

长庆油田分公司第四采油厂
2025 年油田维护改造项目
环境影响报告书

建设单位：长庆油田分公司第四采油厂

编制单位：核工业二〇三研究所

编制时间：二〇二五年十月

目录

概述	1
一、项目由来	1
二、建设项目特点	2
三、评价工作过程	2
四、相关符合性分析判定	3
五、评价关注的主要环境问题及环境影响	51
六、报告书主要结论	52
1 总则	53
1.1 编制依据	53
1.2 环境影响因素识别与评价因子筛选	58
1.3 环境功能区划及评价标准	60
1.4 评价工作等级和评价范围	67
1.5 评价时段与评价重点	82
1.6 主要环境保护目标	82
2 项目概况	89
2.1 现有工程概况	89
2.2 改建工程概况	113
3 工程分析	165
3.1 施工期	165
3.2 运行期	174
3.3 三废排放汇总	186
4 环境现状调查与评价	188
4.1 自然环境现状	188
4.2 环境保护目标调查	225
4.3 生态环境现状调查	225
4.4 区域环境质量现状调查与评价	246
4.5 区域污染源	280
5 环境影响预测与评价	281
5.1 施工过程及特征	281
5.2 施工期环境影响分析	281
5.3 运行期环境影响分析	300

6 环境保护措施及可行性分析	343
6.1 施工期污染防治措施及可行性分析	343
6.2 运行期环境保护措施及可行性分析	352
7 环境风险评价	361
7.1 现有依托性工程风险回顾性评价	361
7.2 风险评价	363
7.3 结论	384
8 环境经济效益分析	386
8.1 环境经济效益分析	386
8.2 环境经济效益分析	386
9 环境管理与监测计划	388
9.1 环境管理体系	388
9.2 污染物排放管理要求	392
9.3 项目竣工环保验收	394
9.4 环境监测计划	396
9.5 环保投资估算	398
10 评价结论	400
10.1 建设项目概况	400
10.2 产业政策及规划相符性	400
10.3 环境质量现状	400
10.4 主要环境影响及环境保护措施	401
10.5 环境影响经济效益	404
10.6 环境管理与监测计划	404
10.7 公众参与情况说明	405
10.8 总结论	405
10.9 要求与建议	405

概述

一、项目由来

中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第四采油厂（以下简称“第四采油厂”或“建设单位”）注册成立于2001年11月19日，油区纵横三省（区）、四市、十四县（旗），开发油层包括三叠系长2、长4+5、长6及侏罗系延9层共4个层系，开发管理绥靖油田、靖安油田、安塞油田、胡尖山油田和陕295气田，资源面积19933.6km²。现已探明含油面积154km²；地质储量12621万吨。

2020年以来，在油田公司的高度重视和大力支持下，第四采油厂各作业区开展站场维护和管道维护治理工作，主要是对运行多年的站场进行维护改造，并对存在内部腐蚀严重、管线材质老化等问题的管线进行维护更换。截止到2025年初，第四采油厂在靖边区域共治理各类安全环保隐患管道共233项，长度约525.774km，油区管道泄漏隐患态势得到有效抑制，环境保护工作效果较为明显。

根据第四采油厂油田土壤污染隐患排查发现，随着开发时间延长，尚存在部分管道裸露、占压或腐蚀等现象，原油、采出水管线若发生泄漏事故，将直接进入河道或土壤，后果严重；伴生气（天然气）管线泄漏则存在火灾爆炸隐患；需要对部分管线进行更换或优化改线。同时，部分站场内部设备、管线老旧存在安全隐患，需对存在安全隐患的管线、站场开展维护治理。

为了进一步消除排查发现的管线泄漏隐患，稳定站场运行，长庆油田分公司第四采油厂制定了2025年油田维护改造计划。本次主要对靖安油田艾家湾作业区、杨米涧作业区、云盘山作业区、大路沟作业区站场和集输管道存在的安全环保隐患进行全面排查，从根本上防止因油田集输管道泄漏等突发事件而造成沿线环境污染，最大限度减小社会影响，保障地方水源安全，实现企地和谐发展，保障油田安全生产。

根据《长庆油田分公司第四采油厂计划公务通知单》，本次油维项目主要包括8座站场、40条管线工程改造更换工程。站场工程主要包括艾家湾集输站、天一接转注水站、大路沟首站、杨米涧集油站、新一转接站、云盘山联合站、庆盛拉油注水站、杨19接转注水站等8座站场改造工程。管线总长56.27km，包括24

条出油、集油管线30.29km(全线更换23条,局部更换1条),14条注水管线22.98km(全线更换11条、局部更换3条,其中清水管线3条、采出水管线11条),2条供气管线3.0km(全线更换1条,局部更换1条)。

项目总投资 2773.8 万元,其中环保投资 87 万元,占总投资的 3.14%。项目实施后可更加有效的杜绝油区管线、站场发生泄漏风险事故,保障油田稳定生产运行,降低运行时安全环保风险项目建设具有较好的经济效益和环境效益。

二、建设项目特点

(1) 本工程建设性质为改建,包括站内设备及管网更换、站外出油集油管线、注水管线、供气管线隐患治理工程。

(2) 项目主要属于生态影响型建设项目。生态环境影响主要体现在建设期占地、压占植被、破坏土壤结构、加大水土流失强度、生态景观等生态环境的影响,主要关注施工期生态环境影响以及运行期环境风险影响。

三、评价工作过程

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》等法律法规的规定,本项目应进行环境影响评价。根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》(2021 年版),项目属于“五、石油和天然气开采业 07”中“7、陆地石油开采 0711”中的“涉及环境敏感区的(含内部集输管线建设)”。本项目位于榆林市靖边县杨米涧镇、中山涧镇、周河镇、天赐湾镇、王渠则镇;延安市安塞区镰刀湾镇;延安市志丹县杏河镇,属于“陕西省水土流失重点治理区”,涉及临时占用永久基本农田,因此本项目涉及《建设项目环境影响评价分类管理名录(2021 年版)》中“第三条(二)中的永久基本农田、水土流失重点治理区环境敏感区”,本项目需编制环境影响报告书。

鉴于此,2025 年 6 月 18 日,长庆油田分公司第四采油厂委托核工业二〇三研究所(以下简称“我单位”)承担该项目环境评价工作。接受委托后,我单位组织技术人员成立评价工作组,在资料研究的基础上,实施了现场调查;并委托监测单位实施了环境质量现状监测;在工程分析、影响预测、措施论证等工作的基础上,按照环境影响评价相关技术导则要求编制完成了《长庆油田分公司第四采油厂 2025 年油田维护改造项目环境影响报告书》。

同时，报告编制期间，建设单位按《环境影响评价公众参与暂行办法》等要求进行了项目评价信息公示、评价区公众意见征询工作、环境影响报告书全文公示等公众参与工作。

具体工作程序见图 1。

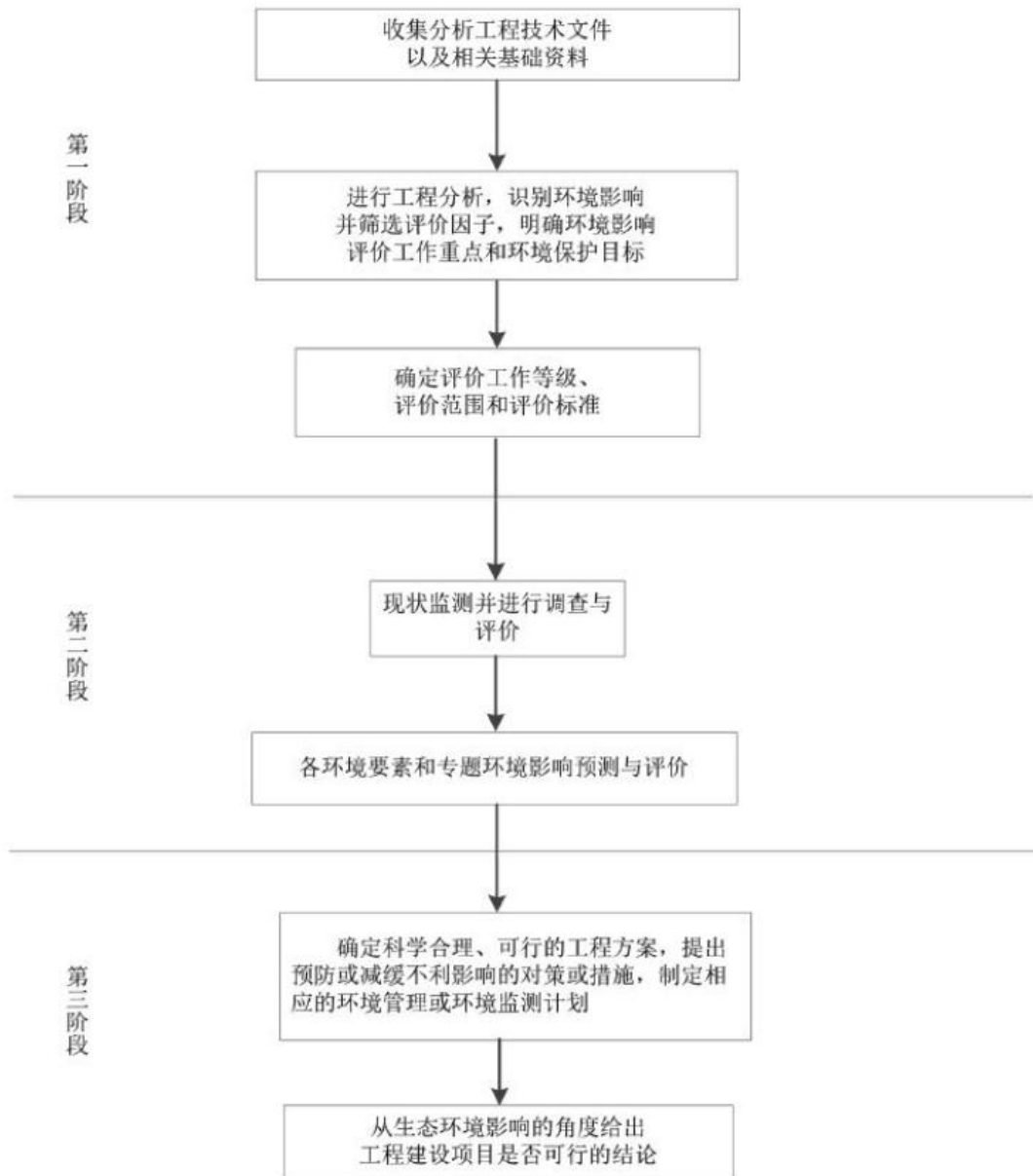


图 1 本项目环境影响评价工作程序图

四、相关符合性分析判定

1 与产业政策符合性分析

本项目属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》鼓励类中“七、石油天然气—1、石油天然气开采中常规石油、天然气勘探与开采；2、油气管网建设；

原油、天然气、液化天然气、成品油的储存和管道输送设施”，符合国家产业政策。

2 与相关法规、规章、政策符合性分析

(1) 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》相符性分析

表 1 项目与《关于进一步加强石油天然气环评工作的通知》的相符性

序号	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	本项目情况	符合性
1	项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。	本次环评针对施工期生态环境影响和运行期环境风险影响，提出了有效的生态环境保护和环境风险防范措施。	符合
2	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。	本项目管线均为全密闭压力输送。	符合
3	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施。	项目控制施工作业带范围为管线中心线两侧 3m 范围，减少临时占地面积，落实环境敏感区管控要求，施工结束后平整土地、用适地植物进行植被恢复。	符合
4	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。	本项目为油田维护改造项目，更换段管线走向与原管线走向一致，管线局部优化路由改线，已避让环境敏感区。	符合
5	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。海洋油气勘探开发溢油应急计划报相关海域生态环境监督管理局备案。	长庆油田分公司第四采油厂已分别编制榆林区域、延安区域突发环境事件应急预案，并完成备案（榆林区域备案号 610800-2024-14-LT，延安区域备案号 ya610601-2024-419-MT），本项目为油田维护改造项目，项目涉及的建设内容已纳入区域突发环境事件应急预案。	符合

(2) 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》相符性分析

本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》（环保部 2012 年第 18 号）相符性分析见表 2。

表 2 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》相符性分析表

石油天然气开采业污染防治技术政策		技术政策符合情况分析	相符性
一、总则			
1	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。	评价对本项目所在地环境敏感性进行了充分的论证，建设单位严格按照“三同时”制度落实环评文件及批复提出的要求。	符合
二、清洁生产			
2	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。	本项目管线采取密闭输送，通过实施油田维护改造工程，进一步减少了烃类气体的排放。	符合
三、生态保护			
3	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。	项目实施后可显著降低原油泄漏引发的环境污染。项目施工期通过严格控制作业范围减少临时占地面积，对表土分层堆放和回填，土方开挖和堆放采取措施防治水土流失，施工结束后立即对临时占地进行植被恢复。	符合
四、污染治理			
5	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。	原油管线报废后，经热洗、吹扫后，项目清管废水经管道进入下游站场储罐，进入原油集输系统，与含水原油一同进行脱水净化处理，废水依托采出水处理站处理后回注油层，不外排。	符合
六、运行管理与风险防范			
6	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。	油田公司已建立了完善的环境管理体系。	符合
7	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。	符合
8	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突发环境事件应急预案、消除事故隐患的措施及应急处理办法，并定期演练。	符合

（3）与《陕西省生态环境厅办公室关于印发石油天然气开采等四个行业建

设项目影响评价文件审批要点（试行）的通知》（陕环办发[2020]34 号）文件符合性分析

表 3 与“陕环办发[2020]34 号”通知符合性分析

通知要求（摘录）		本项目情况	符合性
1	项目应符合生态环境保护相关法律法规和政策，符合“三线一单”要求，并与环境功能区划、生态环境保护规划等规划相协调。	本项目在为油田维护改造项目，根据榆林市多规合一检测结果、延安市“三区三线”比对结果及“三线一单”符合性分析，本项目不涉及生态保护红线，符合“三线一单”要求，符合相关规划、法律法规及政策要求。	符合
2	项目选址应符合区域油气开采总体规划、规划环评及其审查意见等相关要求。禁止在居民区和国务院或者省人民政府划定的重要水源涵养区、饮用水水源保护区，国家公园，自然保护区，风景名胜区、森林公园、地质公园、湿地公园等自然公园、文物保护单位等区域内进行石油、天然气开发。	本项目在已建油区内建设，项目建设符合相关规划要求，不新建井场、站场。管线选址沿原管线走向敷设，管线选址不涉及重要水源涵养区、饮用水水源保护区，国家公园，自然保护区，风景名胜区、森林公园、地质公园、湿地公园等区域。	符合
3	对挥发性有机物无组织排放进行有效管控。涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。	本项目管线为密闭集输，有效减少了烃类无组织排放。	符合
4	油气开采企业应对地下水、生态、土壤等开展长期跟踪监测。	采油四厂已制定了自行监测方案，本次仅为隐患治理提升工程，不新增站场及管线，不新增跟踪监测点位。	符合
5	选用低噪声工艺和设备，采取隔声、消声、减振和优化总平面布置等措施有效控制噪声污染。	本项目选用设备均为常用设备，技术成熟，同时采取隔声、消声、减振和优化总平面布置等。	符合
6	提出合理的环境风险应急预案编制要求和有效的环境风险防范及应急措施。	长庆油田分公司第四采油厂已分别编制榆林区域、延安区域突发环境事件应急预案，并完成备案（榆林区域备案号 610800-2024-14-LT，延安区域备案号 ya610601-2024-419-MT），本项目为油田维护改造项目，项目涉及的建设内容已纳入区域突发环境事件应急预案。	符合
7	开展了信息公开和公众参与，公众参与内容、格式、程序满足《环境影响评价公众参与办法》要求。	项目建设单位按照《环境影响评价公众参与办法》要求开展了信息公开及公众参与。	符合

（4）项目与《基本农田保护条例》、《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》、《中华人民共和国防沙治沙法》等文件的符合性分析见表 4。

表 4 项目与相关文件的相容性分析

序号	名称	相关法律法规概要（摘录）	本项目情况	符合性
1	《基本农田保护条例》	第十五条 基本农田保护区经依法划定后，任何单位和个人不得改变或者占用。国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征收土地的，必须经国务院批准。	本项目为油田维护改造项目，不涉及条例中禁止类施工活动。项目永久占地不涉及占用永久基本农田，只有部分管线临时占地涉及永久基本农田，属于临时占用，建设单位按要求依法办理相关用地手续，在施工结束后，及时进行生态恢复及复垦，对基本农田的影响较小。	符合
		第十七条 禁止任何单位和个人在基本农田保护区内建窑、建房、建坟、挖砂、采石、采矿、取土、堆放固体废弃物或者进行其他破坏基本农田的活动。		符合
2	《自然资源部农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》	临时用地一般不得占用永久基本农田，建设项目施工和地质勘查需要临时用地、选址确实难以避让永久基本农田的，在不修建永久性建（构）筑物、经复垦能恢复原种植条件的前提下，土地使用者按法定程序申请临时用地并编制土地复垦方案，经县级自然资源主管部门批准可临时占用，并在市级自然资源主管部门备案，一般不超过两年，同时，通过耕地耕作层土壤剥离再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏。	本项目为油田维护改造项目，管线周边广泛分布有永久基本农田，管线布设时，将不可避免穿越永久基本农田。管线施工结束后可恢复原种植条件。评价要求建设单位按要求依法办理相关用地手续，编制土地复垦方案，在施工结束后，及时进行生态恢复及复垦，对基本农田的影响较小。	符合
3	《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号）	建设项目施工、地质勘查使用临时用地时应坚持“用多少、批多少、占多少、恢复多少”，尽量不占或者少占耕地。使用后土地复垦难度较大的临时用地，要严格控制占用耕地。铁路、公路等单独选址建设项目，应科学组织施工，节约集约使用临时用地。制梁场、拌合站等难以恢复原种植条件的不得以临时用地方式占用耕地和永久基本农田，可以建设用地方式或者临时占用未利用地方式使用土地。临时用地确需占用永久基本农田的，必须能够恢复原种植条件，并符合《自然资源部 农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1号）中申请条件、土壤剥离、复垦验收等有关规定。临时用地使用期限一般不超过两年。建设周期较长的能源、交通、水利等基础设施建设项目施工使用的临时用地，期限不超过四年。		符合

		临时土地使用期限，从批准之日起算。		
4	《中华人民共和国防沙治沙法》	第十七条 禁止在沙化土地上砍挖灌木、药材及其他固沙植物。	根据本项目土地利用现状解译结果以及多规合一检测结果，项目工程占地范围内不涉及沙地，评价要求施工中严格控制施工作业范围，禁止在沙化土地上砍挖灌木、药材及其他固沙植物，并采取生态保护与修复措施，恢复植被，减少水土流失。	符合
		第二十二条 在沙化土地封禁保护区范围内，禁止一切破坏植被的活动。未经国务院或者国务院指定的部门同意，不得在沙化土地封禁保护区范围内进行修建铁路、公路等建设活动。	根据三线一单比对结果，本项目占地不涉及沙化土地封禁保护区。	符合
5	《陕西省人民政府关于进一步加强防沙治沙工作的意见》	切实保护好沙区植被。禁止在沙漠边缘地带和林地、草原开垦耕地...切实加强沙区封育保护，充分发挥大自然自我修复能力，加快沙区林草植被恢复。	根据三线一单比对结果，本项目占地不涉及沙化土地封禁保护区。本项目主要为管线施工临时占地，在施工结束后及时进行生态恢复，采用当地适生物种。	符合
		严格管理好防风固沙林。沙化地区的防风固沙林网、林带只允许进行抚育和更新性质的采伐...林木更新困难地区现有的防风固沙林网、林带，不得采伐。严禁砍挖现有灌木林重新造林。	本项目不涉及永久占地占用林地，管线选线避让防风固沙林网、林带。	符合
		强化沙区水资源管理...严格控制沙区开采地下水，合理确定生活、生产和生态用水比例...严格限制高耗水、低产出的产业发展，切实提高水资源利用效率。	本项目为油田维护改造项目，不涉及开采地下水。	符合
		加强沙区开发建设项目的监管。沙区开发建设项目，必须进行环境影响评价、水资源论证...批准实施的开发建设项目，必须严格按照环境影响评价和水资源论证规定的内容，同步实施生态保护建设，搞好水资源保护及节约用水工作。	根据本项目土地利用现状解译结果以及多规合一检测结果，本项目不涉及沙化土地封禁保护区及沙地。	符合
		严格控制沙区征占用林地审批。要按照“总量控制、占补平衡、严加监管”的原则，从严审批沙区征占用林地。建设项目确须征收、征用、占用沙区林地的，要严格按照有关规定报经省级以上林业行政主管部门审核同意后，依照土地管理的有关法律法	根据本项目土地利用现状解译结果以及多规合一检测结果，本项目不涉及沙化土地封禁保护区及沙地。本项目主要为管线施工临时占地，建设单	符合

		规和政策规定，办理征占用手续。	位按照相关要求，依法合规办理相关林业及土地手续。	
6	《榆林市防止二次沙化及国土绿化五年行动方案（2021-2025 年）》	开展矿区生态复绿。按照“谁污染、谁治理，谁破坏、谁修复”原则，动员各类资源开采企业履行社会责任，对矿区及其周边、生产生活区进行绿化，提高矿区林草植被盖度，建设绿色矿区。由市资源规划局牵头，市生态环境局、市农业农村局、市水利局、市林草局配合，加强顶层设计，充分利用矿山地质环境治理恢复与土地复垦基金，加快全市采煤沉陷区综合治理试点示范项目建设，坚持“乔灌草、林田路”相结合，矿井水综合利用思路，加大区域生态保护与修复，实现生态效益和经济效益协调发展。	本项目为油田维护改造项目，建设单位为生态保护的责任主体，在施工及运营期严格落实生态保护与措施，恢复和改善采矿区生态环境。不属于煤矿开采项目，不涉及沉陷区、矿井水等	符合
		加大封山禁牧力度。严格执行封山禁牧五项工作机制，着力推动封山禁牧规范化、制度化、法制化建设。	本项目不涉及放牧。	符合
		加强自然保护地建设。严格落实国家自然保护区范围和管控分区调整办法，科学界定范围、优化管控分区，重点抓好红碱淖国家级自然保护区和无定河湿地省级自然保护区建设，稳步推进核心区内居民、耕地、矿权有序退出。	本项目不涉及自然保护区。	符合
		加强野生动植物保护。保护珍稀濒危野生动植物，开展遗鸥、黑鹳、大鸨等珍稀濒危野生动物和野生沙芦草、野大豆等重点保护野生植物及其栖息地抢救性保护，划定并严格保护重要栖息地，建立鸟类迁徙路线保护站点。	本项目评价范围内未发现珍稀濒危野生动植物，评价中已提出相关野生动植物保护措施，建设单位应予以落实。	符合
		加强森林草原资源用途管制。科学划定生态红线，对纳入生态保护红线的重要生态功能区和生态环境敏感脆弱区实行严格管控，确保生态功能不降低、面积不减少、性质不改变。	根据多规合一及三线一单核对，本项目不涉及生态保护红线。	符合

（5）其他政策

本项目涉及行业和区域的石油开发相关政策，包括《陕北石油开发环境保护技术政策》、《陕西省煤炭石油天然气开发生态环境保护条例》、《陕西省加强陕北地区环境保护的若干意见》、《关于开展陕北地区油气管道环境安全隐患排查暨汛期应急准备工作督查的通知》等文件，具体分析见表 5。

表 5 项目与相关文件的相容性分析

序号	产业政策	相关法律法规概要（摘录）	本项目情况	符合性
1	陕西省煤炭石油天然气开发生态环境保护条例（2019 年修订）	禁止在居民区和国务院或者省人民政府划定的重要水源涵养区、饮用水水源保护区，国家公园，自然保护区，风景名胜區、森林公园、地质公园、草原公园、湿地公园等自然公园、文物保护单位等区域内进行煤炭、石油、天然气开发。	本项目为油田维护改造项目，项目建设符合相关规划要求，不新建井场、站场。根据《榆林市投资项目选址“一张图”控制线检测报告》和“三线一单”查询结果，项目管线选址不涉及居民区、国务院或省级划定的重要水源涵养区、饮用水水源保护区，国家公园，自然保护区，风景名胜區、森林公园、地质公园、湿地公园等区域。	符合
		煤炭、石油、天然气开发单位应当实行清洁生产，通过采用先进技术、工艺和设备、改善管理、综合利用等措施，从源头削减污染，提高资源利用效率，减少或者避免污染物的产生和排放。	项目采用的技术、设备均为国内先进水平，管线均为全密闭压力输送，减少了污染物排放。	符合
		煤炭、石油、天然气开发单位收集、贮存、运输、利用和处置危险废物，应当严格执行国家和本省有关规定，不得将危险废物交由不具备资质的单位处置。禁止在废弃矿坑、渗坑、裂隙、沟渠内储存或者排放含油的废水、泥浆和其他有毒有害物质。	本项目产生的含油污泥、冷凝液、废活性炭、废滤料、废润滑油及其包装桶暂存至就近的危废贮存库，最终交有资质单位处置。	符合
		煤炭、石油、天然气开发单位应当开展突发环境事件风险评估，确定风险等级；制定突发环境事件应急预案，按照规定报县级生态环境、应急管理行政主管部门备案；完善突发环境事件风险防控措施，开展环境安全隐患排查治理工作，建立隐患排查治理档案；定期开展应急培训和应急演练，储备必要的环境应急装备和物资，并保证应急所用的设施、设备正常使用。	长庆油田分公司第四采油厂已分别编制榆林区域、延安区域突发环境事件应急预案，并完成备案（榆林区域备案号 610800-2024-14-LT，延安区域备案号 ya610601-2024-419-MT），本项目为油田维护改造项目，项目涉及的建设内容	符合

			已纳入区域突发环境事件应急预案。		
2	陕西省加强陕北地区环境保护的若干意见	城市规划区、生态防护区、试验区、自然保护区内不得开采煤、气、油、盐。	项目建设内容不在城市规划区、生态防护区、试验区、自然保护区、一二级水源保护区内。	符合	
		城市饮用水水源一、二级保护区、革命圣地遗址、风景名胜区等具有特殊保护价值的地区，不得新建各类有污染的项目。		符合	
		长庆、延长石油集团公司要制订分年度污染治理规划，加大投入，重点实施原油管输。	油田公司制定有年度污染治理规划，实施原油管输。	符合	
3	《报废油气长输管道处置技术规范》 (SY/T7413-2018)	3 一般要求			
		3.1	应综合考虑法律法规、标准规范、安全环保、处置成本、土地规划等因素，制定报废管道处置方案。	本项目报废管道处置方案包括就地弃置和拆除。就地弃置方案为热洗、氮气吹扫、测试、钢制盲板分段封堵弃置。需拆除管线经无害化处理后，统一收集至作业区废料库，最终由长庆油田分公司第四采油厂财务资产部及生产保障部登记按照国有资产处置流程统一处置。报废管道处置方案符合规范要求。	符合
		3.2	就地弃置管段应将残留物清理至规定要求，再根据需要进行分段隔离或注浆填充处置。	本项目就地弃置管段经过清管后进行钢制盲板分段封堵处置。	符合
		3.3	拆除管段宜先进行残留物清理，再进行拆除。	本项目拆除管段拆除前进行热洗、吹扫、测试等处理。	符合
		3.4	对于已达到报废条件的管道，报审后可先进行残留物清理。	本项目原管道经清管（主要包括通球扫线、热洗、氮气吹扫、测试）达到内壁无油无蜡、无积液、可燃气体检测满足火焰切割条件的洁净程度后，进行钢制盲板分段封堵弃置或拆除。	符合

5 处置方式选择			
5.1	常用的报废管道处置方式包括拆除和就地弃置两种。	本项目旧管线经无害化处理后就地处置或拆除，共拆除地上裸露管线 500m，其余管段为地下管段，均就地处置。	符合
5.2	应拆除的管段： ①地上管段及其附属设施； ②裸露管段。		符合
5.3	宜拆除管段： ①土地纳入政府开发规划且有明确拆除需求的管段。 ②国家基本农田段的管段。 ③环境、生态敏感区的陆地部分管段。 ④埋深不符合要求的河流穿越段。 ⑤穿越铁路、公路且具备拆除条件的管段。 ⑥便于拆除的其他管段。 其他管段宜就地弃置。		符合
6 残留物清洗			
内容	①残留物清理措施应根据管道输送介质、清管情况，扫线方式、残留物情况等制定。 ②残留物清理的方法包括通球扫线、蒸汽吹扫，化学清洗等。 ③残留物清理应达到内壁无油无蜡、无积液、可燃气体检测满足火焰切割条件的洁净程度。 ④残留物清理完成后应在管道两端及至少一个中间部位进行效果验证，中间部位宜选择在管道的相对低点。 ⑤残留物清理时管道压力不应超过管道停输前允许的最大运行压力。	①本项目原管道经清管（主要包括通球扫线、热洗、氮气吹扫、测试）处置后，进行钢制盲板分段封堵弃置或拆除。 ②清理残留物进入管线下游站场原油集输系统处理。	符合

			⑥残留物清理期间产生的固废、液废应进行集中收集并规范处置。 ⑦原油管道宜通过管道清洗的方式进行残留物清理。		
		8 就地弃置			
		分段隔离	8.1.1 所有就地弃置管段的两端应进行隔离。	本项目就地弃置管段经清管（主要包括通球扫线、热洗、氮气吹扫、测试）处置后采取钢制盲板分段封堵。	符合
			8.1.2 穿越水体、环境敏感区等就地弃置管段应在穿越的入土点和出土点进行隔离。其他就地弃置管段宜每 2km-4km 设置一处隔离，可根据管道周围地形状况适当调整隔离间距。	本项目管道不穿越水体，穿越永久基本农田区域就地弃置，管线采取穿越入土点和出土点进行隔离，且根据地形及管线长度进行隔离。	符合
			8.1.3 分段隔离可采用焊接封头、盲板或者管塞等方式进行，分段隔离材料应满足环保、防水、防渗透、耐老化、不可压缩、防腐蚀等性能要求。	本项目就地弃置管段采取钢制盲板分段封堵方案分段隔离，符合环保、防水、防渗透、耐老化、不可压缩、防腐蚀等性能要求。	符合
		管道注浆	下列管段应进行注浆：①以直埋（非定向钻）方式穿公路、铁路、水体等处的管段。②建筑物占压的管段。③塌陷后会引发严重后果的管段	本项目各管线外径均小于 300mm，可不进行防塌陷注浆处理，本次采取钢制盲板分段封堵	符合
			外径小于 300mm 的管道可不做防塌陷注浆处理		符合
5	《榆林市 2025 年生态环境保护铁腕治污攻坚行动方案》	实施油气开采挥发性有机物深度治理。		采用密闭集输工艺，可有效减少挥发性有机物排放。	符合
6		加强机动车污染源控制。全面落实《关于预下达国Ⅲ及以下排放标准柴油货车淘汰计划（2023-2025年）的通知》（榆政交发〔2023〕195号）要求，逐步淘汰国Ⅲ及以下排放标准柴油货车。		建设单位加强施工管理，并与施工单位签订协议，项目施工过程中要求使用国四标准及以上的柴油运输车、非道路移动工程设施，不使用国Ⅲ及以下的柴油运输车、非道路移动工具。	符合

7	《靖边县 2025 年生态环境保护铁腕治污攻坚行动方案》	臭氧防控：严控 VOCs 和氮氧化物排放。	本项目按照《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）、《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）等行业排放标准和综合排放标准相关要求，进行挥发性有机物排放控制。	符合
8	延安市大气污染治理专项行动方案（2023-2027 年）	扬尘治理工程。强力推进扬尘综合治理，施工场地严格执行“六个百分百”防护措施，建立工地扬尘监管体系，安装建筑工地扬尘在线监测系统和视频监控，与行业部门联网，常态化开展建筑工地扬尘治理专项督查，场界扬尘排放超过《施工场界扬尘排放限值（DB61/1078-2017）》的立即停工整改。	评价要求建设单位严格按照方案中各项扬尘控制措施进行施工，减缓施工期扬尘污染。所有物料运输车辆须密闭上路。运渣车辆必须全部安装定位系统，杜绝超高装载、抛洒泄漏行为。	符合
9	《进一步加强油气开发废弃物管理工作方案》（延市环发〔2022〕6 号）	油气开发项目（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，应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和风险，提出有效的环境保护和风险防范措施。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。	本项目为油田维护改造项目。环评过程中深入分析了项目建设、运营带来的环境影响和风险，提出有效的环境保护和风险防范措施。	符合
		落实施工环节环保要求。油气开发企业在钻井、固井、压裂、试油试气、修井等施工过程中应建立环境保护管理台账，如实登记开采过程中使用的各类化工原料的数量，以及产生含油废水废渣废弃物（泥浆岩屑、压裂返排液、采出水等）的种类、数量、流向、贮存、利用、处置等信息做到全过程可追溯、可倒查。应当尽量减少施工用地、缩短工期、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。	本项目在施工过程中建立环境保护管理台账，施工过程中选择合理施工方式，落实相关管控要求和生态环境保护措施。	符合
10	《土壤污染源头防控行	强化重点单位环境管理。严格环境监管重点单位名录管理，确保土壤污染重点	长庆油田分公司第四采油厂已开展土	符合

	动计划》（环土壤〔2024〕80号）	监管单位和地下水污染防治重点排污单位应纳尽纳。加强以排污许可为核心的环境管理，督促土壤污染重点监管单位按照排污许可证规定和标准规范落实控制有毒有害物质排放、土壤污染隐患排查、自行监测等要求。完善重点场所和设施设备清单，全面查清隐患并落实整改，优化提升自行监测工作质量，积极推进防腐防渗改造、存储转运密闭化、管道输送可视化等绿色化改造。	壤污染隐患排查“回头看”工作，形成了新的土壤污染隐患排查整改台账，并按期完成了隐患整改工作。根据榆林市生态环境局关于印发《榆林市 2025 年环境监管重点单位名录》的通知和延安市生态环境局关于印发《延安市 2025 年度环境监管重点单位名录》的通知，长庆油田分公司第四采油厂属于土壤污染重点监管单位。	

综上所述，本项目符合相关法规、规章、政策及环境管理要求。

3 与相关规划符合性分析

（1）项目与经济发展及矿产资源相关规划符合性分析

项目与国家和省地相关经济发展及矿产资源相关规划符合性见表 6。

表 6 项目建设与矿产资源相关规划的相容性

序号	相关规划	规划要求（摘录）	本项目情况	符合性
1	《黄河流域生态保护和高质量发展规划纲要》	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。	本项目位于陕北地区，项目的建设符合规划中高质量发展的要求。	符合
2	《陕西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》	推动煤油气高效集约绿色开发。坚持常规与非常规资源开发并重，注重生态保护和新技术推广应用，提高石油采收率，降低开采成本，保持原油产量、加工量基本稳定，天然气产量较大增长。到 2025 年，全省原煤、原油和天然气产量分别达到 7.4 亿吨、2700 万吨、360 亿立方米。	本项目为油田维护改造项目，采用管线密闭集输，符合纲要要求。	符合
3	《陕西省矿产资源总体规划（2021~2025）》	规划目标：以秦岭造山带、鄂尔多斯盆地为重点，打造一山一盆多区带的勘查空间布局，战略性金属非金属矿产保障能力有所提高，油气、煤炭、地热等能	项目处于鄂尔多斯盆地，属于陕北油气能源开发，属于总体规划确定的开发重	符合

		源资源保障地位得到巩固；以能源资源基地、国家规划矿区为重点，优化三区六片多集群的开发空间结构，优先保障陕北、关中、陕南战略性矿产开发，科技创新驱动矿产资源利用效率稳步提升；以国土空间“三条控制线”和自然保护地为前提，构建三线两域多屏障的保护空间格局，筑牢秦岭区域、黄河流域等重要生态屏障，矿山生态环境持续好转。	点。	
4	《榆林市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》	深化精细勘探开发，促进石油增储稳产、天然气持续增产，进一步提高原油采收率……到 2025 年油、气产量分别达到 1200 万吨、230 亿方左右。	本项目为油田维护改造项目，有利于油田稳产开发，符合纲要要求。	符合
5	《榆林市经济社会发展总体规划（2016~2030）》	构建“一轴一带一核三区多点”的产业发展格局，促进产业集聚发展。长城沿线能源化工产业发展轴，重点发展煤炭、煤化工、油气、煤电、有色、新能源及装备制造业。	项目位于榆林市靖边县、延安市安塞区、志丹县，项目区为油田开发区域。	符合
		西部油气综合利用区，包括定边、靖边，重点发展油、气及化工等产业，培育新能源、现代农业、物流、文化旅游等产业。		符合
		重点开发靖安油田、靖边油田、定边油田、新安边油田以及苏里格气田、大牛地气田和靖边、子洲、横山、榆阳、米脂气田；原油产量稳定到 1500 万吨，天然气产量达到 200 亿立方米。	项目区属于靖安油田。	符合
6	《榆林市矿产资源总体规划》（2021~2025）	规划目标：矿产资源勘查程度进一步提高。加强石油、天然气、煤层气等能源矿产的调查评价与勘查，稳步提升煤炭和岩盐资源的勘查程度。	本项目属于石油开发项目，位于榆林市靖边县、延安市安塞区、志丹县。本工程的建设有利于油田稳产开发。	符合
		矿产资源勘察开发与保护布局：统筹勘查开发保护区域布局。在充分考虑榆林自然资源和环境承载能力的基础上，进一步夯实能源资源基地，加强国家规划矿区建设，稳定煤炭总产能，确保“控制总量、兜住底线”；加大定边、靖边、横山、子洲等地石油、天然气勘探力度，促进石油增储稳产、天然气持续增产。		符合
7	《靖边县国民经济和社会发	持续壮大煤油气产业。建立煤油气盐等资源协同开发机制,建设长庆、延长和	本项目为油田维护改造项目，有利于油	符合

	展第十四个五年规划纲要目标任务分解实施方案》（靖政发〔2021〕74 号）	伊泰油气田勘探开发和加工利用工程和 30 万吨车用液化天然气项目，支持榆炼“稳油增化”，积极推进煤油共炼项目。累计新打油井 1500 口、气井 500 口，原油和天然气产量分别稳定在 300 万吨/年和 35 亿立方米/年。	田稳产开发，符合要求。	
8	《延安市矿产资源总体规划》（2021～2025 年）	规划目标：主要矿产资源实现找矿新突破。加强石油、天然气、煤层气、煤炭、地热等能源矿产调查评价与勘查，提高全市的资源安全保障能力。 空间准入：采矿权投放应符合国土空间规划、生态环境保护规划以及“三线一单”生态分区分管控要求。在不得开采矿产资源的区域内禁止从事采矿活动。落实黄河流域国土空间开发保护相关管控要求，严格限制流域内干流及主要支流临岸一定范围、河道两侧等水土流失重点治理区和重点预防区内新建露天矿山。	本项目属于油田维护改造项目，建设内容所在地涉及延安市安塞区、志丹县区域。本工程的建设有利于提高全市的资源安全保障能力。	符合

（2）与生态环境规划的符合性分析

表 7 规划与生态环境保护规划的符合性

序号	相关规划	规划要求（摘录）	本项目情况	符合性
1	《陕西省“十四五”生态环境保护规划》	开展陕北涉油地区环境安全整治工作，对采油、输油、炼油和危废处置单位及附近重点河流、重要湖库、集中式饮用水水源地等敏感目标开展风险隐患排查整治。	长庆油田分公司第四采油厂已开展隐患排查，本项目为油田维护改造项目。	符合
		以矿产资源开发活动集中的区域为重点……强化土壤污染重点监管单位管理，督促重点单位规范实施土壤污染隐患排查和自行监测，严控有毒有害物质，2023 年底前，至少完成一次全面、系统的土壤污染隐患排查。	长庆油田分公司第四采油厂开展土壤污染隐患排查和自行监测。	符合
2	《陕西省防沙治沙规划（2021-2030 年）》	原则：保护优先，科学修复，对于矿产资源开采区严格落实“谁开发、谁治理，谁破坏、谁修复”治理责任，恢复和改善矿区生态环境。	本项目为油田维护改造项目，建设单位为生态保护的责任主体，在施工及运营期严格落实生态保护与措施，恢复和改善采矿区生态环境。	符合
		建设重点：强化沙区林草植被保护。严格保护自然保护地和沙化土地封禁保护区，	本项目不涉及自然保护地和沙化土地封禁	符合

		加强公益林保护,深入落实林草植被保护制度。在沙区内严禁滥开垦、滥放牧、滥樵采、滥开发、滥用水资源,全面实施封山禁牧,加强森林防火和有害生物防治,保护沙区现有林草植被。通过实施严格的保护措施,促进林草生态系统休养生息,恢复和提高沙区林草植被盖度。	保护区,不涉及公益林,不涉及规划中要求的禁止类活动。	符合
		主要保护措施:严格自然保护地及封禁保护区沙化地管理,要严格执行《中华人民共和国自然保护区条例》等法律法规,认真落实国家沙化土地封禁保护区相关规定,全面加强自然保护地及封禁保护区管理,加大对自然保护地及封禁保护区的巡护、监管力度,不得从事砍伐、樵采、开垦、放牧、采药、狩猎、勘探、开矿和滥用水资源等一切违法违规行为。		
		合理利用水资源,坚持科学用水、依法用水,在黄河陕西段及其一级支流区域充分考虑生态环境用水需要,严格论证,合理利用水资源。在地下水超采地区,严格落实地下水管理办法,加强监督,合理利用,避免过度开采地下水。	本项目为油田维护改造项目,不涉及开采地下水。	符合

(3) 与《陕西省生态功能区划》的符合性分析

根据《陕西省生态功能区划》,油区在生态功能分区上属于定靖西南风蚀、盐渍化控制区和白于山河源水土保持区(见图1),定靖西南风蚀、盐渍化控制区生态服务功能是土地沙漠化控制功能,主要保护对策是保护和恢复现有植被,营造防风固沙植被;白于山河源水土保持区生态服务功能是水源涵养功能重要,水土流失极敏感,主要保护对策是开展流域综合治理,退耕还林还草,控制水土流失。

项目施工期、运行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,维护项目所在地的生态环境功能。

综上,项目建设符合《陕西省生态功能区划》相关规定。具体见表8。

表8 项目地生态功能区划及生态服务功能重要性或敏感性特征及保护对策

项目地	生态区	生态亚区	生态功能区	生态服务功能重要性或敏感性特征及保护对策
靖边县南部、安塞区西北角、志丹县东	长城沿线风沙草原生	白于山河源水土保持生态亚区	白于山河源水土保持区	靖边、定边重要的水源地,无定河等河流的源头,水源涵养功能重要,水土流失极敏感,

北角	态区			开展流域综合治理，退耕还林还草，控制水土流失

(4) 与《陕西省主体功能区划》的符合性分析

根据《陕西省主体功能区划》，本项目区域不属于禁止开发区，大梁湾采油区属于省级层面重点生态功能区-其他区域。

根据项目区主体生态功能区划保护和发展方向：在不损害生态功能的前提下，适度开发石油等优势资源，但在开发过程中要加强生态保护，项目施工期尽可能控制施工作业范围，控制临时占地面积，施工结束后，及时对临时占地进行植被恢复，并采取相应的水土保持措施，将有效降低项目工程引起的水土流失，维护项目所在地的生态功能。

因此，本项目的建设符合《陕西省主体功能区划》的要求。具体见表 9。

表 9 项目地主体功能区划及保护和发展方向

区块	主体生态功能区划		保护和发展方向
大梁湾采油区	省级层面重点生态功能区	其他区域	陕北地区要加强荒漠治理、湿地保护与林草生态系统保护，实施退耕还林、“三北”防护工程和京津风沙源治理工程，提高林草覆盖率，恢复矿区生态环境。

(5) 与《陕西省水土保持规划（2016~2030 年）》符合性分析

根据《陕西省水土保持规划（2016~2030 年）》，本项目所在区域属于陕北丘陵沟壑重点治理区。经分析，通过采取水土保持措施，项目可有效降低因项目引起的水土流失，维护项目区域的生态功能，不违背该区域的治理目标。项目与在陕西省水土保持规划的位置关系见图 3，具体符合性分析见表 10。

表 10 陕西省水土保持规划（2016~2030 年）符合性分析

水土保持分区	规划要求	本项目情况	符合性
2) 水土流失重点治理区包括陕北及大荔沙地重点治理区、陕北丘陵沟壑重点治理区、渭北高原沟壑重点治理区、秦岭北麓低山台塬重点治理区、丹江周边低山丘陵重点治理区和	(4) 治理目标任务 1) 近期治理目标任务 通过五年努力，治理水土流失面积 3.25 万 km²，新修加固淤地坝 8000 座，综合治理小流域 1000 条，建设 74 个水土保持示范园和 65 条清洁型小流域。全省水土流失治理程度达 25%，减少水土流失面积 0.80 万 km²，水土流失面积中的 20% 侵蚀强度不同程度降低，年新增减少土壤侵蚀能力 1 亿 t，年新增蓄水能力 8 亿 m³。 2) 远期治理目标任务 规划建设期末治理水土流失面积 9.75 万 km²，新修	本项目所在区域属于陕北丘陵沟壑重点治理区，属于水土流失重点治理区。 本项目施工期尽可能控制施工作业范围，控制临时占地面积，施工结束后，及时对临时占地进行植被恢复，并采取相应的水土保持措施，将有效降低项目工程引起的水土流失，维护项目所在地的生态	符合

汉江周边低山丘陵重点治理区六部分，水土流失面积 8.85 万 km ² ，占该区总土地面积的 69.52%。	加固淤地坝 40503 座，综合治理小流域 3000 条。全省水土流失治理程度达 75%，减少水土流失面积 2.40 万 km ² ，水土流失面积中的 60%侵蚀强度不同程度降低，年新增减少土壤侵蚀能力 3 亿 t，年新增蓄水能力 24 亿 m ³ 。	功能。	

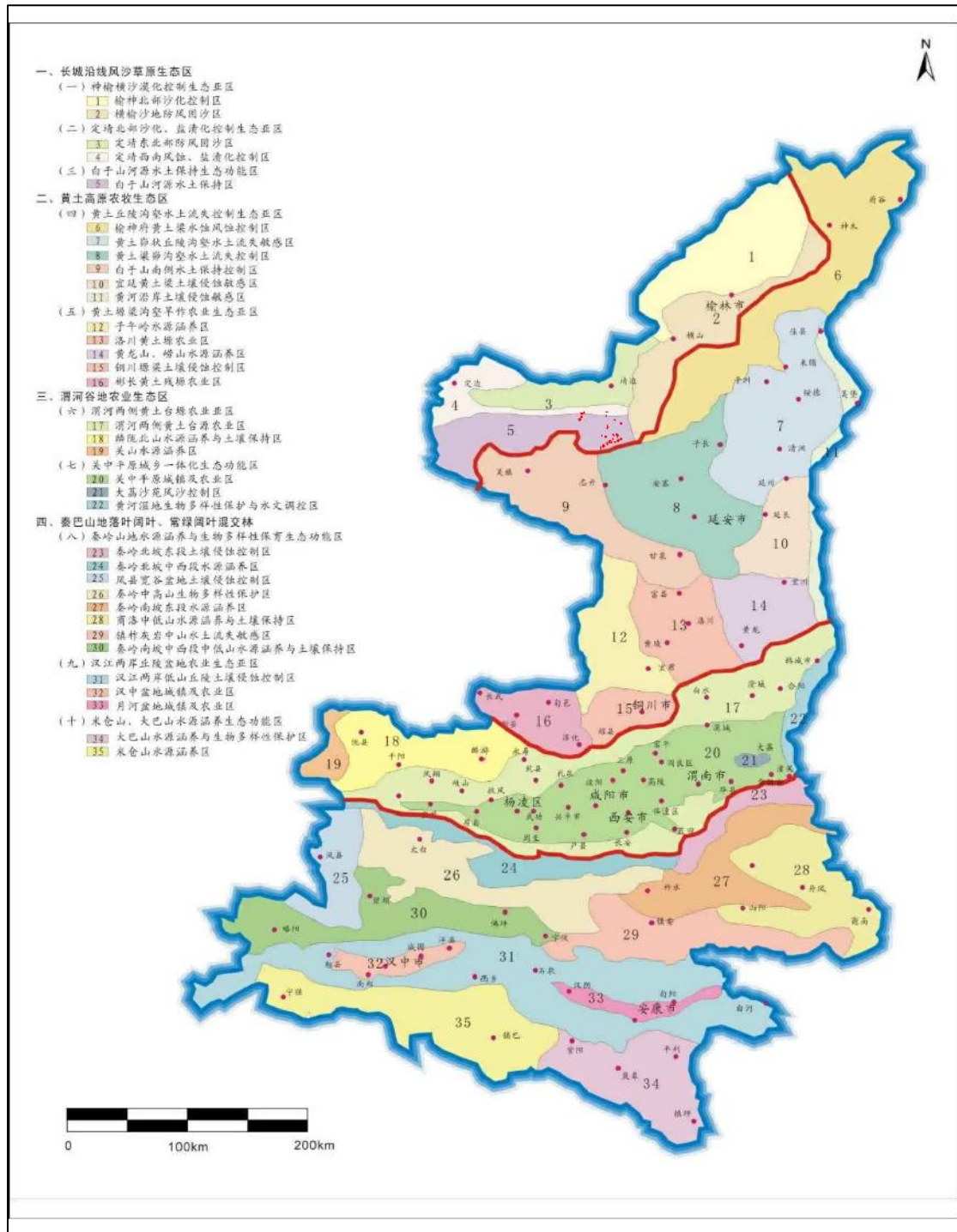


图 1 本项目位于陕西省生态功能分区位置图

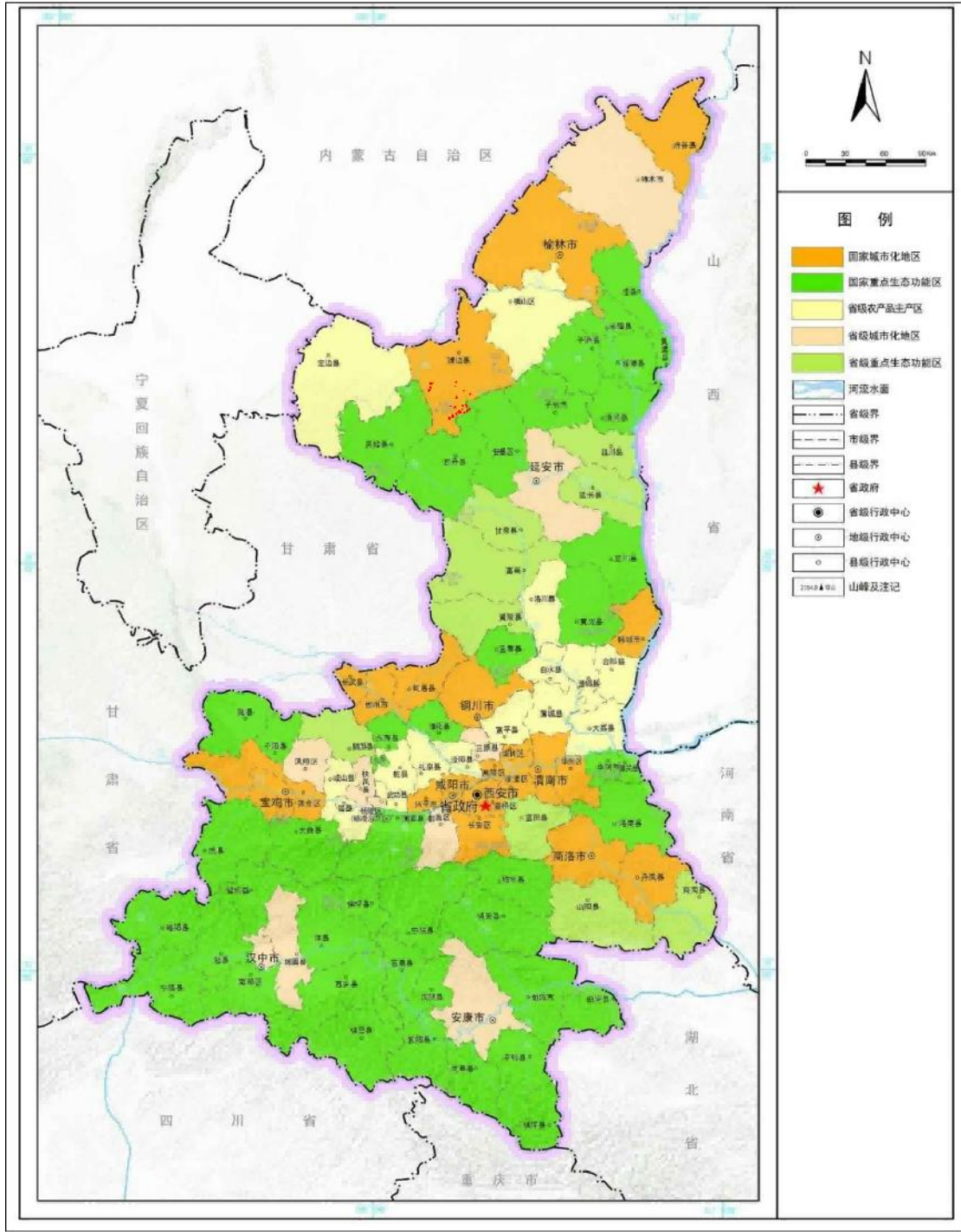


图2 本项目位于陕西省主体功能区划位置图

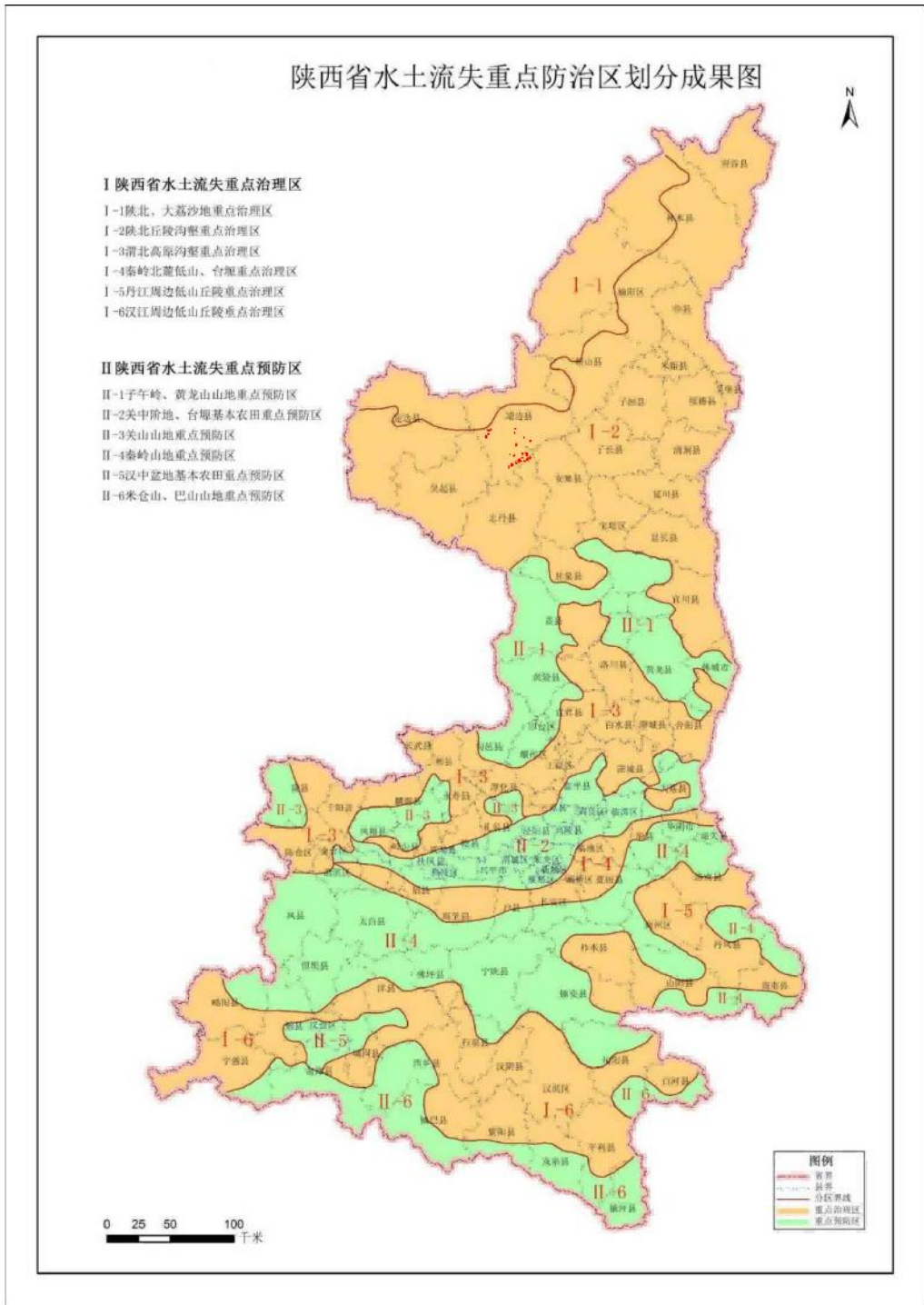


图 3 本项目位于陕西省水土流失重点治理区划位置图

4 项目与榆林市“多规合一”符合性分析

本项目位于榆林市靖边县杨米涧镇、中山涧镇、周河镇、天赐湾镇、王渠则镇，为油田维护改造项目。本项目涉及 40 条管线、8 座站场，本次评价针对管线施工作业带、站场占地范围进行“多规合一”符合性控制线检测，检测结果见表 11。

表 11 本项目与榆林市“多规合一”控制线检测符合性分析 单位：hm²

控制线名称	检测结果									
	文件编号	总用地规模	项目特殊管控范围分析	榆阳机场电磁环境保护区分析	机场净空区域分析	矿业权现状 2025 分析	长城文物保护线分析	生态保护红线分析	永久基本农田分析	土地利用现状分析
罗 40-28 井组出油管线	2025 (5662) 号	0.5163	不涉及	0	0	0	0	0	0.2168	占用交通运输用地 0.0849 公顷、占用工矿用地 0.0111 公顷、占用草地 0.0826 公顷、占用耕地 0.2752 公顷、占用林地 0.0624 公顷
罗 42-30 井组出油管线	2025 (5663) 号	0.3775	不涉及	0	0	0	0	0	0.1356	占用耕地 0.1416 公顷、占用工矿用地 0.0057 公顷、占用草地 0.1037 公顷、占用林地 0.0624 公顷、占用交通运输用地 0.0640 公顷
路 36-24 单井出油管线	2025 (5656) 号	0.8365	不涉及	0	0	0	0	0	0.0674	占用工矿用地 0.0165 公顷、占用交通运输用地 0.2060 公顷、占用草地 0.2196 公顷、占用林地 0.2891 公顷、占用种植园用地 0.0268 公顷、占用住宅用地 0.0001 公顷、占用耕地 0.0721 公顷、占用水域及水利设施用地 0.0064 公顷
路 37-251 单井出油管线	2025 (5658) 号	0.0291	不涉及	0	0	0	0	0	0	占用交通运输用地 0.0006 公顷、占用工矿用地 0.0084 公顷、占用草地 0.0202 公顷
路 37-25 单井出油管线	2025 (5657) 号	0.5174	不涉及	0	0	0	0	0	0.0795	占用种植园用地 0.0047 公顷、占用工矿用地 0.0560 公顷、占用耕地 0.0870 公顷、占用住宅用地 0.0203 公顷、占用林地 0.0117 公顷、占用草地 0.2363 公顷、占用交通运输用地 0.1015 公顷
路 38-251 单井出油管线	2025 (5659) 号	0.0378	不涉及	0	0	0	0	0	0.0298	占用耕地 0.0298 公顷、占用工矿用地 0.0080 公顷

田 23-171 单井出油管线	2025 (5668)号	0.1837	不涉及	0	0	0	0	0	0	占用交通运输用地 0.0267 公顷、占用耕地 0.0085 公顷、占用工矿用地 0.0231 公顷、占用草地 0.1254 公顷
田 32-12 井组单井出油管线	2025 (5669)号	0.8795	不涉及	0	0	0	0	0	0.2486	占用工矿用地 0.0510 公顷、占用草地 0.1978 公顷、占用耕地 0.2927 公顷、占用林地 0.1216 公顷、占用交通运输用地 0.2164 公顷
康 46-49 至杨 2 增出油管线	2025 (5653)号	0.3529	不涉及	0	0	0	0	0	0.0997	占用工矿用地 0.0528 公顷、占用耕地 0.1018 公顷、占用草地 0.0477 公顷、占用林地 0.1038 公顷、占用交通运输用地 0.0468 公顷
康 44-47 至杨 2 增出油管线	2025 (5652)号	0.3349	不涉及	0	0	0	0	0	0.2177	占用草地 0.0372 公顷、占用林地 0.0441 公顷、占用工矿用地 0.0138 公顷、占用耕地 0.2177 公顷、占用交通运输用地 0.0222 公顷
康 37-46A 井组出油管道	2025 (5651)号	0.6552	不涉及	0	0	0	0	0	0.1544	占用交通运输用地 0.0979 公顷、占用耕地 0.3895 公顷、占用草地 0.1633 公顷、占用工矿用地 0.0044 公顷
田 21-17 井组至艾家湾集输站出油管道	2025 (5667)号	0.1432	不涉及	0	0	0	0	0	0	占用工矿用地 0.0365 公顷、占用交通运输用地 0.0465 公顷、占用草地 0.0601 公顷
天 27-15 井组出油管道	2025 (5665)号	0.6466	不涉及	0	0	0	0	0	0.0021	占用耕地 0.0023 公顷、占用交通运输用地 0.1766 公顷、占用林地 0.0943 公顷、占用种植园用地 0.0380 公顷、占用工矿用地 0.1282 公顷、占用草地 0.2072 公顷
杨 2 井组出油管线	2025 (5671)号	0.5460	不涉及	0	0	0	0	0	0	占用住宅用地 0.0024 公顷、占用交通运输用地 0.1209 公顷、占用草地 0.1271 公顷、占用林地 0.0233 公顷、占用工矿用地 0.1986 公顷、占用种植园用地 0.0737 公顷
田 13-26 井组至中 5 增出油	2025 (5666)号	1.1954	不涉及	0	0	0	0	0	0	占用种植园用地 0.1854 公顷、占用公共管理与公共服务用地 0.0009 公顷、占用林地

管道	号									0.3161 公顷、占用草地 0.4085 公顷、占用耕地 0.0342 公顷、占用交通运输用地 0.2399 公顷、占用工矿用地 0.0103 公顷
新 80 生活点供气管道更换	2025 (5670) 号	0.3959	不涉及	0	0	0	0	0	0.1070	占用林地 0.0694 公顷、占用住宅用地 0.0094 公顷、占用耕地 0.1201 公顷、占用交通运输用地 0.0030 公顷、占用工矿用地 0.0041 公顷、占用草地 0.1898 公顷
罗 5 增至罗 6 增供气管道	2025 (5660) 号	1.3801	不涉及	0	0	0	0	0	0.6853	占用交通运输用地 0.0413 公顷、占用种植园用地 0.1150 公顷、占用工矿用地 0.0052 公顷、占用耕地 0.9032 公顷、占用林地 0.2188 公顷、占用草地 0.0966 公顷
中 3 增注水干线局部更换	2025 (5676) 号	0.9188	不涉及	0	0	0	0	0	0.0022	占用工矿用地 0.0235 公顷、占用林地 0.0012 公顷、占用水域及水利设施用地 0.0020 公顷、占用交通运输用地 0.1941 公顷、占用草地 0.6649 公顷、占用耕地 0.0332 公顷
罗 35-451 至罗 36-44 注水管线	2025 (5661) 号	0.2311	不涉及	0	0	0	0	0	0.1226	占用住宅用地 0.0057 公顷、占用耕地 0.1438 公顷、占用林地 0.0251 公顷、占用工矿用地 0.0054 公顷、占用草地 0.0418 公顷、占用交通运输用地 0.0092 公顷
罗 103 配至罗 35-451 注水管线	2025 (5664) 号	0.4887	不涉及	0	0	0	0	0	0.0764	占用草地 0.0877 公顷、占用种植园用地 0.0014 公顷、占用交通运输用地 0.2590 公顷、占用耕地 0.1338 公顷、占用工矿用地 0.0069 公顷
涧 25-9 配-涧 23-9 配注水管线	2025 (5648) 号	0.6313	不涉及	0	0	0	0	0	0	占用草地 0.1302 公顷、占用林地 0.0010 公顷、占用耕地 0.0131 公顷、占用工矿用地 0.1154 公顷、占用交通运输用地 0.2783 公顷、占用种植园用地 0.0931 公顷
涧 25-9 配-涧	2025	0.0428	不涉及	0	0	0	0	0	0	占用工矿用地 0.0415 公顷、占用交通运输用

23-9 配注水管线 2	(5649) 号									地 0.0012 公顷
润 25-9 配-润 25-17 配注水支线	2025 (5650) 号	0.8740	不涉及	0	0	0	0	0	0.0809	占用草地 0.1741 公顷、占用工矿用地 0.0197 公顷、占用种植园用地 0.0572 公顷、占用交通运输用地 0.3044 公顷、占用耕地 0.1150 公顷、占用林地 0.2036 公顷
路 14-41 至路二转水源井管道	2025 (5655) 号	1.1226	不涉及	0	0	0	0	0	0.0055	占用种植园用地 0.1103 公顷、占用林地 0.2786 公顷、占用耕地 0.0055 公顷、占用交通运输用地 0.3647 公顷、占用工矿用地 0.0448 公顷、占用草地 0.3187 公顷
康 49-48 配至康 45-40A 注水管线	2025 (5855) 号	1.2937	不涉及	0	0	0	0	0	0.8401	占用耕地 0.9246 公顷、占用林地 0.0745 公顷、占用交通运输用地 0.2436 公顷、占用工矿用地 0.0509 公顷
康 48-50 至杨 2 增出油管线	2025 (5856) 号	1.5026	不涉及	0	0	0	0	0	0.85	占用耕地 0.9466 公顷、占用林地 0.2430 公顷、占用工矿用地 0.0157 公顷、占用交通运输用地 0.2473 公顷、占用草地 0.0478 公顷、占用住宅用地 0.0023 公顷
中 3 增集油管道	2025 (5887) 号	0.5848	不涉及	0	0	0	0	0	0.001	占用交通运输用地 0.1611 公顷、占用草地 0.4000 公顷、占用耕地 0.0020 公顷、占用工矿用地 0.0175 公顷、占用水域及水利设施用地 0.0041 公顷
白 8 增至白 203 配供水管道	2025 (6000) 号	1.3279	不涉及	不涉及	不涉及	不涉及	不涉及	不涉及	0.2568	占用住宅用地 0.0001 公顷、占用交通运输用地 0.2358 公顷、占用耕地 0.4283 公顷、占用工矿用地 0.0352 公顷、占用林地 0.0986 公顷、占用公共管理与公共服务用地 0.0031 公顷、占用草地 0.5268 公顷
中 4 增区域管线更换 (注水管线)	2025 (6003) 号	1.2758	不涉及	不涉及	不涉及	不涉及	不涉及	不涉及	0.6575	占用工矿用地 0.0730 公顷、占用住宅用地 0.0008 公顷、占用草地 0.2853 公顷、占用交通运输用地 0.2212 公顷、占用林地 0.0108 公顷、占用耕地 0.6848 公顷

于 42-37 单井 出油管线	2025 (6001) 号	0.4257	不涉及	不涉及	不涉及	不涉及	不涉及	不涉及	0	中占用交通运输用地 0.1338 公顷、占用工矿用地 0.0252 公顷、占用林地 0.0600 公顷、 占用住宅用地 0.0127 公顷、占用草地 0.1939 公顷
于 45-40 单井 出油管线	2025 (6002) 号	0.3916	不涉及	不涉及	不涉及	不涉及	不涉及	不涉及	0	占用工矿用地 0.0682 公顷、占用林地 0.0571 公顷、占用交通运输用地 0.0690 公顷、 占用草地 0.1973 公顷
罗 35-451 配至 罗 33-44 注水 管线	2025 (6004) 号	0.4252 (靖边 县内)	不涉及	不涉及	不涉及	不涉及	不涉及	不涉及	0.0189	占用草地 0.0393 公顷、占用耕地 0.0189 公 顷、占用交通运输用地 0.0076 公顷
DP3 注水支线	2025 (6005) 号	0.6529	不涉及	不涉及	不涉及	不涉及	不涉及	不涉及	0	交通运输用地 0.2091 公顷、占用工 矿用地 0.0798 公顷、占用草地 0.3489 公顷
DP10 拉油点 至罗 6 增出油 管线	2025 (6006) 号	1.1602	不涉及	不涉及	不涉及	不涉及	不涉及	不涉及	0.1127	通运输用地 0.1888 公顷、占用工矿用地 0.0499 公顷、占用草地 0.6317 公顷、占用耕 地 0.1479 公顷、占用种植园用地 0.1288 公 顷、占用特殊用地 0.0013 公顷
大路沟首站	2025 (5678) 号	1.2548	不涉及	0	0	0	0	0	0	占用工矿用地 1.2548 公顷
庆盛拉油注水 站	2025 (5679) 号	0.0494	不涉及	0	0	0	0	0	0	占用工矿用地 0.0494 公顷
天一接转站	2025 (5680) 号	0.5157	不涉及	0	0	0	0	0	0	占用工矿用地 0.5157 公顷
新一转接站	2025 (5681) 号	0.2246	不涉及	0	0	0	0	0	0	占用工矿用地 0.2246 公顷

杨米涧集油站	2025 (5682) 号	0.4704	不涉及	0	0	0	0	0	0	占用交通运输用地 0.4704 公顷
艾家湾集输站	2025 (5944) 号	0.6945	不涉及	0	0	0	0	0	0	占用草地 0.0007 公顷、占用交通运输用 0.6937 公顷
云盘山联合站	2025 (5945) 号	0.9251	不涉及	0	0	0	0	0	0	占用工矿用地 0.9251 公顷
杨 19 接转注 水站	2025 (6099) 号	0.7348	不涉及	0	0	0	0	0	0	占用工矿用地 0.7348 公顷

综上所述，根据“一张图”控制线检测结果，本项目永久占地不涉及生态保护红线、文物保护线、永久基本农田，管线施工作业带临时占用基本农田。

根据《基本农田保护条例》：“禁止任何单位和个人在基本农田保护区内建窑、建房、建坟、挖砂、采石、采矿、取土、堆放固体废弃物或者进行其他破坏基本农田的活动”，本项目占地为临时占地，施工完成后恢复，不涉及在基本农田保护区内从事上述破坏基本农田的活动。管线主要依托油区道路两侧敷设，施工作业带宽 6m，要求施工单位在施工期间根据现场实际情况调整，对于沿油区道路两侧敷设的施工作业带依托油区道路，距村民住宅较近的管线根据现场实际情况尽量远离住宅敷设，同时施工作业带在远离住宅方向设置。

根据“多规合一”查询结果，本项目部分管线施工作业带临时占用住宅用地。根据《输油管道工程设计规范》（GB50253-2014）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 5m”的规定。根据《中华人民共和国石油天然气管道保护法》第三十条规定，在管道线路中心线两侧各五米地域范围内，禁止危害管道安全的行为，建设单位应当配合当地政府确保管线 5 米范围内不得建设居民住宅及其他危害管道安全的行为。本次评价要求建设单位在项目实施过程中严格按照《输油管道工程设计规范》和《中华人民共和国石油天然气管道保护法》中的要求，对管线途经居民点采取避让措施，距离居民点不得小于 5m，无法避让的应当与当地政府相关部门联系，取得相关手续后方可施工。项目选线已对管线途径村庄居民点进行了避让，距离居民点最近距离为 7m。

综上，项目建设符合榆林市“多规合一”要求。

5 与延安市“三区三线”符合性分析

国土空间规划指的是农业空间、生态空间、城镇空间三种类型的国土空间，以及分别对应划定的永久基本农田、生态保护红线、城镇开发边界三条控制线。

（1）生态保护红线

本次评价过程中对项目实施的单体工程（站场、井场、管线）占地进行了“三线一单”查询，结果显示，项目单体工程占地不涉及生态红线。

（2）永久基本农田

本次评价过程中咨询了安塞区、志丹县的自然资源局，本项目仅部分管线临时占用少量基本农田，总占用面积为 0.6043hm²。

①安塞区

根据对比分析查询结果，本项目罗加20-341至罗11增出油管线临时占用基本农田，管线工程临时施工占用基本农田的面积为0.6043hm²。

②志丹县

根据对比分析查询结果，本项目井场、站场、管线施工作业带不占基本农田。

本项目管线均沿路边敷设，但由于素土道路宽度一般不超过4m，若以6m施工带宽度分析基本农田占用情况，局部将不可避免少量占用。因此评价要求在邻近基本农田段施工时，通过优化局部路由，采取人工开挖等施工作业方式，降低施工作业带宽度，尽量减少对基本农田的占用。确实难以避免占用的，临时占用基本农田不能超过两年，同时通过采取耕地耕作层土壤剥离再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏，使临时用地范围内的耕地经复垦能恢复原种植条件，临时占用基本农田不得超过两年。按法定程序申请临时用地并编制土地复垦方案，经县级资源主管部门批准可临时占用，并在市级自然资源主管部门备案。

（3）城镇开发边界

本次产建建设的单体工程延安区域涉及安塞区、志丹县。本次产建工程均远离县城规划区布置。项目产建开发工程选址均不涉及县城的城市规划区域。项目产建开发工程选址均不涉及县城的城市规划区域。

综上所述，项目符合安塞区和志丹县国土空间规划要求。

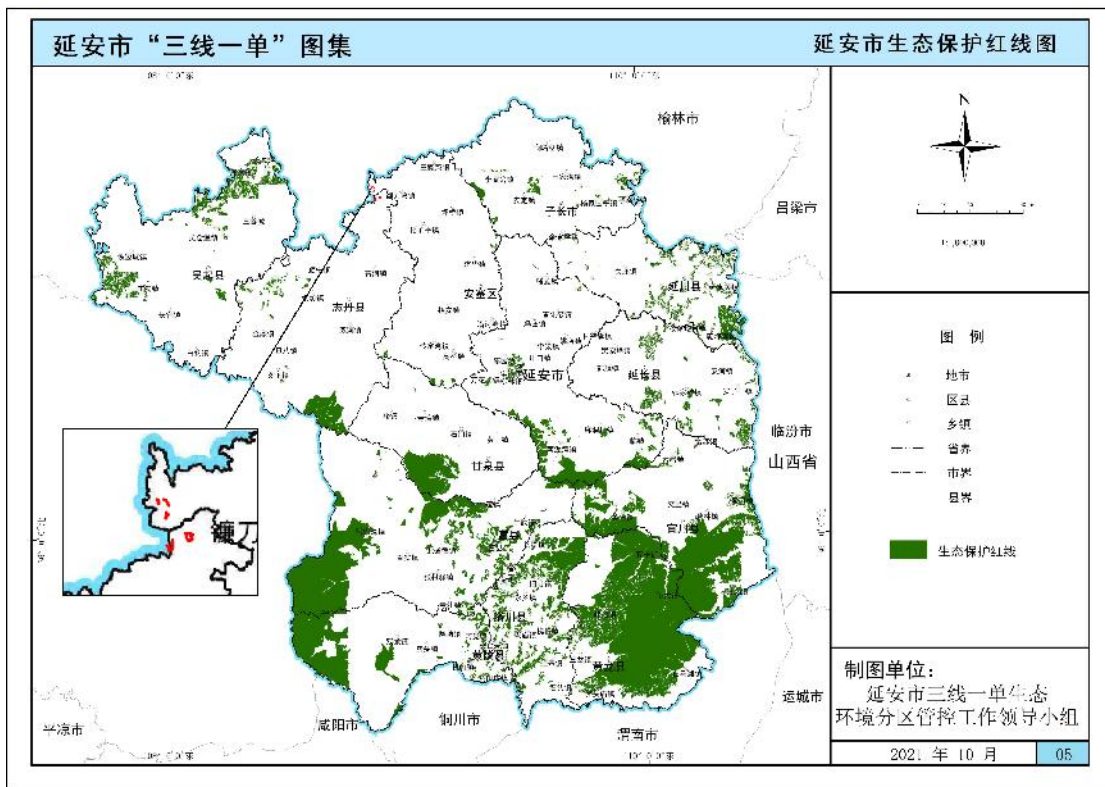


图7 本项目与延安市生态保护红线位置关系图

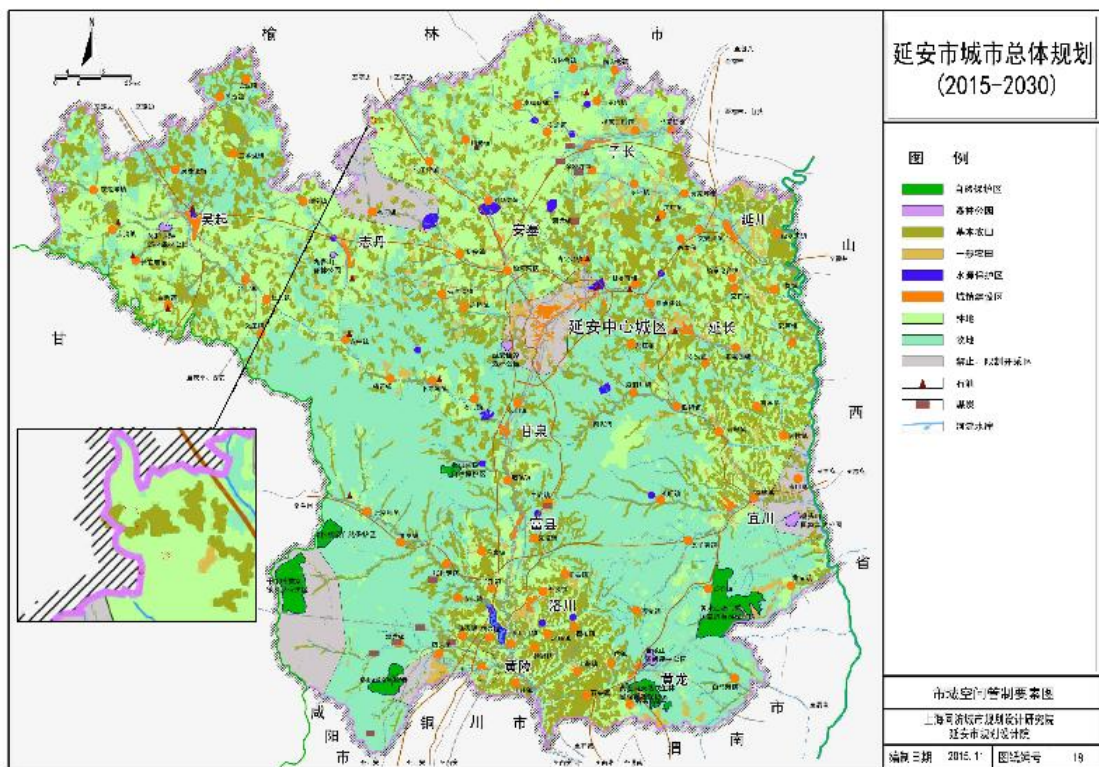


图 8 本项目与延安市城市总体规划位置关系图

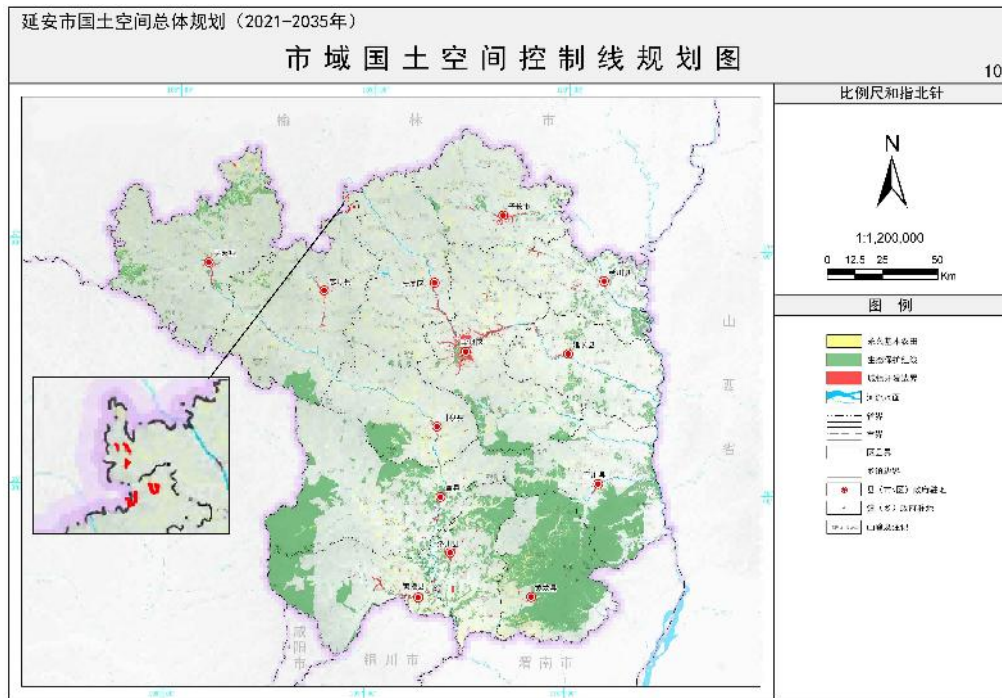


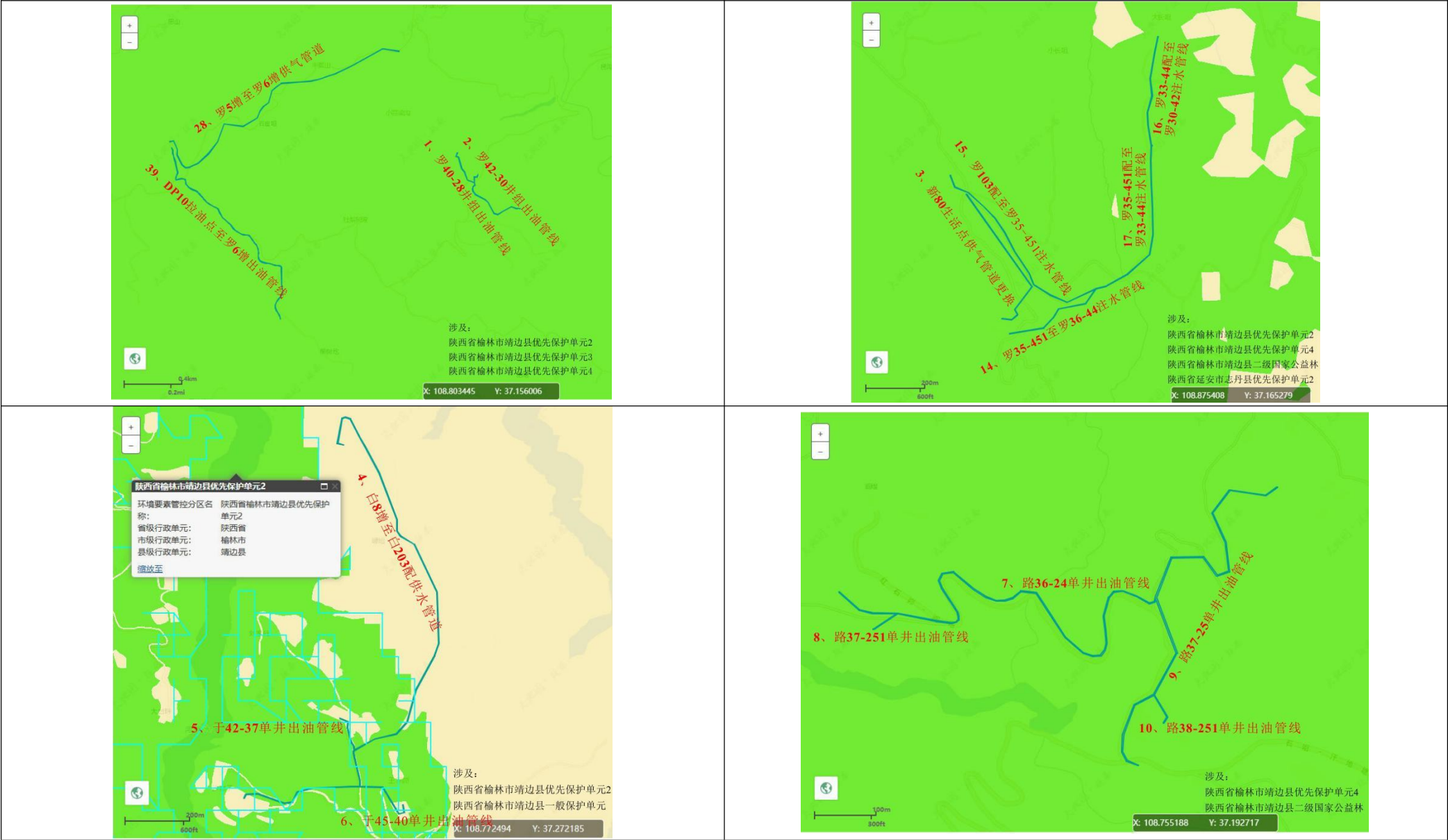
图9 本项目与延安市国土空间控制线规划位置关系图

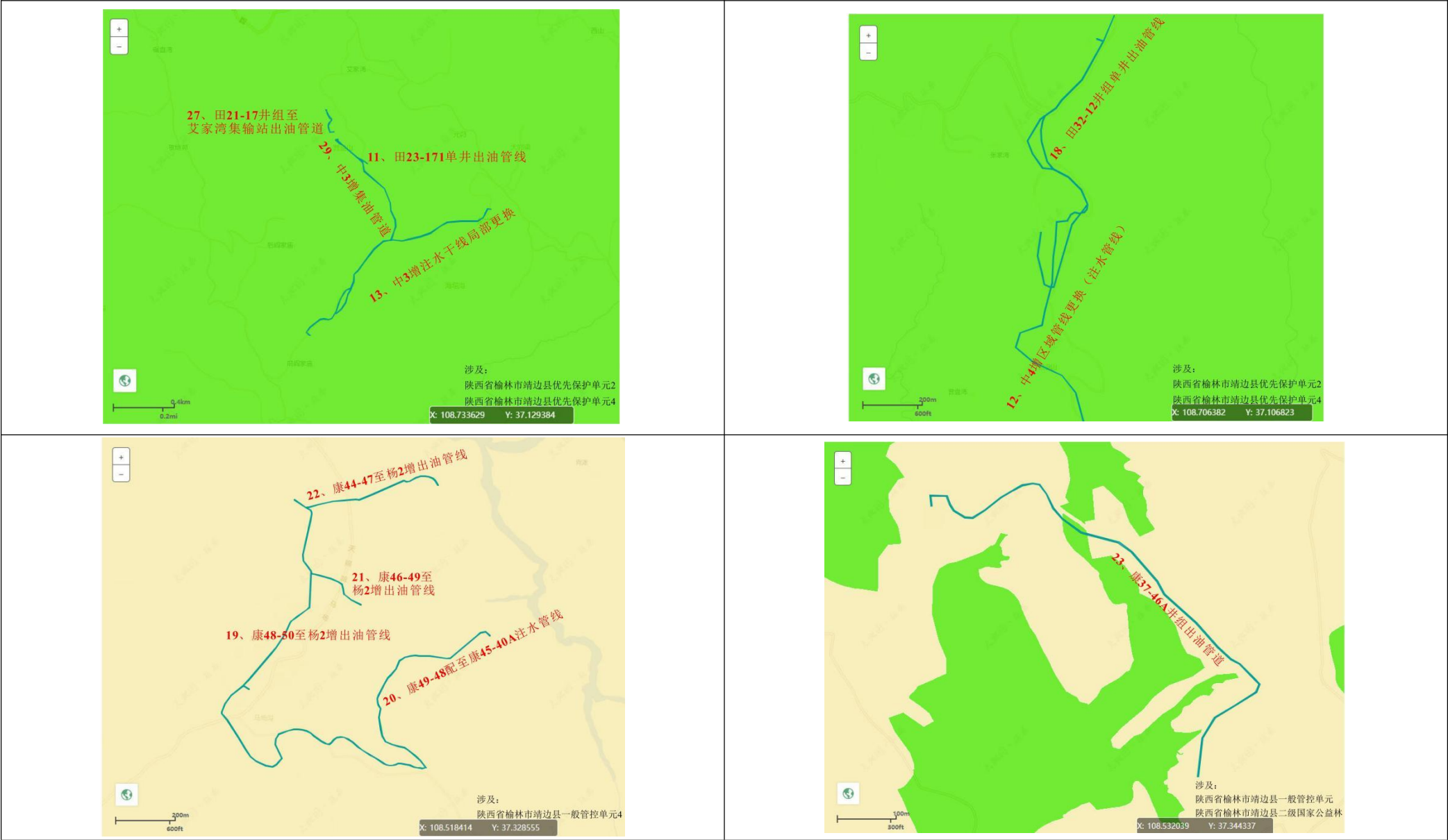
6 与“三线一单”的符合性分析

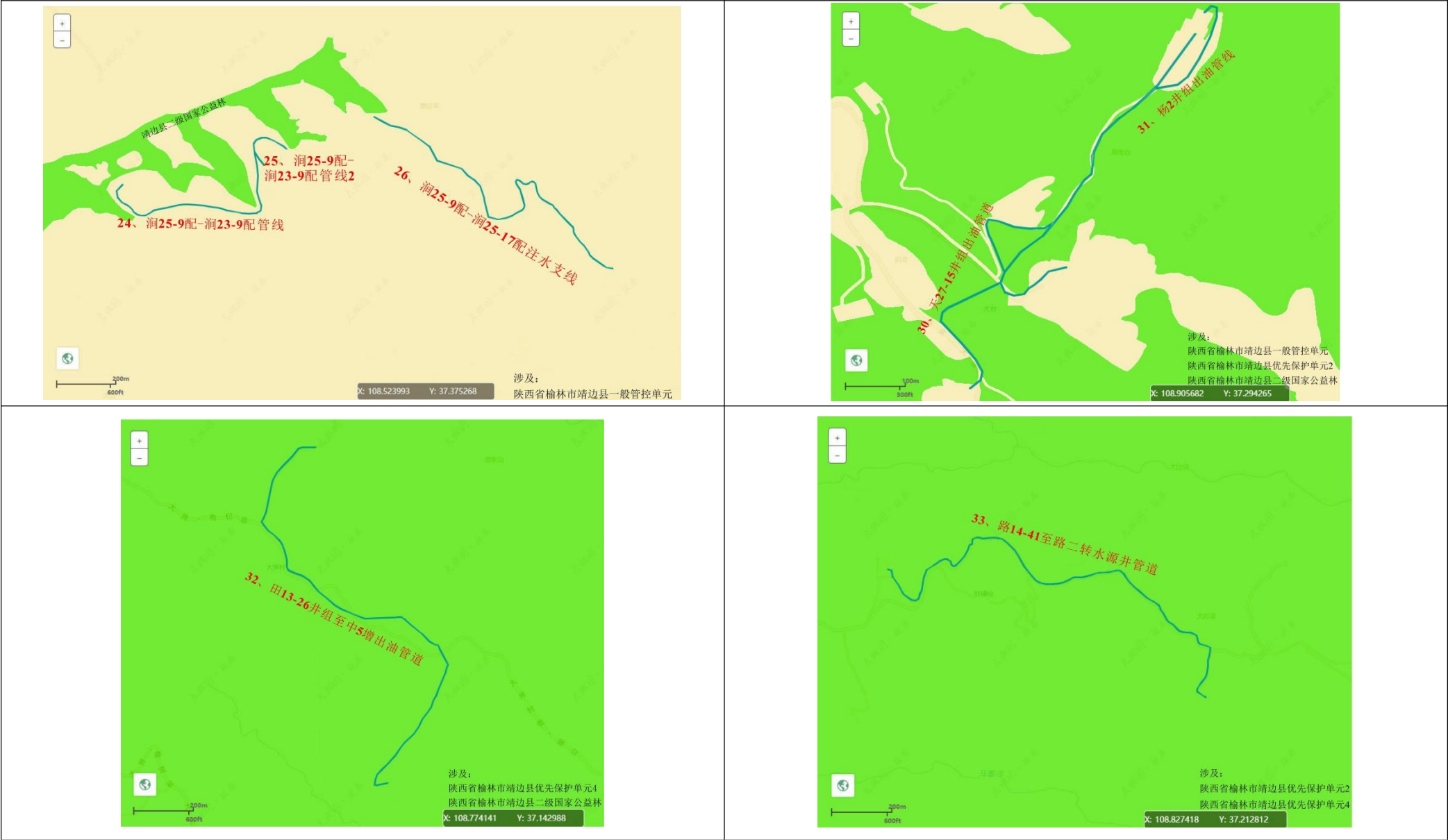
根据《陕西省生态环境厅办公室关于印发〈陕西省“三线一单”生态环境分区管控应用技术指南：环境影响评价（试行）〉的通知》（陕环办发[2022]76号）中环评文件规范化要求中的规定：环评文件涉及“三线一单”生态环境分区管控符合性分析采取“一图一表一说明”的表达方式，对照分析结果，并论证建设项目的符合性。

（1）“一图”：指的是建设项目与环境管控单元对照分析示意图

项目与陕西省榆林市生态环境管控单元分布示意图比对结果见图7。









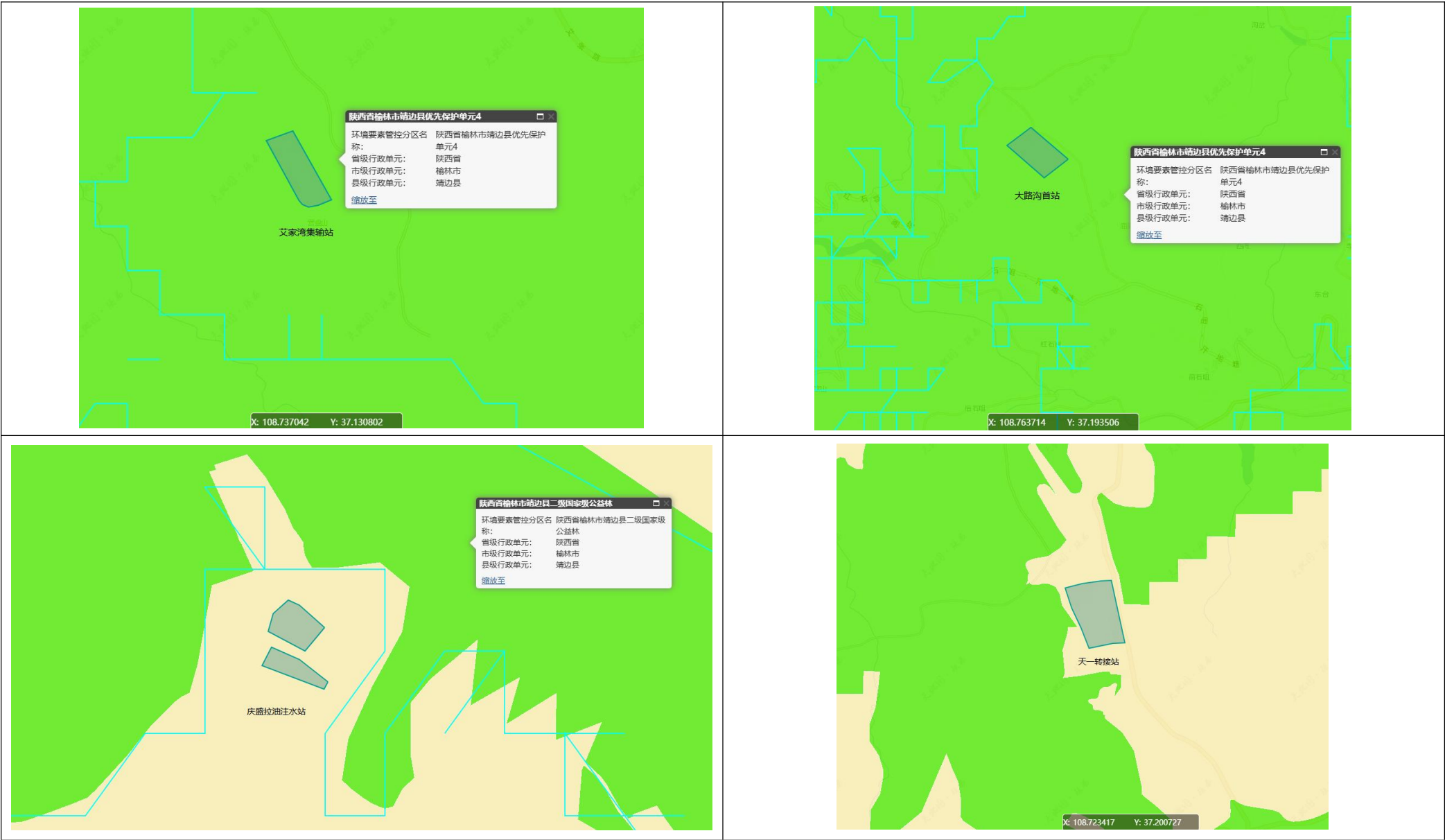




图 10 本项目与“三线一单”成果比对图

(2) “一表”：指的是项目范围涉及的生态环境管控单元准入清单

根据《陕西省人民政府关于加快实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（陕政发〔2020〕11号）、《榆林市人民政府关于印发榆林市“三线一单”生态环境分区管控方案》的通知（榆政发〔2021〕17号）、《延安市“三线一单”生态环境分区管控方案》的通知（延政发〔2021〕14号），本项目涉及一般管控单元和优先保护单元，不涉及重点管控单元，具体见表12。与陕西省榆林市、延安市生态环境准入清单符合性分析见表13。

(3) “一说明”：指的是依据“一图”和“一表”结果，论证建设项目符合性的说明

评价要求建设单位施工期严格控制施工作业范围，施工结束后立即对临时占地进行植被恢复，并采取相应的水土保持措施；项目施工期、运行期均按设计及环评要求采取环保措施及生态保护措施后，对周围环境的影响较小。经分析，项目建设符合榆林市生态环境准入清单中的环境分区管控的要求。

综上所述，项目符合“三线一单”管控要求。

表 12 项目与“三线一单”生态环境管控单元对比分析成果表

项目名称	管控单元分类	管控单元名称	面积（m²）
项目范围	优先保护单元	陕西省延安市安塞区优先保护单元 2	5379.28
		陕西省延安市志丹县优先保护单元 2	4742.67
		陕西省榆林市靖边县国家二级公益林	10468.92
		陕西省榆林市靖边县优先保护单元 2	2312.98
		陕西省榆林市靖边县优先保护单元 3	1076.45
		陕西省榆林市靖边县优先保护单元 4	53756.67
	一般管控单元	陕西省延安市安塞区一般管控单元	240.47
		陕西省延安市志丹县一般管控单元	2457.35
		陕西省榆林市靖边县一般管控单元 1	76524.09

表 13 项目与区域生态环境准入清单的符合性分析

序号	市（区）	区县	环境管控单元名称	单元要素属性	管控单元分类	环境管控单元管控要求（摘自《陕西省“三线一单”生态环境管控单元对照分析报告》）	本项目情况	符合性
1	延安市	安塞区	陕西省延安市安塞区优先保护单元2	一般生态空间	优先保护单元	空间布局约束： 一般生态空间：原则上按照限制开发区进行管理。功能属性单一、管控要求明确的一般生态空间，按照生态功能属性的既有规定实施管理；具有多重功能属性、且均有既有管理要求的一般生态空间，按照管控要求的严格程度，从严管理；尚未明确管理要求的一般生态空间，以保护为主，限制有损主导生态服务功能的开发建设活动。	项目严格落实环评提出的各项施工期、运行期环境保护措施，能够有效控制项目运行对周围环境的影响。相关环保措施见“6 环境保护措施及可行性分析”章节。	符合
2	延安市	志丹县	陕西省延安市志丹县优先保护单元2	一般生态空间	优先保护单元			符合
3	榆林市	靖边县	陕西省榆林市靖边县国家二级公益林	水环境优先保护区、一般生态空间、一般生态空间 - 国家二级公益林	优先保护单元	空间布局约束： 水环境优先保护区：1.强化江河源头和饮用水水源地保护。加强主要江河源头、重要水源涵养地的水环境保护，划定禁止开发范围。依法划定和保护饮用水水源保护区，加强水土流失和面源污染防治，严格管控入河排污口，严格河道采砂管理，维系江河湖库健康生命。 一般生态空间：原则上按照限制开发区进行管理。功能属性单一、管控要求明确的一般	部分井场永久占地及管线施工临时占地占用靖边县二级公益林，环评要求占用二级国家公益林相关手续需满足《国家级公益林管理办法》（林资发[2017]34号），通过采取施工结束后立即开展	符合
4	榆林市	靖边县	陕西省榆林市靖边县优先保护单元 2	水环境优先保护区、一般生态空间、一般生态	优先保护单元			符合

序号	市（区）	区县	环境管控单元名称	单元要素属性	管控单元分类	环境管控单元管控要求（摘自《陕西省“三线一单”生态环境管控单元对照分析报告》）	本项目情况	符合性
				空间 - 国家二级公益林		生态空间，按照生态功能属性的既有规定实施管理；具有多重功能属性、且均有既有管理要求的一般生态空间，按照管控要求的严格程度，从严管理；尚未明确管理要求的一般生态空间，以保护为主，限制有损主导生态服务功能的开发建设活动。	植被恢复工作等措施，项目运行对二级公益林的影响很小。相关环保措施见“6 环境保护措施及可行性分析”章节。	
5	榆林市	靖边县	陕西省榆林市靖边县优先保护单元 3	水环境优先保护区、一般生态空间、一般生态空间 - 国家二级公益林	优先保护单元	一般生态空间-国家二级公益林：按照《国家级公益林管理办法》相关规定进行管控。1.二级国家级公益林在不影响整体森林生态系统功能发挥的前提下，可以按规定开展抚育和更新性质的采伐。在不破坏森林植被的前提下，可以合理利用其林地资源，适度开展林下种植养殖和森林游憩等非木质资源开发与利用，科学发展林下经济。2.国家级公益林的调出，以不影响整体生态功能、保持集中连片为原则，一经调出，不得再次申请补进。		符合
6	榆林市	靖边县	陕西省榆林市靖边县优先保护单元 4	水环境优先保护区	优先保护单元	空间布局约束： 水环境优先保护区：1.强化江河源头和饮用水水源地保护。加强主要江河源头、重要水源涵养地的水环境保护，划定禁止开发范围。依法划定和保护饮用水水源保护区，加强水土流失和面源污染防治，严格管控入河排污口，严格河道采砂管理，维系江河湖库健康生命。	本项目施工期、运行期无废水外排，对区域地表水环境影响较小。相关环保措施见“6 环境保护措施及可行性分析”章节。	符合
7	延安市	安塞区	陕西省延安市安塞区一般管控单元	无	一般管控单元	空间布局约束： 农用地优先保护区执行延安市生态环境要素分区总体准入清单中“4.1 农用地优先保护区”准入要求。	项目严格落实环评提出的各项施工期、运行期环境保护措施，能够有效控制项目运行对周围环境的影响。相关环保措施见“6 环境保护措施及可行性分析”章节。	符合
8	延安市	志丹县	陕西省延安市志丹县一般管控单元	无	一般管控单元	江河湖库岸线优先保护区执行延安市生态环境要素分区总体准入清单中“4.2 江河湖库岸线优先保护区”准入要求。 江河湖库岸线重点管控区执行延安市生态环境要素分区总体准入清单中“5.12 江河湖库岸线重点管控区”准入要求。 区域内执行延安市生态环境要素分区总体准入清单中“6		符合

序号	市（区）	区县	环境管控单元名称	单元要素属性	管控单元分类	环境管控单元管控要求（摘自《陕西省“三线一单”生态环境管控单元对照分析报告》）	本项目情况	符合性
						一般管控单元” 准入要求。		
9	榆林市	靖边县	陕西省榆林市靖边县一般管控单元 1	无	一般管控单元	空间布局约束： 1.执行榆林市生态环境要素分区总体准入清单中“6.1 一般管控单元总体要求” 准入要求。 2.农用地优先保护区执行榆林市生态环境要素分区总体准入清单中“4.2 农用地优先保护区” 准入要求。 3.江河湖库岸线优先保护区执行榆林市生态环境要素分区总体准入清单中“4.3 江河湖库岸线优先保护区” 准入要求。 4.荒漠化沙化土地优先保护区执行榆林市生态环境要素分区总体准入清单中“4.4 荒漠化沙化土地优先保护区” 准入要求。 5.建设用地污染风险重点管控区执行榆林市生态环境要素分区总体准入清单中“5.8 建设用地污染风险重点管控区” 中的“空间布局约束” 准入要求。 6.江河湖库岸线重点管控区执行榆林市生态环境要素分区总体准入清单中“5.14 江河湖库岸线重点管控区” 中的“空间布局约束” 准入要求。 污染物排放管控：1.建设用地污染风险重点管控区执行榆林市生态环境要素分区总体准入清单中“5.8 建设用地污染风险重点管控区” 中的“污染物排放管控” 准入要求。		符合

表 14 本项目站场与“三线一单”成果比对表

序号	区县	作业区	站场	管控单元分类	管控单元名称	要素细类	分类面积（m²）

序号	区县	作业区	站场	管控单元分类	管控单元名称	要素细类	分类面积（m²）
1	靖边县	艾家湾作业区	艾家湾集输站	优先保护单元	陕西省榆林市靖边县优先保护单元4	水环境优先保护区	6937.78
2		杨米涧作业区	杨米涧集油站	一般管控单元	陕西省榆林市靖边县一般管控单元1	无	10382.89
3			杨 19 接转注水站	一般管控单元	陕西省榆林市靖边县一般管控单元1	无	7339.92
4			庆盛拉油注水站	一般管控单元	陕西省榆林市靖边县一般管控单元1	无	2696.11
5			新一转接站	一般管控单元	陕西省榆林市靖边县一般管控单元1	无	9412.84
6		云盘山作业区	云盘山联合站	优先保护单元	陕西省榆林市靖边县优先保护单元 4	水环境优先保护区	9242.97
7		大路沟作业区	天一接转注水站	一般管控单元	陕西省榆林市靖边县一般管控单元 1	无	10405.54
8			大路沟首站	优先保护单元	陕西省榆林市靖边县优先保护单元 4	水环境优先保护区	18282.32

表 15 本项目管线与“三线一单”成果比对表

序号	区县	作业区	管线	管控单元分类	管控单元名称	要素细类	长度（m）
出油管线							
1	靖边县	云盘山作业区	罗 40-28 井组出油管线	优先保护单元	陕西省榆林市靖边县优先保护单元 2	水环境优先保护区、一般生态空间、一般生态空间 - 国家二级公益林	77.05
				优先保护单元	陕西省榆林市靖边县优先保护单元 4	水环境优先保护区	553.15
2	靖边县	云盘山作业区	罗 42-30 井组出油管线	优先保护单元	陕西省榆林市靖边县优先保护单元 2	水环境优先保护区、一般生态空间、一般生态空间 - 国家二级公益林	300.65
				优先保护单元	陕西省榆林市靖边县优先保护单元 4	水环境优先保护区	561.00
3	靖边县	大路沟作业区	于 42-37 单井出油管线	优先保护单元	陕西省榆林市靖边县优先保护单元 2	水环境优先保护区、一般生态空间、一般生态空间 - 国家二级公益林	710.88
4	靖边县		于 45-40 单井出油管线	优先保护单元	陕西省榆林市靖边县优先保护单元 2	水环境优先保护区、一般生态空间、一般生态空间 - 国家二级公益林	654.13
5	靖边县		路 36-24 单井出油管线	优先保护单元	陕西省榆林市靖边县优先保护单元 4	水环境优先保护区	1373.19
6	靖边县		路 37-251 单井出油管线	优先保护单元	陕西省榆林市靖边县优先保护单元 4	水环境优先保护区	50.52

序号	区县	作业区	管线	管控单元分类	管控单元名称	要素细类	长度（m）
7	靖边县		路 37-25 单井出油管线	优先保护单元	陕西省榆林市靖边县国家二级公益林	水环境优先保护区、一般生态空间、一般生态空间 - 国家二级公益林	172.17
				优先保护单元	陕西省榆林市靖边县优先保护单元 4	水环境优先保护区	688.69
8	靖边县		路 38-251 单井出油管线	优先保护单元	陕西省榆林市靖边县国家二级公益林	水环境优先保护区、一般生态空间、一般生态空间 - 国家二级公益林	63.70
9	靖边县	艾家湾 作业区	田 23-171 单井出油管线	优先保护单元	陕西省榆林市靖边县优先保护单元 4	水环境优先保护区	303.23
10	靖边县		田 32-12 井组单井出油管线	优先保护单元	陕西省榆林市靖边县优先保护单元 4	水环境优先保护区	1466.64
11	靖边县	杨米涧 作业区	康 48-50 至杨 2 增出油管线	一般管控单元	陕西省榆林市靖边县一般管控单元 1	无	2505.05
12	靖边县		康 46-49 至杨 2 增出油管线	一般管控单元	陕西省榆林市靖边县一般管控单元 1	无	587.14
13	靖边县		康 44-47 至杨 2 增出油管线	一般管控单元	陕西省榆林市靖边县一般管控单元 1	无	558.46
14	靖边县		康 37-46A 井组出油管道	优先保护单元	陕西省榆林市靖边县国家二级公益林	水环境优先保护区、一般生态空间、一般生态空间 - 国家二级公益林	133.09
				一般管控单元	陕西省榆林市靖边县一般管控单元 1	无	975.98
15	靖边县	艾家湾 作业区	田 21-17 井组至艾家湾集输站出油管道	优先保护单元	陕西省榆林市靖边县优先保护单元 4	水环境优先保护区	232.53
16	靖边县		中 3 增集油管道	优先保护单元	陕西省榆林市靖边县优先保护单元 2	水环境优先保护区、一般生态空间、一般生态空间 - 国家二级公益林	304.57
				优先保护单元	陕西省榆林市靖边县优先保护单元 4	水环境优先保护区	1725.92
17	靖边县	杨米涧 作业区	天 27-15 井组出油管道	优先保护单元	陕西省榆林市靖边县优先保护单元 4	水环境优先保护区	634.11
				一般管控单元	陕西省榆林市靖边县一般管控单元 1	无	422.74
18	靖边县		杨 2 井组出油管线	优先保护单元	陕西省榆林市靖边县优先保护单元 4	水环境优先保护区	136.60
				一般管控单元	陕西省榆林市靖边县一般管控单元 1	无	774.06
19	靖边县	艾家湾 作业区	田 13-26 井组至中 5 增出油管道	优先保护单元	陕西省榆林市靖边县国家二级公益林	水环境优先保护区、一般生态空间、一般生态空间 - 国家二级公益林	791.18
				优先保护单元	陕西省榆林市靖边县优先保护单元 4	水环境优先保护区	1186.78

序号	区县	作业区	管线	管控单元分类	管控单元名称	要素细类	长度（m）
20	安塞区	大路沟作业区	路 9-51 至罗 18-30 出油管线	优先保护单元	陕西省延安市安塞区优先保护单元 2	一般生态空间	730.32
21	志丹县	云盘山作业区	罗 27-44 单井出油管道	优先保护单元	陕西省延安市志丹县优先保护单元 2	水环境优先保护区、一般生态空间、一般生态空间 - 国家二级公益林	1278.63
				一般管控单元	陕西省延安市志丹县一般管控单元	无	852.42
22	志丹县		罗 28-48 单井出油管道	优先保护单元	陕西省延安市志丹县优先保护单元 2	水环境优先保护区、一般生态空间、一般生态空间 - 国家二级公益林	195.81
				一般管控单元	陕西省延安市志丹县一般管控单元	无	366.50
23	靖边县		DP10 拉油点至罗 6 增出油管线	优先保护单元	陕西省榆林市靖边县优先保护单元 4	水环境优先保护区	1933.25
24	安塞区		罗加 20-341 至罗 11 增出油管线	优先保护单元	陕西省延安市安塞区优先保护单元 2	一般生态空间	1007.16
注水管线							
25	靖边县	大路沟作业区	白 8 增至白 203 配供水管道	优先保护单元	陕西省榆林市靖边县优先保护单元 2	水环境优先保护区、一般生态空间、一般生态空间 - 国家二级公益林	442.97
				一般管控单元	陕西省榆林市靖边县一般管控单元 1	无	1771.88
26	靖边县	艾家湾作业区	中 4 增区域管线更换（注水管线）	优先保护单元	陕西省榆林市靖边县优先保护单元 2	水环境优先保护区、一般生态空间、一般生态空间 - 国家二级公益林	318.98
				优先保护单元	陕西省榆林市靖边县优先保护单元 4	水环境优先保护区	1807.55
27	靖边县		中 3 增注水干线局部更换	优先保护单元	陕西省榆林市靖边县优先保护单元 2	水环境优先保护区、一般生态空间、一般生态空间 - 国家二级公益林	681.50
				优先保护单元	陕西省榆林市靖边县优先保护单元 4	水环境优先保护区	832.95
28	靖边县	云盘山作业区	罗 35-451 至罗 36-44 注水管线	优先保护单元	陕西省榆林市靖边县优先保护单元 4	水环境优先保护区	385.37
29	志丹县;靖边县		罗 103 配至罗 35-451 注水管线	优先保护单元	陕西省延安市志丹县优先保护单元 2	水环境优先保护区、一般生态空间、一般生态空间 - 国家二级公益林	298.55
				优先保护单元	陕西省榆林市靖边县优先保护单元 2	水环境优先保护区、一般生态空间、	415.48

序号	区县	作业区	管线	管控单元分类	管控单元名称	要素细类	长度 (m)
						一般生态空间 - 国家二级公益林	
				优先保护单元	陕西省榆林市靖边县优先保护单元 4	水环境优先保护区	100.45
30	志丹县		罗 33-44 配至罗 30-42 注水管线	优先保护单元	陕西省延安市志丹县优先保护单元 2	水环境优先保护区、一般生态空间、一般生态空间 - 国家二级公益林	473.52
31	志丹县；靖边县		罗 35-451 配至罗 33-44 注水管线	优先保护单元	陕西省延安市志丹县优先保护单元 2	水环境优先保护区、一般生态空间、一般生态空间 - 国家二级公益林	451.32
				优先保护单元	陕西省榆林市靖边县优先保护单元 2	水环境优先保护区、一般生态空间、一般生态空间 - 国家二级公益林	256.95
32	靖边县		康 49-48 配至康 45-40A 注水管线	一般管控单元	陕西省榆林市靖边县一般管控单元 1	无	2157.82
33	靖边县	杨米涧作业区	涧 25-9 配-涧 23-9 配注水管线	一般管控单元	陕西省榆林市靖边县一般管控单元 1	无	1051.99
34	靖边县		涧 25-9 配-涧 23-9 配注水管线 2	一般管控单元	陕西省榆林市靖边县一般管控单元 1	无	69.87
35	靖边县		涧 25-9 配-涧 25-17 配注水支线	一般管控单元	陕西省榆林市靖边县一般管控单元 1	无	1456.74
36	靖边县	大路沟作业区	路 14-41 至路二转水源井管道	优先保护单元	陕西省榆林市靖边县优先保护单元 2	水环境优先保护区、一般生态空间、一般生态空间 - 国家二级公益林	1310.13
				优先保护单元	陕西省榆林市靖边县优先保护单元 4	水环境优先保护区	561.48
37	安塞区		路 7-54 至路平一水源井管线	优先保护单元	陕西省延安市安塞区优先保护单元 2	一般生态空间	748.05
				一般管控单元	陕西省延安市安塞区一般管控单元	无	320.59
38	靖边县	云盘山作业区	DP3 注水支线	优先保护单元	陕西省榆林市靖边县国家二级公益林	水环境优先保护区、一般生态空间、一般生态空间 - 国家二级公益林	435.50
				优先保护单元	陕西省榆林市靖边县优先保护单元 4	水环境优先保护区	653.24
供气管线							
39	靖边县	云盘山作业区	新 80 生活点供气管道更换	优先保护单元	陕西省榆林市靖边县国家二级公益林	水环境优先保护区、一般生态空间、一般生态空间 - 国家二级公益林	60.75

序号	区县	作业区	管线	管控单元分类	管控单元名称	要素细类	长度（m）
40	靖边县	云盘山 作业区	罗 5 增至罗 6 增供气管道	优先保护单元	陕西省榆林市靖边县优先保护单元 2	水环境优先保护区、一般生态空间、 一般生态空间 - 国家二级公益林	231.23
				优先保护单元	陕西省榆林市靖边县优先保护单元 4	水环境优先保护区	368.77
				优先保护单元	陕西省榆林市靖边县优先保护单元 2	水环境优先保护区、一般生态空间、 一般生态空间 - 国家二级公益林	563.25
				优先保护单元	陕西省榆林市靖边县优先保护单元 3	水环境优先保护区、一般生态空间、 一般生态空间 - 国家二级公益林	615.3
				优先保护单元	陕西省榆林市靖边县优先保护单元 4	水环境优先保护区	1122.38

7 选址选线合理性分析

（1）工程总体布局合理性分析

本项目为油田维护改造项目，根据现场调查，涉及的管线均不在城镇规划范围内，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。本次工程内容均在现有采矿权范围内。

