运移情况见表 9.8.2-2、图 9.8.2-5、

图 9.8.2-6、图 9.8.2-7，其中 (0,0) 点为泄漏点位置，横轴正方向为地下水流向，泄漏点下游厂界处浓度随时间变化曲线图见图 9.8.2-8。

从图表中可以看出，在假设的非正常状况下，在第 100d 时，石油类浓度最大为 0.151mg/L，已超过标准限值，此时污染晕最大迁移距离为 13.73m，超标距离为 8.73m；随着时间的推移，石油类浓度逐渐变小，第 200d 时，石油类浓度最大为 0.075mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 17.47m；第 1000d 时，石油类浓度最大为 0.015mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 22.4m；3000d 后，石油类最大浓度已低于检出限 (0.01mg/L)，此时地下水已不再受到污染物的影响。

同时，由图 9.8.2-8 可以看出，在发生采出水回注井套外返水后在所假设的情景下及预测时段内白垩系环河组含水层的石油类浓度在厂界处没有出现超标现象。

表 9.8.2-2 白垩系环河组含水层石油类运移特征表

预测时段	污染晕最大浓度 (mg/L)	影响区面积 (m ²)	超标区面积 (m ²)	最大扩散距离 (m)	超标距离 (m)
100d	0.151	157	61	13.73	8.73
200d	0.075	234	46	17.47	8.47
1000d	0.015	225	0.0	22.4	0.0
3000d	0.005	0.0	0.0	0.0	0.0

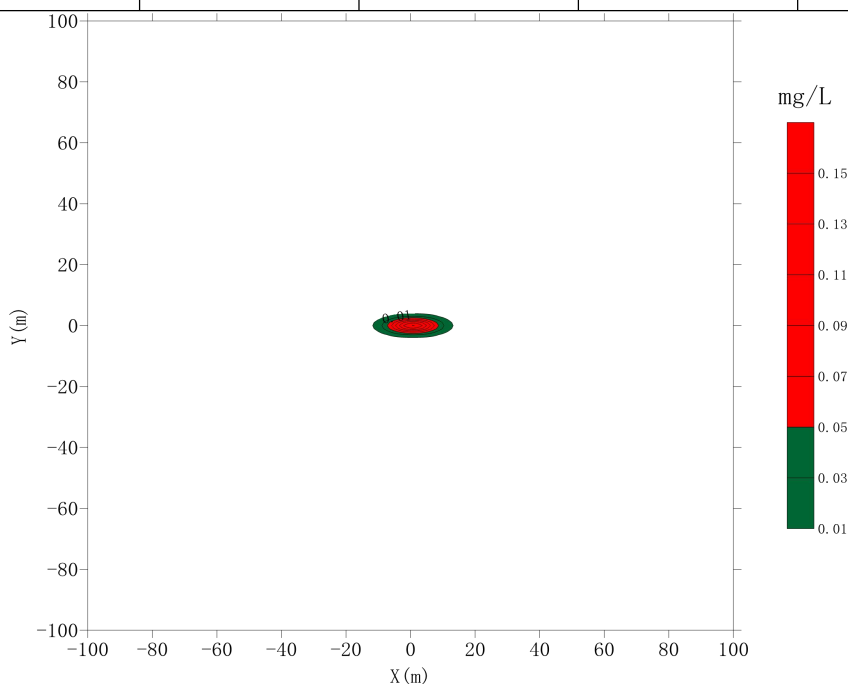


图 9.8.2-5 发生采出水回注井套外返水后石油类在白垩系环河组含水层中运移 100d

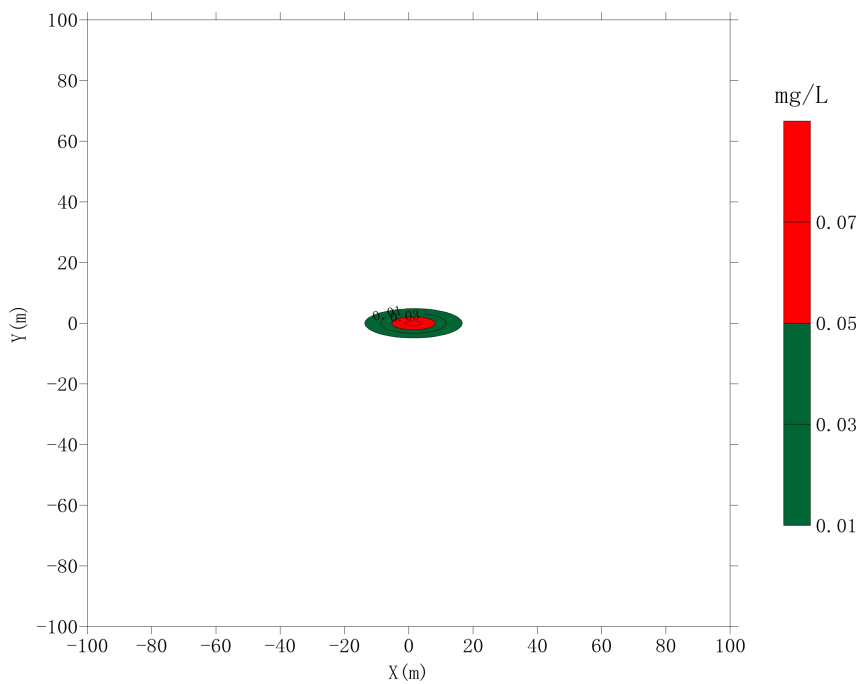


图 9.8.2-6 发生采出水回注井套外返水后石油类在白垩系环河组含水层中运移 200d

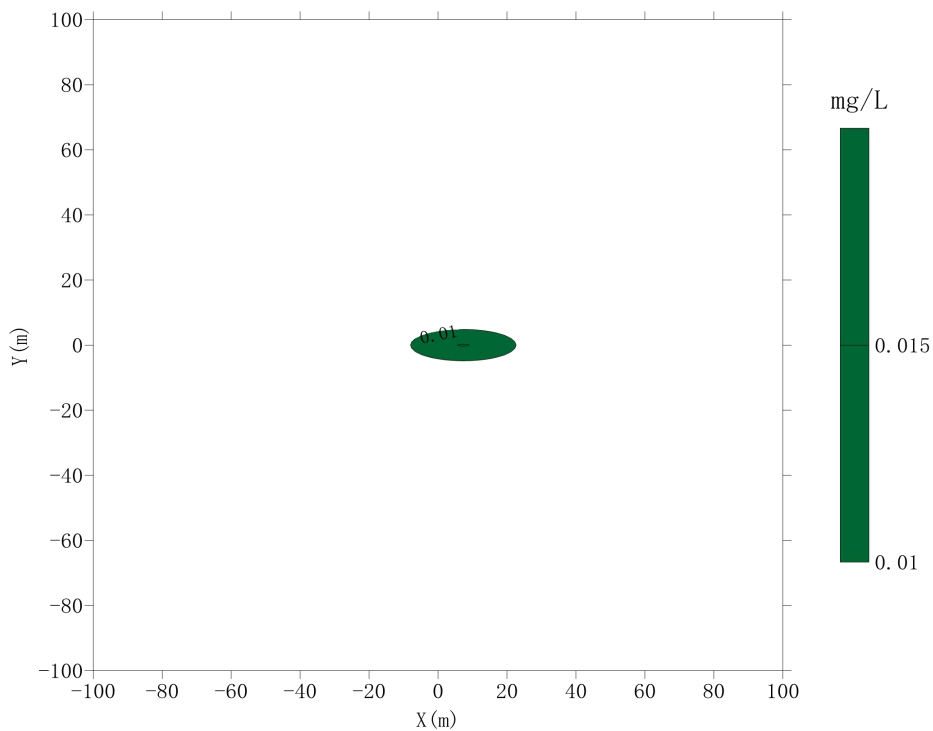


图 9.8.2-7 发生采出水回注井套外返水后石油类在白垩系环河组含水层中运移 1000d

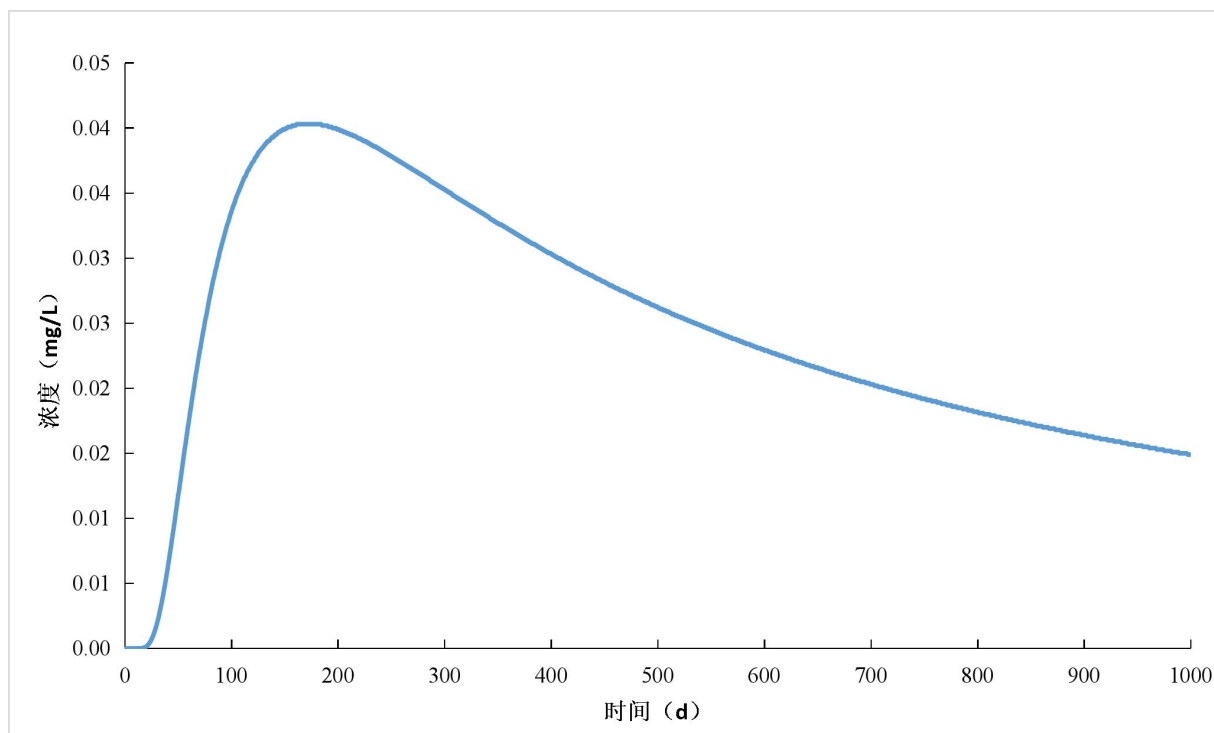


图 9.8.2-8 发生采出水回注井套外返水后下游厂界处白垩系环河组含水层中石油类浓度变化曲线

③白垩系洛河组环境影响预测分析

利用平面连续点源污染水动力弥散方程解析解，计算并画出平面二维等值线图，当预测结果小于检出限时视同对地下水环境几乎没有影响。具体预测分析结果如下：

本次预测选取了 100d、200d、1000d、3000d 四个时间点，当回注井发生套外返水后，随着时间推移，石油类在白垩系洛河组含水层中的运移情况见表 9.8.2-3、图 9.8.2-9、图 9.8.2-10、图 9.8.2-11，其中 (0,0) 点为泄漏点位置，横轴正方向为地下水流向，泄漏点下游厂界处浓度随时间变化曲线图见图 9.8.2-12。

从图表中可以看出，在假设的非正常状况下，在第 100d 时，石油类浓度最大为 0.156mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 11.53m；随着时间的推移，石油类浓度逐渐变小，第 200d 时，石油类浓度最大为 0.078mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 15.06m；第 1000d 时，石油类浓度最大为 0.0156mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 18.7m；3000d 后，石油类最大浓度已低于检出限 (0.01mg/L)，此时地下水已不再受到污染物的影响。

同时，由图 9.8.2-12 可以看出，在发生采出水回注井套外返水后在所假设的情景下及预测时段内白垩系洛河组含水层的石油类浓度在厂界处没有出现超标现象。

表 9.8.2-3 白垩系洛河组含水层石油类运移特征表

预测时段	污染晕最大浓度 (mg/L)	影响区面积 (m ²)	超标区面积 (m ²)	最大扩散距离 (m)	超标距离 (m)
100d	0.156	110	47	11.53	7.53

200d	0.078	170	40	15.06	8.06
1000d	0.0156	178	0.0	18.7	0.0
3000d	0.0052	0.0	0.0	0.0	0.0

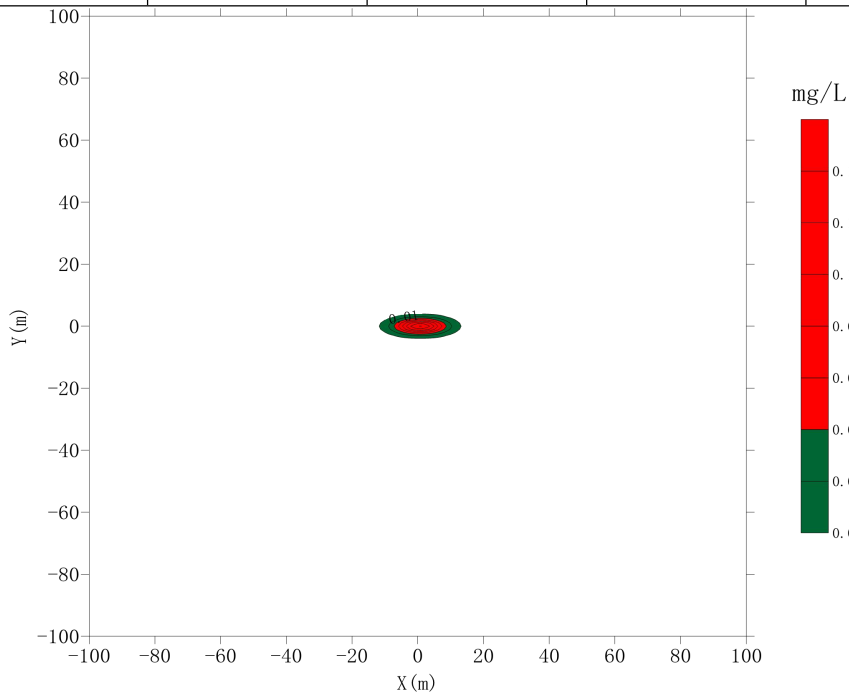


图 9.8.2-9 发生采出水回注井套外返水后石油类在白垩系洛河组含水层中运移 100d

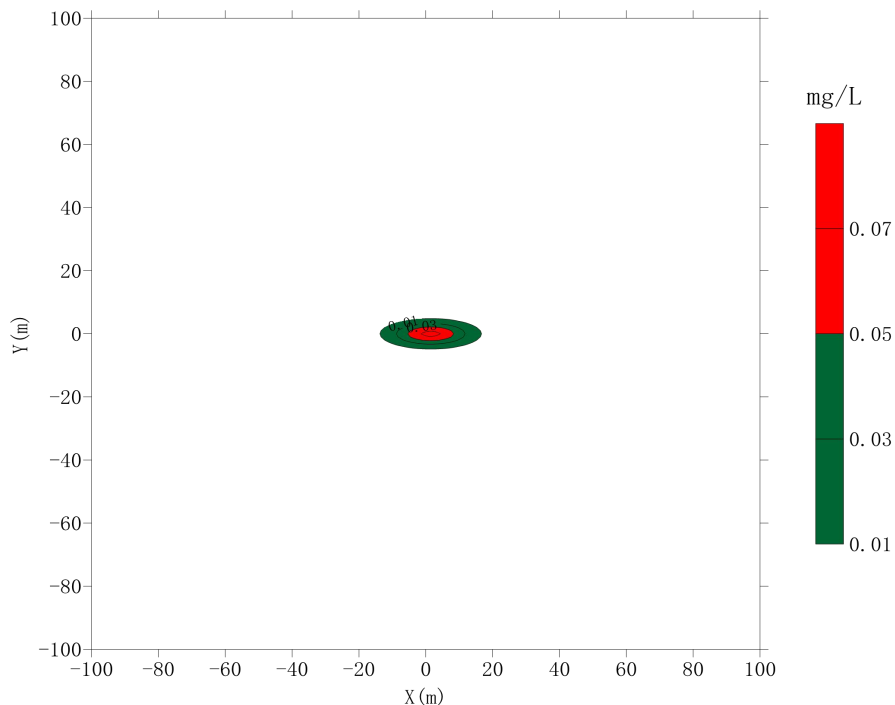


图 9.8.2-10 发生采出水回注井套外返水后石油类在白垩系洛河组含水层中运移 200d

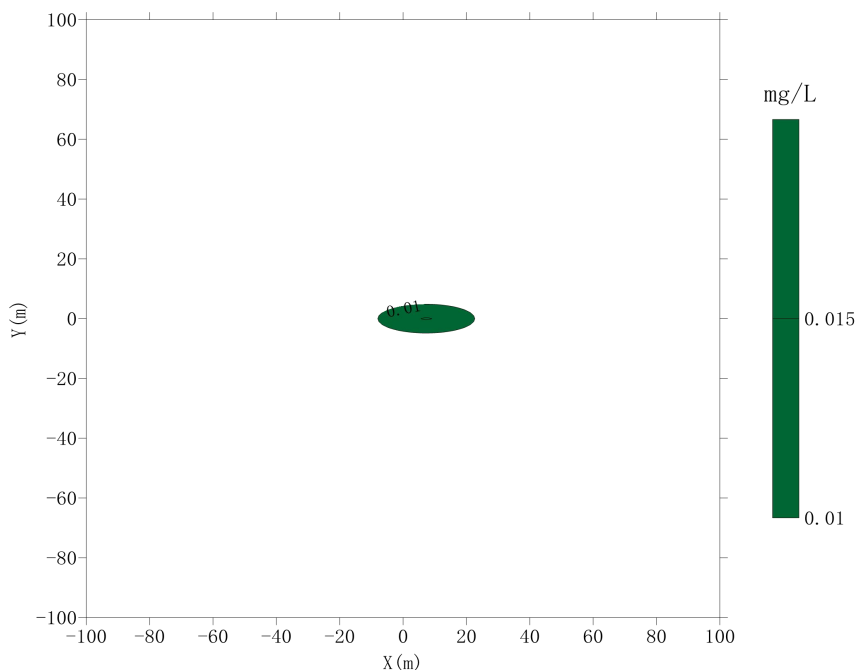


图 9.8.2-11 发生采出水回注井套外返水后石油类在白垩系洛河组含水层中运移 1000d

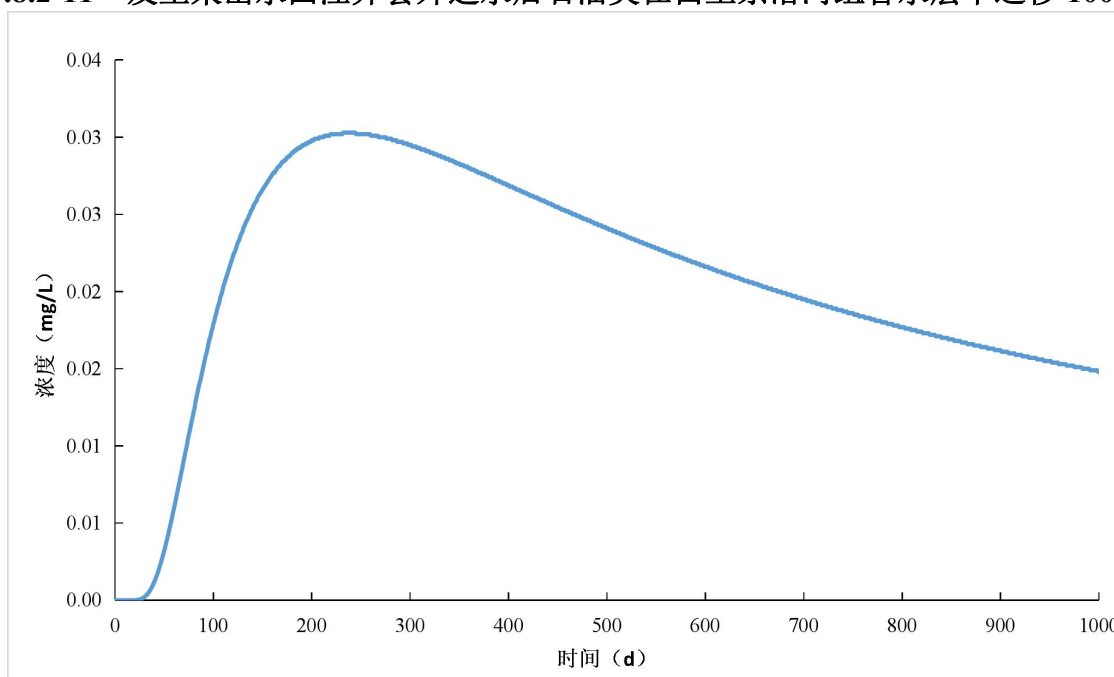


图 9.8.2-12 发生采出水回注井套外返水后下游厂界处白垩系洛河组含水层中石油类浓度变化曲线

9.8.2.2 拉油点储罐泄漏对地下水环境的影响

根据改扩建工程概况，本次产建新建南 58 井组拉油点，拉油点的储油罐单个规模为 40m³。因此本次非正常情况就假设南 58 井组拉油点内的储罐发生破损后储存在其中的含水原油发生泄漏后对地下水的影响进行分析。

(1) 溶质运移预测模型的建立

情境：储罐因腐蚀或其他原因出现破损导致储存的含水原油发生泄漏，假设破损形状为一直径 1cm 的圆形小孔，则破损面积为 0.000314m^2 ，根据伯努利方程计算得采出液渗漏量为 2.357kg/s (0.00278m^3)，假定渗漏持续 4h 后被发现后采取措施即停止，则一次渗漏量为 33940.8kg (40.03m^3)。

考虑到采出液中约 50%左右的成分为水，则泄漏的采出液中该部分的体积为 $40.03 \times 0.5 = 20.01\text{m}^3$ ，石油类在水中的溶解度为 18mg/L ，假设储罐泄漏的采出液中的采出水的 30%进入到地下水含水层当中，则石油类的输入源强为 0.10854kg 。

数学模型：非正常状况下的地下水溶质运移模拟可看做是一维稳定流动二维水动力弥散问题，由于储罐泄漏时间较短，根据《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)，此次预测采用平面瞬时点源污染问题水动力弥散方程解析解作为预测数学模型。

(2)地下水污染预测模拟和影响分析

利用平面瞬时点源污染水动力弥散方程解析解，计算泄漏点周围石油类污染物的浓度值，并画出等值线图，同样根据表 9.6.3-2 中给出的石油类检出限和标准限值，以此来判断污染物对地下水的污染情况。同样本次计算结果用红色范围表示地下水污染物超标的浓度范围，绿色范围表示存在污染但污染不超标的浓度范围，限值为检出限。当预测结果小于检出限时则视同对地下水环境几乎没有影响。

本次预测选取了 100d、200d、1000d 三个时间点，当拉油点储罐发生渗漏后，随着时间推移，石油类在第四系黄土潜水含水层中的运移情况见表 9.8.2-4、图 9.8.2-13、图 9.8.2-14，其中 (0, 0) 点为泄漏点位置，横轴正方向为地下水流向，厂界下游污染物浓度随时间变化见图 9.8.2-15。

表 9.8.2-4 拉油点储罐泄漏后第四系黄土潜水含水层石油类运移特征表

预测时段	污染晕最大浓度 (mg/L)	影响区面积 (m ²)	超标区面积 (m ²)	最大扩散距离 (m)	超标距离 (m)
100d	0.0506	385	3	23.07	5.07
200d	0.0253	440	0.0	28.13	0.0
1000d	0.00506	0.0	0.0	0.0	0.0

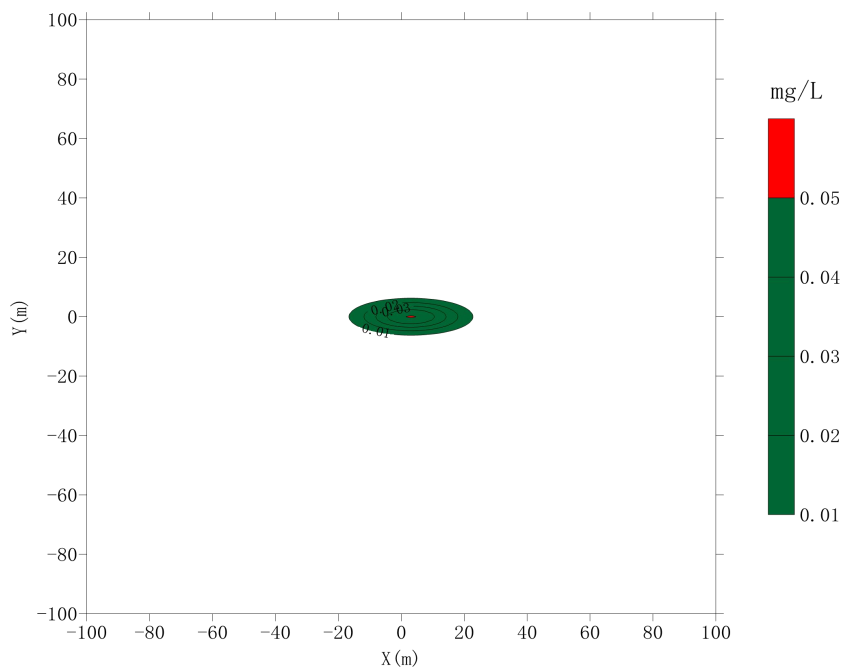


图 9.8.2-13 拉油点储罐发生渗漏后石油类在第四系黄土潜水含水层中运移 100d

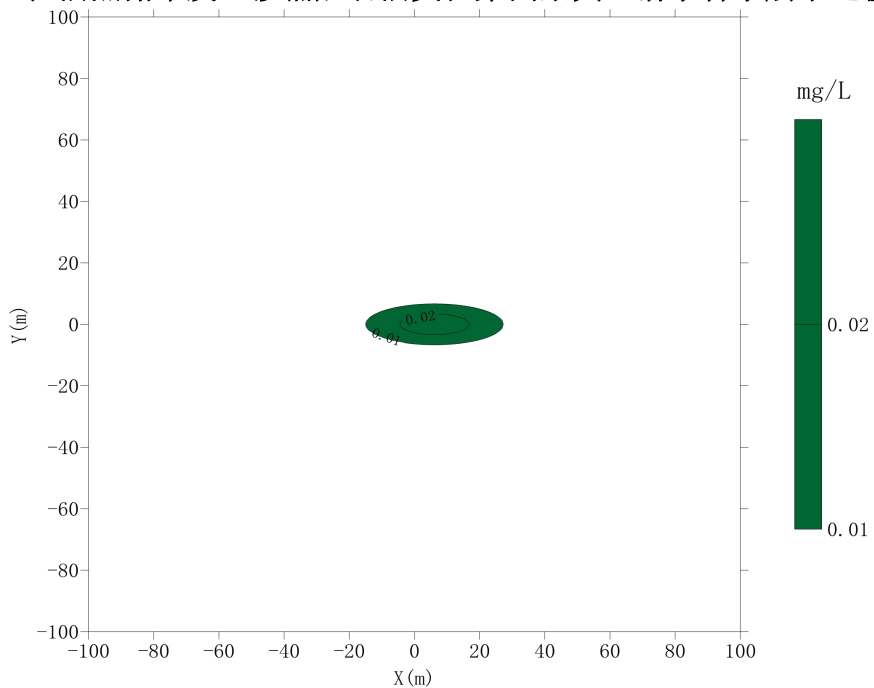


图 9.8.2-14 拉油点储罐发生渗漏后石油类在第四系黄土潜水含水层中运移 200d

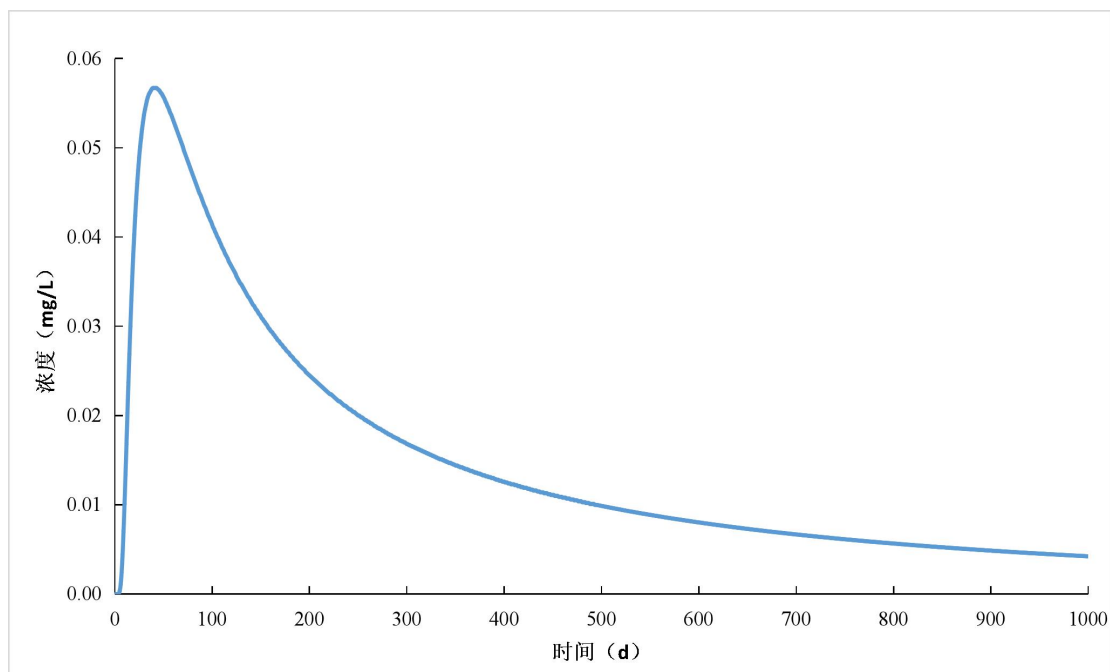


图 9.8.2-15 拉油点储罐发生渗漏后在第四系黄土潜水含水层中石油类浓度变化曲线

从图表中可以看出，在假设的非正常状况下，在第 100d 时，石油类浓度最大为 0.0506mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 23.07m；随着时间的推移，石油类浓度逐渐变小，第 200d 时，石油类浓度最大为 0.0253mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 28.13m；1000d 后，石油类最大浓度已低于检出限（0.01mg/L），此时地下水已不再受到污染物的影响。

9.8.2.3 集输管线泄漏对地下水环境的影响

项目运行期集输管线有可能受腐蚀等发生渗漏,由于管线发生渗漏的位置难以确定,本次评价分两种情况考虑:当泄漏点位于黄土梁峁顶或黄土坡等包气带较厚的区域时;当泄漏点位于沟谷等水位埋深较浅的区域时。

当泄漏点位于黄土梁峁顶或黄土坡等包气带较厚的区域时,其产生的污染物及污染方式与泥浆罐泄漏对地下水环境的影响基本一致。此类情况下,由于地下水埋深大,包气带较厚,输油管线发生泄漏对地下水影响较小,但对包气带会产生污染,此处不再重新计算。

下面重点分析当泄漏点位于沟谷等水位埋深较浅的区域时对地下水环境的影响:

(1) 预测情境及源强

非正常状况下,集输管线的泄漏主要分两种情况:一是管道因腐蚀或其他原因出现较大规模点源泄漏;二是假设管道因腐蚀穿孔等,造成小量持续泄漏。第一种情况下易被及时发现并作相应处理,对地下水环境影响相对较小,下面重点分析第二种情况。

根据工程分析，将输送介质石油类作为预测因子。假设石油在输送过程中由于腐蚀穿孔等原因产生泄漏，管线穿孔面积约 10^{-6}m^2 ，考虑最不利影响，管线的最大输送压力为 4.0MPa ，石油的密度 0.8479t/m^3 ，根据柏努利方程计算出泄漏速率为 0.528kg/s ，由于管线两端安装截止阀以及压力检测装置，确保发生泄漏事故时第一时间响应并启动截断阀，一旦发生泄漏可及时发现，将原油泄漏量控制到最小。设定管线泄漏 10min 后被发现并及时处理，则石油一次泄漏量为 316.8kg 。

在整个评价区内，假设泄漏点处包气带厚度较薄且包气带渗透系数较大，根据包气带污染物迁移的黑箱模型：

$$Q_0 = Q_1 - Q_e - Q_r$$

式中：

Q_0 ——进入包气带的污染物质， g/d ；

Q_1 ——污染物排放量， g/d ；

Q_e ——挥发损失量， g/d ；

Q_r ——地表截流或回收量， g/d 。

管线泄漏时：

$$Q = (1 - A)Q_0$$

式中：

Q ——进入潜水层的质量流， g/d ；

A ——包气带对污染物的去除率；

根据现有资料和经验参数，确定评价区内的包气带去除率为 0.8 ，因事故持续时间较短，挥发率忽略不计；按照正常的事故处理标准，回收率应为 100% ，但假设事故状态处理不当的情况下，假设回收率为 98% ，则残留在包气带的原油量约为 1.2672kg ，在经过长时间入渗、降雨淋滤等作用后，最终全部进入到含水层。

事故状态下的地下水溶质运移模拟可看做是一维稳定流动二维水动力弥散问题，根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），此次预测采用平面瞬时点源污染问题水动力弥散方程作为预测数学模型。平面瞬时点源污染水动力弥散方程解析解见。平面瞬时点源污染水动力弥散方程解析解为：

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

式中：

x, y ——计算点处的位置坐标;

t ——时间, d ;

$C(x, y, t)$ —— t 时刻点 (x, y) 处的污染物浓度, g/L ;

M ——含水层的厚度, m ;

m_M ——长度为 M 的线源瞬时注入污染物的质量, kg ;

u ——水流速度, m/d ;

n ——有效孔隙度, 无量纲;

D_L ——纵向弥散系数, m^2/d ;

D_T ——横向弥散系数, m^2/d ;

π ——圆周率;

(2)环境影响预测分析

利用平面瞬时点源污染水动力弥散方程解析解, 计算并画出平面二维等值线图, 当预测结果小于检出限时视同对地下水环境几乎没有影响。具体预测分析结果如下:

利用平面瞬时点源污染水动力弥散方程解析解, 计算并画出平面二维等值线图, 当预测结果小于检出限时视同对地下水环境几乎没有影响。具体预测分析结果如下:

本次预测选取了 100d、200d、1000d、3000d 四个时间点, 当集输管线发生泄漏后, 随着时间推移, 石油类在黄土潜水含水层中的运移情况见表 9.8.2-5、图 9.8.2-16、图 9.8.2-17、图 9.8.2-18、图 9.8.2-19, 其中 $(0,0)$ 点为泄漏点位置, 横轴正方向为地下水流向, 厂界下游污染物浓度随时间变化见图 9.8.2-20。

从图表中可以看出, 在假设的非正常状况下, 在第 100d 时, 石油类浓度最大为 $0.789mg/L$, 此时已超标, 污染晕最大迁移距离为 $31.3m$, 超标距离为 $25.3m$; 随着时间的推移, 石油类浓度逐渐变小, 第 200d 时, 石油类浓度最大为 $0.395mg/L$, 污染晕最大迁移距离为 $41.6m$, 超标距离为 $32.6m$; 第 1000d 时, 石油类浓度最大为 $0.0789mg/L$, 污染晕最大迁移距离为 $96.2m$; 3000d 后, 石油类的浓度已不再超标。

同时, 由图 9.8.2-24 可以看出, 在发生管线泄漏事故后在所假设的情景下厂界处第四系潜水含水层的石油类浓度在第 10d 出现超标现象。

表 9.8.2-5 黄土潜水含水层石油类运移特征表

预测时段	污染晕最大浓度 (mg/L)	影响区面积 (m^2)	超标区面积 (m^2)	最大扩散距离 (m)	超标距离 (m)
100d	0.789	773	493	31.3	25.3
200d	0.395	1316	736	41.6	32.6

1000d	0.0789	4256	410	96.2	50.9
3000d	0.026	4869	0.0	161.9	0.0

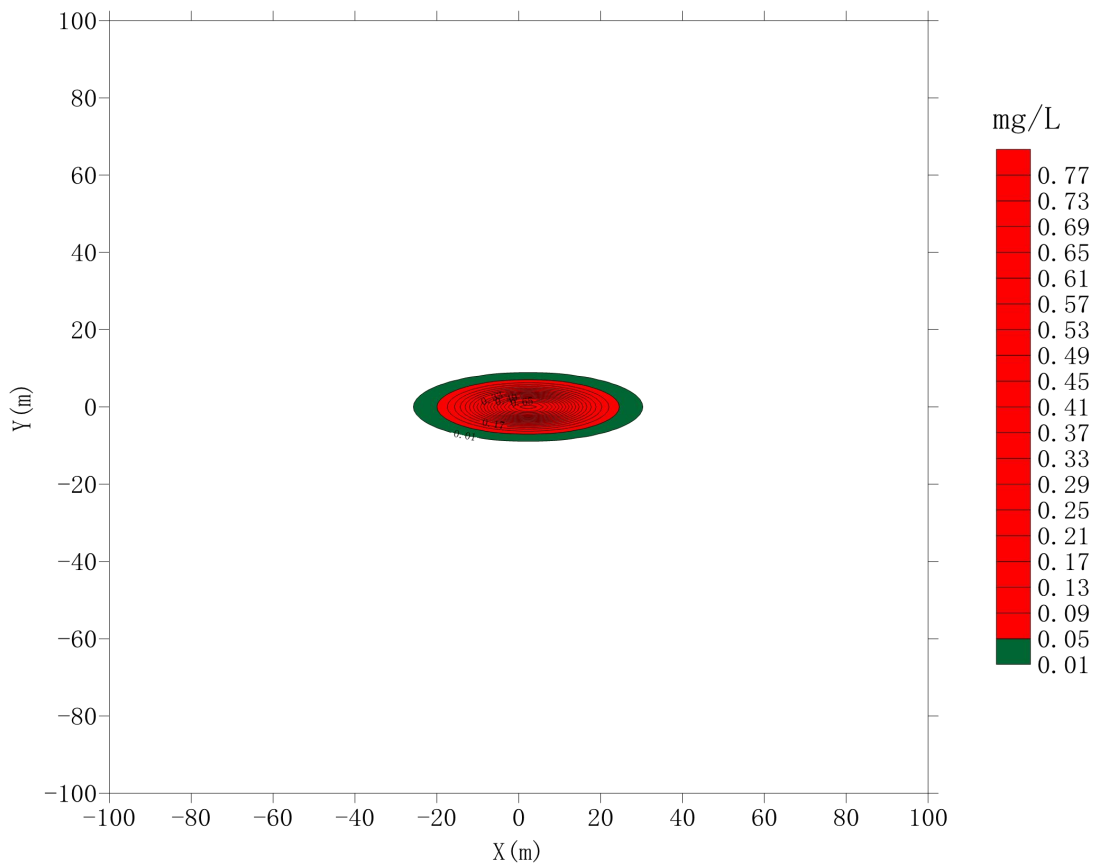


图 9.8.2-16 集输管线发生泄露后石油类在第四系黄土潜水含水层中运移 1000d

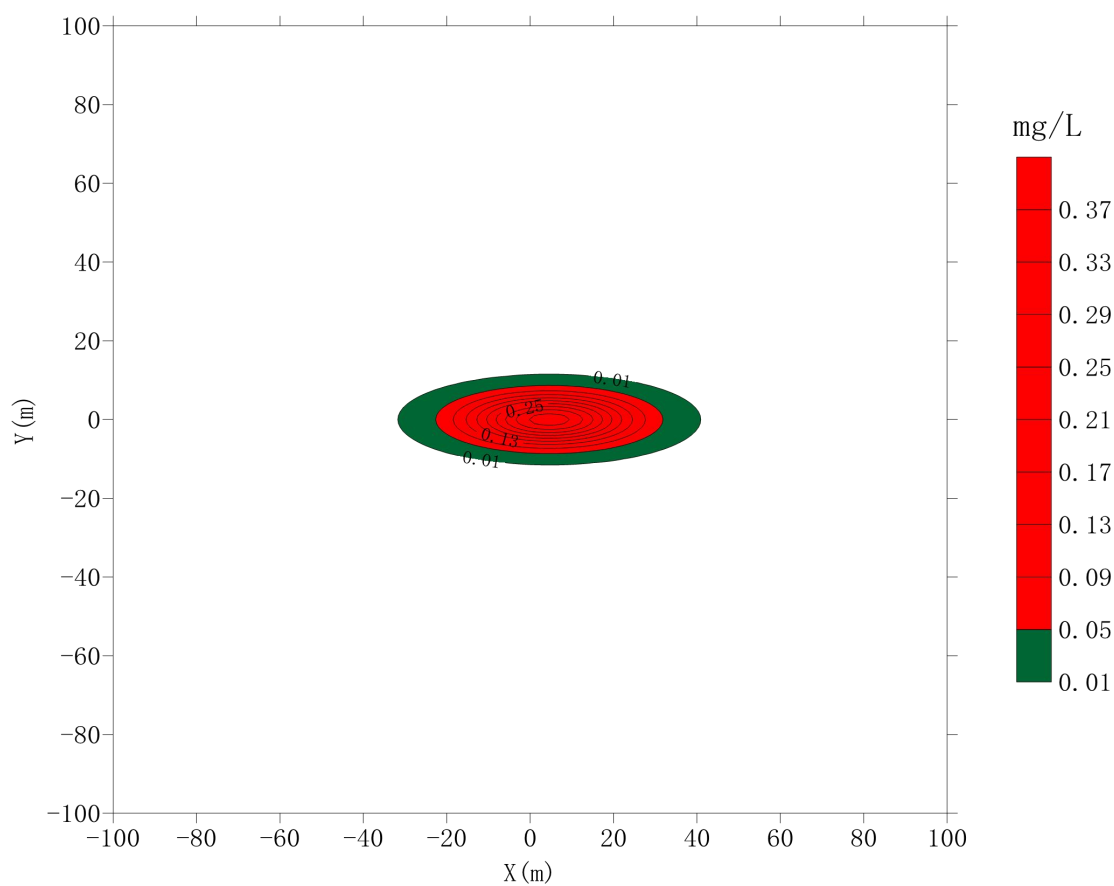


图 9.8.2-17 输油管线发生泄露后石油类在第四系黄土潜水含水层中运移 200d

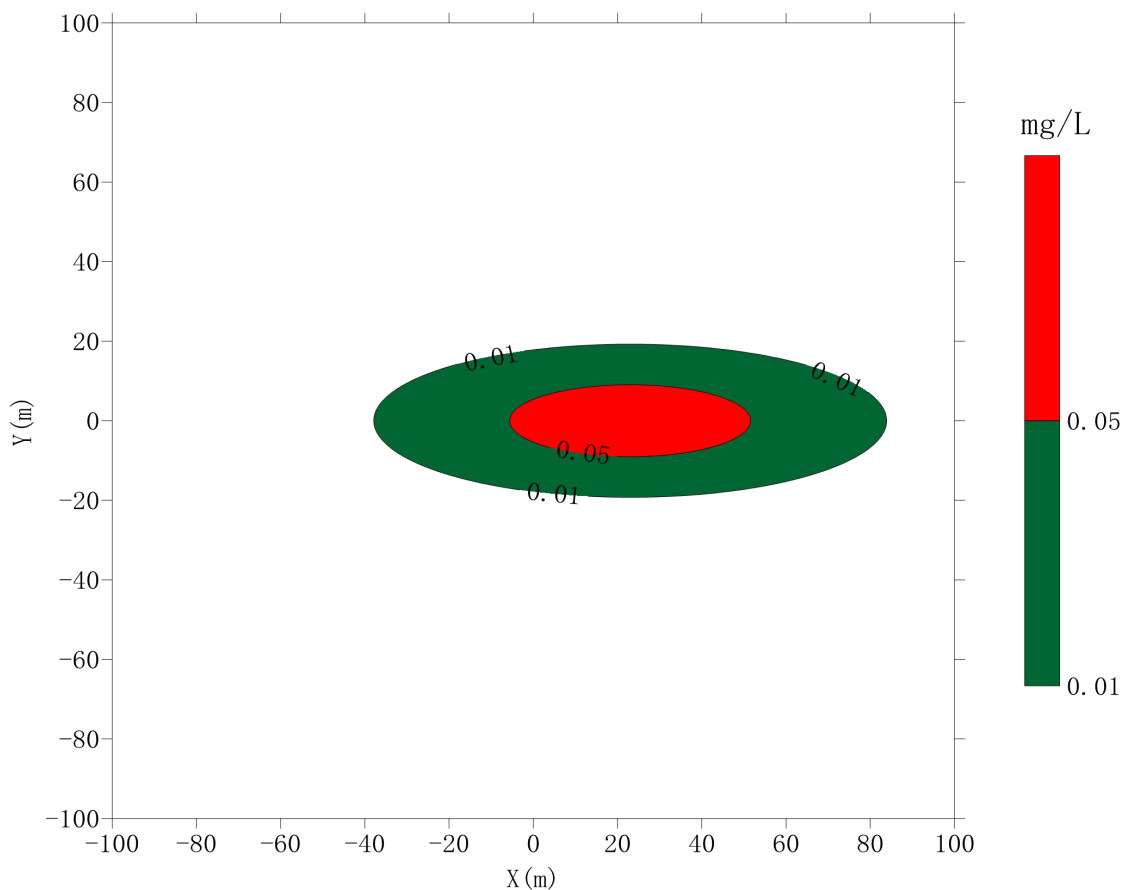


图 9.8.2-18 输油管线发生泄露后石油类在第四系黄土潜水含水层中运移 1000d

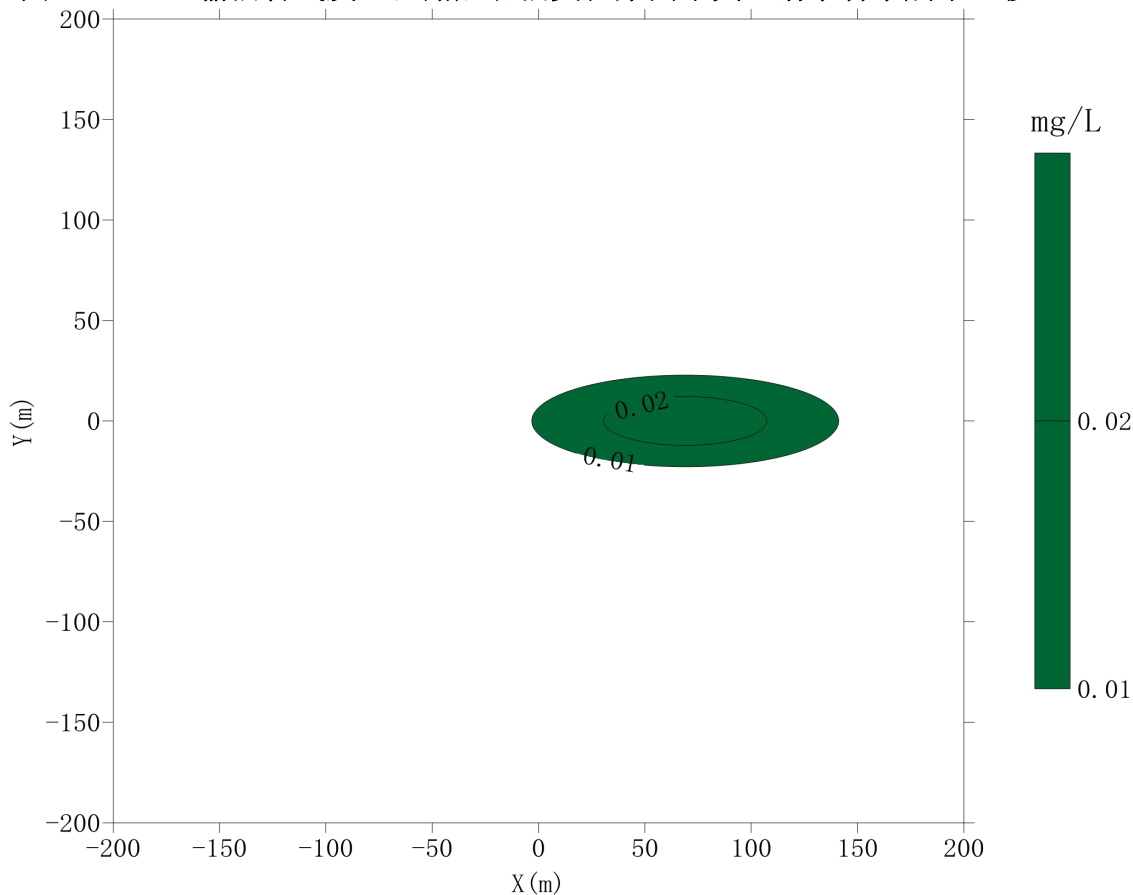


图 9.8.2-19 输油管线发生泄露后石油类在第四系黄土潜水含水层中运移 3000d

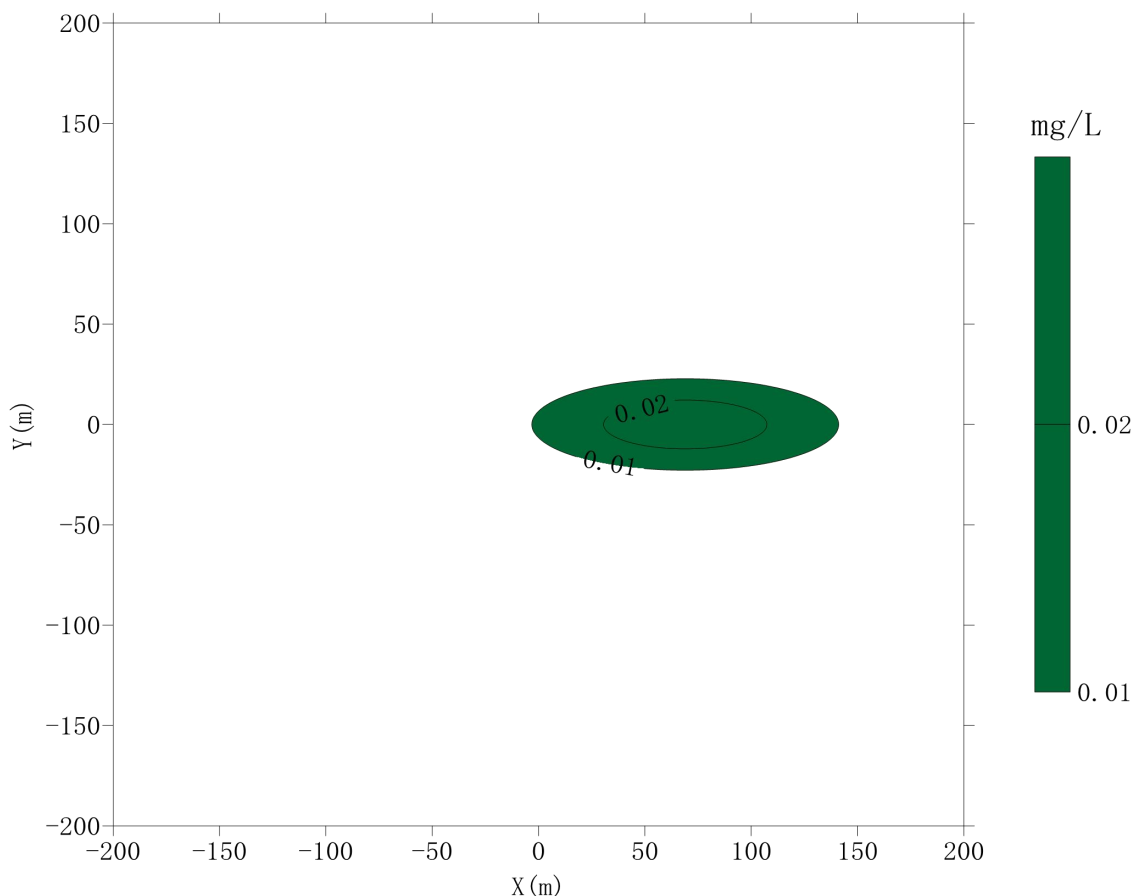


图 9.8.2-19 集输管线发生泄露后石油类在第四系黄土潜水含水层中运移 3000d

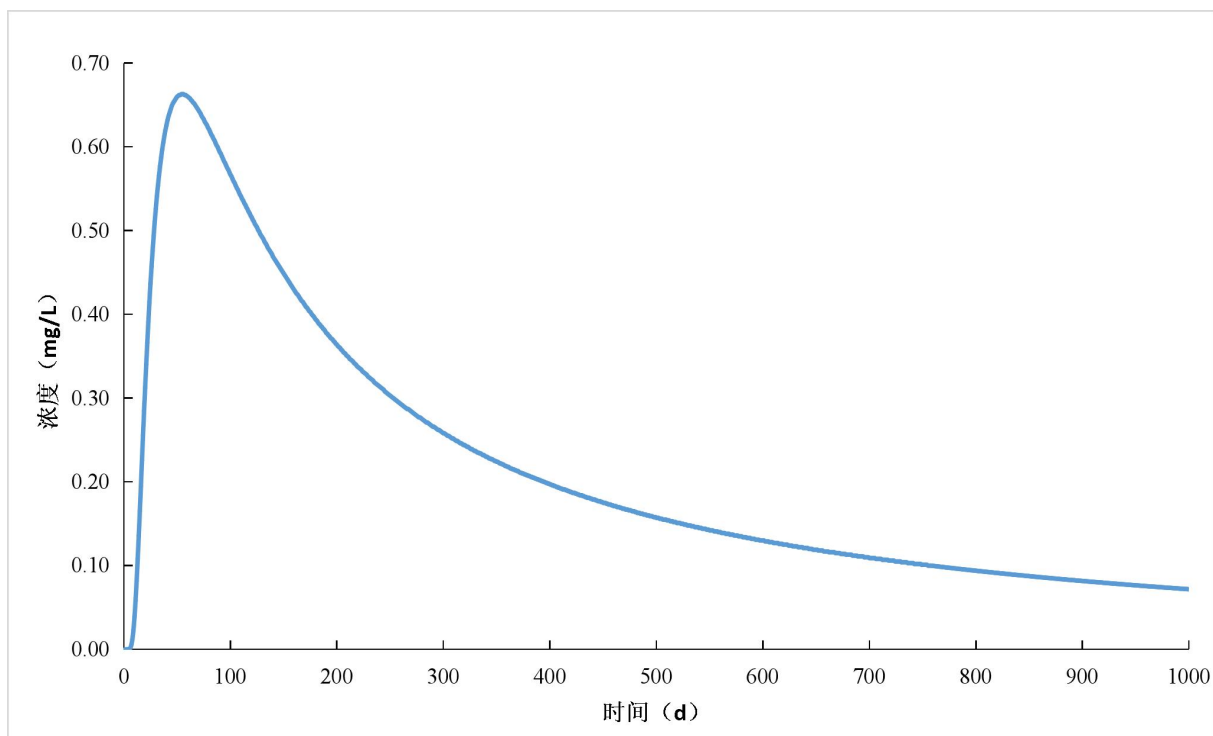


图 9.8.2-20 输油管线发生渗漏后在第四系黄土潜水含水层中石油类浓度变化曲线

9.8.2.4 其他原油泄漏对地下水环境的影响

除了上述的集输管道泄漏情况外，其他可能发生的原油泄漏情况还包括注水管线泄漏、井喷、罐区泄漏、落地油处理不彻底等。

根据前文分析，建设项目采用的注水管线均采取了防腐措施，在正常情况下回注水对地下水环境的影响较小，在非正常情况下如施工等活动造成注水管线的破损导致回注水泄漏进而通过包气带进入地下水含水层就有可能对浅层的地下水水质产生一定的影响。

