长庆油田分公司第三采油厂
2025 年油田维护工程

环境影响报告书

建设单位：	中国石油天然气股份有限公司 长庆油田分公司第三采油厂
评价单位：	西安中环能环保科技有限公司

二〇二五年八月

目录

0 概述 1

0.1 项目实施背景 1
0.2 建设项目特点 1
0.3 评价工作过程 2
0.4 分析判定结论 2
0.5 关注的主要环境问题 55
0.6 报告书主要结论 55

1 总则 56

1.1 编制依据 56
1.2 评价目的及原则 61
1.3 环境影响识别和评价因子选择 62
1.4 环境功能区划及评价执行标准 63
1.5 评价工作等级和评价范围 70
1.6 评价内容与评价重点、评价时段 90
1.7 污染控制及主要环境保护目标 90

2 工程概况 107

2.1 现有工程概况 107
2.2 改建工程概况 124

3 工程分析 163

3.1 施工期 163
3.2 运行期 170

4 环境现状调查与评价 182

4.1 自然环境现状调查与评价 182
4.2 生态环境现状调查 230
4.3 区域环境质量现状调查与评价 272

5 施工期环境影响预测与评价 309

5.1 施工过程及特征 309
5.2 施工期环境影响分析 310

6 运行期环境影响预测与评价 322

6.1 环境空气影响分析 322
6.2 地表水环境影响分析 326
6.3 地下水环境影响分析与评价 330
6.4 声环境影响预测评价 352
6.5 固体废物影响分析 356
6.6 生态环境影响分析 357
6.7 土壤环境影响分析 359
6.8 环境风险评价 369

7 污染防治措施可行性分析 384
7.1 生态保护与恢复措施 384
7.2 地表水环境保护措施 391
7.3 地下水污染防治措施 392
7.4 大气环境保护措施 412
7.5 噪声污染防治措施 413
7.6 固体废弃物污染防治措施 414
7.7 土壤环境污染防治措施 414
7.8 环境风险防范措施 416
7.9 工程环保投资 416
8 环境经济损益分析 417
8.1 环境经济损益分析方法 417
8.2 经济效益分析 417
8.3 环保投资费用分析 417
8.4 环境经济损益分析 418
8.5 项目社会效益分析 419
8.6 环境效应分析 419
8.7 综合评价 420
9 环境管理与环境监控计划 421
9.1 项目组环境管理现状 421
9.2 污染物排放管理要求 424
9.3 项目竣工环保验收 426
9.4 项目环境监测计划 428
10 结论 430
10.1 项目概况 430
10.2 环境质量现状 430
10.3 主要环境影响及措施 431
10.4 环境影响经济损益分析 434
10.5 环境管理与监测计划 435
10.6 公众参与 435
10.7 评价总结论 435
10.8 要求与建议 435

0 概述

0.1 项目实施背景

中国石油长庆油田分公司第三采油厂成立于1971年，是长庆油田分公司下属的一个集勘探开发、产能建设、原油生产为一体的石油生产单位，生产区域横跨宁夏回族自治区、陕西省两省3市（榆林市、延安市、吴忠市）5县（榆林市靖边县和定边县、延安市志丹县和吴起县、吴忠市盐池县）。由于油区地质地貌复杂，管道线路大多沿梁峁、河流或公路敷设，沿线地形复杂。随着开发时间延长，部分管道穿越河道、公路或受到自然灾害的影响，造成管道悬空、管道占压或管道泄漏等现象，一旦管线发生泄漏，原油泄漏后将直接进入河道或土壤，后果严重，同时部分站场设备老旧存在安全隐患，需对存在安全隐患的管线、站场开展隐患治理。

鉴此，长庆油田分公司第三采油厂拟投资3195万元实施长庆油田分公司第三采油厂2025年油田维护工程。本次工程内容仅涉及第三采油厂存在安全隐患的管线、站场，具体位于在靖边县、定边县、志丹县境内。本项目主要包括站场工程和管线工程，站场工程主要为冯52-58增、油十转、南十二转、油一联、靖三联轻烃厂、靖三联、柳104-262增、靖一联、柳72-33脱水站等9座站场站内改造；管线工程主要为12项管线子工程，其中包括干气管线1条，长度3km，天然气管线1条，长度18.67km，采出水管线2条，长度6.36km，含水原油管线7条，长度35.97km，输水管线1条，长度3.5km，管线总长度67.5km。

项目实施后可更加有效地杜绝油区管线泄漏，项目建设具有较好的经济效益和环境效益。项目拟于2025年8月~2025年12月建设，建设周期5个月。

0.2 建设项目特点

⑴ 项目建设性质属改建，为油田维护及隐患治理项目。

⑵ 项目属于生态与污染并存的建设项目。涉及靖边、定边、志丹三个区县，具有区域广、污染源分散的特点。

⑶ 项目站场工程不新增占地，在现有站内进行改造；管线工程占地除管线“三桩”以及新建桁架桩基永久占地外，均为临时占地。

⑷ 项目对环境的影响主要来自管线、站场等，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管道泄漏对地表水、地下水、土壤的环境影响及泄漏造成的火灾、爆炸等次生环境风险。

0.3 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）），本项目包括站场改造工程 9 座，管线工程 12 条，其中隐患治理 10 条，新建原油管线 1 条，新建输水管线 1 条。本工程涉及内部集输管线的建设，且项目所在区域属于陕西省水土流失重点治理区，属于环境敏感区，应当编制环境影响报告书。鉴于此，长庆油田分公司第三采油厂于 2025 年 4 月 8 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，评价人员在评价区内开展了全面的现场调查和资料收集工作，并走访了项目所在的乡镇，收集了大量的实地资料，并结合项目特点和开发区域概况委托实施了环境质量现状监测和卫星遥感解译工作。在工程分析、环境影响识别和评价因子筛选等工作的基础上，按照环境影响评价相关技术导则要求，编制完成了《长庆油田分公司第三采油厂 2025 年油田维护工程环境影响报告书》。

0.4 分析判定结论

0.4.1 产业政策符合性分析

项目属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》鼓励类中“七、石油、天然气-2、油气管网建设；3、油气勘探开发技术与应用”，符合国家产业政策。

0.4.2 相关法律法规、规章、政策等符合性分析

0.4.2.1 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析

项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析见下表。

表 0.4.2-1　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、总则			
1	大力推行清洁生产，发展循环经济，强化末端治理，注重环境风险防范，因地制宜进行生态恢复与建设，实现绿色发展。	第三采油厂属于清洁生产企业，多方面发展了“减量化、再使用、再循环”的循环经济，拟采取成熟有效的污染防治和生态保护措施。	符合
2	在环境敏感区进行石油天然气勘探、开采的，要在开发前对生态、环境影响进行充分论证，并严格执行环境影响评价文件的要求，积极采取缓解生态、环境破坏的措施。	本项目为油田维护项目，评价对本项目所在地环境敏感性进行了充分的论证，建设单位承诺严格执行设计及环评文件要求，采取相应措施减缓对周围环境的影响。	符合

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
二、清洁生产			
3	在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注。	本项目拟对油十转、柳72-33脱水站、靖三联配套的采出水处理设施进行提标改造，确保回注水质符合《碎屑岩油藏注水水质推介指标及分析方法》（SY/T5329-2022）V级标准。	符合
4	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。	本项目为油田维护项目，包含站内维护及站外管线隐患治理，均采用密闭流程。	符合
三、生态保护			
5	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。	本项目为油田维护项目，包含站内维护及站外管线隐患治理，站内维护不新增占地，站外管线隐患治理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，及时用适地植物进行植被恢复和土地复垦，并采取相应的水工保护措施	符合
四、污染治理			
6	回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到90%以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别，根据识别结果资源化利用或无害化处置。	原油管线报废后，经热洗、吹扫后，管道中含水油全部进入末端站点原油集输系统；露出地面的管线需全部拆除，更换下来经无害化处理后的旧管道全部由第三采油厂作为固定资产回收。项目采出水处理站产生的油泥、浮油、浮渣委托有资质单位处置。	符合
六、运行管理与风险防范			
7	油气田企业应制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系。	油田公司已建立了完善的环境管理体系。	符合
8	油气田企业应建立环境保护人员培训制度，环境监测人员、统计人员、污染治理设施操作人员应经培训合格后上岗。	建设单位已建立了完善的环境保护人员培训制度，所有人员均培训后上岗。	符合
9	油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别，制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。应开展特征污染物监测工作，采取环境风险防范和应急措施，防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故。	建设单位已建立了完善的环境污染事故发生应急预案、消除事故隐患的措施及应急处理办法，并定期演练。	符合

由上表分析结果可知，本项目采取了相应的各类环保措施，均符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》中的相关要求。

0.4.2.2 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》的符合性

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

表 0.4.2-2　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》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。	本次环评深入评价了项目建设、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	在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推介指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。	本项目拟对油十转、柳 72-33 脱水站、靖三联配套的采出水处理设施进行提标改造，确保回注水质符合《碎屑岩油藏注水水质推介指标及分析方法》（SY/T5329-2022）V 级标准。	符合
3	油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。相关部门及油气企业应当加强固体废物处置的研究，重点关注固体废物产生类型、主要污染因子及潜在环境影响，分别提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理要求，促进固体废物合理利用和妥善处置。	本项目产生的危险废物主要为采出水处理产生的浮油、浮渣、污泥和废滤料，全部委托有资质单位拉运处置。	符合
4	陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放。	本项目油十转、柳 72-33 脱水站、靖三联配套的采出水处理设施改造和原油集输设施改造均采用密闭设施，管线采取全密闭带压运行。	符合
5	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施。	项目控制施工作业带范围为管线中心线两侧 3m 范围，减少临时占地面积，缩短施工工期，选择合理的施工方式，落实环境敏感区管控要求，施工结束后平整土地、撒播草籽恢复地表植被、耕地恢复复垦。	符合
6	油气长输管道及油气田内部集输管道应当优先避让环境敏感区，并从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面进行深入论证。高度关注项目安全事故带来的环境风险，尽量远离沿线居民。	本项目管线属于油田内部集输管线更换项目，原有管线已避让环境敏感区；本项目管线走向与原管线走向基本一致；项目对原管道进行切割、吹扫、封堵后，桁架跨越等露出地面的管线需要全部拆除。管线施工尽量远离沿线居民。穿跨越冲沟及地表水体主要依托现有桁架，管线采用内外防腐工艺。	符合
7	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。	第三采油厂已制定完整的突发环境事件应急预案，并按规定报生态环境主管部门进行了备案，各生产单位结合各自特点定期开展应急演练。	符合

通过上表分析结果可知，本项目拟实施工程采取的措施要求均符合《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》中的相关要求。

0.4.2.3 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》符合性分析

项目与《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》符合性分析见下表。

表0.4.2-3 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，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。管线选址基本沿原管线走向敷设，不涉及饮用水水源一二级保护区、准保护区，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、沙化土地封禁保护区等环境敏感区。本项目南十一转至南十转外输管线更换工程距离王瑶水库准保护区约1.1km，位于其上游汇水范围内；项目主要对部分腐蚀穿孔管线进行更换，实施后可更加有效地杜绝油区管线泄漏，对王瑶水库水质保护有益。	符合
3	第五条 涉及废水回注的油气开采项目，应当论证回注的环境可行性，不得回注与油气开采无关的废水。	本项目不涉及废水回注，仅涉及采出水处理工艺优化改造。	符合
4	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。	项目改造的站场采用密闭设施，管线采用密闭集输。	符合
5	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。	油区已制定年度监测计划。	符合
6	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。	第三采油厂已建立了完善的环境污染事故应急预案，本项目应急预案纳入第三采油厂应急预案管理体系。	符合
7	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

通过上表分析结果可知，本项目拟实施工程采取的措施均符合《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》中的相关要求。

0.4.2.4 与《报废油气长输管道处置技术规范》（SY/T7413-2018）符合性分析

本项目与《报废油气长输管道处置技术规范》符合性分析见下表。

表 0.4.2-4　与《报废油气长输管道处置技术规范》(SY/T 7413-2018)的符合性分析

序号	技术规范要求	本项目情况	符合性
1	处置方式选择 5.1 常用的报废管道处置方式包括拆除和就地弃置两种。 5.2 下列管段应拆除：a）地上管段及其附属设施。b）裸露管段。 5.3 下列管段宜拆除：a）土地纳入政府开发规划且有明确拆除需求的管段。b）国家基本农田段的管段。c）环境、生态敏感区的陆地部分管段。d）埋深不符合要求的河流穿越段。e）穿越铁路、公路且具备拆除条件的管段。f）便于拆除的其他管段。 5.4 其他管段宜就地弃置。	项目对原管道进行切割、吹扫、封堵后，对露出地面的管线全部拆除，其余就地弃置处置。	符合
2	分段隔离 8.1.1 所有就地弃置的管线两端应进行隔离。 8.1.2 环境敏感区等就地弃置管段应在穿越的入土点和出土点进行隔离。其他就地弃置管段宜每 2km-4km 设置一处隔离，可根据管道周围地形状况适当调整隔离间距。 8.1.3 分段隔离可采用焊接封头、盲板或者管塞等方式进行，分段隔离材料应满足环保、防水、防渗透、耐老化、不可压缩、防腐蚀等性能要求。	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集输系统，然后将新管线进行连接运行，最后对就地弃置的旧管线进行切割、盲堵，对露出地面的管线全部拆除。	符合
3	管道注浆 8.2.1 下列管段应进行注浆： a）以直埋（非定向钻）方式穿公路、铁路、水体等处的管段。b）建筑物占压的管段。c）塌陷后会引发严重后果的管段。 8.2.2 外径小于 300mm 的管道可不做防塌陷注浆处理。	本项目现有管线穿越沥青公路采用顶管穿越，无铁路穿越，穿跨越水体 3 处，均依托现有桁架跨越。因此本项目管道可不做防塌陷注浆处理。	符合

通过上表分析结果可知，本项目拟报废管线采取的措施均符合《报废油气长输管道处置技术规范》中的相关要求。

0.4.2.5 与基本农田相关政策符合性分析

本项目与《基本农田保护条例》（2011.1.8 修订）符合性分析见表 0.4.2-5。

表 0.4.2-5　与《基本农田保护条例》的符合性分析

序号	相关要求（摘录）	本项目情况	符合性
1	禁止任何单位和个人在基本农田保护区内建窑、建房、建坟、挖砂、采石、采矿、取土、堆放固体废弃物或者进行其他破坏基本农田的活动	本项目改造站场不新增占地；经核实本项目部分管线建设临时用地部分占用永久基本农田。本项目不涉及条例中禁止类施工活动，且管线占地属于临时占地，临时占地涉及永久基本农田等区域应办理相关临时用地手续，要求建设单位采用耕地耕作层土壤剥离和再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏，在管线建设完成后及时复垦	符合

与自然资源部和农业农村部《关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1 号）符合性分析见表 0.4.2-6。

表 0.4.2-6　与《关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》符合性分析

序号	相关要求（摘录）	本项目情况	符合性
1	临时用地一般不得占用永久基本农田，建设项目施工和地质勘查需要临时用地、选址确实难以避让永久基本农田的，在不修建永久性建（构）筑物、经复垦能恢复原种植条件的前提下，土地使用者按法定程序申请临时用地并编制土地复垦方案，经县级自然资源主管部门批准可临时占用，并在市级自然资源主管部门备案，一般不超过两年，同时，通过耕地耕作层土壤剥离再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏	本项目改造站场不新增占地；部分管线建设临时用地部分占用基本农田。经分析管线施工难以避让永久基本农田，评价要求临时占地不修建永久性建（构）筑物，建设单位按法定程序申请临时用地并编制土地复垦方案，经批准后方可临时占用，占用时间不超过两年，同时通过耕地耕作层土壤剥离再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏，建设单位在完成管线敷设后及时复垦恢复原种植条件	符合
2	临时用地到期后土地使用者应及时复垦恢复原种植条件，县级自然资源主管部门会同农业农村等相关主管部门开展土地复垦验收，验收合格的，继续按照永久基本农田保护和管理；验收不合格的，责令土地使用者进行整改，经整改仍不合格的，按照《土地复垦条例》规定由县级自然资源主管部门使用缴纳的土地复垦费代为组织复垦，并由县级自然资源主管部门会同农业农村等相关主管部门开展土地复垦验收	评价要求建设单位在完成管线敷设后及时复垦恢复原种植条件，并报相关主管部门开展土地复垦验收，验收合格后继续按照永久基本农田保护和管理	符合

综上，本项目建设符合基本农田相关政策要求。

0.4.2.6 与林地相关法规符合性分析

本项目与《中华人民共和国森林法》《国家级公益林管理办法》相符性分析见下表。

表 0.4.2-7　与《国家级公益林管理办法》符合性分析

序号	法规	保护要求（摘录）	本项目情况	符合性
1	《中华人民共和国森林法》	矿藏勘查、开采以及其他各类工程建设，应当不占或者少占林地；确需占用林地的，应当经县级以上人民政府林业主管部门审核同意，依法办理建设用地审批手续。占用林地的单位应当缴纳森林植被恢复费。森林植被恢复费征收使用管理办法由国务院财政部门会同林业主管部门制定。	根据三线一单及多规合一比对结果，项目部分管线临时占地涉及国家二级公益林地，不占用一级公益林地，建设单位正在办理相关用地审批手续，评价要求用地手续未办理完成前禁止施工，管线设计施工过程中应采取优化局部施工路线、控制施工作业带宽度等措施，尽量少占用林地，且对占用的二级公益林地进行补偿和生态恢复。	符合
		需要临时使用林地的，应当经县级以上人民政府林业主管部门批准；临时使用林地的期限一般不超过二年，并不得在临时使用的林地上修建永久性建筑物。临时使用林地期满后一年内，用地单位或者个人应当恢复植被和林业生产条件。	根据三线一单及多规合一比对结果，本项目部分管线路由占用二级国家公益林地和林地，建设单位正在办理相关用地审批手续，项目管线施工采取分段施工方式，周期较短，不会超过2年，评价要求建设单位禁止在临时占用林地上修建永久性建筑物，且对占用的林地进行补偿和生态恢复。	符合

序号	法规	保护要求（摘录）	本项目情况	符合性
2	《国家级公益林管理办法》（林资发[2017]34号）	第九条 严格控制勘查、开采矿藏和工程建设使用国家级公益林地。确需使用的，严格按照《建设项目使用林地审核审批管理办法》有关规定办理使用林地手续。涉及林木采伐的，按相关规定依法办理林木采伐手续。经审核审批同意使用的国家级公益林地，可按照本办法第十八条、第十九条的规定实行占补平衡，并按本办法第二十三条的规定报告国家林业局和财政部。	本项目为油田维护项目，部分管线施工期临时占用靖边县、定边县二级公益林，本次评价要求占用二级国家公益林的相关手续需满足《国家级公益林管理办法》（林资发[2017]34号）、《建设项目使用林地审核审批管理规范》（林资规[2021]5号）等相关要求。	符合
		第十三条 二级国家级公益林在不影响整体森林生态系统功能发挥的前提下，可以按照第十二条第三款相关技术规程的规定开展抚育和更新性质的采伐。在不破坏森林植被的前提下，可以合理利用其林地资源，适度开展林下种植养殖和森林游憩等非木质资源开发与利用，科学发展林下经济。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。		符合
		第十五条 对国家级公益林实行“总量控制、区域稳定、动态管理、增减平衡”的管理机制。		符合

通过对比分析可知，本项目符合林地相关法规要求。

0.4.2.7 与防沙治沙相关法律法规、政策符合性分析

本项目位于榆林市靖边县、定边县、志丹县境内，通过当地林业主管部门查询，本项目工程内容不涉及国家沙化土地封禁保护区，但应按相关要求落实防沙治沙工作。

项目与《国家沙化土地封禁保护区管理办法》《中华人民共和国防沙治沙法》《陕西省实施〈中华人民共和国防沙治沙法〉办法》《陕西省人民政府关于进一步加强防沙治沙工作的意见》（陕政发[2006]59号）、《陕西省防沙治沙规划（2021-2030年）》《榆林市防止二次沙化及国土绿化5年行动方案（2021-2025年）》相符性分析见下表。

表 0.4.2-8　项目与防沙治沙相关法律、政策符合性分析表

序号	法律法规、政策名称	相关要求（摘录）	本项目情况	符合性
1	国家沙化土地封禁保护区管理办法	除国家另有规定外，在国家沙化土地封禁保护区范围内禁止下列行为。 (一)禁止砍伐、樵采、开垦、放牧、采药、狩猎、勘探、开矿和滥用水资源等一切破坏植被的活动； (二)禁止在国家沙化土地封禁保护区范围内安置移民； (三)未经批准，禁止在国家沙化土地封禁保护区范围内进行修建铁路、公路等建设活动。	本项目站场工程在现有站内进行改造，不新增占地；管线隐患治理工程选线对沙化土地封禁保护区进行了避让。经调查，靖边县分布有1处国家化土地封禁保护区（靖边县长城沿线国家沙化土地封禁保护区）、定边县分布有1处国家化土地封禁保护区（定边县北部风沙滩区国家沙化土地封禁保护区），通过向当地林业和草原局进行调查，本项目工程建设内容不涉及沙化土地封禁保护区。	符合
2	中华人民共和国防沙治沙法	第十七条 禁止在沙化土地上砍挖灌木、药材及其他固沙植物。	本项目主要进行油田维护，评价要求工程实施过程中采取有效的防止土地沙化措施，不得在沙化土地上砍挖灌木及其他固沙植物等。	符合
		第二十一条 在沙化土地范围内从事开发建设活动的，必须事先就该项目可能对当地及相关地区生态产生的影响进行环境影响评价，依法提交环境影响报告；环境影响报告应当包括有关防沙治沙的内容。	本次评价分析了项目管线实施过程中可能造成的生态环境影响，并提出了防沙治沙措施。	符合
		第二十二条 在沙化土地封禁保护区范围内，禁止一切破坏植被的活动。未经国务院或者国务院指定的部门同意，不得在沙化土地封禁保护区范围内进行修建铁路、公路等建设活动。	本项目工程内容不涉及沙化土地封禁保护区，无法律提出的禁止活动。	符合
3	陕西省实施《中华人民共和国防沙治沙法》办法	第十三条 禁止在沙化土地上砍挖灌木、药材及其他固沙植物。	项目主要进行油田维护，评价要求管线隐患治理工程施工过程中严格控制施工作业范围，采取有效措施防止土地沙化，不得在沙化土地上砍挖灌木及其他固沙植物等。	符合
		第十七条 在沙化土地范围内从事开发建设活动的，应当依法提交环境影响报告；生态环境行政主管部门在审批环境影响报告时，应当就报告中有关防沙治沙的内容征得同级林业行政主管部门同意。经批准在沙化土地范围内从事勘探、采矿、兴建地下工程及其他活动的，应当采取保护性措施，防止造成地下水水位下降、地表塌陷和植被枯死。	本项目主要进行油田维护，建设单位正在办理用地手续，按照相关要求征得自然资源、林业等行政主管部门同意，并在项目实施过程中采取保护性措施，防止造成地下水水位下降、地表塌陷和植被枯死。	符合

4	《陕西省人民政府关于进一步加强防沙治沙工作的意见》（陕政发[2006]59号）	加强沙区开发建设项目的监管。沙区开发建设项目，必须进行环境影响评价、水资源论证。对不具备水源条件，且有可能造成土地沙化、水土流失和生态环境严重破坏的开发建设项目，不得批准立项。批准实施的开发建设项目，必须严格按照环境影响评价和水资源论证规定的内容，同步实施生态保护建设，搞好水资源保护及节约用水工作。有关部门，要加强监督检查，对检查验收不合格的开发建设项目，不得进行竣工验收。因防治措施不力造成土地沙化或水土流失的，有关部门要责令项目建设单位限期进行治理，对情节严重的要依法追究责任。	本项目的建设已委托编制环境影响评价报告。项目不新建水源井，运行过程中无新增用水，项目建设应严格按照环境影响评价提出的相关环保措施进行生态恢复。	符合
		严格控制沙区征占用林地审批。要按照“总量控制、占补平衡、严加监管”的原则，从严审批沙区征占用林地。建设项目确须征收、征用、占用沙区林地的，要严格按照有关规定报经省级以上林业行政主管部门审核同意后，依照土地管理的有关法律法规和政策规定，办理征占用手续。	本项目定边区域工程所在属于风沙盐碱滩地治理区，靖边区域部分工程所在属于白于山区荒漠土地治理区，本次评价要求建设单位应在管线隐患治理开工前按要求办理土地占用手续。	符合
5	陕西省防沙治沙规划（2021-2030年）	风沙盐碱滩地治理区具体措施：深入开展退化林修复改造和退化草地修复改良，加大退化草地和盐碱滩地科学治理力度，重点栽植耐盐和泌盐植物，拓宽耐盐植物品种引种试验推广，积极引用推广盐碱地治理新成果和新技术。加强沙化土地开发利用监督管理，严格水资源管理，落实禁牧措施，全面推行舍饲圈养，坚决防范野外放牧对沙区植被造成破坏；因地制宜，宜林则林，宜灌则灌、宜草则草，大力提升林草植被盖度	根据《陕西省防沙治沙规划（2021-2030年）》，本项目定边区域工程所在属于风沙盐碱滩地治理区，靖边、志丹区域部分工程所在属于白于山区荒漠土地治理区。本项目站场工程在现有站内进行改造，不新增占地，本次评价要求建设单位应在管线隐患治理工程开工前按要求办理土地占用手续，并加强项目区综合修复与治理，控制项目施工作业带，对临时占地按照占地类型进行恢复，沙化治理区应选种固沙树种草种，并采取相应的水土保持措施	符合
		白于山区荒漠土地治理区具体措施：开展国土绿化，统筹推进山水林田湖草沙系统治理。以工程造林为主，因地制宜开展人工造林种草、封山育林育草、草原改良、退化林修复和小流域治理等措施，大力恢复林草植被。在条件适宜地段营造生态经济林，增加农民收入。严格林草地管理，全面实施封山禁牧，高质量重建白于山区生态系统		符合
6	榆林市防止二次沙化及国土绿化5年行动方案(2021-2025年)	开展矿区生态复绿。按照“谁污染、谁治理，谁破坏、谁修复”原则，动员各类资源开采企业履行社会责任，对矿区及其周边、生产生活区进行绿化，提高矿区林草植被盖度，建设绿色矿区。	本项目建设完成后将对临时占地进行植树种草绿化恢复，加强项目扰动区域的林草植被覆盖度。	符合

通过对比分析可知，本项目对沙化土地封禁保护区进行了选址选线避让，工程不涉及沙化土地封禁保护区，符合《国家沙化土地封禁保护区管理办法》及防沙治沙相关法律、法规中要求。

0.4.2.8 与其他相关政策、相关条例、办法及管理要求符合性

本项目与其他相关政策、相关条例、办法及管理要求符合性分析见下表。

表 0.4.2-9 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
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；	第三十五条 石油、天然气开发单位应当对输油、输气管线和油气储存设施实行专人负责，定期进行巡查、检测、防护，防止断裂、穿孔，造成泄漏。 第三十六条 煤炭、石油、天然气开发单位应当开展突发环境事件风险评估，确定风险等级；制定突发环境事件应急预案，按照规定报县级生态环境、应急管理行政主管部门备案；完善突发环境事件风险防控措施，开展环境安全隐患排查治理工作，建立隐患排查治理档案；定期开展应急培训和应急演练，储备必要的环境应急装备和物资，并保证应急所用的设施、设备正常使用。	第三采油厂设有巡线组对管线定期巡检。本项目属于为经排查后，对现有管道存在的环境安全隐患进行治理的项目。第三采油厂已制定突发事件应急预案、进行了环境风险评估、环境应急物资调查等，并已备案，本项目现有管线已纳入区域应急预案，本次环评要求对预案进行完善。	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。 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。	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
		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。	长庆油田分公司制定有年度污染治理规划。本项目为长庆油田分公司 2025 年度隐患治理项目。	
3	《关于开展陕北地区油气管道环境安全隐患排查暨汛期应急准备工作督查的通知》陕环应急函〔2020〕16 号	1、企业环境保护相关规定落实情况。企业生态环境主体责任落实、环境风险评估隐患整治、环境安全管理力量落实、建立和落实油气管道保护责任制、设置油气管道环境保护管理机构或者配备油气管道保护管理人员和保障投入、企业上级公司(如中石油、长庆油田等)对原油泄漏环境风险防范要求等情况。 2、环境风险隐患排查治理情况。企业建立事故隐患排查治理制度、开展隐患自查自改自报、实行整改闭环管理、问题与隐患整改落实、企业汛期前排险加固、防范由自然灾害引发事故灾难的各项安全措施落实等情况。 3.企业对环境事件应急软硬件基础设施建设情况。包括环境应急预案备案、组织应急演练、风险防控措施落实、隐患排查工作建档立卡、责任体系落实、媒体应对管理和应急防护物资及设施配备情况；对所属油气管线、污水处理站、井场集输站、废弃物处置场、贮存设施等重点污染源和潜在环境风险排查整治情况。	企业落实环境保护相关规定，每年投入大量资金对油气管线进行隐患排查，对于壁厚损失率≥22%的管道进行更换，已建立油气管道保护责任制，并配备油气管道保护管理人员；油田公司已建立事故隐患排查治理制度，开展隐患自查自改自报；第三采油厂已编制突发环境事件应急预案并在所在地生态环境主管部门进行了备案，延安区域应急预案备案号为 ya610625-2024-056-M，榆林区域备案号为 10824-2024-007-M 和 610825-2024-004-L，同时第三采油厂组建有自己的专业救援队伍以及监测预警和应急响应机制，发生泄漏或爆炸事故，可立即与当地消防、医疗等机构联动，确保泄漏事故可防可控。	符合

4	《延安市生态环境局关于开展油气管道环境安全隐患排查工作的通知》（延市环函〔2019〕175号）	加强对我市涉油气企业环境安全隐患检查，督促企业加强油气管道隐患排查与整治，有效防范和坚决遏制油气管道泄漏导致重特大突发生态环境事件发生，保障全市环境安全。	油田公司已建立环境安全隐患检查，企业每年委托检测单位对现有油气管线壁厚及管道内外腐蚀情况进行检测，对于壁厚损失率≥22%的管道进行隐患治理，有效防范风险事故的发生。	符合
5	《关于深化大气污染治理推进实现“十四五”空气质量目标的实施意见》	（一）优化产业结构。1、严格准入要求。新、改、扩建项目严格落实各项准入要求...。2、按照产业结构调整指导目录要求，...，淘汰落后工艺技术、装备。	本项目属于《产业结构调整指导目录（2024年本）》“鼓励类”，符合国家产业政策。不涉及淘汰落后工艺技术、装备	符合
		五）强化多污染物减排。19、全面推进VOCs综合治理。污水处理厂（站）排放的高浓度有机废气应单独收集处理；含VOCs有机废水储罐、装置区集水井（池）排放的有机废气应密闭收集处理。	本项目油十转、柳72-33脱水站、靖三联配套的采出水处理设施改造和原油集输设施改造均采用密闭设施，管线采取全密闭带压运行，不涉及高浓度有机废气。	符合
6	《土壤污染源头防控行动计划》（环土壤〔2024〕80号）	加强以排污许可为核心的环境管理，督促土壤污染重点监管单位按照排污许可证规定和标准规范落实控制有毒有害物质排放、土壤污染隐患排查、自行监测等要求。	长庆油田分公司第三采油厂为土壤污染重点监管单位，已按照要求开展了土壤污染隐患排查、自行监测等工作。	符合
7	危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采	4.2 落实污染环境防治责任制度，建立健全工业危险废物产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程污染环境防治责任制度	第三采油厂建立有健全的危险废物管理制度。本次工程对露出地面的管线全部拆除，更换下来经无害化处理后的旧管道全部由第三采油厂作为固定资产回收。油十转、柳72-33脱水站、靖三联采出水处理产生的油泥、浮油、渣、废滤料等危废委托有资质单位处置	符合
8	陕西省饮用水水源保护条例	第二十三条 在地表水饮用水水源准保护区内，禁止下列行为：（一）新建、扩建对水体污染严重的建设项目，改建增加排污量的建设项目；（二）设置化工原料、危险废物和易溶性、有毒有害废弃物的暂存及转运站；（三）向水体倾倒危险废物、工业固体废物、生活垃圾、建筑垃圾、粪便及其他废弃物；（四）使用剧毒、高残留农药以及滥用化肥；（五）使用炸药、毒药捕杀类和其他生物；（六）非更新采伐、破坏水源涵养林以及破坏与水源保护相关的植被；（七）其他可能污染、破坏饮用水水源生态环境的行为； 第二十六条 在地下水饮用水水源准保护区内，禁止下列行为：（一）新建、扩建对水体污染严重的建设项目，改建增加排污量的建设项目；（二）利用渗坑、渗井、深井、裂隙、溶洞等排放污水和其他有害废弃物；（三）利用透水层孔隙、裂隙、溶洞及废弃矿坑储存石油、天然气、放射	本项目油田维护隐患工程均不涉及饮用水水源一级、二级保护区及准保护区，不属于对水体污染严重的项目，不排放污染物。本次仅南十一转至南十转外输管线更换工程距离饮用水源地较近，距离王瑶水库准保护区约1.1km，位于其上游汇水范围内；项目主要对部分腐蚀穿孔管线进行更换，实施后可更加有效地杜绝油区管线泄漏，对王瑶水库水质保护有益。评价要求管线施工不得向水体排放污染物，施工结束后及时进行生态恢复，采取有效措施防止污染和水环境破坏	符合

		性物质、有毒有害化工原料、农药等；（四）利用无防渗漏措施的沟渠、坑塘等输送或者存贮含有毒污染物的废水、含病原体的污水和其他废物；（五）设置化工原料、危险废物和易溶性、有毒有害废弃物的暂存及转运站；（六）毁林开荒、非更新采伐水源涵养林；（七）使用剧毒、高残留农药以及滥用化肥；（八）使用不符合国家农田灌溉水质标准的污水灌溉农田；（九）其他可能污染、破坏饮用水水源生态环境的行为。从事地质钻探、隧道挖掘、地下施工、地下勘探等活动，应当采取防护措施，防止对地下水的污染和水环境的破坏。采取人工回灌方式补给地下水的，回灌水水质应当符合国家规定的标准。		
9	榆林市扬尘污染防治条例	第十四条 道路和管线敷设施工应当符合下列扬尘污染防治要求：（一）实施路面切割、挖掘、破碎、清扫等作业时，采取洒水、喷淋等抑尘措施；（二）采取分段开挖、分段回填的方式施工，已回填的沟槽，采取覆盖、洒水等抑尘措施；（三）道路或者绿地内各类管线敷设工程完工后，及时恢复路面或者绿化	管线敷设施工采取分段开挖、分段回填的方式施工，已回填的沟槽，采取覆盖、洒水等抑尘措施；施工完成后及时进行生态恢复	符合
10	榆林市油（气）开采废弃物处置环保暂行管理办法	油（气）开发企业要根据油（气）田产能建设规划，自行建设集中处置设施或委托有资质单位，对油（气）开采废弃物治理实施“分散收集，集中处置，循环利用”，降低油（气）开发活动对周边环境的污染和资源的消耗	本次工程对露出地面的管线需全部拆除，更换下来经无害化处理后的旧管道全部由第三采油厂作为固定资产回收。采出水处理产生的油泥、浮油、浮渣、废滤料等危险废物委托有资质单位处置，满足油（气）开采废弃物治理实施“分散收集，集中处置，循环利用”处置要求	符合
11	榆林市环境保护局关于开展油气开采废弃物集中处置的通知	从2018年起油气开采过程中产生的废弃泥浆岩屑、压裂返排液等各类废弃物必须实施集中收集、处理处置，严禁“一井一池”“就地处置”，防止周边河流、地下水、土壤污染和生态破坏，鼓励油气开发企业开展先进工艺技术研究开发和推广应用，减少油气开采废弃物产生量，提高回收率和综合利用率	本次工程对露出地面的管线需全部拆除，更换下来经无害化处理后的旧管道全部由第三采油厂作为固定资产回收。采出水处理站产生的油泥、浮油、浮渣、废滤料等危险废物委托有资质单位处置，满足油（气）开采废弃物处置要求	符合
12	关于印发榆林市油气开采废弃物不落地集中处置推广项目建设管理指南（试行）的通知	油气开采单位应严格落实环保主体责任，通过自建油气开采废弃物污染防治措施，对油气开采过程污染防治实施统一管理，防止对油气开采区地表水、地下水、土壤造成环境污染	本项目严格落实施工期、运营期废弃物污染防治措施，各项污染物均得到合理有效处置，可减小对地表水、地下水、土壤环境污染	符合
13	《进一步加强油气开发	落实施工环节环保要求。油气开发企业在钻井、固井、压裂、试油试气、修井等施	本项目在运行过程中建立环境保护管理台账，施工过程中选择合理	符合

	废弃物管理工作方案》（延市[2022]〉6号）	工过程中应建立环境保护管理台账，如实登记开采过程中使用的各类化工原料的数量，以及产生含油废水废渣废弃物（泥浆岩屑、压裂返排液、采出水等）的种类、数量、流向、贮存、利用、处置等信息做到全过程可追溯、可倒查。应当尽量减少施工用地、缩短工期、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。	施工方式，落实相关管控要求和生态环境保护措施。	
		全面排查输油气管道环境安全隐患，对油气开发区域内10年以上或管径大、流量大、铺设区域地质结构复杂的管线、泄漏事故频发的管线及建设标准低、输送介质复杂的管线要全面开展腐蚀检测和清水试压。建立健全油气管道安全监管长效机制，对查出环境问题和隐患要实行清单管理，建立“一隐患、一档案”制度，制定整改方案，明确整治任务，落实整治措施。	第三采油厂建立了全面的隐患排查制度，对于存在环境风险隐患的站场和管线进行治理，防止出现泄漏引起突发环境事件。本项目站场和管线运行时间均较久，部分管线位于不良地质地段，由于降雨、地质滑坡等因素，隐患凸显，故进行更换治理。	符合
		油气开发企业要组建应急救援队伍，建立企业地方联防联控机制，组织开展应急演练。	企业已经编制了应急预案，组建了应急救援队伍，与地方进行联防联控，定期进行应急演练。企业应将本项目开发内容纳入现有应急体系进行管理。	符合
		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。	第三采油厂已建立了完善的环境污染事故应急预案并在所在地生态环境主管部门进行了备案，延安区域应急预案备案号为ya610625-2024-056-M，榆林区域备案号为10824-2024-007-M和610825-2024-004-L。	符合
		严格废弃物规范化管理。油气开发各环节产生的废弃物必须做到应收尽收，严禁利用渗井、渗坑、裂隙和溶洞排放、倾倒和掩埋，严禁将压裂返排液在施工场地进行燃烧处置，严禁将未经无害化处理和处理不达标的含油废水、压裂返排液、泥浆岩屑渗滤液等液体进行回灌和回注，更不得将与油气开采无关的废水回注；油泥、沾染油泥包装物等危险废物应严格按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》危险废物管理规定及《陆上石油天然气开采行业危险废物环境管理指南》申报、贮存、处置；其他废弃物不能利用的，委托有资质单位进行规范化处置，严禁层层转包，引发环境污染问题。废弃物转运过程必须采取防渗漏、防流失、防扬散措施。油气开发企业应加大综合利用技术开发，在开发过程中推广使用综合利用制品。	运行过程产生的油泥、浮油、浮渣、废滤料等危险废物交有资质单位处置，符合国家和地方固体废物污染防治相关要求。	符合

综上，本项目与《陕西省煤炭石油天然气开发生态环境保护条例（修订）》《陕西

省加强陕北地区环境保护若干意见》《关于开展陕北地区油气管道环境安全隐患排查暨汛期应急准备工作督查的通知》（陕环应急函〔2020〕16 号）、《延安市生态环境局关于开展油气管道环境安全隐患排查工作的通知》（延市环函〔2019〕175 号）、《关于深化大气污染治理推进实现“十四五”空气质量目标的实施意见》《土壤污染源头防控行动计划》（环土壤〔2024〕80 号）、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（公告 2021 年第 74 号）、《陕西省饮用水水源保护条例》（2021 年 5 月 1 日施行）、《榆林市扬尘污染防治条例》（2021 年 9 月 29 日）《榆林市油（气）开采废弃物处置环保暂行管理办法》（榆政环发〔2015〕170 号）、《榆林市环境保护局关于开展油气开采废弃物集中处置的通知》，（榆政环发〔2018〕123 号）、《关于印发榆林市油气开采废弃物不落地集中处置推广项目建设管理指南（试行）的通知》（榆政环发〔2018〕164 号）、《进一步加强油气开发废弃物管理工作方案》（延市[2022]）6 号）等相关文件政策要求相符。

0.4.3 相关规划符合性分析

0.4.3.1 与经济发展与环境保护规划符合性

本项目与相关经济发展与环境保护规划的符合性分析见下表。

表 0.4.3-1　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。	本项目为油田维护项目，本项目的实施有利于完成石油产量达标任务。	符合
2	榆林市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	服务国家能源保供大局。…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。…	本项目为油田维护项目，本项目的实施有利于促进石油增储稳产。	符合
3	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	提高应对突发事件应急处置能力。加大综合性消防、人防救援队伍建设力度，完善风险评估、监测预警和应急响应机制，推进公共卫生事件应急体系建设，提升管道泄漏应急处理能力，建立医疗、防疫、煤矿、非煤矿山、水上、管道等专业性应急救援队伍进重点行业企事业单位专业应急救援力量建设。	第三采油厂已制定完整的突发环境事件应急预案，并报生态环境主管部门进行了备案（延安区域应急预案备案号为ya610625-2024-056-M），各生产单位结合各自特点定期开展应急演练。	符合
4	榆林市经济社会发展总体规划（2016-2030 年）	城镇空间：构建“一轴一带一核三区多点”的产业发展格局，促进产业有序、集聚发展。…西部油气综合利用区，包括定边、靖边、横山，重点发展原油、天然气、油气化工、盐化工等	项目为油田维护项目，本项目的实施有利于促进原油产业发展。	符合

序号	相关规划	规划要求（摘录）	本项目情况	符合性
		产业，加快培育新能源、现代农业、物流、文化旅游等产业。		
		环境保护：以提高环境质量为核心，划定生态保护红线，实行最严格的环境保护制度，坚决打赢大气、水体、土壤污染防治三大战役。突出抓好重点污染物防治，实施大气污染防治、水环境质量改善、土壤环境综合整治、固体废弃物防治、环境监管能力提升五大工程，确保环境质量总体改善。	本项目在严格落实报告提出的各项污染防治、生态保护措施、风险防范措施后，工程对环境的污染和生态影响可降低到当地环境能够容许的程度	符合
5	“十四五”现代能源体系规划	维护能源基础设施安全。加强重要能源设施安全防护和保护，完善联防联控机制，重点确保核电站、水电站、枢纽变电站、重要换流站、重要输电通道、大型能源化工项目等设施安全，加强油气管道保护。	项目属于为经排查后，对现有站场、管道存在的环境安全隐患进行治理的项目，可预防环境风险，加强了油气管道保护。	符合
6	陕西省“十四五”生态环境保护规划（陕政办发[2021]25号）	推进重点行业挥发性有机物综合整治。全面落实《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）要求，持续开展无组织排放排查整治工作，加强含挥发性有机物物料全方位、全链条、全环节密闭管理。	本项目为油田维护项目，站场设施及管线均采用密闭流程，减少挥发性有机物排放。	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。全面推行绿色施工，将绿色施工纳入企业资质和信用评价。对重点区域道路、水务等线性工程进行分段施工。大力推进低尘机械化湿式清扫作业，加大重要路段冲洗保洁力度，渣土车实施硬覆盖与全密闭运输，强化道路绿化用地扬尘治理。	评价要求建设单位严格按照方案中各项扬尘控制措施进行施工，减缓施工期扬尘污染。所有物料运输车辆须密闭上路。	符合
		强化土壤污染源头控制。以矿产资源开发活动集中的区域为重点，聚焦重有色金属、石煤、钒铁矿等矿区，以及受污染耕地集中区周边的矿区，全面排查矿区历史遗留固体废物，编制治理方案，分阶段治理，逐步消除存量。	本项目原油管线报废后，经热洗、吹扫后，管道中含水油全部进入末端站点原油集输系统；项目对露出地面的管线全部拆除，更换下来经无害化处理后的旧管道全部由第三采油厂作为固定资产回收。采出水处理站产生的油泥、浮油、浮渣、废滤料等危废均委托有资质单位处置。	符合
		强化环境风险预警管控。开展陕北涉油地区环境安全整治工作，对采油、输油、炼油和危废处置单位及附近重点河流、重要湖库、集中式饮用水水源地等敏感目标开展风险隐患排查整治。	建设单位及时对油气管道、站场各类隐患进行排查整治。项目属于对现有管道、站场存在的环境安全隐患进行治理的项目。	符合
7	陕西省黄河流域生态环境保护规划（陕环发〔2022〕9号）	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”扬尘防治体系。全面推行绿色施工，将绿色施工纳入企业资质、信	本项目临时土方堆放采用全覆盖方式，明确管理及责任要求。	符合

序号	相关规划	规划要求（摘录）	本项目情况	符合性
		用评价。重点区域道路、水务等线性工程进行分段施工。大力推进低尘机械化湿式清扫作业，加大重要路段冲洗保洁力度，渣土车实施硬覆盖与全密闭运输，强化道路绿化用地扬尘治理。		
		推进企业实施绿色化改造，鼓励土壤污染重点监管单位因地制宜实施管道化、密闭化改造，重点区域防腐防渗改造，物料、污水、废气管线架空建设和改造，从源头上消除土壤污染。实施在产企业土壤污染风险管控，通过采取防渗漏改造、污染阻隔、监测自然衰减等土壤污染风险管控措施，防止污染扩散。	本项目为油田维护及隐患治理项目，本项目实施后从源头上消除土壤污染，同时采取土壤监测等风险防范措施，防止污染扩散。	符合
8	陕西省黄河流域生态保护和高质量发展规划	突出抓好水土保持 以陕北丘陵沟壑区、陕北风沙区、渭北黄土塬区为重点，以减少入黄泥沙为目标，加大水土流失综合治理力度，改善黄土高原生态面貌。	本项目所在区域属于陕北风沙区、陕北丘陵沟壑区。评价要求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
		第五章 加强水资源节约集约利用 深挖工业节水潜力。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。	本项目不属于高耗水工业，项目采出水经处理达标后回注地层，不外排	符合
		加强环境污染系统治理 第一节 打好碧水保卫战：统筹水资源、水环境、水生态治理，坚持“一河一策”、“一湖一策”，以渭河、泾河、无定河、延河、北洛河、窟野河、石川河等为重点开展协同治理，全面提升黄河流域地表水水质。调整产业结构，继续淘汰严重污染水体的落后产能，推动沿黄一定范围内高耗水、高污染企业迁入合规园区，严禁在黄河干流及主要支流临岸一定范围内新建“两高一资”项目及相关产业园区。开展黄河干支流入河排污口排查整治。严格落实排污许可制度，严禁工业废水未经处理或未有效处理直排，严厉打击偷排直排行为。...	本项目不属于高耗水工业，项目采出水经处理达标后回注地层，不外排	符合

序号	相关规划	规划要求（摘录）	本项目情况	符合性
9	榆林市“十四五”生态环境保护规划	第二节持续推进污染源治理推进挥发性有机物综合整治。建立石化、化工、工业涂装等重点行业源头、过程和末端全过程控制体系，实施VOCs总量控制。延长、陕煤、中煤、神华等涉及挥发性有机物排放的企业全面实施泄漏检测修复工程（LDAR），严格控制密封点无组织排放，到2022年，泄漏率控制在1%以下。严格生产管理，完善煤化、石化生产装置开停车、检维修等非正常状态的污染物排放管理制度，引入中石化、中石油先进生产管理技术，减少石化、煤化企业的火炬燃烧频次。加大汽修行业、餐饮油烟污染治理	本项目为油田维护项目，包含站内维护及站外管线隐患治理，均采用密闭流程。	符合
		第三节持续深化水污染治理持续推进工业污水治理。合理控制火电、兰炭、石化、煤化等行业规模，引导工业企业污水零排放，降低污染负荷。强化工业集聚区污染治理，推进工业园区污水处理设施分类管理、分期升级改造和污水管网排查整治，省级以上工业园区污水集中处理设施规范运行。因地制宜处理铁路货运站的生活污水，生产废水尽可能回用，严禁未经处理直排。不新增蒸发塘高浓盐水处理设施	为进一步提高采出水处理效率，本项目对油十转、柳72-33脱水站、靖三联配套的采出水处理设施进行改造，出水满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)中的V级水质指标要求后回注油层，不外排	符合
10	延安市生态环境保护“十四五”规划（2021-2025年）	严格控制在优先保护类耕地集中区域新建石油开采、石油化工、煤化工等行业企业。	项目属于陕北油田开发区域，不属于优先保护类耕地集中区域。本项目改造站场不新增占地，部分管线建设临时用地部分占用基本农田，涉及永久基本农田等区域应办理相关临时用地手续，要求建设单位采用耕地耕作层土壤剥离和再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏，在管线建设完成后及时复垦。	符合
		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。	第三采油厂安排专人进行管线巡线，管道两侧设压力在线监控装置，并且每年对输油管线进行腐蚀检测和测量壁厚，对存在隐患的管线进行更换治理。本项目为油田管道隐患治理项目，防止管线出现泄漏引起突发环境事件和下游地表水污染。	符合
11	陕西省人民政府关于印发“十四五”节能减排综	实施传统产业节能降碳改造升级。以钢铁、有色金属、建材、石化化工等行业为重点，扎实推进节能降碳改造和污染物深度治理	本项目不属于钢铁、有色金属、建材、石化化工等传统产业。	符合

序号	相关规划	规划要求（摘录）	本项目情况	符合性
	合工作实施方案的通知	坚决遏制高耗能高排放项目盲目发展。根据国家产业规划、产业政策、节能审查、环境影响评价审批等政策规定，对在建、拟建、建成的高耗能高排放项目（以下称“两高”项目）开展评估检查，建立工作清单，明确处置意见，严禁违规“两高”项目建设、运行，坚决拿下不符合要求的“两高”项目	本项目不属于高耗能高排放项目。	符合
12	《延安市大气污染治理专项行动方案（2023-2027年）》（延市字（2023）53号）	8.扬尘治理工程。强力推进扬尘综合治理，施工场地严格执行“六个百分百”防护措施，建立工地扬尘监管体系，安装建筑工地扬尘在线监测系统和视频监控，与行业部门联网，常态化开展建筑工地扬尘治理专项督查，场界扬尘排放超过《施工场界扬尘排放限值（DB61/1078-2017）》的立即停工整改。〔市住建局牵头，市城管执法局、市交运局、市自然资源局、市生态环境局、市水务局等参与，各县（市、区）政府落实〕	评价要求建设单位严格按照方案中各项扬尘控制措施进行施工，减缓施工期扬尘污染。所有物料运输车辆须密闭上路。运渣车辆必须全部安装定位系统，杜绝超高装载、抛洒泄漏行为。	符合
13	榆林市工业固体废物综合利用三年行动方案（2023-2025年）	由各县市区、园区负责，督促工业固体废物产生企业严格落实环评“三同时”制度，将工业固体废物利用处置费用纳入企业生产成本，2023年12月底前全部纳入榆林市工业固体废物信息管理平台，建立工业固体废物管理台账，严格工业固体废物去向管理，与具有实际利用处置能力的第三方企业签订委托处置利用合同，规范工业固体废物跨省转移行政审批，做好日常延伸监督管理。	第三采油厂严格落实环评“三同时”制度，将运营期油泥、浮油、浮渣、废滤料等工业固体废物利用处置费用纳入项目总投资，建立工业固体废物管理台账，签订委托处置利用合同，按要求上传相关信息至榆林市工业固体废物信息管理平台。	符合
14	榆林市大气污染治理专项行动方案（2023-2027年）	5.强化扬尘污染防治。落实《榆林市扬尘污染防治条例》，强化建筑工地、裸露土地、城市道路、涉煤企业、运煤专线等扬尘污染管控。施工场地严格执行“六个百分之百”要求，场界扬尘排放超过《施工场界扬尘排放限制》（DB61/1078-2017）的立即停工整改，严格落实施工工地重污染天气应急减排措施。（市资源规划局、市生态环境局、市住建局、市交通局、市城管局、市能源局等按职责牵头、各县市区政府、各园区管委会负责）	评价要求建设单位严格按照方案中各项扬尘控制措施进行施工，减缓施工期扬尘污染。所有物料运输车辆须密闭上路。运渣车辆必须全部安装定位系统，杜绝超高装载、抛洒泄漏行为	符合
15	榆林市2025年生态环境保护铁腕治污攻坚行动方案	扬尘整治精细化管控行动。严格落实企业主体责任和建筑工地扬尘管控“六个百分之百”措施，将防治扬尘污染费用纳入工程造价；成立联合检查专班，按月开展联合执法。并建立问题台账，对产生扬尘污染的工地按职责权属依法查处、对拒不改正的工地责令停工整治。	评价要求建设单位加强扬尘治理，严格落实企业主体责任和建筑工地扬尘管控“六个百分之百”措施，施工车辆经过居民集中区时应减速慢行、洒水降尘	符合
		机动车尾气管控行动。加强机动车污染源头控制，全面落实《关于预下达国III及以下排放标准柴油货车淘汰计划(2023-2025年)的通知》（榆政交发[2023]195号）要求，逐步淘汰国III及以下排放标准柴油货车。	评价要求本项目施工期使用编码挂牌及检测合格的非道路移动机械，强化施工期非道路移动机械尾气排放管控。	符合

序号	相关规划	规划要求（摘录）	本项目情况	符合性
		重点行业深度治理行动。……提升油气开采绿色化水平，结合农网改造，加快油气开采配套电源建设，推动油气井钻探设备“油改电”。实施油气开采挥发性有机物深度治理，鼓励开展泄漏检测与修复工作。	本项目为油田维护项目，包含站内维护及站外管线隐患治理，均采用密闭流程。	符合
16	定边县大气污染治理专项行动方案（2023-2027年）	5.强化扬尘污染防治。落实《榆林市扬尘污染防治条例》，强化建筑工地、裸露土地、城市道路、涉煤企业、运煤专线等扬尘污染管控。场界扬尘排放超过《施工场界扬尘排放限制》(DB61/1078-2017）的立即停工整改，并落实施工工地重污染天气应急减排措施。	评价要求本项目施工期施工场地严格执行“六个百分之百”要求，场界扬尘排放超过《施工场界扬尘排放限制》（DB61/1078-2017）的立即停工整改，严格落实施工工地重污染天气应急减排措施。	符合
		12.臭氧污染管控行动。协同控制挥发性有机物（VOCs）和氮氧化物排放，强化臭氧污染防治，所有新建项目不再采用低温等离子、光氧化、光催化等处理方式，非水溶性VOCs废气不再采用喷淋、吸收等方式处理。	本项目为油田维护项目，包含站内维护及站外管线隐患治理，均采用密闭流程，满足《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。	符合
17	靖边县2023-2027年大气污染治理专项行动方案	5.强化扬尘污染防治。落实《榆林市扬尘污染防治条例》，强化建筑工地、裸露土地、城市道路、涉煤企业、运煤专线等扬尘污染管控。场界扬尘排放超过《施工场界扬尘排放限制》(DB61/1078-2017）的立即停工整改，并落实施工工地重污染天气应急减排措施。	评价要求本项目施工期施工场地严格执行“六个百分之百”要求，场界扬尘排放超过《施工场界扬尘排放限制》（DB61/1078-2017）的立即停工整改，严格落实施工工地重污染天气应急减排措施。	符合
		12.臭氧污染管控行动。协同控制挥发性有机物（VOCs）和氮氧化物排放，强化臭氧污染防治，所有新建项目不再采用低温等离子、光氧化、光催化等处理方式，非水溶性VOCs废气不再采用喷淋、吸收等方式处理。	本项目为油田维护项目，包含站内维护及站外管线隐患治理，均采用密闭流程，满足《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	符合

通过上表分析结果可知，本项目符合《陕西省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》《榆林市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》《延安市国民经济和社会发展第十四五个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》《榆林市经济社会发展总体规划（2016-2030年）》《“十四五”现代能源体系规划》《陕西省“十四五”生态环境保护规划》《陕西省黄河流域生态环境保护规划》《陕西省黄河流域生态保护和高质量发展规划》《榆林市“十四五”生态环境保护规划》《延安市

生态环境保护“十四五”规划（2021-2025年）》《陕西省人民政府关于印发“十四五”节能减排综合工作实施方案的通知》《延安市大气污染治理专项行动方案（2023-2027年）》《榆林市工业固体废物综合利用三年行动方案（2023-2025年）》《榆林市大气污染治理专项行动方案（2023-2027年）》《榆林市2025年生态环境保护铁腕治污攻坚行动方案》《定边县大气污染治理专项行动方案（2023-2027年）》《靖边县2023-2027年大气污染治理专项行动方案》等文件中的相关要求。

0.4.3.2 与矿产资源总体规划符合性分析

本项目与《陕西省矿产资源规划》（2021—2025年）及其规划环评、《榆林市矿产资源总体规划（2021-2025年）》《延安市矿产资源总体规划（2021-2025年）》符合性分析见下表。

表 0.4.3-2 与矿产资源总体规划及其规划环评符合性分析一览表

相关规划	规划要求（摘录）	本项目情况	符合性
《陕西省矿产资源总体规划》（2021—2025 年）	矿产资源安全供给体系进一步建立，稳定提升煤炭、石油、天然气、页岩气、地热等能源资源产量，优化铁矿、钒矿、铜矿、钼矿、金矿等战略性金属矿产能，进一步完善建材类非金属矿产保障机制，资源优势加快转化为产业优势，经济社会发展所需矿产资源保障能力全面提升。推动陕北能源转型升级发展。在鄂尔多斯盆地煤油气盐赋存区，加强石油、天然气、页岩气、煤层气等能源矿产的调查评价，加大石油、天然气勘探力度，稳步提高油气产能	本项目区域位于鄂尔多斯盆地区，属于陕北油气能源开发，属于总体规划确定的开发重点	符合
	加强源头预防与过程控制。落实省级国土空间修复规划，督促矿山企业科学编制并严格实施矿山开发利用方案、矿山地质环境保护与土地复垦方案，实现边开采、边保护、边治理，切实履行矿山地质环境治理恢复与土地复垦义务。落实矿山企业生态保护主体责任。新建矿山应符合本规划管控要求，编制矿山地质环境保护与土地复垦方案	评价要求本项目按照要求编制地质环境保护与土地复垦方案，并严格落实相关方案实施	符合
《陕西省矿产资源总体规划（2021—2025 年）环境影响报告书》及审查意见（环审〔2022〕123号）	坚持生态优先，绿色发展。坚持以习近平生态文明思想为指导，严格落实绿水青山就是金山银山理念，立足于生态系统稳定和生态环境质量改善，处理好生态环境保护与矿产资源开发的关系，合理控制矿产资源开发规模与强度，不得占用依法应当禁止开发的区域，优先避让生态环境敏感区域	项目不涉及规划中禁止开发区域，对自然保护区、水源地、重要湿地等生态环境敏感区域进行了避让，符合审查意见要求	符合
	严格环境准入，保护区域生态功能。按照陕西省生态环境分区管控方案、生态环境保护规划等新要求，与大气环境优先保护区、水环境优先保护区、农用地优先保护区等存在空间重叠的现有矿业权、勘察规划区块、开采规划区块等，应严格执行相应管控要求，控制勘查、开采活动范围和强度，严格执行绿色勘查、绿色开采及矿山生态保护修复相关要求，确保生态系统和主要功能不受破坏	项目与陕西省“三线一单”分区管控方案进行了比对，符合管控要求。项目在建设过程中将严格执行相应管控要求，控制施工作业带活动范围，及时做好植被恢复	符合
	加强矿山生态修复和环境治理。结合区域生态环境质量改善目标和主要生态环境问题，分区域、分矿种确定矿山生	项目站场工程不新增占地，在现有站内改	符合

相关规划	规划要求（摘录）	本项目情况	符合性
	态修复和环境治理总体要求，将目标任务分解细化到具体矿区、矿山，确保“十四五”规划期历史遗留矿山治理恢复面积不低于 4900 公顷。对可能造成重金属污染等环境污染问题的矿区，进一步优化开发方式，推进结构调整，加大治理投入	造；管线工程占地除管线“三桩”以及桁架桩基永久占地外，均为临时占地；本项目针对管线临时占地提出了相应的生态恢复措施，及时对临时占地进行植被恢复	
榆林市矿产资源总体规划（2021-2025 年）	（一）在建矿山及生产矿山生态保护修复坚持源头预防和过程控制相结合。对照行业标准进行系统分析，开展矿山环境保护与治理、资源综合利用和污染防治、三废治理与循环利用	评价要求建设单位落实本评价提出的各项污染防治和生态保护措施	符合
延安市矿产资源总体规划（2021-2025 年）	采矿权投放应符合国土空间规划、生态环境保护规划以及“三线一单”生态分区管控要求。在不得开采矿产资源的区域内禁止从事采矿活动。	本项目符合国土空间规划、生态环境保护规划以及“三线一单”生态分区管控要求	符合
	按照“谁开采、谁治理，边开采、边治理”原则，制定完备的治理措施，严格落实采矿权人矿山地质环境保护、水土流失防治、生态环境修复与土地复垦的主体责任，认真落实矿山地质环境恢复治理基金制度。	项目站场工程不新增占地，在现有站内改造；管线工程占地除管线“三桩”以及桁架桩基永久占地外，均为临时占地；本项目针对管线临时占地提出了相应的生态恢复、土地复垦措施，及时对临时占地进行植被恢复和土地复垦	符合

通过上表分析结果可知，本项目符合《陕西省矿产资源规划》（2021—2025 年）、规划环评及其审查意见、《榆林市矿产资源总体规划（2021-2025 年）》《延安市矿产资源总体规划（2021-2025 年）》中相关要求。

0.4.3.3 与《陕西省生态功能区划》的符合性分析

根据《陕西省生态功能区划》，本项目在生态功能分区上属于白于山河源水土保持区、黄土梁峁沟壑水土流失控制区、白于山南侧水土保持控制区（见图 0.4.3-1）。本项目与《陕西省生态功能区划》符合性分析具体见下表。

表0.4.3-3　与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分析表

一级区	二级区	三级区	项目地	生态服务功能重要性或敏感性特征及保护对策	本项目情况	符合性
一、长城沿线风沙草原生态区	（三）白于山河源水土保持生态功能区	5 白于山河源水土保持区	靖边县、定边县	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	项目施工期、运营期、退役期均采取工程防治措施和植物修复措施，预防和治理水土流失，有效地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，符合《陕西省生态功能区划》	符合
二、黄土高原农牧生态区	（四）黄土丘陵沟壑水土流失控制生态功能区	8 黄土梁峁沟壑水土流失控制区	靖边县、志丹县	土壤侵蚀极敏感-高度敏感，土壤保持功能极重要，实施不同尺度流域综合治理，控制水土流失，发展以旱作农业和林果为主的特色经济		符合
		9 白于山南侧水土保持控制区	靖边县、志丹县	延河、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		符合

0.4.3.4 与《陕西省主体功能区划》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，属于省级层面重点生态功能区（图0.4.3-2）。详细分区及保护和发展方向见下表。

表0.4.3-4　项目地主体功能区划及保护和发展方向

项目地	主体功能区划		保护和发展方向	本项目情况	符合性
定边县、靖边县、志丹县	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	评价要求项目在开发过程中加强生态保护，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，有效降低项目施工引起的水土流失，维护项目所在地的生态功能，符合《陕西省主体功能区划》的要求	符合

0.4.3.5 与《陕西省水土保持规划（2016—2030年）》符合性分析

根据《陕西省水土保持规划（2016—2030年）》，本项目所在区域属于陕北丘陵沟壑重点治理区。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。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0.4.3-3。



图 0.4.3-1　项目与陕西省生态功能区划位置关系图

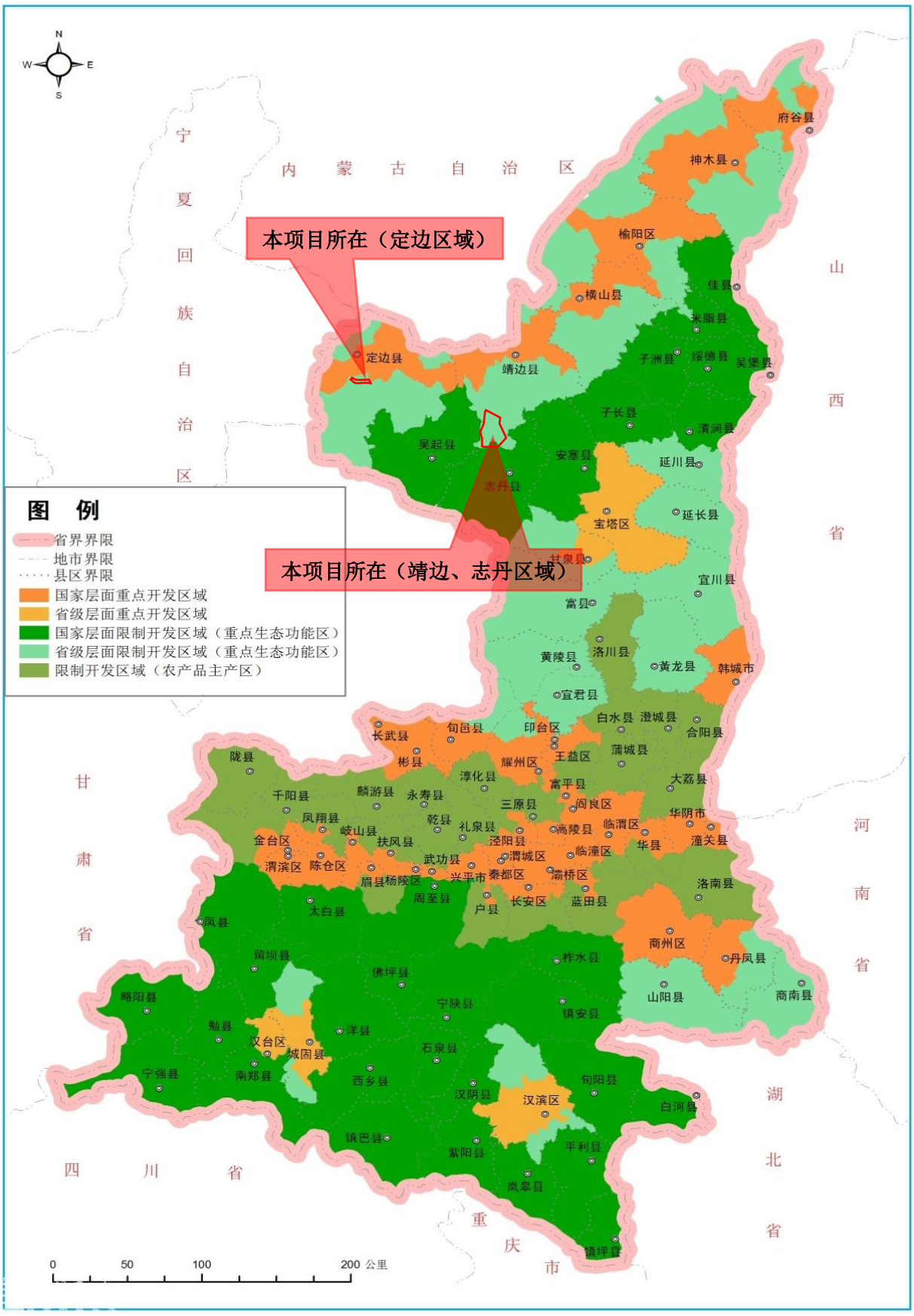


图 0.4.3-2　项目与陕西省主体功能区划位置关系图

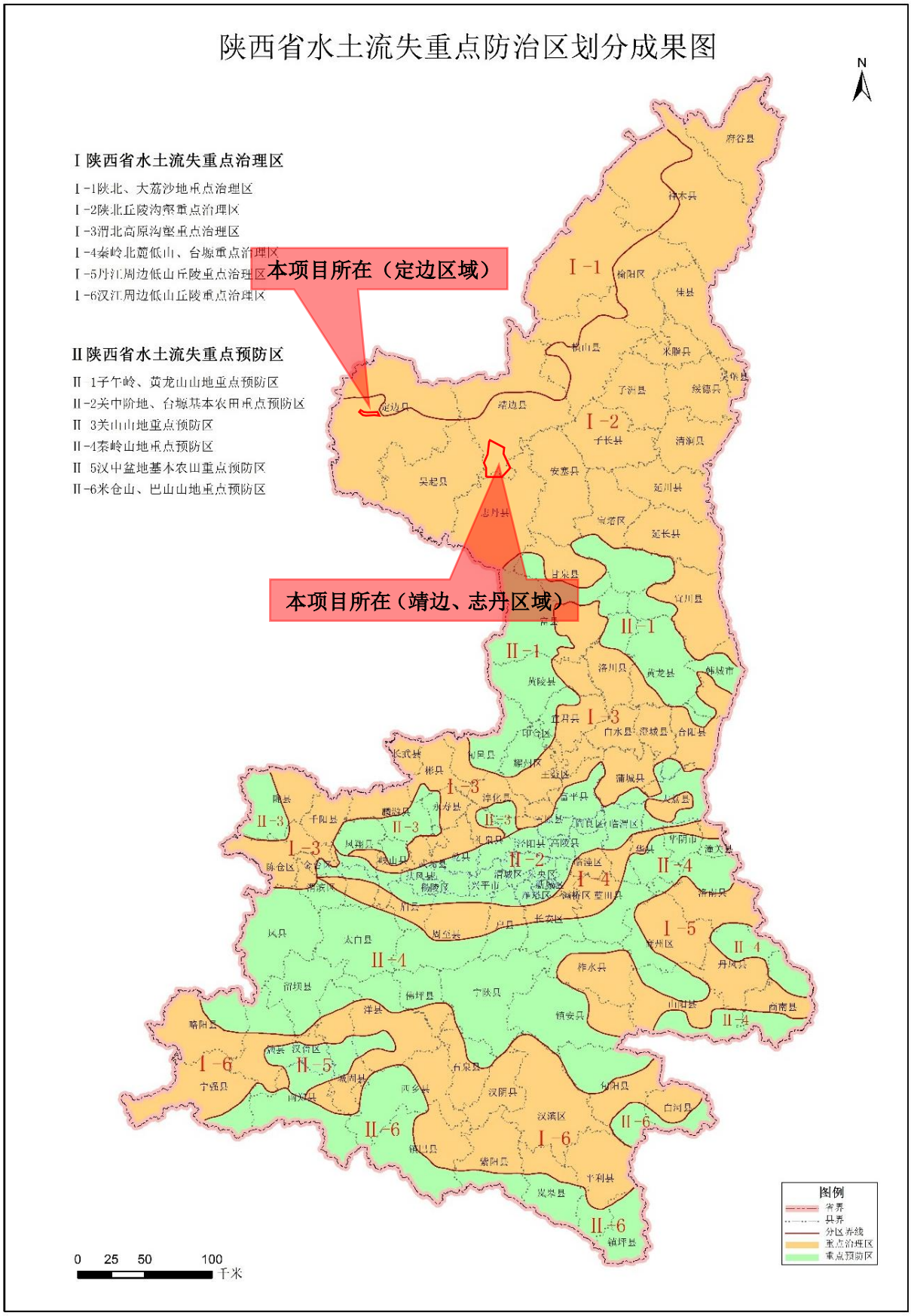


图 0.4.3-3　项目与陕西省水土保持规划位置关系图

0.4.3.6 与国土空间总体规划符合性分析

本项目与《榆林市国土空间总体规划（2021-2035 年）》、《延安市国土空间总体规划（2021-2035 年）》符合性分析见表 0.4.3-5。

表 0.4.3-5 与国土空间总体规划符合性分析

国土保护开发布局		规划要求	本项目情况	符合性
榆林市国土空间总体规划(2021-2035年)	生态空间	6.1 构筑“三廊三带多点”的生态空间格局：以生态保护红线为核心，严格保护各类自然保护地和特色自然景观风貌，建设和修复生态空间网络，构筑“三廊三带多点”的生态空间格局，保护生态用地向生态网络集聚集中 6.2 山水林田湖草沙自然资源系统保护利用 6.3 推进山水林田湖草沙系统修复治理	榆林区域油维工程不涉及生态红线及各类自然保护地，涉及水土流失防治带，应加强防沙治沙及水土流失治理，评价要求本项目在开发过程中加强生态保护，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，有效降低项目施工引起的水土流失，维护项目所在地的生态功能；加强矿区综合修复与治理，沙化治理区应选种固沙树种草种	符合
	城镇空间	优化布局城镇集中建设区，合理划定城镇开发边界，引导城镇紧凑集约发展、功能完善提升、空间结构优化，提升城镇基础设施、公共服务设施水平	本项目靖边区域油维工程远离城镇集中建设区，不涉及城镇开发边界，对城镇空间布局影响较小；定边区域两条管线部分管段邻近城镇开发边界，管线工程属临时占地，施工结束后恢复原有土地利用类型，对城镇空间布局影响较小	符合
	农业空间	5.1 构筑“两带四区多园”的农业空间格局 5.2 耕地保护与农业发展：严格保护耕地、落实永久基本农田特殊保护、大力发展节水农业、优化耕地资源布局、提升耕地质量等别、培育特色优势农业 5.3 乡村振兴与全域土地综合整治	本项目榆林区域油维工程占地类型主要为耕地、草地、林地，施工期尽量避开农作物的生长和收获期，对“两带四区多园”的农业空间格局影响较小；站场在现有场地内进行改造，不新增占地；部分管线建设临时占用永久基本农田，涉及永久基本农田等区域应办理相关临时用地手续，要求建设单位采用耕地耕作层土壤剥离和再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏，在管线建设完成后，及时复垦；占用耕地的严格落实占补平衡与进出平衡	符合
	生态保护红线	以生态保护红线为核心，严格保护各类自然保护地和特色自然景观风貌	根据榆林市投资项目选址“一张图”控制线检测报告，本项目榆林区域不涉及生态保护红线，管线工程的部分管段建设临时占用永久基本农田，具体见图 0.4.6-1，临时占地涉及永久基本农田等区域应办理相关临时用地手续，要求建设单位采用耕地耕作层土壤剥离和再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏，在管线建设完成后，及时复垦	符合
	永久基本农田	严格保护耕地、落实永久基本农田特殊保护		符合
	城镇开发边界	优化布局城镇集中建设区，合理划定城镇开发边界	本项目站场在现有场地内进行改造，不新增占地。管线工程除定边区域两条管线部分管段邻近城镇开发边界，其余工程均远离城镇开发边界，管线工程属临时占地，施工结束后恢复原有土地利用类型，对其影响较小	符合

国土保护开发布局		规划要求		本项目情况	符合性
延安市国土空间总体规划(2021-2035年)	生态空间	5.1 筑牢生态安全格局：构建“一河一屏，两区多廊”的生态安全格局； 5.2 建立自然保护地体系：以自然保护区为基础，各类自然公园为补充，形成全市自然保护地体系，全市自然保护地21个，其中自然保护区7个，自然公园14个；5.3 自然资源保护利用：森林资源、草地资源、水资源、矿产资源；5.4 山水林田湖草系统修复：子午岭-黄龙山水源涵养与生物多样性保护，北部黄土丘陵沟壑区水土流失治理巩固，黄河流域水生态系统治理修复		本项目延安区域仅涉及1条输水管线（顺42-49措施返排液处理站至南九接转站输水管线），该管线不涉及各类自然保护地、不涉及王瑶水库等水源地，仅涉及黄土高原水土保持生态安全屏障，应加强北部黄土丘陵沟壑区水土流失治理巩固。因此评价要求项目在开发过程中加强生态保护，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，有效降低项目施工引起的水土流失，维护项目所在地生态功能	符合
	城镇空间	6.1 明确城镇发展格局：构建“一心三副、两带多点”的城镇发展格局； 6.2 优化产业空间布局：打造“一心两带多点”总体产业空间结构； 6.3 统筹城乡生活圈建设 6.4 建设用地节约集约利用		本项目延安区域油维工程远离城镇开发区，对城镇空间布局影响较小	符合
	农业空间	4.1 构筑农业空间格局：“两区多园五板块”农业空间格局； 4.2 守护良田耕种空间：落实最严格的耕地保护制度（按照耕地数量、质量、生态“三位一体”保护的要求，加强主川道、台塬区、宽幅梯田等优质耕地的保护，严格落实占补平衡与进出平衡，遏制耕地“非农化”、防止耕地“非粮化”，坚决落实耕地保护目标）；加强永久基本农田管控（对划定的永久基本农田保护红线实行严格保护和管理，任何单位和个人不得擅自占用或改变用途，非农建设不得“未批先建”，永久基本农田不得转为林地、草地、园地等其他农用地及农业设施建设用地。重大建设项目选址难以避让的，落实永久基本农田补划任务） 4.3 分类建设和美乡村 4.4 强化土地综合整治		本项目延安区域油维工程位于“杂粮+”生产聚集板块；本项目延安区域仅涉及1条输水管线（顺42-49措施返排液处理站至南九接转站输水管线）建设临时用地部分占用永久基本农田，具体见图0.4.6-1，且管线占地属于临时占地，临时占地涉及永久基本农田等区域应办理相关临时用地手续，要求建设单位采用耕地耕作层土壤剥离和再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏，在管线建设完成后，及时复垦；占用耕地的严格落实占补平衡与进出平衡	符合
	国土保护	区域协同	保护：推动流域协同合作，共建美丽幸福	本项目延安区域仅涉及1条输水管线，对区域生态影响仅局限于该管线两侧，管线工程	符合

国土保护开发布局		规划要求		本项目情况	符合性
	开发总体格局		黄河；推动区域协同合作，共筑黄土高原生态安全屏障。发展：能源向北，促进延榆一体化进程；文化向南，对接西安国家中心城市；服务向西，联动陕甘宁革命老区协同发展；生态向东，推动黄河两岸生态保护与高质量发展	均为临时占用，施工结束后及时开展生态恢复措施，因此，项目对区域生态环境影响较小；且项目位于延安市北部，为油田维护项目，符合能源发展规划	
		总体格局	形成“一心三轴、两区三山”的整体保护开发格局	本项目施工期、运营期均采取污染防治措施和植物修复措施，预防和治理水土流失，有效地控制项目区水土流失状况，维护项目所在区域的生态功能	符合
		生态保护红线	科学划定生态保护红线：严格保护自然保护地、生态功能极重要和生态极敏感脆弱区域	本项目延安区域油维工程不涉及生态红线	符合
		永久基本农田	严格划定耕地和永久基本农田保护红线：坚持耕地保护优先，筑牢粮食安全底线，严格实施耕地用途管制	本项目延安区域油维工程仅涉及1条输水管线，管线建设临时占用永久基本农田，临时占地涉及永久基本农田等区域应办理相关临时用地手续，要求建设单位采用耕地耕作层土壤剥离和再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏，在管线建设完成后，及时复垦	符合
		城镇开发边界	合理划定城镇开发边界：因地制宜引导城镇空间形态布局，促进城镇建设用地集约节约利用	本项目延安区域油维工程远离城镇开发区	符合

0.4.4“三线一单”符合性

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（榆政发〔2021〕17号）和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），实施生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入清单（简称“三线一单”）生态环境分区管控。根据《陕西省生态环境厅办公室关于印发〈陕西省“三线一单”生态环境分区管控应用技术指南：环境影响评价（试行）〉的通知》（陕环办发〔2022〕76号）中环评文件规范化要求中的规定：环评文件涉及“三线一单”生态环境分区管控符合性分析采取“一图一表一说明”的表达方

式，在对照分析结果右侧加列，并论证建设项目的符合性。本项目站场工程均在现有站场内进行改造，不新增占地；故本次评价主要对管线工程进行论证分析。

（1）一图：指的是规划或建设项目与环境管控单元对照分析示意图。

陕西省“三线一单”数据应用系统数据已更新为各市2023年动态更新结果，项目与《榆林市“三线一单”生态环境分区管控方案》《延安市“三线一单”生态环境分区管控方案》比对结果与系统比对结果一致。本项目与陕西省生态环境管控单元分布示意图比对结果见图0.4.4-1、本项目与榆林市“三线一单”管控单元对照分析示意图见图0.4.4-2。

（2）一表：指的是项目或规划范围涉及的生态环境管控单元准入清单。

根据项目与“三线一单”管控单元比对成果（对照分析报告见附件），本项目与生态环境管控单元比对结果见表见表0.4.4-1。

表 0.4.4-1　项目管线与“三线一单”生态环境管控单元对比分析成果汇总表

环境管控单元分类	是否涉及	环境管控单元名称	单元要素属性	分项长度（m）	分项面积（m^2）
优先保护单元	是	陕西省榆林市靖边县二级国家级公益林	一般生态空间_二级国家级公益林	3058.42	18654.88
		陕西省榆林市靖边县优先保护单元2	一般生态空间_水土流失极敏感区	2173.89	13034.24
		陕西省榆林市靖边县优先保护单元4	水环境优先保护区	9697.12	57855.6
		陕西省榆林市定边县二级国家级公益林	一般生态空间_二级国家级公益林	378.04	2249.69
		陕西省榆林市定边县优先保护单元3	一般生态空间_防护林	208.26	1237.50
		陕西省延安市志丹县优先保护单元2	一般生态空间_水土流失极敏感区	1751.33	10507.95
重点管控单元	是	陕西省延安市志丹县重点管控单元1	水环境城镇生活污染重点管控区	1668.37	10010.23
一般管控单元	是	陕西省榆林市靖边县一般管控单元1	/	23987.34	144077.24
		陕西省榆林市定边县一般管控单元1	/	17699.83	106260.65

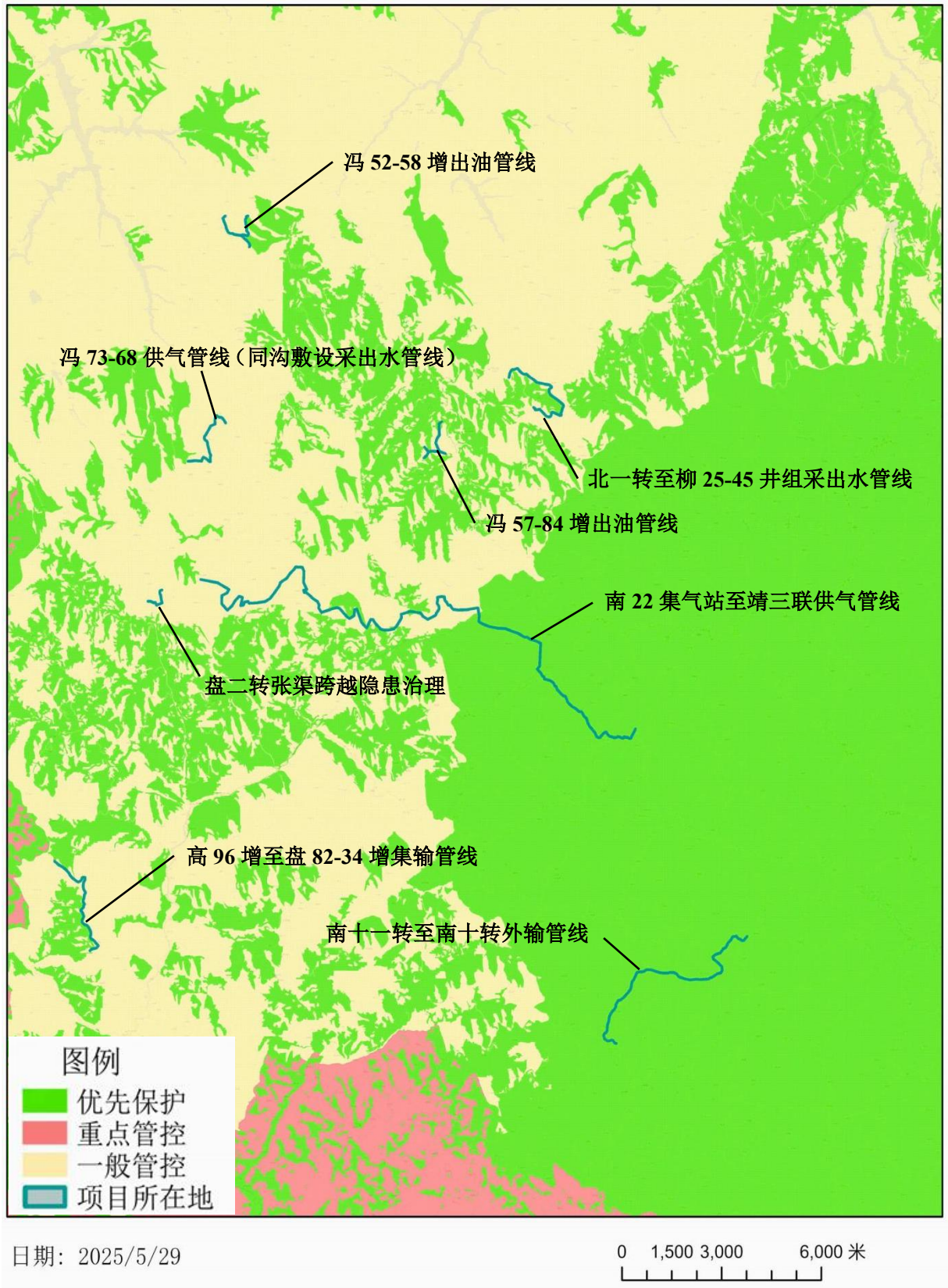


图 0.4.4-1　本项目管线工程与环境管控单元叠对照分析示意图（靖边区域）



图 0.4.4-1　本项目管线工程与环境管控单元叠对照分析示意图（定边区域）

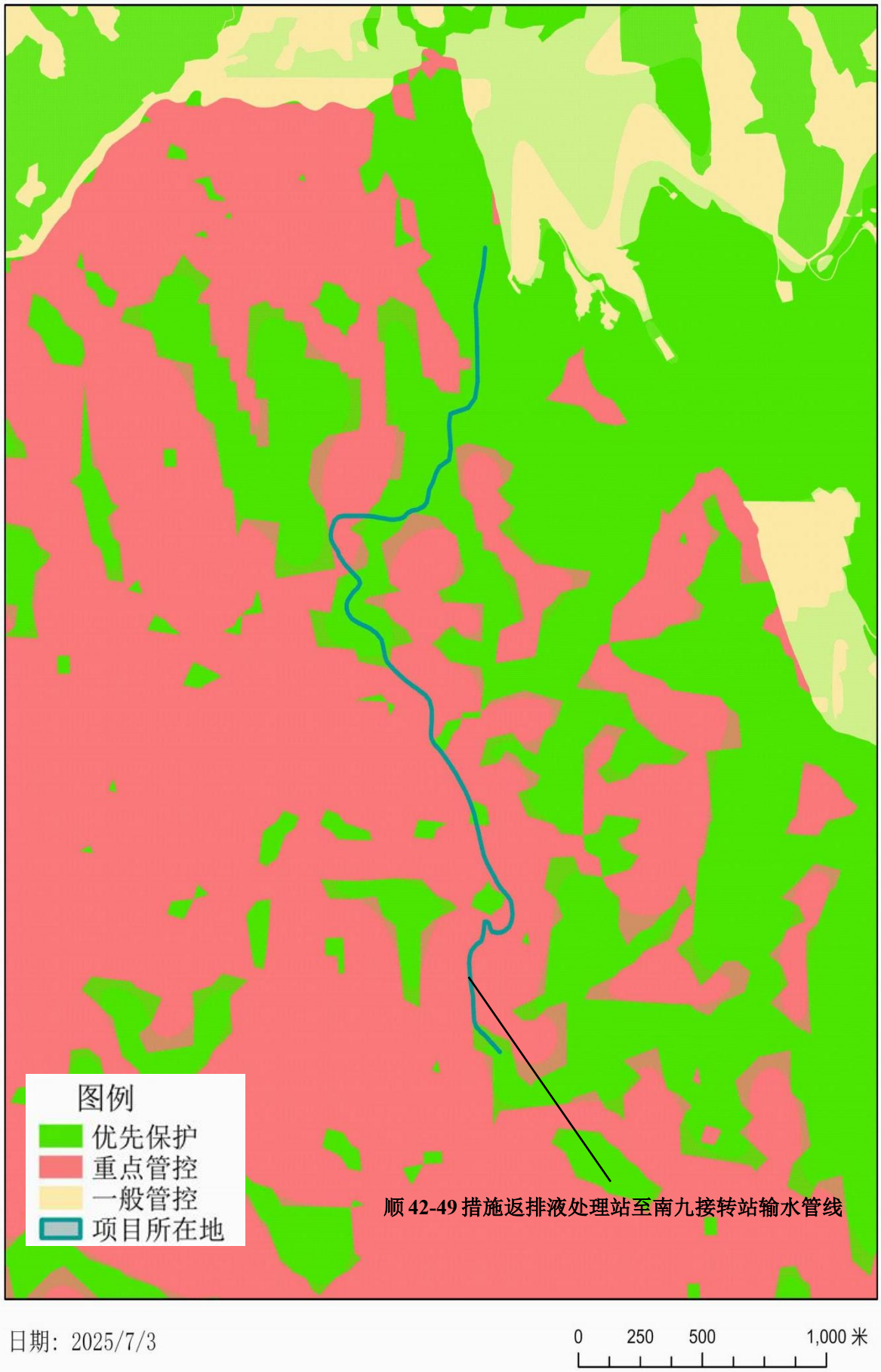


图 0.4.4-1　本项目管线工程与环境管控单元叠对照分析示意图（志丹区域）

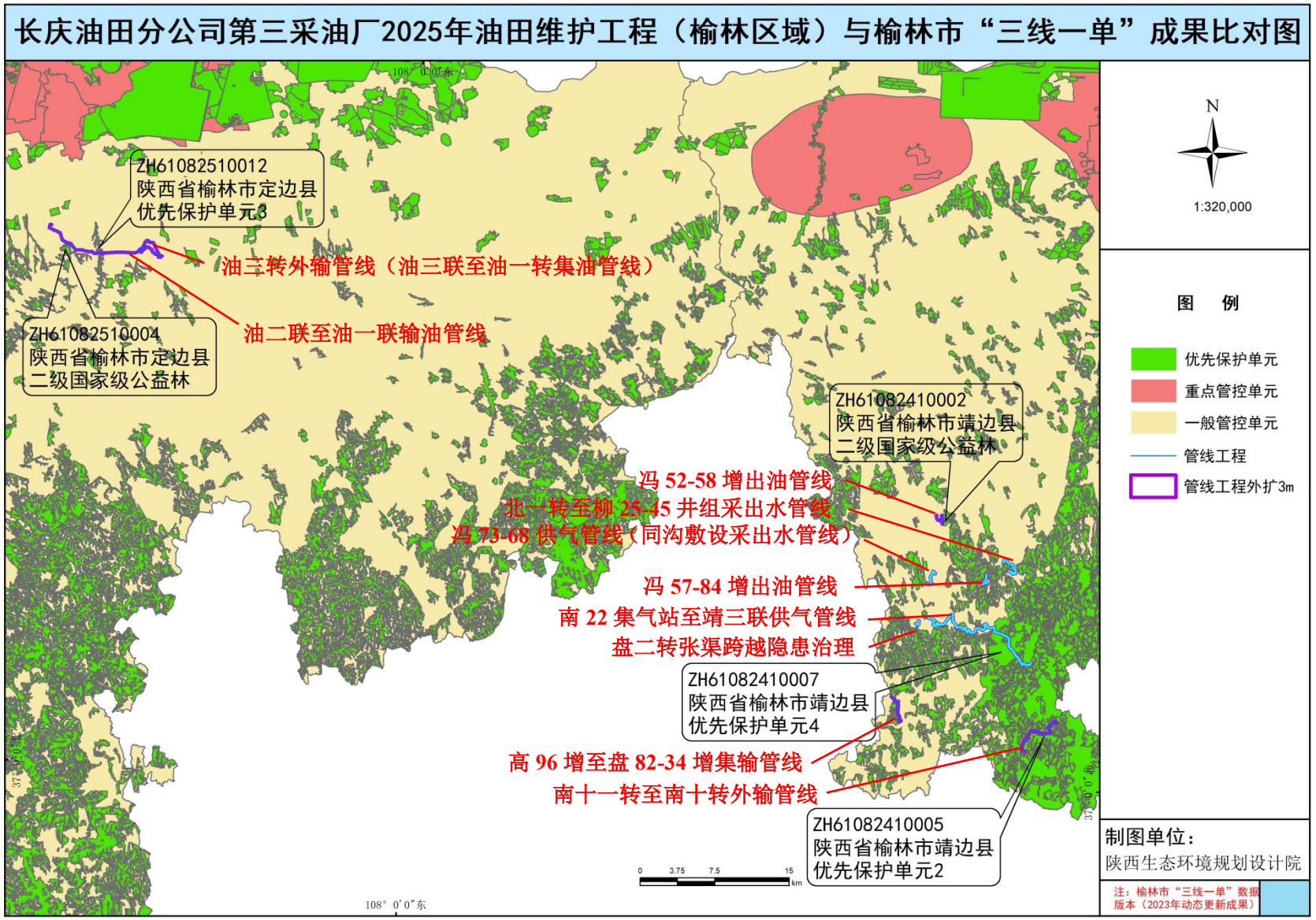


图 0.4.4-2　本项目管线工程与榆林市环境管控单元叠对照分析示意图

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

本次评价按照《榆林市生态环境准入清单》《延安市生态环境准入清单》的管控要求进行了逐一对照分析，项目与各市生态环境总体准入清单的符合性分析见表0.4.4-2，项目所涉及生态环境管控单元与生态环境要素分区总体准入清单的符合性分析见表0.4.4-3。

表 0.4.4-2　本项目与生态环境总体准入清单的符合性分析

适用范围	管控维度	管控要求	本项目情况	符合性
榆林市				
总体要求	空间布局约束	1.构建“一核两轴三带四区”的全市保护开发空间格局。以生态保护红线为核心，严格保护各类自然保护地和特色自然景观风貌，建设和修复生态空间网络，构筑以自然资源集中分布区域为生态源地、重要自然保护地为生态节点、河流水系廊道为纽带的“三带三廊多点”的生态安全格局。基于区域生态安全格局，维育以毛乌素沙地防风固沙生态带、黄河沿岸拦沙保水生态带和黄土高原水土保持生态带为主的黄河中游生态屏障，共建国家防风固沙固土生态屏障。 2.围绕构建能化主导、多产融合、集聚发展、高端低碳的现代化产业体系，建设“三带（长城沿线能源化工产业发展带、无定河特色产业发展带、黄河黄土文化风情带）、四区（中部能源科技产业区、北部煤电化工产业区、西部油气风光产业区、南部特色林果产业区）”的产业空间布局，引导新要素、新产业和新业态向重点发展区域集聚。 3.建设世界一流高端能源化工基地。打造神木市、靖边县、府谷县成为世界一流能源化工基地核心承载区。 4.严格“两高”项目准入。新建“两高”项目需满足《高耗能行业重点领域能效标杆水平和基准水平（2021年版）》相关要求。新建、改扩建“两高”项目在满足本地区能耗、碳排放强度控制的前提下，工艺技术装备、主要产品能耗必须达到国内先进水平。新建煤化工项目工艺技术装备、能效、碳排放水平必须达到国际先进水平。新建、扩建石化、化工、焦化、有色金属冶炼、平板玻璃项目应布设在依法合规设立并经规划环评的产业园区。 5.严格控制新增煤电项目。优化煤电发展规模和布局，持续推动淘汰落后产能、煤电机组节能和超低排放升级改造。严禁在国家政策允许的领域以外新（扩）建燃煤自备电厂。严把燃煤锅炉准入关口，城市建成区禁止新建燃煤锅炉；不再新建燃煤集中供热站。 6.推动煤化工高端化多元化低碳化发展。提高煤化工项目准入门槛。未纳入国家有关领域规划的，一律不得新建改扩建炼油和新建乙烯、对二甲苯、煤制烯烃项目。 7.沿黄重点县市区工业项目一律按要求进入合规工业园，严控高污染、高耗能、高耗水项目。禁止在黄河干支流岸线管控范围内新建、扩建化工园区和化工项目。禁止在黄河干流岸线和重	本项目不涉及生态保护红线和各类自然保护地和特色自然景观等；项目为油田维护项目，不属于“两高”项目，也不属于煤电、煤化工项目；项目在施工期严格控制施工作业范围，减少临时占地面积，管线进行分段施工，采取“分层开挖、分层堆放、分层回填”的作业制度，施工期尽量避开雨季，制定水土保持方案，并采取相应的水土保持措施，有效降低项目工程引起的水土流失，施工结束后，立即对临时占地进行植被恢复，维护项目所在地的生态功能。综上，项目符合总体要求中空间布局约束的管控要求。	符合

适用范围	管控维度	管控要求	本项目情况	符合性
		要支流岸线的管控范围内新建、改建、扩建尾矿库；但是以提升安全水平、生态环境保护水平为目的的改建除外。 8.以“一山（白于山）、四川（皇甫川、清水川、孤山川、石马川）、四河（窟野河、秃尾河、佳芦河、无定河）、四区（长城沿线沙化土地治理重点区、定边盐碱地整治重点区、沿黄水土流失治理重点区、矿山生态修复重点区）”为生态修复重点修复区域，协同推进“北治沙、南治土、全域治水、科学治矿”，打造黄土高原生态文明示范区，构筑黄河中游生态屏障。		
	污染物排放管控	1.水污染防治：全面加强城镇生活污水处理设施建设和运行管理；因地制宜的建设农村污水处理设施，有效减少农村污水直排现象，到2025年，城市、县城污水处理率分别达到95%、93%；开展入河排污口、饮用水源地以及黑臭水体专项整治，到2025年，水环境质量稳步提升，水生态功能初步得到恢复，国考劣V类断面、城市建成区和农村黑臭水体基本消除。 2.大气污染防治：强化区域联防联控、多污染物协同治理以及重污染天气应对；调整优化能源结构，控制温室气体排放，打造低碳产业发展格局。开展工业企业深度治理行动。开展兰炭等重点行业挥发性有机物（VOCs）治理，VOCs废气经收集后高效处理，严禁VOCs废气未经收集处理直接排放。2025年底前焦化行业独立焦化企业全部产能完成超低排放改造；2027年底前半焦生产线完成改造。2025年底前约80%的水泥熟料产能和60%的独立粉磨站完成超低排放改造；2027年底前全部完成。逾期未完成改造的水泥、焦化企业不允许生产。推动燃气锅炉实施低氮燃烧深度改造，鼓励企业将氮氧化物浓度控制在30毫克/立方米以下。 3.土壤污染防治：加强农用地分类成果应用；实施土壤污染状况调查、治理及修复等措施。 4.固体废物污染防治：强化生活垃圾、污泥及建筑垃圾处理处置。2025年底前，城市污泥无害化处理率达到95%以上；生活垃圾减量化资源化无害化，90%自然村生活垃圾得到有效处理；加强建筑垃圾分类处理和回收利用，提升建筑垃圾资源化利用水平。 5.工业源污染治理：持续推进工业污染源减排，完成全市化工、建材等行业超低排放改造。以“两高”行业为主导产业的园区规划环评应增加碳排放情况与减排潜力分析，推动园区绿色低碳发展。新建“两高”项目应依据区域环境质量改善目标，制定配套区域污染物削减方案，采取有效的区域污染物削减措施，腾出足够的环境容量。严控兰炭、电石、电解铝等过剩产能增长，新改建项目须严格执行产能等量、减量置换规定。合理控制金属镁、硅铁等行业规模。实施炼镁工业企业煤气燃烧烟气脱硝改造。2025年底前，力争达到《镁、钛工业污染物排放标准》（GB25468-2010）特别排放限值要求。 6.农业源污染管控：新建、改建、扩建规模化畜禽养殖场（小区）要实施雨污分流和粪便污水资源化利用。	本项目施工期和运行期生产废水均综合利用，不外排；本项目原油密闭集输，采出水处理系统密闭，有效减少烃类气体、硫化氢的无组织逸散量。 第三采油厂设置有土壤环境监测计划，定期进行土壤环境质量调查。 本项目不属于化工、建材、“两高”、兰炭、电石、电解铝、金属镁、硅铁等行业。综上，项目符合总体要求中污染物排放管控的管控要求。	符合

适用范围	管控维度	管控要求	本项目情况	符合性
	环境风险防控	1.坚持预防为主原则，将环境风险纳入常态化管理。各级人民政府及其有关部门和企业事业单位，应当依照《中华人民共和国突发事件应对法》等相关规定，做好突发环境事件的风险控制、应急准备、应急处置和事后恢复等工作。 2.加强饮用水水源地环境风险管控。增强饮用水水源地突发环境事件的应急处置能力，定期开展水源地应急演练。 3.禁止在农业生产中使用含重金属、难降解有机污染物的污水以及未经检验和安全处理的污水处理厂污泥、清淤底泥等。严禁将城镇生活垃圾、污泥、工业废物直接用作肥料。加强土壤污染重点监管单位排污许可管理，严格控制有毒有害物质排放，落实土壤污染隐患排查制度。到2025年，受污染耕地安全利用率达93%，重点建设用地安全利用率得到有效保障。 4.重点加强化工园区环境风险防控。强化化工园区预警体系建设，建立健全化工园区、化工重点监控点建成有毒有害气体环境风险预警体系，严格重大环境风险企业监管。排放《有毒有害水污染物名录》中所列有毒有害水污染物的企事业单位和其他生产经营者，应当对排污口和周边环境进行监测，评估环境风险，排查环境安全隐患，并公开有毒有害水污染物信息，采取有效措施防范环境风险。 5.加强危险废物、核与辐射等领域环境风险防控。完善黄河干流以及重要支流上下游联防联控机制，加强省、市、县三级和重点企业应急物资库建设，加强以石化、化工等重点行业、油气管道环境风险防范，建立健全新污染物治理体系。加快黄河干流及重要支流沿线存在重大环境安全隐患的危险化学品生产企业就地改造、异地迁建、关闭退出。	第三采油厂制定有突发环境事件应急预案，并采取可靠的环境风险防范措施；项目不涉及饮用水水源地；企业按照相关规定定期对排污口和周边环境进行监测；项目涉及原油管线、采出水管线、干气管线和天然气管线，运行期对管道采取定期检查管线截断阀、安全阀等管道安全防护系统，加强对管线的巡视检查，及时处理管道沿线的异常情况等防范措施。 综上，本项目符合总体要求中环境风险防控的管控要求。	符合
	资源利用效率要求	1.到2025年，全市单位地区生产总值能源消耗强度较2020年下降15%，单位地区生产总值二氧化碳排放较2020年降低20%，榆林中心城区及县城建成区清洁取暖率达到100%，农村达到65%以上。 2.完善节能减排约束性指标管理，加强高能耗行业能耗管控，大力实施锅炉窑炉改造、能量系统优化、余热余压利用等节能技术改造。新建、扩建“两高”项目应采用先进适用的工艺技术和装备，单位产品物耗、能耗等达到清洁生产先进水平。 3.到2025年，钢铁、电解铝、水泥、平板玻璃、炼油、乙烯、合成氨、电石等重点行业产能和数据中心达到能效标杆水平的比例超过30%，涉兰产业主要产品能效水平全面达到行业能耗限额先进值。 4.基于资源利用上线合理布置资源利用，落实“以水定城、以水定地、以水定人、以水定产”的策略，坚持开源节流、循环利用，统筹生活、生产、生态用水。严格实行水资源总量和强度控制，建设高效节水灌溉示范区，强化化工、建材等高耗水行业生产工艺节水改造和再生水利用。实施矿井疏干水、雨水和中水回用工程。到2025年，榆林市万元GDP用水量较2020年下降	本项目不属于“两高”行业，项目能源资源消耗量较小，主要能源资源消耗为柴油、水，在使用过程中加强节能建设，提高能源利用率。此外，项目施工期和运行期生产废水均综合利用，不外排。施工期施工废料收集后全部综合利用，拆除的废旧管线、装置均暂存于所属作业区废料库，由第三采油厂作为固定资产回收；运营期产生的含油污泥、浮油、浮渣、废滤料收集后送至所属作业区现有危废	符合

适用范围	管控维度	管控要求	本项目情况	符合性
		3.5%；万元工业增加值用水量较2020年下降2%；灌溉水利用系数不得低于0.58；城市公共供水管网漏损率小于12%，城镇再生水利用率达25%以上。 5.推动以煤矸石、粉煤灰、气化渣、冶炼渣、工业副产品石膏等大宗工业固体废物为重点的综合利用。到2025年，全市大宗工业固体废物产生强度下降，新增一般工业固体废物综合利用率达到60%以上，历史存量有序减少。	暂存点暂存，定期委托资质单位清运处置。综上，本项目符合总体要求中资源利用效率要求。	
延安市				
总体要求	空间布局约束	1.以宝塔区、安塞区、甘泉县、延安高新区、新区、南泥湾开发区为主，加快建设能源装备制造和能源商品供应中心，打造“延安能源革命创新港”。洛河流域坚持上下游一体化和区域协同发展，形成洛河带上游（吴起、志丹、甘泉）油气生产供应保障区和洛河带下游（富县、洛川、黄陵）能源化工产业集聚区。黄河沿岸子长、延川、延长、宜川、黄龙五县（市）坚持能源绿色开发和清洁化生产。重点建设吴起、志丹、安塞、子长、黄龙、宜川等为主的风电基地；以吴起、志丹、安塞、黄龙、延长、延川、宜川等为主的光伏基地；子长、吴起、延长、黄陵、洛川等生物质发电项目；黄龙等地热能发电项目。 2.吴起、志丹、甘泉、富县、洛川、黄陵等洛河沿岸，在强化生态本底的基础上，打造洛河生态长廊，稳定能源生产，重点推动农产品精深加工、能源化工链条延伸、文旅产业融合发展，大力发展高端能化、新能源、绿色载能和战略性新兴产业。沿黄河西岸串联子长、延川、延长、宜川、黄龙，加大秦晋峡谷绿化和水土保持治理力度，大力发展以红色革命、黄河、民俗、石油工业为主的特色文化旅游产业，发展以苹果、红枣、小杂粮、食用菌为主的特色农业，逐步形成以沿黄生态保护和文化旅游为主的经济带。 3.南部高塬沟壑区突出保塬固沟建设以及子午岭、黄龙山林草植被的管护与抚育。北部丘陵沟壑区突出淤地坝、坡耕地治理及小流域综合治理，进一步控制和减少入黄泥沙。黄河沿岸土石山区重点抓好残塬区水土流失防治，实施好小流域综合治理、封禁治理和淤地坝等水保工程建设。 4.坚决遏制高耗能高排放项目盲目发展，严控“两高”行业产能。新建“两高”项目必须严格落实国家《产业结构调整指导目录》和《环境保护综合名录（2021年版）》要求。	本项目仅1条管线顺42-49措施返排液处理站至南九接转站输水管线部分管段位于延安市志丹县，不涉及生态保护红线和各类自然保护地和特色自然景观等；项目为油田维护项目，不属于“两高”项目；项目在施工期严格控制施工作业范围，减少临时占地面积，管线进行分段施工，采取“分层开挖、分层堆放、分层回填”的作业制度，施工期尽量避开雨季，制定水土保持方案，并采取相应的水土保持措施，有效降低项目工程引起的水土流失，施工结束后，立即对临时占地进行植被恢复，维护项目所在地的生态功能。综上，项目符合总体要求中空间布局约束的管控要求。	符合
	污染排放管控	1.鼓励石化、化工企业进行工艺升级，工业涂装行业加快推广紧凑式涂装工艺、先进涂装技术和设备。建立温室气体排放控制制度，加强“减污降碳”统筹，排污许可制度和碳排放交易制度协同，实现大气污染排放和温室气体排放强度双降。 2.工业园区加快推进污水处理设施新建和提标改造以及污水管网建设等，工业废水达标排放率达到100%。到2025年底，全市建成区实现污水全收集、全处理，城市污泥无害化处理率达到90%。	项目施工期生产废水均综合利用，不外排；运行期管线无三废排放。	符合
	环境	1.延河、北洛河等主要河流干流沿岸，严格控制石油开采、石油加工、化学原料和化学制品制造、	第三采油厂制定有突发环境事件	符合

适用范围	管控维度	管控要求	本项目情况	符合性
	风险防控	医药制造等环境风险项目，合理布局生产装置及危险化学品仓储等设施，防范环境风险。 2.强化油煤气开采污染源专项治理和风险全过程管控，加强环境风险敏感点土壤和地下水监测。完善吴起、志丹等油煤气开采重点县的油煤气开采区、垃圾填埋场、危废堆积场、重点石化企业等风险源周边科学构建地下水水环境质量监测网。开展防渗情况排查和检测，并对下游地区污染状况进行评估，对渗漏严重的开展防渗整治。	应急预案，并采取可靠的环境风险防范措施；项目不涉及饮用水水源地；企业按照相关规定定期对排污口和周边环境进行监测；项目运行期对管道采取定期检查管线截断阀、安全阀等管道安全防护系统，加强对管线的巡视检查，及时处理管道沿线的异常情况等防范措施。综上，本项目符合总体要求中环境风险防控的管控要求。	
	资源利用效率要求	1.严格建设项目水资源论证，实行水资源差别化管控和地下水开采总量与水位双控，对取、用水总量达到或超过控制指标的县（市、区），暂停审批其新增涉水建设项目的取水许可。争创黄河流域污水资源化利用示范城市。推进延安新区再生水利用工程与新区水资源综合利用工程建设，吴起、志丹、安塞等产油县（市、区）积极探索再生水在石油开发生产中的利用。 2.推动能源化工产业向精深加工、高端化发展；拓展油气多元化利用，加快页岩油、煤层气、页岩气、石油伴生气等非常规油气资源开发利用；有序发展风电、光电、生物质发电和风光储氢多能融合。挖掘碳汇潜力，计量全市碳汇储量，提升生态系统碳汇能力，跟进中省对碳汇开发的政策和要求，参与碳汇开发与交易。到2030年将延安市建设成为全国中西部地区低碳发展的领军城市。	本项目不属于“两高”行业，项目能源资源消耗量较小，主要能源资源消耗为柴油、水、电，在使用过程中加强节能建设，提高能源利用率。符合总体要求中资源利用效率要求	符合

表 0.4.4-3　本项目涉及环境管控单元与榆林市生态环境要素分区准入清单（2023 年）的符合性分析

市	区县	环境管控单元名称	单元要素属性	管控单元分类	管控维度	管控要求	本项目情况	符合性
榆林市	靖边县	陕西省榆林市靖边县二级国家级公益林	一般生态空间_二级国家级公益林	优先保护单元	空间布局约束	按照《国家级公益林管理办法》相关规定进行管控。 1.二级国家级公益林在不影响整体森林生态系统功能发挥的前提下，可以按规定开展抚育和更新性质的采伐。在不破坏森林植被的前提下，可以合理利用其林地资源，适度开展林下种植养殖和森林游憩等非木质资源开发与利用，科学发展林下经济。 2.国家级公益林的调出，以不影响整体生态功能、	本项目为油田维护项目，根据比对结果，项目部分管线位于优先保护单元中的二级国家级公益林地。评价要求建设单位按照《国家级公益林管理办法》及《建设项目使用林地审核审批管理办法》、《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》中的相关要求，尽快完成林地用地手续办理，涉及林木采伐的，按相关规定依法办理林木采伐手续，并在项目建设过程中严格控制作业区范围，	符合
	定边县	陕西省榆林市定边县二级国家级公						

市	区县	环境管控单元名称	单元要素属性	管控单元分类	管控维度	管控要求	本项目情况	符合性
		益林				保持集中连片为原则，一经调出，不得再次申请补进。	按照“占补平衡”的原则对临时占用的二级公益林地进行补偿和生态恢复。在采取上述措施后，本项目占用国家二级公益林不会影响开发范围内整体森林生态系统功能的发挥。	
	靖边县	陕西省榆林市靖边县优先保护单元2	一般生态空间_水土流失极敏感区	优先保护单元	空间布局约束	参照《中华人民共和国水土保持法》《陕西省水土保持条例》相关规定进行管控。 1.禁止在崩塌、滑坡危险区和泥石流易发区从事取土、挖砂、开矿、采石等可能造成水土流失的活动。 2.水土流失严重、生态脆弱的地区，严格限制采取大规模剥离土层方式开采矿产资源、沟道造地或者从事其他可能造成水土流失的建设活动，确需从事此活动的须经省水行政主管部门同意后，报省人民政府批准。严格保护植物、沙壳、结皮、地衣等。禁止开垦、开发植物保护带。 3.禁止在二十五度以上陡坡地开垦种植农作物。人均耕地五亩或者基本农田二亩以上的地区，禁止在二十度以上的陡坡地开垦种植农作物。已在禁垦的陡坡地范围内开垦种植农作物的，县级以上人民政府应当制定退耕还林（草）计划，逐年退耕，还林还草，恢复植被。 4.禁止毁林、毁草开垦和采集发菜。禁止在水土流失重点预防区和重点治理区铲草皮、挖树兜或者滥挖虫草、甘草、麻黄等。 5.在封山禁牧区域禁止损毁、擅自移动封山禁牧的标志、设施。	本项目为油田维护项目，项目未在崩塌、滑坡危险区和泥石流易发区从事取土、挖砂、开矿、采石等可能造成水土流失的活动；项目不涉及大规模剥离土层方式开采矿产资源、沟道造地或者从事其他可能造成水土流失的建设活动。根据生态环境影响评价，项目建设不会影响区域主体功能定位。根据比对结果，项目部分管线位于优先保护单元中的水土流失极敏感区，占用总面积约1.3034hm^2。评价要求建设单位严格按照市生态环境主管部门要求采取相应生态防护措施，如在施工期严格控制施工作业范围，减少临时占地面积，管线进行分段施工，采取“分层开挖、分层堆放、分层回填”的作业制度，施工期尽量避开雨季，制定水土保持方案，并采取相应的水土保持措施，有效降低项目工程引起的水土流失，施工结束后，立即对临时占地进行植被恢复，维护项目所在地的生态功能。项目施工不涉及开垦、开发植物保护带，不涉及在二十五度以上陡坡地开垦种植农作物，不涉及毁林、毁林、毁草开垦和采集发菜；评价要求在施工期加强对施工人员管理，文明施工，禁止损毁、擅自移动封山禁牧的标志、设施。在采取各项措施后，对该管控单元影响较小。	符合
	靖边县	陕西省榆林市靖边县优先保护单元4	水环境优先保护区	优先保护单元	空间布局约束	1.强化江河源头和饮用水水源地保护。加强主要江河源头、重要水源涵养地的水环境保护，划定禁止开发范围。依法划定和保护饮用水水源保护区，加强水土流失和面源污染防治，严格管控入河排污口，严格河道采砂管理，维系江河湖库健康生命。	本项目为油田维护项目，包含站内维护及站外管线隐患治理，各工程均不涉及饮用水水源一级、二级保护区及准保护区，不属于对水体污染严重的项目，不排放污染物。本次仅南十一转至南十转外输管线更换工程距离饮用水源地较近，距离王瑶水库准保护区约1.1km，位于其	符合

市	区县	环境管控单元名称	单元要素属性	管控单元分类	管控维度	管控要求	本项目情况	符合性
							上游汇水范围内；项目主要对部分腐蚀穿孔管线进行更换，实施后可更加有效地杜绝油区管线泄漏，对王瑶水库水质保护有益，符合“4.1水环境优先保护区”准入要求。	
	定边县	陕西省榆林市定边县优先保护单元3	一般生态空间_防护林	优先保护单元	空间布局约束	1.禁止毁林、毁草开垦。林木采伐应当采用合理方式，严格控制皆伐；对水源涵养林、水土保持林、防风固沙林等防护林只能进行抚育和更新性质的采伐。	本项目为油田维护项目，根据比对结果，项目部分管线位于优先保护单元中的防护林地。本次管线穿越防护林区主要是依托现有1座130m桁架跨越，对防护林区影响较小。评价要求建设单位按照《建设项目使用林地审核审批管理办法》、《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》中的相关要求，尽快完成林地用地手续办理，涉及林木采伐的，按相关规定依法办理林木采伐手续，并在项目建设过程中严格控制作业区范围，按照“占补平衡”的原则对临时占用的防护林地进行补偿和生态恢复。在采取上述措施后，本项目不会影响开发范围内整体森林生态系统功能的发挥。	符合
	靖边县	陕西省榆林市靖边县一般管控单元 1	无	一般管控单元	空间布局约束	执行全省、陕北地区、榆林市生态环境总体准入清单中空间布局约束相关要求。	本项目位于一般管控单元内的工程内容符合全省、陕北地区及榆林市生态环境总体准入清单中的空间布局约束相关要求，评价要求在项目实施过程中采取相应减缓生态环境影响和生态恢复补偿措施，落实区域生态环境保护基本要求，并针对大气、地下水、土壤等要素提出了相应的环境保护措施	符合
	定边县	陕西省榆林市定边县一般管控单元 1						
延安市	志丹县	陕西省延安市志丹县优先保护单元 2	一般生态空间_水土流失极敏感区	优先保护单元	空间布局约束	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，参照《中华人民共和国水土保持法》《陕西省水土保持条例》相关规定进行管控。1.禁止在崩塌、滑坡危险区和泥石流易发区从事取土、挖砂、开矿、采石等可能造成水土流失的活动。2.水土流失严重、生态脆弱的地区，严格限制采取大规模剥离土层方式开采矿产资源、沟道造地或者从事其他可能造成水土流失的建设活动，确需从事此活动的须经省水行政主管部门同意后，报省人民政府批准。严格保护植物、沙壳、	本项目为油田维护项目，项目未在崩塌、滑坡危险区和泥石流易发区从事取土、挖砂、开矿、采石等可能造成水土流失的活动；项目不涉及大规模剥离土层方式开采矿产资源、沟道造地或者从事其他可能造成水土流失的建设活动。根据生态环境影响评价，项目建设不会影响区域主体功能定位。根据比对结果，项目部分管线位于优先保护单元中的水土流失极敏感区，占用总面积约1.05hm^2。评价要求建设单位严格按照市生态环境主管部门要求采取相应生态防护措施，如在施工期严格控制施工作业范围，减少临时占地面积，管线进行分段施工，	符合

市	区县	环境管控单元名称	单元要素属性	管控单元分类	管控维度	管控要求	本项目情况	符合性
						结皮、地衣等。禁止开垦、开发植物保护带。3.禁止在二十五度以上陡坡地开垦种植农作物。人均耕地五亩或者基本农田二亩以上的地区，禁止在二十度以上的陡坡地开垦种植农作物。已在禁垦的陡坡地范围内开垦种植农作物的，县级以上人民政府应当制定退耕还林(草)计划，逐年退耕，还林还草，恢复植被。4.禁止毁林、毁草开垦和采集发菜。禁止在水土流失重点预防区和重点治理区铲草皮、挖树兜或者滥挖虫草、甘草、麻黄遛繕软侶脉等。5.在封山禁牧区域禁止损毁、擅自移动封山禁牧的标志、设施。	采取“分层开挖、分层堆放、分层回填”的作业制度，施工期尽量避开雨季，制定水土保持方案，并采取相应的水土保持措施，有效降低项目工程引起的水土流失，施工结束后，立即对临时占地进行植被恢复，维护项目所在地的生态功能。项目施工不涉及开垦、开发植物保护带，不涉及在二十度以上陡坡地开垦种植农作物，不涉及毁林、毁林、毁草开垦和采集发菜；评价要求在施工期加强对施工人员管理，文明施工，禁止铲草皮、挖树兜或者滥挖虫草、甘草、麻黄遛繕软侶脉等，禁止损毁、擅自移动封山禁牧的标志、设施。在采取各项措施后，对该管控单元影响较小。	
	志丹县	陕西省延安市志丹县重点管控单元 1	水环境城镇生活污染重点管控区	重点管控单元	污染物排放管控	1.加强城镇污水收集处理设施建设与提标改造。全省黄河流域城镇生活污水处理达到《陕西省黄河流域污水综合排放标准》（DB61/224-2018）排放限值要求。 2.城镇新区管网建设及老旧城区管网升级改造中实行雨污分流，鼓励推进初期雨水收集、处理和资源化利用，建设人工湿地水质净化工程，对处理达标后的尾水进一步净化。 3.污水处理厂出水用于绿化、农灌等用途的，合理确定管控要求，确保达到相应污水再生利用标准。 4.以城乡结合部、老旧街道、山体沟道等薄弱区域为重点，因地制宜分片区分阶段推进雨污分流改造，逐步完成截流闸取缔或智能化改造。根据流域地理条件和农民生活习惯，因地制宜分类推进，靠近城镇的村庄，生活污水纳入城镇污水管网统一处理；人口聚集、沿河形成径流的村庄，采取管网收集，集中处理方式；居住分散、塬面居住且未形成径流的村庄，采用土地消纳、农田利用或分散型治理模式。	本项目仅1条管线顺42-49措施返排液处理站至南九接转站输水管线部分管段位于延安市志丹县，项目施工期生产废水均综合利用，不外排；运行期管线无三废排放。	符合

根据表0.4.4-2，本项目在空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控、资源利用效率要求等方面均符合榆林市、延安市生态环境总体准入清单的总体要求；根据表0.4.4-3，本项目涉及的优先保护单元主要为二级国家级公益林（一般生态空间）、水土流失极敏感区（一般生态空间）、水环境优先保护区、防护林（一般生态空间），不涉及生态保护红线，评价要求建设单位施工期严格控制施工作业范围，施工结束后立即对临时占地进行植被恢复，并采取相应的水土保持措施；此外，建设单位正在办理林地用地手续，并应在项目建设过程中对临时占用的二级公益林地、防护林地进行补偿和生态恢复，项目涉及生态环境管控单元符合榆林市、延安市生态环境要素分区总体准入清单中的相关管控要求。

综上，本项目建设满足相关环境管控要求。

0.4.5 与榆林市多规合一符合性分析

本项目开发区域涉及榆林市定边县、靖边县等2个区县。根据榆林市“多规合一”辅助决策服务窗口针对本项目出具的《榆林市投资项目选址“一张图”控制线检测报告》（编号2025（3569）号，具体见附件），项目相关检测符合性见表0.4.5-1。

表 0.4.5-1　管线工程与榆林市投资项目选址“一张图”控制线检测报告符合性分析

控制线名称	第三采油厂 2025 年油田维护工程	符合性
矿业权现状2023	0	符合
机场净空区域分析	涉及占用机场净空 10.5130 公顷	本项目管线生产设施不属于禁止在机场净空区域从事的活动，符合要求
机场电磁环境保护区	0	符合
林地规划分析	其中占用林地 13.6209 公顷、占用非林地 20.2775 公顷。	建设单位按照林业部门要求办理相关手续，施工结束后及时进行生态恢复，恢复被破坏植被；占用林地按照“占一补一”原则进行补偿，符合要求
文物保护线	0	符合
生态保护红线	0	符合
永久基本农田	涉及占用永久基本农田，其中压盖面积共 12.3355 公顷	属于临时用地，要求建设单位申请临时用地并编制土地复垦方案，同时通过耕地耕作层土壤剥离再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏，施工结束后及时复垦，恢复原有土地使用性质，符合要求
土地利用现状2021（三调）	其中占用其他土地 0.0020 公顷、占用工矿用地 0.6319 公顷、占用商业服务业用地 0.0185 公顷、	本项目管线工程为临时占用，待施工结束后经采取生态恢复措施

控制线名称	第三采油厂 2025 年油田维护工程	符合性
	占用耕地 14.9134 公顷、占用草地 8.6584 公顷、占用水域及水利设施用地 0.0683 公顷、占用特殊用地 0.0018 公顷、占用林地 4.9625 公顷、占用公共管理与公共服务用地 0.0079 公顷、占用交通运输用地 3.5521 公顷、占用种植园用地 1.0817 公顷。	后可恢复原土地类型。通过现场踏勘并与最新的卫星地图校对，管线占地范围内无居民分布，不涉及工程搬迁。评价要求建设单位根据当地有关政府部门要求尽快完成用地手续办理。

根据榆林市投资项目选址“一张图”控制线检测报告中榆林市国土空间分析结果，本项目工程除定边区域 2 条管线涉及占用机场净空区域外（本项目管线生产设施不属于禁止在机场净空区域从事的活动，符合机场净空区域管控要求），均不涉及机场净空区域、机场电磁环境保护区、文物保护线及生态保护红线。

本次榆林区域管线工程中临时建设用地部分涉及永久基本农田、耕地、林地等，具体见表 0.4.5-2。

表 0.4.5-2 项目榆林区域管线临时用地涉及土地类型情况一览表 单位：hm^2

序号	工程内容	所在区域	基本农田	耕地	草地	林地
1	高 96 增至盘 82-34 增集输管线	靖边县	0.6658	1.0156	0.6649	0.0725
2	盘二转张渠跨越隐患治理	靖边县	0.1206	0.1888	0.1059	0.0931
3	冯 57-84 增出油管线	靖边县	0.2653	0.4044	0.2482	0.1741
4	冯 73-68 供气管线（同沟敷设采出水管线）	靖边县	0.4568	0.4756	0.7485	0.1678
5	北一转至柳 25-45 井组采出水管线	靖边县	0.1263	0.3283	1.4342	0.0200
6	冯 52-58 增出油管线	靖边县	0.6620	0.6784	0.3670	/
7	油二联至油一联输油管线	定边县	5.2393	5.6183	1.8279	0.1649
8	油三转外输管线（油三联至油一转集油管线）	定边县	1.3747	1.4219	0.3303	0.4163
9	南十一转至南十转外输管线	靖边县	0.8535	1.3409	0.7883	0.7565
10	南 22 集气站至靖三联供气管线	靖边县	2.8455	3.7199	2.1800	3.0973

根据《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号）中规定：临时用地是指建设项目施工、地质勘查等临时使用，不修建永久性建（构）筑物，使用后可恢复的土地（通过复垦可恢复原地类或者达到可供利用状态）；临时用地确需占用永久基本农田的，必须能够恢复原种植条件，并符合《自然资源部 农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1 号）中申请条件、土壤剥离、复垦验收等有关规定；临时用地确需占用林地的施工前须按照《建设项目使用林地审核审批管理办法》等相关文件要求，办理临时用地手续，征得相关主管部门同意，且应在项目建设过程中对占用的林地进行补偿和生态恢复。

根据上述分析，在项目施工前完成用地手续办理、采用合规的管线敷设方式、采取适宜的水土保持和生态恢复等措施的前提下，项目建设符合榆林市投资项目选址要求。

0.4.6 选址、选线合理性

根据榆林市“三线一单”管控单元比对成果，结合榆林市“多规合一”控制线检测报告，本项目影响范围内不涉及法定生态保护区域（国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园、生态保护红线等）、重要生境（重要物种的天然集中分布区、栖息地，重要水生生物的产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道，迁徙鸟类的重要繁殖地、停歇地、越冬地以及野生动物迁徙通道等）以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域。项目管线临时用地部分涉及永久基本农田、二级国家公益林地等，建设单位正在办理相关用地手续，在对占用的二级公益林地进行“占补平衡”、永久基本农田施工结束后进行复垦等生态恢复及补偿措施后，项目总体布局合理。

项目管线选址方案环境特征情况见下表。

表 0.4.6-1　管线选址方案的环境特征表

项目	环境影响特征
环境敏感目标	站场工程均在现有站场内进行改造，不新增占地；管线基本沿现有隐患管线路径敷设，管道两侧 10m 范围内无居民等敏感目标，管线敷设避让城市规划区、饮用水水源地、自然保护区、森林公园、基本农田、沙化土地封禁保护区等敏感目标。
占地性质	项目涉及站场均利用现有站场，不新增永久占地；管线占地类型主要为林地、草地和旱地，管段部分涉及基本农田和公益林，均为临时占地。
水环境	项目站场废水均不外排；本项目穿跨越冲沟、地表水体主要依托现有桁架（跨越段采取管壁加厚+套管方式）。正常情况下不会对地表水体产生影响。
空气环境	采用全密闭管道输送，正常情况下对空气环境影响小

0.4.6.1 站场选址合理性分析

项目涉及站场均在现有站场内改建，不新增占地。项目站场周边1km不涉及市县级及乡镇级集中供水水源地保护区、自然保护区、风景名胜区、文物保护区等保护范围内；且本项目大气污染物产生量较少，而且项目所在地大气扩散条件良好，生产废水不外排，固体废物处置率100%，厂界噪声可达标排放，运营期对周围环境影响较小，项目选址基本可行。

0.4.6.2 管线选线合理性

项目为油田隐患治理工程，工程包含输油管线隐患治理、供气管道隐患治理和采出水管线隐患治理；管线总体沿原有管线路由平行敷设，原有管线在路由选择时已进行合理性分析。管线选线合理性具体分析如下：

① 项目所在地周边有油区道路联通，交通较为便利，项目不在城镇规划范围内，

根据榆林市投资项目选址“一张图”控制线检测报告、“三线一单”生态环境分区管控对照分析，本项目管线均不占用生态保护红线、文物保护线。本项目远离居民集中分布区，项目对评价区环境质量影响较小，满足当地环境功能区划和环境保护规划要求。

② 管线选址时尽量避开了各敏感区及敏感目标，但由于管线两端井场与站场分布位置关系等原因，导致部分管线布设将不可避免占用永久基本农田、公益林、防护林。管线占地属于临时占地，临时占地涉及基本农田等区域应办理相关临时用地手续，在工程完工后将及时进行复垦；针对临时占用的国家二级公益林区、防护林区，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。

③ 根据“三线一单”比对分析，本项目涉及5条管线临时穿越水土流失敏感极敏感区，项目施工期控制施工作业范围，减少临时占地面积，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。

④ 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。

⑤ 根据《输气管道工程设计规范》（GB 50251-2015）要求，输气管线线路宜避开环境敏感区、军事禁区、飞机场、铁路及汽车客运站、海（河）港码头、城乡规划区等区域及滑坡、崩塌、塌陷、泥石流、洪水严重侵蚀等地质灾害地段，与公路并行的管道路由宜在公路用地界3m以外，与铁路并行的管道路由宜在铁路用地界3m以外，埋地管道与建（构）筑物的间距应满足施工和运行管理需求，且管道中心线与建（构）筑物的最小距离不应小于5m。本项目输气管线不涉及上述区域，满足上述要求，选线合理。

综上所述，管道两侧10m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、水源一、二级保护区、准保护区、森林公园、沙化土地封禁保护区等敏感目标，项目占地类型主要为旱地、草地、林地，均为临时占地。

综上，从环境保护角度看，项目选址、选线基本可行。

0.4.6.3 不可避让及环境合理性分析

⑴ 永久基本农田

由于本项目所在区域永久基本农田分布较广，且隐患治理的管线两端的现有部分井场、站场周边被永久基本农田包围，管线布设时，将不可避免穿越永久基本农田，根据榆林市“多规合一”、延安市国土空间总体规划比对分析结果，本项目管线临时占用永久基本农田 12.3887hm^2。项目与基本农田保护图斑位置关系见表 0.4.6-2 及图 0.4.6-1。