项目的实施可以显著降低现有管线的泄漏风险，符合一般管控单元落实生态环境保护基本要求，推动区域生态环境质量持续改善的要求，总体布局合理。

（2）管线选线合理性分析

本项目管线主要是出油管线、集油管线、注水管线、供气管线，已对现有管线进行了线路优化。根据本项目多规合一检测结果，本项目管线沿途所经区域生态系统以草地生态系统及农田生态系统为主，占地类型主要为草地、耕地和交通运输用地，主要为临时占地，不涉及自然保护区、风景名胜区、饮用水源保护区、重要湿地等特殊敏感区。

①永久基本农田不可避让性及环境合理性分析

由于项目区域永久基本农田分布较广，关联站场和道路周边广泛分布有永久基本农田，项目各管线沿道路边沟铺设或因地势影响沿梁岭上现有管道管沟平行铺设时，施工作业带（宽 6m）不可避免压占到永久基本农田。本项目已通过线路优化尽量减少施工作业带对永久基本农田面积的临时占用。

根据《基本农田保护条例》（2011 年修订）要求，禁止任何单位和个人在基本农田保护区内建窑、建房、建坟、挖砂、采石、采矿、取土、堆放固体废弃物或者进行其他破坏基本农田的活动。经核实，本项目不涉及以上禁止类施工活动，永久占地不占用基本农田，只有部分管线临时占地涉及基本农田，本次评价要求涉及基本农田等区域应办理相关临时用地手续，在工程完工后将及时进行复垦，采取相应措施后本项目管线选线基本符合《基本农田保护条例》相关要求。

根据《自然资源部农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规[2019]1 号）文件要求，临时用地一般不得占用永久基本农田，建设项目施工和地质勘查需要临时用地、选址确实难以避让永久基本农田的，在不修建永久性建（构）筑物、经复垦能恢复原种植条件的前提下，土地使用者按法定程序申请临时用地并编制土地复垦方案，经县级自然资源主管部门批准可临时占

用，并在市级自然资源主管部门备案，一般不超过两年，同时，通过耕地耕作层土壤剥离再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏。

根据《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号）文件要求，制梁场、拌合站等难以恢复原种植条件的不得以临时用地方式占用耕地和永久基本农田，可以建设用地方式或者临时占用未利用地方式使用土地。临时用地确需占用永久基本农田的，必须能够恢复原种植条件，并符合《自然资源部农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1号）中申请条件、土壤剥离、复垦验收等有关规定。本项目不涉及制梁场、拌合站等难以恢复原种植条件的工程内容，管线选址时尽量避开永久基本农田，但由于关联站场分布位置关系原因，导致部分管线无法避让基本农田，但本项目管线施工时不建设永久性建（构）筑物，评价要求项目开工前，建设单位应按程序申请临时用地并编制土地复垦方案，经县级自然资源主管部门批准可临时占用，并在市级自然资源主管部门备案，一般不超过两年，同时，通过耕地耕作层土壤剥离再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏。临时用地到期后土地使用者应及时复垦恢复原种植条件，县级自然资源主管部门会同农业农村等相关主管部门开展土地复垦验收。

②其他

项目管线途径村庄时，已避让了居民点，输油管线两侧 5m 范围内无城镇居民点或独立的人群密集的房屋，与居民点距离满足《输油管道工程设计规范》（GB50253-2014）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 5m”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。

项目集油管线与《输油管道工程设计规范》（GB50253-2014）中选线原则进行对比见表 15。

表 15 集油管线选线与《输油管道工程设计规范》相符性分析

序号	规范要求	本项目情况	符合性
1	管道不应通过饮用水源地一级保护区、飞机场、火车站、海（河）港码头、军事禁区、国家重点文物保护单位、自然保护区的核心区。	项目集油管线沿线不涉及饮用水源地一级保护区、飞机场、火车站、海（河）港码头、军事禁区、国家重点文物保护单位、自然保护区。	符合
2	原油、成品油管道与城镇居民点或重要	项目集油管线两侧 5m 范围内无城	符合

	公共建筑的距离不应小于 5m。	镇居民点或独立的人群密集的房屋。	
3	原油、成品油管道临近飞机场、海（河）港码头、大中型水库和水工建（构）筑物敷设时，间距不宜小于 20m。	项目集油管线不涉及机场、码头、水库和水工建筑物。	符合
4	输油管道与铁路并行敷设时，管道应敷设在铁路用地范围边线 3m 以外，且原油、成品油管道距铁路线不应小于 25m、液化石油气管道距铁路线不应小于 50m。如受制于地形或其他条件限制不满足本条要求时，应征得铁路管理部门的同意。	本项目集油管线不涉及铁路线。	符合
5	输油管道与公路并行敷设时，管道应敷设在公路用地范围边线以外，距用地边线不应小于 3m。如受制于地形或其他条件限制不满足本条要求时，应征得公路管理部门的同意。	本项目集油管线与公路并行敷设时，管线敷设在公路用地范围边线以外，距离公路用地边界最近距离为 3m。	符合
6	原油、成品油管道与军工厂、军事设施、炸药库、国家重点文物保护单位的最小距离应同有关部门协商确定。液化石油气管道与军工厂、军事设施、炸药库、国家重点文物保护单位的距离不应小于 100m。	项目集油管线沿线不涉及军工厂、军事设施、炸药库和国家重点文物保护单位。	符合

综上所述，本项目合理优化了管线选线，减少了管线的长度，管道两侧 5m 范围内无居民等敏感目标，敷设区域无生态保护红线、城市规划区、水源保护地、森林公园等敏感目标，管线主要为临时占地，占地类型主要为草地、耕地，涉及永久基本农田的部分按要求办理相关临时用地手续，在工程完工后将及时进行复垦，采取相应措施后本项目管线选线基本符合《基本农田保护条例》相关要求。评价认为，从环境保护角度看，项目选线基本可行。

五、评价关注的主要环境问题及环境影响

（1）施工期重点关注施工活动产生的生态影响和植被恢复，施工活动对沿线居民点的影响，特别关注涉及永久基本农田的施工段表层土的堆存、水土保持措施与恢复耕种情况。

（2）运行期重点关注原油管线泄漏对地下水环境、土壤环境和环境风险的影响，提出相应处置措施及论证可行性。

（3）整体上根据项目环境污染特征和当地环境状况，评价重点关注项目施

工期生态环境、运行期环境风险中地下水、土壤的影响，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。

六、报告书主要结论

本项目属于《产业结构调整指导目录》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。从环境影响角度分析，项目建设可行。

1 总则

1.1 编制依据

1.1.1 国家有关法律、法规、规章及政策

- (1) 《中华人民共和国环境保护法（修订）》，2015 年 1 月 1 日起施行；
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法（修订）》，2018 年 12 月 29 日起施行；
- (3) 《中华人民共和国大气污染防治法（修订）》，2018 年 10 月 26 日起施行；
- (4) 《中华人民共和国水污染防治法（修订）》，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 日起施行；
- (6) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法（修订）》，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) 《中华人民共和国循环经济促进法》，2018 年 10 月 26 日起施行；
- (9) 《中华人民共和国清洁生产促进法（修订本 2022）》，2022 年 7 月 1 日起施行；
- (10) 《中华人民共和国节约能源法（修订）》，2018 年 10 月 26 日起施行；
- (11) 《中华人民共和国土地管理法（修订）》，2020 年 1 月 1 日起施行；
- (12) 《中华人民共和国城乡规划法》，2019 年 4 月 23 日起施行；
- (13) 《中华人民共和国水法（修订）》，2016 年 7 月 2 日起施行；
- (14) 《中华人民共和国水土保持法（修订）》，2011 年 3 月 1 日起施行；
- (15) 《中华人民共和国矿产资源法（修订）》，2009 年 8 月 27 日起施行；
- (16) 《中华人民共和国野生动物保护法（修订）》，2023 年 5 月 1 日起施行；
- (17) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》，2010 年 10 月 1 日起施行；
- (18) 《中华人民共和国安全生产法》，2021 年 9 月 1 日起施行；

- (19) 《国家级公益林管理办法》，2017 年 5 月 8 日起施行；
- (20) 《中华人民共和国湿地保护法》，2022 年 6 月 1 日起施行；
- (21) 《中华人民共和国黄河保护法》，2023 年 4 月 1 日起施行。
- (22) 《建设项目环境保护管理条例》（国令第 682 号），2017 年 10 月 1 日；
- (23) 《中华人民共和国野生植物保护条例》，2017 年 10 月 7 日起施行；
- (24) 《中华人民共和国河道管理条例》，2018 年 3 月 19 日起施行；
- (25) 《土地复垦条例》，2011 年 3 月 5 日起施行；
- (26) 《地质灾害防治条例》，2004 年 3 月 1 日起施行；
- (27) 《地下水管理条例》（国令第 748 号），2021 年 12 月 1 日起施行；
- (28) 《国务院关于落实科学发展观加强环境保护的决定》，国发〔2005〕39 号；
- (29) 《国务院关于加强环境保护重点工作的意见》，国发〔2011〕35 号；
- (30) 《国务院关于印发全国生态环境保护纲要的通知》，国发〔2000〕38 号；
- (31) 《国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知》，国发〔2013〕37 号；
- (32) 《国务院关于印发水污染防治行动计划的通知》，国发〔2015〕17 号；
- (33) 《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；
- (34) 《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；
- (35) 《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，国家发展和改革委员会令第 7 号；
- (36) 《国家危险废物名录（2025 年版）》，环境保护部令第 15 号；
- (37) 《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》，环境保护部令第 16 号；
- (38) 《环境影响评价公众参与办法》，环境保护部令第 4 号；

- (39)《关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》，自然资规〔2019〕1 号；
- (40)《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；
- (41)《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；
- (42)《关于进一步加强危险废物管理防范事故风险的紧急通知》，环办〔2009〕51 号；
- (43)《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年第 18 号）。

1.1.2 地方有关法律、法规、规章及政策

- (1)《陕西省煤炭石油天然气开发生态环境保护条例（修订）》，2019 年 12 月 1 日起施行；
- (2)《陕西省大气污染防治条例（2019 年修正）》，2019 年 11 月 6 日发布；
- (3)《陕西省地下水条例》，2024 年 3 月 24 日修正；
- (4)《陕西省固体废物污染环境防治条例（2021 年修正）》，2021 年 12 月 28 日修正；
- (5)《陕西省饮用水水源保护条例》，2021 年 5 月 1 日起施行；
- (6)《陕西省水土保持条例》，2013 年 10 月 1 日起施行；
- (7)《陕西省矿产资源管理条例（2020 年修正）》，2020 年 6 月 11 日修正；
- (8)《陕西省文物保护条例（2019 年修正）》，2019 年 7 月 31 日修正；
- (9)《陕西省水功能区划》，陕政办发〔2004〕100 号；
- (10)《陕西省主体功能区规划》，陕政发〔2013〕15 号；
- (11)《陕西省生态功能区划》，陕政办发〔2004〕115 号；
- (12)《陕西省水土保持规划（2016~2030 年）》，（陕水发〔2016〕35 号）；
- (13)《陕西省矿产资源规划（2021-2025 年）》，2022 年 9 月；
- (14)《陕西省“十四五”生态环境保护规划》，（陕政办发〔2021〕25 号）；

- （15）《陕西省重要湿地名录》，（陕政发〔2008〕34 号）；
- （16）《陕西省国家重点生态功能区产业准入负面清单（试行）》，陕发改规划〔2018〕213 号；
- （17）《陕西省环境保护厅关于进一步规范油泥、泥浆等危险废物无害化处置工作的通知》，陕环函〔2010〕766 号；
- （18）《关于进一步加强石油天然气开采行业污油泥利用处置环境管理的通知》，陕环固管函〔2018〕384 号；
- （19）《关于印发<陕北油田开采清洁文明井场验收标准>的通知》，陕环办发〔2016〕31 号；
- （20）《关于印发<陕西省固体废物污染防治专项整治行动方案>的通知》，陕环发〔2018〕29 号；
- （21）《关于印发<陕西省危险废物转移电子联单管理办法（试行）的通知>》，陕环函〔2012〕777 号；
- （22）《关于进一步加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》，陕环函〔2012〕764 号；
- （23）《关于印发石油天然气开采等四个行业建设项目环境影响评价文件审批要点（试行）的通知》，陕环办发〔2020〕34 号；
- （24）《关于加快实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（陕政发〔2020〕11 号）；
- （25）《陕西省“三线一单”生态环境分区管控应用技术指南：环境影响评价（试行）》，陕环办发〔2022〕76 号；
- （26）《中共陕西省委 陕西省人民政府关于印发《陕西省大气污染治理专项行动方案（2023-2027 年）》的通知》，陕发〔2023〕4 号；
- （27）《中共榆林市委 榆林市人民政府关于印发《榆林市大气污染治理专项行动方案（2023-2027 年）》的通知》，榆发〔2023〕3 号；
- （28）中共榆林市委办公室 榆林市人民政府办公室关于印发《榆林市 2025 年生态环境保护铁腕治污攻坚行动方案》的通知》（榆办字〔2025〕4 号）；
- （29）中共靖边县委办公室 靖边县人民政府办公室关于印发《靖边县 2025 年生态环境保护铁腕治污攻坚行动方案》的通知（靖办发〔2025〕9 号）；

(30) 《延安市大气污染治理专项行动方案（2023-2027 年）》。

1.1.3 技术标准及规范

- (1) 《建设项目环境影响评价技术导则-总纲》（HJ2.1-2016）；
- (2) 《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）；
- (3) 《环境影响评价技术导则-地表水环境》（HJ2.3-2018）；
- (4) 《环境影响评价技术导则-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-土壤环境（试行）》（HJ964-2018）；
- (7) 《环境影响评价技术导则-生态影响》（HJ19-2022）；
- (8) 《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）；
- (9) 《污染源源强核算技术指南 准则》（HJ884-2018）；
- (10) 《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）；
- (11) 《固体废物处理处置工程技术导则》（HJ2035-2013）；
- (12) 《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）；
- (13) 《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）；
- (14) 《地下水环境监测技术规范》（HJ/T164-2020）；
- (15) 《环境影响评价技术导则-陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）；
- (16) 《输油管线工程设计规范》（GB50253-2014）；
- (17) 《石油和天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）；
- (18) 《陆上石油天然气生产环境保护推荐作法》（SY/T6628-2005）；
- (19) 《生产建设项目水土保持技术标准》（GB50433-2018）；
- (20) 《生产建设项目水土流失防治标准》（GB50434-2018）；
- (21) 《水土保持工程设计规范》（GB51018-2014）；
- (22) 《报废油气长输管道处置技术规范》（SY/T 7413-2018）；
- (23) 《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）。

1.1.4 项目的相关资料

- (1) 项目管道隐患治理设计方案相关资料；

- (2) 现有工程涉及的产建环评、批复及竣工环保验收意见；
- (3) 突发环境事件应急预案备案文件；
- (4) 建设单位提供与建设项目有关的其它技术资料。

1.2 环境影响因素识别与评价因子筛选

1.2.1 环境影响因素识别

本工程主要包括旧管线处置和新管线敷设等工程内容，对环境的影响主要表现在施工期、运行期。本项目对环境要素不利影响主要表现在地下水、土壤、水土流失、环境空气、声环境、环境风险等方面，这些影响施工期大部分是短期局部可逆影响，运行期为长期影响。

本项目施工期主要活动包括：站场工程和管线工程，站场工程均不新增占地。施工期环境影响主要为管线敷设，对生态环境产生一定不利影响，主要体现在占用土地及破坏土壤、地表植被等。

本项目施工期环境影响因素识别及筛选见表 1.2.1-1 和表 1.2.1-2。

表 1.2.1-1 施工期环境影响因素识别及筛选矩阵

环境要素	影响因素	生态占地	废气	废水	固体废物	噪声
			施工扬尘、施工机械和运输车辆产生的尾气	生产废水、生活废水	建筑垃圾、生活垃圾、废旧设备	机械、车辆噪声
环境空气			-1			
地表水				-1		
地下水				-1		
声环境						-1
土壤		-1			-1	
植被		-2				
动物		-1				-1
土地利用		-1				

注：3—重大影响；2—中等影响；1—轻微影响；“-”不利影响

表 1.2.1-2 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	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	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

	结构等		响	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。

1.2.2 评价因子的筛选

根据环境影响识别结果，进行了本项目评价因子筛选，筛选确定评价因子，筛选结果见表 1.2.2-1。

表 1.2.2-1 评价因子筛选结果表

类别		评价因子
环境空气	现状评价	①基本因子：SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃ ；②特征因子：非甲烷总烃、硫化氢
	影响评价	非甲烷总烃
地表水	现状评价	/
	影响评价	废水不外排，论述废水处理设施可依托性
地下水	现状评价	地下水：K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ 、pH 值、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、总硬度、溶解性总固体、耗氧量、挥发酚、氰化物、氟化物、硫化物、铁、锰、铅、镉、钡、砷、汞、六价铬、总大肠菌群、菌落总数、石油类 包气带：pH、总硬度、溶解性总固体、挥发酚、石油类、砷、六价铬、硫化物、氯化物
	影响评价	石油类、COD（耗氧量）
声环境	现状评价	等效连续 A 声级 Leq（A）
	影响评价	等效连续 A 声级 Leq（A）
固体废物	影响评价	固体废物处理处置措施可行性、可靠性
土壤环境	现状评价	建设用 地 重金属和无机物 ：砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍共 7 项； 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、邻二甲苯共 27 项; 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、二苯并[a,h]蒽、茚并[1.2.3-cd]芘、蔡共 11 项; 特征因子 4 项: 石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、石油类、石油烃 (C ₆ -C ₉)、含盐量
	农用地 (林地、草地)		pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌; 石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、石油类、石油烃 (C ₆ -C ₉)、含盐量
	影响评价		石油烃
环境 风险	分析评价		原油、伴生气 (天然气) 等泄漏污染及泄漏后引发火灾、爆炸等环境风险事故。 大气: 非甲烷总烃、CO; 地下水、地表水: 石油类
生态 环境	现状评价		土地利用现状、植被类型、植被覆盖度、土壤侵蚀、动植物资源, 物种的分布范围、种群数量、种群结构、生境等, 生物群落的物种组成、群落结构等, 生态系统的类型、生产力、生物量、生态系统功能等, 生物多样性物种丰富度、均匀度、优势度等
	影响评价		土地利用、生态系统、水土流失、土壤、动植物、生态系统、生物多样性等

1.3 环境功能区划及评价标准

1.3.1 环境功能区划

(1) 环境空气

本项目评价范围内主要为农村地区, 根据《环境空气质量功能区划分原则与技术方法》(HJ14-1996) 和《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 中的规定, 本项目评价区环境空气质量功能区划属二类区。

(2) 地表水环境

根据现场调查, 本次项目涉及河流为东芦河、杏子河上游常流水冲沟和延河的支流马圈沟, 东芦河属于无定河上游二级支流 (芦河上游一级支流), 杏子河为延河一级支流, 马圈沟为延河上游源头支流, 均属黄河流域水系。根据《陕西省水功能区划》, 芦河上游属II类水体功能, 杏子河属III类水体功能。

表 1.3.1-1 评价区水环境功能区划

序号	水系	河流	功能区名称	水域范围		功能区划
				起始断面	终止断面	
1	黄河	延河	安塞源头水保护区	源头	龙安	III
2		杏子河	安塞保留区	源头	杏子镇	III
3	无定河	芦河	靖边县源头水保护区	源头	张家崾水库	II

(3) 地下水环境

根据现状调查, 评价区域地下水主要用于人畜饮用和工、农业用水, 根据《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) 中的地下水质量分类, 评价区地下水功能

为Ⅲ类。

(4) 声环境

本项目作业区域主要工矿企业和村庄混杂区域，根据《声环境功能区划分技术规范》（GB/T15190-2014）以及《声环境质量标准》（GB3096-2008）中声环境功能区分类要求，属于 2 类声环境功能区。

(5) 生态环境

根据《陕西省生态功能区划》（陕政办发〔2004〕115 号），项目所在区一级分区属于长城沿线风沙草原生态区，二级分区属于白于山河源水土保持生态功能区，三级分区属于白于山河源水土保持区。

1.3.2 环境质量标准

(1) 环境空气质量标准

项目评价区域为二类环境空气质量功能区，SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃ 执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准；非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》中规定限值。

表 1.3.2-1 环境空气质量标准

序号	污染物项目	平均时间	浓度限值	单位	标准来源
1	SO ₂	年平均	60	μg/m ³	《环境空气质量标准》 （GB3095-2012） 中的二级标准
		24 小时平均	150		
		1 小时平均	500		
2	NO ₂	年平均	40		
		24 小时平均	80		
		1 小时平均	200		
3	CO	24 小时平均	4	mg/m ³	
		1 小时平均	10		
4	O ₃	日最大 8 小时平均	160	μg/m ³	
		1 小时平均	200		
5	PM _{2.5}	年平均	35		
		24 小时平均	75		
6	PM ₁₀	年平均	70		
		24 小时平均	150		
7	非甲烷总烃	1 小时平均	2.0	mg/m ³	《大气污染物综合排放标准详解》
8	硫化氢	1 小时平均	0.01		《环境影响评价技术导则 大气环境》附录 D 限值

(2) 声环境质量标准

本项目处于居住、工矿业混杂地区，执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准，标准值详见表 1.3.2-2 所示。

表 1.3.2-2 《声环境质量标准》（GB3096-2008）

类别	等效声级[dB (A)]	
	昼间	夜间
2 类	60	50

（3）地表水环境质量评价标准

本项目所在区域地表水环境质量执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准。

（4）地下水环境质量评价标准

本项目区域地下水环境质量执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的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，具体标准限值见表 1.3.2-3。

表 1.3.2-3 地下水质量标准

标准名称及级（类）别	污染因子	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
	Na ⁺	mg/L	≤200
	Cl ⁻	mg/L	≤250
	SO ₄ ²⁻	mg/L	≤250
	总硬度	mg/L	≤450
	溶解性总固体	mg/L	≤1000
	耗氧量	（COD _{Mn} 法，以 O ₂ 计）mg/L	≤3
	氨氮	mg/L	≤0.5
	硝酸盐（以 N 计）	mg/L	≤20
	亚硝酸盐	mg/L	≤1
	挥发酚	mg/L	≤0.002
	氰化物	mg/L	≤0.05
	汞	mg/L	≤1
	铁	mg/L	≤0.3
	锰	mg/L	≤0.1
	铅	mg/L	≤10
	镉	mg/L	≤5
	砷	mg/L	≤10
	六价铬	mg/L	≤0.05
	氟化物	mg/L	≤1
	石油类	mg/L	≤0.05

	钡	mg/L	≤0.7
	总大肠菌群数	MPN/100ml	≤3
	菌落总数	CFU/ml	≤100
	硫化物	mg/L	≤0.02
参照《地表水环境质量标准》 (GB3838-2002) III类标准	石油类	mg/L	≤0.05

(5) 土壤环境质量评价标准

土壤环境质量执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）和《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，具体标准值见表 1.3.2-5。

表 1.3.2-5 土壤污染风险筛选值

标准值	检测项目	单位	限值
《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	砷	mg/kg	≤60
	镉		≤65
	铬（六价）		≤5.7
	铜		≤18000
	铅		≤800
	汞		≤38
	镍		≤900
	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-1,2-二氯乙烯		≤596
	反-1,2-二氯乙烯		≤54
	二氯甲烷		≤616
	1,2-二氯丙烷		≤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
		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（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） 风险筛选值	pH>7.5	镉	mg/kg	≤0.6
		汞		≤3.4
		砷		≤25
		铅		≤170
		铬		≤250
		铜		≤100
		镍		≤190
		锌		≤300
	6.5<pH≤7.5	镉	mg/kg	0.3
		汞		2.4
		砷		30
		铅		120
		铬		200
		铜		100
		镍		100
		锌		250

1.3.3 污染物排放标准

1、大气污染物排放标准

（1）废气

施工场界扬尘排放执行《施工场界扬尘排放限值》（DB61/1078-2017）中相关限制要求，管线补口处防腐废气非甲烷总烃和焊接烟尘执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）二级标准；施工期间柴油设备燃烧废气排放标准执行《非道路移动柴油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 年修改单中第三阶段的标准限值。

运营期非甲烷总烃厂界外执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）排放控制要求；运营期厂界内执行《挥发性有机物无组

织排放控制标准》（GB37822-2019）。

（1）废水

施工期生活依托沿线居民及站场，生活污水中盥洗水洒水降尘、入厕水经旱厕收集后用于农田施肥；管线试压废水经临时沉淀池处理后，循环利用，最终由罐车拉运，依托附近采出水处理站处理达标后回注油层；清管废水经污水罐收集后，由罐车统一运输至附近站场依托附近采出水处理站处理达标后回注油层，不外排。

本项目不新增生活废水。管线试压废水和清管废水以及运行期相关站场工艺废水处理后须满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）后回注油层不外排。

（2）噪声

施工噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）标准；运行期厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准。

（3）固废

一般固废执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中有关规定；危险废物贮存执行《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部 2021 年第 74 号公告）、《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中有关规定。

具体污染物排放标准限值及管控要求见表 1.3.2-1 及 1.3.2-2。

表 1.3.2-1 污染物排放标准及管控要求

类别	标准名称及级（类）别	污染因子	标准值	
			单位	数值
施工扬尘	《施工场界扬尘排放限值》（DB61/1078-2017）	颗粒物	无组织排放监控浓度限值（周界外浓度最高点） mg/m ³	≤0.8（拆除、土方及地基处理工程）
				≤0.7（基础、主体结构及装饰工程）
防腐、焊接烟尘	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）	颗粒物	无组织排放监控浓度限值（周界外浓度最高点） mg/m ³	≤1.0
		非甲烷总烃		≤4.0
运营期无组织废气	场界周边执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）	非甲烷总烃	企业边界污染物控制要求 mg/m ³	≤4.0

	场界内最高浓度点执行《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	≤10	
回注水	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）	储层空气渗透率<0.01μm ²	I	悬浮固体含量	mg/L	≤8.0	
				悬浮物颗粒直径中值	μm	≤3.0	
				含油量	mg/L	≤5.0	
				平均腐蚀率	mm/a	≤0.076	
		储层空气渗透率[0.01, 0.05) μm ²	II	悬浮固体含量	mg/L	≤15.0	
				悬浮物颗粒直径中值	μm	≤5.0	
				含油量	mg/L	≤10.0	
				平均腐蚀率	mm/a	≤0.076	
		储层空气渗透率[0.05, 0.5) μm ²	III	悬浮固体含量	mg/L	≤20.0	
				悬浮物颗粒直径中值	μm	≤5.0	
				含油量	mg/L	≤15.0	
				平均腐蚀率	mm/a	≤0.076	
		储层空气渗透率[0.5, 2) μm ²	IV	悬浮固体含量	mg/L	≤25.0	
				悬浮物颗粒直径中值	μm	≤5.0	
				含油量	mg/L	≤30.0	
				平均腐蚀率	mm/a	≤0.076	
		储层空气渗透率≥2μm ²	V	悬浮固体含量	mg/L	≤35.0	
				悬浮物颗粒直径中值	μm	≤5.5	
				含油量	mg/L	≤100.0	
				平均腐蚀率	mm/a	≤0.076	
注：根据陕西省生态环境厅办公室《关于碎屑岩油藏注水水质指标技术要求事宜的复函》（陕环办函〔2024〕12 号），采用压裂后的储层空气渗透率确定水质标准。根据建设单位提供的注水井配注率资料及储层空气渗透率数据，本项目依托的采出水处理系统及措施返排液处理站配套注水井的配注率约为 95%~100%，各作业区回注井回注层位压裂后的储层空气渗透率为 2.115~8.257μm ² （详见后文中介绍），故水质标准按照 V 级执行。							
施工噪声	《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）			噪声 dB（A）	施工场界	昼间	≤70
						夜间	≤55
运营期噪声	各相关改造站场	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准		噪声 dB（A）	厂界	昼间	≤60
						夜间	≤50
固废	一般固废执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020），危险废物满足《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部 2021 年第 74 号公告）《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中有关规定						

表 1.3.2-2 非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值

阶段	额定净功率（P _{max} ） （kW）	CO （g/kWh）	HC （g/kWh）	NO （g/kWh）	HC+NO _x （g/kWh）	PM （g/kWh）
第三阶段	P _{max} >560	3.5	/	/	6.4	0.20
	130≤P _{max} ≤560	3.5	/	/	4.0	0.20
	75≤P _{max} <130	5.0	/	/	4.0	0.30
	37≤P _{max} <75	5.0	/	/	4.7	0.40
	P _{max} <37	5.5	/	/	7.5	0.60
第	P _{max} >560	3.5	0.40	3.5, 0.67*	/	0.10
	130≤P _{max} ≤560	3.5	0.19	2.0	/	0.025

四 阶 段	$75 \leq P_{\max} < 130$	5.0	0.19	3.3	/	0.025
	$56 \leq P_{\max} < 75$	5.0	0.19	3.3	/	0.025
	$37 \leq P_{\max} < 56$	5.0	/	/	4.7	0.025
	$P_{\max} < 37$	5.5	/	/	7.5	0.60
*适用于可移动式发电机组用 $P_{\max} > 900\text{kW}$ 的柴油机						

1.4 评价工作等级和评价范围

根据本项目的工程特点及所在地区的环境特征,依据环境影响评价技术导则的具体要求,确定本项目主要环境要素的评价工作等级及范围。

1.4.1 生态环境

(1) 评价工作等级

根据《环境影响评价技术导则-生态影响》(HJ19-2022),生态影响评价等级依据影响区域的生态敏感性和评价项目的工程新增占地(含水域)情况,确定本项目生态环境影响评价等级为二级,判定过程详见表 1.4.1-1。

表 1.4.4-1 生态影响评价工作等级划分表

HJ19-2022 判定原则	本项目
a) 涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时,评价等级为一级;	根据《榆林市投资项目选址“一张图”控制线检测报告》和“三线一单”查询结果,本项目不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产和重要生境。
b) 涉及自然公园时,评价等级为二级;	根据《榆林市投资项目选址“一张图”控制线检测报告》和“三线一单”查询结果,本项目不涉及自然公园。
c) 涉及生态保护红线时,评价等级不低于二级;	根据《榆林市投资项目选址“一张图”控制线检测报告》和“三线一单”查询结果,本项目不涉及生态保护红线。
d) 根据 HJ2.3 判断属于水文要素影响型 目地表水评价等级不低于二级的建设项目 目态影响评价等级不低于二级;	本项目地表水评价等级为三级 B。
e) 根据 H610、H964 判断地下水水位或 土壤影响范围内分布有天然林、公益林、 湿地等生态保护目标的建设项目,生态 影响评价等级不低于二级;	根据“三线一单”查询和国家森林资源智慧管理平台,本项目土壤影响范围涉及二级公益林,生态影响评价等级为二级。
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),评价等 级不低于二级,改建项目的占地范围以 新增占地(包括陆域和水域)确定;	本项目各管线占地规模均小于 20km^2 。
g) 除本条 a)、b)、c)、d)、e)、f) 以外的情况,评价等级为三级;	本项目其余管线不涉及 a、b、c、d、e、f,评价等级为三级。
h) 当评价等级判定同时符合上述多种情 况时,应采用其中最高的评价等级。	二级。

(2) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023) 7.1 确定项目站场生态评价范围为站场场界周围 50m 范围, 同时结合大气、地表水、噪声等环境要素间接影响生态保护目标的项目, 其评价范围涵盖污染物排放产生的间接生态影响区域。

线性工程穿越非生态敏感区时, 以线路中心线向两侧外延 300m 为参考评价范围, 具体见图 1.4.1-1。

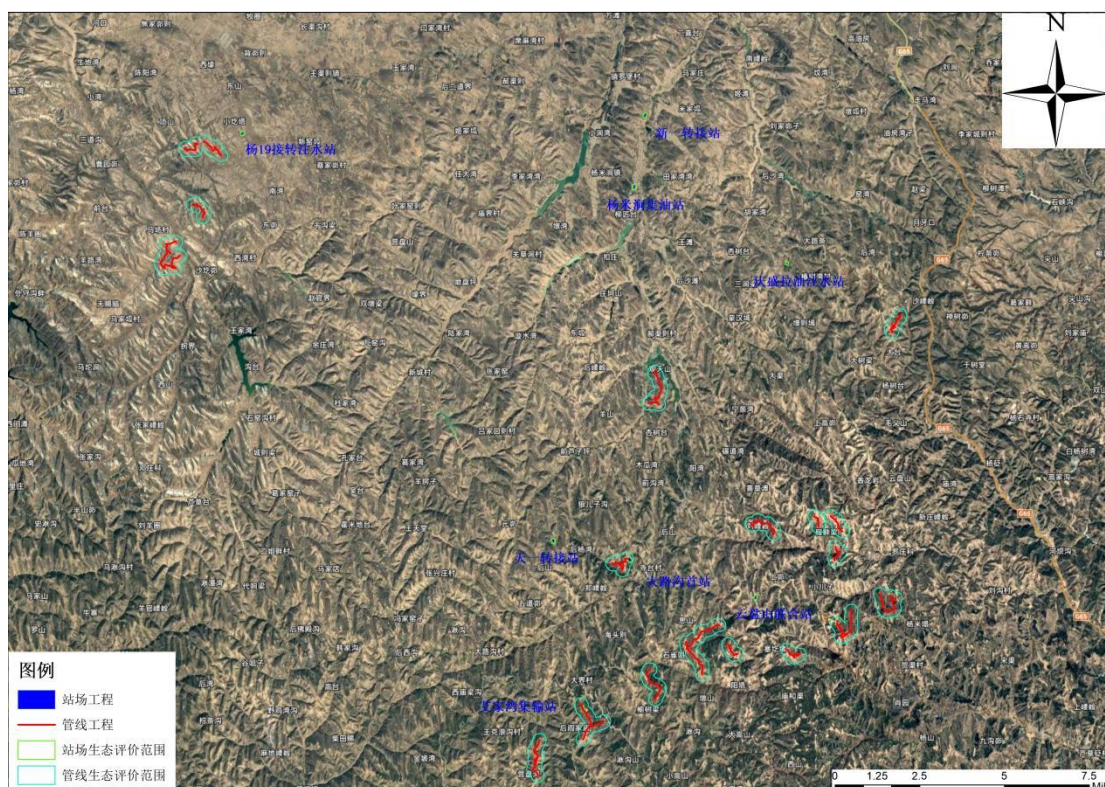


图 1.4.1-1 本项目生态评价范围图

1.4.2 环境空气

(1) 评价等级

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 要求, 采用估算模型 AERSCREEN 对项目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 1.4.1-1, 判别依据见表 1.4.1-2, 判定结果见 1.4.1-3。

根据导则规定, 选取推荐模式中的估算模式 (AERSCREEN 模型) 对项目的大气环境评价工作进行分级。

按照污染源情况, 分别计算各主要污染物最大地面浓度占标率 P_i 及其 1h 地面浓度达标准限值 10% 时所对应的最远距离 $D_{10\%}$ 。

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

其中：P_i—第 i 个污染物的最大地面浓度占标率，%；

C_i—采用估算模式计算出的第 i 个污染物的最大 1h 地面浓度，μg/m³；

C_{0i}—第 i 个污染物的环境空气质量标准值，μg/m³。对仅有 8h 平均质量浓度限值、日平均质量浓度限值或年平均质量浓度限值的，可分别按 2 倍、3、6 倍折算为 1h 平均质量浓度限值。

表 1.4.1-1 评价因子和评价标准表

评价因子	平均时段	标准限值/ (mg/m ³)	标准来源
非甲烷总烃	1小时平均	2.0	《大气污染物综合排放标准详解》中规定限值

表1.4.1-2 环境空气影响评价工作等级判定表

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	$P_{\max} < 1\%$

表1.4.1-3 主要大气污染物最大地面浓度占标率

污染源		污染物	最大落地浓度Ci (μg/m³)	Pmax (%)	评价等级
面源排放	艾家湾集输站	非甲烷总烃	0.46	0.02	三级
	新一转接站	非甲烷总烃	5.34	0.27	三级
	大路沟首站	非甲烷总烃	1.98	0.10	三级
	杨米润集油站	非甲烷总烃	38.61	1.93	二级
	天一转接站	非甲烷总烃	3.89	0.19	三级
	云盘山联合站	非甲烷总烃	1.08	0.05	三级
	杨 19 接转站	非甲烷总烃	15.23	0.76	三级
	庆盛拉油注水站	非甲烷总烃	3.92	0.20	三级

根据评价等级判定依据，仅杨米润集油站改造工程非甲烷总烃最大地面环境空气质量浓度占标率大于1%小于10%，其他站场改造工程非甲烷总烃最大地面环境空气质量浓度占标率均小于1%，评价工作等级为二级，因此，确定本项目整体环境空气评价等级确定为二级。

(2) 评价范围

根据 HJ2.2-2018，本次评价范围以站场为中心，边长为 5km 的矩形区域。

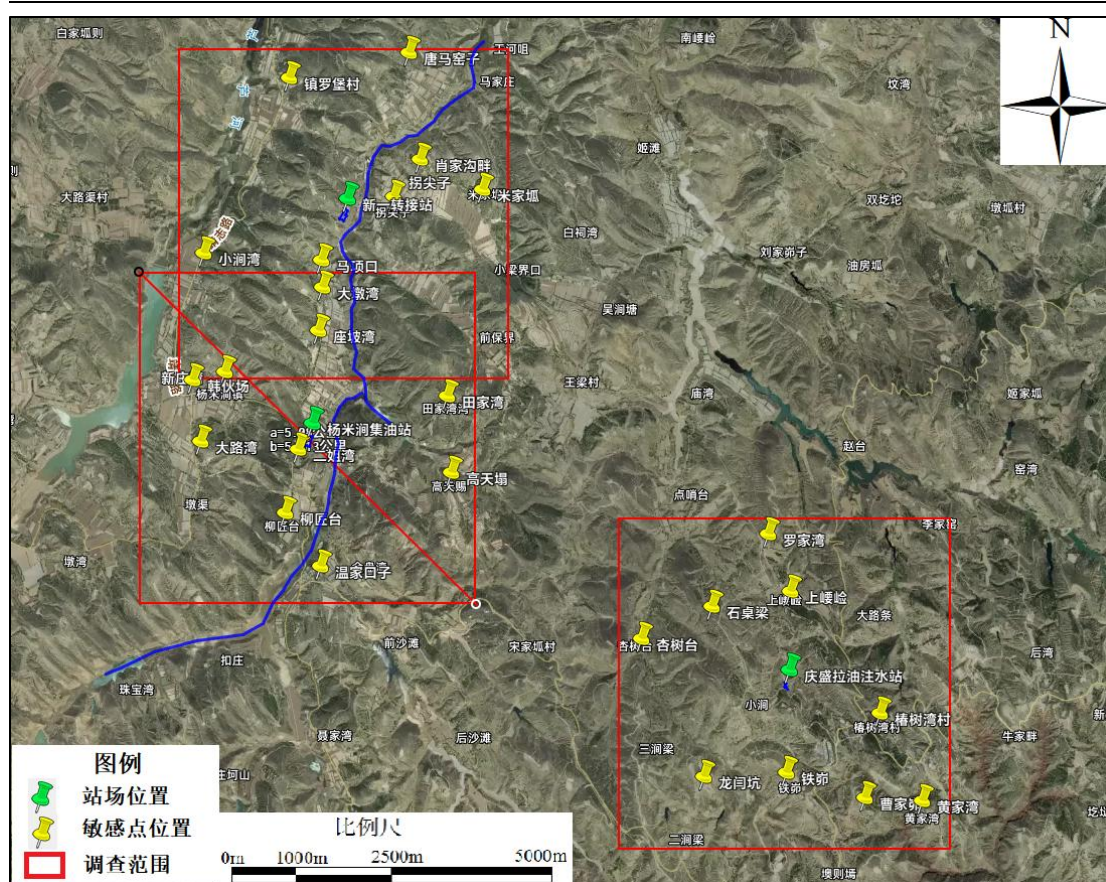


图 1.4.2-1 新一转接站、庆盛拉油注水站、杨米涧集油站大气评价范围及敏感目标分布图

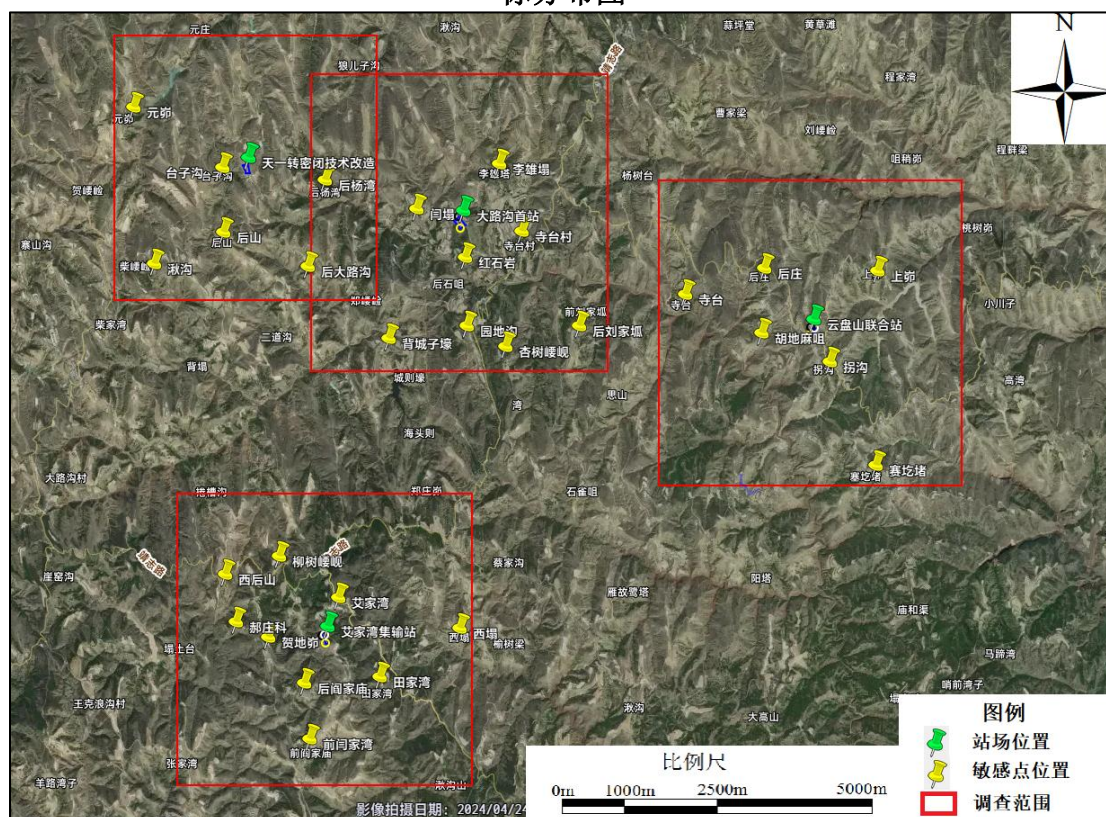


图 1.4.2-2 天一转接站、大路沟首站、云盘山联合站、艾家湾集输站大气评价范围及敏感目标分布图

1.4.4 土壤环境

(1) 评价工作等级

①项目影响类型

根据本项目监测结果可知项目区域的土壤含盐量（ $<1\text{g/kg}$ ）和 pH 值（7.2~8.79），项目所在区域原始土地属于非土壤盐化、酸化、碱化地区，同时根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》中“土壤环境评价等级和评价范围-项目类别-依据 HJ964 的规定，土壤盐化、酸化和碱化地区，建设项目应按照土壤污染影响型和生态影响型，按相应等级分别开展评价工作；非土壤盐化、酸化和碱化地区，按照土壤污染影响型，按相应等级开展评价工作”，确定本项目的土壤环境影响类型为污染型影响。

②项目类别

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），本项目属于污染影响型和生态影响型项目。本项目站场为I类项目，出油管线、注水管线为II类项目、供气和供水管线为IV类项目。

③占地规模

项目管线工程永久占地为“三桩”等，占地面积较小，大部分为临时占地，项目占地规模按照小型考虑。

④环境敏感程度

根据现场踏勘和多规合一监测报告，本项目各管线工程 200m 范围内均有居民、农田或牧草地等土壤环境敏感目标，敏感程度均为“敏感”。项目敏感均程度判断依据见表 1.4.4-1。

表 1.4.4-1 污染影响型敏感程度分级表

敏感程度	判别依据
敏感	项目周边存在耕地、园地、牧草地、饮用水源地或居民区、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	其他情况

⑤工作等级确定

项目土壤评价工作等级划分依据见表 1.4.4-2。

表 1.4.4-2 污染影响型评价工作等级划分表

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

注：“-”表示可不开展土壤环境影响评价工作。

根据上表，本项目站场土壤污染型评价等级为一级，本项目管线土壤污染型评价等级判定详见表 1.4.4-3。

表 1.4.4-3 项目土壤污染影响型评价工作等级判定表

项目类别			占地规模	敏感程度	评价等级
站场	艾家湾集输站	I类	小	敏感	一级
	新一转接站		小	敏感	一级
	大路沟首站		小	敏感	一级
	庆盛拉油注水站		小	敏感	一级
	杨米涧集油站		小	敏感	一级
	云盘山联合站		小	敏感	一级
	天一接转站		小	敏感	一级
	杨 19 接转注水站		小	敏感	一级
出油、集油管线	罗 40-28 井组出油管线	II类项目	小	敏感	二级
	罗 42-30 井组出油管线		小	敏感	二级
	于 42-37 单井出油管线		小	敏感	二级
	于 45-40 单井出油管线		小	敏感	二级
	路 36-24 单井出油管线		小	敏感	二级
	路 37-251 单井出油管线		小	敏感	二级
	路 37-25 单井出油管线		小	敏感	二级
	路 38-251 单井出油管线		小	敏感	二级
	田 23-171 单井出油管线		小	敏感	二级
	田 32-12 井组单井出油管线		小	敏感	二级
	康 48-50 至杨 2 增出油管线		小	敏感	二级
	康 46-49 至杨 2 增出油管线		小	敏感	二级
	康 44-47 至杨 2 增出油管线		小	敏感	二级
	康 37-46A 井组出油管道		小	敏感	二级
	田 21-17 井组至艾家湾集输站出油管道		小	敏感	二级
	中 3 增集油管道		小	敏感	二级
	天 27-15 井组出油管道		小	敏感	二级
	杨 2 井组出油管线		小	敏感	二级
	田 13-26 井组至中 5 增出油管道		小	敏感	二级
	路 9-51 至罗 18-30 出油管线		小	敏感	二级
	罗 27-44 单井出油管道		小	敏感	二级
罗 28-48 单井出油管道	小	敏感	二级		
DP10 拉油点至罗 6 增出油管线	小	敏感	二级		
注水	中 4 增区域管线更换（注水管线）	II类	小	敏感	二级

管线	中 3 增注水干线局部更换	项目	小	敏感	二级
	罗 35-451 至罗 36-44 注水管线		小	敏感	二级
	罗 103 配至罗 35-451 注水管线		小	敏感	二级
	罗 33-44 配至罗 30-42 注水管线		小	敏感	二级
	罗 35-451 配至罗 33-44 注水管线		小	敏感	二级
	康 49-48 配至康 45-40A 注水管线		小	敏感	二级
	涧 25-9 配-涧 23-9 配注水管线		小	敏感	二级
	涧 25-9 配-涧 23-9 配注水管线 2		小	敏感	二级
	涧 25-9 配-涧 25-17 配注水支线		小	敏感	二级
	DP3 注水支线		小	敏感	二级
供气 管线	白 8 增至白 203 配供水管道（清水）	IV类 项目	/		
	路 14-41 至路二转水源井管道（清水）				
	路 7-54 至路平一水源井管线（清水）				
	新 80 生活点供气管道更换				
	罗 5 增至罗 6 增供气管道				

（2）评价范围

项目站场土壤环境影响评价范围为占地范围外 2000m，管线土壤环境影响评价范围为两侧向外延伸 200m 范围。

1.4.5 声环境

（1）评价工作等级

依据《环境影响评价技术导则-声环境》（HJ2.4-2021）规定，通过对本项目具体情况与判定对比分析，分析结果具体见表 1.4.5-1 所示。

表 1.4.5-1 环境噪声影响评价工作等级一览表

判定依据	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 类区	增高量>5dB（A）	显著增多
二级评价判定依据	1、2 类区	3dB（A）<增高量<5dB（A）	增加较多
三级评价判定依据	3、4 类区	增高量<3dB（A）	变化不大

根据本项目所处地理位置及周围环境，本工程评价区为 2 类声环境功能区，项目噪声影响主要集中在施工期，运行期管线埋地敷设，对管线沿线 200m 范围内居民影响较小，项目运行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，故本项目声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-声环境》（HJ2.4-2021）中规定，本次环境噪声评价范围为：管线两侧向外延伸 200m 范围。项目管线工程声环境影响评价范围与土壤环境影响评价范围一致，见图 1.4.5-1。

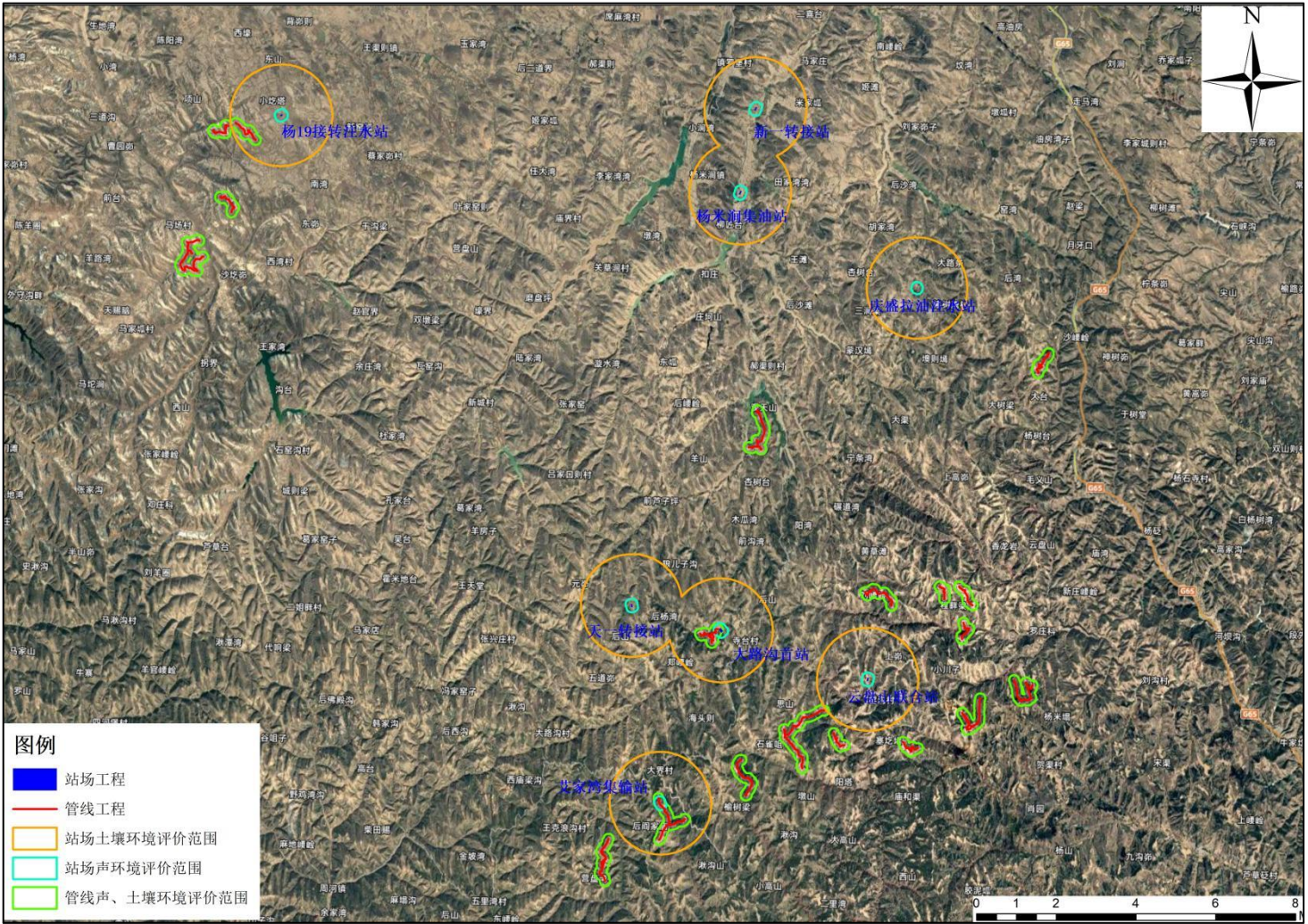


图 1.4.5-1 本项目声、土壤环境评价范围图

1.4.6 地下水环境

本次环评涉及 8 个站、40 条管线，站内主要是设备、管线的拆除维修更换，不涉及产能变化。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）附录 A，本项目站场、出油管线、供气管线、注水管线涉及行业类别为“F 石油、天然气”中“37、石油开采”和“41、石油、天然气、成品油管线（不含城市天然气管线）”，根据导则分区确定，站场属于 I 类、出油管线、注水管线 II 类、供气管线 III 类，清水管线不进行评价。

本次评价按照地下水导则中的公式计算法确定单个站场的调查评价范围。

计算公式如下：

$$L=\alpha\times K\times I\times T/n_e$$

式中，L—下游迁移距离，m；

α —变化系数， $\alpha\geq 1$ ，一般取 2；

K—渗透系数，m/d；

I—水力坡度，无量纲；

T—质点迁移时间，取值不小于 5000d；

n_e —有效孔隙度，无量纲。

本次油维项目工程范围涉及榆林市靖边县东南部、延安市安塞区西北角、延安市志丹县东北角区域，站场改造以及管线工程涉及开发利用含水层主要包括第四系松散岩类裂隙孔隙含水层，因此评价针对可能受影响的含水层计算其影响范围，计算结果见表 1.4.6-1。

表 1.4.6-1 地下水影响程度计算表

含水层	渗透系数 K (m/d)	水力坡度 I	有效孔隙度 n_e	L (t=5000)
第四系潜水含水层	渗透系数 0.43m/d	8‰	0.3	115
白垩系环河组潜水含水层	渗透系数 0.03m/d	2‰	0.15	4

确定本项目站场的地下水影响评价范围为：各站场下游 230m，两侧及上游各 115m 的范围，管线的评价范围根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》，以工程边界两侧各向外延伸 200 米作为评价范围。

根据收集资料，靖边县共有 2 处县级以上水源地，即四柏树水源地和西新区硬地塘水源地。四柏树水源地准保护区与项目的最近距离为 28.9km，西新区硬

地塘水源地准保护区与项目的最近距离为 28km，远大于其补给、径流区范围，与项目评价区无重叠。

根据陕西省生态环境厅《关于同意榆林市乡镇集中式饮用水水源保护区划定方案有关意见的函》（陕环函〔2020〕179 号），靖边县乡镇级集中式地下水水源地有 5 处，分别为天赐湾镇房窑地下水源地、杨桥畔镇沙畔地下水源地、海则滩镇地下水水源地、黄蒿界镇五合地下水源地、宁条梁镇甘露源地下水源地。其中位于南部山区的水源地为天赐湾镇房窑地下水源地，与本项目直线距离为 13.8km，其补给区与项目评价区无重叠；其余 4 处地下水源地均位于靖边县北部风，与本项目直线距离 >30km，其补给区与项目评价区无重叠。

地下水环境敏感程度分级见表 1.4.6-2，地下水评价等级判定见表 1.4.6-3。

表 1.4.6-2 地下水环境敏感程度分级表

敏感程度	地下水环境敏感特征
敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其它保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。
较敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源（如矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区a。
不敏感	上述地区之外的其它地区。
注：a“环境敏感区”是指《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的 环境敏感区。	

表 1.4.6-3 地下水环境影响评价工作等级划分表

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

本次改造及维护工程位置较分散，周边居民分布较少，用水大部分采用农村分散式地下水源井和水窖，站场周边评价范围内无分散式饮用水水井分布，DP3 注水支线周边 200m 评价范围内存在分散式饮用水水井的情况。

表 1.4.5-4 评价工作等级划分

项目类别			介质	和周边水源井关系	敏感程度	评价等级
站场	艾家湾集输站	I类	原油	评价范围内无水源井	不敏感	二级
	新一转接站		原油	评价范围内无水源井	不敏感	二级
	大路沟首站		原油	评价范围内无水源井	不敏感	二级

	庆盛拉油注水站		原油	评价范围内无水源井	不敏感	二级
	杨米涧集油站		原油	评价范围内无水源井	不敏感	二级
	云盘山联合站		原油	评价范围内无水源井	不敏感	二级
	天一接转站		原油	评价范围内无水源井	不敏感	二级
	杨 19 接转注水站		原油	评价范围内无水源井	不敏感	二级
出油、集油管线	罗 40-28 井组出油管线	II类项目	含水油	评价范围内无水源井	不敏感	三级
	罗 42-30 井组出油管线		含水油	评价范围内无水源井	不敏感	三级
	于 42-37 单井出油管线		含水油	评价范围内无水源井	不敏感	三级
	于 45-40 单井出油管线		含水油	评价范围内无水源井	不敏感	三级
	路 36-24 单井出油管线		含水油	评价范围内无水源井	不敏感	三级
	路 37-251 单井出油管线		含水油	评价范围内无水源井	不敏感	三级
	路 37-25 单井出油管线		含水油	评价范围内无水源井	不敏感	三级
	路 38-251 单井出油管线		含水油	评价范围内无水源井	不敏感	三级
	田 23-171 单井出油管线		含水油	评价范围内无水源井	不敏感	三级
	田 32-12 井组单井出油管线		含水油	评价范围内无水源井	不敏感	三级
	康 48-50 至杨 2 增出油管线		含水油	评价范围内无水源井	不敏感	三级
	康 46-49 至杨 2 增出油管线		含水油	评价范围内无水源井	不敏感	三级
	康 44-47 至杨 2 增出油管线		含水油	评价范围内无水源井	不敏感	三级
	康 37-46A 井组出油管道		含水油	评价范围内无水源井	不敏感	三级
	田 21-17 井组至艾家湾集输站出油管道		含水油	评价范围内无水源井	不敏感	三级
	中 3 增集油管道		含水油	评价范围内无水源井	不敏感	三级
	天 27-15 井组出油管道		含水油	评价范围内无水源井	不敏感	三级
	杨 2 井组出油管线		含水油	评价范围内无水源井	不敏感	三级
	田 13-26 井组至中 5 增出油管道		含水油	评价范围内无水源井	不敏感	三级
	路 9-51 至罗 18-30 出油管线		含水油	评价范围内无水源井	不敏感	三级
	罗 27-44 单井出油管道		含水油	评价范围内无水源井	不敏感	三级
	罗 28-48 单井出油管道		含水油	评价范围内无水源井	不敏感	三级
	DP10 拉油点至罗 6 增出油管线		含水油	评价范围内无水源井	不敏感	三级
注水管线	中 4 增区域管线更换(注水管线)	II类项目	采出水	评价范围内无水源井	不敏感	三级
	中 3 增注水干线局部更换		采出水	评价范围内无水源井	不敏感	三级
	罗 35-451 至罗 36-44 注水管线		采出水	评价范围内无水源井	不敏感	三级
	罗 103 配至罗 35-451 注水管线		采出水	评价范围内无水源井	不敏感	三级
	罗 33-44 配至罗 30-42 注水管线		采出水	评价范围内无水源井	不敏感	三级
	罗 35-451 配至罗 33-44 注水管线		采出水	评价范围内无水源井	不敏感	三级
	康 49-48 配至康 45-40A 注水		采出水	评价范围内无水源井	不敏感	三级

	管线					
	涧 25-9 配-涧 23-9 配注水管线		采出水	评价范围内无水源井	不敏感	三级
	涧 25-9 配-涧 23-9 配注水管线 2		采出水	评价范围内无水源井	不敏感	三级
	涧 25-9 配-涧 25-17 配注水支线		采出水	评价范围内无水源井	不敏感	三级
	DP3 注水支线		采出水	评价范围内有村民水源井	敏感	二级

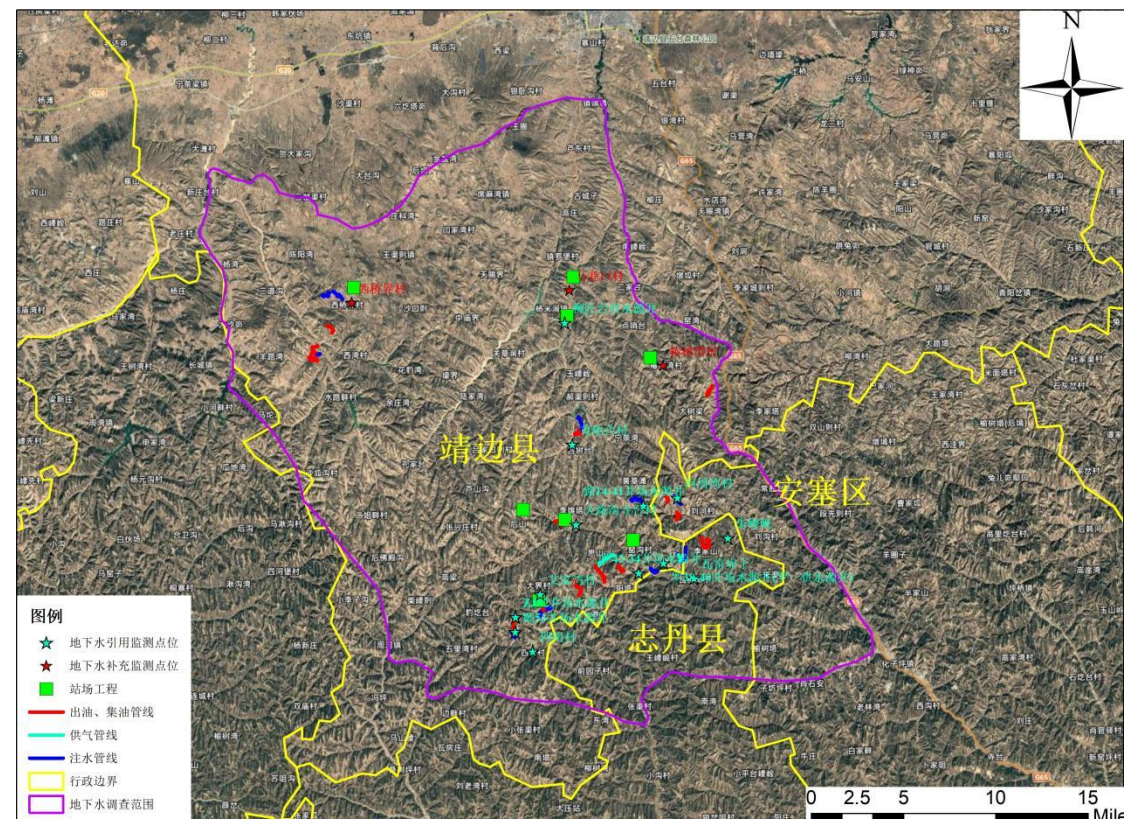


表 1.4.6-1 本项目地下水调查范围

1.4.7 环境风险

(1) 评价工作等级

根据项目涉及的每种危险物质在单个站场厂界内或单条管线的最大存在总量，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。

本项目涉及的危险物质为集油管线内的原油，项目管线均为单独运行的管线工程（两端站场均设有阀门），分管线单独判定临界量。根据环境风险评价章节分析可知，项目 Q 均小于 1，故危险单元环境风险潜势可直接确定为 I。

表 1.4.7-1 本项目 Q 值确定表

序号	危险单元	风险源	危险物质名称	CAS 号	长度 /km	管道规格	最大存在总量 q _n /t	临界量 Q _n /t	该种物质 Q 值	危险单元 Q 值Σ
1	站场	天一接转注水站	原油（含水）	8002-05-9	/	/	2.355	2500	0.000942	0.000942
2		新一转接站	原油（含水）	8002-05-9	/	/	1.766	2500	0.0007064	0.0007064
3	集油、出油管线	罗 40-28 井组出油管线	原油（含水）	8002-05-9	1.2	∅ 60×5.0mm-L245N	1.963	2500	0.000942	0.000942
4		罗 42-30 井组出油管线	原油（含水）	8002-05-9	0.9	∅ 60×5.0mm-L245N	1.963	2500	0.0007065	0.0007065
5		于 42-37 单井出油管线	原油（含水）	8002-05-9	1	∅ 60×5.0mm-L245N	2.944	2500	0.000785	0.000785
6		于 45-40 单井出油管线	原油（含水）	8002-05-9	1	∅ 60×5.0mm-L245N	0.393	2500	0.000785	0.000785
7		路 36-24 单井出油管线	原油（含水）	8002-05-9	1.5	∅ 60×5.0mm-L245N	1.766	2500	0.0011775	0.0011775
8		路 37-251 单井出油管线	原油（含水）	8002-05-9	0.2	∅ 60×5.0mm-L245N	0.393	2500	0.000157	0.000157
9		路 37-25 单井出油管线	原油（含水）	8002-05-9	0.9	∅ 60×5.0mm-L245N	0.981	2500	0.0007065	0.0007065
10		路 38-251 单井出油管线	原油（含水）	8002-05-9	0.2	∅ 60×5.0mm-L245N	3.650	2500	0.000157	0.000157
11		田 23-171 单井出油管线	原油（含水）	8002-05-9	0.5	∅ 60×5.0mm-L245N	6.673	2500	0.0003925	0.0003925
12		田 32-12 井组单井出油管线	原油（含水）	8002-05-9	1.86	∅ 60×5.0mm-L245N	1.963	2500	0.0014601	0.0014601
13		康 48-50 至杨 2 增出油管线	原油（含水）	8002-05-9	3.4	∅ 60×5.0mm-L245N	1.963	2500	0.002669	0.002669
14		康 46-49 至杨 2 增出油管线	原油（含水）	8002-05-9	1	∅ 60×5.0mm-L245N	2.355	2500	0.000785	0.000785
15		康 44-47 至杨 2 增出油管线	原油（含水）	8002-05-9	1	∅ 60×5.0mm-L245N	1.178	2500	0.000785	0.000785
16		康 37-46A 井组出油管道	原油（含水）	8002-05-9	1.2	∅ 60×5.0mm-L245N	2.355	2500	0.000942	0.000942
17		田 21-17 井组至艾家湾集输站出油管道	原油（含水）	8002-05-9	0.6	∅ 60×5.0mm-L245N	2.355	2500	0.000471	0.000471
18		中 3 增集油管道	原油（含水）	8002-05-9	1.2	∅ 60×5.0mm-L245N	2.159	2500	0.000942	0.000942
19		天 27-15 井组出油管道	原油（含水）	8002-05-9	1.2	∅ 60×5.0mm-L245N	4.710	2500	0.000942	0.000942
20		杨 2 井组出油管线	原油（含水）	8002-05-9	1.1	∅ 60×5.0mm-L245N	1.570	2500	0.0008635	0.0008635

21		田 13-26 井组至中 5 增出油管道	原油（含水）	8002-05-9	2.4	∅ 60×5.0mm-L245N	5.299	2500	0.001884	0.001884
22		路 9-51 至罗 18-30 出油管线	原油（含水）	8002-05-9	0.8	∅ 60×5.0mm-L245N	2.159	2500	0.000628	0.000628
23		罗 27-44 单井出油管道	原油（含水）	8002-05-9	2.7	∅ 60×5.0mm-L245N	4.318	2500	0.0021195	0.0021195
24		罗 28-48 单井出油管道	原油（含水）	8002-05-9	1.1	∅ 60×5.0mm-L245N	2.218	2500	0.0008635	0.0008635
25		DP10 拉油点至罗 6 增出油管线	原油（含水）	8002-05-9	2.2	∅ 60×5.0mm-L245N	2.355	2500	0.001727	0.001727
26		罗加 20-341 至罗 11 增出油管线	原油（含水）	8002-05-9	1.13	∅ 60×5.0mm-L245N	1.766	2500	0.00088705	0.00088705
27	伴生气 （天然 气）供气 管线	新 80 生活点供气管道更换	伴生气	68476-85-7	0.5	∅ 60×5.0mm-L245N	0.028	10	0.0027789	0.0027789
28		罗 5 增至罗 6 增供气管道	天然气	68476-85-7	2.5	∅ 60×5.0mm-L245NS	0.139	10	0.0138945	0.0138945

本项目各管线危险单元 Q 值均 <1 ，直接判定环境风险潜势均为 I，进行简单分析。

（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。

1.4.8 评价等级和范围汇总

项目各环境要素的评价等级及评价范围汇总见表 1.4.8-1。

表 1.4.8-1 各环境要素的评价等级及评价范围

环境要素	评价等级	评价范围
生态环境	二级	管线中心线两侧外延 300m 范围
大气	二级	以站场为中心，边长为 5km 的矩形区域
地表水	三级 B	/
地下水	二级	站场下游 230m，两侧及上游各 115m 的范围；管线两侧向外延伸 200m 范围
声	二级	管线两侧向外延伸 200m 范围
土壤	站场一级，管线二级	站场占地范围外 2000m，管线为两侧向外延伸 200m 范围
环境风险	简单分析	/

1.5 评价时段与评价重点

1.5.1 评价时段

按施工期和运行期两个时段进行评价。

1.5.2 评价重点

本次评价重点包括：工程分析、施工期环境影响分析、土壤环境影响预测、地下水环境影响预测、环境风险影响预测、环保措施可行性论证等。

1.6 主要环境保护目标

根据现场调查，项目评价范围内无自然保护区、世界文化和自然遗产地、风景名胜區、地质公园、重要湿地及饮用水保护区等重要环境敏感区。不涉及包括法定生态保护区、重要生境以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域。不涉及受影响的重要物种、生态敏感区以及其他需要保护的物种、种群、生物群落及生态空间等。

本项目环境保护目标主要包括村庄、环境空气、声环境、地表水、地下水、

土壤及生态环境等。本项目总体环境保护目标见表 1.6-1。

表 1.6-1 总体环境保护目标

环境要素	保护对象	保护内容	保护目标
环境空气	管线 200m 范围内的居民点等敏感点，详见表 1.6-2~表 1.6-3。	人群健康、环境空气质量	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准
声环境		声环境质量	《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准
地表水环境	石窑沟、芦河、杏子河支流以及延河支流马圈沟，详见表 1.6-4。	地表水水质	杏子河支流以及延河支流马圈沟执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准，石窑沟、芦河执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅱ类标准
地下水环境	评价区内第四系黄土层潜水含水层、白垩系环河组含水层	地下水水质	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准
土壤环境	管线两侧 0.2km 的耕地、居民区等敏感目标	土壤环境	土壤环境质量筛选值
环境风险	管线周边居民	大气环境	环境空气二级标准
	开发范围所在区地表水流域河流	地表水	地表水Ⅲ类标准
	开发范围内潜水	地下水	地下水Ⅱ和Ⅲ类标准
生态环境	土壤、植被、景观、水土流失、生态系统等	生态环境质量	生态功能、质量不降低
	永久基本农田		

1、环境空气、声环境保护目标

本项目环境空气、声环境保护目标主要为评价范围内各村庄居民点，管线 200m 范围内环境保护目标见表 1.6-2、站场大气环境保护目标见表 1.6-3 和图 1.4.2-1~1.4.2-3。

表 1.6-2 管线两侧 200m 范围内环境保护目标

编号	管线名称	保护目标	相对集输管线方位	相对集输管线最近距离/m	人口数/人
1	路 7-54 至路平一水源井管线	河周湾村	E	35~110	18
2	润 25-9 配-润 23-9 配注水管线	簸箕湾	E	25	2
3	路 36-24 单井出油管线	闫塌	N	100	16
4	中 4 增区域管线更换（注水管线）	张家湾	W	30	14
5	康 37-46A 井组出油管道	高家渠	S	125	14
6	康 48-50 至杨 2 增出油管线	后马场村	E/W	10~115	85
7	白 8 增至白 203 配供水管道	关铁山	N	30	16

8		崾崴	E/W	10~50	6
9	于 45-40 单井出油管线	沙峁子	S	15~50	7
10	路 37-25 单井出油管线	红石峁	E	15	5
11	罗加 20-341 至罗 11 增出油管线	小川子	SE	90	21
12	罗 27-44 单井出油管道	李家山	S	70	12
13	罗 28-48 单井出油管道	朱咀子	N	85	8
14	新 80 生活点供气管道更换	高湾	W	22	2
15	DP3 注水支线	田家湾	W	75	14
16	罗 42-30 井组出油管线	杜梨树湾	E	60	10
17	DP10 拉油点至罗 6 增出油管线	石雀咀 1	N	7	8
18	罗 5 增至罗 6 增供气管道	石雀咀 2	E	110	12
19	DP10 拉油点至罗 6 增出油管线	樊家沟	E/N	10-150	20
20	中 4 增区域管线更换（注水管线）	营盘湾	E/W	10~35	11

表 1.6-3 站场大气环境保护目标

编号	站场	保护目标	经度	纬度	保护对象	保护内容	环境功能区	相对集输管线方位	相对最近距离/m	人口数/人
1	新一转接站	镇罗堡村	108°45'42.2287"	37°24'01.5744"	农村居民点	环境空气质量	二类	NW	2350	86
2		肖家沟畔	108°47'02.5662"	37°23'21.8061"				NE	960	99
3		拐尖子	108°46'46.8077"	37°23'03.6384"				E	345	120
4		马项口	108°46'02.1586"	37°22'32.7014"				S	836	140
5		大墩湾	108°46'02.6221"	37°22'19.1960"				S	912	58
6		小涧湾	108°44'49.9707"	37°22'36.0776"				SW	1650	25
7		座坡湾	108°46'00.3819"	37°21'58.2614"				S	2000	26
8		米家圪	108°47'40.8810"	37°23'06.7074"				E	2100	55
9		唐马窑子	108°46'55.7684"	37°24'13.6019"				N	2560	63
10	杨米涧集油站	新庄湾	108°45'02.9869"	37°21'37.9391"				NW	1340	126
11		韩伙场	108°44'42.9025"	37°21'34.0095"				NW	1450	356
12		大路湾	108°44'48.3099"	37°21'04.2904"				W	890	85
13		二姐湾	108°45'47.7905"	37°20'59.9919"				S	40-260	66
14		田家湾	108°47'19.7152"	37°21'26.0274"				NE	2350	38
15		高天塌	108°47'22.0326"	37°20'48.9383"				E	2360	46
16		温家口子	108°46'01.6951"	37°20'03.3682"				S	2215	41
17		柳匠台	108°45'39.9113"	37°20'29.1635"				S	1220	88
18		大树湾	108°32'33.0670"	37°23'24.2611"				NW	1870	65
19	杨19接转站	西山	108°32'06.1848"	37°23'35.7993"				NW	2340	49
20		小圪塔	108°33'05.5110"	37°22'56.5183"				NW	710	51
21		后台	108°33'43.5168"	37°22'24.3527"				SE	560	34
22		陈虎湾	108°34'11.0170"	37°22'50.1346"				E	1260	16
23		簸箕湾	108°32'00.9320"	37°22'15.5126"				SW	2000	75
24		西桥界村	108°32'55.0053"	37°21'48.7451"				SW	1520	226
25		胶泥湾	108°33'40.4269"	37°21'37.2023"				S	1850	251
26		胶泥湾	108°34'22.4496"	37°21'52.6744"				SE	1950	18
27		常崾峁	108°33'30.8482"	37°22'47.5565"				NE	40-400	52
28		马家园则	108°34'54.2757"	37°22'40.9270"				E	2200	64

29	庆盛拉油注水站	石桌梁	108°50'02.0897"	37°19'43.7129"				NW	1500	28
30		罗家湾	108°50'36.6966"	37°20'19.0913"				N	2150	95
31		上嵯岭	108°50'49.9832"	37°19'50.8381"				N	1179	54
32		椿树湾村	108°51'45.2925"	37°18'51.1281"				SE	1527	96
33		杏树台	108°49'18.5220"	37°19'27.9877"				NW	2360	52
34		铁峁	108°50'47.8203"	37°18'22.3741"				S	1890	56
35		曹家峁	108°51'36.0228"	37°18'10.3310"				SE	2156	25
36		龙闫坑	108°49'57.1458"	37°18'20.6537"				SW	1985	15
37	天一转接站	黄家湾	108°52'10.9387"	37°18'08.6105"				SE	2500	45
38		元峁	108°41'54.8117"	37°12'34.1353"				NW	2134	9
39		台子沟	108°42'55.9918"	37°12'01.1574"				W	425	64
40		后杨湾	108°44'06.7506"	37°11'54.5121"				E	1345	42
41		后山	108°42'56.9188"	37°11'25.9601"				S	1289	18
42		湫沟	108°42'09.0253"	37°11'08.7290"				SW	2412	54
43		后大路沟	108°43'54.7000"	37°11'07.2520"				SE	2092	26
44		李雄塌	108°46'06.6389"	37°12'03.3725"				NE	1000	85
45	大路沟首站	寺台村	108°46'21.7795"	37°11'26.2062"				E	984	43
46		红石岩	108°45'43.1557"	37°11'12.1753"				S	700	64
47		闫塌	108°45'09.4757"	37°11'38.7596"				W	727	52
48		背城子壕	108°44'50.3183"	37°10'27.6160"				SW	2329	24
49		园地沟	108°45'44.3916"	37°10'34.5097"				S	1895	78
50		后刘家圪	108°47'01.6393"	37°10'34.7558"				SE	2716	46
51		杏树嵯峁	108°46'10.6558"	37°10'23.4305"				S	2352	58
52		后庄	108°49'08.6343"	37°11'06.2673"				NW	1162	64
53	云盘山联合站	上峁	108°50'26.4999"	37°11'04.7903"				NE	1345	54
54		寺台	108°48'14.2520"	37°10'51.9891"				NW	2234	258
55		拐沟	108°49'53.7469"	37°10'15.0593"				SE	752	68
56		赛圪堵	108°50'25.2640"	37°09'18.4240"				SE	2611	52
57		胡地麻咀	108°49'07.0894"	37°10'30.5705"				W	914	49
58		艾家湾	108°44'16.0204"	37°08'06.0120"				N	580	88
59		柳树嵯峁	108°43'35.2336"	37°08'28.6736"				NW	1430	83
60		西后山	108°42'57.8458"	37°08'18.5746"				NW	1885	41
61	艾家湾集输站	贺地峁	108°43'27.5089"	37°07'44.0876"				W	970	48
62		郝庄科	108°43'05.5705"	37°07'52.4634"				W	1478	63
63		后阎家庙	108°43'52.5371"	37°07'19.2049"				S	926	29
64		田家湾	108°44'44.4475"	37°07'22.6541"				SE	1224	42
65		前闫家湾	108°43'55.9360"	37°06'48.4064"				S	1852	51
66		西塌	108°45'39.1388"	37°07'49.0146"				E	2229	22

2、地表水环境保护目标

本项目区域地表水为石窑沟、芦河、杏子河支流的崖畔沟支流以及延河支流马圈沟，杏子河支流以及延河支流马圈沟执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准，石窑沟、芦河执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅱ类标准。

表 1.6-4 与地表水位置关系

所属流域	与本项目有关的地表水	涉及的工程	相对位置关系		是否涉及 穿跨越	穿跨越 方式
			方位	直线距离		
无定河流域	石窑沟	康 44-47 至杨 2 增出油管线	W	170	不涉及	/
		康 49-48 配至康 45-40A 注水管线	W	185	不涉及	/
芦河流域	东芦河	新一转接站	E	110	不涉及	/
		杨米涧集油站	E	344	不涉及	/
		白 8 增至白 203 配供水管道	E	210	不涉及	/
		于 42-37 单井出油管线	E	230	不涉及	/
		于 45-40 单井出油管线	E	230	不涉及	/
杏子河流域	崖畔沟支流	中 3 增注水干线局部更换	/	/	跨越	依托现有桁架
		中 3 增集油管道	/	/	跨越	依托现有桁架
延河流域	马圈沟	罗加 20-341 至罗 11 增出油管线	/	/	跨越	新建桁架

3、地下水环境保护目标

项目管线可能影响的区域包括黄土梁峁区和沟谷区，黄土梁峁区直接影响的含水层类型为第四系风积黄土含水层，沟谷区直接影响的含水层类型白垩系环河组含水层，本次评价的目标含水层为第四系风积黄土含水层和白垩系环河组含水层。

4、生态环境保护目标

表 1.6-5 生态环境保护目标一览表

保护类别	保护对象	保护目标	与项目关系	备注
生态环境 (占地范围)	土壤、土地利用	达到《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准》(GB36600-2018)第二类用地和《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》(GB15618-2018)，合理利用土地	项目所有管线施工作业带占地	管线施工场地及其周围为重点
	植被	植被恢复率要达到 95%以上，生态系统完整性与稳定性	项目所有管线施工作业带占地	
	永久基本农田	施工结束后尽快进行土地复耕和复肥工作，确保施工前后基本农田保护区产量不降低	项目管线施工临时占用基本农田 5.5372hm ²	按照《中华人民共和国基本农田保护条例》进行管理
生态	土壤、	达到《土壤环境质量建设用地土	项目所有管线中心线向	管线施工场地

环境 (评价范围)	土地利用	《土壤污染风险管控标准》(GB36600-2018)第二类用地和《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》(GB15618-2018),合理利用土地	两侧外延 300m 范围	及其周围为重点
	植被	植被恢复率达到 95%以上,生态系统完整性与稳定性	项目所有管线中心线向两侧外延 300m 范围	
	永久基本农田	施工结束后尽快进行土地复耕和复肥工作,确保施工前后基本农田保护区产量不降低	项目管线中心线向两侧外延 300m 范围	按照《中华人民共和国基本农田保护条例》进行管理

5、与王瑶水库位置关系

根据陕西省生态环境厅《关于延安市王瑶水库饮用水水源保护区调整方案有关意见的函》(陕环污防函〔2018〕88 号)王窑水库水源保护区范围划分如下:

一级保护区水域范围: 水库设计水位(1183m)以下区域及河道向上游延伸 100m。

陆域范围: 以水库设计水位线为基准,向外水平延伸 100m,下游至坝顶防浪墙脚。

二级保护区范围: 以一级保护区外缘为基准,向外水平延伸 1400m,最大不超过分水岭。

准保护区范围: 一、二级保护区以外的流域面积和王窑水库泄洪洞出口以下河道 100m。

本次建设工程内容对水源保护区进行了避让,与水源地准保护区最近的工程内容为 DP3 注水直线,最近的距离约 240m。

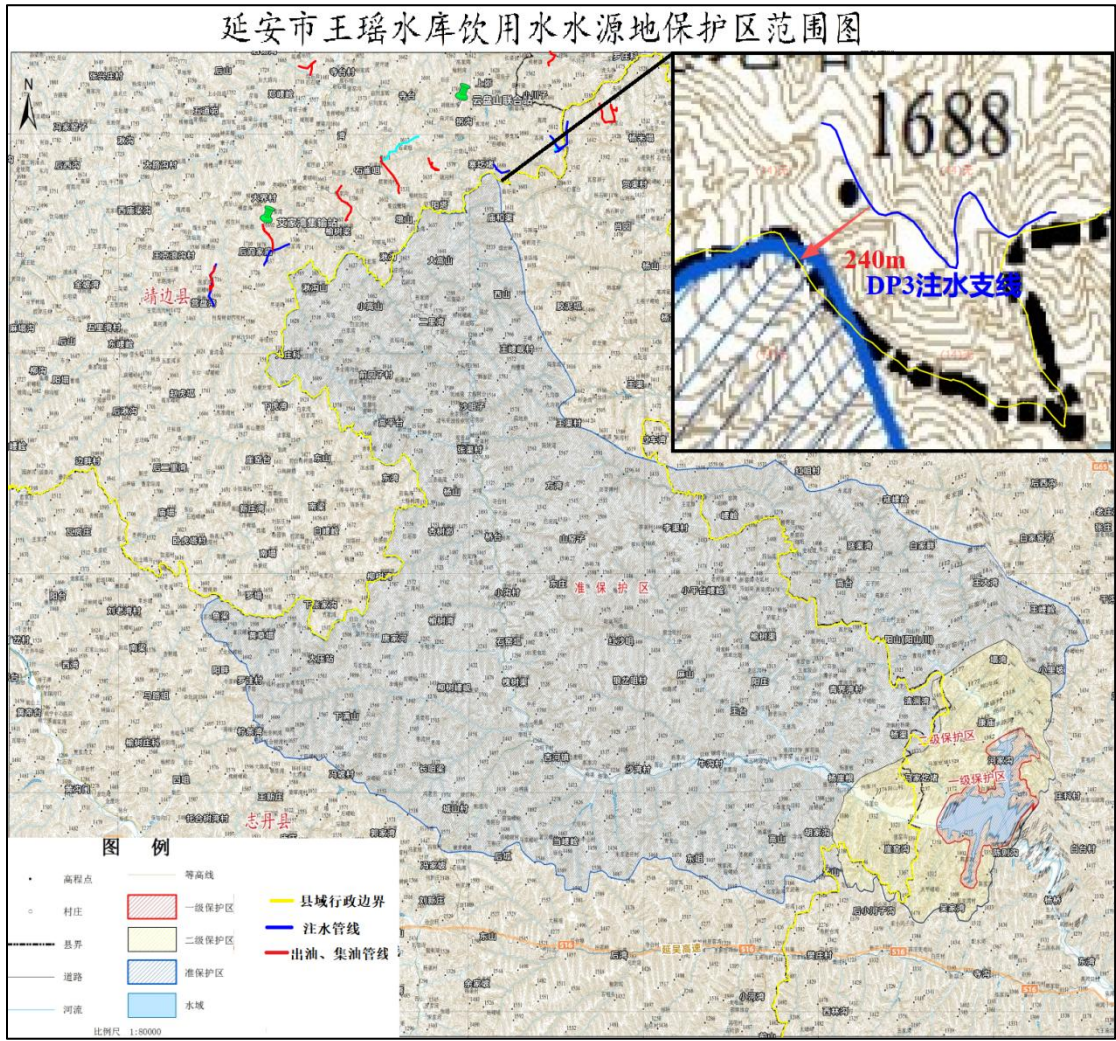


图 1.6-1 本项目与王瑶水库位置管线图

2 项目概况

2.1 现有工程概况

根据设计方案,本项目主要建设内容为站场工程和管线工程。艾家湾集输站、天一接转注水站、大路沟首站、杨米涧集油站、新一转接站、云盘山联合站、庆盛拉油注水站、杨 19 接转注水站等 8 座站场改造工程; 40 条管线隐患治理工程, 管线总长 56.27km, 包括 24 条出油、集油管线 30.29km (全线更换 23 条, 局部更换 1 条), 14 条注水管线 22.98km (全线更换 11 条、局部更换 3 条, 其中清水管线 3 条、采出水管线 11 条), 2 条供气管线 3.0km (全线更换 1 条, 局部更换 1 条)。

2.1.1 现有工程环保手续履行情况

(1) 站场工程

本项目共涉及 8 座站场, 各站场都运行多年, 属于《靖安油田 140 万吨/年产能建设项目》及《长庆油田分公司第四采油厂王渠则杨 19、杨 36 井区产能建设项目》中分项工程。艾家湾集输站、天一接转注水站、大路沟首站、杨米涧集油站、新一转接站、云盘山联合站、庆盛拉油注水站、杨 19 接转注水站等站场在投产后还进行了若干次单体工程的改造, 并各自办理了相关环保手续。各相关站场环保手续履行情况见表 2.1.1-1。根据调查, 长庆油田分公司第四采油厂按作业区分别办理了排污许可, 本项目涉及站场均已纳入排污许可管理。各站场目前正常运行中。

表 2.1.1-1 站场环保手续履行情况

序号	投产时间	建设历程	环评批复文号	验收批复文号	备注
1	艾家湾集输站				
1.1	2002 年	靖安油田 140×10 ⁴ t 产能建设项目环境影响报告书	陕环函(2002)108 号	陕环批复(2008)292 号	产建工程
1.2	2004 年	原靖边县环境保护局《艾家湾集输站》环境影响登记表	(2004)1 号(补)	(2004)1 号(补)	单体工程
1.3	2023 年	长庆油田分公司第四采油厂 2023 年榆林区域油田维护及隐患治理项目环境影响报告书(站场改扩建)	榆政环批复(2024)36 号	已建成, 正在验收	隐患治理工程
2	大路沟首站				
2.1	2002 年	靖安油田 140×10 ⁴ t 产能建设项目环境影响报告书	陕环函(2002)108 号	陕环批复(2008)292 号	产建工程
2.2	2025 年 7	长庆油田分公司第四采油厂 2024 年榆林区域油田维护项目	榆政环批复(2025)93 号	正在建设, 未验收	隐患治理

长庆油田分公司第四采油厂 2025 年油田维护改造项目

	月			收	工程
3	杨米涧集油站				
3.1	2002 年	靖安油田 140×10 ⁴ t 产能建设项目环境影响报告书	陕环函（2002）108 号	陕环批复（2008）292 号	产建工程
3.2	2004 年	原靖边县环境保护局《杨米涧集油站》环境影响登记表	（2004）9 号（补）	（2004）9 号（补）	单体工程
3.3	2018 年	关于新 14 等区块活化水驱油地面建设项目（杨米涧北场地新建 1500m ³ /d 微生物扩培处理设施 1 套）环境影响报告表	靖边县环境保护局 2018 年 5 月 16 日批复	2020 年 1 月已自主验收	
3.4	2022 年	长庆油田分公司第四采油厂 2021 年-2023 年油田维护及隐患治理项目环境影响报告书（站场改扩建）	榆政审批生态发（2022）96 号	已自主验收	隐患治理工程
3.5	2023 年	长庆油田分公司第四采油厂 2023 年榆林区域油田维护及隐患治理项目环境影响报告书（站场改扩建）	榆政环批复（2024）36 号	已建成，正在验收	
3.6	2025 年 7 月	长庆油田分公司第四采油厂 2024 年榆林区域油田维护项目	榆政环批复（2025）93 号	正在建设，未验收	
4	云盘山联合站				
4.1	2002 年	靖安油田 140×10 ⁴ t 产能建设项目环境影响报告书	陕环函（2002）108 号	陕环批复（2008）292 号	产建工程
4.2	2004 年	原靖边县环境保护局《云盘山联合站》环境影响登记表	（2004）8 号（补）	（2004）8 号（补）	单体工程
4.3	2016 年	云盘山联合站采出水处理改造及配套管线项目环境影响报告表	靖边县环境保护局 2016 年 5 月 4 日批复	/	
4.4	2022 年	长庆油田分公司第四采油厂 2021 年-2023 年油田维护及隐患治理项目环境影响报告书	榆政审批生态发（2022）96 号	已自主验收	隐患治理工程
4.5	2023 年	长庆油田分公司第四采油厂 2023 年榆林区域油田维护及隐患治理项目环境影响报告书	榆政环批复（2024）36 号	已建成，正在验收	
4.6	2025 年 7 月	长庆油田分公司第四采油厂 2024 年榆林区域油田维护项目	榆政环批复（2025）93 号	正在建设，未验收	
5	杨 19 接转站				
5.1	2009 年	长庆油田分公司第四采油厂王渠则杨 19、杨 36 井区产能建设项目环境影响报告书	榆政环发（2009）233 号	已自主验收	产建工程
5.2	2009 年	长庆油田分公司第四采油厂杨 19 拉油注水站建设项目环境影响报告表	靖环批复（2009）24 号	陕环咨（验）字（2016）第 019 号	单体工程
5.3	2012 年	长庆油田分公司第四采油厂杨 19 接转注水站扩建工程项目环境影响报告表	靖环批复（2012）73 号		
5.4	2022 年	长庆油田分公司第四采油厂 2021 年-2023 年油田维护及隐患治理项目环境影响报告书（站场改扩建）	榆政审批生态发（2022）96 号	已自主验收	隐患治理工程
5.5	2025 年 7 月	长庆油田分公司第四采油厂 2024 年榆林区域油田维护项目	榆政环批复（2025）93 号	正在建设，未验收	
6	涉及的其他 3 座站场（天一接转注水站、新一转接站、庆盛拉油注水站）				
6.1	2002 年	靖安油田 140×10 ⁴ t 产能建设项目环境影响报告书	陕环函（2002）108 号	陕环批复（2008）292 号	产建工程

（2）管线工程

本项目共涉及 40 段现有管线，管线分布较散，于 2003 年~2016 年建设并办理了环保手续，分别属于《靖安油田 140 万吨/年产能建设项目》及《长庆油田

分公司第四采油厂王渠则杨 19、杨 36 井区产能建设项目》，现已运行多年。具体情况见表 2.1.1-2。

表 2.1.1-2 管线环保手续履行情况

序号	时间	建设历程	环评批复文号	验收批复文号	备注
1	2002 年	靖安油田 140×10 ⁴ t 产能建设项目环境影响报告书	陕环函〔2002〕108 号	陕环批复〔2008〕292 号	产建工程
2	2009 年	长庆油田分公司第四采油厂王渠则杨 19、杨 36 井区产能建设项目环境影响报告书	榆政环发〔2009〕233 号	已自主验收	

2.1.2 站场及管线工程存在的风险隐患及改造措施

表 2.1.2-1 涉及站场基本情况一览表

序号	所属作业区	站场名称	存在问题	治理方案
1	艾家湾作业区	艾家湾集输站	1#净化罐（1000m ³ ）于 2010 年投运，上次检修日期为 2018 年 8 月，目前盘管腐蚀严重已停用，影响加温，且罐底沉积物多，影响外输交油，需进行检修恢复运行。	①对 1#1000m ³ 净化罐进行检修，罐底板、壁板、顶板找漏补强； ②更换管线与罐体开孔处增加补强圈； ③增设灌顶操作护栏及防滑踏步 2 套。
2	大路沟作业区	大路沟首站	站内集输管线、热网管线已运行 21 年，腐蚀严重，其中 2022 年 7 月份对站内管道检测，共计检测 14 处，检测结果 5 处重度腐蚀，8 处中度腐蚀。	站内集输管网更换 L245N- $\varnothing$ 219×6.0-900m、L245N- $\varnothing$ 168×5.0-60m 内防腐采用高分子环氧涂料普通级；站内热网管网更换，选用 L245N 流体用无缝钢管。
3		天一接转注水站	站内沉降罐于 2017 年检修，罐内盘管腐蚀破漏，冬季无法加温运行困难；站内缓冲罐由于罐体附件腐蚀严重，于 2021 年拆除，目前依靠大罐外输，未实现密闭输油，本工程对天一转进行改造，实现密闭集输工艺。	在原缓冲罐位置新设 20m 分离缓冲罐 1 具； $\varnothing$ 600 气液分离器 1 具、更换污水池污水提升泵 1 台，配套相关流程管线连接及防腐保温。
4	杨米涧作业区	杨米涧集油站	杨米涧集油站内储罐原油检测真实蒸汽压 48kPa，且储罐排放的废气未收集处理。同时杨米涧集油站 VOCs 治理属于陕西省榆林市要求治理站场，要求加装治理设施，进行技术改造，确保 VOCs 达标排放。	本次对 1#、2#、3#储罐进行密闭性改造，新建 VOCs 冷凝吸附装置 1 套，通过前端风机收集固定顶罐废气，冷凝将乙烷以上的轻烃组分进行凝液回收，不凝气进行吸附处理，最终实现尾气达标排放。
5		杨 19 接转注水站	①采出水处理工艺采用“一级沉降除油”工艺，工艺流程不完善，出水水质（含油 50mg/L，悬浮物 159mg/L）不满足回注要求。 ②根据水量预测，预计后期最大采出水量 1400m ³ /d，已建采出水处理系统能力不足。	①新建 1500m ³ /d 重力式多功能合一高效除油装置 1 具；新建 1500m ³ /d 气浮装置 1 套（备用）； ②将 2 具 200m ³ 清水罐改为净化水罐（增设密闭隔氧 VOCs 挥发抑制装置）； ③拆除 100m ³ 反冲洗水罐、拆除清水系统的污水污泥池； ④拆除原清水过滤器间已建设备，新建 1500m ³ /d 过滤装置 1 套（含 2 组，二级过滤）； ⑤新建成套加药装置 1 套（pH 调节剂、混凝剂、絮凝剂）； ⑥新建地上式污泥存储浓缩装置（2 具式）1 套； ⑦新建污水提升泵 2 台（多功能合一高效除油装置 1 用 1 备）。
6		新一转接站	①新一转目前站内闲置设施较多，2 具污水罐、1 具清水罐、2 间闲置工具房、练兵实训基地钢管石棉棚等可拆除； ②1#储油罐腐蚀破漏严重，存在安全隐患； ③缓冲罐、气液分离器距离加热炉的安全间距不满足《石油天然气工程设计防火规范》（GB 50183-2004 表	集输部分改造内容： ①新建 30m ³ 卸油箱 1 具（设备利旧）、卸油台 1 处、转油泵一台（设备利旧）以及地磅 1 处，改造后增加 70m ³ /d 的来液量； ②迁建 20m ³ 缓冲罐和气液分离器； ③迁建 125KVA 变压器； ④拆除练兵实训基地钢管石棉棚、闲置工具房（2 间）、5m ³ 污油箱。

			5.2.1 中甲、乙类厂房和密闭工艺装置（设备）与有明火的密闭工艺设备及加热炉的安全距离为 20 米的要求。	给排水部分改造内容： ①拆除 2 座 100m³污水罐、配套的阀组及基础； ②拆除 1 座 100m³清水罐及配套基础； ③新建水源井供水干线至锅炉补水箱段管线，管径为 D60×4mm，埋地敷设；新建水源井供水干线至生活区供水管线，管径为 D76×4mm，埋地敷设；新建管线采用 L245N 无缝钢管； ④新建已建室外排水沟至站外明沟段排水沟，采用混凝土室外明沟。 机制专业改造内容： ①1#事故罐罐底板整体更换； ②1#事故罐更换罐壁板（罐底自下而上 1.8m）； ③1#事故罐内盘管整体进行更换； ④1#事故罐罐壁人孔更换，同时与换罐壁板有关的管口都进行更换； ⑤1#事故罐量油孔进行更换； ⑥1#事故罐罐壁、底板喷砂除锈 2 次，罐壁、底板环氧重防腐涂料+面漆防腐，罐外局部环氧富锌底漆防腐保温。
7		庆盛拉油注水站	因站内上方平台仅运行一座总机关及管道加热装置，同时考虑后期光伏建设需要需将站内停运设备及流程全部拆除，流程吹扫后截断，总机关及并组加热装置迁建至下方平台原水处理装置处	（1）站内停运设备全部拆除，停用流程吹扫后截断封堵。 ①拆除热泵机组及基础； ②拆除 2 台 240kw 加热炉及基础，拆除 1 具 5m³ 水箱，拆除 1 台补水泵、2 台循环水泵 ③拆除发电机组及基础； ④拆除 5 井式总机关。 （2）总机关及并组加热装置移位，站内流程改线。 ①在原污水处理装置新建 5 井式总机关 1 座，并将单井管线接至新建总机关； ②迁建 20kw 电磁加热器 1 座，迁建 60kw 电磁加热器 1 座； ③新建电磁加热器出口至储油罐进口管线 L245N-中 89×5.0 长 40m。
8	云盘山作业区	云盘山联合站	云盘山联合站投运于 2004 年，建有 1200m³/d 三相分离器 2 台、1000m³ 净化罐 3 具，1 具 1000m³ 沉降罐运行时间长，腐蚀严重，目前停用，影响净化油质量，目前站内储罐已开展 VOCs 治理。	对云盘山联合站进行两段脱水改造，站内原 2 具 1200m³/d 三相分离器可用于一段和二段脱水，第一段不加热脱水，第二段需加热脱水。拆除闲置计量间 1 座（39m²），拆除并迁建气液分离器和总机关；新建 1 具 1200m³/d 三相分离器（设备利旧）用于二段脱水同时兼顾一段三相分离器备用。

表 2.1.2-2 涉及管线基本情况一览表

序号	管线名称	现有长度 km	投运年度	现有管线规格 mm	输送介质	存在问题	拟采取措施	改建后长度 km	改建后管线规格 (mm)
1	罗 40-28 井组出油管线	1.2	2004	Φ89×3.5mm	含水油	投用年限长, 管材腐蚀严重, 破漏风险大, 存在安全隐患	原管线吹扫封堵, 沿原路线敷设	1.2	L245N-Φ60×5.0
2	罗 42-30 井组出油管线	0.9	2004	Φ60×3.5mm	含水油	投用年限长, 管材腐蚀严重, 破漏风险大, 存在安全隐患	原管线吹扫封堵, 沿原路线敷设	0.9	∅ 60×5.0mm-L245N
3	于 42-37 单井出油管线	1	2007	Φ60×3.5mm	含水油	投用年限长, 管材腐蚀严重, 破漏风险大, 存在安全隐患	原管线吹扫封堵, 沿原路线敷设	1	∅ 60×5.0mm-L245N
4	于 45-40 单井出油管线	1	2007	Φ60×3.5mm	含水油	投用年限长, 管材腐蚀严重, 破漏风险大, 存在安全隐患	原管线吹扫封堵, 沿原路线敷设	1	∅ 60×5.0mm-L245N
5	路 36-24 单井出油管线	1.5	2019	Φ89×3.5mm	含水油	管材为柔性复合管, 依靠非金属管道维护队伍修复运行, 无法投球导致运行压力升高	原管线吹扫封堵, 沿原路线敷设	1.5	∅ 60×5.0mm-L245N
6	路 37-251 单井出油管线	0.2	2019	Φ60×3.5mm	含水油			0.2	∅ 60×5.0mm-L245N
7	路 37-25 单井出油管线	0.9	2019	Φ60×3.5mm	含水油			0.9	∅ 60×5.0mm-L245N
8	路 38-251 单井出油管线	0.2	2019	Φ60×3.5mm	含水油			0.2	∅ 60×5.0mm-L245N
9	田 23-171 单井出油管线	0.5	2017	Φ60×3.5mm	含水油	投用年限长, 管材腐蚀严重, 破漏风险大, 存在安全隐患	原管线吹扫封堵, 沿原路线敷设	0.5	∅ 60×5.0mm-L245N
10	田 32-12 井组单井出油管线	1.86	2006	Φ60×3.5mm	含水油	投用年限长, 管材腐蚀严重, 破漏风险大, 存在安全隐患	原管线吹扫封堵, 沿原路线敷设	1.86	∅ 60×5.0mm-L245N
11	康 48-50 至杨 2 增出油管线	3.4	2006	Φ60×3.5mm	含水油	投用年限长, 管材腐蚀严重, 破漏风险大, 存在安全隐患	原管线吹扫封堵, 沿原路线敷设	3.4	∅ 60×5.0mm-L245N
12	康 46-49 至杨 2 增出油管线	1	2010	Φ60×3.5mm	含水油	投用年限长, 管材腐蚀严重, 破漏风险大, 存在安全隐患	原管线吹扫封堵, 沿原路线敷设	1	∅ 60×5.0mm-L245N
13	康 44-47 至杨 2 增出油管线	1	2010	Φ60×3.5mm	含水油	投用年限长, 管材腐蚀严重, 破漏风险大, 存在安全隐患	原管线吹扫封堵, 沿原路线敷设	1	∅ 60×5.0mm-L245N
14	康 37-46A 井组出油管道	1.2	2010	Φ60×3.5mm	含水油	投用年限长, 管材腐蚀严重, 破漏风险大, 存在安全隐患	原管线吹扫封堵, 沿原路线敷设	1.2	∅ 60×5.0mm-L245N
15	田 21-17 井组至艾家湾集输站出油管道	0.6	2010	Φ60×3.5mm	含水油	投用年限长, 管材腐蚀严重, 破漏风险大, 存在安全隐患	原管线吹扫封堵, 沿原路线敷设	0.6	∅ 60×5.0mm-L245N
16	中 3 增集油管道	1.2	2007	Φ60×3.5mm	含水油	投用年限长, 管材腐蚀严重, 破漏风险大, 存在安全隐患	原管线吹扫封堵, 沿原路线敷设	1.2	∅ 60×5.0mm-L245N

长庆油田分公司第四采油厂 2025 年油田维护改造项目

17	天 27-15 井组出油管道	1.2	2010	Φ60×3.5mm	含水油	投用年限长,管材腐蚀严重,破漏风险大,存在安全隐患	原管线吹扫封堵,沿原路线敷设	1.2	∅ 60×5.0mm-L245N
18	杨 2 井组出油管线	1.1	2010	Φ60×3.5mm	含水油	投用年限长,管材腐蚀严重,破漏风险大,存在安全隐患	原管线吹扫封堵,沿原路线敷设	1.1	∅ 60×5.0mm-L245N
19	田 13-26 井组至中 5 增出油管道	2.4	2015	Φ60×3.5mm	含水油	投用年限长,管材腐蚀严重,破漏风险大,存在安全隐患	原管线吹扫封堵,沿原路线敷设	2.4	∅ 60×5.0mm-L245N
20	路 9-51 至罗 18-30 出油管线	0.8	2004	Φ60×3.5mm	含水油	投用年限长,管材腐蚀严重,破漏风险大,存在安全隐患	原管线吹扫封堵,沿原路线敷设	0.8	∅ 60×5.0mm-L245N
21	罗 27-44 单井出油管道	2.7	2006	Φ60×3.5mm	含水油	投用年限长,管材腐蚀严重,破漏风险大,存在安全隐患	原管线吹扫封堵,沿原路线敷设	2.7	∅ 60×5.0mm-L245N
22	罗 28-48 单井出油管道	1.1	2006	Φ60×3.5mm	含水油	投用年限长,管材腐蚀严重,破漏风险大,存在安全隐患	原管线吹扫封堵,沿原路线敷设	1.1	∅ 60×5.0mm-L245N
23	DP10 拉油点至罗 6 增出油管线	2.2	/	/	含水油	拉油成本和风险太大	敷设输油管线	2.2	∅ 60×5.0mm-L245N
24	罗加 20-341 至罗 11 增出油管线	1.13	/	/	含水油	原管线因跨越基础下沉、变形,于 2021 年停用该管线改罐车运输;但由于距离短、坡度大,拉油成本和风险太大	在下游新建桁架,敷设输油管线	1.13	∅ 60×5.0mm-L245N
25	白 8 增至白 203 配供水管道	2.6	2004	Φ76×4.5mm	清水	腐蚀严重已暂停运行	原管线吹扫封堵,沿原路线敷设	2.6	∅ 60×5.0mm-L245N
26	中 4 增区域管线更换(注水管道)	2.6	2004	Φ76×4.5mm	采出水	投用年限长,管材腐蚀严重,破漏风险大,存在安全隐患	原管线吹扫封堵,沿原路线敷设	2.6	DN65 PN250
27	中 3 增注水干线局部更换	1.8	2004	Φ76×4.5mm	采出水	投用年限长,管材腐蚀严重,破漏风险大,存在安全隐患	原管线吹扫封堵,沿原路线敷设	1.8	DN65 PN200
28	罗 35-451 至罗 36-44 注水管线	0.8	2010	Φ48×4.5mm	采出水	投用年限长,管材腐蚀严重,破漏风险大,存在安全隐患	原管线吹扫封堵,沿原路线敷设	0.8	DN65 PN250
29	罗 103 配至罗 35-451 注水管线	1.2	2010	Φ48×4.5mm	采出水	投用年限长,管材腐蚀严重,破漏风险大,存在安全隐患	原管线吹扫封堵,沿原路线敷设	1.2	DN100 PN200
30	罗 33-44 配至罗 30-42 注水管线	0.7	2007	Φ48×4.5mm	采出水	投用年限长,管材腐蚀严重,破漏风险大,存在安全隐患	原管线吹扫封堵,沿原路线敷设	0.7	DN40 PN200
31	罗 35-451 配至罗 33-44 注水	1	2007	Φ48×4.5mm	采出水	投用年限长,管材腐蚀严重,	原管线吹扫封堵,	1	DN65 PN250

长庆油田分公司第四采油厂 2025 年油田维护改造项目

	管线					破漏风险大，存在安全隐患	沿原路线敷设		
32	康 49-48 配至康 45-40A 注水管线	3	2006	Φ48×4.5mm	采出水	投用年限长，管材腐蚀严重，破漏风险大，存在安全隐患	原管线吹扫封堵，沿原路线敷设	3	DN40 PN250
33	涧 25-9 配-涧 23-9 配注水管线	1	2010	Φ48×4.5mm	采出水	投用年限长，管材腐蚀严重，破漏风险大，存在安全隐患	原管线吹扫封堵，沿原路线敷设	1	DN40 PN200
34	涧 25-9 配-涧 23-9 配注水管线 2	0.08	2010	Φ48×4.5mm	采出水	投用年限长，管材腐蚀严重，破漏风险大，存在安全隐患	原管线吹扫封堵，沿原路线敷设	0.08	DN40 PN200
35	涧 25-9 配-涧 25-17 配注水支线	1.8	2013	Φ48×4.5mm	采出水	投用年限长，管材腐蚀严重，破漏风险大，存在安全隐患	原管线吹扫封堵，沿原路线敷设	1.8	DN40 PN200
36	路 14-41 至路二转水源井管道	2.5	2004	Φ76×4.5mm	清水	投用年限长，管材腐蚀严重，破漏风险大，存在安全隐患	原管线吹扫封堵，沿原路线敷设	2.5	DN65 PN64
37	路 7-54 至路平一水源井管线	3	2007	Φ76×4.5mm	清水	投用年限长，管材腐蚀严重，破漏风险大，存在安全隐患	原管线吹扫封堵，沿原路线敷设	3	DN65 PN64
38	DP3 注水支线	0.9	2010	DN40mm 玻璃钢管	采出水	投用年限长，管材腐蚀严重，破漏风险大，存在安全隐患	原管线吹扫封堵，沿原路线敷设	0.9	DN40 PN200
39	新 80 生活点供气管道更换	1	2005	Φ60×3.5mm	伴生气/天然气	投用年限长，管材腐蚀严重，破漏风险大，存在安全隐患	原管线吹扫封堵，沿原路线敷设	0.5	∅ 60×5.0mm-L245N
40	罗 5 增至罗 6 增供气管道	2.5	2005	Φ76×4.5mm	伴生气/天然气	该管线利旧罗 5 增至罗二转输油管线未敷设单独的天然气管线，且投用年限长，管材腐蚀严重，破漏风险大，存在安全隐患	原管线吹扫封堵，沿原路线敷设	2.5	∅ 60×5.0mm-L245NS

2.1.3 现有工程排污许可手续办理情况

长庆油田分公司第四采油厂大梁湾采油作业区办理了排污许可手续（登记管理），在有效期内，具体办理情况见下表和附件。

表 2.1.3-1 长庆油田分公司第四采油厂定边区域排污许可证办理情况

序号	作业区	排污许可证号	有效期
1	长庆油田第四采油厂艾家湾作业区	9164000071502775XM004X	2025-03-03 至 2030-03-02
2	长庆油田分公司第四采油厂杨米涧作业区	9164000071502775XM009X	2025-03-03 至 2030-03-02
3	长庆油田第四采油厂云盘山作业区	9164000071502775XM005W	2025-03-03 至 2030-03-02
4	长庆油田第四采油厂大路沟作业区	9164000071802775XM001X	2025-03-03 至 2030-03-02

2.1.4 应急预案备案情况

根据调查，长庆油田分公司第四采油厂于 2024 年 9 月更新了环境应急预案及编制说明、环境风险评估报告、环境应急物资调查报告，并于 2024 年 10 月在榆林市生态环境局备案（备案号 610800-2024-14-LT），并于 2024 年 12 月在延安市突发环境事件应急办公室备案（备案号 ya610601-2024-419-MT）。

2.1.5 现有工程已采取的环境保护措施调查

2.1.5.1 现有工程已采取的废气环境保护措施调查

①站场工艺装置区采用密闭输送工艺，减少无组织气体逸散；建设“站间串接、区域互通”的供气管网系统，对伴生气进行收集、处理、加工一站式处理；

②设置伴生气回收装置，在云盘山联合站新建大罐 VOCs 回收装置（处理能力 3000m³/d），专门收集处理储罐呼吸阀排放的挥发性有机物；

③锅炉或加热炉燃料采用处理后的伴生气或天然气，设置低氮燃烧器确保大气污染物达标排放；

④定期对站内管线阀门、连接处、总机开关、泵等设施设备进行巡查，发现泄漏及时处理；

⑤对站内因腐蚀严重的储罐、总机关、泵阀等设备进行更换或更新改造，从源头减少因设备老化破损导致的废气泄漏；

⑥对卸油箱、储油箱等进行密闭化改造，减少烃类气体无组织排放量。

通过采取上述措施，减少非甲烷总烃的无组织排放量，确保厂界达标排放。

2.1.5.2 现有工程已采取的废水环境保护措施调查

现有工程主要废水为采出水和生活污水，涉及采出水的站场有云盘山联合站、艾家湾集输站、杨 19 转接站、大路沟首站，其中云盘山联合站和大路沟首站采用一级沉降+过滤处理工艺，艾家湾集输站采用二级沉降+过滤处理工艺，杨 19 转接站主要采用一级沉降处理工艺；

生活污水采用 MBR 一体化处理工艺，处理达标后作为站内绿化用水。

2.1.5.3 现有工程已采取的噪声环境保护措施调查

选择低噪声设备，同时加强设备维护保养，确保设备处于良好的运转状态；将高噪声设备安装在室内；对于设备进行基础减振，同时采用柔性连接。

2.1.5.4 现有工程已采取的地下水环境保护措施调查

①严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收，严格遵守设计确定的敷设和连接方式。

②管线焊接完成后对所有对接焊缝进行 100% 的射线探伤和超声波探伤。在管线投入使用前，对集输管线采取防腐措施，防腐等级采用特加强级别，并在施工结束后检查集输管线密闭性。

③在管线的敷设线路上设置有永久性标志，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。

④定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

⑤管线沿线设压力检测装置，管线破裂原油发生渗漏后，压力检测装置及时响应，并启动两端截断阀，切断污染源；

⑥定期开展管道体检。

⑦对所在区域地下水水质进行定期跟踪监测。

通过采取上述措施，从源头上减少因管线腐蚀或老化发生泄漏事故后原油及采出水对地下水的影响。根据现场调查及监测结果，现有工程未发生地下水污染事故，现有工程采取的地下水环境保护措施是可行的。

2.1.5.5 现有工程已采取的土壤环境保护措施调查

(1) 现有工程已采取的土壤环境保护措施

①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。

②加强管线巡线，定期对管线进行壁厚检测，对腐蚀严重的管线及时更换管线沿路敷设，便于后期维修更换。

③对土壤最可能受到污染同时受到污染后较严重的区域进行定期跟踪监测。

④管线穿越不良地段时采取必要的水保措施。管线穿越河流等敏感点时两岸做毛石护坡。

根据现场调查，现有工程未发生土壤污染事故，现有工程采取的土壤环境保护措施是可行的。

(2) 现有工程土壤隐患排查工作落实情况调查

长庆油田分公司第四采油厂于 2024 年被列入“陕西省 2024 年度回头看工作企业名单”，长庆油田分公司第四采油厂按照《关于开展土壤污染重点监管单位土壤污染隐患排查“回头看”试点工作的通知》（陕环土壤函（2023）8 号）和《重点监管单位土壤污染隐患排查指南（试行）》相关要求，开展了相关排查工作，2024 年 6 月开展了土壤污染隐患排查“回头看”工作，形成了新的土壤污染隐患排查整改台账，并按期完成了隐患整改工作。

根据榆林市生态环境局关于印发《榆林市 2025 年环境监管重点单位名录》的通知，长庆油田分公司第四采油厂已退出土壤污染重点监管单位名录企业名单。

2.1.6 现有项目污染物排放及达标情况

现有涉及管线工程 40 项，主要为出油、集油管线、注水管线、供气管线等，管线正常运行情况下，不会产生废气、废水、噪声和固废等。

现有站场工程主要涉及 8 座站场。通过对上述 8 座站场工程隐患油维治理工程内容进行梳理，均只涉及站场内部设备更换及提标改造、管线的维修更换，杨米涧集油站增加一套 VOCs 冷凝吸附装置，但均不涉及产能变化，本次评价主要在本节依据搜集调查的相关污染物监测数据对该部分站场污染物达标排放情况进行回顾性分析。

2.1.6.1 废气

根据第四采油厂油藏特点，本项目原油伴生气不含硫化氢（各区域所产伴生气组分分析见 2.1.6-1），因此本次评价无组织废气污染因子不考虑硫化氢。

①区域油藏伴生气组分特征

表 2.1.6-1 第四采油厂油藏伴生气组分一览表

层位	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	iC ₄ H ₁₀	其它组分	比重	是否含 H ₂ S 和 CO

延 9	54.68	14.23	15.76	7.79	7.54	1.02	未检出
长 2	55.65	12.36	15.47	7.90	8.62	1.02	未检出
长 4+5	54.56	14.1	15.27	8.12	7.95	1.06	未检出
长 6	53.45	13.63	15.89	8.09	8.94	1.14	未检出

②现状相关站无组织有机废气排放情况

本项目艾家湾集输站、大路沟首站、杨米涧集油站、云盘山联合站、新一接转站、天一接转站等站场现有工程原油集输系统采用密闭集输工艺，正常条件下油气损耗较小。根据油气集输类比调查，伴生气损耗量约占产量的 0.2%（气液比），计算得改建站场伴生气无组织排放量，伴生气平均密度取 0.89kg/m^3 ，根据第四采油厂伴生气体积分数换算区域伴生气中甲烷质量分数为 28.01%~34.46%，则非甲烷总烃平均占比约 68.77%。

