

编制单位和编制人员情况表

建设项目名称	长庆油田分公司第九采油厂2022年老油田改造治理项目		
建设项目类别	05--007陆地石油开采		
环境影响评价文件类型	报告书		
一、建设单位情况			
单位名称（盖章）	中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第九采油厂		
统一社会信用代码	9164010331783808X4		
法定代表人（签章）	卢俊		
主要负责人（签字）	杨永波		
直接负责的主管人员（签字）	马卫华		
二、编制单位情况			
单位名称（盖章）	西安中环能环保科技有限公司		
统一社会信用代码	91610132MA6TNCU03F		
三、编制人员情况			
1. 编制主持人			
姓名	职业资格证书管理号	信用编号	签字
马霞	201905035610000024	BH026400	马霞
2. 主要编制人员			
姓名	主要编写内容	信用编号	签字
蔡丽丽	第5~9章	BH001099	蔡丽丽
马霞	概述、第1~4章、第10章	BH026400	马霞



营业执照

(副本)₍₂₋₁₎



扫描二维码登录“国家企业信用信息公示系统”了解更多登记、备案、许可、监管信息

统一社会信用代码

91610132MA6TNCU03F

名称 西安中环节能环保科技有限公司

类型 有限责任公司(自然人投资或控股)

法定代表人 杨洁

经营范围 环境监测；环境应急预案编制；环保技术咨询、技术服务；生态土壤污染治理；生态环境方案编制；企业应急预案编制；环境影响评价；工程环保竣工验收；机动车设备技术咨询服务；机动车环保设备技术开发；汽车配件、润滑油、石油化工材料（易燃易爆危险品除外）销售、环保设备销售、安装；环保技术服务。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）

注册资本 壹仟万元人民币

成立日期 2019年10月17日

营业期限 长期

住所 陕西省西安市经济技术开发区凤城五路西段世融嘉轩5号楼1210室

登记机关



2019年10月17日



环境影响评价工程师

Environmental Impact Assessment Engineer



本证书由中华人民共和国人力资源和社会保障部、生态环境部批准颁发，表明持证人通过国家统一组织的考试，具有环境影响评价工程师的职业水平和能力。

姓名: 马霞

证件号码: 620523198804225605

性别: 女

出生年月: 1988年04月

批准日期: 2019年05月19日

管理号: 201905035610000024



中华人民共和国
人力资源和社会保障部



中华人民共和国
生态环境部



陕西省城镇职工基本养老保险 参保缴费证明

验证编号:10022102896855592



验证二维码



"陕西养老保险"APP

姓名:马霞

身份证号:620523198804225605

人员参保关系ID:61000000000005273296

个人编号:61019901492509

现缴费单位名称:西安中环能环保科技有限公司

序号	缴费年度	缴费月份	个人缴费	对应缴费单位名称	经办机构
1	2022	202201-202208	2512.64	西安中环能环保科技有限公司	西安市未央区养老保险经办中心
2	2022	202209-202210	628.16	西安中环能环保科技有限公司	西安经济技术开发区社会保障基金管理中心

现参保经办机构:西安经济技术开发区社会保障基金管理中心



打印时间:2022-10-28 17:25:46

第1页/共1页

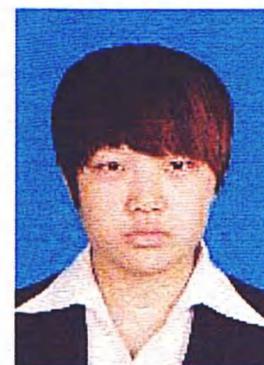
说明: 1、本证明作为陕西省城镇职工基本养老保险参保缴费证明。2、本证明采用电子验证方式,不再加盖鲜章。如需查验真伪,可通过扫描右上角二维码,下载“陕西养老保险”APP,点击“我要证明—参保证明真伪验证”查验。3、本证明复印有效,验证有效期至2022年12月27日,有效期内验证编号可多次使用。



环境影响评价工程师

Environmental Impact Assessment Engineer

本证书由中华人民共和国人力资源
和社会保障部、生态环境部批准颁发，
表明持证人通过国家统一组织的考试，
具有环境影响评价工程师的职业水平和
能力。



姓 名: 蔡丽丽

证件号码: 610321199207081120

性 别: 女

出生年月: 1992年07月

批准日期: 2018年05月20日

管 理 号: 201805035610000012



中华人民共和国
人力资源和社会保障部



中华人民共和国
生态环境部



陕西省城镇职工基本养老保险 参保缴费证明

验证编号:10022102896854791



验证二维码



"陕西养老保险"APP

姓名:蔡丽丽

身份证号:610321199207081120

人员参保关系ID:61000000000003972353

个人编号:61014003391051

现缴费单位名称:西安中环环保科技有限公司

序号	缴费年度	缴费月份	个人缴费	对应缴费单位名称	经办机构
1	2022	202201-202208	2512.64	西安中环环保科技有限公司	西安市未央区养老保险经办中心
2	2022	202209-202210	628.16	西安中环环保科技有限公司	西安经济技术开发区社会保障基金管理中心

现参保经办机构:西安经济技术开发区社会保障基金管理中心



打印时间:2022-10-28 17:25:23

第1页/共1页

说明: 1、本证明作为陕西省城镇职工基本养老保险参保缴费证明。2、本证明采用电子验证方式,不再加盖鲜章。如需查验真伪,可通过扫描右上角二维码,下载“陕西养老保险”APP,点击“我要证明—参保证明真伪验证”查验。3、本证明复印有效,验证有效期至2022年12月27日,有效期内验证编号可多次使用。

中国石油天然气股份有限公司
长庆油田分公司第九采油厂
2022 年老油田改造治理项目
环境影响报告书

建设单位： 中国石油天然气股份有限公司
长庆油田分公司第九采油厂
评价单位： 西安中环能环保科技有限公司
二〇二二年十一月

目 录

概述.....	1
1 总则.....	24
1.1 编制依据.....	24
1.2 评价原则.....	28
1.3 环境影响识别和评价因子选择.....	28
1.4 环境功能区划及评价执行标准.....	30
1.5 评价工作等级和评价范围.....	34
1.6 评价内容与评价重点、评价时段.....	46
1.7 主要环境保护目标及污染控制.....	46
2 工程概况.....	56
2.1 现有工程概况.....	56
2.2 改扩建工程概况.....	64
3 工程分析.....	85
3.1 施工期.....	85
3.2 运行期.....	90
4 环境现状调查与评价.....	99
4.1 自然环境现状调查与评价.....	99
4.2 评价区域生态环境调查.....	130
4.3 区域环境质量现状调查与评价.....	159
5 施工期环境影响预测与评价.....	186
5.1 施工过程及特征.....	186
5.2 施工期环境影响分析.....	187
5.3 施工期环境管理.....	194
6 运行期环境影响预测与评价.....	196
6.1 环境空气影响分析.....	196
6.2 地表水环境影响分析.....	201
6.3 地下水环境影响分析与评价.....	204
6.4 声环境影响预测评价.....	223
6.5 固体废物影响分析.....	225
6.6 生态环境影响分析.....	226
6.7 土壤环境影响分析.....	227
6.8 环境风险评价.....	237
7 污染防治措施可行性分析.....	247
7.1 生态保护与恢复措施.....	247
7.2 地表水环境保护措施.....	248
7.3 地下水污染防治措施.....	249
7.4 大气环境保护措施.....	257

7.5 噪声污染防治措施.....	258
7.6 固体废弃物污染防治措施.....	259
7.7 土壤环境污染防治措施.....	259
7.8 环境风险防范措施.....	260
7.9 工程环保投资.....	260
8 环境经济损益分析.....	262
8.1 环境经济损益分析方法.....	262
8.2 经济效益分析.....	262
8.3 环保投资费用分析.....	262
8.4 环境经济损益分析.....	263
8.5 项目社会效益分析.....	264
8.6 环境效应分析.....	264
8.7 综合评价.....	265
9 环境管理与环境监控计划.....	266
9.1 项目组环境管理现状.....	266
9.2 污染物排放管理要求.....	269
9.3 项目竣工环保验收.....	271
9.4 项目环境监测计划.....	272
10 结论.....	274
10.1 项目概况.....	274
10.2 环境质量现状.....	274
10.3 主要环境影响.....	275
10.4 环境保护措施.....	279
10.5 评价总结论.....	281
10.7 要求与建议.....	282

附件列表：

附件 1：委托书

附件 2：现有工程环评及验收批复

附件 3：应急预案备案表

附件 4：“三线一单”检测报告

附件 5：监测报告

附件 6：污油泥处置协议及转移联单

附件 7：排污许可证

附件 8：多规合一检测报告

概述

一、项目实施背景

长庆油田分公司第九采油厂主要负责陕西省吴起县东北、定边县刘峁塬两个区块的原油勘探开发管理工作，矿权管护范围总面积约1402.8km²。

长庆油田分公司第九采油厂2022年老油田改造治理项目位于延安市吴起县和榆林市定边县境内，涉及2个大的区块，吴起区域和定边区域。其中吴起区域位于延安市吴起县吴起街道办（含薛岔社区）、五谷城镇、周湾镇；定边区域位于榆林市定边县姬塬镇、张嵬先镇；共涉及2市2县共5个乡镇。主要开发层位为三叠系延长组长2、长4+5、长6、长7、长8及侏罗系延安组延9、延10等油层。

本项目主要针对第九采油厂现有存在问题站场及管线进行改扩建，不新增产能规模。站场部分主要为原周10增和原周5增运行效率低下需进行降级迁建；由于旗102转区域需进行轻烃厂建设，故将原旗102转接收的井组来油转入旗13-8增，将部分设备迁入旗13-8增，对旗13-8增进行扩建；周二转采出水处理系统现有工艺需进行技术改造；吴起试注站站内需进行周二转混烃站建设，将吴起试注站进行布局调整，部分设备迁入周二转站内；现有刘峁塬卸油台不能满足工艺生产要求，需将卸油台进行改建。管线部分主要为原周10增迁建至畔202-90井组需配套新增出油、输油管线建设；刘峁塬作业区江42-41、江65-28出油管线因结垢无法投球，需更换配套出油管线。

鉴于以上存在问题，根据初步设计方案，长庆油田分公司第九采油厂2022年老油田改造治理项目主要改扩建内容为：吴起区域内迁建新周10增、新周5增，扩建旗13-8增，改建周二转站内采出水处理系统和吴起试注站，建设出油管线2条、4.42km，输油管线1条，2.81km；定边区域内改造刘峁塬卸油台，更换出油管线2条、1.23km；吴起区域和定边区域配套更换站内部分管线、阀门、总机关、收球筒等装置以及其他相关工程等。工程总投资677万元。

根据现场踏勘，本工程涉及的站场及管线等建设内容目前均未建设。

二、建设项目特点

(1) 项目建设性质属改扩建。

(2) 项目属于生态与污染并存的建设项目。

(3) 项目对环境的影响主要来自原油管线、采出水处理装置、站场加热炉等，主要关注施工期生态环境影响、扬尘影响、噪声影响以及运营期对大气、地下水、土壤及环境风险影响。

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，该项目应实施环境影响评价。根据《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》，属于五、石油和天然气开采业 07~7 陆地石油开采 0711（涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）），本项目所在区域属于陕西省水土流失重点治理区中（I-2 陕北丘陵沟壑重点治理区），属环境敏感区，应当编制环境影响报告书。鉴于此，长庆油田分公司第九采油厂于 2022 年 8 月 2 日委托我公司开展该项目的环境影响评价工作。

接受委托后，我公司成立了评价工作组，在资料研究的基础上，实施了现场调查；并委托陕西正泽检测科技有限公司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，最终于 2022 年 11 月编制完成了《长庆油田分公司第九采油厂 2022 年老油田改造治理项目环境影响报告书》。

四、分析判定结论

1、政策符合性

(1) 产业政策

项目属于《产业结构调整指导目录（2019 年本）》鼓励类中“七、石油、天然气 3、原油、天然气、液化天然气、成品油的储运和管道输送设施、网络和液化天然气加注设施建设”及“四十三、环境保护与资源节约综合利用 15 “三废”综合利用与治理技术、装备和工程”，符合国家产业政策。

(2) 其他技术政策

本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》、《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》、《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》及其它相关文件相符性分析见表

1~表 5。

表 1 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、清洁生产			
1	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。	项目实施后原油通过管道密闭集输，可减少烃类气体排放。	符合
二、生态保护			
2	在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到 80% 以上。	本项目旗 13-8 增站内伴生气一部分用于加热炉利用，其余送至吴十脱，回收利用率可达 99.8%，大于 80%。	符合
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。	管线临时占地进行生态恢复。	符合
三、污染治理			
4	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。	项目采出水处理站产生的油泥委托有资质单位处置。	符合
四、运行管理与风险防范			
5	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。	长庆油田第九采油厂已建立了完善的环境管理体系，本项目是建成后纳入现有环境管理体系中进行管理。	符合
6	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。	依托现有，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
7	油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别，制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。应开展特征污染物监测工作，采取环境风险防范和应急措施，防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故。	建设单位已建立了完善的环境污染事故应急预案、消除事故隐患的措施及应急处理办法，并定期演练。	符合

表 2 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》的相符性分析

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》(环办环评函[2019]910号)	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。	本次环评深入分析了项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，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	本项目原油管线进行全密闭压力输送。	符合

	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。		
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。	环评已对上述规定进行了要求。	符合
4	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。	项目管线敷设沿油区道路敷设，不涉及环境敏感区，不占用基本农田，无地表水穿越。管线沿线 20m 范围内无居民点。	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。	建设单位已建立了完善的环境污染事故发生应急预案、消除事故隐患的措施及应急处理办法，并定期演练。	符合

表 3 与《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》的符合性分析

序号	办法要求（摘录）	本项目情况	符合性
1	第二条 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。	项目在已建油区内建设，符合相关规划、法律法规和政策要求，不涉及生态红线符合“三线一单”要求。	符合
2	第三条 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。	项目在已建油区内建设，符合相关规划。站场、管线沿线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、湿地公园等自然公园、文物保护单位等环境敏感区。	符合
3	第七条 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。	本项目实施后原油通过管道密闭集输，可有效减少挥发性有机物排放。	符合
4	第八条 油气开采企业应对地下水、生态、土壤等开展长期跟踪监测。	环评建议项目地下水、生态、土壤等长期跟踪监测工作纳入油区内整体进行。	符合
5	第十二条 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。	区域已编制应急预案，环评要求将本项目纳入区域应急预案，并对预案进行完善。	符合
6	第十三条 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。	项目按《环境影响评价公众参与办法》要求开展了信息公开和公众参与。	符合

表 4 项目与相关文件的相符性分析

序号	产业政策	相关产业政策概要（摘录）	本项目情况	符合性
----	------	--------------	-------	-----

序号	产业政策	相关产业政策概要（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（修订）》，2019.12.1；	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。	采出水处理系统产生含油污泥委托有资质单位处置。	符合
		煤炭、石油、天然气开发中产生的有毒有害气体或者伴生气、可燃性气体，应当综合利用或者提供给有回收利用能力的单位，不得随意排放；不具备回收利用条件确需排放的，应当经过充分燃烧或者采取其他污染防治措施，达到国家或者地方规定的标准。	本项目旗 13-8 增站内伴生气一部分用于加热炉利用，其余送至吴十脱。	符合
		禁止在一、二级水源保护区、自然保护区、风景名胜区内新、扩建项目。	项目选址、选线不在一、二级水源保护区、自然保护区、风景名胜区等范围内。	符合
2	陕西省加强陕北地区环境保护若干意见	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。		
		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。	长庆石油集团公司制定有年度污染治理规划。	
3	《延安市大气污染防治条例》	对管道、设备进行日常维护、维修，减少物料泄露或者对泄露的物料及时收集处理。	环评要求运营期对管线定期进行巡线、测量壁厚等，降低原油泄漏环境风险发生几率。	符合
		堆存、装卸、运输煤炭、水泥、石灰、石膏、砂土、垃圾等易产生扬尘的作业，应当采取遮盖、封闭、喷淋、围挡等措施，防止抛洒、扬尘。	评价已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。	符合
4	《延安市 2022 年落实企业生态环保主体责任工作方案》（延政办函〔2022〕19 号）	（六）提升环境风险应急防控能力。各相关企业要及时修订突发环境事件应急预案，制定完善重点风险源专项突发环境事件应急预案，加大应急物资储备，加强突发环境事件应急演练，不断提高环境安全应急能力。加强重点风险源点位环境安全风险评估，强化源头控制和过程管理，提高区域环境风险防控能力。长庆油田、延长石油集团所属企业要及时更换已达到使用年限或老化输油管线，及时整改存在的环境安全隐患，坚决遏制油气管道泄漏导致的突发环境污染事件。	本项目为老油田改造项目，项目实施后可减少环境安全隐患，环评要求项目实施后及时对现有应急预案进行修订。	符合
5	《陕西省黄河流域生态保护和高质量发展条例》	完善供用水计量体系和在线监测系统，强化生产用水管理。加大能源、化工等高耗水产业节水力度，严格限制高耗水产业发展。大	项目采出水处理满足《长庆油田采出水回注技术指标》(Q/SY/CQ	符合

序号	产业政策	相关产业政策概要（摘录）	本项目情况	符合性
	量发展规划》	力推广应用节水技术装备，支持企业开展节水技术改造及再生水回用改造，推进现有企业和园区开展以节水为重点内容的绿色高质量转型升级和循环化改造，加快节水及水循环利用设施建设，促进企业间串联用水、分质用水、一水多用和循环用水。新建企业和园区要在规划布局时，统筹供排水、水处理及循环利用设施建设，推动企业间的用水系统集成优化。增强矿井水资源化综合利用。	3675-2016）后回注油层，分质用水，可减少地下水开采量。	

综上，本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》、《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》、《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》及其它相关文件政策要求相符。

2、规划符合性

（1）经济发展与矿产资源开发利用规划

本项目与相关规划的符合性分析见表 5。

表 5 项目建设与相关规划的相容性

序号	相关规划	规划要求（摘录）	本项目情况	符合性
1	《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。	本项目为老油田改造治理项目，原油密闭集输，降低了开采成本，减少了环境风险事故的发生。	符合
2	陕西省“十四五”环境保护规划	到 2025 年，全省氮氧化物排放总量比 2021 年减少 13.9%，挥发性有机物排放总量比 2021 年减少 13.55%	项目原油采用密闭集输，减少挥发性有机物的挥发。	符合
		加强扬尘精细化管控。建立扬尘污染源清单，实现扬尘污染源动态管理，构建“过程全覆盖、管理全方位、责任全链条”的扬尘防治体系。	项目施工作业采取湿法作业或覆盖抑尘，减少施工期扬尘产生。	符合
		强化危险废物全过程环境监管。深入开展危险废物规范化环境管理，完善危险废物重点监管单位清单。	项目产生的含油污泥、废滤料委托有资质的单位进行回收处置。	符合
		推进黄土高原水土流失和环境污染治理，完善水沙调控机制，坚持退耕还林还草。	开发及运行过程中，积极采取生态措施维护生态功能，对临时占地及时恢复。	符合
3	延安市生态环境保护“十四五”规划（2021—2025 年）	加强油煤气环境风险防控。强化油煤气开采污染源专项治理和风险全过程管控，对采油、输油、炼油和危废处置单	本环评要求第九采油厂将本项目内容纳入环境应急预案，对应急预案进行修订。	符合

序号	相关规划	规划要求（摘录）	本项目情况	符合性
		位及附近重点河流湖库、集中式饮用水水源地等环境风险敏感点土壤和地下水监测以及隐患排查整治。长庆油田、延长石油等油煤气企业要及时修订突发环境事件应急预案，制定完善重点风险源专项突发环境事件应急预案，加大应急物资贮备，加强突发环境事件应急演练。北洛河、清涧河、延河设置关键性拦截设施，配套建设突发事故预警预报系统。加强对输油气管线检测报告制度，及时更换达到使用年限或老化输油气管线，充分运用现代化手段加强管线巡查，坚决遏制油气管道泄漏导致的突发环境污染事件发生。	企业建立了输油管线检测报告制度，及时更换达到使用年限或老化输油气管线，及时对各类隐患进行治理，定期采用先进的技术手段对管道壁厚进行检测，加强管线巡查，防止油气管道泄漏导致的突发环境污染事件发生。	
		全面加强应急能力建设。加强企业应急预案与园区、政府及相关部门应急预案的有机衔接，制定跨区域、流域环境应急预案，定期会商、联合演练。持续提升油气泄漏等应急能力，加强重点企业应急队伍培训管理。加强应急物资储备，强化卫星遥感、无人机等技术监控手段运用。开展部门、企业间应急物资、应急队伍共享。开展处置效果、事件影响、污染修复方案以及直接经济损失评估。	本项目应急预案与厂区、吴起县有效衔接，并定期进行联合演练。企业定期对油气泄漏事故等进行应急演练，提升应急队伍的应急能力，按应急预案要求进行应急物资储备，与周边石油开采企业进行应急物资、应急队伍共享。	符合
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，推动神木、府谷、吴堡煤层气规模化开发，到 2025 年油、气产量分别达到 1200 万吨、230 亿方左右。	本项目以油气集输为主。	符合

综上所述，本项目符合相关规划。

（2）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白于山南侧水土流失控制区和白于山河源水土保持区（见图 1）。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，具体见下表。

表 6 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
定边县南部	长城沿线风沙草原生态区	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，开展流域综合治

				理，退耕还林还草，控制水土流失
吴起县	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	白于山南侧水土流失控制区	洛河的上游，水源涵养功能重要，土壤侵蚀极敏感-高度敏感。沟谷涧地建设基本农田，坡地退耕还林还草，发展人工草地和特色经济林木

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。

(3) 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，其中吴起区域属于国家层面重点生态功能区-黄土高原丘陵沟壑水土保持生态功能区，定边区域属于省级层面重点生态功能区-其他区域（图 2）。详细分区及保护和发展方向见表 7。

表 7 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
吴起区域	国家层面重点生态功能区	黄土高原丘陵沟壑水土保持生态功能区	①在不损害生态功能的前提下，适度开发煤炭、石油、天然气、岩盐等优势资源； ②加强对能源和矿产资源开发及建设的监管，加大矿山环境整治修复力度，最大限度地减少人为因素造成新的水土流失。
定边区域	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”防护林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。

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。

(4) 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 8。

表 8 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%。	(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 km ² ，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 km ² ，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 m ³ 。 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 km ² ，新修加固淤地坝 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 。	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功能。	符合

(5) “三线一单”符合性分析

①与陕西省“三线一单”初步成果对照符合性分析

根据陕西省环境调查评估中心《关于第九采油厂 2022 年老油田改造治理项目“三线一单”初步成果对照分析报告的函》（2022.9.8），分析结果显示本项目工程范围不涉及各类保护地，项目与各类保护地对照分析示意图见图 4。

②与延安市“三线一单”符合性分析

根据延安市人民政府关于印发《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），全市统筹划定优先保护、重点管控、一般管控三类环境管控单元，实施生态环境分区管控，本项目涉及的生态环境管控单元准入清单见表 9，经与延安市生态环境局对接，项目与延安市环境管控单元对照分析示意图见图 5。

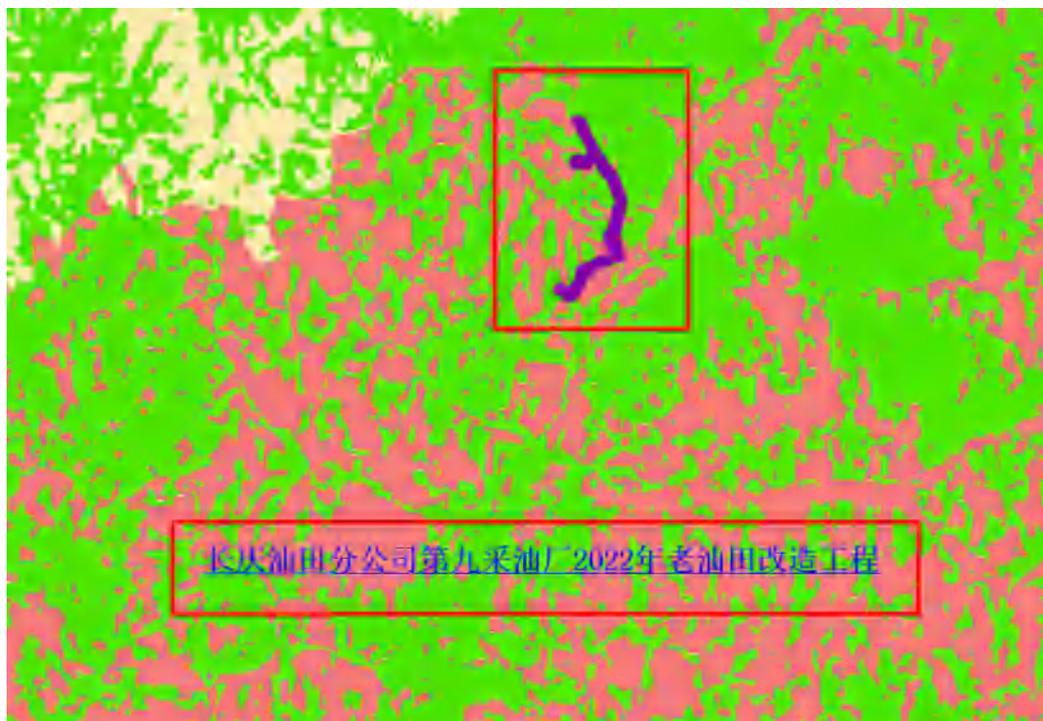


图 5 本项目吴起区域与延安市环境管控单元叠对照分析示意图

由上图可知，本项目吴起区域管线涉及优先保护单元和一般管控单元，具体详见表 9。

表 9 本项目吴起区域涉及的生态环境管控单元准入要求

序号	市	区县	环境管控单元名称	单元要素属性	管控单元分类	管控要求		长度 (km)
1	延安市	吴起县	优先保护单元 10-吴起县国家二级公益林	一般生态空间	优先保护单元	空间布局约束	区域内执行延安市生态环境要素准入清单中“国家二级公益林”准入要求。	0.08
2	延安市	吴起县	优先保护单元 11-吴起县敏感极敏感区	一般生态空间	优先保护单元	空间布局约束	区域内执行延安市生态环境要素准入清单中“黄河流域 13 个国家重点生态功能区”准入要求。	4.84
3	延安市	吴起县	吴起县重点管控单元 2	水环境城镇生活污染重点管控区	重点管控单元	空间布局约束	区域内水环境城镇生活污染重点管控区执行延安市生态环境分区管控准入清单中“水环境城镇生活污染重点管控区-空间布局约束”的准入要求。	0.29
						污染排放	区域内水环境城镇生活污染重点管控区执行延安市	

序号	市	区县	环境管控单元名称	单元要素属性	管控单元分类	管控要求		长度 (km)
						管控	生态环境分区管控准入清单中“水环境城镇生活污染重点管控区-污染物排放管控”的准入要求。	

由表 9 和图 5 可知，本项目涉及吴起县重点管控单元和优先保护单元，其中优先保护单元涉及国家二级公益林和吴起县敏感极敏感区。

表 10 本项目吴起区域涉及生态环境分区管控准入清单符合性说明

序号	环境管控单元名称	管控要求	本项目情况	符合性
1	优先保护单元 10-吴起县国家二级公益林	<p>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，公示无异议后，按采伐管理权限由相应林业主管部门依法核发林木采伐许可证，开展抚育和更新性质的采伐。在不破坏森林植被的前提下，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。</p> <p>2.国有二级国家级公益林除执行前款规定外，需要开展抚育和更新采伐或者非木质资源培育利用的，还应当符合森林经营方案的规划，并编制采伐或非木质资源培育利用作业设计，经县级以上林业主管部门依法批准后实施。</p>	<p>本项目管线占用少量吴起县国家二级公益林，均为临时占地，建设单位正在办理林业用地手续；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。</p>	符合
2	优先保护单元 11-吴起县敏感极敏感区	<p>限制开发建设活动要求：</p> <p>1.涉及吴起、志丹、安塞、子长、黄龙、宜川等 6 个县域内的水土流失敏感区，应当限制或者禁止可能造成水土流失的生产建设活动，严格保护植物、沙壳、结皮、地衣等。在侵蚀沟的沟坡和沟岸、河流的两岸以及湖泊和水库的周边，土地所有权人、使用权人或者有关管理单位应当营造植物保护带。</p> <p>4.突出抓好黄土高原水土保持，全面保护天然林，持续巩固退耕还林还草、退牧还草成果，加大水土流失综合治理力度，稳步提升城镇化水平，改善中游地区生态面貌。</p>	<p>管线涉及吴起县敏感极敏感区-黄河流域 13 个国家重点生态功能区。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。</p>	符合
3	吴起县重点管控单元 2	<p>1.严禁在人口密集区新建危险化学品生产项目，城镇人口密集区危险化学品生产企业应搬迁改造。</p> <p>2.严格管控涉及易导致环境风险的有</p>	<p>本项目属于老油田改造治理项目，涉及站场均在现有站场内建设，不新增占地，涉及管线均为临时占</p>	符合

	<p>毒有害和易燃易爆物质的生产、使用、排放、贮运等新建、改扩建项目。</p> <p>强化城中村、老旧城区和城乡结合部以及各级乡镇污水截流、收集，加强截污纳管力度；加快推进沿河乡镇生活污水集中处理设施建设及提标改造进度。推动城镇污水处理设施和服务向农村延伸，因地制宜采用纳管处理、集中处理、分散式处理等模式加强城镇和农村生活污水治理的有效衔接；筛选并推广适合本地实际的农村生活污水治理实用技术和设施设备，收集管网建设与治理设施同步建设。加快雨污分流改造，雨水尾水处理设施建设，完善污水收集管网建设。</p>	<p>地。项目运营期和施工期采取各类措施后污染物可实现达标排放或不外排。</p>
--	---	--

本项目属于老油田改造治理项目，运营期和施工期采取各类措施后污染物可实现达标排放或不外排，符合重点管控单元要求；项目管线占用少量吴起县国家二级公益林，建设单位正在办理林业用地手续；管线涉及吴起县敏感极敏感区，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。

综上所述，本项目建设满足延安市环境管控要求。

③与榆林市“三线一单”符合性分析

根据榆林市人民政府《关于印发榆林市“三线一单”生态环境分区管控方案的通知》，本项目涉及优先保护单元和一般管控单元，以优先保护单元为主，项目在榆林市生态环境管控单元分布示意图的位置见图 6。

经分析，项目符合所在生态环境分区管控的要求，具体见下表。

表 11 环境管控单元划定

环境管控单元	管控要求	符合性
--------	------	-----

优先保护单元	指以生态环境保护为主的区域，主要包括生态保护红线、自然保护地、饮用水源保护区、重要水库，以及需要加强保护的重要生态功能区和环境脆弱敏感区。全市划定优先保护单元 115 个，面积 12930.02 平方公里，占全市国土面积的 30.13%。	优先保护单元以生态优先为原则，突出空间布局约束，依法禁止或限制大规模、高强度工业开发和城镇建设活动，开展生态功能受损区域生态保护修复活动，确保重要生态环境功能不降低。	根据《陕西省生态功能区划》，项目属于省级层面重点生态功能区-其他区域。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。
一般管控单元	指优先保护单元和重点管控单元以外的其他区域。全市划分一般管控单元 12 个，面积 19354.15 平方公里，占全市国土面积的 45.09%。	一般管控单元主要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。	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。

经分析，项目符合榆林市生态环境准入清单相关要求，具体见下表。

表 12 本项目与榆林市生态环境准入清单的符合性分析表

适用范围	管控维度	管控要求	本项目情况	相符性
总体要求	空间布局约束	构建“一核三区、一轴二带”绿色低碳、多级多元的产业空间布局结构。其中三区，北部煤电化工发展区包括榆阳、横山、神木、府谷 4 个县市区，依托榆神工业区、榆横工业区、神木高新区、府谷煤电化工业区等重点园区发展以煤为主的煤炭、煤电、煤化工等能源化工主导产业和有色、新能源、装备、建材、物流、文化旅游等产业。西部油气综合利用区包括定边和靖边两县，依托靖边能源化工综合利用产业园、定边工业新区等重点园区，发展原油、天然气、油气化工等产业，加快培育风能和太阳能等新能源产业。南部生态产业区包括南部六县，重点发展建材、特色轻纺和文化旅游、现代物流等产业，培育农产品加工产业集群。	项目位于榆林市定边县，位于西部油气综合利用区，项目在已建油区内建设，包括新建管线、改扩建站场等配套工程，属于发展原油、天然气、油气化工等产业，位于榆林市生态环境准入清单范围内。	符合

本项目与榆林市“三线一单”的符合性分析见表 13。

表 13 本项目与榆林市“三线一单”的符合性分析表

“三线一单”	本项目	相符性
生态保护红线	本项目定边区域管线占用省级公益林，与生态红线叠加汇总面积为 0，说明本项目定边区域建设不涉及生态红线。	符合
环境质量底线	根据环境质量状况结果，项目所在区域大气、地下水、声等环境质量能够满足相应功能区划要求。通过环境影响分析，本项目为老油田改造治理项目，项目施工期和运行期采取环评要求的措施能够合理处置各项污染物，各项污染物对周边环境影响较小，不触及环境质量底线。	符合

资源利用上线	项目施工过程中主要消耗一定电能及伴生气，用电由项目所在站场供电系统接入，伴生气为油田自产，符合资源利用上线相关要求。	符合
环境准入负面清单	经查《陕西省重点生态功能区产业准入负面清单》，本项目不在其禁止准入类和限制准入类中。	符合

经查询，《陕西省国家重点生态功能区产业准入负面清单（试行）》未针对定边县制定相关产业准入负面清单规定。

根据《榆林市经济社会发展总体规划（2016-2030 年）》附件 3-榆林市空间开发负面清单，本项目涉及其中的定边县。经分析，项目建设符合定边县空间开发负面清单要求。符合性分析具体见表 14。

表 14 与定边县空间开发负面清单符合性分析

序号	类别	名称	与本项目位置关系	符合性
1	基本农田保护区	永久基本农田	本项目不占用永久基本农田	符合
2	森林公园	定边县森林公园	本项目不涉及森林公园	符合
3	文化自然遗产	文物保护单位	本次产能用地不涉及文物保护单位	符合
4	水域及水利设施用地	无定河干流	项目不涉及无定河干流（定边县境内为柳河）、八里河，杨伏井水库、营盘山水库。	符合
		八里河		
		杨伏井水库		
		营盘山水库		
5	湿地	定边烂泥池湿地	项目不涉及相关湿地	符合
		定边花马池湿地		
		定边苟池湿地		
		定边莲花池湿地		
		定边八里河湿地		
6	饮用水水源保护区	定边贺圈镇西羊圈水源地	项目不涉及相关水源地	符合
		定边马莲滩水源地		
		定边安边河脑村水源地		
		定边白泥井水源地		
		定边板窑调蓄水池保护区		
		定边堆梁水源地		
		定边红柳沟陡沟子水库保护区		
		定边姬塬水源地		
		定边梁圈水源地		
		定边马莲滩及衣食梁移民区水源地		
		定边石洞沟张寨子水源地		
		定边辛圈净化水厂保护区		
		定边辛圈调蓄水池保护区		
定边学庄水源地				

	定边杨伏井水库水源地	
	定边杨井孙克要先水源地	
	定边营盘山水库水源地	
	定边砖井净化水厂保护区	
	定边砖井镇后坑水源地	

(6) 与榆林市“多规合一”符合性分析

本项目为老油田改造治理项目，项目定边区域站场工程均不新增占地，管线工程建设2条出油管线，本次环评针对管线进行了“多规合一”符合性控制线检测。项目管线与榆林市“多规合一”控制线检测结果符合性分析见下表，控制线检测报告见附件。

表 15 项目管线与榆林市“多规合一”控制线检测符合性分析

管线	符合性分析
江 65-28 至江 64-27 井场出油管线	项目管线不占用文物保护线、生态红线、基本农田和矿区；管线占地区域涉及限制建设区和允许建设区，为一般农地区、牧业用地区和独立工矿区，建议与自然资源规划部门对接。
江 42-41 至江 44-394 总机关出油管线	项目管线不占文物保护线、生态红线、基本农田和矿区；管线占地区域涉及限制建设区，为一般农地区、牧业用地区和独立工矿区，建议与自然资源规划部门对接。

④小结

根据《榆林市投资项目选址“一张图”控制线检测报告》中的控制线检测结果，本项目定边区域建设管线等均不占用文物保护线、生态红线、基本农田。因此，本项目定边区域建设符合榆林市“多规合一”文件要求。

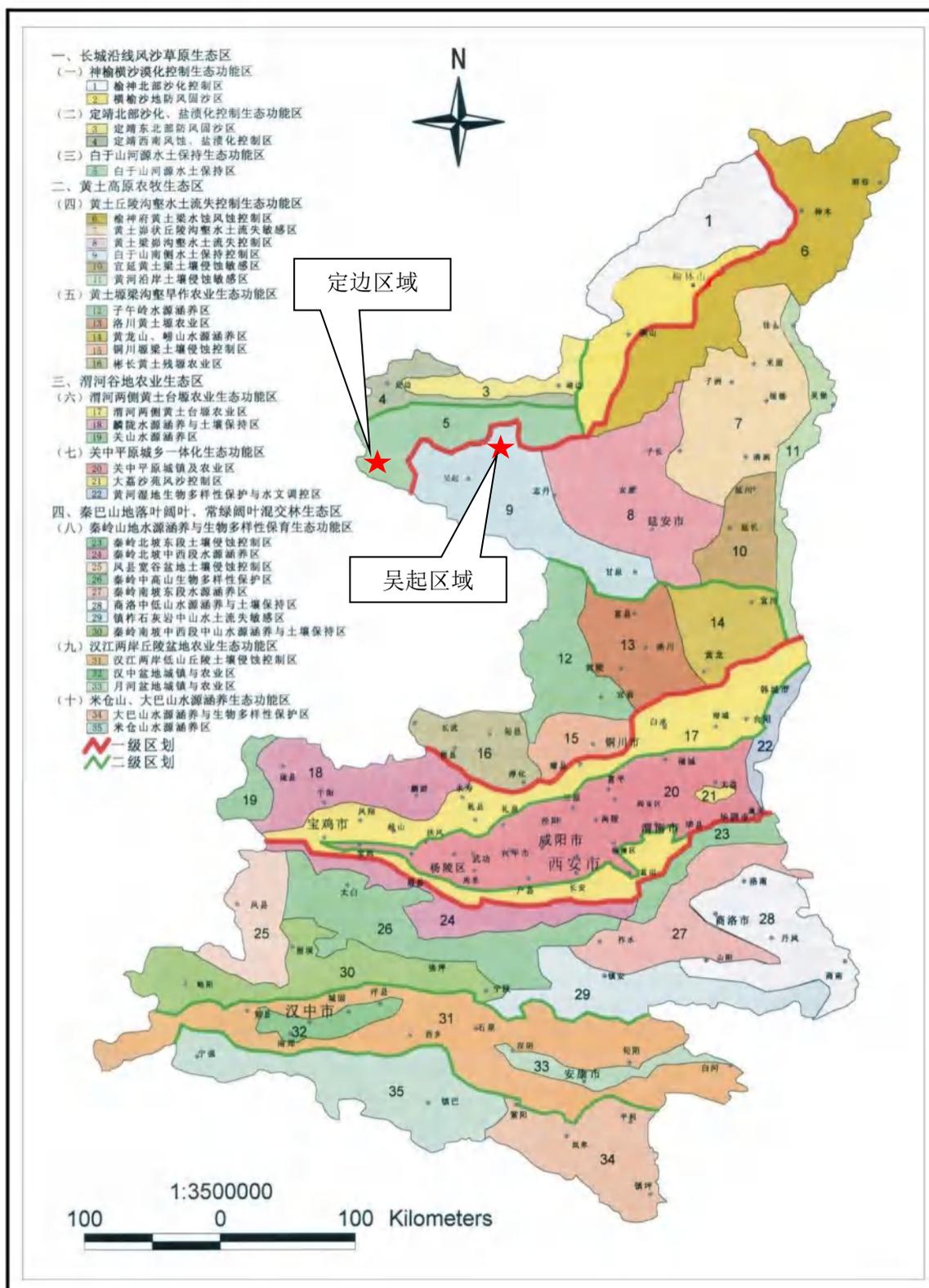


图 1 陕西省生态功能区划位置关系图

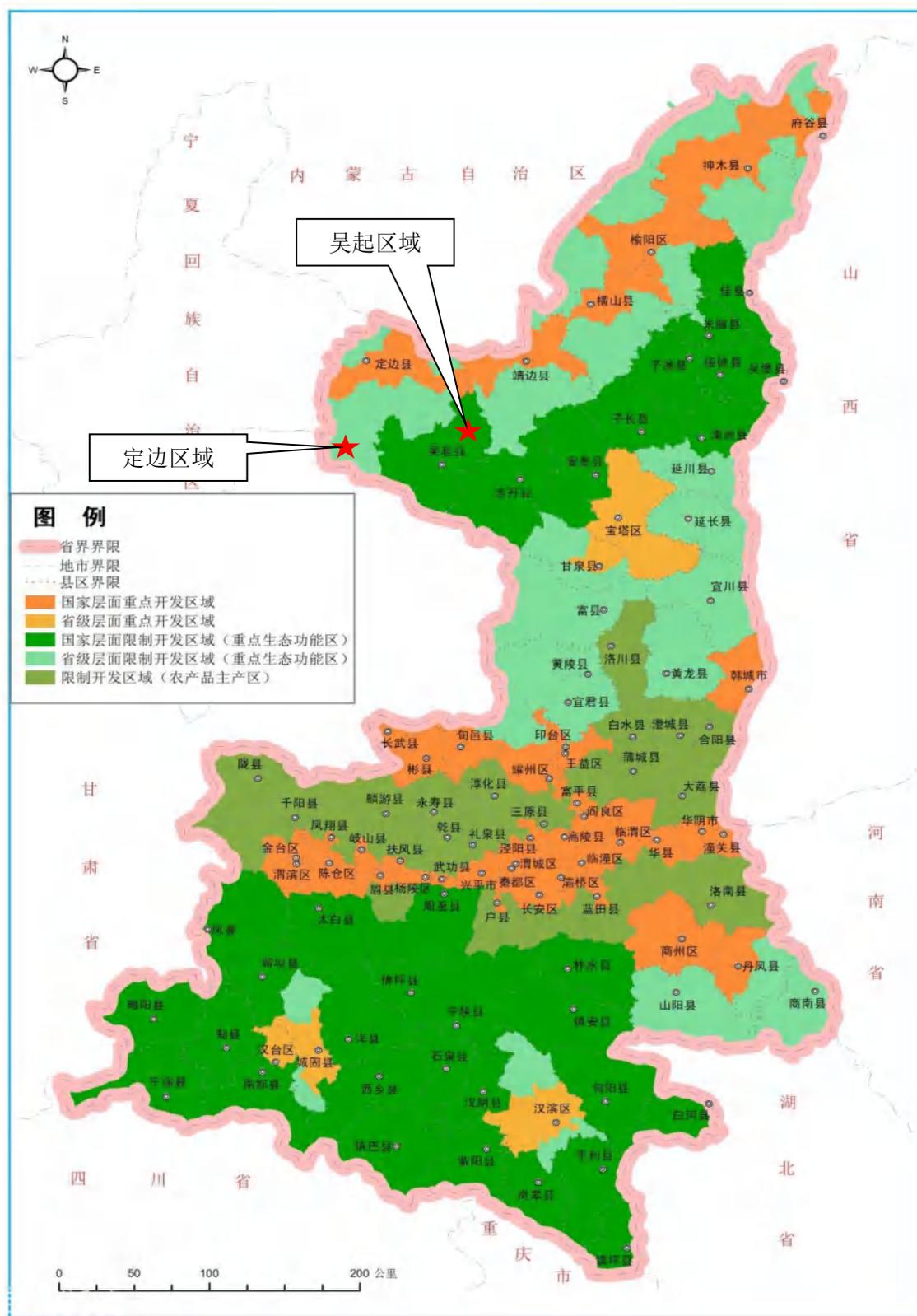


图 2 项目与陕西省主体功能区划位置关系图

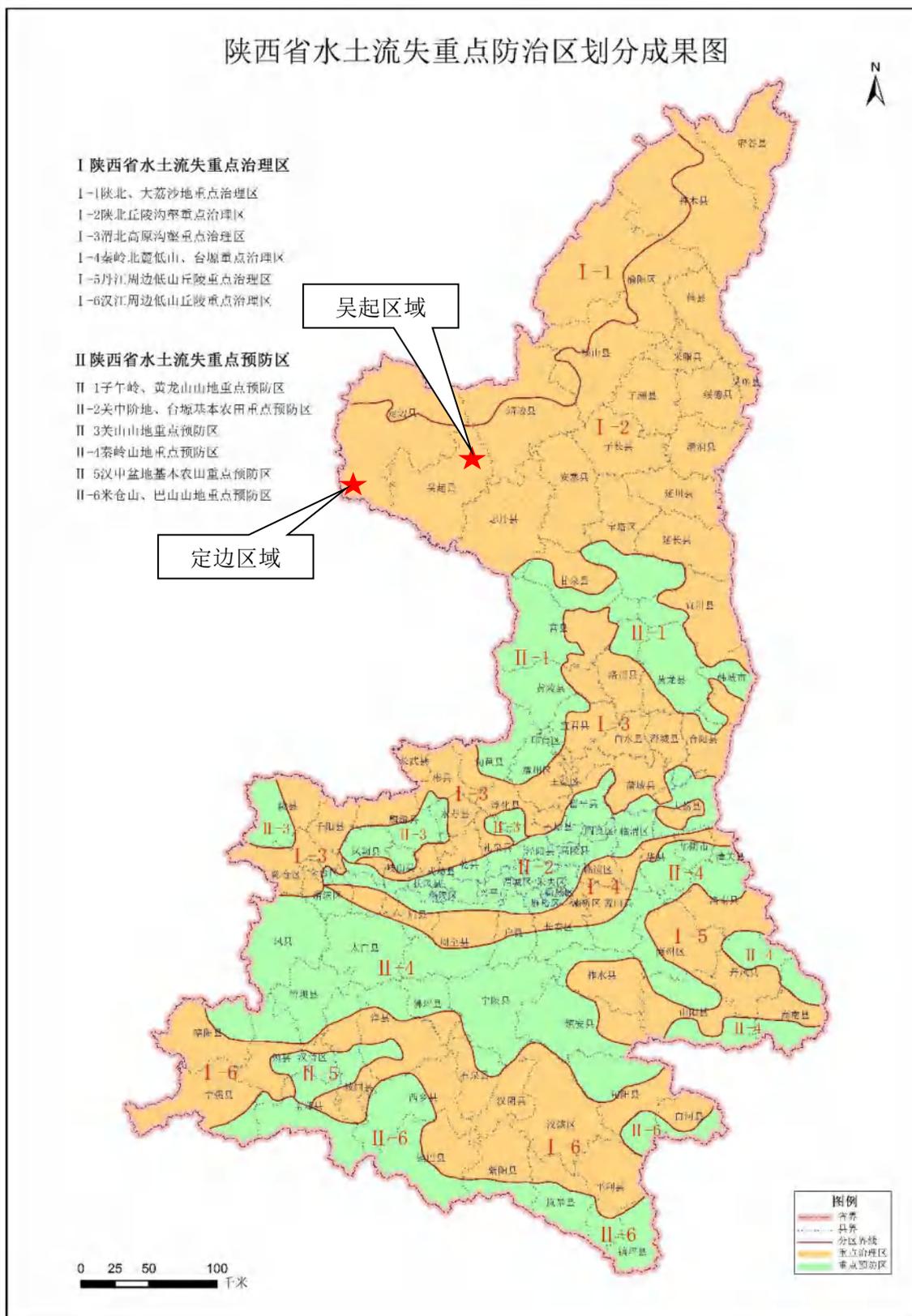


图 3 项目与陕西省水土保持规划位置关系图

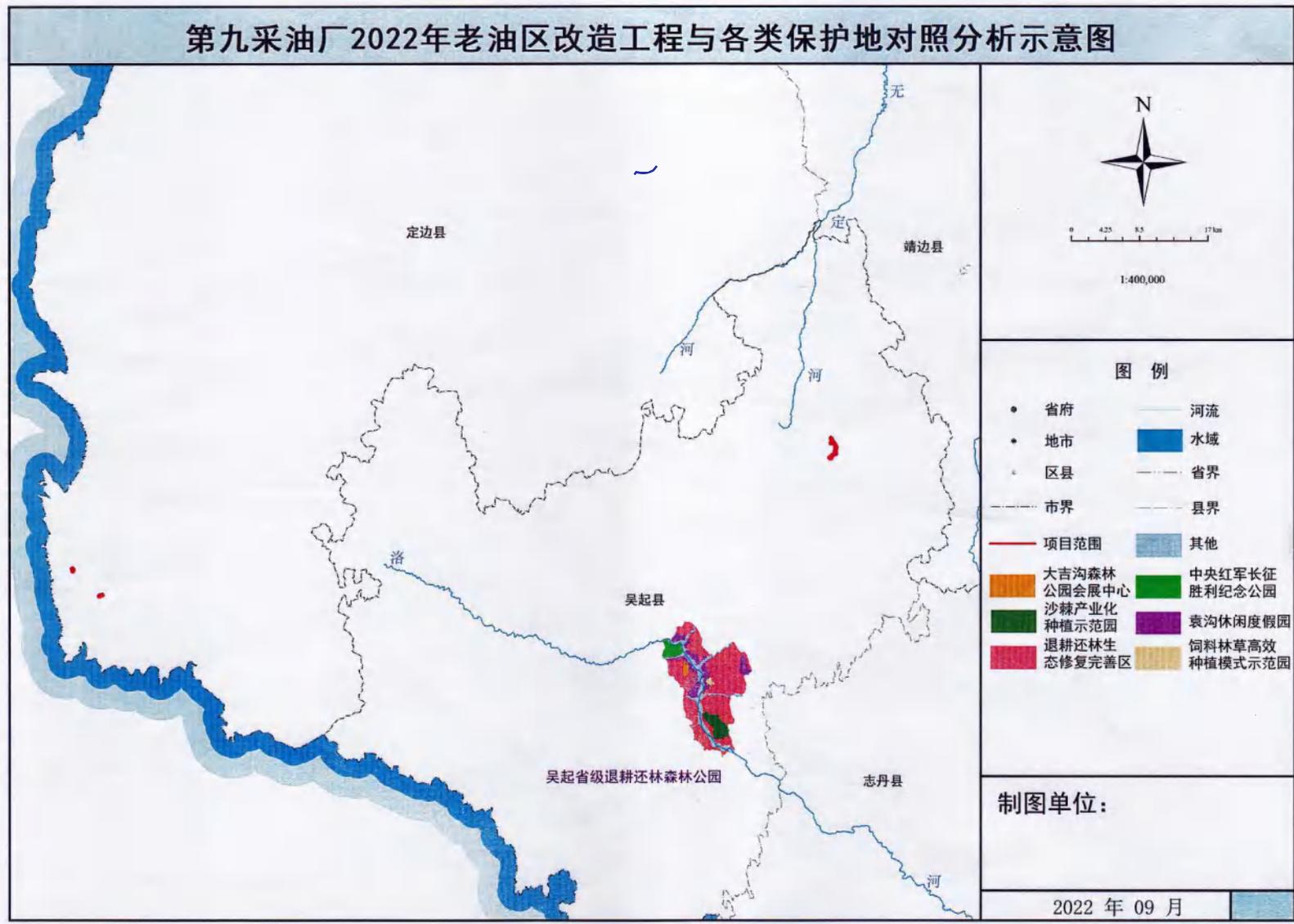


图 4 项目与各类保护地对照分析示意图

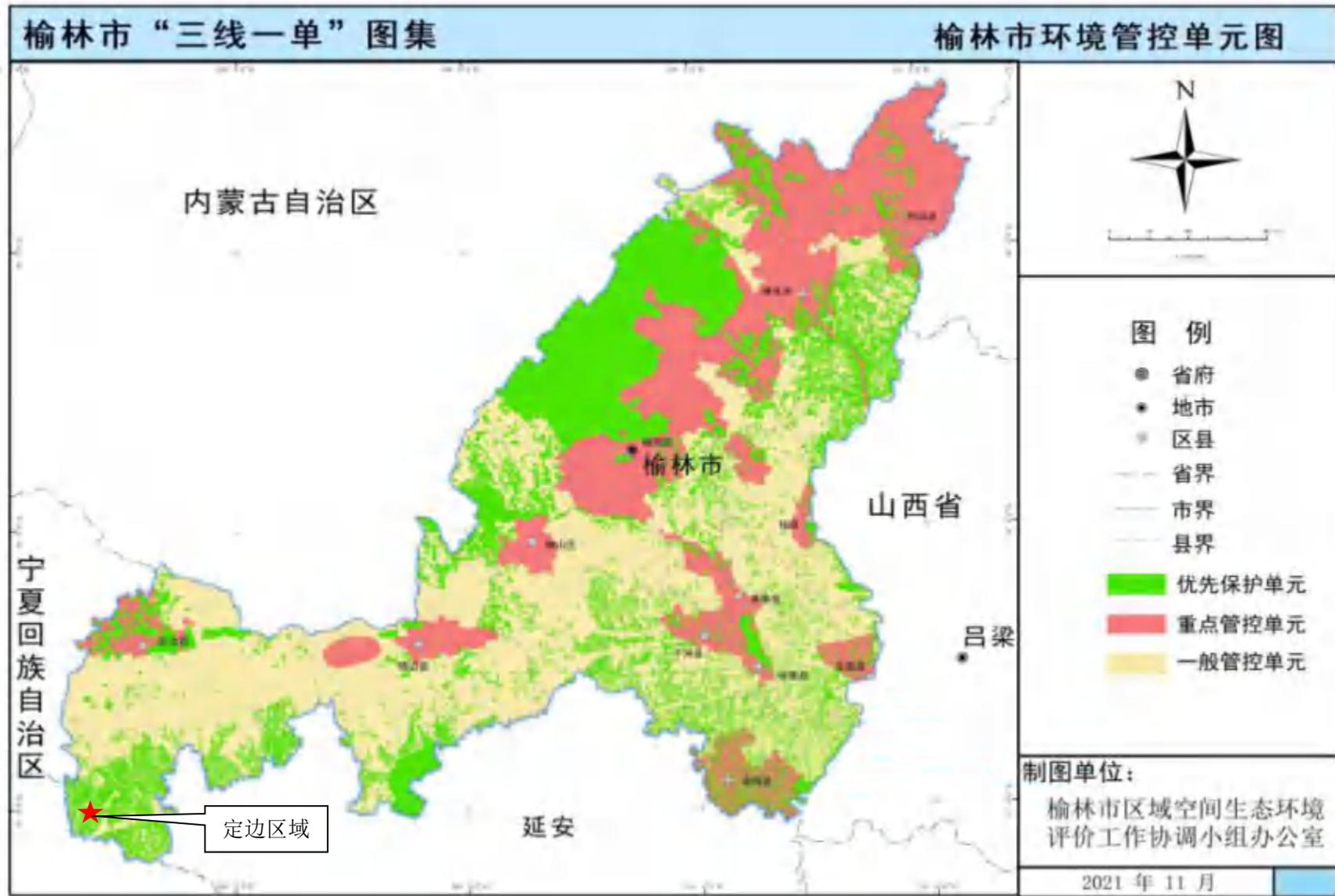


图 6 项目与榆林市生态环境管控单元分布位置关系图

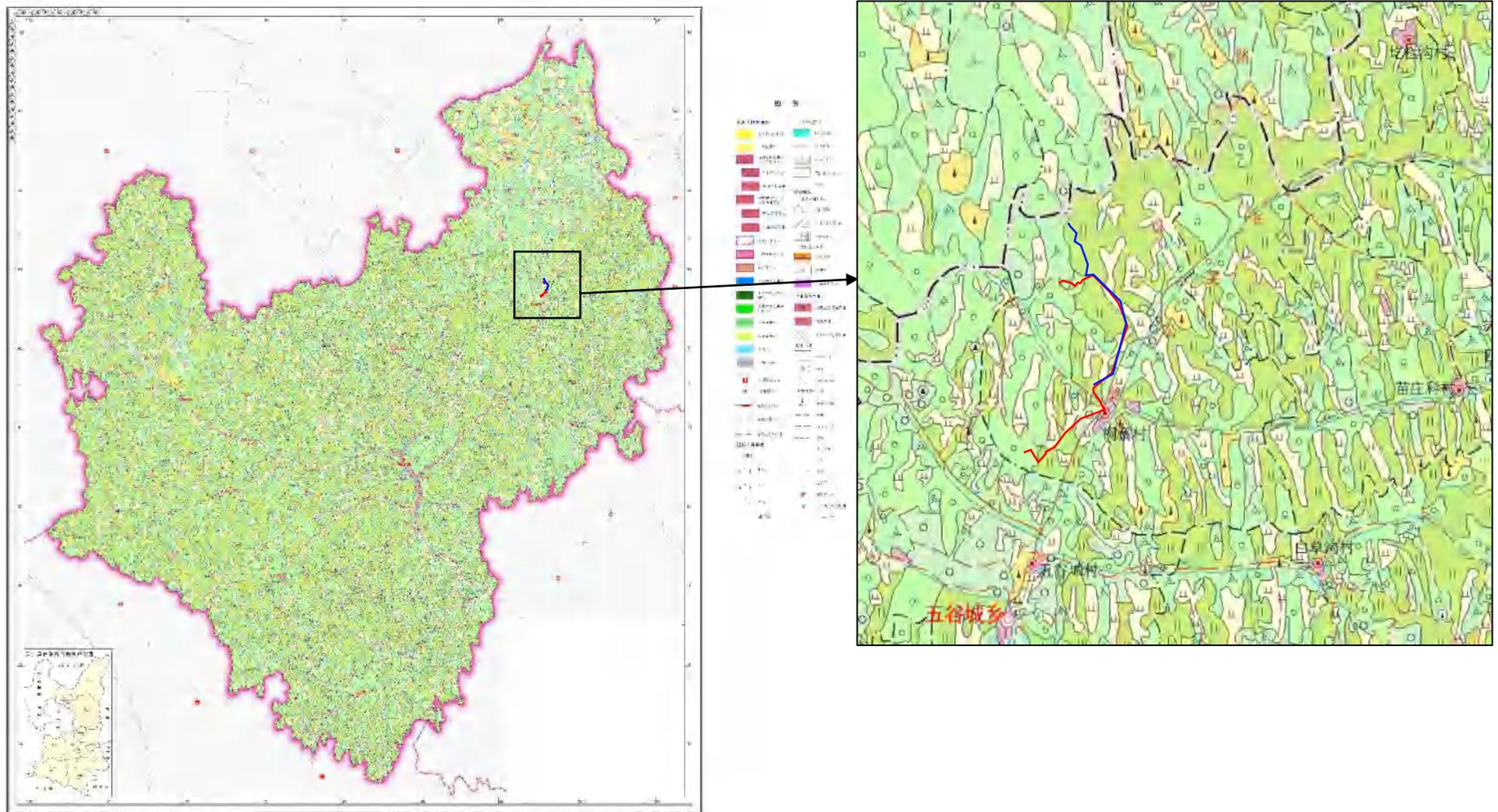


图 7 项目与延安市吴起县土地利用规划位置关系图

3、选址、选线合理性

根据项目方案，项目选址、选线的合理性进行分析，详见表 9。

表 9 管线方案的环境特征表

项目	环境影响特征
环境敏感目标	新周 10 增位于畔 202-90 井场内，不新增占地；新周 5 增位于湾 80-74 井场内，不新增占地；旗 13-8 增扩建不新增占地；周二转、吴起试注站和刘峁塬卸油台改建不新增占地。项目管线吴起区域主要为畔 204-85 至新周 10 增出油管线，畔 202-93 至新周 10 增出油管线，新周 10 增至周二转插输点输油管线，管线不占用基本农田，详见图 7；定边区域主要为江 65-28 至江 64-27 井场出油管线，江 42-41 至江 44-394 总机关出油管线，管线不占用基本农田，详见《榆林市投资项目选址“一张图”控制线检测报告》；项目管线均采用地理方式，沿山岭及油区道路敷设，管道两侧 20m 范围内无居民等敏感目标。项目站场、管线不在城市规划区，不涉及饮用水源地、森林公园等敏感目标。
占地性质	项目涉及站场均利用现有站场，不新增占地；管线用地主要为草地、交通用地、旱地、工矿用地及灌木林地等，项目不占用基本农田、自然与文化遗产保护区。
水环境	本项目不穿越河流，涉及 1 处管线桁架跨越，施工期及正常运行期不会对河流产生影响。
空气环境	原油采用管道密闭输送，正常情况下对空气环境影响小。

根据《输油管道工程设计规范》（GB50253-2014）要求，输油管道不应通过饮用水水源一级保护区、飞机场、火车站、海（河）港码头、军事禁区、国家重点文物保护范围、自然保护区的核心区，原油、成品油管道与城镇居民点或者重要公共建筑的距离不小于 5m，原油、成品油管道临近大中型水库、码头、飞机场时，间距不小于 20m，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，距离用地边线不应该小于 3m。本项目的管线满足上述要求，选线合理。

综上所述，项目管道两侧 20m 范围内无居民等敏感目标，站场、管线所在区域内无城市规划区、水源保护区、森林公园等敏感目标，项目占地类型主要为草地、交通用地、旱地、工矿用地及灌木林地等，不占用基本农田。评价认为，从环境保护角度看，项目选址、选线环境可行。

五、关注的主要环境问题

（1）施工期重点关注施工扬尘、各类施工废水、固体废物的环境影响及处置措施，同时应关注施工对土壤、动植物、土地利用的环境影响分析以及提出的生态保护措施可行性；

（2）运行期重点关注原油管线泄漏、站场无组织烃类排放、站场加热炉烟气排放、采出水泄漏对地下水环境、土壤环境和环境风险的影响，提出相应处置措施可行性；

（3）整体上根据项目环境污染特征和当地环境状况，评价重点关注项目对生态环境、地下水环境、环境风险的影响，兼顾其它环境影响，根据预测可能造成环境影响的

范围和程度，有针对、有侧重地提出预防、减缓和补偿等环保措施及环境风险应急预案。

六、报告书主要结论

本项目符合国家产业政策，符合国家、陕西省、延安市和榆林市的相关规划要求。在按照“三同时”制度认真落实工程设计、环评报告提出的改进措施并强化环境管理后，主要污染物可做到达标排放，固体废物全部得到合理处置；生态环境影响得到有效控制、恢复，并减至最小程度；环境风险可降低到当地环境能够容许的程度；从满足环境质量目标和生态环境保护要求的角度，项目建设可行。

1 总则

1.1 编制依据

1.1.1 委托书

长庆油田分公司第九采油厂《长庆油田分公司第九采油厂 2022 年老油田改造治理项目环境评价委托书》，2022.8，附件 1。

1.1.2 国家法律

- (1) 《中华人民共和国环境保护法（修订）》，2015.1.1；
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法（修订）》，2018.12.29；
- (3) 《中华人民共和国环境噪声污染防治法》，2022.6.5；
- (4) 《中华人民共和国水污染防治法（修订）》，2018.1.1；
- (5) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法（修订）》，2020.9.1；
- (6) 《中华人民共和国大气污染防治法（修订）》，2018.10.26；
- (7) 《中华人民共和国环境土壤污染防治法》，2019.1.1；
- (8) 《中华人民共和国森林法（修订）》，2020.9.22；
- (9) 《中华人民共和国水法（修订）》，2016.9.1；
- (10) 《中华人民共和国土地管理法（修订）》，2019.9.5；
- (11) 《中华人民共和国野生动物保护法（修订）》，2017.1.1；
- (12) 《中华人民共和国水土保持法（修订）》，2011.3.1；
- (13) 《中华人民共和国环境保护税法》，2018.1.1；
- (14) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》，2010.10.1。

1.1.3 行政法规及规范性文件

- (1) 国务院《建设项目环境保护管理条例》（国令第 682 号），2017.10.1；
- (2) 国务院《基本农田保护条例》（2011 年修订），2011.1.8；
- (3) 国务院《土地复垦条例》（国令第 592 号），2011.3.5；
- (4) 国务院《关于加强环境保护重点工作的意见》（国发[2011]35 号），2011.10.17；
- (5) 国务院《全国生态环境保护纲要》（国发[2000]38 号），2000.11.26；
- (6) 国务院《中华人民共和国野生植物保护条例》（国令第 687 号），2017.10.7；
- (7) 国务院《地质灾害防治条例》（国发[2003]394 号），2003.11.24；
- (8) 《中华人民共和国河道管理条例》，2018.3.19 修改；

(9) 《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》，2021.3.12。

1.1.4 部门规章及规范性文件

- (1) 《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（委令第 29 号），2019.10.30;
- (2) 《国家危险废物名录》（部令第 15 号），2020.11.25;
- (3) 《建设项目环境影响评价分类管理名录》，2021 年版;
- (4) 《环境影响评价公众参与办法》，2019.1.1;
- (5) 《关于加强西部地区环境影响评价工作的通知》（环发[2011]150 号），2011.12.29;
- (6) 《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》（环发[2012]77 号），2012.7.3;
- (7) 《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》（环发[2012]98 号），2012.8.8;
- (8) 《企业事业单位环境信息公开办法》（部令第 31 号），2015.1.1;
- (9) 《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函[2019]910 号），2019.12.13;
- (10) 《突发环境事件应急管理办法》，部令第 34 号，2015.6.5 实施;
- (11) 《建设项目环境影响评价信息公开机制方案》，环发[2015]162 号，2015.12.10;
- (12) 关于印发《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》，环发[2015]4 号，2015.1.8;
- (13) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》，环境保护部公告[2012]18 号，2012 年 3 月;
- (14) 国家发展改革委 商务部关于印发《市场准入负面清单（2022 年版）》的通知，发改体改规〔2022〕397 号，2022.3.12;
- (15) 《企业环境信息依法披露管理办法》部令 第 24 号，自 2022 年 2 月 8 日起施行。

1.1.5 地方政府及其职能部门的法规、政策及规范性文件

- (1) 《陕西省煤炭石油天然气开发生态环境保护条例（修订）》，2019.12.1;
- (2) 《陕西省大气污染防治条例（2019 修正版）》，2019.7.31;
- (4) 《陕西省地下水条例》，2021.11.10;

- (5) 《陕西省固体废物污染环境防治条例》，2021.9.29 第二次修正；
- (6) 《陕西省水土保持条例》，2013.7.26；
- (7) 《陕西省生态功能区划》（陕政发[2004]115 号），2004.11；
- (8) 《陕西省加强陕北地区环境保护若干意见》（陕环函[2006]402 号）；
- (9) 《陕西省水功能区划》，2004.9；
- (10) 《陕西省加强陕北地区环境保护若干意见》（陕环函〔2006〕402 号）；
- (11) 《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》，2021.1.29；
- (12) 《陕西省饮用水水源保护条例》（2021 修订版），2021.1.21；
- (13) 《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，2018 年 2 月 9 日；
- (14) 《陕西省生态环境厅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）；
- (15) 《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》，2021.1.29；
- (16) 《陕西省主体功能区划》，陕政发[2013]15 号，2013.3.13。
- (17) 陕西省环境保护厅《陕西省“十四五”生态环境保护规划》，2021.9.29；
- (18) 《陕西省人民政府办公厅关于印发蓝天碧水净土保卫战 2022 年工作方案的 通知》（陕政办发〔2022〕8 号），2022.3.14；
- (19) 《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》，2020.12.29；
- (20) 延安市人民政府《延安市土壤污染防治工作方案的通知》（延政函〔2017〕221 号），2017.11.21；
- (21) 延安市人民政府 关于印发《延安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》的通知，2021 年 2 月 24 日延安市第五届人民代表大会第六次会议批准，2021.3.25；
- (22) 延安市人民政府办公室关于印发《延安市生态环境保护“十四五”规划的通知》延政办发〔2021〕43 号，2021.12.22；
- (23) 延安市人民政府关于印发《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，2021.11.26；

（24）延安市人民政府办公室关于印发《蓝天、碧水、净土保卫战 2022 年工作方
案》的通知，延政办函〔2022〕18 号，2022.3.17；

（25）延安市人民政府办公室关于印发《延安市 2022 年落实企业生态环保主体责
任工作方案》的通知，延政办函〔2022〕19 号，2022.3.17；

（26）延安市人民政府办公室《关于实行最严格水资源管理制度的实施意见》（延
政办函〔2014〕22 号），2014.6.11；

（27）榆林市人民政府《榆林市水污染防治工作方案的通知》（榆政发[2016]21 号），
2016.7.15；

（28）《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），2021.11.26；

（29）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 2022 年生态
环境保护五十二项攻坚行动方案》的通知(榆办字[2022]11 号)，2022.2.10。

1.1.6 导则及技术规范

- （1）《建设项目环境影响评价技术导则-总纲》（HJ2.1-2016）；
- （2）《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）；
- （3）《环境影响评价技术导则-地表水环境》（HJ2.3-2018）；
- （4）《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）；
- （5）《环境影响评价技术导则-声环境》（HJ2.4-2021）；
- （6）《环境影响评价技术导则-生态影响》（HJ19-2022）；
- （7）《环境影响评价技术导则-土壤环境（试行）》（HJ964-2018）；
- （8）《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）；
- （9）《建设项目危险废物环境影响评价指南》（公告 2017 年）；
- （10）《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）；
- （11）《生态环境状况评价技术规范》（HJ/T 192-2015）；
- （12）《输油管道工程设计规范》（GB 50253-2014）。

1.1.7 项目相关资料

（1）第九采油厂《长庆油田 2022 年老油田调整改造工程第九采油厂低效站点周 10
增改造》设计文件，2022.5；

(2) 第九采油厂《长庆油田 2022 年老油田调整改造工程第九采油厂低效站点周 5 增改造》设计文件，2022.5；

(3) 第九采油厂《第九采油厂 2022 年油维工程周二转采出水系统改造》设计文件，2022.5；

(4) 第九采油厂《吴起油田原油稳定及伴生气综合利用工程旗 13-8 增扩建》设计文件，2022.7；

(5) 第九采油厂《吴起油田新 193 区泡沫辅助减氧空气驱地面工程吴起试注站改造（二次设计）》设计文件，2022.5；

(6) 第九采油厂《长庆油田分公司第九采油厂第九采油厂刘崑塬作业区刘崑塬卸油台改造项目》设计文件，2022.2；

(7) 建设单位提供的其他技术资料、相关部门意见等。

1.2 评价原则

(1) 依法评价

本次环境影响评价工作执行国家、陕西省颁布的有关环境保护法律、法规、规范、标准，优化项目建设，服务环境管理。

(2) 科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析建设项目对环境质量的影响。

(3) 突出重点

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

1.3 环境影响识别和评价因子选择

1.3.1 环境影响因素识别

(1) 施工期

本项目施工期主要活动包括：新周 10 增位于畔 202-90 井场内不新增占地，新周 5 增位于湾 80-74 井场内不新增占地，旗 13-8 增扩建不新增占地，周二转、吴起试注站和刘崑塬卸油台改建不新增占地。施工期环境影响主要为原油管线敷设，将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 1.3-1。

表 1.3-1 施工期环境影响因素识别矩阵

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	施工弃土、生活垃圾	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

(2) 运行期

运行期，正常工况条件下，污染物排放主要集中在站场。与建设期相比，运行期对环境的污染影响稍轻。本项目运行期环境影响因素识别及筛选见表 1.3-2。

表 1.3-2 运行期环境影响因素识别及筛选矩阵

环境要素 \ 影响因素	废气	废水	固体废物	噪声	风险
	非甲烷总烃、颗粒物、NO _x 、SO ₂	采出水	废滤料、含油污泥	设备噪声	原油泄漏、火灾、爆炸等
环境空气	-2				-2
地表水					-1
地下水		-2	-1		-2
声环境				-2	
土壤		-2	-1		-2

注：3—重大影响；2—中等影响；1—轻微影响；“-”——不利影响

1.3.2 评价因子筛选

根据环境影响识别结果，进行了本项目评价因子筛选，筛选结果汇总见表 1.3-3。

表 1.3-3 环境影响评价因子筛选结果汇总表

序号	环境要素		评价因子
1	环境空气	现状评价	SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃ 、非甲烷总烃
		影响评价	PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO _x 、非甲烷总烃
2	地表水环境	现状评价	/
		影响评价	废水处理设施可依托性
3	地下水环境	现状评价	钾、钠、钙、镁、碳酸根、碳酸氢根、氯化物、硫酸盐、pH 值、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发酚、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、总大肠菌群、细菌总数、石油类，共 28 项
		影响评价	石油类
4	声环境	现状评价	等效 A 声级
		影响评价	等效 A 声级
5	生态环境	分析评价	土地利用、土壤、动植物等
6	土壤环境	现状评价	建设用地 基本因子 45 项，包括：砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍，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

序号	环境要素		评价因子
			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、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘，石油烃
		农用地	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌，石油烃
		影响评价	石油烃
6	风险评价	分析评价	原油等泄漏污染及泄漏后引发险火灾、爆炸等环境风险事故

1.4 环境功能区划及评价执行标准

1.4.1 环境功能区划

(1) 环境空气

本项目范围属于农村地区，依据环境空气质量功能区的分类，属二类区。

(2) 地表水环境

根据现场调查，吴起区域涉及河流为无定河和北洛河支流宁寨川，属于无定河流域和北洛河流域；刘峁塬区域涉及安川河，属于泾河上游支流；均属黄河流域水系。根据《陕西省水功能区划》，吴起区域无定河属II类水体功能，其他上述河流均属III类水体功能。

(3) 地下水环境

根据现状调查，评价区的地下水主要用途为人畜饮用，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

根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）的规定及周围的环境状况，确定声环境功能为2类。

(5) 生态环境

根据《陕西省生态功能区划》（见图1），油区在生态功能分区上属于白于山南侧水土流失控制区和白于山河源水土保持区。

1.4.2 环境质量标准

(1) 环境空气质量执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准，非甲烷总烃执行《大气污染物综合排放标准详解》中规定限值；

(2) 地下水质量执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准；

(3) 声环境质量执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)中 2 类区标准;

(4) 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。

具体标准限值见表 1.4-1。

表 1.4-1 环境质量标准

类别	标准名称及级(类)别	污染因子	标准值			
			单位	数值		
环境空气	《环境空气质量标准》 (GB3095-2012) 二级标准及修改单	SO ₂	24 小时平均	μg/m ³	150	
			1 小时平均		500	
		PM ₁₀	24 小时平均		150	
		TSP	24 小时平均		300	
		NO ₂	24 小时平均		80	
			1 小时平均		200	
		NO _x	24 小时平均		100	
			1 小时平均		250	
		CO	24 小时平均		mg/m ³	4
			1 小时平均			10
		O ₃	日最大 8 小时平均		10	
	1 小时平均		100			
	《大气污染物综合排放标准详解》 中规定限值	非甲烷总烃	1 小时平均	mg/m ³	2	
地下水	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017) III类标准	pH	无量纲		6.5~8.5	
		钾			/	
		钠			≤200	
		钙			/	
		镁			/	
		碳酸根			/	
		碳酸氢根			/	
		氯化物			≤250	
		硫酸盐			≤250	
		氨氮			≤0.50	
		硝酸盐氮			≤20.0	
		亚硝酸盐氮			≤1.00	
		挥发酚			≤0.002	
		氰化物			≤0.05	
		砷			≤0.01	
		汞			≤0.001	
		六价铬			≤0.05	
		总硬度			≤450	
		硫化物			≤0.02	
		铅			≤0.01	
氟化物			≤1.0			
镉			≤0.005			
铁			≤0.3			

类别	标准名称及级(类)别	污染因子	标准值		
			单位	数值	
		锰		≤0.10	
		溶解性总固体		≤1000	
		耗氧量		≤3.0	
		总大肠菌群		个/mL	≤3.0
		细菌总数		MPN/L	≤100
	参照《地表水环境质量标准》 (GB3838-2002) III类标准	石油类	mg/L	0.05	
噪声	《声环境质量标准》 (GB3096-2008) 中 2 类标准	等效 A 声级	dB(A)	昼间	≤60
				夜间	≤50
土壤	《土壤环境质量建设用土壤污染 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				

类别	标准名称及级(类)别	污染因子	标准值	
			单位	数值
		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		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
	汞		3.4	
	砷		25	
	铅		170	
	铬		250	
	铜		100	
		镍	190	
	锌	300		

1.4.3 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，焊接烟尘执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）二级标准；运行期非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）排放控制要求，场界内执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）中相关要求，加热炉废气执行《锅炉大气污染物排放标准》（DB61/1226-2018）中其它燃气标准。

(2) 废水：生产废水满足《长庆油田采出水回注技术指标》（Q/SYCQ 3675-2016）主要控制指标要求后全部回注，不外排；项目建成后不新增劳动定员，不新增生活污水。

(3) 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。

(4) 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），危险废物贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单中有关规定。

具体标准限值见表 1.4-2。

表 1.4-2 污染物排放标准

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》	TSP	无组织排放监	≤0.8（拆除、土方

类别	标准名称及级(类)别	污染因子	标准值	
	(DB61/1078-2017)	TSP	控浓度限值 (周界外浓度 最高点) mg/m ³	及地基处理工程) ≤0.7 (基础、主体 结构及装饰工程)
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
运行期 非甲烷总烃	场界外《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	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	10
运营期 加热炉废气	《锅炉大气污染物排放标准》 (DB61/1226-2018) 其他燃气	颗粒物	mg/m ³	10
		二氧化硫	mg/m ³	50
		氮氧化物	mg/m ³	150
运行期 废水	《长庆油田采出水回注技术指标》 (Q/SYCQ 3675-2016)表 1 井口注水 压力小于 20MPa 主要控制指标要求	SS	mg/L	80
		石油类	mg/L	80
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	《工业企业厂界环境噪声排放标准》 (GB12348-2008) 2 类区标准
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 险废物贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001) 及其修改单中有关 规定。			

1.4.4 其它

国家规定的总量控制指标和项目特征污染物必须符合污染物排放总量控制指标要求；其它标准参照国家有关规定执行。

1.5 评价工作等级和评价范围

1.5.1 大气环境

(1) 评价工作等级

本项目改扩建后新周10增和新周5增采用数字化混输泵撬，不需加热，站场不设置加热炉；旗13-8增拆除2台电加热炉，新增2台400kW冷凝加热炉。

项目旗 13-8 增新增 400kw 加热炉 2 台，运行期废气污染源主要为加热炉烟气及油气集输过程挥发、泄漏等无组织排放的烃类气体，主要污染物为 SO₂、NO_x、颗粒物和 非甲烷总烃。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 要求，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 1.5-1，判别依据见表 1.5-2，判定结果见 1.5-3。

表 1.5-1 评价因子和评价标准表

评价因子	平均时段	标准值/(mg/m ³)	标准来源
SO ₂	1 小时平均	0.5	《环境空气质量标准》(GB3096-2012) 二级
PM ₁₀	24 小时平均	0.15	
NO _x	1 小时平均	0.25	
非甲烷总烃	1 小时平均	2.0	《大气污染物排放标准详解》

表 1.5-2 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 1.5-3 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 C _i (μg/m ³)	P _{max} (%)	评价等级
有组织排放	旗 13-8 增 400kW 加热炉	SO ₂	1.2471	0.2771	二级
		颗粒物	3.1652	0.6330	
		NO _x	15.8100	6.3240	
无组织排放	旗 13-8 增	非甲烷总烃	60.7100	3.0355	二级
	刘峁塬卸油台	非甲烷总烃	123.2830	6.1642	二级

根据评价等级判定依据，加热炉废气污染物最大地面环境空气质量浓度占标率均小于 10%，评价工作等级为二级；站场无组织排放非甲烷总烃最大地面环境空气质量浓度占标率均小于 10%，评价工作等级为二级。

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

本项目新周 10 增、新周 5 增、旗 13-8 增、周二转、吴起试注站、刘峁塬卸油台各站场中心外延 2.5km 矩形范围为评价范围，具体见图 1.5-1~图 1.5-4。

1.5.2 地表水环境

本项目建成后不新增劳动定员，不新增生活污水；采出水经处理达标后回注油层，不外排。项目运行期无废水排放。根据《环境影响评价导则-地表水环境》(HJ2.3-2018)判定，本项目地表水评价工作等级为三级B。本次评价重点分析施工废水依托处理的可行性和可靠性。

1.5.3 土壤环境

(1) 影响类型

项目对土壤的影响类型为污染型影响，影响途径主要是发生非正常状况下的垂直入渗影响。

(2) 项目类别

原油管线按照附录 A 交通运输仓储邮政业中“石油、成品油的输送管线”，确定原油管线项目类别为 II 类。

站场项目增压站、卸油台和接转站（包括吴起试注站）按照附录 A 采矿业中“石油开采”，确定站场项目类别为 I 类。

(3) 占地规模及敏感程度

项目新周 10 增位于畔 202-90 井场内不新增占地，新周 5 增位于湾 80-74 井场内不新增占地，旗 13-8 增扩建不新增占地，周二转（包括吴起试注站）和刘峁塬卸油台改建不新增占地，站场占地四周 200 范围内存在耕地，敏感程度为敏感。项目管线沿线 200m 范围内有耕地，项目土壤敏感程度为敏感，管线永久占地 18.5m²（三桩占地），占地规模为小型。

表 1.5-4 污染影响型敏感程度分级表

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

(4) 评价等级及评价范围

根据导则中等级划分表（表 1.5-5）及关于现状调查范围表，确定项目土壤评价等级、评价范围见表 1.5-6、图 1.5-1~图 1.5-4。

表 1.5-5 土壤环境影响评价等级划分表

占地规模 环境敏感程度	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	三级	二级	三级	三级	三级	-	-

表 1.5-6 土壤环境影响评价等级判据表

管线		项目类别	占地规模	敏感程度	土壤评价等级	评价范围
站场	新周 10 增	I类	小型	敏感	一级	站场外扩 1km
	新周 5 增	I类	小型	敏感	一级	站场外扩 1km
	旗 13-8 增	I类	小型	敏感	一级	站场外扩 1km
	周二转（包括吴起试注站）	I类	小型	敏感	一级	站场外扩 1km
	刘峁塬卸油台	I类	小型	敏感	一级	站场外扩 1km
原油管线		II类	小型	敏感	二级	管线两侧 200m

1.5.4 地下水环境

(1) 评价等级

根据本项目拟建工程内容，结合《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ 610-2016)

附录 A“地下水环境影响评价行业分类表”，确定本项目工程涉及的项目类别属其中“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）”，其中“37、石油开采”所属的地下水环境影响评价项目类别为Ⅰ类，“41、石油管线”所属的地下水环境影响评价项目类别为Ⅱ类。地下水等级判定按照表 1.5-7 的原则进行判定。

本项目工程涉及范围内无居民分布，无集中式饮用水水源、自然保护区、分散式饮用水水源等环境敏感区。

表 1.5-7 地下水环境影响评价工作等级分级表

项目类别 环境敏感程度	Ⅰ类项目	Ⅱ类项目	Ⅲ类项目
敏感	一级	一级	二级
较敏感	一级	二级	三级
不敏感	二级	三级	三级

①本工程的地下水敏感性分析

本次改扩建吴起区域内主要建设内容为迁建新周 10 增、新周 5 增，扩建旗 13-8 增，改建周二转站内采出水处理系统和吴起试注站，建设出油管线 2 条、长度 4.42km，输油管线 1 条，长度 2.81km；定边区域内主要建设内容为改造刘峁塬卸油台，更换出油管线 2 条、长度 1.23km；吴起区域和定边区域配套更换站内部分管线、阀门、总机关、收球筒等装置。其中管线工程涉及范围广，井站场地建设内容主要污染源产生点在场地内部，其对地下水环境的影响一般局限于场址附近。各井场评价范围内没有集中式饮用水水源地，本次评价按照《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ 610-2016）中的公式计算方法确定单个井场的调查评价范围。

计算公式为：

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

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—质点迁移天数，取值不小于 5000d；

n_e —有效孔隙度，无量纲。

场地上游距离根据评价需求确定，场地两侧不小于 L/2。

本次改造工程范围涉及吴起县周湾镇、五谷城镇、吴起街道办与定边县姬塬镇、张崾先镇，工程分布范围广，涉及含水层类型多，主要包括第四系河谷冲积层孔隙潜水含水层、第四系风积黄土孔隙潜水含水层、白垩系环河组裂隙潜水含水层。因此评价针对上述可能受影响的含水层计算其影响范围，计算结果见表 1.5-8。

表 1.5-8 地下水影响程度计算表

含水层	K (m/d)	I	n_e	L (m)	说明
第四系河谷冲积含水层	渗透系数平均为 3.19m/d	10.0‰	0.3	1063	无
第四系黄土潜水含水层	渗透系数 0.26~0.46m/d, 本次评价取值 0.46m/d	15.0‰	0.25	276	无
白垩系环河组潜水含水层	渗透系数 0.18~0.31m/d, 本次评价取值 0.31m/d	15.0‰	0.2	232	无
备注：参数取值依据《陕西省延安市吴起县地下水勘察报告》、《榆林市南部地下水勘查—榆林市定边县地下水勘查报告》					

由表可见，由于不同含水层其参数不同，对应的地下水调查评价范围也略有不同，但最大不超过 1063m。本次评价按照不同的水文地质条件划分地下水评价范围，其中第四系河谷冲积含水层仅在新周 5 增迁建工程附近分布，其他工程所在地区不涉及该含水层，因此新周 5 增场地地下水评价范围为下游 1063m、两侧及上游 532m 的范围；位于黄土梁峁区的改扩建工程，其上部为第四系风积黄土含水层、下部为白垩系环河组含水层，地下水评价范围按两个含水层的最大 L 值计算，确定为下游 276m、两侧及上游 138m 的范围；位于黄土沟壑区的改扩建工程，其含水层主要为出露的白垩系环河组含水层，地下水评价范围确定为下游 232m、两侧及上游 126m 的范围。

管线的地下水评价范围为两侧 200m 的范围，按照上述的范围调查各站场和井场周围地下水开发利用情况，以确定地下水评价范围及环境敏感型。若范围内没有分散式饮用水水源井和集中式饮用水水源地，则可以判定为“不敏感”，若有分散式饮用水水源井则为“较敏感”；若有集中式饮用水水源地则为“敏感”。

②地下水评价等级判定

按照本次评价建设的井场、站场、管线分布区域等进行地下水等级判定。本次油田改造工程建设项目场地位置较分散，项目场地周边人烟稀少。根据本次现场调查结果，项目场地所在评价范围内基本没有居民分布，偶见零散居民距离城镇较远，用水大部分采用水窖储存的雨水，不取用地下水，环境敏感程度为“不敏感”；本项目管线工程中主要跨越地表水 1 处，穿越道路 6 处，200m 评价范围内不存在集中式、分散式饮用水水井的情况，环境敏感程度为“不敏感”。

根据上述分析，各井场、站场、管线地下水影响评价范围内没有地下水饮用水水源，环境敏感程度为“不敏感”。本项目建设内容中井场和站场属于“I类”项目，评价等级判定为“二级”评价；管线工程属于“II类”项目，其评价等级判定为“三级”评价，判定结果详见表 1.5-9。

表 1.5-9 各场地地下水评价等级判定表

名称（简称）	建设性质	导则分类	和周边水源井的关系	敏感程度分类	评价等级判定	
站场改造	新周 10 增迁建	改扩建	I类	评价范围内无居民饮用水井	不敏感	二级
	新周 5 增迁建	改扩建	I类	评价范围内无居民饮用水井	不敏感	二级
	旗 13-8 增扩建	改扩建	I类	评价范围内无居民饮用水井	不敏感	二级
	周二转改建	改扩建	I类	评价范围内无居民饮用水井	不敏感	二级
	吴起试注站改建	改扩建	I类	评价范围内无居民饮用水井	不敏感	二级
	刘崱塬卸油台改造	改扩建	I类	评价范围内无居民饮用水井	不敏感	二级
原油管线	江 65-28 至江 64-27 井场出油管线	更换	II类	评价范围内无居民饮用水井	不敏感	三级
	江 42-41 至江 44-394 总机关出油管线	更换	II类	评价范围内无居民饮用水井	不敏感	三级
	新建畔 204-85 至新周 10 增出油管线	新建	II类	评价范围内无居民饮用水井	不敏感	三级
	畔 202-93 至新周 10 增出油管线	新建	II类	评价范围内无居民饮用水井	不敏感	三级
	新周 10 增至周二转插输点输油管线	新建	II类	评价范围内无居民饮用水井	不敏感	三级

③地下水调查评价范围

为充分了解项目所在区域水文地质条件，也为了重点预测分析建设项目场地的地下水环境影响情况，本次评价将调查评价范围进一步划分为调查范围和评价范围。由于项目区域范围较大，本次评价将调查范围划定为项目所在地相对完整的水文地质区块或水文地质单元。具体见图 1.5-5~1.5-8。

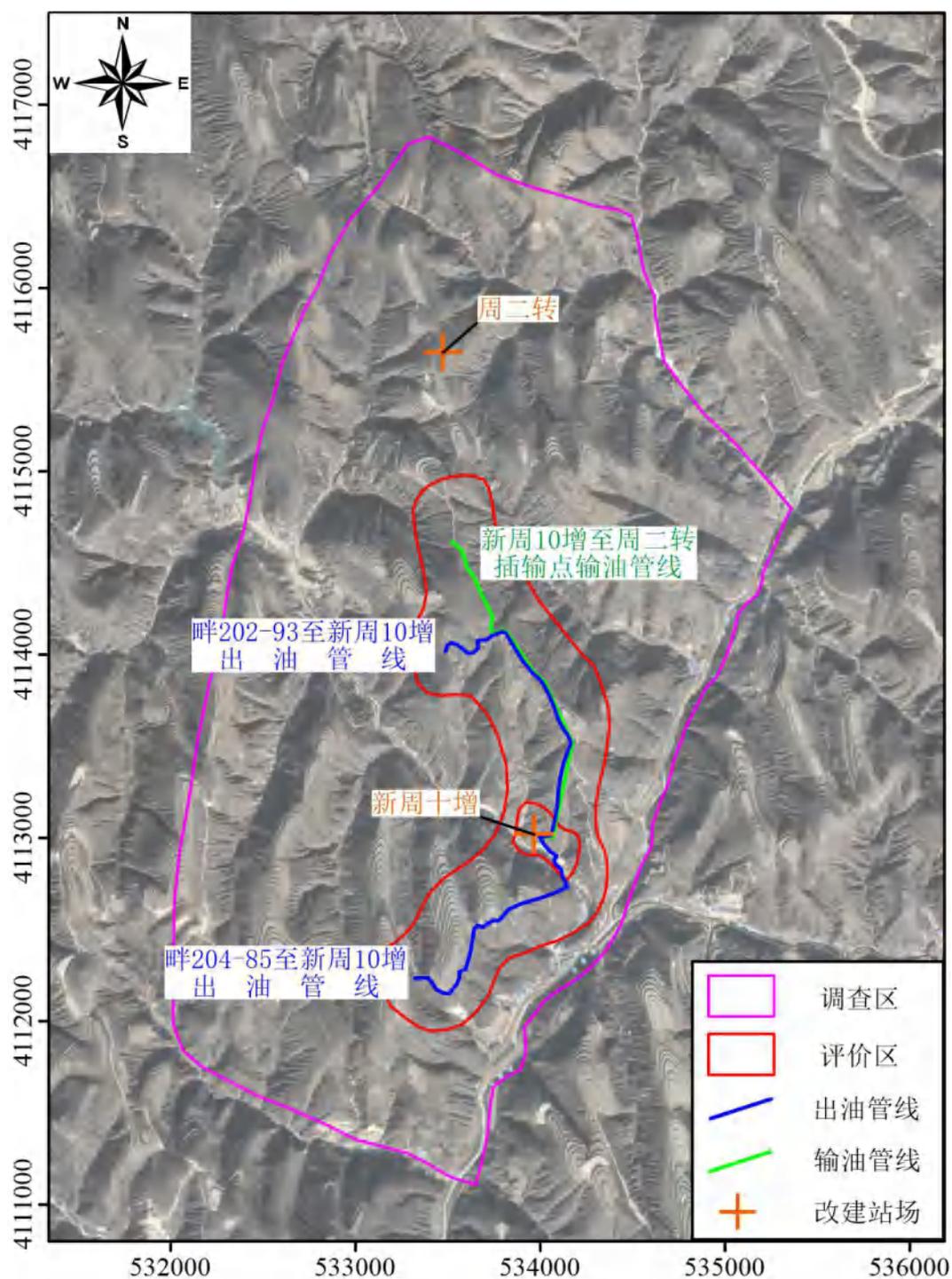


图 1.5-5 新周 10 增、周二转站场区域地下水调查评价范围图

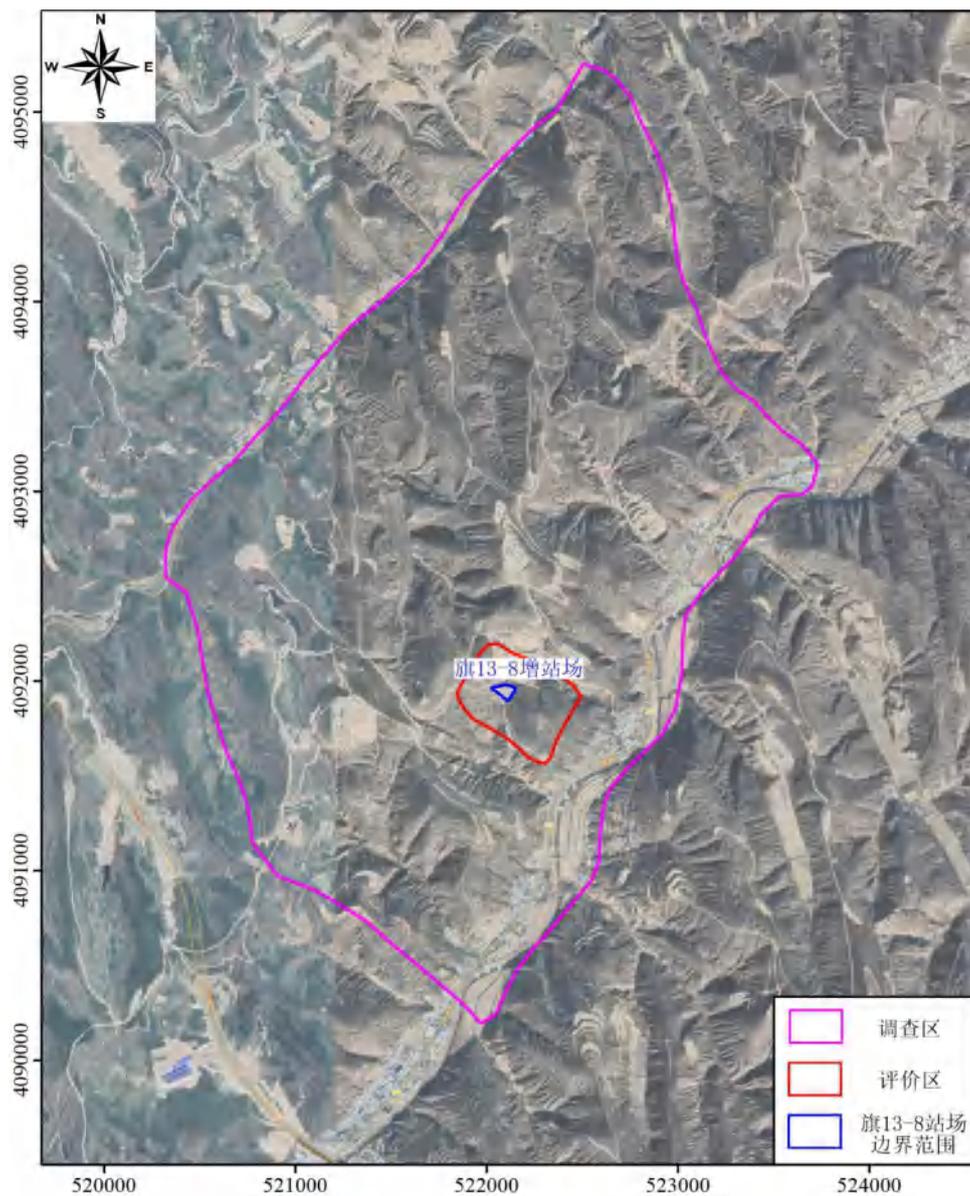


图 1.5-6 旗 13-8 增站场区域地下水调查评价范围图

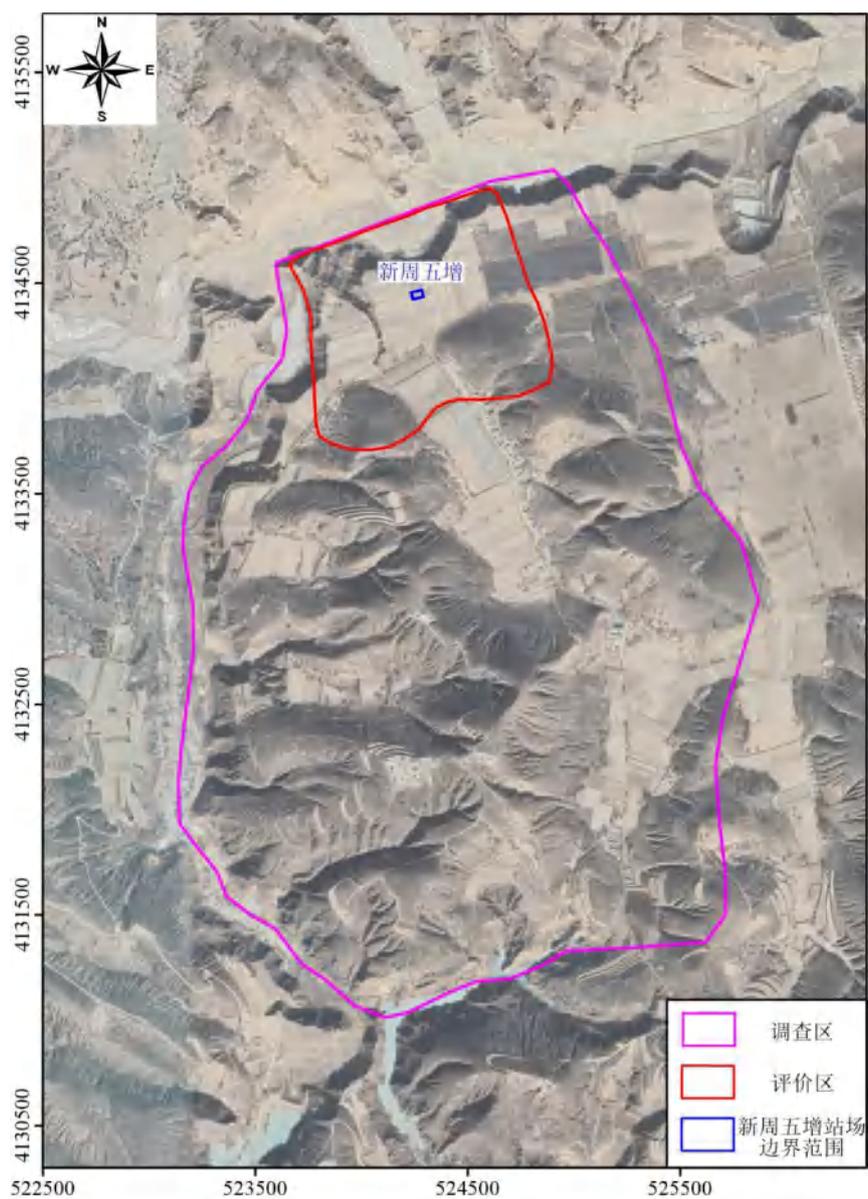


图 1.5-7 新周五增站场区域地下水调查评价范围图

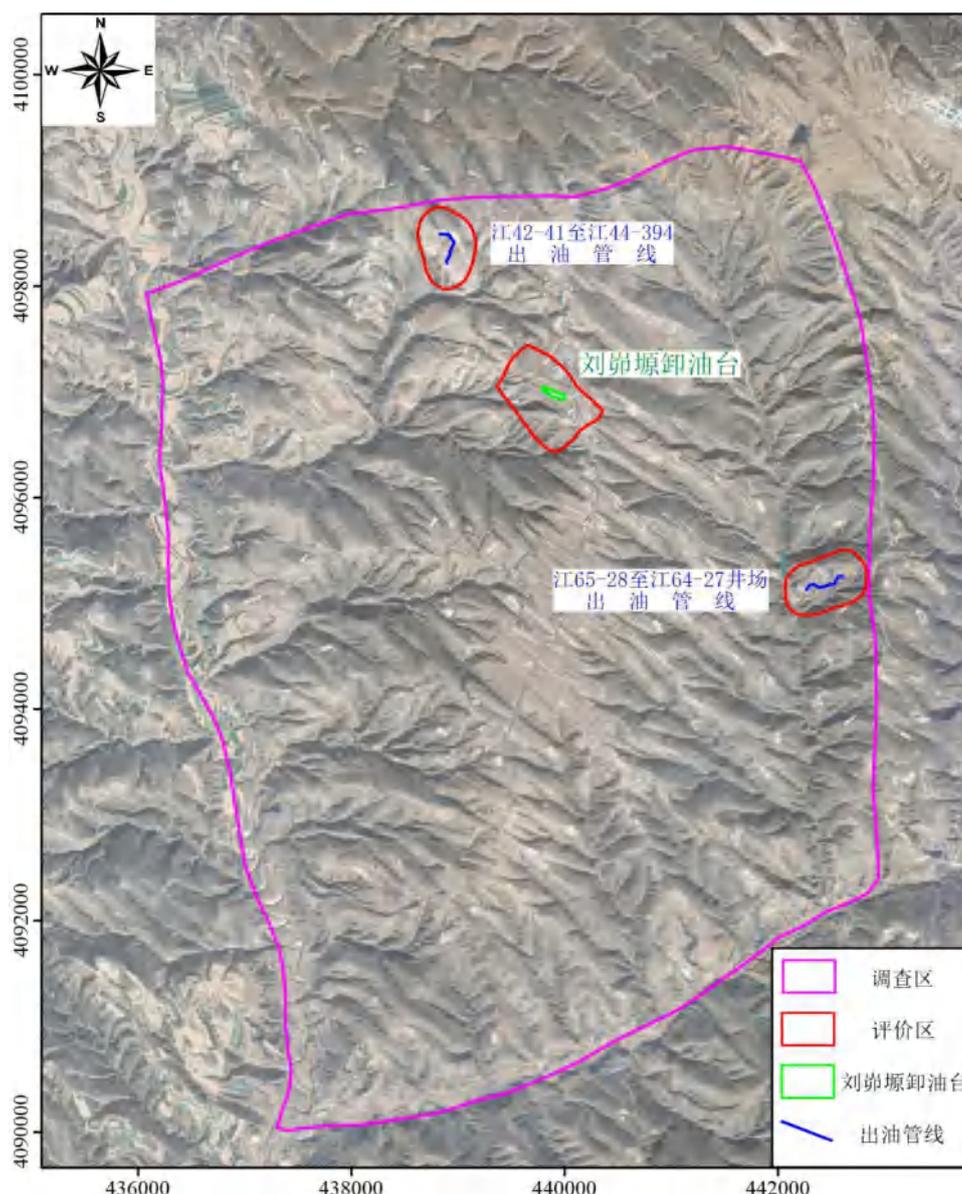


图 1.5-8 刘峁塬卸油台区域地下水调查评价范围图

1.5.5 声环境

(1) 评价等级

本项目声环境功能区为《声环境质量标准》（GB3096-2008）规定的 2 类地区，项目建设前后评价范围内的敏感点噪声级增高量小于 3dB（A），且受影响人口数量变化不大。

根据《环境影响评价技术导则-声环境》（HJ2.4-2009）判定，本项目声环境影响评价工作等级为二级。具体判定情况见下表。

表 1.5-10 声环境影响评价工作等级判定表

判定依据	声环境功能区	环境敏感目标噪声级增量	影响人口数量变化	等级
	0 类	>5dB（A）	显著增多	一级

判定依据	声环境功能区	环境敏感目标噪声级增量	影响人口数量变化	等级
	1 类, 2 类	$\geq 3\text{dB (A)}$, $\leq 5\text{dB (A)}$	较多	二级
3 类, 4 类	$< 3\text{dB (A)}$	不大	三级	
本项目	2 类	$< 3\text{dB (A)}$	不大	二级

(2) 评价范围

声评价范围取厂界外200m范围，具体见图1.5-1~图1.5-4。

1.5.6 生态环境

(1) 评价等级

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）中 6.1.2 生态评价等级确定原则，项目生态评价等级判定过程详见下表。

表 1.5-11 项目生态等级判定过程一览表

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；	根据项目“三线一单”对照分析报告，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；	根据项目“三线一单”对照分析报告，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；	根据项目“三线一单”对照分析报告，本项目不涉及生态保护红线。
d) 根据 HJ 2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态影响评价等级不低于二级；	项目地表水评价等级为三级 B。
e) 根据 HJ 610、HJ 964 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；	根据项目“三线一单”对照分析报告，项目畔 204-85 至新周 10 增出油管线、畔 202-93 至新周 10 增出油管线、新周 10 增至周二转插输点输油管线、江 65-28 至江 64-27 井场出油管线、江 42-41 至江 44-394 总机关土壤影响范围内分布有国家级省级公益林。
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；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定；	总占地面积 0.036km ² （含临时占地面积）
g) 除本条 a)、b)、c)、d)、e)、f) 以外的情况，评价等级为三级；	本项目属于 a)、b)、c)、d)、e)、f) 以外的情况
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。	/

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）中 6.1.8 “符合生态环境分区管控要求且位于原厂界（或永久用地）范围内的污染影响类改扩建项目，位于已批准规划环评的产业园区内且符合规划环评要求、不涉及生态敏感区的污染影响类建设项目，可不确定评价等级，直接进行生态影响简单分析”，本项目站场均在现有站场内进行改扩建，不新增占地，因此，本次仅对管线进行生态定级。项目生态评价等级判定结果具体见下表。

表 1.5-12 项目生态评价等级一览表

工程类别		评价等级
吴起区域	畔 204-85 至新周 10 增出油管线	二级
	畔 202-93 至新周 10 增出油管线	二级
	新周 10 增至周二转插输点输油管线	二级
定边区域	江 65-28 至江 64-27 井场出油管线	二级
	江 42-41 至江 44-394 总机关出油管线	二级

(2) 评价范围

项目管线取中心线两侧 300m，评价范围见图 1.5-9~1.5-10。

1.5.7 环境风险

(1) 评价等级判定

经过对建设项目的初步工程分析，本次环评单个站场、单条管线可作为单独的功能单元进行重大危险源的判定；本次评价选择原油进行物质危险性等级判定。

本工程的涉及原油为易燃物质。根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录 B 中表 B.1 所列突发环境事件风险物质及临界量，其中“油类物质(矿物油类，如石油、汽油、柴油等；生物柴油等)”临界量为 2500t。

计算涉及的每种危险物质在厂界内的最大存在总量与其在附录 B 中对应临界量的比值 Q。在不同厂区的同一种物质，按其在厂界内的最大存在总量计算。对于长输管线项目，按照两个截断阀室之间管段危险物质最大存在总量计算。

当涉及一种危险物质时，计算该物质的总量与其临界量比值，即为 Q；

当存在多种危险物质时，则按下式计算物质总量与其临界量比值：

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

式中： q_1, q_2, \dots, q_n —每种危险物质的最大存在总量，t；

Q_1, Q_2, \dots, Q_n —每种危险物质的临界量，t。

当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I。

当 $Q \geq 1$ 时，将 Q 值划分为(1) $1 \leq Q < 10$ ；(2) $10 \leq Q < 100$ ；(3) $Q \geq 100$ 。

本工程危险物质数量与临界量比值 (Q) 计算结果见表 2.3.1-9。

由表 1.5-13 可见，本项目站场及集输管线的 Q 值： $Q < 1$ 。

表 1.5-13 危险物质数量与临界量比值 (Q) 计算表

类型	站场名称(简称)	危险单元	危险物质	最大存在量 q (t)	临界量(t)	危险单元 Q 值
增压站	旗 13-8 增	分离缓冲罐	原油	17.16	2500	0.007

卸油台	刘峁塬卸油台	储油罐	原油	205.92	2500	0.082
集输管线	新周 10 增至周二转插输点输油管线	输油管线	原油	9.54	2500	0.004

注：密度取设计资料中最大值，原油密度取 0.858t/m³。

注：①采出水处理过程油的含量较少，本次环境风险潜势初判不予考虑；②原油密度按照 0.858t/m³。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)，确定本项目各危险物质最大存在量与临界量比值 Q 小于 1。判定项目环境风险评价工作等级为简单分析。本项目环境风险评价工作等级判别情况见表 1.5-14。

表 1.5-14 项目风险等级判别表

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			

(2) 评价范围

本项目环境风险为简单分析，不设评价范围。

1.6 评价内容与评价重点、评价时段

1.6.1 评价内容

本次评价主要工作内容包括：工程概况介绍、工程分析、环境现状调查与监测、环境影响预测与分析、环保措施可行性论证、环境经济损益分析、环境管理计划等。

1.6.2 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。

1.6.3 评价时段

本项目评价时段分为施工期、运行期两个时段。

1.7 主要环境保护目标及污染控制

据现状调查，本项目评价范围内，无自然保护区、风景名胜区等其他需特殊保护的环境敏感区。

表 1.7-1 按环境要素划分的环境保护目标表

环境要素	保护对象	保护目标
环境空气	站场工程中心外延 2.5km 矩形范围内大气敏感点	《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二级标准
声环境	站场工程外延 200m 范围内声环境	《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类区标准

地下水	评价区具有供水意义的第四系河谷冲积层孔隙潜水含水层、第四系风积黄土孔隙潜水含水层、白垩系环河组裂隙潜水含水层	《地下水质量标准》（GB1484-2017）Ⅲ类标准
地表水	吴起区域分布在宁赛川及两侧支沟、无定河南侧；刘峁塬区域分布在安川河西侧	《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅱ、Ⅲ类水质
土壤环境	管线、站场评价范围内土壤环境	《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）、《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618-2018）标准
生态环境	管线中心线两侧外扩 300m 范围内土壤、植被、景观、生态系统等	管线临时占地植被恢复，确保区域生态系统完整性与稳定性

项目大气环保目标具体见下表，敏感目标分布见图 1.5-1~1.5-4。

1.7-2 站场大气环境保护目标一览表

站场	村庄 (自然村)	户数	人口	相对场站位置距离			
				经度	纬度	方位	距离 (m)
新周五增	胡塘	8	25	108°17'35.59"	37°20'24.74"	东南侧	1215
	宁家洼	15	45	108°18'20.89"	37°19'57.71"	东南侧	2209
	小口则村	50	175	108°18'19.50"	37°19'49.60"	东南侧	2470
	西湾湾	16	56	108°17'51.71"	37°19'43.22"	东南侧	2144
	大湾	4	14	108°16'25.71"	37°19'35.26"	西南侧	2210
	老庄	3	11	108°16'24.17"	37°19'55.05"	西南侧	1157
	前小口子	12	42	108°16'27.88"	37°20'14.35"	西南侧	612
	鸦巷	17	60	108°15'34.40"	37°19'34.26"	西南侧	2345
	耿家渠	7	25	108°15'3.97"	37°19'45.07"	西南侧	2480
	原平庄	3	11	108°16'4.54"	37°20'50.21"	西北侧	1127
	后渠	18	63	108°15'58.44"	37°21'4.46"	西北侧	1466
	山河洼	7	24	108°16'5.32"	37°21'18.72"	西北侧	1748
	武家湾	6	21	108°15'43.06"	37°21'43.65"	西北侧	2475
	宋家峁	8	28	108°16'42.58"	37°21'23.78"	北侧	1630
高家湾	6	22	108°18'8.52"	37°21'28.37"	东北侧	2410	
新周 10 增	邢河	24	84	108°22'23.20"	37°9'49.23"	西北侧	2266
	长渠渠	3	10	108°22'57.85"	37°9'2.58"	西北侧	471
	张新庄	12	42	108°24'6.31"	37°9'48.76"	东北侧	2081
	屈岔	7	32	108°24'38.41"	37°10'7.74"	东北侧	2490
	前洼	16	56	108°23'59.85"	37°9'30.59"	东北侧	1554
	杭山	4	14	108°21'40.67"	37°8'36.23"	西南侧	2314
	吊湾沟	5	18	108°22'38.51"	37°8'0.32"	西南侧	1858
	桐寨村	26	91	108°23'19.50"	37°8'33.76"	南侧	518
	榆树台	20	70	108°24'33.69"	37°8'33.05"	东南侧	1963
周二转 (包括 吴起试 注站)	二道台	4	14	108°21'18.43"	37°11'25.79"	西北侧	2480
	崾崾岭	9	32	108°22'54.15"	37°11'32.39"	北侧	2215
	涧滩	6	21	108°24'14.23"	37°11'21.33"	东北侧	2470
旗 13-8 增	高阳台	4	14	108°14'46.10"	36°58'38.96"	西北侧	2110
	蔓子沟门	5	17	108°14'34.98"	36°58'21.42"	西北侧	1778
	后段寺	3	11	108°14'19.64"	36°58'18.37"	西北侧	1920
	前段寺	4	12	108°13'59.40"	36°57'53.68"	西北侧	1887
	桃树渠	41	144	108°15'3.61"	36°56'43.94"	西南侧	1400
庙渠	15	53	108°15'30.26"	36°57'5.56"	东南侧	1025	

	刘坪	45	158	108°15'3.61"	36°56'43.94"	东南侧	842
	王庄	23	81	108°15'26.56"	36°57'21.13"	东南侧	526
	王柏渠子	7	25	108°15'47.07"	36°57'29.60"	东侧	893
	庙咀庄	6	21	108°16'40.82"	36°56'53.92"	东南侧	901
	寸草沟	3	12	108°16'38.58"	36°57'11.53"	东南侧	2191
	井沟台	16	56	108°15'42.32"	36°57'46.34"	东北侧	2437
	榆树沟岔	3	10	108°16'3.33"	36°57'55.86"	东北侧	1510
	小沟台	7	24	108°16'21.27"	36°58'9.58"	东北侧	2129
	张坪村	23	80	108°16'42.30"	36°58'27.13"	东北侧	2480
刘峁塬卸油台	大梁头	11	39	107°19'29.08"	36°59'16.22"	西南侧	1632
	队址梁梁	13	46	107°19'51.77"	36°59'2.34"	南侧	2050
	东塬头	9	32	107°20'5.95"	36°59'6.65"	东南侧	1963
	徐阳湾村	8	28	107°20'0.06"	36°59'31.84"	东南侧	1185
	刘峁峁	7	25	107°19'58.01"	36°59'58.63"	东南侧	416
	刘西掌	2	7	107°20'32.37"	37°0'29.19"	东北侧	1199
	刘峁塬村	11	40	107°21'18.08"	37°1'17.54"	东北侧	2490
	吕掌	2	8	107°20'15.10"	37°1'1.02"	东北侧	1675
	芦草峁	28	98	107°19'52.71"	37°0'38.12"	北侧	867
	徐团庄	7	23	107°18'48.63"	37°1'4.08"	西北侧	2132
天子塘	3	11	107°18'20.14"	37°0'9.93"	西侧	2100	

1.7-3 管线 200m 范围内居民点分布情况一览表

管线	介质	村庄 (自然村)	户数	人口	相对管线位置距离			
					经度	纬度	方位	距离 (m)
畔 204-85 至新周 10 增出油 管线	原油	桐寨村	5	15	108°23'19.50"	37°8'33.76"	东	33

根据本次现场实地调查结果，项目调查范围中居民集聚区多采用集中供水，水源井均不在本次站场及管线工程的评价范围内；距离城镇较远的零散住户用水大部分采用水窖储存的雨水，不取用地下水；仅部分距离沟谷较近的居民家中有浅层地下水井。根据本次水文地质调查，结合搜集到的水文地质钻孔勘察资料，评价区内具有开采利用价值的含水层主要为第四系松散岩类裂隙孔隙含水层、白垩系环河组河组碎屑岩类裂隙含水层，属于本次评价的目标含水层。调查评价区地下水环境保护目标见表 1.7-4。

表 1.7-4 地下水环境保护目标信息表

序号	地下水保护目标位置	与项目位置关系	与项目上下游关系	取水层位	埋深 (m)	供水人口	水井用途
1	1#邢河民井	位于周二转西南侧 1.2km	位于周二转地下水径流方向侧游	白垩系环河组含水层	80	20 人	生活饮用水
2	2#前小口子村民井	位于新周 5 增西南侧 0.9km	位于新周 5 增地下水径流方向上游	白垩系环河组含水层	60	30 人	
3	3#小口则村民井	位于新周 5 增南侧 0.8km	位于新周 5 增地下水径流方向上游	第四系风积黄土含水层	60	5 人	

4	4#队址梁梁民井	位于刘峁塬卸油台南侧 2.1km	位于刘峁塬卸油台地下水径流方向下游	白垩系环河组含水层	550	80 人	
5	5#徐团庄民井	位于刘峁塬卸油台西北侧 2.0km	位于刘峁塬卸油台地下水径流方向上游	白垩系环河组含水层	600	70 人	
6	6#王庄民井	位于旗 13-8 增东南侧 0.6km	位于旗 13-8 增地下水径流方向下游	第四系风积黄土含水层	15	3 人	
7	7#桐寨村民井	位于新周 10 增南侧 0.7km	位于新周 10 增地下水径流方向下游	第四系风积黄土含水层	20	4 人	
8	8#张新庄民井	位于周二转东南侧 2.0km	位于周二转地下水径流方向下游	第四系风积黄土含水层	15	7 人	
保护目标含水层：第四系河谷冲积孔隙潜水含水层、第四系风积黄土孔隙潜水含水层、白垩系环河组裂隙潜水含水层							

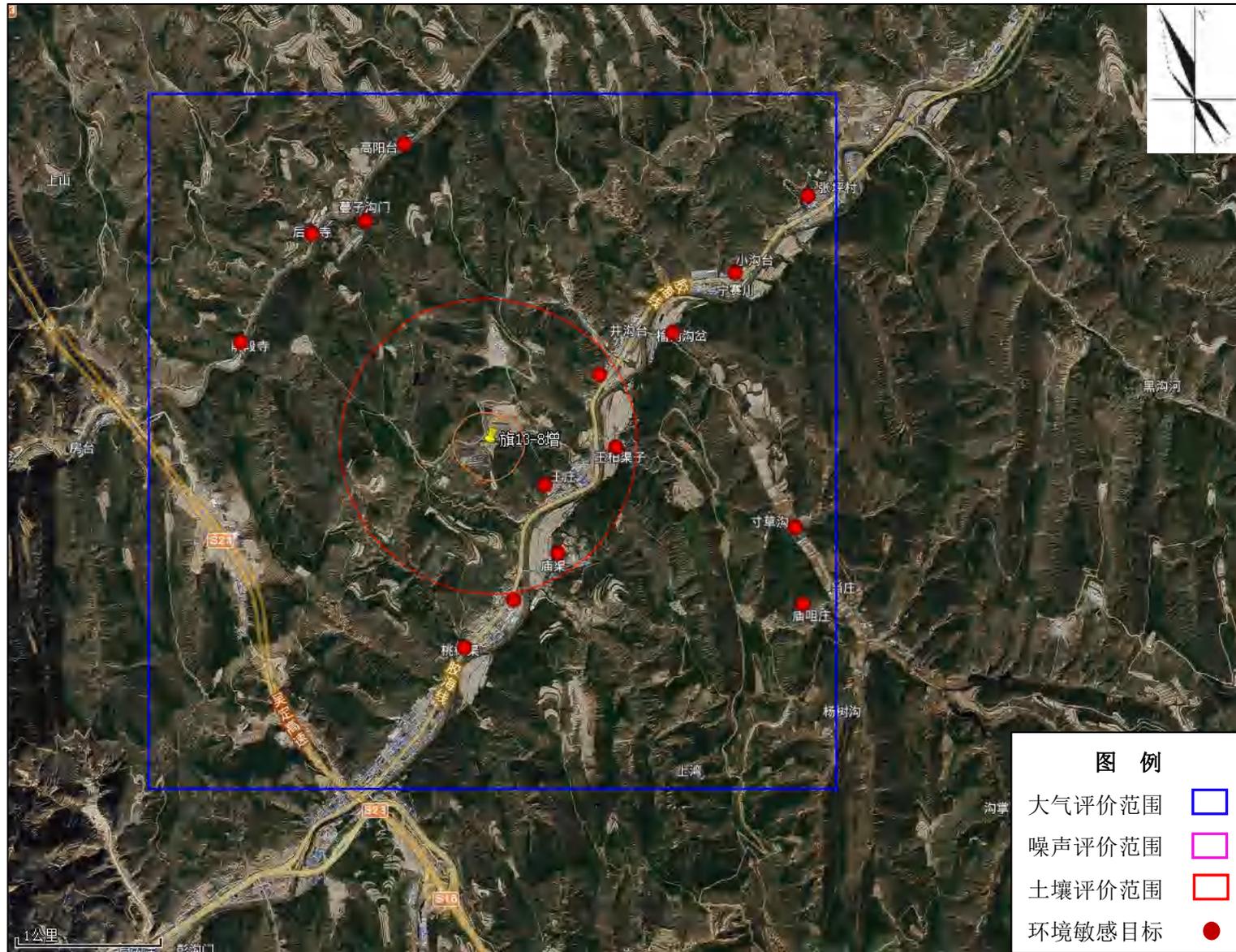


图1.5-3 旗13-8增大气、噪声、土壤评价范围及敏感目标分布图

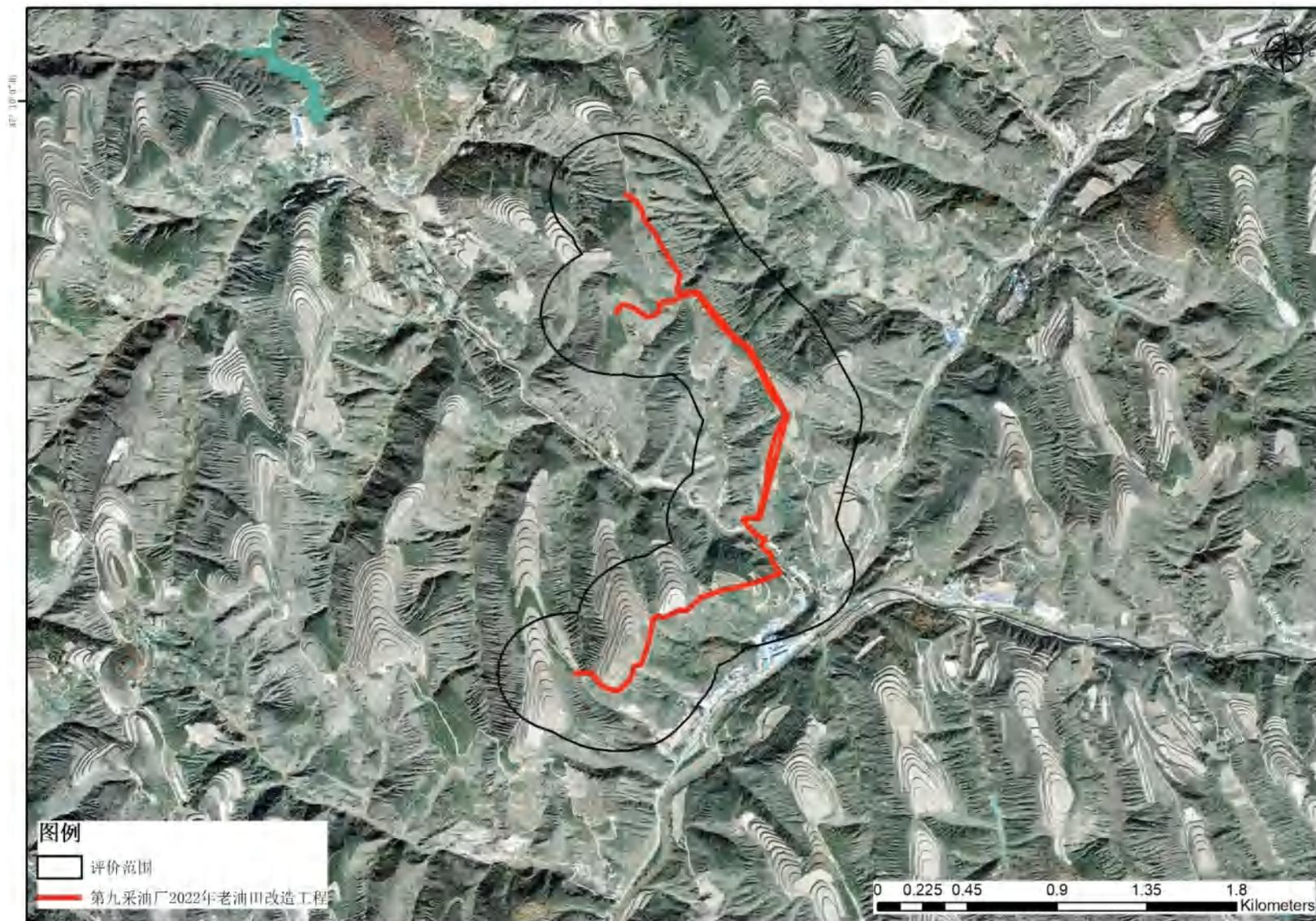


图1.5-9 吴起区域生态评价范围图

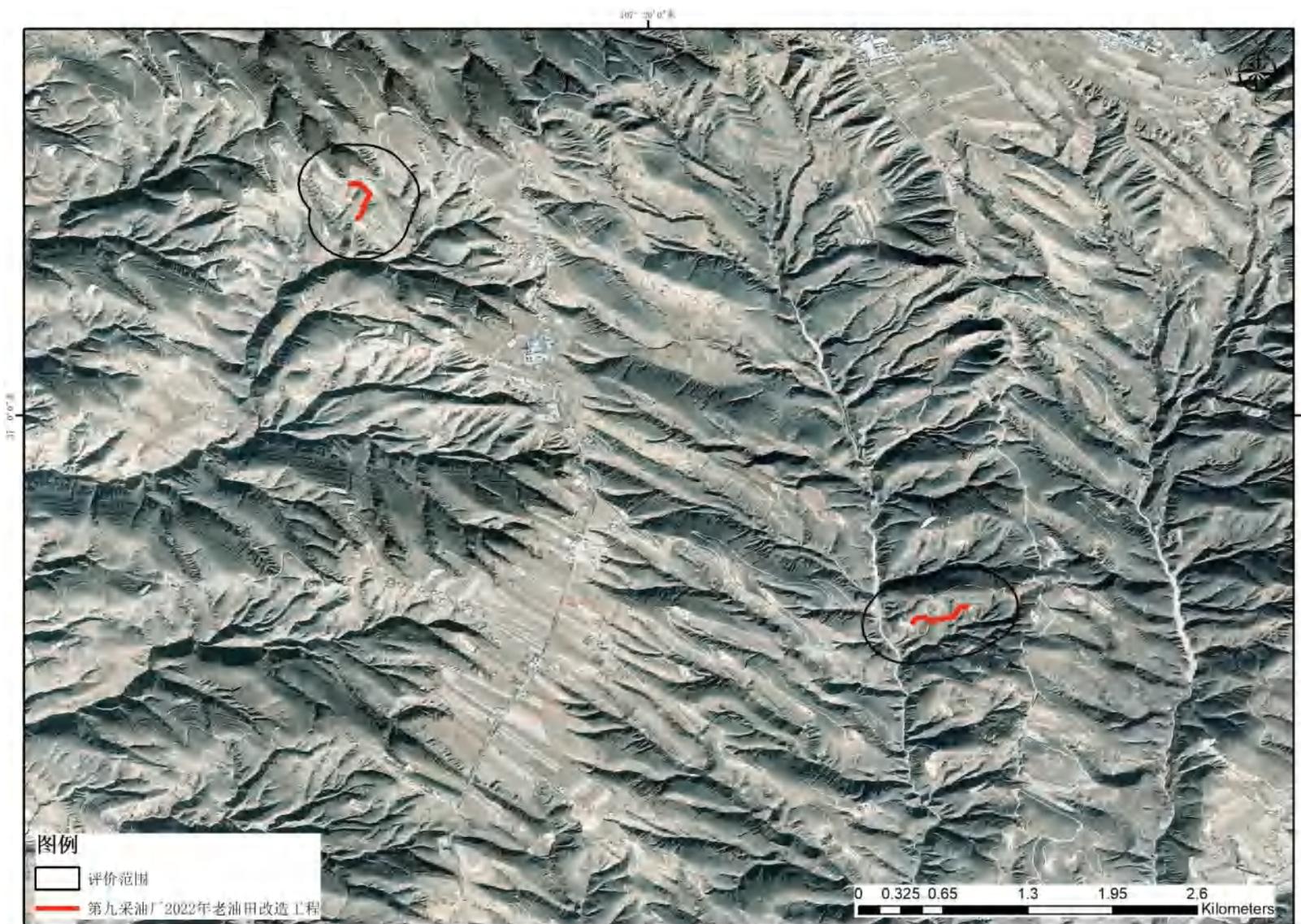


图1.5-10 定边区域生态评价范围图

2 工程概况

2.1 现有工程概况

2.1.1 现有工程环保手续

本项目现有工程均在《吴定地区刘峁塬、吴起北 80×10⁴ 吨产能建设工程环境影响报告书》、《吴定地区刘峁塬、吴起北 60×10⁴ 吨产能建设工程环境影响报告书》、《30 万 t/年产能建设项目环境影响报告书》、《年产 20 万吨建设工程环境影响报告书》，《年产 40 万吨建设工程环境影响报告书》等产建环评中，现有工程履行了相关环保手续。

第九采油厂近年环评审批及竣工环保验收情况见表 2.1-1。

表 2.1-1 第九采油厂历年环保审批及验收情况

序号	分类	工程名称	环境影响评价	竣工环保验收
			(环境影响评价报告书/表)	(竣工环境保护验收调查报告/表)
1	区 域	刘峁塬、吴起北 80 万吨产建项目(2009-2010 年)	2011.4.29, 陕环批复[2011]200 号	2014.10.9, 陕环批复[2014]570 号
2		刘峁塬、吴起北 60 万吨产建项目(2011 年)	2013.1.4, 陕环批复[2013]3 号	2016.11.23, 陕环批复[2016]613 号
3		第九采油厂 30 万吨产建项目(2012-2013 年)	2014.1.13, 延市环函[2014]3 号	2017.8.21, 环验[2017]24 号
4		第九采油厂 20 万吨产建项目(2014-2015 年)	2017.1.11, 陕环批复[2017]23 号	2020.2.28, 陕环批复[2020]27 号
5		第九采油厂 40 万吨产建项目(2016-2017)	2019.8.8, 陕环评批复[2019]36 号	2021 年 9 月自主验收

2.1.2 现有工程基本情况

(1) 现有工程集输概况

第九采油厂开发区块涉及吴起区域和定边区域。

吴起区域现有工程建有联合站4座，转油站14座，卸油台1座，拉油站1座，计量站2座、脱水站3座，注水站6座，供水站1座，增压点42座，降回压装置22座，合计96座站场。吴起油区原油集输全部采用管输，管输率为100%。五谷城作业区周一转、周二转、起三转及起一转净化油，由起一转接力输送至新吴三联，新吴三联将原油输送至刘坪输油站，外输净化油量约为39.1×10⁴t/a；杨青作业区的净化油通过旗102转，吴四转扩输送至刘坪输油站，外输净化油量约为26.6×10⁴t/a；薛岔作业区的净化油由吴四联输送至刘坪输油站，外输净化油量约为25×10⁴t/a。

定边区域现有工程建有联合站2座，转油站4座，增压点14座，伴生气处理站1座（在建），供水站/注水站8座，合计29座站场（卸油台3座与姬三联、姬六联、刘2增合建，

不单独统计)。定边油区偏远井场采取汽车拉运,约70口油井需汽车拉运,井场管输率约92.76%。其余增压站-接转站(联合站)全部管输。刘峁塬区域原油集中在姬六联净化后输至姬三联。罗庞塬区域原油集中在姬三联净化后与刘峁塬区域净化原油一起外输至姬塬外输总站,目前净化油外输量 $29.9 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

本项目吴起区域主要涉及站场周10增、周5增、旗13-8增、周二转和吴起试注站,周10增原油输送至周二转,周5增原油输送至周一转,旗13-8增原油输送至吴十脱;定边区域主要涉及站场刘峁塬卸油台,原油外输至姬六联。现有工程各站场依托第九采油厂现有集输系统。

(2) 现有站场及管线工程

现有工程涉及站场为吴起区域的原周10增、原周5增、旗13-8增、周二转、吴起试注站,和定边区域的刘峁塬卸油台等,现有工程站场及管线工程具体情况详见下表。

表 2.1-2 现有项目基本情况

项目名称	存在问题	“以新带老”措施
原周10增	1) 站场设计规模 $240\text{m}^3/\text{d}$, 产进液量 $48\text{m}^3/\text{d}$, 目前负荷低至 20%, 因液量下降, 不能实现连续外输, 冬季外输压力在 $2.2\text{MPa} \sim 2.6\text{MPa}$ 波动, 需降低站场规模; 周10增主要接收畔199-90、畔200-89、畔202-90、畔202-93、畔204-85、塞549 共计6个井组来油, 含水油外输至周二转。 2) 周10增站内边坡出现下沉, 目前该站边坡出现滑坡迹象, 存在安全隐患。	1) 拆除原站内已建设施, 将周10增降级迁建至畔202-90井组; 迁建后仍主要接收畔199-902、畔200-89、畔202-90、畔202-93、畔204-85、塞549 共计6个井组来油, 含水油外输至周二转, 对原站外各类集输管线进行改线; 2) 管线依托现有畔200-89、畔199-90至新周10增(畔202-90)出油管线, 配套新建畔204-85至新周10增出油管线, 新建畔202-93至新周10增出油管线, 塞549插输至畔202-93至新周10增出油管线, 新周10增至周二转插输点输油管线。
原周5增	站场设计规模 $150\text{m}^3/\text{d}$, 液量仅为设计值的 21.2%, 运行效率低下, 未处于最优工况, 且总机关整体腐蚀老旧, 多次破损, 影响站点运行效率; 周5增主要接收湾80-74、湾90-69、新293 共计3个井组来油, 外输至周一转。	拆除原站内已建设施, 将周5增降级迁建至湾80-74井组; 周5增仍主要接收湾80-74、湾90-69、新293 共计3个井组来油, 外输至周一转, 迁建后管线均依托现有管线, 不新增管线。
旗13-8增	旗13-8增主要接收旗13-8、旗101及旗304-100 共计3个井组来油, 外输至旗102转, 再输送至吴十脱, 由于旗102转区域要进行轻烃厂建设, 将旗102转站内已建集输、注水系统迁建至南侧旗13-8增, 原接入旗102转的井场、增压点来液管线改线接引至旗13-8, 现有旗13-8增规模为 $240\text{m}^3/\text{d}$, 不满足生产工艺要求。	旗13-8增站内进行扩建, 扩建后设计规模为 $450\text{m}^3/\text{d}$, 站内整体布局进行调整后, 具有集油、分离、脱水、加热及外输功能, 扩建后接收吴1增、旗304-100、旗13-8、旗101、新569、吴123-6、B64-87、新476 共计8个井组来油, 脱水后净化油输至吴十脱。
周二转	周二转长2层采出水处理规模为 $300\text{m}^3/\text{d}$, 长7层采出水处理规模为	周二转现有采出水处理系统不能稳定达标, 需要技术改造, 在现有“一级沉降除

	600m ³ /d。目前均采用“一级沉降除油”工艺，回注水不能稳定达标。	油”工艺基础上，新增“气浮+过滤”工艺。
吴起试注站	吴起试注站位于周二转北侧，与周二转一墙之隔，建设规模为注泡沫液 162.5m ³ /d，注低含氧空气 344.8m ³ /d，因周二转混烃站建设占用吴起试注站部分用地，吴起试注站液相和气相注入系统现有设备放置位置需进行相应调整。	因周二转混烃站建设占用吴起试注站部分用地，将吴起试注站液相注入系统迁建至周二转站内注水泵房与围墙间空地，同时对吴起试注站站内气相注入系统进行布局优化调整。
刘峁塬卸油台	刘峁塬卸油台主要是将附近拉油井组的含水原油卸油并增压外输，现有卸油台不能满足工艺生产要求，本次环评对卸油台进行改造。	对刘峁塬卸油台站内进行改造，站内卸油罐及外输泵进行站内位置调整优化，新建储油罐、外输泵及无泄漏防爆污油回收装置。
刘峁塬作业区管线	刘峁塬作业区江 42-41、江 65-28 出油管线因结垢无法投球，且井组回压波动频繁，影响井组平稳运行。	更换江 65-28 至江 64-27 井场出油管线 0.63km，江 42-41 至江 44-394 总机关出油管线 0.6km。

(3) 现有工程主要设备

现有工程站场主要设备详见下表。

表 2.1-3 现有工程站场设备一览表

序号	设备名称	规格	数量	备注
一	原周 10 增			
1	集油收球加药一体化集成装置	CTEC-CO-RO/RB-10/80	1 座	本次改建将原周 10 增该设备迁建至新周 10 增（畔 202-90 井场）
2	油气混输一体化集成装置	CTEC-OG-MF-240/40	1 座	拆除
3	事故油箱	30m ³	1 具	
4	流量计（外输）	PN25 DN65	1 台	
5	伴生气分液器	Φ800	1 具	
6	污油箱	2m ³	1 具	
7	水箱	5m ³	1 具	
8	压缩机	ZWF-0.5/(1-3)-15	1 台	
9	智能排液疏水装置	SKSD-ZNPY	1 台	
10	热水循环泵	/	2 台	
11	电控撬	/	1 座	
二	原周 5 增			
12	总机关	5 井式	1 座	拆除
13	降回压装置	RT-JHY-93/6m ³	1 具	
14	立式水套加热炉	CLSG(T)0.18-Y/4.0-AII/Q	1 具	
15	事故油箱	30m ³	1 具	
16	加药装置	2 罐 3 泵	1 套	
17	污油箱	2m ³	1 具	
18	水箱	5m ³	1 具	
19	热水循环泵	/	2 台	
20	收球筒	PN25 DN80	1 具	本次改建将