表 0.4.6-2　项目管线临时用地涉及永久基本农田情况一览表

序号	工程内容	所在区域	基本农田/hm^2
1	高 96 增至盘 82-34 增集输管线	靖边县	0.6658
2	盘二转张渠跨越隐患治理	靖边县	0.1206
3	冯 57-84 增出油管线	靖边县	0.2653
4	冯 73-68 供气管线（同沟敷设采出水管线）	靖边县	0.4568
5	北一转至柳 25-45 井组采出水管线	靖边县	0.1263
6	冯 52-58 增出油管线	靖边县	0.6620
7	油二联至油一联输油管线	定边县	5.2393
8	油三转外输管线（油三联至油一转集油管线）	定边县	1.3747
9	南十一转至南十转外输管线	靖边县	0.8535
10	南 22 集气站至靖三联供气管线	靖边县	2.8455
11	顺 42-49 措施返排液处理站至南九接转站输水管线	靖边县、志丹县	0.0532
合计			12.3887

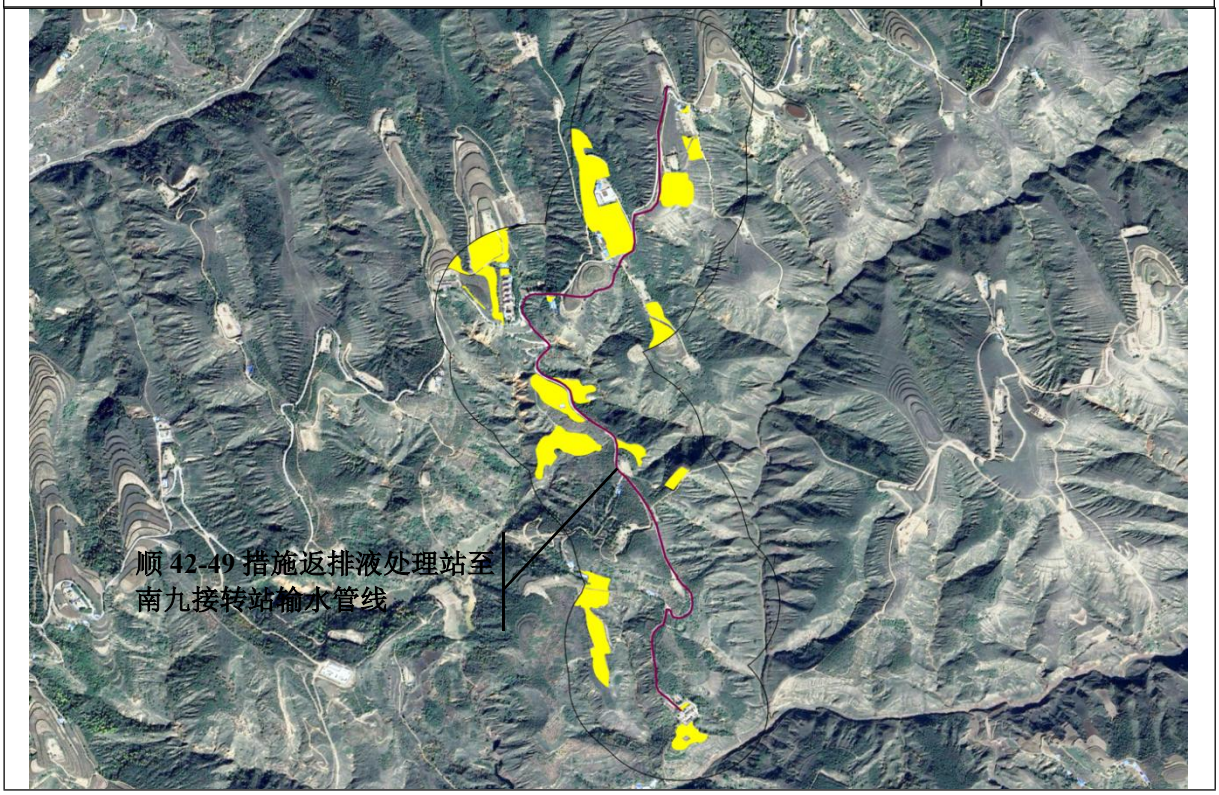


图 0.4.6-1　项目工程内容与所在区域基本农田保护图斑位置关系图（1）

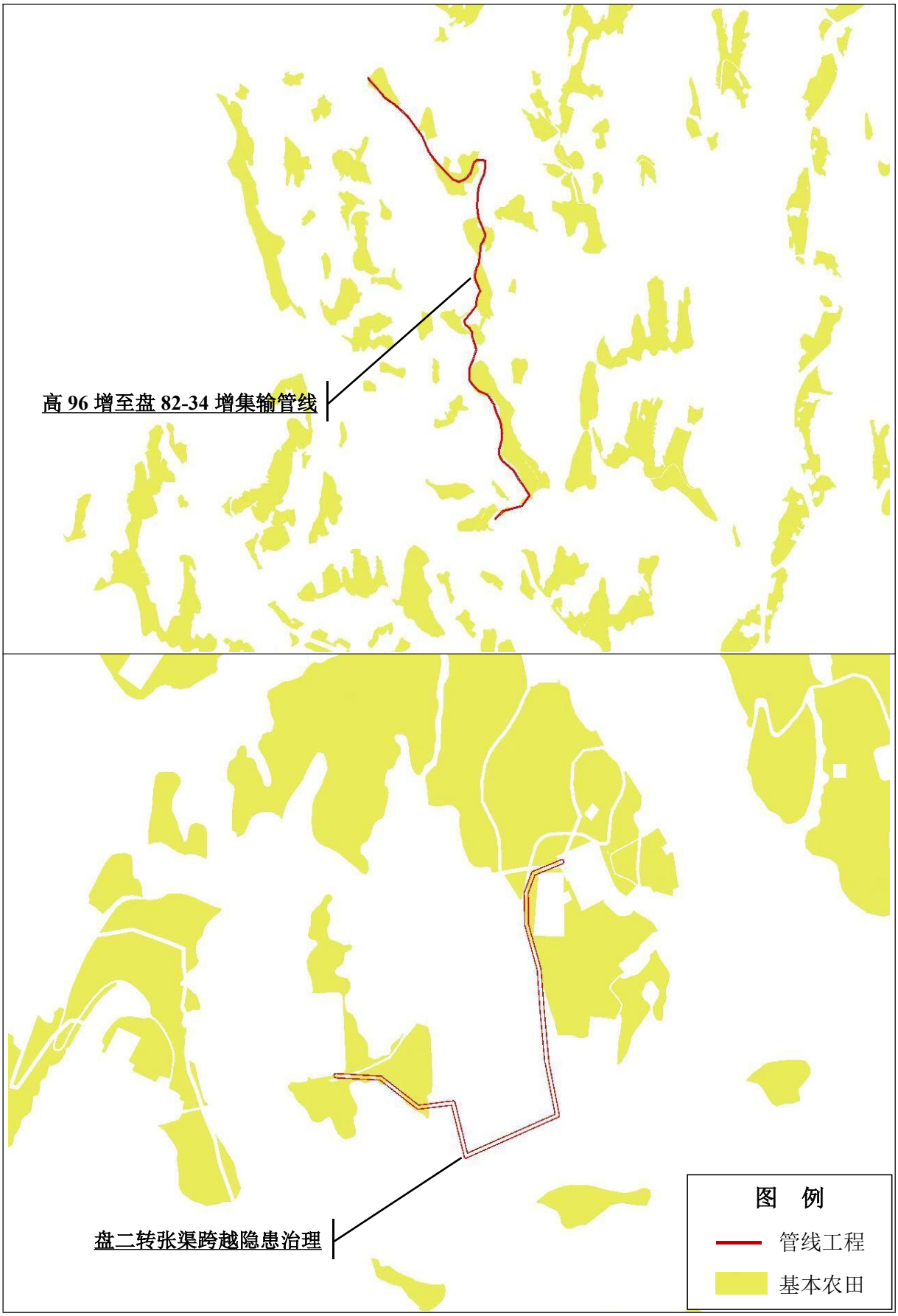


图 0.4.6-1　项目工程内容与所在区域基本农田保护图斑位置关系图（1）

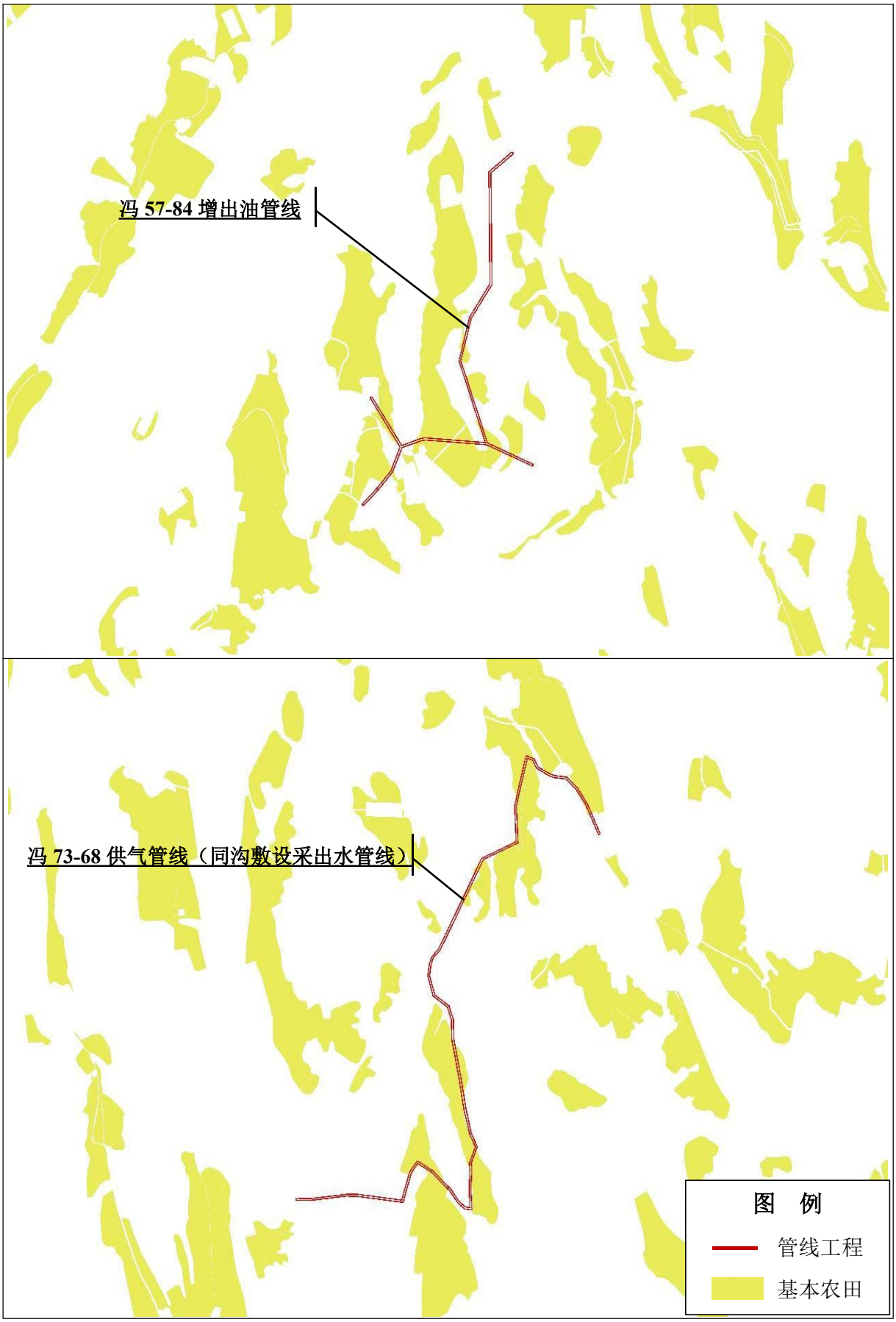


图 0.4.6-1　项目工程内容与所在区域基本农田保护图斑位置关系图（2）

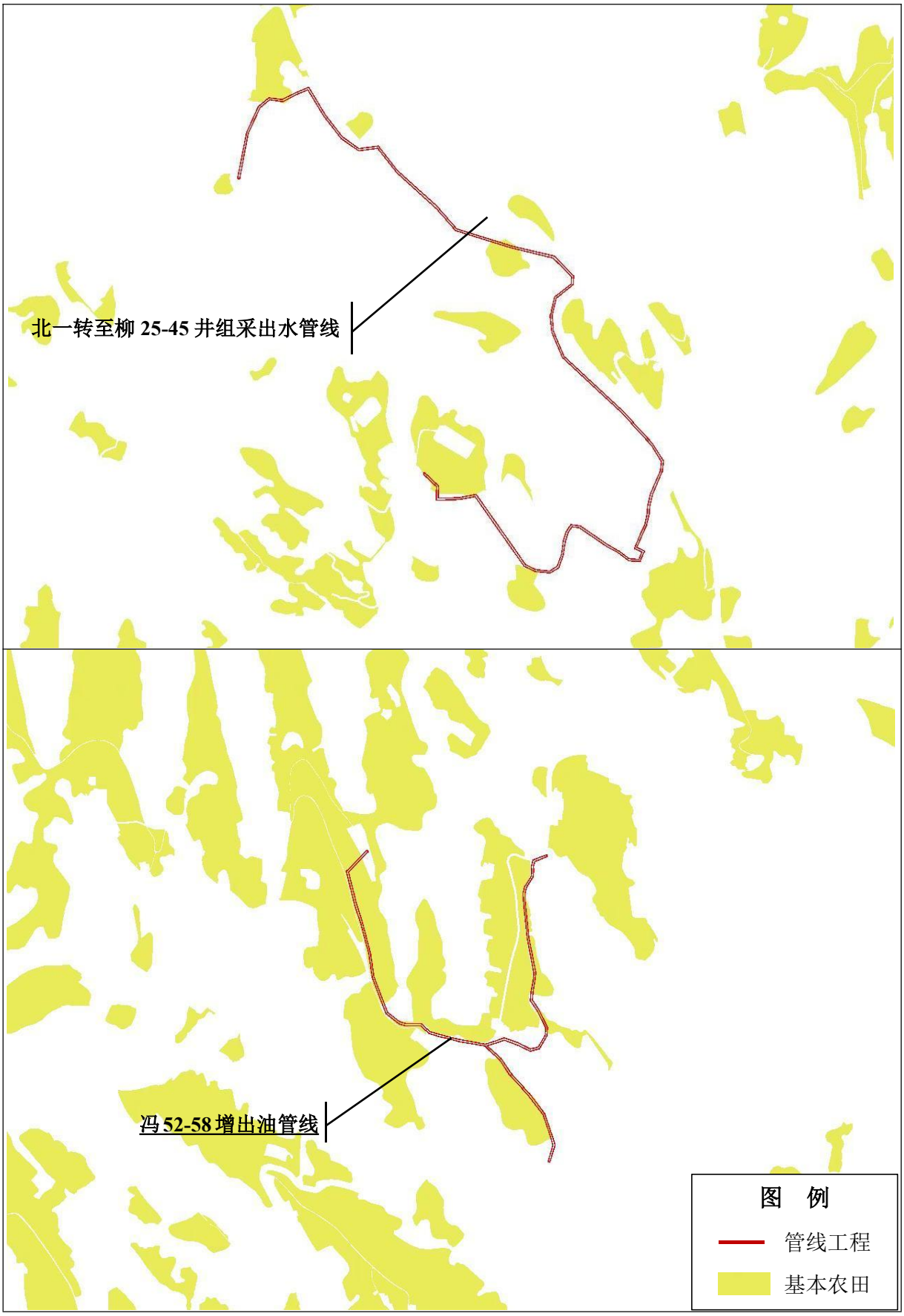


图 0.4.6-1　项目工程内容与所在区域基本农田保护图斑位置关系图（3）

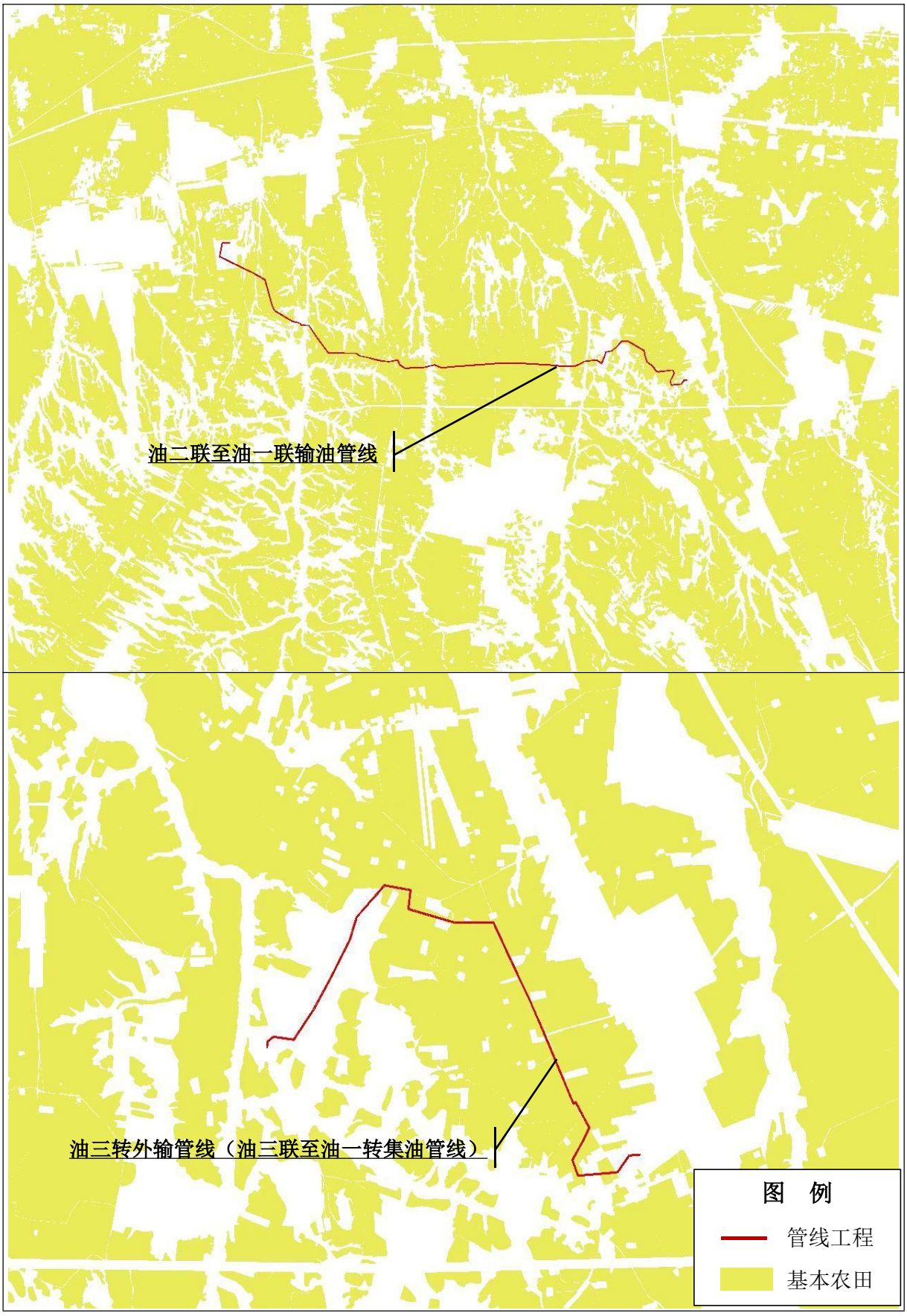


图 0.4.6-1　项目工程内容与所在区域基本农田保护图斑位置关系图（4）

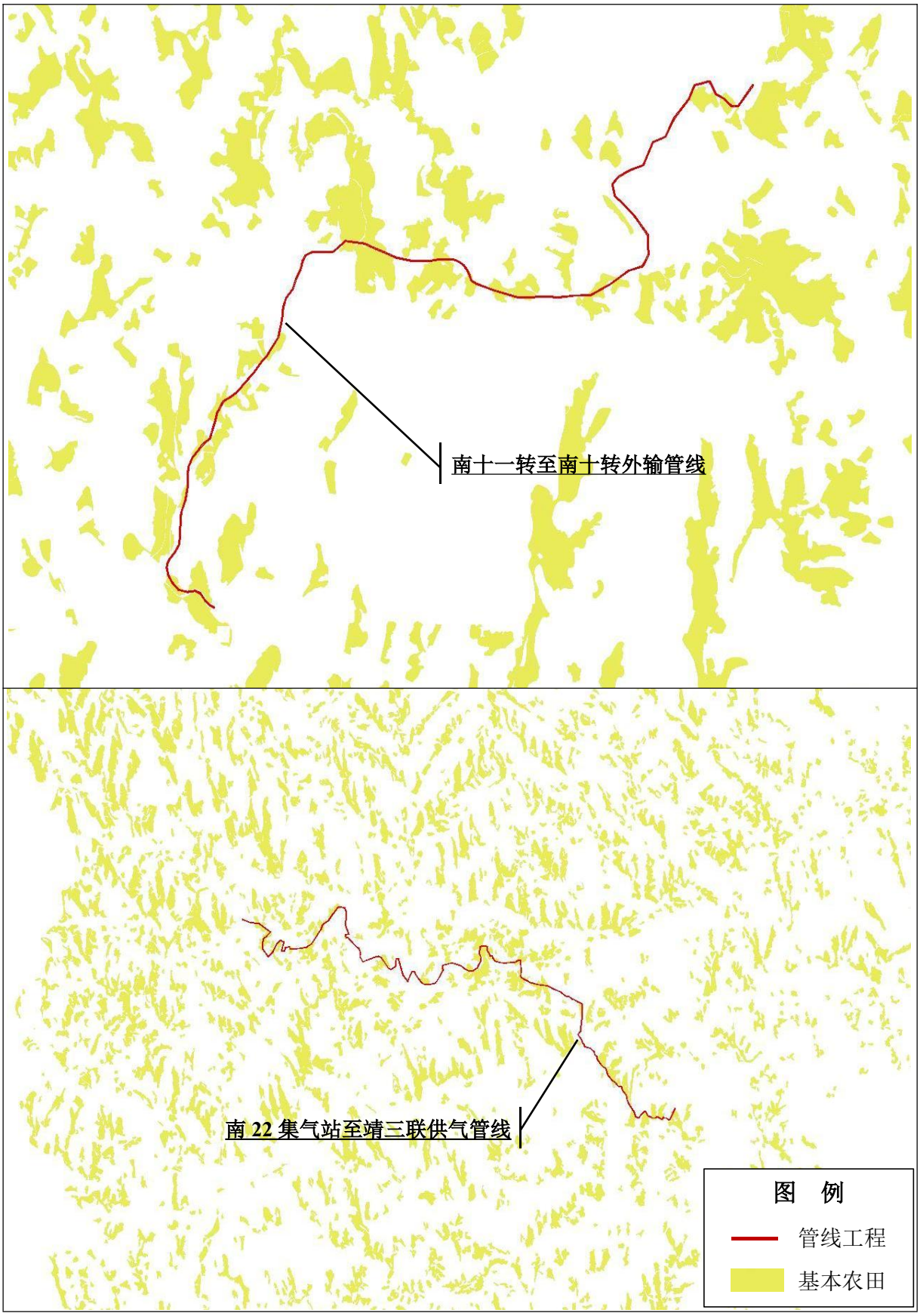


图 0.4.6-1　项目工程内容与所在区域基本农田保护图斑位置关系图（5）

评价要求建设单位应严格按照基本农田相关政策要求，在永久基本农田范围内不修建永久性建（构）筑物，并在项目开工前按法定程序申请临时用地并编制土地复垦方案，经市级或者市级以上自然资源主管部门批准后方可临时占用基本农田。施工过程中，尽可能缩短施工时间，通过采取分层开挖、分层回填、耕作层土壤剥离再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏，同时严格控制施工作业带宽度，严禁施工机械、施工人员等随意进入未征用的基本农田范围，减少对农作物的破坏；管线施工结束后应及时复垦恢复原种植条件，并履行验收手续。

结合《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号）中相关规定：建设项目施工、地质勘查使用临时用地时应坚持“用多少、批多少、占多少、恢复多少”，尽量不占或者少占耕地。使用后土地复垦难度较大的临时用地，要严格控制占用耕地。临时用地确需占用永久基本农田的，必须能够恢复原种植条件，并符合《自然资源部 农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1 号）中申请条件、土壤剥离、复垦验收等有关规定。临时用地使用期限一般不超过两年。建设周期较长的能源、交通、水利等基础设施建设项目施工使用的临时用地，期限不超过四年。县（市）自然资源主管部门负责临时用地审批，其中涉及占用耕地和永久基本农田的，由市级或者市级以上自然资源主管部门负责审批。

⑵ 二级公益林、防护林

由于本项目隐患治理的管线两端的现有部分井场、站场周边被二级公益林包围，故本项目管线临时占地不可避免的占用二级公益林，根据“三线一单”比对分析，本次涉及 6 条管线临时占地涉及占用二级国家公益林面积约 2.09hm^2（项目涉及公益林工程清单见表 0.4.6-3）、1 条管线临时占地涉及占用防护林 0.12hm^2（项目涉及公益林工程清单见表 0.4.6-4）。

表 0.4.6-3　项目涉及公益林工程清单

序号	工程内容	所在区域	分布	占用面积 hm^2
1	南 22 集气站至靖三联供气管线	靖边县	国家二级公益林	1.22
2	冯 52-58 增出油管线	靖边县	国家二级公益林	0.03
3	北一转至柳 25-45 井组采出水管线	靖边县	国家二级公益林	0.23
4	高 96 增至盘 82-34 增集输管线	靖边县	国家二级公益林	0.09
5	南十一转至南十转外输管线	靖边县	国家二级公益林	0.30
6	油二联至油一联输油管线	定边县	国家二级公益林	0.22

表0.4.6-4　项目涉及防护林工程清单

序号	工程内容	所在区域	分布	占用面积 hm^2
1	油二联至油一联输油管线	定边县	防护林	0.12

评价要求建设单位应按相关要求加强施工管理，施工过程中严格控制作业带范围，注重保护森林资源，按照“占补平衡”的原则对临时占用的二级公益林地、防护林地进行补偿和生态恢复。管线施工前须按照《建设项目使用林地审核审批管理办法》等相关文件要求，办理临时用地手续，征得相关主管部门同意，且应在项目建设过程中对占用的二级公益林地、防护林地进行补偿和生态恢复。

根据《建设项目使用林地审核审批管理办法》（国家林业局令第35号），第四条（五）战略性新兴产业项目、勘察项目、大中型矿山、符合相关旅游规划的生态旅游开发项目，可以使用II级及其以下保护林地。其他工矿、仓储建设项目和符合规划的经营性项目，可以使用III级及其以下保护林地。

本项目属于油维项目，在取得林地相关部门许可后可以使用II级及其以下保护林地。根据《国家级公益林管理办法》“二级国家级公益林在不影响整体森林生态系统功能发挥的前提下，可以按照第十二条第三款相关技术规程的规定开展抚育和更新性质的采伐。在不破坏森林植被的前提下，可以合理利用其林地资源，适度开展林下种植养殖和森林游憩等非木质资源开发与利用，科学发展林下经济”，评价要求建设单位按照《国家级公益林管理办法》及《建设项目使用林地审核审批管理办法》中的相关要求，尽快完成本次工程涉及的林地用地手续办理，涉及林木采伐的，按相关规定依法办理林木采伐手续，并在项目建设过程中严格控制作业区范围，按照“占补平衡”的原则对临时占用的二级公益林地、防护林地进行补偿和生态恢复。在采取上述措施后，本项目占用国家二级公益林不会影响开发范围内整体森林生态系统功能的发挥。

0.4.7 小结

本项目符合产业政策和国家、地方的相关规划、行业污染防治技术政策及地方环境管理要求。项目不涉及国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、饮用水水源保护区、森林公园、地质公园、国家沙化土地封禁保护区等环境敏感目标，项目为油田维护项目，包含站内维护及站外管线隐患治理，实施后可更加有效地杜绝油区原油管线泄漏，对环境保护是有益的。项目在满足相关设计技术规范要求的基础上选址、选线方案总体可行。

0.5 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，兼顾其他环境影响，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。

0.6 报告书主要结论

项目符合国家产业政策，符合国家、陕西省和榆林市的相关规划要求，有利于当地产业结构调整和社会经济发展。

本项目按照“三同时”制度认真落实工程设计、本报告提出改进措施并强化环境管理后，各项污染防治、生态保护及环境风险防范措施基本可行，工程对环境的污染较小；生态环境影响得到有效控制、恢复、补偿，并减至最低程度，可以实现生态系统结构功能不降低的生态环境保护目标；环境风险可显著降低；实现经济效益、社会效益和环境效益的协调统一。从环境影响角度分析，工程建设可行。

1 总则

1.1 编制依据

1.1.1 委托书

长庆油田分公司第三采油厂《长庆油田分公司第三采油厂2025年油田维护工程环境影响评价委托书》，2025.4，附件1。

1.1.2 国家法律、法规、条例文件

（1）《中华人民共和国环境保护法》，2015年1月1日施行；

（2）《中华人民共和国环境影响评价法》，2018年12月29日施行；

（3）《中华人民共和国大气污染防治法》，2018年10月26日施行；

（4）《中华人民共和国水污染防治法》，2018年1月1日施行；

（5）《中华人民共和国水法》，2016年7月2日修订；

（6）《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》，2020年4月29日修订；

（7）《中华人民共和国土壤污染防治法》，2019年1月1日施行；

（8）《中华人民共和国噪声污染防治法》，2022年6月5日施行；

（9）《中华人民共和国清洁生产促进法》，2012年2月29日修正；

（10）《中华人民共和国节约能源法》，2018年10月26日修改；

（11）《中华人民共和国矿产资源法》，2024年11月8日修订；

（12）《中华人民共和国防沙治沙法》，2018年10月26日修订；

（13）《中华人民共和国土地管理法》，2019年8月26日修订；

（14）《中华人民共和国野生动物保护法》，2023年5月1日修订；

（15）《中华人民共和国文物保护法》，2017年11月4日修订；

（16）《中华人民共和国草原法》，2021年4月29日修正；

（17）《中华人民共和国城乡规划法》，2019年4月23日修订；

（18）《中华人民共和国石油天然气管道保护法》，2010年10月1日施行；

（19）《中华人民共和国黄河保护法》，2023年4月1日起施行；

（20）《中华人民共和国森林法》，2019年12月28日修订；

（21）《中华人民共和国湿地保护法》，2022年6月1日施行；

（22）《建设项目环境保护管理条例》，2017年10月1日施行；

（23）《中华人民共和国自然保护区条例》，2017年10月7日修改；

（24）《基本农田保护条例》，2011年1月8日修订；

（25）《中华人民共和国野生植物保护条例》，2017年10月7日修改；

（26）《土地复垦条例》，2011年3月5日；

（27）《中华人民共和国河道管理条例》，2018年3月19修订

（28）《地下水管理条例》，2021年12月1日施行；

（29）《危险化学品安全管理条例》，2013年12月7日；

（30）《中华人民共和国水土保持法》，2010年12月25日修订。

1.1.3 部门规章、规范性文件

（1）《国家危险废物名录（2025年版）》（部令第36号），2025年1月1日；

（2）《产业结构调整指导目录（2024年本）》（中华人民共和国国家发展和改革委员会令第7号），2023年12月27日；

（3）《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）》，2020年11月30日修正；

（4）《建设项目环境影响评价信息公开机制方案》（环发〔2015〕162号），2015年12月10日；

（5）《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年12月13日；

（6）《建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法》（环发〔2014〕197号），2014年12月30日；

（7）《固定污染源排污许可分类管理名录（2019年版）》（生态环境部令第11号），2019年12月20日；

（8）《饮用水水源保护区污染防治管理规定》（（89）环管字第201号），2010年12月22日修正；

（9）《国家级公益林管理办法》（林资发〔2017〕34号），2017年5月8日；

（10）《全国生态脆弱区保护规划纲要》（环发〔2008〕92号）；

（11）《石油天然气开采业污染防治技术政策》（环境保护部令2012年第18号），2012年3月；

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

（13）《环境影响评价公众参与办法》，2019年1月1日起施行；

（14）《企业环境信息依法披露管理办法》（生态环境部令 第 24 号）；

（15）《关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1 号）；

（16）《国家沙化土地封禁保护区管理办法》（林沙发〔2015〕66 号）。

1.1.4 地方法规、政策文件

（1）《陕西省固体废物污染环境防治条例》，2021 年 9 月 29 日修正；

（2）《陕西省地下水条例》，2024 年 3 月 26 日修正；

（3）《陕西省大气污染防治条例》，2023 年 11 月 30 日修正；

（4）《陕西省水土保持条例》，2024 年 5 月 30 日修正；

（5）《陕西省饮用水水源保护条例》，2021 年 5 月 1 日施行；

（6）《陕西省湿地保护条例》，2023 年 6 月 1 日施行；

（7）《陕西省文物保护条例》，2019 年 7 月 31 日修正；

（8）《陕西省煤炭石油天然气开发生态环境保护条例》，2019 年 9 月 27 日修订；

（9）《陕西省实施〈土地复垦条例〉办法》，2013 年 3 月 1 日起施行；

（10）《陕西省人民政府关于加快实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》，陕政发〔2020〕11 号，2020 年 12 月 24 日；

（11）《中共陕西省委 陕西省人民政府关于印发<陕西省大气污染治理专项行动方案（2023-2027）年>的通知》，陕发〔2023〕4 号，2023 年 3 月 23 日；

（12）《陕西省人民政府关于划分水土流失重点防治区的公告》，陕政发〔1999〕6 号，1999 年 2 月 27 日；

（13）《陕西省人民政府关于公布陕西省重要湿地名录的通告》，2008 年 8 月 6 日；

（14）《关于印发<陕西省国家重点生态功能区产业准入负面清单（试行）>的通知》，陕发改规划〔2018〕213 号，2018 年 2 月 9 日；

（15）《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，2020 年 6 月 4 日；

（16）《关于印发<陕西省省级重要湿地管理办法>的通知》，陕林湿字〔2023〕469 号，2023 年 10 月 24 日；

（17）《陕西省人民政府关于进一步加强防沙治沙工作的意见》，陕政发〔2006〕59 号，2006 年 12 月 8 日；

（18）《榆林市扬尘污染防治条例》，2021 年 9 月 29 日；

（19）《榆林市水资源管理办法》，榆政发〔2021〕18 号，2021 年 12 月 10 日；

（20）《榆林市防止二次沙化及国土绿化五年行动方案（2021-2025 年）》；

（21）《榆林市油（气）开采废弃物处置环保暂行管理办法》，榆政环发〔2015〕170 号，2016 年 1 月 1 日；

（22）《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 年 11 月 27 日；

（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 年 11 月 29 日；

（24）《延安市生态环境局关于开展油气管道环境安全隐患排查工作的通知》，（延市环函〔2019〕175 号）

（25）《榆林市环境保护局关于开展油气开采废弃物集中处置的通知》，榆政环发〔2018〕123 号；

（26）《关于印发榆林市油气开采废弃物不落地集中处置推广项目建设管理指南（试行）的通知》，榆政环发〔2018〕164 号；

（27）《进一步加强油气开发废弃物管理工作方案》（延市〔2022〕6 号）。

1.1.5 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）《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）；

（10）《建设项目危险废物环境影响评价指南》（公告 2017 年）；

（11）《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）；

（12）《生态环境状况评价技术规范》（HJ/T 192-2015）；

（13）《输油管道工程设计规范》（GB 50253-2014）；

（14）《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ 2025-2012）；

（15）《含油污水处理工程技术规范》（HJ 580-2010）；

（16）《报废油气长输管道处置技术规范》（SY/T 7413-2018）；

（17）《石油天然气工程设计防火规范》（GB 50183-2015）；

（18）《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（公告 2021 年第 74 号）；

（19）《陆上石油天然气生产环境保护推荐作法》（SY/T 6628-2005）；

（20）《陆上石油天然气集输环境保护推荐作法》（SY/T 7294-2016）；

（21）《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南》（HJ 1209-2021）；

（22）《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022）。

1.1.6 相关规划

（1）《“十四五”现代能源体系规划》；

（2）《陕西省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》；

（3）《陕西省黄河流域生态环境保护规划》；

（4）《陕西省黄河流域生态保护和高质量发展规划》；

（5）《陕西省“十四五”生态环境保护规划》；

（6）《陕西省人民政府关于印发“十四五”节能减排综合工作实施方案的通知》（陕政发〔2022〕25 号）；

（7）《陕西省生态功能区划》；

（8）《陕西省主体功能区规划》；

（9）《陕西省矿产资源规划》（2021-2025 年）；

（10）《陕西省防沙治沙规划（2021-2030 年）》；

（11）《陕西省水土保持规划（2016-2030 年）》；

（12）《榆林市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》；

（13）《延安市国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2023 年远景目标纲要》；

（14）《榆林市经济社会发展总体规划（2016-2030 年）》；

（15）《榆林市国土空间总体规划（2021-2035 年）》；

（16）《延安市国土空间总体规划（2021-2035 年）》；

（17）《榆林市“十四五”生态环境保护规划》；

（18）《延安市生态环境保护“十四五”规划（2021-2025 年）》；

（19）《榆林市大气污染治理专项行动方案（2023-2027 年）》；

（20）《延安市大气污染治理专项行动方案（2023-2027 年）》；

（21）《榆林市矿产资源总体规划》（2021-2025 年）；

（22）《延安市矿产资源总体规划（2021-2025 年）》；

（23）《榆林市 2025 年生态环境保护铁腕治污攻坚行动方案》；

（24）《定边县大气污染治理专项行动方案（2023-2027 年）》；

（25）《靖边县 2023-2027 年大气污染治理专项行动方案》。

1.1.7 项目相关资料

（1）工程初步设计方案；

（2）《榆林市投资项目选址“一张图”控制线检测报告》；

（3）环境现状监测报告；

（4）建设单位提供的其他技术资料、相关部门意见等。

1.2 评价目的及原则

1.2.1 评价目的

通过调查掌握项目所在地环境质量现状和工程特点及其污染特征，分析论证项目采用的生产工艺、污染防治措施的先进性及可行性、污染物达标排放的可靠性，核定主要污染物排放量，在此基础上提出技术可靠、针对性强、经济合理的污染防治方案。

从环境保护角度对项目建设的可行性做出明确结论，为上级环境管理部门进行决策、地方环境管理部门和建设单位的环境管理以及设计单位优化设计提供科学依据。

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

本项目施工期环境影响因素识别及筛选见表 1.3.1-1。

表 1.3.1-1　施工期环境影响因素识别矩阵

影响因素 / 环境要素	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、生活污水	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 1.3.1-2。

表 1.3.1-2　运行期环境影响因素识别及筛选矩阵

影响因素 / 环境要素	废气	废水	固体废物	噪声	风险
	非甲烷总烃、硫化氢、颗粒物、NOx、SO_2	采出水、生产废水	废滤料、浮油、浮渣、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 1.3.2-1。

表 1.3.2-1　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、TSP、非甲烷总烃、硫化氢
		影响评价		PM_{10}、SO_2、NO_x、非甲烷总烃、硫化氢
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		pH、钠、硫酸盐、氯化物、氨氮、总硬度、硝酸盐、亚硝酸盐、溶解性总固体、耗氧量、氰化物、氟化物、挥发性酚类、砷、汞、铬（六价）、铅、钡、镉、铁、铜、锌、铝、硒、硼、硫化物、石油类、Ca^{2+}、Mg^{2+}、K^{+}、碳酸根、重碳酸根、总大肠菌群、菌落总数、甲醇，共35项
		影响评价		石油类、六价铬
4	声环境	现状评价		等效连续A声级Leq（A）
		影响评价		等效连续A声级Leq（A）
5	生态环境	分析评价		地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、土壤肥力或林地立地条件、物种多样性、生态系统完整性等
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、䓛、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘，pH值、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量
			农用地	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、六价铬、土壤盐分含量
		影响评价		石油烃、六价铬
6	风险评价	分析评价		原油等泄漏污染及泄漏后引发火灾、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，根据《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的规定，本项目区域属于环境空气质量二类功能区。

（2）地表水环境

根据现场调查，本次定边区域油维工程不涉及河流，靖边、志丹区域油维工程主要涉及河流为周河支流及杏子河支流。周河为北洛河左岸一级支流，杏子河为延河一级支

流，均属黄河流域水系。根据《陕西省水功能区划》，周河、杏子河均属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

① 陕西省生态功能区划

根据陕西省生态功能区划，本项目在生态功能分区上属于白于山河源水土保持区、黄土梁峁沟壑水土流失控制区、白于山南侧水土保持控制区。

② 水土流失重点区域情况

根据《陕西省水土保持规划（2016—2030 年）》，本项目位于榆林市靖边县、定边县、延安市志丹县，项目所在区域属于陕北丘陵沟壑重点治理区。

③ 陕西省防沙治沙规划（2021~2030 年）

根据《陕西省防沙治沙规划（2021~2030 年）》，本项目定边区域工程所在属于风沙盐碱滩地治理区，靖边区域部分工程所在属于白于山区荒漠土地治理区。

（6）小结

本项目所在区域环境功能区划见下表。

表 1.4.1-1　项目区环境功能区划

环境要素		保护对象	功能区划
地表水		周河、杏子河	III类功能区
地下水		机井、人饮工程、地下水水源地	评价区的地下水主要用途为工业、农业用水，地下水功能为III类
环境空气		评价区环境空气质量	《环境空气质量标准》二类功能区
声环境		站场、管线周边 200m 范围内居民	2 类功能区
生态环境	陕西省生态功能区划	项目所在区域生态环境	白于山河源水土保持区、黄土梁峁沟壑水土流失控制区、白于山南侧水土保持控制区
	陕西省水土保持规划（2016—2030 年）		陕北丘陵沟壑重点治理区
	陕西省防沙治沙规划（2021~2030 年）		风沙盐碱滩地治理区、白于山区荒漠土地治理区

1.4.2 环境质量标准

（1）环境空气

基本污染物、TSP 执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中二级标准，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，硫化氢执行《环境影响评价技术导则-大气环境》中附录 D 中相关限值。具体标准限值见表 1.4.2-1。

表 1.4.2-1　环境空气质量标准

标准名称及级（类）别	评价因子	标准值		
		评价时段	数值	单位
《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单二级标准	SO_2	年平均	60	μg/m³
		24 小时平均	150	
		1 小时平均	500	
	NO_2	年平均	40	
		24 小时平均	80	
		1 小时平均	200	
	CO	24 小时平均	4	mg/m³
		1 小时平均	10	
	O_3	日最大 8 小时平均	160	μg/m³
		1 小时平均	200	
	TSP	24 小时平均	300	
	PM_{10}	年平均	70	
		24 小时平均	150	
	$PM_{2.5}$	年平均	35	
		24 小时平均	75	
《大气污染物综合排放标准》详解	非甲烷总烃	1 小时平均	2	mg/m³
《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D	H_2S	1 小时平均	10	μg/m³

（2）地表水环境

地表水环境质量执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III标准。具体标准限值见表 1.4.2-2。

表 1.4.2-2　地表水环境质量标准

标准名称及级(类)别	污染因子	单位	III 类
《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）	pH 值	无量纲	6～9
	化学需氧量	mg/L	≤20
	挥发酚		≤0.005
	硫化物		≤0.2
	氨氮		≤1.0
	石油类		≤0.05

（3）地下水环境

评价区地下水水质执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中 III 类标准，石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准限值，具体见表 1.4.2-3。

表 1.4.2-3　地下水质量标准

标准名称	污染物名称	标准限值	单位
《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类	pH	6.5-8.5	无量纲
	钠	≤200	mg/L
	硫酸盐	≤250	
	氯化物	≤250	
	氨氮（以 N 计）	≤0.50	
	总硬度（以 $CaCO_3$ 计）	≤450	
	硝酸盐（以 N 计）	≤20.0	
	亚硝酸盐	≤1.00	
	溶解性总固体	≤1000	
	耗氧量（COD_{Mn} 法，以 O_2 计）	≤3.0	
	氰化物	≤0.05	
	氟化物	≤1.0	
	挥发性酚类	≤0.002	
	砷	≤0.01	
	汞	≤0.001	
	铬（六价）	≤0.05	
	铅	≤0.01	
	钡	≤0.7	
	镉	≤0.005	
	铁	≤0.3	
	铜	≤1.00	
	锌	≤1.00	
	铝	≤0.20	
	硒	≤0.01	
	硼	≤0.50	
	硫化物	≤0.02	
	石油类*	≤0.05	
	Ca^{2+}	/	
	Mg^{2+}	/	
	K^{+}	/	
	碳酸根	/	
	重碳酸根	/	
	总大肠菌群	≤3.0	MPN/100mL
	菌落总数	≤100	CFU/mL
*注：石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准执行。			

（4）声环境

根据《声环境功能区划分技术规范》（GB/T 15190-2014）、《声环境质量标准》（GB3096-2008）的规定，并结合第三采油厂历年工程环保手续中该区域声环境质量执行标准和周围的环境状况，确定声环境功能区为 2 类。项目所在区域声环境质量执行《声

环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准，具体标准限值见表 1.4.2-4。

表 1.4.2-4　声环境质量标准

标准名称及级（类）别	评价因子	标准值		
		单位		数值
《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区标准	等效连续 A 声级	dB(A)	昼间	≤60
			夜间	≤50

（5）土壤环境

占地范围内土壤环境执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准；根据土壤环境质量现状监测结果，本次评价项目周边农用地土壤 pH 监测值 8.06～8.45，周边农用地执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）风险筛选值，其他标准限值（pH>7.5）；特征因子石油烃（C_{10}~C_{40}）执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准，具体标准限值见表 1.4.2-5、表 1.4.2-6。

表 1.4.2-5　二类建设用地风险筛选值

监测项目	标准值	单位	监测项目	标准值	单位	监测项目	标准值	单位
铜	18000	mg/kg	二氯甲烷	616	mg/kg	苯乙烯	1290	mg/kg
镍	900	mg/kg	1,2-二氯丙烷	5	mg/kg	甲苯	1200	mg/kg
铅	800	mg/kg	1,1,1,2-四氯乙烷	10	mg/kg	间,对二甲苯	570	mg/kg
镉	65	mg/kg	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	mg/kg	邻二甲苯	640	mg/kg
砷	60	mg/kg	四氯乙烯	53	mg/kg	硝基苯	76	mg/kg
汞	38	mg/kg	1,1,1-三氯乙烷	840	mg/kg	#苯胺	260	mg/kg
六价铬	5.7	mg/kg	1,1,2-三氯乙烷	2.8	mg/kg	2-氯酚	2256	mg/kg
四氯化碳	2.8	mg/kg	三氯乙烯	2.8	mg/kg	苯并[a]蒽	15	mg/kg
氯仿	0.9	mg/kg	1,2,3-三氯丙烷	0.5	mg/kg	苯并[a]芘	1.5	mg/kg
氯甲烷	37	mg/kg	氯乙烯	0.43	mg/kg	苯并[b]荧蒽	15	mg/kg
1,1-二氯乙烷	9	mg/kg	苯	4	mg/kg	苯并[k]荧蒽	151	mg/kg
1,2-二氯乙烷	5	mg/kg	氯苯	270	mg/kg	䓛	1293	mg/kg
1,1-二氯乙烯	66	mg/kg	1,2-二氯苯	560	mg/kg	二苯并[a,h]蒽	1.5	mg/kg
顺-1,2-二氯乙烯	596	mg/kg	1,4-二氯苯	20	mg/kg	茚并[1,2,3c,d]芘	15	mg/kg
反-1,2-二氯乙烯	54	mg/kg	乙苯	28	mg/kg	萘	70	mg/kg
石油烃（C_{10}-C_{40}）	4500	mg/kg	pH	—	—	—	—	—

表 1.4.2-6　农用地污染风险管控标准　　单位：mg/kg

项目	风险筛选值（pH>7.5）	项目	风险筛选值（pH>7.5）
汞	3.4	镍	190
镉	0.6	铜	100
铅	170	锌	300
砷	25	铬	250

1.4.3 污染物排放标准

（1）大气污染物排放标准

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，非道路移动机械废气执行《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法(中国第三、四阶段)》（GB20891-2014）及修改单中第四阶段排放标准、《非道路柴油移动机械污染物排放控制技术要求》（HJ1014-2020），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，硫化氢执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中相关排放要求，加热炉废气执行《锅炉大气污染物排放标准》(DB61/1226-2018)中其它燃气标准及《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)中表 2 标准限值要求。具体标准见表 1.4.3-1。

表 1.4.3-1　大气污染物排放标准

时段	执行标准	污染物	标准值			
			单位	数值		
施工期	《施工场界扬尘排放限值》（DB61/1078-2017）	TSP	mg/m³	周界外浓度最高点	拆除、土方及地基处理工程	0.8
					基础、主体结构及装饰工程	0.7
	《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）及修改单中第四阶段排放标准	CO	g/kW·h	130kW≤P_{max}≤560kW		≤3.5
		HC				≤0.19
		NO_X				≤2.0
		PM				≤0.025
		CO	g/kW·h	56kW≤P_{max}<130kW		≤5.0
		HC				≤0.19
		NO_X				≤3.3
		PM				≤0.025
	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）	颗粒物	mg/m³	无组织排放监控浓度限值（周界外浓度最高点）		1.0
运营期	《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/m³	周界外浓度最高点		4.0
	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 2 中标准	H_2S	mg/m³	厂界		0.06
	《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)	非甲烷总烃	mg/m³	厂区内监控点处任意一次浓度值		30
	《锅炉大气污染物排放标准》（DB61/1226-2018）其他燃气	颗粒物	mg/m³	烟囱排放口		10
		二氧化硫	mg/m³			50
		氮氧化物	mg/m³			150

时段	执行标准	污染物	标准值		
			单位	数值	
	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表 2 标准限值要求	林格曼黑度	/	烟囱排放口	≤1 级

（2）水污染物排放标准

生产废水满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法（SYT 5329-2022）》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。

表 1.4.3-2　碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法

储层空气渗透率μm²	<0.01	（0.01，0.05）	（0.05，0.5）	（0.5，2）	>2
水质标准分级	I	II	III	IV	V
悬浮固体含量 mg/L	≤8.0	≤15.0	≤20.0	<25.0	≤35.0
悬浮物颗粒直径中值μm	≤3.0	≤5.0	≤5.0	≤5.0	≤5.5
含油量 mg/L	≤5.0	<10.0	≤15.0	<30.0	≤100.0
平均腐蚀率 mm/a	≤0.076				

根据《陕西省生态环境厅办公室关于碎屑岩油藏注水水质指标技术要求事宜的复函》（陕环办函〔2024〕12 号），建设单位在岩层压裂后进行回注，应采用压裂后的储层空气渗透率确定水质标准。根据长庆油田榆林地区、延安地区不同层位岩心压裂前后渗透率测试报告，第三采油厂侏罗系及长 2、长 4+5、长 6、长 8、长 9 层位空气渗透率在 2.115~18.364μm² 之间，因此本项目采出水回注应执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法（SYT 5329-2022）》V 级水质标准。

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

（3）噪声排放标准

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，具体见表 1.4.3-3。

表 1.4.3-3　噪声排放标准　　单位：dB(A)

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

（4）固体废物

一般工业固体废物暂存及处置执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）；危险废物暂存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）有关规定。

1.5 评价工作等级和评价范围

1.5.1 大气环境

1.5.1.1 评价等级确定

本项目改建后运行期废气污染源主要为冯 52-58 增新增处理规模产生的无组织排放的烃类气体和加热炉烟气，主要污染物为非甲烷总烃和加热炉烟气（颗粒物、SO_2、NOx）。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 1.5.1-1，判别依据见表 1.5.1-2，判定结果见 1.5.1-3。

表 1.5.1-1 评价因子和评价标准表

评价因子	平均时段	标准值/(mg/m³)	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	
NOx	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 1.5.1-2 环境空气影响评价工作等级判定表

评价工作等级	评价工作分级判据
一级	$P_{max}\geq10\%$
二级	$1\%\leq P_{max}<10\%$
三级	$P_{max}<1\%$

表 1.5.1-3 主要大气污染物最大地面浓度占标率

污染源		污染物	最大落地浓度 C_i（μg/m³）	P_{max}（%）	评价等级
有组织排放	冯 52-58 增 300kW 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	冯 52-58 增	非甲烷总烃	75.805	3.80	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。

1.5.1.2 评价范围

本项目评价范围以冯 52-58 增站场为中心，边长为 5km 的矩形区域，具体见图 1.5.1-1。

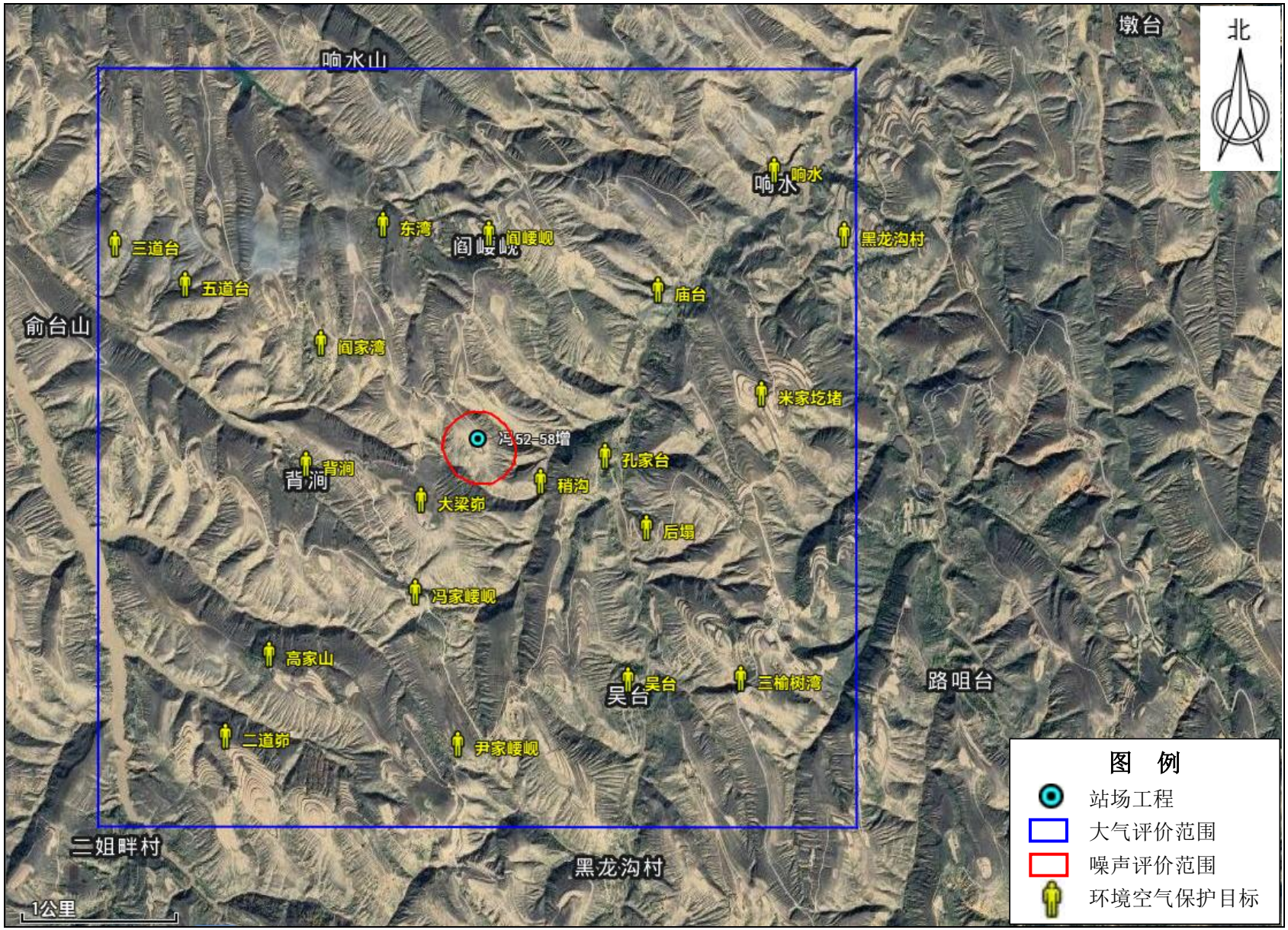


图 1.5.1-1　项目大气评价范围及敏感目标分布图（冯 52-58 增）

1.5.2 地表水环境

1.5.2.1 评价等级确定

本项目建成后不新增劳动定员，不新增生活污水；采出水、生产废水经处理达标后回注油层，不外排。项目运行期生产废水不外排。

按照《环境影响评价技术导则·陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）：“废水处理后进行回注且无废水直接排入地表水体的建设项目，评价等级按照三级B开展评价”，结合《环境影响评价技术导则·地表水环境》（HJ2.3-2018），本项目地表水评价等级判定为三级B。本次评价重点分析废水依托处理的可行性和可靠性。

1.5.2.2 评价范围

根据《环境影响评价技术导则·陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）：“按照水污染影响型三级B开展评价的建设项目，其评价范围应满足依托处理设施的环境可行性分析的要求”“涉及地表水环境风险的建设项目，其评价范围应覆盖环境风险影响范围所涉及的地表水环境保护目标水域”。

本项目主要分析依托污水处理设施的环境可行性；项目涉及地表水环境风险，地表水评价范围为环境风险影响范围所及的水环境保护目标水域，主要为输油管线穿跨越涉及的地表水体，包括周河支流、杏子河支流等穿跨越水域。

1.5.3 地下水环境

1.5.3.1 评价等级确定

评价工作等级根据《环境影响评价技术导则·陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）、《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）判断，建设项目地下水环境影响评价工作等级划分依据见表1.5.3-1。

表1.5.3-1 地下水环境影响评价工作等级分级表

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

（1）项目类别

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。

（2）地下水环境敏感程度及影响评价范围

本次油田维护工程主要建设内容包括站场工程和管线工程，其中站场工程主要为冯52-58增、油十转、南十二转、油一联、靖三联轻烃厂、靖三联、柳104-262增、靖一联、柳72-33脱水站站内改造，管线工程为12项管线，总长度67.4km，其中包括干气管线1条、天然气管线1条、采出水管线2条、含水原油管线7条、输水管线1条。其中管线工程涉及范围广，站场改造工程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。

① 站场影响评价范围

各站场周边区域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：

$$L=\alpha\times K\times I\times T/\mathrm{n_e}$$

式中：L—下游迁移距离，m；

α—变化系数，α≥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。

本项目工程建设内容主要涉及靖边县、定边县、志丹县三个区域。根据调查，项目所在区域涉及的含水层类型主要为：靖边县和志丹县区域为第四系风积黄土孔隙含水层、白垩系环河组碎屑岩类裂隙含水层；定边县境内为第四系冲洪积层孔隙含水层、第四系风积黄土孔隙含水层和白垩系环河组裂隙含水层，均属于本次评价的目标含水层。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1.5.3-2。

根据现场踏勘结果，本项目站场工程全部位于黄土梁峁区，含水层类型主要为第四系风积黄土孔隙含水层。根据表1.5.3-2计算结果，考虑各站场对地下水的最大影响范围，确定本项目站场的地下水影响评价范围为：各站场下游300m，两侧及上游各150m的范围。

表 1.5.3-2　站场地下水评价范围计算结果表

含水层类型		K（m/d）	I	T（d）	n_e	L（m）
靖边志丹区域	第四系黄土裂隙孔隙含水层	0.46	0.015	5000	0.30	230
	白垩系环河组碎屑岩类裂隙含水层	0.83	0.005	5000	0.20	208
定边区域	第四系冲洪积孔隙潜水含水层	2.5	0.004	5000	0.30	334
	第四系黄土裂隙孔隙含水层	0.43	0.01	5000	0.25	172
	白垩系环河组裂隙含水层	0.45	0.005	5000	0.20	113
备注：参数取值依据《鄂尔多斯盆地地下水勘察报告》、《陕西省定边县水资源普查报告（1:100000）》、《榆林市定边县地下水勘查报告》等资料。						

② 管线影响评价范围

集输管线的评价范围根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》，以工程边界两侧各向外延伸 200 米作为评价范围。

③ 地下水环境敏感程度

根据现场调查，本项目所在区域涉及定边县马莲滩地下水水源地。根据调查，该水源地划定了一级、二级保护区和准保护区。本次按照建设工程与各级保护区的位置管线判定本项目地下水敏感程度。

表 1.5.3-3　项目周边集中式地下水水源概况一览表

序号	水源地名称	划定保护区	水源地类型	补给区计算时间	补给区长度/m	本项目与补给区位置关系	是否涉及补给区
1	定边县马莲滩地下水水源地	一级、二级保护区和准保护区	地下水、小型	已划定准保护区，T 取≥15 年	大于 365m	本项目建设内容均位于水源地一级、二级和准保护区之外，与水源地补给区边界最近的工程距离约为 8.3km。	不涉及

备注：补给区长度计算参照《地下水型饮用水水源补给区划定 技术指南（试行）》（征求意见稿）中水源补给区划定。

本次产建工程建设场地均位于定边县马莲滩地下水水源地和王瑶水库水源地的一、二级保护区和准保护区之外，与水源地补给区边界最近的工程距离约为 8.3km。

根据调查，本项目建设工程所在区域基本实现了自来水的覆盖，本项目改造站场周边地下水影响评价范围以及管线两侧 200m 范围内均无集中式饮用水水源地（含补给径流区）和分散式饮用水源地（井）分布。因此，本项目所在区域地下水环境敏感程度分级均为“不敏感”。

（3）地下水评价等级判定

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），结合拟建项目布局与评价区域地下水系统特征，确定调查与评价范围。调查评价范围确定，重点考虑了建设项目污染源分布特征、地下水径流特征、地下水可能受到污染的区域、建设项目对地下水位的影响区域、相关环境敏感目标及保护目标等因素。所确定的调查与评价区域，能说明项目建设区域的地下水环境基本状况，并满足对地下水环境影响进行预测和评价的需要。

根据上述分析，本项目建设内容中站场属于“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 1.5.3-4。

表 1.5.3-4　各场地地下水评价等级判定表

名称（简称）		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
站场工程	冯 52-58 增	I类	评价范围内无集中式、分散式水源地	不敏感	二级
	油十转	I类	评价范围内无集中式、分散式水源地	不敏感	二级
	南十二转	I类	评价范围内无集中式、分散式水源地	不敏感	二级
	油一联	I类	评价范围内无集中式、分散式水源地	不敏感	二级
	靖三联轻烃厂	I类	评价范围内无集中式、分散式水源地	不敏感	二级
	靖三联	I类	评价范围内无集中式、分散式水源地	不敏感	二级
	柳 104-262 增	I类	评价范围内无集中式、分散式水源地	不敏感	二级
	靖一联	I类	评价范围内无集中式、分散式水源地	不敏感	二级
	柳 72-33 脱水站	I类	评价范围内无集中式、分散式水源地	不敏感	二级
集输管线	南 22 集气站至靖三联供气管线	II 类	评价范围内有分散式居民水源井	较敏感	二级
	冯 73-68 供气管线	II 类	评价范围内有分散式居民水源井	较敏感	二级
	冯 73-68 采出水管线	II 类	评价范围内有分散式居民水源井	较敏感	二级
	北一转至柳 25-45 井组采出水管线	II 类	评价范围内有分散式居民水源井	较敏感	二级
	冯 52-58 增出油管线	II 类	评价范围内无集中式、分散式水源地	较敏感	二级
	冯 57-84 增出油管线	II 类	评价范围内无集中式、分散式水源地	不敏感	三级
	高 96 增至盘 82-34 增集输管线	II 类	评价范围内无集中式、分散式水源地	不敏感	三级
	油二联至油一联输油管线	II 类	评价范围内无集中式、分散式水源地	不敏感	三级
	盘二转张渠外输管线	II 类	评价范围内无集中式、分散式水源地	不敏感	三级
	油三转外输管线	II 类	评价范围内无集中式、分散式水源地	不敏感	三级
	南十一转至南十转外输管线	II 类	评价范围内无集中式、分散式水源地	不敏感	三级
	顺 42-49 措施返排液处理站至南九接转站输水管线	II 类	评价范围内无集中式、分散式水源地	不敏感	三级

1.5.3.2 调查评价范围

（1）调查范围

靖边、志丹区域内本项目工程建设内容均分布于靖边县城南部和志丹县北部的黄土梁峁区，含水层类型主要为第四系黄土层孔隙含水层，沟谷地带黄土层被切割过渡为白垩系环河组裂隙含水层。地下水调查范围充分考虑建设项目范围及建设项目可能的影响区域，因此以靖边县产能区域边界和志丹县管线所在的水文地质单元作为本次评价的调查范围，靖边县和志丹县油区地下水调查评价范围面积总计552.46km^2。

定边区域本项目工程建设内容主要位于定边县南部黄土梁峁区与风沙滩地区过渡地带，含水层类型包括第四系风积黄土层孔隙含水层、第四系冲洪积孔隙潜水含水层，在北侧风沙滩地区基岩裸露地带含水层类型为白垩系环河组裂隙含水层。区域地下水流向主要为自南向北径流，因此地下水调查评价范围东、西两侧以天然地表分水岭为界，北侧和南侧以工程向外扩2km为界。定边区域地下水调查评价范围面积总计116.67km^2。

（2）评价范围

根据前文中地下水环境敏感程度及影响评价范围计算结果，本项目站场工程评价范围为场地下游300m、两侧及上游各150m的范围；管线工程以两侧各向外延伸200米作为评价范围。地下水调查评价范围见图1.5.3-1。

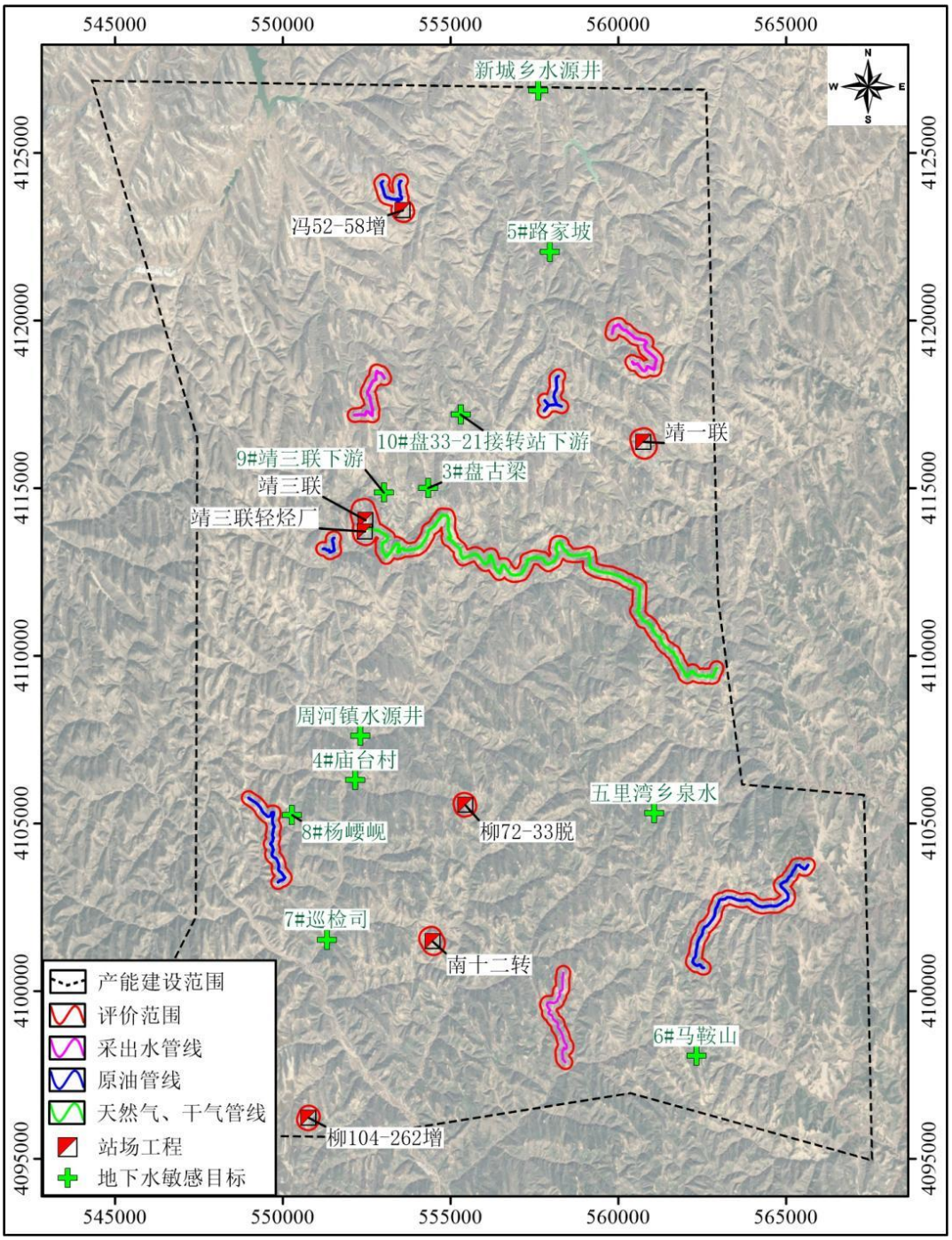


图 1.5.3-1　地下水调查评价范围与敏感目标分布图（靖边、志丹区域）

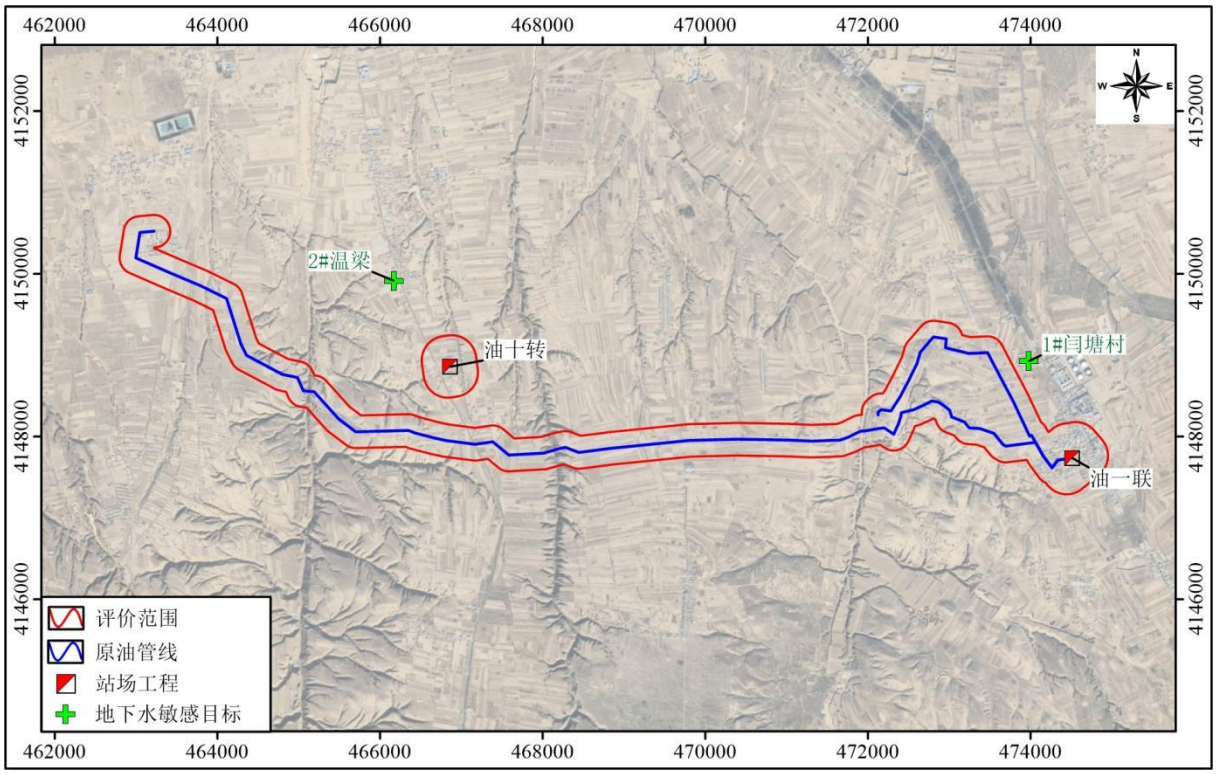


图 1.5.3-1　地下水调查评价范围与敏感目标分布图（定边区域）

1.5.4 声环境

1.5.4.1 评价等级确定

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》（HJ2.4-2021）判定，本项目声环境评价工作等级为二级。具体判定情况见下表。

表 1.5.4-1　声环境评价工作等级判定表

	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
判定依据	0 类	＞5dB（A）	显著增多	一级
	1 类，2 类	≥3dB（A），≤5dB（A）	增加较多	二级
	3 类，4 类	＜3dB（A）	变化不大	三级
本项目	2 类	＜3dB（A）	变化不大	二级

1.5.4.2 评价范围

取站场工程厂界外200m范围，管线工程中心线外两侧200m范围，具体见图1.5.4-1。

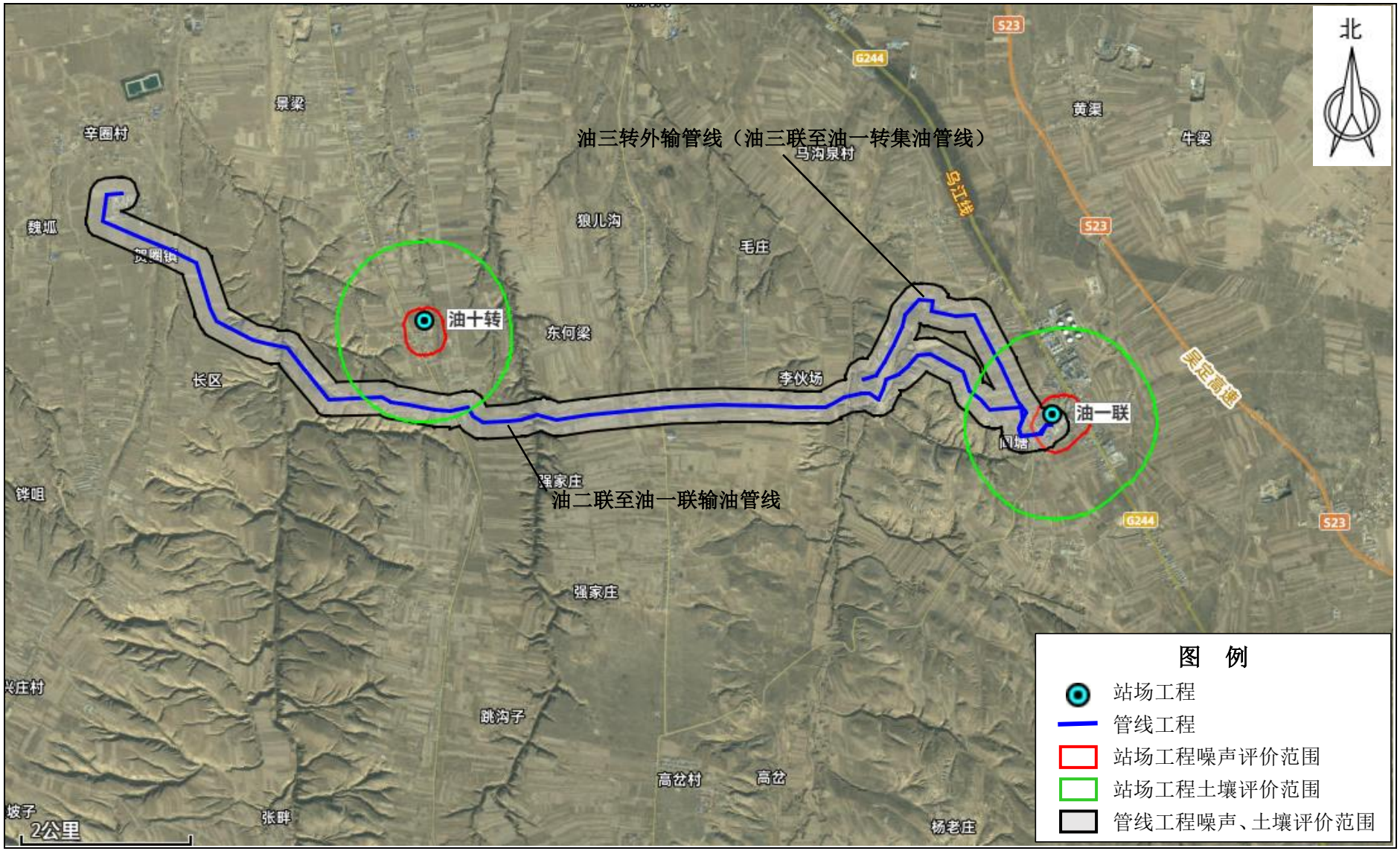


图 1.5.4-1　项目噪声、土壤评价范围图（定边区域）

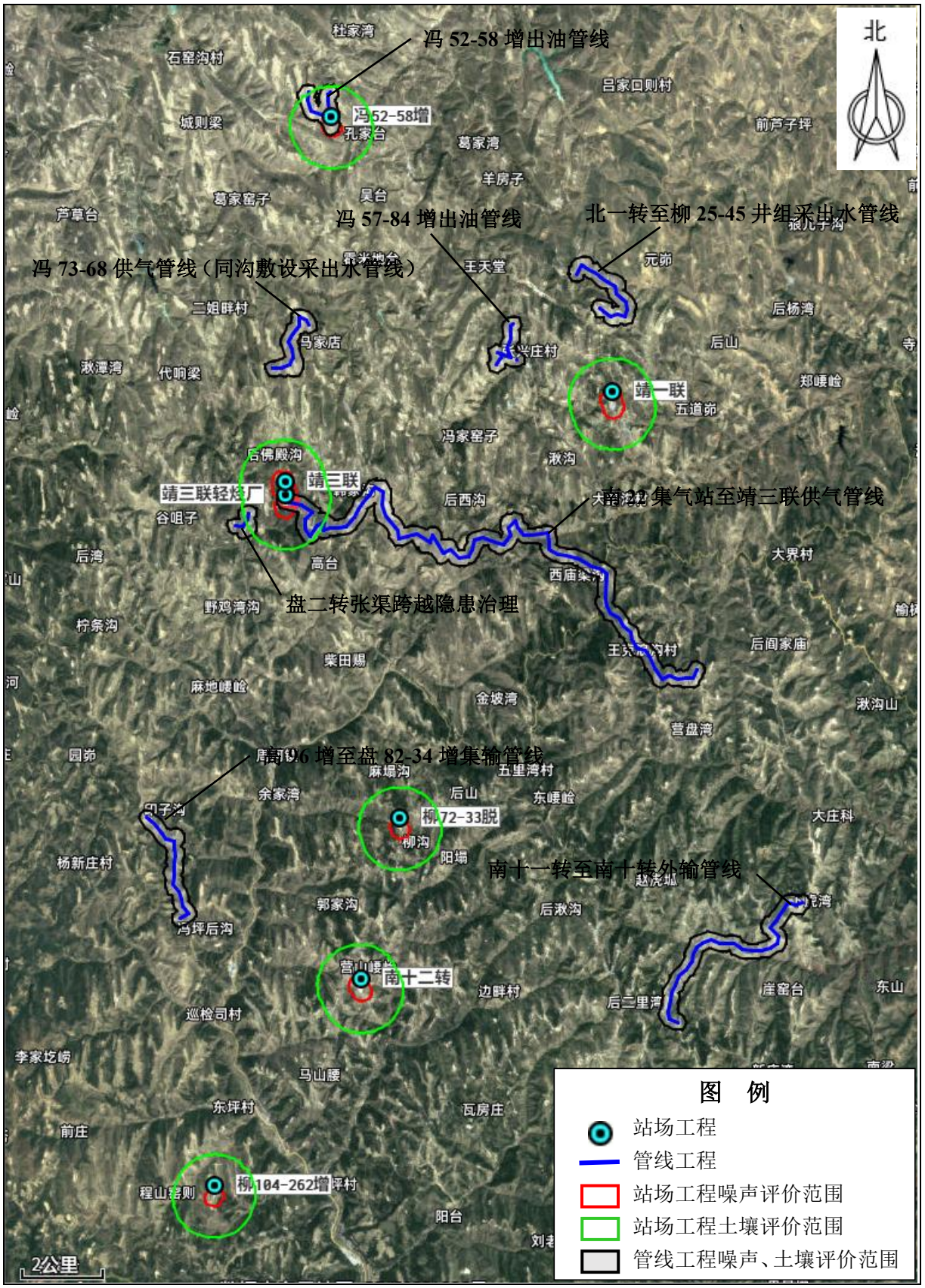


图 1.5.4-1　项目噪声、土壤评价范围图（靖边区域）

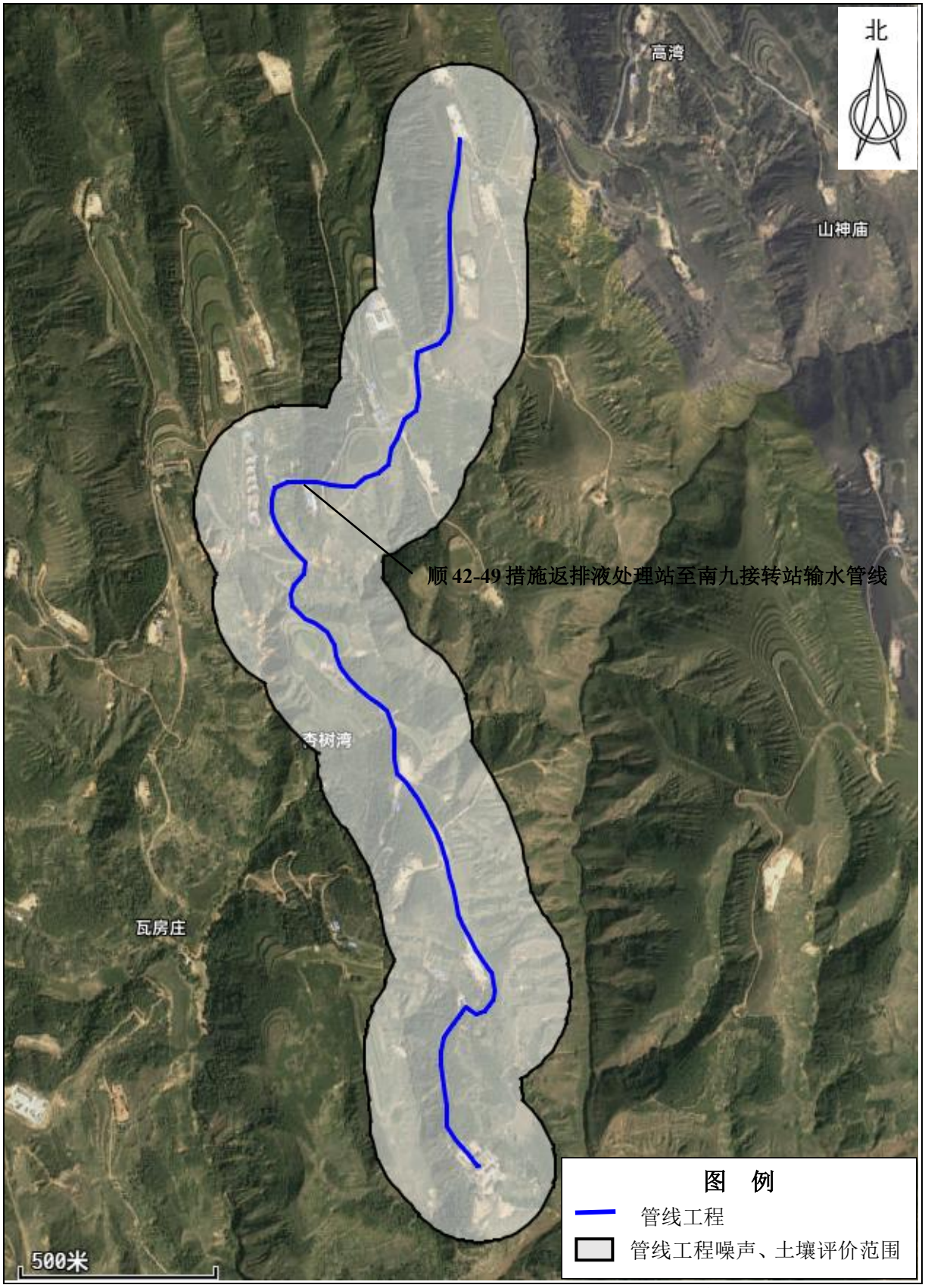


图 1.5.4-1　项目噪声、土壤评价范围图（志丹区域）

1.5.5 土壤环境

1.5.5.1 评价等级确定

（1）项目影响类型

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）中“7.4 依据 HJ 964 的规定，土壤盐化、酸化和碱化地区，建设项目应按照土壤污染影响型和生态影响型，按相应等级分别开展评价工作；非土壤盐化、酸化和碱化地区，按照土壤污染影响型，按相应等级开展评价工作。”

项目位于榆林市靖边县、定边县、延安市志丹县，属于半干旱地区，根据项目监测报告，项目区含盐量最大值为 0.8g/kg（SSC＜1），地区土壤 pH 值在 8.06～8.45，根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 D，项目区属于非土壤盐化、酸化和碱化地区，故项目土壤影响分析按照土壤污染影响型类别进行分析评价。污染影响途径主要是非正常状况下的垂直入渗。

（2）项目类别

根据《环境影响评价技术导则·陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）、《环境影响评价技术导则·土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 A，常规石油和页岩油、致密油等非常规石油开采井场、站场等工程按照 I 类建设项目开展土壤环境影响评价。油类和废水等输送管道，按照II类建设项目开展土壤环境影响评价。天然气管道按照IV类建设项目开展土壤环境影响评价。

本项目涉及常规石油开采站场工程，确定类别为I类；原油管线、采出水、输水管线确定其类别为 II 类，天然气管线、干气管线为IV类项目（不开展土壤环境影响评价）。

（3）评价工作等级

本项目土壤污染影响型评价工作等级是依据项目类别、永久占地规模和敏感程度判定，详见表 1.5.5-1。

表 1.5.5-1　污染影响型评价工作等级划分表

占地规模 / 敏感程度 / 评价等级	I类			II类			III类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	—
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	—	—
注：“—”表示可不开展土壤环境影响评价工作。									

建设项目占地规模分为大型（≥50hm^2）、中型（5-50hm^2）、小型（≤5hm^2），项目地周边的土壤环境敏感程度分为敏感、较敏感、不敏感，土壤环境敏感性判别依据见下表 1.5.5-2。

表 1.5.5-2　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	其他情况

结合项目工程占地统计，项目站场工程在现有站场内建设，均不新增占地，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 范围内均有耕地，项目土壤敏感程度为敏感，管线永久占地 110m^2（三桩占地以及新建桁架桩基），占地规模为小型。

土壤生态影响评价等级判定详见表 1.5.5-3。

表 1.5.5-3　土壤环境影响评价等级判据表

序号	项目内容	工程名称	项目类别	土壤污染评价等级		
				占地规模	敏感性	评价等级
1	站场	柳 104-262 增	I类	小型	敏感	一级
2		靖一联	I类	小型	敏感	一级
3		柳 72-33 脱	I类	小型	敏感	一级
4		油一联	I类	小型	敏感	一级
5		冯 52-58 增	I类	小型	敏感	一级
6		油十转	I类	小型	敏感	一级
7		南十二转	I类	小型	敏感	一级
8		靖三联	I类	小型	敏感	一级
9		靖三联轻烃厂	I类	小型	敏感	一级
10	管线	原油管线	II类	小型	敏感	二级
11		采出水、输水管线	II类	小型	敏感	二级
12		天然气管线、干气管线	IV类	不开展土壤环境影响评价		

1.5.5.2 评价范围

根据《环境影响评价技术导则·土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中的土壤评价范围要求，站场工程调查评价范围取占地范围内全部，占地范围外 1km 范围；管线工程调查评价范围取管线边界两侧向外延伸外 0.2km 范围。土壤评价范围详见图 1.5.4-1。

1.5.6 生态环境

1.5.6.1 评价等级确定

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）中生态评价等级确定原则，同时参考《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），项目生态评价等级判定过程详见下表。

表 1.5.6-1 项目生态等级判定过程一览表

判定依据	判定内容	项目情况	判定
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；	项目不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境	不涉及该条
b）	涉及自然公园时，评价等级为二级；	项目不涉及自然公园	不涉及该条
c）	涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级；	项目不涉及生态保护红线	不涉及该条
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；	本项目运行期无生产、生活污水产生及排放，项目地表水评价等级为三级 B	不涉及该条
e）	根据 HJ610、HJ964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级；	据项目“三线一单”报告，本项目涉及 5 条管线（冯 52-58 增出油管线、北一转至柳 25-45 井组采出水管线、高 96 增至盘 82-34 增集输管线、南十一转至南十转外输管线、油二联至油一联输油管线）土壤影响范围内分布有二级公益林	涉及该条的 5 条管线评价等级不低于二级
f）	当工程占地规模大于 20 km^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；	项目总占地面积（含临时占地面积）0.3595km^2＜20km^2	不涉及该条
g）	除本条 a）、b）、c）、d）、e）、f）以外的情况，评价等级为三级；	本项目部分工程内容属于 e）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。	/	/
6.1.3	建设项目涉及经论证对保护生物多样性具有重要意义的区域时，可适当上调评价等级。	本项目区域生物多样性一般，无重要意义	不涉及该条
6.1.4	建设项目同时涉及陆生、水生生态影响时，可针对陆生生态、水生生态分别判定评价等级。	本项目穿跨越河流 3 次，均依托现有桁架，不占用河道，不涉及水生生态影响	不涉及该条
6.1.5	在矿山开采可能导致矿区土地利用类型明显改变，或拦河闸坝建设可能明显改变水文情势等情况下，评价等级应上调一级。	本项目不属于矿山开采、拦河闸坝项目。	不涉及该条
6.1.6	线性工程可分段确定评价等级。线性工程地下穿越或地表跨越生态敏感区，在生态敏感区范围内无永久、临时占地时，评价等级可下调一级。	本项目管线不涉及生态敏感区	不涉及该条

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建，不新增占地，因此，本次仅对管线进行生态定级。

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）评价等级判定中 6.1.6，线性工程可分段确定评价等级。因此，确定本工程中冯 52-58 增出油管线、北一转至柳 25-45 井组采出水管线、高 96 增至盘 82-34 增集输管线、南十一转至南十转外输管线、油二联至油一联输油管线等 5 条管线的的生态影响评价工作等级为二级，其他 7 条管线的生态影响评价工作等级为三级。

1.5.6.2 评价范围

项目管线取中心线两侧外延 300m，评价范围见图 1.5.6-1。

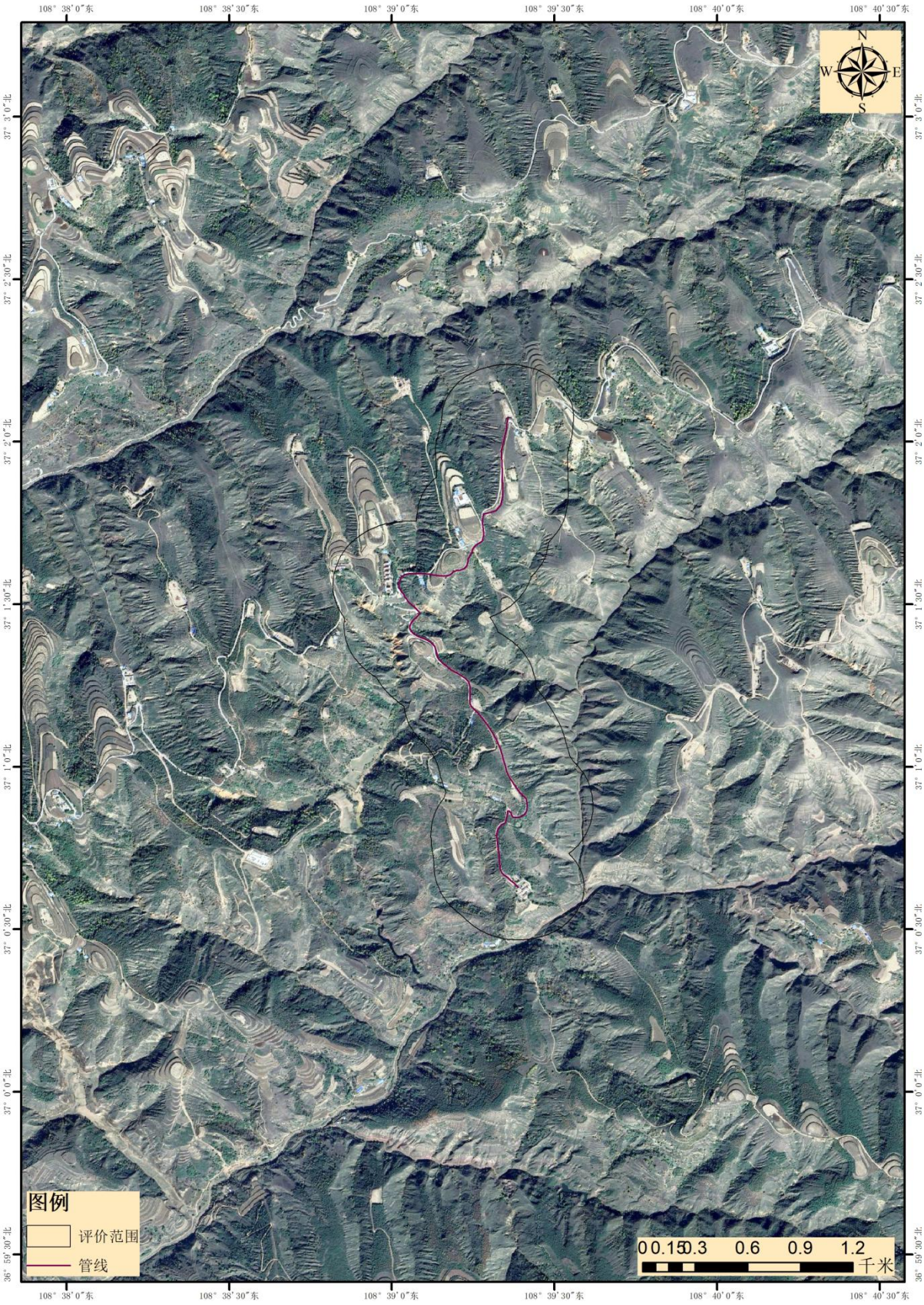


图 1.5.6-1　项目生态影响评价范围图（志丹区域）

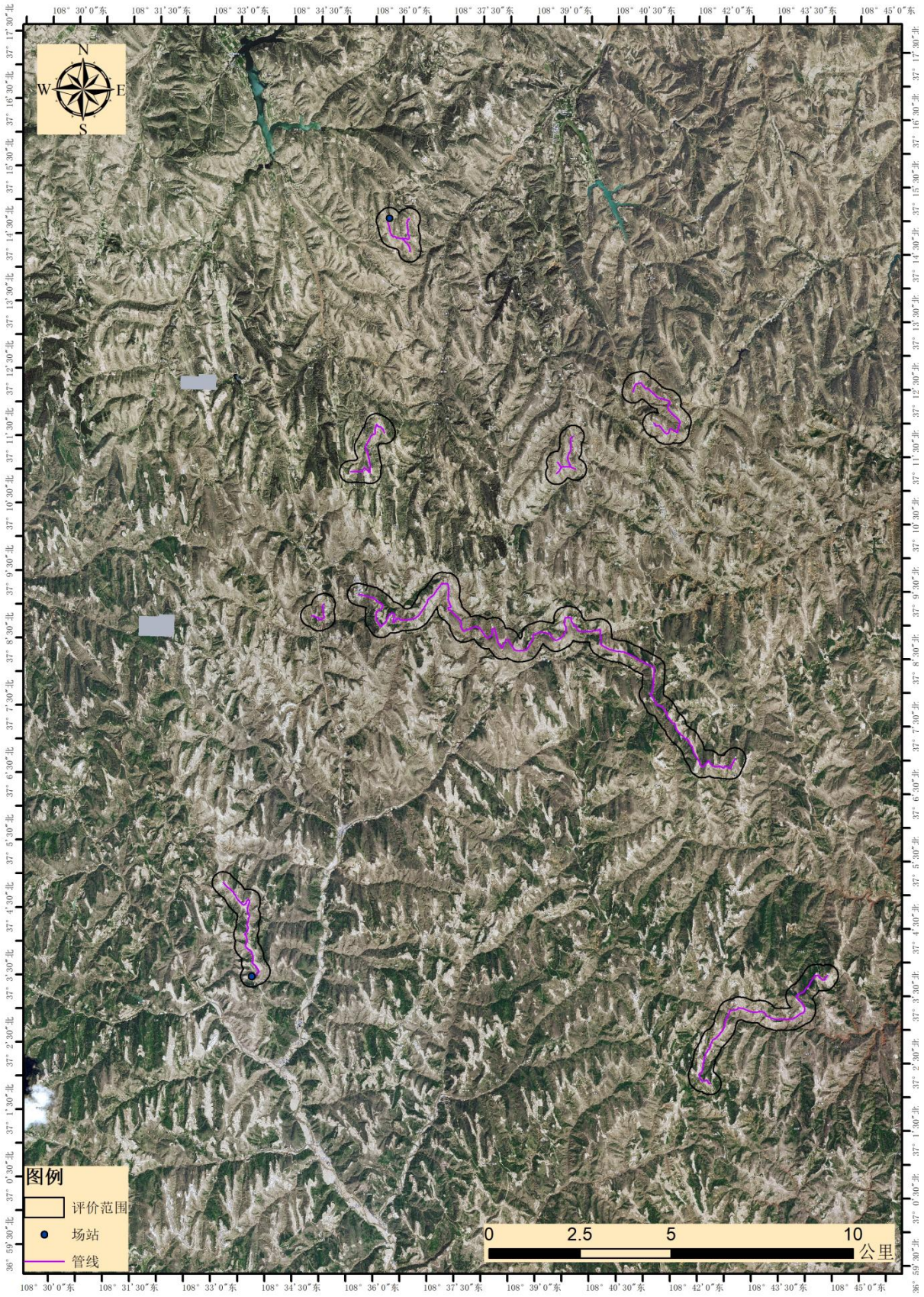


图 1.5.6-1　项目生态影响评价范围图（靖边区域）

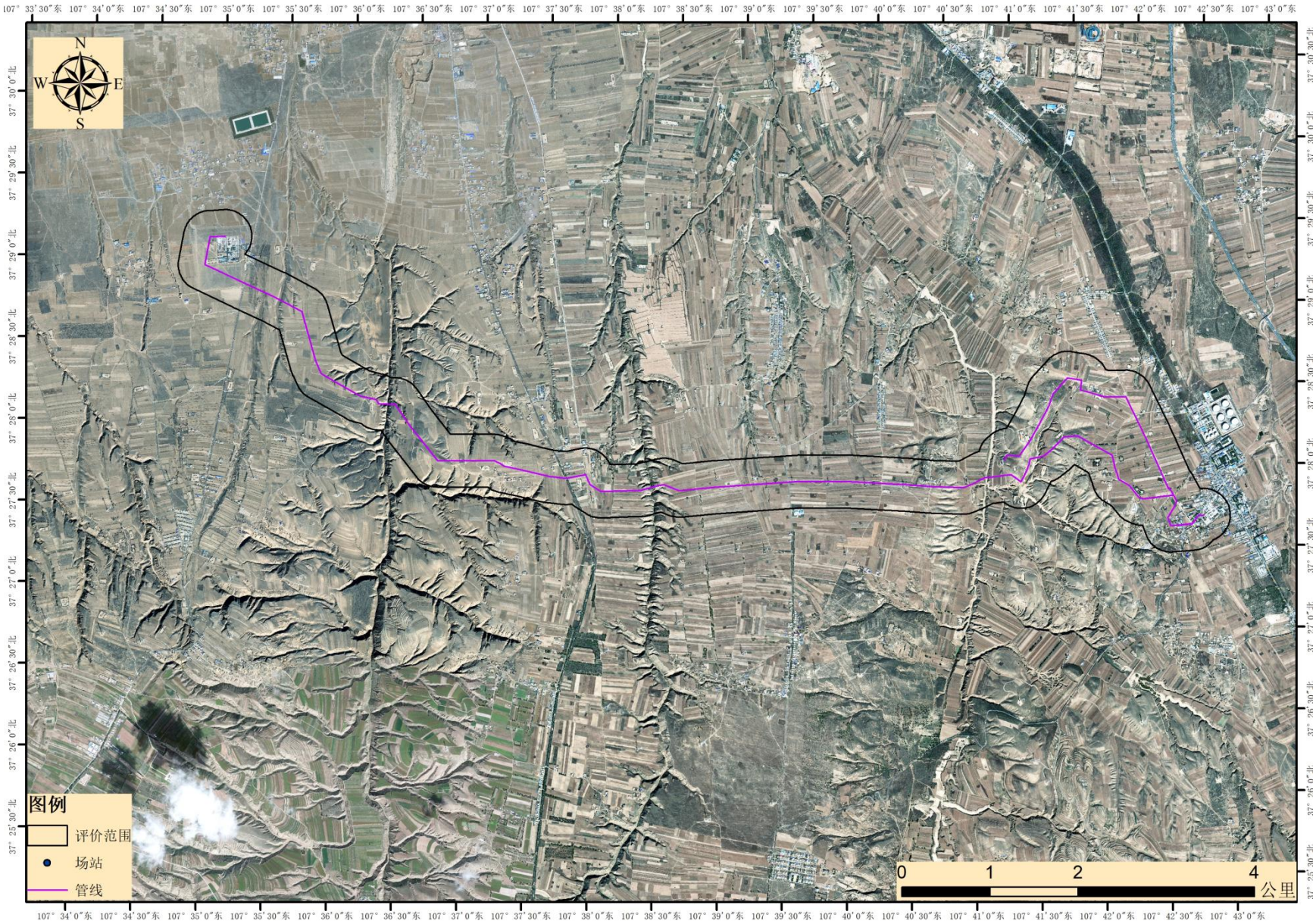


图 1.5.6-1　项目生态影响评价范围图（定边区域）

1.5.7 环境风险

1.5.7.1 评价等级确定

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、天然气进行物质危险性等级判定。

本工程涉及的原油、天然气为易燃物质。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，天然气临界量为 10t。

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：

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

式中：q_1，q_2，…，q_n—每种危险物质的最大存在总量，t；

Q_1，Q_2，…，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≥时，将 Q 值划分为①1≤Q＜10；②10≤Q＜100；③Q≥100。

本工程危险物质数量与临界量比值（Q）计算结果见表 6.8.1-1。由表 6.8.1-1 可见，本项目各危险单元中南 22 集气站至靖三联供气管线中危险物质（天然气）储存量最大，与其对应临界量的比值 Q 为 0.47。因此，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。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）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 1.5.7-1。

表 1.5.7-1　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			

1.5.7.2 评价范围

本项目环境风险为简单分析，不设评价范围。

1.5.8 各环境要素评价等级及范围

综上，项目各环境要素的评价等级及评价范围汇总见下表。

表 1.5.8-1　各环境要素的评价等级及评价范围

环境要素	评价等级		评价范围
大气	二级		冯 52-58 增站场外扩 2.5km 矩形范围
地表水	三级 B		分析依托污水处理设施的环境可行性；地表水评价范围为环境风险影响范围所及的水环境保护目标水域，主要为输油管线穿跨越涉及的地表水体，包括周河支流、杏子河支流等穿跨越水域
地下水	站场	二级	站场工程评价范围为场地下游 300m、两侧及上游各 150m 的范围
	管线	二、三级	管线工程以两侧各向外延伸 200 米作为评价范围
噪声	二级		各站场厂界外 200m 范围以及管线中心线外两侧 200m
土壤	站场	一级	取占地范围内全部，占地范围外 1km 范围
	原油、采出水、输水管线	二级	管线边界两侧向外延伸外 200m 范围
生态	二级		管线中心线向两侧外延 300 米范围
风险评价	简单分析		/

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 污染控制及主要环境保护目标

1.7.1 污染控制目标

严格控制各类污染物的产生与排放，减轻因站场、管线建设和运行带来对生态环境的影响，具体控制内容与目标详见下表。

表 1.7.1-1　污染及生态影响控制目标

开发阶段	控制对象	污染源	污染物	控制措施	控制目标
施工期	生态环境	管道敷设、场地开挖和平整		①优化选线，尽量减少占地； ②控制施工作业面积，临时占地及时恢复。	减少植被破坏面积及水土流失量
	废气	施工扬尘	TSP	①开挖土方及时覆盖遮蔽； ②四级以上大风天气停止施工。	满足《施工场界扬尘排放限值》（DB61/1078-2017）
		施工机械尾气	CO、Nox、THC	①选用合格施工机械和运输车辆； ②燃用轻质柴油。	满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2020）
		管道焊接	TSP	/	满足《大气污染物综合排放标准》无组织排放监控浓度限值
	废水	生产废水	SS	经过沉淀池沉淀处理后回用	不外排
		管线吹扫产生的残余物	SS、石油类	原油管线报废后，经热洗、吹扫后，管道中含水油全部吹扫至下游站场原油集输系统，全部回收处理，不外排；采出水管线报废后，吹扫产生的清管废水全部进入末端井场由罐车收集送就近站点采出水处理系统，不外排	不外排
		试压废水	SS	试压结束后拉运至管线附近站场处理后用于油田回注	不外排
		生活废水	COD、SS、氨氮	站场工程施工依托站场旱厕，生活杂排水洒水抑尘；管线施工人员可依托沿线井场旱厕	不外排
	噪声	施工设备	噪声	避开居民点、合理安排作业时间	施工噪声不扰民
	固废	管沟开挖	施工弃土	全部回填，无弃土	/
		管线敷设	施工废料	施工废料收集后全部综合利用	处置率为 100%
		生活垃圾	生活垃圾	托沿线站场垃圾桶收集后，送当地生活垃圾收集点处理	处置率为 100%
		拆除管线	废旧管道	暂存于所属作业区废料库，由第三采油厂作为固定资产回收	处置率为 100%
		站场改造	拆除装置	拆除后进行无害化处理后，全部由第三采油厂作为固定资产回收	处置率为 100%

运行期	生态环境	管线工程		①对施工期扰动的地表进行生态恢复； ②加强管线巡检力度。	减少植被破坏及水土流失量
	废气	站场无组织	非甲烷总烃	原油密闭集输，采出水处理系统密闭	厂界满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020），场界内满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）
		冯 52-58 增加热炉	颗粒物、SO_2、NOx	燃用干气，经不低于 8m 高排气筒排放	满足《锅炉大气污染物排放标准》（DB61/1226-2018）中表 3 标准
	废水	生活废水	COD、SS、氨氮	不新增生活污水	/
		采出水	SS、含油量	采用“沉降除油+气浮+过滤”工艺	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）V 级标准限值要求
	噪声	加热炉、泵类、采出水处理装置等设备	噪声	选用低噪声设备，基础减振	满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准
	固废	靖三联、柳 72-33 脱、油十转采出水处理系统	含油污泥、浮油、浮渣、废滤料、废铅酸电池	收集后送至所属作业区现有危废暂存点暂存，定期委托资质单位清运处置	处置率为 100%
		生活垃圾	生活垃圾	不新增生活垃圾	/
	风险防范	管道泄漏		定期清管；定期测量管线内外腐蚀，对管壁严重减薄事故发生段，及时更换；管线带压运行，设置自动监控设施；加强管线巡检	减轻管道腐蚀，避免泄漏事故发生

1.7.2 主要环境保护目标

1.7.2.1 总体环境保护目标

项目评价范围内不涉及自然保护区、风景名胜区、森林公园、饮用水源保护区、文物古迹等特殊环境敏感区。本项目环境保护目标主要为项目周边的村庄居民点、二级公益林、防护林、基本农田及分散水源地等。本项目总体环境保护目标见表 1.7.2-1。

表 1.7.2-1　按环境要素划分的环境保护目标表

环境要素	保护对象	相对位置	保护内容	保护标准
大气环境	评价范围内居民	详见 1.7.2.2 章节	环境空气质量	《环境空气质量标准（GB3095-2012）》中二级标准
地表水环境	输油管线穿跨越涉及的地表水体，包括周河支流、杏子河支流等穿跨越水域	详见 1.7.2.3 章节	地表水水质	《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类水质，不因工程的建设而影响现有的水环境质量和功能
地下水环境	评价区具有供水意义的第四系风积黄土孔隙潜水含水层、第四系冲洪积层孔隙含水层及白垩系环河组裂隙潜水含水层地下水水质	详见 1.7.2.3 章节	地下水水质	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，水质不受污染，供水的可靠性与安全性不受影响
声环境	站场、管线 200m 范围内居民	详见 1.7.2.4 章节	声环境质量	《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准
土壤环境	站场占地范围内及周边 1km 及管线两侧 0.2km 的耕地、居民区等敏感目标	详见 1.7.2.5 章节	土壤环境质量	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值其他标准限值、《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
生态环境	管线中心线两侧外扩 300m 范围内水土流失重点治理区、国家二级公益林、防护林、永久基本农田、土壤、植被、景观、生态系统等	详见 1.7.2.6 章节	生态环境质量	生态系统完整性与稳定性

1.7.2.2 大气环境保护目标

本工程不在国家公园、自然保护区等环境敏感区内，本次评价主要调查大气环境评价范围内的居住区。项目大气环保目标具体见表 1.7.2-2，敏感目标分布见图 1.5.1-1。

表 1.7.2-2　站场大气环境保护目标一览表

站场	名称	坐标（UTM）/m		保护对象	保护内容	环境功能区	相对厂址方向	相对厂界最近距离/m
		X	Y					
冯 52-58 增	大梁峁	287047.8	4123725.2	农村居民点	环境空气质量	二类	SW	555
	孔家台	288278.2	4123981.7				E	805
	背涧	286294.3	4123981.2				W	1130
	阎家湾	286417.4	4124776.2				NW	1163
	庙台	288651.7	4125063.8				NE	1491
	阎崾岘	287546.8	4125464.0				N	1278
	东湾	286844.4	4125542.6				NW	1480
	五道台	285528.3	4125179.4				NW	2135

站场	名称	坐标（UTM）/m		保护对象	保护内容	环境功能区	相对厂址方向	相对厂界最近距离/m
		X	Y					
	三道台	285068.5	4125459.9				NW	2673
	冯家崾岘	286996.3	4123119.8				SW	1095
	吴台	288391.6	4122511.2				SE	1847
	三榆树湾	289136.9	4122493.6				SE	2318
	米家圪堵	289318.7	4124361.9				E	1849
	响水	289441.0	4125827.8				NE	2583
	黑龙沟村	289890.3	4125396.9				NE	2723
	尹家崾岘	287252.7	4122112.2				S	2019
	高家山	286018.7	4122733.0				SW	1984
	二道峁	285713.6	4122202.1				SW	2579
	后塌	288535.2	4123504.2				SE	1217
	稍沟	287840.4	4123826.2				SE	461

1.7.2.3 水环境保护目标

（1）地表水环境保护目标

本项目地表水环境保护目标主要为原油管线穿跨越涉及的地表水体，包括周河支流、杏子河支流等穿跨越水域。具体见表 1.7.2-3 及图 2.2.4-4（项目管线穿跨越工程示意图）。

表 1.7.3-1 地表水环境保护目标一览表

管线名称	保护对象	保护要求		与项目管线的位置关系
盘二转张渠跨越隐患治理	周河支流	地表水水质	《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类	依托现有桁架跨越
南十一转至南十转外输管线隐患治理	杏子河支流		《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类	依托现有桁架跨越

（2）地下水环境保护目标

本工程地下水评价范围内无集中式饮用水水源地和分散式饮用水井，在调查范围内零星分布有周边居民饮用水井，本次对调查范围内地下水敏感目标进行梳理，梳理结果见表 1.7.3-2 及图 1.5.3-1。本项目地下水环境保护目标含水层为评价范围内第四系冲洪积孔隙水潜水含水层、第四系黄土孔隙水潜水含水层、白垩系碎屑岩类裂隙孔隙水潜水含水层。

表 1.7.2-4 地下水环境保护目标信息表

序号	敏感目标名称	经度	纬度	与项目位置关系	井深（m）	含水层类型	使用功能
1	闫塘村民井	107°42′21″	37°28′15″	油三转外输管线东侧地下水径流下游方向 500m	280	白垩系环河组裂隙含水层	生活用水
2	温梁民井	107°37′3″	37°28′50″	油十转北侧地下水径流下游方向 1300m	380	白垩系环河组裂隙含水层	生活用水

序号	敏感目标名称	经度	纬度	与项目位置关系	井深（m）	含水层类型	使用功能
3	盘古梁民井	108°36′42″	37°09′54″	南 22-靖三联天然气管线北侧地下水径流下游方向 900m	400	白垩系环河组裂隙含水层	生活用水
4	庙台村泉	108°35′12″	37°05′12″	柳 72-33 脱西北侧地下水径流下游方向 3300m	/	白垩系环河组裂隙含水层	生活用水
5	路家坡泉	108°39′11″	37°13′42″	北一转至柳 25-45 采出水管线北侧地下水径流下游方向 3000m	/	白垩系环河组裂隙含水层	生活用水
6	马鞍山泉	108°42′01″	37°00′43″	靖边油区上游对照点	/	白垩系环河组裂隙含水层	生活用水
7	巡检司民井	108°34'36.53"	37°02'37.96"	南转 12 西侧地下水径流下游方向 3100m	15	白垩系环河组裂隙含水层	生活用水
8	杨崾岘民井	108°33'41.31"	37°04'41.42"	高增 96 至盘 82-34 增集输管线东侧地下水径流下游方向 600m	15	第四系风积黄土孔隙含水层	生活用水
9	靖三联下游民井	108°35'48.69"	37°09'49.85"	靖三联东北侧地下水径流下游方向 1000m	100	白垩系环河组裂隙含水层	生活用水
10	盘 33-21 接转站下游民井	108°37'21.9"	37°11'5.02"	冯 73-68 采出水管线东侧地下水径流侧游方向 2500m	20	第四系风积黄土孔隙含水层	生活用水
11	新城乡水井	108°38′58.21″	37°16′17.90″	冯 52-58 增出油管线北侧地下水径流下游方向 5100m	120	白垩系环河组裂隙含水层	生活用水
12	周河镇水井	108°35′18.14″	37°05′54.67″	柳 72-33 脱西北侧地下水径流下游方向 4000m	90	白垩系环河组裂隙含水层	生活用水
13	五里湾乡泉	108°41′12.55″	37°04′37.96″	南十一转至南十转北侧地下水径流下游方向 3500m	/	白垩系环河组裂隙含水层	生活用水

1.7.2.4 声环境保护目标

本项目站场、管线周边环境保护目标见表 1.7.2-5 和表 1.7.2-6 及图 1.7.4-1、图 1.7.4-2。

表 1.7.2-5 站场声环境保护目标一览表

站场	名称	坐标		户数	人口	声环境功能区	相对厂址方向	相对厂界最近距离/m
		经度	纬度					
油十转	温梁	107°37'28.61"	37°28'13.13"	12	35	2 类	W	25
南十二转	马家崾岘	108°37'01.94"	37°02'31.69"	10	28		S	29
油一联	闫塘村	107°42'42.51"	37°27'44.50"	80	250		N、W、S、E	紧邻
靖三联	丁家山崾则	108°35'33.12"	37°09'17.79"	15	45		W、SE	25
靖三联轻烃厂	丁家山崾则	108°35'49.17"	37°09'15.39"	15	45		NW、NE	45
靖一联	郝坨	108°40'58.02"	37°10'36.19"	7	18		N、W	36
柳 72-33 脱水站	柳沟村	108°37'32.06"	37°04'52.84"	8	25		NE	164

注：其余未列明的站场 200m 范围内不涉及敏感点。

表 1.7.2-6　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	相对管线最近距离位置			
					经度	纬度	方位	距离（m）
南 22 集气站至靖三联供气管线	天然气	张家湾	8	25	108°42'26.11"	37°06'46.08"	S	120
		王克浪沟村	5	15	108°41'33.96"	37°07'14.85"	NE	10
		王克浪沟村	4	10	108°40'57.00"	37°07'48.45"	W	12
		庙山	3	8	108°40'48.21"	37°08'21.72"	N	25
		高粱	11	33	108°39'12.99"	37°08'53.90"	W	70
		前西沟	9	20	108°38'37.56"	37°08'41.42"	W	90
		阳塌	6	17	108°37'39.11"	37°08'51.82"	N	50
		园峁山	10	30	108°37'04.40"	37°09'00.96"	SW	120
		桃树沟	15	41	108°37'07.51"	37°09'17.28"	E	33
		东塌	8	22	108°36'39.44"	37°09'08.58"	NW	25
		赵西山	9	20	108°36'07.60"	37°08'55.70"	N	17
		丁家山崾则	12	36	108°35'34.28"	37°09'16.01"	N	10
冯 73-68 供气管线	干气	南水湾	3	6	108°36'02.37"	37°11'47.62"	N、E	23
北一转至柳 25-45 井组采出水管线	采出水	贺崾崄	11	27	108°41'22.83"	37°11'48.08"	N、E	16
		李家沟	7	16	108°40'49.60"	37°12'32.28"	N、W	20
冯 52-58 增出油管线	含水原油	阎家湾	9	21	108°36'24.04"	37°14'35.93"	N、S、W	19
冯 57-84 增出油管线		庙梁山	8	18	108°39'26.75"	37°11'15.99"	N、W、S	13
		张兴庄村	2	4	108°39'38.57"	37°11'40.19"	E	68
油二联至油一联输油管线		闫塘村	80	250	107°42'26.23"	37°27'32.81"	S、N	10
		吴窑	24	65	107°41'37.81"	37°27'54.35"	SW	55
		李伙场	20	55	107°40'27.98"	37°27'53.62"	N	40
		温地坑	21	58	107°37'50.65"	37°27'49.35"	N、S	57
油三转外输管线		闫塘村	80	250	107°42'26.23"	37°27'32.81"	S、N	10
		吴窑	1	2	107°42'27.07"	37°28'18.70"	E	93
南十一转至南十转外输管线		下虎湾	1	2	108°44'42.09"	37°03'49.98"	E	165
		上湾	7	16	108°44'24.56"	37°03'47.12"	S、E	22
		烂瀵塌	2	5	108°43'24.69"	37°03'14.89"	N	12
		石槽庄	8	20	108°42'21.62"	37°02'33.60"	W、E	11
		西庄	10	27	108°42'15.75"	37°02'18.77"	N、W	29
盘二转张渠跨越隐患治理		杨家沟村	1	3	108°35'06.83"	37°09'09.40"	N	75
		杨家沟村	5	13	108°35'09.86"	37°09'05.53"	E	128
高 96 增至盘 82-34 增集输管线		三杨树庄科	4	10	108°33'50.37"	37°04'06.39"	S、W、E	22
		冯坪后沟	7	18	108°33'55.72"	37°03'31.47"	S、W	89
顺 42-49 措施返排液处理站至南九接转站输水管线	压裂液（处理后）	瓦房庄	18	45	108°39'16.95"	37°01'34.10"	S、W	25
		高湾	1	2	108°39'40.22"	37°02'02.16"	E	45