本项目相关站杨 19 接转注水站、杨米涧集油站、云盘山联合站三座站内均分别设置有采出水处理系统，设计处理规模分别为 $1500\text{m}^3/\text{d}$ 、 $1000\text{m}^3/\text{d}$ 、 $1500\text{m}^3/\text{d}$ 。参照《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南》附录 B《挥发性有机物各类源排放系数的推荐值》中 P37“污水处理过程有机废气产生量为 $0.0011\text{g/kg}\cdot\text{污水}$ ”，据此计算各采出水系统有机废气产生量。

庆盛拉油注水站参照《石油化工业 VOCs 污染源排查工作指南》附录中密封点排放速率核算方法，统计见下表。

表 2.1.6-2 现有相关小型增压站无组织排放情况表

站场	设备类型	排放系数	排放源数量 (个)	无组织废气（以非甲烷总烃计）排放量		合计	
				kg/h	t/a	kg/h	t/a
庆盛拉油注水站	阀门	0.00023	6	0.00138	0.012	0.04938	0.801
	泵	0.021	4	0.042	0.736		
	法兰、连接件	0.00025	24	0.006	0.053		

表 2.1.6-3 现有项目无组织有机废气（非甲烷总烃）排放量汇总表

序号	站场名称		原油/采出水处理（设计）	非甲烷总烃无组织排放量（t/a）
1	艾家湾集输站		管输 $9.54 \times 10^4\text{t/a}$ ；拉油 $1.86 \times 10^4\text{t/a}$	6.436
2	大路沟首站		管输 $10.77 \times 10^4\text{t/a}$ ；拉油 $0.25 \times 10^4\text{t/a}$	2.74
3	杨米涧集油站	集输系统	管输 $10.42 \times 10^4\text{t/a}$ ；拉油 $1.78 \times 10^4\text{t/a}$	6.629
		采出水处理系统	$1000\text{m}^3/\text{d}$	0.401
4	云盘山联合站	集输系统	管输 $9.123 \times 10^4\text{t/a}$ ；拉油 $0.28 \times 10^4\text{t/a}$	4.967
		采出水处理系统	$1500\text{m}^3/\text{d}$	0.602
5	新一接转站		$360\text{m}^3/\text{d}$	0.910
6	天一接转站		$260\text{m}^3/\text{d}$	0.657
7	杨 19 接转注水站		$1000\text{m}^3/\text{d}$	0.401
8	庆盛拉油注水站		/	0.801
合计	/		/	24.544

③代表性站场厂界无组织废气监测情况

本次评价收集了第四采油厂与本次评价相关典型站场（艾家湾集输站、大路沟首站、杨米涧集油站、云盘山联合站）例行监测数据。

表 2.1.6-4 典型站场无组织排放监测结果 单位：mg/m³

监测 点位	监测 日期	监测点位	污 染 物	监测结果				数据来源
				第一次	第二次	第三次	第四次	
艾家湾集输站	2025.05.25	上风向 1#	非甲烷总烃	1.11	1.15	1.24	1.20	2025 年第二季度例行检测，陕西阔成环境检测有限公司，编号：KCH25005424
		下风向 1#		1.15	1.22	1.34	1.41	
		下风向 2#		1.17	1.28	1.45	1.39	
		下风向 3#		1.29	1.21	1.42	1.35	
		上风向 1#	硫化氢	ND2×10 ⁻⁴	ND2×10 ⁻⁴	ND2×10 ⁻⁴	ND2×10 ⁻⁴	
		下风向 1#		ND2×10 ⁻⁴	ND2×10 ⁻⁴	ND2×10 ⁻⁴	ND2×10 ⁻⁴	
		下风向 2#		ND2×10 ⁻⁴	ND2×10 ⁻⁴	ND2×10 ⁻⁴	ND2×10 ⁻⁴	
		下风向 3#		ND2×10 ⁻⁴	ND2×10 ⁻⁴	ND2×10 ⁻⁴	ND2×10 ⁻⁴	
大路沟首站	2025.06.16	上风向 1#	非甲烷总烃	1.10	1.19	1.08	1.13	2025 年第二季度例行检测，陕西阔成环境检测有限公司，编号：KCH25006356
		下风向 1#		1.15	1.30	1.23	1.20	
		下风向 2#		1.12	1.29	1.26	1.33	
		下风向 3#		1.16	1.34	1.18	1.28	
		上风向 1#	硫化氢	ND2×10 ⁻⁴	ND2×10 ⁻⁴	ND2×10 ⁻⁴	ND2×10 ⁻⁴	
		下风向 1#		ND2×10 ⁻⁴	ND2×10 ⁻⁴	ND2×10 ⁻⁴	ND2×10 ⁻⁴	
		下风向 2#		ND2×10 ⁻⁴	ND2×10 ⁻⁴	ND2×10 ⁻⁴	ND2×10 ⁻⁴	
		下风向 3#		ND2×10 ⁻⁴	ND2×10 ⁻⁴	ND2×10 ⁻⁴	ND2×10 ⁻⁴	
杨米涧集油站	2024.9.29	上风向 1#	非甲烷总烃	1.01	1.18	1.02	1.03	2024 年例行监测，陕西地矿汉中检测有限公司，编号：HZIC20240757HJ
		下风向 1#		2.14	2.64	2.41	1.50	
		下风向 2#		1.54	1.72	1.87	1.57	
		下风向 3#		1.57	2.61	1.77	1.83	
云盘山联合站	2024.9.26	上风向 1#	非甲烷总烃	1.06	1.06	1.16	1.10	2024 年例行监测，陕西地矿汉中检测有限公司，编号：HZIC20240793HJ
		下风向 1#		2.72	2.48	1.88	2.65	
		下风向 2#		2.10	2.74	2.22	2.74	
		下风向 3#		1.91	1.82	2.65	2.68	
标准	非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020），即边界非甲烷总烃浓度≤4.0mg/m³的要求。							

由上表可知，项目现有工程代表性站场厂界无组织非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）排放控制要求，厂界内无组织非甲烷总烃满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）排放控制要求，硫化氢均符合《恶臭污染物排放标准》（GB14554-1993）表 1 中二级新扩改建标准限值。

④代表性站场有组织废气排放量

本项目收集艾家湾集输站固定源废气例行检测数据。

表 2.1.6-5 艾家湾集输站有组织污染物排放监测结果 单位：mg/m³

监测点位	1#加热炉（1500kw）	2#加热炉（1500kw）
采样日期	2025.09.10	2025.09.10

净化设备		低氮燃烧器						低氮燃烧器					
排气筒高度 (m)		10						10					
断面面积 (m ²)		0.196						0.196					
每天运行 (h)		24						24					
每年运行 (d)		365						365					
燃料类型		伴生气						伴生气					
工况负荷 (%)		80						80					
监测项目		监测结果						监测结果					
		第一次	第二次	第三次	平均值	标准限值	达标情况	第一次	第二次	第三次	平均值	标准限值	达标情况
标干流量 (m ³ /h)		2451	2496	2451	2466	/	/	1504	1426	1505	1478	I	/
颗粒物	实测排放浓度 (mg/m ³)	4.1	4.1	4.1	4.1	/	/	4.6	4.6	4.6	4.6	/	/
	折算排放浓度 (mg/m ³)	6.7	6.8	6.7	6.7	10	合格	7.8	7.7	7.7	7.7	10	合格
	排放速率 (kg/h)	0.010	0.010	0.010	0.010	1	/	0.007	0.007	0.007	0.007	/	/
烟气黑度 (级)		<1				≤1	合格	<1				≤1	合格
标干流量 (m ³ /h)		2450	2494	2449	2464	/	/	1502	1427	1505	1478	/	/
二氧化硫	实测排放浓度 (mg/m ³)	ND3	ND3	ND3	ND3	/	/	ND3	ND3	ND3	ND3	/	/
	折算排放浓度 (mg/m ³)	ND3	ND3	ND3	ND3	50	合格	ND3	ND3	ND3	ND3	50	合格
	排放速率 (kg/h)	0.004	0.004	0.004	0.004	/	/	0.002	0.002	0.002	0.002	/	/
氮氧化物	实测排放浓度 (mg/m ³)	25	25	25	25	/	/	26	26	26	26	/	/
	折算排放浓度 (mg/m ³)	41	41	41	41	150	合格	44	44	44	44	150	合格
	排放速率 (kg/h)	0.061	0.062	0.061	0.061	/	/	0.039	0.037	0.039	0.038	/	/

⑤庆盛拉油注水站有组织废气排放量

由于庆盛拉油注水站内加热炉及发电机组已停用多年,近年来未对加热炉污染源进行监测,因次庆盛拉油注水站加热炉排放量根据艾家湾集输站例行检测数据进行折算。庆盛拉油注水站加热炉为 2 台 240kw 的燃气加热炉,燃料为伴生气,经折算颗粒物排放量为 0.03t/a、二氧化硫排放量为 0.01t/a、氮氧化物排放量为 0.173t/a。

2.1.6.2 废水

(1) 油田采出水

本次站场改造工程中涉及采出水处理工艺发生变动的站场为杨 19 接转注水

站，由于现有工艺处理后不满足回注水标准因此进行提标改造，目前停用状态未开展监测，本次评价类比第四采油厂辖区内镰一转（具有原油集输净化及采出水处理回注功能，处理工艺相同）采出水进水水质监测数据（由陕西正泽检测科技有限公司于 2024 年 3 月 11 日至 3 月 12 日监测完成），油田采出水主要污染物产生浓度见表 2.1.6-5。

表 2.1.6-5 采出水处理系统主要污染物进水浓度检测结果
单位：mg/L（pH 无量纲）

监测项目	2024 年 3 月 11 日				2024 年 3 月 12 日			
	第一次	第二次	第三次	第四次	第一次	第二次	第三次	第四次
pH	8.8	8.7	8.8	8.8	8.7	8.8	8.8	8.8
悬浮物	76	78	82	79	82	79	76	80
CO D	869	879	893	875	872	885	898	879
氨氮	69.7	66.3	65.7	68.3	61.4	65.9	60.2	63.6
汞	0.00005	0.00004	0.00005	0.00007	0.00007	0.00008	0.00008	0.00009
砷	0.0005	0.0005	0.0005	0.0008	0.0004	0.0003N D	0.0004	0.0006
六价 铬	0.036	0.038	0.040	0.037	0.036	0.039	0.040	0.036
镉	0.001N D	0.001N D	0.001N D	0.001N D	0.001N D	0.001ND	0.001N D	0.001N D
镍	0.05ND	0.05ND	0.05ND	0.05ND	0.05ND	0.05ND	0.05ND	0.05ND
铅	0.010N D	0.010N D	0.010N D	0.010N D	0.010N D	0.010ND	0.010N D	0.010N D
石油 类	111	113	112	111	110	109	108	107
挥发 酚	0.635	0.602	0.624	0.642	0.565	0.594	0.628	0.613
硫化 物	0.04	0.03	0.04	0.04	0.04	0.03	0.04	0.04

(2) 生活污水

涉及改造的站场现有工程劳动定员约 300 人，主要分散在各值守井场、增压点、接转站、联合站、保障点等处。各值守井场、小型站场均设防渗旱厕，由于人员较少，杂排水用于洒水或绿化，保障点生活污水经一体化污水处理设施处理后用于场地洒水或绿化，不外排。根据《行业用水定额》（DB 61/T 943-2020），生活用水按每人每天 65L 计，排污系数取 0.8，则现有工程生活污水产生量约 15.6m³/d。本项目不新增劳动定员。

2.1.6.3 噪声

现有工程的噪声源主要分为采油作业噪声源和站场噪声源两类。本次评价收集了第四采油厂近两年部分与本次改造相关站场例行监测数据，并对部分拟改造

站场厂界噪声进行了实测，经过分析可知，第四采油厂各代表性场站监测的昼、夜间厂界噪声均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类标准要求，具体见下表。

表 2.1.6-6 各代表站场监测噪声结果表 单位:dB (A)

站场名称	监测时间	测点位置	昼间	夜间	达标情况		数据来源
					昼间	夜间	
杨米润集油站	2025.03.25	厂界东	56	45	达标	达标	2025 年 4 月噪声例行监测数据，陕西阔成检测服务有限公司，(KCH2504041)
		厂界南	55	44	达标	达标	
		厂界西	54	44	达标	达标	
		厂界北	57	46	达标	达标	
杨 19 接转注水站	2025.03.25	厂界东	54	44	达标	达标	2025 年 4 月噪声例行监测数据，陕西阔成检测服务有限公司，(KCH2504044)
		厂界南	53	43	达标	达标	
		厂界西	54	44	达标	达标	
		厂界北	54	44	达标	达标	
艾家湾集输站	2025.03.29	厂界东	54	45	达标	达标	2025 年 4 月噪声例行监测数据，陕西阔成检测服务有限公司，(KCH2504040)
		厂界南	55	46	达标	达标	
		厂界西	54	44	达标	达标	
		厂界北	54	44	达标	达标	
大路沟首站	2025.03.25	厂界东	50	49	达标	达标	2025 年 4 月噪声例行监测数据，陕西阔成检测服务有限公司，(KCH2504038)
		厂界南	51	47	达标	达标	
		厂界西	53	45	达标	达标	
		厂界北	52	50	达标	达标	
云盘山联合站	2025.06.15	厂界东	52	45	达标	达标	2025 年 7 月噪声例行监测数据，陕西阔成检测服务有限公司，(KCH2506373)
		厂界南	53	44	达标	达标	
		厂界西	50	46	达标	达标	
		厂界北	54	46	达标	达标	
新一转接站	2025.9.9	厂界东	40	38	达标	达标	本次实测
		厂界南	41	38	达标	达标	
		厂界西	46	44	达标	达标	
		厂界北	45	42	达标	达标	

2.1.6.4 固体废物

现有工程产生的固体废物主要有含油污泥、废滤料和生活垃圾。杨米润集油站、云盘山联合站原油处理和采出水处理工艺，产生含油污泥、废滤料、设备检修产生废机油及其包装桶等危废。其他站场主要产生罐体含油污泥和设备检修产生的废机油及包装桶等危废。

本次对涉及改造站场的含油污泥、废滤料、废机油及其包装桶产生量进行调查如下，并换算成各站场在其满负荷运行产生量及处置情况见下表。

表 2.1.6-7 现有工程固体废物产生及处置情况

序号	污染物种类		产生量 (t/a)		处置情况
1	含油污泥（清罐底泥）	杨米润集油站	3.7	25.4	有资质单位用清罐车直接外运处置不暂存，严格执行《危险废物转移管理办
		云盘山联合站	4.9		

		艾家湾集输站	3.6		法》
		新一转接站	2.2		
		大路沟首站	2.8		
		杨 19 接转注水站	3.2		
		天一接转站	2.6		
		庆盛拉油注水站	2.4		
2	含油污泥(采出水处理)	杨米涧集油站	15.0	46.2	
		杨 19 接转注水站	8.6		
		云盘山联合站	22.6		
3	废滤料	杨米涧集油站	1.7m³/a	4.2m³/a	滤料更换后直接交由有资质单位转运处置不暂存,严格执行《危险废物转移管理办法》
		云盘山联合站	2.5m³/a		
4	废润滑油及其包装桶、废防渗布	涉及改造八座站场	0.23		严格按照《危险废物贮存污染控制标准》要求暂存于现有危废贮存库,并做好危险废物贮存情况记录,采取防风、防雨、防晒措施;委托有资质单位定期转运处置;严格执行《危险废物转移管理办法》。
5	生活垃圾				
			49.5		由所属作业区统一收集后送垃圾收集点

2.1.6.5 主要环保设施落实及运行情况

根据现有工程环境影响报告书,并结合现场实际调查,本项目中所涉及现有工程的主要环保设施落实及运行情况见下表。

表 2.1.6-8 现有工程环评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	落实情况	运行情况
大气污染控制	各站场	无组织烃类	密闭输油工艺	落实	正常运转
	联合站、接转站、增压站等	加热炉烟气	采用燃气加热炉,废气经不低于8m高排气筒排放,部分站场采用低氮燃烧器	落实	达标排放
水污染控制	联合站、接转站等场站	生产废水	经处理达标后全部回注地层	落实	正常运转
	增压站	生活污水	设旱厕	落实	/
噪声控制	联合站、接转站、增压站、注水站等	输油泵、污油泵等各类泵	减振、隔音间、绿化等	落实	稳定运行达标排放
固废污染控制	各站场、井组	落地油、含油污泥、废防渗材料、废润滑油及其包装桶、废滤料等	及时回收交有资质单位处置	落实	回收率100% 油泥按要求处置
		生活垃圾	生活垃圾收集	落实	按要求送指定地点
生态	管线、道路、	临时占地	平整土地、恢复植被,	基本落实, 植被	生态环境

环境	站场		种草植树或还田	恢复处于起步阶段	
	站场、道路	永久占地	异地补偿	土地属于租用	
	站场周围道路两侧	/	绿化	站场周围绿化已落实，道路两侧植被恢复	
环境风险	站场、集输管线	管线穿跨越河流处泄漏风险	站场设置污油污水池、储油罐区设围堰，管线穿跨越河流下游设拦油坝等拦油设施，并配备应急物资库	落实	

2.1.6.6 现有相关工程三废产排情况

表 2.1.6-9 现有相关工程三废产排情况

类型	站场	排放源	污染物	排放情况	处理措施及排放去向
废气	本次涉及改造八座站场	工艺设备	非甲烷总烃	24.544t/a	密闭输送，无组织排放
	庆盛拉油注水站	加热炉	颗粒物	0.03t/a	采用低氮燃烧器、排气筒 8m 高，使用处理后的伴生气
			二氧化硫	0.01t/a	
			氮氧化物	0.173t/a	
废水	本次涉及改造八座站场	生活污水	COD、氨氮、BOD ₅ 、SS	5148m ³ /a	依托生活保障点、中心站生活污水一体化处理设施处理后回用于绿化，不外排
噪声	本次涉及改造八座站场	开采集输过程	主要噪声源为加热炉、泵类、车辆等，噪声源强 65~90dB（A）		采用低噪声设备、基础减振等措施
固废	本次涉及改造八座站场	集输及采出水处理	含油污泥	71.6t/a	有资质单位用清罐车直接外运处置不暂存
		设备检修	废润滑油及其包装桶、废防渗布	0.23t/a	严格按照《危险废物贮存污染控制标准》要求暂存于现有危废贮存库
		采出水处理在系统	废滤料	4.2m ³ /a	滤料更换后直接交由有资质单位转运处置不暂存
		生活办公	生活垃圾	49.5t/a	由所属作业区统一收集后送垃圾收集点

2.1.7 现有工程存在的环境问题及“以新带老”措施

本次治理的管线均已运行多年，目前尚未发生过管线泄漏事故，但受当地水文地质条件影响，部分管线沿线水土保持措施遭到不同程度的损坏、穿跨越段两端水土流失严重，造成管道悬空、管道占压，裸露于地表，管线内外腐蚀严重，管材材质老化，硬度不达标、壁厚减薄超标等问题，存在较大的环境风险隐患。为进一步降低管道泄漏风险，本次治理工程提出“以新带老”整改措施，对现有管线进行全线或局部治理，具体环境问题以及治理方案见表 2.1.2-1。

2.1.8 评价区环境质量变化回顾性分析

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》HJ349-2023 提出要求“6.2.3.6 对于运行超过 5 年或部分工程已退役的滚动开发区块建设项目，应开展回顾性分析。明确对生态、地下水、土壤等环境质量和环境保护目标的影响，重点关注长期性和累积性影响”；“滚动开发区块建设项目还应收集近 5 年的区域（大气）环境质量资料”。本次评价分别对区域的地下水、土壤、生态、大气环境质量变化趋势进行分析。

2.1.8.1 地下水环境质量变化趋势分析

本次评价结合历年产建工程及隐患治理项目等现状监测布点情况及监测数据的可获取性，并考虑点位的可对比性，选取第四采油厂各作业区已建工程附近的、且与本次实测点位重复或距离相近的地下水监测点位进行趋势分析，以反映该区域地下水环境质量变化情况。通过历年监测数据的对比，项目所在区域地下水监测结果均满足相关环境质量标准，且主要监测因子浓度随时间变化不大，呈稳定趋势。

表 2.1.8-1 评价区地下水近五年内监测数据对比一览表

作业区			艾家湾作业区		杨米涧作业区		大路沟作业区		云盘山作业区		白于山作业区	
监测点位			中四增顺 53 井场水 源井	顺 53 井 场水源 井	柳匠台村 水井	柳匠台村 水井	路 14-41 井场水源 井	路 14-41 井场水源 井	罗一供水 源井	罗 38-40 井 场水源井 (罗一供)	于 640-28 (印黄峁 水源井)	于 640-28 (印黄峁 水源井)
监测时间			2022.10.15 ①	2024.4.8 ②	2022.10.16 ①	2024.4.11 ②	2021.5.16 ③	2024.4.12 ②	2022.10.1 5 ^①	2024.4.12 ^②	2021.5.16 ③	2025.2.16 ④
1	K ⁺	mg/L	1.61	2.81	2.12	2.08	1.66	1.77	0.928	1.98	1.84	2.39
2	Na ⁺	mg/L	136	186	126	197	90.8	116	124	121	88.6	145
3	Ca ²⁺	mg/L	28.6	96.7	42.6	63.7	27.3	35.5	31.8	77.4	36.2	54.6
4	Mg ²⁺	mg/L	24.6	28.4	38.9	23.9	33.7	11.9	27.8	24	41.7	68.9
5	CO ₃ ²⁻	mg/L	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
6	HCO ₃ ⁻	mg/L	247	203	261	360	378	370	225	294	353	356
7	Cl ⁻	mg/L	70.5	238	98.6	170	29	46.5	107	111	30	124
8	SO ₄ ²⁻	mg/L	126	242	150	180	71	58.2	127	146	64	190
9	pH	无量纲	8.37	7.6	8.24	7.9	7.7	8	8.28	8.1	7.75	7.63
10	总硬度	mg/L	181	359	273	260	222	140	198	290	235	433
11	溶解性 总固体	mg/L	492	957	586	828	508	453	522	630	510	829
12	耗氧量	mg/L	1.1	1.85	0.99	1.6	1.7	1.88	0.97	2.08	1.2	0.53
13	氨氮	mg/L	0.064	0.318	0.072	0.298	0.372	0.201	0.078	0.189	0.186	0.114
14	硝酸盐	mg/L	0.871	13.1	0.906	14.8	1.58	4.77	0.881	7.91	2	13.6
15	亚硝酸 盐	mg/L	0.005	ND	0.006	0.004	0.089	ND	0.004	ND	0.004	0.015
16	挥发酚	mg/L	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	0.0016

17	氰化物	mg/L	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
18	汞	mg/L	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
19	铁	mg/L	ND	ND	ND	ND	0.08	ND	ND	ND	ND	ND
20	锰	mg/L	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
21	铅	mg/L	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	0.00492
22	镉	mg/L	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	0.00228
23	砷	mg/L	0.0026	ND	0.0032	ND	ND	ND	0.0018	ND	0.0012	0.0037
24	六价铬	mg/L	ND	ND	ND	ND	0.008	ND	ND	ND	ND	ND
25	氟化物	mg/L	0.661	0.18	0.671	0.26	0.28	0.2	0.652	0.21	0.48	0.414
26	石油类	mg/L	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
27	钡	mg/L	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	/
28	总大肠菌群数	MPN/100ml	/	<2	/	<2	/	<2	/	<2	/	/
29	菌落总数	CFU/ml	/	47	/	66	/	28	/	52	/	/
30	硫化物	mg/L	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	/
① 《第四采油厂 10 万吨产能建设项目检测报告》，陕西众邦环保检测技术有限公司； ② 《长庆油田分公司第四采油厂 3 万吨产能建设工程（榆林区域）环境现状及污染源监测报告》，陕西正泽检测科技有限公司； ③ 《长庆油田分公司第四采油厂靖边县境内 40 万吨产能建设项目环境影响评价监测报告》，陕西同元环境检测有限公司； ④ 《长庆油田分公司第四采油厂 2024 年榆林区域油田维护项目检测报告》，陕西众邦环保检测技术有限公司。												

2.1.8.2 土壤环境变化趋势分析

本次评价收集了第四采油厂已建工程土壤环境历史监测数据，以反映该区域土壤环境质量变化情况，历年土壤环境质量监测结果详见表 2.1.8-2。通过历年监测数据对比，项目所在区域土壤监测结果均满足相关环境质量标准，且主要监测因子浓度随时间变化不大（石油类、石油烃（C₁₀~C₄₀）在同一站场不同年份监测结果会有波动，可能因为具体监测点所在工艺装置区检修遗撒导致，石油烃（C₁₀~C₄₀）最大标准指数为 0.058，远低于标准限值），呈稳定趋势。

表 2.1.8-2 评价区土壤近五年监测数据对比一览表

序号	检测项目	检测结果						标准 限值
		中三增（艾家湾作业区）						
		2022.10 ^①			2024.4 ^②			
		0~0.5m	0.5~1.5m	1.5~3m	0~0.5m	0.5~1.5m	1.5~3m	
1	pH 值	8.76	8.23	8.52	8.0	8.2	8.3	/
2	砷	10.6	12.1	11.3	4.29	3.26	3.31	60
3	汞	0.051	0.073	0.044	0.327	0.278	0.303	38
4	六价铬	ND	ND	ND	1.3	ND	ND	5.7
5	石油烃（C ₆ ~C ₉ ）	/	/	/	ND	ND	ND	/
6	石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）	231	179	103	11	10	9	4500
7	石油类	/	/	/	13	8	4	/
8	含盐量	/	/	/	0.7	0.6	0.4	/
序号	检测项目	检测结果						标准 限值
		路二转（大路沟作业区）						
		2021.5 ^③			2024.4.8 ^②			
		0~0.5m	0.5~1.5m	1.5~3m	0~0.5m	0.5~1.5m	1.5~3m	
1	pH 值	8.5	8.6	8.3	8.5	8.7	8.6	/
2	砷	10.3	10.4	10.7	3.45	3.44	3.44	60
3	汞	ND	ND	ND	0.302	0.339	0.306	38
4	六价铬	ND	ND	ND	1.8	ND	ND	5.7
5	石油烃（C ₆ ~C ₉ ）	/	/	/	ND	ND	ND	/
6	石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）	32	37	39	12	9	ND	4500
7	石油类	/	/	/	11	10	9	/
8	含盐量	/	/	/	0.8	0.6	0.4	/
序号	检测项目	检测结果						标准 限值
		杨米涧作业区			云盘山作业区			
		杨米涧集油站 站内	杨米涧集油站 站内	云盘山联合站站内				
		2023.12 ^④	2025.2 ^⑤	2022.10 ^①	2023.12 ^④	2024.7 ^⑥		
		0~0.5m	0~0.5m	0~0.5m	0~0.5m	0~0.5m		

1	pH 值	7.85	8.24	/	7.51	8.14	/
2	砷	7.12	10.4	/	7.48	10.4	60
3	汞	0.035	0.053	/	0.042	0.036	38
4	六价铬	2.2	ND	/	2.7	ND	5.7
5	石油烃（C ₆ ~C ₉ ）	ND	ND	/	ND	/	/
6	石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）	ND	98	262	16	7	4500
7	石油类	268	155	/	270	17	/
8	含盐量	/	0.8	/	/	/	/
①长庆油田分公司第四采油厂 10 万吨产能建设项目环境影响评价监测报告，陕西众邦环保检测技术有限公司；							
②长庆油田分公司第四采油厂 3 万吨产能建设工程环境影响评价监测报告，陕西正泽检测科技有限公司；							
③长庆油田分公司第四采油厂靖边县境内 40 万吨产能建设项目环境影响评价监测报告，陕西同元环境检测有限公司；							
④长庆油田分公司第四采油厂 2023 年 12 月年例行监测，陕西精棣环境检测有限公司；							
⑤长庆油田分公司第四采油厂 2024 年榆林区域油田维护项目监测报告，陕西众邦环保检测技术有限公司；							
⑥长庆油田分公司第四采油厂 2024 年 4 月年例行监测，陕西地矿汉中检测有限公司。							

2.1.8.3 大气环境变化趋势分析

①近 5 年区域环境空气基本污染物变化状况

本次评价收集了陕西省生态环境厅办公室历年发布的《陕西省 12 月及 1~12 月全省环境空气质量状况》（2020 年~2024 年）中靖边县、安塞区、志丹县环境空气质量数据，以反映该区域环境空气质量变化情况，历年监测结果详见表 2.1.8-3。对比历年监测数据，除了 O₃ 指标值出现小幅增加（可能与气候变化和区域 VOCs 排放量增加有关），评价区域其他评价因子指标值均呈一定的下降趋势，环境空气质量总体有一定程度的改善。

表 2.1.8-3 评价区域环境空气质量基本因子历史监测数据对比一览表 单位：
μg/m³

县区	污染物	年评价指标	2020 年	2021 年	2022 年	2023 年	2024 年	标准值
靖边县	PM ₁₀	年平均质量浓度	54	51	54	56	52	70
	PM _{2.5}	年平均质量浓度	30	29	26	24	26	35
	SO ₂	年平均质量浓度	14	11	10	11	10	60
	NO ₂	年平均质量浓度	24	23	22	21	20	40
	CO	24h 平均第 95 百分位浓度	1200	1400	1200	1000	1000	4000
	O ₃	日最大 8 小时平均第 90 百分位浓度	130	137	129	142	155	160
安塞区	PM ₁₀	年平均质量浓度	55	56	56	50	47	60
	PM _{2.5}	年平均质量浓度	29	24	24	25	25	40
	SO ₂	年平均质量浓度	10	12	8	8	9	70

	NO ₂	年平均质量浓度	31	28	28	33	22	35
	CO	24h 平均第 95 百分位浓度	1300	1300	1600	1300	1200	4000
	O ₃	日最大 8 小时平均第 90 百分位浓度	134	142	140	142	155	160
志丹县	PM ₁₀	年平均质量浓度	44	42	35	43	46	60
	PM _{2.5}	年平均质量浓度	26	23	24	23	24	40
	SO ₂	年平均质量浓度	9	10	8	7	6	70
	NO ₂	年平均质量浓度	21	22	19	20	17	35
	CO	24h 平均第 95 百分位浓度	1300	1400	1200	1200	1200	4000
	O ₃	日最大 8 小时平均第 90 百分位浓度	130	136	128	135	142	160

②区域环境空气特征污染物变化状况

本次评价结合历年产建工程及隐患治理项目等现状监测布点情况及监测数据的可获取性，选取开发区域已建工程附近的、且与本次实测点位重复的大气监测点位进行趋势分析，以反映该区域环境空气质量变化情况。项目开发区域内近年环境空气质量特征污染物历史监测数据详见表 2.1.6-7。对比历年监测数据，现有工程所在区域主要特征污染物非甲烷总烃、总烃、硫化氢监测结果均满足相关环境质量标准，且随时间浓度变化不大，呈稳定趋势。

表 2.1.8-4 评价区域环境空气质量特征因子历史监测数据对比一览表
单位：μg/m³

监测点位		监测项目	总烃	非甲烷总烃	硫化氢
			1h 平均	1h 平均	1h 平均
艾家湾（艾家湾作业区）		2021.12.15~2021.12.21 ^①	2.48~2.54	0.57~0.60	/
		2024.4.6~2024.4.12 ^②	2.82~3.64	0.42~0.87	0.002~0.006
郝渠则村（白于山作业区）		2021.12.15~2021.12.21 ^①	2.48~2.54	0.56~0.60	/
		2024.4.6~2024.4.12 ^②	3.01~3.63	0.52~0.86	0.002~0.005
杨米涧作业区	常峨峁	2021.12.15~2021.12.21 ^①	2.40~2.46	0.55~0.57	/
	座坡湾	2025.2.12~2025.2.18 ^③	1.32~1.85	0.19~0.34	ND~0.006
云盘山作业区	罗加 36-26	2021.5.16~2021.5.23 ^④ （2021.5.19 未测）	/	1.30~1.39	/
	高湾村	2024.4.6~2024.4.12 ^②	2.89~3.63	0.56~0.682	0.003~0.006
大路沟作业区	路二转	2021.5.16~2021.5.23 ^④ （2021.5.19 未测）	/	1.31~1.39	/
	天三增（东北侧 100m）	2025.2.12~2025.2.18 ^③	0.88~1.86	0.11~0.35	ND~0.005
标准限值			/	2.0	0.01

①长庆油田分公司第四采油厂 2021 年-2023 年油田维护及隐患治理项目环境质量现状监测报告，陕西速跑环境检测技术研究有限公司；
②长庆油田分公司第四采油厂 3 万吨产能建设工程环境质量现状监测报告，陕西正泽检测科技有限公司；
③长庆油田分公司第四采油厂 2024 年榆林区域油田维护项目监测报告，陕西众邦环保检测技术有限公司；
④长庆油田分公司第四采油厂靖边县境内 40 万吨产能建设项目环境质量现状监测报告，陕西同元环境检测有限公司。

2.2 改建工程概况

2.2.1 基本情况

- (1) 项目名称：长庆油田分公司第四采油厂 2025 年油田维护改造项目
- (2) 建设单位：长庆油田分公司第四采油厂
- (3) 建设地点：榆林市靖边县杨米涧镇、中山涧镇、周河镇、天赐湾镇、王渠则镇；延安市安塞区镰刀湾镇；延安市志丹县杏河镇。
- (4) 建设性质：改建
- (5) 主要建设内容：40 条管线隐患治理工程，管线总长 56.27km，包括 24 条出油、集油管线 30.29km（全线更换 23 条，局部更换 1 条），14 条注水管线 22.98km（全线更换 11 条、局部更换 3 条，其中清水管线 3 条、采出水管线 11 条），2 条供气管线 3.0km（全线更换 1 条，局部更换 1 条）；8 座站场的站内改造及优化（艾家湾集输站、天一接转注水站、大路沟首站、杨米涧集油站、新一转接站、云盘山联合站、庆盛拉油注水站、杨 19 接转注水站）。
- (6) 建设投资：2773.8 万元。

2.2.2 地理位置与交通情况

本项目位于榆林市靖边县、延安市安塞区和志丹县。项目区域有 G65 包茂高速、靖延线、靖志路、大闫路、天杨路、庙石路、地方沥青道路和油田专用道路组成路网，交通较为方便，项目管线地理位置图见图 2.2.2-1。

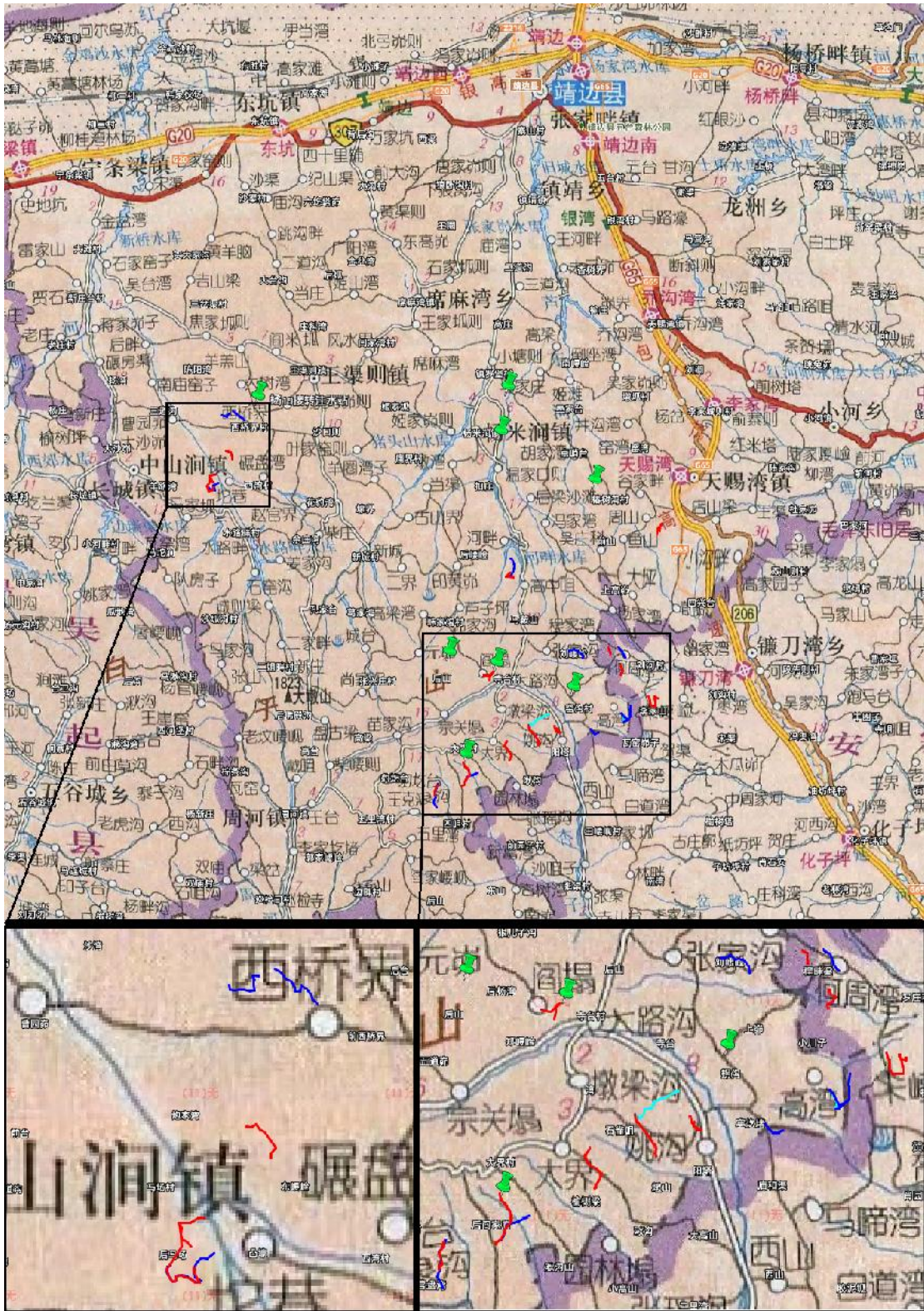


图 2.2.2-1 地理位置示意图

2.2.3 项目组成及主要建设内容

项目组成表见表 2.2.3-1。

表 2.2.3-1 项目组成一览表

类别	工程名称		建设内容		备注
主体工程	出油、集油管道	艾家湾作业区	田 23-171 单井出油管线	自田 23-171 井组至艾家湾集输站敷设 ∅ 60×5.0mm-L245N 无缝钢管 0.5km，设计压力 4.0MPa，管底埋深 1.3m	全线更换
		田 32-12 井组单井出油管线	自田 32-12 井组至中 4 增敷设∅ 60×5.0mm-L245N 无缝钢管 1.86km，设计压力 4.0MPa，管底埋深 1.3m	全线更换	
		田 21-17 井组至艾家湾集输站出油管道	自田 21-17 井组至艾家湾集输站敷设 ∅ 60×5.0mm-L245N 无缝钢管 0.6km，设计压力 4.0MPa，管底埋深 1.3m	全线更换	
		中 3 增集油管道	自中 3 增至中 3 增沟底跨越敷设∅ 60×5.0mm-L245N 无缝钢管 1.2km，设计压力 4.0MPa，管底埋深 1.3m，跨越处依托现有桁架	部分更换	
		田 13-26 井组至中 5 增出油管道	自田 13-26 井组至中 5 增敷设∅ 60×5.0mm-L245N 无缝钢管 2.4km，设计压力 4.0MPa，管底埋深 1.3m	全线更换	
	杨米涧作业区	康 48-50 至杨 2 增出油管线	自康 48-50 井组至杨 2 增敷设∅ 60×5.0mm-L245N 无缝钢管 3.4km，设计压力 4.0MPa，管底埋深 1.3m	全线更换	
		康 46-49 至杨 2 增出油管线	自康 46-49 井组至杨 2 增敷设∅ 60×5.0mm-L245N 无缝钢管 1.0km，设计压力 4.0MPa，管底埋深 1.3m	全线更换	
		康 44-47 至杨 2 增出油管线	自康 44-47 井组至杨 2 增敷设∅ 60×5.0mm-L245N 无缝钢管 1.0km，设计压力 4.0MPa，管底埋深 1.3m	全线更换	
		康 37-46A 井组出油管道	自康 37-46A 井组至杨 3 增敷设∅ 60×5.0mm-L245N 无缝钢管 1.2km，设计压力 4.0MPa，管底埋深 1.3m	全线更换	
		天 27-15 井组出油管道	自天 27-15 井组至杨 2 拉油注水站敷设 ∅ 60×5.0mm-L245N 无缝钢管 1.2km，设计压力 4.0MPa，管底埋深 1.3m	全线更换	
		杨 2 井组出油管线	自杨 2 井组至杨 2 拉油注水站敷设 ∅ 60×5.0mm-L245N 无缝钢管 1.1km，设计压力 4.0MPa，管底埋深 1.3m	全线更换	
	云盘山作业区	罗 40-28 井组出油管线	自罗 40-28 至罗二转敷设∅ 60×5.0mm-L245N 无缝钢管 1.2km，设计压力 4.0MPa，管底埋深 1.3m	全线更换	
		罗 42-30 井组出油管线	自罗 42-30 井组至罗二转敷设∅ 60×5.0mm-L245N 无缝钢管 0.9km，设计压力 4.0MPa，管底埋深 1.3m	全线更换	
		罗 27-44 单井出油管道	自罗 27-44 至罗 9 增敷设∅ 60×5.0mm-L245N 无缝钢管 2.7km，设计压力 4.0MPa，管底埋深 1.3m	全线更换	
		罗 28-48 单井出油管道	自罗 28-48 至罗 9 增敷设∅ 60×5.0mm-L245N 无缝钢管 1.1km，设计压力 4.0MPa，管底埋深 1.3m	全线更换	
		DP10 拉油点至罗 6 增出油管线	自 DP10 拉油点至罗 6 增敷设∅ 60×5.0mm-L245N 无缝钢管 2.2km，设计压力 4.0MPa，管底埋深 1.3m	全线更换	
		罗加 20-341 至罗 11 增出油管线	自罗加 20-341 井组至罗 11 增敷设 ∅ 60×5.0mm-L245N 无缝钢管 1.13km，设计压力 4.0MPa，管底埋深 1.3m，跨越处新建桁架	全线更换	

注水管线治理	大路沟作业区	于 42-37 单井出油管线	自于 42-37 至白 8 增敷设 $\varnothing$ 60 $\times$ 5.0mm-L245N 无缝钢管 1.0km, 设计压力 4.0MPa, 管底埋深 1.3m	全线更换
		于 45-40 单井出油管线	自于 45-40 至白 8 增敷设 $\varnothing$ 60 $\times$ 5.0mm-L245N 无缝钢管 1.0km, 设计压力 4.0MPa, 管底埋深 1.3m	全线更换
		路 36-24 单井出油管线	自路 36-24 至路四转敷设 $\varnothing$ 60 $\times$ 5.0mm-L245N 无缝钢管 1.5km, 设计压力 4.0MPa, 管底埋深 1.3m	全线更换
		路 37-251 单井出油管线	自路 37-251 至插输路 36-24 单井出油管线敷设 $\varnothing$ 60 $\times$ 5.0mm-L245N 无缝钢管 0.2km, 设计压力 4.0MPa, 管底埋深 1.3m	全线更换
		路 37-25 单井出油管线	自路 37-25 至路四转敷设 $\varnothing$ 60 $\times$ 5.0mm-L245N 无缝钢管 0.9km, 设计压力 4.0MPa, 管底埋深 1.3m	全线更换
		路 38-251 单井出油管线	自路 38-251 至插输路 37-25 单井出油管线敷设 $\varnothing$ 60 $\times$ 5.0mm-L245N 无缝钢管 0.2km, 设计压力 4.0MPa, 管底埋深 1.3m	全线更换
		路 9-51 至罗 18-30 出油管线更换	自路 9-51 井组至罗 18-30 敷设 $\varnothing$ 60 $\times$ 5.0mm-L245N 无缝钢管 0.8km, 设计压力 4.0MPa, 管底埋深 1.3m	全线更换
	艾家湾作业区	中 4 增区域管线更换	自中 4 增至田 34-14 井组敷设热塑性塑料内衬玻璃钢复合管, 管道规格 DN65 PN250, 管线长 2.6km, 设计压力 20.0MPa, 管底埋深 1.3m	全线更换
		中 3 增注水干线局部更换	自中 3 增至中 3 增注水干线路口敷设热塑性塑料内衬玻璃钢复合管, 管道规格 DN65 PN200, 管线长 1.8km, 设计压力 20.0MPa, 管底埋深 1.3m, 跨越处依托现有桁架	部分更换
	大路沟作业区	白 8 增至白 203 配供水管道	自白 8 增至白 203 配敷设 $\varnothing$ 60 $\times$ 5.0mm-L245N 无缝钢管 2.7km, 设计压力 4.0MPa, 管底埋深 1.3m, 介质清水	全线更换
		路 14-41 至路二转水源井管道	自路 14-41 至路二转水源井敷设热塑性塑料内衬玻璃钢复合管, 管道规格 DN65 PN64, 管线长 2.5km, 设计压力 20.0MPa, 管底埋深 1.3m, 介质清水	全线更换
		路 7-54 至路平一水源井管线	自路 7-54 至路平一水源井敷设热塑性塑料内衬玻璃钢复合管, 管道规格 DN65 PN64, 管线长 3.0km, 设计压力 20.0MPa, 管底埋深 1.3m, 介质清水	全线更换
	杨米涧作业区	康 49-48 配至康 45-40A 注水管线	自康 49-48 配至康 45-40A 敷设热塑性塑料内衬玻璃钢复合管, 管道规格 DN40 PN250, 管线长 3.0km, 设计压力 20.0MPa, 管底埋深 1.3m, 介质采出水	全线更换
		涧 25-9 配至涧 23-9 配注水管线	自涧 25-9 配至插输点敷设热塑性塑料内衬玻璃钢复合管, 管道规格 DN40 PN200, 管线长 1.0km, 设计压力 20.0MPa, 管底埋深 1.3m, 介质采出水	部分更换
		涧 25-9 配至涧 23-9 配注水管线 2	自涧 25-9 配至插输点敷设热塑性塑料内衬玻璃钢复合管, 管道规格 DN40 PN200, 管线长 0.08km, 设计压力 20.0MPa, 管底埋深 1.3m, 介质采出水	全线更换
		涧 25-9 配至涧 25-17 配注水支线	自插输点至涧 25-17 配敷设热塑性塑料内衬玻璃钢复合管, 管道规格 DN40 PN200, 管线长 1.8km, 设计压力 20.0MPa, 管底埋深 1.3m, 介质采出水	部分更换
	云盘山作业区	罗 35-451 至罗 36-44 注水管线	自罗 35-451 井场至罗 36-44 井场敷设热塑性塑料内衬玻璃钢复合管, 管道规格 DN65 PN250, 管线长 0.8km, 设计压力 20.0MPa, 管底埋深 1.3m, 介质采出水	全线更换
		罗 103 配至	自罗 103 配至罗 35-451 井场敷设热塑性塑料内衬玻	全线

			罗 35-451 注水管线	玻璃钢复合管，管道规格 DN100 PN200，管线长 1.2km，设计压力 20.0MPa，管底埋深 1.3m，介质采出水	更换
			罗 33-44 配至罗 30-42 注水管线	自罗 33-44 配至罗 30-42 井场敷设热塑性塑料内衬玻璃钢复合管，管道规格 DN40 PN200，管线长 0.7km，设计压力 20.0MPa，管底埋深 1.3m，介质采出水	全线更换
			罗 35-451 配至罗 33-44 注水管线	自罗 35-451 配至罗 33-44 井场敷设热塑性塑料内衬玻璃钢复合管，管道规格 DN65 PN250，管线长 1.0km，设计压力 20.0MPa，管底埋深 1.3m，介质采出水	全线更换
			DP3 注水支线	自罗 102 配水间至 DP3 配水间敷设热塑性塑料内衬玻璃钢复合管，管道规格 DN40 PN200，管线长 0.9km，设计压力 20.0MPa，管底埋深 1.3m，介质采出水	全线更换
	供气 管线	云盘 山作 业区	新 80 生活点 供气管道	自新 80 路口至新 80 生活点敷设 $\varnothing$ 60 $\times$ 5.0mm-L245N 无缝钢管 0.5km，设计压力 4.0MPa，管底埋深 1.3m，介质天然气/伴生气	部分 更换
			罗 5 增至罗 6 增供气管道	自罗 5 增至罗 6 增敷设 $\varnothing$ 60 $\times$ 5.0mm-L245NS 无缝钢管 2.5km，设计压力 4.0MPa，管底埋深 1.3m，介质天然气/伴生气	全线 更换
	站场 工程	艾家 湾作 业区	艾家湾集输 站	①对 1#1000m ³ 净化罐进行检修，罐底板、壁板、顶板找漏补强； ②更换管线与罐体开孔处增加补强圈； ③增设灌顶操作护栏及防滑踏步 2 套。	站内 改造
		大路 沟作 业区	天一接转注 水站	①原缓冲罐位置新设 20m ³ 分离缓冲罐 1 具（原缓冲罐已于 2021 年拆除）； ②新建 $\varnothing$ 600 气液分离器 1 具； ③更换污油池污油提升泵 1 台； ④配套相关流程管线连接及防腐保温，新建油管线选用无缝钢管，材质为 L245N、设计压力为 2.4MPa。	站内 改造
			大路沟首站	①站内集输管网更换 L245N- $\varnothing$ 219 $\times$ 6.0-900m、L245N- $\varnothing$ 168 $\times$ 5.0-60m 内防腐采用高分子环氧涂料普通级； ②站内热网管网更换，选用 L245N 流体用无缝钢管，埋地敷设。	站内 改造
		杨米 涧作 业区	杨米涧集油 站	①将 2 具三相分离器改为串联流程，实现二级脱水； ②新建 1 套 VOCs 冷凝吸附装置； ③站内储罐顶增加阻爆轰型阻火器及电动蝶阀； ④配套自控连锁控制系统和相应管网； ⑤对已建储罐罐顶透光孔增加气体收集管线，并在管线上安装阻爆轰型阻火器、控制阀、压力变送器。	站内 改造
			杨 19 接转注 水站	①新建 1500m ³ /d 重力式多功能合一高效除油装置 1 具，新建 1500m ³ /d 气浮装置 1 套（备用）； ②将 2 具 200m ³ 清水罐改为净化水罐（增设密闭隔氧 VOCs 挥发抑制装置）； ③拆除 100m ³ 反冲洗水罐、拆除清水系统的污水污泥池； ④拆除原清水过滤器间已建设备，新建 1500m ³ /d 过滤装置 1 套（含 2 组，二级过滤）；	站内 改造

			⑤新建成套加药装置 1 套（pH 调节剂、混凝剂、絮凝剂）； ⑥新建地上式污泥存储浓缩装置（2 具式）1 套； ⑦新建污水提升泵 2 台（多功能合一高效除油装置 1 用 1 备）。	
		庆盛拉油注水站	（1）站内停运设备全部拆除，停用流程吹扫后截断封堵。 ①拆除热泵机组及基础； ②拆除 2 台 240kw 加热炉及基础，拆除 1 具 5m³水箱，拆除 1 台补水泵、2 台循环水泵 ③拆除发电机组及基础； ④拆除 5 井式总机关。 （2）总机关及井组加热装置移位，站内流程改线。 ①在原污水处理装置新建 5 井式总机关 1 座，并将单井管线接至新建总机关； ②迁建 20kw 电磁加热器 1 座，迁建 60kw 电磁加热器 1 座； ③新建电磁加热器出口至储油罐进口管线 L245N-中 89×5.0 长 40m。	
		新一转接站	（1）集输部分改造内容： ①新建 30m³卸油箱 1 具（设备利旧）、卸油台 1 处、转油泵一台（设备利旧）以及地磅 1 处； ②迁建 20m³缓冲罐和气液分离器； ③迁建 125KVA 变压器； ④拆除练兵实训基地钢管石棉棚、闲置工具房（2 间）、5m³污油箱、100m³清水罐、100m³污水罐（2 具）； ⑤大门拓宽至 6m，地面硬化。 （2）给排水部分改造内容： ①拆除 2 座 100m³污水罐、阀组间及配套基础； ②拆除 1 座 100m³清水罐及配套基础； ③新建水源井供水干线至锅炉补水箱段管线，管径为 D60×4mm，埋地敷设；新建水源井供水干线至生活区供水管线，管径为 D76×4mm，埋地敷设；新建管线采用 L245N 无缝钢管； ④新建已建室外排水沟至站外明沟段排水沟，采用混凝土室外明沟。 （3）机制专业改造内容： ①1#事故罐罐底板整体更换； ②1#事故罐更换罐壁板（罐底自下而上 1.8m）； ③1#事故罐内盘管整体进行更换； ④1#事故罐罐壁人孔更换，同时与换罐壁板有关的管口都进行更换； ⑤1#事故罐量油孔进行更换； ⑥1#事故罐罐壁、底板喷砂除锈 2 次，罐壁、底板环氧重防腐涂料+面漆防腐，罐外局部环氧富锌底漆防腐保温。	站内改造
		云盘山作业区	①进行两端脱水改造，拆除闲置计量间 1 座（39m²），拆除并迁建气液分离器和总机开关； ②新建 1 具 1200m³/d 三相分离器（设备利旧）用于二段脱水，同时兼顾一段三相分离器备用。	站内改造

辅助工程	穿跨越工程	依托现有桁架跨越冲沟 2 次，新建桁架跨越长流水冲沟 1 次（马圈沟，属延河支流）	
		穿越沥青路 21 处，采用顶管穿越，设置钢套管。	
		穿越水泥路 6 处、土路 55 处、砖路 3 处，采用大开挖，设置钢套管。	
	里程桩	47 个	
	标志桩	146 个	
	警示牌	27 个	
	转角桩	20 个	
公用工程	供水		施工用水由施工单位采用车拉供水，拉水到工地。
	供气		本项目不新增加热炉，站场不新增供气工程。
	供电		均在现有站场内建设，用电依托区域现有供电设施。
环保工程	废气	施工期	施工扬尘、施工机械和运输车辆产生的尾气、焊接烟尘均呈无组织排放，采取覆盖抑尘、加强施工机械及车辆管理维护等措施，排放量较小。
		运营期	运营期非甲烷总烃，均呈无组织排放；相关站场更换或新增集输工艺设备均为密闭设备，产生的废气很少。
	废水	施工期	①施工生产废水经沉淀池处理后回用； ②施工人员不设生活营地依托现有站场； ③管线试压废水及采出水注水管线收集后送附近采出水站场处理后用于油田回注； ④项目对原管道中含水油全部热洗、吹扫至下游站场原油集输系统，采出水处理系统残余物吹扫至采出水处理系统，站场改造拆除现有设备经热洗、吹扫等无害化处理后至站场原油集输系统，回收处理不外排。
		运营期	项目不新增劳动定员，不新增生活污水。杨 19 接转注水站采出水处理系统处理达标后的采出水回注于地层，不外排。
	固废	施工期	①管线施工挖方全部回填，无弃土产生；站场设备基础挖方全部用于站场场地平整； ②施工废料（废弃的焊条头和废弃料）回收利用； ③施工人员生活垃圾收集后送当地生活垃圾收集点处理； ④桁架跨越等露出地面的管线，经无害化（热洗、吹扫及管道清洁度测试直至管壁内残留物达到内壁无油无蜡、无积液的清洁程度）处理后，属于一般工业固废，无害化处理后暂存于作业区物资库，作为废旧资源外售或综合利用。 ⑤站场拆除设备进行无害化处理后，作为废旧资源外售或综合利用；拆除管道清洗时可能会产生部分落地油，现场进罐，集中收集后有资质单位处置。
		运营期	①含油底泥清罐作业结束后有资质单位用清罐车直接外运处置，不暂存； ②VOCs 冷凝吸附处理装置产生的冷凝液随清罐作业一起清运，不暂存； ③VOCs 冷凝吸附处理装置产生的废活性炭、采出水处理装置产生的废滤料更换后直接交有资质单位转运处置，不暂存； ④废润滑油及其包装桶收集后送至现有危废贮存库分类暂存，定期由有资质单位进行转运处置； ⑤项目不新增劳动定员，因此不新增生活垃圾。
	噪声	施工期	施工机械噪声，采取加强管理，使用低噪声、先进的设备，定期对其进行维护，合理安排施工工序。
		运营期	管线采用密闭输送工艺，地埋式敷设，运营期无产噪设备；站区新增设备优先选用低噪声设备，设减振设施；杨 19 接转注水站采出水处理装置在室内设置。

	生态	①尽量缩短施工工期，划定施工作业范围和路线，不随意扩大，按规定进行操作；严格控制和管理运行车辆及重型机械施工作业范围，严禁施工材料乱堆乱放。 ②施工应避开植物生长期；在地表土壤较好的地段施工时，对表层土壤要分开堆放，分层回填；回填时，还应留足适宜的堆积层，防止因降水、径流造成地表下陷和水土流失。 ③施工结束后进行植被恢复。
	环境风险	在应急预案修订期间将本项目工程分别纳入榆林区域和延安区域应急预案体系，及时更新预案内容，定期进行预案演练，并与当地应急机构形成长效联动机制。管线定期巡检，发现管线裸露及时维护。
依托工程	原油集输系统及原油管线吹扫产生残余物	原油集输及原油管线吹扫产生残余物依托罗二转、白 8 增、路四转、艾家湾集输站、中 4 增、杨 2 增、杨 3 增等站场。
	试压废水及采出水注水管线吹扫产生的残余物	试压废水及采出水注水管线吹扫产生的残余物依托艾家湾集油站、杨米涧集油站、白于山联合站、云盘山联合站、大路沟首站、路四转等站场。
	固废贮存	危险废物主要依托杨米涧作业区的杨 37-16 暂存点；艾家湾作业区的田 20-21 暂存点、田 21-19 暂存点；云盘山作业区路平加一暂存点；大路沟作业区路二供暂存点。
	施工便道	本次不新建施工便道，均依托油区现有道路。
	施工人员生活	项目不设置施工营地，施工人员生活用排水依托管线附近居民及站场。
	运营期巡线	管线环境风险管理依托现有巡线人员。

2.2.4 站场工程

2.2.4.1 艾家湾集输站

艾家湾集输站 1#净化罐（1000m³）于 2010 年投运，上次检修日期为 2018 年 8 月，目前盘管腐蚀严重已停用，影响加温，且罐底沉积物多，影响外输交油，需进行检修恢复运行。

根据设计资料，艾家湾集输站主要工程内容包括：

- ①对 1#1000m³净化罐进行检修，罐底板、壁板、顶板找漏补强；
- ②更换管线与罐体开孔处增加补强圈；
- ③增设灌顶操作护栏及防滑踏步 2 套。

表 2.2.4-1 艾家湾集输站 1#1000m³净化罐规格参数

序号	名称	规格
1	储罐形式	拱顶罐
2	储罐内径	11.5m
3	罐壁高度	10.69m

4	设计压力	常压
5	储存介质	净化原油

表2.2.4-2 艾家湾集输站1#1000m³净化罐本次改造主要设备一览表

序号	类别	名称	规格	单位	数量
1	管材	无缝钢管	∅ 60×5.0mm-L245N	m	40
2	管件	弯头	CF415K-DN50-Sch80 90EL L245N	个	6
3	闸阀	钢制楔式闸阀	Z41Y-25C DN150（附法兰、垫片及紧固片）	个	2
4			Z41Y-25C DN100（附法兰、垫片及紧固片）	个	1
5			Z41Y-25C DN50（附法兰、垫片及紧固片）	个	6

2.2.4.2 新一转接站

新一转接站投运于2002年，常规接转站，设计规模360m³/d，目前接收上游12座井组含水油360m³/d，含水率88.1%，含水油外输至杨米涧集油站，集油管线规格L245N-Φ114×4.5-4.2km，外输压力1.3MPa，外输温度35℃。下游进站压力0.67MPa，进站温度30℃。目前新一转目前站内闲置设施较多，2具污水罐、1具清水罐、2间闲置工具房、练兵实训基地钢管石棉棚等可拆除；1#储油罐腐蚀破漏严重，存在安全隐患；缓冲罐、气液分离器距离加热炉的安全间距不满足《石油天然气工程设计防火规范》（GB 50183-2004 表5.2.1中甲、乙类厂房和密闭工艺装置（设备）与有明火的密闭工艺设备及加热炉的安全距离为20米的要求。

根据设计资料，为提升站点运行效率、优化站点流程，新一转接站主要工程内容包括：

（1）集输部分改造内容：

①新建 30m³卸油箱 1 具（设备利旧）、卸油台 1 处、转油泵一台（设备利旧）以及地磅 1 处，改造后增加 70m³/d 的来液量；

②迁建 20m³缓冲罐和气液分离器；

③迁建 125KVA 变压器；

④拆除练兵实训基地钢管石棉棚、闲置工具房（2 间）、5m³污油箱。

（2）给排水部分改造内容：

①拆除 2 座 100m³污水罐、配套的阀组及基础；

②拆除 1 座 100m³清水罐及配套基础；

③新建水源井供水干线至锅炉补水箱段管线，管径为 D60×4mm，埋地敷设；新建水源井供水干线至生活区供水管线，管径为 D76×4mm，埋地敷设；新建管线采用 L245N 无缝钢管；

④新建已建室外排水沟至站外明沟段排水沟，采用混凝土室外明沟。

(3) 机制专业改造内容：

①1#事故罐罐底板整体更换；

②1#事故罐更换罐壁板（罐底自下而上 1.8m）；

③1#事故罐内盘管整体进行更换；

④1#事故罐罐壁人孔更换，同时与换罐壁板有关的管口都进行更换；

⑤1#事故罐量油孔进行更换；

⑥1#事故罐罐壁、底板喷砂除锈 2 次，罐壁、底板环氧重防腐涂料+面漆防腐，罐外局部环氧富锌底漆防腐保温。

表2.2.4-3 新一转接站本次改造主要设备一览表

序号	方案内容	规格	单位	数量	备注
1	缓冲罐	20m ³	具	1	迁建
2	气液分离器	φ400	具	1	迁建
3	卸油箱	30m ³	具	1	利旧罗一拉设备
4	转油泵	处理量为 60m ³ /h, 0.6Mpa	台	1	利旧罗一拉设备
5	过滤器		台	1	利旧罗一拉设备
6	新建卸油台	4.5m×19m	处	1	新建
7	新建地磅	3m×9m	处	1	新建
8	练兵实训基地钢管石棉棚	13.2m×3.3m×2.5m	处	1	拆除
9	闲置工具房	3.5m×2m×2.5m	间	2	拆除
10	污油箱	5m ³	具	1	拆除
11	变压器	125kVA	处	1	迁建
12	拆除污水罐	100m ³	具	2	含配套的阀组及基础
13	拆除清水罐	100m ³	具	1	含配套基础
14	无缝钢管	L245N D76×4	m	70	
15	无缝钢管	L245N D60×4	m	60	
16	排水明沟	宽 300mm 深 300mm	m	15	
17	罐底板	钢板 S=8×1800×6000 Q235B	t	7.2	更换
18	内盘管		t	2.0	更换
19	新建罐壁人孔	DN600	套	1	
20	量油孔	DN150	套	1	更换
21	罐内外壁喷砂除锈		m ²	745	
22	罐壁钢板内外防腐		m ²	575	
23	罐壁钢板外保温		m ²	180	
24	法兰闸阀	Z41H-16C	套	8	附法兰、垫片及紧固件
25	平面法兰	DN150 PN16	个	12	
26	带颈对焊法兰	DN100 PN16	片	9	附垫片及紧固件
27	钢制阀门	Z41H-16 DN150	个	3	附法兰螺栓螺母垫片



图 2.2.4-1 新一转接站改造工程平面布置图

2.2.4.3 大路沟首站

大路沟首站于 2003 年 10 月投运，设计处理能力 100 万吨/年。站内集输管线、热网管线已运行 21 年，腐蚀严重，其中 2022 年 7 月份对站内管道检测，共计检测 14 处，检测结果 5 处重度腐蚀，8 处中度腐蚀。

根据设计资料，本次改造内容包括：站内集输管网更换 L245N- $\varnothing$ 219 $\times$ 6.0-900m、L245N- $\varnothing$ 168 $\times$ 5.0-60m 内防腐采用高分子环氧涂料普通级；站内热网管网更换，选用 L245N 流体用无缝钢管。

表2.2.4-4 大路沟首站本次改造主要设备一览表

序号	名称	规格及型号	单位	数量
1	作业区来油计量出口管线	L245N- Φ 168 $\times$ 5.0	m	100
2	计量间至罐区管线	L245N- Φ 219 $\times$ 6.0	m	240
3	倒罐流程管线	L245N- Φ 219 $\times$ 6.0	m	340
4	储罐至外输泵房管线	L245N- Φ 219 $\times$ 6.0	m	240
5	外输泵去加热炉管线	L245N- Φ 219 $\times$ 6.0	m	80
6	90°长半径弯管	DN200-Sch20-L245N 90E (L)	个	90
7		DN150-Sch20-L245N 90E (L)	个	25
8	法兰盖	BL-RF 16Mn DN200 PN25	片	7
9	法兰片	WN-RF 16Mn DN200 PN25	片	50
10	水泥路开挖恢复	/	m ²	60
11	彩砖地面恢复	/	m ²	20

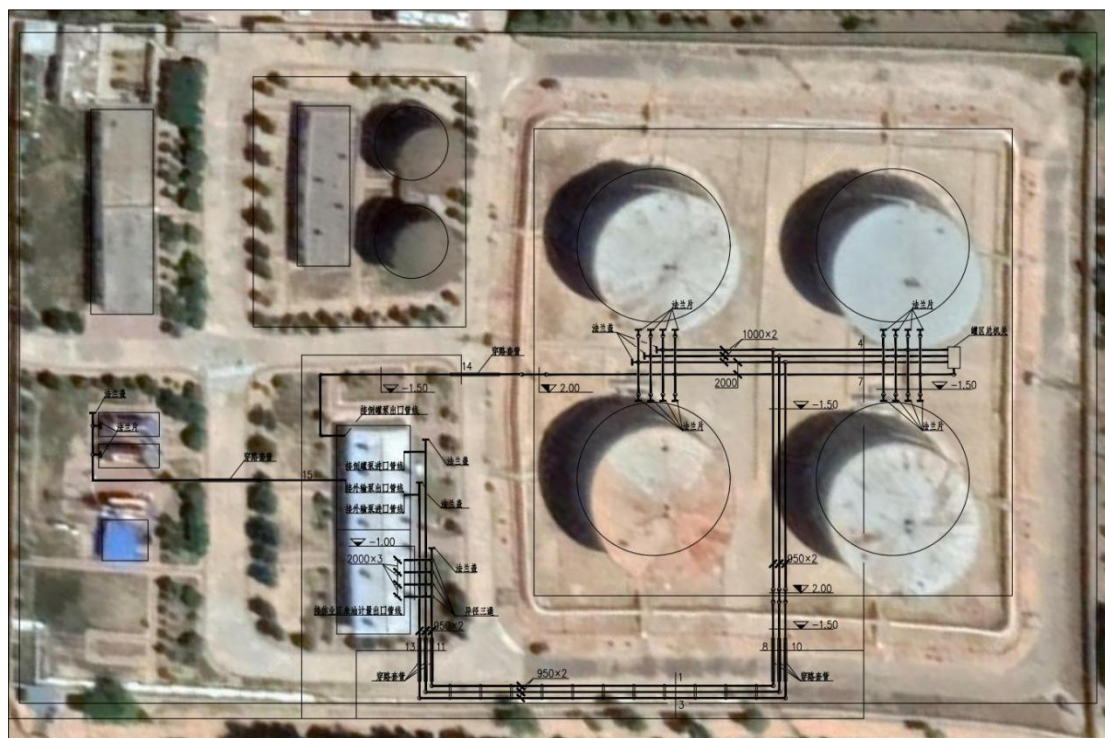


图 2.2.4-2 大路沟首站改造工程平面布置图

2.2.4.4 杨米涧集油站

杨米涧集油站位于陕西省榆林市靖边县，2003 年 9 月建成投运，设计规模 $61.1 \times 10^4 \text{t/a}$ ，承担着杨米涧区延 9 原油的脱水、计量、外输、供水等工作，经处理后的原油输送至白于山联合站，目前日处理油量 360t/d ，液量 $1500 \text{m}^3/\text{d}$ ，综合含水 86% ，日供水量 $1180 \text{m}^3/\text{d}$ 。配套采出水处理系统 1 套，处理能力 $1000 \text{m}^3/\text{d}$ 。站内现有 4 具 1000m^3 储罐，其中 1#、2#、3# 储罐目前储油罐，4# 储罐为采出水除油罐。

根据规范《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）第 5.2.1 条要求，储存真实蒸气压 $\geq 27.3 \text{kPa}$ 但 $\leq 76.6 \text{kPa}$ 且储罐容积 $\geq 75 \text{m}^3$ 的挥发性有机液体储罐，固定顶储罐排放应收集处理并满足相关行业排放要求，或者处理小于不低于 80% 。由于杨米涧集油站内储罐原油检测真实蒸汽压 48kPa ，且储罐排放的废气未收集处理。同时杨米涧集油站 VOCs 治理属于陕西省榆林市要求治理站场，要求加装治理设施，进行技术改造，确保 VOCs 达标排放。本次改造油罐储存控制要求执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020），具体储存控制参数如下：

NMHC 去除率 $\geq 80\%$ ，收集管线泄漏检测值 $< 500 \mu\text{mol/mol}$ ，有组织排放 $< 120 \text{mg/m}^3$ 。

本次对 1#、2#、3#储罐进行密闭性改造，新建 VOCs 冷凝吸附装置 1 套，通过前端风机收集固定顶罐废气，冷凝将乙烷以上的轻烃组分进行凝液回收，不凝气进行吸附处理，最终实现尾气达标排放。

表2.2.4-5 杨米涧集油站本次改造主要设备一览表

序号	设备名称	单位	数量	备注
1	VOCs 冷凝吸附装置	座	1	50Nm ³ /h，成品外购，防爆型
2	钢制球阀	个	1	/
3	钢制球阀	个	1	/
4	电动对夹式蝶阀（带防火罩）	个	3	/
5	阻爆轰型管道阻火器（带 8 字盲板）材质：不锈钢	个	3	/
6	无缝钢管	m	263	/
7	带颈对焊钢制管法兰	片	4	/

2.2.4.5 杨 19 接转注水站

杨 19 接转注水站采出水处理系统于 2011 年建成投运，采用“一级沉降除油”工艺，设 300m³沉降除油罐 2 具、40m³缓冲水罐 2 具、目前采出水量 1360m³/d、污水污泥池 2 座、加药装置 1 套等。

①采出水处理工艺采用“一级沉降除油”工艺，工艺流程不完善，出水水质（含油 50mg/L，悬浮物 159mg/L）不满足回注要求。

②根据水量预测，预计后期最大采出水量 1400m³/d，已建采出水处理系统能力不足。

根据《第四采油厂 2025 年老油田调整改造项目可行性研究报告》及审查意见，本工程改造内容如下：

①新建 1500m³/d 重力式多功能合一高效除油装置 1 具；新建 1500m³/d 气浮装置 1 套（备用）；

②将 2 具 200m³清水罐改为净化水罐（增设密闭隔氧 VOCs 挥发抑制装置）；

③拆除 100m³反冲洗水罐、拆除清水系统的污水污泥池；

④新建 1500m³/d 过滤装置 1 套（含 2 组，二级过滤）；

⑤新建成套加药装置 1 套（pH 调节剂、混凝剂、絮凝剂）；

⑥新建地上式污泥存储浓缩装置（2 具式）1 套；

⑦新建污水提升泵 2 台（多功能合一高效除油装置 1 用 1 备）。

建成后采出水处理采用“一级沉降除油+重力式多功能合一除油/气浮+过滤”工艺，系统设计规模为 1500m³/d，进水水质：含油≤300mg/L，悬浮物≤300mg/

出水水质：该区块延 9 储层空气渗透率 $20.72\mu\text{m}^2$ ，根据区域储层压裂后空气渗透率资料，对标《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SYT5329-2022）

表 1（水质主要控制指标）V 类水质。

表2.2.4-6 杨19接转站本次改造主要设备一览表

序号	设备名称	规格	单位	数量	备注
一	净化水罐				
1	钢制立式储罐	V=200m ³ φ=6580mm,H=6880mm	具	2	罐体利旧
2	CPVC 齿轮式蝶阀	VP-823 PN10 DN100	个	6	
3	法兰、垫片及紧固件	法兰 VP-261 PN10 DN100	套	12	
4	氟塑料衬里球阀	Q41F46-10C DN100	个	4	
6	C PVC 球阀	VP - 901 DN20 PN10	个	8	
7	密闭隔氧与 VOCs 挥发抑制装置	200m ³ ，罐体尺寸： Ø=6580mm,H=6880mm	套	2	
8	防腐浮动楔式闸阀	ZQ49H-250 DN100	个	2	
二	重力式多功能合一高效除油装置区				
1	重力式多功能合一高效除油装置	Q=1500m ³ /d，介质温度：10℃~60℃	套	1	
2	截止阀	PP-R de65	个	9	
3	CPVC 球阀	VP - 901 DN20 PN10	个	10	
4	氟塑料衬里电动蝶阀	D943F46-10C	个	3	
5	氟塑料衬里电动球阀	Q941F46-10C	个	4	
6	氟塑料衬里球阀	Q41F46-10C DN125	个	4	
7	氟塑料衬里球阀	Q41F46-10C DN100	个	1	
8	CPVC 齿轮式蝶阀	VP-823 DN200 PN10	个	2	
9	CPVC 齿轮式蝶阀	VP-823 DN100 PN10	个	3	
10	污水提升泵	Q=70m ³ /h,H=30m,N=11kW	台	2	1 用 1 备
11	快速接口	KY-100 PN10	个	1	
12	法兰、垫片及紧固件	法兰 VP-261 PN10 DN100	套	22	
三	采出水溶气气浮装置区				
1	采出水溶气气浮装置	Q=1500m ³ /d，装机功率 40kW，运行功率 35kW	套	1	
2	CPVC 齿轮式蝶阀	VP-823 DN125 PN10	个	2	
3	PP-R 截止阀	de32	个	2	
四	采出水过滤装置区				
1	采出水过滤装置	Q=1500m ³ /d，总装机功率 82kW,运行功率 52kW	套	1	
2	CPVC 齿轮式蝶阀	VP - 901 DN20 PN10	个	4	
3	法兰	VP-261 PN10 DN125	片	4	GB/T18998.3-2022
五	成套加药装置（户外型）				
1	加药装置	设备尺寸：长×宽=10.85m×2.7m,	套	1	带电控柜

2	PAM 计量泵	Q=500L/h	台	2	
3	PAC 计量泵	Q=50L/h	台	2	
4	PH 计量泵	Q=0~60L/h	台	2	
5	缓蚀阻垢剂计量泵	Q=0~60L/h	台	2	
6	便携式洗眼器	BX-5	套	2	
7	PP-R 截止阀	de32	个	4	
六	地上式污泥存储浓缩装置				
1	地上式污泥存储浓缩装置	两具式	套	1	
2	污水提升泵	Q=50m³/h	台	2	
3	污泥提升泵	Q=5m³/h	台	2	
4	污水污泥罐	体积 80m³, 尺寸: φ=3.2m L=10.7m, 筒体 L=9m	具	2	
七	室外部分				
1	CPVC 齿轮式蝶阀	VP-823 DN125 PN10	个	1	
八	消防部分				
1	推车式干粉灭火器	MFT/ABCE20	辆	5	
2	手提式干粉灭火器	MF/ABCE8	具	12	
3	灭火器箱	XMDDD42	个	6	XF139-200 9

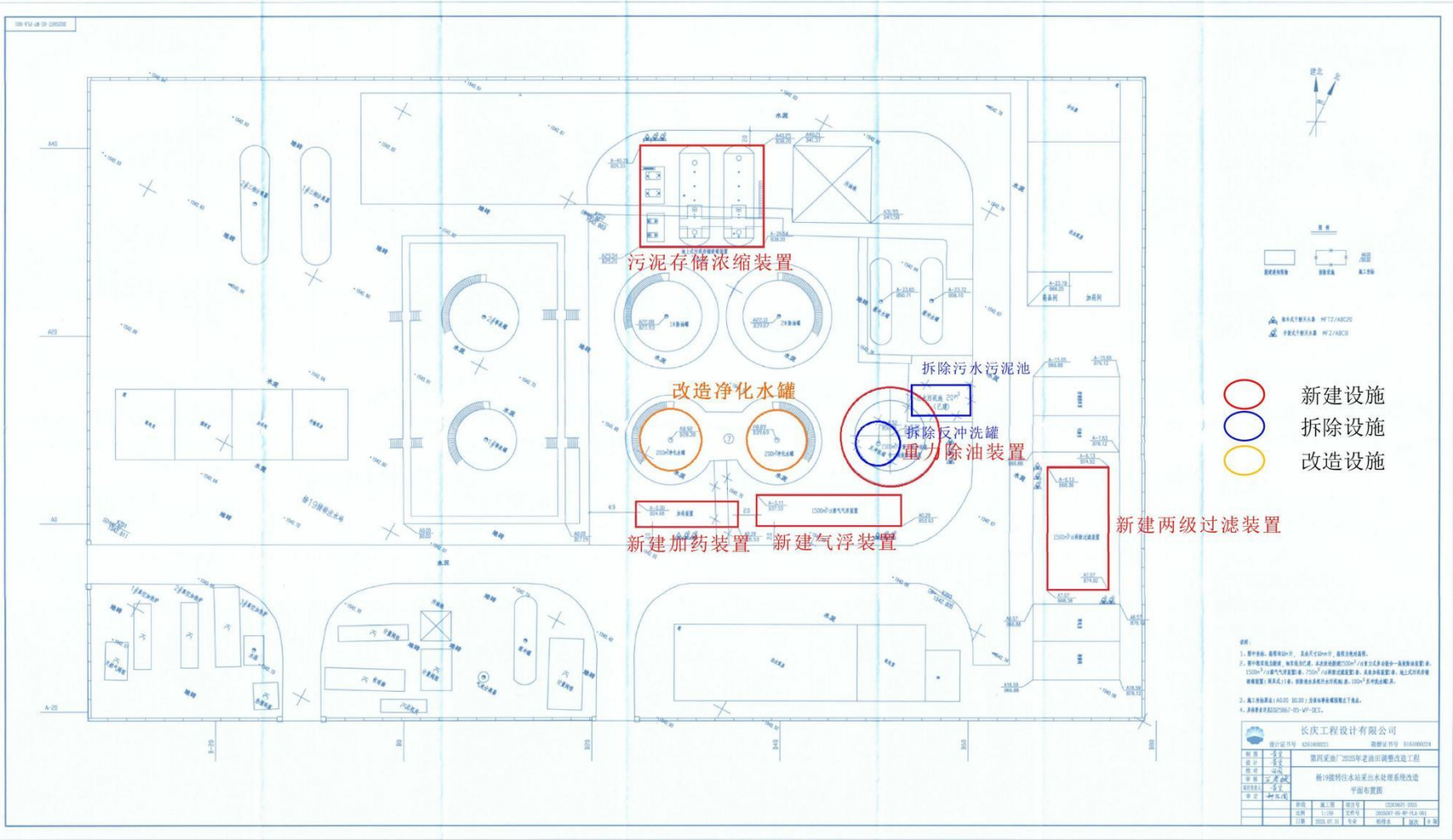


图 2.2.4-3 杨 19 接转注水站改造工程平面布置图

2.2.4.6 天一转接站

天一接转注水站位于陕西省靖边县新城乡韩家沟村境内，占地面积 5500 平方米，于 2006 年 9 月建成投运。站内由集输计量系统、供暖系统、水质处理系统、配注系统及办公生活系统五大部分组成。该站设计规模 4×10^4 方/年，主要负责 4 座长 6 站点来液脱水及长 2 原油、长 6 净化油输油任务，目前外输液量 $260\text{m}^3/\text{d}$ 。站内沉降罐于 2017 年检修，罐内盘管腐蚀破漏，冬季无法加温运行困难；站内缓冲罐由于罐体附件腐蚀严重，于 2021 年拆除，目前依靠大罐外输。

根据设计说明说，本次改造在原缓冲罐位置新设 20m 分离缓冲罐 1 具； $\varnothing 600$ 气液分离器 1 具、更换污油池污油提升泵 1 台，配套相关流程管线连接及防腐保温。主要工艺设备见表 2.2.4-7。

表 2.2.4-7 天一转接站本次改造主要设备一览表

序号	名称	规格型号	单位	数量	备注
1	20m ³ 分离缓冲罐	0.78MPa $\varphi 1600 \times 5500$	具	1	
2	气液分离器	0.78MPa $\varphi 400$	具	1	
3	4KW 污油提升泵	YB2-112M-2	台	1	甲供
	闸阀	Z41H-25 DN100	个	11	



图 2.2.4-4 天一接转注水站改造工程布置图

2.2.4.7 云盘山联合站

云盘山联合站投运于 2004 年，建有 $1200\text{m}^3/\text{d}$ 三相分离器 2 台、 1000m^3 净

化罐 3 具，1 具 1000m³ 沉降罐运行时间长，腐蚀严重，目前停用，影响净化油质量，目前站内储罐已开展 VOCs 治理。目前接受上游 6 座站点及周边井场含水油 1600m³/d，含水率 68%，外输净化油量 520m³/d。

根据设计资料，本次对云盘山联合站进行两段脱水改造，站内原 2 具 1200m³/d 三相分离器可用于一段和二段脱水，第一段不加热脱水，第二段需加热脱水。拆除闲置计量间 1 座（39m²），拆除并迁建气液分离器和总机关；新建 1 具 1200m³/d 三相分离器（设备利旧）用于二段脱水同时兼顾一段三相分离器备用。

表 2.2.4-8 云盘山联合站本次改造主要设备一览表

序号	名称及规格	单位	数量	备注
1	平板闸阀 Z43F-25 DN150	个	4	附法兰螺柱螺母垫片
2	钢制楔式闸阀 Z41H-25 DN100	个	9	附法兰螺柱螺母垫片
3	平板闸阀 Z43F-25 DN200	个	19	附法兰螺柱螺母垫片
4	钢制截止阀 J41H-25 DN50	个	9	附法兰螺柱螺母垫片
5	自力式调节阀 ZZYP-25K DN50	个	3	附法兰螺柱螺母垫片
6	压力表 Y-1000~1.0MPa	块	12	
7	电动三通球阀 Q944Y-25 DN150	个	3	附法兰螺柱螺母垫片
8	电动调节阀 PN25 DN100	个	3	
9	1200m ³ /d 三相分离器	具	1	CEDC001060401

2.2.4.8 庆盛拉油注水站

庆盛拉油注水站于 2010 年 9 月投运，开井 4 口，日产液：51.91m³，日产油 4.57t，综合含水：88.8%，井组来油通过总机关进入管道加热装置（20KW1 台，60KW1 台）加温后进入 250m³ 沉降罐进行油水分离，净化油直接拉运至新一计，采出水进入 100m³ 采出水罐就地回注。

因站内上方平台仅运行一座总机关及管道加热装置，同时考虑后期光伏建设需要需将站内停运设备及流程全部拆除，流程吹扫后截断，总机关及并组加热装置迁建至下方平台原水处理装置处，主要设计内容：

（1）站内停运设备全部拆除，停用流程吹扫后截断封堵。

①拆除热泵机组及基础；

②拆除 2 台 240kw 加热炉及基础，拆除 1 具 5m³ 水箱，拆除 1 台补水泵、2 台循环水泵

③拆除发电机组及基础；

④拆除 5 井式总机关。

（2）总机关及并组加热装置移位，站内流程改线。

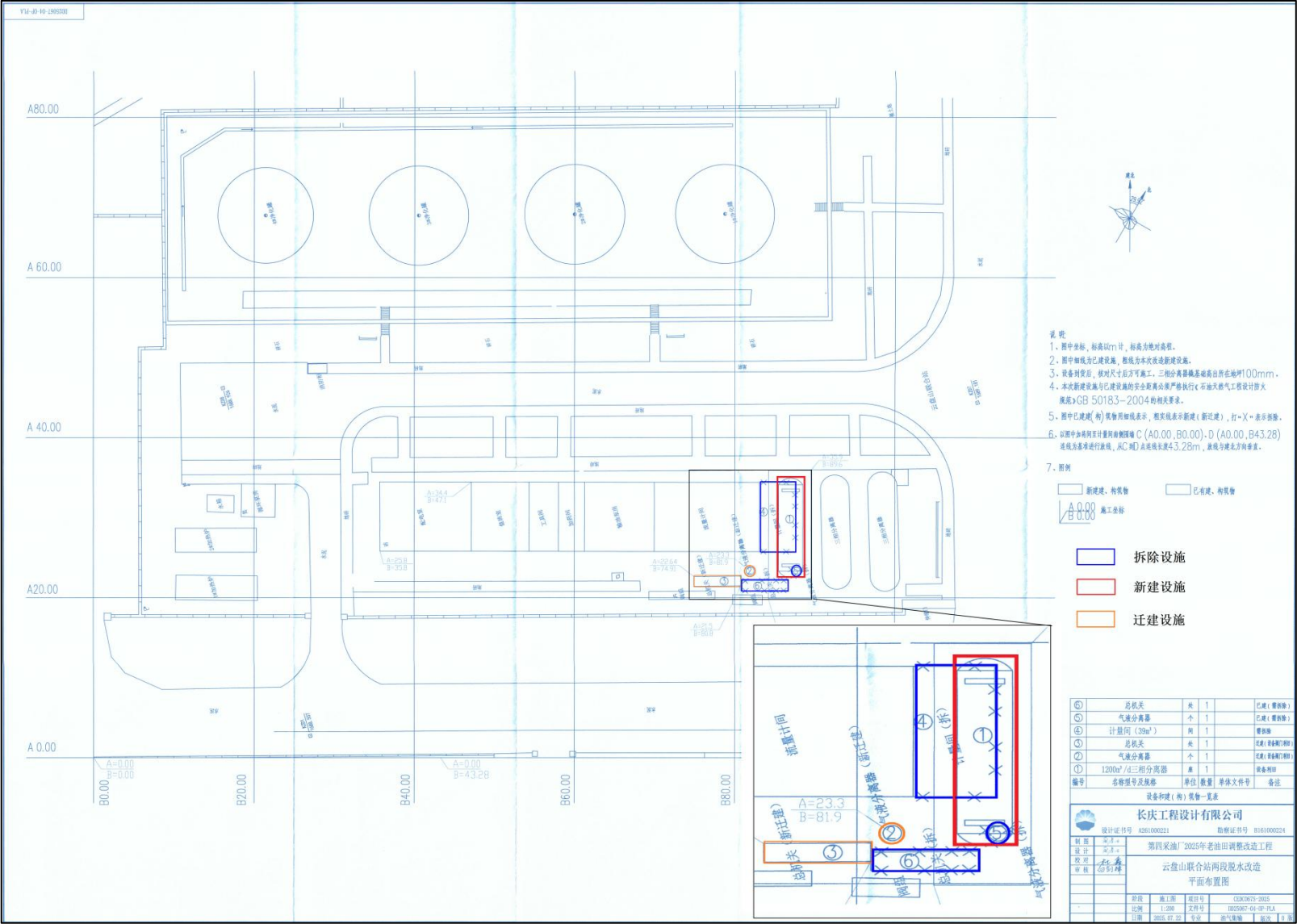
- ①在原污水处理装置新建 5 井式总机关 1 座,并将单井管线接至新建总机关;
- ②迁建 20kw 电磁加热器 1 座, 迁建 60kw 电磁加热器 1 座;
- ③新建电磁加热器出口至储油罐进口管线 L245N-中 89×5.0 长 40m。

表 2.2.4-9 庆盛拉油注水站本次改造主要设备一览表

序号	名称	规格型号	单位	数量	备注
1	水套炉	240KW	具	2	拆除
2	水箱	5m ³	具	1	
3	循环水泵、补水泵	3KW	台	3	
4	复叠高温热泵机组	AZ-1050W/DFTHA	台	1	
5	发电机组		座	1	拆除电气
6	总机关	5井式	座	1	拆除
7	总机关	5井式	座	1	新建
8	电磁加热器	20kw	座	1	迁建
9	电磁加热器	80kw	座	1	
10	法兰片	WN80-25 RF S=5.5mm A105II	片	2	新建
11	法兰片	WN50-25 RF S=5.5mm A105II	片	8	
12	压力表接头	M20X1.5	个	1	
13	内螺纹闸阀	Z11H-25 DN15	个	1	
14	钢制管法兰	WN50-25 MFM S=4.5mm A105II	片	8	



图 2.2.4-5 庆盛拉油注水站改造工程平面布置图



2.2.4.9 站场工程拆除量汇总

本项目站场工程拆除量汇总见表 2.2.4-10。

表 2.2.4-10 本项目站场拆除工程量表

序号	站场	拆除设施设备名称	规格型号	单位	数量	备注
1	新一转接站	练兵实训基地钢管石棉棚	13.2m×3.3m×2.5m	处	1	拆除
2		闲置工具房	3.5m×2m×2.5m	间	2	拆除
3		污油箱	5m ³	具	1	拆除
4	杨19接转注水站	反冲洗水罐	100m ³	具	1	
5		污水污泥池		座	1	
6	庆盛拉油注水站	水套炉	240KW	具	2	拆除
7		水箱	5m ³	具	1	
8		循环水泵、补水泵	3KW	台	3	
9		复叠高温热泵机组	AZ-1050W/DFTHA	台	1	
10		发电机组		座	1	拆除电气
11		总机关	5井式	座	1	拆除

2.2.5 管线工程

项目管线输送情况见表 2.2.5-1，本项目站场及管线布局图见图 2.2.5-1；部分管线同沟敷设，其中三根管线同沟敷设 0.466km，两根管线同沟敷设 3.918km，同沟敷设情况见表 2.2.5-2；本项目管线走向图见图 2.2.5-2~图 2.2.5-11。

表 2.2.5-1 管线输送情况一览表

序号	管线名称	所属区域	所属作业区	起点	终点	长度/km	管道规格	设计压力 MPa	输送介质
1	罗 40-28 井组出油管线	靖边县	云盘山作业区	罗 40-28 井组	罗二转	1.2	∅ 60×5.0mm-L245N	4	含水油
2	罗 42-30 井组出油管线	靖边县	云盘山作业区	罗 42-30	罗二转	0.9	∅ 60×5.0mm-L245N	4	含水油
3	于 42-37 单井出油管线	靖边县	大路沟作业区	于 42-37 井组	白 8 增	1	∅ 60×5.0mm-L245N	4	含水油
4	于 45-40 单井出油管线	靖边县	大路沟作业区	于 45-40 井组	白 8 增	1	∅ 60×5.0mm-L245N	4	含水油
5	路 36-24 单井出油管线	靖边县	大路沟作业区	路 36-24 井组	路四转	1.5	∅ 60×5.0mm-L245N	4	含水油
6	路 37-251 单井出油管线	靖边县	大路沟作业区	路 37-251 井组	插输至路 36-24 单井出油管线	0.2	∅ 60×5.0mm-L245N	4	含水油
7	路 37-25 单井出油管线	靖边县	大路沟作业区	路 37-25 井组	路四转	0.9	∅ 60×5.0mm-L245N	4	含水油
8	路 38-251 单井出油管线	靖边县	大路沟作业区	路 38-251 井组	插输至路 37-25 单井出油管线	0.2	∅ 60×5.0mm-L245N	4	含水油
9	田 23-171 单井出油管线	靖边县	艾家湾作业区	田 23-171 井组	艾家湾集输站	0.5	∅ 60×5.0mm-L245N	4	含水油
10	田 32-12 井组单井出油管线	靖边县	艾家湾作业区	田 32-12 井组	中 4 增	1.86	∅ 60×5.0mm-L245N	4	含水油
11	康 48-50 至杨 2 增出油管线	靖边县	杨米涧作业区	康 48-50 井组	杨 2 增	3.4	∅ 60×5.0mm-L245N	4	含水油
12	康 46-49 至杨 2 增出油管线	靖边县	杨米涧作业区	康 46-49 井组	杨 2 增	1	∅ 60×5.0mm-L245N	4	含水油
13	康 44-47 至杨 2 增出油管线	靖边县	杨米涧作业区	康 44-47 井组	杨 2 增	1	∅ 60×5.0mm-L245N	4	含水油
14	康 37-46A 井组出油管道	靖边县	杨米涧作业区	康 37-46A 井组	杨 3 增	1.2	∅ 60×5.0mm-L245N	4	含水油
15	田 21-17 井组至艾家湾集输站出油管道	靖边县	艾家湾作业区	田 21-17 井组	艾家湾集输站	0.6	∅ 60×5.0mm-L245N	4	含水油
16	中 3 增集油管道	靖边县	艾家湾作业区	艾家湾集输站	中 3 增沟底跨越	1.2	∅ 60×5.0mm-L245N	4	含水油
17	天 27-15 井组出油管道	靖边县	杨米涧作业区	天 27-15 井组	杨 2 拉油注水站	1.2	∅ 60×5.0mm-L245N	4	含水油

长庆油田分公司第四采油厂 2025 年油田维护改造项目

18	杨 2 井组出油管线	靖边县	杨米涧作业区	杨 2 井组	杨 2 拉油注水站	1.1	∅ 60×5.0mm-L245N	4	含水油
19	田 13-26 井组至中 5 增出油管道	靖边县	艾家湾作业区	田 13-26 井组	中 5 增	2.4	∅ 60×5.0mm-L245N	4	含水油
20	路 9-51 至罗 18-30 出油管线	安塞区	大路沟作业区	路 9-51 井组	罗 18-30	0.8	∅ 60×5.0mm-L245N	4	含水油
21	罗 27-44 单井出油管道	志丹县	云盘山作业区	罗 27-44 井组	罗 9 增	2.7	∅ 60×5.0mm-L245N	4	含水油
22	罗 28-48 单井出油管道	志丹县	云盘山作业区	罗 28-48 井组	罗 9 增	1.1	∅ 60×5.0mm-L245N	4	含水油
23	DP10 拉油点至罗 6 增出油管线	靖边县	云盘山作业区	DP10 拉油点	罗 6 增	2.2	∅ 60×5.0mm-L245N	4	含水油
24	罗加 20-341 至罗 11 增出油管线	安塞区	云盘山作业区	罗加 20-341 井组	罗 11 增	1.13	∅ 60×5.0mm-L245N	4	含水油
小计	出油、集油管线共计 24 条，总长 30.29km								
1	白 8 增至白 203 配供水管道	靖边县	大路沟作业区	白 8 增	于 42-37(白 203 增)	2.6	∅ 60×5.0mm-L245N	4	清水
2	中 4 增区域管线更换（注水管线）	靖边县	艾家湾作业区	中 4 增	田 34-14 井组	2.6	DN65 PN250	25	采出水
3	中 3 增注水干线局部更换	靖边县	艾家湾作业区	中 3 增	中 3 增注水干线路口	1.8	DN65 PN200	25	采出水
4	罗 35-451 至罗 36-44 注水管线	靖边县	云盘山作业区	罗 35-451 井场	罗 36-44 井场	0.8	DN65 PN250	20	采出水
5	罗 103 配至罗 35-451 注水管线	靖边县	云盘山作业区	罗 103 配	罗 35-451 井场	1.2	DN100 PN200	20	采出水
6	罗 33-44 配至罗 30-42 注水管线	志丹县	云盘山作业区	罗 33-44 配	罗 30-42 井场	0.7	DN40 PN200	20	采出水
7	罗 35-451 配至罗 33-44 注水管线	志丹县；靖边县	云盘山作业区	罗 34-451 配	罗 33-44 井场	1	DN65 PN250	20	采出水
8	康 49-48 配至康 45-40A 注水管线	靖边县	杨米涧作业区	康 49-48 配	康 45-50A	3	DN40 PN250	20	采出水
9	涧 25-9 配-涧 23-9 配注水管线	靖边县	杨米涧作业区	涧 25-9 配	插输点	1	DN40 PN200	20	采出水
10	涧 25-9 配-涧 23-9 配注水管线 2	靖边县	杨米涧作业区	涧 23-9 配	插输点	0.08	DN40 PN200	20	采出水
11	涧 25-9 配-涧 25-17 配注水支线	靖边县	杨米涧作业区	插输点	涧 25-17 配	1.8	DN40 PN200	20	采出水
12	路 14-41 至路二转水源井管道	靖边县	大路沟作业区	路 14-41	路二转水源井	2.5	DN65 PN64	20	清水
13	路 7-54 至路平一水源井管线	安塞区	大路沟作业区	路 7-54	路平一水源井	3.0	DN65 PN64	20	清水
14	DP3 注水支线	靖边县	云盘山作业区	罗 102 配水间	DP3 配水间	0.9	DN40 PN200	20	采出水

小计	注水管线共计 14 条，总长 22.98km								
1	新 80 生活点供气管道更换	靖边县	云盘山作业区	新 80 路口	新 80 生活点	0.5	∅ 60×5.0mm-L245N	4	伴生气/ 天然气
2	罗 5 增至罗 6 增供气管道	靖边县	云盘山作业区	罗 6 增	罗 5 增	2.5	∅ 60×5.0mm-L245NS	4	伴生气/ 天然气
小计	供气管线 2 条，总长 3.0km								
合计	管线总计 40 条，总长 56.27km								

表 2.2.5-2 本项目同沟敷设管线一览表

序号	管线名称	起点	终点	管线长度 /km	同沟敷设起点	同沟敷设终点	同沟敷设 长度/km
1	罗 27-44 单井出油管道	罗 27-44 井组	罗 9 增	2.7	罗 9 增南侧三岔路口	罗 9 增	0.217
	罗 28-48 单井出油管道	罗 28-48 井组	罗 9 增	1.1			
2	于 45-40 单井出油管线	于 42-37 井组	白 8 增	1	白 8 增与于 45-40 井场中 间的山岭上	白 8 增	0.416
	于 42-37 单井出油管线	于 45-40 井组	白 8 增	1			
	白 8 增至白 203 配供水管道	白 8 增	于 42-37（白 203 增）	2.6			
3	于 42-37 单井出油管线	于 45-40 井组	白 8 增	1	于 45-40 井场南侧	三根管线同沟敷 设的起点	0.144
	白 8 增至白 203 配供水管道	白 8 增	于 42-37（白 203 增）	2.6			
4	康 44-47 至杨 2 增出油管线	康 44-47 井组	杨 2 增	1	杨 2 增东侧坡边	杨 2 增	0.05
	康 46-49 至杨 2 增出油管线	康 46-49 井组	杨 2 增	1			
	康 48-50 至杨 2 增出油管线	康 48-50 井组	杨 2 增	3.4			
5	康 46-49 至杨 2 增出油管线	康 46-49 井组	杨 2 增	1	康 46-49 井组西侧穿越土 路前	杨 2 增东侧坡边	0.3
	康 48-50 至杨 2 增出油管线	康 48-50 井组	杨 2 增	3.4			
6	康 48-50 至杨 2 增出油管线	康 48-50 井组	杨 2 增	3.4	康 49-48 井场西北侧厂界 外	康 48-50 井场	1.61
	康 49-48 配至康 45-40A 注水管线	康 49-48 配	康 45-50A	3			
7	中 4 增区域管线更换（注水管线）	中 4 增	田 34-14 井组	2.6	中 4 增东侧厂界外	中 4 增区域管线穿 越砖路之前	0.375
	田 32-12 井组单井出油管线	田 32-12 井组	中 4 增	1.86			
8	中 4 增区域管线更换（注水管线）	中 4 增	田 34-14 井组	2.6	中 4 增区域管线穿越土路 之后	田 32-12 井场东侧	0.2
	田 32-12 井组单井出油管线	田 32-12 井组	中 4 增	1.86			
9	田 23-171 单井出油管线	田 23-171 井组	艾家湾集输站	0.5	艾家湾集输站东南侧厂界 外	田 23-171 井组厂 界外西侧	0.17
	中 3 增集油管道	艾家湾集输站	中 3 增沟底跨越	1.2			
10	罗 40-28 井组出油管线	罗 40-28 井组	罗二转	1.2	罗 40-28 井组出油管线第	罗二转	0.544

	罗 42-30 井组出油管线	罗 42-30	罗二转	0.9	二次穿越沥青路前		
11	杨 2 井组出油管线	杨 2 井组	杨 2 拉油注水站	1.1	杨 2 井组西北侧岔路口	杨 2 拉油注水站东 南侧岔路口	0.358
	天 27-15 井组出油管道	天 27-15 井组	杨 2 拉油注水站	1.2			

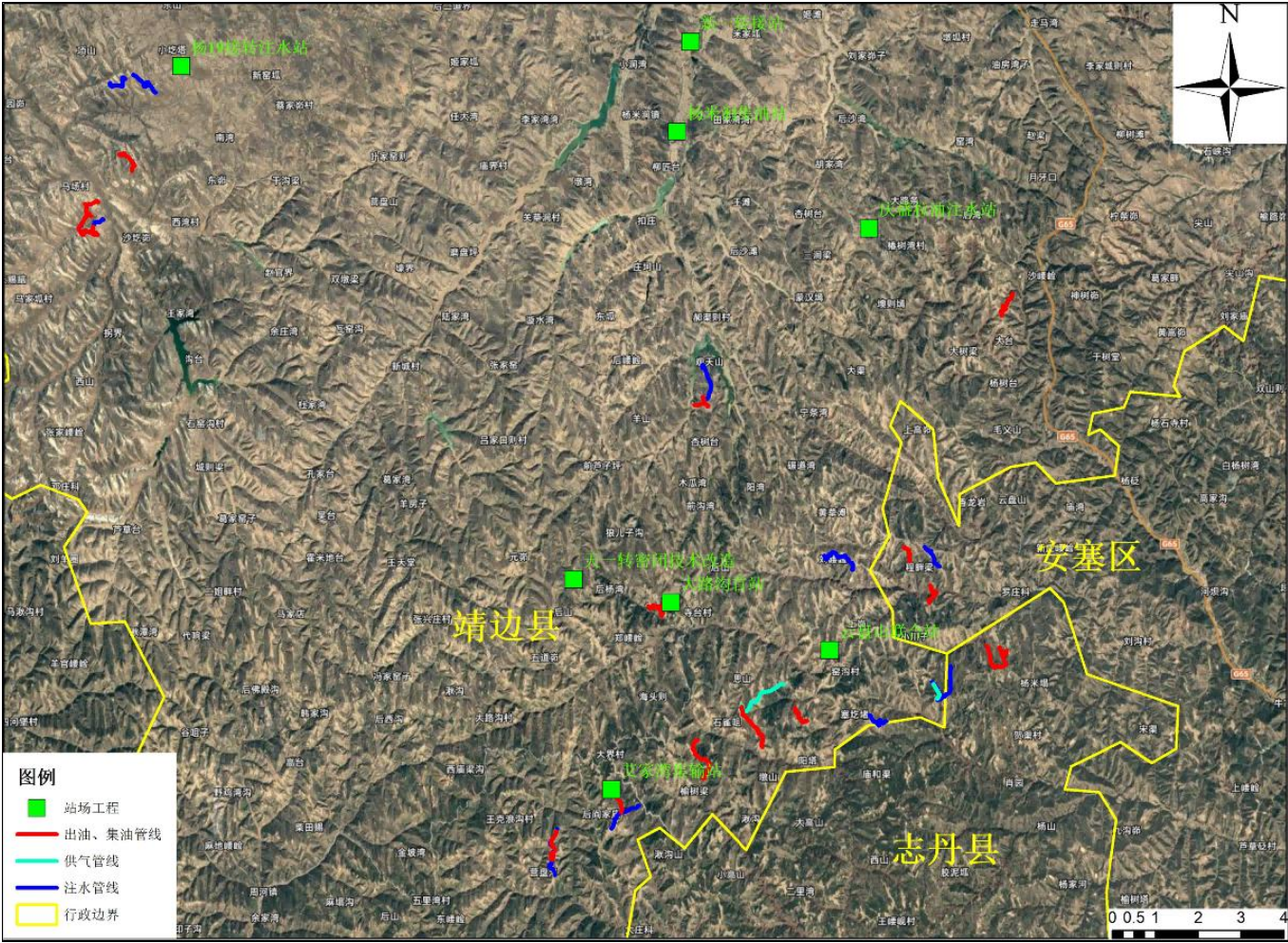


图 2.2.5-1 本项目站场及管线分布图

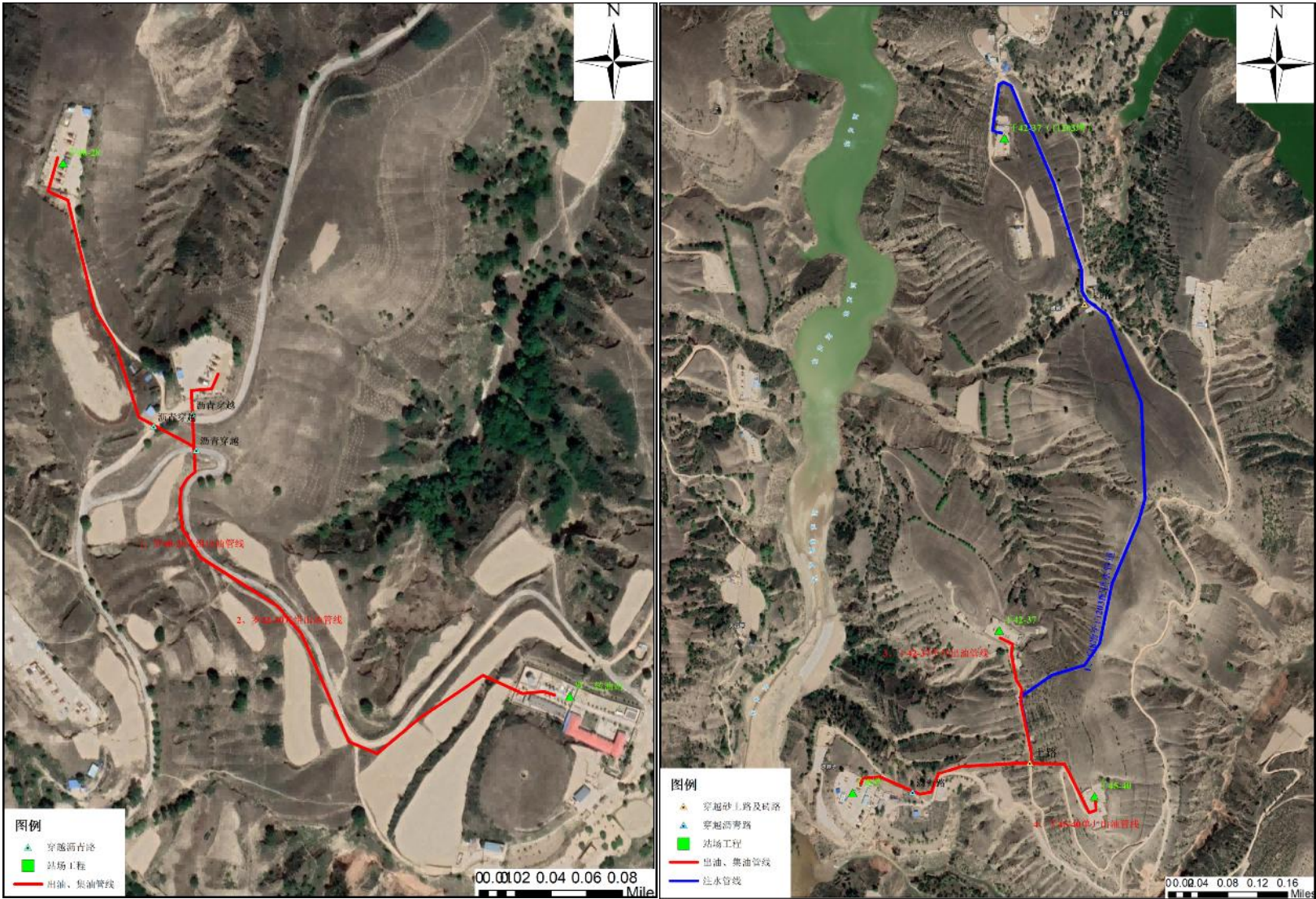


图 2.2.5-2 本项目罗 40-28 井组出油管线、罗 42-30 井组出油管线、于 42-37 单井出油管线、于 45-40 单井出油管线、白 8 增至白 203 配供水管道



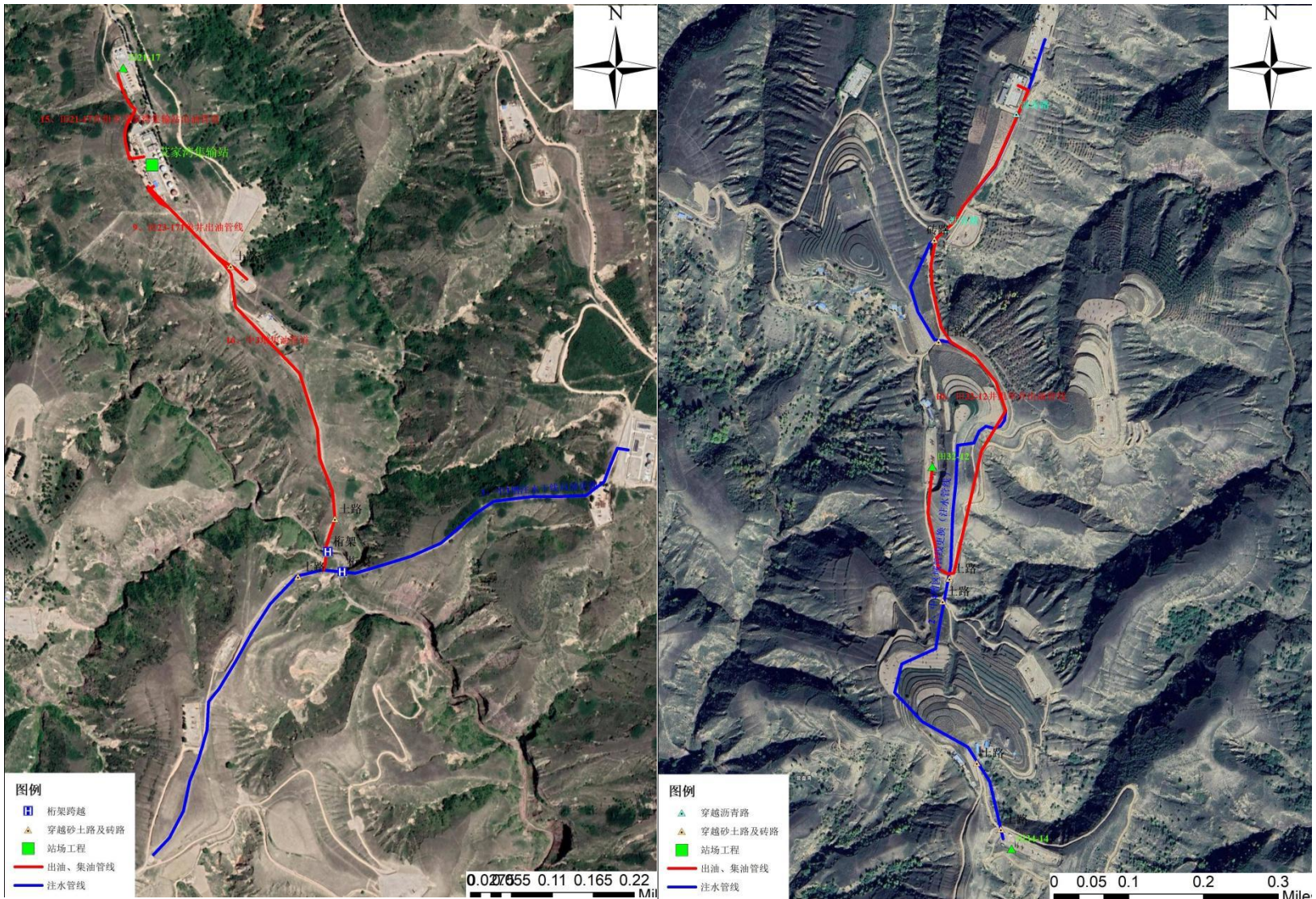


图 2.2.5-4 本项目田 23-171 单井出油管线、田 21-17 井组至艾家湾集输站出油管道、中 3 增集油管道、中 3 增注水干线局部更换、田 32-12 井组单井出油管线、中 4 增区域管线更换（注水管线）

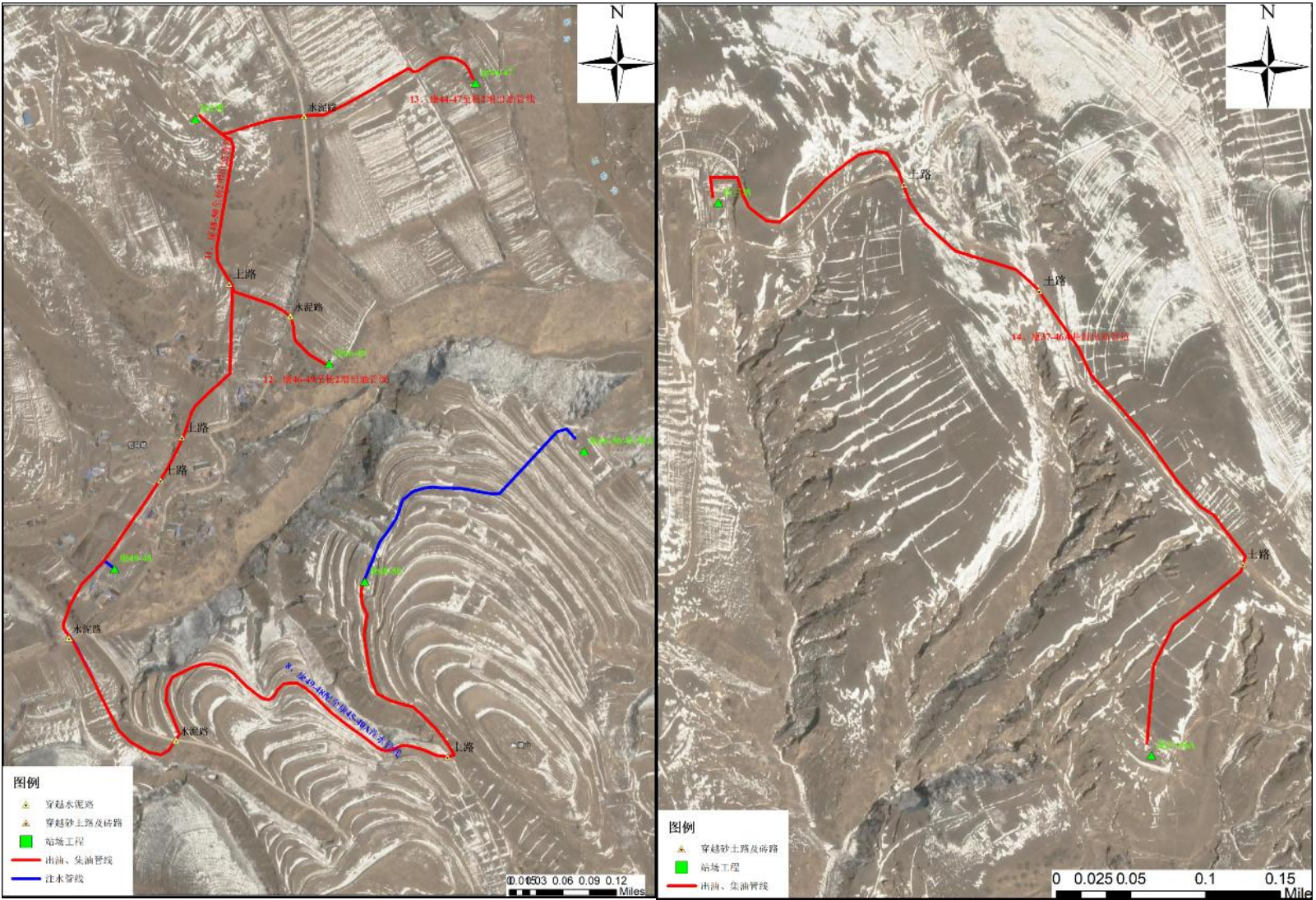


图 2.2.5-5 本项目康 48-50 至杨 2 增出油管线、康 46-49 至杨 2 增出油管线、康 44-47 至杨 2 增出油管线、康 49-48 配至康 45-40A 注水管线、康 37-46A 井组出油管道