同时根据工程分析，拟建项目的注水管线两端均安装有压力检测装置，一旦发生泄漏可及时发现。加之回注水当中原油的含量较少，再加上项目区的蒸发量较大，因此污染物将很难到达潜水面，随地下水流运移的石油类污染物也微乎其微。那么相对于输油管线泄漏造成的污染，此类状态下的污染程度和范围都很小，因此对地下水环境的影响相对较小。

罐区发生泄漏后，泄漏的原油会进入罐区围堰，围堰按照《石油化工防渗工程技术规范》（GBT 50934-2013）进行防渗，渗透系数 $\leq 10^{-7}$ cm/s，围堰容积不小于单个储罐容积，因此，储罐泄漏对地下水的影响较小。

发生井喷后，会有大量原油和伴生气从井口敞喷进入环境当中，伴生气初始喷射会携带大量的泥浆和岩屑落在周围地表。井喷事故发生后，油田会启动事故应急预案，散落于地表的原油和泥浆岩屑等污染物，会被及时收集，并转运处理。

在钻井和洗井等过程中，在井场周围均可能散落落地油，根据该项目工程设计，通过铺设防渗布进行收集的方法，回收率可达到 100%。

原油除了管线输送外，还会使用罐车运输的方式，在运输过程中很可能会因为人为因素发生事故而导致原油泄漏，但该类事故一般都能及时发现并处理。

上述原油泄漏事件在正常状况下对地下水环境的影响会较小，但不排除处理不当或不彻底而导致原油残留在包气带的可能性。相比于原油管道泄漏事故，这些事故状态下原油残余量较小，根据 LNAPLs 的运移规律，地表残余原油在重力和土壤毛细力的驱动下，垂直向下迁移，同时也横向扩展，由于原油残余量较小，且评价区内包气带普遍较厚，因此原油将全部被截留在包气带中。但是，在淋滤作用下，原油中易溶解的组分不断被淋滤水带入包气带，当经过足够长的时间和淋滤作用后，石油类污染物才有可能迁移至毛细带，此后在浮力、毛细力等的作用下，加之原油量较小，将很难到达潜水面，随地下水流运移的石油类污染物也微乎其微。那么相对于管道泄漏造成的污染，这些非

正常状况下的污染程度和范围都很小，因此对地下水环境的影响可类比非正常状况下采出水处理池发生渗漏的情形，在此处不再单独进行量化预测分析。

9.9 闭井期地下水环境影响

建设项目进入闭井期，油、水井退役后采用全段封井工艺进行封井处理，阻止各层段之间的井内窜流，达到保护含水层的目的，可有效阻隔油层中含油地下水与上部其他含水层之间的水力联系，井区内的潜水含水层和白垩系含水层均不再受石油开采的影响。

9.10 地下水环境保护目标影响分析

调查评价区内环境保护目标有：分布式饮用水水源井、第四系黄土潜水含水层和白垩系孔隙裂隙含水层。其中分布式饮用水水源井主要开采白垩系环河组地下水和黄土潜水。基于前面建设项目不同阶段地下水环境影响预测、分析、评价结果，下面重点就各阶段对地下水环境保护目标的影响进行分析。

9.10.1 项目建设阶段

项目建设阶段，可能对地下水环境保护目标造成影响的工程活动主要为钻井和井下作业。

正常状况下井场建设对地下水环境影响，前文已作了分析论述：只要建设项目钻井的井身结构、钻探工艺设计合理，钻井液配备及泥浆罐符合环境保护要求，环境管理措施全面具体，井场建设就不会影响到调查评价区黄土和白垩系地下水水质，也不会对其它地下水环境保护目标产生影响。

(1)井漏对地下水环境保护目标的影响

据前文预测分析，在非正常状况下，钻井发生井漏后，钻井废水会对黄土潜水和白垩系地下水产生污染。发生井漏事故时，形成的污染晕顺第四系地下水径流方向最大运移距离为 51.3m，而且在含水层自修复作用下，1000d 后石油类污染晕最大浓度低于检出限；顺白垩系地下水径流方向最大迁移距离为 20.7m，300d 后石油类污染晕最大浓度低于检出限。根据地下水径流方向、水源井的开采层位、拟建工程和水源井的位置、距离关系判断，发生井漏时，水源井的供水安全不会受到影响。

(2)泥浆罐渗漏对地下水环境保护目标的影响

项目建设阶段，根据前文预测分析，非正常状况下泥浆罐泄漏后，随着时间的推移，剖面上石油类污染物向包气带深部运移，污染物浓度逐渐降低。比照《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600）中石油烃的质量标准可知采出水

发生渗漏，对包气带的影响较小，但若泄漏时间较长可能会导致污染物下渗至潜水含水层进而影响潜水水质。

9.10.2 项目运行阶段

由前文预测分析，在正常状况下，由于各项目环保措施得当，项目运行阶段采出水回注井、污废水、固体废弃物和石油管线都不会对地下水环境保护目标产生影响。以下就非正常状况下各污染因子对地下水环境保护目标产生的影响综合分析。

(1)采出水回注井套外返水对地下水环境保护目标的影响分析

采出水回注井对地下水环境的影响，主要是回注井井管破裂发生渗漏，可能对地下水环境造成影响。基于前面的分析，在所假设的非正常状况下，回注井发生套外返水后，各含水层形成的污染晕顺地下水径流方向最大运移距离最大为 72.8m，影响范围相对局限在回注井周边。根据地下水径流方向、水源井的开采层位、拟建工程和水源井的位置、距离关系判断，发生回注井套外返水时，水源井的供水安全不会受到影响。

(2)井组拉油点储罐泄漏对地下水环境保护目标的影响分析

拉油点储罐对地下水环境的影响主要是储罐破损导致储存在其中的含水原油泄漏对地下水环境产生影响。基于前面的分析，在所假设的非正常状况下，拉油点储罐泄漏后，第四系含水层形成的污染晕顺地下水径流方向最大运移距离最大为 27.2m，影响范围相对局限在储罐的周边。根据地下水径流方向、水源井的开采层位、拟建工程和水源井的位置、距离关系判断，井组拉油点的储罐发生短时泄漏时，水源井的供水安全不会受到影响。

(3)集输管线破损对地下水环境保护目标的影响分析

项目运行期集输管线有可能受腐蚀发生渗漏，对地下水环境产生影响。当集输管线泄漏后可能会入渗至潜水含水层，从而对黄土梁峁区潜水水质造成影响，在非正常状况下，基于前面预测分析，对于此种情况，黄土潜水中污染晕顺地下水径流方向最大运移距离 32.9m。根据地下水径流方向、水源井的开采层位、建设场地和水源井的位置、距离关系等，在预测的最大污染晕范围内无水源开采井及水源地，因此项目运行期采油管线发生破损渗漏不会对地下水环境保护目标造成影响。

(4)其他原油泄漏对地下水环境的影响

在前文预测的非正常状况下，其他原油泄漏事件相比于原油管道泄漏的包气带原油残余量较小，且评价区内包气带普遍较厚，因此原油将全部被截留在包气带中。即使在淋滤作用下，原油中易溶解的组分不断被淋滤水带入包气带，当经过足够长的时间和淋

滤作用后，石油类污染物才有可能迁移至毛细带，此后在浮力、毛细力等的作用下，加之原油量较小，将很难到达潜水面，随地下水流运移的石油类污染物也微乎其微。那么相对于管道泄漏造成的污染，这些非正常状况下的污染程度和范围都很小，因此其他原油泄漏也不对地下水环境保护目标造成影响。

9.10.3 项目闭井期后

油、水井退役后全部进行封井，阻止各层段之间的井内窜流，达到保护含水层的目的，可有效阻隔油层中含油地下水与上部其他含水层之间的水力联系，井区内的第四系潜水、环河组和洛河组含水层均不再受石油开采的影响。对地下水环境保护目标不会造成影响。

9.11 地下水环境保护措施与对策

依据《中华人民共和国环境保护法》和《中华人民共和国水污染防治法》，按照“源头控制，分区防治，污染监控，应急响应”、突出饮用水安全的原则确定地下水环境保护措施。

9.11.1 源头控制措施

在项目建设、运行各个阶段，对地下水环境及环境保护目标，可能会产生影响的工程活动主要有：生活污水排水；生产及运行期污废水泄漏、排放等。针对这些影响，从地下水环境保护角度，建设项目设计了多方面的环境保护措施。

9.11.1.1 采油井和回注井的建设、运行管理和关闭要求

①根据现场调查，河谷区的地下水埋深较浅，对于分布于河谷区的井场在施工期易对地下水造成污染，当地下水作为周围村民的饮用水水源时，在河谷区布置井场将可能危害周围人群健康，因此从环境保护和维护人群健康的角度，评价建议井场在具体布设时应尽量避开河谷地区；

②采油井和回注井在第四系与白垩系井段建设时，要严格依据设计进行钻井液配置，预防地下水水质受到污染；

③钻井一开揭穿第四系与白垩系，下表套外用水泥封固后，要对封井质量进行检查，防止后期下部层段建设钻井液对第四系与白垩系地下水造成污染；

④加强回注井的固井质量及运行管理，确保回注水水质合格；

⑤在采油井和回注井投入使用后，一是建立回注系统操作规程，记录注水量、水质、泵压变化情况，定期开展动态分析；二是对采油井和回注井每周进行一次巡检，每年定期开展带罐检修工作；

⑥按照地下水环境监测计划定期对采油井和回注井下游附近的居民水井进行地下水取样监测，建立台账、及时对比分析水质变化；

⑦采油井和回注井关闭时，要对其进行套内、套外和井口处理，利用水泥等防渗材料对采油井和回注井从井口到井底的所有空间进行永久性封堵，封井后要进行定位，在井口位置做永久标示，注明井号，指示风险，围栏圈闭保护，严禁在上面建任何建筑物，并要求周边建筑物必须有一定的安全距离，并建账存档，便于以后调档查阅。

9.11.1.2 废水收集及回用措施

(1) 钻井废水

①井场建设泥浆收集罐，钻井架底座表面有通向泥浆收集罐的导流槽，钻井废水全部排入泥浆收集罐；按规范设计泥浆收集罐容积，保证钻井废水及废弃泥浆不产生溢流现象，做到废水不外排；

②做好泥浆收集罐的防漏、防渗处理。

③严格操作程序，减少钻井液的“跑、冒、滴、漏”，减少废钻井液产生量；

(2) 油田生产废水

①油田生产废水包括采出水、措施返排液（修井、洗井废水）等，其特点是含油量高，并含有一定量的泥沙；

②采出水在集输站、联合站内油水分离后进入采出水处理设施处理；整套采出水处理设施采用地上密闭罐体装置，杜绝污水“跑、冒、滴、漏”。措施返排液全部通过罐车运至集输站进行处理；

③生产废水经采出水处理设施处理后达到《陇东油田采出水处理水质指标及分析方法》（Q/SY CQ 08011-2022）相应指标，全部回注区块开发油层。要求生产废水处理率和回注率均达到100%，且必须回注开发油层，严禁回注其他层位，严禁采出水外排；

④严禁以渗坑储存等形式处置含油污水；

⑤优化水资源配置，节约和保护水资源，提高水资源利用效率和效益，制定节水方案，生产废水回注率要求达到100%，使有限的水资源得到合理利用；

(3) 生活污水处理

项目建设阶段，井场、站场、保障点及集输管线建设所产生的生活污水量少且污染负荷轻，建设人员生活污水排入临时防渗旱厕或者经沉淀收集后用于场地内泼洒抑尘，同时在建设现场设置移动式环保厕所，用于农田施肥，不外排；

9.11.1.3 防止固废淋溶水下渗污染地下水的措施

(1) 钻井泥浆、岩屑

钻井过程中产生的废弃泥浆在井场经大罐收集、沉降、破胶脱稳、板框压滤后，固相（含水率小于 60%、pH 控制在 6~9）在井场内设有三防（防渗漏、防流失、防扬散）措施的设施内暂存，产生后委托第三方集中处置单位处理。

(2) 落地油

① 油井建成采取试油进罐的方式，减少落地油的产生量；试油时井场铺设防渗布，及时回收落地油，确保回收率达到 100%；

② 试油时产生的含油污水要求进罐，送集输站采出水处理系统处理达标后回注油层，严禁外排；

③ 运行期修井作业往往会有部分原油散落在油井周围成为落地油，要按照“铺设作业、带罐上岗”的作业模式，及时回收落地油；

④ 对落地油必须严格按照清洁生产的原则，在源头上加以控制，使之尽量“不落地”；

⑤ 按标准化井场建设标准建设井场，井场内建设雨水蒸发池、污油池及导排设施，确保井场雨水与污油不出井场。

9.11.1.4 集输管线的运行管理和关闭要求

在集输管线投入使用前，对集输管线采取防腐措施，并在施工结束后检查集输管线密闭性。在集输管线投入使用后，一是建立集输管线管理和维护细则，详细记录油压、水压和输入输出油（水）量；二是对集输管线定期进行人工巡查；三是遇到集输管线破裂发生原油或者采出水泄漏的情况，必须及时采取相应措施，并评估对地下水环境及水源地和居民供水井的影响程度。

集输管线关闭拆除前，对输油管线内残留的原油和采出水回注管线内残留的回注污水要回收处理。

9.11.2 分区防渗措施

本项目对地下水环境的影响主要有三个方面：首先是井场、站场和集输管线等地表设施，在非正常状况下生活生产污水和原油中污染组分渗漏进入地下水，会造成地下水水质的污染；其次是采出水回注井和采油井在运行过程中，在非正常状况下采出水和原油渗漏进入地下水，会造成地下水水质的污染；再次就是井场建设过程产生的钻井废水在非正常状况下渗漏进入地下水，也会造成地下水水质的污染。在分析现有地下水环境

保护措施有效性及可行性的基础上，本次主要提出需要增加的地下水环境保护对策和具体措施。

(1) 污染防治区划分

依据《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T 50934-2013），根据生活生产装置和设施的性质、包气带岩性结构、污染控制难易程度及其地下水环境风险，以及拟采取的防渗处理方案，将井场、站场、井组拉油点、返排液处理站等地面设施的防渗措施分为三个级别，即重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区表 9.11.2-1。针对不同的污染防治区制定了如下相应的防渗措施与要求。

表 9.11.2-1 地下水污染防渗分区表

时期	防渗分区	天然包气带防污性能	污染控制难易程度	位置	污染物类型	防渗技术要求
施工期	重点防渗区	弱	难	储油罐区地面	COD、石油类	等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0m$, $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$; 或执行《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T 50934-2013）
			难	井场泥浆循环罐区		
			难	暂存间		
			难	钻井井口区域		
	一般防渗区	弱	易	泥浆不落地区域	石油类	等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5m$, $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$; 或执行《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T 50934-2013）
			易	材料房	石油类	
简单防渗区	弱	易	值班房、住井房区、录井房区、配电房等	其他类型	一般地面硬化	
运行期	重点防渗区	弱	难	含油污水池	COD、石油类	等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0m$, $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$; 或执行《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T 50934-2013）
			难	事故油箱区地面		
			难	储油箱		
			难	井口集油槽		
			难	五蛟西返排液站返排液处理区		
	一般防渗区	弱	易	雨水收集渠	石油类	等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5m$, $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$; 或执行《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T 50934-2013）
			易	雨水收集池	石油类	
			易	拉油点装车场地	石油类	
简单防渗区	弱	易	配电室、值班室等	其他类型	一般地面硬化	

① 重点防渗区

重点防渗区可采用天然材料防渗结构、刚性防渗结构和复合防渗结构中的其中一种。天然材料防渗结构的天然材料防渗层饱和渗透系数不应大于 $1.0 \times 10^{-7} cm/s$ ，厚度不应小于 6.0m；刚性防渗结构应采用水泥基渗透结晶型抗渗混凝土（厚度不宜小于 150mm）+ 水泥基渗透结晶型防渗涂层（厚度不小于 0.8mm）的结构型式，防渗结构层的渗透系数

不应大于 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ ；复合防渗结构应采用土工膜（厚度不小于 1.5mm）+抗渗混凝土（厚度不宜小于 100mm）的结构型式，抗渗混凝土的渗透系数不应大于 $1.0 \times 10^{-6} \text{cm/s}$ 。不管采取何种防渗型式，确保防渗性能应与 6m 厚的粘土层等效（粘土渗透系数 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ），且应与所接触的污染物或物料相兼容，采用的防渗材料及施工工艺应符合健康、安全、环保的要求。防渗设计应保证在设计使用年限内不会对包气带及地下水造成污染。当达到设计使用年限时，应对防渗层进行检验和鉴定，合格后方可继续使用。当污染物具有腐蚀性时，防渗材料应具有耐腐蚀性或者采取抗腐蚀措施。

重点防渗区的水池和水沟应满足以下条件：①水池结构厚度不应小于 250mm；②混凝土的抗渗等级不应低于 P8，且水池的内表面应涂刷水泥基渗透结晶型或喷涂聚脲等防水涂料，或在混凝土内掺加水泥基渗透结晶型防水剂；③水泥基渗透结晶型防水涂料厚度不应小于 1.0mm，喷涂聚脲防水涂料厚度不应小于 1.5mm；④当混凝土内掺加水泥基渗透结晶型防水剂时，掺量宜为胶凝材料总量的 1%~2%。在涂刷防水材料之前水池应进行蓄水试验。

重点防渗区地面四周应设置一定高度的围堰，围堰的具体高度应根据装置区可能泄漏物质的量确定，要保证能容纳下可能泄漏的物质。所有混凝土结构的接缝要采用 HDPE 防漏设计。

②一般防渗区

一般污染防治区主要指地下水污染风险比较低的区域，主要包括井场的雨水收集渠、生活保障点的生活污水处理装置区等地带，这些地带一旦出现污染物的跑、冒、滴、漏等情况，可以及时发现并采取措施，不会对地下水环境产生严重污染。

一般污染防治区可采用天然材料防渗结构、刚性防渗结构和柔性防渗结构中的其中一种。天然材料防渗结构的天然材料防渗层饱和渗透系数不应大于 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ，厚度不应小于 1.5m；刚性防渗结构抗渗混凝土渗透系数不应大于 $1.0 \times 10^{-8} \text{cm/s}$ ，厚度不应小于 100mm；柔性防渗结构土工膜厚度不应小于 1.5mm。不管采取何种防渗型式，确保防渗性能应与 1.5m 厚的粘土层等效（粘土渗透系数 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ），且应与可能所接触的污染物或物料相兼容，采用的防渗材料及施工工艺应符合健康、安全、环保的要求。防渗设计应保证在设计使用年限内不会对包气带及地下水造成污染。当达到设计使用年限时，应对防渗层进行检验和鉴定，合格后方可继续使用。

一般防渗区的水池和水沟应满足以下条件：①水池结构厚度不应小于 250mm；②混凝土的抗渗等级不应低于 P8。同时一般污染防治区地面四周应设置高度不低于

150mm 的围堰，围堰的具体高度应根据装置区可能泄漏物质的量确定，要保证能容纳整个装置区可能泄漏的物质。所有混凝土结构的接缝要采用 HDPE 防漏设计。

③简单防渗区

简单防渗区主要是指站场和保障点的值班室、配电室等地带，采用非铺砌地坪或者普通混凝土地坪，地基按民用建筑要求处理即可。

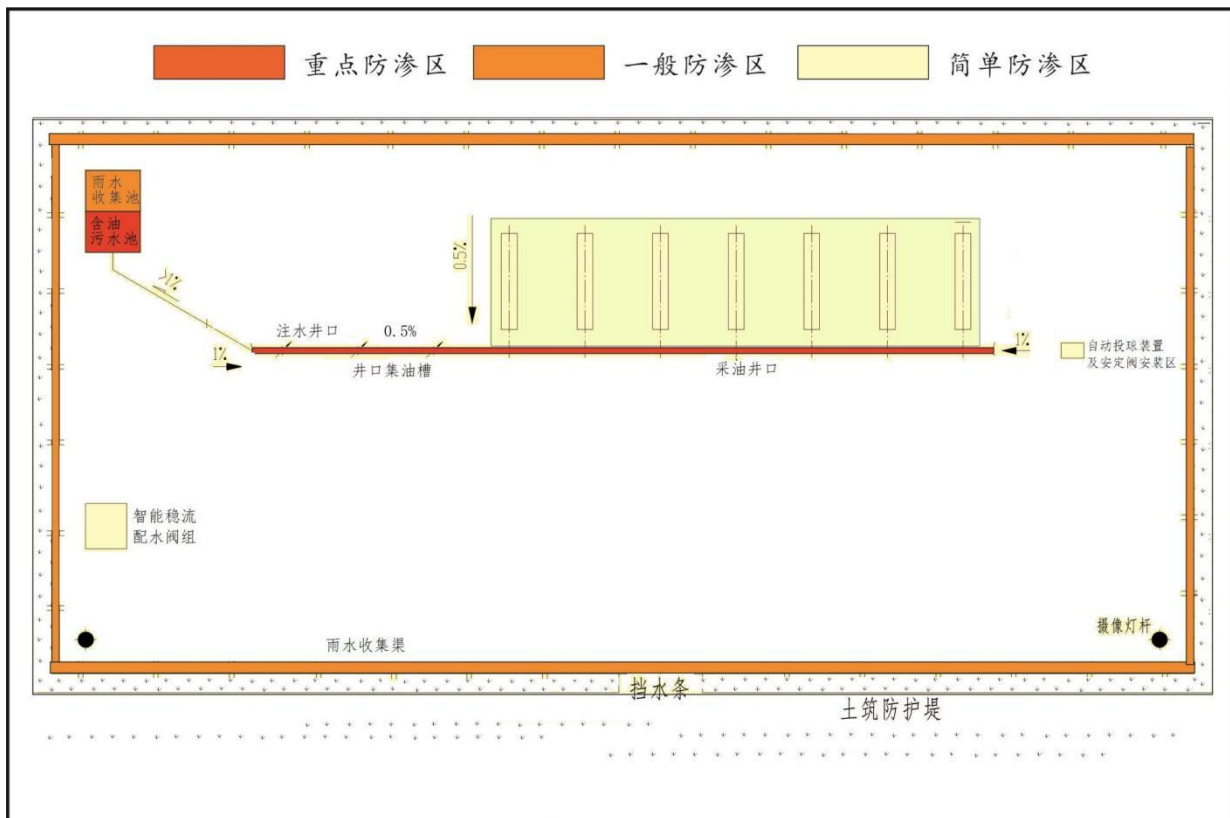


图9.11.2-1 典型丛式井井场地下水防渗分区图

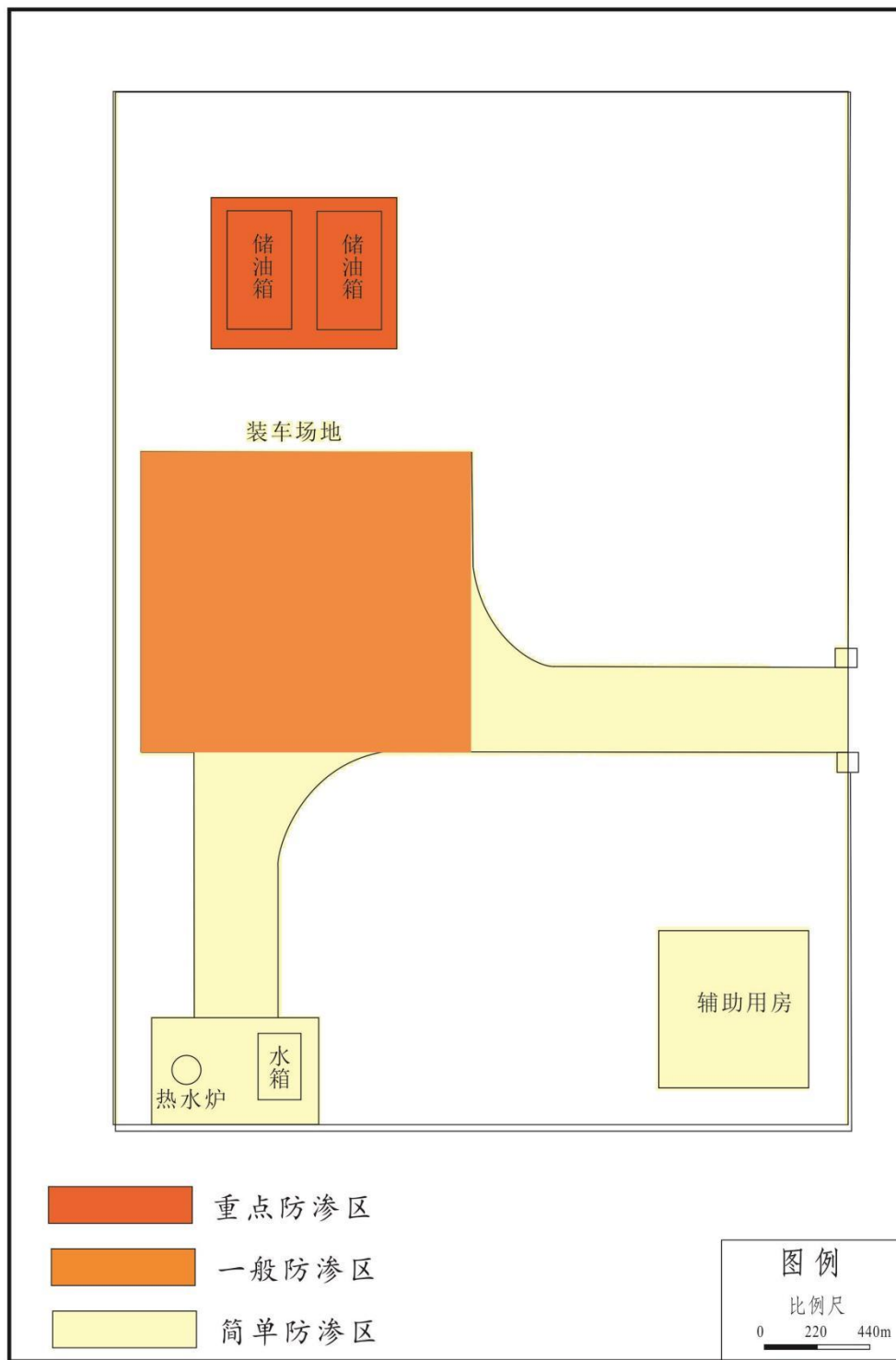


图9.11.2-2 井组拉油点分区防渗图

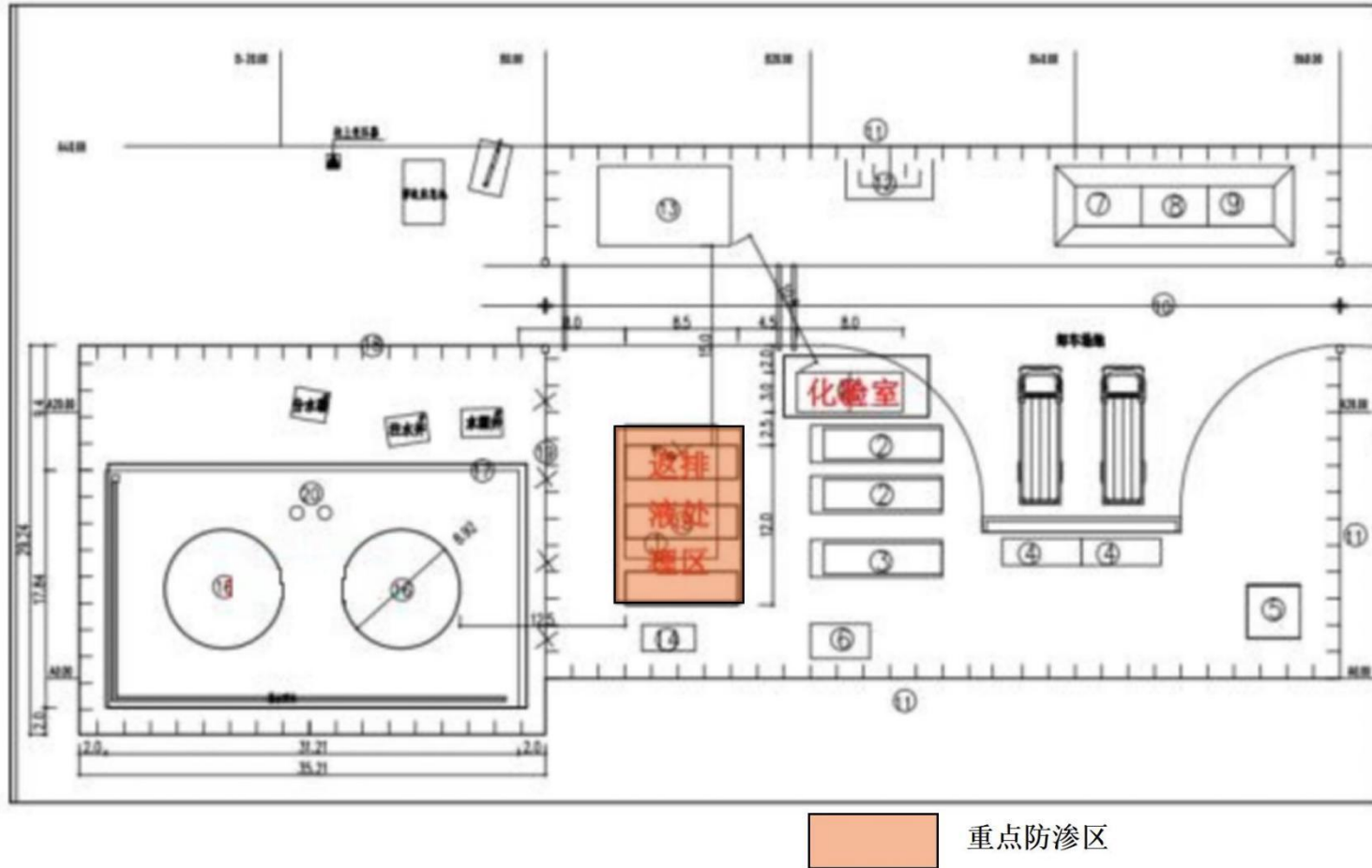


图 9.11.2-3 五蛟西措施返排液处理站改建分区防渗图

9.11.3 地下水环境跟踪监测方案

为了及时发现项目运行中出现的对地下水环境的不利影响，防范地下水污染事故发生，保证周边水源井的供水安全，减缓对地下水环境的不利影响，并为地下水污染后的治理措施制定和治理方案实施提供基础资料，建议建设单位在项目正式运行前，在油田公司监测计划的基础上结合本项目工程布局完善地下水环境跟踪监测点，并在项目运行中定期监测、定期整理研究、定期预报、识别事故并及时采取措施，尽可能减小项目在非正常状况下对地下水环境的影响。

(1)井场、站场地下水环境监测

建设项目采油井、采出水回注井众多，非正常状况下污染物渗漏的井位具有不确定性，对每口井周围的地下水环境都进行监控不太可行。水质监测点布设的原则从五个方面考虑，一是监测点尽量布置在采油井和采出水回注井相对集中的下游；二是监测点尽量布置在采油井和采出水回注井下游人口相对集中的位置；三是监测点尽量布置在站场和保障点下游；四是监测点尽量布置在距离水源地最近的采油井和采出水回注井下游；五是尽可能利用现有石油开采水源井和居民供水井作为监测点。监测点位置依据潜在污染源位置、地下水径流方向及地下水模拟结果综合确定，监测层位根据污染源可能的污染层位确定。

(2)集输管线地下水环境监测

集输管线总里程长达数十公里，非正常状况下污染物渗漏的位置具有不确定性，沿线全部布置水质监测点不太可行。尽管溶质运移模拟结果表明，集输管线渗漏不会危及到居民的供水安全，但是由于未来很多因素是不确定的，数值模拟不能将各种可能完全考虑，加之预测污染物运移的控制方程还不能完全准确描述污染物浓度变化、很多参数和地质体存在很大的不确定性，数值模拟的结果只能作为参考。

对于集输管线的监测，除了严格执行定期的人工巡检制度，应当利用进出油（水）水量平衡的方法，及时发现原油或者采出水可能发生的渗漏，并在集输管线设置分布式光纤监测装置，对输送过程中的形变和温度进行持续动态监测，也可以及时发现原油或者采出水可能发生的渗漏，降低原油或者采出水出现长期的持续渗漏可能性。

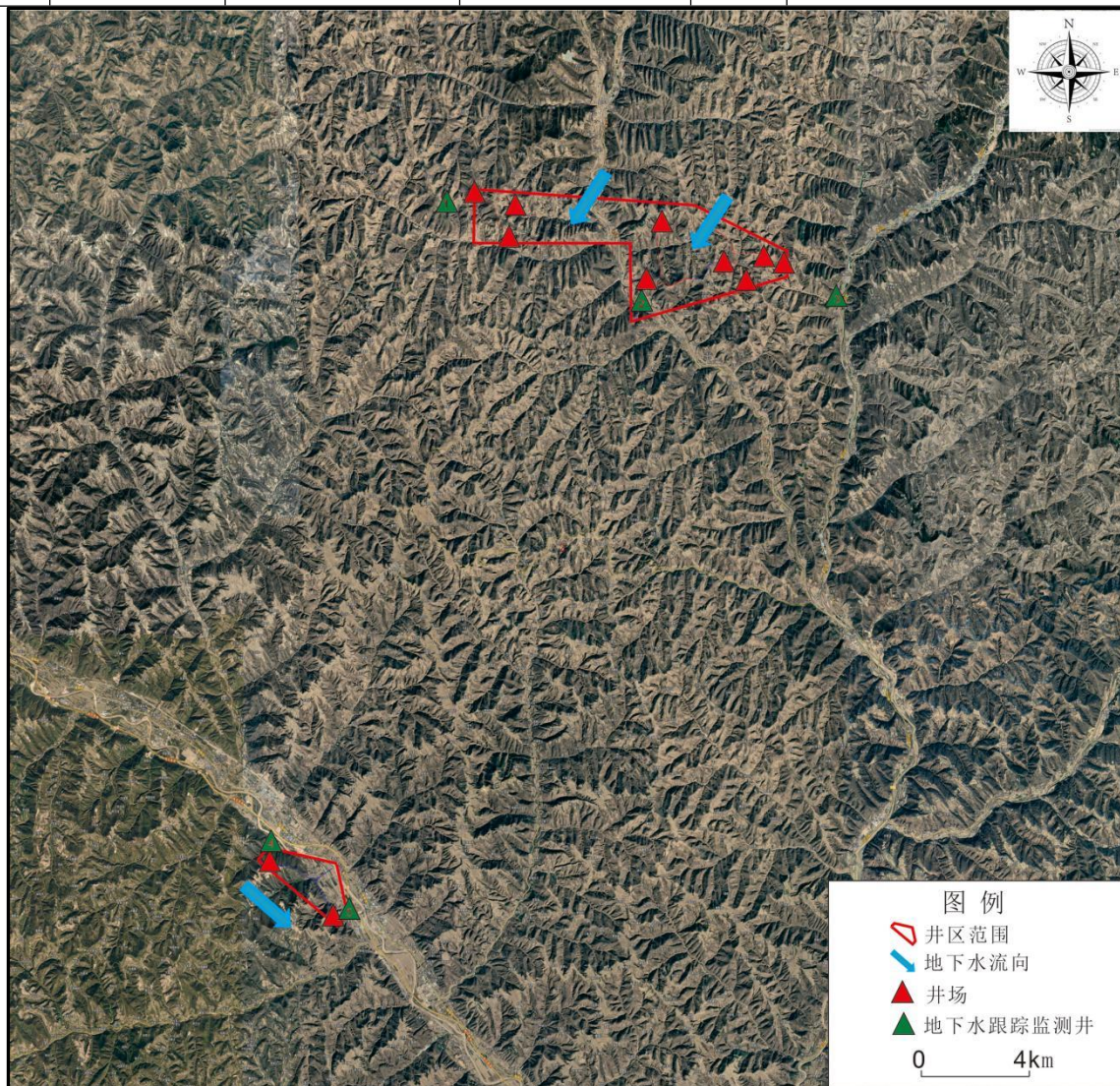
另外，建议对集输管线沿线居民分散开采井中的水质进行常态跟踪调查，一旦发现开采井出现水质的变化情况，应立即采取相应的防治措施。

水质动态监测具体监测项目有：石油类、石油烃（ $C_6\sim C_9$ ）、石油烃（ $C_{10}\sim C_{40}$ ）、砷、六价铬。频率要求是每半年一次，发现异常时，加密到每季度、每月甚至每周一次。

这里异常具体包括三种情况：一是检出组分或常规组分浓度明显升高或超标；二是未检出组分连续检出；三是污染组分出现超标情况，如石油类等。

表 9.11.3-1 地下水水质监测点位基本情况统计表

编号	点位	地下水类型	坐标	井深 (m)	监测点类型
1	梨树村	第四系黄土潜水	107.741115°, 36.414892°	12	蛟 97-1 井场下游跟踪监测点
2	李良子村	第四系黄土潜水	107.819929°, 36.380967°	13	蛟 8-13 井场、蛟 8-3 井场下游跟踪监测点
3	谷家峁峁峁	环河组承压水	107.840002°, 36.376164°	150	蛟 7 增站场、蛟 50 扩井场下游井场跟踪监测点
4	下路沟门	第四系黄土潜水	107.664323°, 36.195460°	11	南 58 井场下游跟踪监测点
5	夏家庄	第四系黄土潜水	107.696081°, 36.170977°	13	南 76-2 井场下游跟踪监测点



9.11.3-1 地下水跟踪监测点位示意图

9.11.4 地下水环境污染事故应急处理预案

制定预案目的是为了有序开展地下水污染事故处理，有效控制地下水环境污染范围和程度，降污染事故所引起的社会恐慌程度，保障周边居民供水安全，科学修复地下水环境。

结合本项目特点，参照有关技术导则，制定地下水污染事故处理程序见图 9.11.4-1。

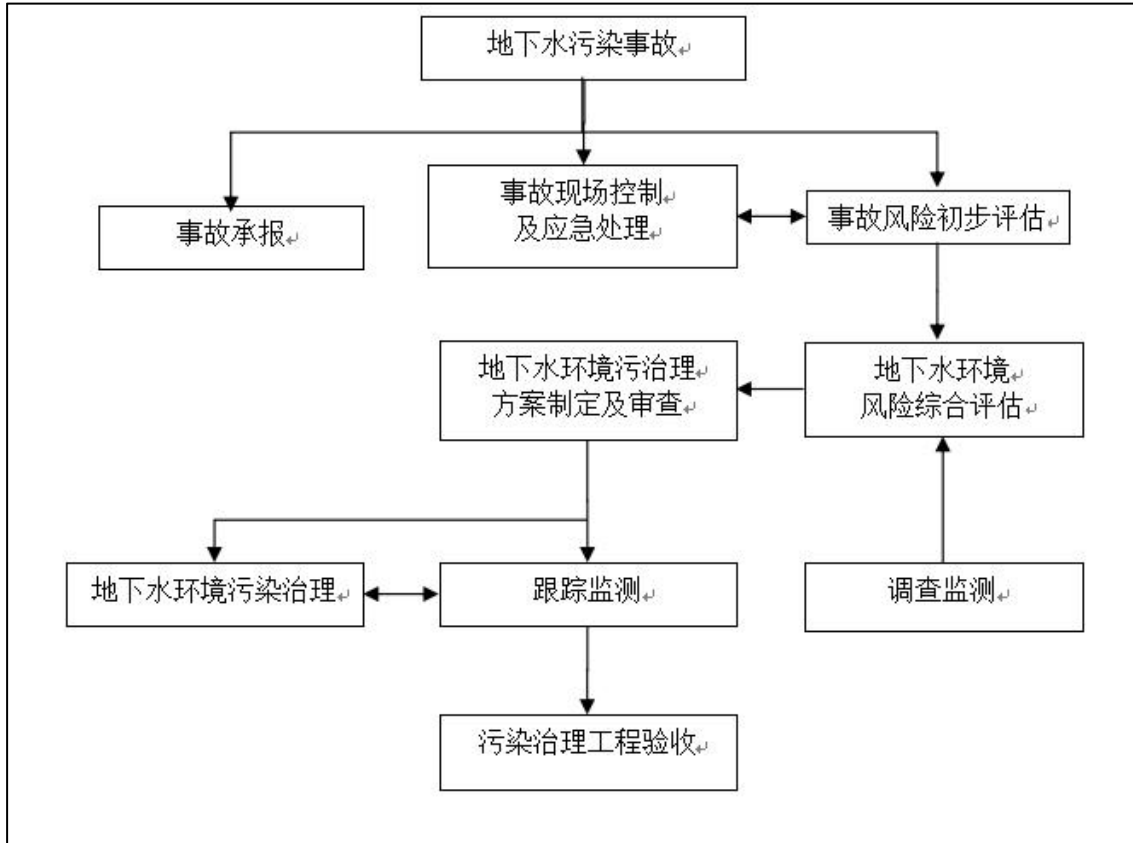


图 9.11.4-1 地下水污染事处理程序框图

9.12 结论

(1)地下水环境现状

由评价结果可知，本次监测的各监测点位的监测因子均符合《地下水质量标准》（GB/T 14848-17）III类标准。石油类、挥发酚等油田特征污染物均未检出。

(2)预测评价结果

本项目正常施工过程中产生的钻井废水、试油废水、生活污水、压裂返排液、钻井泥浆，以及运行过程中产生的采出水、污废水、固体废弃物和集输管线均不会对地下水造成影响，但在事故状态下会对地下水产生一定的影响。

①施工期地下水的影响

正常状况下，在做好生活污水、生活垃圾集中收集处理前提下，不会对地下水环境造成影响。采油井和注水井建设过程中，在严格执行环境保护措施，保证建设质量前提下，也不会对地下水环境造成影响。在非正常状况下，根据预测的情境，钻井液渗漏会对局部地下水水质产生一定污染，但污染面积和程度相对较小，在积极采取防治措施后，可将污染控制在较小范围，基本不会影响到区内的地下水环境；泥浆罐泄漏会对井场包气带产生一定污染，但在预测的情境下基本不会对潜水含水层造成污染。

②运行期地下水的影响

正常状况下，井场、站场和集输管线等，不会对地下水水质环境造成污染。在非正常状况下，在选择预测情境下，如采出水回注井渗漏等，地下水水质有局部受到一定污染的可能，但在采取积极防治、及时采取地下水监测、应急响应、地下水污染修复和治理等措施下，可将污染限制在较小范围，并最终基本不会影响到区内的地下水环境。

10 土壤环境影响评价

10.1.1 评价工作等级及评价范围

10.1.2 项目影响类型判定

(1)影响类型的划分依据

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）：“土壤环境生态影响”是指由于人为因素引起土壤环境特征变化导致其生态功能变化的过程或状态，如土壤盐化、碱化、酸化、潜育化等。“土壤环境污染影响”是指因人为因素导致某种物质进入土壤环境，引起土壤物理、化学、生物等方面特性的改变，导致土壤质量恶化的过程或状态，如重金属、多环芳烃、石油烃以及其他有毒有害物质造成土壤污染。

本次的产建项目新建的回注井及采出水输送管线等有可能会引起地下水水位的变化导致土壤盐化，井场、站场等石油开采及处理工程可能发生的污染物泄漏、无组织非甲烷总烃的沉降等也会导致土壤环境变化。

通过分析可知，本项目的土壤影响类型属污染影响型和生态影响型兼有。

(2)石油开采项目的影响特点

从钻井、采油、集输、原油处理到采出水回注，石油开发的各个环节均可能对土壤环境产生污染，但均发生在事故排放下。其影响主要是由于石油类污染物排入后造成土壤结构的改变、降低了土壤质量，影响同外界的物质、能量交换，影响植被生长。一定条件下，石油烃中不被土壤吸收的部分还可能渗入地下并污染地下水。

开采过程中分离的含油污水处理达标后回注到油层，正常情况下不会对土壤和地下水环境造成污染。事故状态下，泄漏的采出水可能对地下水水质造成一定的不利影响，使水质矿化度增高。但由于评价区地下水埋深较大，且少开采用作农灌用水，实际中通过污染地下水造成大面积土壤盐渍化的风险极小。

(3)石油开采项目的影响途径

石油的流动性较差，根据资料，泄漏后对土壤的垂直影响范围主要集中在0~40cm左右的表层，通过及时采取应急处置措施，泄漏污染可基本控制在泄漏点周边小范围内，且主要集中在站场或管线占地范围内。

项目井场、站场均设计防洪和防渗措施，一方面在井、站场外设置实体围墙，围墙外设截、排水沟，防止污染物随降水等地表径流流出站外，另一方面在站内修建防火堤、污油污水池等事故收集设施，可及时切断污染物漫流至站外的途径。因此，在泄漏状态

下基本不会通过地表漫流形式对土壤造成污染。此外，本项目主要大气污染物为加热炉烟气和非甲烷总烃，非甲烷总烃可能会发生沉降进而影响土壤环境。

综合上述分析，本项目土壤环境污染影响型影响途径主要是发生泄漏后的垂直入渗影响和大气沉降；生态影响型主要为地下水水位变化引起的土壤盐化；见表 10.1.1-1。

表 10.1.1-1 石油开发项目土壤环境影响类型与影响途径表

不同阶段	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
施工期	/	/	√	/	/	/	/	/
运行期	√	√	√	/	√	/	/	/
闭井期	/	/	√	/	/	/	/	/

(4)影响源及影响因子识别

本项目的井区及主要站场均采用全密闭集输，原油脱水后通过管线外输，采出水处理达标后回注油层，站内含油污泥定期清理交有资质单位进行处置，正常情况下不会对土壤环境造成污染。事故情况下，土壤污染潜在的影响源包括钻井、井场措施作业和输油管线泄漏、站场工艺装置区泄漏、采出水处理装置泄漏、储罐区泄漏等，其特征因子均为石油烃。结合以上分析，项目土壤环境影响源及影响因子见表10.1.1-2。

表 10.1.1-2 项目土壤环境污染影响型及生态影响型源及影响因子识别表

污染源	工艺流程/节点	污染途径	污染物指标	特征因子	备注
钻井井场	试油	垂直入渗	落地原油	石油烃	事故状态
井场	措施作业	垂直入渗	落地原油	石油烃	事故状态
储罐区	原油储存	垂直入渗	泄漏原油	石油烃	事故状态
原油管线	原油集输	垂直入渗	泄漏原油	石油烃	事故状态
井场拉油点	原油储存及集输	大气沉降	无组织废气	非甲烷总烃	/
注水管线	回注水输送	/	地下水水位	/	事故状态
回注井	采出水回注	串层	地下水水位	/	事故状态

10.1.3 评价等级判定

(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“石油开采”和“石油输送管线”工程，行业类别分别属于“采矿业——金属矿、石油、页岩油开采”和“交通运输仓储邮政业——石油及成品油的输送管线”，对应项目类别分别为I类和II类。

(2)占地规模

建设项目占地规模分为大型($\geq 50\text{hm}^2$)、中型($5\sim 50\text{hm}^2$)和小型($\leq 5\text{hm}^2$)。本项目拟建站场及管线工程永久占地 8.4761hm^2 ，占地规模均属于“中型”。

(3) 环境敏感程度

①土壤环境污染影响型

建设项目所在地周边的土壤环境敏感程度分为敏感、较敏和不敏感，判别依据见表 10.1.2-1。根据现场调查，项目各拟建站场、井场、输油管线等工程可能产生污染影响的范围内存在耕地，因此敏感程度属于“敏感”。

表 10.1.2-1 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、医院、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	其它情况

②土壤环境生态影响型

拟建项目所在的华池县属黄土梁峁地区，根据收集资料，华池县计算干燥度 $3.49 > 2.5$ ，评价区潜水埋深在 $10\sim 100\text{m}$ 之间。项目所在地土壤含盐量约在 $0.3\sim 0.6\text{g}$ ，不属于 $2\text{g} < \text{土壤含盐量} \leq 4\text{g}$ 的区域，但项目所在区域不属于“地势平坦区域”，因此盐化程度属于“不敏感”。地区土壤 pH 值在 $7.39\sim 7.61$ ，呈弱碱性，其酸、碱敏感程度属于“不敏感”。根据表 10.1.2-2 判断土壤生态敏感程度为不敏感。

庆城县属黄土梁峁地区，根据收集资料，庆城县计算干燥度 $2.70\sim 3.49 > 2.5$ ，评价区潜水埋深在 $10\sim 100\text{m}$ 之间。项目所在地土壤含盐量约在 $0.22\sim 0.27\text{g/kg}$ ，不属于 $2\text{g} < \text{土壤含盐量} \leq 4\text{g}$ 的区域；但项目所在区域不属于“地势平坦区域”，因此盐化程度属于“不敏感”。地区土壤 pH 值在 $8.2\sim 8.7$ ，呈弱碱性，其酸、碱敏感程度属于“不敏感”，生态影响敏感程度按相对最高级别判定为“不敏感”。

根据表 10.1.2-2 判断土壤生态敏感程度为不敏感。

表 10.1.2-2 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 < 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。		

(4) 评价工作等级

① 土壤污染影响型评价工作等级

依据污染影响型评价工作等级划分表（见表 10.1.2-3），并结合项目占地规模和环境敏感程度判定，本项目土壤污染影响型评价工作等级确定为一级和二级，见表 10.1.2-4。

表 10.1.2-3 污染影响型评价工作等级划分表

占地规模 评价工作等级	I类			II类			III类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感程度									
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	/
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	/	/

表 10.1.2-4 项目土壤环境影响评价工作等级判定表

工程类型	污染影响型
石油开采（井场、站场等）	一级
输油管线	二级

② 土壤生态影响型评价工作等级

依据生态影响型评价工作等级划分表（见表 10.1.2-5），并结合项目占地规模和环境敏感程度判定，本项目土壤生态影响型评价工作等级确定为二级和三级，见表 10.1.2-6。

表 10.1.2-5 生态影响型评价工作等级划分表

占地规模 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	-

表 10.1.2-6 本项目土壤环境影响评价生态影响型工作等级判定表

工程类型	生态影响型
石油开采（井场、站场等）	二级
输油管线	三级

10.1.4 评价范围及敏感目标

(1) 调查评价范围

① 土壤污染影响型评价范围

本项目井场、站场等土壤污染影响环境评价等级为一级，输油管线土壤污染影响环境评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018），

项目土壤污染影响调查评价范围为：井场、站场取场站占地范围内及占地范围外 1km 范围，集输管线取管线占地范围内及占地范围外 0.2km 范围。

②土壤生态影响型评价范围

本项目井场、站场等土壤生态影响环境评价等级为二级，输油管线土壤生态影响环境评价等级为三级，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、站场取场站占地范围内及占地范围外 2km 范围，集输管线取管线占地范围内及占地范围外 0.2km 范围。

(2)敏感目标

本项目土壤污染环境的影响途径主要为垂直入渗和大气沉降污染，土壤环境敏感目标主要为项目各场地周边的耕地和居民区。

10.2 现有工程土壤环境保护措施调查

现有工程采取的土壤环保措施主要包括以下几方面：

(1)钻井过程采用无毒无害的水基钻井液，钻井废水用于配置泥浆，在井场内循环使用，钻井结束后，废弃泥浆经大罐收集、沉降、破胶脱稳、板框压滤后，固相（含水率小于 60% pH 控制在 6~9）和钻井岩屑交由第三方处置单位处置。分离的液相及压滤液送至就近的油田措施废液处理站处理达标后回注采油层。含油岩屑单独收集、装袋、密封，全部送危废暂存点暂存，并委托有资质单位进行处置。试油、压裂等井下作业过程中，在井场地表铺设防渗材料及时回收落地油，产生的试油废水、压裂液等全部入罐存放，压裂液回收后优先考虑在井场处理后循环利用，无法利用的运往措施返排液处理站处理后回注。