注：其余未列明的管线 200m 范围内不涉及敏感点。

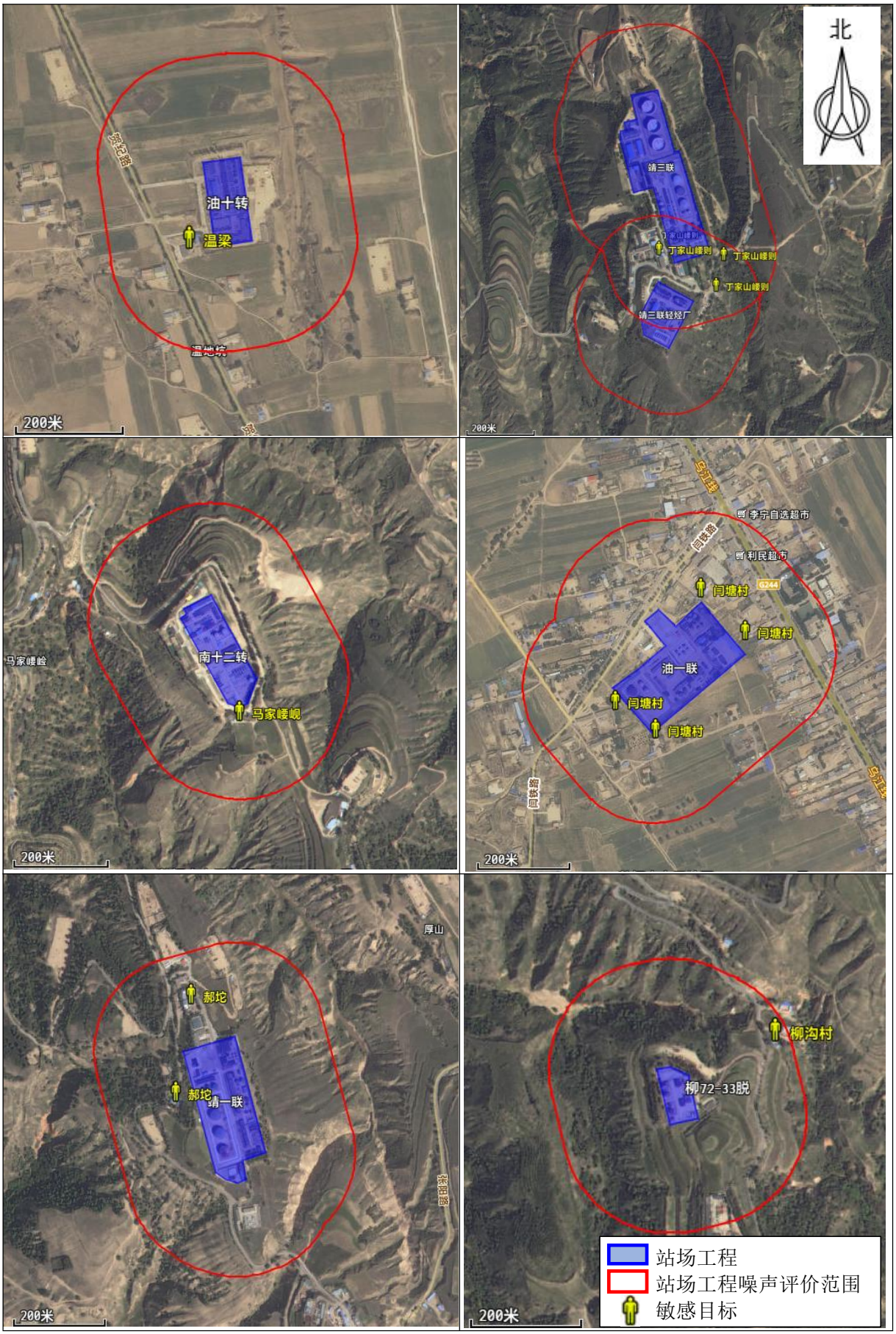


图 1.7.4-1　站场 200m 周边敏感目标分布图

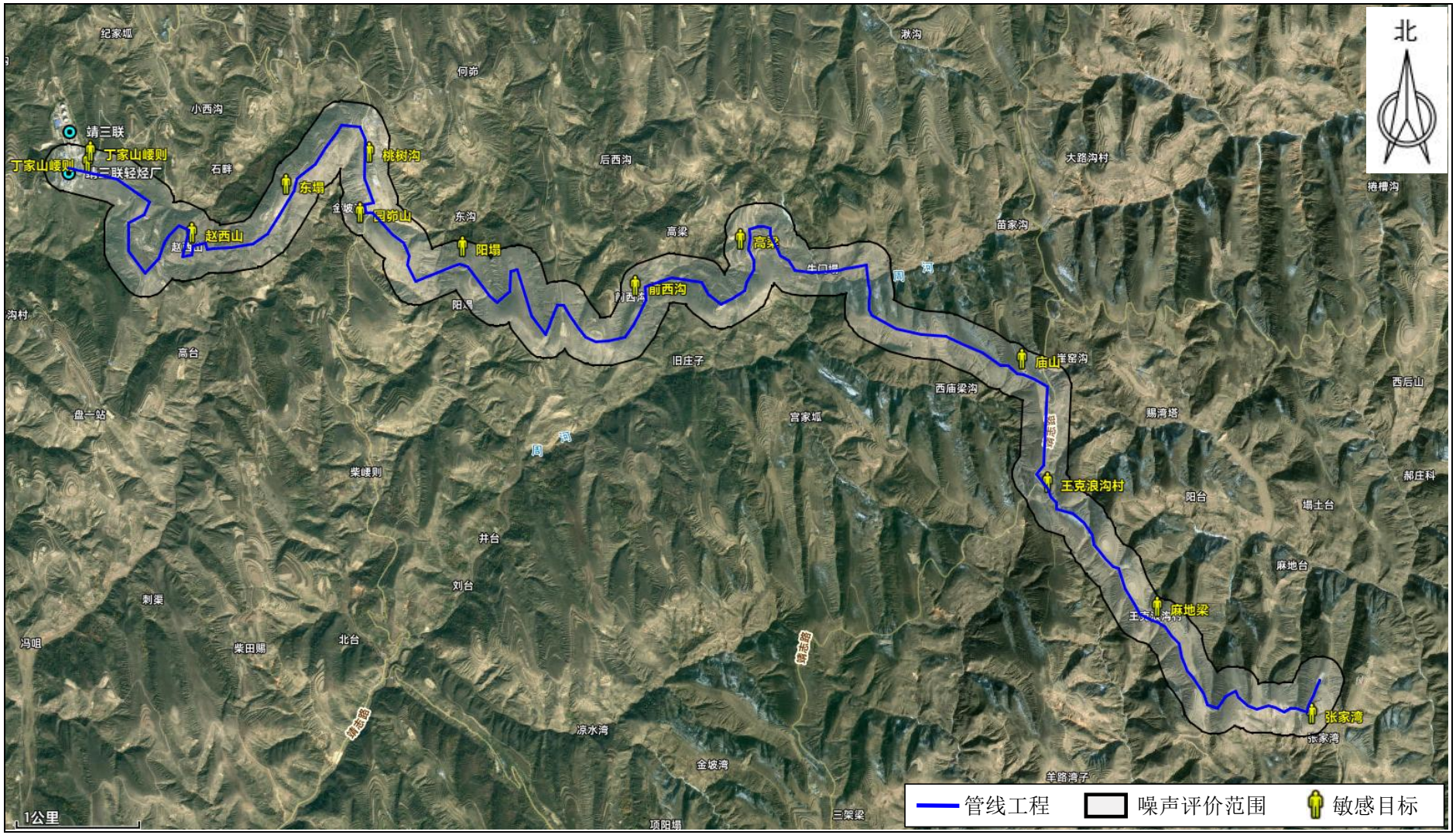


图 1.7.4-2　管线两侧 200m 范围内敏感目标分布图（南 22 集气站至靖三联供气管线）

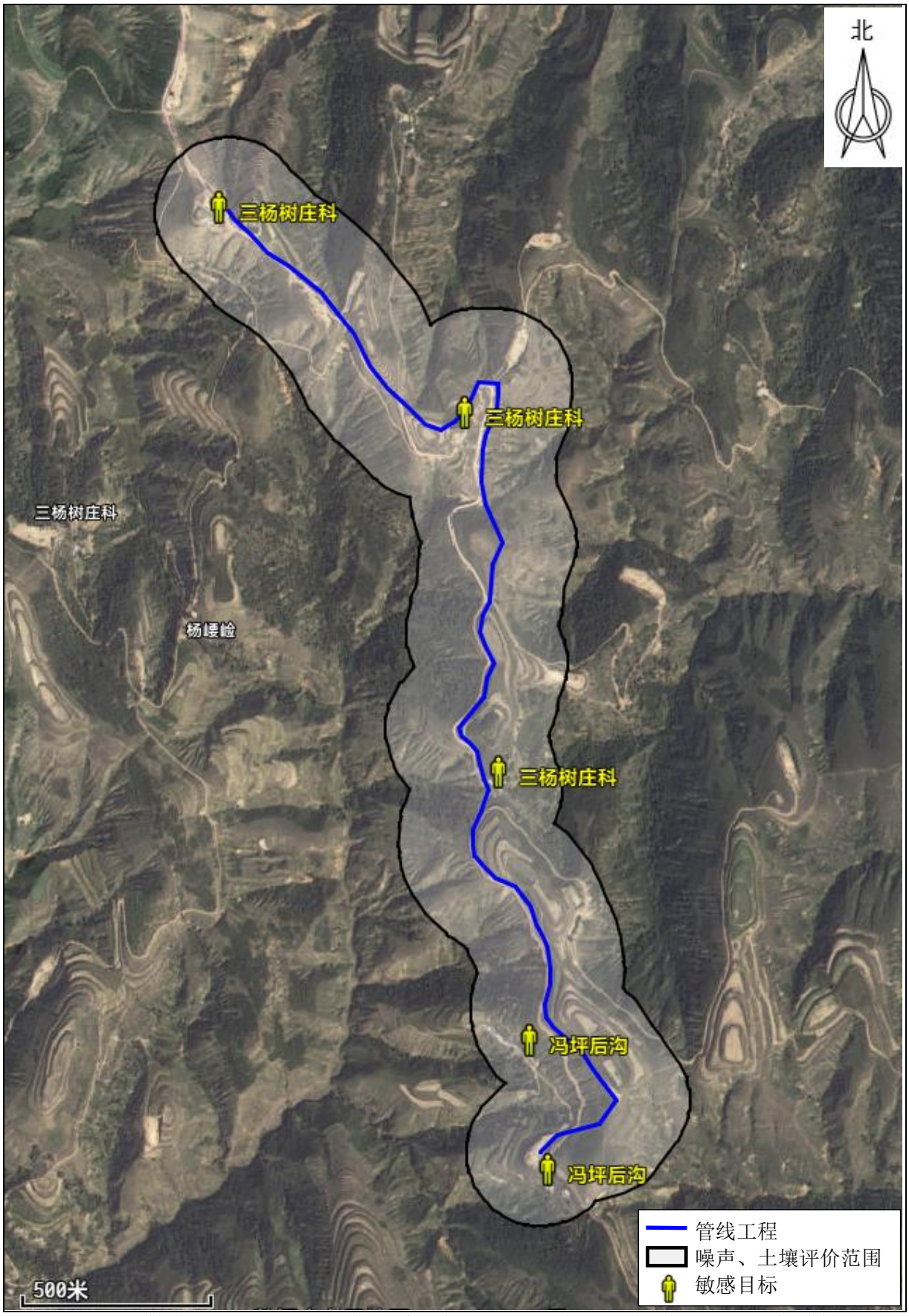


图 1.7.4-2　管线两侧 200m 范围内敏感目标分布图（高 96 增至盘 82-34 增集输管线）

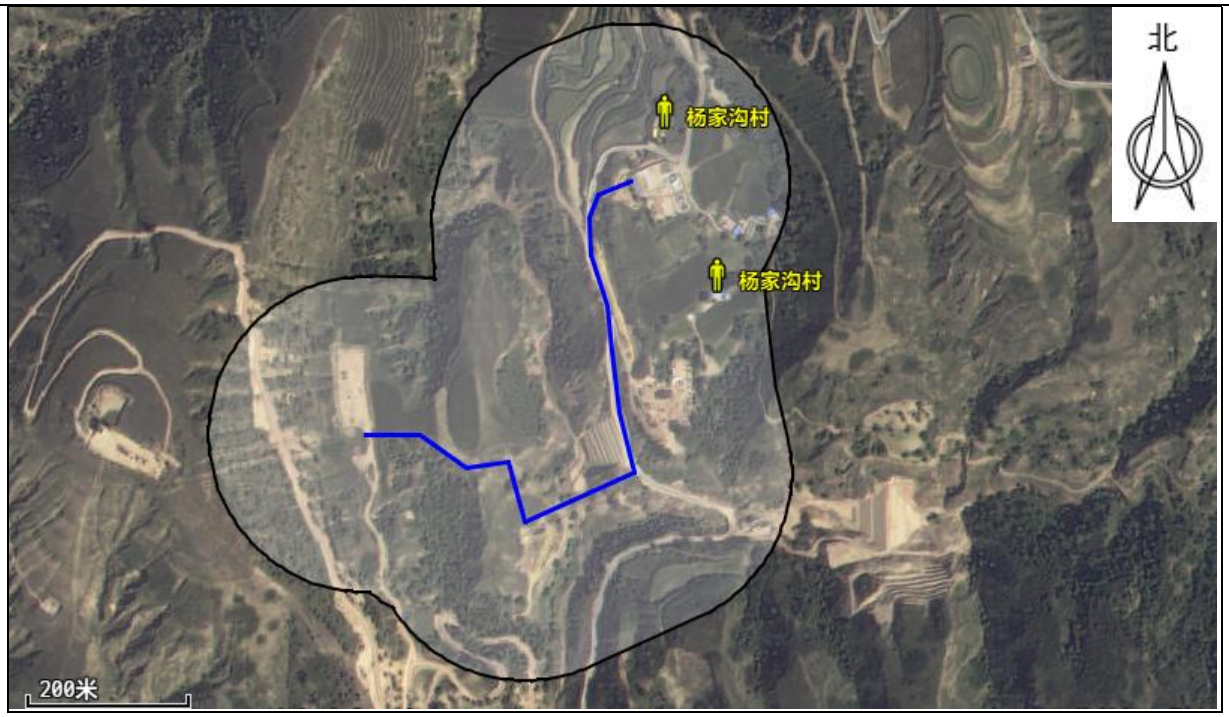


图 1.7.4-2　管线两侧 200m 范围内敏感目标分布图（盘二转张渠跨越隐患治理）

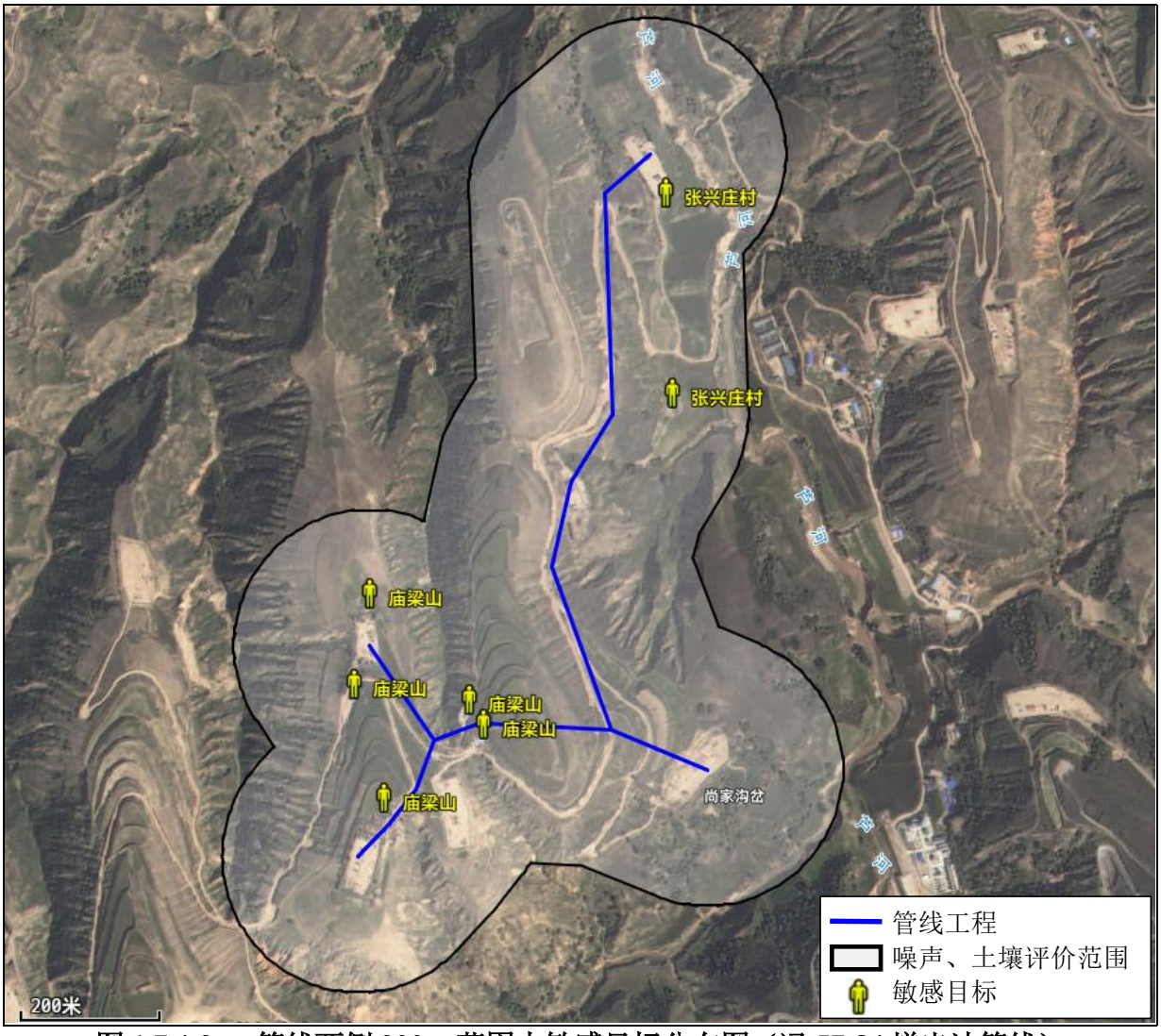


图 1.7.4-2　管线两侧 200m 范围内敏感目标分布图（冯 57-84 增出油管线）

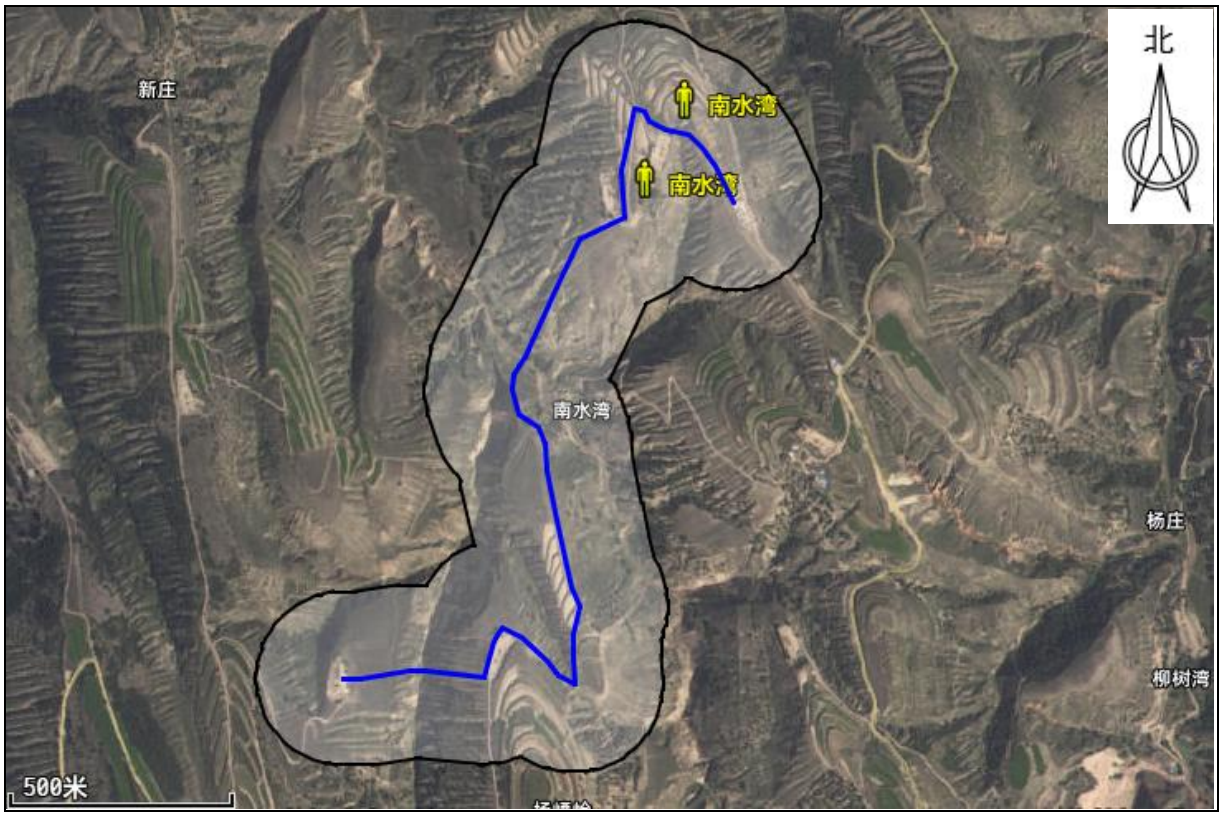


图 1.7.4-2　管线两侧 200m 范围内敏感目标分布图
（冯 73-68 供气管线,同沟敷设采出水管线）

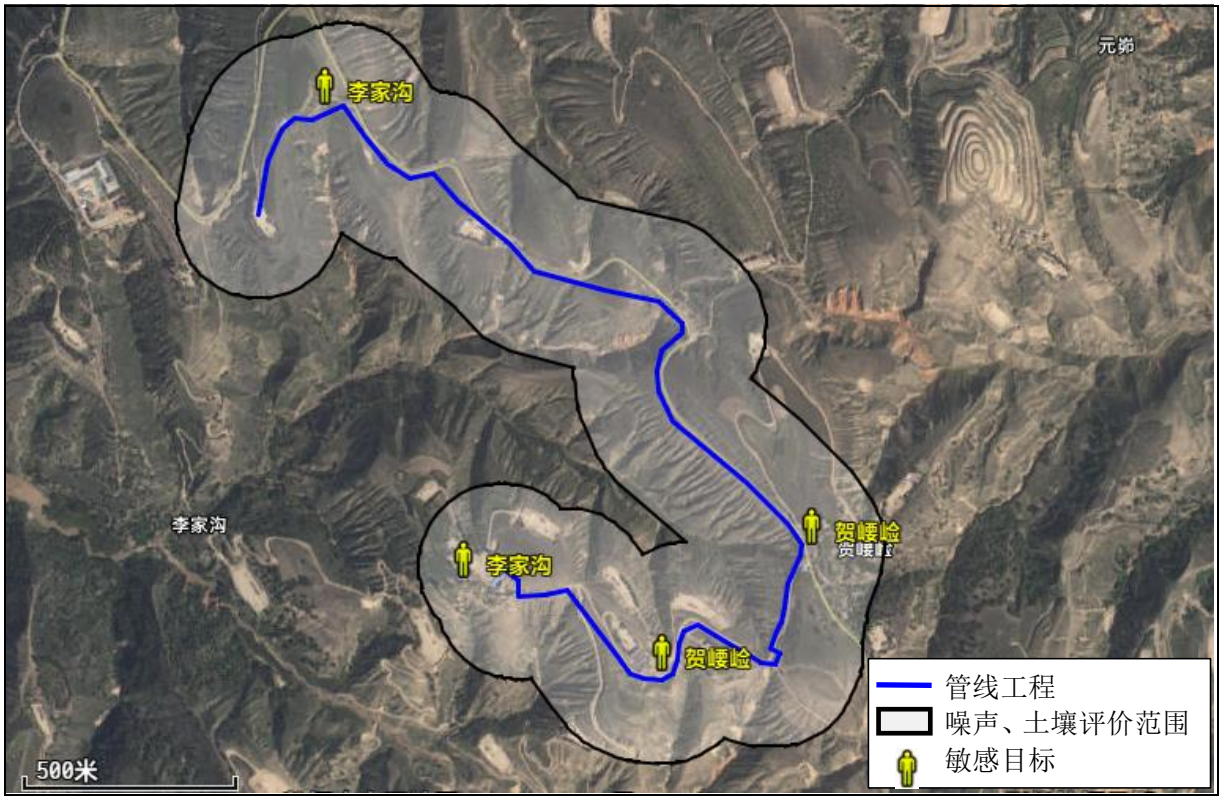


图 1.7.4-2　管线两侧 200m 范围内敏感目标分布图（北一转至柳 25-45 采出水管线）

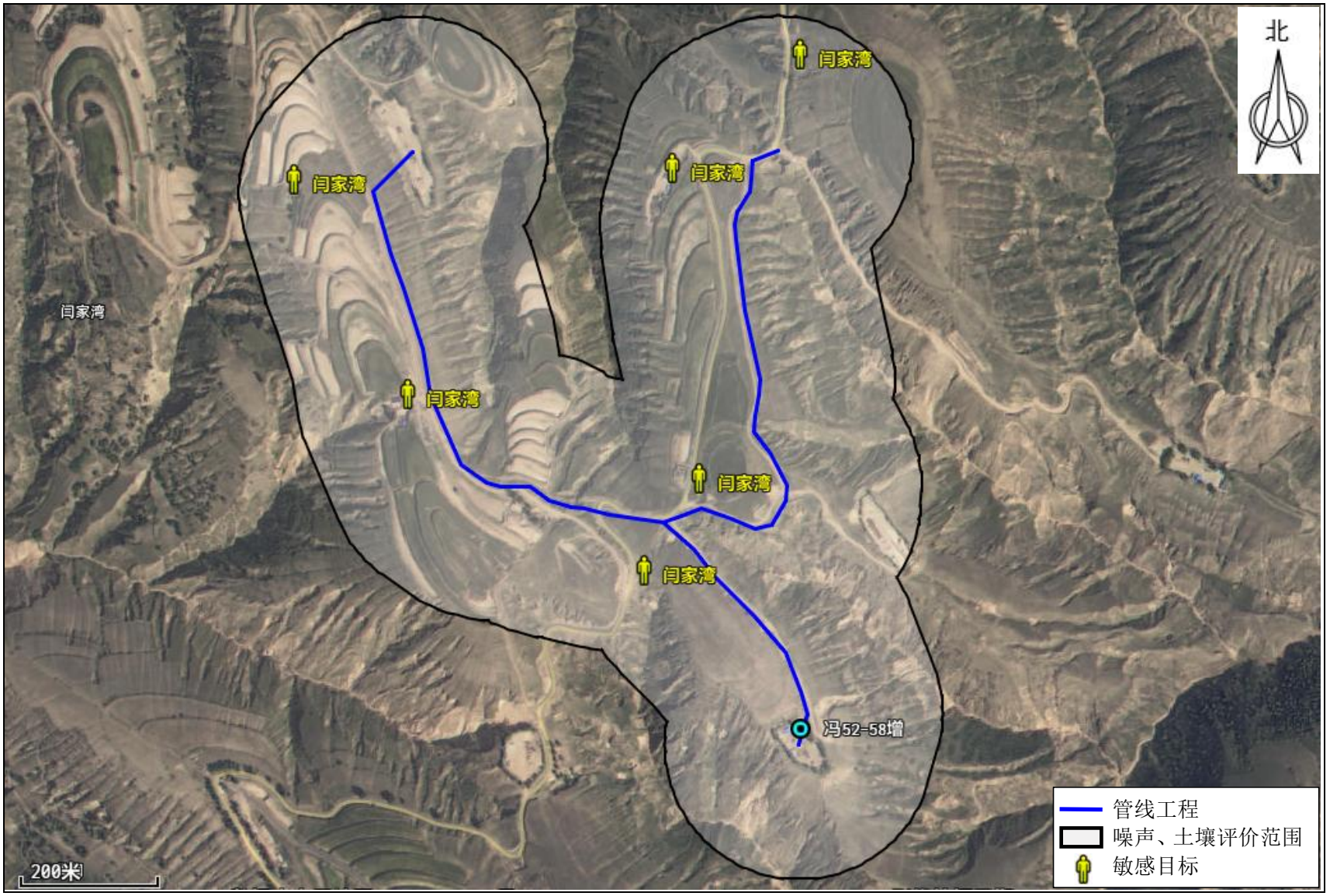


图 1.7.4-2　管线两侧 200m 范围内敏感目标分布图（冯 52-58 增出油管线）



图 1.7.4-2　管线两侧 200m 范围内敏感目标分布图（油二联至油一联输油管线、油三转外输管线）

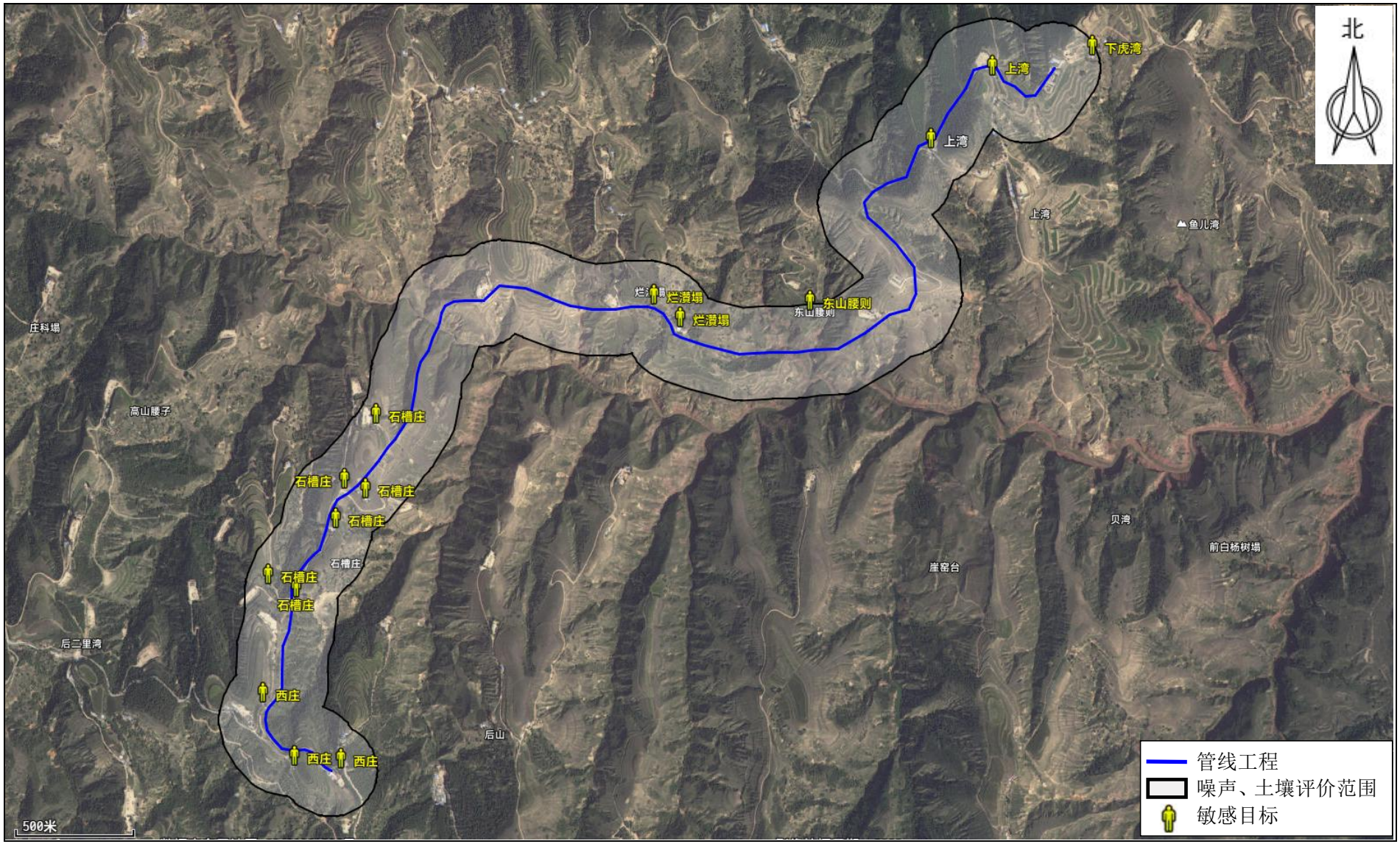


图 1.7.4-2　管线两侧 200m 范围内敏感目标分布图（南十一转至南十转外输管线）

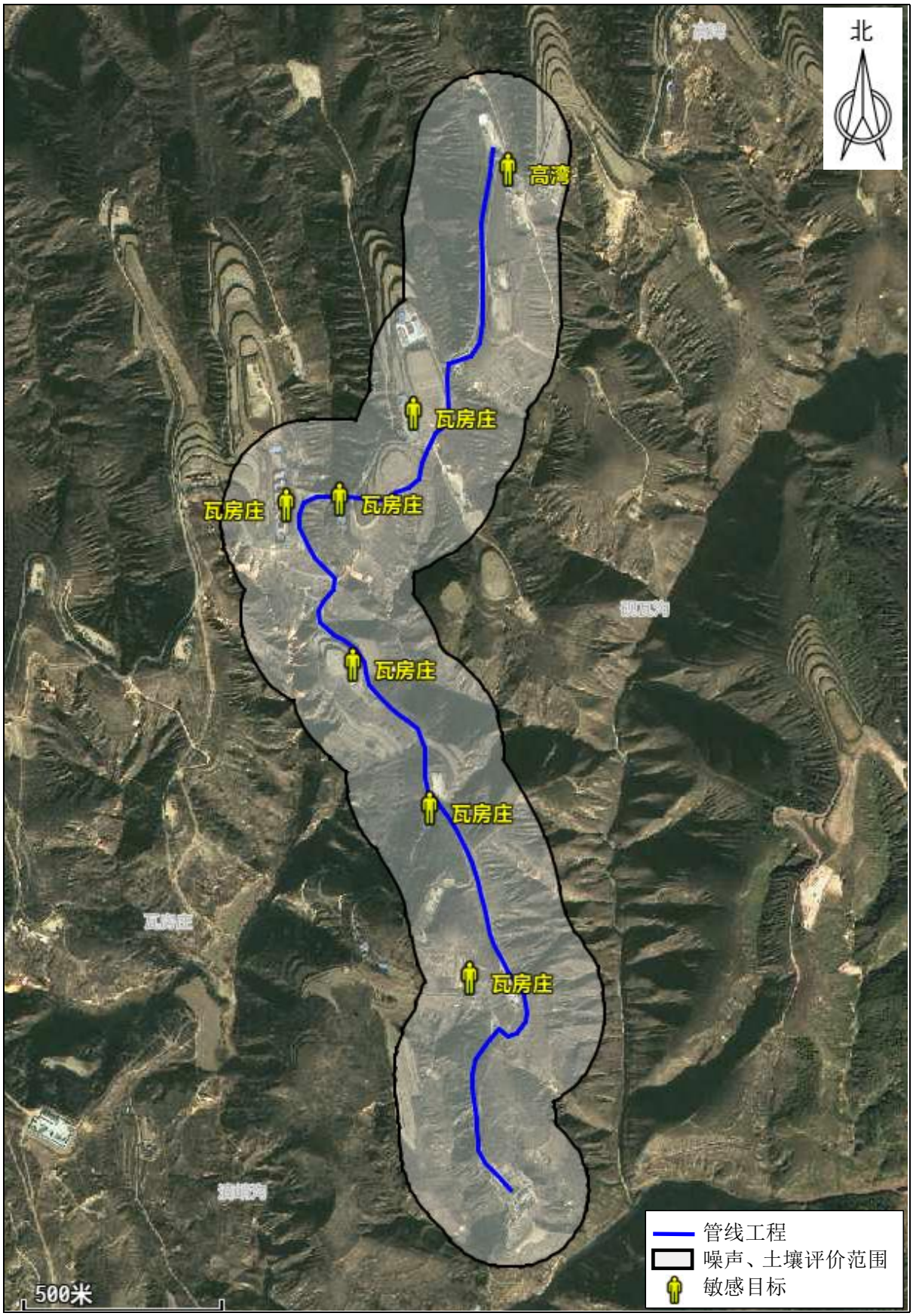


图 1.7.4-2　管线两侧 200m 范围内敏感目标分布图
（顺 42-49 措施返排液处理站至南九接转站输水管线）

1.7.2.5 土壤环境保护目标

产建工程对土壤的影响途径主要为垂直入渗污染，根据对土壤环境影响评价范围内的环境进行调查，本次产建工程土壤环境敏感目标主要为评价范围内的耕地、公益林地、居民区等。

1.7.2.6 生态环境保护目标

根据现场调查，本工程主要生态保护目标见表 1.7.2-7。

表 1.7.2-7　调查范围及评价范围内生态保护目标一览表

范围	保护对象	保护目标	与工程位置关系
占地范围：管线临时施工作业带范围	水土流失重点治理区	按照《中华人民共和国水土保持法》《陕西省水土保持条例》进行保护	本项目全域属于陕西省水土流失重点治理区（陕北丘陵沟壑重点治理区），本项目所有管线占地
	国家二级公益林	按照《国家级公益林管理办法》办理相关手续	本项目涉及 6 条管线建设临时占地范围内涉及国家二级公益林，管线临时占用国家二级公益林面积约 2.09hm^2
	防护林	按照《建设项目使用林地审核审批管理办法》办理相关手续	本项目 1 条管线建设范围内涉及防护林，涉及防护林管段长度约 208.26m，本次管线穿越防护林区主要是依托现有 1 座 130m 桁架跨越
	永久基本农田	按照《基本农田保护条例》办理相关手续	本项目管线临时占用永久基本农田约 12.3887hm^2，具体见图 0.4.5-1
	土壤、土地利用、植被、景观、水土流失、生态系统等	生态系统完整性与稳定性	本项目所有工程占地
评价范围：管线两侧 300m 范围	水土流失重点治理区	按照《中华人民共和国水土保持法》《陕西省水土保持条例》进行保护	本项目全域属于陕西省水土流失重点治理区，本项目所有管线占地
	国家二级公益林	按照《国家级公益林管理办法》办理相关手续	本项目管线周边 300m 范围涉及国家二级公益林
	防护林	按照《建设项目使用林地审核审批管理办法》办理相关手续	本项目管线周边 300m 范围涉及防护林
	永久基本农田	按照《基本农田保护条例》办理相关手续	本项目管线周边 300m 范围涉及基本农田
	土壤、土地利用、植被、景观、水土流失、生态系统等	生态系统完整性与稳定性	本项目所有工程占地

2 工程概况

2.1 现有工程概况

2.1.1 油区概况及现有项目环保手续

中国石油长庆油田分公司第三采油厂成立于 1971 年，是长庆油田分公司下属的一个集勘探开发、产能建设、原油生产为一体的石油生产单位，生产区域横跨宁夏回族自治区、陕西省两省 3 市（榆林市、延安市、吴忠市）5 县（榆林市靖边县和定边县、延安市志丹县和吴起县、吴忠市盐池县）。截至 2024 年底，第三采油厂已建成油井 3707 口，注水井 1534 口，形成以联合站为中心枢纽的集输站、接转站和转油站 50 座，增压点 109 座，配套建设油气集输管网的集输网络，基本实现了油气密闭集输。

第三采油厂建立了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，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。本项目属于经排查后，对现有管道、站场存在的环境安全隐患进行治理的项目。本项目涉及的现有工程均在单体或区域产能建设中履行环保手续，具体履行情况见表 2.1.1-1。

表 2.1.1-1　工程涉及环保手续履行情况

序号	区域	工程名称	环境影响评价	竣工环保验收	本次涉及主要内容
1	靖边区域	靖安油田 140×10^4t/a 产能开发项目环境影响报告书	陕环函〔2002〕108 号	陕环批复[2008]292 号	南 22 集气站至靖三联供气管线，L245N-φ140×52.5MPa，长度 18.67km
2					冯 57-84 增出油管线，L245N-φ60×5.0，长度 2.6km
3					靖三联轻烃厂，设计规模 1.4×10^6t/a，目前稳定油量 4×10^5t/a，伴生气处理能力 6×10^4m³/a
4					靖三联采出水设备主要有 1000m³ 沉降除油罐 2 具、200m³ 净化水罐 1 具，污水污泥池 1 座，现有采出水处理工艺采用“一级沉降除油”。设计规模 1500m³/d
5					靖一联设计脱水规模 5000m³/d
6		柳 72-33 脱水站环境影响报告表	靖环批复〔2010〕59 号	已验收	柳 72-33 脱水站站内已建采出水设备主要有 300m³ 沉降除油罐 1 具、100m³ 净化水罐 1 具，污水污泥池 1 座，现有采出水处理工艺采用“一级沉降除油”，设计规模 400m³/d
7		南十二接转站环境影响报告表	靖环批复〔2012〕85 号	已验收	南十二转日处理液量 2880m³/d、净化油 975m³/d，外输至靖二联合站
8		柳 104-262 增环境影响登记表	靖环登〔2014〕2381	登记表，不涉及验收	柳 104-262 增日处理液量 100m³/d，含水 80%，为侏罗系站点，外输至顺平 1 脱水

			号		站，站内目前有150m³/d降回压撬1具，38m³事故罐1具，加热炉1台
9		冯52-58增环境影响登记表	靖环登〔2014〕2418号	登记表，不涉及验收	冯52-58增为五级站场，处理层系为延9层，站内事故油箱38m³2具，270kW加热炉1台、总机关、收球装置，外输泵等
10		北一接转站及站外工程环境影响报告表	靖环批复〔2015〕20号	已验收	北一转至柳25-45井组采出水管线，RF-S-I-50-25MPa，长度3.36km
11		长庆油田分公司第三采油厂靖边县境内30万吨/年产能建设项目环境影响报告书	陕环函〔2018〕588号	自主验收，2021.11.15	冯73-68供气管线，L245N-φ76×5 2.5MPa，长度3.0km
12					冯73-68采出水管线，RF-S-I-50-25MPa，长度3.0km
13					盘二转张渠跨越，L245N-φ60×5.0，长度0.8km
14					南十一转至南十转外输管线，L245N-φ114×5.0，长度6.49km
15		高96增压装置及站外管线建设项目环境影响报告表	靖环批复〔2019〕223号	自主验收	高96增至盘82-34增集输管线，L245N-φ76×5.0，长度3.5km
16	定边区域	宁定油田定边油区产能建设项目环境影响报告书	榆政环发〔2001〕18号	榆政环验[2018]17号	油一联站内1具3000m³油罐、2具700m³油罐、6具200m³油罐
17		池11～池46井区产能建设项目环境影响报告书	榆政环发〔2012〕59号	榆政环验〔2018〕18号	油二联至油一联输油管线，L245N-φ89×5.0，长度13.69km
18					油三转外输管线，L245N-φ89×5.0，长度3.92km
19					油十转站内已建采出水设备主要有200m³沉降除油罐3具、20m³缓冲水罐3具，污水污泥池1座，现有采出水处理工艺采用“一级沉降除油”，设计规模600m³/d

2.1.2 现有工程基本情况

（1）现有站场工程

现有工程涉及站场为冯52-58增、油十转、南十二转、油一联、靖三联轻烃厂、靖三联、柳104-262增、靖一联、柳72-33脱水站，站场工程涉及郝坨梁作业区、盘古梁作业区、五里湾第一采油作业区、五里湾第二采油作业区、油坊庄第二采油作业区等5个作业区，现有站场工程具体情况详见下表。

表2.1.2-1 现有项目站场基本情况

项目名称	区县	所属作业区	现有工程主要内容	存在问题	“以新带老”措施
冯52-58增	靖边县	郝坨梁作业区	冯52-58增为五级站场，处理层系为长9层，站内事故油箱38m³2具，270kW加热炉1台、总机关、收球	该站原设计规模为240m³/d，目前日处理液量33m³/d。拟将该站上游冯105增压点及5座井场共计392m³/d归入冯52-58增，含水油	1、新建输油泵Q=25m³/h，H=400m²台，1用1备 2、新建1台300kW加热炉 3、新建1具40m³分

			装置，外输泵等	外输至北五转。预计改造后冯52-58增液量将达到425m³/d。站内已建设施已不能满足新增液量的需求，因此对该站进行扩建。	离缓冲罐 4、新建上游站场至冯52-58增压站原油管线（详见管线工程）该站扩建后涉及规模为600m³/d。
南十二转		五里湾第一采油作业区	南十二接转站投用于2012年，承担着五里湾一区含水油处理及净化油外输工作，日处理液量2880m³/d、净化油975m³/d，外输至靖二联合站。	站内部分设备老旧，存在安全隐患	拆除40m³两室分离缓冲罐1具，新增原油计量一体化集成装置，拆除现有污油箱，在原址新建污油回收装置1套。同时更换站内高压配水阀组、注水汇管1具及流量计、压力变送器等。
靖三联轻烃厂		盘古梁作业区	靖三联轻烃厂2005年投运，设计规模1.4×10⁶t/a，目前稳定油量4×10⁵t/a，伴生气处理能力6×10⁴m³/a。	现有站内脱硫塔使用17年，塔内件腐蚀严重，影响脱硫效果，存在安全隐患。	1、靖三联轻烃厂原油稳定区南侧新建1座干法脱硫橇(主要包括2座脱硫塔。
靖三联		盘古梁作业区	靖三联合站投运与2001年，站内已建采出水设备主要有1000m³沉降除油罐2具、200m³净化水罐1具，污水污泥池1座。	现有采出水处理工艺采用“一级沉降除油”。设计规模1500m³/d，不能稳定满足新的回注标准。	现有处理工艺后新建1500m³/d采出水处理一体化集成装置（气浮+过滤）1套，并将1具已建200m³净化水罐改造为缓冲罐，新建2具200m³净化水罐。
柳104-262增		五里湾第一采油作业区	柳104-262增建于2014年，日处理液量100m³/d，含水80%，为侏罗系站点，外输至顺平1脱水站，站内目前有150m³/d降回压撬1具，38m³事故罐1具，加热炉1台。	站内部分设备老旧，存在安全隐患	对站内阀组、收球筒，降回压撬整体拆除迁建，更换新8井式阀组及收球筒1座，更换30m³事故罐1具，新增20m³缓冲罐1具，更换5m³补水箱1具，更换站内部分管线。
靖一联		郝坨梁作业区	靖一联合站投运与1997年，设计脱水规模5000m³/d。	目前脱水工艺加热负荷较高，含水油加热伴生气消耗量较大	对本站进行两端脱水改造，配套原油缓冲一体化集成装置1具，用于外输缓冲。
柳72-33脱水站		五里湾第一采油作业区	柳72-33脱水站投运与2010年，站内已建采出水设备主要有300m³沉降除油罐1具、100m³净化水罐1具，污水污泥池1座。	现有采出水处理工艺采用“一级沉降除油”。设计规模400m³/d，不能稳定满足新的回注标准。	现有处理工艺后新建400m³/d采出水处理一体化集成装置（气浮+过滤）1套，并新建1具100m³缓冲水罐
油十转	定边	油坊庄第二	油十转于2013年5	油十转现有采出水处	现有处理工艺后新建

	县	采油作业区	月建成投用，站内已建采出水设备主要有200m³沉降除油罐3具、20m³缓冲水罐3具，污水污泥池1座。	理工艺采用“一级沉降除油”。设计规模600m³/d，不能稳定满足新的回注标准。	600m³/d采出水处理一体化集成装置（气浮+过滤）1套，并将1具已建200m³沉降除油罐改造为净化水罐。
油一联		油坊庄第二采油作业区	油一联投运于1987年，站内1具3000m³油罐、2具700m³油罐、6具200m³油罐，日常以事故排放为主。	实际液量小，进行降级改造	新建1具1000m³油罐，停运1具3000m³沉降脱水罐。

（2）现有管线工程

本项目主要是对现有管道存在的环境安全隐患进行治理，主要为干气管线1条、天然气管线1条，采出水管线2条，原油管线6条。根据对区域内管线在线检验，检验报告显示：现有10条管线均服役年限过长，内外腐蚀严重，管材材质老化，硬度不达标、壁厚减薄超标等问题，安全状况等级评定均为4级，不符合要求，存在较大的安全隐患，同时经过对管线的巡视会发现部分问题，根据企业管线更换标准（0.012次/km·年）进行判定，现有部分管线不满足要求，达到了更换要求，第三采油厂拟对其进行更换，现有管线具体情况详见下表。

表2.1.2-2　现有项目管线工程基本情况

序号	区县	项目名称	长度（km）	管线规格	输送介质	运行年限	存在问题	治理类型
1	靖边县	南22集气站至靖三联供气管线隐患治理	18.67	L245N-φ140×5 2.5MPa	天然气	22	原管道因使用年限长，局部出现壁厚减薄。	整体更换，沿原线路平行铺设
2		冯73-68供气管线隐患治理	3.0	L245N-φ76×5 2.5MPa	干气	6	原管道因使用年限长，局部出现壁厚减薄。	
3		冯73-68采出水管线隐患治理	3.0	RF-S-I-50-25MPa	采出水	6		
4		北一转至柳25-45井组采出水管线隐患治理	3.36	RF-S-I-50-25MPa	采出水	9	原管道因使用年限长，局部出现壁厚减薄。	
5		冯57-84增出油管线隐患治理	2.6	L245N-φ60×5.0	含水原油	21	原管道因使用年限长，局部出现壁厚减薄。	
6		高96增至盘82-34增集输管线隐患治理	3.5	L245N-φ76×5.0		6	原管道因使用年限长，局部出现壁厚减薄。	
7		南十一转至南十转外输管线隐患治理	6.49	L245N-φ114×5.0		6	原管道因使用年限长，局部出现壁厚减薄。	
8		盘二转张渠跨	0.8	L245N-φ60×5.0		6	跨越两端悬空。	

		越隐患治理						
9	定边县	油二联至油一联输油管线隐患治理	13.69	L245N-φ89×5.0		12	原管道因使用年限长，局部出现壁厚减薄。	
10		油三转外输管线隐患治理	3.92	L245N-φ89×5.0		11	原管道因使用年限长，局部出现壁厚减薄。	

2.1.3 现有工程污染物排放及达标情况

现有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产生的无组织、加热炉废气、油田采出水、含油污泥、废滤料等以及各站场设备运行和运输车辆产生的噪声等。

2.1.3.1 废气

① 无组织废气

本次涉及的站场和管线原油采用管输，少量烃类气体可通过井口、阀门、储罐、罐车等挥发而释放到环境空气中，主要成分为烷烃和烯烃。

现有工程无组织排放烃类气体计算公式如下：

$$G = M \times \lambda \times \eta \times \alpha \times \rho \times \delta \times 10^{-3}$$

式中： G——总烃产生量，t/a；

M——原油产生量，t/a；

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

α——伴生气中总烃体积百分数，主力开采层位为三叠系，取区域平均值 85%；

ρ——总烃密度 1.09kg/m^3；

λ——气油比，平均气油比取 70m^3/t；

δ——伴生气实际产生系数，0.5。

据调查，长庆油田分公司第三采油厂采用密闭集输工艺，正常条件下油气损耗较小，根据原油损耗调查结果，开放式流程损耗为 1.4%～2.0%，密闭流程小于 0.2%（石油天然气开采业清洁生产指标体系的研究，李何，《油气田环境保护》2003 年 3 月）。本次评价认为油气集输过程中站场等烃类总损耗量可控制在产量的 0.20%。

根据建设单位提供资料，现有工程站场集输规模统计见表 2.1.3-1。

表 2.1.3-1 现有工程集输规模统计表

序号	站场名称	集输规模	折算年集输规模	烃类气体产生量（m^3/a）	非甲烷总烃排放量（t/a）

1	冯 52-58 增	240m³/d	7.66×10⁴t/a	0.45×10⁴m³/a	2.73
2	油十转	500m³/d	15.97×10⁴t/a	0.95×10⁴m³/a	5.69
3	南十二转	2700m³/d	86.23×10⁴t/a	5.13×10⁴m³/a	30.75
4	油一联	3000m³/d	95.8×10⁴t/a	5.7×10⁴m³/a	34.17
5	柳 104-262 增	100m³/d	3.19×10⁴t/a	0.19×10⁴m³/a	1.14
6	靖一联	3000m³/d	95.8×10⁴t/a	5.7×10⁴m³/a	34.17
7	靖三联	2400m³/d	76.6×10⁴t/a	4.56×10⁴m³/a	27.34
8	柳 72-33 脱	500m³/d	15.97×10⁴t/a	0.95×10⁴m³/a	5.69
合计			397.22×10⁴t/a	23.6×10⁴m³/a	141.68
备注：靖三联轻烃厂处理伴生气，不参与统计，另行计算。					

根据建设单位提供资料，现有工程中原油集输站场集输能力 397.22 万 t/a，则估算现有工程烃类气体产生量 23.6×10⁴m³/a，非甲烷总烃排放量 141.68t/a。

靖三联轻烃厂污染物产排数据参考《2019 年伴生气综合治理项目（榆林区域）环境影响报告表》（重庆九天环境影响评价有限公司，2019.10）中污染物排放数据核算，非甲烷总烃排放量为 0.05t/a。靖三联轻烃厂现有脱硫装置处理能力 60000m³/d，全年均运行时间为 365d，根据《环境影响评价实用技术指南》中建议，无组织排放量可按照原料年用量或产品年产量的 0.1‰~0.4‰，项目采用密闭集输工艺，无组织排气量约为处理量的 0.1‰，根据设计伴生气处理前硫化氢的含量为 700mg/m³，则硫化氢产生量为 1.53kg/a。

综上所述，现有工程非甲烷总烃排放量为 141.73t/a，硫化氢排放量为 1.53kg/a。

根据现有站场无组织排放烃类气体监测（主要为现场实测、自行监测），收集数据主要来自 2024 年，各站场边界监测点位非甲烷总烃均符合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）限值要求，硫化氢执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中相关排放要求。

表 2.1.3-2　站场厂界无组织监测结果统计表　　单位：mg/m³

监测站场	监测点位	监测日期	非甲烷总烃	硫化氢
靖一联	上风向	2024.05	0.35~0.37	/
	下风向 1#	2024.05	1.24~1.26	/
	下风向 2#	2024.05	1.06~1.08	/
	下风向 3#	2024.05	1.02~1.04	/
油十转	上风向	2024.11	0.62~0.68	/
	下风向 1#	2024.11	0.73~0.87	/
	下风向 2#	2024.11	0.74~1.46	/
	下风向 3#	2024.11	0.57~0.72	/
靖三联	上风向	2025.05	0.96~1.30	0.002~0.003
	下风向 1#	2025.05	1.64~1.77	0.004~0.004
	下风向 2#	2025.05	1.61~1.71	0.004~0.005
	下风向 3#	2025.05	1.69~1.71	0.004~0.005
油一联	上风向	2025.05	0.62~0.68	0.002~0.003
	下风向 1#	2025.05	0.91~0.99	0.004~0.005
	下风向 2#	2025.05	0.89~0.97	0.004~0.005

监测站场	监测点位	监测日期	非甲烷总烃	硫化氢
	下风向 3#	2025.05	0.90~1.01	0.005~0.006
靖三联轻烃厂	上风向	2025.05	0.97~1.30	0.002~0.003
	下风向 1#	2025.05	1.65~1.73	0.002~0.004
	下风向 2#	2025.05	1.64~1.74	0.005~0.006
	下风向 3#	2025.05	1.63~1.81	0.004~0.004

②加热炉废气

结合建设单位提供资料和现场踏勘，本项目改造站场现有工程涉及加热炉情况见表 2.1.3-3。

表 2.1.3-3　现有工程加热炉情况一览表

序号	隶属站场	加热炉型号/kW	数量/台	燃料类型	排气筒高度/m	备注
1	冯 52-58 增	270	1	干气	10	8760h
2	油十转	600	2	干气	8	8760h
3	南十二转	400	1	干气	10	8760h
4	油一联	2800	1	天然气	8	8760h
5	柳 104-262 增	300	1	干气	8	8760h
6	靖一联	2800	3	天然气	10	8760h
7	靖三联	2800/4200	2/2	天然气	12	8760h
8	柳 72-33 脱	300	2	干气	10	8760h
9	靖三联轻烃厂	600	1	天然气	12	8760h

根据上述统计，本项目涉及的站场燃料均为干气/天然气，燃干气加热炉合计功率 2470kW，天然气加热炉合计功率 25000kW，排放烟气中主要污染物包含颗粒物、SO_2、NO_x 和林格曼黑度，均经过不低于 8m 高排气筒排放。估算工程站场燃气加热炉燃用干气约为 $210.24\times10^4m^3/a$，燃用天然气约为 $1539.2\times10^4m^3/a$。

本次评价收集了第三采油厂例行监测及以往监测情况，具体如下：

表 2.1.3-4　现有工程天然气锅炉烟气中污染物排放浓度统计

序号	站场	加热炉	燃料类型	污染物排放浓度				监测时间
				林格曼黑度	颗粒物（mg/m^3）	SO_2（mg/m^3）	NO_x（mg/m^3）	
1	靖三联	2800kW	天然气	＜1	4.3	ND3	27	2024.12.06
《锅炉大气污染物排放标准》（DB61/1226-2018）表 3 天然气锅炉标准				/	10	20	50	/
《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）				≤1	/	/	/	/

表 2.1.3-5　现有工程其他燃气锅炉烟气中污染物排放浓度统计

序号	站场	加热炉	燃料类型	污染物排放浓度				监测时间
				林格曼黑度	颗粒物（mg/m^3）	SO_2（mg/m^3）	NO_x（mg/m^3）	
1	油十转	600kW	干气	＜1	2.2	11	34	2024.11.14
2	南十二转	400kW	干气	＜1	4.8	ND3	80	2024.12.24
3	冯 52-58 增	270kW	伴生气	＜1	9.4	ND3	65	2024.11.20

平均值	＜1	5.5	4.6	59.6	/
《锅炉大气污染物排放标准》（DB61/1226-2018）表 3 其他燃气锅炉标准	/	10	50	150	/
《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）	≤1	/	/	/	/
备注：未检出按照检出限一半折算。					

现有工程加热炉烟气污染物产排情况统计见表 2.1.3-6。

表 2.1.3-6　现有工程加热炉烟气污染物产排情况

污染源	污染物	产生情况			治理措施	排放情况		
		产生浓度 (mg/m^3)	产生量 (t/a)	废气量 ($10^4m^3/a$)		排放浓度 (mg/m^3)	排放量 (t/a)	达标情况
天然气加热炉	颗粒物	4.3	0.71	16585.34	设备安装有低氮燃烧器，燃用天然气或干气，排气筒高度≥8m	4.3	0.71	达标
	SO_2	1.5	0.25			1.5	0.25	
	NO_x	27	4.48			27	4.48	
干气加热炉	颗粒物	5.5	0.12	2265.39		5.5	0.12	达标
	SO_2	4.6	0.10			4.6	0.10	
	NO_x	59.6	1.35			59.6	1.35	
合计	颗粒物	/	0.83	18850.73		/	0.83	达标
	SO_2	/	0.35			/	0.35	
	NO_x	/	5.83			/	5.83	

2.1.3.2 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。

①采出水

采出水是伴随着原油从地层中开采出来的。为了保持地层压力，提高采收率，采用注水的方法向油层补充能量，同时采出水水量随油田开发时间的增加而增加。采出水通常在联合站、接转站等站场被分离出来。采出水中的污染物主要为石油类、悬浮物、盐类及少量破乳剂等，现有工程涉及采出水处理站场统计情况见下表。

表 2.1.3-7　现有工程涉及采出水处理站场一览表

序号	站场名称	采出水处理工艺	设计处理规模 m^3/d	实际处理规模 m^3/d
1	南十二转	沉降除油+气浮+过滤	1400	1360
2	油一联	沉降除油+气浮+过滤	1500	870
3	油十转	一级沉降除油	600	450
4	靖三联	一级沉降除油	1500	1106
5	柳 72-33 脱	一级沉降除油	400	216

本次评价引用第三采油厂近期例行监测和历来开展的环评和验收中监测数据对各站场采出水处理数据进行分析，现有工程主要采用“沉降除油+气浮+过滤”、“一级沉降除油”两种采出水处理工艺，本次按照两种工艺各选取代表性站场监测结果，结果见表 2.1.3-8 和表 2.1.3-9。

表 2.1.3-8　现有采出水处理设施水质监测结果（沉降除油+气浮+过滤）　　单位：mg/L

站场名称	监测点位	监测因子	监测值	监测时间	回注标准（SYT

					5329-2022）V级水质标准）
油一联	采出水处理设施进口	pH（无量纲）	7.4	2024.12.23	/
		悬浮固体含量（mg/L）	475		/
		含油量（mg/L）	77.0		/
	采出水处理设施出口	pH（无量纲）	7.2		/
		悬浮固体含量（mg/L）	16		≤35
		含油量（mg/L）	12		≤100
油十转	采出水处理设施进口	pH（无量纲）	7.5	2024.12.23	/
		悬浮固体含量（mg/L）	457		/
		含油量（mg/L）	28.6		/
	采出水处理设施出口	pH（无量纲）	7.4		/
		悬浮固体含量（mg/L）	35		≤35
		含油量（mg/L）	40		≤100
柳72-33脱	采出水处理设施进口	pH（无量纲）	7.6	2024.12.25	/
		悬浮固体含量（mg/L）	444		/
		含油量（mg/L）	32		/
	采出水处理设施出口	pH（无量纲）	7.5		/
		悬浮固体含量（mg/L）	34		≤35
		含油量（mg/L）	43		≤100

表2.1.3-9　现有采出水处理设施水质监测结果（一级沉降除油）　　单位：mg/L

站场	检测位置	检测时间	检测项目	检测结果	回注标准（SYT 5329-2022）V级水质标准）
靖三联采出水处理设施	进口	2023年12月23日~2023年12月24日	pH值	8.70~8.72	/
			悬浮物	519~537	/
			COD	1084~1023	/
			BOD_5	244~252	/
			氨氮	60.3~61.8	/
			总磷	4.33~4.39	/
			石油类	76.8~77.2	/
			挥发酚	0.040~0.044	/
			硫化物	0.81~0.84	/
			阴离子表面活性剂	0.629~0.701	/
			汞	0.00004ND	/
			总铬	0.17~0.18	/
			六价铬	0.167~0.172	/
			镉	0.006~0.008	/
			砷	0.0003ND	/
			镍	0.05ND	/
			铅	0.01ND	/
	出口	2023年12月23日~2023年12月24日	pH值	8.27~8.30	/
			悬浮物	24~27	35
			COD	516~529	/
			BOD_5	118~123	/
			氨氮	40.8~41.4	/
			总磷	0.79~0.81	/
			石油类	40.9~41.0	100
			挥发酚	0.024~0.028	/

			硫化物	0.13~0.15	/
			阴离子表面活性剂	0.176~0.186	/
			汞	0.00004ND	/
			总铬	0.09~0.12	/
			六价铬	0.007~0.009	/
			镉	0.001~0.003	/
			砷	0.0003ND	/
			镍	0.05ND	/
			铅	0.01ND	/
备注：根据设计说明及日常运行工况显示，靖三联、柳72-33脱、油十转采出水出水水质不能稳定达标，悬浮固体含量在35mg/L周边波动。					

为进一步说明现有工程采出水处理系统处理效果，评价收集了现有工程2024年3~5月采出水处理设施出口回注水质粒径中值、平均腐蚀速率监测数据，结果见表2.1.3-10。

表2.1.3-10　第三采油厂现有工程采出水回注水质粒径中值、平均腐蚀率监测数据

序号	采出水处理站	监测指标数据					
		2024年3月		2024年4月		2024年5月	
		悬浮物颗粒直径中值μm	平均腐蚀率mm/a	悬浮物颗粒直径中值μm	平均腐蚀率mm/a	悬浮物颗粒直径中值μm	平均腐蚀率mm/a
1	靖三联	2.7	0.044	2.1	0.036	2.6	0.040
2	靖一联	2.2	0.025	1.8	0.024	2.6	0.029
3	南十二转	2.2	0.033	2.7	0.030	1.3	0.028
4	油一联	2.6	0.028	1.8	0.026	2.3	0.031
5	油十转	1.6	0.027	1.9	0.021	2.1	0.029
现回注标准（SYT 5329-2022）V级水质标准）		悬浮物颗粒直径中值：5.0μm 平均腐蚀率：0.076mm/a					

根据现有工程统计资料，现有工程采出水实际处理量146.07万m^3/a，采出水均由采出水处理装置处理后回注油层。本次涉及的采出水站场共5座，南十二转、油一转采用“沉降除油+气浮+过滤”工艺，油十转、靖三联、柳72-33脱采用“一级沉降除油”工艺，根据现有项目水质监测结果，现有5座站场采出水可满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY-T 5329-2022）中V级标准。

根据监测结果，油十转、靖三联、柳72-33脱采用“一级沉降除油”工艺，采出水出口中悬浮物浓度不能稳定达标，故本次对靖三联、柳72-33脱、油十转进行提标改造。

表2.1.3-11　现有工程采出水中污染物产排情况

废水量（$10^4m^3/a$）	污染物	处理前浓度（mg/L）	处理后浓度（mg/L）	产生量（t/a）	治理措施及排放去向	排放量（t/a）
146.07	石油类	77.2	41	112.76	由采出水处理设施处理后回注油层	0
	SS	537	27	6691.40		0

②生活污水

根据调查油一联、靖一联和靖三联均设置了生活污水一体化处理设施，生活污水处

理后可以满足《城市污水再生利用 城市杂用水水质》（GB/T 18920-2020）中城市绿化要求用于站内绿化，其余站场设置旱厕定期清掏还田。

另外，根据靖三联生活保障点生活污水一体化处理设施排口废水检测报告，检测情况见表 2.1.3-12。根据监测结果，本项目生活保障点生活污水经生活污水一体化处理设施处理后满足《城市污水再生利用 城市杂用水水质》（GB/T 18920-2020）中城市绿化要求。

表 2.1.3-12 第三采油厂生活保障点生活污水达标情况

站场	检测项目	检测结果 mg/L	标准限值 mg/L	备注
生活保障点	pH	7.46	6.0~9.0	无量纲
	色度	5	≤30	无量纲
	嗅	无	无不快感	无量纲
	浊度	2	≤10	NTU
	溶解性总固体	269	≤1000	/
	五日生化需氧量	5.3	≤10	/
	阴离子表面活性剂	0.05L	≤0.5	/
	溶解氧	2.5	≥2.0	/
	大肠埃希氏菌	未检出	无	MPN/100mL

2.1.3.3 噪声

现有工程的噪声源主要为站场加热炉、机泵等设备噪声。主要噪声源源强见表 2.1.3-13。

表 2.1.3-13 现有工程主要噪声源统计表 单位:dB(A)

位置	设备名称	数量	单台源强	声源性质	备注
增压点	外输泵	1 台/2 台	72	连续稳态声源	室内布置
	水套加热炉	1 台/2 台	70	连续稳态声源	室外布置
接转站 联合站	外输泵	2 台/3 台	90	连续稳态声源	室内布置
	真空加热炉	1 台/2 台	85	连续稳态声源	室外布置
	水套加热炉	1 台/2 台	70	连续稳态声源	室外布置
	注水泵	3 台	90	连续稳态声源	室内布置

本次评价过程对现有站场厂界进行了实测，监测时间 2025.05.17，监测结果见表 2.1.3-14。

表 2.1.3-14 各站场监测噪声结果表 单位:dB(A)

站场		监测结果 dB(A）	
		昼间	夜间
冯 52-58 增	东厂界	51	46
	南厂界	51	46
	西厂界	50	47
	北厂界	50	48
油十转	东厂界	55	47
	南厂界	56	48
	西厂界	57	46
	北厂界	58	47

南十二转	东厂界	56	50
	南厂界	57	47
	西厂界	57	46
	北厂界	56	46
油一联	东厂界	55	48
	南厂界	56	46
	西厂界	56	46
	北厂界	55	47
靖三联轻烃厂	东厂界	56	46
	南厂界	56	48
	西厂界	56	48
	北厂界	58	48
靖三联	东厂界	56	48
	南厂界	58	46
	西厂界	57	48
	北厂界	57	47
柳 104-262 增	东厂界	54	47
	南厂界	54	48
	西厂界	52	46
	北厂界	51	46
靖一联	东厂界	51	48
	南厂界	49	46
	西厂界	51	48
	北厂界	52	46
柳 72-33 脱水站	东厂界	51	46
	南厂界	56	48
	西厂界	55	46
	北厂界	56	49

根据监测结果，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。

2.1.3.4 固体废物

根据现场调查结合三厂的固废管理台账，现有固废主要包括集输系统运行产生的落地油、清管废渣、浮油、浮渣、污泥、废滤料、废脱硫剂和清罐底泥，设备检修产生的废机油、废弃的含油抹布和劳保用品以及站场分析监测过程产生的实验室废物和一般固废（普通药剂包装材料和生活垃圾等）、废铅酸电池和生活垃圾。

（1）落地油

项目涉及的现有工程属于集输与处理环节，落地油主要产生于集输管线刺穿等原因导致原油散落地面形成的油土混合物，主要含有矿物油，属于《国家危险废物名录》规定的 HW08 废矿物油与含矿物油废物，危废代码 071-001-08。集输管线正常运行不产生

落地油，仅在管线刺穿泄漏时产生，根据第三采油厂统计，本项目涉及的管线和站场近年未发生过泄漏事件，无落地油产生。

（2）清管废渣

项目涉及的现有工程属于集输与处理环节，清管废渣主要产生于集输管线清管作业所产生的废渣，主要含有矿物油，属于《国家危险废物名录》规定的HW08废矿物油与含矿物油废物，危废代码071-001-08。

根据第三采油厂同类管线项目，清管作业产生的清管废渣量按1.15kg/（km·次）计，项目输油管线、采出水管线、天然气管线及干气管线总长度为59.03km，每段管线每年清管2次，产生的清管废渣量约0.135t/a，由有资质单位拉运处置。

（3）浮油、浮渣和污泥

项目涉及的采出水处理设施运行过程将产生浮油、浮渣和含油污泥，主要产生于采出水处理中的沉降、气浮、沉淀及污泥脱水环节，主要含有矿物油，属于《国家危险废物名录》规定的HW08 废矿物油与含矿物油废物，危废代码900-210-08。

项目涉及采出水处理站场包含南十二转、油一联、油十转、靖三联和柳72-33脱水站，总设计处理规模5400m^3/d，结合现状统计，含油污泥的产生量约占废水量0.1%，则含油污泥产生量为1971t/a，浮油约占含油污泥产生量的10%，浮渣约占20%，则浮油产生量为197.0t/a，浮渣产生量为394.2t/a，污泥为1379.8t/a。采出水处理系统中在水处理环节内设置有表层刮板，将浮油、浮渣一同刮入污水污泥池，因此，水处理设施的含油污泥包含了浮油、浮渣和污泥，由有资质单位清掏拉运处置。

（4）废滤料

运行期南十二转、油一联的水处理系统的滤料需要定期更换，一般每年补充一次反冲洗过程中损失的少量滤料，平均3年对全部滤料更换一次，主要含有矿物油等，属于《国家危险废物名录》规定的HW49其他废物，危废代码900-041-49。

按照建设单位统计，单座联合站滤料更换量为6t/次，小型站场为3t/次，本项目包含1座联合站和1座接转站，每次更换产生量约为9t/3a，平均每年3t。废滤料由厂家更换时直接委托有资质单位处置。

（5）清罐底泥

主要来自对贮存原油、含油废物等的容器或构筑物进行清掏作业所产生的渣泥，主要含有矿物油等，属于《国家危险废物名录》规定的HW08 废矿物油与含矿物油废物，危废代码071-001-08。

类比现有工程清罐底泥产生量，每集输1万t原油，清罐底泥产生量约为1t，本项目涉及集输规模397.22万t/a，则清罐底泥产生量为397.22t，由有资质单位清掏拉运处置。

（6）废润滑油

第三采油厂每年对各类设备进行检修和维护，将产生一定量的废润滑油，主要含有矿物油等，属于《国家危险废物名录》规定的HW08废矿物油与含矿物油废物，危废代码900-214-08。

根据现有情况统计，单座联合站产生量约为1t/a，其他小型站场为0.5t/a，故本项目产生量为6t/a，均交有资质单位拉运处置。

（7）废弃含油抹布和含油劳保用品

在站场日常检修和维护时，产生少量废弃含油抹布和含油劳保用品，主要含有矿物油等，属于《国家危险废物名录》规定的HW49 其他废物，危废代码900-041-49。根据各站场统计，该部分废物产生量较少，单座站场产生量约0.05t/a，本项目产生量0.45t/a。

（8）实验室废物

项目在各联合站和轻烃厂设置有化验室，化验室废试剂产生量为5t/a，主要为酸类、碱类及有机物，属于《国家危险废物名录》规定的HW49其他废物，危废代码900-047-49，采用专用桶集中收集，暂存于危废暂存间，委托有资质单位处理。

（9）药剂包装材料

本项目药剂主要采用桶装，个别采用袋装，桶装药剂产生的空桶在药剂间专门位置存放，由供货商提供新的药剂时回收带走，根据建设方统计，空桶产生量约0.5t/a；盛装一般化学药剂的包装一般采取袋装，该类包装袋包装的一般药剂（不含危险品），如PAM、PAC等，产生量约0.8t/a，由厂商供货时回收。

（10）废脱硫剂

靖三联轻烃厂脱硫系统会产生废脱硫剂，脱硫剂更换周期为一年，更换总量约为65t/a，属于一般固废，由厂商供货时回收。

（11）废铅酸电池

现有站场远传设备采用铅蓄电池供电，根据调查废铅蓄电池产生量约1.5t/a，属于HW31含铅废物，废物代码：900-052-31（废铅蓄电池及废铅蓄电池拆解过程中产生的废铅板、废铅膏和酸液），属于危险废物，采用专用桶集中收集，暂存于危废贮存间，委托有资质单位处理。

（12）生活垃圾

根据调查现有工程年产生生活垃圾 445.3t，集中后送当地生活垃圾填埋场填埋。

综上所述，项目目前固废均有合理的处置去向。

本项目固体废物产生情况见表 2.1.3-15。

表 2.1.3-15　本项目固废产生情况一览表

废物编号	产生环节	固废名称	固废属性	危废代码	产生量（t/a）	处置措施
S1	集输管线穿刺泄漏等	落地油	危险废物	HW08 071-001-08	0（无落地油产生）	产生时委托有资质单位拉运处置
S2	集输管线清管作业	清管废渣	危险废物	HW08 071-001-08	0.135	委托有资质单位拉运处置
S3	采出水处理	浮油	危险废物	HW08 900-210-08	295.6	污泥池贮存，委托有资质单位清掏拉运处置
S4		浮渣			295.6	
S5		污泥			1379.8	
S6	采出水处理	废滤料	危险废物	HW49 900-041-49	3	厂家更换时直接委托有资质单位处置
S7	原油贮存	清罐底泥	危险废物	HW08 071-001-08	397.22	委托有资质单位清掏拉运处置
S8	设备检修维护	废润滑油	危险废物	HW49 900-041-49	6	委托有资质单位拉运处置
S9	设备检修维护	废弃含油抹布和劳保用品	危险废物	HW49 900-041-49	0.45	委托有资质单位拉运处置
S10	实验室	实验室废液	危险废物	HW49 900-047-49	5	委托有资质单位拉运处置
S11	站场	废铅酸电池	危险废物	HW31 900-052-31	1.5	委托有资质单位拉运处置
S12	药剂包装	废药剂包装材料	一般固废	/	1.3	厂商供货时回收
S13	靖三联轻烃厂	废脱硫剂	一般固废	/	65	厂商供货时回收
S14	工作人员	生活垃圾	生活垃圾	/	445.3	集中收集后由市政环卫部门定期清运处理

2.1.3.5 现有工程污染物排放统计

现有工程“三废”排放统计见表 2.1.3-16。

表 2.1.3-16　现有工程“三废”排放统计表

类别	污染物种类	产生量	削减量	排放量
废气	废气量（$10^4m^3/a$）	18850.73	0	18850.73
	颗粒物(t/a)	0.83	0	0.83
	SO_2(t/a)	0.35	0	0.35
	NO_x(t/a)	5.83	0	5.83
	非甲烷总烃(t/a)	141.73	0	141.73

	硫化氢(t/a)	1.53kg/a	0	1.53kg/a
废水	废水量（10^4t/a）	146.07	146.07	0
	石油类(t/a)	112.76	0	0
	SS(t/a)	6691.40	0	0
固废	落地油(t/a)	0	0	0
	清管废渣(t/a)	0.135	0.135	0
	浮油(t/a)	197	197	0
	浮渣(t/a)	394.2	394.2	0
	污泥(t/a)	1379.8	1379.8	0
	废滤料(t/a)	3	3	0
	清罐底泥(t/a)	397.22	397.22	0
	废润滑油(t/a)	6	6	0
	废弃含油抹布和含油劳保用品(t/a)	0.45	0.45	0
	实验室废液(t/a)	5	5	0
	废药剂包装材料(t/a)	1.3	1.3	0
	废铅酸电池(t/a)	1.5	1.5	0
	废脱硫剂(t/a)	65	65	0
	生活垃圾(t/a)	445.3	445.3	0

2.1.4 排污许可证办理及执行情况

1、靖边油区

目前，第三采油厂靖边油区现有 4 个作业区，均已完成申领排污许可证。根据调查，按照生态环境部门管理要求，第三采油厂按照作业区分别申领排污许可证，按照作业区统一进行排污管理，鉴于长庆油田滚动开发模式，定期重新申领排污许可证。本项目现有井区分属各作业区，分别纳入各作业区实施排污许可管理。排污许可证申领情况见表 2.1.4-1。

表 2.1.4-1　靖边油区排污许可手续履行情况

作业区名称	管理类别	编号	有效期
郝坨梁作业区	登记管理	91640100715048323701 1Y	2023 年 08 月 31 日至 2028 年 08 月 30 日
盘古梁作业区	登记管理	91640100715048323700 8W	2023 年 09 月 01 至 2028 年 08 月 31 日
五一区	登记管理	91640100715048323700 7Z	2023 年 11 月 17 日至 2028 年 11 月 16 日
五二区	登记管理	91640100715048323700 5X	2023 年 08 月 31 日至 2028 年 08 月 30 日

2、定边油区

目前，第三采油厂定边油区现有 2 个作业区，均已完成申领排污许可证。根据调查，按照生态环境部门管理要求，第三采油厂按照作业区分别申领排污许可证，按照作业区统一进行排污管理，鉴于长庆油田滚动开发模式，定期重新申领排污许可证。本项目现有井区分属各作业区，分别纳入各作业区实施排污许可管理。排污许可证申领情况见下表。

表 2.1.4-2　定边油区排污许可手续履行情况

作业区名称	管理类别	编号	有效期
油一区	登记管理	91640100715048323700 4Y	2020 年 11 月 17 日至 2025 年 11 月 16 日
油二区	登记管理	91640100715048323701 7Y	2021 年 8 月 13 日至 2026 年 8 月 12 日

3、志丹油区

目前，第三采油厂志丹油区现有 1 个作业区，已完成申领排污许可证。根据调查，按照生态环境部门管理要求，第三采油厂按照作业区分别申领排污许可证，按照作业区统一进行排污管理，鉴于长庆油田滚动开发模式，定期重新申领排污许可证。本项目现有井区分属各作业区，分别纳入各作业区实施排污许可管理。排污许可证申领情况见下表。

表 2.1.4-3　志丹油区排污许可手续履行情况

作业区名称	管理类别	编号	有效期
虎狼峁采油作业区	登记管理	91640100715048323701 2W	2025 年 04 月 18 日~2030 年 04 月 17 日

2.1.5 应急预案手续

建设单位已编制《长庆油田分公司第三采油厂（靖边区域）突发环境事件应急预案》、《长庆油田分公司第三采油厂（定边区域）突发环境事件应急预案》、《长庆油田分公司第三采油厂（延安区域）突发环境事件应急预案》，并在榆林市生态环境局靖边分局备案（备案号：610824-2024-007-M），榆林市生态环境局定边分局备案（备案号：610825-2024-004-L）和延安市突发环境事件应急办公室备案，（备案号 ya610625-2024-056-M。）

2.1.6 其他环保手续及制度

第三采油厂建立了较为完善的环境管理机构及各项管理制度，贯彻执行了国家和地方环境保护法律法规和政策，在油田建设和运行过程中环保措施的落实和有效运行、生态恢复、环境风险防范等方面起到了决定性的作用。

①采油厂的现有工程履行了相应的环保手续，开展了环境影响评价、环保验收工作；

②按照工程环保设计以及环评提出的环保要求，落实了环保设施建设，严格执行“三同时”制度；

③制定了生态恢复方案，并按照方案内容进行了落实；

④开展了加热炉废气、厂界废气无组织监测、采出水水质监测、厂界噪声监测、重点站场及井场土壤、地下水自行监测。第三采油厂为土壤重点监管单位，已开展了土壤隐患治理排查；

⑤检验环保工程效果和运行状况，建立记录档案，并针对存在的环保问题进行调查，及时协调相关部门予以解决；

⑥建立了危险废物管理台账，填制了转运联单，危险废物得到了妥善处理；

⑦对企业职工定期开展环保政策、环保设施运行维护等培训，提高员工环保意识和环境管理水平。

2.1.7 现有工程存在环保问题及“以新带老”措施

本项目涉及站场 9 座，干气管线 1 条，天然气管线 1 条，采出水管线 2 条，含水原油管线 6 条，站场为现有站内内部的维护工程，管线为现有管线隐患治理工程，除新铺设 1 条含水原油管道外均为现有运行时间长、存在腐蚀泄漏隐患的管线更换。

表 2.1.6-1　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	整改期限
管线	集输管线沿线标识不明显，存在环境风险隐患	集输管道沿线加强巡查，缺少或警示标识不明显的应设立警示标识标牌（特别在穿跨越道路、冲沟地区），以防止其他施工对其造成破坏。	2025 年 12 月
	现有管线服役年限过长，管线腐蚀较严重，存在较大的环境风险	现有项目旧管线运行时间较长，本次对旧管线进行更换处理。旧管线进行热洗、吹扫，并且对管线两头进行盲堵，防止管线内残留物流出发生污染事故，项目桁架段裸露段管线进行拆除，其余地埋管线处理后就地弃置。	2025 年 12 月
站场	油十转、靖三联、柳 72-33 脱，采出水采用“一级降除油”工艺，回注水不能稳定达标	本次主要改造内容为：采出水处理规模维持不变，现有的处理工艺后增加采出水处理一体化集成装置“气浮+过滤”1 套，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)中的 V 级水质指标要求。	2025 年 12 月
	油一联、靖一联、靖三联站内原油储罐未设置无组织废气治理措施	对油一联、靖一联、靖三联站内原油储罐增加 VOCs 治理措施，如大罐抽气系统。	按照站场逐步实施，于 2026 年 12 月全部改造完成

2.2 改建工程概况

2.2.1 改建工程基本概况

（1）项目名称：长庆油田分公司第三采油厂2025年油田维护工程；

（2）建设单位：长庆油田分公司第三采油厂；

（3）建设地点：榆林市靖边县、定边县，延安市志丹县；

（4）建设性质：改建；

（5）主要建设内容：本项目主要包括站场工程和管线工程。站场工程主要为冯52-58增、油十转、南十二转、油一联、靖三联轻烃厂、靖三联、柳104-262增、靖一联、柳72-33脱水站站内改造。管线工程为12项管线长度67.5km，其中包括干气管线1条，长度3km，天然气管线1条18.67km，采出水管线2条，长度6.36km，含水原油管线7条，长度35.97km，输水管线1条，长度3.5km。

（6）建设投资：3195万元。

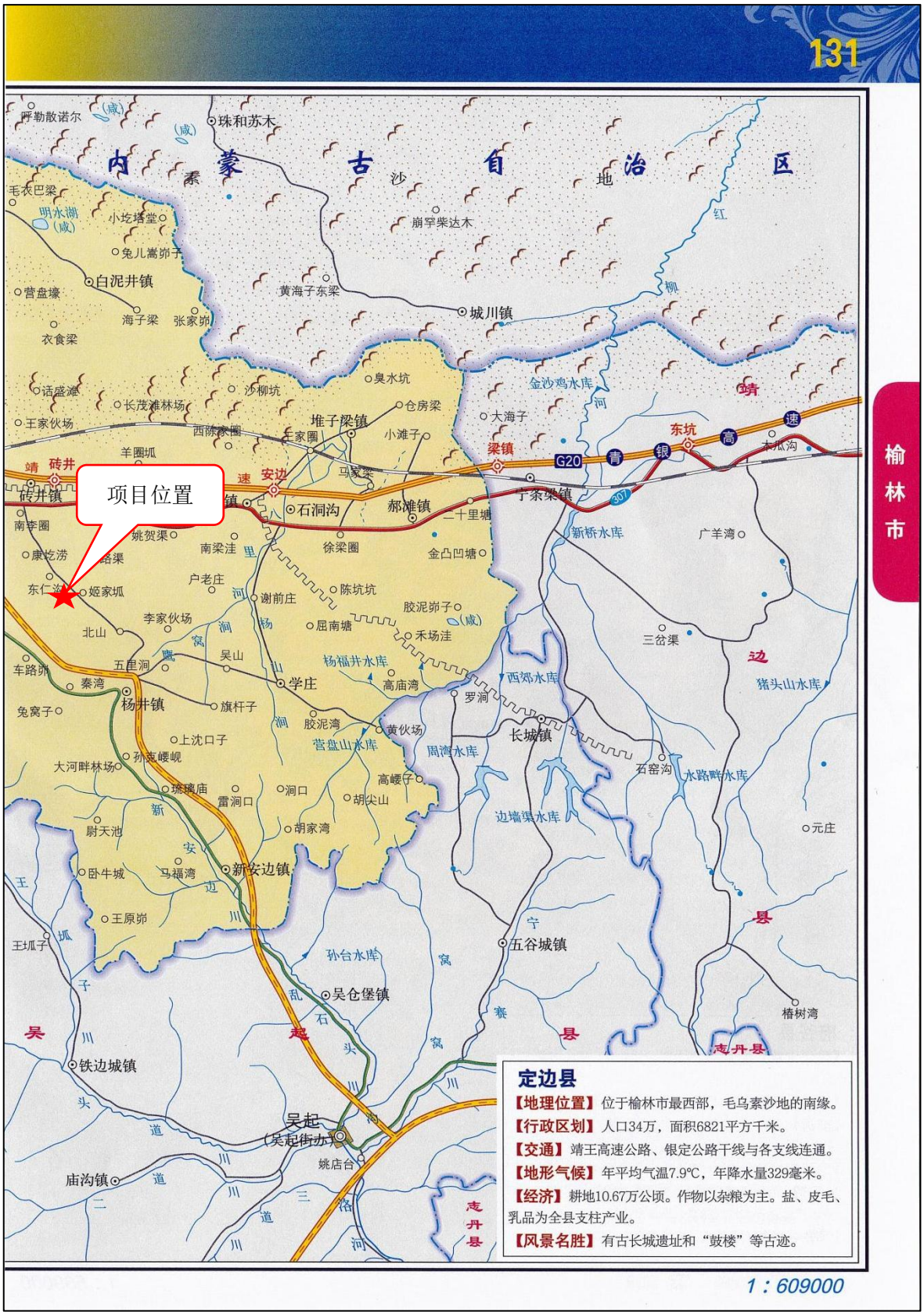


图 2.2.2-1　项目地理位置图（定边区域）

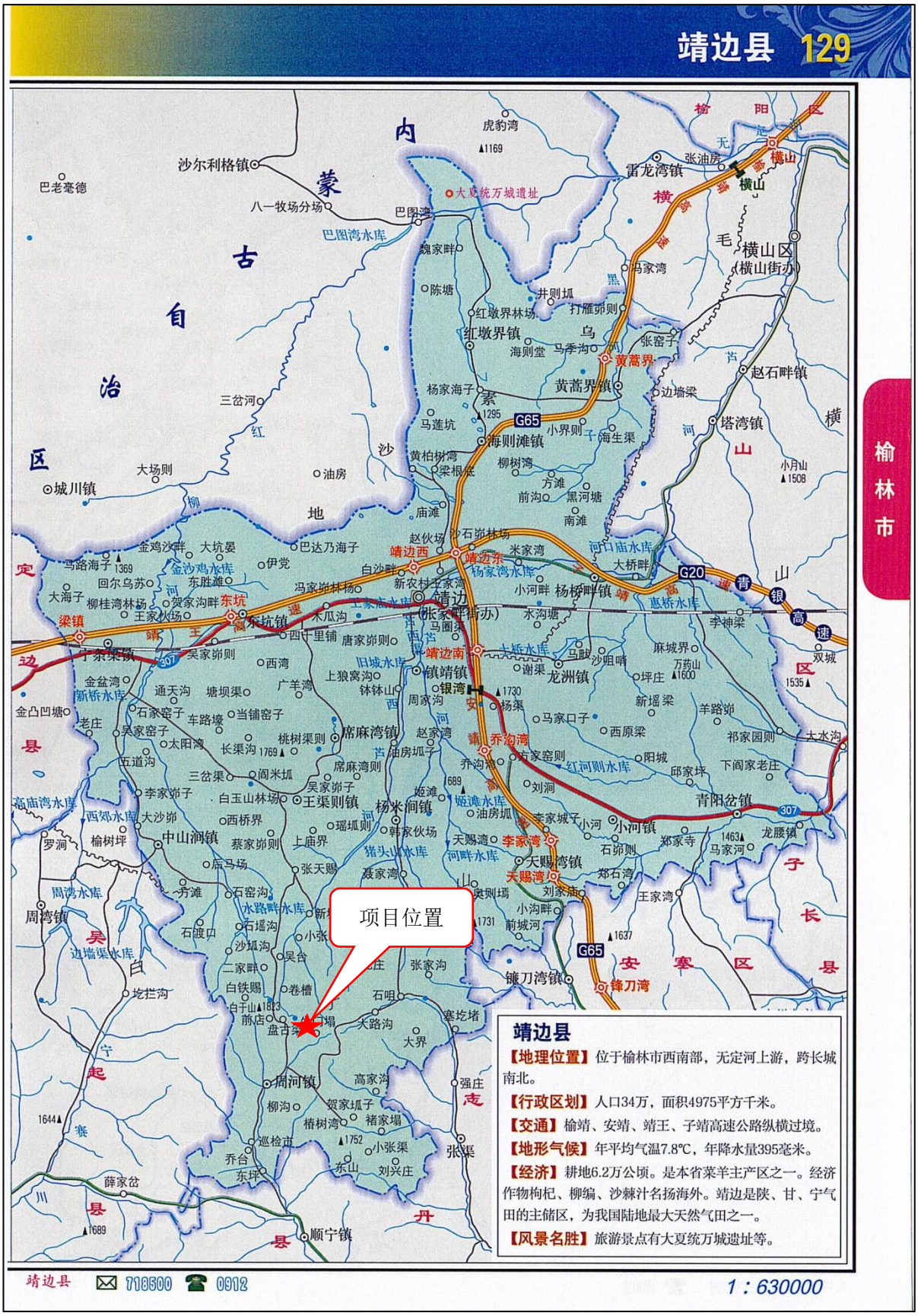


图2.2.2-2　项目地理位置图（靖边区域）

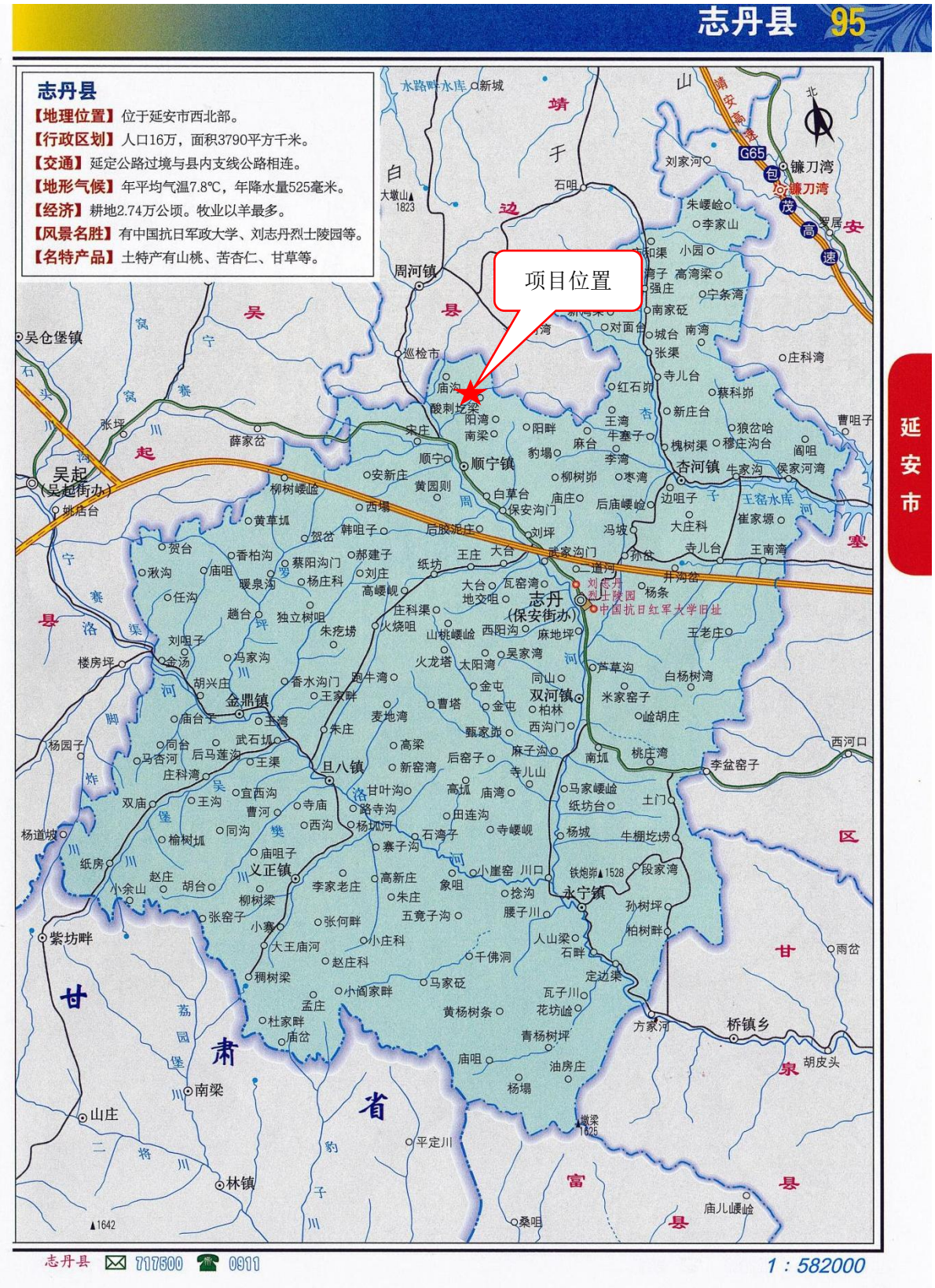


图2.2.2-3　项目地理位置图（志丹区域）

2.2.2 项目组成

项目组成表见表2.2.2-1。

表 2.2.2-1　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（站内改造）		冯 52-58 增：新建输油泵 2 台，1 用 1 备，新建 1 台 300kW 加热炉，新建 1 具 40m³ 分离缓冲罐，伴生气分液器，同时配套建设上游站场至冯 52-58 增原油管线，该站扩建后设计规模为 600m³/d。
			油十转：在现有的处理工艺后增加 600m³/d 采出水处理一体化集成装置“气浮+过滤”1 套，并将 1 具已建 200m³ 沉降除油罐改造为净化水罐，处理规模不变。
			南十二转：拆除 40m³ 两室分离缓冲罐 1 具，新增原油计量一体化集成装置，拆除现有污油箱，在原址新建污油回收装置 1 套。同时更换站内高压配水阀组、注水汇管 1 具及流量计、压力变送器等。
			油一联：本次改造油一联集输系统规模未改变，新建 1 具 1000m³ 沉降脱水罐，停运 1 具 3000m³ 沉降脱水罐。
			靖三联轻烃厂：在靖三联轻烃厂原油稳定区南侧新建 1 座干法脱硫撬（主要包括 2 座脱硫塔，处理气量 6×10⁴Nm³/d，脱硫塔规格为 φ2600mm×12000mm），处理规模不变。
			柳 104-262 增：对站内阀组、收球筒，降回压撬整体拆除迁建，更换新 8 井式阀组及收球筒 1 座，更换 30m³ 事故罐 1 具，新增 20m³ 缓冲罐 1 具，更换 5m³ 补水箱 1 具，更换站内部分管线。
			靖一联：对该站进行两段脱水改造，一段脱水设 2 具 1500m³/d 三相分离器，二段脱水设 1 具 1500m³/d 三相分离器，已建三相分离器满足需求，无需扩建；通过流程改造，保证站内 3 具三相分离器均可以作为一段脱水及二段脱水分离器使用，配套原油缓冲一体化集成装置 1 具，用于外输缓冲。
			靖三联：在现有的处理工艺后增加 1500m³/d 采出水处理一体化集成装置“气浮+过滤”1 套，并将 1 具已建 200m³ 净化水罐改造为缓冲罐，新建 2 具 200m³ 净化水罐，新建 1 具 8m³ 污油回收装置，改造污水污泥池，处理规模不变。
			柳 72-33 脱水站：在现有的处理工艺后增加 400m³/d 采出水处理一体化集成装置“气浮+过滤”1 套，并新建 1 具 100m³ 缓冲水罐，处理规模不变。
	管线工程	干气管线	更换干气管线 1 条，长度 3km，管线采用无缝钢管 L245N。
		天然气管线	更换天然气管线 1 条，长度 18.67km，管线采用无缝钢管 L245N。
		采出水管线	更换采出水管线 2 条，长度 6.36km，管线采用柔性复合管。
		原油管线	原油管线 7 条，其中隐患治理 6 条，新建 1 条，长度 35.97km，管线均采用无缝钢管 L245N。
		输水管线	新建输水管线 1 条，长度 3.5km，管线采用柔性复合管。
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		现有站内加热炉，燃用干气/天然气。
	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	施工期	施工期废水为管道试压废水、旧管线残留物（清管废水）及施工人员生活污水；管线试压废水用罐车拉运至采出水处理系统处理后回注油层，废水不外排；项目清管废水通过原管道管输进入管线下游站场原油集输

			系统，采出水管线吹扫产生的清管废水全部进入末端井场由罐车收集送就近站点采出水处理系统；生活污水依托附近站场收集后用于农田施肥，不外排。
		运行期	运营期靖三联、柳72-33脱、油十转采出水处理系统处理达标的净化水依托原注水系统回注油层不外排。
	废气	施工期	施工扬尘采取加强施工期环境管理、禁止大风天气作业、对开挖土方苫盖、运输车辆不得超载超速行驶等措施；施工机械和运输车辆尾气采取加强施工车辆运行管理与维护保养，使用轻质柴油等措施；选用发尘量少的焊条；使用经过防腐处理的管道。
		运行期	站场新增的加热炉燃用干气，采用低氮燃烧技术，烟气通过不低于8m高排气筒排放；站场新增的工艺设施及采出水处理集成装置均为密闭设施，少量烃类废气无组织逸散。
	固废	施工期	施工产生的施工废料回收利用；生活垃圾统一收集后交当地生活垃圾收集点处理；清洗拆除的管线和设备为一般固废，由第三采油厂作为国有资产回收，试压废渣运往垃圾填埋场处置，施工期旧管线吹扫产生少量清管废渣，委托有资质的单位处理处置。
		运行期	运营期采出水处理产生的浮渣、污泥、清管废渣依托站内危废贮存间定期由有资质单位拉运处置；废滤料由厂家更换时直接委托有资质单位处置。
	噪声		施工期对机械噪声采取加强管理，使用低噪声、先进的设备，定期对其进行维护，合理安排施工工序，避免高噪声设备在同一作业面同时施工等措施。
			新增的设备均采取减振安装，柔性连接等措施。
	生态保护		管道施工开挖土方临时堆放于管沟一侧。采取分层开挖、分层堆放、分层回填。回填后及时进行植被恢复。
			项目施工过程涉及临时占地，经过现场调查，项目临时占地主要为草地、林地等，施工完成后按照要求进行土地平整及植被恢复工作。
	环境风险		工程对设备定期检测，并设置压力在线监控装置，工艺设备离地设置。对管线内外防腐、水工保护，穿跨越段增加管道壁厚、增设管道标识牌、警示带保护，双百检测、设置管道压力在线监控系统，加强巡检等。

2.2.3 站场工程

2.2.3.1 建设内容

本次站场改造工程涉及冯52-58增、油十转、南十二转、油一联、靖三联轻烃厂、靖三联、柳104-262增、靖一联、柳72-33脱水站建设内容如下：

1、冯52-58增

冯52-58增2009年投产，处理层位为长9，该站原设计规模为240m^3/d，目前日处理液量33m^3/d，综合含水80%。根据设计方案，将冯105增关停，将原冯105增上游及5座井场共计392m^3/d归入冯52-58增，原油增压后插输至站外冯105增现有输油管线。含水油外输至北五转（下游站场不变），原油在北五转站内处理后进入下游站场，采出水在北五转站内处理达标后回注油层，不外排，针对北五转进站液量、采出水产生量均未发生变化，现有的集输系统及回注井可满足要求。

预计改造后冯52-58增液量将达到425m^3/d。站内已建设施已不能满足新增液量的

需求，因此对该站进行扩建。

主要改造内容为：新建输油泵2台，1用1备，新建1台300kW加热炉，新建1具40m³分离缓冲罐，伴生气分液器，同时配套建设上游站场至52-58增原油管线（详见管线工程），该站扩建后涉及规模为600m³/d。

2、油十转

油十转于2002年5月建成投运，处理层位为长9，该站原采出水处理设计规模600m³/d，采用“一级沉降除油”工艺，目前处理水质效果不稳定，不能稳定满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)中的V级水质指标要求，为进一步提高采出水处理效率，拟对油十转采出水处理系统进行改造。

主要改造内容为:在现有的处理工艺后增加600m³/d采出水处理一体化集成装置“气浮+过滤”1套，并将1具已建200m³沉降除油罐改造为净化水罐。

3、南十二转

南十二接转站投用于2012年，承担着五里湾一区含水油处理及净化油外输工作，日处理液量2880m³/d、净化油975m³/d，外输至靖二联合站。该站运行时间久，部分设备腐蚀严重，存在安全隐患。

主要改造内容为：拆除40m³两室分离缓冲罐1具，新增原油计量一体化集成装置，拆除现有污油箱，在原址新建污油回收装置1套。同时更换站内高压配水阀组、注水汇管1具及流量计、压力变送器等。

4、油一联

油一联合站投运于1987年，集输系统设计处理规模3000m³/d，采出水回注系统设计处理规模2500m³/d，属于油田公司三级站库。

目前该站来液量为1800m³/d，净化油外输量为800m³/d，由于系统利用低，加上储罐腐蚀较严重，维护费用较高。根据设计方案，拟对第三采油厂油一联进行降级改造。

主要改造内容为：本次改造油一联集输系统规模未改变，新建1具1000m³沉降脱水罐，停运1具3000m³沉降脱水罐。

5、靖三联轻烃厂

靖三联轻烃厂2005年投运，现有站内脱硫塔使用20年，脱硫塔设置在伴生气处理区，导致脱硫装置上游管线腐蚀严重，存在安全隐患。根据设计方案在靖三联轻烃厂原油稳定区南侧新建1座干法脱硫撬。

主要改造内容为：在靖三联轻烃厂原油稳定区南侧新建1座干法脱硫撬（主要包括

2座脱硫塔，处理气量6×10⁴Nm³/d进行设计，脱硫塔规格为φ2600mmx12000mm），无需征地。设计伴生气处理前硫化氢的含量为700mg/m³，处理后硫化氢含量≤20mg/m³，脱硫后干气用于采油三厂周边站场加热炉使用。

6、柳104-262增

柳104-262增建于2014年，日处理液量100m³/d，含水80%，为侏罗系站点，外输至顺平1脱水站，站内目前有150m³/d降回压撬1具，38m³事故罐1具，加热炉1台。本次对站内设备进行更换，处理规模不变。

主要改造内容为：对站内阀组、收球筒，降回压撬整体拆除迁建，更换新8井式阀组及收球筒1座，更换30m³事故罐1具，新增20m³缓冲罐1具，更换5m³补水箱1具，更换站内部分管线。

7、靖一联

靖一联合站投运与1997年，本站处理罗系层位原油，主要功能包括来油加热、脱水、原油储存、加温、净化油计量外输等功能，设计脱水规模5000m³/d，目前接受液量3000m³/d，外输净化油量800m³/d。

依据设计方案，除盘五脱为净化原油进站外，其余来液含水85%，常规脱水工艺加热负荷较高，含水油加热伴生气消耗量较大；净化油通过沉降罐外输，本次对该站进行两端脱水改造。

主要改造内容为：对该站进行两段脱水改造，一段脱水设2具1500m³/d三相分离器，二段脱水设1具1500m³/d三相分离器，已建三相分离器满足需求，无需扩建；通过流程改造，保证站内3具三相分离器均可以作为一段脱水及二段脱水分离器使用，配套原油缓冲一体化集成装置1具，用于外输缓冲。

8、靖三联

靖三联于2001年建成投运，采出水处理设计规模1500m³/d，采用“一级沉降除油”工艺，目前处理水质效果不稳定，不能稳定满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)中的V级水质指标要求，为进一步提高采出水处理效率，拟对靖三联采出水处理系统进行改造。

主要改造内容为：在现有的处理工艺后增加1500m³/d采出水处理一体化集成装置“气浮+过滤”1套，并将1具已建200m³净化水罐改造为缓冲罐，新建2具200m³净化水罐，新建1具8m³污油回收装置，改造污水污泥池。

9、柳72-33脱水站

柳 72-33 脱水站于 2010 年建成投运，采出水处理设计规模 400m³/d，采用“一级沉降除油”工艺，目前处理水质效果不稳定，不能稳定满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)中的 V 级水质指标要求，为进一步提高采出水处理效率，拟对柳 72-33 脱水站采出水处理系统进行改造。

主要改造内容为：在现有的处理工艺后增加 400m³/d 采出水处理一体化集成装置“气浮+过滤”1 套，并新建 1 具 100m³ 缓冲水罐。

2.2.3.2 主要设备

项目站场主要设备详见下表。

表2.2.3-1 项目主要设备一览表

序号	设备名称	规格	数量	备注
一	**冯52-58增**			
1	无泄漏防爆污油污水回收装置	2m³	1具	新建
2	输油泵	Q=25m³/h，H=400m	2台	新建
3	分离缓冲罐	40m³	1座	新建
4	伴生气分液器	/	1具	新建
5	燃气加热炉	300kW	1台	新建
6	燃气加热炉	270kW	1台	利旧
7	总机关	11井式	1座	利旧
8	事故箱	38m³	2座	利旧
9	快速收球装置	DN80 PN16	1具	利旧
10	水箱	5m³	1具	利旧
二	**油十转**			
1	净化水罐	200m³	1具	原沉降除油罐改造
2	采出水处理一体化集成装置	600m³/d	1套	新建
3	沉降除油罐	200m³	2具	利旧
4	缓冲罐	20m³	3具	利旧
5	污水污泥池	6m×8m×2m	1座	利旧
6	污油箱	2m³	1座	利旧
三	**南十二转**			
1	两室分离缓冲罐	40m³	1具	拆除
2	计量一体化集成装置	/	3套	新建
3	污油回收装置	5m³	1具	更换
4	高压配水阀组	/	1套	更换
5	流量计	/	1套	更换
四	**油一联**			
1	沉降脱水罐	1000m³	1具	新建
2	净化油罐	700m³	2具	利旧
3	净化油罐	200m³	6具	利旧
4	沉降脱水罐	3000m³	1具	停运
五	**靖三联轻烃厂**			
1	干法脱硫撬	规模60000m³/d	1套	新建
六	**柳104-262增**			
1	缓冲罐	20m³	1具	新建

2	收球桶	/	1座	拆除迁建
3	8井式总机关及收球桶	/	1台	新建
4	事故罐	30m³	1具	更换
5	水箱	5m³	1具	更换
6	外输阀组	/	1座	拆除迁建
7	降回压撬	150m³/d	1具	拆除迁建
七	**靖一联**			
1	三相分离器	1500m³	3具	利旧
2	沉降罐	5000m³	2具	利旧
3	净化油罐	5000m³	1具	利旧
4	原油缓冲一体化集成装置	CEDC-CO-BU-40-1.0	1具	新建
八	**靖三联**			
1	净化水罐	200m³	2具	新建
2	采出水处理一体化集成装置	1500m³/d	1套	新建
3	沉降除油罐	1000m³	2具	利旧
4	缓冲罐	200m³	1具	原净化水罐改造
5	污泥减量一体化集成装置	10m³/h	1台	新建
6	污水污泥池 污泥池	5m×5m×2m	2座	改造
	污水池	8m×10m×4m	1座	改造
7	污油回收装置	8m³	1具	新建
九	**柳72-33脱水站**			
1	净化水罐	200m³	2具	利旧
2	采出水处理一体化集成装置	400m³/d	1套	新建
3	沉降除油罐	300m³	1具	利旧
4	缓冲罐	100m³	1具	新建
5	污水污泥池	5m×5m×2m	1座	利旧
6	污油箱	2m³	1座	利旧

2.2.3.3 原油等理化性质

根据项目设计方案，本次站场项目涉及原油、干气理化性质见下表。

表 2.2.3-2 原油理化性质

油品	密度（g/cm³）	粘度（MPa.S）	凝固点（℃）	气油比（m³/t）
侏罗系	0.8689	19.67	19	19.4
长2	0.8488	8.4	21	20.0
长4+5	0.8709	13.85	26	48
长6	0.8440	6.4	21	70
长8	0.8270	4.45	20	50.7
长9	0.8400	6.67	20.1	100.4

表 2.2.3-3 干气色谱分析结果

层位	分析项目（mol%）				相对密度	甲烷化系数	H_2S	CO
	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	iC_4H_{10}				
侏罗系	42.50	14.13	25.31	3.71	0.88	0.62	未检出	未检出
长2、长4+5	39.48	16.69	24.06	4.22	0.79	0.58	未检出	未检出
长6	49.53	12.86	19.67	3.22	0.84	0.47	未检出	未检出

长8	49.07	14.08	22.74	12.1	0.82	0.504	未检出	未检出
长9	35.87	14.13	25.31	3.71	0.97	0.58	未检出	未检出

2.2.3.4 原辅材料消耗

项目站场工程中增压站不涉及原辅材料，采出水处理系统运行过程中不投加助凝、絮凝等药剂，涉及原辅材料主要为靖三联轻烃厂脱硫改造主要原辅材料见表 2.2.3-4。

表 2.2.3-4 项目原辅材料消耗一览表

序号	名称		用量	备注
1	靖三联轻烃厂	脱硫剂	11.3t/a	主要成分为氧化铁，每 1 年对脱硫塔内脱硫剂进行更换

2.2.3.5 平面布置

本次站场改造工程涉及冯52-58增、油十转、南十二转、油一联、靖三联轻烃厂、靖三联、柳104-262增、靖一联、柳72-33脱水站平面布置图详见图2.2.2-3~图2.2.2-7。



图2.2.2-3　冯52-58增平面布置图



图2.2.2-4　油十转平面布置图

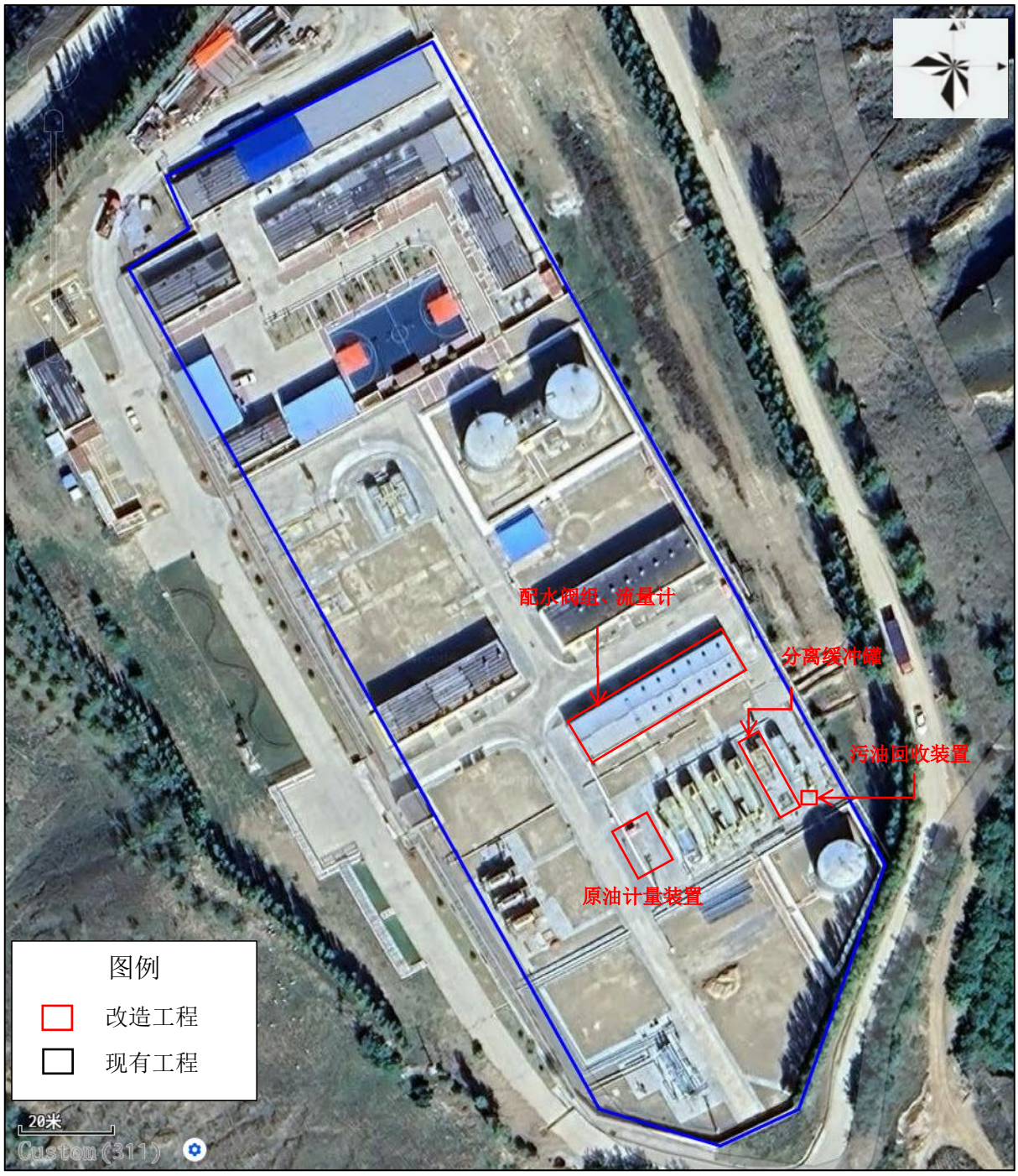


图2.2.2-5　南十二转平面布置图



图2.2.2-6　油一联平面布置图



图2.2.2-7　靖三联轻烃厂平面布置图

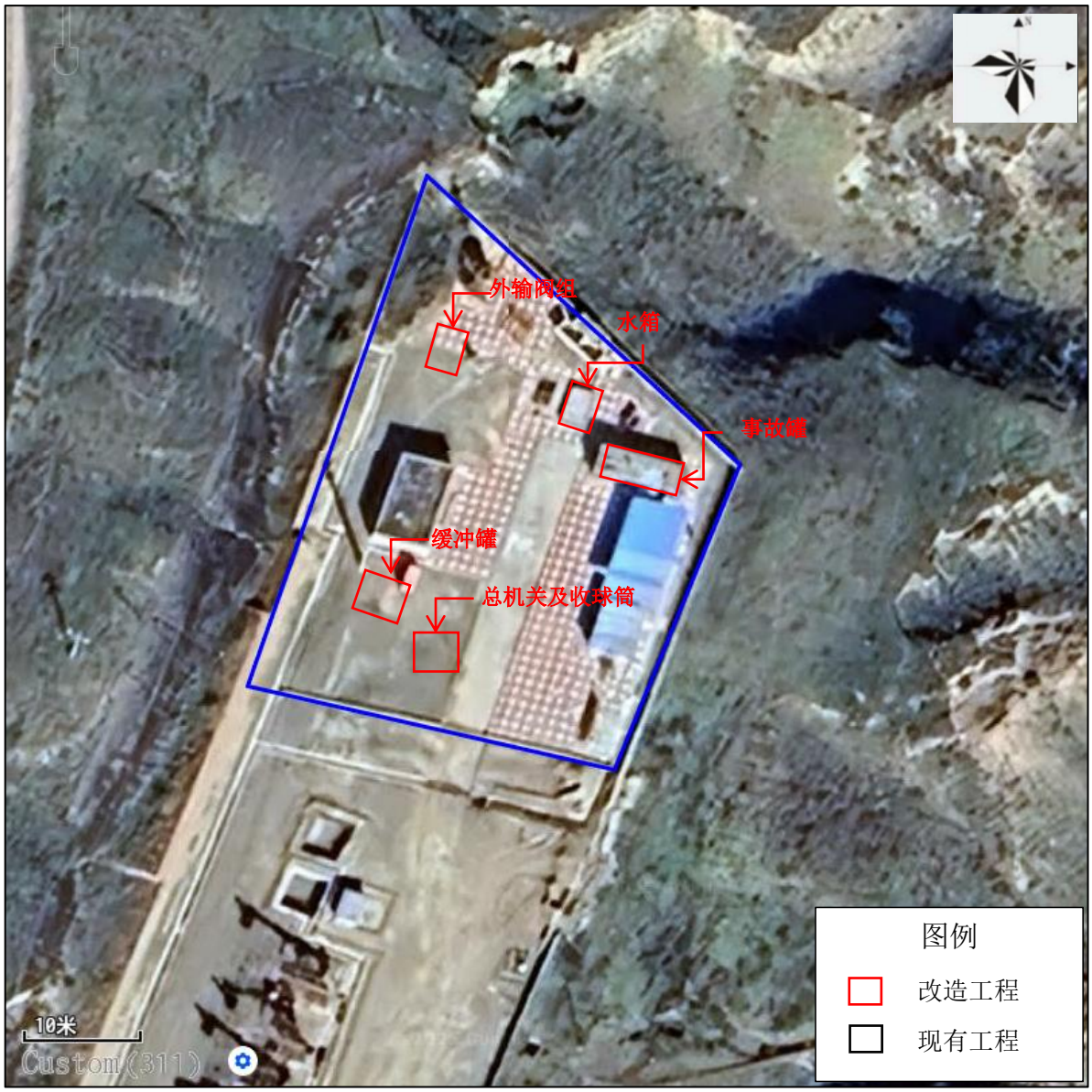


图2.2.2-8　柳104-262增平面布置图



图2.2.2-9　靖一联平面布置图



图2.2.2-10　靖三联平面布置图

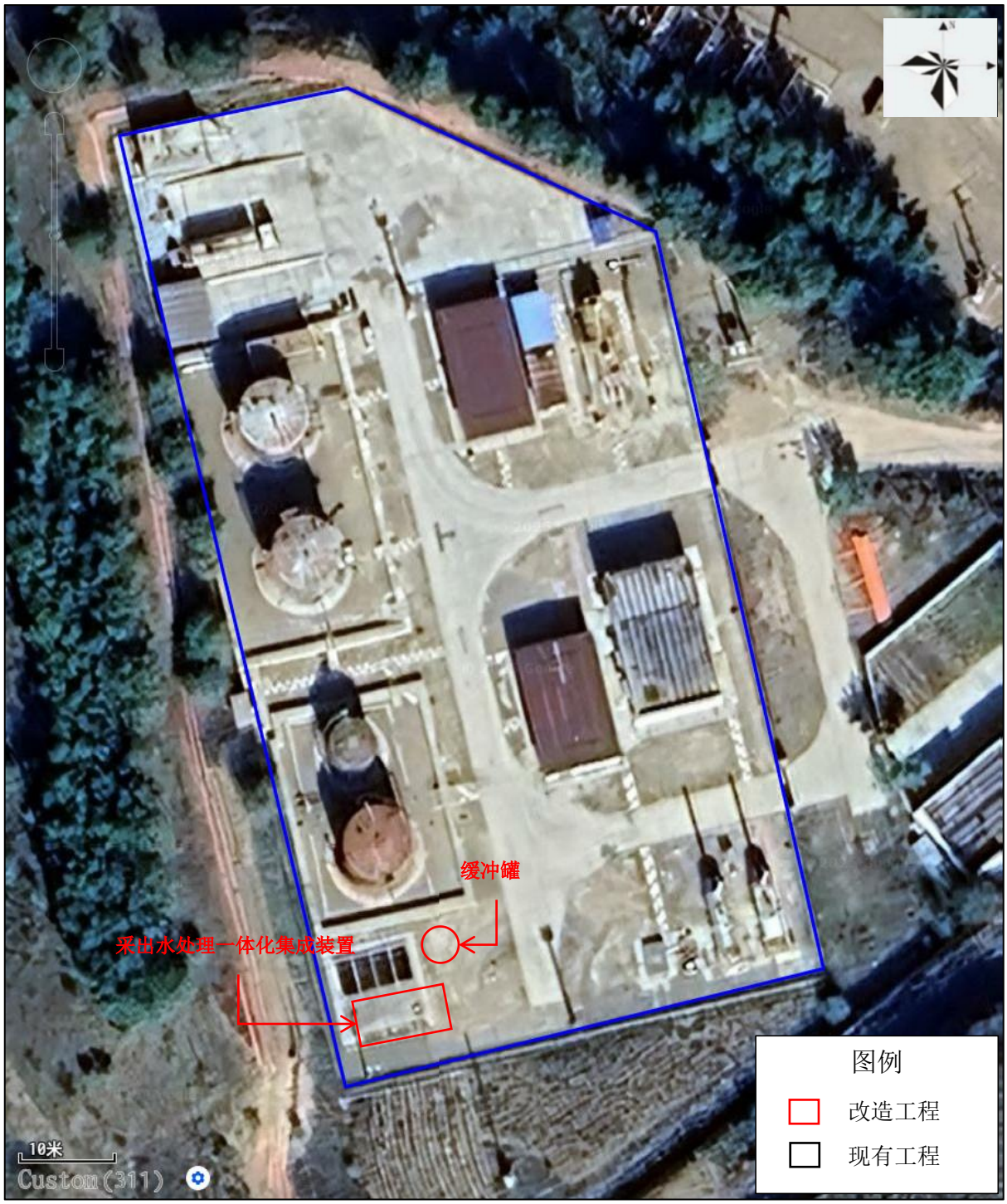


图2.2.2-11　柳72-33脱平面布置图

2.2.4 管线工程

2.2.4.1 管线概况

本项目管线长度67.5km，其中包括干气管线1条，长度3km，天然气管线1条18.67km，采出水管线2条，长度6.36km，含水原油管线7条，长度35.97km，输水管线1条，长度3.5km。其中部分管线同沟敷设，管沟实际开挖长度60km。项目管线明细见表2.2.4-1。

表2.2.4-1　项目管线明细表

序号	区县	管线名称	管线起终点坐标	输送介质	管线规格	管线材质	管线长度（km）	备注
1	靖边县	南 22 集气站至靖三联供气管线隐患治理	起点：108.71293545 37.11652618 终点：108.59522939 37.15472442	天然气	L245N-φ140×5 2.5MPa	无缝钢管	18.67	隐患治理
2		冯 73-68 供气管线隐患治理	起点：108.59180689 37.18502723	干气	L245N-φ76×5 2.5MPa	无缝钢管	3.0	隐患治理，同沟敷设
3		冯 73-68 采出水管线隐患治理	终点：108.60194027 37.19485198	采出水	RF-S-I-50-25 MPa	柔性复合管	3.0	
4		北一转至柳 25-45 井组采出水管线隐患治理	起点：108.67866755 37.20657676 终点：108.68530028 37.19901000	采出水	RF-S-I-50-25 MPa	柔性复合管	3.36	隐患治理
5		冯 52-58 增出油管线	起点：108.60187029 37.24789490 终点：108.60836339 37.23995696	含水原油	L245N-φ60×5.0	无缝钢管	4.97	新建管线，部分管线同沟敷设
6		冯 57-84 增出油管线隐患治理	起点：108.65560055 37.18591190 终点：108.66044998 37.19521093	含水原油	L245N-φ60×5.0	无缝钢管	2.6	隐患治理，部分管线同沟敷设
7		高 96 增至盘 82-34 增集输管线隐患治理	起点：108.56526075 37.05957465 终点：108.55554803 37.08233072	含水原油	L245N-φ76×5.0	无缝钢管	3.5	隐患治理
8		南十一转至南十转外输	起点：108.74316931 37.06340494	含水原油	L245N-φ114×5.0	无缝钢管	6.49	隐患治理

		管线隐患治理	终点： 108.70794078 37.03590421					
9		盘二转张渠跨越隐患治理	起点： 108.58097076 37.14914044 终点： 108.58476877 37.15202227	含水原油	L245N-φ60×5.0	无缝钢管	0.8	隐患治理
10	靖边县/志丹县	顺42-49措施返排液处理站至南九接转站输水管线	起点： 108.66071519 37.03481551 终点： 108.66125628 37.01068671	处理后的压裂返排液	RF-S-I-99-25 MPa	柔性复合管	3.5	新建
11	定边县	油三转外输管线隐患治理	起点： 107.68988729 37.46638555 终点： 107.71573842 37.46156983	含水原油	L245N-φ89×5.0	无缝钢管	3.92	隐患治理
12		油二联至油一联输油管线隐患治理	起点： 107.58898795 37.48630086 终点： 107.71573842 37.46156983	含水原油	L245N-φ89×5.0	无缝钢管	13.69	隐患治理
合计							67.5	/

注：隐患治理的管线均为全段更换，原路由敷设。

2.2.4.2 线路走向

项目管线均采用地埋方式，沿山峁及油区道路敷设，定边区域涉及管线走向图见图2.2.4-1，靖边区域涉及管线走向图见图2.2.4-2，志丹区域涉及管线走向图见图2.2.4-3。

2.2.4.3 输送介质

本项目管线输送介质为含水原油、干气、天然气、采出水、压裂返排液。含水原油、干气、天然气管线均采用无缝钢管L245N，采出水、输水管线采用柔性复合管。



图2.2.4-1　定边区域涉及管线走向图

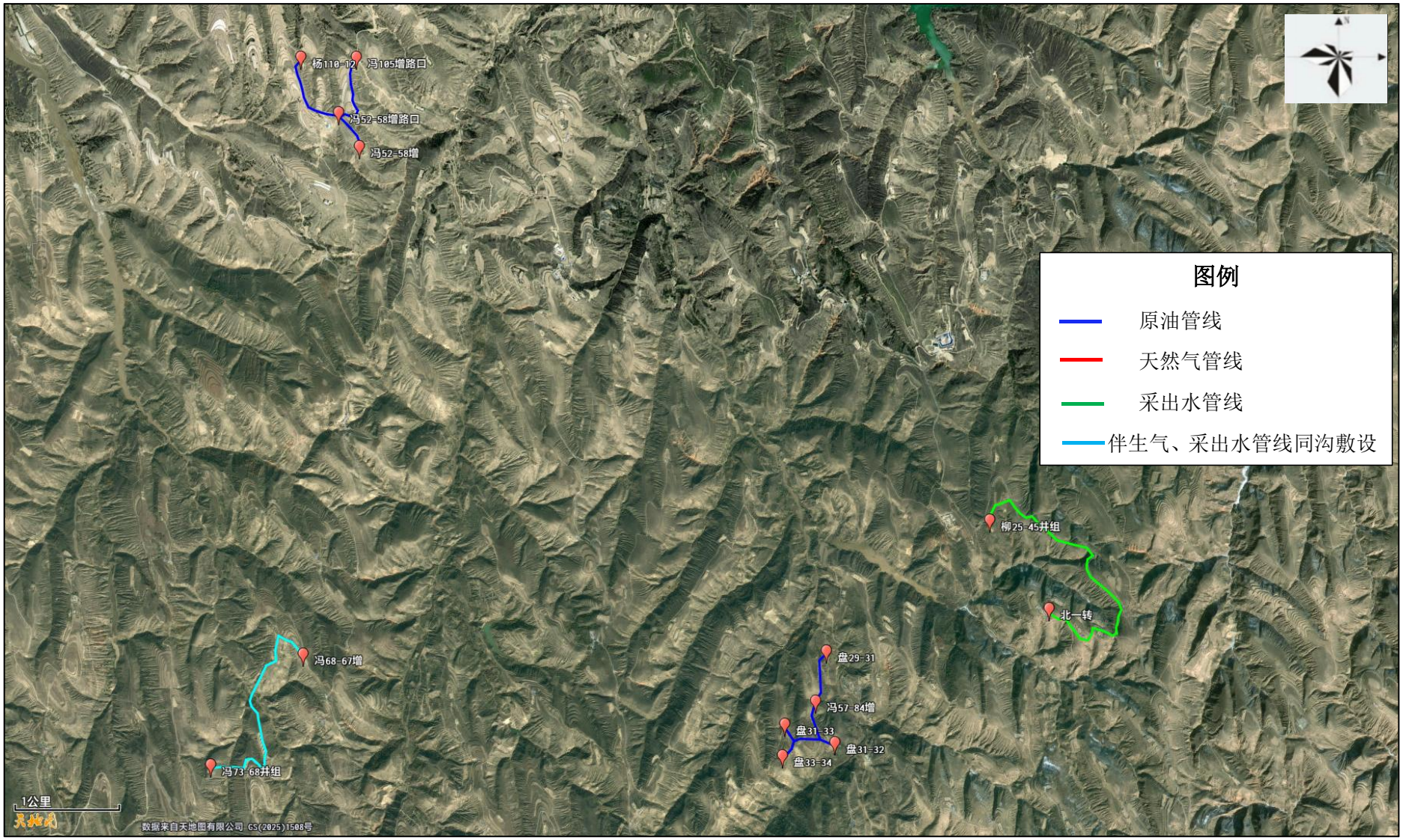


图2.2.4-2　靖边区域涉及管线走向图（a）

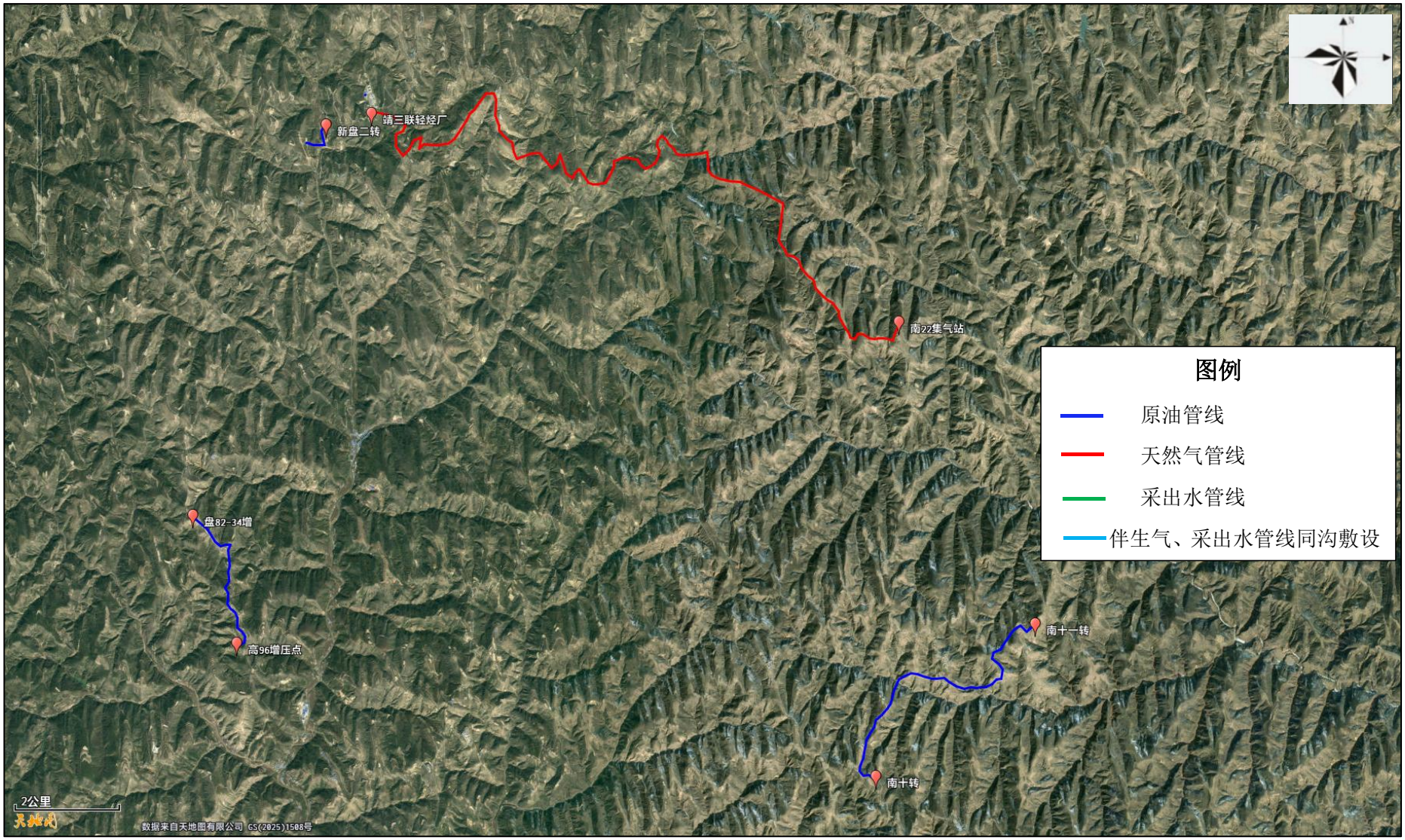


图2.2.4-2　靖边区域涉及管线走向图（b）

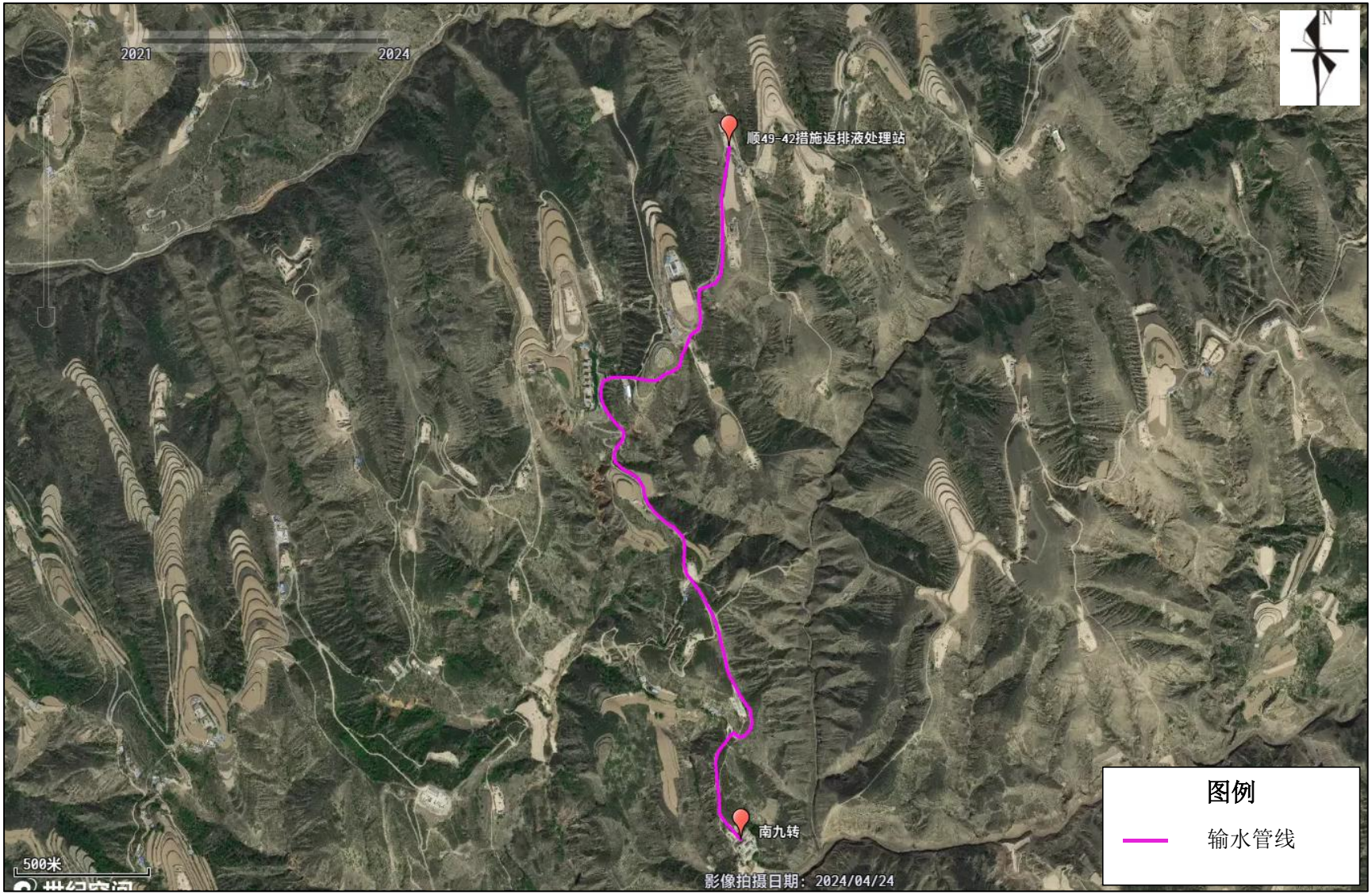


图2.2.4-2　志丹区域涉及管线走向图

2.2.4.4 管线敷设

（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≥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。

2.2.4.5 管线穿跨越

本项目管线工程主要跨越工程9处，其中地表水3处，冲沟6处。穿越道路47处，其中油区土路（4m）穿越采用大开挖方式，沥青道路（6m）穿越采用顶管施工。穿路处加钢保护套管，两端用沥青麻丝填塞封死，本项目管线穿越工程明细表见表2.2.4-2，本项目管线跨工程越明细表见表2.2.4-3，管线穿跨越工程示意图见图2.2.4-3、图2.2.4-4、图2.2.4-5。

表 2.2.4-2　本项目管线穿越工程明细表

序号	名称	穿越次数（处）		穿越长度（m）	穿越道路类型
		油区土路	沥青道路		
1	南 22 集气站至靖三联供气管线隐患治理	8	2	44	油区土路/沥青道路
2	冯 73-68 供气/采出水管线隐患治理	1	0	4	油区土路
3	北一转至柳 25-45 井组采出水管线隐患治理	2	0	8	油区土路
4	冯 52-58 增出油管线	1	1	10	油区土路/沥青道路
5	冯 57-84 增出油管线	3	0	12	油区土路
6	高 96 增至盘 82-34 增集输管线隐患治理	1	0	4	油区土路
7	油二联至油一联输油管线隐患治理	7	5	58	油区土路/沥青道路
8	盘二转张渠跨越隐患治理	1	0	4	油区土路
9	油三转外输管线隐患治理	3	3	30	油区土路/沥青道路
10	南十一转至南十转外输管线隐患治理	4	1	22	油区土路/沥青道路
11	顺 42-49 措施返排液处理站至南九接转站输水管线	2	2	20	油区土路/沥青道路
合计		33	14	216	/

表 2.2.4-3　本项目管线跨工程越明细表

序号	名称	跨越河流	坐标	跨越长度 m	备注
1	油二联至油一联输油管线隐患治理	冲沟	107.61059046 37.46864215	95	依托现有桁跨
		冲沟	107.64480472 37.46226390	130	依托现有桁跨
		冲沟	107.68774151 37.46458023	78	依托现有桁跨
2	冯 73-68 采出水管线隐患治理	冲沟	108.59638274 37.19154338	30	依托现有桁跨
3	冯 73-68 供气管线隐患治理	冲沟	108.59638274 37.19154338	30	依托现有桁跨
4	盘二转张渠跨越隐患治理	周河支流	108.58403116 37.14838576	142	现有桁跨隐患治理
5	南 22 集气站至靖三联供气管线隐患治理	周河支流	108.67045462 37.14647657	30	依托现有桁跨
6	南十一转至南十转外输管线隐患治理	杏子河支流	108.71298373 37.05326343	35	依托现有桁跨
7	顺 42-49 措施返排液处理站至南九接转站输水管线	冲沟	108.65985420 37.02994577	45	依托现有桁跨
合计		/	/	615	/