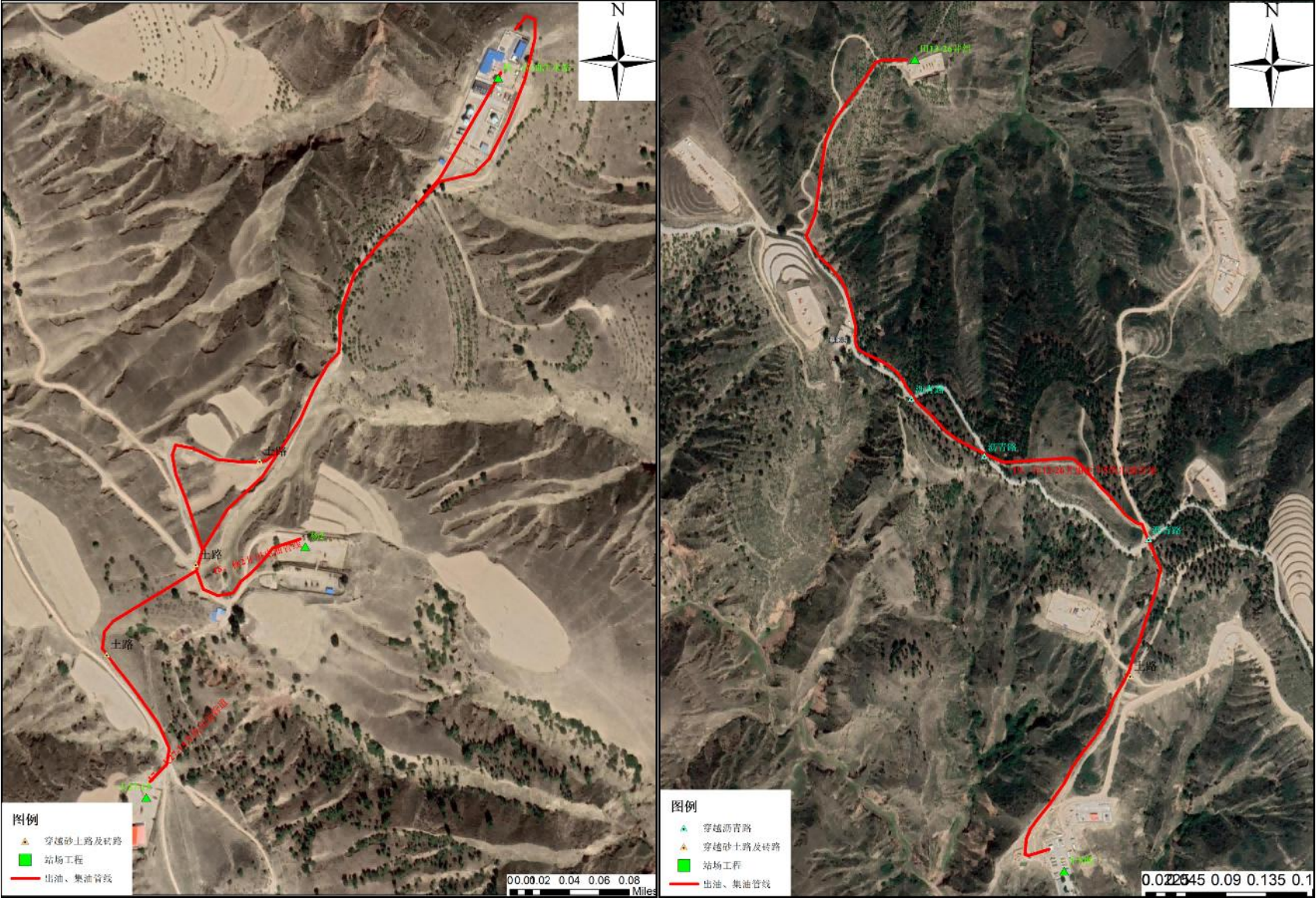


图 2.2.5-6 本项目天 27-15 井组出油管道、杨 2 井组出油管线、田 13-26 井组至中 5 增出油管道

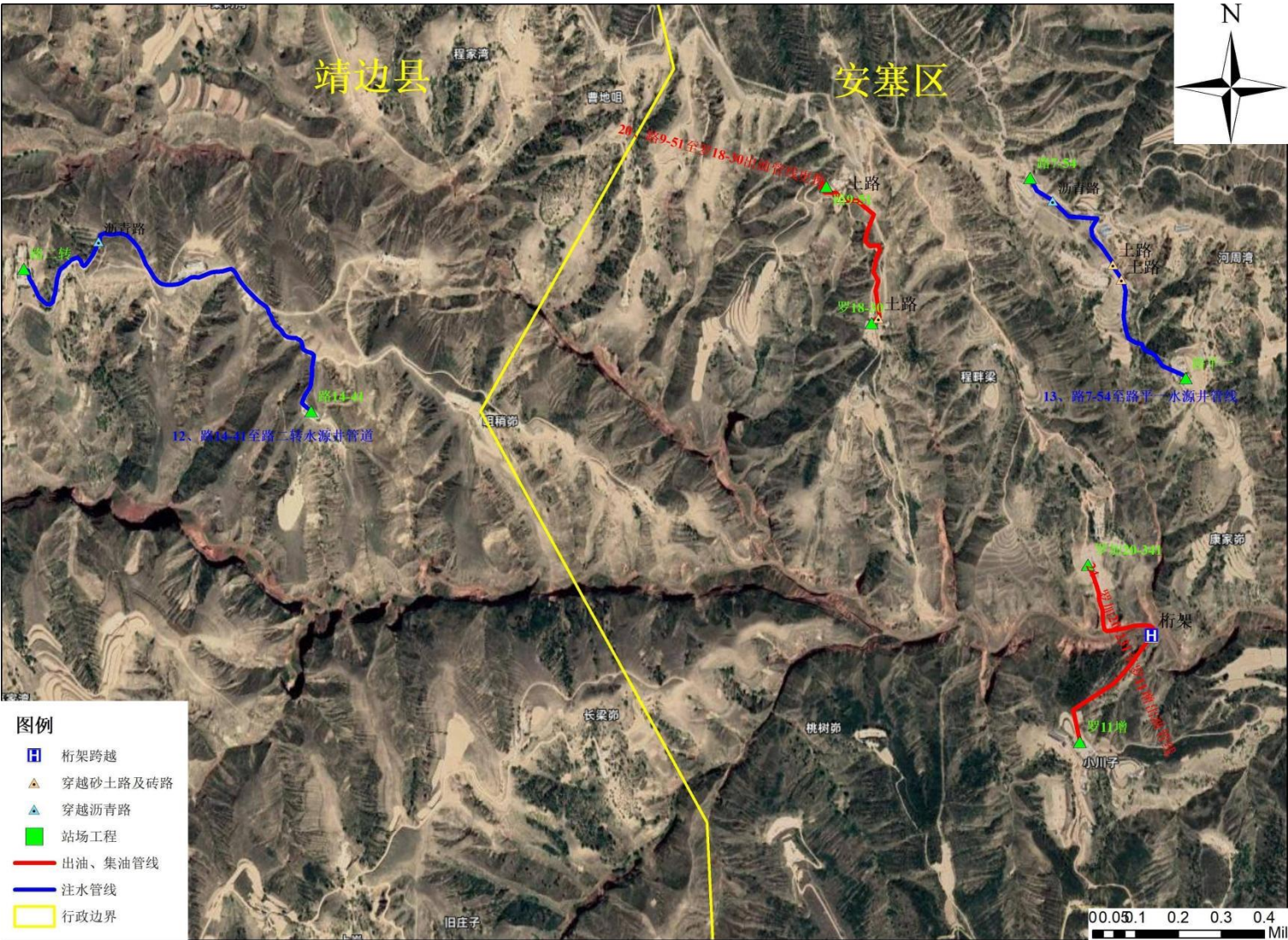


图 2.2.5-7 本项目路 14-41 至路二转水源井管道、路 7-54 至路平一水源井管线、路 9-51 至罗 18-30 出油管线更换、罗加 20-341 至罗 11 增出油管线

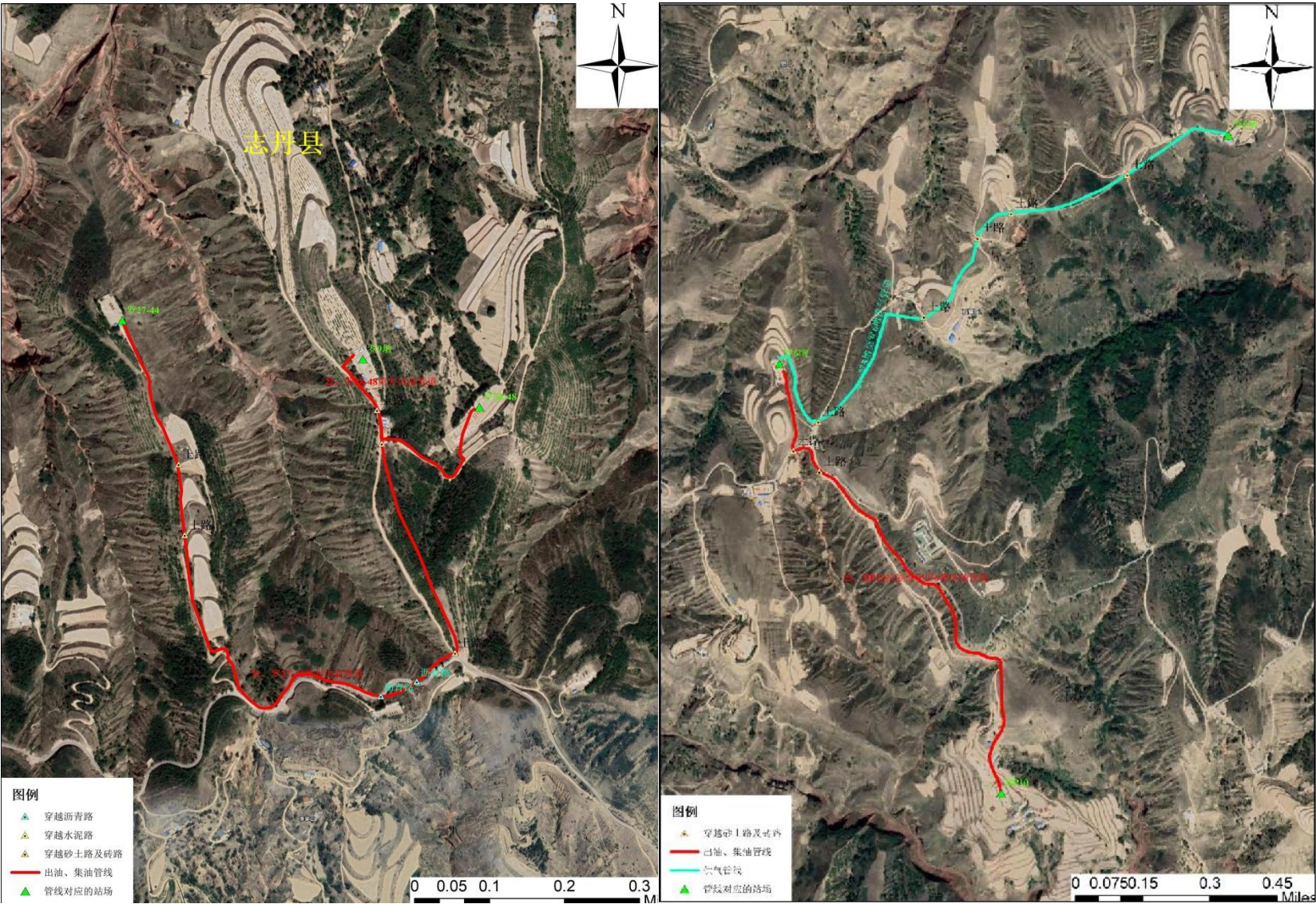


图 2.2.5-8 本项目罗 27-44 单井出油管道、罗 28-48 单井出油管道、DP10 拉油点至罗 6 增出油管线、罗 5 增至罗 6 增供气管道

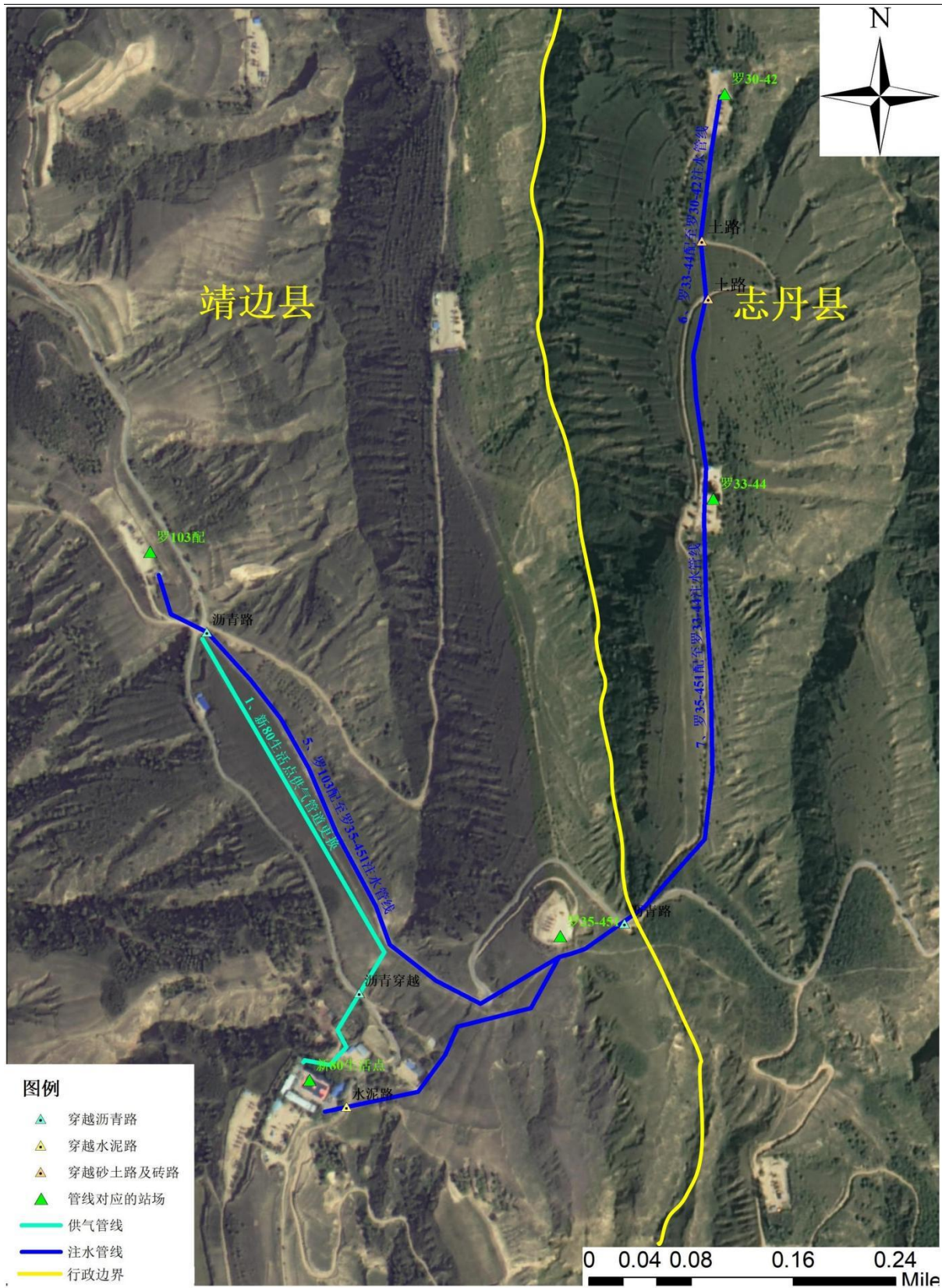


图 2.2.5-9 本项目新 80 生活点供气管道更换、罗 35-451 至罗 36-44 注水管线、罗 103 配至罗 35-451 注水管线、罗 33-44 配至罗 30-42 注水管线、罗 35-451 配至罗 33-44 注水管线



图 2.2.5-10 本项目洞 25-9 配-洞 23-9 配注水管线、洞 25-9 配-洞 25-17 配注水支线



图 2.2.5-11 本项目 DP3 注水支线

2.2.6 管道敷设方式

（1）管道敷设原则与方式

管线全线采用埋地敷设方式，该方式施工简单，技术成熟，对环境影响小，运行比较安全，维护和管理方便，施工作业带设计宽度为 6m，本项目同沟敷设最多的管线为 3 条，管径均为 60mm，管沟开挖宽度 0.6m，满足同沟敷设的要求，施工作业带宽度也能满足同沟敷设的要求，管线埋设深度为管顶覆土不小于 1.2m。

（2）一般地段管道敷设

管沟断面形式采用倒梯形，沟底宽度根据管径、土质、施工方法等确定，采用沟上焊接，沟底一般为“管外径+0.5m”，边坡根据土质、挖深等确定，边坡比取 1: 0.5。管沟开挖、回填遵从“分层开挖、分层堆放、分层回填”原则，将表层土和下层土分别堆放，管沟回填土高出地回填土需填至超过自然地面约 0.3m，在农田地区开挖管沟时，应将表层耕作土和底层生土分层堆放，回填时先填生土后回填表层耕作土。

（3）特殊地段管道敷设

管道通过斜坡、陡坎等地段时，由于回填后的管沟已属于扰动土，极易被冲刷，因此，在这些地段管道敷设完毕后，需增设水工保护措施。防止管沟回填处的水土流失及岸坡坍塌，避免因此而产生的管道裸露及破坏。水工保护工程是针对管道附近地表或地基的防护工程，防止由于洪水、重力作用、风蚀及人为改变地貌的活动给管道造成破坏。

管道穿越沥道路时加钢保护套管，防止管道直接受载荷和外界的直接破坏，保护管道的安全运行。

（4）管道转向

尽可能采用弹性敷设、现场冷弯、热煨弯管三种型式来满足管道变向安装要求。在满足最小埋深要求的前提下，管道纵向曲线尽可能少设弯头、弯管。当管道水平转角或竖向转角较小时，应优先采用弹性敷设，弹性敷设曲率半径 $R \geq 1000D$ ；弹性敷设无法满足时采用热煨弯管，热煨弯管曲率半径 $R = 6D$ ，两热煨弯头间需保持不小于 0.5m 的直管段。

2.2.7 管道穿跨越

本项目管线涉及穿跨越工程主要包括穿越当地水泥路、沥青路及砂石土路及砖路，以及跨越冲沟和马圈沟，不涉及高速、国道等等级公路穿越。其中依托现有桁架跨越常流水冲沟 2 次、新建桁架跨越马圈沟 1 次，以大开挖形式穿越砂土路及砖路 47 次、水泥路 5 次，采用顶管施工穿越沥青路 18 次。详见表 2.2.7-1 及图 2.2.7-1~2.2.7-7。

表 2.2.7-1 本项目主要穿跨越工程统计表

序号	管线名称	穿跨越对象	穿（跨）越方式	穿跨越坐标（°）	数量（m/次）
供气管线					
1	新 80 生活点供气管道更换	沥青路	顶管+套管	L1: 108.87961531, 37.16147262	15/1
2	罗 5 增至罗 6 增供气管道	土路	大开挖加钢套管	T1: 108.79761280, 37.15676982 T2: 108.80189913, 37.16012172 T3: 108.80410646, 37.16266145 T4: 108.80547787, 37.16344424 T5: 108.81016484, 37.16465569	25/5
注水管线					
1	白 8 增至白 203 配供水管道	沥青路	顶管+套管	L2: 108.77842695, 37.26097287	15/1
		土路	大开挖加钢套管	T6: 108.78128455, 37.26152780 T7: 108.78269795, 37.27044515	10/2
2	中 4 增区域管线更换（注水管线）	沥青路	顶管+套管	L3: 108.71695359, 37.11612169 L4: 108.71521431, 37.11388063	30/2
		土路	大开挖加钢套管	T6: 108.71501788, 37.11169722 T7: 108.71523787, 37.10708703 T8: 108.71507118, 37.10664586 T9: 108.71587191, 37.10349605 T10: 108.71644162, 37.10219960	25/5
		砖路	大开挖加钢套管	Z1: 108.71493742, 37.11368334	5/1
3	中 3 增注水干线局部更换	常流水冲沟	现有桁架	C1: 108.74526875, 37.12304206	40/1
		土路	大开挖加钢套管	T11: 108.74419481, 37.12296030	5/1
4	罗 35-451 至罗 36-44 注水管线	水泥路	大开挖加钢套管	S1: 108.87941953, 37.16018522	10/1
5	罗 103 配至罗	沥青	顶管+套管	L5: 108.87750368, 37.16559000	15/1

	35-451 注水管线	路			
6	罗 33-44 配至罗 30-42 注水管线	土路	大开挖加钢套管	T12: 108.88456985, 37.16996720 T13: 108.88465022, 37.16931271	10/2
7	罗 35-451 配至罗 33-44 注水管线	沥青路	顶管+套管	L6: 108.88338422, 37.16223033	15/1
8	康 49-48 配至康 45-40A 注水管线	土路	大开挖加钢套管	T14: 108.52402350, 37.32029588	5/1
		水泥路	大开挖加钢套管	S2: 108.51851865, 37.32060632 S3: 108.51635922, 37.32228572	20/2
9	涧 25-9 配-涧 23-9 配注水管线	土路	大开挖加钢套管	T15: 108.53525787, 37.37129200	5/1
10	涧 25-9 配-涧 25-17 配注水支线	土路	大开挖加钢套管	T16: 108.54151023, 37.37366009	5/1
11	路 14-41 至路二转水源井管道	沥青路	顶管+套管	L7: 108.83476582, 37.21037471	15/1
12	路 7-54 至路平一水源井管线	沥青路	顶管+套管	L8: 108.87507444, 37.21139436	15/1
		土路	大开挖加钢套管	T17: 108.87758536, 37.20921343 T18: 108.87793641, 37.20870219	10/2
13	DP3 注水支线	土路	大开挖加钢套管	T19: 108.85187079, 37.15297798	5/1
出油、集油管线					
1	罗 40-28 井组出油管线	沥青路	顶管+套管	L9: 108.81972659, 37.15571111 L10: 108.82015768, 37.15551353	30/2
2	罗 42-30 井组出油管线	沥青路	顶管+套管	L10: 108.82015768, 37.15551353 L11: 108.82012289, 37.15580451	30/2
3	于 42-37 单井出油管线、于 45-40 单井出油管线	土路	大开挖加钢套管	T20: 108.77842695, 37.26097287 T21: 108.78128455, 37.26152780	10/2
4	路 36-24 单井出油管线	土路	大开挖加钢套管	T22: 108.75903838, 37.19239628 T23: 108.76362073, 37.19360321 T24: 108.76404990, 37.19327811	15/3
		砖路	大开挖加钢套管	Z2: 108.76284673, 37.19277819	5/1
5	路 37-251 单井出油管线	沥青路	顶管+套管	L12: 108.75805636, 37.19253964	15/1
6	路 37-25 单井出油管线	沥青路	顶管+套管	L13: 108.76232468, 37.18986640	15/1
7	路 37-25 单井出油管线	土路	大开挖加钢套管	T23: 108.76362073, 37.19360321 T24: 108.76404990, 37.19327811	10/2
		砖路	大开挖加钢套管	Z2: 108.76284673, 37.19277819	5/1
8	田 23-171 单井出	土路	大开挖加	T25: 108.74261389, 37.12902631	5/1

	油管线		钢套管		
9	田 32-12 井组单井出油管线	沥青路	顶管+套管	L3: 108.71695359, 37.11612169 L4: 108.71521431, 37.11388063	30/2
10	康 48-50 至杨 2 增出油管线	土路	大开挖加钢套管	T14: 108.52402350, 37.32029588 T26: 108.51823037, 37.32484093 T27: 108.51866877, 37.32553102 T28: 108.51964725, 37.32802047	20/4
		水泥路	大开挖加钢套管	S2: 108.51851865, 37.32060632 S3: 108.51635922, 37.32228572	20/2
11	康 46-49 至杨 2 增出油管线	土路	大开挖加钢套管	T28: 108.51964725, 37.32802047	5/1
		水泥路	大开挖加钢套管	S4: 108.52089276, 37.32749193	10/1
12	康 44-47 至杨 2 增出油管线	水泥路	大开挖加钢套管	S5: 108.52119242, 37.33074291	10/1
13	康 37-46A 井组出油管道	土路	大开挖加钢套管	T29: 108.53602045, 37.34739394 T30: 108.53765684, 37.34634443 T31: 108.54010883, 37.34366310	15/3
14	中 3 增集油管道	土路	大开挖加钢套管	T32: 108.74510239, 37.12408204	5/1
		常流水冲沟	现有桁架	C2: 108.74492513, 37.12343569	40/1
15	天 27-15 井组出油管道	土路	大开挖加钢套管	T33: 108.90914789, 37.29348685 T34: 108.90835326, 37.29248765 T35: 108.90725807, 37.29162082	15/3
16	田 13-26 井组至中 5 增出油管道	土路	大开挖加钢套管	T36: 108.78161350, 37.13735106	5/1
		沥青路	顶管+套管	L14: 108.78201041, 37.13956727 L15: 108.77869734, 37.14093955 L16: 108.77723905, 37.14189068	45/3
17	路 9-51 至罗 18-30 出油管线更换	土路	大开挖加钢套管	T37: 108.86615749, 37.21158150 T38: 108.86765737, 37.20748404	10/2
18	罗 27-44 单井出油管道	土路	大开挖加钢套管	T39: 108.90134900, 37.17574896 T40: 108.90148304, 37.17437603 T41: 108.90798265, 37.17204457 T42: 108.90626525, 37.17610766 T43: 108.90615795, 37.17676202	25/5
		沥青路	顶管+套管	L17: 108.90617892, 37.17122117 L18: 108.90705659, 37.17149919	30/2
19	罗 28-48 单井出油管道	土路	大开挖加钢套管	T42: 108.90626525, 37.17610766 T43: 108.90615795, 37.17676202	10/2
20	DP10 拉油点至	土路	大开挖加	T44: 108.79659605, 37.15583434	10/2

	罗 6 增出油管线		钢套管	T45: 108.79765016, 37.15515693	
21	罗加 20-341 至罗 11 增出油管线	马圈沟	新建桁架	C3: 108.87907708, 37.19662546	40/1

2.2.8 管道防腐、保温

①埋地线路管道外防腐保温

出油、集油管线：管道采用加强级单层熔结环氧粉末外防腐，厚度不小于 400 μ m，所有管线均在工厂预制，现场补口补伤；

供气管线：管道采用加强级单层熔结环氧粉末外防腐，厚度不小于 400 μ m，所有管线均在工厂预制，现场补口补伤；

②补口、补伤

出油、集油管线：管道补口防腐层补口以及其他管件防腐采用无溶剂液体环氧涂料（400 μ m）+聚丙烯胶粘带（1.1mm 厚），胶粘带搭接不小于 50%。

供气管线：管道补口防腐层补口以及其他管件防腐采用无溶剂液体环氧涂料（400 μ m）+聚丙烯胶粘带（1.1mm 厚），胶粘带搭接不小于 50%。

③工艺管道内防腐

出油、集油管线：管道内防腐采用 HCC 内防腐层，内防腐层厚度不小于 1mm。

④穿路套管防腐

出油、集油管线：穿路套管防腐采用无溶剂液体环氧涂料（400 μ m）+聚丙烯胶粘带（1.1mm 厚），胶粘带搭接不小于 50%。

供气管线：穿路套管防腐采用无溶剂液体环氧涂料（400 μ m）+聚丙烯胶粘带（1.1mm 厚），胶粘带搭接不小于 50%。

⑤注水管道防腐保温

管道防腐层采用无溶剂液体环氧涂料，厚度不小于 400 μ m；管道保温层采用 50mm 厚防水阻燃型复合硅酸盐保温管壳，16#镀锌铁丝捆扎；保护层采用 0.5mm 厚的镀锌铁皮，自攻螺丝连接。

⑥弯管防腐

冷弯弯管直接采用防腐好的直管弯制而成。热煨弯管采用双层熔结无溶剂环氧粉末（总厚度 $\geq 400\mu$ m）+增强纤维聚丙烯胶带（带厚 1.1mm，搭接宽度为带宽的 50%-55%）。

⑦管道焊接

项目管线焊接以焊条电弧焊+自保护药芯焊丝半自动焊填充盖面的半自动焊接方式为主。

2.2.9 管道试压及探伤

管道完成对接后，要对管线进行试压检测，本项目原油管线、注（污）水、供水、供水管线采用清水试压，供气管线采用氮气试压；管道焊接检验采取射线和超声波探伤，检验管道焊接接头焊缝内部质量是否合格，探伤检验由第三方公司进行，所产生的污染物由第三方公司负责回收，试验方法及合格标准见下表。

表 2.2.4-5 试验方法及合格标准

检验项目	强度	严密性
试验压力（MPa）	1.5 倍设计压力	1 倍设计压力
升压步骤	升压阶段间隔 30min 升压速度不大于 0.1MPa/min	/
稳压时间（h）	4	24
合格标准	管道目测无变形、无渗漏 压降小于或者等于试验压力的 1%	压降小于或者等于试验压力的 1%

管道焊缝采用 100%射线探伤 100%超声波探伤，确保焊口质量。射线和超声波探伤时，焊缝验收标准采用《石油天然气钢质管道对接焊缝射线照相及质量分级》（SY4109-2013），根据《油气田集输管道施工技术规范》（GB50819-2013），焊口经焊缝外观质量检验合格后，管道焊缝先进行超声波探伤，合格后再进行射线复查，弯头、连头段、穿越段的管道应进行 100%超声波及 100%射线探伤，合格级别应为级。进行现场射线探伤时，应采用剂量测试设备测定环境的辐射剂量，按照规定划定控制区和管理区，设置警告标志。

- 射线探伤过程中应注意以下几点：
- a.现场检测应委托有资质的单位进行射线探伤；
 - b 现场检测的控制是确保检测结果质量的重要环节，现场检测环境符合控制的要求，保证现场检测结果的有效性，保障人身设备安全；
 - c 检测人员应自觉遵守现场检测安全管理制度，熟悉现场检测环境的控制要求，优质安全完成检测任务；
 - d 进入检测现场时，应穿戴好个人安全防护用品，进行射线探伤时还必须佩戴好辐射防护用具，仪器设备应有可靠的防滑落措施；
 - e 严格按照操作规程使用仪器设备，做好维护保养。发现故障应及时上报；

f 检测中应注意观察和记录环境条件的变化情况。当检测条件超出规定要求时，检测项目负责人应责令停止检测，直至环境条件恢复至符合要求。

2.2.10 线路附属设施

(1) 管线三桩

管线沿线应设置三桩，如里程桩、标志桩、警示牌，便于管道维护和管理。根据《油气管道线路标识设置技术规范》（SY/T6064-2017）的规定，地面标识的主色调为黄色，黄土地区宜采用白色，字体颜色为红色，各种地面标志设置要求如下：

里程桩：里程桩应每 1km 设置一个。因地面限制无法设置的，可隔桩设置，编号顺延，本项目共设置 47 个。

标志桩：管道穿越道路两侧均设置穿越标志桩，穿越标志桩上标明管线名称、穿越类型、公路名称，线路里程，穿越长度，有套管的应注明套管的长度、规格和材质，本项目共设置 146 个穿越标志桩。

警示牌：宜设置在管道穿越河流、山谷、隧道、临近水库及泄洪区、铁路、公路、水渠、人口和建（构）筑物密集区、自然与地质灾害频发区、地震断裂带、矿山采空区、第三方施工活动频繁区等地段。管道穿越一级公路、二级公路时，应在其两侧设置警示牌；管道穿越三级、四级公路时，应在其一侧设置警示牌，本项目共设置 27 个。

转角桩：油气管道转角桩是标识管道走向发生显著变化的关键地面标记，其设置和规范对于管道的安全运营、日常巡护及第三方施工警示都至关重要，当埋地管道在水平方向或纵向发生转折，例如使用弯头、弯管或采用弹性敷设且一次转角大于 5°时，设置转角桩，本项目共设置 20 个。

转角桩、里程桩、标志桩主体均为混凝土结构，本次工程三桩利用现有管线的三桩，将表面打磨后重复利用；本次工程警示牌内容与现有管线的警示牌内容一致，全部综合利用，不足的三桩再灌注新的混凝土块、不足的警示牌再重新采购。

2.2.11 水工保护

工程管道敷设地以黄土斜坡、黄土塬等地形为主，主要危害管线安全的情况为湿陷性黄土被水冲刷对管沟造成的破坏，采取针对性措施对管道进行防护，如下：

一般适用于陡坎、陡坡、河流岸坡处，根据不同的工程地质类型和有无水环境采用不同的形式，根据实际地形挡土墙类、堡坎类、护岸、坡类也可以组合使用。

一般用于沿坡敷设段的管沟回填土保持，主要分为草袋素土截水墙、浆砌石截水墙。土质地段采用草袋素土截水墙，碎石土、卵砾石地段采用浆砌石截水墙。

本项目主要水土保持工程量一览表见表2.2.11-1。

表 2.2.11-1 本项目管线水土保持工程量一览表

序号	管线	类型	长/高	体积/面积
1	新 80 生活点供气管道更换	草袋子护坡	长 570m	348.8m ³
2	白 8 增至白 203 配供水管道	草袋子护坡	长 950m	581.4m ³
3	于 42-37 单井出油管线	草袋素土截水墙	长 50m/高 2m	7.6m ³
		草袋子护坡	长 165m	101.0m ³
4	于 45-40 单井出油管线	草袋素土截水墙	长 50m/高 2m	7.6m ³
		草袋子护坡	长 165m	101.0m ³
5	路 36-24 单井出油管线、路 37-251 单井出油管线	草袋子护坡	长 142m	86.9m ³
6	田 23-171 单井出油管线	草袋子护坡	长 210m	128.5m ³
7	中 4 增区域管线更换（注水管线）	草袋素土堡坎 2 处	长 8m/高 2m	240m ³
		草袋素土截水墙	长 24m/高 2m	60m ³
			长 103m/高 2m	22.5m ³
8	罗 35-451 至罗 36-44 注水管线	草袋素土截水墙	长 127m/高 2m	25m ³
9	罗 103 配至罗 35-451 注水管线	草袋素土截水墙	长 185m/高 2m	52.5m ³
10	罗 33-44 配至罗 30-42 注水管线	草袋素土截水墙	长 120m/高 2m	25m ³
11	田 32-12 井组单井出油管线	草袋子素土截水墙	6 道	/
		草袋子护面	/	20m ²
12	康 48-50 至杨 2 增出油管线、康 49-48 配至康 45-40A 注水管线	草袋子素土截水墙	40 道	/
		草袋子素土护坡	/	60m ³
13	康 46-49 至杨 2 增出油管线、康 44-47 至杨 2 增出油管线	草袋子素土截水墙	20 道	/
		草袋子素土护坡	/	20m ³
14	康 37-46A 井组出油管道	草袋子素土截水墙	10 道	/
15	田 21-17 井组至艾家湾集输站出油管道	草袋子素土截水墙	2 道	/
		草袋子素土护坡	/	10m ³
16	罗 5 增至罗 6 增供气管道	草袋子素土截水墙	10 道	/
		草袋子素土护坡	/	200m ³
17	中 3 增集油管道	草袋子素土截水墙	20 道	/
		草袋子素土护坡	/	50m ³
18	田 13-26 井组至中 5 增出油管道	草袋子素土截水墙	8 道	/
		草袋子素土护坡	/	30m ³

19	路 14-41 至路二转水源井管道	草袋子素土截水墙	30 道	/
		草袋子素土护坡	/	150m ³
20	路 7-54 至路平一水源井管线	草袋子素土截水墙	35 道	/
		草袋子素土护坡	/	200m ³
21	路 9-51 至罗 18-30 出油管线更换	草袋素土截水墙	长 200m/高 2m	53.2m ³
22	罗 27-44 单井出油管道	草袋子素土截水墙	5 道	/
		草袋子素土护坡	/	300m ³
23	DP3 注水支线	草袋子素土截水墙	10 道	80m ³
		草袋子护面	/	200m ²
24	DP10 拉油点至罗 6 增出油管线	草袋子素土截水墙	30 道	/
25	罗加 20-341 至罗 11 增出油管线	浆砌石截水墙	8 道	/
		浆砌石挡土墙	4 道	/
		排水渠	长 200m/宽 0.5m	/

2.2.12 旧管线无害化处置

项目旧管线运行时间较长，且埋深大于1.2m，拆除时易损伤同管沟的其余管线，因此旧管线不进行开挖。为保证安全，新管线连接完成前，旧输油管道进行通球清管、热洗、氮气吹扫、测试后，旧注水管线采用氮气吹扫管线后，除跨越桁架处的地上管段和因水土流失裸露的地上管段拆除外，其余地下管段采用盲板分段封堵弃置。旧注水管线中水全部吹扫至上游站场水罐，不外排。

旧输油管线清理产生的残留物主要为含热水的原油，回收的残留物进入管线下游站场原油集输系统。本项目共拆除地上裸露的旧管段500m，拆除管线按照《报废油气长输管道处置技术规范》（SY/T7413-2018）进行无害化处理后，属于废旧物资。根据《长庆油田分公司资产集中处置试点工作方案》属于纳入集中处置的实物资产，统一收集至作业区废料库，最终由长庆油田分公司第四采油厂财务资产部及生产保障部登记按照国有资产处置流程统一处置。

2.2.13 主要原辅材料

1、热水

本项目现有管道就地弃置，管道扫线后对管线热洗（60℃~80℃）2次，项目采用油田移动式电锅炉车提供热水。根据本项目管线的规格和长度，项目管线清管废水产生量约352.22m³（含管道残余物，具体产生量见表2.2.13-1），清管废水全部经管道进入下游站场储罐，进入原油集输系统，与含水原油一同进行脱水净化处理，废水依托采出水处理站处理后回注油层，不外排。

2、吹扫用氮气

弃置管线在经过通球清扫和热水清洗后，采取氮气吹扫进一步清理管线。项目采用油田移动式氮气车提供氮气，在管线两端站场进行吹扫。移动式氮气车为现场制氮方式，采用膜分离制氮，利用不同气体通过膜速度不同的特性对空气分离制氮。

表2.2.13-1 施工阶段管线残余物产生量及去向

序号	管线名称	长度 /km	管道规格	残余物 量 (m ³)	残余物 量 (t)	热洗水 量 (m ³)	去向
1	罗 40-28 井组出油管线	1.2	∅ 60×5.0m m-L245N	2.36	2	10.24	罗二转
2	罗 42-30 井组出油管线	0.9	∅ 60×5.0m m-L245N	1.77	1.5	7.18	罗二转
3	于 42-37 单井出油管线	1	∅ 60×5.0m m-L245N	1.96	1.67	7.94	白 8 增
4	于 45-40 单井出油管线	1	∅ 60×5.0m m-L245N	1.96	1.67	7.94	白 8 增
5	路 36-24 单井出油管线	1.5	∅ 60×5.0m m-L245N	2.95	2.5	12	路四转
6	路 37-251 单井出油管线	0.2	∅ 60×5.0m m-L245N	0.39	0.33	1.56	路四转
7	路 37-25 单井出油管线	0.9	∅ 60×5.0m m-L245N	1.77	1.5	7.78	路四转
8	路 38-251 单井出油管线	0.2	∅ 60×5.0m m-L245N	0.39	0.33	2.76	路四转
9	田 23-171 单井出油管线	0.5	∅ 60×5.0m m-L245N	0.98	0.83	4.22	艾家湾集输站
10	田 32-12 井组单井出油管线	1.86	∅ 60×5.0m m-L245N	3.65	3.1	14.6	中 4 增
11	康 48-50 至杨 2 增出油管线	3.4	∅ 60×5.0m m-L245N	6.68	5.67	25.89	杨 2 增
12	康 46-49 至杨 2 增出油管线	1	∅ 60×5.0m m-L245N	1.96	1.67	7.84	杨 2 增
13	康 44-47 至杨 2 增出油管线	1	∅ 60×5.0m m-L245N	1.96	1.67	7.84	杨 2 增
14	康 37-46A 井组出油管道	1.2	∅ 60×5.0m m-L245N	2.36	2	9.44	杨 3 增
15	田 21-17 井组至艾家湾集输站出油管道	0.6	∅ 60×5.0m m-L245N	1.18	1	5.72	艾家湾集输站
16	中 3 增集油管道	1.2	∅ 60×5.0m m-L245N	2.36	2	9.54	艾家湾集输站
17	天 27-15 井组出油管道	1.2	∅ 60×5.0m m-L245N	2.36	2	9.54	杨 2 拉油注水站

18	杨 2 井组出油管线	1.1	∅ 60×5.0m m-L245N	2.16	1.84	8.74	杨 2 拉油 注水站
19	田 13-26 井组至中 5 增出油管道	2.4	∅ 60×5.0m m-L245N	4.71	4.01	18.94	中 5 增
20	路 9-51 至罗 18-30 出油管线	0.8	∅ 60×5.0m m-L245N	1.57	1.34	6.58	罗 9 增
21	罗 27-44 单井出油管 道	2.7	∅ 60×5.0m m-L245N	5.3	4.51	23.2	罗 9 增
22	罗 28-48 单井出油管 道	1.1	∅ 60×5.0m m-L245N	2.16	1.84	9.64	罗 9 增
23	DP10 拉油点至罗 6 增出油管线	2.2	∅ 60×5.0m m-L245N	4.32	3.67	19.48	罗 6 增
24	罗加 20-341 至罗 11 增出油管线	1.13	∅ 60×5.0m m-L245N	2.22	1.89	10.98	罗 11 增
25	白 8 增至白 203 配供 水管道	2.6	∅ 60×5.0m m-L245N	5.11	5.11	/	白 8 增
26	中 4 增区域管线更换 (注水管线)	2.6	DN65 PN250	6.18	6.18	/	中 4 增
27	中 3 增注水干线局部 更换	1.8	DN65 PN200	4.28	4.28	/	中 3 增
28	罗 35-451 至罗 36-44 注水管线	0.8	DN65 PN250	1.9	1.9	/	罗 9 增
29	罗 103 配至罗 35-451 注水管线	1.2	DN100 PN200	7.63	7.63	/	罗 9 增
30	罗 33-44 配至罗 30-42 注水管线	0.7	DN40 PN200	0.49	0.49	/	罗 9 增
31	罗 35-451 配至罗 33-44 注水管线	1	DN65 PN250	1.96	1.96	/	罗 9 增
32	康 49-48 配至康 45-40A 注水管线	3	DN40 PN250	2.12	2.12	/	杨 2 增
33	涧 25-9 配-涧 23-9 配 注水管线	1	DN40 PN200	0.71	0.71	/	杨 19 接转 注水站
34	涧 25-9 配-涧 23-9 配 注水管线 2	0.08	DN40 PN200	0.06	0.06	/	杨 19 接转 注水站
35	涧 25-9 配-涧 25-17 配注水支线	1.8	DN40 PN200	1.27	1.27	/	杨 19 接转 注水站
36	路 14-41 至路二转水 源井管道	2.5	DN65 PN64	4.91	4.91	/	路二转
37	路 7-54 至路平一水 源井管线	3	DN65 PN64	5.89	5.89	/	罗 9 增
38	DP3 注水支线	0.9	DN40 PN200	0.64	0.64	/	罗一拉
39	新 80 生活点供气管 道更换	0.5	∅ 60×5.0m m-L245N	0.98	/	/	罗二转

40	罗 5 增至罗 6 增供气 管道	2.5	∅ 60×5.0m m-L245NS	4.91	/	/	罗 5 增
合计				102.63	93.69	249.59	/

2.2.14 依托工程及可行性分析

1、集输系统

本项目管道维护治理工程主要为更换现有管线，管线两端现有站场及井场不发生变化，管线依托两端现有站场、井场，现有站场及井场可以满足本项目实施后净化油、含水油、采出水、清水及伴生气的处集输需求，依托可行。

本项目管线施工时将输油管道清管废水输入末端站场储油罐进入集输系统进行分离，废水管道清管废水进入设置有采出水处理系统站场进行处理。由于其为施工期偶发性废水，对站场的集输系统处理规模和采出水处理系统规模冲击较小。

2、废水处理

本项目采取分段试压的方式，试压水循环使用，一处用完后由罐车运至下一处需充水试压处，管线试压废水量285.69m³，主要污染物为少量SS，产生量较小，项目管线试压废水依托附近站场处理后用于油田回注是可行的。

本项目采出水管线报废后，经反向吹扫后，管道中采出水全部吹扫至上游站场采出水处理系统，全部回收处理不外排。项目管线上游站场分布有艾家湾集油站、杨米涧集油站、白于山联合站、云盘山联合站、大路沟首站、路四转等站场，采出水管线清管废水和试压废水经各站采出水处理系统处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）后回注油层，依托可行。

3、危废暂存和处置

（1）危险废物处置

本项目站场含油原油处理和采出水处理工序，产生含油污泥、废滤料、冷凝液、废活性炭、设备检修产生废润滑油及其包装桶等危废。

含油污泥、冷凝液由有资质单位用清罐车直接外运处置不暂存；废活性炭和废滤料更换后直接交由有资质单位转运处置不暂存；设备检修产生的废防渗布、废润滑油及其包装桶暂存于现有危废贮存库，并做好危险废物贮存情况记录，采取防风、防雨、防晒措施；委托有资质单位定期转运处置。

本次改建完成后涉及站场含油污泥（含采出水处理浮渣及污泥）产生总量为 41.8t/a，废滤料（采出水处理）产生总量 2.25m³/a，废冷凝液产生总量 2.54t/a，废活性炭产生总量 2.857t/a，废润滑油及其包装桶（设备检修）产生总量为 0.185t/a。

2025 年长庆油田分公司第四采油厂委托榆林市勤录科油污处理有限责任公司拉运处置含油污泥 HW08、HW49。

榆林市勤录科油污处理有限责任公司成立于 2007 年，位于陕西省榆林市靖边县杨桥畔镇经济技术开发区中小企业创业园科技五路，该公司年处置危险废物量为 14.4 万吨，其中包括：污泥无害化 11.9 万吨（其中包括 HW08 全类 6.9 万 t/a、HW49 全类 5 万吨），综合危废焚烧 2.5 万吨。榆林市勤录科油污处理有限责任公司于 2021 年 11 月取得了榆林市行政审批局危险废物经营许可证（证号：HW6108240008）。第四采油厂与榆林市勤录科油污处理有限责任公司固体废物处置合同见附件（2025 年的处置合同处置期限至 2025 年 10 月 31 日），目前新的危废处置合同正在签订中。

（2）危险废物暂存

根据调查，第四采油厂目前已建成并正常投运的危废贮存库共 12 处，各危废贮存库均已履行环境影响评价手续，并通过竣工环保验收。本次改造工程运行期维修产生的废防渗布、废润滑油及其包装桶（设备检修）HW49 依托其中 5 处暂存设施，其环保手续、设计规模、地理位置等见表 2.2.1.4-1。

表 2.2.1.4-1 本项目依托危废贮存库环保手续履行情况一览表

序号	所属作业区	暂存点名称	设计规模 (m ³)	地理位置	环评手续	验收手续
1	杨米涧	杨 37-16	300	杨米涧镇马项口村	靖环批复（2019）198 号	2021 年 7 月自主验收
2	艾家湾	田 20-21	300	杨米涧镇大路沟乡艾家湾村	靖环批复（2019）200 号	2021 年 7 月自主验收
3		田 21-19	150	杨米涧镇大路沟乡艾家湾村	榆环靖批复（2022）10 号	2022 年 5 月自主验收
4	云盘山	路平加一	300	杨米涧镇姚沟大队云盘山作业区	靖环批复（2019）192 号	2021 年 7 月自主验收
5	大路沟	路二供	300	杨米涧镇大路沟乡石咀村	靖环批复（2019）195 号	2021 年 7 月自主验收

根据现场调查及依托危废贮存库验收资料，上述危废贮存库均采用轻钢结构设计，顶部建有彩钢板遮雨，出入口处设缓坡，满足防风、防雨、防晒等储存要求；暂存点内设置渗滤液收集池，地面及裙脚均采取防渗处理，防渗层结构自下至上为素土夯实+非织造长丝无纺土工布+2.0mm 厚高密度聚乙烯（HDPE）防渗

膜+非织造长丝无纺土工布+220mm 厚 C30 抗渗细石混凝土+40mm 厚 C25 细石混凝土，防渗措施满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）要求。暂存设施外按《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1276-2022）要求设置标识标牌，周围设置围墙或防护栅栏，符合标准要求。

本项目依托的危废贮存库设计总库容为 1350m³，目前各暂存点清运周期为 1 月 1 次；本项目涉及站场需临时储存的危险废物废润滑油及其包装桶（设备检修）产生量有所增加，但现有的危废贮存库满足本项目危废贮存需求，同时可通过缩短危废贮存时间，增加清运频率提高危废贮存库的贮存能力。

（3）危险废物运输

项目各作业区危废拉运路线主要依托现有地方及油区道路，沿线道路整体情况较好，能够满足运输要求。路线不经过地表水水源保护区，且尽可能避开了人员密集区域，整体来看，拉运路线较为合理。

2.2.15 施工方案及施工组织

1、施工工艺

站场工程施工过程主要为设备基础开挖、基础浇筑、设备安装等；

管线工程施工过程包括作业线路清理、管沟开挖、布管焊接、管道入沟、清管试压、覆土回填、植被恢复等。

2、施工计划

工程预计 2026 年 2 月开工建设，2026 年 8 月竣工，建设工期 6 个月。

3、施工营地

本工程不单独设置施工营地，施工场地依托附近井场空地，施工管理人员租用周边村民房屋，施工人员雇佣当地村民。

4、堆管场、堆料场

本工程不设置堆管场、堆料场，依托管线附近井场、站场做堆管场、堆料场。

5、施工便道

本项目管线基本沿油区道路敷设，施工中，车辆运输主要依托油区现有道路，但局部地段线路，管线两侧无平行的道路，管线敷设时采用人工搬运、人工开挖管沟，本项目不设置施工便道。

2.2.16 工程占地及土石方平衡

1、工程占地

(1) 永久占地

8 座站场工程全部在现有站场永久占地范围内，不新增占地；本项目管线永久占地主要为管线“三桩”占地，项目设里程桩 47 个，转角桩 20 个，标志桩 146 个，每个桩占地按 0.5m² 考虑，三桩占地 106.5m²，占地类型主要为草地、交通运输用地。

(2) 临时占地

本项目管线总长度为 56.27km，施工作业带宽度为 6m，部分管线同沟敷设，本项目同沟敷设最多的管线为 3 条，管径均为 60mm，管沟开挖宽度 0.6m，满足同沟敷设的要求，施工作业带宽度也能满足同沟敷设的要求。扣除桁架、顶管穿越管段，项目管线施工临时占地面积为 30.852hm²，临时占地类型主要为草地、交通运输用地和耕地。本工程不设置施工营地、堆管场、取弃土场等。施工期间开挖出的土方和物料堆放于作业带内，不再设置临时堆放场，无相应的临时占地。

工程占地情况统计见表 2.2.16-1。

表 2.2.16-1 工程占地情况统计表

项目名称	数量	备注
永久占地	106.5m ²	管线“三桩”占地，占地类型主要为草地、交通运输用地。
临时占地	30.852hm ²	管线作业带占地，施工作业带宽度为 6m，管线总长度为 56.27km，部分管线同沟敷设，占地类型主要为草地、交通运输用地和耕地。

2、土石方平衡

扣除桁架、顶管穿越管段、同沟敷设长度，本项目管线管沟开挖长度为 51.42km，管沟开挖宽度 0.6m，开挖深度约 1.2m。罗加 20-341 至罗 11 增出油管线新建桁架在马圈沟两侧山坡施工土方开挖量约 275m³，合计挖方量为 40514.4m³。土石方平衡见表 2.2.16-2。

表 2.2.16-2 土石方平衡 单位：m³

序号	管线名称	挖方	填方	借方	弃土
1	注水管线、供气管线、出油集油管线	40514.4	40514.4	0	0

注：土石方数据源自设计文件，开挖土方全部用于管沟回填和平整施工作业带。

2.2.17 劳动定员及工作制度

本项目不新增劳动定员，由长庆油田分公司第四采油厂各站场所在作业区现有员工调配。

3 工程分析

3.1 施工期

3.1.1 施工期工艺流程

3.1.1.1 管线施工工艺流程

项目管线部分施工内容包括建管线敷设和废管线的无害化、拆除、弃置。

1、新管线施工

(1) 新管线敷设施工流程

本项目主要施工流程为：管线作业带清理、管沟开挖、下管入沟、覆土回填、恢复植被等工序。

管线施工首先进行施工作业带的清理、平整，之后将管材防腐绝缘后运至现场开始布管。在完成管沟开挖、冲沟、道路穿跨越等基础工作后，按照施工规范，将运至各施工现场的管道进行组装焊接、无损探伤、补口及防腐检漏，然后下至管沟内。之后对接入系统的新管道进行试压，试压完成后对管沟覆土回填，清理作业现场；恢复地表植被，竣工验收。

本项目施工主要为管线施工，整个施工由具有相应施工机械设备的专业化队伍完成，项目管线施工期环境问题主要是管沟的开挖对植被、道路等环境的影响，施工扬尘、管线防腐废气和焊接烟尘对空气环境的影响，管线试压废水以及车辆行驶噪声、施工期机械噪声、汽车尾气、施工场地对沿线环境的影响，项目施工流程图见图 3.1.1-1。

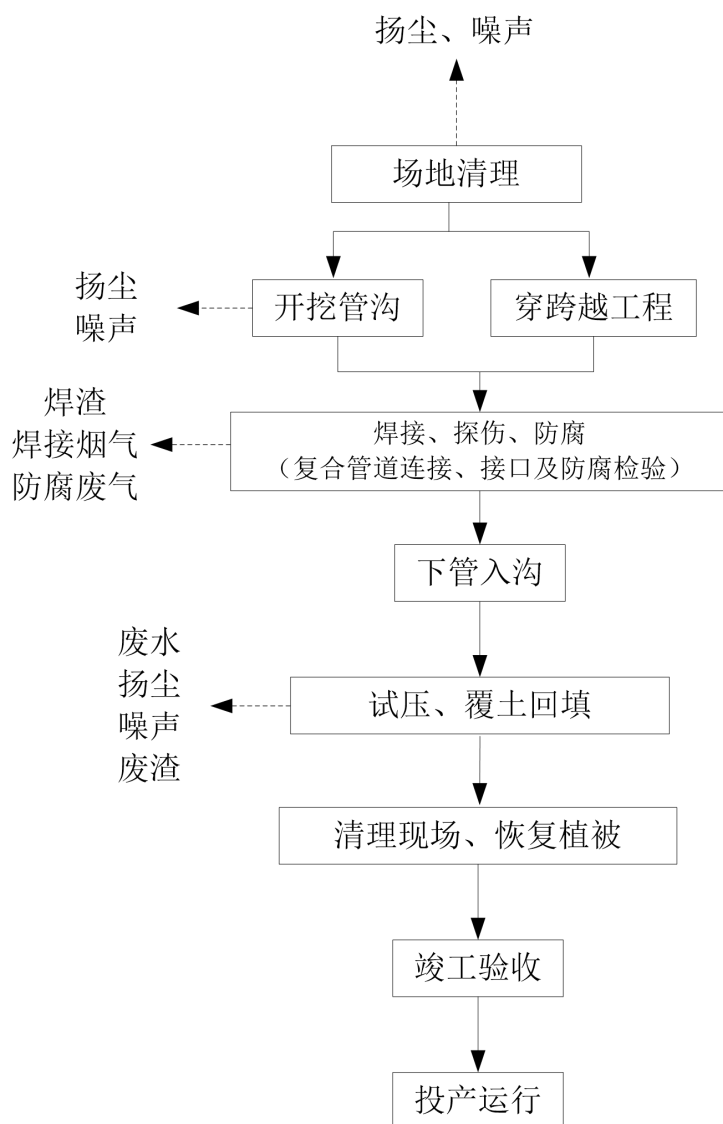


图 3.1.1-1 新管道施工流程

（2）穿跨越工程施工工艺

①大开挖穿越施工

本工程管线沿线穿越乡村土路、砖路、荒草地、空地和林地等一般地段时采取大开挖方式施工，管道安装完毕后，立即按原貌恢复地面和路面。

本项目更换的管线基本沿油区道路敷设，在旧管线一侧敷设新管线。施工中，车辆运输主要依托油区现有道路，但局部地段线路，管线两侧无平行的道路，管线敷设时采用机械与人工施工、开挖管沟，管线埋设深度为管顶覆土不小于 1.2m。

管沟开挖、回填遵从“分层开挖、分层堆放、分层回填”原则，将表层土和下层土分别堆放，管沟回填土高出地回填土需填至超过自然地面约 0.3m，在农田地区开挖管沟时，应将表层耕作土和底层生土分层堆放，回填时先填生土后回填

表层耕作土。

管道大开挖施工工艺示意图详见图 3.1.1-2。

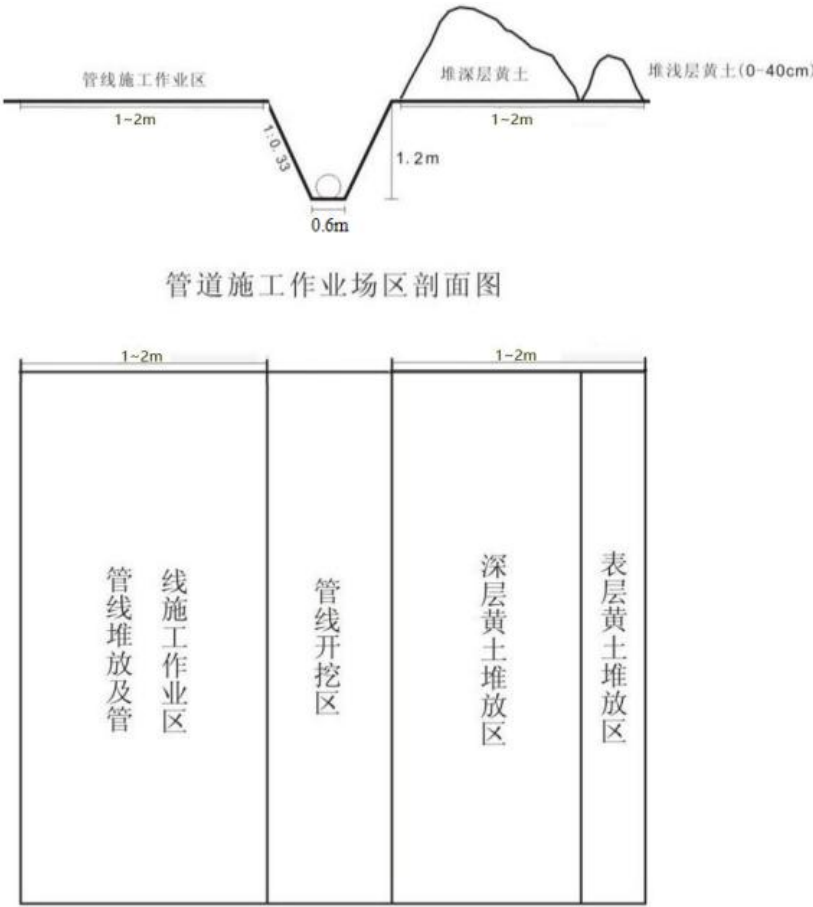


图 3.1.1-2 管道大开挖施工断面示意图

②管线穿越公路施工

本工程管线穿越沥青路 21 处，均采用顶管方式，穿越水泥路 6 处、土路 55 处、砖路 3 处，采用大开挖，设置钢套管，穿越公路施工前必须经公路主管部门同意。

顶管施工技术是国内外比较成熟的一项非开挖敷设管线的施工技术，目前国内采用较多的是采用大推力的千斤顶直接将预制套管压入土层中，再在管内采用机械掏挖土石、清除余土而成管的施工方法。

本项目顶进长度均小于 100m，属于短距离顶进作业，直接使用主顶油缸推进管道，其他道路采用大开挖方式。施工过程中主要涉及工作井、接收井、以及管材堆放与机械作业区，由于本项目仅管线穿越道路施工、且跨度很小，因此工作井和接收井占地面积较小，其中工作井约 5m×6m（30m²），接收井 5m×5m（25m²），管材堆放与机械作业区及土方堆放区面积约 50m²，经计算本项目管

线施工期间顶管施工临时占地面积总计 2205m²，顶管施工临时占地尽可能设置在施工作业带内，施工结束后将堆放的土方分层回填，然后对临时占地进行生态恢复。

本项目管线穿越道路采用套管保护，出油、集油管线管径 60mm、注水管线管径 40~100mm、供气管线管径 60mm，顶管套管直径采用 120mm，因此采用泥水平衡顶管，以泥浆来维持开挖面稳定和输送弃土的介质，并且防止塌方。本项目顶管总长为 420m，预估泥浆量约 4.75m³，成分主要为膨润土、水和添加剂，无有毒有害物质、无石油类等难降解有机物，因此采用 pH 调节、加药沉淀后上清液回用于钻井泥浆调配，沉淀物委托有处置能力的公司进行处置，作业完成后立即对占地范围进行生态恢复。

顶管施工工艺示意图见图 3.1.1-3。

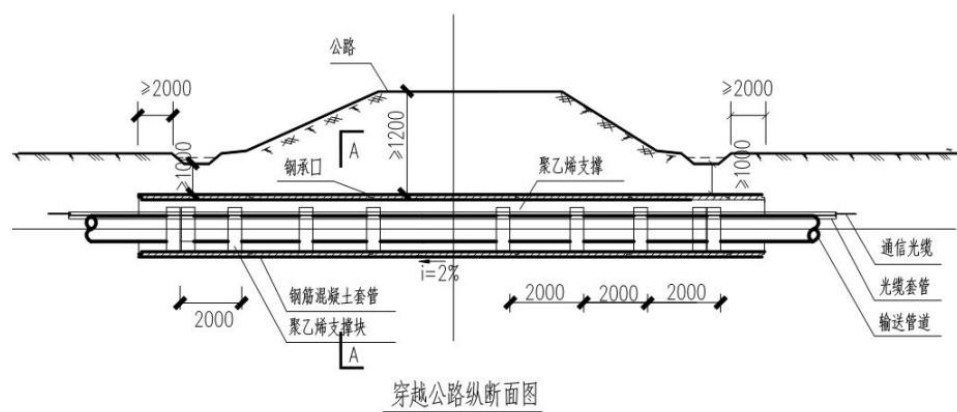


图 3.1.1-3 管道顶管施工断面示意图

③管线桁架跨越施工

本项目管线依托现有桁架跨越跨越长流水冲沟 2 处，桁架上旧管线无害化处置后拆除，新建桁架跨越长流水冲沟 1 次（马圈沟，属延河支流）。

桁架跨越段工程一般由桁架基础、桁架、桁架内管段组成。

桁架地基采用垫层法处理，处理深度为基础素混凝土垫层下 1m，每边宽出基础外边缘 1.0m，分层夯实回填 2: 8 灰土垫层垫层压实系数不得小于 0.95。基础为 C30 混凝土现浇，下含 C15 混凝土垫层，垫层宽出基础外边缘 100mm。基础顶高根据现场实际确定，确保桁架下悬杆高出桁架两侧地坪不小于 300mm。桁架跨越段两端沿管道轴线各埋设一个管道跨越标志桩（钢筋混凝土结构），同时应在跨越轴线处通视良好的位置处设置一处警示牌（钢结构）。为避免人为破

坏，跨越基础及后锚墩均用铁丝网围栏保护。桁架段设置保护钢制套管，套管防腐处理。

（3）焊接与防腐

钢管采用焊接的方式进行组装，复合管之间通过管件连接起来，连接形式一般为扣压连接式、螺纹连接式、法兰连接式和活接头连接式，现场常采用扣压接头活螺纹连接。

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。

施工现场需对焊缝进行防腐处理，热收缩带经过加热后，基层收缩、胶层熔化，紧密的收缩包覆在补口处，与原管道防腐层形成一个牢固、连续的防腐体。

（4）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。

本项目无损探伤委托有资质单位完成，无损探伤不在本次评价范围内。

（5）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，采取分段试压的方式，试压水循环使用，一处用完后由罐车运至下一处需充水试压处。试压完成后拉运至附近站场处理后回注油层，不外排。管道清管试压程序如下：采用空气扫线→管段测径→管段上水→管段升压→管段稳压→管段泄压、排水→氮气扫水。试压废水由罐车拉运，依托各作业区采出水处理系统处理后回注油层，

不外排。

(6) 覆土回填

管沟回填遵从“分层开挖、分层堆放、分层回填”原则，管沟回填按生、熟土顺序分层填放，保护耕作层。管沟回填土高出地回填土需填至超过自然地面约 0.3m，在耕地地区回填时先填生土后回填表层耕作土。

(7) 清理现场、恢复植被

施工结束后，对施工作业带内垃圾进行清理，将施工人员的生活垃圾及和焊接过程中产生的废焊条、钢材切割过程中产生的废料等全部收集。施工结束后，对施工作业带内植被进行恢复，草地植被恢复以植草绿化为主，必要时可考虑浅根性半灌木、灌木绿化。

2、废旧管线无害化、拆除或弃置

本项目现有管线隐患治理包括全段更换和局部更换。

全段更换流程为：项目新管线全段敷设完成后，管线上游站场阀门关闭，然后对旧管线全段进行热洗、吹扫，管线内残留物进入下游站场进一步处理，然后将新管线进行连接运行，再最后对旧管线进行切割、盲堵，切割施工过程中地面铺设防渗布，防止管线内残留物流出发生污染事故。

局部更换改线流程为：项目新管线局部敷设完成后，管线上游站场阀门关闭，然后对旧管线全段进行热洗、吹扫，管线内残留物进入下游站场进一步处理，然后将旧管线进行切割，局部更换的新管线连接运行，再最后对旧管线进行盲堵，切割施工过程中地面铺设防渗布，防止管线内残留物流出发生污染事故。

废弃管线首先清洗、吹扫，清除内部油类物质、油泥等，然后根据所处位置分别进行拆除、封堵弃置。

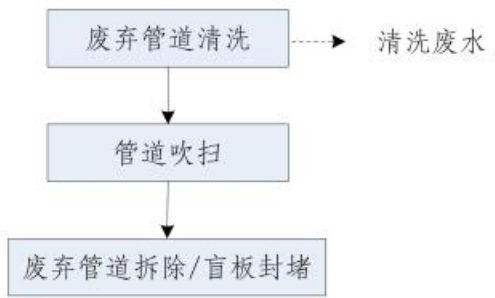


图 3.1.1-4 废旧管线无害化处理工艺流程及产污环节

①清洗吹扫

将站场管线接口与撬装锅炉车清洗接口连接，出口与站内事故罐连接，之后用锅炉车内热水（60℃~80℃）直接对废弃管线进行带压清洗，清洗水量为管线长度 2 倍以上管程的热水，清洗完成后用氮气对管道进行吹扫。最后对管道残留物浓度及管道清洁度进行测试，然后两头进行盲堵。

②拆除

本项目共拆除管线 500m，清洗吹扫后切割下来的旧管线暂存于运至杨 19 中心站指定回收点，最终由长庆油田分公司第四采油厂财务资产部及生产保障部登记按照国有资产处置流程统一处置。

③封堵

其余位置不拆除的管线采用封堵处理，两端使用盲板封堵，本项目管线外径均小于 300mm，对穿越道路的管道进行注浆，其他管道不做防塌陷注浆处理，如后期出现坍塌等现象应及时修复。

3.1.1.2 站场施工工艺流程

项目站场施工主要涉及拆除工程、基础工程、设备安装等环节。项目施工期流程及产污环节见图 3.1.1-5。

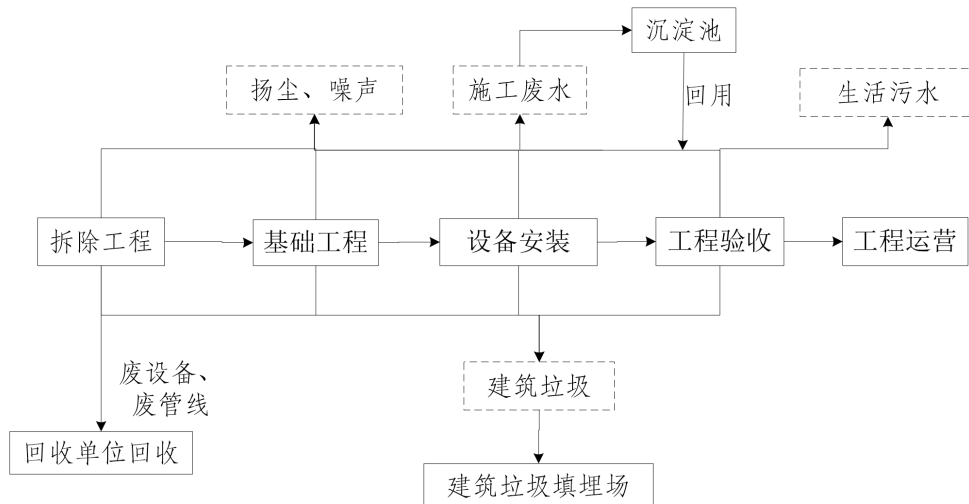


图 3.1.1-5 本项目施工期工艺流程及产污环节图

3.1.2 产污环节分析

（1）废气

项目施工期环境空气污染主要包括施工扬尘、施工机械和运输车辆产生的尾

气以及焊接烟尘、防腐废气。

①施工扬尘

施工建设阶段开挖土方、回填和装运过程产生粉尘和二次扬尘，属无组织排放。施工扬尘量的大小与施工现场条件、管理水平、机械化程度及施工季节、土质结构、天气条件等诸多因素有关，是一个复杂、难于定量的问题。根据类比资料，施工场地扬尘一般为 2.2~3.4mg/m³，施工场地下风向 100m 处施工扬尘可控制在 0.8mg/m³ 范围内。

②施工机械、运输车辆尾气

本项目施工机械主要有挖掘机、装载机、载重汽车、撬装锅炉车等等，它们以柴油为燃料，会产生一定量的废气，主要污染物为 CO、NO_x、THC 等，其产生量较小。

③焊接烟尘

本项目管线焊接以焊条电弧焊根焊+自保护药芯焊丝半自动焊填充盖面的半自动焊接方式为主。焊接过程中将产生少量焊接烟尘，焊接烟尘的排放具有分散、间断排放和排放量小的特点。

④防腐废气

项目使用的管道是经过防腐处理后的成品管道，仅在管道敷设补口补伤时产生防腐废气，产生量较少，防腐废气主要污染物为非甲烷总烃，本项目管线周围地域开阔，防腐废气经大气扩散后对周围环境影响较小。

(2) 噪声

施工期噪声源主要为挖掘机、装载机和搅拌机等设备产生的噪声，声功率级在 84~96dB（A）。噪声源声级见下表。

表 3.1.1-1 施工期噪声源表

施工项目	设备名称	声级 dB（A）
站场施工	挖掘机	88
	装载机	84
	搅拌机	96
	载重汽车	90
管线施工	挖掘机	88
	切割机	98
	焊机	95
	搅拌机	90

（3）废水

①施工生产废水

施工生产废水包括砂石冲洗水、砼养护水、场地冲洗水以及输送车辆冲洗废水等，这部分废水主要污染物为 SS，基本没有其它污染物，经过沉淀池沉淀处理后回用。

②施工生活污水

施工期生活用水指标参照《陕西省行业用水定额（2020 版）》中陕北农村地区定额，人均用水 65L/d，排污系数取 0.8。施工人员 30 人，则生活废水产生量为 1.56m³/d。本项目施工 3 个月，共产生 143.5m³ 施工生活废水。

站场工程施工依托站场旱厕，生活杂排水洒水抑尘；管线施工人员可依托沿线井场旱厕，生活废水均不外排。

③管线试压废水

本项目采取分段试压的方式，试压水循环使用，一处用完后由罐车运至下一处需充水试压处。根据项目管线长度及直径，本项目试压废水产生量约 285.69m³。试压废水主要污染物为 SS，试压结束后拉运至附近采出水处理站处理后用于油田回注，不外排。

④废旧管道清管废水

本项目现有管道报废，管道扫线后对旧管线热洗（60~80℃）2 次，将产生清管废水。根据现有管线规格及长度，项目清管废水产生量约为 352.22m³。清管废水全部经管道进入下游站场储罐，进入原油集输系统，与含水原油一同进行脱水净化处理，废水依托采出水处理站处理后回注油层，不外排。

（4）固废

固体废物主要包括施工弃土、施工废料、废防渗布、施工人员生活垃圾和拆除管线。

①施工弃土

扣除桁架、顶管穿越管段、同沟敷设长度，本项目土方挖方量为 40514.4m³，回填土需填至超过自然地面约 0.3m，可全部回填，不会产生废弃土方。

②施工废料

本工程管道运至施工现场前，已进行了相应的防腐处理。因此，施工废料主要包括废包装材料、废焊条以及施工过程中产生的废金属、焊渣等。根据类比调查，施工废料的产生量约 0.05t/km，则本项目施工过程中产生的施工废料量 2.81t，施工废料收集后外售综合利用。

③废防渗布

旧管线无害化处置过程中需铺设防渗布，施工结束后，土工膜上可能沾染油污，属于危险废物（HW08 900-249-08），产生量约 0.3t，施工结束后暂存至就近的危废贮存库，最终交有资质单位处置。

④生活垃圾

根据施工期人员配置，施工人员 30 人，每人每天产生生活垃圾按 0.5kg 计，则生活垃圾产生量为 15kg/d。生活垃圾依托沿线站场垃圾桶收集后，送当地生活垃圾收集点处理。

⑤拆除管线和装置

根据设计资料，本项目共拆除地上裸露的管线 500m，拆除前应对管线进行热洗、吹扫等，采用机械方式进行切割，切割下来的旧管线运至杨 19 中心站指定回收点，最终由长庆油田分公司第四采油厂财务资产部及生产保障部登记按照国有资产处置流程统一处置。站场工程部分设备、罐体、管线需要拆除，拆除后暂存于作业区物资库，作为国有废旧物资处置。

（5）生态环境

项目对生态环境的影响主要在施工期。项目施工期由于占用土地、填挖方及临时用地等，使评价区内的林地和草丛等遭到铲除、剥离、压占等一系列人为破坏，造成评价区内植被破坏，生物量、生物多样性及生态价值下降，同时项目施工改变项目区原有地形地貌，改变土地利用现状等都对植被和动物生存造成影响。

3.2 运行期

3.2.1 运行期产污环节

本项目主要包括 40 条管线工程、8 座站场改造工程。管线总长 56.27km（包括 24 条出油、集油管线 30.29km，14 条注水管线 22.98km，2 条供气管线 3.0km）；

6 座站场的站内改造及优化（艾家湾集输站、天一接转注水站、大路沟首站、杨米涧集油站、新一转接站、云盘山联合站、庆盛拉油注水站、杨 19 接转注水站）。

本项目管线工程采用密闭输送方式，主要输送介质为含水油、采出水、清水及伴生气/天然气，管线在正常运行状况下不产生污染物排放，对环境基本没有影响。但运行过程存在潜在的泄漏风险，可能对地下水、土壤产生影响。

运行期主要影响主要为站场工程，本项目涉及工艺设施改建的站场主要为：艾家湾集输站、天一接转注水站、大路沟首站、杨米涧集油站、新一转接站、云盘山联合站、庆盛拉油注水站、杨 19 接转注水站，站内总体工艺流程及环保措施不变，没有新的污染物产生。

3.2.1.1 艾家湾集输站

仅对 1#1000m³ 净化罐进行检修，罐底板、壁板、顶板找漏补强以及增加其他附件，仅检修期间清理的罐底含油污泥及少量的废气，无其他污染物产生及排放。

3.2.1.2 天一接转注水站

原址新建分离缓冲罐 1 具（20m³），增加 $\varnothing$ 600 气液分离器 1 具，更换污油提升泵 1 台，运营期将新增无组织逸散的有机废气（气液分离器、阀组）、设备运行噪声、含有污泥以及废润滑油、其废包装桶等危险废物。

3.2.1.3 大路沟首站

仅进行站内管道更换及防腐，因此运营期不增加污染物排放。

3.2.1.4 杨米涧集油站

新建 1 套 VOCs 冷凝吸附装置，运营期将新增冷凝吸附装置无组织逸散的有机废气（但降低储罐呼吸无组织逸散的有机废气）、设备运行噪声、冷凝吸附装置产生的凝液和废活性炭以及设备检修产生的废润滑油及其废包装桶。

3.2.1.5 新一转接站

新建 30m³ 卸油箱 1 具（设备利旧）、卸油台 1 处、转油泵一台（设备利旧），运营期将新增无组织逸散的有机废气（卸油箱、卸油台、转油泵）、设备运行噪声以及含油污泥和废润滑油及其废包装桶等危险废物。

3.2.1.6 云盘山联合站

新建 1 具 1200m³/d 三相分离器（设备利旧），运营期将新增无组织逸散的

有机废气（三相分离器）、设备运行噪声、含油污泥量以及废润滑油及其废包装桶等危险废物。

3.2.1.7 杨 19 接转站

对现有的采出水处理装置进行提标改造，增加重力式多功能合一除油/气浮+过滤及配套设施，运营期将新增无组织逸散的有机废气、反冲洗废水、设备运行噪声、含油污泥和废滤料以及废润滑油及其废包装桶等危险废物。

3.2.1.8 庆盛拉油注水站

将现有总机关及井组加热装置移位，站内流程改线以及在原污水处理装置新建 5 井式总机关 1 座，并将单井管线接至新建总机关，运营期会增加少量的废气。

3.2.2 污染源强分析

3.2.2.1 废气

项目运行期管线密闭输送，运行期仅在管线两端收发球处新增少量非甲烷总烃，由于废气产生量少且分散，不进行定量分析。因此废气污染源主要为各个站场产生废气。

（1）站内集输改造废气

本项目涉及站场均采用密闭集输，油气损耗极小。因此，站场生产装置区的无组织烃类气体排放主要来自于泵、阀门、法兰等设备动静密封点泄漏。参照《石化行业VOCs污染源排查工作指南》（环办〔2015〕104号）附录中密封点排放速率核算方法，由于本项目站场工程为站内更换或新增设备，未运行前暂不具备开展有机物检测与修复（LDAR）条件，因此采用平均排放系数法进行核算，计算公示如下：

$$e_{TOC}=F_A \times \frac{WF_{TOC}}{WF_{TOC}-WF_{\text{甲烷}}} \times WF_{TOC} \times N$$

式中： e_{TOC} —某类密封点的TOC排放速率，千克/小时；

$F_{A,i}$ —某类密封点*i*排放系数；

WF_{TOC} —物料流中含TOC的平均质量分数；

$WF_{\text{甲烷}}$ —物料流中甲烷的平均质量分数，最大取10%；

N —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3.2.2-1 石油炼制和石油化工组件平均排放系数 单位：kg/（h·排放源）

设备类型	介质	石油炼制排放系数	石油化工排放系数
阀门	气体	0.0268	0.00597
	轻液体	0.0109	0.00403
	重液体	0.00023	0.00023
泵	轻液体	0.114	0.0199
	重液体	0.021	0.00862
压缩机	气体	0.636	0.228
搅拌器	轻液体	0.114	0.0199
泄压设备	气体	0.16	0.104
法兰、连接件	所有	0.00025	0.00183
开口阀或开口管线	所有	0.0023	0.0017
取样连接系统	所有	0.0150	0.0150
其他	所有	0.0268	0.00597

根据上表可知，本项目选用石油炼制重液体排放系数，根据设计资料，各站场密封点情况及烃类污染物排放速率计算结果见表 3.2.2-2。

表 3.2.2-2 站内改造设备无组织排放情况表

站场	设备		排放系数	排放源数量 (个)	无组织废气(以非甲烷总烃计)排放量		合计	
	名称	类型			kg/h	t/a	kg/h	t/a
艾家湾集输站	净化罐	阀	0.00023	9	0.00207	0.018	0.00207	0.018
大路沟首站	/	法兰、连接件	0.00025	57	0.01425	0.125	0.01425	0.125
杨米润集油站	/	阀	0.00023	5	0.00115	0.010	0.00215	0.019
	/	法兰、连接件	0.00025	4	0.001	0.009		
天一接转站	/	泵	0.021	1	0.021	0.184	0.02353	0.206
	/	阀	0.00023	11	0.00253	0.022		
云盘山联合站	/	阀	0.00023	50	0.0115	0.101	0.0115	0.101
庆盛拉油注水站	总机开关	法兰	0.00025	18	0.0045	0.039	0.3153	0.276
		阀	0.00023	1	0.00023	0.002		
		接头	0.0268	1	0.0268	0.235		

(2) 杨米润集油站大罐呼吸废气

杨米润集油站 1#、2#、3#储罐目前储油罐，容积均为 1000m³，本次评价进行密闭性改造，新建 VOCs 冷凝吸附装置 1 套，通过前端风机收集固定顶罐废气，冷凝将乙烷以上的轻烃组分进行凝液回收，工艺为深冷冷凝+吸附集成工艺，通过前段风机收集固定顶罐废气，冷凝将乙烷以上的轻烃组分进行凝液回收，通过吸附将不凝气吸收，最终实现尾气达标排放。

表 3.2.2-3 杨米润集油站伴生气组分一览表 单位: mol%

层位	CH ₄	C ₂ H ₄	C ₃ H ₈	iC ₄ H ₁₀	其他组分	比重	是否含 H ₂ S 和 CO
延 9	54.68	14.23	15.76	7.79	7.54	1.02	未检出

$$L_w = 4.188 \times 10^{-7} \times M \times P \times K_N \times K_c$$

式中: L_w : 固定顶罐的工作损失, kg/m³投入量;

M : 储罐内蒸汽的分子量, 取 50g/g-mol, 参考《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》(HJ853-2017) 附表 D.1 油品性质参数;

P : 在大量液体状态下, 真实的蒸汽压力, 取 10100Pa, 参考《排污许可证申请与核发技术规范石化工业》(HJ853-2017) 附表 D.1 油品性质参数;

K_N : 周转因子 (无量纲), 取值按年周转次数 (K) 确定。 $K \leq 36$, $K_N = 1$; $36 < K \leq 220$, K_N 自动取值 = $(180 + N) / 6N$, $K > 220$, $K_N = 0.26$, 本项目原油年周转次数 117 次, $K_N = 0.42$ 。

K_c : 产品因子 (石油原油 K_c 取 0.75, 其他的有机液体取 1.0)。

根据上式进行计算, 储油罐储油卸油过程油气损失系数 0.067kg/m³原油, 年原油最大周转量 116800m³, 根据表 3.2.2-3 核算非甲烷总烃平均质量占比约 67.66%。综上, 估算储油罐大呼吸产生非甲烷总烃量最大为 5.29t/a。

根据《挥发性有机物无组织排放控制标准编制说明》“冷凝法对有机物质的回收程度, 与废气中 VOCs 的浓度, 以及冷却的温度和冷却介质的种类有关。VOCs 处理效率通常在 50%~95%之间”, 同时根据建设单位提供的设计资料和长庆油田大罐 VOCs 回收处理效率, 本次评价长庆油田大罐 VOCs 抽气冷凝回收效率按 80%计算, 经计算, 储油罐非甲烷总烃排放量为 1.059t/a。

(3) 杨 19 接转站采出水处理系统废气

杨 19 接转站采出水处理系统改造工程产生的无组织废气主要为采出水处理系统运行过程中产生的非甲烷总烃。本次参考环境部公告 2021 年第 24 号《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中石油天然气行业的排放系数中废水收集、处理和处置过程逸散, 大多数油气田废水收集、处理和处置过程均在密闭管道或容器中进行, 挥发性有机物排放可以忽略。

杨 19 接转站采出水处理系统集成装置、污水污泥池均为封闭设施, 本次评价考虑设备运行时存在装置未完全密闭的情况, 参照《大气挥发性有机物源排放

清单编制技术指南》附录 B《挥发性有机物各类源排放系数的推荐值》中 P37“污水处理过程有机废气产生量为 0.0011g/kg-污水”，据此计算各采出水系统有机废气。本次改造完成后杨 19 接转站采出水处理规模由 1000m³/d 增加至 1500m³/d，建成后采出水处理采用“一级沉降除油+多功能合一除油/气浮+过滤”工艺，经计算非甲烷总烃无组织排放量为 0.602t/a。

(4) 新一转接站废气

新一转接站属于杨米涧作业区，设计规模 360m³/d，目前接收上游 12 座井组含水油 360m³/d，含水率 88.1%，含水油外输至杨米涧集油站，改扩建后卸油台来油规模为 70m³/d（合计规模 430m³/d），根据建设单位提供长庆油田原油损耗调查结果,当前采用的原油开采、集输工艺条件下，开放式流程的烃类损耗约为 2.0%，密闭流程烃类损耗可控制在 0.2%。根据本次产建工程各作业区产能部署情况，估算运行期新一转接站烃类气体无组织排放量为 1516.9m³/d，非甲烷总烃总排放量为 0.910t/a。烃类气体产生及排放情况见表 3.2.2-4。

站内新建卸油箱 1 具，采用罐车运输卸油，因此无组织烃类排放途径主要是卸油过程及卸油箱静置过程无组织损耗，约占整个开放式流程的 90%，据此估算卸油烃类气体排放情况见表 3.2.2-5。

表 3.2.2-4 新一转烃类气体产生及排放情况

作业区	层位	集输方式	原油产能 10 ⁴ t/a	气油比 m ³ /t	伴生气产量 (10 ⁴ m ³ /a)	甲烷化系数	相对密度	烃类气体损耗 (m ³ /a)	非甲烷总烃排放量 (t/a)
杨米涧	延 9	管输	1.26	13.3	16.75	0.58	1.02	335.03	0.144
		拉油	0.3	13.3	4.04	0.58	1.02	808.76	0.347
		合计							0.491

表 3.2.2-5 新一转无组织烃类气体排放情况

作业区		杨米涧
烃类气体损耗量 (m³/a)		808.76 (拉运)
非甲烷总烃排放量 (t/a)		0.347
卸油箱规格		30m³卸油箱 1 具
卸油及储存损耗	烃类损耗总占比	90%
	烃类气体损耗量 (m³/a)	727.88
	非甲烷总烃排放量 (t/a)	0.312

(5) 运营期废气排放量统计

艾家湾集输站仅对 1#净化罐进行维修更换，替代原设施污染物排放量，不

增加污染物排放量；新一转接站新增了下游箱及配套的设施，属于增加污染物排放量；大路沟首站仅在站内进行管道更换及防腐，替代原管道，不增加污染物排放量；杨米润集油站新建一套 VOCs 冷凝吸附装置处理储罐呼吸的有机废气，减少污染物排放量；天一接转注水站增加分离缓冲罐和气液分离器及配套设施，增加污染物排放量；杨 19 接转站对现有采出水工艺提标改造，增加处理流程，增加污染物排放量；庆盛拉油注水站拆除部分设备、增加一个总机开关，总体减少污染物排放量，本项目建成后各站场废气排放量情况见表 3.2.2-6。

表 3.2.2-6 本项目改扩建后各站场废气排放量情况 单位：t/a

序号	站场	污染物	现有工程 排放量	改扩建排 放量	增减量	改扩建后 排放量
1	艾家湾集输站	非甲烷总烃	6.436	0.018	-0.018	6.436
2	新一转接站		0.91	0.491	0.491	1.892
3	大路沟首站		2.74	0.125	-0.125	2.74
4	杨米润集油站		7.03	1.078	-5.29	2.818
5	天一转接站		0.657	0.206	0.206	1.069
6	云盘山联合站		5.569	0.101	0.101	5.771
7	杨 19 接转站		0.401	0.602	0.602	1.605
8	庆盛拉油注水站	非甲烷总烃	0.801	0.276	-0.576	0.501
		颗粒物	0.03	0	-0.03	0
		SO ₂	0.01	0	-0.01	0
		NO _x	0.173	0	-0.173	0
合计		非甲烷总烃	24.544	2.897	-4.609	22.832
		颗粒物	0.03	0	-0.03	0
		SO ₂	0.01	0	-0.01	0
		NO _x	0.173	0	-0.173	0

3.2.2.2 废水

项目建成后不新增劳动定员，不新增生活污水；运营期不增加产建规模，不增加采出水产生量。本次环评仅对杨 19 接转站的采出水处理站进行提标改造，改造后采出水处理采用“一级沉降除油+多功能合一除油/气浮+过滤”工艺，系统设计规模为 1500m³/d。

根据设计资料，采出水处理设备需每周反冲洗一次，其中过滤装置直接用处理后的出水进行反冲洗，反冲洗量为 5m³/次；其中溶气气浮装置采用 8%的氢氧化钠溶液进行反冲洗，反冲洗量为 80L/次，用处理后的出水进行配置，生产用水合计为 254m³/a。产生反冲洗废水量为 254m³/a，混合后排入采出水处理系统

进行处理达标后回注，不外排。

3.2.2.3 噪声

本项目管线运营期无噪声产生，项目站场设计的新增产噪设备见下表：

表 3.2.2-7 项目运行期站场新增噪声源一览表 单位：dB（A）

站场	设备名称	数量	治理前声压级	噪声减缓措施	治理后声压级	特性
新一转	气液分离器	1	80	选用低噪声设备、基础减振、定期维修保养，柔性连接，墙体隔声	70	连续
	转油泵	1	85		75	连续
	过滤器	1	85		75	
杨米润集油站	VOCs 冷凝吸附装置	1	85		75	
杨 19 接转注水站	重力式多功能合一高效除油装置	1	85	选用低噪声设备、基础减振、定期维修保养，柔性连接，墙体隔声	75	连续
	污水提升泵	2	95	选用低噪声设备、基础减振、定期维修保养，室内布置，柔性连接	75	连续
	采出水溶气气浮装置	1	85		65	连续
	采出水过滤装置	1	85		65	连续
	PAM 计量泵	2	80		60	连续
	PAC 计量泵	2	80		60	连续
	PH 计量泵	2	80		60	连续
	缓蚀阻垢剂计量泵	2	80		60	连续
	污水提升泵	2	95		75	连续
	污泥提升泵	2	95		75	偶发
天一转接站	气液分离器	1	80	选用低噪声设备、基础减振、定期维修保养，柔性连接，墙体隔声	70	连续
	污油提升泵	1	85		75	连续
云盘山联合站	三相分离器	1	80		70	连续

3.2.2.4 固废

本项目建成后不新增劳动定员，不新增生活垃圾。

艾家湾集输站 1#净化罐进行检修并清理罐底沉积物，主要是含油污泥，根据设计资料预估罐底含油污泥产生量约 3.0t；

新一接转站新增卸油箱、转油泵、缓冲罐和气液分离器等，拆除污水罐及清水管，根据设计资料分析增加含油污泥量以及废润滑油及其废包装桶等危险废物，改扩建后卸油台来油规模为 70m³/d，预估含油污泥增加量为 0.1t/a，废润滑油及其废包装桶增加量为 0.005t/a；

杨米润集油站主要设置 VOCs 冷凝吸附装置采用深冷冷凝+吸附（活性炭吸

附)集成工艺,冷凝液通过暂存罐底部排污管线外排至站内已建污油池,因此生产过程中会产生凝液和废活性炭。根据设计资料,深冷处理效率约 60%,冷凝液产生量为 2.54t/a,吸附处理效率约 50%,经计算吸附工序非甲烷总烃处理量为 1.057t/a。选用碘值 800mg/g 以上的活性炭,CTC 值不小于 65%,经计算活性炭需用量为 1.63t/a,废活性炭每季度更换一次,为确保有效吸附,每次填充量不小于 0.45t,经计算废活性炭产生量为 2.857t/a。废润滑油及其废包装桶增加量为 0.01t/a;

杨 19 接转站采出水处理规模为 1500m³/d,利用现有沉降除油罐,增加了重力式多功能合一除油/气浮+过滤,会增加含油污泥和废滤料以及废润滑油及其废包装桶等危险废物。根据处理工艺预估含油污泥的产生量约 38.5t/a;过滤装置需要定期更换滤料,其中核桃壳更换频次为 2 年一次,更换量为 3m³/次;石英砂更换频次为 4 年一次,更换量为 3m³/次;废润滑油及其废包装桶增加量为 0.16t/a;

天一转接站增加分离缓冲罐、气液分离器,增加含油污泥量以及废润滑油、其废包装桶等危险废物,预估含油污泥增加量为 0.1t/a,废润滑油及其废包装桶增加量为 0.005t/a;

云盘山联合站增加三相分离器 1 具,增加含油污泥量以及废润滑油及其废包装桶等危险废物,预估含油污泥增加量为 0.1t/a,废润滑油及其废包装桶增加量为 0.005t/a。

表 3.2.2-8 项目运行后相关站场固体废物产生量 单位: t/a

序号	站场	固废种类	危废代码	本项目产生量	本项目建成后全场增减量
1	艾家湾集输站	含油污泥	HW08 071-001-08	3.0	-3.0
2	新一接转站	含油污泥	HW08 071-001-08	0.1	+0.1
3		废润滑油及其废包装桶	HW08 900-217-08 900-249-08	0.005	+0.005
4	杨米润集油站	冷凝液	HW09 900-007-09	2.54	+2.54
5		废活性炭	HW49 900-039-49	2.857	+2.857
6		废润滑油及其废包装桶	HW08 900-217-08 900-249-08	0.01	+0.01
7	杨 19 接转站	含油污泥	HW08 251-003-08	38.5	+38.5
8		废滤料	HW49 900-041-49	2.25m ³ /a	+2.25m ³ /a
9		废润滑油及其	HW08 900-217-08	0.16	+0.16

		废包装桶	900-249-08		
10	天一转 接站	含油污泥	HW08 071-001-08	0.1	+0.1
11		废润滑油及其 废包装桶	HW08 900-217-08 900-249-08	0.005	+0.005
12	云盘山 联合站	含油污泥	HW08 071-001-08	0.1	+0.1
13		废润滑油及其 废包装桶	HW08 900-217-08 900-249-08	0.005	+0.005

注：由于杨米涧集油站储罐贮存含水油，VOCs 冷凝吸附装置中的冷凝液会含有水分，因此归类为 HW09 油/水、烃/水混合物或乳化液中 900-007-09 的其他工艺过程中产生的废弃的油/水、烃/水混合物或乳化液。

表 3.2.2-9 运行期危废产生、暂存、处置情况及相关要求 单位: t/a

序号	危废名称	设计站场	产生量 (t/a)	危废 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	含油污泥	艾家湾集输站、新一接转站、杨 19 接转站、天一接转站、云盘山联合站	41.8	HW08	071-001-08	储罐、采出水处理系统沉降和气浮系统	半固态	石油类、泥砂	T,I	①清罐作业结束后直接交有资质单位转运处置，不暂存； ②严格执行《危险废物转移管理办法》
2	冷凝液	杨米涧集油站	2.54	HW09	900-007-09	VOCs 冷凝工序	液态	烃/水混合物	T	①清罐作业、检维修结束后直接交有资质单位转运处置，不暂存； ②严格执行《危险废物转移管理办法》
3	废活性炭	杨米涧集油站	2.857	HW49	900-039-49	VOCs 吸附工序	固态	挥发性有机物	T	①废滤料更换后直接交有资质单位转运处置，不暂存； ②严格执行《危险废物转移管理办法》
4	废滤料	杨 19 接转站	2.25m ³ /a	HW49	900-041-49	采出水处理系统过滤系统	固态	石油类、泥砂	T,In	
5	废润滑油及其废包装桶	艾家湾集输站、新一接转站、杨米涧集油站、杨 19 接转站、天一接转站、云盘山联合站	0.185	HW08	900-217-08 900-249-08	设备检修维护	半固态	石油类、泥砂	T,I	①严格按照《危险废物贮存污染控制标准》要求暂存于现有危废贮存库，并做好危险废物贮存情况记录，采取防风、防雨、防晒措施； ②随场内其他危废一起交有资质单位定期清运处置； ③严格执行《危险废物转移管理办法》

3.2.2.5 生态

运营期对生态的影响主要体现在景观、生态功能等方面，但影响相对较小。通过采取相应的生态保护与恢复措施后，建设项目对生态环境的影响可以得到有效减缓，总体看来本工程对生态环境的影响小。

3.2.2.6 项目三废排放清单

项目建成后相关站场三废排放情况详见下表：

3.2.2-10 项目建成后各相关站场污染物排放量统计表 单位：t/a

类型	站场	排放源	污染物	排放情况	处理措施及排放去向
废气	本次涉及改扩建八座站场	工艺设备	非甲烷总烃	2.897	密闭输送，无组织排放，定期检维修
废水	杨 19 接转站	采出水处理系统反冲洗	pH、SS、石油类	254m³/a	混合后排入采出水处理系统进行处理达标后回注，不外排
噪声	本次涉及改扩建八座站场	工艺设备	主要噪声源为 VOCs 冷凝吸附装置、采出水处理系统、分离器、泵及过滤器		选用低噪声设备、基础减振、定期维修保养、柔性连接，采出水处理系统室内布置
固废	艾家湾集输站、新一接转站、杨 19 接转站、天一接转站、云盘山联合站	储罐、采出水处理系统沉降和气浮系统	含油污泥（HW08，071-001-08）	41.8	清罐作业结束后直接交有资质单位转运处置，不暂存
	杨米润集油站	VOCs 冷凝工序	冷凝液（HW09，900-007-09）	2.54	清罐作业、检维修结束后直接交有资质单位转运处置，不暂存
	杨米润集油站	VOCs 吸附工序	废活性炭（HW49，900-039-49）	2.857	废滤料更换后直接交有资质单位转运处置，不暂存
	杨 19 接转站	采出水处理系统过滤系统	废滤料（HW49，900-041-49）	2.25m³/a	①严格按照《危险废物贮存污染控制标准》要求暂存于现有危废贮存库，并做好危险废物贮存情况记录，采取防风、防雨、防晒措施； ②随场内其他危废一起交有资质单位定期清运处置
	艾家湾集输站、新一接转站、杨米润集油站、杨 19 接转站、天一接转站、	设备检修维护	废润滑油及其废包装桶（HW08，900-217-08、	0.185	清罐作业、检维修结束后直接交有资质单位转运处置，不暂存

	云盘山联合站		900-249-08)		

3.3 三废排放汇总

项目施工期污染物排放汇总见表 3.3-1。

表 3.3-1 施工期“三废”排放汇总表 单位：t/a

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	机械、车辆	NOx	少量	少量	无组织排放
	尾气	烃类	少量	少量	
	施工扬尘	颗粒物	少量	少量	无组织排放，采用及时洒水降 尘、开挖土方苫盖等措施
	焊接烟尘	颗粒物	少量	少量	无组织排放
	防腐废气	非甲烷总烃	少量	少量	无组织排放
废水	施工废水	SS	少量	0	经沉淀处理后回用
	试压废水	SS	285.69m³	0	依托采出水处理站处理后用于油田回注，不外排
	清管废水	SS、石油类	352.22m³	0	经管道进入下游站场储罐，进入原油集输系统，与含水原油一同进行脱水净化处理，废水依托采出水处理站处理后回注油层，不外排
	生活污水	COD、氨氮、BOD ₅ 、SS	143.5m³	0	生活污水依托附近站场收集后用于农田施肥，不外排
噪声	设备噪声	工程机械等，源强 84~96dB（A）			调整施工时间，避让敏感目标，优选低噪设备
固废	管线施工	施工弃土	0	0	项目挖方全部回用填方及水工防护工程使用，无弃方产生
		施工废料	2.81t	0	收集后外售综合利用
		废防渗布	0.3t	0	施工结束后暂存至就近的危废贮存库，最终交有资质单位处置
		拆除管线	500m	0	运至杨 19 中心站指定回收点，最终由长庆油田分公司第四采油厂财务资产部及生产保障部登记按照国有资产处置流程统一处置
		拆除装置	若干	0	拆除后暂存于作业区物资库，作为国有废旧物资处置
	施工保障	生活垃圾	15kg/d	0	生活垃圾依托沿线站场垃圾桶收集后，送当地生活垃圾收集点处理

本次维护改造后涉及站场建设前后“三废”排放变化情况见下表：

表 3.3-2 本项目改造前后运营期主要污染物排放“三本账”一览表

类别	名称	现有工程排放量	改建项目排放量	以新带老削减量	改建后	
					排放量	增减量

废气	非甲烷总烃		24.544	2.897	-4.609	22.832	-1.712
	庆盛拉油注水站	颗粒物	0.03	0	-0.03	0	-0.03
		二氧化硫	0.01	0	-0.01	0	-0.01
		氮氧化物	0.173	0	-0.173	0	-0.173
废水	采出水、生活污水		0	0	0	0	0
固废 (产生量)	含油污泥 (HW08, 071-001-08)		71.6	41.8	/	113.4	+41.8
	冷凝液 (杨米涧集油站 VOCs 冷凝工序, 危废代码 HW09, 900-007-09)		0	2.54	/	2.54	+2.54
	废活性炭 (杨米涧集油站 VOCs 吸附工序, 危废代码 HW49, 900-039-49)		0	2.857	/	2.857	+2.857
	废滤料 (杨 19 接转站采出水处理, 危废代码 HW49, 900-041-49)		4.2m³/a	2.25m³/a	/	6.45m³/a	+2.25m³/a
	废润滑油及其废包装桶 (设备检修 HW08, 900-217-08、900-249-08)		0.23	0.185	/	0.415	+0.185
	生活垃圾		49.5	0	/	49.5	0

注：本项目针对所有涉及的现有工程进行改建，计算本项目实施后污染物排放量时也考虑到涉及的所有现有工程，因此“以新带老”削减量为现有工程污染物排放量；本项目仅庆盛拉油注水站拆除锅炉，其他站场锅炉未发生变化，本次仅统计庆盛拉油注水站锅炉废气排放量。

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境现状

4.1.1 地形地貌

本工程位于陕西省榆林市西南部靖边县、延安市安塞区和志丹县。

(1) 靖边县

靖边县地处鄂尔多斯地台南缘与黄土高原北部过渡地带，白于山横亘于南，毛乌素沙漠绵延于北，靖边平原呈东西走向居中。全县地势南高北低，西南部水路畔乡的大墩山海拔 1823m，是全县的最高点；北部红墩涧乡的白城子海拔 1123m，为全县最低点，相对高差 700m。全县地貌大致可分 3 个类型区，分别为北部风沙滩地区、中部梁峁涧地区、南部丘陵沟壑区。

北部风沙滩地区主要包括黄蒿涧、红墩涧、海子滩、杨桥畔、新农村、张家畔、东坑、宁条梁等乡镇，面积约 270 万亩，占全县总面积的 31.01%。海拔 1123~1350m，地面起伏较小，相对高差一般为 30~50m，地面组成物质多为第四纪松散的沙粒、亚粘土和沙质黄土，基岩仅在局部河谷地区出露。地表形态以流动、半固定和固定沙丘、沙滩、沙地及湖盆地为主。

中部梁峁涧地区主要分布在白于山以北、榆定公路以南一带，约 172 万亩，占全县总土地面积的 23%。属堆积剥蚀地形。海拔 1300~1600m，相对切割深度 100~200m，地表为厚层黄土及更新世洪积、坡积、冲积物覆盖，基底为白垩系砂页岩，出露较少。地表形态以黄土梁峁为主，梁缓涧宽，梁涧相间。

南部丘陵沟壑区主要分布于白于山以南，龙洲、小河以东，红柳河、芦河、大理河、周河、杏子河等河流的广大发源区，河谷深切狭窄，河床深入基岩，上覆数十米至百余米的黄土，形成破碎梁状丘陵带峁顶的地貌景观。此为第四纪以来经多次堆积（风积）和侵蚀不断塑造而成，面积约 304 万亩，占全县总面积的 40.8%。组成本地区地貌的基底岩层主要为中生界的砂页岩。其地表形态为：梁窄沟深，梁顶光秃，地面起伏大。坡陡，常介于 20°~30°之间，梁顶谷底相对高差达 100~200m，并且有零星断续的河谷阶地分布。

(2) 安塞区

安塞区地形地貌复杂多样，境内沟壑纵横、川道狭长、梁峁遍布，由南向北

呈梁、峁、塌、湾、坪、川等地貌。县境内地貌主要有以下四种类型：黄土梁涧、黄土梁峁状丘陵、黄土峁梁状丘陵、河谷涧地。大理河上游的小块地为梁涧地带，约有 1038km²，占本县总面积的 35.2%；黄土梁峁状丘陵主要分布于本区南部地区和崂山毗邻的几个乡，主要形态以梁为主，梁顶间或有大型的孤立峁，约有 670km²，占本县总面积的 22.7%；黄土峁梁状丘陵主要分布于延河中游地带，约有 1242km²，占总面积的 42.1%；河谷涧地主要分布在延河及杏子河、西川河两岸。

（3）志丹县

志丹县位于陕西省北部黄土高原丘陵沟壑区，地势由西北向东南倾斜，平均海拔 1093-1741m，相对高差 648m。以洛河、周水河、杏子河三大水系网形成三个自然区域，称西川、中川、东川。境内沟壑纵横，梁峁密布，山高坡陡，沟谷深切。沟间地占全县总土地面积的 40%，沟谷地占 60%，其中，川台地仅占沟谷地的 1.5%。山大沟深，切割深度 200m。靖安井区主要分布志丹县北部，主要地貌类型为黄土丘陵沟壑。

4.1.2 地质构造

（1）靖边县

靖边县在地质构造单元上属鄂尔多斯台向斜陕北台凹的一部分，地层从老到新逐渐出露的有如下四组。

1) 中生界白垩系下统志丹群 (K_1Zd)

主要分布在横山-青阳岔-安塞的砖窑湾联线以西的广大地区，根据区域地层对比，靖边县境内仅有洛河组 (K_{1l}) 和环河组 (K_{1h})。

洛河组 (K_{1l}) 分布于海则滩-乔沟湾-天赐湾联线以东，多沿沟谷呈线状、条带状出露，主要为桔红色长石砂岩，以石英长石为主，泥质、铁质胶结，微含碳酸盐，中-细粒，底部和顶部略粗，次棱角状，巨厚层，普遍显巨型交错层结构，斜层组厚达 2~5m，延伸 10~30m。交错层主要向东南倾斜，倾角 10°~30°，岩性较疏松，地层向西微倾，倾角 2°~4°，岩层由西南向东北变厚，厚达 130~348m。

环河组 (K_{1h}) 分布于县东部青阳岔、畔沟、小河等地，上部为黑灰、灰绿、蓝灰、蓝红等杂色页岩、泥岩、粉砂岩，夹有细砂岩、泥灰岩；中部为暗紫红、

棕红色块状中细粒砂岩，夹杂相同颜色的泥岩，从西南向东北变细，厚度增加，达 329~538m。

2) 新生界第三系上新统三趾马红土层 (N_2S)

广泛分布于大埋河上游、白于山地区，但露头零散，不整合覆于一切老岩之上，多为棕色粘土，现暗紫色斑点，夹钙质结核，不显层次，厚度不定，一般不超 10m，最厚不超 70m。上部为红色粘土夹零星石膏钙质结核，下部为细-粉沙粒级的红色砂岩、泥质砂岩夹红色粘七层，在杨桥畔北、芦河左岸可见，上下部可见厚度 45m，下伏地层为志丹群洛河组砂岩，上面被中更新统黄土状土覆盖，且均为不整合接触。

3) 第四系中更新统离石组 (Q_2I)

主要包括两个类型：中更新统离石黄土层，广泛分布于梁峁塬地区，一般多在河谷边出露。本县黄土塬厚度较大，最厚达 200m，下部呈棕黄、桔棕红色，为粉土质亚粘土，土质密实，有多层古土壤层。中更新统河流冲积层，主要为沙、砾石、细-粉沙、亚沙土、亚粘土，其中早中更新统河流冲积层，主要分布在黄土塬梁、峁下部离石黄土层的底部，泥钙质胶结，紧密坚实，为灰黄、黄褐、黄绿等色；晚中更新统河流冲积层，主要分布在较大河流的三级阶地上，砾石成份以砂岩碎块、钙质结核为主，泥质胶结，多为黄褐、灰褐、灰黄、灰白等色。

4) 上更新统马兰组 (Q_3m 和 Q_3S) 和萨拉乌素组 (Q_3S)

上更新统下部冲积、湖积、洪积层（即上更新统萨拉乌素层）。大多沿芦河、红柳河河岸出露，一般厚 30m，另据民井和钻孔资料证实，本县平原地区之下，也普遍分布。本县平原南靠黄土区，以次生黄土状土为主，为粘沙土，粉沙夹薄层沙粘土及不稳定的碎屑砾石层，层理分明，较坚硬、具垂直节理，有明显的洪积特征，别的地区主要为细粉沙层及沙质粘土，含有大量软体动物化石，如平卷螺、尖顶塔螺等。其特征以冲积为主，尚有湖泊相堆积，局部发育了泥炭层（如海则滩）。

上更新统下部冲积、湖积层主要分布在红柳河、芦河中上游侵蚀凹地、润地中，最厚达 100m 左右，岩性为灰黄、灰色亚沙土、亚粘土夹泥皮及粉沙透镜体，下部有淤泥质沉积，有厚度不大的粉-细沙层，组成高阶地和低阶地的底部。

上更新统下部冲积层为杂色砂砾石、亚沙土、亚粘土等，分布于河谷底部，多组成二级阶地。

上更新统上部风积黄土层即马兰黄土，分布较广，多覆盖在梁、塬、峁及河流二级阶地之上，为灰黄、黄灰色粉沙质黄土，由北向南含沙最减少，质地均一、疏松，大孔隙发育，有白色钙质斑点及少量褐色有机质斑点，厚 5~30m。

靖边属鄂尔多斯台向斜中段近轴部的东翼地区，所见古生界、中生界地层均以极缓的倾角向西倾斜，形成单斜构造。鄂尔多斯台向斜的构造运动是以升降运动为主，振荡幅度小，因而构造简单，无大型急剧褶皱和断层，本县为一重力低质区，属于拗陷带。第四纪以来，新构造运动以间歇性的缓慢上升为主，从较大河流普遍发育有三级阶地来看，自中更新世以来，曾有三三次大范围的间歇性上升，其上升量最大为白于山地区。

项目区域属于华北鄂尔多斯盆地中部，在大地构造上属于鄂尔多斯台向斜陕北台凹的一部分，鄂尔多斯台向斜的构造运动以升降运动为主，振荡幅度小，构造简单，无大型急剧褶皱和断层，长期以来属于一个相对稳定的地块。除中生代地层构成向北西微倾的平缓单斜外，很少有地层褶皱、断裂等大的构造形迹。

（2）安塞区

安塞区位于鄂尔多斯沉积盆地陕北斜坡中段，区域构造背景为一平缓的西倾单斜，倾角仅半度左右，平均坡降 10m/km。局部地区发育着多排近东西向的低缓压实鼻状隆起带。延长组地层内部各层局部鼻状构造一般具有较好的继承性，上下多叠合，鼻状隆起与砂体配合，形成构造—岩性油藏。

（3）志丹县

志丹县位于华北陆台的鄂尔多斯地台之中的陕北盆地，属陕甘宁向斜拗陷构造区，向斜东翼陡，西翼缓。志丹是一个高重力隆起区，大约是横山隆起向西南延展部分。在地质变化的历史过程中，鄂尔多斯地台随着地壳的振荡运动，几经升降沉浮。早更新世，在和缓的古地形面上，堆积了午城黄土；中更新世，地台又逐渐沉降，沉积了离石黄土；中更新世末，地台开始抬升，产生河流溯源侵蚀，山前老冲击扇发育；晚更新世，地壳又趋稳定沉陷，堆积了马兰黄土，形成现今的黄土地貌。

根据《中国地震动参数区划图》（GB18306-2015）的划分，评价区的地震

烈度为Ⅵ度。

4.1.3 气候特征

项目所在区域属暖温带半干旱大陆性季风气候区。四季变化较大，冬季严寒而少雪；春季温差大，寒潮霜冻不时发生，并多有大风，间以沙暴；夏季暑热，雨量增多，多以暴雨出现，同时常有夏旱和伏旱；秋季多雨，降温快，早霜冻频繁。根据各县区气象站资料，当地多年气象观测统计资料见见表 4.1.3-1。

表 4.1.3-1 项目区域多年气象要素统计表

气象要素		单位	数值		
			靖边县	安塞区	志丹县
平均气压		hPa	873.5	895.8	880.0
气温	年平均	℃	7.8	8.9	8.1
	极端最高	℃	38.5	37.3	37.4
	极端最低	℃	-24.9	-24.3	-28.0
平均相对湿度		%	59	67	63
年平均降水量		mm	377.1	505.3	470.2
年平均蒸发量		mm	1935.5	1512.4	1465.9
风速	平均	m/s	2.8	1.6（夏）/1.9（冬）	1.47 夏/1.07（冬）
	最大	m/s	28.8	17.0	22.3
地面温度	平均	℃	10.6	10.8	10.4
	极端最高	℃	67.5	67.5	69.8
	极端最低	℃	-38.1	-30.5	-37.3
日照时数		h	2768.7	2367	2298.8
霜日数		d	166	105.2	142
最大积雪深度		cm	18	14.0	18.0
最大冻土深度		cm	112	86.0	96.0

4.1.4 地表水

（1）河流

区域地处黄河流域，区内河流主要有芦河、延河及其支流杏子河、大理河，均为Ⅲ类水域。

（1）延河：发源于靖边县天赐湾乡周山，由西北向东南流至延长县凉水岸汇入黄河。全长 286.9km，流域面积 7725km²，年平均径流总量 2.94×10⁸m³，河道总落差 860m，平均比降 3.3‰。由镰刀湾乡杨石寺入安塞区境，沿河湾罗家沟出境。境内河长 90km，流域面积 2649km²，流速 0.8m/s，延河常年流量 0.5～1.5m³/s，洪峰流量一般 100～2000m³/s，最大洪峰流量 4170m³/s。汛期含沙量 300～675kg/m³。

(2) 杏子河：延河一级支流，发源于靖边县大路沟乡关圣塌。由王窑乡井庄入境，经王窑、招安、沿河湾三个乡（镇），至沿河湾镇黄崖根汇入延河。全长 106km，流域面积 1486km²，水土流失面积占 93%，年平均径流量 0.23×10⁸m³，河床宽度 25~35m，流速 0.7m/s，常流量为 0.8~1.5m³/s。

(3) 大理河：大理河为黄河支流无定河第二大支流，东南流经青阳岔于新庄茆东折向东北入横山区，经石湾、魏家楼，在麒麟沟东南入子洲县，又经马岔、三眼泉、马蹄沟，在子洲县城西复折东南，经苗家坪、于中沟南入绥德县，经石湾、张家砭，在绥德县城东北注入无定河。境内全长 159.9km，流域面积 3904.24km²，高差 503.3m，比降 3.16‰，有小理河、槐树岔沟、驼耳巷沟等 11 条主要支流。

(4) 芦河：芦河是无定河的一级支流，流向由南向北，发源于白于山地，于横山吴家沟附近注入无定河。上游山梁起伏，沿河两岸有宽窄不等的川台地和川道，部分河床切入基岩。河道平均比降 2.66‰。杨米涧以下谷宽 200~1000m，河床宽 20~60m，切深 20~60m，间有跌水陡坎。阶地仅在镇靖以下至桥口湾一段比较发育。一级阶地宽处 300~500m，高出河水面 2~5m，由全新统粉、细砂及黄土状土组成。二级阶地高出河水面 15~20m，上覆全新统黄土状土。芦河河流的特点是含沙量大、河流流量小，随季节的变化而暴涨暴落，河流的补给方式主要以大气降水为主，夏秋汛期内有洪水补给，水大流急，春冬枯水期主要靠地下水补给，水流清浅有的甚至断流。

项目区域水系图见图 4.1.4-1、图 4.1.4-2。



图 4.1.4-1 延安区域水系图

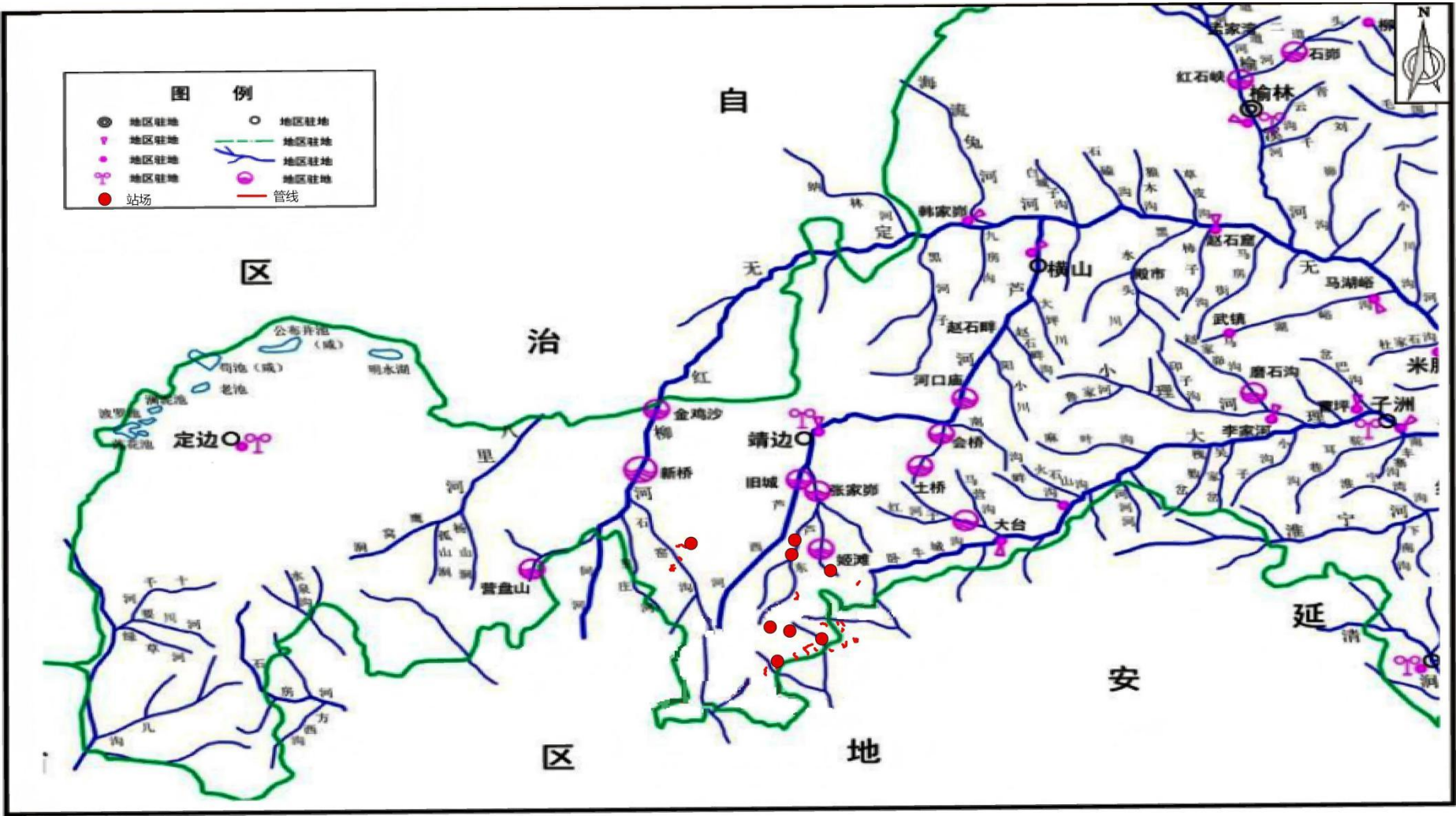


图 4.1.4-1 靖边区域水系图

(2) 水库

本项目开发范围内主要分布有猪头山水库、柳匠台水库和河畔水库。

①猪头山水库

猪头山水库位于无定河二级支流西芦河的中游，坝址在杨米涧镇小涧湾村，距县城 30km。水库于 1975 年建成，控制流域面积 216km²，是一座以防洪、拦泥为主，兼有灌溉、养殖功能的中型水库。