序号	设备名称	规格	数量	备注
				原周 5 增该设备迁建至新周 5 增(湾 80-74 井场)
三	旗 13-8 增			
21	集油收球加药一体化集成装置	CETC-CO-RO/RB-10/80	1 座	集输系统部分设备利用站场现有设备
22	事故油箱	30m ³	1 具	
23	外输阀组-4.0-80	/	1 套	
24	原油电加热增压一体化集成装置	CTEC-CO-PU(EH)-240/25	1 座	拆除
25	压缩机	ZWF-0.5/(1-3)-15	1 台	
26	油气混输一体化集成装置	CTEC-OG-MF-240/40	1 座	
27	伴生气分液器（立式）	Φ400×3165-0.78	1 台	
28	无泄漏防爆污油污水回收装置-2.0-I	2m ³	1 具	
29	智能排液疏水装置	SKSD-ZNPY	1 台	
30	水箱	5m ³	1 具	
31	热水循环泵	/	2 台	
32	加药装置	MND-800/120-2	1 套	
33	增压点电控一体化集成装置	CTFC-ZYD-EC-240/8	1 座	
34	增压点电控一体化集成装置	CTFC-ZYD-EC-240/6	1 座	
四	周二转			
35	集油收球加药一体化集成装置	CTEC-CO-RO/RB-14/100	2 套	原油集输区利用现有设备
36	两室分离缓冲罐	40m ³ ，规格Φ2400×8876，压力 0.78MPa	1 具	
37	三相分离器（油）	规格Φ2400×8500、Φ3000×9600	各 2 台	
38	分离缓冲罐	20m ³ ，规格Φ2000×6790，地上储罐	1 具	
39	离心泵（油）	多级离心输油泵（排量：20 m ³ /h），功率：37kW	2 台	
40	事故储罐	钢制拱顶，500 m ³ ，地上储罐	1 具	
41	伴生气分液器（立式）	规格Φ600×3630，压力 0.78MPa	1 具	
42	空冷器	处理能力：800Nm ³ /h	1 台	
43	无泄漏防爆污油污水回收装置	容积 2m ³	1 套	
44	清水罐	300m ³ 钢制立式储罐	1 座	
45	喂水泵	型号：IHZ65-125 型离心泵	4 台	
46	水套加热炉	CLNJ800-Y/6.3-YQ/Q，用于原油加热	3 台	
47	水套加热炉	CLNJ400-Y/6.3-Q/Z，用于冬季供暖	1 台	
48	污水污泥池	污水池：规格 6.0m×6.0m×4.0m，地理式； 污泥池：规格 11.0m×6.0m×2.5m，钢砼结构，地理式	1 套	
49	沉降除油罐	钢制拱顶，规格 300m ³ 和 500m ³ ，地上储罐	各 2 个	
50	缓冲水罐	玻璃钢卧式罐，40m ³ ，规格Φ2400×9224	4 具	
五	吴起试注站			

序号	设备名称		规格	数量	备注
51	气相注入系统	预装式变配电装置	/	3 套	该设备位置进行布局优化调整
52		压缩减氧集成装置	Q=600Nm ³ /h、N=200kW	3 套	本次改建利用现有设备
53		减氧空气压缩机组	Q=600Nm ³ /h N=160kW	3 套	
54	液相注入系统	稳定剂熟化装置	由 2 具 6m ³ 配液罐、搅拌器、液位计等组成	2 套	迁建至周二转站内注水泵房与围墙间空地
55		泡沫液注入装置	由 1 台柱塞泵及配套管线、阀门、压力表、流量计、变频控制柜等组成	2 套	
六	刘峁塬卸油台				
56	卸油罐		60m ³	2 具	本次改建利用现有设备
57	外输泵		/	2 具	

2.1.3 现有工程污染物排放及达标情况

2.1.3.1 现有工程污染物排放情况

现有工程管线工程正常运行情况下，不会产生废气、废水、噪声和固废等。现有工程产污主要为站场工程，主要包括增压站加热炉废气、无组织非甲烷总烃、污油泥等；接转站加热炉废气、无组织非甲烷总烃、油田采出水、含油污泥、废滤料等；卸油台产生的无组织非甲烷总烃；以及各站场设备运行和运输车辆产生的噪声等。

(1) 废气

① 无组织废气

现有工程各站场原油均采用密闭集输工艺，采出水处理系统、油气集输系统及原油在储存、装车过程中产生少量非甲烷总烃，产生量约为 0.65t/a，均呈无组织排放，对大气环境影响较小。

本次环评委托陕西正泽检测科技有限公司于 2022 年 8 月 27 日至 28 日对现有代表性站场厂界无组织非甲烷总烃进行了监测，监测结果详见表 2.1-4。

表 2.1-4 现有项目厂界无组织非甲烷总烃检测结果一览表 单位：mg/m³

站场名称	监测日期	监测点位	监测结果	标准限值	达标情况
刘峁塬卸油台	2022.8.27~28	1#上风向	1.16~1.31	4.0	达标
		2#下风向	1.38~1.43	4.0	达标
		3#下风向	1.60~1.85	4.0	达标
		4#下风向	1.34~1.45	4.0	达标
周二转	2022.8.27~28	1#上风向	1.13~1.33	4.0	达标
		2#下风向	1.68~1.73	4.0	达标
		3#下风向	1.64~1.79	4.0	达标
		4#下风向	1.63~1.73	4.0	达标
旗 13-8 增	2022.8.27~28	1#上风向	1.20~1.39	4.0	达标
		2#下风向	1.37~1.52	4.0	达标
		3#下风向	1.39~1.79	4.0	达标

		4#下风向	1.35~1.45	4.0	达标
--	--	-------	-----------	-----	----

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。

②锅炉废气

加热炉燃用伴生气，烟气中主要污染物为颗粒物、SO₂与NO_x。参考《长庆油田分公司第九采油厂 40 万吨产能建设工程竣工环境保护验收调查报告》中各站场加热炉监测数据，本项目加热炉烟气中各污染物浓度及污染物的产生、排放情况见表 2.1-5。

表 2.1-5 加热炉烟气污染物产生排放情况

序号	场站	伴生气耗气量 (m ³ /h)	烟气量 (m ³ /h)	年工作时间/h	污染物	产排情况		排气高度 (m)	标准限定排放浓度 (mg/m ³)	是否达标
						浓度 mg/m ³	产生量 t/a			
1	原周 10 增	24	259	8760	颗粒物	9.1	0.021	8	10	达标
					SO ₂	16	0.036		50	达标
					NO _x	121	0.275		150	达标
2	原周 5 增	18	194	8760	颗粒物	8.9	0.015	8	10	达标
					SO ₂	11	0.019		50	达标
					NO _x	134	0.228		150	达标
3	周二转	80	862	8760	颗粒物	7.9	0.060	13	10	达标
					SO ₂	11	0.083		50	达标
					NO _x	128	0.967		150	达标
4		80	862	8760	颗粒物	7.9	0.060	13	10	达标
					SO ₂	11	0.083		50	达标
					NO _x	128	0.967		150	达标
5	80	862	8760	颗粒物	7.9	0.060	13	10	达标	
				SO ₂	11	0.083		50	达标	
				NO _x	128	0.967		150	达标	
6	40	431	8760	颗粒物	7.7	0.029	16	10	达标	
				SO ₂	15	0.057		50	达标	
				NO _x	122	0.461		150	达标	
合计	322	3470	/	颗粒物	/	0.244	/	/	/	
				SO ₂	/	0.361	/	/	/	
				NO _x	/	3.863	/	/	/	

注：原周10增、原周5增加热炉本次改建后拆除；旗13-8增现有站场为电加热炉，且本次改建后拆除。

由上表可知，项目现有加热炉污染物排放浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》（DB61/1226-2018）中其它燃气标准。

(2) 废水

现有工程运行期产生的废水主要包括采出水和生活污水。

本次环评委托陕西正泽检测科技有限公司于2022年8月27日至28日对周二转站场现

有采出水处理系统进口及出口进行了监测。由监测结果可知，周二转等采出水出口废水水质可以达到《长庆油田采出水回注技术指标》（Q/SYCQ 3675-2016）回注水质指标。

表 2.1-6 废水监测结果统计

污染物 (mg/m ³)		监测值								验收标准	是否达标
		第一次	第二次	第三次	第四次	第一次	第二次	第三次	第四次		
周二转长 2 层		2022.8.27				2022.8.28					
采出水进口	悬浮物	139	141	141	143	140	136	141	137	/	/
	石油类	194	191	193	196	193	195	192	193	/	/
采出水出口	悬浮物	62	57	60	61	59	58	62	60	80	是
	石油类	55.4	55.0	55.3	55.7	55.6	55.6	56.1	56.3	80	是
周二转长 7 层		2022.8.27				2022.8.28					
采出水进口	悬浮物	135	132	136	129	135	132	130	132	/	/
	石油类	192	197	200	193	195	196	199	202	/	/
采出水出口	悬浮物	59	55	57	57	62	60	63	60	80	是
	石油类	56.1	55.8	55.7	55.5	55.6	56.0	55.7	56.0	80	是

根据上表采出水进口浓度平均值最大值估算，现有工程采出水产排情况见下表。

表 2.1-7 现有工程采出水中污染物产排情况

废水量 (×10 ⁴ m ³ /a)		污染物	浓度 (mg/L)	产生量 (t/a)	治理措施及排放去向	排放量 (t/a)
长 2 层	10.95 (300m ³ /d)	悬浮物	143	15.66	由采出水处理设施处理，回注油层	0
		石油类	196	21.46		0
长 7 层	21.90 (600m ³ /d)	悬浮物	136	29.78		0
		石油类	202	44.24		0

现有工程共计劳动定员约 38 人，生活用水按每人每天 100L 计，排污系数取 0.8，则生活污水产生量约 4.75m³/d (1734m³/a)。现有工程周二转员工依托生活保障点生活污水采用一体化处理设施处理后回用于绿化；增压站设置旱厕，废水不外排。

(3) 噪声

现有工程的噪声源主要为站场噪声源，如站场的机泵等，噪声源多在 76~85dB(A)。本次环评委托陕西正泽检测科技有限公司于 2022 年 8 月 25 日至 26 日、2022 年 8 月 27 日至 28 日对代表性站场四周进行了噪声监测，对各站场厂界噪声的实测结果见表 2.1-8 分析可知，第九采油厂各监测场站的昼、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。

表 2.1-8 现有工程主要场站厂界噪声监测表 单位 dB (A)

站场名称	测点位置	第一天		第二天		达标情况	
		昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
旗 13-8 增	场界东	52	46	53	46	达标	达标
	场界南	51	45	50	43	达标	达标
	场界西	52	44	52	45	达标	达标
	场界北	54	45	54	44	达标	达标
周二转 (包括吴起试注)	场界东	54	46	52	44	达标	达标
	场界南	53	47	53	46	达标	达标

站)	场界西	55	45	54	46	达标	达标
	场界北	55	47	53	45	达标	达标
刘峁塬卸油台	场界东	52	43	51	44	达标	达标
	场界南	50	42	51	42	达标	达标
	场界西	51	42	52	43	达标	达标
	场界北	51	41	50	40	达标	达标

(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，其产生量及处置情况见下表。

表 2.1-9 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	3.5	送有资质单位处置
2	废滤料	1	
3	生活垃圾	6.9	由作业区统一收集后送垃圾收集点

2.1.4 现有工程环保设施落实及运行情况

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表 2.1-10。

表 2.1-10 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
	接转站、增压站	加热炉烟气	8m~16m 高排气筒、设防风罩、低氮燃烧装置	落实	达标排放
水污染控制	接转站	生产废水	经处理达标后全部回注地层	落实	正常运转
		生活污水	一体化处理设施处理后用于厂区绿化	落实	正常运转
	增压站、卸油台	生活污水	设置旱厕	落实	正常运转
噪声控制	各站场	输油泵、污油泵等各类泵	减振、隔声、绿化等	落实	稳定运行 达标排放
固废污染控制	各站场	含油污泥、废滤料等	交有资质单位处置	落实	油泥按要求处置
		生活垃圾	由作业区统一收集后送垃圾收集点	落实	油泥按要求处置
生态环境	管线、道路、站场	临时占地	平整土地、恢复植被，种草植树或还田	落实	
	站场周围道路两侧	/	绿化	落实	

2.1.5 排污许可执行情况

根据调查，本项目涉及第九采油厂吴起区域的五谷城采油作业区、杨青采油作业区和薛岔采油作业区；涉及第九采油厂定边区域的刘峁塬采油作业区。第九采油厂吴起区域于2022年6月24日-6月25日办理了排污许可证：第九采油厂五谷城采油作业区证书编号：9164010331783808x4009X、第九采油厂杨青采油作业区证书编号：9164010331783808X4008W、第九采油厂薛岔采油作业区证书编号：

9164010331783808X4004U；第九采油厂定边区域于2022年8月4日办理了排污许可证：第九采油厂刘崱塬采油作业区证书编号：9164010331783808X4011Y，具体见附件7。项目排污许可属于登记管理和简化管理，排污许可仅要求排放浓度达标即可。

2.1.6 现有工程存在环保问题及“以新带老”措施

现有工程涉及站场为吴起区域的原周10增、原周5增、旗13-8增、周二转、吴起试注站，和定边区域的刘崱塬卸油台等，现有工程存在的主要环保问题及整改措施见表 2.1-11。

表 2.1-11 现有工程存在环保问题及“以新带老”措施

项目名称	存在环保问题	“以新带老”措施
周二转	周二转长 2 层采出水处理规模为 300m ³ /d，长 7 层采出水处理规模为 600m ³ /d。目前均采用“一级沉降除油”工艺，回注水不能稳定达标。	周二转现有采出水处理系统不能稳定达标，需要技术改造，在现有“一级沉降除油”工艺基础上，新增“气浮+过滤”工艺。

2.2 改扩建工程概况

2.2.1 改扩建工程基本概况

- (1) 项目名称：长庆油田分公司第九采油厂2022年老油田改造治理项目；
- (2) 建设单位：长庆油田分公司第九采油厂；
- (3) 建设地点：延安市吴起县周湾镇、五谷城镇、吴起街道办（含薛岔社区）境内；榆林市定边县姬塬镇、张嵬先镇境内，详见图2.2-1；
- (4) 建设性质：改扩建；
- (5) 主要建设内容：本次改扩建吴起区域内主要建设内容为迁建新周10增、新周5增，扩建旗13-8增，改建周二转站内采出水处理系统和吴起试注站，建设出油管线2条、4.42km，输油管线1条，2.81km；定边区域内主要建设内容为改造刘崱塬卸油台，更换出油管线2条、1.23km；吴起区域和定边区域配套更换站内部分管线、阀门、总机关、收球筒等装置。
- (6) 建设投资：677万元。



图 2.2-1 吴起区域项目地理位置图（1）

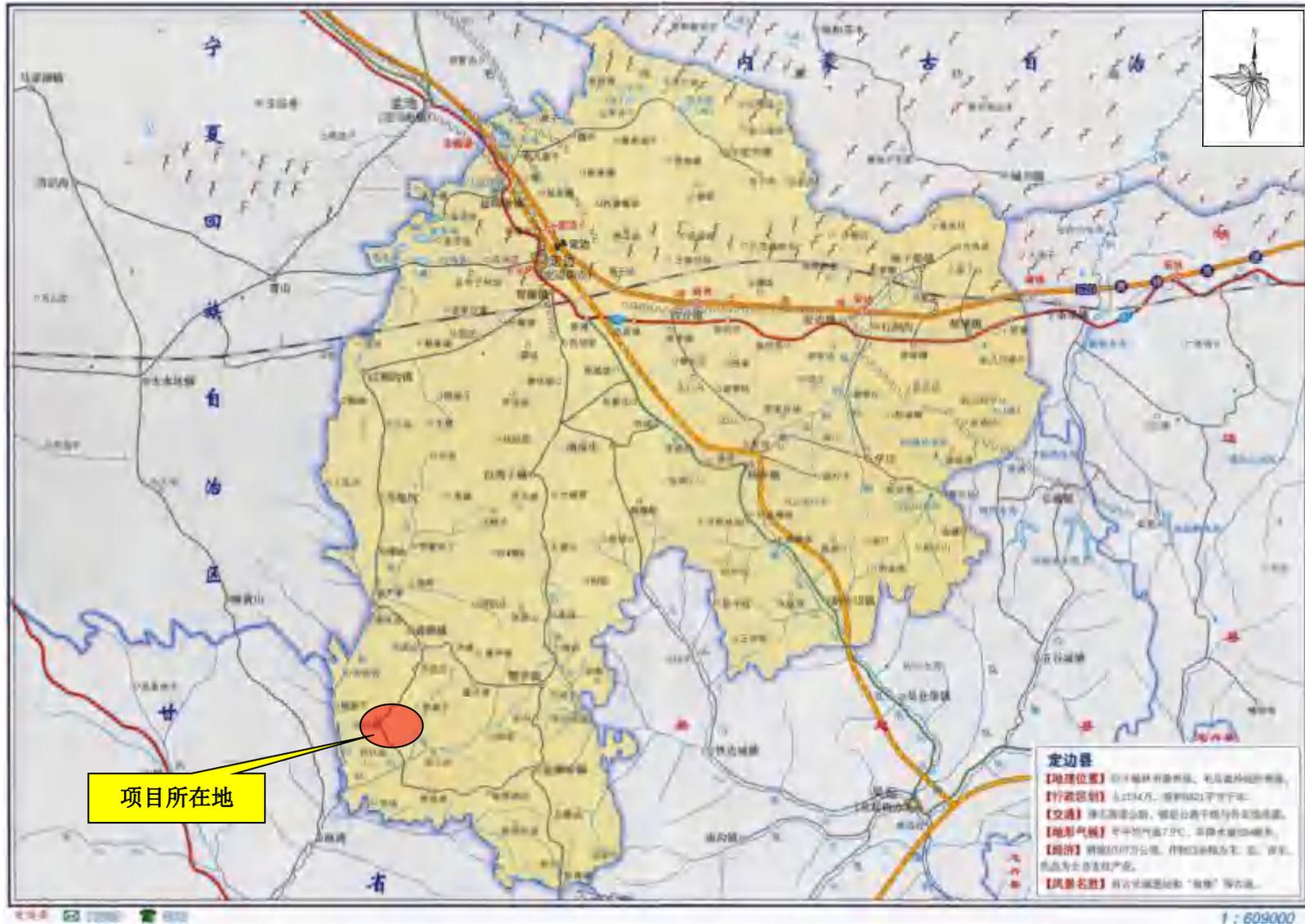


图 2.2-1 定边区域项目地理位置图（2）

2.2.3 项目组成

项目组成表见表2.2-1。

表 2.2-1 项目组成一览表

类别	工程名称	主要建设内容
主体工程	站场工程	新周 10 增迁建：将原周 10 增降级迁建至畔 202-90 井场，设计规模 60m ³ /d，对原周 10 增站内 1 座集油收球加药一体化集成装置进行迁建，新建 1 座数字化混输泵撬、1 套外输阀组、1 座含油污水池、1 套电控装置，配套新建出油管线、输油管线等工程（详见管线工程）。
		新周 5 增迁建：将原周 5 增降级迁建至湾 80-74 井场，设计规模 60m ³ /d，对原周 5 增站内 1 座收球筒进行迁建，新建 1 座数字化混输泵撬、1 座 6 井式总机关、1 套外输阀组、1 座污水池、1 座雨水收集池，迁建后管线均依托现有管线。
		旗 13-8 增扩建：本次扩建利用站内现有的集油收球加药一体化集成装置、事故油箱和外输阀组，拆除旗 13-8 增站内其他原油集输系统，将旗 102 转站内集输系统中 2 套流量计、1 座分离缓冲罐、1 套三相分离器、1 套伴生气分液器、1 座无泄漏污油污水回收装置，水处理及回注系统中 2 具卧式缓冲水罐迁建至本站场，新建 1 套流量计、1 座输油泵泵棚、1 座注水泵房、1 座药品间、1 座油田采出水处理一体化集成装置等，扩建后设计规模 450m ³ /d，扩建后管线均依托现有管线。
		周二转改建：周二转站内采出水采用“沉降除油+气浮过滤”工艺，新增 2 套油田采出水处理一体化集成装置、2 具净化水罐等。
		吴起试注站改建：吴起试注站位于周二转北侧，与周二转一墙之隔，将吴起试注站内液相注入系统迁建至周二转内，新建 1 套发泡剂储存及泡沫剂稀释装置、1 套掺水倒罐及喂水装置、1 套稳泡剂自动上料装置，迁建 2 套稳定剂熟化装置、2 套泡沫液注入装置至周二转站内；气相注入系统进行布局优化，新建 1 具氮气缓冲罐、1 具废润滑油罐、1 套除油过滤器、1 座配气区和 1 台废润滑油泵等，对厂区现有 3 套预装式变配电装置进行布局优化调整。
		刘峁塬卸油台改造：将站内 2 具卸油罐、2 台外输泵进行布局优化调整，新建 2 具储油罐、1 座无泄漏防爆污油回收装置和 2 台转油泵等。
	专项治理	<p>(1) 杨青作业区投收球治理工程：更换旗56-102站、新427站、吴135增、吴5计站内总机关及收球装置；</p> <p>(2) 薛岔作业区投收球治理工程：更换薛9增、新241站、谷104站、旗108-99站站内总机关，更换薛9增、新241站、旗108-99站、薛1增、薛3增、薛5增、谷平3站站内收球装置；</p> <p>(3) 罗庞塬作业区投收球治理工程：更换姬26转、罗103拉有点、江84-32撬、刘16增站内总机关及收球装置；</p> <p>(4) 五谷城作业区投收球治理工程：更换旗 58-110、吴 241-70 站内总机关，更换起 1 增、起 2 增、起 4 增、起 7 增、周 11 增、谷 106、旗 58-110、周 4 增站内收球装置。</p>
管线工程	站外原油管线	<p>(1) 刘峁塬作业区：更换江65-28至江64-27井场出油管线0.63km，江42-41至江44-394总机关出油管线0.6km；</p> <p>(2) 新周 10 增迁建：新建畔 204-85 至新周 10 增出油管线 2km，畔 202-93 至新周 10 增出油管线 2.42km，新周 10 增至周二转插输点输油管线 2.81km。</p>
	站内管线	站内管线更换：更换旗95-65增、吴59-50站、薛二转、薛一转、新241站、薛四转、起5增、周11增、新495增站内部分管线、阀门等；吴59-50站新增井场来油总机关、收球筒、伴生气分液器和外输阀组等。
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	旗 13-8 增 2 台加热炉，燃用站场缓冲罐分离的伴生气。

	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	废水	施工人员不设生活营地依托现有站场，管线试压废水收集后用于油层回注。 (1) 项目不新增劳动定员，各站场工作人员由作业区调配，不新增生活污水； (2) 旗 13-8 增新增规模为 400m ³ /d 长 2 层采出水处理系统 1 套，采用“一级沉降除油+气浮+过滤”工艺，采出水处理达标后回注油层。 (3) 周二转采出水系统新增规模为 300m ³ /d 长 2 层采出水处理系统 1 套，规模为 600m ³ /d 长 7 层采出水处理系统 1 套，在现有“一级沉降除油”基础上新增“气浮+过滤”工艺，采出水处理达标后回注油层。	
		废气	周 10 增及周 5 增采用数字化混输泵撬，不需加热；旗 13-8 增 2 台加热炉燃用本站分离的伴生气，废气通过 8m 高排气筒排放；站场原油均采用密闭集输工艺，原油集输系统、采出水处理系统、原油在储存、装车过程中产生的非甲烷总烃，均呈无组织排放。
		固废	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井场场地平整；施工废料回收利用；施工人员生活垃圾收集后送当地生活垃圾收集点处理。
			项目产生的含油污泥、废滤料委托有资质的单位处置；项目不新增劳动定员，不新增生活垃圾。
	噪声	选用低噪声设备，同时采取基础减振措施，	
生态保护	管线施工临时占地施工结束后按照要求将其恢复为原有土地用地类型。		

2.2.4 站场工程

2.2.4.1 建设内容

本次技术改造涉及吴起区域的周10增、周5增、旗13-8增、周二转、吴起试注站，和定边区域的刘峁塬卸油台，建设内容如下：

1、新周 10 增

本次迁建将原周 10 增降级迁建至畔 202-90 井场，设计规模为 60m³/d，对原周 10 增站内 1 座集油收球加药一体化集成装置进行迁建，新建 1 座数字化混输泵撬、1 套外输阀组、1 座含油污水池、1 套电控装置。

2、新周5增

原周5增为低液低效站点，利用数字化混输泵撬，进行油气不加热混输。本次迁建将原周5增降级迁建至湾80-74井场，设计规模60m³/d，对原周5增站内1座收球筒进行迁建，新建1座数字化混输泵撬、1座6井式总机关、1套外输阀组、1座污油池、1座雨水收集池。

3、旗13-8增

本次扩建利用站内现有的1座集油收球加药一体化集成装置、1具30m³事故油箱和1套外输阀组，拆除站内其他原油集输系统；将旗102转站内集输系统中2套流量计、1座分离缓冲罐、1套三相分离器、1套伴生气分液器、1座无泄漏污油污水回收装置，水处理及回注系统中2具卧式缓冲水罐迁建至旗13-8增，新建1套流量计、1座输油泵泵棚、1

座注水泵房、1座药品间、1座加药间、1座配电间、1座仪表间、1具净化水罐、1套油田采出水处理一体化集成装置、2具沉降除油罐、1座沉降除油罐阀组间、1具污油回收装置、1座污水池、2座污泥池。旗13-8增扩建后设计规模450m³/d，采出水处理规模400m³/d，具有集油、分离、脱水、加热及外输功能。

4、周二转

本次改造周二转站内采出水处理采用“沉降除油+气浮过滤”工艺，利用站场现有4具沉降除油罐、4具缓冲水罐，本次改造主要包括：

①长2层新建300m³/d油田采出水处理一体化集成装置（气浮+过滤）1套，100m³净化水罐1具；

②长7层新建600m³/d油田采出水处理一体化集成装置（气浮+过滤）1套，200m³净化水罐1具；

③站内采出水系统管网的改造。

5、吴起试注站

吴起试注站位于周二转旁，与周二转一墙之隔，主要由气相注入系统和液相注入系统两部分组成。因周二转混烃站建设占用吴起试注站部分用地，将吴起试注站液相注入系统迁建至周二转内注水泵房与围墙间空地，同时对吴起试注站站内气相注入系统进行布局优化调整。站场气相及液相注入规模不变，仍为注泡沫液162.5m³/d，注低含氧空气344.8m³/d。

液相注入系统新建1套发泡剂储存及泡沫剂稀释装置、1套掺水倒罐及喂水装置、1套稳泡剂自动上料装置，迁建2套稳定剂熟化装置、2套泡沫液注入装置至周二转站内注水泵房与围墙间空地。

气相注入系统进行布局优化，新建1具氮气缓冲罐、1具废润滑油罐、1套除油过滤器、1座配气区和1台废润滑油泵等，对厂区现有3套预装式变配电装置进行布局优化调整。

6、刘峁塬卸油台

本次改建将站内现有2具卸油罐、2台外输泵进行布局优化调整，新建2具储油罐、1座无泄漏防爆污油回收装置、2台转油泵等。卸油台卸油规模120m³/d，站内管道增压前设计压力为2.5MPa，增压后设计压力为4.0MPa。

2.2.4.2 主要设备

项目站场主要设备详见下表。

表2.2-2 项目主要设备一览表

序号	设备名称	规格	数量	备注	
一	新周10增				
1	集油收球加药一体化集成装置	CTEC-CO-RO/RB-10/80	1座	利旧, 将原周10增的该设备迁建至新周10增(畔202-90井场)	
2	数字化混输泵撬	Q=2.5m ³ /h、P=2.5MPa	1套	新建	
3	外输阀组	CEDC 001 01 01 01/目	1套		
4	含油污水池	30m ³	1座		
5	电控装置	/	1座		
二	新周5增				
6	收球筒	PN25 DN80	1具	利旧, 将原周5增的该设备迁建至新周5增(湾80-74井场)	
7	数字化混输泵撬	Q=60m ³ /d、P=2.5MPa	1套	新建	
8	6井式总机关	6井式	1具		
9	外输阀组	CEDC 001 01 01 01/目	1套		
10	污油池	30m ³	1座		
11	雨水收集池	30m ³	1座		
三	旗13-8增				
12	流量计	(来油)-2.5-80/50	2套	利旧, 旗102转的部分设备迁建至本站	
13	无泄漏防爆污油污水回收装置	2m ³	1套		
14	伴生气分液器	Φ400×3165-0.78	1套		
15	三相分离器	Φ2400×8500-0.6/2-I	1套		
16	分离缓冲罐	Φ2000×6790-0.78	1套		
17	单螺杆泵	(油)-II-2.4-I/2	1套		
18	冷凝加热炉	CLNJ400-Y/6.3-Q/Z	2台		
19	水箱	5m ³	1具		
20	集油收球加药一体化集成装置	CETC-CO-RO/RB-10/80	1座		利旧旗13-8增站内现有设备
21	事故油箱	30m ³	1具	新建	
22	外输阀组-4.0-80	/	1套		
23	输油泵泵棚	81m ²	1座		
24	流量计	(外输)-2.5-80/50	1套		
25	注水泵房	129.6m ²	1座		
26	药品间	21.06m ²	1座		
27	加药间	27.54m ²	1座		
28	配电间	37.8m ²	1座		
29	仪表间	37.8m ²	1座		
30	净化水罐	200m ³	1具		
31	油田采出水处理一体化集成装置	400m ³ /d	1座	利旧, 旗102转的该设备迁建至本站	
32	卧式缓冲水罐	40m ³	2具		
33	沉降除油罐	300m ³	2具		新建
34	沉降除油罐阀组间	35.1m ²	1座		
35	污油回收装置	/	1具		
36	污水池	128m ³	1座		

序号	设备名称	规格	数量	备注	
37	污泥池	96m ³	2座		
四	周二转采出水系统				
38	油田采出水处理一体化集成装置	规模300m ³ /d, 气浮+过滤	1套	新建, 长2层采出水新建设备	
39	净化水罐	100m ³ , Φ5140mm, H=5340mm	1具		
40	油田采出水处理一体化集成装置	规模600m ³ /d, 气浮+过滤	1套	新建, 长7层采出水新建设备	
41	净化水罐	200m ³ , Φ6580mm, H=6880mm	1具		
五	吴起试注站				
42	预装式变配电装置	/	3套	利旧, 该设备位置进行布局优化调整	
43	气相注入系统	压缩减氧集成装置	Q=600Nm ³ /h、N=200kW	3套	利旧
44		减氧空气压缩机组	Q=600Nm ³ /h、N=160kW	3套	
45		废润滑油罐	5m ³	1具	新建
46		除油过滤器	DZ-2000/25	1套	
47		氮气缓冲罐	20m ³	1具	
48		废润滑油泵	Q=13m ³ /h、H=20m	1台	
49		配气阀组	Q=12.25×10 ⁴ m ³ /d、P=32MPa	1套	
50		液相注入系统	稳定剂熟化装置	由2具6m ³ 配液罐、搅拌器、液位计等组成	2套
51	泡沫液注入装置		由1台柱塞泵及配套管线、阀门、压力表、流量计、变频控制柜等组成	2套	
52	稳泡剂自动上料装置		由储料斗、计量下料单元、文丘里水粉混合器、供水离心泵、管道离心泵及工艺配管等组成	1套	新建
53	掺水、倒罐及喂水装置		由供水离心泵、发泡剂原液计量泵、稳泡剂母液喂入泵、泡沫液喂入泵、阀门及控制柜等组成	1套	
54	泡沫剂稀释装置		由2具泡沫剂稀释箱及配套的搅拌器组成	1套	
55	发泡剂原液储存装置	由1具发泡剂原液储存箱及配套的搅拌器组成	1套		
六	刘峁塬卸油台				
56	外输泵	Q=15m ³ /h、H=400m	2台	利旧, 该设备位置进行布局优化调整	
57	卸油罐	60m ³	2具		
58	储油罐	60m ³	2具	新建	
59	转油泵	Q=40m ³ /h、H=40m	2台		
60	无泄漏防爆污油回收装置	10m ³	1具		

2.2.4.3 原油理化性质

根据项目设计方案, 本次改扩建项目涉及原油理化性质见下表。

表 2.2-3 原油理化性质性质

油区 区块	层位	密度 (g/cm ³)	粘度 50°C (MPa.S)	凝固点 (°C)	初馏点 (°C)	地层原始气油 比 (m ³ /t)	硫化氢含量 (ppm)
吴起	侏罗系	0.854	7.69	17.7	76.2	53.31	未检出
	长 2	0.857	7.71	21	65	24.4	未检出
	长 7	0.839	7.57	22	85	70	未检出
定边	长 8	0.839	6.57	24.00	95.4	137.3	未检出

表 2.2-4 伴生气色谱分析结果

层位	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	iC ₄ H ₁₀	nC ₄ H ₁₀	iC ₅ H ₁₂	nC ₅ H ₁₂	Ic ₆ H ₁₄	nC ₆ H ₁₄	CO ₂	N ₂	比重
长 2	72.75	10.25	10.07	1.03	2.27	0.05	0.3	0.19	0.05	0.42	2.61	0.76
长 7	74.35	10.25	9.41	0.87	1.97	0.04	0.24	0.13	0.04	0.41	2.31	0.74
侏罗系	28.28	18.21	24.12	4.64	9.53	2.65	2.83	0.94	0.69	3.12	4.97	0.90

2.2.4.4 原辅材料消耗

项目采出水处理系统运行时消耗的主要原辅材料见表 2.2-5。

表 2.2-5 采出水处理系统原辅材料消耗一览表

序号	名称	用量	备注
1	杀菌剂	4.0t/a	主要成分为环状双季铵盐与苄基季铵盐，桶装，25kg/桶
2	缓蚀阻垢剂	4.5t/a	主要成分氨基缩合物，桶装，25kg/桶

2.2.4.5 平面布置

本次改扩建工程新周10增、新周5增、旗13-8增、周二转、吴起试注站和刘峁塬卸油台平面布置图详见图2.2-2~图2.2-7。

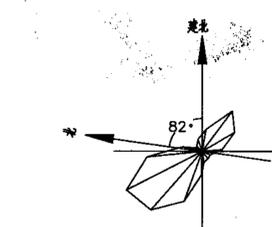
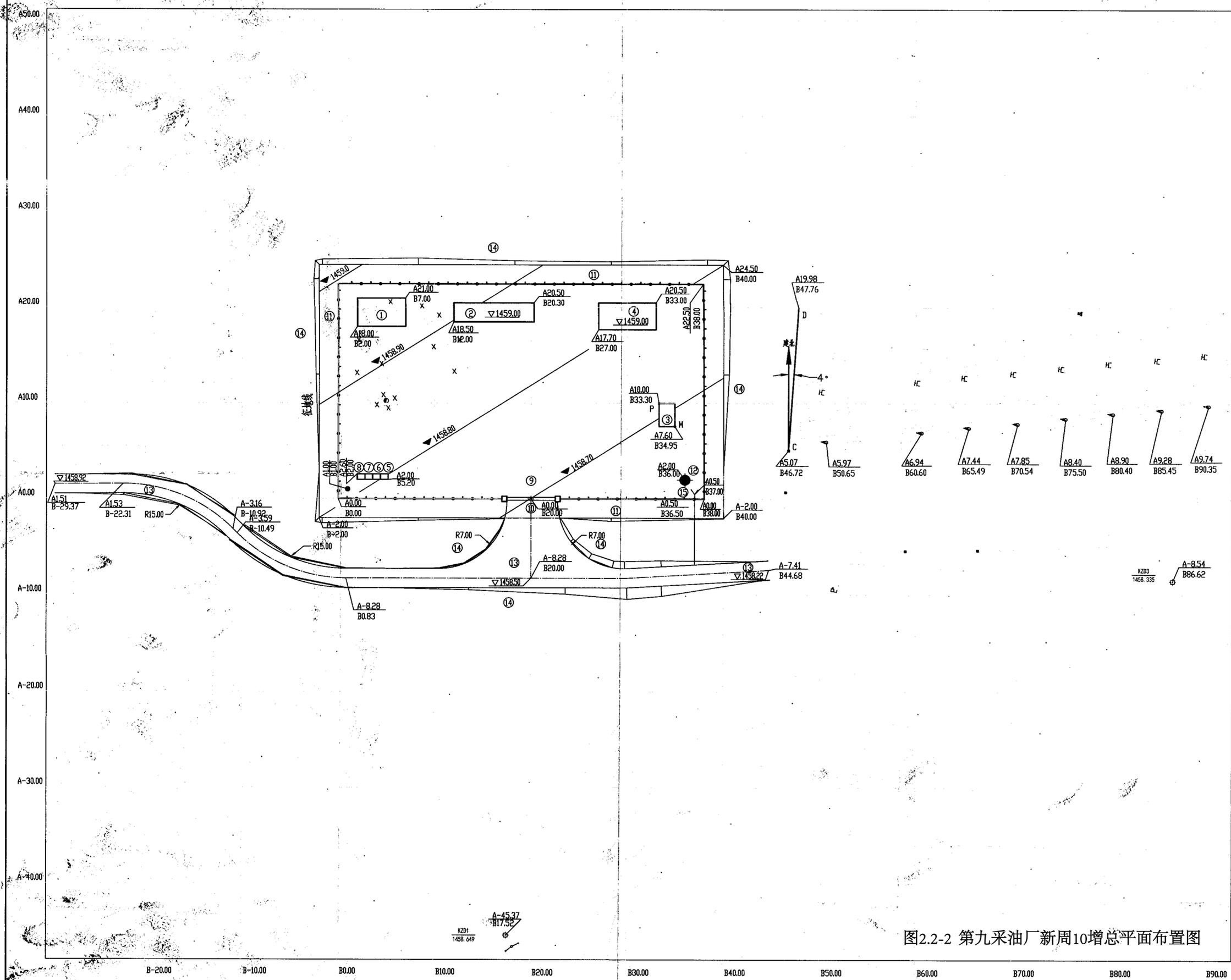
2.2.5 管线工程

2.2.5.1 管线概况

本项目周二转、吴起试注站和刘峁塬卸油台改建均在现有站内建设，不新增处理规模，均依托现有管线；周10增部分管线依托现有管线，新建2条出油管线和1条输油管线；周5增和旗13-8增均依托现有管线。本项目改扩建前后原油集输系统对照表详见下表。

表2.2-6 项目改扩建前后原油集输系统对照表

序号	现有管线		本项目情况	备注	
1	吴起区域	新周10增	主要接收畔199-90、畔200-89、畔202-90、畔202-93、畔204-85、塞549共计6个井组来油，含水油外输至周二转。	迁建后管线依托现有畔200-89、畔199-90至新周10增出油管线，配套新建畔204-85至新周10增出油管线，新建畔202-93至新周10增出油管线，塞549插输至畔202-93至新周10增出油管线，新周10增至周二转插输点输油管线。	新建畔204-85至新周10增、畔202-93至新周10增出油管线，新周10增至周二转插输点输油管线；其他管线利用现有管线，详见图2.2-8
2		新周5增	主要接收湾80-74、湾90-69、新293共计3个井组来油，外输至周一转。	迁建后主要接收湾80-74、湾90-69、新293共计3个井组来油，利用现有管线，外输至周一转。	利用现有管线，详见图2.2-9



- 说明
1. 图中坐标、高程均以m计，高程为绝对高程，等高距1.0m。
 2. 本次改造以井场已建西南角增输C(A5.07, B46.72)和D(A19.98, B47.76)两点为基准进行放线，两点连线长度14.94m，与建北方向夹角为4°。
 3. 增输0增原站内边坡出现下沉，存在安全隐患，管理难度大，本次改造，拆除原站内已建设施，将增输0增原站迁建于增输202-90井组，对站内已建的集油收油加药一体化集油装置1座进行迁建。
 4. 本工程站场新建部分占地面积113.00m²，合1.67亩，现场前期已征地。
 5. 新建部分用地平整至在地线内，平部分层夯实，压实系数不得小于0.93，土方量-146.54m³。
 6. 图中虚线表示新建设施，细线表示已建设施，打“X”表示拆除或迁建构筑物。
 7. 本次新建设施与已建设施的安全距离必须严格执行《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183-2004的相关要求。

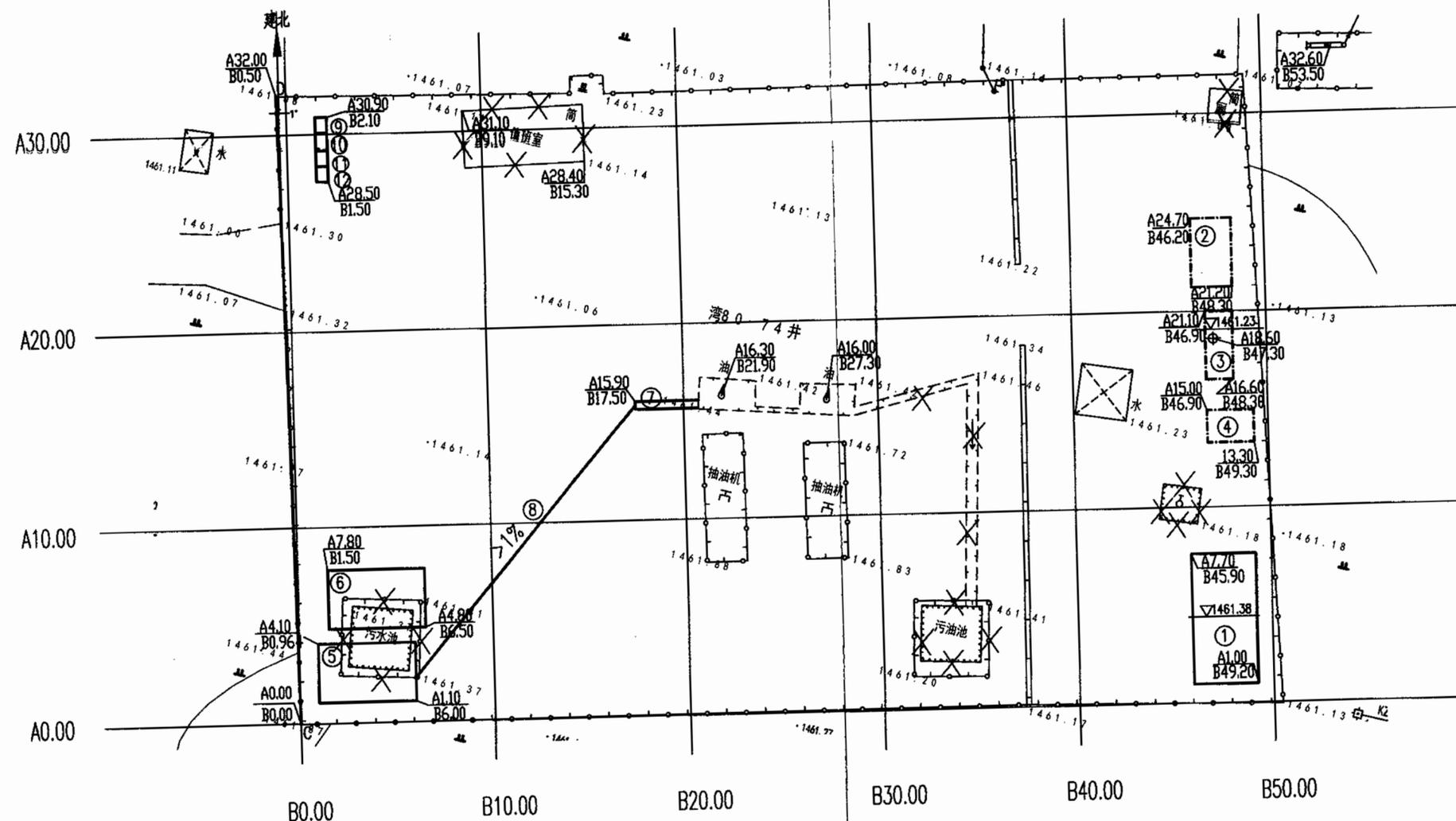
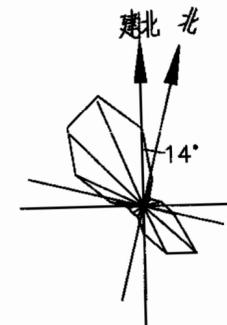
	新建、构筑物		已建、已设计构筑物
	施工坐标		拆除、构筑物

序号	名称及规格	单位	数量	备注
拆除工程量				
1	宿舍(共3间)	m ²	54	彩钢房
2	3m ³ 水箱	具	1	
迁建工程量				
1	集油收油加药一体化集油装置	座	1	

⑮	出水口	处	1			
⑭	土护坡	m ²	210			
⑬	站外道路	宽2.0m	m	72	土路	
⑫	摄像灯杆	根	1	管-18538/目		
⑪	防抛网围栏	高2.2m	m	108	管-14694/目	
⑩	排水沟	长4.5m×高0.15m×宽0.3m	根	1	管-14694/目	泥结碎石
⑨	钢大门	5.0m	座	1	管-14694/目	
⑧	RTU柜(0.8m×0.6m)	套	1	仪-21923/目		
⑦	PLC柜(0.8m×0.6m)	套	1		数字化集油装置配套	
⑥	变频器(0.8m×0.6m)	套	1		数字化集油装置配套	
⑤	配电箱(0.8m×0.6m)	套	1	电-31660/目		
④	数字化集油装置-2.5-2.5	座	1		外购，防腐型	
③	外输阀组-4.0-100安装区	套	1	CEC 001 0 0 0/目		
②	集油收油加药一体化集油装置 CTEC-CO-R3-10/80	座	1		迁建，防腐型	
①	含油污水池	长5.0m×宽3.0m深2.0m	座	1	砖砌，防腐型	

建(构)筑物一览表				
长庆工程设计有限公司				
设计证书号: A261000221		勘察证书号: B261000494		
制图	石智	长庆油田2022年老油田调整改造工程		
设计	石智	第九采油厂低效站周10增改造		
校对	王智			
审核	王智	长庆油田		
项目负责人	王智			
审定	王智			
阶段	施工图	项目号	CEC075S-2022	
比例	1:200	文件号	集-37103/1	
日期	2022.05.18	专业	油气集输	版次 1 版

图2.2-2 第九采油厂新周10增总平面布置图



说明:

- 1、图中坐标、高程均以m计, 高程为绝对高程, 整平坡度与原井场保持一致。
- 2、本次将周5增迁建至湾80-74井场, 以井场已建西南围墙角C(A0.00, B0.00)和D(A32.00, B0.50)两点为准进行放线, 两点连线长度32.00m, 与建北方向夹角为1°。
- 3、本次迁建在湾80-74井场进行, 不另平整场地和新征地。
- 4、图中“X”表示拆除。
 (1)井场已建污水池距离油井安全距离不足; 进行拆除, 并对污水污泥进行拉运处理。
 (2)井场已建值班室距离油井安全距离不足; 进行拆除, 并对值班室内RTU箱进行迁建至井场西南角。

拆除工作量统计表

序号	工程名称	单位	数量	备注
1	污水池	m ³	30	拆除
2	污油池	m ³	30	拆除
3	井口集油槽	m	20	拆除
4	值班室	m ²	20	拆除
4	厕所	m ²	4	拆除

⑫	RTU箱	套	1		迁建
⑪	PLC柜(0.8m×0.6m)	套	1		油气混输泵橇配套
⑩	变频器(0.8m×0.6m)	套	1		油气混输泵橇配套
⑨	配电柜(0.8m×0.6m)	套	1		详见电气部分
⑧	污油管线 DN150	m	20		新管
⑦	井口集油槽 宽0.4m 起点深0.2m	m	5		砖砌, 木架防腐面
⑥	雨水收集池(3m×5m×2m)	座	1	CEDC351 07/目	砖砌, 木架防腐面
⑤	污油池 (3m×5m×2m)	座	1	CEDC351 07/目	砖砌, 木架防腐面
④	外输阀组安装区(1.65m×2.4m)	座	1	CEDC 001 01 01 01/目	新建
③	收球装置安装区	具	1		迁建
②	6井式总机关安装区	套	1		新建
①	数字化混输泵橇	座	1	Q=60m ³ /d P=2.5MPa	外购

编号	名称型号及规格	单位	数量	单体文件号	备注
----	---------	----	----	-------	----

建(构)筑物一览表

长庆工程设计有限公司

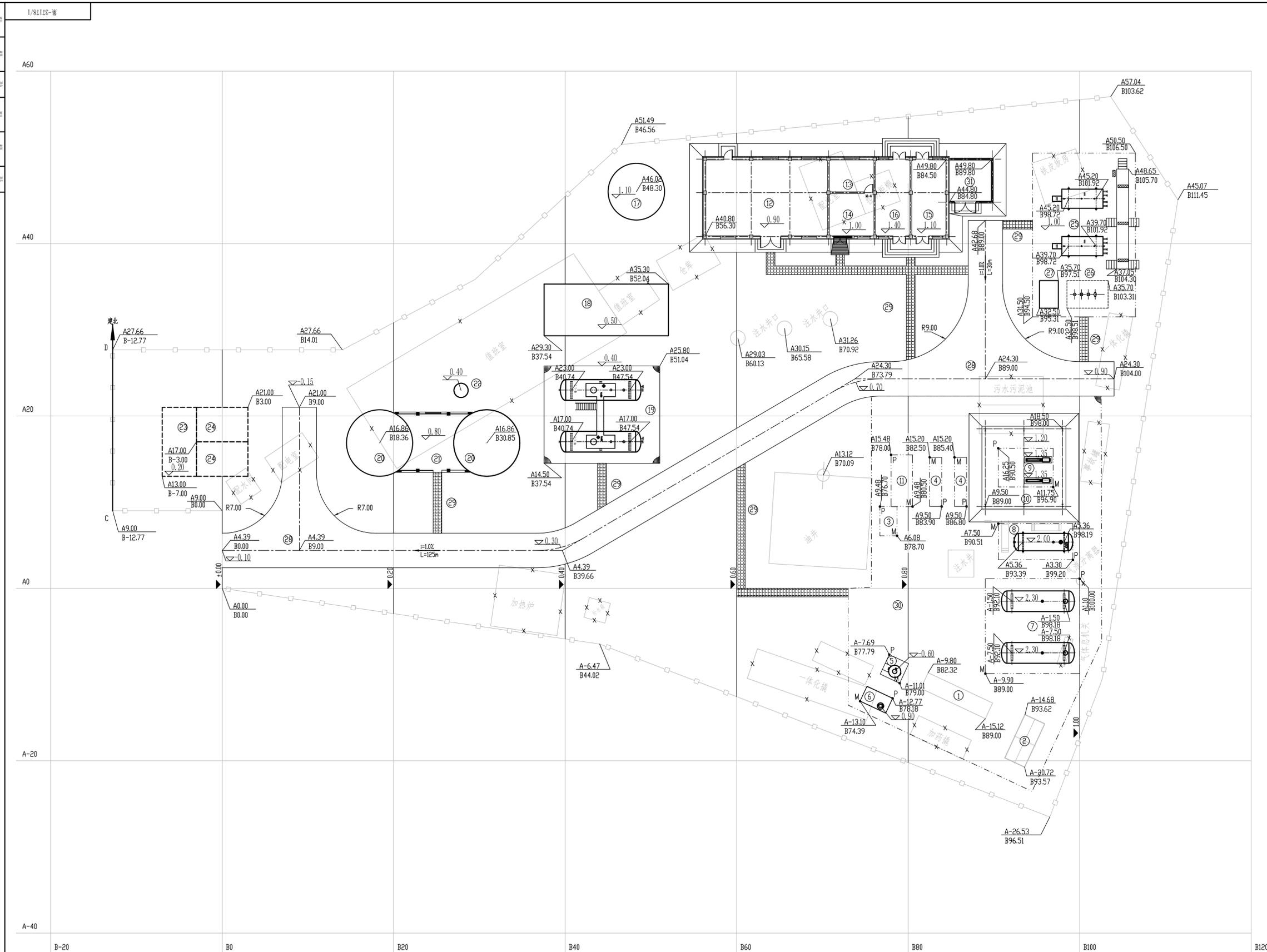
设计证书号 A261000221 勘察证书号 B261000494

制图	石宇明	长庆油田2022年老油田调整改造工程 第九采油厂低效站点周5增改造 平面布置图
设计	石宇明	
校对	王智	
审核	王智	
项目负责人	王智	
审定	王智	

阶段	施工图	项目号	CEDC075S-2022
比例	1:200	文件号	集-37101/1
日期	2022.05.20	专业	油气集输

图2.2-3 第九采油厂新周5增总平面布置图





- 说明
1. 图中坐标、高程均以m计。
 2. 本次改造以旗13-8已建西侧围墙C (A9.00, B-12.77)和D (A27.66, B-12.77) 两点为基准进行放线, 两点连线长度18.66m, 与建北方向夹角为0°。
 3. 图中粗线表示新建设施, 细线表示已建设施, 打“X”表示拆除或迁建建筑物。
 4. 本次新建设施与已建设施的安全距离必须严格执行《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183-2004的相关要求。
 5. 站内道路标高按周围地坪低0.10m。
 6. 旗102转至旗13-8增运距为2.8km, 旗13-8增拆除设备至岸房运距为15km。



序号	名称及规格	单位	数量	备注
1	值班室	m ²	340	彩钢房
2	值班室	m ²	25.6	彩钢房
3	仓库	m ²	25.1	彩钢房
4	配电室	m ²	18.1	彩钢房
5	配电室	m ²	8.9	彩钢房
6	配电室	m ²	41.6	彩钢房
7	控制柜	m ²	16.7	彩钢房
8	铁皮板房	m ²	27.6	彩钢房
9	污水污泥池 (7m×7m)	座	1	
10	一体化撬	具	2	含基础
11	30m ³ 单级油罐	具	1	含基础
12	加热炉	台	1	含基础
13	气体总机关	座	1	
14	管线	m	300	

序号	名称及规格	单位	数量	备注
①	室外变压器室	间	1	
②	操作场地	m ²	1260	不取火地磅, 高出地磅0.05m
③	人行操作走道	宽1.0m m	65	不发火地磅
④	站内道路	宽4m m	185	砂石道路
⑤	其它	m ²	25.6	彩钢房
⑥	5m ³ 水箱	具	1	
⑦	循环水泵安装区			
⑧	冲酸加热炉 CLNJ400-Y/6.3-Q/Z	台	2	
⑨	供热线			
⑩	污泥池	6m×4m×4m 座	2	
⑪	污水池	8m×4m×4m 座	1	
⑫	油污回收装置	具	1	
⑬	沉降油罐组	3.9m×9.0m m ²	35.1	
⑭	300m ³ 沉降油罐	具	2	
⑮	40m ³ 卧式缓冲水罐	具	2	旗102转迁建
⑯	400m ³ d油田采出水处理一体化撬装置	座	1	
⑰	200m ³ 净化水罐	具	1	
⑱	仪表间	4.2m×9.0m m ²	37.8	建-37437/日
⑲	配电间	4.2m×9.0m m ²	37.8	建-37437/日
⑳	加药间	5.4m×5.1m m ²	27.54	建-37437/日
㉑	药品间	5.4m×3.9m m ²	21.06	建-37437/日
㉒	注水泵房	14.4m×9.0m m ²	129.6	建-37437/日
二	水处理及回注系统			
①	流量计(外输)-2.5-80/50	套	1	CTEC 01 03 00/日 新建
②	输油泵泵组	9.0m×9.0m m ²	81.0	旗-14857/日 新建
③	单级泵(油)-11-24-1/2	套	1	CTEC01 26 05 00/日 旗102转迁建
④	分离缓冲罐-φ2000×6790-0.78	套	1	CTEC01 23 07 00/日 旗102转迁建
⑤	三相分离器(油)-φ2400×8500-0.6/2-1	套	1	CTEC01 06 02 00/日 旗102转迁建
⑥	伴生气分离器(主式)-φ400×3165-0.78	套	1	CTEC01 23 59 00/日 旗102转迁建
⑦	无油漏防堵污水回收装置-2.0-1	套	1	CTEC01 11 07 00/日 旗102转迁建
⑧	流量计(未油)-2.5-80/50	套	2	CTEC01 22 03 00/日 旗102转迁建
⑨	外输阀组-4.0-80	套	1	CTEC01 01 21 00/日 旗13-8增利田
⑩	30m ³ 单级油罐	具	1	已建
⑪	单级油罐	具	1	已建
⑫	单级油罐	具	1	已建
⑬	单级油罐	具	1	已建
⑭	单级油罐	具	1	已建
⑮	单级油罐	具	1	已建
⑯	单级油罐	具	1	已建
⑰	单级油罐	具	1	已建
⑱	单级油罐	具	1	已建
⑲	单级油罐	具	1	已建
⑳	单级油罐	具	1	已建
㉑	单级油罐	具	1	已建
㉒	单级油罐	具	1	已建
㉓	单级油罐	具	1	已建
㉔	单级油罐	具	1	已建
㉕	单级油罐	具	1	已建
㉖	单级油罐	具	1	已建
㉗	单级油罐	具	1	已建
㉘	单级油罐	具	1	已建
㉙	单级油罐	具	1	已建
㉚	单级油罐	具	1	已建
㉛	单级油罐	具	1	已建
㉜	单级油罐	具	1	已建
㉝	单级油罐	具	1	已建
㉞	单级油罐	具	1	已建
㉟	单级油罐	具	1	已建
㊱	单级油罐	具	1	已建
㊲	单级油罐	具	1	已建
㊳	单级油罐	具	1	已建
㊴	单级油罐	具	1	已建
㊵	单级油罐	具	1	已建
㊶	单级油罐	具	1	已建
㊷	单级油罐	具	1	已建
㊸	单级油罐	具	1	已建
㊹	单级油罐	具	1	已建
㊺	单级油罐	具	1	已建
㊻	单级油罐	具	1	已建
㊼	单级油罐	具	1	已建
㊽	单级油罐	具	1	已建
㊾	单级油罐	具	1	已建
㊿	单级油罐	具	1	已建

建(构)筑物一览表

长庆工程设计有限公司

设计证书号 A261000221 勘察证书号 B261000494

制图 吴起油 吴起油田原油稳定及伴生气综合利用工程

设计 吴起油

校对 吴起油

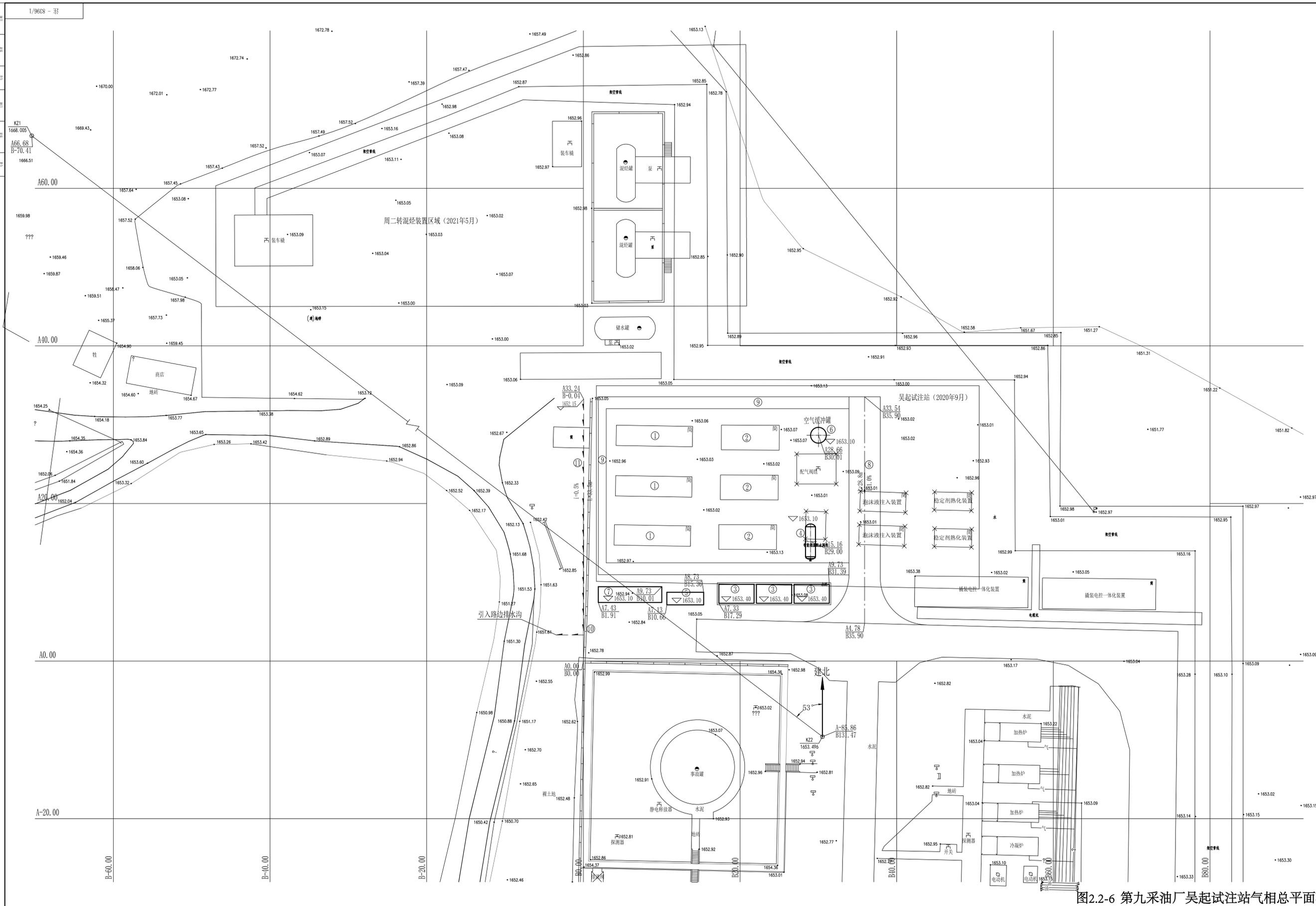
审核 吴起油

旗13-8增扩建

平面布置图

阶段	施工图	项目号	CTEC0655-2020
比例	1:200	文件号	集-37178/1
日期	2022.06.15	专业	油气集输
		版次	1.0

图2.2-4 第九采油厂旗13-8增总平面布置图



- 说明:
1. 平面坐标系采用近似2000国家大地坐标系, 中央子午线东经108°。
 2. 高程系统采用近似1985国家高程基准, 等高距为0.5m。
 3. 以水泥桩点KZ1 (A66.68, B-70.41) 及桩点KZ2 (A-85.86, B131.47) 为准进行放线, 两点连线长度为253.45m, 与建北方向夹角53°。
 4. 站内道路转弯半径为6.0m, 人行操作通道位置可根据现场情况适当调整。
 5. 建北与北方向夹角为0°。
 6. 吴起试注站内已建预装式变配电装置(编号③)迁建, 已建配气阀组、智能稳流配水阀组、泡沫液注入装置、稳定剂熟化装置(图中以×表示)拆除, 已建设备之间的连接管线以本次设计为准。
 7. 吴起试注站建设于2020年9月, 周二转混烃装置建设于2021年5月, 本次吴起试注站改造在此基础上进行。
 8. 本次扩建区域竖向以原站场竖向为主。

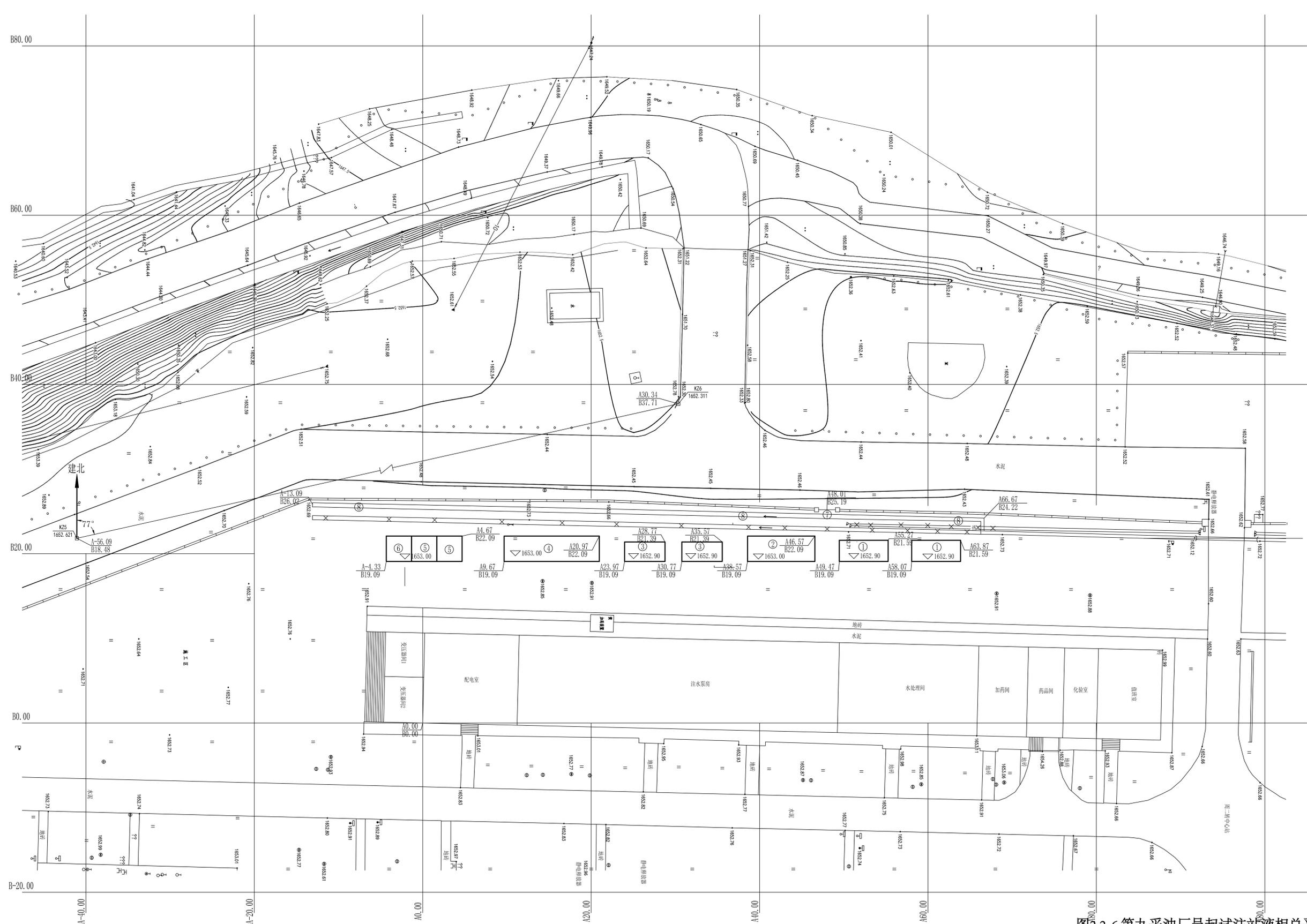


①	排水明沟(上宽0.4m, 底宽0.3m, 起点深0.3m)	m	35.0		
⑩	砖砌围墙	高2.2m	m	8.0	透水式
⑨	人行便道	宽1.2m	m	85.0	水泥方砖铺面
⑧	站内道路	宽4.0m	m	40.0	城市型混凝土道路
⑦	配气区	10.0m×2.0m	处	1	集-3T145/月
⑥	空气缓冲罐	20m³	具	1	热-10463/月
⑤	除油过滤器		套	1	集-3T145/月
④	废润滑油罐	5m³	具	1	集-3T145/月 地理式

二 新建部分					
③	预装式变配电装置	4.5m×2.4m	套	3	电-3T692/月 迁建设备
一 迁建部分					
2 吴起试注站改造					
②	减氧空气压缩机组	7.0m×2.8m	套	3	已建设备
①	压缩减氧集成装置	9.5m×2.4m	具	3	已建设备
1	吴起试注站(周二转减氧空气泡沫驱地面系统实施工程)				2020年建设

编号	名称及规格	单位	数量	文件号	备注
长庆工程设计有限公司					
设计证书号 A16100224		勘察证书号 B16100224			
制图	吴起油田新193区泡沫辅助减氧空气驱地面工程				
设计	吴起试注站改造(二次设计) 气相平面布置图				
校对					
审核					
项目负责人					
审定					
阶段	施工图	项目号	CEDC116S-2021		
比例	1:200	文件号	注-8396/1		
日期	2022.06.03	专业	注水	版次	0版

图2.2-6 第九采油厂吴起试注站气相总平面布置图(1)



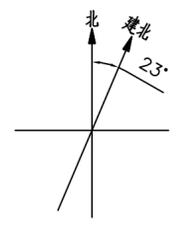
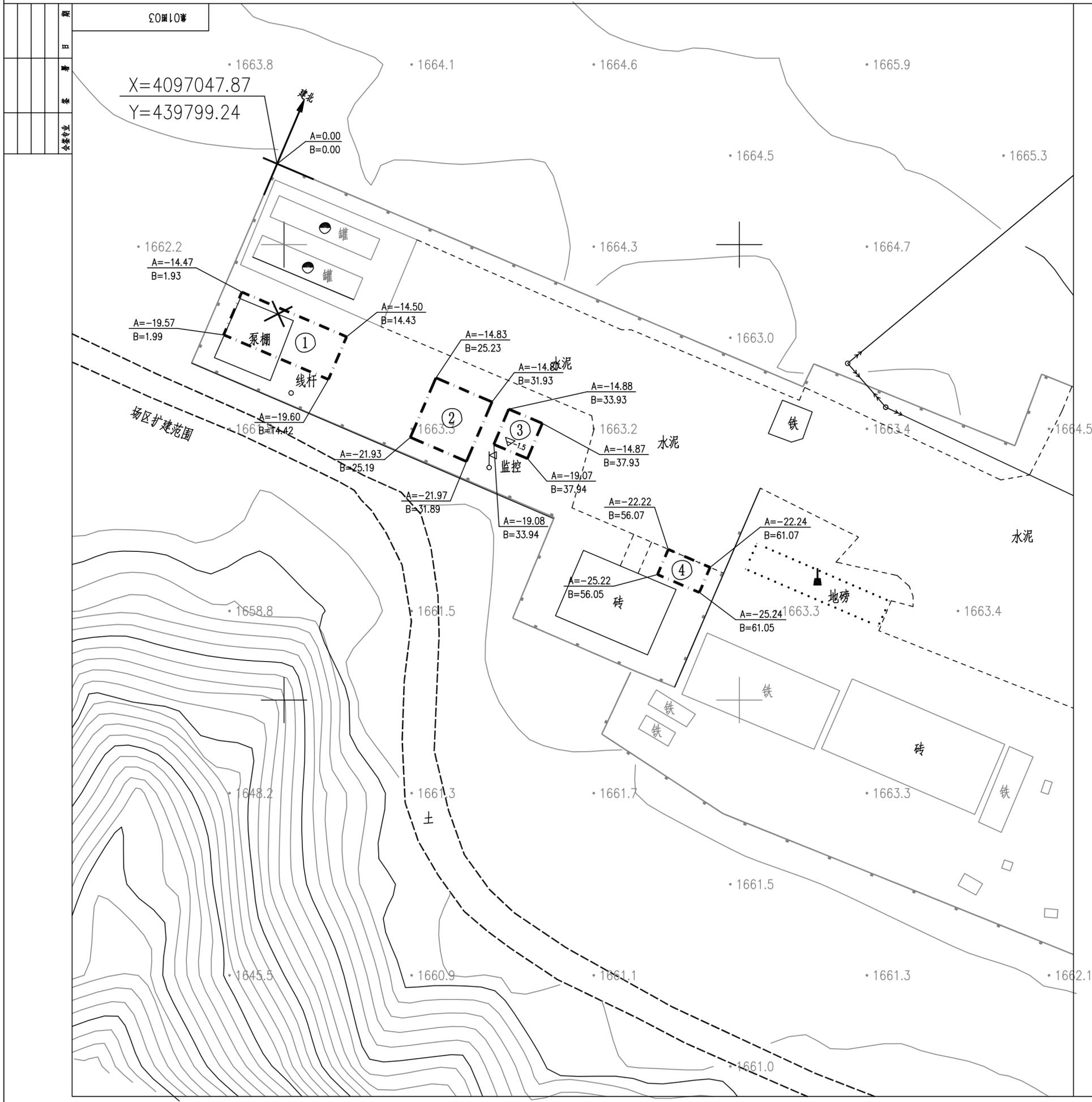
- 说明:
1. 平面坐标系采用近似2000国家大地坐标系, 中央子午线东经108°。
 2. 高程系统采用近似1985国家高程基准, 等高距为0.5m。
 3. 以水泥桩点K25(A-56.09, B18.48)及桩点K26(A30.34, B37.71)为准进行放线, 两点连线长度为88.55m, 与建北方向夹角77°。
 4. 站场内操作道路及人行操作通道位置可根据现场情况适当调整。
 5. 建北与北方向夹角为90°。
 6. 本次扩建区域竖向以原站场竖向为主。
 7. 吴起试注站内已建泡沫液注入装置、稳定剂熟化装置迁建于周二转。
 8. 吴起试注站建设于2020年9月, 周二转混装装置建设于2021年5月, 本次吴起试注站改造在此基础上进行。



编号	名称及规格	单位	数量	文件号	备注
⑧	排水明沟(上宽0.4m, 底宽0.3m, 起点深0.3m)	m	80.0		
⑦	小门	宽1.5m 樘	1		外购
⑥	发泡剂原液储存装置	3.0m×3.0m 套	1		
⑤	泡沫剂稀释装置	6.0m×3.0m 套	1		含2个桶块
④	掺水、倒罐及吸入装置	11.0m×3.0m 套	1		
③	稳泡剂自动上料装置	8.0m×3.0m 套	1		
新建部分					
2	吴起试注站改造				
④	稳定剂熟化装置	4.8m×2.3m 套	2		迁建设备
①	泡沫液注入装置	5.8m×2.5m 套	2		迁建设备
迁建部分					
1	吴起试注站(周二转减氧空气泡沫驱地面系统实施工程)				2020年建设

长庆工程设计有限公司					
设计证书号 A261000221		勘察证书号 B261000494			
吴起油田新193区泡沫辅助驱氧空气驱地面工程					
吴起试注站改造(二次设计)					
液相平面布置图					
制图	设计	校对	审核	项目负责人	审定
阶段	施工图	项目号	CEDC116S-2021		
比例	1:200	文件号	注-8396/2		
日期	2022.06.03	专业	注水	版次	0版

图2.2-6 第九采油厂吴起试注站液相总平面布置图(2)



- 说明:
1. 本图测量以1:500地形图设计, 地形图采用大地2000坐标系, 中央子午线为108度; 1985国家高程基准, 等高距为1m。
 2. 图中所注坐标、标高单位为m计。
 4. 建筑坐标 $\frac{A0.00}{B0.00}$ 相当于测量坐标 $\frac{X=4097047.87}{Y=439799.24}$ 。
 6. 新建设备满足防火规范GB/T 50183-2004要求。
 7. 图中“×”表示拆除, 扩建站场与已建站场排水保持一致。
 8. 建筑坐标与测量坐标的换算公式如下:
 $A=X-4097047.87\sin 23^\circ$; $B=Y-439799.24\cos 23^\circ$

图2.2-7 刘砦塬卸油台总平面布置图

编号	名称及规格	单位	数量	档案号	备注
④	新建变频柜间 彩板房 3m×5m	间	1		新建
③	新建污油回收装置区 2.6m×2.5m	处	1		迁建
②	新建泵棚区 7.1m×6.7m	处	1		新建
①	新建储油罐区 11.0m×6.1m	处	1		新建

建(构)筑物一览表					
 山东中石大工程设计有限公司 (石油大学设计院) 工程登记证号: A13700033 A237000338					
制图	长庆油田分公司第九采油厂刘砦塬作业区刘砦塬卸油台改造项目				
设计	平面布置图				
校对					
审核					
项目负责人					
审定	阶段	施工图	项目号	ZSD-施20220011/001	
	比例	1:500	文件号	集01图01	
	日期	2022.02.25	专业	集输	版次 A

3	旗 13-8 增	主要接收旗 13-8、旗 101 及旗 304-100 共计 3 个井组来油，外输至旗 102 转，再输送至吴十脱。	旗 13-8 增站内进行扩建，扩建后在接收旗 304-100、旗 13-8、旗 101 基础上，还接收原接入旗 102 转的井场及增压点来液管线（吴 1 增、新 569、吴 123-6、B64-87、新 476），共计 8 个井组来油，脱水后净化油输至吴十脱。	利用现有管线，详见图 2.2-10
---	----------	--	--	-------------------

本次老油田改造治理项目新建管线分为吴起区域和定边区域。吴起区域主要为新周 10 增迁建后配套建设 2 条出油管线，1 条输油管线；定边区域主要为更换 2 条出油管线。本次共建设出油管线 4 条，输油管线 1 条，管线明细见表 2.2-7。项目管线部分为同沟敷设，管线长度为 8.46km。

表 2.2-7 管线明细表

序号	管线		介质	管线规格	管线长度 (km)	备注
1	吴起区域	畔 204-85 至新周 10 增出油管线	含水原油	L245N-Φ60×5.0	2.0	/
2		畔 202-93 至新周 10 增出油管线	含水原油	L245N-Φ60×5.0	2.42	/
3		新周 10 增至周二转插输点输油管线	含水原油	L245N-Φ76×5.0	2.81	/
5	定边区域	江 65-28 至江 64-27 井场出油管线	含水原油	L245N-Φ60×5.0	0.63	/
6		江 42-41 至江 44-394 总机关出油管线	含水原油	L245N-Φ60×5.0	0.6	/
合计					8.46	/

2.2.5.2 线路走向

项目管线均采用地理方式，沿山岭及油区道路敷设，吴起区域涉及管线走向图见图 2.2-11，定边区域涉及管线走向图见图 2.2-12。

2.2.5.3 管材

(1) 设计基础参数

本项目管线输送介质为含水原油，管线均采用无缝钢管 L245N，设计压力 2.5MPa。

(2) 钢管类型选择

本项目管线均采用无缝钢管，管材要求满足国家标准《石油天然气工业管线输送系统用钢管》（GB/T9711-2017）要求。

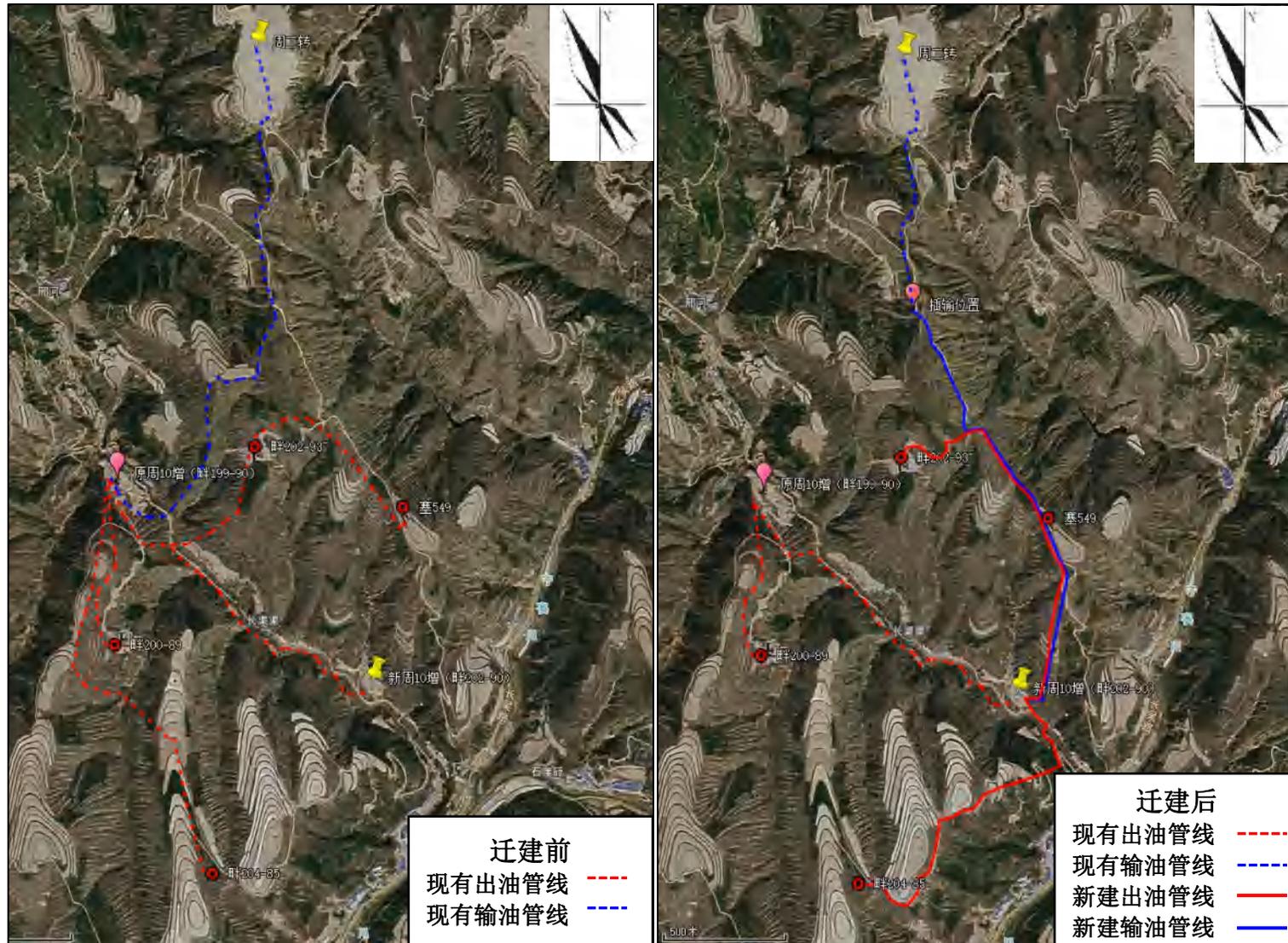


图 2.2-8 新周 10 增迁建前后原油集输系统对照图

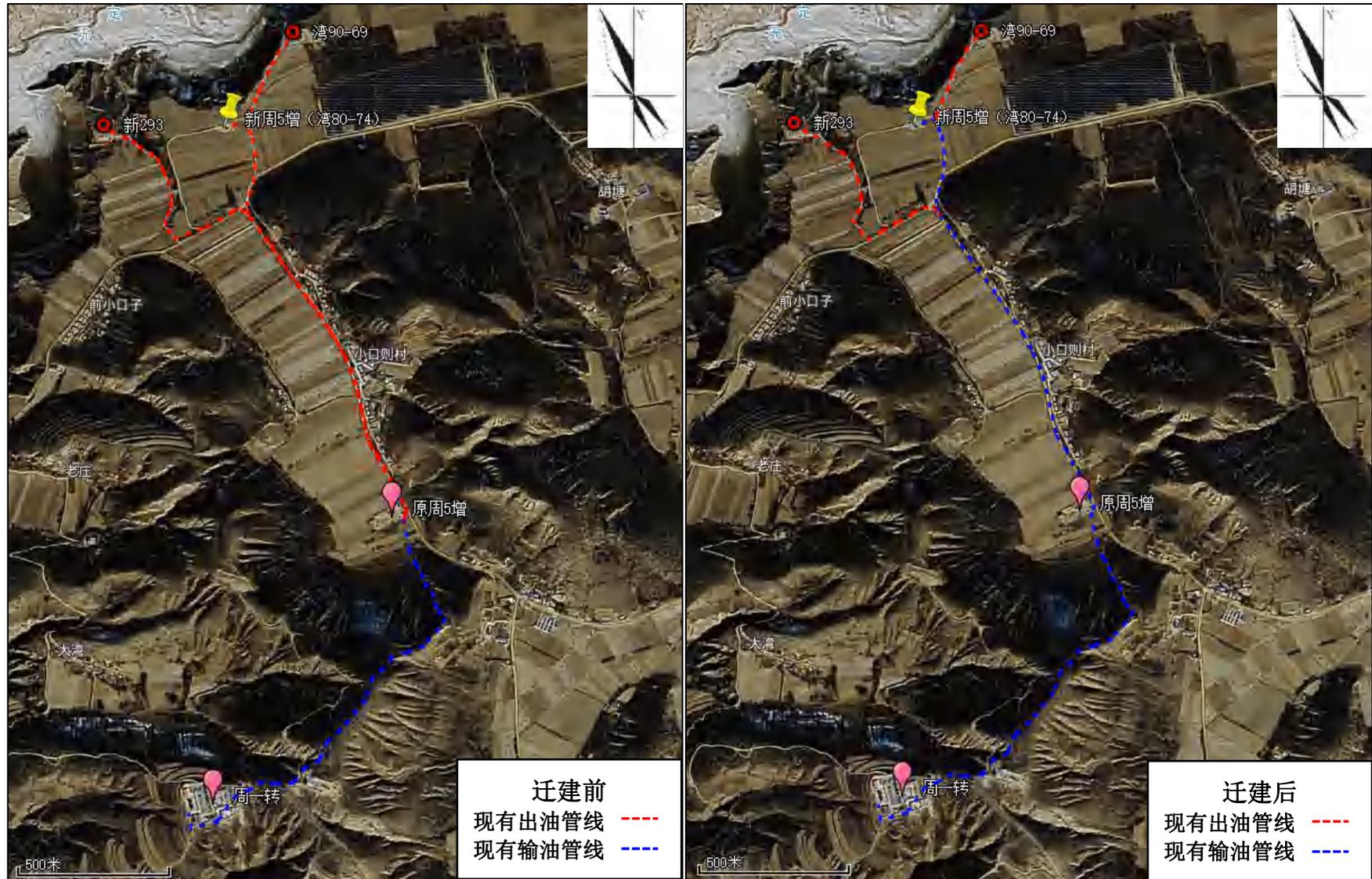


图 2.2-9 新周 5 增迁建前后原油集输系统对照图

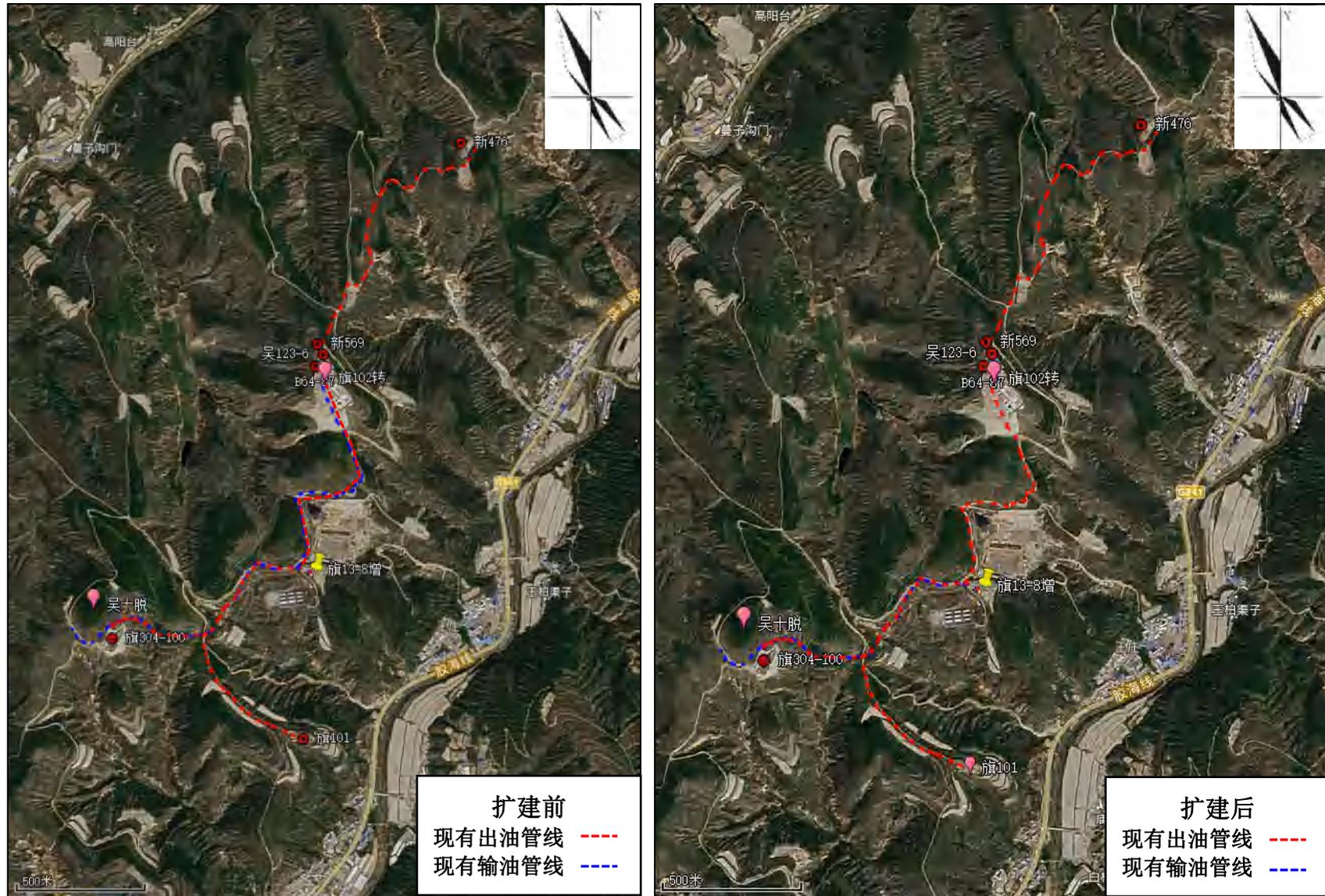


图 2.2-10 旗 13-8 增扩建前后原油集输系统对照图

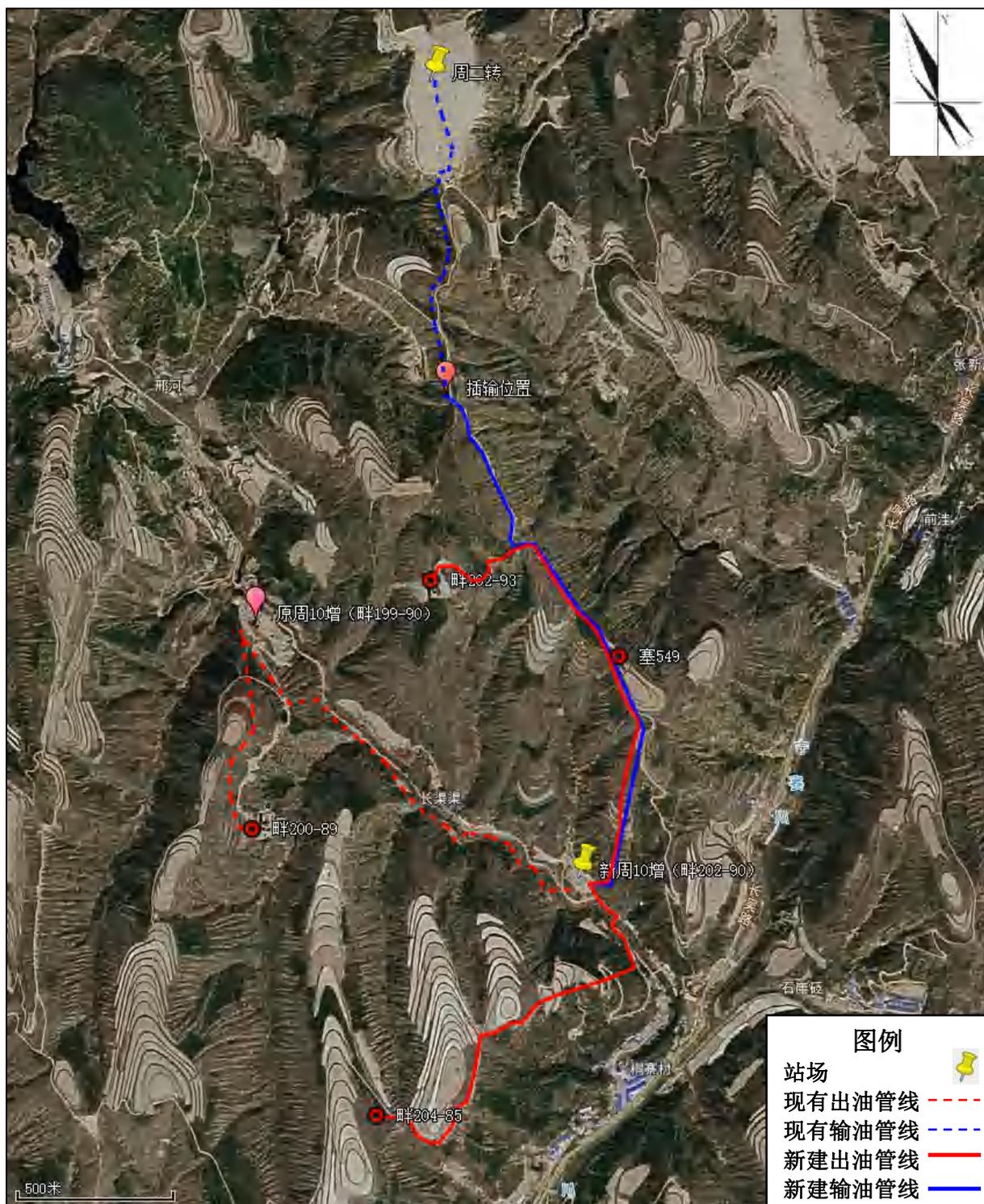


图2.2-11 吴起区域管线走向图

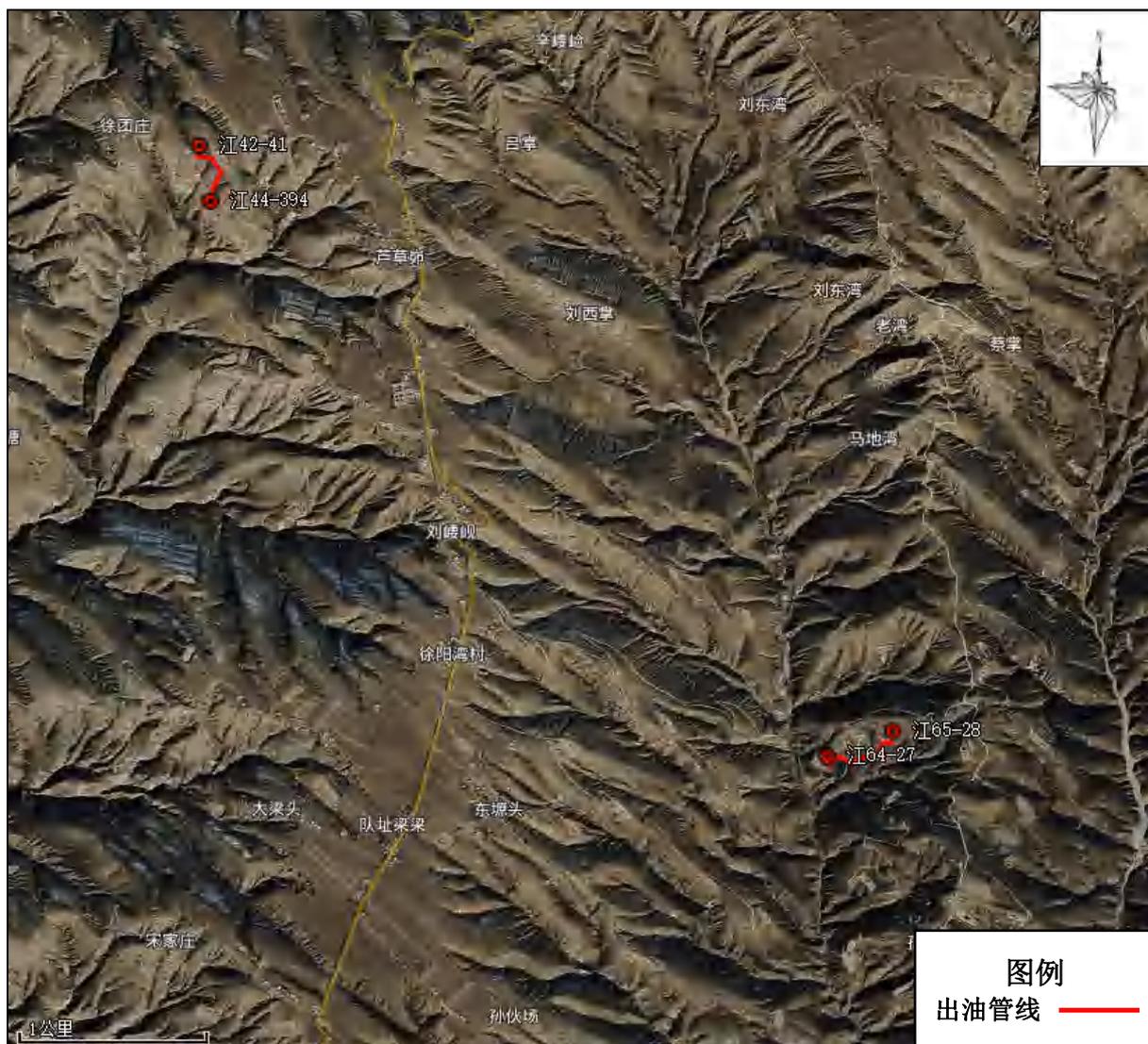


图2.2-12 定边区域管线走向图

(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，施工作业带宽度6m，管线埋设平均深度为管顶覆土不小于1.2m，穿越段不小于1.5m。

(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: 0.33。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。

管道穿越沥青路、土路时加钢保护套管，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。

2.2.5.5 管线穿跨越

本项目 5 条原油管线主要跨越地表水 1 处，穿越道路 6 处，其中油区土路（4m）穿越采用大开挖方式，沥青道路（6m）穿越采用横向钻。穿路处加钢保护套管，两端用沥青麻丝填塞封死，本项目管线道路穿越详见表 2.2-8，本项目管线地表水跨越明细表见表 2.2-9，管线穿越道路示意图见图 2.2-13~图 2.2-14，管线跨越地表水示意图见图 2.2-13。

表 2.2-8 本项目管线道路穿越明细表

序号	名称	穿越次数	穿越长度 m	穿越道路类型
1	畔 204-85 至新周 10 增出油管线	2 处	8	油区土路
2	畔 202-93 至新周 10 增出油管线	1 处	6	沥青道路
3	新周 10 增至周二转插输点输油管线	1 处	6	沥青道路
4	江 65-28 至江 64-27 井场出油管线	1 处	4	油区土路
5	江 42-41 至江 44-394 总机关出油管线	1 处	4	油区土路
合计		6 处	28	/

表 2.2-9 本项目管线地表水跨越明细表

序号	名称	跨越河流	坐标	跨越长度 m	备注
3	畔 204-85 至新周 10 增出油管线	宁塞川支流, 1 处	108.38873363, 37.14723001	30	新建 30m 桁跨 1 座

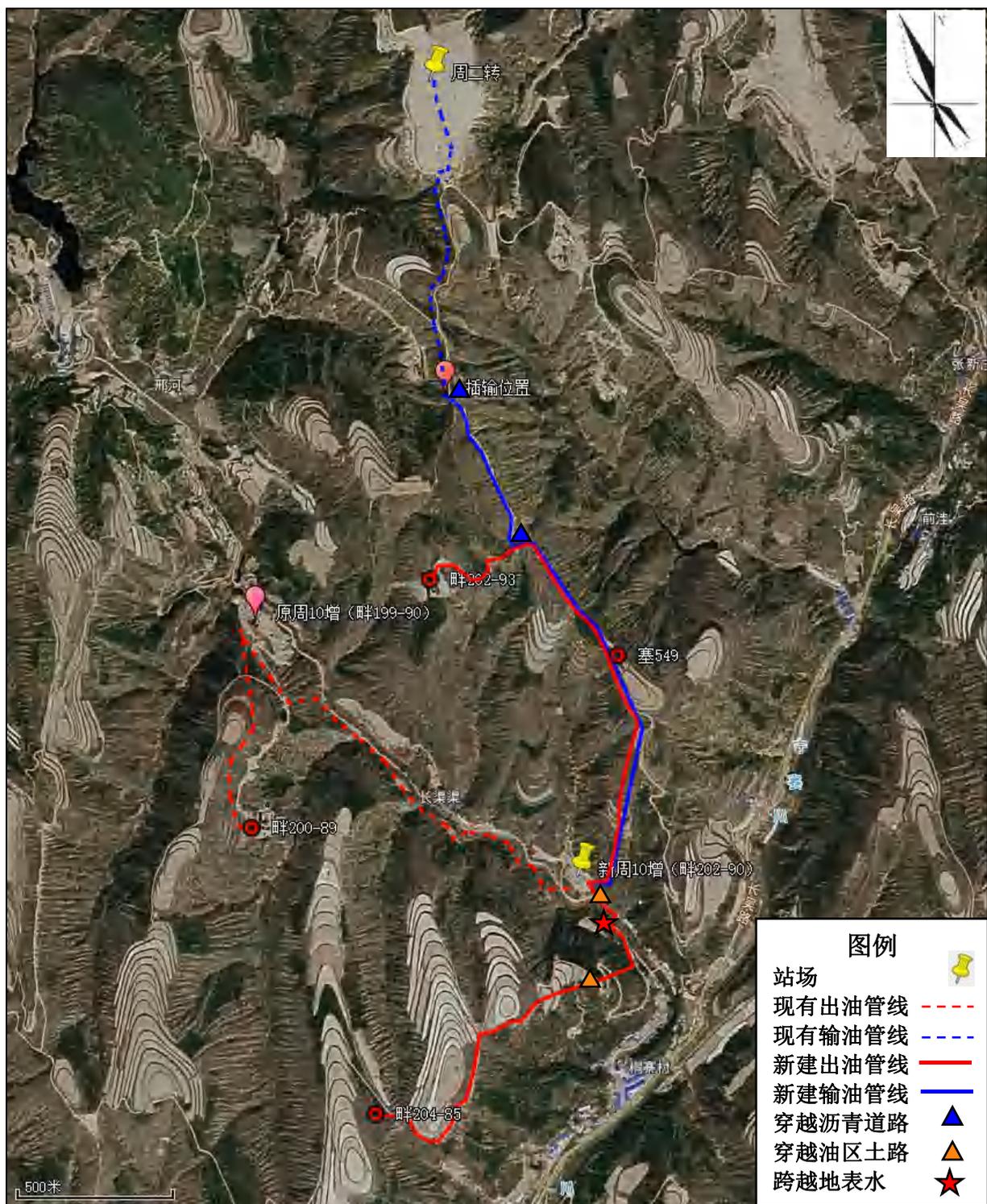


图2.2-13 吴起区域管线穿跨越道路、地表水示意图

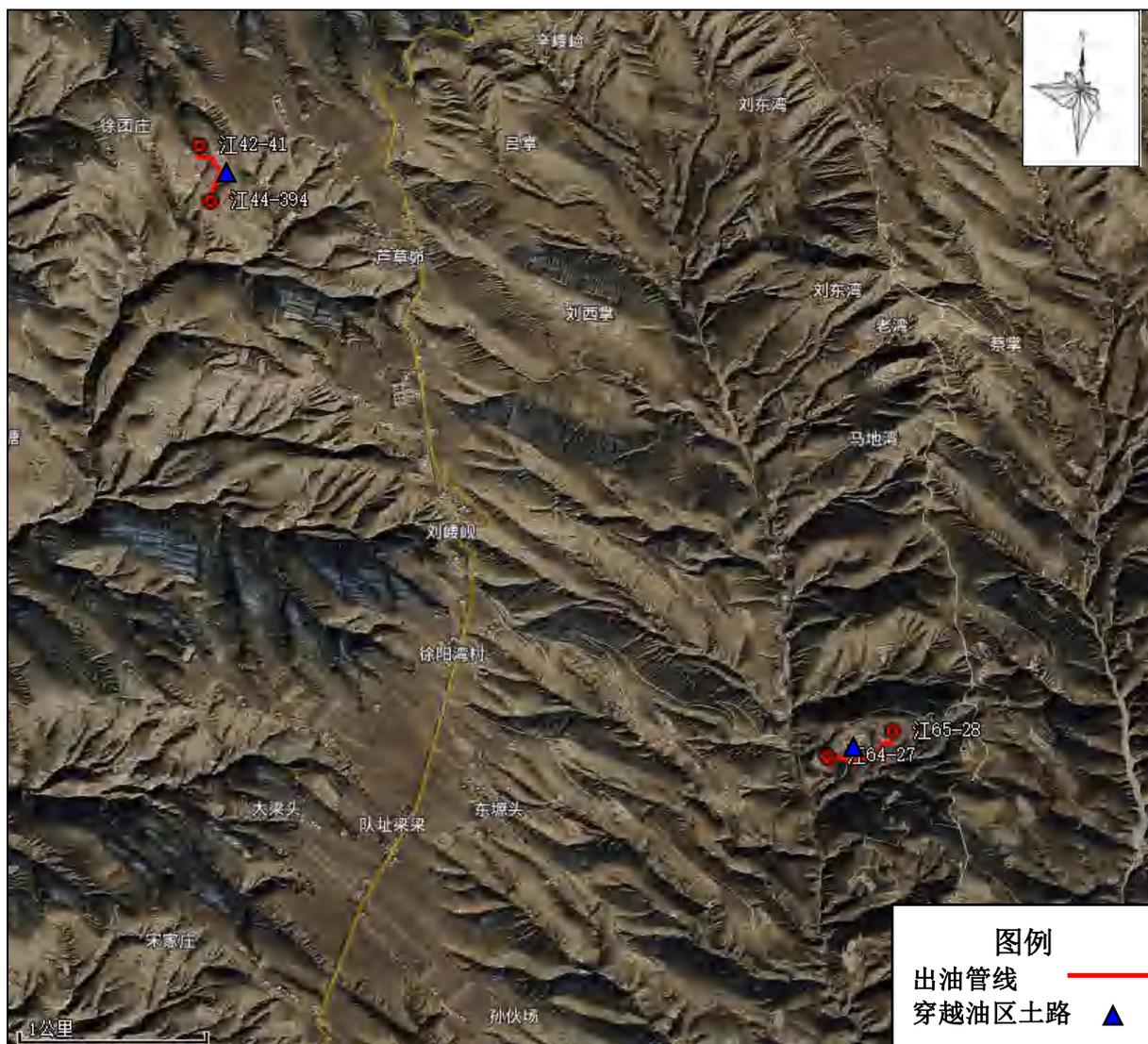


图2.2-14 定边区域管线穿越道路示意图

2.2.5.6 管道防腐、保温

(1) 管道防腐层的选用

本项目管线采用L245N无缝钢管，全段管线实施环氧玻璃纤维复合内衬防腐。合理选择管道防腐层，其评价标准应包括：原材料、涂敷工艺、管道施工及运行的外界条件、管道工作寿命、费用等因素进行综合技术经济对比。但首先必须保证所选的涂层应具有预期的功能，即必须保证在管道所要求的寿命期内不能因为腐蚀而中断管道的正常运行；同时必须服从管道施工、运行的要求，在满足防腐要求的前提下尽可能降低工程成本。本项目管线全部在生产厂内进行防腐保温，施工过程中接缝采用保温条密封，基本不会产生废弃防腐保温材料。

(2) 补口、补伤

综合各补口方式的经济性、可靠性，粘弹体价格高于辐射交联聚乙烯热收缩带，辐

射交联三层结构热收缩带是国内成熟的、广泛采用的对三层PE防腐管的补口方式，热收缩带（带配套底漆，底漆厚度 $\geq 200\mu\text{m}$ ）同样形成三层结构，增加了补口的可靠性，它与PE层、钢的粘结性能、搭接剪切强度、耐阴极剥离及抗冲击性能等重要指标均可以满足本工程的要求，因此管道的补口推荐采用辐射交联聚乙烯热收缩带。

穿越管段的焊口处，再增加一层光固化套，保证补口的强度。

（3）弯管防腐

热煨弯管采用双层熔结环氧粉末（总厚度 $\geq 800\mu\text{m}$ ）+增强纤维聚丙烯胶带（带厚1.1mm，搭接宽度为带宽的50%-55%）。

（4）保温

管线采用40mm厚泡沫黄夹克保温，黄夹克防护层 $\delta=1.6\text{mm}$ 厚。

（5）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。

2.2.5.7 管道试压及探伤

管道完成对接后，要对管线进行试压检测，本项目原油管线采用清水试压；管道焊接检验采取射线探伤，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表 2.2-10。

表 2.2-10 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%

2.2.5.8 线路附属设施

管线沿线应设置三桩，如里程桩、转角桩、标志牌，便于管道维护和管理。根据《站外管道线路标识设置规范》（Q/SY CQ06666-2020）的规定，地面标识的主色调为黄色，沙漠、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10个。

转角桩：管道水平改变方向的位置，设置转角桩。转角桩上要标明管线里程，转角角度，本项目共设置15个。

标志桩：管道穿越道路两侧设置穿越标志桩，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12个。

2.2.6 施工方案及施工组织

2.2.6.1 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。

2.2.6.2 施工计划

工程预计 2022 年 12 月开工建设，建设工期 5 个月，每日平均施工人数约 30 人，均为周边村民，2023 年 4 月竣工。

2.2.6.3 施工营地

本工程不单独设置施工营地，施工场地依托井场空地。

2.2.6.4 堆管场、堆料场

本工程不设置堆管场，依托管线附近井场做堆管场。站场施工堆料场利用桥112井场空地。

2.2.6.5 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。

2.2.7 公用工程

2.2.7.1 给水

本项目不新增劳动定员，由各站场所在作业区内部调配；加热炉用水、采出水系统加药用水采用车拉供水。

2.2.7.2 排水

本项目运行期不产生生产废水，不新增生活污水。

2.2.7.3 供热

项目旗 13-8 增新增 2 台加热炉，规模均为 400kW，燃用站场缓冲罐分离的伴生气。加热炉燃用本站的处理后伴生气，单台加热炉耗气量约为 40m³/h。加热炉年满负荷运行

约 8760h，则年用气量约为 $70.08 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，多余伴生气外输至吴十脱利用。

2.2.7.4 供配电

本项目新建设施均在现有站场内或附近建设，用电依托油区现有供电设施。

2.2.8 工程占地及土石方平衡

2.2.8.1 工程占地

(1) 永久占地

项目站场工程在现有井场内进行，不新增占地；本项目管线永久占地为管线“三桩”永久占地，占地面积约 18.5m^2 ，占地类型主要为草地、林地和交通用地。

(2) 临时占地

站场施工无临时占地，临时占地主要以管线作业带用地为主，本项目施工作业带宽度 6m，管沟开挖宽度 0.5m，项目管线长度为 8.46km，部分管线同沟敷设，管沟开挖长度 6.03km，项目管线施工临时占地面积为 3.62hm^2 ，占地类型主要为草地、交通用地、旱地、工矿用地及灌木林地等。本工程不设置施工营地、堆管场、取弃土场等。

本工程用地情况见下表。

表 2.2-11 本工程用地情况统计表

项目名称	单位	备注
永久用地	18.5m^2	“三桩”等
临时占地	3.62hm^2	管线施工作业带 6m

2.2.8.2 土石方平衡

本项目土石方平衡见表 2.2-12。

表 2.2-12 土石方平衡表

序号	工程内容	单位	工程数量	备注
1	管沟开挖	m^3	3618	站场主要为设备基础挖方，挖方量较小，回填后少量弃土用于井场平整，不产生废弃土石方；项目管线部分为同沟敷设，管沟开挖长度为 6.03km
2	利用方	m^3	3618	覆土回填管沟及平整施工带
3	借方	m^3	0	-
4	弃土	m^3	0	-

2.2.9 劳动定员

本项目不新增劳动定员，由第九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 施工工艺流程

(1) 站场施工工艺

施工期主要污染物有施工机械及车辆废气、噪声影响；施工废水影响和施工固体废弃物影响等。施工流程及各主要污染物产生情况见下图。

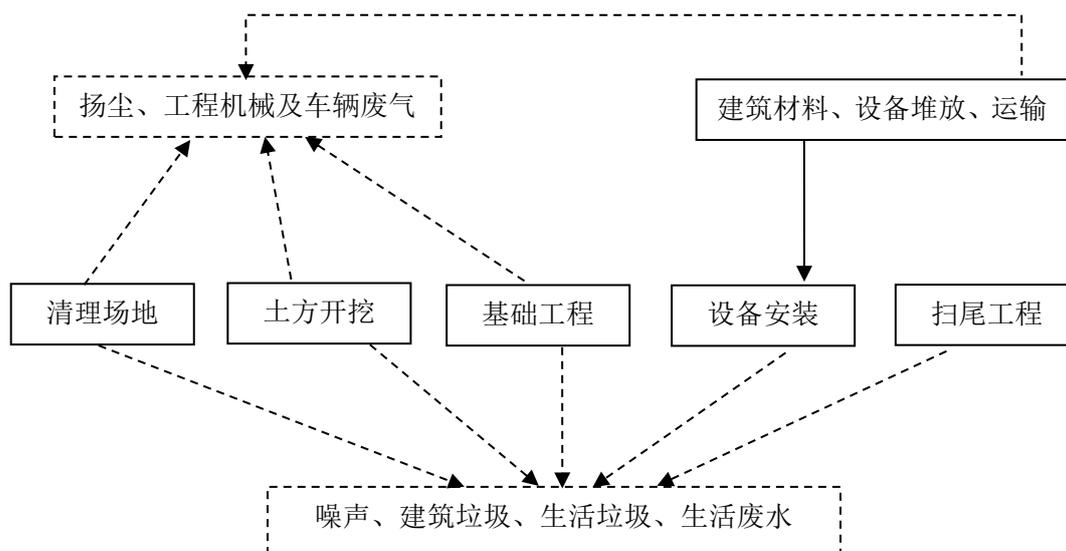


图 3.1-1 施工流程及产污环节

(2) 管线施工工艺

1) 部分报废旧管线处置工艺

本项目定边区域更换出油管线 2 条，管线长度合计 1.23km。

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，然后对旧管线进行热洗、吹扫，管线内残留物进入下游站场原油集输系统，然后将新管线进行链接运行，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。

流程简述：管线旧原油管道报废，管道打开后先用管线长度 2 倍以上管程的热水（60℃~80℃）对弃置管线进行热洗，然后采用氮气吹扫管线，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。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，旧管线不进行开挖。

2) 管线主要施工工艺

本次新建管线为吴起区域新周10增迁建后配套建设2条出油管线，1条输油管线；定边区域建设2条出油管线。本次共建设出油管线4条，输油管线1条，管线长度为8.46km。

管线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，施工扬尘和管线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。

流程简述：首先清理施工现场、平整工作带，管材防腐绝缘后运到现场；开始布管、组装焊接，无损探伤，补口及防腐检漏，在完成管沟开挖，公路穿越等基础工作以后下沟。管线分段施工，分段试压，站间连接。对管沟覆土回填，清理作业现场，恢复地貌、恢复地表，竣工验收，项目施工流程图见图 3.1-2。

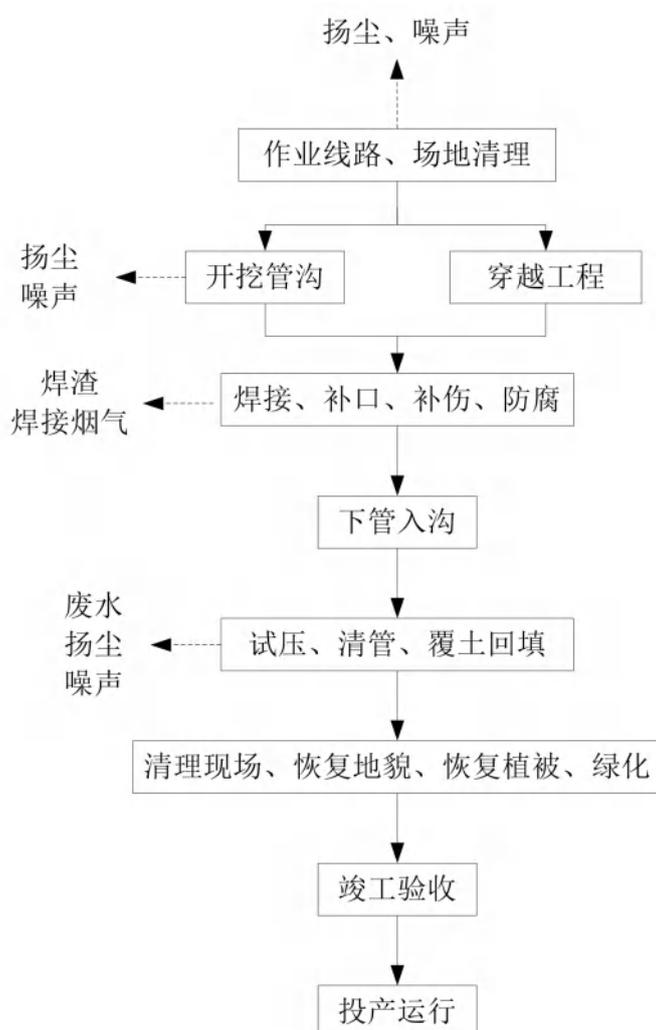


图 3.1-2 项目建设施工流程图

①大开挖穿越施工

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，管线埋设平均深度为管顶覆土不小于 1.2m。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: 0.33。

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。管线转弯处设置固定墩，以保持管道的轴向稳定性，在管线沿途设置线路三桩。管道大开挖施工工艺示意图详见下图。

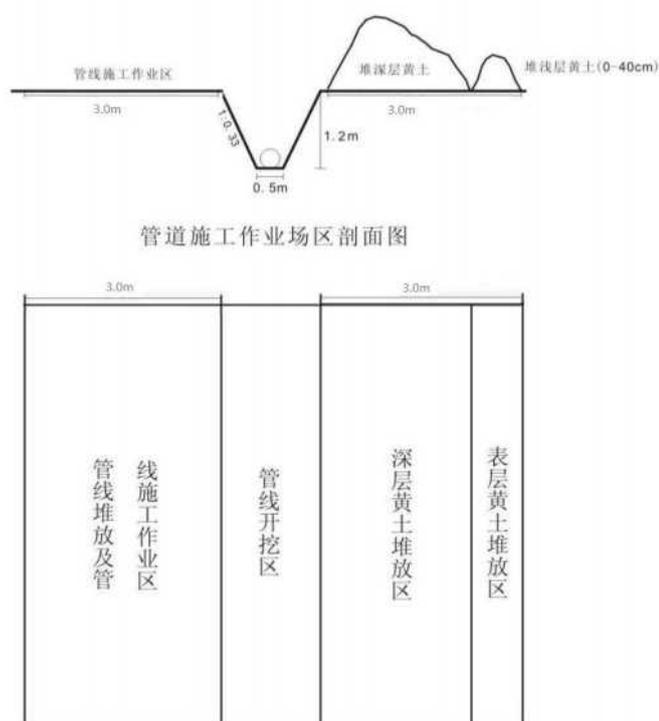


图3.1-3 管道大开挖施工工艺示意图

②管线横向钻穿越施工

本项目管线穿越沥青路面时采用横向钻穿越方式敷设，横向钻孔机是采用液压千斤顶将管道“推进”或“顶进”土壤内的施工技术。通过掘进工具使位于管道前面或管道表面的土壤松散，并通过管道排出。当段管道向前顶进后，液压千斤顶退回，然后再放入下一段需要顶进的管道。随着泥土被不断排出，管道也不断向前顶进。该过程持续进行，直至全部管道施工完毕。

③管线桁架跨越施工

本项目跨越河流采用桁架式跨越，桁架式跨越是指采用两片桁架斜交组成断面为倒三角形空腹梁空间体系的跨越形式，上部设检修通道。组成桁架杆所用的材料为 Q235B 钢管。桁架高度 $f=L/20$ ，截面为倒三角形或梯形；两端基础采用 C30 混凝土现浇，基础放置于稳定的岸坡上。项目根据施工图对构件中的各连接管材进行放样，放样时严格按照施工图的总体尺寸图及连接节点图，放样后对管材按照施工图要求进行切割，切割后进行预制，对于桁架节点处汇交的重合和桁架的整体结构，并在每一个杆件与节点板安装的中心位置预先做好标记，以便安装准确，同时在桁架各面的水平腹杆的中心位置也作上标记，以便检测桁架各方面的轴线偏差。预制后的桁架现场整体焊接吊装完毕后，再安装检修平台及附件。

项目畔 204-85 至新周 10 增出油管线穿越宁赛川支流 1 次，新建 30m 桁架 1 座，示意图见图 3.1-4。

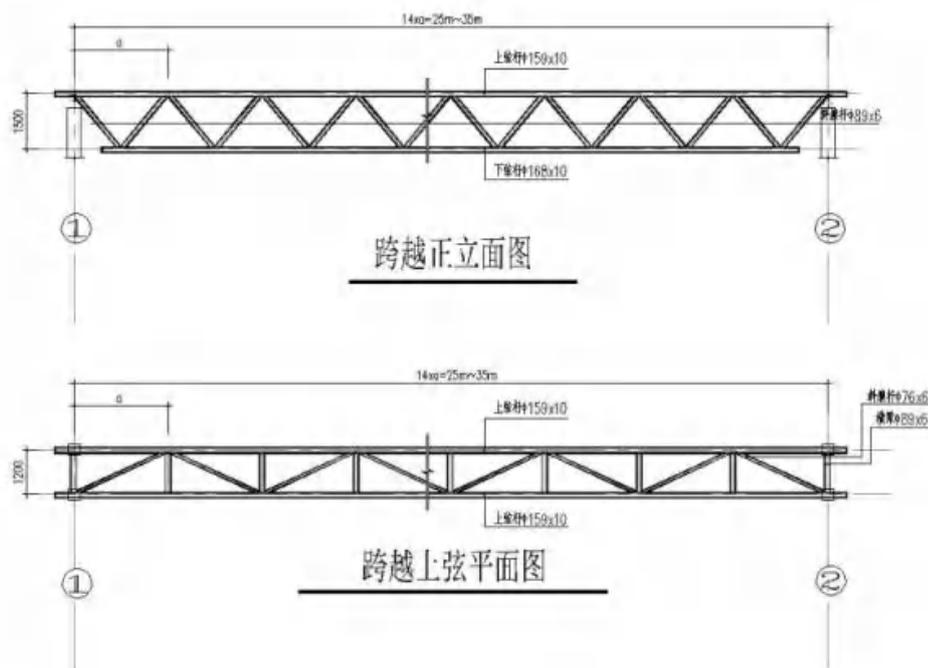


图3.1-4 30m桁架跨越示意图

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。

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。

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、推土机等，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。

(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，声级在 84~100dB(A)。噪声源声级见下表。

表 3.1-1 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	100
	焊机	95

(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施工生活废水

施工人员用水量为 50L/人·d，排水系数 0.8。站场施工人员 10 人，则生活废水产生量为 0.4m³/d。管线施工人员 20 人，则生活废水产生量为 0.8m³/d。

增压站、卸油台站场施工依托站场旱厕，生活杂排水洒水抑尘；接转站站场施工生活污水依托站内生活保障点一体化处理设施处理后回用于绿化。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

根据项目管线长度及直径，本项目试压用水量约 24m³，试压结束后拉运至周二转处理后用于油田回注。

(4) 固废

①施工弃土

项目建设管线 8.46km，部分管线同沟敷设，管沟开挖长度总计 6.03km，均埋地敷设，管沟开挖宽度约为 0.5m，开挖深度约为 1.2m，则管线开挖土方量为 3618m³，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。

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

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 0.42t，施工废料回收利用。

③生活垃圾

站场施工人员 10 人，每人每天产生生活垃圾 0.5kg 计，则生活垃圾产生量为 5kg/d。管线施工人员 20 人，每人每天产生生活垃圾 0.5kg 计，则生活垃圾产生量为 10kg/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。

④拆除装置

各站场改扩建后部分设备需要拆除，若该设备具有使用价值，则由第九采油厂负责统一调配；若无使用价值，则进行无害化处理后，交专业回收机构综合利用。

(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，使评价区内的草丛遭到铲除、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 运行期工艺及产物环节

本项目管线工程采用密闭输送方式，主要输送介质为原油，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。

本项目站场工程共 6 处，具体工艺流程及产污环节如下。

(1) 新周 10 增



图3.2-1 新周10增工艺流程及产污环节图

工艺流程：井场来油进入集油收球加药一体化集成装置收球后（集油收球加药一体化集成装置中的加药罐暂不使用，停用加药装置相关阀门及管路），进入数字化混输泵撬进行加压，进行油气不加热混输，最后经过外输阀组外输至周二转。

(2) 新周 5 增

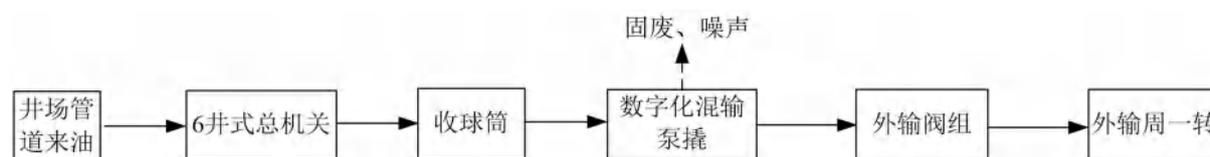


图3.2-2 新周5增生产工艺流程及产污环节图

工艺流程：井场来油进入总机关，经收球装置收球后，进入数字化混输泵撬进行加压，进行油气不加热混输，最后经过外输阀组外输至周一转。

(3) 旗 13-8 增

①原油集输工艺流程

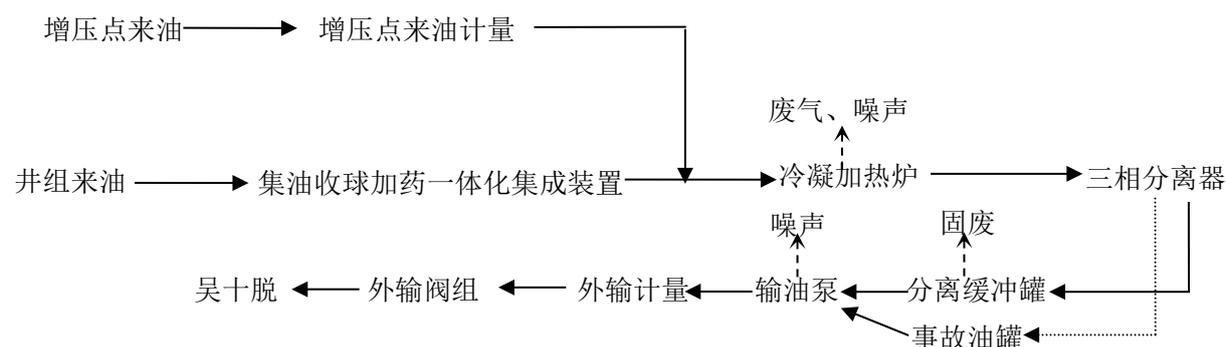


图3.2-3 旗13-8增原油集输生产工艺流程及产污环节图

工艺流程：

旗 13-8 增处理长 2 层含水原油，设计原油处理能力长 2 层：450m³/d。长 2 油井含水原油自出油管线输至本站，井组来油进入集油收球加药一体化集成装置收球后汇集，长 2 增压点含水原油经集油管线输至本站，经来油计量后与井场来油混合进入冷凝加热

炉加热，加热至 55℃后进入三相分离器脱水，净化油进入分离缓冲罐，净化油出缓冲罐后，经外输泵增压、计量后，外输至吴十脱。

原油脱水产生的采出水进入采出水处理系统，伴生气作为加热炉用气，剩余的伴生气通过管线输送至吴十脱。

②伴生气集输工艺

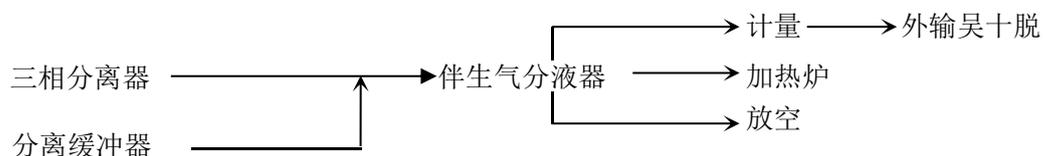


图3.2-4 旗13-8增伴生气集输生产工艺流程及产污环节图

工艺流程：旗 13-8 增分离的伴生气采用伴生气分液器分液后，供站场加热炉用气，剩余气体经计量后外输至吴十脱。

③采出水处理及回注工艺

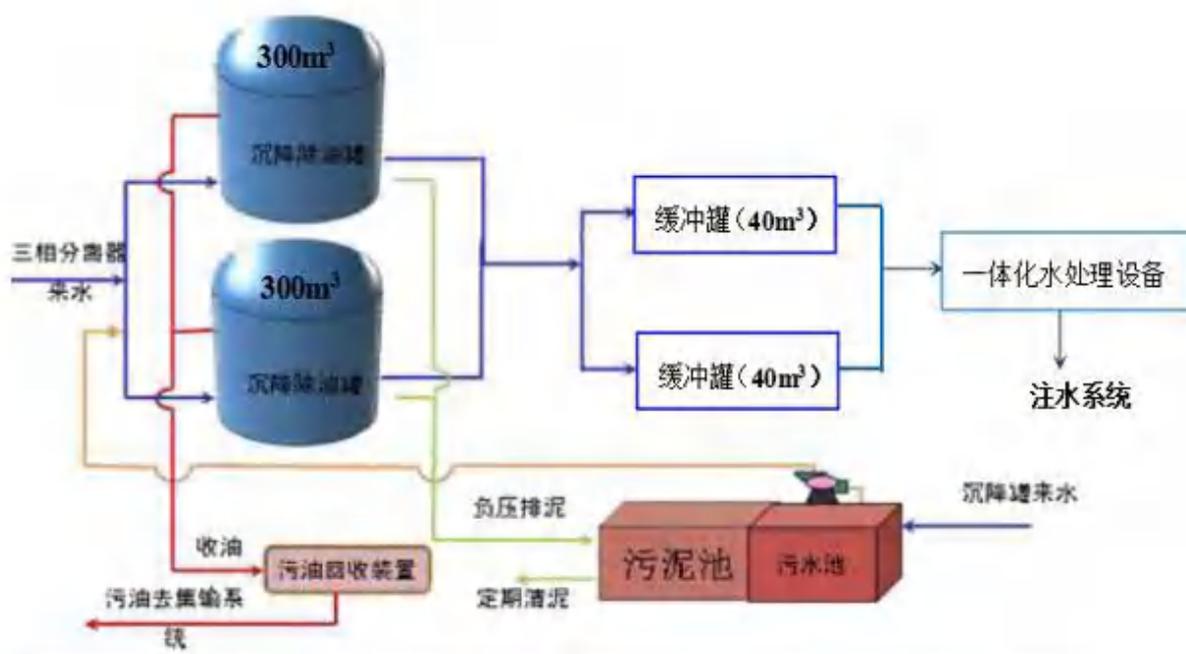


图 3.2-5 旗 13-8 增采出水处理生产工艺流程及产污环节图

工艺流程：采出水处理采用“沉降除油+气浮过滤”处理工艺，在一级沉降末端设一套油田采出水处理一体化集成装置，即长 2 采出水经沉降除油罐除去部分浮油、泥沙等较大固体颗粒物后，进入缓冲水罐，之后进入油田采出水处理一体化集成装置进行处理，采出水处理后进入注水系统回注。项目缓冲水罐进行调节时，需要加药阻止管道、罐体结垢同时加杀菌剂缓解水质腐败，加药类型主要为阻垢剂和杀菌剂。加药时严格控制药剂用量，以免污染水质。采出水产生量：长 2 层处理规模 400m³/d，长 2 层选用 300m³

钢制拱顶沉降除油罐 2 具。

(4) 周二转采出水系统

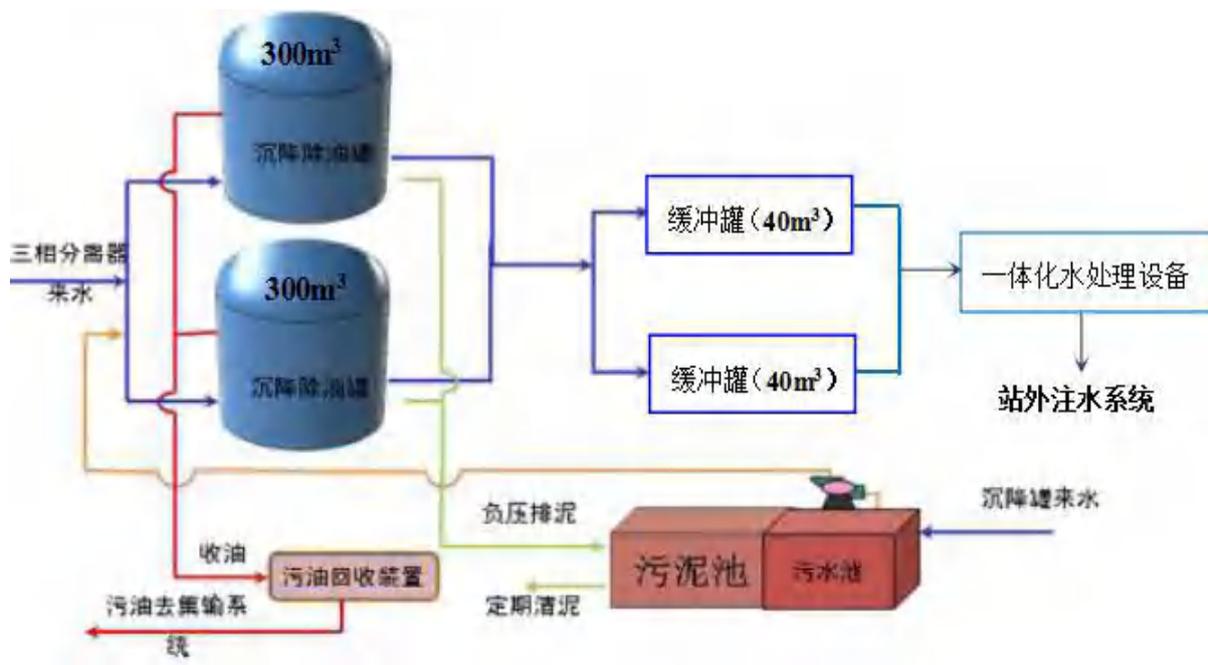


图 3.2-6 周二转长 2 层采出水处理工艺流程及产污环节图

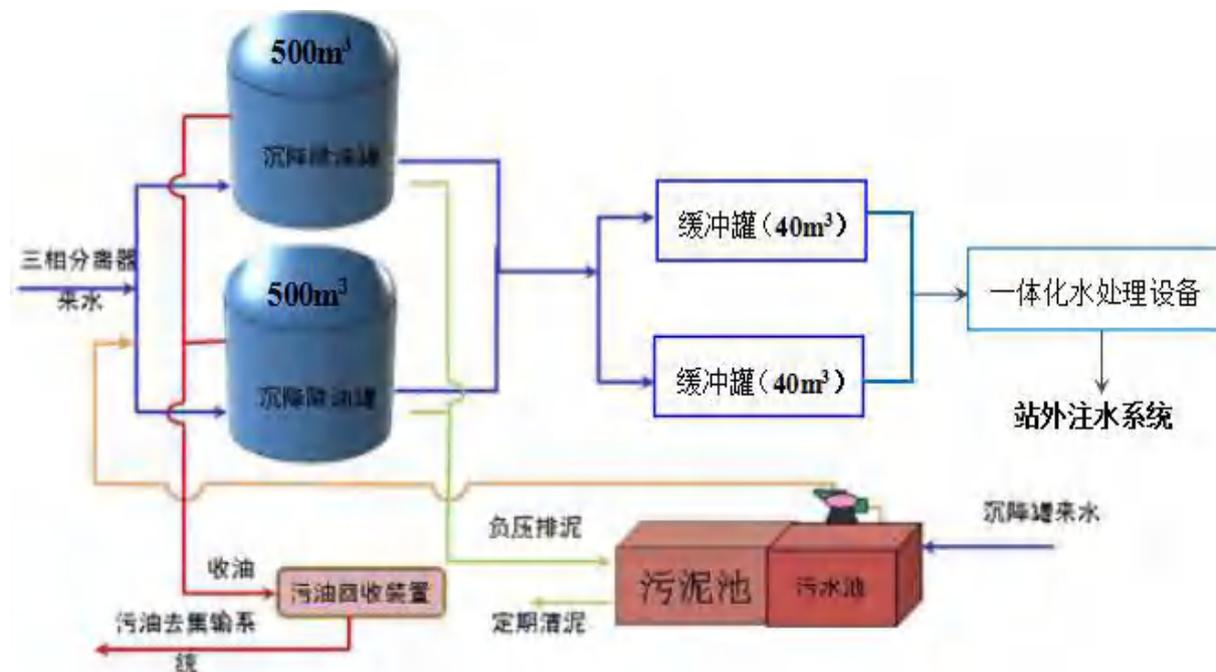


图 3.2-7 周二转长 7 层采出水处理工艺流程及产污环节图

工艺流程：采出水处采用“沉降除油+气浮过滤”处理工艺，在现有一级沉降除油罐末端设置一套油田采出水处理一体化集成装置，即长 2 和长 7 的采出水经沉降除油罐除去部分浮油、泥沙等较大固体颗粒物后，进入缓冲水罐，之后进入油田采出水处理一体化集成装置进行处理，采出水处理后进入站外注水系统分层回注。项目缓冲水罐进行调