图 2.2.4-3　本项目管线穿跨越工程示意图（定边区域）

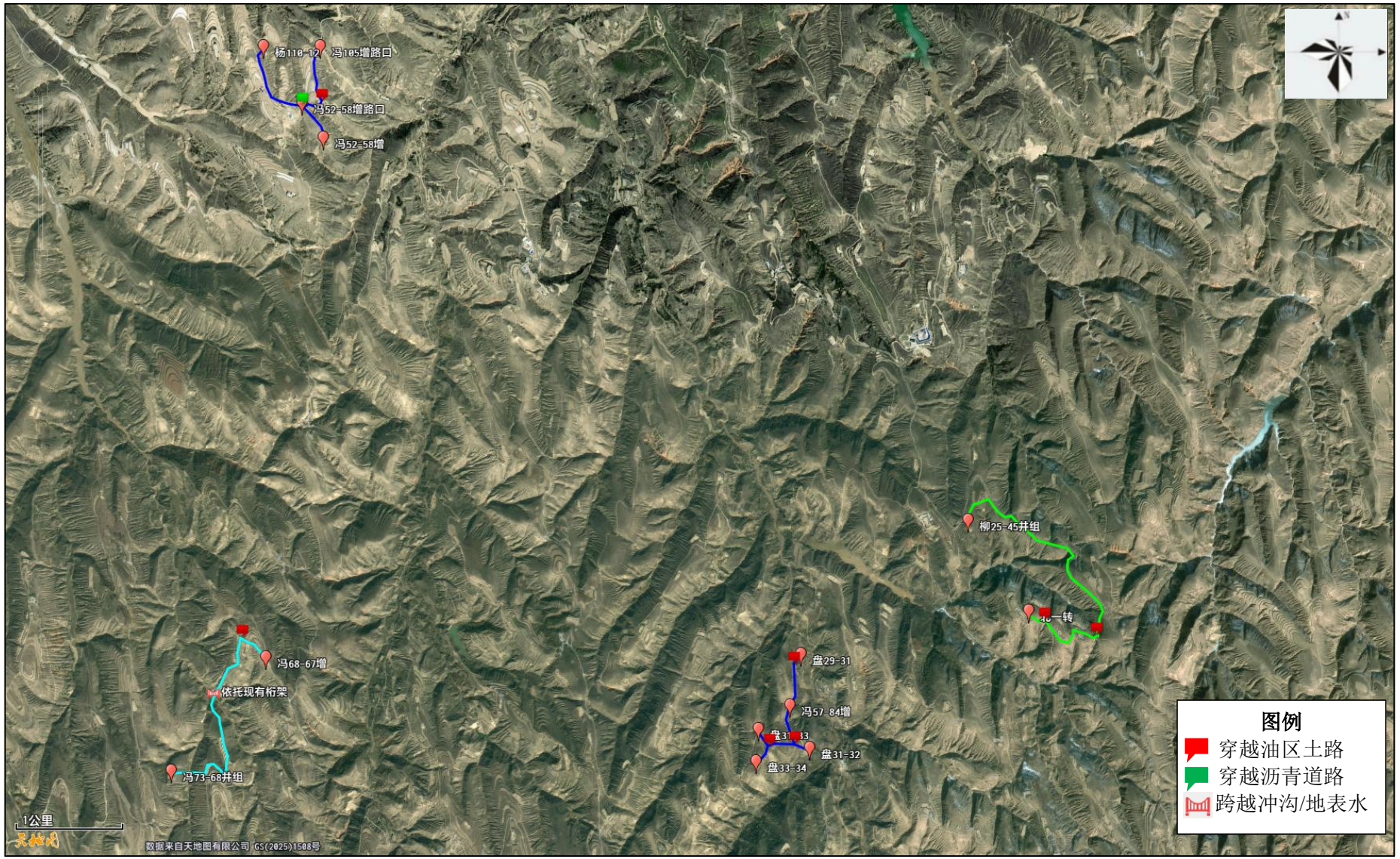


图 2.2.4-4　本项目管线穿跨越工程示意图（靖边区域 a）

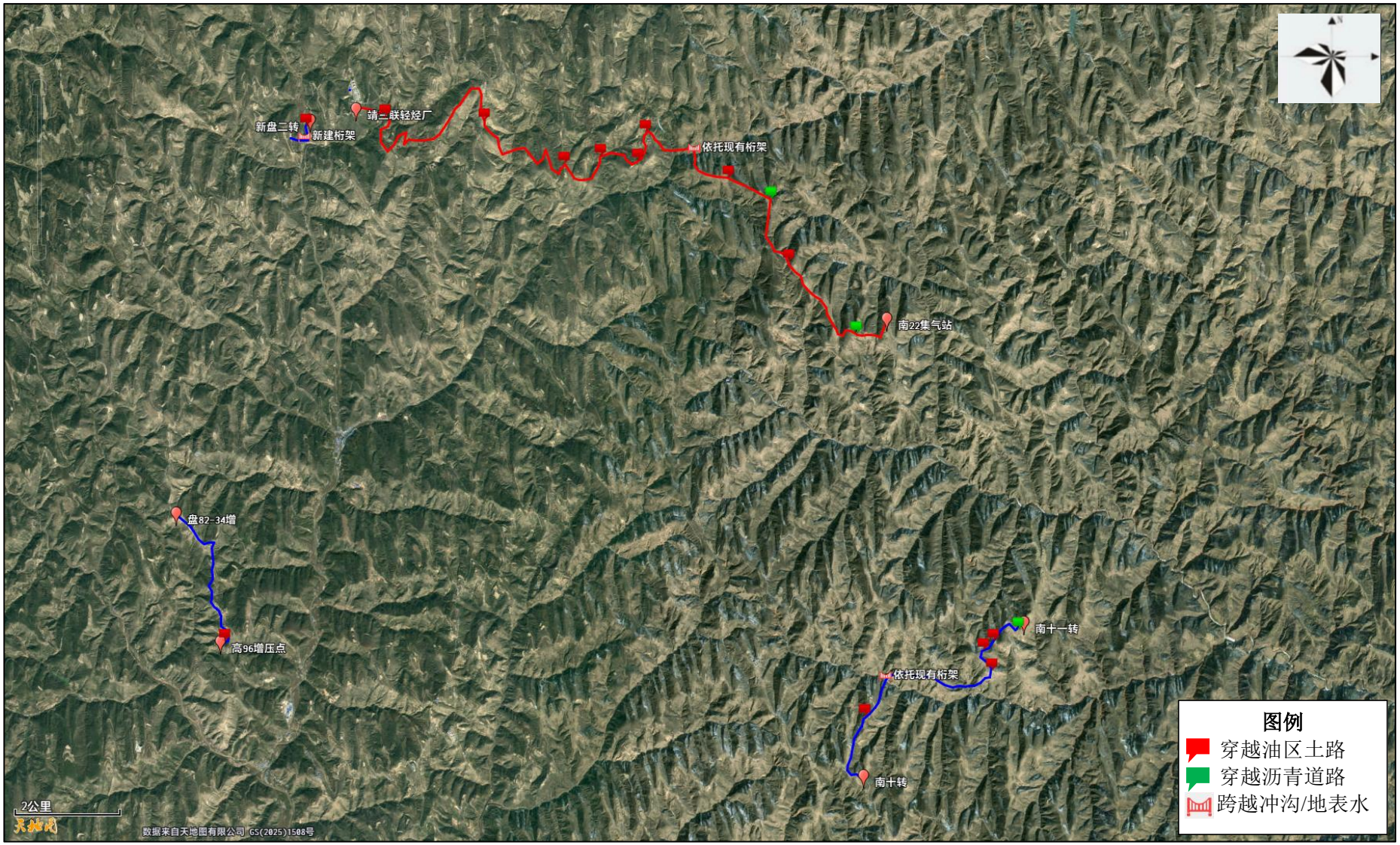


图 2.2.4-4　本项目管线穿跨越工程示意图（靖边区域 b）

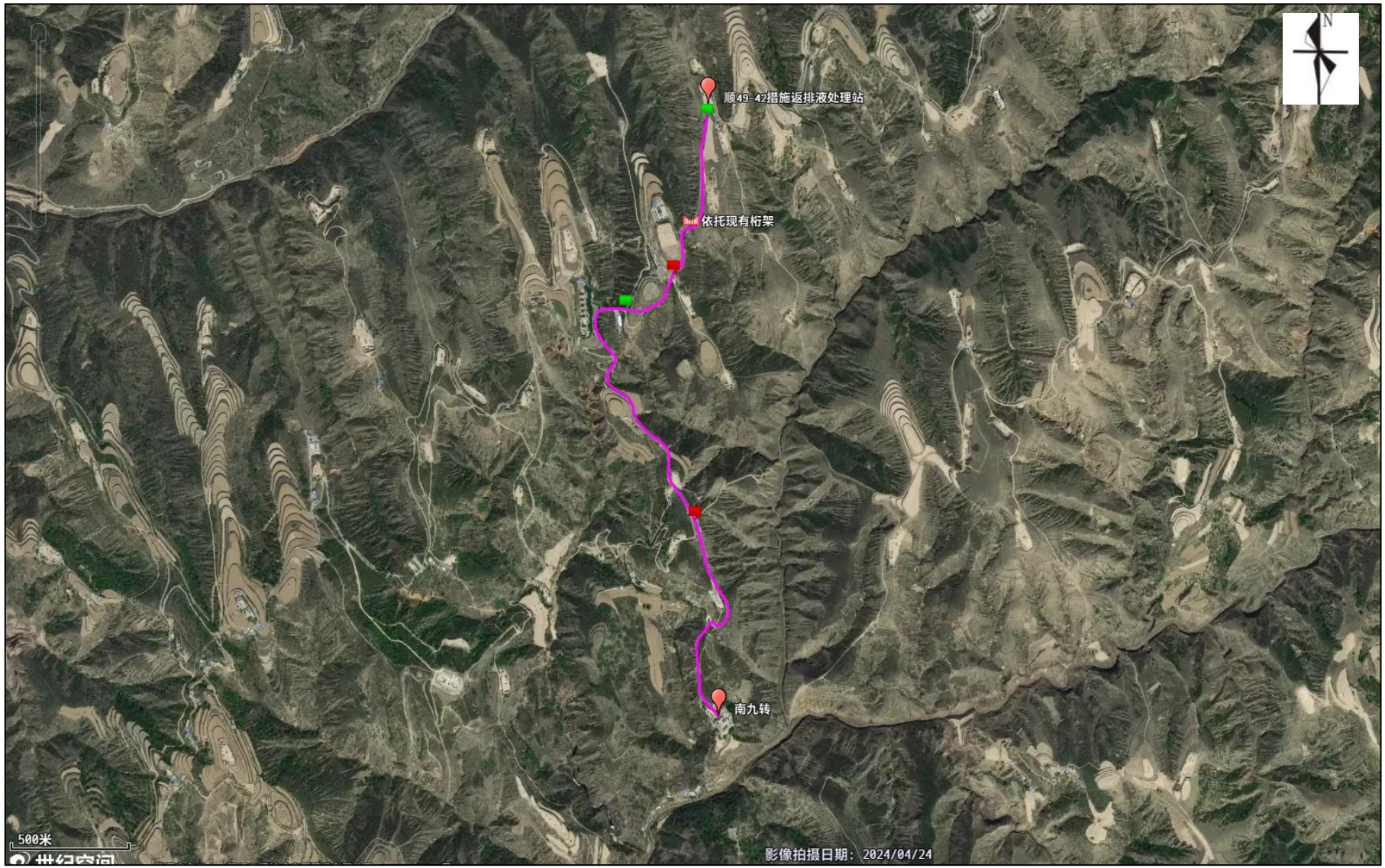


图 2.2.4-5　本项目管线穿跨越工程示意图（志丹区域）

2.2.4.6 管道防腐、保温

（1）管道防腐层的选用

本项目无缝钢管，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≥200μm）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≥800μm）+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δ=1.6mm厚。

（5）管道焊接

项目无缝钢管焊接以焊条电弧焊+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，柔性复合管采用卡扣连接，不进行焊接。

2.2.4.7 管道试压及探伤

管道完成对接后，要对管线进行试压检测，本项目管线均采用清水试压；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2.2.4-4。

表 2.2.4-4　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%

（1）项目施工期探伤作业委托专业单位实施，探伤作业单位使用的便携式X射线机应按照《放射性同位素与射线装置安全和防护条例》(国务院令第449号)和《放射性同位素与射线装置安全许可管理办法》（环境保护部令第3号）的有关规定办理辐射安全许可证，在施工现场落实以下放射源现场环境管理要求。

（2）现场施工过程应按辐射安全许可证有关要求在探伤作业安全距离半径外设置警戒隔离绳，警戒标识应有明显的颜色或声光提示，探伤作业区域的出入口处挂上“警示牌”；

（3）探伤作业前，探伤作业单位要对探伤的装置、设备区域、安全警戒隔离设施等进行检查确认，明确探伤作业安全负责人和监护人；

（4）探伤作业前，探伤作业单位安全负责人要及时通知探伤作业地点周边居民和施工作业人员探伤作业的地点和时间，避免无关人员误入探伤作业区域。

（5）探伤作业现场禁止一切无关人员进入，探伤作业单位在探伤作业过程中密切监视作业安全半径范围外的人员，防止人员误入意外被射线照射。

（6）探伤作业结束后，作业人员应按照操作规程整理好射源，撤离现场。并及时通知探伤作业地点安全管理人员，解除安全警戒。

2.2.4.8 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65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72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50个。

2.2.4.9 旧管线无害化处置

（1）旧管线残留物清理

根据《报废油气长输管道处置技术规范》(SY/T7413-2018)本项目旧原油管线采用热水清洗。

管道停运后先对管线进行清扫，然后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，应在管道两端及至少一个中间部位进行效果验证，中间部位宜选址在管线的相对低点，然后两头进行盲堵。项目天然气管线和干气管线报废后无需热洗，报废后直接采用氮气吹扫清管然后两头进行盲堵。

项目原油管线清理产生的残留物为含热水的原油，回收的残留物进入管线下游站场原油集输系统。采出水管线吹扫产生的清管废水全部进入末端井场由罐车收集送就近站点采出水处理系统。项目旧管线残留物（清管废水）去向一览表，详见表2.2.4-5。

表2.2.4-5 项目旧管线残留物（清管废水）去向一览表

序号	管线起点	管线终点	管线	介质	残留物去向	处置措施
1	盘33-34等井组	冯57-84增	冯57-84增出油管线隐患治理	含水原油	冯57-84增	项目现有管道报废，管道清管采用管线长度2倍的热水（60℃~80℃）对管线进行热洗，本项目现有管线长度为37.63km，根据本项目管线的规格和长度，项目产生管线残余物为216m³，清管残余物依托下游站场现有事故罐储存，经油水分离系统分离后，油品回收。
2	冯73-68增	冯73-68井组	冯73-68采出水管线隐患治理	采出水	冯73-68井组，罐车拉运	
3	北一转	柳25-45井组	北一转至柳25-45井组采出水管线隐患治理	采出水	柳25-45井组，罐车拉运	
4	高96增	盘82-34增	高96增至盘82-34增集输管线隐患治理	含水原油	盘82-34增	
5	油二联	油一联	油二联至油一联输油管线隐患治理		油一联	
6	盘54-24井组	盘二转	盘二转张渠跨越隐患治理		盘二转	
7	油三转	油一联	油三转外输管线隐患治理		油一联	
8	南十一转	南十转	南十一转至南十转外输管线隐患治理		南十转	

（2）管道就地弃置

项目旧管线运行时间较长，开挖处理成本较高且易损伤同管沟其余管线，根据《报废油气长输管道处置技术规范》(SY/T7413-2018)规范中5.2、5.3要求，项目桁架裸露的

管段应该进行拆除，其余地埋旧管线不进行开挖，就地弃置。

本次评价对就地处置提出相关要求：

1、所有就地弃置的管线两端应进行隔离。

2、环境敏感区等就地弃置管段应在穿越的入土点和出土点进行隔离。其他就地弃置管段宜每 2km-4km 设置一处隔离，可根据管道周围地形状况适当调整隔离间距。

3、分段隔离可采用焊接封头、盲板或者管塞等方式进行，分段隔离材料应满足环保、防水、防渗透、耐老化、不可压缩、防腐蚀等性能要求。

（3）旧管线拆除

桁架跨越等露出地面的管线需要全部拆除，拆除前应对管线进行热洗、吹扫等，对管道残留物浓度及管道清洁度进行测试，采用机械方式进行切割，切割下来的旧管线，暂存于作业区废料库，交由专业回收机构处理处置。

表 2.2.4-6　旧管线拆除段一览表

序号	现有管线	管线规格	管线长度（m）	备注
1	油二联至油一联输油管线隐患治理	L245N-φ89×5.0	303	现有桁架，裸露地面管线
2	冯 73-68 供气管线隐患治理	L245N-φ76×5 2.5MPa	30	
3	冯 73-68 供气管线隐患治理	RF-S-I-50-25MPa	30	
4	南 22 集气站至靖三联供气管线隐患治理	L245N-φ140×5 2.5MPa	30	
5	南十一转至南十转外输管线隐患治理	L245N-φ114×5.0	35	
6	盘二转张渠跨越隐患治理	L245N-φ60×5.0	142	
合计			570	/

（4）管道注浆

根据《报废油气长输管道处置技术规范》(SY/T7413-2018)中 8.8.2 规范要求，外径小于 300mm 的管道可不做防塌陷注浆处理，本项目管线外径均小于 300mm，故管道可不做防塌陷注浆处理，如后期出现坍塌等现象应及时修复。

2.2.5 施工方案及施工组织

2.2.5.1 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。

2.2.5.2 施工计划

工程预计 2025 年 8 月开工建设，12 月竣工，建设工期 5 个月，每日平均施工人数

约 30 人。

2.2.5.3 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。

2.2.5.4 堆管场、堆料场

本工程不设置堆管场、堆料场，依托管线附近井场做堆管场、堆料场。

2.2.5.5 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。

2.2.6 公用工程

2.2.6.1 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；站场用水依托站内现有供水系统。

2.2.6.2 排水

本项目运行期废水主要为采出水，采出水经处理达标后回注油层，不外排；本次改造不新增生活污水。

2.2.6.3 供热

项目冯 52-58 增新增 1 台 300kW 加热炉，加热炉燃用干气，加热炉耗气量约为 30m^3/h。加热炉年满负荷运行约 8760h，则年用气量约为 26.28×$10^4$$m^3$/a。

2.2.6.4 供配电

本项目新建设施均在现有站场内建设，用电依托油区现有供电设施。

2.2.7 工程占地及土石方平衡

2.2.7.1 工程占地

（1）永久占地

项目站场工程在现有站场内进行，不新增占地；本项目管线永久占地为管线“三桩”以及新建桁架桩基永久占地，占地面积约 110m^2，占地类型主要为草地、交通用地。

（2）临时占地

本工程不设置施工营地、堆管场、取弃土场等。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 67.5km，部分管线同沟敷设，管沟实际开挖长度 60km，项目管线施工临时占地面积为 35.95hm^2，本工程用地情况见表 2.2.7-1。临时占地类型主要为旱地、草地、林地等，详见表 2.2.7-2 及附件（“多规合一”检测结果）。

表 2.2.7-1　本工程用地情况统计表

项目名称	单位	备注
永久用地	110m^2	“三桩”以及新建桁架桩基永久占地等
临时占地	35.95hm^2	管线施工作业带 6m 占地类型主要为旱地、草地、林地等

表 2.2.7-2　项目占地类型一览表

土地利用类型	占地面积 hm^2
耕地	14.9676
园地	1.1711
林地	5.6086
草地	8.7984
商业服务用地	0.0185
工矿用地	0.6440
公共管理与公共服务用地	0.0079
特殊用地	0.0018
交通运输用地	4.6623
水域及水利设施用地	0.0683
其他土地	0.002
合计	35.9505

2.2.7.2 土石方平衡

本项目土石方平衡见表 2.2.7-3。

表 2.2.7-3　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	53636	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 60km
2	利用方	m^3	53636	覆土回填管沟及平整施工带
3	借方	m^3	0	/
4	弃土	m^3	0	/

2.2.8 劳动定员

本项目不新增劳动定员，由第三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 3.1.1-1。

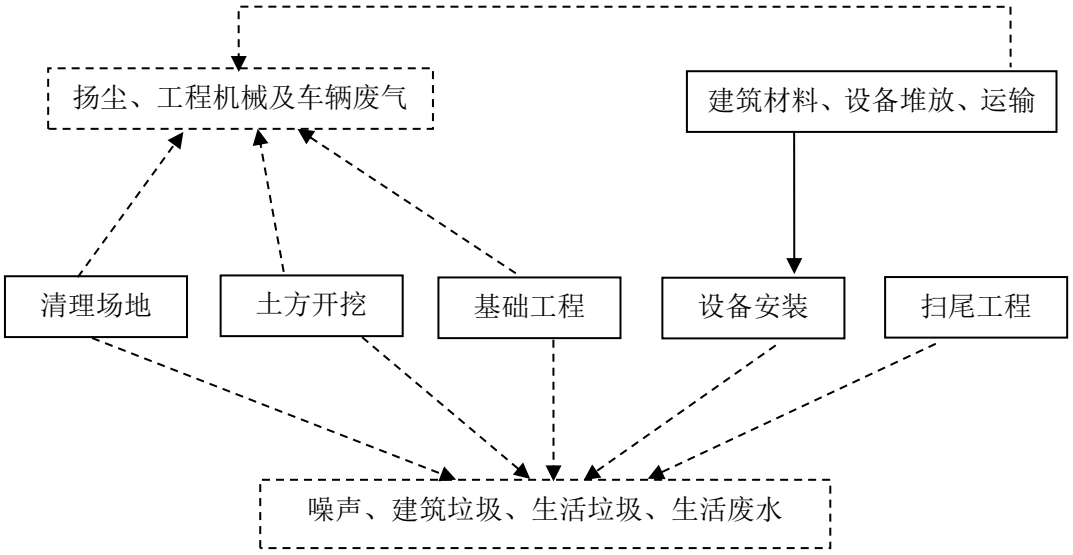


图 3.1.1-1　施工流程及产污环节

（2）管线施工工艺

本项目管线施工整个施工由具有相应施工机械设备的专业化队伍完成，项目管线施工期环境问题主要是管沟的开挖对植被、道路等环境的影响，施工扬尘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，项目施工流程图见图 3.1.1-2。

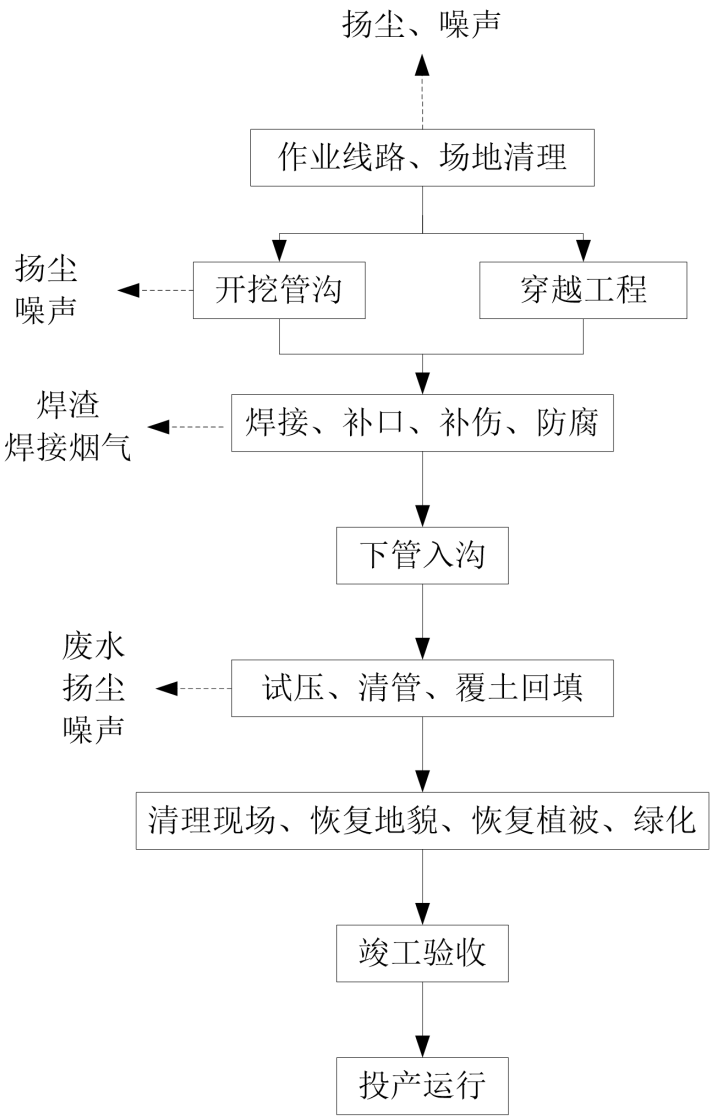
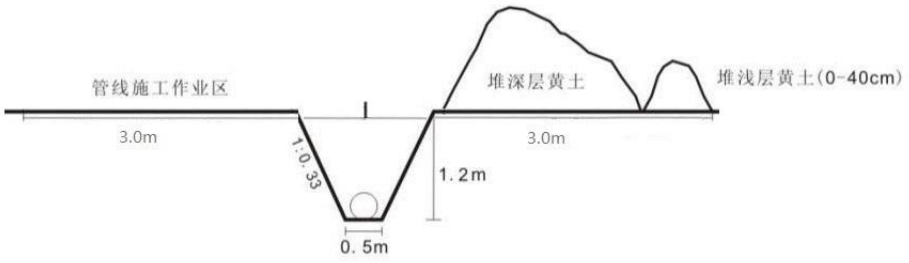


图 3.1.1-2　项目建设施工流程图

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 3.1.1-3。



管道施工作业场区剖面图

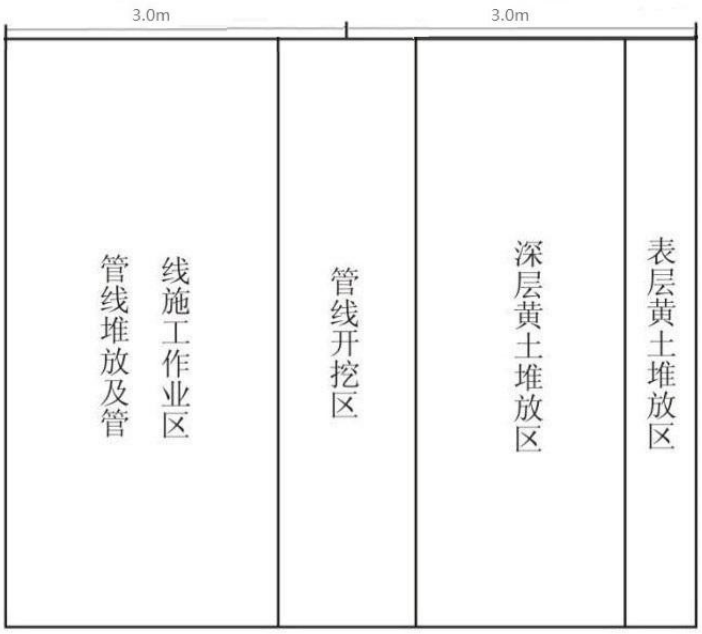


图3.1.1-3　管道大开挖施工工艺示意图

②管线公路穿越施工

顶管施工技术是国内外比较成熟的一项非开挖敷设管线的施工技术，该技术分为泥水平衡法、土压平衡法和人工掘土顶进法。项目采用顶进混凝土套管穿越方式，用大推力的千斤顶直接将预制套管压入土层中，再在管内采用人工或机械掏挖土石、清除余土而成管的施工方法。主要分为测量放线、开挖工作坑、铺设导向轨道、安装液压千斤顶、吊放混凝土预制管、挖土、顶管、再挖土、再顶管、竣工验收等工序。顶管施工工艺示意图见图 3.1.1-4，管道穿越公路施工方式断面示意图见图 3.1.1-5。

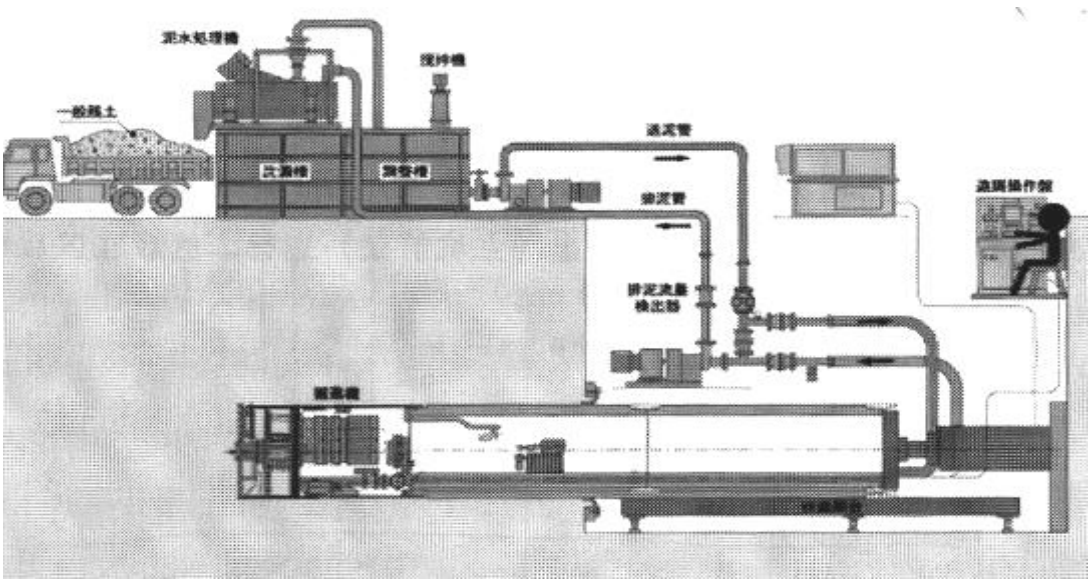


图 3.1.1-4　穿越道路顶管施工工艺示意图

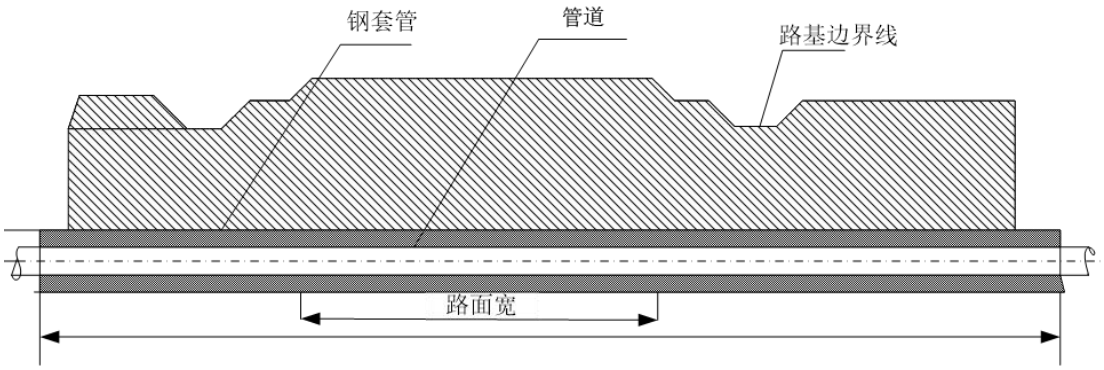


图 3.1.1-5　管线穿越公路施工方式断面示意图

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做上标记，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。

项目本次隐患治理桁架 1 座，长度 142m，跨越周河支流，本次桁架工程不涉及水中墩，桁架示意图见图 3.1.1-6。

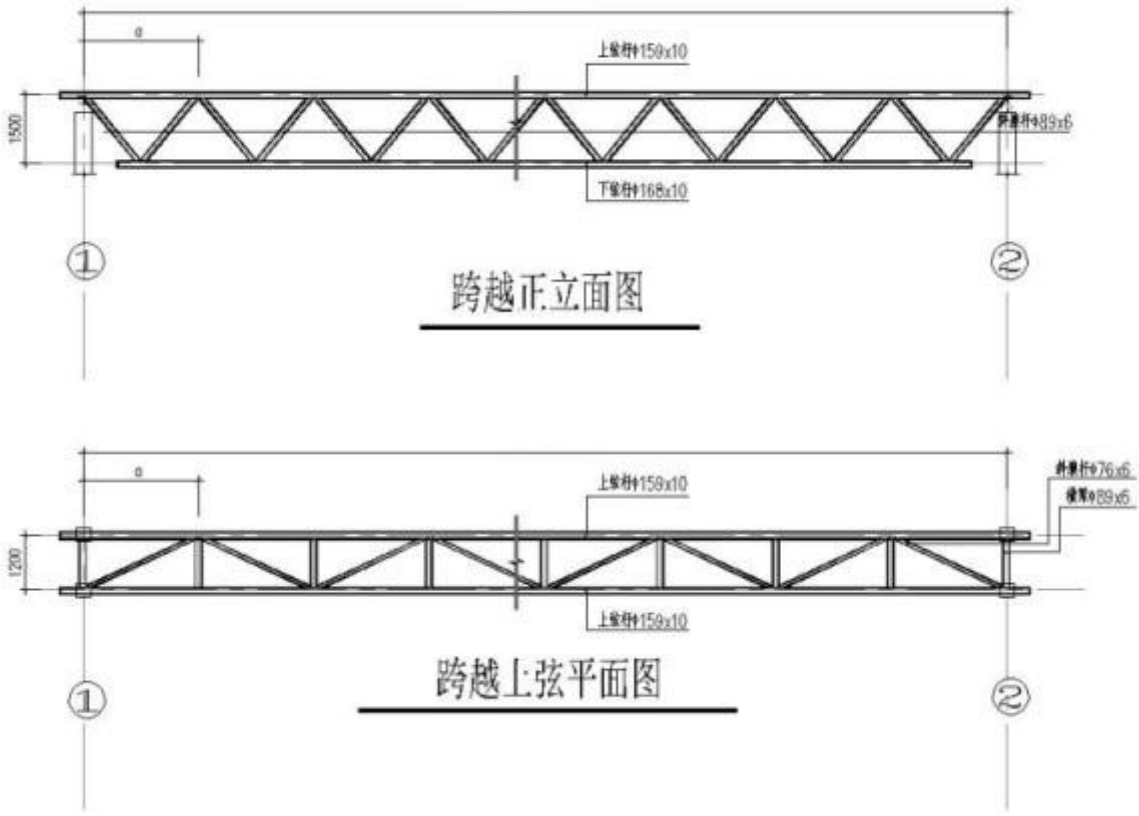


图3.1.1-6　桁架跨越示意图

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/m^3，施工场地下风向 100m 处施工扬尘可控制在 0.8mg/m^3 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、NOx、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 3.1.2-1　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
	空压机	100
	氮气车	95
	锅炉车	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，则生活污水产生量为 0.4m^3/d。管线施工人员 20 人，则生活污水产生量为 0.8m^3/d。

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

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 115m^3，试压结束后拉运至管线附近站场处理后油田回注。

④旧管线残留物（清管废水）

本项目现有管道报废后先用管线长度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。本项目现有管线需清洗长度为37.63km，根据本项目管线的规格和长度，项目产生管线残留物为216m^3，管线清理产生的残留物主要为含油废水，回收的残留物进入管线下游站场原油集输系统；采出水管线吹扫产生的清管废水全部进入末端井场由罐车收集送就近站点采出水处理系统。

（4）固废

①施工弃土

项目建设管线67.5km，部分管线同沟敷设，管沟开挖长度总计60km，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53636m^3，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3.4t，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拆除管线及设备

桁架跨越等露出地面的旧管线和站场改造的废弃设施需要拆除，根据项目建设情况，拆除管线总长度570m，重量为16kg/m，总重为9.12t，为一般固废，由第三采油厂回收处置。

站场需拆除站内原有管网、阀组、计量器等设施，拆除的废弃设施经无害化处理后，暂存于第三采油厂现有料库，上报第三采油厂财务科，由财务科按年度

实施计划，最终统一作为国有固定资产回收。

⑤试压废渣

管线试压时临时沉淀池底含有少量铁锈、泥沙等废渣，经类比，本项目剩余的废渣产生量约为0.5t，经沉淀池沉淀，收集后送至垃圾填埋场填埋处置。施工结束后沉淀池填平并进行绿化。

⑥施工期清管废渣

本项目旧天然气管线和干气管线进行氮气吹扫，吹扫过程中会产生少量清管废渣，委托有资质的单位处理处置。

（5）生态环境

项目对生态环境的影响主要在施工期。项目施工期由于占用土地、填挖方及临时用地等，使评价区内的草丛遭到铲除、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、采出水、干气、天然气，管线在正常运行状况下不产生污染物排放，对环境基本没有影响。但运行过程存在潜在的泄漏风险，可能对地下水、土壤产生影响。

运行期对环境可能产生影响的是各改造站场，改造站场部分设施运行过程中将产生废气、废水、噪声和固废等。本次改造9座站场，其改造涉及污染物排放的主要见表3.2.1-1，因此本次评价重点针对涉及污染物排放改变的内容进行核算本项目涉及站场具体工艺流程及产污环节如下。

（1）冯52-58增

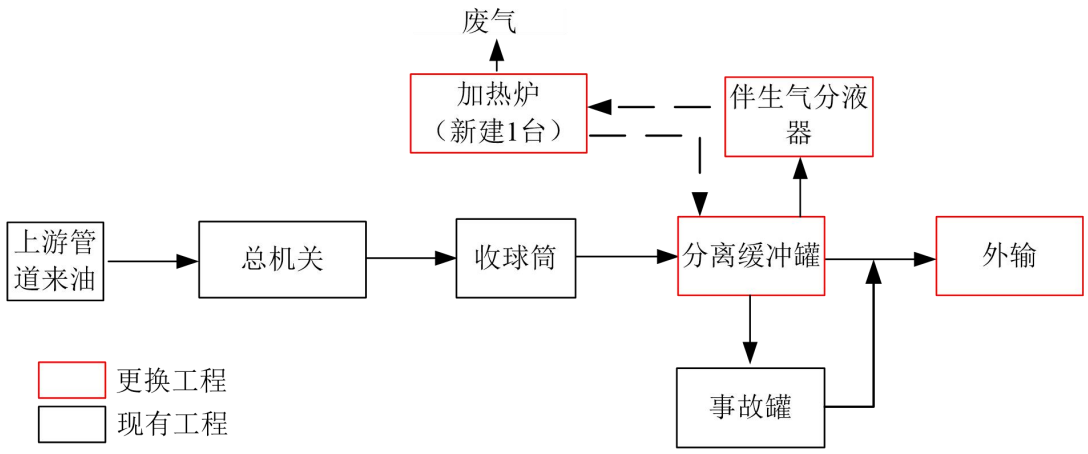


图 3.2.1-1　冯 52-58 增工艺流程及产污环节图

工艺流程：上游井场、增压站来油进入总机关，经收球装置收球后经加热炉加热，加热至 26℃后进入分离缓冲罐，最后经过外输阀组外输至下游北五转。增压点内设置 38m³ 的事故油箱 2 具，接收站外管线吹扫来油和事故储存。分离出的伴生气经过伴生气分液器后供站内加热炉利用。

（2）油十转

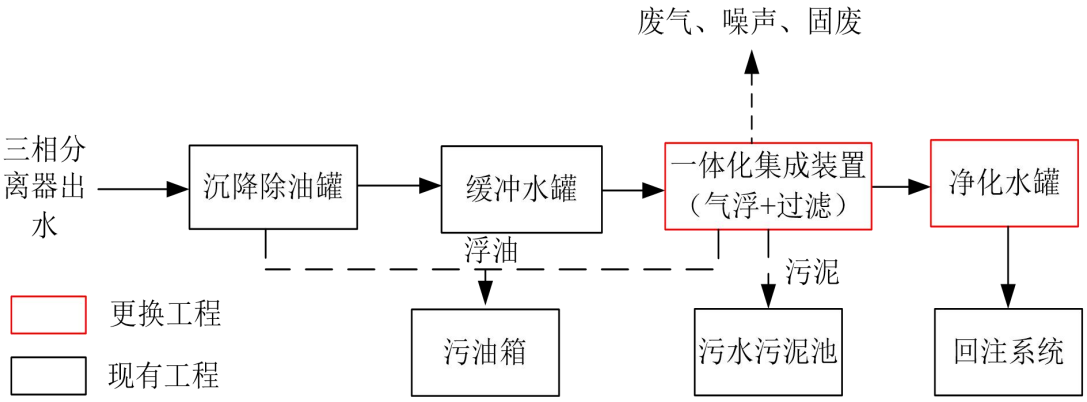


图3.2.1-2　油十转采出水工艺流程及产污环节图

工艺流程：采出水处采用“沉降除油+气浮+过滤”处理工艺，运行过程中不投加助凝、絮凝等药剂。在现有一级沉降除油罐末端增加一套 600m³/d“气浮+过滤”采出水处理一体化集成装置，即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，采出水处理后由回注系统进入站外同层回注。

（3）南十二转

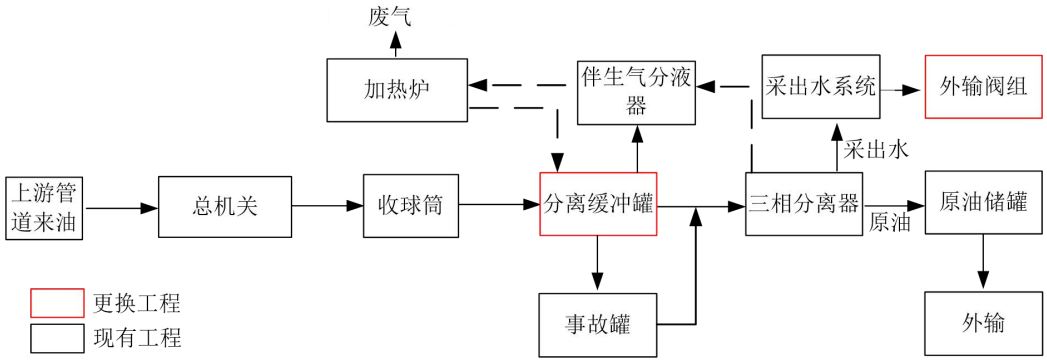


图 3.2.1-3　南十二转工艺流程及产污环节图

工艺流程：井场和增压点的原油经管道进入站内，通过自动收球装置、阀组等，经加热炉换热后，首先进入分离缓冲罐进行脱气，然后进入三相分离器进一步进行脱气并脱水，脱水后的油进入外输分离缓冲罐后，净化原油经输油泵增压外输至下游站场，三相分离器采出水进入采出水处理系统。

（4）油一联

工艺流程：油一联合站投运于 1987 年，主要功能包括：来油加热、油气分离、原油脱水、原油外输、水处理及回注等功能，净化油输至学一联。本次改造油一联集输系统规模未改变，新建 1000m^3 沉降脱水罐代替 3000m^3 沉降脱水罐，不涉及污染物排放改变。

（5）靖三联轻烃厂

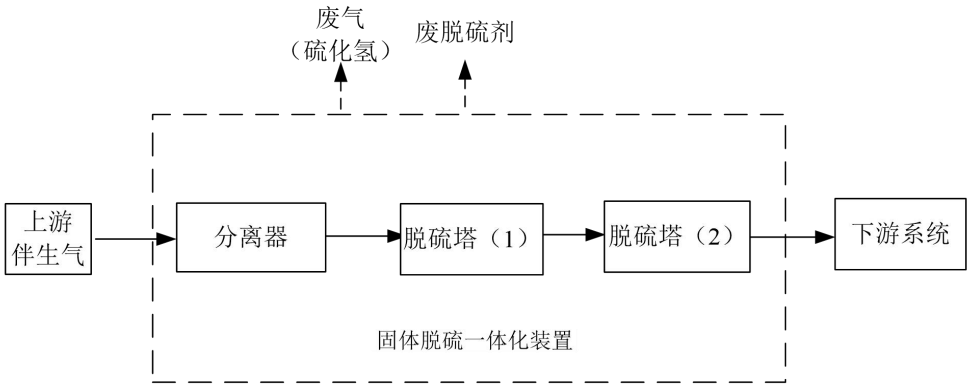


图 3.2.1-4　脱硫工艺流程及产污环节图

工艺流程：靖三联轻烃厂站内伴生气进入固体脱硫一体化装置中，先由分离器进行气液分离，分离的气由底部先进入脱硫塔（1）在脱硫塔（1）内与脱硫剂

（氧化铁）脱除原料气中的硫化氢，再由脱硫塔（1）顶部出气由底部进入脱硫塔（2）在脱硫塔（2）内继续与脱硫剂反应，脱除原料气中的硫化氢后由顶部出脱硫塔后进入下游系统。脱硫塔脱硫剂每年更换一次。伴生气处理后硫化氢含量≤20mg/m^3，脱硫后干气用于采油三厂周边站场加热炉使用。

（6）柳 104-262 增

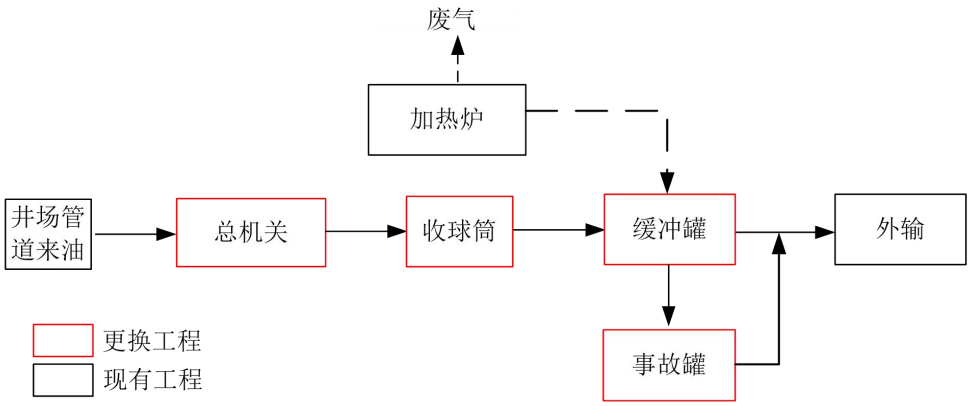


图3.2.1-5　柳104-262增生产工艺流程及产污环节图

工艺流程：井场来油进入总机关，经收球装置收球后，然后进入分离缓冲罐，最后经过外输阀组外输至下游站场。

（7）靖一联

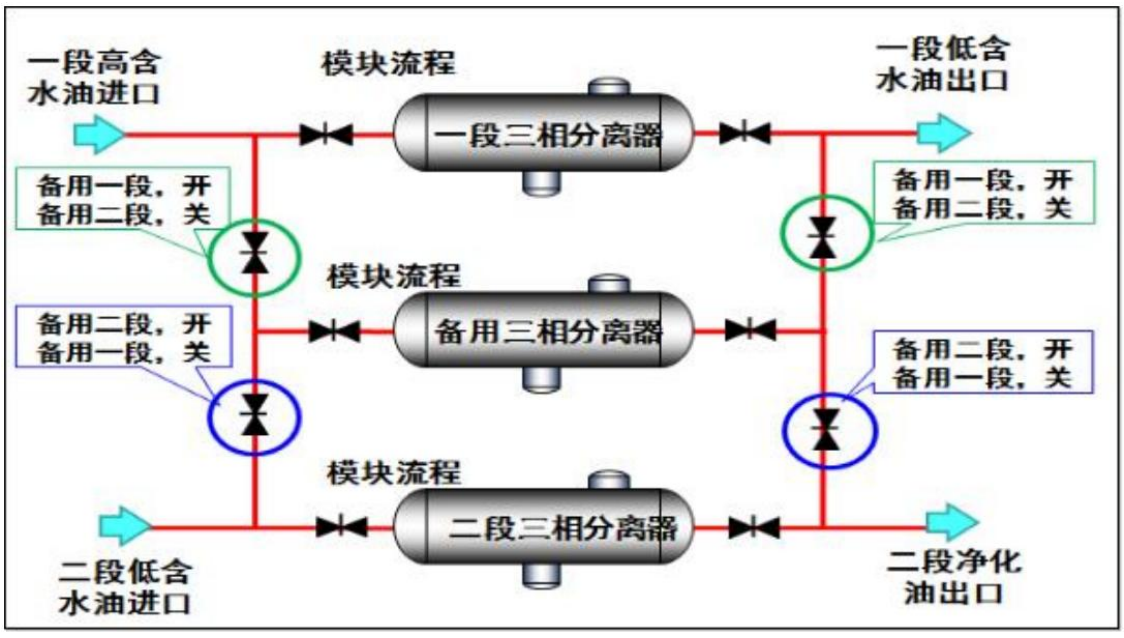


图3.2.1-6　靖一联三相分离装置两段脱水改造后工艺流程图

工艺流程：对该站进行两段脱水改造，一段脱水设 2 具 1500m^3/d 三相分离器，二段脱水设 1 具 1500m^3/d 三相分离器，已建三相分离器满足需求，无需扩

建；通过流程改造，保证站内 3 具三相分离器均可以作为一段脱水及二段脱水分离器使用。

（7）靖三联

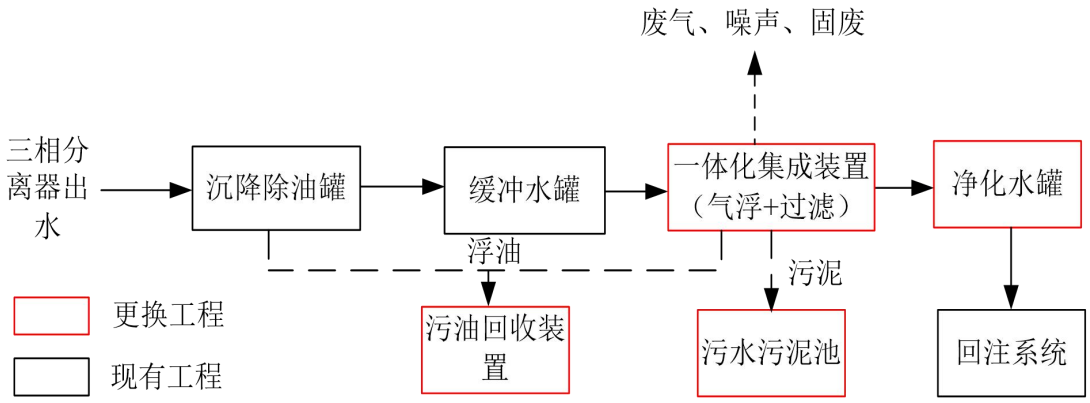


图3.2.1-7　靖三联采出水工艺流程及产污环节图

工艺流程：采出水处采用“沉降除油+气浮+过滤”处理工艺，运行过程中不投加助凝、絮凝等药剂。在现有一级沉降除油罐末端增加一套 600m³/d“气浮+过滤”采出水处理一体化集成装置，即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，采出水处理后由回注系统进入站外同层回注。

（9）柳 72-33 脱

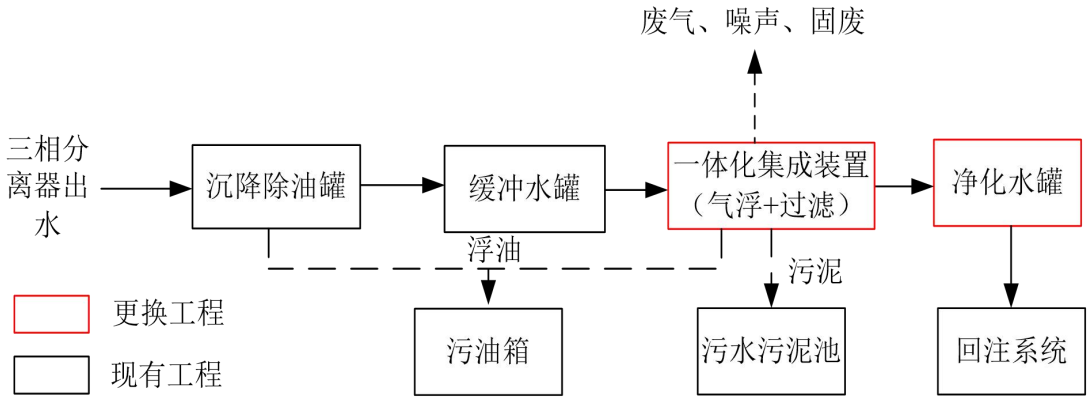


图3.2.1-8　柳72-33采出水工艺流程及产污环节图

工艺流程：采出水处采用“沉降除油+气浮+过滤”处理工艺，运行过程中不投加助凝、絮凝等药剂。在现有一级沉降除油罐末端增加一套 400m³/d“气浮+过滤”采出水处理一体化集成装置，即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，采出水处理后由回注系统进入站外同层回注。

表 3.2.1-1　改造站场涉及污染物排放一览表

序号	站场名称	改造设施	涉及正常状态污染物排放	备注
1	冯 52-58 增	新建 1 台 300kW 加热炉，新建 1 具 40m³ 分离缓冲罐，伴生气分液器，增压站涉及规模由 240m³/d 扩建为 600m³/d	300kW 加热炉 新增 40m³ 缓冲罐	集输规模由 240m³/d 扩建为 600m³/d，增加 1 台 300kW 加热炉，增加无组织排放及锅炉废气
2	油十转	新建 600m³/d 采出水处理一体化集成装置（气浮+过滤）1 套	采出水处理装置	新增采出水处理集成装置，增加污染物排放
3	南十二转	拆除 40m³ 两室分离缓冲罐 1 具，新增原油计量一体化集成装置，拆除现有污油箱，在原址新建污油回收装置 1 套	无	集输系统规模未改变，仅更换设备，新增计量系统，不涉及污染物排放改变
4	油一联	新建 1 具 1000m³ 沉降脱水罐，停运 1 具 3000m³ 储罐、固定消防系统、锅炉及配套设施。加热系统新更换为空气源及水源热泵加热系统	无	集输系统规模未改变，新建 1000m³ 沉降脱水罐代替 3000m³ 沉降脱水罐，不涉及污染物排放改变
5	靖三联轻烃厂	新建 1 座干法脱硫撬，处理能力 60000m³/d	干法脱硫撬	处理伴生气规模未改变，仅更换脱硫设备，增加无组织废气
6	柳 104-262 增	对站内阀组、收球筒，降回压撬整体拆除迁建，更换阀组及收球筒 1 座，更换 30m³ 事故罐 1 具，新增 20m³ 缓冲罐 1 具，更换 5m³ 补水箱 1 具	无	集输系统规模未改变，新增缓冲罐，缓冲罐无组织逸散替代原降回压撬无组织废气
7	靖一联	对该站进行两端脱水改造	无	集输系统规模未改变，不涉及污染物排放改变
8	靖三联	新建 1500m³/d 采出水处理一体化集成装置（气浮+过滤）1 套，2 具 200m³ 净化水罐，新建 1 具 8m³ 污油回收装置，改造污水污泥池	采出水处理装置	新增采出水处理集成装置，增加污染物排放
9	柳 72-33 脱水站	新建 400m³/d 采出水处理一体化集成装置（气浮+过滤）1 套，新建 1 具 100m³ 缓冲水罐。	采出水处理装置	新增采出水处理集成装置，增加污染物排放

3.2.2 产污环节分析

3.2.2.1 废气

项目改造后涉及废气排放改变的主要为冯52-58增、靖三联轻烃厂、油十转、靖三联、柳72-33脱水站，涉及的污染物排放主要为加热炉烟气排放和无组织烃类气体逸散。

（1）无组织废气

本项目主要针对第三采油厂现有存在问题站场进行改建，除冯52-58增压站处理规模由240m^3/d扩建为600m^3/d，其余站场均不新增处理规模。

①冯52-58增

冯52-58增压站处理规模由240m^3/d扩建为600m^3/d，生产设施均为密闭装置，根据原油损耗统计资料，开放式流程损耗为1.4%～2.0%，密闭流程小于0.2%（石油天然气开采业清洁生产指标体系的研究，李何，《油气田环境保护》2003年3月）。冯52-58增压站新增非甲烷总烃排放量为4.10t/a。

②靖三联轻烃厂

靖三联轻烃厂新建1座干法脱硫撬采用固体脱硫一体化装置，天然气中的硫化氢经脱硫剂（氧化铁）吸收反应后生产硫化铁。装置处理能力60000m^3/d，与现有脱硫装置处理规模一致，处理后硫化氢含量≤20mg/m^3，脱硫装置为一体化密闭设备，在处理规模不增加的情况下，不会新增废气污染物排放。

③新增采出水处理一体化集成装置

项目场站改造工程中油十转、靖三联、柳72-33脱水站每个站场新增1套采出水处理一体化集成装置。改造前采出水处理装置工艺为“一级沉降除油”工艺，改造后工艺为“沉降除油+气浮+过滤工艺”工艺，改造后采出水处理一体化集成装置为一体化密闭设备，在采出处理站处理规模不增加的情况下，不会新增废气污染物排放。

（2）加热炉废气

本项目改建后冯52-58增新增1台300kW加热炉。冯52-58增加热炉燃用干气，加热炉用气量为用量为30m^3/h，年工作时间8760h，则干气用量约为26.28万Nm^3/a。

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》，烟气产生系数107753Nm^3/万m^3天然气，则冯52-58增加热炉烟气产生量约283.17×$10^4$$Nm^3$/a。

加热炉烟气污染物浓度类比南十二转现有400kW加热炉废气监测结果，颗粒物4.8mg/m^3、$SO_2$1.5mg/m^3、NOx80mg/m^3。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。南十二转加热炉燃用干气，与冯52-58增加热炉燃料相同，两天加热炉功率相近，均配备低氮燃烧器，故本次环评类比南十二转加热炉监测数据可行，改建后项目加热炉废气排放情况详见下表。

表3.2.2-1　加热炉烟气污染物产生排放情况

场站	烟气量（$10^4Nm^3/a$）	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			
冯52-58增	283.17	颗粒物	4.8	0.013	燃用干气	4.8	0.013	8	10	达标
		SO_2	1.5	0.004		1.5	0.004		50	达标
		NO_x	80	0.226		80	0.226		150	达标
		林格曼黑度	＜1	/		＜1	/		≤1	达标

3.2.2.2 废水

本项目改造站场均不涉及新增工作人员，靖三联、柳72-33脱、油十转涉及采出水处理系统改造，因此废水主要为靖三联、柳72-33脱、油十转采出水，污染物主要为石油类、SS，经处理达标后全部同层回注，不外排。

运营期采出水站场改造后采用“沉降除油+气浮+过滤”工艺，处理后通过注水泵房外输至周边注水井回注油层，废水不外排。项目类比油一联采出水处理系统，油一联采出水处理系统工艺采用“沉降除油+气浮+过滤”工艺，处理工艺与本项目相同，处理水质相似。出水参考油一联采出水处理设施（“沉降除油+气浮+过滤”）常规监测数据，各站场出水水质监测结果见表2.1.3-8和表2.1.3-9，采出水处理后水质均满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）V级标准限值要求（含油量≤100mg/L，平均悬浮物含量≤35mg/L）。

项目废水排放改变情况见表3.2.2-2。

表3.2.2-2　废水排放改变统计一览表

名称	处理规模	原出水水质		改造后出水水质	
靖三联	1500m^3/d	悬浮物	27mg/L	悬浮物	16mg/L
		石油类	41mg/L	石油类	12mg/L
柳72-33脱	400m^3/d	悬浮物	34mg/L	悬浮物	16mg/L
		石油类	43mg/L	石油类	12mg/L
油十转	600m^3/d	悬浮物	35mg/L	悬浮物	16mg/L
		石油类	40mg/L	石油类	12mg/L
合计	2500m^3/d	悬浮物	/	悬浮物	/
		石油类	/	石油类	/

改变的废水污染物最终回注油层不外排。

3.2.2.3 噪声

本项目运行期新增设备噪声污染源见表3.2.2-3。

表3.2.2-3 本项目新增噪声源统计表

噪声源位置	设备名称	数量（台）	声源源强（dB(A)）	声源性质	治理措施
冯52-58增	加热炉	1	85	连续、室外	选用低噪声设备、基础减振
	输油泵	2	80	连续、室外	
靖三联	采出水处理装置	1	75	连续、室内	选用低噪声设备、基础减振、室内布置
柳72-33脱	采出水处理装置	1	75	连续、室内	
油十转	采出水处理装置	1	75	连续、室内	

3.2.2.4 固体废物

项目改造不涉及新增落地油、清罐底泥、废润滑油、废弃含油抹布和劳保用品、实验室废物、药剂包装材料、废脱硫剂、废铅酸电池及生活垃圾的产生量改变，仅有浮油、浮渣和采出水处理污泥、废滤料和清管废渣的产生量变化。

（1）浮油、浮渣和污泥

项目涉及的靖三联、柳72-33脱、油十转采出水处理设施改造运行过程将产生浮油、浮渣和含油污泥，主要产生于采出水处理中的沉降、气浮、沉淀及污泥脱水环节，主要含有矿物油，属于《国家危险废物名录》规定的HW08废矿物油与含矿物油废物，危废代码900-210-08。

项目靖三联、柳72-33脱、油十转新增了气浮过滤装置，处理规模不变，浮油产生量不变，但浮渣和污泥将增加。根据现状统计，气浮处理系统浮渣新增6t/a，污泥新增19t/a，采出水处理系统中在水处理环节内设置有表层刮板，将浮油、浮渣一同刮入污水污泥池，因此，水处理设施的含油污泥包含了浮油、浮渣和污泥，由有资质单位清掏拉运处置。

（2）废滤料

靖三联、柳72-33脱、油十转采出水增加气浮过滤，将新增采出水滤料。根据统计，站场一般每年补充一次反冲洗过程中损失的少量滤料，平均3年对全部滤料更换一次，主要含有矿物油等，属于《国家危险废物名录》规定的HW49其他废物，危废代码900-041-49。

类比现有工程，本次站场改造包含1座联合站和2座接转站，每次更换产生量约为12t/3a，平均每年4t。废滤料由厂家更换时直接委托有资质单位处置。

（3）清管废渣

运行期项目管道清理周期为2次/年，清管废渣量为150kg/a，属于危险废物HW08（071-001-08），不在站内贮存，定期清管后送至第三采油厂含油污泥贮存库，暂存后统一委托有资质的单位处理处置。

3.2.2.5 项目三废排放清单

改建项目三废排放情况详见下表。

表3.2.2-4 改建项目污染物排放量统计表

类别	名称	现有工程	以新带老削减	本项目	建成后	变化
废气	废气量（$10^4m^3/a$）	18850.73	0	283.17	19133.9	+283.17
	颗粒物(t/a)	0.83	0	0.013	0.843	+0.013
	SO_2(t/a)	0.35	0	0.004	0.354	+0.004
	NO_x(t/a)	5.83	0	0.226	6.056	+0.226
	非甲烷总烃	141.73	0	4.10	145.83	+4.10
	硫化氢(kg/a)	1.53kg/a	1.53kg/a	1.53kg/a	1.53kg/a	0
废水	废水量（$10^4t/a$）	146.07	0	0	146.07	0
	石油类(t/a)	0	0	0	0	0
	SS(t/a)	0	0	0	0	0
固废	落地油(t/a)	0	0	0	0	0
	清管废渣(t/a)	0.135	0.135	0.15	0.15	+0.015
	浮油(t/a)	197	0	0	197	0
	浮渣(t/a)	394.2	0	6	400.2	+6
	污泥(t/a)	1379.8	0	19	1398.8	+19
	废滤料(t/a)	3	0	4	7	+4
	清罐底泥(t/a)	397.22	0	0	397.22	0
	废润滑油(t/a)	6	0	0	6	0
	废弃含油抹布和含油劳保用品(t/a)	0.45	0	0	0.45	0
	实验室废液(t/a)	5	0	0	5	0
	废铅酸电池(t/a)	1.5	0	0	1.5	0
	废药剂包装材料(t/a)	1.3	0	0	1.3	0

	生活垃圾（t/a）	445.3	0	0	445.3	0

综上所述，项目改建后变化的主要是加热炉烟气排放量、无组织非甲烷总烃排放量以及靖三联、柳72-33脱、油十转采出水处理设施运行产生的固废产生量增加，其余均无变化。

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 地理位置

本项目开发区域主要位于榆林市靖边县、定边县、志丹县。

靖边地处东经 108°17′15″~109°20′l5″，经差 1°03′；北纬 36°58′45″~38°03′15″，纬差 1°04′30″，东西宽 9l.3 公里，南北长 116.2 公里。全县海拔介于 1123 米~1823 米之间，地势南高北低，海拔最高点在中山涧镇水路畔村的大墩山，是芦河、红柳河、大理河、黑河、杏子河和周河的发源地；海拔最低点在红墩界镇的白城则。靖边县按地形地貌分为北部风沙滩区、中部覆沙黄土梁峁涧区、南部丘陵沟壑区，分别约占总面积的三分之一。地势南高北低，海拔介于 1123-1823 米之间。

定边县位于陕西省西北部，榆林市最西端，陕甘宁蒙四省（区）七县(旗)交界处，古有“东接榆延，西通甘凉，南邻环庆，北枕沙漠，土广边长，三秦要塞”之称；是陕西省的西北门户、榆林市的西大门，自古以来，商贾云集，素有“旱码头”之称，与靖边县、本县安边镇合称“塞上三边”。全县辖 1 个街道办事处、2 个乡、16 个镇，19 个社区 185 个行政村，总土地面积 6920 平方公里，总人口 36.1 万人。

志丹县，隶属于陕西省延安市，位于陕西北部黄土高原丘陵沟壑区，东部和安塞区相接，西北部与吴起县、靖边县相连，东南部和甘泉县、富县毗邻，西南部与甘肃省合水县、华池县交界。介于东经 108°11′56″—109°3′48″，北纬 36°21′23″—37°11′47″之间，总面积 3781 平方千米。截至 2022 年 10 月，志丹县下辖 1 个街道、7 个镇。2021 年，志丹县常住人口 15.37 万人。

4.1.2 地貌特征

（1）靖边县

靖边县南部为白于山，北部为风沙滩地，地势总体南高北低。白于山为东西走向的梁状山地，境内长约 60km，海拔 1500～1750m，西高东低。其不仅是沙漠高原与黄土高原之间的分界线，也是不同地下水系统的重要分界线以及无定河、洛河、延河、泾河等地表水系的分水岭。白于山及其南坡，海拔 1600～1700m，沟谷深切，一般切深 150～200m。白于山主梁以北有宁条梁梁地，为八里河内流区与无定河的分水岭，亦为白于山北侧三边洼陷靖边滩和安边滩的分界线。白于山北坡海拔 1500～1600m，沟谷切深 30～100m，北部风沙滩地海拔 1250～1400m。最高点位于中山涧镇大墩山，海拔 1823m。

最低点位于北部无定河河谷，海拔 1100m。最大相对高差 723m。区域地貌见图 4.1.2-1 所示。

由区域地貌图可见，本项目靖边区域工程位于靖边县南部山区，地貌类型属于黄土梁峁及河谷地貌。

（2）定边县

定边县南部为白于山，北部为风沙滩地，地势总体南高北低（图 4.1.2-2）。白于山为东西走向的梁状山地，境内长约 60km，海拔 1600～1900m，西高东低。西部白湾子镇魏梁海拔 1905.1m，为境内最高点，东部杨井乡花风子岭海拔 1864m。白于山及其南坡，海拔 1600～1700m，沟谷深切，一般切深 150～200m；白于山北坡海拔 1500～1600m，沟谷切深 30～100m。北部风沙滩地区海拔 1330～1400m。最低点位于西北部苟池，海拔 1300m。最大相对高差 605m。

区域上，白于山不仅是沙漠高原与黄土高原之间的分界线，也是不同地下水系统的重要分界线以及无定河、洛河、延河、泾河等地表水系的分水岭。白于山北侧有八里坬梁、柠条梁等低平梁地，南有子午岭。其中：八里坬梁海拔 1400～1500m，向北延伸至东胜～盐池梁，为定边闭流区与八里河内流区的分水岭；柠条梁海拔 1350～1500m，为八里河内流区与无定河的分水岭。此两条梁地亦为白于山北侧三边洼陷的分界线，将白于山与毛乌素沙带之间分成三个相对独立的浅缓盆地，即定边滩、安边滩和靖边滩。南侧子午岭海拔 1700～1800m，为泾河、洛河的分水岭。

由区域地貌图可见，本项目定边区域工程地貌类型属于黄土梁峁及黄土斜坡。

（3）志丹县

志丹县属陕北黄土高原丘陵沟壑区，地势依河川流向由西北向东南倾斜，海拔 1093～1741m。西部纸坊乡的郭大梁海拔 1741m，为全县最高点；西南部永宁镇的马老庄洛河出境处河床海拔 1093m，是全县最低处，相对高差 648m。志丹县地貌属以梁峁为主体的黄土梁峁丘陵沟壑区，主要分布于除河谷阶地和西南部永宁、义正两乡的土石山地外的大部分地区。北部的张渠、顺宁、纸坊、金鼎等地区，以峁和短梁峁为主；中部的旦八、吴堡、双河、周河等地区以梁为主，梁顶间或有大型孤立峁，沟谷密度大，侵蚀严重。

本项目仅一条管线（顺 42-49 措施返排液处理站至南九接转站输水管线）部分区域位于志丹县顺宁境内，地貌以峁和短梁峁为主。与靖边南部地貌类型相同。

4.1.3 地质构造

项目地处鄂尔多斯地盆地，构造上属华北地台，天环向斜东翼伊陕斜坡地带。区内古生界、中生界地层，基岩起伏较小，为单斜地层，微向西倾，倾角 1～3°，形成单斜构造。鄂尔多斯地块构造运动以升降运动为主，振荡幅度小，构造简单，无大型褶皱和断层，见图 4.1.3-1 所示。

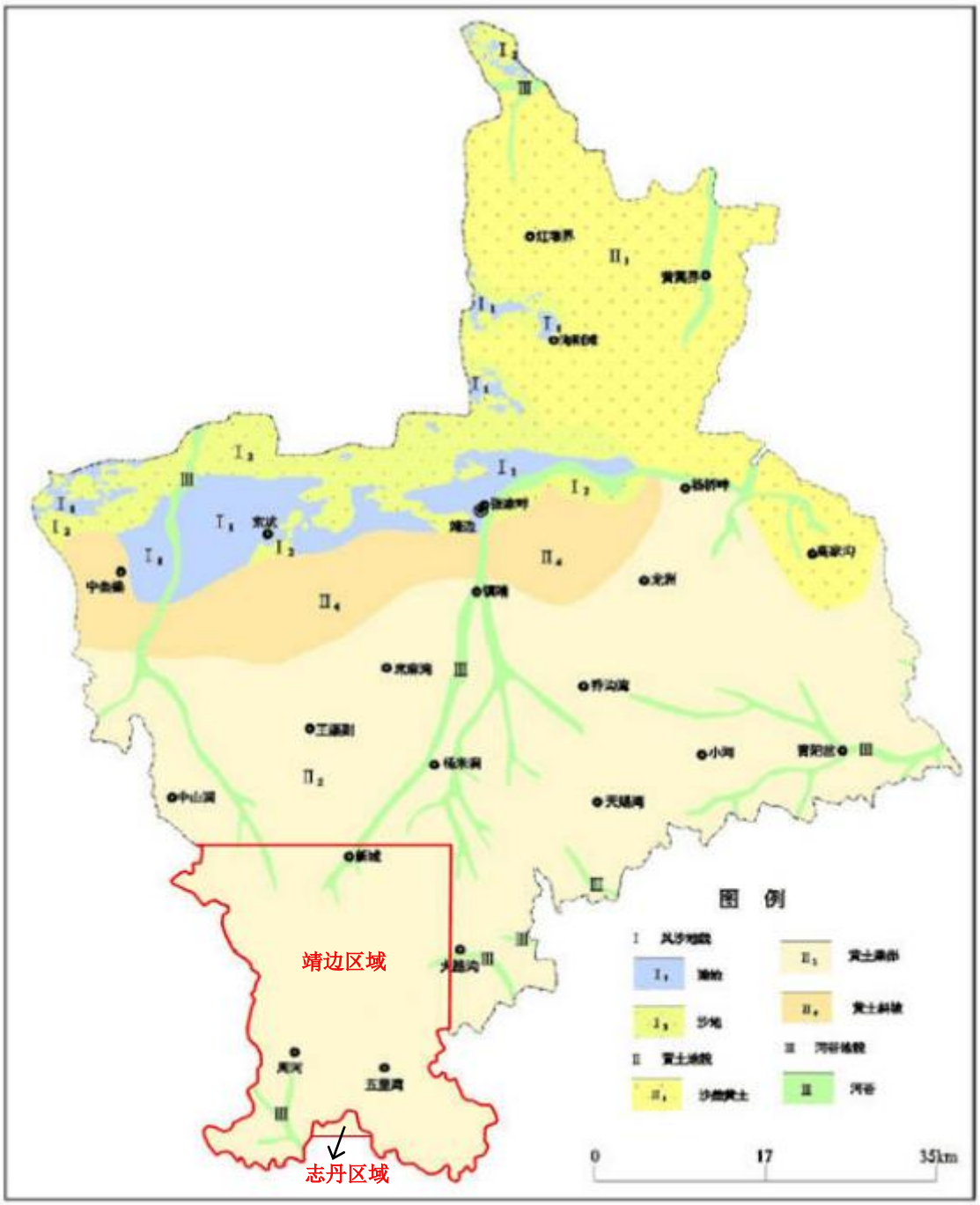


图 4.1.2-1　靖边、志丹区域地形地貌类型分布图

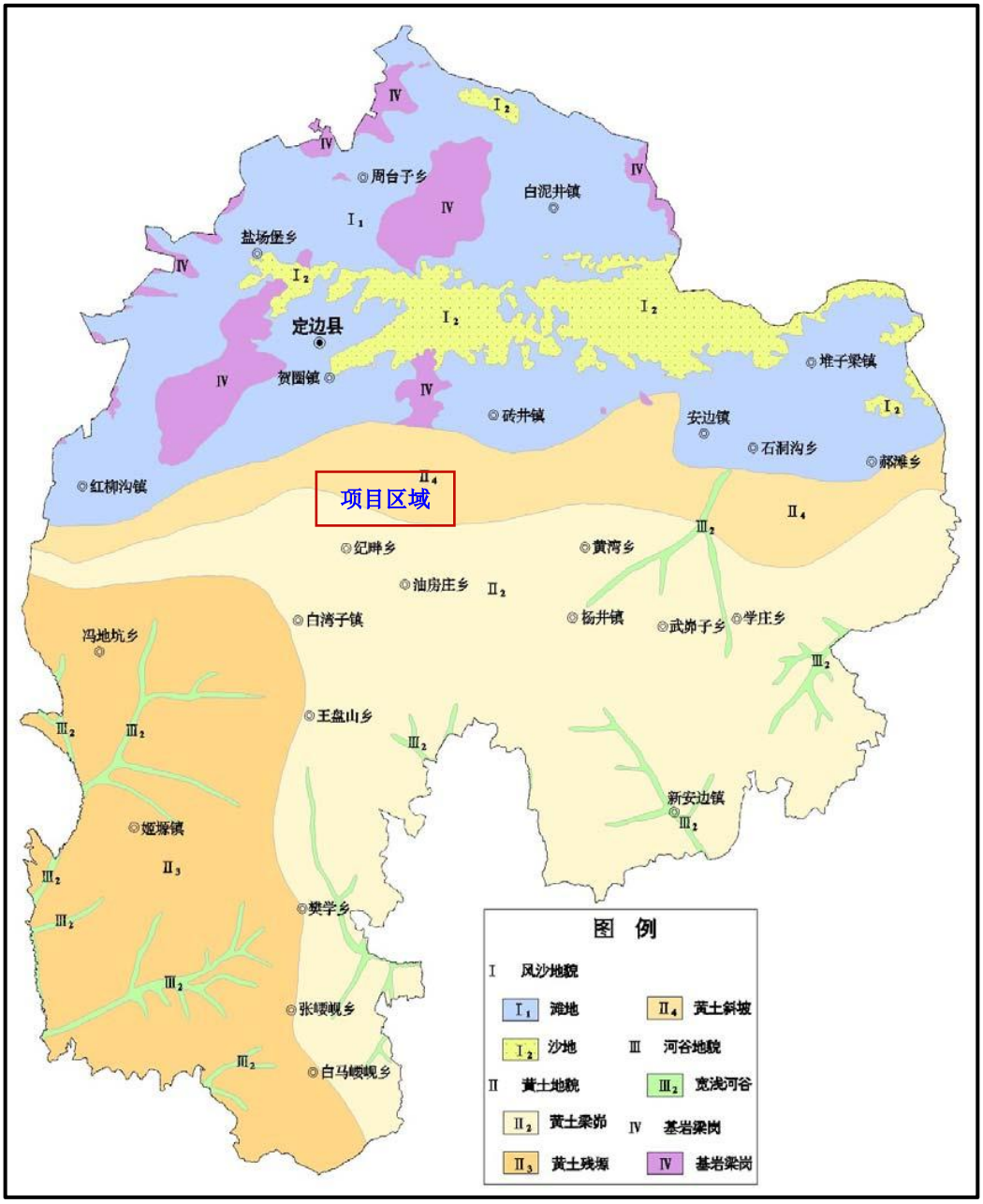


图 4.1.2-2　定边区域地形地貌类型分布图

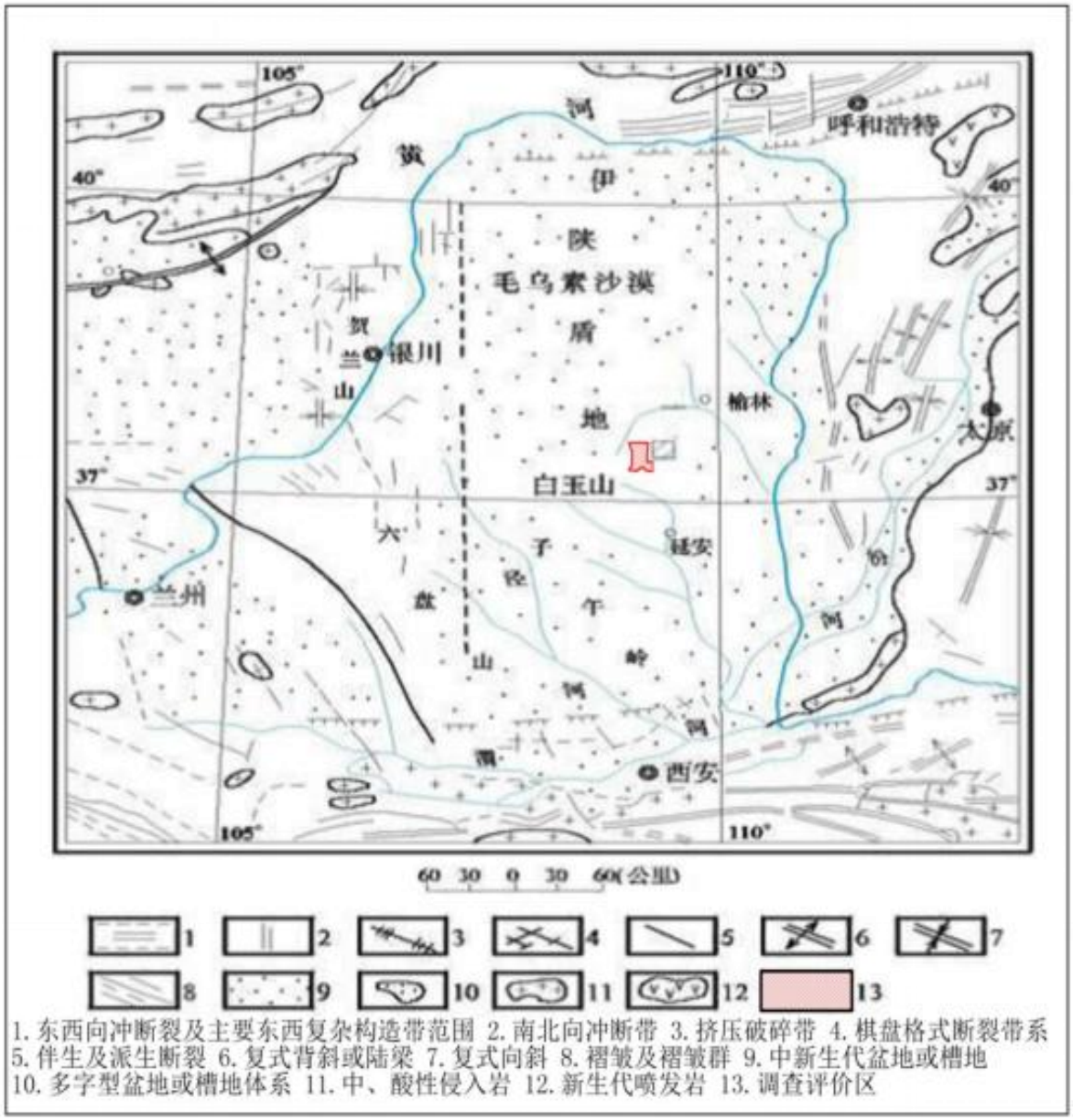


图 4.1.3-1　区域地质构造纲要图

4.1.4 气候

靖边县属暖温带半干旱大陆性季风气候区。四季变化较大，冬季严寒而少雪；春季温差大，寒潮霜冻不时发生，并多有大风，间以沙暴；夏季暑热，雨量增多，多以暴雨出现，同时常有夏旱和伏旱；秋季多雨，降温快，早霜冻频繁。

定边县属暖温带半干旱大陆性季风气候区。四季变化较大，冬季严寒而少雪；春季温差大，寒潮霜冻不时发生，并多有大风，间以沙暴；夏季暑热，雨量增多，多以暴雨出现，同时常有夏旱和伏旱；秋季多雨，降温快，早霜冻频繁。

志丹县属暖温带半干旱大陆性季风气候区。四季变化较大，冬季严寒而少雪；春季温差大，寒潮霜冻不时发生，并多有大风，间以沙暴；除冬季外暑热，雨量增多，多以暴雨出现，同时常有夏旱和伏旱；秋季多雨，降温快，早霜冻频繁。

油区多年气象观测统计资料见表4.1.4-1。

表4.1.4-1　评价区气象要素统计表

气象要素		单位	数值		
			靖边县	定边县	志丹县
平均气压		hPa	873.5	863.8	880.0
气温	年平均	℃	7.8	7.9	8.1
	极端最高	℃	36.4	37.7	37.4
	极端最低	℃	-28.5	-29.4	-28.0
平均相对湿度		%	59	52	63
年平均降水量		mm	377.1	323.6	470.2
年平均蒸发量		mm	1935.5	2291.1	1465.9
风速	平均	m/s	2.8（夏）/2.4（冬）	3.3	1.3
	最大	m/s	28.8	33.0	22.3
	最多风向	/	S	11	S
地面温度	平均	℃	10.6	10.3	10.4
	极端最高	℃	67.5	/	69.8
	极端最低	℃	-38.1	/	-37.3
日照时数		h	2768.7	2743.3	2298
霜日数		d	226	21.4	142
最大积雪深度		cm	24	13.0	18.0
最大冻土深度		cm	112.0	133.0	96.0

4.1.5 地表水

定边区域本次工程涉及范围内无河流，靖边、志丹区域本次工程周边分布的河流主要有无定河、芦河、周河、杏子河。

① 无定河：发源于定边县白于山北麓，全长491km，流经定边、靖边、米脂、绥德和清涧县，由西北向东南注入黄河。无定河流域水系分布不均匀，基本为一风倒树状水系。风沙区河流稀少、短小，黄土区河网发育、支流众多。全水系有10km以上沟道50多条，5km以上沟道140多条，主要支流有北岸的纳林河、海流兔河、榆溪河和南岸的芦河、大理河、淮宁河等，并有南岸支流长而多、北岸支流短而少的特点。无定河多年平均流量15.3亿m^3，占黄河流域多年平均流量628亿m^3的2.4%，流域面积占黄河流域面积的4.2%，无定河径流的区域差异明显，从东向西减小。榆林以东年径流深大

于80mm，横山以东大于60mm，靖边以东大于40mm，西部边缘只有20mm。无定河川口站多年平均输沙量为1.71亿t，其中风沙区占6%，黄土区占94%。含沙量以芦河上游最大，靖边站可达380kg/m^3，海流兔河最小，韩家峁站仅为4.12kg/m^3。

② 芦河：发源于白于山地，于横山吴家沟附近注入无定河。上游山梁起伏，沿河两岸有宽窄不等的川台地和川道，部分河床切入基岩。河道平均比降2.66‰。杨米涧以下谷宽200～1000m，河床宽20～60m，切深20～60m，间有跌水陡坎。阶地仅在镇靖以下至桥口湾一段比较发育。一级阶地宽处300～500m，高出河水面2～5m，由全新统粉、细砂及黄土状土组成。二级阶地高出河水面15～20m，上覆全新统黄土状土。

③ 周河：周河为北洛河左岸一级支流，发源于靖边县周家咀的饮马坡，流经县境中部的顺宁、周河、双河3乡镇，在永宁镇川口汇入洛河。周河流域面积1336km^2，河长81.3km，河道平均比降3.6‰，河道宽度在80～200m之间，平均宽度达100m。上起土墩湾，下至川口，河道两岸有整块川台地。上游地形分布有高山、峡谷及荒滩，坡度变化大，流域植被较差，水土流失严重。根据《陕西省水功能区划》，周河流域水域功能为III类。

④ 杏子河：延河一级支流，发源于靖边县大路沟乡关圣塌。由王窑乡井庄入境，经王窑、招安、沿河湾三个乡（镇），至沿河湾镇黄崖根汇入延河。全长106km，流域面积1486km^2，水土流失面积占93%，年平均径流量0.23×10^{8}m^3，河床宽度25～35m，流速0.7m/s，常流量为0.8～1.5m^3/s。

项目所在区域水系图见图4.1.5-1。

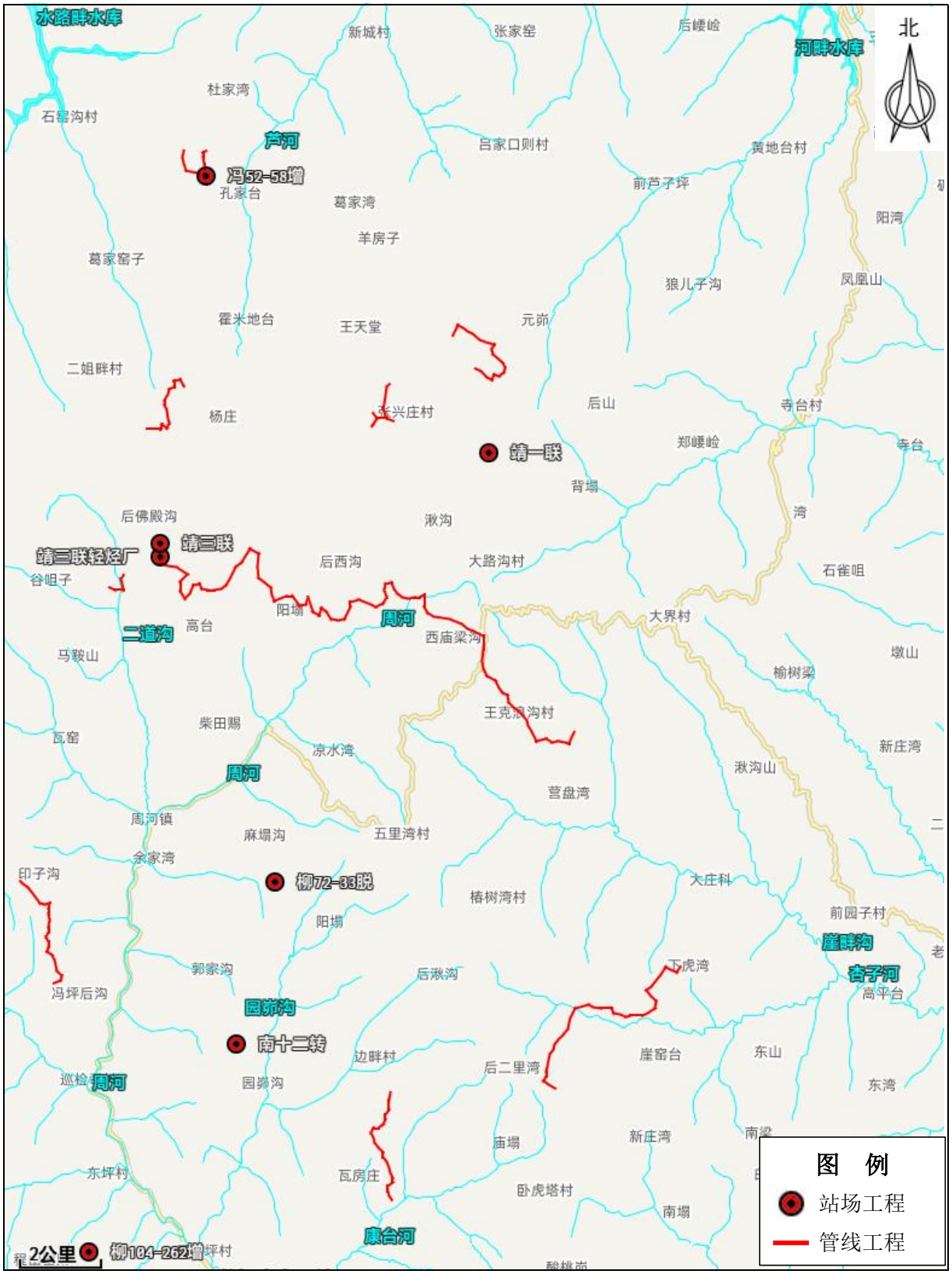


图 4.1.5-1　项目靖边、志丹区域水系示意图

4.1.6 水文地质条件

4.1.6.1 区域水文地质条件

1、靖边、志丹区域水文地质条件

靖边、志丹区域所在区域内按含水层特征和水力特征，可分为第四系松散层孔隙水和碎屑岩裂隙孔隙水两大类。前者包括第四系萨拉乌苏组孔隙潜水、第四系黄土层裂隙孔隙潜水及河谷冲洪积层孔隙潜水。后者可分为白垩系裂隙孔隙水与侏罗系裂隙水。地下水形成条件、赋存富集特征主要受地形地貌、地层岩性岩相、古地理环境等因素控制。

（1）含水层

1）第四系松散岩类含水层

①萨拉乌苏组孔隙含水层

萨拉乌苏组分布于靖边—东坑镇—宁条梁镇以北的沙漠平原，为冲洪积沉积，厚度一般小于30m，但在古河道洼地中厚度较大。其中，西冯家峁、海则滩一带的古河道洼地中，厚度可达60～100m。

萨拉乌苏组含水介质主要由中细砂、细砂、砂质粉土夹粉土或粉质粘土透镜体构成。平面上，从上游到下游含水介质颗粒的粗细变化不明显，但从古河槽或古湖盆中心向周边、含水介质颗粒明显由细变粗；在垂向上，含水介质岩性上部以细砂、粉细砂、砂质粉土为主，局部夹粉土透镜体，下部多为细砂和粉砂，局部夹粉土及粉质粘土透镜体。

萨拉乌苏组地下水主要接受降水入渗补给，降水补给占总补给量的60%以上，沙漠滩地区地形开阔、呈舒缓状起伏，上覆透水性强的现代风沙，大气降水不易形成地表径流而易渗入地下补给潜水，是最主要的地下水补给源。其次是灌溉回归水的渗漏补给、周边地下水径流补给和沙丘凝结水补给。萨拉乌苏组地下水径流，总体上由高至低、由南向北向河谷和低洼处盐湖径流，流动方向受地形控制，水力坡度6.8～13.5‰。排泄则为人工开采、蒸发和侧向径流排泄。

②第四系冲洪积层含水层

第四系冲洪积层地下水系统主要分布于无定河及芦河河谷的漫滩与阶地。含水层岩性主要为含砾中粗砂、中细砂、粉细砂夹淤泥或粉土砂砾卵石，厚度一般小于10m。单井涌水量一般小于500m^3/d，水化学类型以HCO_3—Ca、HCO_3•SO_4—Na•Ca型为主，矿化度一般小于1000mg/L。

第四系冲洪积层潜水主要接受大气降水渗入及边岸地下水侧向流入补给，洪水期漫滩及一级阶地前缘还接受河水倒灌补给，渠道渗水、农灌水及冲沟地表水在一定条件下

也为其补给源之一。漫滩处地下水埋藏浅，一般小于 2m，阶地区水位埋深一般 5～10m。地下水径流方向一般与河流斜交，以潜流形式向下游或河床排泄。河曲地带潜流截弯取直，在上游河湾获得河水补给，下游河湾段以泉或潜流形式排泄于河水。

③第四系黄土层含水层

黄土含水层在区内广泛分布。黄土含水层主要由粉土类土组成，夹多层古土壤，具有孔隙、裂隙双重空隙特征。由于地层压力及固结作用，黄土中孔隙与裂隙有随深度的增加而减弱的趋势，渗透系数变化总趋势是上部地层较下部地层大，垂直方向较水平方向大，层间的不均匀性表现明显。

黄土层的分布和厚度取决于地形切割程度。沙盖黄土区、黄土斜坡区、黄土残塬区黄土分布较连续、面积较大，切割弱，含水层厚度相对较大，一般在 30～50m，易接受降水入渗补给和储存地下水，地下水位埋深较大，一般 50～150m；黄土梁峁区、黄土丘陵区沟谷切割深，地形破碎，含水层厚度薄，地下水径流排泄通畅，近沟谷地带的黄土层中一般不含地下水。黄土层之下较连续分布新近系泥时，黄土常形成“片”状或“点”状分布的薄层含水层；无新近系泥岩时，黄土层一般不含水。

黄土裂隙孔隙水主要接受大气降水补给，有渗入及漏入两种方式。一年中的降水大部分集中在 7、8、9 三个月，该时期为地下水的主要补给时期。降水通过垂直节理、湿陷隙缝、黄土漏斗、落水洞等补给地下水。

黄土层地下水系统补给区与径流区一致。受沟谷水系控制，没有统一的地下水位，地下水径流总趋势是从地势较高的梁峁顶部向沟源、谷坡边岸运动。

在白于山北坡，地下水由南向北径流，以地下侧向径流方式补给萨拉乌苏组地下水；在黄土分布面积较大的黄土残塬区，地下水呈放射状向周边沟谷径流。在黄土梁峁区、黄土丘陵区，地下水多以垂直入渗补给下伏基岩风化带潜水，局部以泉水形式排泄于沟谷。

靖边、志丹区域第四系水文地质图见图 4.1.6-1。



图 4.1.6-1　靖边、志丹区域第四系水文地质图

2）白垩系碎屑岩裂隙水

白垩系碎屑岩裂隙水在靖边县和志丹县全域均有分布，上部不连续地分布有第四系黄土层潜水。新近系泥岩阻断了黄土层地下水与白垩系地下水的水力联系。同时，白垩系环河组顶、底部存在区域性隔水层，将白垩系含水体分成了环河组、洛河组两个相对独立的含水体，使白垩系含水岩组在空间上呈现出多层结构，且同一含水岩组的岩性岩

相及富水性、渗透性、水化学等水文地质特征基本相近，不同含水岩组间存在较大差异。其中：

①白垩系环河组地下水：含水层介质为湖相、滨湖相砂岩与泥质砂岩，分布极不稳定。环河组顶、底部泥岩为其隔水顶底板。其在上游裸露区接受地表水及大气降水补给，从盆地的周边顺层向河流方向汇集，并最终排向河流，具有承压水特点。环河组总体上富水性弱，单井涌水量一般小于500m^3/d，渗透系数多小于0.11m/d。

②白垩系洛河组地下水：含水层为红色沙漠相砂岩，厚度200～400m。其在白垩系地下水系统边缘地带为潜水，在系统内部为承压水。洛河组地下水系统接受周边裸露区地表水及大气降水补给，顺层向河流汇集，在下游河谷区越流顶托补给上覆含水层，最终排向河流。洛河组是南部黄土区最主要的含水层，水质相对较好，单井涌水量多在1000～3000m^3/d，渗透系数0.22～0.53m/d。

靖边、志丹区域白垩系水文地质概况见图4.1.6-2。

（2）隔水含水层

侏罗系安定组，中下部为灰黄、紫红色砂岩、泥岩夹泥灰岩及灰黑色页岩。上部为灰、紫红、灰黄色薄板状泥灰岩夹钙质泥岩。平均厚度约253.1m。与下伏直罗组呈整合接触，上被洛河组的红色、斜层理粗砂岩假整合所覆。该地层富水性、透水性较差，且连续稳定，可视为相对隔水层。

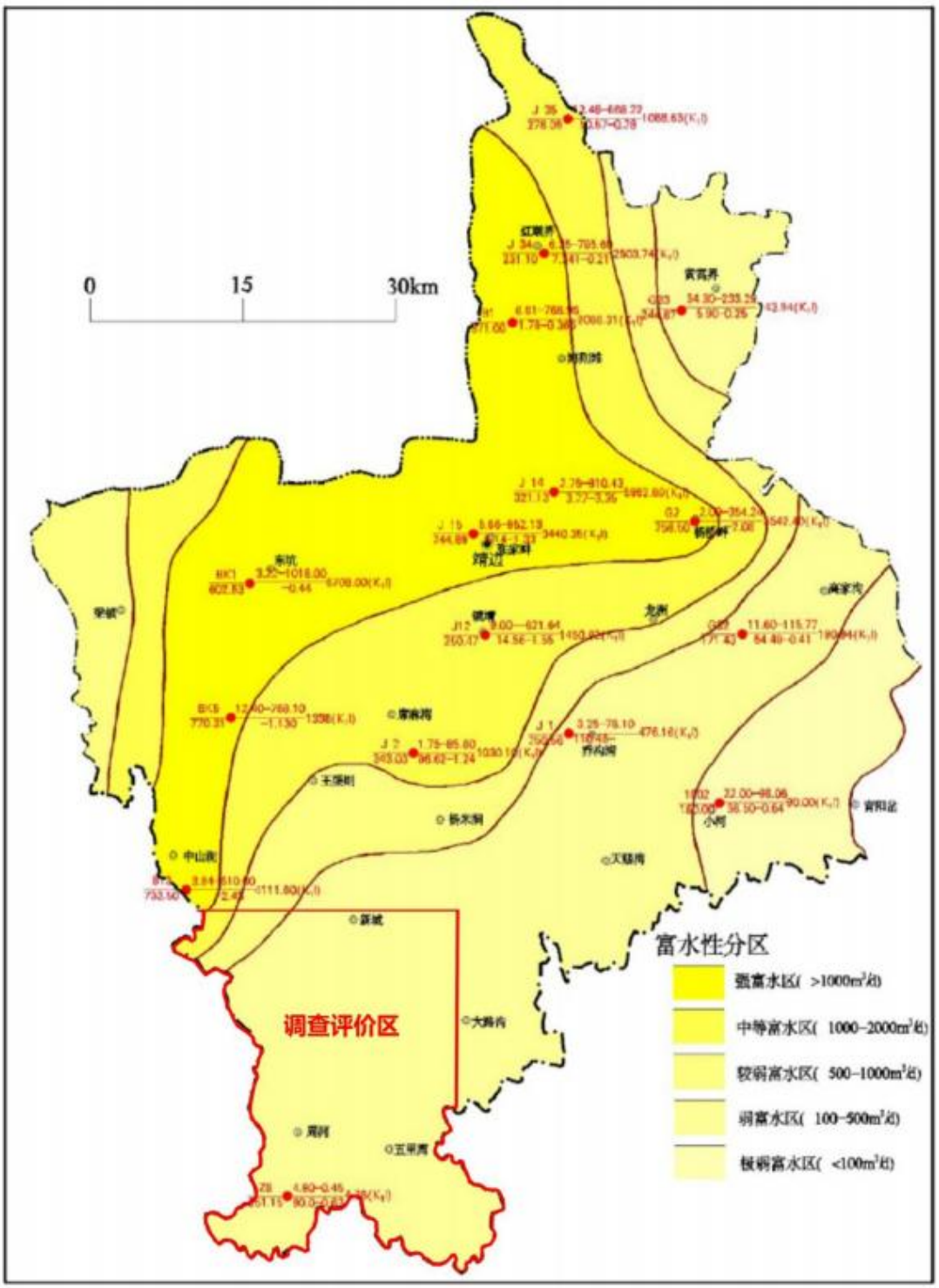


图 4.1.6-2　靖边、志丹区域白垩系水文地质图

（3）地下水补给、径流与排泄

1）第四系潜水的补给、径流与排泄

a.第四系孔隙潜水补给、径流与排泄

第四系孔隙潜水以大气降水入渗补给为主。由于地形平坦，地表径流滞缓，含水层岩性较粗，渗透性能强，地下水埋藏浅等有利条件，大气降水能迅速下渗为含水层所吸

收，直接补给地下水。此外还有南部黄土层潜水侧向径流补给，平原区5～9月农灌期还接受渠系渗漏补给、灌溉田间入渗补给。

由于地形平缓，径流条件差，总径流方向与地形倾斜方向一致，由南向北，向红柳河、芦河缓慢运动。水力坡度小于2‰，河流两岸略大。就局部而言地下水由地形较高处得到降水补给后向周围地形低洼处径流。

地下水除向河流、受地下水补给的集水洼地排泄外，尚有大量蒸发排泄，在农灌期有大量的人工开采排泄。

据地下水位动态观测资料，潜水位在4～5月份出现峰值，为冰雪解冻水补给所致。5月以后随着枯水季节到来，并开始春灌，地下水位开始下降，6～8月份农田灌溉用水量最大，地下水位降至年度的最低。9～10月份起由于雨季刚过和停止灌溉，区域水位又逐渐回升。地下水位年变幅0.5～1.5m。

b.第四系黄土层裂隙孔隙潜水补给、径流与排泄

黄土层裂隙孔隙潜水受大气降水垂直入渗补给，其径流、排泄受地貌条件控制，黄土梁峁区地形破碎，沟谷深切，地面坡度陡，地表径流条件好。虽然含水层岩性较粗，易于透水，但降水后能迅速形成地表径流汇入沟谷河川流失，故降水渗入补给的水量有限。加之地下水沿梁峁谷坡下渗补给基岩地下水，或经短距离径流隐渗补给沟谷区潜水，或出露成泉补给沟水，向下游排泄。黄土斜坡向北倾斜，地下水以9～18‰的水力坡度由南向北缓慢径流补给平原区潜水。黄土梁岗潜水由海则滩—红墩界一线向东西两侧径流补给第四系冲洪积层潜水，或垂直入渗补给下覆基岩潜水，径流途径短。

2）白垩系地下水的补给、径流与排泄

除黄土梁峁区外，一般隐伏于含水的第四系松散层下，其径流、排泄特点基本与上覆第四系潜水一致。主要接受第四系潜水垂渗补给，此外在基岩零星裸露地区亦可得到大气降水直接补给。

由南部的分水岭向两侧径流排泄。在新城乡附近，分水岭呈东西向，地下水向南北两侧径流。在乔沟湾天赐湾一带，分水岭呈东北—西南向，地下水向东南方向径流。东部分水岭呈东西向，北部地下水向北、东北向径流。

白垩系地下水在径流过程中向河流排泄，同时有大量的农业开采。

动态变化较第四系潜水稳定，5月后由于农业灌溉，地下水位下降，至9月由于雨季降水影响的滞后以及地下水开采量减少，水位逐渐上升，至稳定。水位年变幅3～5m。

（4）地下水的化学特征

第四系地下水水化学特征：径流途程短，循环积极，矿化度一般小于 500mg/L，水质普遍较好。芦河南北两侧水化学类型为 HCO_3—Ca•Mg；受地表水蒸发、人为污染等影响，芦河河谷地下水中 Cl^-含量增大，水化学类型为 HCO_3•SO_4•Cl—Na•Ca•Mg 型。

白垩系地下水水化学特征：地下水主要接受第四系地下水越流补给，同时受深切沟谷控制，地下水径流、排泄条件好，主要为矿化度小于 500mg/L 的 HCO_3 型类淡水，水质良好。芦河南岸至马圈渠一带水质较差，水化学类型为 HCO_3•SO_4—Na•Mg 型、HCO_3•SO_4•Cl—Na•Mg 型、SO_4•Cl—Na•Mg 型，矿化度 1455～3350mg/L。

2、定边区域水文地质条件

（一）地下水系统划分

根据《榆林市定边县地下水勘查报告》（2011.03），定边县根据含水介质不同，地下水可分为碎屑岩裂隙水、孔隙水两大类。碎屑岩裂隙水赋存分布于白垩系的碎屑岩裂隙中，孔隙水赋存分布于第四系松散堆积层孔隙中。因此区域地下水含水系统可划分为白垩系碎屑岩裂隙含水系统和第四系松散层孔隙含水系统。后者还包括第四系萨拉乌苏组孔隙含水系统、第四系黄土层裂隙孔隙含水系统（表 4.1.6-1、图 4.1.6-3）。

白垩系裂隙孔隙含水系统在全县均有分布，为鄂尔多斯盆地白垩系裂隙孔隙含水系统的一部分。第四系萨拉乌苏组孔隙含水系统分布于定边北部风沙滩地区，是鄂尔多斯盆地第四系萨拉乌苏组孔隙含水系统的一部分；第四系黄土层裂隙孔隙含水系统主要分布于黄土斜坡、残塬及宽梁等地段，呈片状或岛状分布。本项目所在区域白垩系裂隙与第四系萨拉乌苏组孔隙含水系统地下水具有一定开发利用价值。

表 4.1.6-1　地下水系统划分表

含水系统		水流系统	水流子系统
白垩系碎屑岩裂隙含水层系统	白垩系裂隙孔隙含水系统（I）	白于山北部水流系统（I_1）	定边闭流区水流系统（I_{1-1}）
			八里河水流系统（I_{1-2}）
			无定河水流系统（I_{1-3}）
		白于山南部水流系统（I_2）	马莲河水流系统（I_{2-1}）
			洛河-延河水流系统（I_{2-2}）
第四系松散层孔隙含水层系统	第四系萨拉乌苏组孔隙含水系统（II）	定边闭流区萨拉乌苏组水流系统（II_1）	
		八里河萨拉乌苏组水流系统（II_2）	
	第四系黄土层裂隙孔隙含水系统（III）	白于山北坡水流系统（III_1）	
		白于山南坡水流系统（III_2）	

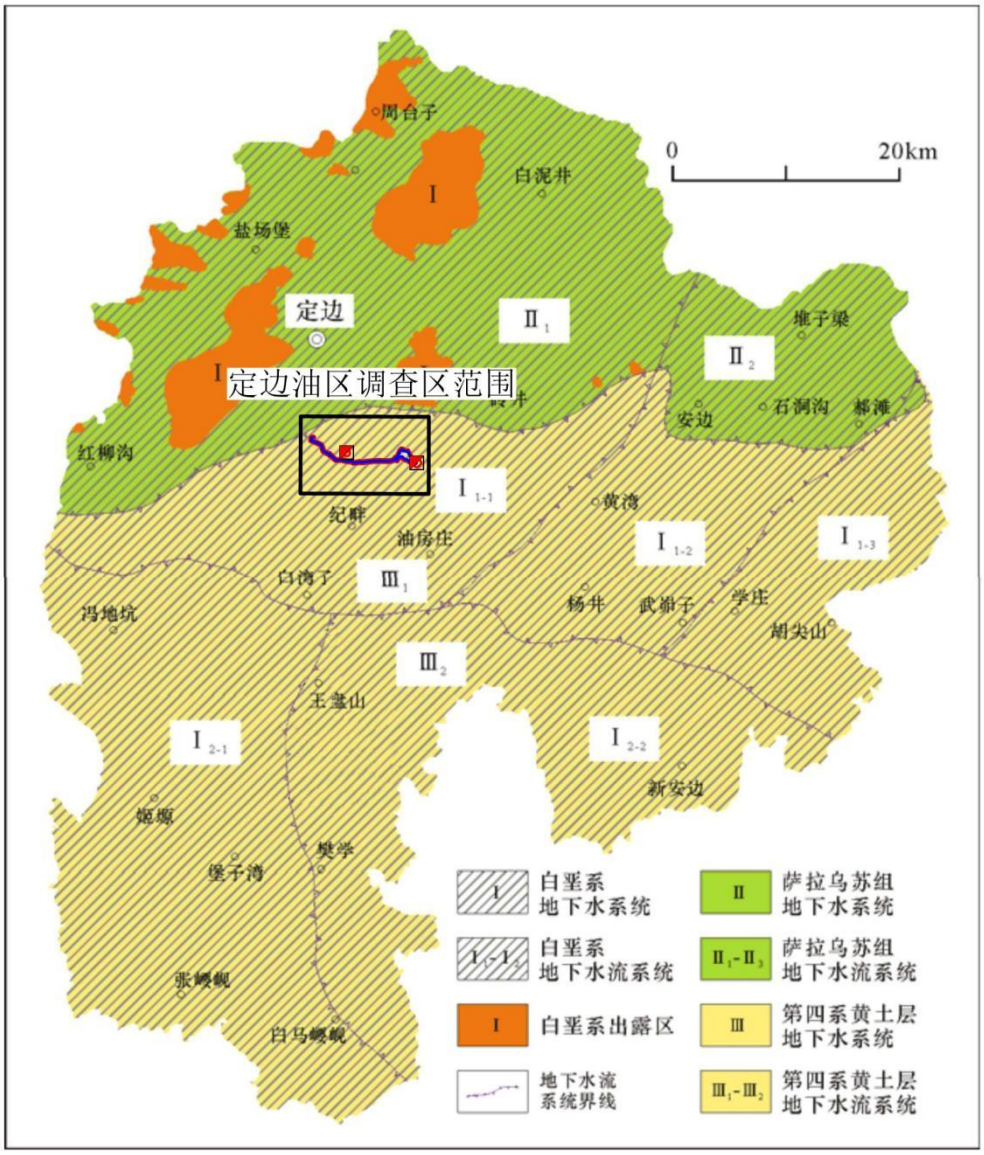


图 4.1.6-3　定边区域地下水系统划分

（二）地下水类型及特征

定边县地下水按介质及水力特征，可划分为第四系松散岩层孔隙、裂隙孔洞潜水、中生界白垩系基岩风化裂隙孔隙潜水、中生界白垩系基岩承压水三大类型。分述如下：

①第四系松散岩层孔隙、裂隙孔洞潜水

a、河谷区潜水

仅分布于南部白于山各主要河流及其支沟中，主要赋存在一、二、三级堆积阶地和漫滩中，沿河谷呈长条状分布，水位埋深较浅，一般由河谷上游向下游由深变浅，高阶地比低阶地为深。

b、涧地潜水

主要分布于白于山分水岭以北的涧地中，如白湾子、学庄、武峁子等地，涧地的形

成均受基岩槽谷与洼地的控制。涧地底部一般皆有新近系泥岩、中更新统黄土粘土层或基底泥质岩等隔水垫层。否则，潜水就下渗补给给下部基岩风化带潜水。涧地中潜水面呈连续分布，潜水埋藏较深，水质变化大。

c、平原区冲洪积层、风积层孔隙潜水

主要分布于 307 国道以北的冲洪积平原区，包括中更新统早期、上更新统早期以及全新统的冲洪积含水层，另外在南部黄土斜坡区下部局部地区还残留一些下更新统的冲洪积含水层。含水岩性为含泥卵石、砂、粉土及粉质粘土等，含水层厚度受古地形控制，古河槽及古洼地中心最厚，一般 60-80m，局部达 140m。向两侧及四周迅速变薄为 10-50m。地下水埋深一般为 2-8m。古河槽及古洼地中心部位，含水层厚度大，富水性强，单井涌水量＞500m^3/d。外围含水层厚度变薄，富水性中等至弱，地下水水化学类型复杂，矿化度多大于 1g/L，局部在 10g/L 以上，水化学类型以 HCO_3-Na、Cl·SO_4 或 SO_4·Cl-Na·Mg 型为主。风积层主要分布于中部风积沙盖区，潜水分布总的与沙丘群分布相当，埋藏较浅。由于入渗系数较大，接受降水补给有利，而蒸发排泄比较困难，渗入淡化作用胜过蒸发浓缩作用，因此多形成低矿化度淡水，大部属较富水区，水化学类型以 HCO_3-Na 及 Na·Mg 型为主。

d、风积黄土裂隙孔洞水

分布于白于山以南的广大丘陵区，其形成和分布受地貌条件的严格控制，由于沟谷深切至基岩，加之地形较陡峻，故无统一的潜水面，只有在被沟谷分割的各个大小不等的汇水面积内，具有局部潜水体分布。多以泉的形式排出或渗水排出。流量甚小，水质稍好，在部分较大的黄土残塬或一些支沟的沟脑部位掌形地中的潜水，由于地形平坦，汇水面积较大，水质良好。

②中生界白垩系基岩风化裂隙孔隙潜水

定边县境内下白垩系潜水普遍分布，因基岩直接裸露或隐伏于不同的地貌部位，都发育不同程度和不同厚度的风化裂隙带，从而构成了统一的下白垩系潜水含水岩组，包括罗汉洞组和环河组等不同时代的含水岩组。其中以环河组潜水分布最广，局部地区为罗汉洞组潜水。潜水层的厚度和潜水的埋深，因地貌之不同有高地之别。一般来说，在基岩直接裸露或第四系覆盖较薄的河谷和洼地区，含水层厚度较大，一般为 10-40m，潜水位埋深也较浅；而在广大的黄土丘陵区和第四系覆盖较厚的平原区。含水层厚度则较薄，潜水埋藏较深。就富水性而言，全区变化较大，主要决定因素在于含水层的地形岩性、构造和所处的地貌部位。一般在河谷区、平原区及洼地槽谷区相对富水，而沟谷、

河间区及黄土梁峁区富水较弱。潜水水质十分复杂，淡水至高矿化度咸水。环河组含水组在境内为主要的含水岩组，但裸露范围有限，大部分被第四系所覆盖，但因裂隙的发育，使之上下沟通，成为统一的含水岩组。因接受降水下渗条件不一，导致含水岩组的富水程度也就不同。水质西部地区矿化度多数为大于 3g/L 的 SO_4·Cl-Na·Mg 型水。

③中生界白垩系基岩承压水

境内的地层和构造为承压水的形成与分布，提供了基本的构造条件。但由于岩性、岩相在垂直和水平方向上的频繁、急剧变化，使含水岩层的分布极不稳定，常呈扁透镜体，形成空间上的“天窗”，由于含水层与隔水层的频繁交替存在，在风化带以下，仍构成一区域性的承压含水层，并由于地层岩性在垂向上的极不稳定，再加上产状平缓，微向北西倾斜的特点，致使区域承压水头具有在白于山区比两侧高的趋势。据上下层位关系区域性承压水可分为环河组和洛河组承压水。其埋藏条件是：

洛河组承压水含水层埋藏深，大部分地区超过 400m，承压水头埋深大都超过 100m，富水性较富水至中等富水含水岩性，水质不仅各区域有明显差异，在垂向层段间也变化较明显，部分地段赋存有水质较好的含水层段。

环河组承压含水层，各区块差异较大，一般在 50-150m，承压水头埋藏也较浅，其富水性的变化规律与补给条件的优劣相一致，在平原区及基岩槽谷区较富水，其余地区属中等富水区。水质变化复杂，差别较大。

定边县水文地质图见图 4.1.6-4。



图 4.1.6-4　定边县水文地质图

（三）地下水补给、径流、排泄条件

（1）第四系松散层下水补径排条件

北部平原区、沙漠滩地区以及风积沙盖区第四系潜水，主要靠降水补给。定边县属大陆干旱气候，降水量少而集中，多年平均降水量为 300mm 左右，每年 60%以上的降水量集中于 7、8、9 三个月，降水后潜水位急剧上升。其次，灌溉回归水的渗漏补给、地下水的径流补给和沙丘凝结水的补给等，也是第四系潜水的重要补给来源。潜水流向与地面倾斜方向基本一致，在东部地区由四周向平原中心汇集，以石庄-仓房梁一带的

低洼地段为汇集地；在中西部地区，潜水虽以不同方向流动，甚至在局部低洼地段则形成小区域的排泄地带，但最终以平原区北部的湖沼盐地为最终的汇集地。树立坡度随地面坡度大小而变化，一般为1-2‰，外围地区在5-10%，而在平原区北部则小于1‰。

（2）白垩系地下水补径排条件

①白垩系潜水

补给来源主要为大气降水，但所处地貌部位的不同，其补给、径流和排泄条件各异。该含水层多隐伏于含水的第四系松散层下，一般接受第四系潜水垂直入渗补给，局部由于构造裂隙或岩性透水“天窗”的连通也可得到洛河组承压水的顶托补给。其径流排泄受地形控制，顺地势起伏由高处向低处径流，汇集于各洼地及一部分基岩槽谷，局部向上补给第四系含水层，为蒸发所排泄，部分向下以越流形式补给深部承压水，部分岩基底或槽谷排泄出区外。

②白垩系承压水

环河组地层岩性结构为砂岩、泥岩不等厚互层，决定了其承压水具有多层性的特征，各单层之间通过弱隔水层或“天窗”相互联通而构成含水岩组。其补给来源主要为上覆松散层、白垩系风化带潜水的下渗越流补给。环河组承压水受地层结构及岩性的控制，以顺层水平径流为主。地下水以西北部盐湖为排泄点，顶托补给第四系松散层地下水，另外人工开采也是其排泄方式之一。

洛河组：大气降水自浅表黄土入渗转化为地下水后，由于新近系泥岩及环河组隔水泥岩层垂向渗透性很差，因此在地形高处，水位也高，出现白于山地表分水岭与地下分水岭一致的现象，白于山北侧，环河组地下水向北径流，南侧向南径流，但对下部洛河组含水层而言，受环河组底部泥岩隔水层的阻隔，环河组地下水很难垂直向下越流补给洛河组地下水，因此洛河组地下水分水岭向白于山北偏移，这也表明白于山地表分水岭对洛河组地下水控制作用较弱。

白垩系承压水等水位线及流向见图4.1.6-5。

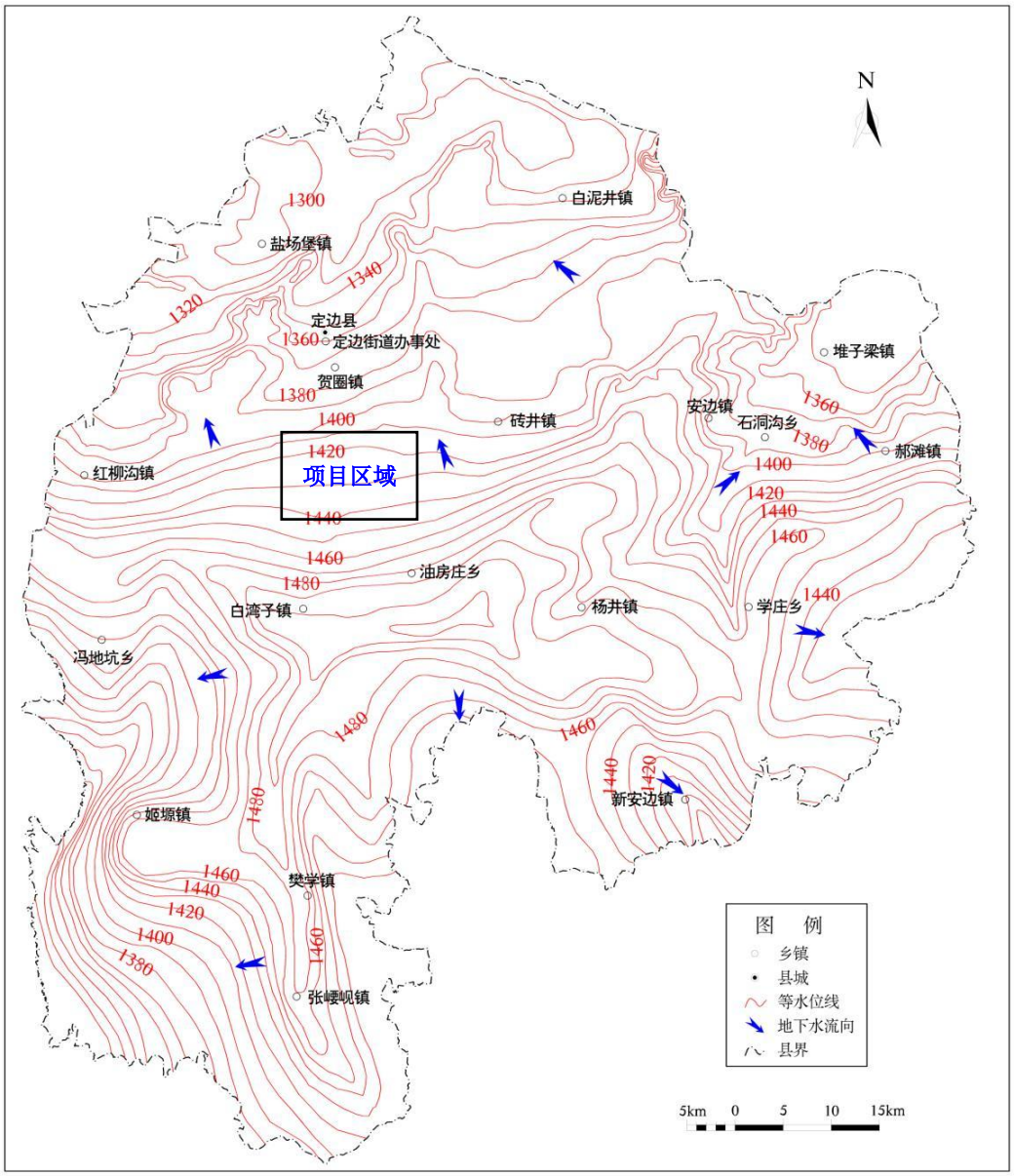


图 4.1.6-5　白垩系承压水等水位线及流向图

（四）区域地下水动态特征

（1）第四系地下水

①萨拉乌苏组孔隙潜水

定边北部萨拉乌苏组地下水动态简单，变化特征基本相似：一般每年 5—8 月是水位最低时期，9 月后水位逐步回升，至次年元月上旬开始略有下降，次年 3 月底后微幅上升，至四月中旬后进入农灌季节，水位开始下降，接此过程完成一个水文年的变化，水位变幅一般在 3～5m。

影响萨拉乌苏组地下水动态年内变化的主要因素为人工开采和大气降水。年际变化主要受开采量的影响。本项目所在区域地下水利用程度较低，地下水位年际变化较小。

②黄土潜水

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）白垩系地下水动态

白垩系地下水位动态变化较为平稳，年变幅30～50cm：年内变化规律基本与第四系地下水动态特征相似。区内白垩系地下水和第四系地下水基本为双层介质统一的含水系统，第四系萨拉乌苏组地下水开采对其具有显著影响。因此其变化影响因素主要为大气降雨，表现为气象－开采型动态特征。

（五）定边县地下水化学特征

（1）第四系冲洪积层孔隙潜水

区内萨拉乌苏地下水水流系统水化学空间分布差异较大，主要分为HCO_3、$HCO_3·SO_4$、$HCO_3·Cl$、$HCO_3·SO_4·Cl$、SO_4、$SO_4·Cl$、Cl七类水，其中低矿化的淡水在空间上主要分布于定边以东至白泥井、安边以北、堆子梁以东、石洞沟—郝滩以南局部范围的风积砂带展布区，矿化度多在350～840mg/L，水化学类型主要为HCO_3-Na（Ca）型水，分布面积较小。高矿化度水分布在定边东北部盐湖带、贺圈—砖井以北、八里河流域局部地段，矿化度普遍接近或大于2000mg/L，水化学类型为Cl（SO_4、$Cl·SO_4$）-Na型水，分布面积大。其它部位矿化度基本都接近或大于1000mg/L，水化学类型主要为（$HCO_3·SO_4$、$HCO_3·Cl$）$HCO_3·SO_4·Cl$- Na（Ca·Mg）。部分滩地区水质在垂向变化较大。

（2）白垩系水化学特征

调查区内白垩系地下水水流系统水化学空间分布差异较大，按阴离子含量，主要分为HCO_3、$HCO_3·SO_4$、$HCO_3·Cl$、$SO_4·HCO_3·Cl$、SO_4、$Cl·SO_4$、Cl七类水，阳离子类型主要为Na、Na·Mg型，局部有Na·Ca、Na·Ca·Mg型，本项目调查区所在区域水化学类型中阴离子类型主要为SO_4、$SO_4·Cl$，阳离子类型主要为Na、Na·Ca型。



图 4.1.6-6　定边县水化学类型分布图

4.1.6.2 调查评价区水文地质条件

1、靖边、志丹区域评价区水文地质条件

（1）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：第四系风积黄土孔隙潜水含水层、白垩系环河组碎屑岩类裂隙含水层。各含水层富水性特征详述如下：

1）第四系风积黄土孔隙潜水含水层

该含水层主要分布于评价区内黄土丘陵区，但厚度和分布不稳定，在靠近沟谷的地段可见局部有季节性泉水溢出迹象，为潜水或上层滞水形态。含水层岩性主要为粉砂或粉土层，间夹粘土、粉质粘土弱透水层。黄土含水层渗透系数 0.3～0.46m/d，含水层厚

度在梁峁中心厚，靠近沟谷较薄，平均厚度约40m，总体而言该含水层为极弱富水性，基本不具有供水意义。

2）白垩系环河组碎屑岩类裂隙含水层

该含水层在调查区内广泛分布，在黄土梁峁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。根据本项目水源井及采油井钻探成果，评价区内环河组含水层总厚度约80～260m，渗透系数一般小于0.2m/d，单井换算涌水量一般小于100m^3/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地下水主要开采层位之一，是当地居民生产、生活的重要供水水源。因此，该含水层也是本次地下水环境影响评价工作的重点评价对象和保护目标。

综上所述，评价区内第四系风积黄土孔隙潜水含水层、白垩系环河组碎屑岩裂隙水含水层作为当地居民主要分散开采水源，也是相对比较敏感的含水层。

靖边、志丹区域调查评价区水文地质图见图4.1.6-7，水文地质剖面图见图4.1.6-8。

（2）地下水补给、径流、排泄条件

补给：评价区内黄土丘陵区第四系松散孔隙水的补给来源较为单一，仅依靠大气降雨入渗补给，而强烈的蒸发作用及陡峭的斜坡也使得降雨入渗补给量十分有限，仅在强降雨或持续性降雨作用下才能入渗补给地下水；白垩系洛河组碎屑岩裂隙水除黄土梁峁区外，一般隐伏于含水的第四系松散层下，其径流、排泄特点基本与上覆第四系潜水一致。主要接受第四系潜水垂渗补给，此外在基岩零星裸露地区亦可得到大气降水直接补给。

径流：评价区内地下水径流方向和径流强度等随地面坡度和含水层岩性不同而异。评价区内黄土丘陵区第四系松散孔隙水径流主要受地形控制，通常沿海拔相对较高的梁峁顶部向周围海拔相对较低的沟谷或洼地径流；评价区内白垩系碎屑岩裂隙水以评价区中部白于山为分水岭，分别向南、北两个方向径流。

排泄：评价区内黄土丘陵区第四系松散孔隙潜水主要排泄途径是以泉的形式溢出地表以及以越流的方式补给下伏白垩系基岩裂隙水，该含水层水量和水质均较差，仅在五里湾乡政府附近有人工开采；白垩系洛河组碎屑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。

（3）地下水动态

白垩系洛河组地下水动态变化较第四系潜水稳定，评价区内分布有采油厂水源井，开采洛河组含水层，地下水水位变化与水源井开采量的增减关系密切，水位年变幅 3~5m。

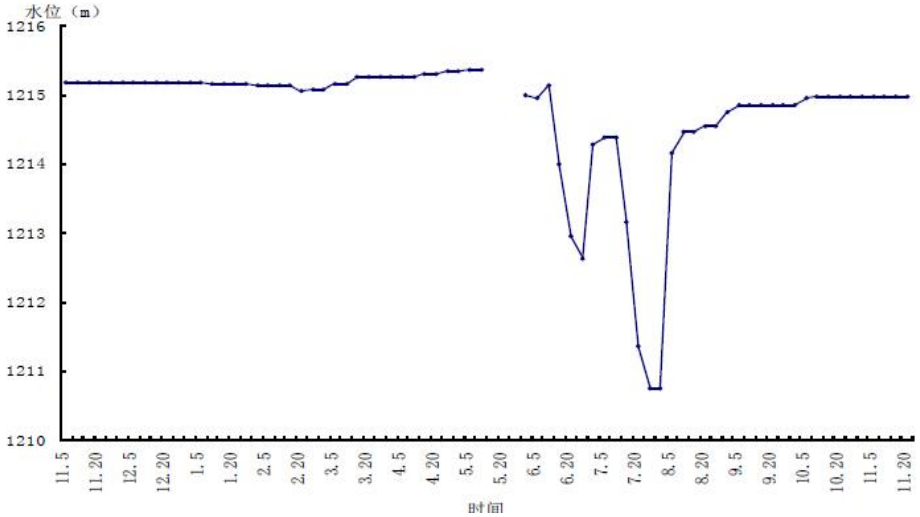


图 4.1.6-9　白垩系地下水动态变化曲线

（4）地下水资源开发利用现状

根据调查，靖边县境内地下水主要赋存在第四系冲、湖积中细砂孔隙含水层和白系碎屑岩裂隙孔隙含水层之中，志丹县地下水主要赋存在第四系风积黄土含水层和白系碎屑岩裂隙孔隙含水层之中，其中白垩系碎屑岩裂隙孔隙含水层全区广布，其厚度大、水质好、水量丰富，是区内地下水开发利用的主要含水层。全县地下水埋藏、储量是根据县域地势区域分布相关，主要分为三大部分：一是南部丘陵沟壑区为严重的缺水区，水资源匮乏，地下水埋藏深，水位为 200m 左右，在沟道底部凿井，单井涌水量为 200—400m^3/d。该区水资源可开采量为 0.2432 亿 m^3，只能开采人畜饮用水或石油开采少量的用水。二是中部梁昂涧地区，地下水较为丰富，水位埋深 50～150m，单井涌水量为 500—700 m^3/d，该区水资源可开采量为 0.1636 亿 m^3，在节水的前提下，适用农业灌溉和建设自来水厂解决人畜饮水问题;三是北部风沙滩地区，地下水丰富，水位埋深 5～50m，单井涌水量为 1000—3000 m^3/d。该区水资源总量为 1.1722 亿 m^3，是全县工业、城镇生活、农业综合开发的最佳区域。

本项目所在区域为南部丘陵沟壑区，评价区内地下水资源开采主要为石油开采企业水源井和各乡镇集中供水井开采，石油开采企业水源井数量多，分布位置较为集中，且开采量大，各乡镇集中供水井数量少，较为分散，开采量小。开采目标含水层均为白垩系洛河组地下水。本项目所涉及的新城乡、周河镇、五里湾乡地下水利用情况见表 4.1.6-2。

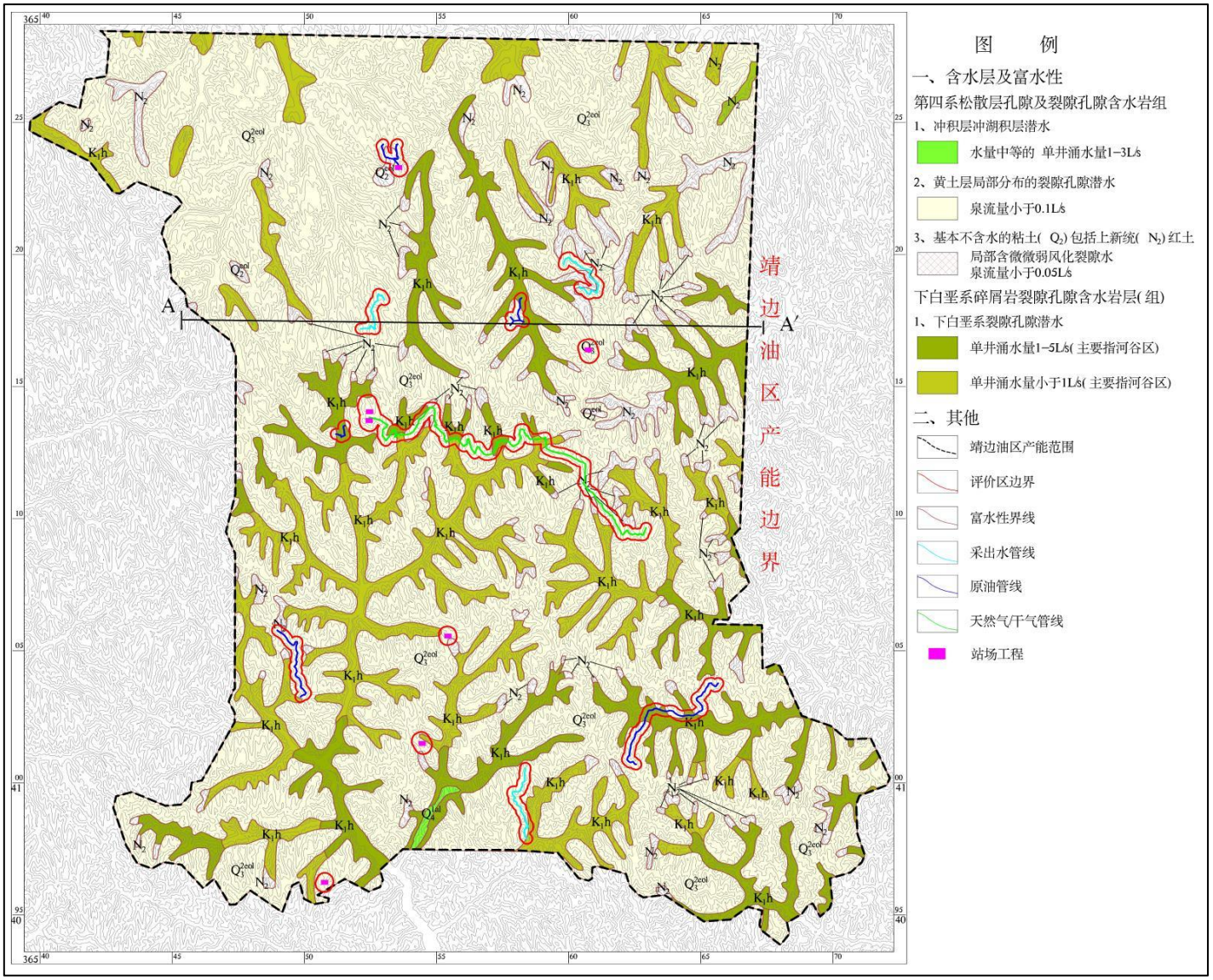


图 4.1.6-7　靖边、志丹区域评价区水文地质图

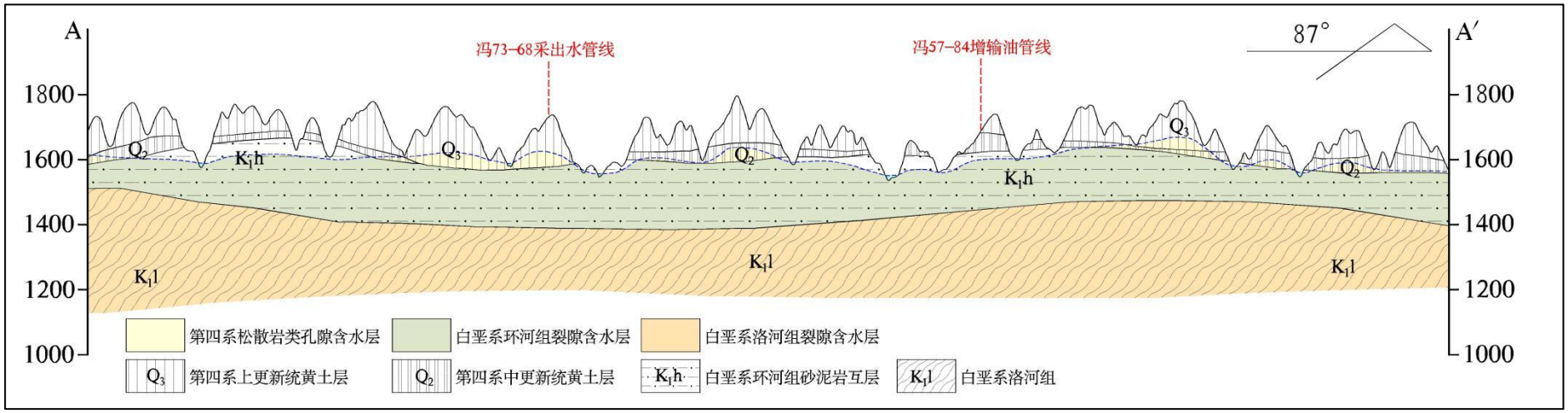


图 4.1.6-8　靖边、志丹区域评价区 A-A’水文地质剖面图

表4.1.6-2　靖边、志丹区域评价区内各乡镇生活用水统计

位置/项目	地下水开采量($10^4m^3/a$)	乡镇土地面积
新城乡	4.05	323.50
周河镇	3.04	282.40
五里湾	4.52	298.20

2、定边区域评价区水文地质条件

（一）地下水类型及赋存特征

根据《榆林市定边县地下水勘查报告》（2011年3月）、本项目调查区内地下水依据赋存条件、水力特征和含水介质条件，可分为第四系松散层裂隙孔隙潜水和白垩系裂隙孔隙水两大类型。本项目开发涉及的区块主要位于白于山北坡的黄土梁峁区和部分沙漠滩地区，南部黄土梁峁区的潜水分布不连续、富水性极弱，流向受小地形控制，基本上从塬面往沟谷区流动，无统一流向，其地下水类型主要为第四系松散层裂隙孔隙潜水（主要为第四系风积黄土层孔隙裂隙潜水）和基岩裂隙孔隙水。其赋存特征详述如下：