(2)现有工程采出水及井下作业废水全部收集进入水处理系统，处理达标后回注油层用于驱油，不外排；站场生活污水全部收集经生活污水处理设施处理达标后用于站场绿化及洒水降尘，不外排；井场设置含油污水收集池和集油槽，集油槽与含油污水池相连，生产过程中井口落地油全部收集至此，避免了地表径流携带油污污染井场及站外土壤。

(3)井下作业过程“敷设作业、带罐上岗”，及时回收落地油和含油污泥；含油污泥和废滤料清理后直接装入防渗袋，交由资质单位进行处置，暂时无法接收时，送危废暂存点暂存；保障点内设生活垃圾收集装置，生活垃圾统一收集后运送至当地环卫部门指定地点处置。

(4)现有联合站、接转站、增压机组和井场均参照《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T 50934-2013)采取分区防渗措施;现有危废暂存点均按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB 18597-2023)相关要求建设并采取防渗措施。

10.3 土壤环境影响

项目对土壤环境的影响主要表现为土壤性质、土壤肥力和土壤污染三个方面。其中,土壤性质和土壤肥力的影响详见生态环境影响评价内容,本节重点分析项目对土壤环境的污染影响。

10.3.1 土壤污染影响分析

10.3.1.1 施工期

油田开发施工期产生的废弃泥浆、岩屑全部委托有资质单位进行处理;含油岩屑在钻井过程中单独收集,事后委托有资质单位进行处置;落地油和含油污泥在作业过程中铺设防渗材料防止散落,作业结束后全部回收,委托有资质单位进行处置;生活垃圾通过集中收集运送至指定地点统一处理。正常情况下,不会对井、站场土壤环境造成污染。

10.3.1.2 运行期

项目运行期采用密闭系统进行原油集输。开采过程中,抽油杆带落的少量落地油全部通过井口集油槽收集进井场污油池内,定期回收交有资质单位处置;站场储罐和水处理装置产生的含油污泥和废滤料清理后直接装入防渗袋,交有资质单位或在厂内危废暂存点集中暂存。保障点生活垃圾统一收集、清运,交当地环卫部门指定地点处置。正常情况下,不会对土壤环境造成污染。

项目井、站场设计了相应的分级防渗措施,但在施工和运行过程中,难免发生因防治措施落实不到位,或自然、人为等原因造成的泄漏事故。在以上非正常情况下,原油、采出水等污染物泄漏可能会对土壤环境造成污染。遇降雨条件,还可能对地下水造成污染。结合项目特点,本节主要分析落地原油对土壤环境的污染影响,以及对土壤理化性质的影响和累计影响。

(1)落地油的成分和性质

落地油的主要成分是原油,含少量泥砂组分。根据《国家危险废物名录》,落地油属于危险废物,危废类别 HW08。落地油产生后如不及时收集清理,经日晒风化,油泥中轻组分通过挥发进一步减少,沥青与胶质组份增多。

(2)落地油对土壤产生影响的范围和途径

石油类是大分子疏水粘性物质,石油分子极易粘附于土粒表面,而粘附于土粒表面的石油类污染物会粘附更多的石油类污染物,阻塞土壤孔隙。根据张海玲等人的研究结果:原油进入土壤后,固相组分的主要污染范围集中在地表之下 0~40cm,并以 0~5cm 处含量最高。但是,在降雨条件下,落地油中的石油类变为可溶态后可随水进一步向土壤深层迁移扩散。

(3)落地油对土壤理化性质的影响

王金成等人针对陇东黄土高原地区石油污染土壤微生物群落及其与环境因子的关系进行了研究。结果表明:当土壤中石油类含量增加,即土壤孔隙中石油占主导,其饱和度较大时,土壤孔隙中水分含量较低,因而石油的强疏水性导致高含油率土壤的疏水性,使土壤含水率降低,土壤储水能力下降,并造成土壤盐分的积累,进而引起了土壤细菌及放线菌数量的上升,厌氧降解的过程产生的酸性物质使得土壤含水量及 pH 值下降,因此,石油类污染物会对土壤理化性质产生一定的影响。

(4)土壤累积影响分析

根据张海玲等人对陇东油田井场石油类物质自然迁移规律的研究,井口周围的石油类物质含量与油井开采时间和井场油井数量呈正相关。开采年限越长,土壤中石油类含量越高;油井数越多,污染物含量也越高。

原油在土壤中横向上分布主要集中在距井口 40m 范围内,其中距油井 0~10m 含量最高,随着水平距离的增大而减少;在 40m 之外降低到 300mg/kg 之内。

10.3.2 土壤污染预测与评价

拟建项目土壤影响途径主要为事故状态下垂直入渗和大气沉降影响,下面针对垂直入渗和大气沉降影响途径分别进行污染预测与评价。

10.3.2.1 垂直入渗影响分析

(1)水动力学模型

一维非饱和水流运移数学模型如下式所示。

$$\frac{\partial \theta}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial z} \left[k(\theta) \left(1 + \frac{\partial h}{\partial z} \right) \right]$$

式中: θ 为土壤体积含水率 ($\text{cm}^3 \text{cm}^{-3}$);

k 为非饱和渗透系数 (cm hour^{-1});

t 为时间变量 (hour^{-1});

z 为空间变量 (cm), 地表为原点, 向上为正。

(2) 污染预测方法

评价采用《环境影响评价技术导则-土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 E 推荐的一维非饱和溶质运移模型进行预测，该方法适用于某种污染物以点源形式垂直进入土壤环境的影响预测，重点预测污染物可能影响的深度。一维非饱和溶质垂向运移控制方程如下：

$$\frac{\partial(\theta c)}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial z} \left(\theta D \frac{\partial c}{\partial z} \right) - \frac{\partial}{\partial z} (qc)$$

式中： c ——污染物介质中的浓度，mg/L；

D ——弥散系数，m²/d；

q ——渗流速率，m/d；

z ——沿z轴的距离，m；

t ——时间变量，d；

θ ——土壤含水率，%。

初始条件

$$c(z, t) = 0 \quad t = 0, \quad L \leq z < 0$$

边界条件

第一类 Dirichlet 边界条件，其中式 1 适用于连续点源情景，式 2 适用于非连续点源情景。

$$c(z, t) = c_0 \quad t > 0, \quad z = 0$$

$$c(z, t) = \begin{cases} c_0 & 0 < t \leq t_0 \\ 0 & t > t_0 \end{cases}$$

第二类 Neumann 零梯度边界。

$$-\theta D \frac{\partial c}{\partial z} = 0 \quad t > 0, \quad z = L$$

(3) 模型概化

① 边界条件

评价区降雨多集中在夏季，且多短时暴雨，因此将石油类的渗漏概化为非连续性的点源污染，假设降雨量为 50mm/d，降雨持续时间为 2d，地面蒸发量为 6mm/d，后续降水根据月平均降雨量进行设置。上边界为有积水的降雨条件，下边界为自由排水边界。

② 情景设置

本次情景设置假设为地面上未处理完全的落地油在雨水的淋滤作用下，导致落地油中含有的石油类通过淋滤水通过垂直入渗的途径进入土壤环境当中。由于石油类比水轻，且在水中的溶解度较低，参照 TPHCWG（1997）中关于石油类污染物的溶解度等相关文献，石油类可溶态污染物的最高浓度值约为 18mg/L，本次淋滤水中石油类的浓度值取 18mg/L。根据张淼等在室内对保守溶质在黄土中的穿透曲线，考虑室内和室外的尺度差异，石油类纵向弥散系数取值为 19.5，自由水中扩散系数取值为 16.7；根据吸附解析的实验研究（参见史红星《石油类污染物在黄土高原地区环境中迁移转化规律的研究》），采用 Herry 吸附模型刻画石油类的吸附动力学过程，饱和吸附量取值为 132.07，吸附系数取值为 0，经验系数 beta 取值为 1。

③模型参数选取

模型解算采用 Hydrus-1D 软件，利用软件建立评价区黄土溶质模型。

水力学参数包括土壤水分特征曲线参数和土壤垂直入渗系数。

a 土壤水分特征曲线：

考虑到污染物主要在土壤浅表层聚集，根据以往野外现场调查采集的一组黄土原装样，在室内采用土壤水分特征曲线测试仪测定了拟合土壤水分特征曲线所需的负压和含水率变化值，然后利用 van 公式对土壤水分进行拟合，拟合获得的土壤水分特征曲线如图 10.3.2-1 所示，土壤水分特征曲线参数如表 10.3.2-1 所示。

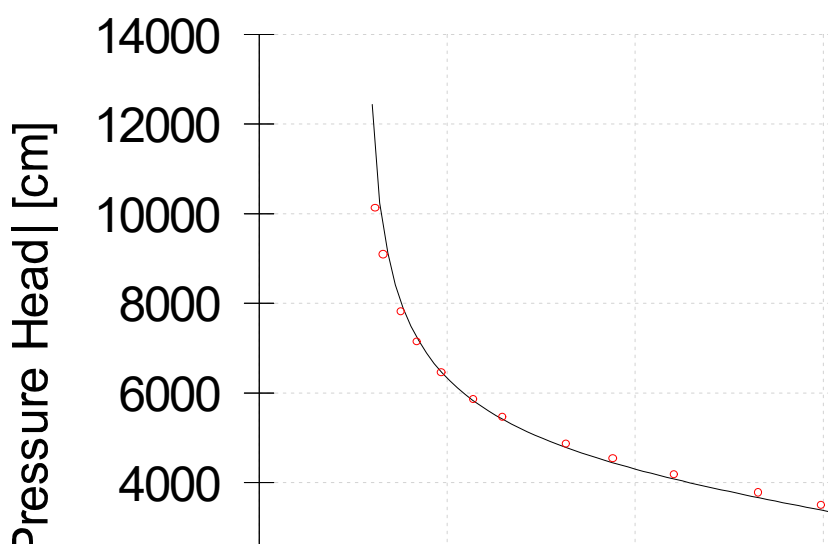


图 10.3.2-1 土壤水分特征曲线拟合图

表 10.3.2-1

黄土水分特征曲线拟合参数

r	s	α	n	l	备注
0.056	0.46	0.0003	2.5711	0.5	本次测定拟合值

0.036	0.40	0.00806	2.4869	0.5	李萍：《黄土中水分迁移规律研究》
0.029	0.41	0.00331	2.73902	0.5	李萍：《黄土中水分迁移规律研究》
0.0403	0.423	0.00389	3.26567	0.5	算术平均值

b 土壤垂直入渗系数：根据本次理化性质调查取最大值 0.43m/d。

c 模型构建

模拟厚度根据本次现状监测中地下水埋深最小的点位设置为 6m，模型剖分按 10cm 间隔，共 601 个节点。在模型中设置 5 个观测点位，分别位于地面以下 0.2m、1m、2m、3.0m、6.0m 深处，模型运行 1000 天。模型结构如图 10.3.2-2 所示。

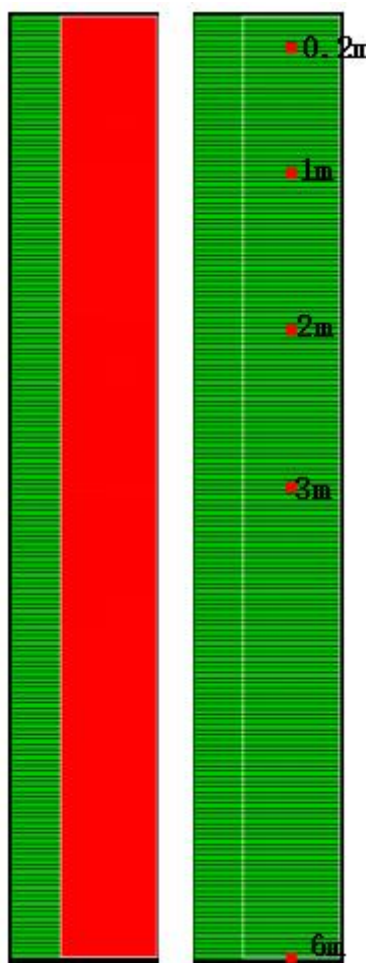


图 10.3.2-2 模型结构图

(4) 预测结果及分析

基于以上评价因子的源强及模型参数，预测结果见图 10.3.2-3 所示，输出节点分别为 T1 (10d)、T2 (100d)、T3 (200d)、T4 (365d)、T5 (1000d)。

表 10.3.2-2 石油类一维非饱和溶质运移估算结果

序号	天数(d)	最大浓度 (mg/kg)	最大浓度对 应深度(m)	最大运移 深度(m)
1	10	2.155	0.24	3.5

2	100	1.046	1.5	6.16
3	200	0.843	2.67	>8
4	365	0.681	4.54	>8
5	1000	0.028	8	>8

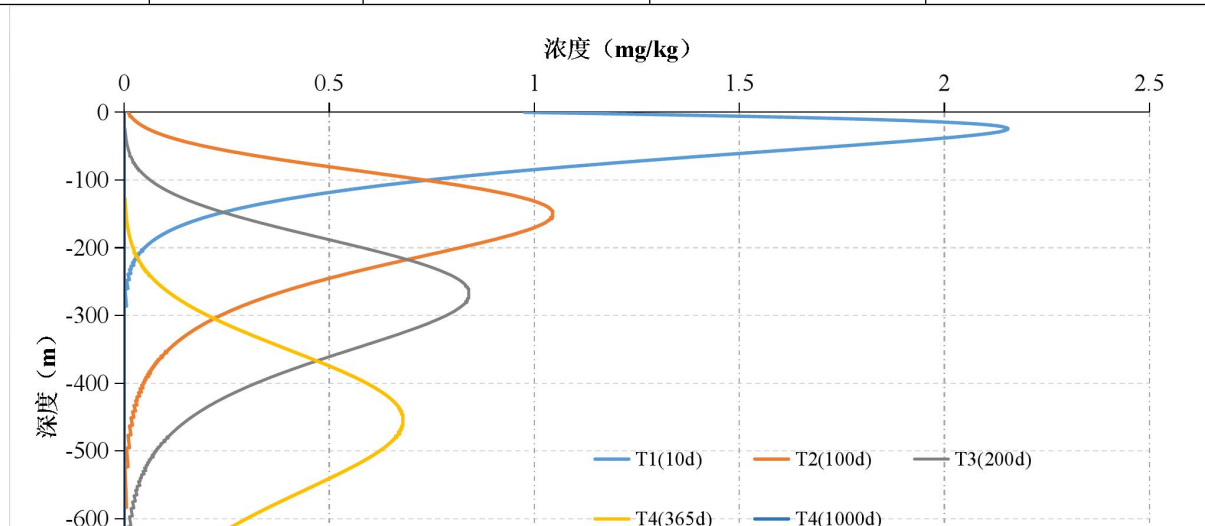


图 10.3.2-2 垂向剖面不同时段石油类浓度

①运移发生第 10d 时，最大浓度为 2.155 mg/kg，污染物最大最大浓度对应深度 0.24m；最大运移深度为 3.5m；

②运移至 100d 时，最大浓度 1.046mg/kg，对应深度 1.8m 处；最大运移深度为 6.16m；

③运移至 365d，最大浓度为 0.843mg/kg，对应深度 2.67m 处；最大运移深度为超过了模拟深度；

④运移至 365d，最大浓度为 0.681mg/kg，对应深度 4.54m 处；最大运移深度为超过了模拟深度；

⑤运移至 1000d 时，最大浓度为 0.028mg/kg，对应深度 8m 处；最大运移深度为超过了模拟深度；

《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地石油烃类的筛选标准值为 4500mg/kg，可见雨水淋滤落地油后石油类进入土壤环境后的贡献的石油烃含量叠加土壤现状监测中获取的石油烃类的最大值 99mg/kg 后也没有超出标准，说明在前文所假设的该种情景下对土壤环境的影响较小。

但是由于项目所在区域周边地下水的埋深变化较大，因此污染物发生渗漏后在较短时间就会对包气带产生影响，甚至于污染物可以在较短的时间内运移至埋深较浅的地下水含水层，因而可能在泄漏发生后的较长的一段时间内区域内下伏的地下水环境产生一定的影响。

由此可见，随着时间的推移，石油类逐渐向土壤垂向深度迁移，但浓度逐渐降低。

可以看出，当落地油洒落于地面，在有强降雨持续发生时，雨水对落地油的淋滤作用会导致周边的浅层土壤环境在一段时间内受到石油类的污染。随着运移时间的增加，在土壤自身的净化作用以及迁移条件下，土壤中的石油类对产生的影响会逐渐消失。

本次环评要求建设单位在建设及运行过程中加强对各种含油固体废弃物的监管及处理，确保有害的废弃物得到 100% 处置。

10.3.2.2 大气沉降影响

通过工程分析可知，本项目产生的污染物主要为无组织的非甲烷总烃，对四周土壤的影响途径主要是 NMHC 排出后随大气扩散、迁移，随雨水及农灌水渗入地下，污染土壤，影响周边植被生长。

由于本项目的污染途径涉及到大气沉降，因此评价范围以最大落地浓度距离为基准。由于本项目仅涉及新建井场，因此本次预测评价目标为典型井场，根据大气环境影响评价等级小节可知，污染物最大落地浓度距离污染源 76m，根据《环境影响评价技术导则土壤环境》（HJ 964-2018）表 5 针对土壤环境调查评价范围的规定，将本项目的调查范围定为占地范围内全部及占地范围外 1000m 的范围。

① 计算模式

按照《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中推荐的土壤污染累积模式预测。

a 单位质量土壤中某种物质的增量用下式计算：

$$\Delta S = n(I_s - L_s - R_s) / (\rho_b \times A \times D)$$

上式中：

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，按照年排放量进行计算，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除的量；

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除的量，g；

ρ_b —表层土壤容重，kg/m³，本项目所在区域表层土容重为 kg/m³，根据前述调查结果取 1090kg/m³；

A—预测评价范围，m²，取半径 1000m 的圆形范围（以项目站场中心为圆心），即 3.14km²；

D—表层土壤深度，一般取 0.2m

n—持续年份，a。

b 单位质量土壤中某种物质的预测值可根据其增量叠加现状值进行计算：

$$S=S_b+\Delta S$$

c 相关参数选取

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018），涉及大气沉降影响的，可不考虑输出量；因此本次预测 L_s 以及 R_s 均取值为 0。

②污染物进入土壤中测算

由于项目区较为干燥，降雨相对较少，正常情况下由于非甲烷总烃发生沉降的可能性较小。因此本次预测假设非甲烷总烃的年排放量的 50% 进入土壤环境之中，以南 58（井组拉油点）为典型进行预测，非甲烷总烃年排放量计算结果见表 10.3.2-3。

表 10.3.2-3 非甲烷总烃输入量计算结果表

污染源名称	南 58（井组拉油点）
排放速率（kg/h）	0.0036
排放量（g/a）	28200
输入量（g/a）	14100

③预测结果

通过上述方法预测计算得出本项目投产 1 年、5 年、10 年、20 年后的非甲烷总烃输入量的结果，见表 10.3.2-4。

表 10.3.2-4 单位质量表层土壤中非甲烷总烃的增量预测值 单位：mg/kg

项目		1 年	5 年	10 年	20 年
NMHC	新增值	0.02291	0.11455	0.22910	0.45821

根据表 10.3.2-4 的预测结果，本项目典型井组拉油点的无组织非甲烷总烃沉降后，经过 20 年的服役期后表层土壤中非甲烷总烃浓度增量为 0.45821mg/kg。

10.3.3 生态影响型土壤环境影响分析

10.3.3.1 施工期生态影响型土壤环境影响分析

建设过程中的土壤影响主要表现为井场、站场及各种集输管线施工区域的土壤剥离，环评要求对表层土壤进行单独剥离，及时覆盖到植被恢复区，确需保存的采取单独保存方式，通过临时苫盖防止流失。另外，施工过程中的车辆碾压等可能造成临时道路等区域的土壤板结等结构破坏。

10.3.3.2 运行期生态影响型土壤环境影响分析

本项目运行期生态影响型土壤环境影响主要涉及到的是由于区域浅层地下水水位埋深变动引起的土壤盐化。

(1) 预测方法

本项目生态影响型土壤环境影响预测方法选择导则中推荐的土壤盐化综合平托预测方法，预测模式如下：

$$S_a = \sum_{i=1}^n W_{xi} \times I_{xi}$$

式中： S_a —土壤盐化综合评分值；

n —影响因素指标数目；

I_{xi} —影响因素 i 指标评分；

W_{xi} —影响因素 i 指标权重。

土壤盐化影响因素赋值表见表10.3.3-1。

表10.3.3-1 土壤盐化影响因素赋值表

影响因素	分值				权重
	0分	2分	4分	6分	
地下水埋深 (GWD)/(m)	$GWD \geq 2.5$	$1.5 \leq GWD < 2.5$	$1.0 \leq GWD < 1.5$	$GWD < 1.0$	0.35
干燥度 (蒸降比值) (EPR)	$EPR < 1.2$	$1.2 \leq EPR < 2.5$	$2.5 \leq EPR < 6$	$EPR \geq 6$	0.25
土壤本底含盐量 SSC/(g/kg)	$SSC < 1$	$1 \leq SSC < 2$	$2 \leq SSC < 4$	$SSC \geq 4$	0.15
地下水溶解性总固体 (TDS)/(g/L)	$TDS < 1$	$1 \leq TDS < 2$	$2 \leq TDS < 5$	$TDS \geq 5$	0.15
土壤质地	黏土	砂土	壤土	砂壤、粉土、砂粉土	0.1

(2) 预测结果

本项目土壤盐化影响因素各影响因素取值见表10.3.3-2。

表10.3.3-2 本项目土壤盐化影响因素分值表

影响因素	数值	分值	权重	备注
地下水埋深 (GWD)/(m)	>2.5	0	0.35	根据监测数据，地下水埋深大于2.5m
干燥度 (蒸降比值) (EPR)	3.48	4	0.25	干燥度计算值为3.48
土壤本底含盐量 SSC/(g/kg)	0.6	0	0.15	土壤本底含盐量最大值为0.6
地下水溶解性总固体 (TDS)/(g/L)	0.956	0	0.15	地下水溶解性总固体最大值为0.956
土壤质地	壤土	4	0.1	本次理化性质调查

经计算，本项目土壤盐化综合评分分值为1.4分。

土壤盐化预测结果见表10.3.3-3。

表10.3.3-3 土壤盐化预测结果表

土壤盐化综合评分值 (Sa)	Sa<1	1≤Sa<2	2≤Sa<3	3≤Sa<4.5	Sa≥4.5
土壤盐化综合评分预测结果	未盐化	轻度盐化	中度盐化	重度盐化	极重度盐化

根据表10.3.3-3，通过计算本项目的土壤盐化综合评分值 (Sa) 值为1.4分，因此，本项目所在区域土壤盐化综合评分预测结果为轻度盐化。

(3)运行期回注水输送管线对土壤环境的影响

①回注水输送管线对土壤环境的影响

根据工程分析，项目所采用的采出水输送管线均进行了防腐处理，因此输水管线发生泄漏的可能性较小。即使发生回注水泄漏事故，管线两端还有压力检测装置，管线长时间持续泄漏的可能性较小，同时由于项目区的浅层地下水埋深相对较大，均大于管线埋深，因此基本不会影响到下层地下水的水位。

通过上述分析可知本项目的运行不会导致项目区土壤盐化的加剧。

10.4 土壤环境保护措施

10.4.1 土壤污染防治措施

10.4.1.1 施工期土壤污染控制措施

(1) 源头控制措施

1) 废水源头防控措施

- ①施工期污废水严禁排放；
- ②钻井过程采用无毒无害的水基钻井液，钻井废水用于配置泥浆，在井场内循环使用；
- ③试油、压裂等措施作业时采用密闭作业，避免措施液泄漏，措施返排液 100%入罐回收；
- ④压裂液返排液回收后优先考虑在井场处理后循环利用，无法利用的分批次运往新建及依托措施返排液处理站处理后回注，不外排。

2) 固废源头防控措施

- ①钻井过程中贯彻清洁生产要求，选用无毒无害的水基钻井液。钻井液循环使用，钻井过程设置泥浆固液分离设施和泥浆不落地收集设施；
- ②加强泥浆循环设备的维护保养，减少跑、冒、滴、漏，减少设备破损和泄漏发生；

③含油岩屑单独收集、装袋、密封，全部送危废暂存点暂存，并委托有资质单位进行处置，不得遗留在井场或随意排放；

④施工前在场地内设置生活垃圾集中存放点，生活垃圾统一收集后送指定地点集中处置。

(2) 过程防控措施

1) 开钻前在井架、柴油机、振动筛等大型机械下铺设防渗布，防治钻井过程中施工机械设备携带的钻井液和污油散落地表污染土壤；

2) 试油废水、压裂液等措施液全部采用储罐存放收集，定期对储罐进行检查，防止储罐泄漏污染土壤；

3) 井场内用于存放含油岩屑、废油料等危险废物的临时危废暂存点，应采取符合《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)中规定的防渗措施，且不相容的危险废物应分开堆放，避免混存；

4) 试油、压裂等井下作业过程中，应在井场地表铺设防渗布，确保落地油不落地并及时回收。

10.4.1.2 过程防控措施

(1)对施工期的钻井平台采取分区防渗措施，划分为重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区。其中重点防渗区主要包含钻井井口区域、泥浆循环罐区、储油罐区等区域，这些区域防渗等级需满足等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0\text{m}$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7}\text{cm/s}$ ，或在开钻前在这些区域下铺设满足重点防渗区要求的防渗布，防渗布四周设置 10cm 高的围堰，防止钻井过程中施工机械设备携带的钻井废液和污油散落地表污染土壤；一般防渗区主要包括材料房、雨水池等区域，等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5\text{m}$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7}\text{cm/s}$ ；简单防渗区主要为值班房、住井房区、录井房区、配电房等，采用一般地面硬化即可；通过采取严格的分区防渗措施，避免施工过程中的污废水或落地油污染土壤和地下水。

(2)试油废水、压裂液等措施液全部采用储罐存放收集，定期对储罐进行检查，防止储罐泄漏污染土壤；

(3)井场内临时危险废物暂存点用于存放含油岩屑和废油料，底部采取符合《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)中有关规定的防渗措施；

(4)试油、压裂等井下作业过程中，应在井场地表铺设防渗布，确保落地油不落地并及时回收。

10.4.1.3 污染治理措施

(1)井场、站场施工结束后，及时清理施工过程中产生的岩屑、落地油和生活垃圾等固体废物；

(2)井场、站场竣工交付前，对永久和临时占地以及施工营地范围进行检查，对遗留的固体废物进行二次清理；

(3)已发生岩屑和落地油污染的施工场地，应及时清理污染物并对污染土壤进行替换，并对置换出的污染土壤进行合理处置。

10.4.2 运行期污染防治措施

10.4.2.1 源头控制措施

(1)废水源头控制措施

① 采出水及措施返排液全部收集进入水处理系统，处理达标后回注油层用于驱油，不外排；

②加强井场标准化建设，设置含油污水收集池和集油槽，确保日常生产中井口落地油全部收集，避免地表径流携带污油污染井场及站外土壤；

③井场、站场外修建截、排水设施，避免场地内部污染雨水流出场外。

④加强管线巡线，定期对原油和污水管线进行壁厚检测，对腐蚀严重的管线及时更换，防治管线泄漏引起的土壤污染。

(2)固体废物源头控制措施

① 井口设置集油槽，井场设置含油污水池，集油槽与含油污水池相连，保证井口泄漏原油全部收集，并定期用罐车运往危废暂存点进行回收；

② 井下作业过程“敷设作业、带罐上岗”，及时回收落地油和含油污泥；

③ 含油污泥和废滤料清理后直接装入防渗袋，交有资质单位进行处置，暂时无法接收时，送依托的危废暂存点暂存；清理和运输过程中避免危废物料散落地面污染地表。

④拉油点生活垃圾统一收集后运送至当地环卫部门指定地点处置。

(3)废气源头控制措施

①为防止大气沉降影响，应尽可能从源头控制废气中污染物的产生；

②切实做好项目装置区及储罐区的废气污染检测、防治等工作，消除土壤污染源，加强运行期的监测和管理。

10.4.2.2 过程防控措施

(1)依据《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T 50934-2013),根据生活生产装置和设施的性质、包气带岩性结构、污染控制难易程度及其地下水、土壤环境风险,以及拟采取的防渗处理方案,将井场、站场、井组拉油点、返排液处理站等地面设施的防渗措施分为三个级别,即重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区,具体见图 9.11.2-1~图 9.11.2-3 及表 9.11.2-1。

(2)依托危废暂存点均应按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB 18597-2023)相关要求建设,暂存点内底面及提交进行基础防渗,防渗系数至少满足 1m 厚粘土层(渗透系数 $\leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$),或 2mm 厚高密度聚乙烯,或至少 2mm 厚的其它人工材料,但渗透系数 $\leq 1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ 。

(3)闭井期

按照《污染地块土壤环境管理办法(试行)》,制定拆除活动污染防治方案,开展土壤和地下水污染调查评估报告,并那种相关管理规定对污染地块采取治理与修复措施。

10.4.2.3 跟踪监测措施

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)、《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)等有关要求,土壤跟踪监测方案见表 10.4.2-1。

表10.4.2-1

土壤跟踪监测方案

监测点位	监测因子	监测频次	取样类型	标准
南58井组拉油点、蛟7增周边耕地	石油类、石油烃(C6~C9)、石油烃(C10~C40)、汞、砷、六价铬	1次/年	表层样	建设用地执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)“第二类用地”筛选值标准,农用地执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)“其他”土壤污染风险筛选值

10.4.4 闭井期土壤修复要求

项目闭井期采油设施、部分输油管线的拆除过程会产生落地油，可能会对土壤环境造成影响。

评价要求井口和管线拆除作业过程中产生的固体废物应按要求妥善处置，彻底清理回收井场内的落地油及输油管线内残余的原油，避免对土壤和浅层地下水造成污染。闭井后，应按照《污染地块土壤环境管理办法(试行)》的有关规定，开展土壤环境调查及风险评估，并按照相关管理规定对污染地块采取治理与修复措施。经风险评估确认地块污染风险超过可接受水平，且暂不开发利用或者现阶段不具备治理与修复条件的污染地块，应制定风险管控方案，移除或者清理污染源，采取污染隔离、阻断等措施，防止污染扩散。经风险评估确认地块污染风险超过可接受水平，且需要开发利用的污染地块，应开展治理与修复，并达到相应规划用地土壤环境质量要求。污染地块治理与修复期间，施工单位应当采取措施，防止对地块及周边环境造成二次污染，治理与修复过程中产生的废水、废气和固体废物，应当依照国家有关规定进行处理处置，并达到国家或者地方规定的环境保护标准。治理与修复过程中清理或者产生的固体废物以及拆除的生产经营设备设施、构筑物等属于危险废物的，应当按照国家有关危险废物的规定进行处理处置。

10.5 土壤生态环境保护措施

(1)建设期

建设过程中严格控制施工范围，车辆按照固定线路行走，防止随意碾压土壤。施工过程中对地面工程压占区以及各种集输管线占用区表土单独剥离、单独保存，及时将表土运至场地绿化区及临时占地恢复区使用。

(2)运营期

根据前文分析，本项目在运行期可能会造成地下水水位变化的工程内容主要为回注水输水管线。评价对项目的建设及运行管理提出以下要求：

- ①采出水输送管线应进行防腐处理，并在施工结束后检查集输管线的密闭性；
- ②对集输管线定期进行人工巡查，一旦发现异常，及时更换管道，杜绝泄漏事件的发生，防止对土壤及浅层地下水造成影响；

具体的土壤生态环境保护措施要求详见11.3.4节，在此不做赘述。

10.6 结论

(1)土壤环境现状

由评价结果可知，项目建设场地土壤环境质量满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600）中第二类建设用地土壤污染风险筛选值标准，周边农用地满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618）中农用地土壤污染风险筛选值标准。

(2) 预测评价结果

① 污染预测

非正常状况下，原油、采出水等污染物泄漏可能会对土壤环境造成污染。遇降雨条件，还可能对地下水造成污染。评价预测了原油落地在强降雨冲刷下，含油雨水入渗随时间变化的浓度和深度。根据预测结果，随着时间的推移，石油类逐渐向土壤垂向深度迁移，但浓度逐渐降低。可以看出，雨水对落地油的淋滤作用会导致周边的浅层土壤环境在一段时间内受到石油类的污染。随着运移时间的增加，在土壤自身的净化作用以及迁移条件下，土壤中的石油类对产生的影响会逐渐消失。

根据预测，本项目典型井场的无组织非甲烷总烃通过大气沉降进入土壤后，经过 20 年的服役期后表层土壤中非甲烷总烃浓度增量为 0.45821mg/kg，对土壤环境的影响较小。

② 土壤盐化预测

通过分析可知，项目区的现状土壤盐化程度为中度盐化，本项目的实施不会引起土壤盐化的加剧。

11 生态环境影响评价

11.1 生态环境调查与评价

11.1.1 生态环境现状调查方法

生态环境调查采用现场调查、资料收集与卫星遥感影像解译相结合的方法。

11.1.1.1 调查范围

调查范围：为充分体现生态完整性，本项目生态调查范围为区块边界向外延伸 2km，华池县涉及区块总调查面积约 102.23km²，庆城县涉及区块总调查面积约 37km²，共计 139.23km²。

11.1.1.2 调查内容

由于本项目油田范围内涉及地方公益林，且地面工程建设将对部分公益林造成扰动与破坏，因此本次评价重点针对油田地面产建工程占用、扰动区域及周边的陆生生态现状及评价区公益林现状进行调查，主要调查评价区内植物群系、类型，主要群落结构、组成及演替规律，动物区系及主要物种、主要生态系统类型及分布情况，重点对评价区内林地分布及组成进行调查，此外，本次现场调查还针对已建工程的生态扰动情况及后期生态恢复、保护工程效果进行了调查。

11.1.1.3 调查方法

(1)现场调查与走访

通过现场实地调查，识别植物种类、记录植被盖度和野生动物，走访当地环保局、林业局、农牧局等部门了解评价区生态环境现状。主要包括植被类型、分布、面积、盖度，物种基本组成、优势物种、物种优势度或重要值等。

本次现场调查引用《长庆实业集团有限公司 2022 年甘肃产能建设建设工程环境影响报告书》中内容。现场调查于 2022 年 7 月进行，对项目所在地典型区域的植被进行了实地调查核实。采用定点和随机的方法对植被群落进行样方调查，记录植物种类、盖度、高度等信息。记录沿途所见动物。

(2)资料收集

资料收集主要收集了《中国植被图集》、《中国植物志》、《甘肃省志 动植物卷》、《黄土高原植物志》、《甘肃省植物志》、《甘肃省动物志》、《甘肃省生态功能区划》、《甘肃省庆阳市马莲河水利枢纽工程环境影响报告书》等相关资料。

(3)遥感影像处理及专题信息提取

①遥感信息源的选取

以美国陆地卫星 Landsat-8 OLI 影像为信息源，包括 9 个波段，空间分辨率为 30m，其中全色波段空间分辨率 15m，成像时间 2021 年 6 月 3 日。

评价所选用遥感影像在成像时间、空间分辨率和光谱分辨率等方面均能够满足评价工作等级要求，植被类型、土地利用现状等生态环境信息丰富，保证了各生态环境要素遥感解译结果的科学性和准确性。

②遥感影像预处理

采用 ArcGIS10.2、ENVI5.1 等软件对影像进行大气校正、裁剪、增强等遥感影像预处理。首先，采用 ENVI5.1 软件中的 FLAASH 大气校正模块对影像进行大气校正，消除因空气折射、散射等引起的辐射误差；其次，按照评价范围裁剪影像，进行辐射增强处理后，得到提取各生态环境要素的基础影像，见图 11.1.1-1。

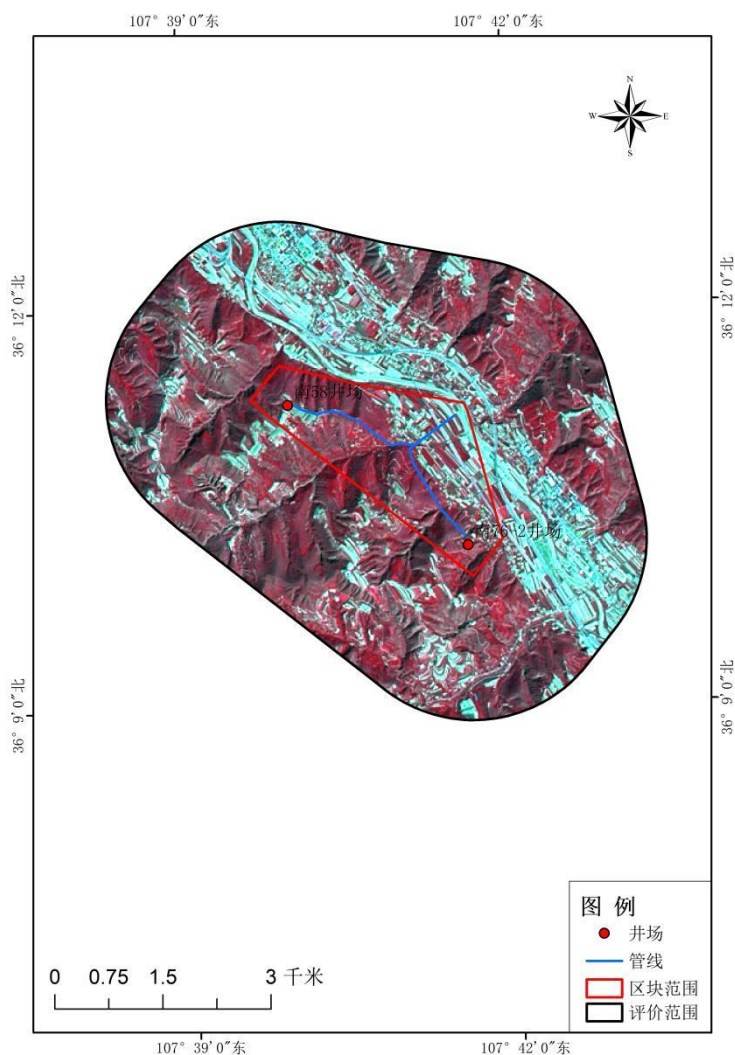


图 11.1.1-1 评价区遥感影像图岭 405 井区（1）

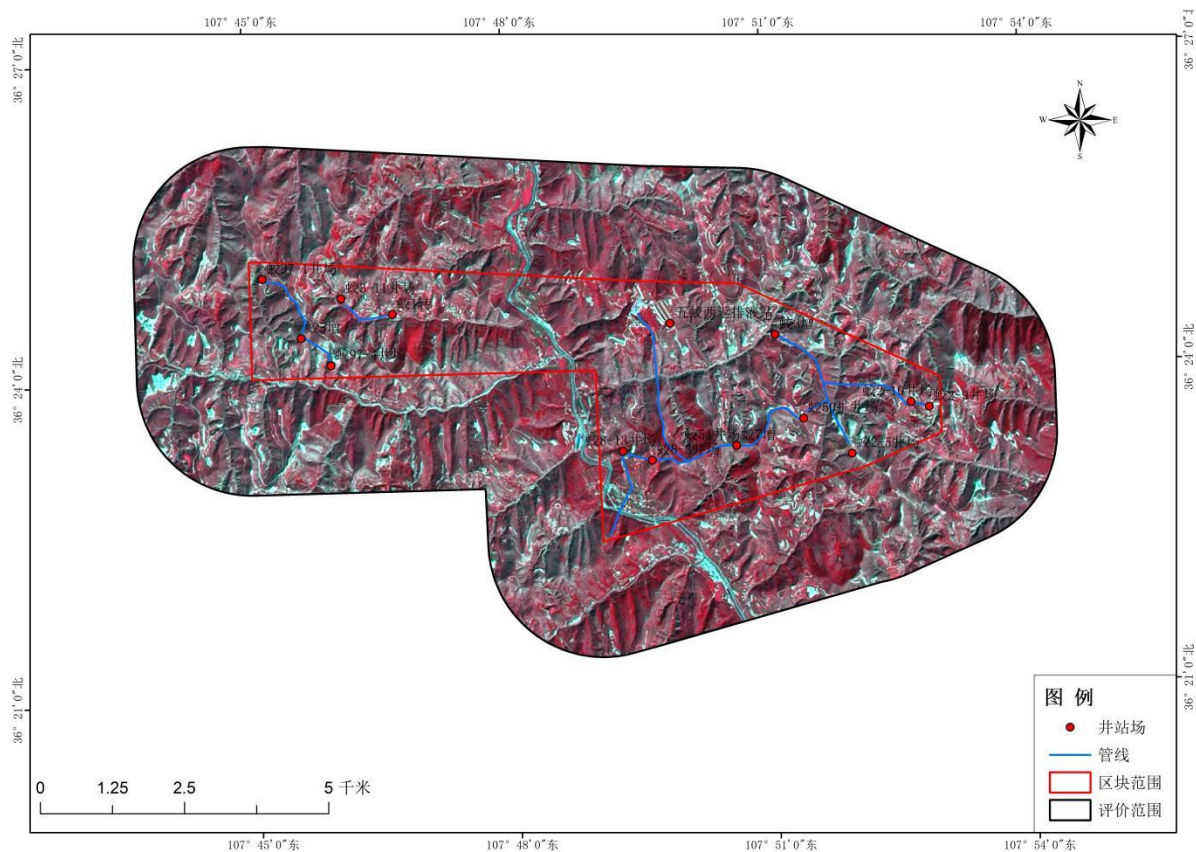


图 11.1.1-1 评价区遥感影像图岭五姣西井区（2）

③ 专题信息提取

结合野外调查结果，选取训练样本，采用监督分类的最大似然法对遥感影像进行分类，并进行分类后处理，得到土地利用分类结果及植被类型，在 ArcGIS 中制作土地利用现状、植被类型等相关图件，并进行分类面积统计。

采用 ArcGIS10.2、ENVI5.1 等软件，基于遥感影像，在解译中，土地利用现状主要根据色彩、色调、纹理和形状等为主要解译标志进行解译，分类统计并制图输出。根据提取到的各专题信息，结合现场调查及相关资料，分析评价区生态环境要素的空间分布特征。本专题遥感影像解译流程见图 11.1.1-2。

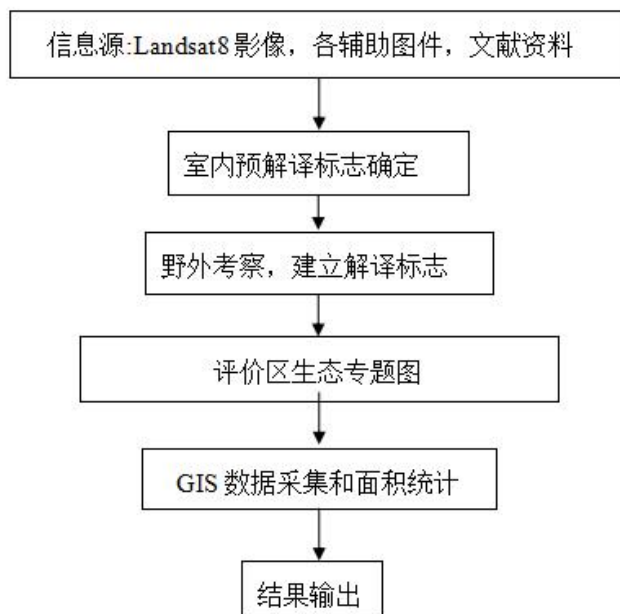


图 11.1.1-2 遥感影像解译处理流程图

11.1.2 生态环境功能区划及生态系统现状

11.1.2.1 生态功能区划

根据《甘肃省生态功能区划》，评价区位于华池县、庆城县，属黄土高原农业生态区中的陇东黄土丘陵农业生态亚区的黄土残塬旱作农业强烈水土流失生态功能区。

黄土残塬旱作农业强烈水土流失生态功能区属于暖温性森林草原生态系统。主要物种有白羊草、菱篙、长芒草等。该区光照充足，热量丰富，源面宽阔平缓，河谷宽而均匀，阶地发育，十分有利于农业的发展。

区划中提出，宁南-陇东黄土丘陵农业生态亚区是甘肃省重要粮仓，也是煤化、油气生产基地。生态环境建设应以水土保持为主，加强生物措施与工程措施相结合的水土保持工作，特别是塬边和沟坡的治理。推广山、水、林、田、路的流域综合治理。沟坡地带以建设水土保持林草植被为主，缓坡建设高水平人工梯田，发展林果业。塬面积极推广旱作农业技术，提高农业抗灾能力。河谷地区完善灌溉系统，推广节水灌溉技术，发展高效集约经营。

11.1.2.2 生态系统类型

根据实地调查，评价区主要有 7 种生态系统类型。其中以草地生态系统，分布广，面积大。各个生态系统的组成及分布见表 11.1.2-1。

表 11.1.2-1 油区生态系统类型及特征

序号	生态系统类型	主要物种	分布特征	分布	
				面积	比例
1	阔叶林生态系统	乔木有油松、白桦、刺槐、旱柳等；主要灌木有酸枣、沙棘、胡枝子、锦鸡儿、丁香、黄刺玫、狼牙刺等	呈片状、斑块状大面积分布于评价区	3067.587	22.01
2	阔叶灌丛生态系统	主要灌木有酸枣、黄刺玫、马茹刺、丁香、杠柳等	呈片状、斑块状分布于评价区沟谷两侧	522.71	3.75
3	草地生态系统	草本植物主要有长芒草、白羊草、大油芒、针茅、狗尾草、铁杆蒿等	呈片状分布于评价区内的荒坡、沟谷	4979.371	35.74
4	农田生态系统	农作物有玉米、豆类、谷类、薯类等	呈带状或斑块状分布于评价区内沟谷两侧及台塬	4557.54	32.71
5	居住地生态系统	以人为主，人工绿色植物	人工绿色植物区	262.81	1.88
6	工矿交通生态系统	以人为主，人工绿色植物	呈斑块状散布评价区	426.68	3.06
7	水域生态系统	水生藻类、芦苇、白茅等	呈线状分布于评价区	106.15	0.76
8	其他	人工绿色植物	呈斑块状散布评价区	50.84	0.36
总计				13933.86	100.00

评价区内主要生态系统的现状描述如下：

(1) 农田生态系统

农田生态系统结构简单，作物种类较单一，占较大比例的农作物群落与其它生物群落相互作用，共同生存。受人类活动的强烈干扰，农田生态系统系统具有高度开放性，系统内能量流动和物质循环量较大。

(2) 草地生态系统

评价区草地主要是天然草地，主要分布在山间沟谷洪水冲刷、水土流失较严重、土壤瘠薄地区，其生长缓慢、稀疏、低矮，牧用价值不高，平均生产力 1.77t/hm²。该系统中动物种群简单，以野兔为主等。

(3) 林地生态系统

1) 阔叶林

区内以灌木林为主，乔木林分布少，均为次生林或人工林。乔木树种有山杨、白桦、油松、泡桐、刺槐等。林木胸径一般在 7~20cm，树高 10~15m，林地郁闭度 0.4~0.8，林木蓄积量空间分布差异较大，一般在 20~60m³/hm²。

2) 灌木林

灌木林地主要分布于评价区沟谷两侧，且以阴坡陡坡沟坡地为主，分布较均一，以灌木、半灌木为优势类群，主要灌木有沙棘、酸枣、胡枝子、锦鸡儿、丁香、黄刺玫、狼牙刺等。林地生态系统中的鸟类种类较少，数量不多，多为广布种。

（4）水域生态系统

评价区内的水域为环江及其支流，各种水草及其微生物相互作用形成了水域生态系统。评价区内其它小型沟流，在干旱季节经常干涸、断流，从而使水域生态受到破坏，甚至造成生态系统的转型。

（5）村镇生态系统

评价区村庄呈条带状、斑块状散布，主要集中于黄土沟谷和黄土梁峁地带。村镇生态系统以人为主，辅以人居环境。村居四邻栽植有桐、槐等乔木，院落内有桃、杏等果树，在零散土地种植各类蔬菜。整体上，评价区村镇生态环境发展良好。

（6）工矿交通生态系统

评价区工矿企业、道路呈条带状、斑块状散布，主要集中于黄土沟谷和黄土梁峁地带。工矿交通生态系统以工矿企业、村镇道路为主，道路两侧栽植有桐、槐等乔木。整体上，评价区村镇生态环境发展良好。

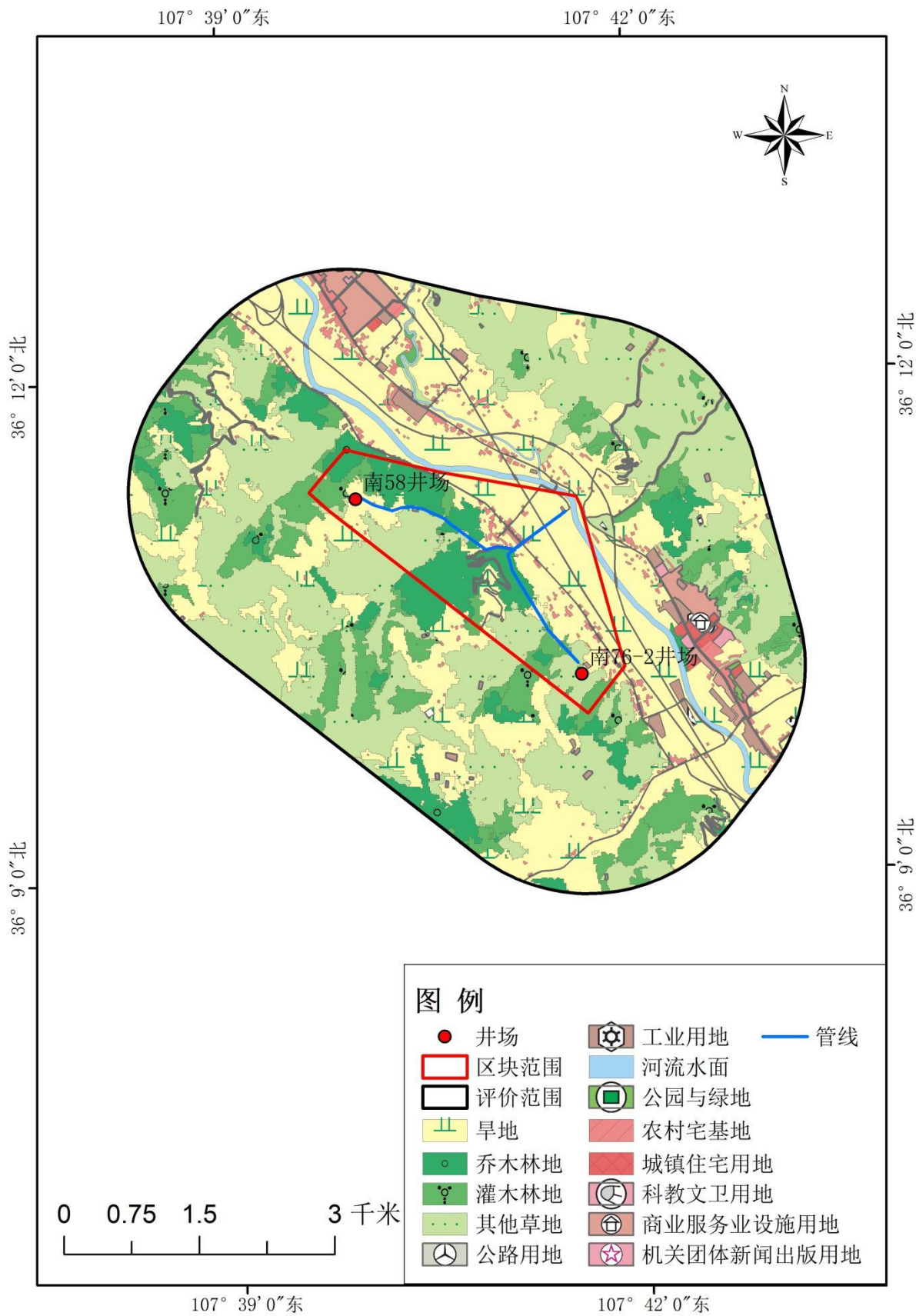


图 11.1.1-3 生态系统类型图（岭 405 井区）（1）

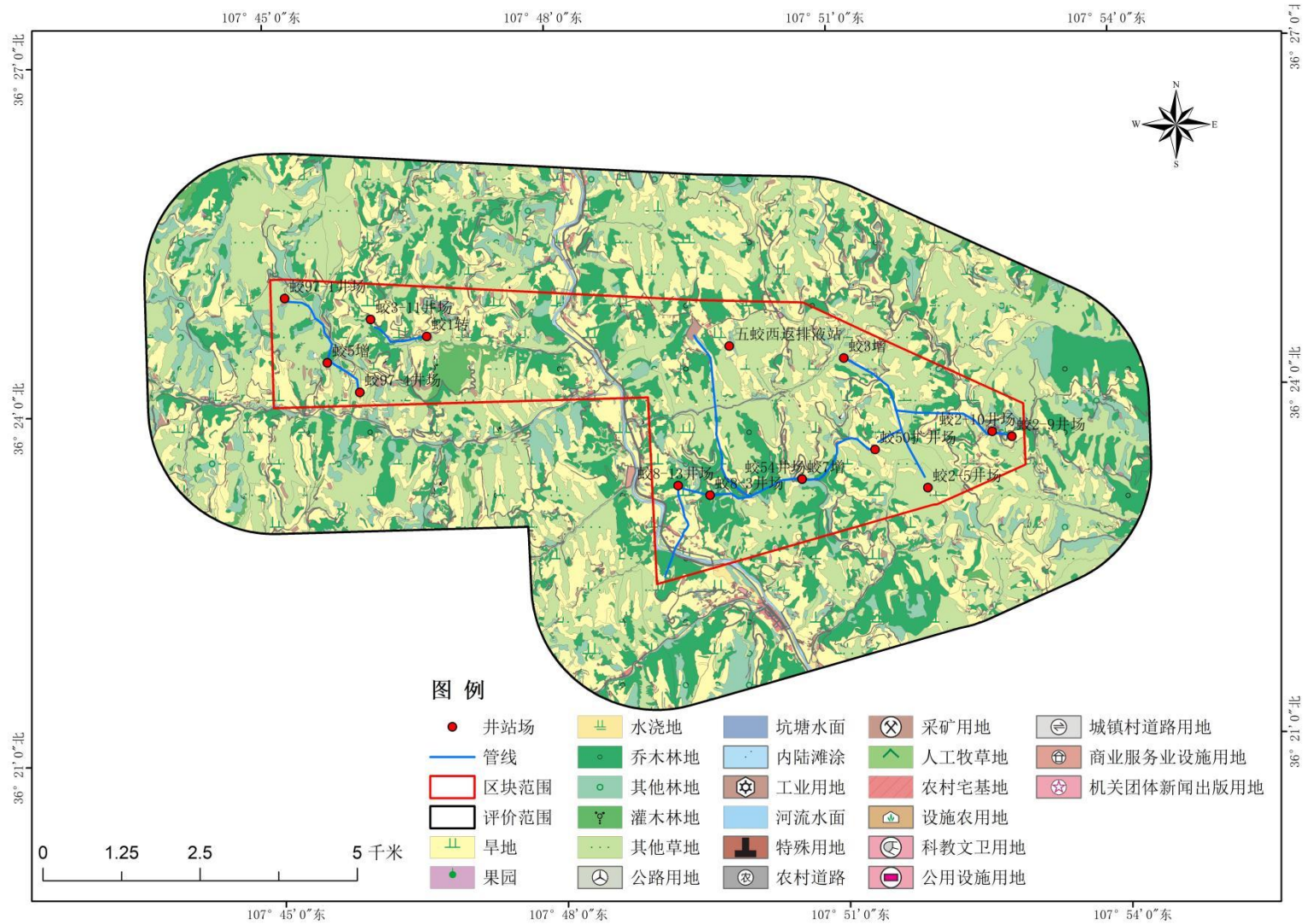


图 11.1.1-3 生态系统类型图（五蛟西井区）（2）

11.1.2.3 生态系统生产力与生物量

(1) 生态系统生产力

根据类比及查阅资料（《陇东黄土高原地区生态系统格局变化及驱动力分析》、《陇东耕地净第一性生产力与生态服务价值分析》等），结合本次遥感解译获得的 NDVI 数值，计算确定评价区单位面积平均第一性生产力见表 11.1.2-3。

