长庆油田分公司第三采油厂2025年产能建设工程

（靖安油田南部）

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：陕西立万环保科技服务有限公司

编制日期：二〇二五年十月

目 录

1 概述 1

1.1 项目由来 1

1.2 建设项目的特点 1

1.3 环境影响评价的工作过程 2

1.4 分析判定情况 2

1.5 关注的主要环境问题及环境影响 71

1.6 环境影响评价的主要结论 71

2 总则 72

2.1 编制依据 72

2.2 评价原则 77

2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选 77

2.4 环境功能区划和评价执行标准 83

2.5 评价工作等级和评价范围 90

2.6 评价时段与评价重点 104

2.7 主要环境保护目标 104

3 现有工程概况 121

3.1 建设单位概况 121

3.2 油田地理位置及开发范围 121

3.3 油藏概况 123

3.4 开发建设历程及环保手续履行情况 128

3.5 现有工程建设内容 133

3.6 现有工程环境影响及污染物达标分析 151

3.7 区域环境质量变化趋势分析 162

3.8 现有工程环保设施落实及回顾性评价 168

3.9 退役工程环境影响回顾性评价 174

3.10 现有工程主要环保问题及“以新带老”措施 176

4 新、改建工程概况 180

4.1 基本情况 180

4.2 建设规模、油藏流体特征、范围 181

4.3 项目组成和建设内容 186
4.4 依托工程及可行性分析 228
4.5 工程总体布局及工程占地 235
4.6 油气集输流程 238
4.7 滚动开发项目实施前后油田建设变化情况 240
5 工程分析 242
5.1 原辅材料、能源消耗及平衡分析 242
5.2 污染影响因素分析 249
5.3 生态影响因素分析 268
5.4 污染源分析及源强核算 269
5.5 污染物排放及总量核定 286
5.6 清洁生产分析 288
5.7 温室气体排放评价 294
6 环境现状调查与评价 297
6.1 自然环境现状调查 297
6.2 生态环境现状调查 353
6.3 环境质量现状调查与评价 410
6.4 区域污染源调查 444
7 环境影响预测与评价 445
7.1 施工期 445
7.2 运行期 483
7.3 闭井期 543
8 环境保护措施及其可行性评价 545
8.1 施工期 545
8.2 运行期 564
8.3 闭井期 581
8.4 环境保护投资估算 583
9 环境风险评价 585
9.1 风险调查 585
9.2 环境风险潜势初判 586

9.3 环境风险识别 588
9.4 风险事故情形分析 596
9.5 环境风险分析 597
9.6 风险防范措施与应急预案 604
9.7 应急预案及应急措施 620
9.8 环境风险评价自查表 629
9.9 环境风险评价结论 629
10 环境影响经济损益分析 631
10.1 经济效益分析 631
10.2 社会效益分析 631
10.3 环境经济损益分析 631
11 环境管理与监测计划 635
11.1 环境管理体系现状 635
11.2 污染物排放管理要求 639
11.3 项目竣工环保验收 642
11.4 环境监测计划 651
12 结论 661
12.1 项目概况 661
12.2 环境质量现状 661
12.3 主要环境影响 662
12.4 环境保护措施 666
12.5 环境影响经济损益分析 670
12.6 环境管理与监测计划 671
12.7 总量控制 671
12.8 公众参与 671
12.9 评价总结论 671
12.10 主要要求与建议 672

附　件

附件1：委托书

附件2：2025年业务发展投资计划

附件3：应急预案备案表

附件4：排污许可登记回执

附件5：“三线一单”环境管控单元对照分析

附件6：志丹县土地利用规划和吴起县城市总体规划比对分析图

附件7：危险废物（含油污泥）处置协议（延安瑞豪）

附件8：环境质量现状监测报告

附件9：引用环境质量监测报告

附件10：长庆油田延安地区不同层位岩心压裂前后渗透率测试报告

1 概述

1.1 项目由来

长庆油田分公司第三采油厂是中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司下属的一个以石油开发、原油集输为主的专业化采油厂，属国有企业，成立于1971年7月，生产区域横跨陕西、宁夏两省6市15县，南北跨度237km，东西跨度213km，总护管面积1.19×10^{4}km。主要开发姬塬和靖安油田侏罗系和三叠系油藏。

第三采油厂（靖安油田南部）2025年建产能6.86×10^{4}t，新建井场15座、扩建井场16座，新钻油井55口、注水井37口；新建站场7座，新建注水站1座（柳五注）；改扩建站场5座；拟建管线52条120.20km，其中集油管线9条41.79km，单井出油管线30条54.74km，供注水干线6条16.8km，注水支线6条6.44km，集气管线1条1.21km；配套建设道路7.05km，以及供水、供电、通信等公用工程。

1.2 建设项目的特点

建设项目具有以下特点：

（1）本项目建设性质属扩建。在现有作业区范围内进行加密开发，而且由于开采历史较长，工程逐年滚动开发，现有工程情况复杂。工艺流程涉及钻井、井下作业、采油、原油集输、储运、注水等多个开发环节。