节时，需要加药阻止管道、罐体结垢同时加杀菌剂缓解水质腐败，加药类型主要为阻垢剂和杀菌剂。加药时严格控制药剂用量，以免污染水质。采出水产生量：长 2 层处理规模 300m³/d，长 7 层处理规模 600m³/d；长 2 层已建设有 300m³ 钢制拱顶沉降除油罐 2 具，长 8 层已建设有 500m³ 钢制拱顶沉降除油罐 2 具。

(5) 吴起试注站

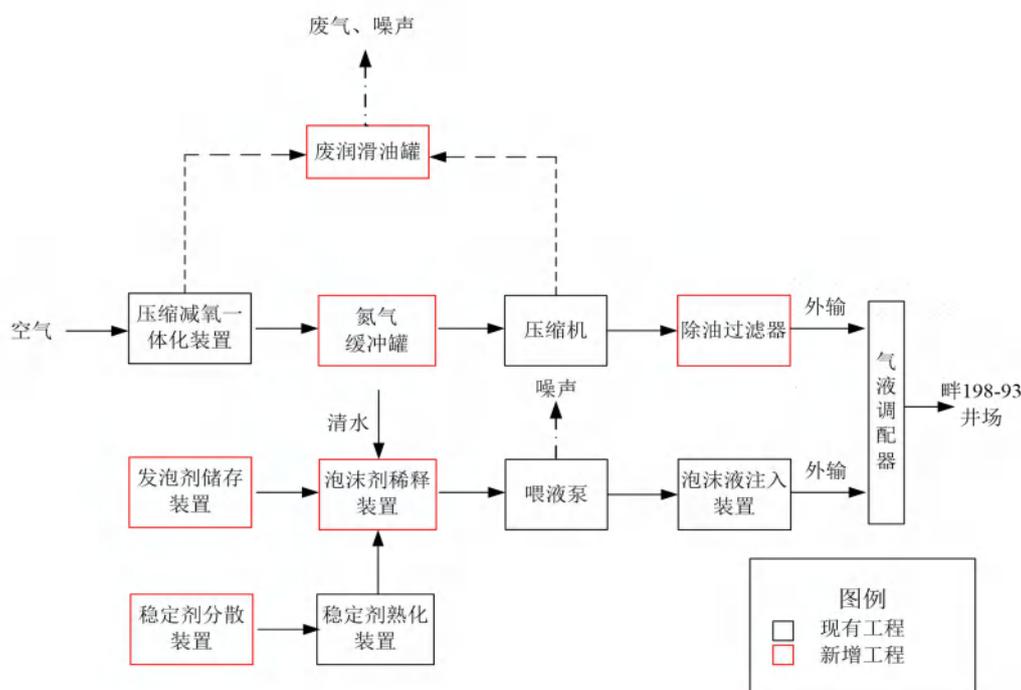


图 3.2-8 吴起试注站工艺流程及产污环节图

工艺流程：

泡沫剂稀释装置：由 2 具稀释罐及搅拌器组成，将发泡剂原液、熟化后的稳泡剂母液、处理后的清水在稀释罐内按比例混合后供下游泡沫液注入装置使用，2 具稀释罐交替运行。

项目气相、液相配备好后，经过配套的管线输至畔 198-93 井场内新增的配气间、配液间，回注站内注入井内已达到驱油目的。

(6) 刘峁塬卸油台



图 3.2-9 刘峁塬卸油台工艺流程及产污环节图

工艺流程：将附近拉油井组的含水原油拉运至刘峁塬卸油台，卸入站内卸油罐内，再通过转油泵输送至储油罐内，最后通过外输泵外输姬六联。

3.2.2 产污环节分析

3.2.2.1 废气

(1) 无组织废气

本项目改扩建后产生的无组织废气主要为原油集输系统、采出水处理系统、卸油过程中产生的非甲烷总烃，均呈无组织排放，站场设备均为密闭设备，产生的非甲烷总烃很少。

本项目采用密闭集输工艺，正常条件下油气损耗较小，根据原油损耗类比调查，本次改扩建油气集输过程中站场等烃类损耗率约占产量的0.2%，估算工程烃类气体无组织排放量为591.3m³/a，平均密度取0.89kg/m³，根据第九采油厂伴生气体积分数换算区域伴生气中非甲烷总烃平均占比约57.30%，则非甲烷无组织排放量为0.30t/a。

(2) 加热炉废气

本项目改扩建后新周10增和新周5增采用数字化混输泵撬，不需加热，站场不设置加热炉；旗13-8增拆除2台电加热炉，新增2台400kW冷凝加热炉。

旗13-8增加热炉燃用本站分离出来的伴生气，单台加热炉用气量为用量为40m³/h，合计80m³/h，年工作时间8760h，则伴生气用量约为70.08万Nm³/a。根据《第二次全国污染源普查工业污染源产排污系数手册》（试用版），烟气产生系数107753Nm³/万m³天然气，则烟气产生量约755.133×10⁴Nm³/a（单台377.567×10⁴Nm³/a）；加热炉烟气污染物浓度类比周二转400kw加热炉废气监测结果，颗粒物7.7mg/m³、SO₂15mg/m³、NO_x122mg/m³。加热炉污染物排放浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》（DB61/1226-2018）中其它燃气标准。改扩建后项目加热炉废气排放情况详见下表。

表 3.2-1 加热炉烟气污染物产生排放情况

场站	烟气量 (m ³ /h)	年工 作时 间/h	污染物	产生情况		治理 方案	排放状况		排气高度 (m)	标准限 定排放 浓度 (mg/m ³)	是否 达标
				浓度 mg/m ³	产生量 t/a		浓度 mg/m ³	排放量 t/a			
旗13-8 增	431	8760	颗粒物	7.7	0.029	燃用 伴生 气	7.7	0.029	8	10	达标
			SO ₂	15	0.057		15	0.057		50	达标
			NO _x	122	0.461		122	0.461		150	达标
	431	8760	颗粒物	7.7	0.029	燃用 伴生 气	7.7	0.029	8	10	达标
			SO ₂	15	0.057		15	0.057		50	达标
			NO _x	122	0.461		122	0.461		150	达标
合计	862	/	颗粒物	/	/	/	/	0.058	/	/	/
			SO ₂	/	/	/	/	0.114	/	/	/
			NO _x	/	/	/	/	0.922	/	/	/

3.2.2.2 废水

(1) 采出水

根据项目设计方案，旗 13-8 增扩建后新增长 2 层采出水处理系统 1 套，规模为 400m³/d，采用“一级沉降除油+气浮+过滤”工艺，采出水经采出水处理装置处理达标后就地回注油层，无废水外排。

根据项目设计方案，周二转长 2、长 7 层采出水在现有“沉降除油”基础上，新增“气浮+过滤”工艺，项目长 2 层、长 7 层采出水处理规模分别为 300m³/d、600m³/d，采出水经采出水处理装置处理达标后就地回注油层，无废水外排。

根据本次对周二转现有采出水水质的监测结果，项目采出水中污染物产排情况见表 3.2-2。

表 3.2-2 本项目采出水中污染物产排情况

废水量 (×10 ⁴ m ³ /a)		污染物	浓度 (mg/L)	产生量 (t/a)	治理措施及排放去向	排放量 (t/a)
旗 13-8 增采出水处理系统						
长 2 层	14.60 (400m ³ /d)	悬浮物	143	20.88	由采出水处理设施处理，回注油层	0
		石油类	196	28.62		0
周二转采出水系统						
长 2 层	10.95 (300m ³ /d)	悬浮物	143	15.66	由采出水处理设施处理，回注油层	0
		石油类	196	21.46		0
长 7 层	21.90 (600m ³ /d)	悬浮物	136	29.78		0
		石油类	202	44.24		0

(2) 生活污水

项目建成后不新增劳动定员，不新增生活污水。

3.2.2.3 噪声

本项目管线全线采用埋地敷设，正常工况下，在生产过程中不会产生噪声污染，噪声主要来源于新周 10 增、新周 5 增、旗 13-8 增、周二转采出水系统、吴起试注站和刘峁塬卸油台配套加热炉和泵类等产生的噪声，声源为 75~90dB(A)，噪声源强见表 3.2-3。

表 3.2-3 主要设备噪声源强一览表

站场	设备名称	数量	治理前声压级 dB(A)	治理后声压级 dB(A)	噪声减缓措施
新周 10 增	数字化混输泵撬	1 台	85	70	选用低噪声设备，基础减振
新周 5 增	数字化混输泵撬	1 台	85	70	选用低噪声设备，基础减振
旗 13-8 增	冷凝加热炉	2 台	85	70	选用低噪声设备，基础减振
	输油泵	1 台	80	65	
	单螺杆泵	1 台	80	65	
	注水泵	1 台	90	70	选用低噪声设备，基础减振、置于室内
吴起试注站	废润滑油泵	1 台	75	60	选用低噪声设备，基础

(位于周二转内)	供水泵	1 台	80	65	减振
	计量泵	1 台	80	65	
刘峁塬卸油台	外输泵	2 台	85	70	选用低噪声设备,基础减振
	转油泵	2 台	85	70	

3.2.2.4 固体废物

(1) 含油污泥

本项目旗 13-8 增、周二转采出水一体化油田水处理装置处理过程会产生含油污泥，产生量为 4.5t/a，属危险废物 HW08（071-001-08），暂存于站内污泥池中，定期交由有资质单位处置。

(2) 废滤料

一体化油田水处理装置运行过程会定期更换滤料，废滤料的产生量为 1.5t/a，用于废吸附材料吸附介质中含有石油类，属于危险废物 HW49（900-041-49，含有或沾染毒性、感染性危险废物的废弃包装物、容器、过滤吸附介质），定期更换由有资质的厂家直接带走处置。

(3) 生活垃圾

项目不新增劳动定员，不新增生活垃圾产生量。

3.2.2.5 项目三废排放清单

改扩建项目三废排放情况详见下表。

表 3.2-4 改建项目污染物排放量统计表 单位：t/a

环境要素	污染物	产生量	消减量	排放量
大气污染物	废气量 ($\times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$)	755.11	0	755.11
	颗粒物	0.058	0	0.058
	SO ₂	0.114	0	0.114
	NO _x	0.922	0	0.922
	非甲烷总烃类	0.30	0	0.30
水污染物	采出水 ($\times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$)	47.45	47.45	0
固体废物	含油污泥	4.5	4.5	0
	废滤料	1.5	1.5	0

3.2.3 项目建设前后“三废”排放变化情况

项目建设前后“三废”排放变化情况见下表。

表 3.2-5 项目建设前后“三废”排放清单

类别	名称	现有工程		改扩建项目			改扩建后		备注
		排放量	以新带老削减量	产生量	削减量	排放量	排放量	增减量	
废	废气量	3039.72	396.83	755.11	0	755.11	3398	+358.28	10 ⁴ m ³ /a

气	颗粒物	0.244	0.036	0.058	0	0.058	0.266	+0.022	
	SO ₂	0.361	0.055	0.114	0	0.114	0.420	+0.059	
	NO _x	3.863	0.503	0.922	0	0.922	4.282	+0.419	
	非甲烷 总烃	0.65	0.28	0.30	0	0.30	0.67	+0.02	
废水	废水量	0	0	47.45	47.45	0	0	0	10 ⁴ m ³ /a
	悬浮物	0	0	66.32	66.32	0	0	0	
	石油类	0	0	94.32	94.32	0	0	0	
	生活污水	0	0	0	0	0	0	0	
固废	含油污泥	0	0	4.5	4.5	0	0	0	
	废滤料	0	0	1.5	1.5	0	0	0	
	生活垃圾	0	0	0	0	0	0	0	

注：废气以新带老削减量为本次拆除的原周 10 增、原周 5 增加热炉污染物排放量。

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境现状调查与评价

4.1.1 地貌特征

4.1.1.1 吴起县

吴起县地处黄土高原与毛乌苏沙地过渡区，以白于山为界划分为黄土梁涧区和黄土梁状丘陵沟壑区两大地貌类型。

(1) 黄土梁涧区

主要分布于白于山以北的周湾镇和长城镇两个镇，面积约 406km²，占全县总面积的 10.71%。黄土梁涧区地貌特征：黄土梁宽缓，多呈凸形坡，坡面有细沟、浅沟发育；涧地平展宽阔，横断面呈“U”形，宽几十米到数百米，长 1000~2000m，相对高差 50~100m；涧地分两级，一级涧地宽 500~1000m，高出河床 50~80m；二级涧地零星分布，向主河沟方向倾斜。

(2) 黄土梁状丘陵沟壑区

主要分布在白于山以南的铁边城镇（包括新寨社区、王洼子社区）、庙沟镇、吴仓堡镇、五谷城镇（包括薛岔社区）、白豹镇、长官庙镇、吴起街道，面积约 3385.2km²，占全县总面积的 89.29%。黄土梁状丘陵沟壑区由 9 川 1 河 36 条支流构成“两沟夹一梁”的地貌特征，梁地面积与沟壑面积大致相当。地势明显向主沟和两侧支沟缓倾或作阶梯状过渡；沟壑交织，相对切割深度达 150~200m，具有两级阶地，地形组合为梁地、沟谷与河谷阶地。

本项目吴起区域位于吴起县周湾镇、五谷城镇、吴起街道办（含薛岔社区）境内，属于黄土梁状丘陵沟壑区。

4.1.1.2 定边县

根据地质、水文、气候及植被等差异，以白于山为分水岭，定边县分为南部黄土高原丘陵沟壑区和北部风沙滩区两个地形也正和地貌景观截然不同的地区。

沟壑区含张峁峁镇（含白马峁峁）、樊学镇（包括王盘山）、姬塬镇、冯地坑镇、白湾子镇、油房庄乡、杨井镇（包括武峁子）、学庄乡、新安边镇共九个乡镇和红柳沟镇、贺圈镇（包括纪畔）、砖井镇（包括黄湾）、安边镇、郝滩镇五个镇的一部分，面积 4186km²，占全县总面积的 61%。由于该区地势较高，坡度较大，除部分河流下切的河槽及陡崖有砂岩出露外，其余皆为黄土层堆积物覆

盖，土层最厚为 100m。经河水的冲刷和其它外因力的侵蚀，完整的黄土高原被切割成梁、峁、塬、涧、峁峁和河谷等各种不同的地貌景观。长期的水土流失使地块支离破碎，千沟万壑，纵横交错。

本项目定边区域位于定边县姬塬镇、张峁先镇境内，属于黄土高原丘陵沟壑区。

4.1.2 地质构造

4.1.2.1 吴起县

吴起县在地质构造上处在华北陆台鄂尔多斯台地向斜的西缘，地质构造简单，为一向西缓倾的单斜构造，无大型褶皱和断层，是一个比较稳定的地区。

吴起县境内的吴起油区侏罗系地表为 100~200m 厚的第四系黄土，自上而下地层有第四系、第三系、白垩系、侏罗系安定组、直罗组、延安组、富县组以及三叠系延长组等。含油层系主要为三叠系延长组，次为侏罗系延安组。

根据《中国地震动参数区划图》（GB18306-2001），本区地震烈度为VI度。

4.1.2.2 定边县

定边县地处鄂尔多斯台向斜陕北台凹陕甘宁盆地中部的下白垩系向斜部分，即陕甘宁拗陷向斜部分，区域活动断裂不发育，构造作用微弱，区域地质构造稳定。

位于定边县南部黄土丘陵沟壑区的定边油区在地质构造上主要有马兰黄土和离石黄土两种。马兰黄土覆盖度较小，易受水蚀和风蚀，形成沟壑及陷穴等小地形；离石黄土覆盖度较大是构成梁、峁的主体，抗蚀能力较黄土稍强。该地区含油层系主要为侏罗系延安组和三叠系延长组。

根据《中国地震动参数区划图》（GB18306-2001），本区地震烈度为VI度。

4.1.3 气候

4.1.3.1 吴起县

属半干旱暖温带大陆性季风气候区，四季分明，春季干旱多风，夏季旱涝相间，秋季温凉湿润，冬季寒冷干燥。根据吴起县气象站，当地多年气象观测统计资料见表 4.1-1。

表 4.1-1 吴起县多年气象要素统计表

气象要素		单位	数值
平均气压		hPa	868.1
气温	年平均	°C	8.0

	极端最高	°C	38.3
	极端最低	°C	-28.5
平均相对湿度		%	61
年平均降水量		mm	438.7
年平均蒸发量		mm	1563.0
风速	平均	m/s	1.6
	最大	m/s	17.0
	最多风向		NNW
地面温度	平均	°C	10.3
	极端最高	°C	67.2
	极端最低	°C	-36.0
日照时数		h	2384.3
大风日数		d	10.4
霜日数		d	118.2
雷暴日数		d	30.5
最大积雪深度		cm	15
冻土深度	标准冻深	cm	82.3
	最大冻深	cm	95

4.1.3.2 定边县

属暖温带半干旱大陆性季风气候区。气温变化大，风沙日多，年降水量少，无霜期短，农业气候灾害多，光照充裕，四季分明。定边县气象站多年气象观测统计资料见表 4.1-2。

表 4.1-2 定边县多年气象要素统计表

气象要素		单位	数值
平均气压		hPa	863.8
气温	年平均	°C	7.9
	极端最高	°C	37.7
	极端最低	°C	-29.4
平均相对湿度		%	52
年平均降水量		mm	323.6
年平均蒸发量		mm	2291.1
风速	平均	m/s	3.3
	最大	m/s	33.0
风向	主导风向 S	频率%	11
地面温度	平均	°C	10.3
日照时数		h	2743.3
大风日数		d	21.3
无霜期		d	141
雷暴日数		d	21.4
最大积雪深度		cm	13.0
冻土深度	标准冻深	cm	99
	最大冻深	cm	133

4.1.4 地表水

4.1.4.1 吴起县

吴起县境内河流以白于山为界，分为北洛河和无定河两大流域。

无定河流域包括八里庄、石拐子川和麻子沟，河网密度为 $0.58\text{km}/\text{km}^2$ ，流域总面积 410.5km^2 ，多年平均径流深 43.9mm ，年总量 1800.4 万 m^3 ，径流量 $0.571\text{m}^3/\text{s}$ 。红柳河源于新安边镇红泥崾崴，系无定河一级支流。东北流入靖边县。境内流长 18km ，流域面积 402.44km^2 ，常流量 $0.1\text{m}^3/\text{s}\sim 0.2\text{m}^3/\text{s}$ 。河流比降 0.71% ，最大洪流量 $1700\text{m}^3/\text{s}$ ，水质总硬度超 $250\text{mg}/\text{L}$ 。根据《陕西省水功能区划》，以上河流属II类水环境功能区。

北洛河流域面积 3388km^2 ，包括宁赛川、窝窝川、乱石头川、头道川、二道川、三道川、杨青川、白豹川、脚札川和洛河川等，河网密度 $0.9\text{km}/\text{km}^2$ 。多年平均径流深 34.9mm ，年总径流量 11775.7 万 m^3 ，年际变率大，年内分配不均。宁赛川源于白于山南麓的五谷城镇白崾崴，流经五谷城等镇，在宗圪堵汇入北洛河。主沟长 47.6km ，流域面积 529.2km^2 ，平均径流量 $0.18\text{m}^3/\text{s}$ ，沟道平均比降 6.27% ，流域内最大宽度 400m ，最小宽度 20m ，平均宽度 225m ，主要支流有寨沟水和大路沟水，均在宁赛川左岸。根据《陕西省水功能区划》，以上河流属III类水环境功能区。

本项目吴起区域涉及无定河流域和北洛河流域，主要涉及无定河和宁赛川。新周 5 增北距无定河 0.37km ；新周 10 增东距宁赛川 0.6km ，畔 204-85 至新周 10 增出油管线跨越宁赛川支流，跨越点距宁赛川约 0.49km ；周二转东距宁赛川约 2.1km ；旗 13-8 增东距宁赛川约 0.64km 。本项目吴起区域均不在上述重要湿地范围内，无管线穿越重要湿地。

4.1.4.2 定边县

定边县南部山区有 6 条主要河流分布，分别为八里河、红柳河、新安边河、石涝河、安川河、东川（十字河）。水系分布见图 4.1-2。除八里河为内河外，其余均属无定河、洛河、泾河源头。

东川（十字河）发源于红柳沟镇杜家沟一带，在黄崾崴湾以北称为“十字河”；在洪德成家湾以北至黄崾崴湾称为“东川”。沿冯地坑镇境内有北向南流至该镇南端苗咀咀汇集继续南下经姬塬、刘峁塬至五股掌与安川河相汇，流入甘肃环县，名“环河”。东川河长 48km ，流域面积 498.73km^2 ，常年径流量 $0.05\sim 0.20\text{m}^3/\text{s}$ ，河宽 $1.2\sim 4.0\text{m}$ ，河深 $0.3\sim 0.8\text{m}$ ，河流比降 1.53% ，最大洪流量 $7100\text{m}^3/\text{s}$ ，水质极苦，不适宜人畜饮用。

安川河发源于姬塬、罗庞塬、樊学等镇。河长 22km，到刘峁塬镇五股掌与东川汇流入甘肃环县环河，系泾河东派河源流。流域面积 310km²，常年径流量 0.05~0.1m³/s，河流比降 1.0%，最大洪流量 1300m³/s，水质苦涩，不能利用。

另据调查，榆林无定河湿地（陕西省重要湿地）范围从定边长春梁东麓到清涧县河口，沿无定河至无定河与黄河交汇处，包括陕西省域内的无定河河道、河滩、泛洪区及河道两岸 1km 范围内的人工湿地。陕西北洛河湿地（陕西省重要湿地）范围从定边县白于山郝庄梁到大荔县沙苑沿北洛河至北洛河与渭河交汇处，包括北洛河河道、河滩、泛洪区及河道两岸 1km 范围内的人工湿地。

根据《陕西省水功能区划》，以上河流均属Ⅲ类水环境功能区。

本项目定边区域属于泾河流域，主要涉及安川河，江 65-28 至江 64-27 井场出油管线东南距安川河 2.85km，定边区域不涉及桁架。项目定边区域不在上述重要湿地范围内，无管线穿越重要湿地。

4.1.5 水文地质条件

4.1.5.1 水文地质结构

在综合考虑沉积环境、岩性结构、岩相古地理、水文地质条件及水文地质特征的基础上，本项目所在区域白垩系盆地含水层系可划分为 2 个含水岩系、3 个含水岩组及 5 个含水层位。

表 4.1-3 区域地下水含水系统划分表

含水层系统		含水层系统
含水岩层	含水岩组	含水层
含水岩系	含水岩组	含水层
新生界含水岩系	第四系黄土含水岩组	黄土含水层
白垩系含水岩系	环河含水岩组	中等富水砂岩含水层
		强富水砂岩含水层
	洛河含水岩组	中等富水砂岩含水层
		强富水砂岩含水层

白垩系盆地为多层结构含水层系统，上部不连续的分布有第四系黄土层潜水。部分地段因新近系泥岩的存在，阻断了黄土层地下水与下伏白垩系地下水的水力联系。在白垩系含水岩系中，由于在环河组顶部和底部分布区域性隔水层，使得白垩系环河和洛河含水岩组在空间上构成了相对独立的含水体，并呈现出多层结构的特点。统一含水岩组的岩性。岩性及富水性、渗透性、水化学等水文地质特征基本相近，而不同含水岩组间存在较大的差异。根据这种特点，将该含水岩系在垂直上划分为第四系黄土含水岩组、白垩系环河含水岩组和洛河含水岩组三个

不同的含水层位,它们在空间上呈多层上下叠置关系,横向上呈向斜构造形态(图 4.1-1)。

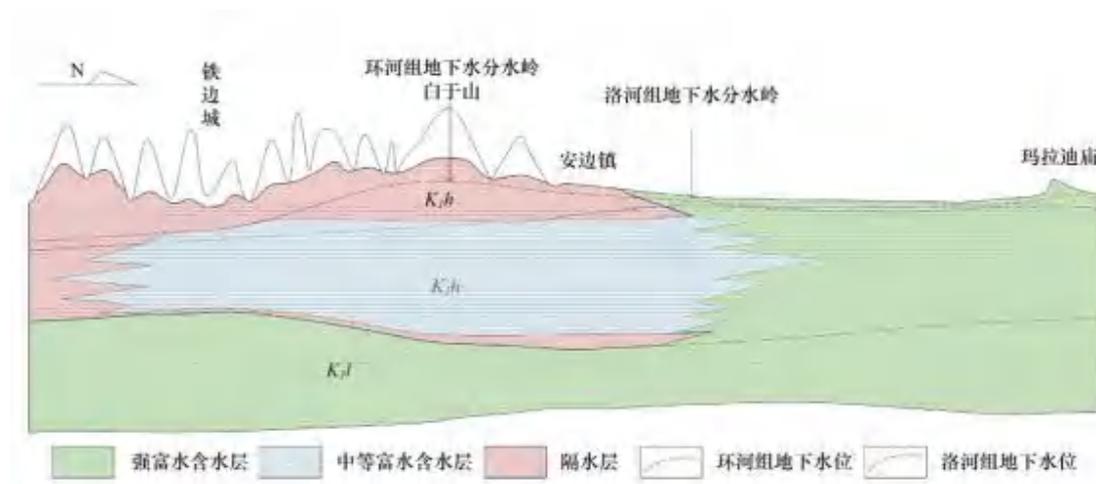


图 4.1-1 白于山南北向水文地质剖面图

白垩系孔隙裂隙水全区均有分布,含水层厚度大且水平分布连续,其特点是富水性变化大,水特性不稳定,是区内重要的开采层之一。区域上,控制白垩系地下水赋存条件的主要因素包括地表分水岭、节理与裂隙的导水作用、沉积相的影响等。具体如下:

地表分水岭对地下水的控制作用:与项目相关的地表分水岭主要有白于山和子午岭分水岭。白于山与子午岭分水岭区,地质结构上表现为砂岩与泥岩相间叠置的多层结构,垂向上水文地质分层明显,风化裂隙带地下水与洛河组地下水联系不密切,因此它对环河组地下水的控制明显强于深层地下水,具体表现为地表分水岭与浅环河组地下水分水岭一致,根据环河组、洛河组流场可以看出,白于山及子午岭地表分水岭对浅环河组地下水起到较好的控制作用。

节理与裂隙的导水作用:受中生代区域构造应力场和局部构造的控制,在白垩系盆地内不同地段发育了不同方向、不同性质的节理与裂隙系统。裂隙的发育程度与岩性关系较为密切,其从强到弱大致排序为:粗砂岩、含砾砂岩、钙质砂岩、中砂岩、细砂岩、粉砂岩、泥岩。在泥质岩石中,主要以风化裂隙和原裂隙为主,裂隙发育密度大,延伸较短,多呈闭合状,不利于地下水渗透,往往构成区域上的隔水层。砂类岩石构造裂隙较发育,裂隙发育密度小,但延伸长,开启性好,是地下水良好的导水通道。

沉积相对地下水的影响:项目所在区域属于鄂尔多斯白垩系盆地南部,自下而上,沉积相组成和分布的旋回性变化明显,沉积相空间叠置结构极为复杂、呈

现出多层地质结构特征，从而决定了不同含水岩组之间具较差的水力联系。洛河含水岩组：主要由沙漠相和辫状河相构成，并以沙漠相沉积为主体，构成区域上的主要含水层。环河含水岩组：总体以湖泊相、三角洲相细碎屑岩和泥质岩为主，总体上地下水赋存条件较差。

4.1.5.2 区域水文地质特征

（一）地下水类型及富水性特征

根据《陕西省延安市吴起县地下水勘察报告》、《榆林市南部地下水勘查—榆林市定边县地下水勘查报告》，吴起区域和定边区域内地下水依据赋存条件、水力特征和含水介质条件，主要包括第四系河谷冲积层孔隙水、第四系风积黄土孔隙水、白垩系裂隙孔隙潜水、白垩系裂隙孔隙承压水几大类型。其赋存条件受地形地貌、地层岩性和古地理环境诸因素的综合控制。

1、第四系松散岩类孔隙、裂隙潜水

（1）第四系冲积、冲湖积层孔隙潜水

岩性为粉土、粉质粘土夹粉砂岩，潜水位埋深由涧掌沿潜流方向逐步变深，一般为 10~50m 不等，当径流至主涧深谷，潜水即排泄。含水层厚度与第四系沉积厚度及侵蚀切割深度有关，一般在 48~89.3m。在主涧地，由于河谷切割，高差 50~100m，地下水以泉水形式呈线状排泄，流量一般小于 1.0L/s，潜水主要赋存于支涧地中，埋深为 1.85~5.4m，向涧地外逐渐增加，单井涌水量 150~205m³/d，含水层渗透系数为 0.079~4.74m/d，由于涧地分布范围小，其补径排途径及深度较小，浅部易接受大气降水补给，且易于循环至下部河流切割面以泉的形式排泄，部分进图较深层，但补给有限，是动力条件差，地下水循环缓慢。

（2）风积黄土裂隙孔隙潜水

主要分布于区内黄土梁峁，岩性为粉土质黄土状亚砂土，质地较均一，具垂直节理，孔隙发育。由于沟谷切割深，潜水赋存条件差，故无统一稳定的含水层，零星分布于个沟脑部位，均以泉的形式出露，流量小且不稳定，一般流量为 0.02~0.05L/s。

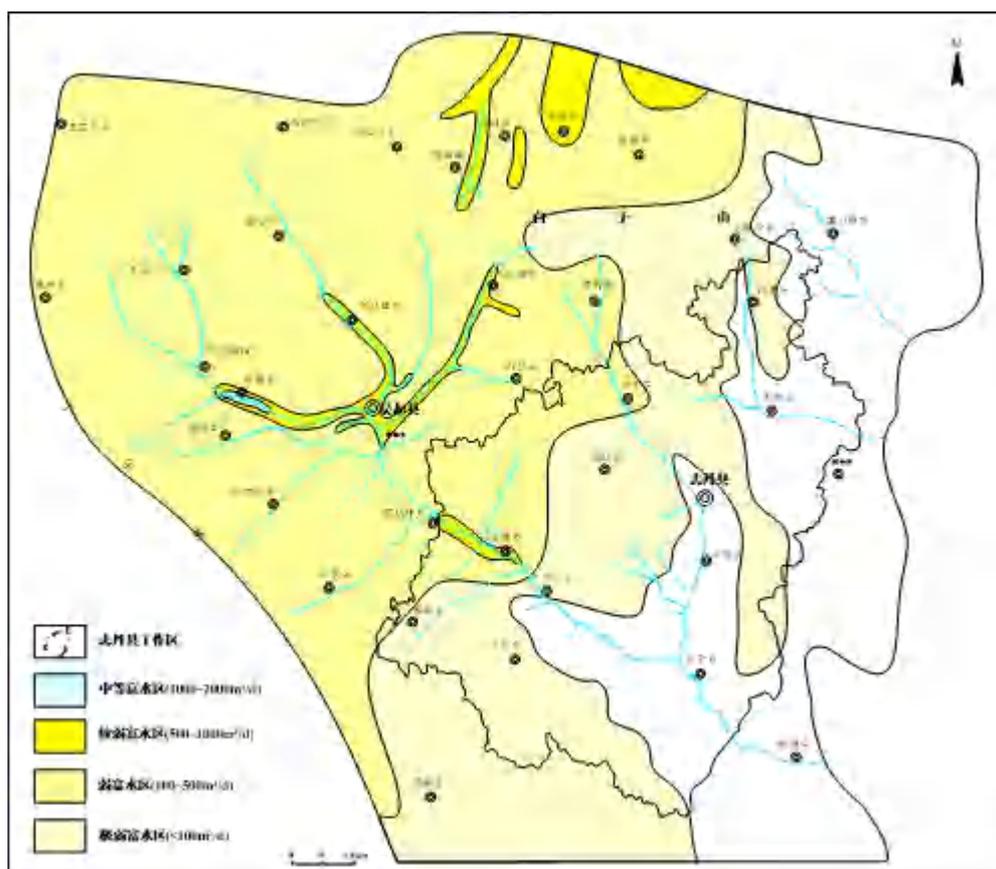
2、白垩系地下水

（1）环河组含水层

在吴起、定边区域广泛分布，呈多层结构，岩性复杂，以湖泊相沉积组合为主，岩性以砂岩为主，夹有泥岩、砂质泥岩及泥质砂岩，厚度 40~200m，分布极

不稳定，含水层渗透系数一般在 $0.01\sim 0.1\text{m/d}$ 。其地下水接受裸露区地表水及大气降水补给，从分水岭分别向各级河流方向径流，最终排泄于洛河、延河。该区环河组富水性受到地层岩性及地下水补径排条件的影响，总体表现为中等富水至弱富水，单井涌水量一般 $< 500\text{m}^3/\text{d}$ 。根据吴起县铁边城的 ZX1 孔，含水层厚度 292.63m ，水位埋深 40.24m ，单位涌水量 $6.71\text{m}^3/\text{d}\cdot\text{m}$ ，渗透系数 0.042m/d ，矿化度 2.58g/L 。环河含水岩组的砂岩孔隙度平均在 10% 以上。环河组底部及顶部多连续分布的泥岩，形成隔水层。

环河含水岩组主要接受河流入渗补给，其次是在基岩裸露区和浅覆盖区接受大气降水补给。在河流控制下，地下水流向与地表水系基本一致，总的径流方向为自西北向东南运移。水力坡度在子午岭附近为 10‰ 左右，向东南变缓，为 $1\sim 3\text{‰}$ 。自白于山、子午岭一带向东南径流，最终向北洛河排泄。区域环河组富水性分区图见图 4.1-2。



(吴起区域)



(定边区域)

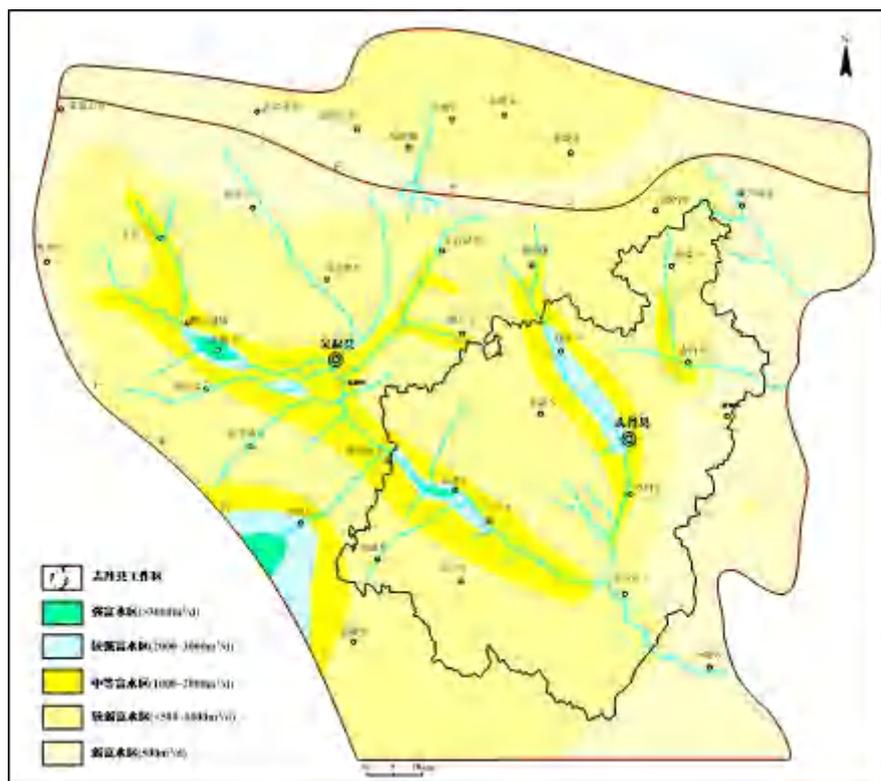
图 4.1-2 区域环河组地下水富水性分区图

(2) 洛河组含水层

洛河组地层区域分布比较稳定，含水层岩性主要为沙漠相砂岩，主要岩石类型包括石英砂岩、长石石英砂岩、钙质砂岩、含砾砂岩、砾岩和紫红色泥岩及泥质粉砂岩，大型交错层理发育。砂岩结构疏松，孔隙发育，孔隙度一般 15~20%，是地下水赋存与富集的良好层位，是区内最主要的含水层。含水层分布在 300~400m 间；受构造控制，含水层总体上由东向西倾伏。洛河组单井涌水量多在 350m³/d，渗透系数在 0.22~0.53m/d 间。

洛河组地下水的补给来源主要是子午岭东侧含水层出露区，受环河组底部泥岩和侏罗系泥岩构成的隔水顶、底板的控制，地下水总体上沿地层由东北向西南方向径流，向马莲河、泾河方向汇集。由于地层埋藏较深，地下水形成深循环水流系统，地下水径流交替十分缓慢，补、径、排分区明显、路径长，马莲河是区域循环系统地下水的重要排泄通道；地下水流主要呈水平活塞式流动。地下水水

质较差，矿化度一般 2~3g/L。区域洛河组富水性分区图见图 4.1-3。



(吴起区域)



(定边区域)

图 4.1-3 区域洛河组地下水富水性分区图

(二) 区域地下水补给、径流、排泄特征

1、第四系松散层地下水

第四系松散层地下水包括黄土层潜水、涧地冲湖积层潜水，其中黄土层潜水直接接受大气降水补给，涧地冲湖积层潜水接受降水、周围黄土层潜水及基岩潜流的补给。另外，农灌区的第四系地下水接受灌溉入渗补给。

黄土层潜水在各补给汇水范围内获得补给后，短途径流至就近各沟源以泉水或渗流溢出形式排泄；河谷冲积层潜水一般顺河流方向排泄于河谷；涧地潜水则沿涧地的延伸方向由上游支涧地进而汇集至主涧地近下游河流切割含水层沿河两侧呈线状溢出带排泄。

2、白垩系地下水

(1) 环河组

大气降水入渗构成了环河组地下水的主要补给来源，其次为第四系地下水越流、河流渗漏、小面积田间灌溉入渗、洛河组地下水的顶托补给。大气降水入渗主要集中分布在各大小河流之间，其中在靠近白于山、子午岭及其余二级分水岭一带，受泥岩、粘土分布的影响，补给条件较差，而向分水岭两侧该地层逐渐侵蚀歼灭，黄土垂直节理发育，有利于降雨的垂直入渗补给，该类型补给区占总补给面积的 62%，其次河道入渗补给构成了环河组地下水另一补给源，由于该系统地处黄土高原山区，受河道切割，地形支离破碎，环河组在河道中大多切割裸露，可直接接受补给。

地下水径流方向和循环深度在盆地尺度受控于白于山、子午岭。环河组上部地下水流向与地表水系基本一致，由于其埋深浅且易于接受大气降水补给，其径流形态受到勘查区各大小河流控制，整体表现为接受补给后就近河谷两侧排泄，径流途径短总体上由子午岭向延河-洛河径流。整体环河组地下水自白于山、子午岭像东南径流，最终排向延河、洛河、葫芦河。

(2) 洛河组

洛河组地下水主要补给源可按地质条件分为两类，一为环河组分布区，该区地下水主要接受上覆含水层垂向渗入，二为仅洛河组裸露区降水、河道入渗补给，因该区多靠近河流中下游，地层结构单一，多覆盖于第四系马兰黄土之下，局部少量分布泥岩、粘土，易接受降水补给，另外在河流切割裸露区地下水水位低于地表水水位时，接受河道入渗补给，因该地层主要为砂岩，地表水主要通过地层

孔隙入渗补给进入地下水，局部也有少量构造裂隙传导。

深循环水流系统发育在洛河含水岩组中，地下水整体受白于山影响，靠近西北部受到子午岭分水岭控制，总体上由北向南方向径流。

洛河组地下水排泄主要有以下两部分：一是在洛河、葫芦河等较大河流中下游，地下水位高于地表水，形成地下水集中排泄带；二是人工开采排泄，该地层在深埋区其开采类型较为简单，主要为石油工业水源井和各乡镇、县城集中供水井开采，开采较为集中，且开采量大，在地层浅埋区及裸露区其开采对象为各类用水需求，包括城镇、县城、工业集中供水、农村居民及牲畜生活用水、局部灌溉用水等。

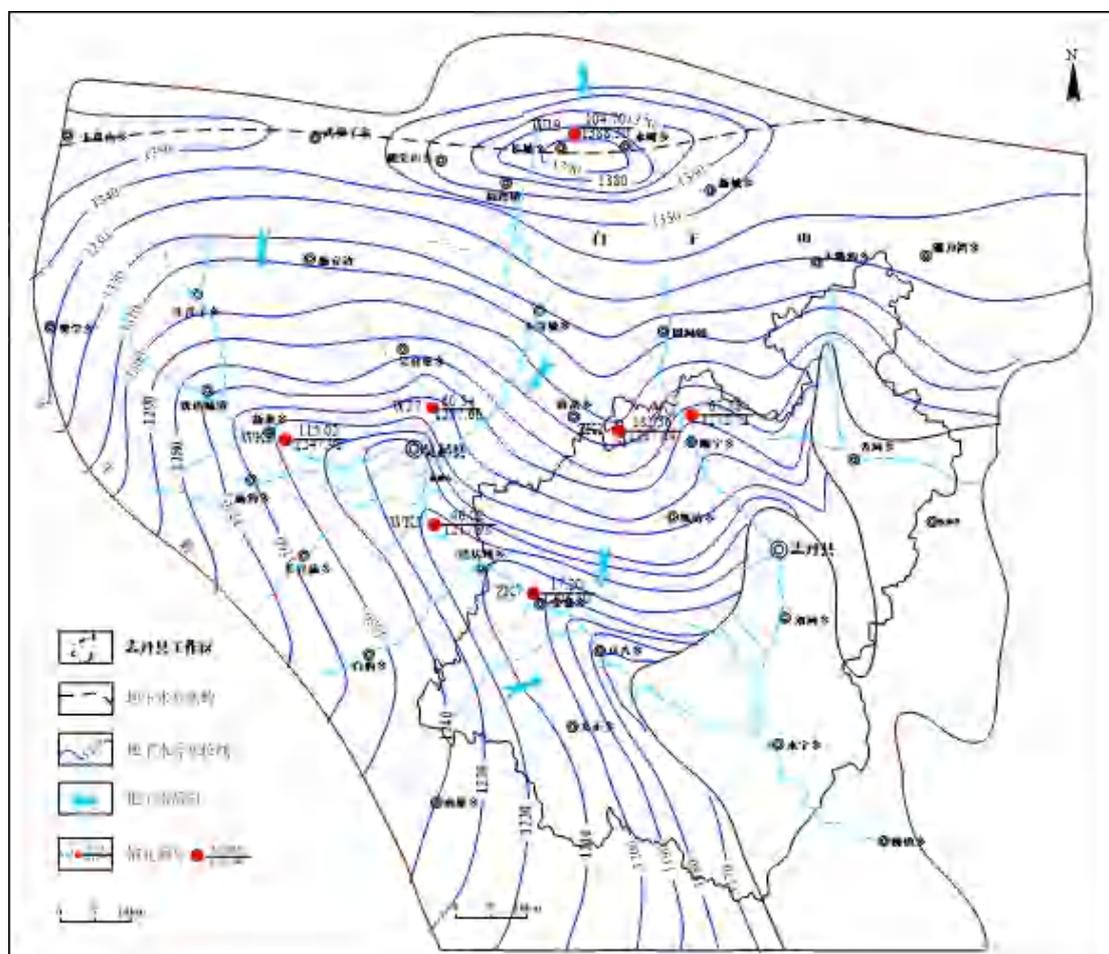


图 4.1-4 吴起区域环河组地下水流场图

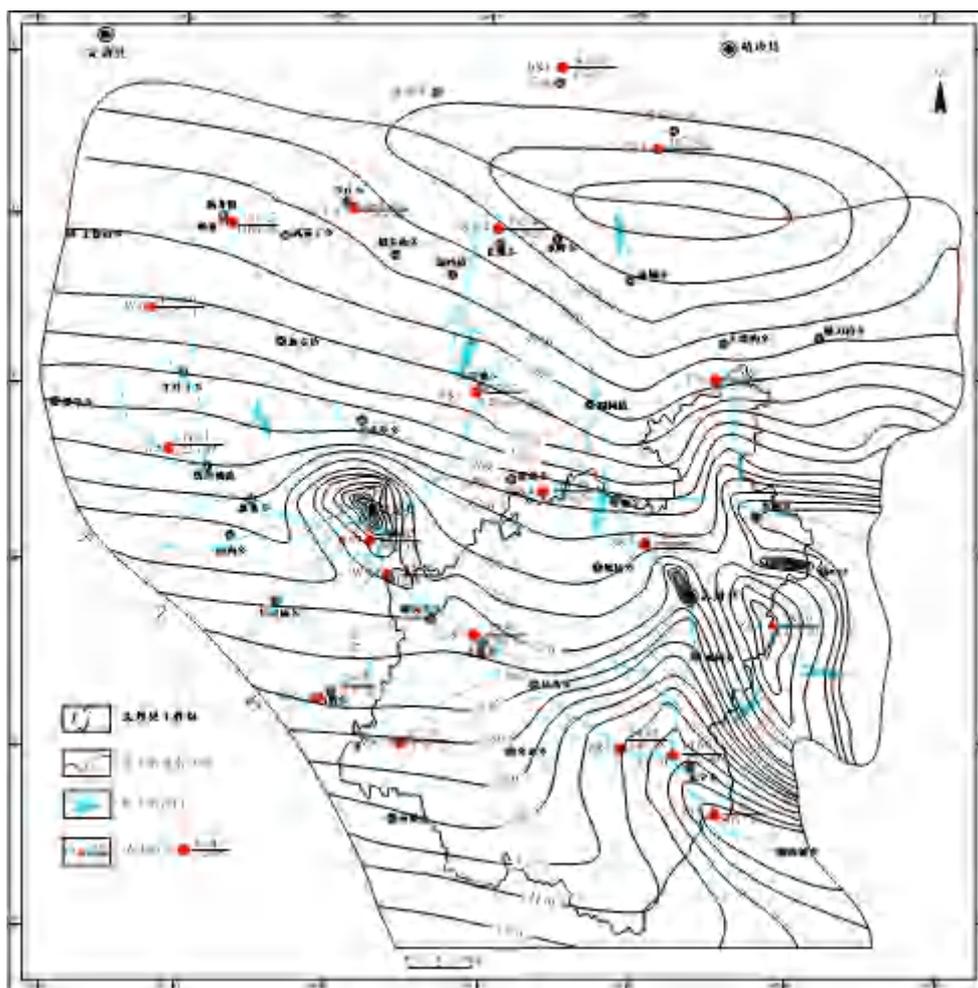


图 4.1-5 吴起区域洛河组地下水流场图

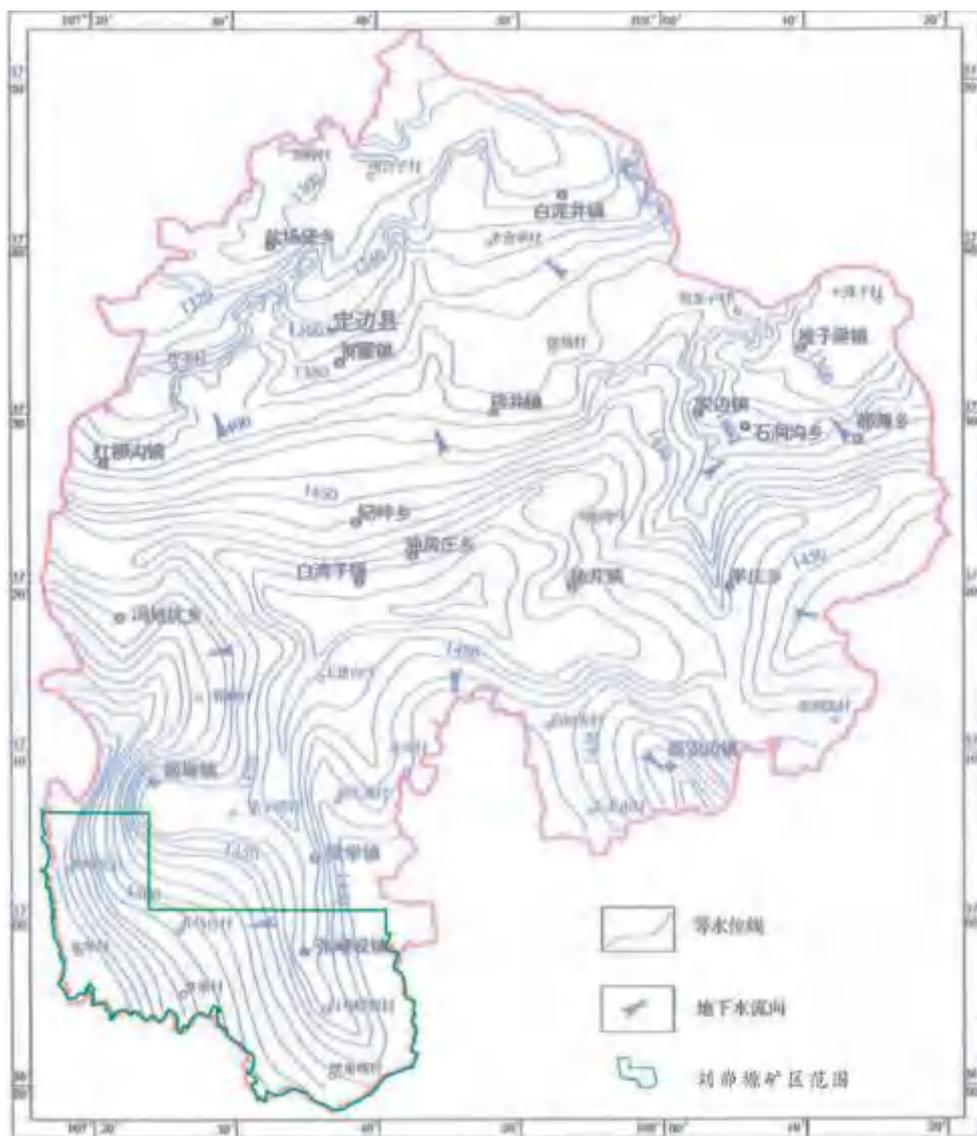


图 4.1-6 定边区域白垩系地下水流场图

4.1.5.3 区域地下水水化学特征

1、区域环河组地下水水化学特征

区域环河组地下水矿化度 641.3~6730mg/L，整体规律表现为自东向西、自南向北矿化度逐渐呈增加趋势，一是在靠近吴起县东部环河组边界潜水区，矿化度一般小于 1000mg/L，主要影响因素为地层厚度减小，接受大气降水补给后径流速度加快，地下水对地层中盐分的溶解时间短，另一重要原因是靠近吴起县东部环河组地层岩性表现为泥质砂岩、砂岩为主，泥岩比率减小，地层中本身含盐量减小；靠近白于山、子午岭一带由于地下水补径排条件较弱，径流缓慢，甚至局部为相对滞留水。水化学类型主要由 SO_4Cl 型、 $\text{SO}_4 \cdot \text{Cl} \cdot \text{HCO}_3$ 型、 $\text{SO}_4 \cdot \text{HCO}_3$ 型、 HCO_3 型为主，局部水化学类型较为复杂。

2、区域洛河组地下水水化学特征

区域洛河组矿化度为 454.0~2383.9mg/L，其规律相似于环河组变化趋势，自东向西矿化度逐渐增加，靠近子午岭、白于山交界处矿化度最高，白于山一带矿化度一般表现为 2000mg/L 左右，而吴起县界限以东整体矿化度小于 1000mg/L，形成该矿化度特征的原因有：一是洛河组岩层中本身含盐量较小，使得地下水补给进入地层中后可溶解的盐分相对较少，所以矿化度整体低于环河组，二是自东向西地层接受补给难度增加，补给难度的增加势必导致地下水径流变缓，从而在时间尺度上增加了进入地下水中的盐分，导致矿化度增加。水化学类型主要有 $\text{SO}_4 \cdot \text{Cl}$ 型、 HCO_3 型为主，局部水化学类型为 $\text{SO}_4 \cdot \text{Cl} \cdot \text{HCO}_3$ 型、 $\text{SO}_4 \cdot \text{HCO}_3$ 型、 HCO_3 型。

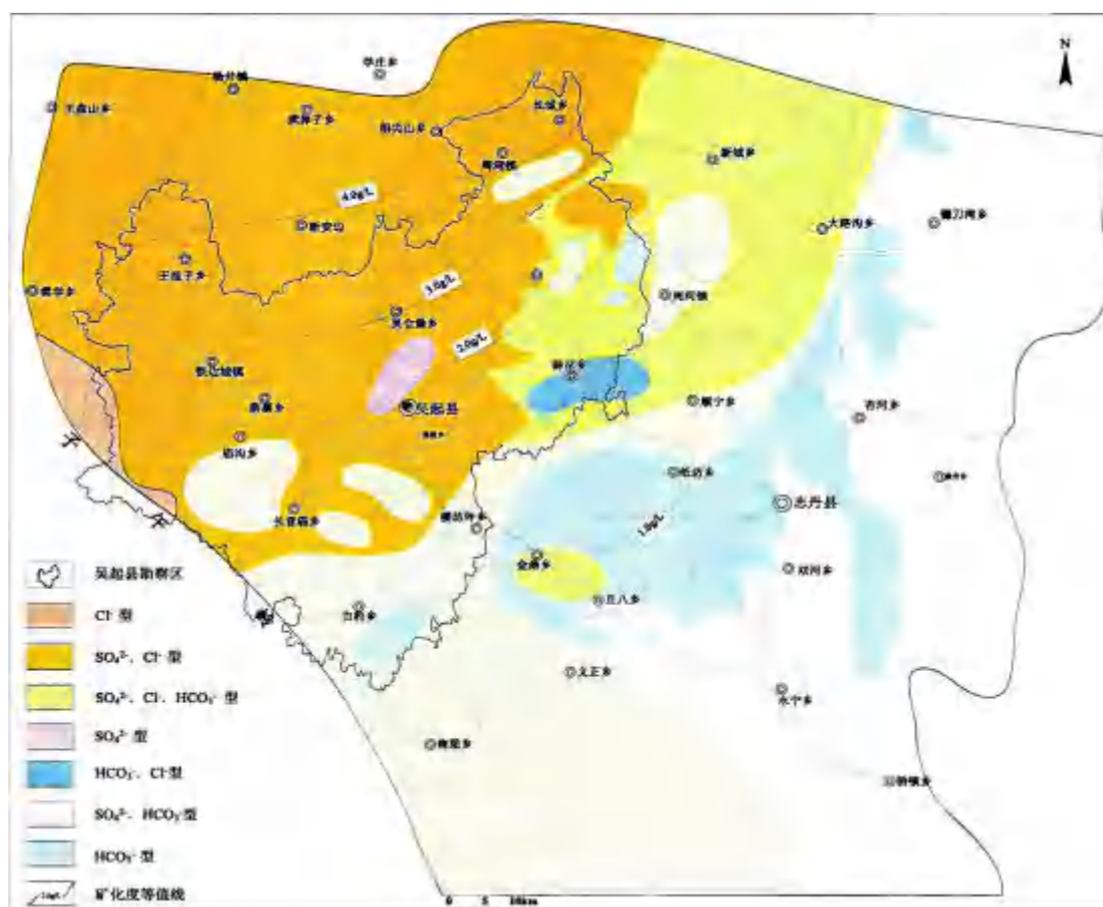


图 4.1-7 吴起区域环河组地下水矿化度及水化学类型图



图 4.1-9 定边区域白垩系地下水水化学类型分区图

4.1.5.4 评价区水文地质条件

(一) 地下水类型及富水性特征

根据本次水文地质调查，结合搜集到的水文地质钻孔勘察资料，评价区内地下水类型主要为：第四系全新统冲积层孔隙潜水含水层、第四系上更新统风积黄土孔隙潜水含水层、白垩系环河组及洛河组碎屑岩类裂隙含水层。各含水层及隔水层特征详述如下：

(1) 第四系松散岩类孔隙水

① 含水层及介质组成

第四系冲积层潜水仅在吴起县北部新周五增站场工程附近的无定河漫滩及一、二级堆积阶地分布，在河流两侧断续状态分布，潜水位埋深一般 4.5~15.0m，

潜水层厚度一般 6.0~12.0m，岩性主要是砂砾石，微含泥质。该潜水含水层与下覆白垩系环河组、洛河组潜水密切联系，期间无稳定隔水层。冲积层潜水径流方向朝河流下游并与之斜交，河水与潜流存在相互补排关系。近年来随着河道两侧人类工程建设的增加，河道开挖严重，地下水利用价值大大减小。

②富水性特征

含水层在一级阶地前缘潜水位埋深 2.0~5.0m，后缘埋深 10.0~15.0m，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 6~12.0m，钻孔涌水量一般 101.9~272.1m³/d，最小为 56.2m³/d，最大为 363.7m³/d。渗透系数 3.19~28.1m/d，为矿化度小于 1.0g/L 的淡水，水化学类型为 HCO₃-Na.Mg.Ca 型或 HCO₃.SO₄-Mg.Na 型水。

(2) 第四系风积黄土裂隙孔隙潜水

在本项目涉及场地与管线穿越区域广泛分布，是本次评价的重点含水层。厚度整体北厚南薄，西北部厚度大于东南部，评价区内梁峁部位厚度较小，为 5~30m，残塬和宽梁上较厚，一般 40~80m，岩性为粉土质黄土状亚砂土，质地较均一，比重小，疏松且具垂直节理，孔隙发育。由于沟谷切割深，潜水赋存条件差，故无统一稳定的含水层，零星分布于个沟脑部位，均以泉的形式出露，流量小且不稳定，根据调查点泉流量统计，一般流量为 0.02~0.05L/s，最大为 1.5L/s，水质好，矿化度一般小于 1g/L，水化学类型为 HCO₃-Mg.Na、HCO₃.SO₄-Mg.Na 型水，潜水动态随季节变化明显，该含水层仅对需水量小的零散居民用水有意义。

(3) 白垩系环河组碎屑岩类裂隙水含水层

该含水层在评价区内广泛分布，在黄土丘陵区隐伏于第四系地层之下，而切割较深的沟谷区则大量出露于地表。含水层岩性主要为浅紫红色、紫褐色细砂岩与暗紫色泥岩互层状结构，大部分为承压水，仅在沟谷出露地段上部表现为潜水。根据本工程水源井及采油井钻探成果，评价区内环河组含水层顶板标高一般为 1335~1531m，底板标高一般为 1165~1361m，含水层总厚度约 80~260m，在沟谷地带地下水埋深约 11.5~116.0m，黄土梁峁顶部地下水埋深约 370~485m，渗透系数 0.18~0.31m/d，单井换算涌水量一般小于 100m³/d。总体而言该含水层为弱富水性，但因沟谷内环河组地层普遍有出露，水位埋藏相对较浅，该含水层仍然是该地区居民使用地下水的主要开采层位之一。

(4) 白垩系洛河组碎屑岩类裂隙水含水层

该含水层在评价区内广泛分布，隐伏于环河组地层之下，地表未见出露。含水层岩性主要为棕红色细-中粒砂岩，为承压含水层。根据本工程水源井及采油井钻探成果，评价区内洛河组含水层顶板标高一般为 990~1031m，底板标高一般为 620~719m，含水层总厚度约 280~550m，在沟谷地带地下水埋深约 85.2~118.87m，渗透系数为 0.5~2.23m/d，单井出水量一般 21.6~86.4m³/h。总体而言该含水层厚度大，渗透性及富水性强于白垩系环河组含水层，属弱-中等富水性，是当地重要的集中供水水源。

(5) 隔水层

①新近系保德组隔水层

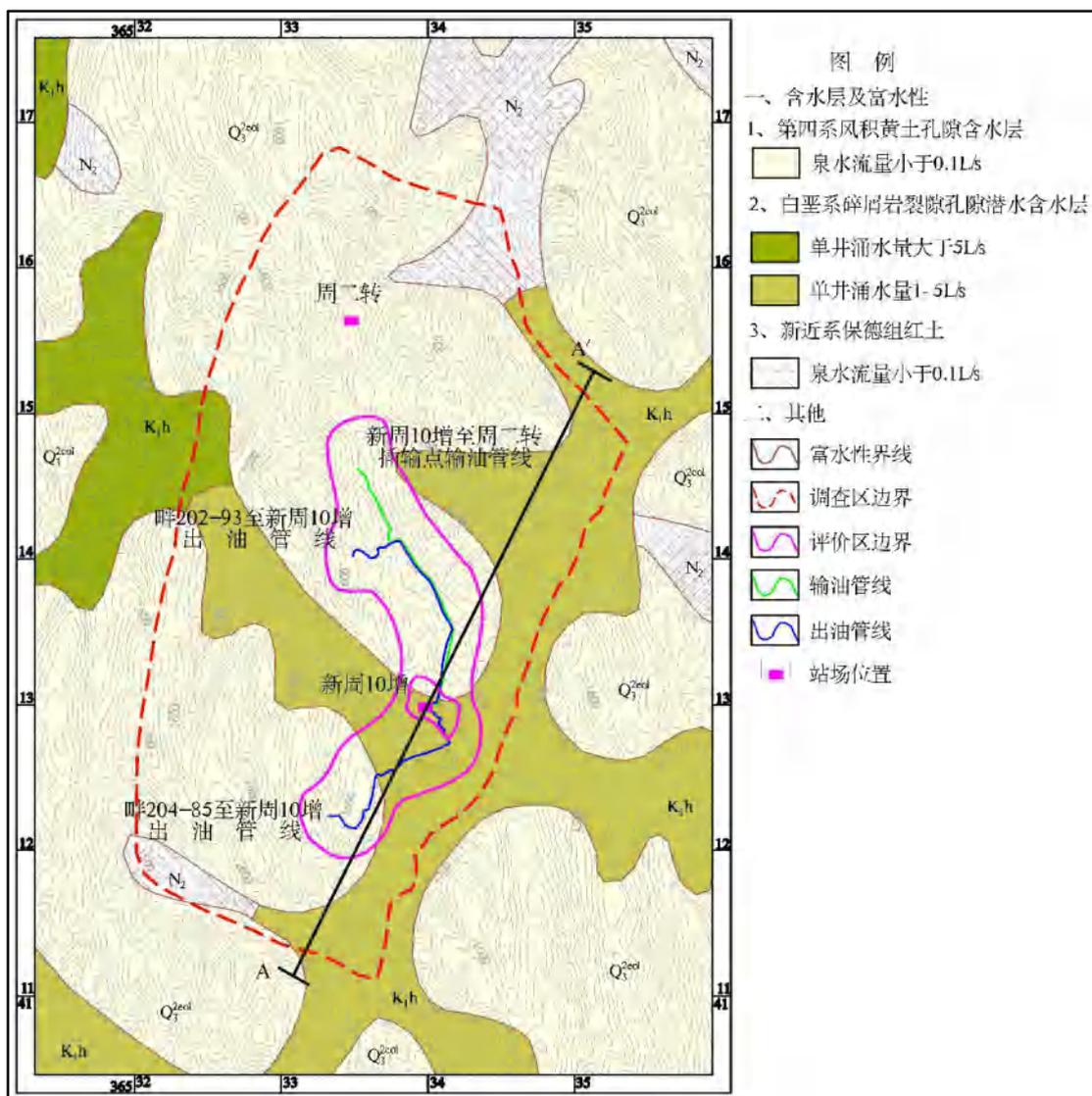
评价区内第四系松散岩类孔隙含水层和白垩系环河组裂隙含水层之间有间断分布的保德组红土隔水层，岩性为棕红色、浅棕色红色泥岩、砂质泥岩夹钙质结核层，底部未柴红色砂质泥岩、泥质砂岩夹砂砾岩，厚度 20~50m。保德组连续分布区域主要位于调查区中部和西部，自西向东厚度逐渐变薄直至尖灭，在保德组地层缺失区域，上部第四系黄土和冲积孔隙潜水含水层和下部白垩系环河组潜水含水层之间水力联系密切，具有统一的潜水面。

②白垩系华池组相对隔水层

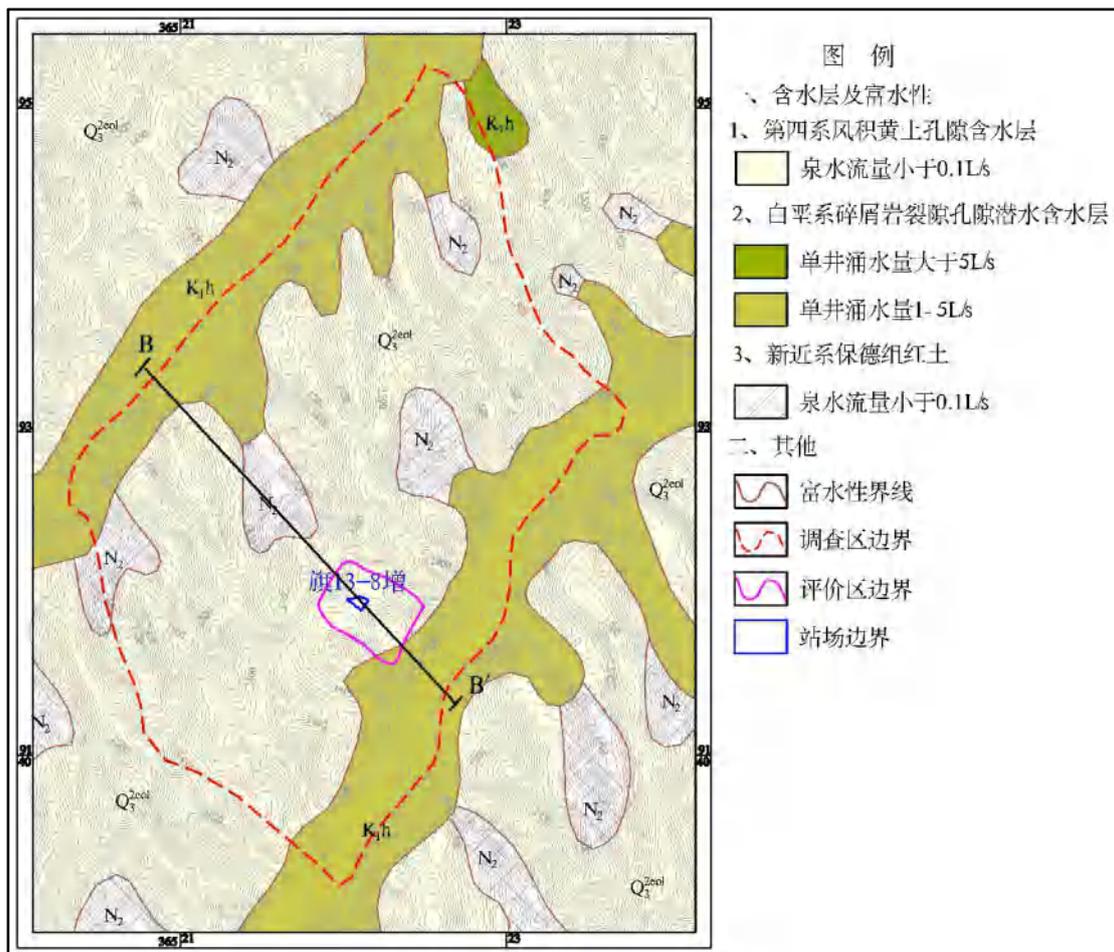
评价区内广泛分布有华池组地层，该地层隐伏于环河组地层之下，而覆盖于洛河组地层之上，地表基本未见出露。根据本工程水源井及采油井钻探成果，评价区内华池组地层厚度一般为 103~335m，地层岩性以浅棕红色块状长石砂岩及泥岩为主，其中泥岩含量占比较高，裂隙不发育，该层总体表现为弱透水性，可近似考虑为环河组与洛河组之间的相对隔水层。

综上所述，评价区内主要含水层为第四系全新统冲积孔隙含水层、第四系风积黄土孔隙含水层、白垩系环河组及洛河组含水层，主要隔水层为白垩系华池组。其中白垩系洛河组基岩裂隙水富水性相对较好，白垩系环河组基岩裂隙水富水性较洛河组略差，洛河组在区内无出露且与上部环河组之间分布有华池组隔水层，含水层类型为承压水，因此本次地下水环境影响评价工作重点为管线穿越区域主要涉及的第四系风积黄土孔隙含水层和白垩系环河组含水层。

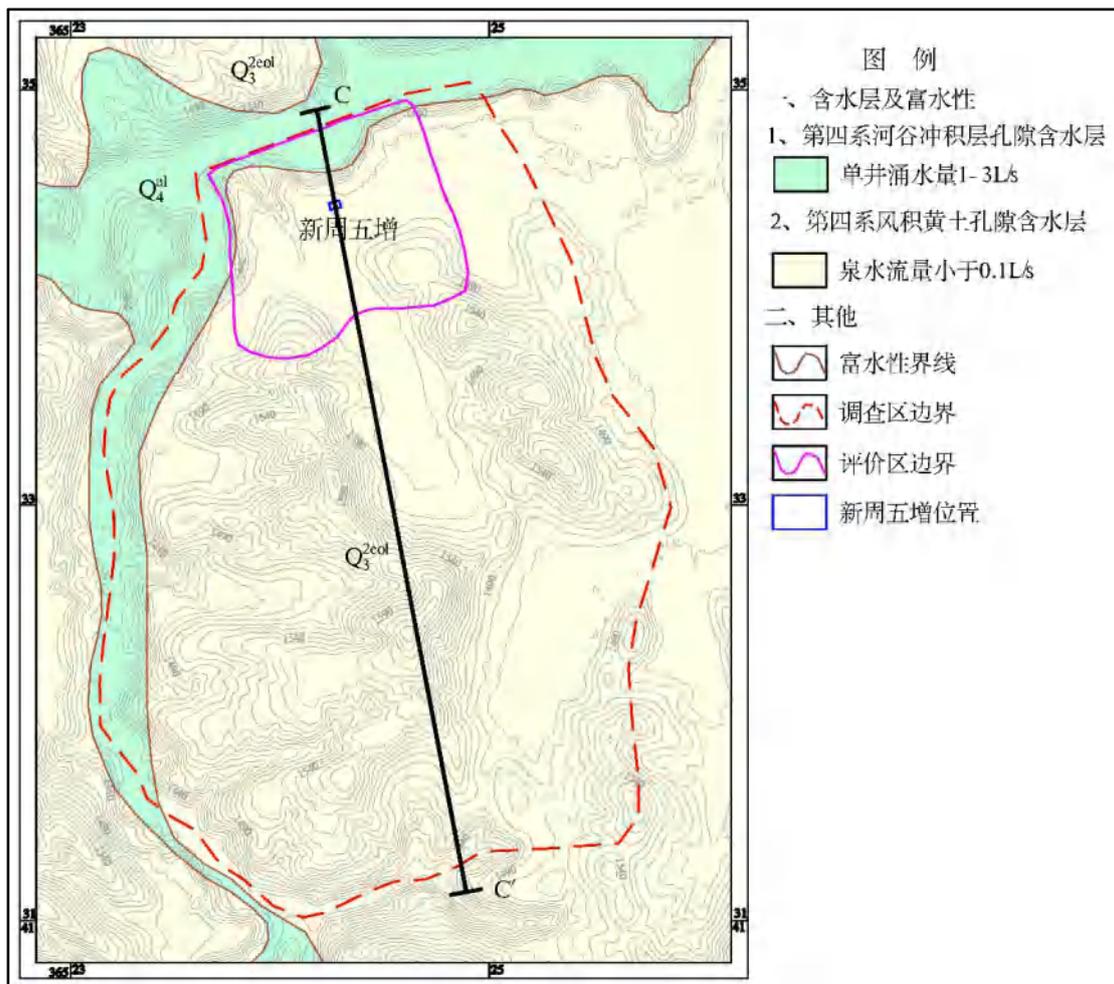
评价区水文地质图、评价区水文地质剖面图见图 4.1-10~4.1-11。



(新周 10 增、周二转调查评价区水文地质图)



(旗 13-8 增调查评价区水文地质图)



(新周 5 增调查评价区水文地质图)

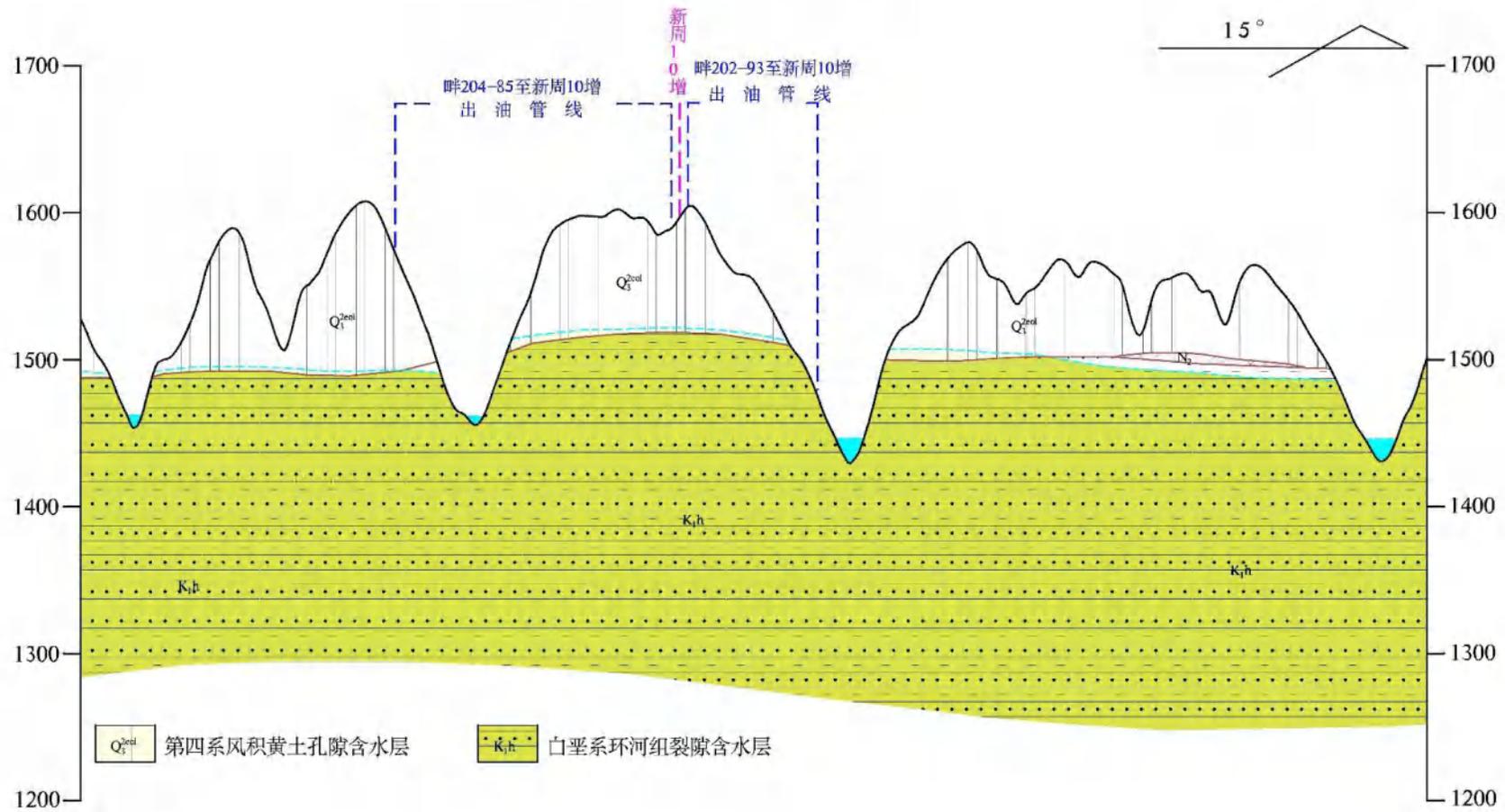


(刘峁塬卸油台调查评价区水文地质图)

图 4.1-10 调查评价区水文地质图

A - A' 水文地质剖面图

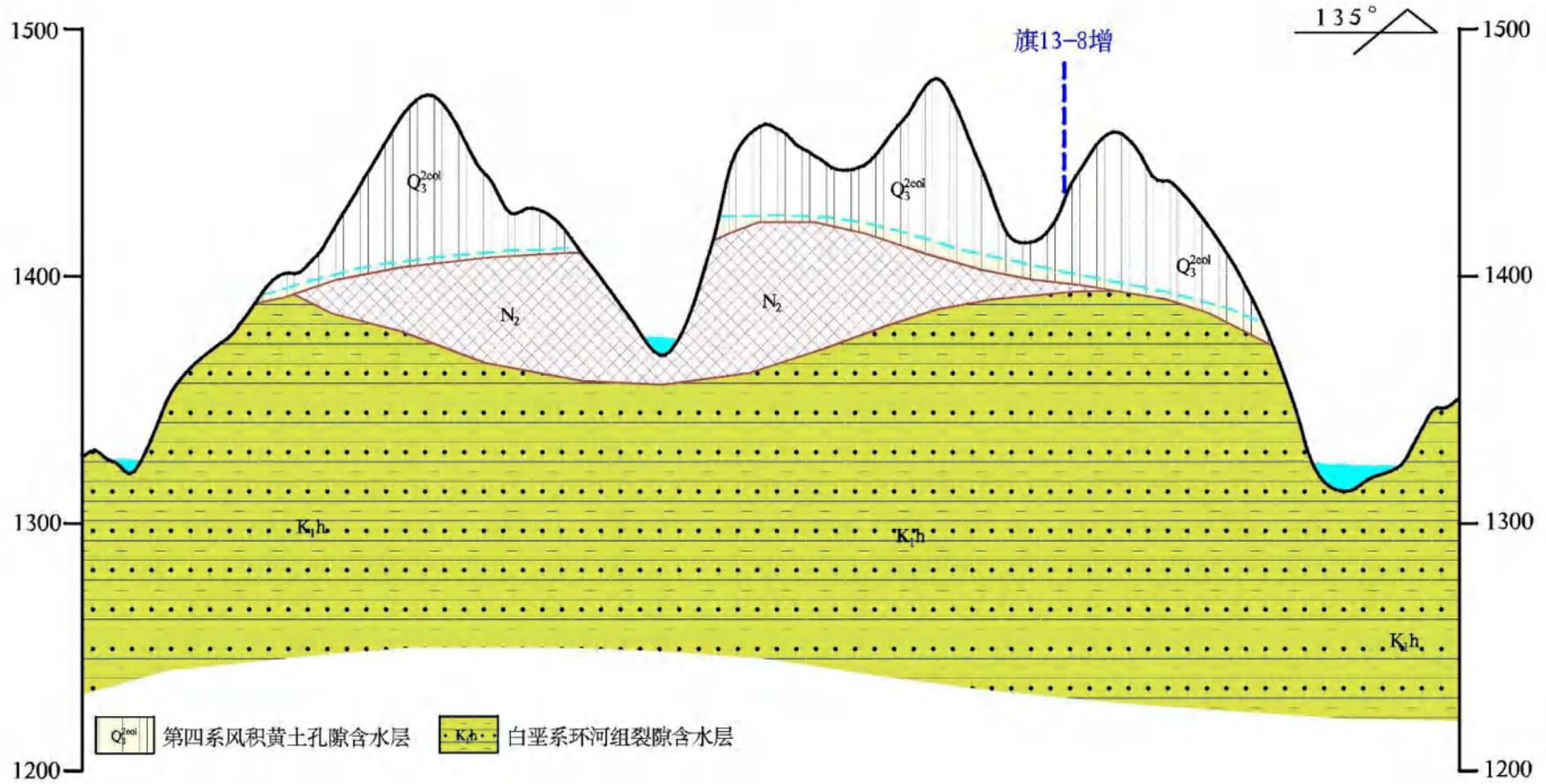
水平 1:1000 垂直 1:200



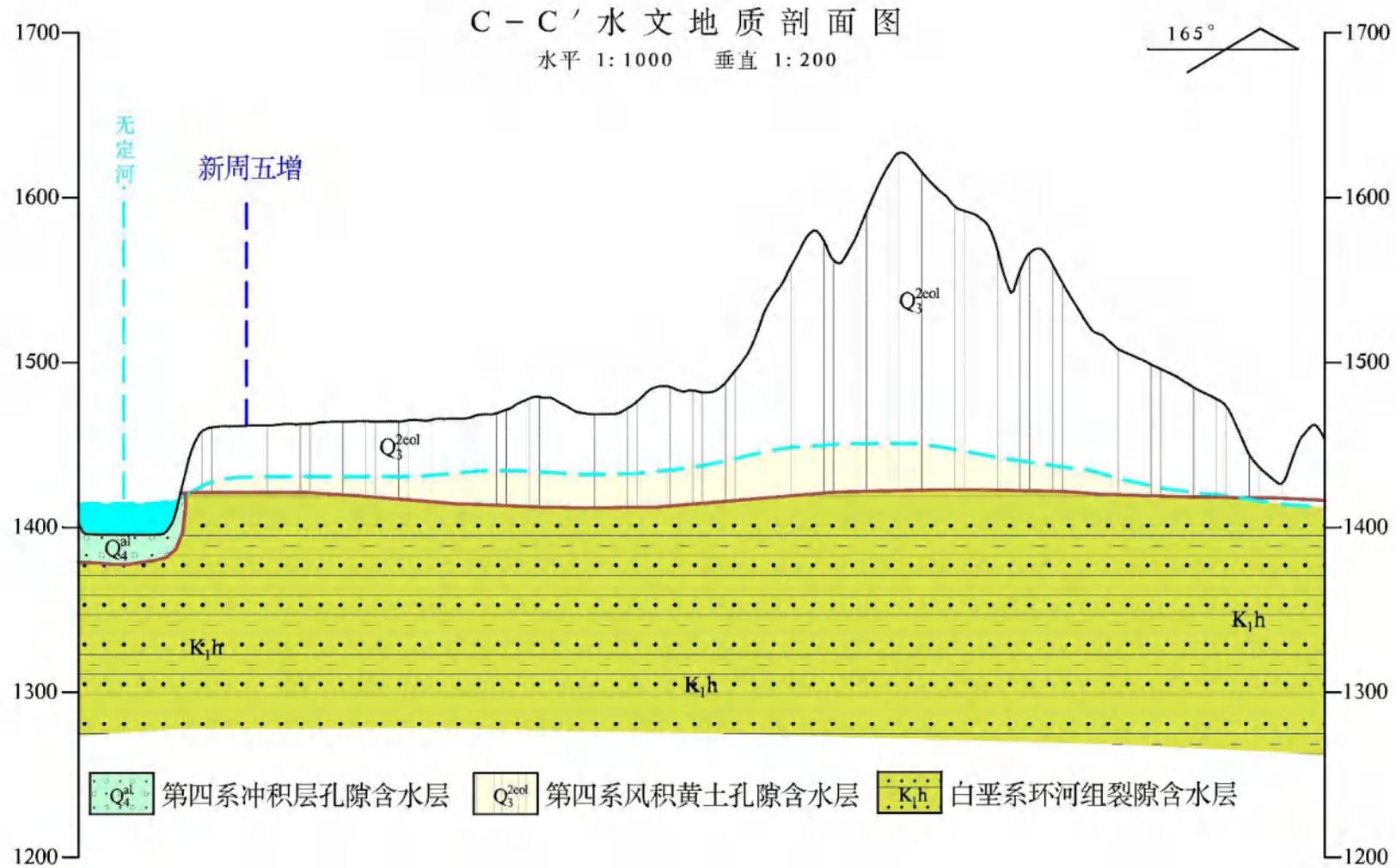
(新周 10 增 A-A'水文地质剖面图)

B - B' 水文地质剖面图

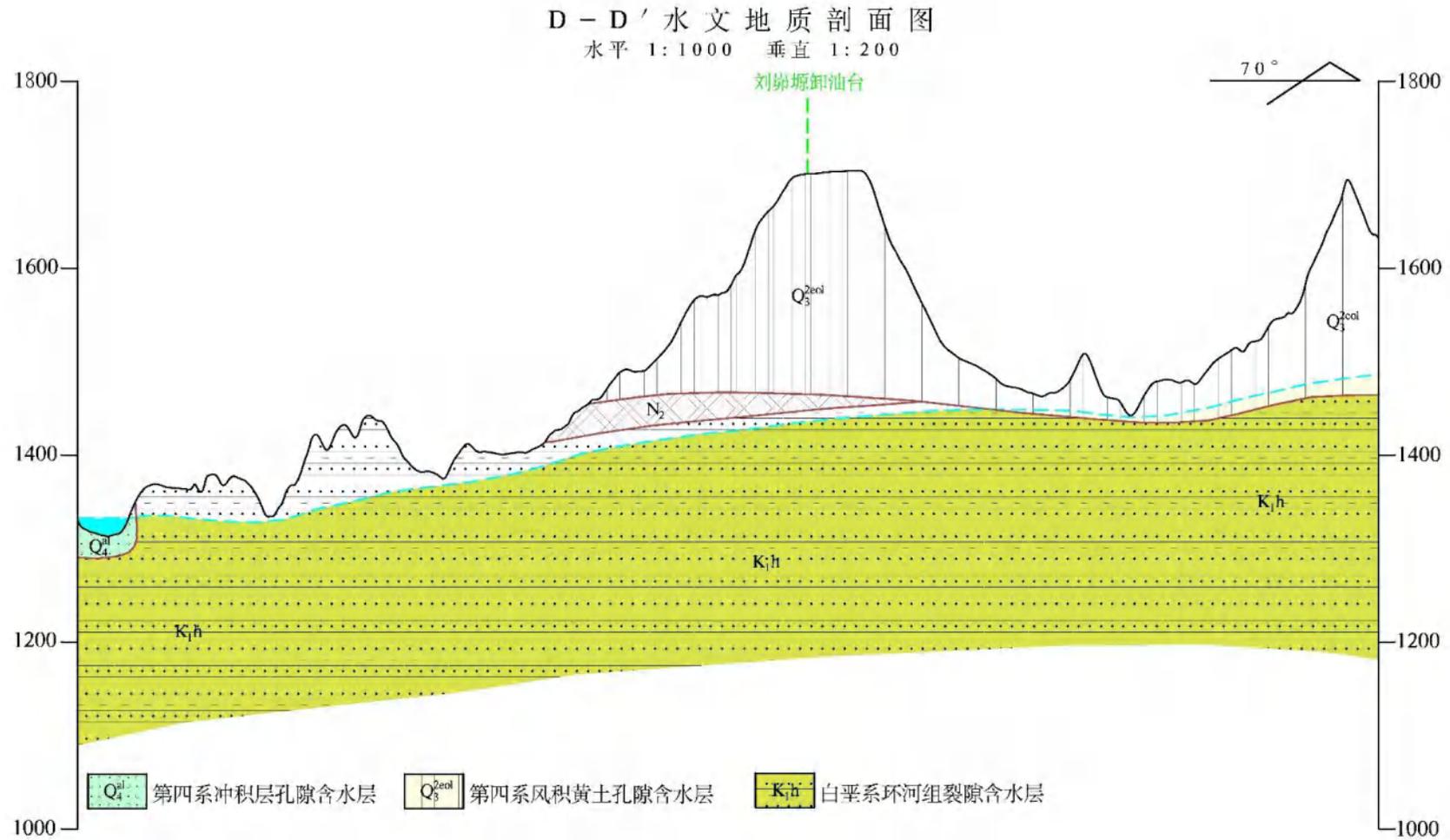
水平 1:1000 垂直 1:200



(旗 13-8 增 B-B' 水文地质剖面图)



(新周五增 C-C'水文地质剖面图)



(刘峁塬卸油台 D-D'水文地质剖面图)

图 4.1-11 调查评价区水文地质剖面图

（二）地下水补给、径流、排泄条件

补给：评价区内年降雨量较小，第四系松散地层在接受大气降雨入渗补给，常因强烈的蒸发作用而消耗，或沿着陡峭的斜坡地形快速流走散失，仅在强降雨或持续性降雨作用下才能入渗补给地下水，下渗的地下水又因储存条件较差，常直接越流补给下部基岩裂隙水；白垩系环河组基岩裂隙水的补给来源除接受裸露区降雨和地表水直接入渗补给外，在第四系覆盖区可能还有上覆第四系松散孔隙含水层的垂向越流补给。

径流：调查区内白垩系环河组基岩裂隙水径流主要受地形及侵蚀的沟谷所控制，整体表现为从北侧和南侧，向东侧流动，水力坡度约 0.015。

排泄：调查区内白垩系环河组基岩裂隙水的排泄途径有人工开采和侧向径流排泄。其中人工开采分以分散开采为主，主要为农村居民及牲畜生活用水、局部灌溉用水等，井深往往较小，开采量也较小。

（三）地下水动态特征

（1）第四系地下水动态

①梁峁区风积黄土潜水动态

黄土潜水主要由大气降水入渗补给，因此其动态变化受大气降水影响，年内水位呈单峰单谷形态，低水位期出现在 3~4 月份，高水位期出现在 8~9 月份；高水位期一般滞后雨季 1~2 个月，水位年变幅小于 1m。年际间呈周期变化。

②河谷冲积层潜水动态

河谷潜水动态变化除受降水影响外，还受河流的影响，特点是变幅较小，多年间呈周期变化。

（2）白垩系地下水动态

白垩系地下水由于多呈半封闭状态，动态特征表现为：盆地边缘含水层出露区，地下水动态多呈波动型，水位年变化幅度在 0.5~1.0m，其它地区，水头（水位）呈稳定型，水位年变幅在 0.2~0.5m 之间。

4.1.5.5 典型场地水文地质特征

根据工程概况，本项目涉及吴起区域周10增、周5增迁建、旗13-8增扩建、周二转站内采出水处理系统和吴起试注站改建、新建出油管线2条、输油管线1条，定边区域刘峁塬卸油台改造，更换出油管线2条，同时配套更换站内部分管线、阀门、总机关、收球筒等装置。除部分管线外，其余地面工程均位于黄土梁峁区。本项目典型场地水文地质调查特征分析主要根据《陕西省延安市吴起县地下水勘察报告》、《榆林市南部地下水勘查—榆林市定边县地下水勘查报告》等前人调查成果，结合本项目场地现场实际情况，描述如下：

(1) 含水层特征及富水性

拟建项目非正常状况下可能影响到的含水层主要包括第四系风积黄土孔隙含水层、白垩系环河组裂隙含水层以及周五增场地下游的第四系河谷冲积层孔隙潜水含水层。

第四系河谷冲积层含水层在河谷阶地前缘潜水位埋深 2.0~5.0m，后缘埋深 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，含水层厚度 7.2~12.0m，钻孔涌水量一般 101.9~272.1m³/d，最小为 56.2m³/d，最大为 363.7m³/d，渗透系数 3.19m/d，为矿化度小于 1.0g/L 的淡水，水化学类型为 HCO₃-Na.Ca 型或 HCO₃.SO₄-Na 型水。

第四系黄土潜水含水层：该含水层为可能受本项目管线工程影响的主要含水层，因沟谷切割，含水层分布不连续，多呈条块状；水位埋深在梁、峁斜坡处一般为 30~90m，梁、峁顶部可达 100m。富水性一般较差，梁、峁边缘地带单井涌水量一般小于 20m³/d，泉流量多小于 0.01L/s。富水地段一般是在沟头三面环梁、中间低洼平坦的掌或杖形地中，面积一般小于 1km²，含水层厚度 10~30m，单井涌水量 50~100m³/d。梁、峁区潜水水质一般较好，矿化度小于 1g/L。根据《陕西省延安市吴起县地下水勘察报告》、《榆林市南部地下水勘查—榆林市定边县地下水勘查报告》成果，管线所在区域第四系风积黄土潜水含水层渗透系数约为 0.26~0.46m/d，区域水力坡度约为 0.015。

白垩系环河组含水层：环河组为多层结构，岩性较为复杂，岩相变化较大，厚度 40~200m，分布极不稳定。其风化裂隙较发育，在子午岭一带发育有走向 150°与 256°两组近于直交的垂直裂隙，宽 3~5mm，裂隙率为 0.25，孔隙度一般在 10~20%。这些裂隙连同孔隙提供了地下水赋存空间和运移通道，渗透系数一般在 0.18~0.31m/d。

(2) 地下水补径排条件

第四系黄土潜水在各补给汇水范围内获得补给后，短途径流至就近各沟源以泉水或

渗流溢出形式排泄；河谷冲积层潜水一般顺河流方向排泄于河谷；涧地潜水则沿涧地的延伸方向由上游支涧地进而汇集至主涧地近下游河流切割含水层沿河两侧呈线状溢出带排泄。

白垩系环河组地下水的主要补给来源为，其次为第四系地下水越流、河流渗漏、小面积田间灌溉入渗、洛河组地下水的顶托补给。环河组地下水径流方向和循环深度在盆地尺度受控于白于山、子午岭。环河组上部地下水流向与地表水系基本一致，由于其埋深浅且易于接受大气降水补给，其径流形态受到勘察区各大小河流控制。

4.1.5.6 典型场地包气带岩性结构及其防污易污性

(1) 抽水试验

本次评价工作搜集到了《陕西省延安市吴起县地下水勘察报告》中的抽水试验成果资料，其中每组抽水试验均进行了 2~3 个落程的稳定流单孔抽水试验，由此得到环河组含水层渗透系数为 0.18~0.31m/d。抽水试验参数计算成果详见表 4.1-4。

表 4.1-4 抽水试验参数计算成果表

含水层位	孔号	含水层厚度 (m)	静止水位埋深 (m)	降深(m)	涌水量 (m ³ /d)	渗透系数 (m/d)
白垩系环河组	WK7	221.3	99.46	30.72	1060.8	0.21
				16.84	719.97	0.23
				9.78	358.56	0.18
白垩系环河组	WK8	273	115.75	10.9	815.96	0.31
				8.05	546.22	0.27
				4.88	336.48	0.25
白垩系环河组	WK9	256.8	117.16	53.89	737.05	0.07
				41.33	485.57	0.06

(2) 渗水试验

本次调查在典型工程场地附近进行单环了渗水试验。单环渗水试验法具体试验步骤为：先除去表土，在坑底嵌入一个高 25cm，直径为 0.48m 的铁环，且铁环须压入土层 5cm 以上。试验时往铁环内注水，并保持环内水柱保持在 10cm 左右，水面高度包括环底铺砾厚度在内。注水水源以秒表计时，人工量杯定量加注的方式。试验装置如图 4.1-12 所示，渗水试验计算公式和计算结果见表 4.1-5。

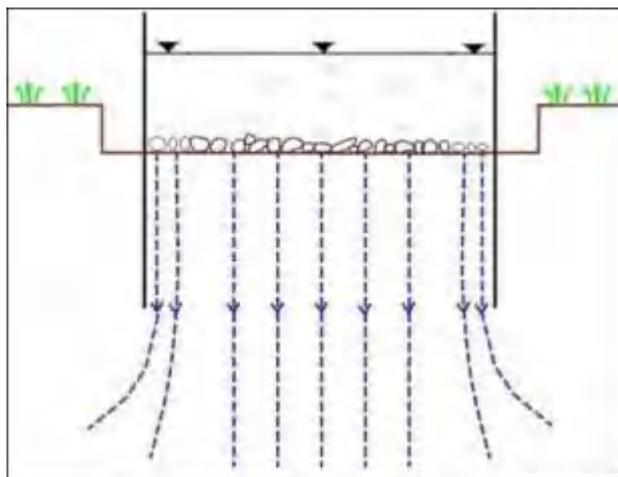


图 4.1-12 单环渗水试验装置示意图

渗水试验计算公式如下：

$$K = Q/F$$

式中：K——试验土层的渗透系数（cm/s）；

Q——环内的稳定渗入水量（cm³/s）；

F——试坑（内环）渗水面积（cm²）。

表 4.1-5 包气带渗水试验计算成果表

试点	内环面积 w (cm ²)	稳定渗水量 Q (cm ³ /min)	渗透系数 k (cm/s)	表层岩性
新周 10 增	1017	25.43	4.16×10^{-4}	风积黄土
新周五增	1017	19.66	3.22×10^{-4}	风积黄土
旗 13-8 增	1017	31.79	5.21×10^{-4}	风积黄土
刘峁塬卸油台	1017	17.24	2.82×10^{-4}	风积黄土

根据渗水试验结果，对场地包气带防渗性能进行评价，结果见表 4.1-6 所示。

表 4.1-6 包气带防污性能

分级	包气带岩土渗透性能	本项目情况
强	$Mb \geq 1.0m$, $K \leq 1.0 \times 10^{-6}cm/s$, 且分布连续、稳定	本项目四个典型场地包气带渗透系数为 $2.82 \times 10^{-4} \sim 5.21 \times 10^{-4}cm/s$, 均大于 $1.0 \times 10^{-4}cm/s$, 单层厚度大于 1.0m, 判断其包气带防污性能均属于“弱”。
中	$0.5m \leq Mb < 1.0m$, $K \leq 1.0 \times 10^{-6}cm/s$, 且分布连续、稳定 $Mb \geq 1.0m$, $1.0 \times 10^{-6}cm/s < K \leq 1.0 \times 10^{-4}cm/s$, 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。		

4.1.5.7 区域地下水开发利用现状

(1) 地下水开发利用现状

经调查，区域地下水开发主要用作居民生活用水、油田回注水和农业灌溉用水。延长吴起采油厂、长庆油田第七、八、九采油厂主要开采洛河组含水层作为回注水源，是

区域最重要的地下水开发利用部分；地下水水质整体较差，洛河组地下水埋深大，开发利用难度大，导致山区部分居民无力使用，只能依靠水窖收集大气降水生活，用水困难。

(2) 区域居民生活用水现状

根据现场调查，本项目各区块位于梁峁上居民多饮用窖水，沟谷区居民家中多数有井水。居民水井水源主要来自第四系孔隙水、白垩系环河组裂隙水，采油厂水源来自白垩系洛河组。

总体来说，该区域地下水开发利用已具有一定规模，其中居民生活用水主要依靠浅层地下水（第四系黄土、白垩系环河组），而深层地下水（洛河组）的开发利用主要为工业用水。

4.1.5.8 区域地下水污染源与水文地质问题

(1) 区域污染源

陕北地区分布着中石油长庆油田和陕西延长石油集团的 4.5 万个油气井场。油气开采对地下水的影响主要是原油渗漏污染对地下水的影响。本项目吴起区域周边同类型石油开采企业主要为延安公司和延长油田吴起采油厂；定边区域周边同类型石油开采企业主要为长庆油田第五采油厂和第七采油厂。

(2) 区域水文地质问题

吴起县、定边县所在的陕北地区地下水水位下降，主要是由于陕北地区常年油气大规模的开采，取用地下水清水水源，导致陕北地区地下水水位下降。

4.2 评价区域生态环境调查

4.2.1 生态环境信息获取

生态环境调查采用现场调查、资料收集与卫星遥感影像解译相结合的方法。

4.2.1.1 调查范围

本次调查范围为项目占地外扩 300m，调查面积 3.425150km²。

4.2.1.2 调查因子

结合当地生态环境特征，主要现状调查因子为：

- (1) 土地利用：土地利用类型、分布及面积；
- (2) 动植物资源：植被类型、分布、覆盖度与主要野生动植物种类；
- (3) 土壤侵蚀：土壤侵蚀类型、强度、模数、分布及面积。

4.2.1.3 卫星遥感影像解译

以 2021 年 6 月的资源三号（ZY-3）影像数据作为基本信息源，全色空间分辨率 2.1 米，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准确性。

在 ERDAS 等遥感图像处理软件的支持下，对资源三号（ZY-3）影像数据进行了投影转换、几何纠正、直方图匹配等图像预处理。在 ArcGIS 中制作土地利用现状、植被类型等相关图件，并进行分类面积统计。

4.2.2 生态系统类型及特征

4.2.2.1 生态功能区划

根据《陕西省生态功能区划》，评价区属于白于山河源水土保持区和白于山南侧水土流失控制区，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失。

区域地带性植被为华北区系的中温带森林灌丛草原植被。其特点是，森林稀少，灌木草丛较多，植被覆盖率低。在农业开发和人工植被建设的基础上，人工栽培植被逐渐增加，自然植被尤其是森林植被面积减小。自然植被分为干草原、山地林灌草丛、农林隙地草丛；人工植被以栽培的落叶阔叶林和农业植物群落为主，由于舍饲养畜的落实和退耕还林还草政策的实施，人工草场面积明显增加。

由于自然植被保留较少，大型兽类很少，小型兽类和鸟类较多。区内无自然保护区，未发现国家、省重点保护的野生动植物。

当地土壤侵蚀模数多为 5000~15000t/km²·a，主要是水力侵蚀和重力侵蚀，尤以水力侵蚀为主。水力侵蚀主要由暴雨径流引发，其主要侵蚀方式有面蚀和沟蚀，面蚀主要发生在黄土塬、梁、峁、坡和沟谷坡及缘边等部位，侵蚀面积较大，发育活跃。沟蚀常以面蚀为先驱而发生发展为纹沟、细沟、浅沟、继而发展为切沟、冲沟、乃至干沟、河谷，沟蚀在农耕地上更为强烈。

4.2.2.2 主要生态系统类型

根据实地调查，项目共有 5 种生态系统类型。其中以林地生态系统、草地生态系统为主，分布广，面积大。各个生态系统的组成及分布见表 4.2-1。

表 4.2-1 油区生态系统类型及特征

序号	生态系统类型	主要物种	分布
1	农田生态系统	农作物有玉米、豆类、谷类、薯类等	呈带状或斑块状分布于调查区内沟谷两侧
2	草地生态系统	草本植物主要有白羊草、铁杆蒿、大油芒、针茅、狗尾草、冷蒿等	呈片状大面积分布于调查区内的荒坡、沟谷、沙滩地

序号	生态系统类型	主要物种	分布
3	林地生态系统	乔木有杨树、泡桐、刺槐、乌柳、沙柳、旱柳等；主要灌木有黑刺、锦鸡儿、马茹刺、白笈梢、丁香、杠柳、柠条、酸刺、狼牙刺、油蒿、柠条等	呈片状大面积分布于调查区内
4	水域生态系统	水生藻类、芦苇、白茅等	呈线状或斑块状分布于调查区
5	村镇生态系统	以人为主，人工绿色植物	呈斑块状散布调查区

4.2.3 评价区土地资源现状

4.2.3.1 土地利用现状

依据《土地利用现状分类标准》(GB/T21010-2017)，项目调查区域土地利用现状类型分为 11 种，林地广泛分布，评价区林地占调查区面积的 50.575%，草地占调查区面积的 26.684%。现状土地利用类型及面积统计结果见下表，项目土地利用现状见图 4.2-1~图 4.2-2。

表 4.2-2 土地利用分类统计

土地利用类型			评价区		占地范围	
一级类	代码	二级类	面积(km ²)	比例(%)	面积(km ²)	比例(%)
耕地	0103	旱地	0.581157	16.967	0.010649	29.42
园地	0201	果园	0.008412	0.246	0	0
林地	0301	乔木林地	0.053265	1.555	0	0
	0305	灌木林地	0.791351	23.104	0.002783	7.69
	0307	其他林地	0.887646	25.916	0.003045	8.41
草地	0401	天然牧草地	0.710916	20.756	0.008290	22.90
	0404	其它草地	0.203033	5.928	0.000675	1.86
工矿用地	0602	采矿用地	0.043522	1.271	0.002137	5.90
住宅用地	0702	农村宅基地	0.020475	0.598	0	0
特殊用地	09	特殊用地	0.000880	0.026	0	0
交通运输用地	1003	公路用地	0.002943	0.086	0	0
	1004	城镇村道路用地	0.037905	1.107	0.000272	0.75
	1006	农村道路	0.059044	1.724	0.008283	22.88
水域及水利设施用地	1101	河流水面	0.020379	0.595	0.000063	0.17
其他土地	1202	设施农用地	0.000171	0.005	0	0
	1206	裸土地	0.004050	0.118	0	0
合计			3.425150	100	0.036197	100

4.2.3.2 土壤侵蚀类型与强度

据《土壤侵蚀分类分级技术标准》(SL190-2007)，区域土壤侵蚀主要为水力侵蚀，评价区内占主导地位的均为中度水力侵蚀。土壤侵蚀面积统计结果见表 4.2-3。土壤侵蚀类型强度及分布见图 4.2-3~图 4.2-4。

表 4.2-3 土壤侵蚀强度分布

侵蚀程度	评价区		占地范围	
	面积(km ²)	比例(%)	面积(km ²)	比例(%)
极强度水力侵蚀	0.046879	1.37	0.000646	1.79
剧烈水力侵蚀	0.002719	0.08	0	0
强度水力侵蚀	0.291647	8.51	0.001738	4.80
轻度水力侵蚀	0.678319	19.80	0.009090	25.11
微度水力侵蚀	0.718250	20.97	0.004954	13.69
中度水力侵蚀	1.687336	49.26	0.019769	54.61
合计	3.425150	100	0.036197	100

4.2.4 植物群落及特征

4.2.4.1 植被类型

调查区植被类型现状遥感解译结果见图 4.2-5~图 4.2-6，数据统计结果详见表 4.2-4。

表 4.2-4 植被类型分布面积及比例

植被类型	评价区		占地范围	
	面积(km ²)	比例(%)	面积(km ²)	比例(%)
草地	0.913949	26.68	0.008965	24.77
耕地	0.581328	16.97	0.010649	29.42
建设用地	0.164769	4.81	0.010692	29.54
落叶阔叶灌木林地	1.678997	49.02	0.005828	16.10
落叶阔叶乔木林地	0.053265	1.56	0	0
水面	0.020379	0.59	0.000063	0.17
无植被覆盖区	0.004050	0.12	0	0
园地	0.008412	0.25	0	0
合计	3.425150	100	0.036197	100

4.2.4.2 样方调查

项目组选取代表性群落进行典型取样，样方调查涵盖了调查区主要的地貌类型和群落类型，在调查区内共均匀布设了 7 处植物样方调查点，调查结果见表 4.2-5。

(1) 样方布设原则

- ①尽量在站场、管线及其附近设置样方，并考虑布点的均匀性；

- ②调查的植被为调查区分布较广泛的类型，尽可能兼顾其他分布较少的植被类型；
- ③兼顾各种生态恢复措施，了解临时占地范围内的植被情况及敏感区域的植被状况。

2、调查方法

在森林生态系统中，乔木群落设置 10×10m 样方，并在乔木样方内设置 1 个 5×5m 灌木样方和 3 个 1×1m 的草本样方；对灌木生态系统设置 5×5m 灌木样方和 3 个 1×1m 的草本样方；对草地或草甸生态系统，每个样地设置 3 个 1×1m 的草本样方。植被群落样方调查表详见下表。

表 4.2-5 植被群落样方调查表

样地 1 山坡蒿草 群落							
植被类型	草本	地点：定边区域江 42-41 至 43-394 总机关管线 日期：2022.9.26					
经纬度：	E: 107.31870174, N: 37.01489836						
群落层次 样方编号	植物名	数量	盖度	总盖度	香农-威纳指数	Simpson 指数	样方大小
草本 1	茵陈蒿	23	25	50	1.409	0.712	1X1 米
	猪毛蒿	12	10				
	披碱草	8	5				
	阴山胡枝子	4	5				
	硬质早熟禾	5	5				
草本 2	茵陈蒿	20	25	40	1.159	0.643	1X1 米
	阴山胡枝子	3	10				
	猪毛蒿	15	3				
	硬质早熟禾	5	8				
草本 3	黑蒿	15	35	70	1.428	0.732	1X1 米
	茵陈蒿	13	15				
	米口袋	2	15				
	硬质早熟禾	7	5				
	针茅	5	5				
样地 2 - 山坡蒿草群落							
植被类型	草本	地点：定边区域江 42-41 至 43-394 总机关管线 日期：2022.9.26					
经纬度：	107.31849790,37.01393031						

群落层次 样方编号	植物名	数量	盖度	总盖度	香农-威纳指数	Simpson 指数	样方大小
草本 4	茵陈蒿	12	20	50	1.488	0.747	1X1 米
	米口袋	3	3				
	阴山胡枝子	4	10				
	针茅	5	3				
	黑蒿	7	15				
草本 5	茵陈蒿	15	25	40	1.267	0.673	1X1 米
	砂韭	1	2				
	狗哇花	2	3				
	阴山胡枝子	5	8				
	黑蒿	13	5				
草本 6	猪毛蒿	5	15	45	1.572	0.787	1X1 米
	阴山胡枝子	4	10				
	茵陈蒿	2	15				
	狗哇花	4	6				
	硬质早熟禾	4	3				
样地 3. 山坡蒿草群里							
植被类型	灌木	地点：定边区域江 42-41 至 43-394 总机关管线 日期：2022.9.26					
经纬度：	107.31881976, 37.01606343						
群落层次 样方编号	植物名	数量	盖度%	总盖度%	香农-威纳指数	Simpson 指数	样方大小
草本 7	针茅	12	15	35	1.445	0.734	1X1 米
	碱茅	16	18				
	二裂委陵菜	5	3				
	硬质早熟禾	6	2				
	阴山胡枝子	3	5				
草本 8	针茅	4	15	40	1.534	0.771	1X1 米
	碱茅	6	8				
	银山胡枝子	3	8				

	硬质早熟禾	6	5					
	糙隐子草	2	5					
草本 9	针茅	8	18	55	1.516	0.730	1X1 米	
	阴山胡枝子	2	5					
	米口袋	15	10					
	碱茅	3	5					
	二裂委陵菜	2	8					
	硬质早熟禾	5	15					
样地 4 - 蒿草群落								
植被类型	草本	地点: 定边区域江 65-28 至江 64-27 出油管线 日期: 2022.9.26						
经纬度:	107.35778689,36.98638287							
群落层次 样方编号	植物名	数量	盖度	总盖度	香农-威纳 指数	Simpson 指数	样方大小	
草本 10	茵陈蒿	12	25	50	1.428	0.727	1X1 米	
	狗哇花	3	5					
	猪毛蒿	8	13					
	阴山胡枝子	2	5					
	硬质早熟禾	5	3					
草本 11	猪毛蒿	4	8	35	1.504	0.756	1X1 米	
	狗哇花	3	5					
	茵陈蒿	8	13					
	阴山胡枝子	5	10					
	冰草	2	3					
草本 12	猪毛蒿	15	20	55	1.363	0.703	1X1 米	
	糙隐子草	3	5					
	茵陈蒿	12	20					
	阴山胡枝子	5	10					
	砂珍棘豆	2	3					

样地 5 – 山坡蒿草群落							
植被类型	草本	地点：定边区域江 65-28 至江 64-27 出油管线 日期：2022.9.26					
经纬度：	107.35919237, 36.98670853						
群落层次 样方编号	植物名	数量	盖度	总盖度	香农-威纳 指数	Simpson 指数	样方大小
乔木 1	山杨	2	30	30	0	0	10X10 米
							
草本 13	黑蒿	20	40	55	0.976	0.467	5X5 米
	硬质早熟禾	2	5				
	猪毛菜	3	5				
	委陵菜	1	3				
	冰草	2	5				
草本 14	黑蒿	25	40	65	1.319	0.650	1X1 米
	硬质早熟禾	5	3				
	茵陈蒿	12	10				
	阴山胡枝子	2	5				
	二裂委陵菜	2	5				
	猪毛蒿	2	5				
草本 15	黑蒿	10	20	45	1.127	0.563	1X1 米
	阴山胡枝子	1	15				
	披碱草	3	5				
	委陵菜	1	5				
	阴山胡枝子	1	3				
样地 6 – 山坡蒿草群落							
植被类型	草本	地点：定边区域江 65-28 至江 64-27 出油管线 日期：2022.9.26					
经纬度：	107.35919237, 36.98670853						
群落层次 样方编号	植物名	数量	盖度	总盖度	香农-威纳 指数	Simpson 指数	样方大小
草本 16	阴山胡枝子	4	8	45	1.525	0.744	5X5 米
	狗尾草	3	5				

	针茅	10	8								
	猪毛蒿	10	25								
	沙蓬	2	5								
	鹤虱	1	2								
草本 17	猪毛蒿	15	20	50	1.470	0.701	1X1 米				
	硬质早熟禾	5	3								
	茵陈蒿	2	3								
	阴山胡枝子	5	15								
	二裂委陵菜	2	2								
	狗娃花	2	8								
草本 18	猪毛蒿	18	20	50	1.250	0.583	1X1 米				
	阴山胡枝子	1	15								
	披碱草	3	5								
	沙蓬	3	8								
	鹤虱	2	3								
	狗娃花	2	5								
样地 7 - 草地											
植被类型	草本	地点: 吴起区域新周 10 增至周二转插输点输油管线 日期: 2022.9.24									
经纬度:	108.32736254,36.96470634										
群落层次	植物名	数量	盖度	总盖度	香农-威纳指数	Simpson 指数					
草本 19	蒙古蒿	20	55	55	0.470	0.236					
	狗尾草	2	3								
	白草	1	2								
											
草本 107	蒙古蒿	5	25					35	1.675	0.871	
	野菊花	2	10								
	阴山胡枝子	1	3								
	狗尾草	3	5								
	猪毛菜	2	5								
	刺藜	2	3								

草本 108	狗尾草	5	20	30	0.704	0.359
	披碱草	30	5			
	灰绿藜	2	5			
	猪毛蒿	1	2			

4.2.4.3 植物资源

根据评价区植物调查统计结果，主要植物群落及特征见表 4.2-6。

表 4.2-6 评价区主要植物群落及特征

序号	群落名称	群落描述	群落分布
1	赖草群落	群落植物主要有赖草、长芒草、苦卖菜、阿尔泰狗娃花、红蓼、小画眉草、艾蒿等。群落中赖草占优势，为群落建群种，赖草高 90cm 左右，盖度 80%	分布于评价区道路及农田周边
2	小叶杨群落	群落植物以小叶杨为主，乔木有榆树、刺槐分布，林下灌木为沙棘、油蒿，林下草本植物有茜草、苦卖菜、地丁、中华草沙蚕、披针叶黄华等。小叶杨高 6~10m，胸径 10~30cm，冠幅 3~6m	分布于评价区吴起区域及定边区域
3	沙棘群落	群落植物以沙棘为主，伴生植物有油蒿、赖草、沙蒿、狗尾草、长芒草、赖草、大蓟等。该群落成片状或团块状分布，沙棘高度 40~250cm，丛幅 50~300cm	主要分布于吴起区域及定边区域缓坡地带
4	油蒿群落	群落植物主要有油蒿、红蓼、小蓟、阿尔泰狗娃花、点地梅、旋复花、猪毛菜等，群落中油蒿占优势，为建群种。群落平均高度 50cm，盖度 30%	广泛分布于吴起区域、定边区域
5	长芒草群落	群落植物主要有长芒草、阿尔泰狗娃花、胡枝子、冷蒿、黄花蒿等，长芒草为建群种，群落平均高度 50cm，盖度 40%	广泛分布于吴起区域、定边区域
6	刺槐群落	群落植物以刺槐为主，乔木有榆树、小叶杨、臭椿分布，林下灌木为黄刺玫，林下草本植物有油蒿、胡枝子、阿尔泰狗娃花、苦卖菜、苁草、抱茎苦卖菜等。刺槐高 3~8m，胸径 3~15cm，冠幅 1.5~5m	主要分布于吴起区域、定边区域及缓坡地带

依据在评价范围的踏查情况和样方调查结果，调查区植物资源总结如下：

(1) 植物生态系统多样性

①森林生态系统：

a.定边区域

定边区域管线的评估区域主要位于沟坡，森林生态系统仅在极少部分山坡和沟坡有分布，分布面积小，呈小片状分布。该区域的主要乔木种类为山杨，偶见小叶杨、榆树等。乔木种类生长高度可达到6-8米，但生长稀疏，株间距一般在3-5米以上，一般盖度在30%以下，该森林生态系统下缺少灌木层，林下生长有草木层。

b.吴起区域

在评价区内的森林生态系统分为人工生态系统和自然生态系统，人工生态系统位于坡塬中上部，有小面积人工油松林和路边的刺槐林，天然森林系统主要为路边的小叶杨林和杂木灌木丛林。评价区域内森林生态系统由于沟坡地形以及耕地限制，多为小斑块状或者沿路分布。

本区域林地的主要乔木种类为刺槐，此外还有山杨、小叶杨、旱柳、榆树、油松、侧柏等少数种类。本区域坡塬山地栽培种类的刺槐高度一般在6-8米；沙地和坡塬边坡的山杨、小叶杨高度可达到8-10米，各林地的树木自然更新良好。林地生态系统中乔木盖度多在30%以上，刺槐林内有不同粗细和高度的植株，林下一般有较好的灌木和草本植物生长，部分阴坡的灌木层盖度可以达到50%，灌木种类主要有沙棘、柠条锦鸡儿、延安小檗等。除乔木盖度大于50%的区域，一般草本植物生长繁茂，草本样方物种多样性一般在5种以上，草本植物总盖度一般在40-70%，总体植被良好。

②草地生态系统：

a.定边区域

评价区域的主要植被生态系统，主要位于坡塬边坡，生长有稀疏的蒿草草坡和沟边禾草草坡。该区域由于降水量较小，植物生长相对稀疏，一般盖度在40%以下，高度一般在20-30厘米，少数坡沟草本生长较好，高度可以达到40-50厘米，盖度达到60%以上。

b.吴起区域

该区域的草地生态系统分为坡塬边坡和顶部的自然草地和道路、田边的草地。坡塬顶部以低矮的草本植物为主，在绝大部分范围内只有草本植物，植被高度一般在20-30厘米之内，主要种类有蒿类、针茅、芨芨草、硬质早熟禾、白草、隐子草属等，夹杂有少量的草木樨状黄芪或者小型的灌木如阴山胡枝子、河北木蓝等，自然生态系统中植物多样性高。在沟壑部位有少数小型乔木或者灌木，在坡塬阴坡形成以硬质早熟禾、针茅、芨芨草以及蒿类以及草木樨、草木樨状黄芪、扁茎黄芪、远志等的草地，植被高度可达到40cm。在路边、田边，主要的草本植物以一年生的草本为主，如狗尾草、狼尾草等，人为影响明显。

③农田生态系统：

在吴起区域管线从农田边缘通过，本区域种的农田一般修筑为梯田，种植的植物为北方耐旱作物，如玉米、马铃薯、荞麦等，该生态系统的状况主要由耕种的季节性决定。

(2) 主要植被群落类型：

①定边区域

a.山杨群落

以山杨为建群的乔木群落，主要分布于坡塬边坡和小坡沟，分布极少。该群落乔木种类单一，生长稀疏，建群种的盖度往往在30%以上，群落内的灌木层一般缺失，偶有沙棘生长，坡地的林下草本植物少，盖度小于30%，香农-威纳指数一般小于0.8，在沟谷生长的山杨群落内草本较多，样方内草本种类可以达到5-6种，香农-威纳指数一般在1.0-1.3，生长良好。

在该区域乔木种类少，景观明显。

b.蒿草-禾草群落

蒿草-针茅草群落普遍分布在坡塬上部和顶部，该区域阳光强烈而且风大，因此基本为低矮的多年生草本植物，植物种类主要由茵陈蒿、沙蒿、针茅、隐子草等，该区域的总盖度普遍在20-30%之间，该群落内植物种类普遍较少，1 \times 1m的草本样方内的植物种类一般在4-6种，而且不同区域之间的植被差异性极小，4个样方内的植物种类和植物占比几乎相同，样方内香农-威纳指数普遍在1-1.6。

c.禾草群落

主要分布于路边、坡沟，主要种类为禾本科的植物狗尾草、芨芨草、硬质早熟禾等，该区域的总盖度普遍在40-60%之间，而且不同区域之间的植被差异性大，植物高度差异也较大，高度可达60厘米，群落植物高度在该群落内植物种类普遍较少，偶尔形成少数种极为茂盛的居群。1 \times 1m的草本样方内的植物种类一般在4-6种，样方内香农-威纳指数普遍在1-1.6。

②吴起区域

a.刺槐群落

刺槐群落为评价区的主要乔木群落，评价区的刺槐分布于坡塬边坡，成条带状和版块分布。该群落乔木种类单一，建群种刺槐占用优势，群落内偶尔有榆树和小叶杨，建群种的盖度在40%以上，而且不同粗细和高度的刺槐均有生长，群落内的灌木层种类较少，在群落周边常生有沙棘、延安小檗等类群，乔木香农-威纳指数一般小于1，样方内草本种类可以达到6-8种，香农-威纳指数一般在1-1.5，生长良好。

b.小叶杨群落

评价区的小叶杨群落以小叶杨为建群种，偶尔有山杨、榆树等种类，主要分布于的沟谷山坡或沟谷底部，成条带状或小版块分布。这几种乔木对水湿环境要求较高，建群

种的盖度往往在40%以上，群落内的灌木层缺失或种类较少，在群落周边常生有沙棘、绣线菊、黄刺玫等类群。在该群落内，小叶杨一般植株高大，植株生长旺盛，该类型群落建群种优势明显，群落内的灌木和草本较少，群落的多样性比较小。

c.沙棘群落

沙棘群落主要分布于评价区坡塬中上部，缺少乔木的区域，该区域植被生长较好。沙棘的生长高度达到2.5米，单个灌丛的直径可达到2米，成为该群落类型中的优势主导种群，在群落内往往还有柠条锦鸡儿、杠柳、鼠李、沙棘、绣线菊等种类，群落内也有蒿类、禾草类等比较高大的草本植物，该群落类型是区域内物种丰富度最多的群落类型，5 \times 5m的灌木样方内灌木种类最高多达5种，群落内草本种类多达40多种。该群落类型同时也是植物分布最均匀的群落，样方内香农-威纳指数普遍在1.2-1.8。

d.针茅群落

针茅群落分布在坡塬上部和顶部，该区域阳光强烈而且风大，因此基本为低矮的多年生草本植物，该区域的总盖度普遍在20-30%之间，在背风区域总盖度可以达到50%。该群落内植物种类普遍较少，1 \times 1m的草本样方内的植物种类一般在4-6种，而且不同区域之间的植被差异性极小，3个样方内的植物种类和植物占比几乎相同，样方内香农-威纳指数普遍在1-1.6。

c.黑蒿群落

黑蒿群落一般在山坡阳坡分布，或位于沙棘灌丛、杂木灌丛等灌丛之间，该群落中黑蒿成多年生亚灌木状，往往生长成大的亚灌木丛，伴生种有硬质早熟禾、披碱草、白草等，该类型植被类型介于灌丛和草地之间，群落内黑蒿等多年生草本具有明显优势，总盖度超过60%，群落内草本高度大于50厘米，生长具有较好的防风固沙作用。

d.路边、田边杂草群落

由于管线一般沿油井道路布置，因此本评估范围内有较多的路边、田边杂草群落。路边、田边杂草以一年生、阳生性草本为主，如一年蓬、飞蓬、狗娃花、狗尾草、白茅、野菊花、山莴苣、益母草等，也有矮小的植物如蒲公英、地锦、虎尾草、地梢瓜等，该群季节性变化明显，春夏季缺少大型的植物，干旱季节也容易受到影响，部分种类如飞蓬等，个体高度较高，杂草群落物种多样性差异较大，1 \times 1m的草本样方内的植物种类在3-7种，往往以禾本科种类为优势种，而且不同区域之间的植被差异性相对较大，样地内香农-威纳指数普遍在0.8-1.2，表明群落的物种多样性中等。

(3) 植物物种多样性：

结合本次的样方调查结果，在评价范围共调查到野生维管植物34科，98属124种，物种名录见表4.2-7。其中包括蕨类植物仅1种，裸子植物2科3种，被子植物31科94属120种。

评价范围内的河谷有村落，村落周围和周边农田种植有多种农作物和观赏植物，由于这些作物主要依赖于人为种植，因此没有统计在物种范围内。

表 4.2-7 评价区域内的野生维管植物名录及在样方内出现的频度

所属科	植物中名	植物学名	频度
	油松	<i>Pinus tabulaeformis</i>	4
柏科 Cupressaceae	侧柏	<i>Platycladus orientalis</i>	3
百合科 Liliaceae	砂韭	<i>Allium bidentatum</i>	3
	蒙古韭	<i>Allium mongolicum</i>	1
车前科 Plantaginaceae	车前	<i>Plantago asiatica</i>	6
	平车前	<i>Plantago depressa</i>	2
唇形科 Labiatae	香青兰	<i>Dracocephalum moldavica</i>	9
	益母草	<i>Leonurus artemisia</i>	2
	黄芩	<i>Scutellaria baicalensis</i>	1
	地椒	<i>Thymus quinquecostatus</i>	3
	地锦	<i>Euphorbia humifusa</i>	6
豆科 Fabaceae	紫穗槐	<i>Amorpha fruticosa</i>	3
	斜茎黄耆	<i>Astragalus adsurgens</i>	3
	草木樨状黄耆	<i>Astragalus melilotoides</i>	5
	糙叶黄耆	<i>Astragalus scaberimus</i>	3
	柠条锦鸡儿	<i>Caragana korshinskii</i>	7
	米口袋	<i>Gueldenstaedtia verna</i>	6
	河北木蓝	<i>Indigofera bungeana</i>	23
	阴山胡枝子	<i>Lespedeza inschanica</i>	2
	紫苜蓿	<i>Medicago sativa</i>	4
	草木犀	<i>Melilotus officinalis</i>	12
	小花棘豆	<i>Oxytropis glabra</i>	1
	刺槐	<i>Robinia pseudoacacia</i>	2
禾本科 Poaceae	芨芨草	<i>Achnatherum splendens</i>	5
	荩草	<i>Arthraxon hispidus</i>	12
	白羊草	<i>Bothriochloa ischcemum</i>	18
	孔颖草	<i>Bothriochloa pertusa</i>	3
	虎尾草	<i>Chloris virgata</i>	12
	朝阳隐子草	<i>Cleistogenes hackeli</i>	26
	糙隐子草	<i>Cleistogenes squarrosa</i>	19
	稗	<i>Echinochloa crusgali</i>	3
	披碱草	<i>Elymus dahuricus</i>	7
	白茅	<i>Imperata cylindrica</i>	23
	羊草	<i>Leymus chinensis</i>	8
	臭草	<i>Melica scabrosa</i>	17
	狼尾草	<i>Pennisetum alopecuroides</i>	3
	白草	<i>Pennisetum centrasiaticum</i>	29
	芦苇	<i>Phragmites australis</i>	5
	林地早熟禾	<i>Poa nemoralis</i>	26

	硬质早熟禾	<i>Poa sphondylodes</i>	42
	碱茅	<i>Puccinellia distans</i>	16
	鹅观草	<i>Roegneria kamoji</i>	20
	狗尾草	<i>Setaria viridis</i>	35
	针茅	<i>Stipa capillata</i>	26
胡颓子科 <i>Elaeagnaceae</i>	沙棘	<i>Hippophae rhamnoides</i>	9
蒺藜科 <i>Zygophyllaceae</i>	蒺藜	<i>Tribulus terrester</i>	4
堇菜科 <i>Violaceae</i>	早开堇菜	<i>Viola prioantha</i>	7
菊科 <i>Asteraceae</i>	黄花蒿	<i>Artemisia annua</i>	16
	茵陈蒿	<i>Artemisia capillaris</i>	23
	沙蒿	<i>Artemisia desertorum</i>	6
	蒙古蒿	<i>Artemisia mongolica</i>	13
	黑蒿	<i>Artemisia palustris</i>	28
	刺儿菜	<i>Cirsium setosum</i>	14
	蓝刺头	<i>Echinops sphaerocephalus</i>	2
	泥胡菜	<i>Hemistepta lyrata</i>	4
	阿尔泰狗娃花	<i>Heteropappus altaicus</i>	8
	狗娃花	<i>Heteropappus hispidus</i>	32
	旋覆花	<i>Inula japonica</i>	6
	小苦苣	<i>Ixeridium dentatum</i>	13
	乳苣	<i>Mulgedium tataricum</i>	3
	华北鸦葱	<i>Scorzonera albicaulis</i>	3
	鸦葱	<i>Scorzonera austriaca</i>	3
	蒲公英	<i>Taraxacum mongolicum</i>	6
	苍耳	<i>Xanthium sibiricum</i>	5
藜科 <i>Chenopodiaceae</i>	沙蓬	<i>Agriophyllum squarrosum</i>	2
	雾冰藜	<i>Bassia dasyphylla</i>	3
	刺藜	<i>Chenopodium aristatum</i>	3
	灰绿藜	<i>Chenopodium glaucum</i>	2
	软毛虫实	<i>Corispermum puberulum</i>	15
	地肤	<i>Kochia scoparia</i>	3
	猪毛菜	<i>Salsola collina</i>	21
	碱蓬	<i>Suaeda glauca</i>	1
	篇蓄	<i>Polygonum aviculare</i>	5
萝藦科 <i>Asclepiadaceae</i>	鹅绒藤	<i>Cynanchum chinense</i>	4
	地梢瓜	<i>Cynanchum thesioides</i>	8
	杠柳	<i>Periploca sepium</i>	4
马齿苋科 <i>Portulacaceae</i>	马齿苋	<i>Portulaca oleracea</i>	3
	鼠掌老鹳草	<i>Geranium sibiricum</i>	2
毛茛科 <i>Ranunculaceae</i>	黄花铁线莲	<i>Clematis intricata</i>	1
	展枝唐松草	<i>Thalictrum squarrosum</i>	3
茜草科 <i>Rubiaceae</i>	茜草	<i>Rubia cordifolia</i>	5
蔷薇科 <i>Rosaceae</i>	桃	<i>Amygdalus persica</i>	1
	山杏	<i>Armeniaca sibirica</i>	3
	二裂委陵菜	<i>Potentilla bifurca</i>	3
	委陵菜	<i>Potentilla chinensis</i>	4
	黄刺玫	<i>Rosa xanthina</i>	6
	地榆	<i>Sanguisorba officinalis</i>	1
	华北绣线菊	<i>Spiraea fritschiana</i>	4

茄科 Solanaceae	枸杞	<i>Lycium chinense</i>	2
伞形科 Apiaceae	北柴胡	<i>Bupleurum chinense</i>	5
	石防风	<i>Peucedanum terebinthaceum</i>	2
莎草科 Cyperaceae	寸草	<i>Carex duriuscula</i>	3
	香附子	<i>Cyperus rotundus</i>	2
石竹科 Caryophyllaceae	长蕊石头花	<i>Gypsophila oldhamiana</i>	1
	麦瓶草	<i>Silene conoidea</i>	2
鼠李科 Rhamnaceae	鼠李	<i>Rhamnus davurica</i>	6
小檗科 Berberidaceae	延安小檗	<i>Berberis purdomii</i>	6
旋花科 Convolvulaceae	打碗花	<i>Calystegia hederacea</i>	2
	田旋花	<i>Convolvulus arvensis</i>	8
	菟丝子	<i>Cuscuta chinensis</i>	2
杨柳科 Salicaceae	山杨	<i>Populus davidiana</i>	8
	小叶杨	<i>Populus simonii</i>	12
	毛白杨	<i>Populus tomentosa</i>	3
	旱柳	<i>Salix matsudana</i>	7
榆科 Ulmaceae	榆树	<i>Ulmus pumila</i>	6
鸢尾科 Iridaceae	马蔺	<i>Iris lactea var. chinensis</i>	2
远志科 Polygalaceae	远志	<i>Polygala tenuifolia</i>	37
	鹤虱	<i>Lappula myosotis</i>	4
	附地菜	<i>Trigonotis peduncularis</i>	7
紫葳科 Bignoniaceae	角蒿	<i>Incarvillea sinensis</i>	12

(4) 区域内主要科属分析

区域内不同科属的种类极不均匀，其中种类最多的科为禾本科 22 种，其次为菊科有 18 种，豆科 15 种，这三科为明显优势科，其中有 32 科的种类少于 5 种。主要科的占比见图 4.2-7。

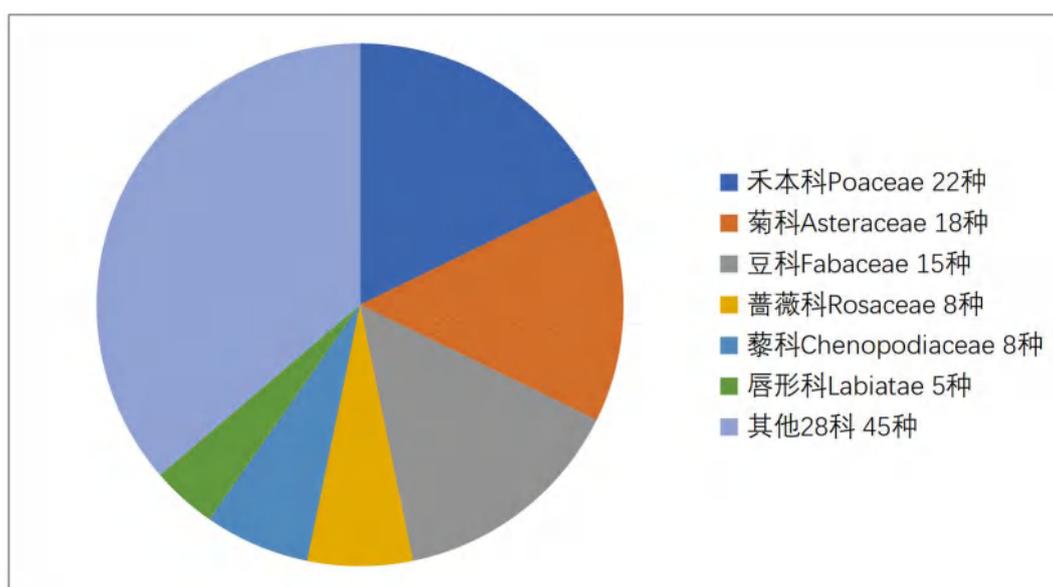


图 4.2-7 评价区植物主要科内物种所占比例图

区域内种类最多的属为蒿属，共有 7 种，其次为大戟属 4 种，共有 7 属具有 3 种植物，16 属具有两种植物，84 属仅有 1 种植物。统计结果表明除蒿属、大戟属等少数优

势属外，其他属的种类分布比较均匀。

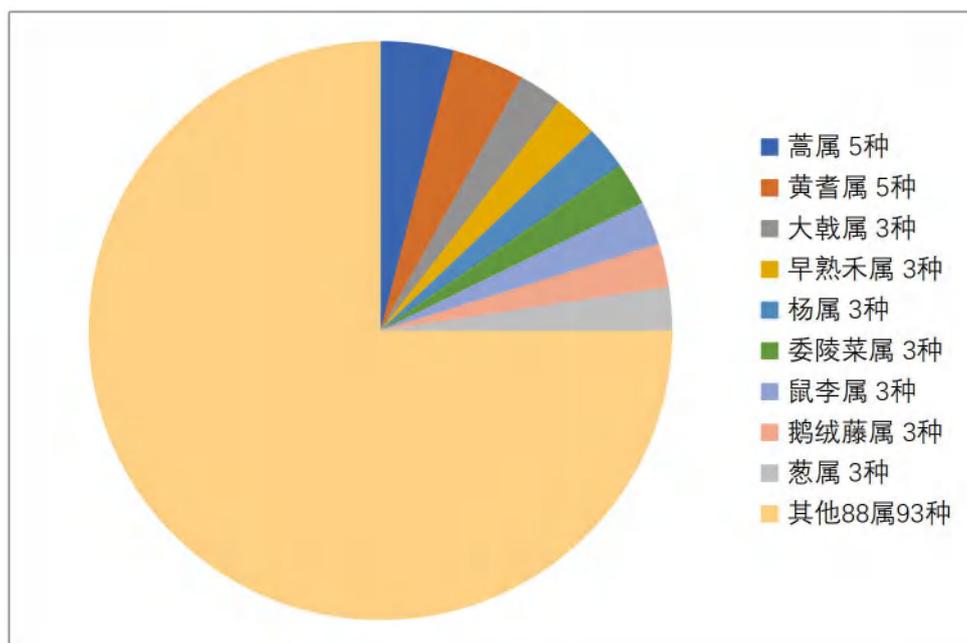


图 4.2-8 评价区植物主要属内物种所占比例图

4.2.4.5 植被覆盖度

调查区植被覆盖度以高度植被覆盖为主，占比为 36.37%；占地范围内植被覆盖度以高度植被覆盖为主，占比为 40.54%。植被覆盖度见表 4.2-8 及图 4.2-9~图 4.2-10。

表 4.2-8 植被覆盖度分布面积及比例

植被覆盖度	评价区		占地范围	
	面积(km ²)	比例(%)	面积(km ²)	比例(%)
低度植被覆盖度	0.127754	3.73	0.001064	2.94
高度植被覆盖度	1.245766	36.37	0.014673	40.54
中低植被覆盖度	0.878000	25.63	0.012945	35.76
中度植被覆盖度	0.607643	17.74	0.004728	13.06
中高植被覆盖度	0.565987	16.52	0.002787	7.70
合计	3.425150	100	0.036197	100

4.2.4.6 生物量、生产力核算分析

(1) 估算方法及参数

① 生产力估算方法及参数

植物总生产力是绿色植物在单位面积和时间内所累积的所有有机物的数量，其单位为 $t/(hm^2 \cdot a)$ ，它代表从空气中进入植被的纯碳量，反映了植被生产能力。总生产力转换的有机物部分积累在植物体内，另一部分通过呼吸作用分解，为植物生长提供能量。用于物质积累的这部分生产力成为净生产力 (NPP)，本项目计算植物的生产力采用植物

净生产力。参考陕北地区植被生产力的研究，取草地的平均生产力为 $2.64\text{t}/(\text{hm}^2\cdot\text{a})$ ，灌丛植被的平均生产力为 $7.15\text{t}/(\text{hm}^2\cdot\text{a})$ ，乔木植被的平均生产力为 $32.25\text{t}/(\text{hm}^2\cdot\text{a})$ ，农田植被的平均生产力为 $8.4\text{t}/(\text{hm}^2\cdot\text{a})$ ，水生植被的平均生产力为 $0.85\text{t}/(\text{hm}^2\cdot\text{a})$ 。

②生物量估算方法及参数

对于乔木生物量，采用方精云等（1996）建立的基本参数，结合林地郁闭度与树胸径等数据，得到本项目评价区的乔木平均生物量为 $84.2\text{t}/\text{hm}^2$ 。

对灌木林生物量，采用郭跃东等（2009）研究建立的基本参数并利用遥感资料，结合现场调查数据进行估测，在评价区灌木林平均生物量为 $25.3\text{t}/\text{hm}^2$ 。