表 11.1.2-2 评价区生态系统第一生产力估算表

生态系统类型	面积 (hm ²)	平均第一性生产力	总生产力 (10 ⁴ t/a)	备注
		(t/hm ² ·a)		
农田生态系统	3252.91	6.4	2.0818624	五蛟西区
草地生态系统	3673.07	4.9	1.7998043	
灌木生态系统	90.96	7.1	0.0645816	
其他	3216.46	0.2	0.0643292	
平均	10233.4	5.5	5.62837	
农田生态系统	1317.98	6.4	0.8435072	马岭南试验区
草地生态系统	1270.99	4.9	0.6227851	
灌木生态系统	431.76	7.1	0.3065496	
其他	679.74	0.2	0.0135948	
平均	3700.47	5.5	2.0352585	

根据奥德姆的生态系统分类体系，本评价区生产力属于较低等级的第三亚等级，与传统温带草原生态系统（平均生产力约 5~6t/hm²·a）相当。

(2) 生态系统生物量

根据相关资料文献，采用郭跃东等（2009）研究建立的基本参数并利用遥感资料，结合现场调查数据进行估测，确定评价区灌木林平均生物量为 17.5t/hm²；对于草地生态系统生物量，通过在典型样地采取“全部收获法”，实测得出本评价区草地生物量平均为 3.3t/hm²；由于农田主要是当年种，当年收割，因而农田生物量以庆阳市当地统计年鉴中平均作物产推算全株总生物量，为 14.4t/(hm²·a)。根据上述参数，确定评价区主要生态系统生物量见表 11.1.2-3。

表 11.1.2-3 评价区生态系统生物量估算表

生态系统类型	面积 (hm ²)	平均生物量 (t/hm ² ·a)	总生物量 (10 ⁴ t/a)	备注
农田生态系统	3252.91	14.4	4.6841904	五蛟西区
草地生态系统	3673.07	3.3	1.2121131	
灌木生态系统	90.96	17.5	0.15918	
其他	3216.46	0.2	0.0643292	
平均	10233.4	7.82	8.0025188	
农田生态系统	1317.98	14.4	1.8978912	岭 405 区
草地生态系统	1270.99	3.3	0.4194267	
灌木生态系统	431.76	17.5	0.75558	
其他	679.74	0.2	0.0135948	

平均	3700.47	7.82	2.89376754	
----	---------	------	------------	--

11.1.2.4 生态系统综合评价

由于本项目不涉及排放，不跨越河流，项目本身不会对水生生态系统产生影响，因此本次评价主要针对该区域的陆生生态系统的服务功能、完整性、稳定性等进行重点评价。

① 生态系统完整性

评价区内现状生态系统完整性的评价可依据区域内不同景观类型的分布格局来分析，目前评价区内呈现明显的农田、灌丛、草地以及人工建筑景观相间存在的局面，区域内生态系统类型的种类不复杂，一级景观与二级景观的连通程度相对较高。但各景观的优势度相差较大，主要是以草地与农田景观为控制类型，整个生态系统的功能以单一景观类型起主导作用，从该角度讲评价区内系统的稳定性受人类干预的影响较大。从整个区域的连通性讲，生态系统层次结构仍基本保持完整，组成各生态系统各因子的匹配与协调性以及生物链的完整性依然存在。

② 生态系统稳定性

自然系统稳定状况从恢复稳定性和阻抗稳定性两方面进行分析。前者是指系统受到破坏后恢复到原来状态的能力，后者指系统抵御外界干扰的能力。

1、恢复稳定性：

根据生态学相关理论，生态系统的恢复稳定性主要决定于自然系统中生物组分生物量的大小，这是由于只有生物才具备对受损的生态环境自动修补的能力。

一般情况下，生物组分恢复能力的排序为：乔木>灌木>草地>耕地>裸地，但有时由于各类植被覆盖度差异较大，这个顺序可能会发生变化。以上分析可知，评价区生态系统平均生物量为 10.89t/hm²，处于中等水平。

2、阻抗稳定性：

阻抗稳定性是由该区域景观异质性决定的，因为高的异质性可以有效阻止外界的干扰。从评价区各用地类型斑块分布的格局可知，评价区包括灌丛生态系统、草地生态系统、村镇生态系统、农田生态系统等多种生态系统，整体上具有较好的阻抗稳定性。

③ 生态系统服务功能

生态系统服务功能是指生态系统与生态过程所形成及所维持的人类赖以生存的自然环境条件与效用，它不仅给人类提供生存必需的食物、医药及工农业生产的原料，而

且维持了人类赖以生存和发展的生命支持系统。生态系统服务功能可通过“生态系统服务价值”进行定量分析。生态系统服务价值是通过货币的形式表征生态系统的各项服务功能的大小。根据我国学者谢高地提出的中国各类生态系统各项生态服务的价值（见表 11.1.2-4），计算出本项目评价区的生态系统服务价值，详见表 11.1.2-5。

表 11.1.2-4 中国陆地生态系统单位面积服务价格表 单位：元/hm²

生态服务项目	耕地	林地	草地	水域	沙地	湿地	园地
气体调节	442.4	3097	707.9	0	0	1592.8	2655
气候调节	787.5	2389.1	796.4	407	0	15131.8	1770
水源涵养	530.9	2831.5	796.4	407	0	15131.8	1770
土壤形成与保护	1291.9	3450.9	1725.5	8.8	17.7	1513.2	1291.1
废物处理	1451.2	1159.2	1159.2	16086.6	8.8	16087.5	1451.4
生物多样性	628.2	2884.6	964.5	2203.3	300.8	2212.3	964.7
食物生产	884.9	88.5	265.5	88.5	8.8	265.5	442.5
原材料	88.5	2301.6	44.2	8.8	0	61.9	177
娱乐文化	8.8	1132.6	35.4	3840.2	8.8	4911	1132.8
总计	6114.3	19335	6406.5	40676.4	371.4	55492	11301.5

表 11.1.2-5 评价区生态系统服务价值表

生态系统类型	面积 hm ²	生态系统服务价值单价（元/hm ² ）	生态系统服务价值（万元）
农田生态系统	4570.89	6114.3	2794.779273
草地生态系统	4944.06	6406.5	3167.412039
灌木生态系统	522.72	9609.75	502.320852
其他	3896.2	-1000	-389.62
平均	13933.87	6272.8	8740.437974

注：建设用地生态系统参考《城市建设用地生态服务功能价值计算与应用》中的研究结果

以上分析可知，评价区生态系统服务价值为 0.874 亿元，平均生态系统服务价值 62.73 万元/km²，高于全国平均水平 50 万元/km²（《中国陆地生态系统服务功能及其价值评价研究》），说明评价区生态服务功能较高。

④ 总体变化趋势

根据《陇东黄土高原地区生态系统格局变化及驱动力分析》，自 2000 年至 2019 年间，陇东地区城镇、灌丛、森林面积有所增加，而草地、农田、未利用地面积有所下降。其中，城镇面积增幅最大，草地面积降幅最大。城镇新增面积主要来源于草地、裸地、农田、灌丛，草地减少面积主要转换为灌丛、城镇、荒漠裸地、森林，新增加森林主要从草地转化而来，主要转化为阔叶林。减少的裸地主要转化为城镇、湿地、草地，新增

裸地主要由草地转化。减少的农田面积主要转化成城镇、草地，新增农田主要由草地转化。上述转化趋势表明，在过去 20 年间，陇东地区生态系统质量总体略有改善，在人类活动强度较低的区域，城镇化建设、农业生产等人类活动对生态系统有一定干扰作用，随着道路密度的增加，城市扩张对生态系统格局和质量造成一定压力。而退耕还林还草、水土保持等生态工程的实施，减轻了人类活动对庆阳周边生态系统造成的负面影响，对陇东地区生态系统质量的改善有积极作用。

11.1.3 土地利用现状

按照《土地利用现状分类》（GB/T 21010-2017），评价区主要土地利用现状类型分为旱地、乔木林地、灌木林地、其他草地、农村宅基地、河流水面、公路用地、工业用地共 8 类。在影像解译中，土地利用现状主要根据色彩、色调、纹理和形状等特征作为主要解译标志进行解译，土地利用现状解译标志见表 11.1.3-1。

表 11.1.3-1 土地利用类型遥感影像特征植被覆盖度类型

序号	土地利用类型		遥感影像特征
	一级类	二级	
1	耕地	旱地	呈淡黄色色彩，色彩均匀，具格状影纹，分布于评价区中部，解译标志明显
2	住宅用地	农村宅基地	呈粉红色色彩，呈片状分布或棋盘状，有道路连接
3	林地	乔木林地	呈淡绿色~绿色色彩，斑块状分布，呈团簇状集中分布，解译标志明显
4		灌木林地	呈青绿色色彩，具斑点状影纹，分布于低山丘陵区
5	草地	其他草地	呈黄绿色色彩，广泛分布于评价区内
6	水域及水利设施用地	河流水面	呈淡蓝色色彩，呈线状分布
7	交通运输用地	公路用地	呈浅灰色线装分布
8	工矿仓储用地	工业用地	呈棕色色彩，呈片状零散分布，有道路连接

涉及华池县五蛟西区块评价区生态系统类型统计见表 11.1.3-2，各区块土地利用现状图见图 11.1.3-4 至 11.1.3-5。

表 11.1.3-2 华池县五蛟西评价区各井区土地利用现状统计表 单位：面积—hm²，比例—%

土地类型 区块	采矿用地	村镇道路 用地	工业用 地	公路 用地	灌木林 地	果园	旱地	河流水 面	机关团 体新闻 初版用 地	科教文 卫用地	内陆 滩涂
五蛟 西 区 块	62.17	0.42	0.40	20.63	90.96	0.84	3239.55	47.55	1.43	2.79	30.13
	0.61	0.00	0.00	0.20	0.89	0.01	31.66	0.46	0.01	0.03	0.29

土地类型 区块	农村道路	农村宅基地	其他草地	其他林地	乔木林地	人工牧草地	商业服务设施用地	设施农用地	水浇地	特殊用地	养殖坑塘
	五蛟西区块	164.93	88.53	3668.72	855.16	1909.82	4.35	5.20	26.30	12.51	0.66
面积	1.61	0.87	35.85	8.36	18.66	0.04	0.05	0.26	0.12	0.01	0.00
比例	10233.39										
面积合计	100										
比例合计											

表 11.1.3-3 庆城县岭 405 评价区各井区土地利用现状统计表 单位：面积—hm²，比例—%

土地类型 区块	城镇住宅用地	工业用地	公路用地	公园与绿地	旱地	河流水面	机关团体新闻初版用地	科教文卫用地	农村宅基地	其他草地	乔木林地	商业服务设施用地
	五蛟西区块	11.56	48.84	102.84	2.17	1317.98	58.42	3.05	4.00	88.57	1270.99	302.61
面积	0.31	1.32	2.78	0.06	35.62	1.58	0.08	0.11	2.39	34.35	8.18	1.56
比例	3700.47											
面积合计	100											
比例合计												

通过上表可知：总体而言，五蛟西评价区主要土地类型为其他草地和旱地，分别占评价区总面积的 35.5%和 31.66%，庆城岭 405 评价区主要土地类型为其他草地和旱地，分别占评价区总面积的 34.35%和 35.62%。评价区土地利用方式受地形、气候及水分条件的控制，旱地主要分布于河流阶地、黄土梁塬；乔木林地和灌木林地主要分布于黄土谷坡；其他草地主要为退耕还林后的过渡性地类，主要分布于塬面以下地形起伏较小的坡地。

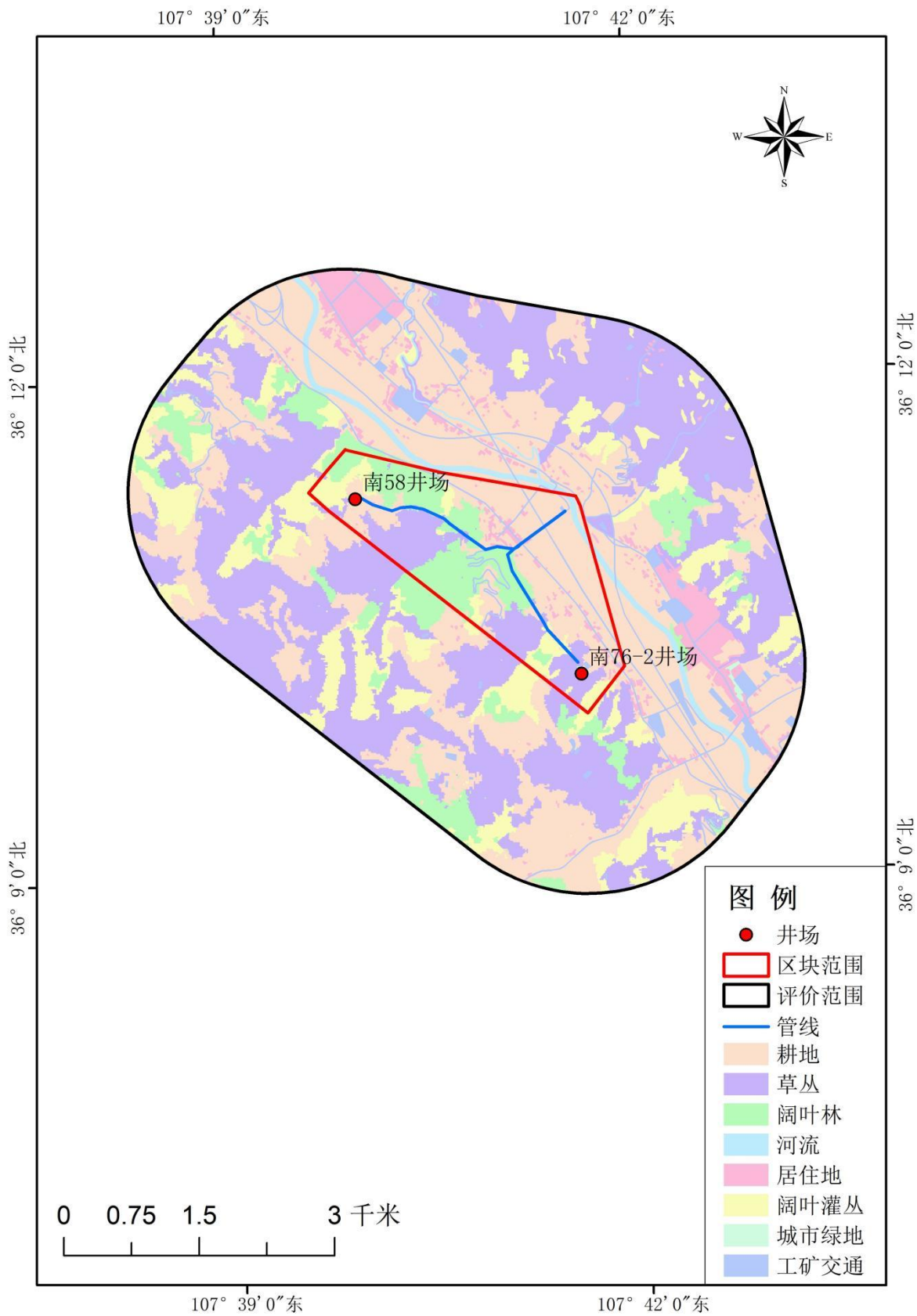


图 11.1.3-4 评价区土地利用现状图（岭 405 井区）（1）

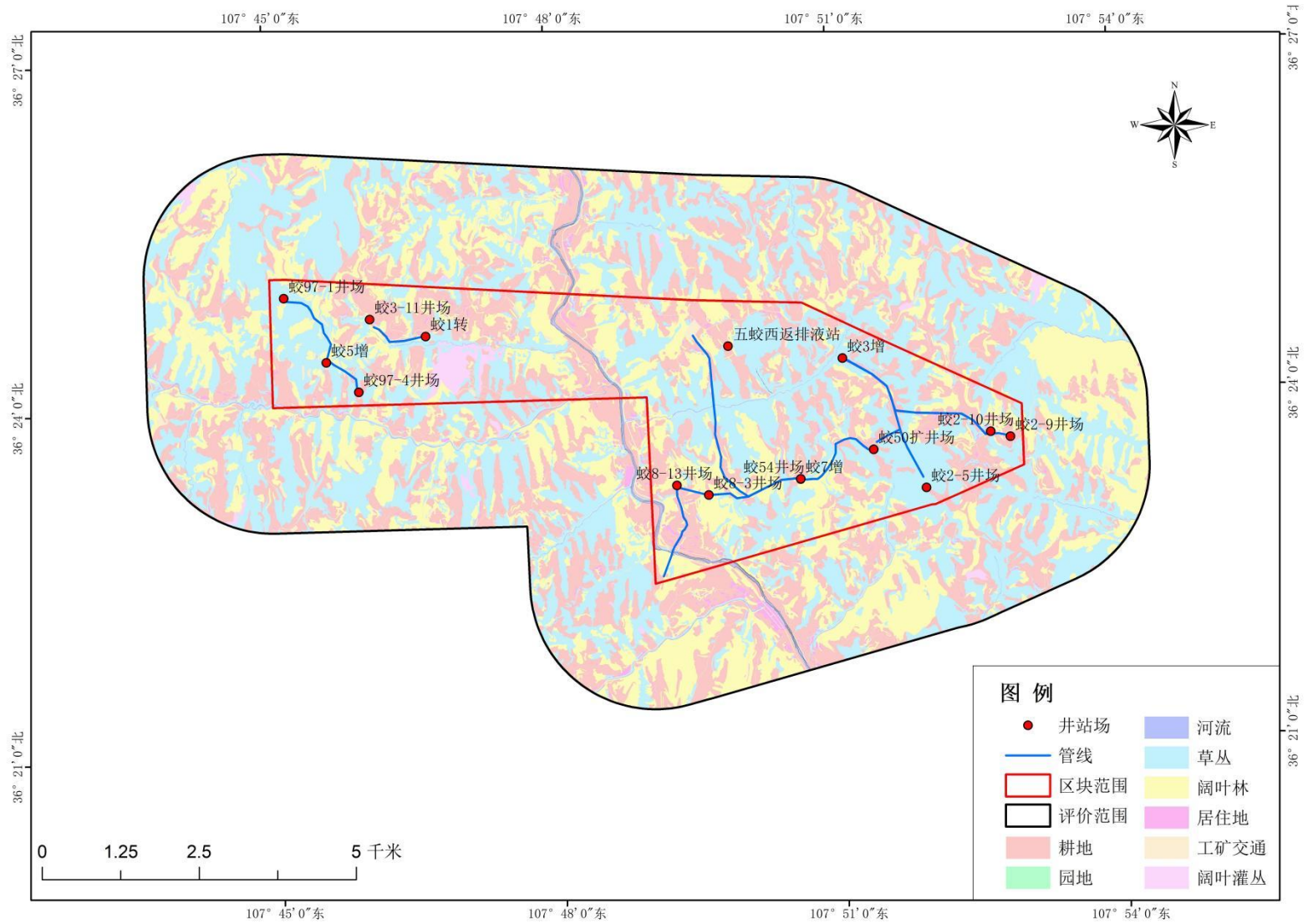


图 11.1.3-4 土地利用现状图（五蛟西区）（2）

11.1.4 土壤类型

评价区的土壤类型主要是黄绵土，其中用于耕作的土壤类型主要是黑垆土和黄绵土，有机质含量 0.99%，含氮平均含量 0.062%，速效磷平均含量 6.54ppm，PH 值 7.8~8.4，属微碱性。土壤养分中有机质含量较低，氮少，磷极缺，钾有余，但土壤质地良好，土层深厚，易蓄水。华池县耕作土壤主要以黑垆土和黄绵土为主，土壤氮、磷缺乏，有机质严重不足，但钾含量较为丰富。塬面主要为黑垆土、黄绵土；山地和川道多为黄绵土。

黑垆土主要分布在黄土塬区、黄土丘陵区的梁峁顶部及沟道、河道的二、三级台地上。黑垆土是古老的耕作土壤，农业产状形状良好，有机质含量丰富，耕作层呈团状、粒状结构，因其具有一个深厚的黑色母层而得名，本地的大多数农作物能在该土中较好地生长。由于近代侵蚀加剧，塬区沟坡和丘陵梁峁分布的黑垆土几乎侵蚀殆尽，目前仅限于局部地段，与马兰黄土交错分布，其有机质含量 1.0~1.5%，腐植层厚 1.0m 以上。

黄绵土是在黑垆土各发育层侵蚀殆尽后，在裸露出来的马兰黄土母质或离石黄土母质上发育形成的一种侵蚀性土壤，是耕种熟化和侵蚀共同作用的产物，主要分布在黄土梁峁丘陵、塬边、咀稍以及沟谷坡地上，大部分农耕地属此土壤。常和黑垆土交错存在，土层深厚，耕层愈厚，肥力愈高，土质疏松，易耕作，适耕时间长。黄绵土耕作层有机质、氮、磷含量普遍低，平均有机质含量在 0.72~1.18%之间。

11.1.5 植被资源现状

11.1.5.1 主要植被类型

根据现场调查结果并参照《陇东黄土高原丘陵沟壑区天然草地群落学特征研究》等前人研究成果，评价区主要植物群落及特征见 11.1.5-1。

表 11.1.5-1 评价区主要植物群落及特征

序号	群落名称	群落描述	群落分布
1	山杨、刺槐 落叶阔叶 林	建群种以山杨为主，间有刺槐、油松等常见次生林木，林下混生灌木以狼牙刺、酸枣、荆条等旱生灌木为主，群落高度平均约 2~3m，盖度常在 60%左右	沟谷谷底、河滩地 及村落间
2	沙棘、酸枣 灌草丛群 落	群落植物以沙棘、酸枣为主，伴生植物有铁杆蒿、赖草、艾蒿、狗尾草、长芒草、白羊草、赖草、大蓟等。该群落成片状或团块状分布，酸枣高度 40~250cm，丛幅 50~300cm。	主要分布于河道沟 谷两侧及黄土梁峁 阴坡、缓坡地带
3	长芒草、白 羊草杂草 类草丛	群落植物主要有长芒草、白羊草、阿尔泰狗娃花、胡枝子、冷蒿、黄花蒿等，长芒草为建群种，群落平均高度 50cm，盖度 40%	广泛分布于评价区 各处

本次评价植物资源调查引用《长庆实业集团有限公司 2022 年甘肃产能建设工程环境影响报告书》植被资源调查内容。

实地调查采取样方和样线踏查的方法进行，针对评价区的维管植物资源进行调查。调查过程中能够准确识别的植物种类，及时记名记录。对于野外不能准确鉴定的植物种类，用智能手机识别软件分析识别，并拍照记录。最后，整理汇总评价区植物名录。通过查阅现有资料，初步了解工程沿线植被状况，在地形图上初步确定野外考察路线及样地设置区，然后在实地踏查的基础上，确定典型的植物群落地段，进行样地调查。

① 布设原则

- 1、在主要的工程直接占地区、间接影响区及生态敏感区等区域布设样方。
- 2、选择上述区域的典型植被群落类型，分别布设样方。
- 3、考虑评价区内沟谷梁峁等地形造成的生态系统差异，尽量考虑在不同地貌类型地带布设样方以最大限度覆盖评价区内所有植被群落。

② 样方调查结果

样方记录表见报告附件，统计表见表 11.1.5-1。

表 11.1.5-1 样方统计表

编号	坐标	地点	面积	群落类型	与井区位置关系
样 01	107°46'18.41", 36°25'52.23"	五蛟镇马河村	1m×1m	长芒草-白羊草草地	位于评价区外西北侧约 1.4km
样 02	107°47'42.22", 36°24'44.36"	五蛟镇城壕村	1m×1m	长芒草草地	位于评价区内中部，位于蛟 3-11 井场东侧约 2.3km
样 03	107°52'14.29", 36°23'50.20"	五蛟镇蒋塬村	1m×1m	长芒草-白羊草草地	位于评价区内东侧，位于蛟 2-10 井场西北约 0.65km
样 04	107°49'20.95", 36°25'14.63"	蛟镇城壕村	3m×3m	狼牙刺灌丛	位于评价区外北侧约 1.4km
样 05	107°49'40.49", 36°23'14.38"	五蛟镇李良子村	3m×3m	狼牙刺-酸枣灌丛	位于评价区南侧，位于蛟 8-3 井场北约 0.12km
样 06	107°50'18.03", 36°22'51.25"	五蛟镇李良子村	3m×3m	狼牙刺灌丛	位于评价区南侧，位于蛟 8-3 井场西北约 1.0km
样 07	107°48'02.46", 36°24'56.42"	蛟镇城壕村	10m×10m	山杨-刺槐林地	位于评价区内北侧约 0.1km
样 08	107°47'06.50", 36°24'43.70"	蛟镇城壕村	10m×10m	山杨-刺槐林地	位于评价区内中部，位于蛟 3-11 井场东侧约 1.4km
样 09	107°48'41.86", 36°24'59.52"	蛟镇城壕村	10m×10m	刺槐林地	位于评价区外西北侧约 0.7km

11.1.5.2 植被分布及特点

根据《甘肃植被》，评价区植物区系属黄土高原森林草原带-陇东黄土高原区，该区域植被又可划分为草甸草原区和典型草原区 2 个植被区域，下属温性疏灌草丛、草甸草原和典型草原 3 个植被型 14 个群系，其中本项目评价区内涉及的主要是酸枣-狼牙刺-蒿类温性灌草丛与长芒草-白羊草暖性草原及山杨-刺槐次生林等 3 个植被群系。

根据查阅历史资料，结合现场调查结果，评价区内现有维管束植物 47 科 132 种，以多年生草本为主，其次为小半灌木及一、二年生草本；水分生态类型中，以中旱生植物为主，区系地理成分中以温带成分（包括泛北极种、古北极种等）和东亚成分（包括华北种、黄土高原种）为主，兼有少量草原成分（包括蒙古种、达乌里-蒙古种）等，评价区常见植物名录见表 11.1.5。

表 11.1.5

区域主要植物名录

序号	中文名	学名	生活型	序号	中文名	学名	生活型
一、松科 Pinaceae				19	赖草	Leymus secalinus	多年生根茎禾草
1	油松	Pinus tabulaeformis	乔木	20	野燕麦	Avena fatua	一年生草本
二、柏科 Cupressaceae				21	糙隐子草	Kengia squarrosa	多年生草本
2	侧柏	Platycladus orientalis	乔木	22	拂子茅	Calamagrostis epigejos	多年生草本
3	杜松	Juniperus rigida Sieb,et Zucc	乔木	23	三芒草	Aristida adscensionis Linn.	一年生草本
三、香蒲科 Typhaceae				24	黄背草	Themeda japonica	多年生草本
4	香蒲	Typha orientalis	多年生草本	25	狼针草	Stipa baicalensis	多年生草本
四、禾本科 Gramineae				26	鹅观草	Roegneria kamoji Ohwi	多年生草本
5	狗牙根	Cynodon dactylon	多年生草本	27	针茅	Stipa capillata Linn.	多年生草本
6	芦苇	Phragmites australis	多年生根茎草本	28	白茅	Imperata cylindrica	多年生草本
7	长芒草	Stipa bungeana Trin.	多年生草本	五、莎草科 Cyperaceae			
8	白羊草	Bothriochloa ischaemum	多年生草本	29	大披针苔草	Carex lanceolata	多年生草本
9	冰草	Agropyron cristatum	多年生草本	30	荆三棱	Scirpus maritimus	多年生草本
10	野古草	Arundinella hirta	多年生草本	六、百合科 Liliaceae			
11	野稗子	Echinochloa crusgalli	多年生草本	31	野蒜	Allium macrostemon	多年生草本
12	蔊草	Arthraxon hispidus	多年生草本	32	卷丹	Lilium tigrinum	多年生草本
13	隐子草	Kengia hancei	多年生草本	33	毛叶石刁柏	Asparagus richophyllus	多年生草本
14	披碱草	Elymus dahuricus	多年生草本	34	蕨叶天门冬	Asparagus filicinus	多年生草本
15	画眉草	Eragrostis pilosa	多年生草本	35	黄精	polygonatum sibiricum	多年生草本
16	白草	Pennisetum flaccidum	多年生草本	七、杨柳科 Salicaceae			
17	早熟禾	Poa annua	一或二年生草本	36	垂柳	Salix babylonica	乔木中生
18	狗尾草	Setaria viridis	一年生草本	37	旱柳	Salix mastudana	乔木中生
38	小叶杨	Populus simonii	乔木旱中生	53	石头花	Gypsophila davurica	多年生草本
39	河北杨	Populus hopeiensis	乔木旱中生	54	蝇子草	Silene gallica	一年生草本
40	山杨	Populus davidiana	乔木中生	55	鹅肠菜	Malachium aquaticum	多年生草本
八、壳斗科 Fagaceae				十六、毛茛科 Ranunculaceae			
41	槲栎	Quercus aliena	乔木	56	铁线莲	Clematis montana	蔓生半灌木
九、榆科 Ulmaceae				十七、罂粟科 Papaveraceae			
42	榆	Ulmus pumila	乔木	57	地丁	Corydalis bungeana	二年生草本

十、桑科 Moraceae				58	白屈菜	Chelidonium majus	多年生草本
43	葎草	Humulus scandens	一年生草本	十八、十字花科 Cruciferae			
十一、蓼科 Polygonaceae				59	芥菜	Capsella brusa-pastoris	一年生草本
44	酸模叶蓼	Polygonum lapathifolium	一年生草本	60	播娘蒿	Descurainia sophia	一年生草本
45	篇蓄	Polygonum aviculare	多年生草本	61	独行菜	Lepidium apetalum	一年生草本
46	齿果酸模	Rumex dentatus	一或二年生草本	十九、景天科 Crassulaceae			
47	羊蹄	Rumex crispus	多年生草本	62	瓦松	Orostachys fimbriatus	多年生草本
十二、马齿苋科 Portulacaceae				63	费菜	Sedum aizoon	多年生草本
48	马齿苋	Portulaca oleracea	一年生草本	二十、蔷薇科 Rosaceae			
十三、苋科 Amaranthaceae				64	匍匐委陵菜	Potentilla reptana	多年生草本
49	繁穗苋	Amaranthus paniculatus	一年生草本	65	山桃	Prunus davidiana	小乔木
50	反枝苋	Amaranthus retroflexus	一年生草本	66	山杏	Prunus armeniaca var.ansu	小乔木
十四、藜科 Chenopodiaceae				67	蛇莓	Duchesnea indica	多年生草本
51	小藜	Chenopodium serotinum	一年生草本	68	黄刺玫	Rosa xanthina Lindl.	灌木
52	灰绿藜	Chenopodium album	一年生草本	二十一、豆科 Leguminosae			
十五、石竹科 Caryophyllaceae				69	野豌豆	Vicia sepium	多年生草本
70	达乌里胡枝子	Lespedeza davurica	半灌木	86	乳浆大戟	Euphorbia esula	多年生草本
71	截叶铁扫帚	Lespedeza cuneata	小灌木	二十八、卫矛科 Celastraceae			
72	小叶锦鸡儿	Caragana microphylla	灌木	87	南蛇藤	Celastrus orbiculatus	木质藤本
73	短梗胡枝子	Lespedeza cyrtobotrya	灌木	二十九、鼠李科 Rhamnaceae			
74	刺槐	Robinia pseudoacacia	乔木	88	酸枣	Ziziphus jujuba	灌木
75	粗糙紫云英	Astragalus scaberrimus	一年生草本	89	小叶鼠李	Rhamnus parvifolia	灌木
	天蓝苜蓿	Medicago lupulina	一年生草本	三十、葡萄科 Vitaceae			
二十二、酢浆草科 Oxalidaceae				90	乌苣莓	Cayratia pseudotrifolia	草质藤本
	酢浆草	Oxalis corniculata	多年生草本	91	毛葡萄	Vitis quinquangularis	木质藤本
二十三、牻牛儿苗科 Geraniaceae				三十一、椴树科 Tiliaceae			
	老鹳草	Geranium wilfordii	多年生草本	92	孩儿拳头	Grewia biloba	灌木

	牻牛儿苗	<i>Erodium stephanianum</i>	一或二年生草本	三十二、锦葵科 Malvaceae			
二十四、蒺藜科 Zygophyllaceae				94	野西瓜苗	<i>Hibiscus trionum</i>	一年生草本
	蒺藜	<i>Tribulue terrestris</i>	多年生草本	95	圆叶锦葵	<i>Malva rotundifolia</i>	多年生草本
二十五、苦木科 Simarubaceae				96	苘麻	<i>Abutilon theophrasti</i>	多年生草本
	臭椿	<i>Ailanthus altissima</i>	乔木	三十三、堇菜科 Violaceae			
二十六、远志科 Polygalaceae				97	紫花地丁	<i>Viola philippica</i>	多年生草本
	远志	<i>Polugala tenuifolia</i>	多年生草本	98	圆叶堇菜	<i>Viola pseudo-bambusetorum</i>	多年生草本
二十七、大戟科 Euphorbiaceae				三十四、伞形科 Euphorbiaceae			
	铁苋菜	<i>Acalypha australis</i>	一年生草本	99	野胡萝卜	<i>Daucus carota</i>	二年生草本
	湖北大戟	<i>Euphorbia hylonoma</i>	多年生草本	三十五、柿树科 Ebenaceae			
	地锦	<i>Euphorbia humifusa</i>	一年生草本	100	君迁子	<i>Diospyros lotus</i>	乔木
三十六、萝藦科 Asclepiadaceae				116	车前	<i>Plantago asiatica</i>	多年生草本
101	牛心朴子	<i>Cynanchum komarovii</i> Al.	多年生草本	四十四、茜草科 Rubiaceae			
102	鹅绒藤	<i>Cynanchum chinense</i>	多年生草本	117	茜草	<i>Rubia cordifolia</i>	多年生草本
三十七、旋花科 Convolvulaceae				四十五、桔梗科 Campanulaceae			
103	藤长苗	<i>Calystegia pellita</i>	多年生草本	118	石沙参	<i>Adenophora polyantha</i>	多年生草本

104	牵牛	<i>Pharbitis nil</i>	一年生草本	四十六、菊科 Compositae			
105	打碗花	<i>Calystegia hederacea</i>	一年生草本	119	茵陈蒿	<i>Artemisia capillaris</i>	半灌木
三十八、紫草科 Boraginaceae				120	黄蒿	<i>Artemisia annua</i>	一年生草本
106	附地菜	<i>Trigonoyis peduncularis</i>	多年生草本	121	艾蒿	<i>Artemisia argyi</i>	多年生草本
三十九、唇形科 Labiatae				122	南牡蒿	<i>Artemisia eriopoda</i>	多年生草本
107	夏至草	<i>Lagopsis supina</i>	多年生草本	123	铁杆蒿	<i>Artemisia gmelinii</i>	多年生草本
108	地椒	<i>Thymus quinquecostatus</i>	小半灌木状草本	124	阿尔泰紫菀	<i>Aster altaicus</i>	多年生草本
109	益母草	<i>Leonurus artemisia</i>	多年生草本	125	鬼针草	<i>Bidens bipinnate</i>	一年生草本
四十、茄科 Solanaceae				126	刺儿菜	<i>Cephalanoplos segetum</i>	多年生草本
110	枸杞	<i>Lycium chinense</i>	灌木	127	大蓟	<i>Cirsium japonicum</i>	多年生草本
111	龙葵	<i>Solanum nigrum</i>	一年生草本	128	抱茎苦苣菜	<i>Ixeris sonchifolia</i>	多年生草本
112	曼陀罗	<i>Datura stramonium</i>	草本	129	大丁草	<i>Leibnitzia anandria</i>	多年生草本
四十一、玄参科 Scrophulariaceae				130	灰蒿	<i>Artemisia transilicensis</i>	多年生草本
113	婆婆纳	<i>Veronica didyma</i>	一年生草本	131	风毛菊	<i>Saussurea japonica</i>	两年生草本
114	松蒿	<i>Phtheirospermum japonicum</i>	一年生草本	四十七、报春花科			
四十二、紫葳科 Bignoniaceae				132	点地梅	<i>Androsace incana Lam.</i>	一年生草本
115	角蒿	<i>Incarvillea sinensis</i>	一年生草本				

11.1.5.3 主要植被类型

参考中国科学院中国植被图编辑委员会编撰的《中国植被图集》（2001 年），评价区的植被类型主要有农业植被、乔木林、灌木林地、天然草地等 4 类。在影像解译中，植被类型解译标志见表 11.1.5-2。

表 11.1.5-2 植被类型及遥感影像特征

植被类型	遥感影像特征
农业植被	呈淡黄色色彩，色彩均匀，具格状影纹，分布于黄土梁峁盖地和缓坡地。在河道两侧呈带状，块状分布，解译标志明显
落叶阔叶林	深绿色色彩，分布于评价区的沟谷阴坡
温性灌丛	呈暗绿色色彩，具斑点状影纹，分布于较陡沟谷或沟谷阴坡
温性草丛	呈青绿色色彩，广泛分布于评价区内
无植被区	呈灰色色彩，条状沿元城川河道分布于评价区内

根据遥感解译标志，编制植被类型图，见图 11.1.5-1，评价区植被类型面积见表 11.1.5-3。

表 11.1.5-3 评价区各井区植被类型统计 单位：面积—hm²，比例—%

植被类型 统计数据		农业植被	温带落叶阔叶林	温性草丛	温性灌木	无植被区	合计
		五蛟西评价区	面积	3252.91	2764.98	3673.07	90.96
	比例	31.79	27.02	35.89	0.89	4.41	100
岭 405 评价区	面积	1317.98	302.61	1270.99	431.76	11.67	3700.47
	比例	35.62	8.18	34.35	11.67	10.19	100

从植被类型面积统计看：五蛟西评价区植被以温性草丛植被占绝对优势，主要为较为稀疏的中生或旱中生禾草，占评价区总面积的 35.89%，其次农业植被，占比 31.79%，灌木林比例较少，占比为 0.89%。岭 405 评价区植被以农业植被占绝对优势，占比 35.62%，其次为温性草丛，主要为较为稀疏的中生或旱中生禾草，占评价区总面积的 34.35%，灌木林占比为 11.67%，温带落叶阔叶林占比为 8.18%。

通过上表可知：总体而言，评价区植被类型主要为草丛与灌丛植被，其中草丛主要分布于黄土谷坡，植被种类为白羊草、长芒草、达乌里胡枝子、芨芨、铁杆蒿等草本植物以及狼牙刺、酸枣、荆条、黄刺玫、胡颓子等；灌丛面积植被种类主要为二色胡枝子灌丛，同时有狼牙刺、酸枣、荆条、黄刺玫等。农作物种类以小麦为主，其次为高粱、玉米、谷子、糜子、豆类、油菜等，受地形条件限制，农业植被主要分布于黄土塬与河流阶地，同时在部分沟谷坡面有较大面积的梯田分布；阔叶林主要为刺槐林，树木种类主要为刺槐、泡桐、山杨、油松等乔木，以刺槐为主，林下混生有少量狼牙刺、酸枣、荆条、黄刺玫等灌木。

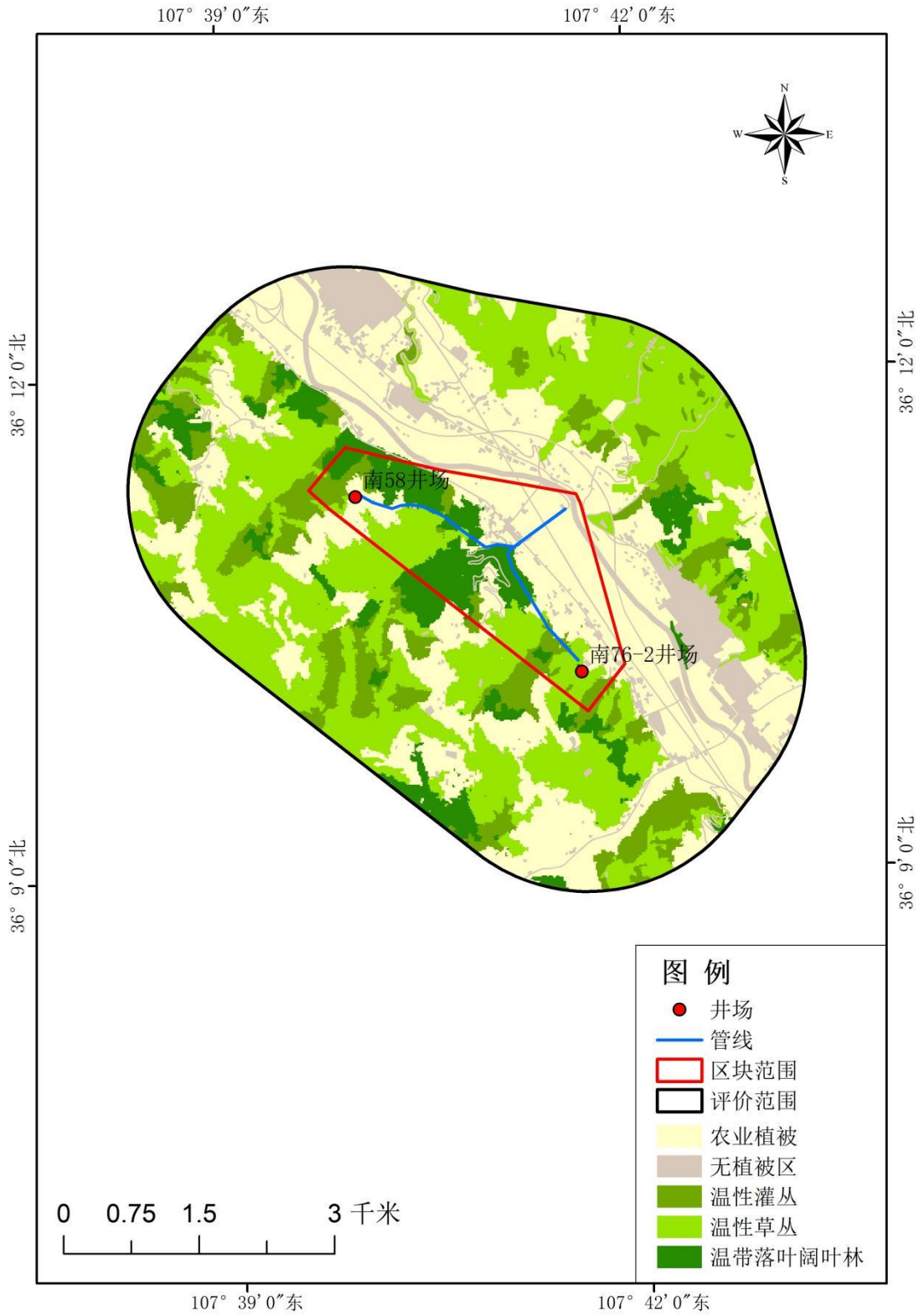


图 11.1.5-1 评价区植被类型图（岭 405 井区）（1）

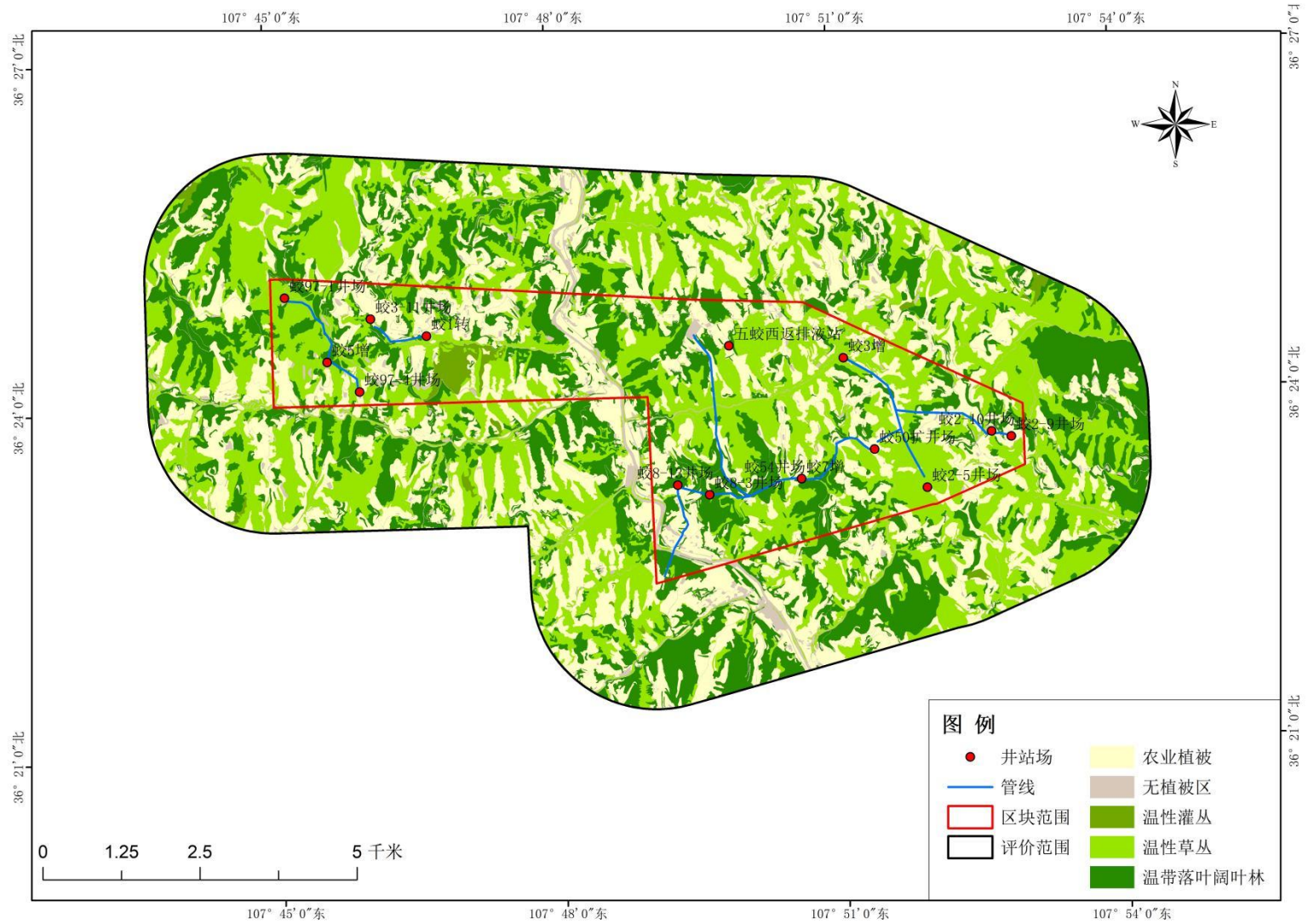


图 11.1.5.1-1 评价区植被类型图（五蛟西区）（2）

植被类型遥感影像解译结果空间分布特征：①乔木林主要分布沟谷谷底、河滩地及村落间，树种主要为刺槐、山杨等乔木，以刺槐为主，林下混生有少量狼牙刺、酸枣、荆条、黄刺玫等灌木；②灌丛呈片状、斑块状分布于区内沟谷两侧，且以阴坡陡坡沟坡地为主，分布较为均一，植被种类为黄刺玫、酸枣、荆条等灌木；③草丛分布于评价区内的黄土谷坡，植被种类为白羊草、长芒草、达乌里胡枝子、茭蒿、铁杆蒿等草本植物；④农业植被广泛分布于黄土塬、河流阶地、沟谷坡面，农作物种类以小麦为主，次为高粱、玉米、谷子、糜子、豆类、油菜等。

11.1.5.4 植被覆盖度

植被覆盖度可定义为单位面积上的植被覆盖面积，是评估生态环境的一个重要参数。本次评价利用植物的反射光谱特征提取植被指数（NDVI）进行转化来反映植被覆盖分布特征，植被覆盖度面积统计如表 11.1.5-4。

表 11.1.5-4 各井区评价区植被覆盖度分布现状 单位：hm²，%

植被覆盖度类别 统计数据		旱地	<30%	30%-45%	45%-60%	60%-75%	>75%	合计
五蛟西评价区	面积	3252.07	1076.23	323.58	705.88	905.99	3696.64	10233.39
	比例	31.78	10.52	3.16	6.90	8.85	38.79	100
岭 405 评价区	面积	1317.98	503.73	74.77	90.68	177.53	1535.79	3700.47
	比例	35.62	13.61	2.02	2.45	4.80	41.50	100
总计	面积	3287.69	1089.84	325.6	708.33	910.79	3738.14	10333.39
	比例	31.82	10.55	3.15	6.85	8.81	36.18	100

根据植被覆盖度遥感影像解译结果图和数据统计结果，区内植被覆盖度以低~中覆盖度为主。①高覆盖度植被分布于评价区北部，主要集中在为沟谷上游且沟较少的阴坡地带；②中高覆盖度植被分布于评价区中部沟谷两侧，且以阴坡陡坡沟坡地为主，分布较为均一；③中覆盖度植被广泛分布于黄土塬及沟谷两侧，且以阳坡及缓坡沟坡地为主，分布较均一；④中低覆盖度植被分布于评价区基岩沟谷陡坡地、黄土梁峁区主要为薄层覆沙地带和陡坡地带；⑤低覆盖度植被分布于基岩沟谷陡坡地，主要为陡坡，陡崖地带。

11.1.6 动物资源现状

根据项目工程生态调查评价区实际交通情况及区域现状，本次野外调查结合区块产能建设项目的位置及评价区的不同生境和生物类型，在评价区域共布设 3 条样线，沿着样线调查记录评价区内的野生动物组成；样方针对不同区块评价区内典型的植被类型进行布设。

本次生态调查评价区样线及样地布设情况见下表。

表 11.1.6-1 评价区动植物调查样线布设情况一览表

编号	起点坐标		终点坐标		长度	海拔 (m)
	经度/E	纬度/N	经度/E	纬度/N		
YX-1	107° 49' 36.98583"	36° 23' 12.30996"	107° 49' 17.75118"	36° 23' 29.76792"	809m	1398~1349
YX-2	107° 47' 50.34549"	36° 24' 36.43262"	107° 47' 23.15433"	36° 24' 45.70233"	810m	1359~1362
YX-3	107° 40' 19.14215"	36° 11' 8.58666"	107° 40' 47.56927"	36° 10' 55.91806"	1109m	1307~11209

根据现场样线调查情况，结合相关资料，结果如下：

(1) 野生动物

根据调查，评价区的野生动物组成比较简单，种类较少，多为常见种类，物种组成以小型兽类和鸟类为主。兽类主要有黄鼬、狗獾、蒙古兔、花鼠、达吾尔黄鼠、大仓鼠、小家鼠等；野生禽类主要有啄木鸟、杜鹃、小沙百灵、家燕、喜鹊、大嘴乌鸦、麻雀等。野生动物主要分布在林地及灌草丛中。

(2) 饲养动物

家畜主要有羊、牛、马、驴、骡、猪、兔、犬、猫等；家禽主要有鸡、鸭、鹅等；饲养昆虫以蜜蜂为主。

据调查，评价区内无国家或省级重点保护野生动物。

11.1.7 农业生产现状

评价区大部分土地为黄土塬沟壑区与河沟川地，由于降水在 400~600mm 范围，故依靠降水耕作。农业种植结构分为粮食作物、经济作物及其它农作物三大类，其中粮食作物以冬小麦和玉米为主，经济作物以油料作物为主，其它作物以蔬菜类为主，评价区主要农作物种类见表 11.1.7-1。