（1）第四系松散层裂隙孔隙潜水

① 第四系萨拉乌苏组孔隙潜水

第四系萨拉乌苏组孔隙潜水是调查区内最主要的地下水类型之一，分布于白于山以北沙漠滩地区。受古地理环境影响，在古河流侵蚀切割较深的古河槽洼地中心部位，含水层厚度较大，一般100～160m，单井涌水量相对较大；向古河槽两侧，含水层厚度减小，为40～60m，单井涌水量较小。

根据表4.1.6-3的富水性等级标准划分，调查区北侧位于古河槽边缘地带。据勘探及抽水试验资料：按孔壁降深5m，井径φ377mm推算单井涌水量，定边县萨拉乌苏组地下水单井涌水量最大为801.79m^3/d。根据含水层出水能力等级，萨拉乌苏组含水层富水性可分为较弱富水、弱富水和极弱富水三个等级。本项目所在区域该含水层赋水条件差，单井涌水量小，渗透系数0.369～0.566m/d，属于极弱富水区。

表4.1.6-3 富水性等级标准（单位：m^3/d）

富水等级	较弱富水	弱富水	极弱富水
单井涌水量	500～1000	100～500	＜100m^3/d

②风积黄土层孔隙裂隙潜水

分布于白于山以南广大梁峁地区，为中、上更新统洪湖积层和风积层黄土层潜水含水岩组，无明显隔水层。由于沟谷切割深，潜水赋存条件差，故无统一稳定的含水层，仅在涧地中有分布。该含水层厚度整体南厚北薄，白于山北坡的黄土宽梁和斜坡区厚度

则与白于山以南的黄土残塬厚度相当。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。黄土含水层渗透系数平均 0.285m/d。该潜水含水岩组无明显隔水层，由于沟谷切割深，潜水赋存条件差，故无统一稳定的含水层，仅在涧地中有分布，如纪畔乡 27 号孔单井涌水量为 9.33m^3/d，杨井 25 号井单井涌水量为 70.73m^3/d。

（2）基岩裂隙孔隙水

含水层为环河组砂泥岩，整体厚度南部大于北部，其中白于山以北白垩系厚度 500～900m 不等，白于山以南厚度约 900～1300m 不等，在王盘山一带厚度可达 1400m。环河组在区内一般厚 300～500m，在白于山以南子午岭以东地区厚度最大可达 650m。洛河组厚度约 300～500m。

白垩系富水性取决于含水层赋存条件、上覆含水层富水性、含水层循环特征等因素。其中地下水的赋存条件主要取决于沉积相和岩性的空间展布，并受控于地形地貌、地表水文系统以及人类活动等因素。项目所在区域及其附近白垩系水量变化不大，一般单井涌水量小于 100m^3/d，白垩系地下水富水性属极弱富水－弱富水。

评价区环河组极弱富水－弱富水区主要分布于白于山以南广大地区，受上覆地层有隔水层分布、含水层岩性及厚度等因素的影响，含水层补给条件、赋存条件差，单井涌水量一般小于 100m^3/d。据区内钻孔资料，含水层厚度 71.3～109.2m，单井涌水量 18.8～635.6m^3/d，渗透系数为 0.012～0.036m/d。

定边区域调查评价区水文地质图见图 4.1.6-10，水文地质剖面图见图 4.1.6-11。

（二）地下水的补径排特征及地下水动态

1、地下水的补给、径流与排泄特征

（1）第四系萨拉乌苏组孔隙潜水

萨拉乌苏组地下水补给来源主要为大气降水、侧向径流补给、地表水渗漏补给及农灌回归入渗大气降水补给具面状补给特征。滩地及沙丘沙地表层岩性为细砂，结构松散，透水性强，降水入渗补给系数 0.30～0.35，有利于降水入渗补给地下水；一年中 7、8、9 三个月的降水量占全年降水量的 70%以上，降水入渗补给量大，其他月份降水量少，入渗补给量少。

地下水补给区与径流区一致，受起伏梁岗与黄土斜坡等地貌形态控制，地下水径流依地势自分水岭向滩地径流、排泄，径流途径为黄土斜坡、起伏梁岗→滩地。滩地地表平缓，地下水径流缓慢，水力坡度 1～2‰，靠近黄土斜坡地形坡度稍大，径流相对较快。

地下水排泄方式有人工开采、蒸发蒸腾及越流排泄。其中蒸发蒸腾发生于仓房梁、王滩子等地地下水埋藏较浅，局部地下水溢出形成海则，在地下水位埋深小于2m的地段，蒸发作用强烈，地表盐分明显积累，局部见盐渍化现象，植被蒸腾主要发生在水位埋深小于5m的仓房梁—沙海子—王滩子（北沙畔）一带，滩地植被发育，以旱柳、沙柳、农作物为主，蒸腾作用强烈。人工开采多分布于农田灌溉区，零星开采。

（2）第四系黄土孔隙裂隙水

由于黄土层下伏新近系泥岩隔水层，地下水不易下渗补给基岩，地下水在塬、梁、峁地区接受大气降水入渗补给后，向地形相对低洼的地区径流，以泉的形式排泄于沟谷中，并构成完整而相对独立的局部水流系统。黄土潜水的形成与分布主要取决于地貌条件。

（3）白垩系碎屑岩类含水岩组

白垩系地下水的补给主要有大气降水入渗补给、地表水线状入渗补给、农田灌溉水入渗补给和侧向边界的断面径流补给。接受补给后，白垩系地下水在白于山等地表分水岭排泄基准面控制下，沿分水岭向河谷或盐湖径流排泄、人工开采和侧向断面径流排泄。

白于山分水岭为定边县区域一级分水岭，它既是地表分水岭也是地下水分水岭。随着深度的增加，地下水分水岭向白于山北侧偏移。

（三）调查区地下水水化学特征

根据调查评价区内地下水样品水质检测结果可知，评价区内地下水水化学类型包括HCO_3-Na、HCO_3-Mg·Ca、SO_4·HCO_3-Na、HCO_3·Cl·SO_4-Ca·Mg多种类型，其中阴离子以HCO_3^-、Cl^-为主，阳离子以Ca^{2+}、Na^+、Mg^{2+}为主。

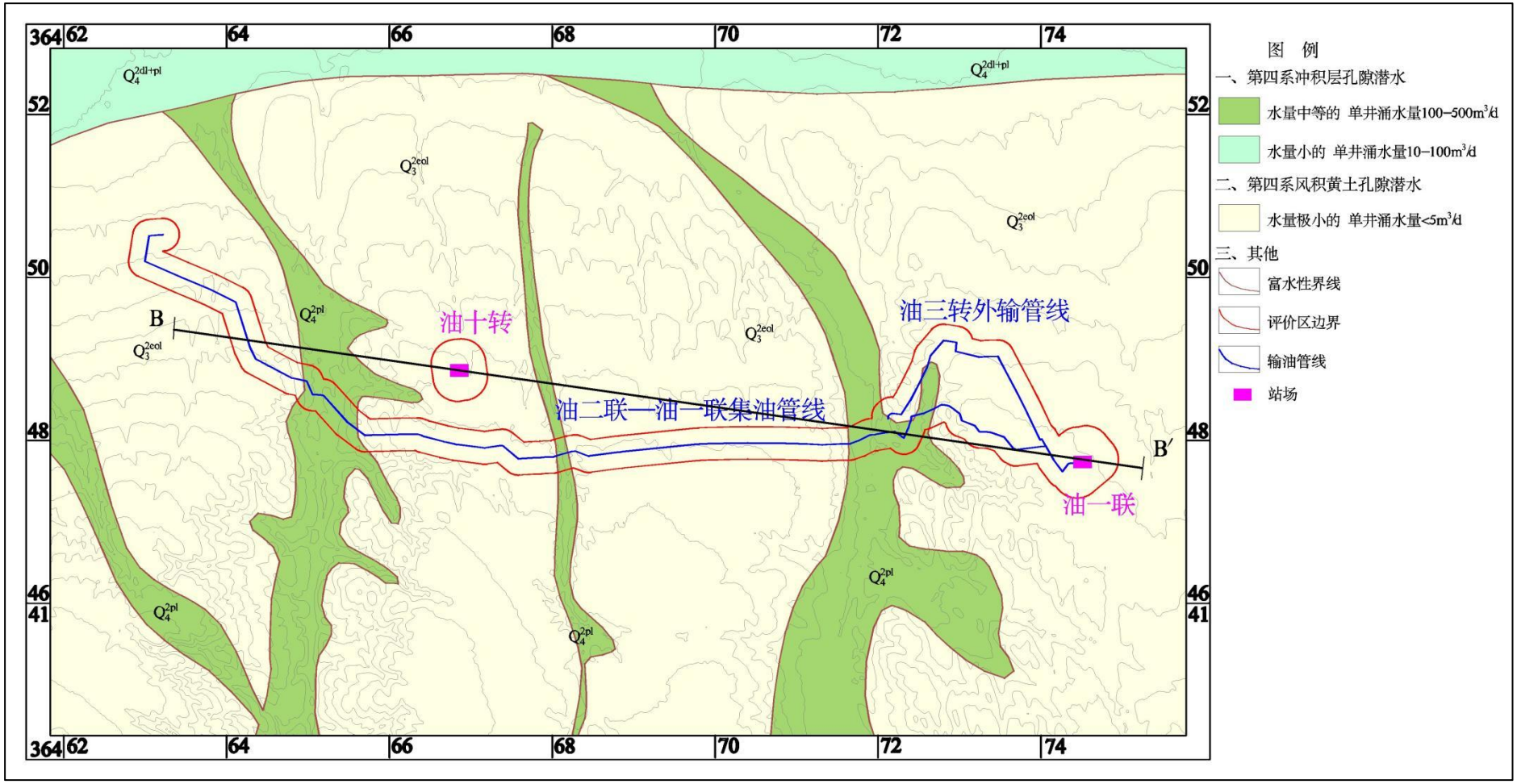


图 4.1.6-10　定边区域评价区水文地质图

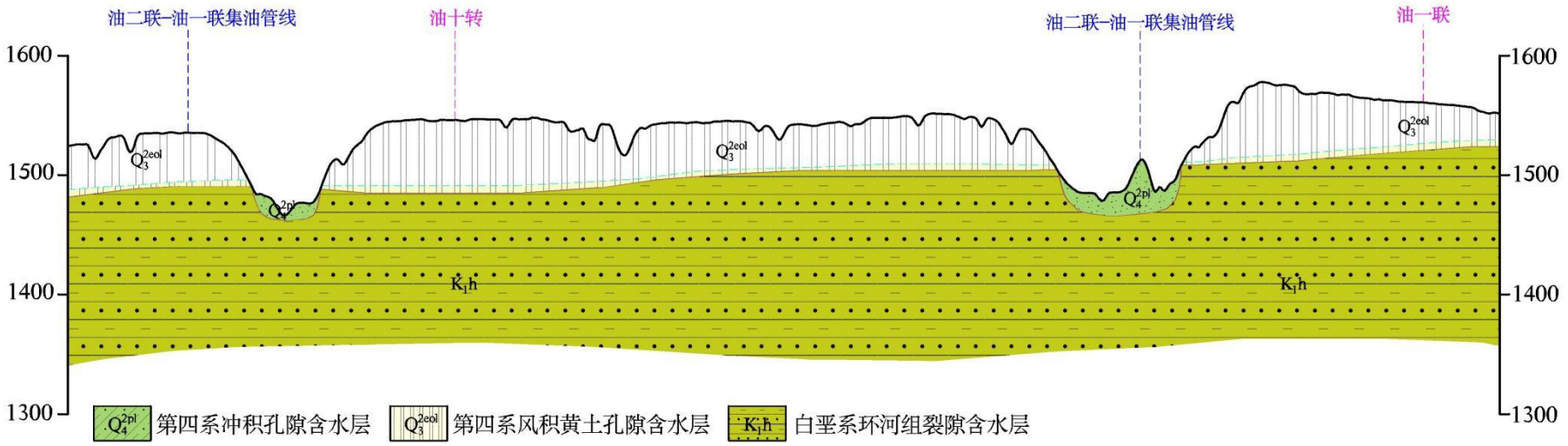


图 4.1.6-10　定边区域评价区 B-B’水文地质剖面图

4.1.6.3 典型场地水文地质条件

1、靖边、志丹区域典型场地水文地质条件分析

根据工程概况，本次建设内容中除部分管线工程跨越河谷和黄土冲沟外，其余地面工程均位于黄土梁峁区。拟建项目的水文地质条件如下：

（1）含水层特征及富水性

拟建项目涉及到的新建、改扩建井场在施工期和运营期的非正常状况下可能影响到的含水层为第四系黄土孔隙潜水含水层和白垩系环河组裂隙含水层。

第四系黄土潜水含水层：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，零星分布于沟脑部位，均以泉的形式出露，流量小且不稳定。

白垩系环河组裂隙含水层：含水介质主要为浅紫红色、紫褐色细砂岩与暗紫色泥岩互层状结构，评价区内环河组含水层总厚度约80～260m，渗透系数一般小于0.2m/d，单井换算涌水量一般小于100m^3/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，该含水层是该地区地下水主要开采层位之一，是当地居民生产、生活的重要供水水源。

本次以部分井场、站场作为代表性场地说明维护工程具体的水文地质条件情况。靖三联、靖三联轻烃厂位于黄土梁峁区，含水层为第四系风积黄土孔隙潜水含水层，场地及周边相邻区域水文地质情况见图4.1.6-12；北一转至柳25-45采出水管线位于黄土地区，下部含水层为第四系风积黄土孔隙潜水含水层，紧邻沟谷内为白垩系环河组基岩裂隙含水层，管线及周边相邻区域水文地质情况见图4.1.6-13；冯52-58增及冯52-58增出油管线位于黄土梁峁区，表层出露地层为第四系风积黄土，含水层为第四系风积黄土孔隙潜水含水层，场地东侧沟谷内有白垩系环河组基岩出露，含水层为白垩系环河组裂隙含水层，场地及周边相邻区域水文地质情况见图4.1.6-14。

（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；河谷冲洪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主要补给源为上覆含水层垂向渗入和裸露区降水、河道入渗补给。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，局地有少量构造裂隙传导。

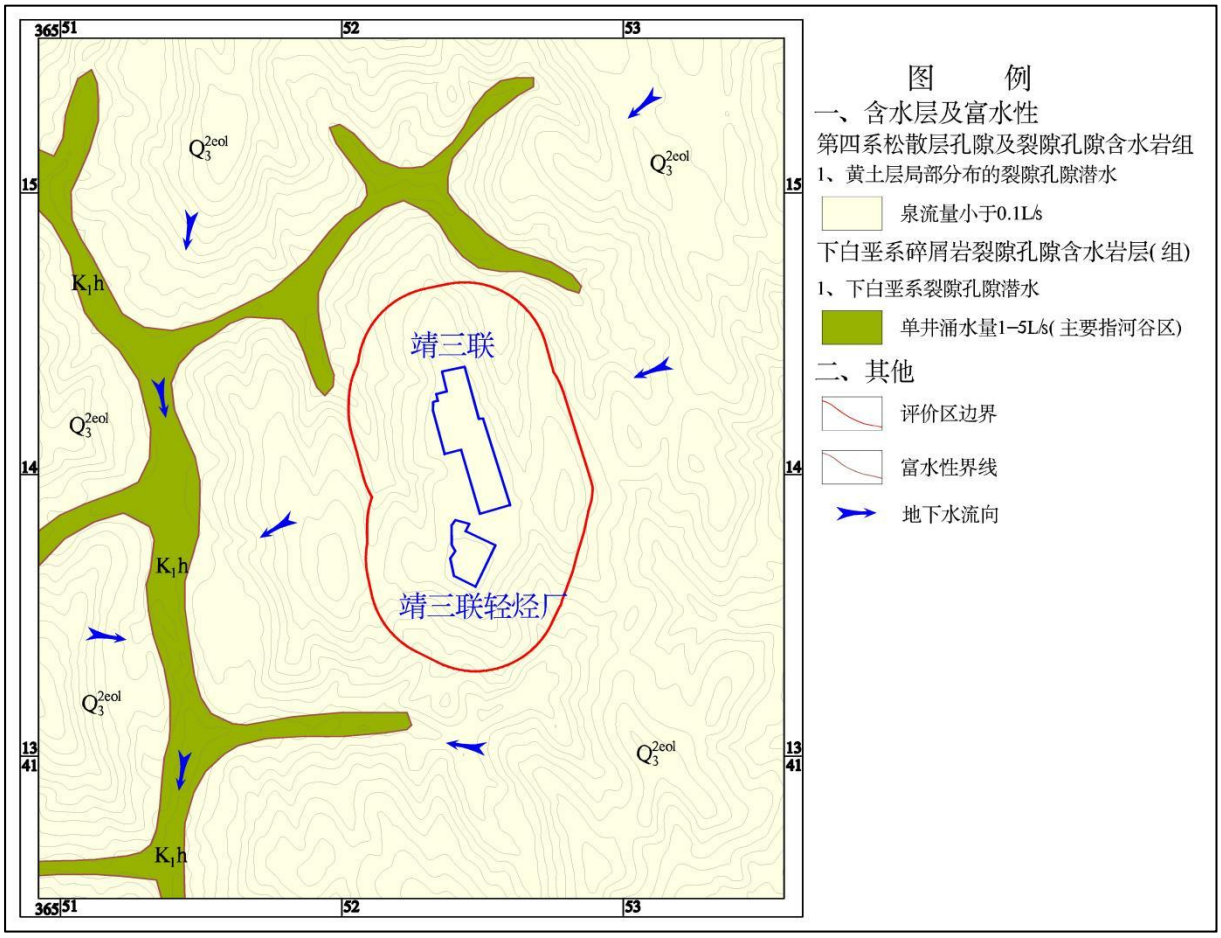


图 4.1.6-12　靖边油区靖三联、靖三联轻烃厂典型场地水文地质图

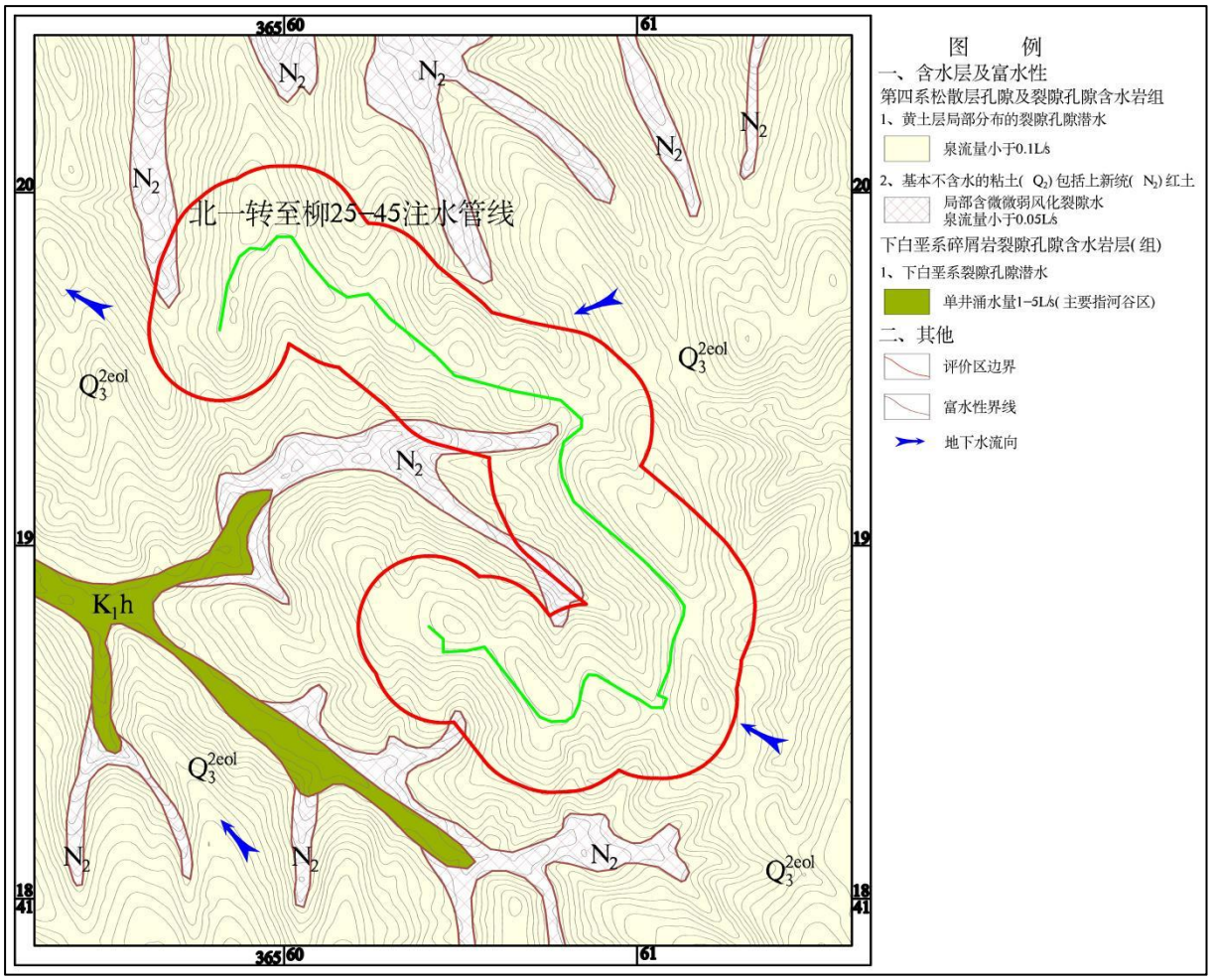


图 4.1.6-13　靖边油区北一转至柳 25-45 采出水管线典型场地水文地质图

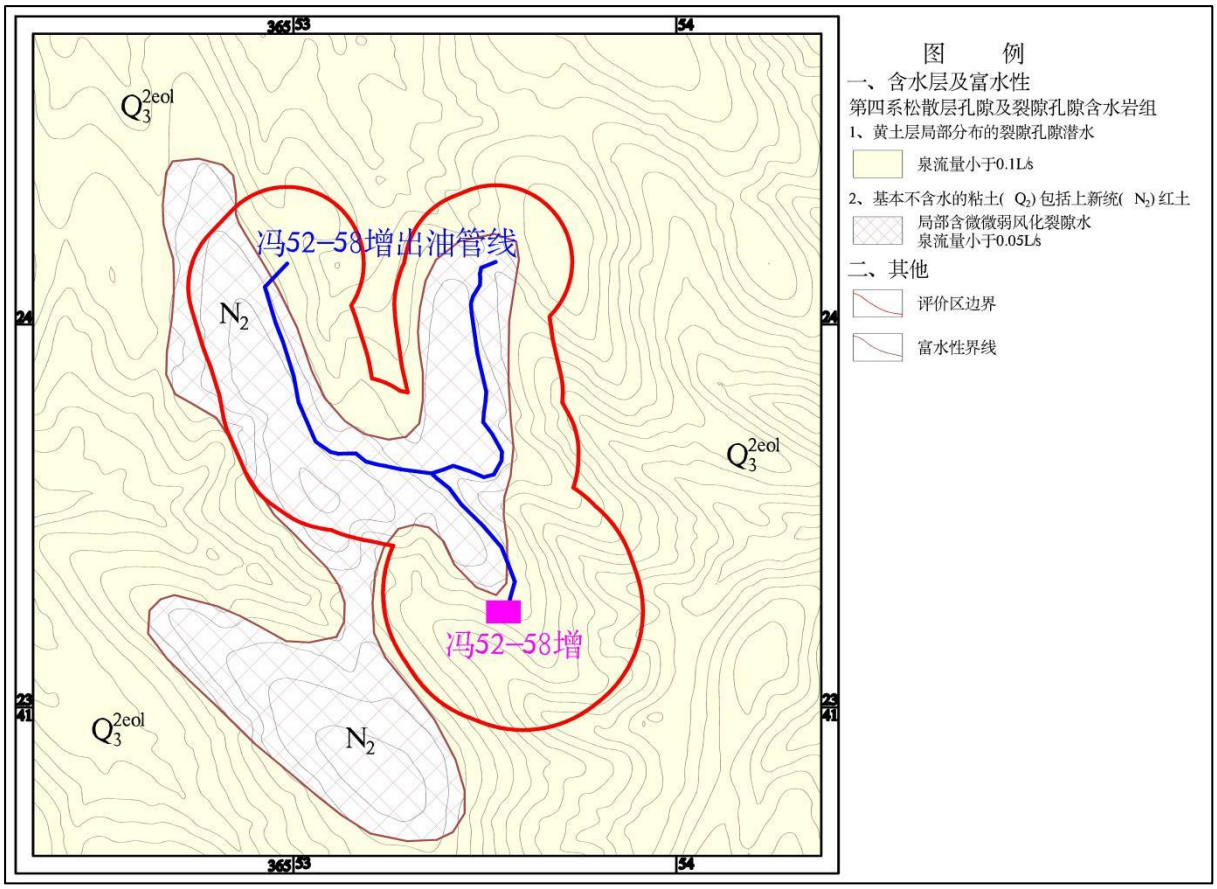


图 4.1.6-14　靖边油区冯 52-58 增及冯 52-58 增出油管线典型场地水文地质图

（3）包气带渗透性及防污性能特征

根据调查，靖三联场地内包气带地层平均厚度约 60m，为黄土地层，岩性为粉土，厚度均匀，连续分布。根据在靖三联储罐区附近进行的一组包气带渗水试验知，项目场地内包气带地层垂向渗透系数约为 0.4864m/d，即 5.63×10^{-4}cm/s，防污性能为“弱”。

项目区渗水试验步骤为：先除去表土，在坑底嵌入一个高 25cm，直径为 0.50m 的铁环，且铁环须压入土层 5cm 以上。试验时往铁环内注水，并保持环内的水柱保持在 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 4.1.6-15 所示，渗水试验计算公式和计算结果见表 4.1.6-4。

渗水试验计算公式如下：

$$K = \frac{Q}{F}$$

式中：K——试验土层的渗透系数（cm/s）；

Q——内环的稳定渗入水量（cm^3/s）；

F——试坑（内环）渗水面积（cm^2）。

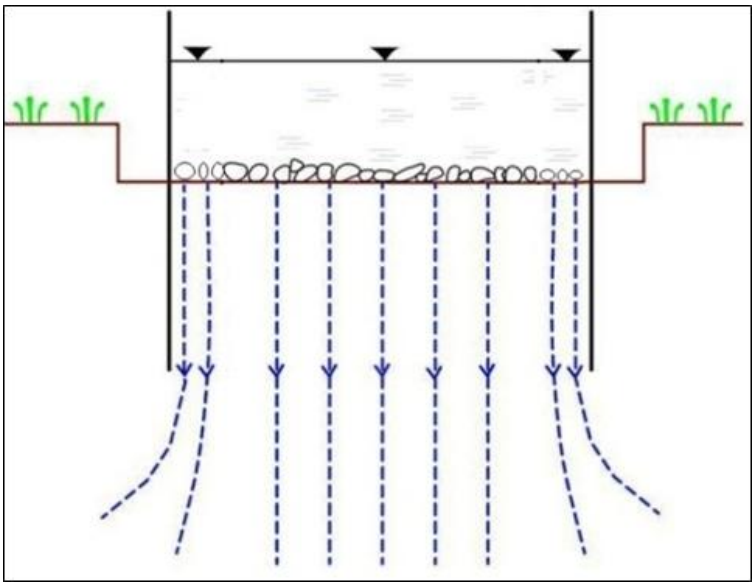


图 4.1.6-15　渗水试验装置示意图

2、定边区域典型场地水文地质条件分析

根据工程概况，本次定边区域仅部署 2 座井场及配套管线，分布于定边县中部黄土梁峁区与风沙滩地区的过渡地带。油十转、油一联所在地位于黄土地区，含水层为第四系风积黄土孔隙潜水含水层，场地北侧的沟谷内则出露第四系冲积层孔隙潜水，下伏白垩系环河组含水层。

项目场地及所在区域第四系黄土含水层其形成和分布受地貌条件的严格控制，由于沟谷深切至基岩，加之地形较陡峻，故无统一的潜水面，只有在被沟谷分割的各个大小不等的汇水面积内，具有局部潜水体分布。多以泉的形式排出或渗水排出。项目所处区域属于水量贫乏区，含水层厚度一般在 25~45m，局部厚度可达 80m 左右，含水岩性主要为粉质粘土、粉土夹薄层粉细砂层，渗透系数约为 0.09~0.429m/d。地下水流向为自南向北径流，区内地下水主要接受大气降雨入渗的垂向补给，以侧向径流的方式向西侧和北侧下游排泄，水力坡度约为 0.01。

根据现场调查结果，油一联场地包气带地层为第四系风积黄土层，岩性为粉土，厚度约 40m 左右。本次调查在项目场地内进行了一组包气带渗水试验，结果显示场地内包气带地层垂向渗透系数为 9.82×10^{-4}cm/s，防污性能为“弱”。渗水试验计算结果见表 4.1.6-4，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 4.1.6-5 所示。

表 4.1.6-4　渗水试验计算成果表

试点	时间	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
靖三联缓冲水罐	2025.05.07	1256	42.43	5.63×10^{-4}	黄土（粉土）
油一联储罐区	2025.05.09	1256	74.00	9.82×10^{-4}	黄土（粉土）

表 4.1.6-5　包气带防污性能

分级	包气带岩土的渗透性能	本项目情况
强	Mb≥1.0m，K≤1.0×10^{-6}cm/s，且分布连续、稳定	靖三联场地包气带平均厚度约 60m，油一联场地包气带平均厚度约 40m。在场地范围内分布连续、厚度均匀，包气带垂向渗透系数均大于 1.0×10^{-4}cm/s，综上判定靖三联和油一联场地内包气带防污性能为“弱”
中	0.5m≤Mb<1.0m，K≤1.0×10^{-6}cm/s，且分布连续、稳定；Mb≥1.0m，1.0×10^{-6}cm/s<K≤1.0×10^{-4}cm/s，且分布连续、稳定	
弱	岩（土）层不满足上述“强”和“中”条件	
Mb：岩土层单层厚度。K：渗透系数。		

4.1.6.4 区域污染源

本项目所在区域主要为农村地区，经济活动以农业生产为主，工业生产集中在油田开采区，其他工业生产主要为农产品加工、小型机械加工、建材加工等，主要集中在调查范围内主要乡镇上，村庄无工业生产企业。因此，区域内的地下水污染源主要为油田的生产设施，根据油田现有产能情况，现有工程运行期产生的废水主要包括采出水、井下作业废水和生活污水：

（1）采出水

采出水是伴随着原油从地层中开采出来的。为了保持地层压力，提高采收率，现有采油井场、站场采用注水的方法向油层补充能量，同时采出水水量随油田开发时间的增加而增加。采出水通常在联合站、接转站等站场被分离出来。采出水中的污染物主要为石油类、悬浮物、盐类及少量破乳剂等。采出水均由采出水处理装置处理达标后回注油层。

（2）井下作业废水

现有工程的井下作业废水主要包括修井废水和洗井废水。

a.修井废水：修井废水是指在油田运行期采油井修井作业返排产生的含油废水，修井为不定期流动进行，油田一般一年一次。根据油田公司提供资料，每口井每次修井可产生废水 5～10m^3（平均为 8m^3）。修井废水全部进入罐车运至作业废水处理站处理达标后回注油层。

b.洗井废水：油井长时间运行后，抽油杆易于结蜡，需热水清洗，洗井废水中主要含有石油类、表面活性剂和酸碱等化学药剂。据现有工程调查，洗井周期一般为 180～360d，单井洗井水量约 20～30m^3（平均为 25m^3）。洗井废水全部通过罐车运至作业废水处理站处理达标后再回注井下。

（3）生活污水

劳动定员分散在各值守井场、增压点、接转站、联合站、保障点等处，各值守井场、小型站场均设防渗旱厕，保障点生活污水经一体化污水处理设施处理后用于场地洒水或绿化。

4.1.7 土壤

根据国家地球系统科学数据中心土壤分中心公开发布的陕西省 1:100 万土壤类型图（2018 年）以及现场实地调查修正，依据《中国土壤分类与代码》（GB/T17296-2009）中的分类，本项目评价区内土壤类型主要为黄绵土。

黄绵土是评价区面积最大的土类，无明显剖面发育，层次分异不明显。剖面基本上由表土（耕作）层和底土（母质）层两个层段构成。整个土体以浅棕或浅黄棕色为主，质地均一，多为轻壤至中壤土，部分为砂壤土。耕作层养分含量较高，有机质含量一般不到 1%。全剖面均有石灰反应，呈碱性，深部尚有碳酸结核。土壤耕性好，疏松易耕，适耕期长。因土色浅，土温变幅大，早春作物返青早，易发小苗。但土壤肥力低，作物后衰。搞好水土保持是提高黄绵土肥力的首要增产措施。

此外，本项目评价区还分布有少量的灰钙土、黑垆土、风沙土和新积土。本项目所在区域土壤类型见图 4.1.7-1。

4.1.8 环境保护目标调查

（1）项目与王瑶水库水源地保护区的位置关系

王瑶水库为延安市饮用水源地，位于志丹县与安塞区交界处。据《延安市城区饮用水源王瑶水库保护区环境保护管理办法》，王瑶水库保护区范围为水库坝址以上至杏子河源头，共 820km^2 的流域面积及水库泄洪洞出口以下河道 100m 范围。保护区划分为一级保护区、二级保护区和污染控制区。

① 一级保护区

水域：水库设计水位以下区域及河道向上游延伸 100m。

陆域：以水库设计水位线为基准，向外水平延伸 100m，下游至坝顶防浪墙脚。

② 二级保护区

以一级保护区外缘为基准，向外水平延伸1400m，最大不超过分水岭。

③ 污染控制区

一、二级保护区以外的流域面积和王瑶水库泄洪洞出口以下河道100m。

本项目靖边区域距离最近的水源地为王瑶水库水源地，本项目靖边区域建设工程不在王瑶水库水源地保护区范围内，本项目南十一转至南十转外输管线更换工程距离王瑶水库准保护区约1.1km，位于其上游汇水范围内，项目与王瑶水库位置关系见图4.1.8-1；项目主要对部分腐蚀穿孔管线进行更换，实施后可更加有效地杜绝油区管线泄漏，对王瑶水库水质保护有益。

（2）项目与马莲滩水源地保护区的位置关系

马莲滩水源地保护区划分：

① 一级保护区

共分为三部分，北侧十里沙一级保护区、高速公路西侧一级保护区，及高速公路东侧一级保护区，保护区总面积为36.85km^2。

北侧十里沙一级保护区：分别对每口单井进行一级保护区划分，1#井以水源井为中心，西侧以30m处现有居民为界，东、南、北侧均外延50m的不规则圆形区域。2#、3#、4#井均以水源井为中心，半径50m的圆形区域。保护区面积为0.03km^2。

高速公路西侧一级保护区：以三口水源井连线为中心，分别向东、南、西、北侧外延50m的矩形区域。

高速公路东侧一级保护区：西侧以青银高速向东延50m为界，北侧以现有乡村道路为界，南侧以太中银铁路向北延500m为界，成不规则多边形。

② 二级保护区

共分为三部分，北侧十里沙二级保护区、高速公路西侧二级保护区及高速东侧二级保护区，保护区总面积为3.94km^2。

北侧十里沙二级保护区：以1#、3#、4#外围水源井为中心，一级保护区外延450m的区域，其中西北侧以现有养殖场为界,成不规则圆形区域。保护区面积2.28km^2。

高速公路西侧二级保护区：西侧以高速公路西侧一级保护区外延450m为界，东侧至青银高速，南至太中银铁路，呈不规则多边形。

高速公路东侧二级保护区：西至高速公路，南至太中银铁路，东至规划4C机场，北至余墩洼。

③ 准保护区

共分为两部分，南侧准保护区、北侧准保护区，保护区总面积为45.39km^2。

北侧准保护区：西侧以青银高速为界，北侧以现有乡村道路为界，南侧至二级保护区，东侧至4C飞机场。

南侧准保护区：太中银铁路以南，青银高速以北之间。

④ 规划水源地保护区

总面积为37.57km^2。西侧以4C飞机场为界，北侧以现有乡村道路为界，南侧至任圈，东侧至火盛滩。

本项目定边区域距离最近的水源地为马莲滩水源地，其准保护区距本次工程最近距离为8.7km，远大于其补给、径流区范围，本项目建设内容不在马莲滩水源地补给区和径流区。项目与马莲滩水源地的位置关系如图4.1.8-2。

（3）项目与芦河湿地位置关系

根据《陕西省重要湿地名录》（陕政发〔2008〕34号），芦河湿地范围为从靖边县新城乡到横山县横山镇吴家沟村，沿芦河至芦河与无定河交汇处，包括芦河河道、河滩、泛洪区及河道两岸1km范围内的人工湿地。根据现场踏勘，项目与芦河湿地最近的工程为冯52-58增改造站场，最近处距离为2.3km，因此项目不占用芦河湿地。项目与芦河湿地的位置关系如图4.1.8-3。

（4）项目与文物保护单位、自然保护区等需要特殊保护的环境敏感区的关系

据现状调查和多规合一文件，本项目不涉及文物保护单位，管线工程均不在文物保护范围内部署；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。

（5）项目与沙化土地封禁保护区的关系

根据调查，本项目开发区域均位于黄土丘陵沟壑区，经收集定边县及靖边县沙化封禁保护区的区划资料，本项目开发区域均不涉及沙化封禁保护区，其中靖边县开发区域距离靖边县沙化封禁保护区最近距离为37.2km，定边区域工程距离定边县沙化封禁保护区最近距离为10.0km。项目与定边县沙化土地封禁保护区的位置关系如图4.1.8-4，项目与靖边县沙化土地封禁保护区的位置关系如图4.1.8-5。

综上，项目站场改造工程均在现有场内进行建设，不新增占地。管线选址基本沿原管线走向敷设，不涉及饮用水水源保护区，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、沙化土地封禁保护区等环境敏感区。

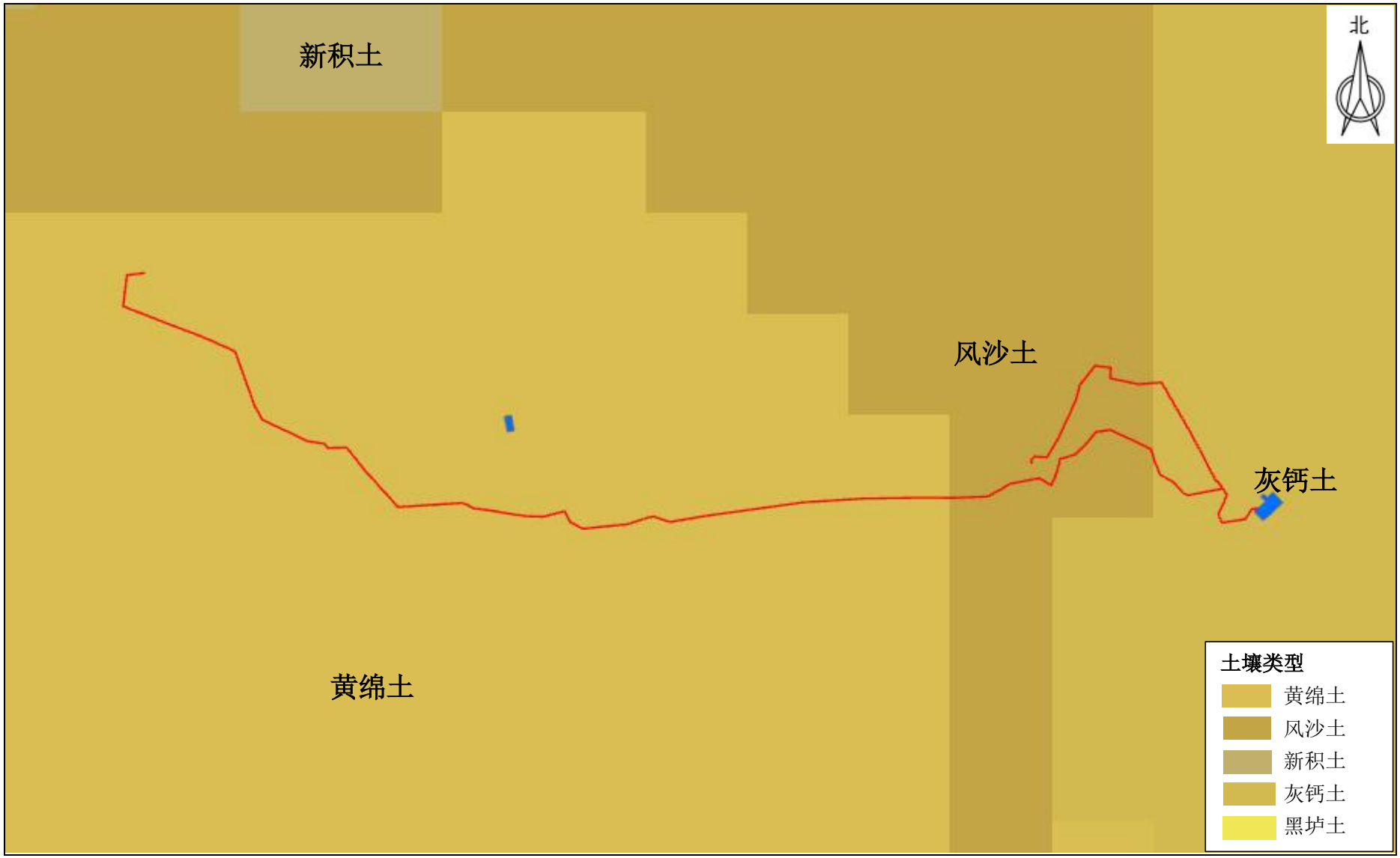


图 4.1.7-1　项目所在区域土壤类型图（定边区域）

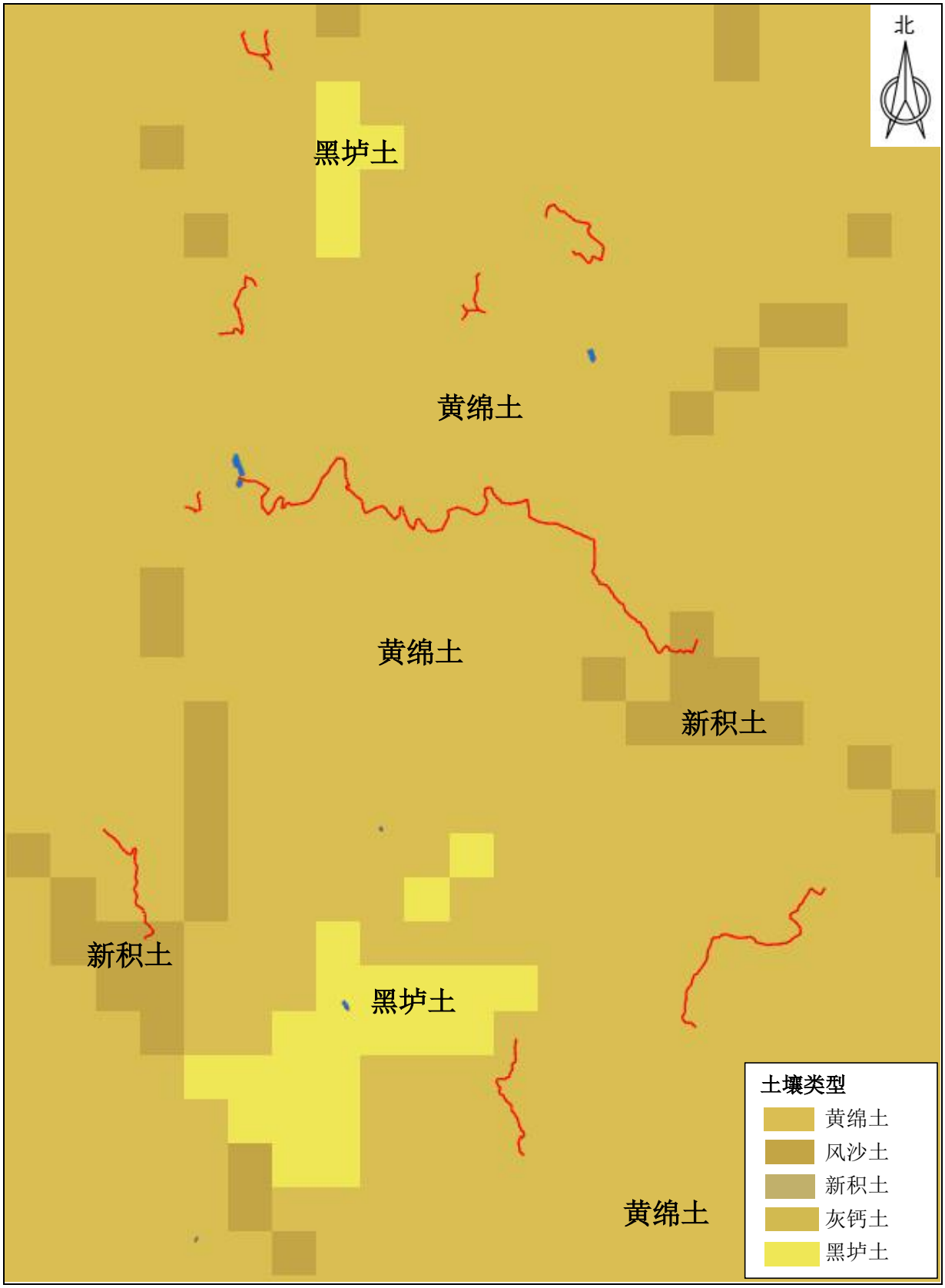


图 4.1.7-1　项目所在区域土壤类型图（靖边、志丹区域）

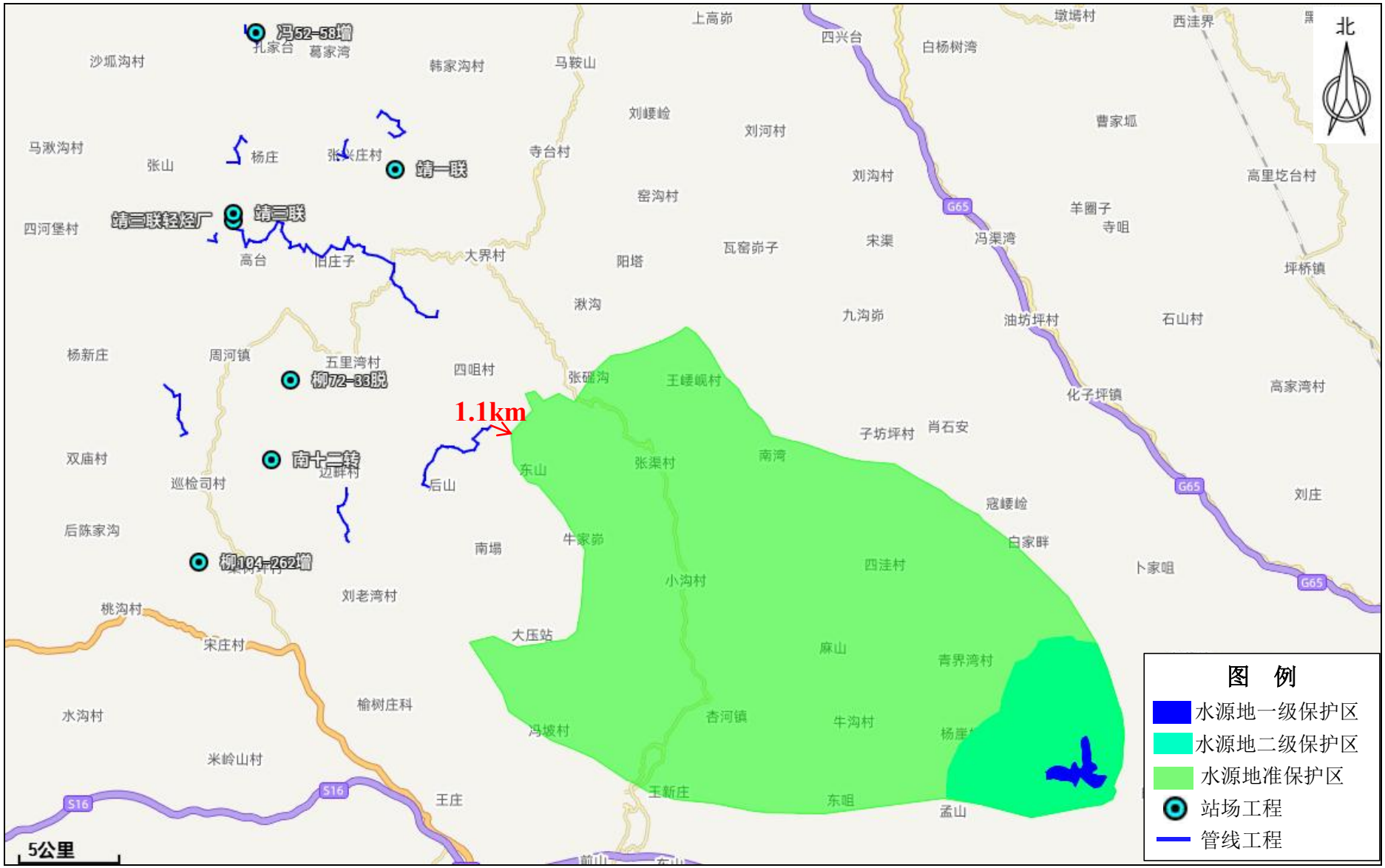


图 4.1.8-1　项目与王瑶水库水源地位置关系图

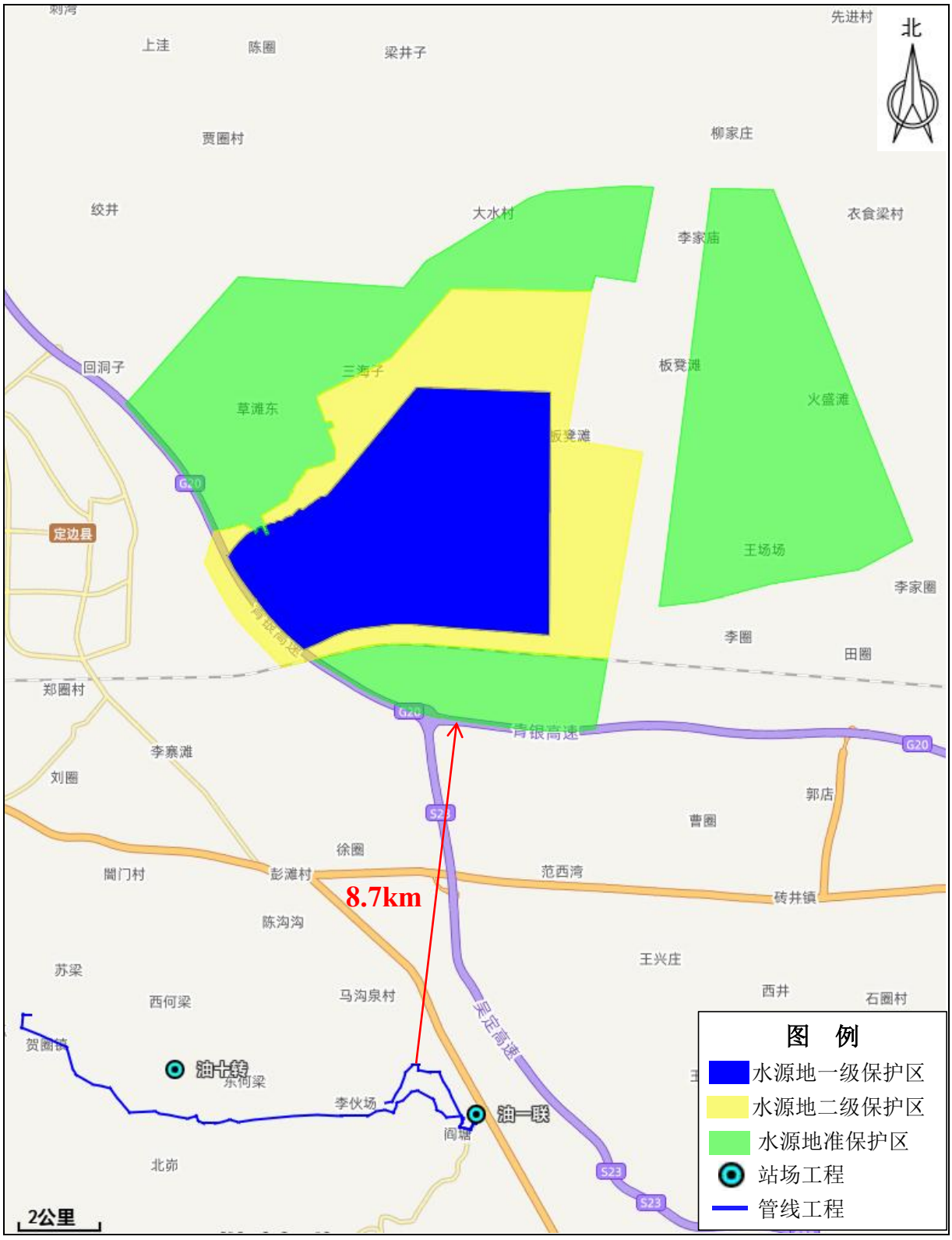


图 4.1.8-2　项目与马莲滩水源地的位置关系图



图 4.1.8-3　项目与芦河湿地的位置关系图

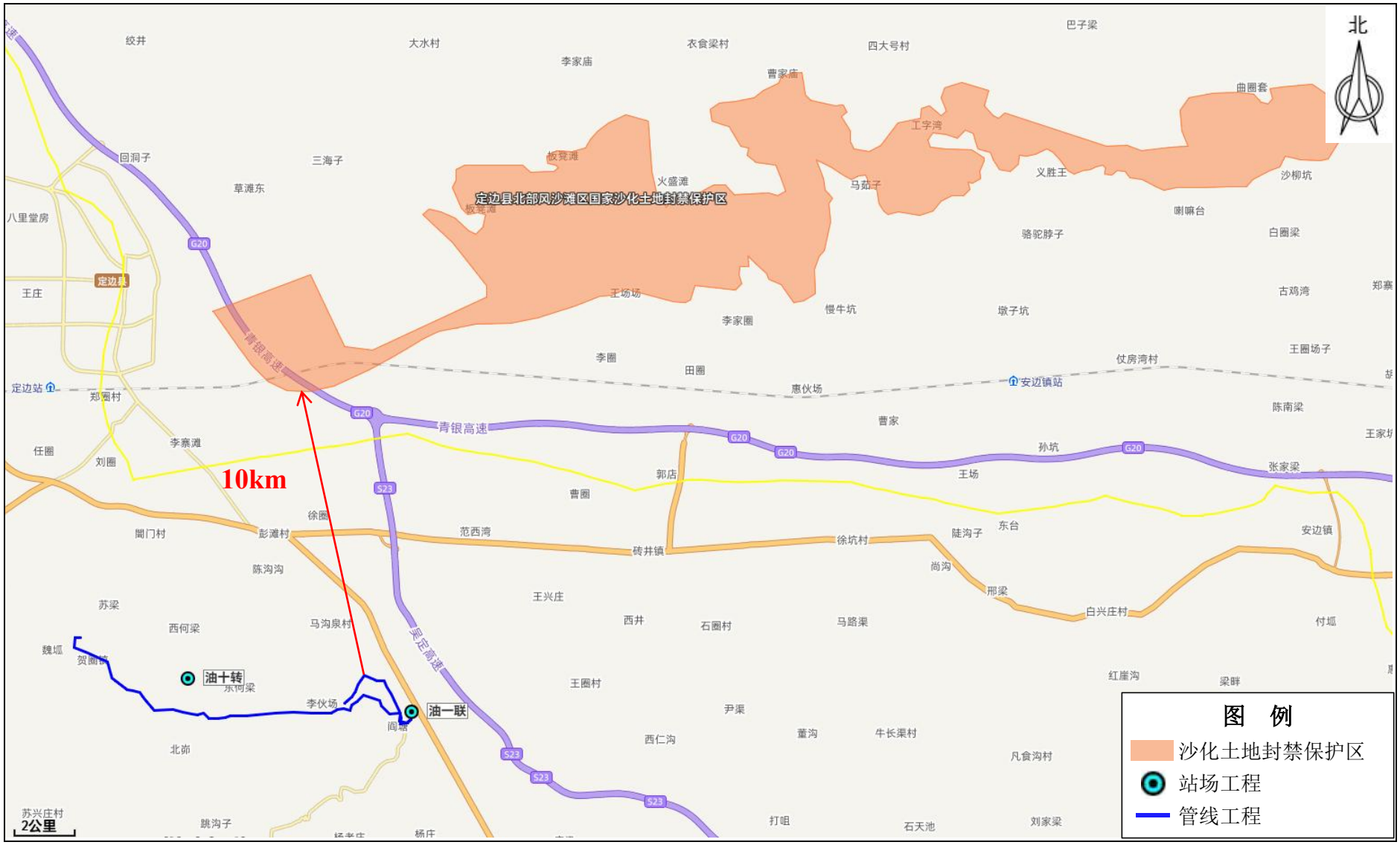


图 4.1.8-4　项目与定边县沙化土地封禁保护区的位置关系图

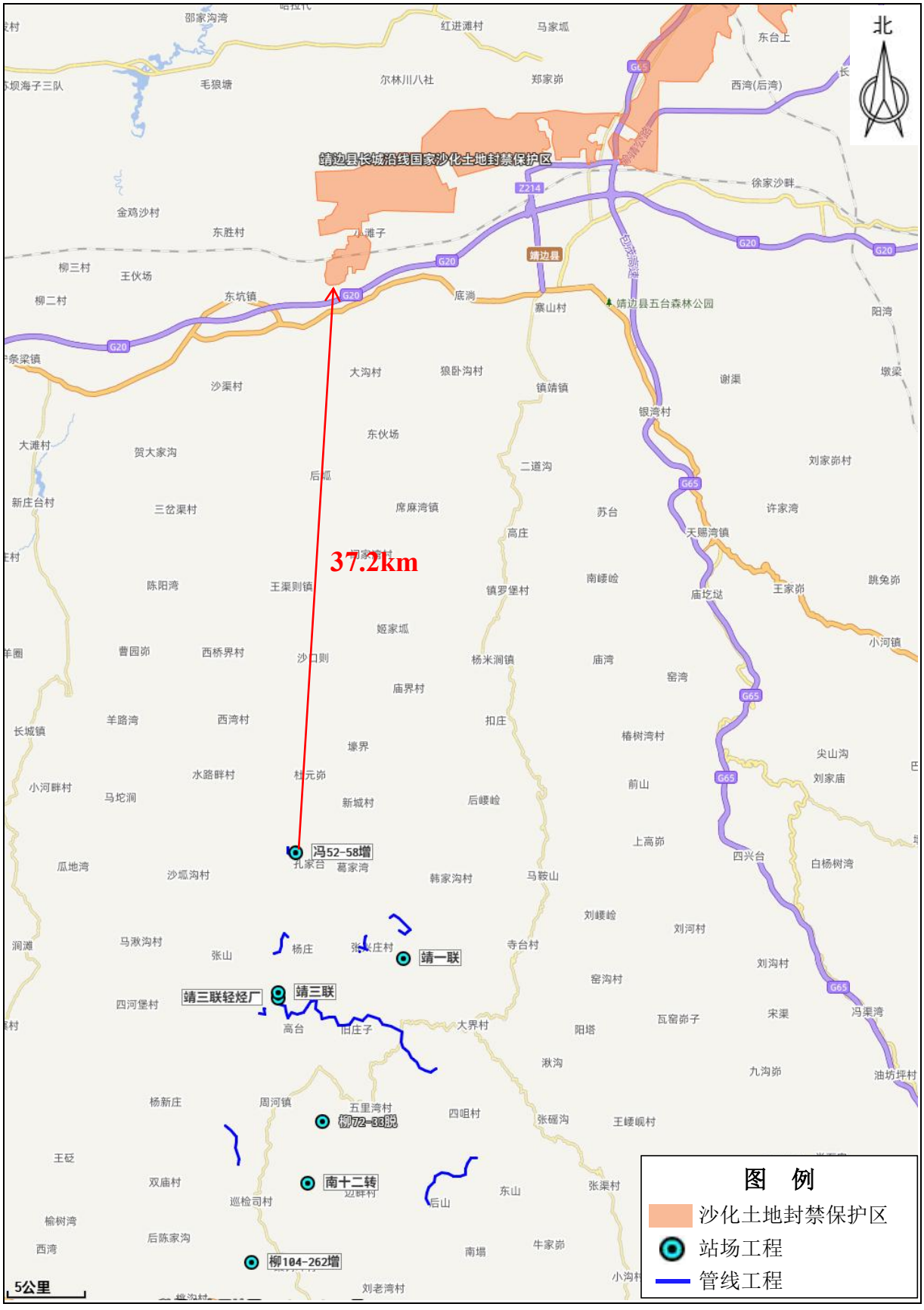


图 4.1.8-5　项目与靖边县沙化土地封禁保护区的位置关系图

4.2 生态环境现状调查

4.2.1 区域生态环境调查方法与内容

（1）调查范围：本项目生态环境影响评价等级为二级，依据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ 19-2022）、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）中规定，本项目生态调查范围为项目管线外扩300m，调查面积3348.10hm^2。

（2）调查内容：评价重点针对本次工程占用、扰动区域及周边的陆生生态现状及生态敏感区现状进行调查，其中陆生生态现状主要调查评价区内植物群系、类型，主要群落结构、组成及演替规律，动物区系及主要物种、保护物种分布，主要生态系统类型及分布情况，以及评价区范围内的重点保护物种的种类、分布、生态学特征及其生境。

（3）调查方法：本项目生态环境信息的获取，主要是采用现场调查、陆生植物调查方法、陆生动物调查方法、植被生物量的测定与估算、资料收集和卫星遥感影像解译等方法。

① 现场调查与走访：通过现场实地调查，识别植物种类、记录植被盖度和野生动物，了解评价区生态环境现状。主要内容包括植被类型、分布、面积、盖度，物种基本组成、优势物种、物种优势度或重要值等。现场调查于2025年6月进行，对项目所在地典型区域的植被进行了实地调查，并收集了项目区域生态环境现状资料，采用定点和随机的方法对植被群落进行调查，调查并核实现状资料中植物种类、盖度等信息的准确度。记录沿途所见动物，调查主要兽类的种类时，则以实地调查结合座谈访问为主，并参考《中国兽类原色图鉴》进行确认，同时结合文献资料进行整理和分析。

② 资料收集：收集《中国植被图集》《陕西植被》《黄土高原植物志》《靖边县志》《定边县志》《陕西植被志》等资料。

③ 陆生植物调查方法

包括资料分析法、样地调查相结合等方法。

a、资料分析法

搜集并分析线路工程涉及区域相关林业部门的调查成果；

b、样线调查

在工程范围内进行植物、植被的样方调查，采取线路调查与重点调查相结合的方法，在重点施工区域以及植被状况良好的区域实行重点调查；对资源植物和珍稀濒危植物调

查采取野外调查和访问调查相结合的方法进行，记录沿线所见到的植物种类和植被类型。

c、样方调查

由于项目评价时期不属于植被生长茂盛时期，因此，环评引用《长庆油田分公司第三采油厂2024年产能建设工程（榆林区域）环境影响报告书》的样方调查结果，上述报告书编制过程中在调查区域内不同群落选取了有代表性的植被进行了取样，取样分别为时间为2024年7月，满足《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）中“引用生态现状资料其调查时间宜在5年以内”的要求。本次部分样方调查点位不在项目生态评价范围内，但区域总体地形地貌相似，生态系统类型结构相同，群落类型一致，因此调查区域内样方调查可代表项目所在评价区域的植物资源状况。调查区植被近几年变化较小，本项目在现场踏勘阶段对调查区植被类型进行了校验，校验结果显示与上述样方调查结果基本一致，引用具有可行性。

样方调查内容：

乔木群落：种类、树高、胸径、冠幅。

灌木群落：种类组成、冠幅、高度、绝对多度、盖度、物候。

草本植物：种类、高度、德氏多度、盖度。

其它指标：地理位置、海拔、坡度、坡向、群落层次结构、生长状况等。

d、调查点位

根据拟建工程设计确定的站场、管线走向及不同地貌特征，对区域各类生态、野生动植物资源、植被类型进行了实地调查。调查点位主要包括站场、管线穿越（邻近）的区域、沿线主要植被类型及陆生生态系统。

④ 陆生动物调查方法

a、实地考察

到评价现场进行实地考察，考察项目评价区各种主要生境，以可变距离样线法和可变距离样点法对各种生境中的动物进行统计调查。

b、访问调查

在项目评价区及其周边地区通过对当地有野外经验的农民进行访问，与当地林业等有关部门进行交谈，了解当地动物的分布、数量情况。

c、查阅相关资料

查阅当地的有关科学研究和野外调查资料。比照相应的地理纬度和海拔高度，对照相关的研究资料，核查和收集当地及相邻地区的相关资料。

d、综合实地调查、访问调查和资料汇总，通过分析归纳和总结，从而得出项目现场及实施地和周边地区的动物物种、种群数量和分布资料，为评价和保护当地动物提供科学的依据。

⑤ 植被生物量的测定与估算

由于项目区域较大，短时间内无法对每一种植被类型都进行实际测定，故本评价生物量数据参考《我国森林植被的生物量和净生产量》，并根据现场调查的实际情况做适当调整，通过测量的乔木灌木、草本的高度、胸径、盖度等，用生物量计算公式估算出评价范围植被类型的生物量。

⑥ 卫星遥感影像解译评价区植被现状调查是根据工程方案确定调查路线及调查时间，进行现场调查，根据室内判读的植被与土地利用类型图，同时结合地面GPS样点和等高线、坡度、坡向、野外调查等信息，对监督分类算法形成的植被分类成果进行目视解译校正。遥感数据是采用中巴资源卫星图像数据源为信息源结合云量信息，选取适合月份的遥感影像，以2023年9月的Landsat-9影像数据作为基本信息源，全色空间分辨率1.5米。实地调查采取样方法结合样线法进行调查，确定评价区的植物种类、植被类型等，对珍稀濒危植物调查采取野外调查、民间访问和市场调查相结合的方法进行。对有疑问植物和经济植物采集凭证标本并拍摄照片。

⑦ 技术路线项目区域生态现状信息的获取，是以遥感影像为主要信息源，结合实地调查及其他相关资料的搜集，运用解译标志和实践经验与知识，从遥感影像上识别目标，定性、定量地提取出目标的分布、结构、功能等有关信息，并把它们在地理底图上表示出来。专题信息获取流程见图4.2.1-1。

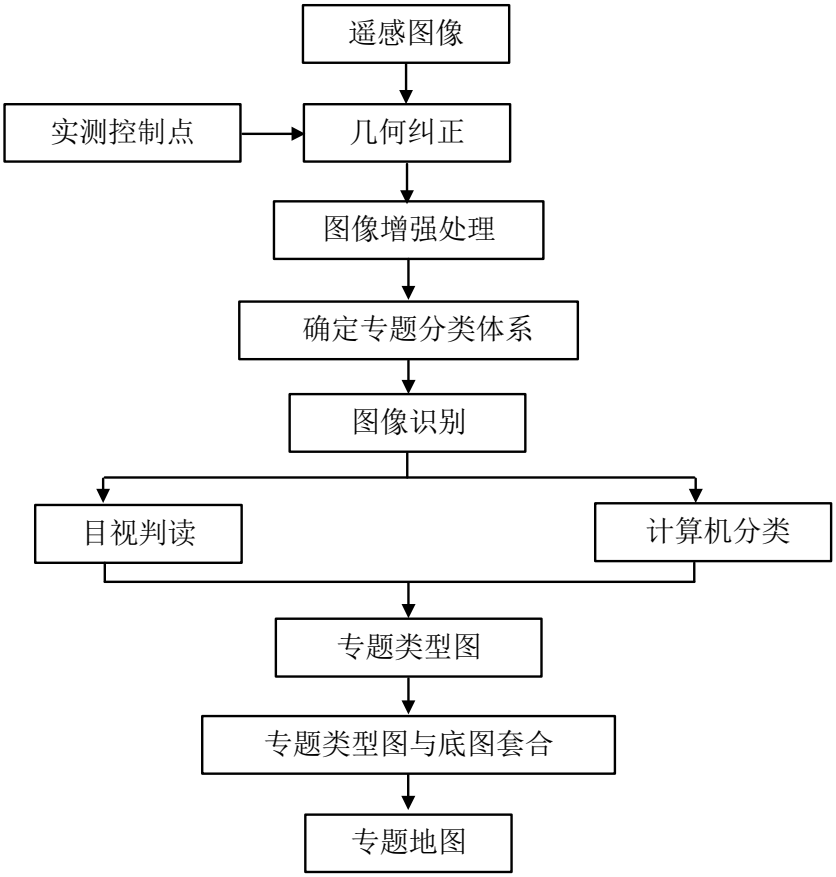


图 4.2.1-1　遥感解译专题信息获取流程图

4.2.2 区域生态环境评价因子筛选及生态影响识别

（1）生态影响评价因子

施工期对生态的主要影响工程为管道敷设等临时工程，以临时占地为主，主要占地类型为草地，对生态的影响包括施工作业带清理造成植被破坏、管沟开挖、占用土地、破坏景观等，对施工作业带范围内的生物群落及生态系统产生不利影响。

施工期采用分段施工的方式，虽然施工时间较长，但相较于每段管线施工时间短，该段施工结束后立即对临时占用的土地进行回填平整、对破坏的植被进行恢复。通过采取相应的生态保护与恢复措施，本项目的开发建设对生态环境的影响可以得到有效减缓，故影响程度为弱。项目生态影响评价因子筛选见表 4.2.2-1。

表 4.2.2-1　项目生态影响评价因子筛选表

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

（2）生态保护目标

① 重要物种

根据资料收集及现场调查，本项目站场及管线敷设沿线区域无国家及省重点保护野生动植物、无《中国生物多样性红色名录》中被列为极危、濒危和易危的物种，无国家及省政府列入拯救保护的极小种群物种、特有种以及古树名木等。本项目生态评价范围内不涉及重要物种。

② 生态敏感区

生态保护红线：根据“三线一单”比对结果，本项目不涉及生态保护红线。

自然保护地：项目评价范围不涉及自然保护区、自然公园等自然保护地、世界自然遗产等法定生态保护区域。

重要生境：项目评价范围内不涉及重要生境。

③ 其他保护目标

本项目气田范围内有重要湿地、饮用水水源保护区以及沙化土地封禁保护区。

重要湿地：根据调查，本次工程不涉及重要湿地。

饮用水源保护区：本次工程选址选线均避让了集中式饮用水源保护区，靖边、志丹区域工程不在王瑶水库水源地保护区范围内，定边区域工程不在马莲滩水源地保护区范围内。

沙化土地封禁保护区：根据调查，本项目开发区域均位于黄土丘陵沟壑区，经收集定边县及靖边县沙化封禁保护区的区划资料，本项目开发区域均不涉及沙化封禁保护区。

永久基本农田：本项目站场永久占地均不涉及基本农田，管线建设临时用地部分占用基本农田。

公益林：根据陕西省“三线一单”生态环境分区管控成果对照分析结果，本项目部分管线建设临时占地范围内涉及国家二级公益林。

4.2.3 区域生态环境调查与评价

4.2.3.1 生态功能区划

根据《陕西省生态功能区划》，本项目评价区域一级分区属长城沿线风沙草原生态区和黄土高原农牧生态区，功能保护要求为通过自然和人工干预等手段保持现有生态功能不退化，在条件具备的前提下促使其生态功能向良性方向发展。其具体生态保护的主要方向见下：

（1）定靖北部沙化、盐渍化控制生态功能区

该区生态保护和建设方向一是恢复草原植被，营建人工草地，虽然本区有大片被开垦种植春小麦、玉米等作物，但产量很低或难以保证收成，从该区生态功能维持角度出发，应辟为牧场，恢复干草原景观，或人工种草，发展畜牧业；二是大力发展防护林网，防风固沙，保护草场和农田；三是保护好现有拧条和红柳为主的防风固沙林，提高其防风固沙和保持水土的功能；四是合理开发利用滩地土地资源，防止土壤盐渍化进一步加剧。

（2）白于山河源水土保持生态功能区

生态保护与建设方向是积极退耕还林还草，开展流域治理，恢复草灌植被，控制水土流失，提高河源区的水源涵养能力。

4.2.3.2 主要生态系统类型

按照《全国生态状况调查评估技术规范——生态系统遥感解译与野外核查》（HJ1166-2021）技术规范，对评价区范围内的生态系统进行了分类。评价范围内主要包括森林、灌丛、草地、湿地、农田、城镇、其他等7个类型，经过人机交互遥感解译、

野外核查和精度验证，制作评价范围的生态系统类型图，见图 4.2.3-1，各个生态系统的组成及分布见表 4.2.3-1。

表 4.2.3-1　生态系统类型及特征

生态系统类型		主要物种	评价区		分布
I级分类	II级分类		面积(hm^2)	比例(%)	
1 森林生态系统	11 阔叶林	有杨树、泡桐、刺槐、乌柳、沙柳、旱柳等	64.16	1.80	呈片状大面积分布于调查区内
2 灌丛生态系统	21 阔叶灌丛	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	1051.58	29.48	呈片状大面积分布于调查区内
3 草地生态系统	33 草丛	草本植物主要有长芒草、白羊草、铁杆蒿、大油芒、针茅、狗尾草、冷蒿等	1728.66	48.45	呈片状大面积分布于调查区内的荒坡、沟谷、沙滩地
4 湿地生态系统	43 河流	水生藻类、芦苇、白茅等	1.17	0.03	呈线状或斑块状分布于调查区
5 农田生态系统	51 耕地	农作物有玉米、豆类、谷类、薯类等	620.16	17.38	呈带状或斑块状分布于调查区内沟谷两侧
	52 园地	苹果	11.12	0.31	呈斑块状散布调查区
6 城镇生态系统	61 居住地	以人为主，人工绿色植物	22.10	0.62	呈斑块状散布调查区
	63 工矿交通	/	67.10	1.88	呈斑块状散布调查区
7 其他	82 裸地	/	1.57	0.04	呈斑块状散布调查区
合计			3567.62	100.00	/

4.2.3.3 生态系统生产力与生物量

（1）植被生物量

在野外样方实地调查的基础上，通过遥感解译的评价区内植被类型面积统计数据，估算出不同植被类型的群落组成比例，参照有关区域植被生物量测算结果，得出评价区不同植被类型单位面积生物量指标；以评价区植被类型图量算的面积数据为基础，计算出评价区生物量见表 4.2.3-2：

表 4.2.3-2　评价区生态系统生物量估算表

生态系统类型	面积/hm^2	平均单位面积生物量/（t/hm^2）	评价区总生物量/t
1 森林生态系统	64.16	74.86	4803.02
2 灌丛生态系统	1051.58	10.43	10967.98
3 草地生态系统	1728.66	3.32	5739.15
4 湿地生态系统	1.17	0.96	1.12
5 农田生态系统	631.28	8.4	5302.75
6 城镇生态系统	89.20	/	/
7 其他	1.57	/	/
合计	3567.62	/	26814.02

由上表可知，评价区本项目评价区总面积 3567.62hm^2，总生物量 26814.02t，其中以灌丛生态系统为主，生物量 10967.98t，占评价区总生物量的 40.9%。

（2）自然体系生产力

在对评价区自然体系生产力进行评价时，主要根据评价区不同植被的平均净生产力来推算评价范围平均净生产力，其计算公式为：

$$Sa = \sum (Si \times Mi) / Ma$$

式中：Sa—评价范围平均净生产力（gC/（m^2.a））；

Si—某一植被类型平均净生产力（gC/（m^2.a））；

Mi—某一植被类型在评价区的面积（m^2）；

在对不同植被的平均净生产力进行取值时，主要参照国内该区域中关于自然生态系统生产力和植被生物量的研究成果，并结合评价区内地表植被覆盖现状和植被立地情况综合判断，评价区各植被类型自然体系生产力情况见表 4.2.3-3。

表 4.2.3-3　评价区植被平均净生产力统计表

生态系统类型	面积（hm^2）	单位面积生产力（t/hm^2·a）	评价区总生产力 t/a
1 森林生态系统	64.16	8.37	537.02
2 灌丛生态系统	1051.58	5.2	5468.22
3 草地生态系统	1728.66	4.9	8470.43
4 湿地生态系统	1.17	0.85	0.99
5 农田生态系统	631.28	8.4	5302.75
6 城镇生态系统	89.20	/	/
7 其他	1.57	/	/
合计	3567.62	/	19779.42

从表 4.2.3-3 中可以看出：本项目评价区总面积 3567.62hm^2，总生产力 19779.42t/a，其中草地生态系统生产力达 8470.43t/a，占评价区总生产力的 42.82%。

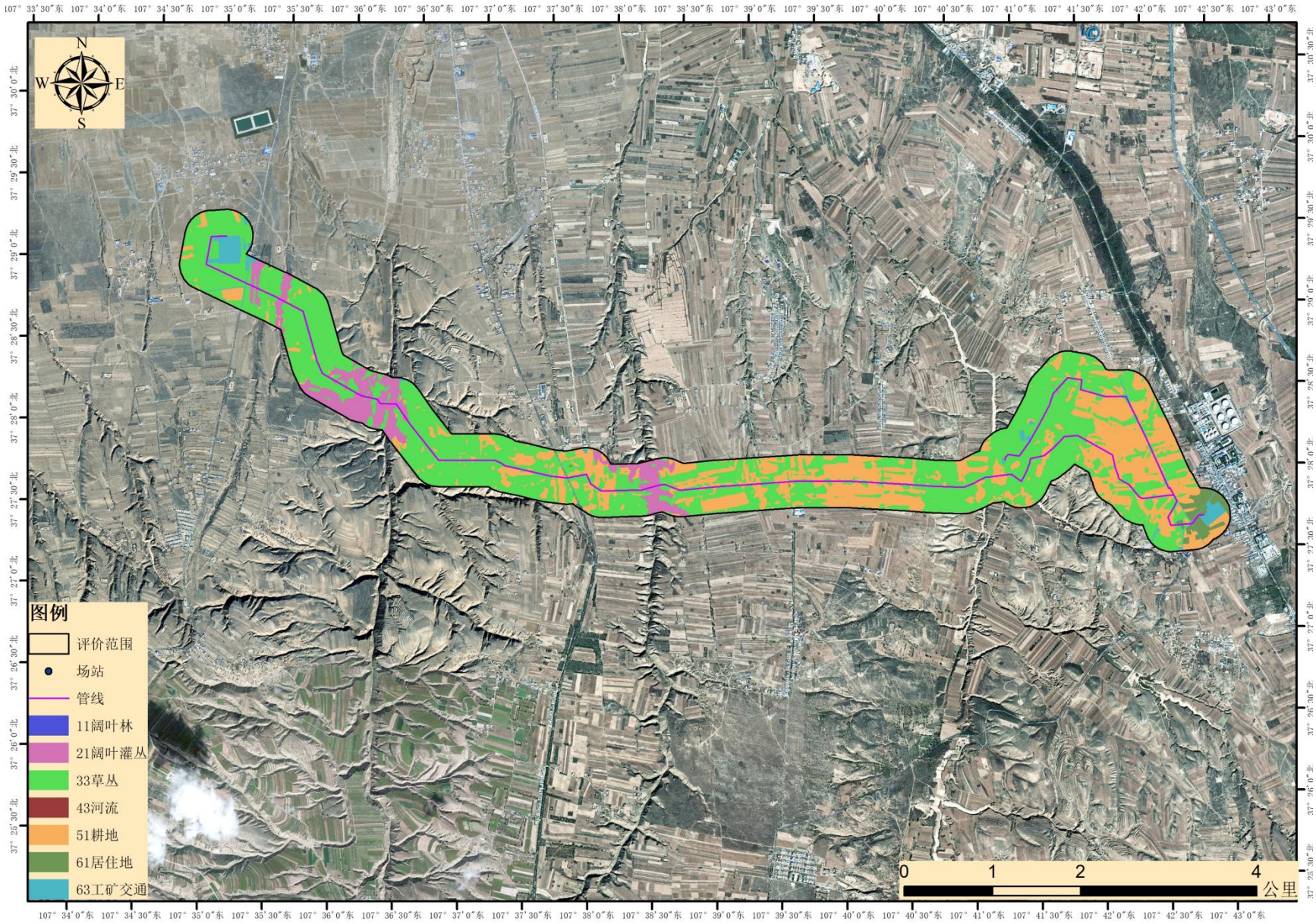


图 4.2.3-1　项目评价区生态系统类型分布图（定边区域）

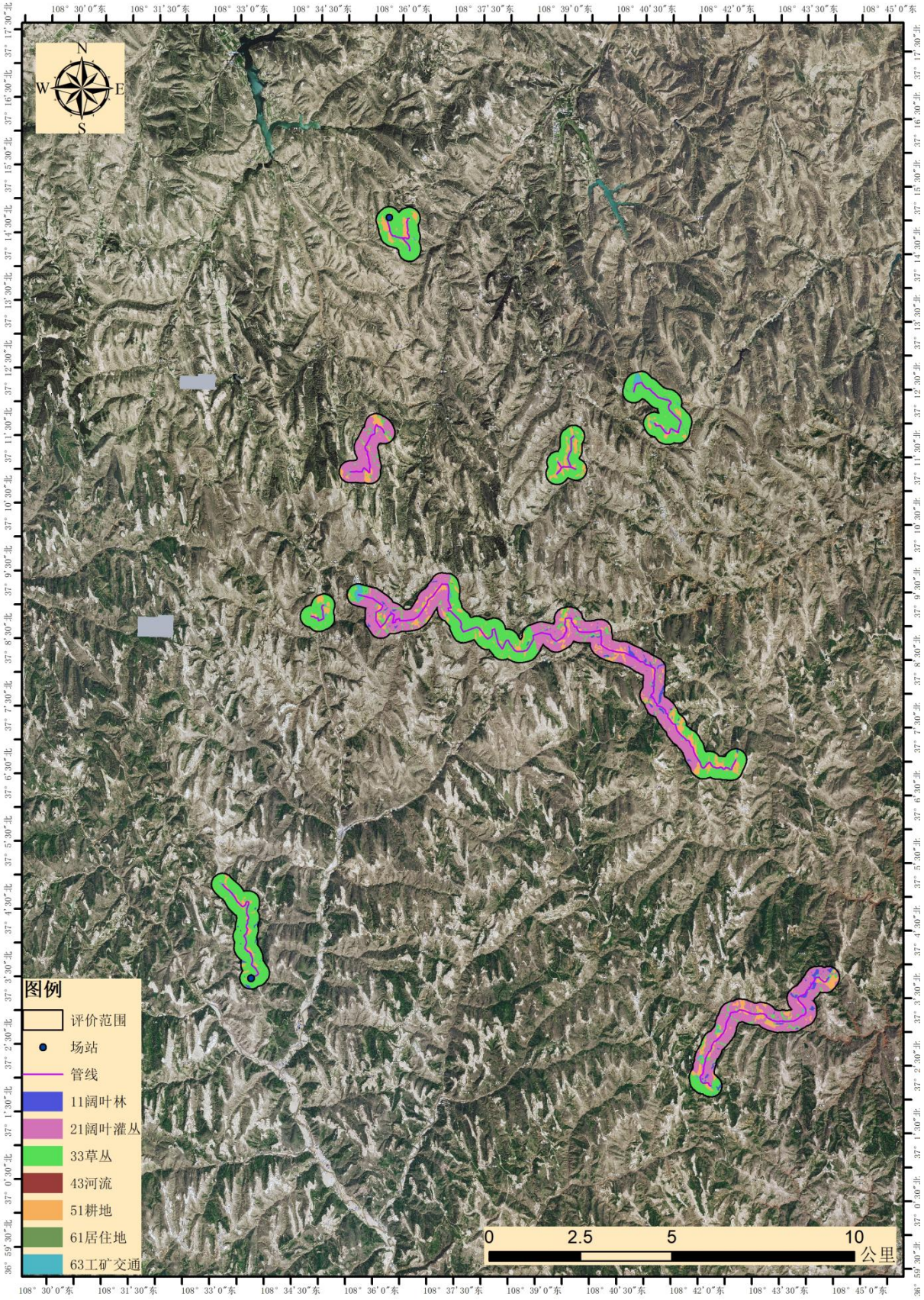


图 4.2.3-1　项目评价区生态系统类型分布图（靖边区域）

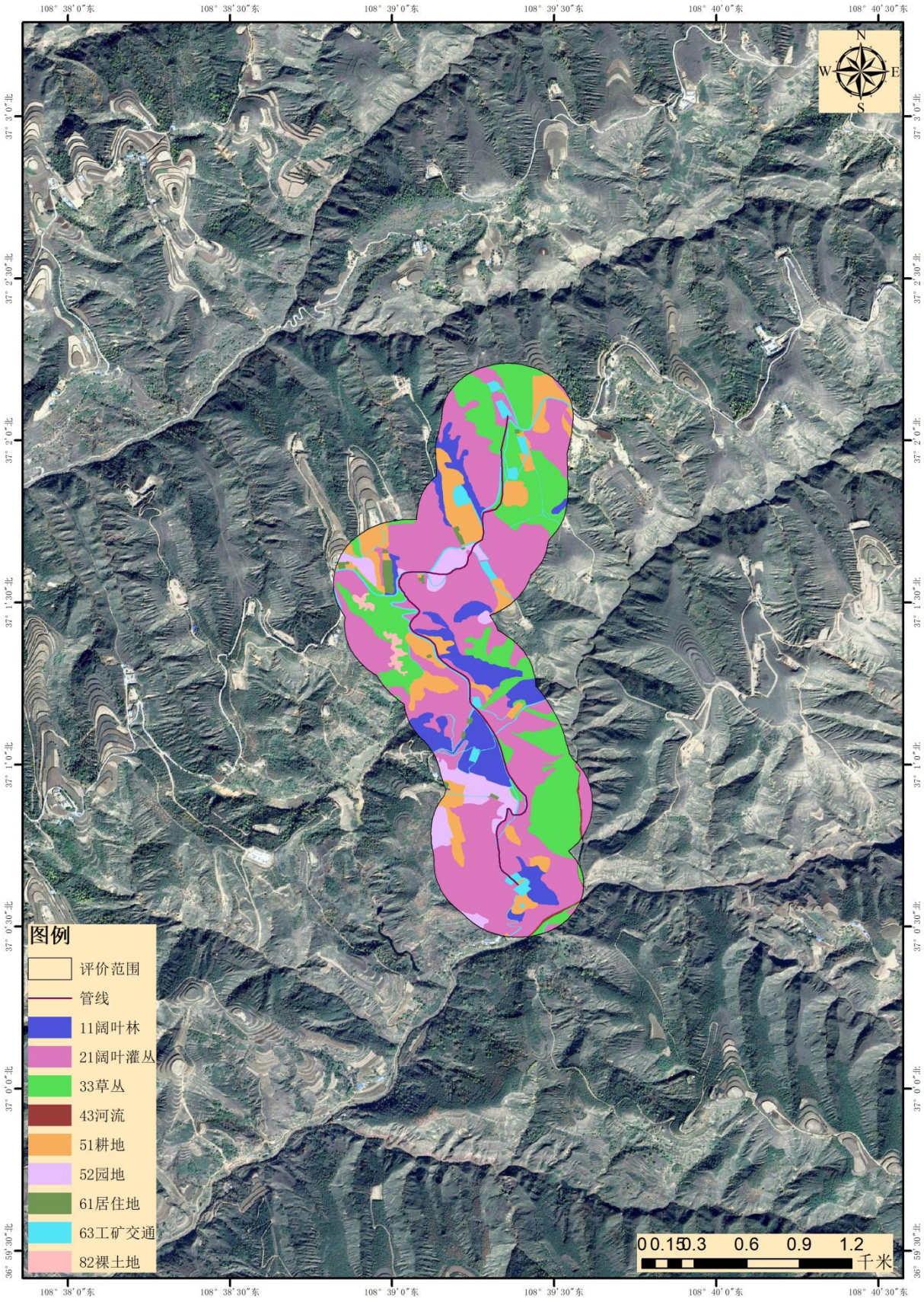


图 4.2.3-1　项目评价区生态系统类型分布图（志丹区域）

4.2.4 土地利用现状

本次土地利用现状依据《国土空间调查、规划、用途管制用地用海分类指南（试行）》（自然资办发〔2020〕51 号）要求，在“2021 年土地利用变更调查数据”的基础上，通过 3S 技术和现场调查综合得出，评价区土地利用现状见图 4.2.4-1，评价范围土地利用现状面积统计见表 4.2.4-1。

表 4.2.4-1　土地利用分类统计

类型		评价区	
一级类	二级类	面积(hm^2)	比例(%)
01 耕地	0103 旱地	620.13	17.38
02 园地	0201 果园	11.12	0.31
03 林地	0301 乔木林地	64.16	1.80
	0305 灌木林地	989.56	27.74
	0307 其他林地	62.02	1.74
04 草地	0401 天然牧草地	1039.88	29.15
	0404 其他草地	688.56	19.30
06 工矿仓储用地	0601 工业用地	22.92	0.64
	0602 采矿用地	27.57	0.77
07 住宅用地	0702 农村宅基地	22.54	0.63
08 公共管理与公共服务用地	0809 公用设施用地	0.02	0.00
10 交通运输用地	1003 公路用地	1.80	0.05
	1004 城镇村道路用地	14.56	0.41
11 水域及水利设施用地	1101 河流水面	1.17	0.03
12 其他土地	1202 设施农用地	0.02	0.00
	1207 裸岩石砾地	1.57	0.04
合计		3567.62	100.00

对评价范围内各土地利用类型面积进行统计分析，结果如下表所示。根据统计结果，评价范围土地利用现状类型以草地为主，面积为 1728.44hm^2，占比达到 48.45%。其次为林地，面积为 1115.74hm^2，占比为 31.28%。耕地、园地、工矿仓储用地、住宅用地、公共管理与公共服务用地、交通运输用地、水域及水利设施用地和其他土地面积占比分别为 17.38%、0.31%、1.41%、0.63%、0.00%、0.46%、0.03%和 0.04%。

4.2.5 土壤侵蚀现状

参照《全国土壤侵蚀遥感调查技术规程》的土壤侵蚀类型与强度的分类分级系统，以气候、地表物质组成、地貌、植被覆盖度、土地利用现状等因素为划分依据，将评价区水力侵蚀划分为剧烈、极强烈、强烈、中度、轻度和微度 6 个土壤侵蚀强度等级。

据《土壤侵蚀分类分级技术标准》（SL190-2007），区域土壤侵蚀主要为风力侵蚀，中度土壤侵蚀占主导地位，占评价区域面积的 38.55%。具体见下表及图 4.2.5-1。

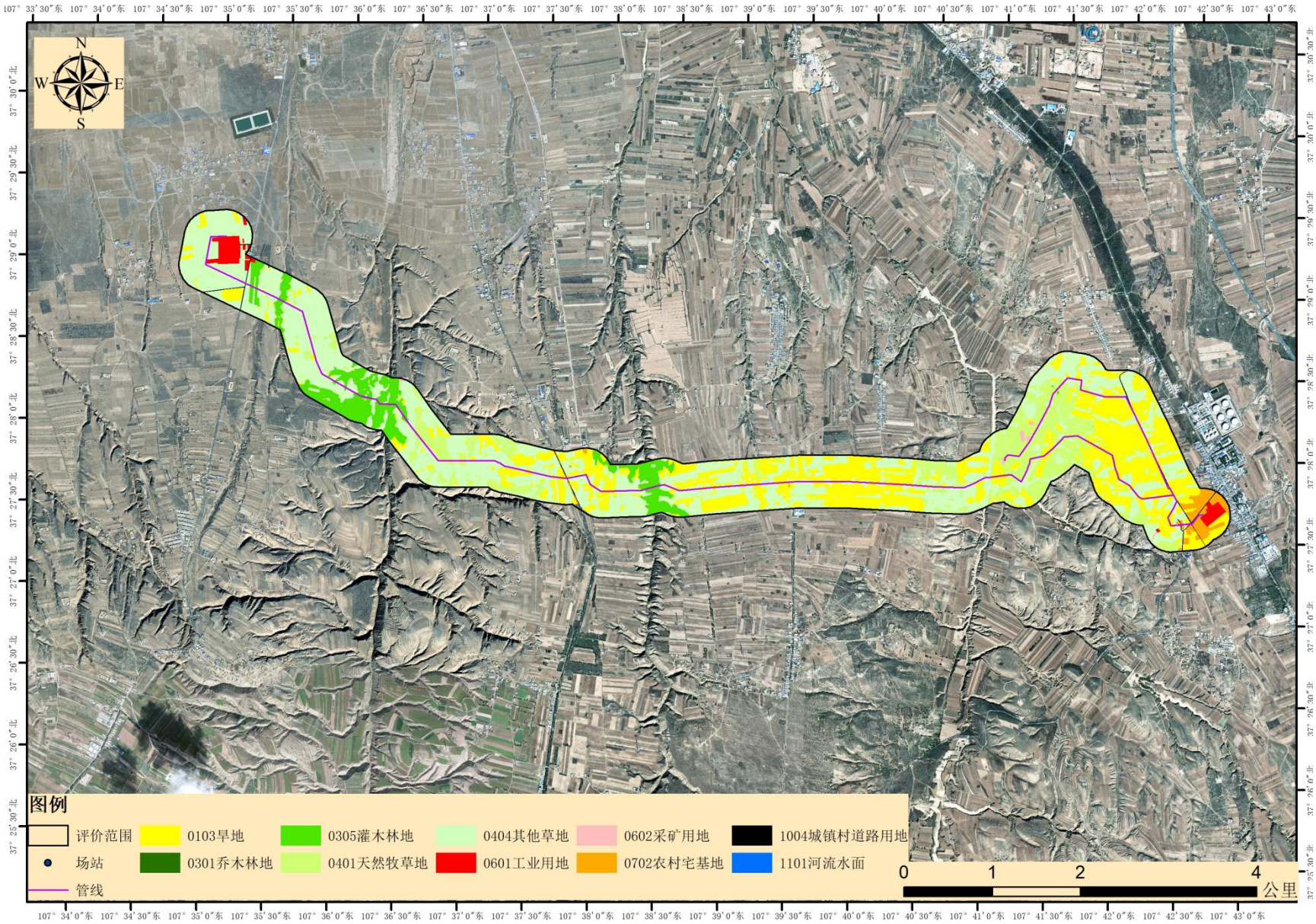


图 4.2.4-1　项目评价区土地利用现状图（定边区域）

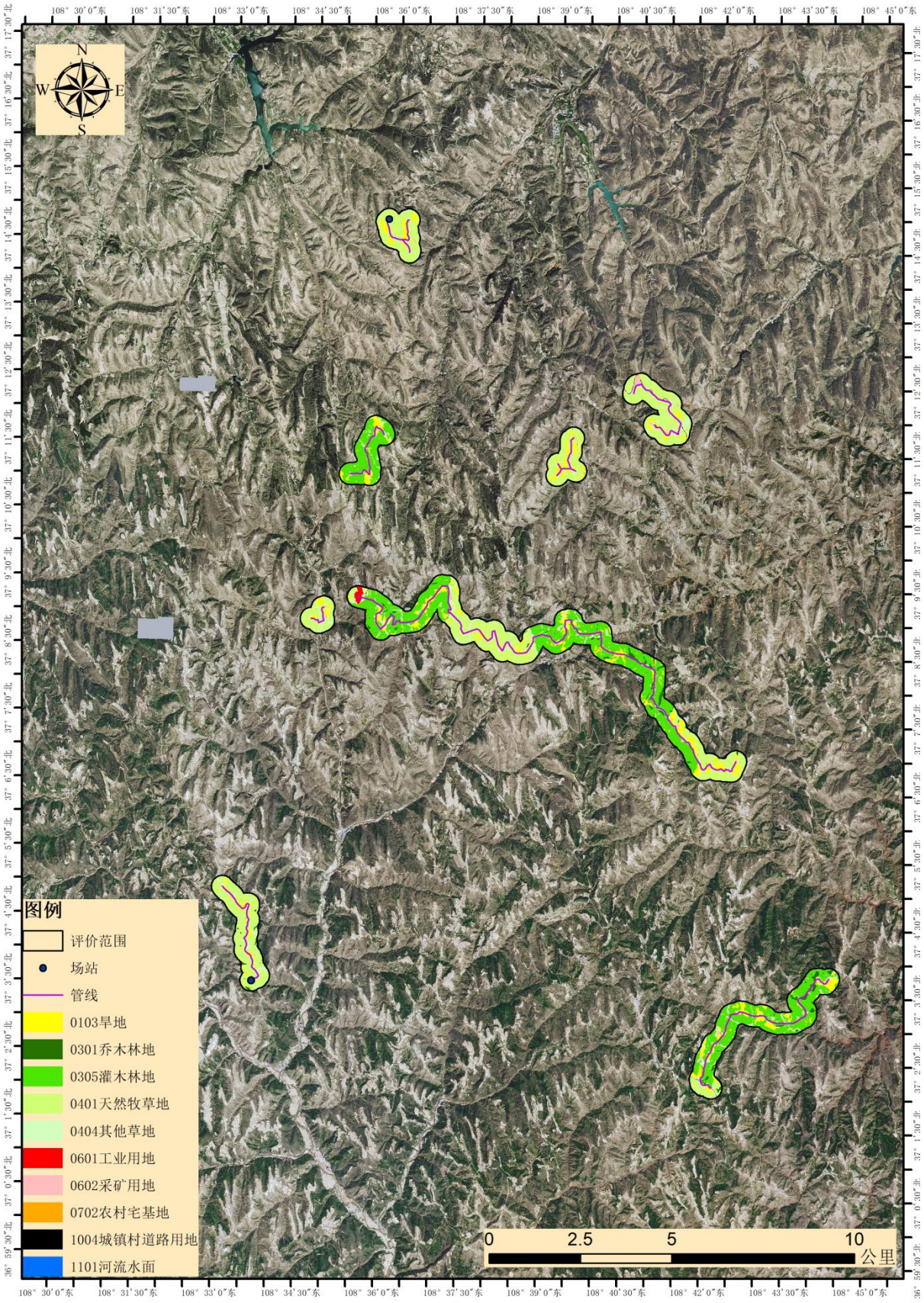


图 4.2.4-1　项目评价区土地利用现状图（靖边区域）

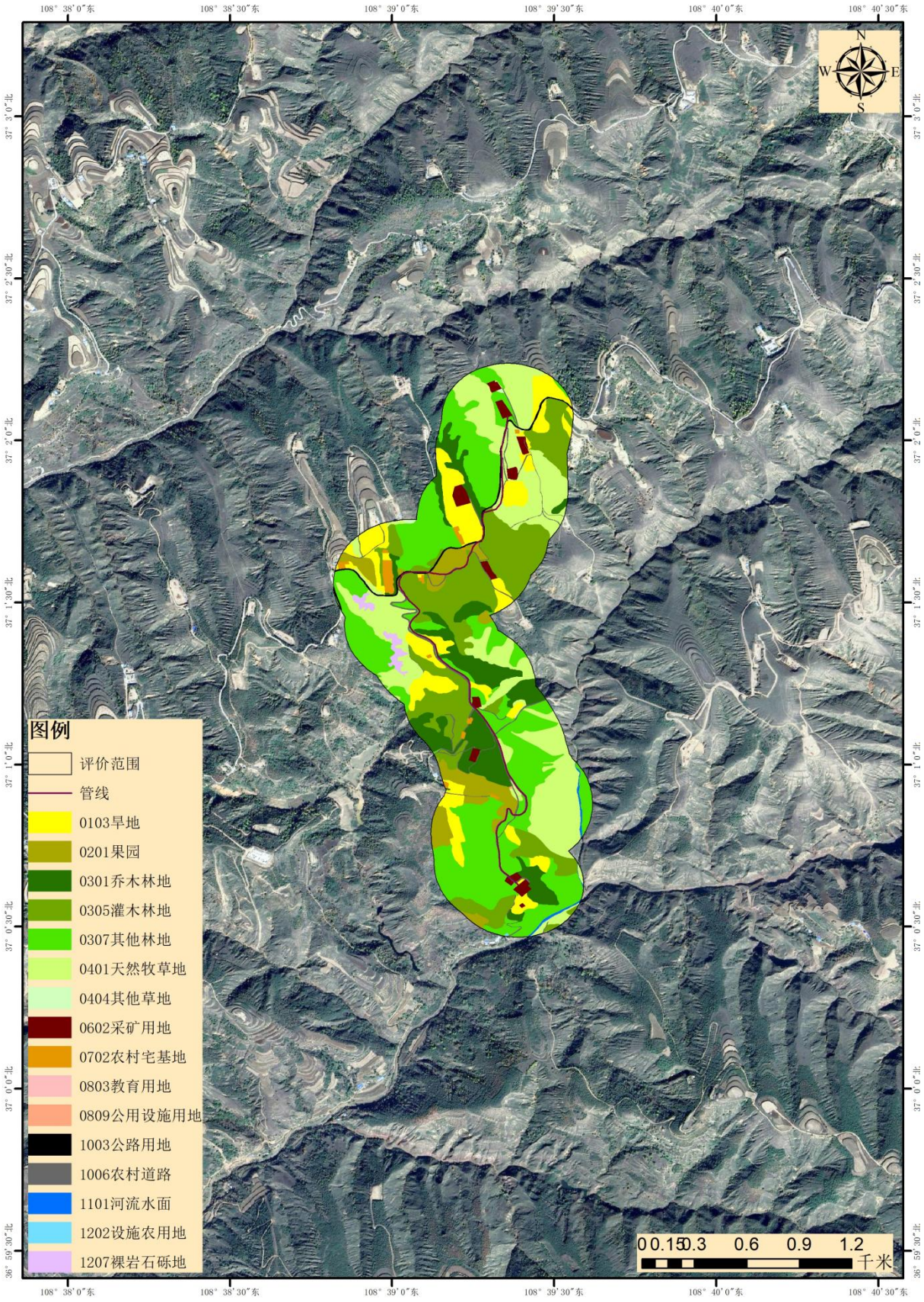


图 4.2.4-1　项目评价区土地利用现状图（志丹区域）

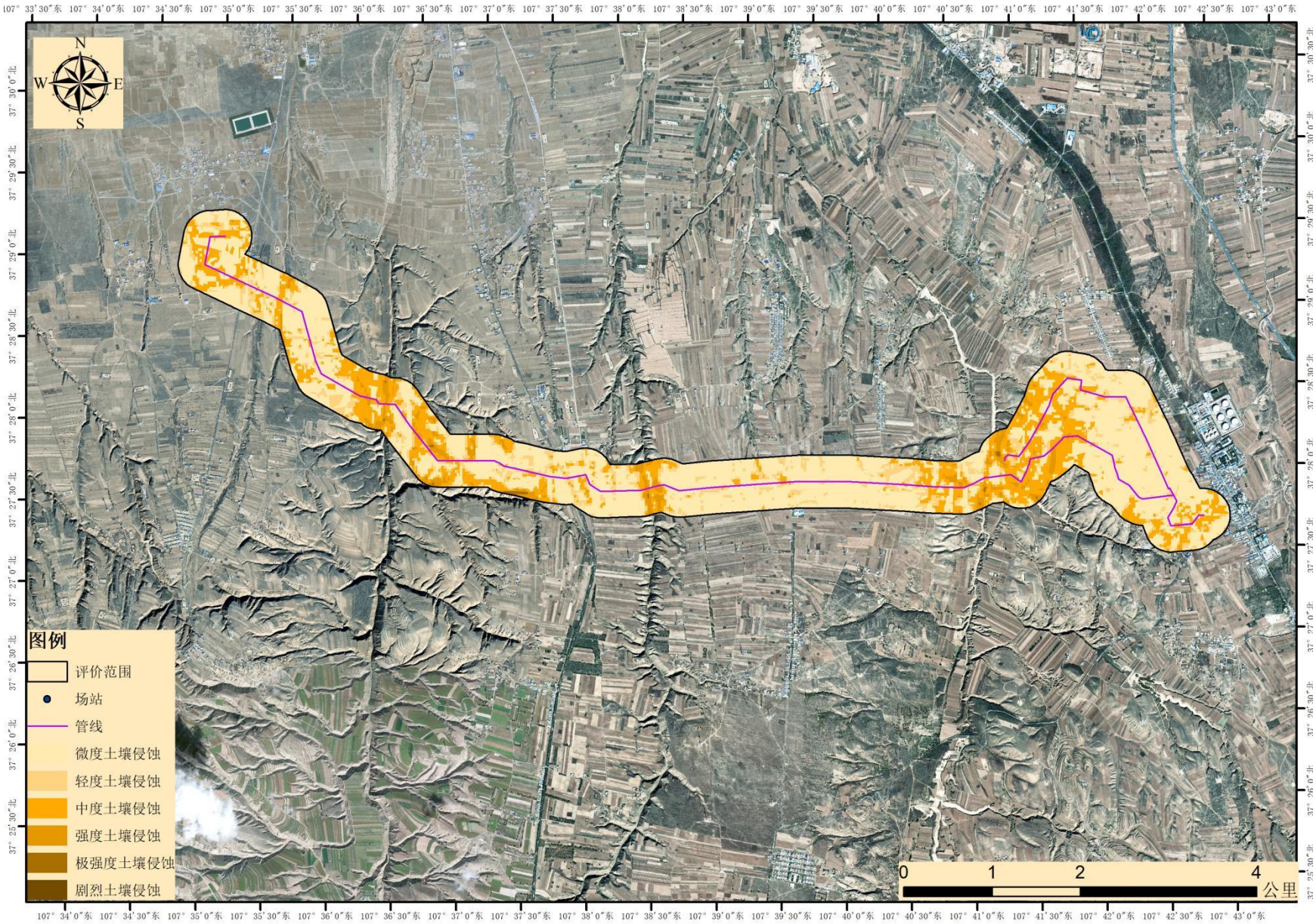


图 4.2.5-1　项目评价区土壤侵蚀类型图（定边区域）

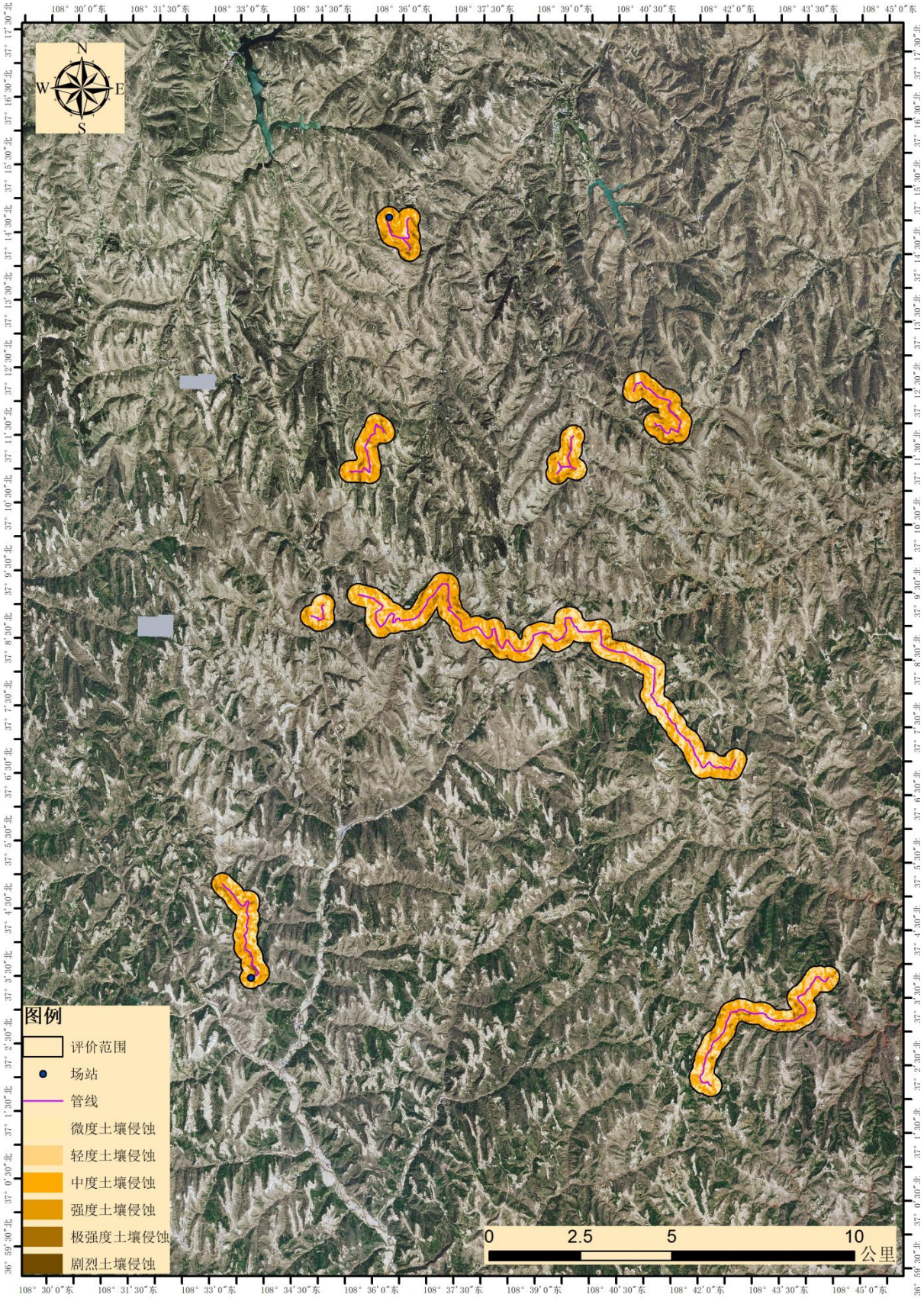


图 4.2.5-1　项目评价区土壤侵蚀类型图（靖边区域）

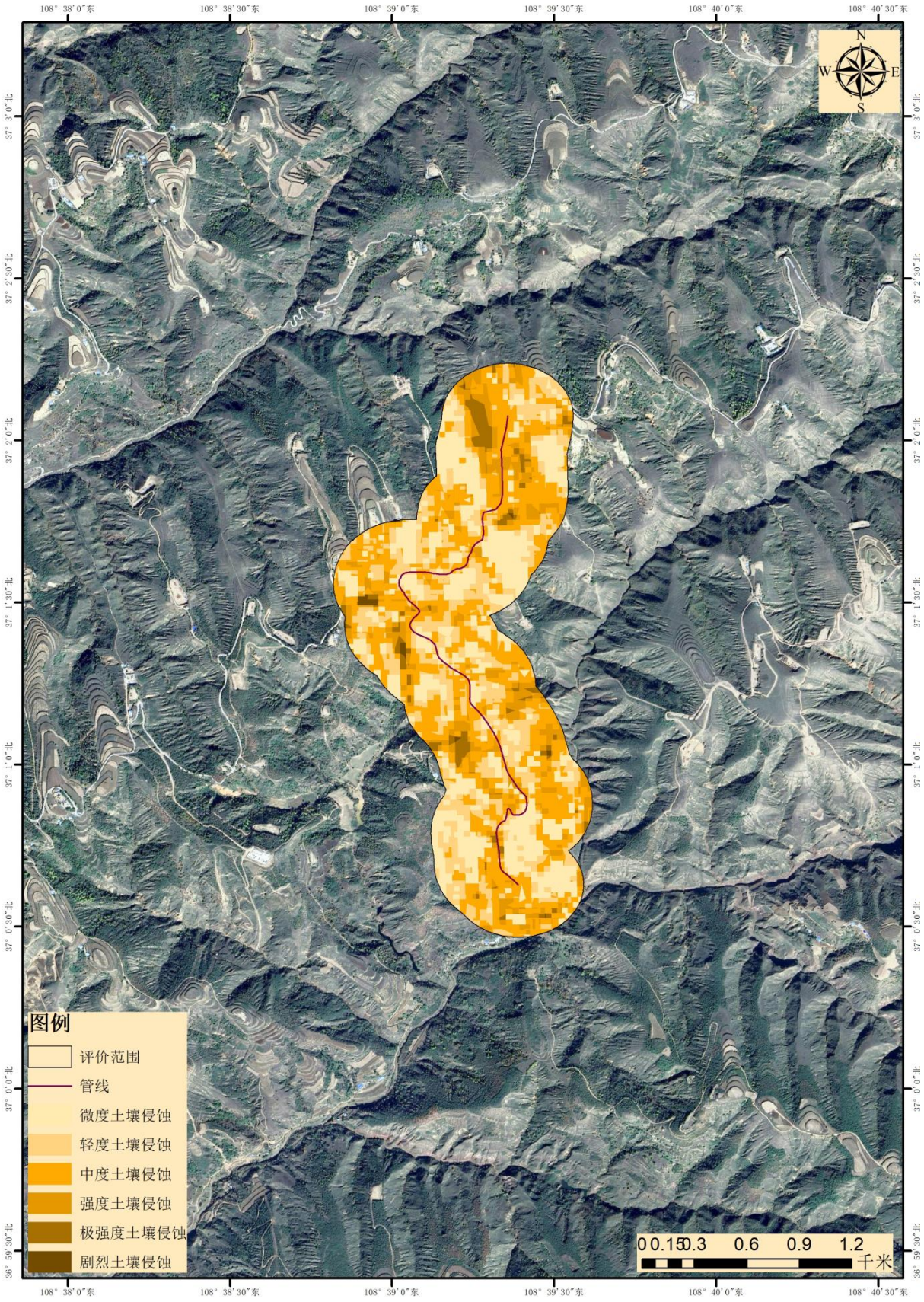


图 4.2.5-1　项目评价区土壤侵蚀类型图（志丹区域）

表 4.2.5-1　土壤侵蚀强度分布

侵蚀程度	评价区	
	面积(hm^2)	比例(%)
微度土壤侵蚀	966.09	27.08
轻度土壤侵蚀	652.28	18.28
中度土壤侵蚀	1375.26	38.55
强度土壤侵蚀	431.48	12.09
极强度土壤侵蚀	127.16	3.56
剧烈土壤侵蚀	15.35	0.43
合计	3567.62	100.00

4.2.6 植被资源现状

4.2.6.1 植被类型

根据雷明德（1999）《陕西植被》有关陕西植被区划系统，陕西省划分为 3 个植被区域、4 个植被地带、8 个植被区和 30 个植被小区。本项目属于温带半干旱大陆性气候，植被类型属于森林草原区，本区位于 $IA_{2(7)}$ 陕北黄土梁峁、丘陵灌木草原，$IA_{1(3)}$ 定边盐生植被小区及$IA_{2(8)}$ 白于山及其北部小半灌木草原小区。

项目评价区内植被类型以草地为主，占评价区的 48.45%，主要为长芒草、赖草、苜蓿等杂类草丛。灌木林和乔木林分别占评价区的 29.48%和 1.80%，灌丛主要为柠条、灌丛，乔木主要为旱柳、刺槐等。具体见下表及图 4.2.6-1。

表 4.2.6-1　植被类型分布面积及比例

植被类型	评价区	
	面积(hm^2)	比例(%)
草地	1728.66	48.45
建设用地	89.20	2.50
落叶阔叶灌木林	1051.58	29.48
落叶阔叶乔木林	64.16	1.80
农作物	631.28	17.69
水面	1.17	0.03
植被稀少区	1.57	0.04
合计	3567.62	100.00

4.2.6.2 植被覆盖度

植被覆盖度指森林、草地、灌丛、农业植被等在地面的垂直投影面积占统计区总面积的百分比。本区域内植被覆盖度的调查利用遥感估算的方法，通过 NDVI 指数进行计算，并根据 NDVI 指数值通过等间隔断裂法，将植被覆盖度分为低覆盖度、中低覆盖度、

中覆盖度、中高覆盖度、高覆盖度等五类。本项目植被覆盖度在 NDVI 指数计算的基础上，通过人工判读进行了结果修正。调查范围内植被覆盖度分布见图 4.2.6-2，植被覆盖度面积统计如表 4.2.6-2。

表 4.2.6-2　植被覆盖度分布面积及比例

植被覆盖度	评价区	
	面积(hm^2)	比例(%)
低度植被覆盖度	905.43	25.38
中低植被覆盖度	734.10	20.58
中度植被覆盖度	724.93	20.32
中高植被覆盖度	542.59	15.21
高度植被覆盖度	660.56	18.52
合计	3567.62	100.00

基于植被覆盖度数据进行空间统计，评价区植被覆盖度主要为低覆盖度（0～35%），面积占比为 25.38%；其次是中低覆盖度（35%～45%）和中覆盖度（45%～60%），面积占比分别为 20.58%和 20.32%；高覆盖度（≥75%）面积占比为 18.52%；中高覆盖度（60%～75%）面积占比为 15.21%。

4.2.6.3 植被资源调查

（1）植物群落类型样方调查

本次工程主要分布于白于山河源水土保持生态功能区、黄土梁峁沟壑水土流失控制生态功能区和白于山河源水土保持生态功能区。为了客观全面地反映本项目评价区域现有植被情况，2025 年 6 月 19 日至 6 月 20 日，项目组赴项目现场进行样方调查。依据项目占地类型，选取代表性群落进行典型取样布设 6 个样方，并引用《长庆油田分公司第三采油厂 2024 年产能建设工程（榆林区域）环境影响报告书》的样方调查结果，选取 13 个代表性样地，植被样方点位分布见图 4.2.6-3，样方统计表见表 4.2.6-3。

样方调查中，对于乔木群落，设置 10m×10m 的样方，调查其高度、冠幅、胸径。对于灌木丛，设置 5m×5m 的样方，对样方中的灌木和半灌木，调查项目有种类组成、冠幅、高度、绝对多度、盖度、物候等。草本植物群落的样方大小设为 1m×1m，草本植物主要记录其高度、德氏多度、盖度等，样方调查结果见附件。

表 4.2.6-3　野外调查样地统计表

样方编号	坐标		群落类型	植被类型	主要植物	面积/m^2	与工程相对位置关系	备注
	经度/°	纬度/°						
样方 1	107.625959	37.526109	旱柳乔木群落	乔木	旱柳	10×10	样地位于油二联至油一联输油管线东北侧 5.71km 处	引用
样方 2	108.672329	37.193893		乔木	旱柳	10×10	样地位于冯 57-84 增出油管线东侧 1.4km 处	
样方 3	108.634152	37.167973		乔木	旱柳	10×10	样地位于南 22 集气站至靖三联供气管线东北侧 1.83km 处	
样方 4	108.545837	37.044196		乔木	旱柳	10×10	样地位于高 96 增至盘 82-34 增集输管线西南侧 2.09km 处	
样方 5	107.712176	37.523114		乔木	旱柳	10×10	样地位于油三转外输管线北侧 5.64km 处	
样方 6	107.692158	37.461661	柠条灌丛群落	灌木	柠条	5×5	样地位于油二联至油一联输油管线南侧 490m 处	
样方 7	108.574584	37.147137		灌木	柠条	5×5	样地位于盘二转张渠跨越隐患治理西南侧 236m 处	
样方 8	108.600864	37.046279		灌木	柠条	5×5	样地位于南十二转西北侧 932m 处	
样方 9	108.586319	37.273619		灌木	柠条	5×5	样地位于冯 52-58 增出油管线北侧 2.98km 处	
样方 10	107.583450	37.473211		灌木	柠条	5×5	样地位于油二联至油一联输油管线西南侧 890m 处	
样方 11	108.728142	37.067333	长芒草群落	草本	长芒草	1×1	样地位于南十一转至南十转外输管线北侧 730m 处	
样方 12	108.588529	37.016338		草本	长芒草	1×1	样地位于柳 104-262 增东北侧 2.70km 处	
样方 13	108.636360	37.095787		草本	长芒草	1×1	样地位于柳 72-33 脱东北侧 2.02km 处	
样方 14	108.693247	37.197777	刺槐乔木群落	乔木	刺槐	10×10	样地位于北一转至柳 25-45 采出水管线东侧 50m 处	实调
样方 15	108.559356	37.081916		乔木	刺槐	10×10	高 96 增至盘 82-34 增集输管线东侧 180m 处	
样方 16	108.736165	37.062492		乔木	刺槐	10×10	南十一转至南十转外输管线北侧 150m 处	
样方 17	107.610278	37.469501	赖草、苜蓿杂类草丛群落	草本	赖草	1×1	样地位于油二联至油一联输油管线南侧 30m 处	
样方 18	107.643619	37.462166		草本	赖草、苜蓿	1×1	样地位于油二联至油一联输油管线北侧 20m 处	
样方 19	107.647328	37.461873		草本	赖草、苜蓿	1×1	样地位于油二联至油一联输油管线南侧 50m 处	
样方 20	108.607371	37.243119	长芒草群落	草本	长芒草	1×1	样地位于冯 52-58 增出油管线北侧 40m 处	
样方 21	108.563371	37.071746		草本	长芒草	1×1	高 96 增至盘 82-34 增集输管线西侧 50m 处	
样方 22	108.707958	37.044817		草本	长芒草	1×1	南十一转至南十转外输管线东侧 60m 处	

注：本次引用的生态现状资料调查时间在 5 年以内，因此资料可用。本次部分引用样方调查点位不在项目生态评价范围内，但区域总体地形地貌相似，生态系统类型结构相同，群落类型基本一致，因此调查区域内样方调查可代表项目所在评价区域的植物资源状况。调查区植被近几年变化较小，本项目在现场踏勘阶段对调查区植被类型进行了校验，校验结果显示与上述样方调查结果基本一致，引用具有可行性。