对于草地和水生植被的生物量，通过在典型样地采取“全部收获法”，实测得出本评价区草地生物量平均为 $3.3\text{t}/\text{hm}^2$ ，水生植被的生物量平均为 $0.96\text{t}/\text{hm}^2$ 。

农田主要是当年种，当年收割，因而农田生物量以当年农业植被的平均生产力所生产的生物量来定，为 $8.4\text{t}/\text{hm}^2$ 。

（2）核算结果

生产力、生物量计算结果见表 4.2-9。

表 4.2-9 生产力、生物量计算结果

植被类型	面积 hm^2	平均生产力 $\text{t}/\text{hm}^2\cdot\text{a}$	总净生产力 t/a	平均生物量 t/hm^2	总生物量 t
草地	91.3949	2.64	241.28	3.3	301.60
农田	58.974	8.4	495.38	8.4	495.38
灌木植被	167.8997	7.15	1200.48	25.3	4274.86
乔木植被	5.3265	32.25	171.78	84.2	448.49
水生植被	2.0379	0.85	1.73	0.96	1.96
无植被覆盖区	16.8819	0	0	0	0
合计	342.5150	/	2110.65	/	5522.29

评价区总净生产力为 $2110.65\text{t}/\text{a}$ 。其中主要为灌木林地、草丛和农用地总净生产力，分别占生产力总量的 56.88%、11.43%、23.47%；评价区总生物量为 5522.29t 。其中主要为灌木林地生物量，占总生物量的 77.41%。

4.2.5 动物资源现状

（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。

家畜主要有羊、牛、马、驴、骡、猪、兔、犬、猫等；家禽主要有鸡、鸭、鹅等；饲养昆虫以蜜蜂为主。

据调查，区内尚未发现有国家、省级重点保护野生动物。

(2) 样线调查

本次在调查区域内沿管线设计样线，覆盖管线全长，定边区域江 65-28 至江 64-27 井场出油管线、江 42-41 至江 44-394 总机关出油管线各设置样线 1 条，吴起区域新周 10 增至周二转插输点输油管线设置样线 1 条，本项目共设置样线 3 条。样线设置情况详见下表。

表 4.2-10 项目样线设置情况一览表

编号	地点	起始经纬度	终点经度	长度
1	江 65-28 至江 64-27 井场出油管线	107°21'38.24",36°59'14.49"	107°21'23.45",36°59'10.10"	0.63km
2	江 42-41 至江 44-394 总机关出油管线	107°19'4.19",37°0'58.72"	107°19'6.46",37°0'49.01"	0.6km
3	新周 10 增至周二转插输点输油管线	108°23'14.74",37°8'55.38"	108°22'56.92",37°9'47.05"	2.81km

通过对评价区域周围住户的走访、本次在区域内进行样线调查以及对区域内进行植物样方调查时的观察，初步调查结果表明区域内的脊椎动物具有爬行类 1 种，鸟类 19 种，兽类 5 种，其中国家保护动物有鸢、雀鹰 2 种猛禽类，环颈雉和石鸡属于国家林草局公布的禁猎禁食的野生动物范围。

本次评价区域主要为管线分布范围，管线对环境的影响较小，一般不会对动物产生影响。

评价区域内的脊椎动物主要有以下类群：

I. 爬行类：2 目 2 科 3 属 3 种

一、蜥蜴目 LACERTIFORMES

(一) 蜥蜴科 Lacertidae

- 1、北草蜥 *Takydromus septentrionalis*
- 2、草原沙蜥 *Phrynocephalus frontalis*

二、蛇目 SERPENTIFORMES

(一) 游蛇科 Colubridae

- 3、王锦蛇 *Elaphe carinata*

II. 鸟类：5 目 11 科 16 属 19 种

一、隼形目 FALCONIFORMES

(一) 鹰科 Accipitridae

- 1、鸢 *Milvus korschun*
- 2、雀鹰 *Accipiter nisus*

二、鸡形目 GALLIFORMES

(一) 雉科 Phasianidae

3、环颈雉 *Phasianus colchicus*

4、石鸡 *Alectoris chukar*

三、鸽形目 COLUMBIFORMES

(一) 鸠鸽科 Columbidae

5、山斑鸠 *Streptopelia orientalis orientalis*

四、鹃形目 CUCULIFORMES

(一) 杜鹃科 Cuculidae

6、大杜鹃 *Cuculu canorus fallax*

7、小杜鹃 *C. poliocephalus poliocephalus*

五、雀形目 PASSERIFORMES

(一) 燕科 Hirundinidae

8、沙燕 *Riparia diluta*

(二) 鹎科 Pycnonotidae

9、白头鹎 *Pycnonotus sinensis sinensis*

(三) 卷尾科 Dicruridae

10、黑卷尾 *Dicrurus macrocercus cathoecus*

(四) 鸦科 Corvidae

11、松鸦 *Garrulus glandarius sinensis*

12、红嘴蓝鹊 *Cissa erythrorhyncha erythrorhyncha*

13、灰喜鹊 *Cyanopica cyana interposita*

14、喜鹊 *Pica pica sericea*

(五) 山雀科 Paridae

15、大山雀 *Parus major artatus*

16、煤山雀 *P. ater aemodius*

(六) 文鸟科 Ploceidae

17、麻雀 *Passer montanus saturatus*

18、山麻雀 *P. rutilans rutilans*

(七) 雀科 Fringillidae

19、燕雀 *Fringila montifringilla*

III. 兽类：3 目 4 科 5 属 5 种

一、食虫目 INSECTIVORA

(一) 猬科 Erinaceidae

1、刺猬 *Erinaceus europaeus*

二、啮齿目 RODENTIA

(一) 松鼠科 Sciuridae

2、隐纹花松鼠 *Tamias swinhoei*

(二) 鼠科 Muridae

3、巢鼠 *Micromys minutus*

4、黑线姬鼠 *Apodemus agrarius*

三、兔形目 LAGOMORPHA

(一) 兔科 Leporidae

5、草兔 *Lepus capensis*

4.2.6 项目区主要生态环境问题

项目区域内站场运营时间较长，基本按照要求均进行了生态恢复工作，油区道路两侧种植有行道树，生态环境较好。其主要生态问题表现为雨季的水土流失。

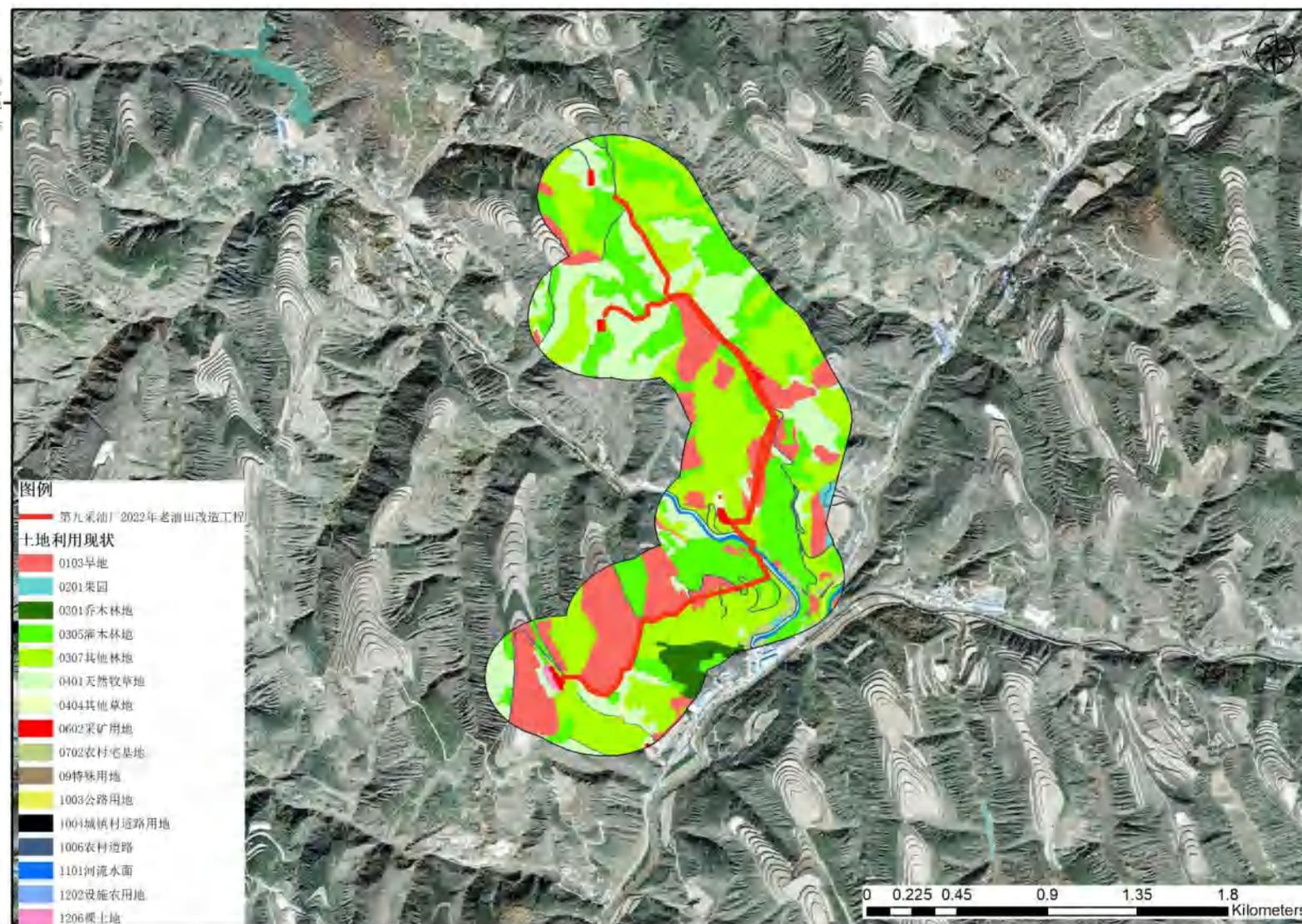


图4.2-1 项目吴起区域土地利用现状图

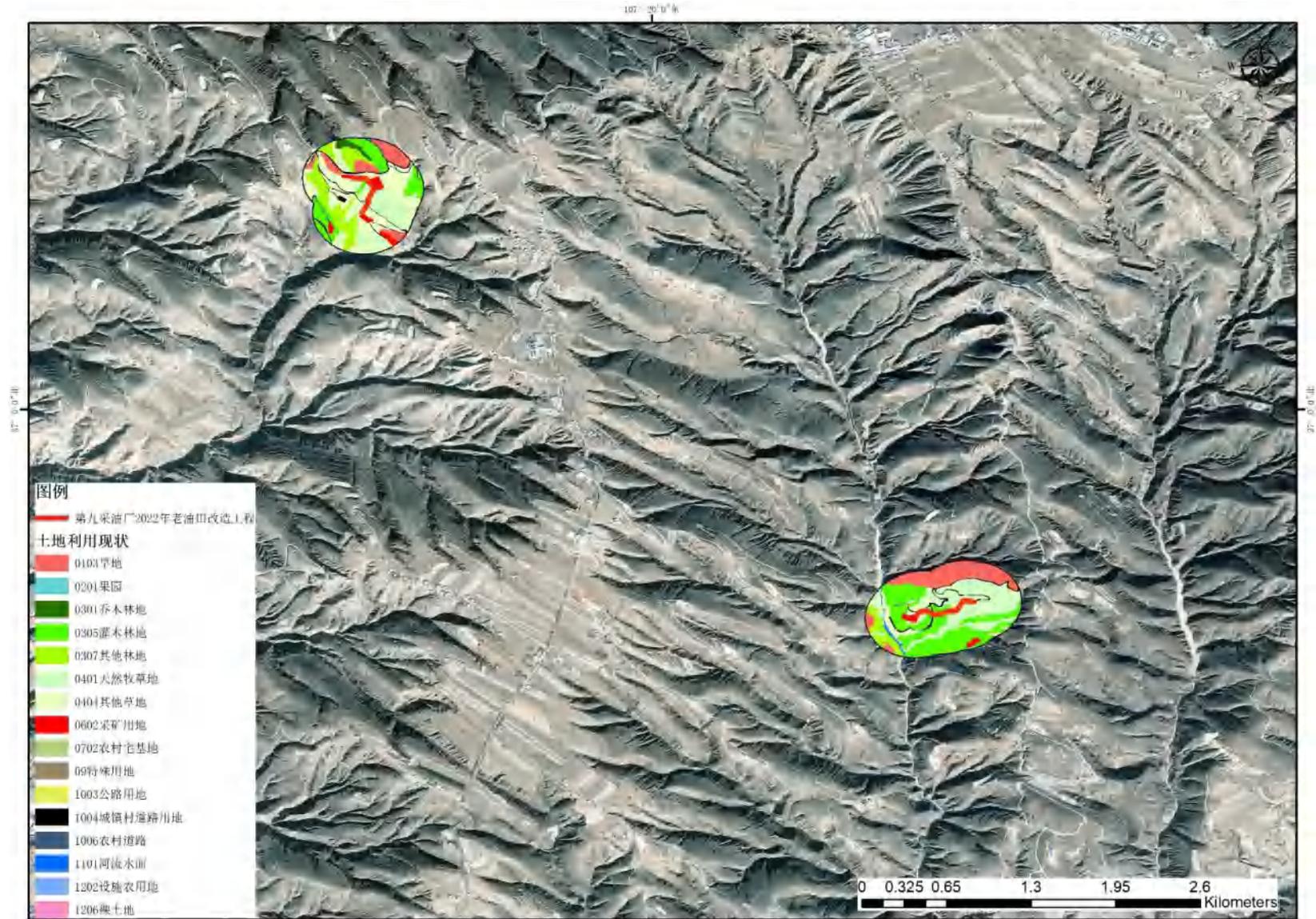


图4.2-2 项目定边区域土地利用现状图

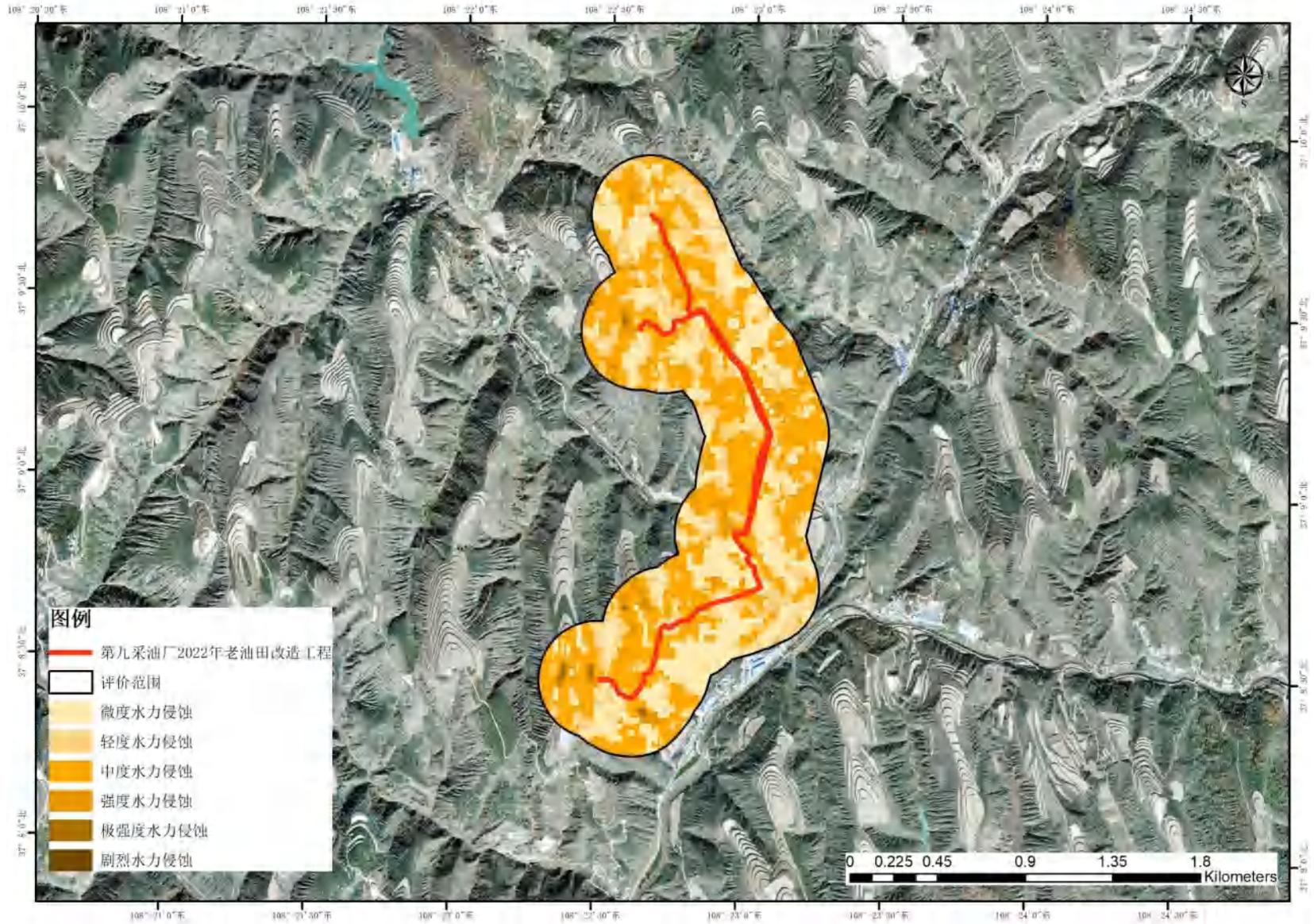


图4.2-3 项目吴起区域土壤侵蚀图

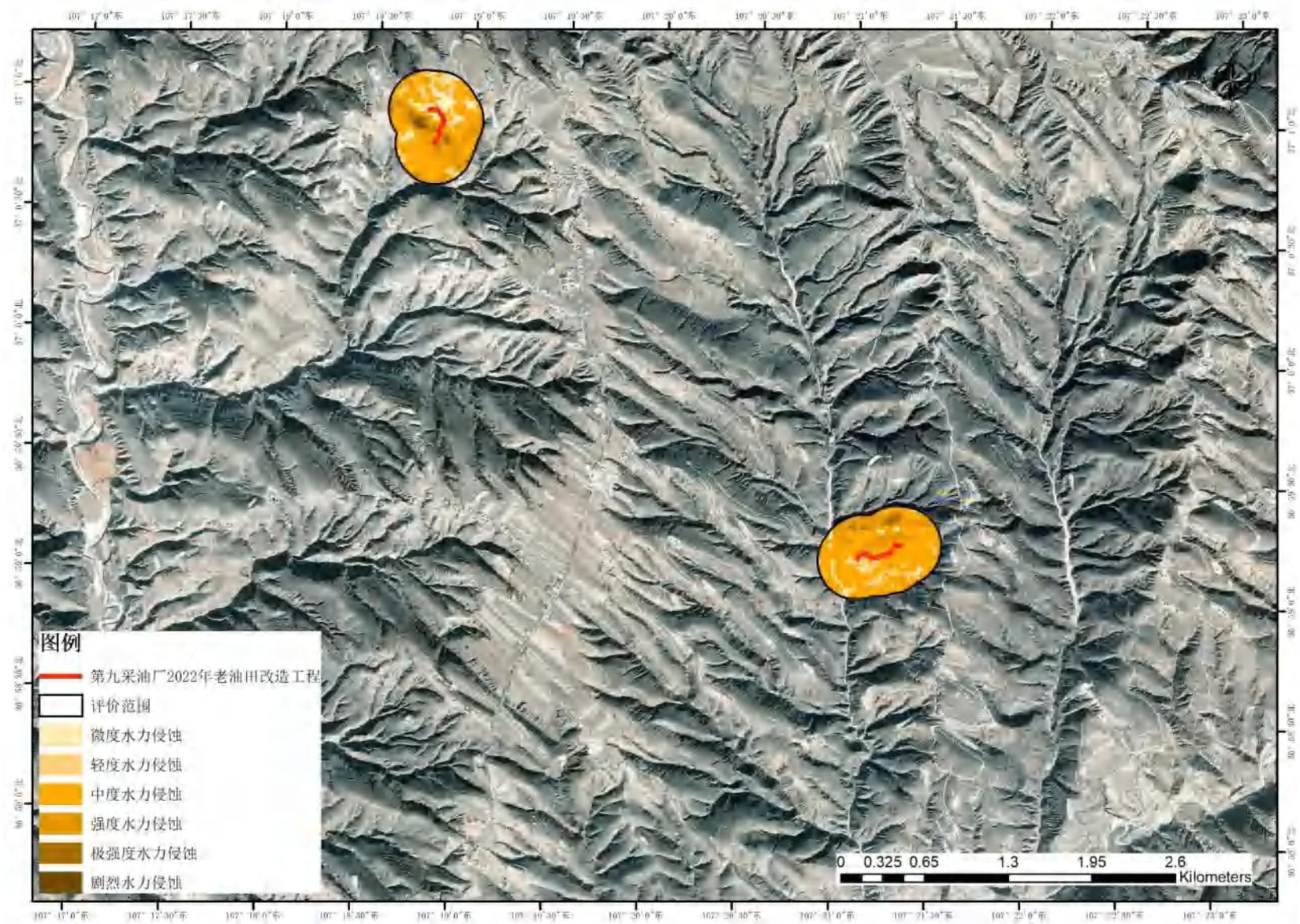


图4.2-4 项目定边区域土壤侵蚀图

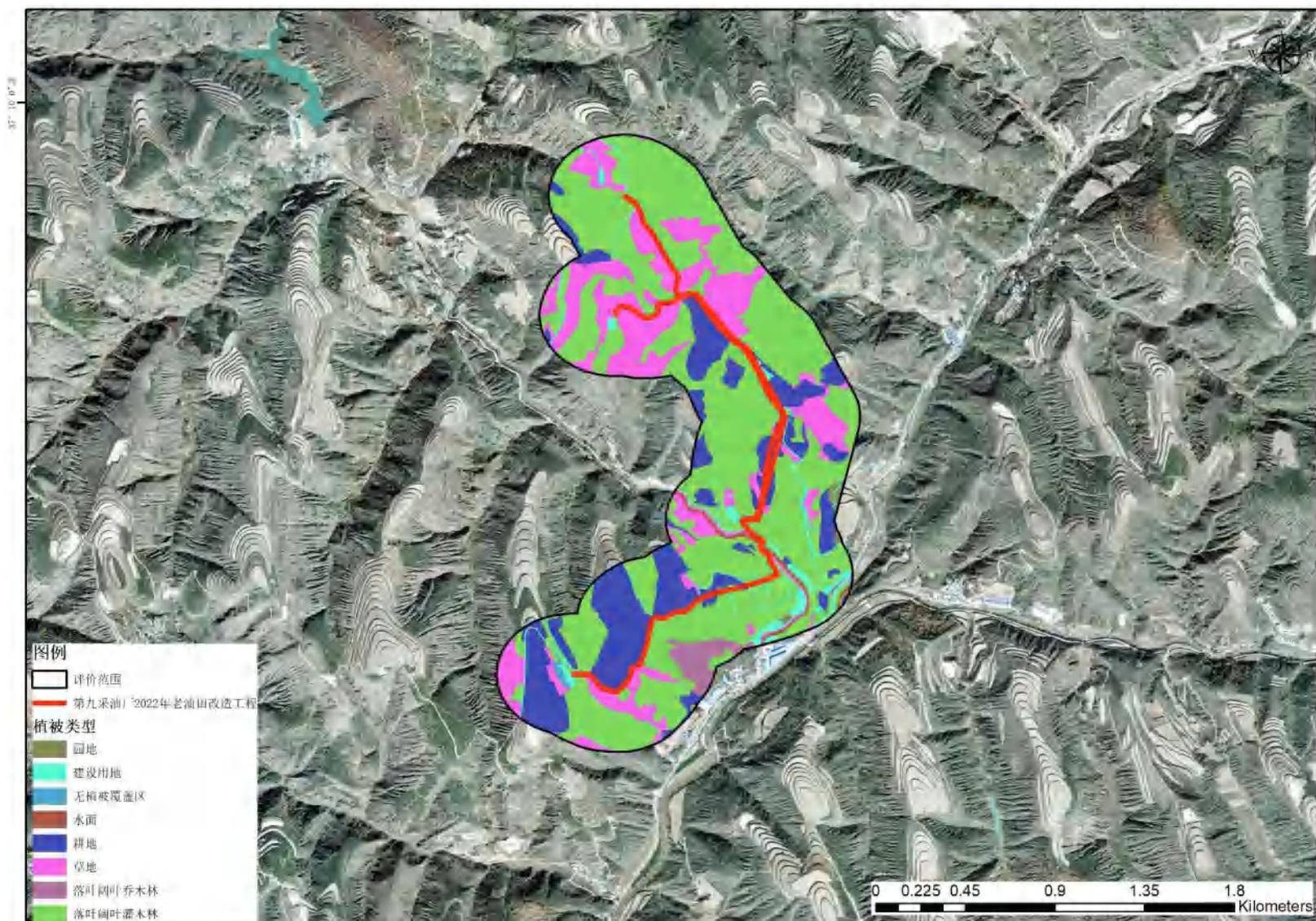


图4.2-5 项目吴起区域植被类型图

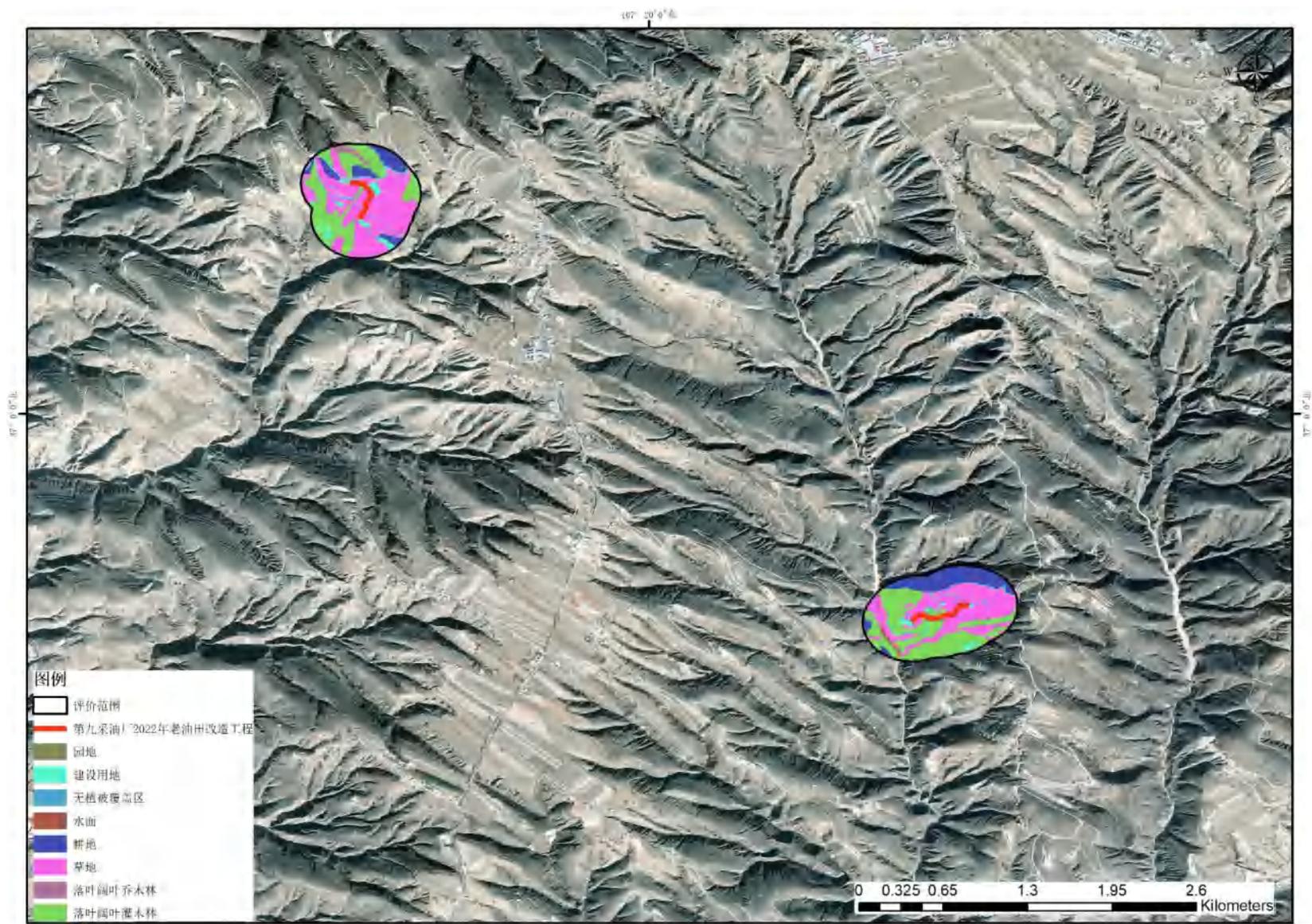


图4.2-6 项目定边区域植被类型图

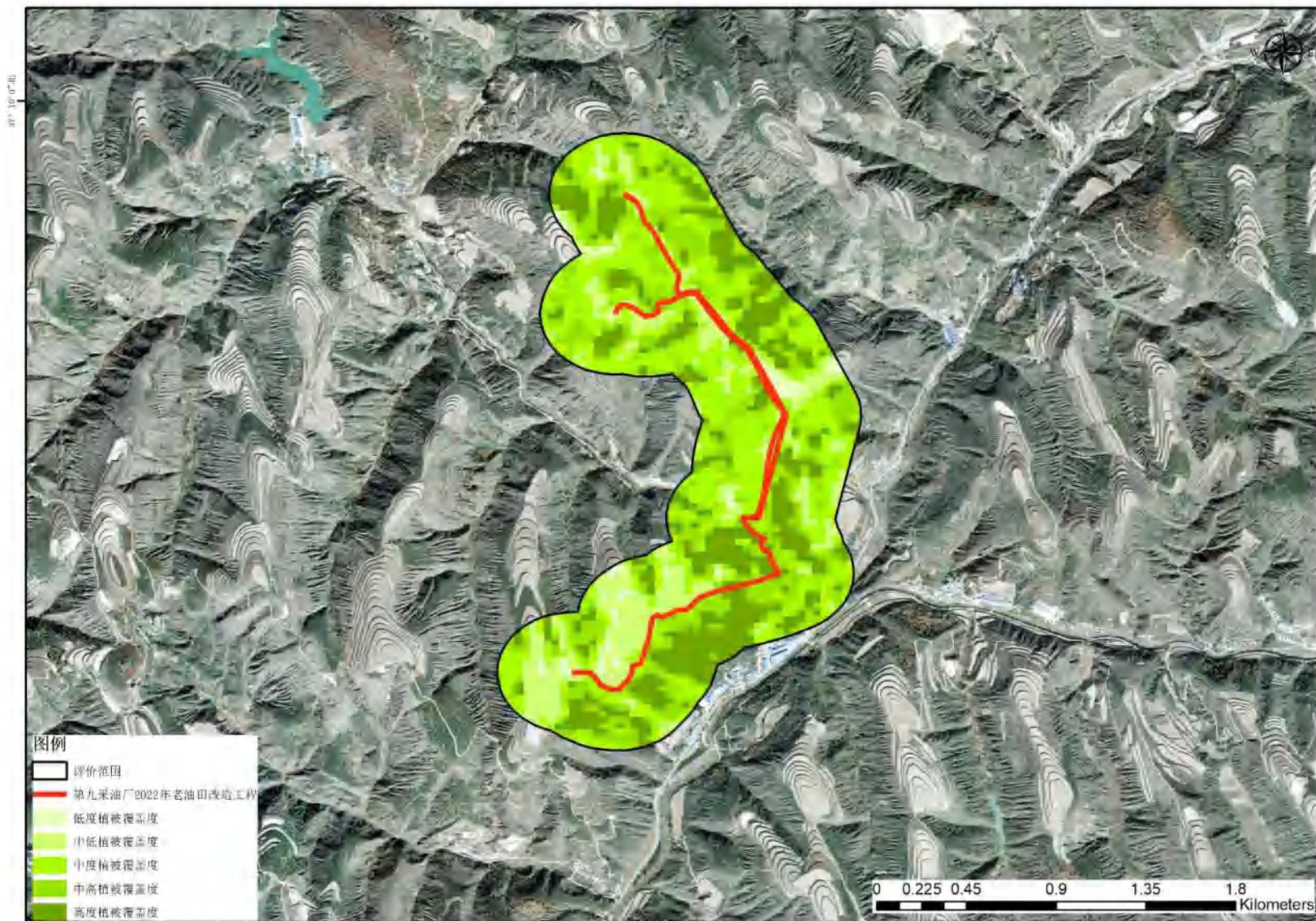


图4.2-9 项目吴起区域植被覆盖度图

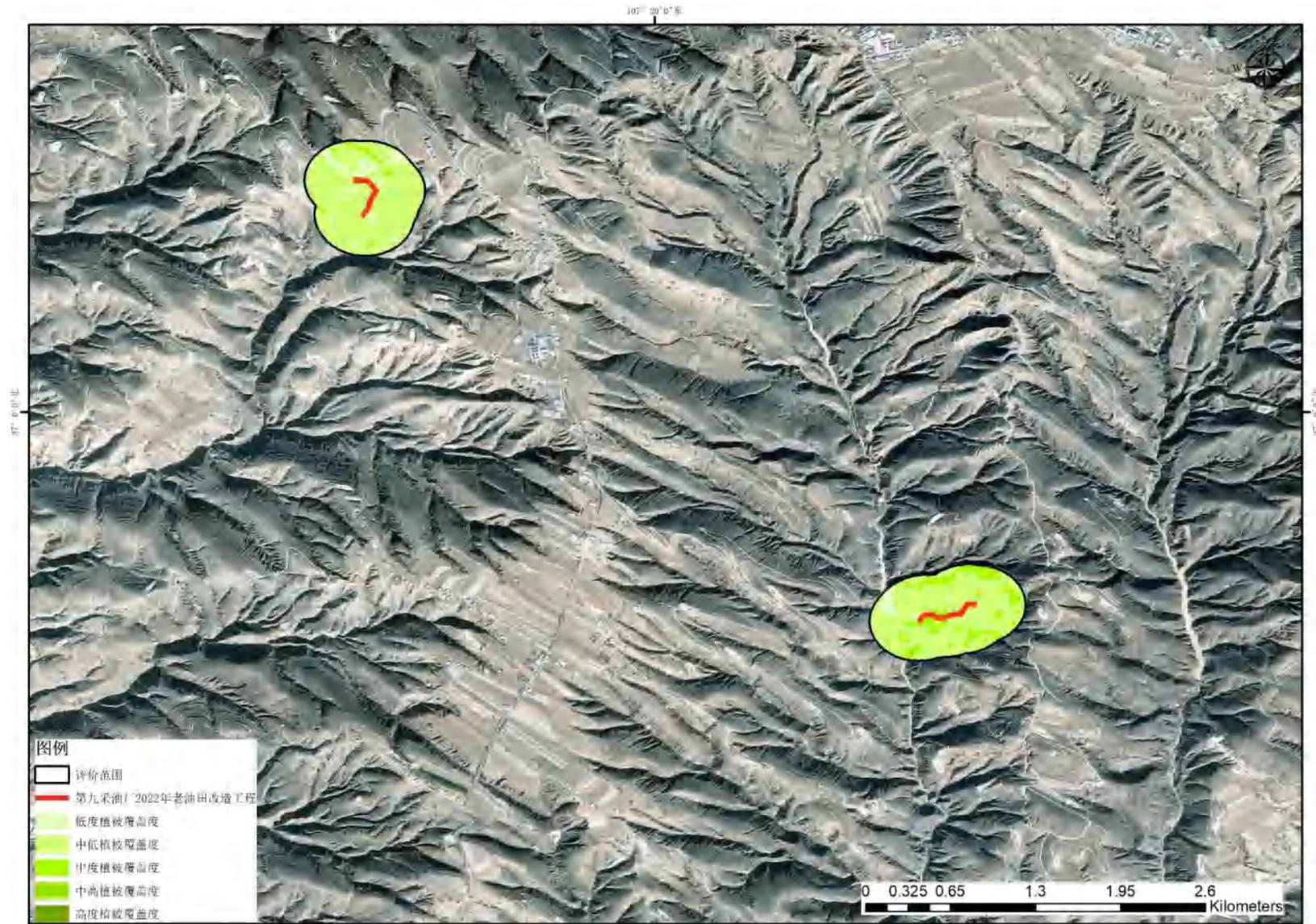


图4.2-10 项目定边区域植被覆盖度图

4.3 区域环境质量现状调查与评价

根据项目的污染特点及当地的环境特征，本次评价对环境空气、地下水、土壤进行现状监测及评价。本工程大气环境现状、地下水及包气带环境现状监、噪声现状测以及土壤样品采集分析，均委托陕西正泽检测科技有限公司完成。监测报告见附件，监测点位见图 4.3-1~图 4.3-2。

4.3.1 环境空气现状监测与评价

4.3.1.1 基本污染物

根据陕西省生态环境厅办公室于 2022 年 1 月 13 日《环保快报》发布的 2021 年 1~12 月全省环境空气质量状况，吴起县和定边县空气质量现状评价见表 4.3-1。

表 4.3-1 基本污染物环境质量现状

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
吴起县	SO ₂	年平均质量浓度	60	15	25.00	/	达标
	NO ₂	年平均质量浓度	40	24	60.00	/	达标
	PM ₁₀	年平均质量浓度	70	66	94.29	/	达标
	PM _{2.5}	年平均质量浓度	35	26	74.29	/	达标
	CO	95%日平均浓度	4mg/m ³	1.6mg/m ³	40.00	/	达标
	O ₃	90%8h 平均浓度	160	128	80.00	/	达标
定边县	SO ₂	年平均质量浓度	60	11	18.33	/	达标
	NO ₂	年平均质量浓度	40	21	52.50	/	达标
	PM ₁₀	年平均质量浓度	70	62	88.57	/	达标
	PM _{2.5}	年平均质量浓度	35	25	71.43	/	达标
	CO	95%日平均浓度	4mg/m ³	2.2mg/m ³	55.00	/	达标
	O ₃	90%8h 平均浓度	160	148	92.50	/	达标

根据上表判定，吴起县和定边县的 PM₁₀、PM_{2.5}、SO₂、NO₂ 年平均质量浓度、CO95% 日平均浓度、O₃90%8h 平均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准。因此，判定项目所在区域属于达标区。

4.3.1.2 特征污染物

(1) 监测点布置

本次环境空气质量引用《长庆油田分公司第九采油厂原油稳定及伴生气综合利用工程环境影响报告书》中对区域特征污染物非甲烷总烃的监测数据，共引用 4 个点位；本次现状监测又在区域内设置 4 个监测点，共设置有 8 个大气监测点，具体见表 4.3-2。

表 4.3-2 环境空气监测点位置

序号	名称	坐标	监测项目	备注
1	定边	刘峁塬卸油台	非甲烷总烃	现状监测实测点位，监测时间为
2		徐阳湾村		

3	吴起	新周五增	108°16'43.53", 37°20'31.05"	2022.8.25~2022.8.31, 连续监测 7 天。 引用点位, 监测时间为 2021.3.18~2021.3.24, 引用报告大气环境监 测时间在 3 年内, 符合 监测数据时效性。
4		小口则村	108°17'6.23", 37°20'1.85"	
5		周二转	108°22'55.19", 37°10'20.72"	
6		张新庄	108°24'8.82", 37°9'51.17"	
7		旗 102 转	108°15'13.58", 36°57'54.30"	
8		刘坪	108°15'15.35", 36°56'58.34"	

(2) 监测项目分析方法

监测因子为非甲烷总烃。监测因子分析方法见表 4.3-3。

表 4.3-3 大气监测项目及分析方法

序号	分析项目	方法依据	检出限	分析仪器名称及型号
1	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	0.07mg/m ³	GC9790II 气 相色谱仪 ZZJC-YQ-001



图 4.3-1 环境质量现状监测点位图（新周 5 增）

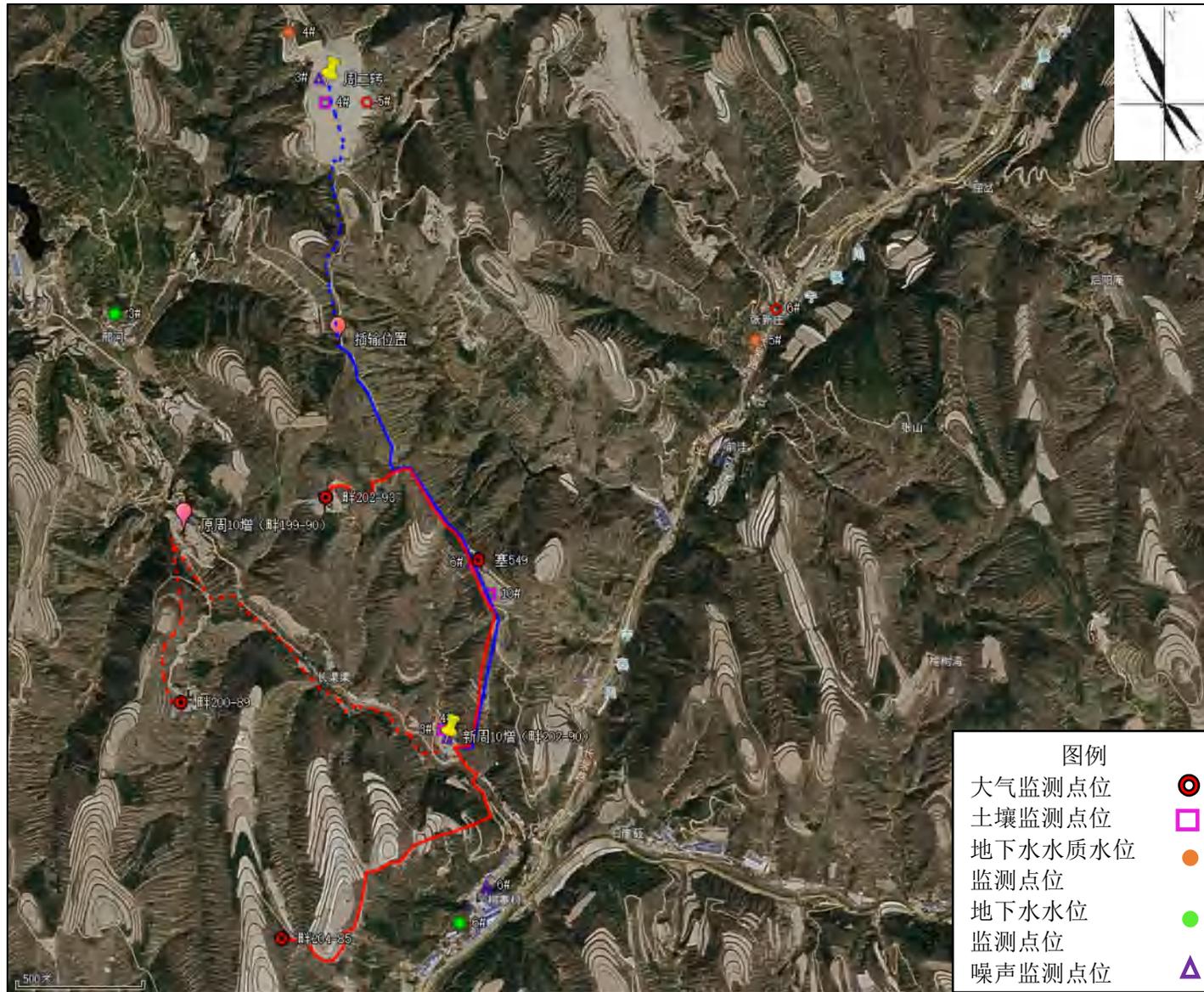


图 4.3-2 环境质量现状监测点位图（新周 10 增、周二转（吴起试注站）及管线）



图 4.3-3 环境质量现状监测点位图（旗 13-8 增）



图 4.3-4 环境质量现状监测点位图（刘峁塬卸油台及管线）

(3) 监测时间及频率

引用监测点位监测时间为 2021.3.18~2021.3.24，引用报告大气环境监测时间在 3 年内，符合监测数据时效性；本次现状监测时间为 2022.8.25~2022.8.31，连续监测 7 天。

(4) 监测结果与评价

根据监测结果（见表 4.3-4），评价区内各监测点非甲烷总烃小时浓度可满足《大气污染物综合排放标准详解》（国家环境保护局科技标准司编写）中非甲烷总烃环境质量标准值（1 小时平均值 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ ）。

表 4.3-4 非甲烷总烃监测结果统计表 单位： mg/m^3

监测点位	监测因子	测值范围 (mg/m^3)	浓度限值 (mg/m^3)	最大浓度占 标率 (%)	超标率 (%)	最大超 标倍数
刘峁塬卸油台	非甲烷总烃	0.92~1.02	2	51	0	0
徐阳湾村		0.95~1.17	2	58.5	0	0
新周五增		1.05~1.22	2	61	0	0
小口则村		1.00~1.16	2	58	0	0
周二转		0.72~1.2	2	60	0	0
张新庄		0.78~1.28	2	64	0	0
旗 102 转		0.72~1.21	2	60.5	0	0
刘坪		0.92~1.27	2	63.5	0	0

4.3.2 地下水环境质量现状监测与评价

4.3.2.1 地下水环境质量现状监测

(1) 监测点位

本项目地下水评价工作等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 地下水》（HJ610-2016）要求，水质监测点不少于 5 个。由于到本项目所在区域位于黄土梁峁区，包气带厚度较大，部分区域超过 100m，根据《环境影响评价技术导则 地下水》（HJ610-2016）要求，“包气带厚度超过 100m 的评价区，地下水水质监测点无法满足要求时，可视情况调整数量”。本次评价在调查范围内进行了现场大范围的调查，结果显示调查区内居民主要集中在河流沟谷附近，黄土梁峁区少有居民分布，因此本次地下水环境质量现状监测点位主要分布在调查区内的主要河流沟谷内，在吴起区域设置地下水水质水位监测点 1 个，水位监测点 2 个；同时引用地下水水质水位监测点 4 个，水位监测点 3 个。引用点位中 3 个水质水位监测点与 1 个水位监测点数据引自《长庆油田分公司第九采油厂原油稳定及伴生气综合利用工程环境影响报告书》，监测数据时间为 2021 年 3 月 22 日~3 月 23 日，1 个水质水位监测点与 2 个水位监测点数据引自《第九采油厂 2021 年产建地面工程环境影响报告书》，监测数据时间为 2021 年 3 月 22 日~3 月 23 日，满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中规定的引用资料时间要

求；同时，引用历史监测点位均位于本项目调查评价区内。

本项目具体监测点位见表 4.3-5 和图 4.3-1~图 4.3-4，监测报告见附件。

表 4.3-5 地下水环境监测项目和点位布置

编号	水样点编号	经度	纬度	监测层位	监测项目	数据来源（监测单位、监测时间）
1	小则口村水井	108°16'46.01"	37°20'3.12"	第四系风积黄土含水层	水质、水位	本次调查监测，2022.8.29~8.30
2	前小口子水井	108°16'5.53"	37°20'8.03"	白垩系环河组含水层	水位	
3	邢河水井	108°22'1.79"	37°9'48.22"			
4	周二转水源井	108°22'30.53"	37°10'24.67"	白垩系洛河组承压含水层	水质、水位	引用《长庆油田分公司第九采油厂原油稳定及伴生气综合利用工程环境影响报告书》，西安瑞谱检测技术有限公司，2021.3.22~3.23
5	张新庄水井	108°23'33.40"	37°9'22.56"	第四系风积黄土含水层	水质、水位	
6	桐寨村水井	108°23'0.49"	37°8'30.29"		水位	
7	刘坪输油站水源井	108°14'47.72"	36°56'43.95"	白垩系洛河组承压含水层	水质、水位	
8	王庄水井	108°15'18.80"	36°57'21.39"	第四系风积黄土含水层	水位	引自《第九采油厂 2021 年产能地面工程环境影响报告书》，西安瑞谱检测技术有限公司，2021.3.22~2021.3.3.23
9	徐团庄水井	107°19'18.38"	37°0'59.21"	白垩系洛河组承压含水层	水质、水位	
10	队址梁梁水井	107°19'28.52"	36°58'54.77"	白垩系洛河组承压含水层	水位	

(2) 监测时段与频率

监测点采样时间为 2022 年 8 月 29 日~30 日，监测 2 天，每天采样 1 次。

(3) 监测项目及检测方法

监测因子：pH、K⁺、Na⁺、Ca²⁺、Mg²⁺、CO₃²⁻、HCO₃⁻、氨氮、氰化物、硝酸盐、亚硝酸盐、六价铬、硫酸盐（以 SO₄²⁻计）、石油类、氯化物（以 Cl⁻计）、挥发性酚类、总硬度、溶解性总固体、氟化物、耗氧量、汞、砷、铁、锰、铅、镉、细菌总数、总大肠菌群共 28 项。

监测方法及检出限见表 4.3-6。

表 4.3-6 地下水检测方法及检出限

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	/	PHBJ-260 型 便携式 PH 计 ZZJC-YQ-186
K ⁺	水质 钾和钠的测定 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
Na ⁺		0.01mg/L	

监测项目	分析方法名称/依据	检出限	检测仪器及编号
Ca ²⁺	水质 钙和镁的测定 原子吸收分光光度法 GB/T 11905-1989	0.02mg/L	ZZJC-YQ-130
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
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
氰化物	生活饮用水标准检验方法 无机非金属指标 (4.1 异烟酸-吡唑酮分光光度法) GB/T 5750.5-2006	0.002mg/L	
硝酸盐	生活饮用水标准检验方法 无机非金属指标 (5.1 麝香草酚分光光度法) GB/T 5750.5-2006	0.5mg/L	
亚硝酸盐	水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法 GB/T 7493-1987	0.003mg/L	
六价铬	生活饮用水标准检验方法 金属指标 (10.1 二苯碳酰二肼分光光度法) GB/T 5750.6-2006	0.004mg/L	
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-005
挥发性酚类	水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法 HJ 503-2009	0.0003mg/L	
总硬度	生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指 标 (7.1 乙二胺四乙酸二钠滴定法) GB/T 5750.4-2006	1.0mg/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 感官性状和物理指 标 (8.1 称量法) GB/T 5750.4-2006	/	BSA224S 分析天平 ZZJC-YQ-030
氟化物	生活饮用水标准检验方法 无机非金属指标 (3.1 离子选择电极法) GB/T 5750.5-2006	0.2mg/L	PFS-80 氟度计 ZZJC-YQ-010
耗氧量	生活饮用水标准检验方法 有机物综合指标 (1.1 酸性高锰酸钾滴定法) GB/T 5750.7-2006	0.05mg/L	酸式滴定管 ZZJC-YQ-073-1
汞	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法 HJ 694-2014	0.00004mg/L	PF32 原子荧光分光 光度计 ZZJC-YQ-004
砷		0.0003mg/L	
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 金属指标 (11.1 原子吸收分光光度法) GB/T 5750.6-2006	0.0025mg/L	AA-6880F/AAC 原子吸收分光光度 计 ZZJC-YQ-130

监测项目	分析方法名称/依据	检出限	检测仪器及编号
镉	生活饮用水标准检验方法 金属指标 (9.1 原子吸收分光光度法) GB/T 5750.6-2006	0.0005mg/L	
细菌总数	生活饮用水标准检验方法 微生物指标 (1.1 平皿计数法) GB/T 5750.12-2006	/	DHP-600BS 电热恒温培养箱 ZZJC-YQ-015
总大肠菌群	生活饮用水标准检验方法 微生物指标 (2.1 多管发酵法) GB/T 5750.12-2006	/	

(4) 监测结果分析

① 水位监测结果

评价区内地下水水位监测结果详见下表 4.3-7。

表 4.3-7 地下水水位监测结果

编号	水井名称及用途	井口标高 (m)	井深(m)	水位埋深 (m)	水位标高 (m)	监测层位
1#	小口则村水井(生活水井)	1487	68	60	1427	第四系风积黄土 潜水含水层
2#	前小口子水井(生活水井)	1478	200	60	1418	白垩系环河组 潜水含水层
3#	邢河水井(生活水井)	1509	180	80	1429	
4#	周二转水源井 (油区注水生产水井)	1655	550	350	1305	白垩系洛河组 承压含水层
5#	张新庄水井(生活水井)	1443	50	15	1428	第四系风积黄土 潜水含水层
6#	桐寨村水井(生活水井)	1429	40	20	1409	第四系风积黄土 潜水含水层
7#	刘坪输油站水源井(生活水井)	1310	300	50	1260	白垩系洛河组 承压水含水层
8#	王庄(生活水井)	1317	20	15	1302	第四系风积黄土 潜水含水层
9#	徐团庄(生活水井)	1727	1000	600	1127	白垩系洛河组 承压含水层
10#	队址梁梁(生活水井)	1690	800	550	1140	白垩系洛河组 承压含水层

② 水质监测结果及评价

各水样水质监测及评价结果见表 4.3-8~表 4.3-9。本次调查地下水水质监测结果中，1#小口则村监测井中石油类满足《地表水环境质量标准》(GB 3838-2002) III类水质要求，其余因子满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类水质要求。

引用地下水监测结果中，4#周二转水源井硫酸盐超标，最大超标倍数为 0.14；5#张新庄水井六价铬、硫酸盐、氯化物超标，最大超标倍数分别为 0.74、0.07、0.08，其余因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类水质要求(石油类满足《地表水环境质量标准》(GB 3838-2002) III类水质要求)。7#刘坪输油站水源井、9#徐团庄水源井各监测因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类水质要求(石油

类满足《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）III类水质要求）。

根据中国地质调查局西安地质调查中心的调查，六价铬超标主要为地质原因，主要来源于土层中总 Cr 的溶解，通过降水动力传输逐渐进入含水层中，土层中总 Cr 进入含水层后通过氧化还原条件的变化部分转化为 Cr^{6+} ，从而导致超标现象。根据相关文献资料，区域地下水本身矿化度或含盐量高，从而引起了硫酸盐、氯化物等超标。

表 4.3-8 地下水水质监测结果统计表

检测项目	1#小口则村水井		标准值
	2022.8.29	2022.8.30	
pH 值	8.0	7.9	6.5~8.5
K ⁺ (mg/L)	1.79	1.76	/
Na ⁺ (mg/L)	120	120	≤200
Ca ²⁺ (mg/L)	86.7	88.0	/
Mg ²⁺ (mg/L)	55.7	55.9	/
CO ₃ ²⁻ (mg/L)	5ND	5ND	/
HCO ₃ ⁻ (mg/L)	260	264	/
氯化物 (以 Cl ⁻ 计) (mg/L)	226	220	≤250
硫酸盐 (以 SO ₄ ²⁻ 计) (mg/L)	239	233	≤250
氨氮 (mg/L)	0.139	0.121	≤0.50
氰化物 (mg/L)	0.002ND	0.002ND	≤0.05
硝酸盐 (mg/L)	3.6	3.4	≤20.0
亚硝酸盐 (mg/L)	0.003ND	0.003ND	≤1.00
六价铬 (mg/L)	0.007	0.008	≤0.05
石油类 (mg/L)	0.01ND	0.01ND	≤0.05
挥发性酚类 (mg/L)	0.0003ND	0.0003ND	≤0.002
总硬度 (mg/L)	441	435	≤450
溶解性总固体 (mg/L)	864	859	≤1000
氟化物 (mg/L)	0.28	0.27	≤1.0
耗氧量 (mg/L)	1.01	1.03	≤3.0
汞 (mg/L)	0.00004ND	0.00004ND	≤0.001
砷 (mg/L)	0.0003ND	0.0003ND	≤0.01
铁 (mg/L)	0.19	0.17	≤0.3
锰 (mg/L)	0.04	0.04	≤0.10
铅 (mg/L)	0.0067	0.0068	≤0.01
镉 (mg/L)	0.0005ND	0.0005ND	≤0.005
细菌总数 (CFU/mL)	66	70	≤100
总大肠菌群 (MPN/100mL)	<2	<2	≤3.0

表 4.3-9 引用地下水水质监测结果统计表

检测项目	4#周二转水源井			5#张新庄水井			7#刘坪输油站水源井			9#徐团庄水源井			标准值
	2021.3.22	2021.3.23	超标倍数	2021.3.22	2021.3.23	超标倍数	2021.3.22	2021.3.23	超标倍数	2021.3.22	2021.3.23	超标倍数	
pH 值	7.4	7.41	0	7.15	7.17	0	7.72	7.73	0	7.37	7.39	0	6.5~8.5
耗氧量	0.85	0.85	0	0.92	0.92	0	0.9	0.86	0	0.91	0.89	0	≤3.0
氨氮	0.07	0.07	0	0.11	0.11	0	0.04	0.05	0	0.09	0.09	0	≤0.50
硝酸盐氮	10.1	10	0	10.2	10.2	0	10	10.1	0	0.5	0.5	0	≤20.0
亚硝酸盐氮	0.008	0.008	0	0.004	0.003	0	0.004	0.004	0	0.042	0.041	0	≤1.00
挥发酚	ND0.0003	ND0.0003	0	ND0.0003	ND0.0003	0	ND0.0003	ND0.0003	0	ND0.0003	ND0.0003	0	≤0.002
溶解性总固体	889	871	0	955	952	0	527	524	0	984	982	0	≤1000
铅	ND0.0025	ND0.0025	0	ND0.0025	ND0.0025	0	ND0.0025	ND0.0025	0	ND0.0025	ND0.0025	0	≤0.01
镉	ND0.0005	ND0.0005	0	ND0.0005	ND0.0005	0	ND0.0005	ND0.0005	0	ND0.0005	ND0.0005	0	≤0.005
铁	ND0.03	ND0.03	0	ND0.03	ND0.03	0	ND0.03	ND0.03	0	ND0.03	ND0.03	0	≤0.3
锰	0.02	0.02	0	0.03	0.03	0	0.03	0.03	0	0.08	0.09	0	≤0.10
六价铬	ND0.004	ND0.004	0	0.087	0.085	0.74	0.029	0.028	0	0.018	0.017	0	≤0.05
汞	ND0.0001	ND0.0001	0	ND0.0001	ND0.0001	0	ND0.0001	ND0.0001	0	ND0.0001	ND0.0001	0	≤0.001
砷	ND0.001	ND0.001	0	ND0.001	ND0.001	0	ND0.001	ND0.001	0	ND0.001	ND0.001	0	≤0.01
总硬度	444	442	0	366	366	0	263	265	0	431	430	0	≤450
钙	56.5	55.7	/	85.6	85.8	/	48.2	48.8	/	97	95.9	/	/
镁	72.3	73.1	/	37	34	/	33.9	33.6	/	46.1	47.3	/	/
钾	3.21	3.1	/	15	14.1	/	3.69	3.69	/	5.39	5.42	/	/
钠	144	146	0	190	190	0	88.5	86.2	0	193	190	0	≤200
碳酸盐	ND5	ND5	/	ND5	ND5	/	ND5	ND5	/	ND5	ND5	/	/
重碳酸盐	202	205	/	182	177	/	132	127	/	371	267	/	/
硫酸盐	284	282	0.14	267	260	0.07	176	172	0	218	215	0	≤250
氯化物	224	222	/	271	270	0.08	110	109	/	241	240	/	≤250
氰化物	ND0.004	ND0.004	0	ND0.004	ND0.004	0	ND0.004	ND0.004	0	ND0.004	ND0.004	0	≤0.05
氟化物	0.6	0.6	0	0.6	0.6	0	ND0.2	ND0.2	0	0.5	0.5	0	≤1.0
石油类	ND0.01	ND0.01	/	ND0.01	ND0.01	/	ND0.01	ND0.01	/	ND0.01	ND0.01	/	0.05
总大肠菌群	2	2	0	2	2	0	2	2	0	2	2	0	≤3.0
细菌总数	29	36	0	10	14	0	19	18	0	30	28	0	≤100

4.3.2.2 包气带环境现状分析

(1) 监测点位及监测项目

本次监测共布设包气带污染现状监测点位 8 个，每个监测点在 0~20cm、40~60cm 深度范围内各取 1 个土壤样品进行浸出试验。包气带监测布点考虑现有站内储油罐及站场外空地，根据对比分析了解土壤被污染的情况，能够最大程度上反映站场运行影响的情况，具体见表 4.3-10。

表 4.3-10 包气带污染现状调查点位

监测点位	样品包装	层次	坐标	样品描述
刘峁塬卸油台站内污染区	聚乙烯袋、棕色磨口玻璃瓶、顶空瓶	0-20cm	东经：107°19'46.67"E 北纬：37°0'9.52"N	黄、轻壤土、干
		40-60cm		黄、轻壤土、潮
刘峁塬卸油台站外耕地		0-20cm	东经：107°19'40.98"E 北纬：37°0'14.32"N	黄、轻壤土、干
		40-60cm		黄、轻壤土、潮
新周五增站内污染区		0-20cm	东经：108°16'43.52"E 北纬：37°20'33.18"N	黄、轻壤土、干
		40-60cm		黄、轻壤土、潮
新周五增站外耕地		0-20cm	东经：108°16'46.36"E 北纬：37°20'28.21"N	黄、轻壤土、干
		40-60cm		黄、轻壤土、潮
周二转站内污染区		0-20cm	东经：108°22'55.56"E 北纬：37°10'21.65"N	黄、轻壤土、干
		40-60cm		黄、轻壤土、潮
周二转站外耕地	0-20cm	东经：108°22'53.49"E 北纬：37°10'18.39"N	黄、轻壤土、干	
	40-60cm		黄、轻壤土、潮	
旗 13-8 增站内污染区	0-20cm	东经：108°15'10.36"E 北纬：36°57'32.52"N	黄、轻壤土、干	
	40-60cm		黄、轻壤土、潮	
旗 13-8 增站外耕地	0-20cm	东经：108°15'5.71"E 北纬：36°57'31.63"N	黄、轻壤土、干	
	40-60cm		黄、轻壤土、潮	

浸溶液中各监测因子及监测方法如下表 4.3-11。

表 4.3-11 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
汞	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法 HJ 694-2014	0.00004mg/L	PF32 原子荧光分光光度计 ZZJC-YQ-004
砷		0.0003mg/L	
铜	水质 铜、锌、铅、镉的测定 原子吸收分光光度法 GB/T 7475-1987	0.05mg/L	AA-6880F/AAC 原子吸收分光光度计 ZZJC-YQ-130
锌		0.05mg/L	

监测项目	分析方法名称/依据	检出限	检测仪器及编号
铅	水质 铜、锌、铅、镉的测定 原子吸收分光光度法 GB/T 7475-1987	0.010mg/L	
镉		0.001mg/L	
六价铬	水质 六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法 GB/T 7467-1987	0.004mg/L	TU-1810S 紫外/可见分光光度计 ZZJC-YQ-134
氟化物	水质 氟化物的测定 离子选择电极法 GB/T 7484-1987	0.05 mg/L	PFS-80 氟度计 ZZJC-YQ-010
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	OIL480 型 红外分光测油仪 ZZJC-YQ-119

(2) 监测结果分析及评价

包气带监测结果见表 4.3-12。从结果可以看出，监测结果基本与背景值数据相符，由此说明，现有站场并没有对包气带土壤环境产生较大影响。

表 4.3-12 包气带监测结果 单位：mg/L

监测项目	2022 年 8 月 31 日					
	刘峁塬卸油台站内污染区		刘峁塬卸油台站外耕地		新周五增站内污染区	
	(0-20cm)	(40-60cm)	(0-20cm)	(40-60cm)	(0-20cm)	(40-60cm)
pH 值	7.3	7.3	7.4	7.4	7.4	7.4
汞 (mg/L)	0.00004ND	0.00004ND	0.00004ND	0.00004ND	0.00004ND	0.00004ND
砷 (mg/L)	0.0003ND	0.0003ND	0.0003ND	0.0003ND	0.0003ND	0.0003ND
铜 (mg/L)	0.05ND	0.05ND	0.05ND	0.05ND	0.05ND	0.05ND
锌 (mg/L)	0.05ND	0.05ND	0.05ND	0.05ND	0.05ND	0.05ND
铅 (mg/L)	0.010ND	0.010ND	0.010ND	0.010ND	0.010ND	0.010ND
镉 (mg/L)	0.001ND	0.001ND	0.001ND	0.001ND	0.001ND	0.001ND
六价铬 (mg/L)	0.006	0.007	0.004ND	0.004ND	0.005	0.005
氟化物 (mg/L)	0.43	0.45	0.25	0.25	0.39	0.40
石油类 (mg/L)	0.02	0.01	0.02	0.02	0.01	0.02
监测项目	2022 年 8 月 31 日					
	新周五增站外耕地		周二转站内污染区		周二转站外耕地	
	(0-20cm)	(40-60cm)	(0-20cm)	(40-60cm)	(0-20cm)	(40-60cm)
pH 值	7.3	7.4	7.2	7.3	7.4	7.5
汞 (mg/L)	0.00004ND	0.00004ND	0.00004ND	0.00004ND	0.00004ND	0.00004ND
砷 (mg/L)	0.0003ND	0.0003ND	0.0003ND	0.0003ND	0.0003ND	0.0003ND
铜	0.05ND	0.05ND	0.05ND	0.05ND	0.05ND	0.05ND

(mg/L)						
锌 (mg/L)	0.05ND	0.05ND	0.05ND	0.05ND	0.05ND	0.05ND
铅 (mg/L)	0.010ND	0.010ND	0.010ND	0.010ND	0.010ND	0.010ND
镉 (mg/L)	0.001ND	0.001ND	0.001ND	0.001ND	0.001ND	0.001ND
六价铬 (mg/L)	0.008	0.009	0.004	0.004	0.008	0.007
氟化物 (mg/L)	0.21	0.22	0.44	0.47	0.22	0.23
石油类 (mg/L)	0.01	0.01	0.02	0.02	0.02	0.02
	2022 年 8 月 31 日					
监测项目	旗 13-8 增站内污染区			旗 13-8 增站外耕地		
	(0-20cm)	(40-60cm)	(0-20cm)	(40-60cm)	(0-20cm)	(40-60cm)
pH 值	7.4	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3
汞 (mg/L)	0.00004ND	0.00004ND	0.00004ND	0.00004ND	0.00004ND	0.00004ND
砷 (mg/L)	0.0003ND	0.0003ND	0.0003ND	0.0003ND	0.0003ND	0.0003ND
铜 (mg/L)	0.05ND	0.05ND	0.05ND	0.05ND	0.05ND	0.05ND
锌 (mg/L)	0.05ND	0.05ND	0.05ND	0.05ND	0.05ND	0.05ND
铅 (mg/L)	0.010ND	0.010ND	0.010ND	0.010ND	0.010ND	0.010ND
镉 (mg/L)	0.001ND	0.001ND	0.001ND	0.001ND	0.001ND	0.001ND
六价铬 (mg/L)	0.010	0.009	0.006	0.006	0.007	0.007
氟化物 (mg/L)	0.26	0.27	0.47	0.47	0.46	0.46
石油类 (mg/L)	0.02	0.02	0.02	0.02	0.01	0.01
备注：监测结果低于检出限报检出限加“ND”。						

4.3.3 土壤环境质量现状监测与评价

(1) 监测点位布设及监测因子

本次评价共布设 11 个土壤监测点位，监测点位具体见下表。表层样采样深度 0~0.2m，柱状样采样深度：表 0~0.5m、中 0.5~1.5m、底 1.5~3.0m。

表 4.3-13 土壤监测点位

编号	监测点位	采样深度	经纬度
1#	刘峁塬卸油台占地范围内卸油台附近	0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m	107°19'46.07"E, 37°0'9.52"N
2#	新周五增占地范围内	0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m	108°16'43.52"E, 37°20'33.18"N

3#	新周十增占地范围内	0~0.5m、0.5~1.5m、 1.5~3m	108°23'14.51"E, 37°8'56.06"N
4#	周二转占地范围内采出水处理装置附近	0~0.5m、0.5~1.5m、 1.5~3m	108°22'55.56"E, 37°10'21.65"N
5#	旗 13-8 增占地范围内	0~0.5m、0.5~1.5m、 1.5~3m	108°15'10.34"E, 36°57'32.52"N
6#	新周十增至周二转输油管线占地范围内	0~0.2m	108°23'22.84"E, 37°9'10.32"N
7#	江 65-28 至江 64-27 出油管线占地范围内	0~0.2m	107°21'32.27"E, 36°59'10.77"N
8#	刘峁塬卸油台占地范围外耕地	0~0.2m	107°19'40.98"E, 37°0'14.32"N
9#	新周五增占地范围外耕地	0~0.2m	108°16'43.93"E, 37°20'33.58"N
10#	新周十增至周二转输油管线沿线外耕地	0~0.2m	108°23'20.57"E, 37°9'0.08"N
11#	江 65-28 至江 64-27 出油管线沿线外空地	0~0.2m	107°21'39.03"E, 36°59'16.62"N

(2) 监测项目及分析方法

①1#、2#、4#、5#点位

表层样测 45 全项基本因子：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：石油烃（C₁₀-C₄₀）。

柱状样中层和底层测基本因子：镉、汞、砷、铅、六价铬、铜、镍，特征因子：石油烃（C₁₀-C₄₀），共 8 项。

②3#点位

柱状样表层、中层和底层监测因子：镉、汞、砷、铅、六价铬、铜、镍；特征因子：石油烃（C₁₀-C₄₀），共 8 项。

③6#、7#、8#、9#、10#、11#点位

表层样监测因子：pH、镉、汞、砷、铅、总铬、铜、镍、锌，特征因子：石油烃（C₁₀-C₄₀），共 10 项。

各监测因子及监测方法如表 4.3-14。

表 4.3-14 土壤监测分析方法及使用仪

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 玻璃电极法 NY/T 1377-2007	/	PHS-3E 酸度计 ZZJC-YQ-121
汞	土壤和沉积物中汞、砷、硒、铋、锑的测定 微波消解/原子荧光法 HJ 680-2013	0.002mg/kg	PF32 原子荧光分光光度计 ZZJC-YQ-004
砷		0.01mg/kg	
铜	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 HJ 491-2019	1mg/kg	AA-6880F/AAC 原子吸收分光光度计 ZZJC-YQ-130
锌		1mg/kg	
铬		4mg/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 HJ 1082-2019	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/T 17141-1997	0.1mg/kg	
镉		0.01mg/kg	
*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 HJ 605-2011	1.3μg/kg	/
*氯仿		1.1μg/kg	/
*1,1-二氯乙烷		1.2μg/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	/
*1,1,1,2,2-四氯乙烷		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	/
*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	/
*甲苯		1.3μg/kg	/
*间, 对-二甲苯		1.2μg/kg	/
*苯		1.9μg/kg	/

*苯乙烯	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法 HJ 834-2017	1.1μg/kg	/
*邻-二甲苯		1.2μg/kg	/
*氯甲烷		1.0μg/kg	/
*1,2-二氯乙烷		1.3μg/kg	/
*萘		0.09mg/kg	/
*硝基苯		0.09mg/kg	/
*苯胺		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	/
石油烃 (C10-C40)	土壤和沉积物 石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀) 的测定 气相色谱法 HJ 1021-2019	6mg/kg	GC-2010 PLUS 气相色谱仪 (岛津) ZZJC-YQ-101
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 HJ 889-2017	0.8cmol+/kg	TU-1810S 紫外/可见分光光度 计 ZZJC-YQ-134
饱和导水率	森林土壤饱和导水率的测定 LY/T 1218-1999	/	/
容重	土壤检测 第 4 部分: 容重的测定 NY/T 1121.4-2006	/	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/T 1215-1999	/	
氧化还原电位	土壤 氧化还原电位的测定 电位法 HJ 746-2015	/	TR-901 土壤 ORP 计 ZZJC-YQ-140

本次现状调查进行了土壤理化性质调查，调查结果见表 4.3-15。

表 4.3-15 土壤理化性质调查表

采样位置	分析项目	单位	检测结果
1#刘峁塬卸油台占地范围内卸油台附近 (表层 0-0.5m)	阳离子交换量	cmol+/kg	5.3
	饱和导水率	mm/min	0.18
	容重	g/cm ³	1.21
	孔隙度	%	52
	氧化还原电位	mV	312
1#刘峁塬卸油台占地范围内卸油台附近 (中层)	阳离子交换量	cmol+/kg	4.7
	饱和导水率	mm/min	0.17

采样位置	分析项目	单位	检测结果
0.5-1.5m)	容重	g/cm ³	1.10
	孔隙度	%	56
	氧化还原电位	mV	366
1#刘峁塬卸油台占地范围内卸油台附近(底层 1.5-3.0m)	阳离子交换量	cmol ⁺ /kg	4.7
	饱和导水率	mm/min	0.17
	容重	g/cm ³	1.10
	孔隙度	%	56
	氧化还原电位	mV	366
2#新周五增占地范围内(表层 0~0.5m)	阳离子交换量	cmol ⁺ /kg	3.6
	饱和导水率	mm/min	0.18
	容重	g/cm ³	1.13
	孔隙度	%	55
	氧化还原电位	mV	298
3#新周十增占地范围内(表层 0~0.5m)	阳离子交换量	cmol ⁺ /kg	6.4
	饱和导水率	mm/min	0.17
	容重	g/cm ³	1.16
	孔隙度	%	52
	氧化还原电位	mV	341
4#周二转占地范围内采出水处理装置(表层 0~0.5m)	阳离子交换量	cmol ⁺ /kg	4.9
	饱和导水率	mm/min	0.18
	容重	g/cm ³	1.10
	孔隙度	%	51
	氧化还原电位	mV	305
4#周二转占地范围内采出水处理装置(中层 0.5~1.5m)	阳离子交换量	cmol ⁺ /kg	6.8
	饱和导水率	mm/min	0.15
	容重	g/cm ³	1.06
	孔隙度	%	53
	氧化还原电位	mV	387
4#周二转占地范围内采出水处理装置(中层 1.5~3.0m)	阳离子交换量	cmol ⁺ /kg	6.2
	饱和导水率	mm/min	0.16
	容重	g/cm ³	1.05
	孔隙度	%	52
	氧化还原电位	mV	417
5#旗 13-8 增占地范围内(表层 0-0.5m)	阳离子交换量	cmol ⁺ /kg	4.6
	饱和导水率	mm/min	0.18

采样位置	分析项目	单位	检测结果
	容重	g/cm ³	1.11
	孔隙度	%	55
	氧化还原电位	mV	366
6#新周十增至周二转输 油管线占地范围内	阳离子交换量	cmol ⁺ /kg	5.9
	饱和导水率	mm/min	0.18
	容重	g/cm ³	1.20
	孔隙度	%	51
	氧化还原电位	mV	308
7#江 65-28 至江 64-27 出油管线占地范围内	阳离子交换量	cmol ⁺ /kg	5.3
	饱和导水率	mm/min	0.16
	容重	g/cm ³	1.16
	孔隙度	%	53
	氧化还原电位	mV	295
8#刘峁塬卸油台占地范 围外耕地	阳离子交换量	cmol ⁺ /kg	4.8
	饱和导水率	mm/min	0.18
	容重	g/cm ³	1.15
	孔隙度	%	56
	氧化还原电位	mV	311
9#新周五增占地范围外 耕地	阳离子交换量	cmol ⁺ /kg	5.6
	饱和导水率	mm/min	0.16
	容重	g/cm ³	1.13
	孔隙度	%	50
	氧化还原电位	mV	324
10#新周十增至周二转 输油管线沿线外耕地	阳离子交换量	cmol ⁺ /kg	6.3
	饱和导水率	mm/min	0.17
	容重	g/cm ³	1.15
	孔隙度	%	51
	氧化还原电位	mV	302
11#江 65-28 至江 64-27 出油管线沿线外空地	阳离子交换量	cmol ⁺ /kg	5.3
	饱和导水率	mm/min	0.16
	容重	g/cm ³	1.06

采样位置	分析项目	单位	检测结果
	孔隙度	%	52
	氧化还原电位	mV	317

表 4.3-16 土壤剖面图

点位	土壤剖面照片	层次
刘峁塬卸油台占地范围内	 <p>地点：定边县·226县道 经纬度：37.001862°N,107.324335°E</p>	柱状样 0-0.5m
		柱状样 0.5-1.5m
		柱状样 1.5-3.0m
周二转占地范围内	 <p>地点： 经纬度：37.171007°N,108.376001°E</p>	柱状样 0-0.5m
		柱状样 0.5-1.5m
		柱状样 1.5-3.0m

(4) 监测与评价结果

由下表监测结果可知，项目站场占地范围内土壤环境监测项目均满足《土壤环境质

量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）第二类筛选值要求；项目站场占地范围外耕地及管线沿线土壤环境监测项目均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）风险筛选值标准，石油烃参照《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）第二类筛选值要求。

表 4.3-17 土壤监测结果表（mg/kg）

监测点位及监测日期	2022 年 8 月 31 日				标准值
	1#刘峁塬卸油台占地范围内卸油台附近（表层 0-0.5m）	2#新周五增占地范围内（表层 0-0.5m）	4#周二转占地范围内采出水处理装置（表层 0-0.5m）	5#旗 13-8 增占地范围内（表层 0-0.5m）	
pH 值	8.4	8.2	8.2	8.5	/
汞（mg/kg）	0.470	0.701	0.586	0.280	38
砷（mg/kg）	2.11	3.88	5.00	4.01	60
铜（mg/kg）	2	7	4	13	18000
铅（mg/kg）	6.6	6.2	5.7	6.5	800
镍（mg/kg）	10	13	9	11	900
六价铬（mg/kg）	1.0	1.2	0.9	0.8	5.7
镉（mg/kg）	0.38	0.36	0.29	0.50	65
*四氯化碳（μg/kg）	1.3ND	1.3ND	1.3ND	1.3ND	2.8
*氯仿（μg/kg）	1.1ND	1.1ND	1.1ND	1.1ND	0.9
*1,1-二氯乙烷（μg/kg）	1.2ND	1.2ND	1.2ND	1.2ND	9
*1,1-二氯乙烯（μg/kg）	1.0ND	1.0ND	1.0ND	1.0ND	66
*顺-1,2-二氯乙烯（μg/kg）	1.3ND	1.3ND	1.3ND	1.3ND	596
*反-1,2-二氯乙烯（mg/kg）	1.4ND	1.4ND	1.4ND	1.4ND	54
*二氯甲烷（μg/kg）	1.5ND	1.5ND	1.5ND	1.5ND	616
*1,2-二氯丙烷（μg/kg）	1.1ND	1.1ND	1.1ND	1.1ND	5
*1,1,1,2-四氯乙烷（μg/kg）	1.2ND	1.2ND	1.2ND	1.2ND	10
*1,1,1,2-四氯乙烷（μg/kg）	1.2ND	1.2ND	1.2ND	1.2ND	6.8
*四氯乙烯（μg/kg）	1.4ND	1.4ND	1.4ND	1.4ND	53

*1,1,1-三氯乙烷 ($\mu\text{g}/\text{kg}$)	1.3ND	1.3ND	1.3ND	1.3ND	840
*1,1,2-三氯乙烷 ($\mu\text{g}/\text{kg}$)	1.2ND	1.2ND	1.2ND	1.2ND	2.8
*三氯乙烯 ($\mu\text{g}/\text{kg}$)	1.2ND	1.2ND	1.2ND	1.2ND	2.8
*1,2,3-三氯丙烷 ($\mu\text{g}/\text{kg}$)	1.2ND	1.2ND	1.2ND	1.2ND	0.5
*氯乙烯 ($\mu\text{g}/\text{kg}$)	1.0ND	1.0ND	1.0ND	1.0ND	0.43
*氯苯 ($\mu\text{g}/\text{kg}$)	1.2ND	1.2ND	1.2ND	1.2ND	270
*1,2-二氯苯 ($\mu\text{g}/\text{kg}$)	1.5ND	1.5ND	1.5ND	1.5ND	560
*1,4-二氯苯 ($\mu\text{g}/\text{kg}$)	1.5ND	1.5ND	1.5ND	1.5ND	20
*乙苯 ($\mu\text{g}/\text{kg}$)	1.2ND	1.2ND	1.2ND	1.2ND	28
*甲苯 ($\mu\text{g}/\text{kg}$)	1.3ND	1.3ND	1.3ND	1.3ND	1200
*间, 对-二甲苯 ($\mu\text{g}/\text{kg}$)	1.2ND	1.2ND	1.2ND	1.2ND	570
*苯 ($\mu\text{g}/\text{kg}$)	1.9ND	1.9ND	1.9ND	1.9ND	4
*苯乙烯 ($\mu\text{g}/\text{kg}$)	1.1ND	1.1ND	1.1ND	1.1ND	1290
*邻-二甲苯 ($\mu\text{g}/\text{kg}$)	1.2ND	1.2ND	1.2ND	1.2ND	640
*氯甲烷 ($\mu\text{g}/\text{kg}$)	1.0ND	1.0ND	1.0ND	1.0ND	37
*1,2-二氯乙烷 ($\mu\text{g}/\text{kg}$)	1.3ND	1.3ND	1.3ND	1.3ND	5
*萘 (mg/kg)	0.09ND	0.09ND	0.09ND	0.09ND	25
*硝基苯 (mg/kg)	0.09ND	0.09ND	0.09ND	0.09ND	76
*苯胺 (mg/kg)	0.09ND	0.09ND	0.09ND	0.09ND	260
*2-氯苯酚 (mg/kg)	0.06ND	0.06ND	0.06ND	0.06ND	250
*苯并[a]蒽 (mg/kg)	0.1ND	0.1ND	0.1ND	0.1ND	5.5
*苯并[a]芘 (mg/kg)	0.1ND	0.1ND	0.1ND	0.1ND	0.55
*苯并[b]荧蒽 (mg/kg)	0.2ND	0.2ND	0.2ND	0.2ND	5.5
*苯并[k]荧蒽 (mg/kg)	0.1ND	0.1ND	0.1ND	0.1ND	55
*蒎 (mg/kg)	0.1ND	0.1ND	0.1ND	0.1ND	490
*二苯并[a,h]蒽 (mg/kg)	0.1ND	0.1ND	0.1ND	0.1ND	0.55
*茚并[1,2,3-cd]芘 (mg/kg)	0.1ND	0.1ND	0.1ND	0.1ND	5.5

	线占地范围内	出油管线占地范围内	耕地		管线沿线外耕地	出油管线沿线外空地	
	表层样 0-0.2m						
pH 值	8.1	8.2	8.4	8.3	8.2	8.2	> 7.5
汞 (mg/kg)	0.702	0.536	0.520	0.362	0.277	0.292	3.4
砷 (mg/kg)	4.05	3.79	3.78	4.98	3.52	3.82	25
铜 (mg/kg)	2	4	7	7	7	12	100
锌 (mg/kg)	45	91	55	51	50	50	300
铅 (mg/kg)	6.5	5.8	7.1	6.2	5.8	6.3	170
总铬 (mg/kg)	20	20	21	19	19	22	250
镍 (mg/kg)	12	14	15	18	17	18	190
镉 (mg/kg)	0.53	0.35	0.59	0.45	0.59	0.45	0.6
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀) (mg/kg)	6ND	6ND	6ND	6ND	6ND	6ND	4500

4.3.4 环境噪声现状监测与评价

(1) 监测点布置

在站场厂界四周及管线沿线敏感点桐寨村共布设 21 个噪声监测点。

(2) 监测时间、频次及方法

监测时间为 2022 年 8 月 25 日~26 日, 2022 年 8 月 27 日~28 日, 各监测 2 天, 各噪声点位昼、夜各监测一次。本次噪声监测仪器使用 AWA5688 型多功能声级计。

(3) 监测项目

监测项目为等效连续 A 声级。

(4) 监测结果及评价

监测结果具体见表 4.3-18。

表 4.3-18 噪声现状监测结果 单位: dB(A)

监测点位	2022 年 8 月 25 日		2022 年 8 月 26 日	
	昼间 (dB(A))	夜间 (dB(A))	昼间 (dB(A))	夜间 (dB(A))
刘峁塬卸油台东厂界 1#	52	43	51	44
刘峁塬卸油台南厂界 2#	50	42	51	42
刘峁塬卸油台西厂界 3#	51	42	52	43
刘峁塬卸油台北厂界 4#	51	41	50	40
新周 5 增东厂界 1#	51	45	50	45

新周 5 增南厂界 2#	53	46	53	45
新周 5 增西厂界 3#	52	45	51	43
新周 5 增北厂界 4#	53	44	52	44
周二转（包括吴起试注站）东厂界 1#	54	46	52	44
周二转（包括吴起试注站）南厂界 2#	53	47	53	46
周二转（包括吴起试注站）西厂界 3#	55	45	54	46
周二转（包括吴起试注站）北厂界 4#	55	47	53	45
标准值	60	50	60	50
达标情况	达标	达标	达标	达标
监测点位	2022 年 8 月 27 日		2022 年 8 月 28 日	
	昼间 (dB(A))	夜间 (dB(A))	昼间 (dB(A))	夜间 (dB(A))
新周 10 增东厂界 1#	51	45	52	46
新周 10 增南厂界 2#	50	45	50	45
新周 10 增西厂界 3#	49	46	50	46
新周 10 增北厂界 4#	50	43	51	44
旗 13-8 增东厂界 1#	52	46	53	46
旗 13-8 增南厂界 2#	51	45	50	43
旗 13-8 增西厂界 3#	52	44	52	45
旗 13-8 增北厂界 4#	54	45	54	44
畔 204-85 至新周十增（桐寨村）	48	43	46	42
标准值	60	50	60	50
达标情况	达标	达标	达标	达标

由上表可知，敏感点桐寨村噪声可满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准，各站场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准。总体看，评价区内的声环境质量良好。

5 施工期环境影响预测与评价

5.1 施工过程及特征

5.1.1 施工过程

整个施工过程由具有一定施工机械设施的专业队伍完成，本项目主要包括站场施工及管线施工：

(1) 站场施工建设：首先清理场地，然后建设设备基础，最后安装工艺装置并建设相应辅助设施，对站场进行必要绿化。

(2) 管线敷设：线路施工时，首先清理施工现场，在完成管沟开挖、道路穿越等基础工作后，首先对管道进行放射性探伤，100%合格后才能按照施工规范，将运到现场的管道进行焊接、补口、补伤、接口防腐等，然后下到管沟内，对管道进行试压、清扫，建设完成后，清理作业现场对管线施工区域进行植被恢复。

旧管线无害化处理：原油管道报废，管道打开后采用热洗、吹扫宜先用管线长度 2 倍以上管程的热水（60℃~80℃）对弃置管线进行热洗，然后采用氮气吹扫管线，对管道残留物浓度及管道清洁度进行测试，最后对管线两头进行盲堵。回收的油品进入管线下游站场原油集输系统，旧管线不进行开挖。

施工期对环境的影响主要来自施工带清理、开挖管沟等施工活动中施工机械、车辆、人员践踏等对土壤的扰动和植被的破坏，工程占地对土地利用类型以及对农业生产的影响；河流跨越对地表水体的水质、功能影响；公路等穿越引起的生态影响等。

5.1.2 施工期主要环境影响特征

本项目施工主要呈现以下特点：

(1) 包含管线工程、站场建设工程，施工现场分散，施工人员较多；

(2) 施工期对环境的影响主要来自施工作业区清理、开挖管沟等施工活动中，施工扬尘、施工废气、施工噪声、施工固废、施工废水对周边环境的影响，以及施工活动和占地对局部生态环境的影响；

(3) 施工期影响主要集中在施工场地内及管线施工作业带内，对外环境影响较小。

本次评价，根据项目施工特点、污染类型及环境影响程度，确定本项目建设期主要环境污染特征见表 5.1-1。

表5.1-1 施工期环境污染特征

影响分类	影响来源	污染物	影响范围	特征
机械	运输、基础工程、物料堆放	TSP	施工场所及管线作业	与建设期同步

影响分类	影响来源	污染物	影响范围	特征
废气	等		周围	
	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
	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	L _{Aeq}	施工场地周围、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	生活、建筑垃圾等	有机物、无机物	施工现场	间断
生态环境	渣土临时堆放、占地、施工活动	土方	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 大气环境影响分析

5.2.1.1 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：①导致环境空气中的 TSP 浓度升高；②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 2.2~3.4mg/m³。项目施工过程中，站场周边 200m 及管道两侧

200m 范围内村庄住户会受到影响。根据现场调查，项目站场周边 200m 范围内无居民点分布，畔 204-85 至新周 10 增出油管线沿线最近的敏感点为管线东侧 33m 处的桐寨村，管线施工扬尘会对其造成不利影响。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。

5.2.1.2 施工机械废气影响分析

(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。

5.2.1.3 施工焊接烟尘影响分析

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。

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 地表水环境影响分析

(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。施工生产废水经沉砂池循环利用不排放。

(2) 管道试压废水

管道试压会产生少量管道试压废水，主要污染物为 SS，基本没有其它污染物。管道试压结束后用于油田回注。

(3) 施工生活污水

增压站、卸油台站场施工依托站场旱厕，生活杂排水洒水抑尘；接转站站场施工生

活污水依托站内生活保障点一体化处理设施处理后回用于绿化。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。

(4) 管线对地表水的影响

本项目管线跨越河流主要为宁塞川支流，共跨越河流 1 处，采用桁架跨越。

管线施工过程中不会扰动地表水，桁架式跨越施工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。环评要求桁架施工尽量选在地面冻结时间或者干燥的地面施工，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。

5.2.3 施工噪声影响分析

5.2.3.1 主要噪声源

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，施工中机械产生的噪声情况见表 3.1-1。

5.2.4.2 预测模式

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。

5.2.4.3 施工噪声预测结果及影响分析

主要施工机械噪声随距离衰减情况见表 5.2-1。

表 5.2-1 主要施工机械环境噪声源及噪声影响预测结果表

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。根据表 5.2-1 的噪声预测结果表明：

(1) 昼间施工机械噪声在距施工场地 100m 以外可达到标准限值；夜间（切割机和焊机禁止夜间作业）在 300m 处基本达到标准限值。

(2) 项目夜间不进行施工作业，站场 300m 范围内无敏感目标分布，站场施工噪声对周边环境影响较小。

(3) 管线工程夜间不进行施工作业，畔 204-85 至新周 10 增出油管线沿线最近的敏感点为管线东侧 33m 处的桐寨村，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。

5.2.4 固体废物影响分析

(1) 施工弃土

项目管线总长度 8.46km，根据管线敷设情况，项目部分管线为同沟敷设，管沟开挖长度为 6.03km，均埋地敷设，管沟开挖土方量为 3618m³，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。

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 0.42t，施工废料回收利用。

(3) 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。

(4) 拆除装置

各站场改扩建后部分设备需要拆除，若该设备具有使用价值，则由第九采油厂负责统一调配；若无使用价值，则进行无害化处理后，交专业回收机构综合利用。

采取以上措施后，施工期固废将不会对环境造成不利影响。

5.2.5 生态环境影响分析

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，使占地范围内的草丛遭到铲除、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。

5.2.5.1 压占土地对土地利用结构的影响

本项目站场工程均位于现有站场用地范围内，不新增永久占地。

本工程新增永久占地主要为管线“三桩”永久占地，占地面积 18.5m²；临时占地主要包括管线施工作业带、管沟开挖占地等临时占地，占地面积 3.62hm²。项目占地破坏类型主要为草地、交通用地、旱地、工矿用地及灌木林地等；破坏方式主要为管沟开挖；项目占地破坏程度以中度破坏为主，详见表 5.2-2。

表 5.2-2 项目用地类型及占用破坏情况 单位：hm²

项目组成	占地性质		占地类型					
	永久占地	临时占地	耕地	草地	灌木林地	工矿用地	交通用地	水域用地
管线工程区	0.00185	3.62	1.06	0.90	0.58	0.21	0.86	0.01

注：水域用地主要为管线桁架跨越宁赛川支流段

(1) 临时占地

工程临时性占地 3.62hm²，主要为管线敷设过程中管沟开挖占地及施工作业带的临时占地等。临时性占地将破坏暂时占用土地上的草类、灌木植被，对土地利用功能影响较大。但施工结束后，经土方回填，临时占地草地可基本恢复原土地利用类型，灌木林地将恢复为草地。项目临时占地将占用耕地 1.06hm²，占用面积较小，在做好占地补偿的情况下对当地居民农业生产影响较小。

(2) 永久占地

本项目站场工程均位于现有站场用地范围内，不新增永久占地，对土地利用结构基本无影响。

管线“三桩”新增永久性占地面积为 18.5m²，占地类型为草地、林地及交通用地，永久占地将彻底改变原土地利用的性质，但永久占地面积很小，对该区土地利用方式的影响轻微。

5.2.5.2 对地表植被的影响

站场施工对地表植被基本无影响，对植被的影响主要表现在管线施工。

施工期对植被的影响主要有占地范围内原有植物的剥离、清理及占压。在施工过程中，土壤开挖区范围内植物的地上部分与根系均被清除，施工带两侧的植被由于挖掘土石堆的堆放、人员的践踏、施工车辆和机具的碾压而受到不同程度的破坏，会造成地上部分破坏甚至死亡。

工程填挖方均占压和清除一定数量的地表植物，使填挖区被生土覆盖或出露生土，植物恢复须经过较长时间。

本工程不单独设置施工营地，不设置堆管场，依托管线附近站场、井场做堆管场。

工程对植被的影响，管道影响则呈线状分布。从工程类别的影响来看，管线施工等为临时占地，估计原有植被破坏面积可占到 80%以上，其中大部分在 2~3 年内可得到恢复，要达到较好的恢复程度，需要 3~5 年时间。

工程占地范围内破坏的植被均为区内的常见种或广布种，不会对当地植物群落的种类组成产生影响，也不会造成植物物种的消失，总体看来，工程对当地植被的影响是可以接受的。

5.2.5.3 对土壤的影响

(1) 土壤性质影响

施工过程中，土石方开挖、堆放、回填、人工践踏、机械设备碾压等活动将对土壤理化性质产生影响，特别对农业生产区的土壤影响较大。

① 扰乱土壤耕作层，破坏土壤耕层结构

土壤耕作层土壤肥力集中、腐殖质含量高、水分相对优越，深度一般为 15~25cm，地表开挖必定破坏和扰乱土壤耕作层，这种破坏和扰乱，除开挖处受到直接的破坏外，挖出土方的堆放将直接占压开挖处附近的土地，破坏土壤耕作层及其结构。由于耕作层的团粒结构是经过较长的历史时期形成的，一旦遭到破坏，短期内难以恢复。因此，施工过程中，该工程对土壤耕作层的影响最为严重。

② 混合土壤层次，改变土体构型

土壤在形成过程中，由于物质和能量长期垂直分异，形成质地、结构、性质和厚度差异明显的土壤剖面构型。工程土石方的开挖与回填，使原土壤层次混合，原土体构型破坏。土体构型的破坏，将改变土体中物质和能量的运动变化规律，使表层通气透水性变差，使亚表层保水、保肥性能降低，造成对农作物的生长、发育及其产量影响。

③ 影响土壤紧实度

自然土壤在自重作用下，形成上松下紧的土壤紧实度垂直差异。施工过程中的机械碾压，尤其在坡度较大的地段，甚至进行掺灰固结，这种碾压或固结，将大大改变土壤的紧实程度，与原有的上松下紧结构相比，极不利于土壤的通气、透水作用，影响作物生长，甚至导致压实地表寸草不生，形成局部人工荒漠现象。

(2) 土壤肥力影响

土壤中的有机质、氮、磷、钾等养分含量，均表现为表土层远高于心土层；在土壤肥力其它方面如紧实度、空隙性、适耕性、团粒结构含量等，也都表现为表土层优于心

土层。施工期土石方的开挖与回填，将扰动甚至打乱原土体构型，使土壤养分、水分含量及肥力状况受到较大的影响，影响植被正常生长。

(3) 土壤污染影响

管线施工表土剥离及覆土、弃土弃渣临时拦挡，施工季节尽量选在非雨季，可有效降低水土流失产生量。工程施工过程中将产生施工垃圾、生活垃圾和污水，包括废弃余料、施工人员的一次性餐具、饮料瓶等废物残留于土壤中，这些在土壤中难以生物降解的固体废物，影响植物生长。因此，施工时必须对固体废物实施管理措施，进行统一回收和处置，不得随意抛撒。

5.2.5.4 对农作物的影响

站场占地不占用耕地，管线占地穿越农业区段耕地为旱地，主要农作物为玉米。在管线穿越段填挖方占压和清除一定数量的地表植物，使填挖区被生土覆盖或出露生土，会影响土壤肥力从而影响农作物生长。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，施工带两侧的农作物由于挖掘出的土石堆放、人员践踏、施工车辆和机具的碾压，会造成地上部分破坏甚至死亡。

项目施工前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，施工结束后表层耕作土应回填至耕地范围内，将利于农作物生长。

5.2.5.5 对野生动物的影响

项目建设期对动物的影响，主要是运输、施工噪声和人为活动，迫使动物离开管道沿线区域，大规模的建设活动，将使建设期内难以见到野生动物。但本工程无自然保护区，无珍稀濒危动物，野生动物稀少。因此，项目建设对野生动物的影响不大。

5.2.5.6 施工穿跨越段影响分析

本项目穿越道路主要为油区道路，采用大开挖或横向钻施工，对生态影响较小。管线跨越河流主要为宁赛川支流，跨越河流 1 处，采用桁架跨越。

管线施工过程穿越对水生生态的影响主要是增加水体浊度和土壤侵蚀，为了减少管线施工的影响，环评提出以下要求：

(1) 选择合理的施工时间，应尽量选在地面冻结时间或者干燥的地面施工，避免大雨造成冲刷的问题；

(2) 扫线前要明确标记处扫线边界，使扫线范围最小化，减少侵蚀量和栖息地破坏程度；

(3) 尽量限制在水体附近的植被除根作业，特别是距离水体 10m 之内，尽量保存

低矮草本植物，以控制沿岸侵蚀物进入水体；

(4) 开挖管沟时产生的表层土要与下层土分开堆放，堆土要有一定的坡度和宽度，减少侵蚀的发生，在坡顶开沟形成表土堆，应设置专门的措施，防止大面积突发侵蚀事故的发生。

5.3 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 5.3-1。

表 5.3-1 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	施工场地	① 在雨后或无风、小风时进行，减少扬尘影响 ② 尽量减少原有地表植被破坏	① 遇 4 级以上风力天气，禁止施土 ② 尽量将植被、树木移植到施工区外
	土方开挖	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	强化环境管理，减少施工扬尘
	运输车辆 建材运输	① 水泥、石灰等运输、装卸 ② 运输粉料建材车辆加盖篷布	① 水泥、石灰等要求袋装运输 ② 无篷布车辆不得运输沙土、粉料
	建材堆放	沙、渣土、灰土等易产生扬尘的物料，必须采取覆盖等防尘措施	① 扬尘物料不得露天堆放 ② 扬尘控制不利追究领导责任
声环境	施工噪声	① 定期监测施工噪声 ② 选用低噪声机械设备	施工场界噪声符合 GB12523—2011《建筑施工场界环境噪声排放标准》
水环境	施工废水	经沉淀池处理后回用，不外排；试压废水送周二转采出水处理系统处理后回注	全部回用，不外排
	生活污水	增压站、卸油台站场施工依托站场旱厕，生活杂排水洒水抑尘；接转站站场施工生活污水依托站内生活保障点一体化处理设施处理后回用于绿化；管线施工依托周边现有设施	
固废	施工废料	施工废料回收综合利用。	综合利用
	弃土弃渣	全部回填并平整场地、控制水土流失	合理处置
	拆除装置	交由专业单位综合利用。	合理处置

项目	管理项目	管理内容	管理要求
	生活垃圾	送当地生活垃圾收集点处理	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
	建材堆放	易引起水土流失的土石方堆放点采取土工布围栏等措施	严格控制水土流失发生
	环保意识	强化环保意识	开展环保意识教育、设置环保标志
环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承包商、业主以及当地环保主管部门。

(3) 环境管理时段

环境管理时段为接收环境管理委托至项目试生产环保核查结束。

6 运行期环境影响预测与评价

6.1 环境空气影响分析

本项目运行期废气主要为加热炉废气和无组织非甲烷总烃废气。

本项目改扩建后产生的无组织废气主要为原油集输系统、采出水处理系统、卸油过程中产生的非甲烷总烃，均呈无组织排放，站场设备均为密闭设备，产生的非甲烷总烃很少。

本次环境空气影响预测主要分析加热炉废气、站场产生的无组织非甲烷总烃。

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）要求判定本项目环境空气评价工作等级为二级，采用估算模型 AERSCREEN 进行环境空气影响预测分析及评价。

6.1.1 估算模式所需参数及预测因子

（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）估算模式所需参数

AERSCREEN 估算模式计算所需参数见表 6.1-1。

表 6.1-1 估算模式所需参数表

参数		取值（吴起区域）
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/°C		38.3
最低环境温度/°C		-28.5
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/°	/
参数		取值（定边区域）
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/°C		37.7
最低环境温度/°C		-29.4
土地利用类型		草地
区域湿度条件		中等湿度
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

本次评价预测因子有：PM₁₀、SO₂、NO_x 和非甲烷总烃。

6.1.2 有组织排放源影响分析

(1) 排放源强

本次改扩建项目新增旗 13-8 增加热炉 2 套，有组织排放源的环境影响因子为 PM₁₀、SO₂ 及 NO_x，本次评价以新增旗 13-8 增单台加热炉为评价对象，具体污染物排放状况见表 6.1-2。

表 6.1-2 有组织排放点源预测源强

点源名称	排气筒底部中心坐标		排气筒	排气筒高度(m)	排气筒内径(m)	烟气流速(m/s)	烟气温度(°C)	年排放小时数(h)	排放工况	排放因子源强 (kg/h)		
	经度(°)	纬度(°)								PM ₁₀	SO ₂	NO _x
旗 13-8 增加热炉	108°15'10.44"	36°57'31.36"	1416	8	0.12	10.59	180	8760	正常	0.003	0.007	0.053

(2) 估算结果及分析评价

采用 AERSCREEN 估算模型计算各站场加热炉烟气污染物下风向落地浓度，估算结果最大值统计见表 6.1-3。

表 6.1-3 加热炉烟气预测结果表

离源距离(m)	PM ₁₀		SO ₂		NO _x	
	预测浓度(μg/m ³)	占标率(%)	预测浓度(μg/m ³)	占标率(%)	预测浓度(μg/m ³)	占标率(%)
50	0.3626	0.0806	0.9021	0.1804	4.8546	1.9418
100	0.3103	0.0690	0.7682	0.1536	4.2069	1.6828
200	0.3088	0.0686	0.7645	0.1529	4.1887	1.6755
284	1.2471	0.2771	3.1652	0.6330	15.8100	6.3240
300	1.1281	0.2507	2.8607	0.5721	14.3360	5.7344
400	0.8355	0.1857	2.1122	0.4224	10.7124	4.2850
500	0.2037	0.0453	0.4954	0.0991	2.8861	1.1544
600	0.1336	0.0297	0.3161	0.0632	2.0181	0.8072
700	0.1186	0.0264	0.2776	0.0555	1.8321	0.7328
800	0.1458	0.0324	0.3473	0.0695	2.1693	0.8677
900	0.1326	0.0295	0.3134	0.0627	2.0052	0.8021
1000	0.1215	0.0270	0.2851	0.0570	1.8680	0.7472
1200	0.2466	0.0548	0.6052	0.1210	3.4174	1.3670
1400	0.1683	0.0374	0.4048	0.0810	2.4478	0.9791

1600	0.5276	0.1172	1.3243	0.2649	6.8987	2.7595
1800	0.2538	0.0564	0.6235	0.1247	3.5064	1.4026
2000	0.3588	0.0797	0.8923	0.1785	4.8072	1.9229
2500	0.1930	0.0429	0.4681	0.0936	2.7540	1.1016

从表 6.1-3 可以看出，旗 13-8 增加热炉燃烧废气 PM₁₀、SO₂、NO_x 最大落地浓度分别为 1.2471μg/m³、3.1652μg/m³、15.8100μg/m³，占标率分别为 0.2771%、0.6330%、6.3240%，出现在下风向 284m 处，有组织废气排放对环境空气影响较小。项目区地形开阔，污染物扩散条件较好，项目投产运行后加热炉烟气不会使区域环境空气质量发生显著改变，项目建设对区域大气环境的影响程度可以接受。

6.1.3 无组织排放烃类气体影响分析

根据工程分析，本次评价选取无组织烃类排放量最大的旗 13-8 增和刘峁塬卸油台作为预测对象，分析项目无组织排放的非甲烷总烃对环境空气的影响。

(1) 污染物排放源强

根据工程分析，预测无组织面源排放参数见表 6.1-4。

表 6.1-4 本项目无组织面源排放源强统计一览表

面源名称	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
							非甲烷总烃
单位	m	m	°	m	h	/	kg/h
旗 13-8 增	124	84	0	3	8760	连续	0.019
刘峁塬卸油台	61	25	30	2	8760	连续	0.010

(2) 预测结果及影响分析

项目无组织非甲烷总烃下风向最大落地浓度预测结果见表 6.1-5。

表 6.1-5 面源非甲烷总烃预测结果一览表

下风向 距离	旗 13-8 增矩形面源		下风向 距离	刘峁塬卸油台矩形面源	
	NMHC 浓度(μg/m ³)	NMHC 占标率(%)		NMHC 浓度(μg/m ³)	NMHC 占标率(%)
50	58.6390	2.9320	50	119.1490	5.9575
79	60.7100	3.0355	100	121.2200	6.0610
100	52.7730	2.6387	108	123.2830	6.1642
200	35.2770	1.7639	200	95.7870	4.7894
300	27.0510	1.3526	300	87.5610	4.3781
400	21.8500	1.0925	400	82.3600	4.1180
500	17.8690	0.8935	500	78.3790	3.9190
600	14.8870	0.7444	600	75.3970	3.7699
700	12.6130	0.6307	700	73.1230	3.6562
800	10.8580	0.5429	800	71.3680	3.5684
900	9.4573	0.4729	900	69.9673	3.4984
1000	8.3366	0.4168	1000	68.8466	3.4423
1200	6.6443	0.3322	1200	67.1543	3.3577
1400	5.4546	0.2727	1400	65.9646	3.2982
1600	4.6762	0.2338	1600	65.1862	3.2593
1800	3.9748	0.1987	1800	64.4848	3.2242

2000	3.4281	0.1714	2000	63.9381	3.1969
2500	2.4831	0.1242	2500	62.9931	3.1497

根据预测结果，旗 13-8 增非甲烷总烃浓度最大落地浓度为 60.7100 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率为 3.0355%。刘峁塬卸油台非甲烷总烃浓度最大落地浓度为 123.2830 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率为 6.1642%。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。

6.1.4 项目大气污染物排放量核算

根据工程分析，本项目主要大气污染物排放量核算见表 6.1-6~表 6.1-8。

表 6.1-6 大气污染物有组织排放量核算表

序号	排放口编号	污染物	核算排放浓度 (mg/m^3)	核算排放速率 (kg/h)	核算年排放量 (t/a)
一般排放口					
1	DA001 (旗 13-8 增 1#加 热炉)	颗粒物	7.7	0.003	0.029
		SO ₂	15	0.007	0.057
		NO _x	122	0.053	0.461
2	DA002 (旗 13-8 增 2#加 热炉)	颗粒物	7.7	0.003	0.029
		SO ₂	15	0.007	0.057
		NO _x	122	0.053	0.461
有组织排放总计					
有组织排放总计		颗粒物			0.058
		SO ₂			0.114
		NO _x			0.922

表 6.1-7 大气污染物无组织排放量核算表

序号	排放口 编号	产污环节	污染物	主要污染防 治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量/ (t/a)
					标准名称	浓度限值/ (mg/m^3)	
1	/	周 10 增	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	0.02
2	/	周 5 增	非甲烷总 烃				0.02
3	/	旗 13-8 增	非甲烷总 烃				0.17
3	/	刘峁塬卸 油台	非甲烷总 烃				0.09
无组织排放总计							
无组织排放总计				非甲烷总烃			0.30

表 6.1-8 大气污染物年排放量核算表

序号	污染物	年排放量 (t/a)
1	颗粒物	0.058
2	SO ₂	0.114
3	NO _x	0.922
4	非甲烷总烃	0.30

6.1.5 环境防护距离

本次评价中，各排放源下风向均未出现超标点，因此可不设大气环境防护距离。

表 6.1-9 项目大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目						
评价等级 与范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/>		二级 <input checked="" type="checkbox"/>		三级 <input type="checkbox"/>		
	评价范围	边长=50km <input type="checkbox"/>		边长=5~50km <input type="checkbox"/>		边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>		
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥2000t/a <input type="checkbox"/>		500~2000t/a <input type="checkbox"/>		<500t/a <input checked="" type="checkbox"/>		
	评价因子	基本污染物 (SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃)			包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/>			
		其他污染物 (非甲烷总烃)			不包括二次 PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>			
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>		地方标准 <input type="checkbox"/>		附录 D <input type="checkbox"/>	其他标准 <input checked="" type="checkbox"/>	
现状评价	评价功能区	一类区 <input type="checkbox"/>		二类区 <input checked="" type="checkbox"/>		一类区和二类区 <input type="checkbox"/>		
	评价基准年	(2021) 年						
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 <input checked="" type="checkbox"/>			主管部门发布的数据 <input checked="" type="checkbox"/>		现状补充检测 <input checked="" type="checkbox"/>	
	现状评价	达标区 <input checked="" type="checkbox"/>			不达标区 <input type="checkbox"/>			
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/>		拟替代的污染源 <input checked="" type="checkbox"/>		其他在建、	区域污染源 <input type="checkbox"/>	
		本项目非正常排放源 <input type="checkbox"/>				拟建项目污		
		现有污染源 <input type="checkbox"/>				染源 <input type="checkbox"/>		
大气环境 影响预测 与评价	预测模型	AERMOD <input type="checkbox"/>	ADMS <input type="checkbox"/>	AUSTAL2000 <input type="checkbox"/>	EDMS/AEDT <input type="checkbox"/>	CALPUFF <input type="checkbox"/>	网格模型 <input type="checkbox"/>	其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	预测范围	边长≥50km <input type="checkbox"/>			边长 5~50km <input type="checkbox"/>		边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>	
	预测因子	预测因子 (SO ₂ 、NO _x 、颗粒物、非甲烷总烃)				包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/>		
						不包括二次 PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>		
	正常排放短期浓度贡献值	C _{本项目} 最大占标率≤100% <input checked="" type="checkbox"/>				C _{本项目} 最大占标率>100% <input type="checkbox"/>		
	正常排放年均浓度贡献值	一类区		C _{本项目} 最大占标率≤10% <input type="checkbox"/>		C _{本项目} 最大占标率>10% <input type="checkbox"/>		
		二类区		C _{本项目} 最大占标率≤30% <input type="checkbox"/>		C _{本项目} 最大占标率>30% <input type="checkbox"/>		
	非正常 1h 浓度贡献值	非正常持续时长		C _{非正常} 占标率≤100% <input type="checkbox"/>			C _{非正常} 占标率>100% <input type="checkbox"/>	
() h								
保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C _{叠加} 达标 <input type="checkbox"/>				C _{叠加} 不达标 <input type="checkbox"/>			
区域环境质量的整体	k≤-20% <input type="checkbox"/>				k>-20% <input type="checkbox"/>			

	变化情况			
环境监测计划	污染源监测	监测因子：（颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、非甲烷总烃）	有组织废气监测 [☆]	无监测 [□]
	环境质量监测	监测因子：（/）	无组织废气监测 [☆]	
评价结论	环境影响	可以接受 [☆] 不可以接受 [□]		
	大气环境保护距离	距（/）厂界最远（/）m		
污染源年排放量		SO ₂ :0.114t/a	NO _x : 0.922t/a	颗粒物: 0.058/a 非甲烷总烃: 0.30t/a

注：“□”，填“√”；“（ ）”为内容填写项

6.2 地表水环境影响分析

6.2.1 地表水污染源

项目管线运营期无废水产生，项目运行期的废水主要为采出水，项目建成后不新增劳动定员，不新增生活污水。各类废水排放污染物情况见表6.2-1。

表 6.2-1 项目运行期废水排放污染物情况

废水类别	产生或排放工序	产生场所	主要污染物	排放方式	去向
采出水	原油脱出水	旗 13-8 增、周二转	石油类、悬浮物	连续	回注油层

6.2.2 地表水环境影响分析

(1) 油田采出水

根据工程分析，预测本项目采出水产生量约为 47.45×10⁴m³/a。采出水经采出水处理系统处理，处理满足《长庆油田采出水回注技术指标》（Q/SYCQ 3675-2016）主要控制指标要求后回注，不排入地表水体，对周围地表水环境基本无影响。

(2) 生活污水

项目建成后不新增劳动定员，不新增生活污水。

综上所述，在采取上述环保措施后，生产、生活污水经处理后全部利用，不外排，对地表水环境影响小，不会改变区内地表水环境功能现状。

项目废水污染物排放信息表详见下表。

表 6.2-2 废水类别、污染物及污染治理设施信息表

序号	废水类别	污染物种类	排放去向	排放规律	污染治理设施			排放口编号	排放口设置是否符合要求	排放口类型
					污染治理设施编号	污染治理设施名称	污染治理设施工艺			
1	生产废	石油类、SS	不外排	/	1#	旗13-8增采出水处理	沉降+气浮+过滤	/	<input type="radio"/> 是 <input checked="" type="radio"/> 否	<input checked="" type="radio"/> 企业总排 <input checked="" type="radio"/> 雨水排放 <input checked="" type="radio"/> 清净下水排放

	水					一体化集成装置				<input type="radio"/> 温排水排放 <input type="radio"/> 车间或车间处理设施排放口
2	石油类、SS	不外排	/	2#	周二转长2采出水处理一体化集成装置	沉降+气浮+过滤	/	<input type="radio"/> 是 <input type="radio"/> 否	<input type="radio"/> 企业总排 <input type="radio"/> 雨水排放 <input type="radio"/> 清净下水排放 <input type="radio"/> 温排水排放 <input type="radio"/> 车间或车间处理设施排放口	
3	石油类、SS	不外排	/	3#	周二转长7采出水处理一体化集成装置	沉降+气浮+过滤	/	<input type="radio"/> 是 <input type="radio"/> 否	<input type="radio"/> 企业总排 <input type="radio"/> 雨水排放 <input type="radio"/> 清净下水排放 <input type="radio"/> 温排水排放 <input type="radio"/> 车间或车间处理设施排放口	

表 6.2-3 项目地表水环境影响评价自查表

工作内容		自查项目	
影响识别	影响类型	水污染影响型√；水文要素影响型 <input type="checkbox"/>	
	水环境保护目标	饮用水水源保护区 <input type="checkbox"/> ；饮用水取水口 <input type="checkbox"/> ；涉水的自然保护区 <input type="checkbox"/> ；重要湿地 <input type="checkbox"/> ； 重点保护与珍稀水生生物的栖息地 <input type="checkbox"/> ；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 <input type="checkbox"/> ；涉水的风景名胜区 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>	
	影响途径	水污染影响型	
		直接排放 <input type="checkbox"/> ；间接排放 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>	水文要素影响型 水温 <input type="checkbox"/> ；径流 <input type="checkbox"/> ；水域面积 <input type="checkbox"/>
影响因子	持久性污染物 <input type="checkbox"/> ；有毒有害污染物 <input type="checkbox"/> ；非持久性污染物 <input checked="" type="checkbox"/> ； pH 值 <input type="checkbox"/> ；热污染 <input type="checkbox"/> ；富营养化 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>	水温 <input type="checkbox"/> ；水位(水深) <input type="checkbox"/> ； 流速 <input type="checkbox"/> ；流量 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>	
评价等级	水污染影响型		水文要素影响型
	一级 <input type="checkbox"/> ；二级 <input type="checkbox"/> ；三级 A <input type="checkbox"/> ；三级 B <input checked="" type="checkbox"/> ；		一级 <input type="checkbox"/> ；二级 <input type="checkbox"/> ；三级 <input type="checkbox"/> ；
现状调查	区域污染源	调查项目	
		已建 <input type="checkbox"/> ； 在建 <input type="checkbox"/> ； 拟建 <input type="checkbox"/> ； 其他 <input type="checkbox"/> ；	拟替代的污染源 <input type="checkbox"/> ；
	受影响水体水环境质量	调查项目	
		丰水期 <input type="checkbox"/> ；平水期 <input checked="" type="checkbox"/> ；枯水期 <input type="checkbox"/> ；冰封期 <input type="checkbox"/> ； 春季 <input checked="" type="checkbox"/> ；夏季 <input type="checkbox"/> ；秋季 <input type="checkbox"/> ；冬季 <input type="checkbox"/> ；	数据来源 生态环境保护主管部门 <input type="checkbox"/> ；补充监测 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/> ；
区域水资源开发利用状况	未开发 <input type="checkbox"/> ；开发量 40%以下 <input type="checkbox"/> ；开发量 40%以上 <input type="checkbox"/> ；		
水文情势调查	调查时期		数据来源
	丰水期 <input type="checkbox"/> ；平水期 <input type="checkbox"/> ；枯水期 <input type="checkbox"/> ；冰封期 <input type="checkbox"/> ； 春季 <input type="checkbox"/> ；夏季 <input type="checkbox"/> ；秋季 <input type="checkbox"/> ；冬季 <input type="checkbox"/> ；		水行政主管部门 <input type="checkbox"/> ；补充监测 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/> ；

工作内容		自查项目		
		监测时期	监测因子	监测断面或点位
	补充监测	丰水期 <input type="checkbox"/> ；平水期 <input type="checkbox"/> ；枯水期 <input type="checkbox"/> ；冰封期 <input type="checkbox"/> ； 春季 <input type="checkbox"/> ；夏季 <input type="checkbox"/> ；秋季 <input type="checkbox"/> ；冬季 <input type="checkbox"/> ；	(/)	监测断面或点位个数 (/)
现状评价	评价范围	河流：长度 () km；湖库、河口及近岸海域：面积 () km ²		
	评价因子	(石油类)		
	评价标准	河流、湖库、河口：I类 <input type="checkbox"/> ；II类 <input type="checkbox"/> ；III类 <input checked="" type="checkbox"/> ；IV类 <input type="checkbox"/> ；V类 <input type="checkbox"/> ； 近岸海域：第一类 <input type="checkbox"/> ；第二类 <input type="checkbox"/> ；第三类 <input type="checkbox"/> ；第四类 <input type="checkbox"/> ； 规划年评价标准 ()		
	评价时期	丰水期 <input type="checkbox"/> ；平水期 <input type="checkbox"/> ；枯水期 <input type="checkbox"/> ；冰封期 <input type="checkbox"/> ； 春季 <input type="checkbox"/> ；夏季 <input type="checkbox"/> ；秋季 <input type="checkbox"/> ；冬季 <input type="checkbox"/> ；		
	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 <input type="checkbox"/> ；达标 <input type="checkbox"/> ；不达标 <input type="checkbox"/> ； 水环境控制单元或断面水质达标状况 <input type="checkbox"/> ；达标 <input type="checkbox"/> ；不达标 <input type="checkbox"/> ； 水环境保护目标质量状况 <input type="checkbox"/> ；达标 <input type="checkbox"/> ；不达标 <input type="checkbox"/> ； 对照断面、控制断面等代表性断面的水质状况 <input type="checkbox"/> ；达标 <input type="checkbox"/> ； 不达标 <input type="checkbox"/> ； 底泥污染评价 <input type="checkbox"/> ； 水资源与开发利用程度及其水文情势评价 <input type="checkbox"/> ； 水环境质量回顾评价 <input type="checkbox"/> ； 流域（区域）水资源（包括水能资源）与开发利用总体状况、 生态流量管理要求与现状满足程度、建设项目占用水域空间的水流状况与河湖演变状况 <input type="checkbox"/> ；		达标区 <input type="checkbox"/> ； 不达标区 <input type="checkbox"/> ；
影响预测	预测范围	河流：长度 (/) km；湖库、河口及近岸海域：面积 (/) km ²		
	预测因子	(/)		
	预测时期	丰水期 <input type="checkbox"/> ；平水期 <input type="checkbox"/> ；枯水期 <input type="checkbox"/> ；冰封期 <input type="checkbox"/> ； 春季 <input type="checkbox"/> ；夏季 <input type="checkbox"/> ；秋季 <input type="checkbox"/> ；冬季 <input type="checkbox"/> ； 设计水文条件 <input type="checkbox"/> ；		
	预测情景	施工期 <input type="checkbox"/> ；生产运行期 <input type="checkbox"/> ；服务期满后 <input type="checkbox"/> ； 正常工况 <input type="checkbox"/> ；非正常工况 <input type="checkbox"/> ； 污染控制和减缓措施方案 <input type="checkbox"/> ； 区（流）域环境质量改善目标要求情景 <input type="checkbox"/> ；		
	预测方法	数值解 <input type="checkbox"/> ；解析解 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/> ；导则推荐模式 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/> ；		
影响评价	水污染控制和水源井影响减缓措施有效性评价	区（流）域水环境质量改善目标 <input type="checkbox"/> ；替代削减源 <input type="checkbox"/> ；		
	水环境影响评价	排放口混合区外满足水环境管理要求 <input type="checkbox"/> ； 水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标 <input type="checkbox"/> ； 满足水环境保护目标水域水环境质量要求 <input type="checkbox"/> ； 水环境控制单元或断面水质达标 <input type="checkbox"/> ；		

工作内容		自查项目				
		满足重点水污染物排放总量控制指标要求，重点行业建设项目，主要污染物排放满足等量或减量替代要求 <input type="checkbox"/> ； 满足区（流）域水环境质量改善目标要求 <input type="checkbox"/> ； 水文要素影响型建设项目时应包括水文情势变化评价、主要水文特征值影响评价、生态流量符合性评价 <input type="checkbox"/> ； 对于新设或调整入河（湖库、近岸海域）排放口的建设项目，应包括排放口设置的环境合理性评价 <input type="checkbox"/> ； 满足生态保护红线、水环境质量底线、资源利用上线和环境准入清单管理要求 <input type="checkbox"/> ；				
污染源排放量核算	污染物名称	排放量/（t/a）		排放浓度/（mg/L）		
	（ / ）	（ / ）		（ / ）		
替代源排放情况	污染源名称	排放许可证编号	污染物名称	排放量/（t/a）	排放浓度/（mg/L）	
	（ / ）	（ / ）	（ / ）	（ / ）	（ / ）	
生态流量确定	生态流量：一般水期（ / ）m ³ /s；鱼类繁殖期（ / ）m ³ /s；其他（ / ）m ³ /s； 生态水位：一般水期（ / ）m；鱼类繁殖期（ / ）m；其他（ / ）m；					
防治措施	环境措施	污水处理设施 <input checked="" type="checkbox"/> ；水文减缓设施 <input type="checkbox"/> ；生态流量保障设施 <input type="checkbox"/> ；区域消减 <input type="checkbox"/> ； 依托其他工程措施 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/> ；				
	监测计划	环境质量		污染源		
		监测方式	手动 <input type="checkbox"/> ；自动 <input type="checkbox"/> ；无监测 <input type="checkbox"/> ；		手动 <input type="checkbox"/> ；自动 <input type="checkbox"/> ；无监测 <input checked="" type="checkbox"/> ；	
		监测点位	（ / ）		（ / ）	
	监测因子	（ / ）		（ / ）		
污染物排放清单	√					
评价结论	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> ；不可以接受 <input type="checkbox"/> ；					
注：“ <input type="checkbox"/> ”为勾选项”，可 <input checked="" type="checkbox"/> ；“（ / ）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容						

6.3 地下水环境影响分析与评价

本项目运行期间，可能造成地下水环境影响的因素主要为站场油罐、采出水处理装置区、集输管线工程等，地下水环境影响因素详见表 6.3-1。

表 6.3-1 运行阶段对地下水环境影响分析表

工程分区	影响原因	影响途径或方式	涉及场地	影响对象与结果
污油池、油罐	污油池、油罐防渗老化破损	污染物通过包气带进入含水层	新周 10 增、新周 5 增、吴起试注站、刘峁塬卸油台	第四系风积黄土潜水含水层、白垩系环河组含水层水质受到污染
采出水处理装置区	装置破损采出水泄漏	污染物通过包气带进入含水层	旗 13-8 增、周二转	第四系风积黄土潜水含水层水质受到污染
集输管线	集输管线破损	污染物通过包气带进入含水层	刘峁塬作业区、新周 10 增	第四系风积黄土潜水含水层、白垩

				系环河组含水层 水质受到污染
--	--	--	--	-------------------

6.3.1 正常状况下场区地下水影响分析

本项目建设内容主要包括迁建新周10增、新周5增，扩建旗13-8增，改建周二转站内采出水处理系统和吴起试注站，建设出油管线2条、4.42km，输油管线1条，2.81km；定边区域内主要建设内容为改造刘峁塬卸油台，更换出油管线2条、1.23km；吴起区域和定边区域配套更换站内部分管线、阀门、总机关、收球筒等装置。分别属于《环境影响评价导则-地下水环境》（HJ610-2016）行业分类表中的“F、41 石油、天然气、成品油管线（不含城市天然气管线）”和“F、37石油开采”。按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中地下水污染防治措施要求采取分区防渗措施后，可不进行正常状况情景下的预测。

正常状况下，项目产生的废水、固体废物经收集后均进行了妥善处理，不直接排入外环境，同时，各站场将进行有效的分区防渗，各污染物存贮建筑物基本不会有污水的泄漏情况发生，从而在源头上减少了污染物进入含水层的渗漏量。另外，本项目将建立完善的风险应急预案、设置合理有效的监测井，加强地下水环境监测。因此，正常状况下，项目对地下水的影响较小。

6.3.2 非正常状况下及事故状况下场区地下水影响分析

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）站场污油池渗漏对地下水环境的影响；
- （2）采出水处理系统泄漏对地下水环境的影响；
- （3）集输管线泄漏对地下水环境的影响；
- （4）其他原油泄漏对地下水环境的影响。

6.3.2.1 含油废水池泄漏对地下水环境影响分析

根据工程概况，本项目的站场中的污油池均进行了防渗处理，正常情况下不会对地下水环境产生较大的影响，在非正常情况下如底部或池壁的防渗措施老化破损导致其中的污水发生渗漏，则有可能对土壤及地下水环境产生影响。

（1）预测情境及源强

本项目污油池长宽高为 3m×5m×2m（具体以设计资料为准），根据《地下工程防水技术规范》（GB50108-2008），水池渗水量按照池体防水等级为三级时，任意 100m²

防水面积上的漏水或湿渍点数不超过 7 处，单个漏水点的最大漏水量不大于 2.5L/d。因此本项目含油污水池浸湿面积最大为 47m²，正常情况下渗水量不超过 8.225L/d。一般非正常状况下，水池渗漏水按照正常的 10 倍计算，即渗漏量为 82.25L/d。渗漏的污水中石油类浓度按照其最大溶解度计算，石油类源强为 0.0014805kg/d，假定站场检修期为 90d。

(2) 预测方法

依据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），本项目所在区域水文地质条件较简单，选用解析法进行预测。

根据水文地质条件，新周 10 增与新周 5 增所在区域潜水含水层主要以第四系风积黄土孔隙含水层、白垩系洛河组裂隙潜水含水层为主，本次评价选取这两个含水层作为主要污染预测含水层。

根据预测情景，本次预测利用连续源叠加原理进行预测，其中污染物发生渗漏、泄漏时段，将污染源概化为平面连续点源，之后预测大尺度时间轴污染物对下游的影响时，采用连续源模型叠加原理进行计算，适用《环境影响评价技术导则-地下水环境》中一维稳定流动二维水动力弥散问题——连续注入示踪剂模型：

$$C(x, y, t) = \frac{m_t}{4\pi M n_e \sqrt{D_L D_T}} e^{\frac{xu}{2D_L}} \left[2K_0(\beta) - W\left(\frac{u^2 t}{4D_L}, \beta\right) \right]$$

$$\beta = \sqrt{\frac{u^2 x^2}{4D_L^2} + \frac{u^2 y^2}{4D_L D_T}}$$

式中：

- x,y — 计算点处的位置坐标；
- t — 时间，d；
- C(x,y,t) — t时刻点 x, y 处的示踪剂质量浓度，g/L；
- M — 承压含水层的厚度，m；
- m_t — 单位时间注入示踪剂的质量，kg/d；
- u — 水流速度，m/d；
- n_e — 有效孔隙度，量纲为 1；
- D_L — 纵向弥散系数，m²/d；
- D_T — 横向 y 方向的弥散系数，m²/d；
- π — 圆周率；
- K₀(β) — 第二类零阶修正贝塞尔函数；
- W($\frac{u^2 t}{4D_L}, \beta$) — 第一类越流系统井函数。

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及其他有开发利用价

值的含水层，根据前文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：第四系风积黄土孔隙含水层、白垩系洛河组裂隙潜水含水层。下面对各含水层参数的确定具体分析：

含水层厚度——第四系风积黄土孔隙含水层：由于沟谷切割深，潜水赋存条件差，故无统一稳定的含水层，取区域平均值；白垩系环河组潜水含水层：根据《鄂尔多斯盆地地下水勘察研究》等资料取平均值。

含水层渗透系数——根据《陕西省延安市吴起县地下水勘察报告》、《榆林市南部地下水勘查—榆林市定边县地下水勘查报告》，第四系黄土潜水含水层渗透系数为 0.26~0.46m/d，白垩系环河组裂隙含水层渗透系数为 0.18~0.31m/d，本次评价均取其最大值。

水力坡度——水力坡度，无量纲，各含水层水力坡度的值根据现有资料及各含水层等水位线图最终确定；

有效孔隙度——各含水层有效孔隙度的值根据各含水层岩性特征及经验参数最终确定；

弥散系数——由于水动力弥散尺度效应的存在，难以通过野外或室内弥散试验获得真实的弥散度，因此本次预测参考前人的研究成果，选取经验值，其中横向弥散系数取纵向弥散系数的 0.1 倍。

最终确定的各项参数见表 6.3-2。

表 6.3-2 含水层及溶质运移参数

含水层	厚度 M (m)	渗透系数 K (m/d)	水力坡度 I	有效孔隙度 n	水流速度 v (m/d)	纵向弥散度 (m)	横向弥散度 (m)
第四系风积黄土孔隙潜水含水层	40	0.46	0.015	0.25	0.0276	10	1
白垩系环河组裂隙含水层	80	0.31	0.015	0.2	0.02325	10	1

(3) 预测结果

本次预测选取 100d、1000d 及污染物超标运移最远距离对应时间共计三个时间点，当含油废水池发生后，随着时间推移，石油类在第四系风积黄土孔隙潜水含水层、白垩系环河组裂隙含水层中的运移情况见表 6.3-3、图 6.3-1、图 6.3-2，其中 (0,0) 点为泄漏点位置，横轴正方向为地下水流向。

①第四系风积黄土孔隙潜水含水层预测结果

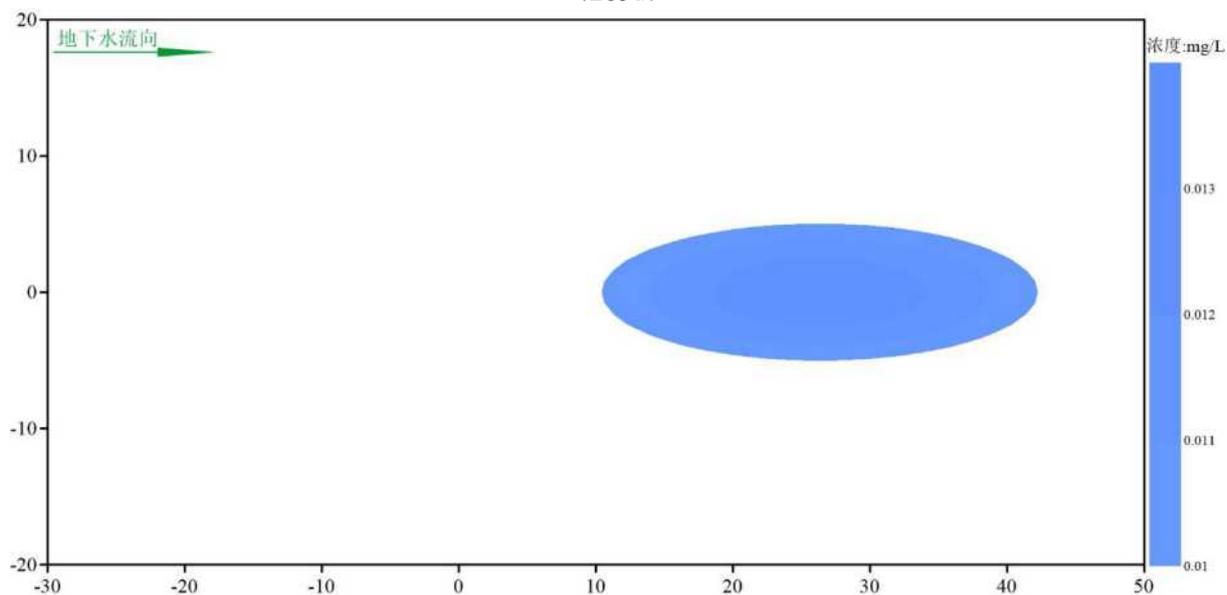
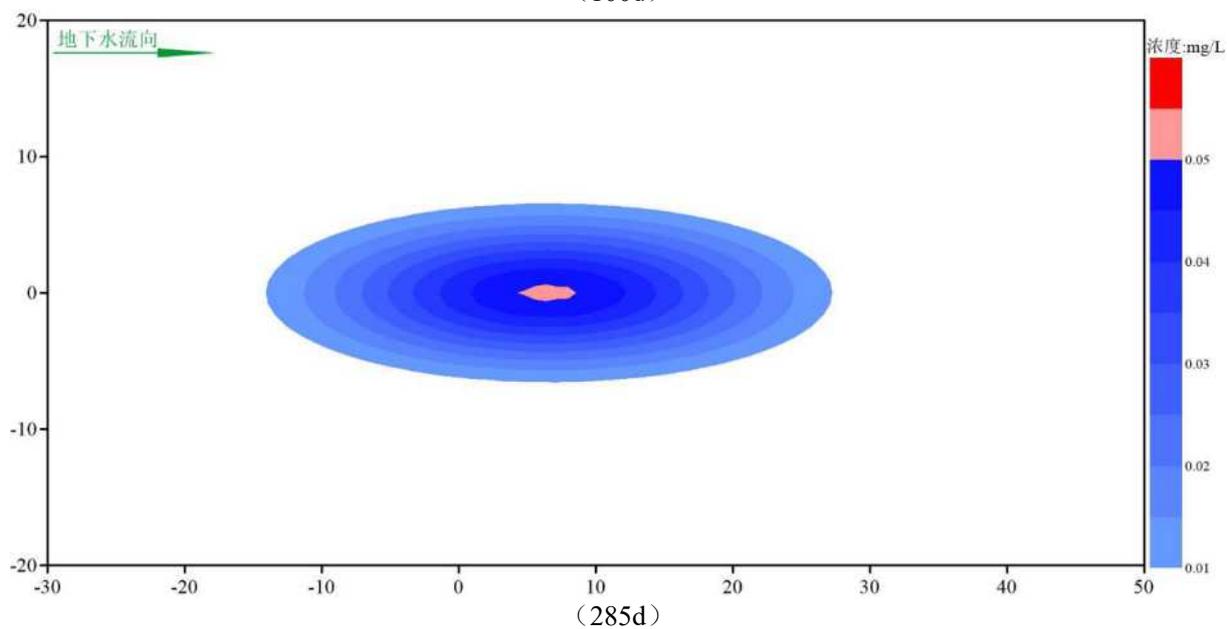
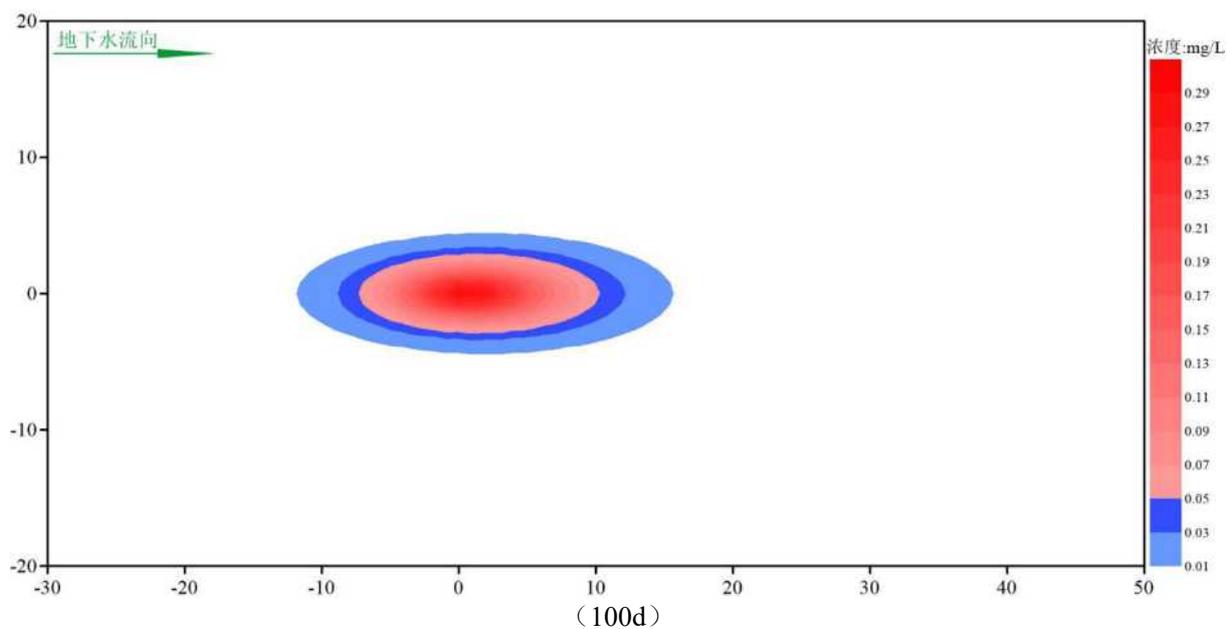
从图表中可以看出，在非正常状况下，在含油废水池泄漏 100d 时，地下水中石油类浓度最大为 0.297mg/L，超出《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准限值 0.05mg/L，影响范围为 191m²，最大运移距离为 15.6m，超标范围为 79m²，最大超标距离为 10.1m，随着时间的推移，石油类浓度逐渐变小；第 285d 时，地下水中石油类浓度最大为 0.051mg/L，超出《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准限值 0.05mg/L，影响范围为 425m²，最大运移距离为 27.3m，超标范围为 3m²，最大超标距离为 8.5m；第 1000d 时，地下水中石油类浓度最大为 0.012mg/L，未超出《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准限值 0.05mg/L，影响范围为 250m²，最大运移距离为 42.1m。根据下游 20m 处污染物浓度 1000d 历时曲线计算结果，地下水中石油类浓度在 330d 左右达到最大值 0.027mg/L，之后就逐渐减小，预测期内均未超出 III 类标准限值 0.05mg/L，对地下水环境影响较小。