表 11.1.7-1 评价区主要农作物种类

分类		农产品名称
粮食作物	禾谷类	小麦、糜子、玉米、高粱、谷子、荞麦等
	豆类	黄豆、黑豆、青豆、蚕豆、豌豆等
	块根（茎）类	甘薯、洋芋等
经济作物	油料类	胡麻、油菜籽、葵花籽、花生、芝麻、蓖麻籽、荏籽等
	烟草类	烤烟
	药材类	甘草、麻黄、柴胡等
	其它类	黄花菜、白瓜子、黑木耳等
其它作物	蔬菜类	白菜、萝卜、葱、韭菜、蒜、辣椒、芹菜等
	瓜类	西瓜、甜瓜等

11.1.8 水生生态现状

评价区主要水系为葫芦河流域、马莲河流域及蒲河流域，评价引用《甘肃省庆阳市马莲河水利枢纽工程环境影响报告书》的调查结论，评价区水生生物现状如下：

11.1.8.1 浮游植物

浮游植物是水体中能进行光合作用的低等植物，是许多鱼类或其它水生动物的天然饵料。作为水生态系统中的初级生产者，浮游植物在水生态系统的物质循环和能量流动中有着十分重要的作用。

(1)浮游植物种类组成

区域浮游植物计 5 门 38 种。其中硅藻门 23 种、占检出种类的 60.53%；绿藻门 7 种、占检出种类的 18.42%；蓝藻门 5 种、占检出种类的 13.16%；甲藻门和 1 种、占检出种类的 2.23%；隐藻门 2 种、占检出种类的 5.26%。区域浮游植物组成以硅藻门为主，其次为蓝藻门，再次为绿藻门，其它种类偶见。常见种类有钝脆杆藻、针杆藻、桥弯藻、舟形藻、等片藻等。

(2)浮游植物现存量

区域浮游植物密度平均为 14577778ind./L。其中硅藻门占 58.23%、蓝藻门占 24.64%、绿藻门占 14.24%、甲藻门占 0.05%、隐藻门占 2.78%、裸藻门占 0.08%。

区域浮游植物生物量平均 20.1412mg/L。其中硅藻门占 58.23%、蓝藻门占 24.64%、绿藻门占 14.24%、甲藻门占 0.05%、隐藻门占 2.78%、裸藻门占 0.08%。

(3)浮游植物生物多样性

生物多样性是生态系统中生物物种组成结构的重要指标，它不仅反应生物群落组织化水平，而且可以通过结构和功能的关系反映群落的本质属性。生物多样性指数在生态学意义上主要反应生态系统中生物物种的丰富度和均匀度。藻类生物多样性采用 Shannon-Wiener 指数公式计算，区域各断面浮游植物生物多样性指数平均值为 1.32。

11.1.8.2 浮游动物

作为水体浮游生物的重要组成部分，浮游动物在水生态系统结构、功能和生物生产力研究中占有重要地位，一般分为原生动物、轮虫、枝角类和桡足类。

(1)浮游动物的种类

区域共检出浮游动物 26 属 37 种。其中轮虫种数最多 21 种、占浮游动物总种数的 56.76%，其次为原生动物 9 种、占 24.32%，桡足类 5 种、占 13.51%，枝角类 2 种、

占 5.41%。区域水域浮游动物种类组成以轮虫为主、其次为原生动物、桡足类，枝角类偶见。常见种有淡水筒壳虫、小筒壳虫、方形臂尾轮虫、壶状臂尾轮虫、无节幼体等。

(2)浮游动物现存量

根据镜检浮游动物的种类、数量和测算的大小，计算出各断面浮游动物的现存量。

① 密度

区域水域浮游动物密度在 2667~31000ind./L 之间，平均是 12827.43ind./L。其中原生动物占 79.83%，轮虫占 20.17%，桡足类密度为 0.45ind./L，枝角类未检出。

② 生物量

区域水域浮游动物生物量平均 0.0689mg/L，其中原生动物占 73.61%、轮虫占 22.90%、桡足类占 3.49%、枝角类未检出。

(3)浮游动物生物多样性

生物多样性是生态系统中生物组成和结构的重要指标它不仅反映生物群落的组织化水平，而且可以通过结构与功能的关系反映群落的本质属性。

浮游动物多样性采用 Shannon-Wiener、Margalef 指数计算公式，从多样性指数来看马莲河浮游动物种类组成较为简单。

11.1.8.3 底栖动物

(1)底栖动物种类

评价区底栖动物 35 种，其中环节动物 5 种，占 14.28%；软体动物 1 种，占 2.85%；节肢动物 29 种，占 82.87%，优势种有正颤蚓、霍甫水丝蚓、贝螺、拟枝角摇蚊、摇蚊蛹等。

(2)底栖动物现存量

评价区底栖动物密度 133ind./m²，生物量 0.3g/m²，密度、生物量组成中节肢动物占较大比重。

(3)底栖动物现状评价

评价区底栖动物 35 种，环节动物、软体动物、节肢动物分别有 5 种、1 种、29 种，优势种有正颤蚓、霍甫水丝蚓、贝螺、拟枝角摇蚊、摇蚊蛹等，底栖动物密度、生物量分别为 133ind./m²，0.3g/m²。

11.1.8.4 鱼类资源

(1)种类组成

根据《黄河水系渔业资源》（何志辉,1986）、《甘肃脊椎动物志》（王香亭,1991）、《中国鲤科鱼类志（下卷）》（伍献文,1964）、《黄河流域鱼类》（蔡文仙,2012）、《甘肃陇东地区鱼类初步调查》（王丕贤,2003）、《陇东黄土高原地区鱼类区系调查》（杨晨希,2007）等记载,包括调查水域在内的马莲河水域共有鱼类 14 种,分别为鲤鱼、鲫鱼、草鱼、青鱼、拉氏鲢、鳙、棒花鲈、鲢、麦穗鱼、马口鱼、团头鲂、泥鳅、斯氏高原鳅、达里湖高原鳅。其中鲤鱼、鲫鱼、草鱼、青鱼、鲢和团头鲂为养殖种类,土著鱼类主要有拉氏鲢、鳙、棒花鲈、麦穗鱼、马口鱼、泥鳅、斯氏高原鳅、达里湖高原鳅 8 种。

(2)特有及保护鱼类

①国家、省级重点保护鱼类

评价区内马莲河及其主要支流现有的 15 种鱼类,除了鲤鱼、鲫鱼、草鱼、青鱼、鲢和团头鲂为养殖种类外,其他土著鱼类中都没有国家、省政府公布的重点保护鱼类。

②被列入《中国物种红色名录》的鱼类

评价区马莲河有鱼类共 15 种,没有列入《中国物种红色名录》的鱼类。

3) 被列入《中国濒危动物红皮书》的鱼类

马莲河及其评价区水域内均未发现被列入《中国濒危动物红皮书》的鱼类。

11.1.9 生物多样性评价

参考《区域生物多样性评价标准》（HJ623-2011）,对评价区的生物多样性进行评价。

(1) 评价指标及其内涵

根据《区域生物多样性评价标准》（HJ623-2011）,生物多样性评价含有 6 个评价指标。

① 野生维管植物丰富度:指评价区域内野生维管植物的物种数,包括蕨类植物、裸子植物及被子植物三类,用来表征野生植物的多样性。

② 野生高等动物丰富度:指评价区内野生脊椎动物的物种数,包括鸟类、爬行类、两栖类、淡水鱼类以及哺乳类动物五类,用于表征野生动物的多样性。

③ 生态系统类型多样性:指评价区内自然或半自然的生态系统类型数。该指标中规定的生态系统类型是按照《中国植被》（吴征镒,1980）的分类标准确定的,以群系为分类的基本单位进行划分。由于城镇、农田等属于人工生态系统,不计入调查范围内。该指标用于表征自然生态系统类型的多样性。

④ 物种特有性：指评价区内属于中国特有分布的野生维管束植物和野生高等动物的相对数量，其中中国特有分布的植物是按照吴征镒教授《关于中国种子植物的分布区类型划分》中属于中国特有分布的植物物种，该指标用于表征物种的特殊价值。物种特有性=（评价区内中国特有的野生维管束植物物种数/3662+评价区内中国特有的野生高等动物物种数/635）/2

⑤ 外来物种入侵度：指评价区内外来入侵物种数在本地野生维管束植物和野生高等动物物种总数中所占的比例。该指标用于表征生态系统受外来物种的干扰程度。外来物种入侵度=外来入侵物种/（野生维管束植物物种数+野生高等动物物种数），根据走访当地林草部门，油区范围内目前暂无入侵物种的报道记录。

⑥ 受威胁物种丰富度：指被评价区内受威胁的野生维管束植物和野生高等动物的相对数量，受威胁物种指《世界自然保护联盟物种红色名录濒危等级和标准》（3.1版）中规定的极危（CR）、濒危（EN）、易绝（VU）和近危（NT）四类物种。受威胁物种丰富度=（受威胁的野生维管束植物物种数/3662+受威胁的野生高等动物物种数/635）/2

(2) 评价方法

① 指标的归一化处理

归一化后的评价指标=归一化前的评价指标×归一化系数

归一化系数=100/A 最大值

其中，A 最大值：指被计算指标归一化处理前的最大值。

表 11.1.9-1 相关指标参考最大值

指标	参考最大值	归一化系数	权重
野生维管植物丰富度	3662	0.027	0.20
野生动物丰富度	635	0.157	0.20
生态系统类型多样性	124	0.806	0.20
物种特有性	0.3070	325.732	0.20
受威胁物种丰富度	0.1572	636.132	0.10
外来物种入侵度	0.1441	693.963	0.10

② 生物多样性指数的计算

生物多样性指数（BI）是指将上述六项指标，即野生维管植物丰富度、野生高等动物丰富度、生态系统类型多样性、物种特有性、外来物种入侵度和受威胁物种丰富度加权求和，用来表征被评价区域的生物多样性状况。

生物多样性指数 (BI) = 归一化后的野生维管束植物丰富度 × 0.20 + 归一化后的野生高等动物丰富度 × 0.20 + 归一化后的生态系统类型多样性 × 0.20 + 归一化后的物种特有性 × 0.20 + (100 - 归一化后的外来物种入侵度) × 0.10 + 归一化后的受威胁物种丰富度 × 0.10

(3) 评价结果

① 指标统计

根据前面对评价区生态系统及野生动植物资源的调查结果, 对上述 6 项生物多样性评价指标进行统计, 详见表 11.1.9-2。

表 11.1.9-2 各项评价指标值

指标	原始数值	归一化处理后数值	BI
野生维管植物丰富度	132	3.159	12.04
野生动物丰富度	169	7.065	
生态系统类型多样性	5	4.03	
物种特有性	0.08	10.43	
受威胁物种丰富度	0	0	
外来物种入侵度	0	19.67	

根据生物多样性指数 (BI) 将生物多样性状况分为低、一般、中、高四个等级, 见表 11.1.9-3:

表 11.1.9-3 生物多样性状况分级标准

生物多样性等级	BI	生物多样性状况
高	≥60	物种高度丰富, 特有属、种多, 生态系统丰富多样
中	30~60	物种较丰富, 特有属、种较多, 生态系统类型较多, 局部地区生物多样性高度丰富
一般	20~30	物种较少, 特有属、种不多, 局部地区生物多样性较丰富, 但生物多样性总体水平一般
低	<20	物种贫乏, 生态系统类型单一、脆弱, 生物多样性低

参考上述标准, 评价区整体生物多样性为低, 物种相对贫乏, 生态系统尽管多样性较为丰富但均较为脆弱, 受常年人类农业活动与区域较为严重的水土流失影响, 区域生物多样性处于低水平。

11.1.10 区域存在的生态环境问题

项目区属黄土残塬旱作农业强烈水土流失生态功能区, 存在的生态问题主要是该区为泾河各级支流的集中分布区, 沟壑密度大, 大部分地区水力侵蚀严重, 为黄土高原水土流失严重区; 塬区土地利用过度, 易受旱, 产量不稳; 塬边坡地侵蚀强烈, 土壤养分贫乏, 为低产地。

华池县西部属环县黄土丘陵和滩地强烈水土流失牧农生态功能区, 因土壤含粉沙质大, 结构疏松, 极易受侵蚀, 为水蚀、风蚀并重区。

近年来，评价区内气候干旱、土地沙化、草场退化、物种多样性简单化等一系列生态问题也不同程度的凸显出来。

11.2 生态环境影响评价

11.2.1 施工期生态环境影响分析

11.2.1.1 土地利用影响分析

(1) 土地利用方式影响分析

本项目占地包括永久性占地和临时性占地。永久占地包括新扩建井场工程及道路工程的永久征地；临时占地主要用于上述井场、道路施工过程中临时营地的搭建以及集输管线敷设过程中临时占地。

① 永久占地

永久占地将彻底改变原有土地利用类型的性质，但由于永久占地面积相对较小，对评价区土地利用方式的影响较轻微。工程建成后，通过在场站周围进行绿化，可一定程度上补偿永久占地造成的生态损失。

② 临时占地

临时占地将破坏占用土地上的植被并在短期内对土地利用功能构成较大影响。但随着施工结束后各项水保及植被恢复措施的实施，经 2~3 年的恢复治理，占地范围原有土地利用类型可基本得以恢复。

(2) 土地利用结构影响分析

① 工程占地类型统计

本项目新增工程总占地 27.3732hm²，其中：永久占地面积为 5.6684hm²，永久占地中井场占地比重最大，其次为道路占地；临时占地中占地比重最大的为管线工程，其次为井场工程。从本项目的不同占地类型来看，永久占地类型主要为草地和旱地；临时占地类型中草地面积最大，其次为旱地。

② 工程占地类型与评价区关系

总体来看，本项目占地在评价区总面积中比重 0.204%，且其中的 70.25%属临时占地，工程结束后经过 2~3 年时间即可恢复。故项目对评价区土地利用结构影响小。

11.2.1.2 土壤影响分析

工程施工期对土壤的影响主要是占压造成土壤压实和对土壤表层的剥离，由于挖方取土、填方堆放、土层扰乱以及对土壤肥力和性质的破坏，使占地区土壤失去其原有的植物生长和农业生产能力。根据建设项目的工程内容，管线工程和道路工程施工过程的

土石方开挖、回填对土壤的影响最大。工程对土壤的生态影响，主要表现为对土壤性质、土壤肥力的影响两个方面。

(1)土壤性质影响

施工过程中，土石方开挖、堆放、回填及材料堆放、人工践踏、机械设备碾压等活动将对土壤理化性质产生影响。

①扰乱土壤耕作层，破坏土壤耕层结构

土壤耕作层是土壤肥力集中、腐殖质含量高、水分相对优越的土壤，平均深度一般为 15~25cm，土层松软，团粒结构发达，能够较好的调节植物生长的水、肥、气、热条件。地表开挖必定扰乱和破坏土壤耕作层，这种扰乱和破坏，除令开挖处受到直接的破坏外，挖出土方的堆放将直接占压开挖处附近的土地，破坏土壤耕作层及其结构。由于耕作层的团粒结构是经过较长的历史时期形成的，一旦遭到破坏，短期内难以恢复，在生境恶劣的环境下尤其困难。因此，在施工过程中，该工程对土壤耕作层影响较严重。

②混合土壤层次，改变土体构型

无论是自然土壤还是农业土壤，在形成过程中由于物质和能量长期垂直分异的结果，形成质地、结构、性质和厚度差异明显的土壤剖面构型。工程土石方的开挖与回填，使原土壤层次混合，原土体构型破坏。土体构型被破坏，将明显的改变土体中物质和能量的转移和传递规律，使表层通气透水性变差，亚表层保水、保肥性能降低，从而造成对植物的生长、发育及其产量影响。

③影响土壤紧实度

自然土壤在自重作用下，形成上松下紧的土壤紧实度垂直差异。施工过程中的机械碾压，尤其在坡度较大的地段，甚至掺灰固结，这种碾压或固结，将大大改变土壤的紧实程度，与原有的上松下紧结构相比，极不利于土壤的通气、透水作用，影响作物生长。

(2)土壤肥力影响

自然土壤或农业土壤中的有机质、氮、磷、钾等养分含量，均表现为表土层远高于心土层；在土壤肥力的其它方面如紧实度、空隙性、适耕性、团粒结构含量等，也都表现为表土层优于心土层。施工期土石方的开挖与回填，将扰动甚至打乱原土体构型，使土壤养分、水分含量及肥力状况受到较大的影响，影响植被正常生长。根据资料报道，工程开挖对土壤养分及土壤肥力的影响相当明显，根据某工程开挖区不同地貌类型区不同土层的土壤养分含量的状况，以剖面加权方法计算的养分含量变化见表 11.2.1-1。

表 11.2.1-1 工程开挖对土壤养分的影响①

地貌类型区	有机质 (%)		氮素 (%)		磷素 (%)		钾素 (%)	
	A	B	A	B	A	B	A	B
黄土梁峁区	0.66	46.5	0.044	50.6	2×10^{-6} ②	33.3	61×10^{-6} ②	32.5
沟谷平原区	0.47	42.6	0.020	27	6×10^{-6} ②	46.0	31×10^{-6} ②	26.3
黄土台塬区	0.29	36.2	0.044	47.3	0.029	13.9	0.19	9.1

注：①A 是工程造成土壤养分的损失量，B 是损失量占现状含量的百分比②速效性养分含量。

根据上表资料统计，即使在实行分层开挖、分层堆放、分层回填措施下，土壤的有机质也将下降 36.2~46.5%左右，氮下降 27~50.6%，磷下降 13.9~46.0%，钾下降 9.1~32.5%，由此表明工程开挖对土壤养分具有明显的影响。本项目主要分布在残塬沟壑区，土地利用类型为草地和耕地，土壤中的养分含量相对较高。因此在土石方开挖、回填过程中，必须严格对表层土实行分层堆放和分层回填，尽量减小因工程开挖施工对土壤养分的影响。

11.2.1.3 对动植物的影响分析

拟建工程施工期对植被的影响主要为建设过程中的植被剥离、清理和占压，临时占地土方回填后，可以恢复原植被类型，但永久占地难以恢复。对动物的影响主要为栖息地破坏引起的动物逃离、施工噪声对动物的干扰。

(1)对植被的影响

施工期对植被的影响主要有占地范围内原有植物的剥离、清理及占压。在施工过程中，土壤开挖区范围内植物的地上部分与根系均被清除，施工带两侧的植被由于挖掘土石方的堆放、人员的践踏、施工车辆和机具的碾压而受到不同程度的破坏，会造成地上部分破坏甚至死亡。

工程填挖方均占压和清除一定数量的地表植物，使填挖区被生土覆盖或出露生土，植物恢复须经过较长时间。此外，石材、水泥的堆放也会占压一定的植物，尤其是水泥的抛撒，可造成附近土壤板结，影响植物生长。

施工便道建设相对简单，主要为开拓推平、局部填挖等建设。在开拓推平中，使道路所经地方的植物全部清除，一般便道宽度可达 4.5m，扰动范围路两侧各 2m，因此便道开拓推平、清除压占植物宽度可达 8.5m。

本项目对植被的影响，因具体工程类型的不同而有所差异，其中井场建设对植被的影响呈片状分布，而施工道路和管道影响则呈线状分布。从工程类别的影响来看，井场和道路为永久占地，原有植被全部遭到破坏，代之出现的是人工栽植的绿化植被；管线、

便道等为临时占地，原有植被破坏面积估计可占到 80%以上，其中大部分在 2~3 年内可得到恢复，要达到较好的恢复程度，需要 3~5 年时间。

(2)对动物的影响

评价区无重点保护的野生动物，常见动物为区域内广泛分布的种类，如野兔、田鼠、蛇等。项目施工期对动物的影响，主要是运输、施工噪声和人为活动，迫使动物离开场站和管道沿线区域。因此，在施工过程中应加强对施工人员活动区域的控制，减少对野生动物的干扰，夜间尽量减少活动；合理安排施工时间，在动物活动频繁季节停止施工。在此基础上，项目建设对野生动物的影响小。

11.2.1.4 对农业生产的影响分析

(1)农业损失计算

根据现场勘查，项目选址占用一定面积的耕地、草地和林地，进行场站、井场及辅助设施建设。占地必将造成一定程度的农业损失，项目临时占地对农林生产的影响累计时限约为 3 年，评价中对于临时占地（租借后退还土地）的农林损失按照损失 1 年产量，影响 2 年产量计算（竣工后第一年 20%，第二年 10%），随着临时占地在 2~3 年内的恢复，农林损失将逐渐消失。

(2)农业及生态补偿

项目建设过程中，钻井、场站建设、管线敷设和道路建设等将临时或永久占用当地土地，引起植被破坏和农作物减产。所占土地主要是耕地和草地。项目对耕地不仅影响当年的农作物产量，而且对未来两三年的产量也有比较大的影响。对林地主要是破坏生态环境，造成局部水土流失等影响，因此应该对拟建项目进行占地农业和生态补偿。

长庆油田用地采取“先借后征”的政策，即先借用一年土地修建临时道路、井场等，之后根据生产情况按需征用。借用一年土地，赔产两年作为补偿，退还的土地再按赔产两年的标准作为土地复垦费。因此，对于临时占地，农民一般只需停产 1 年，而得到的补偿费用相当于 4 年的农业产出，既可弥补借地带来的农业损失，又可提高农民收入。

拟建工程永久占地中虽然无基本农田，但仍需按照《土地管理法》相关要求，采取以下补偿措施：

①由建设单位出资与地方政府融资相结合，当地政府圈定适宜的荒地，开垦与所占耕地的数量和质量相当的耕地；

②多方筹措资金开办农业种植教育、引进适合当地的农业种植技术、改善种植结构，提高单位农田产量；

③如没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求，应按照相关标准缴纳或补足耕地造地费。

11.2.1.5 景观生态影响分析

(1)景观格局影响分析

本项目施工期主要是对原有景观的破坏，场站、井组建设破坏其所占地及其附近的原有景观，形成片状人工景观；管线工程、道路工程等线状项目的建设，对原有景观的连通性造成一定程度的破坏影响，同时将形成线状景观。本项目不会使评价区内的基底景观格局发生变化，但将增加评价区范围的廊道和斑块的数量和多样性，使景观格局的破碎化程度有所增大。由于工程占地面积小，临时占地施工完后很快可以得到恢复，评价认为本项目对评价区景观格局影响小。

(2)景观生态影响分析

从景观生态功能和生态关系分析，管线工程、道路工程的建设，会造成项目所涉及的地表其两侧一定程度上的景观隔离，但从生物传播关系来看，这种隔离作用仅限于土壤微生物和对以根系作为传播途径的植物有较大的影响，对花粉和种子传播植物以及动物的隔离作用较小。从生态系统中的食物链关系以及更广范围的生物互惠关系来看，由于项目在区域总面积中所占比重很小，其影响相对较小。

11.2.1.6 对水土流失的影响分析

本项目位于华池县五蛟镇。根据《华池县人民政府关于划分华池县水土流失重点防治区的公告》，项目拟建工程位于华池县水土流失重点治理区。

(1)可能造成的水土流失危害

1) 对土地资源的破坏和影响

工程扰动地貌、破坏土地和植被面积 27.37hm²，在施工破坏和弃土堆放过程中，原地貌形态和土壤结构均不同程度地受到改变和破坏，经过多年培肥或自然熟化过程才形成的原地表植被附着层土壤被直接剥离、压埋，造成土壤生产力的迅速降低和丧失。

2) 对区域生态环境的影响

施工过程对施工区植被造成破坏，由于该区天然植被覆盖层对抗拒自然侵蚀极为重要，对维持区域生态结构的稳定起主导作用，植被破坏后，生态系统稳定性将受到干扰，区域生态环境功能将有所下降。

11.2.1.7 生态系统影响分析

本项目的建设将对农田生态系统、草地生态系统和森林生态系统的结构和功能产生一定影响，但本项目占地面积较小；且占地分散各个小井区，仅对局部生态系统的结构和功能产生临时性影响。道路工程为线性工程，对区域植被分布产生带状和破碎化影响，致使区域植被覆盖率、生物量有所降低，从占地的数量、比例和占地类型看，区域种群数量不会因此改变。

从整个评价区来看，该工程不会减少生态系统的数量，不会改变评价区生态系统的完整性和稳定性。评价认为，采取必要的生态保护措施后，对评价区内的各生态系统影响较小。

11.2.1.8 农业生态系统影响分析

(1)道路扬尘对农作物的影响

1) 对生物代谢的影响

扬尘污染物主要通过气孔进入细胞，布满植物叶片的整个叶面，堵塞气孔，妨碍光合作用、呼吸作用和蒸腾作用，从而危害植物，微尘中的一些有毒物质可通过溶解渗透，进入植物体内，产生毒害作用。

①对光合作用的影响：叶片表面上覆盖的灰尘越多、时间越长，其受到灰尘的影响也越严重，光合作物受影响的程度也越明显。根据相关实验结果，植物叶片覆尘后光合速率均受到不同程度的影响，表现为下降的趋势。

②对气孔开放的影响：有研究说明，蒙尘后叶片的气孔导度比未蒙尘叶片的明显下降，有的甚至下降了 50%。

③对色素含量代谢的影响：植物中的色素含量对周围环境特别是大气污染的变化具有很强的敏感性，因此常常被用来指示大气污染物对植物生理状态的影响和改变。众多研究表明，扬尘污染能够降低叶片的叶绿素含量。

④对呼吸作用的影响：细小的灰尘颗粒覆盖在叶片上，堵塞了气孔，使叶片表面的温度升高，细胞内 CO_2 浓度升高 O_2 浓度降低，同时叶片的机械组织也受到不同程度的损伤，导致叶片呼吸作用减弱，呼吸速率下降。

⑤对蒸腾作用的影响：当叶片被灰尘覆盖后，影响了叶片对光的吸收，植物的蒸腾作用下降。

⑥对叶片温度的影响：灰尘能够提高叶表温度主要是因为：一是灰尘吸收太阳的近红外光，导致叶片被灰尘覆盖后表面的温度上升。二是气孔堵塞使叶片不能与外界进行

气体交换，从而引进温度升高。三是由于灰尘的覆盖，叶片对水分的利用效率降低，细胞内水分的含量比较多，热量不能释放出去，以致叶表温度升高。

2) 对农作物生长类比分析

类比《沙尘暴粉尘对农作物呼吸作用的影响》（赵华军，甘肃农业大学，硕士论文）中相关研究结果。主要研究结果如下：

①受沙尘暴粉尘的影响，小麦、玉米和棉花蒙尘叶的光合速率（Pn）、蒸腾速率（Tr）、气孔导度(Gs)和呼吸速率（R）要低于未蒙尘叶；

②从整体上看，小麦、玉米和棉花叶片在沙尘暴粉尘覆盖下整个生育期内叶片叶绿素含量明显的下降；

③测得小麦、玉米和棉花叶中可溶性蛋白质的含量总体上表现出下降趋势，小麦蒙尘处理与未蒙尘处理之间差异显著（ $p<0.01$ ），而玉米和棉花蒙尘处理与未蒙尘处理无差异。

④开敞式环境条件下，同种类农作物叶片纵向不同高度滞尘量比较发现，“上”位的滞尘量明显高于“中”和“下”位，这是由于开敞式环境条件下车辆行人繁多，造成路面较大程度的二次扬尘

通过以上研究及分析可以看出，沙尘暴粉尘对农作物的播种、生长、成熟各个生长阶段具有不同程度的、不可忽视的、长期的危害作用。

3) 对农作物影响分析

根据前述影响分析，运输道路扬尘的影响集中在道路两侧 50m 的范围内，当道路两侧种植有农作物时，扬尘会对这些农作物生长造成影响，降低农作物的产量和品质。由于植被的滞尘能力使得道路扬尘的影响范围有所减小，特别像玉米、高粱一类的高大农业植被滞尘能力较强，根据现场调查，进井场道路对农植物的影响主要集中在道路两侧 20m 范围内。

(2)废钻井液对农作物的影响

工程施工期，钻井过程设置泥浆固液分离设施和泥浆不落地收集设施，当发生事故时，废钻井液可能进入农田内，对农作物产生影响。

本次评价参照大庆油田进行的废钻井液对农作物的影响的实验结果：在土壤中加入适量的钻井液(液体)时对作物生长、发育有刺激作用，对蛋白质、淀粉的合成、积累有促进作用，也应指出金属铜和砷在作物籽粒中有随钻井液浓度增加而增高的趋势。本实验设计的浓度（钻井液浓度 5%~30%）未对作物生长、发育状况产生不良影响。

11.2.1.9 道路施工对生态系统的影响

道路属于油田开发中的辅助工程，但因其线性性质，在施工过程中，对生态环境带来的影响不容忽视。

(1)道路施工对土地利用的影响

施工期道路工程对土地利用的影响主要作用于临时占地，在道路施工结束后，及时覆土复垦，临时占地恢复原有土地性质，对土地利用的影响不大。

(2)道路施工对植被的影响

道路施工进行植被剥离、清理和占压，施工便道建设相对简单，主要为开拓推平、局部填挖等建设。在开拓推平中，使道路所经地方的植物全部清除，一般便道宽度可达4.5m，影响范围为两侧各2m，因此便道开拓推平、清除压占植物宽度可达8.5m。临时占地土方回填后，可以恢复原植被类型。

(3)道路施工对动物的影响

评价区无特殊保护的野生动物，常见动物为区域内广泛分布的种类，如野兔、田鼠、蛇等。道路施工期对动物的影响，主要是运输、施工噪声和人为活动，迫使动物离开场站和道路沿线区域。

(4)道路施工对水土流失的影响

道路开挖扰动地表，剥离植被，同时形成临时土垄，将为施工期内的水土流失提供物质来源。由于施工期较短，该影响仅为暂时性的局部影响。

另外，道路施工还对区域景观以及人群生活带来一定的影响，因线性工程分段实施，且施工期较短，所以属于暂时性局部影响，严格施工规范，采取相应生态保护、治理及恢复措施的前提下，道路施工期对生态影响在可接受范围内。

11.2.1.10 管线施工随生态环境影响分析

项目对生态环境的影响时段主要集中在施工期，主要体现在管道开挖与回填工作对土地的占用，对土壤的破坏、对植被生态系统的影响以及对当地农业生产的影响等。管道施工采取分工段组织形式，虽然整个项目施工期较长，但每个工段施工时间较短，影响时间也相对较小，对生态环境影响属于局部性破坏。

(1) 管线施工对土地利用的影响

施工期管线工程对土地利用的影响主要作用于临时占地，在管线施工结束后，及时覆土复垦，临时占地恢复原有土地性质，对土地利用的影响不大。

(2) 管线施工对植被的影响

管线和施工便道影响则呈线状分布；从影响程度而言，永久性征地中原有植被将全部遭到破坏，代之出现的是人工植被或人工栽种的绿化树种，临时占地面积虽然较大，但施工结束后，通过生态恢复措施，可逐步恢复至原始状态，对野生植被影响较小；从受损类型而言，管线建设主要对农业植被造成损失，对野生植被生境的破坏效应相对较小。

（3）管线施工对动物的影响

工程施工期将造成植被的损失和对局部土地类型的改变，导致动物栖息地的消失。昆虫（特别是甲壳虫）和其它无脊椎动物，爬行动物和小型啮齿类动物暂时迁移。管道施工面窄、范围小，且施工期较短，影响时间短，施工后又可恢复，对动物食物链无多大破坏。施工期管道周围地区的空间足以确保迁移的物种找到替代栖息地。当植被恢复后，迁出的动物会迁回被破坏的区域。因此，管道对沿线野生动物不会产生明显影响。

施工单位应采取积极措施，最大程度地减缓工程对野生动物的影响。施工前先对施工人员进行保护野生动物教育，严禁捕杀野生动物和随意破坏林地植被。

（4）管线施工对水土流失的影响

管线开挖扰动地表，剥离植被，同时形成临时土垄，将为施工期内的水土流失提供物质来源。由于施工期较短，该影响仅为暂时性的局部影响。

（5）穿跨越工程对生态环境影响分析

管线穿越区内一般道路采用大开挖保护的方式施工，穿越冲沟采用桁架跨越方式施工。

本项目管线敷设穿越冲沟 1 处，采用桁架跨越方式，穿越总长度为 30m。施工期较短，在采取合理安排施工时段，妥善处置施工产生的弃土弃渣等环保措施后，工程施工对生态系统产生的不利影响较小。

管道沿线要穿越油区道路共 22 处，穿跨越长度共 100m，采用大开挖穿越方式，技术成熟，在加强技术管理的情况下，穿越可在几小时内完成，不会中断交通，但仍会对交通有一定的影响。因此，工程施工时应注意选择非交通繁忙期施工，且注意车辆的疏导。

11.2.2 运行期生态环境影响分析

11.2.2.1 土壤影响分析

（1）对土壤肥力的影响

石油是一种含碳的有机化合物，石油污染后土壤中的有机质含量明显增加，石油类污染物导致土壤中的碳含量大幅度增加，为土壤微生物提供了丰富的碳源，有助于污染土壤自然降解过程中土著石油降解菌的大量生长，而这些土著石油降解菌在生长的同时大量消耗了土壤中原有的 N、P、K 等营养物，从而使得土壤中 N、P、K 等营养物含量呈现下降趋势，在距离污染源 30m 处降至最低，在距离污染源 200m 处恢复至正常水平。

(2)对土壤酶活性的影响

根据前人针对陇东黄土高原地区石油污泥原位修复过程中土壤主要肥力指标动态变化分析的研究成果，选取被石油污染的土壤初始含油量高达 1.46%(即 $14600\text{mg}\cdot\text{kg}^{-1}$)，经测定，在采样初期脲酶活性和脱氢酶活性较低，随着采样时间的推移，活性逐渐增强，而多酚氧化酶和过氧化氢酶活性采样初期活性较低，随着采样时间的推移，活性逐渐减弱，说明土壤中可降解的石油烃组分得到一定程度的去除，土壤酶活性略有提升，说明土壤具有一定恢复被破坏的生化平衡和自净作用的能力。

11.2.2.2 动物及植被的影响分析

由于本项目的管道集输采用热输方式，所以集输管线的保温措施和敷设质量直接关系到管线运行期对地表植物及植被的影响。如果管线的保温措施和埋设深度不能满足设计要求，管线的热辐射将对地表的植物及植被产生影响，进而影响农作物的生长、发育及产量。评价认为只要按照设计要求敷设，管道工程对地表植被的影响小。

井场在运行期间仅会产生少量烃类气体，对植被的影响相对较小。运行期，井场仅有巡护人员，人类活动对于野生动物的活动影响小。但仍需加强对人员活动的控制，禁止对野生动物的捕杀、猎食，减少对野生动物的干扰，夜间尽量减少活动。另外原油运输道路的交通噪声存在一定的惊扰作用，但对于已经适应环境的野生动物，如鸟类、啮齿类，基本不存在影响。

11.2.2.3 景观影响分析

本项目完成后，评价区内的景观格局发生了一定的变化。油田开发占地，使原有斑块发生破碎化倾向，景观类型的优势度均有所下降；油田用地的景观优势度提高，景观斑块密度增大，频度增加；但油田景观面积相对较小，比例较低，景观斑块分散、破碎且连通性差，不具备动态控制能力，对生态调控作用小，尚构不成对生态环境起决定作用的景观基底。总体上看，原有区域的景观连通程度仍较好，区域的景观基底仍以绿色植被为主。

11.2.2.4 农业生态系统的影响分析

运行期对农业生产的影响主要集中于采油过程、油气集输事故排放等方面。

运行期，按照标准化井场建设，采油过程中原油泄漏极少，但在修井过程中，因首先将井杆全部抽出，在此过程中可能会产生落地原油。如不及时进行回收和处理，则会对井场附近的农田造成一定程度和范围的污染。

施工期详细介绍过原油对土壤的理化性质、肥力以及酶活性可能会产生一定的影响。本评价类比大庆油田对玉米田间小区栽培试验和大豆盆栽试验，分析运行期原油对农作物的影响。

(1)类比的可靠性分析

大豆和玉米是庆阳地区的重要粮食作物，2014 年初甘肃省农业厅批准华池县实施大豆万亩高产创建项目，大豆和玉米在评价区域内也有大面积种植，是分析当地石油开采影响较为典型的农作物。

同种作物其生长周期、产量、品质等由于地域的不同会有所差别，但这些特征在受到外界影响后的增减变化趋势是相同的，由于落地原油在土壤中的迁移转换以及对同种农作物的影响方式是相似的，因此评价认为类比分析是可信的。

(2)试验条件

玉米田间小区栽培试验：土壤加入原油量由 200~3000mg/kg，设 7 个浓度组，随机重复 3 次。

大豆盆栽试验：土壤中加入原油量由 200~2000mg/kg，设 5 个浓度组，重复 3 次。

(3)试验结论

a.土壤中原油含量低于某阈值时，不但不会影响植物的生长，反而会促进其生长发育。实验中玉米的阈值为 1.6g/kg，大豆的阈值为 2.0g/kg。

b.落地原油对农作物中金属元素及硫化物的含量无明显影响。

c.当土壤中的原油含量小于特定值时，玉米和大豆中的总烃、芳烃、酚、苯并芘等有机物的含量随着土壤中原油含量的增加而增加。

当土壤中的原油含量小于 3.0g/kg 时，玉米中的有机物含量与油含量明显呈正相关性；土壤中的油含量小于 1.0g/kg 时，大豆中的有机物含量与土壤中油含量呈正相关性，当土壤中油含量大于 2.0g/kg 时，大豆的生长发育受到抑制，大豆中的有机物含量开始减少。

同时，根据兰州大学实验，当土壤原油含量小于 0.5%时，原油对土壤具有一定的肥力作用。而当土壤原油含量大于 1.0%时，对农作物生长有较大的不利影响。

综合以上分析，在正常运行情况下，油田生产不会对农业生态造成影响。但若发生事故，泄漏原油将导致部分农田表层土壤严重污染，将造成农作物减产或绝产。因此落地原油的有效收集，加强管线监管力度、防止事故发生，是避免或减少工程对农业生态系统影响的有效途径和重要举措。

11.2.3 闭井期生态环境影响分析

油田闭井期并非所有油水井都同时关闭，而是将产能低或者无开采价值的油井陆续关闭，直到将所有井关闭。闭井期，一般地下设施保留不动，地面部分如采油井架、水泥台、电线杆等将拆除。管线拆除前先进行清管，清楚管道中残存的少量原油，避免对管道沿线的土壤和地下潜水造成污染，将生态环境影响降低到最低限度。井区开发修建道路，破坏地表植被，加剧水土流失。闭井期油田进场道路按照标准要求进行恢复。

闭井期，工程原有的占地将进行植被恢复，管道内的原油进行清理回收；油井进行封堵，不会对当地的农业生态环境产生影响。

11.3 生态环境保护与恢复措施

油田开发是网状布局，单井点状分布，群井面状分布，这种开发性质会对区域的多种系统造成干扰，因此，采取严格的生态保护措施至关重要。本项目涉及工程内容较为复杂，含井场、场站、集输管线以及道路等主体及辅助工程，评价按照工程内容不同提出相应的生态保护恢复措施，有的放矢，针对性强、操作具体。

11.3.1 替代方案与避让措施

(1)井场、管线和道路等地面建设工程在设计时，应对选址、选线进行多方案比选，合理选址、选线。

(2)合理选择管道线路走向，避开不良地质、特殊地质和水土流失严重地段。

(3)尽量利用丛式井和长距离水平井布置技术，尽可能减少占地。

(4)管道走向尽量利用荒草地等贫瘠地段，避开农田、林地，避开人口稠密区。

(5)为减少农业损失，合理安排施工时间，尽量避开农作物生长和收获季节。

(6)尽量利用已有道路和生活设施，减少施工临时用地，尤其是少占农田、林地；施工便道的选线应避免和尽量减少对地表植被的破坏和影响

11.3.2 施工期生态环境保护措施

(1)井场生态保护措施

根据开发方案，本项目井场占地类型主要为耕地、灌木林地和草地，对于不同时期的井场周边生态保护及井场生态恢复提出以下措施：

①控制井场作业面范围，钻井、井下作业与地面工程建设应尽量减少临时占地和永久占地。

②对井场建设必须砍伐的树木，应首先考虑异地移栽；无法异地移栽的，必须在其周围或附近地区等面积补种。

③钻井作业必须采取防止油污外泄和渗漏等有效措施，油污要及时回收，废弃油污应当交由有资质单位处置。

④做好泥浆收集设施的防漏防渗处理，防止污染土壤环境。废弃泥浆在井场经大罐收集、沉降、破胶脱稳、板框压滤后，固相（含水率小于 60%、pH 控制在 6~9）由第三方处置单位处置。

⑤试油作业必须采取防喷、导流等有效措施。钻井泥浆无害化处置应当在同井场油（水）井全部完钻后 30 日内完成，泥浆无害化处置未完成，不得进行试油作业。

⑥加强对落地油回收利用、处理。试井、修井过程中产生的落地油要利用油罐车回收主要部分；井场地面铺上塑料布，井口及周围设置防溅盒和边沟，收集试油和井下作业时散落的原油；钻井时已经进入土壤的落地油要及时回收；采取上述措施后可大大减轻对井场周围土壤的污染。

⑦临时占地在施工结束后，要及时将土回填，平整地面，覆土植树（草），栽植树种应保持与建设前植物种类一致。

井场生态保护措施平面布置示意图及不同地形下井场防治措施见图 11.3.2-1 与图 11.3.2-2。

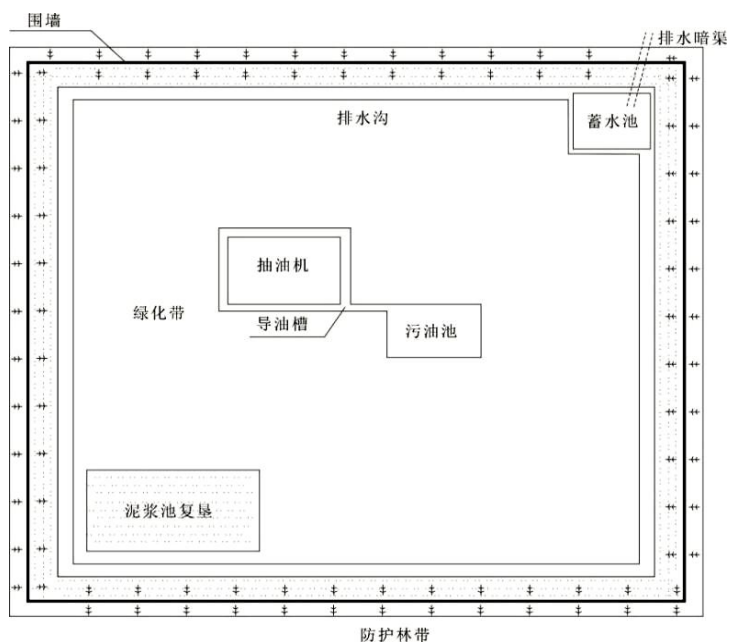


图 11.3.2-1 典型井场绿化措施示意图

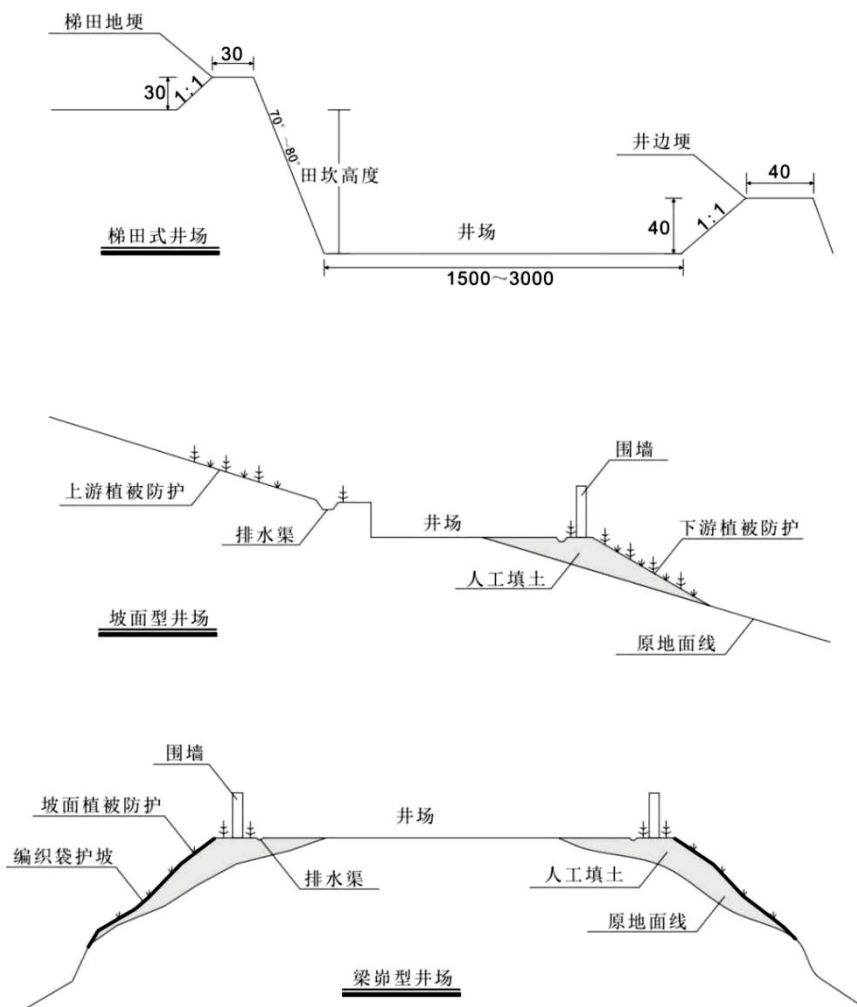


图 11.3.2-2 不同地形下井场防治措施示意图

(2) 管线生态保护措施

管线施工作业时必须平整场地，形成施工作业带，地表植被将会破坏，对于管线生态保护措施：

①对管道施工过程中无法避让必须占用的土地，应将管线堆放及管线施工作业区集中于开挖区一侧，尽量减少临时占地；挖掘时将剥离表土集中堆放于开挖区另一侧，并将 0~40cm 表层土、底层土分开堆放，回填时应分层回填，恢复原土层，保护土壤肥力，以利后期植被恢复。管线堆放剥离表土示意图见图 11.3.2-3。

②对输油管道采取防腐措施，防止管道泄漏对植被、土壤造成影响；长距离输油管道采用阴极保护，减缓管道腐蚀，减小原油管道因腐蚀穿孔泄漏的概率。

③管道施工时临时占用农田、穿越灌木林地，同时由于管道施工分段进行，会耽误一季农作物的种植。项目为减少沿线农田的破坏，优化路线，将农田占用量降至最低；对已破坏的农作物，应与当地政府签订有补偿协议及复垦合约。

④在冲沟或缓坡地带铺设管道，会在地表植被破坏的基础上，进而引起水土流失。

在纵坡上铺设管道，施工应尽量减少施工作业带的宽度，以降低对植被的损害，在施工作业带范围内由于施工机具（多为履带设备）通过和开挖管沟，使地表植被遭到破坏，而使表土裸露，到了雨季，雨水顺山坡而下，带走泥土，形成水土流失，严重的可引起山体滑坡，造成自然灾害。针对上述情况，可以在施工作业带两边修筑临时排水通道使水流从通道内流走。在比较陡的地段设置挡水墙。施工结束管道回填后，及时修筑挡水墙。作为永久性设施保留下来，并在施工作业带内铺撒碎石，减少水土流失。

在横坡上铺设管道，一般是将山坡削掉部分，使管道在断面上敷设。这个断面的植被完全被破坏，雨水会顺山坡蔓延流下，这会将断面冲毁，严重的可导致山体滑坡。为了避免事故，及时设置挡水墙。施工结束后，这些挡水墙作为永久性设施保留下来。还要在施工作业带内铺撒碎石，防止水土流失。

管道穿越冲沟时，可采用砌护坡的形式进行水工保护。管线穿越治理措施如图 11.3.4-3。

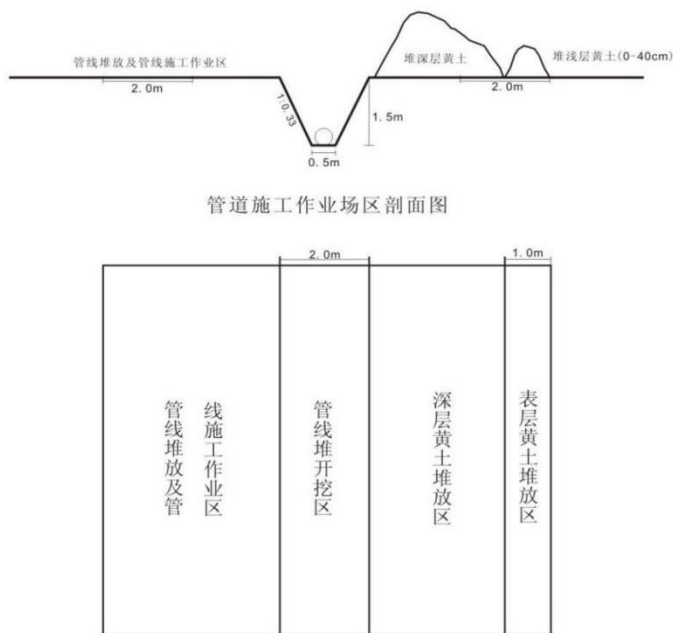


图 11.3.2-3 管道施工剥离表土堆放示意图

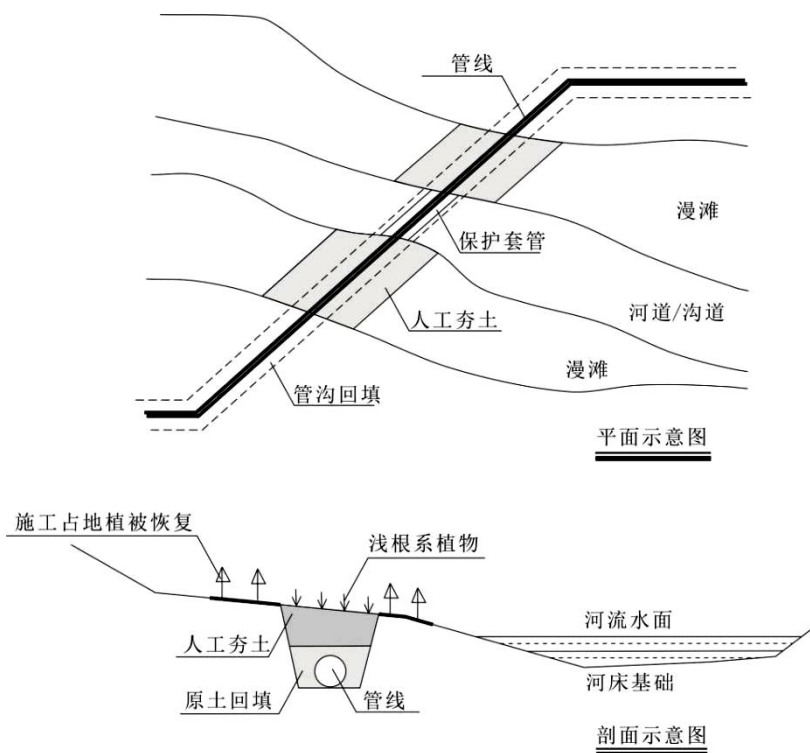


图 11.3.2-4 管线穿越治理措施示意

(3)道路生态保护措施

①严格控制施工车辆、机械及施工人员活动范围，尽可能减少原有植被和土壤的破坏。道路干线施工作业带两侧宽度控制在 15m 范围内，油区道路施工作业面宽度控制在 10m 范围内；

②施工便道、道路临时占地在施工结束后，属草地和荒地的撒播草种或种植当地适生的品种，尽快复垦并于周围生态景观协调一致；

③加强道路边坡防护，边坡植物宜选择种植生长快、郁闭早、根系发达、耐干旱、耐贫瘠、防护作用持久的优良灌木，形成边坡防护体系，防止暴雨冲刷。施工期道路保护措施如图 11.3.2-5。

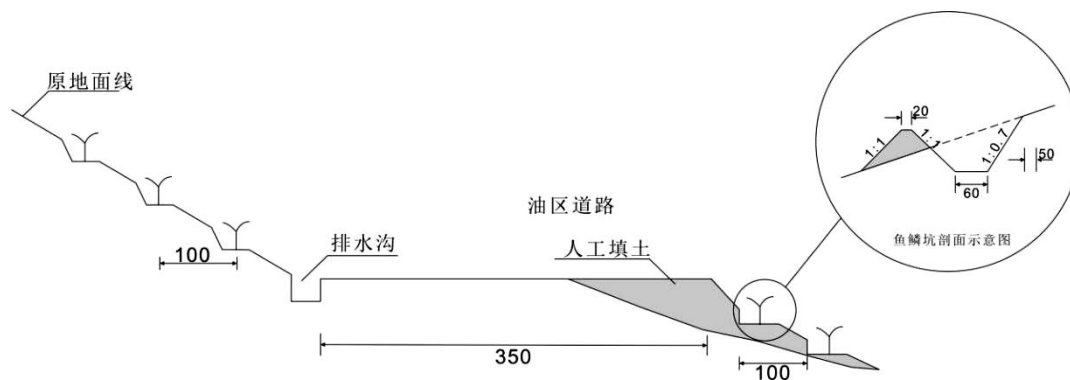


图 11.3.2-5 道路保护措施示意图

(4)对道路、管道施工过程中挖掘时应将表层土、底层土分开堆放，回填时应分层回填，恢复原土层，保护土壤肥力，以利后期植被恢复。

(5)对于地面工程建设扰动的地表要进行临时地面硬化处理，以减少水土流失。

(6)在施工过程中尽量选择植被稀疏地带作为施工场地。

(7)一切作业尽量利用原有道路，沿已有车辙行驶，若无原有道路，则要严格执行先修道路，后设点开钻的原则。杜绝车辆乱碾乱压的情况发生，不得随意开设便道。

(8)道路施工时，要特别注意保护原始地表与天然植被，划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的活动范围，所有车辆采用“一”字型作业法，避免并行开辟新路，以减少地表侵蚀的范围。