水库枢纽工程由大坝和放水建筑物两部分组成，大坝为水坠土坝，坝高 53.62m，坝顶高程 1439.62m，坝顶长 222.3m，宽 6m，总库容 9530 万 m³，设计洪水位 1435.93m。水库防洪标准采用 100 年一遇洪水设计，1000 年一遇洪水校核，100 年一遇洪峰流量 871m³/s，1000 年一遇洪峰流量 1880m³/s，设计淤积年限 30 年。

2003 年经水利厅批准，对水库进行了除险加固，大坝加高 8.4m，增设 6 级卧管，加固放水设施，新建反滤体，改造上坝道路、大坝安全监测及管理设施等。放水建筑物位于大坝的右岸，由取水卧管、输水涵洞和泄水陡槽三部分组成。卧管为钢筋砼箱式结构，共 18 级，涵洞为钢筋砼圆管，内径 1.4m，全长 350m，泄水陡槽为 1.2x1.2m 钢筋砼矩形结构，全长 160m，设计泄量 4m³/s。

2024 年 5 月经榆林市水利局批准，拟对猪头山水库进行二次除险加固，主要建设内容包括大坝上游坝面校核洪水位以下采用钢筋混凝土框格梁嵌块石护坡、清除大坝下游坝面塌方土体，拆除重建原有贴坡排水、下游坝坡按原坡比进行整理，拆除重建所有排水沟、坝前右岸新建放水塔等，目前正在建设中。

②柳匠台水库

柳匠台水库位于无定河二级支流东芦河上游，坝址在杨米涧镇柳匠台村，距靖边县城约 40km。该工程于 1980 年建成，控制流域面积 58km²，是一座以防洪、拦泥为主，兼顾养殖、交通等综合利用的中型水库。

水库枢纽工程由大坝和放水建筑物组成。大坝为水坠土坝，坝高 57.78m，坝顶高程 1436.18m，坝顶宽 7.5m，坝顶长 262m，总库容为 3944 万 m³。正常蓄水位 1431.49m，设计洪水位 1433.36m。水库防洪标准采用 100 年一遇洪水设计，1000 年一遇洪水校核，100 年一遇洪峰流量 693m³/s，1000 年一遇洪峰流量 1120m³/s，设计淤积年限 30 年。

2005 年经水利厅批准，对柳匠台水库进行了除险加固，大坝培厚加高 4.25m、新建放水建筑物，新增反滤体，对右坝肩充填灌浆防渗处理，增设大坝监测设施、管理设施等，2007 年底竣工。

放水设施位于大坝左岸，由放水塔、放水洞与消能设施组成，放水塔为钢筋砼圆筒结构，塔高 19.5m，内径 3m，壁厚 50cm，共设 3 级分层进水口，孔口尺寸为 $1.2 \times 1.2\text{m}$ ，进水口底高程 1418.0m，安设平板铸铁闸门，采用手电两用螺杆式起闭机。放水涵洞为钢筋混凝土结构，断面为 $1.5 \times 1.8\text{m}$ 城门洞型，涵洞长 283m，比降 1/20，出口底高程 1404.05m，泄水陡槽全长 57m，断面为 $1.5 \times 0.8\text{m}$ 的钢筋混凝土明槽，设计泄量为 $5\text{m}^3/\text{s}$ 。

2024 年 5 月经榆林市水利局批准，拟对柳匠台水库进行二次除险加固，主要建设内容包括右坝肩及坝体防渗加固、下游坝坡整修与排水沟恢复、排水棱体修复，放水建筑物修复，修复并增设大坝安全监测设施，新建管理房等，目前正在建设中。

③ 河畔水库

河畔水库位于无定河二级支流东芦河的上游，坝址在杨米涧乡河畔村，距靖边县城约 46km。该工程于 1974 年建成并投入使用，控制流域面积 60km^2 ，是一座以防洪、拦泥为主，兼顾养殖、交通等综合利用的中型水库。

水库枢纽工程由大坝和放水建筑物两部分组成。大坝为均质土坝，坝高 46.9m，坝顶高程 1469.6m，坝顶宽 6m，坝顶长 296m，水库总库容 3616 万 m^3 。设计洪水位 1466.92m，校核水位 1468m，目前已经淤积 1258 万 m^3 。

水库防洪标准采用 100 年一遇洪水设计，1000 年一遇洪水校核。100 年一遇洪峰流量 $709\text{m}^3/\text{s}$ ，三日洪量 294 万 m^3 ，1000 年一遇洪峰流量 $1150\text{m}^3/\text{s}$ ，三日洪量 458 万 m^3 ，设计淤积年限 30 年。

2005 年经水利厅批准，对水库进行了除险加固，对大坝加高培厚 12.8m，坝坡整修及防护，增建坝面排水系统和坝后排水体，新建放水建筑物，改造上坝道路，增设安全监测及管理设施等工程。放水设施位于大坝右岸，由放水塔、泄水涵洞、陡坡和消挑流四部分组成。放水塔高 24.5m，内径 3m。沿塔壁设分层进水口 3 孔，尺寸为 $1.2 \times 1.2\text{m}$ ，进水口底高程 1448.0m，安设铸铁平板式闸门，采用手电两用螺杆式起闭机控制。输水涵洞为钢筋混凝土结构， $1.5\text{m} \times 1.8\text{m}$ 城门洞型，涵洞长 253m，比降 1/100，泄水陡槽全长 54m，为 $1.5 \times 1\text{m}$ 的矩形断面，设计泄量 $3\text{m}^3/\text{s}$ 。

本项目距离猪头山水库边界最近的工程内容为新一转接站，距猪头山水库边界最近距离约 2.84km，距离刘匠台水库边界最近的工程内容为杨米涧集油站，距猪头山水库边界最近距离约 1.58km，距离河畔水库边界最近的工程内容为白 8 增至白 203 配供水管道工程，距河畔水库边界最近距离约 220m，建设内容不涉及水库范围，集输管线不涉及水库穿跨越。

4.1.5 水文地质条件

4.1.5.1 区域水文地质条件

（一）靖边区域水文地质条件

（1）地下水系统划分

1) 含水层系统划分

根据《榆林市南部地下水勘察报告》，依据含水介质类型不同，将区域划分为二叠-白垩系碎屑岩裂隙含水系统和第四系松散层孔隙含水系统，其中二叠-白垩系碎屑岩裂隙含水系统进一步划分为白垩系含水系统和二叠-侏罗系碎屑岩裂隙含水系统，项目位于白垩系含水系统内；第四系松散层孔隙含水系统进一步划分为第四系萨拉乌苏组含水系统、第四系河谷冲积层含水系统、第四系黄土层含水系统，本项目位于第四系黄土层含水系统及第四系萨拉乌苏组含水系统。（见表 4.1.5-1）。

白垩系含水系统受东西向展布的白于山地下水分水岭的控制，形成了南北两个独立的水流系统，分别为白于山北部水流系统（I₁）和白于山南部水流系统（I₂）进一步受子午岭、宁条梁、八里坬梁等次级地下水分水岭以及无定河、十字河、洛河、延河、盐池等局部排泄基准面控制，进一步划分为定边闭流区水流子系统（I₁₋₁）、八里河水流子系统（I₁₋₂）、无定河水流子系统（I₁₋₃）、马莲河水流子系统（I₂₋₁）、洛河-延河水流子系统（I₂₋₂）等 5 个次级水流系统，本项目属于白于山北部水流系统，进一步属于无定河水流子系统。

第四系萨拉乌苏组地下水按流域排泄基准面划分为 3 个地下水流系统，即定边闭流区萨拉乌苏组水流系统（II₁）、八里河萨拉乌苏组水流系统（II₂）、无定河萨拉乌苏组水流系统（II₃）。本项目属于无定河萨拉乌苏组水流系统。

第四系黄土层含水系统按流域划分为白于山北坡水流系统（V₁）、白于山南坡水流系统（V₂）、东部无定河-黄河流域水流系统（V₃）共 3 个水流系统，本项目属于白于山北坡水流系统。

地下水系统划分具体情况见表 4.1.5-1，本项目涉及到的地下水系统及地下水流系统见图 4.1.5-1、图 4.1.5-2。

表 4.1.5-1 区域地下水含水系统划分表

含水系统		水流系统	水流子系统
二叠-白垩系 碎屑岩裂隙 含水层系统	白垩系裂隙孔隙含水系统（Ⅰ）	白于山北部水流系统（Ⅰ ₁ ）	定边闭流区水流系统（Ⅰ ₁₋₁ ）
			八里河水流系统（Ⅰ ₁₋₂ ）
			无定河水流系统（Ⅰ ₁₋₃ ）
		白于山南部水流系统（Ⅱ ₂ ）	马莲河水流系统（Ⅱ ₂₋₁ ）
	洛河-延河水流系统（Ⅱ ₂₋₂ ）		
	二叠-侏罗系碎屑岩裂隙含水系统（Ⅱ）		无定河流域水流系统（Ⅱ ₁ ）
		入黄小支流流域层水流系统（Ⅱ ₂ ）	
清涧河流域水流系统（Ⅱ ₃ ）			
第四系松散层孔隙含水层系统	第四系萨拉乌苏组孔隙含水系统（Ⅲ）	定边闭流区萨拉乌苏组水流系统（Ⅲ ₁ ）	
		八里河萨拉乌苏组水流系统（Ⅲ ₂ ）	
		无定河萨拉乌苏组水流系统（Ⅲ ₃ ）	
	第四系河谷冲积层孔隙含水系统（Ⅳ）	无定河干流冲积层水流系统（Ⅳ ₁ ）	
		黄河河谷冲积层水流系统（Ⅳ ₂ ）	南河底水流系统（Ⅳ ₂₋₁ ）
			木头峪水流系统（Ⅳ ₂₋₂ ）
第四系松散层孔隙含水层系统	第四系河谷冲积层孔隙含水系统（Ⅳ）	黄河河谷冲积层水流系统（Ⅳ ₂ ）	岔上水流系统（Ⅳ ₂₋₃ ）
			沟岔上水流系统（Ⅳ ₂₋₄ ）
			横沟水流系统（Ⅳ ₂₋₅ ）
			石城水流系统（Ⅳ ₂₋₆ ）
			杨家店水流系统（Ⅳ ₂₋₇ ）
			枣林坪水流系统（Ⅳ ₂₋₈ ）
			河口水流系统（Ⅳ ₂₋₉ ）
	第四系黄土层裂隙孔隙含水系统（Ⅴ）	白于山北坡水流系统（Ⅴ ₁ ）	
		白于山南坡水流系统（Ⅴ ₂ ）	
		东部无定河-黄河流域水流系统（Ⅴ ₃ ）	

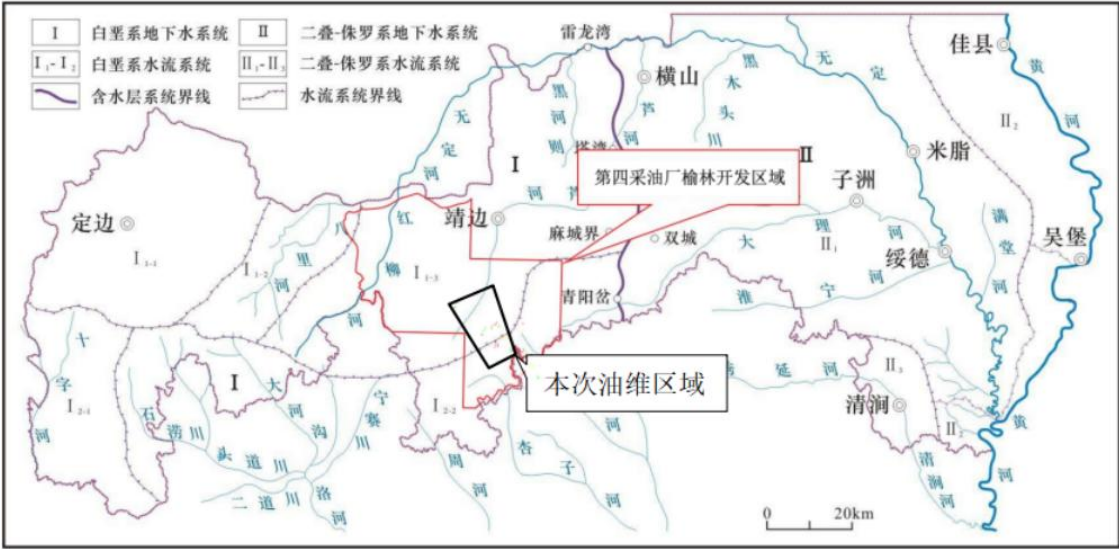


图 4.1.5-1 二叠-白垩系碎屑岩裂隙含水层系统及水流划分图



图 4.1.5-2 第四系松散层孔隙含水层系统及水流划分图

2) 地下水系统之间的空间关系

靖边县地下水系统之间呈上下叠置或侧向链接的接触关系，或多或少地发生着水力联系。其中第四系萨拉乌苏组地下水系统与第四系黄土层地下水系统呈侧向链接关系，与白垩系地下水系统呈上下叠置关系。第四系黄土层地下水系统与白垩系地下水系统及侏罗系地下水系统呈上下叠置关系。白垩系地下水系统与侏罗系地下水系统呈侧向链接关系。

3) 第四系萨拉乌苏组地下水系统与白平系地下水系统之间的关系

区内第四系萨拉乌苏组含水系统位于白于山北麓风沙滩地区，其东侧、南侧为黄土层含水系统，西侧、北侧与境外萨拉乌苏组含水系统相通。萨拉乌苏组与白垩系之间多为直接接触，二者之间隔水层不稳定。对比第四系地下水与白垩系地下水水位高程发现，大部分地区第四系地下水位高于白垩系地下水位，一般高出 0.5-5m，其中靖边北部萨拉乌苏组地下水高出白垩系水位 10m，存在第四系地下水越流补给白垩系地下水的水力条件。但在无定河、芦河古河部位，白系地下水位高于第四系地下水位，存在白垩系地下水越流反补第四系地下水的水力条件。地下水流场显示：白垩系地下水与第四系地下水的水流特征相似。地下水分别向无定河、芦河河谷径流排泄。动态曲线显示：第四系萨拉乌苏组地下水位与白垩系地下水位动态相似，二者水位变幅基本同同时。勘探孔抽水试验的水位变化曲线表明，抽取白垩系地下水，第四系地下水位随着白垩系水位下降，如海则滩 B₄ 孔抽取白垩系地下水，水

位降深 5.98m，S₄ 萨拉乌苏组地下水位下降了 0.54m。上述事实均说明第四系萨拉乌苏组地下水与白垩系地下水水力联系密切。

(2) 地下水类型及富水性

区内地下水按含水层的介质类型和地下水埋藏条件可分为三大类：第四系松散岩层孔隙及裂隙孔隙潜水；白垩系下统碎屑岩裂隙孔隙潜水和承压水；侏罗系中统安定组裂隙潜水。靖边县基岩、第四系水文地质图见图 4.1.5-3、图 4.1.5-4。

第四系潜水主要含水层为萨拉乌苏组粉细砂层，在补给条件好的平原和沙漠滩地区形成富水区，成为第四系潜水的主要开采层位；白垩系下统洛河组砂岩裂隙孔隙发育，在其补给和储存条件好的地方富水性强，为区内主要供水目的层。

地下水富水性划分主要以勘探孔的单井抽水资料，按统径、统降换算的单井涌水量为依据。对第四系含水层按 10 英寸井径，孔内统一降深 10m，换算确定单井涌水量；对于白垩系基岩含水层，按实际孔径 175-200mm，统一降深 10m 计算单井涌水量，但由于勘探孔多为非完整井，揭露的含水层厚度较小，而区内实际含水层厚度较大，因此，划分白垩系基岩含水层富水性时必须考虑勘探孔揭露的含水层厚度，本次选择揭露含水层厚度大于实际含水层厚度一半的抽水钻孔，进行单井涌水量换算。富水性等级划分如下：

水量丰富的单井涌水量 $>1000\text{m}^3/\text{d}$

水量较丰富的单井涌水量 $500\text{-}1000\text{m}^3/\text{d}$

水量中等的单井涌水量 $100\text{-}500\text{m}^3/\text{d}$

水量贫乏的单井涌水量 $<100\text{m}^3/\text{d}$

1) 第四系松散岩层孔隙及裂隙孔隙潜水

①第四系冲湖积砂层孔隙潜水

水量较丰富区：主要分布于新桥平原的生地畔、高家滩、冯家峁则一带及其以北的沙漠区和靖边平原的海则畔、四柏树、胡伙场一带，另外，在宁条梁镇的马茹塘和海则滩乡的双海则一带滩润地有小范围分布；含水层以萨拉乌苏组中上部灰黄色粉砂、粉细砂夹粉土为主，一般厚度 35-55m，最厚达 70 余米，潜水位埋深一般 1.65-15m，当抽水孔内降深 2.58-8.45m 时，涌水量 $382.5\text{-}600\text{m}^3/\text{d}$ ，单井涌水量 $500\text{-}900\text{m}^3/\text{d}$ ，渗透系数平均 $1.26\text{m}/\text{d}$ ，给水度 0.10-0.16。

水量中等区：主要分布于水量较丰富区外围的平原和沙漠地带，如柳桂湾、小桥畔、新伙场、许家沙畔等地，另外，在北三乡的滩润区，如大石砭、柳树湾林场、

小界则、王家洼，和中部黄土梁峁润地区较完整的润地中片状分布，包括中山润、席麻湾润、王渠则润、乔沟湾润等地；含水层的岩性厚度受地形地貌影响较大，以细粉砂夹多层粉土为主，因而各处富水性变化较大，含水层厚度 10-45m；在靖边县城、新伙场一带水位埋深 3-15m，在红柳河古河道两侧水位埋深 20-30m，当抽水孔内降深 3.07-25.78m 时，涌水量 51.9-628.8m³/d，单井涌水量 130-428m³/d，渗透系数平均 0.613m/d；该区机民井水泥管滤水效果较好，出水量一般较钻孔涌水量大。

②第四系风积黄土裂隙孔洞潜水

水量较丰富区：分布于海则滩四周，岩性为砂黄土夹砂层，含水层厚度 35-55m，当降深 5.22m 时，涌水量 508.03m³/d，单井涌水量 662-863m³/d。

水量中等区：呈环状条带分布于水量较丰富区外围，单井涌水量 100--500m³/d。

水量贫乏区：分布于沙盖黄土梁岗、黄土斜坡及大部分黄土梁峁区，包括山间河谷残润区（孔隙水），水位埋深一般 30-90m，当降深 13.67-52.58m 时，涌水量 67.65-156.79m³/d，平均渗透系数 0.18m/d。

2) 白垩系下统碎屑岩裂隙孔隙潜水和承压水

①白垩系下统洛河组砂岩裂隙孔隙潜水和承压水

I 洛河组砂岩潜水

水量丰富区：分布于沙石峁、许家沙畔、柳树湾一带，洛河砂岩直接与第四系粉细砂地层接触，水位埋深 3-50m，含水层厚度 250-320m，据 G1 钻孔资料，揭露含水层厚 307.25m，当降深 3.97m 时，涌水量 887.32m³/d，单井涌水量 2230m³/d，其中，在沙石峁-许家沙畔的芦河河谷一带，洛河潜水为 C1·SO₄-Na·Mg 型水，矿化度达 3.35g/L，其余地区地下水为 HCO₃Na·Mg 型水，矿化度小于 1.0g/L。

水量较丰富区：分布于尔德井、杨胡台、杨桥畔、龙州、五台等地，水位埋深 7-80m，含水层厚度 150-250m，据 G2、G20、G21、G53 钻孔抽水资料，当降深 3.03-13.48m 时，涌水量 247.36-668.22m³/d，单井涌水量 502-994m³/d，平均渗透系数 0.52m/d，在杨桥畔一带，出现 1-3g 的微咸水体。

水量中等区：分布于黄蒿界、高家沟、小河、天赐湾等地，含水层厚度变化在 0-250m 之间，据 G4、G32 钻孔抽水资料，当降深 11.60-14.16m 时，涌水量 115.18-218.34m³/d，受地形地貌、地层岩性等因素影响，各地富水性变化较大，部分地段单井涌水量小于 100m³/d，水质为矿化度小于 0.5g/L 的重碳酸盐型水。

II 洛河组砂岩承压水

由于在沙石峁、海则畔以西地区洛河组砂岩上覆一层厚 15-35m 淤泥质亚砂土或黄土，分布较连续，透水性较弱，构成了环河组未覆盖地区相对隔水顶板，使这一地区洛河组裂隙孔隙水具微承压性，在环河组覆盖地区，以环河组砂泥岩为隔水顶板，向西倾斜的单斜构造为承压水的形成提供了构造条件，白垩系底部侏罗系安定组互层砂泥岩，结构致密，透水性差，构成区域隔水底板。

洛河组砂岩承压水分布于红墩界-沙石峁-乔沟湾-天赐湾以西地区，洛河承压水区占全区总面积 58%。

水量丰富区：分布于三岔渠、镇靖以北，沙石峁、海则滩以西的广大平原、沙漠滩地区。区内含水层厚 275-338m，承压水头埋深 3.12-84.51m，据东坑黄家峁 BK1 完整井抽水资料，当降深 8.92m 时，涌水量 2959.2m³/d，单井涌水量可达 3315m³/d，渗透系数 1.36m/d。其洛河组砂岩承压水水质以 HCO₃Na·Mg 型水为主，矿化度大部分小于 0.5g/L，仅在县城一带，出现 SO₄·Cl-Na·Mg 型水，矿化度达 3g/L 左右。

水量较丰富区：带状分布于中山润、新城、杨米润地区。

水量中等区：分布于白于山分水岭地带及以南的周河、五里湾一带，据石油水源井资料，当降深 30m 左右时，出水量可达 500m³/d 左右。

②白垩系下统环河组裂隙孔隙潜水和承压水

环河组地层含水性极不均一，且随孔深不同出现多个水位。

I.环河组砂岩潜水

水量中等区：主要分布于红柳河以西的宁条梁镇、石家窑子、黄渠则、枣刺梁一带，另外在周水河的巡检寺河谷地段片状分布，据 G41、Z8 等钻孔抽水资料，当抽水降深 14.16-20.43m 时，涌水量 218.93-247.36m³/d，单井涌水量 120-184m³/d。

水量贫乏区：分布于水量中等区以外的黄土梁峁及丘陵沟壑区，由于风化带水泻于沟谷，上部含水层接近疏干状态，风化带以下地层补给条件更差，泉水流量多小于 10m³/d。据 G25、G30、G38 等钻孔抽水资料，当抽水降深 5.19-47.46m 时，涌水量 1.47-38.70m³/d，单井涌水量小于 100m³/d。

II.环河组砂岩承压水

水量较丰富区：分布于红柳河以东、塘坝渠以北的平原、沙漠区，由于其上部古风化壳含水层与水量较丰富的第四系潜水有一定水利联系、故使局部地带水量丰富如黄家峁，据 G22、G26、G34、BK1 钻孔资料，含水层厚 190-250m，抽水降深 2.86-9.38m 时，涌水量 437.92-1433.04m³/d，单井涌水量 702-1520m³/d。为

C1·HCO₃Na·Mg 型水，矿化度一般小于 0.5g/L。

③侏罗系中统安定组裂隙潜水

水量贫乏：分布于青阳岔黄家湾以东的大理河河谷中，据青阳岔镇院内钻孔，抽水降深 36.32m 时，涌水量 205.5m³/d，矿化度 4.74g/L，为 SO₄-Na 型水。



图 4.1.5-3 靖边区域水文地质图（第四系）

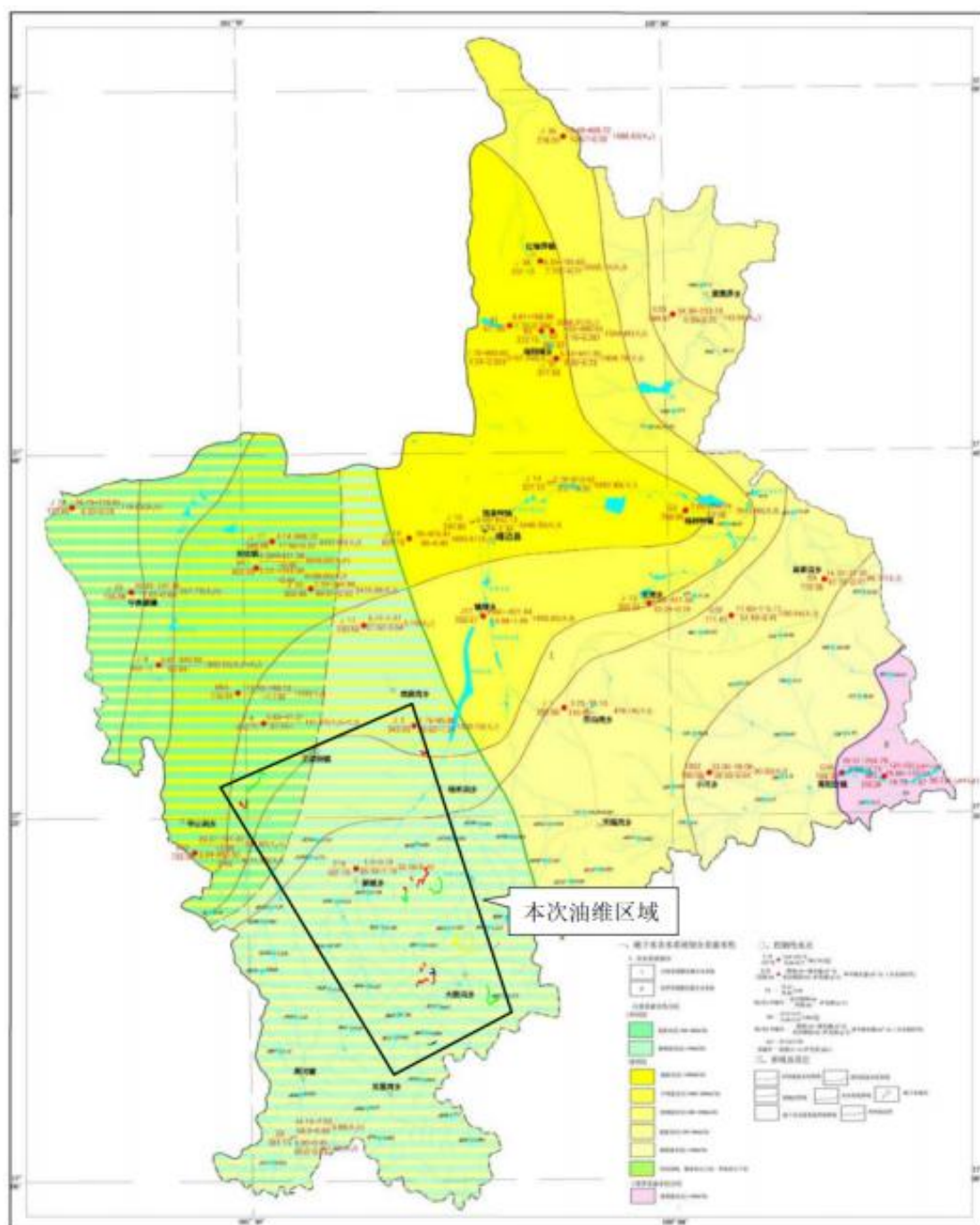


图 4.1.5-4 靖边区域水文地质图（基岩）

（3）地下水补给、径流、排泄条件

1) 潜水

天然条件下，区内潜水主要补给来源为大气降水，其次为凝结水；水资源开发利用条件下，还有地表水体渗漏和井灌回归水补给。

北部风沙滩地区：在沙漠滩地和平原区，地形相对平坦，粉细砂、粉砂土的渗透性能强，降水几乎不形成地表径流，极易接受大气降水入渗补给；另外，沙漠区

和滩润区在七、八、九三个月尚有凝结水补给；平原灌区在 5-9 月农灌期还要接受渠系渗漏补给、渠灌田间入渗补给和井灌回归补给；在沙盖黄土梁岗区，大气降水入渗条件相对较好，地表薄沙覆盖不易形成径流。该区基岩潜水主要接受上部第四系潜水入渗补给。该区地下潜水总的径流趋势由南向北，在径流途中除向红柳河、芦河等河流排泄外，局部汇流到低洼处，形成海子，水位埋深浅处，消耗于蒸发蒸腾，另外还有农灌期的大量人工开采排泄。

中部黄土梁峁润地区：除完整润地区接受大气降水的条件相对较好外，其余地方黄土层仅在斜坡、大梁峁处形成不连续的裂隙孔隙水。第四系潜水大多向两侧沟谷排泄，组成河川径流的基流部分，另一部分第四系潜水不断下渗补给基岩裂隙孔隙水；山间区河库地表水体水位高于下部基岩裂隙孔隙潜水和承压水水位因此河库地表水体渗漏对下部基岩水有一定补给作用。

南部黄土丘陵沟壑区：沟谷切割，地形破碎，大气降水入补给条件差，接受补给的潜水大部分以泉水的形式泻于沟谷，部分不断下渗补给下伏含水层。

2) 承压水

环河组泥砂岩裂隙孔隙承压水，分布于东坑一带，主要接受上部第四系潜水的越流补给和北、西边界的侧向径流补给，一般上部古风化壳裂隙发育，富水性、水质较下部好，环河组承压水总的径流趋势自西向东，由南往北，与第四系潜水径流方向基本一致。

北部风沙滩地区洛河组砂岩裂隙孔隙承压水的补给方式，在天然条件下，主要为第四系潜水的直接越流和环河组砂泥岩裂隙孔隙承压水的间接补给，补给量不大，但在开采条件下，白垩系洛河组承压水的激发越流补给将会增大，同时也会袭夺东边界的顺层侧向径流补给。

中部黄土梁峁润地区洛河组砂岩裂隙孔隙承压水由于埋深较大，均以间接方式接受上部潜水的下渗和水库等地表水体的渗漏补给，补给途径长，溶滤的物质较多，中部深埋区洛河组砂岩裂隙孔隙承压水矿化度多在 1.0g/L 左右，通过水文地质剖面分析，发现洛河组砂岩裂隙孔隙承压水地下分水岭在三岔渠、杨米涧一线；而洛河组砂岩裂隙孔隙潜水在中南部地区的分水岭，从天赐湾向东与地表分水岭基本一致。

南部丘陵沟壑区，洛河组砂岩裂隙孔隙承压水补给条件差，来自上部潜水的下渗补给量较小，承压水向南径流。

(4) 水化学特征

1) 第四系潜水水化学特征

①北部风沙滩地区：一般为重碳酸盐型水 ($\text{HCO}_3\text{-Ca}$ 或 $\text{HCO}_3\text{-Ca}\cdot\text{Mg}$)，矿化度 $<0.5\text{g/L}$ ，为水质好的淡水，山前地带矿化度 $0.5\text{-}1.0\text{g/L}$ 。

但在平原区局部地方出现微咸水，其主要分布于新桥平原的红柳河至高家滩，西大桥畔至沙漠前沿平原区，范围约 78km^2 ，为氯化物重碳酸盐或硫酸盐型水，即以 $\text{Cl}\cdot\text{HCO}_3\text{-Ca}\cdot\text{Na}$ 型水为主，点状分布 $\text{SO}_4\text{Cl-Na}\cdot\text{Mg}$ 型水，矿化度 $1.0\text{-}2.0\text{g/L}$ ；另外，靖边平原在县城一带，西起熟地畔，东至苗家湾，北至高伙场，范围约 16km^2 内潜水为氯化物重碳酸盐型水，矿化度 $1.0\text{-}3.0\text{g/L}$ 。微咸水的形成主要与该区地层含盐量较高有关，其次与地下水径流滞缓和人类长期活动影响有关。

②中部黄土梁峁涧地区：完整涧地内孔隙水和梁峁区黄土的裂隙孔隙水一般以重碳酸盐型水为主，矿化度 $0.5\text{-}1.0\text{g/L}$ ，为水质较好的淡水。

但在镇靖至高渠一带芦河河谷区和宁家窑子一带的红柳河河谷区，出现 $\text{HCO}_3\cdot\text{Cl-Na}\cdot\text{Ca}$ 型或 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\text{-Na}\cdot\text{Mg}$ 型水，矿化度 $1.0\text{-}2.0\text{g/L}$ 。

另外在榆定公路以南的黄土斜坡地带，如枣刺梁，虽地下水矿化度不太高，但氟离子含量多大于 1.0mg/L ，尤其在宁条梁镇的庙畔一带，氟离子含量多在 2.0mg/L 以上。

③南部黄土丘陵沟壑区：第四系地层基本不含水，或含水量小，其泉水一般为矿化度小于 1.0g/L 的重碳酸型水。

3) 白垩系潜水和承压水水化学特征

①洛河组砂岩潜水：一般为重碳酸盐型水 (HCO_3^-)，矿化度 $<1.0\text{g/L}$ ，在北三乡一带矿化度 $<0.5\text{g/L}$ ，水质好。但在杨桥畔、沙石峁出现点状分布的氯化物硫酸盐型水，即 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\text{-Na}\cdot\text{Mg}$ 型水，矿化度 $1.0\text{-}3.5\text{g/L}$ ；其外围条状范围内和大理河卧牛城一带河谷区为以重碳酸盐为主的多元型水，矿化度 1.0g/L 左右。

②环河组砂泥岩潜水：在南部丘陵区，上部风化壳潜水被沟谷切割，循环交替快，为重碳酸盐型水，矿化度小于 1.0g/L ，中部环河组浅埋区，由于环河组地层可溶盐含量较高，加之循环较慢，环河组砂泥岩潜水一般为矿化度 $1.0\text{-}1.5\text{g/L}$ 的以重碳酸盐为主的多元型水，局部地方，如宁条梁镇史地坑以南，红柳河以西地区出现矿化度 $1.5\text{-}3.0\text{g/L}$ 微咸水。

③洛河组砂岩承压水：在山前大部分平原区和沙漠滩地区为以重碳酸盐型水为

主的淡水，矿化度大多 $<0.5\text{g/L}$ 。

在黄土斜坡以南的洛河砂岩承压水深埋区，多为矿化度 $1.0\text{--}1.5\text{g/L}$ 的 $\text{HCO}_3\cdot\text{SO}_4\text{--Na}\cdot\text{Mg}$ 型水，且随着洛河砂岩承压水埋深的增大，矿化度在红柳河以西渐增为 $1.5\text{--}3.0\text{g/L}$ ，水质变差。

在县城一带至镇靖之间，水化学类型为硫酸盐氯化物型水，即 $\text{SO}_4\cdot\text{Cl--Na}\cdot\text{Mg}$ 型，矿化度一般 $1.0\text{--}3.0\text{g/L}$ ，探查的矿化度最高达 4.28g/L 。

据资料分析，洛河砂岩承压水在枣刺梁、公路收费站、黄河畔、李家梁一带黄土斜坡区，氟离子含量在 $1.5\text{--}2.25\text{mg/L}$ 。

从以上洛河砂岩承压水水化学特征可以看出：补径排条件和沉积岩沉积环境对其水化学成分起明显控制作用，沙漠滩地区，洛河砂岩承压水属浅埋区，第四系潜水越流补给条件较好，径流交替较为强烈，水质好；洛河砂岩承压水深埋区补给途经易溶盐含量较高的环河组砂泥岩，补给量小，下渗时间长，水质较差；县城至镇靖一带，据《鄂尔多斯盆地白垩系沉积相与古地理综合研究》报告，此地正处在风成砂岩沉积相与风成河湖沉积相交接地带，局部河湖沉积砂岩含盐量较高是形成小范围高矿化度水体的主要原因。

（5）地下水动态特征

1) 第四系萨拉乌苏组地下水动态特征

萨拉乌苏组地下水动态特征主要受气候及人工开采的影响。1、2 月份因气温低，除少量降水、融雪受到蒸发外，其它基本渗入到包气带中，水分被冻结，形成冻土层，不能补给地下水，而此时地下水的径流、排泄仍在继续，水量不断减少，从而使地下水位出现低值；3 月份开始，由于气温上升，冰雪消融，水位持续上升，至 5 月上旬由于春灌开采，水位下降。由于时间短，灌溉结束后水位上升。到 7 月至 9 月，由于降水量增大，地下水逐渐得到大量补给，但由于农业开采以及水分通过包气带下渗的滞后效应，到 10 月份水位达到峰值；10 月份后，降水量减少，水位缓慢下降（图 4.1.5-5）。据多年观测数据，第四系萨拉乌苏组地下水水位变幅不大（图 4.1.5-6）。

区内地下水多年来农业开采等的影响下，水位呈下降趋势。东坑乡伊当湾村观测孔（图 4.1.5-7）数据显示自 1992 年到 2009 年 18 年间水位降 15.72m ，年均降幅 0.873m 。

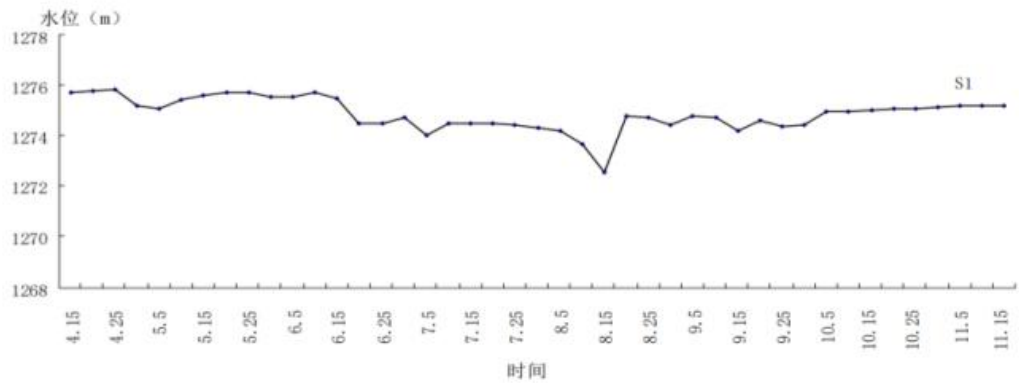


图 4.1.5-5 靖边区域第四系地下水动态曲线

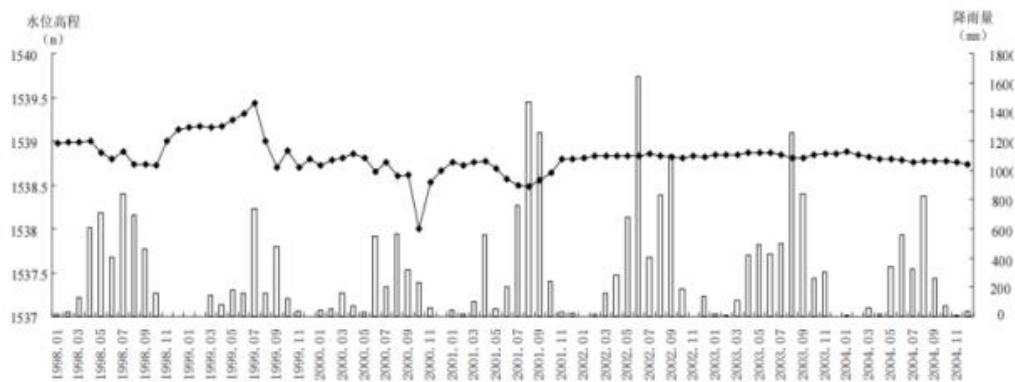


图 4.1.5-6 靖边县第四系地下水多年动态变化曲线

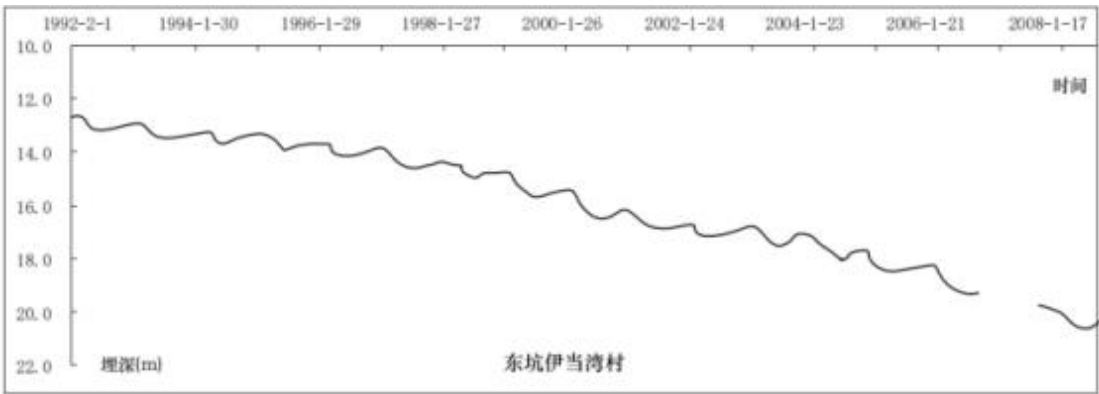


图 4.1.5-7 靖边县第四系地下水多年动态变化曲线

2) 白垩系地下水动态特征

区内白垩系潜水含水层一般隐伏于第四系松散层之下，二者具有密切的水力联系，因此动态变化特征相似（图 4.1.5-8）。

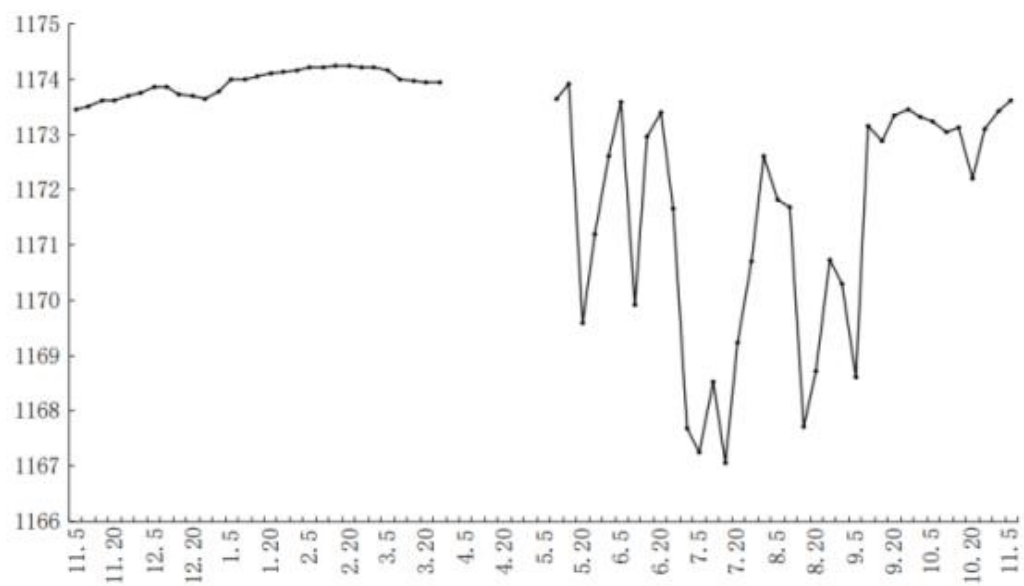


图 4.1.5-8 靖边县白垩系地下水动态曲线

(二) 延安区域水文地质条件

(1) 区域水文地质构造

延安市在地质构造上属鄂尔多斯盆地的南缘。区内河流密布，切割强烈，地貌类型多样，地层岩性组合复杂，决定了本区水文地质条件的特殊性和复杂性。主要表现在两个方面：一是含水介质的多样性，既有孔隙和裂隙含水介质，还有孔隙—裂隙双重含水介质；二是水流系统的复杂性，受密集的水网和分水岭控制，区域上没有统一、连续的地下水流场，地下水顺地势向附近沟谷排泄，形成相互独立的地下水流系统。

项目位于安塞区和志丹县。根据《鄂尔多斯盆地地下水勘查报告》（西安地质矿产研究所，2006 年），项目所在区域地下水系统主要为白垩系地下水碎屑岩裂隙孔隙含水层系统，含水层系统与水流系统划分具体见表 4.1.5-2 和图 4.1.5-8。

表 4.1.5-2 地下水系统划分表

含水层系统		水流系统	备注
系统	亚系统		
白垩系碎屑岩裂隙孔隙含水层系统（II）	北部沙漠高原单一结构含水层亚系统	乌兰木伦河-无定河水流系统（II1）	/
	南部黄土高原多层结构含水层亚系统	洛河-延河水流系统（II4）	本项目属于该系统
		泾河-马莲河水流系统（II5）	/



图 4.1.5-8 延安区域地下水系统图

项目位于志丹县和安塞区。根据《鄂尔多斯盆地地下水勘查报告》（西安地质矿产研究所，2006 年），项目所在的志丹县的区域地下水系统可划分为白垩系地下水碎屑岩裂隙孔隙含水层系统；安塞区的区域地下水系统可划分为白垩系地下水碎屑岩裂隙孔隙含水层系统和石炭系—侏罗系碎屑岩裂隙与上覆松散层孔隙含水层系统两大系统，两个含水系统之间水力联系不密切。白垩系地下水碎屑岩裂隙孔隙含水层系统具有供水意义的含水层包括第四系含水层和白垩系洛河组含水层，石炭系—侏罗系碎屑岩裂隙与上覆松散层孔隙含水层系统两大系统具有供水意义的含水层为第四系含水层和碎屑岩类裂隙孔隙潜水含水层（基岩风化带潜水含水层），区域水文地质图见图 4.1.5-9。

① 松散岩类孔隙水

A、第四系黄土层裂隙孔隙潜水

广泛分布于黄土梁峁区，也是评价区内主要出露地层。主要含水层为黄土层，其间夹有数十层古土壤与钙质结核层。黄土在垂直方向上裂隙、节理发育且多大孔隙，故兼有孔隙与裂隙双重介质的特征，有利于地下水的赋存。据前人研究，黄土含水层各向异性明显，垂向方向渗透系数平均为 0.285m/d ，水平方向渗透系数为 0.0025m/d 。黄土层浅表的马兰黄土，结构疏松，厚度不大（多小于 20m ），为透水

与含水层。黄土层下伏新近系泥岩隔水层。黄土潜水的形成与分布主要取决于地貌条件，塬区地下水的赋存条件相对较好，含水层分布比较连续，其水量亦较为丰富，黄土梁、峁及丘陵区，由于沟谷切割，地形破碎，含水层分布不稳定，水量一般较贫乏。第四系黄土层裂隙孔隙潜水含水层为本次地下水保护目标含水层。

B、第四系冲积层孔隙潜水

含水层在延河一级阶地埋深 10-15m，二级阶地潜水位 30.0-40.0m，潜水位动态受季节变化影响，年变幅 0.5-0.8m，漫滩及一级阶地前缘潜水位受河水涨落而变化，含水层岩性主要是砂砾石，微含泥质，含水层厚度 7.25-12.0m。

② 白垩系裂隙孔隙含水层

A、白垩系环河组含水层

岩性以砂岩为主，其间夹有泥岩、砂质泥岩及泥质砂岩；含水层厚度变化大，分布不稳定，总体规律是白于山一带较厚（450m），向南变薄（200m）。单井涌水一般小于 500m³/d；渗透系数在 0.07~0.31m/d 间，平均 0.16m/d。

因含水介质多含有细脉状或团粒状石膏，地下水水质相对较差，矿化度多在 2~5g/L 间，水化学类型为 HCO₃-Na、SO₄-Na、Cl·SO₄-Na、Cl·SO₄-Na·Mg、SO₄·Cl-Na 型水。

B、白垩系洛河组含水层

正宁—吴起强富水含水层：分布于陕西吴起、志丹，含水层岩性主要为沙漠相砂岩，结构疏松，孔隙发育，是地下水赋存与富集的良好层位。含水层厚度多在 200~400m 间；受构造控制，含水层总体上由东向西倾伏。在东部边缘出露地表或仅被黄土覆盖，具有潜水性质；向西被上覆含水岩层覆盖，为典型的承压含水层。含水层埋深由东向西逐渐增大。据已有勘探资料统计，单位涌水量多在 100~120m³/d·m 之间，渗透系数 0.22~0.53m/d。矿化度在盆地东部边缘及东北部洛河流域相对较小，多小于 1g/L，向盆地中心地带渐增至 2~3/L 间，水化学类型多为 HCO₃-Na、HCO₃·SO₄-Na 和 SO₄-Na·Mg 型水。

综上所述，评价区内具有供水意义的含水层最主要的为白垩系含水层，其它潜水含水层由于其分布范围小、富水性弱等原因，只具有分散供水意义。

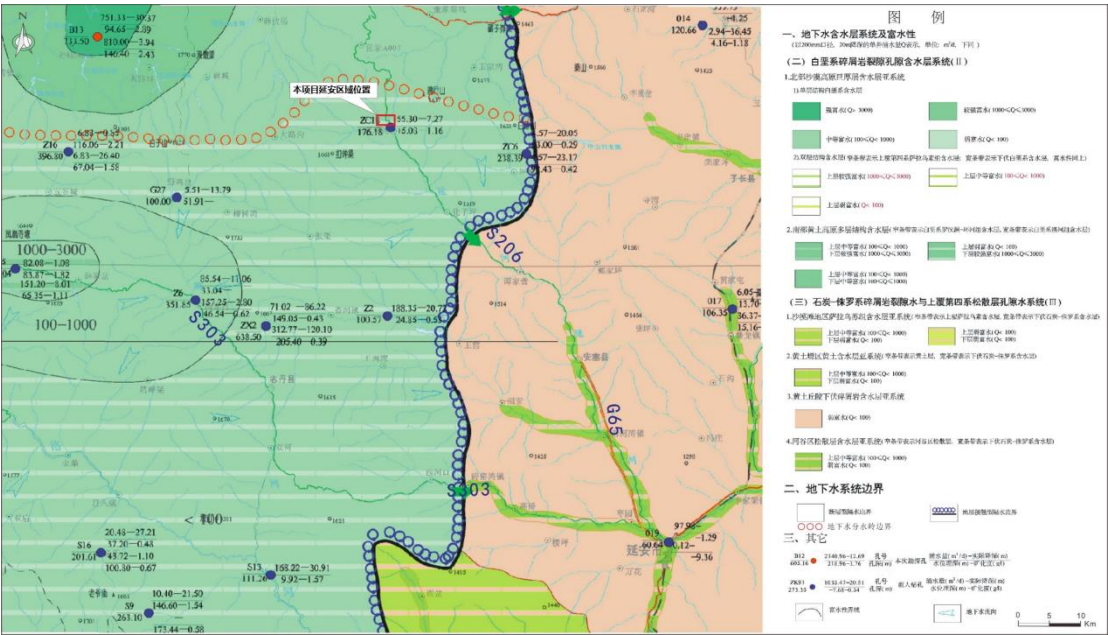


图 4.1.5-9 延安区域水文地质图

4.1.5.2 评价区水文地质条件

(一) 靖边评价区含水岩组划分及地下水赋存条件

区内地下水按含水层的介质类型和地下水埋藏条件可分为三大类，即第四系松散岩层孔隙及裂隙孔隙潜水、白垩系下统碎屑岩裂隙孔隙潜水和承压水、侏罗系中统安定组裂隙潜水。靖边县境内第四系潜水主要含水层为萨拉乌苏组粉细砂层，在补给条件好的平原和沙漠滩地区形成富水区，是第四系潜水的主要开采层位；白垩系下统洛河组砂岩裂隙孔隙发育，在其补给和储存条件好的地方富水性强，为区内主要供水目的层。

(1) 第四系黄土潜水含水层的赋存特征

黄土潜水含水层主要岩性为中下更新统黄土。因沟谷深切，含水层三面临谷，地下水系统呈现片状、带状不连续分布、彼此间相互独立的特征。

第四系黄土含水层基本全区分布，富水性受地形切割、隔水底板、补给条件等因素控制，分布位置高的含水层，接受补给和赋存地下水的性能差。沙盖黄土区、黄土斜坡区、黄土残塬区地下水位埋深一般在 70~150m，含水层厚度 30~50m，单井涌水量<100m³/d。黄土梁峁区、黄土丘陵区含水层厚度薄，尤其近沟谷地带的黄土层多呈疏干状态，为透水不含水岩层，局部泉水出露，泉流量<0.1 L/s。地下水矿化度<500 mg/L，水化学类型以 HCO₃-Ca 型为主。

(2) 白垩系含水层的赋存特征

本项目位于靖边县东南部，白垩系含水层岩性主要为砂泥岩、砂岩，整体厚度

由西向东逐渐减小，其中，环河组由西向东厚度减小至靖边一杨米涧一线尖灭，据前人勘查资料，环河组在区内一般厚 300~400m，在白于山以南子午岭以东地区厚度最大可达 550m。洛河组厚度 200~300m，在靖边北部厚度达 350m 左右，是白垩系地下水较丰富的区域。

1) 白垩系环河组

白垩系环河组含水层全区分布，在调查区西北部属于弱富水区，含水层厚度 100~400m。受含水层岩性、厚度以及上覆隔水层等因素影响，地下水补给条件差，单井涌水量一般 100~500m³/d，根据钻孔抽水试验，水位埋深 3.17m，降深 71.25m、涌水量 417.7m³/d。在调查区东南部属于极弱富水区，含水层厚度在 100~500m，受上覆隔水层、含水层岩性及厚度等因素影响，地下水补给、赋存条件差，单井涌水量一般<100m³/d。根据钻孔抽水试验结果，水位埋深 1.7m，降深 42.2m、涌水量 64.3m³/d，渗透系数为 0.03m/d。

2) 白垩系洛河组

白垩系洛河组含水层全区分布，下伏于环河组含水层，洛河组以砂岩为主，岩性组合特征表现为孔隙度高的大厚度单一砂岩，泥质含量低，赋水条件好，利于地下水的形成与储存，单井出水量相对较大。调查区东北部属于强富水区，含水层厚 40.6~341.1m，降深 2.2~9.39m，涌水量 354.99~1431.04m³/d，单井涌水量 2088.31~5992.80m³/d。水化学类型以 HCO₃-Na·Mg 为主，局地为 SO₄·Cl-Na·Mg、HCO₃·Cl-Na·Mg 等类型，矿化度 210~3350mg/L。调查区中部区域属于中等富水区，含水层厚度为 111.3~288.01m，降深 1.75~13.5m，涌水量 85.80~668.2 m³/d，单井涌水量 1008.63~1900.55m³/d，水化学类型较复杂。东南部区域属于较弱富水区，含水层变薄，补给条件较差，故单井涌水量减少。在调查区东南边界处属于弱富水区，含水层厚度 101.28~330m，补给条件差，降深 3.25~11.60m，涌水量 78.19~115.77m³/d，单井涌水量 190.94~476.76m³/d，水化学类型为 HCO₃-Na·Mg，矿化度 413mg/L。

综合水文地质柱状剖面图

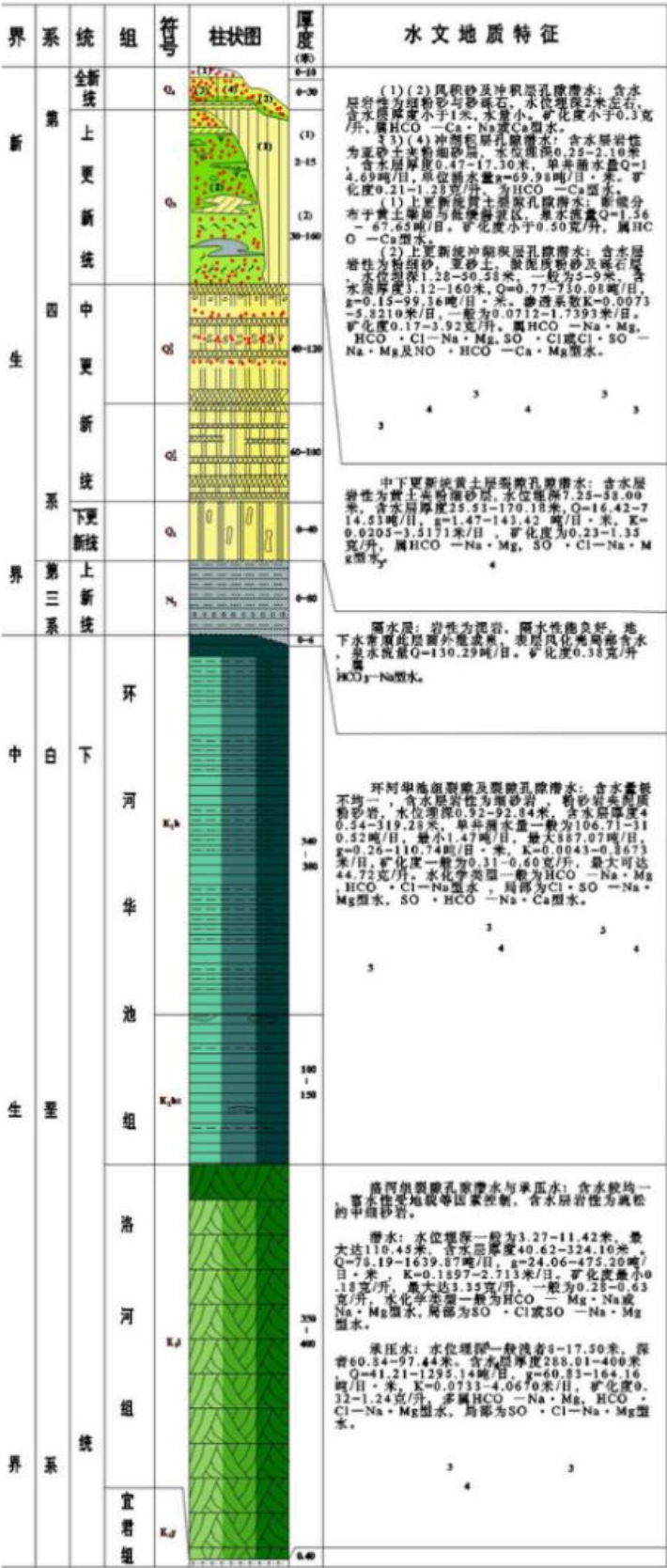


图 4.1.5-10 靖边县白于山以北区域典型柱状图

综合水文地质柱状剖面图

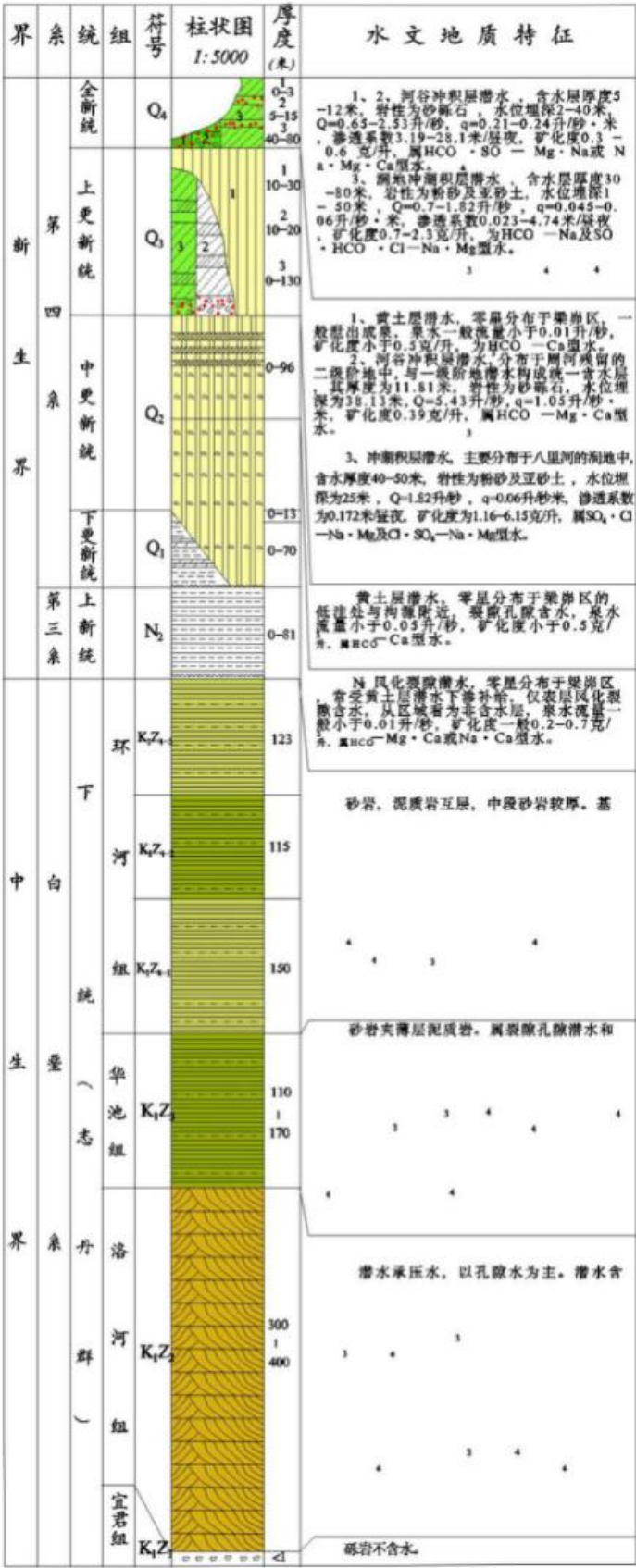


图 4.1.5-11 靖边县白于山以南区域典型柱状图

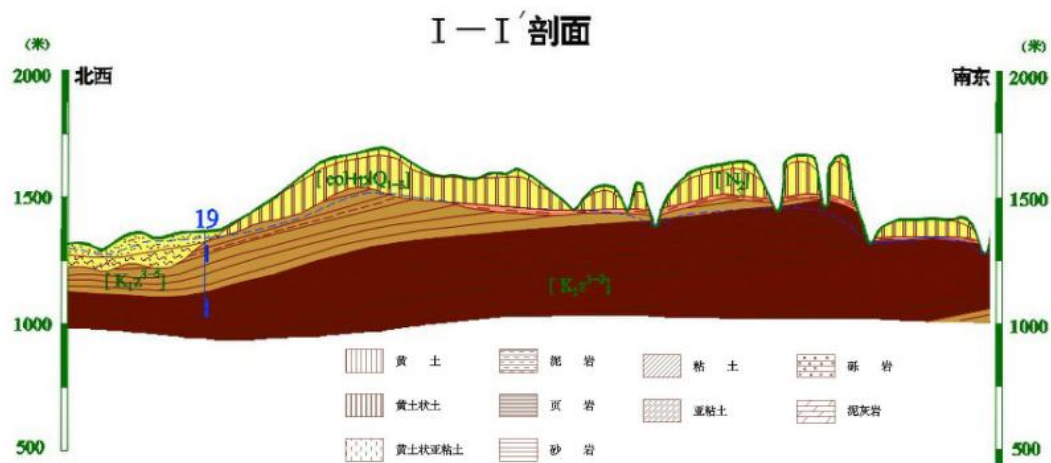


图 4.1.5-12 靖边县评价区水文地质剖面图

(二) 靖边评价区地下水补径排特征

(1) 第四系黄土含水层

由于第四系黄土含水层沟谷深切，含水层三面临谷，地下水系统呈现片状、带状不连续分布、彼此间相互独立的特征，因此大气降水是该含水层的唯一补给来源，而强烈的蒸发作用及陡峭的斜坡也使得降雨入渗补给量十分有限，仅在强降雨或持续性降雨作用下才能入渗补给地下水；评价区内黄土丘陵区第四系松散孔隙水径流主要受地形控制，通常沿海拔相对较高的梁峁顶部向周围海拔相对较低的沟谷或洼地径流；径流排泄、人开开采以及越流补给下伏白垩系含水层为主要的排排泄途径。

(2) 白垩系含水层

白垩系地下水主要接受上游地下水的侧向径流补给和第四系潜水垂渗补给，此外在基岩零星裸露地区亦可得到大气降水直接补给，调查区白垩系含水层总体由西南向东北方向径流，排泄途径有人工开采和侧向径流排泄。

(三) 延安评价区

(1) 地下水类型及富水性特征

根据地下水水力特征，评价区地下水可划分为潜水和承压水两大类，根据含水介质可划分为松散岩类孔隙水和碎屑岩类裂隙孔隙水两大类。

1) 松散岩类孔隙水

①第四系松散冲积层孔隙潜水

潜水位动态受季节变化影响，年变幅 0.5-0.8m，延河漫滩及一级阶地前缘潜水位受河水涨落而变化，含水层岩性主要是砂砾石，微含泥质，含水层厚度 7.25-12.0m，

钻孔涌水量一般 $101.9\sim 272.1\text{m}^3/\text{d}$ ，最小为 $56.2\text{m}^3/\text{d}$ ，最大为 $363.7\text{m}^3/\text{d}$ ，评价区第四系冲积层潜水含水层渗透系数为 $3.19\text{m}/\text{d}$ ，为矿化度小于 $1.0\text{g}/\text{L}$ 的淡水，水化学类型为 $\text{HCO}_3\text{-Na}\cdot\text{Mg}\cdot\text{Ca}$ 型或 $\text{HCO}_3\text{-SO}_4\text{-Mg}\cdot\text{Na}$ 型水。第四系松散冲积层孔隙潜水含水层为本次地下水保护目标含水层。

②第四系风积黄土层裂隙孔隙潜水

广泛分布于黄土梁峁区，也是评价区内主要出露地层。其含水介质为中、晚更新世风积黄土。由于梁峁区地形起伏较大，沟谷切割强烈，切割深度一般都在基岩面以下数十米，致使第四系黄土含水层不能连续分布，不具有连续的潜水面，且由于地下水沿黄土与基岩接触面的持续排泄，黄土层多为透水而不含水地层。梁峁区地形坡降大，不利于大气降水的入渗补给，大气降水多以地表径流形式流入沟道，难以大量下渗补给，储水条件极差，为一局部性微弱含水体，分布零星，一般在沟谷边缘以泉的形式出露，泉流量多 $<0.11/\text{s}$ ，属极弱富水，下部新近系泥岩为隔水层。第四系风积黄土层裂隙孔隙潜水含水层为本次地下水保护目标含水层。

2) 白垩系裂隙孔隙含水层

白垩系裂隙孔隙含水层分布于第四系黄土层之下，主要出露于延河上游及其支流河谷地段，含水层岩性为白垩系洛河组中细砂岩。评价区含水层厚度从东向西增厚，区内新近系红色泥岩分布不稳定，不能形成区域隔水层，同时本区排泄基准面（延河）已经下切到洛河组砂岩含水层之中，所以洛河组砂岩含水层总体表现为潜水含水层。

洛河组厚层砂岩岩性较疏松，孔隙度平均为 19.41% ，巨型交错层理极为发育，在河谷地区补给来源充沛的情况下，为区内较好的含水岩层。根据《鄂尔多斯盆地地下水勘查》，渗透系数 $0.20\sim 1.00\text{m}/\text{d}$ ，在黄土梁峁正地形区，水位埋深大于 80m ，单井涌水量 $500\sim 1000\text{m}^3/\text{d}$ ，属中等富水；在河谷地区负地形，水位埋深一般 $5\sim 20\text{m}$ ，单井涌水量 $100\sim 500\text{m}^3/\text{d}$ ，属较弱富水。

综上所述，评价区内具有供水意义的含水层最主要的为白垩系含水层，其它潜水含水层由于其分布范围小、富水性弱等原因，只具有分散供水意义。

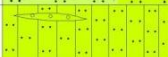
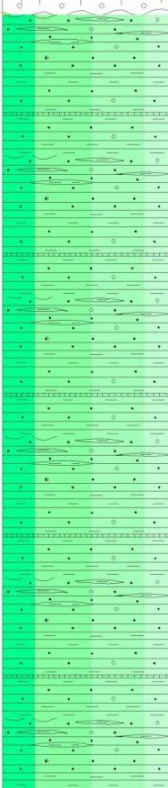
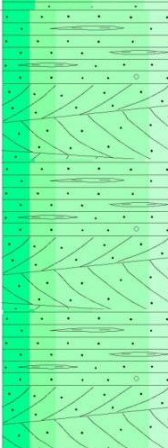
地层时代				代 号	地层柱	厚 度 (m)	沉 积 相	含 水 层 特 征						
界	系	统	组											
新 生 界	第 四 系	全 新 统		Q_h		5 60		河谷潜水含水层，岩性为冲洪积砂砾石，断续分布于较大河流宽缓河段，沿河谷线状展布。厚度较小，一般在几米至十余米不等，管井单井出水量一般在100~1000m³/d，水质较好，矿化度一般小于1g/L。 一般不含水。 第四系萨拉乌素组含水层，主要分布于无定河、秃尾河、窟野河上游及盐池、定边、乌审旗等地，岩性主要为冲湖积的细砂、粉细砂，中间夹有粉土层构成的弱透水层透镜体，水力性质为潜水。含水层厚度受基底形态控制，古河槽中厚度一般在50~80m，最厚约140m，古梁地上一般只有10~30m。古河槽中富水性较强，单井出水量一般在1000~2000m³/d，古梁地上富水性较差，单井出水量一般在100~500m³/d。地下水水质普遍较好，矿化度一般0.2~0.5g/L。						
			马 兰 组	Q_{p^m}		5 40	风 积 相							
			萨 拉 乌 素 组	Q_{p^s}		5 90	冲 湖 积 相							
			离 石 组	Q_{p^l}		2 235	风 积 相							
			午 城 组	Q_{p^w}		2 84								
		新 近 系	上 新 统	静 乐 组	N_2j		10 25		河 湖 相					
	保 德 组			N_2b		20 70	冲 湖 积 相							
	中 生 界	白 垩 系	下 统	环 河 组	K_1h		200 600	河 湖 相	塬—宜川塬、晋西吉县塬等塬区，单井出水量一般100~1000m³/d，水质较好，矿化度一般小于1g/L。 不含水，构成局部隔水层。 环河含水岩组广泛分布于白垩系盆地中，只有在洛河组出露的东缘和南缘没有分布。厚度总体表现为东薄西厚、南薄北厚，介于0~600m。以盐池—定边—安边—靖边—一线为界，北部具单层结构，岩性主要为河流相砂岩，中间夹有泥岩透镜体，具潜水性质，含水层占环河组总厚度的80%以上；南部该含水岩组主要由三角洲相、湖相砂岩层构成，含水层同泥质砂岩、砂质泥岩、泥岩隔水层发育，具多层结构，以承压水为主，含水层一般占环河组总厚度的30~60%。该含水岩组富水性北强南弱。强富水区（ $Q>3000m^3/d$ ）主要分布于北部的糜林河上游—召稍、苏贝滩、乌审旗河南乡一带；较强富水区（ $Q=1000\sim3000m^3/d$ ）在北部分布较广，主要分布于鄂尔多斯高原中部地区，南部分布范围很小，只分布在蒲河上游一带；中等富水区（ $Q=100\sim1000m^3/d$ ）在北部分布于白垩系环河组的边缘地带，南部主要分布于泾河、马莲河下游地区和洛河流域的吴旗—志丹一带；弱富水区（ $Q<100m^3/d$ ）南部分布较广，白于山中段和西段、子午岭沿线、泾河下游的黑河、九龙河、四郎河流域等地段，均为弱富水区。地下水矿化度在南北部差异也很大。北部矿化度绝大部分地段小于0.5g/L，只有北缘、西缘和盐池一带矿化度较高，在1g/L以上，个别地段可达5g/L以上；南部矿化度普遍较高，一般都在1g/L以上，大部分地段2~5g/L					
									洛 河 组	K_1l		250 350	沙 漠 ~ 河 流 相	洛河含水岩组分布于白垩系盆地底部，岩性主要为沙漠相、河流相砂岩。厚度除东缘和南缘外比较稳定，一般在150~350m，大多地段250m左右。该岩组富水性地区差别也较小，绝大部分地段为中等富水（单井出水量 $Q=100\sim1000m^3/d$ ），强富水区（ $Q>3000m^3/d$ ）仅分布于无定河上游的河南乡、洛河上游铁边城、葫芦河中段王家角等地，较强富水区（ $Q=1000\sim3000m^3/d$ ）零散分布于无定河上游河南乡、洛河上游铁边城至旦八段 ^① 西马莲河元城川段、马莲河下游等地，弱富水区（ $Q<100m^3/d$ ）分布于白垩系盆地周缘。洛河含水岩组地下水水质南北部差异大。北部水质较好，东缘洛河组出露区矿化度一般小于0.5g/L，西缘和北缘矿化度一般在1~3g/L，其余广大地区矿化度一般0.3~1g/L；南部水质较差，矿化度小于1g/L的淡水只分布在子午岭东麓和关中盆地北山北麓的洛河组出露区，1~2g/L的微咸水主要分面在子午岭，白于山东段和蒲河沿线，其余地段矿化度均在2g/L以上

图 4.1.5-13 延安评价区水文地质柱状图



图 4.1.5-14 延安评价区水文地质剖面图

(2) 地下水补径排条件

1) 补给方式

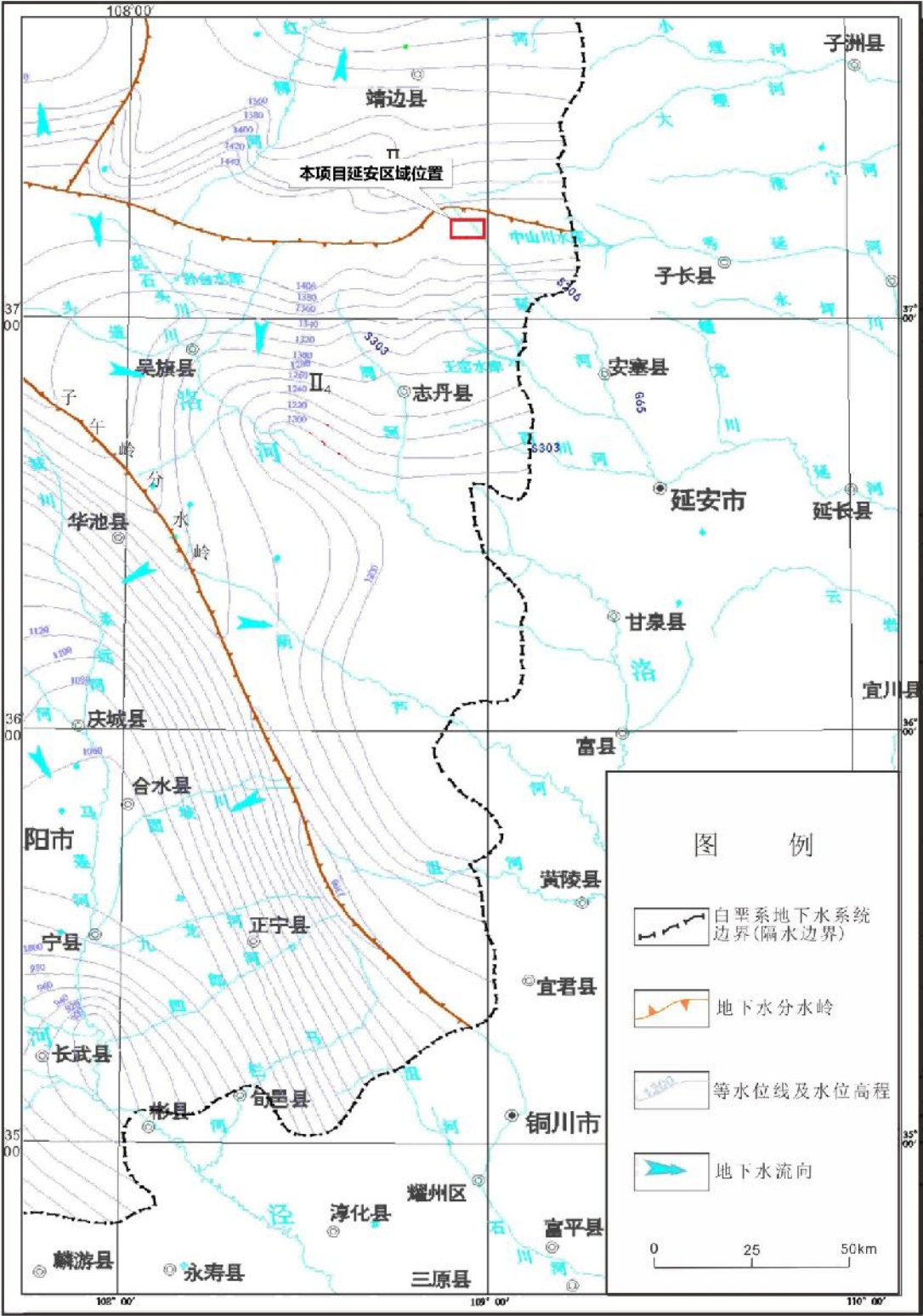
大气降水和地表水的下渗补给为区内潜水的主要补给来源，此外，区内潜水还接受真武渠等渠灌水入渗补给。承压水受侧向径流补给量有限，主要接受上覆潜水的越流补给。

2) 径流特点

区内地下水径流方向和径流强度等随地面坡度和含水层岩性不同而异。黄土梁峁区第四系潜水流向主要受地形控制，沿黄土垂直节理及大孔隙由梁峁向两侧冲沟径流；涧地潜水径流方向与地表地势一致；洛河组裂隙孔隙潜水流向则主要受制于河水，在平直河段一般向河流下游偏移，而河曲地带，则截弯取直流向下游，总体由西北向东南流动，白垩系地下水流场见图 4.1.5-15。

3) 排泄特点

泉水排泄与人工开采排泄是区内潜水的主要排泄方式。地下径流排泄、顶托补给排泄及人工开采排泄是区内承压水主要排泄方式。



4.1.5.3 典型场地水文地质条件

项目典型站场中四增水文地质条件如下：

①黄土 (Q_3^{col}):以粉土为主, 浅黄色, 稍湿、松散~稍密, 土质较均匀, 表层含植物根系, 虫孔和针状孔隙发育, 偶见白色钙质条纹。该层普遍分布, 层厚 2.1~6.8m, 层底标高 1397.91~1408.91m。

②黄土 (Q_3^{col}):以粉土为主, 褐黄色, 稍湿、中密, 土质均匀, 虫孔和针状孔隙较发育, 偶见白色钙质条纹。该层普遍分布, 层厚 5.6~9.2m, 层底标高 1389.61~1400.91m。

③黄土 (Q_3^{col}):以粉土为主, 褐黄色, 稍湿、密实, 土质均匀, 偶见针状孔隙和白色钙质条纹。该层普遍分布, 本层未穿透, 最大露厚度 19.8m。

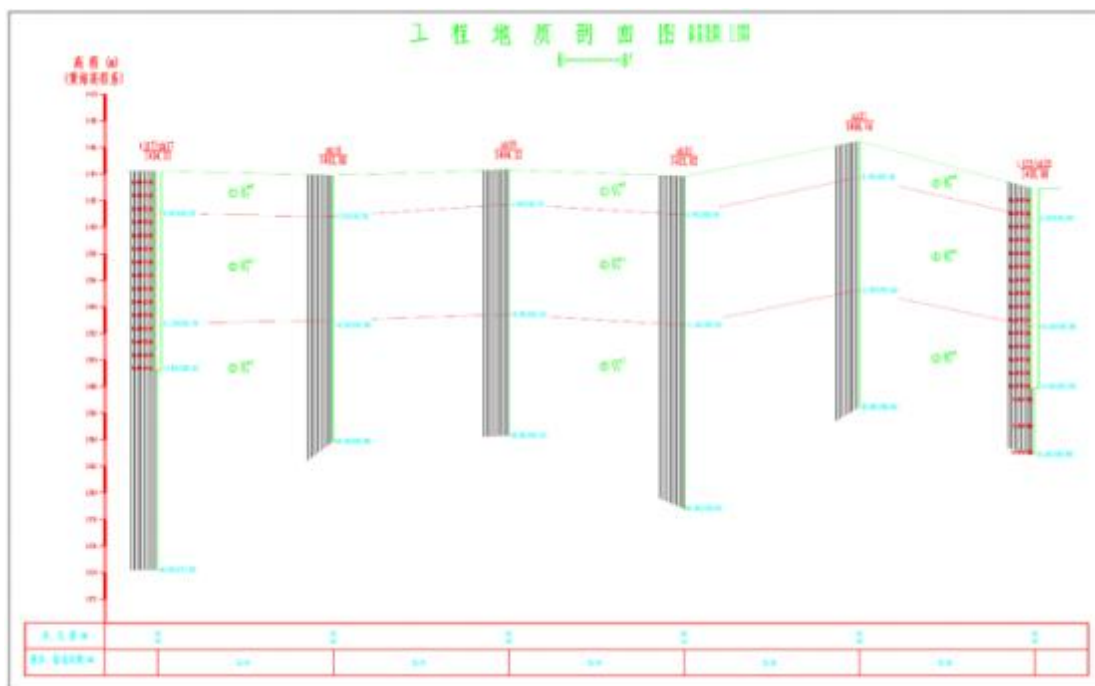


图 4.1.5-16 站场包气带岩性结构剖面图

站场区浅层地下水类型为第四系更新统风积黄土裂隙孔隙潜水含水层, 含水层岩性主要为第四系黄土, 含水层富水弱, 根据区域水文地质条件, 站场区第四系潜水含水层的渗透系数一般为 0.25m/d, 含水层的有效孔隙度一般为 0.08, 地下水水位埋深大于 15m, 地下水水力坡度一般为 1.7%。

站场区第四系潜水主要接受大气降水的入渗补给和上游地下水的侧向径流补给, 厂址区地下水径流受区域地下水径流方向的控制, 在重力作用下由高处向下游径流, 最终以侧向径流的方式排泄补给下游潜水或者以潜流的形式补给地表水体。

4.1.5.4 建设项目场地包气带岩性及其防污易污性

本项目所在区域包气带岩性结构为风积沙+冲湖积砂层型和单层黄土型或黄土+

新近系或白垩系砂泥岩型。风积砂渗透系数较大, 根据《包气带岩性结构对降雨入渗能力的影响》中位于风沙滩地的河南乡原位试验场的研究可知, 风积砂饱和渗透系数为 712.8cm/d , 即 0.00825cm/s ; 黄土根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》附录 B 中给出的渗透系数经验值表, 黄土的渗透系数参考值为 $2.89\times 10^{-4}\text{cm/s}\sim 5.79\times 10^{-4}\text{cm/s}$, 包气带渗透性强, 因此包气带的防污性能分级属弱级。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016) 中表 6 对于天然包气带防污性能的规定可知, 本项目所在区域天然包气带防污性能为弱, 下伏的地下水含水层易受到污染。

表 4.1.5-3 包气带防污性能

分级	包气带岩土渗透性能	本项目情况
强	Mb≥1.0m, K≤1.0×10 ⁻⁶ cm/s, 且分布连续、稳定	本项目场地包气带厚度变化较大, 分布连续。包气带垂向渗透系数约大于 10 ⁻⁴ cm/s, 综合判定评价区包气带防污性能为“弱
中	0.5m≤Mb<1.0m, K≤1.0×10 ⁻⁶ cm/s, 且分布连续、稳定; Mb≥1.0m, 1.0×10 ⁻⁶ cm/s<K≤1.0×10 ⁻⁴ cm/s, 且分布连续、稳定	
弱	岩（土）层不满足上述“强”和“中”条件	
Mb: 岩土层单层厚度。K: 渗透系数。		

4.1.5.5 区域地下水污染源与水文地质问题

(1) 区域污染源

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, 主要集中在城镇, 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。

(2) 区域水文地质问题

石油和天然气开采过程中, 污染物排放对地下水环境可能造成影响的主要污染物为: 钻井岩屑、废弃钻井泥浆及钻井废水、井队工作人员的生活污水和生活垃圾等。为了避免对地下水、土壤环境造成影响, 在建设过程中, 产污环节基本都采取了环境保护措施, 暂未引发环境水文地质问题。

4.1.8 土壤类型

根据《中国土壤分类与代码》(GB/T 17296-2009) 中的分类, 评价区土壤类型主要是黄绵土、新积土和黑垆土。项目所在地土壤类型分布见图 4.1.5-17。

黄绵土, 又叫黄土性土壤, 因其土质疏松、绵软、色泽而得名。依据成土条件和土壤机械组成, 黄绵土分为绵沙土和黄绵土两个亚类。

绵沙土主要分布在黄土梁峁坡地和沿河川道中, 是发育在粉沙壤质新黄土母质

上的土壤，其成土因素主要是风蚀、水蚀、沙化及耕作熟化。该土含细沙粒多、粘粒少，故比黄绵土松散，不易形成团粒结构。土体疏松、结构不良、透水性强、持水能力小、养分含量低、水土流失严重是提高土壤肥力的限制因素。绵沙土土质疏松，孔隙大，空气充足，水分少，地表易增温，但昼夜温差大，宜种作物广，一般多种糜谷、荞麦、豆类和薯类，发小苗，无后劲。绵沙土亚类主要有坡绵沙土和台地绵沙土两个土属，坡绵沙土广泛分布在中山涧、三岔渠、王渠则、席麻湾、镇靖、乔沟湾、杨米涧、天赐湾、小河、青阳岔、畔沟、高家沟、龙洲等乡的梁峁坡地上，它是黄土母质上耕种的土壤，由于成土年龄短，剖面层次不明显，表层为耕作层，其下为心土层，再下为深厚的黄土母质，各层之间过渡不明显，全剖面呈强石灰反应，质地为沙壤，根据土地类型及利用现状可分分为坡绵沙土、梯绵沙土、草灌绵沙土 3 个土种。台地绵沙土零星分布于东坑、小河、红墩界等乡沿河流的沟台上，质地较轻，保水肥性差，有机质及土壤含氮量均低，熟化程度不高，依据熟化程度又可分为沟台绵沙土、沟台灰沙土两个土种。

黄绵土是在轻壤质的新黄土母质上经耕作熟化形成的，面积 1774 亩。该土多为淡黄色，疏松而绵软，透水透气性能好，保肥保墒能力优于绵沙土，但易受干旱袭击，宜耕期较长，耕性良好。有机质含量低，速效养分缺乏，但比绵沙土肥沃。土壤剖面无明显层次，特别是水土流失严重的坡地表土层很薄。根据分布的地形因子，该亚类包括坡黄绵土和沟台黄绵土两个土属，坡黄绵土分布在青阳岔镇大理河以南，水路畔、新城、天赐湾等乡的南部及周河、五里湾、大路沟等乡，占黄绵土亚类面积的 99.44%，物理粘结性在 20%以上，较绵沙土质地稍细，但在雨水冲击下，极易受蚀，尤其是耕垦的坡黄绵土，其土壤熟化过程与水土流失的过程交替进行，使土壤发育总是处于幼年时期，肥力状况不良，作物产量不高，依据土地类型及有机质含量又可分为坡黄绵土、坡灰黄绵土、梯黄绵土、草灌黄绵土、硬黄绵土 5 个土种。沟台黄绵土分布在新城、周河等乡沿河流地带，其成土母质为坡积-洪积物，有机质及含氮量较一般坡绵土高，磷、钙含量丰富，质地与坡黄绵土相同，且地下水深 4~6m，具有灌溉条件，是南部丘陵沟壑区较肥沃的土壤，依据土地熟化程度又可分为沟台黄绵土和沟台灰黄绵土两个土种。

新积土属于始成土，是新近冲积、洪积、坡积及塌积或人工堆垫形成的土壤，成土期短，母质特性明显，主要分布于河流两岸的河漫滩、超河漫滩及一级阶地上。

黑垆土是发育于黄土母质上的具有残积粘化层（俗称黑垆土层）的黑钙土型土壤，黑垆土的颗粒组成以粉砂粒为主，其含量约占一半以上；物理性粘粒在腐殖质层约占 40%，在母质层和耕作层约占 28~30%。微团聚体较多，结构呈多孔状，容量低。

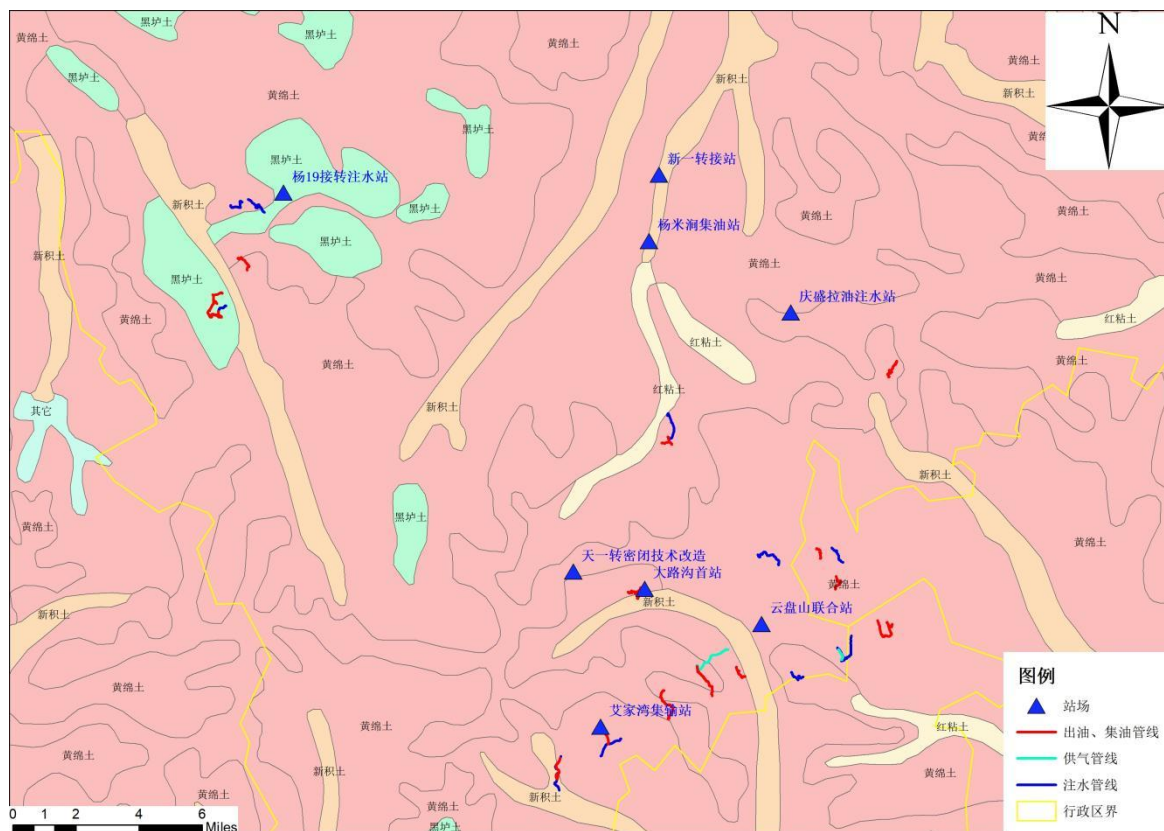


图 4.1.5-17 项目区域土壤类型图

4.2 环境保护目标调查

通过现场调查，本项目评价范围内无自然保护区、风景名胜区、饮用水源保护区等需要特殊保护的区域。

4.3 生态环境现状调查

4.3.1 调查方法

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，采用 3S 相结合的空间信息技术，进行地面类型的数字化判读，完成数字化的植被类型图和土地利用图，进行景观质量和生态质量的定性和定量评价。

（1）现场调查

通过对评价区现场调查，识别植物种类、记录植被盖度和野外调查中发现的动物，了解掌握评价区野生动植物的分布状况，并调查环境敏感点现状、农业生产等相关情况。

（2）资料收集

收集《陕西植被》、《志丹县志》、《靖边县志》等资料。

（3）卫星遥感影像解译

①遥感信息源的选取

以 2025 年 8 月的遥感图像数据为信息源，经过融合处理后的图像地表信息丰富，有利于生态环境因子遥感解译标志的建立，保证了各生态环境要素解译成果的科学性和准确性，满足生态评价工作等级要求。

②卫星影像图的制作

本次生态环境质量现状调查在充分搜集和利用现有研究成果与资料的基础上，采取现场调查、3S 技术相结合的方法，对评价区范围内 2025 年度的生态环境质量现状分别进行了调查。并采用 ENVI 图像处理软件对数字图像进行镶嵌、几何精校正和波段合成等图像处理，利用 ArcGIS 软件平台对处理后的遥感影像进行目视解译与空间分析，最终得出了本次生态环境现状调查结果。

③ 卫星影像解译技术要求

根据野外验证结果，建立土地利用现状、植被类型等生态环境要素的解译标志。采取野外调查与室内分析相结合、线面探查与重点取样相结合、目视和人机交互相结合的方法，对评价区的土地利用现状、植被类型等生态环境要素分别进行解译，绘制土地利用现状、植被类型相关图件。通过 Arcgis10.8 和 ENVI5.3 等软件，结合数字高程数据，计算得到评价区的植被覆盖度和风力侵蚀现状图。根据解译成果，结合现场调查和收集资料，分析评价区生态环境要素的空间分布特征。

4.3.2 调查范围

本项目生态环境影响评价范围如下：站场边界周围 50m 的区域；集输管线中心线两侧外延 300m 的区域。经计算，本项目调查评价范围约 31.0796km²。

4.3.3 生态环境现状调查与评价

4.3.3.1 生态系统调查

评价区所在区域包含以下生态系统类型：森林生态系统、灌丛生态系统、草地生态系统、湿地生态系统、农田生态系统、城镇生态系统。生态系统遥感解译特征见表 4.3.3-1。评价范围内 2025 年生态系统类型面积统计见表 4.3.3-2。

表 4.3.3-1 生态系统类型及特征

生态系统类型	编号	解译标志
森林生态系统	11 阔叶林	遥感影像上呈深绿色、绿色散状树形斑块，具斑点状影纹，排列不规则，影像表面粗糙。
灌丛生态系统	21 阔叶灌丛	遥感影像上呈绿色、斑块，影像表面粗糙，树冠形态小于乔木。
草地生态系统	31 草甸	遥感影像上呈蓝绿色，其间具零散的斑点状影纹，影像表面粗糙程度不均。
湿地生态系统	41 河流水面	呈蓝色色彩，其间具零散的斑点状影纹，影像表面粗糙程度不均。
农田生态系统	51 耕地	呈遥感影像上呈黄色斑块，条块状分布于覆沙黄土梁上，单个条块色彩均一，表面光滑。
城镇生态系统	61 居住地	呈深红色色彩，形态较清晰
	63 工矿交通	呈棕色色彩，形态较清晰

表 7.2-2 评价区生态系统类型现状统计一览表

序号	生态系统类型	评价范围 2025 年		用地范围 2025	
		面积 (km ²)	比例 (%)	面积 (m ²)	比例 (%)
1	森林生态系统	0.7397	2.38	27149.17	8.80
2	灌丛生态系统	10.3029	33.15	74829.43	24.25
3	草地生态系统	15.8941	51.14	105851.75	34.31
4	农田生态系统	2.8251	9.09	31474.72	10.20
5	湿地生态系统	0.4289	1.38	0.00	0.00
6	城镇生态系统	0.8858	2.85	69215.92	22.43
7	合计	31.0796	100.00	308520.99	100.00

根据项目区相关资料查阅，结合本次遥感结业获得的 NDVI 数值，计算确定评价区单位面积第一性生产力见表 4.3.3-3。

表 4.3.3-3 评价区生态系统第一性生产力估算表

生态系统类型	评价区		平均第一性生产力 (t/hm ² ·a)
	面积 (km ²)	总生产力 (10 ⁴ t/a)	
森林生态系统	0.7397	0.0459	6.2
灌丛生态系统	10.3029	0.8139	7.9
草地生态系统	15.8941	0.8583	5.4

农田生态系统	2.8251	0.0791	2.8
水体与湿地生态系统	0.4289	0.0090	2.1
聚落生态系统	0.8858	0.0018	0.2
合计	31.0796	1.8080	/

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，评价区内生产力较低。

生物量是指单位面积内所含的所有生物有机体物质的总量，是生态系统生产力的直接衡量指标，也是生态系统结构与功能优劣的直接表现。本次评价参考《黄土丘陵区主要林分生物量及营养元素生物循环特征》、《北方荒漠及荒漠化地区草地上生物量空间分布特征》与《不同沙化程度草原地下生物量及其环境因素特征》、《镇域尺度农田生态系统地上生物量遥感估算及地表有机碳储量与研究》、《湿地植被地上生物量遥感估算方法研究进展》等相关资料对评价区生态系统生物量进行估算，具体见表 4.3.3-4。

表 4.3.3-4 评价区生态系统生物量估算表

生态系统类型	评价区		平均第一性生产力(t/hm ²)
	面积 (km ²)	总生物量 (10 ⁴ t)	
森林生态系统	0.7397	0.0255	3.4512
灌丛生态系统	10.3029	0.7552	7.3297
草地生态系统	15.8941	4.2540	26.7644
农田生态系统	2.8251	1.3052	46.1991
水体与湿地生态系统	0.4289	0.0044	1.0166
聚落生态系统	0.8858	0.0598	6.7534
合计	31.0796	6.4040	91.5144

评价区各区块生态系统类型分布见图 4.3.3-1~图 4.3.3-3。

4.3.3.2 区域生态功能调查

根据《陕西省生态功能区划》，评价区在生态功能分区上属于白于山河源水土保持区和黄土丘陵沟壑水土流失控制生态亚区。生态服务功能主要为水源涵养功能区，土壤侵蚀和水土流失敏感，主要保护对策是控制水土流失，具体见表 4.3.3-5。

表 4.3.3-5 评价区生态环境功能区划

项目所在地	生态区	生态亚区	生态功能区	生态服务功能重要性或敏感性特征及保护对策
陕西省延安市志丹县	黄土高原农牧生态区	黄土丘陵沟壑水土流失控制生态亚区	黄土梁峁沟壑水土流失控制区	土壤侵蚀极敏感—高度敏感，土壤保持功能极重要。实施不同尺度流域综合治理，控制水土流失，发展以旱作农业和

				林果为主的特色经济
陕西省榆林市靖边县	长城沿线风沙草原生态区	白于山河源水土保持生态功能区	白于山河源水土保持区	靖边重要的水源地，无定河等河流的源头，水源涵养功能重要，水土流失极敏感，开展流域综合治理，退耕还林还草，控制水土流失。

4.3.3.3 土地利用现状调查

（1）地貌类型分类系统与遥感影像特征

根据《国土空间调查、规划、用途管制用地用海分类指南》，其分类体系及遥感影像特征见表 4.3.3-6。评价区 2025 年度土地利用现状类型面积统计见表 4.3.3-7。

表 4.3.3-6 土地利用现状类型及遥感影像特征

土地利用类型	遥感影像特征
0103 旱地	遥感影像上呈黄色斑块，影像表面粗糙，呈不规则的斑块状
1001 工业用地	呈遥感影像上呈深棕色斑块，单个条块色彩均一，表面光滑，呈规则多边形分布于区域内。
0701 住宅用地	呈红色色彩，其间具零散的斑点状影纹，影像表面粗糙程度不均，呈片状或斑片状分布于区域内。
0301 乔木林地	呈深绿色彩，条带状分布，形态规则。
0303 灌木林地	呈绿色斑块，形态规则。
0401 天然牧草地	呈浅绿色色彩，其间具零散的斑点状影纹，影像表面粗糙程度不均，呈片状或斑片状分布于区域内。
1202 公路用地	呈遥感影像上呈棕色斑块，单个条块色彩均一，表面光滑，呈规则多边形分布于区域内。
1702 河流水面	呈蓝色色彩，条带状分布，形态不规则。

（2）评价区 2025 年各类土地利用现状类型面积统计

评价区 2025 年各类土地利用现状类型面积统计情况见表 4.3.3-7。

表 4.3.3-7 评价区 2025 年各类用地类型面积统计情况

序号	地类名称/土地利用类型	评价范围 2025 年		用地范围 2025	
		面积 (km ²)	比例	面积 (m ²)	比例 (%)
1	1202 公路用地	0.3481	1.12	35224.71	11.42
2	0701 住宅用地	0.1088	0.35	112.22	0.04
3	1001 工业用地	0.4289	1.38	33878.99	10.98
4	0103 旱地	2.8251	9.09	31474.72	10.20
5	1702 河流水面	0.4289	1.38	74829.43	24.25
6	0303 灌木林地	10.3029	33.15	0.00	0.00
7	0401 天然牧草地	15.8941	51.14	105851.75	34.31
8	0301 乔木林地	0.7397	2.38	27149.17	8.80
合计		31.0796	100.00	308520.99	100.00

根据调查结果，第四采油厂调查范围内草地广泛分布，占调查区面积的 51.14%；其次为灌木林地、旱地，分别占调查区面积的 33.15%、9.09%。

评价区各区块土地利用现状见图 4.3.3-4~图 4.3.3-6。

4.3.3.4 土壤侵蚀调查

(1) 土壤风力侵蚀类型与强度分类系统

根据《土壤侵蚀分类分级标准》（SL190-2007），将评价区土壤侵蚀强度划分为 5 个等级，土壤侵蚀类型与强度及遥感影像特征见表 4.3.3-9，评价区 2025 年度土壤风力侵蚀面积统计见表 4.3.3-8。

表 4.3.3-8 土壤风力侵蚀强度分级方法

级别	床面形态（地表形态）	植被覆盖度（%） （非流沙面积）	风蚀厚度 （mm/a）	侵蚀模数[t/m ² .a]
微度	固定沙丘、沙地和滩地	>70	<2	<200
轻度	固定沙丘、半固定沙丘、沙地	70~50	2~10	200~2500
中度	半固定沙丘、沙地	50~30	10~25	2500~5000
强烈	半固定沙丘、流动沙丘、沙地	30~10	25~50	5000~8000
极强烈	流动沙丘、沙地	<10	50~100	8000~15000
剧烈	大片流动沙丘	<10	>100	>15000

表 4.3.3-9 土壤侵蚀类型与强度及遥感影像特征

级别	床面形态（地表形态）	2025 年遥感影像特征
微度	固定沙丘、沙地和滩地	呈深绿色色彩，不规则斑片状分布，解译标志明显。
轻度	固定沙丘、半固定沙丘、沙地	呈绿色色彩，具绿色或白色斑片或斑点状影纹，不规则斑片状分布，解译标志明显。
中度	半固定沙丘、沙地	呈淡绿色色彩，具白色斑点状影纹，不规则片状分布，解译标志明显。
强烈	半固定沙丘、流动沙丘、沙地	呈浅褐色色彩，规则块状分布，色调明亮，表面光滑，解译标志明显。
极强烈	流动沙丘、沙地	呈紫色色彩，不规则块状分布，多沿道路两侧分布，面积较小，解译标志明显。
剧烈	大片流动沙丘	呈深紫色色彩，不规则块状分布，面积较大，解译标志明显。

(2) 土壤侵蚀类型与强度特征

评价区 2025 年土壤侵蚀类型与强度面积统计情况见表 4.3.3-10。评价区各区块土壤侵蚀现状见图 4.3.3-7~图 4.3.3-9。

表 4.3.3-10 评价区 2025 年土壤风力侵蚀类型与强度面积统计情况

序号	土壤侵蚀强度	评价范围 2025 年	用地范围 2025

		面积（km ² ）	比例（%）	面积（m ² ）	比例（%）
1	剧烈风力侵蚀	2.0202	6.50	15847.37	5.14
2	极强烈风力侵蚀	6.5454	21.06	48046.63	15.57
3	强烈风力侵蚀	1.3489	4.34	113585.19	36.82
4	中度风力侵蚀	13.9951	45.03	101750.46	32.98
5	轻度风力侵蚀	5.0349	16.20	24848.60	8.05
6	微度风力侵蚀	2.1352	6.87	4442.74	1.44
7	合计	31.0796	100.00	308520.99	100.00

4.3.4 陆生植物资源现状与评价

4.3.4.1 植被区划

根据雷明德（1999）《陕西植被》有关陕西植被区划系统，陕西省划分为 3 个植被区域、4 个植被地带、8 个植被区和 30 个植被小区。本项目属于温带半干旱大陆性气候，植被类型属于森林草原区，本区位于 IA₂₍₇₎ 陕北黄土梁峁、丘陵灌木草原，IA₁₍₃₎ 定边盐生植被小区及 IA₂₍₈₎ 白于山及其北部小半灌木草原小区，区内最常见群落主要是冷蒿群落、沙棘群落。

4.3.4.2 评价区主要植被类型

（1）植被类型分类系统与遥感影像特征

评价区位于陕北高原，属温带草原分布区，区内主要以沙生草丛和灌木为主，局部零星分布乔木林地，植被主要有长茅草、沙蒿、柠条、旱柳等。农业植被主要为小麦、玉米、谷类。灌草丛与农田混杂分布，据此将评价区的植被类型分为草原、灌丛、乔木林和栽培植被四类，植被类型的遥感影像特征见表 4.3.4-1。

表 4.3.4-1 植被类型遥感解译标志

植被类型	遥感影像特征
乔木林	遥感影像上呈深绿色、绿色散状树形斑块，具斑点状影纹，排列不规则，影像表面粗糙，树冠影像特征明显，呈不规则的斑块状分布于覆沙黄土梁及沟谷内。
灌丛	遥感影像上呈亮绿色斑块，具斑点状影纹，影像表面粗糙，树冠形态小于乔木，呈不规则的斑块状分布于覆沙黄土梁及沟谷内。
草原	遥感影像上呈绿色状斑块、绿色草状斑块，其间具零散的斑点状影纹，影像表面粗糙程度不均，呈片状或斑片状分布于覆沙黄土梁、沟谷及河漫滩内。
栽培植被	遥感影像上呈黄色斑块，条块状分布于覆沙黄土梁上，单个条块色彩均一，表面光滑。

无植被区	呈棕色，排列不规则，单个斑块形态规则、色彩均一、表面光滑，主要分布于沟谷或平坦区域内。
河流	遥感影像上呈深蓝色树形斑块，具斑点状影纹，排列规则，影像表面光滑。

(2) 评价区 2025 年植被类型面积统计

评价区 2025 年植被类型面积统计情况见表 4.3.4-2。

表 4.3.4-2 评价范围内 2025 年植被类型面积统计情况

序号	植被类型		评价区 2025		用地范围 2025	
	植被类型	群系	面积 km²	比例%	面积（m²）	比例（%）
1	草原	长芒草、蒿草类	15.8941	51.14	105851.75	34.31
2	乔木林地	以旱柳、小叶杨为主的乔木林带	0.7397	2.38	27149.17	8.80
3	灌丛	以柠条、沙棘为主的灌丛	10.3029	33.15	74829.43	24.25
4	栽培植被	以春小麦、玉米、马铃薯为主的栽培植被地带	2.8251	9.09	31474.72	10.20
5	无植被地带		0.8858	2.85	69215.92	22.3
6	河流水面		0.4289	1.38	0.00	0.00
合计			31.0796	100.00	282493.99	100.00

根据调查结果，第四采油厂调查范围内植被类型主要为草地和灌木林地，分别占调查区面积的 51.14%、33.15%。评价区各区块植被类型分布见图 4.3.4-1~图 4.3.4-3。

4.3.4.3 评价区植被覆盖度

(1) 植被覆盖度分类系统与遥感影像特征

植被覆盖度指森林、草地、灌丛、农业植被等在地面的垂直投影面积占统计区总面积的百分比。本区域内植被覆盖度的调查利用遥感估算的方法，通过 NDVI 指数进行计算，并根据 NDVI 指数值通过等间隔断裂法，将植被覆盖度分为极低覆盖度、低覆盖度、中低覆盖度、中覆盖度、中高覆盖度、高覆盖度等六类。植被覆盖度类型遥感解译影像特征见表 4.3.4-3，评价区 2025 年度植被覆盖度类型面积统计见表 4.3.4-4。

表 4.3.4-3 植被覆盖度类型遥感解译影像特征

植被覆盖度类型	覆盖度 (%)	遥感影像特征
极低覆盖度	<5	呈深红色，色调较深，不规则块状分布，解译标志明显。
低覆盖度	5~10	呈红色，色调较浅，不规则块状分布，解译标志明显。
中低覆盖度	10~30	呈浅橙色，有明显连续沙状颗粒，中等色调，不规则片状分布，解译标志明显。
中覆盖度	30~50	呈暗绿色色彩且部分含沙状颗粒，色调较浅，不规则片状分布，解译标志明显。
中高覆盖度	50~70	呈绿色，无连续沙状颗粒，色调较深，不规则块状分布，解

		译标志明显。
高覆盖度	>70	呈深绿色，色彩均匀，色调较深，无沙状颗粒，不规则块状分布，解译标志明显。

(2) 评价区 2025 年植被覆盖度面积统计

评价区 2025 年植被覆盖度面积统计情况见表 4.3.4-4。评价区各区块植被覆盖度分布见图 4.3.4-4~图 4.3.4-6。

表 4.3.4-4 评价区 2025 年植被覆盖度面积统计情况

序号	植被覆盖度	评价范围 2025 年		用地范围 2025	
		面积 (km ²)	比例%	面积 (m ²)	比例 (%)
1	极低覆盖度<5%	2.0202	6.50	15847.37	5.14
2	低覆盖度 (5%<10%)	6.5454	21.06	48046.63	15.57
3	中低覆盖度 (10%~30%)	1.3489	4.34	113585.19	36.82
4	中覆盖度 (30%~50%)	13.9951	45.03	101750.46	32.98
5	中高覆盖度 (50%~70%)	5.0349	16.20	24848.60	8.05
6	高覆盖度 (>70%)	2.1352	6.87	4442.74	1.44
总计		31.0796	100.00	308520.99	100.00

4.3.4.4 植被资源

(1) 植物群落样方调查

本次工程主要分布于黄土梁峁、丘陵区，根据植物群落类型设置调查样地。本次评价在 2025 年 8 月对项目生态评价范围内开展了样方调查。根据导则要求，二级评价样方调查应根据植物群落类型布置样地，每种群落类型不少于 3 个样方，本项目主要的植被群落涉及 6 类。

项目样方统计表见表 4.3.4-5，植被样方调查表见附件 11。

表 4.3.4-5 样方统计表

编号	面积	群落类型	备注	位置
样 01	10m×10m	旱柳乔木群落	实地调查	位于田 32-12 井组出油管线西侧 245 米处
样 02	5m×5m	柠条灌丛群落	实地调查	位于中 3 增出油管线西侧 298 米处
样 03	1m×1m	长芒草群落	实地调查	位于田 23-171 出油管线东侧 241 米处
样 4	10m×10m	旱柳乔木群落	实地调查	位于田 13-26 井组至中 5 增出油管线西侧 241 米处
样 5	10m×10m	小叶杨乔木群落	实地调查	位于罗 5 增至罗 6 增供气管道南侧 298 米处
样 6	5m×5m	柠条灌丛群落	实地调查	位于罗 103 配至罗 36-44 管线西侧 147 米处
样 7	5m×5m	柠条灌丛群落	实地调查	位于路 14-41 至路二转水源井管道 278 米处
样 8	1m×1m	长芒草群落	实地调查	位于路 36-24 单井出油管线北侧 215 米处
样 9	1m×1m	长芒草群落	实地调查	位于天一接转注水站东侧 287 米处

编号	面积	群落类型	备注	位置
样 10	10m×10m	旱柳乔木群落	实地调查	位于白 8 增至白 203 配供水管道处南侧 178 米处
样 11	10m×10m	小叶杨乔木群落	实地调查	位于于检 40-251 井组至于 41-26 撬管线西侧 226 米处
样 12	5m×5m	沙棘灌丛群落	实地调查	位于天 27-15 井组出油管道东侧 178 米处
样 13	5m×5m	沙棘灌丛群落	实地调查	位于庆盛辣油注水站西北侧 148 米处
样 14	1m×1m	蒿草类群落	实地调查	位于杨米涧集油站东侧 218 米处
样 15	1m×1m	蒿草类群落	实地调查	位于新一接转站西南侧 220 米处
样 16	10m×10m	小叶杨乔木群落	实地调查	位于康 48-50 至杨 2 增出油管线南侧 235 米处
样 17	5m×5m	沙棘灌丛群落	实地调查	位于康 37-46A 井组出油管道东侧 198 米处
样 18	1m×1m	蒿草类群落	实地调查	位于润 25-9 配至润 23-9 配管线北侧 229 米处

(2) 评价区植物名录

同时，本次环评也对项目区植物资料进行了现场调查，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。

根据查阅历史资料，结合现场调查结果，评价区内现以多年生草本为主，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 4.3.4-6。

表 4.3.4-6 区域主要植物名录

序号	中文名	学名	生活型
一、松科 Pinaceae			
1	油松	<i>Pinus tabulaeformis</i>	乔木
二、柏科 Cupressaceae			
2	侧柏	<i>Platycladus orientalis</i>	乔木
三、香蒲科 Typhaceae			
3	香蒲	<i>Typha orientalis</i>	多年生草本
四、禾本科 Gramineae			
4	狗牙根	<i>Cynodon dactylon</i>	多年生草本
5	芦苇	<i>Phragmites australis</i>	多年生根茎草本
6	长芒草	<i>Stipa bungeana Trin.</i>	多年生草本
7	白羊草	<i>Bothriochloa ischaemum</i>	多年生草本
8	冰草	<i>Agropyron cristatum</i>	多年生草本
9	野古草	<i>Arundinella hirta</i>	多年生草本
10	野稗子	<i>Echinochloa crusgalli</i>	多年生草本

11	芨草	<i>Arthraxon hispidus</i>	多年生草本
12	隐子草	<i>Kengia hancei</i>	多年生草本
13	披碱草	<i>Elymus dahuricus</i>	多年生草本
14	画眉草	<i>Eragrostis pilosa</i>	多年生草本
15	白草	<i>Pennisetum flaccidum</i>	多年生草本
16	早熟禾	<i>Poa annua</i>	一或二年生草本
17	狗尾草	<i>Setaria viridis</i>	一年生草本
18	赖草	<i>Leymus secalinus</i>	多年生根茎禾草
19	野燕麦	<i>Avena fatua</i>	一年生草本
20	糙隐子草	<i>Kengia squarrosa</i>	多年生草本
21	拂子茅	<i>Calamagrostis epigejos</i>	多年生草本
22	三芒草	<i>Aristida adscensionis</i> Linn.	一年生草本
23	黄背草	<i>Themeda japonica</i>	多年生草本
24	狼针草	<i>Stipa baicalensis</i>	多年生草本
25	鹅观草	<i>Roegneria kamoji</i> Ohwi	多年生草本
26	针茅	<i>Stipa capillata</i> Linn.	多年生草本
27	白茅	<i>Imperata cylindrica</i>	多年生草本
五、莎草科 Cyperaceae			
28	大披针苔草	<i>Carex lanceolata</i>	多年生草本
29	荆三棱	<i>Scirpus maritimus</i>	多年生草本
六、百合科 Liliaceae			
30	野蒜	<i>Allium macrostemon</i>	多年生草本
31	卷丹	<i>Lilium tigrinum</i>	多年生草本
32	毛叶石刁柏	<i>Asparagus richophyllus</i>	多年生草本
33	蕨叶天门冬	<i>Asparagus filicinus</i>	多年生草本
34	黄精	<i>polygonatum sibiricum</i>	多年生草本
七、杨柳科 Salicaceae			
35	垂柳	<i>Salix babylonica</i>	乔木中生
36	旱柳	<i>Salix mastudana</i>	乔木中生
37	小叶杨	<i>Populus simonii</i>	乔木旱中生
38	河北杨	<i>Populus hopeiensis</i>	乔木旱中生
39	山杨	<i>Populus davidiana</i>	乔木中生
八、壳斗科 Fagaceae			
140	槲栎	<i>Quercus aliena</i>	乔木
九、榆科 Ulmaceae			
41	榆	<i>Ulmus pumila</i>	乔木
十、桑科 Moraceae			
42	葎草	<i>Humulus scandens</i>	一年生草本
十一、蓼科 Polygonaceae			
43	酸模叶蓼	<i>Polygonum lapathifolium</i>	一年生草本
44	篇蓄	<i>Polygonum aviculare</i>	多年生草本
45	齿果酸模	<i>Rumex dentatus</i>	一或二年生草本
46	羊蹄	<i>Rumex crispus</i>	多年生草本
十二、马齿苋科 Portulacaceae			