②白垩系环河组裂隙潜水含水层预测结果

从图表中可以看出，在非正常状况下，在含油废水池泄漏 100d 时，地下水中石油类浓度最大为 0.221mg/L，超出《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准限值 0.05mg/L，影响范围为 142m²，最大运移距离为 13.3m，超标范围为 53m²，最大超标距离为 8.2m，随着时间的推移，石油类浓度逐渐变小；第 220d 时，地下水中石油类浓度最大为 0.053mg/L，超出《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准限值 0.05mg/L，影响范围为 263m²，最大运移距离为 20.3m，超标范围为 5m²，最大超标距离为 6.4m；第 1000d 时，地下水中石油类最大浓度低于检出限 0.01mg/L，对地下水环境影响较小。根据下游 20m 处污染物浓度 1000d 历时曲线计算结果，地下水中石油类浓度在 400d 左右达到最大值 0.016mg/L，之后就逐渐减小，预测期内均未超出 III 类标准限值 0.05mg/L，对地下水环境影响较小。

表 6.3-3 各预测时段地下水中污染物预测结果

含水层	运移时间	下游最大浓度 (mg/L)	影响范围(m ²)	超标范围(m ²)	最大运移距 离(m)	最大超标距 离(m)
第四系风 积黄土	100d	0.297	191	79	15.6	10.1
	285d	0.051	425	3	27.3	8.5
	1000d	0.012	250	0	42.1	0
白垩系环 河组	100d	0.221	142	53	13.3	8.2
	220d	0.053	263	5	20.3	6.4
	1000d	0.01ND	0	0	0	0



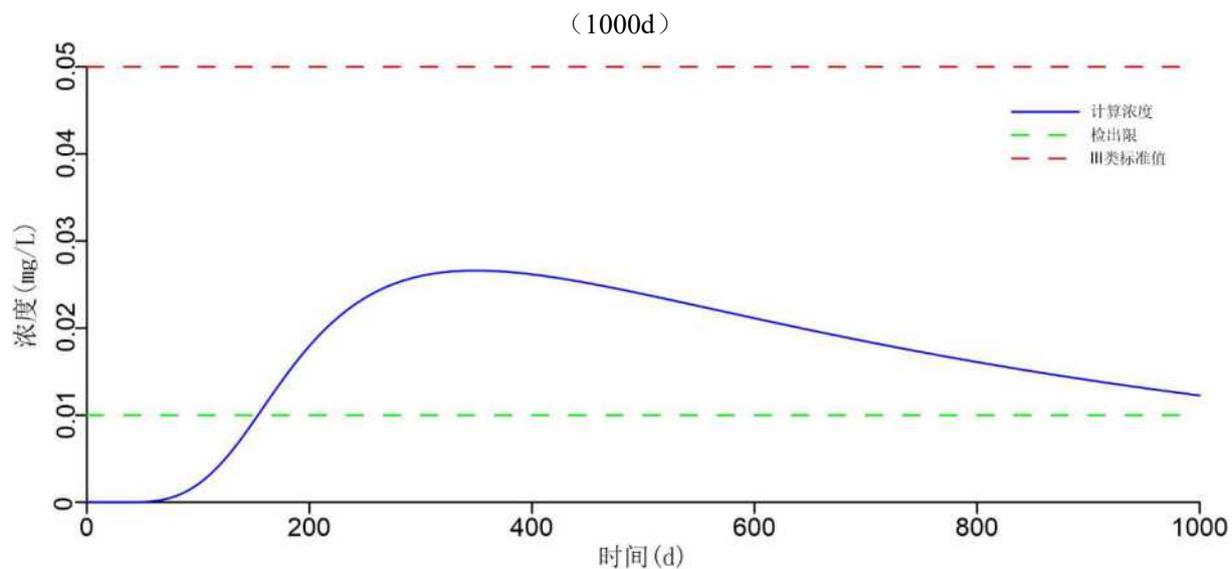
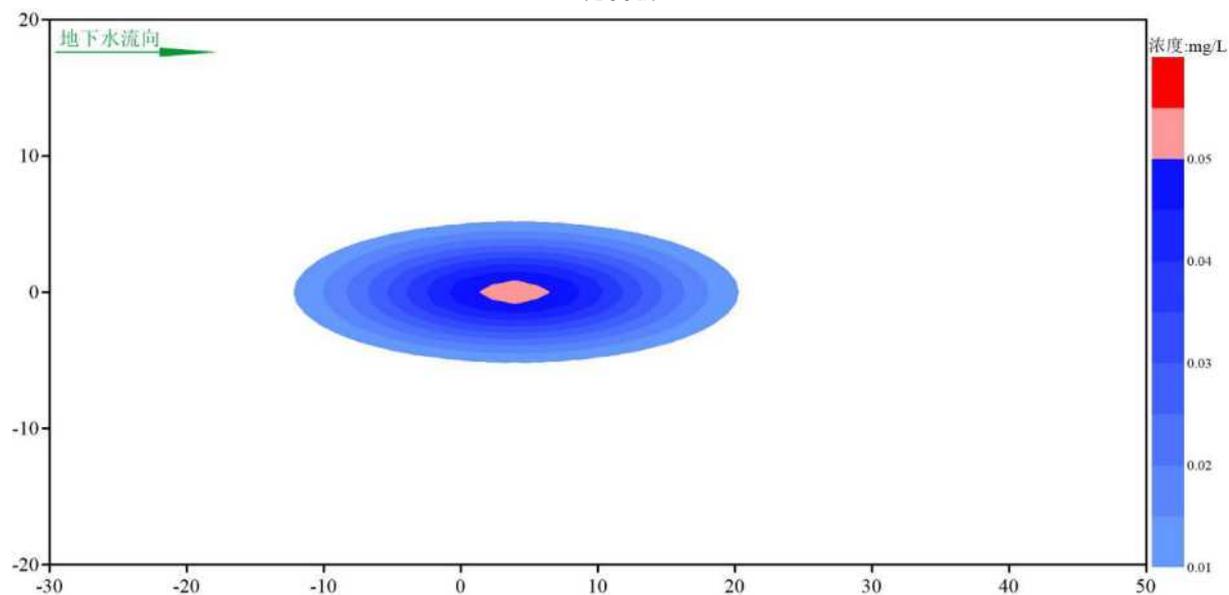
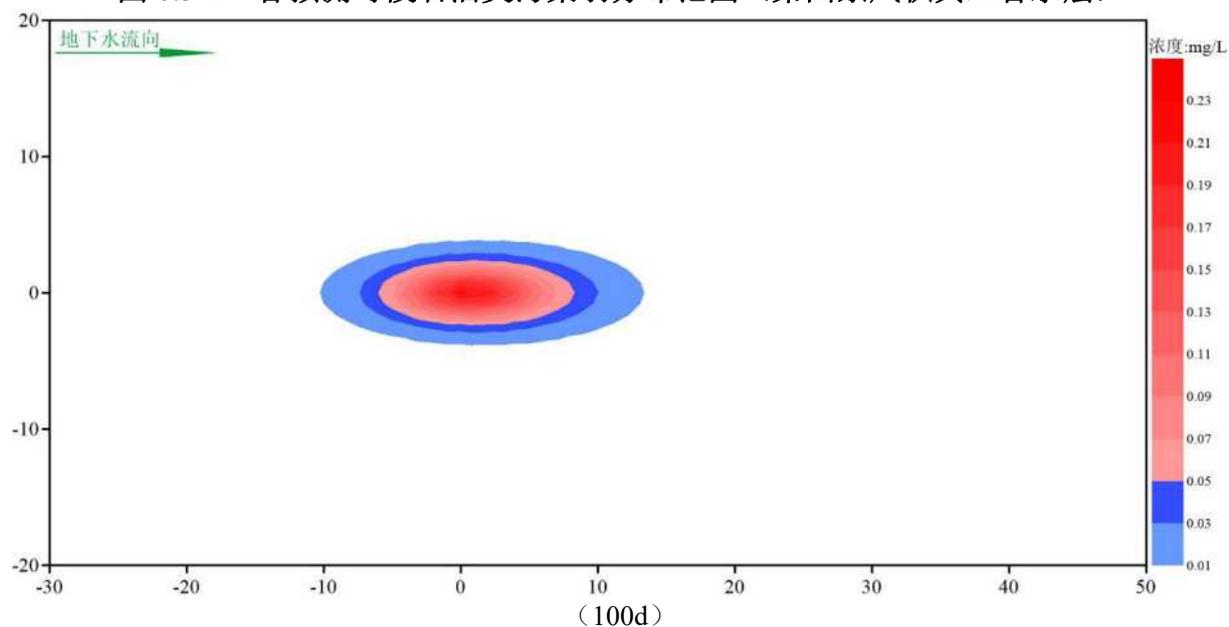


图 6.3-1 各预测时段石油类污染羽分布范围 (第四系风积黄土含水层)



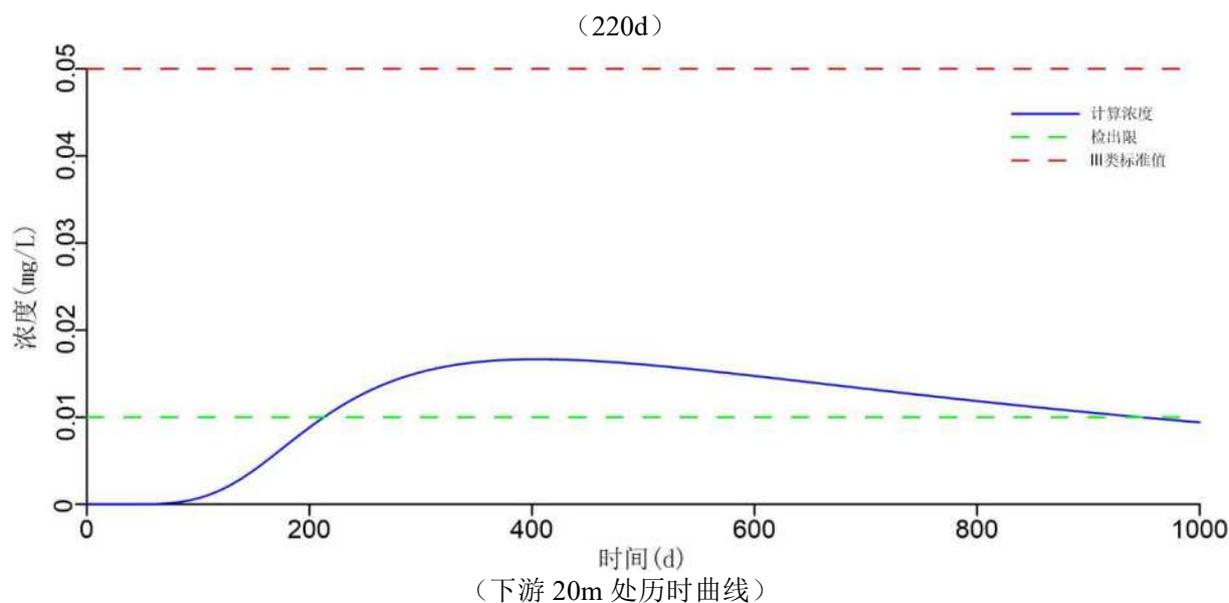


图 6.3-2 各预测时段石油类污染羽分布范围（白垩系环河组含水层）

6.3.2.2 采出水处理系统渗漏对地下水环境影响分析

(1) 溶质运移预测模型的建立

情境设置：本次预测评价假设站场内的沉降除油罐因腐蚀或其他原因出现破损导致采出水发生渗漏，假设沉降除油罐底部有一条沿直径宽 1cm 的裂缝，采出水通过裂缝泄漏进入地下造成污染。采出水渗漏量计算为： $Q=K \cdot A \cdot I$ ，式中： Q 为非正常状况泄漏量， m^3/d ； K 为包气带饱和渗透系数，根据本次理化性质调查取 $3.96 \times 10^{-5} cm/s$ ($0.03428 m/d$)； A 为泄漏面积， $0.056 m^2$ ； I 为水力坡度，无量纲，取 1；由此计算可知非正常状况下沉降除油罐的渗漏量为 $0.001921 m^3/d$ ，石油类在水中的溶解度为 $18 mg/L$ 。假定定期检修间隔为 90d。

数学模型：非正常状况下的地下水溶质运移模拟可看做是一维稳定流动二维水动力弥散问题，由于沉降除油罐泄漏时间较短，根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），本次预测分时段选取两个预测模式。污染物发生渗漏、泄漏时段，将污染源概化为平面连续点源，适用《环境影响评价技术导则-地下水环境》中一维稳定流动二维水动力弥散问题——连续注入示踪剂模型；之后预测大尺度时间轴上污染物对下游的影响时，可以将污染物发生渗漏、泄漏时段污染源的泄漏概化为瞬时点源，适用《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中一维稳定流动二维水动力弥散问题——瞬时注入示踪剂模型。

预测模型参数的确定：本次评价最终确定的各项水文地质参数见表 6.3-2。

(2) 地下水污染预测模拟和影响分析

本次预测选取 100d、1000d 及污染物超标运移最远距离对应时间共计三个时间点，当含油废水池发生后，随着时间推移，石油类在第四系风积黄土孔隙潜水含水层、白垩系环河组裂隙含水层中的运移情况见表 6.3-4、图 6.3-3、图 6.3-4，其中 (0,0) 点为泄漏点位置，横轴正方向为地下水流向。

①第四系风积黄土孔隙潜水含水层预测结果

从图表中可以看出，在非正常状况下，在采出水处理系统泄漏 100d 时，地下水中石油类浓度最大为 0.385mg/L，超出《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准限值 0.05mg/L，影响范围为 211m²，最大运移距离为 16.4m，超标范围为 95m²，最大超标距离为 11.2m，随着时间的推移，石油类浓度逐渐变小；第 350d 时，地下水中石油类浓度最大为 0.052mg/L，超出《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准限值 0.05mg/L，影响范围为 548m²，最大运移距离为 31.9m，超标范围为 10m²，最大超标距离为 11.7m；第 1000d 时，地下水中石油类浓度最大为 0.016mg/L，未超出《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准限值 0.05mg/L，影响范围为 523m²，最大运移距离为 49.2m。根据下游 20m 处污染物浓度 1000d 历时曲线计算结果，地下水中石油类浓度在 330d 左右达到最大值 0.027mg/L，之后就逐渐减小，预测期内均未超出 III 类标准限值 0.05mg/L，对地下水环境影响较小。

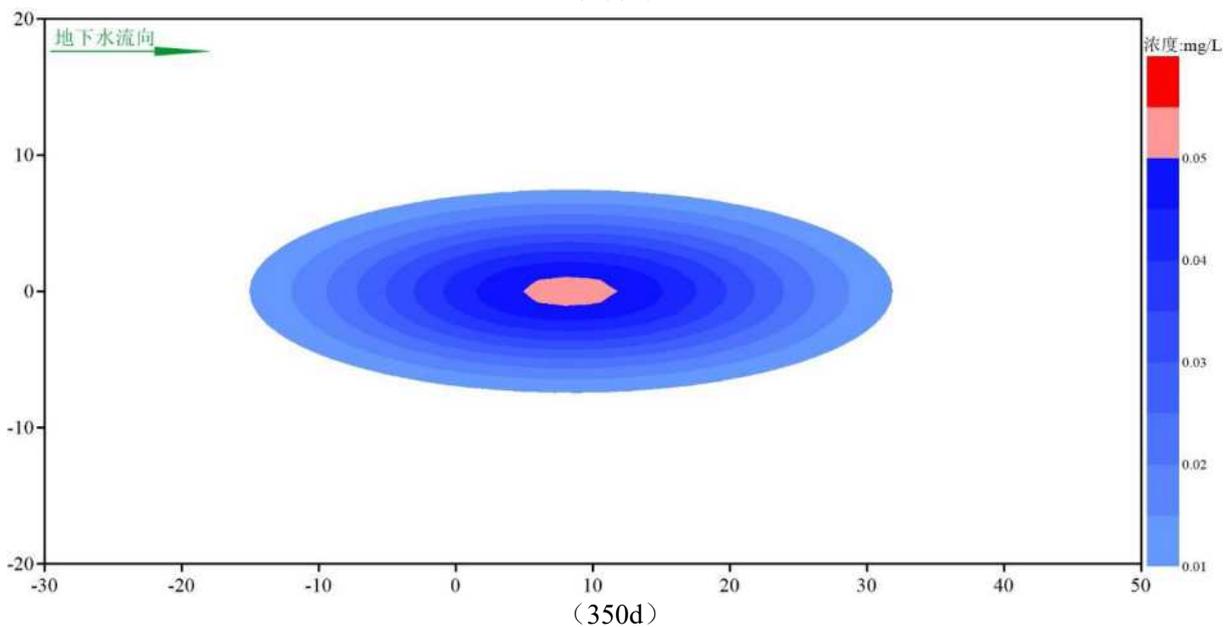
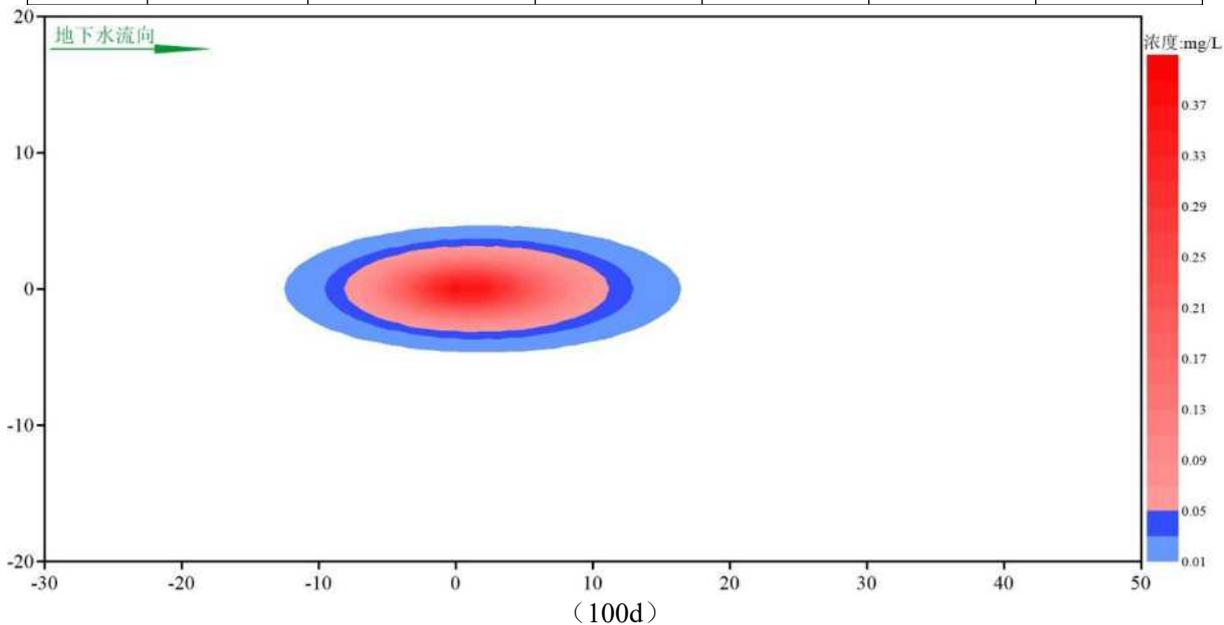
②白垩系环河组裂隙潜水含水层预测结果

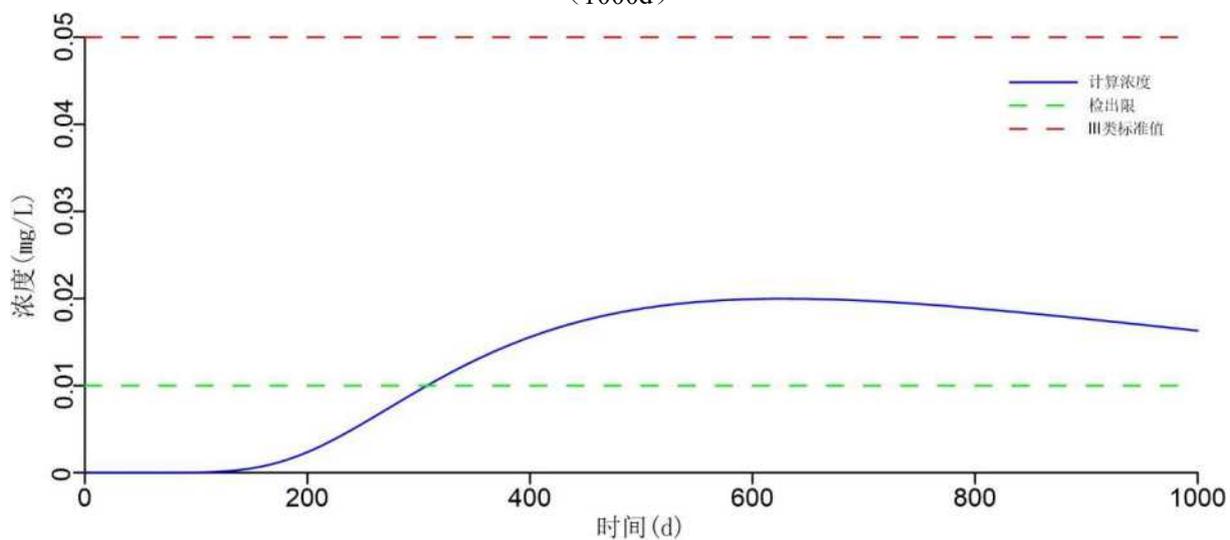
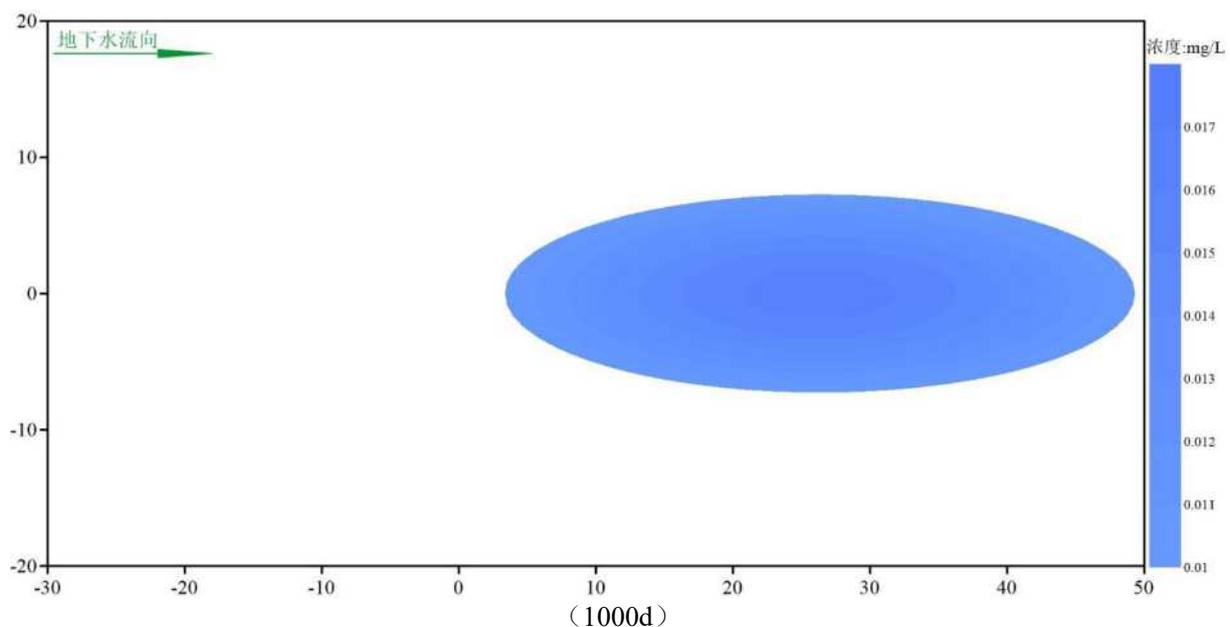
从图表中可以看出，在非正常状况下，在含油废水池泄漏 100d 时，地下水中石油类浓度最大为 0.286mg/L，超出《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准限值 0.05mg/L，影响范围为 158m²，最大运移距离为 14.1m，超标范围为 65m²，最大超标距离为 9.1m，随着时间的推移，石油类浓度逐渐变小；第 270d 时，地下水中石油类浓度最大为 0.052mg/L，超出《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准限值 0.05mg/L，影响范围为 341m²，最大运移距离为 23.7m，超标范围为 8m²，最大超标距离为 8.3m；第 1000d 时，地下水中石油类浓度最大为 0.012mg/L，未超出《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准限值 0.05mg/L，影响范围为 177m²，最大运移距离为 35.4m。根据下游 20m 处污染物浓度 1000d 历时曲线计算结果，地下水中石油类浓度在 720d 左右达到最大值 0.013mg/L，之后就逐渐减小，预测期内均未超出 III 类标准限值 0.05mg/L，对地下水环境影响较小。

表 6.3-4 各预测时段地下水中污染物预测结果

含水层	运移时间	下游最大浓度 (mg/L)	影响范围(m ²)	超标范围(m ²)	最大运移距 离(m)	最大超标距 离(m)
-----	------	------------------	-----------------------	-----------------------	---------------	---------------

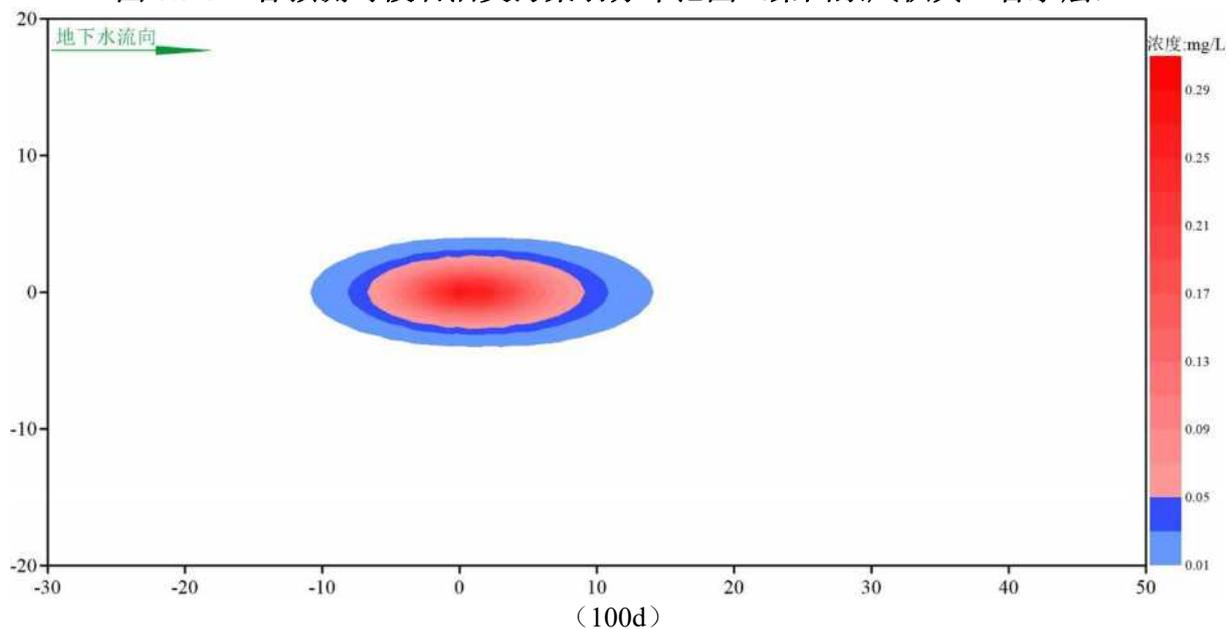
第四系风积黄土	100d	0.385	211	95	16.4	11.2
	350d	0.052	548	10	31.9	11.7
	1000d	0.016	523	0	49.2	0
白垩系环河组	100d	0.286	158	65	14.1	9.1
	270d	0.052	341	8	23.7	8.3
	1000d	0.012	177	0	35.4	0





(下游 20m 处历时曲线)

图 6.3-3 各预测时段石油类污染羽分布范围 (第四系风积黄土含水层)



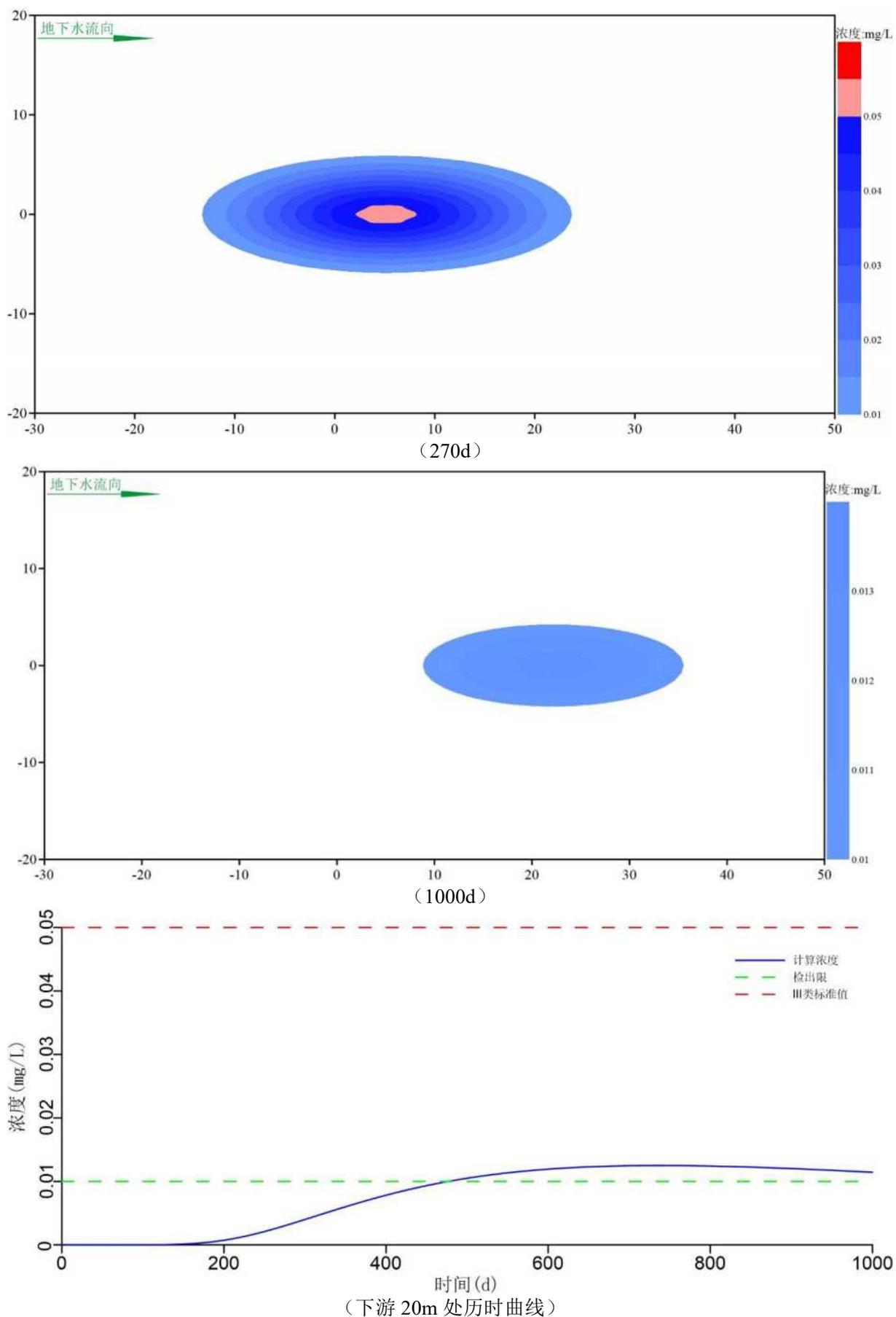


图 6.3-4 各预测时段石油类污染羽分布范围（白垩系环河组含水层）

6.3.2.3 输油管线泄漏对地下水环境影响分析

(1) 预测模式

本项目出油和输油管线地下水评价工作等级均为三级，评价区水文地质条件相对简单，采用解析法进行预测，预测对象为输油管线因腐蚀、老化等原因产生的泄漏点持续渗漏，可将其排放形概化为平面连续点源持续渗漏。

根据概化的排放规律，本次采用平一维稳定流动二维水动力弥散问题中的平面连续点源模型进行预测。根据《环境影响评价技术导则 地下水》附录 D 推荐的一维稳定流动二维水动力弥散问题中的示踪剂连续注入二维模型，预测公式为。

$$C(x, y, t) = \frac{m_t}{4\pi M n \sqrt{D_L D_T}} e^{-\frac{xz}{2D_L}} \left[2K_0(\beta) - W\left(\frac{u^2 t}{4D_L}, \beta\right) \right]$$

$$\beta = \sqrt{\frac{u^2 x^2}{4D_L^2} + \frac{u^2 y^2}{4D_L D_T}}$$

式中：

x, y ——计算点处的位置坐标；

t ——时间，d；

$C(x, y, t)$ —— t 时刻点 (x, y) 处的污染物浓度，mg/L；

M ——含水层的厚度，m；

m_t ——单位时间注入污染物的质量，kg/d；

u ——水流速度，m/d；

n ——有效孔隙度，无量纲；

D_L ——纵向弥散系数， m^2/d ；

D_T ——横向 y 方向弥散系数， m^2/d ；

π ——圆周率；

$K_0(\beta)$ ——第二类零阶修正贝塞尔函数；

$W\left(\frac{u^2 t}{4D_L}, \beta\right)$ ——第一类越流系统井函数；

(2) 预测情景

管线由于腐蚀、老化等原因管壁变薄最终产生泄漏点，原油通过泄漏点发生泄漏，按照最不利情况考虑，原油渗漏后直接进入潜水含水层。

(3) 预测因子

原油中的特征污染因子主要为石油类，本次评价重点对特征污染因子石油类进行预测。

(4) 预测源强

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为 5-18mg/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，由于本项目输油管线中输送介质为原油和净化油，含水率较小，因此本次输油管线源强预设输油管线发生小孔破损渗漏，原油滴落在地面形成直径 200cm 的圆形污染区域，污染区域上的原油随着降水入渗进入含水层中，对地下水环境产生影响。

本次取石油类在水中最大溶解度做为原油下渗的初始浓度，即 18mg/L；当地的多年平均降水量以 438.7mm 计算，直径 200cm 圆形污染区域面积为 3.14m²，因此原油随降雨入渗下渗的量为 1.377518m³/a（0.0037741m³/d），故石油类污染物的入渗量为 0.000067933kg/d。

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。

(5) 预测时段

根据导则预测时段的要求，本次确定的预测时段分别为污染发生后的 100d、1000d 和污染物达标时对应的时段。

(6) 预测参数

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为第四系冲积层含水层、白垩系环河组含水层。本次按管线直接影响的含水层类型分别进行预测。

(7) 预测结果

本次预测选取 100d、1000d 及污染物超标运移最远距离对应时间共计三个时间点，当含油废水池发生后，随着时间推移，石油类在第四系风积黄土孔隙潜水含水层、白垩系环河组裂隙含水层中的运移情况见表 6.3-5、图 6.3-5、图 6.3-6，其中（0,0）点为泄漏点位置，横轴正方向为地下水流向。

①第四系风积黄土孔隙潜水含水层预测结果

根据预测，在非正常状况下，原油泄漏进入地下水后，石油类的污染羽将不断向下游扩散。在第四系风积黄土含水层中，第 100 天，地下水中污染物最大浓度为 0.0253mg/L，未超出《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准限值 0.05mg/L，最大运移距离为 4.6m，影响范围为 17m²；第 1000 天，地下水中污染物最大浓度为 0.0378mg/L，

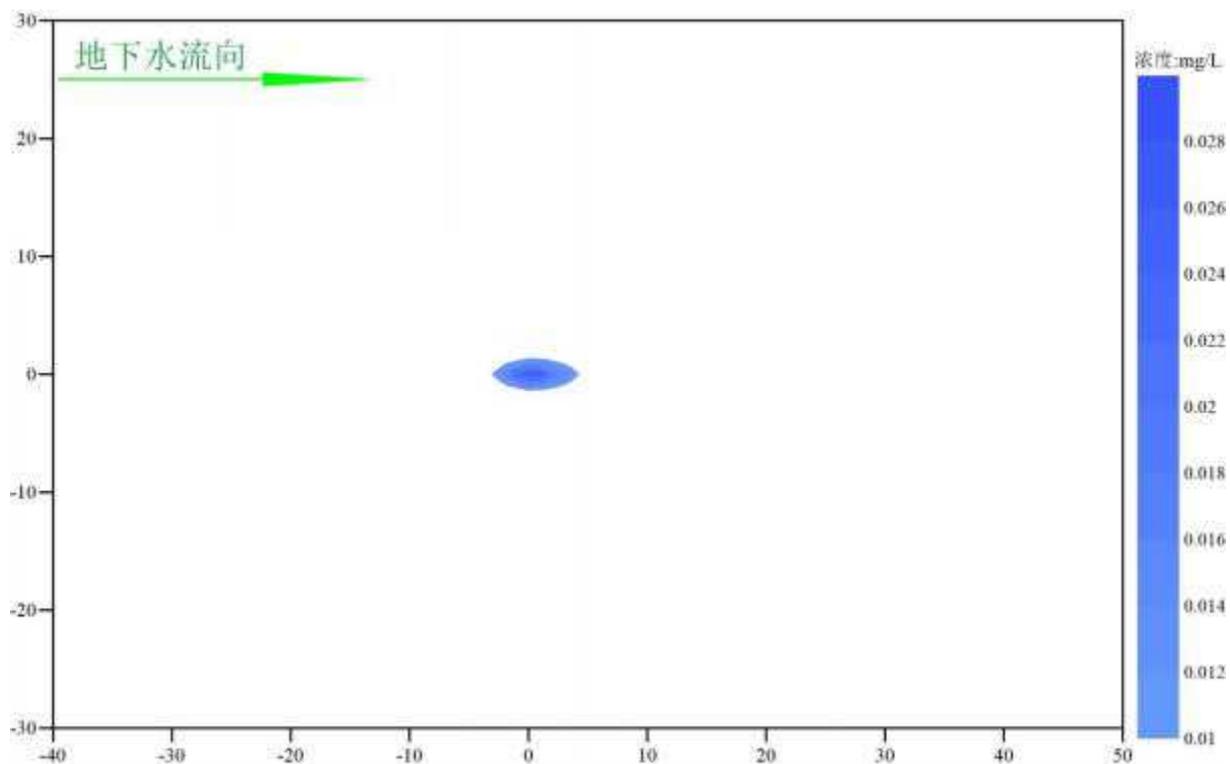
未超出《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准限值 0.05mg/L，最大运移距离为 18.4m，影响范围为 129m²；第 2000 天，地下水中污染物最大浓度为 0.0395mg/L，未超出《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准限值 0.05mg/L，最大运移距离为 28.1m，影响范围为 230m²。根据管线下游 20m 处污染物浓度历史曲线计算结果，地下水中石油类污染物浓度在 1200 天达到检出限，直到第 3650 天，地下水中污染物浓度均未超出《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准限值 0.05mg/L，对地下水环境影响较小。

②白垩系环河组裂隙潜水含水层预测结果

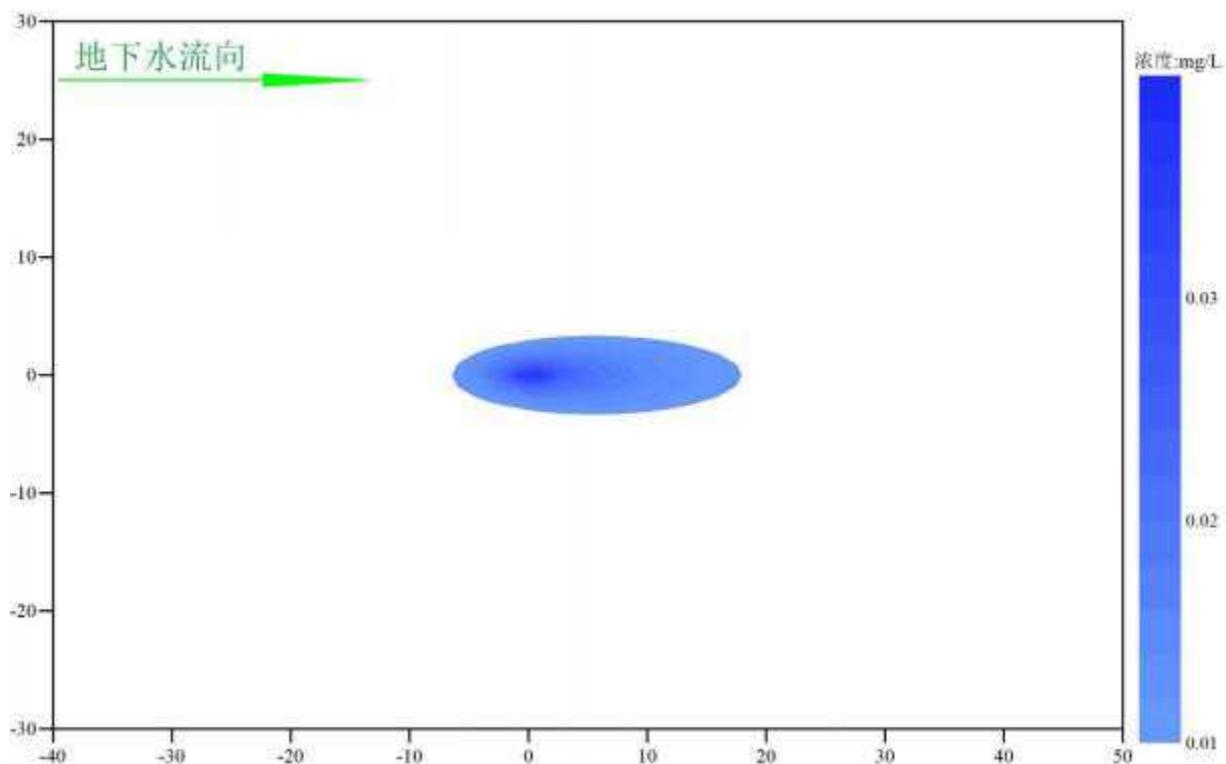
在白垩系环河组裂隙含水层中，第 100 天，地下水中污染物最大浓度为 0.0125mg/L，未超出《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准限值 0.05mg/L，最大运移距离为 1.9m，影响范围为 3m²；第 1000 天，地下水中污染物最大浓度为 0.0169mg/L，未超出《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准限值 0.05mg/L，最大运移距离为 5.3m，影响范围为 15m²；第 2000 天，地下水中污染物最大浓度为 0.0177mg/L，未超出《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准限值 0.05mg/L，最大运移距离为 6.4m，影响范围为 24m²。根据管线下游 20m 处污染物浓度历史曲线计算结果，地下水中石油类污染物浓度在 3650 天内，地下水中污染物浓度均未超出《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准限值 0.05mg/L，对地下水环境影响较小。

表 6.3-5 各预测时段地下水中污染物预测结果

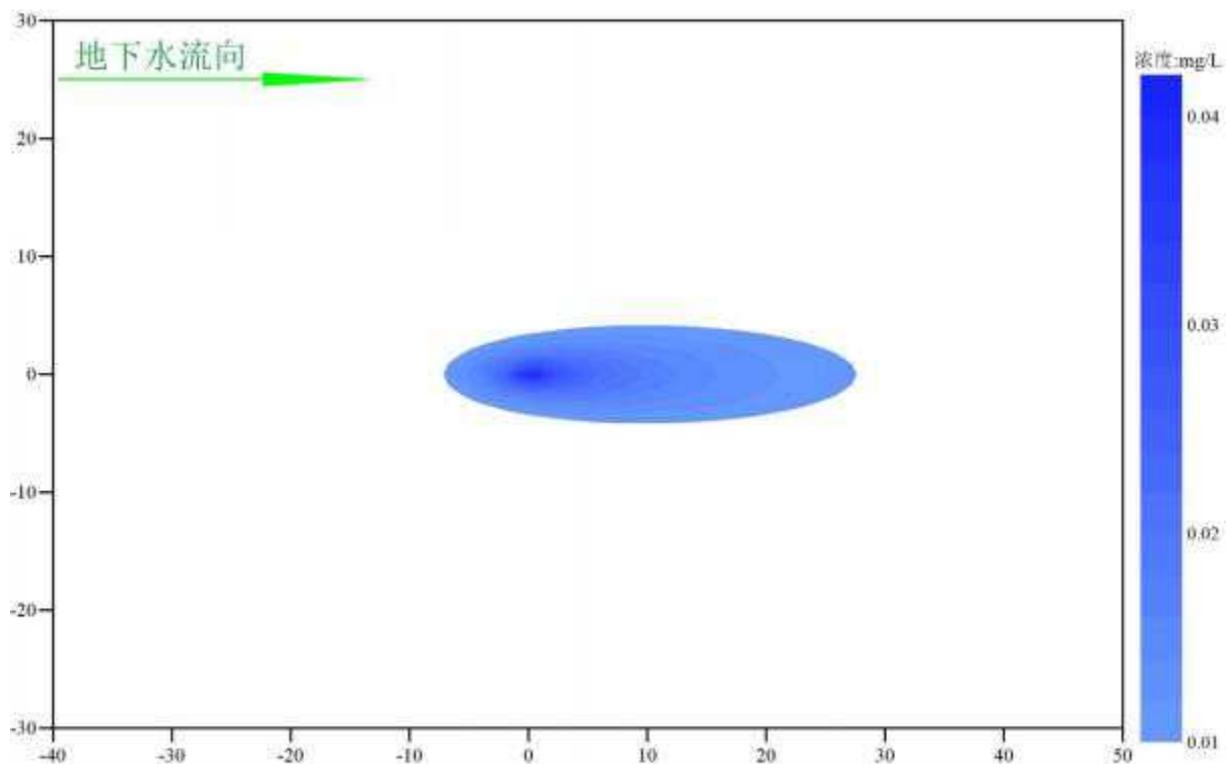
含水层	运移时间	下游最大浓度 (mg/L)	影响范围(m ²)	超标范围(m ²)	最大运移距 离(m)	最大超标距 离(m)
第四系风 积黄土	100d	0.0253	17	0	4.6	0
	1000d	0.0378	129	0	18.4	0
	2000d	0.0395	230	0	28.1	0
白垩系环 河组	100d	0.0125	3	0	1.9	0
	1000d	0.0169	15	0	5.3	0
	2000d	0.0177	24	0	6.4	0



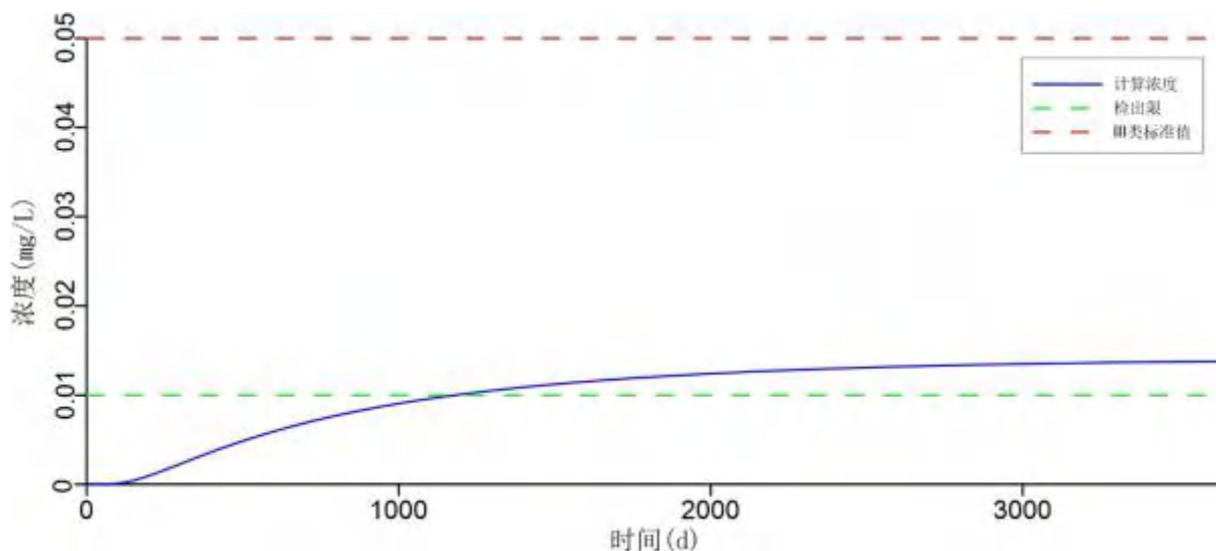
(第 100d)



(第 1000d)

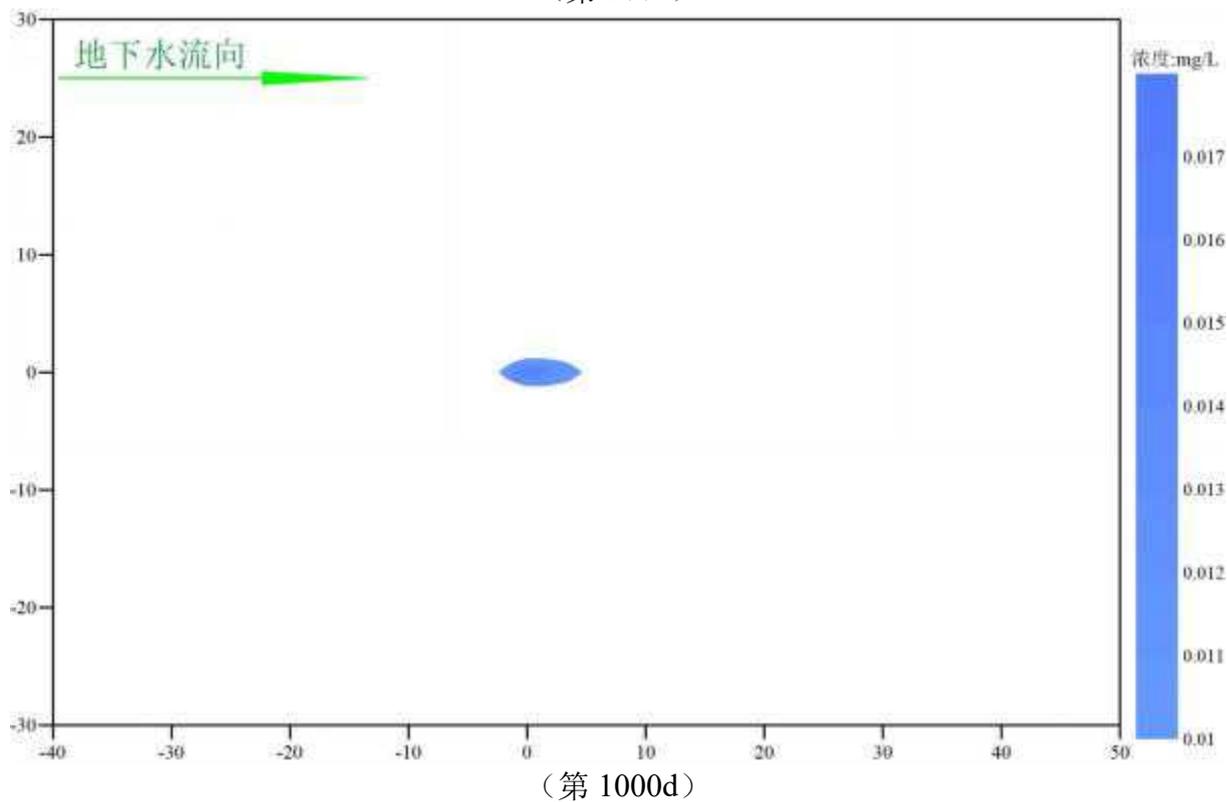
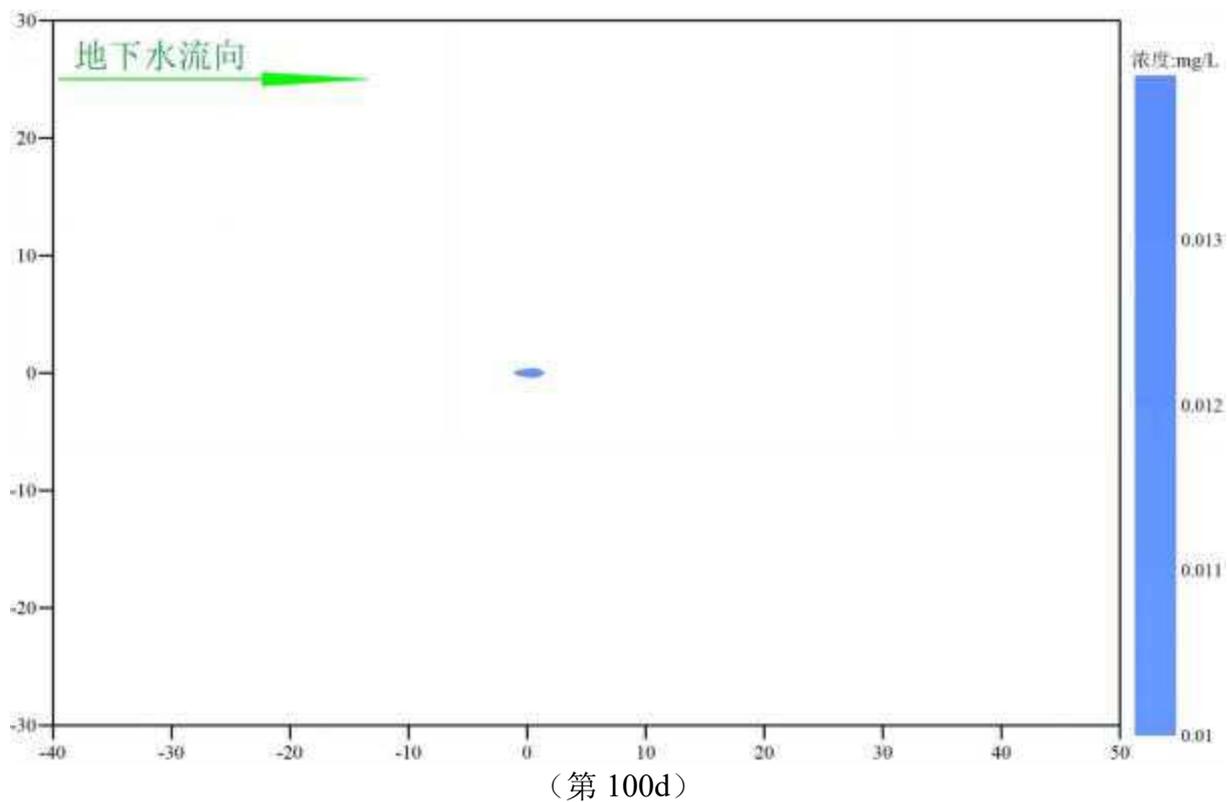


(第 2000d)



(下游 20m 处历时曲线)

图 6.2-5 各预测时段石油类污染羽分布范围 (第四系风积黄土含水层)



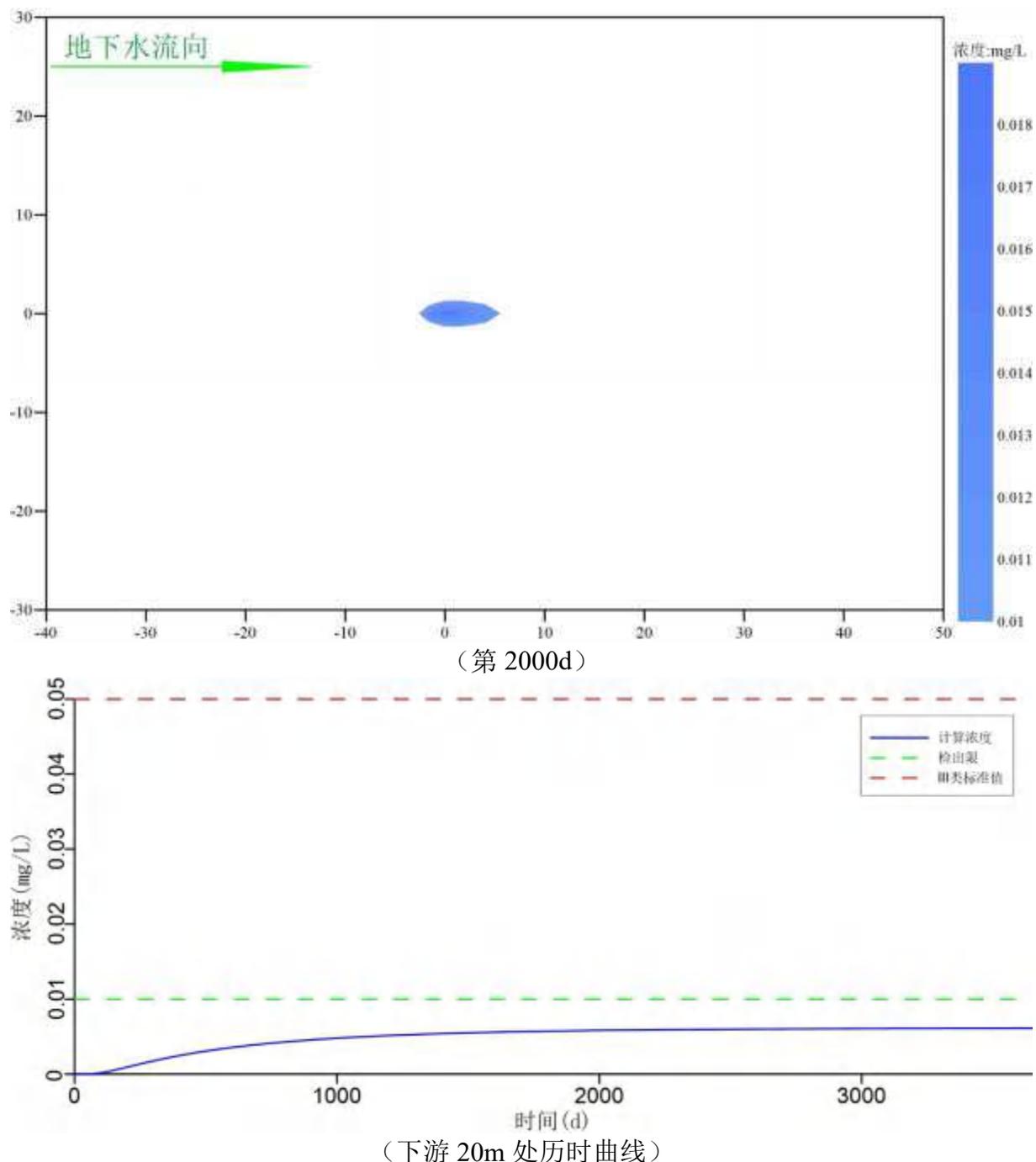


图 6.2-6 各预测时段石油类污染羽分布范围（白垩系环河组含水层）

6.3.2.4 地下水环境敏感目标影响分析

本项目涉及的地下水保护目标有：第四系风积黄土孔隙含水层和白垩系环河组基岩裂隙岩含水层。根据前文预测分析，在正常状况下，如果各项目环保措施得当，项目运行阶段污油池、采出水处理装置、管线输送原油等都不会对地下水环境保护目标产生影响。下面简要分析在非正常状况下项目运行对地下水环境保护目标的影响情况。

(1) 污油池泄漏对地下水环境保护目标的影响分析

污油池发生泄漏后,可能对第四系风积黄土潜水含水层和环河组裂隙含水层造成影响。在所预测的非正常状况下,在 1000d 的预测时段内,形成的污染晕顺地下水径流方向最大运移距离最大为 42.1m,影响范围相对局限在泄漏点周边,且最大浓度未超出《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中 III 类标准限值。根据前期地下水保护目标调查结果,站场评价范围内没有集中式和分散式饮用水井,不会对周边居民的供水安全产生影响,对地下水含水层的影响很小。

(2) 采出水处理系统泄漏对地下水环境保护目标的影响分析

采出水处理系统发生泄漏后,可能对第四系风积黄土潜水含水层和环河组裂隙含水层造成影响。在所预测的非正常状况下,在 1000d 的预测时段内,形成的污染晕顺地下水径流方向最大运移距离最大为 49.2m,影响范围相对局限在泄漏点周边,且最大浓度未超出《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中 III 类标准限值。根据前期地下水保护目标调查结果,站场评价范围内没有集中式和分散式饮用水井,不会对周边居民的供水安全产生影响,对地下水含水层的影响很小。

(3) 原油管线泄漏对地下水环境保护目标的影响分析

项目运行期原油管线可能受腐蚀发生渗漏,根据预测分析,泄漏点周边的地下水水质会在一定的时间内受到石油类的影响,污染物在预测时段内的最大迁移距离为 28.1m。根据前期地下水保护目标调查结果,评价范围内没有集中式和分散式饮用水井,不会对周边居民的供水安全产生影响,对地下水含水层的影响也很小。

因此,在正常状况下,项目各阶段不会对地下水环境造成影响,也不会对水源地的供水安全造成影响,在假设的非正常状况下,会对局部地下水水质产生一定污染,但污染面积和程度相对较小,不会影响到周边地下水保护目标的供水安全。

6.4 声环境影响预测评价

6.4.1 预测方案

本项目管线全线采用埋地敷设,正常工况下,在生产过程中不会产生噪声污染,噪声主要来源于站场数字化混输泵撬、加热炉及各类泵类。项目噪声源强详见表 3.2-3。

6.4.2 预测条件及模式

6.4.2.1 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) 考虑围墙遮挡等隔声量 5.0 dB(A)。

6.4.2.2 预测模式

根据《环境影响评价技术导则声环境》(HJ2.4-2009) 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点声源几何发散的基本公式如下:

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

式中: $L_p(r)$ ——预测点的噪声级, dB(A);

$L_p(r_0)$ ——距离声源 1m 处的噪声级, dB(A);

r ——预测点离声源距离, m;

②噪声叠加公式:

$$L_{eqs} = 10\lg\left(\sum_{i=1}^n 10^{0.1L_{eqi}}\right)$$

式中:

L_{eqs} ——预测点处的等效声级, dB(A);

L_{eqi} ——第 i 个点声源对预测点的等效声级, dB(A)。

6.4.3 噪声预测结果与评价

经计算, 项目噪声预测如下表。

表 6.4-1 声源距厂界的距离 单位: m

站场	噪声源	东	南	西	北
新周 10 增	数字化混输泵撬	10	13	14	27
新周 5 增	数字化混输泵撬	13	12	40	20
旗 13-8 增	冷凝加热炉	10	66	114	18
	冷凝加热炉	13	66	111	18
	输油泵	14	39	110	45
	单螺杆泵	13	45	111	39
	注水泵	55	68	69	16
吴起试注站(位于周二转内)	废润滑油泵	44	247	25	27
	供水泵	58	78	11	196
	计量泵	58	121	11	153
刘峁塬卸油台	外输泵	47	10	14	15
	外输泵	47	12	14	13
	转油泵	42	10	19	15
	转油泵	42	12	19	13

表 6.4-2 噪声预测结果一览表 单位：dB(A)

站场	噪声源	东厂界	南厂界	西厂界	北厂界	
新周 10 增	贡献值	46.8	45.7	45.1	41.4	
	现状值	昼间	52	50	50	51
		夜间	46	45	46	44
	预测值	昼间	53.1	51.4	51.2	51.4
		夜间	49.4	48.4	48.6	45.9
新周 5 增	贡献值	46.7	47.1	38.0	44.0	
	现状值	昼间	51	53	52	53
		夜间	45	46	45	44
	预测值	昼间	52.4	54.0	52.2	53.5
		夜间	48.9	49.6	45.8	47.0
旗 13-8 增	贡献值	47.0	40.2	36.2	46.5	
	现状值	昼间	53	51	52	54
		夜间	46	45	45	45
	预测值	昼间	54.0	51.3	52.1	54.7
		夜间	49.5	46.2	45.5	48.8
吴起试注站(位于周二转内)	贡献值	33.8	28.8	45.3	32.0	
	现状值	昼间	54	53	55	55
		夜间	46	47	46	47
	预测值	昼间	54.0	53.0	55.4	55.0
		夜间	46.3	47.1	48.7	47.1
刘峁塬卸油台	贡献值	43.1	47.3	46.1	46.5	
	现状值	昼间	52	51	52	51
		夜间	44	42	43	41
	预测值	昼间	52.5	52.5	53.0	52.3
		夜间	46.6	48.4	47.8	47.6

注：预测值取现状监测最大值与贡献值最大值叠加。

由表 6.4-2 预测结果可以看出，新周 10 增、新周 5 增、旗 13-8 增、吴起试注站（位于周二转内）、刘峁塬卸油台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；经现场调查，各站场厂界 200m 范围内无敏感点分布，项目运行期噪声对周边环境影响较小。

6.5 固体废物影响分析

(1) 含油污泥

本项目旗 13-8 增、周二转采出水一体化油田水处理装置处理过程中产生的含油污泥，属危险废物 HW08（071-001-08），暂存于站内污泥池中，定期交由有资质单位处置。

(2) 废滤料

一体化油田水处理装置运行过程会定期更换滤料，由于废吸附材料吸附介质中含有

石油类，属于危险废物，定期更换由有资质的厂家直接带走处置。

(3) 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。

6.6 生态环境影响分析

6.6.1 农作物生产的影响

站场占地不占用耕地，施工结束后管线临时占地均进行植被恢复。项目临时占用耕地在生产期可恢复耕地功能，将不会改变农业生产的现有格局，评价认为在采取补偿措施后，项目对区域农业影响程度不大。

6.6.2 景观影响分析

站场工程在原有井场内进行，对周边景观基本无影响。

管线采用地下埋设，运行期管线上部植被得以恢复，由于管线两侧不能种植深根植物，原林地不能恢复，取而代之的是草地，其景观的改变作用仅体现于原有林地的减少，但总体影响不大，对沿线景观影响小。

本工程管线的“三桩”永久占地，占地面积 18.5m²，占地面积小且分散，评价区不涉及自然保护区、风景名胜区，在对管线区域采取绿化、植被恢复和抚育措施后，可有效减缓局部的景观切割、镶嵌造成的异质性影响。

6.6.3 对区域生态功能影响分析

评价区属于黄土梁状丘陵沟壑区，主导生态功能为土壤保持。若不采取防治措施，将造成评价区局部土壤侵蚀加剧，土壤水土保持功能降低。

采取工程措施（表土剥离及覆土）、植物措施（绿化）和临时措施（临时拦挡），施工季节尽量选在非雨季，可有效降低水土流失产生量，在项目区扰动土地治理率、水土流失总治理率、土壤流失控制比、拦渣率、林草植被恢复率、林草覆盖率等六项指标全部达到相应的防治目标要求后，项目区原有水土流失可得到基本治理、新增侵蚀得到防治、生态环境得到改善。因此，在采取上述防治措施后评价区土壤的水土保持功能影响较小。

6.7 土壤环境影响分析

6.7.1 项目影响类型及影响源判定

(1) 影响类型的划分依据

根据《<环境影响评价技术导则-土壤环境（征求意见稿）>编制说明》中“5.5 土壤环境影响识别-行业判别”的有关说明。污染影响型建设项目主要包括产生重金属、多环芳烃、石油烃以及其他有毒有害物质，可能造成土壤污染的建设项目；生态影响型建设项目主要包括水利水电枢纽工程、远距离调水工程、水利工程（水库工程、区域调水工程、灌区工程），以及其他可能导致或加重土壤盐化、碱化、酸化、潜育化等环境影响的建设项目。

(2) 项目的影响特点

从集输、原油处理到采出水处理，各个环节均可能对土壤环境产生污染，但均发生在事故排放下。其影响主要是由于石油类污染物排入后造成土壤结构的改变、降低了土壤质量，影响同外界的物质、能量交换，影响植被生长。一定条件下，石油烃中不被土壤吸收的部分还可能渗入地下并污染地下水。

采出水处理达标后回注到油层，正常情况下不会对土壤和地下水环境造成污染。事故状态下，泄漏的采出水可能对地下水水质造成一定的不利影响，使水质矿化度增高。项目所在区域内的农灌用水为地表水，不使用地下水，没有造成大面积土壤盐渍化的风险。

(3) 项目的影响途径

石油的流动性较差，泄漏后对土壤的垂直影响范围主要集中在 0~20cm 左右的表层，通过泄漏事故发生后及时采取应急处置措施，石油开发对土壤的污染影响可基本控制在泄漏点周边小范围内，并主要集中在占地范围内。

本项目大气污染主要为非甲烷总烃、SO₂、NO_x、烟尘，不涉及重金属等可沉降大气污染物，因此，本次土壤环境影响评价不考虑大气沉降。

本项目站场均采取了防渗措施。通过在场内采取分区防渗措施，修建围堰、油污污水池等设施，在场外设置截、排水沟，可防止污染物随降水等地表径流进入站外。管线埋地敷设，泄漏后一般是下渗对土壤的影响，不会溢出地表。因此，本次评价土壤环境影响评价不考虑地表径流。

(4) 本项目影响类型、影响源及影响因子的判定

通过以上分析，确定本项目的土壤环境影响类型为污染型影响，影响途径主要是发生泄漏后的垂直入渗影响，见表 6.7-1。

表 6.7-1 项目土壤环境影响类型与影响途径表

不同阶段	污染影响型				生态影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他	盐化	碱化	酸化	其他
施工期	/	/	/	/	/	/	/	/
运行期	/	/	√	/	/	/	/	/
服务期满后	/	/	/	/	/	/	/	/

项目运行期可能造成土壤影响的因素主要为采出水处理装置区、原油集输区、集输管线工程等。污染因子主要为石油烃。

6.7-2 项目土壤环境影响类型与影响途径表

污染源	工艺流程节点	污染途径	污染指标	备注
站场	原油集输、采出水处理	垂直入渗	石油烃	非正常情况下原油、采出水泄漏
管线工程	集输管线	垂直入渗	石油烃	非正常情况下原油泄漏

6.7.2 土壤环境影响

项目对土壤环境的影响主要表现为土壤性质、土壤肥力和土壤污染三个方面。其中，土壤性质和土壤肥力的影响详见生态环境影响评价内容，本节重点分析项目对土壤环境的污染影响。

6.7.2.1 正常状况下

项目运行期原油全部采用管输。站场原油集输系统、采出水处理系统等设备密闭。正常情况下，不会对土壤环境造成污染。

6.7.2.2 非正常情况下

项目原油集输区分离缓冲罐放置形式为高架罐，底部进行基础硬化，一旦发生罐体破损油品泄漏，油罐为高架形式油罐破损易发现，可及时得到处理，对土壤环境影响较小。

采出水处理系统设备置于地上，基础进行硬化处理，泄漏的采出水可引至站场污水池进行收集；同时，采出水处理装置破损易发现，可及时得到处理，对土壤影响较小。

因此，本次环评次重点预测埋原油输送管线破损对土壤环境的影响。拟建项目土壤影响途径主要为事故状态下垂直入渗影响，考虑到原油中的石油类只有变为可溶态才会随水迁移扩散，因此，评价以降雨条件下随雨水下渗的石油类污染物作为预测对象，分析其对土壤的影响深度及污染物浓度。

6.7.3 土壤污染预测与评价

6.7.3.1 预测情景

(1) 含油污水池泄漏

以新周 10 增含油污水池发生泄漏作为污染源，石油烃为预测因子，该污水池长宽高为 3m×5m×2m，根据地下水预测源强，含油污水池最大渗漏量为 82.25L/d，污水池浸湿面积最大为 47m²，泄漏 90d 后例行检查时发现泄漏并立即进行抢修，切断泄漏源，则本工程泄漏源强为量为 0.55cm/d。

(2) 原油管线

根据地下水预测源强，假设项目管线泄漏后立即采取应急措施，管道破裂后，原油管线的泄漏总量为 1.377518m³/a，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，石油类进入土壤中的总量为 0.000067933kg/d。土壤中残留石油会随降雨入渗对土壤进行影响，经资料查阅，陕北地区多年降雨入渗强度为 38mm (0.01cm/d)。本次预测考虑最不利条件下，即土壤入渗强度达到饱和状态时石油烃对土壤的影响，故入渗强度取土壤饱和渗透系数 24.96cm/d。

6.7.3.2 预测模型

污染物在包气带中的运移和分布受到诸多因素控制，如污染物本身的物理化学性质、土壤性质、土壤含水率等。污染物的弥散、吸附和降解所产生的侧向迁移距离远小于垂向迁移距离，因此，忽略侧向运移，重点预测污染物在包气带中垂向向下迁移情况。

(1) 包气带水分运移控制方程

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：

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial \theta}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial z} \left[D(\theta) \frac{\partial \theta}{\partial z} \right] - \frac{\partial K(\theta)}{\partial z} \quad 0 \leq t \leq T, 0 \leq z \leq L; \\ \theta(z, t) = \theta_i(z) \quad t=0 \text{ 时含水率在剖面上的分布;} \\ D(\theta) \frac{\partial \theta}{\partial z} - K(\theta) \Big|_{z=0} = R(t) \quad 0 \leq t \leq T, \text{ 上边界入渗量与含水率函数;} \\ \theta(z, t) = \theta(L, t) \quad 0 \leq t \leq T, \text{ 下边界埋深 } L \text{ 处含水率;} \end{array} \right.$$

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。

(2) 包气带溶质运移控制方程

一维非饱和和溶质垂向运移控制方程如下：

$$\begin{cases} \frac{\partial(\theta c)}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial z} \left(\theta D \frac{\partial c}{\partial z} \right) - \frac{\partial}{\partial z} (qc) & 0 \leq t \leq T, 0 \leq z \leq L; \\ c(z, t) = c_i(z) & t=0 \text{ 时溶质浓度在剖面上的分布} \\ q_{mass} = q_{flow} \cdot c_{flow} & \text{上边界溶质通量边界} \\ c(z, t) = c_0 & \text{下边界定浓度边界} \end{cases}$$

式中： c —污染物介质中的浓度；

D —弥散系数；

q —渗流速率；

z —沿 z 轴的距离；

t —时间变量 d ；

θ —土壤含水率。

6.7.3.3 模型设置

(1) 模型范围

项目所在地包气带厚度较大，本次模拟预测采用垂向一维模型，根据现状调查，模型纵向范围为单位宽度地表至地下 40m 区域。

(2) 预测时间划分

本次预测事故状态下泄漏 T1=30d、T2=100d、T3=1000d 和 T4=3000d 后包气带溶质运移引起的污染物浓度分布情况。

(3) 包气带水分运移介质参数

根据本项目监测报告，将本项目包气带概化为壤土，本次模型土壤水力参数选取软件数据库中壤土参数

表6.7-3 土壤水力参数

土壤类型	残余含水率 Qr	饱和含水率 Qs	经验参数 Alpha (1/cm)	曲线形状 参数 n	渗透系数 (cm/d)	经验参数 L
壤土	0.078	0.43	0.036	1.56	24.96	0.5

(4) 水力边界条件

上边界条件：概化为变压力水头/通量；

下边界条件：概化为自由排水边界。

(5) 溶质运移参数

模型解算采用 Hydrus-1D 软件，利用软件建立评价区溶质模型。

石油烃比水轻，且在水中的溶解度较低，参照 TPHCWG（1997）中关于石油类污染物的溶解度等相关文献，石油烃可溶态污染物的最高浓度值约为 18mg/L。根据张淼等在室内对保守溶质在黄土中的穿透曲线，考虑室内和室外的尺度差异，石油烃纵向弥散系数取值为 19.5，自由水中扩散系数取值为 16.7。

(6) 溶质运移边界条件

上边界条件：定浓度边界；

下边界条件：零浓度梯度边界。

6.7.3.4 预测结果及分析

(1) 含油污水池泄漏影响

本次对事故状态下，含油污水池泄漏后 T1=30d、T2=100d、T3=1000d 和 T4=3000d 后包气带溶质运移引起的污染物浓度分布情况进行预测，预测结果如下：

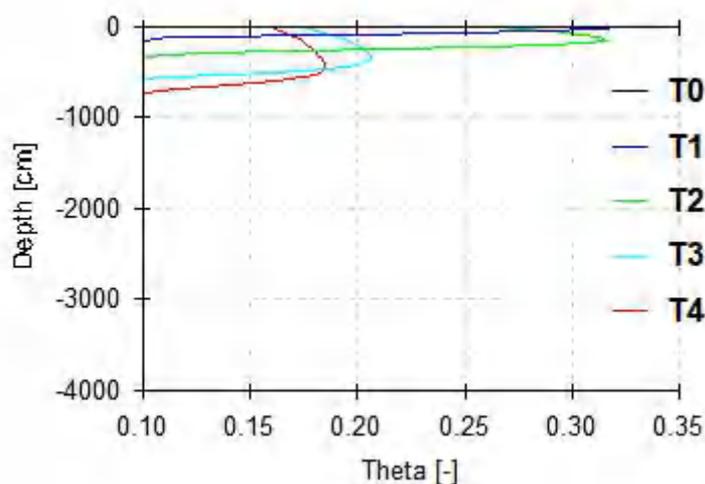


图 6.7-1 土壤中含水率预测结果

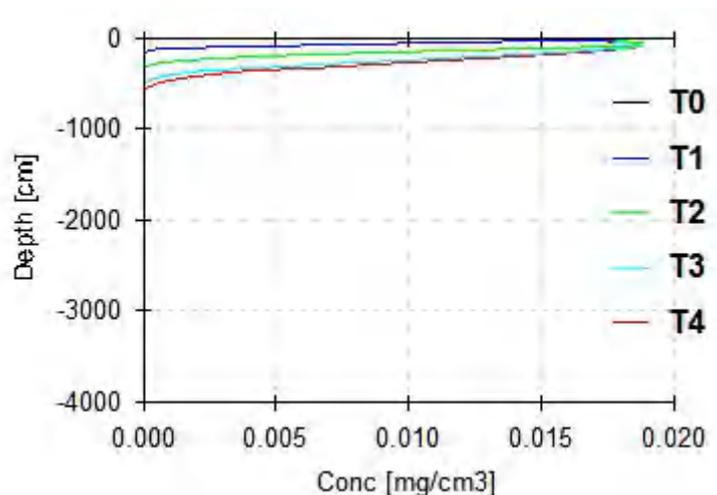


图 6.7-2 土壤中石油烃浓度预测结果

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。

土壤预测结果如下：

基于以上评价因子的源强及模型参数，污水污泥池泄漏对土壤环境的影响预测结果如图 6.7-3 所示。

根据土壤容重进行换算后，土壤中石油烃质量浓度变化情况如下：

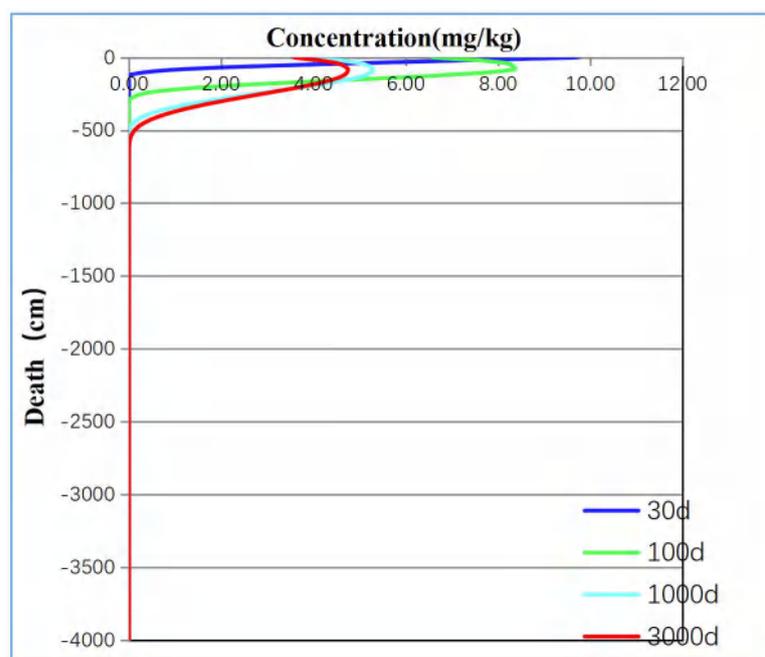


图 6.7-3 土壤中石油烃比重预测结果

表6.7-4 石油烃一维非饱和溶质运移估算结果

序号	天数(d)	最大浓度(mg/kg)	最大浓度对应深度(m)	最大运移深度(m)	最大运移深度处浓度(mg/kg)
1	30	9.73	0	0.8	1.23
2	100	8.36	0.8	2.8	0.05
3	1000	5.29	0.8	4.8	0.03
4	3000	4.75	0.8	6.0	0.01

① 运移发生第 30d 时，最大浓度为 9.73mg/kg，污染物最大运移深度 0m；最大运移深度为 0.8m，对应浓度 1.23mg/kg；

② 运移至 100d 时，最大浓度 8.36mg/kg，对应深度 0.8m 处；最大运移深度为 2.8m，对应浓度 0.05mg/kg；

③ 运移至 1000d，最大浓度为 5.29mg/kg，对应深度 0.8m 处；最大运移深度为 4.8m，对应浓度 0.03mg/kg；

④ 运移至 3000d，最大浓度为 4.75mg/kg，对应深度 0.8m 处；最大运移深度为 6.0m，对应浓度 0.01mg/kg。

由此可见，预测的非正常状况下，含油污水池泄漏后随着时间的推移，土壤中的污染物逐渐向土壤垂向深度迁移，但浓度逐渐降低。

(2) 原油管线泄漏影响分析

本次对事故状态下，原油管线泄漏后 T1=30d、T2=100d、T3=1000d 和 T4=3000d 后包气带溶质运移引起的污染物浓度分布情况进行预测，预测结果如下：

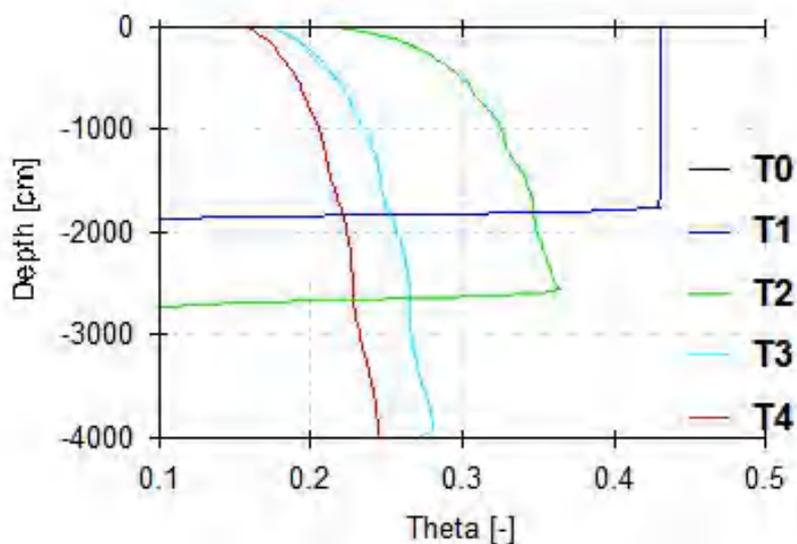


图 6.7-4 土壤中含水率预测结果

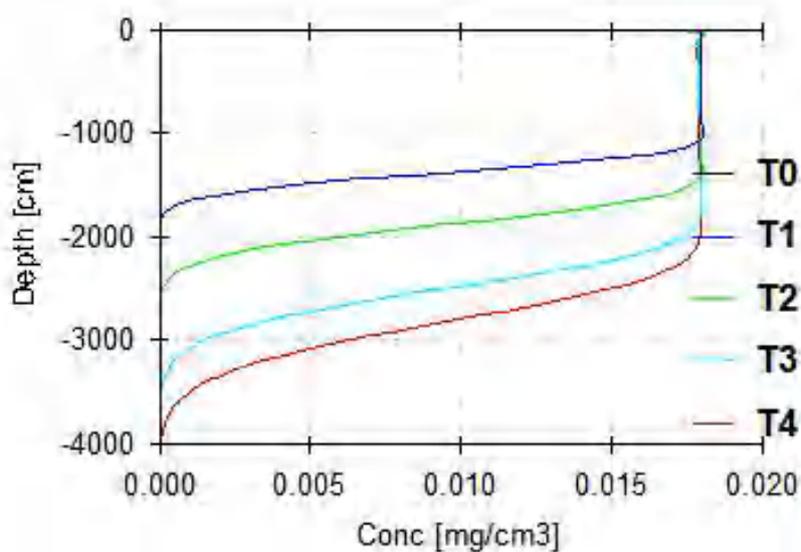


图 6.7-5 土壤中石油烃浓度预测结果

根据土壤容重进行换算后，土壤中石油烃质量浓度变化情况如下：

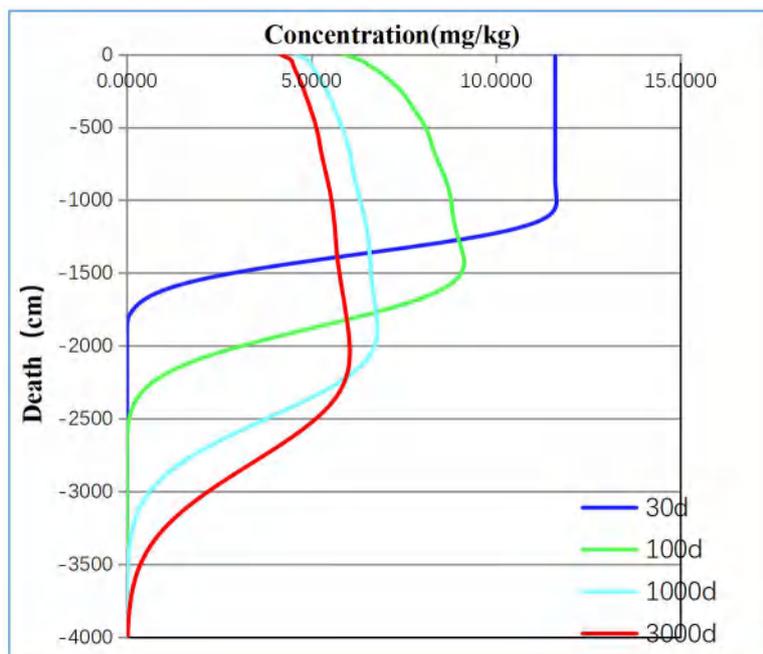


图 6.7-6 土壤中石油烃比重预测结果

表6.7-5 石油烃一维非饱和溶质运移估算结果

序号	天数(d)	最大浓度 (mg/kg)	最大浓度对应深度(m)	最大运移深度(m)	最大运移深度处浓度(mg/kg)
1	30	11.64	10	18.4	0.01
2	100	9.14	14.4	26	0.01
3	1000	6.79	18.8	36.4	0.01
4	3000	6.04	20.4	39.6	0.01

① 运移发生第 30d 时，最大浓度为 11.64mg/kg，污染物最大运移深度 10m；最大运移深度为 18.4m，对应浓度 0.01mg/kg；

② 运移至 100d 时，最大浓度 9.14mg/kg，对应深度 14.4m 处；最大运移深度为 26m，对应浓度 0.01mg/kg；

③ 运移至 1000d，最大浓度为 6.79mg/kg，对应深度 18.8m 处；最大运移深度为 36.4m，对应浓度 0.01mg/kg；

④ 运移至 3000d，最大浓度为 6.04mg/kg，对应深度 20.4m 处；最大运移深度为 39.6m，对应浓度 0.01mg/kg。

由此可见，预测的非正常状况下，管线泄漏后随着时间的推移，土壤中的污染物逐渐向土壤垂向深度迁移，但浓度逐渐降低。可以看出，原油的泄漏会导致周边的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，污染物对土壤的影响会逐渐消失。

表6.7-6 项目土壤环境影响评价自查表（污染影响型）

工作内容	完成情况	备注
------	------	----

影响识别	影响类型	污染影响型☉；生态影响型□；两种兼有□				
	土地利用类型	建设用地☉；农用地☉；未利用地☉			土地利用类型图	
	占地规模	(新增永久占地 0.00185, 临时占地 3.62) hm ²				
	敏感目标信息	敏感目标 (农田)、方位 (新周五增四周)、距离 (20m)				
	影响途径	大气沉降□；地面漫流□；垂直入渗☉；地下水位□；其他 ()				
	全部污染物	石油烃类				
	特征因子	石油烃类				
	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				同附录C	
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	点位布置图
		表层样点数	2	4	0.2m	
	柱状样点数	5	/	3m		
现状监测因子	45 项基本因子、石油烃类					
现状评价	评价因子	45 项基本因子、石油烃类				
	评价标准	GB 15618☉；GB 36600☉；表D.1□；表D.2□；其他 ()				
	现状评价结论	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；项目站场占地范围外耕地及管线沿线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	石油烃类				
	预测方法	附录E☉；附录F□；其他 ()				
	预测分析内容	影响范围 (厂外 0.2km) 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	
		4	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃		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。						

6.8 环境风险评价

6.8.1 风险调查

6.8.1.1 建设项目风险源调查

本项目涉及的危险物质为原油，本次环评选择原油集输量最多的旗 13-8 增、刘峁塬卸油台进行分析评价；选择集输量最大的新周 10 增至周二转插输点输油管线进行分析评价。具体调查情况见下表。

表 6.8-1 风险源调查表

类型	站场名称（简称）	危险单元	危险物质	最大存在量 q (t)	临界量(t)	危险单元 Q 值
增压站	旗 13-8 增	分离缓冲罐	原油	17.16	2500	0.007
卸油台	刘峁塬卸油台	储油罐	原油	205.92	2500	0.082
集输管线	新周 10 增至周二转插输点输油管线	输油管线	原油	9.54	2500	0.004

注：密度取设计资料中最大值，原油密度取 0.858t/m³。

6.8.1.2 建设项目风险潜势及评价等级

项目 Q 值 < 1，该项目环境风险潜势为 I，本项目站场、原油管线环境风险评价等级均为简单分析。

6.8.2 环境敏感目标概况

环境空气：本项目环境空气保护目标主要为居民，具体见 1.7-2 大气环境保护目标。经调查统计，项目站场周围 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数均小于 1 万人，且 500m 范围内人口总数均小于 500 人；输油、单井出油管线、集气周边 200m 范围内每千米管段人口数均小于 100 人。本项目所有危险单元的大气环境敏感程度分级均为 E3。

地表水：本项目吴起区域涉及河流为无定河和北洛河支流宁塞川，刘峁塬区域涉及安川河。本项目正常情况下不会对地表水体排放污染物。

地下水：项目位于地下水环境的不敏感区，地下水功能敏感性为 G3，包气带岩土 Mb ≥ 1.0m，K > 1.0 × 10⁻⁴ cm/s，包气带岩土渗透性强，防污性能弱，属 D1，地下水环境敏感程度分级为 E2。

项目环境敏感点特征见表 6.8-2。

表 6.8-2 本项目环境敏感特征表

类别	环境敏感特征					
环境空气	站场厂址周边 5km 矩形范围内					
	厂址周边 500m 范围内人口数小计				/	
	厂址周边 5km 范围内人口数小计				/	
	每公里管段人口数（最大）				15	
	大气环境敏感程度 E 值				E3	
地表水	受纳水体					
	受纳水体名称	排放点水域环境功能		24h 内流经范围/km		
	/	/		/		
	内陆水体排放点下游 10km（近岸海域一个潮周期最大水平距离两倍）范围内敏感目标					
	序号	敏感目标名称	环境敏感特征	水质目标	与排放点距离/m	
	/	/	/	/	/	
	地表水环境敏感程度 E 值					/
地下水	序号	环境敏感区名称	环境敏感特征	水质目标	包气带防污性能	与下游厂界距离/m
	/	/	/	/	/	/
	地下水环境敏感程度 E 值					E2

6.8.3 环境风险识别

6.8.3.1 物质危险性识别

本项目管线主要环境风险物质为原油，以及次生 CO，危险性质见下表。

表 6.8-3 原油的理化性质

标识	中文名：原油	英文名：Petroleum
	危规号：32003	CAS 号：75-01-04
理化性质	外观与形状：红色、红棕色或黑色有绿色荧光的稠厚性油状液体	溶解性：不溶于水，溶于多数有机溶剂
	熔点(°C)：-259.2	沸点(°C)：120~200°C
	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(°C)：<28°C	爆炸上限(%)：5.4
	爆炸下限(%)：2.1	燃烧(分解)产物：一氧化碳、二氧化碳
	其蒸气与空气形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。遇高温，容器内压增大，有开裂和爆炸危险性。	
	灭火方法：泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。用水灭火无效。	
	灭火剂：泡沫、干粉、二氧化碳	
毒性	LD ₅₀ ：500~5000mg/kg	
健康危害	侵入途径：吸入、食入	
	健康危害：蒸气可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状。	

表 6.8-4 CO 理化性质及危险特性表

标识	中文名：一氧化碳	英文名：Carbon monoxide		
	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(°C)：-199.1	饱和蒸气压(kPa)：无资料		
	沸点(°C)：-191.4	相对密度：0.79(水=1)；0.97(空气=1)		
	溶解性	微溶于水，溶于乙醇、苯等大多数有机溶剂。		

毒性及健康危害	接触限值	中国 MAC: 30mg / m ³	前苏联 MAC: 20mg / m ³	
		美国 TVL-TWA: OSHA 50ppm, 57mg / m ³ ; ACGIH 50ppm, 57mg / m ³		
		美国 TLV-STEL: ACGIH 400ppm, 458mg / m ³		
	侵入途径	吸入		
	毒性	LC ₅₀ : 1807 ppm 4 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 (°C)	<-50	自燃温度 (°C)	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、高热能引起燃烧爆炸。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。		
储运注意事项	易燃有毒的压缩气体。储存于阴凉、通风仓间内。仓温不宜超过 30°C。远离火种、热源。防止阳光直射。应与氧气、压缩空气、氧化剂等分开存放。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。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。验收时要注意品名, 注意验瓶日期, 先进仓的先发用。搬运时轻装轻卸, 防止钢瓶及附件破损。运输按规定路线行驶, 勿在居民区和人口稠密区停留。			
泄漏处置	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处, 并隔离直至气体散尽, 切断火源。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器, 穿一般消防防护服。切断气源, 喷雾状水稀释、溶解, 抽排(室内)或强力通风(室外)。如有可能, 将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉。也可以用管路导至炉中、凹地焚之。漏气容器不能再用, 且要经过技术处理以清除可能剩下的气体。			

6.8.3.2 生产系统风险识别

本项目主要物料为原油, 故火灾、爆炸是本项目最重要的风险。根据该项目的生产特征, 项目潜在危险生产功能单元主要为储罐及原油管线。危险单元可能发生的风险事故及因素分析见表 6.8-5。

表 6.8-5 生产过程潜在风险及其因素

类型	原因
油品泄漏	在生产运行过程中由于输送油品的管道、高架储油罐腐蚀穿孔或人为破坏、操作失误, 发生油品泄漏, 对环境空气、土壤、地下水造成污染。
火灾爆炸	原油泄漏遇明火或高热易引起燃烧、爆炸等重大事故, 对环境空气造成污染。

6.8.3.3 环境风险类型及危害分析

本项目环境风险类型包括原油泄漏、以及原油泄漏导致火灾、爆炸等引发的次生 CO 排放。

通过以上物质识别、生产设施识别过程分析可知, 项目所涉及的危险物质向环境转

移的可能途径和影响方式主要为：

- ①原油泄漏造成环境空气的污染；
- ②原油泄漏造成土壤及地下水的污染；
- ③原油泄漏导致火灾、爆炸等引发的次生 CO 排放对环境空气的污染。

6.8.3.4 风险识别结果

根据环境风险识别，项目环境风险识别汇总见下表。

表 6.8-6 建设项目环境风险识别表

序号	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	增压站、卸油台	原油	泄漏	高架储油罐泄漏导致原油泄漏	土壤、地下水、大气环境等
2	原油管线	原油	泄漏	管道发生破裂造成大量原油泄漏并散发油气	土壤、地下水、大气环境等
				原油泄漏引发的次生污染	大气环境等

6.8.4 环境风险分析

6.8.4.1 站场环境风险影响分析

(1) 大气环境影响分析

原油为易燃物质，泄漏遇明火、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。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。深度中毒可致死。发生火灾事故后，次生污染物 CO 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) 地表水环境影响分析

①泄漏事故

项目原油集输区分离缓冲罐放置形式为高架罐，底部进行基础硬化，一旦发生罐体破损油品泄漏，油罐为高架形式油罐破损易发现，可及时得到处理，确保事故状态下油品不会进入地表水体，危害水环境。

②火灾、爆炸事故

按照《石油天然气工程设计防火规范》（GB 50183-2004）有关规定，站场不设消

防给水，仅配置移动式灭火器材，因此小型火灾事故情况下无消防废水产生，不会对地表水产生影响。

采取上述措施可有效降低风险事故下对水环境的影响。

6.8.4.2 管道泄漏环境风险影响分析

项目原油管道沿山岭敷设，其中畔 204-85 至新周 10 增出油管线桁架跨越宁赛川支流，正常情况下对地表水无影响。

① 原油泄漏对土壤的影响

原油管道地埋敷设，泄漏后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。

一般情况下，发生事故而泄漏于地表的原油数量有限，如果处理及时得当，对周围环境影响可得到有效的控制。

② 对地下水环境影响分析

管线泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。发生泄漏事故后，及时维修处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。故在正常工况下，加强检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，及时维修，并将受污染的土壤全部集中收集，交由有资质的单位进行处理，污染物从源头和末端均得到控制，阻断了污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。

③ 对地表水环境影响分析

石油类污染物在水体中的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。

本项目管线穿跨越地表水体 1 处，管线发生泄漏事故后会对地表水造成影响，事故发生后立即采取应急措施，一方面从源头上加强管线监控，采取增加跨越段管壁厚度和设置套管的方式，防止泄漏原油入河。另一方面，在跨越工程下游加强巡视、及时发现，减少泄漏原油影响范围，进一步减轻风险事故对地表水体的影响。

6.8.5 环境风险防范措施

6.8.5.1 站场风险防治措施

本项目站场工程量小，环境风险可接受，风险防范措施主要依托站场现有的风险防范措施。要求对第九采油厂突发环境事故应急预案进行修订，针对本项目配备适当的抢修、灭火及人员抢救设备。

(1) 站场储罐为高架罐，底部进行基础硬化，一旦发生罐体破损油品泄漏，油罐为高架形式油罐破损易发现，可及时得到处理。

(2) 采出水处理系统应配套设置污水污泥池，用以收集工艺排污和事故状态的污水，且污水应自流进入污水污泥池。

6.8.5.2 管线泄漏防治措施

(1) 施工期

①严格按照《输油管线工程设计规范》（GB50253-2014）的要求进行设计；

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。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；

③管线尽可能沿道路布设，以便于维护和事故处理。管线敷设深度应在冻土层以下，一般要求为 1.2m；

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贯彻《中华人民共和国石油天然气管线保护法》，在管线敷设线路上设置永久性标志，包括里程桩、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。

(2) 运行期

①在集输过程中，严格控制输送原油的性质，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安装自动控制装置，时刻检测管线的压力变化情况，管线带压运行，对管线泄漏事故及时发现，及时处理；

④定期检查管线安全保护系统（如安全阀等），使管线在超压时能够得到安全处理，将危害影响范围减小到最低程度；

⑤加大巡线频率，提高巡线的有效性，发现对管线安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并及时向上级汇报。

（3）管理措施

①在管线系统投产运行前，应制定出正常、异常或紧急状态下的操作手册和维修手册，并对操作和维修人员进行培训，持证上岗，避免因严重操作失误而造成的事故；

②制定应急操作规程，在规程中说过发生管线事故应采取的操作步骤，规定抢修进度，限制事故的影响，另外还应说明与管线操作人员有关的安全问题；

③通过定期进行安全活动提高操作人员的安全意识，及时识别事故发生前的异常状态，并采取相应的措施；

④加强教育，进一步宣传贯彻、落实《中华人民共和国石油天然气管线保护法》，减少、避免发生第三方破坏的事故；

⑤制定事故应急预案，配备适当的管线抢修、灭火及人员抢救设备。

（4）并行管线泄漏预防风险措施见表 6.8-7。

表 6.8-7 并行管线泄漏处理的常用方法

管段	类别	项别	设备、技术措施
并行管线	选材	管材	螺旋埋弧焊钢管
		壁厚	加厚管壁
	施工	并管间最小距离	按《钢质管线及储罐防腐工程设计规范》要求。
		防腐	外防腐采用加强级环氧粉末、强制电流为主、牺牲阳极为辅的阴极保护
		施工探伤检测	X 探伤
		试压	并行管线强化试压
	运行	检漏及自控	智能检测
		人工巡线	并行管线加密人工巡线
		防止误操作	严格执行岗位操作规范，严防突然停泵关阀

6.8.6 应急预案

6.8.6.1 突发环境事件应急预案

根据《突发环境事件应急预案管理暂行办法》要求，长庆采油九厂已按要求编制了《突发环境事件应急预案》，并在对应的主管环境保护部门进行了备案，应急预案的主要内容见表 6.8-8。本项目建设后，采油厂应根据建设内容对应急预案进行修编，制定相应的有针对性的应急预案，并经过组织评审，审查合格后实施运行。

表 6.8-8 环境风险应急预案主要内容一览表

序号	项目	主要内容
1	总则	编制目的、编制依据、适用范围、工作原则、突发事件应急行动处置原则、应急预案体系
2	组织机构与职责	应急组织体系、组织机构职责（采油厂组应急领导小组职责、应急领导小组组长、副组长职责、现场应急指挥小组）
3	信息报送	信息报送时限、信息汇报及通报、信息上报
4	风险分析和应急保障	概况、危险性分析、突发事件分类分级、应急保障
5	预防和预警	预防与应急准备、监测与预警
6	应急响应	应急响应的过程、应急响应启动、主要应急管理程序、恢复与重建、应急联动
6	预案管理	宣传和培训、预案演练、预案的修订、预案的评审、预案的发布、备案、考核
7	附件	附件 1 采油厂组周边政府应急管理部门通讯录 附件 2 采油厂组各单位应急值班电话 附件 3 采油厂组周边兄弟单位应急值班电话 附件 4 医疗救护机构通讯联络表 附件 5 采油厂周边消防专业队伍联络表 附件 6 采油厂油区道路图
8	专项应急预案	专项应急预案一：自然灾害突发事件专项应急预案 专项应急预案二：井下作业井喷突发事件专项应急预案 专项应急预案三：危险化学品泄漏失控和中毒事故专项应急预案 专项应急预案四：环境突发事件专项应急预案 专项应急预案五：交通事故专项应急预案 专项应急预案六：新闻媒体突发事件专项应急预案 专项应急预案七：群体性突发事件专项应急预案 专项应急预案八：恐怖袭击突发事件专项应急预案 专项应急预案九：公共卫生突发事件专项应急预案

6.8.6.2 应急预案其他要求与建议

为了减少事故损失，切实做好应急求援的准备工作，其具体规定和要求如下：

① 落实应急救援组织，救援指挥部成员和救援人员应按照专业对口，便于领导、便于集结的原则，建立组织，落实人员，每年初要根据人员变化进行组织调整，确保救援组织的落实。

② 做好该应急救援预案中实施应急救援工作所必需的救援物资和防护用品的配置、补充、报废、维护、更新工作，保证应急物资处于良好状态。

③ 该应急预案应该每年进行一次演练，通过演练协调救援衔接，及时发现问题，调整不合理内容。

④ 结合新实施的建设内容情况，及时更新预案，报当地环境保护行政主管部门备案，按照应急预案定期开展演练。

本项目环境风险简单分析内容表见表 6.8-9，环境风险评价自查表见 6.8-10。

表 6.8-9 项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	长庆油田分公司第九采油厂 2022 年老油田改造治理项目			
建设地点	(陕西)省	(延安、榆林)市	(/)区	(吴起、定边)县
地理坐标	经度	/	纬度	/
主要危险物质及分布	主要危险物质为原油，危险单元分布于管线、油罐等。			
环境影响途径及危害后果(大气、地表水、地下水等)	原油泄漏对环境空气、地下水、地表水和土壤的污染。原油泄漏发生火灾事故会导致周围环境空气受到污染。			
风险防范措施要求	对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)： 本次改扩建吴起区域内主要建设内容为迁建新周 10 增、新周 5 增，扩建旗 13-8 增，改建周二转站内采出水处理系统和吴起试注站，建设出油管线 2 条、4.42km，输油管线 1 条，2.81km；定边区域内主要建设内容为改造刘峁塬卸油台，更换出油管线 2 条、1.23km。 经判定，各个风险单元最大危险物质数量与临界量比值均 Q<1，环境风险潜势为 I，评价等级为简单说明。				

表 6.8-10 环境风险评价自查表

工作内容		完成情况								
风险调查	危险物质	名称	原油							
		存在总量/t	0.082							
	环境敏感性	大气	500m 范围内人口数__人				5km 范围内人口数__人			
			每公里管段周边 200m 范围内人口数(最大)						15 人	
		地表水	地表水功能敏感性	F1□		F2□		F3☉		
			环境敏感目标分级	S1□		S2□		S3☉		
			地下水	地下水功能敏感性	G1□		G2□		G3☉	
包气带防污性能	D1			D2□		D3□				
物质及工艺系统危险性	Q 值	Q<1☉		1≤Q<10□		10≤Q<100□		Q>100□		
	M 值	M1□		M2□		M3□		M4□		
	P 值	P1□		P2□		P3□		P4□		
环境敏感程度	大气	E1□		E2□		E3☉				
	地表水	E1□		E2□		E3☉				
	地下水	E1□		E2☉		E3□				

环境风险潜势		IV ⁺ <input type="checkbox"/>	IV <input type="checkbox"/>	III <input type="checkbox"/>	II <input type="checkbox"/>	I [⊙]	
评价等级		一级 <input type="checkbox"/>	二级 <input type="checkbox"/>	三级 <input type="checkbox"/>	简单分析 [⊙]		
风险识别	物质危险性	有毒有害 [⊙]		易燃易爆 [⊙]			
	环境风险类型	泄漏 [⊙]		火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放 [⊙]			
	影响途径	大气 [⊙]	地表水 <input type="checkbox"/>		地下水 [⊙]		
事故情形分析		源强设定方法	计算法 <input type="checkbox"/>	经验估算法 <input type="checkbox"/>	其他估算法 <input type="checkbox"/>		
风险预测与评价	大气	预测模型	SLAB <input type="checkbox"/>	AFTOX <input type="checkbox"/>	其他 <input type="checkbox"/>		
		预测结果	大气毒性终点浓度-1 最大影响范围__m				
			大气毒性终点浓度-2 最大影响范围__m				
	地表水	最近环境敏感目标____，到达时间____h					
	地下水	下游厂区边界到达时间____d					
最近环境敏感目标____，到达时间____d							
重点风险防范措施	对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。						
评价结论与建议	本项目原油泄漏主要对环境空气产生影响以及对地下水、地表水和土壤环境产生不利影响，一般情况下发生泄漏后可及时发现并处理收集，污染物不会渗入地下污染地下水体。						
注：“ <input type="checkbox"/> ”为勾选项；“____”为填写项							

6.8.7 评价结论

本项目涉及的危险物质主要为原油，危险单元为原油管线以及储罐。经计算，本项目管线 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。

本项目原油泄漏主要对环境空气、地下水、地表水和土壤产生影响。环评要求原油集输区分离缓冲罐放置形式为高架罐，底部进行基础硬化，定期检查罐体完好程度；管线加大巡线频率，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。对泄漏事故及时发现，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、地下水、地表水和土壤。

综上所述，项目在采取环境风险防范措施并修订《第九采油厂环境突发事故应急预案》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。

7 污染防治措施可行性分析

7.1 生态保护与恢复措施

7.1.1 施工期生态保护与恢复措施

- (1) 站场控制施工作业影响范围，严禁肆意扩大施工范围。
- (2) 施工车辆、机械及施工人员均在划定范围内进行施工活动，尽可能减少原有植被和土壤的破坏。
- (3) 敷设管线时开挖的管道沟，挖出的土方堆在沟两边，严格控制施工作业带宽度。
- (4) 项目施工时尽量避免在雨季施工，同时为防止开挖土堵塞汇水路径，造成冲刷流失。
- (5) 在开挖管线时，采取“分层开挖、分层回填措施”，先将表层 0.3m 厚的表层土挖置一边，施工完毕后推回表层土摊平，以减少耕地数量及土壤养分的流逝。
- (6) 施工过程中控制附件焊接、管道保温层和防腐层的材料外涂、包裹等工序中的焊渣、涂料等废弃物的洒落；施工时期的生活垃圾统一回收。
- (7) 施工结束后及时对临时占地进行生态恢复，具体情况见表 7.1-1。

表 7.1-1 管线施工对植被影响及解决措施

作业	影响原因	解决措施
人工开挖	直接破坏开挖带	分段施工，每段施工完成后及时就地回填土方，进行植被恢复
机械作业	碾压管沟两侧的植被	
下管作业		
回填土	违规回填土，将造成表层土壤严重损失	回填时先填管底，再填两侧，人工填至管顶 0.5m 处后机械回填

管线典型生态恢复措施图见图 7.1-1。

7.1.2 运行期生态保护与恢复措施

- (1) 恢复临时占地植被，对管线施工作业带等植被加强管理抚育，提高植被覆盖度，减少水土流失，提高生态功能恢复速度。
 - (2) 站场利用空地进行绿化。
- 采取以上措施后，施工期和运行期对生态环境的影响很小，措施可行。

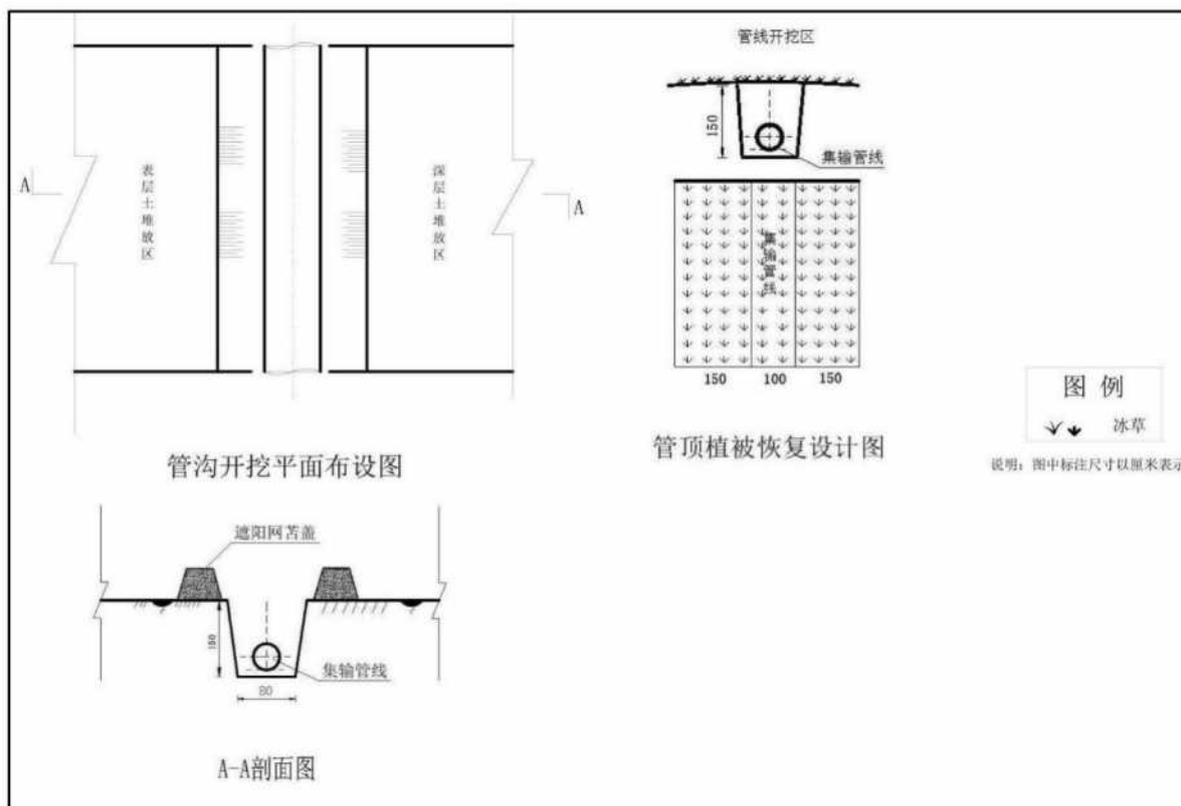


图 7.1-1 管线典型生态保护措施示意图

7.1.3 生态恢复目标和指标

根据区域生态环境特征，参考《矿山生态环境保护与污染防治技术政策》和《开发建设项目水土流失防治标准》等有关要求，确定项目生态恢复与重建目标为土地恢复治理率 95%，植被恢复系数为 90%。根据背景相似原则对生态环境进行恢复与重建。

7.2 地表水环境保护措施

7.2.1 施工期废水污染防治措施

(1) 管线试压结束后试压废水收集依托周二转处理后用于油田回注，不外排。

(2) 施工生产废水经沉淀池循环利用不排放。

(3) 增压站、卸油台站场施工依托站场旱厕，生活杂排水洒水抑尘；接转站站场施工生活污水依托站内生活保障点一体化处理设施处理后回用于绿化。管线施工人员可依托沿线井场旱厕，生活废水均不外排。

(4) 施工期间，施工单位应严格执行《建设工程施工场地文明施工及环境管理暂行规定》，对污水加强管理，严禁乱排污染环境。

7.2.1 运营期水污染防治措施

(1) 增压站、卸油台站内设有旱厕，旱厕定期清掏用于周边农田施肥，生活杂排

水洒水抑尘；接转站站场施工生活污水依托站内生活保障点一体化处理设施处理后回用于绿化。

(2)采出水经采出水处理系统处理达到《长庆油田采出水回注技术指标》(Q/SY CQ 3675-2016)后全部作为油田开发中的注水用水，不外排。

①废水分析

采出水其特点是含油量高，含油量一般在 100~300mg/L，并含有一定量的泥沙，采出水随采油井服务年限的增加而增加。

②控制目标

采出水经采出水处理设施处理后达到《长庆油田采出水回注技术指标》(Q/SY CQ 3675-2016)，全部回注区块开发油层。生产废水处理率和回注率均达到 100%。

③处理工艺选择

本工程在旗 13-8 增新建长 2 层采出水处理系统 1 套，采出水设计采用“一级沉降除油+气浮+过滤”工艺；周二转长 2、长 7 层采出水在现有“沉降除油”基础上，新增“气浮+过滤”工艺。采出水处理装置采用立体化采出水处理一体化集成装置，处理工艺采用“气浮+过滤”工艺，撬装化设计。主要由气浮单元、过滤单元等组成。具有除油、破乳、降浊、防垢、除垢和杀菌多种功能。采出水进水水质：含油量 $\leq 300\text{mg/L}$ ，悬浮物固体含量 $\leq 300\text{mg/L}$ ；出水含油量 $\leq 80\text{mg/L}$ ，悬浮物固体含量 $\leq 80\text{mg/L}$ 。

④处理工艺可行性分析

“一级沉降除油+气浮+过滤”工艺是长庆油田在陕北低渗透油田开发过程中的常规处理工艺。根据《长庆油田分公司第九采油厂 40 万吨产能建设工程竣工环保验收调查报告》对起三转（“一级沉降除油+气浮+过滤”）出水水质监测结果可知，石油类为 47~65mg/L，SS 处理后为 16.6~16.8mg/L，出水水质符合《长庆油田采出水回注技术指标》(Q/SY CQ 3675-2016)要求，处理工艺可行。

7.3 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：生产及运行期污废水泄漏、排放等。针对这些影响，从地下水环境保护角度，建设项目设计了多方面的环境保护措施。

7.3.1 源头控制措施

为了防止本工程对地下水造成污染，结合建设项目建筑物的特点，建设时选择了先进、成熟、可靠的工艺技术，对产生的废、污水进行了合理的治理和回用，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、污水储存及处理构筑物采取相应的措施，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

①油田生产废水

I油田生产废水包括采出水等，其特点是含油量高，并含有一定量的泥沙；

III采出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和回注率均达到100%，且必须回注开发油层，严禁回注其他层位，严禁采出水外排；

IV严禁以渗坑储存等形式处置含油污水；

V优化水资源配置，节约和保护水资源，提高水资源利用效率和效益，制定节水方案，生产废水回注率要求达到100%，使有限的水资源得到合理利用。

②生活污水处理

项目建设阶段，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，增压站、卸油台站场施工依托站场旱厕，生活杂排水洒水抑尘；接转站站场施工生活污水依托站内生活保障点一体化处理设施处理后回用于绿化。管线施工人员可依托沿线井场旱厕，生活废水均不外排。

根据本项目工程开发方案，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。

(2) 管线建设和运行要求

集输管线建设时应符合以下要求：

①管线敷设前，加强对管材和焊接质量的检查，要进行100%放射性探伤，严禁使用不合格管材。穿跨越道路、河流管线应加厚管壁，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，包括历程桩、转角庄、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。

(5) 运行期防范措施

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。

7.3.2 分区防渗措施

依据《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T 50934-2013），根据生活生产装置和设施的性质、包气带岩性结构、污染控制难易程度及其地下水环境风险，以及拟采取的防渗处理方案，将站场、管线等地面设施的防渗措施分为三个级别，即重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区。针对不同的污染防治区制定了如下相应的防渗措施与要求见表 7.3-1。

污染控制难易程度分级和天然包气带防污性能分级参照《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）表 5 和表 6，见表 7.3-1 和表 7.3-2 进行确定。

表 7.3-1 污染控制难易程度分级参照表

污染控制难易程度	主要特征
难	对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，不能及时发现和处理
易	对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，可及时发现和处理

表 7.3-2 天然包气带房屋性能分级参照表

分级	包气带岩土渗透性能
强	$Mb > 1.0m$, $K \leq 1.0 \times 10^{-6} cm/s$, 且分布连续、稳定
中	$0.5m \leq Mb < 1.0m$, $K \leq 1.0 \times 10^{-6} cm/s$, 且分布连续、稳定 $Mb \geq 1.0m$, $1.0 \times 10^{-6} cm/s \leq K \leq 1.0 \times 10^{-4} cm/s$, 且分布连续、稳定
弱	岩（土）层不满足上述“强”和“中”条件

注：Mb：岩土单层厚度。K：渗透系数

项目所在地包气带主要为第四系黄土，根据现场包气带渗水试验结果，包气带渗透

系数为 $2.82 \times 10^{-4} \sim 5.21 \times 10^{-4} \text{cm/s}$ ，判定本项目井场包气带防污性能分级为“弱”。参照《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)表 7，确定本项目代表性工程的防渗技术要求具体见表 7.3-3。

表 7.3-3 本项目分区防渗措施一览表

防渗分区	工程类型	地面设置或设备	建设类型	包气带防污性能	污染控制难易程度
重点防渗区	集输站场	含油污水池（包括雨水池）、导油槽	地下	弱	难
		污油回收装置（原油集输系统）	地下	弱	难
		污水污泥池（采出水处理系统）	地下	弱	难
一般防渗区	集输站场	集油收球加药装置、废润滑油罐、卸油罐、储油罐、三相分离器、分离缓冲罐、输油泵房、外输阀组、外输流量计、事故罐等（原油集输系统）	地上	弱	易
		采出水处理装置、沉降除油罐、净化水罐等（采出水处理系统）	地上	弱	易
简单防渗区	站场	电控设施、电控装置、加热区等、办公区、辅助用房等	/	弱	易

(1) 重点防渗区

重点防渗区可采用天然材料防渗结构、刚性防渗结构和复合防渗结构中的其中一种。天然材料防渗结构的天然材料防渗层饱和渗透系数不应大于 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ，厚度不应小于 6.0m；刚性防渗结构应采用水泥基渗透结晶型抗渗混凝土（厚度不宜小于 150mm）+ 水泥基渗透结晶型防渗涂层（厚度不小于 0.8mm）的结构型式，防渗结构层的渗透系数不应大于 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ ；复合防渗结构应采用土工膜（厚度不小于 1.5mm）+ 抗渗混凝土（厚度不宜小于 100mm）的结构型式，抗渗混凝土的渗透系数不应大于 $1.0 \times 10^{-6} \text{cm/s}$ 。不管采取何种防渗型式，确保防渗性能应与 6m 厚的粘土层等效（粘土渗透系数 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ），且应与所接触的污染物或物料相兼容，采用的防渗材料及施工工艺应符合健康、安全、环保的要求。防渗设计应保证在设计使用年限内不会对包气带及地下水造成污染。当达到设计使用年限时，应对防渗层进行检验和鉴定，合格后方可继续使用。

(2) 一般防渗区

一般污染防治区可采用天然材料防渗结构、刚性防渗结构和柔性防渗结构中的其中一种。天然材料防渗层饱和渗透系数不应大于 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ，厚度不应小于 1.5m；刚性防渗结构抗渗混凝土渗透系数不应大于 $1.0 \times 10^{-8} \text{cm/s}$ ，厚度不应小于 100mm；柔性防渗结构土工膜厚度不应小于 1.5mm。不管采取何种防渗型式，确保防渗性能应与 1.5m 厚的粘土层等效（粘土渗透系数 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ），且应与可能接触的污染物或物料相兼容，采用的防渗材料及施工工艺应符合健康、安全、环保的要求。防渗设计应保证在设计使

用年限内不会对包气带及地下水造成污染。当达到设计使用年限时，应对防渗层进行检验和鉴定，合格后方可继续使用。

(3) 简单防渗区

简单防渗区采用非铺砌地坪或者普通混凝土地坪，地基按民用建筑要求处理即可。具体的防渗分区和防渗措施应在下一步设计中进一步优化。

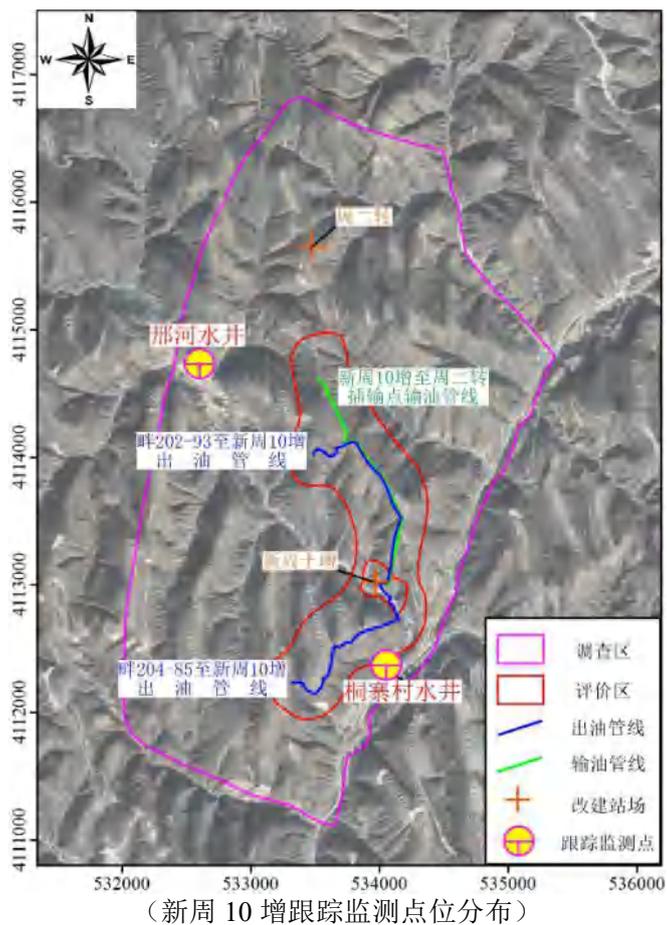
7.3.3 跟踪监测措施

本次环评按照《环境影响评价技术导则·地下水环境》(HJ610-2016)及《地下水环境监测技术规范》(HJ164-2020)等规定，要求项目建成后对开采区内地下水水质进行长期跟踪监测。

地下水跟踪监测井充分利用周边民井，地下水污染跟踪监测情况见表 7.3-4 和图 7.3-1，监测频率为每年 1 次，监测因子参考《地下水环境监测技术规范》(HJ164-2020)附录 F 行业特征污染物选择，由于石油类等特征污染物密度石油的性质因产地而异，密度为 0.8-1.0g/cm³，因此一般可监测上层水即可。

表 7.3-4 地下水跟踪监测点位布置

编号	位置	经纬度	监测井	监测井类型	监测层位	监测项目
井沟台水井	旗 13-8 增上游	E108°15'35.68" N36°57'56.00"	现有井	对照点监测井	第四系风积黄土潜水含水层	pH、总硬度、溶解性总固体、耗氧量、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氟化物、硫化物、氯化物、石油类
邢河水井	新周 10 增上游	E108°22'1.79" N37°9'48.22"	现有井		白垩系环河组含水层	
徐庄团水井	刘峁塬卸油台上游	E107°19'18.38" N37°0'59.21"	现有井		白垩系环河组含水层	
小则口水井	新周 5 增上游	E108°16'46.01" N37°20'3.12"	现有井		第四系风积黄土潜水含水层	
刘坪村水井	旗 13-8 增下游	E108°15'7.10" N36°57'1.86"	现有井	敏感目标监测井	第四系风积黄土含水层	
桐寨村水井	新周 10 增下游	E108°23'0.49" N37°8'30.29"	现有井		第四系风积黄土含水层	





(新周 5 增跟踪监测点位分布)



(刘峁塬卸油台跟踪监测点位分布)

图 7.3-1 地下水跟踪监测点位图

7.3.4 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。检测井应安置报警系统，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其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) 假设场地内发生地下水突发污染事故，为将场地突发污染事故对下游地下水可能产生的影响降到最低，在发生污染事件时，建设单位首先尽快对地表污染物进行收集和处理，修缮发生污染的设施和防渗结构。同时，对已经渗入地下的污染物，建设单位将通过设置截获井的方式将污染物抽出并进行处理。截获井分为以下几种，配合使用。

上游水流截获井：设置在污染点的上游，用以截取上游水流（未污染）防止更多的地下水流向污染区受到污染，同时减少污染点处的受污染地下水的抽出量，减少处理费用。

中心污染截获井：设置在污染点处，用以抽出受污染的地下水，并对受污染的地下水进行处理。

下游污染截获井：设置在污染点下游，通过抽水在下游形成一个水槽，防止受污染地下水向下游运移和扩散。

一旦厂区发生事故泄漏，通过设置水污染截获井，对污染的地下水进行抽出处理后回用，力将地下水污染控制在有限范围内，做到地下水污染早发现，早治理、污染范围不出厂，将项目对地下水的污染降到最低。（见图 7.3-2）。

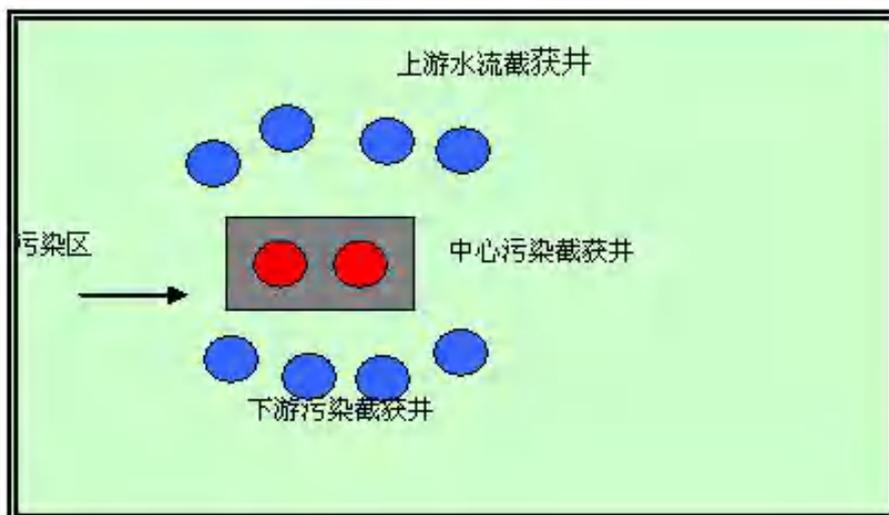


图 7.3-2 水污染截获井布置示意图

水污染截获井的结构、布局、数量和抽水量由有资质的水文地质勘查单位详细勘察后，结合过场地设施布局、污染物的物化性质和运移特性进行设计。

(4) 组织管理及检查要求

项目建设单位要加强应急预防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。

前述监测结果，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。

7.4 大气环境保护措施

7.4.1 施工期环境空气污染防治措施可行性分析

为了最大限度减小施工扬尘对周围环境空气的影响，评价提出以下措施和要求：

(1) 对站场、管道沿线开挖土石方采取覆盖遮蔽措施，阻隔施工扬尘污染；遇 4 级以上大风天气应停止施工，并采取有效的防尘措施，以达到防风降尘的目的，减轻施工扬尘对周围环境空气的影响。

(2) 土石方挖掘完后，要及时回填，不能及时回填的采取覆盖遮蔽措施，剩余土方应尽可能工程内部再利用。

(3) 施工机械、运输车辆采用低含硫量的优质柴油，执行《非道路柴油移动机械

污染物排放控制技术要求》（HJ1014-2020）中的要求。

（4）必须强化施工期环境管理，加强环保宣传和教育工作，努力提高施工人员的环保意识，杜绝粗放式施工。

采取以上大气污染防治措施后，施工废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。

7.4.2 运行期环境空气污染防治措施可行性分析

（1）无组织烃类气体控制措施

本项目改扩建后产生的无组织废气主要为原油集输系统、采出水处理系统、卸油过程中产生的非甲烷总烃，均呈无组织排放，站场设备均为密闭设备，原油采用密闭集输，减少烃类气体排放。

（2）加热炉烟气污染控制措施

项目加热炉均使用伴生气作为燃料，加热炉燃烧烟气通过不低于 8m 高排气筒排放，主要污染物 SO₂、NO_x 及颗粒物排放量小。类比现有站场加热炉烟气排放浓度，本项目新建加热炉烟气排放浓度可满足《锅炉大气污染物排放标准》（DB61/1223-2018）表 3 标准的要求，能够实现稳定达标。

7.5 噪声污染防治措施

7.5.1 施工期噪声控制措施可行性分析

为了减轻施工噪声对周围居民的影响，对施工期噪声控制提出以下要求：

（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，以避免夜间扰民；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，尽量避开附近村民休息时间。

（2）尽量选用低噪声机械设备，降低设备声级；同时做好施工机械的维护和保养，有效降低机械设备运转的噪声源强。

（3）各种管材、材料轻拿轻放，减少撞击性噪声。

在采取以上措施有，施工期噪声对环境的影响较小，可以满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》要求，随施工结束，影响消失，噪声控制措施可行。

7.5.2 运行期噪声控制措施可行性分析

为降低站场加热炉以及泵类等产生的噪声影响，各站场泵类置于室内，选取低噪声设备，进行了基础减振。采取以上措施后，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，污染控制措施才可行。

7.6 固体废弃物污染防治措施

7.6.1 施工期固体废物处置措施可行性分析

（1）站场施工生活垃圾依托所在站场生活垃圾收集，管线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。

（2）管线开挖产生的土石方等，须用于回填，做到土石方平衡；站场施工产生的少量土方，用于站内场地平整。

（3）施工废包装材料、废焊条以及施工过程中产生的废金属等，施工废料回收利用。

（4）各站场改扩建后拆除的部分设备，则进行无害化处理后，交专业回收机构综合利用。

采取以上措施后，施工期固废对环境的影响很小，措施可行。

7.6.2 运行期固体废物处置措施可行性分析

（1）一体化油田水处理装置气浮过程会产生的含油污泥，暂存于站内污泥池中，定期交由有资质单位处置。

（2）废滤料定期更换由有资质的厂家直接带走处置。

项目不新增劳动定员，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，措施可行。

7.7 土壤环境污染防治措施

（1）源头控制

①采出水处理设备置于地上，基础进行硬化处理，采出水收集进入水处理系统，达标后回注地层，不外排；

②加强管线巡线，定期对原油管线进行壁厚检测，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；

③项目原油集输区分离缓冲罐放置形式为高架罐，底部进行基础硬化，一旦发生罐体破损油品泄漏，油罐为高架形式油罐破损易发现，可及时得到处理。

（2）过程防控措施

各站场参照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T 50934-2013）采取分区防渗措

施，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。

(3) 跟踪监测

根据《环境影响评价技术导则土壤环境》(HJ964-2018)、《工业企业土壤和地下水自行监测 技术指南(试行)》(HJ 1209-2021)的要求确定土壤跟踪监测点布设原则，结合项目实际情况，确定土壤跟踪监测点，因管线埋深在 1.2m 左右，因此管线取柱状样进行监测；站场高架油罐为架空形式，采出水处理装置为地上形式，布置表层样进行监测。监测点布设情况见表 7.7-1。

表 7.7-1 环境监测点一览表

位置	数量	监测项目	监测要求	监测频次
管线沿线	1 个/段,共 3 个	石油类、石油烃 (C ₆ ~C ₉)、石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)、砷、六价铬、汞	柱状样(0~0.5m, 0.5~1.5m, 1.5~3.0m)	项目投产运行后每年监测一次
旗 13-8 增储罐底部、采出水装置附近	2 个	石油类、石油烃 (C ₆ ~C ₉)、石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)、砷、六价铬、汞	表层样 (0~0.5cm)	
刘峁塬卸油台卸油罐附近	1 个	石油类、石油烃 (C ₆ ~C ₉)、石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)、砷、六价铬、汞	表层样 (0~0.5cm)	

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向建设单位安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开，特别是对项目所在区域的公众进行公开，满足法律中关于知情权的要求。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，及时采取对应应急措施。

7.8 环境风险防范措施

详见 6.8.5 章节。

7.9 工程环保投资

本项目总投资 677 万元。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，为环保设施实现“三同时”提供了资金保障。根据建设项目特征、项目初设和评价提出应采取的环保措施，对该建设项目的环保投资进行估算项目环保投资约 63.5 万元，占建设总投资的 9.38%。

项目环境保护设施及污染防治措施投资详见表 7.9-1。

表 7.9-1 项目环保设施及污染防治投资估算表

分期	污染类别	污染源	治理措施、设施	数量	环保投资(万元)
一、环保设施投资					
施	废水	施工人员生活	托站场现有设施	/	/

分期	污染类别	污染源	治理措施、设施	数量	环保投资 (万元)
工期		管道试压	试压废水收集罐车	1 辆	10
	废气	施工扬尘	运输车辆遮盖篷布、堆土覆盖抑尘	若干	5
	噪声	强噪声源	合理安排作业时间、低噪声设备	若干	3
	固废	施工废料	回收利用	若干	2
		生活垃圾	生活垃圾收集桶	若干	2
	生态	生态恢复	植被恢复、水土流失治理	3.62hm ²	12
运行期	废气	非甲烷总烃	原油集输，设备密闭	/	/
		加热炉	燃用伴生气，8m 高排气筒	2 根	0.5
	废水	采出水	油田采出水处理一体化集成装置	3 套	计入主体工程
	噪声	各种泵、撬装设备	低噪声设备、基础减振，隔声	配套	3
	固废	含油污泥	暂存于站内污泥池中，定期交由有资质单位处置	配套	1
		废滤料	废滤料不在站内储存，定期更换由有资质的厂家直接带走	配套	1
	土壤、地下水		防渗、防腐等	-	9
	环境风险防范措施		管道道路“三桩”，加厚套管等	若干	5
小计					53.5
二、运行维护费用					
环境监测		竣工验收监测		1 次	5
		环境质量监测		/	5
小计					10
合计					63.5

8 环境经济损益分析

8.1 环境经济损益分析方法

环境影响经济损益分析主要是衡量项目的环保投资所能收到的环境效益和经济效益，建设项目应力争达到社会效益、环境效益、经济效益的统一，这样才能符合可持续发展的要求，实现经济的持续发展和环境质量的不断改善。环境影响经济损益分析的重点是针对工程的主要环境影响因子作出投资费用和经济损益的评价。管线工程的建设，一方面促进了区域社会经济的发展；另一方面工程占用了土地等资源，造成生态环境发生变化等。因此，对每项工程的投资效益需从项目的环境保护措施投资和环境损害估算（即费用）与经济效益、社会效益和环境效益（即效益）的总体分析评价，使本建设项目的建设论证更加充分可靠，工程的设计和实施更加完善，以实现社会的良性发展、经济的持续增长和环境质量的保持与改善。

以调查和资料分析为主，在详细了解项目的工程概况、环保投资及施工运营各环节环境影响程度和范围的基础上，运用相应的计算方法进行经济损益定性或定量估算，建立经济指标进行分析评价。

费用——效益分析是最常用的项目环境损益分析方法和政策方法；利用此方法对建设项目进行分析将有利于正确分析项目的可行性。费用是总投资的一部分，而效益包括经济效益、社会效益和环境效益，即：