(9)施工作业结束后，临时占地部分尽快恢复地貌原状，减少水土流失，尽快复耕或进行植被恢复。

(10)切实做好废弃泥浆的收集工作，防止污染土壤环境，防止泥浆撒漏对土壤环境和地下水产生不利影响。

(11)施工期间生活垃圾和建筑垃圾集中收集、集中处理，不得随意抛洒。

(12)在完钻施工结束后，要立即对施工现场进行回填和平整，形成新的合适坡度，并尽可能覆土压实，基本程序是回填→平整→覆土→压实。工程回填物应首先考虑弃土、弃石和弃渣，并力求做到“挖填平衡”。

(13)野生植物保护措施：①井场选址时，尽量避开植被较丰富的区域，最大限度避免破坏野生植物；②施工过程中严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区和生活区范围内活动，最大限度减少对野生植物生存环境的破坏。③加强管理，确保各环保设施正常运营，避免各种污染物污染对土壤环境的影响，并进一步影响到其上部生长的野生植被；④加强对施工人员和职工的教育，强化保护野生植物的观念，不得随意砍伐、践踏、破坏野生植物；⑤强化风险意识，制订切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险概率，避免事故泄漏和火灾爆炸事故可能对野生植物的生命及生存环境的威胁。

(14)车辆在有野生动物的地区行驶及作业时，禁鸣喇叭。

(15)在道路边和营地，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等环境保护警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实提高作业人员保护生态环境的意识。

11.3.3 运行期生态环境保护措施

(1)井场生态保护措施

①井下作业按照“铺设作业、带罐上岗”作业漠视，及时回收落地油；

②洗井和修井产生的含油污水由罐车运往附近站场污水处理装置集中处理，不得随地排放，避免对土壤和水体造成影响；

③加强对偏远拉油井场的管理，杜绝跑冒滴漏，对拉油装卸平台采取地面硬化和防渗措施，防止落地油进入土壤环境；

④对井场防渗污油池中的油泥，委托有资质的单位及时清理，并进行安全处理。

⑤及时回收井下作业过程中产生的落地油，将落地油的污染限制在井场范围内。

(2)管线生态保护措施

①在管线上方设置各种标志，以防各类施工活动对管线的破坏。

②建设单位应加强各种防护工程的维护、保养与管理，加强对道路和输油管线沿线生态环境的监测与评估，及时发现滑坡、坍塌、泥石流等隐患，提前采取防治措施。

③加强宣传教育，提高输油管线沿线居民的环保意识，加强对绿化工程的管理与抚育，防虫、防火，禁止在输油管线沿线附近取土，以避免造成输油管线破坏、导致原油泄露污染事件。

④加强管线巡检力度，对腐蚀、老化的管线及时更换，降低泄漏事故的发生概率。

⑤对于输油管线原油泄露造成的土壤污染，根据土壤类型可采取不同的措施，灰棕漠土由于土壤渗透性强，易渗漏，污染面积一般较小，但污染深度较大，易于控制和收集，应将污染土层挖出后集中处理，并及时覆土恢复。

(3)道路生态保护措施

①对道路尚未硬化易产生扬尘的路段，采取洒水抑尘、设限速标示等措施，减少道路的无组织扬尘产生量，以保护道路两侧生态环境；

②主要道路设置截排水沟，减轻对道路路基的冲刷，减少水土流失量；

③定期对路基边坡进行维护，提高其防护能留，防止土壤受到侵蚀。

11.3.4 闭井期生态环境保护措施

(1)井场生态保护措施

①闭井期油井退役或报废后，应当在半年内将打开的油气层和井口封闭；井场应拆除采油设备、封好井口、拆除井场围墙，挖松固化地面，并对井场土地进行平整、覆土和植被恢复；

②井场植被恢复初期可撒播草籽，后期可种植乔、灌木，树种可选择杨树等当地适生植物；

③在采油设备拆除过程中产生的落地油，应统一运往指定地点回收、处置，防止污染周围土壤环境；

④保留各类绿化、防洪设工程、生态保护设施，使油田开发区生态环境功能不变，生态环境质量不低于目前现状；

⑤梁崮顶防护体系，以种植灌草为主防风固土，控制梁崮及其附近土壤侵蚀；

⑥崮缘线防护体系，以沟头防护体系为主，拦截梁崮坡防护体系的剩余径流，分割水势，防止溯源侵蚀。

(2)管线生态保护措施

闭井期管线的回收会破坏原地表植被以及管线沿线的土壤结构，应当妥善处理管道中残存的少量原油，回收表层的设备并在地表铺撒碎石。

(3)道路生态保护措施

对井场道路的永久占地按照标准进行生态恢复，使整个油田开发区与区域生态景观和谐一致；

11.3.5 生态恢复目标和指标

根据区域生态环境特征，参考《矿山生态环境保护与污染防治技术政策》和《开发建设项目水土流失防治标准》等有关要求，确定项目生态恢复与重建目标为土地恢复治理率 95%，植被恢复系数为 95%。根据背景相似原则对生态环境进行恢复与重建。

11.3.6 生态保护、恢复与重建实施计划和费用

根据工程生态保护恢复与重建措施，给出植被恢复计划见表 11.3.6-1。

表 11.3.6-1 植被恢复计划表

区域	植被恢复措施	恢复时间(年)	费用(万元)
井场	土地平整、覆土、临时占地种植沙打旺、芨芨草、紫花苜蓿等植被，对钻井后临时场地覆土平整后恢复植被。	1	60
	加强对植被的抚育、补种工作，提高井场植被覆盖度。	4	
管线区	土地平整、临时占地种植沙打旺、芨芨草、紫花苜蓿等。	1	45
	定期对管线恢复区的植被进行补种和抚育，提高植被覆盖度。	4	
道路区	土地平整、覆土、临时占地种植沙打旺、芨芨草、紫花苜蓿等。	1	5
	道路两侧种植刺槐、柳树等植被，加强对植被的抚育、补种工作。	4	
合计			110

评价根据生态恢复工程量，初步估算生态保护、恢复与重建费用约 110 万元。评价要求建设单位落实生态保护、恢复与重建费用，建议当地政府部门根据油区实际情况制定生态补偿费用指标向建设单位收取费用，并统一安排生态恢复工作。

11.4 生态监测和环境管理

根据 HJ19-2022 要求，采掘类项目应针对项目规模、生态影响特点及所在区域的生态敏感性，开展全生命周期生态监测。

考虑到油田开发主要生态扰动与破坏活动集中在施工期，因此本次生态监测计划重点针对施工期提出，并兼顾运行期的生态保护目标影响及生态恢复工程效果影响以及退役期的闭井及复垦工程效果监测，具体监测计划见表 11.4-1：

表 11.4-1 油田全周期生态监测计划一览表

	监测因子	监测方法	监测频次	监测点位
施工期	施工固废处理情况	抽样监测场地土壤环境质量	井场施工结束后 1 次	井场施工区
运行期	水土保持工程效果	施工迹地监测扰动后土壤侵蚀类型、侵蚀量	每年 1 次	重点在管线、道路沿线布设 3~5 个代表点，新建井场选择 3 个代表点
	生态恢复工程效果	生态修复工程采用植被类型，高度、盖度、生物量、成活率，补耕补种作物产量	每年 1 次	施工区域选择 3~5 个代表点划定标准地，建立长期监测制度，按照监测频次要求进行植被样方调查并保留记录台账

退役期	闭井退出工程效果	对地面设施拆除、封闭情况进行记录	闭井后 1 次性进行	退役井、站场占地范围
	生态修复工程效果	生态修复工程采用植被类型，高度、盖度、生物量、成活率	每年 1 次，持续 3 年	

油田地面工作组应结合现有地面巡井计划，配套制定油田生态环境动态监管方案，以长期监管、定期巡查与专业技术相结合，通过有效的全流程监管以预防和控制各类环境事故，做到防患于未然。

11.5 结论

拟建工程由钻井、道路和管线建设等工程组成。工程不同阶段对生态环境的影响不同，对生态环境的重点影响时期是施工期，运行期和闭井期影响不大。施工期生态环境影响主要体现在土地利用、土壤、动物及 植被、景观、水土流失等方面，其中对土地利用、土壤、植被的影响相对较大，各施工环节均要严格执行相关环保措施。通过采取相应的生态保护与恢复措施后，拟建工程的开发建设对生态环境的影响可以得到有效减缓，对生态环境的影响在可接受范围内。

12 环境风险评价

环境风险评价应以突发性事故导致的危险物质环境急性损害防控为目标，对建设项目的环境风险进行分析、预测和评估，提出环境风险预防、控制、减缓措施，明确环境风险监控及应急建议要求，为建设项目环境风险防控提出科学依据。

12.1 风险调查

12.1.1 风险源调查

本项目可能存在的风险单元包括钻采井场、站场、采油管线和输气管线。

(1) 井场

① 钻采作业

在钻井过程中，当钻穿高压油气层时，因处理不当等原因可能造成井喷事故。喷出的原油覆盖植被、污染土壤，大量烃类气体会污染环境空气。钻井过程中使用的柴油储罐发生火灾爆炸。

② 采油注水

采油井由于固井质量差或井管发生井漏事故造成采出液在井管外流动上返污染地下水；采出水回注井发生井管破裂，进而导致套外返水时，可能会穿透含水层污染地下水；采用拉油的井场设置地面储油箱，储油箱发生泄漏后会对泄漏点周边土壤造成污染，同时存在火灾爆炸的风险。

(2) 站场

原油属易燃物质，站内集输和储存过程中存在泄漏并引发火灾、爆炸事故的风险。事故发生后，燃烧后伴生/次生的 CO、SO₂（原油中的硫以有机硫形式存在）有毒有害物质等扩散进入大气后对大气环境会造成影响。事故后产生的消防废水若没有及时收集处理，会对地表水、土壤及地下水环境造成影响。

(3) 采油管线工程

原油集输管线发生泄漏事故后，泄漏原油进入土壤，会对土壤、植被造成影响；管线穿跨越沟道、水体时泄漏原油对下游地表水的污染，以及泄漏原油通过包气带进入地下水环境从而对地下水造成污染。

(4) 拉油道路

本项目部分井场采用罐车拉油至依托站场，汽车运输过程若发生原油泄漏事故，存在污染土壤、地表水的可能。

12.1.2 环境敏感目标

本项目环境风险敏感目标为井区附近及集输管线两侧敏感点，主要保护目标为区域内环境空气质量、地表水、地下水和土壤环境质量。根据危险物质可能得影响途径以及现状调查，南 58 井组拉油点、五蛟西返排液站环境敏感点分布见表 12.1.2-1~12.1.2-2。

表 12.1.2-1 南 58 井组拉油点环境敏感特征表

类别	环境敏感特征					
环境空气	南 58 井组拉油点周边 3km 范围内					
	序号	敏感目标	相对方位	距离/km	属性	人口数
	1	席家塬	S	0.338	居住区	4 户，16 人
	2	寺沟	S	1.897	居住区	2 户，8 人
	3	何家塬	ES	2.377	居住区	10 户，40 人
	4	念家湾	ES	2.387	居住区	3 户，12 人
	5	下午旗村委会	E	1.354	居住区	3 户，12 人
	6	下午旗村	E	1.307	居住区	700 户，3000 人
	7	下路沟门	N	0.478	居住区	12 户，48 人
	8	午旗俭根	N	0.932	居住区	9 户，36 人
	9	曹沟门	N	1.725	居住区	20 人
	10	刘家塬畔	NE	2.431	居住区	1 户，4 人
	11	史家崾峁	NE	3.183	居住区	10 户，45 人
	13	安沟门	N	2.205	居住区	3 户，12 人
	14	马岭村	NW	1.432	居住区	4 户，20 人
	15	柳黄沟	NW	2.587	居住区	3 户，15 人
	16	杨新庄	NW	2.911	居住区	1 户，4 人
	17	下湾	NW	3.325	居住区	3 户，10 人
	18	路沟门	NW	2.622	居住区	5 户，20 人
	19	栾山跟底	NW	1.337	居住区	4 户，20 人
	20	龚家塬	NW	1.073	居住区	3 户，13 人
	21	天旗塬	W	1.333	居住区	5 户，20 人
	22	瓦子湾	SW	2.063	居住区	5 户，20 人
	23	路家掌	SW	3.144	居住区	5 户，20 人
	厂址周边 500m 范围内人口数小计					64 人
厂址周边 3km 范围内人口数小计					3365 人	
大气环境敏感程度 E 值					E3	
地表水	受纳水体					
	序号	受纳水体	排放点水域环境功能		24h 内流经范围/km	
	1	马莲河	Ⅲ类		不涉及跨国界、跨省界	
	内陆水体排放点下游 10km（近岸海域一个潮周期最大水平距离两倍）范围敏感目标					
	序号	敏感目标	环境敏感特征		水质目标	与排放点距离/m
	/	/	/		/	/
地表水环境敏感程度 E 值					E3	
地下	序号	环境敏感区	环境敏感特征	水质目标	包气带防污性能	与下游厂界距离/m

水	1	G3	除 G1、G2 以外的区域	III类	D1	/
地下水环境敏感程度 E 值						E2

表 12.1.2-2 五蛟西返排液站环境敏感特征表

类别	环境敏感特征					
环境空气	五蛟西返排液周边 3km 范围内					
	序号	敏感目标	相对方位	距离/km	属性	人口数
	1	蒋家塬	NW	0.482	居住区	2 户, 10 人
	2	代掌	N	2.338	居住区	1 户, 5 人
	3	中塬	N	0.430	居住区	4 户, 16 人
	4	蒋塬村	NE	0.853	居住区	1 户, 4 人
	5	上崾峁	NE	0.916	居住区	7 户, 28 人
	6	野狐渠	NE	1.315	居住区	4 户, 20 人
	7	马阳台	NE	1.792	居住区	2 户, 8 人
	8	马夫掌	NE	1.976	居住区	10 户, 45 人
	9	曹掌	NE	2.255	居住区	20 户, 90 人
	10	唐上庄	NE	1.592	居住区	4 户, 16 人
	11	唐下庄	E	1.505	居住区	6 户, 24 人
	13	毛家畔	E	1.548	居住区	3 户, 12 人
	14	付崾峁	SE	2.167	居住区	1 户, 4 人
	15	康家庄	SE	2.466	居住区	10 户, 46 人
	16	白家咀	SE	0.902	居住区	1 户, 5 人
	17	姬家台	SE	0.772	居住区	14 户, 56 人
	18	大赵堡子	SE	1.588	居住区	3 户, 13 人
	19	小赵堡子	SE	1.841	居住区	4 户, 16 人
	20	孙家湾	SW	1.724	居住区	1 户, 5 人
	21	李良子村委会	SW	3.053	居住区	4 户, 16 人
	22	李家塬	W	0.527	居住区	7 户, 28 人
	23	长里庄	SW	1.335	居住区	4 户, 16 人
	24	户家圪	SW	2.187	居住区	4 户, 20 人
	25	河西	SW	3.043	居住区	3 户, 15 人
	26	卢沟门	SW	0.250	居住区	1 户, 4 人
	27	李咀子	SW	2.239	居住区	3 户, 10 人
	28	江砭	SW	1.725	居住区	5 户, 20 人
	29	王旗	SW	2.266	居住区	4 户, 20 人
	30	槐树院	W	1.926	居住区	4 户, 20 人
	31	蒋家前塬	NW	1546	居住区	3 户, 15 人
	32	欢喜良子	NW	2.436	居住区	1 户, 4 人
	33	阳山茆	NW	2.723	居住区	3 户, 10 人
厂址周边 500m 范围内人口数小计						40 人
厂址周边 3km 范围内人口数小计						428 人
大气环境敏感程度 E 值						E3
地表水	受纳水体					
	序号	受纳水体	排放点水域环境功能		24h 内流经范围/km	
	1	元城河	III类		不涉及跨国界、跨省界	
	内陆水体排放点下游 10km (近岸海域一个潮周期最大水平距离两倍) 范围敏感目标					
	序号	敏感目标	环境敏感特征		水质目标	与排放点距离/m

	/	/	/	/	/	
	地表水环境敏感程度 E 值					E3
地下水	序号	环境敏感区	环境敏感特征	水质目标	包气带防污性能	与下游厂界距离/m
	1	G3	除 G1、G2 以外的区域	III类	D1	/
	地下水环境敏感程度 E 值					E2

12.2 环境风险潜势初判

12.2.1 评价工作等级与范围

根据项目涉及的每种危险物质在单个站场厂界内的最大存在总量，及其在《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B 中对应临界量的比值确定 Q。当只涉及一种危险物质时，Q 值取该物质的总量与其临界量比值；当存在一种以上危险物质时，Q 值计算公式如下：

$$Q = q_1/Q_1 + q_2/Q_2 + \dots + q_n/Q_n$$

式中：

$q_1、q_2\dots q_n$ —— 每种危险物质的最大存在量，t；

$Q_1、Q_2\dots Q_n$ —— 每种危险物质临界量，t。

当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I；

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

本项目为油田开发建设项目，本项目施工和钻井过程中涉及的危险物质主要为柴油，运行过程中涉及的危险物质为原油。项目投运后，原油通过管线集输，在站场内密闭储存。

本项目涉及的危险物质临界量参照附录 B 确定。根据分析可知，拉油点、相关站场、采油、集油及输气管线的 Q 值均 < 1 ，故危险单元环境风险潜势可直接确定为 I，本项目 Q 值确定见表 12.2.1-1。

表 12.2.1-1 本项目 Q 值确定表

序号	危险单元		危险物质	临界量/t	最大量/t	比值 Q	规格	运行压力
1	钻井井场	柴油储罐	柴油	2500	20	0.008	/	常压
2	井组拉油点	南 58	含水原油	2500	66.4	0.026	40m ³ (储油箱 2 具)	常压
3	站场	蛟 7 增	含水原油	2500	24.9	0.009	30m ³ (事故油箱 1 具)	常压
4	管线	采油管线	含水原油	2500	43.97	0.01758	L245N-Φ60×5.0-2.7km	4MPa
5	管线	集油管线	含水原油	2500	48.87	0.01954	L245N-Φ60×5.0-3km	4MPa
		输气管线	伴生气	10	0.81	0.081	L245N-Φ76×5.0-3km	2.5MPa

注：输气管线与集油管线同沟敷设，因此作为一个危险单元采油管线选取蛟 2-10 扩场-蛟 3 增距离最长管线进行计算。

12.2.2 评价工作等级确定

根据导则，环境风险评价工作等级划分为一、二、三级，根据环境风险潜势确定。

对应关系见表 12.2.2-1。

表 12.1.2-1 风险评价等级判别表

环境风险潜势力	IV、IV ⁺	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析 ^a

a是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明

本项目各危险单元 Q 值均 < 1，直接判定环境风险潜势均为 I，进行简单分析，判定情况详见表 12.2.2-2。各评价等级要求评价工作内容见表 12.2.2-3。

表 12.2.2-2 项目主要风险源评价工作等级划分

序号	风险源	环境空气	地表水	地下水
1	柴油储罐	简单分析	简单分析	简单分析
2	南 58 拉油点	简单分析	简单分析	简单分析
3	采油管线	简单分析	简单分析	简单分析
4	集油、输气管线	简单分析	简单分析	简单分析
5	蛟 7 增	简单分析	简单分析	简单分析

表 12.2.2-3 各环境要素不同评价工作等级评价工作内容表

环境要素 评价等级	大气环境	地表水	地下水
一级	选取最不利气象条件和事故发生地的最常见气象条件，选择适用的数值方法进行分析预测，给出风险事故情形下危险物质释放可能造成的大气环境影响范围与程度。对于存在极高大气环境风险的项目，应进一步开展关心点概率分析。	选择适用的数值方法预测地表水环境风险，给出风险事故情形下可能造成的影响范围与程度	优先选择适用的数值方法预测地下水环境风险，给出风险事故情形下可能造成的影响范围与程度
二级	选取最不利气象条件，选择适用的数值方法进行分析预测，给出风险事故情形下危	造成的影响范围与程度	风险预测分析与评价要求参照 HJ 610 执行

	险物质释放可能造成的大气环境影响范围与程度		
三级	应定性分析说明大气环境影响后果	定性分析说明地表水环境影响后果	
简单分析	是相对于详细评价工作内容，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。		

12.3 环境风险识别

12.3.1 物质危险性识别

本项目生产过程中所涉及的危险物质有原油、伴生气、柴油，以及火灾爆炸事故次生污染物 CO、SO₂，根据《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018），以上危险物质危险特性见表 12.3.1-1。

表 12.3.1-1 危险物质分类表

	危险特性	危险物质
有毒物质	急性毒性属于 1 类、2 类（剧毒物质）	CO、SO ₂
	急性毒性属于 3 类别（一般毒性物质）	/
易燃物质	易燃气体	伴生气
	易燃液体	原油
	可燃液体	柴油

各物料的基本性质如下：

(1) 原油

原油主要理化性质见表 12.3.1-2。

表 12.3.1-2 原油的理化性质

标识	中文名：原油	英文名：Petroleum
	危规号：32003	CAS 号：75-01-04
理化性质	外观与形状：红色、红棕色或黑色有绿色荧光的稠厚性油状液体	溶解性：不溶于水，溶于多数有机溶剂
	熔点(°C)：-259.2	沸点(°C)：120~200°C
	比重：0.84~0.86(水=1)	稳定性：稳定
危险特性	危险性类别：中闪点易燃液体	燃烧性：易燃
	闪点(°C)：<28°C	爆炸上限(%)：5.4
	爆炸下限(%)：2.1	燃烧(分解)产物：一氧化碳、二氧化碳
	其蒸气与空气形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。遇高温，容器内压增大，有开裂和爆炸危险性。	
	灭火方法：泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。用水灭火无效。	
	灭火剂：泡沫、干粉、二氧化碳	
毒性	LD ₅₀ ：500~5000mg/kg	
健康危害	侵入途径：吸入、食入	
	健康危害：蒸气可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状。	

由表 12.3.1-2 可以看出，原油具有以下特性：

- ①火灾爆炸危险性：原油属中闪点易燃液体，其火灾危险性为甲类物质；
- ②易挥发性：油田作业场所不同程度地存在因蒸发而产生的可燃性油气；
- ③毒性物质：原油具有一定的毒性；
- ④易积聚静电荷：静电放电是导致火灾爆炸事故的一个重要原因；
- ⑤易流淌、扩散性：原油一旦泄漏将覆盖较大面积，扩大危险区域；油品的蒸汽一般比空气重，易沿地表扩散；
- ⑥热膨胀性：原油受热后，温度升高，体积膨胀，若容器罐装过满，超过安全容量，或者管线输油后不及时排空，又无泄压装置，便可导致容器或管件的损坏，引起油品外溢、渗漏，增加火灾爆炸危险性。

(2)伴生气

原油伴生气又称石油气，本项目伴生气中不含硫化氢。伴生气主要理化性质见表 12.3.1-3。

表 12.3.1-3 伴生气（石油气）的理化性质

标识	中文名：石油气	英文名：liquefiedpetroleumgas
	危规号：21053	CAS 号：68476-85-7
理化性质	外观与形状：无色气体或黄棕色油状液体，有特殊臭味	自燃温度：413℃
	液态液化石油气相对密度为 4℃的水的 0.5~0.6 倍	气态液化石油气比空气重 1.5~2.0 倍
	稳定性：稳定	
危险特性	危险性类别：第 2.1 类易燃气体	燃烧性：易燃
	闪点(℃)：-74℃	爆炸上限(%)：2.25
	爆炸下限(%)：9.65	燃烧(分解)产物：一氧化碳、二氧化碳
	极易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与氟、氯等接触会发生剧烈的化学反应。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇明火会引着回燃。	
	灭火方法：切断气源。若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。	
	灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳。	
健康危害	侵入途径：吸入	
	健康危害：有头晕、头痛、兴奋或嗜睡、恶心、呕吐、脉缓等；重症者可突然倒下，尿失禁，意识丧失，甚至呼吸停止。可致皮肤冻伤。长期接触低浓度者，可出现头痛、头晕、睡眠不佳、易疲劳、情绪不稳以及神经功能紊乱等。	

原油伴生气具有以下特性：

- ①易燃易爆性：极易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险，燃烧分解产物为 CO；
- ②易扩散性：其蒸气比空气轻，能扩散到相当远的地方，遇明火会回燃。

(3)柴油

柴油是用于柴油机的燃料，主要用于钻井和修井过程，使用比较分散，不设置储罐。

柴油的主要理化性质见表 12.3.1-4。

表 12.3.1-4 柴油理化性质

标识	中文名：柴油	英文名：Dieseloil; Dieselfuel
	分子式：C _x H _y	分子量：190~220
	UN 编号：1202	CAS 号：68334-30-5
理化性质	外观与形状：稍有粘性的棕色液体	溶解性：不溶于水
	熔点(°C)：-18	沸点(°C)：282~338
	相对密度：(水=1)0.87~0.9	禁忌物：强氧化剂、卤素
	稳定性：稳定	聚合危害：不聚合
危险性	危险性类别：易燃液体	燃烧性：易燃
	引燃温度(°C)：257	闪点(°C)：65
	最小点火能(MJ)：0.2	最大爆炸压力(MPa)：0.82
	燃烧热：9700 大卡/kg	燃烧(分解)产物：一氧化碳、二氧化碳
	危险特性：遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险。若遇高温、容器内压力增大，有开裂和爆炸的危险	
	灭火方法：尽可能将容器从火场移至空旷处时持火场容器冷却，直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。	
	灭火剂：泡沫、二氧化碳、干粉、1211 灭火剂、砂土	
健康危害	侵入途径：吸入、食入、经皮吸收	
	健康危害：皮肤接触柴油可引起接触性皮炎、油性痤疮；吸入可引起吸入性肺炎。能经胎盘进入胎儿血中。；柴油废气可引起眼、鼻刺激症状，头晕及头痛。	
	工作场所最高允许浓度：未制定	

(4)CO

原油、伴生气等发生火灾爆炸时产生次生污染物 CO，其主要理化性质及危险特性见表 12.3.1-5。

表 12.3.1-5 一氧化碳理化性质及危险特性

标识	中文名：一氧化碳	英文名：carbonmonoxide
	分子式：CO	分子量：28
	危规号：21005	UN 编号：1016
理化性质	外观与形状：无色无臭气体	溶解性：微溶于水，溶于乙醇、苯等大多数有机溶剂
	熔点(°C)：-199.1	沸点(°C)：-191.4
	相对密度：(水=1)0.79	相对密度：(空气=1)1.11
	饱和蒸汽压(1Pa)13.33(-257. 9°C)	禁忌物：强氧化剂、碱类
	临界压力(MPa)：3.50	临界温度(°C)：-140.2
	LC50：2069mg/m ³ （人吸入 1 小时）	
危险性	稳定性：稳定	聚合危害：不聚合
	危险性类别：第 2.1 类易燃气体	燃烧性：易燃
	引燃温度(°C)：610	闪点(°C)：<-50
	爆炸下限(%)：12.5	爆炸上限(%)：74.2
	最小点火能(MJ)0.3~0.4	最大爆炸压力(MPa)：0.720
	燃烧热(J/mol)：285624	燃烧(分解)产物：二氧化碳

危险特性	危险特性：是一种易燃易爆气体，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高位能引起燃烧爆炸
	灭火方法：切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体，喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处
	灭火剂：泡沫、二氧化碳、雾状水、干粉
健康危害	侵入途径：吸入
	健康危害：CO 在血液中与血红蛋白结合而造成组织缺氧。 急性中毒：轻度中毒者出现头痛、头晕、耳鸣、心悸、恶心、呕吐、无力，血液碳氧血红蛋白浓度可高于 10%；中度中毒者除上述症状外，还有皮肤粘膜呈樱红色、脉快、烦躁、步态不稳、甚至中度昏迷，血液碳氧血红蛋白浓度可高于 30%；重度患者深度昏迷、瞳孔缩小、肌张力增强、频繁抽搐、大小便失禁、休克、肺水肿、严重心肌损害等，血液碳氧血红蛋白可高于 50%。慢性影响：能否造成慢性中毒及对心血管影响无定论。
	工作场所最高允许浓度：中国 MAC=30mg/m ³

(5)SO₂

原油泄漏发生火灾时，组分中的有机硫燃烧产生次生污染物 SO₂，其主要理化性质及危险特性见表 12.3.1-6。

表 12.3.1-6 二氧化硫理化性质及危险特性

标识	中文名：二氧化硫	英文名：sulfur dioxide
	分子式：SO ₂	分子量：64.06
	危规号：23013 UN 编号：1079	CAS 号：7446-09-5
理化性质	性状：无色气体，具有窒息性特臭。	溶解性：溶于水、乙醇。
	熔点(°C)：-75.3	沸点(°C)：-10
	相对密度：(水=1)1.43	相对密度：(空气=1)2.26
	饱和蒸汽压(KPa) 338.42 (21.1°C)	禁忌物：强还原剂、强氧化剂、易燃或可燃物。
	临界压力(MPa)：7.87	临界温度(°C)：157.8
危险特性	稳定性：稳定	聚合危害：不聚合
	危险性类别：第 2.3 类有毒气体	燃烧性：不燃,有毒,具强刺激性。
	引燃温度(°C)：无意义	闪点(°C)：无意义
	爆炸下限(%)：无意义	爆炸上限(%)：无意义
	最小点火能(MJ) 无意义	最大爆炸压力(MPa)：无意义
危险特性	燃烧热(J/mol)：无意义	燃烧(分解)产物：无意义
	危险特性：不燃。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。	
	灭火方法：本品不燃。消防人员必须佩戴过滤式防毒面具（全面罩）或隔离式呼吸器、穿全身防火防毒服，在上风向灭火。切断气源。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。	
健康危害	灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳。	
	侵入途径：吸入	
	健康危害：易被湿润的粘膜表面吸收生成亚硫酸、硫酸。对眼及呼吸道粘膜有强烈的刺激作用。大量吸入可引起肺水肿、喉水肿、声带痉挛而致窒息。 急性中毒：轻度中毒时，发生流泪、畏光、咳嗽，咽、喉灼痛等呼吸道及眼结膜刺激症状；严重中毒可在数小时内发生肺水肿；极高浓度时可引起反射性声门痉挛而致窒息。 慢性中毒：长期接触二氧化硫，可有头痛、头昏、乏力等全身症状以及慢性鼻炎、支气管炎、嗅觉及味觉减退、肺气肿等；少数工人有牙齿酸蚀症。	
	工作场所最高允许浓度：中国 MAC=15mg/m ³	

12.3.2 生产系统危险性识别

根据各设施功能特点和危险物质分布情况，项目分为井场、站场、输油管线、输气管线等几个功能单元，分述如下：

(1)井场

①施工期

在钻、完井作业中，由于钻井液比重失调、防喷措施不当及其他误操作活动导致地层压力欠平衡或静液柱降低导致欠平衡而引起循环液漏失等原因，可能导致发生井涌。若不及时控制或控制不当，可能引发井喷事故。伴随井喷可能释放大量的原油和大量烃类物质，如果当烃类物质聚集到爆炸浓度后，遇明火可能引发平台火灾、爆炸，可能对周围环境产生严重威胁。

发生井喷的主要原因是地层压力过高、且钻井泥浆比重失调以及防井喷措施不当。一旦发生井喷，将会有钻井泥浆、原油和天然气物质喷出，损害周围生态环境。

在钻井过程中，钻井机械使用采油机为动力，井场设置一具柴油储罐，最大容量为 20t，柴油具有易燃易爆的特点，由于井场管理不善、施工意外等引发柴油储罐火灾、爆炸等事故，进而威胁周围环境。

根据以上分析，井场施工期的环境危险源为采油井及柴油储罐。

②运行期

当发生油气泄漏事故时，若泄漏的原油遇到静电或明火，将会发生火灾事故产生颗粒物、CO 等次生污染物，影响周围环境空气质量。泄漏的原油会渗入土壤，并污染地下水，对土壤和地下水环境造成不利影响。

另外，注水井套外返水时若发生事故，可能会穿透含水层污染承压水。套外返水事故的主要原因在于固井质量不好、表层套管腐蚀或者固井水泥老化等，可能导致水泥环破裂及脱落，最终造成套外返水，对地下水环境造成影响。

根据以上分析，井场运行期的环境风险源为采油井。

(2)站场

本项目新建 1 组拉油点位于南 58 井场，井组拉油点设置 2 具 40m³ 储油箱。油气田站场工艺设备集中、操作条件要求严格、处理介质均属易燃易爆物质，因此存在火灾、爆炸的事故风险性。

根据以上分析，站场运行期的环境风险源为站内的事故罐及储油箱。。

(3)采油管线

本项目井场原油主要通过管线输至增压站、接转站等原油处理站场。本次扩建工程拟建采油集输管线运行过程中存在的事故风险有管线等设备因腐蚀穿孔而造成油品泄漏；冬季运行时输油管线因保温性能差等原因发生冻堵、管线破裂；人为破坏导致管道泄漏，特别是当地窃油现象时有发生，窃油者在管道上打孔，窃油后引起原油泄漏。泄漏的原油会渗入土壤，并污染地下水，对土壤和地下水环境造成不利影响。

(4)输气管线

伴生气主要成分为甲烷，甲烷属于低毒性物质、窒息性气体，尤其在密闭空间，易造成窒息死亡。空气中甲烷浓度过高能使人无知觉地窒息、死亡。因此，当发生泄漏事故，会对周边人群健康产生不利影响。

输气管线发生泄漏，遇到明火引发火灾。气体瞬时大量泄漏，不容易完全燃烧，会产生一氧化碳。

(5)拉油罐车运输

本项目岭 405 井区采用罐车拉油至新华 53 站，运输道路利用进井场道路及地方道路，道路沿线经过河流、村庄等敏感点。汽车运输原油过程存在因自然原因、设备原因或人为因素导致的原油泄漏事故，进而存在污染土壤、地表水的可能。

12.3.3 危险物质向环境转移途径识别

通过以上物质、生产设施识别，本项目危险物质扩散途径主要有：

(1)油气集输管线发生原油泄漏事故，泄漏原油进入土壤，对土壤、植被的影响；泄漏原油通过包气带进入地下水环境从而对地下水造成污染；

(2)站场、井场原油泄漏并达到爆炸极限导致火灾爆炸事故后未完全燃烧的有毒有害物质，以及完全燃烧后伴生/次生的 CO 等进入环境空气，从而对大气环境造成影响。

(3)站场、井场原油发生泄漏及火灾爆炸事故后产生的消防废水没有及时收集处理，扩散进入地表水，从而对地表水、土壤及地下水环境造成影响；

(4)井场发生井喷对空气、土壤等的不良影响；

(5)井漏事故中钻井废水、泥浆漏失于地下水含水层中，造成地下含水层水质污染；采出水回注井发生井管破裂导致套外返水，可能会污染地下水；

(6)在汽车运输过程中，由于汽车爆胎、操作失灵、超载、超速、违章停靠等交通意外因素，引发汽车相撞、翻车等交通事故，导致车载原油部分或全部泄漏。

12.3.4 风险识别结果

综上所述，本项目主要危险单元包括站场、井场、油气集输管线，危险单元的分布详见项目的地面工程布局图和站场平面布置图。各生产设施主要事故风险类型、来源及危害见表 12.3.4-1。

表 12.3.4-1 项目环境风险识别表

序号	危险单元	风险源	主要危险物质	环境风险类型	环境影响途径	可能受影响的环境敏感目标
1	钻采井场	钻井等	原油、伴生气	井喷	污染大气；原油覆盖地表和渗入地下后，阻塞土壤孔隙，使土壤板结，通透性变差，不利于植物生长；若原油流入地表水体，会形成油膜，阻碍水体溶氧，使水质变差	井场周边居民点
		采油井	原油	井漏 泄漏	污染地下水水质 阻塞土壤孔隙，使土壤板结，通透性变差，土壤功能破坏，植被死亡，污染大气；污染地表水和地下水	地下水
2	站场	原油储罐、事故油箱等	原油、伴生气	泄漏	阻塞土壤孔隙，使土壤板结，通透性变差，土壤功能破坏，植被死亡，污染大气；污染地表水和地下水	站场周边居民点及地表水和地下水
			原油、伴生气	溢油	油品挥发，造成大气污染；原油覆盖地表和渗入地下后，阻塞土壤孔隙，使土壤板结，通透性变差，不利于植物生产；若发生在地表水体，则会形成油膜，阻碍水体溶氧，使水质变坏	
			有害气体	火灾爆炸	有害气体污染大气；污染地表水和地下水	
3	油气集输	集输管线	原油、伴生气	泄漏	阻塞土壤孔隙，使土壤板结，通透性变差，土壤功能破坏，植被死亡，污染大气；污染地表水和地下水	管线两侧居民及穿跨越的地表水体和地下水
			有害气体	火灾爆炸	有害气体污染大气；污染地表水和地下水	
4		拉油罐车	原油	火灾爆炸	阻塞土壤孔隙，使土壤板结，通透性变差，土壤功能破坏，植被死亡，污染大气；污染地表水和地下水	拉运路线居民点及地表水和地下水
5	注水	采出水	采出水	泄漏	污染元城川水质	元城川

12.4 风险事故情形分析

12.4.1 风险事故情形设定

参照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）表 E.1，本项目涉及的泄漏事故类型包括容器、管道的泄漏和破裂，泄漏频率见表 12.4.1-1。

表 12.4.1-1 本项目泄漏频率表

部件类型	泄漏模式	泄漏频率
常压单包容储罐	泄漏孔径为 10mm 孔径	$1.00 \times 10^{-4}/a$
	10min 内储罐泄漏完	$5.00 \times 10^{-6}/a$
	储罐全破裂	$5.00 \times 10^{-6}/a$

内径≤75mm 的管道	泄漏孔径为 10%孔径	$5.00 \times 10^{-6} / (\text{m} \cdot \text{a})$
	全管径泄漏	$1.00 \times 10^{-6} / (\text{m} \cdot \text{a})$
75mm<内径≤150mm 的管道	泄漏孔径为 10%孔径	$2.00 \times 10^{-6} / (\text{m} \cdot \text{a})$
	全管径泄漏	$3.00 \times 10^{-7} / (\text{m} \cdot \text{a})$
内径>150mm 的管道	泄漏孔径为 10%孔径 (最大 50mm)	$2.40 \times 10^{-6} / (\text{m} \cdot \text{a})$
	全管径泄漏	$1.00 \times 10^{-7} / (\text{m} \cdot \text{a})$

在风险识别的基础上,选择对环境影响较大并具有代表性的事故类型,设定风险事故情形。环境风险较大的工程包括拉油点储油箱;井场至增压点采油管线;蛟 7 增至蛟一联输气管线。因此,评价选取上述新建工程作为典型进行分析。典型事故类型见表 12.4.1-2。

表 12.4.1-2 典型事故类型及风险事故情形设定

序号	危险单元	环境风险类型	主要危险物质	风险源	影响途径
1	井场	泄漏	原油	站内储油箱、设备、管线等因腐蚀发生 10mm 孔径泄漏	泄漏原油通过井场、站场雨水系统排入地表水
2		火灾爆炸	石油、一氧化碳	泄漏原油发生火灾及次生一氧化碳排放	
3	采油管线	泄漏	原油	管线破损、断裂发生原油泄漏事故	泄漏原油污染土壤
4	蛟 7 增至蛟一联输气管线	泄漏	伴生气	管线破损、断裂发生伴生气泄漏事故	伴生气进入大气
5		火灾爆炸	一氧化碳	泄漏伴生气发生火灾及次生一氧化碳排放	CO 进入大气
6	拉运罐车	车辆事故	原油	罐车发生泄漏或倾覆	泄漏原油直接排入地表水

12.4.2 源项分析

(1) 储油罐泄漏

南 58 井场设置 2 具 40m^3 的储油箱,事故情形设定为设备腐蚀或法兰连接破损引发原油泄漏,井场储油箱泄漏后最大泄漏量为 40m^3 。

(2) 原油管线泄漏

管线原油泄漏量的大小与泄漏点处的运行压力、外压、原油密度、管道腐蚀穿孔的大小以及所处位置等参数有关。管道输油依托站场的站控系统进行泄漏监测,对管线实施远距离的数据采集、监视控制、安全保护和统一调度。管线一旦发生漏油事故,管内压力减小,阀门在 1min 内响应并关闭,站内的输油泵最迟在 15min 内关闭,本次评价以最大风险泄漏量计算,即以 15min 作为阀室阀门关闭前的泄漏时间,阀门关闭后,管道断裂处原油继续泄漏,当与外界压力平衡时,泄漏终止。

根据 HJ169-2019 中 8.2.2.3 要求,本次评价泄漏事故按照管道截面 100%断裂估算泄漏量,并考虑阀门启动前、后泄漏量。阀门启动前,泄漏量按实际工况确定;阀门启动后,泄漏量以管道泄压至与环境压力平衡所需要的时间计。按照美国矿业管理部(MMS)管道油品泄漏量估算导则(MMS2002-033)给出的估算模式,总泄漏量为阀门启动前后的泄漏量之和,计算公式为:

$$V_{rel}=0.1781V_{pipe}\times F_{rel}\times F_{GOR}+V_{pre-shut}$$

式中: V_{rel} : 原油泄漏量;

V_{pipe} : 管段体积,管段长度按两站之间的长度计算;

F_{rel} : 最大泄漏速率,取 0.2;

f_{GOR} : 压力衰减系数,取 0.2;

$V_{pre-shut}$: 阀门关闭前泄漏量,按设计输油能力 m^3/d 、泄漏 15min 核算;

根据计算,管线泄漏量如表 12.4.2-1。

表 12.4.2-1 蛟 2-10 扩场-蛟 3 增采油管线 100%断裂泄漏量

管线	管径 (mm)	长度 (km)	管段体积 (m^3)	设计输油 能力 (m^3/d)	阀门关闭 前泄漏量 ($m^3/次$)	阀门关闭 后泄漏量 ($m^3/次$)	总泄漏量 ($m^3/次$)
蛟 97-4 井场→ 蛟 5 增采油管 线	60	2.7	52.98	15	0.4056	0.128	0.5336

(3) 输气管线泄漏

新建输气管线输送物料为伴生气,设计输气压力 2.5Mpa,管线中间不设阀门,管线一旦发生泄漏事故,管内压力减小,站场两端阀门在 1min 内响应并关闭,管线内伴生气全部泄漏进入大气环境。

(4) 拉油罐车事故

单台罐车最大运输量为 $30m^3$ 。在汽车运输过程中,由于汽车爆胎、操作失灵、超载、超速、违章停靠等交通意外因素,均可引发汽车相撞等交通事故,导致车载原油部分或全部泄漏,若泄漏事故发生于河道两侧,则会对河流造成严重的污染影响,若泄漏的原油发生火灾、爆炸事故则会威胁附近人群生命安全。

12.5 环境风险分析

12.5.1 井喷事故后果分析

发生井喷后,若不能及时采取措施制止,即发生井喷失控,大量原油和伴生气从井口敞喷进入环境当中,伴生气在喷射过程中若遇明火则会引发火灾和爆炸等危害极大的

事故。伴生气喷射最大的可能是形成垂直喷射，初始喷射由于井筒内有泥浆液柱，因此喷出的伴生气中携带大量的泥浆和岩屑，将危害周围的道路、耕地和植被等。

伴生气的喷射释放速率，将随着井筒内的泥浆液柱压力减少而增大，当井筒内的泥浆喷完后，达到最大喷射释放速度，此时可能形成最大爆炸云团，遇明火就会爆炸。伴生气喷射释放速率变化取决于井的产气速率，释放时间取决于对井喷事故的处理效率和井的产气量等。

(1) 热辐射和冲击波影响

事故性释放的伴生气可能立即着火，形成喷射燃烧，对周围产生热辐射危害。也可能在扩散过程中着火或爆炸，对周围造成冲击波危害；或者经扩散稀释低于爆炸极限下限，未着火，仅污染周围环境空气。

陇东油区主要为低渗透和超低渗透油藏，地层压力较低，钻井过程中发生井喷事故的概率较小，因此一般不会造成井场外人员伤亡。

(2) 井喷伴生气环境空气影响

本工程伴生气中未检出 H_2S ，发生井喷事故后，伴生气在大气中的扩散将对当地环境空气质量造成污染影响，对其范围内的人群健康造成危害，但总体影响较轻。

(3) 对水体的污染和影响

井喷喷出的原油一旦进入水体，原油将在水面形成油膜而阻碍水体与大气之间的气体交换，使水质更容易恶化；油类粘附在鱼类、藻类和浮游生物上，致使生物死亡；原油污染还会使水产品品质下降，造成经济损失；若含油废水的排入超过了水体的自净能力，则易形成油污染，这些污染使河流、湖泊水体以及底泥的物理、化学性质或生物群落组成发生变化，从而会降低水体的使用价值，甚至危害到人的健康。

(4) 对土壤的污染和影响

井喷喷出的原油类混合物会渗透到土壤中，杀死土壤中的微生物，改变土壤成分，改变地表生态，遭受污染的地区可能在几十年甚至上百年的时间内都会寸草不生。研究表明，一些石油烃类进入动物体内后，对哺乳类动物及人类有致癌、致畸等作用。土壤的严重污染会导致石油烃的某些成分在粮食中积累，影响粮食的品质，并通过食物链，危害人类健康。井喷喷出的伴生气点火燃烧时将会对放喷点处及周边的土壤造成严重的危害和影响，一旦井喷要及时清理被污染的土壤。

(5) 对井场周边植物的污染和影响

当井喷发生时，一般都会喷出一定量的钻井液于放喷口周边的农作物上，使农作物死亡，造成减产；对喷出的伴生气进行点火燃烧，将产生强大的热辐射，进而造成热辐射污染，使周边的农作物受到灼伤。

12.5.2 套外返水对地下水环境影响分析

采油井、注水井对地下水有影响事故主要是由于固井质量差或井管发生破裂事故造成含油废水在井管外流动上返，污染地下水；项目进入退役期后，对采油井及注水井封井不严，可能造成含油层或注水层少量的含油水进入承压水层，对地下水环境造成影响。详细见地下水环境影响评价专题。

12.5.3 采出水回注管线泄漏事故后果分析

蛟 8-10 至蛟 8-13 采出水回注管线泄漏，采出水进入水体，可能使水质更容易恶化；油类粘附在鱼类、藻类和浮游生物上，致使生物死亡；若含油废水的排入超过了水体的自净能力，则易形成油污染。

12.5.4 站场风险事故后果分析

（1）土壤和水环境的影响

南 58 井场内 2 具 40m³ 的储油箱，蛟 7 增内 1 具 30m³ 的事故油箱，外泄原油将会限制在井场及站场内，可以全部被截留和回收，确保事故状态下原油不会进入地表水体。

当站场内原油发生泄漏后，原油在土壤内部由于重力作用沿垂直方向向地下渗透，由于原油黏度和凝固点较高，且流动性较差，加上黄土对原油具有很强的截流能力，因此泄漏原油很难向土壤深层迁移，此时，影响原油污染范围的因素有原油的泄漏量、存留时间及环境温度等。短期原油泄漏事故造成的土壤影响一般仅限于直接有泄漏原油的区域，且主要对表层 0~20cm 的土层构成污染。一般情况下，发生事故而泄漏于地表的原油数量有限，若处理及时得当，对周围环境的影响可得到有效的控制。

此外，泄漏原油通过包气带下渗进入地下水环境，可能会对地下水环境造成污染。根据调查，站场储罐区及装置区均采取防渗措施，发生泄漏事故后，及时处理，即使有少量污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。故在正常工况下，加强巡检力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，及时维修，并将受污染的土壤全部集中收集，委托有资质单位进行转运处置，污染物从源头和末端均得到控制，阻断了污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。由于南 58 井场、蛟 7 增所在场地区域黄土层较厚、浅层地下水埋深较大，泄漏原油对地下水的影响较小。

（2）环境空气的影响

原油泄漏后伴生气会挥发出来，考虑最不利影响，气油比取最大值 $107.2\text{m}^3/\text{t}$ ，挥发的最大伴生气量为 3.21m^3 ，会影响周边的大气环境，造成短时间内局部区域挥发性有机废气的超标，甚至在大气中形成爆炸云团，遇明火就会爆炸，进而对周围造成冲击波危害。泄漏原油发生火灾事故后，泄漏原油不完全燃烧向大气中排放大量次生有害气体 CO。下风向一定范围内 CO 浓度有可能超过毒性终点浓度 2 ($35\text{mg}/\text{m}^3$)，绝大多数人员暴露 1h 一般不会对人体造成不可逆的伤害，距离事故源较近的一定区域内，CO 浓度有可能超过毒性终点浓度-1 ($83\text{mg}/\text{m}^3$)，有可能对人群造成生命威胁。原油中含有单质硫、硫醇、硫醚等含硫物质，在燃烧的过程中硫元素转化成 SO_2 ，下风向一定范围内 SO_2 浓度有可能超过毒性终点浓度 2 ($2\text{mg}/\text{m}^3$)，绝大多数人员暴露 1h 一般不会对人体造成不可逆的伤害，距离事故源较近的一定区域内， SO_2 浓度有可能超过毒性终点浓度-1 ($79\text{mg}/\text{m}^3$)，有可能对人群造成生命威胁。

12.5.5 原油集输泄漏事故影响分析

(1) 土壤影响分析

管道输送原油过程中有可能会对沿线的土壤、地表水体造成影响，原油泄漏因泄漏点位置不同所产生的土壤污染范围也不同。

当管道在埋地敷设段内发生泄漏，原油在土壤内部由于重力作用沿垂直方向向地下渗透，排除地质灾害等因素外，原油一般情况下不会冒出地表形成地面扩散。由于原油黏度和凝固点较高，且流动性较差，加上黄土对原油具有很强的截流能力，因此泄漏原油很难向土壤深层迁移。此时影响原油污染范围的因素有原油的泄漏量、存留时间及环境温度等。

当管道泄漏点发生在管道跨越冲沟时，管道出露地表，泄漏原油会落入土壤，在重力作用下向土壤表层渗透。当泄漏量不大时，原油与土壤水和凝结成较大的含油土块，此时污染范围小；当泄漏量大时就形成地表扩散。影响原油污染范围的因素除原油的泄漏量、存留时间及环境温度外，还与泄漏点周围地表地形、地表覆盖物等因素有关。

短期原油泄漏事故造成的土壤影响一般仅限于直接有泄漏原油覆盖的区域，且主要对表层 0~20cm 的土层构成污染。

据相关研究结果表明：泄漏原油对土壤理化性质的影响可以用 pH 值、总含盐量、总碱度等三项指标来说明。据已有的试验和监测资料表明，受到原油污染的农田和正常农田土壤中的 pH 值、总盐量、总碱度无明显的差别，即原油污染对土壤的理化性质的影响不会太大。但由于石油是粘稠大分子物质，覆盖表土或渗入土壤后，将堵塞土壤孔

隙，使土壤板结，通透性变差，从而造成土壤长期处于缺氧还原状态，土壤养分释放慢，不能满足农作物生长发育的需要而致其死亡。

一般情况下，发生事故而泄漏于地表的原油数量有限，若处理及时得当，对周围环境影响可得到有效的控制。

（2）管线泄漏对地表水影响

本项目采油管线、集油管线不穿跨越地表水体，管线穿越一条冲沟，根据前述分析，管线发生泄漏事故后一次的最大泄露量为 0.44m^3 ，受到地表对原油的截留作用，同时事故发生后立即采取应急措施，进入地表水体的可能性较小。

（3）管线泄漏对地下水影响

管线泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。发生泄漏事故后，及时维修处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。故在正常工况下，加强检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，及时维修，并将受污染的土壤全部集中收集，交由有资质的单位进行处理，污染物从源头和末端均得到控制，阻断了污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。

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。详见地下水分析章节。

（4）管线泄漏对植被影响

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份挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响。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。

12.5.6 输气管线泄漏对环境空气的影响

伴生气管线发生泄漏但未爆炸的情况下，由于输气压力较大，管内伴生气将迅速通过泄漏点进入环境空气中。同时，管线两端监测到失压后将迅速关闭阀门，并在两端进行放空，以减少泄漏。

伴生气中主要成分为甲烷，将对泄漏点周边环境空气造成短期不利影响，并有可能对人畜造成窒息危害，当空气中伴生气浓度超过爆炸下限后，遇火还可能发生爆炸。伴

生气爆炸后不完全燃烧产生的 CO 将对下风向环境空气产生不利影响，短期内超出车间空气有害物质最高容许浓度。但随着两端截断放空等事故处理措施的采取和管线内伴生气压力的逐渐降低、泄漏速率的放缓和大气扩散作用，其危害和不利影响将逐渐消失。

12.6 风险防范措施与应急预案

由于环境风险事故会对局部环境造成严重危害，因此必须采取必要的预防措施，避免事故发生或最大程度地降低事故造成的危害。对于人为因素引起的事故，可以通过提高作业人员技术素质、加强责任心教育以及采取技术手段和管理手段加以避免；而对于自然因素导致的事故，主要靠采取各种措施，配备必要设备来预防。

12.6.1 风险管理措施

(1)严格执行国家的安全卫生标准规范及相关的法律法规，在油田地面开发建设的同时，对安全、防火、防爆、劳动保护等方面综合考虑；

(2)制定安全生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全管理制度和安全操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系，完善各种规章制度标准；