47	马齿苋	<i>Portulaca oleracea</i>	一年生草本
十三、苋科 Amaranthaceae			
48	繁穗苋	<i>Amaranthus paniculatus</i>	一年生草本
49	反枝苋	<i>Amaranthus retroflexus</i>	一年生草本
十四、藜科 Chenopodiaceae			
50	小藜	<i>Chenopodium serotinum</i>	一年生草本
51	灰绿藜	<i>Chenopodium album</i>	一年生草本
十五、石竹科 Caryophyllaceae			
52	石头花	<i>Gypsophila davurica</i>	多年生草本
53	蝇子草	<i>Silene gallica</i>	一年生草本
54	鹅肠菜	<i>Malachium aquaticum</i>	多年生草本
十六、毛茛科 Ranunculaceae			
55	铁线莲	<i>Clematis montana</i>	蔓生半灌木
十七、罂粟科 Papaveraceae			
56	地丁	<i>Corydalis bungeana</i>	二年生草本
57	白屈菜	<i>Chelidonium majus</i>	多年生草本
十八、十字花科 Cruciferae			
58	荠菜	<i>Capsella brusa-pastoris</i>	一年生草本
59	播娘蒿	<i>Descurainia sophia</i>	一年生草本
60	独行菜	<i>Lepidium apetalum</i>	一年生草本
十九、景天科 Crassulaceae			
61	瓦松	<i>Orostachys fimbriatus</i>	多年生草本
62	费菜	<i>Sedum aizoon</i>	多年生草本
二十、蔷薇科 Rosaceae			
63	匍匐委陵菜	<i>Potentilla reptans</i>	多年生草本
64	山桃	<i>Prunus davidiana</i>	小乔木
65	山杏	<i>Prunus armeniaca var. ansu</i>	小乔木
66	蛇莓	<i>Duchesnea indica</i>	多年生草本
67	黄刺玫	<i>Rosa xanthina Lindl.</i>	灌木
二十一、豆科 Leguminosae			
68	野豌豆	<i>Vicia sepium</i>	多年生草本
69	达乌里胡枝子	<i>Lespedeza davurica</i>	半灌木
70	截叶铁扫帚	<i>Lespedeza cuneata</i>	小灌木
71	小叶锦鸡儿	<i>Caragana microphylla</i>	灌木
72	短梗胡枝子	<i>Lespedeza cyrtobotrya</i>	灌木
73	刺槐	<i>Robinia pseudoacacia</i>	乔木
74	粗糙紫云英	<i>Astragalus scaberrimus</i>	一年生草本
75	天蓝苜蓿	<i>Medicago lupulina</i>	一年生草本
二十二、酢浆草科 Oxalidaceae			
76	酢浆草	<i>Oxalis corniculata</i>	多年生草本
二十三、牻牛儿苗科 Geraniaceae			
77	老鹳草	<i>Geranium wilfordii</i>	多年生草本
78	牻牛儿苗	<i>Erodium stephanianum</i>	一或二年生草本
二十四、蒺藜科 Zygophyllaceae			

79	蒺藜	<i>Tribulus terrestris</i>	多年生草本
二十五、苦木科 Simarubaceae			
80	臭椿	<i>Ailanthus altissima</i>	乔木
二十六、大戟科 Euphorbiaceae			
81	铁苋菜	<i>Acalypha australis</i>	一年生草本
82	湖北大戟	<i>Euphorbia hylonoma</i>	多年生草本
83	地锦	<i>Euphorbia humifusa</i>	一年生草本
84	乳浆大戟	<i>Euphorbia esula</i>	多年生草本
二十七、卫矛科 Celastraceae			
85	南蛇藤	<i>Celastrus orbiculatus</i>	木质藤本
二十八、鼠李科 Rhamnaceae			
86	酸枣	<i>Ziziphus jujuba</i>	灌木
87	小叶鼠李	<i>Rhamnus parvifolia</i>	灌木
二十九、葡萄科 Vitaceae			
88	乌菟莓	<i>Cayratia pseudotrifolia</i>	草质藤本
89	毛葡萄	<i>Vitis quinquangularis</i>	木质藤本
三十、椴树科 Tiliaceae			
90	孩儿拳头	<i>Grewia biloba</i>	灌木
三十一、锦葵科 Malvaceae			
91	野西瓜苗	<i>Hibiscus trionum</i>	一年生草本
92	圆叶锦葵	<i>Malva rotundifolia</i>	多年生草本
93	苘麻	<i>Abutilon theophrasti</i>	多年生草本
三十二、堇菜科 Violaceae			
94	紫花地丁	<i>Viola philippica</i>	多年生草本
95	圆叶堇菜	<i>Viola pseudo-bambusetorum</i>	多年生草本
三十三、伞形科 Euphorbiaceae			
96	野胡萝卜	<i>Daucus carota</i>	二年生草本
三十四、柿树科 Ebenaceae			
97	君迁子	<i>Diospyros lotus</i>	乔木
三十五、萝藦科 Asclepiadaceae			
98	牛心朴子	<i>Cynanchum komarovii Al.</i>	多年生草本
99	鹅绒藤	<i>Cynanchum chinense</i>	多年生草本
三十六、旋花科 Convolvulaceae			
100	藤长苗	<i>Calystegia pellita</i>	多年生草本
101	牵牛	<i>Pharbitis nil</i>	一年生草本
102	打碗花	<i>Calystegia hederacea</i>	一年生草本
三十七、紫草科 Boraginaceae			
103	附地菜	<i>Trigonoyis peduncularis</i>	多年生草本
三十八、唇形科 Labiatae			
104	夏至草	<i>Lagopsis supina</i>	多年生草本
105	地椒	<i>Thymus quinquecostatus</i>	小半灌木状草本
106	益母草	<i>Leonurus artemisia</i>	多年生草本
三十九、茄科 Solanaceae			
107	枸杞	<i>Lycium chinense</i>	灌木

108	龙葵	<i>Solanum nigrum</i>	一年生草本
109	曼陀罗	<i>Datura stramonium</i>	草本
四十、玄参科 Scrophulariaceae			
110	婆婆纳	<i>Veronica didyma</i>	一年生草本
111	松蒿	<i>Phtheirospermum japonicum</i>	一年生草本
四十一、紫葳科 Bignoniaceae			
112	角蒿	<i>Incarvillea sinensis</i>	一年生草本
四十二、车前科 Plantaginaceae			
113	车前	<i>Plantago asiatica</i>	多年生草本
四十三、茜草科 Rubiaceae			
114	茜草	<i>Rubia cordifolia</i>	多年生草本
四十四、桔梗科 Campanulaceae			
115	石沙参	<i>Adenophora polyantha</i>	多年生草本
四十五、菊科 Compositae			
116	茵陈蒿	<i>Artemisia eapillaris</i>	半灌木
117	黄蒿	<i>Artemisia annua</i>	一年生草本
118	艾蒿	<i>Artemisia argyi</i>	多年生草本
119	南牡蒿	<i>Artemisia eriopoda</i>	多年生草本
120	铁杆蒿	<i>Artemisia gmelinii</i>	多年生草本
121	阿尔泰紫菀	<i>Aster altaicus</i>	多年生草本
122	鬼针草	<i>Bidens bipinnate</i>	一年生草本
123	刺儿菜	<i>Cephalanoplos segetum</i>	多年生草本
124	大蓟	<i>Cirsium japonicum</i>	多年生草本
125	抱茎苦蕒菜	<i>Ixeris sonchifolia</i>	多年生草本
126	大丁草	<i>Leibnitzia anandria</i>	多年生草本
127	灰蒿	<i>Artemisia transilicensis</i>	多年生草本
128	风毛菊	<i>Saussurea japonica</i>	两年生草本
四十六、报春花科			
129	点地梅	<i>Androsace incana Lam.</i>	一年生草本

4.3.5 陆生动物资源现状与评价

4.3.5.1 野生动物

(1) 现状调查

根据现状调查和收集资料，区内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禽类为主。兽类主要有黄鼬、狗獾、蒙古兔、花鼠、大仓鼠、小家鼠等；禽类主要有啄木鸟、小沙百灵、家燕、喜鹊、大嘴乌鸦、麻雀等。

根据当地县志记载，历史上本区有金钱豹、野猪、鸳鸯等国家、地方野生保护动物出没，但由于项目区域人类活动频繁，许多野生动物已经避开人类，在人类活动区域较难见到野生动物。

根据调查，调查区内尚未发现国家、省级重点保护野生动物。

（2）野生动物生境划分

野生动物的分布主要取决于食物条件和隐蔽条件，因此生境组成结构和物理结构的不同导致了野生动物群落的差异。结合评价区的地形和植被特征，可以将该区域划分为草地、林地、水域、农田、城镇、荒漠及其他 7 种不同的生境。各个生境的特点如下：

草地：植被单一且多为连续性分布，主要植被有针茅、冷蒿、茵陈蒿、铁杆蒿、黄蒿、艾蒿等。

林地：以人工次生林为主，植被覆盖度高，垂直差异性大，主要植被有小叶杨、旱柳等。灌丛植被密度较高，食物资源丰富，易于鸟类隐蔽和觅食，主要植被有沙棘和柠条等。

水域：包括静水水域和流动水域两种类型。

河滩：多沿河谷地带呈狭长性分布，植被密度较低，多以乱石滩为主，也包括一小部分水库和池塘等湿地。

农田：多分布在地势较低且平坦的河谷地带，经济作物主要为烟草、油菜、蔬菜等，粮食作物主要为小麦、玉米、红薯和豆类等。

城镇：多分布在居民点及其附近区域，城市化程度高，人为活动干扰很大，植被覆盖率较低，主要绿化树种有国槐、柳树、杨树等。

荒漠：主要以裸土地为主。

其他：分布有工矿企业。

（3）样线调查和设置

依据国家林业局野生动植物保护与自然保护区管理司和国家林业局调查规划设计院编制的《全国第二次陆生野生动物资源调查技术规程（20110406）》、《生物多样性观测技术导则》（HJ710-2014）、《环境影响评价技术导则（生态影响）》（HJ 19-2022）作为抽样和调查标准，在本项目生态调查范围内，结合评价区地形地

势等地貌特征、陆生脊椎动物生境类型，对工程选址选线周边的陆生脊椎动物生境类型分布位置进行抽样和调查。

本次主要结合项目所在区域特点，本次将区域划分为 2 类生境，即人工生境和自然生境，因此本次评价动物样线布置主要考虑沿管线走向、尽量覆盖所有地表植被类型进行，共设置 5 条样线，每条样线长度 3km 左右，统计路线两侧 10m 以内出现的哺乳动物实体、痕迹点，并观察见到和听到的鸟类，及时记录观察结果与所在地生境概况。完成外业调查后，在前人工作的基础上，结合实地调查资料进行归纳、分析与总结，推算评价范围内动物情况。生态导则要求二级评价动物样线每种生境不小于 3 条样线，从数量上满足导则要求。样线调查表见表 4.3.5-1~表 4.3.5-2。样方样线分布图见图 4.3.5-1~图 4.3.5-3。

表 4.3.5-1 野生动物样线 1 调查记录表

调查地名称：靖边县阳台		样线编号：YX1		
样线长度：2.89km	海拔区间：1555m-1625m		生境类型：人工生境（城镇工矿用地、农业用地）；自然生境（森林、灌丛、草地）	
坐标：N37.321295°，E108.505384°至 N37.344469°，E108.542120°				
天气：晴	行进速度：2km/h		人为干扰因素：较大	
样线记录				
物种名	拉丁名	实体数量	痕迹类型及数量	备注
麻雀	<i>Passer montanus</i>	1	无	/
喜鹊	<i>Pica pica</i>	1	无	/
其他描述：无。				
调查时间：2025.8.7		调查人员：纪银银、韦千山		

表 4.3.5-2 野生动物样线 2 调查记录表

调查地名称：靖边县刘家砭		样线编号：YX2		
样线长度：2.44km	海拔区间：1642m-1488m		生境类型：人工生境（城镇工矿用地、农业用地）；自然生境（森林、灌丛、草地）	
坐标：N37.259392°，E108.764911°至 N37.274970°，E108.783794°				
天气：晴	行进速度：2km/h		人为干扰因素：较大	
样线记录				
物种名	拉丁名	实体数量	痕迹类型及数量	备注
喜鹊	Pica pica	1	无	
麻雀	Passer montanus	4	无	
其他描述：无。				
调查时间：2025.8.8		调查人员：纪银银、韦千山		

表 4.3.5-3 野生动物样线 3 调查记录表

调查地名称：靖边县石雀咀		样线编号：YX3		

样线长度：3.28km	海拔区间：1638m-1465m	生境类型：人工生境（城镇工矿用地、农业用地）；自然生境（森林、灌丛、草地）		
坐标：N37.158820°，E108.786406°至 N37.151439°，E108.824858°				
天气：晴	行进速度：2km/h	人为干扰因素：较大		
样线记录				
物种名	拉丁名	实体数量	痕迹类型及数量	备注
野鸡	<i>Phasianus colchicus</i>	1	无	/
麻雀	<i>Passer montanus</i>	2	1	/
其他描述：无。				
调查时间：2025.8.7		调查人员：纪银银、韦千山		

表 4.3.5-4 野生动物样线 4 调查记录表

调查地名称：靖边县蔡家沟		样线编号：YX4		
样线长度：2.52km	海拔区间：1514m-1557m		生境类型：人工生境（城镇工矿用地、农业用地）；自然生境（森林、灌丛、草地）	
坐标：N37.128638°，E108.774497°至 N37.151340°，E108.772737°				
天气：晴	行进速度：2km/h		人为干扰因素：较大	
样线记录				
物种名	拉丁名	实体数量	痕迹类型及数量	备注
野鸡	<i>Phasianus colchicus</i>	2	无	
麻雀	<i>Passer montanus</i>	3	1	/
其他描述：无。				
调查时间：2025.8.8		调查人员：纪银银、韦千山		

表 4.3.5-5 野生动物样线 5 调查记录表

调查地名称：靖边县田家湾		样线编号：YX5		
样线长度：3.98km	海拔区间：1678m-1624m	生境类型：人工生境（城镇工矿用地、农业用地）；自然生境（森林、灌丛、草地）		
坐标：N37.114380°，E108.704968°至 N37.124594°，E108.753978°				
天气：晴	行进速度：2km/h		人为干扰因素：较大	
样线记录				
物种名	拉丁名	实体数量	痕迹类型及数量	备注
野鸡	<i>Phasianus colchicus</i>	3	无	
麻雀	<i>Passer montanus</i>	3	无	
其他描述：无。				
调查时间：2025.8.8		调查人员：纪银银、韦千山		

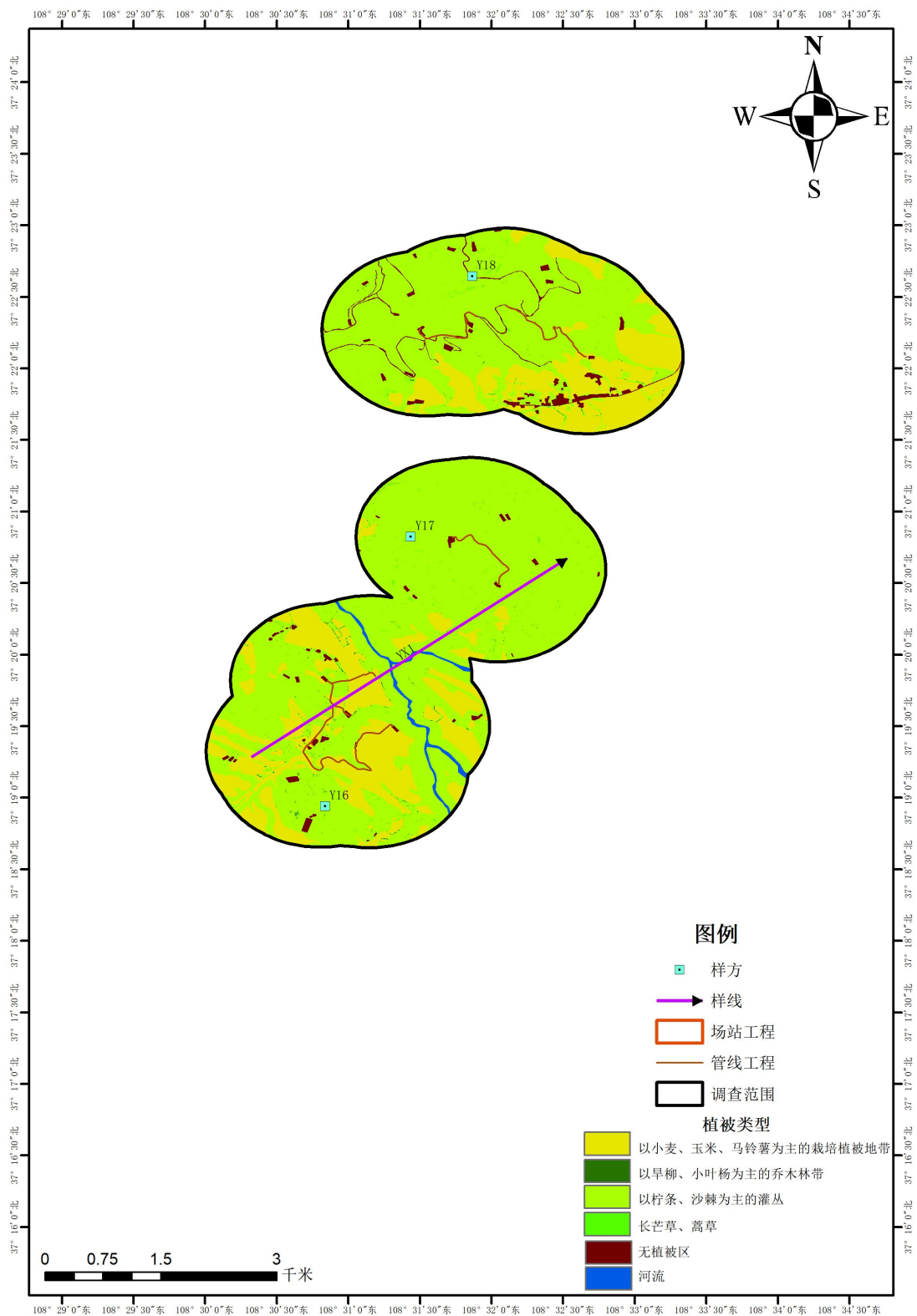


图 4.3.5-1 样方样线分布图

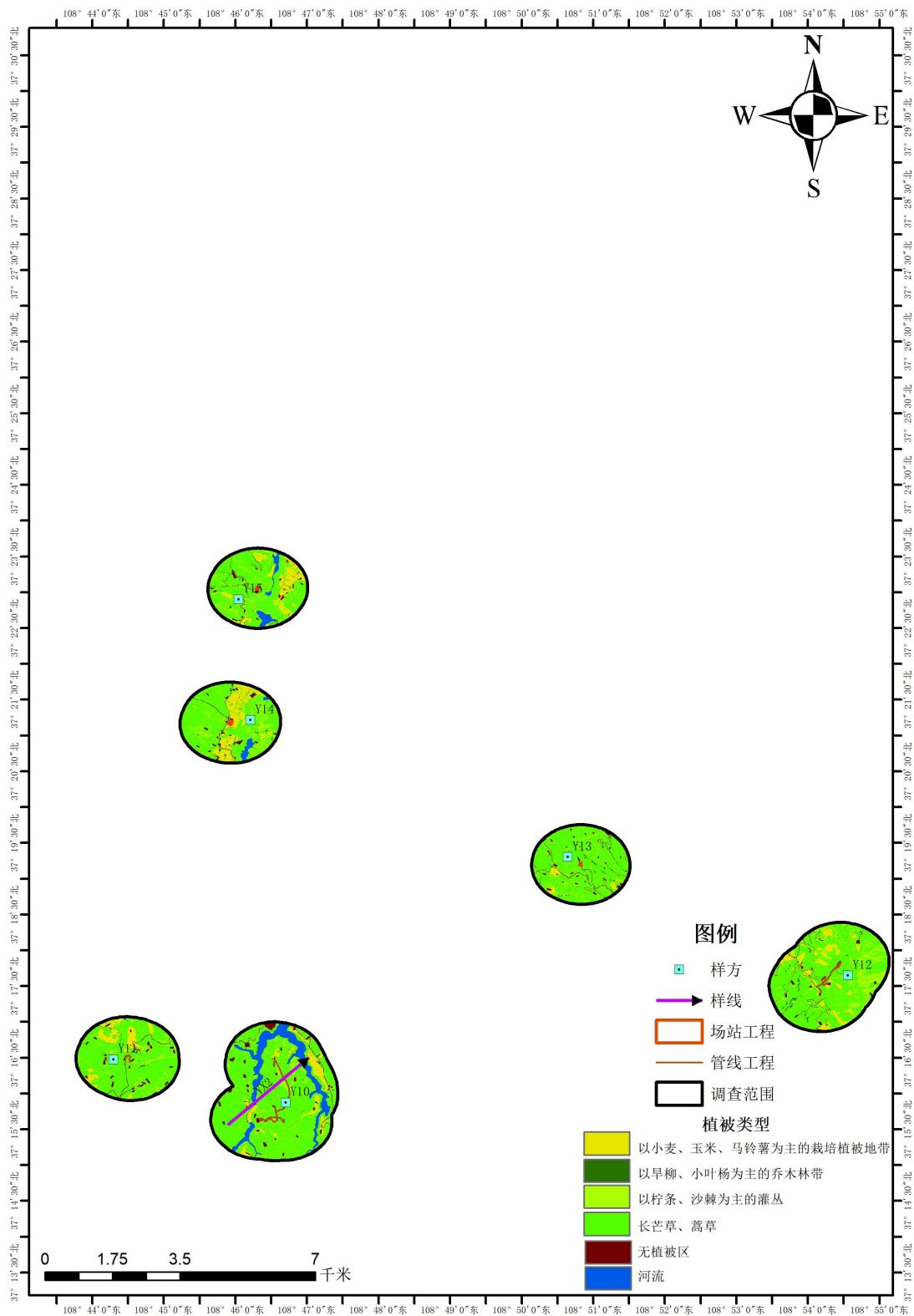


图 4.3.5-2 样方样线分布图

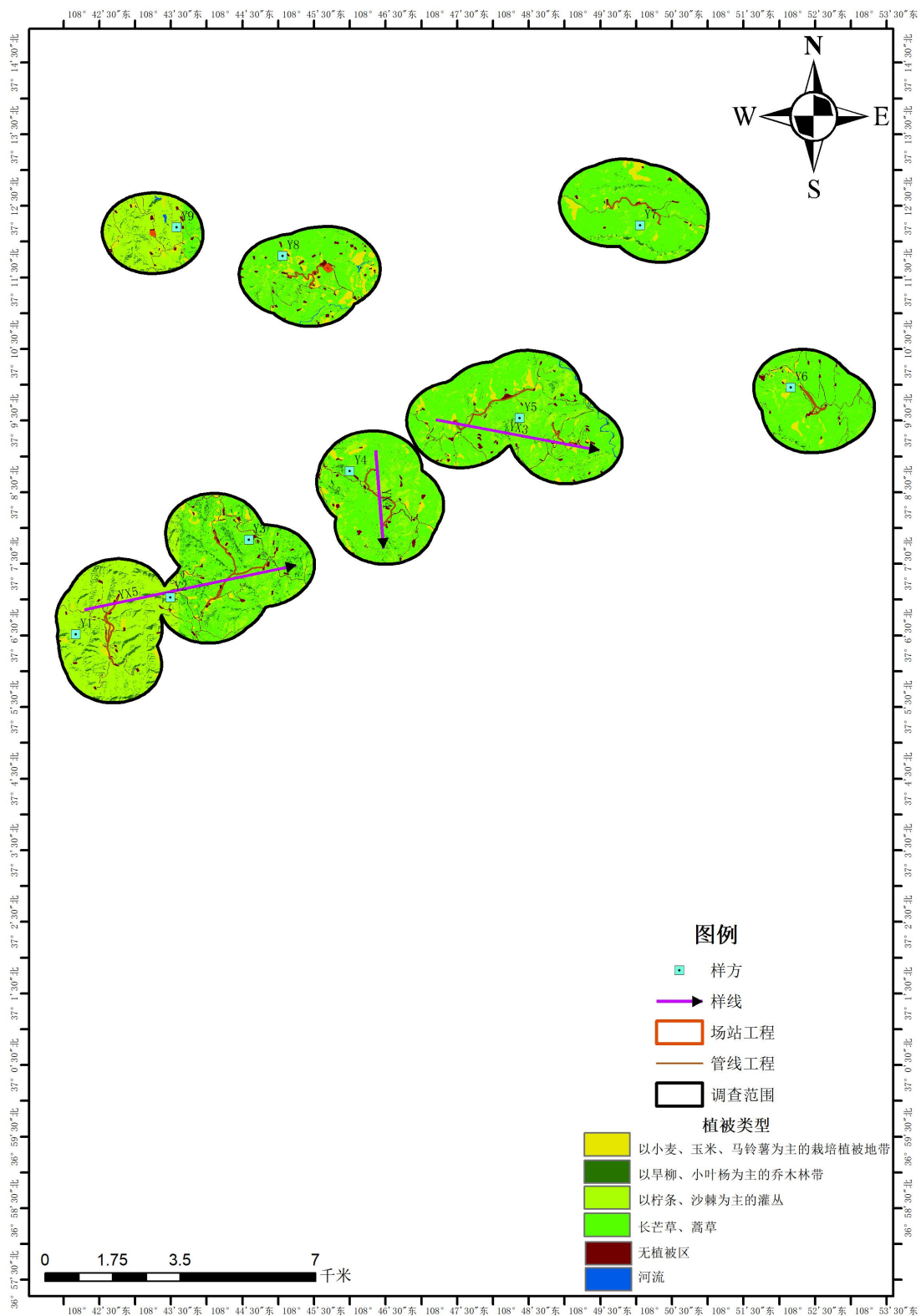


图 4.3.5-3 样方样线分布图

4.3.5.2 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。

4.3.6 生态敏感区现状

根据现场实地调查及资料收集，本调查区及油田开发区范围内不涉及自然保护区、世界文化和自然遗产地等特殊生态敏感区；不涉及森林公园、地质公园、珍稀濒危野生动植物天然集中分布区、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、重要湿地等重要生态敏感区。

4.3.7 生境调查

（1）区域生境现状

动物的种类及分布是紧紧依附各种自然因素和条件，如植被、地形及气候，它们是动物的隐蔽场所，食物的来源，又是限制动物活动的因素。

根据黄土高原自然地理环境特点，划分出三个动物区，即：河谷盆地动物区，黄土高原丘陵沟壑动物区和长城沿线风沙草原动物区。评价区位于黄土高原丘陵沟壑动物区，动物区系属黄土高原成分。

黄土高原动物群的特征，随着各气候一植被带的外界环境条件的地理变异而呈规律性的变化。在同一气候一植被带中，不同的地形，水文和现存植被，以及人类经济活动，均影响动物的栖居活动，而构成不同性质的栖息地。黄土高原的动物属于温带森林—森林草原—农田动物群。因为农业开发的历史悠久，广大山地、丘陵成为次生草地、灌丛和农田，在这种环境里，一部分是适应次生林、灌丛、田野生活的森林动物，一部分则为草原动物，组成森林草原动物群。

温带森林草原带的鸟类，各地极不一致。但有一些共同的优势种和常见种，如麻雀、斑鸠，最适于次生草、灌丛的生活。候鸟和旅鸟季节性的迁来和过境，使黄土高原春末夏初和秋季的鸟类特别繁盛，形成两个季节性高峰，其中家燕、山斑鸠等夏候鸟，在各地多为优势或常见种类。

（2）垂直分布特点

黄土高原鸟兽的垂直分布也较明显。山地自然条件对动物分布有明显的影响。项目所在区域山地较多、沟谷密布，海拔差异约 1000m。区域草地分布较广，林地分布较少。林地种鸟兽的生活条件较佳，动物种类较多，灌丛中鸟兽的生活条

件比深林稍差，因而动物种类较少。南坡很少见到灌丛，故种类不及北坡丰富，尤其是鸟类更少。

（3）项目区生境情况

本项目井站场及管线工程所在地受人类活动影响较大，大部分位于沿沟伴行公路、村庄周边，项目所在地不在鸟兽类保护关键区分布区域。

据调查，评价区内尚未发现国家、省级重点保护野生动物。

4.3.8 生态环境存在的主要问题及变化趋势

根据《陕西省生态功能区划》，油区在生态功能分区上属于白于山南侧水土保持控制区、白于山河源水土保持区和定靖西南部风蚀、盐渍化控制区。生态服务功能主要为水源涵养功能区，土壤侵蚀和水土流失敏感，主要保护对策是控制水土流，存在的生态问题主要是该区为河流支流分布区，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。

根据陕西省水土保持规划，项目所在乡镇均属“陕北丘陵沟壑重点治理区”，亦说明评价区域水土流失问题的突出性及治理紧迫性。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。

采油厂生产方面部分井场及局部道路等占地绿化率不高、水土流失较严重，不但增加了对土壤、地表水等环境要素的污染，而且增加了水土流失量。此外除了站场道路外，井场道路等均为土路，道路硬化率较低，加之两侧临时占地未进行有效的植被恢复，地表疏松，若遇暴雨极易发生水土流失。

4.4 区域环境质量现状调查与评价

4.4.1 环境空气质量现状监测与评价

1、项目所在区域达标判定

本项目位于陕西省榆林市靖边县、延安市安塞区和志丹县。根据环境空气功能区划，本项目所在地为二类功能区，环境空气质量标准执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。根据陕西省生态环境厅办公室于 2025 年 1 月 21 日发布的《环保快报》2024 年 1~12 月全省环境空气质量状况，项目区域 2024

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 4.4.1-1。

表 4.4.1-1 项目区域空气质量现状评价表

区域	污染物	评价指标	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	超标 倍数	达标 情况
靖边县	PM ₁₀	年平均质量浓度	70	52	74.29	0	达标
	PM _{2.5}	年平均质量浓度	35	26	74.29	0	达标
	SO ₂	年平均质量浓度	60	10	16.67	0	达标
	NO ₂	年平均质量浓度	40	20	50.00	0	达标
	CO	95%日平均浓度	4mg/m ³	1.0mg/m ³	25.00	0	达标
	O ₃	90%8h 平均浓度	160	155	96.88	0	达标
安塞区	PM ₁₀	年平均质量浓度	70	47	67.14	0	达标
	PM _{2.5}	年平均质量浓度	35	25	71.43	0	达标
	SO ₂	年平均质量浓度	60	9	15.00	0	达标
	NO ₂	年平均质量浓度	40	22	55.00	0	达标
	CO	95%日平均浓度	4mg/m ³	1.2mg/m ³	30.00	0	达标
	O ₃	90%8h 平均浓度	160	155	96.88	0	达标
志丹县	PM ₁₀	年平均质量浓度	70	46	65.71	0	达标
	PM _{2.5}	年平均质量浓度	35	24	68.57	0	达标
	SO ₂	年平均质量浓度	60	6	10.00	0	达标
	NO ₂	年平均质量浓度	40	17	42.50	0	达标
	CO	95%日平均浓度	4mg/m ³	1.2mg/m ³	30.00	0	达标
	O ₃	90%8h 平均浓度	160	142	88.75	0	达标

由上表可知，榆林市靖边县和延安市安塞区、志丹县 2024 年环境空气质量现状中 PM₁₀、PM_{2.5}、SO₂、NO₂、CO、O₃ 现状浓度值均符合《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准规定的浓度限值，因此项目区域属于环境空气质量达标区。

2、其他污染物环境质量现状监测与评价

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）中现状监测布点类型与数量要求并结合项目区域分布及评价工作等级，本次大气环境质量现状评价采用资料收集及现状监测的方法开展工作。本项目补充监测特征评价因子非甲烷总烃、硫化氢的环境质量现状数据，满足导则相关要求。

本次评价引用《长庆油田分公司第四采油厂 2024 年榆林区域油田维护项目环境影响报告书》（监测时间 2025 年 2 月 12 日~2 月 18 日）、《长庆油田分公司第四采油厂 3 万吨产能建设工程环境影响报告书》（监测时间 2024 年 4 月 6

日~4 月 12 日)《第一采气厂 2023 年延安区域产能建设工程环境影响报告书》(监测时间 2023 年 4 月 25 日~5 月 1 日)中环境空气质量监测数据,引用数据的监测时间处于 3 年有效期范围内,监测因子均包含本项目特征污染因子“非甲烷总烃和硫化氢”,各个监测点处均取得 7 天有效数据,符合《环境影响评价技术导则-大气环境》(HJ2.2-2018)规定,因此本项目监测点位设置和数据引用合理。

另外委托陕西精益达安全环保技术服务有限公司对部分区域环境空气质量现状进行了实测,设置监测点位 1 个,监测点位为后马场村。

表 4.4.1-2 项目大气环境监测点位一览表

序号	名称	坐标	位置	监测因子	监测数据来源
1#	天三增东 北厂界外 100m 处	E108°45'06.746", N37°12'02.011"	NW, 1.1km (路 36-24 单井出油管线)	非甲烷总 烃、硫化氢	引用《长庆油田分公司第四采油厂 2024 年榆林区域油田维护项目》, 监测时间 2025 年 2 月 12 日-2 月 18 日
2#	座坡湾村	E108°46'13.643", N37°21'44.848"	S, 2.5km (新一转接 站)		引用《长庆油田分公司第四采油厂 3 万吨 产能建设工程环境影响报告书》, 监测 时间 2024 年 4 月 6 日~4 月 12 日
3#	郝渠则村	E108°46'48.750", N37°17'28.070"	N, 1.8km (白 8 增至 白 203 配供水管道)		
4#	高湾	E108°50'37.740", N37°09'52.220"	NE, 2.1km (罗 42-30 井组出油管线)		
5#	艾家湾	E108°44'30.093", N37°08'06.312"	N, 0.44km (艾家湾 集输站、田 23-171 单井出油管线)		引用《第一采气厂 2023 年延安区域产 能建设工程环境影 响报告书》, 监测时 间 2023 年 4 月 25 日 ~5 月 1 日
6#	陕 99-9-56 井场	E108°53'15.384", N37° 11'22.309"	SE, 0.86km (罗加 20-341 至罗 11 增出 油管线)		
7#	统 66 井 场	E108°57'20.979", N37° 09'20.681"	SE, 3.9km (罗 27-44 单井出油管道)		本次补充监测, 监测 时间 2025 年 9 月 11 日~17 日
8#	后马场村	E108°31'15.271", N37°19'32.503"	E, 0.13km (康 48-50 至杨 2 增出油管线)		

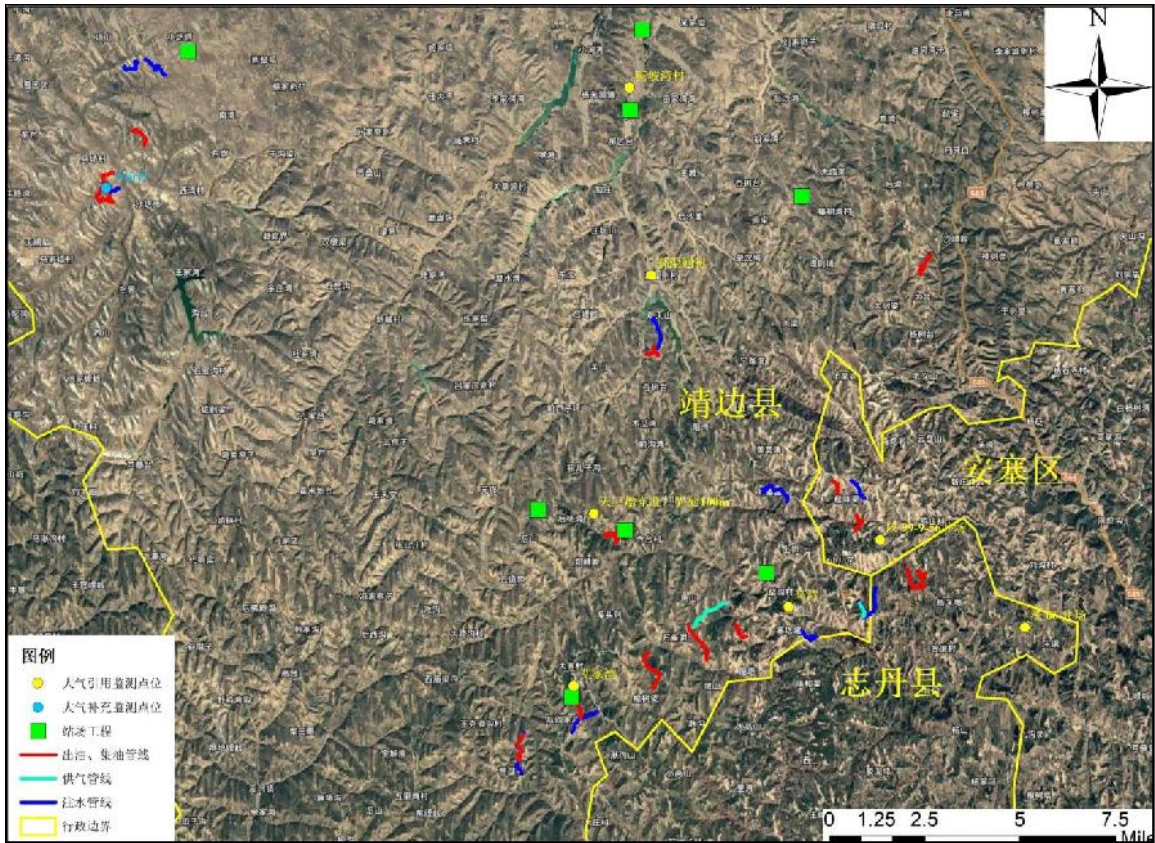


图 4.4.1-1 大气监测点位图

(2) 监测时间和频次

本次大气环境质量补充监测由陕西精益达安全环保技术服务有限公司于 2025 年 9 月 11 日~17 日进行监测，共监测 7 天，每天采样四次。采样同时记录风向、风速、气温、气压等气候因素，同时标定采样点经纬度坐标。

(3) 监测项目及分析方法

采样及监测项目分析方法按《环境监测技术规范》进行，详见表 4.4.1-3。

表 4.4.1-3 环境空气监测项目分析方法

检测类别	检测项目	检测依据	仪器名称/型号/管理编号	检出限
环境空气	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-气相色谱法 HJ 604-2017	GC5890 气相色谱仪 (JYD110)有效期至 2027.1.1	0.07mg/m ³
	硫化氢	硫化氢 亚甲基蓝分光光度 (B) 《空气和废气监测分析方法》 国家环境保护总局 (第四版) (2003)	722N 可见分光光度计 (JYD291)有效期至 2026.4.9	0.001mg/m ³

(3) 监测结果统计

环境空气质量现状监测结果统计见表 4.4.1-4。

表 4.4.1-4 环境空气质量现状监测结果统计一览表

序	监测点位	监测因子	测值范围	浓度限值	最大浓度占	超标率	最大超

号			(mg/m ³)	(mg/m ³)	标率 (%)	(%)	标倍数
1#	天三增东北厂界外 100m 处	非甲烷总烃	0.11~0.35	2.0	17.5	0	0
		硫化氢	ND (0.001)~0.005	0.01	50.0	0	0
2#	座坡湾村	非甲烷总烃	0.19~0.34	2.0	17.0	0	0
		硫化氢	ND (0.001)~0.006	0.01	60.0	0	0
3#	郝渠则村	非甲烷总烃	0.52~0.86	2.0	43.0	0	0
		硫化氢	0.002~0.005	0.01	50.0	0	0
4#	高湾	非甲烷总烃	0.45~0.82	2.0	41.0	0	0
		硫化氢	0.003~0.006	0.01	60.0	0	0
5#	艾家湾	非甲烷总烃	0.42~0.87	2.0	43.5	0	0
		硫化氢	0.002~0.006	0.01	60.0	0	0
6#	陕 99-9-56 井场	非甲烷总烃	0.52~0.76	2.0	38.0	0	0
		硫化氢	未检出	0.01	0	0	0
7#	统 66 井场	非甲烷总烃	0.47~0.70	2.0	35.0	0	0
		硫化氢	未检出	0.01	0	0	0
8#	后马场村	非甲烷总烃	0.22~1.28	2.0	64.0	0	0
		硫化氢	ND (0.001)~0.003	0.01	30.0	0	0

由表 4.4.1-4 可以看出,评价区环境空气质量特征污染物非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》(原国家环境保护局科技标准司编写)中 2.0mg/m³ 的浓度限值,硫化氢满足《环境影响评价技术导则 大气环境》附录 D 限值。

4.4.2 环境噪声现状监测与评价

1、监测点布置

为了解区域声环境质量现状,本次评价委托陕西正泽检测科技有限公司开展声环境质量监测以及典型站场厂界噪声现状值监测,管线在沿线选择代表性敏感点布设监测点位,典型站场选择新一转接站,评价共布设 15 个监测点位。监测点位见表 4.4.2-1。项目声环境监测点位示意图见图 4.4.2-1。

表 4.4.2-1 噪声监测点位一览表

序号	点位	坐标/°	相对位置	类型	监测内容	监测频次
1	后马场	108°31'06.149"; 37° 19'28.012"	E, 20m (康 48-50 至杨 2 增出油管线)	敏感点 声环境	等效连续 A 声级	2 天, 每天昼夜
2	台子沟	108°43'34.264"; 37° 12'05.086"	S, 25m (天一接转站)			

3	闫塌	108°45'30.371"; 37° 11'39.498"	NW，85m（路 36-24 单井 出油管线）			一次
4	红石峁	108°45'44.506"; 37° 11'23.886"	E，5m（路 37-25 单井出油 管线）			
5	石雀咀	108°47'50.885"; 37° 09'22.015"	N，18m（DP10 拉油点至 罗 6 增出油管线）			
6	杜梨树湾	108°49'28.873"; 37° 09'13.098"	E，67m（罗 42-30 井组出 油管线）			
7	张家湾	108°42'50.198"; 37° 06'44.525"	W，32m（中 4 增区域管线 更换（注水管线））			
8	关铁山	108°46'50.979"; 37° 16'30.647"	N，36m（白 8 增至白 203 配供水管道）			
9	沙峁子	108°46'41.187"; 37° 15'38.393"	S，22m（于 45-40 单井出 油管线）			
10	二姐湾	108°46'10.868"; 37° 21'13.487"	W，40m（杨米涧集油站）			
11	新一转接站东	108°46'37.692"; 37° 23'02.334"	厂界外 1.0m	厂界噪 声值		
12	新一转接站南	108°46'34.699"; 37° 23'00.630"				
13	新一转接站西	108°46'34.757"; 37° 23'04.022"				
14	新一转接站北	108°46'37.827"; 37° 23'06.277"				

2、监测要求

（1）监测时间、频次及方法

监测时间为 2025 年 9 月 2 日-9 月 10 日，每个点位连续监测 2 天，每天昼、夜各监测 1 次。

（2）监测项目

等效连续 A 声级。

（3）监测方法

监测方法严格按照《声环境质量标准》（GB 3096-2008）进行。

3、监测结果及评价

由监测结果可知，管线沿线敏感目标处昼夜间监测值可满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准。总体看，评价区内的声环境质量良好。监测结果具体见下表。

表 4.4.2-2 噪声现状监测结果 单位：dB（A）

序	监测点位	监测结果	标准	达标情况

号							昼间	夜间
		2025.9.2		2025.9.3				
		昼间	夜间	昼间	夜间			
1	后马场	39	36	40	35	昼间 60 夜间 50	达标	达标
序号	监测点位	2025.9.4		2025.9.6		标准	达标情况	
		昼间	夜间	昼间	夜间		昼间	夜间
2	台子沟	37	35	38	34	昼间 60 夜间 50	达标	达标
3	闫塌	37	34	41	34		达标	达标
4	红石峁	38	34	41	33		达标	达标
5	石雀咀	36	35	39	34		达标	达标
6	杜梨树湾	39	34	40	35		达标	达标
7	张家湾	37	33	38	33		达标	达标
序号	监测点位	2025.9.7		2025.9.8		标准	达标情况	
		昼间	夜间	昼间	夜间		昼间	夜间
8	关铁山	40	36	39	36	昼间 60 夜间 50	达标	达标
9	沙峁子	43	38	42	37		达标	达标
10	二姐湾	39	35	38	35		达标	达标
序号	监测点位	2025.9.9		2025.9.10		标准	达标情况	
		昼间	夜间	昼间	夜间		昼间	夜间
11	新一转接站东	40	38	39	36	昼间 60 夜间 50	达标	达标
12	新一转接站南	41	38	42	37		达标	达标
13	新一转接站西	46	44	45	43		达标	达标
14	新一转接站北	45	42	45	42		达标	达标

注：2025 年 9 月 5 日下雨顺延一天。

由监测结果可知，改造站场厂界噪声和管线沿线敏感点噪声可满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准。总体看，评价区内的声环境质量良好。

4.4.3 地下水环境质量现状监测与评价

1、监测布点

按照《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）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地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，引用《长庆油田分公司第四采油厂 3 万吨产能建设工程环境影响报告书》的现状监测报告（ZZJC-2024-H-04-053）中监测点位 10 个（监测单位为陕西正泽检测科技有限公司，监测时间为 2024 年 4 月 8 日、4 月 11 日、4 月 12 日），引用《第一采气厂 2023 年延安区域产能建设工程环境影响报告书》的现状监测报告（环（监）SXHX202304293ZH 号）中监测点位 3 个（监测单位为陕西恒信检测有限公司，监测时间为 2024 年 12 月 1 日），引用数据的监测时间处于 3 年有效期范围内。另外委托陕西正泽检测科技有限公司于 2025 年 9 月 2 日、9 月 4 日对项目区地下水质量进行补充监测，补充监测点位 3 个，共计 16 个地下水监测点位，均位于项目区，其中潜水含水层地下水监测点位 9 个，布点时兼顾了各个管线周边的水井，地下水监测点位具有代表性。

具体监测点位见表 4.4.3-1 和图 4.4.3-1。

表 4.4.3-1 地下水监测点位布设

序号	点位名称	坐标	与项目的位置关系	监测项目	备注
1	艾家湾村水井	108°44'31.718";37° 08'08.396"	项目区下游，NE，330m（田 21-17 井组至艾家湾集输站出油管道）	水质、井口高程、水位标高、井深	引用《长庆油田分公司第四采油厂 3 万吨产能建设工程环境影响报告书》的现状监测报告（ZZJC-2024-H-04-053），监测时间为 2024 年 4 月 8 日、4 月 11 日、4 月 12 日
2	罗 42-34 井场水源井	108°50'20.117";37° 09'05.818"	项目区下游，SW，1000m（DP3 注水支线）		
3	黄地台村水井	108°46'28.868";37°15'10.961"	项目区下游，S，800m（于 45-40 单井出油管线）		
4	寺台村水井	108°46'39.678";37°11'24.749"	项目区下游，E，1000m（路 37-25 单井出油管线）		
5	罗 38-40 井场水源井（罗一供水源井）	108°51'47.495";37°09'33.181"	项目区下游，SW，1150m（罗 103 配至罗 35-451 注水管线）		
6	顺 53 井场水源井	108°43'01.900";37°06'22.409"	项目区下游，SE，158m（田 32-12 井组单井出油管线）		
7	柳匠台村水源井	108°46'05.673";37°20'54.603"	项目区下游，S，380m（杨米润集油站）		
8	四咀村	108°44'03.319";37°05'26.724"	项目区下游，SE，1360m（中 4 增区域管线更换（注水管线））		
9	路 14-41 井场水源井	108°50'38.466";37°12'16.047"	项目区下游，E，50m（路 14-41 至路二转水源井管道）		
10	ZJ82 井场水源井	108°43'03.212";37°07'04.693"	项目区下游，N，42m（中 4 增区域管线更换（注水管线））		

11	河周湾村	108°52'37.931" 37°12'33.022"	项目区下游，E，60m（路7-54 至路平一水源井管线）	井口高程、水位标高、井深	引用《第一采气厂 2023 年延安区域产能建设工程环境影响报告书》的现状监测报告（环（监）SXHX202304293ZH 号），监测时间为 2024 年 12 月 1 日
12	瓦窑峁子	108°53'37.439" 37°08'46.414"	项目区下游，SE，1370m（罗35-451 配至罗 33-44 注水管线）	水质、井口高程、水位标高、井深	
13	朱峪峁	108°55'39.204" 37°10'43.432"	项目区下游，E，1160m（罗28-48 单井出油管道）	水质、井口高程、水位标高、井深	
14	西桥界村	108°36'09.449" 37°21'46.490"	项目区下游，SE，742m（涧25-9 配-涧 25-17 配注水支线）；S，1024m（杨 19 接转注水站）	水质、井口高程、水位标高、井深	本次补充监测
15	马项口村	108°46'21.960" 37°22'27.880"	项目区下游，S，1018m（新一转接站）		
16	椿树湾村	108°51'52.0284" 37°18'52.1123"	项目区下游，SE，1042m（庆盛拉油注水站）		

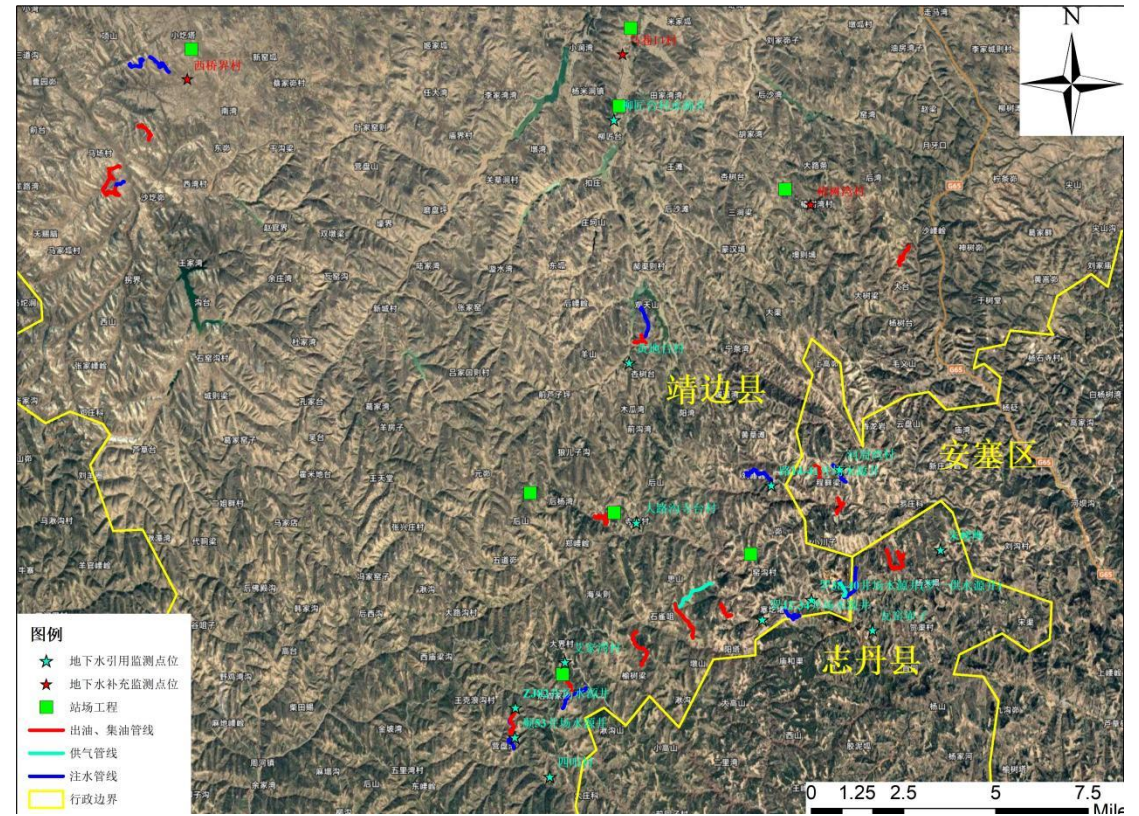


图 4.4.3-1 地下水监测点位图

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 值、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、总硬度、溶解性总固体、耗氧量、挥发酚、氰化物、氟化物、硫化物、铁、锰、铅、镉、钡、砷、汞、六价铬、总大肠菌群、菌落总数。

③特征因子：石油类。

④水位：井口坐标、井口标高、井深、水位埋深、水温。井深、井口标高及水位埋深与水质同期进行。

各项监测因子、分析方法依据及限值等详见下表。

表 4.4.3-2 地下水水质监测因子及分析方法

分析方法名称/依据、检出限、检测仪器及编号			
监测项目	分析方法名称/依据	检出限	检测仪器及编号
pH 值	水质 pH 值的测定 电极法 HJ 1147-2020	/	DZB-712 便携式多参数分析仪 ZZJC-YQ-351
K ⁺	水质 钾和钠的测定 火焰原子吸收分光光度法 GB/T 11904-1989	0.05mg/L	AA-6880F/AAC 原子吸收分光光度计 ZZJC-YQ-130
Na ⁺		0.01mg/L	
Ca ²⁺		0.02mg/L	
Mg ²⁺		0.002mg/L	
CO ₃ ²⁻	地下水水质分析方法 第 49 部分：碳酸根、重碳酸根和氢氧根离子的测定 滴定法 DZ/T 0064.49-2021	5mg/L	酸式滴定管 ZZJC-YQ-073-1
HCO ₃ ⁻		5mg/L	
氯化物（以 Cl ⁻ 计）	水质 氯化物的测定 硝酸银滴定法 GB/T 11896-1989	/	
硫酸盐（以 SO ₄ ²⁻ 计）	水质 硫酸盐的测定 铬酸钡分光光度法（试行） HJ/T 342-2007	/	TU-1810S 紫外/可见分光光度计 ZZJC-YQ-134
	地下水水质分析方法第 64 部分：硫酸盐的测定 乙二胺四乙酸二钠-钡滴定法 DZ/T 0064.64-2021	3mg/L	ML-2-4 普通电热板 /IE-0019、25mL 酸式滴定管/E-0151-10
氨氮	水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法 HJ 535-2009	0.025mg/L	TU-1810S 紫外/可见分光光度计 ZZJC-YQ-134
硝酸盐（以 N 计）	水质 硝酸盐氮的测定 酚二磺酸分光光度法 GB/T 7480-1987	0.02mg/L	TU-1810S 紫外/可见分光光度计 ZZJC-YQ-134
	水质 硝酸盐氮的测定紫外分光光度法（试行）HJ/T 346-2007	0.08mg/L	TU-1810DASPC 型紫外可见分光光度计 /E-0002
亚硝酸盐（以 N 计）	水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法 GB/T 7493-1987	0.003mg/L	TU-1810S 紫外/可见分光光度计 ZZJC-YQ-134
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	0.0003mg/L	T6 新世纪紫外可见分光光度计 ZZJC-YQ-267
氰化物	生活饮用水标准检验方法 第 5 部分：无机非金属指标（7.1 异烟酸-吡唑啉酮分光光度法）	0.002mg/L	TU-1810S 紫外/可见分光光度计 ZZJC-YQ-134

	GB/T 5750.5-2023		
氟化物	水质 氟化物的测定 离子选择电极法 GB/T 7484-1987	0.05mg/L	PFS-80 氟度计 ZZJC-YQ-010
硫化物	水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法 HJ 1226-2021	0.003mg/L	TU-1810S 紫外/可见分光光度计 ZZJC-YQ-134
	水质 硫化物的测定亚甲基蓝分光光度法 HJ 1226-2021（酸化-吹气-吸收法）	0.01mg/L	TU-1810DASPC 型紫外 可见分光光度计/IE-0002
汞	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法 HJ 694-2014	0.00004mg/L	AFS-8520 原子荧光光度计 ZZJC-YQ-357
砷		0.0003mg/L	PF32 原子荧光分光光度计 ZZJC-YQ-004
钡	水质 钡的测定 石墨炉原子吸收分光光度法 HJ 602-2011	0.0025mg/L	AA-6880F/AAC 原子吸收分光光度计 ZZJC-YQ-130
总硬度	地下水水质分析方法 总硬度的测定 第 15 部分：乙二胺四乙酸二钠滴定法 DZ/T 0064.15-2021	3.0mg/L	酸式滴定管 ZZJC-YQ-073-1
铁	水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法 GB/T 11911-1989	0.03mg/L	AA-6880F/AAC 原子吸收分光光度计 ZZJC-YQ-130
锰		0.01mg/L	
铅	生活饮用水标准检验方法 第 6 部分： 金属和类金属指标 （14.1 无火焰原子吸收分光光度法） GB/T 5750.6-2023	0.0025mg/L	SavantAA 原子吸收分光光度计 ZZJC-YQ-283
镉	生活饮用水标准检验方法 第 6 部分： 金属和类金属指标 （12.1 无火焰原子吸收分光光度法） GB/T 5750.6-2023	0.0005mg/L	
六价铬	生活饮用水标准检验方法 第 6 部分： 金属和类金属指标 （13.1 二苯碳酰二肼分光光度法） GB/T 5750.6-2023	0.004mg/L	TU-1810S 紫外/可见分光光度计 ZZJC-YQ-134
溶解性总 固体	生活饮用水标准检验方法 第 4 部分： 感官性状和物理指标（11.1 称量法） GB/T 5750.4-2023	/	BSA224S 电子天平 ZZJC-YQ-030
耗氧量	生活饮用水标准检验方法 第 7 部分： 有机物综合指标 （4.1 酸性高锰酸钾滴定法）GB/T 5750.7-2023	0.05mg/L	酸式滴定管 ZZJC-YQ-073-1
石油类	水质 石油类的测定 紫外分光光度法（试 行）HJ 970-2018	0.01mg/L	T6 新世纪 紫外可见分光光度计 ZZJC-YQ-267
总大肠菌 群	生活饮用水标准检验方法 第 12 部分： 微生物指标 （5.1 多管发酵法）GB/T 5750.12-2023	/	/
细菌总数	水质 细菌总数的测定 平皿计数法 HJ 1000-2018	/	

3、监测结果

(1) 地下水水位监测结果

各监测点位地下水水位监测结果见下表。

表 4.4.3-3 地下水位监测结果 单位：m

编号	监测点位	井口标高	井深	水位埋深	水位标高	监测层位	用途
1	艾家湾村水井	1669.73	310	120	1549.73	潜水	灌溉用水
2	罗 42-34 井场水源井	1545.34	565	457	1088.34	承压水	工业用水
3	黄地台村水井	1523.61	210	110	1413.61	潜水	灌溉用水
4	寺台村水井	153.42	300	150	1380.42	潜水	灌溉用水
5	罗 38-40 井场水源井 (罗一供水源井)	1477.13	502	257	1220.13	承压水	工业用水
6	顺 53 井场水源井	1633.84	700	380	1253.84	承压水	工业用水
7	柳匠台村	1481.35	170	90	1391.35	潜水	饮用水
8	四咀村	1473.25	280	140	1333.25	潜水	饮用水
9	路 14-41 井场水源井	1554.56	383	270	1284.56	承压水	工业用水
10	ZJ82 井场水源井	1662.95	780	317	1345.95	承压水	工业用水
11	河周湾村	1481.2	191	136.3	1344.9	潜水	饮用水
12	朱嵬峁	1400.5	276	165.5	1235	潜水	饮用水
13	瓦窑峁子	1438.3	426	349.6	1088.7	承压水	饮用水
14	西桥界村水井	1528.4	400	170	1358.4	潜水	灌溉用水
15	马项口村水井	1438.9	300	120	1318.9	潜水	灌溉用水
16	椿树湾村水井	1525.8	350	216	1309.8	承压水	饮用水

(2) 各监测点位地下水阴阳离子平衡见下表。

表 4.4.3-4 监测点位地下水阴阳离子平衡 单位：mg/L

阴阳离子	艾家湾村	罗 42-34 井场水源井	黄地台村	寺台村	罗 38-40 井场水源井 (罗一供)	顺 53 井场水源井	柳匠台
K ⁺	2.61	1.95	1.41	1.44	1.98	2.81	2.08
Na ⁺	96.5	122	146	112	121	186	197
Ca ²⁺	64.3	76.9	57.1	43.5	77.4	96.7	63.7
Mg ²⁺	37.8	24.3	22.7	15.4	24	28.4	23.9
CO ₃ ²⁻	5ND	5ND	5ND	5ND	5ND	5ND	5ND
HCO ₃ ⁻	231	284	415	400	294	203	360
Cl ⁻	134	134	64	44	111	238	170
SO ₄ ²⁻	150	155	94.2	58.2	146	242	180
Σmc	10.589	11.199	11.107	8.349	11.157	15.331	13.771
Σma	10.687	11.660	10.569	9.009	10.988	15.074	14.440
E/%	-0.46	-2.01	2.49	-3.80	0.76	0.85	-2.37
阴阳离子	四咀村	路 14-41 井场水源井	ZJ82 井场水源井	朱嵬峁	西桥界村	马项口村	椿树湾村

K ⁺	2.38	1.77	2.76	1.1	2.55	2.56	0.86
Na ⁺	174	116	180	165	153	144	119
Ca ²⁺	96.2	35.5	94.5	31.7	27.7	65.6	19.1
Mg ²⁺	28.9	11.9	25.6	35.5	30.6	42.3	21
CO ₃ ²⁻	5ND	5ND	5ND	2ND	5ND	5ND	5ND
HCO ₃ ⁻	200	370	191	483	404	256	355
Cl ⁻	239	46.5	207	52	38.2	165	16.6
SO ₄ ²⁻	245	58.2	240	78	181	241	45.9
Σmc	14.815	7.843	14.729	11.709	10.621	13.088	7.879
Σma	15.115	8.588	13.962	11.008	11.470	13.865	7.244
E/%	-1.00	-4.53	2.67	3.09	-3.84	-2.88	4.20

根据离子平衡的检查公式： $E=100 \times (\Sigma mc - \Sigma ma) / (\Sigma mc + \Sigma ma)$ ，计算得阴阳离子相对误差在数值上应小于±10%，从上表可知，阴阳离子相对误差在允许范围内，因此监测数据可靠。

(3) 本项目地下水水质监测结果见下表。

表 4.4.3-5 地下水水质监测结果 单位: mg/L

监测项目	艾家湾村		罗 42-34 井场水源井		黄地台村		寺台村		罗 38-40 井场水源井 (罗一供)		顺 53 井场水源井		柳匠台		标准值
	监测结果	超标倍数	监测结果	超标倍数	监测结果	超标倍数	监测结果	超标倍数	监测结果	超标倍数	监测结果	超标倍数	监测结果	超标倍数	
K ⁺	2.61	/	1.95	/	1.41	/	1.44	/	1.98	/	2.81	/	2.08	/	/
Na ⁺	96.5	0	122	0	146	0	112	0	121	0	186	0	197	0	200
Ca ²⁺	64.3	/	76.9	/	57.1	/	43.5	/	77.4	/	96.7	/	63.7	/	/
Mg ²⁺	37.8	/	24.3	/	22.7	/	15.4	/	24	/	28.4	/	23.9	/	/
CO ₃ ²⁻	5ND	/	5ND	/	5ND	/	5ND	/	5ND	/	5ND	/	5ND	/	/
HCO ₃ ⁻	231	/	284	/	415	/	400	/	294	/	203	/	360	/	/
Cl ⁻	134	0	134	0	64	0	44	0	111	0	238	0	170	0	250
SO ₄ ²⁻	150	0	155	0	94.2	0	58.2	0	146	0	242	0	180	0	250
pH	7.3	0	8	0	8.4	0	7.1	0	8.1	0	7.6	0	7.9	0	6.5~8.5
总硬度	320	0	287	0	238	0	170	0	290	0	359	0	260	0	450
溶解性总固体	612	0	662	0	603	0	470	0	630	0	957	0	828	0	1000
耗氧量	1.82	0	1.8	0	1.61	0	1.67	0	2.08	0	1.85	0	1.6	0	3
氨氮	0.254	0	0.221	0	0.215	0	0.209	0	0.189	0	0.318	0	0.298	0	0.5
硝酸盐 (以 N 计)	11.9	0	7.65	0	11.8	0	2.75	0	7.91	0	13.1	0	14.8	0	20
亚硝酸盐	0.003ND	0	0.003ND	0	0.003ND	0	0.003ND	0	0.003ND	0	0.003ND	0	0.004	0	1
挥发酚	0.0003ND	0	0.0003ND	0	0.0003ND	0	0.0003ND	0	0.0003ND	0	0.0003ND	0	0.0003ND	0	0.002
氰化物	0.002ND	0	0.002ND	0	0.002ND	0	0.002ND	0	0.002ND	0	0.002ND	0	0.002ND	0	0.05
汞	0.00004ND	0	0.00004ND	0	0.00004ND	0	0.00004ND	0	0.00004ND	0	0.00004ND	0	0.00004ND	0	1

铁	0.03ND	0	0.03ND	0	0.03ND	0	0.03ND	0	0.03ND	0	0.03ND	0	0.03ND	0	0.3
锰	0.01ND	0	0.01ND	0	0.01ND	0	0.01ND	0	0.01ND	0	0.01ND	0	0.01ND	0	0.1
铅	0.0025ND	0	0.0025ND	0	0.0025ND	0	0.0025ND	0	0.0025ND	0	0.0025ND	0	0.0025ND	0	10
镉	0.0005ND	0	0.0005ND	0	0.0005ND	0	0.0005ND	0	0.0005ND	0	0.0005ND	0	0.0005ND	0	5
砷	0.0003ND	0	0.0003ND	0	0.0003ND	0	0.0003ND	0	0.0003ND	0	0.0003ND	0	0.0003ND	0	10
六价铬	0.004ND	0	0.004ND	0	0.004ND	0	0.004ND	0	0.004ND	0	0.004ND	0	0.004ND	0	0.05
氟化物	0.26	0	0.26	0	0.2	0	0.2	0	0.21	0	0.18	0	0.26	0	1
石油类	0.01ND	0	0.01ND	0	0.01ND	0	0.01ND	0	0.01ND	0	0.01ND	0	0.01ND	0	0.05
钡	0.0025ND	0	0.0025ND	0	0.0025ND	0	0.0025ND	0	0.0025ND	0	0.0025ND	0	0.0025ND	0	0.7
总大肠菌群数 MPN/100ml	<2	0	<2	0	<2	0	<2	0	<2	0	<2	0	<2	0	3
菌落总数 CFU/ml	76	0	36	0	84	0	40	0	52	0	47	0	66	0	100
硫化物	0.003ND	0	0.003ND	0	0.003ND	0	0.003ND	0	0.003ND	0	0.003ND	0	0.003ND	0	0.02
监测项目	四咀村		路 14-41 井场水源井		ZJ82 井场水源井		朱崆峒		西桥界村		马项口村		椿树湾村		标准值
	监测结果	超标倍数	监测结果	超标倍数	监测结果	超标倍数	监测结果	超标倍数	监测结果	超标倍数	监测结果	超标倍数	监测结果	超标倍数	
K ⁺	2.38	/	1.77	/	2.76	/	1.1	/	2.55	/	2.56	/	0.86	/	/
Na ⁺	174	0	116	0	180	0	165	0	153	0	144	0	119	0	200
Ca ²⁺	96.2	/	35.5	/	94.5	/	31.7	/	27.7	/	65.6	/	19.1	/	/

Mg ²⁺	28.9	/	11.9	/	25.6	/	35.5	/	30.6	/	42.3	/	21	/	/
CO ₃ ²⁻	5ND	/	5ND	/	5ND	/	2ND	/	5ND	/	5ND	/	5ND	/	/
HCO ₃ ⁻	200	/	370	/	191	/	483	/	404	/	256	/	355	/	/
Cl ⁻	239	0	46.5	0	207	0	52	0	38.2	0	165	0	16.6	0	250
SO ₄ ²⁻	245	0	58.2	0	240	0	78	0	181	0	241	0	45.9	0	250
pH	8.4	0	8	0	8.3	0	7.4	0	8	0	7.8	0	8	0	6.5~8.5
总硬度	358	0	140	0	339	0	324	0	194	0	344	0	130	0	450
溶解性总固体	918	0	453	0	859	0	625	0	640	0	803	0	401	0	1000
耗氧量	1.95	0	1.88	0	1.63	0	1.26	0	2.33	0	2.05	0	2.22	0	3
氨氮	0.28	0	0.201	0	0.189	0	0.131	0	0.451	0	0.464	0	0.431	0	0.5
硝酸盐(以 N 计)	10	0	4.77	0	13.6	0	3.9	0	7.02	0	19.4	0	6.1	0	20
亚硝酸盐	0.003ND	0	0.003ND	0	0.003ND	0	0.87	0	0.007	0	0.004	0	0.006	0	1
挥发酚	0.0003ND	0	0.0003ND	0	0.0003ND	0	0.0003ND	0	0.0003ND	0	0.0003ND	0	0.0003ND	0	0.002
氰化物	0.002ND	0	0.002ND	0	0.002ND	0	0.002ND	0	0.002ND	0	0.002ND	0	0.002ND	0	0.05
汞	0.00004ND	0	0.00004ND	0	0.00004ND	0	0.00004ND	0	0.00004ND	0	0.00004ND	0	0.00004ND	0	1
铁	0.03ND	0	0.03ND	0	0.03ND	0	0.00799	0	0.03ND	0	0.03ND	0	0.03ND	0	0.3
锰	0.01ND	0	0.01ND	0	0.01ND	0	0.00233	0	0.01ND	0	0.01ND	0	0.01ND	0	0.1
铅	0.0025ND	0	0.0025ND	0	0.0025ND	0	0.00064	0	0.0025ND	0	0.0025ND	0	0.0025ND	0	10
镉	0.0005ND	0	0.0005ND	0	0.0005ND	0	0.00026	0	0.0005ND	0	0.0005ND	0	0.0005ND	0	5
砷	0.0003ND	0	0.0003ND	0	0.0003ND	0	0.0003ND	0	0.0004	0	0.0004	0	0.0006	0	10

六价铬	0.004ND	0	0.004ND	0	0.004ND	0	0.004ND	0	0.028	0	0.022	0	0.016	0	0.05
氟化物	0.18	0	0.2	0	0.19	0	0.35	0	0.57	0	0.39	0	0.3	0	1
石油类	0.01ND	0	0.01ND	0	0.01ND	0	0.01ND	0	0.01ND	0	0.01ND	0	0.01ND	0	0.05
钡	0.0025ND	0	0.0025ND	0	0.0025ND	0	/	/	0.0025ND	0	0.0025ND	0	0.0025ND	0	0.7
总大肠菌群数	<2	0	<2	0	<2	0	未检出	0	未检出	0	未检出	0	未检出	0	3
菌落总数	56	0	28	0	62	0	70	0	40	0	20	0	50	0	100
硫化物	0.003ND	0	0.003ND	0	0.003ND	0	/	/	0.003ND	0	0.003ND	0	0.003ND	0	0.02

注：石油类参考 GB3838-2002 标准限值。

由上述监测结果可知，项目所在地地下水各监测点石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准，其余各项监测因子均能满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准限值，调查区内的地下水环境质量较好。

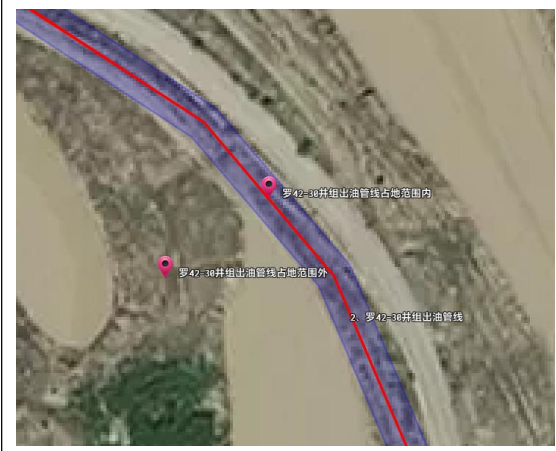
4.4.4 包气带污染现状调查

(1) 监测点位和因子

按照《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）要求，对于一、二级评价的改、扩建类建设项目，应开展工业场地的包气带污染现状调查。因此本次评价委托陕西正泽检测科技有限公司开展包气带监测，共布设 4 个包气带污染现状监测点；同时引用《长庆油田分公司第四采油厂 2024 年榆林区域油田维护项目环境影响报告书》监测报告（陕众邦（综）字 2025（01）第 012 号）中关于杨米涧集油站污油池附近和杨米涧集油站站外耕地包气带监测，监测时间 2025 年 2 月 12 日。包气带分层取样，对样品进行浸溶试验，对浸溶液进行测试分析。具体信息见下表。

表 4.4.4-1 包气带监测点位一览表

序号	监测点位		坐标	取样位置	取样深度	备注
1	代表性站场	新一转接站站内事故罐	108°46'36.809" 37°23'05.589"	污染源处	在 0-20cm 取 1 个样	本次实测
2		新一转接站站外空地	108°46'37.147" 37°23'06.586"	背景值处		
3		杨米涧集油站污油池附近	108°46'15.753", 37°21'14.950"	污染源处	在 0-20cm 和 20cm-60cm 两层各取 1 个样	引用《长庆油田分公司第四采油厂 2024 年榆林区域油田维护项目环境影响报告书》监测报告，监测时间 2025 年 2 月 12 日
4		杨米涧集油站外耕地	108° 46'15.999", 37° 21'14.999"	背景值处		
5	代表性出油管线	罗 42-30 井组出油管线占地范围内	108°49'15.907" 37°09'14.837"	污染源处	在 0-20cm 和 120cm-150cm 两层各取 1 个样	本次实测
6		罗 42-30 井组出油管线占地范围外	108°49'15.227" 37°09'14.422"	背景值处		

	
新一转接站站内外包气带监测点位	杨米涧集油站站内外包气带监测点位
	/
罗 42-30 井组出油管线占地范围内外包气带监测点位	/

(2) 监测时间与频率

本次补充监测时间为 2025 年 9 月 7 日和 2025 年 9 月 9 日，引用《长庆油田分公司第四采油厂 2024 年榆林区域油田维护项目环境影响报告书》监测报告的监测时间为 2025 年 2 月 12 日，均监测一天，占地范围内及占地范围外背景点监测点位各监测一次。

(3) 监测项目及分析方法

监测项目为：pH、总硬度、溶解性总固体、挥发酚、石油类、砷、六价铬、硫化物、氯化物。参照国家颁布的相关土壤监测方法进行采样，参照国家颁布的相关土壤样品浸溶方法、水质监测方法进行分析。浸溶液中各监测因子及监测方法如下表。

表 4.4.4-2 包气带浸溶液监测因子及监测方法

监测项目	分析方法名称/依据	检出限	检测仪器及编号
pH 值	水质 pH 值的测定电极法 HJ 1147-2020	/	PHS-3E 酸度计 ZZJC-YQ-121
六价铬	生活饮用水标准检验方法第 6 部分： 金属和类金属指标 (13.1 二苯碳酰二肼分光光度法) GB/T 5750.6-2023	0.004mg/L	TU-1810S 紫外可见分 光光度计 ZZJC-YQ-134
硫化物	水质硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法 HJ 1226-2021	0.003mg/L	
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	0.0003mg/L	T6 新世纪紫外可见分光 光度计 ZZJC-YQ-267
氯化物	水质氯化物的测定 硝酸银滴定法 GB/T 11896-1989	/	酸式滴定管 ZZJC-YQ-073-1
总硬度	地下水水质分析方法总硬度的测定 第 15 部分：乙二胺四乙酸二钠滴定法 DZ/T 0064.15-2021	3.0mg/L	酸式滴定管 ZZJC-YQ-073-1
溶解性总固 体	生活饮用水标准检验方法第 4 部分： 感官性状和物理指标 (11.1 称量法) GB/T 5750.4-2023	/	BSA224S 电子天平 ZZJC-YQ-030
砷	水质汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光 法 HJ 694-2014	0.0003mg/L	PF32 原子荧光分光光度计 ZZJC-YQ-004
石油类	水质石油类的测定 紫外分光光度法 (试行) HJ 970-2018	0.01mg/L	T6 新世纪 紫外可见分光光度计 ZZJC-YQ-267

(4) 监测结果与评价

包气带监测结果见下表。

表 4.4.4-3 包气带监测结果

监测项目	2025 年 9 月 9 日		2025 年 9 月 7 日				2025 年 2 月 12 日			
	新一转接站站内 事故罐	新一转接站站外 空地	罗 42-30 井组出油管线占地范围内		罗 42-30 井组出油管线占地范围外		杨米涧集油站污油池 附近		杨米涧集油站外耕地	
	(0-20cm)	(0-20cm)	(0-20cm)	(1.2~1.5m)	(0-20cm)	(1.2~1.5m)	(0-20cm)	(20-60cm)	(0-20cm)	(20-60cm)
pH 值	7.6 (水温: 24.1℃)	7.6 (水温: 24.2℃)	7.6 (水温: 23.7℃)	7.5 (水温: 23.6℃)	7.7 (水温: 23.8℃)	7.7 (水温: 23.8℃)	7.93	7.98	7.96	8.07
六价铬	0.004ND	0.004ND	0.004ND	0.004ND	0.004ND	0.004ND	0.004ND	0.004ND	0.004ND	0.004ND
硫化物	0.003ND	0.003ND	0.003ND	0.003ND	0.003ND	0.003ND	0.003ND	0.003ND	0.003ND	0.003ND
挥发酚	0.0003ND	0.0003ND	0.0003ND	0.0003ND	0.0003ND	0.0003ND	0.0003ND	0.0003ND	0.0003ND	0.0003ND
氯化物	9.8	8.6	16.5	15.9	15.1	13.8	32.8	28.3	29.6	25.4
总硬度	133	129	129	150	155	161	104	98.2	95.6	94.4
溶解性 总固体	153	142	233	202	194	176	136	113	120	107
砷	0.0003ND	0.0003ND	0.0003ND	0.0003ND	0.0003ND	0.0003ND	0.0003ND	0.0003ND	0.0003ND	0.0003ND
石油类	0.01ND	0.01ND	0.01ND	0.01ND	0.01ND	0.01ND	0.01ND	0.01ND	0.01ND	0.01ND

从上表可以看出，将现有工程的包气带监测值与背景值对照可以看出无明显差异，说明已建工程对包气带土壤环境影响较小。

4.4.5 土壤环境质量现状监测与评价

1、监测点位

根据《中国土壤分类与代码》（GB/T17296-2009）中的分类，评价区内土壤类型涉及黄绵土、黑垆土和新积土 3 种类型。

（1）监测点位与监测因子

本项目土壤环境影响类型包括污染影响型和生态影响型，评价工作等级分别为一级和二级，为充分反映建设项目调查评价范围内的土壤环境现状，本次土壤监测点位设置依据如下：

①土壤污染影响型一级评价，原则上土壤取样最少在占地范围内设 5 个柱状样，2 个表层样，占地范围外设 4 个表层样；生态影响型二级评价，原则上土壤取样最少在占地范围内设 3 个表层样，占地范围外设 4 个表层样。

②本项目所在区域的土壤类型主要为黄绵土、黑垆土和新积土，每种土壤类型至少设置 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本项目永久占地主要为场站，分别选择有代表性的场站设置柱状样及表层样，可能涉及入渗途径影响的，在主要产污装置区附近设置柱状样监测点。

④本项目工程包含原油集输管线、采出水回注管线等管线工程，根据评价范围内土壤环境敏感目标或站场平面布局情况确定监测点布设位置。

⑤本项目属于改扩建项目，评价工作等级为污染影响型一级、生态影响型二级，应在现有工程厂界外可能产生影响的土壤环境敏感目标处设置监测点。

⑥为判断本项目工程所在区域是否为土壤盐化、酸化和碱化地区，根据建设项目所在地的地形特征，主要在本次工程拟建场地、现有工程装置区、工程周边土壤环境敏感目标处设置监测点。

HJ349-2023 要求：“同一建设项目涉及两个或两个以上井（站）场时，可根据土壤环境影响类型、影响途径与占地范围及周边的土地利用类型、土壤类型，优化调整土壤环境现状监测点布设，整体数量应满足最高评价等级的监测点数要求。”本项目涉及多个站场和多条管线工程，因此本次评价对各分项工程根据污染特性和环境敏感特征分别进行了评价等级判定，各分项工程

的土壤评价等级最高为一级，本项目通过引用+实测的方式来说明区域土壤环境质量现状。

采用均布性与代表性相结合的原则，本次土壤环境现状监测共设置 14 个监测点位，其中，在场内补充监测 2 个柱状样、在临时占地范围内补充监测 3 个表层样、在临时占地范围外补充监测 3 个表层样；同时引用《长庆油田分公司第四采油厂 2024 年榆林区域油田维护项目环境影响报告书》中占地范围内的 2 个表层样、1 个柱状样；引用《长庆油田分公司第四采油厂 3 万吨产能建设工程环境影响报告书》中占地范围内 2 个柱状样；引用《第四采油厂 2024 年延安区域土壤监测（路平一处理站）》中路平一处理站储罐旁空地，引用监测时间处于 3 年有效期范围内，根据占地范围外的土地利用类型，基本因子分别选取 GB15618、GB36600 中规定的基本项目，占地范围内的基本因子为 GB36600 中规定的基本项目。本次补充监测的特征因子的选择符合 HJ964-2018、HJ349-2023 规定。

综上，本次土壤环境现状调查与评价工作遵循资料收集与现状监测相结合的原则，满足一级评价工作级别要求，监测时限、布点原则和现状监测点数量满足导则要求，监测数据具有有效性、合理性。

2、监测内容

项目监测点位及监测内容信息见表 4.4.5-1。项目土壤监测点位示意图见图 4.4.5-1。

表4.4.5-1 土壤现状监测点位统计表

序号	位置	坐标	采样深度	采样点类型		土壤类型	监测因子	采样时间	备注
1	云盘山联合站污油池附近	108°50'01.599" 37°10'38.722"	0-0.5m	占地范围内	表层样	黄绵土	pH、基本因子+特征因子共 49 项	2025 年 2 月 11 日、 2025 年 2 月 19 日 ~2025 年 2 月 20 日	《长庆油田分公司第四采油厂 2024 年榆林区域油田维护项目》
2	杨米涧集油站污油池附近	108°46'15.753", 37°21'14.950"	0-0.5m		表层样	新积土	pH、基本因子+特征因子共 49 项		
3	杨米涧集油站大罐区附近	108°46'14.607" 37°21'14.641"	0-0.5		柱状样	新积土	pH、基本因子+特征因子共 49 项		
			0.5-1.5				pH、汞、砷、六价铬、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、 石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、含盐量		
			1.5-3						
4	中 4 增	108°43'01.302" 37°07'00.248"	0-0.5		柱状样	黄绵土	pH 值、含盐量、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、石油类、 砷、汞、六价铬	2024 年 4 月 8 日~ 4 月 10	《长庆油田分公司第四采油厂 3 万吨产能建设工程》
			0.5-1.5						
			1.5-3						
5	中 3 增	108°45'08.548" 37°07'30.969"	0-0.5		柱状样	黄绵土			
			0.5-1.5						
			1.5-3						
6	庆盛拉油注水站罐区附近	108°51'06.707" 37°19'14.626"	0-0.5	占地范围内	柱状样	黄绵土	pH+基本因子+特征因子共 50 项+土壤理化特性调查	2025 年 9 月 10 日	本次实测
			0.5-1.5				pH、汞、砷、六价铬、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、 石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、含盐量		
			1.5-3						
7	新一接转站罐区附近	108°46'36.809" 37°23'05.589"	0-0.5	占地范围内	柱状样	黑垆土	pH+基本因子+特征因子共 50 项+土壤理化特性调查	2025 年 9 月 9 日	
			0.5-1.5				pH、汞、砷、六价铬、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、 石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、含盐量		
			1.5-3						

8	康 48-50、康 46-50 井组油水管道作业带内	108°31'08.9013" 37°19'34.2727"	0-0.5	临时占地范围内	表层样	黑垆土	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、含盐量+土壤理化特性调查	2025 年 9 月 3 日	
9	润 25-9 配-润 25-17 配注水支线作业带内	108°32'24.9697" 37°22'27.0528"	0-0.5		表层样	黄绵土	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、含盐量+土壤理化特性调查		
10	路 36-24 单井出油管线作业带内	108°45'44.1018" 37°11'32.2810"	0-0.5		表层样	新积土	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、含盐量+土壤理化特性调查		
11	康 48-50、康 46-50 井组油水管道作业带外	108°31'08.9975" 37°19'33.5350"	0-0.5	临时用地范围外	表层样	黑垆土	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、含盐量+土壤理化特性调查	2025 年 9 月 3 日	
12	润 25-9 配-润 25-17 配注水支线作业带外	108°32'25.2682" 37°22'27.4282"	0-0.5		表层样	黄绵土	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、含盐量+土壤理化特性调查		
13	路 36-24 单井出油管线作业带外	108°45'44.1019" 37°11'32.2830"	0-0.5		表层样	新积土	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、含盐量+土壤理化特性调查		
14	路平一处理站 储罐旁空地	108°52'50.2190" 37°12'19.2518"	0-0.5m	相关站场	表层样	黄绵土	pH、基本因子+特征因子共 48 项	2024 年 10 月 17 日	引用《第四采油厂 2024 年延安区域土壤监测（路平一处理站）》

3、采样及分析方法

①建设项目用地

基本项目 45 项：

重金属和无机物：砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍共 7 项；

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、邻二甲苯共 27 项；

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、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、蔡共 11 项；

特征因子 4 项：石油烃（C₁₀-C₄₀）、石油类、石油烃（C₆-C₉）、含盐量。

②农用地

基本项目 9 项：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌；

特征因子 4 项：石油烃（C₁₀-C₄₀）、石油类、石油烃（C₆-C₉）、含盐量。

③理化特性调查

颜色、质地、砂砾含量、其他异物、pH 值、阳离子交换量、氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度。

土壤剖面：记录土壤剖面照片、深度、层次划分及各层厚度，结合土壤颜色、结构、紧实度等现场观测信息，形成完整的土壤剖面描述记录。

④监测项目分析方法详见下表。

表 4.3.5-2 土壤监测分析方法及使用仪器

分析方法名称/依据、检出限、检测仪器及编号			
监测项目	分析方法名称/依据	检出限	检测仪器及编号
pH 值	土壤 pH 的测定 NY/T1377-2007	/	PHS-3E 酸度计 ZZJC-YQ-121
汞	土壤和沉积物汞、砷、硒、铋、锑的测定微波消解/原子荧光法 HJ680-2013	0.002mg/kg	AFS-8520 原子荧光光度计 ZZJC-YQ-357
砷		0.01mg/kg	PF32 原子荧光分光光度计 ZZJC-YQ-004
铬	土壤和沉积物铜、锌、铅、镍、铬的测定火焰原子吸收分光光度法 HJ491-2019	4mg/kg	AA-6880F/AAC 原子吸收分光光度计 ZZJC-YQ-130
锌		1mg/kg	
铜		1mg/kg	

镍		3mg/kg	
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 HJ1082-2019	0.5mg/kg	
铅	土壤质量铅、镉的测定 石墨炉原子吸收分光光度法 GB/T17141-1997	0.1mg/kg	SavantAA 原子吸收分光光度计 ZZJC-YQ-283
镉		0.01mg/kg	
石油类	土壤石油类的测定 红外分光光度法 HJ1051-2019	4mg/kg	OIL-480 红外分光测油仪 ZZJC-YQ-119
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	土壤和沉积物石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀) 的测定 气相色谱法 HJ1021-2019	6mg/kg	GC-2010PLUS 气相色谱仪 (岛津) ZZJC-YQ-101
含盐量	土壤检测第 16 部分: 土壤水溶性盐总量的测定 NY/T1121.16-2006	/	BSA224S 电子天平 ZZJC-YQ-030
阳离子交换量	土壤阳离子交换量的测定 三氯化六氨合钴浸提-分光光度法 HJ889-2017	0.8cmol ⁺ /kg	TU-1810S 紫外/可见分光光度计 ZZJC-YQ-134
氧化还原电位	土壤氧化还原电位的测定电位法 HJ746-2015	/	TR-901 土壤 ORP 计 ZZJC-YQ-230
饱和导水率	森林土壤渗滤率的测定 LY/T1218-1999	/	/
容重	土壤检测第 4 部分: 容重的测定 NY/T1121.4-2006	/	YP20002 型 电子天平 ZZJC-YQ-028
孔隙度	森林土壤水分-物理性质的测定 LY/T1215-1999	/	
石油烃 (C ₆ -C ₉)	土壤和沉积物石油烃 (C ₆ -C ₉) 的测定 吹扫捕集/气相色谱法 HJ1020-2019	0.04mg/kg	/
监测项目	分析方法名称/依据	检出限	检测仪器及编号
四氯化碳	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 HJ605-2011	1.3μg/kg	/
氯仿		1.1μg/kg	/
氯甲烷		1.0μg/kg	/
1,1-二氯乙烷		1.2μg/kg	/
1,2-二氯乙烷		1.3μg/kg	/
1,1-二氯乙烯		1.0μg/kg	/
顺-1,2-二氯乙烯		1.3μg/kg	/
反-1,2-二氯乙烯		1.4μg/kg	/
二氯甲烷		1.5μg/kg	/
1,2-二氯丙烷		1.1μg/kg	/
1,1,1,2-四氯乙烷		1.2μg/kg	/
1,1,2,2-四氯乙烷		1.2μg/kg	/
四氯乙烯		1.4μg/kg	/
1,1,1-三氯乙烷		1.3μg/kg	/
1,1,2-三氯乙烷		1.2μg/kg	/
三氯乙烯		1.2μg/kg	/

1,2,3-三氯丙烷		1.2μg/kg	/
氯乙烯		1.0μg/kg	/
苯		1.9μg/kg	/
氯苯		1.2μg/kg	/
1,2-二氯苯		1.5μg/kg	/
1,4-二氯苯		1.5μg/kg	/
乙苯		1.2μg/kg	/
苯乙烯		1.1μg/kg	/
甲苯		1.3μg/kg	/
间, 对二甲苯		1.2μg/kg	/
邻-二甲苯		1.2μg/kg	/
萘	土壤和沉积物半挥发性有机物的测定气相色谱-质谱法 HJ834-2017	0.09mg/kg	/
硝基苯		0.09mg/kg	/
2-氯苯酚		0.06mg/kg	/
苯并[a]蒽		0.1mg/kg	/
苯并[a]芘		0.1mg/kg	/
苯并[b]荧蒽		0.2mg/kg	/
苯并[k]荧蒽		0.1mg/kg	/
蒽		0.1mg/kg	/
二苯并[a,h]蒽		0.1mg/kg	/
茚并[1,2,3-cd]芘		0.1mg/kg	/
苯胺	土壤和沉积物 13 种苯胺类和 2 种联苯胺类化合物的测定液相色谱-三重四极杆质谱法 HJ1210-2021	2μg/kg	/

4、土壤理化性质调查

本次在监测点位进行了土壤理化性质调查，土壤理化性质调查结果见下表。

表 4.4.5-3 土壤理化性质调查结果

监测项目		单位	调查结果											
			庆盛拉油注水站			新一接转站			康 48-50、 康 46-50 井组油水 管道作业 带内	润 25-9 配-润 25-17 配 注水支 线作业 带内	路 36-24 单井出 油管线 作业带 内	康 48-50、康 46-50 井 组油水 管道作 业带外	润 25-9 配-润 25-17 配 注水支 线作业 带外	路 36-24 单井出 油管线 作业带 外
			0-0.5m	0.5-1.5 m	1.5-3.0 m	0-0.5m	0.5-1.5 m	1.5-3.0 m	0-0.5m	0-0.5m	0-0.5m	0-0.5m	0-0.5m	0-0.5m
现场 记 录	颜色	/	黄棕	黄棕	黄棕	黄棕	黄棕	黄棕	黄棕	黄棕	黄棕	黄棕	黄棕	黄棕
	结构	/	团粒状	/	/	团粒状	/	/	团粒状	团粒状	团粒状	团粒状	团粒状	团粒状
	质地	/	壤土	壤土	壤土	壤土	壤土	壤土	壤土	壤土	壤土	壤土	壤土	壤土
	砂粒含量	/	10%	/	/	9%	/	/	8%	6%	9%	8%	7%	9%
	植物根系	/	少量	/	/	少量	/	/	少量	少量	少量	少量	少量	少量
	其他异物	/	无	/	/	无	/	/	无	无	无	无	无	无
实 验 室 测 定	pH 值	/	7.6	7.7	7.6	7.3	7.4	7.3	7.5	7.2	7.5	7.5	7.3	7.7
	阳离子交换 量	cmol ⁺ /k g	5.5	/	/	7.1	/	/	5.3	6.5	6.3	5.7	7.2	6.4
	氧化还原电 位	mV	369	/	/	382	/	/	386	331	401	382	324	396
	饱和导水率	cm/s	0.15	/	/	0.17	/	/	0.21	0.21	0.2	0.19	0.19	0.18

	土壤容重	g/cm ³	1.25	/	/	1.22	/	/	1.22	1.25	1.23	1.23	1.29	1.22
	孔隙度	%	44	/	/	45	/	/	45	46	46	47	43	48

5、监测结果

本次评价土壤监测结果见下表。

表 4.4.5-4 土壤监测结果一览表

监测点位				云盘山联合站污油池附近	杨米洞集油站污油池附近	杨米洞集油站大罐区附近			新一接转站（柱状样）			庆盛拉油注水站（柱状样）			中 4 增			中 3 增			路平一处理站储罐旁空地	达标情况	
采样深度/m				0~0.5 m	0~0.5 m	0~0.5 m	0.5~1.5m	1.5~3m	0~0.5 m	0.5~1.5m	1.5~3.0m	0~0.5 m	0.5~1.5m	1.5~3.0m	0~0.5m	0.5~1.5m	1.5~3m	0~0.5m	0.5~1.5m	1.5~3m	0~0.5m		
序号	项目	单位	标准	检测结果																			
1	pH	无量纲	/	7.51	7.85	8.24	8.19	8.11	7.3	7.4	7.3	7.6	7.7	7.6	8.4	8.6	8.3	8.0	8.2	8.3	8.79	/	
2	汞	mg/kg	38	0.042	0.035	0.053	0.047	0.044	0.26	0.418	0.385	0.188	0.492	0.39							0.117	达标	
3	砷		60	7.48	7.12	10.4	9.82	10.6	6.57	6.58	6.43	4.68	4.92	5.12	4.37	3.25	3.00	4.29	3.26	3.31	11.9	达标	
4	铜		18000	15	12	20	/	/	18	/	/	20	/	/	/	/	/	/	/	/	13.7	达标	
5	铅		800	16	16	26	/	/	8.4	/	/	3.1	/	/	/	/	/	/	/	/	15	达标	
6	镉		65	0.15	0.11	0.179	/	/	0.01ND	/	/	0.04	/	/	/	/	/	/	/	/	0.15	达标	
7	六价铬		5.7	2.7	2.2	0.5ND	0.5ND	0.5ND	0.5ND	0.5ND	0.5ND	0.5ND	0.5ND	0.5ND	1.0	1.0	ND	1.3	ND	ND	ND	达标	
8	镍		900	21	19	31	/	/	7	/	/	9	/	/	/	/	/	/	/	/	22	达标	
9	四氯化碳	μg/kg	2.8	1.3ND	1.3ND	1.3ND	/	/	1.3ND	/	/	1.3ND	/	/	/	/	/	/	/	/	1.3ND	达标	

10	氯仿	0.9	1.1ND	1.1ND	1.1ND	/	/	1.1ND	/	/	1.1ND	/	/	/	/	/	/	/	1.1ND	达标
11	氯甲烷	37	1.0ND	1.0ND	1.0ND	/	/	1.0ND	/	/	1.0ND	/	/	/	/	/	/	/	1.0ND	达标
12	1,1-二氯乙烷	9	1.2ND	1.2ND	1.2ND	/	/	1.2ND	/	/	1.2ND	/	/	/	/	/	/	/	1.2ND	达标
13	1,2-二氯乙烷	5	1.3ND	1.3ND	1.3ND	/	/	1.3ND	/	/	1.3ND	/	/	/	/	/	/	/	1.3ND	达标
14	1,1-二氯乙烯	66	1.0ND	1.0ND	1.0ND	/	/	1.0ND	/	/	1.0ND	/	/	/	/	/	/	/	1.0ND	达标
15	顺-1,2-二氯乙烯	596	1.3ND	1.3ND	1.3ND	/	/	1.3ND	/	/	1.3ND	/	/	/	/	/	/	/	1.3ND	达标
16	反-1,2-二氯乙烯	54	1.4ND	1.4ND	1.4ND	/	/	1.4ND	/	/	1.4ND	/	/	/	/	/	/	/	1.4ND	达标
17	二氯甲烷	616	1.5ND	1.5ND	1.5ND	/	/	1.5ND	/	/	1.5ND	/	/	/	/	/	/	/	0.0053	达标
18	1,2-二氯丙烷	5	1.1ND	1.1ND	1.1ND	/	/	1.1ND	/	/	1.1ND	/	/	/	/	/	/	/	1.1ND	达标
19	1,1,1,2-四氯乙烷	10	1.2ND	1.2ND	1.2ND	/	/	1.2ND	/	/	1.2ND	/	/	/	/	/	/	/	1.2ND	达标
20	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	1.2ND	1.2ND	1.2ND	/	/	1.2ND	/	/	1.2ND	/	/	/	/	/	/	/	1.2ND	达标
21	四氯乙烯	53	0.0031	0.0032	1.4ND	/	/	1.4ND	/	/	1.4ND	/	/	/	/	/	/	/	1.4ND	达标
22	1,1,1-三氯乙烷	840	1.3ND	1.3ND	1.3ND	/	/	1.3ND	/	/	1.3ND	/	/	/	/	/	/	/	1.3ND	达标
23	1,1,2-三氯乙烷	2.8	1.2ND	1.2ND	1.2ND	/	/	1.2ND	/	/	1.2ND	/	/	/	/	/	/	/	1.2ND	达标
24	三氯乙	2.8	1.2ND	1.2ND	1.2ND	/	/	1.2ND	/	/	1.2ND	/	/	/	/	/	/	/	1.2ND	达标

	烯																					
25	1,2,3-三氯丙烷		0.5	1.2ND	1.2ND	1.2ND	/	/	1.2ND	/	/	1.2ND	/	/	/	/	/	/	/	/	1.2ND	达标
26	氯乙烯		0.43	1.0ND	1.0ND	1.0ND	/	/	1.0ND	/	/	1.0ND	/	/	/	/	/	/	/	/	1.0ND	达标
27	苯		4	1.9ND	1.9ND	1.9ND	/	/	1.9ND	/	/	1.9ND	/	/	/	/	/	/	/	/	1.9ND	达标
28	氯苯		270	1.2ND	1.2ND	1.2ND	/	/	1.2ND	/	/	1.2ND	/	/	/	/	/	/	/	/	1.2ND	达标
29	1,2-二氯苯		560	1.5ND	1.5ND	1.5ND	/	/	1.5ND	/	/	1.5ND	/	/	/	/	/	/	/	/	1.5ND	达标
30	1,4-二氯苯		20	1.5ND	1.5ND	1.5ND	/	/	1.5ND	/	/	1.5ND	/	/	/	/	/	/	/	/	1.5ND	达标
31	乙苯		28	1.2ND	1.2ND	1.2ND	/	/	1.2ND	/	/	1.2ND	/	/	/	/	/	/	/	/	1.2ND	达标
32	苯乙烯		1290	1.1ND	1.1ND	1.1ND	/	/	1.1ND	/	/	1.1ND	/	/	/	/	/	/	/	/	1.1ND	达标
33	甲苯		1200	0.0037	0.0036	1.3ND	/	/	1.3ND	/	/	1.3ND	/	/	/	/	/	/	/	/	1.1ND	达标
34	间二甲苯+对二甲苯	570	1.2ND	1.2ND	1.2ND	/	/	1.2ND	/	/	1.2ND	/	/	/	/	/	/	/	/	1.2ND	达标	
35	邻二甲苯	640	1.2ND	1.2ND	1.2ND	/	/	1.2ND	/	/	1.2ND	/	/	/	/	/	/	/	/	1.2ND	达标	
36	硝基苯	mg/kg	76	0.09ND	0.09ND	0.09ND	/	/	0.09ND	/	/	0.09ND	/	/	/	/	/	/	/	/	0.09ND	达标
37	苯胺		260	2×10-3ND	2×10-3ND	2×10-3ND	/	/	2×10-3ND	/	/	2×10-3ND	/	/	/	/	/	/	/	/	2×10-3ND	达标
38	2-氯酚		2256	0.06ND	0.06ND	0.06ND	/	/	0.06ND	/	/	0.06ND	/	/	/	/	/	/	/	/	0.06ND	达标
39	苯并(a)蒽		15	0.1ND	0.1ND	0.1ND	/	/	0.1ND	/	/	0.1ND	/	/	/	/	/	/	/	/	0.1ND	达标
40	苯并(a)芘		1.5	0.1ND	0.1ND	0.1ND	/	/	0.1ND	/	/	0.1ND	/	/	/	/	/	/	/	/	0.1ND	达标

4 1	苯并 (b) 荧 蒽		15	0.2N D	0.2N D	0.2N D	/	/	0.2N D	/	/	0.2N D	/	/	/	/	/	/	/	/	0.2ND	达标
4 2	苯并 (k) 荧 蒽		151	0.1N D	0.1N D	0.1N D	/	/	0.1N D	/	/	0.1N D	/	/	/	/	/	/	/	/	0.1ND	达标
4 3	蒽		129 3	0.1N D	0.1N D	0.1N D	/	/	0.1N D	/	/	0.1N D	/	/	/	/	/	/	/	/	0.1ND	达标
4 4	二苯并 (a,h) 蒽		1.5	0.1N D	0.1N D	0.1N D	/	/	0.1N D	/	/	0.1N D	/	/	/	/	/	/	/	/	0.1ND	达标
4 5	茚并 (1,2,3 -cd) 芘		15	0.1N D	0.1N D	0.1N D	/	/	0.1N D	/	/	0.1N D	/	/	/	/	/	/	/	/	0.1ND	达标
4 6	蔡		70	0.010 7	0.011	0.09N D	/	/	0.09N D	/	/	0.09N D	/	/	/	/	/	/	/	/	0.09N D	达标
4 7	石油烃 (C ₁₀₋₄₀)		450 0	16	6ND	98	66	36	6ND	6ND	6ND	6ND	6ND	6ND	11	10	9	11	10	9	12	达标
4 8	石油类		/	270	268	155	129	102	110	80	49	16	14	9	14	9	6	13	8	4	8	达标
4 9	石油烃 (C ₆₋₉)		/	0.04N D	0.04N D	0.04N D	0.04 ND	0.04 ND	0.04N D	0.04 ND	0.04 ND	0.04N D	0.04 ND	0.04 ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	/	达标
5 0	含盐量	(g/k g)	/	/	/	0.8	0.7	0.9	0.5	0.4	0.4	0.6	0.5	0.5	/	/	/	/	/	/	/	达标

表 4.4.5-4 土壤监测结果一览表（续）

监测日期及监测 点位	涧 25-9 配-涧 25-17 配注水 支线作业带 内（表层样）	涧 25-9 配-涧 25-17 配注水 支线作业带 外（表层样）	康 48-50、康 46-50 井组油水 管道作业带内 （表层样）	康 48-50、康 46-50 井组油水管道作 业带外（表层样）	路 36-24 单井 出油管线作 业带内（表层 样）	标准	路 36-24 单井 出油管线作 业带外（表层样）	标准	达标 情况
	0~0.5m	0~0.5m	0~0.5m	0~0.5m	0~0.5m		0~0.5m		
pH 值	7.2	7.3	7.5	7.5	7.5	6.5<pH≤7.5	7.7	7.5<pH	达标
汞	0.5	0.592	0.129	0.651	0.749	2.4	0.764	3.4	达标

砷	5.44	4.48	4.84	4.18	2.97	30	4.02	25	达标
铬	65	52	56	56	56	200	62	250	达标
锌	53	47	54	49	54	250	57	300	达标
铜	16	16	16	17	21	100	20	100	达标
镍	5	7	9	9	8	100	11	190	达标
铅	2.5	3.7	4.5	5.7	8.2	120	6.1	170	达标
镉	0.01	0.01	0.01ND	0.01	0.01ND	0.3	0.01	0.6	达标
石油类	10	14	22	19	17	/	14	/	达标
石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	6ND	6ND	6ND	6ND	6ND	/	6ND	/	达标
含盐量（g/kg）	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5	/	0.5	/	达标
石油烃（C ₆ ~C ₉ ）	0.04ND	0.04ND	0.04ND	0.04ND	0.04ND	/	0.04ND	/	达标

根据监测结果，站场内土壤监测点的各项指标均符合《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）（GB36600-2018）中第二类用地的筛选值，管线临时站占地内及占地外土壤监测点的各项指标均符合《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618-2018）中标准限值，对农产品、农作物生长或土壤生态环境的风险低，可以接受。

4.5 区域污染源

根据环境现状调查和收集区域污染源资料，区域工业污染源以石油开发企业为主，无其他工业污染源。

根据对工程所在区域现场踏勘及资料收集，本次项目所在区域地下水污染源主要为石油开采作业。

5 环境影响预测与评价

5.1 施工过程及特征

本项目为场站改造，管线隐患治理以及优化工程，属点、线性工程，施工期主要呈现以下特点：

- （1）施工场地分散，施工人员相对较少；
- （2）施工期对环境的影响主要来自施工作业带清理、开挖管沟、土石方堆放、管道焊接、试压、旧管线无害化处置、场地平整等施工活动，产生的影响主要有施工扬尘、施工废水、施工噪声、施工固废等对周边环境的影响，以及施工活动和占地对局部生态环境的影响；
- （3）管线施工影响主要集中在管线中心线两侧 3m 的施工作业带范围。

施工期环境影响特征见表 5.1-1。

表 5.1-1 施工期环境影响特征一览表

影响分类	影响来源	污染物	影响范围	特征
机械 废气	土方开挖、物料运输及装卸、土地平整等	TSP	施工场所及管线作业周围	与建设期同步
	施工机械、运输车辆尾气	CO、NO _x 、THC	施工场所及管线作业周围	与建设期同步
	防腐废气	非甲烷总烃	管线作业带周围	与建设期同步
	焊接烟尘	颗粒物	管线作业带周围	与建设期同步
噪声	运输、施工机械	LAeq	管线沿线及改造站场周围 200m 范围、车辆运输沿线	间断
废水	生活、施工废水	COD、BOD ₅ 、氨氮、SS	施工现场	间断
固体废物	焊渣、生活垃圾等	有机物、无机物	施工现场	间断
生态环境	临时占地、弃土临时堆放、施工活动	/	施工场地、管线作业带两侧	局部

5.2 施工期环境影响分析

5.2.1 施工期环境空气影响分析

- （1）施工扬尘
- 项目建设期管沟、设备基础处理，土方、建筑材料、施工设备的装卸、转运等，都会形成施工扬尘。受施工现场条件、管理水平、机械化程度及施工季节、

土质结构、天气条件等诸多因素的影响，扬尘量的确定较为复杂、难于定量。

①裸露地面扬尘

站场及管线施工期间必然会形成一定量的裸露地面，在不利气候如大风（风速 $\geq 6\text{m/s}$ ）条件下，扬尘会从地表进入空气。项目建设区干燥少雨，冬春季多风，极易形成扬尘污染。

②粗放施工形成的扬尘

站场及管线施工、堆料及运输抛洒等产生的扬尘在施工高峰期会不断增多。在施工过程中，如果采取粗放式施工，管理措施不够完善，不能及时清理和覆盖建筑垃圾、弃土弃渣，不及时清扫现场，极易产生施工扬尘。

③道路扬尘

交通运输过程中洒落于道路上的沙、土、灰、渣、建筑垃圾以及沉积在道路上的其它排放源排放的颗粒物，经来往的车辆碾压后形成粒径较小的颗粒物进入空气，形成道路扬尘。

施工扬尘对环境造成的不良影响表现为：

- a、导致环境空气中的 TSP 浓度升高；
- b、影响植物的光合作用与正常生长，使局部区域农作物减产。

③影响施工场地附近村民的身体健康。

经类比有关项目建设期的环境空气监测资料，施工场地扬尘影响范围基本在下风向 100~150m，浓度一般为 $2.2\sim 3.4\text{mg/m}^3$ 。项目施工过程中，管道两侧 200m 范围内村庄住户会受到影响。根据现场调查，项目管线沿线存在多处敏感点，施工扬尘会对其造成不利影响。项目站场夜间不进行施工，涉及敏感点的站场主要为设备更换等，管线采用分段施工，其影响是小范围短期负面影响，采取覆盖抑尘等控制措施后，管线施工对评价区内的村庄居民点影响不大。

施工造成的不利影响是局部的、短期的，项目建成后影响将会消失。

（2）施工机械废气

①施工机械废气主要来源

项目建设施工期间，施工机械废气主要来自站场及管线施工机械排放废气、各种物料运输车辆排放汽车尾气等对环境空气的影响。

②施工机械废气影响分析

施工机械废气主要来自施工机械及运输车辆排放汽车尾气，主要污染物为 CO、NO_x、THC 等，间断运行；根据类比调查，每辆车日耗油量约 11.52kg/d，则每辆车平均日排放烃类 0.025kg/d、NO_x 为 0.034kg/d。施工期施工机械及运输车辆尾气将对站场及管道施工沿线环境空气有一定影响，影响范围主要在 50m 范围内。项目在加强施工机械及车辆运行管理与维护保养情况下，可减少尾气排放对环境的污染，对环境空气影响小。

（3）施工焊接烟尘

本项目施工过程会产生少量的焊烟，但由于施工时间短，项目施工现场位于开阔地带，有利于废气扩散，且废气污染源具有间歇性和流动性，因此对局部地区的环境影响较轻。

（4）防腐废气

本项目使用的管道是经过防腐处理后的成品管道，只在钢质管道敷设补口补伤时产生防腐废气，产生量较少，主要污染物为非甲烷总烃。由于管线周围地域开阔，防腐废气经大气扩散后对周围环境影响较小。

总的来说，采取积极的大气污染防治措施后，工程施工对周边环境空气影响较小，可接受。

5.2.2 施工期废水影响分析

（1）施工生产废水

施工生产废水包括砂石冲洗水、砼养护水、场地冲洗废水，生产废水中主要污染物为 SS，基本没有其它污染物。施工生产废水经沉淀池循环利用不排放。

（2）管道试压废水

本工程管道试压用水采用洁净水、整段试压，试压用水循环使用。根据项目管线直径，本项目试压废水量约 285.69m³，试压废水中主要污染物为少量 SS，试压结束后采用罐车拉运至管线附近作业区废水处理站处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）V级标准要求，用于油田回注，不外排。试压废水不会对周边地表水产生影响。

（3）废旧管道清管废水

本项目现有管道报废，管道扫线后对旧管线热洗（60~80℃）2 次，将产生清管废水。根据现有管线规格及长度，项目清管废水产生量约为 352.22m³。清

管废水全部经管道进入下游站场储罐，进入原油集输系统，与含水原油一同进行脱水净化处理，废水依托采出水处理站处理后回注油层，不外排。

（4）施工生活污水

站场施工依托站场旱厕，生活杂排水洒水抑尘，管线施工人员可依托沿线井场旱厕，生活废水均不外排，对环境的影响小。

（5）管线施工对地表水的影响

本项目管线工程穿跨越常流水冲沟 2 处（下游汇入崖畔沟，属杏子河支流）、马圈沟 1 处（属延河支流），其中中 4 增注水管线和中 2 增集油管道分别依托现有桁架跨越常流水冲沟 1 处、罗加 20-341 至罗 11 增出油管线新建桁架跨越马圈沟 1 处。

项目依托桁架式跨越基础放置于河道两侧稳定的岸坡上，不在河道内施工，对水环境的影响主要是河道两岸施工扬尘和开挖土石方会增加水体浊度。环评要求跨越施工期应选在枯水期，避开丰水期、汛期等。施工尽量选在地面干燥时段施工，尽量限制水体附近的植被除根作业，及时清理弃土弃渣，以控制沿岸侵蚀物进入水体，且由于项目施工时间短，施工范围有限，项目施工对水环境影响较轻。

根据设计资料项目新建桁架在地表水两侧设置浆砌石挡土墙及截水墙固定管线两侧山坡，同时设置排水渠引排雨水避免降雨期间造成冲刷，具体工程量见表 2.2.11-1。虽然不在河道内施工，但沿山坡施工过程中不可避免的会有土石滚落至河道内，增加水体浊度。环评要求跨越工程选在枯水期、地面干燥时段进行施工，严格控制施工带范围，在施工区域下方设置防护网尽可能拦截滚落的土石，及时清理弃土弃渣，以控制沿岸侵蚀物进入水体，且由于项目施工时间短，施工范围有限，项目施工对水环境影响较轻。

5.2.3 施工期对地下水的影响分析

施工期涉及地下水影响的主要是管沟开挖和管线铺设以及站场设备、旧管线的报废处置。

正常状况下，旧管线清扫的污油进入原油集输系统，原油管道热洗废水全部收集通过原管道管输进入末端站点，进入原油集输系统，与含水原油一同进行脱水净化处理，废水依托采出水处理系统处理达标后回注油层不外排。各类污染物

均有合理的处置去向，对土壤和地下水的影响较小。

在非正常状况下，清扫或设备残留的油污、热洗的废水散落进入土壤，且经过土壤下渗至潜水含水层，对地下水造成污染。根据黄廷林等人《石油类污染物在黄土地区土壤中竖向迁移特性试验研究》，通过室内土柱淋滤动态试验，模拟了石油类污染物在饱水条件下在黄土地区土壤中竖向迁移的过程。试验结果表明，黄土对石油类有很强的截留能力，石油类很难向土壤深层迁移，土壤中可检出的石油类最大迁移深度为 30cm。因此施工期残留的落地油很难通过黄土层污染地下水，但可以通过降雨溶解在水中后下渗影响地下水，石油类在水中最大溶解度为 18mg/L，靖边县平均年降水量为 377.1mm，降雨量较小，而安塞区和志丹县施工区域更靠近靖边县，施工区域降雨量与靖边县平均年水量接近。因此施工期残留的落地油对地下水影响较小。

由于施工期清扫的污油量远小于运营期集输量，且清管废水污染物浓度较低，因此其对地下水的影响将小于运营期集输过程泄漏对地下水的影响，具体影响分析见运营期地下水影响分析章节。

5.2.4 施工期噪声影响分析

建设期噪声源主要包括工艺设备安装以及站场施工期使用的挖掘机、搅拌机以及管线施工中的挖掘机、切割机、焊机等。

表 5.2.4-1 施工机械噪声源强一览表

施工项目	设备名称	声级 dB (A)
站场施工	挖掘机	88
	装载机	84
	搅拌机	96
	载重汽车	90
管线施工	挖掘机	88
	切割机	98
	焊机	95
	搅拌机	90

上述设备分散采用无指向性点声源的几何发散模型，上述机械在不同距离上衰减后的值见表 5.2.4-2。

项目施工主要为管线施工，因此评价根据场地施工中使用数量、时间、频次以及噪声声级选取对声环境影响较大的机械进行预测。点源扩散衰减采用半球扩散模型计算，以噪声源为中心，噪声传到不同距离处的强度值采用下式计算：

$$L_p = L_0 - 20 \lg \left(\frac{r}{r_0} \right)$$

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。

表 5.2.4-2 施工机械不同距离衰减后的噪声级 dB (A)

机械名称 \ 距离	10m	50m	100m	150m	200m	250m	300m	400m	500m
装载机	75	61	55	51.5	49	47	45.5	43	41
挖掘机	80	66	60	56.5	54	52	50.4	48	46
焊机	84	70	64	60.5	58	56	54.4	52	50
搅拌机	84	70	64	60.5	58	56	54.4	52	50
切割机	85	71	65	61.5	59	57	55.5	53	51
载重汽车	78	64	58	54.5	52	50	48.5	46	44

按照《建筑施工场界环境噪声排放标准》的规定，昼间噪声限值为 70dB，夜间限值为 55dB。根据上表的噪声预测结果表明：

(1) 昼间施工机械噪声在距施工场地 80m 处可达到标准限值；夜间在 350m 处基本达到标准限值。

(2) 由于站内主要是设备更换和维护，且部分站场站外分布敏感目标，建议合理安排施工时间，尽可能安排在昼间施工夜间不进行高噪声工序施工，同时加快施工进度，可将噪声影响降到最低。

(3) 管线工程夜间不进行施工作业。管线工程 200m 范围的敏感点有 20 处（详见表 1.6-2），其中 DP10 拉油点至罗 6 增出油管线工程周围最近的敏感点为管线外 7m 处的石雀咀居民，施工噪声对其会产生不利影响。但管线施工为分段施工，施工前做好宣传工作，同时合理安排施工时间，加快施工进度，可将噪声影响降到最低。