费用=生产成本+社会代价+环境损害

效益=经济效益+社会效益+环境效益

效益——费用比：

效益——费用比的计算公式为： $K=B/C$

式中：K——效益——费用比；B——效益；C——费用。

若 $K>1$ ，认为项目可行；

若 $K\leq 1$ ，则需要重新调整工程方案或项目不可行。

8.2 经济效益分析

本项目总投资 677 万元人民币，项目的实施可有效降低杜绝原油泄漏及应风险事故的经济支出，经济效益显著。

8.3 环保投资费用分析

环保费用有环境保护投资和环保费用组成，其中环保年费用包括“三废”处理设施运

转费、折旧费和环保管理费等。

1、环保设施投资估算

对该建设项目的环保投资进行估算项目环保投资 C_0 约 63.5 万元，占建设总投资的 9.38%。

2、环保费用

(1) 环保设施折旧费 C_1

本项目环保设施投资折旧费由下式计算：

$$C_1 = a \times C_0 / n = 4.02 (\text{万元/年})$$

式中：

a —固定资产形成率，取 95%； C_0 环保总投资(万元)；

n —折旧年限，取 15 年。

(2) 环保设施消耗费 C_2

环保设施消耗费主要包括：能源消耗、设备维修、环保设施操作及维修人员人工费等。参照国内其它企业的有关资料，环保年费用一般占环保投资的 11.82~18.18%，环保及综合利用设施的年运行费可按环保投资的 15% 计算。

$$C_2 = C_0 \times 15\% = 9.53 (\text{万元/年})$$

(3) 环保管理费 C_3

环保管理费用包括管理部门、监测部门的人工费、办公费、监测费和技术咨询等费用，按环保投资的 2% 计算。

$$C_3 = C_0 \times 2\% = 1.27 (\text{万元/年})$$

(4) 环保费用

环保费用为上述环保设施折旧费 C_1 、环保设施消耗费 C_2 、环保管理费 C_3 的三项费用之和，经上述计算后，本项目环保费用为 14.82 万元/年，详见表 8.3-1。

表 8.3-1 本项目环保设施运行费一览表

类型	费用 (万元/年)
环保设施折旧费 C_1	4.02
环保设施消耗费 C_2	9.53
环保管理费 C_3	1.27
环保费用 $C = C_1 + C_2 + C_3$	14.82

8.4 环境经济损益分析

污染损失指建设项目产生的污染与破坏对环境造成的损失，主要包括资源和能源流失的损失、各类污染物对生产生活质量造成的损失，以及各种环境补偿性支出。包括：

资源和能源流失 L_1 、各种补偿性支出 L_2 。

$$L_1 = \sum_{i=1}^n Q_i \times P_i$$

式中：

Q_i ---三废排放总量；

P_i ---排放物按产品计算的不变价格

i ---排放物的种类；

$$L_2 = \sum_{i=1}^n G_i + \sum_{j=1}^n H_j + \sum_{k=1}^n I_k$$

式中： G_i ---超标排污费；

H_j ---为环境污染而支付的赔付费；

I_k ---罚款；

I 、 j 、 k ---分别为排污费、赔偿费和罚款的种类。

由于污染损失参数难以确定，评价按照产生环保治理投资的 10%的系数（经验系数 10~15）进行估算，约为 6.4 万元。

8.5 项目社会效益分析

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生安全造成重大社会影响。

本项目建成后，可有效解决现有项目存在的安全隐患，避免发生重大安全事故，保证管道的安全运行。因此，本项目具有显著的社会经济效益。

8.6 环境效应分析

8.6.1 正面影响分析

本工程实施后，提高了管道的安全性，降低了油品泄漏事故的发生概率，减轻泄漏事故对环境的危害和对人员的伤害。

8.6.2 负面影响分析

本项目的负影响因素包括两个方面：陆地生态资源损失、管道泄漏事故对环境的影响。

(1) 生态资源损失分析

本项目在建设过程中,由于管线工程施工需要临时占用一定面积的土地,扰动土壤,破坏地表植被,并因此带来一定程度的生态资源损失。本项目建设管道大多是临时占地,沿线占地类型也主要是草地、旱地、林地、交通运输用地等,管线施工完成后,可通过植草绿化和植被恢复措施来弥补生态资源的损失。因此,本项目对生态的负影响比较小。

(2) 管线泄漏事故影响分析

站场工程和管线工程建成投入运营后,在正常情况下,站场、管道本身没有污染物排出。在发生油品泄漏事故时,会污染周围的环境,对站场、管道沿线的植被产生破坏。本项目实施后,提高了管道的安全性,降低了原油泄漏事故的发生概率,减轻泄漏事故对环境的危害和对人员的伤害。

8.7 综合评价

本项目属于老油田改造治理项目,项目的实施保障了站场、管线的正常运行,降低了风险事故的发生,不仅保障了站场、管线安全运行,还有效的保障了周边沿线居民的正常生产生活和生命安全,具有良好的社会效益。

9 环境管理与环境监控计划

9.1 项目组环境管理现状

9.1.1 环境管理现状

第九采油厂为长庆油田分公司直属部门，环境管理体系、制度与长庆油田其他采油厂环境管理体系、制度基本一致。根据 QHSE 管理体系标准和中国石油天然气集团公司（CNPC）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，第九采油厂建立了 QHSE 管理组织机构，如图 9.1-1 示。

第九采油厂 QHSE 管理委员会，对第九采油厂生态环境保护工作实行统一领导，审议生态环境保护发展规划、年度工作计划、生态环境保护业绩指标和考核奖惩，讨论决定重大生态环境保护事项。

在各基层生产单位、生产保障单位、项目组级科研两所一中心设 QHSE 管理小组，组长由主任（队长、站长）担任，组员由副主任和技术人员担任，由经过专门 QHSE 管理培训，有一定管理能力的技术人员担任兼职 QHSE 现场监督员。

9.1.2 各级 QHSE 组织的责任

长庆油田分公司对基层组织QHSE权利和责任作出了明确规定，详见表9.1-1。

表 9.1-1 基层组织 QHSE

队长职责	①传达贯彻国家、地方有关安全、环保的法律、法规和规定； ②教育员工遵守健康、安全与环境管理标准、规章制度； ③提出改善劳动、卫生条件、保障员工健康的具体措施； ④组织召开小队或全站的健康、安全与环境管理会议，参与审查与小队或本站的健康安全与环境管理文件和 HSE 表现的会议； ⑤支持健康、安全与环境管理监督员的工作，鼓励员工查找隐患并按要求程序采纳正确的建议； ⑥组织健康、安全与环境管理检查活动，落实整改事故隐患和问题的措施。
监督员职责	①协助队长、站长从事现场 HSE 管理； ②进行现场 HSE 管理状态的检查和评比； ③向所有到达现场的人员介绍现场 HSE 管理制度； ④组织安全会议，向有关人员进行事故预防教育，针对隐患提出有效对策，并按时填写隐患评估登记表； ⑤宣传健康、安全与环境管理政策、规定、教育和引导员工执行健康、安全与环境管理标准、规定； ⑥负责事故、事件调查、分析和统计上报； ⑦对存在危及职工生命安全，严重影响施工安全和破坏生态环境的情况，有权下令停工，报告队长或站长及时处理； ⑧收集归纳员工提交的隐患报告，提出整改意见。
员工职责	①执行健康、安全与环境管理规定和安全技术操作规程，遵守劳动纪律，上岗时穿戴好劳动防护用品，搞好岗位工作； ②维护保养好本岗位的生产设备、工具及防护装置，保证性能良好，安全可靠； ③遵从安全标识，制止不安全行为；

	<p>④参加车间健康、安全与环境管理教育活动和应演习，提高操作技能和安全防护能力； ⑤有权拒绝一切违章指挥、命令，发现健康、安全与环境问题及时排除解决，无法解决的要立即报告领导处理。</p>
--	---

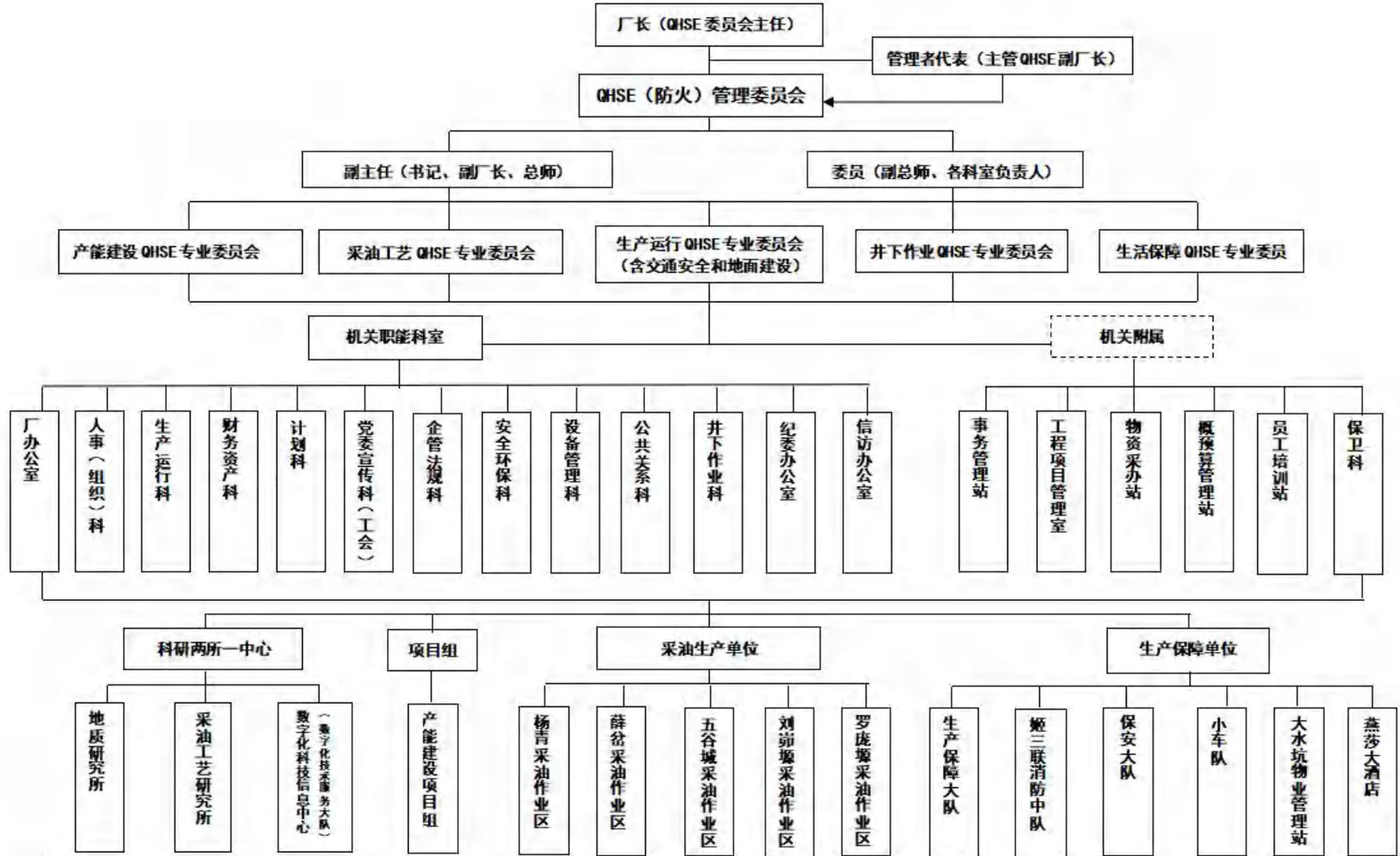


图 9.1-1 长庆油田分公司第九采油厂 QHSE 组织结构框图

9.1.3 本项目环境管理工作计划

环境管理部门在不同阶段的针对本项目环境管理工作计划见表9.1-2。

表 9.1-2 环境管理工作计划表

阶段	环境管理工作主要内容
环境管理机构职能	1、学习贯彻国家环保政策，根据国家及地方对建设项目环境管理的规定，认真落实各项环保手续，完成各级环保主管部门对企业提出的环境要求； 2、制定企业内部环境管理工作制度，监督、控制各项预定计划的执行情况，确保环境管理工作真正发挥作用。
项目建设前期	进行项目环境影响评价工作，配合可研、设计环境影响评价工作进行所需的现场调查。
设计阶段	1、认真落实环境保护“三同时”制度； 2、委托设计单位进行初步设计，在环保篇中落实环境影响报告书及审批意见提出的环保要求； 3、施工图阶段进一步落实初设提出的有关环保问题，确保环境保护设施与主体工程同步设计。
施工阶段	1、保证环保设施施工与主体工程施工同步进行； 2、制定施工期污染防治工作措施计划，监理环保设施施工档案； 3、委托进行环境监理，做好施工过程中环境管理和环境风险防范措施。
准备投入生产和运行阶段	1、在项目投入生产或运行的 20 个工作日内，向环保主管部门申请排污许可证变更、后续，并及时总结报告执行情况，编制执行情况总结报告； 2、按规定在项目投产前、投产后、环保竣工验收后进行信息公开。按现行环保管理要求，自行或委托进行竣工验收； 3、规范环保设施运行管理，保证环保设施与主体装置同步运行，日常运行稳定，并按照规定保留环保设施运行档案； 4、加强企业内部环境管理和监测，对环保设施定期进行检查、维护，保证污染物达标排放。若环保设施需要停运，需要及时向环保部门备案； 5、配合环保部门日常检查和监督工作； 6、加强事故防范工作，设置必要的事故应急措施，方案事故发生。及时更新突发环境事件应急预案； 7、按照环境保护部门的要求，定期申报企业生产和排污情况，控制污染物排放在许可范围内。

9.2 污染物排放管理要求

9.2.1 污染物排放

项目污染物排放清单详见表 9.2-1

表 9.2-1 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	总量指标 t/a				
废气	加热炉	烟气	颗粒物	7.7	0.058	加热炉	燃用伴生气，排气筒高度≥8m	2套	《锅炉大气污染物排放标准》 (DB61/1226-2018)表3标准(其他燃气)
			SO ₂	15	0.114				
			NO _x	122	0.922				
	站场	原油集输	非甲烷总烃	/	0.30	站场原油集输过程	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	站场	采出水作业废水	石油类	/	/	采出水处理设施	经采出水处理设施处理达标后回注地层	3套	《长庆油田采出水回注技术指标》(Q/SY CQ 3675-2016)
			SS	/	/				
			COD	/	/				
噪声	站场	噪声	噪声	/	/	泵类、加热炉、混输泵撬	隔声减震	/	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类标准
固废	采出水系统	含油污泥	/	/	暂存于站内污泥池中，定期交由有资质单位处置		/	做好危险废物贮存情况的记录；严格执行危险废物转移联单制；委托有资质的单位进行运输、处置。	
		废滤料	/	/	定期更换由有资质的厂家直接带走处置				

9.2.2 排污口管理

按照《排污口规范化整治技术要求》，项目排污口规范化管理要求见表 9.2-2。

表 9.2-2 排污口规范化管理要求表

项目	主要要求内容
基本原则	1、凡向环境排放污染物的一切排污口必须进行规范化管理； 2、将总量控制的污染物排污口及行业特征污染物排放口列为管理重点； 3、排污口设置应便于采样和计量监测，便于日常现场监督、检查； 4、如实向环保行政主管部门申报排污口位置与排放去向等方面情况
技术要求	1、排污口位置必须按照环监（1996）470号文要求实行规范化管理； 2、具体设置应符合《污染源监测技术规范》中的规定和要求
立标管理	1、污染物排放口必须实行规范化管理，应按照国家《环境保护图形标志》（GB15562.1-1995）与（GB15562.2-95）的相关规定，设置环保图形标志牌；

	2、环保图形标志牌位置应距污染物排放口及固废贮存(处置)场较近且醒目，设置高度一般为标志牌上缘距离地面约 2m； 3、重点排污单位污染物排放口以设置立式标志牌为主，一般排污单位污染物排放口可根据实际情况设置立式或平面固定式标志牌。
建档管理	1、使用《中华人民共和国规范化排污口标志登记证》，并按要求填写有关内容； 2、严格按照环境管理监控计划及排污口管理要求，工程建成运行后将主要污染物种类、数量、排放浓度与去向，立标及环保设施运行情况记录在案，并及时上报； 3、选派专职环保员对油田环保设施进行监督管理，防止“跑、冒、滴、漏”污染环境并引发重大环境风险事故，要求责任到人，奖罚分明

9.3 项目竣工环保验收

根据新修订的《建设项目环境保护条例》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》（HJ612-2011），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竣工验收技术规范、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《关于印发建设项目竣工环境保护验收现场检查及审查要点的通知》（环办[2015]113号）及相关规定执行，对工程建设基本情况，工程变更情况、环境保护设施落实情况，环境保护设施调试效果和工程建设对环境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。环境保护验收调查建议清单见表 9.3-1。

表 9.3-1 环境保护竣工验收调查清单（建议）

验收清单					验收标准
类别	位置	污染源或污染物	污染防治设施	数量	
废气	加热炉	颗粒物、SO ₂ 、NO _x	燃用伴生气，排气筒高度≥8m	2	《锅炉大气污染物排放标准》(DB61/1226-2018)中表 3 标准
	站场	非甲烷总烃	密闭集输，设备密闭	配套	非甲烷总烃执行标准为《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中控制要求
噪声污染控制	站场	各种泵	选用低噪声设备，基础减振	配套	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类标准
固废污染控制	站场	废滤料	定期更换由有资质的厂家直接带走处置	/	《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)
		含油污泥	定期交由有资质单位处置	/	
生态环境	管线、站场等	临时占地	临时占地进行生态恢复，恢复原有地貌	/	按要求落实
地下水、	站场	/	分区防渗	/	防渗层的防渗性能不应

土壤					低于 6.0m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的粘土层的防渗性能。
环境风险	站场、管线	事故风险	(1) 站场储罐底部进行基础硬化；(2) 采出水处理系统应配套设置污水污泥池；(3) 原油管线安装压力在线监测装置。	/	按要求更新应急预案并备案

9.4 项目环境监测计划

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) 对运行期间的环境监测要求委托当地具有环境监测资质和国家计量认证资质专业机构承担；

(2) 常规项目环境监测可由公司下属环保监测站进行，但从事监测工作人员必须经过专业培训，持证上岗；

(3) 建立健全环境监测技术档案，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

根据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采业》(HJ1248-2022)并结合长庆油田分公司第九采油厂 2022 年环境监测计划，确定本项目生产运行期间的污染源与环境监测计划见表 9.4-1 和表 9.4-2 所示。

表 9.4-1 污染源监测计划表

类别		监测项目	监测点位置	监测点	监测频率	控制指标
有组织废气	加热炉	颗粒物、SO ₂ 、NO ₂	旗 13-8 增	2 个点	每年一次	《锅炉大气污染物排放标准》(DB/61 1226-2018) 中表 3 其他燃气锅炉标准
无组织废气	周二转(包括吴起试注站)、旗 13-8 增、刘峁塬卸油	非甲烷总烃	厂界、站内	上风向设 1 个点，下风向设 3 个点，厂界内 1 个	每年一次	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)

	台					
生产 废水	采出水	SS、石油 类	周二转、 旗 13-8 增	2 个/个	每季 一次	《长庆油田采出水回注技术指 标 (Q/SY CQ 3675-2016)》
噪声	周二转 (包 括吴起试 注站)、新 周 10 增、 新周 5 增、 旗 13-8 增、 刘峁塬卸 油台	Leq (A)	各厂界 四周	4 个/个	每季 一次	《工业企业厂界环境噪声排放 标准》(GB12348-2008) 2 类

注：区域环境监测计划未包含本项目站场，可将本项目站场纳入区域环境监测计划。

表 9.4-2 运行期环境质量监测计划表

类别	监测项目	监测点位置	监测点	监测频 率	控制指标
地下 水	①水位埋深 ②水质：石油类、石油烃 (C ₆ ~C ₉)、石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)、汞、砷、六 价铬	井沟台水井、邢河 水井、徐庄团水 井、小则口水井、 刘坪村水井、桐寨 村水井	6 个	半年一 次	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017) III 类
土壤 环境	石油类、石油烃 (C ₆ ~C ₉)、 石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)、砷、 六价铬、汞	旗 13-8 增储罐底 部和采出水装置 附近、刘峁塬卸油 台卸油罐 新周 10 增原油管 线、江 65-28 至江 64-27 井场出油管 线	3 个 2 个	一年一 次	建设用地执行《土壤 环境质量-建设用地 土壤污染风险管控 标准 (试行)》“第 二类用地”筛选标 准。

10 结论

10.1 项目概况

长庆油田分公司第九采油厂 2022 年老油田改造治理项目位于延安市吴起县周湾镇、五谷城镇、吴起街道办（含薛岔社区）境内，榆林市定边县姬塬镇、张嵬先镇境内。项目主要建设内容为：本次改扩建吴起区域内主要建设内容为迁建新周 10 增、新周 5 增，扩建旗 13-8 增，改建周二转站内采出水处理系统和吴起试注站，建设出油管线 2 条、4.42km，输油管线 1 条，2.81km；定边区域内主要建设内容为改造刘峁塬卸油台，更换出油管线 2 条、1.23km；吴起区域和定边区域配套更换站内部分管线、阀门、总机关、收球筒等装置。

项目总投资 677 万元，其中环保投资 63.5 万元，占总投资的 9.38%。

10.2 环境质量现状

环境空气：根据陕西省生态环境厅办公室于 2022 年 1 月 13 日《环保快报》发布的 2021 年 1~12 月全省环境空气质量状况，项目所在区域属于达标区。根据监测结果，评价区内各监测点非甲烷总烃小时浓度可满足《大气污染物综合排放标准详解》（国家环境保护局科技标准司编写）中非甲烷总烃环境质量标准值（1 小时平均值 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ ）。

地下水：各水样水质监测及评价结果见表 4.3-8~表 4.3-9。本次调查地下水水质监测结果中，1#小口则村监测井中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）III 类水质要求，其余因子满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类水质要求。引用地下水监测结果中，4#周二转水源井硫酸盐超标，最大超标倍数为 0.14；5#张新庄水井六价铬、硫酸盐、氯化物超标，最大超标倍数分别为 0.74、0.07、0.08，其余因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类水质要求（石油类满足《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）III 类水质要求）。7#刘坪输油站水源井、9#徐团庄水源井各监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类水质要求（石油类满足《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）III 类水质要求）。根据中国地质调查局西安地质调查中心的调查，六价铬超标主要为地质原因，主要来源于土层中总 Cr 的溶解，通过降水动力传输逐渐进入含水层中，土层中总 Cr 进入含水层后通过氧化还原条件的变化部分转化为 Cr^{6+} ，从而导致超标现象。根据相关文献资料，区域地下水本身矿化度或含盐量高，从而引起了硫酸盐、氯化物等超标。包气带监测结果表明，监测结果基本与背景值数据相符，由此说明，现有站场并没有对包气带土壤环境产生较大影响。

噪声:有监测结果可知,敏感点桐寨村噪声可满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中 2 类区标准,各站场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类标准。总体看,评价区内的声环境质量良好。

土壤环境:由监测结果可知,项目站场占地范围内土壤环境监测项目均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB 36600-2018)第二类筛选值要求;项目站场占地范围外耕地及管线沿线土壤环境监测项目均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)风险筛选值标准,石油烃参照《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB 36600-2018)第二类筛选值要求。

10.3 主要环境影响

10.3.1 施工期

10.3.1.1 环境空气

施工期废气对环境空气的影响主要为施工扬尘和施工机械、运输车辆排放的尾气、焊接烟尘等。施工地表开挖过程中,应洒水使作业面保持一定湿度;对施工现场和建筑物采取围栏、设置工棚、覆盖遮蔽等措施;运输车辆加盖篷布等;同时,对运输道路、施工场地洒水抑尘;施工时间短,项目施工现场位于开阔地带,有利于焊接烟尘扩散。采取以上措施后,施工期对环境空气影响较小。

10.3.1.2 地表水

施工生产废水经沉砂池循环利用不排放;管道试压废水,管道试压结束后用于油田回注;增压站、卸油台站场施工依托站场旱厕,生活杂排水洒水抑尘,接转站站场施工生活污水依托站内生活保障点一体化处理设施处理后回用于绿化,管线施工人员可依托沿线井场旱厕,生活废水均不外排。

桁架施工尽量选在地面冻结时间或者干燥的地面施工,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。

项目采取上述环保措施和本次环评提出的施工期废水污染防治措施后,施工期生产、生活污水均不外排,对环境影响小。

10.3.1.3 声环境

根据噪声预测结果,施工机械噪声在昼间 100m 处可达到施工场界噪声标准,夜间

（切割机和焊机禁止夜间作业）在 300m 处基本达到标准限值。项目夜间不进行施工作业，站场 300m 范围内无敏感目标分布，站场施工噪声对周边环境影响较小；管线工程夜间不进行施工作业，畔 204-85 至新周 10 增出油管线沿线最近的敏感点为管线东侧 33m 处的桐寨村，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。

10.3.1.4 固体废物

施工期固体废物主要包括施工弃土、施工废料、施工人员生活垃圾和拆除的装置；弃土回填管沟及站内平衡，施工废料回收外卖处理，生活垃圾依托周边站场生活垃圾收集系统，各站场改扩建后部分拆除设备进行无害化处理后交专业回收机构综合利用。施工期固废可得到合理处置，对环境的影响较小。

10.3.1.5 生态环境

项目施工期由于占用土地、填挖方及临时用地等，使占地范围内的草丛遭到铲除、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。

项目占地面较小，工程占地范围内破坏的植被均为区内的常见种或广布种，不会对当地植物群落的种类组成产生影响，也不会造成植物物种的消失。施工结束后对临时占地进行生态恢复，可以将项目生态影响程度降到最低，就区域而言，项目施工期生态环境影响较小。

10.3.2 运行期

10.3.2.1 环境空气

项目废气主要为加热炉废气及站场产生的无组织非甲烷总烃。加热炉燃用伴生气，原油管道密闭集输，设备密闭，采出水处理装置采用集成装置。经预测，加热炉废气中颗粒物、SO₂、NO_x 最大落地浓度小于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中 2 类标准要求，占标率均小于 10%，项目投产运行后加热炉烟气不会使区域环境空气质量发生显著改变。

根据预测结果，旗 13-8 增非甲烷总烃浓度占标率为 3.0355%，刘峁塬卸油台非甲烷总烃浓度占标率为 6.1642%。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。

10.3.2.2 地表水

采出水经项目采出水处理系统处理达标后回注油层，不排入地表水体，不会对地表水环境产生影响。

项目建成后不新增劳动定员，不新增生活污水。

项目生产、生活污水经处理后全部利用，不外排，对地表水环境影响小，不会改变区内地表水环境功能现状。

10.3.2.3 地下水

本项目运行期正常情况下，对地下水没有影响。

根据预测，污油池发生泄漏后，在 1000d 的预测时段内，形成的污染晕顺地下水径流方向最大运移距离最大为 42.1m，影响范围相对局限在泄漏点周边，且最大浓度未超出《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准限值。根据前期地下水保护目标调查结果，站场评价范围内没有集中式和分散式饮用水井，不会对周边居民的供水安全产生影响，对地下水含水层的影响很小。

采出水处理系统发生泄漏后，在 1000d 的预测时段内，形成的污染晕顺地下水径流方向最大运移距离最大为 49.2m，影响范围相对局限在泄漏点周边，且最大浓度未超出《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准限值。根据前期地下水保护目标调查结果，站场评价范围内没有集中式和分散式饮用水井，不会对周边居民的供水安全产生影响，对地下水含水层的影响很小。

项目运行期原油管线可能受腐蚀发生渗漏，泄漏点周边的地下水水质会在一定的时间内受到石油类的影响，污染物在预测时段内的最大迁移距离为 28.1m。根据前期地下水保护目标调查结果，评价范围内没有集中式和分散式饮用水井，不会对周边居民的供水安全产生影响，对地下水含水层的影响也很小。

因此，在正常状况下，项目各阶段不会对地下水环境造成影响，也不会对水源地的供水安全造成影响，在假设的非正常状况下，会对局部地下水水质产生一定污染，但污染面积和程度相对较小，不会影响到周边地下水保护目标的供水安全。

10.3.2.4 噪声

经预测，新周 10 增、新周 5 增、旗 13-8 增、吴起试注站（位于周二转内）、刘崮塬卸油台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；经现场调查，各站场厂界 200m 范围内无敏感点分

布，项目运行期噪声对周边环境影响较小。

10.3.2.5 固体废物

项目含油污泥、废滤料等均可得到合理处置，不会产生二次污染，对环境的影响不大。

10.3.2.6 生态环境

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。

10.3.2.7 土壤环境

项目原油集输区分离缓冲罐放置形式为高架罐，底部进行基础硬化；采出水处理系统设备置于地上，基础进行硬化处理，泄漏的采出水可引至站场污水池进行收集。正常情况下，不会对土壤环境造成污染。

经预测，非正常状况下，原油泄漏可能会对土壤环境造成污染。遇降雨条件，还可能对地下水造成污染。评价预测了原油管线泄漏后土壤中石油类随时间变化的浓度和深度。根据预测结果，随着时间的推移，污染物逐渐向土壤垂向深度迁移，但浓度逐渐降低。可以看出，原油的泄漏会导致周边的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，污染物对土壤的影响会逐渐消失。

10.3.2.3 环境风险

本项目涉及的主要危险物质为原油，可能存在风险的单元为原油管线、油罐。本项目原油泄漏主要对环境空气、地表水、地下水和土壤产生影响。环评要求站场储罐为高架罐，底部进行基础硬化，一旦发生罐体破损油品泄漏，油罐为高架形式油罐破损易发现，可及时得到处理；管线加大巡线频率，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。对泄漏事故及时发现，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、地下水、地表水和土壤。项目在采取环境风险防范措施并修订《第九采油厂环境突发事故应急预案》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。

10.4 环境保护措施

10.4.1 施工期

10.4.1.1 环境空气

(1) 对站场、管道沿线开挖土石方采取覆盖遮蔽措施，阻隔施工扬尘污染；遇 4 级以上大风天气应停止施工，并采取有效的防尘措施，以达到防风降尘的目的，减轻施工扬尘对周围环境空气的影响。

(2) 土石方挖掘完后，要及时回填，不能及时回填的采取覆盖遮蔽措施，剩余土方应尽可能工程内部再利用。

(3) 施工机械、运输车辆采用低含硫量的优质柴油，执行《非道路柴油移动机械污染物排放控制技术要求》（HJ1014-2020）中的要求。

(4) 必须强化施工期环境管理，加强环保宣传和教育工作，努力提高施工人员的环保意识，杜绝粗放式施工。

10.4.1.2 地表水

(1) 管线试压结束后试压废水收集依托附近王十注处理后用于油田回注，不外排。

(2) 施工生产废水经沉砂池循环利用不排放。

(3) 站场施工依托站场内旱厕，生活杂排水洒水抑尘；管线施工人员可依托沿线站场生活设施。

10.4.1.3 噪声

(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，以避免夜间扰民；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，尽量避开附近村民休息时间。

(2) 尽量选用低噪声机械设备，降低设备声级；同时做好施工机械的维护和保养，有效降低机械设备运转的噪声源强。

(3) 各种管材、材料轻拿轻放，减少撞击性噪声。

10.4.1.4 固体废物

(1) 站场施工生活垃圾依托所在站场生活垃圾收集，管线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。

(2) 管线开挖产生的土石方等，须用于回填，做到土石方平衡；站场施工产生的少量土方，用于站内场地平整。

(3) 施工废包装材料、废焊条以及施工过程中产生的废金属等，施工废料回收利用。

(4) 各站场改扩建后拆除的部分设备，则进行无害化处理后，交专业回收机构综合利用。

10.4.1.5 生态环境

(1) 站场控制施工作业影响范围，严禁肆意扩大施工范围。

(2) 施工车辆、机械及施工人员均在划定范围内进行施工活动，尽可能减少原有植被和土壤的破坏。

(3) 敷设管线时开挖的管道沟，挖出的土方堆在沟两边，严格控制施工作业带宽度。

(4) 在开挖管线时，采取“分层开挖、分层回填措施”，先将表层 0.3m 厚的表层土挖置一边，施工完毕后推回表层土摊平，以减少耕地数量及土壤养分的流逝。

(5) 施工过程中控制附件焊接、管道保温层和防腐层的材料外涂、包裹等工序中的焊渣、涂料等废弃物的洒落；施工时期的生活垃圾统一回收。

(6) 施工结束后及时对临时占地进行生态恢复。

10.4.2 运营期

10.4.2.1 环境空气

本项目改扩建后产生的无组织废气主要为原油集输系统、采出水处理系统、卸油过程中产生的非甲烷总烃，均呈无组织排放，站场设备均为密闭设备，原油采用密闭集输，减少烃类气体排放。

项目加热炉均使用伴生气作为燃料，加热炉燃烧烟气通过不低于 8m 高排气筒排放，主要污染物 SO₂、NO_x 及颗粒物排放量小。类比现有站场加热炉烟气排放浓度，本项目新建加热炉烟气排放浓度可满足《锅炉大气污染物排放标准》（DB61/1223-2018）表 3 标准的要求，能够实现稳定达标。

10.4.2.2 地表水

(1) 增压站、卸油台站内设有旱厕，旱厕定期清掏用于周边农田施肥，生活杂排水洒水抑尘；接转站站场施工生活污水依托站内生活保障点一体化处理设施处理后回用于绿化。

(2) 采出水经采出水处理系统处理达到《长庆油田采出水回注技术指标》（Q/SY CQ 3675-2016）后全部作为油田开发中的注水用水，不外排。

10.4.2.3 地下水、土壤

按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应进行控制。

10.4.2.4 噪声

为降低站场加热炉以及泵类等产生的噪声影响，各站场泵类置于室内，选取低噪声设备，进行了基础减振。采取以上措施后，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，污染控制措施才可行。

10.4.2.5 固体废物

（1）一体化油田水处理装置气浮过程会产生的含油污泥，暂存于站内污泥池中，定期交由有资质单位处置。

（2）废滤料定期更换由有资质的厂家直接带走处置。

项目不新增劳动定员，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，措施可行。

10.4.2.6 生态环境

恢复临时占地植被，对管线施工作业带等植被加强管理抚育，提高植被覆盖度，减少水土流失，站场建设利用空地绿化。

10.4.2.7 环境风险

（1）站场储罐为高架罐，底部进行基础硬化，一旦发生罐体破损油品泄漏，油罐为高架形式油罐破损易发现，可及时得到处理。

（2）采出水处理系统应配套设置污水污泥池，用以收集工艺排污和事故状态的污水，且污水应自流进入污水污泥池。

（3）在集输过程中，定期清管，排除管内的积水和污物，以减轻管道内的腐蚀；

（4）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，避免发生管道泄漏事故；

（5）设置管道泄漏监测系统，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；

10.5 评价总结论

综上所述，本项目符合国家产业政策，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，主要污染物可做到达标排放，固体废物全部

得到合理处置；生态环境影响得到有效控制、恢复，并减至最小程度；环境风险可降低到当地环境能够容许的程度；从满足环境质量目标和生态环境保护要求的角度，项目建设可行。

10.7 要求与建议

10.7.1 要求

- (1) 严格落实报告书提出的“以新带老”措施要求。
- (2) 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。
- (3) 定期检查设备完好度，加大巡线频率，对破损设备及管壁严重减薄段及时更换。
- (4) 严格落实各项废水处理措施，采出水全部回注油层。

10.7.2 建议

- (1) 完善风险应急预案，并定期演练。
- (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。

建设项目环境影响报告书审批基础信息表

填表单位（盖章）：

中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第九采油厂

填表人（签字）：

马卫华

项目经办人（签字）：

马卫华

建 设 项 目	项目名称		长庆油田分公司第九采油厂2022年老油田改造治理项目				建设内容		本次改扩建吴起区域内主要建设内容为迁建新周10增、新周5增，扩建旗13-8增，改建周二转站内采出水处理系统和吴起试注站，建设出油管线2条、4.42km，输油管线1条、2.81km；定边区域内主要建设内容为改造刘岗嘴卸油台，更换出油管线2条、1.23km；吴起区域和定边区域配套更换站内部分管线、阀门、总机关、收球筒等装置。				
	项目代码		无				建设规模		/				
	环评信用平台项目编号						计划开工时间		2022年12月				
	建设地点		陕西省延安市吴起县、榆林市定边县				预计投产时间		2023年4月				
	项目建设周期（月）		5.0				国民经济行业类型及代码		0711 陆地石油开采				
	建设性质		改扩建				项目申请类别		新申报项目				
	环境影响评价行业类别		7 陆地石油开采				现有工程排污许可证或排污登记表编号（改、扩建项目）		9164010331783808X40060（渭源集油作业区）9164010331783808X40039（五岔楼作业区）9164010331783808X40040（薛岔作业区）				
	规划环评开展情况		无				规划环评文件名		无				
	规划环评审查机关		无				规划环评审查意见文号		无				
	建设地点中心坐标（非线性工程）		经度	108.381998	纬度	37.172422	占地面积（平方米）		环评文件类别	环境影响报告书			
建设地点坐标（线性工程）		起点经度		起点纬度		终点经度		终点纬度		工程长度（千米）			
总投资（万元）		677.00				环保投资（万元）		63.50		所占比例（%）		9.38	
建 设 单 位	单位名称		中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第九采油厂		法定代表人	卢俊		单位名称	西安中节能环保科技有限公司		统一社会信用代码	91610132MA6TNCU03F	
	统一社会信用代码（组织机构代码）		9164010331783808X4		主要负责人	马卫华		编制主持人	姓名	马霞		联系电话	
	通讯地址		吴起县开发区石油小门第九采油厂指挥中心		联系电话	029-86571882		信用编号	BH026400		18392139502		
								职业资格证书管理号	201905035610000024				
							通讯地址	西安市经济技术开发区凤城五路西段世融嘉轩5号楼1210室					
污 染 物 排 放 量	污染物		现有工程 (已建+在建)		本工程 (拟建或调整变更)		总体工程 (已建+在建+拟建或调整变更)				区域削减来源（国家、省级审批项目）		
			①排放量（吨/年）	②许可排放量（吨/年）	③预测排放量（吨/年）	④“以新带老”削减量（吨/年）	⑤区域平衡替代本工程削减量（吨/年）	⑥预测排放总量（吨/年）		⑦排放增减量（吨/年）			
	废 水	废水量(万吨/年)											
		COD											
		氨氮											
		总磷											
		总氮											
		铅											
		汞											
		镉											
铬													
类金属砷													
其他特征污染物													
废气量（万立方米/年）		3039.72		755.11	396.83			3398.00		358.28			

环评任务委托书

西安中环能环保科技有限公司：

根据《中华人民共和国环境影响评价法》、《建设项目环境影响评价分类管理名录》等有关规定，现委托贵单位对我单位中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第九采油厂 2022 年老油田改造治理项目进行环境影响评价工作，并编制《中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第九采油厂 2022 年老油田改造治理项目环境影响报告书》。

我单位负责提供项目基础资料，并对资料的真实性负责。

特此委托！

委托单位：



（盖章）

委托日期：2022年8月2日

延安市环境保护局

延市环函〔2014〕3号

延安市环境保护局 关于《长庆油田分公司超低渗透油藏第三项目部 30 万吨/年产能建设项目环境影响报告书》的批复

长庆油田分公司超低渗透油藏第三项目部：

你单位《关于审批长庆油田分公司超低渗透油藏第三项目部 30 万吨/年产能建设项目环境影响报告书的申请》收悉。经我局研究，现就有关问题批复如下：

一、区域开发内容和总体意见

本次产能建设是企业原有吴起油区开发基础上的扩能工程。产能规模为 30 万吨/年，开发总面积约 64.66km²（其中新增面积 27.15km²）。扩建开发建设内容包括：联合站 1 座、接转站 2 座、增压点 7 座等站场工程，采油 276 口、注水井 153 口、各类管线约 467.9km 及各类附属工程等。区域开发建设工程完工后，新增采出水处理能力 3100m³/d，注

水能力 5050 m³/d。区域开发总投资 8357.44 万元，其中环保投资 1173 万元。

区域开发符合《产业结构调整目录(2011本)》、符合《陕西省矿产资源总体规划(2008-2015)》等相关规划。区域开发的同时不可避免地对区域环境带来植被破坏和环境质量下降等影响，但在认真落实报告书中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态恢复和保护措施后，对环境不利影响能够得到一定的缓解和控制。因此，我局同意你单位按照报告书中所列区域开发的性质、规模及采取的环境保护措施进行建设。

二、本区域开发建设中应重点做好以下工作

(一) 必须在指定的区域内和产能范围进行开发，不得越界开采。企业在开始建设前必须到吴起县环护局进行登记、备案，确保“三同时”制度落到实处。

(二) 制定并实施生态恢复与保护方案。尽量减少施工临时占地，加强各项工程的绿化工作，及时恢复被破坏的生态和自然植被。

(三) 严格按照《延安市油田清洁文明井场建设标准》要求规范井场建设，新建井场必须全部建成清洁文明井场，老井场要限期建成清洁文明井场。同时，要做好清洁文明井场的日常管护工作。

(四) 切实落实水污染防治措施。联合站、注水站等不能设置生产废水排污口，含油污水经处理后必须全部达标回注，生活污水处理后全部回用，不外排。同时，站内必须设置事故池（罐），确保事故状态含油污水不外排。

(五) 加强危险废物安全处置工作。含油污泥应按照危险废物的管理要求，必须统一收集后交有资质的处理单位进行无害化处理，不得随意堆存或排放。加强井场落地油的处理工作，做到 100%回收，杜绝就地掩埋。

(六) 开展环境监理工作。委托环境监理机构开展本区域开发的施工期环境工程监理，定期向环保部门提交工程环境监理报告，并作为项目竣工环保验收的必备依据。

(七) 加强环境风险防范工作。落实环境风险防范措施，对于跨越管线，要设立截流阀和事故应急池，杜绝环境污染事件的发生。制定突发性环境事件应急处置预案，并报送市环境应急办和吴起县环保局备案。

(八) 本区域开发环境影响报告书批复后，区域内新建的所有建设项目必须按程序另行进行单体项目环境影响评价。

三、管理要求

本区域开发过程中的环境保护监督管理工作由吴起县环保局负责。建设单位在收到该批复后 10 日内，必须将批

准的报告书及批复文件分别送至市环境监察支队、吴起县环保局备案，并配合环保部门的监督检查。



抄送：市环境监察支队、吴起县环保局

延安市环境保护局

2014年1月13日印发

负责验收的环境行政主管部门验收意见：

环验〔2017〕 24 号

长庆油田分公司第九采油厂：

你厂《关于长庆油田分公司第九采油厂 30 万吨产能建设项目环境保护竣工验收的申请》收悉。经研究，现批复如下：

一、长庆油田分公司第九采油厂 30 万吨产能建设项目位于陕西省吴起县境内，主要涉及吴起、五谷城、薛岔、周湾等乡镇，油区总面积 27.15KM²；产能规模 30×10⁴t/a。

我局于 2016 年 12 月 27 日组织验收组对该项目环境保护设施进行了环境保护竣工验收现场检查，调查单位根据现场检查意见进一步完善了调查报告。鉴于项目落实了生态保护及污染防治要求，主要污染物排放达到相关标准要求，基本符合环境保护竣工验收条件。原则同意该项目通过环境保护竣工验收。

二、你厂下一步要重点做好以下工作：

（一）该项目正式投入运行后，建设单位要进一步完善环境保护管理机构及各项环境管理制度，加强环保工作，严防各类污染事故的发生。

（二）加强对各项环保设施的维护和管理，确保正常运行。建设单位要结合本次专项验收意见，进一步强化风险防范工作，做好环境隐患管线的风险排查和更换，主要采出水处理和回注站点要设置事故应急设施，确保事故状态下，废水不外排。

（三）按照管线输送有关规定，强化管线检测管理制度，加大巡线频次，提高巡线的有效性。定期对管线进行清污，坚决杜绝因管路破损和渗漏等引发原油污染环境事件发生。

（四）强化废水收集、运输、处理管理确保全部废水处理达标后回注。

(五) 加强落地油的回收、在运行期含油污泥、油泥应严格按照《危险废物贮存污染控制标准》及《危险废物转移联单管理办法》等相关内容进行贮存、处置。

(六) 建设单位要积极配合吴起县环保部门，搞好日常环境监督管理工作。

经办人(签字): 



陕西省环境保护厅

陕环批复〔2017〕23号

陕西省环境保护厅 关于长庆油田分公司第九采油厂年产 20 万吨 建设工程环境影响报告书的批复

长庆油田分公司第九采油厂产能建设项目组：

你单位《关于 20 万吨/年产能建设工程环境影响报告书报批的申请函》（采九项函字〔2016〕111 号）收悉。经我厅环境影响评价审查委员会 2016 年第 12 次会议研究，现批复如下：

一、该项目为长庆油田分公司第九采油厂 2014 至 2015 年滚动开发项目，计划建设产能规模为 20 万吨/年，主要位于吴起区块和定边刘峁塬区块；主要含油层系为侏罗系延安组和三叠系延长组，其中侏罗系属特低渗油层，三叠系属超低渗油层，各油层分别采用一套层系、一套井网开发。主要建设内容为：水源井 4 口，井场 97 个，接转站 2 个，增压站 14 个，注水站 4 个，生活保障点 8 个，油气集输管线 234.1 公里，注水、供水管线 30.5 公里，柱上变电站 70 座，道路 73.3 公里。项目总投资估算为 29062.66 万元，其中环保投资 3139.12 万元，占总投资的 10.80%。该项目工程中的 2014 年开发建设内容已基本实施完毕，2015 年开发建设内容部分已实施，建设单位按要求对单项工程履行了相关环保手续。

经审查，在全面落实环境影响报告书提出的各项环境保护要求后，项目建设对环境的不利影响能够得到减缓和控制。该项目

环境影响报告书中所列建设项目的性质、规模、地点、生产工艺和拟采取的环境保护措施可作为项目实施的依据。

二、项目建设和运营管理中应重点做好以下工作

(一)企业应落实报告书提出的要求和“以新带老”的各项措施,加强环境保护,解决历史遗留环保问题,建设文明井场,达到《陕北油气开采清洁文明井场验收标准》要求。

(二)本次评价未明确的井场、管线、道路等,在开始建设前应到当地环保机构办理相关手续。

(三)严格落实各项废水处理措施。钻井废水全部进入井场防渗泥浆池同泥浆一起进行无害化固化处置,不得外排;井下作业废水、采出水经处理达标后回注油层。密切关注滚动开发对当地地下水水质的影响。回注水、取水井取水时若影响到周边居民用水时,应及时解决。

(四)严格按相关法规规范管理和处置危险废物及其它固体废物。

(五)根据《陕西省煤炭石油天然气开发环境保护条例》和我厅《关于印发陕西省矿产资源开发生态环境治理方案编制规范的通知》(陕环函〔2012〕313号)规定,编制矿产资源开发生态环境治理方案,落实专项经费。减少施工临时占地,井场退役后及时封堵,并进行生态恢复。

(六)制定环境风险应急预案并经评估后报环保部门备案,定期进行演练,防范环境风险。

(七)该项目污染物应在达标排放的前提下,将排放总量控制在环评确定的指标范围内,即二氧化硫 3.22 吨/年、氮氧化物 13.31 吨/年。

三、项目建设应开展施工期环境监理,定期向各级环保部门报告环境监理情况,环境监理报告纳入竣工环境保护验收内容。

四、项目建设必须严格执行环境保护设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用的环境保护“三同时”制度。项目

建成后，必须按规定程序向我厅申请竣工环境保护验收。验收合格后，方可正式投入生产。

五、建设单位是建设项目选址、建设、运营全过程落实环境保护措施、公开环境信息的主体，应按照《建设项目环境影响评价信息公开机制方案》等要求依法依规公开建设项目环评信息，畅通公众参与和社会监督渠道，保障可能受建设项目环境影响的公众环境权益。

六、环境影响报告书经批准后，项目的性质、规模、工艺、地点或者防治污染、防止生态破坏的措施发生重大变动的，应当重新报批该项目的环境影响报告书。环境影响报告书自批准之日起，如超过5年才决定该项目开工建设的，环境影响报告书应当报我厅重新审核。

七、按照《建设项目环境保护事中事后监督管理办法(试行)》的要求，延安市环保局、榆林市环保局和吴起县环保局、定边县环保局负责该项目的事中事后监督管理。省环境保护执法局和陕北环境保护督查中心应对事中事后监督管理工作进行监督和指导。

八、你公司应在接到本批复后20个工作日内，将批准后的环境影响报告书分别送省环境保护执法局、陕北环境保护督查中心、延安市环保局、榆林市环保局和吴起县、定边县环保局，并按规定接受各级环境保护主管部门的监督检查。



抄送：省发展和改革委员会，省国土资源厅，省住房和城乡建设厅，省统计局，省环境保护执法局，陕北环境保护督查中心，省建设项目环境监督管理站，省环境工程评估中心，延安市环保局，榆林市环保局，吴起县环保局，定边县环保局，西安中地环境科技有限公司。

陕西省生态环境厅

陕环批复〔2020〕27号

陕西省生态环境厅 关于长庆油田分公司第九采油厂 20 万吨/年 产能建设项目固体废物污染防治设施 竣工环境保护验收的批复

长庆油田分公司第九采油厂油田产能建设项目组：

你单位《关于 20 万吨/年产能建设工程配套固体废物污染防治设施竣工环境保护验收的申请》（采九项发〔2019〕46 号）及相关验收材料收悉。我厅于 2019 年 12 月 20 日组织对你单位 20 万吨/年产能建设工程固体废物污染防治设施及运行情况进行现场检查。经研究，现批复如下：

一、项目建设的基本情况

该工程属于滚动开发项目，主要在定边县姬塬油田的刘塬区块和吴起县吴起油田区块范围。项目工程总占地 237.01 公顷（其中临时占地 165.42 公顷，永久占地 71.59 公顷）。项目实际建成采油井 286 口，注水井 55 口，接转站 2 座（薛三转、薛四转），注水站 4 座（周一注水站、起二注水站、薛三转注水

站、薛四转注水站），增压点 13 座（周 2 增、周 3 增、周 4 增、周 5 增、周 6 增、起 4 增、起 5 增、起 6 增、起 7 增、刘 16 增、薛 9 增、薛 10 增、薛 11 增），同时配套建设集输油管线、道路及办公生活设施等。项目实际建设投资 29063 万元，其中环保投资 4203.3 万元，占总投资的 15.11%。原陕西省环境保护厅以陕环批复〔2017〕23 号文对该项目的环境影响报告书进行了批复。

二、工程变更情况

由于单井出油量低于设计产出量，为尽量确保 20 万吨的年产能，实际建设过程中对建设内容进行了适量调整，扩建加密 35 座井场、新建井场 6 座。此外，还减少了 1 个增压点（薛 12 增），关停了依托的 1 个联合站（吴三联）；采油井增加了 21 口，注水井减少了 21 口。输送管线也比环评报告书及批复中所写的设计长度略有增加（各类输送管线增加约 22 公里）。根据《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）中十七条相关规定，本项目以上变动不属于重大变动。

三、固体废物污染防治设施落实情况

（一）施工期环境管理

项目建设单位委托陕西博厚建设环保有限公司对本项目的建设开展了环境监理工作。2017 年 11 月 2 日，陕西省建设项目环境监督管理站组织有关单位和专家对《长庆油田分公司第九采油厂 20 万吨产能建设工程环境监理报告》进行了技术审查，认

为“监理报告”编制较规范，内容较全面，基本符合《建设项目环境监理报告技术要求》和《建设项目环境监理规范》要求。现场调查及建设单位提供的信息显示，项目建设期间基本落实了环评批复提出的要求，未接到环保方面的投诉。

（二）固体废物管理情况

项目站点运行产生的污油泥经回收后送至污油泥暂存点暂存，定期委托有资质单位外运处置。井场内建有导油槽连接污油池对落地油进行收集，再用罐车定期回收。修井时采用厚塑料布覆盖井场地面及修井设备表面，及时回收修井产生的落地油，有效地控制落地油直接进入土壤。

各站场生活垃圾集中收集后交由当地环卫部门处置。

四、验收结论

根据验收组现场检查和相关市县生态环境部门审查意见，该项目在实施过程中基本按照环境影响评价文件及其批复要求配套建设了相应的固体废物污染防治设施，同意该项目固体废物污染防治设施验收合格。

五、几点要求

（一）加强固体废物污染防治措施的落实，确保稳定达标排放。

（二）规范井场污油泥收集池建设和危险废物暂存间设置，严格按照国家有关危险废物申报登记、转移联单等管理制度要求

进行管理，确保落地油、含油污泥、废油、含油废物等危险废物得到有效处置。

（三）落实突发事件风险应急预案，提高处理突发环境事故的能力。

（四）按照《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》要求，完成项目自主验收相关工作。

（五）按照《建设项目环境保护事中事后监督管理办法（试行）》的要求，延安市生态环境局及吴起分局、榆林市生态环境局及定边县环保局负责该项目的事中事后监督管理。你公司应在20日内将审批的验收监测报告送延安市生态环境局及吴起分局、榆林市生态环境局及定边县环保局备案。



抄送：延安市生态环境局及吴起分局、榆林市生态环境局及定边县环保局。

陕西省生态环境厅

陕环评批复(2019)36号

陕西省生态环境厅 关于长庆油田分公司第九采油厂年40万吨产能 建设项目环境影响报告书的批复

长庆油田分公司第九采油厂产能建设项目组：

你单位《关于40万吨/年产能建设工程环境影响报告书审批的申请》(采九项安字(2019)17号)收悉。经我厅环境影响评价审查委员会2019年第7次会议研究，现批复如下：

一、你单位主要负责陕北延安的吴起县、榆林市定边县区域的陕北斜坡、姬塬高地两个单元的油田开发工作，矿权总面积约1402.8平方公里，主要开发层位为三叠系延长组和侏罗系延安组，共9个开发区块。截止2015年12月底，9个开发区块内已建成油井1473口，注水井475口，井场445个，联合站4座、接转站10座，增压点31座，注水站18座，保障点19座；现有工程设计、评价及建设产能共92.9万吨/年，2018年底实际产能为47万吨/年。配套建设的油气集输管网基本实现了密闭集输。

本项目是在9个区块内加密开发的40万吨/年采油工程，计划在2016~2018年实施。区块总面积约236.3平方公里，其中

在吴起油区新建新 193、莲 99、新 94 等 3 个区块，滚动开发新 248、新 255、新 81、新 477+新 346 区、塞 265+塞 517 区、吴起老区、高 89 等 7 个区块，在定边刘峁塬油区滚动开发耿 83、耿 271 等 2 个区块。项目建设内容主要包括新建采油井 683 口、注水井 168 口，新建井场 119 座、扩建井场 54 座，新建联合站 1 座、接转站 2 座、脱水站 1 座、增压点 11 座、井场增压橇 6 套、降回压装置 14 套、增压装置 1 套、清水注水站 1 座、卸油台 1 座，改造站场 2 座。截止 2018 年 12 月，本项目计划建设的钻井工程中已全部完成钻井施工，其余产建工程除部分站场、装置及配套管线、道路外均已完成主体施工，已施工工程均单独在当地原环保部门履行了环评手续。本次产建工程总投资为 186039.2 万元，其中环保投资 18280.145 万元，占总投资的 9.83%。

经审查，在全面落实环境影响报告书提出的各项环境保护要求后，项目建设对环境的不利影响能够得到减缓和控制。该项目环境影响报告书中所列建设项目的性质、规模、地点、生产工艺和拟采取的环境保护措施可作为项目实施的依据。

二、项目建设和运营管理中应重点做好以下工作

(一) 项目建设中要认真落实各项措施，加强环境保护，建设文明井场，按照省市生态环境部门的要求，达到《陕北油气开采清洁文明井场验收标准》。单体项目开工前，要将项目建设情况报告当地市、县生态环境部门。井场、站场等建设布点要尽量远离敏感点，需穿越敏感区域施工的管线、道路等工程在施工前要到相关部门办理审批手续。

(二) 严格落实各项废水处理措施。钻井废水全部进行无害化处置，不得外排；井下作业废水进行达标处理后回注油层。定期对油田开发区内地下水水质进行监测，确保地下水水质安全。加强井场附近居民饮用水源保护，严防污染饮用水源事件发生。

(三) 严格按相关法规规范管理和处置危险废物及其它固体废物。应按《工矿用地土壤环境管理办法（试行）》要求，开展土壤和地下水环境现状调查，编制调查报告。

(四) 根据《陕西省煤炭石油天然气开发环境保护条例》和我厅《关于印发陕西省矿产资源开发生态环境治理方案编制规范的通知》（陕环函〔2012〕313号）规定，编制矿产资源开发生态环境治理方案，落实专项经费。减少施工临时占地，井场退役后及时封堵，并进行生态恢复。

(五) 加强环境风险防范，制定突发环境事件应急预案，按规定报生态环境主管部门备案。

(六) 按环评要求做好以新带老工作，解决已有项目遗留的环保问题。重点做好老项目燃煤锅炉的改造和燃料替代工作，确保锅炉烟气排放达到新的地方排放标准。

三、项目建设应开展施工期环境监理，定期向各级生态环境主管部门报告环境监理情况，环境监理报告纳入竣工环境保护验收内容。

四、项目建设必须严格执行环境保护设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用的环境保护“三同时”制度。项目建成后，应在启动生产设施或者在实际排污前取得排污许可证。必须按规定程序进行竣工环境保护验收。

五、建设单位是建设项目选址、建设、运营全过程落实环境保护措施、公开环境信息的主体,应按照《建设项目环境影响评价信息公开机制方案》等要求依法依规公开建设项目环评信息,畅通公众参与和社会监督渠道,保障可能受建设项目环境影响的公众环境权益。

六、环境影响报告书经批准后,项目的性质、规模、工艺、地点或者防治污染、防止生态破坏的措施发生重大变动的,应当重新报批该项目的环境影响报告书。

七、按照《建设项目环境保护事中事后监督管理办法(试行)》的要求,延安市生态环境局及吴起县分局、榆林市生态环境局及定边县分局负责该项目的事中事后监督管理。

八、你单位在接到本批复后20个工作日内,将批准后的环境影响报告书分别送延安市生态环境局及吴起县分局、榆林市生态环境局及定边县分局,按规定接受各级生态环境主管部门的监督检查。



抄送:省发展和改革委员会、省自然资源厅、省住房和城乡建设厅、省统计局。延安市、榆林市生态环境局,省环境调查评估中心,吴起县、定边县生态分局,陕西省现代建筑设计研究院。

中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第九采油厂

40 万吨产能建设工程竣工环境保护验收组意见

2021 年 8 月 19 日，中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第九采油厂以视频形式主持召开了中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第九采油厂 40 万吨产能建设工程竣工环境保护验收会，参加会议的有环境影响报告书编制单位（陕西省现代设计研究院）、设计单位（长庆工程设计有限公司）、验收调查报告编制单位（核工业二〇三研究所）、环境监理报告编制单位（陕西博厚建设环保工程有限公司）、监测单位（西安瑞普检测技术有限公司）等单位代表及专家共计 11 人，会议成立了验收组（名单附后）。

会上，验收组观看了项目配套的污染防治设施建设和运行情况，以及生态恢复情况等影像资料。会议听取了建设单位对项目环保执行情况的介绍和验收调查报告编制单位对验收调查报告主要内容的汇报。经认真讨论和评议，形成竣工环境保护验收组意见如下：

一、工程基本情况

（1）建设地点、规模

项目名称：中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第九采油厂 40 万吨产能建设工程；

建设单位：中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第九采油厂；

建设地点：开发区块包括吴起区块和刘峁塬区块。吴起区块位于延安市吴起县周湾镇、五谷城镇、吴起街道办（含薛岔社区）；刘峁塬区块位于榆林市定边县姬塬镇、张峁先镇；共涉及 2 市 2 县共 5 个乡镇；

建设性质：改扩建；

总投资：项目实际总投资约 184991.7 万元；

（2）主要建设内容见下表 1。

表 1 开发方案项目组成、建设内容对比表

序号	工程内容	单位	吴起区块规模		刘峁塬区块规模		总规模		变动情况	备注
			规划	实际	规划	实际	规划	实际		
1	采油井	口	547	571	136	83	683	654	-29	减少 29 口
2	注水井	口	137	98	31	28	168	126	-42	减少 42 口
3	井场	新建	113	113	6	5	119	118	-1	减少 1 座
4		扩建	29	23	25	17	54	40	-14	减少 14 座

序	工程内容		单位	吴起区块规模		刘峁塬区块规模		总规模		变动情	备注
5	联合站		10 ⁴ t/a 座	$\frac{50}{1}$	$\frac{12.47}{1}$	0	0	$\frac{50}{1}$	$\frac{12.47}{1}$	$\frac{-37.53}{1}$	实际新吴三联变更为 12.47×10 ⁴ t/a
6	接转 站	新建	10 ⁴ t/a 座	$\frac{20/5}{2}$	$\frac{20/5}{2}$	0	0	$\frac{20/5}{2}$	$\frac{20/5}{2}$	0	/
7		改造	10 ⁴ t/a 座	$\frac{36+22}{1}$	0	0	0	$\frac{36+22}{1}$	0	$\frac{-58}{1}$	新吴四转扩变更为 吴九脱
8	脱水 站	新建	10 ⁴ t/a 座	$\frac{22}{1}$	$\frac{27.4}{1}$	0	0	$\frac{22}{1}$	$\frac{27.4}{1}$	$\frac{+5.4}{1}$	实际吴十脱变更为 27.4×10 ⁴ t/a
9		改造	10 ⁴ t/a 座	0	$\frac{36+12}{1}$	0	0	0	$\frac{36+12}{1}$	$\frac{+48}{1}$	新吴四转扩变更为 吴九脱, 实际 吴九脱扩建变更 为12×10 ⁴ t/a
10	增压点		m ³ /d 座	$\frac{2320}{12}$	$\frac{2080}{11}$	0	0	$\frac{2320}{12}$	$\frac{2080}{11}$	$\frac{-240}{-1}$	周8增关停, 周 7增变更为 120m ³ /d
11	井场增压装置		m ³ /d 座	$\frac{2040}{14}$	$\frac{2040}{14}$	$\frac{1080}{6}$	$\frac{1080}{6}$	$\frac{3120}{20}$	$\frac{3120}{20}$	0	/
12	卸油台		m ³ /d 座	$\frac{400}{1}$	$\frac{400}{1}$	0	0	$\frac{400}{1}$	$\frac{400}{1}$	0	/
13	注水 站	新建	m ³ /d 座	$\frac{4000}{4}$	$\frac{1412}{3}$	$\frac{3000}{1}$	$\frac{3000}{1}$	$\frac{7000}{5}$	$\frac{4412}{4}$	$\frac{-2588}{-1}$	莲99扩3撬装注 水站关停, 周二 注变更为 812m ³ /d, 吴十脱 注水站变更为 300m ³ /d
14		改造	m ³ /d 座	$\frac{1000+500}{1}$	$\frac{1200}{1}$	0	0	$\frac{1000+500}{1}$	$\frac{1200}{1}$	$\frac{-300}{1}$	吴143注水站内 设备拆除后重建
15	前线生产保障点		人 座	$\frac{100}{4}$	$\frac{100}{4}$	0	0	$\frac{100}{4}$	$\frac{100}{4}$	0	薛14增生产保 障点未建、新增 吴九脱生产保障 点
16	油气 集输 管线	输油 管线	km	24.2	32.7	0	0	24.2	32.7	+8.5	增加8.5km
17		集油 管线	km	86.7	85.84	5.8	6.3	92.5	92.14	-0.36	减少0.36km
18		单井 管线	km	143.87	129.72	20.1	19.08	163.97	148.8	-15.17	减少15.17km
19		集气 管线	km	/	/	/	/	163.45	159.1	-4.35	减少4.35km
20	注水 管线	注水 干线、 支线	km	137.15	137.81	30.47	30.97	157.62	168.78	+11.16	增加11.16km
21		单井 管线	km	1.24	1.74	6.49	4.7	7.73	6.44	-1.29	减少1.29km
22	供电	柱上 变	座	/	/	/	/	260	260	0	/
23		10kV 供电 线	km	/	/	/	/	255.7	255.7	0	/

序	工程内容	单位	吴起区块规模		刘峁塬区块规模		总规模		变动情	备注
24	35kV 供电线	km	/	/	/	/	10.8	10.8	0	/
25	变电站	kV 座	$\frac{35}{1}$	$\frac{35}{1}$	0	0	$\frac{35}{1}$	$\frac{35}{1}$	0	/
26	干线道路	km	22.199	27.699	0	0	22.199	27.699	+5.5	增加 5.5km
27	支线路	km	29.445	33.355	0.1	0.1	29.555	33.455	+3.9	增加 3.9km
28	井场道路	Km					86.1	85.8	-0.3	减少 0.3km

(3) 建设过程及环保审批情况

2009~2015 年，长庆油田分公司第九采油厂油区产能已达到 $190 \times 10^4 \text{t/a}$ 。长庆油田分公司第九采油厂 40 万吨产能建设工程是在第九采油厂油区原有基础上进行滚动开发，设计使产能达到 $40 \times 10^4 \text{t/a}$ ；

2010 年 9 月，国家能源局以“关于中国石油天然气集团公司 2016 年国内自营开发油气田、页岩气田区块产能建设项目备案的复函”（国能备油气[2016]3 号）文对本项目进行了备案；项目分别于 2017 年 8 月 16 日和 2018 年 4 月 27 日出具了项目备案确认书，项目代码分别为 2017-000291-07-03-000427 和 2018-000291-07-03-000354；

2018 年 9 月，第九采油厂委托陕西省现代建筑设计研究院编制完成了《长庆油田分公司第九采油厂 40 万吨产能建设工程环境影响报告书》。2019 年 8 月 8 日，陕西省生态环境厅以“陕环评批复[2019]36 号”文对本报告书进行了批复；

项目于 2016 年 3 月开工建设。建设期间，第九采油厂委托陕西博厚建设环保工程有限公司进行了环境监理工作。2021 年 7 月，编制完成了《长庆油田分公司第九采油厂年 40 万吨产能建设项目环境监理报告》；

项目于 2021 年 5 月建成投运，产能达到了 36.9 万吨/年。2021 年 7 月，长庆油田分公司第九采油厂委托我公司进行本项目竣工环保验收工作。

(4) 验收范围

本次验收范围为环评报告及批复文件要求中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第九采油厂 40 万吨产能建设工程废气、废水、噪声、固废、生态等环境保护措施和运行效果。

二、工程变动情况

通过现场调查与环评阶段对比，项目建设性质、建设地点、生产工艺、环境保护措施与环评阶段建设情况基本一致，建设规模较环评时期有变动，具体变动情况见下：

① 产能建设规模

由于勘探储量与实际储量存在差异，直至 2021 年 5 月，项目实际新增产能 $36.9 \times 10^4 \text{t/a}$ (较规划产能减少 $3.1 \times 10^4 \text{t/a}$)，建设时期为 2016~2021 年 (较环评建设时间增长)。

②地面建设规模及内容

规划建设站场有联合站 1 座、卸油台 1 座、接转站 3 座 (其中新建 2 座、改造 1 座)、脱水站 1 座、增压点 11 座、注水站 6 座 (其中新建 5 座、改造 1 座)，共建设站场 20 个。

实际建设站场有联合站 1 座、卸油台 1 座、接转站 2 座 (均为新建)、脱水站 2 座 (新建 1 座脱水站，新吴四转扩变更为吴九脱)、增压点 10 座、注水站 5 座 (其中新建 4 座、改造 1 座)，共建设站场 18 个。

③集输系统变动情况

规划建设输油管线 24.2km，集油管线 92.5km，单井管线 163.97km。部分同沟敷设输气、注水管线。实际建设输油管线 32.7km，集油管线 92.14km，单井管线 148.8km，管线走向基本与环评一致。

④供水工程变动情况

本项目不新建供水站及水源井，供水均依托现有工程水源井，其中吴起区块现有水源井 83 口，供水能力 240 万 m^3/a ，刘峁塬区块现有水源井 60 口，供水能力 221.2 万 m^3/a ，取水层位为洛河组。本项目实际建设供水管线 73.56km，较环评增加 2.44km。

⑤环保设施及工艺变动情况

本项目主要环保设施包括：密闭输油工艺、清洁文明井场建设、采出水处理设施、生活污水处理设施、加热炉排气筒及防风罩、减震基座和隔音间、油污回收罐车等。

经现场调查并查阅投运记录等资料可知，建设单位基本落实了环评及批复提出的环保要求，环保设施安装到位并投入运行。

⑥工程占地变动情况

占地包括临时占地和永久占地，临时占地包括钻井井场、联合站、接转站、增压点、管线施工等的临时占地，永久占地包括井场、站场、道路等的永久征地。

根据调查，实际永久占地面积约 131.1626hm^2 ，较环评时期增加 6.3297hm^2 。其中井场 118 座，平均每座井场占地 0.4hm^2 ，总占地 47.2hm^2 ；联合站、脱水站、接转站、卸油台、注水站、增压站、保障点等占地总计为 12.2935hm^2 ；油区干线道路总计 27.699km ，平均宽度以 6.5m 计，则占地面积为 18.0044hm^2 。支线及井场道路 119.255km ，平均宽度以 4.5m 计，则占地面积为 53.6647hm^2 ，道路占地面积总计为 71.6691hm^2 。

临时占地面积约 140.7626hm^2 ，较环评时期减少 2.386hm^2 。其中井场、站场施工临

时占地为 16.864hm²，管线施工临时占地为 88.968hm²，道路施工临时占地为 34.9306hm²。

⑦总投资和环保投资变动情况

本项目规划总投资186039.2万元；实际总投资为184991.7万元，较环评减少了1047.5万元，变动原因主要为勘探储量与实际储量存在差异，实际产能较环评时期减少3.1×10⁴t/a。

估算环保投资合计为18280.145万元，占总投资的9.83%。实际环保投资为17622.67万元，占总投资的9.53%。减少原因为勘探储量与实际储量存在差异，实际产能较环评时期减少3.1×10⁴t/a。环评时期单列生态措施环保投资1502.345万元，实际生态措施环保投资1508.17万元，减少原因为项目临时占地减少，相应生态恢复措施减少导致投资下降。

经对照分析，项目变动不属于《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函[2019]910号，2019.12.13），中需要重新报批环评的情形，不属于重大变动。

三、环保设施落实和验收调查结果

1、生态环境影响调查

本次生态影响调查采用资料收集、现场调查和动态遥感相结合的方式，对项目区域实施的生态环境要素进行了调查和分析，核实了建设单位在施工期和运营期采取的生态保护、恢复措施等。工程开发具有点多面广的特点，不同阶段、不同地段对生态环境的影响略有不同，影响主要集中在施工期，运行期影响小。施工期主要体现在土地利用、土壤、动物及植被、景观、水土流失等方面，其中对土壤、水土流失及植被的影响相对较大，但是该项目对施工期管线开挖等按照要求进行了植被恢复；运行期主要体现在土壤、动物及植被、景观、水土流失等方面，但影响相对较小。通过采取相应的生态保护与恢复措施后，油区的开发建设对生态环境的影响是可以得到有效减缓，不会改变当地的生态环境功能区，对生态环境的影响在可接受范围内。

建设单位实际采取的生态保护和恢复措施符合环评、批复的要求，措施有效，改善和恢复了项目区域的生态环境。

2、水环境影响调查

经查阅监理报告，施工期钻井废水、试压废水、生活废水均落实了环评要求的环保措施，废水均回用回注或洒水抑尘，未外排，对环境影响很小。运行期采油废水全部处理后回注，生活保障点设有一体化生活污水处理系统，处理达标后回用于站场绿化就洒水，不外排。经查阅监理资料并现场调查，项目落实了环评要求的地下水污染防治措施，有效减缓了项目地下水污染。

经监测，采出水处理系统出水水质满足《长庆油田采出水回注技术指标》（Q/SY CQ 3675-2016），生活污水经处理后满足《城市污水再生利用绿地灌溉水质》（GB/T 25499-2010）要求。本次验收监测结果显示现有的水污染处理设施能相对有效地保护项目区水环境，运行未对地表水、地下水环境水质造成影响。

3、大气影响调查

施工期污染防治措施基本得到落实；经现场调查，环评阶段要求的运营期废气污染防治措施基本得到了落实。

经验收监测，站场加热炉烟气各项监测指标均满足《锅炉大气污染物排放标准》（DB61/1226-2018）中表3其他燃气标准限值，站场、井场厂界非甲烷总烃排放监测结果均满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）污染控制标准，吴143注水站厂界氨、硫化氢排放监测结果满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表1中限值要求。验收监测敏感点非甲烷总烃小时平均浓度均满足《大气污染物综合排放标准详解》（国家环境保护局科技标准司编写）中标准限值要求，总烃小时浓度均满足《以色列居住区大气环境质量标准》。与环评阶段项目，区域环境空气质量未发生显著变化，说明本项目运行对项目区环境空气质量影响较小。

各站场采取的大气环境保护措施有效，污染防治措施可行。

4、声环境影响调查

项目施工过程中施工机械优先选用低噪声设备，合理安排作业时间，所采取的环保措施满足环评文件中声环境控制措施的要求，未发生噪声扰民现象，未对周边声环境造成较大影响。运营期项目选用低噪声设备，优化厂区布置。对各类泵、风机采用设置专门的房间进行隔音，基座减振、防噪。

根据本次验收监测，项目主要站场厂界噪声均能达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准，噪声防治措施可行。

5、固体废物影响调查

施工期按照环评及当地环保要求落实了钻井废弃物处置措施，生活垃圾统一收集送至周边生活垃圾收集点。运营期项目各站场设置有污水污油池、无泄漏污油回收装置，井场设有导油槽及污油泥收集池，生活保障点设垃圾收集桶，基本落实了固废污染防治措施。项目运行产生的固态污油泥、清罐油泥、废机油均交有资质单位处置，废滤料由厂家回收处理，保障点生活垃圾由作业区统一收集后送往当地生活垃圾填埋场。

项目建设基本落实了环评要求的固废污染防治措施，施工期、运行期产生的固体废物均得到合理处置，未对周边环境造成较大影响。

6、环境管理状况调查

长庆油田分公司第九采油厂环境管理机构、制度较完善，环保档案齐备。本次验收对油区污染源及环境质量进行了监测。后续运行过程应按照监测计划要求落实环境监测。

7、风险措施调查

建设单位风险防范与应急措施较全面，能够做到有效避免或减缓环境风险事故的发生，相应的应急方案已报相关部门备案，确保在事故发生时能够做到快速响应并及时处置，风险防范措施有效。

8、总量控制调查

项目总量控制指标为 SO₂、NO_x。环评确定总量指标为 NO_x19.797t/a、SO₂3.284t/a。验收核定排放量为 SO₂ 1.577t/a、NO_x 17.056t/a，满足环评提出的总量控制要求。

四、验收结论

本项目环境保护手续齐全，配套建设的污染防治设施和生态恢复措施基本到位，总体落实了环境影响报告书及其批复要求，对照《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》（国环规环评〔2017〕4号）中相关规定，无验收不合格情形，验收组同意该项目通过竣工环境保护验收。

五、后续要求

1、规范井场污油泥收集池建设；规范油泥暂存点设置，严格按照国家有关危险废物申报登记、转移联单等管理制度要求加强危险废物管理。

2、尽快完善临时占地的生态恢复。

3、落实地下水跟踪监测。

六、验收人员信息

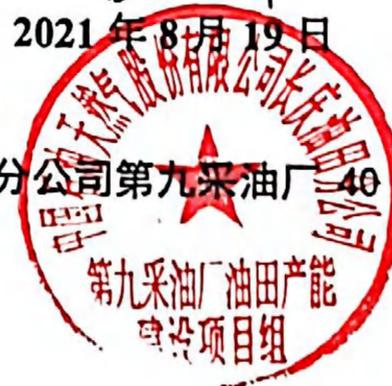
验收组名单见附件。

验收组

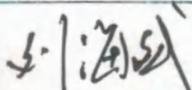
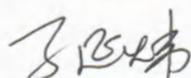
曹浪 胡平 张亚

2021年8月19日

附件：中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第九采油厂40万吨产能建设工程竣工环保验收审查会签到册

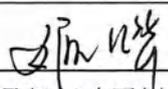
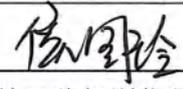


企业事业单位突发环境事件应急预案备案表

单位名称	中国石油天然气股份有限公司 长庆油田分公司第九采油厂		机构代码	9164010331783808X4
法定代表人	张营		联系电话	0951-6800970
联系人	曹海伟		联系电话	029-86571089
传真	0951-6800972		电子邮箱	chw08_cq@petrochina.com.cn
地址	中心经度 E108° 11' 3.33" 中心纬度 N36° 54' 47.83"			
预案名称	《长庆油田分公司第九采油厂突发环境事件应急预案》			
风险级别	<input type="checkbox"/> 一般(L)	<input checked="" type="checkbox"/> 较大(M)	<input type="checkbox"/> 重大(H)	<input type="checkbox"/> 跨区域(T)
<p>本单位于 2019 年 11 月 14 日签署发布了突发环境事件应急预案，备案条件具备，备案文件齐全，现报送备案。</p> <p>本单位承诺，本单位在办理备案中所提供的相关文件及其信息均经本单位确认真实，无虚假，且未隐瞒事实。</p> <div style="text-align: right; margin-top: 10px;">  <p>预案制定单位：第九采油厂</p> </div>				
预案签署人			报送时间	2019.11.15
突发环境事件应急预案备案文件目录	<ol style="list-style-type: none"> 1. 突发环境事件应急预案备案表； 2. 环境应急预案及编制说明的纸质文件我电子文件，环境应急预案包括签署发布文件、环境应急预案文本；编制说明包括编制过程概述、重点内容说明、征求意见及采纳情况说明、评审情况说明； 3. 环境风险评估报告的纸质文件我电子文件； 4. 环境应急资源调查报告的纸质文件我电子文件； 5. 环境应急预案评审意见的纸质文件我电子文件。 			
备案意见	<p>该单位的突发环境事件应急预案备案文件已于 2019 年 11 月 20 日收讫，文件齐全，予以备案。</p> <div style="text-align: right; margin-top: 10px;">  <p>备案受理部门（公章） 2019年11月20日</p> </div>			
备案编号	Y2610620-2019-16A-M			
报送单位	长庆油田分公司第九采油厂			
受理部门负责人			经办人	

注：备案编号由企业所在地县级行政区划代码、年份、流水号、企业环境风险级别代码组成。

企业事业单位突发环境事件应急预案备案表

单位名称	中国石油天然气股份有限公司 长庆油田分公司第九采油厂		机构代码	9164010331783808X4
法定代表人	卢俊		联系电话	/
联系人	马卫华		联系电话	13619550128
传 真			电子邮箱	/
地 址	银川市兴庆区银古路以北燕庆路以东			
预案名称	长庆油田分公司第九采油厂（定边区域）突发环境事件应急预案			
风险级别	<input checked="" type="checkbox"/> 一般（L）	<input type="checkbox"/> 较大（M）	<input type="checkbox"/> 重大（H）	<input type="checkbox"/> 跨区域（T）
<p>本单位于2022年8月11日签署发布了突发环境事件应急预案，备案条件具备，备案文件齐全，现报送备案。</p> <p>本单位承诺，本单位在办理备案中所提供的相关文件及其信息均经本单位确认真实，无虚假，且未隐瞒事实。</p>				
预案签署人	 卢俊		报送时间	2022.9.20
突发环境事件应急预案备案文件目录	1.突发环境事件应急预案备案表； 2.环境应急预案及编制说明： 环境应急预案（签署发布文件、环境应急预案文本）； 编制说明（编制过程概述、重点内容说明、征求意见及采纳情况说明、评审情况说明）； 3.环境风险评估报告； 4.环境应急资源调查报告； 5.环境应急预案评审意见。			
备案意见	该单位的突发环境事件应急预案备案文件已于2022年9月20日收讫，文件齐全，予以备案。 <div style="text-align: right;"> 备案受理部门（公章） 2022年9月20日 </div>			
备案编号	610825-2022-068-L			
报送单位	中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第九采油厂			
受理部门负责人			经办人	

注：备案编号由企业所在地县级行政区划代码、年份、流水号、企业环境风险级别代码组成。

已阅

陕西省环境调查评估中心

关于第九采油厂 2022 年老油区改造工程 “三线一单”初步成果对照分析报告的函

西安中环能环保科技有限公司：

根据生态环境部“三线一单”成果应用和《陕西省环境调查评估中心关于做好新冠肺炎疫情防控时期“三线一单”支持环评技术评估的通知》（陕环评估函〔2020〕3号）要求，按你单位委托的第九采油厂 2022 年老油区改造工程与“三线一单”初步成果对照内容，分析结果显示：工程线路总长 6.049km，工程范围不涉及各类保护地。此对照分析报告只用于项目选址选线参考，不作为其他工作的依据。

陕西省环境调查评估中心

2022 年 9 月 8 日



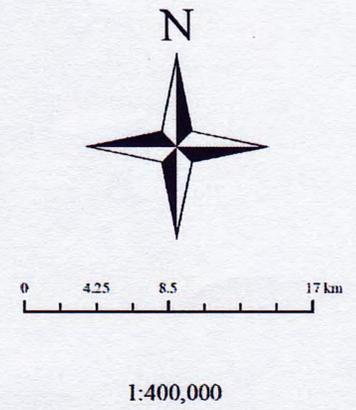
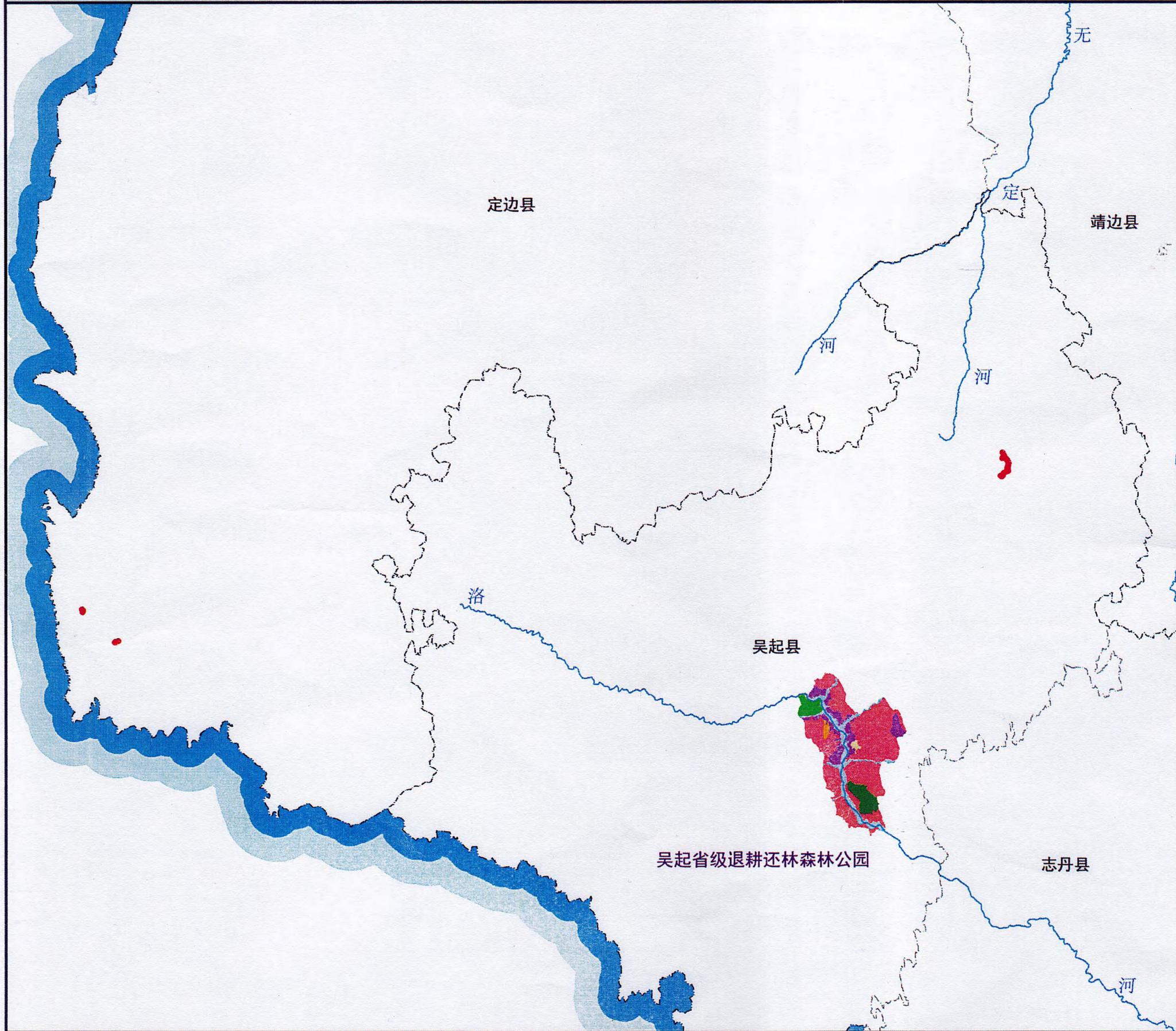
陕西省环境调查评估中心

关于印发《陕西省环境调查评估中心“单一窗口”建设方案》的通知

陕西省环境调查评估中心：为贯彻落实《陕西省“单一窗口”建设方案》要求，加快推进全省环境调查评估工作，提升工作效率，经研究，决定在全省范围内推行“单一窗口”建设。现将有关事项通知如下：一、工作目标。通过“单一窗口”建设，实现环境调查评估业务全流程线上办理，提高办事效率，优化营商环境。二、适用范围。适用于全省各级生态环境主管部门及环境调查评估机构。三、实施步骤。按照“统一标准、统一平台、统一数据”的原则，分阶段推进实施。四、工作要求。各单位要高度重视，切实加强组织领导，确保各项任务落到实处。五、联系方式。陕西省环境调查评估中心，电话：029-88888888。



第九采油厂2022年老油区改造工程与各类保护地对照分析示意图



图例

- | | |
|---------------|-----------------|
| ● 省府 | —— 河流 |
| ● 地市 | ■ 水域 |
| ● 区县 | --- 省界 |
| --- 市界 | --- 县界 |
| — 项目范围 | ■ 其他 |
| ■ 大吉沟森林公园会展中心 | ■ 中央红军长征胜利纪念公园 |
| ■ 沙棘产业化种植示范园 | ■ 袁沟休闲度假园 |
| ■ 退耕还林生态修复完善区 | ■ 饲料林草高效种植模式示范园 |

制图单位:

2022年09月



222712050008
有效期至2028年02月09日

监测报告

ZZJC-2022-H-08-105

项目名称: 第九采油厂 2022 年老油田改造工程

环境质量现状监测

委托单位: 长庆油田分公司第九采油厂

陕西正泽检测科技有限公司

二〇二二年九月十八日





监测报告

ZZJC-2022-H-08-105

第 1 页, 共 30 页

项目名称	第九采油厂 2022 年老油田改造工程环境质量现状监测		
委托单位名称	长庆油田分公司第九采油厂		
被测单位名称	长庆油田分公司第九采油厂		
委托方经办人	马工	联系电话	13619550128
监测目的	环评现状监测		
采样方式	现场采样	监测日期	2022 年 8 月 25 日-8 月 31 日
接收日期	2022 年 8 月 26 日-9 月 1 日	分析日期	2022 年 8 月 25 日-9 月 15 日
监测依据	1、《环境空气质量手工监测技术规范》HJ 194-2017 2、《大气污染物无组织排放监测技术导则》HJ/T 55-2000 3、《地下水环境监测技术规范》HJ 164-2020 4、《污水监测技术规范》HJ 91.1-2019 5、《土壤环境监测技术规范》HJ/T 166-2004 6、《工业企业厂界环境噪声排放标准》GB 12348-2008 7、《声环境质量标准》GB 3096-2008		
监测内容	1、环境空气 监测点位：刘峁塬卸油台、徐阳湾村、新周五增、小口则村 监测项目：非甲烷总烃 监测频次：连续监测 7 天，每天监测 4 次		
	2、无组织废气 监测点位：在刘峁塬卸油台、周二转、旗 13-8 增厂界各布设上风向 1 个点，下风向 3 个点，共 12 个点 监测项目：非甲烷总烃 监测频次：连续监测 2 天，每天采样 4 次		
	3、地下水 监测点位：小口则村 监测项目：pH 值、K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、氯化物（以 Cl ⁻ 计）、硫酸盐（以 SO ₄ ²⁻ 计）、氨氮、氰化物、硝酸盐、亚硝酸盐、六价铬、石油类、挥发性酚类、总硬度、溶解性总固体、氟化物、耗氧量、汞、砷、铁、锰、铅、镉、细菌总数、总大肠菌群 监测频次：1 次/天，监测 2 天		
	4、废水 监测点位：在周二转长 2 层、长 7 层现有采出水处理设施进、出口； 监测项目：石油类、SS 监测频次：连续监测 2 天，每天采样 4 次		
	5、包气带 监测点位：在刘峁塬卸油台、新周五增、周二转、旗 13-8 增站内污染区及站外耕地附近共布设 8 个包气带监测点，监测层位选取 0-20cm，40cm-60cm 处 监测项目：pH、六价铬、铅、铜、锌、镉、砷、汞、氟化物、石油类 监测频次：1 次/天，监测 1 天		



监测报告

ZZJC-2022-H-08-105

第 2 页, 共 30 页

监测内容	<p>6、土壤</p> <p>(1) 监测点位: 刘峁塬卸油台占地范围内(柱状样表层)、新周五增占地范围内(柱状样表层)、周二转占地范围内(柱状样表层)、旗 13-8 增占地范围内(柱状样表层)</p> <p>监测项目: GB36600-2018《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》中 45 项基本因子、pH 值、石油烃、阳离子交换量、氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度</p> <p>监测频次: 采样 1 次</p> <p>(2) 监测点位: 刘峁塬卸油台占地范围内(柱状样中层和底层)、新周五增占地范围内(柱状样中层和底层)、周二转占地范围内(柱状样中层和底层)、旗 13-8 增占地范围内(柱状样中层和底层)</p> <p>监测项目: 汞、砷、镉、铅、铜、镍、六价铬、石油烃(C₁₀-C₄₀)、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</p> <p>监测频次: 采样 1 次</p> <p>(3) 监测点位: 新周十增占地范围内(柱状样表层、中层和底层)、新周十增至周二转输油管线占地范围内(表层样)、江 65-28 至江 64-27 出油管线占地范围内(表层样)、刘峁塬卸油台占地范围外耕地(表层样)、新周五增占地范围外耕地(表层样)、新周十增至周二转输油管线沿线外耕地(表层样)、江 65-28 至江 64-27 出油管线沿线外空地(表层样)</p> <p>监测项目: pH、汞、砷、镉、铅、总铬、铜、锌、镍、石油烃(C₁₀-C₄₀)、阳离子交换量、氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度</p> <p>监测频次: 采样 1 次</p>
	<p>7、噪声</p> <p>监测点位: 畔 204-85 至新周十增(桐寨村)、新周十增厂界四周、新周五增厂界四周、周二转(包括吴起试注站)厂界四周、刘峁塬卸油台厂界四周、旗 13-8 增厂界四周</p> <p>监测项目: 等效连续 A 声级</p> <p>监测频次: 昼、夜间各一次, 连续监测 2 天</p>

一、环境空气

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				
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			0.07mg/m ³	GC9790 II 气相色谱仪 ZZJC-YQ-001				
环境空气监测结果									
监测点位	监测日期及频次	样品编号	非甲烷总烃(mg/m ³)	气温(°C)	气压(kPa)	湿度(%RH)	风速(m/s)	风向	
刘峁塬卸油台	2022年8月25日	02:00	ZZJC-2022-H-08-105 Q001-101	0.95	13.7	85.3	49.7	1.4	西
		08:00	ZZJC-2022-H-08-105 Q001-102	0.94	16.5	85.3	46.2	1.4	西
		14:00	ZZJC-2022-H-08-105 Q001-103	0.93	24.8	85.2	42.5	1.5	西
		20:00	ZZJC-2022-H-08-105 Q001-104	0.98	20.1	85.2	43.2	1.5	西



监测报告

ZZJC-2022-H-08-105

第 3 页，共 30 页

监测点位	监测日期及频次	样品编号	非甲烷总烃 (mg/m ³)	气温 (°C)	气压 (kPa)	湿度 (%RH)	风速 (m/s)	风向
刘峁塬卸油台	2022年8月26日	02:00 ZZJC-2022-H-08-105-Q001-201	0.93	14.2	85.3	51.2	1.5	东北
		08:00 ZZJC-2022-H-08-105-Q001-202	0.92	17.1	85.3	48.9	1.4	东北
		14:00 ZZJC-2022-H-08-105-Q001-203	0.95	25.0	85.2	46.0	1.4	东北
		20:00 ZZJC-2022-H-08-105-Q001-204	0.96	22.3	85.2	46.8	1.4	东北
	2022年8月27日	02:00 ZZJC-2022-H-08-105-Q001-301	0.98	12.5	85.3	50.2	1.4	西
		08:00 ZZJC-2022-H-08-105-Q001-302	0.95	15.9	85.3	47.1	1.4	西
		14:00 ZZJC-2022-H-08-105-Q001-303	0.96	23.4	85.2	44.0	1.4	西
		20:00 ZZJC-2022-H-08-105-Q001-304	1.00	20.3	85.2	45.9	1.5	西
	2022年8月28日	02:00 ZZJC-2022-H-08-105-Q001-401	0.89	11.1	85.3	56.2	1.4	西南
		08:00 ZZJC-2022-H-08-105-Q001-402	0.89	13.2	85.2	54.1	1.4	西南
		14:00 ZZJC-2022-H-08-105-Q001-403	0.88	21.4	85.2	50.3	1.5	西南
		20:00 ZZJC-2022-H-08-105-Q001-404	0.93	19.1	85.2	51.7	1.5	西南
	2022年8月29日	02:00 ZZJC-2022-H-08-105-Q001-501	1.02	11.4	85.3	51.3	1.6	西
		08:00 ZZJC-2022-H-08-105-Q001-502	0.98	13.6	85.2	47.9	1.6	西
		14:00 ZZJC-2022-H-08-105-Q001-503	0.98	21.9	85.2	45.0	1.5	西
		20:00 ZZJC-2022-H-08-105-Q001-504	1.01	19.4	85.2	46.1	1.6	西



监测报告

ZZJC-2022-H-08-105

第 4 页，共 30 页

监测点位	监测日期及频次	样品编号	非甲烷总烃 (mg/m ³)	气温 (°C)	气压 (kPa)	湿度 (%RH)	风速 (m/s)	风向	
刘峁塬卸油台	2022年8月30日	02:00	ZZJC-2022-H-08-105-Q001-601	0.96	13.2	85.3	50.0	1.5	西
		08:00	ZZJC-2022-H-08-105-Q001-602	0.99	17.0	85.3	47.1	1.4	西
		14:00	ZZJC-2022-H-08-105-Q001-603	0.98	23.4	85.2	15.2	1.4	西
		20:00	ZZJC-2022-H-08-105-Q001-604	0.94	20.8	85.2	46.6	1.4	西
	2022年8月31日	02:00	ZZJC-2022-H-08-105-Q001-701	0.94	12.6	85.3	50.5	1.5	西
		08:00	ZZJC-2022-H-08-105-Q001-702	0.99	14.9	85.3	47.4	1.5	西
		14:00	ZZJC-2022-H-08-105-Q001-703	0.99	22.1	85.2	45.0	1.4	西
		20:00	ZZJC-2022-H-08-105-Q001-704	0.94	19.3	85.2	46.1	1.4	西
徐阳湾村	2022年8月25日	02:00	ZZJC-2022-H-08-105-Q002-101	1.07	13.2	85.3	50.0	1.4	西
		08:00	ZZJC-2022-H-08-105-Q002-102	1.13	16.9	85.3	47.1	1.4	西
		14:00	ZZJC-2022-H-08-105-Q002-103	1.10	24.9	85.2	43.3	1.5	西
		20:00	ZZJC-2022-H-08-105-Q002-104	1.12	20.5	85.2	44.7	1.5	西
	2022年8月26日	02:00	ZZJC-2022-H-08-105-Q002-201	1.01	14.5	85.3	50.9	1.5	东北
		08:00	ZZJC-2022-H-08-105-Q002-202	1.05	17.6	85.3	48.7	1.4	东北
		14:00	ZZJC-2022-H-08-105-Q002-203	1.04	25.7	85.2	45.8	1.4	东北
		20:00	ZZJC-2022-H-08-105-Q002-204	1.07	23.9	85.2	46.2	1.4	东北



监测报告

ZZJC-2022-H-08-105

第 5 页, 共 30 页

监测点位	监测日期及频次	样品编号	非甲烷总烃 (mg/m ³)	气温 (°C)	气压 (kPa)	湿度 (%RH)	风速 (m/s)	风向
徐阳湾村	2022年8月27日	02:00 ZZJC-2022 -H-08-105 Q002-301	1.12	12.1	85.3	49.7	1.4	西
		08:00 ZZJC-2022 -H-08-105 Q002-302	1.16	16.1	85.3	46.6	1.4	西
		14:00 ZZJC-2022 -H-08-105 Q002-303	1.14	24.0	85.2	43.2	1.4	西
		20:00 ZZJC-2022 -H-08-105 Q002-304	1.14	20.7	85.2	44.9	1.5	西
	2022年8月28日	02:00 ZZJC-2022 -H-08-105 Q002-401	0.95	11.3	85.3	56.0	1.4	西南
		08:00 ZZJC-2022 -H-08-105 Q002-402	1.03	13.5	85.2	54.4	1.4	西南
		14:00 ZZJC-2022 -H-08-105 Q002-403	0.99	21.5	85.2	50.9	1.5	西南
		20:00 ZZJC-2022 -H-08-105 Q002-404	1.03	19.4	85.2	52.0	1.5	西南
	2022年8月29日	02:00 ZZJC-2022 -H-08-105 Q002-501	1.15	11.2	85.3	50.0	1.6	西
		08:00 ZZJC-2022 -H-08-105 Q002-502	1.17	13.4	85.2	47.4	1.6	西
		14:00 ZZJC-2022 -H-08-105 Q002-503	1.14	21.5	85.2	45.1	1.5	西
		20:00 ZZJC-2022 -H-08-105 Q002-504	1.14	19.2	85.2	45.9	1.6	西
	2022年8月30日	02:00 ZZJC-2022 -H-08-105 Q002-601	1.10	13.5	85.3	50.2	1.5	西
		08:00 ZZJC-2022 -H-08-105 Q002-602	1.07	17.4	85.3	47.4	1.4	西
		14:00 ZZJC-2022 -H-08-105 Q002-603	1.02	23.2	85.2	45.5	1.4	西
		20:00 ZZJC-2022 -H-08-105 Q002-604	1.11	20.6	85.2	46.9	1.4	西



监测报告

ZZJC-2022-H-08-105

第 6 页, 共 30 页

监测点位	监测日期及频次	样品编号	非甲烷总烃 (mg/m ³)	气温 (°C)	气压 (kPa)	湿度 (%RH)	风速 (m/s)	风向
徐阳湾村	2022年8月31日	02:00 ZZJC-2022 -H-08-105 Q002-701	1.06	12.2	85.3	50.2	1.5	西
		08:00 ZZJC-2022 -H-08-105 Q002-702	1.08	14.8	85.3	47.2	1.5	西
		14:00 ZZJC-2022 -H-08-105 Q002-703	1.07	22.3	85.2	45.1	1.4	西
		20:00 ZZJC-2022 -H-08-105 Q002-704	1.06	19.1	85.2	46.1	1.4	西
新周五增	2022年8月25日	02:00 ZZJC-2022 -H-08-105 Q003-101	1.16	13.1	85.3	50.4	1.4	西
		08:00 ZZJC-2022 -H-08-105 Q003-102	1.20	17.0	85.3	46.8	1.4	西
		14:00 ZZJC-2022 -H-08-105 Q003-103	1.16	23.7	85.2	43.9	1.5	西
		20:00 ZZJC-2022 -H-08-105 Q003-104	1.19	19.4	85.2	44.1	1.5	西
	2022年8月26日	02:00 ZZJC-2022 -H-08-105 Q003-201	1.15	13.9	85.3	50.9	1.5	东北
		08:00 ZZJC-2022 -H-08-105 Q003-202	1.19	17.4	85.3	48.5	1.4	东北
		14:00 ZZJC-2022 -H-08-105 Q003-203	1.11	26.0	85.2	45.2	1.4	东北
		20:00 ZZJC-2022 -H-08-105 Q003-204	1.15	25.7	85.2	46.4	1.4	东北
	2022年8月27日	02:00 ZZJC-2022 -H-08-105 Q003-301	1.18	13.0	85.3	50.4	1.4	西
		08:00 ZZJC-2022 -H-08-105 Q003-302	1.20	16.2	85.3	47.1	1.4	西
		14:00 ZZJC-2022 -H-08-105 Q003-303	1.17	24.2	85.2	44.4	1.4	西
		20:00 ZZJC-2022 -H-08-105 Q003-304	1.19	20.9	85.2	45.3	1.5	西



监测报告

ZZJC-2022-H-08-105

第 7 页, 共 30 页

监测点位	监测日期及频次	样品编号	非甲烷总烃 (mg/m ³)	气温 (°C)	气压 (kPa)	湿度 (%RH)	风速 (m/s)	风向
新周五增	2022年8月28日	02:00 ZZJC-2022-H-08-105-Q003-401	1.05	11.0	85.3	55.9	1.4	西南
		08:00 ZZJC-2022-H-08-105-Q003-402	1.16	13.1	85.2	53.8	1.4	西南
		14:00 ZZJC-2022-H-08-105-Q003-403	1.09	21.0	85.2	50.5	1.5	西南
		20:00 ZZJC-2022-H-08-105-Q003-404	1.07	18.2	85.2	51.8	1.5	西南
	2022年8月29日	02:00 ZZJC-2022-H-08-105-Q003-501	1.19	11.6	85.3	51.2	1.6	西
		08:00 ZZJC-2022-H-08-105-Q003-502	1.22	13.5	85.2	47.7	1.6	西
		14:00 ZZJC-2022-H-08-105-Q003-503	1.19	22.0	85.2	45.2	1.5	西
		20:00 ZZJC-2022-H-08-105-Q003-504	1.21	19.9	85.2	46.3	1.6	西
	2022年8月30日	02:00 ZZJC-2022-H-08-105-Q003-601	1.16	13.6	85.3	50.9	1.5	西
		08:00 ZZJC-2022-H-08-105-Q003-602	1.14	17.8	85.3	47.2	1.4	西
		14:00 ZZJC-2022-H-08-105-Q003-603	1.18	23.8	85.2	45.0	1.4	西
		20:00 ZZJC-2022-H-08-105-Q003-604	1.14	20.9	85.2	46.8	1.4	西
	2022年8月31日	02:00 ZZJC-2022-H-08-105-Q003-701	1.17	12.4	85.3	50.1	1.5	西
		08:00 ZZJC-2022-H-08-105-Q003-702	1.14	14.7	85.3	47.0	1.5	西
		14:00 ZZJC-2022-H-08-105-Q003-703	1.10	22.4	85.2	44.8	1.4	西
		20:00 ZZJC-2022-H-08-105-Q003-704	1.13	19.5	85.2	45.9	1.4	西



监测报告

ZZJC-2022-H-08-105

第 8 页, 共 30 页

监测点位	监测日期及频次	样品编号	非甲烷总烃 (mg/m ³)	气温 (°C)	气压 (kPa)	湿度 (%RH)	风速 (m/s)	风向
小口则村	2022年8月25日	02:00 ZZJC-2022 -H-08-105 Q004-101	1.12	13.5	85.3	49.9	1.5	西
		08:00 ZZJC-2022 -H-08-105 Q004-102	1.10	16.7	85.3	46.4	1.4	西
		14:00 ZZJC-2022 -H-08-105 Q004-103	1.10	24.4	85.2	43.5	1.4	西
		20:00 ZZJC-2022 -H-08-105 Q004-104	1.07	20.2	85.2	44.9	1.4	西
	2022年8月26日	02:00 ZZJC-2022 -H-08-105 Q004-201	1.07	14.5	85.3	50.3	1.5	东北
		08:00 ZZJC-2022 -H-08-105 Q004-202	1.09	17.7	85.3	47.9	1.4	东北
		14:00 ZZJC-2022 -H-08-105 Q004-203	1.05	25.4	85.2	45.8	1.4	东北
		20:00 ZZJC-2022 -H-08-105 Q004-204	1.02	21.9	85.2	46.1	1.4	东北
	2022年8月27日	02:00 ZZJC-2022 -H-08-105 Q004-301	1.16	12.4	85.3	49.5	1.4	西
		08:00 ZZJC-2022 -H-08-105 Q004-302	1.14	15.7	85.3	46.4	1.4	西
		14:00 ZZJC-2022 -H-08-105 Q004-303	1.14	23.8	85.2	43.9	1.4	西
		20:00 ZZJC-2022 -H-08-105 Q004-304	1.12	20.6	85.2	44.7	1.5	西
	2022年8月28日	02:00 ZZJC-2022 -H-08-105 Q004-401	1.03	11.3	85.3	55.7	1.4	西南
		08:00 ZZJC-2022 -H-08-105 Q004-402	1.01	13.5	85.2	53.7	1.4	西南
		14:00 ZZJC-2022 -H-08-105 Q004-403	1.01	21.6	85.2	50.1	1.5	西南
		20:00 ZZJC-2022 -H-08-105 Q004-404	1.00	19.4	85.2	52.0	1.5	西南



监测报告

ZZJC-2022-H-08-105

第 9 页, 共 30 页

监测点位	监测日期及频次	样品编号	非甲烷总烃 (mg/m ³)	气温 (°C)	气压 (kPa)	湿度 (%RH)	风速 (m/s)	风向
小口则村	2022年8月29日	02:00 ZZJC-2022 -H-08-105 Q004-501	1.16	11.5	85.3	51.5	1.6	西
		08:00 ZZJC-2022 -H-08-105 Q004-502	1.12	13.9	85.2	47.9	1.6	西
		14:00 ZZJC-2022 -H-08-105 Q004-503	1.15	21.7	85.2	45.2	1.5	西
		20:00 ZZJC-2022 -H-08-105 Q004-504	1.13	19.2	85.2	46.4	1.6	西
	2022年8月30日	02:00 ZZJC-2022 -H-08-105 Q004-601	1.04	13.4	85.3	51.0	1.5	西
		08:00 ZZJC-2022 -H-08-105 Q004-602	1.11	17.4	85.3	47.9	1.4	西
		14:00 ZZJC-2022 -H-08-105 Q004-603	1.12	23.8	85.2	45.6	1.4	西
		20:00 ZZJC-2022 -H-08-105 Q004-604	1.10	20.2	85.2	46.4	1.4	西
	2022年8月31日	02:00 ZZJC-2022 -H-08-105 Q004-701	1.09	12.2	85.3	50.7	1.5	西
		08:00 ZZJC-2022 -H-08-105 Q004-702	1.07	14.7	85.3	48.0	1.5	西
		14:00 ZZJC-2022 -H-08-105 Q004-703	1.08	22.0	85.2	45.7	1.4	西
		20:00 ZZJC-2022 -H-08-105 Q004-704	1.07	19.1	85.2	46.6	1.4	西

二、无组织废气

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	检测仪器及仪器编号
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	0.07mg/m ³	GC9790 II 气相色谱仪 ZZJC-YQ-001



监测报告

ZZJC-2022-H-08-105

第 10 页, 共 30 页

无组织废气监测期间气象参数							
监测点位	监测日期及频次		气温 (°C)	气压 (kPa)	湿度 (%RH)	风速 (m/s)	风向
刘峁塬卸油台 厂界	2022年8 月27日	第一次	16.9	85.3	46.9	1.5	西
		第二次	20.0	85.2	44.1	1.4	西
		第三次	24.4	85.2	42.3	1.4	西
		第四次	21.7	85.2	43.7	1.4	西
	2022年8 月28日	第一次	14.2	85.3	47.3	1.4	西南
		第二次	18.1	85.2	45.0	1.5	西南
		第三次	22.0	85.2	42.9	1.5	西南
		第四次	20.7	85.2	43.6	1.4	西南
周二转厂界	2022年8 月25日	第一次	16.6	85.3	46.6	1.4	西
		第二次	19.2	85.2	44.4	1.4	西
		第三次	24.9	85.2	42.0	1.4	西
		第四次	21.2	85.2	42.9	1.5	西
	2022年8 月26日	第一次	16.2	85.3	46.3	1.4	东北
		第二次	19.0	85.2	44.1	1.4	东北
		第三次	24.5	85.2	42.0	1.5	东北
		第四次	21.0	85.2	42.8	1.5	东北
旗13-8增厂界	2022年8 月25日	第一次	16.4	85.3	46.9	1.4	西
		第二次	19.0	85.2	44.2	1.4	西
		第三次	24.4	85.2	42.1	1.4	西
		第四次	20.0	85.2	43.3	1.5	西
	2022年8 月26日	第一次	16.3	85.3	46.7	1.4	东北
		第二次	19.1	85.2	44.3	1.4	东北
		第三次	24.2	85.2	42.1	1.5	东北
		第四次	21.0	85.2	42.9	1.5	东北



监测报告

ZZJC-2022-H-08-105

第 11 页, 共 30 页

无组织废气监测结果							
监测点位	监测日期及频次	样品编号	非甲烷总烃 (mg/m ³)	监测日期	样品编号	非甲烷总烃 (mg/m ³)	
刘峁塬卸油台厂界上风向 1#	2022 年 8 月 27 日	第一次	ZZJC-2022-H-08-105 Q013-101	1.31	2022 年 8 月 28 日	ZZJC-2022-H-08-105 Q013-201	1.35
		第二次	ZZJC-2022-H-08-105 Q013-102	1.28		ZZJC-2022-H-08-105 Q013-202	1.29
		第三次	ZZJC-2022-H-08-105 Q013-103	1.16		ZZJC-2022-H-08-105 Q013-203	1.25
		第四次	ZZJC-2022-H-08-105 Q013-104	1.29		ZZJC-2022-H-08-105 Q013-204	1.18
		最大值	/	1.31		/	1.35
刘峁塬卸油台厂界下风向 2#	2022 年 8 月 27 日	第一次	ZZJC-2022-H-08-105 Q014-101	1.38	2022 年 8 月 28 日	ZZJC-2022-H-08-105 Q014-201	1.37
		第二次	ZZJC-2022-H-08-105 Q014-102	1.43		ZZJC-2022-H-08-105 Q014-202	1.43
		第三次	ZZJC-2022-H-08-105 Q014-103	1.41		ZZJC-2022-H-08-105 Q014-203	1.47
		第四次	ZZJC-2022-H-08-105 Q014-104	1.42		ZZJC-2022-H-08-105 Q014-204	1.42
		最大值	/	1.43		/	1.47
刘峁塬卸油台厂界下风向 3#	2022 年 8 月 27 日	第一次	ZZJC-2022-H-08-105 Q015-101	1.72	2022 年 8 月 28 日	ZZJC-2022-H-08-105 Q015-201	1.63
		第二次	ZZJC-2022-H-08-105 Q015-102	1.68		ZZJC-2022-H-08-105 Q015-202	1.61
		第三次	ZZJC-2022-H-08-105 Q015-103	1.60		ZZJC-2022-H-08-105 Q015-203	1.66
		第四次	ZZJC-2022-H-08-105 Q015-104	1.85		ZZJC-2022-H-08-105 Q015-204	1.67
		最大值	/	1.85		/	1.67
刘峁塬卸油台厂界下风向 4#	2022 年 8 月 27 日	第一次	ZZJC-2022-H-08-105 Q016-101	1.45	2022 年 8 月 28 日	ZZJC-2022-H-08-105 Q016-201	1.46
		第二次	ZZJC-2022-H-08-105 Q016-102	1.36		ZZJC-2022-H-08-105 Q016-202	1.37
		第三次	ZZJC-2022-H-08-105 Q016-103	1.37		ZZJC-2022-H-08-105 Q016-203	1.39
		第四次	ZZJC-2022-H-08-105 Q016-104	1.34		ZZJC-2022-H-08-105 Q016-204	1.46
		最大值	/	1.45		/	1.46



监测报告

ZZJC-2022-H-08-105

第 12 页, 共 30 页

监测点位	监测日期及频次	样品编号	非甲烷总烃 (mg/m ³)	监测日期	样品编号	非甲烷总烃 (mg/m ³)	
周二转厂界上风向 1#	2022 年 8 月 25 日	第一次	ZZJC-2022-H-08-105 Q005-101	1.25	2022 年 8 月 26 日	ZZJC-2022-H-08-105 Q005-201	1.12
		第二次	ZZJC-2022-H-08-105 Q005-102	1.13		ZZJC-2022-H-08-105 Q005-202	1.10
		第三次	ZZJC-2022-H-08-105 Q005-103	1.33		ZZJC-2022-H-08-105 Q005-203	1.11
		第四次	ZZJC-2022-H-08-105 Q005-104	1.28		ZZJC-2022-H-08-105 Q005-204	1.17
		最大值	/	1.33		/	1.17
周二转厂界下风向 2#	2022 年 8 月 25 日	第一次	ZZJC-2022-H-08-105 Q006-101	1.69	2022 年 8 月 26 日	ZZJC-2022-H-08-105 Q006-201	1.37
		第二次	ZZJC-2022-H-08-105 Q006-102	1.73		ZZJC-2022-H-08-105 Q006-202	1.34
		第三次	ZZJC-2022-H-08-105 Q006-103	1.68		ZZJC-2022-H-08-105 Q006-203	1.35
		第四次	ZZJC-2022-H-08-105 Q006-104	1.69		ZZJC-2022-H-08-105 Q006-204	1.39
		最大值	/	1.73		/	1.39
周二转厂界下风向 3#	2022 年 8 月 25 日	第一次	ZZJC-2022-H-08-105 Q007-101	1.79	2022 年 8 月 26 日	ZZJC-2022-H-08-105 Q007-201	1.76
		第二次	ZZJC-2022-H-08-105 Q007-102	1.77		ZZJC-2022-H-08-105 Q007-202	1.72
		第三次	ZZJC-2022-H-08-105 Q007-103	1.69		ZZJC-2022-H-08-105 Q007-203	1.64
		第四次	ZZJC-2022-H-08-105 Q007-104	1.64		ZZJC-2022-H-08-105 Q007-204	1.60
		最大值	/	1.79		/	1.76
周二转厂界下风向 4#	2022 年 8 月 25 日	第一次	ZZJC-2022-H-08-105 Q008-101	1.63	2022 年 8 月 26 日	ZZJC-2022-H-08-105 Q008-201	1.32
		第二次	ZZJC-2022-H-08-105 Q008-102	1.71		ZZJC-2022-H-08-105 Q008-202	1.35
		第三次	ZZJC-2022-H-08-105 Q008-103	1.73		ZZJC-2022-H-08-105 Q008-203	1.36
		第四次	ZZJC-2022-H-08-105 Q008-104	1.72		ZZJC-2022-H-08-105 Q008-204	1.35
		最大值	/	1.73		/	1.36



监测报告

ZZJC-2022-H-08-105

第 13 页, 共 30 页

监测点位	监测日期及频次	样品编号	非甲烷总烃 (mg/m ³)	监测日期	样品编号	非甲烷总烃 (mg/m ³)	
旗 13-8 增 厂界上风 向 1#	2022 年 8 月 25 日	第一次	ZZJC-2022-H-08 -105 Q009-101	1.37	2022 年 8 月 26 日	ZZJC-2022-H-08 -105 Q009-201	1.27
		第二次	ZZJC-2022-H-08 -105 Q009-102	1.39		ZZJC-2022-H-08 -105 Q009-202	1.20
		第三次	ZZJC-2022-H-08 -105 Q009-103	1.28		ZZJC-2022-H-08 -105 Q009-203	1.23
		第四次	ZZJC-2022-H-08 -105 Q009-104	1.20		ZZJC-2022-H-08 -105 Q009-204	1.20
		最大值	/	1.39		/	1.27
旗 13-8 增 厂界下风 向 2#	2022 年 8 月 25 日	第一次	ZZJC-2022-H-08 -105 Q010-101	1.37	2022 年 8 月 26 日	ZZJC-2022-H-08 -105 Q010-201	1.48
		第二次	ZZJC-2022-H-08 -105 Q010-102	1.40		ZZJC-2022-H-08 -105 Q010-202	1.42
		第三次	ZZJC-2022-H-08 -105 Q010-103	1.41		ZZJC-2022-H-08 -105 Q010-203	1.38
		第四次	ZZJC-2022-H-08 -105 Q010-104	1.52		ZZJC-2022-H-08 -105 Q010-204	1.44
		最大值	/	1.52		/	1.48
旗 13-8 增 厂界下风 向 3#	2022 年 8 月 25 日	第一次	ZZJC-2022-H-08 -105 Q011-101	1.79	2022 年 8 月 26 日	ZZJC-2022-H-08 -105 Q011-201	1.51
		第二次	ZZJC-2022-H-08 -105 Q011-102	1.46		ZZJC-2022-H-08 -105 Q011-202	1.54
		第三次	ZZJC-2022-H-08 -105 Q011-103	1.42		ZZJC-2022-H-08 -105 Q011-203	1.53
		第四次	ZZJC-2022-H-08 -105 Q011-104	1.39		ZZJC-2022-H-08 -105 Q011-204	1.55
		最大值	/	1.79		/	1.55
旗 13-8 增 厂界下风 向 4#	2022 年 8 月 25 日	第一次	ZZJC-2022-H-08 -105 Q012-101	1.35	2022 年 8 月 26 日	ZZJC-2022-H-08 -105 Q012-201	1.39
		第二次	ZZJC-2022-H-08 -105 Q012-102	1.42		ZZJC-2022-H-08 -105 Q012-202	1.47
		第三次	ZZJC-2022-H-08 -105 Q012-103	1.42		ZZJC-2022-H-08 -105 Q012-203	1.40
		第四次	ZZJC-2022-H-08 -105 Q012-104	1.45		ZZJC-2022-H-08 -105 Q012-204	1.44
		最大值	/	1.45		/	1.47



监测报告

ZZJC-2022-H-08-105

第 14 页, 共 30 页

三、地下水

固定情况	现场固定		
样品包装	聚乙烯瓶、玻璃瓶、无菌袋	样品状态	微黄、微浊、无异味、无浮油
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	/	PHBJ-260 型 便携式 PH 计 ZZJC-YQ-186
K ⁺	水质 钾和钠的测定 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⁺	水质 钙和镁的测定 原子吸收分光光度法 GB/T 11905-1989	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
氨氮	水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法 HJ 535-2009	0.025mg/L	
氰化物	生活饮用水标准检验方法 无机非金属指标 (4.1 异烟酸-吡唑酮分光光度法) GB/T 5750.5-2006	0.002mg/L	
硝酸盐	生活饮用水标准检验方法 无机非金属指标 (5.1 麝香草酚分光光度法) GB/T 5750.5-2006	0.5mg/L	TU-1810S 紫外/可见分光光度计 ZZJC-YQ-134
亚硝酸盐	水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法 GB/T 7493-1987	0.003mg/L	
六价铬	生活饮用水标准检验方法 金属指标 (10.1 二苯碳酰二肼分光光度法) GB/T 5750.6-2006	0.004mg/L	
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-005
挥发性酚类	水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法 HJ 503-2009	0.0003mg/L	



监测报告

ZZJC-2022-H-08-105

第 15 页, 共 30 页

监测项目	分析方法名称/依据	检出限	检测仪器及编号
总硬度	生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标 (7.1 乙二胺四乙酸二钠滴定法) GB/T 5750.4-2006	1.0mg/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 感官性状和物理指标 (8.1 称量法) GB/T 5750.4-2006	/	BSA224S 分析天平 ZZJC-YQ-030
氟化物	生活饮用水标准检验方法 无机非金属指标 (3.1 离子选择电极法) GB/T 5750.5-2006	0.2mg/L	PFS-80 氟度计 ZZJC-YQ-010
耗氧量	生活饮用水标准检验方法 有机物综合指标 (1.1 酸性高锰酸钾滴定法) GB/T 5750.7-2006	0.05mg/L	酸式滴定管 ZZJC-YQ-073-1
汞	水质 汞、砷、硒、铊和锑的测定 原子荧光法 HJ 694-2014	0.00004mg/L	PF32 原子荧光分光光度计 ZZJC-YQ-004
砷		0.0003mg/L	
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 金属指标 (11.1 原子吸收分光光度法) GB/T 5750.6-2006	0.0025mg/L	AA-6880F/AAC 原子吸收分光光度计 ZZJC-YQ-130
镉	生活饮用水标准检验方法 金属指标 (9.1 原子吸收分光光度法) GB/T 5750.6-2006	0.0005mg/L	
细菌总数	生活饮用水标准检验方法 微生物指标 (1.1 平皿计数法) GB/T 5750.12-2006	/	DHP-600BS 电热恒温培养箱 ZZJC-YQ-015
总大肠菌群	生活饮用水标准检验方法 微生物指标 (2.1 多管发酵法) GB/T 5750.12-2006	/	

地下水水位参数统计

小口则村				前小口子			
功能	生活用水	井口标高 (m)	1487	功能	生活用水	井口标高 (m)	1478
水位埋深 (m)	60	井深 (m)	68	水位埋深 (m)	60	井深 (m)	200
井口 坐标	经度: 108.278014E 纬度: 37.335225N			井口 坐标	经度: 108.274358E 纬度: 37.335308N		
邢河							
功能	生活用水		井口标高 (m)	1509			
水位埋深 (m)	80		井深 (m)	180			
井口 坐标	经度: 108.372129E 纬度: 37.163467N						



监测报告

ZZJC-2022-H-08-105

第 16 页, 共 30 页

监测项目及结果			
监测点位	日监测结果		
	监测项目	2022年8月29日	2022年8月30日
小口则村	样品编号	ZZJC-2022-H-08-105 S001-101	ZZJC-2022-H-08-105 S001-201
	pH 值	8.0	7.9
	K ⁺ (mg/L)	1.79	1.76
	Na ⁺ (mg/L)	120	120
	Ca ²⁺ (mg/L)	86.7	88.0
	Mg ²⁺ (mg/L)	55.7	55.9
	CO ₃ ²⁻ (mg/L)	5ND	5ND
	HCO ₃ ⁻ (mg/L)	260	264
	氯化物 (以 Cl ⁻ 计) (mg/L)	226	220
	硫酸盐 (以 SO ₄ ²⁻ 计) (mg/L)	239	233
	氨氮 (mg/L)	0.139	0.121
	氰化物 (mg/L)	0.002ND	0.002ND
	硝酸盐 (mg/L)	3.6	3.4
	亚硝酸盐 (mg/L)	0.003ND	0.003ND
	六价铬 (mg/L)	0.007	0.008
	石油类 (mg/L)	0.01ND	0.01ND
	挥发性酚类 (mg/L)	0.0003ND	0.0003ND
	总硬度 (mg/L)	441	435
	溶解性总固体 (mg/L)	864	859
	氟化物 (mg/L)	0.28	0.27
	耗氧量 (mg/L)	1.01	1.03
	汞 (mg/L)	0.00004ND	0.00004ND
	砷 (mg/L)	0.0003ND	0.0003ND
	铁 (mg/L)	0.19	0.17
	锰 (mg/L)	0.04	0.04
	铅 (mg/L)	0.0067	0.0068
	镉 (mg/L)	0.0005ND	0.0005ND
	细菌总数 (CFU/mL)	66	70
总大肠菌群 (MPN/100mL)	<2	<2	

备注：监测结果低于检出限报检出限加“ND”。



监测报告

ZZJC-2022-H-08-105

第 17 页, 共 30 页

四、废水

固定方式	现场固定							
样品包装	聚乙烯瓶、玻璃瓶			样品状态	灰色、浑浊、有异味、少量浮油			
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		
悬浮物	水质 悬浮物的测定 重量法 GB/T 11901-1989				/	BSA224S 分析天平 ZZJC-YQ-030		
石油类	水质 石油类和动植物油类的测定 红外分光光度法 HJ 637-2018				0.06mg/L	OIL480 型 红外分光测油仪 ZZJC-YQ-119		
监测项目及结果								
监测项目 及点位	周二转长 2 层进口							
	2022 年 8 月 27 日				2022 年 8 月 28 日			
样品编号	ZZJC-20 22-H-08- 105 S002-101	ZZJC-20 22-H-08- 105 S002-102	ZZJC-20 22-H-08- 105 S002-103	ZZJC-20 22-H-08- 105 S002-104	ZZJC-20 22-H-08- 105 S002-201	ZZJC-20 22-H-08- 105 S002-202	ZZJC-20 22-H-08- 105 S002-203	ZZJC-20 22-H-08- 105 S002-204
悬浮物 (mg/L)	139	141	141	143	140	136	141	137
石油类 (mg/L)	194	191	193	196	193	195	192	193
监测项目 及点位	周二转长 2 层出口							
	2022 年 8 月 27 日				2022 年 8 月 28 日			
样品编号	ZZJC-20 22-H-08- 105 S003-101	ZZJC-20 22-H-08- 105 S003-102	ZZJC-20 22-H-08- 105 S003-103	ZZJC-20 22-H-08- 105 S003-104	ZZJC-20 22-H-08- 105 S003-201	ZZJC-20 22-H-08- 105 S003-202	ZZJC-20 22-H-08- 105 S003-203	ZZJC-20 22-H-08- 105 S003-204
悬浮物 (mg/L)	62	57	60	61	59	58	62	60
石油类 (mg/L)	55.4	55.0	55.3	55.7	55.6	55.6	56.1	56.3
监测项目 及点位	周二转长 7 层进口							
	2022 年 8 月 27 日				2022 年 8 月 28 日			
样品编号	ZZJC-20 22-H-08- 105 S004-101	ZZJC-20 22-H-08- 105 S004-102	ZZJC-20 22-H-08- 105 S004-103	ZZJC-20 22-H-08- 105 S004-104	ZZJC-20 22-H-08- 105 S004-201	ZZJC-20 22-H-08- 105 S004-202	ZZJC-20 22-H-08- 105 S004-203	ZZJC-20 22-H-08- 105 S004-204
悬浮物 (mg/L)	135	132	136	129	135	132	130	132
石油类 (mg/L)	192	197	200	193	195	196	199	202



监测报告

ZZJC-2022-H-08-105

第 18 页, 共 30 页

监测项目及点位	周二转长 7 层出口							
	2022 年 8 月 27 日				2022 年 8 月 28 日			
样品编号	ZZJC-20 22-H-08- 105 S005-101	ZZJC-20 22-H-08- 105 S005-102	ZZJC-20 22-H-08- 105 S005-103	ZZJC-20 22-H-08- 105 S005-104	ZZJC-20 22-H-08- 105 S005-201	ZZJC-20 22-H-08- 105 S005-202	ZZJC-20 22-H-08- 105 S005-203	ZZJC-20 22-H-08- 105 S005-204
悬浮物 (mg/L)	59	55	57	57	62	60	63	60
石油类 (mg/L)	56.1	55.8	55.7	55.5	55.6	56.0	55.7	56.0

五、包气带

监测点位	样品包装	层次	坐标	样品描述
刘峁塬卸油台站内污染区	聚乙烯袋、棕色磨口玻璃瓶、顶空瓶	0-20cm	东经: 107°19'46.67"E 北纬: 37°0'9.52"N	黄、轻壤土、干
		40-60cm		黄、轻壤土、潮
刘峁塬卸油台站外耕地		0-20cm	东经: 107°19'40.98"E 北纬: 37°0'14.32"N	黄、轻壤土、干
		40-60cm		黄、轻壤土、潮
新周五增站内污染区		0-20cm	东经: 108°16'43.52"E 北纬: 37°20'33.18"N	黄、轻壤土、干
		40-60cm		黄、轻壤土、潮
新周五增站外耕地		0-20cm	东经: 108°16'46.36"E 北纬: 37°20'28.21"N	黄、轻壤土、干
		40-60cm		黄、轻壤土、潮
周二转站内污染区		0-20cm	东经: 108°22'55.56"E 北纬: 37°10'21.65"N	黄、轻壤土、干
		40-60cm		黄、轻壤土、潮
周二转站外耕地	0-20cm	东经: 108°22'53.49"E 北纬: 37°10'18.39"N	黄、轻壤土、干	
	40-60cm		黄、轻壤土、潮	
旗 13-8 增站内污染区	0-20cm	东经: 108°15'10.36"E 北纬: 36°57'32.52"N	黄、轻壤土、干	
	40-60cm		黄、轻壤土、潮	
旗 13-8 增站外耕地	0-20cm	东经: 108°15'5.71"E 北纬: 36°57'31.63"N	黄、轻壤土、干	
	40-60cm		黄、轻壤土、潮	

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	/	PHS-3E 酸度计 ZZJC-YQ-121
汞	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法 HJ 694-2014	0.00004mg/L	PF32 原子荧光分光光度计 ZZJC-YQ-004
砷		0.0003mg/L	



监测报告

ZZJC-2022-H-08-105

第 19 页, 共 30 页

监测项目	分析方法名称/依据	检出限	检测仪器及编号
铜	水质 铜、锌、铅、镉的测定 原子吸收分光光度法 GB/T 7475-1987	0.05mg/L	AA-6880F/AAC 原子吸收分光光度计 ZZJC-YQ-130
锌		0.05mg/L	
铅	水质 铜、锌、铅、镉的测定 原子吸收分光光度法 GB/T 7475-1987	0.010mg/L	
镉		0.001mg/L	
六价铬	水质 六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法 GB/T 7467-1987	0.004mg/L	TU-1810S 紫外/可见分光光度计 ZZJC-YQ-134
氟化物	水质 氟化物的测定 离子选择电极法 GB/T 7484-1987	0.05 mg/L	PFS-80 氟度计 ZZJC-YQ-010
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	OIL480 型 红外分光测油仪 ZZJC-YQ-119

监测项目及结果

2022 年 8 月 31 日

监测项目	2022 年 8 月 31 日					
	刘峁塬卸油台站内污染区		刘峁塬卸油台站外耕地		新周五增站内污染区	
	(0-20cm)	(40-60cm)	(0-20cm)	(40-60cm)	(0-20cm)	(40-60cm)
样品编号	ZZJC-2022-H-08-105 T012-101	ZZJC-2022-H-08-105 T012-102	ZZJC-2022-H-08-105 T013-101	ZZJC-2022-H-08-105 T013-102	ZZJC-2022-H-08-105 T014-101	ZZJC-2022-H-08-105 T014-102
pH 值	7.3	7.3	7.4	7.4	7.4	7.4
汞 (mg/L)	0.00004ND	0.00004ND	0.00004ND	0.00004ND	0.00004ND	0.00004ND
砷 (mg/L)	0.0003ND	0.0003ND	0.0003ND	0.0003ND	0.0003ND	0.0003ND
铜 (mg/L)	0.05ND	0.05ND	0.05ND	0.05ND	0.05ND	0.05ND
锌 (mg/L)	0.05ND	0.05ND	0.05ND	0.05ND	0.05ND	0.05ND
铅 (mg/L)	0.010ND	0.010ND	0.010ND	0.010ND	0.010ND	0.010ND
镉 (mg/L)	0.001ND	0.001ND	0.001ND	0.001ND	0.001ND	0.001ND
六价铬 (mg/L)	0.006	0.007	0.004ND	0.004ND	0.005	0.005
氟化物 (mg/L)	0.43	0.45	0.25	0.25	0.39	0.40
石油类 (mg/L)	0.02	0.01	0.02	0.02	0.01	0.02

监测项目	2022 年 8 月 31 日					
	新周五增站外耕地		周二转站内污染区		周二转站外耕地	
	(0-20cm)	(40-60cm)	(0-20cm)	(40-60cm)	(0-20cm)	(40-60cm)
样品编号	ZZJC-2022-H-08-105 T015-101	ZZJC-2022-H-08-105 T015-102	ZZJC-2022-H-08-105 T016-101	ZZJC-2022-H-08-105 T016-102	ZZJC-2022-H-08-105 T017-101	ZZJC-2022-H-08-105 T017-102
pH 值	7.3	7.4	7.2	7.3	7.4	7.5
汞 (mg/L)	0.00004ND	0.00004ND	0.00004ND	0.00004ND	0.00004ND	0.00004ND



监测报告

ZZJC-2022-H-08-105

第 20 页, 共 30 页

监测项目	2022 年 8 月 31 日					
	新周五增站外耕地		周二转站内污染区		周二转站外耕地	
	(0-20cm)	(40-60cm)	(0-20cm)	(40-60cm)	(0-20cm)	(40-60cm)
样品编号	ZZJC-2022-H-08-105 T015-101	ZZJC-2022-H-08-105 T015-102	ZZJC-2022-H-08-105 T016-101	ZZJC-2022-H-08-105 T016-102	ZZJC-2022-H-08-105 T017-101	ZZJC-2022-H-08-105 T017-102
砷 (mg/L)	0.0003ND	0.0003ND	0.0003ND	0.0003ND	0.0003ND	0.0003ND
铜 (mg/L)	0.05ND	0.05ND	0.05ND	0.05ND	0.05ND	0.05ND
锌 (mg/L)	0.05ND	0.05ND	0.05ND	0.05ND	0.05ND	0.05ND
铅 (mg/L)	0.010ND	0.010ND	0.010ND	0.010ND	0.010ND	0.010ND
镉 (mg/L)	0.001ND	0.001ND	0.001ND	0.001ND	0.001ND	0.001ND
六价铬 (mg/L)	0.008	0.009	0.004	0.004	0.008	0.007
氟化物 (mg/L)	0.21	0.22	0.44	0.47	0.22	0.23
石油类 (mg/L)	0.01	0.01	0.02	0.02	0.02	0.02
监测项目	2022 年 8 月 31 日					
	旗 13-8 增站内污染区		旗 13-8 增站外耕地			
	(0-20cm)	(40-60cm)	(0-20cm)	(40-60cm)		
样品编号	ZZJC-2022-H-08-105 T018-101	ZZJC-2022-H-08-105 T018-102	ZZJC-2022-H-08-105 T019-101	ZZJC-2022-H-08-105 T019-102		
pH 值	7.4	7.3	7.3	7.3		
汞 (mg/L)	0.00004ND	0.00004ND	0.00004ND	0.00004ND		
砷 (mg/L)	0.0003ND	0.0003ND	0.0003ND	0.0003ND		
铜 (mg/L)	0.05ND	0.05ND	0.05ND	0.05ND		
锌 (mg/L)	0.05ND	0.05ND	0.05ND	0.05ND		
铅 (mg/L)	0.010ND	0.010ND	0.010ND	0.010ND		
镉 (mg/L)	0.001ND	0.001ND	0.001ND	0.001ND		
六价铬 (mg/L)	0.010	0.009	0.006	0.007		
氟化物 (mg/L)	0.26	0.27	0.47	0.46		
石油类 (mg/L)	0.02	0.02	0.02	0.01		

备注: 监测结果低于检出限报检出限加“ND”。

六、土壤

监测点位	层次及深度	坐标	样品描述	土壤结构	砂砾含量	其他异物
刘峁塬卸油台占地范围内	柱状样 0-0.5m	东经: 107°19'46.07"E 北纬: 37°0'9.52"N	黄、轻壤土、干	方块状	11%	无
	柱状样 0.5-1.5m		黄、轻壤土、潮		19%	无
	柱状样 1.5-3.0m		黄、轻壤土、潮		23%	无



监测报告

ZZJC-2022-H-08-105

第 21 页, 共 30 页

监测点位	层次及深度	坐标	样品描述	土壤结构	砂砾含量	其他异物
新周五增 占地范围 内	柱状样 0-0.5m	东经: 108°16'43.52"E 北纬: 37°20'33.18"N	黄、轻壤土、干	方块状	16%	无
	柱状样 0.5-1.5m		黄、轻壤土、潮		20%	无
	柱状样 1.5-3.0m		黄、轻壤土、潮		24%	无
新周十增 占地范围 内	柱状样 0-0.5m	东经: 108°23'14.51"E 北纬: 37°8'56.06"N	黄、轻壤土、干	方块状	19%	无
	柱状样 0.5-1.5m		黄、轻壤土、潮		21%	无
	柱状样 1.5-3.0m		黄、轻壤土、潮		16%	无
周二转占 地范围 内	柱状样 0-0.5m	东经: 108°22'55.56"E 北纬: 37°10'21.65"N	黄、轻壤土、干	方块状	14%	无
	柱状样 0.5-1.5m		黄、轻壤土、干		19%	无
	柱状样 1.5-3.0m		黄、轻壤土、潮		23%	无
旗 13-8 增 占地范围 内	柱状样 0-0.5m	东经: 108°15'10.34"E 北纬: 36°57'32.52"N	黄、轻壤土、干	方块状	15%	无
	柱状样 0.5-1.5m		黄、轻壤土、潮		26%	无
	柱状样 1.5-3.0m		黄、轻壤土、潮		17%	无
新周十增 至周二转 输油管线 占地范围 内	表层样 0-0.2m	东经: 108°23'22.84"E 北纬: 37°9'10.32"N	黄、轻壤土、干	方块状	17%	无
江 65-28 至 江 64-27 出 油管线占 地范围 内	表层样 0-0.2m	东经: 107°21'32.27"E 北纬: 36°59'10.77"N	黄、轻壤土、干	方块状	15%	无
刘峁塬卸 油台占地 范围外耕 地	表层样 0-0.2m	东经: 107°19'40.98"E 北纬: 37°0'14.32"N	黄、轻壤土、潮	方块状	16%	无
新周五增 占地范围 外耕地	表层样 0-0.2m	东经: 108°16'43.93"E 北纬: 37°20'33.58"N	黄、轻壤土、干	方块状	13%	无
新周十增 至周二转 输油管线 沿线外耕 地	表层样 0-0.2m	东经: 108°23'20.57"E 北纬: 37°9'0.08"N	黄、轻壤土、干	方块状	17%	无
江 65-28 至 江 64-27 出 油管线沿 线外空地	表层样 0-0.2m	东经: 107°21'39.03"E 北纬: 36°59'16.62"N	黄、轻壤土、干	方块状	16%	无