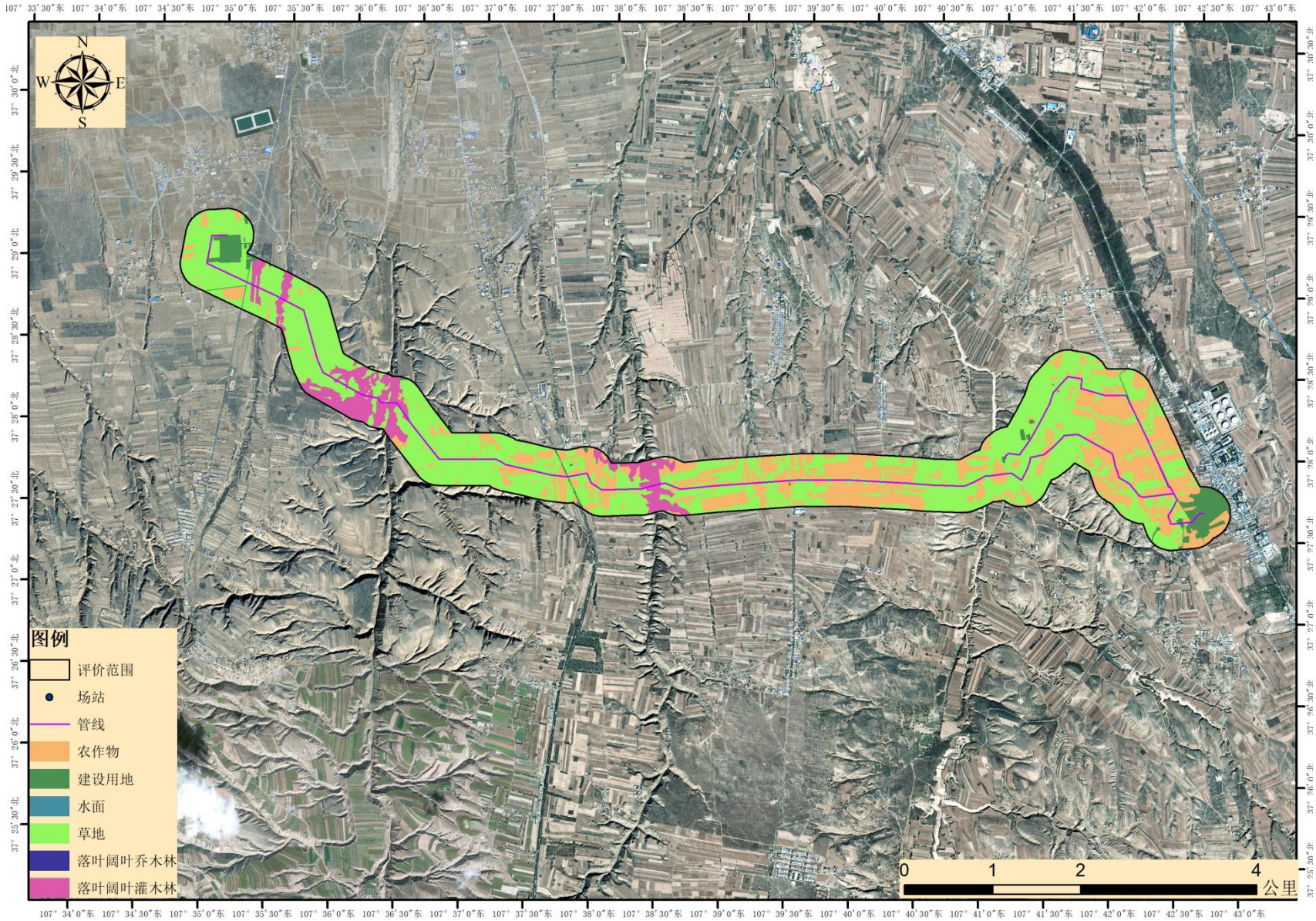


图 4.2.6-1　项目评价区植被类型图（定边区域）

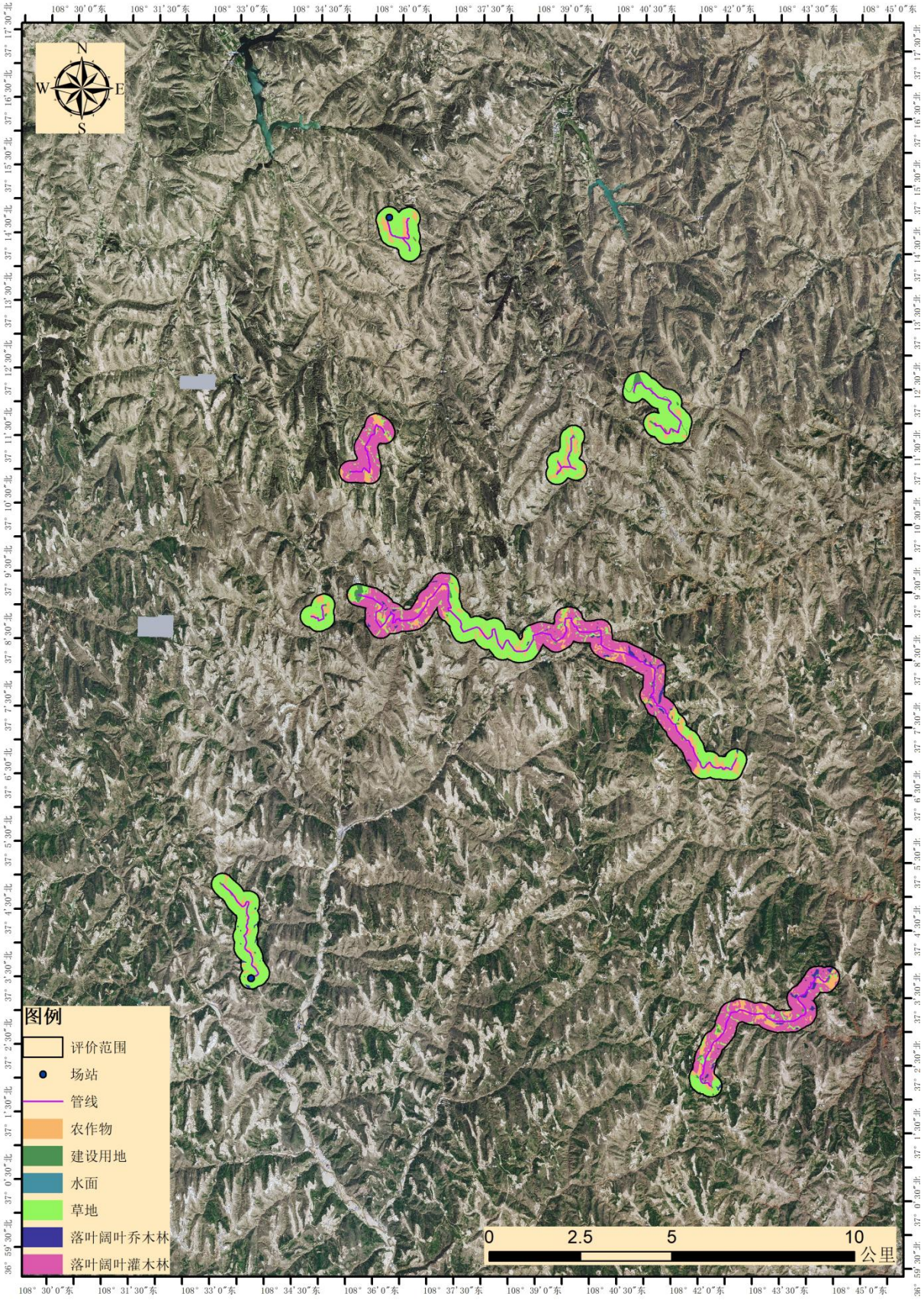


图 4.2.6-1　项目评价区植被类型图（靖边区域）

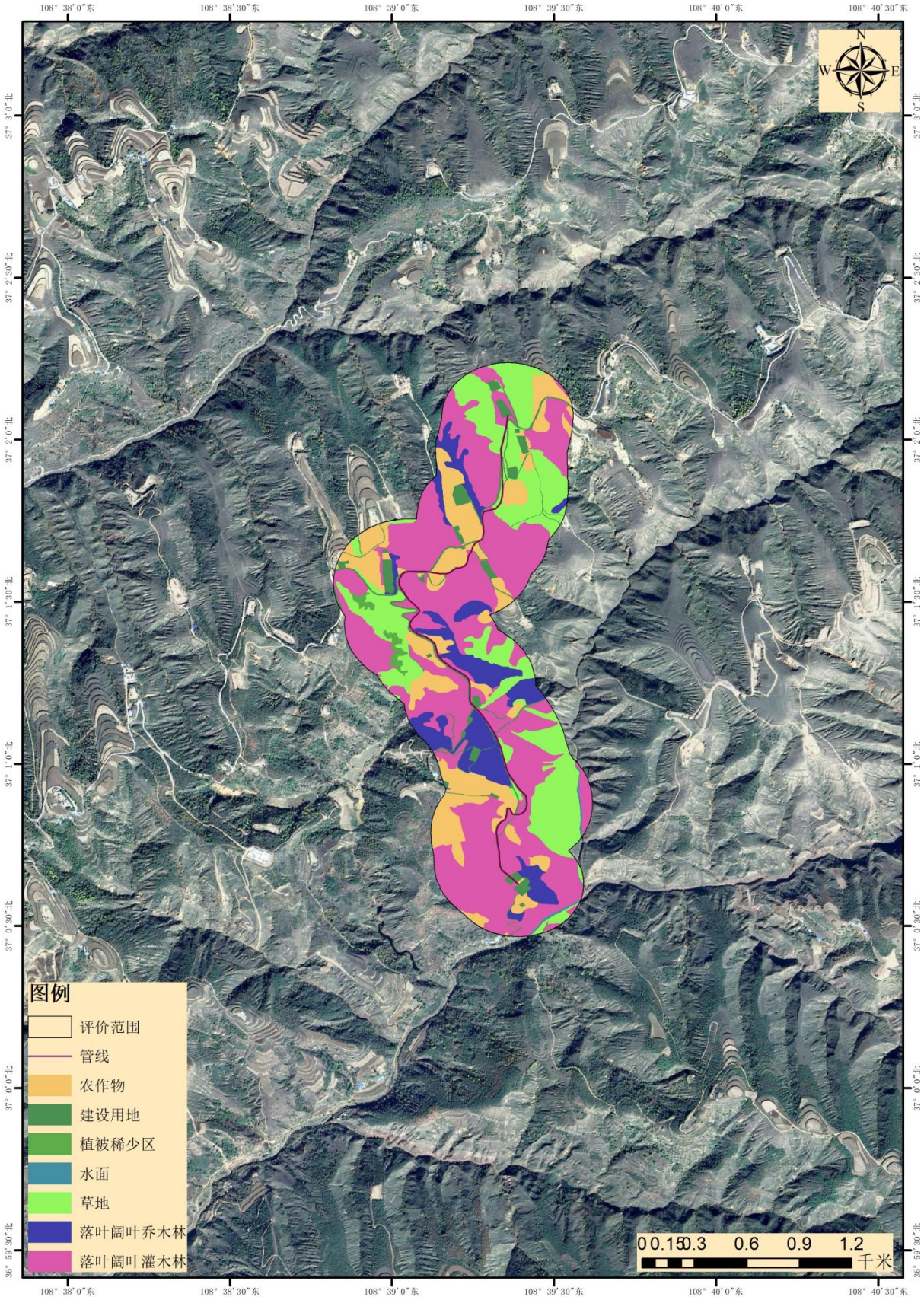


图 4.2.6-1　项目评价区植被类型图（志丹区域）

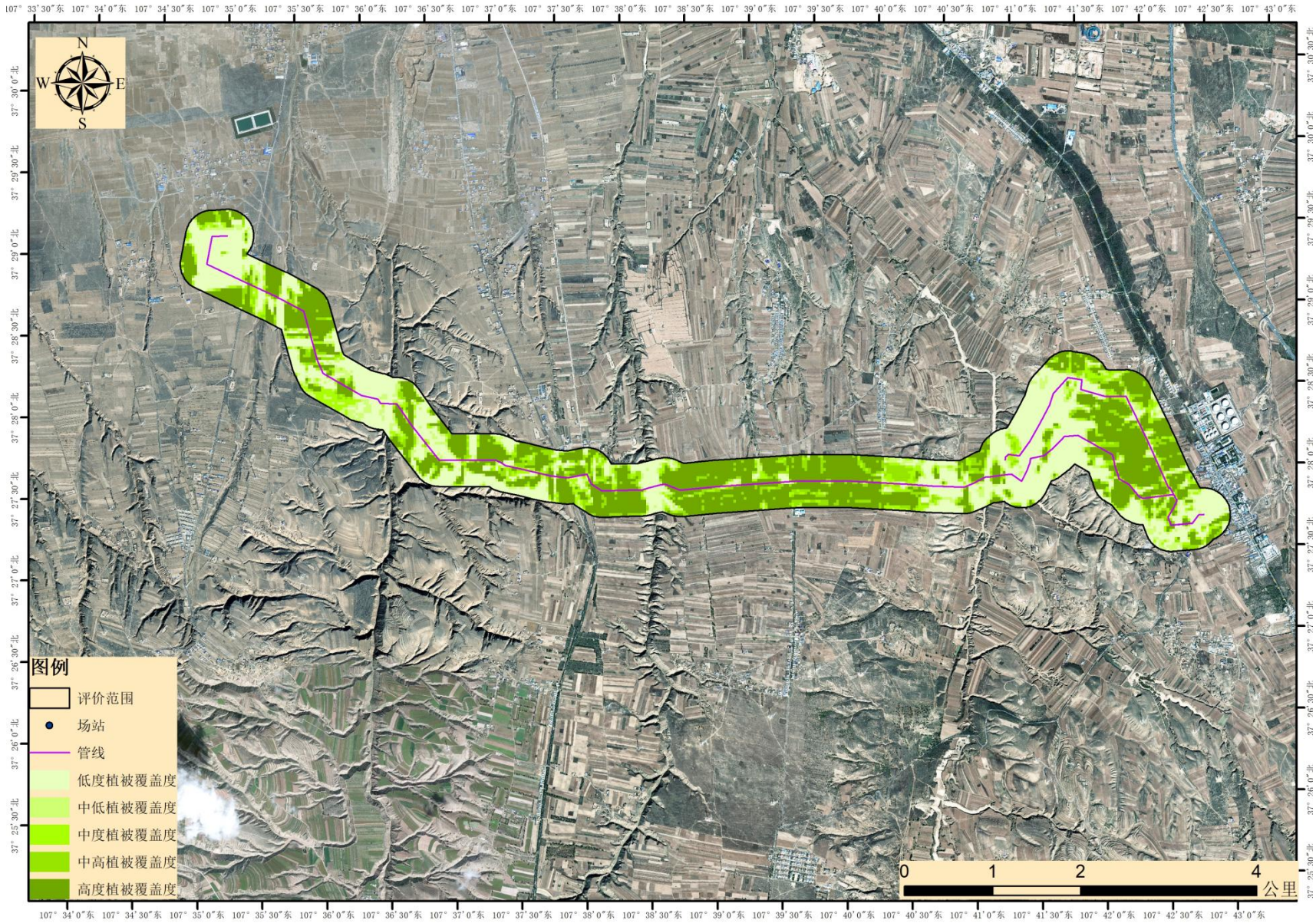


图 4.2.6-2　项目评价区植被覆盖图（定边区域）

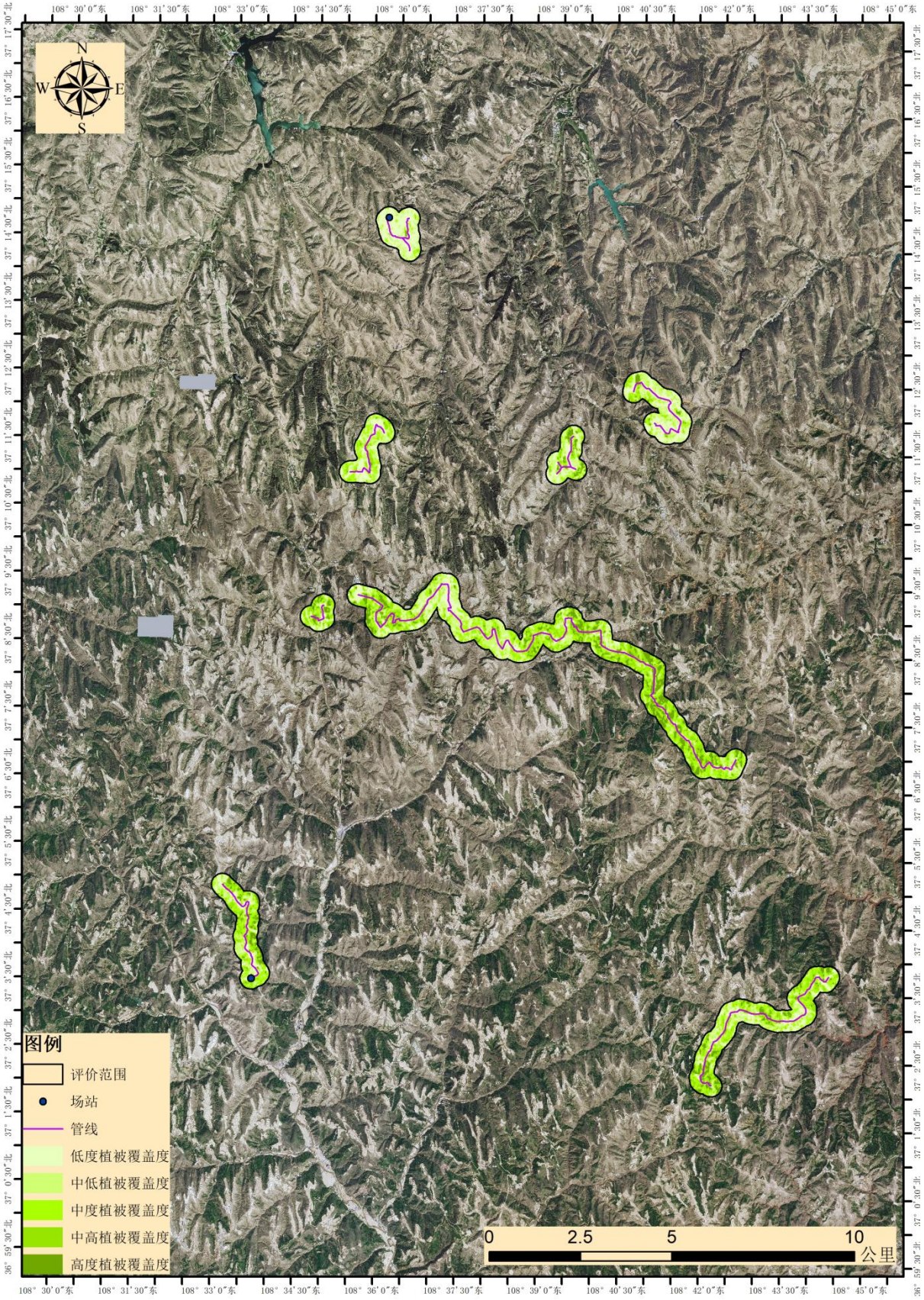


图 4.2.6-2　项目评价区植被覆盖图（靖边区域）

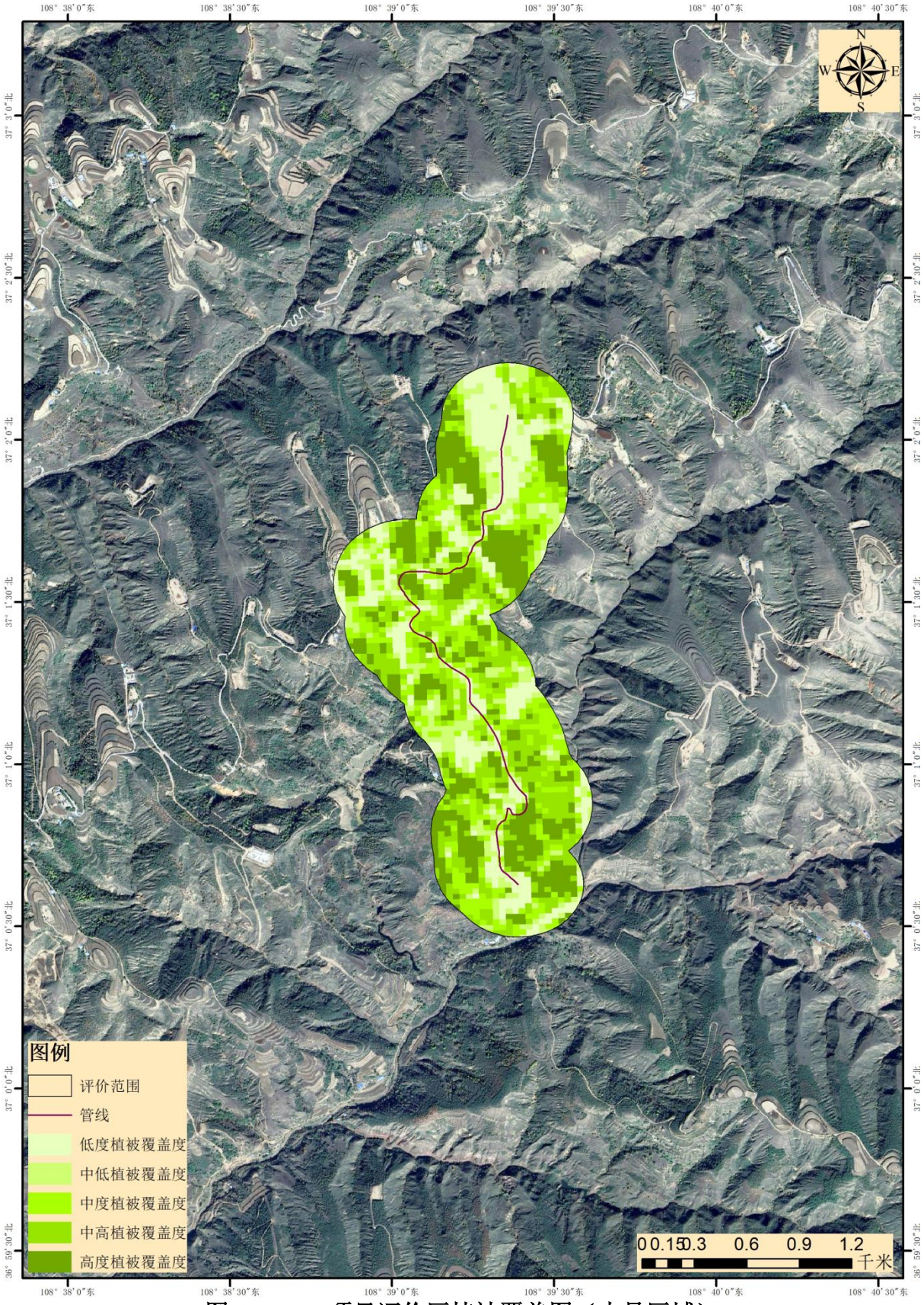


图 4.2.6-2　项目评价区植被覆盖图（志丹区域）

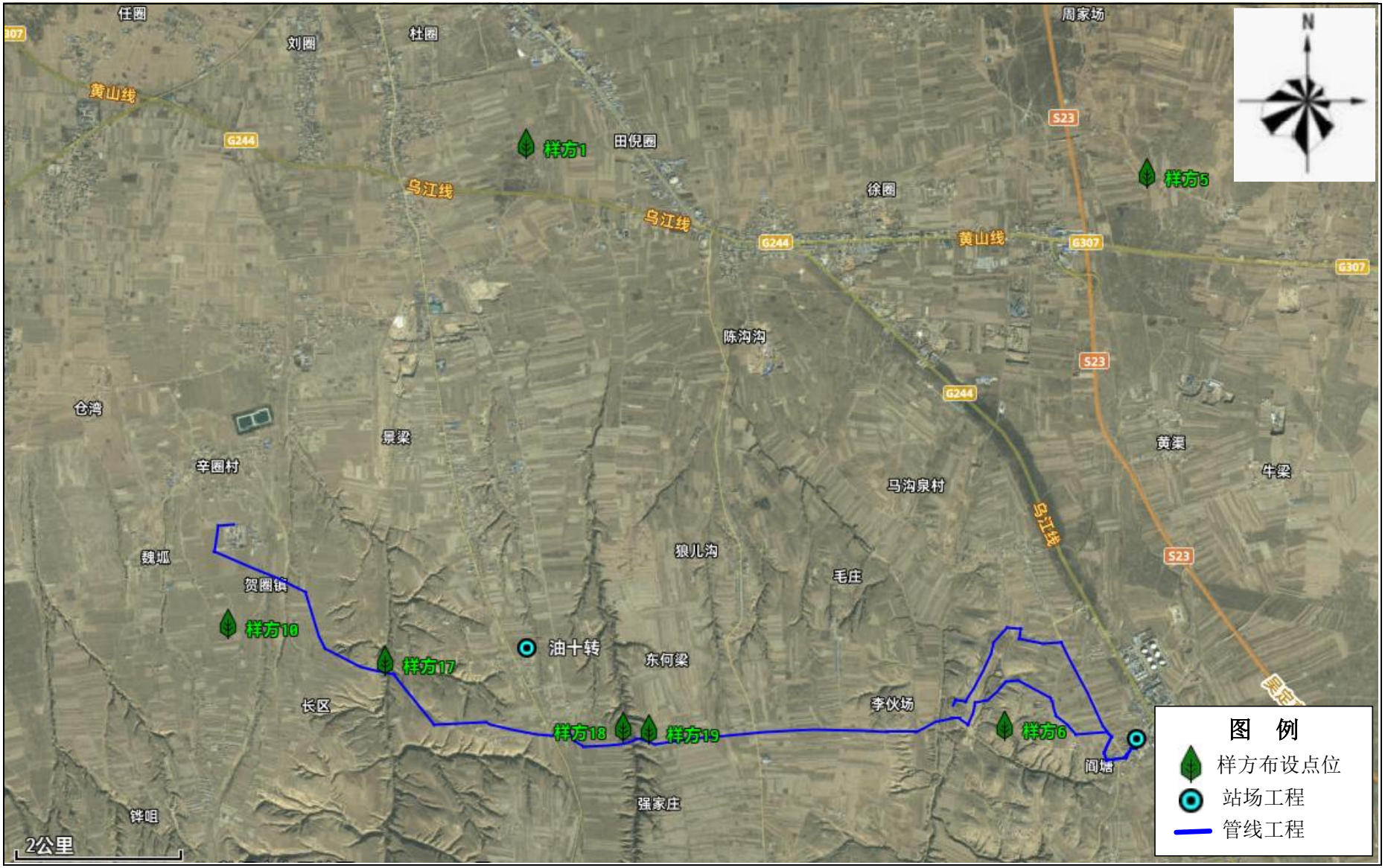


图 4.2.6-3　植被样方点位分布图（定边区域）

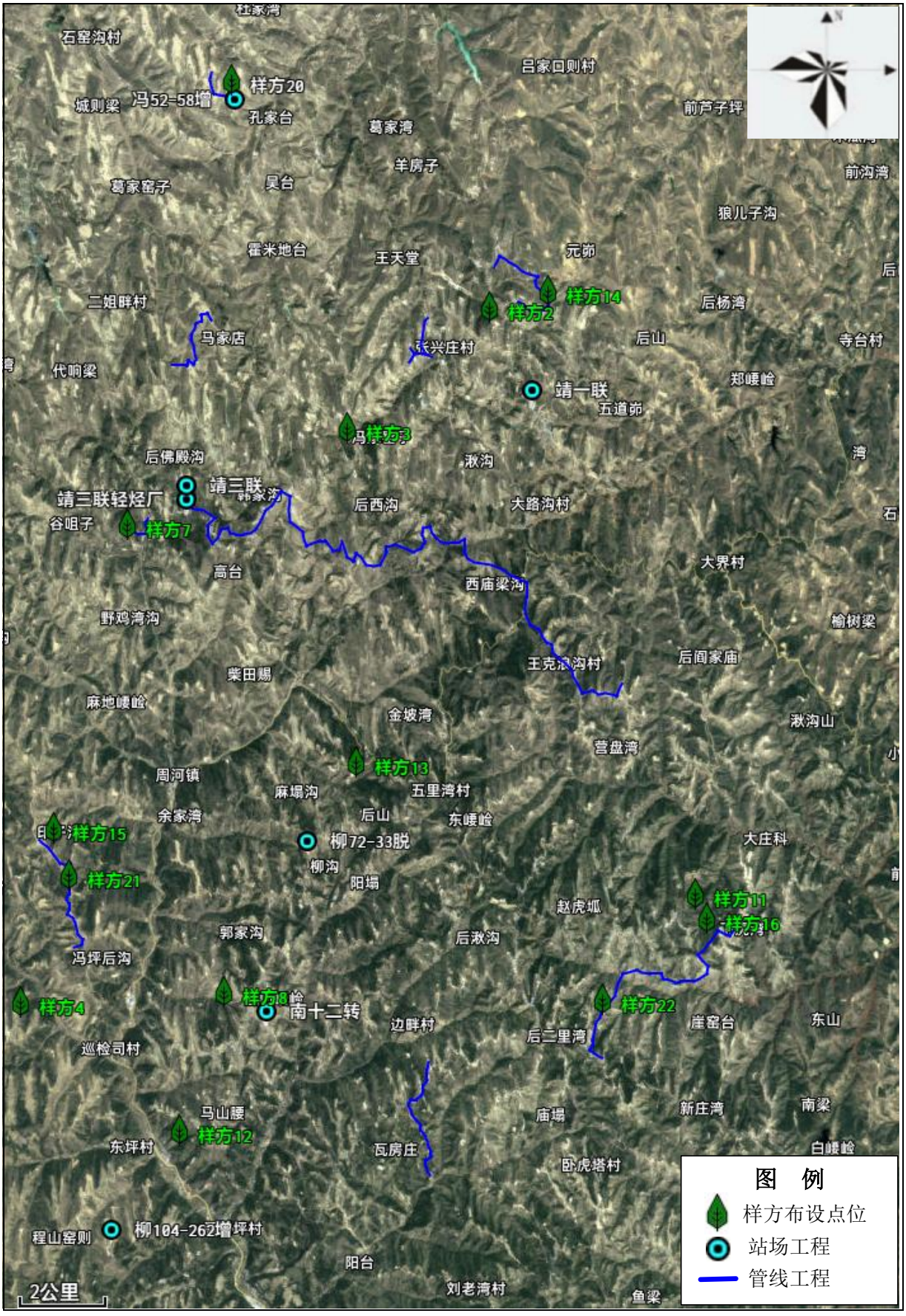

样方20
冯52-58增
样方14
样方2
样方3
靖一联
靖三联
靖三联轻烃厂
样方7
样方13
样方15
柳72-33脱
样方21
样方11
样方16
样方22
样方8
南十二转
样方4
样方12
柳104-262增
图 例
样方布设点位
站场工程
管线工程
2公里

图 4.2.6-3　植被样方点位分布图（靖边、志丹区域）

（2）植物物种多样性

根据收集区域植被资料，辅以本次样方调查，项目评价区及周边共调查野生植物 47 科，132 种。根据调查，评价区内未发现国家级重点保护植物及列入中国珍稀濒危植物红皮书和濒危野生动植物种国际贸易公约附录中的物种。根据对比《陕西省重点保护野生植物名录》，评价区内未发现陕西省重点保护野生植物。评价区植物名录见表 4.2.6-4。

表 4.2.6-4　评价区常见植物名录

序号	中文名	学名	生活型
一、松科 Pinaceae			
1	油松	*Pinus tabulaefomis*	乔木
二、柏科 Cupressaceae			
2	侧柏	*Platycladus orientalis*	乔木
3	杜松	*Juniperus rigida Sieb,et Zucc*	乔木
三、香蒲科 Typhaceae			
4	香蒲	*Typha orientalis*	多年生草本
四、禾本科 Gramineae			
5	狗牙根	*Cynodon dactylon*	多年生草本
6	芦苇	*Phragmites australis*	多年生根茎草本
7	长芒草	*Stipa bungeana Trin.*	多年生草本
8	白羊草	*Bothriochioa ischaemum*	多年生草本
9	冰草	*Agropyron cristatum*	多年生草本
10	野古草	*Arundinella hirta*	多年生草本
11	野稗子	*Echinochloa crusgalli*	多年生草本
12	荩草	*Arthraxon hispidus*	多年生草本
13	隐子草	*Kengia hancei*	多年生草本
14	披碱草	*Elymus dahuricus*	多年生草本
15	画眉草	*Eragrostis pilosa*	多年生草本
16	白草	*Pennisetum flaccidum*	多年生草本
17	早熟禾	*Poa annua*	一或二年生草本
18	狗尾草	*Setaria viridis*	一年生草本
19	赖草	*Leymus secalinus*	多年生根茎禾草
20	野燕麦	*Avena fatua*	一年生草本
21	糙隐子草	*Kengia squarrosa*	多年生草本
22	拂子茅	*Calamagrostis epigejos*	多年生草本
23	三芒草	*Aristida adscensionis Linn.*	一年生草本
24	黄背草	*Themeda japonica*	多年生草本
25	狼针草	*Stipa baicalensis*	多年生草本
26	鹅观草	*Roegneria kamoji Ohwi*	多年生草本
27	针茅	*Stipa capillata Linn.*	多年生草本

28	白茅	*Imperata cylindrica*	多年生草本
五、莎草科 Cyperaceae			
29	大披针苔草	*Carex lanceolata*	多年生草本
30	荆三棱	*Scirpus maritimus*	多年生草本
六、百合科 Liliaceae			
31	野蒜	*Allium macrostemon*	多年生草本
32	卷丹	*Lilium tigrinum*	多年生草本
33	毛叶石刁柏	*Asparagus richophyllus*	多年生草本
34	蕨叶天门冬	*Asparagus filicinus*	多年生草本
35	黄精	*polygonatum sibiricum*	多年生草本
七、杨柳科 Salicaceae			
36	垂柳	*Salix babylonica*	乔木中生
37	旱柳	*Salix mastudana*	乔木中生
38	小叶杨	*Populus simonii*	乔木旱中生
39	河北杨	*Populus hopeiensis*	乔木旱中生
40	山杨	*Populus davidiana*	乔木中生
八、壳斗科 Fagaceae			
41	槲栎	*Quercus aliena*	乔木
九、榆科 Ulmaceae			
42	榆	*Ulmus pumila*	乔木
十、桑科 Moraceae			
43	葎草	*Humulus scandens*	一年生草本
十一、蓼科 Polygonaceae			
44	酸模叶蓼	*Polygonum lapathifolium*	一年生草本
45	萹蓄	*Polygonum aviculare*	多年生草本
46	齿果酸模	*Rumex dentatus*	一或二年生草本
47	羊蹄	*Rumex crispus*	多年生草本
十二、马齿苋科 Portulacaceae			
48	马齿苋	*Portulaca oleracea*	一年生草本
十三、苋科 Amaranthaceae			
49	繁穗苋	*Amaranthus paniculatus*	一年生草本
50	反枝苋	*Amaranthus retroflexus*	一年生草本
十四、藜科 Chenopodiaceae			
51	小藜	*Chenopodium serotinum*	一年生草本
52	灰绿藜	*Chenopodium album*	一年生草本
十五、石竹科 Caryophyllaceae			
53	石头花	*Gypsophila davurica*	多年生草本
54	蝇子草	*Silene gallica*	一年生草本
55	鹅肠菜	*Malachium aquaticum*	多年生草本

十六、毛茛科 Ranunculaceae			
56	铁线莲	*Clematis montana*	蔓生半灌木
十七、罂粟科 Papaveraceae			
57	地丁	*Corydalis bungeana*	二年生草本
58	白屈菜	*Chelidonium majus*	多年生草本
十八、十字花科 Cruciferae			
59	荠菜	*Capsella brusa-pastoris*	一年生草本
60	播娘蒿	*Descurainia sophia*	一年生草本
61	独行菜	*Lepidium apetalum*	一年生草本
十九、景天科 Crassulaceae			
62	瓦松	*Orostachys fimbriatus*	多年生草本
63	费菜	*Sedum aizoon*	多年生草本
二十、蔷薇科 Rosaceae			
64	匍匐委陵菜	*Potentilla reptana*	多年生草本
65	山桃	*Prunus davidiana*	小乔木
66	山杏	*Prunus armeniaca var.ansu*	小乔木
67	蛇莓	*Duchesnea indica*	多年生草本
68	黄刺玫	*Rosa xanthina Lindl.*	灌木
二十一、豆科 Leguminosae			
69	野豌豆	*Vicia sepium*	多年生草本
70	达乌里胡枝子	*Lespedeza davurica*	半灌木
71	截叶铁扫帚	*Lespedeza cuneata*	小灌木
72	小叶锦鸡儿	*Caragana microphylla*	灌木
73	短梗胡枝子	*Lespedeza cyrtobotrya*	灌木
74	刺槐	*Robinia pseudoacacia*	乔木
75	粗糙紫云英	*Astragalus scaberrimus*	一年生草本
76	天蓝苜蓿	*Medicago lupulina*	一年生草本
77	柠条	*Caraganakorshinskii*	小灌木
二十二、酢浆草科 Oxalidaceae			
78	酢浆草	*Oxalis corniculata*	多年生草本
二十三、牻牛儿苗科Geraniaceae			
79	老鹳草	*Geranium wilfordii*	多年生草本
80	牦牛儿苗	*Erodium stephanianum*	一或二年生草本
二十四、蒺藜科Zygophyllaceae			
81	蒺藜	*Tribulue terrestris*	多年生草本
二十五、苦木科Simarubaceae			
82	臭椿	*Ailanthus altissima*	乔木
二十六、远志科 Polygalaceae			
83	远志	*Polugala tenuifolia*	多年生草本

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

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

4.2.7 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。

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

根据调查，调查区内尚未发现国家、省级重点保护野生动物。

（2）野生动物生境划分

野生动物的分布主要取决于食物条件和隐蔽条件，因此生境组成结构和物理结构的不同导致了野生动物群落的差异。结合评价区的地形和植被特征，可以将该区域划分为草地、林地、水域、农田、城镇及其他6种不同的生境。各个生境的特点如下：

草地：植被单一且多为连续性分布，主要植被有白羊草、茭蒿、黄蒿、艾蒿等。

林地：以人工次生林为主，植被覆盖度高，垂直差异性大，主要植被有刺槐、山杨等。灌丛植被密度较高，食物资源丰富，易于鸟类隐蔽和觅食，主要植被有、沙棘、狼牙刺和拧条等。

水域：包括静水水域和流动水域两种类型。

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

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

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

其他：分布有工矿企业。

（3）样线调查和设置

依据国家林业局野生动植物保护与自然保护区管理司和国家林业局调查规划设计院编制的《全国第二次陆生野生动物资源调查技术规程（20110406）》、《生物多样性观测技术导则》（HJ710-2014）、《环境影响评价技术导则（生态影响）》（HJ 19-2022）作为抽样和调查标准，在本项目生态调查范围内，结合评价区地形地势等地貌特征、陆生脊椎动物生境类型，对工程选址选线周边的陆生脊椎动物生境类型分布位置进行抽样和调查。

本次评价范围生境类型有森林、灌丛、草地、湿地、农田、城镇等6种，以评价区

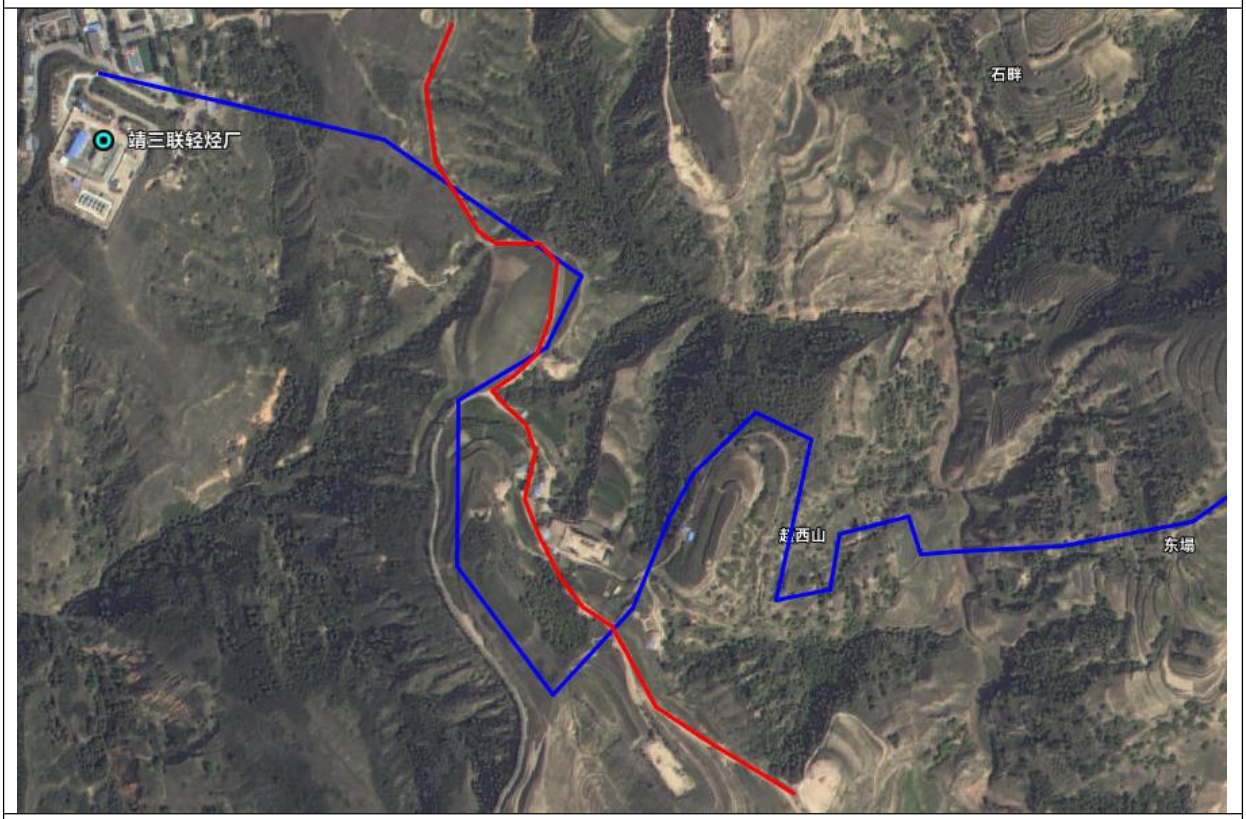
森林、灌丛、草地、湿地、农田、城镇 6 种生境为主，每个生境设置 3 条样线，重点布设于评价区内管线工程及施工占地周边，样线长度约 500m~2500m，调查时间为早 6:00～8:00，晚 5:00～7:00，在样线上以 2km/h 的速度随机行走，统计路线两侧 l0m 以内出现的哺乳动物实体、痕迹点，并观察见到和听到的鸟类，及时记录观察结果与所在地生境概况。完成外业调查后，在前人工作的基础上，结合实地调查资料进行归纳、分析与总结，推算评价范围内动物情况。

生态导则要求二级评价动物样线每种生境不小于 3 条样线，从数量上满足导则要求。

表 4.2.7-1　项目样线设置情况一览表

编号	地点	涉及生境类型	起始经纬度	终点经度	长度
1	南 22 集气站至靖三联供气管线	草地、农田、城镇	108.5961402，37.1550951	108.6015640，37.1453842	1.1km
2		森林、灌丛、草地、湿地、农田	108.6595367，37.1489341	108.6723380，37.1427111	1.4km
3	南十一转至南十转外输管线	草地、湿地、农田	108.7118295，37.0496299	108.7156902，37.0558560	850m
4	油二联至油一联输油管线	灌丛、草地、农田	107.6701810，37.4664828	107.6499789，37.4646307	2.2km
5	顺 42-49 措施返排液处理站至南九接转站输水管线	森林、灌丛、草地、农田、城镇	108.6566324，37.0270173	108.6572665，37.0219611	740m
6	盘二转张渠跨越隐患治理	森林、草地、湿地、农田、城镇	108.5809689，37.1489183	108.5860827，37.1512586	970m

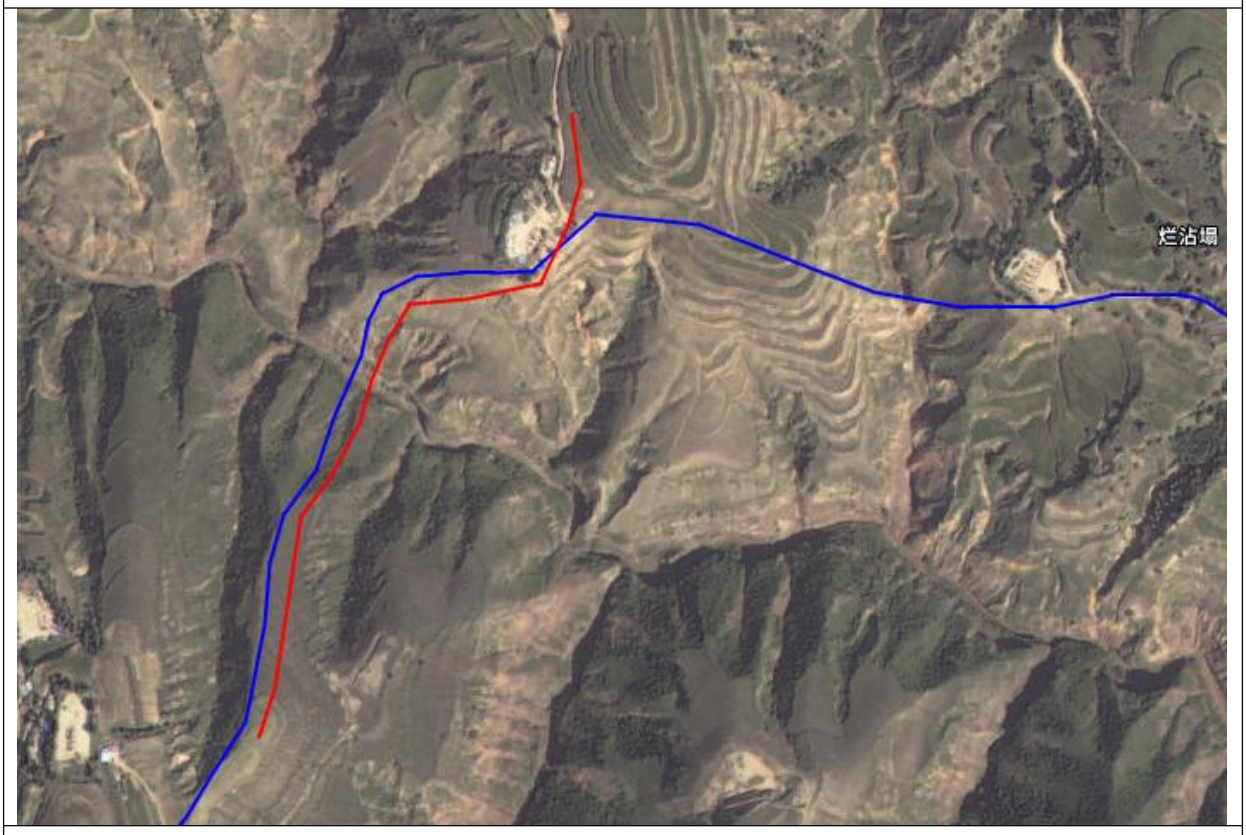
备注：蓝色标识为管线工程，红色标识为样线路线。



样线 1



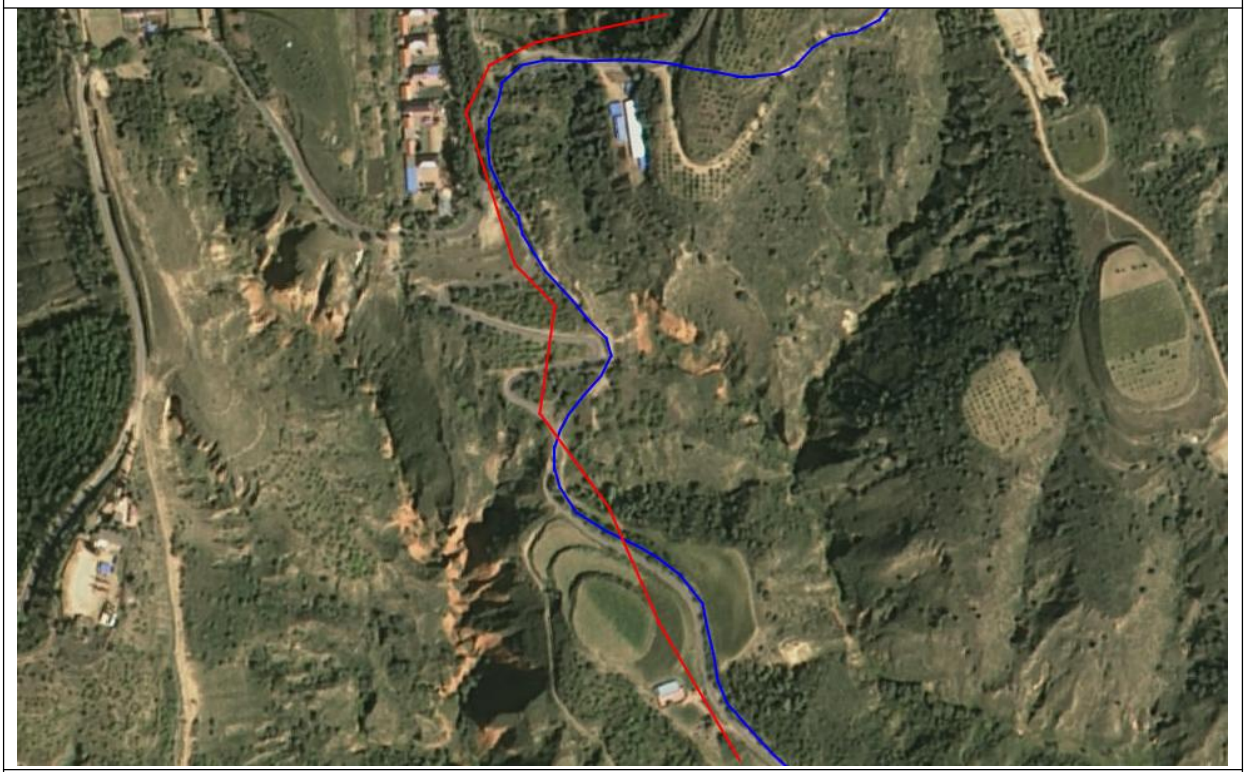
样线 2



样线 3



样线 4



样线 5



样线 6

本次评价区域主要为管线分布范围，管线对环境影响较小，一般不会对动物产生影响。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 5 种，兽类 3 种，评价区域内的脊椎动物主要有以下类群：

表 4.2.7-2　野生动物样线调查记录表

样线编号	**样线 1**	**生境类型**	**草丛、农田、城镇**	**观测日期**	**2025.6.9**
地点	**南 22 集气站至靖三联供气管线**			**海拔**	**1678m**
起点坐标	**108.5961402°**	**37.1550951°**	**终点坐标**	**108.6015640°**	**37.1453842°**
样线长度	**1.1km**	**人为干扰类型**	**耕作、交通**	**人为干扰强度**	**中等**
中文名	学名			数量	备注
麻雀	*Passer montanus saturatus*			若干	/
灰喜鹊	*Cyanopica cyana interposita*			5	/
喜鹊	*Pica pica sericea*			1	/
大山雀	*Parus major artatus*			若干	/
草兔	*Lepus capensis*			1 处	仅发现巢穴
北草蜥	*Takydromus septentrionalis*			2	/
巢鼠	*Micromys minutu*			2 处	仅发现巢穴
样线编号	**样线 2**	**生境类型**	**森林、灌丛、草地、湿地、农田**	**观测日期**	**2025.6.9**
地点	**南 22 集气站至靖三联供气管线**			**海拔**	**1634m**
起点坐标	**108.6595367**	**37.1489341**	**终点坐标**	**108.6723380**	**37.1427111**

样线长度	**1.4km**	**人为干扰类型**	**耕作、交通**	**人为干扰强度**	**较弱**
中文名	学名			数量	备注
麻雀	*Passer montanus saturatus*			若干	/
喜鹊	*Pica pica sericea*			3	/
草兔	*Lepus capensis*			1	/
大蟾蜍	*Bufo bufo*			若干	/
巢鼠	*Micromys minutu*			1 处	仅发现巢穴
样线编号	**样线 3**	**生境类型**	**草地、湿地、农田**	**观测日期**	**2025.6.9**
地点	**南十一转至南十转外输管线**			**海拔**	**1509m**
起点坐标	**108.7118295**	**37.0496299**	**终点坐标**	**108.7156902**	**37.0558560**
样线长度	**850m**	**人为干扰类型**	**耕作、交通**	**人为干扰强度**	**较弱**
中文名	学名			数量	备注
大山雀	*Parus major artatus*			2	/
灰喜鹊	*Cyanopica cyana interposita*			若干	/
草兔	*Lepus capensis*			1	/
巢鼠	*Micromys minutu*			1 处	仅发现巢穴
样线编号	**样线 4**	**生境类型**	**灌丛、草地、农田**	**观测日期**	**2025.6.9**
地点	**油二联至油一联输油管线**			**海拔**	**1543m**
起点坐标	**107.6701810**	**37.4664828**	**终点坐标**	**107.6499789**	**37.4646307**
样线长度	**2.2km**	**人为干扰类型**	**耕作、交通**	**人为干扰强度**	**中等**
中文名	学名			数量	备注
麻雀	*Passer montanus saturatus*			若干	/
草兔	*Lepus capensis*			1	/
野鸡	*Phasianus colchicus*			1	/
喜鹊	*Pica pica sericea*			4	/
样线编号	**样线 5**	**生境类型**	**森林、灌丛、草地、农田、城镇**	**观测日期**	**2025.6.9**
地点	**顺 42-49 措施返排液处理站至南九接转站输水管线**			**海拔**	**1590m**
起点坐标	**108.6566324**	**37.0270173**	**终点坐标**	**108.6572665**	**37.0219611**
样线长度	**740m**	**人为干扰类型**	**耕作、交通**	**人为干扰强度**	**中等**
中文名	学名			数量	备注
麻雀	*Passer montanus saturatus*			若干	/
草兔	*Lepus capensis*			1	/
野鸡	*Phasianus colchicus*			1	/
喜鹊	*Pica pica sericea*			3	/
样线编号	**样线 6**	**生境类型**	**森林、草地、湿地、农田**	**观测日期**	**2025.6.9**
地点	**盘二转张渠跨越隐患治理**			**海拔**	**1548m**
起点坐标	**108.5809689**	**37.1489183**	**终点坐标**	**108.58608268**	**37.1512586**
样线长度	**700m**	**人为干扰类型**	**耕作、交通**	**人为干扰强度**	**中等**
中文名	学名			数量	备注
麻雀	*Passer montanus saturatus*			若干	/
喜鹊	*Pica pica sericea*			2	/

4.2.8 生物多样性评价

生物多样性是生物（动物、植物、微生物）与环境形成的生态复合体以及与此相关的各种生态过程的总和，物种多样性常用的评价指标包括物种丰富度、香农-威纳多样性指数、Pielou 均匀度指数、Simpson 优势度指数等。

物种丰富度（species richness）：调查区域内物种种数之和。

香农-威纳多样性指数（Shannon-Wiener diversity index）计算公式为：

$$J = (-\sum_{i=1}^{s} P_i lnP_i)/lnS$$

式中：J——Pielou 均匀度指数；

S——调查区域内物种种类总数；

P_i——调查区域内属于第 i 种的个体比例。

Simpson 优势度指数与均匀度指数相对应，计算公式为：

$$D = 1 - \sum_{i=1}^{s} P_I^2$$

式中：D——Simpson 优势度指数；

S——调查区域内物种种类总数；

P_i——调查区域内属于第 i 种的个体比例。

物种丰富度为调查区域内植物的物种种数之和。通过野外现场调查对收集到采集的照片及实物标本查阅《中国高等植物图鉴》及《中国植物志》等相关专著进行鉴定，初步确认评估评价区共有维管植物 132 种，隶属于 47 科，物种丰富度一般。根据评价区引用的样方资料统计，整体而言，评价区植物物种多样性指数一般。

通过评价区现状调查及区域资料分析，该区地理环境干扰，草地植被占地较广，评价区内地带性植被、垂直分布特征均不显著，植被类型较为单一，主要乔木为旱柳、刺槐等，林下灌木、草本总体来说较简单，植物多样性低。从评价区动物种类组成与分布来看，由于地理环境及人类活动的影响评价范围内的动物主要为与人类适生的小型动物，大型兽类与保护种类较少，整体而言，整个区域的生物多样性不高。

4.3 区域环境质量现状调查与评价

根据建设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、环境噪声进行现状监测及评价，监测报告见附件。

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《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的要求，基本污染物环境质量现状数据优先采用国家或地方生态环境主管部门公开发布的评价基准年环境质量公告或环境质量报告中的数据或结论。本项目位于榆林市靖边县和定边县、延安市志丹县，根据陕西省生态环境办公室于 2025 年 1 月 21 日《环保快报》发布的 2024 年 1~12 月全省环境空气质量状况，SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO 和 O_3 六项基本污染物监测数据统计见下表。

表 4.3.1-1　基本污染物环境质量现状

区域名称	污染物	年评价指标	评价标准/（μg/m³）	现状浓度/（μg/m³）	占标率/%	超标倍数	达标情况
靖边县	PM_{10}	年平均质量浓度	70	52	74.29	0	达标
	$PM_{2.5}$	年平均质量浓度	35	26	74.29	0	达标
	SO_2	年平均质量浓度	60	10	16.67	0	达标
	NO_2	年平均质量浓度	40	20	50.00	0	达标
	CO	第 95 百分位数 24h 平均浓度	4mg/m³	1mg/m³	25.00	0	达标
	O_3	第 90 百分位数 8h 平均浓度	160	155	96.88	0	达标
定边县	PM_{10}	年平均质量浓度	70	54	77.14	0	达标
	$PM_{2.5}$	年平均质量浓度	35	24	68.57	0	达标
	SO_2	年平均质量浓度	60	9	15.00	0	达标
	NO_2	年平均质量浓度	40	23	57.50	0	达标
	CO	第 95 百分位数 24h 平均浓度	4mg/m³	1.2mg/m³	30.00	0	达标
	O_3	第 90 百分位数 8h 平均浓度	160	158	98.75	0	达标
志丹县	PM_{10}	年平均质量浓度	70	46	65.71	0	达标
	$PM_{2.5}$	年平均质量浓度	35	24	68.57	0	达标
	SO_2	年平均质量浓度	60	6	10.00	0	达标
	NO_2	年平均质量浓度	40	17	42.50	0	达标
	CO	第 95 百分位数 24h 平均浓度	4mg/m³	1.2mg/m³	30.00	0	达标
	O_3	第 90 百分位数 8h 平均浓度	160	142	88.75	0	达标

根据统计分析结果，本项目所在榆林市靖边县和定边县 2024 年六项基本污染物平均浓度均未超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值要求，延安市志丹县 2024 年六项基本污染物平均浓度均未超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）

中二级标准限值要求。经判定，评价区为环境空气质量达标区域。

4.3.1.2 特征污染物

（1）监测点位及监测方法

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）中现状监测布点类型与数量要求，并结合项目区域分布及评价工作等级，本次大气环境质量现状评价采用现状监测的方法开展工作。以近 20 年统计的当地主导风向为轴向，在项目厂址及主导风向下风向 5km 范围内设置 1～2 个监测点。本项目为二级评价项目，故本次评价委托陕西正盛环境检测有限公司在本次涉及站场及管线附近敏感点处共设置 3 个监测点，具体见图 4.3.1-1，监测时间为 2025 年 5 月 07 日～5 月 13 日，监测特征评价因子 TSP、非甲烷总烃、硫化氢的环境质量现状数据，并引用《长庆油田分公司第三采油厂 2025 年油田维护工程（延安区域）》》中设置的 1 个环境空气监测点的监测数据，具体见图 4.3.1-2，监测时间为 2025 年 4 月 08 日～4 月 14 日，监测特征评价因子 TSP、非甲烷总烃、硫化氢满足导则相关要求。

表 4.3.1-2 环境空气监测点位置

序号	监测点位	坐标/°	与本项目位置关系	监测项目	来源
1	闫塘村	107.71802902，37.46521891	定边区域油一联及油三转外输管线北侧 500m	TSP、非甲烷总烃、硫化氢	本次实测
2	前殿	108.58283758，37.16168459	靖边区域靖三联西北侧 1.0km		
3	柳沟村	108.63027513，37.08155696	靖边区域柳 72-33 脱东北侧 247m		
4	党家坬子	108.64725617，36.99657507	志丹区域顺 42-49 措施返排液处理站至南九接转站输水管线南侧 2.0km		引用

表 4.3.1-3 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/m³	GC9790 II 气相色谱仪（E-A-2018-047）
2	硫化氢	环境空气 硫化氢 亚甲基蓝分光光度法《空气和废气监测分析方法》（第四版）国家环境保护总局（2003 年）	0.001mg/m³	N2S 可见分光光度计（E-A-2018-051）
3	TSP	环境空气 总悬浮颗粒物的测定 重量法 HJ 1263-2022	7μg/m³	ESJ182-4 十万分电子天平（E-A-2018-020）

（2）监测结果分析与评价

本项目大气环境质量现状监测结果见下表：

表 4.3.1-4　现状监测结果一览表

监测点位	监测因子	测值范围/（mg/m³）	标准限值/（mg/m³）	最大浓度占标率/%	超标率/%	达标情况
闫塘村	非甲烷总烃	0.54~0.81	2	25	0	达标
	硫化氢	0.001~0.008	0.01	0	0	达标
	TSP	0.182~0.293	0.3	0	0	达标
前殿	非甲烷总烃	0.53~0.70	2	26	0	达标
	硫化氢	0.002~0.008	0.01	0	0	达标
	TSP	0.177~0.258	0.3	0	0	达标
柳沟村	非甲烷总烃	0.53~0.74	2	29.5	0	达标
	硫化氢	0.002~0.005	0.01	0	0	达标
	TSP	0.181~0.266	0.3	0	0	达标
党家坬子	非甲烷总烃	0.41~0.87	2	43.5	0	达标
	硫化氢	0.002~0.004	0.01	40.0	0	达标
	TSP	0.069~0.289	0.3	96.3	0	达标

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；硫化氢小时浓度可满足《环境影响评价技术导则-大气环境》中附录 D 中硫化氢环境质量标准值；TSP 24 小时平均浓度可满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准要求。监测期间评价区内环境空气质量良好。

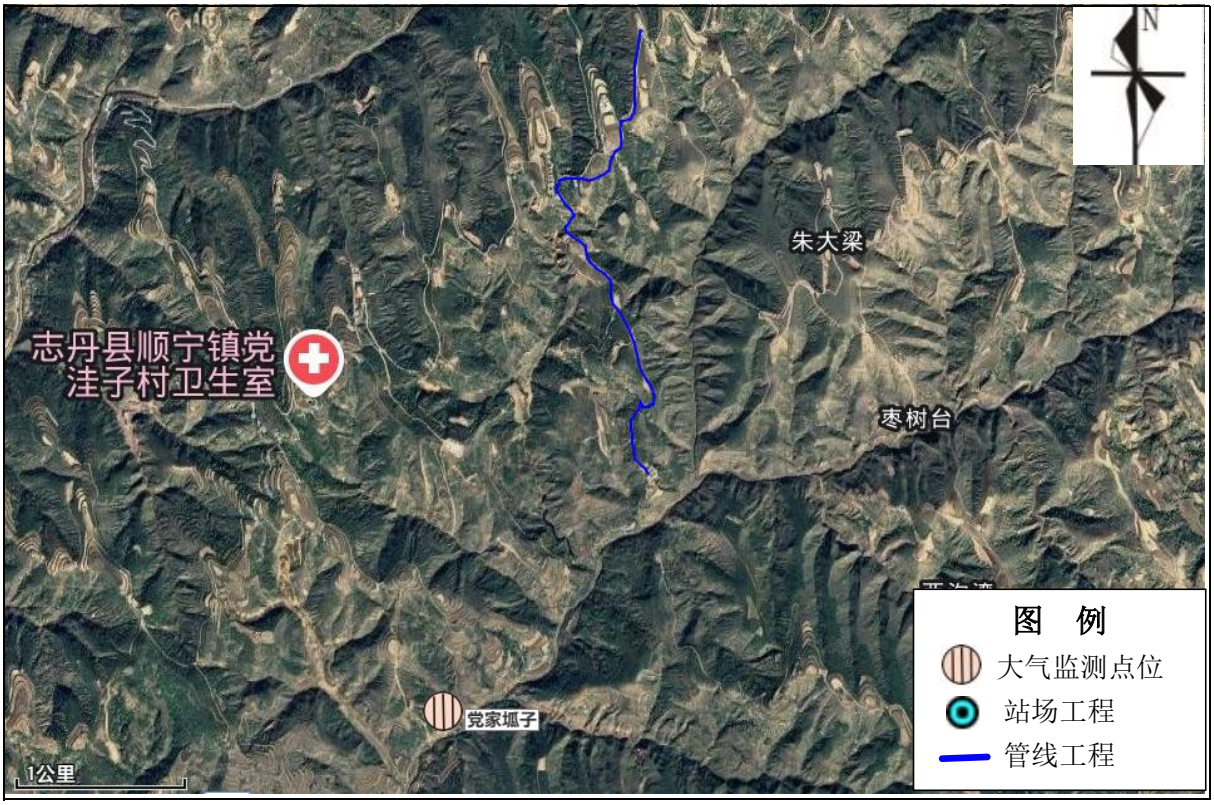


图 4.3.1-1　环境空气监测点位示意图（志丹区域，引用）

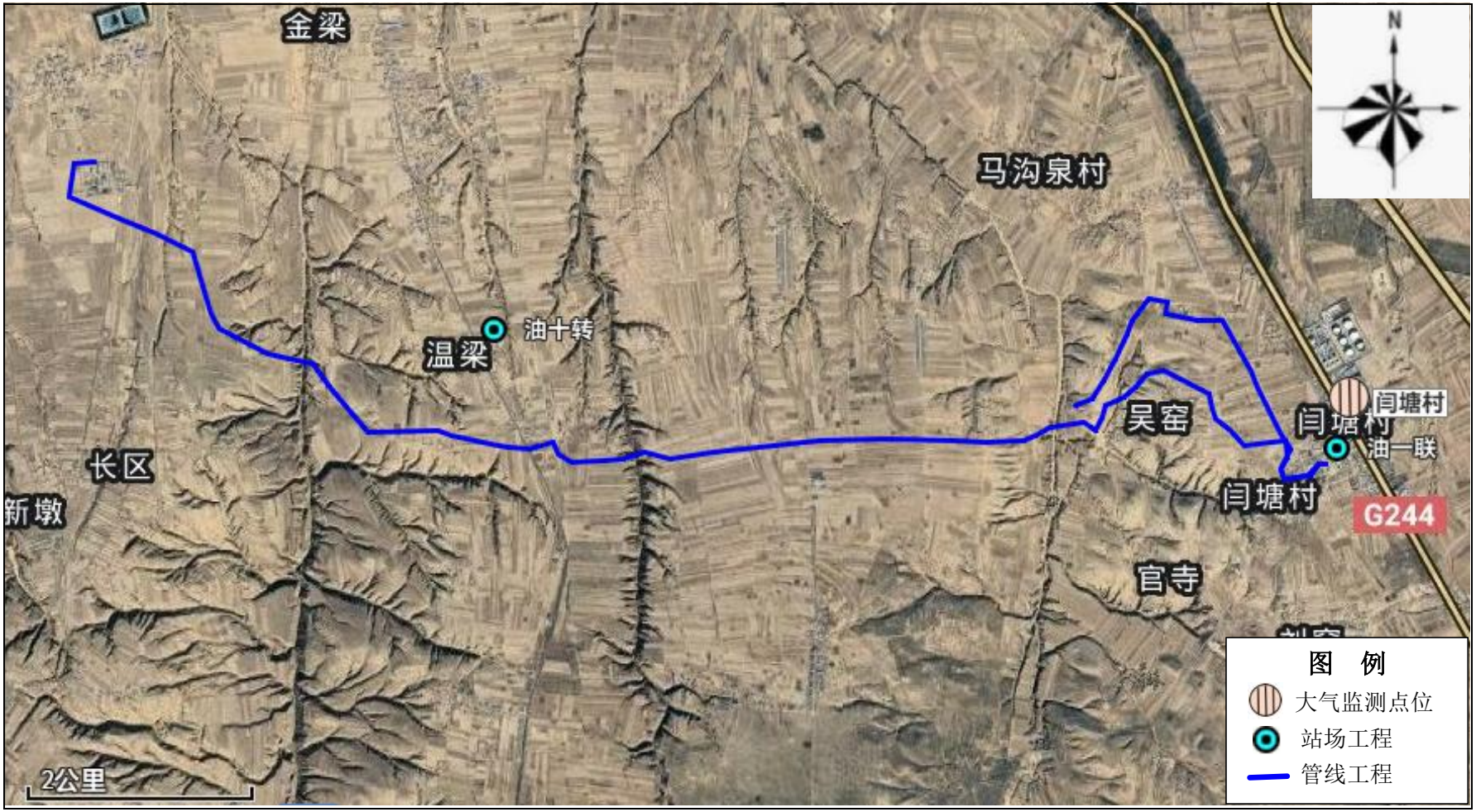


图 4.3.1-1　环境空气监测点位示意图（定边区域，实测）

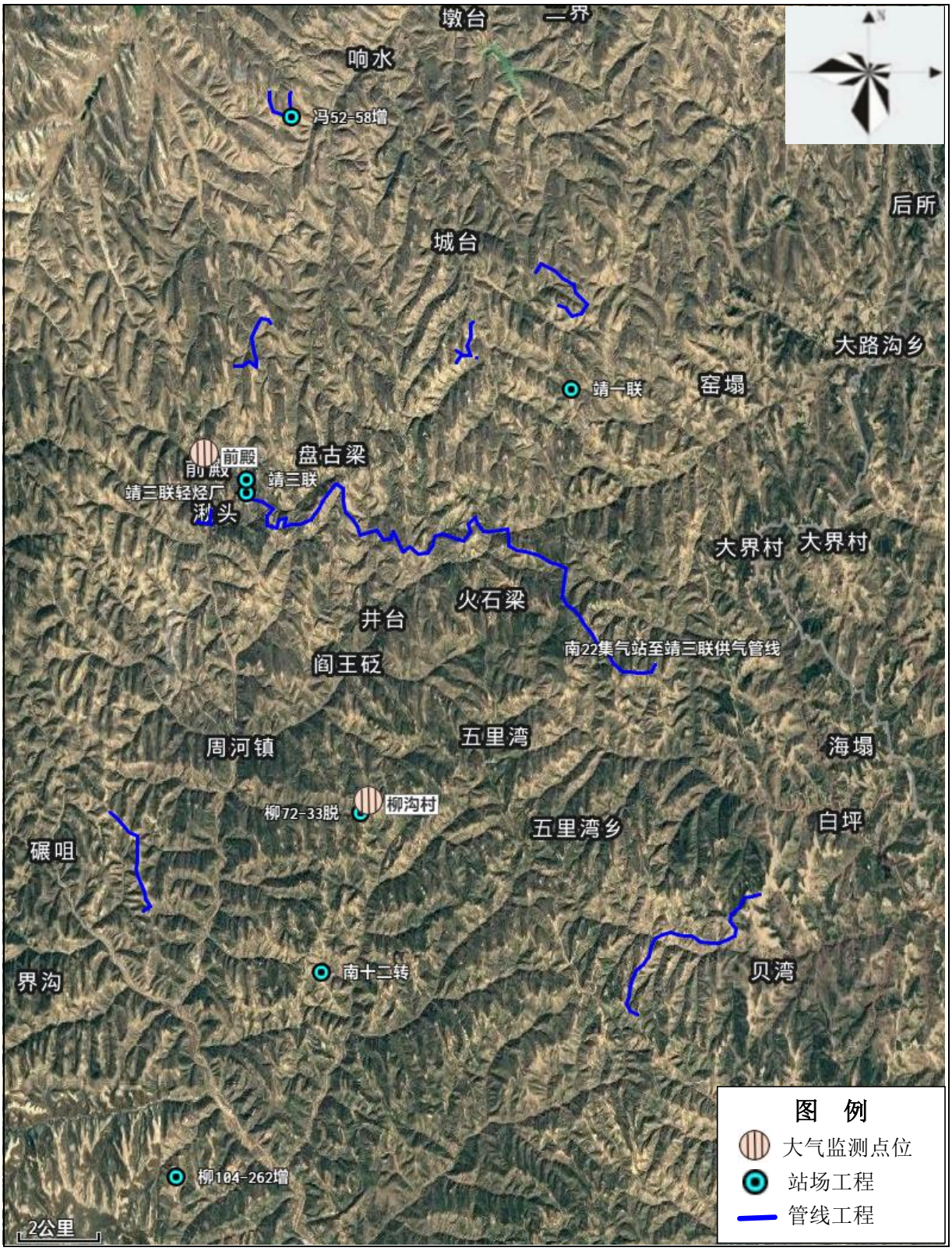


图 4.3.1-1　环境空气监测点位示意图（靖边区域，实测）

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

为了全面反映地下水调查范围内地下水环境质量现状，考虑本项目工程部署情况及周边水文地质单位等因素，根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ 610－2016）确定本次地下水环境质量现状监测点。在调查范围内，通过实测和引用相结合的方式，本次评价实测水质水位监测点 2 个，引用水质水位监测点 8 个，监测点位设置情况见表 4.3.2-1、图 4.3.2-1，监测点位与《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）符合性分析见表 4.3.2-2。

地下水监测点位信息见表 4.3.2-1，地下水监测点位分布见图 4.3.2-1。

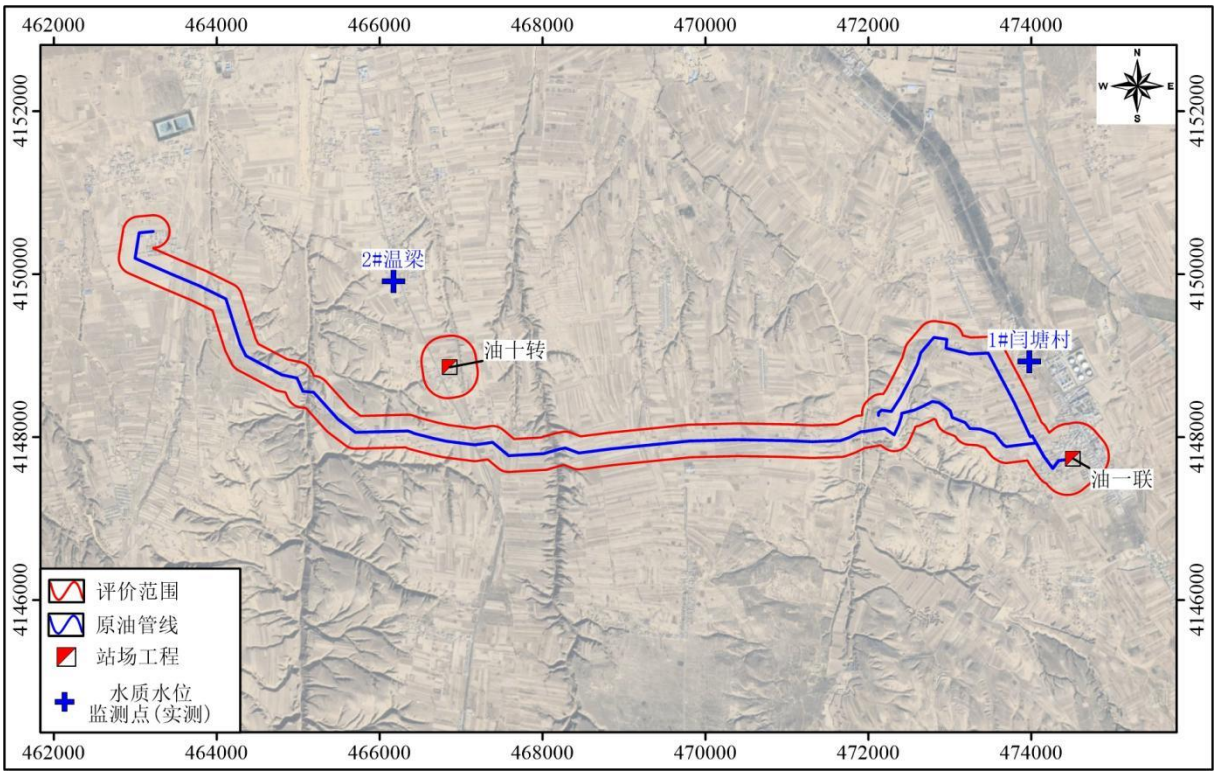


图 4.3.2-1　地下水监测点位分布图（定边区域）

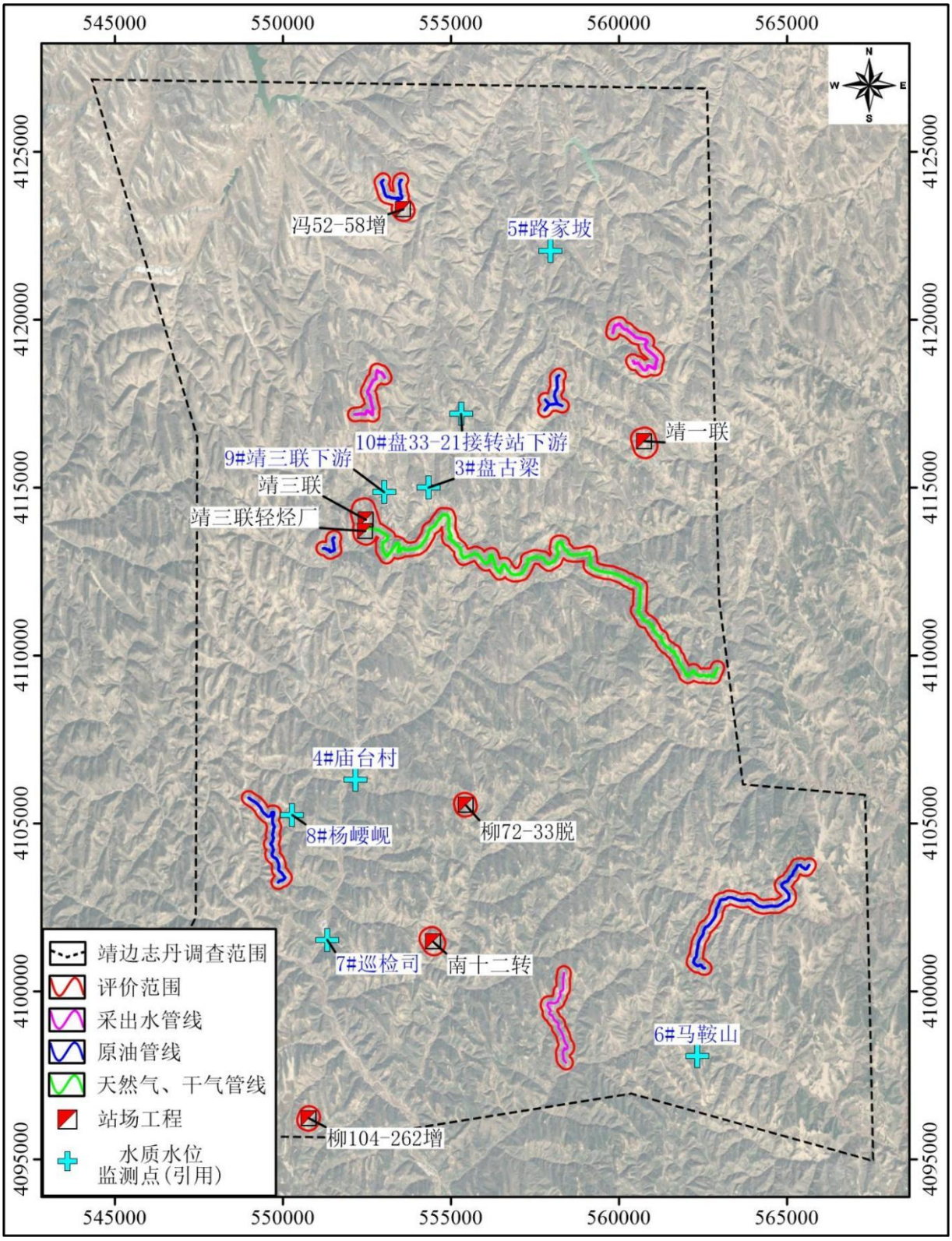


图 4.3.2-1　地下水监测点位分布图（靖边、志丹区域）

表 4.3.2-1　地下水监测布点情况一览表

编号	点位	地下水类型	层位	坐标		监测类型	用途	监测点位代表性	备注
				经度（E）	纬度（N）				
1#	闫塘村	承压水	白垩系基岩裂隙承压水含水层	107°42′21″	37°28′15″	水质+水位	饮用	油三转外输管线东侧地下水径流下游方向 500m	本次监测（采样时间：2025年5月8日）
2#	温梁	承压水	白垩系基岩裂隙承压水含水层	107°37′3″	37°28′50″	水质+水位	饮用	油十转北侧地下水径流下游方向 1300m	
3#	盘古梁	承压水	白垩系基岩裂隙承压水含水层	108°36′42″	37°09′54″	水质+水位	饮用	南 22-靖三联天然气管线北侧地下水径流下游方向 900m	引用监测（采样时间：2025年4月9日~4月10日）
4#	庙台村	潜水	白垩系环河组裂隙含水层	108°35′12″	37°05′12″	水质+水位	饮用	柳 72-33 脱西北侧地下水径流下游方向 3300m	
5#	路家坡	潜水	白垩系环河组裂隙含水层	108°39′11″	37°13′42″	水质+水位	饮用	北一转至柳 25-45 采出水管线北侧地下水径流下游方向 3000m	
6#	马鞍山	潜水	白垩系环河组裂隙含水层	108°42′01″	37°00′43″	水质+水位	饮用	靖边油区上游对照点	
7#	巡检司	潜水	白垩系环河组裂隙含水层	108°34'36.53"	37°02'37.96"	水质+水位	饮用	南转 12 西侧地下水径流下游方向 3100m	引用监测（采样时间：2024年7月9日~7月12日）
8#	杨崾岘	潜水	第四系风积黄土孔隙含水层	108°33'41.31"	37°04'41.42"	水质+水位	饮用	高增 96 至盘 82-34 增集输管线东侧地下水径流下游方向 600m	
9#	靖三联下游	潜水	白垩系环河组裂隙含水层	108°35'48.69"	37°09'49.85"	水质+水位	饮用	靖三联东北侧地下水径流下游方向 1000m	
10#	盘33-21接转站下游	潜水	第四系风积黄土孔隙含水层	108°37'21.9"	37°11'5.02"	水质+水位	饮用	冯 73-68 采出水管线东侧地下水径流侧游方向 2500m	
注：1#~2#监测点为本次补充监测点位，监测单位为陕西正盛环境检测有限公司；3#~6#监测点为引用长庆油田分公司第三采油厂2025年产能建设工程（姬塬油田、靖安油田部分区域）环评监测数据，监测单位为陕西正盛环境检测有限公司；7#~10#监测点为引用长庆油田分公司第三采油厂2024年产能建设工程（榆林区域）环评监测数据，监测单位为陕西阔成检测服务有限公司。									

表4.3.2-2　地下水监测点位设置合理性分析一览表

点位数量					
潜水含水层水质监测点数量	导则要求数量	是否符合	具有饮用水开发利用价值的含水层水质监测点数量	导则要求数量	是否符合
10	≥5	是	8	2~4	是
潜水含水层水位监测点数量	导则要求数量	是否符合	具有饮用水开发利用价值的含水层水位监测点数量	导则要求数量	是否符合
10	≥10	是	8	4~8	是

由上表可知，项目设置的监测点位数量满足《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）要求。

本项目实测水质水位监测点2个，引用水质水位监测点6个，其中6个水质水位监测点位于靖边志丹油区，2个水质水位监测点位于定边油区，点位位置分布在本项目建设内容周边均有布设，因此本项目设置的地下水水质和水位监测点对项目涉及的各个区域进行了全面覆盖，在本次工程建设内容的上游、下游均设置了监测点。

本次评价引用的历史监测点位监测时间均处于3年有效期范围内，水质监测点监测因子包含了基本水质因子和本项目特征污染因子，总体符合《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）规定，因此本项目设置的地下水现状监测合理。

（3）监测因子

①水质

本次实测监测因子：K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、Cl^-、SO_4^{2-}、pH、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发酚、氰化物、砷、汞、铬(六价)、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、溶解性总固体、高锰酸盐指数（耗氧量）、钡、总大肠菌群、细菌总数、石油类、硫化物、氯化物、铜、锌、铝、硒、硼，共计35项；

引用数据监测因子：

3#~6#点位：pH值、氨氮、耗氧量、挥发性酚类、硫化物、氯化物、总硬度、溶解总固体、砷、汞、铬（六价）、钡、石油类，共13项；

7#~10#点位：K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、Cl^-、SO_4^{2-}、pH值、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、溶解总固体、耗氧量、总大肠菌群、细菌总数、石油类、硫化物、钡，共30项。

②水位：井口坐标、井口标高、井深、水位埋深、水温。井深、井口标高及水位埋深与水质同期进行。

（4）监测分析方法

监测方法及检出限见表 4.3.2-3。

表 4.3.2-3　地下水检测方法及检出限

项目	分析方法	仪器型号/编号/有效期	方法检出限
K^+	水质 钾和钠的测定 火焰原子吸收分光光度法 GB/T 11904-1989	AA-6880 火焰原子吸收分光光度法（E-A-2018-044）（有效期：2026.03.18）	0.05mg/L
Na^+			0.01mg/L
Ca^{2+}	水质 钙的测定 EDTA滴定法 GB/T 7476-1987	50mL 聚四氟滴定管（E-HC-2020-008）（有效期：2027.10.16）	2mg/L
Mg^{2+}	水质 钙和镁的测定 原子吸收分光光度法 GB/T 11905-1989	AA-6880 火焰原子吸收分光光度法（E-A-2018-044）（有效期：2026.03.18）	0.002mg/L
CO_3^{2-}	地下水质分析方法 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	25mL 聚四氟滴定管（E-HC-2020-010）（有效期：2027.10.16）	5mg/L
HCO_3^-			5mg/L
Cl^-	水质 无机阴离子（F^-、Cl^-、NO_2^-、Br^-、NO_3^-、PO_4^{3-}、SO_3^{2-}、SO_4^{2-}）的测定 离子色谱法 HJ 84-2016	CIC-D100 离子色谱仪（E-A-2018-042）（有效期：2026.03.27）	0.007mg/L
SO_4^{2-}			0.018mg/L
硝酸盐氮			0.016mg/L
pH	水质 pH 值的测定 电极法 HJ 1147-2020	DZB-718L 便携式多参数分析仪（E-A-2021-012）（有效期：2026.03.04）	—
氨氮	水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法 HJ 535-2009	N4 紫外可见分光光度计（E-A-2018-050）（有效期：2026.03.17）	0.025mg/L
挥发酚	水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法HJ 503-2009	L5紫外可见分光光度计（E-A-2022-001）（有效期：2026.03.17）	0.0003mg/L
硫化物	水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法 HJ 1226-2021	N4 紫外可见分光光度计（E-A-2018-050）（有效期：2026.03.17）	0.003mg/L
亚硝酸盐氮	水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法 GB/T 7493-1987	N4紫外可见分光光度计（E-A-2018-050）（有效期：2026.03.17）	0.003mg/L
铁	水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法 GB/T 11911-1989	AA-6880 火焰原子吸收分光光度计（E-A-2018-044）（有效期：2026.03.18）	0.03mg/L
高锰酸盐指数（耗氧量）	生活饮用水标准检验方法 第 7 部分：有机物综合指标 （4.1 酸性高锰酸钾滴定法） GB/T 5750.7-2023	50mL 聚四氟滴定管（E-HC-2020-007）（有效期：2027.10.16）	0.05mg/L
铬（六价）	地下水质分析方法 第 17 部分：总铬和六价铬量的测定 二苯碳酰二肼分光光度法 DZ/T 0064.17-2021	N4 紫外可见分光光度计（E-A-2018-050）（有效期：2026.03.17）	0.004mg/L

项目	分析方法	仪器型号/编号/有效期	方法检出限
氟化物	水质 无机阴离子（F^-、Cl^-、NO_2^-、Br^-、NO_3^-、PO_4^{3-}、SO_3^{2-}、SO_4^{2-}）的测定 离子色谱法 HJ 84-2016	CIC-D100 离子色谱仪（E-A-2018-042）（有效期：2026.03.27）	0.006mg/L
石油类	水质 石油类的测定 紫外分光光度法（试行） HJ 970-2018	L5 紫外可见分光光度计（E-A-2022-001）（有效期：2026.03.17）	0.01mg/L
钡^	水质 65 种元素的测定 电感耦合等离子体质谱法 HJ 700-2014	NexION 1000 电感耦合等离子体质谱仪 ZWJC-YQ-243（2025.08.01） YMW-HP100-40 微波消解仪 ZWJC-YQ-435（核查）	0.20μg/L
氰化物	生活饮用水标准检验方法 第5部分：无机非金属指标（7.1 异烟酸吡唑啉酮分光光度法） GB/T 5750.5-2023	N4 紫外可见分光光度计（E-A-2018-050）（有效期：2026.03.17）	0.002mg/L
汞	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法 HJ 694-2014	AFS-8220 原子荧光光度计（E-A-2018-043）（有效期：2026.02.24）	0.04μg/L
砷			0.3μg/L
硒			0.4μg/L
铅	石墨炉原子吸收法《水和废水监测分析方法》（第四版）国家环境保护总局（2002年）	GFA-6880石墨炉原子吸收分光光度计（E-A-2018-045）（有效期：2026.03.18）	1μg/L
镉			0.1μg/L
总硬度	地下水质分析方法 第 15 部分：总硬度的测定 乙二胺四乙酸二钠滴定法 DZ/T 0064.15-2021	25mL 聚四氟滴定管（E-HC-2020-009）（有效期：2027.10.16）	3.0mg/L
溶解性总固体	生活饮用水标准检验方法 第4部分：感官性状和物理指标（11.1称量法） GB/T 5750.4-2023	CP214 万分电子天平（E-A-2018-018）（有效期：2026.03.31）101-3ABS 电热鼓风干燥箱（E-A-2018-025）（有效期：2026.03.31）DZKW-S-8 电热恒温水浴锅（E-A-2020-001）（有效期：2026.03.31）	—
总大肠菌群*	水质 总大肠菌群、粪大肠菌群和大肠埃希氏菌的测定 酶底物法 HJ 1001-2018	HWS-150 恒温恒湿培养箱 JDJC-YQ-010（2026.04.08）	—
细菌总数	水质 细菌总数的测定 平皿计数法 HJ 1000-2018	GH-4000BC 隔水式培养箱（E-A-2018-007）（有效期：2026.03.31）	—
氯化物	水质 氯化物的测定 硝酸银滴定法 GB/T 11896-1989	25mL 聚四氟滴定管（E-HC-2020-009）（有效期：2027.10.16）	10mg/L
铜	石墨炉原子吸收法《水和废水监测分析方法》（第四版）国家环境保护总局（2002 年）	GFA-6880石墨炉原子吸收分光光度计（E-A-2018-045）（有效期：2026.03.18）	1μg/L
锌	水质 铜、锌、铅、镉的测定 原子吸收分光光度法 GB/T	AA-6880 火焰原子吸收分光光度计（E-A-201	0.05mg/L

项目	分析方法	仪器型号/编号/有效期	方法检出限
	7475-1987	8-044） （有效期：2026.03.18）	
铝	生活饮用水标准检验方法 第 6 部分：金属和类金属指标（4.1 铬天青 S 分光光度法） GB/T 5750.6-2023	N4 紫外可见分光光度计 （E-A-2018-050） （有效期：2026.03.17）	0.008mg/L
硼	水质 硼的测定 姜黄素分光光度法 HJ/T 49-1999	L5 紫外可见分光光度计 （E-A-2022-001） （有效期：2026.03.17）	0.02mg/L
pH	水质 pH 值的测定电极法 HJ 1147-2020	PHS-3C pH 计 （E-A-2018-002） （有效期：2026.03.17）	—
含盐量（全盐量）	水质 全盐量的测定 重量法 HJ/T 51-1999	PMK224ZH/E 万分电子天平（E-A-2022-006） （有效期：2026.02.24）101-3ABS 电热鼓风干燥箱（E-A-2018-025） （有效期：2026.03.31）DZKW-S-8 电热恒温水浴锅（E-A-2020-001） （有效期：2026.03.31）	—

（5）水位监测结果

调查评价区内地下水水位监测结果详见下表 4.3.2-4。

表 4.3.2-4 地下水水位监测结果

编号	点位	地下水类型	监测层位	井口标高（m）	井深（m）	水位埋深（m）	水位标高（m）
1#	闫塘村	承压水	白垩系基岩裂隙承压水含水层	1503.40	280.00	80.00	1423.40
2#	温梁	承压水	白垩系基岩裂隙承压水含水层	1459.50	380.00	120.00	1339.50
3#	盘古梁	承压水	白垩系基岩裂隙承压水含水层	1731.6	400	100	1631.6
4#	庙台村（泉水）	潜水	白垩系环河组裂隙含水层	1387.6	/	/	1387.6
5#	路家坡（泉水）	潜水	白垩系环河组裂隙含水层	1618.9	/	/	1618.9
6#	马鞍山（泉水）	潜水	白垩系环河组裂隙含水层	1593.3	/	/	1593.3
7#	巡检司	潜水	白垩系环河组裂隙含水层	1343	15	11	1332
8#	杨崾岘	潜水	第四系风积黄土孔隙含水层	1542	15	11	1531
9#	靖三联下游	潜水	白垩系环河组裂隙含水层	1726	100	80	1646
10#	盘33-21接转站下游	潜水	第四系风积黄土孔隙含水层	1533	20	15	1518
注：1#~2#监测点为本次补充监测点位，3#~10#为引用监测点位。							

（6）水质监测结果及评价

①监测数据可靠性分析

地下水水质监测点各点的阴阳离子平衡分析分别见表4.3.2-5。根据离子平衡的检查公式：E=100X（∑mc-∑ma）/（∑mc+∑ma），计算得阴阳离子相对误差在数值上应小于±5%，从表中可以看出，阴阳离子相对误差在允许范围内，因此监测数据可靠。

②水质监测及评价结果

本次评价引用水质监测结果见表4.3.2-6、表4.3.2-7，本次实测水质监测结果见表4.3.2-8。根据地下水水质监测结果：

A. 引用监测结果中5#路家坡（泉水）点位地下水中氯化物、总硬度、溶解性总固体超出《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类水质，9#靖三联下游监测点中总硬度、溶解性总固体、钠、氯化物、硫酸盐超出《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类水质，其余引用地下水监测点及监测结果均达到《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类水质要求；

B. 本次实测点位监测结果中，钠、氯化物、硫酸盐、溶解性总固体指标超出《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类水质，其余监测指标均低于《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类水质标准限值；

C. 引用监测点及本次实测监测结果中石油类指标均未检出，满足《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）III类水质要求。

综上，作为油气田开发典型特征因子的石油类指标在靖边、志丹、定边区域内均未超标，说明靖边县、定边县开发区域地下水环境受石油开采影响小；根据区域水文地质资料，分析其调查结果中溶解性总固体、总硬度、氯化物、硫酸盐、钠等指标超标原因主要为地质背景原因，部分区域白垩系地下水溶解地层中的盐类物质，导致地下水中离子含量处于较高水平。

表 4.3.2-5　地下水阴阳离子平衡表

点位名称	浓度(mg/L)								毫克当量								阴阳离子平衡（%）
	K^+	Na^+	Ca^{2+}	Mg^{2+}	氯化物	硫酸盐	HCO_3^-	CO_3^{2-}	K^+	Na^+	Ca^{2+}	Mg^{2+}	氯化物	硫酸盐	HCO_3^-	CO_3^{2-}	
1#闫塘村	2.18	300	38	73.2	289	488	124	0	0.0559	13.0435	1.9000	6.1000	8.1408	10.1667	2.0328	0.0000	1.8
2#温梁	2.19	253	40	85.4	293	495	139	0	0.0562	11.0000	2.0000	7.1167	8.2535	10.3125	2.2787	0.0000	-1.6
7#巡检司	2.51	115	79.5	49.9	133	312	187	0	0.0644	5.0000	3.9750	4.1583	3.7465	6.5000	3.0656	0.0000	-0.4
8#杨崾岘	1.43	67.4	73.6	51.4	10.1	26.6	601	0	0.0367	2.9304	3.6800	4.2833	0.2845	0.5542	9.8525	0.0000	1.1
9#靖三联下游	3.13	226	72.2	94.7	322	487	136	0	0.0803	9.8261	3.6100	7.8917	9.0704	10.1458	2.2295	0.0000	-0.1
10#盘33-21接转站下游	1.39	124	38.9	33.3	60.3	160	306	0	0.0356	5.3913	1.9450	2.7750	1.6986	3.3333	5.0164	0.0000	0.5

表 4.3.2-6　监测点地下水水质监测结果一览表（引用监测数据）

监测因子 \ 监测点位	3#盘古梁	4#庙台村（泉水）	5#路家坡（泉水）	6#马鞍山（泉水）	标准限值
	2025年4月9日	2025年4月9日	2025年4月10日	2025年4月9日	
pH（无量纲）	7.9（12.9℃）	8.2（9.1℃）	8.1（19.4℃）	8.1（13.6℃）	6.5～8.5
氨氮（mg/L）	0.056	0.029	0.070	0.035	≤0.50
高锰酸盐指数（耗氧量）（mg/L）	1.30	1.23	1.32	1.62	≤3.0
挥发性酚类(mg/L)	ND0.0003	ND0.0003	ND0.0003	ND0.0003	≤0.002
硫化物（mg/L）	ND0.003	ND0.003	ND0.003	ND0.003	≤0.02
氯化物（mg/L）	14	58	292	11	≤250
总硬度（mg/L）	146	256	822	253	≤450
溶解性总固体（mg/L）	289	432	1.14×10^{3}	304	≤1000
汞（mg/L）	0.00007	0.00007	0.00008	0.00006	≤0.001
砷（mg/L）	0.0038	0.0041	0.0016	0.0027	≤0.01
铬（六价）（mg/L）	ND0.004	ND0.004	ND0.004	ND0.004	≤0.05
钡*（μg/L）	69.8	43.9	20.0	112	≤700
石油类（mg/L）	ND0.01	ND0.01	ND0.01	ND0.01	≤0.05
注：带“*”项目为分包项目，分包单位为陕西正为环境检测股份有限公司					

表 4.3.2-7　监测点地下水水质监测结果一览表（引用监测数据）

监测因子 \ 监测点位	7#巡检司	8#杨崾岘	9#靖三联下游	10#盘33-21接转站下游	标准限值
	2024年7月11日				
pH	7.8（22.7℃）	8.4（24.6℃）	7.9（19.9℃）	8.3（21.5℃）	6.5～8.5
氨氮（mg/L）	0.031	0.047	0.039	0.040	≤0.50
硝酸盐（mg/L）	6.27	1.92	6.22	3.40	≤20.0
亚硝酸盐（mg/L）	0.003	0.011	0.006	0.032	≤1.00
氟化物（mg/L）	0.51	0.58	0.17	0.36	≤1.0
石油类（mg/L）	0.01ND	0.01ND	0.01ND	0.01ND	≤0.05
氰化物（mg/L）	0.002ND	0.002ND	0.002ND	0.002ND	≤0.05
六价铬（mg/L）	0.006	0.009	0.016	0.033	≤0.05
硫化物（mg/L）	0.003ND	0.003ND	0.003ND	0.003ND	≤0.02
汞（mg/L）	3.4×10^{-4}	4.7×10^{-4}	8.3×10^{-4}	7.3×10^{-4}	≤0.001
砷（mg/L）	4.0×10^{-3}	3.3×10^{-3}	3.0×10^{-3}	5.6×10^{-3}	≤0.01
总硬度（mg/L）	404	381	589	242	≤450
溶解性总固体（mg/L）	790	531	1.28×10^{3}	577	≤1000
挥发性酚类（mg/L）	0.0003ND	0.0003ND	0.0003ND	0.0003ND	≤0.002
耗氧量（CODMn法）（mg/L）	1.17	1.23	0.87	1.46	≤3.0
铁（mg/L）	8.2×10^{-4}ND	8.2×10^{-4}ND	6.90×10^{-3}	8.2×10^{-4}ND	≤0.3
锰（mg/L）	1.2×10^{-4}ND	1.2×10^{-4}ND	3.71×10^{-4}	4.71×10^{-4}	≤0.10

铅（mg/L）	9×10^{-5}ND	9×10^{-5}ND	9×10^{-5}ND	9×10^{-5}ND	≤0.01
镉（mg/L）	5×10^{-5}ND	5×10^{-5}ND	5×10^{-5}ND	5×10^{-5}ND	≤0.005
钡（mg/L）	0.05	0.11	0.02	0.04	≤0.7
钾（mg/L）	2.51	1.43	3.13	1.39	/
钠（mg/L）	115	67.4	226	124	≤200
钙（mg/L）	79.5	73.6	72.2	38.9	/
镁（mg/L）	49.9	51.4	94.7	33.3	/
菌落总数（CFU/mL）	40	17	33	38	≤100
总大肠菌群（MPN/100ml）	未检出	未检出	未检出	未检出	≤3.0
Cl^-	133	10.1	322	60.3	≤250
$SO4^{2-}$（mg/L）	312	26.6	487	160	≤250
CO_3^{2-}（mg/L）	0	0	0	0	/
HCO_3^-（mg/L）	187	601	136	306	/

表 4.3.2-8　监测点地下水水质监测结果一览表（本次实测监测数据）

监测因子 \ 监测点位	1#闫塘村	2#温梁	III 类标准值
	2025 年 5 月 8 日		
K^+（mg/L）	2.18	2.19	/
Na^+（mg/L）	300	253	≤200
Ca^{2+}（mg/L）	38	40	/
Mg^{2+}（mg/L）	73.2	85.4	/
CO_3^{2-}（mg/L）	ND5	ND5	/
HCO_3^-（mg/L）	124	139	/
Cl^-（mg/L）	289	293	≤250
硫酸盐	488	495	≤250
pH 值	7.8（16.8℃）	7.9（16.2℃）	6.5~8.5
氨氮（mg/L）	ND0.025	0.042	≤0.5
硝酸盐（mg/L）	15.2	16.1	≤20.0
亚硝酸盐（mg/L）	ND0.003	ND0.003	≤1.00
挥发性酚类（mg/L）	ND0.0003	ND0.0003	≤0.002
氰化物（mg/L）	ND0.002	ND0.002	≤0.05
汞（mg/L）	0.00006	0.00008	≤0.001
砷（mg/L）	0.0026	0.0025	≤0.01
六价铬（mg/L）	ND0.004	ND0.004	≤0.05
铅（mg/L）	0.004	0.005	≤0.01
镉（mg/L）	0.0003	0.0003	≤0.005
总硬度（mg/L）	414	449	≤450
氟化物（mg/L）	0.937	0.99	≤1.0
硫化物（mg/L）	ND0.003	ND0.003	≤0.02
铁（mg/L）	0.07	0.13	≤0.3
石油类（mg/L）	ND0.01	ND0.01	≤0.05
氯化物（mg/L）	280	290	≤250
铜（mg/L）	0.006	0.008	≤1.00

监测因子 \ 监测点位	1#闫塘村	2#温梁	III 类标准值
	2025 年 5 月 8 日		
锌（mg/L）	ND0.05	ND0.05	≤1.00
铝（mg/L）	ND0.008	ND0.008	≤0.20
硒（mg/L）	0.0038	0.0044	≤0.01
硼（mg/L）	0.08	0.1	≤0.50
溶解性总固体（mg/L）	1290	1300	≤1000
高锰酸盐指数（mg/L）	0.4	0.44	≤3.0
细菌总数（CFU/mL）	72	82	≤100
总大肠菌群（MPN/100mL）	未检出	未检出	≤3.0
钡（μg/L）	15.1	15.6	≤700

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，其中 4 个站场现状监测点、4 个管线现状监测点，根据项目对包气带的影响途径（与对土壤的影响途径一致，均为入渗影响），结合污染区装置布设情况，本次站场（集输装置污染区为地面装置，底部做硬化处理）包气带监测点监测深度为 0～20cm、40cm～60cm，管线（管线埋深约 120cm～140cm）包气带监测点监测深度为 0～20cm、120cm～140cm，在设定深度范围内各取 1 个包气带样品进行浸出试验。本次包气带监测点具体信息见表 4.3.2-9。

表 4.3.2-9　评价区包气带监测布点

序号	监测点位	采样点坐标	采样深度	样品描述
1	1#油一联站内集输装置污染区	E:107°42′55″ N:37°27′39″	0-20cm	棕、轻壤土、干、自上而下少量根系
			40-60cm	棕、轻壤土、干、自上而下少量根系
2	2#油一联站外耕地附近	E:107°42′44″ N:37°27′36″	0-20cm	棕、轻壤土、干、自上而下少量根系
			40-60cm	棕、轻壤土、干、自上而下无根系
3	3#靖三联站内集输装置污染区	E:108°35′26″ N:37°09′27″	0-20cm	棕、砂壤土、干、自上而下无根系
			40-60cm	棕、砂壤土、干、自上而下无根系
4	4#靖三联站外耕地附近	E:108°35′35″ N:37°09′37″	0-20cm	棕、轻壤土、潮、自上而下少量根系
			40-60cm	棕、轻壤土、潮、自上而下无根系
5	5#油二联至油一联输油管线隐患治理占地范围内	E:107°40′10″ N:37°27′43″	0-20cm	黄、轻壤土、干、自上而下少量根系
			120-140cm	黄、轻壤土、干、自上而下无根系
6	6#油二联至油一联输油管线隐患治理占地范围外耕地	E:107°40′09″ N:37°27′45″	0-20cm	黄、轻壤土、干、自上而下少量根系
			120-140cm	黄、轻壤土、干、自上而下无根系
7	7#南十一转至南十转外输管线占地范围内	E:108°43′49″ N:37°03′16″	0-20cm	黄、轻壤土、干、自上而下少量根系
			120-140cm	黄、轻壤土、干、自上而下无根系
8	8#南十一转至南十转外输管线占地范围外耕地	E:108°43′47″ N:37°03′23″	0-20cm	黄、轻壤土、干、自上而下少量根系
			120-140cm	黄、轻壤土、干、自上而下无根系

（2）监测时间、频次及方法

监测项目：pH、氨氮、挥发酚、石油类、砷、六价铬、硝酸盐、氯化物、石油烃（C_{10}-C_{40}）、石油烃（C_6-C_9）、含盐量（全盐量）、汞，共 12 项。

监测时间：2025 年 5 月 7 日~5 月 9 日，各监测点位监测一次。

浸溶液中各监测因子及监测方法如下表 4.3.2-10。

表 4.3.2-10　包气带浸溶液监测因子及监测方法

项目	分析方法	仪器型号/编号/有效期	方法检出限
砷	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法 HJ 694-2014	AFS-8220 原子荧光光度计 （E-A-2018-043） （有效期：2026.02.24）	0.3μg/L
汞			0.04μg/L
氨氮	水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法 HJ 535-2009	N4 紫外可见分光光度计 （E-A-2018-050） （有效期：2026.03.17）	0.025mg/L
石油类	水质 石油类的测定 紫外分光光度法（试行） HJ 970-2018	L5紫外可见分光光度计 （E-A-2022-001） （有效期：2026.03.17）	0.01mg/L
挥发酚	水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法 HJ 503-2009	L5紫外可见分光光度计 （E-A-2022-001） （有效期：2026.03.17）	0.0003mg/L
铬（六价）	地下水质分析方法 第 17 部分：总铬和六价铬量的测定 二苯碳酰二肼分光光度法 DZ/T 0064.17-2021	N4 紫外可见分光光度计 （E-A-2018-050） （有效期：2026.03.17）	0.004mg/L
硝酸盐氮	水质 硝酸盐氮的测定 紫外分光光度法 HJ/T 346-2007	N4紫外可见分光光度计 （E-A-2018-050） （有效期：2026.03.17）	0.08mg/L
氯化物	水质 氯化物的测定 硝酸银滴定法 GB/T 11896-1989	25ml 聚四氟滴定管（E-HC-2020-009） （有效期：2027.10.16）	10mg/L
石油烃（C_6-C_9）	水质 挥发性石油烃（C_6-C_9）的测定 吹扫捕集/气相色谱法 HJ 893-2017	TRACE 1310 气相色谱仪 ZWJC-YQ-306（2025.08.16） ATOMX-XYZ 全自动固液一体吹扫捕集 ZWJC-FZ-085（核查） YP20002 型电子天平 ZWJC-YQ-433（2026.03.23） GZX-9030 MBE 电热鼓风干燥箱 ZWJC-YQ-049（2026.01.19）	0.01mg/L
石油烃（C_{10}-C_{40}）	水质 可萃取性石油烃（C10-C40）的测定 气相色谱法 HJ 894-2017	GC-2014C 气相色谱仪 （E-A-2023-018） （有效期：2025.08.09）	0.01mg/L

（3）监测结果及评价

包气带浸溶液检测结果见下表，从结果可以看出各项监测指标在同一场地的场外对照点与场地内监测点监测结果相比，相差较小，无明显恶化的现象，表明场地内包气带未受到污染影响。说明现有工程对评价区包气带土壤环境未产生显著影响，包气带现状较好。

表 4.3.2-11　包气带监测结果

监测项目	1#油一联站内污染区		2#油一联站外耕地附近		3#靖三联站内污染区		4#靖三联站外耕地附近	
	（0-20cm）	（40-60cm）	（0-20cm）	（40-60cm）	（0-20cm）	（40-60cm）	（0-20cm）	（40-60cm）
pH（无量纲）	7.6	7.6	7.5	7.8	7.9	7.8	7.9	7.8
氨氮（mg/L）	0.068	0.086	0.087	0.336	0.588	0.481	0.930	0.642
挥发酚（mg/L）	ND0.0003	ND0.0003	ND0.0003	ND0.0003	ND0.0003	ND0.0003	ND0.0003	ND0.0003
砷（mg/L）	0.0009	0.0008	0.0013	0.0010	0.0054	0.0022	0.0019	0.0018
汞（mg/L）	0.00020	0.00013	0.00037	0.00016	0.00052	0.00008	0.00008	ND0.00004
硝酸盐氮（mg/L）	0.12	0.20	0.21	ND0.08	0.30	0.16	2.78	ND0.08
氯化物（mg/L）	ND10	ND10	ND10	ND10	ND10	ND10	14	ND10
铬（六价）（mg/L）	ND0.004	ND0.004	ND0.004	ND0.004	ND0.004	ND0.004	ND0.004	ND0.004
石油类（mg/L）	ND0.01	ND0.01	ND0.01	ND0.01	ND0.01	ND0.01	ND0.01	ND0.01
石油烃（C_6-C_9）*	0.01ND	0.01ND	0.01ND	0.01ND	0.01ND	0.01ND	0.01ND	0.01ND
石油烃（C_{10}-C_{40}）	ND0.01	ND0.01	ND0.01	ND0.01	ND0.01	ND0.01	ND0.01	ND0.01
全盐量（mg/L）	42	44	45	40	39	28	64	37

续表 4.3.2-11　包气带监测结果

监测项目	5#油二联至油一联输油管线隐患治理占地范围内		6#油二联至油一联输油管线隐患治理占地范围外耕地		7#南十一转至南十转外输管线占地范围内		8#南十一转至南十转外输管线占地范围外耕地	
	0-20cm	120cm-140cm	0-20cm	120cm-140cm	0-20cm	120cm-140cm	0-20cm	120cm-140cm
pH（无量纲）	7.8	7.9	8.2	7.9	7.6	7.5	7.2	7.4
氨氮（mg/L）	0.306	0.632	0.396	0.178	0.642	0.508	0.206	0.133
挥发酚（mg/L）	ND0.0003	ND0.0003	ND0.0003	ND0.0003	ND0.0003	ND0.0003	ND0.0003	ND0.0003
砷（mg/L）	0.0015	0.0010	0.0012	0.0011	0.0018	0.0016	0.0027	0.0011
汞（mg/L）	0.00014	0.00010	0.00021	0.00016	ND0.00004	ND0.00004	0.00046	0.00019
硝酸盐氮（mg/L）	0.11	ND0.08	0.12	0.13	0.54	0.11	0.21	0.14
氯化物（mg/L）	ND10	ND10	ND10	ND10	ND10	ND10	ND10	ND10
铬（六价）（mg/L）	ND0.004	ND0.004	ND0.004	ND0.004	ND0.004	ND0.004	ND0.004	ND0.004
石油类（mg/L）	ND0.01	ND0.01	ND0.01	ND0.01	ND0.01	ND0.01	ND0.01	ND0.01
石油烃（C_6-C_9）	0.01ND	0.01ND	0.01ND	0.01ND	0.01ND	0.01ND	0.01ND	0.01ND
石油烃（C_{10}-C_{40}）	ND0.01	ND0.01	ND0.01	ND0.01	ND0.01	ND0.01	ND0.01	ND0.01
全盐量（mg/L）	35	50	33	26	27	31	27	25

4.3.3 环境噪声现状监测与评价

（1）监测点布置

本次监测点位布设在代表性管线两侧 200m 范围内的居民点，共设 14 个敏感点监测点位。具体监测点位布置见表 4.3.3-1 及图 4.3.3-1。

表 4.3.3-1　声环境现状监测点布置

编号	管线	村庄	点位坐标	
			经度	纬度
1	柳 72-33 脱周边	柳沟村	108°38′0″	37°05′01″
2	油一联周边	闫塘村	107°43′03″	37°27′45″
3	油十转周边	温梁	107°37′46″	37°28′13″
4	南十二转周边	马家崾岘	108°36′45″	37°02′31″
5	靖一联周边	郝通	108°41′26″	37°10′41″
6	靖三联周边	丁家山崾则	108°35′46″	37°09′24″
7	北一转至柳 25-45 采出水管线	贺崾岘	108°41′20″	37°11′55″
8	南 22-靖三联管线	赵西山	108°35′59″	37°08′55″
9		张家湾	108°42′17″	37°06′48″
10	冯 57-84 增管线	庙梁山	108°39′09″	37°11′13″
11	南十一转至南十转外输管线	石槽庄	108°42′09″	37°02′41″
12	盘二转张渠跨越隐患治理	湫头	108°35′15″	37°09′10″
13	油二联至油一联输油管线	东李伙场	107°40′43″	37°27′59″
14		吴窑	107°41′56″	37°27′56″

（2）监测时间、频次及方法

监测时间为 2025 年 5 月 12 日~14 日，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 AWA6228+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 4.3.3-2。

表 4.3.3-2　噪声现状监测结果　　单位：dB(A)

监测点	第一天		第二天		标准		超标情况	
	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
柳沟村	41	37	41	39	60	50	达标	达标
闫塘村	42	41	44	41	60	50	达标	达标
温梁	44	42	44	42	60	50	达标	达标
马家崾岘	42	40	41	40	60	50	达标	达标

监测点	第一天		第二天		标准		超标情况	
	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
郝通	41	38	40	37	60	50	达标	达标
丁家山崾则	45	41	44	40	60	50	达标	达标
贺崾岘	41	37	40	37	60	50	达标	达标
赵西山	43	41	44	38	60	50	达标	达标
张家湾	41	38	40	38	60	50	达标	达标
庙梁山	40	37	41	38	60	50	达标	达标
石槽庄	42	41	41	40	60	50	达标	达标
湫头	45	41	44	41	60	50	达标	达标
东李伙场	43	42	43	41	60	50	达标	达标
吴窑	43	42	45	44	60	50	达标	达标

由上表可知，各敏感点噪声均可满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类区标准。总体看，评价区内的声环境质量良好。

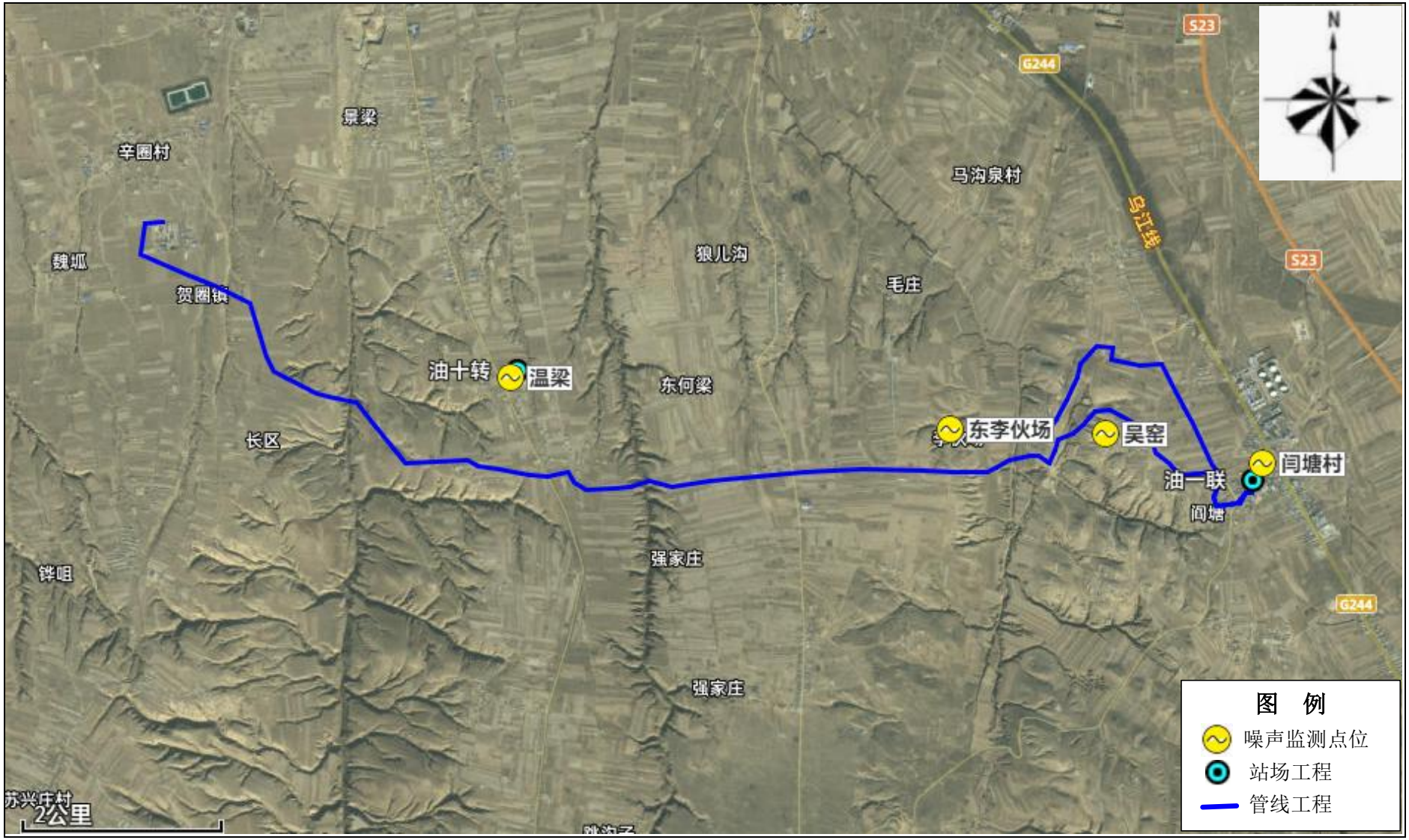


图 4.3.3-1　噪声监测点位示意图（定边区域）

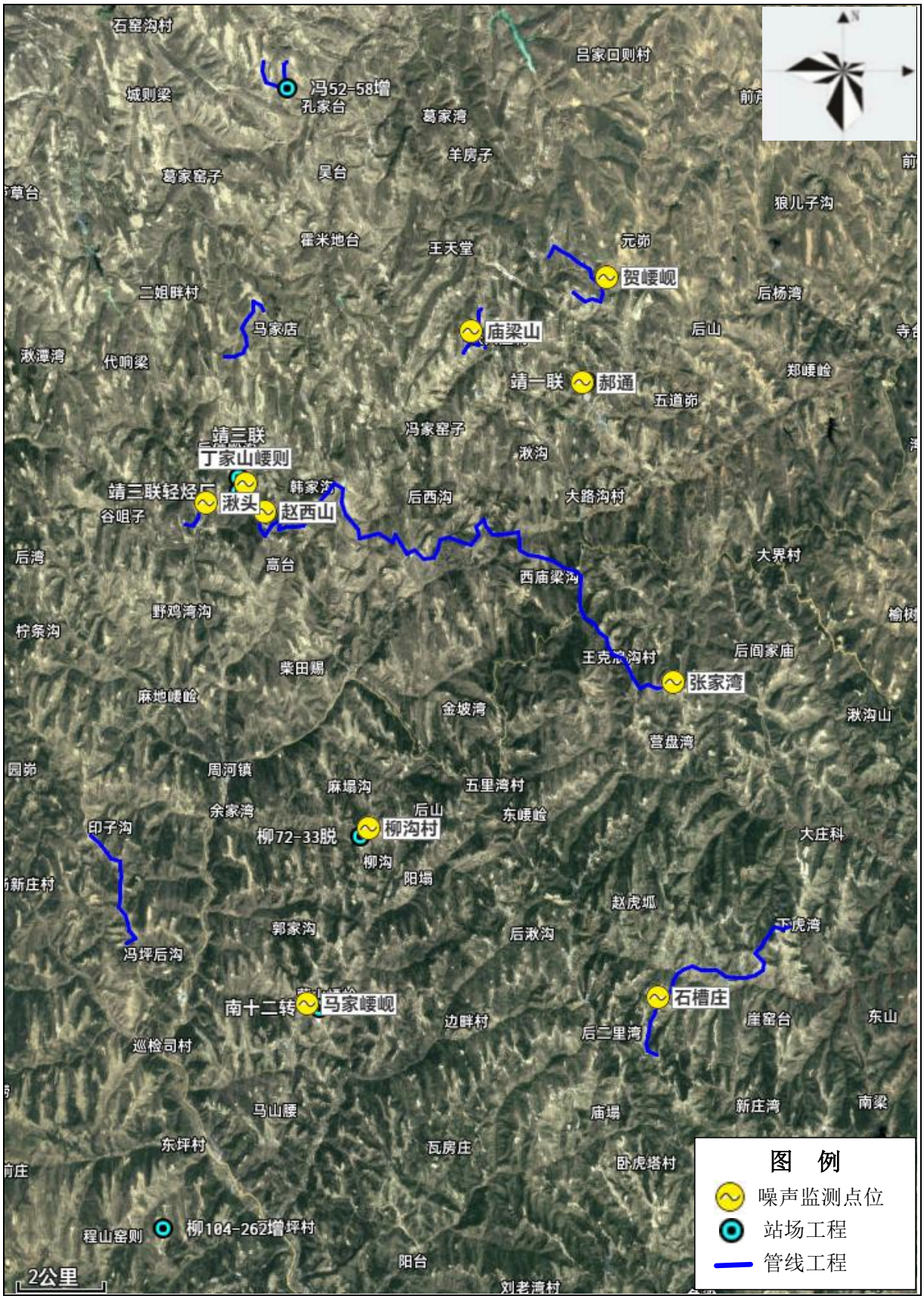


图 4.3.3-1　噪声监测点位示意图（靖边区域）

4.3.4 土壤环境质量现状监测与评价

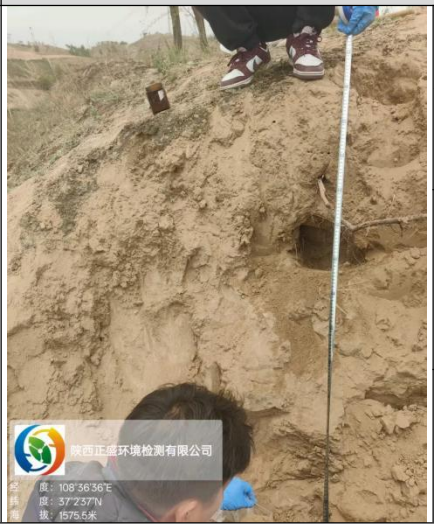
4.3.4.1 土壤理化性质调查

本次评价委托陕西正盛环境检测有限公司于 2025 年 5 月 7 日对项目周边土壤理化性质进行了调查，共设置监测点位 5 个。项目区土壤理化性质调查分析结果见表 4.3.4-1 和表 4.3.4-2。

表 4.3.4-1　土壤理化特性调查表

检测点位	南十二转占地范围外耕地	油三转外输管线沿线外耕地	冯 52-58 增出油管线沿线外耕地	油二联至油一联输油管线沿线外耕地	高 96 增至盘 82-34 增集输管线沿线外耕地
©坐标/°	E:108°36′47″ N:37°02′31″	E:107°42′21″ N:37°28′15″	E:108°36′07″ N:37°14′39″	E:107°42′13″ N:37°28′0″	E:108°33′55″ N:37°03′41″
采样深度/cm	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m
土壤颜色	黄色	黄色	黄色	黄色	黄色
土壤结构	团粒结构体	团粒结构体	团粒结构体	团粒结构体	团粒结构体
土壤质地	砂壤土	砂壤土	砂壤土	砂壤土	砂壤土
土壤湿度	潮	潮	潮	潮	潮
砂砾含量/%	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
其他异物	无其他异物	无其他异物	无其他异物	无其他异物	无其他异物
土壤容重 /(g/cm^3)	1.09	0.87	1.11	1.12	1.02
饱和导水率（cm/s）	5.98×10^{-4}	2.05×10^{-3}	8.10×10^{-4}	1.07×10^{-3}	8.02×10^{-4}
孔隙度/%	53.7	51.3	52.0	52.5	51.7
pH(无量纲)	8.16	8.11	8.08	8.19	8.17
氧化还原电位 /mV	428	430	481	462	469
阳离子交换量 /(cmol$^+$/kg)	3.2	1.9	1.7	3.6	2.3

表 4.3.4-2　土壤景观剖面（代表性点）调查表

点号	土壤剖面照片	
南十二转		A 层：0~0.5m，黄、砂壤土、潮、自上而下少量植物根系、无其他异物、砂砾含量 1.0% B 层：0.5~1.5m，黄、砂壤土、潮、自上而下无植物根系、无其他异物、砂砾含量 1.0% C 层：1.5~3.0m，黄、砂壤土、潮、自上而下无植物根系、无其他异物、砂砾含量 2.0%

点号	土壤剖面照片	
油二联至油一联输油管线隐患治理沿线		表层，0~0.2m，黄、砂壤土、潮、自上而下少量植物根系、无其他异物、砂砾含量 2.0%
高 96 增至盘 82-34 增集输管线		表层，0~0.2m，黄、砂壤土、潮、自上而下少量植物根系、无其他异物、砂砾含量 2.0%
柳 72-33 脱		A 层：0~0.5m，黄、砂壤土、潮、自上而下少量植物根系、无其他异物、砂砾含量 2.0% B 层：0.5~1.5m，黄、砂壤土、潮、自上而下无植物根系、无其他异物、砂砾含量 2.0% C 层：1.5~3.0m，黄、砂壤土、潮、自上而下无植物根系、无其他异物、砂砾含量 1.0%

4.3.4.2 土壤环境质量调查

（1）监测点位布设

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

评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）中现状监测布点类型与数量要求，并结合项目区域分布及评价工作等级，本次土壤环境质量现状评价采用现状监测的方法开展工作。

① 布点原则

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），布点原则满足：

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

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

C、涉及入渗途径影响的，主要装置区布置柱状样监测点；

D、线性工程应重点在站场位置设置监测点；

E、评价等级为一级、二级的改扩建项目，在现有工程场界外可能产生影响的土壤环境敏感目标处设置监测点；

F、建设项目占地范围及其可能影响区域的土壤环境已存在污染风险的，应结合用地历史资料和现状调查情况，在可能受影响最重的区域布设监测点；

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

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），布点原则满足：

A、同一建设项目涉及两个或两个以上井（站）场时，可根据土壤环境影响类型、影响途径与占地范围及周边的土地利用类型、土壤类型，优化调整土壤环境现状监测点布设，整体数量应满足最高评价等级的监测点数要求。

B、土壤盐化、酸化和碱化地区还应补充土壤盐分含量、pH 值等。

② 布点数量要求

生态影响型、污染影响型建设项目二级评价监测布点类型及数量要求见表 4.3.4-3。

表 4.3.4-3 土壤环境现状监测布点类型与数量要求

评价工作等级		占地范围内	占地范围外
一级	污染影响型	5 个柱状样点 a，2 个表层样点 b	4 个表层样点
a 柱状样通常在 0～0.5m、0.5～1.5m、1.5～3m 分别取样；b 表层样应在 0～0.2m 取样			

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）“生态影响型建

设项目可优化调整占地范围内、外监测点数量，保持总数不变；占地范围超过 5000hm^2 的，每增加 1000hm^2 增加 1 个监测点。污染影响型建设项目占地范围超过 100hm^2 的，每增加 20hm^2 增加 1 个监测点”。本项目新增永久占地为 110m^2。因此，本项目生态影响型、污染影响型检测点位数量均保持不变。

③ 监测点位布设

根据项目土壤环境影响类型、影响途径与占地范围及周边的土地利用类型、土壤类型，本次评价委托陕西正盛环境检测有限公司进行了土壤环境质量现状实测，共布设 12 个土壤监测点位，设置 5 个柱状样，7 个表层样，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。具体监测点位见下表及图 4.3.4-1。

表 4.3.4-4　土壤监测点位

编号	名称	坐标	位置	土壤类型
1	油十转	107°37′29″，37°28′12″	占地范围内 1 个柱状样	黄绵土
2	油一联	107°42′44″，37°27′36″	占地范围内 1 个柱状样	灰钙土
3	靖三联	108°35′26″，37°09′27″	占地范围内 1 个柱状样	黄绵土
4	南十二转	108°36′36″，37°02′37″	占地范围内 1 个柱状样	黑垆土
5	柳 72-33 脱	108°37′25″，37°04′47″	占地范围内 1 个柱状样	黄绵土
6	冯 52-58 增	108°36′14″，37°14′23″	占地范围内 1 个表层样	黄绵土
7	柳 104-262 增	108°34′30″，36°59′47″	占地范围内 1 个表层样	黄绵土
8	南十二转站外耕地	108°36′47″，37°02′31″	占地范围外耕地 1 个表层样	黑垆土
9	油三转外输管线沿线耕地	107°42′21″，37°28′15″	管线沿线外耕地 1 个表层样	灰钙土
10	冯 52-58 增出油管线沿线耕地	108°36′07″，37°14′39″	管线沿线外耕地 1 个表层样	黄绵土
11	油二联至油一联输油管线隐患治理沿线耕地	107°42′13″，37°28′0″	管线沿线外耕地 1 个表层样	风沙土
12	高 96 增至盘 82-34 增集输管线沿线耕地	108°33′55″，37°03′41″	管线沿线外耕地 1 个表层样	新积土

④ 监测点位设置合理性分析

本次评价根据项目土壤环境影响类型、评价工作等级、土地利用类型，采用均布性与代表性相结合的原则，共布设 12 个土壤监测点位，设置 5 个柱状样，7 个表层样，满足土壤一级评价现状监测布点类型与数量要求；12 个土壤监测点位包含了项目所在区域不同土壤类型，站场涉及 3 种土壤类型，包括灰钙土、黄绵土黑垆土，其柱状样的表层样均按照 GB36600-2018 监测 45 项基本因子，管线涉及 5 种土壤类型，包括黑垆土、灰钙土、黄绵土、风沙土、新积土，其表层样均按照 GB15618-2018 监测 pH+8 项基本因子；考虑到本项目对土壤污染影响途径主要是垂直入渗影响，故本次评价于现有工程典型站场主要装置和设施附近的土壤布设 5 个柱状样，并在其占地范围外可能产生影响的农用地布设了监测点；本次土壤监测点位满足土壤布点原则要求。

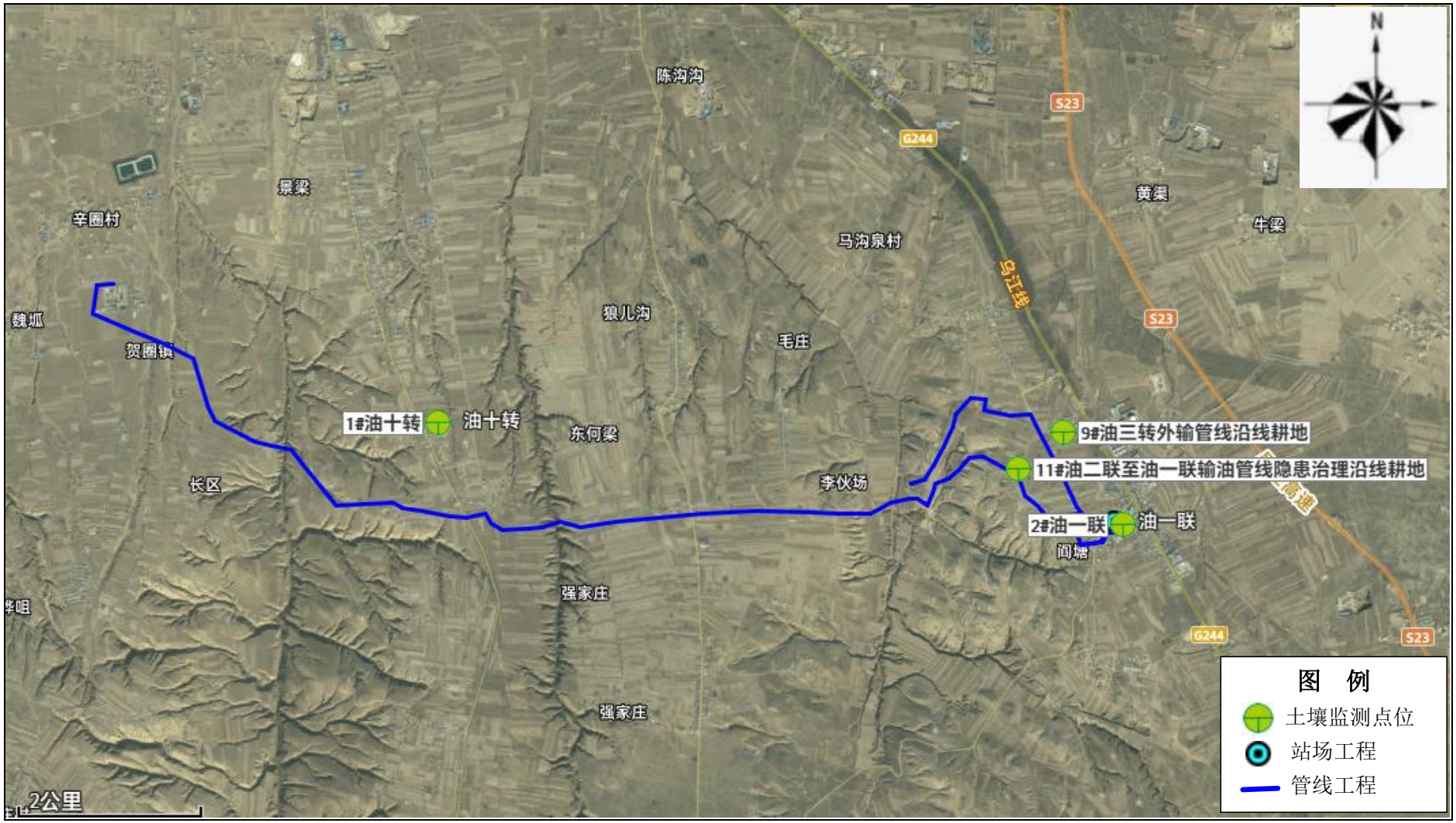


图 4.3.4-1　土壤监测点位示意图（定边区域）

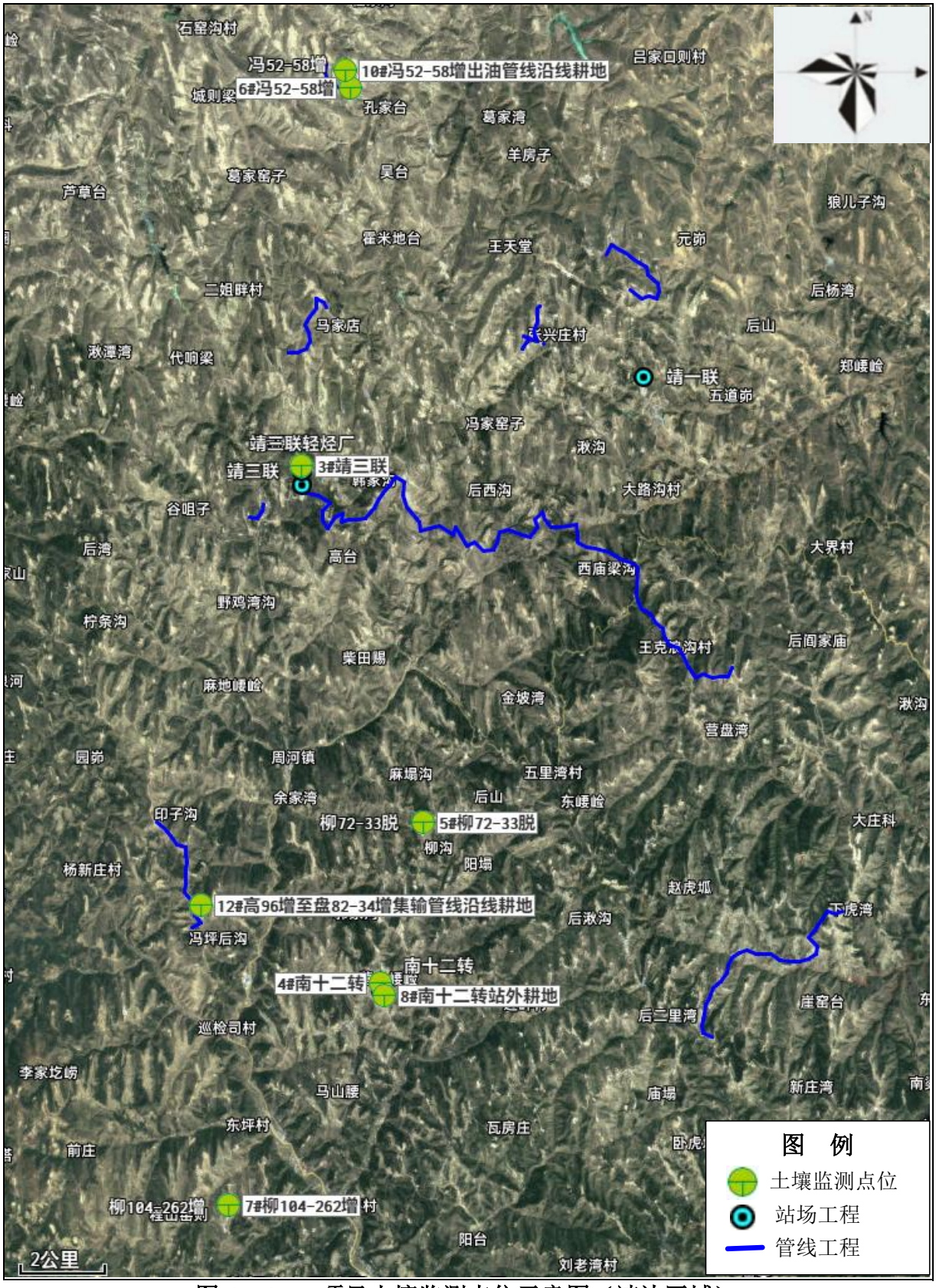


图 4.3.4-1　项目土壤监测点位示意图（靖边区域）

（2）监测项目及分析方法

1#、2#、3#、4#、5#柱状样的表层样监测 45 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、䓛、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。并监测 pH、石油烃（C_{10}-C_{40}）、石油类、石油烃（C_6-C_9）、土壤盐分含量；柱状样中层和底层监测因子为 pH、汞、砷、六价铬、石油烃（C_{10}-C_{40}）、石油类、石油烃（C_6-C_9）、土壤盐分含量；