(3)对施工单位及个人定期进行环保安全教育，增强职工的环保意识和安全意识；

(4)在施工过程、选材等环节严守质量关，加强技术工人的培训，提高操作水平；

(5)在作业前根据现场情况进行隐患分析评估，制定切实可行的措施计划，在作业过程中严格监督检查，定期考核，从源头上解决安全隐患问题；

(6)风险管理是一个动态的、循环的过程，应对不断变化的风险进行评价，并对相应安全维护措施做出调整。风险管理过程见图 12.6.1-1。

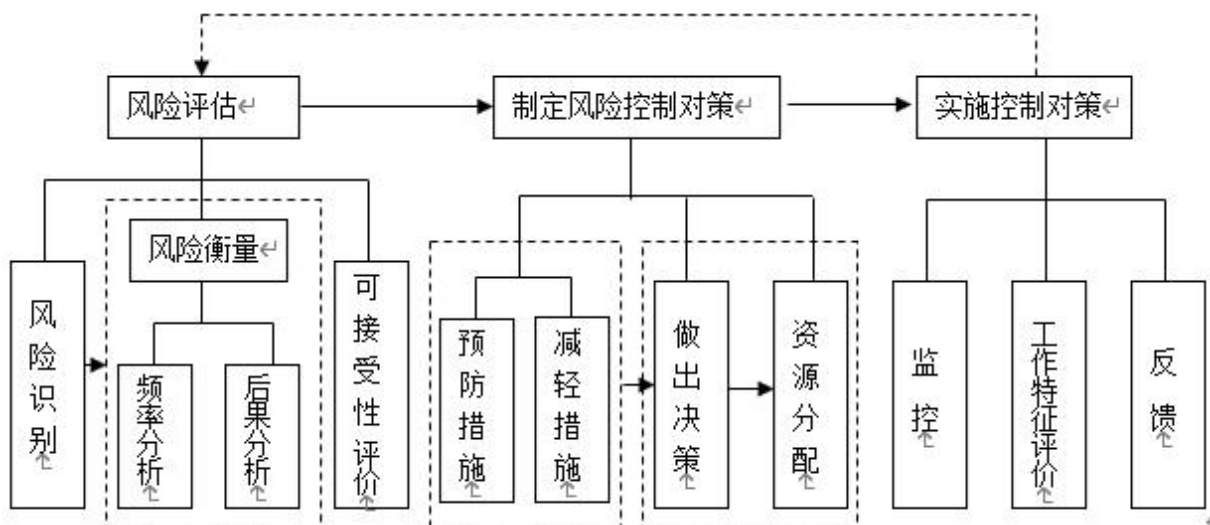


图 12.6.1-1 风险管理过程

12.6.2 企业现有风险防范措施

通过在历年产建开发中不断强化风险防控，持续落实环保责任，严格环保隐患排查与治理，长庆实业集团有限公司已逐步建成了“三防四责”的风险防控体系与现有的风险防范措施。

12.6.2.1 井场环境风险防控与应急措施

(1) 施工期风险防控和应急措施

- ①合理布置井位，严格执行《石油天然气钻井井控技术规范》，井口距离村庄 100m 以上；
- ②钻井期间井口安装防井喷装置，严格遵守钻井安全规定；
- ③使用的泥浆参数必须符合钻井技术规定，定期检查泥浆比重和黏度；
- ④修井采用清水循环压井技术，在钻井台等场所设置通风系统以及烃类气体探测器，探测扩散聚集的烃类气体；
- ⑤井场周围设置土堤，防止发生井喷事故时原油流出场外，制定泄漏原油回收方案。
- ⑥加强作业人员操作规范，提高操作人员安全生产意识；
- ⑦开工前制定应急预案，一旦发生事故，作业人员立即启动防范措施，控制井喷等事故，切断污染源，同时对泄漏原油进行围堵，防止污染扩大。事故处理结束后，由采油厂组织人员对井场周边散落的残余原油，粘有原油的土壤进行回收处理，将污染事故的环境影响降到最低。

(2) 运行期风险防控与应急措施

①井场地面平整，并设置 0.5m 高围墙，井场内设置集水渠、集油槽、雨水收集池、含油污水池等装置，井场入口设置挡水条。确保发生井喷等重大泄漏事故时将井喷污染物控制在井场内，不进入外环境；

②各作业区集中设置临时危废暂存点，并按要求进行防渗处理。

12.6.2.2 站场环境风险防控与应急措施

(1) 截流及事故收集措施

①各联合站、转油站内部进行雨、污分流，站内建设雨水和污水管网，对雨水和污水进行分流收集，防止污水及初期雨水外流出站外；

②站内生产区域地面全部硬化处理，原油储罐区设置防火堤，防火堤容积可容纳单罐泄漏的最大量，保证防火堤密封和防渗，防火堤设置排水口，雨水较大的情况下可及时排空雨水。正常作业情况下，雨水阀门处于关闭状态，通向事故池的阀门保持打开状态。

③原油进站管线和出站管线均设置手动阀门，可以手动控制，储罐区进料口和出料口全部设置截止阀，确保事故状态下第一时间切断泄漏源。

④各站设置含油污水三级隔离池，并对隔离池进行防渗处理，设置提升装置，保证池内液体能及时回收。

⑤站内设置安全环保岗位，对截流设施，截断阀，防火堤雨水阀门等进行专人管理。

(2) 泄漏预警与防护措施

站场内部设置有有毒有害气体泄漏监控预警系统及紧急切断阀门，能在紧急情况下关闭阀门，起到预警与切断的应急措施。

12.6.2.3 管线环境风险防控与应急措施

(1)原油集输管线严格按照管道规范进行铺设，在穿越如河流等敏感地点时对集输管线进行加厚处理，全面预防管线泄漏。

(2)管道穿越公路、沟道、河流两侧设置明显标志，防止第三方施工意外损坏管道。

管线两端安装截止阀以及压力检测装置，确保发生泄漏事故时第一时间响应并启动截断阀，将原油泄漏量控制到最小。

(3)定时对管线进行巡视，按照中石油输油管道检修标准定期对管道进行防腐维护、运行情况检查。

(4)若发现管道漏油事故的发生，第一时间启动应急预案，启动管线两端截断阀、明确泄漏点，控制污染源，若泄漏点在非河流地带应派人立即收集泄漏到土壤表层的含油土壤，并送往有资质的单位进行处理。

(5)若泄漏点处于河流表面，应立即派人对河流表面的原油进行围堵，利用吸油毡等材料控制原油蔓延。对于穿越河流的管道，应在河流岸边设置岸边事故池，将泄漏原油收集至事故池内，事故池容积不小于穿越河流管道内原油含量。

12.6.2.4 套外返水风险防控与应急措施

针对套外返水造成的环境风险，现有环境事故应急计划包括：

(1)确定回注过程中可能发生的环境事故与风险等级；

(2)监控回注井运行情况，发现运行故障或运行异常及时采取措施。一旦发生污染事故及时向当地环保部门报告，并积极采取控制措施以减小事故对周围环境的污染影响，调查分析事故原因和造成的损失；

(3)一旦发生环境事故，应立即启动应急环境监测，跟踪监测污染物的运移情况，直至事故影响根本消除；

(4)根据事故状态下排放污水中的污染物特征,进行地下水环境质量跟踪监测,事故应急监测方案应与地方环境监测站共同制定和实施,与地方环境监测站建立应急响应体系,由地方监测站实施跟踪监测。

12.6.2.5 油罐车事故风险防控与应急措施

(1)严格执行《公路危险货物运输规范》和《危险化学品运输管理条例》的规定;加强管理,坚决禁止和杜绝“三证”不全的危险品车辆路上行驶;

(2)油罐车发生漏油事故后,及时向有关部门汇报,同时向林场、自然保护区管理部门汇报。

(3)油罐车在行驶过程中,发现撒漏油品时,应立即停车,切断电源,用泥土、沙石等隔断沿路漏油与油罐车的联系。

(4)如果能立即控制漏油,止住漏油后,应用泥土、沙石等妥善处理撒漏油品,并报事故应急小组处理。

(5)如果难以控制漏油,应用能找到的各种容器装接漏油,或采用泥沙围堵,防止泄漏面积进一步扩大。立即报警,在专业抢救人员来到之前,疏散人群,禁止其他车辆靠近现场。

(6)油罐车由于电源、线路、用电设备及石油气静电故障引发火情,应立即切断电源,停稳车辆,查看火情部位,初起火源用车载灭火器或石棉被扑救,也可就近用泥土沙石扑救,同时报警。发生火情时,在控制火源的同时,疏散围观人群。

(7)严禁用水扑救油罐车火情事故。

(8)污染源泄漏得到控制后,采用吸油毡吸附路面、地表水中泄漏原油,向路面喷洒除油剂。事故处理完成后应妥善处理现场含油泥土、沙石等废弃物。

12.6.3 技术防范措施

长庆实业集团有限公司现有工程针对可能出现的环境风险制定了相应的防范措施,对油田的安全生产和环境保护发挥了积极的作用,由于油田开发是一个系统工程,包括的站场、井场、管线类型比较多,本评价在现有工程已采取风险防范措施的基础上,针对本项目实施的具体工程对风险防范措施提出了相应的补充和强调。

12.6.3.1 井喷的防治

(1)井位布设远离居民点、河流,钻井期严格执行《钻井井控技术规范》(Q/SY 1552-2012);

(2)钻井或修井时,在井口上安装防喷器和控制装置,防止井喷事故发生;

(3)在钻进或循环时，如果泥浆液面快速上升，要停泵，在一条阻流管线打井的情况下立即关井，然后慢慢关闭阻流器；

(4)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；在突发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，若未下过钻铤，则可用万能防喷器关井；

(5)在准备顶部压井用加重泥浆期间，应泵入泥浆以压缩井内伴生气和降低压力；

(6)如果在关井期间压力超过极限时，应该通过全密闭闸板防喷器下面的紧急压井管线和紧急阻流管线在采用最大许可阻流器压力下进行循环；

(7)在油井周围预设土堤以防止井喷发生时原油任意流淌，并采取措施回收原油。

12.6.3.2 井漏的防治

钻井过程中及时对钻探情况进行监测，一旦发现异常，立即停钻采取相应措施，严防井漏事故的发生。对井漏的处理根据漏失程度的不同，采取相应的方法，详见表 12.6.2-1。

表 12.6.2-1 处理井漏的常用方法

序号	方法描述	适应的漏层类型
1	提钻、静候	渗漏、部分或完全漏失，进入诱导裂缝
2	加入桥堵剂	渗漏、部分和不严重的完全漏失，进入水平和垂直漏层
3	挤入失水量很大的泥浆	渗漏、部分或完全漏失，进入水平和垂直漏层
4	打水泥塞	完全漏失和严重完全漏失，进入水平和一些垂直漏层
5	在井内混合配制的软和硬的塞子 (M-DOB2C)	完全漏失和严重完全漏失，进入水平和垂直漏层
6	地面配制的软塞 (PAL-MIX110R)	完全漏失，进入诱导垂直裂缝，既可用于水基泥浆又可用于油基泥浆
7	井内配制的软塞	完全漏失，进入诱导垂直裂缝，为了避免完全漏失，在井筒内及井筒附近打入一些水泥浆。FLO-Check 用于油基泥浆
8	特种堵漏剂：水基胶液，带有砂或石灰石粉的油基胶液	严重完全漏失，进入诱导的垂直裂缝层
9	有进无出钻进，用充气泥浆和下套管	严重漏失，进入孔洞、大的天然水平裂缝和大段的缝洞地层

12.6.3.3 站场风险防范措施

(1) 原油储罐（含事故罐）罐区进料、出料管道应设截断阀，并设置事故罐收集泄漏的原油。

(2) 平面布局科学合理，平面布置中尽量将火灾危险性相近的设施集中布置，并保持规定的防火距离；将站场的明火点控制到最少，并布置在站场边缘部位；有油气散发的场所布置在有明火或散发火花地点的当地全年最小频率风向的上风侧。

(3) 安装火灾设备检测仪表、消防自控设施。

(4) 在可能发生原油泄漏或油气积聚的场所应设置可燃气体报警装置，可参照《石油化工企业可燃气体和有毒气体检测报警设计规范》(SH 3063-1999)进行设计。

12.6.3.4 拉油罐车风险防范措施

本项目部分原油采用罐车进行运输，途径村庄、河流等敏感点，评价提出以下罐车运输风险防范措施：

(1) 运输车辆管理措施

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

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

③运输罐车应当到具备道路危险货物运输车辆维修资质的企业进行维修；

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

(2) 运输作业管理措施

①严格遵守交通规则，自觉维护交通秩序，文明驾驶、礼貌行车，切实做到“三先、五慢、七不超”；

②运输车辆在行驶过程时，必须严格遵守交通、消防、治安等法规，根据道路的实际状况控制车速，保持与前车的安全距离，严禁违章超车，随意停车，并尽量避免紧急制动，确保行车安全；

③油罐车严禁烟火和动用明火。在运输过程中，运输人员不得吸烟和动用明火，无关人员不得搭车，确保按规定的线路、速度行驶，停放，禁止在公共场所、人员密集的场所和易散发火花的地点停留；

④合理安排罐车运输路线，严格遵守有关部门关于危险货物运输线路、时间、速度方面的有关规定，并遵守有关部门关于剧毒、爆炸危险品道路运输车辆在重大节假日通行高速公路的相关规定，避开城镇中心、居民集中居住区等；

⑤当罐车发生故障时及时靠右停车，打开警示灯，车辆前后设立警示标志，请求救援，避免车辆失控造成风险；

⑥罐车发生风险事故后，罐车司机或车辆监控员及时向应急管理部门汇报，及时处理。在确保安全的情况下，在事故现场设立警示标志，排除周边明火，检查罐体、阀门等有无破损，采取措施尽量使原油不出罐，罐体发生破裂后，在泄漏区域设置围堰，及时调用罐车进行倒罐清理，防止原油进一步扩散；

⑦加强罐车司机技能及安全培训，避免人为因素造成的风险事故。

(3)罐车经过河流的风险防范措施

罐车跨越的主要河流为柔远河，为了最大限度地避免原油泄露对河流的影响，环评提出以下防范措施：

①加强罐车驾驶员的安全教育与培训，提高其安全意识，车辆途径水源保护区减速慢行；

②严格进行管理记录工作，建立排采水拉运台帐，定期报韩城分公司安全环保部门备案登记；

③加强原油拉运工作的监控管理，定期组织检查，确保拉运工作的安全顺利进行。

由于此类事故的发生概率较小，通过采取以上措施可进一步减小事故发生的概率，将对河流水质的影响将至最低。

12.6.3.5 管线泄漏的防治

(1)施工期事故防范措施

①严格按照《输油管线工程设计规范》（GB50253-2014）、《输气管道工程涉及规范》（GB50251-2015）的要求进行设计；

②集油管线敷设前，加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格管材。跨越道路路段管线应加厚管壁，提高管线强度，防止因质量缺陷造成泄漏事故的发生；

③管线尽可能沿道路布设，以便于维护和事故处理。管线敷设深度应在冻土层以下，一般要求为 1.2~1.5m；

④当管线经过坡地、陡坎、易坍塌、易冲刷等不良地段时，为了保护管线的安全和环境，应采取挡土墙、坡面防护、滑坡错落整治、拦石网工程等相应的环保及水土保持措施；

⑤管线穿越活动断裂带时，应确定断层走向，使管线与断层保持合理交角，使埋地管线在断层错位作用下单纯受拉，增加管线抵抗断层位移和保持管身结构完整的能力；

⑥建立施工质量保证体系，提高施工检验人员的水平，确保施工质量。在施工过程中，加强监理，发现缺陷及时正确修补并做好记录；

⑦贯彻《中华人民共和国石油天然气管线保护法》，在管线敷设线路上设置永久性标志，包括历程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等，提醒人们不要在管线两侧 20~50m 范围内活动。

⑧尽量减少与河流、公路、铁路等大型构筑物的交叉。线路尽量避开人口密集场所，避开保护区。

⑨根据《输气管道工程设计规范》(GB50251-2015)的要求，输气管道通过的地区，应按沿线居民户数和建筑物的密集程度，划分为四个地区等级，并依据地区等级做出相应的管道设计。

⑩对管道沿线人口密集、房屋距管道较近等敏感地区，提高设计系数，增加管道壁厚，以增强管道抵抗外部可能造成破坏的能力。

⑪管线在穿越河流、沟谷时应当采取以下措施：

a、管道施工中被扰动的河流、冲沟岸坡易遭洪水冲刷，管道敷设应与岸坡保持一定的安全距离，应视河流具体情况在管线两侧修建浆砌块石护岸或草袋护岸，避免洪水直接冲刷开挖面。护岸工程应有足够的宽度，并与两岸河岸衔接。

b、沿沟谷阶地敷设。对于管线在局部沿冲沟敷设段、穿沟段、低地汇水段，洪水对管道有一定冲刷、冲蚀破坏危害。设计时应充分考虑瞬时洪流的巨大危害和破坏性，合理确定管道的埋深，将管顶埋设至沟谷的稳定层以下，防止水流冲刷对管道的影响，同时对洪水淹没段的管道根据其具体通过路段的情况采取适宜的稳管措施，并对管道通过冲沟两侧的沟壁进行浆砌石护岸处理。

(2)运行期事故防范措施

①在集输过程中，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，以减轻管线内的腐蚀；

②定期测量管线的内外腐蚀情况，对管壁严重减薄段，及时更换，避免发生管线泄漏事故；

③在有条件的地方安装自动控制装置，时刻检测管线的压力变化情况，对管线泄漏事故及时发现，及时处理；

④定期检查管线安全保护系统（如安全阀等），使管线在超压时能够得到安全处理，将危害影响范围减小到最低程度；

⑤加大巡线频率，提高巡线的有效性，发现对管线安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并及时向上级汇报。

⑥在穿越点的标志不仅清楚、明确，并且其设置应能从不同方向，不同角度均可看清。

⑦在运行期，建设单位应加强与当地相关规划管理的沟通，协助规划部门做好管道、场站周边的规划。按《中华人民共和国石油天然气管道保护法》的要求，在管道线路中心线两侧各五米地域范围内，禁止种植根系深达管道埋设部位可能损坏管道防腐层的深根植物；禁止取土、采石、用火、堆放重物、排放腐蚀性物质、使用机械工具进行挖掘施工；禁止修渠、修晒场、修建水产养殖场、建温室、建家畜棚圈、建房以及修建其他建筑物、构筑物。在穿越河流的管道线路中心线两侧各五百米地域范围内，禁止挖砂、挖泥、采石等。

(3)管理措施

①在管线系统投产运行前，应制定出正常、异常或紧急状态下的操作手册和维修手册，并对操作和维修人员进行培训，持证上岗，避免因严重操作失误而造成的事故；

②制定应急操作规程，在规程中说过发生管线事故应采取的操作步骤，规定抢修进度，限制事故的影响，另外还应说明与管线操作人员有关的安全问题；

③通过定期进行安全活动提高操作人员的安全意识，及时识别事故发生前的异常状态，并采取相应的措施；

④加强教育，进一步宣传贯彻、落实《中华人民共和国石油天然气管线保护法》，减少、避免发生第三方破坏的事故；

⑤制定事故应预案，配备适当的管线抢修、灭火及人员抢救设备。

(4)并行管线预防泄漏风险措施见表 12.6.2-2 所示。

表 12.6.2-2 并行管线预防泄漏风险的主要加强工程措施

管段	类别	项别	设备、技术措施
并行管线	选材	管材	螺旋埋弧焊钢管
		壁厚	加厚管壁
	施工	并管间最小距离	按《钢质管线及储罐防腐工程设计规范》要求。
		防腐	外防腐采用加强级环氧粉末、强制电流为主、牺牲阳极为辅的阴极保护
		施工探伤检测	X 探伤
		试压	并行管线强化试压
	运行	检漏及自控	智能检测
		人工巡线	并行管线加密人工巡线
		防止误操作	严格执行岗位操作规范，严防突然停泵关阀

(5)管线穿越风险防范措施

管道穿越不同特殊地段，设计采用不同的敷设方式，保证管道安全。为降低管线穿越段的环境风险，对穿越冲沟段管线采取以下风险防范措施，详见表 12.6.2-3。

表 12.6.2-3 冲沟穿越段管线污染风险防范措施

类别	项目	主要防范措施
设计	穿越位置选择	综合地质灾害评估等意见，合理选择穿越位置。
	设计压力	管线设计压力需经过不同输量下不同事故工况下（阀门误操作、设备故障、通信中断、事故掉电等）的动态模拟核算，以确保在管线运行过程中不因动、静水压力超过而导致管线破裂、泄漏现象的发生。
	管材和壁厚	根据设计规范选用壁厚和管材等级，核算强度、刚度及稳定性；若不满足要求时，应增加钢管壁厚或提高管材等级。同时，还需进行抗震校核、断裂带安全性校核。
	管线埋深	穿越管段应埋设在一般冲刷加局部冲刷深度以下的安全深度。
	防腐	采用加强级三层PE外防腐层，以及牺牲阳极进行保护。
	警示牌、警示带	在开挖穿越段管线上方0.5m处全线设置警示带，以防止管线被无意破坏。
施工	稳管措施	对于可能产生季节性水流的冲沟穿越，采取相应的稳管措施，根据具体水文地质条件而定。
	补口、补伤	防腐层现场补口采用辐射交联聚乙烯热收缩带补口。损伤处直径≤30mm时，可采用辐射交联聚乙烯补伤片；直径>30mm的损伤，先用补伤片进行补伤，然后采用热收缩带包覆，热收缩带的宽度不小于30cm。
	探伤检测	管线焊缝全段100%超声波检验，100%射线照相检验
	试压	进行单独强度和稳定性试压。
运行	泄漏检测及自动控制	SCADA智能检测(采用调控中心、站控和现场手控三级控制)，全线设置泄漏自动检测系统
	壁厚检测	定期进行壁厚检测，对腐蚀严重的管线及时更换。
	人工巡检	加强巡检力度和人员投入。
	维抢修	管线全线设置维抢修机构，正常情况下应急响应时间小于0.5h。
	安全管理	提高职工安全防范意识，定期进行安全培训。制定岗位操作规程，制定溢油专项应急预案，配置应急物资。

12.6.3.6 套外返水风险防范措施

建设单位运行期应制定环境事故应急计划与措施，主要包括：

- (1)确定回注过程中可能发生的环境事故与风险等级；
- (2)监控回注井的运行情况，发现运行故障或运行异常（注水管线爆裂、储水罐泄漏和回注设备停运）及时采取措施。一旦发生污染事故应及时向当地环保部门报告，并积极采取控制措施以减小事故对周围环境的污染影响，调查分析事故原因和造成的损失；
- (3)一旦发生环境事故，应立即启动应急环境监测，跟踪监测污染物的运移情况，直至事故影响根本消除；
- (4)根据事故状态下排放污水中的污染物特征，进行地下水环境质量跟踪监测，事故应急监测方案应与地方环境监测站共同制定和实施。企业应与地方环境监测站监理应急响应体系，由地方监测站实施跟踪监测；

(5)如监测到地下水浓度异常,应启动应急预案,同时进行测井查明是否有井损情况;实施地下水质量跟踪监测。

(6)如地下水环境监测井中监测到地下水水质有异常超标现象,应在进行监测的基础上开展地下水风险评估,包括地下水修复和加强监测要求,以消除任何对公众健康影响的风险。

12.6.4 应急预案

建设单位编制了突发环境事件应急预案。应急预案主要内容见表 12.6.3-1。本项目纳入现有应急预案管理体系。

建设单位应参照《突发环境事件应急预案管理暂行办法》,《环境污染事故应急预案编制技术指南》(征求意见稿),结合本次滚动开发建设内容和周围敏感点分布情况,补充完善更新现有的应急预案报当地环保部门备案后实施运行。

按照《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号文,企业突发环境事件应急预案应与当地政府和相关部门以及周边企业的应急预案相衔接,加强区域应急物资调配管理,构建区域环境风险联控机制。

表 12.6.3-1 长庆实业集团有限公司事故应急预案主要内容

序号	项目	主要内容
1	总则	编制目的、编制依据、适用范围、工作原则、突发事件应急行动处置原则、应急预案体系
2	组织机构与职责	应急组织体系、组织机构职责(长庆实业集团有限公司产能建设项目组应急领导小组职责、应急领导小组组长、副组长职责、现场应急指挥小组)
3	信息报送	信息报送时限、信息汇报及通报、信息上报
4	风险分析和应急保障	概况、危险性分析、突发事件分类分级、应急保障
5	预防和预警	预防与应急准备、监测与预警
6	应急响应	应急响应的过程、应急响应启动、主要应急管理程序、恢复与重建、应急联动
6	预案管理	宣传和培训、预案演练、预案的修订、预案的评审、预案的发布、备案、考核
7	附件	附件 1 油田公司、长庆实业集团有限公司产能建设项目组周边政府应急管理部门通讯录 附件 2 长庆实业集团有限公司产能建设项目组各单位应急值班电话 附件 3 长庆实业集团有限公司产能建设项目组周边兄弟单位应急值班电话 附件 4 医疗救护机构通讯联络表 附件 5 长庆实业集团有限公司周边消防专业队伍联络表 附件 6 长庆实业集团有限公司油区道路图
8	专项应急预案	专项应急预案一:自然灾害突发事件专项应急预案 专项应急预案二:井下作业井喷突发事件专项应急预案 专项应急预案三:危险化学品泄漏失控和中毒事故专项应急预案 专项应急预案四:环境突发事件专项应急预案 专项应急预案五:交通事故专项应急预案 专项应急预案六:新闻媒体突发事件专项应急预案

		专项应急预案七：群体性突发事件专项应急预案 专项应急预案八：恐怖袭击突发事件专项应急预案 专项应急预案九：公共卫生突发事件专项应急预案
--	--	---

12.6.5 突发环境事故应急措施

12.6.5.1 应急响应

(1)一级响应时，由长庆油田生产运行处和有关部门组织实施。

(2)二级响应时，由油田公司生产运行处按下列程序和内容响应：

①开通与事件发生单位厂级环境应急指挥机构、现场应急指挥部、相关专业应急指挥机构的通信联系，随时掌握事件进展情况；

②立即向油田公司经理、副经理报告，成立环境应急指挥中心；

③及时向油田公司报告突发环境事件基本情况和应急救援的进展情况；

④通知有关专家组成专家组，分析情况。根据专家的建议，通知相关应急救援力量随时待命，提供技术支持；

⑤派出应急救援力量和专家赶赴现场参加、指导现场应急救援。

(3)环境应急指挥中心应急响应方法：

①环境应急指挥中心接到突发环境事件报告后，立即启动公司环境事件应急预案，迅速组织环境监察应急、环境监测应急队伍和有关人员到达突发事件现场，进行环境应急监测、污染源调查、污染源控制、污染源转移、污染消除、人员撤离、受污染区域划定，同时分析突发事件的发展趋势，提出应急处置工作建议。调集所有应急力量按照应急预案迅速开展抢险救援工作；

②根据危机状态，对应急工作中发生的争议采取紧急处理措施；

③根据预案实施过程中存在的问题和危机的变化，及时对预案进行调整、修订、补充和完善，确保人员各尽所职，救援工作灵活开展；

④根据危机情况，在技术支撑下科学组织人员和物资疏散工作；

⑤及时报告地方生态环境局、政府和油田公司质量安全环保处，必要时请求给予技术支持和物资支持；

⑥做好舆论宣传工作，保证突发事件应急处置工作的顺利进行；环境应急指挥中心与应急领导小组要保持密切联系，定期通报事故现场的形势，配合上级部门进行事故调查处理工作，做好稳定社会秩序和伤亡人员的善后及安抚工作，适时发布公告，将危机的原因责任及处理决定公布于众，接受社会的监督。

三级响应，启动长庆实业集团有限公司厂级环境事件应急预案，各级指挥机构按照预案要求积极灵活的调度相关职能部门，按照各自职责开展应急处置工作。防止事件扩大、蔓延。保证信息渠道畅通，及时向公司领导小组通报情况。

因环境事件存在不可预见、作用时间较长、容易衍生发展的特点，指挥机构可根据现场实际情况随时将响应等级升级或降级。

任何单位和个人发现公司级突发环境事件时，应立即报告油田公司应急指挥中心，应急指挥中心立即向指挥长报告，同时通知各位副指挥长、成员部门及单位。发生重大突发环境事件后，事件单位在向公司应急指挥中心报告的同时，应立即启动本单位的环境应急预案，组织本单位各种救援队伍和职工采取有效措施控制危害源，进行全面的自救。

12.6.5.2 应急监测

当发生事件导致环境污染事件发生时，长实项目组应急工作小组应快速赶赴现场，根据事故现场的具体情况布点，委托庆阳市环境监测站庆阳市生态环境监测中心站或社会第三方监测机构等具有资质的单位对事件现场以及周围环境进行连续不间断监测，对事件的性质、参数以及各类污染物质的扩散程度进行评估，给出定性、半定量和定量监测结果，确认污染事故的危害程度和污染范围等，为指挥部们提供决策依据。

(1) 应急监测因子

大气：非甲烷总烃、一氧化碳；

地表水：pH 值、石油类、COD、硫化物、氨氮、挥发酚；

地下水：pH 值、耗氧量、石油类、硫化物、挥发酚、氨氮、溶解性总固体、总硬度；土壤：pH 值、石油类、含盐量；

重金属：铜、锌、镉、铅、铬、砷、镍、汞。

(2) 应急监测方法

①大气污染事件应急监测方法

以事件地点为中心就近采样，再根据事发地的地理特点、风向等自然条件，在污染气团漂移经过的下风向，按一定间隔的圆形布点采样，同时根据污染趋势在不同高度采样，同时在事发中心的上风向适当位置对照采样，还要考虑在居民区等敏感区域布点采样。利用检气管快速检测污染物的种类和浓度，再检测采样流量和时间。

②地表水污染事件应急监测

根据事发地及下游一定范围的地表及地下水文条件、重要保护目标及其分布等情况，以事发地为中心，在下游按一定间隔布点采样，同时在事发地的上游适当位置（宜小于 500m 处断面）对照采样，在以地表水为饮用水源的取水口应设采样点。

③地下水污染事件应急监测

方法：以事发地为中心，根据地下水流向采用网格法或辐射法在周围 2km 范围内采样，同时根据地下水流补给源，在垂直于地下水流的上方，对照采样，在以地下水为饮用水源的取水口应设采样点。

要求：地下水水质取样应根据特征因子在地下水中的迁移特性选取适当的取样方法，一般情况下，只取一个水质样品，取样点深度宜在地下水位以下 1.0m 左右。

④土壤污染事件应急监测方法

应以事件地点为中心，在事件发生地及其周围一定距离内的区域按一定间隔圆形布点采样，并根据污染物的特性在不同深度采样，同时采集未受污染区域的样品作为对照样品。

在相对开阔的污染区域采取垂直深 10cm 的表层土。一般在 10m×10m 范围内，采用梅花形布点方法或根据地形采用蛇形布点方法（采样点不少于 5 个），将多点采集的土壤样品除去石块、草根等杂物，现场混合后取 1~2kg 样品装在塑料袋内。

(3)应急监测频次

污染物进入周围环境后，随着稀释、扩散、降解和沉降等自然作用以及应急处理处置后，其浓度会逐渐降低。应急监测在事发、事中和事后等不同阶段的监测频次不尽相同。原则上：采样频次主要根据现场污染状况确定。事件刚发生时，可适当加密采样频次，待摸清污染物变化规律后，可减少采样频次。频次确定原则见表 12.6.4-1。

表 12.6.4-1 应急监测频次确定原则

事件类型	监测点位	应急监测频次	跟踪监测频次
地表水污染	河流事发地及其下游	初始加密（数次/天），随污染物浓度下降逐渐降低频次	连续两次监测浓度均低于地表水质量标准值或已接近可忽略水平为止
地下水污染	事发地中心周围 2km 内的水井	初始 1~2 次/天，第 3 天后，1 次/周直至应急结束	连续两次监测浓度均低于地下水质量标准值或已接近可忽略水平为止
	地下水流经区域沿线水井	初始 1~2 次/天，第 3 天后，1 次/周直至应急结束	连续两次监测浓度均低于地下水质量标准值或已接近可忽略水平为止

	事发地对照点	1 次/天（应急期间），以平行双样数据为准	
土壤污染	事发地污染区域	初始 1~2 次/天（应急期间），视处置进展情况逐渐降低频次	应急结束后，1 次
	对照点	1 次/天（应急期间），以平行双样数据为准	

12.6.5.3 应急处置措施

(1)原油事故应急处置措施见表 12.6.4-1。

表 12.6.4-1 原油、伴生气应急处置措施

原油应急处置措施	
急救	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。注意保暖，呼吸困难时输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸。 误服：误服者应充分漱口、饮水。
	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。
泄漏处理	疏散泄漏污染区人员至安全区，禁止无关人员进入污染区，切断污染区的火源。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。喷水雾会减少蒸发，但不能降低泄漏物在受限空间内的易燃性。用砂土或其它惰性材料吸收，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、回收或无害处理后废弃。
储运	储存于阴凉、通风的仓间内。远离火种、热源。仓间温度不宜超过 30℃。保持容器密闭。应与氧化剂、酸类物质分开存放。储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型。配备相应品种和数量的消防器材。罐储时，要有防火防爆技术措施。禁止使用产生火花的机械设备和工具。灌装时，注意流速不超过 3m / s，且有接地装置，防止静电积聚。搬运时，要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。
原油伴生气应急处置措施	
急救	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。
	皮肤接触：若有冻伤，就医治疗。
泄漏处理	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防寒服。有要直接接触泄漏物。尽可能切断泄漏源。用工业覆盖层或吸附/吸收剂盖住泄漏点附近的下水道等地方，防止气体进入。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。
储运	储存于阴凉、通风仓库内，室内温度小于 30℃；远离火种、热源。应与氧化剂、卤素分开存放切忌混储。储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型。禁止使用易产生火花的机械设备和工具，储区应配置污油回收管（带）、抽油泵等设备对泄漏进入防火堤内的污油进行回收进罐。

(2)站场风险事故应急措施

站场风险事故主要是罐区原油泄漏及火灾爆炸事故，应采取以下应急措施：

①泄漏事故

罐区原油泄漏，首先确定泄漏点和泄漏量。将泄漏罐原油导入罐区空罐或进入防火堤内收集、回收。注意采取措施时采用防爆工具，防止产生火花。进入泄漏点切换流程时需穿戴防毒护具。

②火灾爆炸事故

首先组织力量把着火罐邻近受热辐射的其他油罐的喷淋阀打开加以保护；开启着火罐喷淋，冷却罐壁，同时组织水枪射向罐顶冷却，保护罐体不致过热变形裂口，同时也可减少油品蒸发，减小火势；开启消防泡沫阀，向罐内注入泡沫灭火。

(3)输油管线风险事故应急措施

管线破裂原油泄漏进入土壤时应采取以下应急措施：

①正确分析判断突然事故发生管段的位置，用最快的办法切断管段上、下游的阀门，同时组织人力对原油泄漏危险区进行警戒。

②立即将事故简要报告上级主管领导、生产指挥系统，通知当地主管部门加强防范措施。

③组织抢修队伍迅速奔赴现场。在现场领导小组的统一组织指挥下，按照制定的抢修方案和安全措施，周密组织，分工负责，在确保安全的前提下进行抢修。

④组织抢修队伍人工开挖集油池，并用砂土、水泥等及时围堵或导流，防止泄漏物向周边流散。

⑤险情排除后迅速清理应急现场，回收原油，对少量无法回收的油泥，应在当地环保局的批准下妥善处理，最大限度的消除危害。

(4)管线堵塞的处理

引起管线堵塞的原因如：因污物过多或管线发生较大变形，使清管被卡；应根据运行情况判断堵塞点的位置、分析堵塞原因，分别采取相应措施。

(5)通讯系统事故的处理

当站间通讯中断或与控制中心的联络中断时，此时现场操作人员要提高警惕、谨慎操作，密切注意运行参数的变化，及时调整，判断输油系统的工作是否正常并安排维修人员应立即对通讯系统进行检查维修。

(6)应急物资及器材

厂区应急指挥部对存在的可能诱发突发事件的危险部位，配备应急现场抢险救援必需的抢险设备，并标明其类型、数量、质量、性能、适用对象和存放的地点(厂应急指挥部办公室编制计划、供应科负责配备、保管、安全科督查)。建立专人保管、保养、维护、更新、动用等审批管理制度，确保抢险设备随时处于临战状态。

①防护用品

根据事故具体情况选用合适的防护用品，主要防护用品包括：全身防护服、防护帽、防护头盔、防护靴、防护手套、安全带、防护眼镜、空气呼吸器、防毒面罩等。

②消防器材

包括：消防车、指挥车、照明车、灭火器、灭火剂以及固定消防设施等。

③急救设备与器材

包括：救护车、气防车、担架、自动苏生器、呼吸机、四肢夹板以及急救药品等。

④抢险与抢修设备与器材

包括：封堵设备、探测设备、泄漏控制工具、工程车辆、营救设备、登高设备、维修工具、标志明显的服装、袖标、旗帜、应急照明灯等。

⑤交通运输车辆

交通运输车辆包括：救援物资运输车辆、疏散人员运输车辆、应急指挥车等。

⑥应急电源、照明措施

如果事故现场的照明系统出现故障，则利用应急电源照明，应急电源首选消防队的多功能消防车，其次临时发电机应急或使用应急工作灯。

⑦应急救援装备、物资

应急救援所需的防火服、防毒面具、空气呼吸器、消防工具等由消防队自备、自带，应急所需的其它设备备件等材料由厂供应科提供。

⑧制定事故应急预案，配备适当的管线抢修、灭火及人员抢救设备。

12.7 结论

本项目涉及的主要危险物质为原油及伴生气，可能存在风险的单元包括钻采井场、扩建站场、采油管线、输气管线、井组拉油点等。通过采取可靠的安全防范措施，及规范的设计和严格正确的操作，能有效的防止泄漏、火灾、爆炸等事故的发生，一旦发生事故，依靠装置内的安全防护设施和事故应急措施也能及时控制事故，防止事故的蔓延，减少事故带来的人员伤亡、财产损失和环境影响，项目风险水平可以接受。

13 环境经济损益分析

13.1 经济效益分析

2022 年长庆实业集团产能建设工程补充项目总投资 7375.49 万元，将实现年产 3.8×10^4 t/a 原油，目前国际油价以 45 美元/桶计，1 吨约为 7 桶，目前汇率约为 6.55，则每吨原油以 2063.25 元计，年产值可达 14030.1 万元，具有较好的经济效益。

13.2 社会效益分析

(1) 本项目符合我国“发展西部，稳定东部”的石油工业战略，可缓解经济发展对石油造成的需求压力，增加国内石油产量。

(2) 本项目可将当地的资源优势转化为经济优势，充分发挥油田开发建设经济带动作用，促进地方经济发展。

(3) 井区开发建设对促进当地经济发展、增加地方税收具有重要意义。

综上所述，项目建设具有良好的社会效益。

13.3 环境经济损益分析

13.3.1 环境代价分析

本项目的环境代价主要有三部分：资源和能源流失代价、对环境生产和生活资料造成的损失代价、对人群及动植物造成的损失代价。

13.3.1.1 生态破坏代价

(1) 水资源流失代价

本项目水资源流失主要为开采地下水回注油层造成的地下水资源损失。根据工程分析，本项目最大用水量为 $23.1 \text{ m}^3/\text{d}$ ，按《甘肃省取水许可和水资源费征收管理办法》（甘肃省人民政府令第 110 号）规定的原油开采水资源费征收标准，工业用水价格 4 元/ m^3 计算，折合水资源利用价值为 3.049 万元/a。

(2) 水土流失代价

① 根据水土保持设计，项目建设新增水土流失量 449.57t，平均每年为 112.39t，通过下式来计算土地资源的损失价值：

$$V_1 = Q \cdot P / (\rho \cdot h)$$

式中： V_1 —土地资源损失价值，元；

Q —水土流失量，t/a；

ρ —土壤容重，取平均值 1.3 t/m^3 ；

h —表层土壤厚度，平均取 0.2m；

P —土地机会成本，按当地情况类比平均收益 1.5 万元/ $\text{hm}^2 \cdot \text{a}$ 。

计算土地资源的损失价值为 0.26 万元/a。

②伴随水土流失土壤中氮磷钾等肥力也会损失，通过下式计算其损失：

$$V_2 = \sum_{i=1}^i Q \cdot B_i \cdot P_i$$

式中： V_2 —土壤营养元素的损失价值，元；

Q —水土流失量，t/a；

B_i —第 i 养分在土壤中的含量，%；

P_i —化肥价格，元/t， i 为营养元素类型。

当地土壤中氮、磷、钾含量平均分别为 0.175%、0.068%、1.47%，化肥价格按氮肥 2000 元/t、磷肥 4000 元/t、钾肥 3000 元/t 计，肥力损失价值结果为 2.26 万元/a。

由此计算得出水土流失代价为 2.52 万元/a。

13.3.1.2 环境污染代价

《中华人民共和国环境保护税法》于 2018 年 1 月 1 日施行。自实施之日起，征收环境保护税，不再征收排污费。本项目产生的“三废”和噪声均通过完善的污染控制措施进行了妥善处理，达到国家排放标准。其中，生产及生活废水全部回用，零排放。根据《中华人民共和国环境保护税法》和《甘肃省环境保护税核定征收管理办法》，根据环评污染物排放情况估算应缴纳排污税额如下：

表 13.3.1-1 项目环境保护税额估算

税目	污染物名称	排放量 (t/a)	污染当量值 (kg)	折污染当量	计税单位	环境保护税 (元)
大气污染物	SO ₂	0.111	0.95	105.45	1.2 元/污染当量	126.54
	NO _x	0.334	0.95	317.3		380.76
	颗粒物	0.049	2.18	106.82		128.184
固体废物	危险废物	148.99	/	/	1000 元/吨	148990

根据《中华人民共和国环境保护税法实施条例》第五条规定：“应税固体废物的计税依据，按照固体废物的排放量确定。固体废物的排放量为当期应税固体废物的产生量减去当期应税固体废物的贮存量、处置量、综合利用量的余额。”按照《中华人民共和国环境保护税法》附表一规定，应税固体废物包括危险废物。因本项目危险废物 100% 交有资质企业处理，故本项目可危险废物可不缴纳环境保护税。综上，本项目运行期实际缴纳环境保护税预计为 14.96 万元/a。

13.3.1.3 小结

由上分析得知，生态破坏代价和环境污染代价详见表 13.3.1-1。

表 13.3.1-1 建设项目环境代价汇总表

分类	项目	单位（万元/a）
生态破坏代价	水资源流失损失	3.049
	水土流失损失	2.52
环境污染代价	环境保护税	14.96
合计	/	20.529

13.3.2 环境成本分析

13.3.2.1 生态保护成本

根据生态保护措施的投资计算，估算工程生态保护投资约 110 万元，生态保护投资包括生态补偿、植被绿化以及水土保持投资等，投资主要为施工期 1 年和恢复期 2 年共 3 年，则每年生态保护投资约为 36.66 万元。

13.3.2.2 污染防治成本

(1) 污染防治设备投资

工程用于污染防治的投资 657.4 万元，设备使用寿命以 10 年计，则每年投入防治污染的费用为 65.74 万元/a。

(2) 设备运行管理费

该费用主要包括环保设备的材料消耗、人员工资、动力费、维检费及其他支出费用，经估算得出环保设备的运行管理费 40 万元/a。

13.3.2.3 小结

根据以上的计算，得出的环境成本详见表 13.3.2-1。

表 13.3.2-1 建设项目环境成本汇总表

分类	项目	单位（万元/a）
生态保护成本	生态保护投资	36.66
污染防治成本	污染防治设备投资	65.74
	环保设备运行及管理费	40
合计	/	142.4

13.3.3 环境收益分析

13.3.3.1 生态保护收益

本项目生态保护收益主要表现在水土流失防治收益方面，根据水土流失预测每年新增水土流失量约 112.39t/a，采取水保措施后，新增水土流失量减少约 90%，初步估算水土流失防治收益约 6.97 万元/a。

13.3.3.2 污染防治收益

(1) 钻井泥浆回收收益

本项目钻井泥浆 2978.04t, 循环利用率按 80.88% 计算, 项目可节省泥浆约 10567.56t, 按价值 250 元/t 计算, 节省资金 264.19 万元, 油田生产按 15 年计, 则平均每年收益约 17.61 万元。

(2) 落地油回收收益

根据工程分析, 运行期每年可回收落地油 0.62t, 回收落地油价格按 2000 元/t 计, 则年落地油回收收益约 0.124 万元。

(3) 伴生气回收收益

根据工程分析, 本项目伴生气中回收利用量为每年 $129.05 \times 10^4 \text{m}^3$, 参照当前天然气价格 2.0 元/ m^3 计算, 则伴生气回收收益约 258.10 万元/a。

(4) 油田采出水回注收益

按工程分析, 本项目采出水回注量为 $60 \text{m}^3/\text{d}$, 按工业用水价格 4.00 元/ m^3 计算, 折合节约水资源利用价值 7.92 万元/a。

13.3.3.3 小结

通过以上分析计算, 本建设项目环境收益见表 13.3.3-1。

表 13.3.3-1 建设项目环境收益汇总表

分类	项目	单位 (万元/a)
生态保护收益	水土流失防治收益	6.97
污染防治收益	钻井泥浆回收收益	17.61
	落地油回收收益	0.124
	伴生气回收利用	258.10
	采出水回注收益	7.92
合计	/	290.724

13.3.4 环境经济效益分析

工程建设在环境保护方面收益为 +290.74 万元/a, 使得企业利润总额提高, 虽然项目建设和生产导致的一定程度的环境污染影响和生态破坏损失, 在可接受程度和范围之内。本项目环境经济损益分析见表 13.3.4-1。

表 13.3.4-1 环境经济损益分析表 单位: 万元/a

环境代价	环境成本	环境收益	损益分析
-20.529	-142.4	+290.724	+127.795

注: “+”表示受益, “-”表示损失

根据计算, 本项目环保工程经济效益系数为:

$$\text{环保工程经济效益系数} = \frac{\text{环境收益}}{\text{环境成本}} = 2.042$$

该工程环境成本为 142.4 万元/年，年环境收益为 290.724 万元/年，计算出年环保费用经济效益系数为 2.042，也就是每年 1 元的环保费用可减少环境损失 2.042 元，环保投资效益明显。

本项目的单位产品环境代价为 0.331 元/t，仅占单位产品产值的 0.016%。单位产品环境成本为 0.03 元/t，仅占单位产品产值的 0.000014%。可见，由于该工程规模开发，对环境的影响相对较小，环境成本低，效益明显。

本项目的环保工程经济效益系数较高，说明采取环保措施后的环境收益效果比较明显。虽然企业建设对环境保护产生一定程度的不利影响，但对环境污染影响和生态破坏损失在可接受程度和范围之内，在保证各项环境保护措施实施的情况下，项目的经济效益、社会效益和环境效益将得到协调发展，因此从环境经济角度来看，本项目是合理可行的。

14 环境管理与监测计划

14.1 环境管理要求

项目应依据《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276）的要求，在施工期、运行期和闭井期三个阶段按已建立的体系运行。其中，环境管理的内容应符合 ISO14000 系列标准规定的环境管理体系原则以及石油开采、集输等有关标准的要求，健康管理体系符合《职业安全卫生管理体系》OHS18000 的有关要求。施工期、运行期和闭井期的 HSE 管理分别包括以下内容：

(1)施工期的 HSE 管理主要包括良好的工程（高产、节水、节能）设计，安全、健康与环境保护设施的同时设计、同时施工和同时投入使用，安全、绿色施工等；

(2)运行期的 HSE 管理主要包括：HSE 组织机构的建立及职责的确定、文件的编写、风险的识别和管理、应急措施的建立、人员的培训、HSE 管理体系的运行及保持、清洁生产等；

(3)闭井期的 HSE 管理主要考虑油田退役的安全与环境影响。

针对不同工况、不同环境影响和环境风险特征，提出的具体环境管理要求见表 14.1-1。

表 14.1-1 环境管理工作要求

阶段	环境管理主要内容
施工期	1、建立施工期管理体系，签订目标责任书，要求工程设计单位做好服务与配合； 2、制定环境管理工作计划，建立施工期环保档案，确保建设有序进行； 3、规范施工期环境监理制度，处理施工中偶发的环境污染事故与环境纠纷； 4、按照工程环保设计与主体工程同步建设，严格执行“三同时”制度； 5、由专人负责监督、考核各施工单位责任书中任务完成情况； 6、对施工中造成的土地、植被毁坏应在竣工后及时恢复； 7、制定施工期环保与生态恢复计划，认真做好各环保设施施工监理与验收，及时与当地环保行政主管部门沟通。
运行期	正常工况 1、建立和实施项目运行的 QHSE 管理体系； 2、结合本项目生产和环保实际情况，根据政府和上级主管部门的环保法律法规、标准，制定管理规章制度，并贯彻执行； 3、项目产生的废气全部通过达标排放；废水实现零排放；通过采取减振、隔声、消音等措施确保厂界噪声达标排放；危险废物设临时储存设施，交有资质单位进行处置。加强站场周围绿化。 4、协同有关部门制定防治污染事故的措施，定期进行环保安全检查； 5、建立运行情况记录制度，如实记载有关运行管理情况，主要包括项目废气治理措施、污水处理设施工艺控制参数、危险废物暂存、去向及处置措施及环境监测数据等，运行情况记录簿应当按照国家有关档案管理的法律法规进行整理和保管； 6、定期检查设备密封及计量装置，对全体员工组织开展环境保护培训。
运行期	非正常工况 1、加强站内工艺装置及管线的检修和巡线，减小发生“跑、冒、滴、漏”； 2、加强生产罐区及其它废水、危废暂存设施的防渗措施，定期检查，杜绝其存在长期非正常排放点源的存在，保护项目评价区地下水环境质量不受污染和破坏； 3、针对可能发生泄漏的区域，及时采取修复更换等措施，阻止污染物进一步扩散泄漏。
风险	1、严格执行国家的安全卫生标准规范及相关法律法规，在项目建设的同，对安全和劳动保护等方面综合考虑；

防 范	2、制定安全生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全管理制度和安全操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系，完善各种规章制度标准； 3、定期进行环保安全教育，增强职工环保意识和安全意识； 4、施工过程、选材等环节严守质量关，加强技术工人的培训，提高操作水平； 5、作业前进行隐患分析评估，制定切实可行的措施计划，在作业过程中严格监督检查，定期考核，从源头上解决安全隐患问题。 6、定期检查和维护设备及管线，防止废水泄漏事故； 7、定期修订应急预案，并定期组织应急演练。
--------	---

14.2 污染物排放清单

14.2.1 污染物排放管理

本项目由地面工程、钻井工程、油气集输工程、公用工程、环保工程组成。建设项目污染物排放清单详见表 14.2.-1。

表 14.2.1-1

本项目污染物排放清单

类别	污染源		污染物排放清单				排污口位置	拟采取的环保措施及主要参数	数量	执行的环境标准及污染物排放管理要求	
			污染物种类	排放浓度	排放速率 kg/h	总量指标 t/a					
拟建工程	加热炉	烟气	NO _x	96.75	0.093	0.334	站场加热炉	燃用伴生气，烟气通过不低于8m高排气筒排放	1套	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）新建燃气锅炉标准	
			SO ₂	31.58	0.03	0.111					
			颗粒物	14.01	0.012	0.049					
	井场、站场	油气集输	非甲烷总烃	/	0.4691	3.716	装置区	采取密闭集输，加强设备管理	/	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》油气集中处理站边界污染物控制要求（GB39728-2020）	
			烃类物质	/	/	0.008					
	运输车辆	车辆尾气	NO _x	/	/	0.011	作业车辆	/	/	工业钻探设备、程机械装用柴油机排气等执行《非道路柴油移动机械排气烟度限值及测量方法》（GB36886-2018）、《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）及2020修改单中相关要求	
			SS	/	/	/					
	废水	站场	采出水	COD	/	/	/	依托现有站场采出水处理设施	经采出水处理设施处理后回注地层	/	《陇东油田采出水处理水质指标及分析方法》（Q/SY CQ 08011-2022）相应油藏回注水质指标
				石油类	/	/	/				
		井场	措施返排液	SS	/	/	/	依托五蛟西措施返排液处理站	依托五蛟西措施返排液处理站处理达标回注	/	
COD				/	/	/					
COD				/	/	/					
保障点		生活	COD	/	/	/	依托现有生	生活污水处理		不外排	
			BOD ₅	/	/	/					

			污水	氨氮	/	/	/	活保障点污水处理设施处理	设备处理达标后用于站场及周边植被绿化		
噪声	抽油机、站场	噪声	噪声	噪声	/	/	/	井场、站场	隔声减震	/	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类标准
固废	站场、井场	落地油	落地油		/	/	/	井场	均属危险固体废物，临时放置在危废暂存点，最终交由有资质单位处置	/	按照《危险废物贮存污染控制标准》等相关标准贮存于污泥临时储存点；做好危险废物贮存情况的记录；严格执行危险废物转移联单制；委托有资质的单位进行运输、处置。
		含油污泥	含油污泥		/	/	/	措施作业井场、依托接转站、联合站	均属危险固体废物，临时放置在危废暂存点，最终交由有资质单位处置	/	按照《危险废物贮存污染控制标准》等相关标准贮存于污泥临时储存点；做好危险废物贮存情况的记录；严格执行危险废物转移联单制；委托有资质的单位进行运输、处置
		废防渗布、废润滑油及包装桶			/	/	/	井场		/	