监测报告

ZZJC-2022-H-08-105

第 22 页, 共 30 页

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 玻璃电极法 NY/T 1377-2007	/	PHS-3E 酸度计 ZZJC-YQ-121
汞	土壤和沉积物中汞、砷、硒、铋、锑的测定 微波消解/原子荧光法 HJ 680-2013	0.002mg/kg	PF32 原子荧光分光光度计 ZZJC-YQ-004
砷		0.01mg/kg	
铜	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 HJ 491-2019	1mg/kg	AA-6880F/AAC 原子吸收分光光度计 ZZJC-YQ-130
锌		1mg/kg	
铬		4mg/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 HJ 1082-2019	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/T 17141-1997	0.1mg/kg	
镉		0.01mg/kg	
*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 HJ 605-2011	1.3μg/kg	/
*氯仿		1.1μg/kg	/
*1,1-二氯乙烷		1.2μg/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	/
*1,1,1,2,2-四氯乙烷		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	/
*氯苯		1.2μg/kg	/
*1,2-二氯苯		1.5μg/kg	/



监测报告

ZZJC-2022-H-08-105

第 23 页, 共 30 页

监测项目	分析方法名称/依据	检出限	检测仪器及编号
*1,4-二氯苯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ 605-2011	1.5 μ g/kg	/
*乙苯		1.2 μ g/kg	/
*甲苯		1.3 μ g/kg	/
*间, 对-二甲苯		1.2 μ g/kg	/
*苯		1.9 μ g/kg	/
*苯乙烯		1.1 μ g/kg	/
*邻-二甲苯		1.2 μ g/kg	/
*氯甲烷		1.0 μ g/kg	/
*1,2-二氯乙烷		1.3 μ g/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 HJ 834-2017	0.09mg/kg
*硝基苯	0.09mg/kg		/
*苯胺	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	/	
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 HJ 1021-2019	6mg/kg	GC-2010 PLUS 气相色谱仪 (岛津) ZZJC-YQ-101
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 HJ 889-2017	0.8cmol ⁺ /kg	TU-1810S 紫外/可见分光光度 计 ZZJC-YQ-134
饱和导水率	森林土壤饱和和导水率的测定 LY/T 1218-1999	/	/
容重	土壤检测 第 4 部分: 容重的测定 NY/T 1121.4-2006	/	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/T 1215-1999	/	
氧化还原电位	土壤 氧化还原电位的测定 电位法 HJ 746-2015	/	TR-901 土壤 ORP 计 ZZJC-YQ-140



监测报告

ZZJC-2022-H-08-105

第 24 页, 共 30 页

土壤监测结果

2022 年 8 月 31 日

监测点位及监测日期	2022 年 8 月 31 日			
	刘峁塬卸油台占地范围内 (表层 0-0.5m)	新周五增占地范围内 (表层 0-0.5m)	周二转占地范围内 (表层 0-0.5m)	旗 13-8 增占地范围内 (表层 0-0.5m)
监测项目及样品编号	ZZJC-2022-H-08-105 T001-101	ZZJC-2022-H-08-105-T002-101	ZZJC-2022-H-08-105-T004-101	ZZJC-2022-H-08-105-T005-101
pH 值 (浸提剂: 水)	8.4	8.2	8.2	8.5
汞 (mg/kg)	0.470	0.701	0.586	0.280
砷 (mg/kg)	2.11	3.88	5.00	4.01
铜 (mg/kg)	2	7	4	13
铅 (mg/kg)	6.6	6.2	5.7	6.5
镍 (mg/kg)	10	13	9	11
六价铬 (mg/kg)	1.0	1.2	0.9	0.8
镉 (mg/kg)	0.38	0.36	0.29	0.50
*四氯化碳 (μg/kg)	1.3ND	1.3ND	1.3ND	1.3ND
*氯仿 (μg/kg)	1.1ND	1.1ND	1.1ND	1.1ND
*1,1-二氯乙烷 (μg/kg)	1.2ND	1.2ND	1.2ND	1.2ND
*1,1-二氯乙烯 (μg/kg)	1.0ND	1.0ND	1.0ND	1.0ND
*顺-1,2-二氯乙烯 (μg/kg)	1.3ND	1.3ND	1.3ND	1.3ND
*反-1,2-二氯乙烯 (mg/kg)	1.4ND	1.4ND	1.4ND	1.4ND
*二氯甲烷 (μg/kg)	1.5ND	1.5ND	1.5ND	1.5ND
*1,2-二氯丙烷 (μg/kg)	1.1ND	1.1ND	1.1ND	1.1ND
*1,1,1,2-四氯乙烷 (μg/kg)	1.2ND	1.2ND	1.2ND	1.2ND
*1,1,2,2-四氯乙烷 (μg/kg)	1.2ND	1.2ND	1.2ND	1.2ND
*四氯乙烯 (μg/kg)	1.4ND	1.4ND	1.4ND	1.4ND
*1,1,1-三氯乙烷 (μg/kg)	1.3ND	1.3ND	1.3ND	1.3ND
*1,1,2-三氯乙烷 (μg/kg)	1.2ND	1.2ND	1.2ND	1.2ND
*三氯乙烯 (μg/kg)	1.2ND	1.2ND	1.2ND	1.2ND



监测报告

ZZJC-2022-H-08-105

第 25 页, 共 30 页

监测点位及监测日期	2022 年 8 月 31 日			
	刘峁塬卸油台占地范围内 (表层 0-0.5m)	新周五增占地范围内 (表层 0-0.5m)	周二转占地范围内 (表层 0-0.5m)	旗 13-8 增占地范围内 (表层 0-0.5m)
监测项目及样品编号	ZZJC-2022-H-08-105 T001-101	ZZJC-2022-H-08-105-T002-101	ZZJC-2022-H-08-105-T004-101	ZZJC-2022-H-08-105-T005-101
*1,2,3-三氯丙烷 ($\mu\text{g}/\text{kg}$)	1.2ND	1.2ND	1.2ND	1.2ND
*氯乙烯 ($\mu\text{g}/\text{kg}$)	1.0ND	1.0ND	1.0ND	1.0ND
*氯苯 ($\mu\text{g}/\text{kg}$)	1.2ND	1.2ND	1.2ND	1.2ND
*1,2-二氯苯 ($\mu\text{g}/\text{kg}$)	1.5ND	1.5ND	1.5ND	1.5ND
*1,4-二氯苯 ($\mu\text{g}/\text{kg}$)	1.5ND	1.5ND	1.5ND	1.5ND
*乙苯 ($\mu\text{g}/\text{kg}$)	1.2ND	1.2ND	1.2ND	1.2ND
*甲苯 ($\mu\text{g}/\text{kg}$)	1.3ND	1.3ND	1.3ND	1.3ND
*间, 对-二甲苯 ($\mu\text{g}/\text{kg}$)	1.2ND	1.2ND	1.2ND	1.2ND
*苯 ($\mu\text{g}/\text{kg}$)	1.9ND	1.9ND	1.9ND	1.9ND
*苯乙烯 ($\mu\text{g}/\text{kg}$)	1.1ND	1.1ND	1.1ND	1.1ND
*邻-二甲苯 ($\mu\text{g}/\text{kg}$)	1.2ND	1.2ND	1.2ND	1.2ND
*氯甲烷 ($\mu\text{g}/\text{kg}$)	1.0ND	1.0ND	1.0ND	1.0ND
*1,2-二氯乙烷 ($\mu\text{g}/\text{kg}$)	1.3ND	1.3ND	1.3ND	1.3ND
*萘 (mg/kg)	0.09ND	0.09ND	0.09ND	0.09ND
*硝基苯 (mg/kg)	0.09ND	0.09ND	0.09ND	0.09ND
*苯胺 (mg/kg)	0.09ND	0.09ND	0.09ND	0.09ND
*2-氯苯酚 (mg/kg)	0.06ND	0.06ND	0.06ND	0.06ND
*苯并[a]蒽 (mg/kg)	0.1ND	0.1ND	0.1ND	0.1ND
*苯并[a]芘 (mg/kg)	0.1ND	0.1ND	0.1ND	0.1ND
*苯并[b]荧蒽 (mg/kg)	0.2ND	0.2ND	0.2ND	0.2ND
*苯并[k]荧蒽 (mg/kg)	0.1ND	0.1ND	0.1ND	0.1ND
*蒎 (mg/kg)	0.1ND	0.1ND	0.1ND	0.1ND
*二苯并[a,h]蒽 (mg/kg)	0.1ND	0.1ND	0.1ND	0.1ND
*茚并[1,2,3-cd]芘 (mg/kg)	0.1ND	0.1ND	0.1ND	0.1ND



监测报告

ZZJC-2022-H-08-105

第 26 页, 共 30 页

监测点位及监测日期	2022 年 8 月 31 日			
	刘峁塬卸油台占地范围内 (表层 0-0.5m)	新周五增占地范围内 (表层 0-0.5m)	周二转占地范围内 (表层 0-0.5m)	旗 13-8 增占地范围内 (表层 0-0.5m)
监测项目及样品编号	ZZJC-2022-H-08-105 T001-101	ZZJC-2022-H-08-105-T002-101	ZZJC-2022-H-08-105-T004-101	ZZJC-2022-H-08-105-T005-101
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀) (mg/kg)	6ND	6ND	6ND	6ND
阳离子交换量 (cmol ⁺ /kg)	5.3	3.6	4.9	4.6
饱和导水率 (mm/min)	0.18	0.18	0.18	0.18
容重 (g/cm ³)	1.21	1.13	1.10	1.11
孔隙度 (%)	52	55	51	55
氧化还原电位 (mV)	312	298	305	366

监测点位及监测日期	2022 年 8 月 31 日					
	刘峁塬卸油台占地范围内 (中层 0.5-1.5m)	刘峁塬卸油台占地范围内 (底层 1.5-3.0m)	新周五增占地范围内 (中层 0.5-1.5m)	新周五增占地范围内 (底层 1.5-3.0m)	周二转占地范围内 (中层 0.5-1.5m)	周二转占地范围内 (底层 1.5-3.0m)
监测项目及样品编号	ZZJC-2022-H-08-105 T001-102	ZZJC-2022-H-08-105 T001-103	ZZJC-2022-H-08-105 T002-102	ZZJC-2022-H-08-105 T002-103	ZZJC-2022-H-08-105 T004-102	ZZJC-2022-H-08-105 T004-103
汞 (mg/kg)	0.239	0.608	0.783	0.563	0.753	0.282
砷 (mg/kg)	4.23	4.16	4.03	3.51	3.16	3.60
铜 (mg/kg)	4	6	7	1	6	9
铅 (mg/kg)	6.3	6.2	5.8	6.0	6.1	5.9
六价铬 (mg/kg)	1.2	1.2	0.6	0.6	0.9	0.6
镍 (mg/kg)	15	10	6	6	11	5
镉 (mg/kg)	0.32	0.39	0.29	0.32	0.23	0.38
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀) (mg/kg)	6ND	6ND	6ND	6ND	6ND	6ND
阳离子交换量 (cmol ⁺ /kg)	5.9	4.7	/	/	6.8	6.2
饱和导水率 (mm/min)	0.18	0.17	/	/	0.15	0.16
容重 (g/cm ³)	1.12	1.10	/	/	1.06	1.05
孔隙度 (%)	54	56	/	/	53	52
氧化还原电位 (mV)	357	366	/	/	387	417



监测报告

ZZJC-2022-H-08-105

第 27 页, 共 30 页

监测点位及 监测日期	2022 年 8 月 31 日					
	旗 13-8 增占地 范围内 (中层 0.5-1.5m)	旗 13-8 增占地 范围内 (底层 1.5-3.0m)	新周十增占地范 围内 (表层 0-0.5m)	新周十增占地范 围内 (中层 0.5-1.5m)	新周十增占地范 围内 (底层 1.5-3.0m)	
监测项目及 样品编号	ZZJC-2022-H-08 -105 T005-102	ZZJC-2022-H-08 -105 T005-103	ZZJC-2022-H-08 -105 T003-101	ZZJC-2022-H-08 -105 T003-102	ZZJC-2022-H-08 -105 T003-103	
pH 值 (浸提 剂: 水)	8.5	8.4	/	/	/	
汞 (mg/kg)	0.300	0.626	0.570	0.770	0.738	
砷 (mg/kg)	3.95	4.63	4.43	3.90	5.01	
铜 (mg/kg)	2	4	5	5	2	
铅 (mg/kg)	6.1	6.5	5.3	6.4	1.6	
六价铬 (mg/kg)	0.9	1.0	0.7	0.8	0.8	
镍 (mg/kg)	13	14	14	9	8	
镉 (mg/kg)	0.35	0.48	0.34	0.42	0.35	
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀) (mg/kg)	6ND	6ND	6ND	6ND	6ND	
阳离子交换 量 (cmol ⁺ /kg)	/	/	6.4	/	/	
饱和导水率 (mm/min)	/	/	0.17	/	/	
容重 (g/cm ³)	/	/	1.16	/	/	
孔隙度 (%)	/	/	52	/	/	
氧化还原电 位 (mV)	/	/	341	/	/	
监测点位及监 测日期	2022 年 8 月 31 日					
	新周十增至 周二转输油 管线占地范 围内 (表层样 0-0.2m)	江 65-28 至 江 64-27 出 油管线占地 范围内 (表层 样 0-0.2m)	刘峁塬卸油 台占地范围 外耕地 (表层 样 0-0.2m)	新周五增占 地范围外耕 地 (表层样 0-0.2m)	新周十增至 周二转输油 管线沿线外 耕地 (表层样 0-0.2m)	江 65-28 至 江 64-27 出 油管线沿线 外空地 (表层 样 0-0.2m)
监测项目及样 品编号	ZZJC-2022- H-08-105 T006-101	ZZJC-2022- H-08-105 T007-101	ZZJC-2022- H-08-105 T008-101	ZZJC-2022- H-08-105 T009-101	ZZJC-2022- H-08-105 T010-101	ZZJC-2022- H-08-105 T011-101
pH 值 (浸提 剂: 水)	8.1	8.2	8.4	8.3	8.2	8.2
汞 (mg/kg)	0.702	0.536	0.520	0.362	0.277	0.292
砷 (mg/kg)	4.05	3.79	3.78	4.98	3.52	3.82



监测报告

ZZJC-2022-H-08-105

第 28 页, 共 30 页

监测点位及监测日期	2022年8月31日					
	新周十增至周二转输油管线占地范围内(表层样 0-0.2m)	江 65-28 至江 64-27 出油管线占地范围内(表层样 0-0.2m)	刘峁塬卸油台占地范围外耕地(表层样 0-0.2m)	新周五增占地范围外耕地(表层样 0-0.2m)	新周十增至周二转输油管线沿线外耕地(表层样 0-0.2m)	江 65-28 至江 64-27 出油管线沿线外空地(表层样 0-0.2m)
监测项目及样品编号	ZZJC-2022-H-08-105 T006-101	ZZJC-2022-H-08-105 T007-101	ZZJC-2022-H-08-105 T008-101	ZZJC-2022-H-08-105 T009-101	ZZJC-2022-H-08-105 T010-101	ZZJC-2022-H-08-105 T011-101
铜 (mg/kg)	2	4	7	7	7	12
锌 (mg/kg)	45	91	55	51	50	50
铅 (mg/kg)	6.5	5.8	7.1	6.2	5.8	6.3
总铬 (mg/kg)	20	20	21	19	19	22
镍 (mg/kg)	12	14	15	18	17	18
镉 (mg/kg)	0.53	0.35	0.59	0.45	0.59	0.45
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀) (mg/kg)	6ND	6ND	6ND	6ND	6ND	6ND
阳离子交换量 (cmol ⁺ /kg)	5.9	5.3	4.8	5.6	6.3	5.3
饱和导水率 (mm/min)	0.18	0.16	0.18	0.16	0.17	0.16
容重 (g/cm ³)	1.20	1.16	1.15	1.13	1.15	1.06
孔隙度 (%)	51	53	56	50	51	52
氧化还原电位 (mV)	308	295	311	324	302	317
备注: 监测结果低于检出限报检出限加“ND”。						

七、噪声

监测依据	《工业企业厂界环境噪声排放标准》GB 12348-2008 《声环境质量标准》GB 3096-2008		
监测仪器	AWA5680 声级计 AWA6228 多功能声级计	仪器编号	ZZJC-YQ-063 ZZJC-YQ-076
校准仪器	AWA6221A 声校准器	仪器编号	ZZJC-YQ-077
仪器校准值	2022年8月25日	测量前: 93.6dB(A); 测量后: 93.8 dB(A)	
	2022年8月26日	测量前: 93.6dB(A); 测量后: 93.8 dB(A)	
	2022年8月27日	测量前: 93.6dB(A); 测量后: 93.8 dB(A)	
	2022年8月28日	测量前: 93.6dB(A); 测量后: 93.8 dB(A)	



监测报告

ZZJC-2022-H-08-105

第 29 页, 共 30 页

噪声监测结果

监测点位	2022年8月25日		2022年8月26日	
	昼间 (dB(A))	夜间 (dB(A))	昼间 (dB(A))	夜间 (dB(A))
刘峁塬卸油台东厂界 1#	52	43	51	44
刘峁塬卸油台南厂界 2#	50	42	51	42
刘峁塬卸油台西厂界 3#	51	42	52	43
刘峁塬卸油台北厂界 4#	51	41	50	40
新周五增东厂界 1#	51	45	50	45
新周五增南厂界 2#	53	46	53	45
新周五增西厂界 3#	52	45	51	43
新周五增北厂界 4#	53	44	52	44
周二转 (包括吴起试注站) 东厂界 1#	54	46	52	44
周二转 (包括吴起试注站) 南厂界 2#	53	47	53	46
周二转 (包括吴起试注站) 西厂界 3#	55	45	54	46
周二转 (包括吴起试注站) 北厂界 4#	55	47	53	45
气象条件	风速: 1.3m/s; 天气: 晴		风速: 1.4m/s; 天气: 晴	
监测点位	2022年8月27日		2022年8月28日	
	昼间 (dB(A))	夜间 (dB(A))	昼间 (dB(A))	夜间 (dB(A))
新周十增东厂界 1#	51	45	52	46
新周十增南厂界 2#	50	45	50	45
新周十增西厂界 3#	49	46	50	46
新周十增北厂界 4#	50	43	51	44
旗 13-8 增东厂界 1#	52	46	53	46
旗 13-8 增南厂界 2#	51	45	50	43
旗 13-8 增西厂界 3#	52	44	52	45
旗 13-8 增北厂界 4#	54	45	54	44
畔 204-85 至新周十增 (桐寨村)	48	43	46	42
气象条件	风速: 1.4m/s; 天气: 晴		风速: 1.4m/s; 天气: 多云	

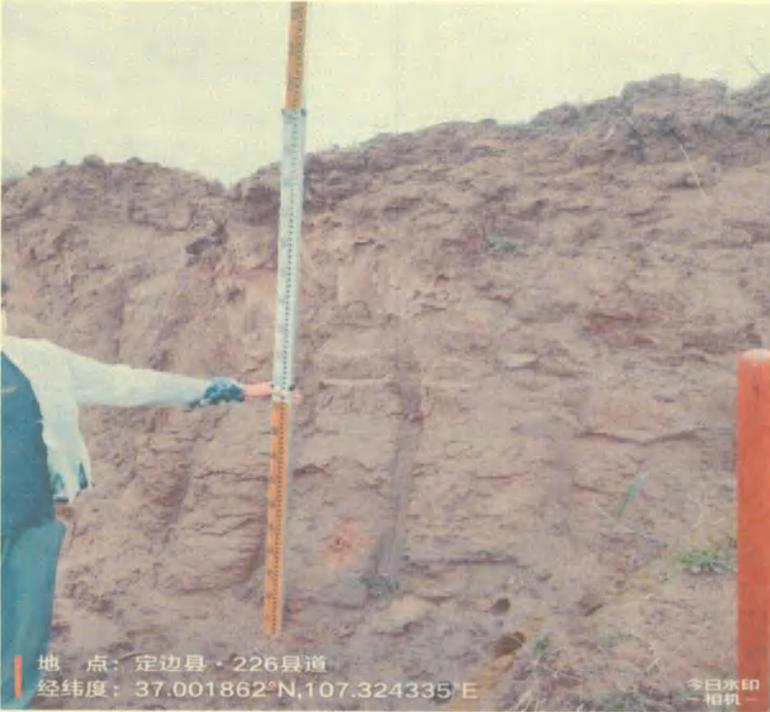
八、现场采样照片

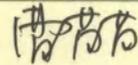


监测报告

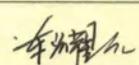
ZZJC-2022-H-08-105

第 30 页, 共 30 页

点位	土壤剖面照片	层次
刘峁塬卸油台占地范围内	 <p>地点: 定边县·226县道 经纬度: 37.001862°N, 107.324335°E</p>	柱状样 0-0.5m
		柱状样 0.5-1.5m
		柱状样 1.5-3.0m
周二转占地范围内	 <p>地点: 经纬度: 37.171007°N, 108.376001°E</p>	柱状样 0-0.5m
柱状样 0.5-1.5m		
柱状样 1.5-3.0m		

编制人: 
2022年9月18日

室主任: 
2022年9月18日

审核者: 
2022年9月18日

签发人: 
2022年9月18日





监 测 报 告

瑞谱 监 字 (2021) 第 0402-2 号

样 品 名 称:

地下水

项 目 名 称:

第九采油厂 2021 年产建地面工程

委 托 单 位:

长庆油田分公司第九采油厂

报 告 日 期:

2021 年 04 月 02 日

西安瑞谱检测技术有限公司

www.reaptest.com

检验检测专用章



项目名称	第九采油厂 2021 年产建地面工程
委托单位名称	长庆油田分公司第九采油厂
委托单位地址	延安市吴起县、榆林市定边县
委托单位联系电话	15891570404
样品名称	地下水
样品包装	棕色玻璃瓶、聚乙烯瓶、无菌袋
样品状态	澄清
采样依据	地下水环境监测技术规范 HJ/T164-2004
监测项目	详见表 1
采样日期	2021.03.22-2021.03.23
分析日期	2021.03.22-2021.03.25
监测点位及频次	12 个点位, 6 水质点位监测 2 天每天各 1 次, 水位点位监测 1 天 1 次
分析方法	详见表 3
分析仪器	详见表 3
监测结果	详见表 1
备注	1. 监测结果仅对当时采样现状负责; 2. 监测结果低于方法检出限时, 用 ND+方法检出限值表示。

----本页以下空白----

表1 监测结果				
监测点位		1#刘坪村(108°15'7.10"E 36°57'1.86"N)		
监测日期		2021.03.22		2021.03.23
监测项目	样品编号	监测结果	样品编号	监测结果
pH(无量纲)	/	7.62	/	7.62
高锰酸盐指数(耗氧量)(mg/L)	2021031702 S0001	1.09	2021031702 S0007	1.00
氨氮(mg/L)		0.08		0.08
硝酸盐(以N计)(mg/L)		10.2		10.1
亚硝酸盐(以N计)(mg/L)		0.004		0.004
挥发性酚类(以苯酚计)(mg/L)		ND0.0003		ND0.0003
溶解性总固体(mg/L)		653		658
铅(mg/L)		ND0.0025		ND0.0025
镉(mg/L)		ND0.0005		ND0.0005
铁(mg/L)		ND0.03		ND0.03
锰(mg/L)		0.01		ND0.01
铬(六价)(mg/L)		0.030		0.029
汞(mg/L)		ND0.0001		ND0.0001
砷(mg/L)		ND0.001		ND0.001
总硬度(以CaCO ₃ 计)(mg/L)		268		270
钙(mg/L)		49.1		49.8
镁(mg/L)		36.6		36.2
钾(mg/L)		3.47		3.37
钠(mg/L)		115		117
碳酸盐(mg/L)		ND5		ND5
重碳酸盐(mg/L)		129		123
硫酸盐(mg/L)	214	219		
氯化物(mg/L)	162	157		
氰化物(mg/L)	ND0.002	ND0.002		
氟化物(mg/L)	ND0.2	ND0.2		
石油类(mg/L)	ND0.01	ND0.01		
总大肠菌群(MPN/100mL)	2	2		
菌落总数(CFU/mL)	9	8		

----本页以下空白----

西安瑞谱检测技术有限公司

地址: 西安经济技术开发区草滩生态产业园毕升路189号办公楼4层

电话: 029-86117055

传真: 029-86117055

邮编: 710018

瑞谱检测官网: www.reaptest.com

瑞谱监字(2021)第0402-2号

表 1 监测结果				
监测点位		2#井沟台 (108°15'35.68"E 36°57'56.00"N)		
监测日期		2021.03.22		2021.03.23
监测项目	样品编号	监测结果	样品编号	监测结果
pH (无量纲)	/	7.49	/	7.50
高锰酸盐指数 (耗氧量) (mg/L)		0.22		0.18
氨氮 (mg/L)		0.09		0.08
硝酸盐 (以 N 计) (mg/L)		6.5		6.4
亚硝酸盐 (以 N 计) (mg/L)		0.002		0.002
挥发性酚类 (以苯酚计) (mg/L)		ND0.0003		ND0.0003
溶解性总固体 (mg/L)		750		738
铅 (mg/L)		ND0.0025		ND0.0025
镉 (mg/L)		ND0.0005		ND0.0005
铁 (mg/L)		ND0.03		ND0.03
锰 (mg/L)		0.03		0.03
铬 (六价) (mg/L)		ND0.004		ND0.004
汞 (mg/L)		ND0.0001		ND0.0001
砷 (mg/L)		ND0.001		ND0.001
总硬度 (以 CaCO ₃ 计) (mg/L)	2021031702 S0002	422	2021031702 S0008	421
钙 (mg/L)		54.0		54.4
镁 (mg/L)		71.8		68.8
钾 (mg/L)		5.64		5.53
钠 (mg/L)		93.2		92.6
碳酸盐 (mg/L)		ND5		ND5
重碳酸盐 (mg/L)		106		104
硫酸盐 (mg/L)		331		325
氯化物 (mg/L)		150		148
氰化物 (mg/L)		ND0.002		ND0.002
氟化物 (mg/L)		0.7		0.7
石油类 (mg/L)		ND0.01		ND0.01
总大肠菌群 (MPN/100mL)		2		2
菌落总数 (CFU/mL)		15		19

----本页以下空白----

西安瑞谱检测技术有限公司

地址: 西安经济技术开发区草滩生态产业园毕升路 189 号办公楼 4 层

电话: 029-86117055

传真: 029-86117055

邮编: 710018

瑞谱检测官网: www.reaptest.com

表1 监测结果				
监测点位	3#新庄垵 (108°18'6.81"E 36°59'33.80"N)			
监测项目	2021.03.22		2021.03.23	
	样品编号	监测结果	样品编号	监测结果
pH (无量纲)	/	7.32	/	7.33
高锰酸盐指数 (耗氧量) (mg/L)	2021031702 S0003	1.20	2021031702 S0009	1.20
氨氮 (mg/L)		0.06		0.05
硝酸盐 (以 N 计) (mg/L)		6.3		6.3
亚硝酸盐 (以 N 计) (mg/L)		0.006		0.006
挥发性酚类 (以苯酚计) (mg/L)		ND0.0003		ND0.0003
溶解性总固体 (mg/L)		740		737
铅 (mg/L)		ND0.0025		ND0.0025
镉 (mg/L)		ND0.0005		ND0.0005
铁 (mg/L)		ND0.03		ND0.03
锰 (mg/L)		0.03		0.03
铬 (六价) (mg/L)		ND0.004		ND0.004
汞 (mg/L)		ND0.0001		ND0.0001
砷 (mg/L)		ND0.001		ND0.001
总硬度 (以 CaCO ₃ 计) (mg/L)		411		409
钙 (mg/L)		72.2		71.1
镁 (mg/L)		55.6		55.9
钾 (mg/L)		5.69		5.48
钠 (mg/L)		91.5		93.2
碳酸盐 (mg/L)		ND5		ND5
重碳酸盐 (mg/L)		194		190
硫酸盐 (mg/L)		268		265
氯化物 (mg/L)		152		150
氰化物 (mg/L)		ND0.002		ND0.002
氟化物 (mg/L)		0.7		0.7
石油类 (mg/L)		ND0.01		ND0.01
总大肠菌群 (MPN/100mL)		2		2
菌落总数 (CFU/mL)	21	22		

----本页以下空白----

西安瑞谱检测技术有限公司

地址: 西安经济技术开发区草滩生态产业园毕升路189号办公楼4层

电话: 029-86117055

传真: 029-86117055

邮编: 710018

瑞谱检测官网: www.reaptest.com

表1 监测结果					
监测点位	4#老庄沟门 (108°19'19.51"E 37°1'9.29"N)				
监测项目	监测日期	2021.03.22		2021.03.23	
		样品编号	监测结果	样品编号	监测结果
pH (无量纲)	/	/	7.77	/	7.78
高锰酸盐指数 (耗氧量) (mg/L)	2021031702 S0004	2021031702 S0010	0.49	2021031702 S0010	0.47
氨氮 (mg/L)			0.07		0.06
硝酸盐 (以 N 计) (mg/L)			5.0		5.0
亚硝酸盐 (以 N 计) (mg/L)			0.008		0.008
挥发性酚类 (以苯酚计) (mg/L)			ND0.0003		ND0.0003
溶解性总固体 (mg/L)			483		486
铅 (mg/L)			ND0.0025		ND0.0025
镉 (mg/L)			0.0009		0.0009
铁 (mg/L)			ND0.03		ND0.03
锰 (mg/L)			0.01		ND0.01
铬 (六价) (mg/L)			0.110		0.109
汞 (mg/L)			ND0.0001		ND0.0001
砷 (mg/L)			ND0.001		ND0.001
总硬度 (以 CaCO ₃ 计) (mg/L)			202		205
钙 (mg/L)			31.0		31.7
镁 (mg/L)			27.0		26.4
钾 (mg/L)			1.38		1.37
钠 (mg/L)			122		122
碳酸盐 (mg/L)			ND5		ND5
重碳酸盐 (mg/L)			198		199
硫酸盐 (mg/L)			112		110
氯化物 (mg/L)	105	105			
氰化物 (mg/L)	ND0.002	ND0.002			
氟化物 (mg/L)	0.9	0.8			
石油类 (mg/L)	ND0.01	ND0.01			
总大肠菌群 (MPN/100mL)	2	2			
菌落总数 (CFU/mL)	35	34			

----本页以下空白----

表1 监测结果					
监测点位		5#徐团庄 (107°19'18.38"E 37°0'59.21"N)			
监测项目	监测日期	2021.03.22		2021.03.23	
		样品编号	监测结果	样品编号	监测结果
pH (无量纲)	/	/	7.37	/	7.39
高锰酸盐指数 (耗氧量) (mg/L)			0.91		0.89
氨氮 (mg/L)			0.09		0.09
硝酸盐 (以 N 计) (mg/L)			0.5		0.5
亚硝酸盐 (以 N 计) (mg/L)			0.042		0.041
挥发性酚类 (以苯酚计) (mg/L)			ND0.0003		ND0.0003
溶解性总固体 (mg/L)			984		982
铅 (mg/L)			ND0.0025		ND0.0025
镉 (mg/L)			ND0.0005		ND0.0005
铁 (mg/L)			ND0.03		ND0.03
锰 (mg/L)			0.08		0.09
铬 (六价) (mg/L)			0.018		0.017
汞 (mg/L)			ND0.0001		ND0.0001
砷 (mg/L)			ND0.001		ND0.001
总硬度 (以 CaCO ₃ 计) (mg/L)		2021031702 S0005	431	2021031702 S0011	430
钙 (mg/L)			97.0		95.9
镁 (mg/L)			46.1		47.3
钾 (mg/L)			5.39		5.42
钠 (mg/L)			193		190
碳酸盐 (mg/L)			ND5		ND5
重碳酸盐 (mg/L)			371		367
硫酸盐 (mg/L)			218		215
氯化物 (mg/L)			241		240
氰化物 (mg/L)			ND0.002		ND0.002
氟化物 (mg/L)			0.5		0.5
石油类 (mg/L)			ND0.01		ND0.01
总大肠菌群 (MPN/100mL)			2		2
菌落总数 (CFU/mL)			30		28

----本页以下空白----

西安瑞谱检测技术有限公司

地址: 西安经济技术开发区草滩生态产业园毕升路189号办公楼4层

电话: 029-86117055

传真: 029-86117055

邮编: 710018

瑞谱检测官网: www.reaptest.com

表1 监测结果					
监测点位	6#队址梁梁 (107°19'28.52"E 36°58'54.77"N)				
监测项目	监测日期	2021.03.22		2021.03.23	
		样品编号	监测结果	样品编号	监测结果
pH (无量纲)	/	/	7.41	/	7.43
高锰酸盐指数 (耗氧量) (mg/L)			0.44		0.35
氨氮 (mg/L)			0.11		0.10
硝酸盐 (以 N 计) (mg/L)			6.2		6.2
亚硝酸盐 (以 N 计) (mg/L)			0.006		0.007
挥发性酚类 (以苯酚计) (mg/L)			ND0.0003		ND0.0003
溶解性总固体 (mg/L)			753		759
铅 (mg/L)			ND0.0025		ND0.0025
镉 (mg/L)			0.0014		0.0011
铁 (mg/L)			ND0.03		ND0.03
锰 (mg/L)			ND0.01		0.02
铬 (六价) (mg/L)			0.294		0.288
汞 (mg/L)			ND0.0001		ND0.0001
砷 (mg/L)			ND0.001		ND0.001
总硬度 (以 CaCO ₃ 计) (mg/L)		2021031702 S0006	322	2021031702 S0012	321
钙 (mg/L)			33.0		33.7
镁 (mg/L)			53.9		54.6
钾 (mg/L)			1.87		1.87
钠 (mg/L)			146		149
碳酸盐 (mg/L)			ND5		ND5
重碳酸盐 (mg/L)			177		183
硫酸盐 (mg/L)			298		294
氯化物 (mg/L)			128		130
氰化物 (mg/L)			ND0.002		ND0.002
氟化物 (mg/L)			0.7		0.8
石油类 (mg/L)			ND0.01		ND0.01
总大肠菌群 (MPN/100mL)			未检出		未检出
菌落总数 (CFU/mL)			7		8

----本页以下空白----

西安瑞谱检测技术有限公司

地址: 西安经济技术开发区草滩生态产业园毕升路 189 号办公楼 4 层

电话: 029-86117055

传真: 029-86117055

邮编: 710018

瑞谱检测官网: www.reaptest.com

表2 水位监测结果

监测项目 监测点位	井口标高 (m)	井深 (m)	水位埋深 (m)
1#队址梁梁 (107°19'28.52"E 36°58'54.77"N)	1690	800	550
2#徐团庄 (107°19'18.38"E 37°0'59.21"N)	1727	1000	600
3#刘峁塬村 (107°21'10.46"E 37°1'32.66"N)	1753	800	560
4#何团庄 (107°22'15.64"E 37°1'31.48"N)	1781	1000	650
5#老庄沟门 (108°19'19.51"E 37°1'9.29"N)	1358	20	15
6#红柳河畔 (108°19'9.76"E 37°0'43.22"N)	1355	20	10
7#沙集村 (108°18'27.92"E 36°59'57.25"N)	1350	30	20
8#新庄坨 (108°18'6.81"E 36°59'33.80"N)	1345	35	22
9#张坪村 (108°16'31.87"E 36°58'31.50"N)	1334	15	8
10#井沟台 (108°15'35.68"E 36°57'56.00"N)	1326	30	14
11#王庄 (108°15'18.80"E 36°57'21.39"N)	1317	20	15
12#刘坪村 (108°15'7.10"E 36°57'1.86"N)	1317	20	10

----本页以下空白----

西安瑞谱检测技术有限公司

地址: 西安经济技术开发区草滩生态产业园毕升路189号办公楼4层

电话: 029-86117055

传真: 029-86117055

邮编: 710018

瑞谱检测官网: www.reaptest.com

表3 主要分析仪器及分析方法、检出限

序号	分析项目	方法依据	检出限	分析仪器名称及型号
1	pH	生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标 玻璃电极法 GB/T 5750.4-2006 (5.1)	/	酸度计 HI8424
2	高锰酸盐指数(耗氧量)	生活饮用水标准检验方法 有机物综合指标 酸性高锰酸钾滴定法 GB/T 5750.7-2006(1.1)	0.05mg/L	滴定管
3	氨氮	生活饮用水标准检验方法 无机非金属指标 纳氏试剂分光光度法 GB/T 5750.5-2006 (9.1)	0.02mg/L	紫外可见分光光度计 T6 新世纪
4	硝酸盐(以N计)	生活饮用水标准检验方法 无机非金属指标 紫外分光光度法 GB/T 5750.5-2006 (5.2)	0.2mg/L	紫外可见分光光度计 T6 新世纪
5	亚硝酸盐(以N计)	生活饮用水标准检验方法 无机非金属指标 重氮偶合分光光度法 GB/T 5750.5-2006 (10.1)	0.001mg/L	紫外可见分光光度计 T6 新世纪
6	挥发性酚类(以苯酚计)	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	紫外可见分光光度计 T6 新世纪
7	溶解性总固体	生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标 称量法 GB/T 5750.4-2006 (8.1)	/	电子天平 AE224
8	铅	生活饮用水标准检验方法 金属指标 无火焰原子吸收分光光度法 GB/T 5750.6-2006 (11.1)	0.0025mg/L	原子吸收分光光度计 TAS-990MFG
9	镉	生活饮用水标准检验方法 金属指标 无火焰原子吸收分光光度法 GB/T 5750.6-2006 (9.1)	0.0005mg/L	原子吸收分光光度计 TAS-990MFG
10	铁	水质 铁锰的测定 火焰原子吸收分光光度法 GB 11911-1989	0.03mg/L	原子吸收分光光度计 TAS-990MFG
11	锰	水质 铁锰的测定 火焰原子吸收分光光度法 GB 11911-1989	0.01mg/L	原子吸收分光光度计 TAS-990MFG
12	铬(六价)	生活饮用水标准检验方法 金属指标 二苯碳酰二肼分光光度法 GB/T 5750.6-2006 (10.1)	0.004mg/L	紫外可见分光光度计 T6 新世纪

----本页以下空白----

西安瑞谱检测技术有限公司

地址: 西安经济技术开发区草滩生态产业园毕升路189号办公楼4层

电话: 029-86117055

传真: 029-86117055

邮编: 710018

瑞谱检测官网: www.reaptest.com

表3 主要分析仪器及分析方法、检出限

序号	分析项目	方法依据	检出限	分析仪器名称及型号
13	汞	生活饮用水标准检验方法 金属指标 原子荧光法 GB/T 5750.6-2006 (8.1)	0.1μg/L	原子荧光光度计 PF32
14	砷	生活饮用水标准检验方法 金属指标 氢化物原子荧光法 GB/T 5750.6-2006 (6.1)	1.0μg/L	原子荧光光度计 PF32
15	总硬度 (CaCO ₃ 计)	生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标 乙二胺四乙酸二钠滴定法 GB/T 5750.4-2006 (7.1)	1.0mg/L	滴定管
16	钙	水质 钙的测定 EDTA 滴定法 GB 7476-1987	0.5mg/L	滴定管
17	镁	水质 钙和镁的测定 原子吸收分光光度法 GB 11905-1989	0.002mg/L	原子吸收分光光度计 TAS-990MFG
18	钾	生活饮用水标准检验方法 金属指标 火焰原子吸收分光光度法 GB/T 5750.6-2006 (22.1)	0.05mg/L	原子吸收分光光度计 TAS-990MFG
19	钠	生活饮用水标准检验方法 金属指标 火焰原子吸收分光光度法 GB/T 5750.6-2006 (22.1)	0.01mg/L	原子吸收分光光度计 TAS-990MFG
20	碳酸盐	地下水水质检验方法 滴定法 测定碳酸根、重碳酸根和氢氧根 DZ/T 0064.49-1993	5mg/L	滴定管
21	重碳酸盐	地下水水质检验方法 滴定法 测定碳酸根、重碳酸根和氢氧根 DZ/T 0064.49-1993	5mg/L	滴定管
22	硫酸盐	生活饮用水标准检验方法 无机非金属指标 铬酸钡分光光度法 GB/T 5750.5-2006 (1.3)	5mg/L	紫外可见分光光度计 T6 新世纪
23	氯化物	生活饮用水标准检验方法 无机非金属指标 硝酸银容量法 GB/T 5750.5-2006 (2.1)	1.0mg/L	滴定管
24	氰化物	生活饮用水标准检验方法 无机非金属指标 异烟酸-吡唑酮分光光度法 GB/T 5750.5-2006 (4.1)	0.002mg/L	紫外可见分光光度计 T6 新世纪

----本页以下空白----

表3 主要分析仪器及分析方法、检出限

序号	分析项目	方法依据	检出限	分析仪器名称及型号
25	氟化物	生活饮用水标准检验方法 无机非金属指标 离子选择电极法 GB/T 5750.5-2006 (3.1)	0.2mg/L	离子计 PXSJ-216F
26	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	紫外可见分光光度计 T6 新世纪
27	总大肠菌群	生活饮用水标准检验方法 微生物指标 GB/T5750.12-2006 (2.1)	/	电热恒温培养箱 DH-600ASB
28	菌落总数	生活饮用水标准检验方法 微生物指标 GB/T5750.12-2006 (1.1)	/	电热恒温培养箱 DH-600ASB

----以下空白----

编制人: 岳娟

室主任: 刘印华

审核人: 邓永梅

签发人: 王利君

签发日期: 2021年4月2日



监 测 报 告

瑞谱 监 字 (2021) 第 0402-6 号

样 品 名 称:

地下水

项 目 名 称:

第九采油厂原油稳定及伴生气综合利用工程

委 托 单 位:

长庆油田分公司第九采油厂

报 告 日 期:

2021 年 04 月 02 日

西安瑞谱检测技术有限公司

www.reaptest.com



项目名称	第九采油厂原油稳定及伴生气综合利用工程
委托单位名称	长庆油田分公司第九采油厂
委托单位地址	延安市吴起县、榆林市定边县
委托单位联系电话	15891570404
样品名称	地下水
样品包装	棕色玻璃瓶、聚乙烯瓶、无菌袋
样品状态	澄清
采样依据	地下水环境监测技术规范 HJ/T164-2004
监测项目	详见表 1
采样日期	2021.03.22-2021.03.23
分析日期	2021.03.22-2021.03.25
监测点位及频次	8 个点位, 监测 2 天, 每天 1 次
分析方法	详见表 3
分析仪器	详见表 3
监测结果	详见表 1
备注	1. 监测结果仅对当时采样现状负责; 2. 监测结果低于方法检出限时, 用 ND+方法检出限值表示。

----本页以下空白----

西安瑞谱检测技术有限公司

地址: 西安经济技术开发区草滩生态产业园毕升路 189 号办公楼 4 层

电话: 029-86117055

传真: 029-86117055

邮编: 710018

瑞谱检测官网: www.reaptest.com

表1 监测结果				
监测点位	1#周二转水源井(108°22'30.53"E 37°10'24.67"N)			
监测项目	2021.03.22		2021.03.23	
	样品编号	监测结果	样品编号	监测结果
pH(无量纲)	/	7.40	/	7.41
高锰酸盐指数(耗氧量)(mg/L)	2021031703 S0001	0.85	2021031703 S0009	0.85
氨氮(mg/L)		0.07		0.07
硝酸盐(以N计)(mg/L)		10.1		10.0
亚硝酸盐(以N计)(mg/L)		0.008		0.008
挥发性酚类(以苯酚计)(mg/L)		ND0.0003		ND0.0003
溶解性总固体(mg/L)		889		871
铅(mg/L)		ND0.0025		ND0.0025
镉(mg/L)		ND0.0005		ND0.0005
铁(mg/L)		ND0.03		ND0.03
锰(mg/L)		0.02		0.02
铬(六价)(mg/L)		ND0.004		ND0.004
汞(mg/L)		ND0.0001		ND0.0001
砷(mg/L)		ND0.001		ND0.001
总硬度(以CaCO ₃ 计)(mg/L)		444		442
钙(mg/L)		56.5		55.7
镁(mg/L)		72.3		73.1
钾(mg/L)		3.21		3.10
钠(mg/L)		144		146
碳酸盐(mg/L)		ND5		ND5
重碳酸盐(mg/L)		202		205
硫酸盐(mg/L)		284		282
氯化物(mg/L)	224	222		
氰化物(mg/L)	ND0.004	ND0.004		
氟化物(mg/L)	0.6	0.6		
石油类(mg/L)	ND0.01	ND0.01		
总大肠菌群(MPN/100mL)	2	2		
菌落总数(CFU/mL)	29	36		

----本页以下空白----

西安瑞谱检测技术有限公司

地址: 西安经济技术开发区草滩生态产业园毕升路189号办公楼4层

电话: 029-86117055

传真: 029-86117055

邮编: 710018

瑞谱检测官网: www.reaptest.com

表1 监测结果					
监测点位		2#张新庄水井 (108°23'33.40"E 37°9'22.56"N)			
监测日期 监测项目		2021.03.22		2021.03.23	
		样品编号	监测结果	样品编号	监测结果
pH (无量纲)		/	7.15	/	7.17
高锰酸盐指数 (耗氧量) (mg/L)		2021031703 S0002	0.92	2021031703 S0010	0.92
氨氮 (mg/L)			0.11		0.11
硝酸盐 (以 N 计) (mg/L)			10.2		10.2
亚硝酸盐 (以 N 计) (mg/L)			0.004		0.003
挥发性酚类 (以苯酚计) (mg/L)			ND0.0003		ND0.0003
溶解性总固体 (mg/L)			955		952
铅 (mg/L)			ND0.0025		ND0.0025
镉 (mg/L)			ND0.0005		ND0.0005
铁 (mg/L)			ND0.03		ND0.03
锰 (mg/L)			0.03		0.03
铬 (六价) (mg/L)			0.087		0.085
汞 (mg/L)			ND0.0001		ND0.0001
砷 (mg/L)			ND0.001		ND0.001
总硬度 (以 CaCO ₃ 计) (mg/L)			366		366
钙 (mg/L)			85.6		85.8
镁 (mg/L)			37.0		34.0
钾 (mg/L)			15.0		14.1
钠 (mg/L)			190		190
碳酸盐 (mg/L)			ND5		ND5
重碳酸盐 (mg/L)			182		177
硫酸盐 (mg/L)		267	260		
氯化物 (mg/L)		271	270		
氰化物 (mg/L)		ND0.004	ND0.004		
氟化物 (mg/L)		0.6	0.6		
石油类 (mg/L)		ND0.01	ND0.01		
总大肠菌群 (MPN/100mL)		2	2		
菌落总数 (CFU/mL)		10	14		

----本页以下空白----

表1 监测结果				
监测点位	3#桐寨村水井 (108°23'0.49"E 37°8'30.29"N)			
监测项目	2021.03.22		2021.03.23	
	样品编号	监测结果	样品编号	监测结果
pH (无量纲)	/	7.63	/	7.65
高锰酸盐指数 (耗氧量) (mg/L)	2021031703 S0003	1.28	2021031703 S0011	1.34
氨氮 (mg/L)		0.08		0.09
硝酸盐 (以 N 计) (mg/L)		6.3		6.3
亚硝酸盐 (以 N 计) (mg/L)		0.001		0.002
挥发性酚类 (以苯酚计) (mg/L)		ND0.0003		ND0.0003
溶解性总固体 (mg/L)		960		951
铅 (mg/L)		ND0.0025		ND0.0025
镉 (mg/L)		ND0.0005		ND0.0005
铁 (mg/L)		ND0.03		ND0.03
锰 (mg/L)		0.05		0.05
铬 (六价) (mg/L)		ND0.004		ND0.004
汞 (mg/L)		ND0.0001		ND0.0001
砷 (mg/L)		ND0.001		ND0.001
总硬度 (以 CaCO ₃ 计) (mg/L)		432		430
钙 (mg/L)		67.8		66.9
镁 (mg/L)		63.4		63.7
钾 (mg/L)		7.01		6.34
钠 (mg/L)		188		186
碳酸盐 (mg/L)		ND5		ND5
重碳酸盐 (mg/L)		398		388
硫酸盐 (mg/L)		250		246
氯化物 (mg/L)	186	185		
氰化物 (mg/L)	ND0.004	ND0.004		
氟化物 (mg/L)	0.8	0.8		
石油类 (mg/L)	ND0.01	ND0.01		
总大肠菌群 (MPN/100mL)	2	2		
菌落总数 (CFU/mL)	21	22		

----本页以下空白----

西安瑞谱检测技术有限公司

地址: 西安经济技术开发区草滩生态产业园毕升路189号办公楼4层

电话: 029-86117055

传真: 029-86117055

邮编: 710018

瑞谱检测官网: www.reaptest.com

表1 监测结果

监测点位		4#白杨树渠水井 (108°15'9.92"E 36°57'1.97"N)			
监测日期		2021.03.22		2021.03.23	
监测项目	样品编号	监测结果	样品编号	监测结果	
pH (无量纲)	/	7.50	/	7.49	
高锰酸盐指数 (耗氧量) (mg/L)	2021031703 S0004	0.80	2021031703 S0012	0.74	
氨氮 (mg/L)		0.08		0.08	
硝酸盐 (以 N 计) (mg/L)		10.3		10.4	
亚硝酸盐 (以 N 计) (mg/L)		0.015		0.015	
挥发性酚类 (以苯酚计) (mg/L)		ND0.0003		ND0.0003	
溶解性总固体 (mg/L)		681		672	
铅 (mg/L)		0.0048		0.0042	
镉 (mg/L)		0.0032		0.0033	
铁 (mg/L)		ND0.03		ND0.03	
锰 (mg/L)		0.03		0.03	
铬 (六价) (mg/L)		0.056		0.055	
汞 (mg/L)		ND0.0001		ND0.0001	
砷 (mg/L)		ND0.001		ND0.001	
总硬度 (以 CaCO ₃ 计) (mg/L)		381		382	
钙 (mg/L)		68.4		69.3	
镁 (mg/L)		51.6		50.1	
钾 (mg/L)		2.77		2.45	
钠 (mg/L)		104		107	
碳酸盐 (mg/L)		ND5		ND5	
重碳酸盐 (mg/L)		214		207	
硫酸盐 (mg/L)		156		153	
氯化物 (mg/L)		194		192	
氰化物 (mg/L)		ND0.004		ND0.004	
氟化物 (mg/L)		0.8		0.7	
石油类 (mg/L)	ND0.01	ND0.01			
总大肠菌群 (MPN/100mL)	2	2			
菌落总数 (CFU/mL)	45	51			

----本页以下空白----

西安瑞谱检测技术有限公司

地址: 西安经济技术开发区草滩生态产业园毕升路189号办公楼4层

电话: 029-86117055

传真: 029-86117055

邮编: 710018

瑞谱检测官网: www.reaptest.com

表1 监测结果				
监测点位	5#刘坪输油站水源井 (108°14'47.72"E 36°56'43.95"N)			
监测日期 监测项目	2021.03.22		2021.03.23	
	样品编号	监测结果	样品编号	监测结果
pH (无量纲)	/	7.72	/	7.73
高锰酸盐指数 (耗氧量) (mg/L)	2021031703 S0005	0.90	2021031703 S0013	0.86
氨氮 (mg/L)		0.04		0.05
硝酸盐 (以 N 计) (mg/L)		10.0		10.1
亚硝酸盐 (以 N 计) (mg/L)		0.004		0.004
挥发性酚类 (以苯酚计) (mg/L)		ND0.0003		ND0.0003
溶解性总固体 (mg/L)		527		524
铅 (mg/L)		ND0.0025		ND0.0025
镉 (mg/L)		ND0.0005		ND0.0005
铁 (mg/L)		ND0.03		ND0.03
锰 (mg/L)		0.03		0.03
铬 (六价) (mg/L)		0.029		0.028
汞 (mg/L)		ND0.0001		ND0.0001
砷 (mg/L)		ND0.001		ND0.001
总硬度 (以 CaCO ₃ 计) (mg/L)		263		265
钙 (mg/L)		48.2		48.8
镁 (mg/L)		33.9		33.6
钾 (mg/L)		3.69		3.69
钠 (mg/L)		88.5		86.2
碳酸盐 (mg/L)		ND5		ND5
重碳酸盐 (mg/L)		132		127
硫酸盐 (mg/L)		176		172
氯化物 (mg/L)	110	109		
氰化物 (mg/L)	ND0.004	ND0.004		
氟化物 (mg/L)	ND0.2	ND0.2		
石油类 (mg/L)	ND0.01	ND0.01		
总大肠菌群 (MPN/100mL)	2	2		
菌落总数 (CFU/mL)	19	18		

----本页以下空白----

西安瑞谱检测技术有限公司

地址: 西安经济技术开发区草滩生态产业园毕升路 189 号办公楼 4 层

电话: 029-86117055

传真: 029-86117055

邮编: 710018

瑞谱检测官网: www.reaptest.com

表1 监测结果				
监测点位	6#耿55混烃站6#水源井(107°23'13.61"E 37°0'36.16"N)			
监测项目	2021.03.22		2021.03.23	
	样品编号	监测结果	样品编号	监测结果
pH(无量纲)	/	7.56	/	7.55
高锰酸盐指数(耗氧量)(mg/L)	2021031703 S0006	1.11	2021031703 S0014	1.10
氨氮(mg/L)		0.12		0.12
硝酸盐(以N计)(mg/L)		1.4		1.4
亚硝酸盐(以N计)(mg/L)		0.016		0.017
挥发性酚类(以苯酚计)(mg/L)		ND0.0003		ND0.0003
溶解性总固体(mg/L)		905		907
铅(mg/L)		ND0.0025		ND0.0025
镉(mg/L)		ND0.0005		ND0.0005
铁(mg/L)		ND0.03		ND0.03
锰(mg/L)		0.06		0.06
铬(六价)(mg/L)		ND0.004		ND0.004
汞(mg/L)		ND0.0001		ND0.0001
砷(mg/L)		ND0.001		ND0.001
总硬度(以CaCO ₃ 计)(mg/L)		381		379
钙(mg/L)		74.6		73.3
镁(mg/L)		45.8		44.6
钾(mg/L)		5.01		5.04
钠(mg/L)		165		165
碳酸盐(mg/L)		ND5		ND5
重碳酸盐(mg/L)		195		202
硫酸盐(mg/L)	338	335		
氯化物(mg/L)	176	174		
氰化物(mg/L)	ND0.004	ND0.004		
氟化物(mg/L)	0.4	0.4		
石油类(mg/L)	ND0.01	ND0.01		
总大肠菌群(MPN/100mL)	未检出	未检出		
菌落总数(CFU/mL)	26	27		

----本页以下空白----

西安瑞谱检测技术有限公司

地址: 西安经济技术开发区草滩生态产业园毕升路189号办公楼4层

电话: 029-86117055

传真: 029-86117055

邮编: 710018

瑞谱检测官网: www.reaptest.com

表1 监测结果

监测点位	7#刘峁塬村水井 (107°22'15.64"E 37°1'31.48"N)			
监测项目	2021.03.22		2021.03.23	
	样品编号	监测结果	样品编号	监测结果
pH (无量纲)	/	7.45	/	7.46
高锰酸盐指数 (耗氧量) (mg/L)	2021031703 S0007	0.77	2021031703 S0015	0.76
氨氮 (mg/L)		0.11		0.10
硝酸盐 (以 N 计) (mg/L)		6.2		6.3
亚硝酸盐 (以 N 计) (mg/L)		0.007		0.007
挥发性酚类 (以苯酚计) (mg/L)		ND0.0003		ND0.0003
溶解性总固体 (mg/L)		717		716
铅 (mg/L)		ND0.0025		ND0.0025
镉 (mg/L)		0.0013		0.0012
铁 (mg/L)		ND0.03		ND0.03
锰 (mg/L)		0.03		0.03
铬 (六价) (mg/L)		0.030		0.031
汞 (mg/L)		ND0.0001		ND0.0001
砷 (mg/L)		ND0.001		ND0.001
总硬度 (以 CaCO ₃ 计) (mg/L)		248		244
钙 (mg/L)		32.1		29.3
镁 (mg/L)		39.5		40.0
钾 (mg/L)		2.36		2.36
钠 (mg/L)		155		157
碳酸盐 (mg/L)		ND5		ND5
重碳酸盐 (mg/L)		240		230
硫酸盐 (mg/L)		302		301
氯化物 (mg/L)	63.6	63.4		
氰化物 (mg/L)	ND0.004	ND0.004		
氟化物 (mg/L)	0.9	0.8		
石油类 (mg/L)	ND0.01	ND0.01		
总大肠菌群 (MPN/100mL)	未检出	未检出		
菌落总数 (CFU/mL)	5	7		

----本页以下空白----

西安瑞谱检测技术有限公司

地址: 西安经济技术开发区草滩生态产业园毕升路 189 号办公楼 4 层

电话: 029-86117055

传真: 029-86117055

邮编: 710018

瑞谱检测官网: www.reaptest.com

表 1 监测结果					
监测点位	8#姬十供水站 13#水源井 (107°23'33.16"E 37°0'47.71"N)				
监测项目	监测日期	2021.03.22		2021.03.23	
		样品编号	监测结果	样品编号	监测结果
pH (无量纲)	/	/	7.26	/	7.26
高锰酸盐指数 (耗氧量) (mg/L)	2021031703 S0008	2021031703 S0016	1.29	1.37	
氨氮 (mg/L)			0.12	0.12	
硝酸盐 (以 N 计) (mg/L)			6.1	6.1	
亚硝酸盐 (以 N 计) (mg/L)			0.049	0.049	
挥发性酚类 (以苯酚计) (mg/L)			ND0.0003	ND0.0003	
溶解性总固体 (mg/L)			918	917	
铅 (mg/L)			ND0.0025	ND0.0025	
镉 (mg/L)			ND0.0005	ND0.0005	
铁 (mg/L)			ND0.03	ND0.03	
锰 (mg/L)			0.06	0.06	
铬 (六价) (mg/L)			ND0.004	ND0.004	
汞 (mg/L)			ND0.0001	ND0.0001	
砷 (mg/L)			ND0.001	ND0.001	
总硬度 (以 CaCO ₃ 计) (mg/L)			353	350	
钙 (mg/L)			65.8	64.9	
镁 (mg/L)			44.9	47.1	
钾 (mg/L)			5.72	5.42	
钠 (mg/L)			177	183	
碳酸盐 (mg/L)			ND5	ND5	
重碳酸盐 (mg/L)			208	202	
硫酸盐 (mg/L)	324	322			
氯化物 (mg/L)	189	187			
氰化物 (mg/L)	ND0.004	ND0.004			
氟化物 (mg/L)	0.4	0.4			
石油类 (mg/L)	ND0.01	ND0.01			
总大肠菌群 (MPN/100mL)	未检出	未检出			
菌落总数 (CFU/mL)	1	2			

----本页以下空白----

西安瑞谱检测技术有限公司

地址: 西安经济技术开发区草滩生态产业园毕升路 189 号办公楼 4 层

电话: 029-86117055

传真: 029-86117055

邮编: 710018

瑞谱检测官网: www.reaptest.com

表2 水位监测结果			
监测项目 监测点位	井口标高 (m)	井深 (m)	水位埋深 (m)
1#周二转水源井 (108°22'30.53"E 37°10'24.67"N)	1655	550	350
2#张新庄水井 (108°23'33.40"E 37°9'22.56"N)	1443	50	15
3#桐寨村水井 (108°23'0.49"E 37°8'30.29"N)	1429	40	20
4#白杨树渠水井 (108°15'9.92"E 36°57'1.97"N)	1321	8	5
5#刘坪输油站水源井 (108°14'47.72"E 36°56'43.95"N)	1310	300	50
6#耿55轻烃厂6#水源井 (107°23'13.61"E 37°0'36.16"N)	1597	600	450
7#刘峁塬村水井 (107°22'15.64"E 37°1'31.48"N)	1781	1000	650
8#姬十供水站13#水源井 (107°23'33.16"E 37°0'47.71"N)	1584	650	500

----本页以下空白----

表3 主要分析仪器及分析方法、检出限

序号	分析项目	方法依据	检出限	分析仪器名称及型号
1	pH	生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标 玻璃电极法 GB/T 5750.4-2006 (5.1)	/	酸度计 HI8424
2	高锰酸盐指数(耗氧量)	生活饮用水标准检验方法 有机物综合指标 酸性高锰酸钾滴定法 GB/T 5750.7-2006(1.1)	0.05mg/L	滴定管
3	氨氮	生活饮用水标准检验方法 无机非金属指标 纳氏试剂分光光度法 GB/T 5750.5-2006 (9.1)	0.02mg/L	紫外可见分光光度计 T6 新世纪
4	硝酸盐(以N计)	生活饮用水标准检验方法 无机非金属指标 紫外分光光度法 GB/T 5750.5-2006 (5.2)	0.2mg/L	紫外可见分光光度计 T6 新世纪
5	亚硝酸盐(以N计)	生活饮用水标准检验方法 无机非金属指标 重氮偶合分光光度法 GB/T 5750.5-2006 (10.1)	0.001mg/L	紫外可见分光光度计 T6 新世纪
6	挥发性酚类(以苯酚计)	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	紫外可见分光光度计 T6 新世纪
7	溶解性总固体	生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标 称量法 GB/T 5750.4-2006 (8.1)	/	电子天平 AE224
8	铅	生活饮用水标准检验方法 金属指标 无火焰原子吸收分光光度法 GB/T 5750.6-2006 (11.1)	0.0025mg/L	原子吸收分光光度计 TAS-990MFG
9	镉	生活饮用水标准检验方法 金属指标 无火焰原子吸收分光光度法 GB/T 5750.6-2006 (9.1)	0.0005mg/L	原子吸收分光光度计 TAS-990MFG
10	铁	水质 铁锰的测定 火焰原子吸收分光光度法 GB 11911-1989	0.03mg/L	原子吸收分光光度计 TAS-990MFG
11	锰	水质 铁锰的测定 火焰原子吸收分光光度法 GB 11911-1989	0.01mg/L	原子吸收分光光度计 TAS-990MFG
12	铬(六价)	生活饮用水标准检验方法 金属指标 二苯碳酰二肼分光光度法 GB/T 5750.6-2006 (10.1)	0.004mg/L	紫外可见分光光度计 T6 新世纪

----本页以下空白----

表3 主要分析仪器及分析方法、检出限

序号	分析项目	方法依据	检出限	分析仪器名称及型号
13	汞	生活饮用水标准检验方法 金属指标 原子荧光法 GB/T 5750.6-2006 (8.1)	0.1μg/L	原子荧光光度计 PF32
14	砷	生活饮用水标准检验方法 金属指标 氢化物原子荧光法 GB/T 5750.6-2006 (6.1)	1.0μg/L	原子荧光光度计 PF32
15	总硬度 (CaCO ₃ 计)	生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标 乙二胺四乙酸二钠滴定法 GB/T 5750.4-2006 (7.1)	1.0mg/L	滴定管
16	钙	水质 钙的测定 EDTA 滴定法 GB 7476-1987	0.5mg/L	滴定管
17	镁	水质 钙和镁的测定 原子吸收分光光度法 GB 11905-1989	0.002mg/L	原子吸收分光光度计 TAS-990MFG
18	钾	生活饮用水标准检验方法 金属指标 火焰原子吸收分光光度法 GB/T 5750.6-2006 (22.1)	0.05mg/L	原子吸收分光光度计 TAS-990MFG
19	钠	生活饮用水标准检验方法 金属指标 火焰原子吸收分光光度法 GB/T 5750.6-2006 (22.1)	0.01mg/L	原子吸收分光光度计 TAS-990MFG
20	碳酸盐	地下水水质检验方法 滴定法 测定碳酸根、重碳酸根和氢氧根 DZ/T 0064.49-1993	5mg/L	滴定管
21	重碳酸盐	地下水水质检验方法 滴定法 测定碳酸根、重碳酸根和氢氧根 DZ/T 0064.49-1993	5mg/L	滴定管
22	硫酸盐	生活饮用水标准检验方法 无机非金属指标 铬酸钡分光光度法 GB/T 5750.5-2006 (1.3)	5mg/L	紫外可见分光光度计 T6 新世纪
23	氯化物	生活饮用水标准检验方法 无机非金属指标 硝酸银容量法 GB/T 5750.5-2006 (2.1)	1.0mg/L	滴定管
24	氰化物	生活饮用水标准检验方法 无机非金属指标 异烟酸-吡唑酮分光光度法 GB/T 5750.5-2006 (4.1)	0.002mg/L	紫外可见分光光度计 T6 新世纪

----本页以下空白----

西安瑞谱检测技术有限公司

地址: 西安经济技术开发区草滩生态产业园毕升路189号办公楼4层

电话: 029-86117055

传真: 029-86117055

邮编: 710018

瑞谱检测官网: www.reaptest.com

危险废物经营许可证：

陕西省危险废物经营许可证

(副本)

编号：HW6106260001

法人名称：吴起龙玺科工贸有限公司

法定代表人：王治忠

设施地址：延安市吴起县铁边城镇杨庙台村

核准经营类别：HW08 废矿物油与含矿物油废物
(071-001-08、251-001-08、251-002-08)

经营能力：100000 吨/年

经营方式：收集、贮存、处置

有效期：自 2018 年 4 月 2 日至 2023 年 4 月 1 日

发证机关：陕西省环境保护厅

发证日期：2018 年 4 月 2 日

说 明

1. 危险废物经营许可证是经营单位取得危险废物经营资格的法律文件。
2. 危险废物经营许可证的正本和副本具有同等法律效力，许可证正本应放在经营设施的醒目位置。
3. 禁止伪造、变造、转让危险废物经营许可证。除发证机关外，任何其他单位和个人不得扣留、收缴或者吊销。
4. 危险废物经营单位变更法人名称、法定代表人和住所的，应当自工商变更登记之日起 15 个工作日内，向原发证机关申请办理危险废物经营许可证变更手续。
5. 改变危险废物经营方式、增加危险废物类别，新、改、扩建原有危险废物经营设施的、经营危险废物超过批准经营规模 20% 以上的，危险废物经营单位应当重新申请领取危险废物经营许可证。
6. 危险废物经营许可证有效期届满，危险废物经营单位继续从事危险废物经营活动的，应当于危险废物经营许可证有效期届满前 30 个工作日内向原发证机关申请换证。
7. 危险废物经营单位终止从事危险废物经营活动的，应当对经营设施、场所采取污染防治措施，并对未处置的危险废物作出妥善处理，并在 20 个工作日内向发证机关申请注销。
8. 转移危险废物，必须按照国家有关规定填报《危险废物转移联单》。



合同签约审查审批表

报审序号：2021-25212

合同名称	第九采油厂 2022 年含油污泥转移处置合同（吴起龙玺）				
合同编号					
合同类别	承揽合同	二级类别	其它	三级类别	工业污染安全环保治理处置
框架协议	否		框架协议下的合同	否	
资金流向	支出	资金渠道	直接成本 / 生产操作成本	选商方式	公开招标
不招标原因					
标的金额	10000000.00	币种	人民币元	是否含税	是
内部合同	否	关联交易	否	涉外合同	
签约依据	名称		编号		
	01.费用申请表-第九采油厂 2022 年含油污泥转移处置项目（吴起龙玺）4		1		
履行期限	2022-01-01 至 2022-12-31				
合同相对人名称		注册资本	住所	法定代表人（负责人）	
吴起龙玺科工贸有限公司		12000000	陕西省延安市吴起县铁边城镇杨庙台村	王治忠	
承办部门（单位）	长庆油田第九采油厂质量安全环保部			承办人	段凤仙
承办人意见					
我方签约单位	中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第九采油厂			我方签约人	
审查审批部门/人		审查审批意见		审查审批时间	
长庆油田第九采油厂质量安全环保部/杨永波		同意		2021/12/6 17:26:50	





长庆油田第九采油厂财务资产部/ 徐元胜	同意	2021/12/8 8:26:37
长庆油田第九采油厂企管法规部/ 田亦农	同意	2021/12/17 17:39:09
长庆油田第九采油厂企管法规部/ 辛旭红	同意	2021/12/18 16:45:19
中国石油天然气股份有限公司长庆 油田分公司第九采油厂/武峰林	同意	2021/12/22 20:34:29





合同编号：2021-25212

第九采油厂 2022 年含油污泥转移处置合同 (吴起龙玺)

项 目 名 称：第九采油厂 2022 年含油污泥转移处置项目 (吴起龙玺)

委托方 (甲方)：中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第九采油厂

受托方 (乙方)：吴起龙玺科工贸有限公司

签订地点：宁夏银川

签订时间：2021 年 12 月 25 日





目 录

1. 固体废物处置内容、标准和方式
2. 固体废物的处置期限、地点
3. 固体废物处置要求
4. 验收时间、地点和方式
5. 费用及支付
6. 权利和义务
7. 健康、安全生产及环境保护
8. 保密
9. 对外关系
10. 不可抗力
11. 违约责任
12. 合同变更与解除
13. 争议的解决
14. 合同效力及其它约定





第九采油厂 2022 年含油污泥转移处置合同

委托方(甲方): 中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第九采油厂

受托方(乙方): 吴起龙策科工贸有限公司

根据《中华人民共和国民法典》、《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》、《道路危险货物运输管理规定》等有关法律法规,本着自愿、平等、诚实信用的原则,双方就第九采油厂 2022 年含油污泥转移处置项目(吴起龙策)合同事宜,协商一致,签订本合同。

1. 固体废物处置服务内容、标准和方式

1.1 服务内容:依照《环境保护法》、《固体废物污染环境防治法》、《道路危险货物运输管理规定》,自签订合同之日起,乙方按甲方要求,对指定的各类生产容器(井场、场站污油池、储油罐、沉降罐、净化罐、除油罐、三相分离器、干化池、井场排污池等)内的污油泥、污油土进行清理并合法转移、处置。

1.2 服务标准: 乙方必须遵守甲方的各项生产、生活规章制度,安全文明施工,污油泥清理、处置符合环保要求,不发生安全事故、环境污染事故;

1.3 服务方式: 派遣专业人员现场清理、罐车转运、合法处理。

2. 固体废物的处置期限、地点

2.1 服务期限: 自合同签订之日起至 2022 年 12 月 31 日止。

2.2 服务地点: 第九采油厂吴起区域。

3. 固体废物处置要求

3.1 甲方于合同生效之日起在第九采油厂吴起区域指定地点将施工内容交付乙方;

3.2 施工内容交付后,乙方应按国家有关技术规范、标准和合同约定的处置方案或者措施进行妥善处置,发生安全、环境污染事故或受到政府监管部门处罚的,由乙方承担全部责任;

3.3 乙方清理、收集、贮存、运输、利用及处置固体废物过程中,应根据固体废物的成份和特性,选择符合环境保护标准和要求的方式和设施,防止扬撒、流失、渗漏、倾倒和其他污染,不得擅自倾倒、堆放、丢弃、遗撒固体废物;

3.4 乙方不得将未经处理的固体废物及其附属物直接转卖;





3.5 乙方于 2022 年 12 月 20 日前在第九采油厂提供已妥善处理固体废物相关手续；

3.6 运输危险废物应当根据废物特性，采用符合相应标准的包装物、容器和运输工具；

3.7 其他约定：_____无_____。

4. 验收时间、地点和方式

4.1 甲方在 2022 年 12 月 20 日前在第九采油厂银川指挥中心交付验收资料，验收资料乙方须提供经采油作业区签认的工作量清单、危废转移联单等。

4.2 甲方验收后出具工作量清单，作为验收结果的书面材料。

5. 费用及支付

5.1 合同费用：合同单价执行公开招标中标确定价，即含油污泥处置价格为 1068 元/吨，（价格中包含内容：含油污泥装卸费、运输费、集中处理费、尾渣无害化处理费、尾气处理费、污水处理费、各类安全环保费、管理费、HSE 费、科技进步费、利润等费用，不含增值税）。本合同总金额暂定 1000 万元整（大写：壹仟万元整，含 6% 增值税），最终结算价以实际工作量为准。

5.2 支付方式按照下列第 5.2.2.3 种方式执行：

5.2.1 一次性支付：乙方已妥善处理固体废物并提供相关手续后___/___日内支付。

5.2.2 分期支付：

5.2.2.1 本合同生效后___/___日内，支付合同总费用___/___%；

5.2.2.2 按照进度支付：___/___；

5.2.2.3 甲方验收合格后，由甲方一次性（一次或分期）扣除保证金后，乙方开具发票，提供合规结算资料，甲方完成记账后，6 个月内进行付款，付款方式为现金或者票据，通过资金结算中心办理转帐结算。如果有特殊事项，付款期限由甲乙双方商议。

5.2.3 其它约定：乙方必须提供税率为 6% 的专用增值税发票。

5.3 乙方应对其指定的下列账户信息真实性、安全性、准确性负责。

收款人：吴起龙玺科工贸有限公司

开户行：中国农业银行吴起县支行新城街分理处

账 号：26940401040000575

6. 权利和义务

6.1 甲方权利和义务

6.1.1 审查乙方固体废物经营资质。乙方负责危险废物运输的，还需审查其危险废物运输资质；





6.1.2 告知乙方固体废物危害特性及安全注意事项；

6.1.3 为乙方提供与履行合同有关的工作便利；

6.1.4 向乙方支付处置费用；

6.1.5 其他：依据甲方《承包商管理办法》及其实施细则等管理制度，对乙方合同履行达不到约定标准的，实施惩戒处罚措施，包括但不限于警告、停工、终止合同、退出油田公司市场等。

6.2 乙方权利和义务

6.2.1 乙方从事危险废物的收集、贮存、处置、利用的，须持有相应危险废物经营许可证；乙方负责危险废物运输的，应具有危险废物运输资质，并不得超越其经营许可范围；

6.2.2 根据固体废物特性制定处置方案、事故应急预案及防范措施，并落实到位；

6.2.3 将固体废物危害特性及安全注意事项告知其相关人员，并提供必要的安全防护措施；

6.2.4 合同履行过程中应及时处理、协调与其他相关方之间的工作关系，并按规定办理相关手续；

6.2.5 进入甲方厂区时应遵守甲方相关管理规定；

6.2.6 如乙方在处置和运输废物过程中，造成环境污染，导致任何第三方提出指控或诉讼的，乙方应负责交涉、应诉，并承担由此发生的律师费、赔偿费等一切费用；

6.2.7 乙方从事危险废物的收集、贮存、处置、利用时未按国家有关技术规范、标准和合同约定执行，发生安全、环境污染事故或受到政府监管部门处罚的，责任由乙方承担；

6.2.8 其他： 无 。

7. 健康、安全生产及环境保护

双方有关健康、安全及环境保护的权利、义务，依照本合同附件《第九采油厂 2022 年含油污泥转移处置项目 HSE 合同》执行。

8. 保密

8.1 在合同履行期间，乙方所获得的一切原始资料及取得的工作成果属甲方所有，乙方负有保密义务。未经甲方书面同意，乙方不得在合同期内或合同履行完毕后以任何方式泄露。保密内容包括但不限于下列项目：施工设计、纸质及电子数据、图表、施工报告、服务方案、基础资料等与甲方生产经营相关的资料。

8.2 未经甲方书面同意，乙方不得把与合同有关的资料提供给出版社和新闻机构发表或学术引用，或者使用本合同任何部分进行促销和做广告宣传。

8.3 未经甲方书面同意，乙方不得使用服务中获得的成果资料。





8.4 对于乙方使用的新技术和新方法，甲方负有保密义务，未经乙方书面同意，不得以任何方式泄露。

8.5 本合同的保密条款在合同终止后，仍具有法律约束力。

9. 对外关系

乙方在其服务范围内与其他服务方之间的工作关系，由乙方自行负责处理。

10 不可抗力

10.1 不可抗力事件指合同当事人不能预见、不能避免、不能克服的客观情况，包括但不限于地震、水灾、雷击、雪灾等自然事件以及战争、罢工等社会事件；

10.2 由于不可抗力原因，使双方或任何一方不能履行合同义务时，应采取有效措施，尽量避免或减少损失，将损失降低到最低程度。并在不可抗力发生后 12 小时内以书面形式通知对方，并在其后 3 日内向对方提供有效证明文件；

10.3 因不可抗力致使合同无法按期履行或不能履行所造成的损失由双方各自承担。一方未尽通知义务或未采取措施避免、减少损失的，应就扩大的损失承担相应的赔偿责任。

11 违约责任

11.1 甲方迟延支付处置固体废物费用的，每逾期一日，应当承担迟延支付部分 0.003 % 的违约金；

11.2 乙方未按合同约定的期限接收、处置固体废物的，每逾期一日，应当承担合同总费用 1 % 的违约金；

11.3 未经甲方书面同意，乙方擅自转移委托的，应当承担合同总价 20 % 的违约金；

11.4 违约方根据本条支付违约金后，守约方还有权要求其继续履行、采取补救措施；

11.5 合同相对人在接到甲方合同审批完毕，需办理合同生效的 5 个工作日内，需办理完成合同生效，合同相对人每逾期一日办理合同生效的，甲方有权在结算款中扣除合同相对人违约金 500 元。

11.6 其他约定：

11.6.1 乙方应在完成项目验收及工作量签认相关手续后 10 个工作日内前往甲方财务资产科完成财务挂账手续，每延期一日完成甲方有权扣除结算总金额 5 % 的违约金，12 月费用结算挂账不得晚于 12 月 28 日。

11.6.2 乙方承诺严格按照《劳动合同法》等相关法律法规的规定，及时足额支付劳动报酬，并向甲方提供能够证明乙方已向当地人力资源社会保障部门缴纳了农民工工资保证金或专门作为农民工工资保证金内容的银行保函证明、担保证明、商业保险证明等，乙方独自承担由此引发的各类





劳资纠纷，甲方不承担连带责任。

11.6.3 乙方不得在长庆矿区范围内接受第三方委托，提供工程技术服务。

11.6.4 乙方应遵守诚实守信原则，按照合同约定全面、及时履行义务。如有失信行为，将被甲方列入失信“黑名单”，按照甲方《长庆油田分公司承包商管理办法》等相关规定和合同约定执行。

11.6.5 乙方因自身原因与第三方发生纠纷，致使甲方被列为被告或被人民法院、仲裁机构追加为当事人的，甲方的诉讼成本和维权费用（包括律师代理费、住宿费、车船机票、鉴定费、诉讼费等支出费用）由乙方承担，乙方拒不承担的，甲方有权从乙方结算价款或预留的质保金中扣除上述费用。对甲方商誉造成不良影响或经济损失的，乙方应承担赔偿责任。

11.6.6 本合同履行过程中，如乙方使用农民工，应及时将农民工工资以货币形式，通过银行转账或现金支付给农民工本人。合同结算时，乙方应向甲方提交已依法支付农民工工资的书面材料或承诺，作为甲方支付合同款项的条件之一。

12. 合同变更与解除

12.1 本合同经双方协商一致，可以变更或解除，变更或解除协议应采用书面形式。

12.2 出现下列情形之一的，一方可以解除合同，但应向对方发出书面解除通知，合同解除并不影响各方依法应享有的权利和承担的义务：

12.2.1 乙方被吊销危险废物经营资质；

12.2.2 乙方给甲方造成损失拒不赔偿的；

12.2.3 乙方擅自转委托的；

12.3 其他约定：_____无_____。

13. 争议的解决

本合同履行过程中发生的纠纷双方应协商解决。协商不成的，按照以下第 13.2 方式解决：

13.1 向_____/_____/_____仲裁委员会申请仲裁；

13.2 向 银川市兴庆区 人民法院提起诉讼；

13.3 因关联交易合同发生争议，由双方协商解决。

14. 合同效力及其它约定

14.1 本合同经乙方法定代表人（负责人）或委托代理人签字，双方加盖单位合同专用章之日起生效。

14.2 双方就固体废物处置过程中安全生产事项签订的《第九采油厂 2022 年含油污泥转移处置项目





HSE 合同》是本合同的组成部分，与本合同具有同等的法律效力。

14.3 本合同未尽事宜，由甲乙双方另行签订书面补充协议，补充协议与本合同内容不一致的，以补充协议为准。

14.4 本合同一式 6 份，甲方执 4 份，乙方执 2 份，具有同等法律效力。

14.5 其它约定：

14.5.1 维护稳定约定

14.5.1.1 遵守国家、当地政府和甲方关于维护稳定的各项政策法规和管理要求，负责维护乙方队伍人员稳定，并独自承担因乙方原因产生稳定问题所造成的社会影响和经济损失。

14.5.1.2 甲方有权对乙方服务过程中的涉及队伍稳定工作提出监督要求。

14.5.1.3 对出现影响稳定的矛盾和问题应全力处置化解，避免形成规模性集体上访或产生较大社会影响事件。

14.5.1.4 因乙方发生影响稳定问题，甲方有权根据问题事实、影响程度和受损情况，向乙方采取索賠、扣减相应费用或解除合同、清退出长庆油田市场等措施。

14.5.1.5 承包商应严格遵守甲方社会治安综合治理有关规章制度，加强管理教育，对油气产品及物资、器材、设施等治安管理独立承担监管责任，对监守自盗、内勾外联行为向甲方承担违约及赔偿责任，构成犯罪的，依法移交当地司法机关处理。

14.5.2 廉政建设约定

14.5.2.1 不得以各种名义赠送现金、有价证券、信用卡和实物；不准为甲方人员及其配偶、子女及其他亲属提供各种无偿服务，报销应由其个人承担的费用。

14.5.2.2 不得为甲方人员装修住房、购买装饰材料、家具、通讯工具等物品。

14.5.2.3 不得以各种名义邀请甲方人员参加与业务活动有关的吃请，不得进入营业性歌厅、舞厅、夜总会等场地消费。

14.5.2.4 乙方人员违反上述约定，根据甲方有关承包商、服务商、供应商管理规定，视其情节轻重分别给予通报、暂停或取消在甲方市场从事交易的资格；造成不良后果的，清除出甲方交易市场；造成经济损失的，按合同约定赔偿，直至追究法律责任。





甲方：中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第九采油厂（合同专用章）

住所：宁夏银川市长庆油田银川生产指挥中心

工商注册号：91610000713594558X

负责人（签字）：

授权代表（签字）：武峰林

联系电话/传真：029-86571089

开户行：中国工商银行银川燕鸽湖支行

账号：2902007529200002074

邮政编码：750006

承办人（签字）：段凤仙

受托人（乙方）：吴起龙玺科工贸有限公司（合同专用章）

住所：陕西省延安市吴起县铁边城镇杨庙台村

工商注册号：91610626MA6YE3YBXU

法定代表（负责）人（签字）：

授权代表（签字）：郭娜

联系电话/传真：18391162999

开户行：：中国农业银行吴起县支行新城街分理处

账号：26940401040000575

邮政编码：717600

签订地点：宁夏银川

签订时间：2021年12月25日





含油污泥转移处置项目技术服务 HSE 合同

委托方（甲方）：中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第九采油厂（以下简称甲方）

承包方（乙方）：吴起龙玺科工贸有限公司（以下简称乙方）

1、总则

根据《中华人民共和国合同法》《中华人民共和国安全生产法》《中华人民共和国劳动法》《中华人民共和国环境保护法》及其他相关法律、法规，进一步明确甲乙双方安全生产权利、义务和责任，保障人身安全和企业财产安全，现将《第九采油厂 2022 年含油污泥转移处置合同（吴起龙玺）》（以下简称“主合同”）中的健康、安全和环境保护等有关事项，双方本着平等互利、诚实信用的原则，经过协商一致，自愿订立本合同。

2、定义及解释

2.1 违法、违章、违规：指 HSE 合同当事人违反安全、环保法律、法规，违反安全、环保规章、标准，违反安全、环保规章的行为。

2.2 安全生产事故：指在 HSE 合同规定的范围内，由于当事人责任或不可抗力造成的停工、有关财产、经济损失和人员伤亡事件。

2.3 环境保护事件：指在 HSE 合同规定范围内，由于当事人责任或不可抗力造成的环境污染、生态破坏事故事件或因此而引发的次生人员中毒、动植物中毒或死亡等事故事件。

2.4 突发环境事件：是指由于污染物排放或者自然灾害、生产安全事故等因素，导致污染物或者放射性物质等有毒有害物质进入大气、水体、土壤等环境介质，突然造成或者可能造成环境质量下降，危及公众身体健康和财产安全，或者造成生态环境破坏，或者造成重大社会影响，需要采取紧急措施予以应对的事件。

2.5 环境保护违法违规事件：是指所属企业在生产、建设或经营活动中因违反国家环境保护法律法规规定，虽未引发突发环境事件，但受到刑事追究或行政处罚，以及造成或可能造成社会影响的事件。

2.4 不可抗力：指不能预见、不能避免并不能克服的客观情况，包括地震、水灾、雷击、雪灾等自然事件以及战争、罢工等社会事件。

2.5 健康安全环境作业指导书：指承包方对重要的、高度危险的设备或活动，描述其现存的健康安全环境危险和危害，并将该危险危害控制到国家和行业标准能够接受水平所采取措施的文本。

3、工程概况

3.1 工程项目名称：第九采油厂 2022 年含油污泥转移处置项目

3.2 工程地点：第九采油厂吴起区域

3.3 工程内容：含油污泥清理、转移、处置

4、合同期限

本合同期限与主合同一致。主合同因工作需要变更期限，本合同应随之变更至相同期限。

5、安全环保法规政策、企业制度及标准





乙方应在施工作业中执行但不限于下列安全环保法规政策、管理制度及有关标准，若此标准有调整，按新标准执行，国家、行业有关的安全生产标准在本合同未列举的，乙方也应一并执行。

- (1) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》
- (2) 《危险废物经营许可证管理办法》
- (3) 《中华人民共和国环境保护法》
- (4) 《中华人民共和国水污染防治法》
- (5) 《中华人民共和国清洁生产促进法》
- (6) 《中华人民共和国自然保护区条例》
- (7) 《国务院关于落实科学发展观加强环境保护的决定》
- (8) 《陕西省实施〈中华人民共和国突发事件应对法〉管理办法》
- (9) 《陕西省危险废物转移电子联单管理办法（试行）》
- (10) 《中国石油天然气集团公司环境事件管理办法》
- (11) HJ 2025-2012 危险废物收集、贮存、运输技术规范
- (12) HJ 2042-2014 危险废物处置工程技术导则
- (13) Q/SY 165-2007 油罐人工清洗作业安全规程
- (14) SY/T 6306-2014 钢质原油储罐运行安全规范
- (15) Q/SY 95-2011 油气管道储运设施受限空间作业安全规程
- (16) SY/T 6628-2005 陆上石油天然气生产环境保护推荐作法
- (17) SY/T 6277-2017 硫化氢环境人身防护安全
- (18) SY 6355-2017 石油天然气生产专用安全标志
- (19) AQ2012-2007 石油天然气安全规程

6、对乙方清罐、含油污泥处置施工过程中安全生产、环境保护的要求

6.1 乙方应当具备《中华人民共和国安全生产法》《中华人民共和国环境保护法》及相关法律、法规、标准规定的危险废物处理条件，具有环保主管部门颁发的有效的危险废物经营许可证资质，有健全的环境管理体系、责任制、环境污染控制措施。有健全的 HSE 管理体系和安全生产责任制、安全操作规程、生产安全、环境保护制度和具体的安全、环保措施。实现环境“零污染”、生态“零破坏”施工作业。

6.2 乙方应在施工（作业）设计中制定专项环境保护、清洁生产方面切实可行的技术和管理保障措施，并经相关部门/人员审核签认。

6.3 遵照“预防为主”的原则，做到容器清淤、含油污泥处置等作业和环境保护并举，施行清洁生产，实现环境污染全过程预防控制。

6.4 乙方在进行容器清淤、含油污泥处置等活动时，必须充分做好危害因素辨识，充分认识、防范作业过程中的环境风险，保证环境风险受控。

6.5 乙方将甲方交由的含油污泥必须依法合规妥善处置，不得随意转移、掩埋、抛洒、倾倒等违法行为，须跨县级及以上行政区域转移危险废物的，必须在当地环保主管部门办理危险废物转移联单，经当地环保主管部门审批通过后方可按审批危险废物的种类、数量进行妥善转移，转移过程中须专人押运，携带经审批认可的危险废物转移联单，尽量远离人口密集区、水源保护区等环境敏感区路段。

6.6 乙方应对施工过程中产生的油泥、油手套、油纱及其他危险废物进行合规处置。统一转移至甲方施工区域指定储存点或地方，并办理内部危废转移联单及其他手续；或转移至乙方统一规





定的存放地点。

6.7 危险废物的存放应设置明显的警示标志，与其他物品进行有效隔离，做好预防措施，并设专人进行管理；作业结束后要及时清理现场的危险废物，不得随意丢弃；作业结束后应对现场产生的生产、生活垃圾进行检查清理并按规范进行妥善处理。

6.8 乙方应对施工人员进行有关容器清淤、含油污泥处置等作业过程环境保护、环境应急等方面的知识培训、教育，若需取得相关资质证书的，须按要求取得资格证后方可上岗。持证人员现场施工时应按甲方要求能够随时出示有关证照。

6.9 乙方应制定作业过程中危险废物环境突发事件应急预案，以及配备环境突发事件所需的环境应急物资。

6.10 两个及其以上施工单位在同一作业区域内进行施工活动的，应当签订环境保护管理协议或在相关协议里明确各自的环保职责、义务和权利，采取的环保措施，并指定专职环境保护管理人员进行管理协调。

6.11 乙方不得将容器清淤、含油污泥处置等分包或转包无资质的单位。

7、乙方安全、环境保护责任的承担

7.1 主合同签订后，整个施工作业、技术服务或承包项目在乙方管理和控制下，因乙方原因对本作业危害未加以消除而带来的安全生产责任风险，给甲方和第三方造成人身伤害和企业财产损失的，由乙方承担事故及损失赔偿责任，乙方损失自担。

7.2 乙方组织施工时，不得使用不符合国家、行业标准和甲方规定的原材料、设备、装置、防护用品、器材、安全检测仪等，否则，由此引发的事故由乙方承担全部责任。

7.3 乙方必须严格遵守国家和地方政府现行环境保护法律、法规，实行无污染作业，严格控制原油落地，对在实施作业过程中产生的废水、废液应全部回收或进行无害化处理，防止对水体、土壤和生态植被环境的污染和损害。对于施工期间发生环境污染事故、纠纷或受到政府环境主管部门处罚的一切费用和责任，由乙方承担由此而发生的一切法律及经济责任。

7.4 乙方进行容器清淤、含油污泥处置等施工时，必须遵循国家、地方相关的法律法规及甲方相关管理制度要求，不得在施工活动中开展违法活动，因乙方违法作业引起的环境污染事故、生态破坏由乙方承担，由乙方治理环境污染、恢复生态环境，赔偿对甲方造成的经济损失。

7.5 乙方在合同期内，违法违规造成的环境污染、生态破坏事故造成甲方以外第三方经济损失、环境权益损失的，由乙方承担全部责任。

7.6 乙方在合同期内，违法违规造成的环境污染、生态破坏事件/事故造成投诉举报、媒体曝光等负面影响，从而对甲方经济、声誉造成损害的，乙方应承担其后果，赔偿甲方损失，消除不良影响。

7.7 由于不可抗力造成合同期内环境污染、生态破坏事故及财产损失的，甲乙双方协商解决。

7.8 乙方施工时，不得使用不符合环保标准和甲方规定的材料、设备、装置、应急物资等，否则，由此引发的事故由乙方承担全部责任。

7.9 乙方承担由于其施工期间发生环境污染事故、纠纷或受到政府环境主管部门处罚的一切费用和责任。

8、甲方的安全、环境保护权利

8.1 甲方有权要求乙方履行安全生产职责，并对乙方履行安全生产职责情况进行监督，对乙方安全生产、环境保护业绩表现有权进行评定。

8.2 有权对乙方的施工作业现场的安全作业情况进行监督检查，在监督过程中发现施工设计、





作业现场等不具备安全条件，有权要求乙方停止施工，并书面通知乙方制定具体安全措施。

8.3 有权对乙方安全业绩、资质进行审查，对乙方针对作业项目制定的健康安全环境作业指导书进行审查。

8.4 有权要求乙方建立符合国家法律、法规和集团公司、股份公司、油田公司、厂要求的安全环保管理体系及相关制度。

8.5 甲方有权要求乙方履行环保生产职责，并对乙方履行环保生产职责情况进行监督，对乙方环境保护业绩表现有权进行评定。

8.6 有权要求乙方维护好相关的环保生产设施、设备、器材及应急物资。

8.7 有权对乙方施工作业现场的环保作业情况进行监督检查处理，在监督过程中发现施工作业不具备环保条件，有权要求乙方停止施工，并书面通知乙方制定具体保障措施。

8.8 有权要求乙方作业人员持证上岗，有权随时对乙方作业人员的持证情况进行监督检查，有权制止和纠正乙方作业人员的环保生产行为。

8.9 有权对乙方环境保护业绩、资质进行审查，对乙方针对作业项目制定的环境作业指导书进行审查并备案。

8.10 有权要求乙方保护施工区域植被、草原、河道、水源、动植物及生态环境。并在乙方施工结束后，对施工场所地貌恢复情况进行检查验收，现场环境保护验收不合格的，甲方有权要求乙方整改，多次整改仍不合格的，甲方有权扣减相应费用，由甲方组织整改。

8.11 乙方在施工期末按国家法律法规转移、处置危险废物、放射源的，甲方有权依法对乙方的违法行为提起诉讼。

9、甲方的环境义务

9.1 贯彻落实“安全第一、环保优先、质量至上、以人为本”的安全环保工作方针，认真执行有关法律、法规、标准及中国石油集团公司、股份公司和长庆油田分公司安全生产规章制度。

9.2 向乙方明确施工作业区的范围、危险点源及安全管理要求，为乙方提供工程合同中规定的安全作业条件支持。

9.3 按施工措施的技术要求，为乙方履行本合同提供有关的资料（有毒有害气体提示等）。

9.4 发生事故后积极协助乙方进行抢救，防止事故扩大，并按照股份公司有关规定进行报告。

9.5 根据施工项目的技术要求履行应尽的义务。

9.6 按施工方案措施的技术要求，为乙方履行本合同提供有关的资料。

9.7 发生事故后积极协助乙方进行抢救，防止事故扩大，并按有关规定进行报告。

9.8 根据施工项目的技术要求履行应尽的义务。

10、乙方的权利

10.1 有权要求甲方提供中油集团、股份公司、勘探与生产分公司及长庆油田分公司及第九采油厂相关安全生产、环境保护管理规定。

10.2 有权对甲方的安全工作提出合理化建议和改进意见。

10.3 在日常作业中，对甲方违章指挥、强令乙方冒险作业，有权拒绝执行；对由此产生的打击报复，有权向有关部门举报。

10.4 发生严重危及乙方生命安全的不可抗力紧急情况时，乙方有权采取必要的措施避险。

10.5 有权要求甲方提供甲方相关环境保护的管理规定。

10.6 有权对甲方的环境保护工作提出合理化建议和改进意见。

10.7 发生事故时，有权要求甲方提供环境应急物资、人员、设备等。





11、乙方的义务

11.1 应当建立健全安全组织机构，建立安全生产责任制，严格执行安全生产、环境保护法律、法规、标准及安全生产规章制度、安全操作规程，控制危险点源，熟练掌握事故防范措施和事故应急处理预案等。针对施工作业项目制定健康安全环境作业指导书，配备必要的劳动保护用品，在甲方作业区施工应遵守甲方安全与环保等规章制度。

11.2 按规定组织好安全检查，发现作业过程中不安全隐患、重大险情，应采取有效措施积极处理并报告甲方。

11.3 发生事故时，应积极抢险，服从统一指挥，避免事故进一步扩大，并按要求报告甲方。

11.4 应维护好相关的安全生产设施、设备和器材，使其处于安全生产状态。

11.5 应对作业人员进行安全生产教育培训，具备相应的安全意识和技能。

11.6 乙方安排专人负责，使用专用车辆，按约定时间及时间对移交的危险废物进行转移，并负责转运过程中的污染控制及人员的安全防护，承担危险废物交接后的全部责任。

11.7 发现作业过程中环境隐患，应采取有效措施积极处理并报告甲方。

11.8 发生事故时，应积极抢险，服从统一指挥，避免事故进一步扩大，并按要求报告甲方。

11.9 对施工区域内自然、水源、历史遗迹等保护区及生态环境负保护责任，并有环境保护的措施。

11.10 乙方负责办理危险废物转移及处置的相关环保手续。

11.11 容器清淤、含油污泥处置等施工作业的乙方，严格遵守甲方各级单位的管理要求，严格按照属地管理原则开展工作，进入甲方生产区域的乙方施工人员，要加强施工现场管理，主动接受甲方的安全环保检查、管理。

12、安全生产、环境保护检查与监督

12.1 甲方依据本协议对乙方承包的清罐及含油污泥处置服务项目的下列事项进行监督检查。在检查过程中，若发现事故隐患或潜在的不安全行为、不安全状态，甲方单位 HSE 监督有权向乙方发出《隐患整改通知单》限期整改。

12.1.1 清罐服务现场安全状况。

12.1.2 乙方执行安全生产规章制度、标准情况。

12.1.3 安全、环保设施、设备的使用、维护情况。

12.1.4 安全、环保技术措施（事故隐患整改）计划的制定和执行情况，事故紧急预案及演练情况。

12.1.5 乙方员工劳动防护用品的配备和使用情况，健康、安全与环境警示标志的管理和使用情况。

12.1.6 消防设备、器材配备和保养情况。

12.1.7 其他需要的监督检查项目。

12.2 乙方应根据其制定的健康、安全与环境管理制度、标准，认真做好日常的安全生产检查监督工作，发现事故隐患和潜在的不安全因素，及时制定安全措施进行整改，并将整改情况通报甲方 HSE 监督。

13、事故应急救援与调查处理

13.1 乙方应制定安全、环境事故应急救援预案，建立应急救援体系，配备应急救援设备、器材，并进行经常性维护、保养，保证正常运转。

13.2 发生生产安全、环保事故后，事故现场有关人员应当立即报告乙方单位负责人，单位负责人接到事故报告后，应迅速采取有效措施，组织抢救，防止事故扩大，减轻人员伤亡和财产损失。





失。重特大事故，同时立即报告被服务单位，不得拖延，不得故意破坏事故现场、毁灭有关证据。

13.3 发生生产安全、环保事故后，应按照国家和中国石油天然气集团公司、股份有限公司、长庆油田分公司及第九采油厂事故调查有关规定进行调查和责任认定，相关方做好配合工作。

13.4 乙方应按照国家和中国石油天然气集团公司事故调查有关规定进行调查和责任认定，重特大事故涉及被服务单位、乙方、第三方责任或人身伤害、财产损失的，应由甲、乙双方或第三方共同参与组成事故调查组，对事故进行调查和责任认定。

14、安全生产信息的报告

为了实现安全生产，加强对工程动态、生产信息管理，乙方在向甲方发包单位汇报工程动态、生产信息的同时，向甲方汇报安全生产信息，具体汇报时间、汇报内容由甲方确定。

15、保险

乙方合同项目施工作业人员的工伤保险由其自行承担。

16、违约责任

16.1 甲乙双方违反本合同要求，未造成事故及经济损失的，违约方应及时整改或采取其他补救措施。

16.2 乙方未按甲方发出的《隐患整改通知单》要求按期整改的，乙方每次应向甲方支付违约金 5000 元，乙方支付违约金后仍未整改的，甲方可责令乙方停工整改。由于乙方停工导致第三方被动停工，造成第三方的全部损失由乙方全部承担。

16.3 乙方发生事故后对甲方弄虚作假、隐瞒不报、迟报或谎报。经查证属实，乙方每次应向甲方支付违约金 50000 元。情节严重的，取消其进入甲方市场资格。

16.4 由于乙方原因造成环境污染事故，由乙方承担全部经济赔偿责任。

16.5 因被服务单位、乙方或第三方造成的事故责任，造成人身伤害或财产损失的，由责任方赔偿他方直接经济损失。

17、不可抗力

由于不可抗力造成主合同项目服务中作业事故及产生的损失，当事人双方依据主合同中双方的约定，各自承担相应的损失。

18、争议解决方式

本合同在履行过程中发生争议时，按甲乙双方签订的主合同中相关约定方式进行解决，如解决不成，可选择下列第 二 种方式解决：

(一) 向 _____ 仲裁委员会申请仲裁；

(二) 依法向 银川市兴庆区人民法院提起诉讼。

19、合同效力

本合同是主合同的组成部分，与主合同具有同等法律效力，经甲乙双方授权代表人签字并加盖单位合同专用章后生效。

20、其他事宜

20.1 本合同未尽事宜双方另订补充协议，与国家、集团公司、中油股份公司有关规定相悖的，按有关规定执行。

20.2 本合同一式 4 份，甲方执 3 份、乙方执 1 份，每份具有同等法律效力。

20.3 本合同自双方签字盖章之日起生效。

20.4 其他：乙方必须严格遵守《中国石油天然气集团公司反违章禁令》，并承担因违反“禁令”造成后果的全部责任，甲方有权对违反“禁令”的行为予以纠正或处罚等。





甲方：中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第九采油厂（盖章）

住所：银川市兴庆区银古路以北燕庆路以东

负责人（签字）：

授权代表（签字）：武峰林

承办人（签字）：段凤仙

乙方：吴起龙玺科工贸有限公司（盖章）

住所：陕西省延安市吴起县铁边城镇杨庙台村

法定代表（负责）人（签字）：

授权代表（签字）：Jomp

联系电话/传真：

合同签订地点：宁夏银川

合同签订时间：2021年12月25日

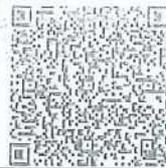




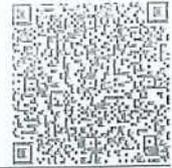
合同签约审查审批表

报审序号：2021-25257

合同名称	第九采油厂 2022 年定边区域含油污泥转移处置合同（第一标段 陕西邦达）				
合同编号					
合同类别	承揽合同	二级类别	其它	三级类别	工业污染安全环保治理处置
框架协议	否		框架协议下的合同	否	
资金流向	支出	资金渠道	直接成本 / 生产操作成本	选商方式	公开招标
不招标原因					
标的金额	3000000.00	币种	人民币元	是否含税	是
内部合同	否	关联交易	否	涉外合同	
签约依据	名称			编号	
	01.费用申请-第九采油厂 2022 年定边区域含油污泥转移处置项目（第一标段 陕西邦达） 2			1	
履行期限	2022-01-01 至 2022-12-31				
合同相对人名称		注册资本	住所	法定代表人（负责人）	
陕西邦达环保工程有限公司		50000000	陕西省榆林市定边县盐场堡镇水滩子村	章邦志	
承办部门（单位）	长庆油田第九采油厂质量安全环保部			承办人	段凤仙
承办人意见					
我方签约单位	中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第九采油厂			我方签约人	
审查审批部门/人		审查审批意见		审查审批时间	
长庆油田第九采油厂质量安全环保部/杨永波		同意		2021/12/6 17:26:36	



长庆油田第九采油厂财务资产部/ 徐元胜	同意	2021/12/7 16:11:32
长庆油田第九采油厂企管法规部/ 田亦农	同意	2021/12/17 17:41:55
长庆油田第九采油厂企管法规部/ 辛旭红	同意	2021/12/18 17:30:08
中国石油天然气股份有限公司长庆 油田分公司第九采油厂/武峰林	同意	2021/12/22 20:34:04



合同编号：2021-25257

第九采油厂 2022 年定边区域含油污泥转移处置合同 (第一标段 陕西邦达)

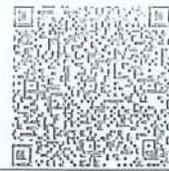
项 目 名 称：第九采油厂 2022 年定边区域含油污泥转移处置项目 (第一标段 陕西邦达)

委托方 (甲方)：中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第九采油厂

受托方 (乙方)：陕西邦达环保工程有限公司

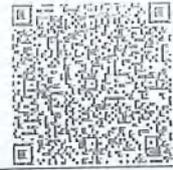
签订地点：宁夏银川

签订时间：2021 年 12 月 24 日



目 录

1. 固体废物处置内容、标准和方式
2. 固体废物的处置期限、地点
3. 固体废物处置要求
4. 验收时间、地点和方式
5. 费用及支付
6. 权利和义务
7. 健康、安全生产及环境保护
8. 保密
9. 对外关系
10. 不可抗力
11. 违约责任
12. 合同变更与解除
13. 争议的解决
14. 合同效力及其它约定



第九采油厂 2022 年定边区域含油污泥转移处置合同

(第一标段 陕西邦达)

委托方(甲方): 中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第九采油厂

受托方(乙方): 陕西邦达环保工程有限公司

根据《中华人民共和国民法典》、《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》、《道路危险货物运输管理规定》等有关法律法规,本着自愿、平等、诚实信用的原则,双方就第九采油厂 2022 年含油污泥转移处置项目(第一标段 陕西邦达)合同事宜,协商一致,签订本合同。

1. 固体废物处置服务内容、标准和方式

1.1 服务内容:依照《环境保护法》、《固体废物污染环境防治法》、《道路危险货物运输管理规定》,自签订合同之日起,乙方接甲方要求,对指定的各类生产容器(井场、场站污油池、储油罐、沉降罐、净化罐、除油罐、三相分离器、干化池、井场排污池等)内的污油泥、污油土进行清理并合法转移、处置。

1.2 服务标准:乙方必须遵守甲方的各项生产、生活规章制度,安全文明施工,污油泥清理、处置符合环保要求,不发生安全事故、环境污染事故;

1.3 服务方式:派遣专业人员现场清理、罐车转运、合法处理。

2. 固体废物的处置期限、地点

2.1 服务期限:自合同签订之日起至 2022 年 12 月 31 日止。

2.2 服务地点:第九采油厂定边区域。

3. 固体废物处置要求

3.1 甲方于合同生效之日起在第九采油厂定边区域指定地点将施工内容交付乙方;

3.2 施工内容交付后,乙方应按国家有关技术规范、标准和合同约定的处置方案或者措施进行妥善处置,发生安全、环境污染事故或受到政府监管部门处罚的,由乙方承担全部责任;

3.3 乙方清理、收集、贮存、运输、利用及处置固体废物过程中,应根据固体废物的成份和特性,选择符合环境保护标准和要求的方式和设施,防止扬撒、流失、渗漏、倾倒和其他污染,不得擅



自倾倒、堆放、丢弃、遗撒固体废物；

3.4 乙方不得将未经处理的固体废物及其附属物直接转卖；

3.5 乙方于 2022 年 12 月 20 日前在第九采油厂提供已妥善处理固体废物相关手续；

3.6 运输危险废物应当根据废物特性，采用符合相应标准的包装物、容器和运输工具；

3.7 其他约定：无。

4. 验收时间、地点和方式

4.1 甲方在 2022 年 12 月 20 日前在第九采油厂银川指挥中心交付验收资料，验收资料乙方须提供经采油作业区签认的工作量清单、危废转移联单等。

4.2 甲方验收后出具工作量清单，作为验收结果的书面材料。

5. 费用及支付

5.1 合同费用：合同单价执行公开招标中标确定价，在招标控制价的基础上整体下浮 0.02%，即 1105.78 元/吨（以当年公司最新造价指标执行，价格中包含内容：含油污泥装卸费、运输费、集中处理费、尾渣无害化处理费、尾气处理费、污水处理费、各类安全环保费、管理费、HSE 费、科技进步费、利润等费用，不含增值税）。本合同总金额暂定 300 万元整（大写：叁佰万元整，含 6% 增值税），最终结算价以实际工作量为准。

5.2 支付方式按照下列第 5.2.2.3 种方式执行：

5.2.1 一次性支付：乙方已妥善处理固体废物并提供相关手续后 / 日内支付。

5.2.2 分期支付：

5.2.2.1 本合同生效后 / 日内，支付合同总费用 / %；

5.2.2.2 按照进度支付： / ；

5.2.2.3 甲方验收合格后，由甲方一次性（一次或分期）扣除保证金后，乙方开具发票，提供合规结算资料，甲方完成记账后，6 个月内进行付款，付款方式为现金或者票据，通过资金结算中心办理转帐结算。如果有特殊事项，付款期限由甲乙双方商议。

5.2.3 其它约定：乙方必须提供税率为 6% 的专用增值税发票。

5.3 乙方应对其指定的下列账户信息真实性、安全性、准确性负责。

收款人：陕西邦达环保工程有限公司

开户行：昆仑银行股份有限公司西安分行营业部

账 号：79102100273330000018



6.权利和义务

6.1 甲方权利和义务

- 6.1.1 审查乙方固体废物经营资质。乙方负责危险废物运输的，还需审查其危险废物运输资质；
- 6.1.2 告知乙方固体废物危害特性及安全注意事项；
- 6.1.3 为乙方提供与履行合同有关的工作便利；
- 6.1.4 向乙方支付处置费用；
- 6.1.5 其他：依据甲方《承包商管理办法》及其实施细则等管理制度，对乙方合同履行达不到约定标准的，实施惩戒处罚措施，包括但不限于警告、停工、终止合同、退出油田公司市场等。

6.2 乙方权利和义务

- 6.2.1 乙方从事危险废物的收集、贮存、处置、利用的，须持有相应危险废物经营许可证；乙方负责危险废物运输的，应具有危险废物运输资质，并不得超越其经营许可范围；
- 6.2.2 根据固体废物特性制定处置方案、事故应急预案及防范措施，并落实到位；
- 6.2.3 将固体废物危害特性及安全注意事项告知其相关人员，并提供必要的安全防护措施；
- 6.2.4 合同履行过程中应及时处理、协调与其他相关方之间的工作关系，并按规定办理相关手续；
- 6.2.5 进入甲方厂区时应遵守甲方相关管理规定；
- 6.2.6 如乙方在处置和运输废物过程中，造成环境污染，导致任何第三方提出指控或诉讼的，乙方应负责交涉、应诉，并承担由此发生的律师费、赔偿费等一切费用；
- 6.2.7 乙方从事危险废物的收集、贮存、处置、利用时未按国家有关技术规范、标准和合同约定执行，发生安全、环境污染事故或受到政府监管部门处罚的，责任由乙方承担；
- 6.2.8 其他：无。

7.健康、安全生产及环境保护

双方有关健康、安全及环境保护的权利、义务，依照本合同附件《第九采油厂 2022 年含油污泥转移处置项目 HSE 合同》执行。

8.保密

8.1 在合同履行期间，乙方所获得的一切原始资料及取得的工作成果属甲方所有，乙方负有保密义务。未经甲方书面同意，乙方不得在合同期内或合同履行完毕后以任何方式泄露。保密内容包括但不限于下列项目：施工设计、纸质及电子数据、图表、施工报告、服务方案、基础资料等与甲方生产经营相关的资料。



8.2 未经甲方书面同意，乙方不得把与合同有关的资料提供给出版社和新闻机构发表或学术引用，或者使用本合同任何部分进行促销和做广告宣传。

8.3 未经甲方书面同意，乙方不得使用服务中获得的成果资料。

8.4 对于乙方使用的新技术和新方法，甲方负有保密义务，未经乙方书面同意，不得以任何方式泄露。

8.5 本合同的保密条款在合同终止后，仍具有法律约束力。

9. 对外关系

乙方在其服务范围内与其他服务方之间的工作关系，由乙方自行负责处理。

10 不可抗力

10.1 不可抗力事件指合同当事人不能预见、不能避免、不能克服的客观情况，包括但不限于地震、水灾、雷击、雪灾等自然事件以及战争、罢工等社会事件；

10.2 由于不可抗力原因，使双方或任何一方不能履行合同义务时，应采取有效措施，尽量避免或减少损失，将损失降低到最低程度。并在不可抗力发生后 12 小时内以书面形式通知对方，并在其后 3 日内向对方提供有效证明文件；

10.3 因不可抗力致使合同无法按期履行或不能履行所造成的损失由双方各自承担。一方未尽通知义务或未采取措施避免、减少损失的，应就扩大的损失承担相应的赔偿责任。

11 违约责任

11.1 甲方迟延支付处置固体废物费用的，每逾期一日，应当承担迟延支付部分 0.003 % 的违约金；

11.2 乙方未按合同约定的期限接收、处置固体废物的，每逾期一日，应当承担合同总费用 1 % 的违约金；

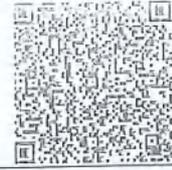
11.3 未经甲方书面同意，乙方擅自转移委托的，应当承担合同总价 20 % 的违约金；

11.4 违约方根据本条支付违约金后，守约方还有权要求其继续履行、采取补救措施；

11.5 合同相对人在接到甲方合同审批完毕，需办理合同生效的 5 个工作日内，需办理完成合同生效，合同相对人每逾期一日办理合同生效的，甲方有权在结算款中扣除合同相对人违约金 500 元。

11.6 其他约定：

11.6.1 乙方应在完成项目验收及工作量签认相关手续后 10 个工作日内前往甲方财务资产科完成财务挂账手续，每延期一日完成甲方有权扣除结算总金额 5% 的违约金，12 月费用结算挂账不得晚于 12 月 28 日。



11.6.2 乙方承诺严格按照《劳动合同法》等相关法律法规的规定，及时足额支付劳动报酬，并向甲方提供能够证明乙方已向当地人力资源社会保障部门缴纳了农民工工资保证金或专门作为农民工工资保证金内容的银行保函证明、担保证明、商业保险证明等，乙方独自承担由此引发的各类劳资纠纷，甲方不承担连带责任。

11.6.3 乙方不得在长庆矿区范围内接受第三方委托，提供工程技术服务。

11.6.4 乙方应遵守诚实守信原则，按照合同约定全面、及时履行义务。如有失信行为，将被甲方列入失信“黑名单”，按照甲方《长庆油田分公司承包商管理办法》等相关规定和合同约定执行。

11.6.5 乙方因自身原因与第三方发生纠纷，致使甲方被列为被告或被人民法院、仲裁机构追加为当事人的，甲方的诉讼成本和维权费用（包括律师代理费、住宿费、车船机票、鉴定费、诉讼费等支出费用）由乙方承担，乙方拒不承担的，甲方有权从乙方结算价款或预留的质保金中扣除上述费用。对甲方商誉造成不良影响或经济损失的，乙方应承担赔偿责任。

11.6.6 本合同履行过程中，如乙方使用农民工，应及时将农民工工资以货币形式，通过银行转账或现金支付给农民工本人。合同结算时，乙方应向甲方提交已依法支付农民工工资的书面材料或承诺，作为甲方支付合同款项的条件之一。

12. 合同变更与解除

12.1 本合同经双方协商一致，可以变更或解除，变更或解除协议应采用书面形式。

12.2 出现下列情形之一的，一方可以解除合同，但应向对方发出书面解除通知，合同解除并不影响各方依法应享有的权利和承担的义务：

12.2.1 乙方被吊销危险废物经营资质；

12.2.2 乙方给甲方造成损失拒不赔偿的；

12.2.3 乙方擅自转委托的；

12.3 其他约定： 无。

13. 争议的解决

本合同履行过程中发生的纠纷双方应协商解决。协商不成的，按照以下第 13.2 方式解决：

13.1 向 / 仲裁委员会申请仲裁；

13.2 向 银川市兴庆区 人民法院提起诉讼；

13.3 因关联交易合同发生争议，由双方协商解决。



14. 合同效力及其它约定

14.1 本合同经乙方法定代表人（负责人）或委托代理人签字，双方加盖单位合同专用章之日起生效。

14.2 双方就固体废物处置过程中安全生产事项签订的《第九采油厂 2022 年含油污泥转移处置项目 HSE 合同》是本合同的组成部分，与本合同具有同等的法律效力。

14.3 本合同未尽事宜，由甲乙双方另行签订书面补充协议。补充协议与本合同内容不一致的，以补充协议为准。

14.4 本合同一式 6 份，甲方执 4 份，乙方执 2 份，具有同等法律效力。

14.5 其它约定：

14.5.1 维护稳定约定

14.5.1.1 遵守国家、当地政府和甲方关于维护稳定的各项政策法规和管理要求，负责维护乙方队伍人员稳定，并独自承担因乙方原因产生稳定问题所造成的社会影响和经济损失。

14.5.1.2 甲方有权对乙方服务过程中的涉及队伍稳定工作提出监督要求。

14.5.1.3 对出现影响稳定的矛盾和问题应全力处置化解，避免形成规模性集体上访或产生较大社会影响事件。

14.5.1.4 因乙方发生影响稳定问题，甲方有权根据问题事实、影响程度和受损情况，向乙方采取索赔、扣减相应费用或解除合同、清退出长庆油田市场等措施。

14.5.1.5 承包商应严格遵守甲方社会治安综合治理有关规章制度，加强管理教育，对油气产品及物资、器材、设施等治安管理独立承担监管责任，对监守自盗、内勾外联行为向甲方承担违约及赔偿责任，构成犯罪的，依法移交当地司法机关处理。

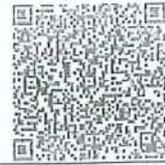
14.5.2 廉政建设约定

14.5.2.1 不得以各种名义赠送现金、有价证券、信用卡和实物；不准为甲方人员及其配偶、子女及其他亲属提供各种无偿服务，报销应由其个人承担的费用。

14.5.2.2 不得为甲方人员装修住房、购买装饰材料、家具、通讯工具等物品。

14.5.2.3 不得以各种名义邀请甲方人员参加与业务活动有关的吃请，不得进入营业性歌厅、舞厅、夜总会等场地消费。

14.5.2.4 乙方人员违反上述约定，根据甲方有关承包商、服务商、供应商管理规定，视其情节轻重分别给予通报、暂停或取消在甲方市场从事交易的资格；造成不良后果的，清除出甲方交易市场；



造成经济损失的，按合同约定赔偿，直至追究法律责任。

甲方：中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第九采油厂（合同专用章）

住所：宁夏银川市长庆油田银川生产指挥中心

工商注册号：91610000713594558X

负责人（签字）：

授权代表（签字）：武峰林

联系电话/传真：029-86571089

开户行：中国工商银行银川燕鸽湖支行

账号：2902007529200002074

邮政编码：750006

承办人（签字）：段凤仙

受托人（乙方）：陕西邦达环保工程有限公司（合同专用章）

住所：陕西省榆林市定边县盐场堡镇水滩子村

工商注册号：91610825687982230J

法定代表（负责）人（签字）：

授权代表（签字）：马福林

联系电话/传真：0912-8080009

开户行：昆仑银行股份有限公司西安分行营业部

账号：79102100273330000018

邮政编码：718699

签订地点：宁夏银川

签订时间：2011年12月04日



含油污泥转移处置项目技术服务 HSE 合同

委托方（甲方）：中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第九采油厂（以下简称甲方）

承包方（乙方）：陕西邦达环保工程有限公司（以下简称乙方）

1、总则

依照《中华人民共和国合同法》《中华人民共和国安全生产法》《中华人民共和国劳动法》《中华人民共和国环境保护法》及其他相关法律、法规，进一步明确甲乙双方安全生产权利、义务和责任，保障人身安全和企业财产安全，现将《第九采油厂 2022 年定边区域含油污泥转移处置合同（第一标段 陕西邦达）》（以下简称“主合同”）中的健康、安全和环境保护等有关事宜，双方本着平等互利、诚实信用的原则，经过协商一致，自愿订立本合同。

2、定义及解释

2.1 违法、违章、违规：指 HSE 合同当事人违反安全、环保法律、法规，违反安全、环保规章、标准，违反安全、环保规章的行为。

2.2 安全生产事故：指在 HSE 合同规定的范围内，由于当事人责任或不可抗力造成的停工、有关财产、经济损失和人员伤亡事件。

2.3 环境保护事件：指在 HSE 合同规定范围内，由于当事人责任或不可抗力造成的环境污染、生态破坏事故事件或因此而引发的次生人员中毒、动植物中毒或死亡等事故事件。

2.4 突发环境事件：是指由于污染物排放或者自然灾害、生产安全事故等因素，导致污染物或者放射性物质等有毒有害物质进入大气、水体、土壤等环境介质，突然造成或者可能造成环境质量下降，危及公众身体健康和财产安全；或者造成生态环境破坏，或者造成重大社会影响，需要采取紧急措施予以应对的事件。

2.5 环境保护违法违规事件：是指所属企业在生产、建设或经营活动中因违反国家环境保护法律法规规定，虽未引发突发环境事件，但受到刑事追究或行政处罚，以及造成或可能造成社会影响的事件。

2.4 不可抗力：指不能预见、不能避免并不能克服的客观情况，包括地震、水灾、雷击、雪灾等自然事件以及战争、罢工等社会事件。

2.5 健康安全环境作业指导书：指承包方对重要的、高度危险的设备或活动，描述其现存的健康安全环境危险和危害；并将该危险危害控制到国家和行业标准能够接受水平所采取措施的文本。

3、工程概况

3.1 工程项目名称：《第九采油厂 2022 年定边区域含油污泥转移处置项目（第一标段 陕西邦达）》

3.2 工程地点：第九采油厂定边区域

3.3 工程内容：含油污泥清理、转移、处置

4、合同期限

本合同期限与主合同一致。主合同因工作需要变更期限，本合同应随之变更至相同期限。



5、安全环保法规政策、企业制度及标准

乙方应在施工作业中执行但不限于下列安全环保法规政策、管理制度及有关标准，若此标准有调整，按新标准执行，国家、行业有关的安全生产标准在本合同未列举的，乙方也应一并执行。

- (1) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》
- (2) 《危险废物经营许可证管理办法》
- (3) 《中华人民共和国环境保护法》
- (4) 《中华人民共和国水污染防治法》
- (5) 《中华人民共和国清洁生产促进法》
- (6) 《中华人民共和国自然保护区条例》
- (7) 《国务院关于落实科学发展观加强环境保护的决定》
- (8) 《陕西省实施〈中华人民共和国突发事件应对法〉管理办法》
- (9) 《陕西省危险废物转移电子联单管理办法（试行）》
- (10) 《中国石油天然气集团公司环境事件管理办法》
- (11) HJ 2025-2012 危险废物收集、贮存、运输技术规范
- (12) HJ 2042-2014 危险废物处置工程技术导则
- (13) Q/SY 165-2007 油罐人工清洗作业安全规程
- (14) SY/T 6306-2014 钢质原油储罐运行安全规范
- (15) Q/SY 95-2011 油气管道储运设施受限空间作业安全规程
- (16) SY/T 6628-2005 陆上石油天然气生产环境保护推荐作法
- (17) SY/T 6277-2017 硫化氢环境人身防护安全
- (18) SY 6355-2017 石油天然气生产专用安全标志
- (19) AQ2012-2007 石油天然气安全规程

6、对乙方清罐、含油污泥处置施工过程中安全生产、环境保护的要求

6.1 乙方应当具备《中华人民共和国安全生产法》《中华人民共和国环境保护法》及相关法律法规、标准规定的危险废物处理条件，具有环保主管部门颁发的有效的危险废物经营许可证，有健全的环境管理体系、责任制、环境污染控制措施。有健全的HSE管理体系和安全生产责任制、安全操作规程、生产安全、环境保护制度和具体的安全、环保措施。实现环境“零污染”、生态“零破坏”施工作业。

6.2 乙方应在施工（作业）设计中制定专项环境保护、清洁生产方面切实可行的技术和管理保障措施，并经相关部门/人员审核签认。

6.3 遵照“预防为主”的原则，做到容器清淤、含油污泥处置等作业和环境保护并举，施行清洁生产，实现环境污染全过程预防控制。

6.4 乙方在进行容器清淤、含油污泥处置等活动时，必须充分做好危害因素辨识，充分认识、防范作业过程中的环境风险，保证环境风险受控。

6.5 乙方将甲方交由的含油污泥必须依法合规妥善处置；不得随意转移、掩埋、抛洒、倾倒等违法行为，须跨县级及以上行政区域转移危险废物的，必须在当地环保主管部门办理危险废物转移联单，经当地环保主管部门审批通过后方可按审批危险废物的种类、数量进行妥善转移，转移过程中须专人押运，携带经审批认可的危险废物转移联单，尽量远离人口密集区、水源保护区等环境敏感区路段。

6.6 乙方应对施工过程中产生的油泥、油手套、油纱及其他危险废物进行合规处置。统一转移



至甲方施工区域指定储存点或地方，并办理内部危废转移联单及其他手续；或转移至乙方统一规定的存放地点。

6.7 危险废物的存放应设置明显的警示标志，与其他物品进行有效隔离，做好预防措施，并设专人进行管理；作业结束后要及时清理现场的危险废物，不得随意丢弃；作业结束后应对现场产生的生产、生活垃圾进行检查清理并按规范进行妥善处理。

6.8 乙方应对施工人员进行有关容器清淤、含油污泥处置等作业过程环境保护、环境应急等方面的知识培训、教育，若需取得相关资质证书的，须按要求取得资格证后方可上岗。持证人员现场施工时应按甲方要求能够随时出示有关证照。

6.9 乙方应制定作业过程中危险废物环境突发事件应急预案，以及配备环境突发事件所需的环境应急物资。

6.10 两个及其以上施工单位在同一作业区域内进行施工活动的，应当签订环境保护管理协议或在相关协议里明确各自的环保职责、义务和权利，采取的环保措施，并指定专职环境保护管理人员进行管理协调。

6.11 乙方不得将容器清淤、含油污泥处置等分包或转包无资质的单位。

7、乙方安全、环境保护责任的承担

7.1 主合同签订后，整个施工作业、技术服务或承包项目在乙方管理和控制下，因乙方原因对本作业危害未加以消除而带来的安全生产责任风险，给甲方和第三方造成人身伤害和企业财产损失，由乙方承担事故及损失赔偿责任，乙方损失自担。

7.2 乙方组织施工时，不得使用不符合国家、行业标准和甲方规定的原材料、设备、装置、防护用品、器材、安全检测仪等，否则，由此引发的事故由乙方承担全部责任。

7.3 乙方必须严格遵守国家和地方政府现行环境保护法律、法规，实行无污染作业，严格控制原油落地，对在实施作业过程中产生的废水、废液应全部回收或进行无害化处理，防止对水体、土壤和生态植被环境的污染和损害。对于施工期间发生环境污染事故、纠纷或受到政府环境主管部门处罚的一切费用和责任，由乙方承担由此而发生的一切法律及经济责任。

7.4 乙方进行容器清淤、含油污泥处置等施工时，必须遵循国家、地方相关的法律法规及甲方相关管理制度要求，不得在施工活动中开展违法活动，因乙方违法作业引起的环境污染事故、生态破坏由乙方承担，由乙方治理环境污染、恢复生态环境，赔偿对甲方造成的经济损失。

7.5 乙方在合同期内，违法违规造成的环境污染、生态破坏事故造成甲方以外第三方经济损失、环境权益损失的，由乙方承担全部责任。

7.6 乙方在合同期内，违法违规造成的环境污染、生态破坏事件/事故造成投诉举报、媒体曝光等负面影响，从而对甲方经济、声誉造成损害的，乙方应承担其后果，赔偿甲方损失，消除不良影响。

7.7 由于不可抗力造成合同期内环境污染、生态破坏事故及财产损失的，甲乙双方协商解决。

7.8 乙方施工时，不得使用不符合环保标准和甲方规定的材料、设备、装置、应急物资等，否则，由此引发的事故由乙方承担全部责任。

7.9 乙方承担由于其施工期间发生环境污染事故、纠纷或受到政府环境主管部门处罚的一切费用和责任。

8、甲方的安全、环境保护权利

8.1 甲方有权要求乙方履行安全生产职责，并对乙方履行安全生产职责情况进行监督，对乙方安全生产、环境保护业绩表现有权进行评定。



8.2 有权对乙方的施工作业现场的安全作业情况进行监督检查，在监督过程中发现施工设计、作业现场等不具备安全条件，有权要求乙方停止施工，并书面通知乙方制定具体安全措施。

8.3 有权对乙方安全业绩、资质进行审查，对乙方针对作业项目制定的健康安全环境作业指导书进行审查。

8.4 有权要求乙方建立符合国家法律、法规和集团公司、股份公司、油田公司、厂要求的安全环保管理体系及相关制度。

8.5 甲方有权要求乙方履行环保生产职责，并对乙方履行环保生产职责情况进行监督，对乙方环境保护业绩表现有权进行评定。

8.6 有权要求乙方维护好相关的环保生产设施、设备、器材及应急物资。

8.7 有权对乙方施工作业现场的环保作业情况进行监督检查处理，在监督过程中发现施工作业不具备环保条件，有权要求乙方停止施工，并书面通知乙方制定具体保障措施。

8.8 有权要求乙方作业人员持证上岗，有权随时对乙方作业人员的持证情况进行监督检查，有权制止和纠正乙方作业人员的不环保生产行为。

8.9 有权对乙方环境保护业绩、资质进行审查，对乙方针对作业项目制定的环境作业指导书进行审查并备案。

8.10 有权要求乙方保护施工区域植被、草原、河道、水源、动植物及生态环境。并在乙方施工结束后，对施工场所地貌恢复情况进行检查验收，现场环境保护验收不合格的，甲方有权要求乙方整改，多次整改仍不合格的，甲方有权扣减相应费用，由甲方组织整改。

8.11 乙方在施工期未按国家法律法规转移、处置危险废物、放射源的，甲方有权依法对乙方的违法行为提起诉讼。

9、甲方的环境义务

9.1 贯彻落实“安全第一、环保优先、质量至上、以人为本”的安全环保工作方针，认真执行有关法律、法规、标准及中国石油集团公司、股份公司和长庆油田分公司安全生产规章制度。

9.2 向乙方明确施工作业区的范围、危险点源及安全管理要求，为乙方提供工程合同中规定的安全作业条件支持。

9.3 按施工措施的技术要求，为乙方履行本合同提供有关的资料（有毒有害气体提示等）。

9.4 发生事故后积极协助乙方进行抢救，防止事故扩大，并按照股份公司有关规定进行报告。

9.5 根据施工项目的技术要求履行应尽的义务。

9.6 按施工方案措施的技术要求，为乙方履行本合同提供有关的资料。

9.7 发生事故后积极协助乙方进行抢救，防止事故扩大，并按有关规定进行报告。

9.8 根据施工项目的技术要求履行应尽的义务。

10、乙方的权利

10.1 有权要求甲方提供中油集团、股份公司、勘探与生产分公司及长庆油田分公司及第九采油厂相关安全生产、环境保护管理规定。

10.2 有权对甲方的安全工作提出合理化建议和改进意见。

10.3 在日常作业中，对甲方违章指挥、强令乙方冒险作业，有权拒绝执行；对由此产生的打击报复，有权向有关部门举报。

10.4 发生严重危及乙方生命安全的不可抗力紧急情况时，乙方有权采取必要的措施避险。

10.5 有权要求甲方提供甲方相关环境保护的管理规定。

10.6 有权对甲方的环境保护工作提出合理化建议和改进意见。



10.7 发生事故时，有权要求甲方提供环境应急物资、人员、设备等。

11、乙方的义务

11.1 应当建立健全安全组织机构，建立安全生产责任制，严格执行安全生产、环境保护法律、法规、标准及安全生产规章制度、安全操作规程，控制危险点源，熟练掌握事故防范措施和事故应急处理预案等。针对施工作业项目制定健康安全环境作业指导书，配备必要的劳动保护用品，在甲方作业区施工应遵守甲方安全与环保等规章制度。

11.2 按规定组织好安全检查，发现作业过程中不安全隐患、重大险情，应采取有效措施积极处理并报告甲方。

11.3 发生事故时，应积极抢险，服从统一指挥，避免事故进一步扩大，并按要求报告甲方。

11.4 应维护好相关的安全生产设施、设备和器材，使其处于安全生产状态。

11.5 应对作业人员进行安全生产教育培训，具备相应的安全意识和技能。

11.6 乙方安排专人负责，使用专用车辆，按约定时间及时间对移交的危险废物进行转移，并负责转运过程中的污染控制及人员的安全防护，承担危险废物交接后的全部责任。

11.7 发现作业过程中环境隐患，应采取有效措施积极处理并报告甲方。

11.8 发生事故时，应积极抢险，服从统一指挥，避免事故进一步扩大，并按要求报告甲方。

11.9 对施工区域内自然、水源、历史遗迹等保护区及生态环境负保护责任，并有环境保护的措施。

11.10 乙方负责办理危险废物转移及处置的相关环保手续。

11.11 容器清淤、含油污泥处置等施工作业的乙方，严格遵守甲方各级单位的管理要求，严格按照属地管理原则开展工作，进入甲方生产区域的乙方施工人员，要加强施工现场管理，主动接受甲方的安全环保检查、管理。

12、安全生产、环境保护检查与监督

12.1 甲方依据本协议对乙方承包的清罐及含油污泥处置服务项目的下列事项进行监督检查。在检查过程中，若发现事故隐患或潜在的不安全行为、不安全状态，甲方单位 HSE 监督有权向乙方发出《隐患整改通知单》限期整改。

12.1.1 清罐服务现场安全状况。

12.1.2 乙方执行安全生产规章制度、标准情况。

12.1.3 安全、环保设施、设备的使用、维护情况。

12.1.4 安全、环保技术措施（事故隐患整改）计划的制定和执行情况，事故紧急预案及演练情况。

12.1.5 乙方员工劳动防护用品的配备和使用情况，健康、安全与环境警示标志的管理和使用情况。

12.1.6 消防设备、器材配备和保养情况。

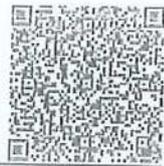
12.1.7 其他需要的监督检查项目。

12.2 乙方应根据其制定的健康、安全与环境管理制度、标准，认真做好日常的安全生产检查监督工作，发现事故隐患和潜在的不安全因素，及时制定安全措施进行整改，并将整改情况通报甲方 HSE 监督。

13、事故应急救援与调查处理

13.1 乙方应制定安全、环境事故应急救援预案，建立应急救援体系，配备应急救援设备、器材，并进行经常性维护、保养，保证正常运转。

13.2 发生生产安全、环保事故后，事故现场有关人员应当立即报告乙方单位负责人，单位负



甲方：中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第九采油厂（盖章）

住所：银川市兴庆区银古路以北燕庆路以东

负责人（签字）：

授权代表（签字）：武峰林

承办人（签字）：段凤仙

乙方：陕西邦达环保工程有限公司（盖章）

住所：陕西省榆林市定边县盐场堡镇水滩子村

法定代表（负责）人（签字）：

授权代表（签字）：

联系电话/传真：0912-8080009



合同签订地点：宁夏银川

合同签订时间：2021年12月24日



合同签约审查审批表

报审序号：2022-1318

合同名称	第九采油厂 2022 年度含油废弃物转移处置合同（第二标段）				
合同编号					
合同类别	承揽合同	二级类别	其它	三级类别	工业污染安全环保治理处置
框架协议	否		框架协议下的合同	否	
资金流向	支出	资金渠道	直接成本 / 生产操作成本	选商方式	公开招标
不招标原因					
标的金额	630000.00	币种	人民币元	是否含税	是
内部合同	否	关联交易	否	涉外合同	
签约依据	名称		编号		
	01.费用审批-第九采油厂 2022 年度含油废弃物转移处置合同（第二标段）		1		
履行期限	2022-02-15 至 2022-12-31				
合同相对人名称	注册资本	住所	法定代表人（负责人）		
陕西邦达环保工程有限公司	130000000	陕西省榆林市定边县盐场堡镇水滩子村	章邦志		
承办部门（单位）	长庆油田第九采油厂质量安全环保部			承办人	段凤仙
承办人意见					
我方签约单位	中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第九采油厂			我方签约人	
审查审批部门/人	审查审批意见		审查审批时间		
长庆油田第九采油厂质量安全环保部/杨永波	同意		2022/2/8 11:25:44		



长庆油田第九采油厂财务资产部/ 徐元胜	同意	2022/2/8 15:39:58
长庆油田第九采油厂企管法规部/ 杨杰	同意	2022/2/8 16:24:06
长庆油田第九采油厂企管法规部/ 辛旭红	同意	2022/2/9 9:20:09
中国石油天然气股份有限公司长庆 油田分公司第九采油厂/武峰林	同意	2022/2/9 16:23:26



报审序号：2022-1318

第九采油厂 2022 年度含油废弃物转移处置合同 (第二标段)

项 目 名 称：第九采油厂 2022 年度含油废弃物转移处置项目（第二标段）

委托人(甲方)：中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第九采油厂

受托人(乙方)：陕西邦达环保工程有限公司

签 订 地 点：宁夏银川

签 订 时 间：2022年2月11日



第九采油厂 2022 年度含油废弃物转移处置合同 (第二标段)

委托人：中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第九采油厂(以下简称甲方)

受托人：陕西邦达环保工程有限公司 (以下简称乙方)

根据《中华人民共和国民法典》、《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》等有关法律法规，本着自愿、平等、诚实信用的原则，双方就第九采油厂所在陕西省榆林市定边区域废弃物处置事宜，协商一致，签订本合同。

1. 废弃物处置内容、标准和方式

1.1 处置内容：依照《环境保护法》、《固体废物污染环境防治法》、《道路危险货物运输管理规定》，自签订合同之日起，乙方按甲方要求，对指定的场所内的含油废物进行清理并合法转移、处置。

1.1.1 废弃物名称：含油废弃物

1.1.2 废弃物数量：以当月发生的工作量清单、危废转移联单数量为准。

1.2 处置标准：乙方必须遵守甲方的各项生产、生活规章制度，安全文明施工，危险废物清理、处置符合环保要求，不发生安全事故、环境污染事故；

1.3 处置方式：派遣专业人员现场清理、装车转运、合法处理。

2. 废弃物的处置期限、地点

2.1 处置期限：自合同签订之日起至 2022 年 12 月 31 日

2.2 处置地点：第九采油厂所在陕西省榆林市定边境内生产区域。

3. 废弃物处置要求

3.1 甲方于合同生效之日起在第九采油厂定边指定地点将废弃物交付乙方；

3.2 废弃物交付后，乙方应按国家有关技术规范、标准和合同约定的处置方案或者措施进行妥善处置，发生安全、环境污染事故或受到政府监管部门处罚的，由乙方承担全部责任；