6#、7#表层样监测因子为 pH、汞、砷、六价铬、石油烃（C_{10}-C_{40}）、石油类、石油烃（C_6-C_9）、土壤盐分含量；

8#-12#站外表层样，监测 9 项基本因子：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌，特征因子为石油烃（C_{10}-C_{40}）、石油类、石油烃（C_6-C_9）、六价铬、土壤盐分含量。

各监测因子及监测方法如表 4.3.4-5。

表 4.3.4-5　土壤监测分析方法及使用仪器

监测项目	分析方法	检出限	监测仪器名称、型号及出厂编号
pH	土壤 pH 值的测定 电位法 HJ 962-2018	/	PHS-3C pH 计（E-A-2018-002）
镉	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	0.01mg/kg	GFA-6880 石墨炉原子吸收分光光度计（E-A-2018-045）
铅		0.1mg/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-6880 火焰原子吸收分光光度计（E-A-2018-044）
镍		3mg/kg	
汞	土壤质量 总汞、总砷、总铅的测定 原子荧光法 第 1 部分：土壤中总汞的测定 GB/T 22105.1-2008	0.002mg/kg	AFS-8220 原子荧光光度计（E-A-2018-043）
砷	土壤质量 总汞、总砷、总铅的测定 原子荧光法 第 2 部分：土壤中总砷的测定 GB/T 22105.2-2008	0.01mg/kg	
铬	土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法 HJ 491-2019	4mg/kg	AA-6880 火焰原子吸收分光光度计 （E-A-2018-044）
锌		1mg/kg	
铬（六价）	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	AA-6880 火焰原子吸收分光光度计（E-A-2018-044）
石油烃（C_6-C_9）	土壤和沉积物 石油烃（C6-C9）的测定 吹扫捕集/气相色谱法 HJ 1020-2019	0.04mg/kg	TRACE 1310 气相色谱仪（ZWJC-YQ-306）

监测项目	分析方法	检出限	监测仪器名称、型号及出厂编号
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-2014C 气相色谱仪（E-A-2023-018）
水溶性盐总量	土壤检测 第 16 部分：土壤水溶性盐总量的测定 NY/T1121.16-2006	/	101-3ABS 电热鼓风干燥箱（E-A-2018-025）
阳离子交换量	土壤 阳离子交换量的测定 三氯六氨合钴浸提-分光光度法 HJ 889-2017	0.8cmol^{+}/kg	N4 紫外可见分光光度计（E-A-2018-050）
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（E-A-2023-010）
渗滤率（饱和导水率）	森林土壤渗滤率的测定 LY/T 1218-1999	/	/
容重	土壤检测 第 4 部分：土壤容重的测定 NY/T 1121.4-2006	/	HLD-5003 电子天平（E-A-2019-105）
孔隙度	森林土壤水分-物理性质的测定 LY/T 1215-1999	/	/
四氯化碳	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空-气相色谱法 HJ 741-2015	0.03mg/kg	GC-2014C 气相色谱仪（E-A-2018-061）
氯仿		0.02mg/kg	
1,1-二氯乙烷		0.02mg/kg	
1,2-二氯乙烷+苯		0.01mg/kg	
1,1-二氯乙烯		0.01mg/kg	
顺-1,2-二氯乙烯		0.008mg/kg	
反-1,2-二氯乙烯		0.02mg/kg	
二氯甲烷		0.02mg/kg	
1,2-二氯丙烷		0.008mg/kg	
1,1,1,2-四氯乙烷		0.02mg/kg	
1,1,2,2-四氯乙烷		0.02mg/kg	
四氯乙烯		0.02mg/kg	
1,1,1-三氯乙烷		0.02mg/kg	
1,1,2-三氯乙烷		0.02mg/kg	
三氯乙烯		0.009mg/kg	
1,2,3,-三氯丙烷		0.02mg/kg	
氯乙烯		0.02mg/kg	
氯苯		0.005mg/kg	
1,2-二氯苯		0.02mg/kg	
1,4-二氯苯		0.008mg/kg	
乙苯		0.006mg/kg	
甲苯		0.006mg/kg	
间二甲苯+对二甲苯		0.009mg/kg	
邻二甲苯+苯乙烯		0.02mg/kg	

监测项目	分析方法	检出限	监测仪器名称、型号及出厂编号
苯并[a]蒽	土壤和沉积物 多环芳烃的测定 高效液相色谱法 HJ 784-2016	4μg/kg	LC-16 液相色谱仪（E-A-2021-002）
苯并[a]芘		5μg/kg	
苯并[b]荧蒽		5μg/kg	
苯并[k]荧蒽		5μg/kg	
䓛		3μg/kg	
二苯并[a，h]蒽		5μg/kg	
茚并[1,2,3-cd]芘		4μg/kg	
萘		3μg/kg	
2-氯酚	土壤和沉积物 酚类化合物的测定 气相色谱法 HJ 703-2014	0.04mg/kg	GC-2014C 气相色谱仪（E-A-2018-061）
氯甲烷	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	1.0μg/kg	7890B/5977B 气相色谱质谱联用仪（ZWJC-YQ-214）
苯胺	土壤和沉积物 13 种苯胺类和 2 种联苯胺类化合物的测定 液相色谱-三重四极杆质谱法 HJ 1210-2021	2μg/kg	Vanquish-TSQ Fortis Plus 液相色谱质谱联用仪（ZWJC-YQ-502）
硝基苯	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	Trace1610/ISQ 7610 气相色谱质谱联用仪（ZWJC-YQ-638）
石油类	土壤石油类的测定 红外分光光度法 HJ1051-2019	4mg/kg	MAI-50G红外测油仪（E-A-2018-031）

（4）土壤环境质量监测与评价结果

表 4.3.4-6 土壤监测结果表（mg/kg）

序号	监测项目	1#油十转占地范围内	2#油一联占地范围内	3#靖三联占地范围内	4#南十二转占地范围内	5#柳 72-33 脱占地范围内	《建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）	
		0-0.5m	0-0.5m	0-0.5m	0-0.5m	0-0.5m	第二类用地筛选值	达标情况
1	铅	8.1	8.4	8.6	7.3	8.3	800	达标
2	镉	0.08	0.06	0.07	0.05	0.10	65	达标
3	铜	14	19	18	17	16	18000	达标
4	镍	32	36	28	29	29	900	达标
5	汞	0.0204	0.0180	0.0265	0.0473	0.0245	38	达标
6	砷	11.2	12.6	9.82	10.6	10.1	60	达标
7	六价铬	ND0.5	ND0.5	ND0.5	ND0.5	ND0.5	5.7	达标
8	石油烃（C_{10}-C_{40}）	10	9	15	14	7	4500	达标
9	四氯化碳	ND0.03	ND0.03	ND0.03	ND0.03	ND0.03	2.8	达标
10	氯仿	ND0.02	ND0.02	ND0.02	ND0.02	ND0.02	0.9	达标
11	氯甲烷	1.0ND	1.0ND	1.0ND	1.0ND	1.0ND	4500	达标
12	1,1-二氯乙烷	ND0.02	ND0.02	ND0.02	ND0.02	ND0.02	9	达标

序号	监测项目	1#油十转占地范围内	2#油一联占地范围内	3#靖三联占地范围内	4#南十二转占地范围内	5#柳72-33脱占地范围内	《建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）	
		0-0.5m	0-0.5m	0-0.5m	0-0.5m	0-0.5m	第二类用地筛选值	达标情况
13	1,2-二氯乙烷	ND0.01	ND0.01	ND0.01	ND0.01	ND0.01	5	达标
14	1,1-二氯乙烯	ND0.01	ND0.01	ND0.01	ND0.01	ND0.01	66	达标
15	顺式-1,2-二氯乙烯	ND0.008	ND0.008	ND0.008	ND0.008	ND0.008	596	达标
16	反式-1,2-二氯乙烯	ND0.02	ND0.02	ND0.02	ND0.02	ND0.02	54	达标
17	二氯甲烷	ND0.02	ND0.02	ND0.02	ND0.02	ND0.02	616	达标
18	1,2-二氯丙烷	ND0.008	ND0.008	ND0.008	ND0.008	ND0.008	5	达标
19	1,1,1,2-四氯乙烷	ND0.02	ND0.02	ND0.02	ND0.02	ND0.02	10	达标
20	1,1,2,2-四氯乙烷	ND0.02	ND0.02	ND0.02	ND0.02	ND0.02	6.8	达标
21	四氯乙烯	ND0.02	ND0.02	ND0.02	ND0.02	ND0.02	53	达标
22	1,1,1-三氯乙烷	ND0.02	ND0.02	ND0.02	ND0.02	ND0.02	840	达标
23	1,1,2-三氯乙烷	ND0.02	ND0.02	ND0.02	ND0.02	ND0.02	2.8	达标
24	三氯乙烯	ND0.009	ND0.009	ND0.009	ND0.009	ND0.009	2.8	达标
25	1,2,3-三氯丙烷	ND0.02	ND0.02	ND0.02	ND0.02	ND0.02	0.5	达标
26	氯乙烯	ND0.02	ND0.02	ND0.02	ND0.02	ND0.02	0.43	达标
27	苯	ND0.01	ND0.01	ND0.01	ND0.01	ND0.01	4	达标
28	氯苯	ND0.005	ND0.005	ND0.005	ND0.005	ND0.005	270	达标
29	1,2-二氯苯	ND0.02	ND0.02	ND0.02	ND0.02	ND0.02	560	达标
30	1,4-二氯苯	ND0.008	ND0.008	ND0.008	ND0.008	ND0.008	20	达标
31	乙苯	ND0.006	ND0.006	ND0.006	ND0.006	ND0.006	28	达标
32	苯乙烯	ND0.02	ND0.02	ND0.02	ND0.02	ND0.02	1290	达标
33	甲苯	ND0.006	ND0.006	ND0.006	ND0.006	ND0.006	1200	达标
34	间,对-二甲苯	ND0.009	ND0.009	ND0.009	ND0.009	ND0.009	570	达标
35	邻-二甲苯	ND0.02	ND0.02	ND0.02	ND0.02	ND0.02	640	达标
36	硝基苯	0.09ND	0.09ND	0.09ND	0.09ND	0.09ND	76	达标
37	苯胺	2ND	2ND	3	2ND	2ND	260	达标
38	2-氯苯酚	ND0.04	ND0.04	ND0.04	ND0.04	ND0.04	2256	达标
39	苯并[a]蒽	ND4	ND4	ND4	ND4	ND4	15	达标
40	苯并[a]芘	ND5	ND5	ND5	ND5	ND5	1.5	达标
41	苯并[b]荧蒽	ND5	ND5	ND5	ND5	ND5	15	达标
42	苯并[k]荧蒽	ND5	ND5	ND5	ND5	ND5	151	达标
43	䓛	ND3	ND3	ND3	ND3	ND3	1293	达标
44	二苯并[a,h]蒽	ND5	ND5	ND5	ND5	ND5	1.5	达标
45	茚并[1,2,3-cd]芘	ND4	ND4	ND4	ND4	ND4	15	达标
46	萘	ND3	ND3	ND3	ND3	ND3	70	达标
47	石油烃（C_6-C_9）	0.04ND	0.04ND	0.04ND	0.04ND	0.04ND	/	/
48	石油类	14	16	16	16	11	/	/

表 4.3.4-7　土壤监测结果表（mg/kg）

监测项目		汞	砷	六价铬	石油烃（C_{10}-C_{40}）	石油烃（C_6-C_9）	石油类
1#油十转占地范围内	0.5~1.5m	0.0153	10.5	ND0.5	ND6	0.04ND	12
	1.5~3.0m	0.00991	8.85	ND0.5	ND6	0.04ND	12
2#油一联占地范围内	0.5~1.5m	0.0153	11	ND0.5	8	0.04ND	12
	1.5~3.0m	0.0142	7.28	ND0.5	7	0.04ND	11
3#靖三联占地范围内	0.5~1.5m	0.0163	8.62	ND0.5	ND6	0.04ND	12
	1.5~3.0m	0.014	7.32	ND0.5	ND6	0.04ND	11
	4m	0.0124	7.24	ND0.5	ND6	0.04ND	9
4#南十二转占地范围内	0.5~1.5m	0.0267	9.34	ND0.5	7	0.04ND	11
	1.5~3.0m	0.0116	5.95	ND0.5	ND6	0.04ND	9
5#柳 72-33 脱占地范围内	0.5~1.5m	0.0146	7.85	ND0.5	ND6	0.04ND	10
	1.5~3.0m	0.0119	6.72	ND0.5	ND6	0.04ND	9
6#冯 52-58 增占地范围内	0-0.2m	0.0185	8.91	ND0.5	28	0.04ND	32
7#柳 104-262 增占地范围内	0-0.2m	0.0263	9.99	ND0.5	ND6	0.04ND	10
《建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）		38	60	5.7	4500	/	/
达标情况		达标	达标	达标	达标	/	/

表 4.3.4-8　土壤监测结果表（mg/kg）

序号	监测项目	8#南十二转占地范围外耕地	9#油三转外输管线沿线外耕地	10#冯 52-58 增出油管线沿线外耕地	11#油二联至油一联输油管线隐患治理沿线外耕地	12#高 96 增至盘 82-34 增集输管线沿线外耕地	《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）	
		0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	风险筛选值	达标情况
1	pH	8.16	8.11	8.08	8.19	8.17	＞7.5	/
2	铅	9.4	7.9	7.5	9.3	8.5	170	达标
3	镉	0.07	0.08	0.08	0.06	0.07	0.6	达标
4	铜	19	15	14	14	20	100	达标
5	镍	30	31	29	31	31	190	达标
6	汞	0.024	0.0222	0.0178	0.0186	0.0267	3.4	达标
7	砷	10.6	9.78	8.91	10.1	9.6	25	达标
8	铬	34	35	34	37	35	250	达标
9	锌	64	58	54	55	57	300	达标
10	铬（六价）	ND0.5	ND0.5	ND0.5	ND0.5	ND0.5	/	/
11	石油烃（C_{10}-C_{40}）	ND6	ND6	ND6	ND6	ND6	/	/
12	石油烃（C_6-C_9）	0.04ND	0.04ND	0.04ND	0.04ND	0.04ND	/	/
13	石油类	7	9	9	9	9	/	/

由上表监测结果可知，项目站场土壤环境监测项目均符合《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要求；管线占地范围及管线沿线土壤环境监测项目均符合《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）风险筛选值标准要求。

4.3.4.3 土壤盐化、酸化、碱化情况

依据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中附录 D 表 D.1 土壤盐化分级标准及表 D.2 土壤酸化、碱化分级标准，本项目位于半干旱地区，对本项目各土壤取样点位 pH 值、含盐量监测结果进行酸化、碱化级别和盐化级别评价，评价结果见表 4.3.4-9。由上表可知，本项目所在区域土壤酸化、碱化级别为无酸化或碱化，土壤盐化级别为未盐化。**表 4.3.4-9 土壤盐化、酸化、碱化监测结果表**

序号	监测点位	取样深度	监测结果			
			土壤含盐量（SSC）g/kg	分析结果	pH（无量纲）	分析结果
1	油十转	0-0.5m	0.8	未盐化	8.26	无酸化或碱化
		0.5-1.5m	0.2	未盐化	8.37	无酸化或碱化
		1.5m-3m	0.2	未盐化	8.30	无酸化或碱化
2	油一联	0-0.5m	0.4	未盐化	8.26	无酸化或碱化
		0.5-1.5m	0.4	未盐化	8.17	无酸化或碱化
		1.5m-3m	0.4	未盐化	8.13	无酸化或碱化
3	靖三联	0-0.5m	0.3	未盐化	8.14	无酸化或碱化
		0.5-1.5m	0.2	未盐化	8.11	无酸化或碱化
		1.5m-3m	0.2	未盐化	8.19	无酸化或碱化
		装置底部（4m）	0.2	未盐化	8.11	无酸化或碱化
4	南十二转	0-0.5m	0.3	未盐化	8.06	无酸化或碱化
		0.5-1.5m	0.3	未盐化	8.18	无酸化或碱化
		1.5m-3m	0.2	未盐化	8.10	无酸化或碱化
5	柳 72-33 脱	0-0.5m	0.2	未盐化	8.09	无酸化或碱化
		0.5-1.5m	0.2	未盐化	8.13	无酸化或碱化
		1.5m-3m	0.2	未盐化	8.16	无酸化或碱化
6	冯 52-58 增	0-0.2m	0.6	未盐化	8.45	无酸化或碱化
7	柳 104-262 增	0-0.2m	0.2	未盐化	8.13	无酸化或碱化
8	南十二转	0-0.2m	0.2	未盐化	8.16	无酸化或碱化
9	油三转外输管线	0-0.2m	0.2	未盐化	8.11	无酸化或碱化
10	冯 52-58 增出油管线	0-0.2m	0.2	未盐化	8.08	无酸化或碱化
11	油二联至油一联输油管线隐患治理	0-0.2m	0.2	未盐化	8.19	无酸化或碱化
12	高 96 增至盘 82-34 增集输管线	0-0.2m	0.2	未盐化	8.17	无酸化或碱化

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。

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5.1.2-1。

表5.1.2-1　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
机械废气	运输、基础工程、物料堆放等	TSP	施工场所及管线作业周围	与建设期同步
	施工机械、运输车辆尾气	CO、NO_x、THC	施工场所及管线作业周围	与建设期同步
	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、试压废水、	COD、BOD_5、氨氮、	施工现场	间断

影响分类	影响来源	污染物	影响范围	特、征
	管线残留物	SS		
固体废物	施工废料、生活垃圾、拆除管线及设备等	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、难以定量。

（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≥6m/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他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，形成道路扬尘等，施工扬尘对环境空气的影响主要是下风向距离200m范围内。

为减少施工期扬尘影响，施工过程中采取以下措施减少施工扬尘产生：

①对临时堆放的挖方实施苫盖，大风天气停止施工，施工阶段定期洒水降尘；

②运输车辆不得超载，减速慢行，减少扬尘的产生；

③有风天气提高洒水频率，大风天气禁止作业；

④开挖土方回填后，即开展土地复垦、植被恢复工作，并及时浇水，一方面抚育植被恢复，另一方面抑制松散土壤产生扬尘；

⑤采用商品水泥浆，不在施工现场进行水泥拌合，减少扬尘产生量。

由于施工扬尘粒径较大，飘移距离短，采取以上措施后，施工影响范围有限，施工

扬尘对区域环境空气质量影响不大。施工造成的不利影响是局部的、短期的，项目建成后影响就会消失。

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、NOx 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。

综上所述，项目在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。施工生产废水经沉淀池循环利用不排放。

（2）施工生活污水

站场施工依托站场旱厕，生活杂排水洒水抑尘，管线施工人员可依托沿线井场旱厕，生活废水均不外排，对环境影响小。

（3）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。试压废水循环利用，最终由罐车拉运，依托附近站场采出水处理系统处理后回注油层。

（4）旧管线残留物（清管废水）

本项目现有管道报废后先用管线长度 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。本项目现有管线需清洗长度为 37.63km，根据本项目管线的规格和长度，项目产生管线残留物为 216m³，管线清理产生的残留物主要为含油废水，回收的残留物进入管线下游站场原油集输系统；采出水管线吹扫产生的清管废水全部进入末端井场由罐车收集送就近站点采出水处理系统。

（5）管线对地表水的影响

本项目管线工程主要跨越地表水 3 处，其中 2 处为依托现有桁跨，1 处为现有桁跨隐患治理，主要跨越地表水为周河支流、杏子河支流。

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、空压机、氮气车等，施工中机械产生的噪声情况见表 3.1-1。

5.2.3.2 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：

$$L_p = L_0 - 20\lg\left(r/r_0\right)$$

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。

5.2.3.3 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 5.2.3-1。

表 5.2.3-1　主要施工机械环境噪声源及噪声影响预测结果表

距离 / 机械名称	10m	50m	70m	100m	150m	200m	250m	300m	400m	500m
装载机	75	61	58	55	51.5	49	47	45.5	43	41
挖掘机	80	66	63	60	56.5	54	52	50.4	48	46
焊机	84	70	67	64	60.5	58	56	54.4	52	50

搅拌机	84	70	67	64	60.5	58	56	54.4	52	50
切割机	85	71	68	65	61.5	59	57	55.5	53	51
载重汽车	78	64	61	58	54.5	52	50	48.5	46	44
空压机	85	71	68	65	61.5	59	57	55.5	53	51
氮气车	84	70	67	64	60.5	58	56	54.4	52	50
锅炉车	84	70	67	64	60.5	58	56	54.4	52	50

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5.2.3-1的噪声预测结果表明：

（1）昼间施工机械噪声在距施工场地70m以外可达到标准限值；夜间（切割机和空压机禁止夜间作业）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，管线沿线70m内分布26处居民点，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。

（4）工程其他部分主要布置在人烟稀少的空旷地区，交通噪声仅对道路沿线居民产生影响，施工噪声对环境影响较小。

5.2.4 固体废物影响分析

（1）施工弃土

项目建设管线67.5km，部分管线同沟敷设，管沟开挖长度总计60km，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53636m^3，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3.4，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）拆除管线及设备

桁架跨越等露出地面的旧管线和站场改造的废弃设施需要拆除，根据项目建设情况，拆除管线总长度570m，重量为16kg/m，总重为9.12t，为一般固废，站场需拆除站内原

有管网、阀组、计量器等设施，拆除的废弃设施及管线暂存于第三采油厂现有料库，统一作为国有固定资产回收。

（4）施工期管线清管废渣

本项目涉及天然气管线和干气管线旧管线全段进行氮气吹扫过程中会产生少量清管废渣。根据《国家危险废物名录》（2025 版）和《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》中表 1 相关要求，管道清管废渣属于危险废物类别中的废矿物油（HW08），废物代码为 071-001-08。定期清管后送至第三采油厂含油污泥贮存库，暂存后统一委托有资质的单位处理处置。建设单位应按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中有关规定暂存，委托有资质的单位处理处置。

（5）试压废渣

管线试压时临时沉淀池底含有少量铁锈、泥沙等废渣，经类比，本项目剩余的废渣产生量约为 0.5t，经沉淀池沉淀，收集后送至垃圾填埋场填埋处置。施工结束后沉淀池填平并进行绿化。

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”以及新建桁架桩基永久占地，占地面积 110m^2，占地类型主要为草地和交通用地；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 35.95hm^2。项目临时占地类型主要为旱地、草地、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，项目占地情况详见表 2.2.7-2。

（1）临时占地

工程临时性占地 35.95hm^2，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 14.9676hm^2，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”以及新建桁架桩基新增永久性占地面积为 110m^2，占地类型主要为草地、和交通用地，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 对永久基本农田的影响

本项目井场永久占地均不涉及永久基本农田，管线建设临时用地部分占用永久基本农田。本项目榆林区域有 10 条管线涉及穿越永久基本农田，临时占用永久基本农田 12.3355hm^2，延安区域 1 条管线穿越永久基本农田，临时占用永久基本农田 0.0532hm^2，合计临时占用 12.3887hm^2。

管线施工期作业带清理、管沟开挖、管道敷设等施工活动会对沿线永久基本农田生态系统产生一定不利影响，工程施工可能导致土壤有机质、全氮、碱解氮、速效磷等含

量降低。为减缓工程施工对永久基本农田产生的不利影响，项目施工前按规定办理临时用地手续；施工过程中采用耕地耕作层土壤剥离和再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏；编制土地复垦方案在完成管线敷设后及时复垦恢复原种植条件，并报县级自然资源主管部门会同农业农村等相关主管部门开展土地复垦验收，减少临时占地对永久基本农田的影响。

5.2.5.4 对野生动物的影响

评价区无特殊保护的野生动物，常见动物为区域内广泛分布的种类，如野兔、田鼠、鸟类等。项目施工期对动物的影响，主要是运输、施工噪声和人为活动，迫使动物离开管道沿线区域。因此，在施工过程中应加强对施工人员活动的控制，减少对野生动物的干扰，夜间尽量减少活动；合理安排施工时间，在动物活动频繁季节停止施工。因此，项目建设对野生动物的影响较小。

5.2.5.5 水土流失影响分析

本项目施工期土石方的开挖、堆放、回填等工程，将不可避免的造成土壤侵蚀模数的增加，导致水土流失量较以前有所增大及土地沙漠化。

施工期间的地表开挖和扰动，致使地表裸露、植被稀疏、土体松散，土壤抗蚀能力降低，在大风季节产生大量以风力侵蚀为主的水土流失，在雨季产生以水力侵蚀为主的水土流失。项目建设会直接破坏、干扰地表植被，打破了地表的原有平衡状态，在风力、水力共同作用下，使植被根系网络被破坏，土壤结构变松，如不及时对植被进行恢复和重建，土壤的新坡面扰动可能成为新的侵蚀点，加剧水土流失。为减少本工程建设过程中对生态环境的破坏，第三采油厂将采取相应的工程和管理措施：

① 施工期尽量避免在春季大风季节及夏季暴雨时节进行作业；管沟回填时尽量保持原来土壤的密实度，恢复原有地表的平整度。

② 施工中尽可能缩短施工时间，提高工程施工效率，尽量减少自然植被的破坏，减少裸地面积。施工完毕后凡受到破坏的地方都要及时平整土地，恢复原貌，尽快采用种植适宜的植物，防止发生新的土壤侵蚀。

③ 施工结束后，植被（自然的、人工的）破坏区应在施工结束后的当年或来年予以恢复。对于沙地施工地段，先采取防风固沙的工程措施，避免产生新沙丘活化，并尽快恢复植被。

④ 管道在通过公路时，在坡大的地区开设排水沟、导流槽，并布设边坡砌护、铺垫等防护工程，避免水土流失。

施工期在采取有效的植被防护措施及工程防护措施，可缓解由于地表开挖、土壤堆放、植被破坏造成的水土流失。

5.2.5.6 态功系统影响分析

管道工程的建设将使评价区植被生境遭到一定程度的破坏、一些生物个体可能丧失部分生长环境，生物多样性会出现一定程度的下降。从调查河流水面，项目占地类型主要为草地、旱地和林地等，自然体系的生产力将下降，但施工完毕后随着临时占地的恢复生产力将有所回升，基本上恢复到建设前的状况。

总体来看，工程影响范围是线条状，地表植被的损失将对现有生态系统产生一定的影响，但由于损失的面积相对于沿线地区是少量的，且完工后的恢复又将弥补部分损失的生物量；同时，根据现场调查，在工程影响范围内、受工程影响的植被均属一般常见种，其生长范围广，适应性强，不存在因局部植被管理不慎而导致植物种群消失或灭绝。因此，本工程的建设不会影响区域生态系统的稳定性和完整性。

5.2.5.7 对国家二级公益林、防护林的影响分析

根据“三线一单”生态环境分区管控成果对照分析结果，本项目永久占地不涉及公益林，管线建设临时占地范围内涉及国家二级公益林、防护林，均位于榆林区域。占用国家二级公益林共有 6 条管线穿越长度 3.44km，临时占用面积 2.09hm^2，防护林共有 1 条管线穿越长度 0.21km，临时占用面积 0.12hm^2。本项目施工期对二级公益林、防护林造成的影响主要包括：管线开挖可能导致生态环境的破坏，包括地形的改变、土壤结构的破坏以及生态系统功能的丧失；改变土地利用性质，导致原有植被的破坏；导致动物栖息环境的改变，特别是对那些依赖特定生境的动物种群，施工期间的噪声、振动和临时占地可能会引起动物的行为改变，甚至导致一些动物种群的减少。

根据《国家级公益林管理办法》（林资发〔2017〕34 号），“第九条 严格控制勘查、开采矿藏和工程建设使用国家级公益林地。确需使用的，严格按照《建设项目使用林地审核审批管理办法》有关规定办理使用林地手续。涉及林木采伐的，按相关规定依法办理林木采伐手续。经审核审批同意使用的国家级公益林地，可按照本办法第十八条、第十九条的规定实行占补平衡，并按本办法第二十三条的规定报告国家林业局和财政部。”根据现场调查，占用林地以柠条等灌木林地为主，少量乔木林地主要是刺槐、旱柳等人工林，本次评价要求建设单位严格按照《建设项目使用林地审核审批管理办法》有关规定办理使用林地手续，临时占用二级公益林地、防护林，按要求在施工结束后 1 年内恢复林地植被。采取上述措施后可减少对公益林的影响。

5.2.5.8 防风固沙影响分析

项目管线不属于沙化土地封禁保护区范围，定边涉及风沙盐碱滩地治理区，靖边涉及白于山区荒漠土地治理区，由于施工中大量的土体被剥离、扰动以及土体表面植被破坏，本项目通过采取分段施工、控制施工作业带、及时对植被进行恢复、在沙化土地区域冲沟地段设置水工保护措施，并加强管理，避免施工乱砍滥伐植物资源、避免机械随意行驶等措施，防止因本项目建设导致土地沙化、遏制沙化土地蔓延。

5.2.5.9 小结

工程施工占地改变原有土地属性，破坏土壤结构，对耕地产生影响。管道穿越草地和林地，破坏植被，保持水土和维持生物多样性功能下降。受项目影响的植被在当地分布广、数量大，施工最大的影响就是造成物种个体数量减少，但不会发生某种植物区系成分的丧失或者消亡。项目临时占地及施工范围内不涉及珍稀濒危野生动物分布区，也没有涉及野生动物的通道、栖息地等敏感区，对野生动物多样性影响非常小。随着施工结束后的复种、复垦以及植被恢复，工程施工对生态环境的影响将逐渐减弱。总体上看，工程建设对生态环境影响较小。

表 5.2.5-2　生态影响评价自查表

工作内容		自查项目			
生态影响识别	生态保护目标	重要物种□；国家公园□；自然保护区□；自然公园□；世界自然遗产□；生态保护红线□；重要生境□；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域□；其他□			
	影响方式	工程占用☑；施工活动干扰☑；改变环境条件□；其他□			
	评价因子	物种□（　　） 生境□（　　） 生物群落□（　　） 生态系统□（　　） 生物多样性□（　　） 生态敏感区□（　　） 自然景观□（　　） 自然遗迹□（　　） 其他□（　　）			
评价等级		一级□	二级☑	三级□	生态影响简单分析□
评价范围		陆域面积：（35.95）km^2；水域面积：（　　）km^2			
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集☑；遥感调查☑；调查样方、样线☑；调查点位、断面□； 专家和公众咨询法□；其他□			
	调查时间	春季□；夏季□；秋季☑；冬季□ 丰水期□；枯水期□；平水期□			
	所在区域的生态问题	水土流失☑；沙漠化□；石漠化□；盐渍化□；生物入侵□；污染危害□；其他□			
	评价内容	植被/植物群落☑；土地利用☑；生态系统☑；生物多样性□；重要物种□；生态敏感区□；其他□			

生态影响预测与评价	评价方法	定性☑；定性和定量□
	评价内容	植被/植物群落□；土地利用□；生态系统□；生物多样性□；重要物种□；生态敏感区□；生物入侵风险□；其他☑
生态保护对策措施	对策措施	避让□；减缓☑；生态修复☑；生态补偿☑；科研□；其他□
	生态监测计划	全生命周期□；长期跟踪□；常规□；无☑
	环境管理	环境监理□；环境影响后评价□；其他☑
评价结论	生态影响	可行☑；不可行□
注：“□”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项。		

5.2.6 地下水影响分析

施工期涉及地下水影响的主要是站场设施拆除、管沟开挖和管线铺设以及旧管线的报废处置。

正常状况下，站场废弃设施拆除后由第三采油厂作为国有资产回收，项目原油管线清理产生的残留物为含热水的原油，回收的残留物进入管线下游站场原油集输系统。采出水管线吹扫产生的清管废水全部进入末端井场由罐车收集送就近站点采出水处理系统。各类污染物均有合理的处置去向，对土壤和地下水的影响较小。

在非正常状况下，清扫或设备残留的污油、废水散落进入土壤，且经过土壤下渗至潜水含水层，对地下水造成污染。

由于施工期清扫的污油量远小于运营期集输量，且清管废水污染物浓度较低，因此其对地下水的影响将小于运营期集输过程泄漏对地下水的影响，具体影响分析见运营期地下水影响分析章节。

5.2.7 土壤影响分析

施工期对土壤的影响主要是占压造成土壤压实和对土壤表层的剥离，由于土石方开挖、土层扰动以及对土壤肥力和性质的破坏，使土壤失去其原有的农业生产和植物生长能力。根据工程建设内容，工程施工过程的土石方开挖、回填对土壤的影响最大。工程对土壤的影响，主要表现为对土壤性质、土壤肥力的影响和土壤污染三个方面。

5.2.7.1 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

土壤结构是经过较长的历史时期形成的，管沟的开挖和回填必将破坏土壤的结构。尤其是土壤中的团粒状结构，一旦遭到破坏，必须经过较长的时间才能恢复和发展。对

农田土壤影响更大，农田土壤耕作层是保证农业生产的基础，它的深度一般在15cm~25cm，是农作物根系生长和发展的前提。管道的开挖必定扰乱和破坏土壤的耕作层，除管道开挖的部分受到直接的破坏外，开挖土堆放过程中占用农田，也会破坏农田的耕作土。此外，土层的混合和扰动，同样会改变原有农田耕作层的性质。

②混合土壤层次，改变土体构型

土壤质地因地形和土壤形成条件的不同而有较大的变化，即使同一土壤剖面，表层的土壤质地与底层的质地也截然不同。管道的开挖与回填，必定混合原有的土壤层次，降低土壤的蓄水保肥能力，易受风蚀，从而影响土壤的发育，植被的恢复；在农田区将降低土壤的耕作性能，影响农作物的生长，最终导致农作物产量下降。

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，将大大改变土壤的紧实程度，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。

5.2.7.2 土壤肥力影响

土体构型是土壤剖面中各种土层的组合情况。不同土层的特征及理化性质差异较大。就养分状况而言，表土层（腐殖质层或耕层）远较新土层好，其有机质、全氮、速效磷、钾等含量高，紧实度、空隙状况适中，适耕性强。施工对原有土体构型势必扰动，使土壤养分状况受到影响，严重者将使土壤性质恶化，并波及其上生长的植物，甚至难以恢复。

根据有关资料统计，管道工程对土壤养分的影响与土壤的理化性状密切相关。在实行分层堆放，分层覆土回填的措施下，土壤中的有机质将下降30%～40%，土壤养分将下降30%～50%，其中全氮下降43%左右，磷素下降40%，钾素下降43%。这表明即使是对表土实行分层堆放和分层覆土回填，管道工程对土壤养分仍具有明显的影响，仍然会导致土地生物生产量的下降。

5.2.7.3 土壤污染影响

施工期涉及土壤影响的源与地下水污染源一致。正常状况下，各类污染物均有合理的处置去向，对土壤的影响较小。

在非正常状况下，清扫或设备残留的污油、废水散落进入土壤，且经过土壤下渗至潜水含水层，对地下水造成污染。

由于施工期清扫的污油量远小于运营期集输量，且清管废水污染物浓度较低，因此

其对土壤的影响将小于运营期集输过程泄漏对土壤的影响，具体影响分析见运营期土壤影响分析章节。

5.2.8 管线穿跨越工程影响分析

本次油维管线工程主要包括干气管线 1 条，天然气管线 1 条，采出水管线 2 条，含水原油管线 7 条，输水管线 1 条，沿途穿越沥青道路 14 处，穿越油区土路 33 处，跨越冲沟 6 处，跨越河流 3 处。穿越沥青路采用顶管穿越，设置钢筋混凝土套管；穿越油区土路采取大开挖穿越，设置钢筋混凝土套管；跨越冲沟和河流采取依托旧桁架或对现有桁架进行隐患治理的方式，隐患治理跨越在跨越处两端设置固定推力支墩。

（1）大开挖

开挖作业会对冲沟和道路造成暂时性破坏。

冲沟开挖深度一般在冲沟设计冲刷线以下 2m 左右，待施工完成后，采用恢复措施，覆土复原植被恢复，一般大开挖施工期较短（3～5 天）。对冲沟产生影响较小。

（2）跨越冲沟和河流

工程总体涉及跨越 8 处，跨越冲沟合计 6 处，均依托现有桁架；跨越河流 3 处，其中依托现有桁架 2 处，对现有桁架进行隐患治理 1 处。依托跨越长度合计 473m，隐患治理桁架跨越合计 142m，总跨越长度 615m。

施工不会对水体扰动，施工期较短，在妥善处置施工产生的弃土弃渣等环保措施后，工程施工对河流水质和生态系统不会产生不利影响。

6 运行期环境影响预测与评价

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

运行期站场产生的废气、废水、噪声和固废可能对外环境产生影响。

6.1 环境空气影响分析

本项目工程主要为管线工程和站场，仅站场在运行期涉及废气排放。

项目运行期废气污染源主要为冯 52-58 增新增处理规模产生的无组织排放的烃类气体和加热炉烟气，主要污染物为非甲烷总烃和加热炉烟气（颗粒物、SO_2、NOx）。

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 6.1.1-1。

表 6.1.1-1 估算模式所需参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/℃		36.4
最低环境温度/℃		-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/°	/

（3）预测因子

本次评价预测因子有：PM_{10}、SO_2、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

本项目改建后冯 52-58 增新增 1 台 300kW 加热炉，有组织排放源的环境影响因子为 PM_{10}、SO_2 及 NO_X，本次评价以冯 52-58 增加热炉为评价对象，具体污染物排放状况见表 6.1.2-1。

表 6.1.2-1　有组织排放点源预测源强

点源名称	排气筒底部中心坐标		海拔高度(m	排气筒高度(m)	排气筒内径(m)	烟气流速(m/s)	烟气温度(℃)	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
冯 52-58 增加热炉	108.60814020	37.24006290	1707	8	0.12	10.59	120	8760	正常	0.001	0.0004	0.025

（2）估算结果及分析评价

采用 AERSCREEN 估算模型计算站场加热炉烟气污染物下风向落地浓度，估算结果最大值统计见表 6.1.2-2。

表 6.1.2-2　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/m³)	占标率(%)	预测浓度(μg/m³)	占标率(%)	预测浓度(μg/m³)	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 6.1.2-2 可以看出，冯 52-58 增加热炉燃烧废气 PM_{10}、SO_2、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 无组织废气影响分析

根据工程分析，本次评价选取冯 52-58 增产生的非甲烷总烃作为预测对象，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 6.1.3-1。

表 6.1.3-1　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
单位	m	m	°	m	h	/	/	kg/h
冯 52-58 增	43	85	35	3	8760	连续	非甲烷总烃	0.51

（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 6.1.3-2。

表 6.1.3-2　面源预测结果一览表

下风向距离	冯 52-58 增	
	NMHC 浓度(μg/m³)	占标率(%)
50	64.491	3.22
100	75.801	3.79
102	**75.805**	**3.80**
200	69.175	3.46
300	56.611	2.83
400	46.271	2.31
500	39.294	1.96
600	35.059	1.75
700	31.382	1.57
800	28.468	1.42
900	26.094	1.30
1000	24.121	1.21
1200	20.988	1.05
1400	18.491	0.92
1600	16.425	0.82
1800	15.141	0.76
2000	13.626	0.68
2500	10.802	0.54

根据预测结果，冯 52-58 增非甲烷总烃浓度最大落地浓度为 75.805μg/m³，

占标率为 3.80%，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，且生产设施均为密闭装置，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 6.1.4-1～表 6.1.4-3。

表 6.1.4-1 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/m³）	核算排放速率（kg/h）	核算年排放量（t/a）	标准限定排放浓度 (mg/m³)	是否达标
一般排放口							
1	DA001（冯 52-58 增加热炉）	颗粒物	4.8	0.001	0.013	10	达标
		SO_2	1.5	0.0004	0.004	50	达标
		NO_x	80	0.025	0.226	150	达标
		林格曼黑度	＜1	/	/	≤1	达标

表 6.1.4-2 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/m³）	
1	/	冯 52-58 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	4.1

表 6.1.4-3 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	0.013
2	SO_2	0.004
3	NO_x	0.226
4	非甲烷总烃	4.10

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 6.1.5-1 项目大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目		
评价等级与范围	评价等级	一级□	二级√	三级□
	评价范围	边长=50km□	边长=5～50km□	边长=5km√
评价因子	SO_2+NOx 排放量	≥2000t/a□	500～2000t/a□	<500t/a√
	评价因子	基本污染物（SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3）		包括二次 $PM_{2.5}$□

		其他污染物（非甲烷总烃）			不包括二次 $PM_{2.5}$√		
评价标准	评价标准	国家标准√	地方标准□		附录 D□	其他标准√	
现状评价	评价功能区	一类区□	二类区√		一类区和二类区□		
	评价基准年	（2024）年					
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据☐	主管部门发布的数据√		现状补充检测√		
	现状评价	达标区☑			不达标区☐		
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源☑ 本项目非正常排放源□ 现有污染源□	拟替代的污染源☑		其他在建、拟建项目污染源□	区域污染源□	
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD□	ADMS□	AUSTAL2000□	EDMS/AEDT□	CALPUFF□	网格模型□	其他☑
	预测范围	边长≥50km□			边长 5～50km□		边长=5km☑
	预测因子	预测因子（SO_2、NO_X、颗粒物、非甲烷总烃）			包括二次 $PM_{2.5}$□ 不包括二次 $PM_{2.5}$☑		
	正常排放短期浓度贡献值	$C_{本项目}$最大占标率≤100%√			$C_{本项目}$最大占标率>100%□		
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	$C_{本项目}$最大占标率≤10%□		$C_{本项目}$最大占标率>10%□		
		二类区	$C_{本项目}$最大占标率≤30%□		$C_{本项目}$最大占标率>30%□		
	非正常1h浓度贡献值	非正常持续时长 （/）h	$C_{非正常}$占标率≤100%□			$C_{非正常}$占标率>100%□	
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	$C_{叠加}$达标□			$C_{叠加}$不达标□		
	区域环境质量的整体变化情况	k≤-20%□			k>-20%□		
环境监测计划	污染源监测	监测因子：（颗粒物、SO_2、NOx、非甲烷总烃）		有组织废气监测☑ 无组织废气监测☑		无监测□	
	环境质量监测	监测因子：（/）		监测点位数（/）		无监测☑	
评价结论	环境影响	可以接受☑		不可以接受□			
	大气环境防护距离	距（/）厂界最远（/）m					
污染源年排放量		SO_2:0.004t/a	NOx: 0.226t/a	颗粒物:0.013/a	非甲烷总烃：4.10t/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6.2.1-1。

表 6.2.1-1　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	靖三联、柳72-33脱、油十转	石油类、悬浮物	连续	回注油层

6.2.2 地表水环境影响分析

根据工程分析，本项目改造站场均不涉及新增工作人员，项目靖三联、柳72-33脱、油十转新增一体化采出水设备后不新增废水，采出水经采出水处理系统处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）V级标准限值要求后回注，不排入地表水体，对周围地表水环境基本无影响。

本次涉及的采出水站场改造均为技改，处理规模不新增，处理后达标的采出水依托现有的注水管网及注水井回注，依托可行。

项目废水污染物排放信息表详见下表。

表 6.2.2-1　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	采出水	石油类、SS	不外排	/	1#	采出水处理一体化集成装置	沉降+气浮+过滤	/	是	企业总排 雨水排放 清净下水排放 温排水排放 车间或车间处理设施排放口

表 6.2.2-2　项目地表水环境影响评价自查表

工作内容		自查项目	
影响识别	影响类型	水污染影响型√；水文要素影响型□	
	水环境保护目标	饮用水水源保护区□；饮用水取水口；涉水的自然保护区□；重要湿地□； 重点保护与珍稀水生生物的栖息□；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等渔业水体□；涉水的风景名胜区□；其他√	
	影响途径	水污染影响型	水文要素影响型
		直接排放□；间接排放□；其他√	水温□；径流□；水域面积□
	影响因子	持久性污染物□；有毒有害污染物□；非持久性污染物√； pH值□；热污染□；富营养化□；其他□	水温□；水位（水深）□；流速□；流量□；其他□

<table>
<tr><th colspan="2">工作内容</th><th colspan="5">自查项目</th></tr>
<tr><td colspan="2" rowspan="2">评价等级</td><td colspan="3">水污染影响型</td><td colspan="2">水文要素影响型</td></tr>
<tr><td colspan="3">一级□；二级□；三级 A□；三级 B√；</td><td colspan="2">一级□；二级□；三级□；</td></tr>
<tr><td rowspan="8">现状调查</td><td rowspan="2">区域污染源</td><td colspan="2">调查项目</td><td colspan="3">数据来源</td></tr>
<tr><td>已建□；
在建□；
拟建□；
其他□；</td><td>拟替代的污染源□；</td><td colspan="3">排污许可证□；环评□；环保验收□；既有实测□；现场监测□；入河排放数据□；其他□</td></tr>
<tr><td rowspan="2">受影响水体水环境质量</td><td colspan="3">调查项目</td><td colspan="2">数据来源</td></tr>
<tr><td colspan="3">丰水期□；平水期√；枯水期□；冰封期□；
春季√；夏季□；秋季□；冬季□；</td><td colspan="2">生态环境保护主管部门□；补充监测☑；其他□；</td></tr>
<tr><td>区域水资源开发利用状况</td><td colspan="5">未开发□；开发量40%以下□；开发量40%以上□；</td></tr>
<tr><td rowspan="2">水文情势调查</td><td colspan="3">调查时期</td><td colspan="2">数据来源</td></tr>
<tr><td colspan="3">丰水期□；平水期□；枯水期□；冰封期□；
春季□；夏季□；秋季□；冬季□；</td><td colspan="2">水行政主管部门□；补充监测□；其他□；</td></tr>
<tr><td rowspan="2">补充监测</td><td>监测时期</td><td colspan="2">监测因子</td><td colspan="2">监测断面或点位</td></tr>
<tr><td>丰水期□；平水期□；枯水期□；冰封期□；
春季□；夏季□；秋季□；冬季□；</td><td colspan="2">（/）</td><td colspan="2">监测断面或点位个数（/）</td></tr>
<tr><td rowspan="5">现状评价</td><td>评价范围</td><td colspan="5">河流：长度（ ）km；湖库、河口及近岸海域：面积（ ）km^2</td></tr>
<tr><td>评价因子</td><td colspan="5">（石油类）</td></tr>
<tr><td>评价标准</td><td colspan="5">河流、湖库、河口：I类□；II类□；III类√；IV类□；V类□；
近岸海域：第一类□；第二类□；第三类□；第四类□；
规划年评价标准（ ）</td></tr>
<tr><td>评价时期</td><td colspan="5">丰水期□；平水期□；枯水期□；冰封期□；
春季□；夏季□；秋季□；冬季□；</td></tr>
<tr><td>评价结论</td><td colspan="4">水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标状况□；达标□；不达标□；
水环境控制单元或断面水质达标状况□；达标□；不达标□；
水环境保护目标质量状况□；达标□；不达标□；
对照断面、控制断面等代表性断面的水质状况□；达标□；不达标□；
底泥污染评价□；
水资源与开发利用程度及其水文情势评价□；
水环境质量回顾评价□；
流域（区域）水资源（包括水能资源）与开发利用总体状况、生态流量管理要求与现状满足程度、建设项目占用水域空间的水流状况与河湖演变状况□；</td><td>达标区□；
不达标区□；</td></tr>
</table>

工作内容		自查项目				
影响预测	预测范围	河流：长度（/）km；湖库、河口及近岸海域：面积（/）km^2				
	预测因子	（/）				
	预测时期	丰水期□；平水期□；枯水期□；冰封期□； 春季□；夏季□；秋季□；冬季□； 设计水文条件□；				
	预测情景	施工期□；生产运行期□；服务期满后□； 正常工况□；非正常工况□； 污染控制和减缓措施方案□； 区（流）域环境质量改善目标要求情景□；				
	预测方法	数值解□；解析解□；其他□；导则推荐模式□；其他□；				
影响评价	水污染控制和水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 □；替代削减源 □；				
	水环境影响评价	排放口混合区外满足水环境管理要求□； 水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标□； 满足水环境保护目标水域水环境质量要求□； 水环境控制单元或断面水质达标□； 满足重点水污染物排放总量控制指标要求，重点行业建设项目，主要污染物排放满足等量或减量替代要求□； 满足区（流）域水环境质量改善目标要求□； 水文要素影响型建设项目同时应包括水文情势变化评价、主要水文特征值影响评价、生态流量符合性评价□； 对于新设或调整入河（湖库、近岸海域）排放口的建设项目，应包括排放口设置的环境合理性评价□； 满足生态保护红线、水环境质量底线、资源利用上线和环境准入清单管理要求□；				
	污染源排放量核算	污染物名称		排放量/（t/a）		排放浓度/（mg/L）
		（/）		（/）		（/）
	替代源排放情况	污染源名称	排放许可证编号	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√；水文减缓设施□；生态流量保障设施□；区域消减□；依托其他工程措施√；其他□；				
	监测计划			环境质量		污染源
		监测方式		手动□；自动□；无监测□；		手动□；自动□；无监测√；
		监测点位		（/）		（/）
		监测因子		（/）		（/）
	污染物排放清单	√				

工作内容	自查项目
评价结论	可以接受√；不可以接受□；
注：“□”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容	

6.3 地下水环境影响分析与评价

根据工程分析，本项目站场改造工程中可能造成地下水环境影响的主要为站场采出水处理系统改造、新建改建分离缓冲罐、沉降脱水罐等工程，集输管线工程中可能造成地下水环境影响的主要为采出水管线、原油管线。本项目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

工程分类	影响原因	影响途径或方式	涉及场地	影响对象与结果
采出水处理装置区污水池	池体破损泄漏	污染物通过包气带进入含水层	靖三联	第四系风积黄土潜水含水层水质受到污染
分离缓冲罐、沉降脱水罐、净化水罐等各类储罐	罐体发生破损泄漏	污染物通过包气带进入含水层	冯 52-58 增、油十转、油一联、柳 104-262 增、靖三联、柳 72-33 脱水站	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	本项目采出水集输管线、原油集输管线工程	第四系风积黄土潜水含水层、第四系冲洪积孔隙潜水含水层、白垩系环河组裂隙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站场工程和管线工程。站场工程主要为冯52-58增、油十转、南十二转、油一联、靖三联轻烃厂、靖三联、柳104-262增、靖一联、柳72-33脱水站站内改造。管线隐患治理工程为干气管线1条、天然气管线1条、采出水管线2条、含水原油管线7条，输水管线1条，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、37石油开采”和“F、41 石油、天然气、成品油管线（不含城市天然气管线）”。

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。按照《环境影响评价

技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中地下水污染防渗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。

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，本报告重点分析以下非正常状况：

（1）靖三联污水池泄漏对地下水环境的影响；

（2）油一联沉降脱水罐泄漏对地下水环境的影响；

（3）北一转至柳 25-45 采出水管线泄漏对地下水环境的影响；

（4）油二联-油一联输油管线泄漏对地下水环境的影响。

6.3.2.1 靖三联污水池泄漏对地下水环境影响分析

根据工程分析，靖三联改造工程中改造污水池 1 座，尺寸为 8m×10m×4m，池体为地下结构，材质为防渗混凝土，正常情况下不会对地下水环境产生影响，在非正常情况下池体因腐蚀或其他原因出现破损导致污染物发生渗漏，则有可能会对地下水环境产生影响。

（1）预测情景

本次预测评价假设污水污油池因腐蚀或其他原因出现破损导致污染物发生渗漏，根据《地下工程防水技术规范》（GB 50108-2008），水池渗水量按照池体防水等级为三级时，任意 100m^2 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。靖三联污水池浸湿面积最大为 224m^2，正常情况下渗水量不超过 39.2L/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 392L/d。根据油田日常管理情况，站场检修期为 30d。

（2）预测因子

根据工程分析，油田采出水水质中污染因子主要包括 COD、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、六价铬、镉等，本次评价按照单因子指数法选择其中指数值较高的因子进行预测评价。

根据下表中单因子指数计算结果，本次预测选取石油类和六价铬作为预测因子。根据污水池非正常状况下渗漏水量，石油类泄漏源强为 0.0303kg/d，六价铬源强为 0.000067kg/d。30 天后发现泄漏并采取措施后停止泄漏。

表 6.3.2-1 采出水水质单因子指数计算表

污染因子	COD	氨氮	总磷	石油类	挥发酚

污染物浓度（mg/L）	1023	61.8	4.39	77.2	0.044
III 类标准值（mg/L）	3	0.5	0.2	0.05	0.002
单因子指数（Pi）	341	123.6	21.95	1544	22
污染因子	**硫化物**	**阴离子表面活性剂**	**六价铬**	**镉**	
污染物浓度（mg/L）	0.84	0.701	0.172	0.008	
III 类标准值（mg/L）	0.02	0.3	0.05	0.005	
单因子指数（Pi）	42	2.34	3.44	1.6	

（3）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，靖三联所在区域潜水含水层为第四系风积黄土孔隙含水层，本次评价选取该含水层作为污染预测含水层。

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：

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

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

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，m^2/d；

D_t — 横向 y 方向的弥散系数，m^2/d；

π — 圆周率；

$K_0(\beta)$ — 第二类零阶修正贝塞尔函数；

$W(\frac{u^2t}{4D_L},\beta)$ — 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。下面对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 40m。

含水层渗透系数——根据区域地下水勘察报告，第四系黄土潜水含水层渗透系数为 0.26~0.46m/d，本次评价均取其最大值。

水力坡度——水力坡度，无量纲，含水层水力坡度的平均值为 0.015；

有效孔隙度——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，第四系风积黄土孔隙含水层有效孔隙度为 0.30；

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 6.3.2-2。

表 6.3.2-2　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	0.3	0.023	20	2

（4）预测结果

本次预测选取 30d、100d、1000d 及污染物超标运移最远距离对应时间共计四个时间点，当污水池发生泄漏后，随着时间推移，污染物在第四系风积黄土孔隙潜水含水层的运移情况见表 6.3.2-3、图 6.3.2-1、图 6.3.2-2。

①石油类污染物在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，在污水池泄漏 30d 时，地下水中石油类浓度最大为 47.181mg/L，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 14.3m，最大超标距离为 11.5m；随着时间的推移，石油类浓度逐渐变小；第 100d 时，地下水中石油类浓度最大为 0.489mg/L，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 26.6m，最大超标距离为 20.6m；第 500d 时，地下水中石油类浓度最大为 0.085mg/L，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 54.7m，最大超标距离为 32.8m；

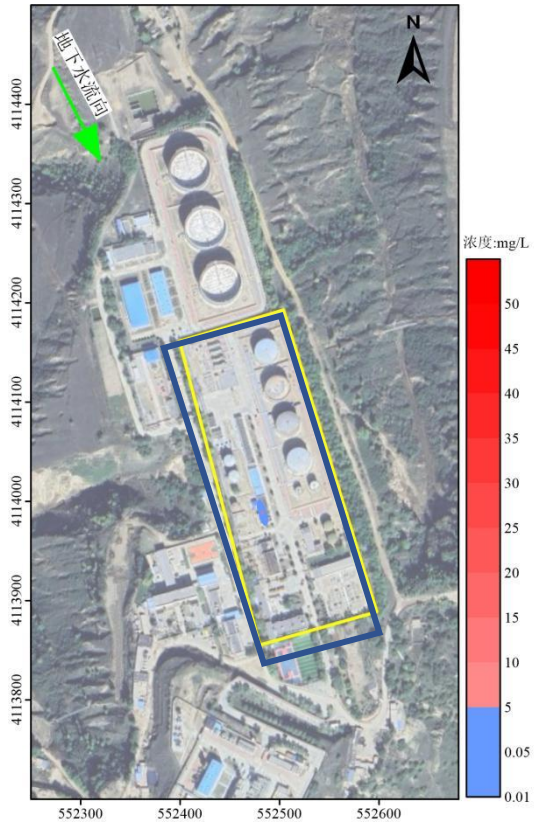
第 1000d 时，地下水中石油类浓度最大为 0.042mg/L，低于《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准限值 0.05mg/L，最大运移距离为 73.7m。根据下游厂界处污染物浓度 3650d 历时曲线计算结果，地下水中石油类浓度预测期内均未超出 III 类标准限值 0.05mg/L，对地下水环境影响较小。

②六价铬污染物在第四系风积黄土孔隙潜水含水层预测结果

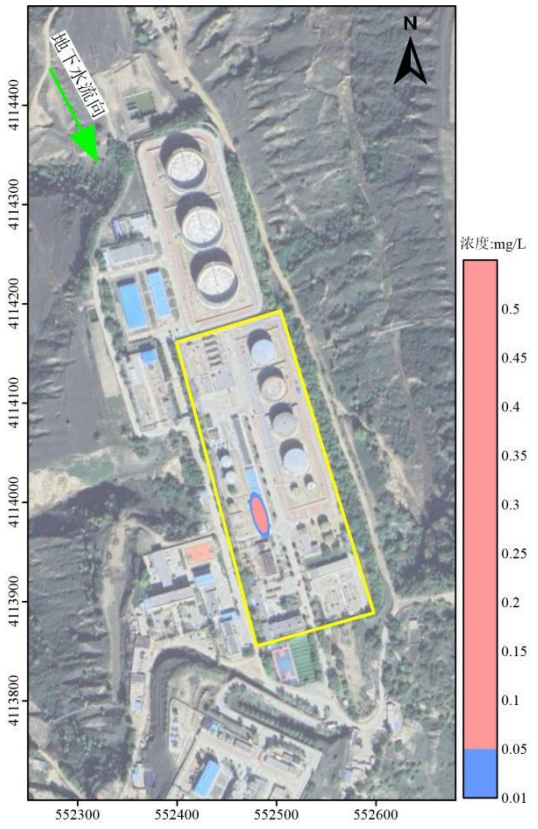
从图表中可以看出，在非正常状况下，在污水池泄漏 30d 时，地下水中六价铬浓度最大为 0.064mg/L，超出《地下水质量标准》（GB/T14848-2014）中 III 类标准限值 0.05mg/L，最大运移距离为 3.4m，最大超标距离为 0.4m，随着时间的推移，六价铬浓度逐渐变小；第 40d 时，地下水中六价铬浓度最大为 0.004mg/L，未超出《地下水质量标准》（GB/T14848-2014）中 III 类标准限值 0.05mg/L，最大运移距离为 1.8m；第 100d 时，地下水中六价铬最大浓度已低于检出限 0.004mg/L，对地下水环境影响很小。根据下游厂界污染物浓度 3650d 历时曲线计算结果，地下水中六价铬浓度在预测期内均未超出 III 类标准限值 0.05mg/L，对地下水环境影响较小。

表 6.3.2-3　各预测时段地下水中污染物预测结果

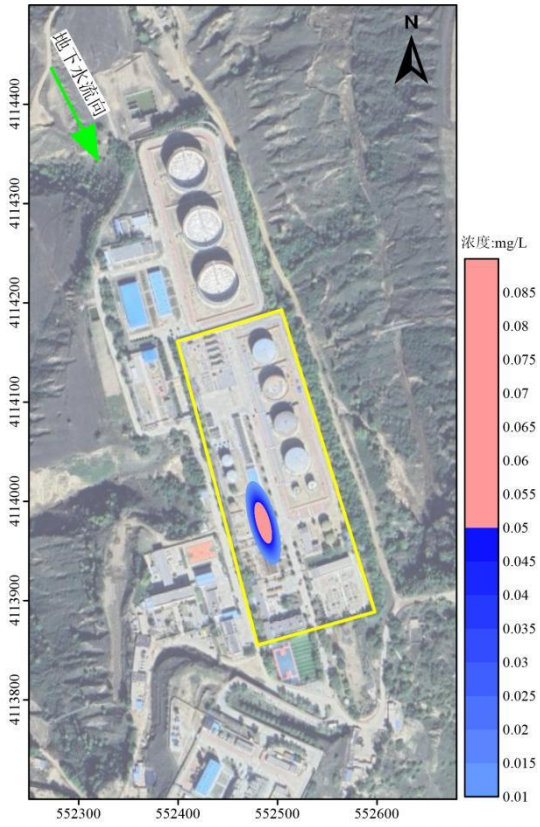
预测因子	运移时间	下游最大浓度(mg/L)	影响范围(m^2)	超标范围(m^2)	最大运移距离(m)	最大超标距离(m)
石油类	30d	47.181	188	123	14.3	11.5
	100d	0.489	610	355	26.6	20.6
	500d	0.085	1907	472	54.7	32.8
	1000d	0.042	2588	0	73.7	0
六价铬	30d	0.064	10	0.2	3.4	0.4
	40d	0.004	2	0	1.8	0
	100d	0.004ND	0	0	0	0
	1000d	0.004ND	0	0	0	0


地下水流向
N
浓度:mg/L
50
45
40
35
30
25
20
15
10
5
0.05
0.01
4114400
4114300
4114200
4114100
4114000
4113900
4113800
552300
552400
552500
552600

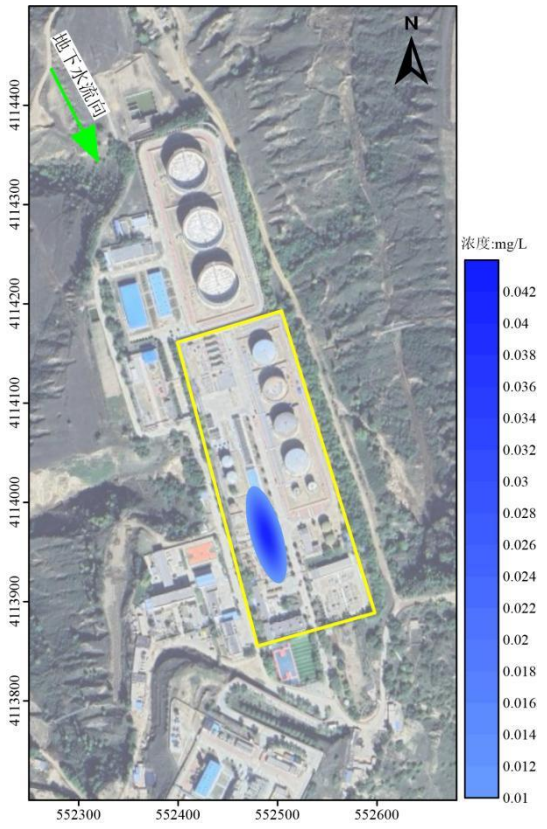
（30d）


地下水流向
N
浓度:mg/L
0.5
0.45
0.4
0.35
0.3
0.25
0.2
0.15
0.1
0.05
0.01
4114400
4114300
4114200
4114100
4114000
4113900
4113800
552300
552400
552500
552600

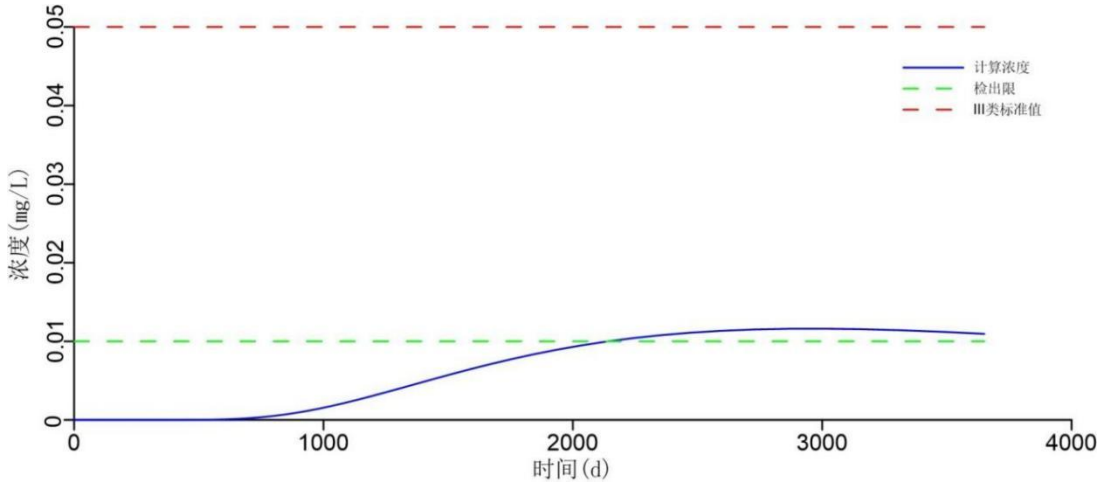
（100d）


地下水流向
N
浓度:mg/L
0.085
0.08
0.075
0.07
0.065
0.06
0.055
0.05
0.045
0.04
0.035
0.03
0.025
0.02
0.015
0.01
4114400
4114300
4114200
4114100
4114000
4113900
4113800
552300
552400
552500
552600

（500d）

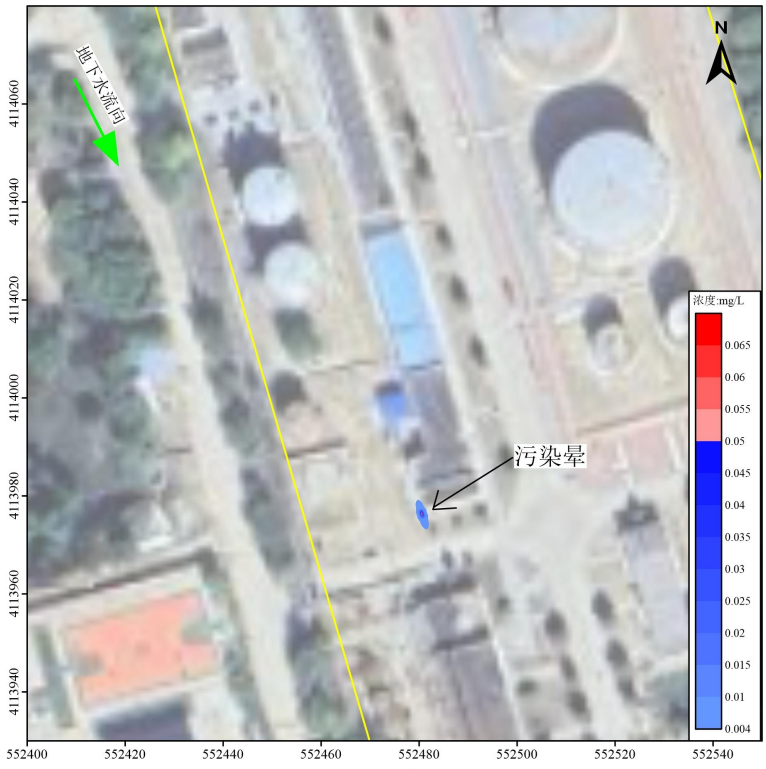

地下水流向
N
浓度:mg/L
0.042
0.04
0.038
0.036
0.034
0.032
0.03
0.028
0.026
0.024
0.022
0.02
0.018
0.016
0.014
0.012
0.01
4114400
4114300
4114200
4114100
4114000
4113900
4113800
552300
552400
552500
552600

（1000d）



（下游厂界历时曲线）

图 6.3.2-1　各预测时段地下水中石油类污染羽分布范围



（30d）

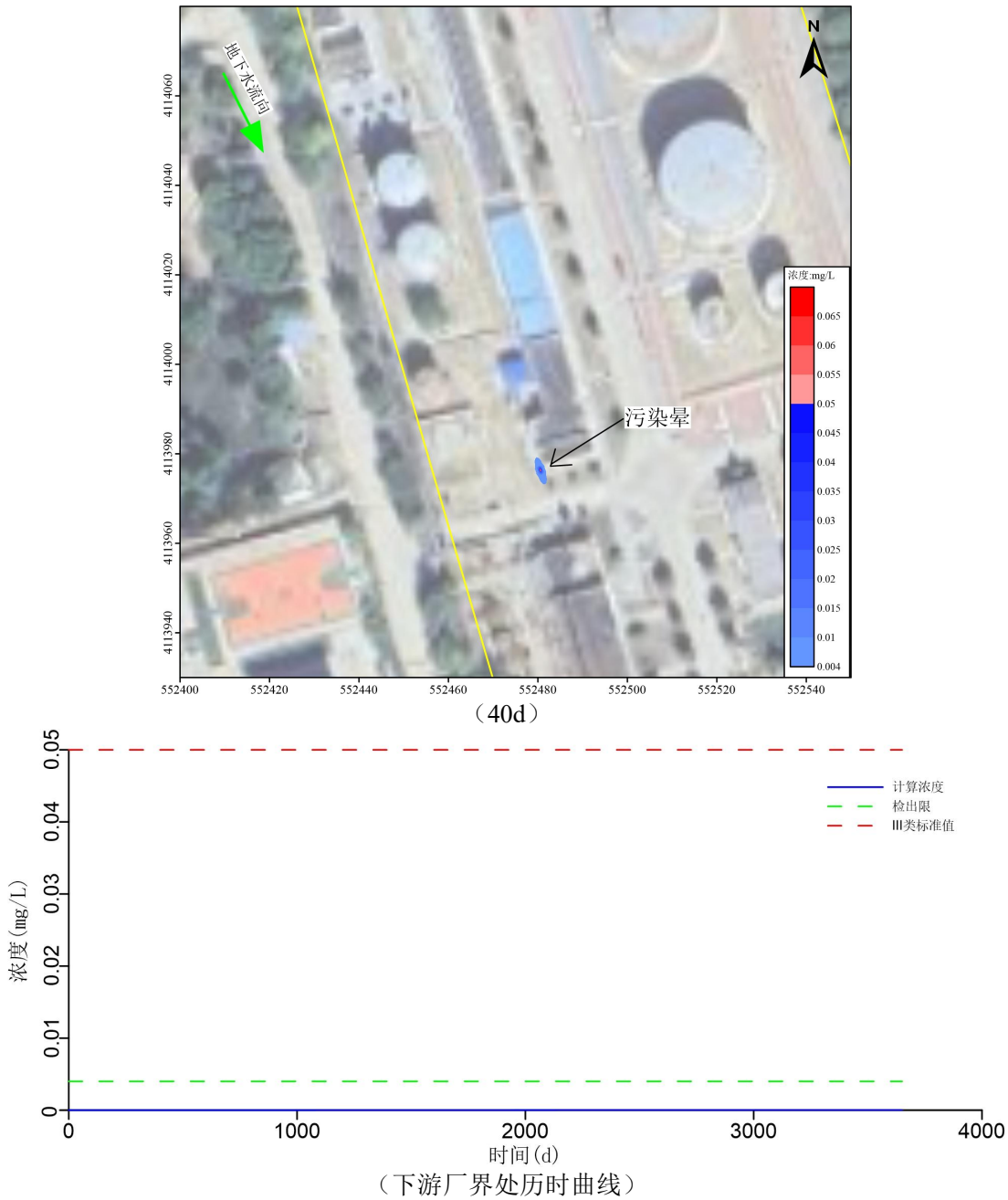


图 6.3.2-2　各预测时段地下水中六价铬污染羽分布范围

6.3.2.2 储罐泄漏对地下水环境的影响

根据工程分析，本项目站场改造工程中多个场地都涉及到新建或改建储罐，涉及的储罐类型包括分离缓冲罐、沉降脱水罐、缓冲罐、事故罐、净化水罐等多种类型，按照其中储存介质类型考虑，对地下水环境可能产生影响较大的主要是分离缓冲罐、沉降脱水罐和缓冲罐，其中冯 52-58 增新建一座分离缓冲罐，容积为 40m^3；油一联新建一座沉降脱水罐、容积为 1000m^3；缓冲罐在柳 104-262 增、靖三联和柳 72-33 脱水站内均有涉及，容积分别为 20m^3、200m^3 和 100m^3。因此本次评价从最不利的情况考虑，预测储罐容积最大的油一联沉降脱水罐发生非正

常状况的情况下对地下水环境的影响。

（1）预测情境及源强

源强的渗漏量计算参照美国石油学会制定的《Standard for In-Service Inspection of Fixed-Roof Tanks》（API 581-2008）中对储罐泄漏的计算方法。储罐正常状况下源强按如下方法计算：

$$Q=0.13\cdot\pi\cdot d\cdot\sqrt{2gh}\cdot n,\quad K>86.4d^2 \qquad (F.2)$$

$$Q=0.08\cdot d^{0.2}\cdot h^{0.9}\cdot K^{0.74}\cdot n,\quad K\le 86.4d^2 \qquad (F.3)$$

式中：

Q——罐体渗漏速率，m^3/d；

d——泄漏孔直径，mm，一般取值 3.175mm；

n——储罐泄漏孔的个数，详见表 F.2；

h——如果储罐底部设有防渗层，泄漏速率计算时流体液位高度 h 可设为 0.0762 m，若无防渗层，则按照储罐内实际的流体液位高度进行计算；

g——重力加速度，$9.81m/s^2$；

K——污染物在多孔介质中的渗透系数，m/d，可由 F.4 计算获取；

$$K=k_w\left(\frac{\rho_l}{\rho_w}\right)\left(\frac{\mu_w}{\mu_l}\right) \qquad (F.4)$$

式中：

ρ_l—污染物的密度，kg/m^3；

μ_l—污染物动力粘度，$N\text{-}s/m^2$，代表性介质的密度和动力粘度详见表 F.3；

ρ_w—水的密度；

μ_w—水的动力粘度；

K_w—水在多孔介质中的渗透系数的平均值（m/d），确定方法见式 F.5：

$$k_w=864\frac{(k_{w\text{-}L}+k_{w\text{-}U})}{2} \qquad (F.5)$$

$k_{w\text{-}L}$—水在多孔介质中渗透系数的下限值，cm/s，见表 F.4；

$k_{w\text{-}U}$—水在多孔介质中渗透系数的上限值，cm/s，见表 F.4；

表 F.2　储罐罐底泄漏孔个数

储罐直径 (m)	罐底泄漏孔个数
30.5	1
61.0	4
91.4	9
注：其他直径尺寸的储罐，漏孔个数可以通过式 F.6 计算。	

表 F.3　代表性介质和性质参数

流体介质	代表性介质	摩尔分子量	流体密度 (kg/m^3)	流体动力粘度 ($N-s/m^2$)
汽油	C6-C8	100	684.018	4.01×10^{-3}
轻柴油	C9-C12	149	734.011	1.04×10^{-3}
重柴油	C13-C16	205	764.527	2.46×10^{-3}
燃料油	C17-C25	280	775.019	3.69×10^{-2}
原油	C17-C25	280	775.019	3.69×10^{-2}
重燃料油	C25+	422	900.026	4.60×10^{-2}
重原油	C25+	422	900.026	4.60×10^{-2}

表 F.4　松散介质类型和性质参数

土壤类型	渗透系数下限值(cm/s)	渗透系数上限值(cm/s)	土壤孔隙度
粗砂	1×10^{-1}	1×10^{-2}	0.33
细砂	1×10^{-2}	1×10^{-3}	0.33
精细砂	1×10^{-3}	1×10^{-5}	0.33
淤泥	1×10^{-5}	1×10^{-6}	0.41
砂质粘土	1×10^{-6}	1×10^{-7}	0.45
粘土	1×10^{-7}	1×10^{-8}	0.50

计算过程详述如下：

①根据项目场地及评价区水文地质条件，油一联场地内表层为第四系风积黄土，考虑风险最大的情况按精细砂考虑其渗透系数参数，因此根据式 F.5，kW_{-L} 取值为 1×10^{-3}cm/s、kW_{-U} 取值为 1×10^{-5}cm/s，计算得到 kW 值为 0.43632m/d。

②沉降脱水罐中泄漏液体为采出水，密度ρ_l和动力粘土μ_l取值均按水进行考虑，因此根据式 F.4 计算得到 K 值为 0.43632m/d。

③经过计算，K 大于 $86.4d^2$，因此按照式 F.2 计算储罐泄漏量。其中泄漏孔直径 d 一般取值为 3.175mm，流体液位高度 h 按 5m 计算；根据表 F.2，油一联沉降脱水罐罐底直径小于 30.5m，因此罐底泄漏孔个数 n 为 1。据此，按照式 F.2 计算正常状况下沉降脱水罐泄漏量 Q 为 $0.01283m^3/d$。

④非正常状况一般按正常状况的 10 倍计算，因此非正常状况下，沉降脱水罐泄漏量 Q 为 $0.1283m^3/d$。

根据企业管理制度，沉降脱水罐检修期为 30 天一次，检修发现非正常泄漏后及时采取处理措施后，停止继续泄漏，已泄漏进入地下水的污染物仍继续向地下水下游运移。

（2）预测因子

沉降脱水罐中采出水污染物类型和浓度参考表 6.3.2-1 中计算结果，预测因子选择石油类和六价铬，污染物浓度分别为 77.2mg/L 和 0.172mg/L，根据沉降脱水罐非正常状况下渗漏水量，石油类泄漏源强为 0.0099kg/d，六价铬源强为 0.000022kg/d。30 天后发现泄漏并采取措施后停止泄漏。

（3）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，油一联所在区域潜水含水层为第四系风积黄土孔隙含水层，本次评价选取该含水层作为污染预测含水层。

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。

预测模型参数的确定：定边区域第四系风积黄土含水层参数选取情况如下：

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 40m。

含水层渗透系数——根据区域地下水勘察报告，第四系黄土潜水含水层渗透系数为 0.20~0.43m/d，本次评价均取其最大值。

水力坡度——水力坡度，无量纲，项目场地所在区域水力坡度平均值为 0.01；

有效孔隙度——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，第四系风积黄土孔隙含水层有效孔隙度为 0.30；

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 6.3.2-4。

表 6.3.2-4　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）
定边油区第四系风积黄土孔隙潜水含水层	40	0.43	0.01	0.3	0.014	20	2

（4）预测结果

本次预测选取 30d、100d、1000d 及污染物超标运移最远距离对应时间共计四个时间点，当沉降脱水罐发生泄漏后，随着时间推移，污染物在第四系风积黄土孔隙潜水含水层的运移情况见表 6.3.2-5、图 6.3.2-3、图 6.3.2-4。

①石油类污染物在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，在沉降脱水罐泄漏 30d 时，地下水中石油类浓度最大为 25.147mg/L，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 10.3m，最大超标距离为 8.1m；随着时间的推移，石油类浓度逐渐变小；第 100d 时，地下水中石油类浓度最大为 0.264mg/L，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 18.8m，最大超标距离为 13.7m；第 300d 时，地下水中石油类浓度最大为 0.078mg/L，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 29.5m，最大超标距离为 15.8m；第 1000d 时，地下水中石油类浓度最大为 0.023mg/L，低于《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 43.8m。根据下游厂界处污染物浓度 3650d 历时曲线计算结果，地下水中石油类浓度预测期内均未超出 III 类标准限值 0.05mg/L，对地下水环境影响较小。

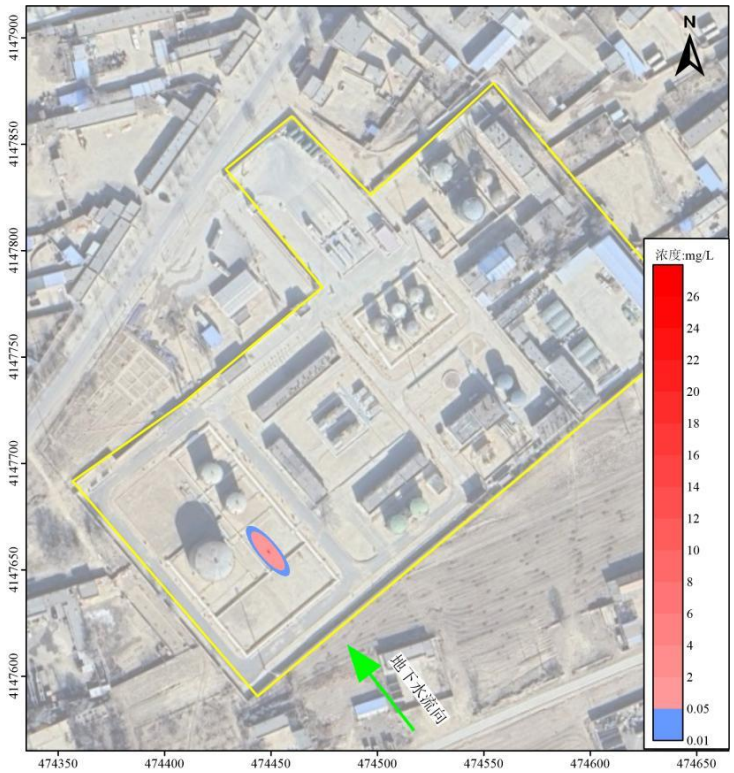
②六价铬污染物在第四系风积黄土孔隙潜水含水层预测结果

从图表中可以看出，在非正常状况下，在沉降脱水罐泄漏 30d 时，地下水中六价铬浓度最大为 0.0468mg/L，未超出《地下水质量标准》（GB/T14848-2014）中 III 类标准限值 0.05mg/L，最大运移距离为 1.4m，随着时间的推移，六价铬浓度进一步降低；第 40d 时，地下水中六价铬最大浓度已低于检出限 0.004mg/L，对地下水环境影响很小。根据下游厂界污染物浓度 3650d 历时曲线计算结果，地下水中六价铬浓度在预测期内均未超出 III 类标准限值 0.05mg/L，对地下水环境影响较小。

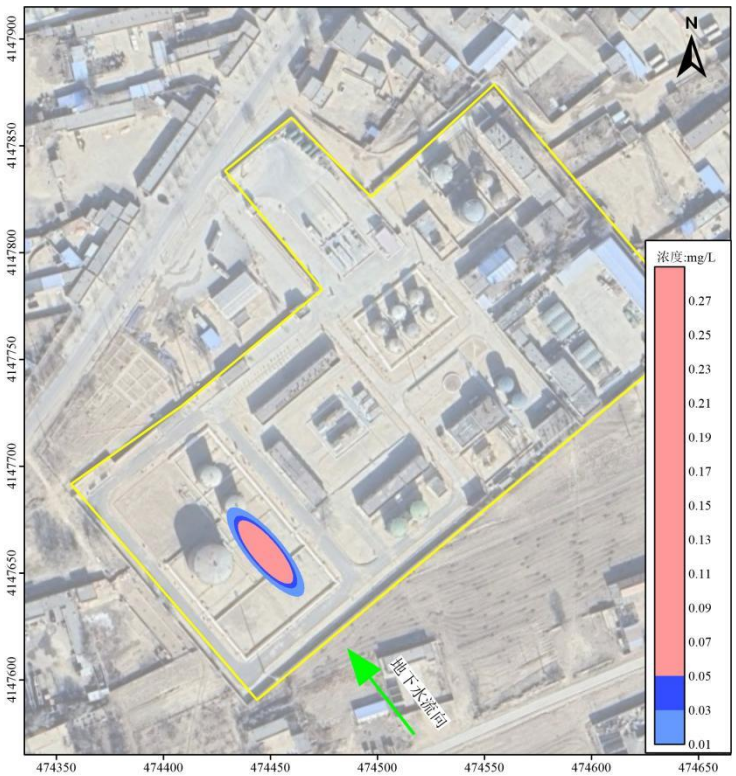
表 6.3.2-5　各预测时段地下水中污染物预测结果

预测因子	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)
石油类	30d	25.147	100	59	10.3	8.1
	100d	0.264	310	156	18.8	13.7
	300d	0.078	652	140	29.5	15.8
	1000d	0.023	892	0	43.8	0
六价铬	30d	0.0468	2	0	1.4	0

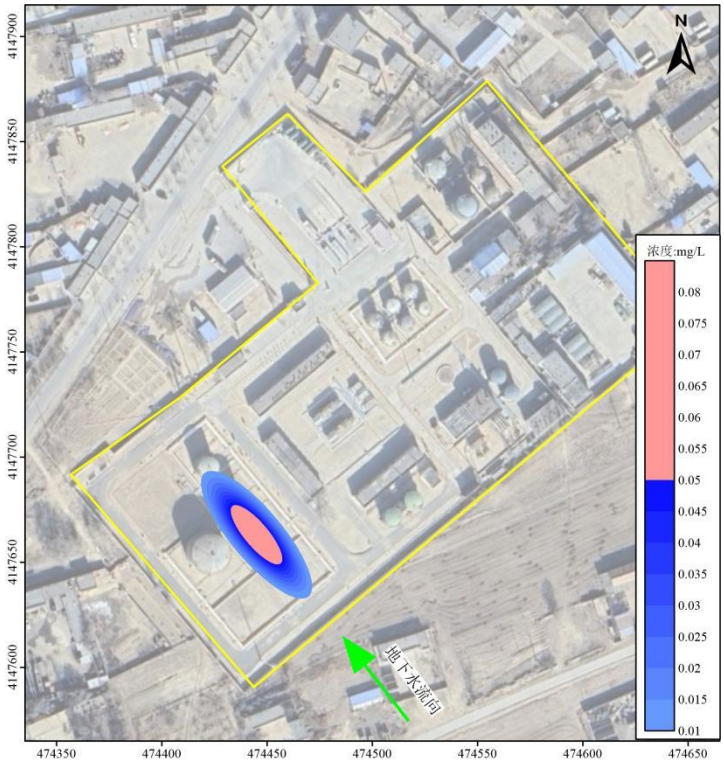
	40d	0.004ND	0	0	0	0
	100d	0.004ND	0	0	0	0
	1000d	0.004ND	0	0	0	0



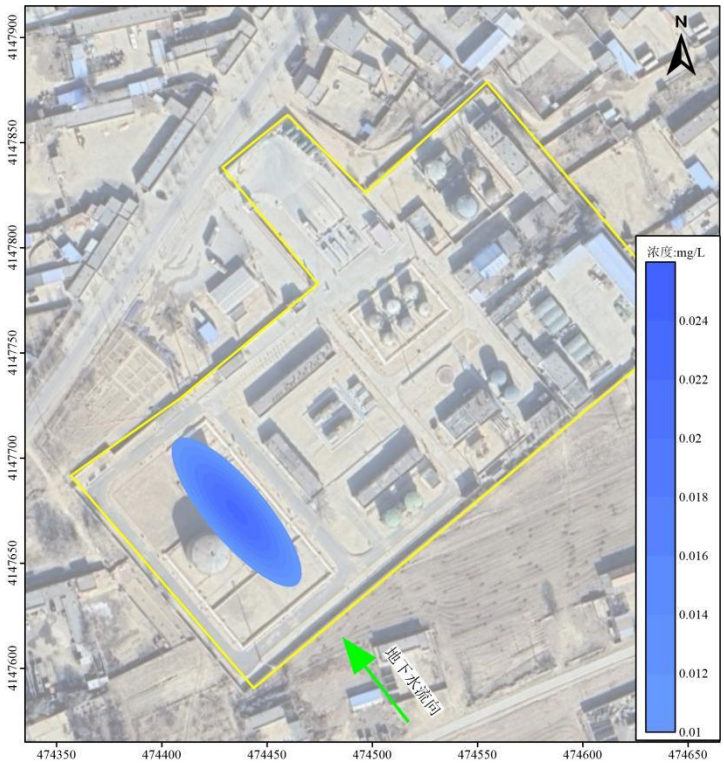
（30d）



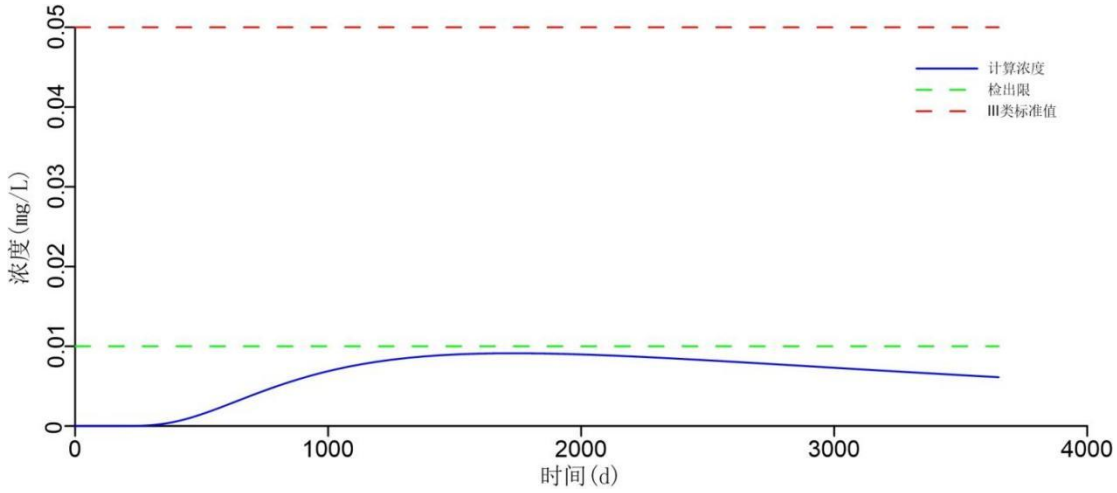
（100d）


N
浓度:mg/L
0.08
0.075
0.07
0.065
0.06
0.055
0.05
0.045
0.04
0.035
0.03
0.025
0.02
0.015
0.01
地下水流向
4147900
4147850
4147800
4147750
4147700
4147650
4147600
474350
474400
474450
474500
474550
474600
474650

（300d）

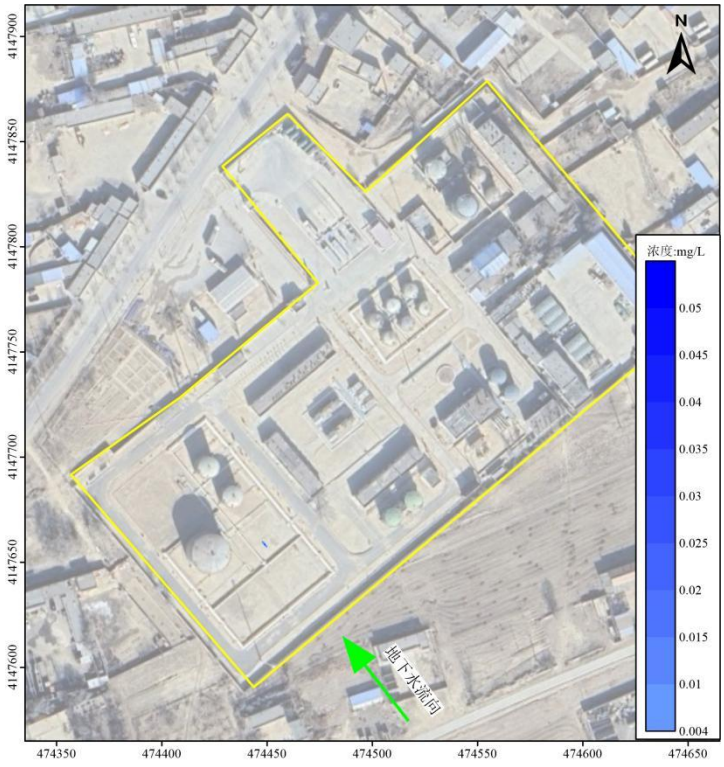

N
浓度:mg/L
0.024
0.022
0.02
0.018
0.016
0.014
0.012
0.01
地下水流向
4147900
4147850
4147800
4147750
4147700
4147650
4147600
474350
474400
474450
474500
474550
474600
474650

（1000d）

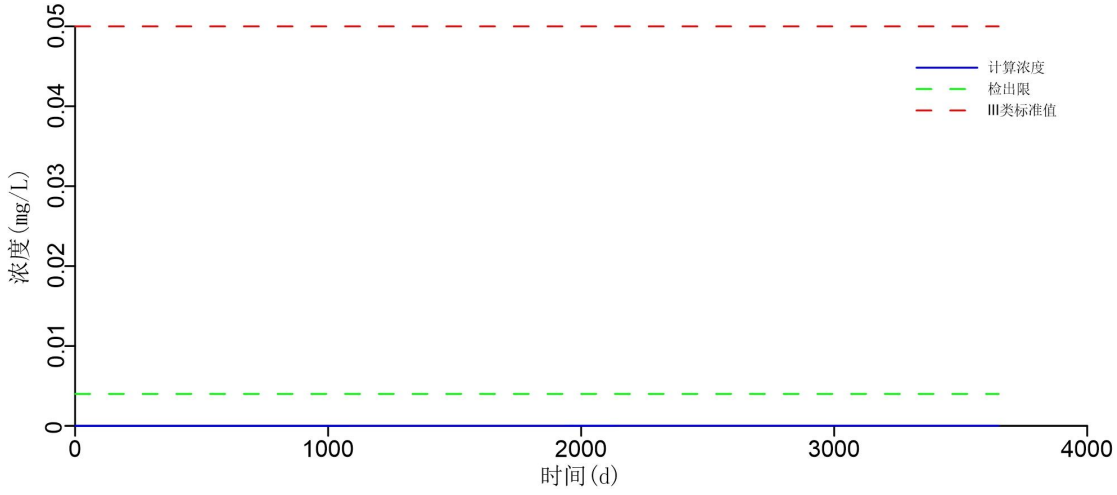


（下游厂界历时曲线）

图 6.3.2-3　各预测时段地下水中石油类污染羽分布范围



（30d）



（下游厂界处历时曲线）

图 6.3.2-4　各预测时段地下水中六价铬污染羽分布范围

6.3.2.3 集输管线泄漏对地下水环境影响分析

根据本项目运行过程中可能导致地下水污染的主要因素，采出水管线泄漏和含水原油泄漏后均以溶解态石油类下渗，由于石油类是大分子疏水粘性物质，石油分子极易粘附于土粒表面，而粘附于土粒表面的石油类污染物会粘附更多的石油类污染物，阻塞土壤孔隙。根据张海玲等人的研究结果：原油进入土壤后，固相组分的主要污染范围集中在地表之下 0～40cm，并以 0～5cm 处含量最高，因此原油泄漏后主要粘附于土壤表层，容易清理，相比含水油泄漏，采出水管线中的溶解态石油类直接通过包气带可渗入含水层。因此，本次评价选择规采出水集输管道进行预测。

项目运行期采出水管线有可能受腐蚀等发生渗漏，由于管线发生渗漏的位置难以确定，本次评价重点分析当泄漏点位于沟谷等水位埋深较浅的区域时对地下水环境的影响，本次评价采出水集输管线位于靖边油区，因此本次预测主要针对第四系风积黄土含水层和白垩系环河组含水层。

（1）预测情境及源强

本次取采出水中石油类污染物浓度 77.23mg/L 作为预测浓度，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。假设在输送过程中由于腐蚀、管线压力等原因产生破裂，破裂后传感器检测管线压力异常后关闭破裂管线。

采用孔口流量公式估算泄漏流量：

$$Q = C \times \mathrm{A} \times \sqrt{2gH}$$

式中：Q——泄漏流量（m^3/s）；

C——流量系数（取 0.6）；

A——漏水面积（m^2），假设泄漏点为直径 1cm 的小孔，泄漏面积计算为泄漏小孔横断面积，0.0000785m^2；

H——孔口压力（m），管道破裂后，压力减小，本次计算选择等效注压力 25MPa，换算为 2500m。

因此，管线破裂泄漏后，泄漏量估算为 0.00807m^3/s，假定管线泄漏 10min 后被发现并及时处理，则一次泄漏量为 6.256m^3，考虑到包气带岩土层的吸收和

液体的蒸发，进入含水层的比例取 80%，即有 5.00m^3 采出水进入含水层，即 0.38kg 石油类污染物进入含水层。

非正常状态下的地下水溶质运移模拟可看做是一维稳定流动二维水动力弥散问题，根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），此次预测采用平面瞬时点源污染问题水动力弥散方程作为预测数学模型。

（2）预测结果及分析

利用平面瞬时点源污染水动力弥散方程解析解，计算并画出平面二维等值线图，当预测结果小于检出限时视同对地下水环境几乎没有影响。具体预测分析结果如下：

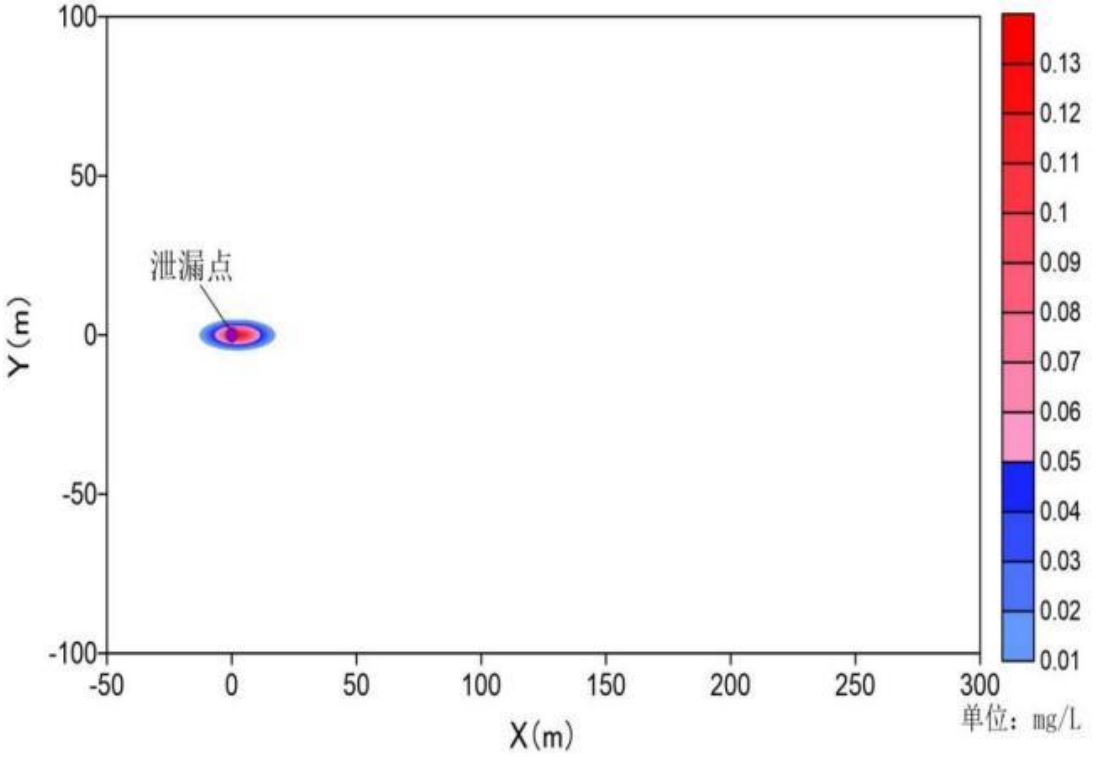
①白垩系环河组含水层结果

本次预测选取了 100d、300d、1000d 三个时间点，当采出水管线发生泄漏后，随着时间推移，石油类在白垩系环河组含水层中的运移情况见表 6.3.2-6、图 6.3.2-5，其中（0,0）点为泄漏点位置，横轴正方向为地下水流向。

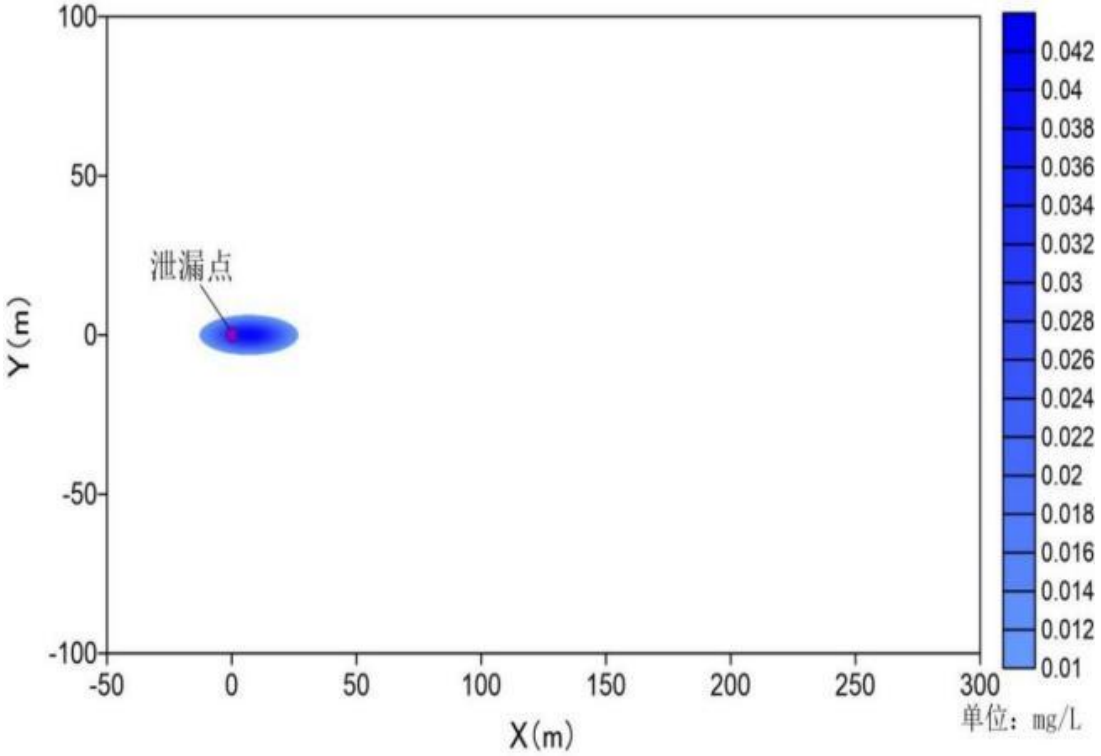
从图表中可以看出，在假设的非正常状况下，在第 100d 时，石油类浓度最大为 0.126mg/L，污染晕最大迁移距离为 17m，最大超标距离为 12m；随着时间的推移，石油类浓度逐渐变小，第 300d 时，石油类浓度最大为 0.042mg/L，石油类的浓度已不再超标，污染晕最大迁移距离为 27m；第 1000d 时，石油类浓度最大为 0.013mg/L，污染晕最大迁移距离为 37m。石油类在黄土含水层中运移约 120 天时超标距离达到最远，约 14m。

表 6.3.2-6　石油类在白垩系环河组含水层的影响范围

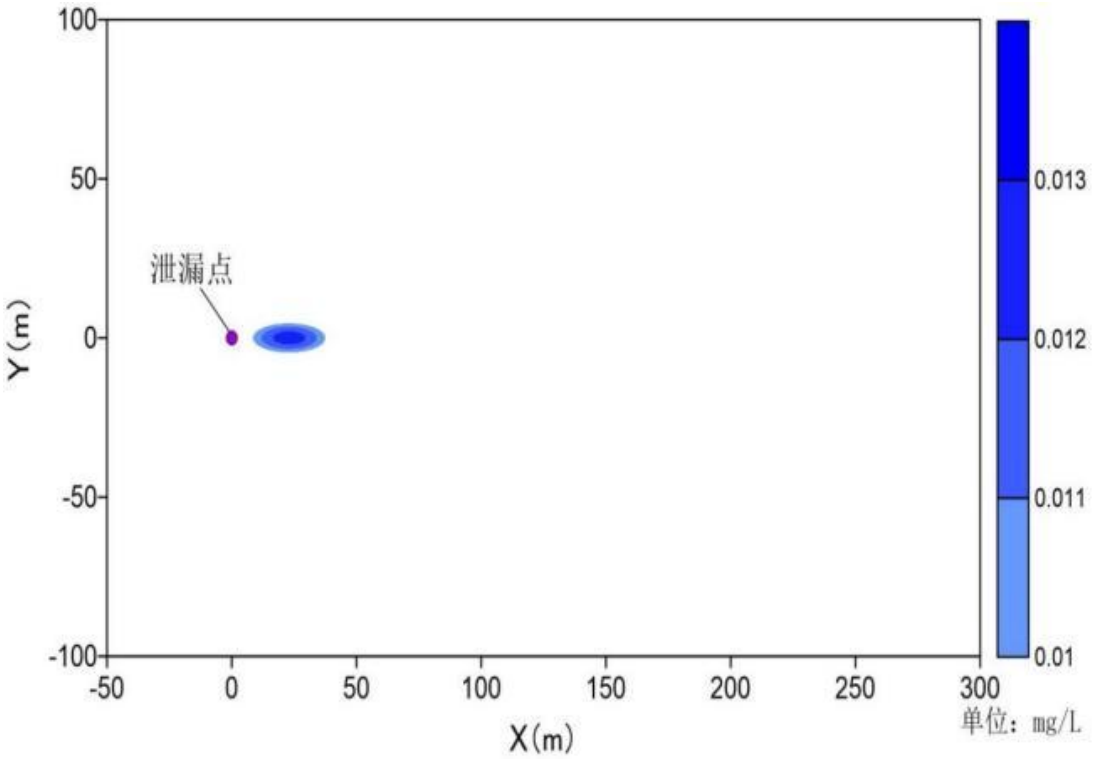
预测时段	影响区面积（m^2）	超标区面积（m^2）	最大扩散距离（m）	最大超标距离（m）	最大污染浓度（mg/L）
100d	234	89	17	12	0.126
300d	394	/	27	/	0.042
1000d	208	/	37	/	0.013


泄漏点
Y(m)
X(m)
单位：mg/L
0.13
0.12
0.11
0.1
0.09
0.08
0.07
0.06
0.05
0.04
0.03
0.02
0.01

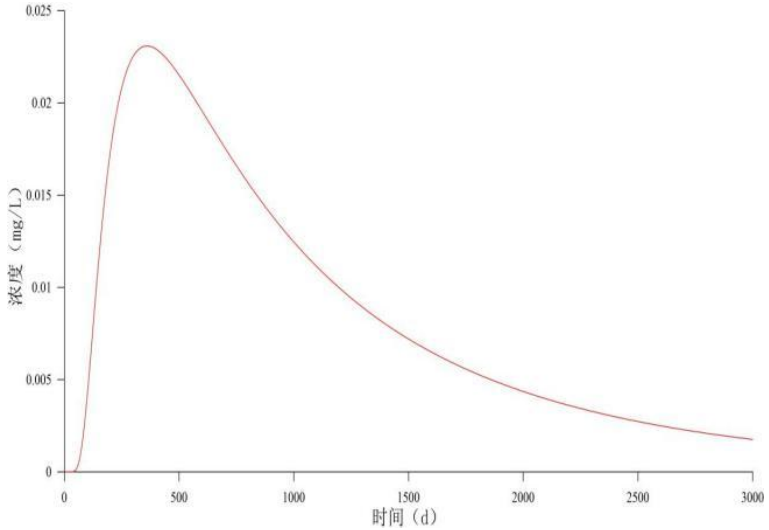
（100d）


泄漏点
Y(m)
X(m)
单位：mg/L
0.042
0.04
0.038
0.036
0.034
0.032
0.03
0.028
0.026
0.024
0.022
0.02
0.018
0.016
0.014
0.012
0.01

（300d）



（1000d）



（泄漏点下游 20m 处浓度曲线）

图 6.3.2-5　采出水管线泄漏后石油类在白垩系环河组潜水含水层运移预测结果

②第四系风积黄土含水层预测结果

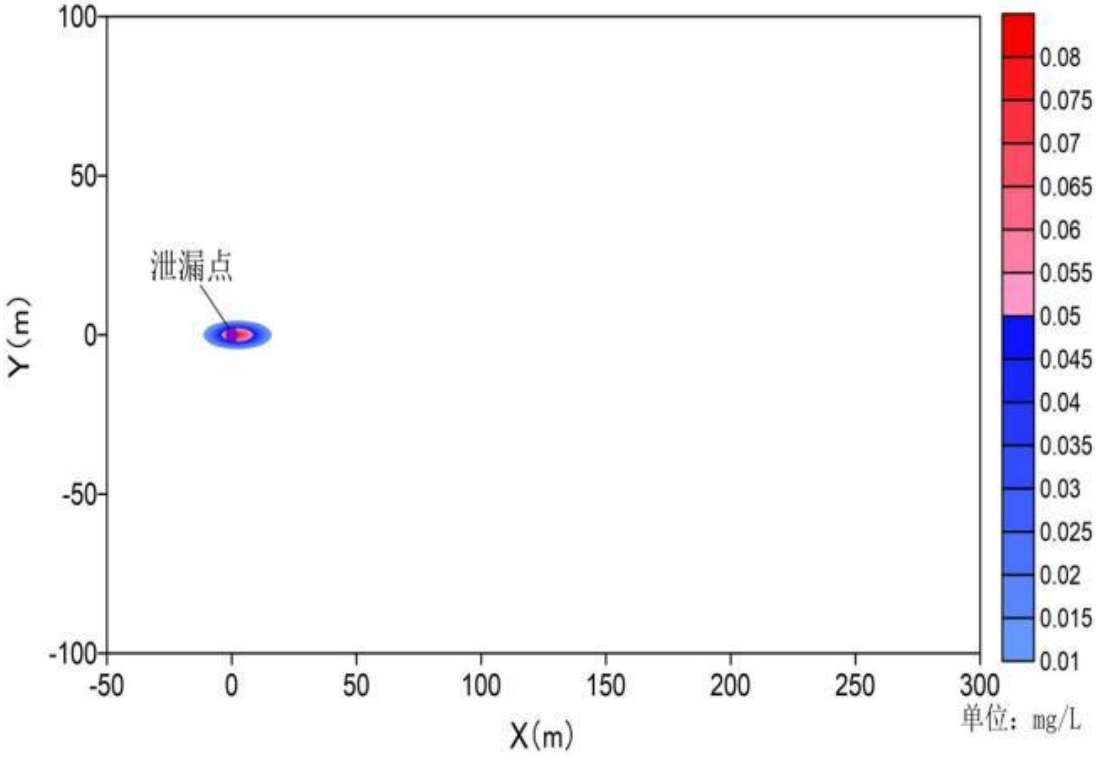
本次预测选取了 100d、300d 两个时间点，当采出水管线发生泄漏后，随着时间推移，石油类在黄土含水层中的运移情况见表 6.3.2-7、图 6.3.2-6，其中（0,0）点为泄漏点位置，横轴正方向为地下水流向。

从图表中可以看出，在假设的非正常状况下，在第 100d 时，石油类浓度最大为 0.079mg/L，污染晕最大迁移距离为 16m，最大超标距离为 9m；随着时间的推移，石油类浓度逐渐变小，第 300d 时，石油类浓度最大为 0.026mg/L，石

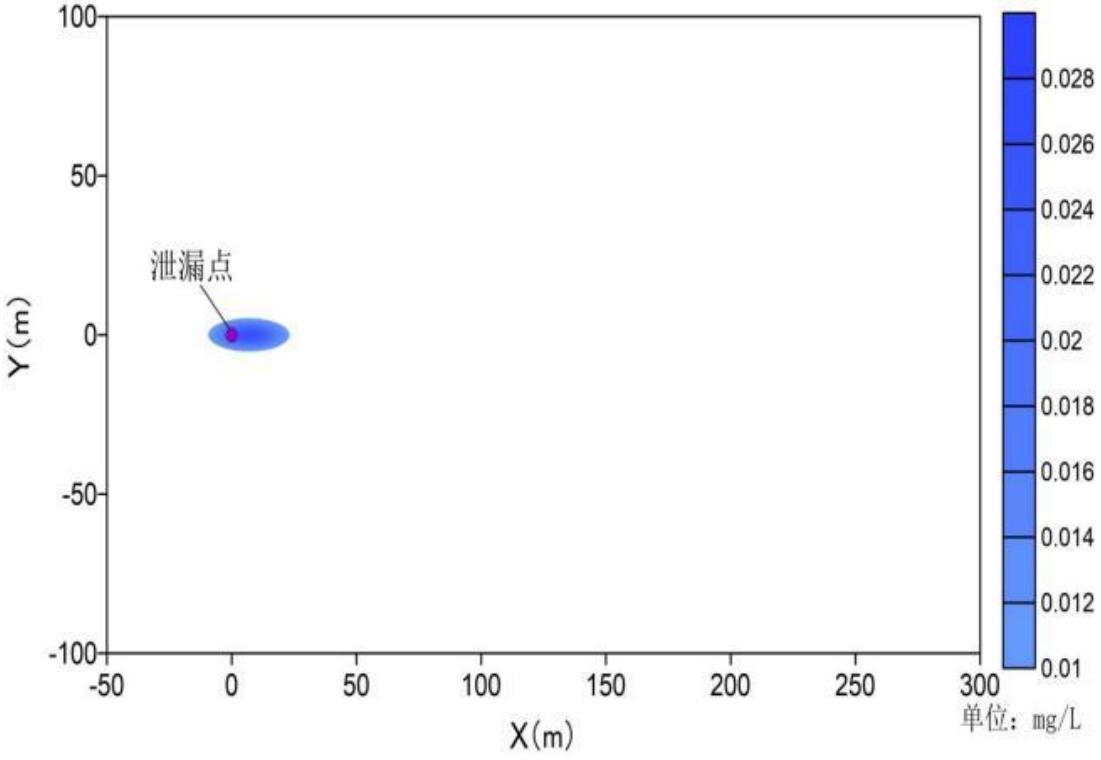
油类的浓度已不再超标，污染晕最大迁移距离为 23m。

表 6.3.2-7　石油类在第四系黄土含水层的影响范围

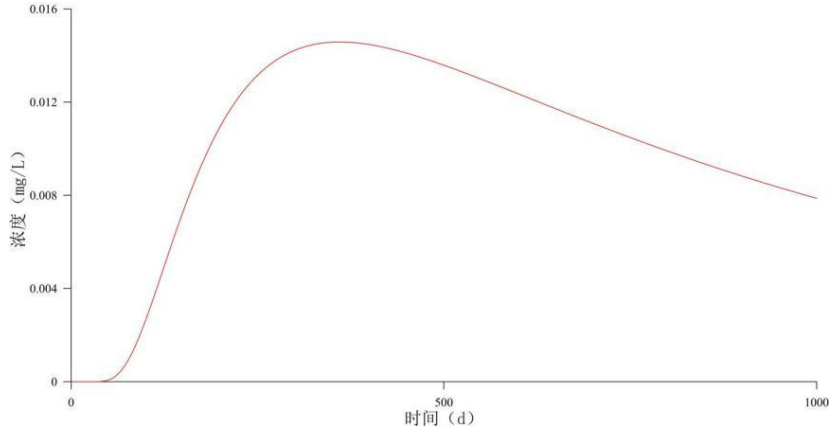
预测时段	影响区面积（m^2）	超标区面积（m^2）	最大扩散距离（m）	最大超标距离（m）	最大污染浓度（mg/L）
100d	195	40	16	9	0.079
300d	267	/	23	/	0.026



（100d）



（300d）



（泄漏点下游 20m 处浓度曲线）

图 6.3.2-6 采出水管线泄漏后石油类在第四系风积黄土潜水含水层运移预测结果

综上所述，非正常状态下采出水管线泄漏事故会对地下水产生一定程度的影响，但是影响范围和程度均较小，不会对下游敏感目标产生影响。因此采出水管线泄漏后会对管线周围地下水产生污染，因其范围和时间都是有限的，对地下水环境影响可接受。

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：第四系冲洪积孔隙潜水含水层、第四系风积黄土孔隙含水层和白垩系环河组裂隙含水层。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，项目运行阶段站场改造工程中污水池、储罐及管线工程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）靖三联污水池泄漏对地下水环境保护目标的影响分析

靖三联污水池泄漏对地下水环境的影响，主要是池体防渗层破损，可能对地下水环境造成影响。基于前面的分析，在所预测的非正常状况下，污水池泄漏后，在第四系风积黄土含水层形成的污染晕顺地下水径流方向最大运移距离最大为 73.7m，最大超标距离为 32.8m，超标未出厂界。根据地下水径流方向及拟建工程和位置，发生泄漏时不会对周边地下水敏感目标产生影响。

（2）储罐泄漏对地下水环境保护目标的影响分析

本项目站场改造工程中最大储罐位于油一联，该站场新建的沉降脱水罐发生非正常状况泄漏后，在第四系风积黄土含水层形成的污染晕顺地下水径流方向最大运移距离最大为 43.8m，最大超标距离为 15.8m，超标未出厂界。根据地下水

径流方向及拟建工程和位置，发生泄漏时不会对周边地下水敏感目标产生影响。

（3）集输管线泄漏对地下水环境保护目标的影响分析

项目运行期集输油管线可能受腐蚀发生渗漏，污染物可能会对地下水环境保护目标产生影响。当泄漏点处水位埋深较浅时，根据预测分析，泄漏发生后，污染物顺地下水径流方向最大运移距离不超过 50m。根据地下水径流方向、水源井的开采层位、建设场地和水源井的位置、距离关系等，在预测的最大污染晕范围内无水源开采井及水源地，因此项目运行期集输管线发生破损渗漏不会对地下水环境保护目标造成影响。

综上所述，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，不会产生噪声污染。运行期噪声主要为站场设备噪声，由于站场主要为改造设备，集输规模无变化，仅涉及设备更新，改造完成后除冯 52-58 增新增加热炉、输油泵，靖三联、柳 72-33 脱、油十转新增采出水一体化设施外，其余设备基本无增加，与现状相比，噪声影响基本无变化。

因此，本次评价重点针对冯 52-58 增和靖三联、柳 72-33 脱、油十转新增采出水处理设施进行分析。

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 5.0dB(A)。

6.4.2.2 预测模式

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）进行，预测设备噪声到厂界贡献值，将厂区内各主要高噪声设备看做点声源预测，并判断是否达标。

（1）室内声源

①计算车间室内声源靠近围护结构处产生的声压级：

$$L_{P1} = L_W + 10\lg(\frac{Q}{4\pi r_1^2} + \frac{4}{R})$$

式中：Q—指向性因子；

L_W—室内声源声功率级，dB；

R—房间常数；

r_1—声源到靠近围护结构某点处的距离，m。

②计算所有室内声源在围护结构处产生的叠加声压级：

$$L_{P1}(T) = 10\lg(\sum_{j=1}^{N} 10^{0.1L_{Pij}})$$

式中：$L_{p1}（T）$—靠近围护结构处室内 N 个声源的叠加声压级，dB；

$L_{p1j}（T）$—室内 j 声源声压级，dB；

N—室内声源总数。

③计算靠近室外围护结构处的声压级：

$$L_{P2}(T) = L_{P1}(T) - (TL + 6)$$

式中：$L_{p2}（T）$—靠近围护结构处室内 N 个声源的叠加声压级，dB；

TL—围护结构的隔声量，dB；

④将室外声源的声压级和透过面积换算成等效的室外声源，计算中心位置位于透声面积处的等效声源的声功率级：

$$L_W = L_{P2}(T) + 10\lg s$$

⑤按室外声源预测方法计算预测点处的声压级。

$$L_p(r) = L_w - 20\lg r - 8 - \Delta L$$

⑥如预测点在靠近声源处，但不能满足声源条件时，需按线声源或面声源模式计算。

（2）室外声源

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

式中：$L_p（r）$—噪声源在预测点的声压级，dB（A）；

L_p（r_0）—参考位置r_0处的声压级，dB（A）；

r_0—参考位置距声源中心的位置，m；

r—声源中心至预测点的距离，m；

ΔL—各种因素引起的声衰减量（如声屏障，遮挡物，空气吸收，地面吸收等引起的声衰减），dB（A）。

（3）总声压级

$$Leq(T)=10\lg(\frac{1}{T})[\sum_{i=1}^{M}t_{out,i}10^{0.1L_{out,i}}+\sum_{j=1}^{N}t_{in,j}10^{0.1L_{in,j}}]$$

式中：T—为计算等效声级的时间；

M—为室外声源个数；N 为室内声源个数；

$t_{out,i}$—为 T 时间内第 i 个室外声源的工作时间；

$t_{in,j}$—为 T 时间内第 j 个室内声源的工作时间；

t_{out}和t_{in}均按 T 时间内实际工作时间计算。

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 6.4.3-1 主要噪声源强调查清单（室内） 单位：（dB（A）/m）

序号	声源设备		声压级/距声源距离	声源控制措施	空间相对位置/m			距室内边界距离/m	室内边界声级/dB（A）	运行时段	建筑物插入损失/dB（A）	建筑物外噪声	
					X	Y	Z					声压级/dB（A）	建筑物外距离/m
1	靖三联	采出水处理装置	75/1	低噪声设备、基础减振、室内布置	30	140	1	3	65.5	连续	21	44.5	1
2	柳72-33脱	采出水处理装置	75/1		51	63	1	2	68.9	连续	21	47.9	1
3	油十转	采出水处理装置	75/1		60	56	1	2	68.9	连续			

注：

①以靖三联西南角为原点（0，0，0），靖三联东北角坐标为（117，310，0），坐标系与正北夹角为-20°。
②以柳 72-33 脱西南角为原点（0，0，0），柳 72-33 脱东北角坐标为（53，107，0），坐标系与正北夹角为-15°。
③以油十转西南角为原点（0，0，0），油十转东北角坐标为（72，158，0），坐标系与正北夹角为-5°。

表 6.4.3-2　工业企业主要噪声源强调查清单（室外）　　单位：（dB（A）/m）

序号	声源名称		空间相对位置/m			声压级/距离声源距离	声源控制措施	处理后声级/距离声源距离	运行时段
			X	Y	Z				
1	冯 52-58 增	加热炉	13	40	2	85/1	低噪声设备、基础减振	82/1	连续
2		输油泵	18	50	0.5	80/1		77/1	连续

注：以冯 52-58 增西南角为原点（0，0，0），厂址东北角坐标为（50，61，0），坐标系与正北夹角为-35°。

表 6.4.3-3　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	敏感点
靖三联	贡献值		40.3	34.8	42.8	34.3	丁家山崾则
							11.8
	现状值	昼间	56	58	57	57	45
		夜间	48	46	48	47	41
	预测值	昼间	56.1	58.0	57.2	57.0	45.2
		夜间	48.7	46.3	49.2	47.2	41.2
柳 72-33 脱	贡献值		39.3	38.8	43.8	41.5	柳沟村
							1.6
	现状值	昼间	51	56	55	56	41
		夜间	46	48	46	49	39
	预测值	昼间	51.3	56.1	55.3	56.2	41
		夜间	46.8	48.5	48.1	49.7	39
油十转	贡献值		42.2	39.8	41.2	38.3	温梁
							13.2
	现状值	昼间	55	56	57	58	44
		夜间	47	48	46	47	42
	预测值	昼间	55.2	56.1	57.1	58.1	44.3
		夜间	48.2	48.6	47.2	47.6	42.3
冯 52-58 增	贡献值		42.1	42.8	45.5	45.3	/
	现状值	昼间	51	51	50	50	/
		夜间	46	46	47	48	/
	预测值	昼间	51.5	51.6	51.3	51.3	/
		夜间	47.5	47.7	49.3	49.9	/

由表 6.4.3-3 预测结果可以看出，运行期厂界四周噪声预测值均达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准要求，周边敏感目标满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准。

6.5 固体废物影响分析

（1）固体废物影响分析

项目改造不涉及新增落地油、清罐底泥、废润滑油、废弃含油抹布和劳保用品、实验室废物、药剂包装材料、废脱硫剂、废铅酸电池及生活垃圾的产生量改变，仅有浮油、浮渣和采出水处理污泥、废滤料和清管废渣的产生量变化。

根据工程分析核算，本项目新增废弃物见表6.5-1。

表6.5-1　本项目固废产生情况一览表

废物编号	产生环节	固废名称	固废属性	危废代码	产生量（t/a）	处置措施
S4	采出水处理	浮渣	危险废物	HW08 900-210-08	6	污泥池贮存，委托有资质单位清掏拉运处置
S5		污泥			19	
S6	采出水处理	废滤料	危险废物	HW49 900-041-49	4	厂家更换时直接委托有资质单位处置
S2	集输管线清管作业	清管废渣	危险废物	HW08 071-001-08	0.15	委托有资质单位拉运处置

项目采出水处理产生的废渣和含油污泥在靖三联、柳72-33脱、油十转污泥池内暂存，定期送危废贮存库，由有资质单位定期清掏外运处置，废滤料由厂商更换时直接委托有资质单位拉运处置，清管废渣送至第三采油厂危废贮存库，暂存后统一委托有资质的单位处理处置。采取以上处置措施后，项目运营期产生的固废得以合理处置，措施可行。

（2）含油污泥暂存点依托可行性分析

①含油污泥暂存点情况

本项目站场工程集中在榆林市，第三采油厂靖边油区、定边油区共设有4座含油污泥暂存点，本项目运行过程中产生的含油污泥可依托现在4座暂存点临时贮存，定期运往陕西省靖边县鸿浩石油化工产品有限公司（靖边区域）、定边县东港污油泥土处理有限责任公司进行处置（定边区域）进行处置。现有含油污泥暂存点按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）相关要求建设，具体情况见表6.5-2。

表6.5-2　含油污泥暂存点依托可行性分析　　单位：m^3

序号	作业区	位置	设计规模（m^3）
1	盘古梁作业区	冯73-81	300
2	五一区	柳84-32	300
3	五二区	柳77-50	150

4	油一区	定126-10	300

②含油污泥暂存点（危废贮存库）控制措施依托可行性

现有含油污泥暂存点（危废贮存库）采用轻钢结构设计，地面及裙脚采取防渗处理，防渗措施满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）要求。暂存设施外按GB15562.2规定设置警示标志，周围设置围墙或防护栅栏。暂存点满足防风、防雨、防晒要求，符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）要求。靖边油区、定边油区含油污泥暂存点（危废贮存库）符合《危险废物规范化贮存设施管理指标体系》（环办〔2015〕99号）、《建设项目危险废物环境影响评价指南》、《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）相关要求，依托可行。

③规模依托可行性

本项目依托的含油污泥暂存点（危废贮存库）总库容约1800m^3，当前各暂存点清运周期在1~2个月；在项目运行过程中可通过增加清运频率、缩短危废贮存时间，满足本次产建项目危废贮存需求。

6.6 生态环境影响分析

（1）对农业和基本农田的影响

根据《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（中华人民共和国主席令第30号），管道中心线两侧5m范围内不能再种植深根系植物，由于耕地和基本农田种植农作物均为浅根系植物，因此管道运营期对耕地和基本农田影响不大。但根据对土壤进行熟化培肥恢复生产力的经验，受破坏耕地和基本农田生产力的恢复期一般为2年，第3年完全恢复产量。因此在管道施工完成后的一定时期内，耕地和基本农田产量会有一定的损失，但损失量较小。在建设单位补偿了因临时占地对农田产量的直接、间接损失后，管道运营期对当地农业和基本农田的影响极小。

（2）植物及公益林影响分析

运行期正常情况下，管线所经地区处于正常状态，地表植被及公益林（灌木林）生长逐渐恢复正常。根据对第三采油厂管线的类比调查，第三采油厂现有管线已运行20余年，在地下铺设管线的区域，地表自然生态环境、农业生态环境均未发现不良现象，地表植被、农作物生长与未铺设管线区域无明显区别。这证明了管线输送对生态环境影响最轻，影响范围最小，是一种清洁的运输方式。

同时，油田管道集输采用热输方式，所以集输管线的保温措施和敷设质量直接关系到管线运行期对地表植物、植被和林地的影响。如果管线的保温措施和埋

设深度不能满足设计要求，管线的热辐射将对地表植物、植被和林地产生影响，进而影响农作物的生长、发育及产量。本次管线涉及公益林极少，评价认为按照设计要求敷设，管道工程对地表植物、植被和林地的影响小。

（3）对动物的影响

管线建设完成后，全部埋在地下，地表覆土后，施工期造成的走廊带将在较短的1~2年内恢复为农田或被先锋植物抢占，形成灌草丛。管线营运期不会影响或改变动物生存、繁衍的生态环境。由于管线采取埋设的方式，项目实施过程及运行期，在对临时占地开展有效的植被恢复措施后，不会侵占动物的栖息地和改变动物栖息地的环境，不存在阻隔种质交流；也不影响各类动物的活动、迁徙等。

（4）景观

根据《中华人民共和国石油天然气管道保护法》的有关规定，在管道中心线两侧5m范围内不得种植深根型植物。因此，施工结束后管道中心线两侧5m的范围内不能恢复林地植被，这在小尺度上加剧了林地景观破碎化。无法恢复成原有林地植被的施工作业带，在当地湿润、多雨的气候条件及在人工辅助恢复措施下，会逐渐演替成草本或灌丛植被，形成林地景观中灌丛或草丛植被廊道。有别于道路、河流、水渠等廊道，林中灌丛或草丛廊道不仅不会产生阻隔效应，而且具有生境功能，属于自然斑块。自然斑块性有利于生境多样性，也是生物多样性的重要决定因素之一。

可以看出，不能恢复成原有林地植被施工作业带，虽然在小尺度上加剧了林地景观破碎化，但最终演替成灌丛或草丛廊道不但不具有阻隔效应，反而会增加生境多样性，在一定程度会增加物种多样性。因此，项目对林地尽管会有不利影响，但是这种不利影响会逐渐减弱，直至消失，甚至转为有利影响。

（5）小结

本项目运营期不会对地面生态环境造成影响。为保护管道安全，工程施工结束后管道中心线两侧5m范围内不能恢复成森林植被，该范围内的水土保持等生态功能将会受到一定影响。不能恢复成森林植被的施工作业带，在自然恢复及人工恢复措施下，会逐渐演替成草本或灌丛植被。总的来说，受工程影响的森林植被在当地均属一般常见种，其生长范围广，工程的实施不会对区域生态环境造成较大影响，影响可接受。

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

从原油集输到采出水处理，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，项目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、SO_2、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。通过在场地内采取分区防渗措施，修建污水污泥池等设施，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 6.7.1-1。

表 6.7.1-1 土壤污染影响识别一览表

工程分区	影响原因	影响途径或方式	影响对象与结果
场站	池体破损泄漏	垂直入渗、地表漫流	土壤受到污染
	罐体发生破损泄漏	垂直入渗、地表漫流	
集输管线	管线破损出现污染物泄漏	垂直入渗、地表漫流	

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

根据工程分析，结合地下水预测本次土壤预测考虑靖三联污水池和输油管线在非正常情况下因腐蚀或其他原因出现破损导致污染物发生渗漏，则有可能会对土壤环境产生影响。

6.7.2.2.1 靖三联污水池渗漏

（1）预测情景

项目建成后，污水池破裂，且防渗层失效的情况下，含油废水泄漏垂直入渗会对土壤环境形成影响，按照地下水预测情景，选择主要污染物为石油烃、六价铬。本次选取《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险筛选值》（GB36600-2018）中控制的石油烃类和六价铬作为本次预测因子。本次评价选取生产污水池泄漏情景进行预测。