14.2.2 排污口管理

按照《排污口规范化整治技术要求》，项目排污口规范化管理要求见表 14.2.2-1。

表 14.2.2-1 排污口规范化管理要求表

项目	主要要求内容
基本原则	1、凡向环境排放污染物的一切排污口必须进行规范化管理； 2、将总量控制的污染物排污口及行业特征污染物排放口列为管理重点； 3、排污口设置应便于采样和计量监测，便于日常现场监督、检查； 4、如实向环保行政主管部门申报排污口位置与排放去向等方面情况
技术要求	1、排污口位置必须按照环监（1996）470 号文要求实行规范化管理； 2、具体设置应符合《污染源监测技术规范》中的规定和要求
立标管理	1、污染物排放口必须实行规范化管理，应按照国家《环境保护图形标志》（GB15562.1-1995）与（GB15562.2-95）的相关规定，设置环保图形标志牌； 2、环保图形标志牌位置应距污染物排放口及固废贮存(处置)场较近且醒目，设置高度一般为标志牌上缘距离地面约 2m； 3、重点排污单位污染物排放口以设置立式标志牌为主，一般排污单位污染物排放口可根据实际情况设置立式或平面固定式标志牌； 4、对危险废物贮存点，必须设置警告性环境保护图形标志牌
建档管理	1、使用《中华人民共和国规范化排污口标志登记证》，并按要求填写有关内容； 2、严格按照环境管理监控计划及排污口管理要求，工程建成运行后将主要污染物种类、数量、排放浓度与去向，立标及环保设施运行情况记录在案，并及时上报； 3、选派专职环保员对油田环保设施进行监督管理，防止“跑、冒、滴、漏”污染环境并引发重大环境风险事故，要求责任到人，奖罚分明

14.2.3 信息公开

按照《企业环境信息依法披露管理办法》（生态环境部令第 24 号）等规定，企业事业单位应当按照强制公开和自愿公开相结合的原则，及时、如实地公开其环境信息。

本次评价对建设单位提出以下环境信息公开要求：

(1) 批露内容和时限

企业年度环境信息依法披露报告应当包括以下内容

- （一）企业基本信息，包括企业生产和生态环境保护等方面的基础信息；
- （二）企业环境管理信息，包括生态环境行政许可、环境保护税、环境污染责任保险、环保信用评价等方面的信息；
- （三）污染物产生、治理与排放信息，包括污染防治设施，污染物排放，有毒有害物质排放，工业固体废物和危险废物产生、贮存、流向、利用、处置，自行监测等方面的信息；
- （四）碳排放信息，包括排放量、排放设施等方面的信息；
- （五）生态环境应急信息，包括突发环境事件应急预案、重污染天气应急响应等方面的信息；
- （六）生态环境违法信息；
- （七）本年度临时环境信息依法披露情况；

(八) 法律法规规定的其他环境信息。

企业应当于每年 3 月 15 日前披露上一年度 1 月 1 日至 12 月 31 日的环境信息。

14.3 环境管理制度

14.3.1 环境管理现状

环境管理是企业管理中的重要组成部分，加大环境监督、管理力度，是实现环境效益、社会效益、经济效益协调发展和坚持走可持续发展道路的重要措施。因此需制定严格的环境管理和环境监测计划，确保建设项目在工程施工和运行期间各项环保治理措施能得到认真落实，做到最大限度的减少污染。

根据 HSE 管理体系标准和中石油建立 HSE 管理体系的相关规定和要求，参照长庆油田分公司的安全环境管理机构设置情况，长实集团建立了 HSE 管理组织机构。在基层各站、队设 HSE 管理小组，组长由主任（站长、队长）担任，组员由副主任和技术人员担任，一名懂健康—安全—环境技术、经过专门 HSE 管理培训、有一定管理能力的技术人员担任兼职 HSE 现场监督员。

14.3.2 各级 QHSE 组织的责任

长实集团对基层组织 HSE 权利和责任作出了明确规定，详见表 14.3.2-1。

表 14.3.2-1 基层组织 HSE 职责

队长职责	<ul style="list-style-type: none"> ·传达贯彻国家、地方有关安全、环保的法律、法规和规定； ·教育员工遵守健康、安全与环境管理标准、规章制度； ·提出改善劳动、卫生条件、保障员工健康的具体措施； ·组织召开小队或全站的健康、安全与环境管理会议，参与审查与小队或本站的健康安全与环境管理文件和 HSE 表现的会议； ·支持健康、安全与环境管理监督员的工作，鼓励员工查找隐患并按要求程序采纳正确的建议； ·组织健康、安全与环境管理检查活动，落实整改事故隐患和问题的措施。
监督员职责	<ul style="list-style-type: none"> ·协助队长、站长从事现场 HSE 管理； ·进行现场 HSE 管理状态的检查和评比； ·向所有到达现场的人员介绍现场 HSE 管理制度； ·组织安全会议，向有关人员进行事故预防教育，针对隐患提出有效对策，并按时填写隐患评估登记表； ·宣传健康、安全与环境管理政策、规定、教育和引导员工执行健康、安全与环境管理标准、规定； ·负责事故、事件调查、分析和统计上报； ·对存在危及职工生命安全，严重影响施工安全和破坏生态环境的情况，有权下令停工，报告队长或站长及时处理； ·收集归纳员工提交的隐患报告，提出整改意见。
员工职责	<ul style="list-style-type: none"> ·执行健康、安全与环境管理规定和安全技术操作规程，遵守劳动纪律，上岗时穿戴好劳动防护用品，搞好岗位工作； ·维护保养好本岗位的生产设备、工具及防护装置，保证性能良好，安全可靠； ·遵从安全标识，制止不安全行为； ·参加车间健康、安全与环境管理教育活动和应演习，提高操作技能和安全防护能力； ·有权拒绝一切违章指挥、命令，发现健康、安全与环境问题及时排除解决，无法解决的要立即报告领导处理。

14.3.3 环境管理制度

(1)建设单位依据国家和地方环保部门颁发的环境质量标准、污染物排放标准及有关规定和要求。制定出本厂环境监测计划和工作方案，健全环保机构的各项规章制度；

①关于对污染治理及规划的管理，对污水处理设施进行检查、监督、随时掌握运转状况，污染物净化效果，外排废气、废水是否符合排放标准等；发现问题立即采取必要措施、研究解决办法，严防超标排放和事故性排放。

②积极开展清洁生产审核，减少能耗物耗，注意废弃物的回收和开发利用。

③按环保部门的规定和要求填报各种环境管理报表。

④配合环保部门参加企业环保设施竣工验收。

⑤参加生产过程中发生的污染事故调查、监测和分析化验工作并写出调查报告。

⑥处理日常各种环保有关的事宜，积累企业环保设施运转情况、治理效果、污染物排放、能耗、废物综合利用、工艺技改等各种基础资料；注意并收集应用环保新法规、新技术、新标准与科研最新成果资料；按照清洁生产的要求进行经常性的清洁生产内部监督和审计。

⑦收集、传达、处理、反馈企业内部和外部各方面有关环境问题的信息，做到信息畅通、处理及时、反馈有效。

⑧将公司环境管理目标分解下达给各相关单位，由专人负责将废水、废气及固体废物的排放控制在管理目标之内，确保稳定达标排放。

⑨在制定工艺条件和操作规程过程中，宣传、推荐清洁生产和循环经济的新工艺，将环境保护的要求考虑在内，并以管理手段将环境保护的要求列入岗位责任制。

⑩对可能具有重大环境影响的运行与活动的关键特性进行例行监测，对企业环境目标和指标符合情况的跟踪信息记录，为确保环境目标和指标，防止环境污染事故，建立纠正和预防措施程序、应急准备与响应程序，对可能发生的污染事故采取相应的应急预防措施，减少对环境的影响。

(2)环保检查制度

环保检查实行三级检查制度：

①每半年组织一次全区环保检查，覆盖率不小于 50%；

②基层单位每月组织一次检查，覆盖率不小于 80%；

③基层班组每周进行一次检查，覆盖率达到 100%；

④质量安全环保科每年组织一次体系内审。

长实集团主要作业场点环保管理制度见表 14.3.3-1。环境管理台账要求见 14.3.3-2。

表 14.3.3-1 主要作业场点环保管理制度

场点	环保管理规定
采油、注水作业	<p>①原油计量站、转油站、注水站必须做到： ·站内平整清洁、设备干净见本色； ·站内外无油污、无杂物、无散落器材，不乱排乱倒油污、污水、生活垃圾及其它污染物； ·管线设备无“跑、冒、滴、漏”现象； ·站内外种草、种树、绿化环境。</p> <p>②油(水)井井场必须做到： ·井场内平整清洁，抽油机干净见本色； ·井场内外无油泥、无垃圾； ·井场建成后一至三年内陆续绿化。</p> <p>③采油作业区要加强井场检查，消除污染隐患，污油池中的污油要及时回收，雨季前彻底回收干净，防止暴雨冲刷造成污染环境和水体。要加强油(水)套管线巡查、维护，减少意外污染事故的发生。</p> <p>④采油工在井口作业时，必须防止原油、天然气外泄造成污染，落地原油必须清理回收。</p> <p>⑤加强油井和管线看护，确因偷盗原油和破坏井口、管线造成的污染，发现后应及时处理，在控制污染现场的同时，应取全有关资料并立即逐级上报有关部门。</p>
井下作业施工现场	<p>①井下作业应积极采取新工艺、新技术，在施工过程中采取综合性污染防治措施，任何污染物不得流出井场，井场残留的污染物必须彻底清理、回收后集中处理，实行无污染作业。</p> <p>②井下作业过程中不得损坏井场环保设施。确因作业需要，必须经长实集团质量安全环保科批准后方可施工，作业完工后立即修复环保设施。</p> <p>③涉及到有毒有害物质或环境敏感区的施工设计、井下作业、油田建设工程，必须经安全环保部门审批、生产主管领导或总工程师签字认可后，方可进行施工。工程设计中要有具体的环境保护方案或措施，施工时必须落实好防污措施，并有应急计划。作业完工清理现场后，进行交接。</p> <p>④井下作业应采取先进的防喷措施，起钻中携带出井口的原油及冲洗油管、油杆的含水油污油必须引入污油池中。</p> <p>⑤井下作业过程中提倡清洁生产，全面推广无污染作业，杜绝污染事故发生。</p> <p>⑥各修井公司根据修井作业情况，如实填报《井下作业无污染作业报表》；井下作业室将每月汇总情况报长实集团质量安全环保科，由质量安全环保科监督考核。</p>
环保设施	<p>①对工业生产装置排放的废水，要充分利用现有污水处理、回灌设备，积极治理，控制和减少污水外排，尽可能地处理后重复利用。对采油污水处理、回注设施，要加强管理，保证运行，确保处理后污水达标，保证回灌率达 100%。</p> <p>②已投入使用的污水处理设施，处理前后的水质每日都要进行化验；外排污水、回注(灌)水质每日必须进行化验。</p>

表 14.3.3-2 环境管理台账要求

类别	环境管理主要台账要求
基本信息	包括排污单位基本信息、生产设施基本信息、污染治理设施基本信息。
生产设施运行管理信息	运行状态、生产负荷、产品产量、原辅料及燃料等。
污染治理设施运行管理信息	包括废气、废水、污染防治措施运行情况、主要药剂添加情况、DCS 曲线图等。
监测记录信息	按照 HJ819 及各行业自行监测技术指南规定执行、采出水监测台账。
其他环境管理信息	废气无组织污染治理设施运行管理信息，危废转移台账、危废转移联单。

14.3.4 组织机构

长实集团质量安全环保科负责本厂油田开发区域内环保专业的技术综合管理；机关各业务部门按各自的环保管理职责负责分管业务范围内的环保管理。

在勘探开发期，设置专门的环保岗位，负责监督各项环保措施的落实及环保工程的检查和预验收，负责协调与环保、土地等部门的关系，以及负责有关环保文件、技术资料的收集建文件。委托工程监理单位，监督设计单位和施工单位具体落实环保措施的实施。

在生产运行期，由长实集团质量安全环保科统一负责本项目的环保管理工作，在井区内设置专职环保员，负责环保文件和技术资料的归档，协助有关环保部门进行环保工程的验收，负责运行期间的环境监测、事故防范和外部协调工作。

14.3.5 环境管理计划

油田开发建设各阶段环境保护管理工作计划重点内容见表 14.3.5-1。

表 14.3.5-1 环境管理工作计划重点内容（建议）

阶段	环境管理主要任务内容
项目建设前期	1、参与项目建设前期各阶段环境保护和环境工程设计方案工作； 2、编制企业环境保护计划，委托环评单位开展项目环境影响评价； 3、积极配合可研及环评单位开展项目区现场踏勘与调研工作； 4、针对油田运行特点，建立健全公司内部环境管理与监测制度； 5、委托设计单位依据环评报告及批复文件要求，落实工程环保设计，编制环保专章
施工期	1、按照工程环保设计，落实环保设施建设，严格执行“三同时”制度； 2、建立规范化操作程序与施工监理档案，监督检查，并处理施工中偶发的环境纠纷； 3、严格执行土地复垦规定，监督和考核各施工单位责任书完成情况； 4、认真做好各项环保设施的施工监理与验收，及时与当地环保行政主管部门沟通
运行期	1、对照环评文件、批复文件及设计报告核查环保设施落实情况； 2、检验环保工程效果和运行状况，建立记录档案，要求与主体工程同步投入运行； 3、检查环保机构设置及人员配备、环境管理制度、环境监理资料档案等是否健全； 4、贯彻执行国家和地方环境保护法律法规和标准； 5、严格执行各项生产及环境管理规章制度，保证生产正常运行； 6、申报排污许可证，建立环保设施运行卡，对环保设施定期进行检查和维护； 7、按照环境管理监测计划开展定期、不定期环境与污染源监测，发现问题及时处理； 8、完善环境管理目标任务与污染防治措施方案，配合地方环境保护部门制定区域生态恢复、水土保持与环境综合整治规划； 9、加强国家环保政策宣传，提高员工环保意识，提升企业环境管理水平； 10、推行清洁生产，实现污染预防，减污增效； 11、参与编制企业突发环境应急预案；
环境管理工作重点	1、加强污染源监控与管理，提高水资源、能源和一般工业固废的综合利用率； 2、坚持“预防为主、防治结合、综合治理”原则，强化企业污染防治设施管理力度； 3、严格控制生产全过程废气、废水和噪声排放及危险固废的安全处置，保证污染物实现达标排放、排放总量与环境风险得到有效控制。

14.4 环境监测计划

(1)环境监测计划

环境监测是企业环境管理体系的重要组成部分，也是环境管理规范化的主要手段，通过对企业主要污染物进行分析、资料整理、编制报表、建立技术文件档案，为上级环保部门和地方环保部门进行环境规划、管理和执法提供依据。

评价针对本次滚动开发工程建设和运行情况，提出本项目施工期、运行期环境现状和污染源监测计划，详见表 14.4-1~表 14.4-3，建设单位应结合现有监测内容统筹规划监测方案，并统一要求避免冲突。

评价建议在开发范围内布设地下水动态监测点位，以便能够更好的比较和反应区域开发范围内地下水水质、水量的变化情况。地下水水质动态监测具体监测项目有：pH、嗅和味、石油类、挥发酚、氯化物、溶解性总固体、硫化物、耗氧量、氨氮等。监测频率要求是每季一次，发现异常时，加密到每月甚至每周一次。这里异常具体包括三种情况：一是检出组分或常规组分浓度明显升高或超标；二是未检出组分连续检出；三是污染组分出现超标情况，如石油类、氨氮等。

根据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022），制定项目的运行期环境和污染源监测计划见表 14.4-3。

表 14.4-2 运行期环境现状监测计划

类别	监测项目	监测点	监测频率	控制指标
环境空气	非甲烷总烃	南 58 井组拉油点处 席家塬	半年一次	非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准详解》标准限值
地下水	石油类、石油烃（C6~C9）、石油烃（C10~C40）、汞 b、砷、六价铬	梨树村、李良子村、 大沟门、下路沟门	半年一次	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准
土壤环境	石油类、石油烃（C6~C9）、石油烃（C10~C40）、汞 b、砷、六价铬	南 58 井组拉油点周 边耕地、蛟 7 增周边 耕地	每 1 年 1 次	建设用地执行《土壤环境质量-建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》“第二类用地”筛选标准，其他执行《土壤环境质量-农用地土壤污染风险管控标准（试行）》“其他”土壤污染风险筛选值

表 14.4-3 运行期污染源监测计划

类别	监测项目	污染物	监测点	监测频率	控制指标	
有组织排放废气	加热炉	林格曼黑度、NO _x 、颗粒物、SO ₂	南 58 井组拉油点	每年一次	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 3 燃气锅炉限值要求	
			蛟 7 增			
无组织废气	非甲烷总烃	无组织烃类	南 58 井组拉油点、蛟 7 增	每季度次	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）油气集中处理站边界污染物控制要求	
噪声	厂界	Leq(A)	环境	南 58 井组拉油点	每季	《工业企业厂界环境噪声排

			噪声		度一 次	放标准》(GB12348-2008) 中 2 类标准
--	--	--	----	--	---------	-------------------------------

(2)监测方法

污染源监测采样、样品保存分析方法应严格按照国家环保总局编制的《空气和废气监测分析方法》、《水和废水监测分析方法》、《工业企业厂界噪声测量方法》等监测技术规范要求执行。

14.5 环境保护建议及要求

本项目环保设施(措施)清单见表14.5-1。

表 14.5-1 环保设施(措施)清单

类别	位置	污染源或污染物	污染防治设施	数量	验收标准
大气污染控制	新建采油井场	烃类气体	密闭集输	/	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)油气集中处理站边界污染物控制要求
			套管气回收装置	1套/井	
	南 58 拉油点	加热炉烟气	设置不低于 8m 排气筒	1套	《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表 3 燃气锅炉现值要求
	蛟 7 增	加热炉烟气	设置不低于 8m 排气筒	1套	
	新建井组拉油点储油箱、蛟 7 增	烃类气体	密闭存储	/	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)油气集中处理站边界污染物控制要求
水污染控制	依托蛟一联、新华 53 站采出水处理工程	采出水	依托现有采出水处理系统	/	《陇东油田采出水处理水质指标及分析方法》(Q/SY CQ 08011 -2022)相应油藏回注水质标准
	五蛟西措施返排液处理站场	措施返排液	五蛟西返排液处理站改造	1套	
噪声污染控制	新扩建井场	抽油机	基础减震等	/	《工业企业厂界环境噪声排放标准》GB12348-2008)中 2 类标准
	新建井组拉油点	加热炉、循环水泵等	隔声罩、基础减振	/	
	五蛟西返排液处理站	一体化处理设备、泵类	隔声、基础减振	/	
	蛟 7 增	加热炉燃烧器、泵类	隔声、基础减振	/	
固废污染控制	各站场、井场	标准化井场建设	井场围墙内设集水渠连接雨水收集池,井口设集油槽连接含油污水池,井场四周设 0.5m 高围墙,入口设挡水条	新建 7 座井场	按标准化井场建设要求
		落地油	措施作业时地面铺设防渗布,油污回收入罐	/	回收率 100%
		含油污泥、含油岩屑	送危废暂存点暂存	/	暂存设施符合《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)
		废防渗布、废润滑油及包装桶	送危废暂存点暂存,定期委托有资质单位处置	/	

环境 风险	根据本项目建设内容对现有风险应急预案进行修编，并定期组织演练，防止管线泄漏污染土壤和地下水。	
生态 环境	对管线工程、道路、井场等工程占地进行平整恢复	
环境管理		建立健全施工期环境保护各项管理制度

15 评价结论

15.1 建设项目概况

2022年长庆实业集团产能建设工程补充项目位于甘肃省华池县、庆城县。项目位于华池县五蛟镇、悦乐镇、庆城县下午旗村。工程地面均为滚动扩建井区，主要内容为新建井场9座、扩建井场2座（其中采油井36口，注水井5口），新建井组拉油点1座，新建增压站1座，改扩建站场1座，配套建设各类管线总里程30.3km，道路9.65km。

本项目新增工程总占地27.3732hm²，其中永久占地5.6684hm²，临时占地17.7048hm²。项目总投资为7375.49万元，其中环保投资657.4万元，占总投资的8.91%。

15.2 产业政策及规划相符性

本项目建设内容属《产业结构调整指导目录（2019年本）》鼓励类中“七、石油、天然气——1、常规石油、天然气勘探与开采；3、原油、天然气、液化天然气、成品油的储运和管线输送设施、网络建设和液化天然气加注设施建设”，符合国家产业政策。

15.3 环境质量现状

15.3.1 环境敏感目标

据现状调查，各井区边界及工程建设内容均未进入上述饮用水源保护区范围内，井区环境保护目标为村庄、河流及生态环境，各开发井区范围内其他无自然保护区、风景名胜等需要特殊保护的环境敏感点。

15.3.2 环境质量现状

(1)环境空气

华池县、庆城县 2021 年六项基本污染物因子均满足《环境空气质量标准》（GB3095—2012）中二级标准限值要求，判断项目所在区域属于达标区。本次评价在开发区域内设补充环境空气监测点 3 个，监测项目包括特征监测因子非甲烷总烃、硫化氢、总烃。总体看，非甲烷总烃均符合《大气污染物综合排放标准详解》（GB16297-1996）小时值标准。硫化氢满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 限值。当地环境空气质量总体状况良好。

(2)地表水

元城川地表水环境质量现状引用《长庆实业集团有限公司 2022 甘肃区产能建设工程环境影响报告书》数据。评价范围为元城川干流五蛟西区边界上游 500m 及边界下游 3km 河段。结合地表水系分布和现场调查，长实集团位于五蛟西区的石油开发是该区域

内的主要工业生产活动。井区上游 500m 兰沟门断面为元城川水质对照断面，井区下游 3km 毛家山断面为元城川水质对照断面。引用数据监测时间为 2022 年 3 月 29 日~31 日，满足导则要求“近 3 年水环境质量数据”的时效性要求。

马莲河地表水环境质量现状进行实测，布设两个监测断面。评价范围为南 58 井区边界上游 500m 及边界下游 3km 河段。井区上游 500m 下路沟门断面为马莲河水水质对照断面，井区下游 3km 韩湾村断面为马莲河水水质对照断面。监测时间为 2022 年 12 月 8 日~12 月 9 日。

由地表水监测结果可以看出，元城川 2 个断面上所有监测项目均符合《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类标准，马莲河断面上监测项目均符合《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）IV 类标准。

(3) 地下水

为调查评价区地下水环境现状，本次地下水环境现状监测工作，根据评价等级、水文地质条件、建设项目布局等因素，共选取了地下水水位、水质监测点 14 个，其中，1~6#为实测，7~11#点引用 2011 年产建环评中的地下水监测数据，12~14#点引用《长庆实业集团有限公司 2022 年产能建设工程环境影响评价报告书》中的地下水监测数据，监测点位的布设考虑了地面工程位置、周围环境敏感点、地下水污染源的位置关系，关注拟建地上下游、左右两侧地下水环境，监测层位除了第四系黄土潜水含水层，还包括了可能受钻井影响且具有开发利用价值的白垩系承压含水层，并且水位监测点是水质监测点位个数的 2 倍，监测点位布置符合导则要求，具有较好的代表性。监测潜水水井均为民用井，为本项目评价范围内的敏感目标。各监测因子均符合《地下水质量标准》（GB/T 14848-17）III 类标准。石油类、挥发酚等油田特征污染物均未检出。

(4) 声环境

本次声环境现状监测共布设噪声监测点位 10 个，新建井场选址及敏感点背景噪声值满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求，扩井场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类声环境功能区排放标准。

(5) 土壤本底调查

根据拟建工程布局，土壤环境质量现状监测布设 12 个监测点，由监测结果可知，评价区项目建设用地土壤环境质量满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类建设用地土壤污染风险筛选值标准，周边农用地土壤环境质量均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》

(GB15618-2018)中其他农用地风险筛选值标准要求。项目土壤酸化、碱化级别为轻度碱化，土壤盐化级别为中度盐化。

(6)包气带污染现状调查

本次评价选择2个典型站场，共设6个包气带污染现状监测点，将现有工程的包气带监测值与背景值对照可以看出无明显差异。

15.4 污染物排放情况及环境保护措施

15.4.1 废气

(1)施工期废气

施工期废气主要包括钻井柴油机废气、施工车辆尾气和施工扬尘。钻井过程采用低硫柴油和燃烧效率高的柴油机，减少柴油机燃料燃烧废气产生量，降低污染；车辆尾气防治措施主要是加强运输车辆维护和保养；施工扬尘控制措施主要包括合理组织、控制作业面积，加盖篷布，适量洒水等。

(2)运行期废气

本项目运行期废气主要为站场加热炉烟气、油气集输过程放空、挥发、泄漏等无组织排放的烃类气体及道路扬尘等。

站场加热炉均使用清洁燃料伴生气，加热炉燃烧烟气通过不低于8m高排气筒排放，主要污染物NO_x、SO₂及颗粒物排放量小，分别为0.334t/a、0.111t/a和0.049t/a。新建井场原油集输采用全密闭集输流程，并采取定压阀回收套管气等措施确保流程密闭，减少烃类的无组织排放，经估算，项目无组织排放的非甲烷总烃约0.6629t/a。

15.4.2 废水

(1)施工期废水

施工期废水主要包括钻井废水，试油废水，压裂等措施过程返排液和生活污水。钻井废水呈碱性，悬浮物含量较高，有机物污染物含量较高，无毒，钻井过程设置泥浆固液分离设施和泥浆不落地收集设施，循环使用；试油废水和压裂返排液依托现有五蛟西措施返排液处理站处理达标后回注油层，不外排；施工期生活污水主要为盥洗水，由于井区施工较为分散，难以收集，主要用于施工场地内的降尘洒水。

(2)运行期废水

运行期废水主要包括油田采出水、措施返排液和生活污水，修井、洗井等措施作业每2年一次，采用罐车拉运至五蛟西措施返排液处理站处理达标后回注，不外排；油田采出水依托现有采出水处理系统处理后达标回注，不外排；运行期新增工作人员依托现

有保障点，生活污水经保障点内生活污水处理设备处理达标后用于站场及周边植被绿化，不外排。

15.4.3 噪声

(1) 施工期噪声

施工期噪声源主要为钻井作业中的柴油机、泥浆泵、钻机以及管线和道路施工中的机械、车辆，按声源性质又可分为流动声源和连续稳态声源，声源强度在 85~105dB(A) 之间，施工期间选用低噪声机械设备或自带隔声、消声的设备，降低设备声级；合理安排施工作业时间，严禁在夜间（22:00~06:00）进行高噪声施工作业。

(2) 运行期噪声

运行期的噪声污染源主要有井场抽油机、井组拉油点加热炉水泵以及交通车辆等。井场噪声根据井场内抽油机数量的增加而增加，声源强度在 75~80dB(A) 之间；站场内的噪声源主要为各种泵类，声源强度在 75~80dB(A) 之间，主要采取泵房隔声、基础减震等措施，从源头上进行控制，设备选型尽可能选择低噪声设备；在站场周围栽种树木进行绿化，阻挡和吸收一定噪声。

15.4.4 固体废弃物

① 施工期固废

施工期产生的固废主要为废弃钻井泥浆、钻井岩屑、落地原油和生活垃圾。废弃泥浆尽量提高泥浆的重复利用率，减少废弃泥浆产生量，对废弃泥浆采取废弃泥浆在井场经大罐收集、沉降、破胶脱稳、板框压滤后，固相（含水率小于 60%、pH 控制在 6~9）在井场内设有三防（防渗漏、防流失、防扬散）措施的设施内暂存，产生后委托第三方集中处置单位处理；钻井过程产生的一般岩屑与废弃钻井泥浆一同在井场内设有三防（防渗漏、防流失、防扬散）措施的设施内暂存，产生后委托第三方集中处置单位处理后资源化利用；含油岩屑属于危险固废，须委托有资质单位定期转运处置。项目落地原油采取试油进罐方式，落地油及时收集，运至现有危废暂存点暂存，委托有资质单位安全处置；生活垃圾集中收集，交到环卫部分指定地点集中处理。土方施工中，选择合理的施工方式，挖高填低，做到土方平衡。

② 运行期固废

运行期产生的固体废物有落地原油、含油污泥。各井场通过铺设防渗布采油过程井杆携出散落的落地油。因扩建产能使新增的含油污泥属于危险固废，收集后在危废临时贮存点暂存，由具有相应危废处置资质单位收集处置。

15.5 主要环境影响

15.5.1 大气环境的影响

(1) 施工期大气环境影响

施工期采油机废气、发电机废气以及车辆尾气由于作业场地分散，距离环境敏感点较远，对大气环境影响小；施工期道路扬尘影响范围主要集中在道路两侧 50m 的范围内，在采取避让措施、洒水抑尘以及必要的管理措施后对大气环境的影响可降到最小，施工结束后影响随即消失。

(2) 运行期大气环境影响

站场加热炉采用伴生气作为燃料，通过预测、各站场加热炉烟气中污染物 NO_2 、 SO_2 和颗粒物在下风向 0~2500m 均未超标，污染物最大落地浓度占标率均小于 10%，对环境影响较小；对南 58 井组拉油点储油箱、蛟 97-4 井场无组织排放的非甲烷总烃进行预测，各站场下风向 0~2500m 范围内落地浓度均符合《大气污染物综合排放标准详解》中非甲烷总烃环境质量参考值 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ ；各主要站场非甲烷总烃无组织排放对环境空气影响小。项目区地形开阔，污染物扩散条件较好，项目投产运行后加热炉烟气及无组织烃类气体排放不会使区域环境空气质量发生显著改变，项目建设对区域大气环境的影响程度可以接受。

15.5.2 地表水环境的影响

对地表水体产生影响的主要污染源为施工期和运行期产生的各类废水以及固体废弃物，根据上述污染物排放情况的汇总，各类生产废水、生活污水、固体废弃物、生活垃圾均不外排，对地表水环境影响小。

15.5.3 地下水环境的影响

本项目正常施工过程中产生的钻井废水、试油废水、生活污水、压裂返排液、钻井泥浆，以及运行过程中产生的采出水、污废水、固体废弃物和集输管线均不会对地下水造成影响，但在事故状态下会对地下水产生一定的影响。

(1) 施工期地下水的影响

正常状况下，在做好生活污水、生活垃圾集中收集处理前提下，不会对地下水环境造成影响。采油井和注水井建设过程中，在严格执行环境保护措施，保证建设质量前提下，也不会对地下水环境造成影响。在非正常状况下，根据预测的情境，钻井液渗漏会对局部地下水水质产生一定污染，但污染面积和程度相对较小，在积极采取防治措施后，

可将污染控制在较小范围，基本不会影响到区内的地下水环境；泥浆罐泄漏会对井场包气带产生一定污染，但在预测的情境下基本不会对潜水含水层造成污染。

(2)运行期地下水的影响

正常状况下，井场、站场和集输管线等，不会对地下水水质环境造成污染。在非正常状况下，在选择预测情境下，如采出水回注井渗漏等，地下水水质有局部受到一定污染的可能，但在采取积极防治、及时采取地下水监测、应急响应、地下水污染修复和治理等措施下，可将污染限制在较小范围，并最终基本不会影响到区内的地下水环境。

15.5.4 声环境的影响

(1)施工期声环境影响

施工期的主要噪声源为各类施工机械及施工车辆产生的噪声，根据噪声预测结果，施工场界噪声在 100m 以内昼间可以达标，夜间有所超标，在采取避让、采用低噪声设备以及必要的管理措施后噪声影响较小，可以满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》要求，随着施工结束，影响消失，噪声控制措施可行。

(2)运行期声环境影响

运行期的噪声源主要为站场的各种泵类和井场抽油机，根据计算，采取降噪措施后，拟建井组拉油点内的加热炉、循环水泵等设备对厂界噪声的贡献值较小，昼、夜间厂界噪声贡献值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准。根据现场调查，新建站场周边 200m 范围内无居民点。

15.5.5 固体废物环境影响

项目施工期和运行期产生的危险废物全部收集在依托危险废物暂存点暂存，定期委托有资质单位进行收集处置，不外排。施工期生活垃圾全部收集后由环卫部门处置，不外排。因此，项目产生的固体废物经过合理处置对环境的影响较小。

15.5.6 生态环境的影响

本项目新增工程总占地 27.3732hm²，其中永久占地 5.6684hm²，临时占地 17.7048hm²，占地类型主要为耕地、草地、工业用地等，不占用基本农田。工程不同阶段对生态环境的影响略有不同，施工期主要体现在土地利用、土壤、动物及植被、景观、水土流失等方面，其中对土壤、水土流失及植被的影响相对较大；运行期主要体现在土壤、动物及植被、景观、水土流失等方面，但影响相对较小。通过采取相应的生态保护与恢复措施后，本井区的开发建设对生态环境的影响可以得到有效减缓，对生态环境的影响小，在生态系统可接受范围内。

15.5.7 环境风险

本项目涉及的主要危险物质为原油及伴生气，可能存在风险的单元包括钻采井场、站场、采油管线、集油管线、输气管线等。通过采取可靠的安全防范措施，及规范的设计和严格正确的操作，能有效的防止泄漏、火灾、爆炸等事故的发生，一旦发生事故，依靠装置内的安全防护设施和事故应急措施也能及时控制事故，防止事故的蔓延，减少事故带来的人员伤亡、财产损失和环境影响，项目风险水平可以接受。

15.6 环境影响经济效益

环境成本为 197.4 万元/年，年环境收益为 290.724 万元/年，计算出年环保费用经济效益系数为 2.042，也就是每年 1 元的环保费用可减少环境损失 2.042 元，环保投资效益明显。本项目的单位产品环境代价为 0.331 元/t，仅占单位产品产值的 0.016%。单位产品环境成本为 0.03 元/t，仅占单位产品产值的 0.000014%。可见，由于该工程规模开发，对环境的影响相对较小，环境成本低，效益明显。本项目的环保工程经济效益系数较高，说明采取环保措施后的环境收益效果比较明显。虽然企业建设对环境保护产生一定程度的不利影响，但对环境污染影响和生态破坏损失在可接受程度和范围之内，在保证各项环境保护措施实施的情况下，项目的经济效益、社会效益和环境效益将得到协调发展，因此从环境经济角度来看，本项目是合理可行的。

15.7 环境管理与监测计划

根据 HSE 管理体系标准和中国石油天然气集团公司建立 HSE 管理体系的规定和要求，参照公司的安全环境管理机构设置情况，长实集团建立了 HSE 管理组织机构，长庆油田分公司对基层组织 HSE 权利和责任作出了明确规定，长庆油田分公司各采油部门均已建立了基本的环境管理规章制度。组织的完善以及制度的落实能够对环境保护起到重要的作用。

本项目在运行期对废气、废水、噪声、地表水、地下水进行定期监测，并建议了运行期的监测计划。

15.8 总量控制

综合考虑本工程排污特点，确定项目总量控制指标为NO_x和SO₂。根据工程分析，项目建成运行后新增污染物总量为：NO_x：0.334t/a、SO₂：0.111t/a。按污染物排放总量控制原则，评价建议总量控制指标为非甲烷总烃：3.715t/a。

15.9 公众意见采纳情况

按照《环境影响评价公众参与办法》的相关规定，建设单位环评委托后在庆阳市门户网站“印象庆阳网”发布了项目环境影响评价信息公示；项目环境影响报告书征求意见稿形成后，在涉及的各乡镇通过张贴公告的方式进行公示，同时分别于 2023 年 2 月 14 日和 2 月 15 日分两次在《陇东报》上进行了登报公示。整个公示期间建设单位和环评单位均为收到关于本项目的反馈意见。

15.10 总结论

本项目属于《产业结构调整指导目录（2019 年本）》中鼓励类项目符合相关规划要求。在按照“三同时”制度认真落实工程设计、环评报告提出的改进措施并强化环境管理后，各项污染防治、生态保护及环境风险防范与应急措施基本可行，生产污水处理后全部回注油层驱油利用，废气污染源及厂界噪声达标排放，固体废物得到合理贮存、处置或利用，工程对环境的污染较小，满足环境质量目标的要求；生态环境影响得到有效控制、恢复、补偿，并降低到当地环境能够容许的程度；实现经济效益、社会效益和环境效益的协调统一。从满足环境质量目标和生态环境保护要求的角度，工程建设可行。

15.11 要求与建议

(1)要求

①含油岩屑、含油污泥等危险废物必须按照《危险废物贮存污染控制标准》等相关标准进行贮存，最终委托有资质单位定期转运处置，禁止随意掩埋或倾倒；钻井施工现场对水基钻井泥浆实施固液分离处置，并采取现场不落地收集措施，未配备收集设施的井场不得开展钻井作业；

②施工队伍携罐上岗，实施压裂改造、修井等过程产生的污废水必须全部收集进罐，回收后全部送依托措施废液处理站处理后回注油层；

③对输油管线工程及井口设施定期检查、维修，减少或杜绝生产过程中的“跑、冒、滴、漏”现象发生。

④地表水水源地保护范围内禁止运输原油和含油废水的车辆通行。

(2)建议

①按照 ISO14000 要求，企业应把“清洁生产”“文明生产”“节约型社会”的观念和措施落实于施工和生产过程中，实施清洁文明井场建设，尽可能采用先进输送工艺设备，同时加强企业管理，防止原油的“跑、冒、滴、漏”，从源头上根治和减少污染；

- ②加强工程重点部位的安全综合管理,强化对员工的职业素质教育,杜绝违章作业;
- ③对钻井泥浆固控系统进行优化,采用高效的固液分离技术,进一步提高钻井泥浆的循环利用率,减少废弃泥浆的排放量。

附表 1 项目大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目						
评价等级与范围	评价等级	一级□			二级√		三级□	
	评价范围	边长=50km□			边长=5~50km□		边长=5km√	
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥2000t/a□		500~2000t/a□		<500t/a√		
	评价因子	基本污染物 (SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃)				包括二次 PM _{2.5} □		
		其他污染物 (非甲烷总烃)				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	评价功能区	一类区□			二类区√		一类区和二类区□	
	评价基准年	(2020) 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√		现状补充检测√	
	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√		拟替代的污染源√		其他在建、拟建项目污染源□	区域污染源□	
		本项目非正常排放源□						
		现有污染源□						
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD□	ADMS□	AUSTAL2000□	EDMS/AEDT□	CALPUFF□	网格模型□	其他√
	预测范围	边长≥50km□			边长 5~50km□		边长=5km√	
	预测因子	预测因子 (SO ₂ 、NO _x 、颗粒物、非甲烷总烃)				包括二次 PM _{2.5} □		
						不包括二次 PM _{2.5} √		
	正常排放短期浓度贡献值	C _{本项目} 最大占标率≤100%√				C _{本项目} 最大占标率>100%□		
	正常排放年均浓度贡献值	一类区		C _{本项目} 最大占标率≤10%□		C _{本项目} 最大占标率>10%□		
		二类区		C _{本项目} 最大占标率≤30%□		C _{本项目} 最大占标率>30%□		
	非正常 1h 浓度贡献值	非正常持续时长			C _{非正常} 占标率≤100%□			C _{非正常} 占标率>100%□
(/) h								
保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C _{叠加} 达标□				C _{叠加} 不达标□			
区域环境质量的整体变化情况	k≤-20%□				k>-20%□			
环境监测计划	污染源监测	监测因子: (颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、非甲烷总烃)			有组织废气监测√		无监测□	
					无组织废气监测√			
	环境质量监测	监测因子: (总烃、非甲烷总烃)			监测点位数 (3)		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 (/) m						
污染源年排放量		SO ₂ : 0.111t/a		NO _x : 0.334t/a		颗粒物: 0.049t/a	非甲烷总烃: 3.715t/a	

注: “□”, 填“√”; “(/)”为内容填写项

附表 2 项目地表水环境影响评价自查表

工作内容		自查项目		
影响识别	影响类型	水污染影响型√；水文要素影响型□		
	水环境保护目标	饮用水水源保护区√；饮用水取水口□；涉水的自然保护区□；重要湿地□；重点保护与珍稀水生生物的栖息地□；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等渔业水体□；涉水的风景名胜保护区□；其他□		
	影响途径	水污染影响型		水文要素影响型
		直接排放□；间接排放□；其他√		水温□；径流□；水域面积□
影响因子	持久性污染物□；有毒有害污染物□；非持久性污染物√；pH值□；热污染□；富营养化□；其他□		水温□；水位（水深）□；流速□；流量□；其他□	
评价等级	水污染影响型		水文要素影响型	
	一级□；二级□；三级A□；三级B√；		一级□；二级□；三级□；	
现状调查	区域污染源	调查项目		数据来源
		已建□；在建□； 拟建□；其他□；	拟替代的污染源□；	排污许可证□；环评□；环保验收□；既有实测□；现场监测□；入河排放数据□；其他□
	受影响水体水环境质量	调查项目		数据来源
		丰水期□；平水期√；枯水期□；冰封期□； 春季□；夏季□；秋季√；冬季□；		生态环境保护主管部门□；补充监测□；其他□；
	区域水资源开发利用状况	未开发□；开发量40%以下□；开发量40%以上□；		
	水文情势调查	调查时期		数据来源
丰水期□；平水期□；枯水期□；冰封期□； 春季□；夏季□；秋季□；冬季□；		水行政主管部门□；补充监测□；其他□；		
补充监测	监测时期		监测断面或点位	
	丰水期□；平水期□；枯水期□；冰封期□； 春季□；夏季□；秋季□；冬季□；		监测断面或点位个数 (/)	
现状评价	评价范围	河流：长度（ ）km；湖库、河口及近岸海域：面积（ ）km ²		
	评价因子	（石油类）		
	评价标准	河流、湖库、河口：I类□；II类□；III类√；IV类□；V类□； 近岸海域：第一类□；第二类□；第三类□；第四类□； 规划年评价标准（ ）		
	评价时期	丰水期□；平水期□；枯水期□；冰封期□； 春季□；夏季□；秋季□；冬季□；		
	评价结论	水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标状况□；达标√；不达标□； 水环境控制单元或断面水质达标状况□；达标□；不达标□； 水环境保护目标质量状况□；达标□；不达标□； 对照断面、控制断面等代表性断面的水质状况□；达标□；不达标□；		达标区□； 不达标区□；

工作内容		自查项目				
		底泥污染评价 <input type="checkbox"/> ; 水资源与开发利用程度及其水文情势评价 <input type="checkbox"/> ; 水环境质量回顾评价 <input type="checkbox"/> ; 流域（区域）水资源（包括水能资源）与开发利用总体状况、生态流量管理要求与现状满足程度、建设项目占用水域空间的水流状况与河湖演变状况 <input type="checkbox"/> ;				
影响预测	预测范围	河流：长度（ / ） km；湖库、河口及近岸海域：面积（ / ） km ²				
	预测因子	（ / ）				
	预测时期	丰水期 <input type="checkbox"/> ；平水期 <input type="checkbox"/> ；枯水期 <input type="checkbox"/> ；冰封期 <input type="checkbox"/> ； 春季 <input type="checkbox"/> ；夏季 <input type="checkbox"/> ；秋季 <input type="checkbox"/> ；冬季 <input type="checkbox"/> ； 设计水文条件 <input type="checkbox"/> ；				
	预测情景	施工期 <input type="checkbox"/> ；生产运行期 <input type="checkbox"/> ；服务期满后 <input type="checkbox"/> ； 正常工况 <input type="checkbox"/> ；非正常工况 <input type="checkbox"/> ； 污染控制和减缓措施方案 <input type="checkbox"/> ； 区（流）域环境质量改善目标要求情景 <input type="checkbox"/> ；				
	预测方法	数值解 <input type="checkbox"/> ；解析解 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/> ；导则推荐模式 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/> ；				
影响评价	水污染控制和水源井影响减缓措施有效性评价	区（流）域水环境质量改善目标 <input type="checkbox"/> ；替代削减源 <input type="checkbox"/> ；				
	水环境影响评价	排放口混合区外满足水环境管理要求 <input type="checkbox"/> ； 水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标 <input type="checkbox"/> ； 满足水环境保护目标水域水环境质量要求 <input type="checkbox"/> ； 水环境控制单元或断面水质达标 <input type="checkbox"/> ； 满足重点水污染物排放总量控制指标要求，重点行业建设项目，主要污染物排放满足等量或减量替代要求 <input type="checkbox"/> ； 满足区（流）域水环境质量改善目标要求 <input type="checkbox"/> ； 水文要素影响型建设项目时应包括水文情势变化评价、主要水文特征值影响评价、生态流量符合性评价 <input type="checkbox"/> ； 对于新设或调整入河（湖库、近岸海域）排放口的建设项目，应包括排放口设置的环境合理性评价 <input type="checkbox"/> ； 满足生态保护红线、水环境质量底线、资源利用上线和环境准入清单管理要求 <input type="checkbox"/> ；				
	污染源排放量核算	污染物名称	排放量/（t/a）		排放浓度/（mg/L）	
		（ / ）	（ / ）		（ / ）	
	替代源排放情况	污染源名称	排放许可证编号	污染物名称	排放量/（t/a）	排放浓度/（mg/L）
		（ / ）	（ / ）	（ / ）	（ / ）	（ / ）
生态流量确定	生态流量：一般水期（ / ） m ³ /s；鱼类繁殖期（ / ） m ³ /s；其他（ / ） m ³ /s； 生态水位：一般水期（ / ） m；鱼类繁殖期（ / ） m；其他（ / ） m；					
防治措施	环境措施	污水处理设施 <input checked="" type="checkbox"/> ；水文减缓设施 <input type="checkbox"/> ；生态流量保障设施 <input type="checkbox"/> ；区域消减 <input type="checkbox"/> ；依托其他工程措施 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/> ；				
	监测计划	环境质量		污染源		
		监测方式	手动 <input type="checkbox"/> ；自动 <input type="checkbox"/> ；无监测 <input type="checkbox"/> ；		手动 <input checked="" type="checkbox"/> ；自动 <input type="checkbox"/> ；无监测 <input type="checkbox"/> ；	
	监测点位	（ / ）		（ / ）		

工作内容		自查项目		
		监测因子	(/)	(石油类、SS)
	污染物排放清单	√		
	评价结论	可以接受√; 不可以接受 □;		
注：“□”为勾选项”，可√；“（ ）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容				

附表3 土壤环境影响评价自查表（污染影响型）

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	(27.37) hm ²				
	敏感目标信息	敏感目标（耕地）、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					
	特征因子	石油烃（石油类）				
	所属土壤环境影响评价项目类别	I类√（石油开采）；II类√（石油管线）；III类□；IV类□				
	敏感程度	敏感√；较敏感□；不敏感□				
评价工作等级	一级（石油开采）√；二级（石油管线）√；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	2	4	0.2m	
		柱状样点数	5	0	3.0m	
现状监测因子	占地范围内监测《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）监测45项基本因子及石油烃；占地范围外监测《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）中8项基本因子及石油烃。					
现状评价	评价因子	同上				
	评价标准	GB 15618√； GB 36600√； 表D.1□； 表D.2□； 其他（）				
	现状评价结论	评价区建设项目占地范围内各监测点位基本因子及特征因子均低于《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地风险筛选值；建设项目占地范围外各监测点位监测因子均低于《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中风险筛选值要求。				
影响预测	预测因子	石油类				
	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（可控）				
	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		
		3	1	3年1次		
信息公开指标	在网站公开监测报告					
评价结论	现状监测值满足相应《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表1第二类用地筛选值的限值要求和《土壤环境质量-农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）土壤污染风险筛选值的限值要求；根据预测结果可知该项目在正常运营期间对周围土壤环境造成的影响较小，土壤环境影响可接受。					

附表 4 土壤环境影响评价自查表（生态影响型）

工作内容		完成情况			备注	
影响识别	影响类型	污染影响型 <input type="checkbox"/> ；生态影响型 <input checked="" type="checkbox"/> ；两种兼有 <input type="checkbox"/>				
	土地利用类型	建设用地 <input checked="" type="checkbox"/> ；农用地 <input checked="" type="checkbox"/> ；未利用地 <input type="checkbox"/>				
	占地规模	(28.49) hm ²				
	敏感目标信息	敏感目标（耕地）、方位（）、距离（）				
	影响途径	大气沉降 <input type="checkbox"/> ；地面漫流 <input type="checkbox"/> ；垂直入渗 <input type="checkbox"/> ；地下水位 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他（）				
	全部污染物					
	特征因子					
	所属土壤环境影响评价项目类别	I类 <input checked="" type="checkbox"/> （石油开采）；II类 <input checked="" type="checkbox"/> （石油管线）；III类 <input type="checkbox"/> ；IV类 <input type="checkbox"/>				
	敏感程度	敏感 <input checked="" type="checkbox"/> ；较敏感 <input type="checkbox"/> ；不敏感 <input type="checkbox"/>				
评价工作等级	一级 <input type="checkbox"/> ；二级（石油开采） <input checked="" type="checkbox"/> ；三级（石油管线） <input checked="" type="checkbox"/>					
现状调查内容	资料收集	a) <input type="checkbox"/> ；b) <input checked="" type="checkbox"/> ；c) <input checked="" type="checkbox"/> ；d) <input type="checkbox"/>				
	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	3	4	0.2m	
	柱状样点数	0	0	3.0m		
	现状监测因子	pH值和全盐量				
现状评价	评价因子	同上				
	评价标准	GB 15618 <input type="checkbox"/> ；GB 36600 <input type="checkbox"/> ；表D.1 <input checked="" type="checkbox"/> ；表D.2 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他（）				
	现状评价结论					
影响预测	预测因子	土壤盐化				
	预测方法	附录E <input type="checkbox"/> ；附录F <input checked="" type="checkbox"/> ；其他（）				
	预测分析内容	影响范围（） 影响程度（可控）				
	预测结论	达标结论：a) <input checked="" type="checkbox"/> ；b) <input type="checkbox"/> ；c) <input type="checkbox"/> 不达标结论：a) <input type="checkbox"/> ；b) <input type="checkbox"/>				
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 <input checked="" type="checkbox"/> ；源头控制 <input checked="" type="checkbox"/> ；过程防控 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他（）				
	跟踪监测		监测点数	监测指标	监测频次	
			3	1	3年1次	
	信息公开指标	在网站公开监测报告				
	评价结论	根据预测结果可知该项目在正常运营期间对周围土壤环境造成的影响较小，土壤环境影响可接受。				

附表 5 项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	2022 年长庆实业集团产能建设工程补充项目				
建设地点	(甘肃)省	(庆阳)市	(/)区	(华池、庆城)县	(/)园区
地理坐标	经度	107.82156°	纬度	36.387658°	
主要危险物质及分布	主要危险物质为原油、伴生气，危险单元分布于钻采井场、站场、采油管线等。				
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	井喷事故、原油泄漏和采油井套外返水事故对环境空气及水体的污染。原油泄漏发生火灾事故会导致周围环境空气受到污染，原油泄漏会污染土壤和水体，井喷释放的原油和伴生气会对当地大气环境、土壤和水体造成影响，采油井套外返水会污染地下水。				
风险防范措施要求	对油气管道设明显标识并加强巡检；针对可能发生的重大环境风险事故，制定、修订环境风险应急预案，储备应急物资，定期组织演练。				
<p>填表说明（列出项目相关信息及评价说明）：</p> <p>本项目新、扩建井场 11 座（其中采油井 36 口、注水井 5 口），新建井组拉油点 1 座，改扩建站场 2 座，配套建设各类管线总里程 30.3km。本次评价重点关注风险单元为钻采井场、含储油箱设施的井组拉油点和改扩建站场、原油集输管线。经判定，各风险单元最大危险物质数量与临界量比值均 $Q < 1$，环境风险潜势为 I，评价等级为简单说明。</p>					

附表 6 项目噪声自查表

工作内容		自查项目					
评价等级 与范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/>		二级 <input checked="" type="checkbox"/>		三级 <input type="checkbox"/>	
	评价范围	200 m <input checked="" type="checkbox"/>		大于200 m <input type="checkbox"/>		小于200 m <input type="checkbox"/>	
评价因子	评价因子	等效连续A声级 <input checked="" type="checkbox"/>		最大A声级 <input type="checkbox"/>		计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>	
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>		地方标准 <input type="checkbox"/>		国外标准 <input type="checkbox"/>	
现状评价	环境功能区	0 类区 <input type="checkbox"/>	1 类区 <input type="checkbox"/>	2 类区 <input checked="" type="checkbox"/>	3 类区 <input type="checkbox"/>	4a 类区 <input type="checkbox"/>	4b 类区 <input type="checkbox"/>
	评价年度	初期 <input type="checkbox"/>		近期 <input type="checkbox"/>	中期 <input type="checkbox"/>		远期 <input type="checkbox"/>
	现状调查方法	现场实测法 <input checked="" type="checkbox"/>		现场实测加模型计算法 <input type="checkbox"/>			收集资料 <input type="checkbox"/>
	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 <input checked="" type="checkbox"/>		已有资料 <input checked="" type="checkbox"/>		研究成果 <input checked="" type="checkbox"/>	
声环境影响 预测与 评价	预测模型	导则推荐模型 <input checked="" type="checkbox"/>				其他 <input type="checkbox"/> _____	
	预测范围	200 m <input type="checkbox"/>		大于200 m <input type="checkbox"/>		小于200 m <input type="checkbox"/>	
	预测因子	等效连续A声级 <input checked="" type="checkbox"/>		最大A声级 <input type="checkbox"/>		计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>	
	厂界噪声贡献值		达标 <input checked="" type="checkbox"/>			不达标 <input type="checkbox"/>	
	声环境保护目标处噪声值		达标 <input checked="" type="checkbox"/>			不达标 <input type="checkbox"/>	
环境监测 计划	排放监测	厂界监测 <input checked="" type="checkbox"/> 固定位置监测 <input type="checkbox"/>			自动监测 <input type="checkbox"/> 手动监测 <input checked="" type="checkbox"/>		无监测 <input type="checkbox"/>
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子:()			监测点位数()		无监测 <input type="checkbox"/>
评价结论	环境影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/>			不可行 <input type="checkbox"/>		
注“ <input type="checkbox"/> ”为勾选项，可√；“()”为内容填写项。							