3.3 乙方收集、贮存、运输、利用及处置废弃物过程中，应根据废弃物的成份和特性，选择符合环境保护标准和要求的方式和设施，防止扬散、流失、渗漏和其他污染，不得擅自倾倒、堆放、丢弃、遗撒废弃物；

3.4 乙方不得将未经处理的废弃物及其附属物直接转卖；



3.5 乙方在 2022 年 12 月 31 日前在第九采油厂吴起前指提供已妥善处理废弃物相关手续；

3.6 运输危险废弃物应当根据废弃物特性，采用符合相应标准的包装物、容器和运输工具；

3.7 其他约定：无。

4. 费用及支付

4.1 本合同单价执行公开招标中标确定单价，即 4300 元/吨（含 6% 增值税），总费用（含税价）为：（大写人民币）陆拾叁万元整；（小写人民币）：630000 元。

4.2 支付方式按照下列第 4.2.2.3 种方式执行：

4.2.1 一次性支付：乙方已妥善处理固体废物并提供相关手续后 ___/___ 日内支付。

4.2.2 分期支付：

4.2.2.1 本合同生效后 ___/___ 日内，支付合同总费用 ___/___ %；

4.2.2.2 按照进度支付：___/___；

4.2.2.3 甲方验收合格后，采用银行存款和票据并用的结算方式结算。结算时预留合同总金额 ___/___ 质量保证金，质保期为 ___/___ 年，期满后，依据甲方出具的专业部门书面评审证明，全部返还给乙方，如果专业部门评审不合格，由乙方负责整改，直到符合合同约定的技术要求后，返还质保金，质量保证金不计利息。

4.2.3 其它约定：乙方必须提供税率为 6% 的专用增值税发票。

4.3 乙方应对其指定的下列账户信息真实性、安全性、准确性负责。

收款人：陕西邦达环保工程有限公司

开户行：昆仑银行股份有限公司西安分行营业部

账 号：79102100273330000018

5. 权利和义务

5.1 甲方权利和义务

5.1.1 核查乙方废弃物经营资质，乙方负责危险废弃物运输的，还需审查其危险废弃物运输资质；

5.1.2 告知乙方废弃物危害特性及安全注意事项；

5.1.3 为乙方提供与履行合同有关的工作便利；

5.1.4 向乙方支付处置费用；



5.1.5 乙方与甲方发生纠纷，乙方败诉的，甲方的诉讼成本和维权费用（包括律师代理费、住宿费、车船机票、鉴定费、诉讼费等支出费用）由乙方承担，乙方拒不承担的，甲方有权从乙方结算价款或预留的质保金中扣除上述费用。对甲方商誉造成不良影响或经济损失的，乙方应承担赔偿责任。

乙方因自身原因与第三方发生纠纷，致使甲方被列为被告或被人民法院、仲裁机构追加为当事人的，甲方的诉讼成本和维权费用（包括律师代理费、住宿费、车船机票、鉴定费、诉讼费等支出费用）由乙方承担，乙方拒不承担的，甲方有权从乙方结算价款或预留的质保金中扣除上述费用。对甲方商誉造成不良影响或经济损失的，乙方应承担赔偿责任。

5.1.6 其他：依据甲方《承包商管理办法》及其实施细则等管理制度，对乙方合同履行达不到约定标准的，实施惩戒处罚措施，包括但不限于警告、停工、终止合同、退出油田公司市场等。

5.2 乙方权利和义务

5.2.1 乙方从事危险废弃物的收集、贮存、处置、利用的，须持有相应危险废弃物经营许可证；乙方负责危险废弃物运输的，应具有危险废弃物运输资质，并不得超越其经营许可范围；

5.2.2 根据废弃物特性制定处置方案、事故应急预案及防范措施，并落实到位；

5.2.3 将废弃物危害特性及安全注意事项告知其相关人员，并提供必要的安全防护措施；

5.2.4 合同履行过程中应及时处理、协调与其他相关方之间的工作关系，并按规定办理相关手续；

5.2.5 进入甲方工作区域时应遵守甲方相关管理规定；

5.2.6 如乙方在处置和运输废弃物过程中，造成环境污染，导致任何第三方提出指控或诉讼的，乙方应负责交涉、应诉，并承担由此发生的律师费、赔偿费等一切费用；

5.2.7 乙方从事危险废弃物的收集、贮存、处置、利用时未按国家有关技术规范、标准和合同约定执行，发生安全、环境污染事故或受到政府监管部门处罚的，责任由乙方承担；

5.2.8 其他：无。

6. 健康、安全生产及环境保护

双方有关健康、安全及环境保护的权利、义务，依照本合同附件《含油废弃物转移处置项目服务 HSE 合同》执行。

7. 保密



7.1 在合同履行期间,乙方所获得的一切原始资料及在施工过程中所取得的与履行合同有关的工作成果及相关资料属甲方所有,乙方负有保密义务。未经甲方书面同意,乙方不得在合同期内或合同履行完毕后以任何方式泄露。保密内容包括但不限于下列项目:图纸、图表、数据等。

7.2 未经甲方书面同意,乙方不得将与合同有关的资料给出版社和新闻机构发表或作学术引用,或者使用本合同任何部分进行促销和做广告宣传。

7.3 未经甲方书面同意,乙方不得应用服务中获得的成果资料。

7.4 对于乙方使用的新技术和新方法,甲方负有保密义务,未经乙方书面同意,不得以任何方式泄露。

7.5 本合同的保密条款在双方的权利义务终止后,仍具有约束力。

8. 不可抗力

8.1 不可抗力事件指合同当事人不能预见、不能避免、不能克服的客观情况,包括但不限于地震、水灾、雷击、雪灾等自然事件以及战争、罢工等社会事件;

8.2 由于不可抗力原因,使双方或任何一方不能履行合同义务时,应采取有效措施,尽量避免或减少损失,将损失降低到最低程度。并在不可抗力发生后 12 小时内以书面形式通知对方,并在其后 3 日内向对方提供有效证明文件;

8.3 因不可抗力致使合同无法按期履行或不能履行所造成的损失由双方各自承担。一方未尽通知义务或未采取措施避免、减少损失的,应就扩大的损失承担相应的赔偿责任。

9. 违约责任

9.1 甲方迟延支付处置固体废物费用的,每逾期一日,应当承担迟延支付部分 0.003 % 的违约金;

9.2 乙方未按合同约定的期限接收、处置固体废物的,每逾期一日,应当承担合同总费用 1 % 的违约金;

9.3 未经甲方书面同意,乙方擅自转委托的,应当承担合同总价 20 % 的违约金;

9.4 违约方根据本条支付违约金后,守约方还有权要求其继续履行、采取补救措施;

9.5 其他约定:乙方应在完成项目验收及工作量签认相关手续后 10 个工作日内前往甲方财务资产科完成财务挂账手续,每延期一日完成甲方有权扣除结算总金额 5 % 的违约金,12 月费用结算挂账不得晚于 12 月 28 日。

10. 合同变更与解除

10.1 本合同经双方协商一致,可以变更或解除,变更或解除协议应采用书面形式。



10.2 出现下列情形之一的，一方可以解除合同，但应向对方发出书面解除通知，合同解除并不影响各方依法应享有的权利和承担的义务：

10.2.1 乙方被吊销废弃物经营资质；

10.2.2 乙方给甲方造成损失拒不赔偿的；

10.2.3 乙方擅自转委托的；

10.3 其他约定：无。

11. 争议的解决

本合同履行过程中发生的纠纷双方应协商解决。协商不成的，按照以下第 11.1 方式解决：

11.1 向银川市兴庆区人民法院提起诉讼；

11.2 因关联交易合同发生争议，由双方协商解决。

12. 合同效力及其它约定

12.1 本合同经甲乙双方法定代表人（负责人）或委托代理人签字并加盖单位合同印章之日起生效。

12.2 本合同履行过程中，如乙方使用农民工，乙方应当严格遵守《保障农民工工资支付条例》和《劳动合同法》，依法与所使用的农民工订立书面劳动合同并进行用工实名登记，未经实名登记的人员，不得进入项目现场施工。乙方应当依法开设农民工工资专用账户，按月支付农民工工资，如乙方发生拖欠或克扣农民工工资的情形，甲方有权从应付工程款中扣减欠付款项并直接用于支付农民工工资。根据需要，乙方可结合工程施工进度和农民工使用情况，不高于每月一次向甲方提出农民工工资支付申请，甲方审核确认后一个月内完成付款。乙方申请资料包括使用农民工劳动合同、实名登记台账等书面材料。合同结算时，乙方应向甲方提交已依法支付农民工工资的书面材料或承诺，作为甲方支付合同款项的条件之一。甲方有权对本合同下乙方的人员实名制制度、农民工工资保证金制度、专款专用账户使用情况、农民工工资发放情况等进行监督，发现不符合要求的，有权责令乙方限期整改。乙方农民工工资支付情况将作为甲方承包商重要事项进行考核管理，因乙方拖欠农民工工资给甲方造成损失或不利影响的，乙方应自行承担责任为甲方消除影响并赔偿由此给甲方造成的损失，甲方有权将乙方列入违约失信名单，清退出长庆油田市场。



12.3 本合同未尽事宜，由甲乙双方另行签订书面补充协议。补充协议与本合同内容不一致的，以补充协议为准。

12.4 本合同一式6份，甲方执4份，乙方执2份，具有同等法律效力。

12.5 其它约定：

12.5.1 维护稳定约定

12.5.1.1 遵守国家、当地政府和甲方关于维护稳定的各项政策法规和管理要求，负责维护乙方队伍人员稳定，并独自承担因乙方原因产生稳定问题所造成的社会影响和经济损失。

12.5.1.2 甲方有权对乙方服务过程中的涉及队伍稳定工作提出监督要求。

12.5.1.3 对出现影响稳定的矛盾和问题应全力处置化解，避免形成规模性集体上访或产生较大社会影响事件。

12.5.1.4 因乙方发生影响稳定问题，甲方有权根据问题事实、影响程度和受损情况，向乙方采取索赔、扣减相应费用或解除合同、清退出长庆油田市场等措施。

12.5.1.5 承包商应严格遵守甲方社会治安综合治理有关规章制度，加强管理教育，对油气产品及物资、器材、设施等治安管理独立承担监管责任，对监守自盗、内勾外联行为向甲方承担违约及赔偿责任，构成犯罪的，依法移交当地司法机关处理。

12.5.2 廉政建设约定

12.5.2.1 不得以各种名义赠送现金、有价证券、信用卡和实物；不准为甲方人员及其配偶、子女及其他亲属提供各种无偿服务，报销应由其个人承担的费用。

12.5.2.2 不得为甲方人员装修住房、购买装饰材料、家具、通讯工具等物品。

12.5.2.3 不得以各种名义邀请甲方人员参与与业务活动有关的吃请，不得进入营业性歌厅、舞厅、夜总会等场地消费。

12.5.2.4 乙方人员违反上述约定，根据甲方有关承包商、服务商、供应商管理规定，视其情节轻重分别给予通报、暂停或取消在甲方市场从事交易的资格；造成不良后果的，清除出甲方交易市场；造成经济损失的，按合同约定赔偿，直至追究法律责任。



甲方：中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第九采油厂（合同专用章）

住所：宁夏银川市长庆油田银川生产指挥中心

工商注册号：91610000713594558X

负责人（签字）：

授权代表（签字）：杨永波

联系电话/传真：029-86571089

开户行：中国工商银行银川燕鸽湖支行

账号：2902007529200002074

邮政编码：750006

承办人（签字）：段凤仙

受托人（乙方）：陕西邦达环保工程有限公司（合同专用章）

住所工商注册号：91610825687982230J

法定代表（负责人）（签字）：

授权代表（签字）：马福刚

联系电话/传真：0912-8080009

开户行：昆仑银行股份有限公司西安分行营业部

账号：79102100273330000018



含油废弃物转移处置项目服务 HSE 合同

委托方（甲方）：中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第九采油厂（以下简称甲方）

承包方（乙方）：陕西邦达环保工程有限公司（以下简称乙方）

1、总则

根据《中华人民共和国民法典》《中华人民共和国安全生产法》《中华人民共和国劳动法》《中华人民共和国环境保护法》及其他相关法律、法规，进一步明确甲乙双方安全生产权利、义务和责任，保障人身安全和企业财产安全，现将《第九采油厂 2022 年含油废弃物转移处置合同（第二标段）》（以下简称“主合同”）中的健康、安全和环境保护等有关事宜，双方本着平等互利、诚实信用的原则，经过协商一致，自愿订立本合同。

2、定义及解释

2.1 违法、违章、违规：指 HSE 合同当事人违反安全、环保法律、法规，违反安全、环保规章、标准，违反安全、环保规章的行为。

2.2 安全生产事故：指在 HSE 合同规定的范围内，由于当事人责任或不可抗力造成的停工、有关财产、经济损失和人员伤亡事件。

2.3 环境保护事件：指在 HSE 合同规定范围内，由于当事人责任或不可抗力造成的环境污染、生态破坏事故事件或因此而引发的次生人员中毒、动植物中毒或死亡等事故事件。

2.4 突发环境事件：是指由于污染物排放或者自然灾害、生产安全事故等因素，导致污染物或者放射性物质等有毒有害物质进入大气、水体、土壤等环境介质，突然造成或者可能造成环境质量下降，危及公众身体健康和财产安全，或者造成生态环境破坏，或者造成重大社会影响，需要采取紧急措施予以应对的事件。

2.5 环境保护违法违规事件：是指所属企业在生产、建设或经营活动中因违反国家环境保护法律法规规定，虽未引发突发环境事件，但受到刑事追究或行政处罚，以及造成或可能造成社会影响的事件。



2.4 不可抗力：指不能预见、不能避免并不能克服的客观情况，包括地震、水灾、雷击、雪灾等自然事件以及战争、罢工等社会事件。

2.5 健康安全环境作业指导书：指承包方对重要的、高度危险的设备或活动，描述其现存的健康安全环境危险和危害，及将该危险危害控制到国家和行业标准能够接受水平所采取措施的文本。

3、工程概况

3.1 工程项目名称：第九采油厂 2022 年含油废弃物转移处置项目（第二标段）

3.2 工程地点：第九采油厂榆林地区定边区域

3.3 工程内容：含油废弃物清理、转移、处置

4、合同期限

本合同期限与主合同一致。主合同因工作实际需要变更期限，本合同应随之变更至相同期限。

5、安全环保法规政策、企业制度及标准

乙方应在施工作业中执行但不限于下列安全环保法规政策、管理制度及有关标准，若此标准有调整，按新标准执行，国家、行业有关的安全生产标准在本合同未列举的，乙方也应一并执行。

- (1) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》
- (2) 《危险废物经营许可证管理办法》
- (3) 《中华人民共和国环境保护法》
- (4) 《中华人民共和国水污染防治法》
- (5) 《中华人民共和国清洁生产促进法》
- (6) 《中华人民共和国自然保护区条例》
- (7) 《国务院关于落实科学发展观加强环境保护的决定》
- (8) 《陕西省实施〈中华人民共和国突发事件应对法〉管理办法》
- (9) 《陕西省危险废物转移电子联单管理办法（试行）》
- (10) 《中国石油天然气集团公司环境事件管理办法》



- (11) HJ 2025-2012 危险废物收集、贮存、运输技术规范
- (12) HJ 2042-2014 危险废物处置工程技术导则
- (13) Q/SY 165-2007 油罐人工清洗作业安全规程
- (14) SY/T 6306-2014 钢质原油储罐运行安全规范
- (15) Q/SY 95-2011 油气管道储运设施受限空间作业安全规程
- (16) SY/T 6628-2005 陆上石油天然气生产环境保护推荐作法
- (17) SY/T 6277-2017 硫化氢环境人身防护安全
- (18) SY 6355-2017 石油天然气生产专用安全标志
- (19) AQ2012-2007 石油天然气安全规程

6、对乙方清罐、含油废弃物处置施工过程中安全生产、环境保护的要求

6.1 乙方应当具备《中华人民共和国安全生产法》《中华人民共和国环境保护法》及相关法律、法规、标准规定的危险废物处理条件，具有环保主管部门颁发的有效的危险废物经营许可证资质，有健全的环境管理体系、责任制、环境污染控制措施。有健全的HSE管理体系和安全生产责任制、安全操作规程、生产安全、环境保护制度和具体的安全、环保措施。实现环境“零污染”、生态“零破坏”施工作业。

6.2 乙方应在施工（作业）设计中制定专项环境保护、清洁生产方面切实可行的技术和管理保障措施，并经相关部门/人员审核签认。

6.3 遵照“预防为主”的原则，做到容器清淤、含油废弃物处置等作业和环境保护并举，施行清洁生产，实现环境污染全过程预防控制。

6.4 乙方在进行容器清淤、含油废弃物处置等活动时，必须充分做好危害因素辨识，充分认识、防范作业过程中的环境风险，保证环境风险受控。

6.5 乙方将甲方交由的含油废弃物必须依法合规妥善处置，不得随意转移、掩埋、抛洒、倾倒等违法行为，须跨县级及以上行政区域转移危险废物的，必须在当地环保主管部门办理危险废物转移联单，经当地环保主管部门审批通过后方可按审批危险废物的种类、数量进行妥善转移，转移过程中须专人押运，携带经审批认可的危险废物转移联单，尽量远离人口密集区、水源保护区等环境敏感区路段。



6.6 乙方应对施工过程中产生的油泥、油手套、油纱及其他危险废物进行合规处置。统一转移至甲方施工区域指定储存点或地方，并办理内部危废转移联单及其他手续；或转移至乙方统一规定的存放地点。

6.7 危险废物的存放应设置明显的警示标志，与其他物品进行有效隔离，做好预防措施，并设专人进行管理；作业结束后要及时清理现场的危险废物，不得随意丢弃；作业结束后应对现场产生的生产、生活垃圾进行检查清理并按规范进行妥善处理。

6.8 乙方应对施工人员进行有关容器清淤、含油废弃物处置等作业过程环境保护、环境应急等方面的知识培训、教育，若需取得相关资质证书的，须按要求取得资格证后方可上岗。持证人员现场施工时应按甲方要求能够随时出示有关证照。

6.9 乙方应制定作业过程中危险废物环境突发事件应急预案，以及配备环境突发事件所需的环境应急物资。

6.10 两个及其以上施工单位在同一作业区域内进行施工活动的，应当签订环境保护管理协议或在相关协议里明确各自的环保职责、义务和权利，采取的环保措施，并指定专职环境保护管理人员进行管理协调。

6.11 乙方不得将容器清淤、含油废弃物处置等分包或转包无资质的单位。

7、乙方安全、环境保护责任的承担

7.1 主合同签订后，整个施工作业、技术服务或承包项目在乙方管理和控制下，因乙方原因对本作业危害未加以消除而带来的安全生产责任风险，给甲方和第三方造成人身伤害和企业财产损失的，由乙方承担事故及损失赔偿责任，乙方损失自担。

7.2 乙方组织施工时，不得使用不符合国家、行业标准和甲方规定的原材料、设备、装置、防护用品、器材、安全检测仪等，否则，由此引发的事故由乙方承担全部责任。

7.3 乙方必须严格遵守国家和地方政府现行环境保护法律、法规，实行无污染作业，严格控制原油落地，对在实施作业过程中产生的废水、废液应全部回收或进行无害化处理，防止对水体、土壤和生态植被环境的污染和损害。对于施工期间发生环境污染事故、纠纷或受到政府环境主管部门处罚的一切费用和责任，由乙方承担由此而发生的一切法律及经济责任。



7.4 乙方进行容器清淤、含油废弃物处置等施工时，必须遵循国家、地方相关的法律法规及甲方相关管理制度要求，不得在施工活动中开展违法活动，因乙方违法作业引起的环境污染事故、生态破坏由乙方承担，由乙方治理环境污染、恢复生态环境，赔偿对甲方造成的经济损失。

7.5 乙方在合同期内，违法违规造成的环境污染、生态破坏事故造成甲方以外第三方经济损失、环境权益损失的，由乙方承担全部责任。

7.6 乙方在合同期内，违法违规造成的环境污染、生态破坏事件/事故造成投诉举报、媒体曝光等负面影响，从而对甲方经济、声誉造成损害的，乙方应承担其后果，赔偿甲方损失，消除不良影响。

7.7 由于不可抗力造成合同期内环境污染、生态破坏事故及财产损失的，甲乙双方协商解决。

7.8 乙方施工时，不得使用不符合环保标准和甲方规定的材料、设备、装置、应急物资等，否则，由此引发的事故由乙方承担全部责任。

7.9 乙方承担由于其施工期间发生环境污染事故、纠纷或受到政府环境主管部门处罚的一切费用和责任。

8、甲方的安全、环境保护权利

8.1 甲方有权要求乙方履行安全生产职责，并对乙方履行安全生产职责情况进行监督，对乙方安全生产、环境保护业绩表现有权进行评定。

8.2 有权对乙方的施工作业现场的安全作业情况进行监督检查，在监督过程中发现施工设计、作业现场等不具备安全条件，有权要求乙方停止施工，并书面通知乙方制定具体安全措施。

8.3 有权对乙方安全业绩、资质进行审查，对乙方针对作业项目制定的健康安全环境作业指导书进行审查。

8.4 有权要求乙方建立符合国家法律、法规和集团公司、股份公司、油田公司、厂要求的安全环保管理体系及相关制度。



8.5 甲方有权要求乙方履行环保生产职责，并对乙方履行环保生产职责情况进行监督，对乙方环境保护业绩表现有权进行评定。

8.6 有权要求乙方维护好相关的环保生产设施、设备、器材及应急物资。

8.7 有权对乙方施工作业现场的环保作业情况进行监督检查处理，在监督过程中发现施工作业不具备环保条件，有权要求乙方停止施工，并书面通知乙方制定具体保障措施。

8.8 有权要求乙方作业人员持证上岗，有权随时对乙方作业人员的持证情况进行监督检查，有权制止和纠正乙方作业人员的不环保生产行为。

8.9 有权对乙方环境保护业绩、资质进行审查，对乙方针对作业项目制定的环境作业指导书进行审查并备案。

8.10 有权要求乙方保护施工区域植被、草原、河道、水源、动植物及生态环境。并在乙方施工结束后，对施工场所地貌恢复情况进行检查验收，现场环境保护验收不合格的，甲方有权要求乙方整改，多次整改仍不合格的，甲方有权扣减相应费用，由甲方组织整改。

8.11 乙方在施工期未按国家法律法规转移、处置危险废物、放射源的，甲方有权依法对乙方的违法行为提起诉讼。

9、甲方的环境义务

9.1 贯彻落实“安全第一、环保优先、质量至上、以人为本”的安全环保工作方针，认真执行有关法律、法规、标准及中国石油集团公司、股份公司和长庆油田分公司安全生产规章制度。

9.2 向乙方明确施工作业区的范围、危险点源及安全管理要求，为乙方提供工程合同中规定的安全作业条件支持。

9.3 按施工措施的技术要求，为乙方履行本合同提供有关的资料（有毒有害气体提示等）。

9.4 发生事故后积极协助乙方进行抢救，防止事故扩大，并按照股份公司有关规定进行报告。

9.5 根据施工项目的技术要求履行应尽的义务。

9.6 按施工方案措施的技术要求，为乙方履行本合同提供有关的资料。



9.7 发生事故后积极协助乙方进行抢救，防止事故扩大，并按有关规定进行报告。

9.8 根据施工项目的技术要求履行应尽的义务。

10、乙方的权利

10.1 有权要求甲方提供中油集团、股份公司、勘探与生产分公司及长庆油田分公司及第九采油厂相关安全生产、环境保护管理规定。

10.2 有权对甲方的安全工作提出合理化建议和改进意见。

10.3 在日常作业中，对甲方违章指挥、强令乙方冒险作业，有权拒绝执行；对由此产生的打击报复，有权向有关部门举报。

10.4 发生严重危及乙方生命安全的不可抗力紧急情况时，乙方有权采取必要的措施避险。

10.5 有权要求甲方提供甲方相关环境保护的管理规定。

10.6 有权对甲方的环境保护工作提出合理化建议和改进意见。

10.7 发生事故时，有权要求甲方提供环境应急物资、人员、设备等。

11、乙方的义务

11.1 应当建立健全安全组织机构，建立安全生产责任制，严格执行安全生产、环境保护法律、法规、标准及安全生产规章制度、安全操作规程，控制危险点源，熟练掌握事故防范措施和事故应急处理预案等。针对施工作业项目制定健康安全环境作业指导书，配备必要的劳动保护用品，在甲方作业区施工应遵守甲方安全与环保等规章制度。

11.2 按规定组织好安全检查，发现作业过程中不安全隐患、重大险情，应采取有效措施积极处理并报告甲方。

11.3 发生事故时，应积极抢险，服从统一指挥，避免事故进一步扩大，并按要求报告甲方。

11.4 应维护好相关的安全生产设施、设备和器材，使其处于安全生产状态。

11.5 应对作业人员进行安全生产教育培训，具备相应的安全意识和技能。

11.6 乙方安排专人负责，使用专用车辆，按约定时间及时间对移交的危险废物进行转移，并负责转运过程中的污染控制及人员的安全防护，承担危险废物交接后的全部责任。



11.7 发现作业过程中环境隐患，应采取有效措施积极处理并报告甲方。

11.8 发生事故时，应积极抢险，服从统一指挥，避免事故进一步扩大，并按要求报告甲方。

11.9 对施工区域内自然、水源、历史遗迹等保护区及生态环境负保护责任，并有环境保护的措施。

11.10 乙方负责办理危险废物转移及处置的相关环保手续。

11.11 容器清淤、含油废弃物处置等施工作业的乙方，严格遵守甲方各级单位的管理要求，严格按照属地管理原则开展工作，进入甲方生产区域的乙方施工人员，要加强施工现场管理，主动接受甲方的安全环保检查、管理。

12、安全生产、环境保护检查与监督

12.1 甲方依据本协议对乙方承包的清罐及含油废弃物处置服务项目的下列事项进行监督检查。在检查过程中，若发现事故隐患或潜在的不安全行为、不安全状态，甲方单位 HSE 监督有权向乙方发出《隐患整改通知单》限期整改。

12.1.1 清罐服务现场安全状况。

12.1.2 乙方执行安全生产规章制度、标准情况。

12.1.3 安全、环保设施、设备的使用、维护情况。

12.1.4 安全、环保技术措施（事故隐患整改）计划的制定和执行情况，事故紧急预案及演练情况。

12.1.5 乙方员工劳动防护用品的配备和使用情况，健康、安全与环境警示标志的管理和使用情况。

12.1.6 消防设备、器材配备和保养情况。

12.1.7 其他需要的监督检查项目。

12.2 乙方应根据其制定的健康、安全与环境管理制度、标准，认真做好日常的安全生产检查监督工作，发现事故隐患和潜在的不安全因素，及时制定安全措施进行整改，并将整改情况通报甲方 HSE 监督。

13、事故应急救援与调查处理



13.1 乙方应制定安全、环境事故应急救援预案，建立应急救援体系，配备应急救援设备、器材，并进行经常性维护、保养，保证正常运转。

13.2 发生生产安全、环保事故后，事故现场有关人员应当立即报告乙方单位负责人，单位负责人接到事故报告后，应迅速采取有效措施，组织抢救，防止事故扩大，减轻人员伤亡和财产损失。重特大事故，同时立即报告被服务单位，不得拖延，不得故意破坏事故现场、毁灭有关证据。

13.3 发生生产安全、环保事故后，应按照国家和中国石油天然气集团公司、股份有限公司、长庆油田分公司及第九采油厂事故调查有关规定进行调查和责任认定，相关方做好配合工作。

13.4 乙方应按照国家和中国石油天然气集团公司事故调查有关规定进行调查和责任认定，重特大事故涉及被服务单位、乙方、第三方责任或人身伤害、财产损失的，应由甲、乙双方或第三方共同参与组成事故调查组，对事故进行调查和责任认定。

14、安全生产信息的报告

为了实现安全生产，加强对工程动态、生产信息管理，乙方在向甲方发包单位汇报工程动态、生产信息的同时，向甲方汇报安全生产信息，具体汇报时间、汇报内容由甲方确定。

15、保险

乙方合同项目施工作业人员的工伤保险由其自行承担。

16、违约责任

16.1 甲乙双方违反本合同要求，未造成事故及经济损失的，违约方应及时整改或采取其他补救措施。

16.2 乙方未按甲方发出的《隐患整改通知单》要求按期整改的，乙方每次应向甲方支付违约金 元，乙方支付违约金后仍未整改的，甲方可责令乙方停工整改。由于乙方停工导致第三方被动停工，造成第三方的全部损失由乙方全部承担。

16.3 乙方发生事故后对甲方弄虚作假、隐瞒不报、迟报或谎报。经查证属实，乙方每次应向甲方支付违约金 元。情节严重的，取消其进入甲方市场资格。

16.4 由于乙方原因造成环境污染事故，由乙方承担全部经济赔偿责任。



16.5 因被服务单位、乙方或第三方造成的事故责任，造成人身伤害或财产损失的，由责任方赔偿他方直接经济损失。

17、不可抗力

由于不可抗力造成主合同项目服务中作业事故及产生的损失，当事人双方依据主合同中双方的约定，各自承担相应的损失。

18、争议解决方式

本合同在履行过程中发生争议时，按甲乙双方签订的主合同中相关约定方式进行解决，如解决不成，可选择下列第 二 种方式解决：

- (一) 向 仲裁委员会申请仲裁；
- (二) 依法向银川市兴庆区人民法院提起诉讼。

19、合同效力

本合同是主合同的组成部分，与主合同具有同等法律效力，经甲乙双方授权代表人签字并加盖单位合同专用章后生效。

20、其他事宜

20.1 本合同未尽事宜双方另订补充协议，与国家、集团公司、中油股份公司有关规定相悖的，按有关规定执行。

20.2 本合同一式 6 份，甲方执 4 份、乙方执 2 份，每份具有同等法律效力。

20.3 本合同自双方签字盖章之日起生效。

20.4 其他：乙方必须严格遵守《中国石油天然气集团公司反违章禁令》，并承担因违反“禁令”造成后果的全部责任，甲方有权对违反“禁令”的行为予以纠正或处罚等。



甲方：中国石化天然气股份有限公司长庆油田分公司第九采油厂（盖章）

住所：银川市兴庆区银古路以北燕庆路以东

负责人（签字）：

授权代表（签字）：杨永波

承办人（签字）：段凤仙



乙方：陕西邦达环保工程有限公司（盖章）

住所：陕西省榆林市定边县盐场堡镇水滩子村

法定代表（负责人）（签字）

授权代表（签字）：马福祥

联系电话/传真：0912-8080009

合同签订地点：宁夏银川

合同签订时间：2022年2月11日

施工作业废弃物规范处置承诺书

为促进清洁生产，确保油气开发施工作业良好的业绩表现，（施工作业单位）向长庆油田分公司第九采油厂（生产建设单位）

郑重承诺：

1. 施工作业资质合法有效，工艺技术成熟可靠，管理规范；
2. 严格遵守属地政府法规政策和要求，自觉接受监督检查；
3. 严格遵守油田公司、生产建设单位的健康、安全、环境管理制度和要求，清洁文明施工，自觉接受监督检查；
4. 规范处置施工作业废弃物。按处置方案规范处置作业过程中产生的“三废”，废水不乱排乱倒；固体废物不乱堆乱放、违规掩埋；落实抑尘降噪措施，不产生扬尘，厂界噪声不超标；生活垃圾分类处理；
5. 发生环境突发事件主动配合生产建设单位开展应急抢险和事件调查。

如违反以上承诺，将自愿：

1. 退出油田施工作业市场；
2. 接受经济处罚，乃至刑责；
3. 承担及赔偿生态损害补偿。

承诺单位、承诺人（盖章、签字）：

承诺时间：2022.2.11

固定污染源排污登记回执

登记编号：9164010331783808x4009X

排污单位名称：长庆油田第九采油厂五谷城采油作业区

生产经营场所地址：陕西省延安市吴起县五谷城镇和周湾镇

统一社会信用代码：9164010331783808x4

登记类型：首次 延续 变更

登记日期：2022年06月24日

有效期：2022年06月23日至2027年06月22日



注意事项：

（一）你单位应当遵守生态环境保护法律法规、政策、标准等，依法履行生态环境保护责任和义务，采取措施防治环境污染，做到污染物稳定达标排放。

（二）你单位对排污登记信息的真实性、准确性和完整性负责，依法接受生态环境保护检查和社会公众监督。

（三）排污登记表有效期内，你单位基本情况、污染物排放去向、污染物排放执行标准以及采取的污染防治措施等信息发生变动的，应当自变动之日起二十日内进行变更登记。

（四）你单位若因关闭等原因不再排污，应及时注销排污登记表。

（五）你单位因生产规模扩大、污染物排放量增加等情况需要申领排污许可证的，应按规定及时提交排污许可证申请表，并同时注销排污登记表。

（六）若你单位在有效期满后继续生产运营，应于有效期满前二十日内进行延续登记。



更多资讯，请关注“中国排污许可”官方公众微信号

固定污染源排污登记回执

登记编号：9164010331783808X4008W

排污单位名称：中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第九采油厂杨青采油作业区

生产经营场所地址：陕西省延安市吴起县吴起镇杨青村

统一社会信用代码：9164010331783808X4

登记类型：首次 延续 变更

登记日期：2022年06月24日

有效期：2021年02月01日至2026年01月31日



注意事项：

（一）你单位应当遵守生态环境保护法律法规、政策、标准等，依法履行生态环境保护责任和义务，采取措施防治环境污染，做到污染物稳定达标排放。

（二）你单位对排污登记信息的真实性、准确性和完整性负责，依法接受生态环境保护检查和社会公众监督。

（三）排污登记表有效期内，你单位基本情况、污染物排放去向、污染物排放执行标准以及采取的污染防治措施等信息发生变动的，应当自变动之日起二十日内进行变更登记。

（四）你单位若因关闭等原因不再排污，应及时注销排污登记表。

（五）你单位因生产规模扩大、污染物排放量增加等情况需要申领排污许可证的，应按规定及时提交排污许可证申请表，并同时注销排污登记表。

（六）若你单位在有效期满后继续生产运营，应于有效期满前二十日内进行延续登记。



更多资讯，请关注“中国排污许可”官方公众微信号

固定污染源排污登记回执

登记编号：9164010331783808X4004U

排污单位名称：中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第九采油厂薛岔采油作业区

生产经营场所地址：陕西省延安市吴起县薛岔乡尚阳洼

统一社会信用代码：9164010331783808X4

登记类型：首次 延续 变更

登记日期：2022年06月25日

有效期：2020年06月28日至2025年06月27日



注意事项：

（一）你单位应当遵守生态环境保护法律法规、政策、标准等，依法履行生态环境保护责任和义务，采取措施防治环境污染，做到污染物稳定达标排放。

（二）你单位对排污登记信息的真实性、准确性和完整性负责，依法接受生态环境保护检查和社会公众监督。

（三）排污登记表有效期内，你单位基本情况、污染物排放去向、污染物排放执行标准以及采取的污染防治措施等信息发生变动的，应当自变动之日起二十日内进行变更登记。

（四）你单位若因关闭等原因不再排污，应及时注销排污登记表。

（五）你单位因生产规模扩大、污染物排放量增加等情况需要申领排污许可证的，应按规定及时提交排污许可证申请表，并同时注销排污登记表。

（六）若你单位在有效期满后继续生产运营，应于有效期满前二十日内进行延续登记。



更多资讯，请关注“中国排污许可”官方公众微信号

固定污染源排污登记回执

登记编号：9164010331783808X4011Y

排污单位名称：中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第九采油厂刘峁塬采油作业区

生产经营场所地址：陕西省榆林市定边县姬塬镇徐团庄村

统一社会信用代码：9164010331783808X4

登记类型：首次 延续 变更

登记日期：2022年08月04日

有效期：2022年08月04日至2027年08月03日



注意事项：

（一）你单位应当遵守生态环境保护法律法规、政策、标准等，依法履行生态环境保护责任和义务，采取措施防治环境污染，做到污染物稳定达标排放。

（二）你单位对排污登记信息的真实性、准确性和完整性负责，依法接受生态环境保护检查和社会公众监督。

（三）排污登记表有效期内，你单位基本情况、污染物排放去向、污染物排放执行标准以及采取的污染防治措施等信息发生变动的，应当自变动之日起二十日内进行变更登记。

（四）你单位若因关闭等原因不再排污，应及时注销排污登记表。

（五）你单位因生产规模扩大、污染物排放量增加等情况需要申领排污许可证的，应按规定及时提交排污许可证申请表，并同时注销排污登记表。

（六）若你单位在有效期满后继续生产运营，应于有效期满前二十日内进行延续登记。



更多资讯，请关注“中国排污许可”官方公众微信号

榆林市投资项目选址“一张图”控制线检测报告

编号：2022（4818）号

申请单位	单位全称	中国石油天然气股份有限公司 长庆油田分公司第九采油厂		地址	银川市兴庆区银古路以北燕庆路以东		
				电话	/	传真	/
	工商营业执照或组织机构代码证号码			9164010331783808X4			
	法人代表	卢俊	联系电话	手机：/	办公：/		
联系人	马卫华	联系电话	手机：13619550128 办公：/				
项目基本情况	项目名称	长庆油田分公司第九采油厂 2022年老油田改造治理项目		项目编号	/		
	建设地点	陕西省榆林市定边县		用地面积	/		
控制线检测结果	见附件						
	 <p>报告检测日期：2022年11月01日</p>						

备注：本报告作为投资项目选址与各类空间规划符合性检测文件，为项目审批和前期工作提供参考。

榆林市“多规合一”辅助决策服务窗口制

榆林市国土空间分析报告

业务编号：202211010216

单位：公顷

长庆油田分公司第九采油厂 2022 年老油田改造治理项目-江 42-41 至江 44-394 总机关出油管线总用地规模 0.1600 公顷。

根据【土地利用现状 2020(三调)】分析,其中占用工矿用地 0.0103 公顷、占用交通运输用地 0.0055 公顷、占用草地 0.1442 公顷。

根据【建设用地管制区】分析,其中占用限制建设用地区 0.1600 公顷。

根据【土地用途区】分析,其中占用牧业用地区 0.0700 公顷、占用一般农地区 0.0900 公顷。

根据【土地利用现状 2018(二调)】分析,其中占用耕地 0.0901 公顷、占用草地 0.0699 公顷。

根据【林业规划】分析,其中占用林地 0.0559 公顷、占用非林地 0.1041 公顷。

根据【土地利用现状 2009(二调)】分析,其中占用耕地 0.0901 公顷、占用草地 0.0699 公顷。

各分区块用地情况请见后附件。

榆林市国土空间分析报告

业务编号：202211010216

单位：公顷

项目名称	长庆油田分公司第九采油厂 2022 年老油田改造治理项目-江 42-41 至江 44-394 总机关出油管线	审核面积	0.1600
------	--	------	--------

影像分析



数据来源：2019 年 0.2 米全市高清影像

备注：该报告中涉及的空间数据均采用 2000 国家大地坐标系，1985 国家高程基准，高斯克吕格 3 度分带投影平面坐标。

界址点成果表

项目名称：长庆油田分公司第九采油厂 2022 年老油田改造治理项目-江 42-41 至江 44-394 总机关出油管线

坐标来源：空间平台 PC 端

分析人：高雅琼

分析时间：2022-11-01 14:16:35

宗地面积（公顷）：0.16

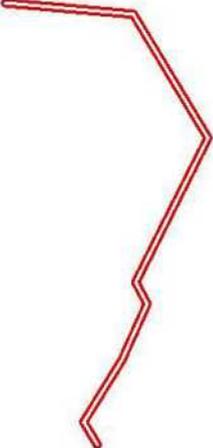
地块序号：1



点号	横坐标(X)	纵坐标(Y)	点号	横坐标(X)	纵坐标(Y)
J1	37171871.862	4104627.273	J29	37171847.709	4104354.658
J2	37171921.474	4104549.611	J30	37171847.441	4104354.436
J3	37171921.607	4104549.366	J31	37171847.138	4104354.265
J4	37171921.723	4104549.038	J32	37171846.809	4104354.148
J5	37171921.782	4104548.695	J33	37171846.466	4104354.090
J6	37171921.779	4104548.346	J34	37171846.118	4104354.092
J7	37171921.716	4104548.005	J35	37171845.776	4104354.156
J8	37171921.594	4104547.678	J36	37171845.449	4104354.278
J9	37171921.555	4104547.600	J37	37171845.149	4104354.454
J10	37171874.061	4104458.009	J38	37171844.885	4104354.679
J11	37171881.135	4104445.325	J39	37171844.663	4104354.948
J12	37171881.208	4104445.182	J40	37171844.623	4104355.008
J13	37171881.324	4104444.854	J41	37171835.604	4104369.172
J14	37171881.382	4104444.511	J42	37171835.472	4104369.415
J15	37171881.379	4104444.163	J43	37171835.355	4104369.742
J16	37171881.316	4104443.821	J44	37171835.297	4104370.086
J17	37171881.195	4104443.495	J45	37171835.300	4104370.434
J18	37171864.526	4104408.415	J46	37171835.363	4104370.777
J19	37171864.395	4104408.183	J47	37171835.485	4104371.103
J20	37171839.664	4104370.232	J48	37171835.615	4104371.336
J21	37171847.991	4104357.154	J49	37171860.975	4104410.251
J22	37171848.123	4104356.911	J50	37171877.145	4104444.279
J23	37171848.240	4104356.584	J51	37171870.044	4104457.012
J24	37171848.298	4104356.241	J52	37171869.971	4104457.155
J25	37171848.295	4104355.892	J53	37171869.855	4104457.483
J26	37171848.232	4104355.549	J54	37171869.797	4104457.826
J27	37171848.111	4104355.224	J55	37171869.800	4104458.174

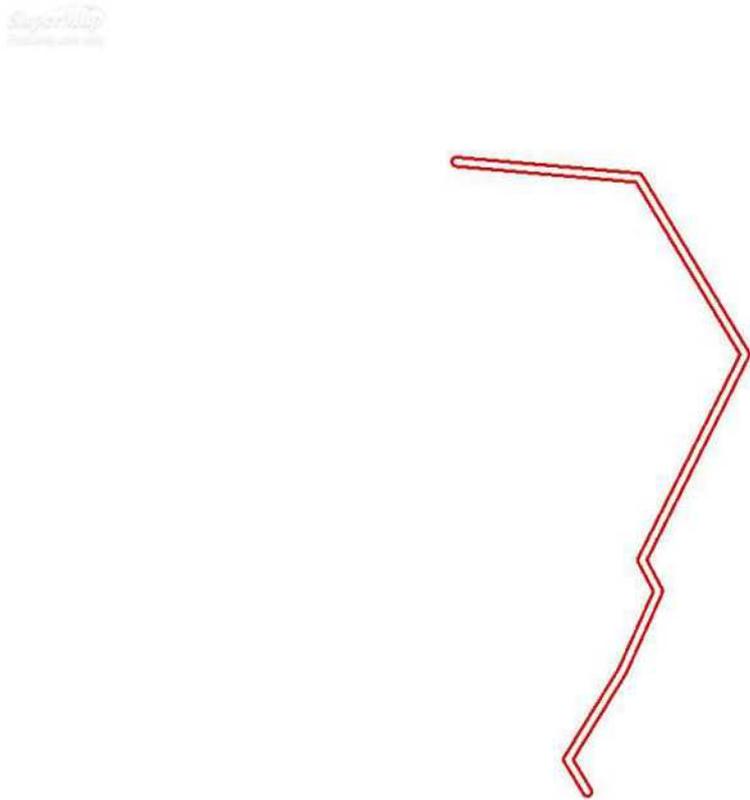
登记发证数据分析

单位：公顷

管制区类型代码	名称	图例	面积
汇总	登记系统宗地		0
			

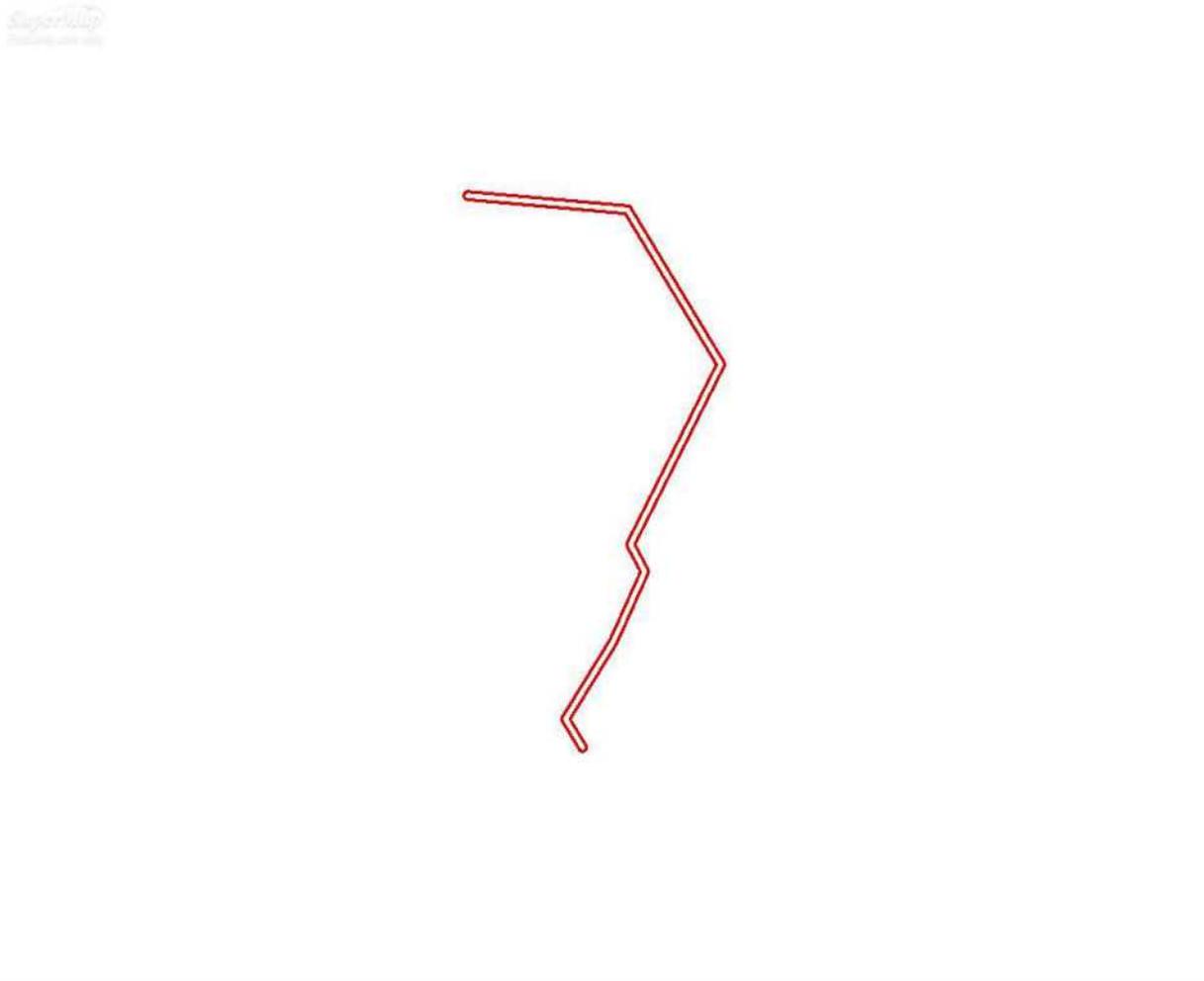
供地项目分析

单位：公顷

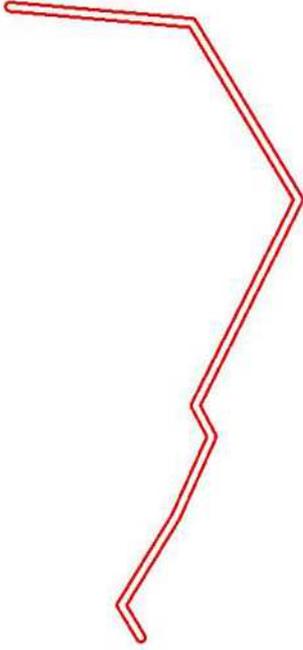
名称	图例	面积
汇总	供地项目 	0
		

批地项目分析

单位：公顷

管制区名称	图例	面积
汇总	批地项目 	0
		

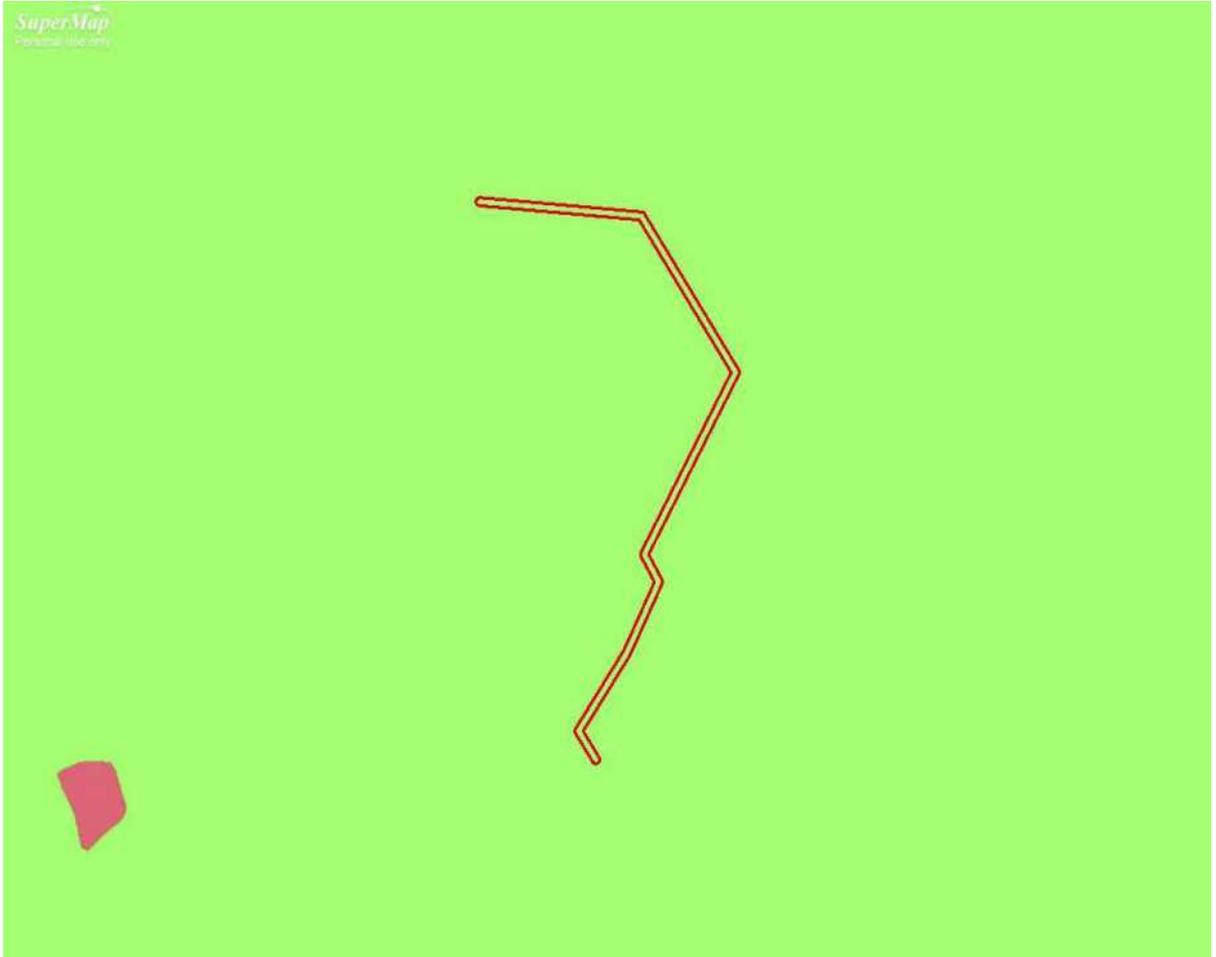
榆阳机场净空区域分析

区域名称	参考高度/米 (1985 黄海高程)	图例	面积/公顷
汇总			0
当前区域地面高程 (仅供参考)	最高点: 1680.8352	最低点: 1569.9520	
			
<p>经分析，该项目位于榆阳机场净空审核范围外，无需进行净空审核。</p>			
			
数据来源: 机场飞行保护区域及参考高度、2019 年榆林市两米格网 DEM			比例尺: 1:10000

建设用地管制区分析

单位：公顷

管制区类型代码	名称	图例	面积
汇总			0.16
030	限制建设区		0.16

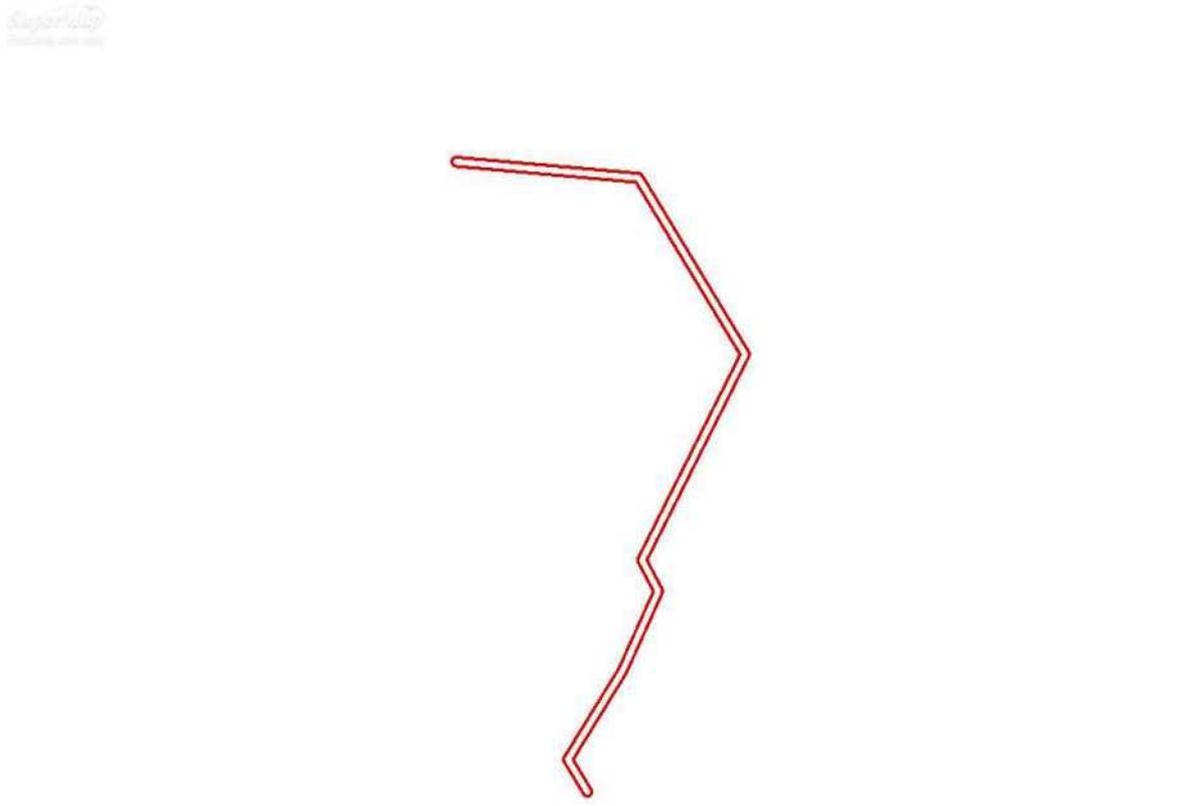


数据来源：2020年市级规划修改后

比例尺：1:10000

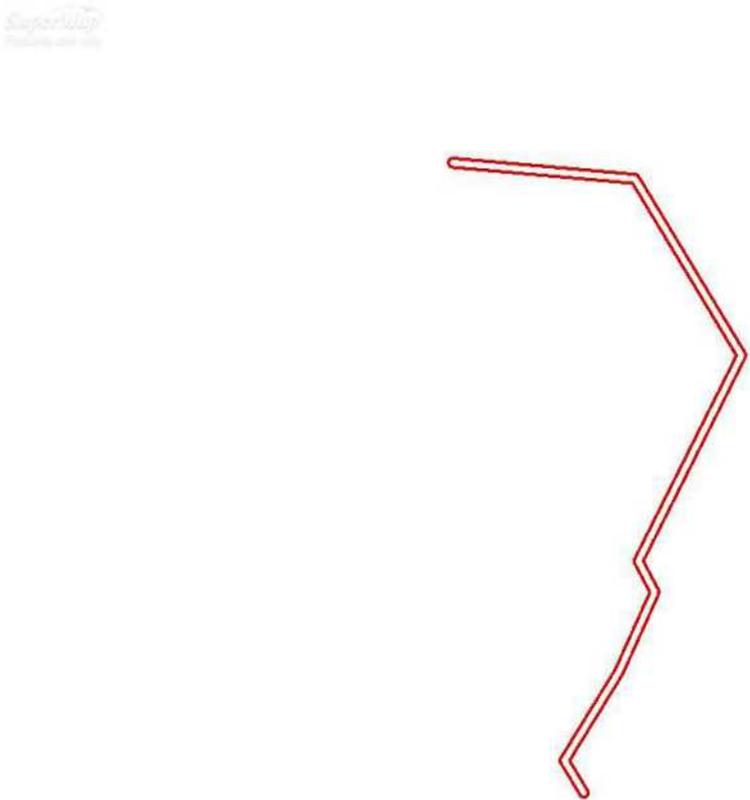
矿区分析

单位：公顷

管制区类型代码	名称	图例	面积
汇总	矿区		0
			

矿区-2021 图层分析

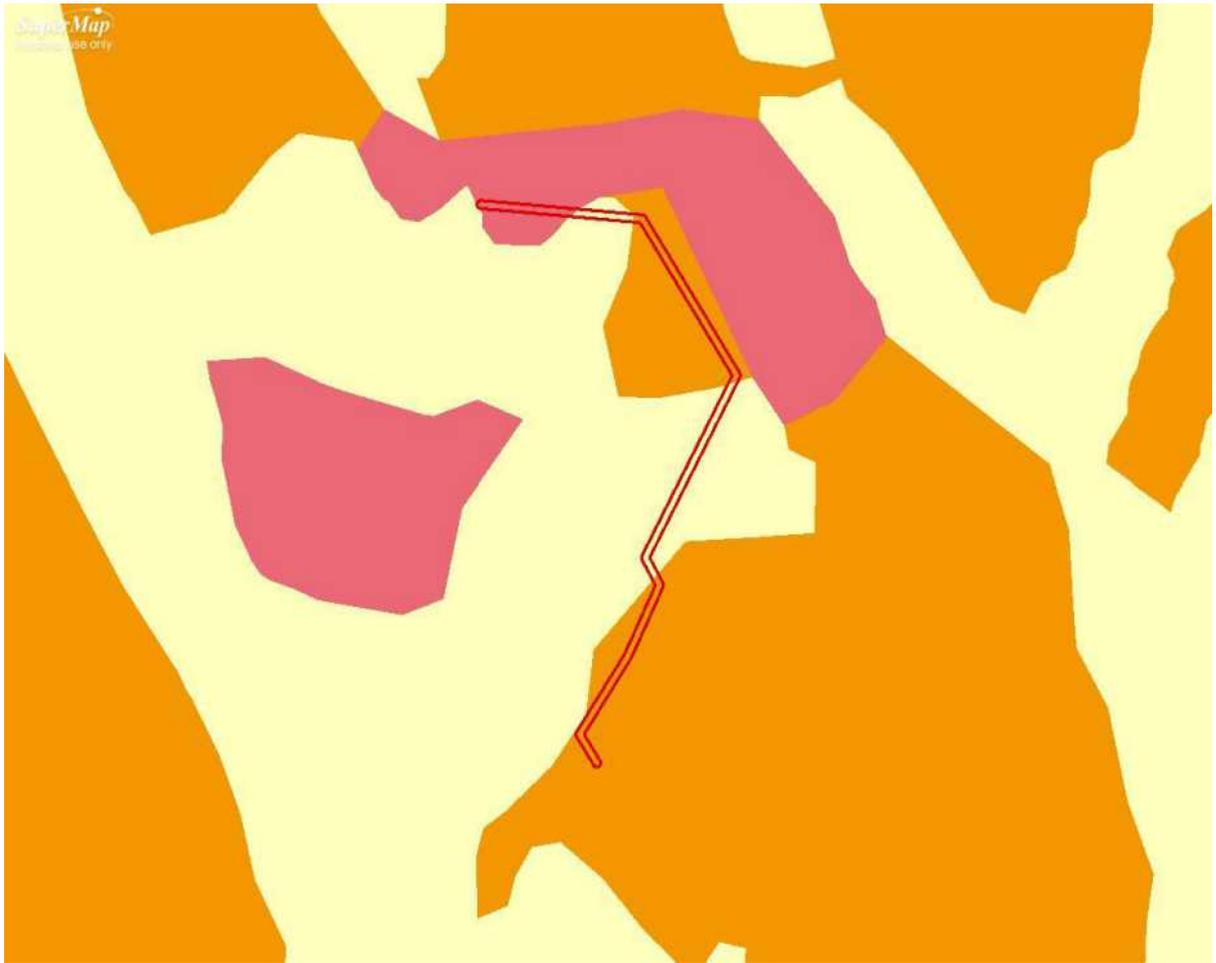
单位：公顷

矿区类型名称	图例	面积
汇总		0
		

林地规划分析

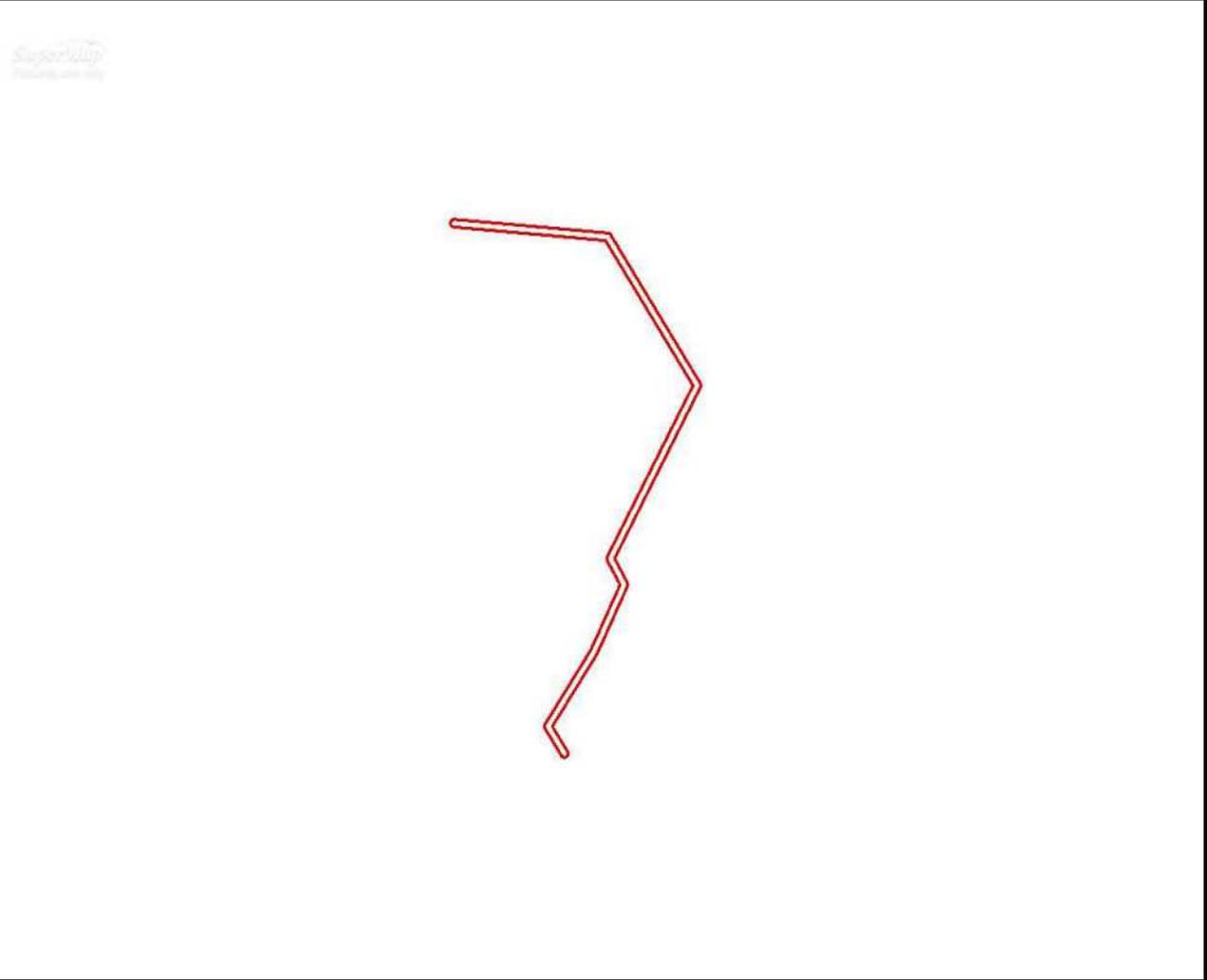
单位：公顷

一级	分类代码 二级	三级	类别名称	图例	面积
1			林地		0.0559
	17		宜林地		0.0559
		171	宜林荒山荒地		0.0559
2			非林地		0.1041
		210	耕地		0.0838
		250	建设用地		0.0203



生态红线叠加情况

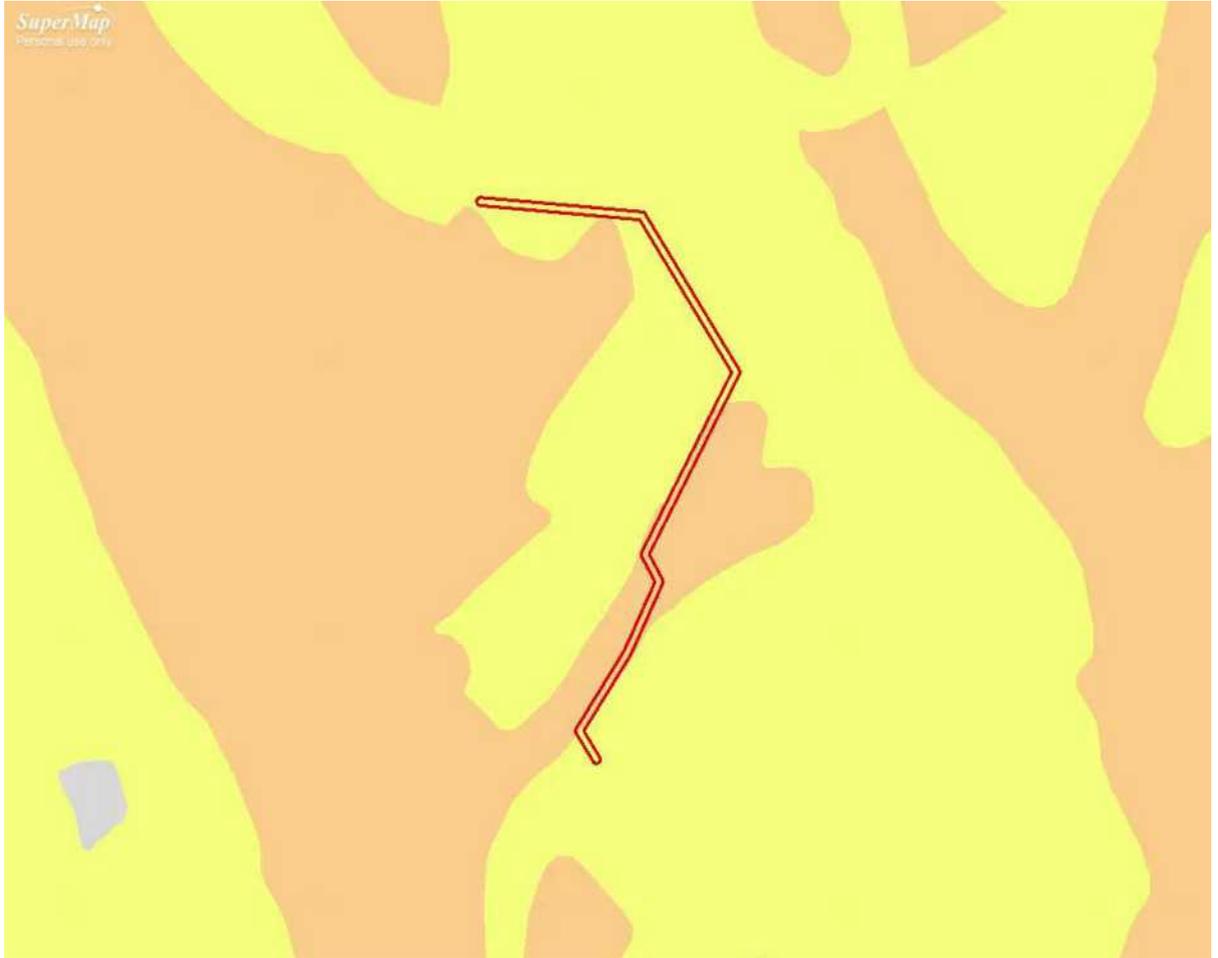
单位：公顷

名称	图例	面积
汇总		0
		
数据来源：生态保护红线（入库版本）		

土地用途区分析

单位：公顷

土地用途区代码	土地用途区名称	图例	面积
汇总			0.16
020	一般农地区		0.09
100	牧业用地区		0.07

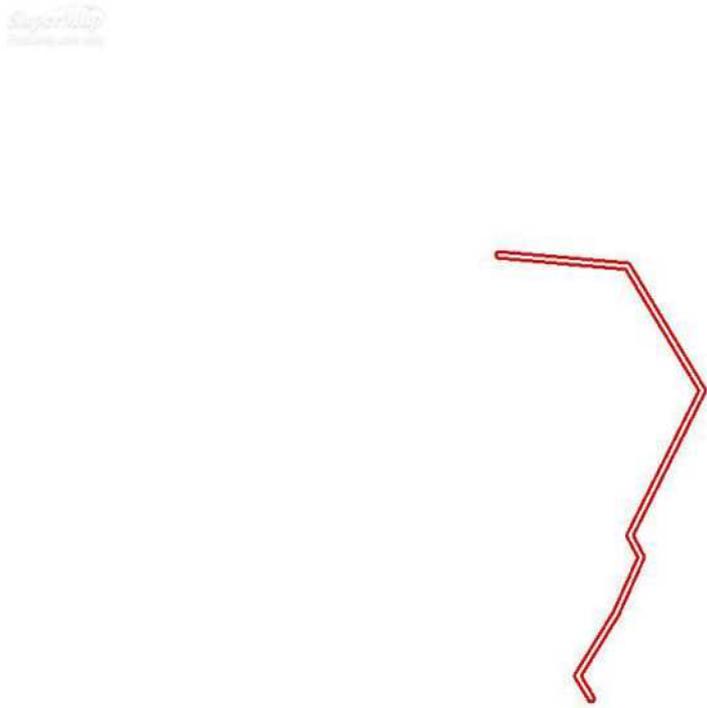


数据来源：2020年市级规划修改后

比例尺：1:10000

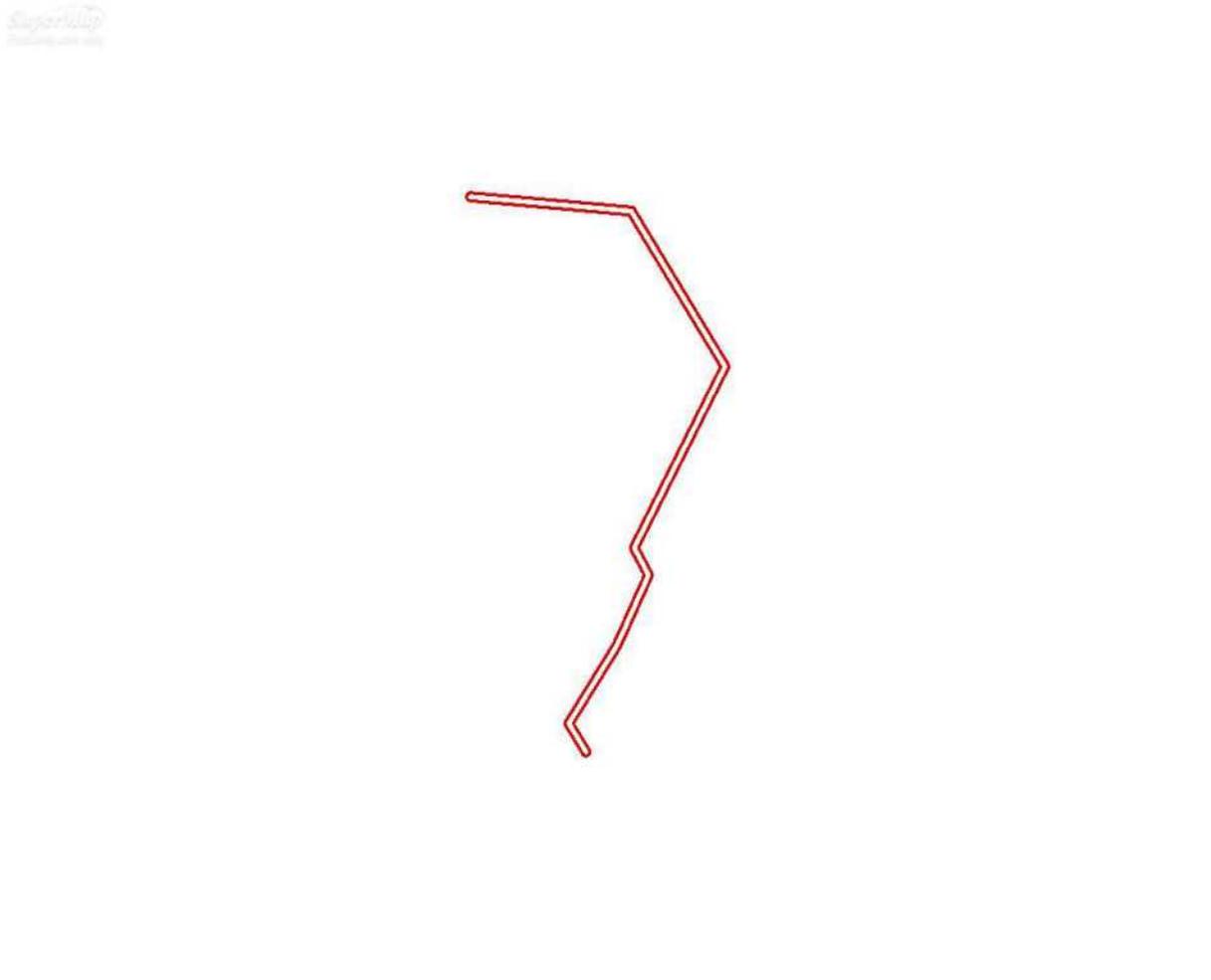
文物保护线分析

单位：公顷

名称	图例	面积
汇总	文物保护线 	0
		
数据来源：“多规合一”生态红线划定（2015年）		

基本农田保护图斑分析

单位：公顷

名称	图例	面积
汇总	基本农田保护图斑 	0
		
数据来源：永久基本农田数据库（2017年）		

土地利用现状分析

单位：公顷

用地总规模		农用地	建设用地	未利用地
		耕地		
0.16		0.16	0	0
分类代码		类别名称	图例	面积
一级	二级			
01		耕地		0.0901
	013	旱地		0.0901
04		草地		0.0699
	041	天然牧草地		0.0699



数据来源：2009 年土地利用现状变更数据库

比例尺：1:10000

土地利用现状分析

单位：公顷

用地总规模		农用地		建设用地	未利用地
			耕地		
0.16		0.16	0	0	0
分类代码		类别名称	图例	面积	
一级	二级				
01		耕地		0.0901	
	013	旱地		0.0901	
04		草地		0.0699	
	041	天然牧草地		0.0699	



数据来源：2018 年土地利用现状变更数据库

比例尺：1:10000

土地利用现状分析

单位：公顷

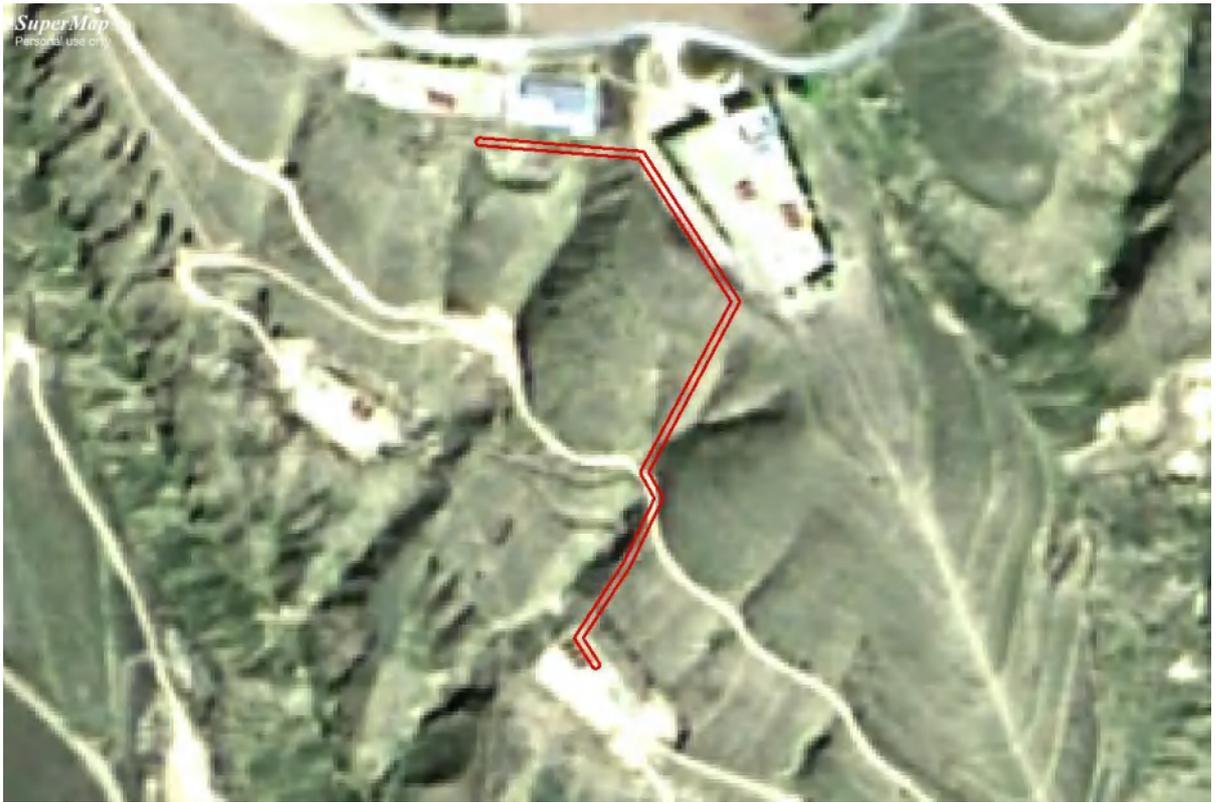
用地总规模	农用地	耕地	建设用地	未利用地
0.16	0.036	0	0.0103	0.1137
分类代码	类别名称		图例	面积
一级 二级				
04	草地			0.1442
0401	天然牧草地			0.0305
0404	其他草地			0.1137
06	工矿用地			0.0103
0602	采矿用地			0.0103
10	交通运输用地			0.0055
1006	农村道路			0.0055



数据来源：2020 年土地利用现状

比例尺：1:10000

影像对比



数据来源：2022年6月最新影像



数据来源：2019年全市高清影像

影像分析

可靠性：准确 分辨率：0.2 米

年度：2019



影像分析

可靠性：准确

分辨率：2 米

年度：2022



数据来源：2022 年 6 月 2 米更新影像

影像分析

可靠性：准确

分辨率：0.8 米

年度：2022



数据来源：2022 年第一季度更新影像

榆林市投资项目选址“一张图”控制线检测报告

编号：2022（4926）号

申请单位	单位全称	中国石油天然气股份有限公司 长庆油田分公司第九采油厂		地址	银川市兴庆区银古路以北燕庆路以东		
				电话	/	传真	/
	工商营业执照或组织机构代码证号码			9164010331783808X4			
	法人代表	卢俊	联系电话	手机：/	办公：/		
	联系人	马卫华	联系电话	手机：13619550128 办公：/			
项目基本情况	项目名称	长庆油田分公司第九采油厂 2022年老油田改造治理项目		项目编码	/		
	建设地点	陕西省榆林市定边县		用地面积	/		
控制线检测结果	见附件						
	 <p>报告检测日期：2022年11月04日</p>						

备注：本报告作为投资项目选址与各类空间规划符合性检测文件，为项目审批和前期工作提供参考。

榆林市“多规合一”辅助决策服务窗口制

榆林市国土空间分析报告

业务编号：202211041029

单位：公顷

长庆油田分公司第九采油厂 2022 年老油田改造治理项目总用地规模 0.1855 公顷。

根据【林业规划】分析,其中占用林地 0.1530 公顷、占用非林地 0.0325 公顷。

根据【土地利用现状 2018(二调)】分析,其中占用耕地 0.0270 公顷、占用草地 0.1566 公顷、占用城镇村及工矿用地 0.0019 公顷。

根据【土地利用现状 2020(三调)】分析,其中占用草地 0.1512 公顷、占用工矿用地 0.0234 公顷、占用林地 0.0012 公顷、占用耕地 0.0061 公顷、占用交通运输用地 0.0036 公顷。

根据【土地用途区】分析,其中占用一般农地区 0.0270 公顷、占用独立工矿区 0.0019 公顷、占用牧业用地区 0.1566 公顷。

根据【建设用地管制区】分析,其中占用允许建设用地区 0.0019 公顷、占用限制建设用地区 0.1836 公顷。

根据【土地利用现状 2009(二调)】分析,其中占用耕地 0.0270 公顷、占用草地 0.1566 公顷、占用城镇村及工矿用地 0.0019 公顷。

各分区块用地情况请见后附件。

榆林市国土空间分析报告

业务编号：202211041029

单位：公顷

项目名称	长庆油田分公司第九采油厂 2022 年老油田改造治理项目	审核面积	0.1855
------	------------------------------	------	--------

影像分析



数据来源：2019 年 0.2 米全市高清影像

备注：该报告中涉及的空间数据均采用 2000 国家大地坐标系，1985 国家高程基准，高斯克吕格 3 度分带投影平面坐标。

界址点成果表

项目名称：长庆油田分公司第九采油厂 2022 年老油田改造治理项目

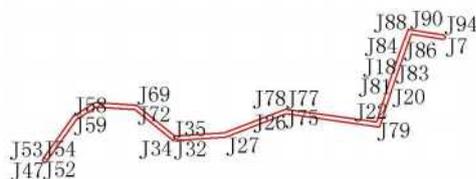
坐标来源：空间平台 PC 端

分析人：高雅琼

分析时间：2022-11-04 10:29:05

宗地面积（公顷）：0.1855

地块序号：1



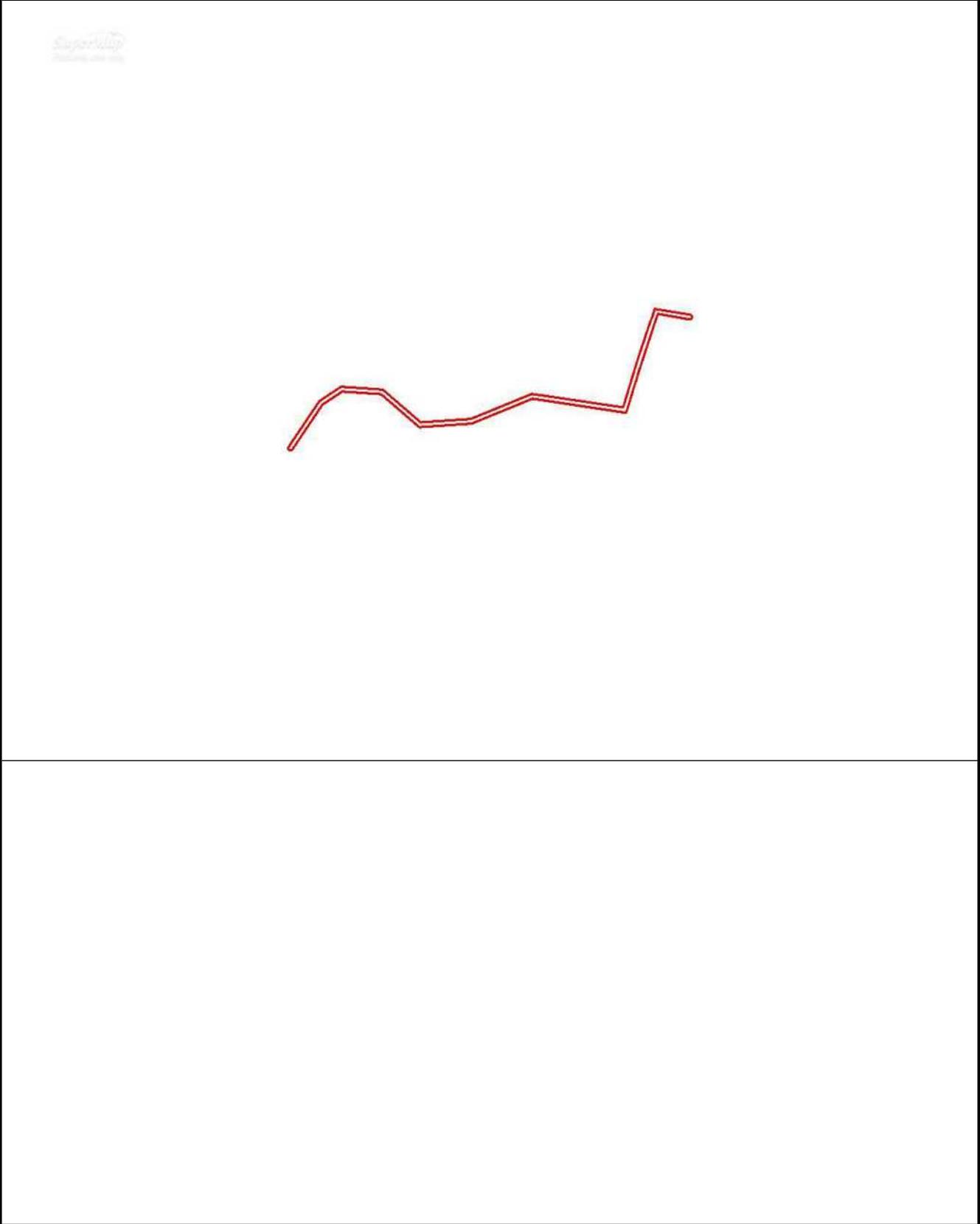
点号	横坐标(X)	纵坐标(Y)	点号	横坐标(X)	纵坐标(Y)
J1	37175478.232	4101269.108	J29	37175279.996	4101177.272
J2	37175478.404	4101268.805	J30	37175233.926	4101174.272
J3	37175478.521	4101268.478	J31	37175233.607	4101174.276
J4	37175478.578	4101268.135	J32	37175233.265	4101174.339
J5	37175478.576	4101267.786	J33	37175232.939	4101174.461
J6	37175478.512	4101267.444	J34	37175232.638	4101174.637
J7	37175478.391	4101267.118	J35	37175232.534	4101174.717
J8	37175478.215	4101266.818	J36	37175198.690	4101202.314
J9	37175477.989	4101266.553	J37	37175163.690	4101204.576
J10	37175477.721	4101266.331	J38	37175145.942	4101193.455
J11	37175477.418	4101266.159	J39	37175118.853	4101155.277
J12	37175477.091	4101266.043	J40	37175118.626	4101155.011
J13	37175476.747	4101265.985	J41	37175118.358	4101154.789
J14	37175476.399	4101265.988	J42	37175118.055	4101154.618
J15	37175476.260	4101266.005	J43	37175117.728	4101154.501
J16	37175447.978	4101270.662	J44	37175117.384	4101154.443
J17	37175445.314	4101263.605	J45	37175117.036	4101154.445
J18	37175434.018	4101231.079	J46	37175116.694	4101154.508
J19	37175432.676	4101227.253	J47	37175116.367	4101154.630
J20	37175430.661	4101221.514	J48	37175116.067	4101154.806
J21	37175428.743	4101215.174	J49	37175115.802	4101155.032
J22	37175426.324	4101208.258	J50	37175115.580	4101155.301
J23	37175424.549	4101202.510	J51	37175115.408	4101155.603
J24	37175422.096	4101194.700	J52	37175115.292	4101155.931
J25	37175419.267	4101186.456	J53	37175115.234	4101156.274
J26	37175335.111	4101198.509	J54	37175115.237	4101156.622
J27	37175280.573	4101177.401	J55	37175115.300	4101156.964

J28	37175280.355	4101177.331	J56	37175115.421	4101157.291
J57	37175115.596	4101157.589	J96	37175478.232	4101269.108
J58	37175142.915	4101196.092			
J59	37175143.142	4101196.359			
J60	37175143.411	4101196.581			
J61	37175143.483	4101196.628			
J62	37175162.116	4101208.303			
J63	37175162.345	4101208.426			
J64	37175162.673	4101208.543			
J65	37175163.017	4101208.601			
J66	37175163.305	4101208.603			
J67	37175199.585	4101206.259			
J68	37175199.645	4101206.254			
J69	37175199.987	4101206.191			
J70	37175200.314	4101206.069			
J71	37175200.614	4101205.894			
J72	37175200.719	4101205.813			
J73	37175234.450	4101178.309			
J74	37175279.417	4101181.237			
J75	37175334.022	4101202.370			
J76	37175334.241	4101202.440			
J77	37175334.584	4101202.498			
J78	37175334.753	4101202.505			
J79	37175416.694	4101191.083			
J80	37175427.442	4101224.918			
J81	37175429.467	4101230.955			
J82	37175431.630	4101237.434			
J83	37175433.633	4101242.876			
J84	37175436.183	4101250.085			
J85	37175438.738	4101257.445			
J86	37175441.020	4101263.919			
J87	37175442.590	4101267.438			
J88	37175443.939	4101271.412			
J89	37175445.276	4101275.090			
J90	37175446.456	4101274.650			
J91	37175476.915	4101269.945			
J92	37175477.119	4101269.900			
J93	37175477.445	4101269.778			
J94	37175477.745	4101269.603			
J95	37175478.010	4101269.377			

说明:该报告中涉及的空间数据均采用 2000 国家大地坐标系, 1985 国家高程基准, 高斯克吕格 3 度分带投影平面坐标。

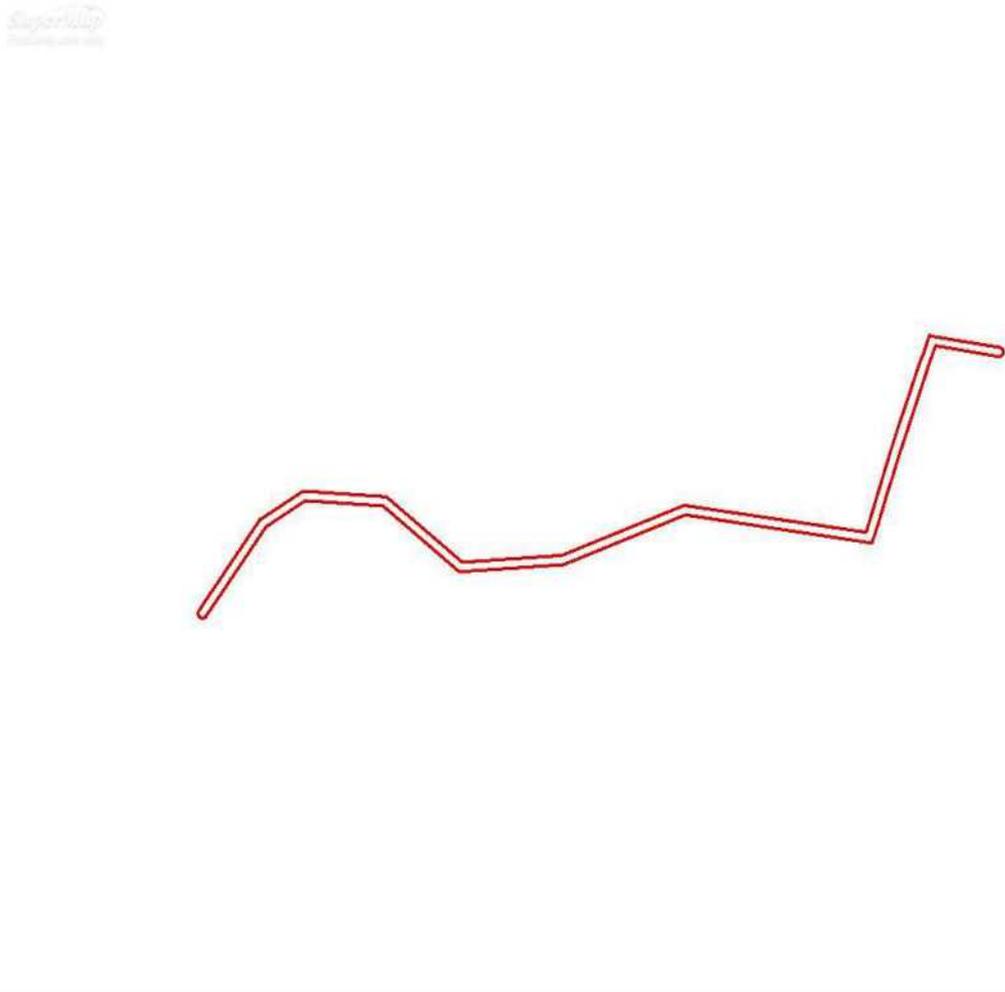
登记发证数据分析

单位：公顷

管制区类型代码	名称	图例	面积
汇总	登记系统宗地		0
			

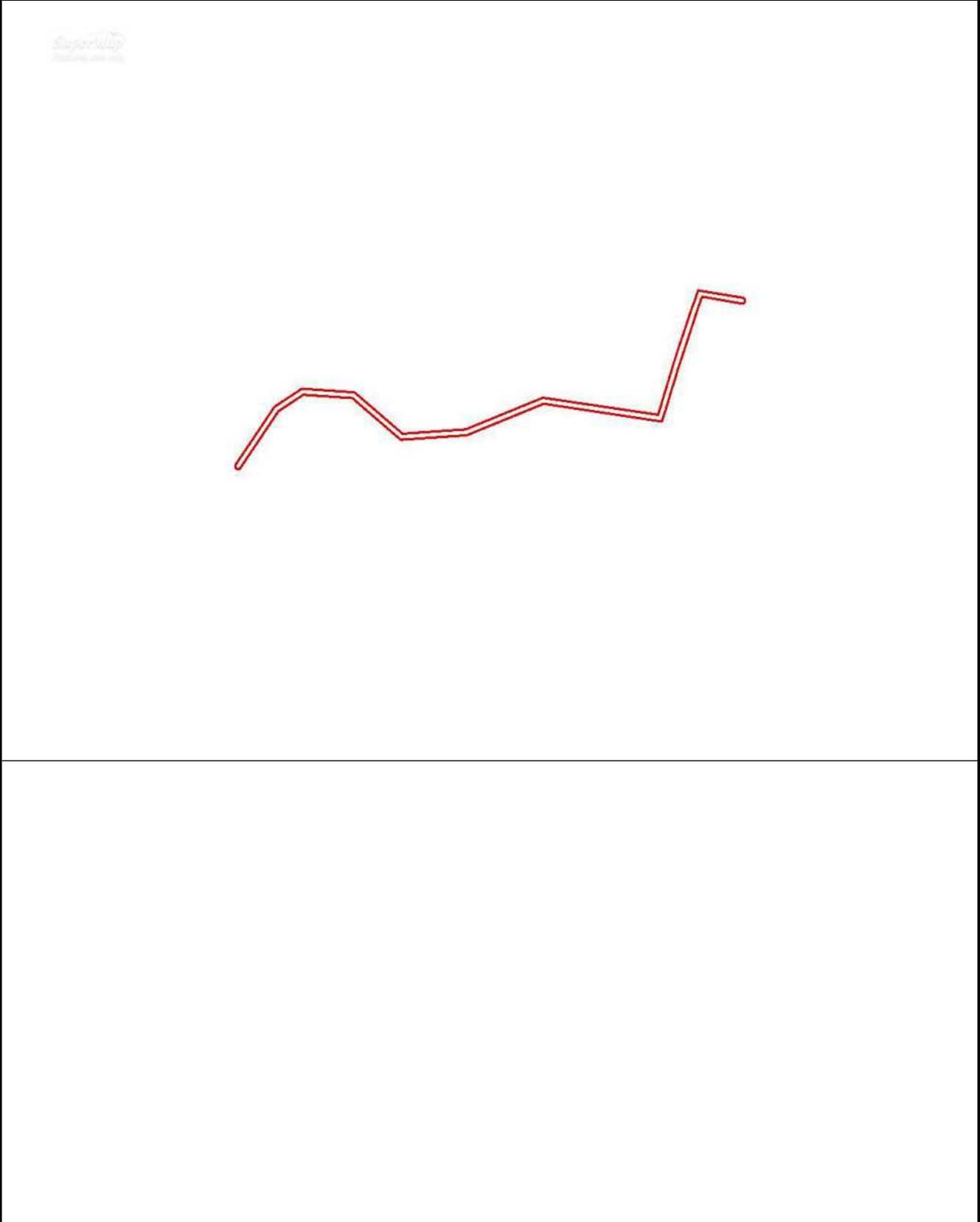
供地项目分析

单位：公顷

名称	图例	面积
汇总	供地项目 	0
		

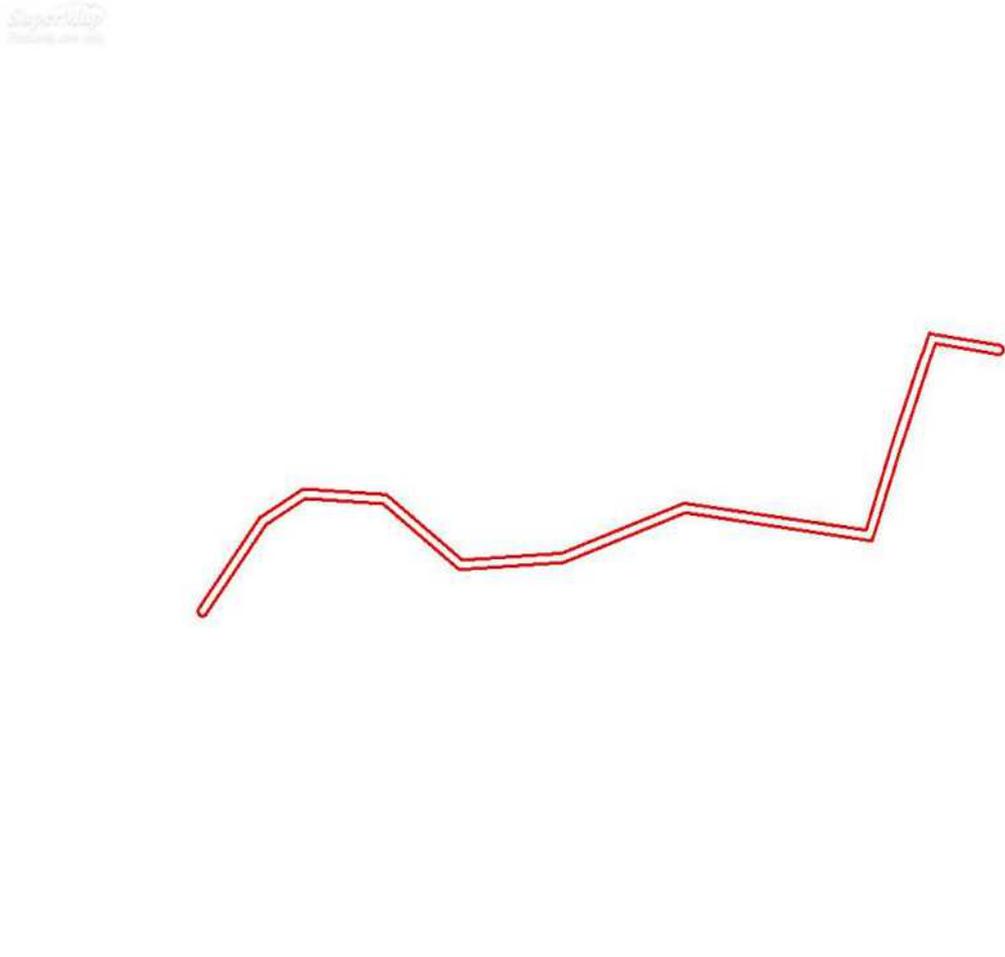
批地项目分析

单位：公顷

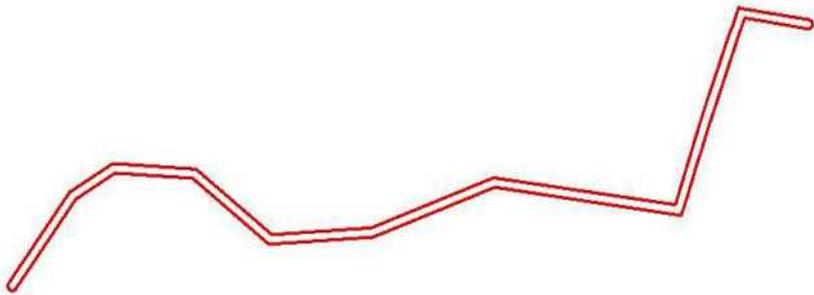
	管制区名称	图例	面积
汇总	批地项目		0
			

榆阳机场电磁环境保护区分析

单位：公顷

名称	图例	面积
汇总	电磁环境保护区 	0
当前区域地面高程（仅供参考）		最高点：1477.1497 最低点：1433.1660
		
<p>经分析，该项目位于榆阳机场电磁环境保护区外，无需无线电监测机构进行电磁环境测试和电磁兼容分析，是否需要净空审核，参见机场净空区域分析结果。</p>		
		
数据来源：机场电磁环境保护区、2019年榆林市两米格网 DEM	比例尺：1:10000	

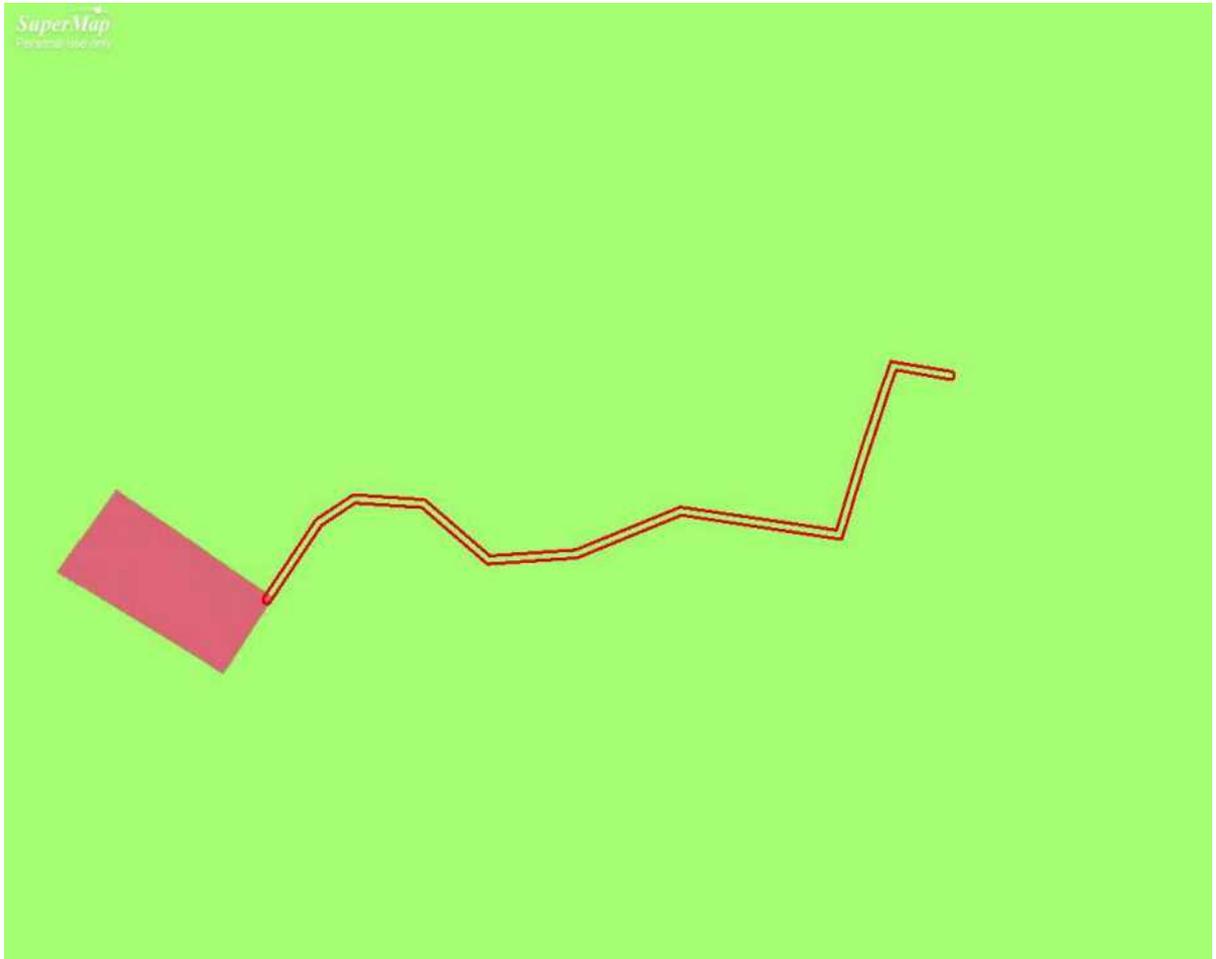
榆阳机场净空区域分析

区域名称	参考高度/米 (1985 黄海高程)	图例	面积/公顷
汇总			0
当前区域地面高程 (仅供参考)	最高点: 1477.1497	最低点: 1433.1660	
			
<p>经分析，该项目位于榆阳机场净空审核范围外，无需进行净空审核。</p> <div style="text-align: right; margin-top: 20px;">  </div>			
数据来源：机场飞行保护区域及参考高度、2019 年榆林市两米格网 DEM			比例尺：1:10000

建设用地管制区分析

单位：公顷

管制区类型代码	名称	图例	面积
汇总			0.1855
010	允许建设区		0.0019
030	限制建设区		0.1836

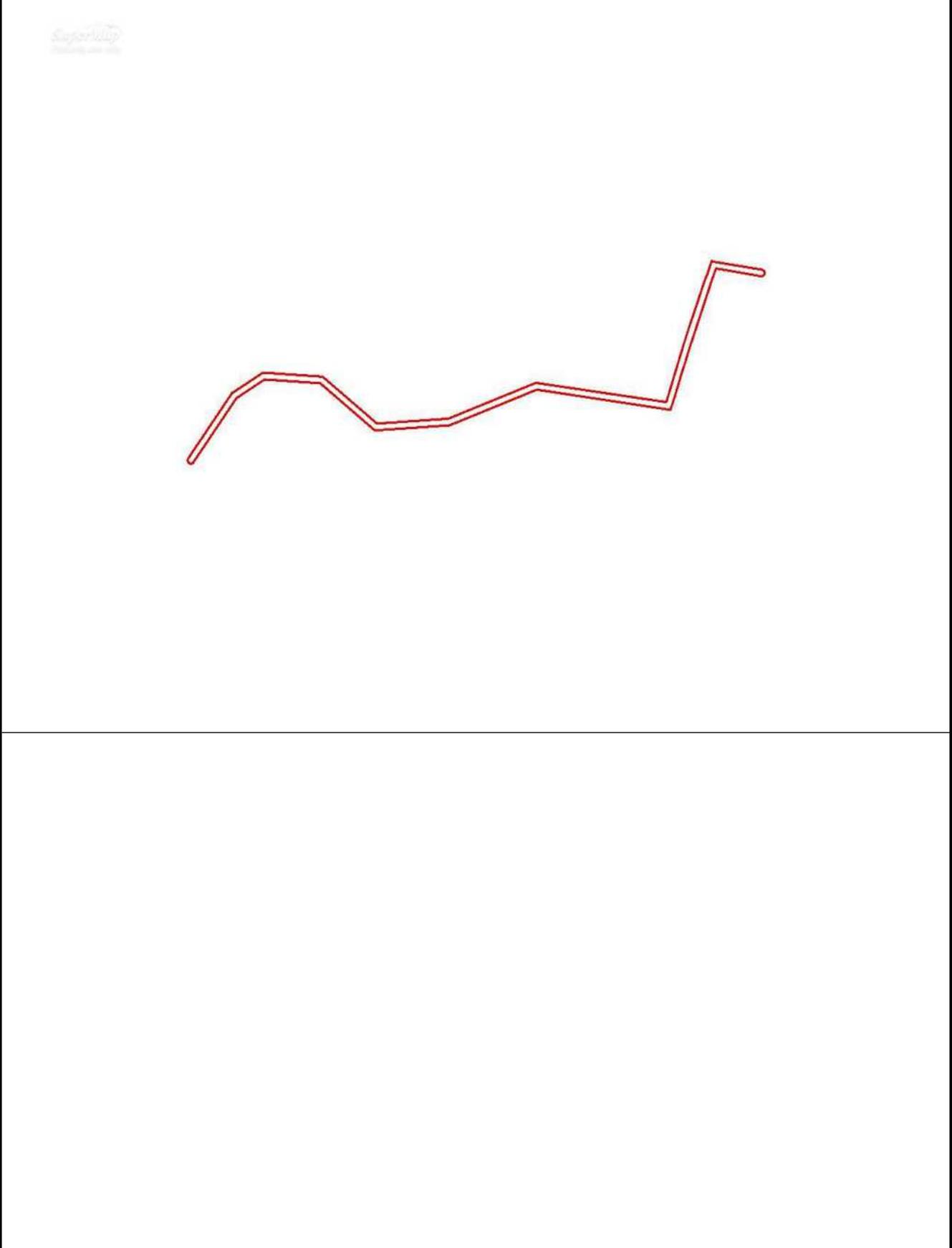


数据来源：2020年市级规划修改后

比例尺：1:10000

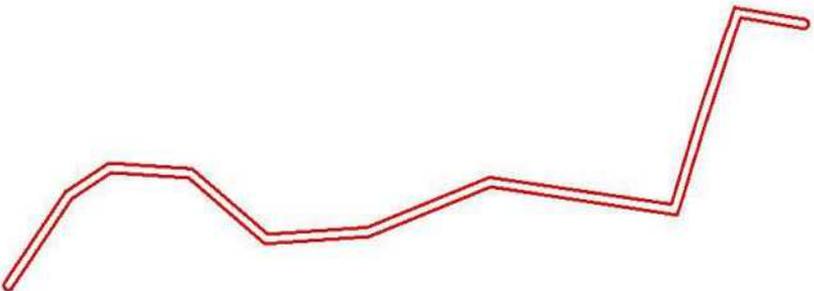
矿区分析

单位：公顷

管制区类型代码	名称	图例	面积
汇总	矿区		0
			

矿区-2021 图层分析

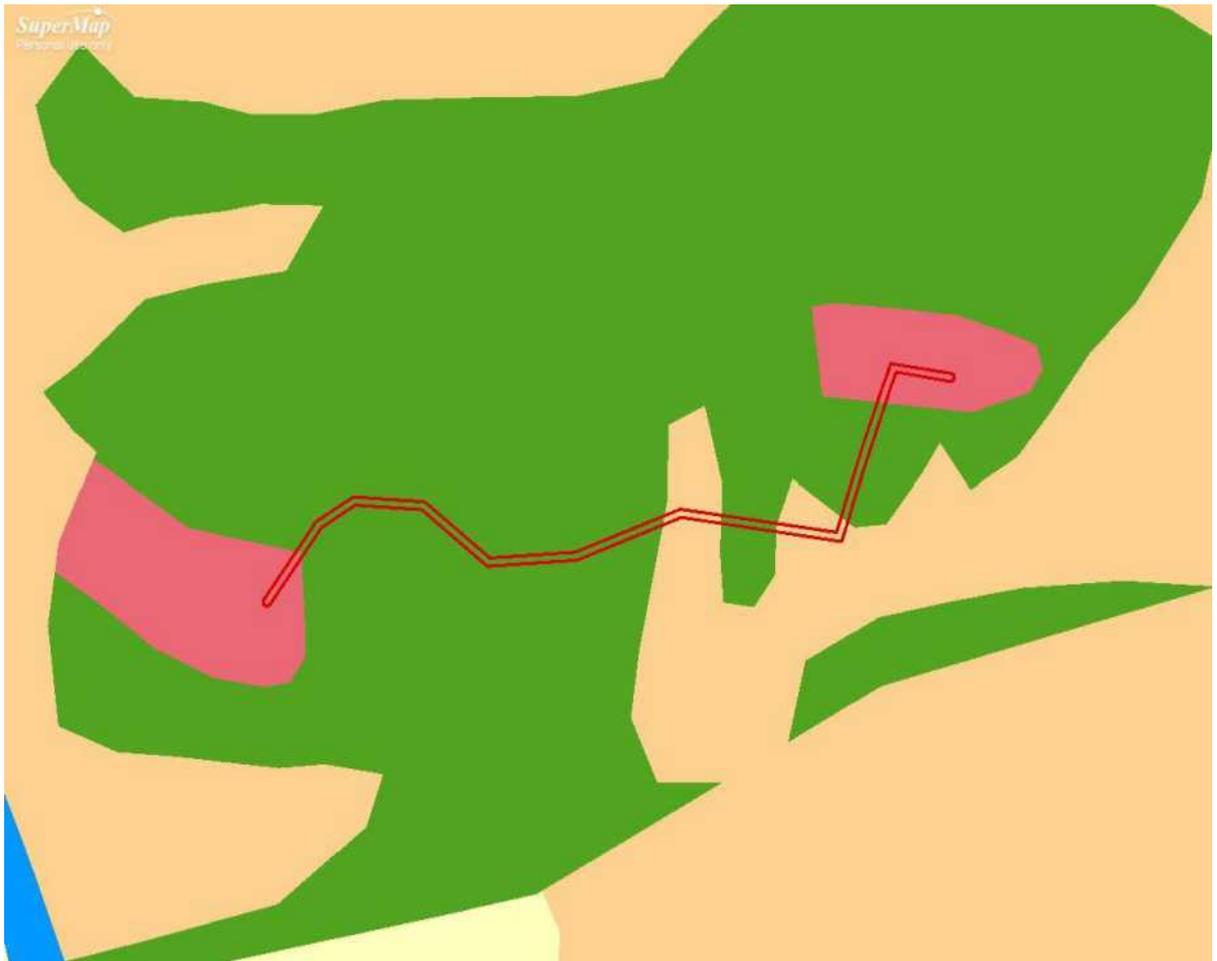
单位：公顷

矿区类型名称	图例	面积
汇总		0
		

林地规划分析

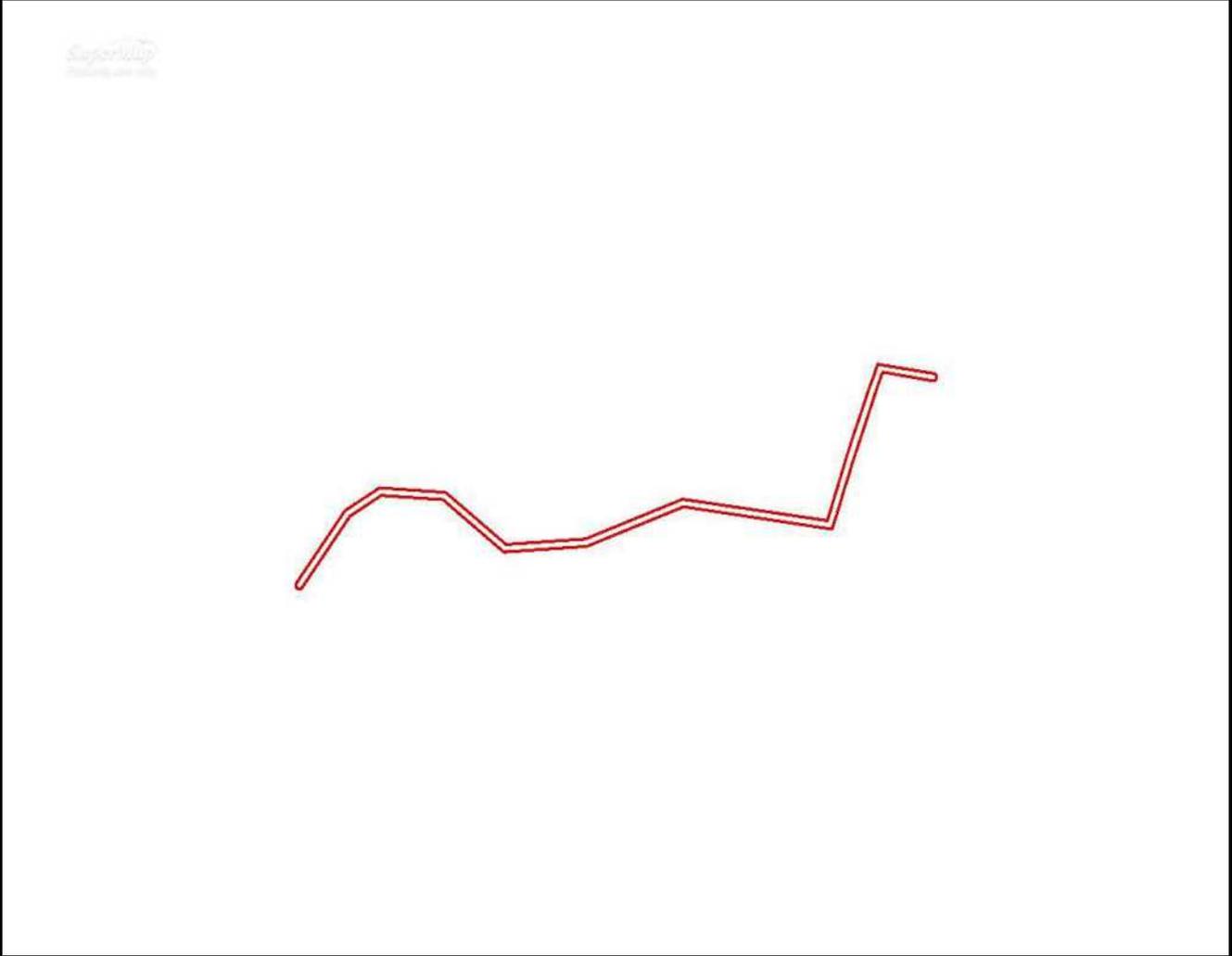
单位：公顷

一级	分类代码 二级	三级	类别名称	图例	面积
1			林地		0.153
	11		有林地		0.1232
		111	乔木林		0.1232
	13		灌木林地		0.0299
		131	国家特别规定灌木林地		0.0299
2			非林地		0.0325
		250	建设用地		0.0325



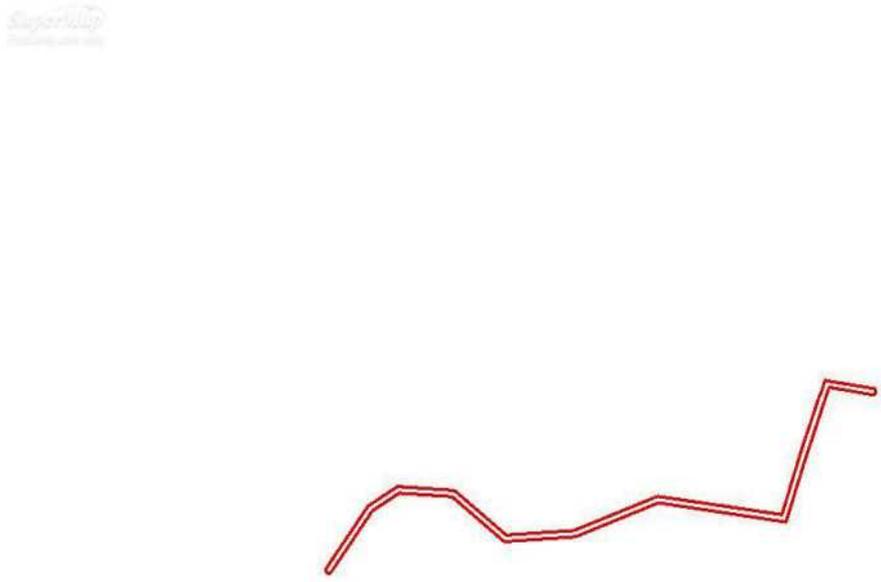
生态红线叠加情况

单位：公顷

名称	图例	面积
汇总		0
		
数据来源：生态保护红线（入库版本）		

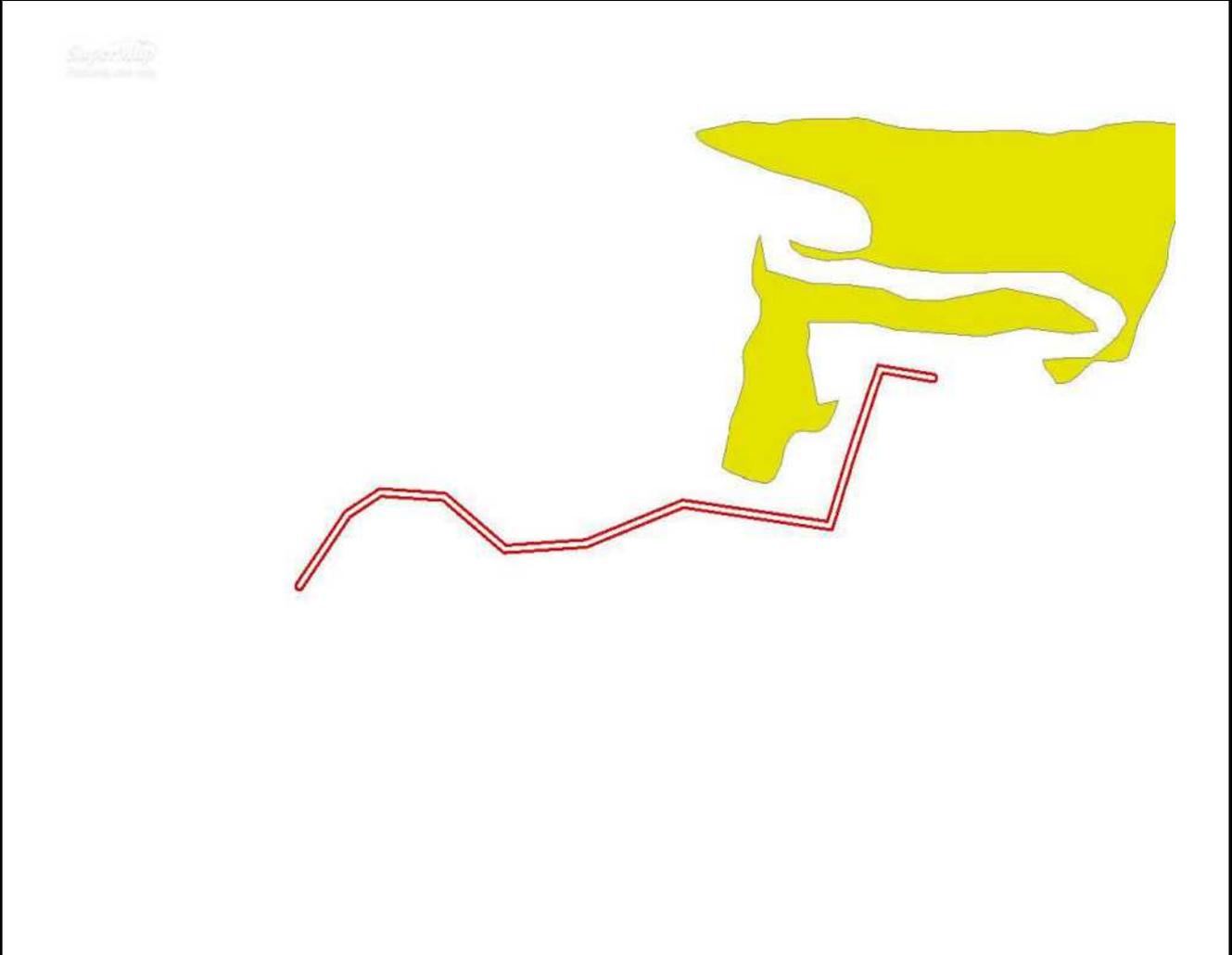
文物保护线分析

单位：公顷

名称	图例	面积
汇总	文物保护线 	0
		
数据来源：“多规合一”生态红线划定（2015年）		

基本农田保护图斑分析

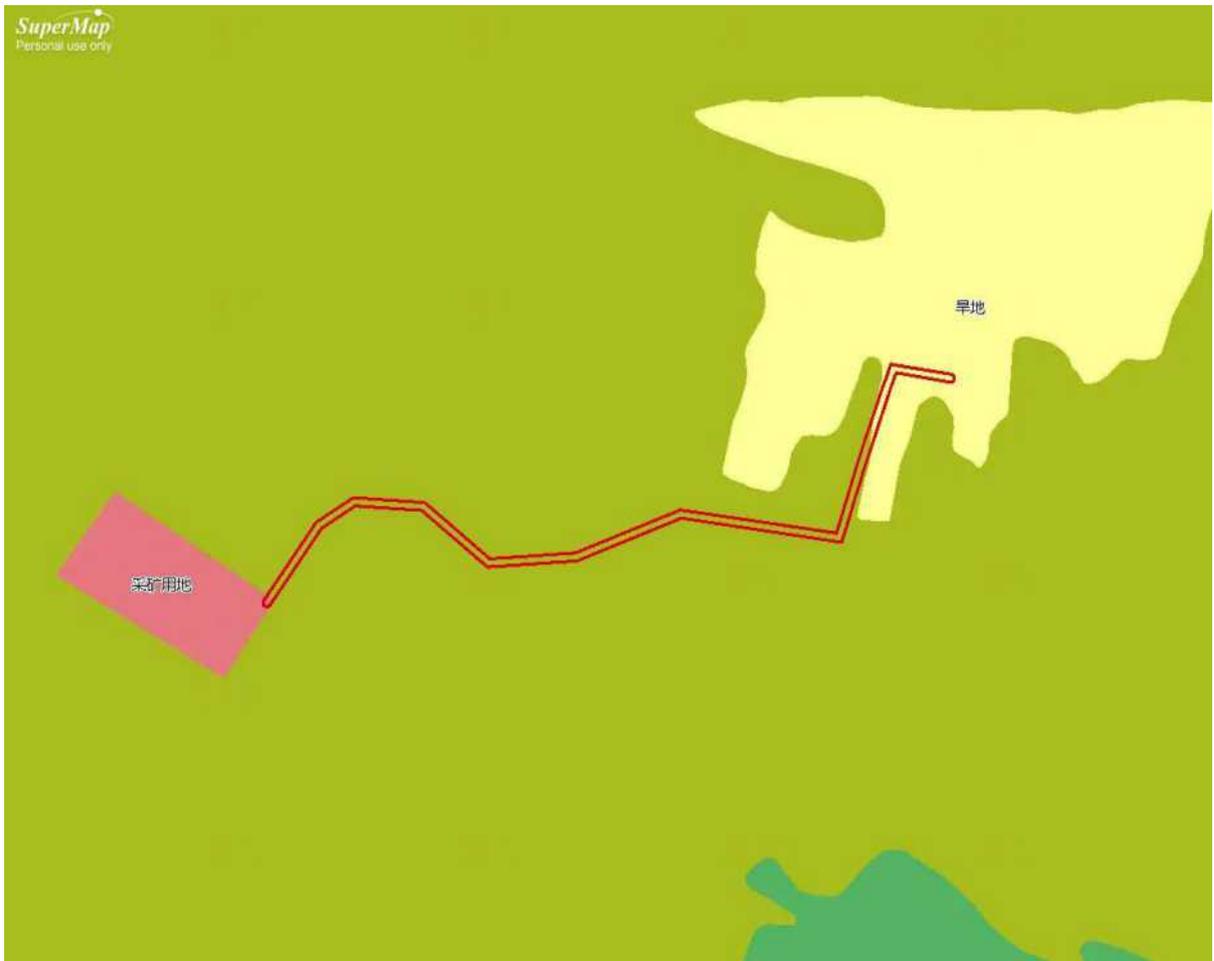
单位：公顷

名称	图例	面积
汇总	基本农田保护图斑 	0
		
数据来源：永久基本农田数据库（2017 年）		

土地利用现状分析

单位：公顷

用地总规模		农用地	建设用地	未利用地
0.1855		0.1836	0.0019	0
		耕地		
		0		
分类代码		类别名称	图例	面积
一级	二级			
01		耕地		0.027
	013	旱地		0.027
04		草地		0.1566
	041	天然牧草地		0.1566
20		城镇村及工矿用地		0.0019
	204	采矿用地		0.0019



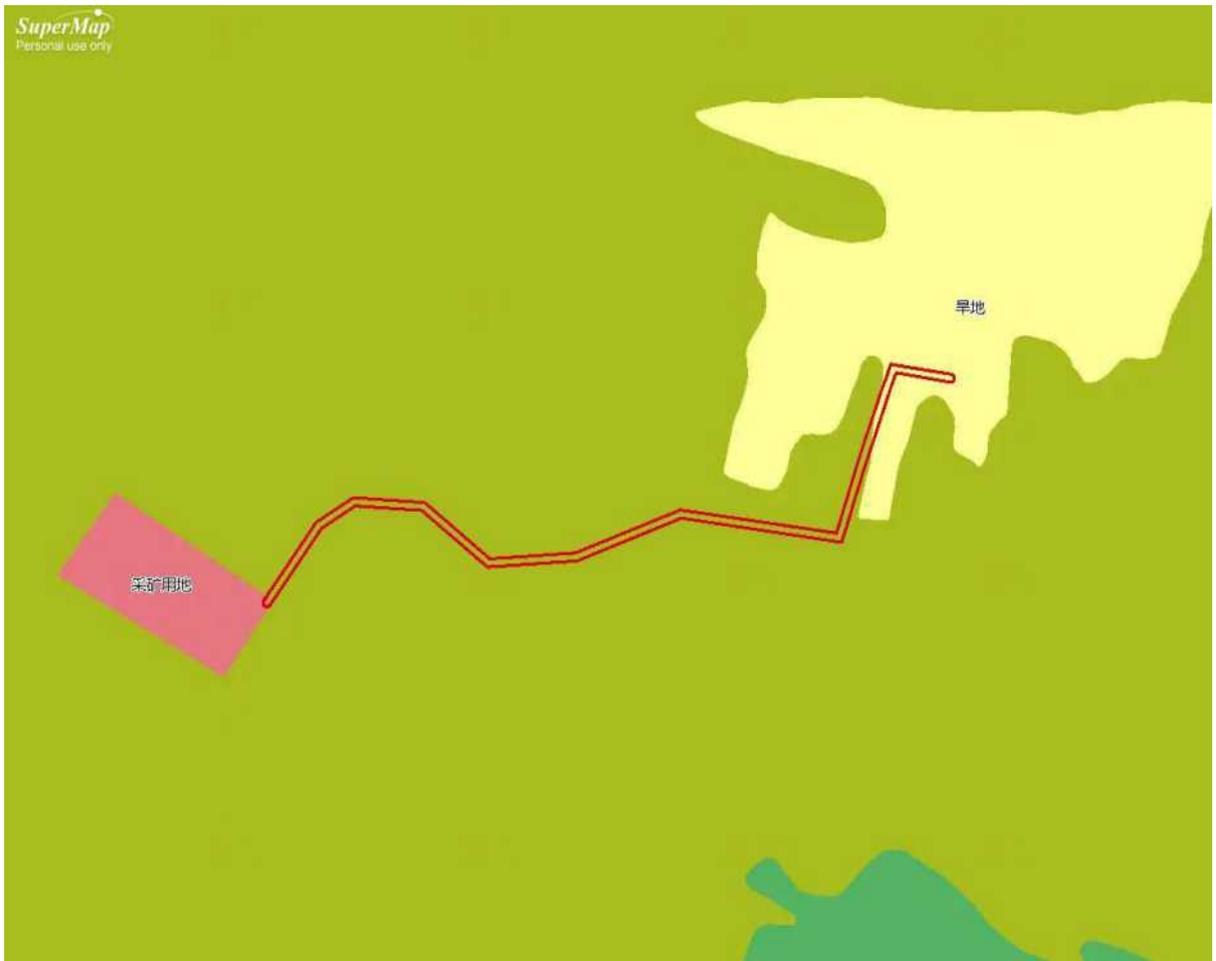
数据来源：2009 年土地利用现状变更数据库

比例尺：1:10000

土地利用现状分析

单位：公顷

用地总规模		农用地	建设用地	未利用地
0.1855		0.1836	0.0019	0
		耕地		
		0		
分类代码		类别名称	图例	面积
一级	二级			
01		耕地		0.027
	013	旱地		0.027
04		草地		0.1566
	041	天然牧草地		0.1566
20		城镇村及工矿用地		0.0019
	204	采矿用地		0.0019



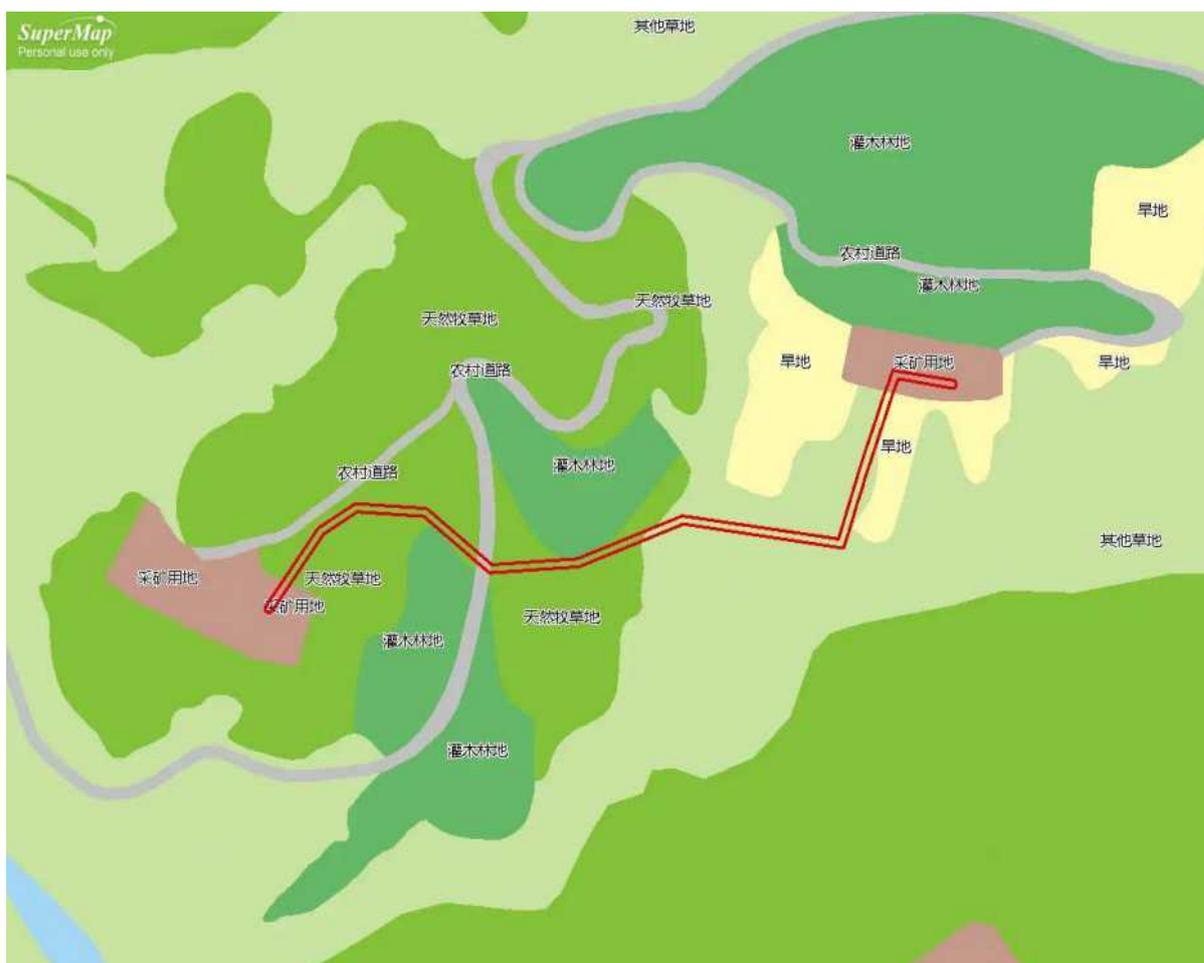
数据来源：2018 年土地利用现状变更数据库

比例尺：1:10000

土地利用现状分析

单位：公顷

用地总规模	农用地	耕地	建设用地	未利用地
0.1855	0.0924	0	0.0234	0.0698
分类代码	类别名称		图例	面积
一级 二级				
01	耕地			0.0061
0103	旱地			0.0061
03	林地			0.0012
0305	灌木林地			0.0012
04	草地			0.1512
0401	天然牧草地			0.0814
0404	其他草地			0.0698
06	工矿用地			0.0234
0602	采矿用地			0.0234
10	交通运输用地			0.0036
1006	农村道路			0.0036



数据来源：2020 年土地利用现状

比例尺：1:10000

影像对比



数据来源：2022年6月最新影像



数据来源：2019年全市高清影像

影像分析

可靠性：准确 分辨率：0.2 米

年度：2019



影像分析

可靠性：准确

分辨率：2 米

年度：2022



数据来源：2022 年 6 月 2 米更新影像

影像分析

可靠性：准确

分辨率：0.8 米

年度：2022



数据来源：2022 年第一季度更新影像