以靖三联污水池发生泄漏作为污染源，石油烃、六价铬为预测因子，根据地下水预测源强，污水池最大渗漏量为 392L/d，泄漏面积为 224m^2，泄漏 30d 后例行检查时发现泄漏并立即进行抢修，切断泄漏源。

（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：

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

其中：θ表示含水率，t表示某个时刻，z地表下某处的埋深，T表示模拟最终时间，L表示地表到下边界的深度，$D(\theta)$表示非饱和带水的扩散率，$K(\theta)$表示非饱和带渗透系数。

②包气带溶质运移控制方程

一维非饱和溶质垂向运移控制方程如下：

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

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。

③模型设置

1）模型范围

本次模拟预测采用垂向一维模型，根据现状调查和地勘资料，本项目场地区域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6.7.2-1　土壤水力参数

土壤层次	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
0～4000cm	壤土	0.078	0.43	0.036	1.56	12.18	0.5

4）水力边界条件

上边界条件：概化为变压力水头边界；

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：浓度通量边界；

下边界条件：零浓度梯度边界。

（3）预测结果及分析

本次对事故状态下，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：

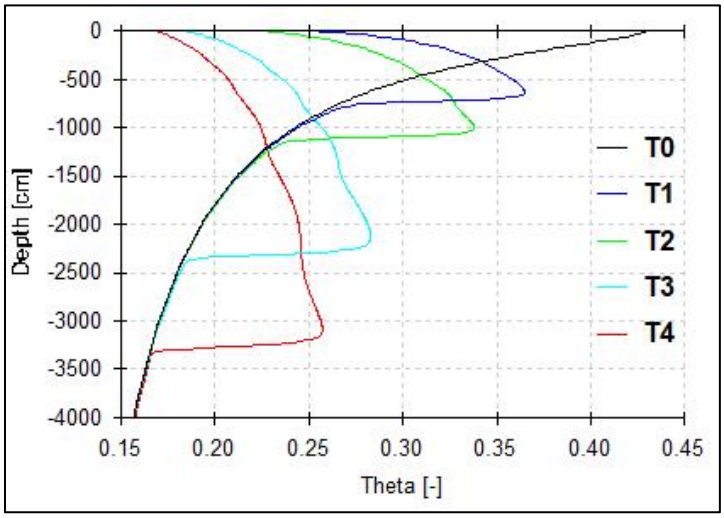


图 6.7.2-1　土壤中含水率预测结果

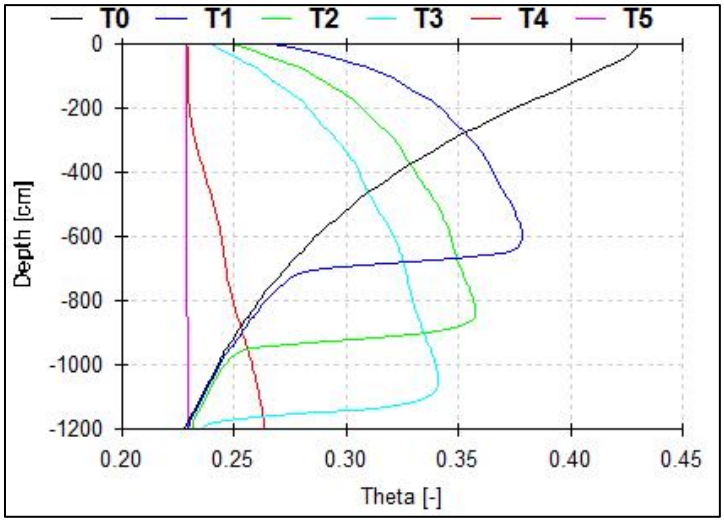


图 6.7.2-2　土壤水分运移分布图

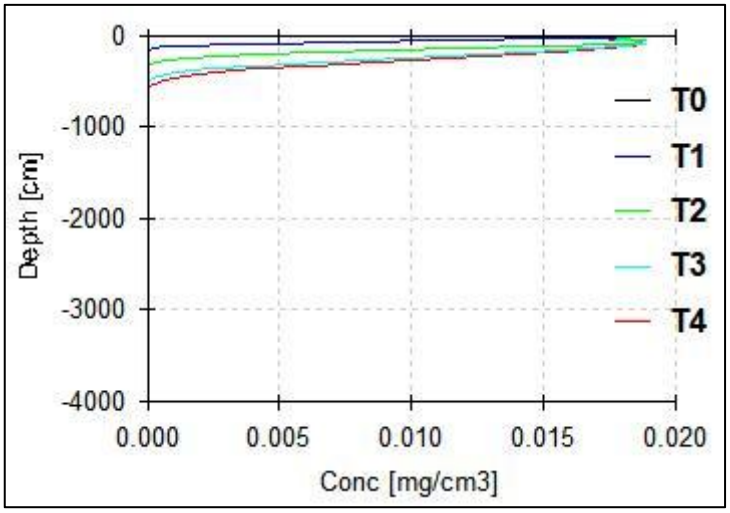


图 6.7.2-3　土壤中石油烃浓度预测结果

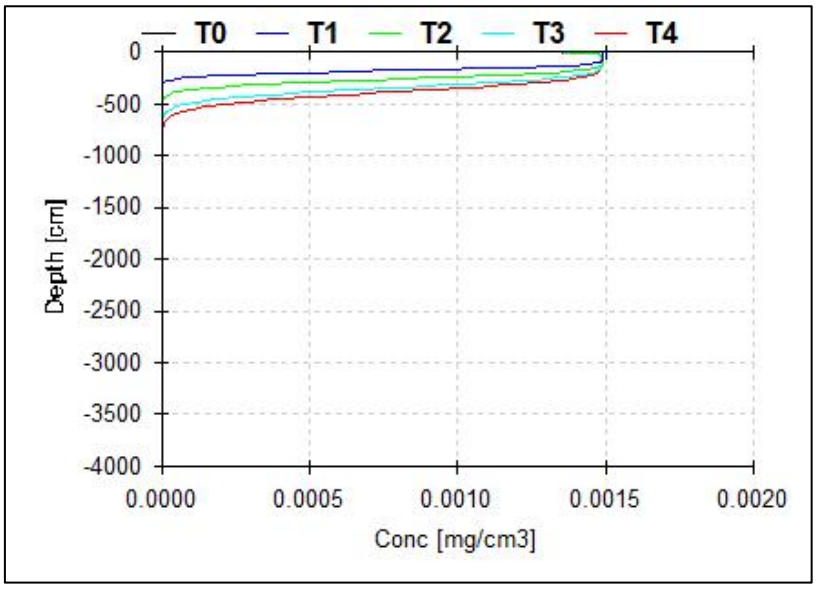


图 6.7.2-4　土壤中六价铬浓度预测结果

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/cm^3），因此需要对计算结果进行转换，转换公式为：

$$X=X_0\times\theta/G_s\times1000$$

式中：X-土壤中污染物浓度，mg/kg；

X_0-土壤水中污染物浓度，mg/cm^3；

Gs-土颗容重，取 1.33g/cm^3；

θ-土壤含水率。

土壤预测结果如下：

根据土壤容重进行换算后，土壤中石油烃和六价铬质量浓度变化情况如下：

表 6.7.2-2　石油烃一维非饱和溶质运移估算结果

类别	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）
污水池泄漏	1	30	9.73	0	0.8
	2	100	8.36	0.8	2.8
	3	1000	5.29	0.8	4.8
	4	3000	4.75	0.8	6.0

表 6.7.2-3　六价铬一维非饱和溶质运移估算结果

类别	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）
污水池泄漏	1	30	0.48	0.8	4.3
	2	100	0.48	1.1	6.6
	3	1000	0.48	1.3	9.4
	4	3000	0.48	1.4	10.7

根据预测可知，在非正常状况下，污染物入渗进入土壤，各预测节点处石油

烃浓度最大为 9.73mg/kg，六价铬浓度最大为 0.48mg/kg，石油烃低于第二类建设用地石油类的土壤质量标准（石油烃 4500mg/kg），六价铬浓度极小，随着时间的推移，污染物逐渐向土壤垂向深度迁移，浓度逐渐降低，但变化不大。可以看出，当污水池废水泄漏后会导致周边的浅层土壤环境在一段时间内受到污染。随着运移时间的增加，在土壤自身的净化作用以及迁移条件下，土壤中的污染物对产生的影响会逐渐消失。

6.7.2.2.2 集输管线渗漏

（1）预测模型

与污水池一致。

（2）模型概化

评价区包气带主要为第四系上更新统风积黄土，包气带厚度约 40m，岩性为黄棕色黄土及粘土。由于第四系土层垂直方向上岩性变化特征不明显，整体概化为 1 层，岩性概化为壤土，包气带相关参数参考 HYDRUS 程序中所推荐的包气带基本岩性参数进行取值。

本次将包气带厚度概化为 40m，共划分为 400 层，共 401 个节点，每层 10cm，剖面上共布 4 个观测点，所处位置依次为 N1（500cm）、N2（1000cm）、N3（2000cm）、N4（4000cm）。

本次设定模型运行时间为 3000d，本次共设置了 4 个输出时间点，编号依次为 T1～T4，分别为 30d、100d、1000d 和 3000d。

（3）预测情景

本项目非正常状况预测情景参照地下水预测情景，主要考虑采出水管线泄漏下渗后经过长期淋洗作用的入渗，降水入渗规律可概化为非连续恒定排放。

（4）预测源强

根据地下水预测源强，管线破裂泄漏后，泄漏量估算为 0.00807m^3/s，假定管线泄漏 10min 后被发现并及时处理，则一次泄漏量为 6.256m^3，考虑到包气带岩土层的吸收和液体的蒸发，进入含水层的比例取 80%，即有 5.00m^3 采出水进入含水层，即 0.09kg 石油类污染物进入含水层。

（5）模型构建

①水力边界条件

上边界条件：概化为有表层径流的大气边界；

下边界条件：概化为自由排水边界。

②初始条件

模型初始条件通过模型预测一个多年平均稳定流结果，将计算的包气带含水率作为初始条件进行预测。

③模型参数选取

模型解算采用 Hydrus-1D 软件，利用软件建立评价区溶质模型。

根据张淼等在室内对保守溶质在黄土中的穿透曲线，考虑室内和室外的尺度差异，石油类纵向弥散系数取值为 19.5，自由水中扩散系数取值为 16.7。

③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。

④预测结果及分析

预测结果如下。

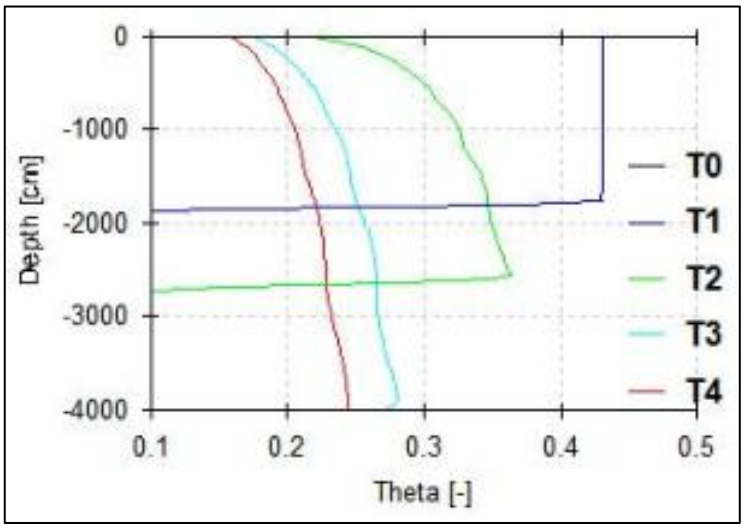


图 6.7.2-5　土壤中含水率预测结果

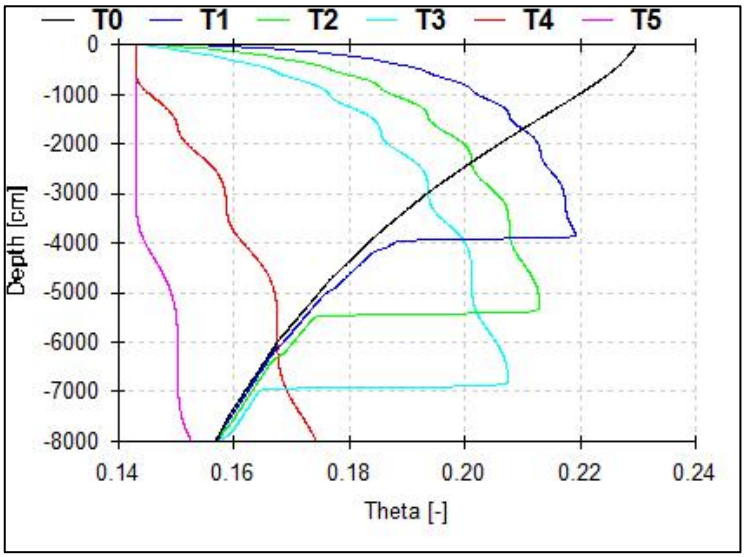


图 6.7.2-6　土壤水分运移分布图

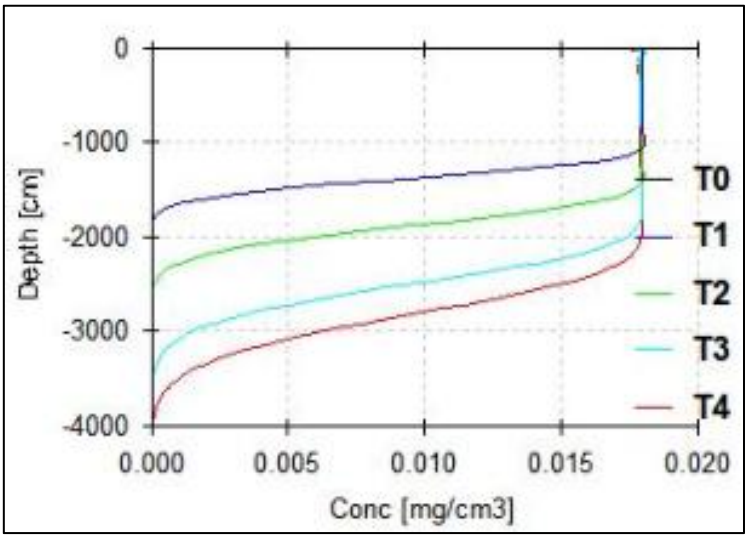


图 6.7.2-7　土壤中石油烃浓度预测结果

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/cm^3），因此需要对计算结果进行转换，转换公式为：

$X_1=X_0\times\theta\times1000/Gs$

式中：X_1-土壤中污染物浓度，mg/kg；

X_0-土壤水中污染物浓度，mg/L；

Gs-土颗容重 g/cm^3，取 1.33；

θ-土壤含水率。

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：

表 6.7.2-4　石油烃一维非饱和溶质运移估算结果

类别	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）

管线泄漏	1	30	11.64	10	18.4
	2	100	9.14	14.4	26
	3	1000	6.79	18.8	36.4
	4	3000	6.04	20.4	39.6

根据预测可知，在非正常状况下，石油烃物质入渗进入土壤，各预测节点处石油类浓度最大为 11.64mg/kg，说明石油类物质泄漏进入土壤，经过降雨淋洗后，污染物向下迁移，最大浓度迁移至 10m，随着运移时间的增加，在土壤自身的净化作用以及迁移条件下，土壤中的石油烃对产生的影响会逐渐降低。

表6.7.2-5　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 0.00110，临时占地 35.95）hm^2				
	敏感目标信息	敏感目标（农田）、方位（）、距离（）				
	影响途径	大气沉降□；地面漫流□；垂直入渗☑；地下水位□；其他（ ）				
	全部污染物	石油烃				
	特征因子	石油烃				
	所属土壤环境影响评价项目类别	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、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）				
现状评价	评价因子	45 项基本因子、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）				
	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				
	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	
		2	石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、砷、六价铬、汞	每年一次	
	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价工作的，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

本项目涉及的主要危险物质为原油、干气、天然气，可能存在的风险单元为集输管线和站场。

原油集输管线发生泄漏事故后，泄漏原油产生的烃类气体以及火灾、爆炸产生的伴生/次生污染物对环境空气会产生影响；泄漏原油进入土壤，会对土壤、植被的影响；管线穿跨越沟道时泄漏原油在雨季对下游地表水的污染，以及泄漏原油通过包气带进入地下水环境从而对地下水造成污染。

干气、天然气管线发生泄漏事故后，泄漏的干气/天然气产生的烃类气体以及火灾、爆炸产生的伴生/次生污染物对环境空气会产生影响。

站场原油泄漏进入土壤，会对土壤、植被的影响；泄漏后流入下游地表水体，对地表水产生污染，以及泄漏原油通过包气带进入地下水环境从而对地下水造成污染。

6.8.1.2 建设项目风险潜势及评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），危险单元是指由一个或多个风险源构成的具有相对独立功能的单元，事故状况下应可实现与其他功能单元的分割。

本工程涉及站场设施更换和新增，除冯 52-58 增、柳 104-262 增新增缓冲罐外，其余站场均不涉及新增油气储罐，不改变原站场环境风险可接受的结论。

工程包含原油管线、采出水管线、干气管线和天然气管线，涉及的原油为易燃液体，干气、天然气为易燃易爆气体。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，干气、天然气为 10t。

危险物质数量与临界量比值（Q）

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：

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

式中：q_1，q_2，…，q_n—每种危险物质的最大存在总量，t；

Q_1，Q_2，…，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≥时，将 Q 值划分为⑴1≤Q＜10；⑵10≤Q＜100；⑶Q≥100。

本工程危险物质数量与临界量比值（Q）计算结果见表 6.8.1-1。

表 6.8.1-1　危险物质数量与临界量比值（Q）计算表

名称	危险单元	危险物质	性质	临界量 Q（t）	规格	存在量 q（t）	Q
冯 52-58 增	原油集输系统	含水原油	易燃液体	2500	新建 40m³ 缓冲罐	16.8	0.00812
		伴生气	易燃易爆气体	10	伴生气分液器 1 具	0.014	
柳 104-262 增	原油集输系统	含水原油	易燃液体	2500	拆除降回压撬，新建 20m³ 缓冲罐	8.4	0.0034
南 22 集气站至靖三联供气管线隐患治理	输气管线	天然气	易燃易爆气体	10	L245N-φ140×5，2.5MPa，18.67km（全段）	4.7	0.4700
冯 73-68 供气管线隐患治理	供气管线	干气	易燃易爆气体	10	L245N-φ76×5，2.5MPa，3.0km（全段）	0.2	0.0200
冯 52-58 增出油管线	输油管线	含水原油	易燃液体	2500	L245N-φ60×5.0，4.97km（全段）	9.91	0.0040
冯 57-84 增出油管线隐患治理					L245N-φ60×5.0，2.6km（全段）	5.18	0.0021
高 96 增至盘 82-34 增集输管线隐患治理					L245N-φ76×5.0，3.5km（全段）	11.63	0.0047
油二联至油一联输油管线隐患治理					L245N-φ89×5.0，13.69km（全段）	63.69	0.0255
盘二转张渠跨越隐患治理					L245N-φ60×5.0，0.8km 全段长度 2.5km	4.98	0.0020
油三转外输管线隐患治理					L245N-φ89×5.0，3.92km（全段）	18.23	0.0073
南十一转至南十转外输管线隐患治理					L245N-φ114×5.0，6.49km（全段）	41.94	0.0168

注：①原油密度取 0.84t/m³，干气/天然气压力 2.5MPa 密度取为 17.6kg/Nm³；②根据第三采油厂产能建设项目统计，油井采油初期含水 30%左右，开发中后期可达 70%，本次含水油环境风险潜势初判以 50%计；③原油管线带压运行，充填度为 100%；④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；⑤更换的局部管线计算 Q 值均按照全段考虑。

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 6.8.1-2。

表 6.8.1-2　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			

6.8.2 环境敏感目标概况

主要保护目标为区域内环境空气、地表水和地下水。

根据危险物质可能的影响途径，结合现状调查，本项目输油管线和采出水管线跨越冲沟和河流，跨越地段泄漏后，在冲沟处原油粘附于土壤表层，可及时发现并清理，扩散距离局限在污染物接触土壤处 3m 以内，跨越河流段一旦泄漏，影响地表水体，但第三采油厂已建有河道拦油坝，可将泄漏控制在最低；项目管线跨越地段若发生泄漏进入潜水含水层，管线地下水流场下游 200m 范围不涉及饮用水环境敏感目标，因此项目环境风险影响范围内无地下水敏感目标。

6.8.3 环境风险识别

6.8.3.1 物质危险性识别

本项目涉及的危险物质主要为天然气、干气（主要成分为甲烷）、原油，以及次生 CO 等，危险性质见下表。

表 6.8.3-1　天然气理化性质

标识	中文名：天然气		英文名：natural gas
	分子式：CH_4		分子量：16
	危规号：21007	UN 编号：1971	CAS 号：74-82-8
理化性质	外观与形状：无色无臭易燃易爆气体		溶解性：微溶于水，溶于乙醇、乙醚
	熔点(℃)：-182		沸点(℃)：-161.49
	相对密度：(水=1)0.45（液化）		相对密度：(空气=1)0.61
	饱和蒸汽压(kPa)53.32（-168.8℃）		禁忌物：强氧化剂、卤素
	临界压力(MPa)：4.59		临界温度(℃)：-82.3
	稳定性：稳定		聚合危害：不聚合
危险特性	危险性类别：第 2.1 类易燃气体		燃烧性：易燃
	引燃温度(℃)：482～632		闪点(℃)：-188
	爆炸下限(%)：4.145		爆炸上限(%)：14.555
	最小点火能(MJ)：0.28		最大爆炸压力(kPa)：680
	燃烧热(MJ/mol)：889.5		燃烧(分解)产物：一氧化碳、二氧化碳、水

	危险特性：与空气混合能形成爆炸性混合物，遇火星、高热有燃烧爆炸危险
	灭火方法：切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体，喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。
	灭火剂：泡沫、二氧化碳、雾状水、干粉。
健康危害	侵入途径：吸入。
	健康危害：当空气中浓度过高时，使空气中氧气含量明显降低，使人窒息。皮肤接触液化甲烷可致冻伤
	急性中毒：当空气中浓度达到 20%～30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加快，共济失调。若不及时脱离，可致窒息死亡。
	工作场所最高允许浓度：未制定；前苏联 MAC300mg/m^3
急救	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。
泄漏处理	迅速撤离泄漏污染区人员至安全处，并立即隔离，严格限制出入。切断火源，戴自给式呼吸器，穿一般消防防护服。合理通风，禁止泄漏物进入受限制的空间（如下水道），以避免发生爆炸。切断气源，喷洒雾状水稀释，抽排（室内）或强力通风（室外）。如有可能，将残余气或漏出气用排风机送至空旷地方，或装设适当喷头烧掉。也可将漏气的容器移至空旷处，注意通风，漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。
储运	储运于阴凉、通风仓间内。仓温不宜超过 30℃。远离火种、热源。防止阳光直射。应与氧气、压缩空气、卤素（氟、氯、溴）等分开存放。切忌混储混运。储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型。开关设在仓外。配备相应品种和数量的消防器材。罐储时要有防火防爆技术措施。露天贮罐夏天要有降温措施。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，注意验收日期，先进仓的先发用。平时要注意检查容器是否有泄漏现象。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。运输按规定线路行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。

表 6.8.3-2　原油的理化性质

标识	**中文名：原油**	**英文名：Petroleum**
	危规号：32003	**CAS 号：75-01-04**
理化性质	外观与形状：红色、红棕色或黑色有绿色荧光的稠厚性油状液体	溶解性：不溶于水，溶于多数有机溶剂
	熔点(℃)：-259.2	沸点(℃)：120～200℃
	相对密度：0.78～0.97(水=1)	稳定性：稳定
危险特性	危险性类别：中闪点易燃液体	燃烧性：易燃
	闪点(℃)：＜28℃	爆炸上限(%)：5.4
	爆炸下限(%)：2.1	燃烧(分解)产物：一氧化碳、二氧化碳
	其蒸气与空气形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。遇高温，容器内压增大，有开裂和爆炸危险性。	
	灭火方法：泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。用水灭火无效。	
	灭火剂：泡沫、干粉、二氧化碳	
毒性	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 6.8.3-3　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（℃）：-199.1		饱和蒸气压（kPa）：无资料	
	沸点（℃）：-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（℃）	＜-50	自燃温度（℃）	610
	爆炸下限（V%）	12.5	爆炸上限（V%）	74.2
	危险特性	与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。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℃。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、天然气、干气，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分离缓冲罐、伴生气分液器及原油管线、干气管线、天然气管线。危险单元可能发生的风险事故及因素分析见表 6.8.3-4。

表 6.8.3-4　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、分离缓冲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、天然气、干气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、天然气、干气泄漏以及泄漏导致火灾、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、天然气、干气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、天然气、干气泄漏导致火灾、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 6.8.3-5　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	站场	原油	泄漏	分离缓冲罐泄漏导致原油泄漏	土壤、地下水、大气环境等
		干气	火灾、爆炸	伴生气分液器装置泄漏	大气环境
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
				原油在跨越河流处泄漏	地表水环境等
3	干气/天然气管线	干气 天然气	火灾、爆炸	管线泄漏引发的次生污染	大气环境

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、天然气、干气为易燃物质，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从而造成组织缺氧。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

项目冯52-58增、柳104-262增缓冲罐底部进行基础硬化，一旦发生罐体破损油品泄漏易发现，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 50183-2015）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

（1）管道泄漏对土壤的影响

当管道在埋地敷设段内发生泄漏，原油或含油废水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，一般情况下不会冒出地表形成地面扩散。由于油品黏度和凝固点较高，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。

根据土壤污染影响预测，在非正常状况下，石油类物质入渗进入土壤，各预测节点处石油类浓度均低于第二类建设用地石油类的土壤质量标准（4500mg/kg），说明石油类物质泄漏进入土壤，经过降雨淋洗后，主要集中在土壤表层，随着运移时间的增加，在土壤自身的净化作用以及迁移条件下，土壤中的石油类对产生的影响会逐渐消失。

（2）原油泄漏对地表水环境的影响

管道跨越周河支流、杏子河支流若发生泄漏，对地表水体产生污染影响。

石油类污染物在水体中迁移转化的方式主要有水面扩散、弥散和降解三种。油类在水体表面扩散的速度很快，一般情况下，油类在水表面一天就可以完全扩散，形成临界厚度的原油薄膜层，而后分裂为油膜碎片。油膜的存在，将导致水体与空气之间的物质交换途径被阻断，造成水体溶氧的困难。水中缺氧将使水质变坏，影响水中生物的生存。

据现场调查及资料收集，当地居民饮水以井水为主，少数吃窖水，管道泄漏源下游无地表水饮用水源取水口，不会直接对当地居民饮水产生影响。

评价要求建设单位设计时充分考虑管线原油泄漏风险事故，在管线穿越冲沟加设套管，跨越河流时加厚管壁，并统一设置压力在线监控系统，提高事故应急反应，事故发生后及时拦截原油，进一步减轻风险事故对地表水环境的影响。

（3）对地下水环境的影响

本项目管线采用密闭输送方式，管道采用无缝钢管，投用前采取试压和探伤等方法检测管道的密闭性，投入使用后正常运行状况下不会渗漏污染物，不会对地下水产生污染。非正常状况下，管道发生破裂会导致原油等泄漏，可能造成地下水产生影响。原油能否对地下水环境产生的影响取决于其在土壤中的迁移转化、地面污染程度以及泄漏点的地质构造等。

根据地下水预测，本项目原油管线发生泄漏事故后对周边地下水环境影响较小。

（4）对环境空气的影响

原油发生泄漏后，石油类污染物会主要积聚在土壤表层，且可以挥发，散落在地面的落地油粘度大，水分和轻质易挥发组份在短时间内挥发掉。据土壤原油蒸发试验，主要挥发组份在 8h 内就蒸发掉，蒸发量占原油含量的 22.7%～28.1%。原油挥发的非甲烷总烃在大气中的扩散将对当地环境空气质量造成污染影响，对其范围内的人群健康造成危害，但总体影响较轻。

原油泄漏发生火灾事故，事故为不完全燃烧，产生的主要污染物物质为 CO，主要影响集中在发生火灾到火灾扑灭前这段时间。在气象条件不稳定的情况下，对外环境的影响范围较大，但由于泄漏量较少，随着时间延续，烟团中心浓度降低，对环境空气的影响将减轻。

天然气、干气为易燃物质，遇明火、高热能引起燃烧爆炸，燃烧过程中同时产生伴生或次生有害物质 CO，并扩散至大气中。CO 可在血中与血红蛋白结合从而造成组织缺氧。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，二氧化硫容易被人体内湿润的黏膜表面吸收，生成亚硫酸、硫酸，轻度中毒者会有流泪、畏光、咽、喉肿痛、咳嗽等症状，中度中毒者会在数小时内发生肺水肿，深度中毒可致死。发生火灾事故后，次生污染物 CO 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。

6.8.5 环境风险防范措施

6.8.5.1 依托工程环境风险防范措施

根据《长庆油田分公司第三采油厂突发环境事件应急预案》，原油集输管道长时间运行后，因腐蚀、自然灾害或人为因素存在泄漏风险，在发生管道原油泄漏的情况下，

制定从泄漏源头到防止污染物进一步扩散的三级防控体系，第一级防控措施是在原油集输管道上设置压力检测装置及截止阀，在事故发生的第一时间，压力装置立即响应并开启截止阀，切断原油泄漏源头，对于已经泄漏出集输管道的原油由采油厂组织人员进行二级防护，组织人员第一时间赶往事故现场利用吸油泵进行回收，防止泄漏原油进一步扩散，发生泄漏后由采油厂组织人员对泄漏至水中的原油进行围堵隔离，并由拉油罐车将泄漏原油进行回收处理。同时启动三级防控措施，组织人员全面核查泄漏污染场地，将受污染土壤表面的残留污油连同土壤一起铲运至污油箱送交有资质单位处理，防止残留在土壤上的原油遇到雨水等情况下径流或者下渗进入地下水。

根据调查区域应急预案结合现有调查，现有依托工程已采取的风险防范措施见表 6.8.5-1。

表 6.8.5-1　现有工程已采取的风险防范措施一览表

序号	类别	已采取措施
1	站场工程	1）冯 52-58 增、柳 104-262 增平面布局科学合理，平面布置中将火灾危险性相近的设施集中布置，并保持规定的防火距离； 2）站场内配备灭火器；
2	管线工程	1）定期检测管道的内外腐蚀情况，避免发生管道泄漏事故； 2）管线沿线设有截断阀和压力检测装置，当发生管线泄漏事故时，压力检测装置及时响应，并启动截断阀，使原油的泄漏量控制到最小； 3）定期检查管道安全保护系统（如截断阀、安全阀等），使管道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）定期巡线，发现对管道安全有影响的行为采取相应措施并及时向上级汇报； 5）穿跨越周河支流、杏子河支流处设置套管。

6.8.5.2 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。要求对第三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）站场缓冲罐底部进行基础硬化，一旦发生罐体破损油品泄漏易发现，可及时得到处理。

（2）站内配备灭火器等设备。

6.8.5.3 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道保护法》，在管线敷设线路上设置永久性标志，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等，提醒人们不要在管线两侧20～50m范围内活动。

⑥穿跨越段增加管道壁厚，加大巡线频率，定期检查管道安全保护系统和测量管线内外腐蚀情况，对管壁严重减薄段及时更换，对管线泄漏事故及时发现，及时处理，可有效预防管线原油泄漏对地表水影响。

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

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

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

⑤制定事故应急预案，配备适当的管线抢修、灭火及人员抢救设备。

（4）并行管线泄漏预防风险措施见表6.8.5-2。

表6.8.5-2　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
管线	选材	管材	螺旋埋弧焊钢管
		壁厚	加厚管壁
	施工	并管间最小距离	按《钢质管线及储罐防腐工程设计规范》要求。
		防腐	外防腐采用加强级环氧粉末、强制电流为主、牺牲阳极为辅的阴极保护
		施工探伤检测	X探伤
		试压	并行管线强化试压
	运行	检漏及自控	智能检测
		人工巡线	并行管线加密人工巡线
		防止误操作	严格执行岗位操作规范，严防突然停泵关阀

（5）管线穿跨越风险防范措施

为降低管线穿越段的环境风险，对穿越道路段、跨越周河支流、杏子河支流管线采取以下风险防范措施，详见表6.8.5-2。

表6.8.5-2　穿跨越段管线污染风险防范措施

类别	项目	主要防范措施
设计	穿越位置选择	综合地质灾害评估等意见，合理选择穿越位置。
	设计压力	管线设计压力需经过不同输量下不同事故工况下（阀门误操作、设备故障、通信中断、事故掉电等）的动态模拟核算，以确保在管线运行过程中不因动、静水压力超过而导致管线破裂、泄漏现象的发生。
	管材和壁厚	根据设计规范选用壁厚和管材等级，核算强度、刚度及稳定性；若不满足要求时，应增加钢管壁厚或提高管材等级。同时，还需进行抗震校核、断裂带安全性校核。
	管线埋深	穿越管段应埋设在一般冲刷加局部冲刷深度以下的安全深度。
	防腐	采用加强级三层PE外防腐层，以及牺牲阳极进行保护。
	警示牌、警示带	在开挖穿越段管线上方0.5m处全线设置警示带，以防止管线被无意破坏。
施工	稳管措施	对于可能产生季节性水流的冲沟穿越，采取相应的稳管措施，根据具体水文地质条件而定。
	补口、补伤	防腐层现场补口采用辐射交联聚乙烯热收缩带补口。损伤处直径≤30mm时，可采用辐射交联聚乙烯补伤片；直径>30mm的损伤，先用补伤片进行补伤，然后采用热收缩带包覆，热收缩带的宽度不小于30cm。
	探伤检测	管线焊缝全段100%超声波检验，100%射线照相检验
	试压	进行单独强度和稳定性试压。
运行	泄漏检测及自动控制	SCADA智能检测（采用调控中心、站控和现场手控三级控制），全线设置泄漏自动检测系统
	壁厚检测	定期进行壁厚检测，对腐蚀严重的管线及时更换。
	人工巡检	加强巡检力度和人员投入。
	维抢修	管线全线设置维抢修机构，正常情况下应急响应时间小于0.5h。
运行	安全管理	提高职工安全防范意识，定期进行安全培训。制定岗位操作规程，制定溢油专项应急预案，配置应急物资。

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，第三采油厂已制定完整的突发环境事件应急预案，并按规定报生态环境主管部门进行了备案，各生产单位结合各自特点定期开展应急演练。

6.8.6.2 应急预案其他要求与建议

为了减少事故损失，切实做好应急救援的准备工作，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 6.8.6-1，环境风险评价自查表见 6.8.6-2。

表 6.8.6-1 项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	长庆油田分公司第三采油厂 2025 年油田维护工程			
建设地点	（陕西）省	（榆林/延安）市	（/）区	（靖边/定边/志丹）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、天然气、干气，危险单元分布于管线、站场等。			
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、天然气、干气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	对管道设立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）： 本项目主要包括站场工程和管线工程。站场工程主要为冯 52-58 增、油十转、南十二转、油一联、靖三联轻烃厂、靖三联、柳 104-262 增、靖一联、柳 72-33 脱水站站内改造。管线工程为 12 项管线长度 67.5km，其中包括干气管线 1 条，长度 3km，天然气管线 1 条 18.67km，采出水管线 2 条，长度 6.36km，含水原油管线 7 条，长度 35.97km，输水管线 1 条，长度 3.5km。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 6.8.6-2 环境风险评价自查表

工作内容	完成情况

<table>
<tr><td rowspan="9">风险调查</td><td rowspan="2">危险物质</td><td>名称</td><td>原油</td><td>天然气</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>存在总量/t</td><td>180.76</td><td>4.914</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="7">环境敏感性</td><td rowspan="2">大气</td><td colspan="4">500m 范围内人口数__人</td><td colspan="4">5km 范围内人口数___人</td></tr>
<tr><td colspan="6">每公里管段周边 200m 范围内人口数（最大）</td><td>_15_人</td></tr>
<tr><td rowspan="2">地表水</td><td colspan="2">地表水功能敏感性</td><td colspan="2">F1□</td><td colspan="2">F2□</td><td>F3</td></tr>
<tr><td colspan="2">环境敏感目标分级</td><td colspan="2">S1□</td><td colspan="2">S2□</td><td>S3</td></tr>
<tr><td rowspan="2">地下水</td><td colspan="2">地下水功能敏感性</td><td colspan="2">G1□</td><td colspan="2">G2□</td><td>G3</td></tr>
<tr><td colspan="2">包气带防污性能</td><td colspan="2">D1</td><td colspan="2">D2□</td><td>D3□</td></tr>
<tr><td colspan="2" rowspan="3">物质及工艺系统危险性</td><td>Q 值</td><td colspan="2">Q＜1</td><td colspan="2">1≤Q＜10□</td><td colspan="2">10≤Q＜100□</td><td>Q＞100□</td></tr>
<tr><td>M 值</td><td colspan="2">M1□</td><td colspan="2">M2□</td><td colspan="2">M3□</td><td>M4□</td></tr>
<tr><td>P 值</td><td colspan="2">P1□</td><td colspan="2">P2□</td><td colspan="2">P3□</td><td>P4□</td></tr>
<tr><td colspan="2" rowspan="3">环境敏感程度</td><td>大气</td><td colspan="2">E1□</td><td colspan="2">E2□</td><td colspan="3">E3</td></tr>
<tr><td>地表水</td><td colspan="2">E1□</td><td colspan="2">E2□</td><td colspan="3">E3</td></tr>
<tr><td>地下水</td><td colspan="2">E1□</td><td colspan="2">E2</td><td colspan="3">E3□</td></tr>
<tr><td colspan="2">环境风险潜势</td><td>IV+□</td><td colspan="2">IV□</td><td colspan="2">III□</td><td colspan="2">II□</td><td>I</td></tr>
<tr><td colspan="2">评价等级</td><td>一级□</td><td colspan="2">二级□</td><td colspan="2">三级□</td><td colspan="3">简单分析</td></tr>
<tr><td rowspan="3">风险识别</td><td>物质危险性</td><td colspan="3">有毒有害</td><td colspan="5">易燃易爆</td></tr>
<tr><td>环境风险类型</td><td colspan="3">泄漏</td><td colspan="5">火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放</td></tr>
<tr><td>影响途径</td><td colspan="2">大气</td><td colspan="3">地表水□</td><td colspan="3">地下水</td></tr>
<tr><td colspan="2">事故情形分析</td><td>源强设定方法</td><td colspan="2">计算法□</td><td colspan="2">经验估算法□</td><td colspan="3">其他估算法□</td></tr>
<tr><td rowspan="5">风险预测与评价</td><td rowspan="2">大气</td><td>预测模型</td><td colspan="2">SLAB□</td><td colspan="2">AFTOX□</td><td colspan="3">其他□</td></tr>
<tr><td>预测结果</td><td colspan="6">大气毒性终点浓度-1　最大影响范围___m</td></tr>
<tr><td>地表水</td><td colspan="7">大气毒性终点浓度-2　最大影响范围___m</td></tr>
<tr><td rowspan="2">地下水</td><td colspan="7">最近环境敏感目标_____，到达时间_____h</td></tr>
<tr><td colspan="7">下游厂区边界到达时间_____d</td></tr>
<tr><td colspan="2">重点风险防范措施</td><td colspan="7">对管道设立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。</td></tr>
<tr><td colspan="2">评价结论与建议</td><td colspan="7">本项目原油、天然气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。</td></tr>
<tr><td colspan="9">注：“□”为勾选项；“_____”为填写项</td></tr>
</table>

6.8.7 评价结论

本项目涉及的危险物质主要为原油、天然气、干气，危险单元为原油管线、天然气管线、干气管线、站场分离缓冲罐、伴生气分液器。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、天然气、干气泄漏主要对环境空气、地下水、地表水和土壤产生影响。环评要求冯 52-58 增、柳 104-262 增缓冲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《第三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

7.1.1.1 替代方案和避让措施

（1）管线在选址过程中已绕避村民聚集居住区；

（2）在具体工程布设中，管线跨越冲沟、穿越地表水、道路时要采取加套管保护措施；

（3）严格控制并尽可能缩小施工作业带宽度。在途经公益林、基本农田地段应缩减施工作业带，建议采取人工施工，缩减作业带宽度。管道施工作业带为临时占地，施工完毕后及时恢复地貌，农田还耕复种。

（4）严禁施工材料乱堆乱放，加强道路施工管理，尽量避免在汛期施工，减少施工期水土流失的产生。

（5）建议在管道铺设时避让国家二级公益林、防护林和基本农田地段，以不占或少占为原则，尽可能避免对其的破坏和占用。

7.1.1.2 生态保护与恢复措施

（1）占地和土地利用影响及保护措施

本工程新增永久占地主要为管线“三桩”以及新建桁架桩基永久占地，占地 110m^2，对总体土地利用不构成影响；项目新增临时占地主要包括管线施工作业带等临时占地，占地面积 35.95hm^2。

管线施工过程中主要控制施工作业影响范围，控制管线施工作业面宽度，严格控制临时用地范围。

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。

项目在施工过程中对临时占地带来一定影响，建设单位应与管线所经当地相关部门交付补偿款项，主要针对农作物的影响补偿，临时占地作业带内附着物的补偿费用以及征地协调费等。

（2）管线施工对土壤影响及保护措施

管道施工是在预设管线两侧约 2~6m 范围内进行平整、开发、堆放、放管、回填、碾压平整的过程。

工程应采取以下保护措施来减小管线施工对土壤的影响。

1）对管道施工过程中无法避让必须占用的土地，应将管线堆放及管线施工作业区集中于开挖区一侧，尽量减少临时占地。

2）管线施工时尽量利用已有路面，沿已有车辙行驶，未随意开设便道，尽量避免农田的占用。

3）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，造成冲刷流失或泥石流灾害。

4）挖掘时将剥离表土集中堆放于开挖区另一侧，并应将 0～40cm 表层土、底层土分开堆放，回填时应分层回填，恢复原土层，保护土壤肥力，以利后期植被恢复，管沟开挖示意图见图 7.1.1-1。

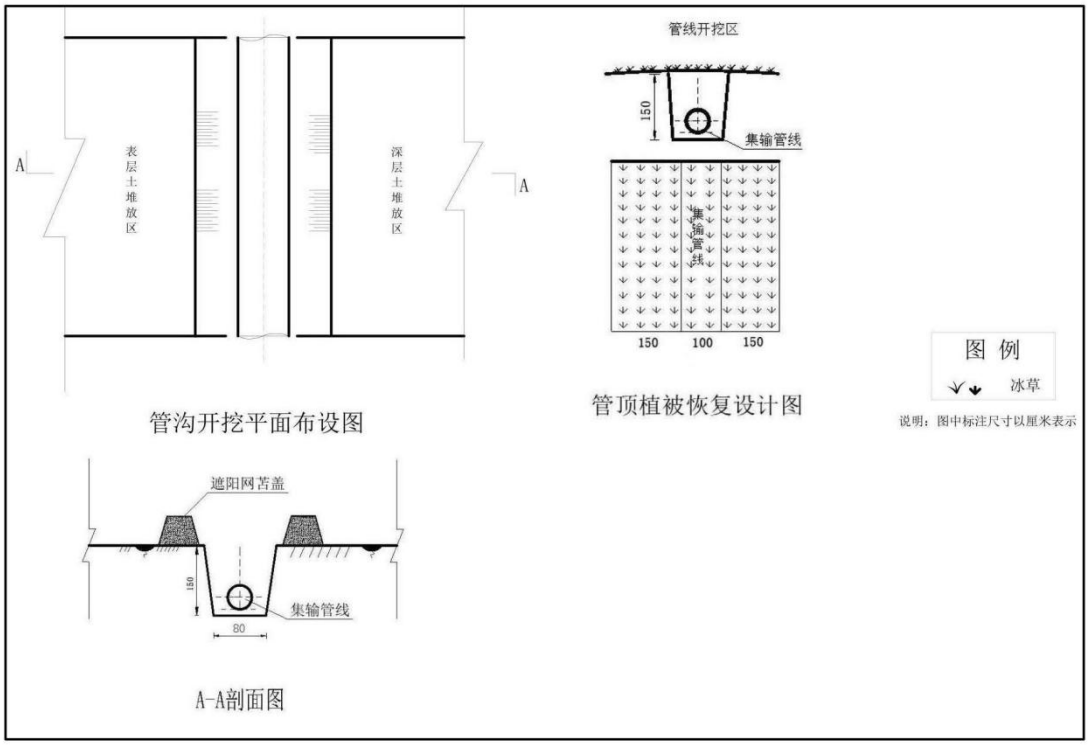


图 7.1.1-1　管沟开挖示意图

5）施工过程中严格控制焊接、防腐工序中的焊渣、涂料等废弃物收集，施工完成后统一拉运至建筑垃圾填埋场处置。

（3）植被影响及恢复措施

管道施工对自然植被的影响主要表现为对植物的直接破坏和多样性的影响。施工过程中，管沟范围内的植物被铲除同时还会伤及近旁植物的根系，施工带其他部位的植被由于土石堆放、人员踩踏、机械碾压等会造成地上部分被破坏，根系仍保留；管道施工期间一次性的干扰和破坏将影响植物的生长和植被的物种多样性。具体情况见表 7.1.1-1。

表 7.1.1-1　施工期项目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，植被恢复选取当地先锋物种，草本以茅草类、蒿类为主，灌木以沙棘、杠柳为主
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

（4）动物影响及保护措施

施工时，机械和人员的活动一定程度上影响了动物的栖息。土壤开挖及管线敷设形成了一个暂时的隔离带，影响了区域动物之间的流动。施工期结束后，影响逐渐消失。

（5）基本农田及农作物的生产影响与恢复措施

①对基本农田实施避让；管线、施工便道等临时工程选址对基本农田实施避让，优化路线选择将基本农田占用量降至最低；项目管线无法避让确需临时占用基本农田，须在自然资源部门办理相关临时用地手续；在穿越基本农田区域避免机械开挖，尽可能采取人工开挖，减少施工作业带范围；项目管道运输依托现有道路，尽量不在基本农田内设施工便道，堆管场设置在周边井场和站场，避免放置在基本农田区域；对可能破坏的农作物，应与当地政府签订补偿协议及复垦合约。项目施工完成后应按照基本农田和农田的要求及时进行复垦。

②本项目管线确需临时占用基本农田，企业应按法定程序申请临时用地并编制土地复垦方案，经县级自然资源主管部门批准可临时占用，并在市级自然资源主管部门备案，一般占用不超过两年，同时，通过耕地耕作层土壤剥离再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏。临时用地到期后土地使用者应及时复垦恢复原种植条件，县级自然资源主管部门会同农业农村等相关主管部门开展土地复垦验收，验收合格的，继续按照永久基本农田保护和管理。

③永久基本农田施工结束进行复垦期间不得种植杨树、桉树、构树等林木，不得种植草皮等用于绿化装饰的植物，不得种植其他破坏耕作层的植物。

④施工期间不得在基本农田范围内堆放固体废弃物或者进行其他破坏基本农田的活动。

⑤因发生事故或者其他突然性事件，造成或者可能造成基本农田环境污染事故的，当事人必须立即采取措施处理，并向当地环境保护行政主管部门和农业行政主管部门报告，接受调查处理。

⑥基本农田范围内进行管线施工时应将揭离的表土进行收集，待施工结束后将表土

用于基本农田范围内的复垦工作。

（6）公益林临时占用恢复措施

区域少量管线沿线涉及国家二级公益林、防护林地，占用面积较少，工程永久和临时占地均不得占用国家一级公益林地。

严格控制工程建设使用国家级公益林地。确需使用的，严格按照有关规定办理林地手续。涉及林木采伐的，按相关规定办理林木采伐手续。本项目部分管线选址确实无法避让二级公益林和天然林，但占用区域无林地分布，不涉及林木采伐，建设单位应严格按照《建设项目使用林地审核审批管理办法》有关规定办理使用林地手续。

项目实施过程中对于临时占用国家级二级公益林、防护林地的，要编制林地植被恢复方案，临时占地结束后及时按照恢复方案对林地进行植被恢复，恢复植被和林业生产条件，以恢复林地土壤、恢复原有植被为主要目标，实行原地、同面积、等质量恢复，防止水土流失，避免立地条件恶化。

临时占用二级公益林、防护林的需根据项目区以及周边分布的主要树种，依据因地制宜，适地适树的原则。新栽植苗木要及时抚育管护，以利于苗木生长发育，灌溉要按株、逐穴进行，要浇足浇透的抗旱方式以保证成活率。

在工程施工中尽量减少植被破坏，决不未批先占、少批多占、“批东建西”，加强森林防火。

企业需按照要求落实专人负责完成林地植被恢复，林地植被恢复完成后申请林业局检查验收。

二级公益林、防护林范围内进行管线施工时应将揭离的表土进行收集，待施工结束后将表土用于二级公益林、防护林范围内的植被恢复工作。

对于二级公益林、防护林占地范围内的林木，尽可能进行移栽，减少损毁林木的数量。

（7）水土流失影响及防治措施

由于本项目管线施工中大量的土体被剥离、扰动，从而使原地表土壤、植被遭到破坏，增加了裸露面积，表土的抗蚀能力减弱，在暴雨及地表径流作用下会产生严重的水土流失。

项目针对水土流失采取以下防治措施：

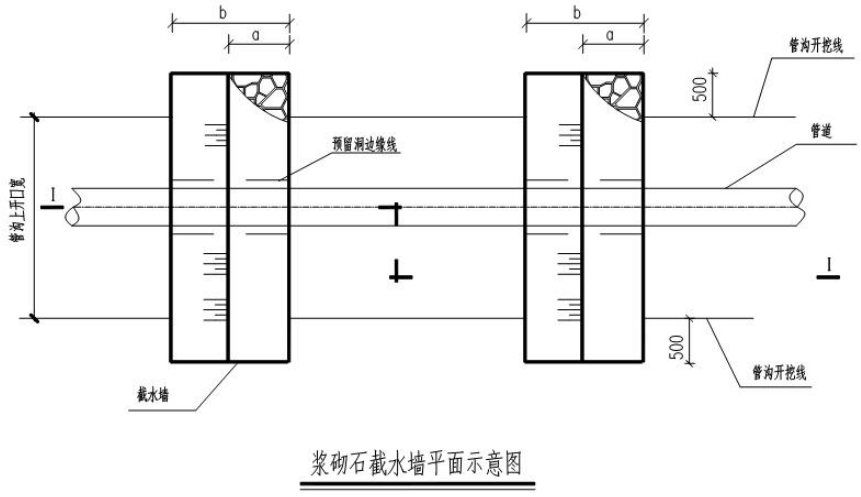
①分区防治

水土流失防治措施体系主要由工程措施、植物措施2部分组成，水土流失防治的重

点为开挖的边坡。工程措施包括管道作业带和施工场地土地平整，穿越山地时的浆砌石护坡、素土挡墙、排水沟等。临时措施包括临时覆盖临时拦挡和临时排水沟等。植物措施包括在施工结束后播撒应急植物、还耕复种等。

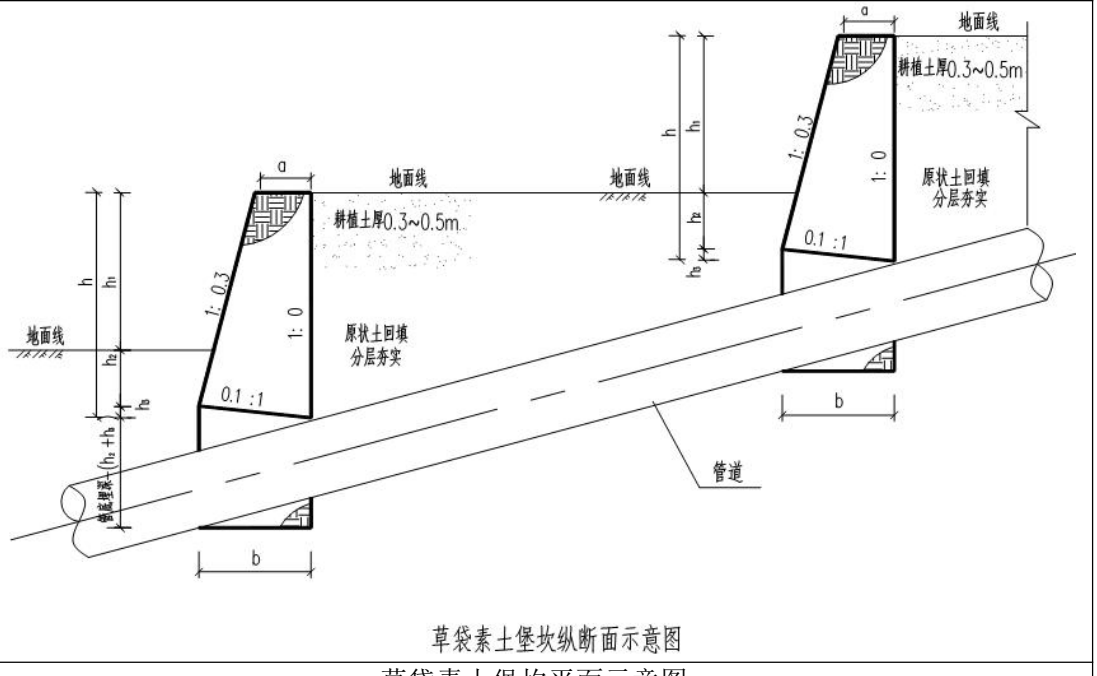
本工程为线性工程，且管线沿道路进行敷设，施工工程中应在道路两侧布置排水工程，使施工过程中出现的水土流失排水渠拦蓄；施工中对陡坡段采取临时拦挡以及排水措施，保护坡脚稳定，防止地表被降雨径流冲刷；同时在施工结束后进行土地平整、撒播草籽等恢复措施，使当地生态系统得以恢复，通过以上措施达到保护地表，改善生态环境，防止水土流失的目的。

典型生态保护措施示意图见图7.1.1-2。



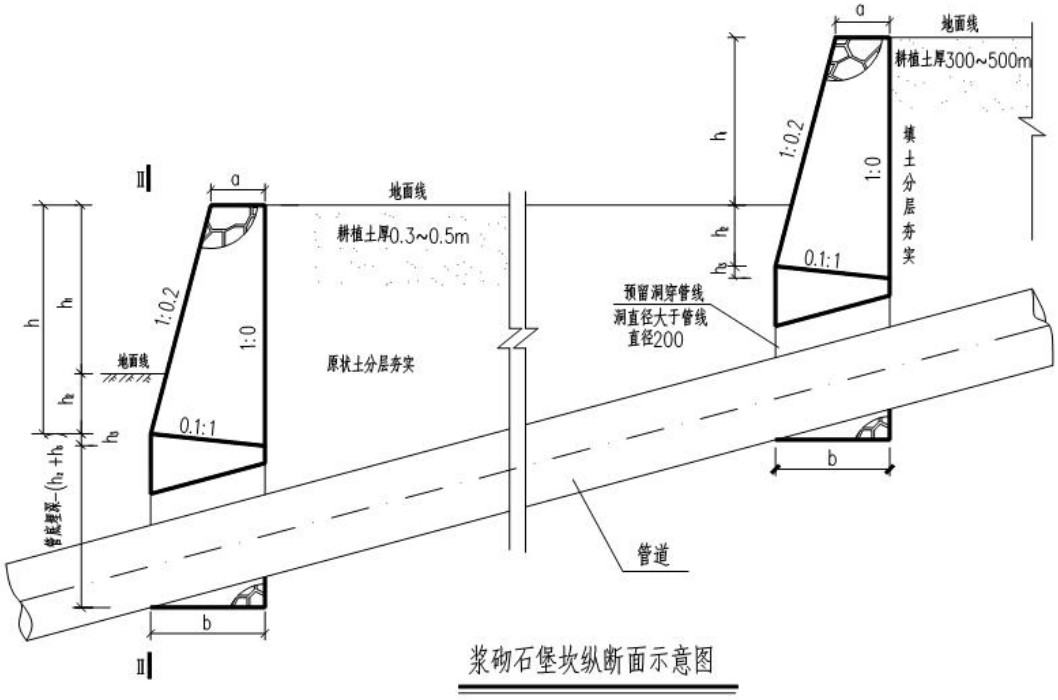
浆砌石截水墙平面示意图

浆砌石截水墙平面示意图



草袋素土堡坎纵断面示意图

草袋素土堡坎平面示意图



浆砌石堡坎平面示意图

图 7.1.1-2　典型生态保护措施示意图

②合理安排施工进度

管道工程水土流失主要发生于雨季施工建设阶段。因此管道工程的建设施工期应尽量避开雨季，分段施工，缩短工期。当无法避开时，应注意做好水土保持防护措施，针对不同的施工工艺施工阶段，结合项目区水文气象条件，采用分期分阶段的水土保持综合防治措施,避免水土流失现象的发生。

（8）水生生态保护措施

①施工场地按照标准化工地标准进行规划、建设，施工单位加强施工管理，文明施工,采取相关措施确保施工期土石方开挖、填筑过程的泥沙等不进入水体，影响水生生态环境。

②及时做好靠近水体的边坡防护工作和全面落实水土保持措施。

③施工期应加强对施工人员的教育管理，严禁捕鱼的行为。

④合理安排施工工期，尽量安排施工期在枯水期进行。

⑤加强污废水管理，确保污废水处理后回用或达标排放，以免对下游河道内的水生生物和鱼类资源造成影响。

⑥加强项目完工后对河流环境的管理工作，两岸废水及生活垃圾不得排入河道，以防止毒害水生生物和造成水体污染。

（9）其他生态保护措施

①加强对施工人员生态环境保护意识的教育，严禁对野生动物滥捕滥杀，同时严禁对周围林、灌木进行乱砍滥伐、破坏野生动物的栖息环境。

②针对区域的二级公益林地、防护林地、基本农田等管理办法对施工人员进行专项教育宣传，加强施工人员对重要敏感区的生态保护意识。

③为减少工程建设扰动原地表面积，建议施工单位施工时，在满足工程建设设计指标的前提下，要严格控制作业范围，具体如下：管线施工作业范围控制在管线两侧 3m 范围内；道路作业范围控制在道路两侧 2m 范围内。

④生态恢复应选择当地常见的植物，乔木可选杨树、柳树、刺槐、榆树、侧柏等；灌木可选沙棘、柠条、杠柳等；草本植物可选长芒草、苜蓿、黄花蒿等。

⑤环评要求在项目建设过程中加强宣传保护野生保护植物，若发现有重点保护植物零散分布时，应采取避让或移植措施，避免砍伐重点保护植物。

⑥环评要求在项目建设过程中加强宣传保护野生动物，若发现有重点保护野生动物时，不得捕猎，避免伤害野生动物。

⑦根据陕西省生态环境厅《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，定期修编矿产资源开发生态环境治理方案，落实专项经费，积极开展生态环境治理工作。

7.1.2 运行期生态保护与恢复措施

①在管线上方设置各种标志，特别是穿越地段的管线，必须设立明显的警示标识，以防各类施工活动对管线的破坏。

②建设单位应加强各种防护工程的维护、保养与管理，加强对道路和采油管线沿线生态环境的监测与评估，及时发现滑坡、坍塌、泥石流等隐患，提前采取防治措施。

③加强宣传教育，提高采油管线沿线居民的环保意识，加强对绿化工程的管理与抚育，防虫、防火，禁止在采油管线沿线附近取土，以避免造成采油管线破坏、导致原油泄漏污染事件。

④加强管线巡检力度，对腐蚀、老化的管线及时更换，降低泄漏事故的发生概率。

⑤按照区域生态环境治理方案要求落实生态恢复措施。

7.1.3 生态恢复目标与指标

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《生产建设项目水土流失防治标准》(GB/T 50434-2018)等文件，确定项目生态恢复与重建目标见表 7.1.3-1。根据背景相似原则对生态环境进行恢复与重建。

表 7.1.3-1　生态恢复目标和指标一览表

防治目标	序号	指标名称			单位	目标
水土保持	1	扰动土地整治率			%	≥95
	2	水土流失总治理度			%	≥90
	3	林草植被恢复率			%	≥97
	4	林草覆盖率			%	≥25
生态恢复	5	临时占地	土地恢复率		%	100
			临时恢复面积		hm^2	35.95
			其中	土地复垦面积	hm^2	14.9676
				植被恢复面积	hm^2	15.5781
	6	植被存活率			%	≥95

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）施工期拟采取的废水处置措施

本项目施工废水主要为管线试压废水、旧管线残留物（清管废水）及施工人员生活污水等，项目施工人员生活主要依托附近站场，生活污水中盥洗水洒水降尘、如厕水经旱厕处理后用于农田施肥；管线试压废水，由罐车拉运，依托附近站场采出水处理系统处理后回注油层；项目清管废水通过原管道管输进入管线下游站场原油集输系统，采出水管线吹扫产生的清管废水全部进入末端井场由罐车收集送就近站点采出水处理系统。

项目站场等施工会产生少量混凝土养护废水，设临时沉淀池处理后回用于施工活动，不外排。

管线施工人员可依托沿线站场生活设施，生活废水均不外排。

（2）施工期废水污染防治措施要求

评价提出如下水污染防治措施：

①施工期间，施工单位应对污水加强管理，严禁乱排污染环境；

②评价要求建设过程中各废水均不得就地排放或直接排入地表水体，采用罐车收集后依托附近站场采出水处理系统处理后用于油田回注。

③严格控制施工范围，应尽量控制作业面，以免对周边居民或耕地、河流等产生影响；

④加强施工机械维护，严禁在水体附近清洗施工器具、机械等，防止施工机械漏油，

若有漏油现象应及时收集，并用专门容器盛装后统一处理；

⑤加强管线的巡查、检测、维修。采取有效的防火、防爆、防腐、防裂等措施，杜绝管线泄漏事故的发生，防止雨水冲刷进入水体。

7.2.1 运营期水污染防治措施

项目运行期管线采用密闭输送方式，管线正常运行状况下不产生废水，不会对地表水环境产生影响。项目管线跨越河流，存在原油管线破裂导致原油泄漏进入地表水的风险。根据设计资料，本项目管线与现有管线相比均增加了黄夹克保温层，跨越段设置了套管，提高了防护等级，因此，本项目的建设对地表水环境影响较小。环评建议，建设单位应提高巡线频率；并定期对管线壁厚进行检测，发生泄漏事故时，要在下游设置临时拦油装置，减轻对河流污染；发生泄漏事故后，需按实际泄漏影响，对周边河流、土壤等进行跟踪监测，调查周边河流及土壤环境污染程度，并对已污染的土壤及地表水环境进行修复，尽可能将项目泄漏影响降至最低。

本项目靖三联、柳72-33脱、油十转新增一套采出水处理集成装置，提高了采出水水质，注水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）表1中的V级标准。

根据类比同类型场站，油一联采出水处理设施（“沉降除油+气浮+过滤”），油一联与本次改造的站场采出水处理工艺相同，水质均为采出水，类比可行。根据2024年油一联常规监测数据，站场出水水质监测结果见表2.1.3-8，油一联采出水处理后水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）V级标准限值要求（含油量≤100mg/L，平均悬浮物含量≤35mg/L）。

本次涉及的采出水站场改造均为技改，处理规模不新增，处理后达标的采出水依托现有的注水管网及注水井回注，依托可行。

通过采取以上措施，运行期废水不外排，不会对地表水环境产生影响，措施可行。

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：生产及运行期站场、管线原油泄漏等。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，结合建设项目的特点，建设时选择了先进、成熟、可靠的工艺技术，对产生的原油进行了合理的治理和收集，从源头上减少污染物排放；严格按照国家相关规范要求，对工艺、管道、设备、储罐采取相应的措施，防止和降低污染物的跑、冒、滴、漏，将污染物泄漏的环境风险事故降低到最低程度。

（1）站场废水收集及回用措施

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）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，严格执行“双百”探伤检查，严禁使用不合格管材。穿越道路管线应加厚管壁，提高管线强度，防止因质量缺陷造成泄漏事故的发生；建设完成后要按规定进行试压；

②管线尽可能沿道路布设，以便于维护和事故处理。管线敷设深度应在冻土层以下，一般要求为1.2m；

③当管线经过坡地、陡坎、易坍塌、易冲刷等不良地段时，为了保护管线的安全和环境，应采取挡土墙、坡面防护等相应的环保及水土保护措施；

④建立施工质量保证体系，提高施工检验人员的水平，确保施工质量。在施工过程中，加强监理，发现缺陷及时正确修补并做好记录；

⑤在管线敷设线路上设置永久性标志，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等，提醒人们不要在管线两侧20～50m范围内活动。

（3）运行期防范措施

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 7.3.2-1 和表 7.3.2-2 进行确定。

表 7.3.2-1　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 7.3.2-2　天然包气带房屋性能分级参照表

分级	包气带岩土的渗透性能
强	Mb>1.0m，K≦1.0×10^{-6}cm/s，且分布连续、稳定
中	0.5m≦Mb<1.0m，K≦1.0×10^{-6}cm/s，且分布连续、稳定 Mb≧1.0m，1.0×10^{-6}cm/s≦K≦1.0×10^{-4}cm/s，且分布连续、稳定
弱	岩（土）层不满足上述“强”和“中”条件
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，判定本项目各场地内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 7.3.2-3。

表 7.3.2-3　本项目分区防渗措施一览表

防渗分区	站场工程	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	冯 52-58 增	分离缓冲罐	接地	弱	难
		污油回收装置	地上	弱	易
	油十转	净化水罐	接地	弱	难
		采出水一体化装置	地上	弱	易
	南十二转	分离缓冲罐	接地	弱	难
		污油回收装置	地上	弱	易

	油一联	沉降脱水罐	接地	弱	难
	柳104-262增	缓冲罐、事故罐	接地	弱	难
	靖一联	原油缓冲一体化集成装置	地上	弱	易
	靖三联	污水污泥池	地下	弱	难
		净化水罐、缓冲罐	接地	弱	难
		采出水处理一体化集成装置、污油回收装置	地上	弱	易
	柳72-33脱	缓冲罐	接地	弱	难
		采出水处理一体化集成装置	地上	弱	易
一般防渗区	冯52-58增	锅炉、输油泵	地上	弱	易
	南十二转	原油计量装置	地上	弱	易
	靖三联轻烃厂	干法脱硫撬	地上	弱	易
	柳104-262增	总机关及收球筒、外输阀组、水箱	地上	弱	易
简单防渗区	南十二转	配水阀组、流量计	地上	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1.0×10^{-7}cm/s，厚度不应小于6.0m；刚性防渗结构应采用水泥基渗透结晶型抗渗混凝土（厚度不宜小于150mm）+水泥基渗透结晶型防渗涂层（厚度不小于0.8mm）的结构型式，防渗结构层的渗透系数不应大于1.0×10^{-10}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1.0×10^{-6}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1.0×10^{-7}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1.0×10^{-7}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1.0×10^{-8}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1.0×10^{-7}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。



图7.3.2-1　冯52-58增分区防渗图



图7.3.2-2　油十转分区防渗图

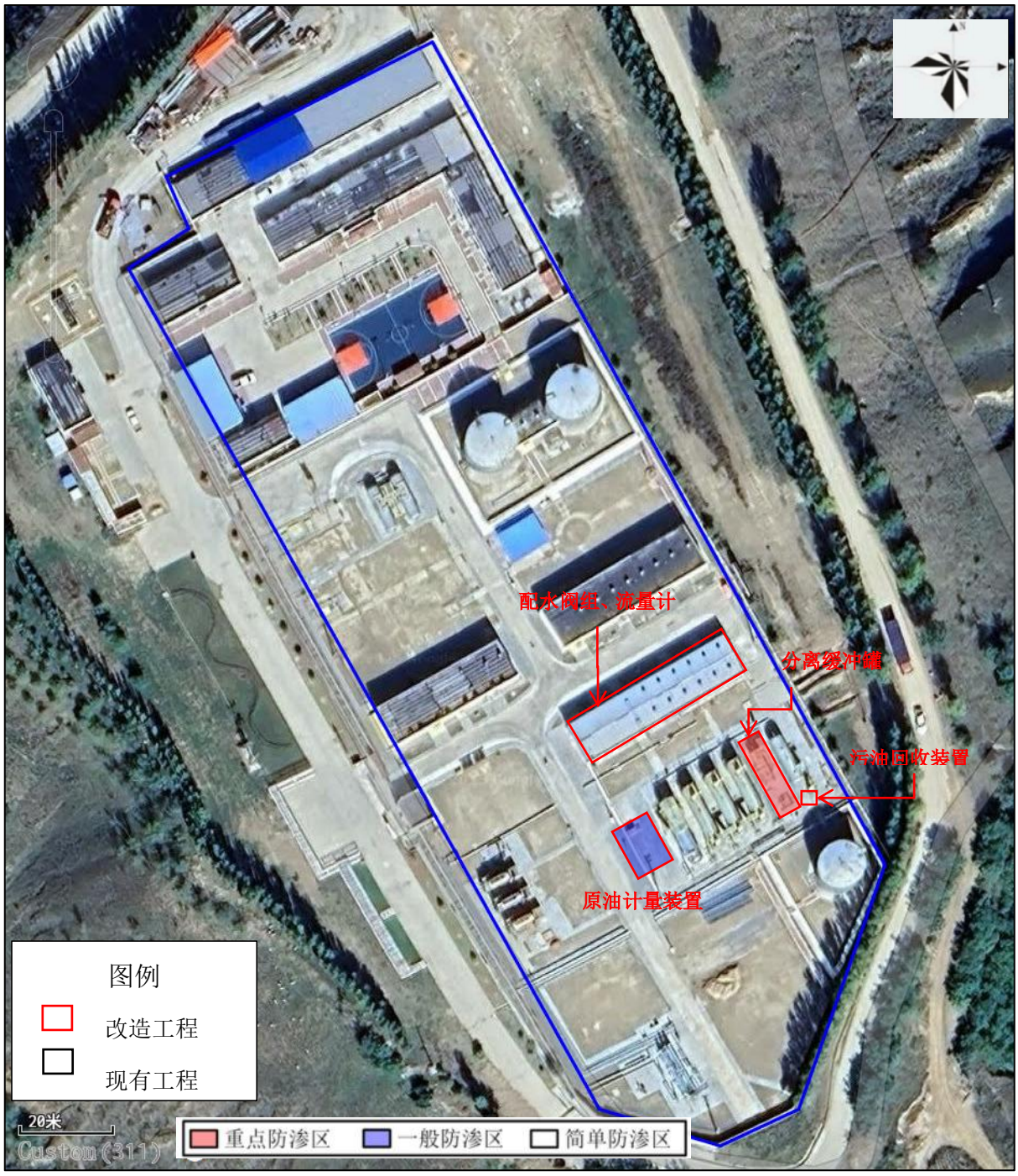


图7.3.2-3　南十二转分区防渗图

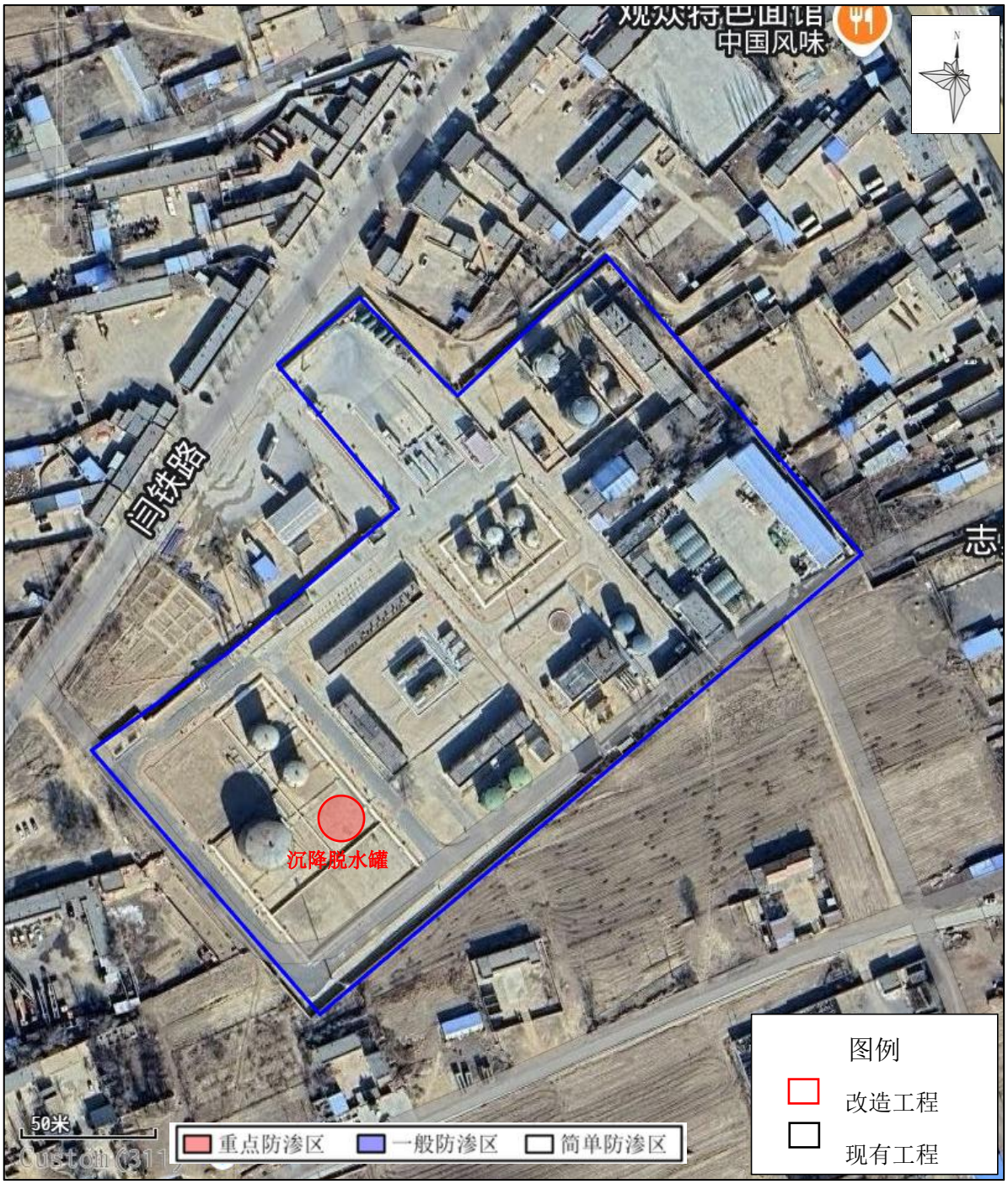


图7.3.2-4　油一联分区防渗图



图7.3.2-5　靖三联轻烃厂分区防渗图

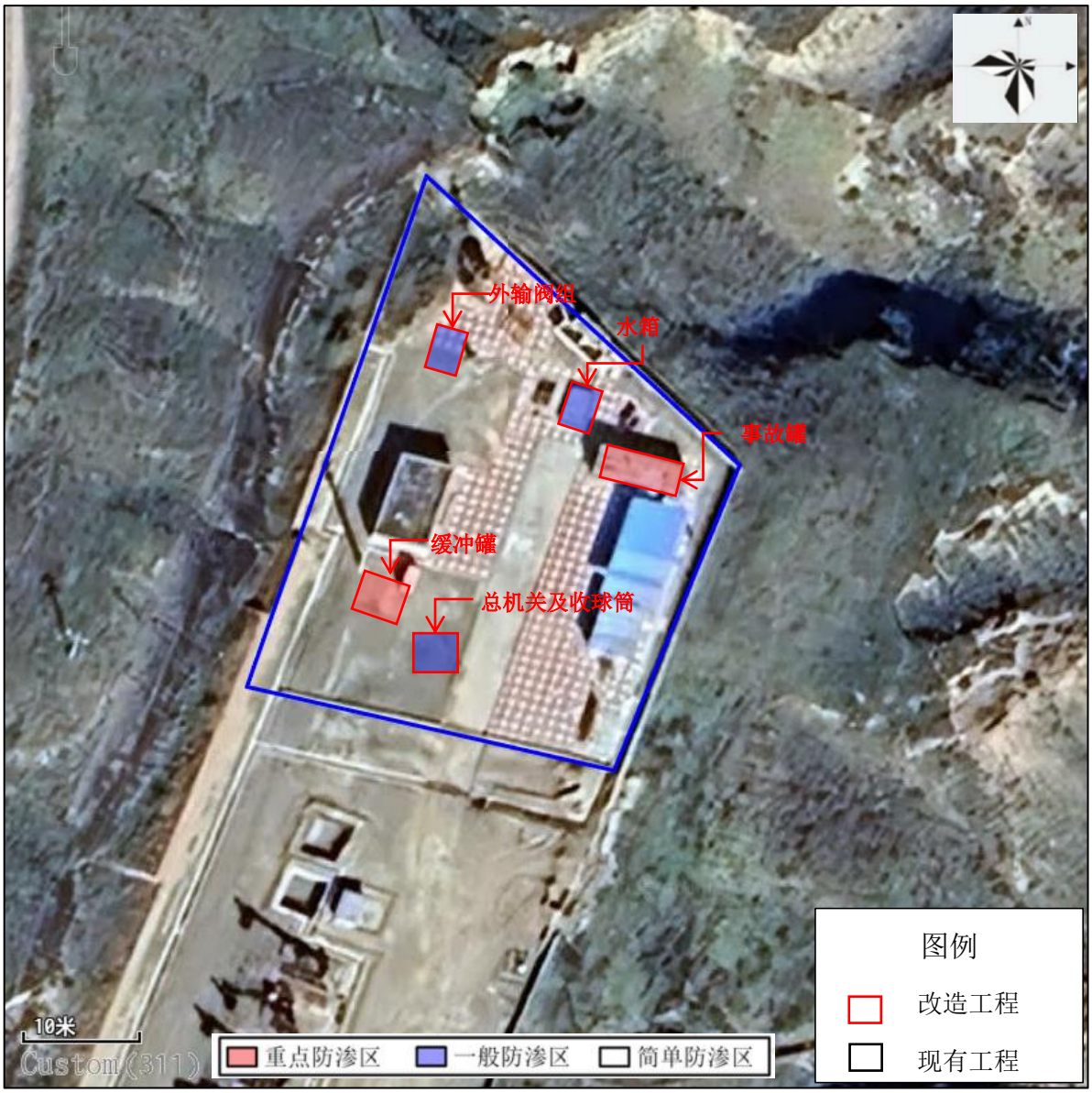


图7.3.2-6　柳104-262增分区防渗图



图7.3.2-7　靖一联分区防渗图

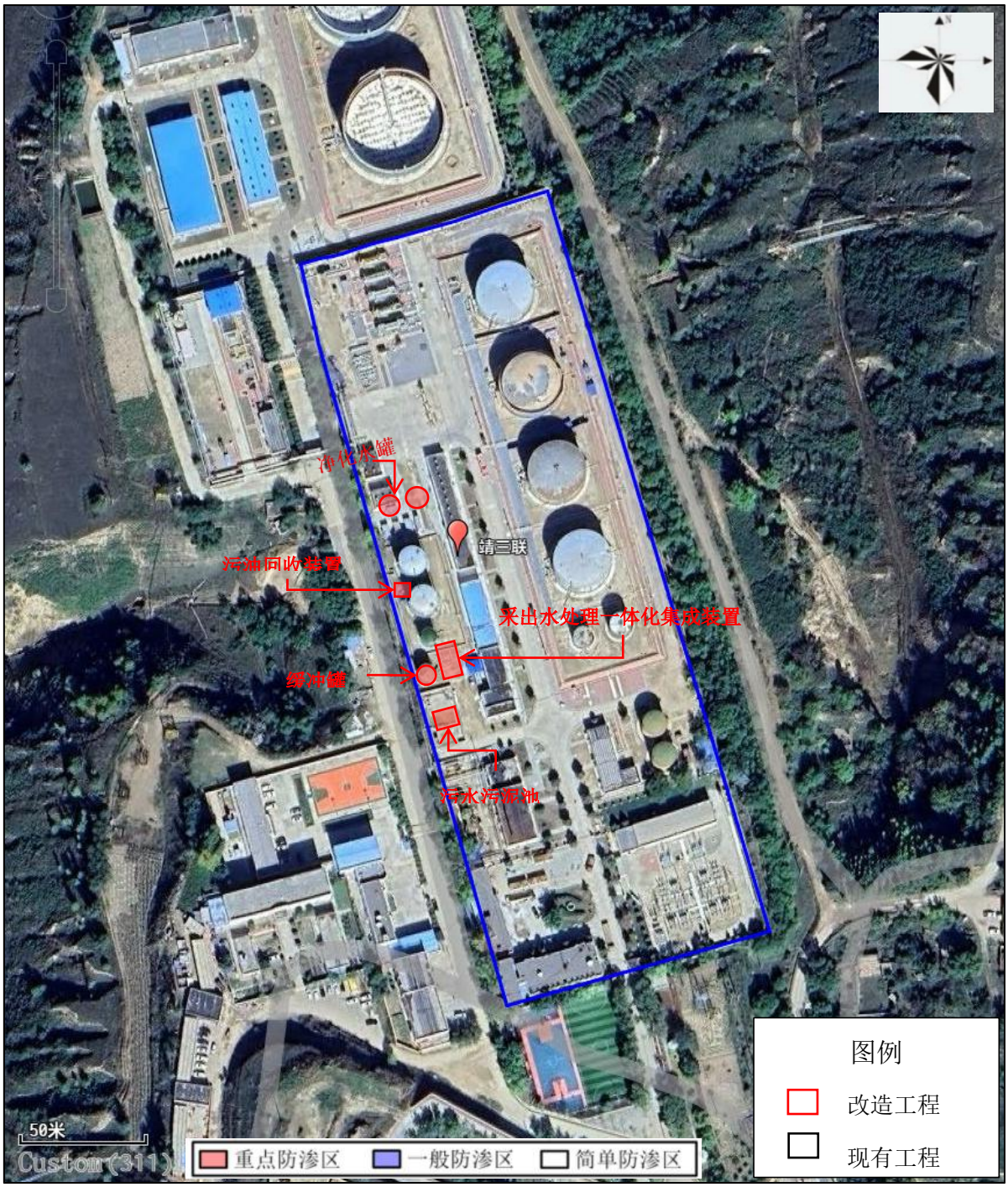


图7.3.2-8　靖三联分区防渗图

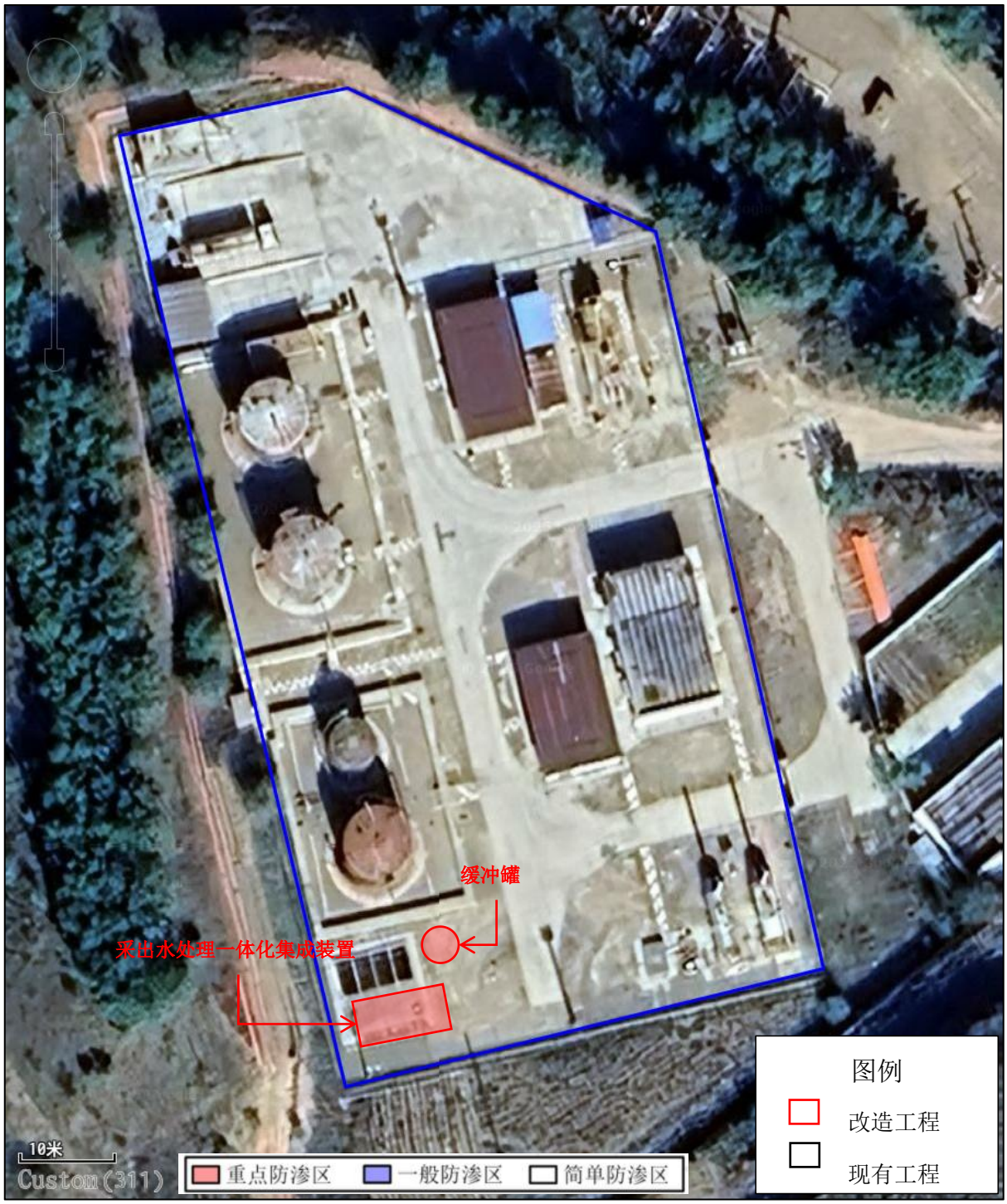


图 7.3.2-9 柳 72-33 脱分区防渗图

7.3.3 跟踪监测措施

为了及时发现项目运行中出现的对地下水环境的不利影响，防范地下水污染事故发生，保证周边水源井的供水安全，减缓对地下水环境的不利影响，并为地下水污染后的治理措施制定和治理方案实施提供基础资料，建议建设单位在项目正式运行前，在油田公司监测计划的基础上结合本项目工程布局完善地下水环境跟踪监测点，并在项目运行中定期监测、定期整理研究、定期预报、识别事故并及时采取措施，尽可能减小项目在非正常状况下对地下水环境的影响。

（1）监测井布设原则

①站场地下水环境监测

第三采油厂现有采油井、采出水回注井众多，非正常状况下污染物渗漏的井位具有不确定性，对每口井周围的地下水环境都进行监控不太可行。水质监测点布设的原则从五个方面考虑，一是监测点尽量布置在采油井和采出水回注井相对集中的下游；二是监测点尽量布置在采油井和采出水回注井下游人口相对集中的位置；三是监测点尽量布置在站场和保障点下游；四是监测点尽量布置在距离水源地最近的采油井和采出水回注井下游；五是尽可能利用现有石油开采水源井和居民供水井作为监测点。监测点位置依据潜在污染源位置、地下水径流方向及地下水模拟结果综合确定，监测层位根据污染源可能的污染层位确定。

②集输管线地下水环境监测

集输管线总里程长较长，非正常状况下污染物渗漏的位置具有不确定性，沿线全部布置水质监测点不太可行。尽管溶质运移模拟结果表明，集输管线渗漏不会危及居民的供水安全，但是由于未来很多因素是不确定的，数值模拟不能将各种可能完全考虑，加之预测污染物运移的控制方程还不能完全准确描述污染物浓度变化、很多参数和地质体存在很大的不确定性，数值模拟的结果只能作为参考。

对于集输管线的监测，除了严格执行定期的人工巡检制度，应当利用进出油（水）水量平衡的方法，及时发现原油或者采出水可能发生的渗漏，并在集输管线设置分布式光纤监测装置，对输送过程中的形变和温度进行持续动态监测，也可以及时发现原油或者采出水可能发生的渗漏，降低原油或者采出水出现长期的持续渗漏可能性。

另外，建议对集输管线沿线居民分散开采井中的水质进行常态跟踪调查，一旦发现开采井出现水质的变化情况，应立即采取相应的防治措施。

（2）第三采油厂现有监测井情况

根据历年产建环评和排污单位自行监测指南要求，企业主要在现有站场周边、水源井、民用井进行了地下水跟踪监测，在重点站场周边建设污染监控井，在井场较集中的下游地区利用民用井、水源井进行跟踪监控。但由于产建项目井场、站场数量较多，分布比较分散，本次可利用的现有监测井数量较少。本次选取了靖边油区已有跟踪监测井中的靖一联水源井（GZJC01）和新 86 脱监测井（GZJC02）作为本次评价跟踪监测井。

（3）本次跟踪监测方案

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）中 12.3.4：“重点对运行期的站场废水池、固体废物贮存场与退役期的油气井井口周边地下水环境开展跟踪监测”，本工程不新建站场，改造站场不新增典型地下水产污装置，原有废水池及固废贮存场应纳入现有例行监测计划内。

①监测点位

本次产能建设项目主要针对改造的站场工程进行监控井布置，布置在开发区块站场较集中的下游地区，部分点位与现状监测井保持一致。共布设 9 个地下水跟踪监测点位，地下水污染跟踪监测情况见表 7.3-4，跟踪监测点位分布见图 7.3-10。

②监测因子及频率

初次监测：GB/T14848 表 1 常规指标（微生物指标、放射性指标除外）+石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、钡；

后续监测：在前期监测中曾超标的污染物+pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物、锰、挥发性酚类、耗氧量、硫化物、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、氨氮、钡、汞、砷、六价铬。

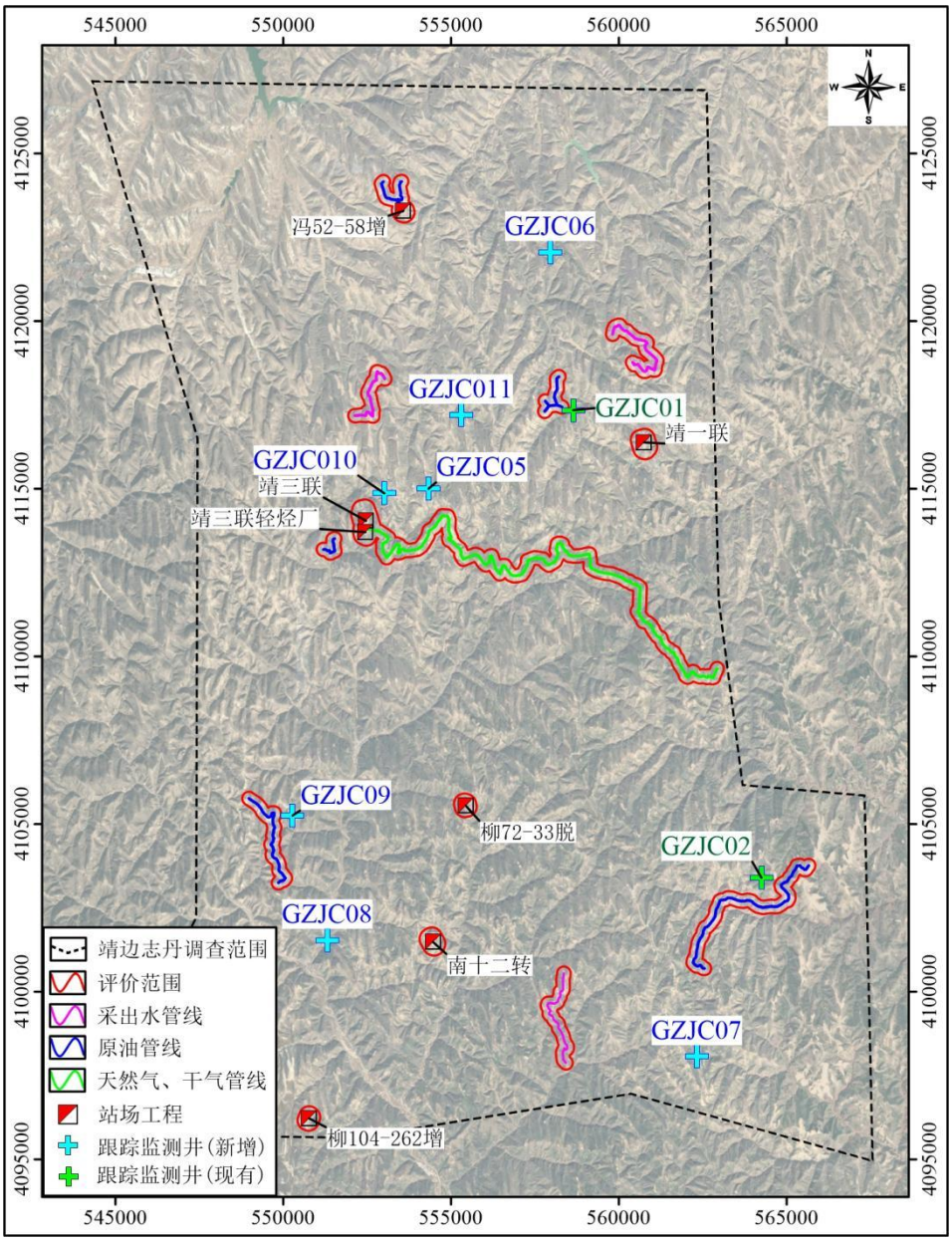
监测频率：污染监控井的监测频率每半年（枯水期、丰水期）一次，当监测指标出现异常时，应按照 HJ164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测。这里异常具体包括三种情况：一是检出组分或常规组分浓度明显升高或超标；二是未检出组分连续检出；三是污染组分出现超标情况，如石油类、氨氮等。

③监测要求

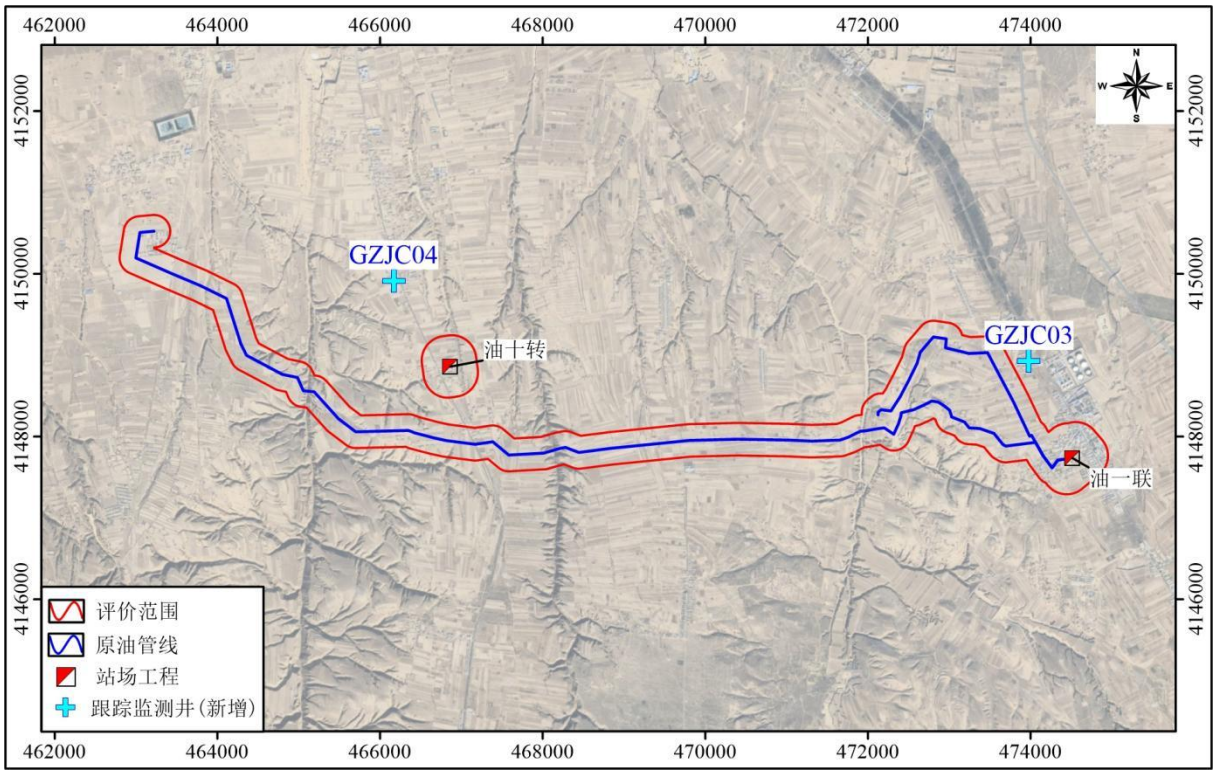
委托有资质的监测单位定期进行地下水水质监测，并公布监测结果。

表 7.3.3-1　地下水跟踪监测计划

序号	GZJC01	GZJC02	GZJC03	GZJC04	GZJC05	GZJC06	GZJC07	GZJC08	GZJC09	GZJC10	GZJC11
名称	靖一联水源井	新 86 脱监测井	闫塘村	温梁	盘古梁	路家坡	马鞍山	巡检司	杨崾岘	靖三联下游	盘 33-21 接转站下游
坐标	E108°40′31″ N37°10′39″	E108°32′24″ N37°6′42″	E107°42′21″ N37°28′15″	E107°37′3″ N37°28′50″	E108°36′42″ N37°09′54″	E108°39′11″ N37°13′42″	E108°42′01″ N37°00′43″	E108°34'36.53" N37°02'37.96"	E108°33'41.31" N37°04'41.42"	E108°35'48.69" N37°09'49.85"	E108°37'21.9" N37°11'5.02"
功能	污染监控点						上游对照点	污染监控点			
监测井类型	现有跟踪监测井	现有民井									
监测层位	白垩系环河组裂隙含水层								第四系风积黄土孔隙含水层	白垩系环河组裂隙含水层	第四系风积黄土孔隙含水层
监测频率	污染监控井的监测频率每半年（枯水期、丰水期）一次										
监测因子	初次监测：GB/T14848 表 1 常规指标（微生物指标、放射性指标除外）+石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、钡； 后续监测：在前期监测中曾超标的污染物+pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氟化物、锰、挥发性酚类、耗氧量、硫化物、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、氨氮、钡、汞、砷、六价铬。										
备注	发现泄漏采取截断措施后应加强监测频率，10 天一次										


545000
550000
555000
560000
565000
4125000
4120000
4115000
4110000
4105000
4100000
4095000
N
W
E
S
冯52-58增
GZJC06
GZJC011
GZJC01
靖一联
GZJC010
靖三联
GZJC05
靖三联轻烃厂
GZJC09
柳72-33脱
GZJC02
GZJC08
南十二转
GZJC07
柳104-262增
靖边志丹调查范围
评价范围
采出水管线
原油管线
天然气、干气管线
站场工程
跟踪监测井(新增)
跟踪监测井(现有)

（靖边、志丹区域）



（定边区域）

图 7.3.3-1　地下水跟踪监测井分布图

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。检测井应安装报警系统，当检测出地下水质出现异常时，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 7.3.4-1）。

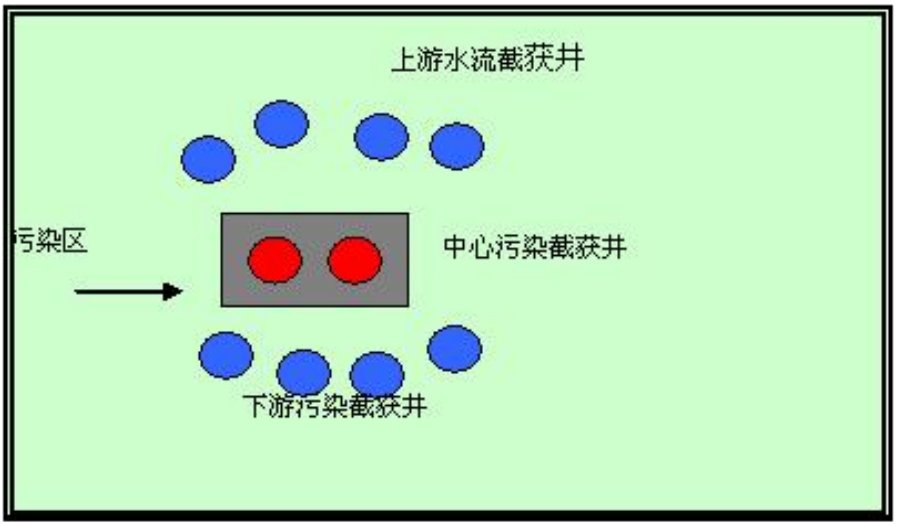


图 7.3.4-1 水污染截获井布置示意图

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）项目施工地表开挖过程中，应洒水使作业面保持一定的湿度；对施工场地内松散、干涸的表土，也应经常洒水防尘；回填土方时，对干燥表土适当洒水，防止粉尘飞扬。

（2）对管道工程开挖的土石方采取苫盖措施，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。

（3）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。

（4）施工过程应及时清理堆放在场地上的弃土、弃渣和道路上的抛撒料、渣，不能及时清运的，必须适时采取洒水灭尘等措施，防止二次扬尘。

（5）施工场地配备洒水车，定期洒水抑尘，同时对主要道路采取硬化措施，减少起尘量。

（6）运输车辆不得超载，减速慢行，减少扬尘的产生。

（7）在管线沿线设置标志桩、里程桩、警示牌和固定推力支墩等，采用商品混凝土，不在施工现场进行水泥拌合，减少扬尘产生量；

（8）开挖土方回填后，立即开展植被恢复和农作耕种工作，并及时浇水，一方面抚育植被恢复，另一方面抑制松散土壤产生扬尘。

（9）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。

（10）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地控制和减缓，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）本项目运行期场站大气污染源主要是改造过程中新增工艺设施排放的无组织

烃类气体和新增加热炉排放的烟气，主要污染物包括非甲烷总烃、颗粒物、SO_2、NOx。

①源头控制项目场站通过采取源头控制，优化生产工艺，采用密闭集输工艺，从源头上减少有害气体的释放，可有效减少非甲烷总烃排放量。

②加热炉燃用干气，采用低氮燃烧，烟气通过不低于8m高排气筒排放，污染物满足《锅炉大气污染物排放标准》（DB61/1226-2018）中其它燃气标准。

③环境监测：建立环境监测体系：在场站内设置空气质量监测点，对空气中的有害气体浓度进行实时监测和记录；数据分析与预警：对监测数据进行分析和评估，一旦发现异常或超标情况，立即启动预警机制并采取相应的应急措施。

通过采取以上措施，对运行期场站内环境空气进行处理，减缓对环境空气的影响，措施可行。

（2）本项目管线采用密闭输送方式，主要输送介质为含水原油、采出水、干气和天然气，管线在正常运行状况下不产生大气污染物，对环境空气基本没有影响。

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。

在采取以上措施后，施工期噪声对环境影响较小，可以满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》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

项目管线在正常运行状况下无噪声产生，对周围声环境没有影响；针对项目站场，为降低噪声影响，采取降噪措施有：

①合理安排站场平面布置。输油泵、加热炉等设施尽量布置在厂界中央；

②设备选型尽可能选择低噪声设备；机泵类选用低噪声电机设备，对电动机安装隔声罩；

③在设备机壳外安装减振垫、隔声罩。

评价认为采用以上措施后，可有效地减少噪声影响，站场噪声均可做到达标排放，运行期噪声一般不会产生扰民现象，噪声污染控制措施可行。

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）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）管线开挖产生的土方均回填，做到土石方平衡；

（3）管线施工过程中产生的施工废料经收集后回收利用；

（4）本项目清洗拆除的管线、拆除的站场废弃设施经无害化处理后，暂存于第三采油厂现有料库，统一作为国有固定资产回收。

（5）管线施工过程中产生试压废渣经收集后拉运至垃圾填埋场处置。

（6）吹扫过程中会产生少量清管废渣，委托有资质的单位处理处置。

环评建议，施工单位在施工过程中分类收集生活垃圾及建筑垃圾，严禁混装，随意散排；及时收集施工过程中产生的废包装材料、废焊等，严禁随意堆放污染土壤；建设过程中采用分段施工，分段回填的手段，减少施工期对周围环境的影响，回填后及时撒播草籽，恢复周边生态及地貌。

7.6.2 运行期固体废物处置措施可行性分析

项目改造不涉及新增落地油、清罐底泥、废润滑油、废弃含油抹布和劳保用品、实验室废物、药剂包装材料、废脱硫剂、废铅酸电池及生活垃圾的产生量改变，仅有浮油、浮渣和采出水处理污泥及废滤料的产生量变化。

项目采出水处理产生的废渣和含油污泥在靖三联、柳72-33脱、油十转站内污泥池内暂存，由有资质单位定期清掏外运处置，废滤料由厂商更换时直接委托有资质单位拉运处置，清管废渣送至第三采油厂危废贮存库，暂存后统一委托有资质的单位处理处置。采取以上处置措施后，项目运营期产生的固废得以合理处置，措施可行。

7.7 土壤环境污染防治措施

（1）源头控制

项目产生的固废交有资质单位进行处置，清理和运输过程中避免危废物料散落地面污染地表。

本项目管线工程运行期不产生废水和固废。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、地表水体段管线加厚管壁，提高管线强度，防止因质量缺陷造成泄漏污染土壤。

（2）过程防控措施

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。其中，重点防渗区防渗结构层的渗透系数不应大于 1.0×10^{-10}cm/s。

管道输送原油过程中有可能会对沿线的土壤造成影响，原油泄漏因泄漏点位置不同所产生的土壤污染范围也不同。当管道在埋地敷设段内发生泄漏，原油在土壤内部由于重力作用沿垂直方向向地下渗透，排除地质灾害等因素外，原油一般情况下不会冒出地表形成地面扩散。

项目运行过程中，加大巡线频率，定期检查管线安全保护系统（如安全阀等）；在有条件的地方安装自动控制装置，对管线泄漏事故及时发现，及时处理；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。一般情况下，发生事故而泄漏于地表的原油数量有限，若处理及时得当，对周围环境影响可得到有效地控制。

（3）跟踪监测

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》（HJ964-2018）的要求确定土壤跟踪监测点布设原则，结合管线走向，本项目在站场和管线沿线的耕地处各设置 1 处土壤监测点。监测点布设情况见表 7.7-1。

表 7.7-1 土壤跟踪监测点一览表

编号	位置	监测项目	监测频次	执行标准
1#	靖三联污水池旁	石油类、石油烃（C_6-C_9）、石油烃（C_{10}-C_{40}）、汞、砷、六价铬	1 年一次	《建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值要求
2#	油二联至油一联输油管线隐患治理	石油类、石油烃（C_6-C_9）、石油烃（C_{10}-C_{40}）、六价铬 汞、砷	1 年一次	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618-2018）风险筛选值

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 3195 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 130 万元，占建设总投资的 4.07%。

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）
施工期	废水	施工人员生活	防渗旱厕（依托站场及周边居民设施）	/	/
		废管道清管	依托附近站场处理	/	/
		管道试压	试压废水收集罐车（依托现有）	1 辆	/
	废气	施工扬尘	运输车辆遮盖篷布	若干	3
			洒水抑尘	若干	3
	噪声	强噪声源	合理安排作业时间、低噪声设备	若干	2
	固废	焊渣	拉运至建筑垃圾填埋场处置	若干	2
		生活垃圾	生活垃圾收集桶	若干	1
		拆除管线和废弃设施	清洗拆除的管线和废弃设施由第三采油厂回收处置	若干	10
	生态	植被清理、管沟开挖	道路“三桩”、水工保护、植被恢复	-	80
运行期	站场无组织废气		密闭集输系统	-	工程投资
	废水		采出水处理设施	3 套	工程投资
	站场加热炉		低氮燃烧，排气筒高度不低于 8m	1 套	2
	噪声		安装设备基座减振、柔性连接	若干	10
	固废		危废交有资质单位拉运处置	若干	2
	土壤、地下水		源头防控、加强管理、跟踪监测，管道按要求试压、防腐等	/	15
	环境风险防范措施		道路三桩、在线压力监控系统、跨越处加设套管等	若干	/
合计					130

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： = /

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≤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 3195 万元人民币，项目的实施可有效降低杜绝原油、采出水、天然气、干气等的泄漏及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

环保费用由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 130 万元，占建设总投资的 4.07%。

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：

$C_1=a\times C_0/n=8.23$(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。参照国内其他企业的有关资料，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。

$C_2=C_0\times 15\%=19.5$(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。

$C_3=C_0\times 2\%=2.6$(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 30.33 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	8.23
环保设施消耗费C_2	19.5
环保管理费C_3	2.6
环保费用$C=C_1+C_2+C_3$	30.33

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 13 万元。

8.5 项目社会效益分析

原油、采出水、天然气及干气一旦发生泄漏事故，不但造成重大经济损失，同时会对管道沿线居民、单位的正常生产生活及人身安全造成重大社会影响。

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，降低了原油、采出水、天然气及干气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二个方面：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，沿线占地类型主要为林地、交通用地、旱地、草地等。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，在发生油品、采出水、天然气及干气泄漏事故时，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，降低了管道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

本项目属于隐患治理项目，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，还有效地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、经济效益。

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

长庆油田分公司第三采油厂依据《石油天然气健康、安全与环境管理体系》（SY/T 6276）标准，建立了 QHSE 管理体系和安全环境管理机构（见图 9.1.1-1），并通过了国家认证；同时按照中石油公司《质量健康安全环境管理体系要求》（Q/SY 2.2），在整合职业安全健康、环境、质量三大体系基础上，进一步完成了 QHSE 管理手册、程序文件和“两书一表、一卡一预案”的修改与发布实施；此外，采油厂还建立健全了各项环境管理制度，明确了管理时效。

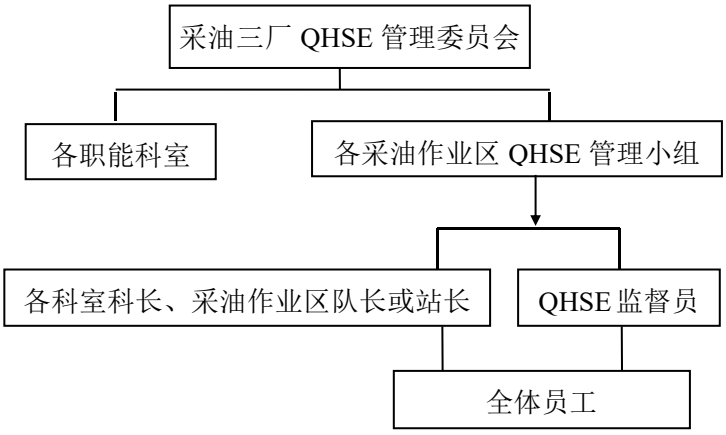


图 9.1.1-1　采油三厂 QHSE 组织结构框图

9.1.2 管理机构设置、人员配备及职责

目前，采油厂结合 QHSE 管理体系，各项管理导入了“自我监控、自我完善、自我改进”的三级监控机制，企业环境管理实行一级机构二级管理制度。

（1）QHSE 委员会

为采油厂安全生产管理工作的最高组织领导机构，由项目经理和有关部门主要负责人组成，主要职责是全面负责采油厂安全生产与环境管理，研究制订安全生产措施和环境保护计划，实施检查、监督和处理事故等项工作。

（2）清洁生产审核小组

由主管生产厂长任正组长，主要成员来自下属各生产管理部门等，具体负责作业区的清洁生产审计。

（3）环境保护领导小组

由作业区经理、副经理担任正、副组长，主要职责是加强组织领导，保证石油开发污染防治工作顺利开展，并将环保目标和一票否决制纳入各基层队业绩管理指标中。

（4）基层 QHSE 小组

现有专职环境管理人员 4 人，以站场、井组为单元设兼职环境管理人员；专职负责企业日常环境管理与监督，制定和落实环保岗位职责、环境管理制度和环境监控计划等项工作，接受企业环保第一责任人厂长或主管环保副厂长的直接领导。

9.1.3 环境管理规章制度

建设单位已经较为完善的环境管理体系和管理制度。

（1）环境管理体系文件

环境管理程序文件清单见下表。

表 9.1.3-1　环境管理体系程序文件清单

实施部门	主要编制内容
长庆油田分公司第三采油厂	1、环保法律法规、环境指标与方案管理程序
	2、环境管理体系培训管理程序
	3、原辅材料、能源及给排水管理程序
	4、油田集输送前预处理、站场及其辅助设施管线大气污染物控制、含油污水处理、环境噪声治理及落地油彻底回收、处置管理程序
	5、井场、集输站、管线环境风险应急管理、控制及事故状态下应急响应程序
	6、环保设施监督管理及违章、纠正与预防污染措施程序
	7、节能降耗、污染预防、减污增效、资源化利用监督、检查管理程序
	8、环境监控、文件记录控制管理程序与环境管理内部审核程序
	9、强化风险事故应急管理，定期开展 QHSE 审核程序
	10、建立合同方环境行为影响程序与供应商管理程序

（2）环境管理制度

主要环保管理规章制度、规程见表 9.1.3-2、9.1.3-3。

表 9.1.3-2　环境保护管理制度表

实施部门	主要内容
长庆油田分公司第三采油厂	1、内部环境保护审核、例会制度
	2、环境质量管理目标与指标统计考核制度
	3、节能降耗、减污增效、清洁生产管理、审计和岗位职责奖惩制度
	4、内部环境管理监督与检查制度
	5、环保设施与设备定期检查、保养和维护管理考核制度
	6、环境保护定期、不定期监测制度
	7、污染源监控与监测计划制度
	8、危险化学品贮运、使用转移联单管理制度
	9、危险废物落地油回收、贮存、处理处置登记制度
	10、环境保护档案管理与环境污染风险事故应急预案及报告管理制度
	11、环境保护宣传、教育与培训制度
	12、环境风险管理制度

表 9.1.3-3　环保设施管理规程表

实施部门	主要管理内容
长庆油田分公司第三采油厂	1、环保设施与设备使用、维护规程
	2、污水处理站运行、维护和保养管理规程
	3、隔声降噪、消声设备的维护和保养管理规程
	4、临时渣场运行与生态恢复管理技术规程
	5、重点排污口安装污染物在线自动检测系统运行、维护和管理规程
	6、环保设备安全操作规程及安全管理规章
	7、企业生态环境保护、水土保持与环境绿化规划
	8、重点环保设施污染控制点巡回检查制度

（3）质量安全环保科管理职能

采油厂在强化安全与环境管理并重的同时，也要结合项目特点，重点加强作业区生态保护与水土保持工作，目前已经设置的绿化队专职负责区内环境绿化与管理，对受扰动土地进行植被恢复，种树种草，减缓水土流失。

（4）环境管理台账制度

建立环境管理台账制度，包括电子台账和纸质台账，台账主要内容包括：生产信息、污染防治措施运行记录，监测数据等。

9.1.4 现有环境管理分析

根据对现有环境管理体系的调查，建设单位建立了较为完善的环境管理制度，在生产过程中发挥了积极作用。

① 有较为完善的风险管理制度和应急预案，按照应急预案进行定期演练，对风险事故有较为可靠的处理能力。

② 编制了相应的生态恢复方案和水土保持方案，对生态环境的保护和恢复起到了积极的作用。

9.1.5 土壤隐患治理排查要求

根据《工矿用地土壤环境管理办法（试行）》，重点单位应当建立土壤和地下水污染隐患排查治理制度，定期对重点区域、重点设施开展隐患排查。发现污染隐患的，应当制定整改方案，及时采取技术、管理措施消除隐患。隐患排查、治理情况应当如实记录并建立档案。

第三采油厂应按相关要求委托第三方定期开展土壤和地下水监测，重点监测存在污染隐患的区域和设施周边的土壤、地下水，并按照规定公开相关信息。

9.1.6 环境管理要求

本项目各阶段环境保护管理工作要求见下表。

表 9.1.6-1　环境管理工作要求

阶段		环境管理主要内容
施工期		1、建立施工期管理体系，签订目标责任书，要求工程设计单位做好服务与配合； 2、制定环境管理工作计划，建立施工期环保档案，确保建设有序进行； 3、规范施工期环境监理制度，处理施工中偶发的环境污染事故与环境纠纷； 4、按照工程环保设计与主体工程同步建设，严格执行“三同时”制度； 5、由专人负责监督、考核各施工单位责任书中任务完成情况； 6、对施工中造成的土地、植被毁坏应在竣工后及时恢复； 7、制定施工期环保与生态恢复计划，认真做好各项环保设施施工监理与验收，及时与当地环保行政主管部门沟通。
运行期	正常工况	1、建立和实施项目运行的 QHSE 管理体系； 2、结合本项目生产和环保实际情况，根据政府和上级主管部门的环保法律法规、标准，制定管理规章制度，并贯彻执行； 3、加强管线临时占地植被恢复； 4、协同有关部门制定防治污染事故的措施，定期进行环保安全检查； 6、定期检查管道安全保护系统，定期测量管线的内外腐蚀情况，对管壁严重减薄段及时更换； 7、建立健全废水处理环境管理台账。
运行期	非正常工况	1、加强管线的检修和巡线，减少发生“跑、冒、滴、漏”； 2、加大巡线频率，杜绝其存在长期非正常排放点源的存在，保护项目评价区地下水环境质量不受污染和破坏； 3、针对可能发生泄漏的区域，及时采取修复更换等措施，阻止污染物进一步扩散泄漏。
风险防范		1、严格执行国家的安全卫生标准规范及相关法律法规，在项目建设的同时，对安全和劳动保护等方面综合考虑； 2、制定安全生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全管理制度和安全操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系，完善各种规章制度标准； 3、定期进行环保安全教育，增强职工环保意识和安全意识； 4、施工过程、选材等环节严守质量关，加强技术工人的培训，提高操作水平； 5、作业前进行隐患分析评估，制定切实可行的措施计划，在作业过程中严格监督检查，定期考核，从源头上解决安全隐患问题。 6、定期检查和维护管线，防止原油泄漏事故； 7、定期修订应急预案，并定期组织应急演练。

9.2 污染物排放管理要求

9.2.1 排污许可证办理

根据《排污许可管理条例》，本项目建设工程内容应该纳入第三采油厂现有排污许可证内容进行管理。

9.2.2 污染物排放管理

项目污染物排放清单详见下表。

表 9.2.2-1　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	4.8	0.013	加热炉	燃用干气，排气筒高度≥8m	1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	1.5	0.004				
			NOx	80	0.226				
废水	站场		石油类	/	/	靖三联、柳72-33脱、油十转采出水处理设施	经采出水处理设施处理达标后回注地层	/	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）
			SS	/	/				
			COD	/	/				
噪声	站场	噪声	噪声	/	/	加热炉、输油泵、采出水处理装置	选用低噪声设备，基础减振	/	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类标准
固废	站场		污泥、浮油、浮渣、废滤料、清管废渣	/	/	在所属作业区危废暂存点暂存后，定期交由有资质单位处置		/	做好危险废物贮存情况记录；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。

9.2.3 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9.2.3-1和表9.2.3-2。

表 9.2.3-1　排污口规范化管理要求表

项目	主要要求内容
基本原则	1、凡向环境排放污染物的一切排污口必须进行规范化管理； 2、将总量控制的污染物排污口及行业特征污染物排放口列为管理重点； 3、排污口设置应便于采样和计量监测，便于日常现场监督、检查； 4、如实向环保行政主管部门申报排污口位置与排放去向等方面情况
技术要求	1、排污口位置必须按照环监〔1996〕470号文要求实行规范化管理； 2、具体设置应符合《污染源监测技术规范》中的规定和要求
立标管理	1、污染物排放口必须实行规范化管理，应按照国家《环境保护图形标志》（GB15562.1-1995）与（GB15562.2-95）的相关规定，设置环保图形标志牌； 2、环保图形标志牌位置应距污染物排放口及固废贮存(处置)场较近且醒目，设置高度一般为标志牌上缘距离地面约2m； 3、重点排污单位污染物排放口以设置立式标志牌为主，一般排污单位污染物排放口可根据实际情况设置立式或平面固定式标志牌。
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

表 9.2.3-2　排污口规范化管理要求表

序号	要求	图形标志设置部位				
		废水排放口	废气排放口	噪声源	固废堆场	
					一般固废	危险废物
1	图形符号					
2	背景颜色	绿色				黄色
3	图形颜色	白色				黑色

9.2.4 信息公开

本次评价对第三采油厂提出以下环境信息公开要求：

⑴ 按照《企业环境信息依法披露管理办法》要求，当地环保部门每年 3 月底前确定本行政区域内重点排污单位名录，并通过政府网站、报刊、广播、电视等便于公众知晓的方式公布。第三采油厂应及时关注，明确本单位是否列入名录。

⑵ 如果本单位列入重点排污单位名录，则应当公开下列信息：

① 企业基本信息，包括企业生产和生态环境保护等方面的基础信息；

② 企业环境管理信息，包括生态环境行政许可、环境保护税、环境污染责任保险、环保信用评价等方面的信息；

③ 污染物产生、治理与排放信息，包括污染防治设施，污染物排放，有毒有害物质排放，工业固体废物和危险废物产生、贮存、流向、利用、处置，自行监测等方面的信息；

④ 碳排放信息，包括排放量、排放设施等方面的信息；

⑤ 生态环境应急信息，包括突发环境事件应急预案、重污染天气应急响应等方面的信息；

⑥ 生态环境违法信息；

⑦ 本年度临时环境信息依法披露情况；

⑧ 法律法规规定的其他环境信息。

9.3 项目竣工环保验收

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、NOx、林格曼黑度	燃用干气，排气筒高度≥8m	2	《锅炉大气污染物排放标准》(DB61/1226-2018)中表 3 其他燃气锅炉标准
	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
		硫化氢	设备均采用密闭集输工艺	配套	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 中的二级排放限值
废水污染控制	靖三联、柳 72-33 脱、油十转	含油量、SS、粒径中值、腐蚀率	采用“沉降除油+气浮+过滤”工艺	配套	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）V级标准限值要求
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》（GB18597-2023）
		浮油、浮渣、含油污泥、清管废渣	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	/	根据实际占地类型确定，植被绿化系数应达到 90%。
地下水、土壤	站场	/	分区防渗	/	符合《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）要求。
环境风险	站场、管线	事故风险	站场设置移动式灭火消防器材等；修订应急预案、应急物资及应急演练；管线定期巡线，设置在线压力监测系统、截断阀，增加穿跨越段管线壁	/	按要求配备

			厚，设置套管，设置标识牌。		

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的专业机构承担；

（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）、《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》（HJ1209-2021）并结合长庆油田分公司第三采油厂 2025 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 9.4.2-1 和表 9.4.2-2 所示。

表 9.4.2-1　污染源监测计划表

类别		监测项目	监测点位置	在第三采油厂现有监测计划基础上新增的监测点	监测频率	控制指标
有组织废气	加热炉	颗粒物、SO_2、NO_2、林格曼黑度	冯 52-58 增（功率 300kW，燃用干气）	新增 1 个，本工程新增加热炉 1 台	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	站场	非甲烷总烃	厂界、站内	不新增（本工程纳入采油厂整体区域进行选点抽测）	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）
		硫化氢	厂界			《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 中的二

类别		监测项目	监测点位置	在第三采油厂现有监测计划基础上新增的监测点	监测频率	控制指标
						级排放限值
生产废水	采出水	SS、石油类、粒径中值、腐蚀率	靖三联、柳 72-33 脱、油十转采出水处理系统	不新增，本次仅对现有采出水处理站进行改造，现有采出水处理站已纳入全厂监测计划	每季一次	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法（SYT 5329-2022）》

备注：根据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022）规定，本次不新建场站，且现有站场根据预测运行期间厂界环境噪声远低于标准限值，因此可不开展厂界环境噪声监测。

表 9.4.2-2　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	与现有监测计划关系说明	控制指标
地下水	①水位埋深；②水质：pH、钠、硫酸盐、氯化物、总硬度、溶解性总固体、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、氰化物、氟化物、铅、镉、铁、锰、石油类、汞、砷、六价铬。	闫塘村、温梁、盘古梁、路家坡、马鞍山、巡检司、杨崾岘、靖三联下游、盘 33-21 接转站下游现有民井水井	9 个	每季度一次	第三采油厂在本次工程周边设置有现有跟踪监测井 2 口，同时本次新增 9 口区域现有民井作为跟踪监测井	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类
土壤环境	pH、汞、砷、六价铬、石油烃（C_10-C_{40}）、石油类、石油烃（C_6-C_9）	管线沿线代表（油二联至油一联输油管线隐患治理）	1 个	一年一次	第三采油厂设置有土壤监测计划，本次涉及站场、管线已纳入现有的土壤监测计划中，不增加第三采油厂现有的抽测数量	建设用地执行《土壤环境质量-农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）风险筛选标准
		靖三联污水池旁	1 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

长庆油田分公司第三采油厂 2025 年油田维护工程位于榆林市靖边县、定边县、延安市志丹县境内。本次油田维护主要包括站场工程和管线工程，站场工程主要为冯 52-58 增、油十转、南十二转、油一联、靖三联轻烃厂、靖三联、柳 104-262 增、靖一联、柳 72-33 脱水站等 9 座站场站内改造；管线工程主要为 12 项管线子工程，其中包括干气管线 1 条，长度 3km，天然气管线 1 条，长度 18.67km，采出水管线 2 条，长度 6.36km，含水原油管线 7 条，长度 35.97km，输水管线 1 条，长度 3.5km，管线总长度 67.5km。

项目总投资 3195 万元，其中环保投资 130 万元，占总投资的 4.07%。

10.2 环境质量现状

根据陕西省生态环境办公室于 2025 年 1 月 21 日《环保快报》发布的 2024 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 2.0mg/m³）；硫化氢小时浓度可满足《环境影响评价技术导则-大气环境》中附录 D 中硫化氢环境质量标准值（1 小时平均值 0.01mg/m³）TSP 24 小时平均浓度可满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准要求。

地下水：本次引用监测结果中路家坡（泉水）点位地下水中氯化物、总硬度、溶解性总固体超出《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类水质，靖三联下游监测点中总硬度、溶解性总固体、钠、氯化物、硫酸盐超出《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类水质，其余引用地下水监测点及监测结果均达到《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类水质要求；本次实测点位监测结果中，钠、氯化物、硫酸盐、溶解性总固体指标超出《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类水质，其余监测指标均低于《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类水质标准限值；引用监测点及本次实测监测结果中石油类指标均未检出，满足《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）III类水质要求。

综上，作为油气田典型特征因子的石油类指标在靖边油区和定边油区内均未超标，说明靖边县、定边县开发区域地下水环境受石油开采影响小；根据区域水文地质资料，分析其调查结果中溶解性总固体、总硬度、氯化物、硫酸盐、钠等指标超标原因主要为

地质背景原因，部分区域白垩系地下水溶解地层中的盐类物质，导致地下水中离子含量处于较高水平。

噪声：由监测结果可知，敏感点噪声可满足《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 主要环境影响及措施

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

施工生产废水经沉淀池循环利用不排放；管道试压废水，管道试压结束后用于油田回注；站场施工依托站场旱厕，生活杂排水洒水抑尘，管线施工人员可依托沿线井场旱厕，生活污水均不外排；管线清理产生的残留物主要为含油废水，回收的残留物进入管线下游站场原油集输系统；采出水管线吹扫产生的清管废水全部进入末端井场由罐车收集送就近站点采出水处理系统。

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 700m 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 200m 范围内有 6 处敏感目标分布，站场施工量较小，合理安排施工时间，加快施工进度，可将噪声影响降到最低；管线沿线 200m 内分布少量居民点，距离居民最近距离为 10m，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、管线；弃土回填管沟及站内平衡，施工废料回收利用，生活垃圾依托周边站场生活垃圾收集系统，各站场改建后部分拆除设备、管线进行无害化处理后全部由第三采油厂作为固定资产回收。施工期旧管线吹扫产生少量清管废渣，委托有资质的单位处理处置。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。通过控制施工作业带范围，严格施工管理，施工结束后对临时占地进行生态恢复等措施后，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

本项目各改造站场设备密闭，采出水处理装置采用集成装置，管道密闭集输。项目运营废气主要为冯 52-58 增新增处理规模产生的无组织排放的烃类气体和加热炉烟气。加热炉燃用干气，经预测，加热炉废气中颗粒物、SO_2、NOx 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。经预测，冯 52-58 增非甲烷总烃

浓度最大落地浓度为75.805μg/m³，占标率为3.80%，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，项目站场所在地污染物扩散条件较好，其有组织、无组织废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在环境可接受范围之内。

10.3.2.2 地表水

项目建成后不新增劳动定员，不新增生活污水，对地表水环境影响小，不会改变区内地表水环境功能现状。项目涉及的3座采出水处理改造的站场其采出水经处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）V级标准限值要求后全部作为油田开发中的注水用水，不排入地表水体，不会对地表水环境产生影响。

综上，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

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。

项目运行期间按照“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。采取以上措施后，可降低项目对地下水环境的影响。

10.3.2.4 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，经预测各站场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，周边敏感目标满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类区标准，项目运行期噪声对周边环境影响较小。

10.3.2.5 固体废物

本项目涉及的3座采出水处理改造站场在其采出水处理过程会产生含油污泥、浮油、浮渣等危险废物，存于站内污泥池中，定期交由有资质单位处置。废滤料定期更换由有资质的厂家直接带走处置，清管废渣送至第三采油厂危废贮存库，暂存后统一委托有资质的单位处理处置。

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，项目含油污泥、废滤料、浮油、浮渣、清管废渣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

项目原油集输系统、采出水处理系统设施设备置于地上，基础进行硬化处理，泄漏的原油可引至站场事故油箱进行收集。正常情况下，不会对土壤环境造成污染。

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。评价预测了靖三联污水池、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。

项目运行期间通过采取源头控制、过程防控措施、跟踪监测后，可降低项目对地下水环境的影响。

10.3.2.8 环境风险

本项目涉及的主要危险物质为原油、天然气、干气，可能存在风险的单元为原油管线、天然气管线、干气管线。本项目原油、天然气、干气泄漏主要对环境空气、地表水、地下水和土壤产生影响。环评要求原油处理系统、采出水处理系统设施、设备底部进行基础硬化，一旦发生设施设备破损油品泄漏易发现，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《第三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 环境影响经济损益分析

本项目属于隐患治理项目，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，还有效地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、经济效益。

10.5 环境管理与监测计划

第三采油厂已确立了基本的环境管理规章制度，包括环保管理制度、环境污染事故管理制度和环保检查制度。如果这些环保管理检查措施得到落实，可以使环境污染和生态破坏基本得到控制。本项目建议了运行期的监测计划。

10.6 公众参与

长庆油田分公司第三采油厂环评委托后在在榆林网站、延安信息网进行第一次公示，公示期间，无反对意见，亦无其他意见；在本项目环境影响报告书征求意见稿编制完成后，长庆油田分公司第三采油厂分别在在在榆林网站、延安信息网、三秦都市报、项目拟建地附近公众易于知悉的场所及环境敏感目标处张贴进行了第二次公示，公示期间未收到公众意见。建设单位将进一步完善项目各项环保设计和治理设施，加强环境管理，把项目建设带来的环境影响降到最低限度。

10.7 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，并减至最低程度；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。

10.8 要求与建议

10.8.1 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）定期检查设施设备，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，建立健全废水处理环境管理台账。

10.8.2 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。