5.2.5 施工期固废废弃物影响分析

(1) 施工弃土

根据前文土石方平衡分析，本项目管线开挖土方量为 40514.4m³，回填土需填至超过自然地面约 0.3m，可全部回填，不会产生废弃土石方；顶管施工产生的沉淀物委托有处置能力的公司进行处置。

站场施工均在现有站场范围内施工，场地较平整，主要为设备基础挖方，挖方量较小，回填后少量弃土用于站内低洼地段回填，不产生废弃土石方。

(2) 施工废料

项目施工废料主要包括废包装材料、废焊条以及施工过程中产生的废金属等。根据类比调查，施工废料的产生量约 0.05t/km，则本项目施工过程中产生的施工废料量 2.81t，施工废料回收利用。

（3）废防渗布

旧管线无害化处置过程中需铺设防渗布，施工结束后，土工膜上可能沾染油污，属于危险废物（HW08 900-249-08），产生量约 0.3t，施工结束后暂存至就近的危废贮存库，最终交有资质单位处置。

（4）生活垃圾

施工人员生活垃圾依托沿线站场垃圾桶收集后，送当地生活垃圾收集点处理。

（5）拆除管线和装置

本项目对跨越裸露的管段和穿跨越段管道进行拆除，拆除前应对旧管线进行热洗、吹扫等无害化处理，属于废旧物资，根据《长庆油田分公司资产集中处置试点工作方案》属于纳入集中处置的实物资产，统一收集至第四采油厂废料库，最终由长庆油田公司按照《长庆油田分公司资产集中处置试点工作方案》中相关要求集中处置。站场工程部分设备、罐体、管线需要拆除，拆除后暂存于作业区物资库，作为国有废旧物资处置。

采取以上措施后，施工期固废将不会对环境造成不利影响。

5.2.6 施工期生态环境影响分析

5.2.6.1 土地利用方式影响分析

本工程为原油开发，对土地利用的影响主要表现为工程建设对当地评价区土地利用结构的影响。

工程井场、站场点状布局，道路、管线的线状布局特点，其对土地利用格局的影响为点状干扰和线状隔离，井场、站场呈点状分布于油田开发区域，一般情况下除永久占地外，对周围土地利用没有影响，该类临时占地经过 1~2 年即可恢复。永久占地占评价区比例较小，故项目对评价区土地利用结构影响小。

5.2.6.2 土壤环境影响分析

本工程对土壤的影响主要集中在施工期，例如管线和道路施工，使区域地表形态改变、地表扰动、植被破坏，从而造成土壤结构和肥力改变；钻井过程中设备的漏油、钻井泥浆的泄漏及钻井废水处理不当，也可能造成土壤的污染。

1、土壤结构和肥力的影响

土壤结构是经过较长的历史时期形成的，管沟开挖和回填必将破坏土壤的结构，尤其是土壤中的团粒状结构，一旦遭到破坏，必须经过较长的时间才能恢复

和发展。表层 0~25cm 的土壤层是农田土壤耕作层，也是农作物、植物根系生长和发达的层次。工程开挖将扰乱和破坏土壤的耕作层，除开挖的部分受到直接的破坏外，开挖土堆放、施工机械碾压也将破坏土壤结构，增加土壤密度。此外，如果开挖土方管理不善，回填后所产生土层的混合和扰动，也将改变原有土壤层的性质。在施工过程，对土壤上层的影响最为严重，尤其是土壤的耕作层。同时土壤质地因地形和土壤形成条件的不同而有较大变化，即使同一土壤剖面，表层的土壤质地与底层的质地也截然不同。输油管道的开挖与回填，降低土壤的蓄水保肥能力，易受风蚀，从而影响土壤的发育，植被的恢复；在农田区降低土壤的耕作性能，影响农作物的生长，导致作物产量下降。

本工程的临时占地在施工结束后经 2~3 年后可恢复原有使用功能。部分经过重型施工机械碾压的地表，土体扰动剧烈，使得施工沿线的耕作土壤或自然土壤的理化性质、肥力水平将受到一定程度的影响，并进一步影响地表植被恢复，其影响预计持续 3~5 年。

2、土壤污染影响

钻井过程中设备的漏油、泥浆的泄漏及钻井废水均可能造成土壤的污染。因此，在钻井过程中必须进行严格的设备管理和维护，对泥浆及钻井废水采取适当的处理措施。

施工过程中将产生施工垃圾、生活垃圾，以及焊渣、废弃外涂层涂料等废物。这些残留于土壤中固体废物，难于分解，埋于土壤中长时间残留。若在农田中，将影响土壤耕作和农作物生长。因此，管道施工管理中，应要求施工人员不随意丢弃施工废料和生活垃圾，施工结束后，必须把残留的固体废物清除干净，不得掩埋入土。本项目在采取相关措施后，土壤能够同化和代谢外界环境进入土壤的物质，项目对土壤环境的影响较小。

3、土地利用的影响

(1) 本项目占地包括永久性占地和临时性占地。永久占地包括井场、站场、道路等的永久征地；临时占地主要用于上述井、站场施工过程中临时施工场地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,通过周围绿化,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

总体来看本项目永久占地在评价区总面积比重较小,临时占地在工程结束后经过 2~3 年时间即可恢复。工程建设后项目评价区土地利用仍以灌草植被类型为主,总体上对评价区土地利用结构影响小。

5.2.6.3 植被及动物影响分析

本项目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

从本项目各单项工程占地统计分析,道路建设的永久占地面积对野生植被生境存在一定的分割作用明显。管线建设无永久占地,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、可控。井场和站场分布十分分散,且单位占地面积较小,其对野生植被生境的破坏效应较小。

(1) 道路建设对野生植被影响分析

道路建设属于带状影响,对沿线植物物种有一定的分隔作用,对植物间生物信息交流会有一定影响。工程建设会直接侵占野生植被的生长空间,将会砍伐一些零星林木。为了降低对植物的影响,施工前,建议施工单位在当地林业部门的指导下,把道路永久征地范围内的可利用的树木进行移栽,严禁随意砍伐。施工期间,对施工人员进行必要的保护野生植物常识培训(如辨认植物、移栽植物等方面),严禁随意扩大施工范围破坏植被。在落实对沿线植物保护措施后,工

程建设不会影响区域内的植物种群的分布,仅可能使公路两侧植物种群组成发生一定变化,对沿线植物分隔影响有限。

道路建设在施工阶段由于对地面进行开挖或填筑,使道路征地范围内的灌木、草被等遭受砍伐、铲除、掩埋及践踏等一系列人为工程行为的破坏,而这种变化若是发生在路基占地范围内,植被损毁是不可逆的。

(2) 管线建设对野生植被影响分析

管线建设全部为临时占地,以草地、灌木林地为主。在输油管线建设中,管沟范围内地上部分植物根系均被开挖铲除,同时还会伤及附近植物的根系。施工带两侧的植被由于挖掘出的土石方堆放、施工车辆和机具的碾压,会造成植物地上部分破坏甚至死亡。根据当地的自然条件,通过植被恢复措施,天然植物恢复或表土形成相对稳定的结构并发挥水土保持功效约需要 3~5 年。运行期,管线对植物无影响。在事故状态下,原油泄漏影响事故点周围植被生长。

(3) 对重点保护植物的影响分析

本项目评价区内在现场调查时未发现无重点保护植物。一旦在施工过程中发现保护植物,应第一时间停止该区域的施工活动,划定临时保护范围(如设置围挡或警示标识),避免机械作业、人员踩踏等对保护植物及其生境造成进一步破坏;组织专业鉴定与影响评估:联系林业、生态环境等主管部门及专业机构,对保护植物的种类、保护级别(如国家一级/二级保护植物)、分布范围、生长状况等进行鉴定;调整施工方案或实施移植保护:优先避让:若保护植物分布区域与施工关键节点(如井场、管线)无重叠,应调整施工路线或作业范围,最大程度避让保护植物生境。移植保护:若无法避让(如保护植物位于施工必经区域),需制定移植方案(由专业团队实施),选择与原生境条件相似的区域进行异地移植,并采取支撑、补水等养护措施,确保移植存活率;同时,对移植后的植物进行长期跟踪监测。

2、对动物的影响

(1) 总体影响分析

本项目对野生动物的影响主要发生在施工期。施工期大量施工机械和人员活动惊吓、干扰施工区附近动物的活动。土石方开挖,施工机械作业噪声和震动对野生动物也会造成影响。根据噪声预测结果推测,施工噪声影响范围将超过施工

现场周围 300m 之外，因此施工现场噪声可能使动物避开施工现场。施工影响是属于短期的、临时的影响。施工完毕后，施工影响大多会逐渐消失，野生动物会恢复原有的活动范围。

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。

由于野生动物活动的不确定因素，工程建设对野生动物影响不可避免，对野生动物影响也局限于施工区域附近一定范围。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。

施工期不会对区域野生动物种群分布产生影响，通过采取动物保护措施可降低施工建设对野生动物的影响，工程施工对陆生野生动物活动影响较小。总体分析，本工程建设对野生动物影响较小。

（2）对重点保护动物的影响分析

本项目评价区及周边分布无重点保护动物。

5.2.6.4 二级公益林影响分析

本项目部分井场及管线无法避让二级公益林，原因如下：

（1）线性工程的路径特性导致难以绕行

油气田管线作为典型的线性工程，其功能需连接井场、集输站与处理设施，具有长距离、连续布局的特点。管道工程的线型结构会对沿线生态系统产生分割和破碎作用（如导致景观斑块化），但为满足输送效率和经济性，往往需选择最短或最合理路径，若区域内公益林与管线必经路径重叠，则难以完全避让。

（2）区域资源分布与生态敏感区的重叠性

公益林多分布于生态功能重要或生态脆弱区域（如水源涵养区、水土保持区），而油气田开发通常集中于资源富集区。若资源富集区与公益林空间重叠（如部分

油田位于森林覆盖的丘陵地带），则场站（如井场、处理站）的永久占地或管线的临时占地可能无法完全绕开公益林。

（3）项目建设的必要性与绕行成本制约

油气田项目（如长庆油田产能建设工程）承担能源供应的重要任务，若为避让公益林大幅调整线路或站场布局，可能导致工程投资增加（如延长管线长度、增设绕行设施）、工期延误，甚至影响区域能源保障能力。因此，在综合评估生态影响可通过措施减缓的前提下，选择无法避让公益林的方案。

综上，油气田管线及场站无法避让公益林的核心原因是线性工程的路径约束、资源与生态敏感区的空间重叠，以及项目建设必要性与绕行成本的权衡，需通过规范手续（如临时占用审批）和生态补偿措施降低影响。

其中施工临时占用二级公益林 1.047hm²。工程临时占用的国家二级公益林地，在占用范围内均对林地进行了避让，无法避让确需占用区域均为灌木林地及杂草丛，在管线建设中，管沟范围内林地的地上部分与根系均被开挖铲除，同时还会伤及附近林地的根系，施工带中心线两侧各 3m 范围内的林地由于挖掘出的土石堆放、人员践踏、施工车辆的碾压，造成植被的破坏。

按照生态学理论，管道沿线的植被破坏具有暂时性，评价要求穿越二级公益林区段施工应分层开挖分层堆放，施工结束后分层回填，表土堆放选址区域原则如下：分层独立堆放：施工过程中需将表土（表层土壤）与心土、底土分开堆放，避免土层混乱。表土单独堆放，心土、底土另外堆放，以便后期按“先填心土、底土，后覆表土”的顺序恢复土地原貌，保护土壤肥力。控制堆放范围：选址应优先在施工区域内或邻近区域，严格控制临时占地面积，减少对周边生态的额外扰动。并通过下列措施防止水土流失：①物理覆盖与压盖：对堆放的表土区域可采取砾石压盖等措施，减少地表裸露面积，防止雨水冲刷导致的水土流失。②及时回填与压实：合理组织土方调配，缩短表土暴露时间；施工结束后及时填平压实地，加速表土回覆，尽快恢复土地原貌。③施工期管理优化：通过加强施工期管理、加速建设进度，减少表土长期裸露的时间，降低水土流失风险。

同时应按相关要求加强施工管理，施工过程中严格控制作业带范围，注重保护森林资源，按照“占补平衡”的原则对临时占用的二级公益林地进行补偿和生

态恢复。管线施工前均需办理临时用地手续，征得相关管理部门同意。建议建设单位采取以下措施来减少工程施工对公益林的影响：

（1）工程永久和临时占地均不得占用国家一级公益林地。

（2）严格控制工程建设使用国家二级公益林地，确需使用的，严格按照有关规定办理林地手续。涉及林木采伐的，按相关规定办理林木采伐手续。本项目部分井场、管线选址确实无法避让二级公益林，项目占用国家二级公益林地段对乔木林进行了避让，占地范围内主要为灌木草地，建设单位应严格按照《建设项目使用林地审核审批管理办法》有关规定办理使用林地手续。

（3）项目实施过程中对于临时占用国家级二级公益林地的，要编制林地植被恢复方案，临时占地结束后及时按照恢复方案对林地进行植被恢复，恢复植被和林业生产条件，以恢复林地土壤、恢复原有植被为主要目标，实行原地、同面积、等质量恢复，防止水土流失，避免立地条件恶化。

（4）临时占用国家级二级公益林地的需根据项目区以及周边分布的主要树种，依据因地制宜，适地适树的原则。新栽植苗木要及时抚育管护，以利于苗木生长发育，灌溉要按株、逐穴进行，要浇足浇透的抗旱方式以保证成活率。

（5）在工程施工中尽量减少植被破坏，决不未批先占、少批多占、“批东建西”，加强森林防火。

（6）企业将通过招标或承包的方式落实专业种植绿化公司，专人负责完成林地植被恢复，林地植被恢复完成后申请林业局检查验收。

（7）二级公益林范围内进行管线施工时应将揭离的表土进行收集，待施工结束后将表土用于二级公益林范围内的植被恢复工作。

（8）对于二级公益林占地范围内的林木，尽可能进行移栽，减少损毁林木的数量。

（9）对于不能恢复原有功能的二级公益林，按照“占补平衡”的原则对临时占用的二级公益林地进行补偿和生态恢复。

5.2.6.5 景观生态影响分析

1、景观格局影响分析

本工程建设将使评价区内新增工业景观类型，如井场、站场和道路，在一定程度上增加了景观多样性。评价区域新增加的油井、站场和道路等人工景观要素，

呈点状和线状分布，增加了评价区的斑块和廊道数量。同时，也使原有自然景观比例和结构发生变化。由于新的斑块和廊道的增加，对原有景观基质的面积造成一定的挤占，使原有基质及板块之间的连续性和连通性受到一定影响，对景观产生较强的分裂效果。从景观美学角度来看，人工建筑物与构筑物的出现，给原来以自然曲线为主的自然景观中，增加了直线、直角型斑块和廊道等人工景观，形成自然和人类共同作用的复合景观，对原有景观产生一定影响。井、站和道路等工程建设将造成区域景观格局的改变，但由于工程地面建设工程量不大，建筑物体量较小；在采取绿化、植被恢复措施后，可减缓局部景观切割、镶嵌造成的异质性影响，不会引起区域景观整体格局的明显变化。

2、生态景观影响分析

从生态景观功能和生态关系分析，原油管线地下敷设，对景观生态功能基本无影响。但道路的建设，将会造成道路两侧一定程度上的隔离。从生物传播关系的角度分析，这种隔离作用仅限于对土壤微生物和以根系作为传播途径的浅根植物以及野生动物有一定的影响，对花粉和种子传播植物的隔离影响不大。本项目道路在评价区域所占比重较小，该区域野生动物种类、数量均很少，类比调查该区域已经建成的石油、天然气管道运行情况，工程建设对景观生态的影响不大。

5.2.6.6 防风固沙影响分析

项目涉及防风固沙功能极重要区（一般区域），项目不属于沙化土地封禁保护区范围。

工程建设过程中对原地貌的扰动将降低工程占地范围内的土壤抗侵蚀能力，造成土地沙化；此外，由于工程地处长城沿线风沙草原生态区，空气干燥，加上地表植被覆盖度低，若项目开挖土石方临时堆存过程中未采取防尘网苫盖、洒水抑尘等措施，地表沙化的土壤及废土、废渣遇大风天气易产生严重的扬尘，形成沙尘天气。

本工程施工期主要为场地平整和管沟开挖。管沟开挖、场地平整施工过程中，对原有地表土壤造成扰动，造成地表原有结构的破坏。由于施工中大量的土体被剥离、扰动以及土体表面植被破坏，若未采取分层开挖、分层回填措施，可能导致土壤的蓄水保肥能力降低，影响区域植被生长，造成土壤逐渐沙化。

此外，在施工过程中，各种车辆（尤其是重型卡车）在荒漠上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为沙地。

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

本项目通过采取分段施工、控制施工作业带、及时对植被进行恢复、在沙化土地区域冲沟地段设置水工保护措施，并加强管理，避免施工乱砍滥发植物资源、避免机械随意行驶等措施，防止因本项目建设导致土地沙化、遏制沙化土地蔓延。

根据本项目现场调查及收集资料，项目区块占地范围内不涉及沙化土地封禁保护区及沙地，但项目区域也属于防沙治沙区，本次评价提出以下防沙治沙措施：

（1）植物措施

①植被覆盖度高的区域，施工结束后，及时采取撒播草籽、种植灌木等措施，恢复原地貌，通过种植草灌木，实现抗风固土防沙效果；

②施工过程中，在二级公益林区域，尽可能采取人工开挖，局部降低作业带宽度，减少对植被的破坏，避免破坏区域土壤肥力。

③项目区域为黄土高原丘陵沟壑区，应以防治水土流失为前提，选择耐寒、耐旱能力较强、保水固土能力强、根系发达、容易种植和管理、抵抗病虫害能力强的植物，优先考虑灌木树种，其次为草本植物。

（2）土方开挖保护措施

①施工土方全部用于管沟回填和站场平整，严禁随意堆置；

②采取有效措施减缓施工扬尘，遇到干燥、易起尘的土方施工作业时，应辅以洒水压尘，尽量缩短起尘操作时间，遇到四级及以上大风天气，应停止土方作业，同时作业处覆以防尘网；

③管线工程区管沟回填后需先进行严格的整治，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表；

④设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域。

⑤管沟分层开挖、分层回填。将剥离表土集中堆放于开挖区另一侧，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，严禁随意丢弃土方。禁止随意剥离工程占地以外的剥离砾石。

(3) 管理措施

①施工期间应划定施工活动范围，严格控制地表扰动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围，合理确定施工期运输路线，避免车辆随意碾压破坏地表，由专人负责，以防破坏土壤和植被，加剧土地荒漠化。

②在施工过程中，不得随意碾压项目区内其他固沙植被。施工结束后，对施工迹地及时进行整治、恢复，减轻水土流失，使其受影响的程度降到最低。

③建设单位应牵头组织专业的护林、护草人员，对新栽植的树木、草灌统一进行管护。包括管护期内对幼树的抚育管理，确保树木成活。落实绿化管护责任。发现问题及时补栽补救。

④加强防沙治沙法律法规的宣传，施工过程中不随意乱砍滥伐沿线的植物资源，对沙化区域无法规避的冲沟区域，进行水工保护，如在陡坎、陡坡、冲沟边处应加设堡坎、护坡或挡土墙，跨越冲沟敷设的管道设置稳管式截水墙，在冲刷较大的冲沟底设置浆砌石过水面和防冲墙等，通过以上工程措施减少土壤风蚀沙化；在施工作业带两端树立保护植被的警示牌，提醒运输车辆和重型机械等不得离开道路随意行驶，以防破坏土壤和植被，引发土地沙化及水土流失。

5.2.6.7 对永久基本农田影响分析

本项目井场、站场等永久占地不占用永久基本农田，管线占地穿越农业区段耕地为旱地，临时占用基本农田的面积为 5.5372hm^2 ，主要农作物为玉米和荞麦。在管线建设中，管沟范围内农作物的地上部分与根系均被开挖铲除，同时还会伤及附近农作物的根系，施工带中心线两侧各 3m 范围内的的农作物由于挖掘出的土石堆放、人员践踏、施工车辆的碾压，造成耕地及植被的破坏。

按照生态学理论，管道沿线的永久基本农田、耕地及植被破坏具有暂时性，评价要求穿越永久基本农田、耕地区段施工应尽量选择合理的施工时段，避开播种和植物生长期，尽可能选择在农作物收获后的时段施工，如实在因工期需要，应提前与周边农户沟通协商补偿。施工过程中应分层开挖分层堆放，施工结束后分层回填、种植应季农作物、植被恢复等措施，可以加快耕地及植被恢复进程。

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，损失将逐渐消失。因此应该对拟建

项目进行占地农业补偿。项目临时占地占用一年土地，赔产一年作为补偿，退还的土地再按减产两年的标准作为土地复垦费。因此，对于临时占基本农田，农民一般只需停产 1 年，而得到的补偿费用相当于 3 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。

本项目管线临时占用基本农田，企业应按法定程序申请临时用地并编制土地复垦方案，经县级自然资源主管部门批准可临时占用，并在市级自然资源主管部门备案，一般占用不超过两年，同时，通过耕作层土壤剥离再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏。临时用地到期后土地使用者应及时复垦恢复原种植条件，县级自然资源主管部门会同农业农村等相关主管部门开展土地复垦验收，验收合格的，继续按照永久基本农田保护和管理，经过上述申请占用手续办理、占地补偿、耕地恢复种植等办法后，项目实施对于基本农田的影响是短暂的可以恢复的。

5.2.6.8 水土流失影响分析

该工程对环境影响较大的施工活动主要为管线管沟开挖、土方临时堆置等在沙尘天气影响将造成的水土流失。

在土壤各个土层中，就养分状况而言，表土层远较心土层好，其有机质、全氮、全磷均较其它层次高。施工作业对原有的土体构型产生扰动，使土壤性质发生变化，土壤养分状况受到影响，从而影响农作物生长。施工期应注重水土保持，最大限度降低对土壤的破坏，降低水土流失。

5.2.6.9 施工期生态系统影响分析

本次油田开发建设对生态影响均仅限于油田开发范围内，由于并非将其油田范围内的所有自然生态系统完全改变成人工工矿系统，而是在其中分散建设一些具体建设项目，除建设项目所在区域外，其它区域基本不会受到较大干扰，因此，项目整体建设对生态系统的影响主要是将油田范围内部分自然生态系统改变成半自然生态系统。

由于本项目所处大区域环境属于生态脆弱区，此区域多年来不断进行退耕还林，油田在开发过程中，不仅要在建设项目点/线周边进行绿化及植被恢复，同时，由于人力财力进入这一区域，生态补偿等措施的实施，将带动建设项目周边未扰动区域的植被甚至生态系统向好的方面演替，油田区域整体植被恢复进程加

快，由此形成一个相对稳定的半自然生态系统，因此总体看，项目建设后形成的半自然生态系统对原有生态系统的正面影响大于负面影响。

具体到建设内容对生态系统的影响主要是对地表植被的破坏、土地的占用以及由此带来的土壤侵蚀等，以及具体建设内容对油区内敏感地区以及重点保护物种的扰动影响，由于具体建设项目相对于整体油区来说是非常小且分散的，对上述敏感目标是可以进行避让的。

综上所述，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，但本项目占地面积相对较少，占地分散于评价区域内并且滚动开发，因此仅对局部生态系统的结构和功能产生临时性影响。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。。

5.2.7 施工期环境管理

对工程施工期进行环境管理和监测，是减少施工期对周围环境产生负面影响的重要组成部分，也是判断施工期决策的环境基础。施工管理部门应对施工期环境管理负责。

（1）环境管理主要内容

- ①建设项目初步设计和施工设计中是否全面落实了环境影响报告书及其批复文件的要求；
- ②建设项目的施工过程是否落实环境影响报告书及其批复文件的要求；
- ③建设项目施工期间污染防治设施、生态建设与保护措施的实施与进度；
- ④施工期间的环境质量、污染物排放是否符合国家和地方规定的标准；环境保护投资是否落实到位。

本工程评价提出的施工期环境工程管理建议清单见表 5.2.7-1。

表 5.2.7-1 施工期环境管理清单

项目	管理项目	管理内容	管理要求
环境空气	施工扬尘	①开挖土方采取覆盖措施，尽快回填 ②干燥天气施工要定时洒水降尘 ③易产生扬尘的物料，必须采取覆盖等防尘措施	①强化环境管理，减少施工扬尘 ②扬尘物料不得露天堆放 ③扬尘控制不利追究领导责任

	施工机械、运输车辆尾气	①优先选择和使用节能低耗、符合绿色环保要求的机械设备，避免使用高排放设备 ②定期对机械设备进行维护和保养，确保其正常运行，减少污染排放	施工机械、运输车辆的尾气排放须符合《非道路移动机械用柴油及排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）及修改单
	焊接烟尘	/	/
	防腐废气	/	/
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 ③不在夜间进行高噪声施工	施工场界噪声符合 GB12523- 2011《建筑施工场界环境噪声排放标准》
水环境	施工废水	试压废水、清管废水依托附近站场经采出水处理系统处理后用于油田回注。	全部回用，不外排
	生活污水	管线施工人员可依托沿线站场生活设施。	/
	跨越施工	跨越处施工尽量选在地面干燥时段施工：尽量限制水体附近的植被除根作业，及时清理弃土弃渣	减少对水体的扰动，严格控制水土流失污染地表水
固废	焊渣	统一收集后按一般固废处置	合理处置
	拆除管线	收集后暂存于各作业区废料库，委托有资质单位回收处置	合理处置
	站场拆除设备	收集后分类整理，可再次利用的归库存储，无法利用的按报废处理	合理处置
	生活垃圾	统一收集运往环卫部门指定地点	合理处置
生态环境	地表开挖	及时平整，植被恢复	完工后地表裸露面植被必须平整恢复
	物料堆放	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
环保设施和环保投资落实情况		环保设施在施工阶段的工程进展情况和环保投资落实情况	严格执行“三同时”制度，确保环保措施按工程设计和报告书要求同时施工建设

（2）环境管理方式

环境管理以现场检查为主，并辅以工程管理的现场监督，对施工单位的环境保护工作质量、效果进行检查和评价。

环境管理应建立严格的工作制度，包括纪录制度、报告制度和例会制度等。管理人员应将日常发生的问题和处理结果记录在案，并应将有关情况通报施工单位、业主以及当地生态环境主管部门。

项目是对现有站场和管线的维护改造，不新增油气开采量，正常情况下油气和注供水在管道内输送，仅在投收球装置、阀门等处产生少量无组织废气。现有站场工程主要涉及 8 座站场，具体见“表 2.2.3-1”。通过对上述 8 座站场油维治理工程内容进行梳理，仅开展集输工艺流程或采出水处理系统改造，本次评价主要对改造后运营期产生的各类污染物影响进行预测分析。

5.3 运行期环境影响分析

5.3.1 大气环境影响分析

本项目运行期大气环境影响评价，主要对相关站场改造完成后无组织逸散的 VOCs（非甲烷总烃）对大气环境影响进行分析。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。

5.3.1.1 估算模型参数及预测因子

(1)AERSCREEN 估算模式简介

AERSCREEN 模型：基于 AERMOD 计算内核，过多个源、多个污染物依次筛选出最大占标率等，直接给出评价等级建议。

(2)估算模型参数

本项目站场均位于靖边县，估算模型参数见下表。

表5.3.1-1 估算模式所需参数表

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/℃		38.5
最低环境温度/℃		-24.9
土地利用类型		草地
区域湿度条件		中等湿度气候
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑海岸线 熏烟	考虑海岸线熏烟	否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

(3) 预测因子

本次评价预测因子：非甲烷总烃。

5.3.1.2 排放源影响分析

(1) 排放源强

本次评价以 8 座站场改扩建工程内容排放的 VOCs 作为源强估进行估算，排放面积以改造范围进行核算。根据工程分析，预测无组织面源排放参数见表 5.3.1-2。

表5.3.1-2 本项目无组织面源排放源强统计一览表

参数及单位	X向 宽度	Y向 长度	旋转 角度	面源初始 排放高度	年排放 小时数	排放 工况	排放 因子	源强

面源名称	m	m	°	m	h	/	/	kg/h	t/a
艾家湾集输站	20	20	-35	4	8760	连续	非甲烷 总烃	0.002	0.018
新一转接站	30	65	25	1	8760	连续		0.056	0.491
大路沟首站	40	60	55	1	8760	连续		0.014	0.125
杨米涧集油站	65	80	22	3	8760	连续		0.123	1.078
天一转接站	15	10	24	3	8760	连续		0.024	0.206
云盘山联合站	15	10	35	3	8760	连续		0.012	0.101
杨 19 接转站	70	60	82	5	8760	连续		0.069	0.602
庆盛拉油注水站	10	15	45	3	8760	连续		0.032	0.276

(2) 预测结果及影响分析

项目无组织大气污染物下风向最大落地浓度预测结果见表 5.3.1-3。

表 5.3.1-3 无组织面源最大落地浓度预测结果表

污染源		与下风向厂界距离/m	最大落地浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)
艾家湾集输站	非甲烷总烃	23	0.46	0.02
新一转接站	非甲烷总烃	29	5.34	0.27
大路沟首站	非甲烷总烃	33	1.98	0.10
杨米涧集油站	非甲烷总烃	78	38.61	1.93
天一转接站	非甲烷总烃	21	3.89	0.19
云盘山联合站	非甲烷总烃	20	1.08	0.05
杨 19 接转站	非甲烷总烃	89	15.23	0.76
庆盛拉油注水站	非甲烷总烃	19	3.92	0.20

根据预测结果，杨米涧集油站改造工程中非甲烷总烃最大落地浓度最大，为 $38.61\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率为 1.93%，其他站场最大落地浓度占标率均小于 1%。

因此，本项目建成后对油区环境质量影响较小。根据现场调查，项目站场选址处扩散条件较好，污染物扩散条件较好，其无组织排放的烃类气体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在环境可接受范围之内。

5.3.1.3 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。

5.3.1.4 大气污染物排放量核算

由于本次改造工程完成后，涉及大气污染源强变化的均为 VOCs 无组织排放源，将其纳入无组织排放源进行污染物排放量的核算。

表 6.1.4-1 大气污染物无组织排放量核算表

序	排放	产污环	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

号	口编号	节			标准名称	浓度限值/ (mg/m³)	量/ (t/a)
1	/	艾家湾集输站	非甲烷总烃	密闭输送	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）	4.0	6.436
2	/	新一转接站	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》（GB39728-2020）	4.0	1.892
3	/	大路沟首站	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》（GB39728-2020）	4.0	2.74
4	/	杨米涧集油站	非甲烷总烃	密闭输送+储罐配套 VOCs 回收装置，无组织排放	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）	4.0	2.417
5	/	天一转接站	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》（GB39728-2020）	4.0	1.069
6	/	云盘山联合站	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》（GB39728-2020）	4.0	5.771
7	/	杨 19 接转站	非甲烷总烃	采出水处理系统封闭处理，无组织排放	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）	4.0	1.605
8	/	庆盛拉油注水站	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》（GB39728-2020）	4.0	0.501
无组织排放总计			非甲烷总烃				22.431

表 6.1.4-2 本项目大气污染物年排放量核算表

序号	污染物	年排放量（t/a）
1	非甲烷总烃	22.431

表 6.1.4-3 大气影响评价自查表

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 ）；其他污染物（非甲烷总烃、硫化氢）			包括二次 PM _{2.5} □ 不包括二次 PM _{2.5} （
评价标准	评价标准	国家标准（	地方标准□	附录 D（	其他标准（
现状评价	评价功能区	一类区□		二类区（	一类区和二类区（
	评价基准年	（2024）年			
	环境空气质量现状	长期例行监测数据□		主管部门发布的数据（	现状补充监测（

工作内容		自查项目							
	调查数据来源								
	现状评价	达标区 ()				不达标区□			
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 () 本项目非正常排放源□ 现有污染源 ()		拟替代的污染源 ()		其他在建、 拟建项目 污染源□		区域污染源□	
大气 环境 影响 预测 与 评价	预测模型	AERM OD ()	ADMS □	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 (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 () h	C _{非正常} 占标率≤100%□			C _{非正常} 占标率>100%□			
	保证率日 平均浓度 和年平均 浓度叠加 值	C _{叠加} 达标□				C _{叠加} 不达标□			
区域环境 质量的整 体变化情 况	k≤-20%□				k>-20%□				
环境 监测 计划	污染源监 测	监测因子: (非甲烷总烃)			有组织废气监测 () 无组织废气监测 ()		无监测□		
	环境质量 监测	监测因子: (/)			监测点位数 (/)		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 : (/) t/a		NO _x : (/) t/a		颗粒物: (/) t/a		VOCs: (22.431) t/a	

5.3.2 运行期地表水影响分析

项目管线运营期无废水产生,站场仅杨 19 接转站会产生少量的反冲洗废水,反冲洗结束后排入采出水处理系统处理达标后回注,不外排;站场运行期项目建成后不新增劳动定员,不新增生活污水。

非正常情况下,管道跨越河流处破裂造成原油泄漏,可能污染地表水。本项目管线工程,主要两处跨越常流水冲沟的管线是对现有存在安全环保隐患的管线

进行更换、将现有存在腐蚀泄漏等隐患的管线进行治理；跨越马圈沟属于新建桁架敷设管线以替代罐车拉运，主要是减少罐车在拉运过程中意外发生泄漏的环境风险，而管线定期通过巡线、在线压力监测等措施可随时检查管线运行情况，可降低对地表水的风险影响，对地表水水质保护是有益的。本次环评要求增加穿跨越段管道壁厚，提高防护等级，加大巡线频率，定期检查管道安全保护系统和测量管线内外腐蚀情况，对管壁严重减薄段及时更换，对管线泄漏事故及时发现，及时处理，则可进一步减少项目对地表水环境的影响。

另外，杨 19 接转站在原采出水处理系统“一级沉降除油”工艺上进行优化，增加“重力式多功能合一除油/气浮+过滤”工艺，改造完成后采出水处理能力维持 1500m³/d 不变。采出水处理系统进行优化改造后石油类、悬浮物污染物浓度可满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）V 类标准要求，全部回注地层，不外排。

综上所述，在采取上述措施后，管线和站场对地表水环境影响较小，不会改变区内地表水环境功能现状。

表 5.3.2-1 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	
		已建（；在建（；拟建（；其他（	数据来源
		拟替代的污染源（	排污许可证（；环评（；环保验收（；既有实测（；现场监测（；入河排放口数据（；其他（
	受影响水体水环境质量	调查时期	
		数据来源	
		丰水期（；平水期（；枯水期（；冰封期（	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	监测因子	监测断面或点位
		丰水期（；平水期（；枯水期（；冰封期（ 春季（；夏季（；秋季（；冬季（	（）	监测断面或点位 个数（）个
现状评价	评价范围	河流：长度（）km；湖库、河口及近岸海域：面积（）km ²		
	评价因子	（）		
	评价标准	河流、湖库、河口：Ⅰ类□；Ⅱ类□；Ⅲ类□；Ⅳ类□；Ⅴ类□ 近岸海域：第一类□；第二类□；第三类□；第四类□ 规划年评价标准（）		
	评价时期	丰水期（；平水期（；枯水期（；冰封期（ 春季（；夏季（；秋季（；冬季（		
	评价结论	水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标 状况□：达标（；不达标（ 水环境控制单元或断面水质达标状况（：达标（；不达标（ （ 水环境保护目标质量状况：达标（；不达标（ 对照断面、控制断面等代表性断面的水质状况：达标（； 不达标（ 底泥污染评价（ 水资源与开发利用程度及其水文情势评价（ 水环境质量回顾评价（ 流域（区域）水资源（包括水能资源）与开发利用总体状 况、生态流量管理要求与现状满足程度、建设项目占用水 域空间的水流状况与河湖演变状况（		达标区（ 不达标区（
影响预测	预测范围	河流：长度（）km；湖库、河口及近岸海域：面积（）km ²		
	预测因子	（）		
	预测时期	丰水期（；平水期（；枯水期（；冰封期（ 春季（；夏季（；秋季（；冬季（ 设计水文条件（		
	预测情景	建设期（；生产运行期（；服务期满后（ 正常工况（；非正常工况（ 污染控制和减缓措施方案（ 区（流）域环境质量改善目标要求情景（		
	预测方法	数值解（；解析解（；其他（ 导则推荐模式（；其他（		
影响评价	水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价	区（流）域水环境质量改善目标（；替代削减源（		
	水环境影响评	排放口混合区外满足水环境管理要求（		

价	水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标（ 满足水环境保护目标水域水环境质量要求（ 水环境控制单元或断面水质达标（ 满足重点水污染物排放总量控制指标要求，重点行业建设项目，主要污染物 排放满足等量或减量替代要求（ 满足区（流）域水环境质量改善目标要求（ 水文要素影响型建设项目时应包括水文情势变化评价、主要水文特征值影 响评价、生态流量符合性评价（ 对于新设或调整入河（湖库、近岸海域）排放口的建设项目，应包括排放口 设置的环境合理性评价（ 满足生态保护红线、水环境质量底线、资源利用上线和环境准入清单管理要 求（				
污染源排放量 核算	污染物名称		排放量/（t/a）		排放浓度/（mg/L）
	（ ）		（ ）		（ ）
	（ ）		（ ）		（ ）
替代源排放情 况	污染源名称	排污许可证编 号	污染物名称	排放量/（t/a）	排放浓度/ （mg/L）
	（ ）	（ ）	（ ）	（ ）	（ ）
生态流量确定	生态流量：一般水期（ ）m ³ /s；鱼类繁殖期（ ）m ³ /s；其他（ ）m ³ /s 生态水位：一般水期（ ）m；鱼类繁殖期（ ）m；其他（ ）m				
防治措施	环保措施	污水处理设施（；水文减缓设施□；生态流量保障设施□；区域削减□；依托 其他工程措施（；其他□			
	监测计划	环境质量		污染源	
		监测方式		手动（；自动（；无监测手动（；自动（；无监测 （	
		监测点位		（ ） （杨 19 接转站采出水处 理站）	
		监测因子		（ ） （pH、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。					

5.3.3 运行期地下水环境影响评价

5.3.3.1 正常工况下对地下水水质的影响

本项目管线可能对地下水造成影响的管线工程类型主要包括原油、注水（污水）两种管线的维护治理，站场改造主要涉及艾家湾集输站、天一接转注水站、大路沟首站、杨米涧集油站、新一转接站、云盘山联合站、庆盛拉油注水站站站内集输系统改造以及杨 19 接转注水站采出水处理系统的改造。

（1）站场污废水对地下水影响

本次工程不涉及油井的维护，涉及部分工艺站场工程的维护。正常情况下站场运行过程中会产生油田采出水，根据工程分析，拟建项目的油田采出水等均经过收集后就近送附近等接转站/脱水站进行处理，达标后回注油层进行驱油开采；含水油、采出水等储罐放置在地面罐基础上，四周设置围堰；原油储罐采用双层储罐+泄漏报警；站内部分设备改造工程量较小，且工艺部分均做基础防渗，一旦发生泄漏，能及时发现，并可通过收集等方式加以控制，阻断污染物下渗途径。

（2）固体废弃物对地下水环境影响

本次评价主要考虑部分工艺站场工程的维护产生的固废对地下水的影响。

含油污泥和废滤料：在原油储存、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（危废代码 HW08，071-001-08）。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》（GB18597-2023）等相关标准贮存、处置，最终由有资质单位定期在场内清运处置；采出水处理系统产生的废滤料（危废代码 HW49，900-041-49）更换后直接交由有资质单位转运处置不暂存；VOCs 冷凝吸附处理装置会产生冷凝液以及废活性炭，冷凝液随清罐作业、检维修结束后直接交由有资质单位转运处置不暂存，废活性炭定期更换后交由有资质单位进行处置，且属于固体危废不会对地下水噪声污染。各类危废转移交接严格执行《危险废物转移管理办法》。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。

废防渗布、废润滑油及其包装桶：根据工程分析，设备维护作业产生的废防渗布、废润滑油及其包装桶，均属于《国家危险废物名录（2025 年版）》中 HW08 类危险废物，收集后送至现有危废贮存库暂存，定期委托有资质单位清运处置。

（3）集输管线对地下水环境影响

①管道材质

本项目采出水注水管线采用热塑性塑料内衬玻璃钢复合管，出油、积油管线采用无缝钢管 L245N；穿跨越管段加大壁厚，保护套管采用螺旋焊缝钢管，套管设置应满足《石油天然气工业油气井套管或油管用钢管》（SY/T6194-2003）要求；项目管线穿跨越段选用的钢管的径厚比不大于 100，满足《油气输送管道穿越工程设计规范》GB50423-2013 要求。

②管道防腐

集油管线外防腐采用环氧粉末普通级结构（穿越部分采用加强级），硬质聚

氨酯泡沫塑料黄夹克保温内防腐采用环氧玻璃纤维复合内衬,供气管线外防腐采用环氧粉末普通级结构(穿越部分采用加强级),采出水注水管线采用玻璃钢复合管。地上管线保温采用岩棉镀锌铁皮结构,埋地管道的保温采用微孔硅酸钙外包聚乙烯胶粘带结构。

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密闭输送,正常状况下不会对地下水环境产生影响。

5.3.3.2 非正常工况下对地下水水质的影响

本项目场站改造工程主要包括 8 座站场为站内部分设备改造,其中站内部分设备改造工程量较小,且工艺部分均为地面工程,做基础防渗,一旦发生泄漏,能及时发现,并可通过收集等方式加以控制,阻断污染物下渗途径,并且各站场运行多年没有发生过泄漏事故,因此,本次不对站场工程进行进一步影响分析,主要对项目集输管线进行分析。根据本项目运行过程中可能导致地下水污染的主要因素,本报告重点预测评价以下非正常状况:

- (1) 管线泄漏对地下水环境的影响;
- (2) 其他原油泄漏对地下水环境的影响。

非正常情况下,管线、储罐发生破裂,介质经包气带进入地下水,可能造成地下水污染。采出水处理站储罐置于储罐基础上,四周设置围堰,围堰基础防渗,物料也不易进入包气带和地下水。原油罐或事故罐采用双层防渗罐体+泄漏报警措施,一旦泄漏很容易被发现且不会进入包气带。管线埋于地下,因输送介质和土壤的双重腐蚀,可能发生穿孔、破裂,发生泄漏,且由于管线深埋地下,泄漏时相对不易发现和处理。是项目事故条件下污染包气带和地下水的典型工况。因此本项目运行期地下水污染途径为原油管线、采出水回注管线由于腐蚀穿孔发生泄漏,未得到及时处理,进入地下水,造成地下水污染。

根据本项目运行过程中可能导致地下水污染的主要因素,回注水管线泄漏和含水油净化油泄漏后均以溶解态石油类下渗,在同等条件下,含水油和净化油泄漏后,由于原油粘附性较大,污染物残留在包气带,经过清理后,通过土壤下渗进入地下水量极小,故其渗漏量相比回注水管线渗漏量少。本次预测评价重点是项目区潜水含水层,根据前文水文地质条件分析及工程特点,主要对当泄漏点位分别位于第四系黄土潜水含水层和白垩系环河组基岩裂隙含水层不同含水层类型条件时对地下水环境的影响进行分析预测。

(1) 非正常工况下原油管线泄漏对地下水的影响

①预测情景

由于原油管线为压力管道，管道设计压力 4.0MPa，因此在运行期管线有可能受腐蚀、在压力传输过程中发生破裂等情况，根据工程分析，将原油管线中石油类作为预测因子，石油类浓度取最大溶解度 18mg/L。假设在输送过程中由于腐蚀、管线压力等原因产生破裂，破裂 10min 后传感器检测管线压力异常后关闭管线阀门，之后启动应急排查措施，1 小时后排查到泄漏点进行封堵，停止泄漏。

采用孔口流量公式估算泄漏流量：

$$Q = C \times A \times \sqrt{2gH}$$

式中：Q——泄漏流量（m³/s）；

C——流量系数（取 0.6）；

A——漏水面积（m²），假设泄漏点为直径 1cm 的小孔，泄漏面积计算为泄漏小孔横断面积，0.0000785m²；

H——孔口压力（m）。

管道破裂后，压力减小，本次计算选择输油管段设计压力均为 4MPa；截断阀启动后，管道压力较小至无压，小孔孔口按大气压计算，此时 H 为 10m。因此，管线破裂泄漏后，有压部分泄漏速率估算为 0.00417m³/s，压力检测装置应急响应时间为 10min，即原油的总渗漏量 2.5m³。两端截断阀启动后，原油在重力作用下继续自流，泄漏的长度按 3.4km 考虑，本次涉及含水原油管线最大管径尺寸 L245N-Φ60×5.0，管线内含水原油量为 8.5m³，油区现有工程综合含水率约 78.9%考虑，因此管道破裂后，含水原油中水的泄漏总量为 8.679m³，按照石油类在水中最大溶解度做为原油的初始浓度，即 18mg/L 考虑，石油类进入含水层中的总量为 0.156kg。石油类水质标准为 0.05mg/L（参照地表水质量标准），石油类在水中的检出限为 0.01mg/L

②预测模型

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，考虑到下渗时间仅 1 小时左右，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。

预测模型参数的确定：本次预测评价重点是项目区潜水含水层，根据前水文地质条件分析及工程特点，主要对以下含水层进行分析预测：第四系黄土潜水含水层和白垩系环河组基岩裂隙含水层。本次评价根据《鄂尔多斯盆地地下水勘察报告》《榆林市南部地下水勘察报告》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 5.3.3-1。

表 5.3.3-1 地下水影响程度计算表

含水层	厚度	K (m/d)	水流速度 (m/d)	I	ne	纵向弥散度	横向弥散度
第四系黄土潜水含水层	30m	0.43m/d	0.0122	8‰	0.3	10	1
白垩系环河组潜水含水层	220m	0.03m/d	0.0071	2‰	0.15	10	1

③预测时段、模式和参数

根据导则要求，预测时段分别为污染发生后的 100d、365d 和 1000d。

采用解析法进行预测，可将其排放形概化为点源。采用导则附录 D 一维稳定流动二维水动力弥散问题中的平面瞬时点源模型进行预测，预测公式为：

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

式中：

x, y —计算点处的坐标位置，m；

t —时间，d；

$C(x, y, t)$ — t 时刻 x, y 处的示踪剂质量，mg/L；

m_M —注入的示踪剂质量；

M —含水层的厚度，m；

n_e —有效孔隙度；

u —水流速度， $u=K \cdot I/n$ ，m/d；

D_L, D_T —纵向、横向弥散系数， m^2/d ；

④预测结果

A、第四系风积黄土含水层石油类污染物环境影响分析

本次预测当注水管线发生泄漏后，随着时间推移，石油类在第四系黄土层潜水含水层中的运移情况见表 5.3.3-2。（0,0）点为泄漏点位置，横轴向左方向为地下水流向。

表 5.3.3-2 在第四系松散层潜水中的石油类运移特征表

预测时段	影响区面积 (m ²)	超标区面积 (m ²)	最大扩散距离 (m)	最大超标距离 (m)	最大污染物浓度 (mg/L)
100d	176	92	14.68	11.86	0.3468
365d	498	103	24.82	15.13	0.0923
1000d	763	/	38.21	/	0.0358
运移期最远超标距离		16.63m	对应运移时间		516d

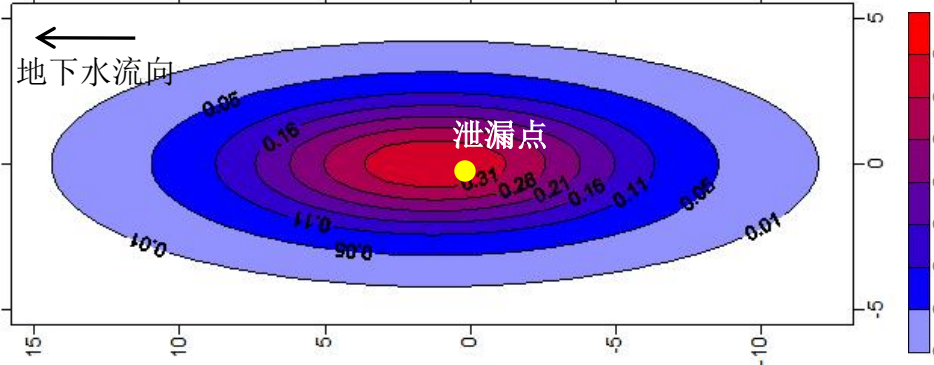


图 5.3.3-1 含水油泄漏 100d 第四系松散层潜水中的石油类浓度分布

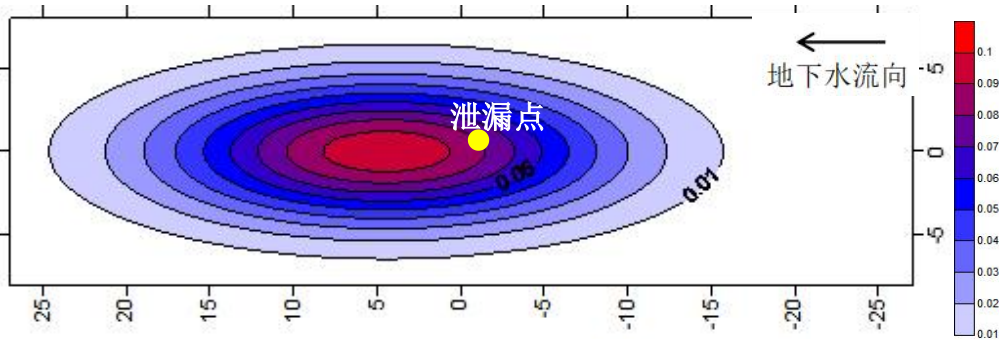


图 5.3.3-2 含水油泄漏 365d 第四系松散层潜水中的石油类浓度分布

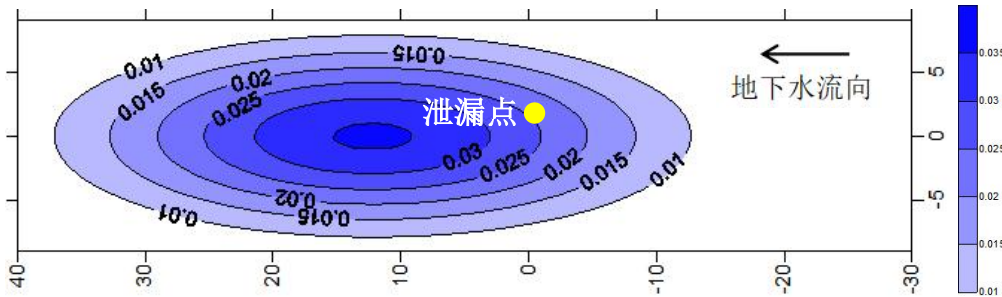


图 5.3.3-3 含水油泄漏 1000d 第四系松散层潜水中的石油类浓度分布

根据以上预测结果，在非正常状况下和假定情境下，第四系黄土潜水层中原油管线发生泄漏，石油类随着地下水流向运移，泄漏后运移 100、365d 时均出现超标，且在 516d 出现最远超标距离 16.63m；本项目管线两侧 50m 范围内无饮用水源井，表明不会对当地居民饮用水造成污染，但在小范围内会对含水层水质造成污染。因此必须加强地下水环境管理，降低管道泄漏风险，力争做到零泄漏。一旦发现泄漏，必须采取积极防治措施，截断泄漏管线，尽快处理破损管段内的

原油或采出水，将污染限制在较小范围。本次预测考虑危害最大化，不考虑包气带的吸附、生物降解等阻滞作用，采用瞬时进入含水层进行预测。该假设条件远远大于实际情况下地下水中污染物的浓度，因此本次预测污染物迁移速度将大于实际情况下污染物在地下水中的迁移速度，污染物的运移范围小于实际情况下的运移范围，对下游地下水环境的影响较小。

B、环河组砂岩裂隙孔隙潜水含水层石油类污染物环境影响分析

本次预测当注水管线发生泄漏后，随着时间推移，石油类在环河组砂岩裂隙孔隙潜水含水层中的运移情况见表 5.3.3-3。（0,0）点为泄漏点位置，横轴向左方向为地下水流向。

表 5.3.3-3 在环河组砂岩裂隙孔隙潜水含水层潜水中的石油类运移特征表

预测时段	影响区面积 (m ²)	超标区面积 (m ²)	最大扩散距离 (m)	最大超标距离 (m)	最大污染物浓度 (mg/L)
100d	97	46	11.23	7.89	0.3014
365d	236	51	17.28	10.23	0.0871
1000d	308	/	25.16	/	0.0308
运移期最远超标距离		11.05m	对应运移时间		397d

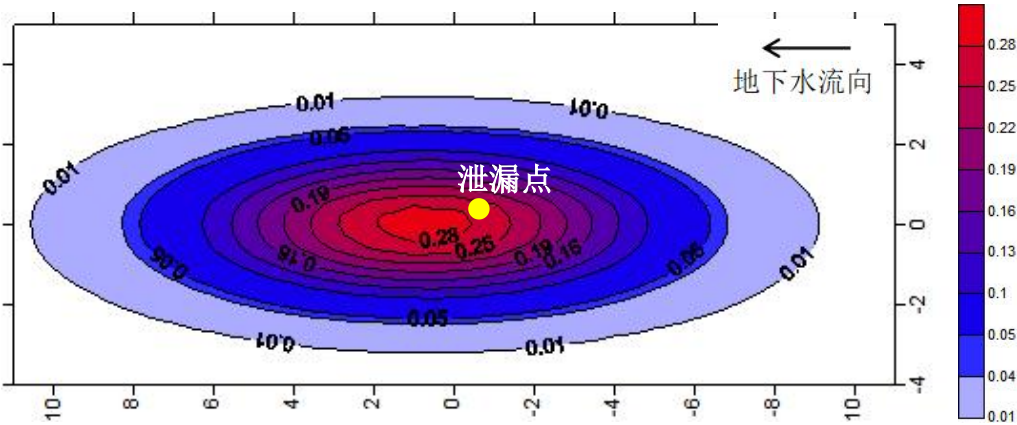


图 5.3.3-4 含水油泄漏 100d 环河组潜水中的石油类浓度分布

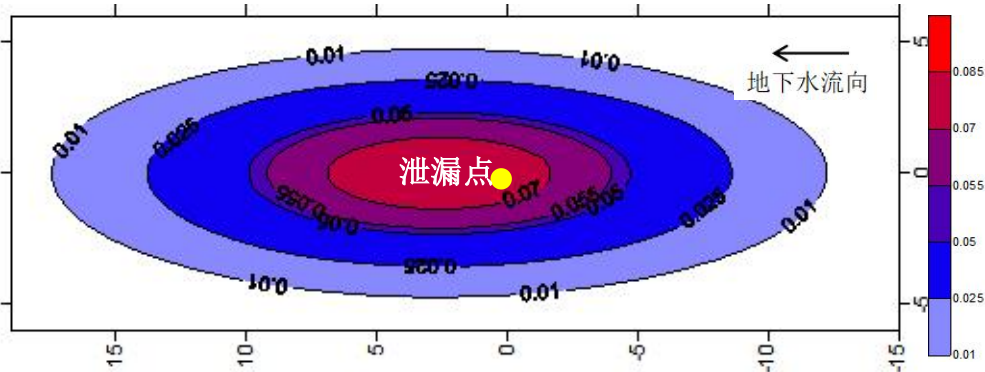


图 5.3.3-5 含水油泄漏 365d 环河组潜水中的石油类浓度分布

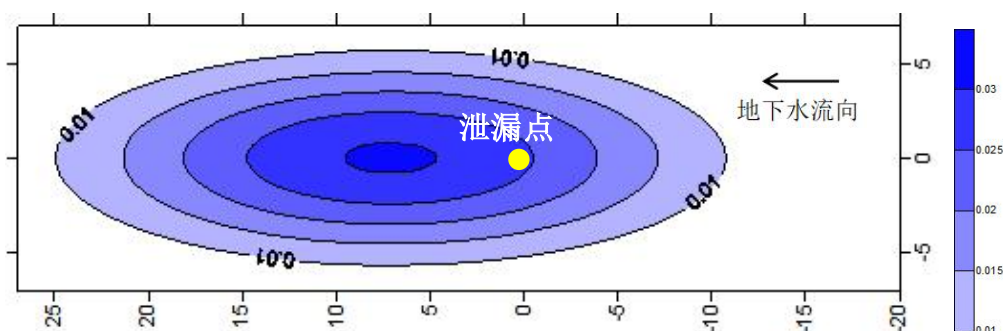


图 5.3.3-6 含水油泄漏 1000d 环河组潜水中的石油类浓度分布

根据以上预测结果，在非正常状况下和假定情境下，原油管线发生泄漏，石油类随着地下水流向运移，泄漏后运移 100、365d 时均出现超标，且在 397d 出现最远超标距离 11.05m；本项目管线两侧 50m 范围内无饮用水源井，表明不会对当地居民饮用水造成污染，但在小范围内会对含水层水质造成污染。因此必须加强地下水环境管理，降低管道泄漏风险，力争做到零泄漏。一旦发现泄漏，必须采取积极防治措施，截断泄漏管线，尽快处理破损管段内的原油或采出水，将污染限制在较小范围。本次预测考虑危害最大化，不考虑包气带的吸附、生物降解等阻滞作用，采用瞬时进入含水层进行预测。该假设条件远远大于实际情况下地下水中污染物的浓度，因此本次预测污染物迁移速度将大于实际情况下污染物在地下水中的迁移速度，污染物的运移范围小于实际情况下的运移范围，对下游地下水环境的影响较小。

（2）非正常工况下注水管线泄漏对地下水的影响

①预测情景

根据前文统计的现有区域回注水水质，根据 HJ610 规定的“按照重金属、持久性有机污染物和其他类别进行分类，并对每一类别中的各项因子采用标准指数法进行排序，分别取标准指数最大的因子作为预测因子”。各污染统计浓度最大值计算标准指数，确定将输送介质石油类（标准指数 226）、COD（标准指数 299）作为预测因子（各重金属标准指数均小于 1，因此不作为预测评价因子）。

原油中石油类浓度较大，但由于石油类在水中的溶解度一般最大 18mg/L，因此原油水中的石油类多以悬浮态存在，悬浮态石油类不能有效参与地下水污染物运移，且悬浮态石油类极易被土壤截留及吸附，很难进入含水层中，因此本次取石油类在水中最大溶解度做为原油的初始浓度，即 18mg/L，水质标准为 0.05mg/L（参照地表水质量标准），石油类在水中的检出限为 0.01mg/L。

COD（化学需氧量）与高锰酸盐指数（耗氧量）换算关系参考《浅析高锰酸盐指数与化学需氧量的含量关系》（施文超，低碳技术，2019/8）由于检测方法加入的氧化剂不同，从而导致水体中有机物氧化强度不一致，同一样品化学需氧量监测浓度与高锰酸盐指数比值“当在III水质时时，在 2.00~6.25 倍之间，均值为 4.62 倍”，COD（化学需氧量）最大浓度 898mg/L，折算为高锰酸盐指数（耗氧量）194mg/L，水质标准为 3mg/L，检出限为 0.05mg/L。

管线沿线设压力检测装置，采出水在非正常状况下发生渗漏后，压力检测装置及时响应，并启动两端站场阀门，截断输送，使采出水的泄漏量控制到最小，同时抢修队伍人工迅速找到泄漏点，在泄漏点开挖采取防渗措施的收集池或设置收集罐，及时收集、围堵或导流泄漏的采出水，防止向周边流散，在抢修队伍到达泄漏点收集泄漏采出水之前，将在泄漏点周边漫流并下渗一定量的采出水。

本次采用孔口流量公式估算泄漏流量：

$$Q = C \times A \times \sqrt{2gH}$$

式中：Q——泄漏流量（m³/s）；

C——流量系数（取 0.6）；

A——漏水面积（m²），假设泄漏点为直径 1cm 的小孔，泄漏面积计算为泄漏小孔横断面积，0.0000785m²；

H——孔口压力（m）。

管道破裂后，压力减小，本次计算选择管段最大设计压力 25MPa，换算为 2500m。因此，管线破裂泄漏后，泄漏量估算为 0.0104m³/s，假定管线泄漏 10min 后被发现并及时关闭管线，则一次泄漏量为 6.24m³，两端截断阀启动后，回注水在重力作用下继续自流，此时孔口压力按照大气压计算，H 为 10m，项目区管线敷设地形最大高差约 150m，沟谷区考虑重力水头为 150m，泄漏速度 Q 为 0.00264m³/s，假设排查 30min 后确定泄漏位置，停止泄漏，则此部分管线回注水泄漏量为 4.75m³。因此管道因腐蚀、老化等原因泄漏，30min 后回注水的最大泄漏量为 10.99m³。假定泄漏的采出水全部渗入地下并进入含水层。根据现有资料和经验参数，考虑到泄漏后污染物主要集中在土壤表层，可全部清理；渗入土壤的主要为含水部分，本次评价按照回注水全部泄漏进入含水层计算，则渗入土壤的石油类为 0.198kg，COD 为 2.132kg。

②预测模型、预测时段、模式和参数

同前文内容。

③预测结果

A、第四系风积黄土含水层环境影响分析

a.石油类污染物预测

本次预测当注水管线发生泄漏后，随着时间推移，石油类在第四系黄土层潜水含水层中的运移情况见表 5.3.3-4。（0,0）点为泄漏点位置，横轴向左为地下水流向。

表 5.3.3-4 在第四系松散层潜水中的石油类运移特征表

预测时段	影响区面积（m ² ）	超标区面积（m ² ）	最大扩散距离（m）	最大超标距离（m）	最大污染物浓度（mg/L）
100d	179	106	15.08	13.15	0.4348
365d	462	158	27.42	18.36	0.1231
1000d	812	/	42.31	/	0.0429
运移期最远超标距离		19.23m	对应运移时间		624d

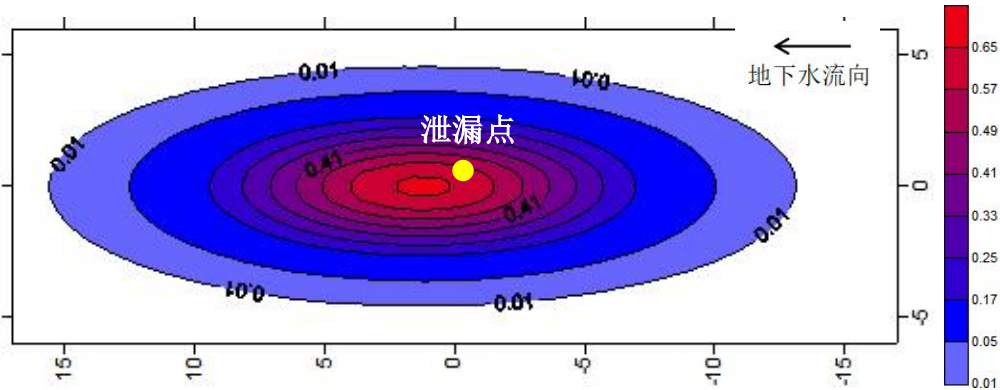


图 5.3.3-7 采出水泄漏 100d 第四系松散层潜水中的石油类浓度分布

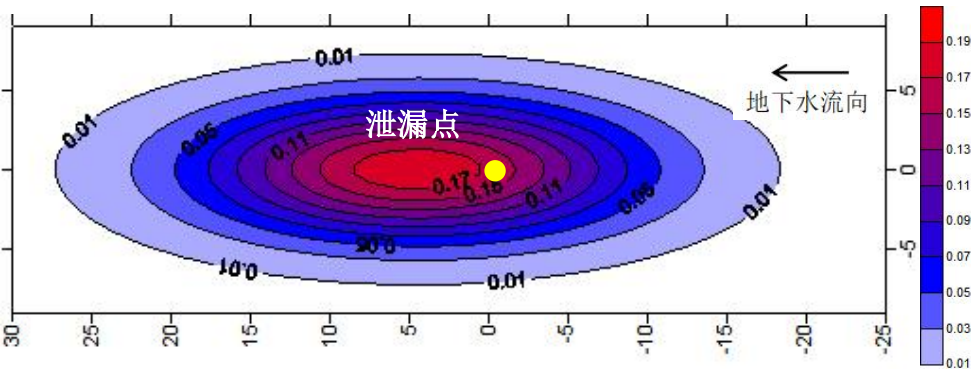


图 5.3.3-8 采出水泄漏 365d 第四系松散层潜水中的石油类浓度分布

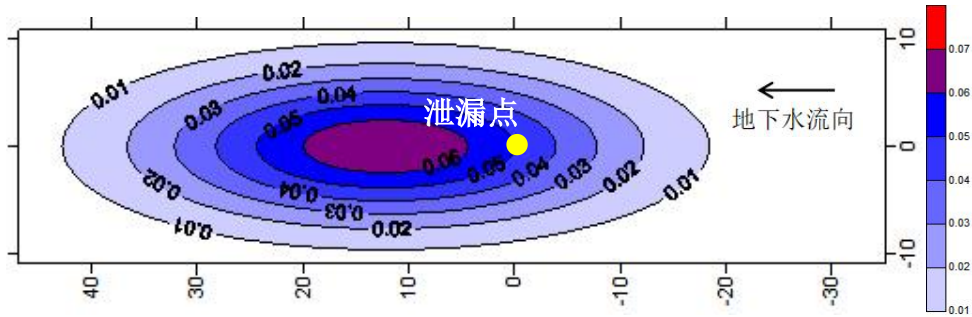


图 5.3.3-9 采出水泄漏 1000d 第四系松散层潜水中的石油类浓度分布

b.COD（耗氧量）污染物预测

本次预测当注水管线发生泄漏后，随着时间推移，COD（耗氧量）在第四系黄土层潜水含水层中的运移情况见表 5.3.3-5。（0,0）点为泄漏点位置，横轴正方向为地下水流向。

表 5.3.3-5 在第四系松散层潜水中的 COD 运移特征表

预测时段	影响区面积（m ² ）	超标区面积（m ² ）	最大扩散距离（m）	最大超标距离（m）	最大污染物浓度（mg/L）
100d	251	42	17.63	7.68	7.4953
365d	698	/	30.69	/	2.0120
1000d	1415	/	48.28	/	0.7198
运移期最远超标距离		9.12m	对应运移时间		156d

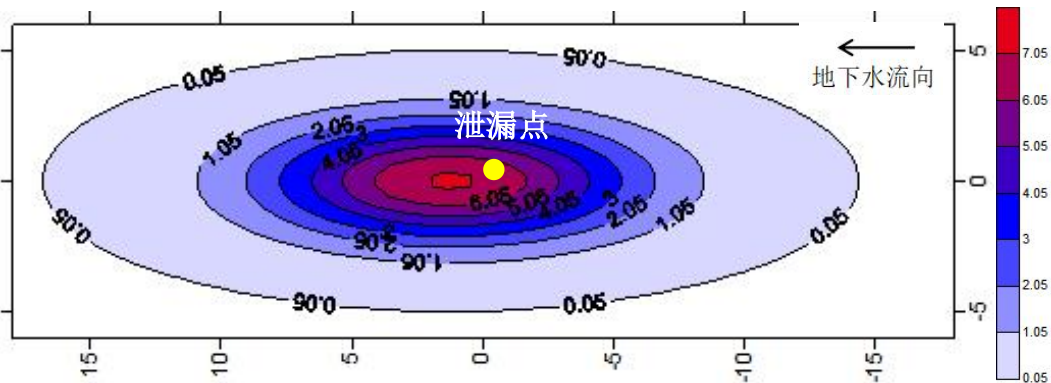


图 5.3.3-10 采出水泄漏 100d 第四系松散层潜水中的 COD 浓度分布

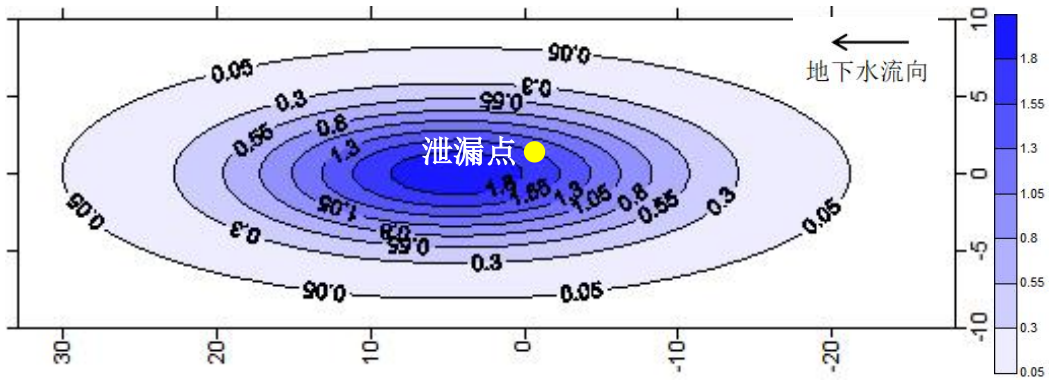


图 5.3.3-11 采出水泄漏 365d 第四系松散层潜水中的 COD 浓度分布

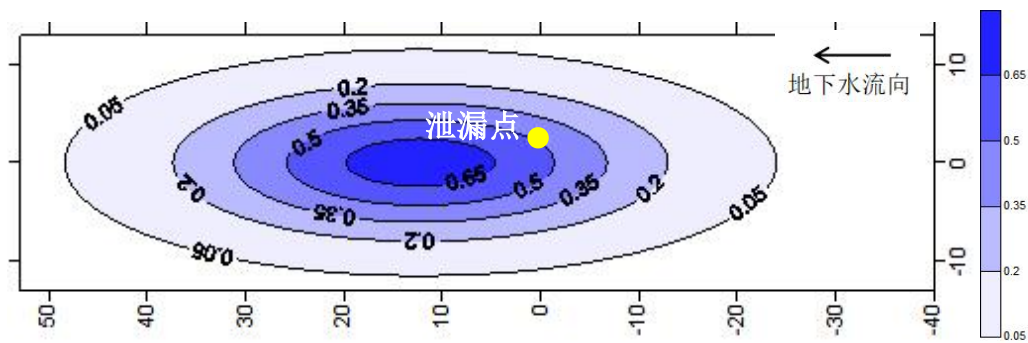


图 5.3.3-12 采出水泄漏 1000d 第四系松散层潜水中的 COD 浓度分布

根据以上预测结果，在非正常状况下和假定情境下，第四系黄土潜水层中采出水管线发生泄漏，石油类随着地下水流向运移，泄漏后运移 100、365d 时均出现超标，且在 624d 出现最远超标距离 19.23m；COD 在采出水泄漏后运移 100d 时均出现超标，且在 156d 出现最远超标距离 9.12m；本项目管线两侧 50m 范围内无饮用水源井，表明不会对当地居民饮用水造成污染，但在小范围内会对含水层水质造成污染。因此必须加强地下水环境管理，降低管道泄漏风险，力争做到零泄漏。一旦发现泄漏，必须采取积极防治措施，截断泄漏管线，尽快处理破损管段内的原油或采出水，将污染限制在较小范围。本次预测考虑危害最大化，不考虑包气带的吸附、生物降解等阻滞作用，采用瞬时进入含水层进行预测。该假设条件远远大于实际情况下地下水中污染物的浓度，因此本次预测污染物迁移速度将大于实际情况下污染物在地下水中的迁移速度，污染物的运移范围小于实际情况下的运移范围，对下游地下水环境的影响较小。

B、环河组含水层环境影响分析

a.石油类污染物预测

本次预测当注水管线发生泄漏后，随着时间推移，石油类在白垩系环河组潜水含水层中的运移情况见表 5.3.3-6。（0,0）点为泄漏点位置，横轴向左为地下水流向。

表 5.3.3-6 在白垩系环河组潜水中的石油类运移特征表

预测时段	影响区面积 (m ²)	超标区面积 (m ²)	最大扩散距离 (m)	最大超标距离 (m)	最大污染物浓度 (mg/L)
100d	116	61	12.13	8.09	0.3782
365d	268	79	18.95	12.13	0.1135
1000d	394	/	26.98	/	0.0388
运移期最远超标距离		12.98m	对应运移时间		486d

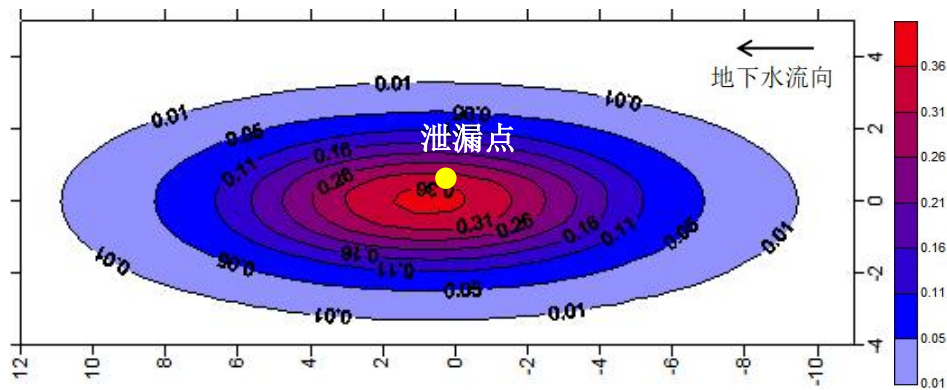


图 5.3.3-13 采出水泄漏 100d 环河组中的石油类浓度分布

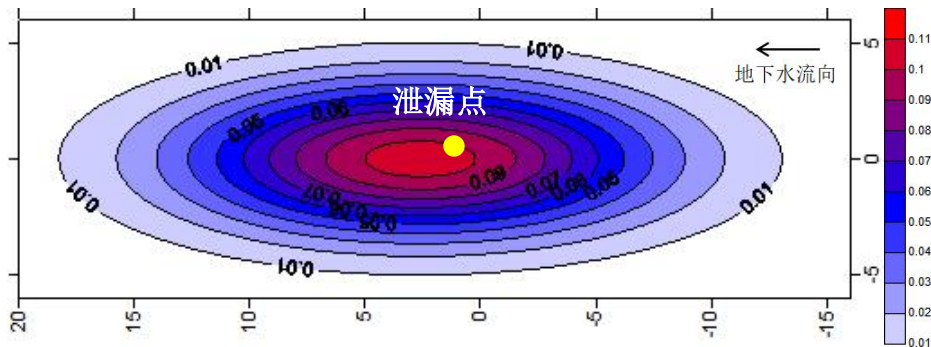


图 5.3.3-14 采出水泄漏 365d 环河组中的石油类浓度分布

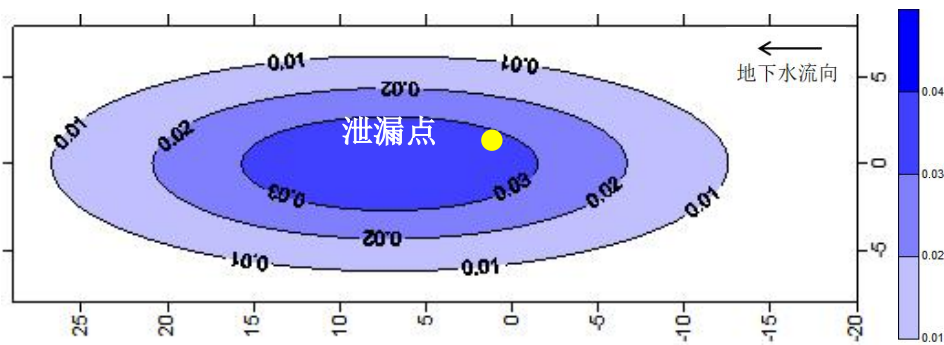


图 5.3.3-15 采出水泄漏 1000d 环河组中的石油类浓度分布

b.COD（耗氧量）污染物预测

本次预测当注水管线发生泄漏后，随着时间推移，COD（耗氧量）在白垩系环河组潜水含水层中的运移情况见表 5.3.3-7。（0,0）点为泄漏点位置，横轴正方向为地下水流向。

表 5.3.3-7 在白垩系环河组潜水中的 COD 耗氧量运移特征表

预测时段	影响区面积 (m ²)	超标区面积 (m ²)	最大扩散距 离 (m)	最大超标距 离 (m)	最大污染物浓度 (mg/L)
100d	131	12.32	12.54	4.12	4.2152
365d	334	/	20.98	/	1.1521
1000d	621	/	32.51	/	0.4215
运移期最远超标距离		4.82m	对应运移时间		125d

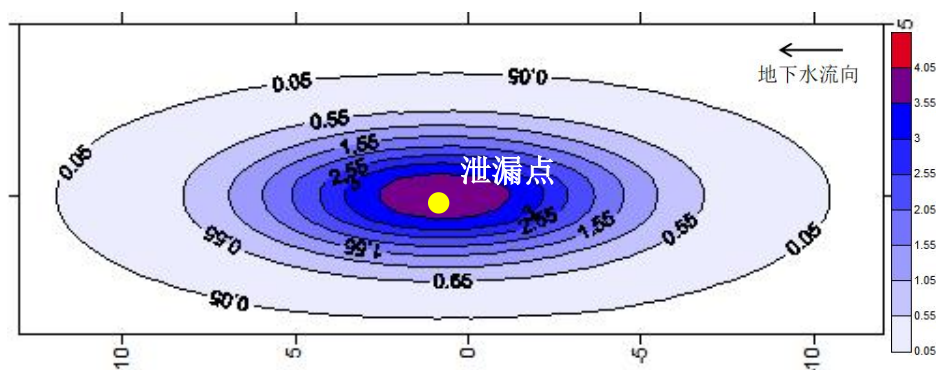


图 5.3.3-16 采出水泄漏 100d 白垩系环河组中的 COD 浓度分布

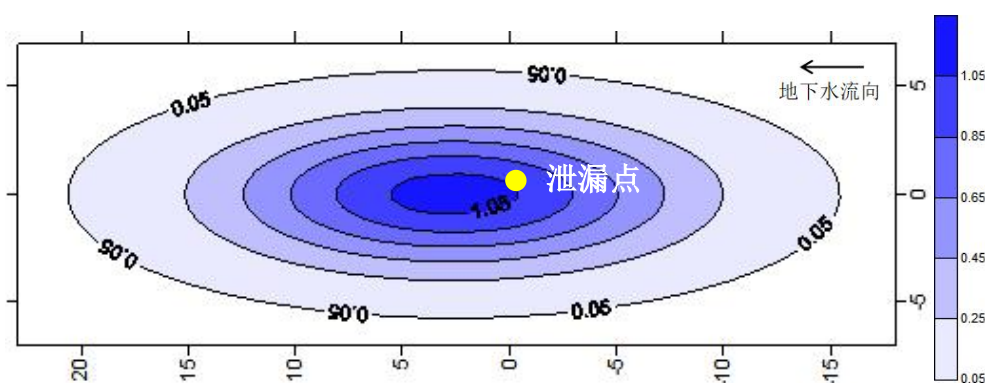


图 5.3.3-17 采出水泄漏 365d 白垩系环河组中的 COD 浓度分布

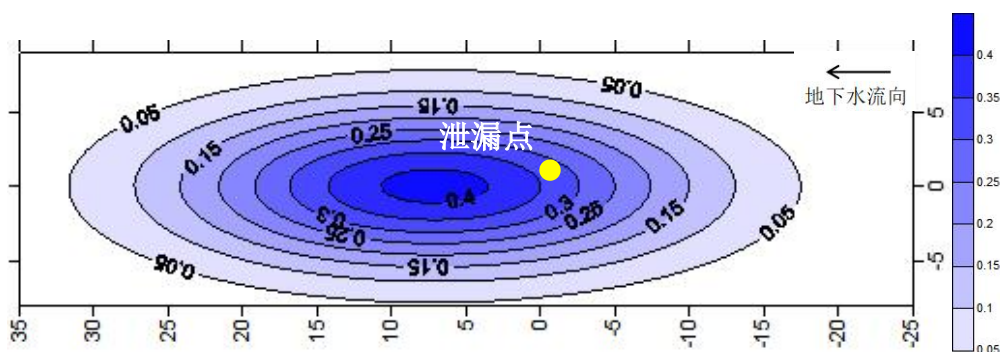


图 5.3.3-18 采出水泄漏 1000d 白垩系环河组潜水中的 COD 浓度分布

根据以上预测结果，在非正常状况下和假定情境下，白垩系环河组潜水层中采出水管线发生泄漏，石油类随着地下水流向运移，泄漏后运移 100d、365d 时均出现超标，且在 486d 出现最远超标距离 12.98m；COD 在泄漏后运移 100d 时出现超标，且在 125d 出现最远超标距离 4.82m；本项目管线两侧 50m 范围内无饮用水源井，表明不会对当地居民饮用水造成污染，但在小范围内会对含水层水质造成污染。因此必须加强地下水环境管理，降低管道泄漏风险，力争做到零泄漏。一旦发现泄漏，必须采取积极防治措施，截断泄漏管线，尽快处理破损管段内的原油或采出水，将污染限制在较小范围。本次预测考虑危害最大化，不考虑

包气带的吸附、生物降解等阻滞作用，采用瞬时进入含水层进行预测。该假设条件远远大于实际情况地下水中污染物的浓度，因此本次预测污染物迁移速度将大于实际情况污染物在地下水中的迁移速度，污染物的运移范围小于实际情况下的运移范围，对下游地下水环境的影响较小。

（3）其他原油泄露对地下水的影响

①落地油对地下水环境影响

根据前文分析，在正常情况下落地油对地下水环境的影响较小，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，此状况下原油残余量较小，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可类比管线泄漏，在此处不再单独进行量化预测分析。

②原油储存和危废转运对地下水的影响

原油储存和危废运输的车辆发生事故后，可能产生原油或含油污泥泄漏，导致原油在包气带向下运移，污染土壤和地下水。

相比于集输管线泄漏，此状况下原油出现泄露可及时发现，并可采取措施封堵。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。那么相对于管线泄造成的污染，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可类比管线泄漏，在此处不再单独进行量化预测分析。

（4）地下水环境敏感目标影响分析

项目运行期事故状态下可能会对局部潜水含水层造成污染，本次油维项目不

涉及集中式饮用水源保护区，结合前文预测分析得出，项目运行期对水源地的影响很小。根据现状调查,工程距离最近的水源井为井场回注水的水源井，主要是工业用水，距村民最近的水源井是田家湾水源井，直线距离 145m，而本项目预测最大超标距离 18.32m，小于与沿线各地下水敏感目标的距离，对敏感目标影响不大；其他泄漏情形均局限在厂界或作业带内，对周边地下水环境影响不大。

5.3.4 运行期土壤环境影响评价

5.3.4.1 土壤环境影响识别

（1）影响类型的划分依据

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023) 7.4 要求“依据 HJ964 的规定，土壤盐化、酸化和碱化地区，建设项目应按照土壤污染影响型和生态影响型，按相应等级分别开展评价工作；非土壤盐化、酸化和碱化地区，按照土壤污染影响型，按相应等级开展评价工作”。

根据现状调查，本项目所在区域土壤含盐量小于 1g/kg，不属于《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 D 中规定的盐化地区。通过调查地区土壤 pH 值在 7.2~8.79，呈中性到弱碱性，且 pH>8.5 的土壤点位共 2 个，因此本次项目区域土壤酸化、碱化级别判定为轻度碱化，因此本项目应按照土壤污染影响型和生态影响型开展评价工作。

（2）本项目的特点

本项目土壤环境影响类型为污染影响型和生态影响型并存的影响类型。本项目站场改造工程均为站内部分设备改造，工程量较小，且工艺部分均做基础防渗，一旦发生泄漏，能及时发现，并可通过收集等方式加以控制，阻断污染物下渗途径，并且各站场运行多年没有发生过泄漏事故，因此，本次不对站场工程进行进一步影响分析，主要对项目集输管线进行分析。

项目运行过程中可能导致土壤污染的事故主要为输油管线泄漏和注水管线泄漏，导致污染物泄漏后垂直入渗对土壤的污染。

5.3.4.2 土壤污染影响预测与评价

（1）预测情景设置

根据工程分析，本次预测输油管线及注水管线泄漏对土壤环境的影响。输油管线将输送介质石油烃作为预测因子，注水管线将石油烃作为预测因子。

A、输油管线泄漏对土壤环境影响

输油管线泄漏后，建设单位发现并在短时间内回收，清理时间按 24 小时考虑，由于输油管线中原油含量高，残留在包气带中的原油不易清理，之后已经下渗的污染物继续向下运移，同时上部降雨入渗对残留的石油不断溶解后继续向下运移。根据前文地下水影响分析中非正常工况设定内容，输油管线泄漏时，含水原油泄漏量为 11m^3 ，油区现有工程综合含水率约 78.9% 考虑，因此管道破裂后，含水原油中水的泄漏总量为 8.679m^3 ，假设泄漏后设置围堰平面面积约为 20m^2 ，则 24 小时内单位强度为 43cm/d ，泄漏原油处置过程中可能受到降雨入渗溶解，根据气象资料，项目区多年日降雨量极值为 98mm ，入渗系数取 0.8，则降雨最大入渗强度为 78.4mm/d ，持续时间 2d。

B、注水管线泄漏对土壤环境影响

根据工程分析，将输送介质石油类作为预测因子，回注水中石油类的浓度最大为 35mg/L 。考虑到石油类进入含水层后，只有变为可溶态才会随地下水迁移扩散，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。输油管线泄漏后，建设单位发现并在短时间内回收，清理时间按 24 小时考虑，由于注水管线中原油含量低，残留在包气带中的原油很少且易清理，之后已经下渗的污染物继续向下运移，同时上部降雨入渗对已污染的土壤不断淋洗。

根据地下水预测内容，注水管线泄漏时，采出水泄漏量为 10.99m^3 ，假设泄漏后围堰控制平面面积为 20m^2 ，则 24 小时内单位强度为 55cm/d ，泄漏事故发生之后可能受到降雨入渗淋洗，根据气象资料，靖边县多年日降雨量极值为 98mm ，入渗系数取 0.8，则降雨最大入渗强度为 78.4mm/d ，持续时间 2d。

预测源强具体见下表。

表 5.3.4-1 土壤预测源强表

情景设定	工程类型	土壤类型	渗漏点	特征污染物	预测源强		渗漏特征
					下渗量	浓度	
输油管线泄漏	输油管线	黄土	输油管线	石油烃	43cm/d	18mg/L	短时下渗 1d
					78.4mm/a	18mg/L	短时下渗 2d
注水管线泄漏	注水管线	黄土	注水管线	石油烃	55cm/d	18mg/L	短时下渗 1d
					78.4mm/d	18mg/L	短时下渗 2d

(2) 污染预测方法

项目土壤环境影响类型为“污染影响型”，影响途径主要为运行期项目污染物

以垂直入渗方式进入土壤环境，因此采用一维非饱和溶质运移模型进行土壤污染预测。

处于非饱和状态的土壤水和饱和土壤水一样，从土水势高处向土水势低处运移。Richards 最早将达西定律引入非饱和土壤水流动，本次模拟含水率 θ 为因变量的垂向一维非饱和土壤水流数学模型（向下为正）为：

$$\begin{cases} \frac{\partial \theta}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial z} \left[D(\theta) \frac{\partial \theta}{\partial z} \right] - \frac{\partial K(\theta)}{\partial z} & 0 \leq t \leq T, 0 \leq z \leq L; \\ \theta(z, t) = \theta(z) & t=0 \text{ 时含水率在剖面上的分布;} \\ D(\theta) \frac{\partial \theta}{\partial z} - K(\theta) \Big|_{z=0} = R(t) & 0 \leq t \leq T, \text{ 上边界入渗量与含水率函数;} \\ \theta(z, t) = \theta(L, t) & 0 \leq t \leq T, \text{ 下边界埋深 } L \text{ 处含水率;} \end{cases}$$

其中， θ 表示含水率， t 表示某个时刻， z 地表下某处的埋深， T 表示模拟最终时间， L 表示地表到下边界的深度， $D(\theta)$ 表示非饱和带水的扩散率， $K(\theta)$ 表示非饱和带渗透系数。

国内外学者们通过大量试验先后提出了多种不同类型的经验公式应用较多的刻画土壤水分特征曲线的经验公式主要包括以下几种类型：

Brooks-Corey (1964) 模型、Gardner (1970) 模型、Campbell (1974) 模型、Gardner-Russo (1980) 模型及 Van Genuchten (1980) 模型等。本次评价选用目前使用最广发的 Van Genuchten 模型计算土壤水力特性参数 $\theta(h)$ 、 $K(h)$ ，且不考虑水流运动的滞后现象。

Van Genuchten 模型：

$$\theta(h) = \theta_r + \frac{\theta_s - \theta_r}{[1 + |\alpha h|^n]^m}, \quad h < 0$$

$$\theta(h) = \theta_s, \quad h \geq 0$$

$$K(h) = k_s s_e^1 \left[1 - \left(1 - s_e^{\frac{1}{m}} \right)^m \right]^2$$

$$\text{其中, } m = 1 - \frac{1}{n} \quad (n > 1), \quad Se = \frac{\theta - \theta_r}{\theta_s - \theta_r}$$

式中：

θ_r 、 θ_s 分别为残余含水量和饱和含水量（%）；

Se 为有效饱和度；

K_s 为饱和渗透系数（m/d）；

α 为空气进气值的倒数（泡点压力）（ m^{-1} ）；

m 、 n 均为土水特征方程的参数；

l 为孔隙传导参数，一般为 0.5。

一维非饱和溶质垂向运移控制方程：

$$\frac{\partial(\theta c)}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial z} \left(\theta D \frac{\partial c}{\partial z} \right) - \frac{\partial}{\partial z} (qc)$$

式中： c --污染物介质中的浓度， mg/L ；

D --弥散系数， m^2/d ；

q --渗透速度， 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

$$c(z, t) = 0 \quad t = 0, L \leq z < 0$$

边界条件

第一类 Dirichelet 边界条件：

连续点源：

$$c(z, t) = c_0 \quad t > 0, z = 0$$

非连续点源

$$c(z, t) = \begin{cases} c_0 & 0 < t \leq t_0 \\ 0 & t > t_0 \end{cases}$$

第二类 Neumann 零梯度边界条件：

$$-\theta D \frac{\partial c}{\partial z} = 0 \quad t > 0, z = L$$

（3）模型构建及概化

①模型构建

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。

根据区域水文地质条件，包气带主要为第四系中上更新统风积黄土，包气带厚度较大，岩性为淡黄色黄土及粘土。由于第四系土层垂直方向上岩性变化特征不明显，整体概化为 1 层，根据现状调查项目区土壤质地为壤土，利用 Hydrus-1D 进行拟合获取土壤水分特征曲线参数（图 5.3.4-1），土壤垂直渗透系数根据前文

土壤理化性质均值取 0.35m/d。本次预测采用的土壤相关参数见表 5.3.4-2。

表 5.3.4-2 土壤水分特征参数取值表

l	θ_r	θ_s	θ_α	n	Ks (m/d)
0.5	0.065	0.41	0.075	1.89	0.35

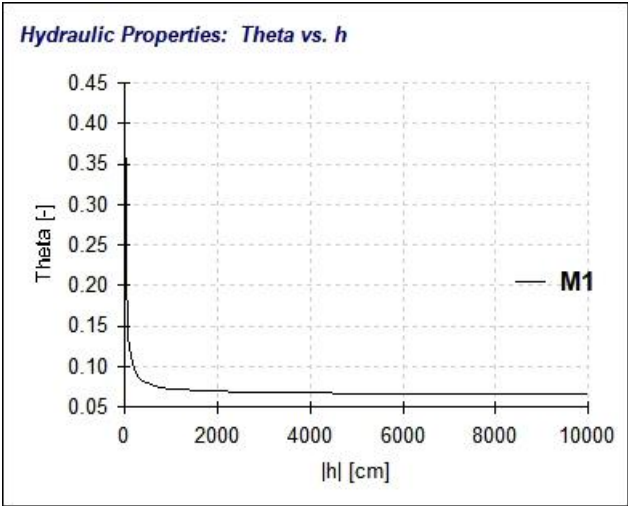


图 5.3.4-1 土壤水分特征曲线

根据张森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 134.07，吸附系数取值为 0，经验系数 beta 取值为 1。土壤容重根据前文土壤理化性质均值取 1.53g/cm³。

②模型范围

本次模拟预测采用垂向一维模型，由于项目场地位于黄土梁峁区，根据搜集的区域的典型水文地质资料，区域包气带厚度一般大于 15m。本次模型纵向预测范围为地表至地表下 15m。

③水力边界条件

上边界为表层大气可积水边界，下边界为自由排水边界。

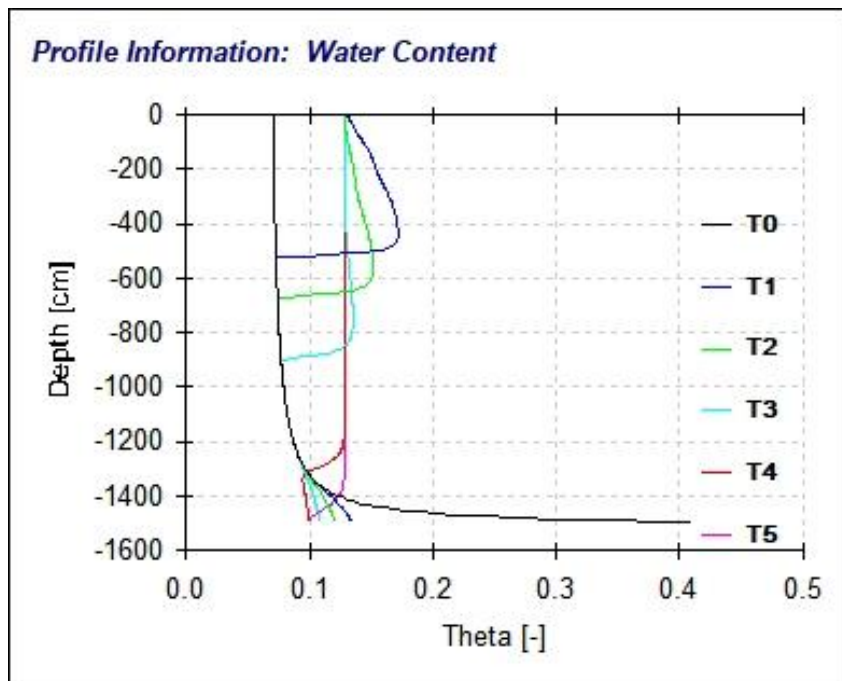
④溶质运移边界条件

上边界为定通量边界，下边界为零浓度梯度边界。

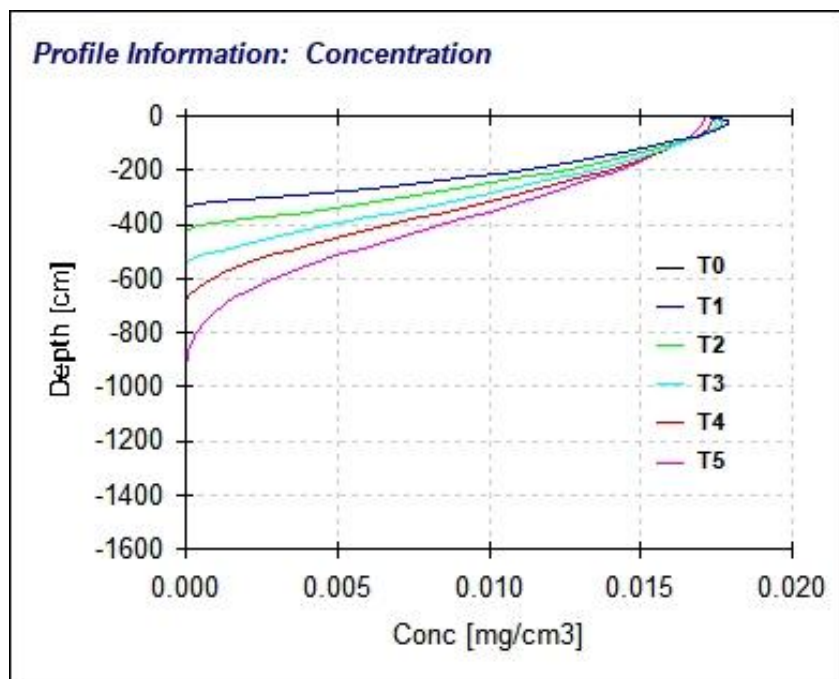
（4）预测结果及分析

①输油管线泄漏对土壤影响

基于以上评价因子的源强及模型参数,输油管线泄露对土壤影响预测结果见图 5.3.4-2 所示,输出节点分别为 T1 (30d)、T2 (100d)、T3 (365d)、T4 (1000d)、T5 (3650d)。



(含水率变化曲线)



(石油类浓度变化曲线)

图 5.3.4-2 石油类在土壤运移剖面特征图

土壤环境质量标准单位为 mg/kg ，预测结果为非饱和带土壤水中浓度（单位为 mg/cm^3 ），因此需要对计算结果进行转换，转换公式为：

$$X=X_0\times\theta/G_s\times1000$$

式中：X-土壤中污染物浓度， mg/kg ；

X_0 -土壤水中污染物浓度， mg/cm^3 ；

G_s -土颗粒容重 g/cm^3 ；

θ -土壤含水率。

根据土壤容重进行换算后，土壤中石油类质量浓度变化情况如下：

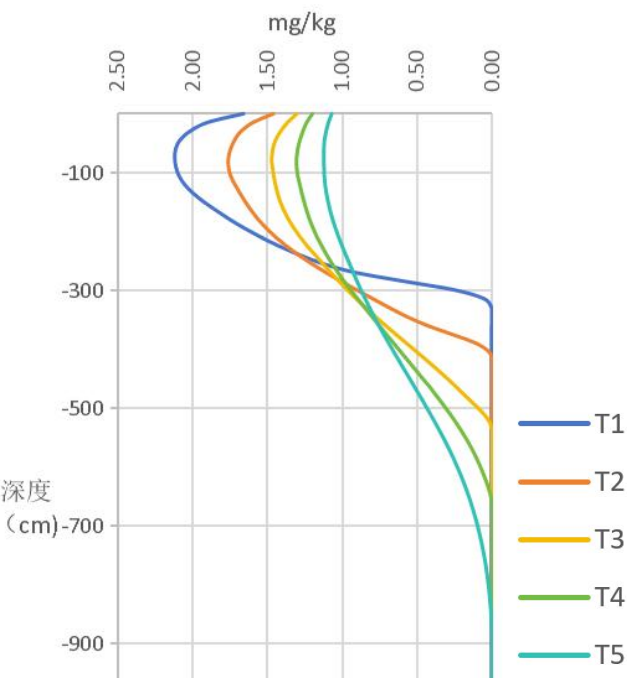


图 5.3.4-3 石油类在土壤运移剖面特征图

表 5.3.4-3 石油类一维非饱和溶质运移估算结果

序号	运移天数 (d)	最大浓度 (mg/kg)	最大浓度对应深度 (m)	最大运移距离 (m)	最大距离处石油类浓度 (mg/kg)
1	30	2.126	0.75	3.30	0.002
2	100	1.764	0.75~0.90	4.20	0.001
3	365	1.475	0.75	5.40	0.002
4	1000	1.304	0.75~0.90	6.75	0.001
5	3650	1.215	0.60	9.00	0.001

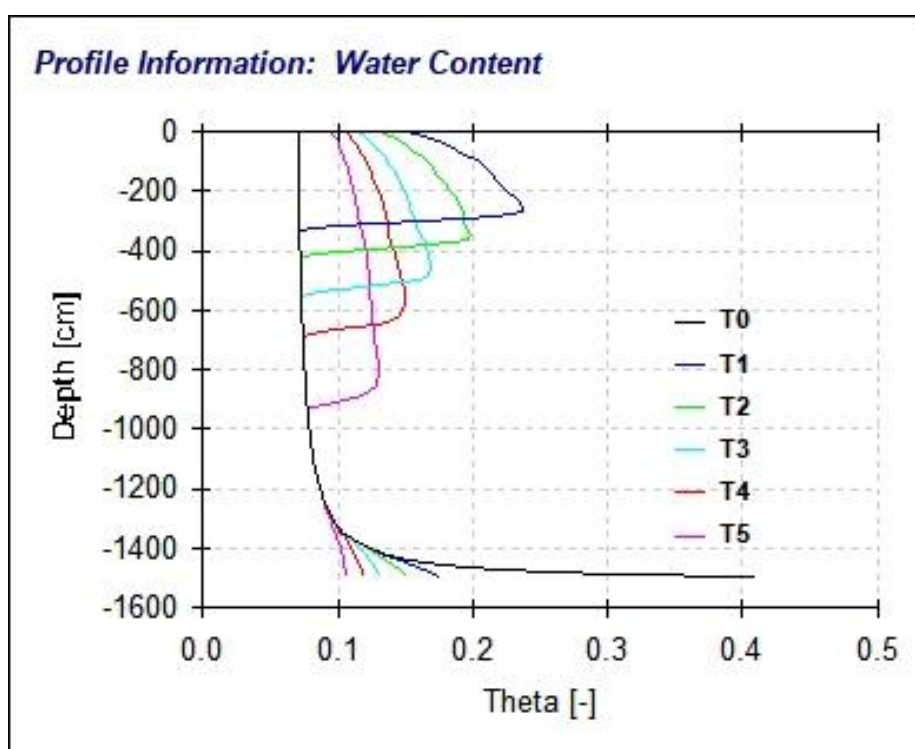
输油管线泄漏后，一般在土壤中的迁移距离较小。经预测分析，在降雨条件下，管线泄漏后石油类变为可溶态后可随水进一步向土壤深层迁移扩散，但是由于本项目所处地区总体位于靖边南部，降雨入渗强度较小，故迁移距离相对较小。

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，当输油管线泄漏时会导致周边的浅层土壤环境在一段时间内受到石油类的

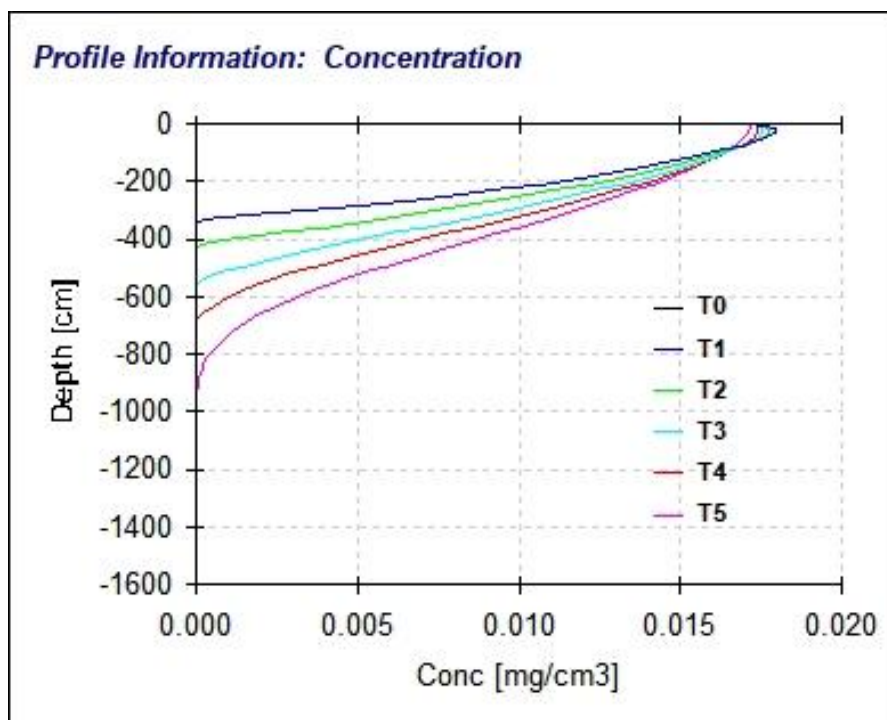
污染。随着运移时间的增加，在土壤自身的净化作用以及迁移条件下，土壤中的石油类对产生的影响会逐渐消失。在泄露后 3650d 内土壤中石油类污染物浓度远小于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018），土壤污染风险筛选值（第二类用地）中土壤污染风险筛选值 4500mg/kg，对土壤影响较小。

②注水管线泄漏对土壤影响

基于以上评价因子的源强及模型参数，注水管线泄露对土壤影响预测结果见图 5.3.4-4 所示，输出节点分别为 T1（30d）、T2（100d）、T3（365d）、T4（1000d）、T5（3650d）。



（含水率变化曲线）



(石油类浓度变化曲线)

图 5.3.4-4 石油类在土壤运移剖面特征图

土壤环境质量标准单位为 mg/kg，预测结果为非饱和带土壤水中浓度（单位为 mg/cm³），因此需要对计算结果进行转换，转换公式为：

$$X = X_0 \times \theta / G_s \times 1000$$

式中：X-土壤中污染物浓度，mg/kg；

X_0 -土壤水中污染物浓度，mg/cm³；

G_s -土颗粒容重 g/cm³；

θ -土壤含水率。

根据土壤容重进行换算后，土壤中石油类质量浓度变化情况如下：

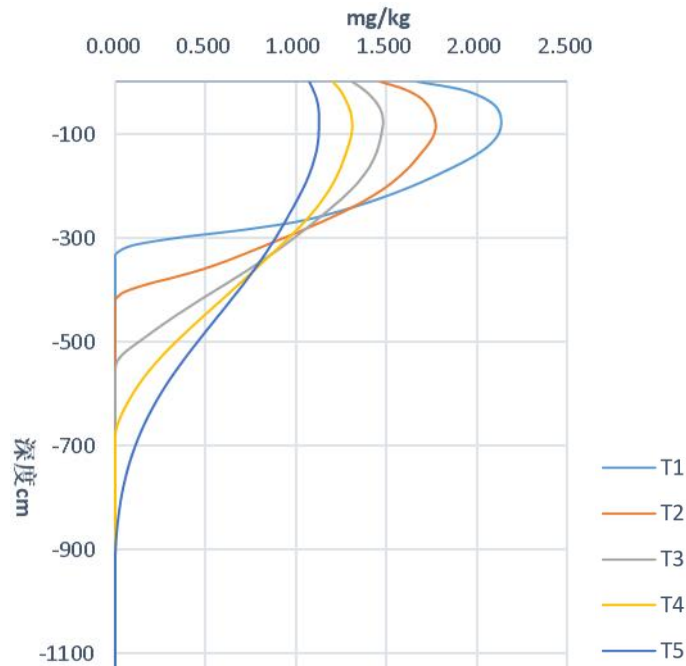


图 5.3.4-5 石油类在土壤运移剖面特征图

表 5.3.4-4 石油类一维非饱和溶质运移估算结果

序号	运移天数 (d)	最大浓度 (mg/kg)	最大浓度对应深度 (m)	最大运移距离 (m)	最大距离处石油类浓度 (mg/kg)
1	30	2.215	0.75	3.35	0.006
2	100	1.726	0.95	4.25	0.005
3	365	1.485	0.80	5.25	0.001
4	1000	1.321	0.85	6.65	0.003
5	3650	1.243	0.90	9.05	0.001

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，当注水管线泄漏时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。在泄露后 3650d 内土壤中石油类污染物浓度远小于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018），土壤污染风险筛选值（第二类用地）中土壤污染风险筛选值 4500mg/kg，对土壤影响较小。

5.3.4.3 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《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 F 推荐的土壤盐化综合评分预测方法，

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 5.3.4-5

表 5.3.4-5 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≥2.5	1.5≤GWD<2.5	1.0≤GWD<1.5	GWD<1.0	0.35
干燥度（蒸降比值）（EPR）	EPR<1.2	1.2≤EPR<2.5	2.5≤EPR<6	EPR≥6	0.25
土壤本底含盐量 SSC/（g/kg）	SSC<1	1≤SSC<2	2≤SSC<4	SSC≥4	0.15
地下水溶解性总固体（TDS） /（g/L）	TDS<1	1≤TDS<2	2≤TDS<5	TDS≥5	0.15
土壤质地	黏土	砂土	壤土	砂壤、粉土、 砂粉土	0.10

（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 5.3.4-6。

表 5.3.4-6 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）	5.13	4	0.25	干燥度计算最大值为 5.13
土壤本底含盐量 SSC/（g/kg）	0.9	0	0.15	土壤本底含盐量最大值为 0.9
地下水溶解性总固体（TDS） /（g/L）	0.957	0	0.15	地下水溶解性总固体最大值为 0.957
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 5.3.4-7。

表 5.3.4-7 土壤盐化预测结果表

土壤盐化综合评分值（S _a ）	S _a <1	1≤S _a <2	2≤S _a <3	3≤S _a <4.5	S _a ≥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 5.3.4-7，通过计算本项目的土壤盐化综合评分值（S_a）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）土壤生态影响结论

项目占地处土壤无酸化或碱化，现状质量较好。只要在项目建设和使用过程中，加强管理，重视土壤现状保障和建设过程防控措施的实施，项目对土壤环境

的负面影响将很轻微，产生轻度盐化影响可接受。

表 5.3.4-8 土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况				备注
影响识别	影响类型	污染影响型（；生态影响型□；两种兼有☑				
	土地利用类型	建设用地（；农用地（；未利用地（				土地利用类型图
	占地规模	新增永久占地 106.5m ² ，临时占地 30.852hm ²				
	敏感目标信息	敏感目标（农田、草地、居民点）、方位距离（站场周围 1km，原油、注水污水管线周围 200m）				
	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	原油、采出水等				
	特征因子	石油烃				
	所属土壤环境影响评价项目类别	I类（；II类（；III类□；IV类☑				
	敏感程度	敏感（；较敏感□；不敏感□				
评价工作等级		一级（；二级（；三级□				
现状调查内容	资料收集	a）（；b）（；c）□；d）（				
	理化特性	表 4.3.5-7~表 4.3.5-11				同附录C
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	点位布置图
		表层样点数	5	4	0-0.5m	
		柱状样点数	5	/	0-3m	
	现状监测因子	建设用地基本因子为砷、镉、六价铬、铜、汞、镍、铅、苯、甲苯、乙苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、氯甲烷、氯乙烯、1,1-二氯乙烯、二氯甲烷、反-1,2-二氯乙烯、1,1-二氯乙烷、顺-1,2-二氯乙烯、氯仿、1,1,1-三氯乙烷、四氯化碳、1,2-二氯乙烷、三氯乙烯、1,2-二氯丙烷、1,1,2-三氯乙烷、四氯乙烯、氯苯、1,1,1,2-四氯乙烷、苯乙烯、1,1,2,2-四氯乙烷、1,2,3-三氯丙烷、1,4-二氯苯、1,2-二氯苯、2-氯酚、硝基苯、苯胺、萘、苯并[a]蒽、蒽、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、苯并[a]芘、茚并[1,2,3-cd]芘、二苯并[a, h]蒽，共 45 项。特征因子为石油烃（C ₁₀₋₄₀ ）、石油类、石油烃（C ₆₋₉ ）、砷、汞、六价铬。 农用地监测项目：基本因子为 pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌，特征因子为石油类、石油烃（C ₁₀₋₄₀ ）。 同时监测理化性质（pH 值、阳离子交换量、氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度）及土壤含盐量。				
现状评价	评价因子	建设用地：基本因子+石油烃（C ₁₀₋₄₀ ）、石油类、石油烃（C ₆₋₉ ）、砷、汞、六价铬； 农用地：pH、镉、汞、砷、铅、总铬、铜、镍、锌+石油类、石油烃（C ₁₀₋₄₀ ）				
	评价标准	GB 15618（；GB 36600（；表D.1□；表D.2□；其他（）				
	现状评价结论	根据现状调查，本项目所在区域土壤含盐量小于 1g/kg，不属于《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 D 中规定的盐化地区。通过调查地区土				

		壤 pH 值在 7.2~8.79，为轻度碱化。 各站场内土壤监测点的各项指标均符合《土壤环境质量建设 用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）中第二类用 地筛选值，其中特征污染物石油烃的监测含量未检出，对人 体健康的风险可接受。同时站外农田用土壤监测点的各项指 标均符合《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准》 （GB15618-2018）中 pH>7.5 其他标准。				
影 响 预 测	预测因子	石油烃				
	预测方法	附录E（；附录F ☒ ；其他（）				
	预测分析内容	影响范围（污染垂向影响深度<5m，生态影响范围同评价范 围） 影响程度（一般）				
	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	
		5	pH 值、石油类、、石油烃 （C6~C9）、石油烃（C10~C40）、 砷、汞、六价铬、含盐量		3 年一次	
	信息公开指标	/				
	评价结论	土壤环境影响可以接受				

注1：“☐”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。注 2：需要分别
开展土壤环境影响评级工作的，分别填写自查表。

5.3.5 运行期声环境影响分析

5.3.5.1 预测方案及主要噪声源

- （1）预测因子：等效连续 A 声级 Leq（A）。
- （2）预测时段：固定声源投入运行期。
- （3）预测方案：预测项目投产后，厂界的噪声达标情况。
- （4）噪声源强分布情况

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中规定，在不能取得声源倍频带声功率级或倍频带声压级，只能获得 A 声功率级或某点的 A 声级时，可用 A 声功率级或某点的 A 声级计算。

①新一转噪声源输入清单

表 5.3.5-1 新一转新增主要设备噪声强度、防治措施及效果（室外声源）

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声源源强 /dB（A）	声源控制措施	运行 时段
			X	Y	Z			
1	气液分离器	/	75	140	1	80	选用低噪声设备、 基础减振、定期维 修保养，柔性连接，	昼、夜 连续 运行
2	转油泵	/	65	132	1	85		

3	过滤器	/	50	120	1	85	墙体隔声	
备注：以厂界西南端顶点角为坐标原点（0,0）。								

表 5.3.5-2 新一转噪声预测点坐标

预测点	X	Y	Z
东北厂界	90	130	1.2
东南厂界	90	70	1.2
西南厂界	35	-20	1.2
西北厂界	90	40	1.2
备注：以厂界西南端顶点角为坐标原点（0,0），与正北方向夹角为 30°，厂界东北角顶点坐标（115,130）。			

②杨米涧集油站噪声源输入清单

表 5.3.5-3 杨米涧集油站新增主要设备噪声强度、防治措施及效果（室外声源）

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声源源强/dB（A）	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	VOCs 冷凝吸附装置	/	26	16	2	85	选用低噪声设备、基础减振、定期维护保养，柔性连接，墙体隔声	昼、夜连续运行
备注：以厂界西南端顶点角为坐标原点（0,0）。								

表 5.3.5-4 杨米涧集油站噪声预测点坐标

预测点	X	Y	Z
东北厂界	70	138	1.2
东南厂界	90	75	1.2
西南厂界	35	-12	1.2
西北厂界	20	75	1.2
备注：以厂界西南端顶点角为坐标原点（0,0），与正北方向夹角为 38°，厂界东北角顶点坐标（100,230）。			

③杨 19 接转注水站噪声源输入清单

表 5.3.5-5 杨 19 接转注水站新增主要设备噪声强度、防治措施及效果（室内声源）

序号	设备名称	治理前 dB（A）	降噪措施	空间相对位置（X,Y,Z）	距室内边界距离/m		室内边界声级 dB（A）	运行时段	建筑物插入损失 dB（A）	建筑物外噪声	
										声压级 dB（A）	建筑物外距离 m
1	污水提升泵	95	选用低噪声设备、基础减振、定期维修保养	（140，80，0.5）	北	2	68.7	昼夜连续运行	20	48.7	1
					西	10	61.2			41.2	1
					南	2	68.7			48.7	1
					东	15	60.7			40.7	1
2	污水提升泵	85		（140，75，0.5）	北	2	68.7			48.7	1
					西	13	60.8			40.8	1
					南	2	68.7			48.7	1
					东	10	61.2			41.2	1

3	采出水溶气浮装置	85	养, 室内布置, 柔性连接	(150, 100, 1)	北	10	66.2			46.2	1
					西	2	73.7			53.7	1
					南	10	66.2			46.2	1
					东	2	73.7			53.7	1
4	采出水过滤装置	80		(149, 104, 1)	北	15	55.7			35.7	1
					西	2	63.7			43.7	1
					南	10	56.2			36.2	1
					东	2	63.7			43.7	1
5	PAM 计量泵	80		(120, 80, 0.5)	北	2	63.7			43.7	1
					西	10	56.2			36.2	1
					南	2	63.7			43.7	1
					东	15	55.7			35.7	1
6	PAM 计量泵	80		(120, 78, 0.5)	北	2	58.7			38.7	1
					西	13	50.8			30.8	1
					南	2	58.7			38.7	1
					东	12	50.9			30.9	1
7	PAC 计量泵	80		(120, 75, 0.5)	北	2	58.7			38.7	1
					西	12	50.9			30.9	1
					南	2	58.7			38.7	1
					东	13	50.8			30.8	1
8	PAC 计量泵	95		(120, 73, 0.5)	北	2	58.7			38.7	1
					西	13	50.8			30.8	1
					南	2	58.7			38.7	1
					东	12	50.9			30.9	1
9	PH 计量泵	95		(140, 78, 0.5)	北	2	58.7			38.7	1
					西	10	51.2			31.2	1
					南	2	58.7			38.7	1
					东	15	50.7			30.7	1
10	PH 计量泵	95		(120, 73, 0.5)	北	2	78.7			58.7	1
					西	11	71			51	1
					南	2	78.7			58.7	1
					东	14	70.7			50.7	1
11	缓蚀阻垢剂计量泵	85		(115, 80, 0.5)	北	2	78.7			58.7	1
					西	10	71.2			51.2	1
					南	2	78.7			58.7	1
					东	12	70.9			50.9	1
12	缓蚀阻垢	85		(115, 78, 0.5)	北	2	78.7			58.7	1
					西	11	71			51	1

	剂计 量泵				南	2	78.7			58.7	1
					东	11	71			51	1
13	污水 提升 泵	80		(115, 75, 0.5)	北	2	63.7			43.7	1
					西	10	56.2			36.2	1
					南	2	63.7			43.7	1
					东	6	57.5			37.5	1
14	污水 提升 泵	80		(115, 73, 0.5)	北	2	73.7			53.7	1
					西	8	66.6			46.6	1
					南	2	73.7			53.7	1
					东	8	66.6			46.6	1
15	污泥 提升 泵	80		(120, 100, 0.5)	北	3	70.9			50.9	1
					西	13	65.8			45.8	1
					南	4	69.2			49.2	1
					东	15	65.7			45.7	1
16	污泥 提升 泵	80		(120, 105, 0.5)	北	3	75.9			55.9	1
					西	12	70.9			50.9	1
					南	4	74.2			54.2	1
					东	16	70.6			50.6	1
备注：以厂界西南端顶点角为坐标原点（0,0）。											

表 5.3.5-6 杨 19 接转注水站新增主要设备噪声强度、防治措施及效果（室外声源）

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声源源强 /dB（A）	声源控制措施	运行 时段
			X	Y	Z			
1	重力式多功能合一高效除油装置	/	145	110	2	85	选用低噪声设备、基础减振、定期维修保养，柔性连接，墙体隔声	昼、夜连续运行
备注：以厂界西南端顶点角为坐标原点（0,0）。								

表 5.3.5-7 杨 19 接转注水站噪声预测点坐标

预测点	X	Y	Z
东北厂界	140	110	1.2
东南厂界	85	50	1.2
西南厂界	-12	25	1.2
西北厂界	70	110	1.2
备注：以厂界西南端顶点角为坐标原点（0,0），与正北方向夹角为 73°，厂界东北角顶点坐标（135,140）。			

④天一转噪声源输入清单

表 5.3.5-8 天一转新增主要设备噪声强度、防治措施及效果（室外声源）

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声源源强 /dB（A）	声源控制措施	运行 时段
			X	Y	Z			

1	气液分离器	/	57	15	1	80	选用低噪声设备、基础减振、定期维修保养,柔性连接,墙体隔声	昼、夜连续运行
2	污油提升泵	/	20	90	1	85		
备注:以厂界西南端顶点角为坐标原点(0,0)。								

表 5.3.5-9 天一转噪声预测点坐标

预测点	X	Y	Z
东厂界	58	71	1.2
南厂界	31	0	1.2
西厂界	-26	41	1.2
北厂界	31	142	1.2
备注:以厂界西南端顶点角为坐标原点(0,0),与正北方向夹角为-20°,厂界东北角顶点坐标(50,150)。			

⑤云盘山联合站噪声源输入清单

表 5.3.5-10 云盘山联合站新增主要设备噪声强度、防治措施及效果(室内声源)

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声源源强/dB(A)	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	三相分离器	/	30	45	1	80	选用低噪声设备、基础减振、定期维修保养,柔性连接,墙体隔声	昼、夜连续运行
备注:以厂界西南端顶点角为坐标原点(0,0)。								

表 5.3.5-11 云盘山联合站噪声预测点坐标

预测点	X	Y	Z
东厂界	82.5	67	1.2
南厂界	29.5	-11	1.2
西厂界	22	89	1.2
北厂界	79	194	1.2
备注:以厂界西南端顶点角为坐标原点(0,0),与正北方向夹角为26°,厂界东北角顶点坐标(100,190)。			

5.3.5.2 噪声预测条件与模式

1、预测条件假设

①考虑声源至受声点的距离衰减;

②空气吸收、雨、雪、雾和温度等影响忽略不计;

③考虑建筑墙体隔声量 20dB(A),并参考《环安科技技术资料 噪声预测相关参数取值参考》中砖墙材质吸声系数为 0.05。

2、预测模式

根据《环境影响评价技术导则声环境》(HJ2.4-2021)进行,预测设备噪声到厂界贡献值,将厂区内各主要高噪声设备看做点声源预测,并判断是否达标。

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(r₀) —参考位置处的声压级，dB(A)；

r₀—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：

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

式中：T—计算等效声级的时间；

M—室外声源个数；

N—室内声源个数；

t_{out,i}—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。

③总声压级 Leq：

$$L_{ep} = 10 \lg \left[10^{0.1 L_{eqg}} + 10^{0.1 L_{apb}} \right]$$

式中：L_{ep}—预测点的噪声预测值，dB；

L_{eqg}—建设项目预测点产生的噪声贡献值，dB；

L_{apb}—预测点的背景噪声值，dB；

5.3.5.3 噪声预测结果与评价

经计算，项目噪声预测如下表。

表 5.3.5-12 各站场厂界及厂界外敏感点噪声预测结果单位：dB(A)

站场	噪声源		东北厂界	东南厂界	西南厂界	西北厂界
新一转	贡献值		45.7	39.4	<30	43.6
	背景值	昼间	40	35	42	37
		夜间	38	38	44	42
	预测值	昼间	46.7	40.8	42.2	44.4
		夜间	46.4	41.8	44.2	45.9
站场	噪声源		东厂界	南厂界	西厂界	北厂界
杨米涧集	贡献值		41.02	42.51	45.62	<30

油站	背景值	昼间	45	48	47	47
		夜间	42	42	42	41
	预测值	昼间	46.5	49.0	49.3	47
		夜间	44.5	45.2	47.1	41
二姐湾(距西厂界40m)	背景值	昼间	39			
		夜间	35			
	预测值	昼间	39.0			
		夜间	35.0			
站场	噪声源		东厂界	南厂界	西厂界	北厂界
杨 19 接转注水站	贡献值		45.48	42.06	<30	43.94
	背景值	昼间	54	53	54	54
		夜间	44	43	44	44
	预测值	昼间	54.57	53.34	54.02	54.41
		夜间	47.81	45.57	44.17	46.98
站场	噪声源		东厂界	南厂界	西厂界	北厂界
天一转	贡献值		38.26	43.29	46.28	<30
站场	噪声源		东厂界	南厂界	西厂界	北厂界
云盘山	贡献值		<30	<30	<30	<30
	背景值	昼间	52	53	50	54
		夜间	45	44	46	46
	预测值	昼间	52.03	53.03	50.04	54.03
		夜间	45.14	44.15	46.14	46.14

由上表预测结果可以看出，运行期厂界四周噪声预测值均达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准要求。因此，项目运行期噪声对周边环境影响较小。

表 5.3.5-13 声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目					
评价等级	评价等级	一级（ 二级（ 三级（					
与范围	评价范围	200m（ 大于 200m（ 小于 200m（					
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级（ 最大 A 声级（ 计权等效连续感觉噪声级（					
评价标准	评价标准	国家标准（ 地方标准（ 国外标准（					
现状评价	环境功能区	0 类区（	1 类区（	2 类区（	3 类区（	4a 类区（	4b 类区（
	评价年度	初期（		近期（		中期（ 远期（	
	现状调查方法	现场实测法（ 现场实测加模型计算法（ 收集资料（					
	现状评价	达标百分比		100%			
噪声源调查	噪声源调查方法	现场实测（ 已有资料（ 研究成果（					
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型（ 其他（					
	预测范围	200m（ 大于 200m（ 小于 200m（					
	预测因子	等效连续 A 声级（ 最大 A 声级（ 计权等效连续感觉噪声级（					

	厂界噪声贡献值	达标（ 不达标（		
	声环境保护目标处噪声值	达标（ 不达标（		
环境监测计划	排放监测	厂界监测（ 固定位置监测（ 自动监测（ 手动监测（ 无监测（		
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子：（等效连续 A 声级）	监测点位数（10 个）	无监测（
评价结论	环境影响	可行（ 不可行（		
注：“（”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项。				

5.3.6 运行期固体废物影响分析

5.3.6.1 固体废物分类

本项目运行期产生的固体废物主要有含油污泥、冷凝液、废活性炭、废滤料、废润滑油及其包装桶等。

按照《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（2025 年版）》分类，含油污泥危废代码 HW08，071-001-08；冷凝液危废代码 HW09，900-007-09；废活性炭危废代码 HW49，900-039-49；废滤料（采出水处理）危废代码 HW49，900-041-49；废润滑油及其包装桶（设备检修）危废代码分别为 HW08，900-214-08、900-249-08。

5.3.6.2 含油污泥及废滤料对环境影响分析

含油底泥清罐作业结束后有资质单位用清罐车直接外运处置不暂存，冷凝液的清理随清罐作业一起清运。油泥及冷凝液采取安全处置措施后，对周围环境影响小。

采出水处理系统含过滤工艺，VOCs 冷凝吸附处理装置会产生废活性炭，滤料需定期更换，本项目采出水处理系统废滤料属危险固废不在站内及危废贮存库暂存，更换后直接交有资质单位转运处置。

5.3.6.3 其它危废影响分析

运行期其他固废主要为设备维护时产生的废防渗布、废润滑油及其包装桶均属于《国家危险废物名录（2025 年版）》中 HW08 类危险废物。评价要求收集后送至现有危废贮存库分类暂存，定期由有资质单位进行转运处置。

5.3.6.4 生活垃圾

项目无新增劳动定员，不新增生活垃圾产生量。

采取以上措施后，项目产生的固体废物能得到合理处置，不会产生二次污染，

对环境的影响不大。

5.3.7 运行期生态环境影响分析

根据前述分析，项目运行过程中的废气、废水和固体废弃物均得到有效处置，排放量少，对生态环境造成影响很轻微。临时占地在项目运行过程中将得到进一步恢复，因此对生态环境的影响主要体现在站场及道路对动植物及景观生态的影响。

5.3.7.1 土壤的影响

运行期对土地的占用为永久性占用，改变了原有土壤理化性质和结构，并且难以恢复，但这一时期永久性占地面积相对较小，对土壤环境的影响较轻。

5.3.7.2 动植物的影响

运行期，井场及站场仅有巡护人员，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，另外评价区域内的道路随着油田的生产建设，交通量也会有所增大，交通噪声将对道路两侧动物形成惊扰作用，但对于已经适应环境的野生动物，如鸟类，基本不存在影响。

5.3.7.3 景观生态影响分析

在项目建成后，评价区内的组成景观结构的基质不会发生变化，斑块类型和数量有一定的增加，主要表现在油田的井场、站场等人工干扰斑块的类型和数量增加，同时评价区道路数量和长度的增加，对景观廊道网络的连接性增强，但是景观斑块的连通性有一定程度的降低。本项目生产区属点状开发，对整体景观生态格局影响较小。从景观美学角度来看，对原始的自然景观产生了一定的破坏，但大大提升了景观的社会服务功能和经济服务功能。

表 5.3.7-1 生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响 识别	生态保护目标	重要物种；国家公园；自然保护区；自然公园；世界自然遗产；生态保护红线；重要生境；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域；其他√
	影响方式	工程占地√；施工活动干扰√；改变环境条件；其他
	评价因子	物种（/） 生境（/） 生物群落（蒿草类群落、沙棘群落、柠条群落、针茅群落、小叶杨群落、旱柳群落）

		生态系统（草地生态系统、林地生态系统、农田生态系统、湿地生态系统、荒漠生态系统、城镇生态系统、） 生物多样性（/） 生态敏感区（二级公益林） 自然景观（/） 自然遗迹（/） 其他√（优先管控单元）
评价等级		一级 二级R 三级 生态影响简单分析
评价范围		陆域面积：（75.58）km ² ；水域面积：（1.38）km ²
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集√；遥感调查√；样方调查、样线√；调查点位、断面；专家和公众咨询法；其他
	调查时间	春季；夏季√；秋季；冬季 丰水期√；枯水期；平水期
	所在区域的生态问题	水土流失√；沙漠化；石漠化；盐渍化；生物入侵；污染危害；其他
	评价内容	植被/植物群落√；土地利用√；生态系统√；生物多样性；重要物种；生态敏感区；其他
生态影响预测与评价	评价方法	定性；定性和定量√
	评价内容	植被/植物群落√；土地利用√；生态系统√；生物多样性；重要物种；生态敏感区；生物入侵风险；其他
生态保护对策措施	对策措施	避让√；减缓√；生态修复；生态补偿；科研；其他
	生态监测计划	全生命周期；长期跟踪；常规√；无
	环境管理	环境监理；环境影响后评价；其他√
评价结论	生态影响	可行√；不可行
注1：“□”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项。		

6 环境保护措施及可行性分析

6.1 施工期污染防治措施及可行性分析

6.1.1 施工期废气污染防治措施

根据工程分析，本项目施工期环境空气污染主要包括施工扬尘、施工机械和运输车辆产生的尾气以及焊接烟尘、防腐废气。

1、施工扬尘

扬尘污染主要发生在施工期管沟和基坑开挖、基础处理、材料运输，土方回填，施工场地与便道开辟等环节。施工扬尘粒径较大，飘移距离短，影响范围有限。

运输过程中道路下风向 TSP 轴线净增浓度影响范围主要集中在下风向 50m 范围内。项目管线两侧 50m 范围内有少量居民点分布，为减缓施工过程中扬尘对沿线生态环境的影响，环评提出以下措施：

- ①管线选线尽量考虑居民区的避让；
- ②管线两侧 50m 范围内确有居民分布的工程段要对作业面和土堆适当增加洒水抑尘频次；
- ③施工作业带及运输道路及时洒水抑尘，大风天气停止作业；
- ④开挖土方及时回填；物料在堆放及运输过程中进行覆盖；物料存放区采取遮盖或围栏等防扬散、防泄漏、防渗漏措施；
- ⑤严禁运输材料和设备的车辆超载行驶；运输土方的车辆行驶过程中加盖篷布；行驶在路况较差的路段或行经村庄、农田附近时，放慢行车速度，减轻扬尘污染等；
- ⑥运输车密闭化，确保运输过程无扬尘、无遗漏、无抛洒。

通过采取以上措施，施工期扬尘可满足《施工场界扬尘排放限值》（DB61/1078-2017）中排放限值的要求，施工扬尘对区域环境空气质量影响较小。随着施工期的结束，影响将会消失，污染防治措施可行，满足《陕西省建筑施工扬尘治理行动方案》《陕西省建筑施工扬尘治理措施 16 条》《榆林市扬尘污染防治条例》等文件要求。

2、施工机械和车辆尾气防治措施

根据《陕西省车辆优化工程专项行动工作方案（2023-2027 年）》（陕交发（2023）327 号）和《榆林市车辆优化工程专项行动工作方案（2023-2027 年）》等文件中对施工车辆规定制定严格的防治措施，具体措施如下：

①施工机械、运输车辆采用污染物指标符合国家标准且低含硫量的优质柴油减少污染物排放；

②施工机械用柴油机尾气应满足《非道路柴油移动机械污染物排放控制技术要求》（HJ 1014-2020）中相关要求，并按照当地环保相关要求申请编码登记挂牌的非道路移动机械；

③加强对施工机械和运输车辆的保养及维护，保证发动机正常运行，使汽车燃料充分燃烧，减少汽车尾气的排放量。

采取以上施工机械、汽车尾气治理措施后，施工机械、汽车尾气可得到有效的控制和减缓，对环境空气的影响较小，措施可行。

3、焊接烟尘、防腐废气污染防治措施

评价要求管道焊接尽量避开人群居住区，防治对周边居民的影响。同时管线在布置时已考虑避开居民等环境敏感点，周围地域开阔，经大气扩散后对环境及周围敏感点影响较小。

综上，采取以上措施后，项目施工期废气造成的环境影响均可得到有效控制，而且施工期短，随着施工期的结束，其造成的影响也随之消失。所以，项目施工期采取的污染防治措施可行。

6.1.2 施工期废水污染防治措施

1、施工废水

施工生产废水包括砂石冲洗水、砼养护水、场地冲洗水以及输送车辆冲洗废水等，这部分废水主要污染物为 SS，基本没有其它污染物，施工废水产生地点较分散，产生量较小，主要污染物为 SS，设置临时沉淀池沉淀后回用或用于洒水不外排。

2、管道试压废水

本项目采取分段试压的方式，试压水循环使用，一处用完后由罐车运至下一处需充水试压处。根据项目管线长度及直径，本项目试压废水产生量约 285.69m³试压废水主要污染物为 SS，试压结束后拉运至附近采出水处理站处理后用于油

田回注，不外排。

3、施工生活污水

由于施工较为分散，生活污水难以集中收集处理。站场工程施工依托站场旱厕，生活杂排水洒水抑尘；管线施工人员可依托沿线井场旱厕，生活废水均不外排。

4、废旧管道清管废水

本项目现有管道报废，管道扫线后对旧管线热洗（60~80℃）2 次，将产生清管废水。根据工程分析，项目清管废水产生量约为 352.22m³，全部经管道进入下游站场储罐，进入原油集输系统，与含水原油一同进行脱水净化处理，废水依托采出水处理站处理后回注油层，不外排。

6.1.3 施工期噪声控制措施

为了减轻施工噪声影响，评价提出以下要求：

（1）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，避免噪声扰民；

（2）尽量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；同时做好施工设备及运输车辆的维护保养，有效降低机械设备运转及车辆行驶的噪声源强；

（3）各种管材轻拿轻放，减少撞击性噪声；

（4）合理安排强噪声施工机械的工作频次，合理调配车辆来往行车密度，尽量避开附近居民休息时间；

（5）做好劳动保护工作，为强噪声源周围的施工机械操作人员配备耳塞或耳罩等劳动防护用品；

（6）合理选择运输车辆线路，尽量避开集中居民区，途径村庄时限速禁止鸣笛，减少噪声扰民影响；

（7）施工场地周边存在居民点时，应提前告知周边村民并张贴扰民歉意书，并在临近村民一侧设置围挡，高噪声设备的布设远离居民侧，夜间禁止施工，运输车辆限速禁鸣等。

在采取以上措施后，施工期噪声对环境影响较小，可以满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）要求，随着施工结束，影响消失，噪声

控制措施可行。

6.1.4 施工期固体废物污染防治措施

本项目施工期固体废物主要包括施工弃土、施工废料、废防渗布、施工人员生活垃圾、拆除管线等。

(1) 施工弃土

项目管线施工开挖土方全部用于管沟回填和平整施工作业带，回填土需填至超过自然地面约 0.3m，可全部利用，不会产生废弃土方；顶管施工产生的沉淀物委托有处置能力的公司进行处置。

(2) 施工废料

本工程管道运至施工现场前，已进行了相应的防腐处理。因此，施工废料主要包括废包装材料、废焊条以及施工过程中产生的废金属、焊渣等。施工废料回收综合利用。

(3) 废防渗布

旧管线无害化处置过程中需铺设防渗布，施工结束后，防渗布上可能沾染油污，属于危废，产生量约 0.3t，施工结束后暂存至就近的危废贮存库，最终交有资质单位处置。

(4) 生活垃圾

根据工程分析，本项目施工期生活垃圾产生量为 15kg/d。生活垃圾依托沿线站场垃圾桶收集后，送当地生活垃圾收集点处理。

(5) 拆除管线

根据设计资料，本项目共拆除地上裸露的管线 500m，拆除前应对管线进行热洗、吹扫等，采用机械方式进行切割，切割下来的旧管线暂存于作业区废料库，最终由长庆油田分公司第四采油厂财务资产部及生产保障部登记按照国有资产处置流程统一处置。

6.1.5 施工期土壤污染防治措施

本项目施工期管沟开挖，扰动土壤，造成土壤结构和肥力改变。项目管线工程为临时占地，施工期较短，施工结束后及时平整土地、播撒草籽，对土壤环境的总体影响较轻。

6.1.6 施工期生态保护与恢复措施

6.1.6.1 生态恢复与重建目标

根据油田生态系统环境特征，参考《生产建设项目水土流失防治标准》（GB/T50434-2018）的相关要求，确定本工程生态恢复与重建的目标。本次评价针对不同时期及占地类型，提出以下总体的保护措施和恢复要求：

（1）严格控制地面工程建设对当地野生动植物的影响，维护区域原有生物多样性水平，保护油区生态系统的完整性；

（2）完成新建地面工程的标准化建设及施工临时占地的土地复垦工作，减轻水土流失对生态环境的影响。

（3）施工期避让与减缓措施

最小化占地：通过优化管线选址，优先避让林地、草地、灌丛等敏感区域；严格控制施工作业范围，缩小永久和临时占地规模，分阶段保护：施工中对地表土分层堆放（表层土与底层土分开），避免破坏土壤结构；涉及固定沙地、半固定沙地时，实施“植被破口锁边工程”（生物锁边为主、工程锁边为辅），防止沙地扩展。

（4）生态恢复与修复要求

植被恢复原则：以“自然恢复+人工恢复”结合为核心，优先选用本土速生植物（如沙棘、柠条、小叶杨、针茅等），确保恢复植被与周边原生生态系统兼容

占用基本草原和基本农田需办理行政许可，临时占用期限不超过 2 年，期满后必须恢复草原植被；占用公益林和天然林需取得采伐许可，并实施“占补平衡”（区域内动态平衡），施工完毕后及时恢复植被。

（5）长期养护与监测

运行期需加强对恢复植被的抚育（如定期养护、补种），确保覆盖度不低于现状水平；同时建立生态环境长期监测机制，评估恢复效果，及时调整修复措施。

综上，本项目对林地、草地、灌丛的生态保护以“最小化扰动-及时修复-长期维护”为核心，通过严格控制占地、科学选择恢复物种及配套工程措施（如固沙、分层覆土），结合法规要求（如占补平衡、植被恢复费），实现生态功能的有效保护和恢复。

表 6.1.6-1 生态综合整治目标

项目	目标值
水土流失治理度	93%
土壤流失控制比	0.80
渣土防护率	92%
林草植被恢复率	95%
林草覆盖率	22%
临时占地恢复指标	逐步恢复至 100%
永久占地绿化率	>15%

6.1.6.2 避让措施

本工程具有矿产资源开采的显著特点，即“地下决定地面”。这决定了油田开发区域在大区域中的相对位置，根据区域敏感点调查，选址避开水源保护区，重要湿地，城市规划区，文物保护区，避开人口密集的居民居住区，应采取以下避让措施：

1、管线、道路等各种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，尽量利用荒草地等土壤贫瘠的地段，避开农田、林地、地表水体，避开人口密集区等环境敏感区域。

2、选址中尽量设法避开水土流失严重地段。

3、管道设计尽量利用荒草地等土壤贫瘠的地段，避开农田、林地、地表水体，避开人口密集区、居民点等环境敏感区域。

4、为减少农业生产损失，施工工期应尽量避免农作物生长季节，且应尽量减少占用农田。

5、产建项目开发过程中井场、管线、道路等永久占地及临时占地对生态敏感目标采取避让措施。

6.1.6.3 减缓措施

在开采过程中应采取以下减缓措施：

（1）优化布局与占地控制措施

管线线路与站场选线优化：优先避让基本农田、自然保护区、公益林等生态敏感区；减少单井占地，缩短集输管线长度，降低对连续生态系统的切割。

临时占地管控：施工便道、材料堆放场等临时用地尽量利用已有道路或荒地，控制占地面积；施工结束后及时退出，避免长期占用。

（2）施工期生态保护与恢复措施

表土剥离与回覆：施工前剥离表层熟土（30-50cm）单独堆放（覆盖防尘网防流失），施工结束后优先用于场地复垦或植被重建，避免生土直接裸露。

植被保护与重建：永久占地范围内的植被（如乔木）移植至项目区外合适区域，减少直接砍伐；

临时占地恢复时，按“原土回填+本地物种种植”原则，优先选择耐干旱、耐贫瘠的乡土植物（如当地灌木、草本），避免引入外来入侵物种。

水土保持工程：在坡地施工区设置挡土墙、截排水沟、沉沙池；临时堆土场采用苫盖、拦挡措施，减少雨水冲刷导致的水土流失。

（3）运营期生态影响减缓措施

野生动物保护：对迁徙通道、栖息地（如鸟类繁殖区）设置隔离网或警示标识，限制人为活动范围；

避开野生动物繁殖期（如春季）进行高强度作业，减少噪音、灯光对动物的干扰。

污染防控与生态修复：站场、储罐区采取“水泥硬化+防渗膜”双层防渗，防止油污、废水下渗污染土壤和地下水；

定期检查管线，对泄漏事故及时处置（如清理污染土壤、换填新土），并补种植被。

生态补偿与替代：若项目不可避免占用重要生态用地（如公益林），需按“占补平衡”原则异地营造同等面积或功能的生态用地（如人工林、湿地）。

四、长期跟踪与监测措施

生态监测体系：设置固定监测样地（覆盖永久占地、临时占地恢复区、敏感生态区），定期监测植被覆盖率、物种多样性、土壤理化性质等指标。

适应性管理：根据监测结果动态调整措施（如对恢复不佳的区域增加人工补水、施肥），确保生态功能逐步恢复至原有水平。

6.1.6.4 施工期生态保护与修复措施

①在开挖地表、平整土地时，尽可能将表土堆在一旁，施工完毕，应尽快整理施工现场，将表土覆盖在原地表，以恢复植被；对施工中产生的临时堆土和弃渣采取编织袋挡土墙临时拦挡；施工结束后，对管沟及时进行回填平整；对临时占地及弃土（渣）坡面进行植被恢复或平整，恢复原有用地性质。严格执行分段

施工、分层开挖、分层堆放、分层回填的作业制度。

②在管线建设过程中，应兼顾线路走向与生态环境保护，尽量避开果园、苗圃等，以减轻对生态环境的破坏。

③按施工作业带宽度确定植被恢复范围，尽量采用乡土物种和作业带范围内原有物种进行植被恢复。

④选择最佳时间施工，既便于管线敷设，又利于水土保持；既保证工程质量，又节约经费开支。

⑤施工便道、管线临时占地在施工结束后，属草地和荒地的撒播草种或种植苜蓿、沙打旺等生长快、耐干旱的品种，尽快复垦并与周围生态景观协调一致。根据管线不同的占地性质，采用“宜林则林、宜灌则灌、宜草则草、宜耕则耕”的原则进行恢复。

管线施工生态保护措施平面布置示意图见图 7.4-3。

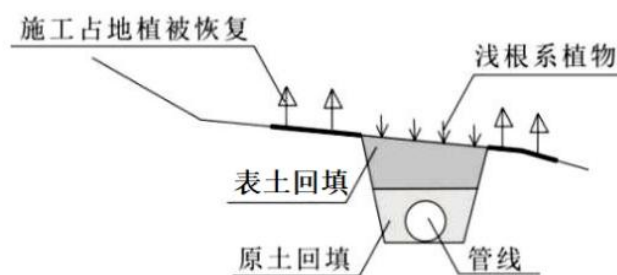


图 6.1.6-1 管线施工临时占地植被恢复示意图

(2) 农田的保护恢复措施

①在耕地内禁止设置施工营地、材料和物料堆放场。

②加强施工人员的教育工作，施工机械不得随意行驶，碾压耕地。施工单位应做好施工机械的保养工作，防止落地油污污染耕地。

③为了减少临时占用农耕地的农业损失，尽快恢复耕地的耕种条件，施工应遵循分层开挖、分层回填的原则，保护好表土层。表层的熟土与下部生土分开堆放，并按原序回填。施工中还应尽量避免农作物生长季节。

④管线敷设经过农业用地，回填时须夯实，防止后期灌溉引起农田下陷，影响农作物种植。

⑤建设单位应当严格按照国家政策的规定做好征地后的土地调整与土地补偿工作，对工程占地造成的农业损失应根据有关规定给予赔偿。

(3) 生态环境整治措施

①工程施工应与水土保持工程同步进行，统一验收合格后才能竣工。

②管线、站场、井场和施工道路等建设施工区，雨季施工要做好临时排水及拦挡措施。

③大风天气要对易起尘场所，如各施工区的施工便道、管沟开挖土料堆放区、机械和人为活动扰动频繁区域，应采取遮盖、洒水等抑尘措施。

④管道敷设时，应分层开挖管沟，地表耕作土层集中堆放，安排挖方土堆放地，并采取临时覆盖措施。

⑤各施工场地平整时，要在各开挖面采取临时拦挡措施。挖方及时回填，不能立即回填的，在指定场所集中堆放，并做好临时防护措施。

⑥各区域施工产生的建筑垃圾，要及时清运，堆放至指定场所，并实施平整、碾压覆土等，以利恢复植被。

⑦建筑用的砂石料堆放应设苫布围挡；砂石料堆放区、预制构件场、混凝土搅拌站的活动在扬沙天气和降水天气停止施工，对容易诱发沙尘、粉尘及污染土壤的建材，进行覆盖。

⑧对施工场所应经常进行喷洒水，减少地面起尘。

⑨分区措施：从本项目运行和施工安全角度考虑，对本项目按不同分区来进行一些具有生态环境保护功能的防治措施设计，该防治措施由工程措施、植物措施和临时措施 3 大部分组成，具体情况见表 6.1.6-2。

表 6.1.6-2 工程生态环境影响防治措施布局表

分区措施	井场区	集输管线区	站场	道路
工程措施	土地平整	管沟回填、压实，回填后平整恢复原有用地；陡坡处设置截排水设施及护坡设施	场地硬化	井场道路路面铺设碎石子
植物措施	平整后种植灌草、进行绿化	回填后种植灌草、乡土植物	站内空地绿化，四周布设防护林，临时占地结束后种植灌草	道路两侧布设防护林
临时措施	土工布覆盖临时弃土	土工布覆盖管沟开挖的临时弃土	土工布覆盖临时弃土	临时洒水

根据背景相似原则对生态环境进行生态恢复。

6.2 运行期环境保护措施及可行性分析

6.2.1 运行期废气污染防治措施

本项目废气污染源主要为各个站场产生的废气。运行期加强工艺设备的密封性，减少无组织烃类逸散；结合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）中相关要求，对泵、门、法兰等易发生泄漏的设备与管线组件定期检测密闭性，防止或减少跑、冒、滴、现象，通过源头控制 VOCs 的排放。

6.2.2 运行期水污染防治措施

根据工程分析，项目建成后不新增劳动定员，不新增生活污水；运营期不增加产建规模，不增加采出水产生量。本次环评仅对杨19接转站的采出水处理站进行提标改造，根据设计资料，采出水处理设备需每周反冲洗一次，生产用水产生 $254\text{m}^3/\text{a}$ 。反冲洗废水量为 $254\text{m}^3/\text{a}$ ，混合后排入采出水处理系统进行处理达标后回注，不外排。

杨 19 接转站的采出水处理站改造后采用“一级沉降除油+多功能合一除油/气浮+过滤”工艺，系统设计规模为 $1500\text{m}^3/\text{d}$ 。采出水进行处理后石油类、悬浮物污染物浓度可满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）V 类标准要求。

6.2.3 运行期噪声控制措施

本项目管线全线采用埋地敷设，站场新增设备拟采取的噪声控制措施：

- （1）将产生噪声大的设备机组采取基础减震等降噪措施，减少噪声危害。
- （2）部分设备进行室内安装并采用吸声材料。
- （3）装置区选用噪音较小的设备。
- （4）加强设备维护，确保设备处于良好的运转状态，杜绝因设备不正常运转时产生的高噪声现象。

根据噪声预测结果，项目运行期四周厂界噪声预测值均达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准要求，

污染控制措施可行。

6.2.4 运行期固体废物储存和处置措施

本项目建成后不新增劳动定员，不新增生活垃圾。

项目运行期产生的固体废物为含油污泥、冷凝液在清罐作业结束后直接交有资质单位转运处置，不暂存；、废润滑油及其废包装桶随场内其他危废一起交有资质单位定期清运处置、废活性炭和废滤料更换后直接交有资质单位转运处置，不暂存，均可得到合理处置，不会产生二次污染，对环境的影响不大。

项目产生的危废量较小，现有危废贮存库完全可以容纳本项目产生的危废。采取以上处置措施后，项目运营期产生的固废得以合理处置，措施可行。

本次评价要求建设单位产生的危废就近送至现有危废贮存库，危废的产生和储存建立台账，委托第三方有危废处置资质的单位进行转运处置。危险废物转移过程应按严格《危险废物转移联单管理办法》执行，报批危险废物转移计划。危险废物的拉运采用专用车辆，加装 GPS 定位系统。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。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。

6.2.5 运行期地下水污染防治措施

本次评价依据《中华人民共和国水污染防治法》和《中华人民共和国环境影响评价法》的相关规定，按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”，重点突出饮用水水质安全的原则确定地下水环境保护措施。

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：生产及运行期站场、管线原油泄漏、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。

1、源头控制

为了防止本工程对地下水造成污染，结合建设项目的特点，建设时选择了先进、成熟、可靠的工艺技术，对原油进行了合理的治理和收集，从源头上减少污染物排放；严格按照国家相关规范要求，对工艺、管道、设备、储罐采取相应的措施，防止和降低污染物的跑、冒、滴、漏，将污染物泄漏的环境风险事故降低到最低程度。

（1）废水收集及回用措施

项目施工期，站场场地及管线建设所产生的生活污水量少且污染负荷轻，站场施工依托站场旱厕，生活杂排水洒水抑尘；管线施工人员可依托沿线井场旱厕，生活废水均不外排。

项目运行期不新增劳动定员，巡线、检修人员全部依托现有站场。生产废水经采出水处理设施处理后达到标准后全部回注区块开发油层。要求生产废水处理率达到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。

（2）管线建设和运行要求

①管线敷设前，加强对管材和焊接质量的检查，严格执行“双百”探伤检查，严禁使用不合格管材。穿越道路管线应加厚管壁，提高管线强度，防止因质量缺陷造成泄漏事故的发生；建设完成后要按规定进行试压；

②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1.2m；

③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、坡面防护等相应的环保及水土保持措施；

④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；

⑤在管线敷设线路上设置永久性标志，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等，提醒人们不要在管线两侧20~50m范围内活动。

（3）运行管理防范措施

①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；

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定期检查管线安全保护系统，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；

④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。

（4）输油管线的运行管理和关闭要求

在输油管线投入使用前，对输油管线采取防腐措施，防腐等级应采用特加强级别，并在施工结束后检查管线密闭性。在管线投入使用后，一是建立管线管理

和维护细则，详细记录油压、水压和输入输出油（水）量；二是对管线定期进行人工巡查；三是采用分布式光纤监测系统对管线进行完整性监测；四是遇到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。

输油管线关闭拆除前，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。

2、分区防控

据调查，各站场均依据《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T 50934-2013）、《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）及《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）中相关要求已采取分区防渗措施，本次改造项目依托现有防渗措施可行。

3、应急响应

环评要求一旦发生渗漏事故，立刻启动以下环境应急预案。

（1）根据地下水水质事故状态影响预测、地下水流向和场地的分布特征及污染类型，应在地下水流向的下游设置地下水监测设施和抽排水设施。检测井应安装报警系统，当检测出地下水水质出现异常时，报警系统及时报警，同时相关人员应及时采取应急措施。

（2）一旦掌握地下水环境污染征兆或发生地下水环境污染时，知情单位和个人要立即向当地政府或地下水环境污染主管部门、责任单位报告有关情况。应急指挥部要根据预案要求，组织和指挥参与现场应急工作各部门的行动，组织专家组根据事件原因、性质、危害程度等调查原因，分析发展趋势，并提出下一步预防和防治措施，迅速控制或切断事件灾害链，对污水进行封闭、截流，将损失降到最低限度。应急工作结束时，应协调相关职能部门和单位，做好善后工作，防止出现事件“放大效应”和次生、衍生灾害，尽快恢复当地正常秩序。

（3）组织管理及检查要求

项目建设单位要加强应急预警和应急措施的监督管理工作，一旦发生事故，做好地下水应急工作和公开信息工作。

跟踪监测结果，应按项目有关规定及时建立档案，并定期向公司安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开，信息公开计划应至少包括建设项目特征因子的地下水环境监测值。如发现异常或发生事故，加密监测频次，并分析污

染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。为了及时准确地掌握项目厂址及下游地区地下水环境质量状况和地下水体中污染物的动态变化，应建立覆盖全矿区的地下水长期监控系统，建立完善的监测制度，配备先进的检测仪器和设备以便及时发现，及时控制。本次评价依据《中华人民共和国水污染防治法》和《中华人民共和国环境影响评价法》的相关规定，按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”，重点突出饮用水水质安全的原则确定地下水环境保护措施。

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：生产及运行期站场、管线原油泄漏、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。

3、跟踪监测

为了及时发现项目运行过程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，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，在企业现有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。

根据榆林市2025年环境监管重点单位名录，长庆油田分公司第四采油厂属于土壤污染重点监管单位，因此本次评价参照《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》（HJ 1209-2021）中的相关规定，同时结合《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022）及《环境影响评价技术导则 陆上石油天然气》（HJ 349-2023）中针对运营期地下水监测的相关要求，制定本项目运行期地下水环境监测计划。其中地下水监测点位布设结合本项目工程布局情况、周边环境敏感性及潜在污染源位置、地下水径流方向综合确定，同时考虑均布性与代表性原则，监测层位根据污染源可能的污染层位确定。最终确定地下水污染跟踪监测情况见下表。

表6.2.5-1 地下水跟踪监测点位布置

序号	1	2	3	4	5
点位	杨19接转注水站水源井	艾家湾集输站监测井	大路沟首站监测井	杨米涧集油站监测井	云盘山联合站监测井
坐标	111°33'19.70" 37°22'36.97"	108°44'26.07" 37°7'53.02"	108°45'41.72" 37°11'44.18"	108°45'55.74" 37°21'10.98"	108°49'45.08" 37°10'46.80"

长庆油田分公司第四采油厂 2025 年油田维护改造项目

位置	站内	站内	站内	站内	站内
井结构	单管单层监测井				
层位	白垩系环河组				
监测点类型	新增跟踪监测井	现有跟踪监测井			
监测频率	每半年一次				
监测因子	①静水位埋深②水质：石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、砷、六价铬、耗氧量				
其他	当监测指标出现异常时，可按照 HJ164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测。异常具体包括三种情况：一是常规因子浓度明显升高或超标；二是未检出因子连续检出；三是特征因子出现超标情况，如石油类、石油烃等。				

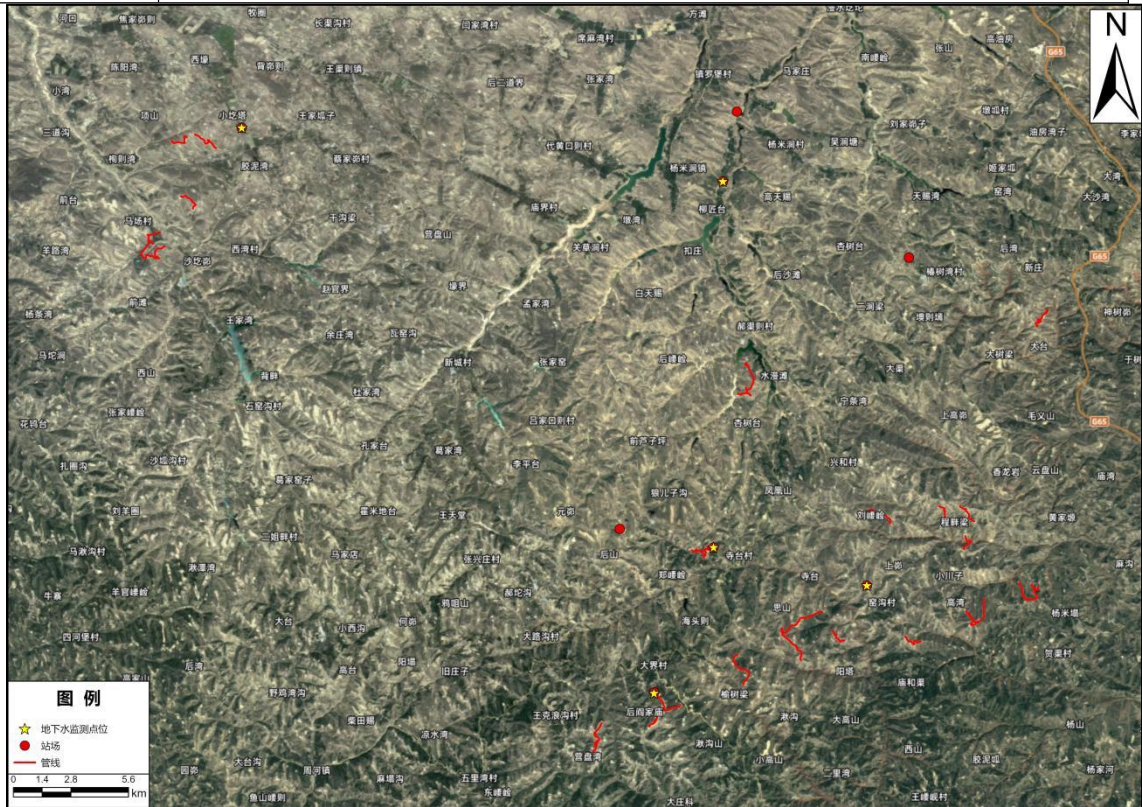


图 6.2.5-1 地下水跟踪监测点位布置图

6.2.6 运行期土壤污染防治措施

(1) 源头控制

- ①采出水全部收集进入水处理系统，处理达标后回注地层，不外排；
- ②加强站场日常管理，对原油进行合理的治理和收集，从源头上减少污染物排放；严格按照国家相关规范要求，对工艺、管道、设备、储罐采取相应的措施，防止和降低污染物的跑、冒、滴、漏，将污染物泄漏的环境风险事故降低到最低程度；

③站场建截、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）过程防控措施

各改造站场参照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）采取分区防渗措施，将地面设施防渗措施分为：重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区三个级别。本次评价依据《中华人民共和国土壤污染防治法》、《工矿用地土壤环境管理办法（试行）》、《陕西省煤炭石油天然气开发生态环境保护条例》等，要求建设单位在拆除工程中落实土壤污染防治的相关工作方案的编制、备案等管理措施。

（3）跟踪监测

根据《环境影响评价技术导则土壤环境》（HJ 964-2018）、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022）的要求确定土壤跟踪监测点布设原则，考虑项目运营期土壤最可能受到污染同时受到污染后较严重的区域结合管线走向，土壤监测点位布设结合工程布局、周边环境敏感性并考虑均布性原则，重点布设在本项目站场储油罐等重点设施影响区附近；监测指标应选择建设项目特征因子。监测点布设情况见下表。

表 6.2.6-1 土壤环境跟踪监测点位布设

编号	监测点位	监测项目	监测频次	备注
1	新一转接站	初次监测：GB36600 表 1 基本项目+pH 值、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、含盐量； 后续监测：在前期监测中曾超标的污染物+pH 值、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、砷、汞、六价铬、含盐量	表层样（0~0.5m）1 次/1 年 深层样 1 次/3 年	新增
2	杨 19 接转注水站			新增
3	艾家湾集输站			依托现有监测计划
4	大路沟首站			
5	杨米涧集油站			
6	云盘山联合站			
7	田 32-12 井组单井出油管线	石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬、镉、铅、铬、铜、锌、镍、含盐量	1 年一次（纳入区域监测计划）	新增
8	罗加 20-341 至罗 11 增出油管线			
9	罗 27-44 单井出油管道			

监测要求：农用地土壤跟踪监测应尽量在农作物收割后开展，取得监测数据后要向社会公开，接受公众的监督。同时监测结果还应进行达标性判定，建设用

地的判定标准为《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）第二类用地风险筛选值。由于本项目的特征因子在农用地标准中没有标准限值，因此环评建议企业的农用地以现状监测时的背景值作为判定标准；企业应对结果及时存档，并定期向厂安全环保部门汇报，对于监测数据点位及达标性应该对社会进行公开。

6.2.7 运行期生态保护与恢复措施

（1）站场生态保护及修复措施

①加强站场日常生产监督管理和安全运行检查工作，制定安全生产操作规程，加强职工安全意识教育和安全生产技术培训。

②对各种设备、管线、阀门定期进行检查，防止跑、冒、滴、漏，及时巡检管线，一旦发生事故应及时采取相应的补救措施，尽量减小影响和损失。采取先进的自动报警系统，加强事故防范及应急处理措施，避免供原油管道破裂发生泄漏，对周围环境和人群健康带来的危害。

③加强污染源及环境保护设施管理，保证达标排放。

④加强对绿化植物的管理和维护，减少运营初期造成的水土流失。

（2）管线生态保护及修复措施

①加强对管线回填区的绿化和管理抚育工作。及时在管道两边及其所涉及区域进行植被恢复，提高植被覆盖率。

②为保护管道不受深根系植被破坏，在管道上部土壤中可种植浅根系植被。管道维修二次开外回填时，应尽量按原有土壤层次进行回填，以使植被得到有效恢复或减轻对植被的影响。

③加强宣传教育，提高输油管线沿线居民的环境保护意识，加强对绿化工程的管理与抚育，造林后应立即封禁，禁止采伐油区道路沿线两侧栽植的乔、灌木，禁止在输油管线沿线附近取土，以避免造成输油管线破坏、导致污染事件。

④加强各种防护工程的维护、保养与管理，保证防护工程的防护功能；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、泥石流等隐患工点提前采取防治措施；

⑤加强管线巡检力度，对腐蚀、老化的管线及时更换；采取先进的自动报警系统，加强事故防范及应急处理措施，避免集输管道发生破裂泄漏事故，对周围

环境带来的危害。

⑥定期对路基边坡进行管理维护，并根据情况不断进行改进，加以巩固和完善，提高其防护能力，防止土壤受到侵蚀。

(3) 生态恢复的具体措施分述如下：

①施工结束后，临时占地撒播草种或种植紫花苜蓿等生长快、耐干旱的品种；

②在其它受破坏和干扰的区域，要及时修整，恢复原貌，植被（自然的、人工的）破坏应在施工结束后的半年或来年予以恢复。

③黄土沟壑区植物措施

A、树（草）种的选择

以防治水土流失为前提，结合本项目建设各区域的功能进行树（草）种的选择，树（草）种的选择应遵循以下原则：

- a.选择耐寒、耐旱能力较强的树（草）种；
- b.选择保水固土能力强、根系发达的树（草）种；
- c.选择容易种植和管理、抵抗病虫害能力强的树（草）种；
- d.优先考虑灌木树种，其次为草本植物，个别区域选择乔木树种；

结合上述原则，通过对邻近区域人工植被栽植效果实地调查，本区域种植较成功的乔木树种有旱柳、小叶杨等；灌木树种有柠条、沙棘等；草种有沙米、沙打旺、沙蒿、针茅、蒿草类等。

B、植物措施设计

管线敷埋结束后，结合弃土、渣面土地整治工程，覆土后撒播草种，撒播量 45kg/hm^2 。

7 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。

7.1 现有依托性工程风险回顾性评价

7.1.1 现有工程环境风险评价

第四采油厂环境风险物质主要为原油、伴生气(石油气)、天然气(甲烷)、甲醇、硫化氢、含油废水和含油污泥,根据《企业突发环境事件风险评估指南(试行)》和《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)对第四采油厂站场、油气集输管线进行评价。

根据现场勘查及收集整理汇总,风险物质的存量以一年以来最大存量进行计算,分别核算出涉及大气和水环境风险物质的存量。并以企业突发大气环境事件风险和突发水环境事件风险等级高者确定企业突发环境事件风险等级。

第四采油厂 2022 年至 2025 年三年内未因违法排放污染物、非法转移处置危险废物等行为受到环境保护主管部门处罚,不涉及风险等级调整。

7.1.2 依托工程环境风险防范措施

根据调查区域应急预案结合现有调查,现有依托工程已采取的风险防范措施见表 7.1.2-1。

表 7.1.2-1 已实施工程已采取的风险防范措施一览表

序号	类别	已采取措施
1	站场	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。 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各站设置有污水污泥池并采取防渗处理,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。 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。

长庆油田分公司第四采油厂 2025 年油田维护改造项目

序号	类别	已采取措施
2	集输管道区	①集输管线严格按照管道规范进行铺设，在穿跨越河流等敏感地点处对管线进行加厚处理或加设保护套管，预防管线泄漏。 ②管道穿越公路、沟道、河流等两侧设置明显标志，防止第三方施工意外损坏管道。 ③管线两端安装截止阀及压力监控系统，确保发生泄漏事故时第一时间响应并启动截止阀，将泄漏量控制到最小。建设有防污染综合监控点，对油区集输管线、输油管线安装管线泄漏在线监控系统，通过厂级生产指挥中心以及公司数字化生产指挥系统，实时监控管线压力等运行参数，发现异常，配合输油泵的停输，实施远程关停。 ④定期对管线进行巡视，并按照输油管道检修标准定期对管道壁厚进行测量、防腐维护、运行情况检查等，发现管壁严重减薄段及时更换。 ⑤在油区主要河流（延河、杏子河等）建设拦油设施；在重点水域（王瑶水库上游）关键河段设置视频监控，配备水面浮油在线监控装置，依托应急监控平台，紧急情况下通过该平台综合调度应急资源，区域联动、就地拦截、快速处置。 ⑥管道漏油事故发生时，立即启动应急预案，关闭管线两端截断阀、明确泄漏点后立即采取应急处置措施控制污染源。若泄漏点处于河流表面，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。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。
3	风险防控	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，第四采油厂已逐步建成了“三防四责”的风险防控体系。 根据调查，第四采油厂目前设置有应急物资库 11 座，主要储存消防、安全防护、应急照明和人员搜救、原油拦堵、回收等专业应急物资装备，能够满足第四采油厂风险处置应急需求，并依据《长庆油田分公司第四采油厂应急物资库管理实施细则》对应急库实施严格管理。同时，公司成立了自己的应急救援组织体系，由总指挥、副总指挥、应急专家组、应急监测组、综合协调组、现场处置组和后勤保障组等组成，保障事故状态下应急处置工作的顺利开展。

7.1.3 实施情况回顾

根据调查，长庆油田分公司第四采油厂于 2024 年 9 月更新了环境应急预案及编制说明、环境风险评估报告、环境应急物资调查报告，并于 2024 年 10 月在榆林市生态环境局备案（备案号 610800-2024-14-LT），并于 2024 年 12 月在延安市突发环境事件应急办公室备案（备案号 ya610601-2024-419-MT）。

7.1.4 第四采油厂环境风险评估结论

通过对现有各物质的风险分析可知，现有工程在充分依托和严格执行现有风险防范措施的基础上，采取工程设计、安全评价以及环评建议补充的措施基础上，现有工程环境风险均可控。

7.2 风险评价

7.2.1 风险调查

本项目运行期主要风险来自集油管线、出油管线、伴生气（天然气）供气管线的泄漏，站场原油罐、管线发生泄漏事故后，泄漏原油和采出水可能进入地表水、土壤、地下水，对相应环境要素产生影响，泄漏的原油（含水）、原油（净化油）、伴生气、天然气可能发生火灾、爆炸事故进而引发 CO 次生污染。

7.2.2 环境风险潜势初判

（1）危险物质数量与临界量比值（Q）

根据本项目所涉及的每种危险物质在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》（HJ 169-2018）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，计算该物质的总量与其临界量比值，即为 Q；当存在一种以上危险物质时，有下列公式：

$$Q=q_1/Q_1+q_2/Q_2+\dots+q_n/Q_n$$

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 $1\leq Q<10$ ； $10\leq Q<100$ ； $Q\geq 100$ 。

Q 值确定见表 7.2.2-1。

表 7.2.2-1 本项目 Q 值确定表

序号	危险单元	风险源	危险物质名称	CAS 号	长度 /km	管道规格	最大存在总量 q_n/t	临界量 Q_n/t	该种物质 Q 值	危险单元 Q 值 Σ
1	站场	天一接转注水站	原油（含水）	8002-05-9	/	/	2.355	2500	0.000942	0.000942
2		新一转接站	原油（含水）	8002-05-9	/	/	1.766	2500	0.0007064	0.0007064
3	集油、出油管线	罗 40-28 井组出油管线	原油（含水）	8002-05-9	1.2	$\varnothing 60\times 5.0m$ -L245N	1.963	2500	0.000942	0.000942
4		罗 42-30 井组出油管线	原油（含水）	8002-05-9	0.9	$\varnothing 60\times 5.0m$ -L245N	1.963	2500	0.0007065	0.0007065
5		于 42-37 单井出油管线	原油（含水）	8002-05-9	1	$\varnothing 60\times 5.0m$ -L245N	2.944	2500	0.000785	0.000785
6		于 45-40 单井出油管线	原油（含水）	8002-05-9	1	$\varnothing 60\times 5.0m$ -L245N	0.393	2500	0.000785	0.000785

长庆油田分公司第四采油厂 2025 年油田维护改造项目

		油管线	水)	05-9		m-L245N			85	
7		路 36-24 单井出油管线	原油(含水)	8002-05-9	1.5	∅ 60×5.0m m-L245N	1.766	2500	0.0011775	0.0011775
8		路 37-251 单井出油管线	原油(含水)	8002-05-9	0.2	∅ 60×5.0m m-L245N	0.393	2500	0.000157	0.000157
9		路 37-25 单井出油管线	原油(含水)	8002-05-9	0.9	∅ 60×5.0m m-L245N	0.981	2500	0.0007065	0.0007065
10		路 38-251 单井出油管线	原油(含水)	8002-05-9	0.2	∅ 60×5.0m m-L245N	3.650	2500	0.000157	0.000157
11		田 23-171 单井出油管线	原油(含水)	8002-05-9	0.5	∅ 60×5.0m m-L245N	6.673	2500	0.0003925	0.0003925
12		田 32-12 井组单井出油管线	原油(含水)	8002-05-9	1.86	∅ 60×5.0m m-L245N	1.963	2500	0.0014601	0.0014601
13		康 48-50 至杨 2 增出油管线	原油(含水)	8002-05-9	3.4	∅ 60×5.0m m-L245N	1.963	2500	0.002669	0.002669
14		康 46-49 至杨 2 增出油管线	原油(含水)	8002-05-9	1	∅ 60×5.0m m-L245N	2.355	2500	0.000785	0.000785
15		康 44-47 至杨 2 增出油管线	原油(含水)	8002-05-9	1	∅ 60×5.0m m-L245N	1.178	2500	0.000785	0.000785
16		康 37-46A 井组出油管道	原油(含水)	8002-05-9	1.2	∅ 60×5.0m m-L245N	2.355	2500	0.000942	0.000942
17		田 21-17 井组至艾家湾集输站出油管道	原油(含水)	8002-05-9	0.6	∅ 60×5.0m m-L245N	2.355	2500	0.000471	0.000471
18		中 3 增集油管道	原油(含水)	8002-05-9	1.2	∅ 60×5.0m m-L245N	2.159	2500	0.000942	0.000942
19		天 27-15 井组出油管道	原油(含水)	8002-05-9	1.2	∅ 60×5.0m m-L245N	4.710	2500	0.000942	0.000942
20		杨 2 井组出油管线	原油(含水)	8002-05-9	1.1	∅ 60×5.0m m-L245N	1.570	2500	0.0008635	0.0008635
21		田 13-26 井组至中 5 增出油管道	原油(含水)	8002-05-9	2.4	∅ 60×5.0m m-L245N	5.299	2500	0.001884	0.001884
22		路 9-51 至罗 18-30 出油管线	原油(含水)	8002-05-9	0.8	∅ 60×5.0m m-L245N	2.159	2500	0.000628	0.000628
23		罗 27-44 单井出油管道	原油(含水)	8002-05-9	2.7	∅ 60×5.0m m-L245N	4.318	2500	0.0021195	0.0021195
24		罗 28-48 单井出油管道	原油(含水)	8002-05-9	1.1	∅ 60×5.0m m-L245N	2.218	2500	0.0008635	0.0008635
25		DP10 拉油点至罗 6 增出油管线	原油(含水)	8002-05-9	2.2	∅ 60×5.0m m-L245N	2.355	2500	0.001727	0.001727
26		罗加 20-341 至罗 11 增出油管线	原油(含水)	8002-05-9	1.13	∅ 60×5.0m m-L245N	1.766	2500	0.00088705	0.00088705
27	伴生	新 80 生活点供气	伴生气	68476-85-7	0.5	∅ 60×5.0m m-L245N	0.028	10	0.0027	0.002778

28	气(天然气)	管道更换							789	9
	供气 管线	罗 5 增至罗 6 增 供气管道	天然气	68476 -85-7	2.5	∅ 60×5.0m m-L245NS	0.139	10	0.0138 945	0.013894 5

备注：含水油密度取 0.89t/m³；根据区域伴生气成分统计，标准状态（101KPa）下，4.0MPa 下天然气密度取 26.26kg/m³；标准状态（101KPa）下，4.0MPa 下伴生气密度取 28.32kg/m³。

（2）环境风险潜势

本项目站场、油气管线危险物质在线量均小于临界量，Q 值均小于 1，直接判定环境风险潜势为 I。

7.2.3 评价等级

根据导则，判定本项目环境风险评价工作等级为简单分析，详见表 7.2.3-1。

表 7.2.3-1 评价工作等级判定表

环境风险潜势	IV、IV+	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析
本项目情况	环境风险潜势为 I，评价工作等级为简单分析			

7.2.4 环境敏感目标概况

本项目环境风险敏感目标为改造站场附近及集输管线两侧的敏感点，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。根据危险物质可能的影响途径以及现状调查，具体见“1.6 主要环境保护目标”小节。

7.2.5 环境风险识别

7.2.5.1 物质危险性识别

本项目主要环境风险物质为原油、伴生气、天然气，以及火灾爆炸情况下的次生 CO、SO₂，危险性质见表 7.2.5-1~7.2.5-5。

表 7.2.5-1 原油的理化性质及危险特性

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（℃）：-259.2	沸点（℃）：120~200℃
	相对密度：0.78~0.97（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（℃）：<28℃	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	LD50:500~5000mg/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

表 7.2.5-2 伴生气的理化性质及危险特性

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	

表 7.2.5-3 天然气的理化性质及危险特性

标识	中文名：天然气		英文名：natural gas	
	分子式：CH ₄		分子量：16	
	危规号：21007	UN 编号：1971	CAS 号：74-82-8	
理化性质	外观与形状：无声无臭易燃易爆气体		溶解性：微溶于水，溶于乙醇、乙醚	
	熔点（℃）：-182		沸点（℃）：-161.49℃	
	相对密度：（水=1）0.45（液化）		相对密度：（空气=1）0.55	
	饱和蒸汽压（kPa）53.32（-168.8℃）		禁忌物：强氧化剂、卤素	
	临界压力（MPa）4.59		临界温度（℃）：-82.3	
	稳定性：稳定		聚合危害：不聚合	
危险特性	危险性类别：第 2.1 类易燃气体		燃烧性：易燃	
	引燃温度（℃）：482~632		闪点（℃）：-188℃	
	爆炸下限（%）：4.145		爆炸上限（%）：14.555	
	最小点火能（MJ）：0.28		最大爆炸压力（kPa）：680	
	燃烧热（MJ/mol）：889.5		燃烧（分解）产物：一氧化碳、二氧化碳、水	
	危险特性：与空气混合能形成爆炸性混合物，遇火星、高热有燃烧爆炸危险			

长庆油田分公司第四采油厂 2025 年油田维护改造项目

	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、干粉、二氧化碳、雾状水
健康危害	侵入途径：吸入
	健康危害：当空气中浓度达到 20~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加快，共济失调。若不及时脱离，可窒息死亡。
	工作场所最高允许浓度：未制定；前苏联 MAC300mg/m ³
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。
泄漏处理	迅速撤离泄漏污染区人员至安全处，并立即隔离，严格限制出入。切断火源，戴自给式呼吸器，穿一般消防防护服。合理通风，禁止泄漏物进入受限制的空间（如下水道），以避免发生爆炸。切断气源，喷洒雾状水稀释，抽排（室内）或强力通风（室外）。如有可能，将残余气或漏出气用排风机送至空旷地方，或装设适当喷头烧掉。也可将漏气的容器移至空旷处，注意通风，漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。
储运	储运于阴凉、通风仓间内。仓温不宜超过 30℃。远离火种、热源。防止阳光直射。应与氧气、压缩空气、卤素（氟、氯、溴）等分开存放。切忌混储混运。储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型。开关设在仓外。配备相应品种和数量的消防器材。

表 7.2.5-4 SO₂ 危险有害特性及安全技术表

标识	中文名：二氧化硫				危险货物编号：23013	
	英文名：sulfurdioxide				UN 编号：1079	
	分子式：SO ₂		分子量：64		CAS 号：7446-09-5	
理化性质	外观与性状	无色气体，特臭				
	熔点（℃）	-75.5	相对密度（水=1）	1.43	相对密度（空气=1）	2.26
	沸点（℃）	-10	饱和蒸气压（kPa）		338.42（21℃）	
	溶解性	溶于水、乙醇				
毒性及健康危害	侵入途径	吸入				
	毒性	LD50： /。LC50:6600ppm，4 小时（大鼠吸入）				
	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；严重中毒可在数小时内发生肺水肿；极高浓度吸入可引起反射性声门痉挛而致窒息。皮肤或眼接触发生炎症或灼伤。慢性影响：长期低浓度接触，可有头痛、头昏、乏力等全身症状以及慢性鼻炎、咽喉炎、支气管炎、嗅觉及味觉减退等。少数工人有牙齿酸蚀症				
	急救方法	皮肤接触：立即脱去污染的衣着，用大量流动清水冲洗。就医。眼睛接触：提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗。就医。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医				
燃烧爆炸危险	燃烧性	不燃	燃烧分解物		/	
	闪点（℃）	/	燃烧上限（v%）		/	
	自燃温度（℃）	/	燃烧下限（v%）		/	
	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。				
	建规火险分级	乙	稳定性	稳定	聚合危害	不能出现

性	禁忌物	强氧化剂、强还原剂、易燃或可燃物
	储运条件与泄漏处理	储运条件：储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。应与易（可）燃物、氧化剂、还原剂、食用化学品分开存放，切忌混储。储区应备有泄漏应急处理设备。泄漏处理：迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并立即进行隔离，小泄漏时隔离 150m，大泄漏时隔离 450m，严格限制出入。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防毒服。从上风处进入现场。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、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能，用一捉捕器使气体通过次氯酸钠溶液
	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。雾状水、泡沫、二氧化碳

表 7.2.5-5 CO 理化性质及危险特性表

标识	中文名：一氧化碳		英文名：Carbonmonoxide			
	分子式：CO	分子量：28.01	危险货物编号：21005		UN 编号：1016	
理化特性	外观与形状	无色无臭气体				
	熔点（℃）：-199.1		饱和蒸气压（kPa）：无资料			
	沸点（℃）：-191.4		相对密度（水=1）：0.79（空气=1）			
	溶解性	微溶于水，溶于乙醇、苯等多数有机溶剂				
毒性及健康危害	接触限值	中国 MAC：30mg/m³		前苏联 MAC：20mg/m³		
		美国 TVL-TWA：OSHA50ppm，57mg/m³；ACGIH50ppm，57mg/m³				
		美国 TLV-STEL：ACGIH400ppm，458mg/m³				
	侵入途径	吸入				
	毒性	LC50:1807ppm4 小时（大鼠吸入）				
	健康危害	一氧化碳在血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；中度中毒者除上述症状外，还有面色潮红、口唇樱红、脉快、烦躁、步态不稳、意识模糊，可有昏迷；重度患者昏迷不醒、瞳孔缩小、肌张力增加、频繁抽搐、大小便失禁等；深度中毒可致死。慢性影响：长期反复吸入一定量的一氧化碳可致神经和心血管系统损害				
急救	迅速脱离现场至空气新鲜处。呼吸困难时给输氧。呼吸及心跳停止者立即进行人工呼吸和心脏按压术。就医					
燃烧爆炸危险性	燃烧性	易燃。[燃烧（分解）产物]：一氧化碳、二氧化碳				
	闪点（℃）	<-50		自燃温度（℃）	610	
	爆炸下限（V%）	12.5		爆炸上限（V%）	74.2	
	危险特性	与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热可引起燃烧爆炸。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险				
	稳定性	稳定			聚合危害	不能出现
	禁忌物	强氧化剂、碱类。				
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。雾状水、泡					

沫、二氧化碳

7.2.5.2 生产系统危险性识别

(1) 集油管线、出油管线

集油管线、出油管线在土壤、原油的作用下可能发生化学和电化学腐蚀，管壁逐渐变薄，最终腐蚀穿孔而造成泄漏；因水土流失和滑坡，原来埋地的管线可能露出地面，失去支撑而发生应力断裂，甚至雨季直接被洪水冲断；地面管线可能因为保温性能差等冬季冻裂；上述过程均会导致原油泄漏，泄漏的原油可能进入地表水体、土壤、地下水，可能发生火灾事故，造成 CO、SO₂ 等次生污染。

火灾事故条件下，救援产生的消防废水可能进入地表水体或土壤、地下水，造成相应环境要素的污染。

(2) 伴生气（天然气）供气管线

集气管线出于集油管线、出油管线同样的原因也可能发生破裂造成伴生气（天然气）泄漏。伴生气（天然气）主要成分为甲烷，甲烷属于易燃易爆、低毒性、窒息性气体。发生泄漏后既可能引起中毒、窒息，也可能引起火灾爆炸，造成 CO、SO₂ 等次生污染。

(3) 站场

本项目涉及的站场包括艾家湾集输站、天一接转注水站、大路沟首站、杨米涧集油站、新一转接站、云盘山联合站、庆盛拉油注水站、杨 19 接转注水站。油田站场工艺设备集中、操作条件要求严格、处理介质原油、伴生气均属易燃易爆物质，因此存在火灾、爆炸的事故风险性。

7.2.5.3 风险识别结果

表 7.2.5-6 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	站场	油（罐）箱等	原油、伴生气	泄漏	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，不利于植物生长，污染地下水；若泄漏油品流入地表水体，则会形成油膜，阻碍水体溶氧，使水质变坏，污染地表水	站场周边居民点及地表水、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	
2	油气集输	集输管线	原油、伴生气、天然气	泄漏	原油、伴生气、天然气泄露挥发，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；若原油泄露发生在地表水体，则	管线两侧居民及穿越的地表水体和

长庆油田分公司第四采油厂 2025 年油田维护改造项目

					会形成油膜，阻碍水体溶氧，使水质变坏	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	管线两侧居民及穿越的地表水体和地下水

7.2.6 环境风险分析

7.2.6.1 站场事故影响分析

(1) 原油储罐事故对土壤及地下水环境的影响

本项目站场原油储罐区域采取防渗措施，一旦发生原油泄漏，将立即停止向站内泄漏设备输送原油的操作，并迅速开启倒罐流程，同时用草包、砂土包封堵站内所有下水水道。

当站场原油发生泄漏，原油则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，加上土壤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。泄漏原油对土壤理化性质的影响可以用 pH 值、总盐量、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，不能满足作物生长发育的需要而致其死亡。

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。由于白于山联合站、天三增、罗一转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。如果处理及时得当，对周围环境影响可得到有效的控制。

(2) 站场原油、伴生气对环境空气的影响

站场原油泄漏后伴生气会挥发出来。挥发的伴生气会影响周边大气环境，可能会造成短时间内局部区域挥发性有机物超标。伴生气为易燃物质，遇明火、高热能引起燃烧爆炸，燃烧过程中同时产生伴生或次生有害物质 CO，并扩散至大气中，甚至在大气中形成爆炸云团，遇明火发生爆炸事故，危害人体健康。

此外，泄漏原油发生火灾事故后，原油不完全燃烧向大气中排放大量次生有害气体 CO，导致下风向一定范围内 CO 浓度有可能超过毒性终点浓度 2 ($35\text{mg}/\text{m}^3$)，在此浓度下，绝大多数人员暴露 1h 一般不会对人体造成不可逆的伤害；但在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 ($83\text{mg}/\text{m}^3$)，此时将会对人群造成生命威胁。

建设单位应积极开展公众环境风险事故预防教育和应急知识培训，一旦发生火灾爆炸事故，及时疏散周边人员，避免造成人员伤亡和财产损失。

7.2.6.2 集油管线、出油管线泄漏环境风险影响分析

(1) 对大气环境的影响

原油泄漏对大气环境的影响物质主要其中所含物质挥发至大气造成污染，原油挥发主要为烃类物质，属于低毒性物质。原油泄漏可能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、中毒危害，随着事故管线的阶段和内部压力的降低，泄漏速率逐渐变慢，而大气的扩散作用则使其在空气中的浓度逐渐降低，危害和不利影响将逐渐消失。

当挥发至空气中油气或泄漏出的原油、化学品遇明火、高热可能引发燃烧、爆炸，燃烧过程中同时产生伴生或次生有害物质 CO、SO₂，并扩散至大气中。CO 可在血中与血红蛋白结合而造成组织缺氧。轻度中毒者出现头痛、头晕、耳鸣、心悸、恶心、呕吐、无力。中度中毒者除上述症状外，还有脉快、烦躁、步态不稳、意识模糊，还有昏迷。重度患者昏迷不醒、瞳孔缩小、肌张力增加，频繁抽搐、大小便失禁等，SO₂ 容易被人体内湿润的黏膜表面吸收，生成亚硫酸、硫酸，轻度中毒者会有流泪、畏光、咽、喉肿痛、咳嗽等症状，中度中毒者会在数小时内发生肺水肿，深度中毒可致死。

发生火灾事故后，次生污染物 CO、SO₂ 在大气中扩散影响，事故发生后随着时间延续，烟团中心浓度不断降低。

建设单位应积极开展公众环境风险事故预防教育和应急知识培训，一旦发生火灾爆炸事故，及时疏散周边人员，避免造成人员伤亡和财产损失。

（2）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，原油与土壤黏合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。

（3）对地表水环境的影响

在正常生产情况下，本项目管线均为密闭输送，无生产废水产生，管线维护依托起终点站场工作人员，无生活废水产生，因此本项目在正常状况下不会对地表水环境产生影响。

本项目部分管段穿越或跨越季节性河流及冲沟等，若穿跨越工程发生泄漏，原油顺河流向下游迁移，将会对下游一定距离内的地表水体产生污染影响。

石油类污染物在水体中迁移转化的方式主要有水面扩散、弥散和降解三种。油类在水体表面扩散的速度很快，一般情况下，油类在水表面一天就可以完全扩散，形成临界厚度的原油薄膜层，而后分裂为油膜碎片。油膜的存在，将导致水体与空气之间的物质交换途径被阻断，造成水体溶氧的困难。水中缺氧将使水质变坏，影响水中生物的生存。

评价要求建设单位提高事故应急反应，从源头上加强管线监控，采取增加穿越段管壁厚度和设置套管的方式，防治泄漏原油入河。

（4）对地下水的影响

管线泄漏的油品下渗从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，委托有资质的单位进行转运处置，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。

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。

（5）管线泄漏对植被的影响

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

7.2.6.3 伴生气（天然气）供气管线泄漏环境风险影响分析

伴生气（天然气）管线发生泄漏但未爆炸的情况下，由于输气压力较大，管

内气体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截断阀，并在两端进行放空，以减少泄漏。

伴生气（天然气）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，当空气中气体浓度超过爆炸下限后，遇火还可能发生爆炸。伴生气（天然气）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气体压力的逐渐降低、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。

7.2.7 风险防范措施

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。

7.2.7.1 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 7.2.7-1。

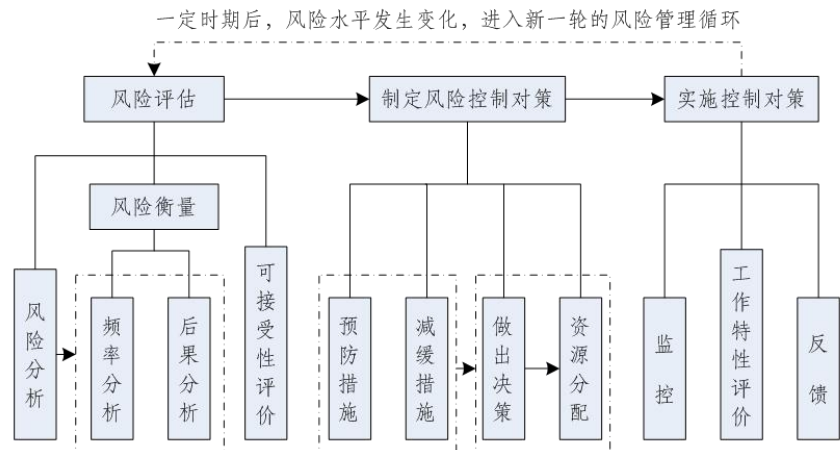


图 7.2.7-1 风险管理过程

7.2.7.2 企业现有风险防范措施及风险防控体系

1、企业现有风险防控体系

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，第四采油厂已逐步建成了“三防四责”的风险防控体系。

根据调查，第四采油厂目前设置有应急物资库 11 座，包括公司级环保应急库 1 座（凤凰山环保应急物资库），场站应急物资库 6 座（其中一级应急库 2 座，二级应急库 1 座，三级应急库 3 座），以及“三防四责”环保应急库 4 座，主要储存消防、安全防护、应急照明和人员搜救、原油拦堵、回收等专业应急物资装备。各应急物资库均按照油田公司应急器材配置标准配备了必要的应急物资和应急装备，包括沙袋、拦油围栏、草袋子、吸油毡、吸油棉、浮桶、凝油剂、堵漏带、防渗布、尼龙编织袋（带内膜）等污染物收集处置设施及消防、空呼、照明、通讯、安全防护、检测等应急设备、用品及器材等，能够满足第四采油厂的风险处置应急需求，并依据《长庆油田分公司第四采油厂应急物资库管理实施细则》对应急库实施严格管理。同时，公司成立了自己的应急救援组织体系，由总指挥、副总指挥、应急专家组、应急监测组、综合协调组、现场处置组和后勤保障组等组成，保障事故状态下应急处置工作的顺利开展。

表 7.2.7-1 第四采油厂应急物资库设置情况

类别	级别	应急库名称	设置地点	管理单位	应急单位与要害部位
环保 应急库	公司级	凤凰山环保应急库	凤凰山特车中队	第四采油厂	全厂范围内油区
	I类	白一计应急库	XP18 井场	白于山作业区	白于山作业区油区
	III类	路 39-28 井场应急库	路 39-28 井场	大路沟作业区	大路沟作业区油区
		新一转中心站应急库	新一转中心站	杨米润作业区	杨米润作业区油区
		田 20-17 井场应急库	田 20-17 井场	艾家湾作业区	艾家湾作业区油区

长庆油田分公司第四采油厂 2025 年油田维护改造项目

场站 应急库	一级	大路沟首站应急库	大路沟首站	大路沟作业区	大路沟首站
	二级	白于山联合站应急库	白于山联合站	白于山作业区	白于山联合站
		杨 19 应急库	杨 19 转油注水站	杨米涧作业区	杨 19 转油注水站
	三级	艾家湾集油站应急库	艾家湾集油站	艾家湾作业区	艾家湾集油站
		杨米涧集油站应急库	杨米涧集油站	杨米涧作业区	杨米涧集油站
		云盘山联合站应急库	云盘山联合站	云盘山作业区	云盘山联合站



图 7.2.7-2 现有环保应急库及库内物资现场照片

2、现有工程已采取的环境风险防范措施

现有工程采取的环境风险防范措施主要包括站场风险防范措施、油气集输管道风险防范措施等，并制定了环境风险应急预案。对于人为因素引起的事故，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；对于自然因素导致的事故，第四采油厂已采取各种风险防范措施进行预防。

为了及时、有效、安全地处置各类突发环境事件，第四采油厂建立健全了企业应急机制，提高企业预防和有效应对突发环境污染事件的能力，保障企业职工与社会公众生命健康和财产安全，保护环境，编制了《中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第四采油厂（榆林区域）突发环境事件应急预案》，最新版已更新至 2024 年，并于 2024 年 10 月经榆林市生态环境局备案，备案文号 610800-2024-14-LT；编制了《中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第四采油厂（延安区域）突发环境事件应急预案》，最新版已更新至 2024 年，并于 2024 年 12 月延安市突发环境事件应急办公室备案，备案文号 ya610601-2024-419-MT，并定期组织应急演练。

（1）站场环境风险防控与应急措施

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。

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各站设置有污水污泥池并采取防渗处理，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。

泄漏预警与防护措施：

站场内部设置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。

（2）管线环境风险防控与应急措施

①集输管线严格按照管道规范进行铺设，在穿跨越河流等敏感地点处对管线进行加厚处理或加设保护套管，预防管线泄漏。

②管道穿越公路、沟道、河流等两侧设置明显标志，防止第三方施工意外损坏管道。

③管线两端安装截止阀及压力监控系统，确保发生泄漏事故时第一时间响应并启动截止阀，将泄漏量控制到最小。建设有防污染综合监控点，对油区集油管线、输油管线安装管线泄漏在线监控系统，通过厂级生产指挥中心以及公司数字化生产指挥系统，实时监控管线压力等运行参数，发现异常，配合输油泵的停输，实施远程关停。

④定期对管线进行巡视，并按照输油管道检修标准定期对管道壁厚进行测量、防腐维护、运行情况检查等，发现管壁严重减薄段及时更换。

⑤在油区主要河流（延河、杏子河等）建设拦油设施；在重点水域（王瑶水库上游）关键河段设置视频监控，配备水面浮油在线监控装置，依托应急监控平台，紧急情况下通过该平台综合调度应急资源，区域联动、就地拦截、快速处置。

⑥管道漏油事故发生时，立即启动应急预案，关闭管线两端截断阀、明确泄漏点后立即采取应急处置措施控制污染源。若泄漏点处于河流表面，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。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。

根据调查，除地面站场风险防范措施、油气集输管道风险防范措施等工程措施外，第四采油厂完善了拦截防控体系，建设拦油坝、拦油桩等拦油设施若干，设置视频监控，并配备水面浮油在线监控装置，主要针对王瑶水库水源地上游主要干流及支流上下游的主要集输管道、站场等风险预防。根据调查，第四采油厂在靖边县境内延河、杏子河流域先后建成了混凝土固定式（孔桥式）拦油坝 1 座，闸板式拦油坝 6 座，土筑拦油坝（土围堰）若干座，并配套视频监控 3 套，水面浮油监测报警系统 3 套，另在流域下游延安区域建成了闸板式拦油坝 11 座，漫水桥式拦油坝 4 座，并配套视频监控 3 套，水面浮油监测报警系统 1 套。同时每年开展集输管线及站场隐患治理项目，对重点穿跨越点进行加固。通过“指挥中心—调控中心—站控中心”三级监控网络，驻点看护、动态巡护和专业督查三种巡查方式，实现了环境敏感区油气场站、管线的安全实时监控及预警，确保了延安市王瑶水库的饮用水安全及项目周边河流湖库的用水安全。



图 7.2.7-3 现有环境风险防范设施现场照片

7.2.7.3 本项目风险防范措施

第四采油厂针对现有工程可能出现的环境风险已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、管线类型较多，因此本次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。

1、新增储罐和管线风险防范措施

(1)原油进站管线和出站管线均设置手动阀门，储油设施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。

(2)站场装置区、储油设施区等生产区域按照分区防渗要求采取防渗措施，并

设置提升装置，保证池内液体能及时回收。

(3)其他风险防范措施

①平面布局科学合理，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。

②新增罐体按照《石油化工企业可燃气体检测报警设计规范》的要求设置可燃气体报警装置。

③管道与地面建构筑物的最小间距应符合《石油天然气工程设计防火规范》、《输油管道工程设计规范》等规范要求。

④安装火灾设备检测仪表、消防自控设施。

⑤加大巡视力度，发现对安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并向上级报告。

2、本次更换或新建油气集输管线泄漏防范措施

(1)施工期事故防范措施

①严格按照《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）、《输油管线工程设计规范》（GB50253-2014）等规范要求进行选线及设计。

②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。管线穿跨越处根据管线规格、穿跨越对象等采取增加管线壁厚等措施，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。设计敷设线路时应避开地势低洼处及洪水汇集口，管线敷设深度应在最大冻土深度 100mm 以下。

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，应采取截水墙、排水沟、挡土墙、坡面防护及滑坡错落整治等相应的环保及水工保护措施。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。

⑤尽量减少与河流、公路、铁路等大型建构筑物的交叉，管道与已建管道、光缆、电缆交叉时，从其下方穿越，并采取有效的保护措施；管道穿越公路、河流、冲沟两侧设置明显标志，防止第三方施工意外损坏管道。

⑥线路尽量避开人口密集场所，避开保护区。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。

⑦油气集输管线严格按照管道规范进行铺设，在穿越如河流、冲沟等敏感地段对集输管线进行加厚处理，并在穿越道路段设置套管，全面预防管线泄漏；管线两端站场进、出口安装截断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，将泄漏量控制到最小；

⑧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。在施工过程中加强管理，发现缺陷及时正确修补并做好记录；

⑨贯彻《中华人民共和国石油天然气管道保护法》，在管线敷设线路上设置永久性标志，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等，以提醒人群避免在管线两侧 5m 内建设大型工程以及取土、打井和种植根深植物。

⑩油气集输管线在穿越河流、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、穿跨越河流冲沟时需合理确定管道的稳管结构形式。本项目河流、冲沟穿跨越采取桁架跨越与大开挖穿越相结合的方式。采取桁架跨越时，利用桁架或管道自身刚度将管道架空在防洪要求标高以上，稳管方式采用塔架结构，同时采取相应的监控和定期检修措施；采取开挖穿越时，由于管道穿越河流的河床底层结构不同，设计中应根据具体穿越段管道的河床工程地质条件，采用混凝土连续覆盖、压重块等多种稳管形式。采用压重块、石笼等稳管形式时，应注意基础的稳定性，防止基础受冲刷而出现局部管道悬空时稳管形式可能对管道造成附加应力破坏。

c、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在油气集输过程中，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系统，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，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穿跨越点的标志应清楚、明确，且应能从不同方向，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部门的沟通，协助规划部门做好管道、场站周边的规划。按照《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道保护法》，减少、避免发生第三方破坏的事故；

⑤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。

(4)并行管线预防泄漏风险措施见表 7.2.7-2 所示。

表 7.2.7-2 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

长庆油田分公司第四采油厂 2025 年油田维护改造项目

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
		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

① 管线穿跨越风险防范一般措施

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，对穿越河流、冲沟段管线采取以下风险防范措施，详见表 7.2.7-3。

表 7.2.7-3 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	在穿跨越段管线上方 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	桁架跨越采用塔架结构；对于河流及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

② 河流下游应急拦污措施

本项目原油集输管线涉及河流穿跨越工程,为避免原油在穿越处泄漏造成下游河道水环境污染,评价要求建设单位提高事故应急反应,一方面从源头上对穿跨越处管线采取增加管线厚度或采用更高规格的防腐蚀新型管线等方式,运行期加强管线压力监控,确保发生泄漏事故后第一时间响应并启动两端站场截断阀,将泄漏量控制到最小;加大穿跨越处管线巡线频次及腐蚀性检测频率,对腐蚀严重的管线及时更换,减小因管线发生腐蚀穿孔等造成的泄漏事故。另一方面,根据现有拦油设施设置情况并依据风险评估报告风险辨识结果,必要时在穿跨越工程下游设置拦油设施,配备水面浮油在线监控装置,并在跨越点周边场站配备拦油网、吸油毡等应急物资,事故发生后及时在下游构筑围油捕捞设施,通过拦油网和吸油毡等紧急拦截措施拦截原油,减小泄漏原油影响范围,进一步减轻风险事故对下游地表水环境及水源地的影响。此外,建议对跨河段输油管线设置导油槽和事故集油池,确保管线泄漏后回流原油全部入池,不外泄,事故池容积应满足响应时间内泄漏管线原油泄漏量,并采取防渗漏措施。

7.3 结论

7.3.1 环境风险结论

本项目涉及的危险物质主要为原油(含水)、原油(净化油)、伴生气、天然气,危险单元为站场、集油管线、出油管线、伴生气(天然气)供气管线。经计算,本项目站场、管线 Q 值均小于 1,直接判定环境风险潜势为 I,直接判定为简单分析。

本项目泄漏主要对环境空气、地表水、地下水和土壤产生影响,环评要求项目加大巡线频率,提高防护等级,定期检查管道安全保护系统和测量管线内外腐蚀情况,对管壁严重减薄段及时更换,增加穿跨越段管道壁厚,对管线泄漏事故及时发现,及时处理。一般情况下发生泄漏后可及时发现并处理收集,不会污染环境空气、地表水、地下水和土壤。

综上所述,根据第四采油厂的环境风险事故调查结果,本项目的实施可大大降低风险事故的发生。项目在采取环境风险防范措施并修订应急预案进行备案、强化环境风险管理的前提下,项目的环境风险是可防控的。

本项目环境风险简单分析内容表见表 7.3.1-1。

表 7.3.1-1 本项目环境风险简单分析内容

建设项目名称	长庆油田分公司第四采油厂 2024 年油田维护项目				
建设地点	(陕西) 省	(榆林、延安) 市	(/) 区	(靖边、安塞、志丹) 县	(/) 园区
地理坐标	经度	108.70742618	纬度	37.09587092	
主要危险物质及分布	本项目涉及的危险物质为原油（含水）、原油（净化油）、伴生气、天然气及火灾爆炸事故次生的 CO。可能存在的风险单元包括站场、集油管线、出油管线、伴生气（天然气）管线等				
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	站场原油、伴生气泄漏事故对环境空气、地下水和土壤的污染； 原油管线泄漏事故对环境空气、地表水、地下水和土壤的污染； 伴生气（天然气）管线泄露泄漏对环境空气的污染。				
风险防范措施要求	油气管线输送压力、管壁实时监控设施、堵漏等一般风险防范设施等； 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。				
填表说明（列出项目相关信息及评价说明）： 经分析判定，本项目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，评价等级为简单分析。					

7.3.2 要求

(1)建设单位是本项目的环境风险责任主体，必须建立健全企业环境风险管理体系，制定突发性事故应急预案，采取有效的防范和应急措施。建设单位针对可能发生的重大环境风险事故制定详细的环境风险应急预案，定期进行预案演练，并与当地应急机构形成长效联动机制。

(2)评价要求建设单位设计时充分考虑泄漏风险事故，按设计要求进行试压，并采取防腐保温措施。

(3)在管线跨越地表水的地方做好支架的防护工作，防止发生滑坡等地质灾害。

(4)建立企业环境风险应急机制，加强管道巡查、监视力度，强化风险管理。

(5)加强管线工程重点部位的安全管理，强化对员工的素质教育，杜绝违章作业。

8 环境经济损益分析

8.1 环境经济效益分析

本项目为长庆油田分公司第四采油厂长庆油田分公司第四采油厂 2025 年油田维护改造项目，总投资 2773.8 万元人民币，项目的实施可有效降低杜绝原油泄漏及应对突发环境事件的经济支出，经济效益显著。

原油一旦发生泄漏事故，不但造成重大经济损失，同时会对管道沿线居民、单位的正常生产生活及人身安全造成重大社会影响。项目的实施可以显著降低现有管道的安全风险，防止管道破裂引发原油泄漏，污染地表水、地下水、土壤，破坏当地生态，引起突发环境事件，确保长庆油田分公司第四采油厂油田正常稳定开发，具有明显的环境正效益及社会效益。

8.2 环境经济损益分析

8.2.1 环境代价分析

项目建设过程中由于临时占地的原因，破坏了占地范围的植被，扰动了占地范围内的土壤，造成植被覆盖度的下降，生态系统生物量和生产力的下降，引发水土流失，占用林地还需要进行补偿。运行期原油泄漏会造成各种环境要素的污染和生态的破坏，都属于项目的环境代价。但是项目整体上属于对现有管线的更新维护，主要沿现有管线敷设，仅少量管段需临时占用草地、林地和耕地，总体环境代价较小。

8.2.2 环境成本分析

项目的环境成本包括环境成本包括为恢复生态付出的成本、为防治污染付出的成本和为预防和处理突发环境事件付出的成本。

为恢复生态付出的代价指项目施工期采取的各项减少占地、尽可能避让林地、草地，表土分层堆放和回填、栽种植灌草、在河流上方建设桁架并加厚管壁，设套管等的投资。

项目运营期无需为防治污染进行环保投资。为预防和处置突发环境事件，需编制环境应急预案，储备应急物资，建立应急队伍和制度等。

上述环境成本即为项目环保投资，计 87 万元。

8.2.3 环境经济损益分析

由于项目的实施，降低了潜在的环境风险，节约了原油泄漏后的处理处置成本，保护了当地生态安全。与项目环保投资相比，环境经济效益突出。

项目施工期会带来生态破坏、水土流失等问题，但是影响程度有限。与项目实施降低的环境风险相比，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得到了协调发展，因此从环境经济综合的角度来看，项目建设环境可行。

9 环境管理与监测计划

9.1 环境管理体系

9.1.1 环境管理现状

长庆油田分公司第四采油厂依据《石油天然气健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276）标准，建立了 QHSE 管理体系和安全环境管理机构（见图 9.1.1-1），并通过了国家认证；同时按照中石油公司《质量健康安全环境管理体系要求》（Q/SY2.2），在整合职业安全健康、环境、质量三大体系基础上，进一步完成了 QHSE 管理手册、程序文件和“两书一表、一卡一预案”的修改与发布实施；此外，采油厂还建立健全了各项环境管理制度，明确了管理时效。

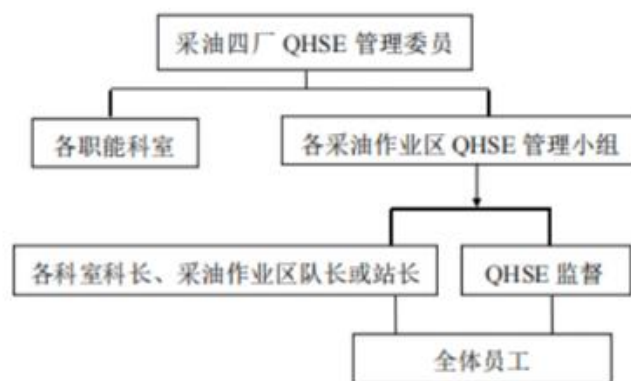


图 9.1.1-1 采油四厂 QHSE 组织结构框图

9.1.2 管理机构设置、人员配备及职责

目前，采油四厂结合 QHSE 管理体系，各项管理导入了“自我监控、自我完善、自我改进”的三级监控机制，企业环境管理实行一级机构二级管理制度。

（1）QHSE 委员会

为采油厂安全生产管理工作的最高组织领导机构，由项目经理和有关部门主要负责人组成，主要职责是全面负责采油厂安全生产与环境管理，研究制订安全生产措施和环境保护计划，实施检查、监督和处理事故等工作。

（2）清洁生产审核小组

由主管生产厂长任正组长，主要成员来自下属各生产管理部门等，具体负责作业区的清洁生产审计。

（3）环境保护领导小组

由作业区经理、副经理担任正、副组长，主要职责是加强组织领导，保证石油开发污染防治工作顺利开展，并将环保目标 and 一票否决制纳入各基层队业绩管理指标中。

（4）基层 QHSE 小组

现有专职环境管理人员 4 人，以站场、井组为单元设兼职环境管理人员；专职负责企业日常环境管理与监督，制定和落实环保岗位职责、环境管理制度和环境监控计划等工作，接受企业环保第一责任人厂长或主管环保副厂长的直接领导。

9.1.3 环境管理规章制度

建设单位已经制定了较为完善的环境管理体系和管理制度，本项目可直接纳入执行。

（1）环境管理体系文件

环境管理程序文件清单见表 9.1.3-1。

表 9.1.3-1 环境管理体系程序文件清单

实施部门	主要编制内容
长庆油田分公司第四采油厂	1、国家、地方和油田公司的环境保护法律、规定、方针、政策、环境指标与方案管理程序。
	2、环境管理体系培训管理程序。
	3、原辅材料、能源及给排水管理程序。
	4、油田集输送前预处理、站场及其辅助设施管线大气污染物控制、含油污水处理、环境噪声治理及落地油彻底回收、处置管理程序。
	5、井场、集输站场、管线环境风险应急管理、控制及事故状态下应急响应程序。
	6、环保设施监督管理及违章、纠正与预防污染措施程序。
	7、节能降耗、污染预防、减污增效、资源化利用监督、检查管理程序。
	8、环境监控、文件记录控制管理程序与环境管理内部审核程序。
	9、强化风险事故应急管理，定期开展 QHSE 审核程序。
	10、建立合同方环境行为影响程序与供应商管理程序。

（2）环境管理制度

主要环保管理规章制度、规程见表 9.1.3-2、9.1.3-3。

表 9.1.3-2 环境保护管理职责一览表

实施部门	主要内容
长庆油田分公司第四采油厂管理机构	1、内部环境保护审核、例会制度
	2、环境质量管理目标与指标统计考核制度
	3、节能降耗、减污增效、清洁生产管理、审计和岗位职责奖惩制度
	4、内部环境管理监督与检查制度
	5、环保设施与设备定期检查、保养和维护管理考核制度

	6、环境保护定期、不定期监测制度
	7、污染源监控与监测计划制度
	8、危险化学品贮运、使用转移联单管理制度
	9、危险废物落地油回收、贮存、处理处置登记制度
	10、环境保护档案管理与环境污染风险事故应急预案及报告管理制度
	11、环境保护宣传、教育与培训制度
	12、环境风险管理制度

表 9.1.3-3 环保设施管理规程表

实施部门	主要管理内容
长庆油田分公司第四采油厂	1、环保设施与设备使用、维护规程。
	2、污水处理设施运行、维护和保养管理规程。
	3、隔声降噪、消声设备的维护和保养管理规程。
	4、生态恢复管理技术规程。
	5、环保设备安全操作规程及安全管理规章。
	6、企业生态环境保护、水土保持与环境绿化规划。
	7、重点环保设施污染控制点巡回检查制度。

（3）质量安全环保部管理职能

采油厂在强化安全与环境管理并重的同时，也要结合项目特点，重点加强作业区生态保护与水土保持工作，定期对受扰动土地进行植被恢复，种树种草，减缓水土流失。

（4）环境管理台账制度

建立环境管理台账制度，包括电子台账和纸质台账，台账主要内容包括：生产信息、污染防治措施运行记录、监测数据等。

9.1.4 现有环境管理分析

根据对现有环境管理体系的调查，建设单位建立了较为完善的环境管理制度，在生产过程中发挥了积极作用。

（1）污染源能够按照当时的环保要求做到达标排放，及时按照新颁布的排放标准进行升级改造。同时，通过对环保设备的维护保养，确保了环保设备的稳定运行。对污染源有定期和不定期的监测计划，对污染源的排放情况能够及时掌握。

（2）对于危险固体废物执行了严格的暂存、转运制度，确保了危险废弃物的储运安全。

（3）有较为完善的风险管理制度和应急预案，按照应急预案进行定期演练，对风险事故有较为可靠的处理能力。

(4) 编制了相应的生态恢复方案，正在编制相应的水土保持方案，对生态环境的保护和恢复起到了积极的作用。

9.1.5 环境管理要求

油田开发建设各阶段环境保护管理工作要求见表 9.1.5-1。

表 9.1.5-1 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	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、加强管线临时占地植被恢复； 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、定期检查管道安全保护系统，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。
非正常运行期	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、加强管线临时占地植被恢复； 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、定期检查管道安全保护系统，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。

风险防范	1、严格执行国家的安全卫生标准规范及相关法律法规，在项目建设的同时，对安全和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、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、定期检查和维护管线，防止原油泄漏事故； 7、定期修订应急预案，并定期组织应急演练。

9.2 污染物排放管理要求

9.2.1 污染物排放管理

本项目污染物排放清单详见表 9.2.1-1。

表 9.2.1-1 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				
废气	本次涉及改造的 8 座站场	工艺设备	非甲烷总烃	/	/	2.897	站场原油集输过程无组织排放	采取密闭集输，加强设备管理，站场设备均为密闭设备	配套	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求
废水	杨 19 接转站	采出水处理系统	pH、SS、石油类	/	/	/	/	杨 19 接转站的采出水处理站改造后采出水处理采用“一级沉降除油+多功能合一除油/气浮+过滤”工艺	1	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022 水质标准分级中 V 级水质标准回注地层不外排
噪声	站场	噪声	噪声	60~80dB（A）	/	/	新增设备	选用低噪声设备，基础减振、墙体吸声等措施	/	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准
固废	站场		含油污泥	/	/	/	艾家湾集输站、新一接转站、杨 19 接转站、天一接转站、云盘山联合站	清罐作业结束后直接交有资质单位转运处置，不暂存；	/	按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）等相关标准贮存；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
			冷凝液	/	/	/	杨米涧集油站		/	
			废活性炭	/	/	/	杨米涧集油站	废滤料更换后直接交有资质单位转运处置，不暂存；	/	
			废滤料	/	/	/	杨 19 接转站		/	
			废润滑油及其废包装桶	/	/	/	艾家湾集输站、新一接转站、杨米涧集油站、杨 19 接转站、天一接转站、云盘山联合站	随场内其他危废一起交有资质单位定期清运处置；	/	

9.2.2 信息公开

本次评价对长庆油田分公司第四采油厂提出以下环境信息公开要求：

(1) 按照《企业环境信息依法披露管理办法》要求，当地环保部门每年 3 月底前确定本行政区域内重点排污单位名录，并通过政府网站、报刊、广播、电视等便于公众知晓的方式公布。长庆油田分公司第四采油厂应及时关注，明确本单位是否列入名录。

(2) 如果本单位列入重点排污单位名录，则应当公开下列信息：

①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；

②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；

③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；

④碳排放信息，包括排放量、排放设施等方面的信息；

⑤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；

⑥生态环境违法信息；

⑦本年度临时环境信息依法披露情况；

⑧法律法规规定的其他环境信息。

9.3 项目竣工环保验收

(1) 自主验收要求

根据《建设项目环境保护管理条例》以及《建设项目竣工环境保护技术验收规范 石油天然气开采》（HJ 612-2011），企业在后续项目投产后，应按照国家及地方相关法律法规、建设项目竣工环境保护验收技术规范、环境影响报告书、环境影响报告书批复等要求，自主开展相关验收工作，并进行不同阶段的信息公开。建设项目配套建设的环境保护设施经验收合格，方可投入生产或者使用。

竣工验收按《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》（国环规环评〔2017〕4 号）及相关规定执行，对工程建设基本情况，工程变动情况、环境保护设施落

实情况，环境保护设施调试效果和工程建设对环境影响等进行验收评价，提出验收主要存在问题，验收结论及后续要求。

（2）验收内容

根据现行的环保管理要求，对本项目主体工程配套建设的生态恢复措施和污染防治设施等进行验收。

（3）竣工验收重点

竣工验收重点验收国家有排放标准的项目，同时，应将事故防范措施和生态恢复情况作为环保竣工验收内容。

（4）验收清单

环境保护验收调查建议清单见表9.3-1。

表 9.3-1 竣工环境保护验收清单（建议）

验收类别	验收内容	验收要求
大气防治	施工期扬尘定时洒水；加强施工机械及车辆运行管理与维护保养	所在区域环境保护目标空气质量符合《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准
	站场无组织非甲烷总烃	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求
噪声防治	选用低噪声设备，基础减振、墙体吸声等措施	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准
固体废物	施工期土方全部回填，不外排；施工废料回收利用；拆除设备暂存于作业区废料仓，综合利用；生活垃圾送当地生活垃圾收集点处理。	妥善处置
	运行期含油污泥、冷凝液清罐作业结束后直接交有资质单位转运处置，不暂存；废活性炭、废滤液更换后直接交有资质单位转运处置，不暂存；废润滑油及其废包装桶随场内其他危废一起交有资质单位定期清运处置	《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）
生态与水土保持	分层开挖、分层堆放、分层回填，临时堆土设置临时拦挡和临时遮盖	
生态恢复	场地平整，恢复植被，原耕地恢复为农田，原草地恢复为草地，两侧 5m 范围内不得种植高大乔木。	临时施工占地基本恢复原有土地使用功能，加强地表植被绿化
地下水、土壤	污油污水回收装置采取防渗	按要求落实
风险	“三桩”等，穿跨越环境敏感区增加壁厚并加装套管、压力检测装置、突发性事故应急预案等，	按照设计要求进行设置

	站场设置可燃气体报警器、移动式灭火消防器材等；制定应急预案、应急物资及应急演练。	

9.4 环境监测计划

环境监测是企业环境管理的重要组成部分，既是掌握内部生产工艺过程三废污染物排放浓度和排放规律，正确评价环保设施净化效率，制定控制和治理污染方案的有效依据，也是建立健全环保监测制度与计划，预防环境污染，强化风险事故防范以及保护环境的重要手段。建设单位根据国家技术规范和企业环境信息公开规定，对所排放的污染物进行自行监测，公开企业环境信息，并保存原始监测记录，建立污染物排放档案。

9.4.1 环境监测管理

(1) 对运行期间的污染源及环境监测要求委托具有环境监测资质和国家计量认证资质专业机构承担；

(2) 从事监测工作人员必须经过专业培训，持证上岗；

(3) 建立健全污染源监控和环境监测技术档案，掌握三废排放变化状况，强化作业区环境管理，并接受当地和上级环保行政部门的指导、监督和检查。

9.4.2 环境监测计划

(1) 环境监测计划

根据《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ 819-2017）、相关技术导则及《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》（HJ 1209-2021）和《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022），并结合采油四厂2025年环境监测计划，确定本项目生产运行期间的污染源监测计划见表 9.4.2-1，表 9.4.2-2。

表 9.4.2-1 污染源监测计划表

类别	监测项目	新增监测点位		依托现有监测计划点位说明	监测频率	控制指标
无组织废气	非甲烷总烃	厂界（上风向一个，下风向三个）	艾家湾集输站、天一接转注水站、大路沟首站、新一转接站、庆盛拉油注水站、	云盘山联合站、杨米涧集油站已纳入年度监测计划。	1 次/季度	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）排放控制要求
噪声	Leq	厂界四周			1 次/	《工业企业厂界环境

	(A)		杨 19 接转注 水站		季度	噪声排放标准》 (GB 12348-2008) 2 类标准
采出 水	pH 值、 悬浮 物、石 油类	采出水处 理设施出 口	杨 19 接转站	/	1 次/ 季度	《碎屑岩油藏注水水质 指标技术要求及分 析方法》 (SY/T5329-2022)回 注水质指标

表 9.4.2-2 运行期环境质量监测计划表

类别	监测项目	新增监测 点位	监测点	监测频 率	依托现有监 测计划点位 说明	控制指标
地下水	①静水位埋深 ②水质：石油 类、石油烃 (C ₆ ~C ₉)、石 油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)、 砷、六价铬、耗 氧量	杨 19 接转 注水站水 源井	1 个	每半年 一次	现有监测计 划已包含艾 家湾集输 站、大路沟 首站、杨米 涧集油站、 云盘山联合 站	《地下水质 量标准》 (GB/T 14848-2017) III类
土壤	初次监测： GB36600 表 1 基 本项目+pH 值、 石油类、石油烃 (C ₆ ~C ₉)、石 油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)、 含盐量； 后续监测：在前 期监测中曾超 标的污染物+pH 值、石油类、 石油烃 (C ₆ ~C ₉)、石 油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)、 砷、汞、六价铬、 含盐量	新一转接 站污油池 附近	表层样 (0-0.5m)	1 次/1 年	现有监测计 划已包含艾 家湾集输 站、大路沟 首站、杨米 涧集油站、 云盘山联合 站	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 标准。
			深层样	1 次/3 年		
		杨 19 接转 注水站污 油池附近	表层样 (0-0.5m)	1 次/1 年		
			深层样	1 次/3 年		
	石油类、石油烃 (C ₆ ~C ₉)、石 油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)、 汞、砷、六价铬、 镉、铅、铬、铜、 锌、镍、含盐量	田 32-12 井组单井 出油管线 罗加 20-341 至 罗 11 增出 油管线 罗 27-44	1.2m 以下 取样 (1.5~3.0 m)	1 年一 次	纳入区域监 测计划	建设用地执 行《土壤环境 质量-农用地 土壤污染风 险管控标准 (试行) (GB15618- 2018)风险筛

		单井出 油管道				选标准

表 9.4.2-3 生态环境监测内容及监测计划

监测项目	主要技术要求	监测因子	监测部门
植被恢复情况	1、监测项目：施工期的植物群落变化情况、临时占地的恢复情况等；运营期的绿化植被成活率，生态保护对策措施的有效性及其生态修复效果等。 2、监测频率：施工期并延续车正式投运后 5 年。 3、监测点位：典型站场、输油管线、道路周边，重点在项目临时占用的国家二级公益林内设置 3-5 个点，开展长期的生态监测。	植被覆盖率、植物多样性	建设单位

（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生态环境部门编制的《地下水环境监测技术规范》、《土壤环境监测技术规范》等监测技术规范要求执行。

9.5 环保投资估算

根据《建设项目环境保护设计规定》的有关要求，环保投资必须纳入工程投资概算，主要针对施工期及运行期污染治理及生态恢复费用，本项目估算环保投资约 87 万元，占建设总投资（2773.8 万元）的 3.14%，具体见表 9.5-1。

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、施工到实际运行应严格执行“三同时”制度。

表 9.5-1 环保设施及污染防治投资估算表 单位：万元

分期	污染类别	污染源	治理措施、设施	数量	环保投资
施工期	废水	施工废水	设置临时沉淀池沉淀后回用或用于洒水不外排	配套	2
		清管废水	清管废水全部经管道进入下游站场储罐，进入原油集输系统，与含水原油一同进行脱水净化处理，废水依托采出水处理站处理后回注油层，不外排。	/	/
		管道试压废水	依托现有罐车收集，拉运至采出水处理站处理后用于油田回注，不外排	/	/
		生活污水	配套防渗旱厕（依托站场设施）	/	/
	废气	施工扬尘	运输车辆遮盖篷布	配套	3
			洒水车	配套	7
		施工机械、运输车辆尾气	采用优质柴油，加强对施工机械和运输车辆的保养及维护	/	10
	噪声	噪声源	隔音、减振、消声设施等	配套	5

长庆油田分公司第四采油厂 2025 年油田维护改造项目

	固废	施工废料	施工废料回收综合利用	/	1
		废防渗布	集中收集后暂存于就近危废贮存库，定期交有资质单位处置。	/	0.5
		生活垃圾	施工生活垃圾收集桶，按环卫要求处理	若干	0.5
		拆除管线	拆除前应对管线进行热洗、吹扫等，切割下来的旧管线暂存于作业区废料库，最终由长庆油田分公司第四采油厂财务资产部及生产保障部登记按照国有资产处置流程统一处置。	/	2
		顶管施工	沉淀物委托有处置能力的公司进行处置	/	1
	生态	生态恢复	水工保护、临时占地植被恢复、水土流失治理、农业和生态补偿	/	30
	小计				62
运行期	噪声		低噪声设备、基础减振	/	5
	固废	含油污泥、废润滑油及其废包装桶、冷凝液、废活性炭和废滤料	暂存于就近危废贮存库，定期交有资质单位处置。	/	5
	废气	非甲烷总烃	原油集输、设备密闭	/	/
	环境风险		站场原油集输系统设备和原油罐进行基础硬化；管线穿跨越段加厚套管，定期检查管线完好程度；管线定期巡线，对管壁严重减薄段及时更换。	/	15
	小计				25
合计					87

10 评价结论

10.1 建设项目概况

长庆油田分公司第四采油厂 2025 年油田维护改造项目位于榆林市靖边县、延安市安塞区和志丹县，主要建设内容包括：管线隐患治理工程，管线总长 56.27km，，包括 24 条出油、集油管线 30.29km（全线更换 23 条，局部更换 1 条），14 条注水管线 22.98km（全线更换 11 条、局部更换 3 条，其中清水管线 3 条、采出水管线 11 条），2 条供气管线 3.0km（全线更换 1 条，局部更换 1 条）；8 座站场的站内改造及优化。

项目实施后可更加有效的杜绝油区管线泄漏，项目建设具有较好的社会经济效益和环境效益。

工程总投资 2773.8 万元，其中环保投资约 87 万元，占总投资的 3.14%，项目不新增劳动定员。

10.2 产业政策及规划相符性

本项目属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》鼓励类中“七、石油天然气——2、油气管网建设：原油、天然气、液化天然气、成品油的储存和管道输送设施”，符合国家产业政策。

10.3 环境质量现状

（1）环境空气

根据陕西省生态环境厅办公室 2025 年 1 月 21 日发布的环保快报《2024 年 12 月及 1-12 月全省环境空气质量状况》，项目区域属于达标区，当地环境空气质量总体状况良好。

（2）声环境

各声环境监测点监测结果满足《声环境质量标准》（GB 3096-2008）中 2 类区标准。总体看，评价区内的声环境质量良好。

（3）地下水

各监测井水质监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中 III 类标准限值要求。现有工程包气带监测值与背景值对照可以看出无明显差异，说

明已建工程未对周边包气带土壤环境造成显著影响。

(4) 土壤环境

根据监测结果，站场内土壤监测点的各项指标均符合《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地的筛选值，管线临时站占地内及占地外土壤监测点的各项指标均符合《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618-2018）中标准限值，对农产品、农作物生长或土壤生态环境的风险低，可以接受。

10.4 主要环境影响及环境保护措施

10.4.1 废气

施工期废气主要包括施工扬尘、施工机械和运输车辆产生的尾气、焊接烟尘及防腐废气。施工地表开挖、回填过程中，应洒水使作业面保持一定湿度；对管道沿线开挖土石方采取覆盖遮蔽措施；施工过程应及时清理堆放在场地上的弃土、弃渣和道路上的抛撒料、渣等；同时，对运输道路、施工作业带洒水抑尘、加强施工机械及车辆运行管理与维护保养；为进一步减轻施工废气对周围居民的影响，评价要求在施工时，必须对开挖土方进行遮盖；在作业时及时洒水，并在施工区距离居民比较近的设置围挡。采取以上措施后，施工期对环境空气影响较小。

项目运行期废气主要为各个站场产生的废气。改造工程实施后艾家湾集输站非甲烷总烃最大落地浓度为 $0.46\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率为 0.02%；天一接转注水站非甲烷总烃最大落地浓度为 $3.89\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率为 0.19%；大路沟首站非甲烷总烃最大落地浓度为 $1.98\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率为 0.10%；杨米涧集油站非甲烷总烃最大落地浓度为 $38.61\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率为 1.93%；新一转接站非甲烷总烃最大落地浓度为 $5.34\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率为 0.27%；云盘山联合站非甲烷总烃最大落地浓度为 $1.08\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率为 0.05%；庆盛拉油注水站非甲烷总烃最大落地浓度为 $3.92\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率为 0.20%；杨 19 接转注水站非甲烷总烃最大落地浓度为 $15.23\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率为 0.76%。

因此，本项目建成后对油区环境质量影响较小。根据现场调查，项目站场选址处扩散条件较好，污染物扩散条件较好，其无组织排放的烃类气体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在环境可接受范围之内。

10.4.2 废水

施工期废水主要包括施工废水、管道试压废水、废旧管道清管废水和生活污水。施工废水产生地点较分散，产生量较小，主要污染物为 SS，设置临时沉淀池沉淀后回用或用于洒水，不外排。管道试压废水依托采出水处理站处理后用于油田回注，不外排；项目清管废水全部经管道进入下游站场储罐，进入原油集输系统，与含水原油一同进行脱水净化处理，废水依托采出水处理站处理后回注油层，不外排；站场工程施工依托站场旱厕，生活杂排水洒水抑尘；管线施工人员可依托沿线井场旱厕，不外排。

项目建成后不新增劳动定员，不新增生活污水；运营期不增加产建规模，不增加采出水产生量。本次环评仅对杨 19 接转站的采出水处理站进行提标改造，生产用水和反冲洗废水混合后排入采出水处理系统进行处理达标后回注，不外排。

综上所述，在采取上述措施后，本项目实施后对地表水环境影响较小，不会改变区内地表水环境功能现状。

10.4.3 噪声

根据噪声预测结果，施工机械噪声在昼间80m处可达到施工场界噪声标准，夜间在350m处基本达到标准限值。而站场施工量较小，合理安排施工时间，避免夜间高噪声施工，加快施工进度，可将噪声影响降到最低；管线工程夜间不进行施工作业，昼间避开居民休息时间，且管线分段施工，随着施工的结束，施工噪声的影响将会消失，对居民点的影响较小。

经预测，运行期厂界四周噪声预测值均达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准要求。因此，项目运行期声对周边环境的影响较小。

10.4.4 固体废弃物

施工期固体废物主要包括施工弃土、施工废料、废防渗布、施工人员生活垃圾和拆除的管线；弃土全部回填，施工废料回收收集后外售综合利用，废防渗布暂存至就近的危废贮存库，最终交有资质单位处置，沉淀物委托有处置能力的公司进行处置，生活垃圾依托周边站场生活垃圾收集系统，拆除旧管线进行无害化处理后由回收最终由长庆油田分公司第四采油厂财务资产部及生产保障部登记

按照国有资产处置流程统一处置。施工期固废可得到合理处置，对环境的影响较小。

（2）运行期

项目运行期产生的固体废物为含油污泥、废润滑油及其废包装桶、冷凝液、废活性炭和废滤料，均可得到合理处置，不会产生二次污染，对环境的影响不大。项目无新增劳动定员，不新增生活垃圾产生量。

10.4.5 生态环境的影响

（1）施工期

施工期工程占地将破坏土壤结构，管道穿越草地、林地、耕地，破坏植被，保持水土和维持生物多样性功能下降。受项目影响的植被在当地分布广、数量大，施工最大的影响就是造成物种个体数量减少，但不会发生某种植物区系成分的丧失或者消亡。项目临时占地及施工范围内不涉及珍稀濒危野生动物分布区，也没有涉及野生动物的通道、栖息地等敏感区，对野生动物多样性影响非常小。随着施工结束后的复种、复垦以及植被恢复，工程施工对生态环境的影响将逐渐减弱。总体上看，工程建设对生态环境影响较小。

管线选址时已尽可能避开耕地、村民聚集居住区等敏感区域；施工期尽量避开雨季，减少雨水冲刷造成水土流失；加强施工管理，严格控制施工作业带宽度，禁止材料乱堆乱放；管线分段施工，土方分层开挖、分层回填，施工结束后及时进行平整和植被恢复；本次不单独设置施工营地和堆管场，依托沿线现有站场保障点等，不新建施工道路，依托油区现有道路。由于项目选线无法避让，需临时占用基本农田，该路段施工中除需落实以上措施外，还应避开播种和植物生长期，进一步缩小施工作业带范围并在施工结束后及时复耕，应做好与周边农户的沟通协商和补偿工作，按要求办理相关手续。

（2）运行期

为保护管道安全，工程施工结束后管道中心线两侧 5m 范围内不能恢复成森林植被，该范围内的水土保持等生态功能将会受到一定影响。不能恢复成森林植被的施工作业带，在自然恢复及人工恢复措施下，会逐渐演替成草本或灌丛植被。总的来说，受工程影响的森林植被在当地均属一般常见种，其生长范围广，工程的实施不会对区域生态环境造成较大影响，影响可接受。

10.4.6 土壤环境影响

正常情况下，在措施相应的污染防治措施后，项目运营期不会对土壤环境造成污染；非正常情况下，原油、采出水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。根据土壤环境影响分析内容，采取源头控制措施、过程控制措施等措施，可有效降低对土壤环境的影响，措施可行。

10.4.7 环境风险

本项目涉及的主要危险物质为原油及火灾事故产生的次生 CO，可能存在风险的单元为出油集油管线，主要事故类型包括管道泄漏以及泄露引发的火灾事故等。通过采取可靠的风险防范措施，并严格按照规范进行设计、正确操作，可有效防止泄漏、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。

10.5 环境影响经济损益

本项目的实施，降低了潜在的环境风险，节约了原油泄漏后的处理处置成本，保护了当地生态安全。与项目环保投资相比，环境经济效益突出。

项目施工期会带来生态破坏、水土流失等问题，但是影响程度有限。与项目实施降低的环境风险相比，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得到了协调发展，因此从环境经济综合的角度来看，项目建设环境可行。

10.6 环境管理与监测计划

根据 QHSE 管理体系标准和中国石油天然气集团公司建立 QHSE 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，长庆油田分公司第四采油厂建立了 QHSE 管理组织机构，对基层组织 QHSE 权利和责任作出了明确规定，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。

本项目在运行期对排放的噪声进行定期监测，并对项目周边的地下水、土壤环境等环境质量进行跟踪监测，并建议了运行期的监测计划。

10.7 公众参与情况说明

项目根据《环境影响评价公众参与办法》开展了项目环境影响评价网络信息公示、报纸公示。公示期间未收到公众关于环保方面的意见和建议。

10.8 总结论

本项目属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中鼓励类项目，符合相关法律、法规、规划、规范等要求。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，可实现经济效益、社会效益和环境效益的协调统一。从满足生态环境质量目标要求的角度，本项目生态环境影响可行。

10.9 要求与建议

1、要求

（1）建立健全企业环境风险管理体系，修订突发性事故应急预案，配备相应的应急物资，采取有效的防范和应急措施。

（2）项目加大巡线频率，提高防护等级，定期检查管道安全保护系统和测量管线内外腐蚀情况，对管壁严重减薄段及时更换。

（3）临时占用基本农田，必须办理相关临时用地手续。

（4）项目竣工后按照《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》规定的程序 and 标准，组织建设项目竣工环境保护自主验收，验收合格后，方可正式运行。

2、建议

（1）健全企业环境风险应急机制，强化风险管理；

（2）尽可能将本项目环境监测计划纳入区域整体环境监测计划；

（3）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