（2）本项目位于涉及延安、榆林，主要涉及涉及虎狼峁作业区、五里湾作业一区、五里湾作业二区、吴起作业区、新寨作业区和桐寨作业区，开发油层为三叠系、侏罗系。

（3）油田开发项目属于生态影响与污染影响兼有的建设项目。生态环境影响主要体现在施工期占地、压占植被、破坏土壤、加大水土流失等方面；污染影响在施工期主要有施工废水、废气、噪声、固废等污染产生，运行期主要有加热炉烟气、无组织烃类、油田采出水、措施作业废水、噪声、含油污泥及含油废弃防渗包装物等。

（4）本项目分布区域广、污染源分散。从局部看，作为点源的井、站场工程对环境影响并不显著，但从整体看，数量较多的单体工程等所构成的面源对环境影响则比较显著。

（5）本工程所在区域内干旱少雨、水资源匮乏，当地饮水主要靠地下水和水窖蓄水。本工程选址不涉及自然保护区、风景名胜区、饮用水水源保护区等需要特殊保护的敏感区域。

1.3 环境影响评价的工作过程

根据《中华人民共和国环境保护法》《中华人民共和国环境影响评价法》《建设项目环境保护管理条例》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“石油和天然气开采业07～7陆地石油开采0711（涉及环境敏感区的开发区域，所在吴起县、志丹县属于水土流失重点治理区）”，应当编制环境影响报告书。2025年8月1日，长庆油田分公司第三采油厂委托我公司承担该项目的环境影响评价工作。

接受委托后，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，并走访了开发区域所在的乡镇，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，编制完成了本报告书。

1.4 分析判定情况

1.4.1 产业政策符合性分析

项目建设内容属《产业结构调整指导目录（2024年本）》鼓励类中“七、石油天然气——1、石油天然气开采：常规石油、天然气勘探与开采，页岩气、页岩油、致密油（气）、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发；2、油气管网建设：原油、天然气、液化天然气、成品油的储存和管道输送设施、网络和液化天然气加注设施建设、技术装备开发与应用”。

中国石油长庆油田分公司以《关于下达2025年第一批业务发展投资实施计划的通知》（长油[2025]34号）下达了2025年第一批业务发展投资实施计划，以《关于下达2025年第二批业务发展投资实施计划的通知》（长油[2025]135号）下达了2025年第二批业务发展投资实施计划。本项目属于第一批、第二批实施计划中的建设内容。

因此，本项目的建设符合国家产业政策。

1.4.2 相关法规、规章、政策相符性分析

（1）与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》相符性分析《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）中就规划环评、环评“放管服”、生态环境保护措施、事中事后监管等内容提出了要求，其中涉及石油开发的要求摘录如表1所列。根据对比，本项目现有工程运行管理和实施过程中拟采取的措施要求符合通知中相关要求。

表1.4.2-1 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》的符合性分析

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	本项目情况	符合性
1	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。	本项目以开发区块为单位进行评价，评价内容包括采油井、注水井、站场、管线、道路及供电、消防等配套工程。报告将施工期、运行期地下水、生态、固废、土壤等要素环境影响和污染防治措施可行性作为评价重点，针对现有工程存在的问题提出“以新带老”措施，对依托工程进行了依托可行性分析。	符合
2	涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目的，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。	本项目采出水和作业废水就近依托处理站处理后回注油层不外排	符合
3	涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。	本项目运行期依托现有接转站和联合站分离、处理并回注采出水，依托现有的措施作业废水处理站处理和回注措施作业废水；施工期产生的试油废水、压裂废水拉运至措施作业废水处理站处理达标后回注油层。根据《碎屑岩油藏注水水质推介指标及分析方法》（SY/T5329-2022）4.2.4要求，“当注水井配注率大于等于100%时，水质满足注入要求，保持现有水处理工艺流程不变，确保注入水水质稳定”，本项目新建注水井依托废水处理设施时，注水井配注率均按照满负荷运行，可保持现有水处理工艺流程不变，但运行期应建立注水台账，确保配注率不低于100%。	符合
4	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设	本项目采用环境友好型水基钻井液体系和添加剂，废弃泥浆与一般岩屑，全部由防渗漏、防抛洒、防扬尘的运输车辆统一运至油	符合

序号	关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知	本项目情况	符合性
	施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。相关部门及油气企业应当加强固体废物处置的研究，重点关注固体废物产生类型、主要污染因子及潜在环境影响，分别提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理要求，促进固体废物合理利用和妥善处置。	（气）开采废弃物集中处置场所处置；含油岩屑交有资质单位处置。	
5	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。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。含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应当采用先进高效硫黄回收工艺，减少二氧化硫排放。井场加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求。	项目原油全部采用管线密闭集输。油气分输或者混输至集油站处理，伴生气收集后回用。	符合
6	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施。	①本项目井场采用丛式井方式部署，站场采用橇装集成装置，从设计上减少了工程占地。项目不涉及环境敏感区，施工结束后通过实施植被和生态恢复措施，可降低对生态环境的影响。 ②钻井过程中柴油机采用高标号低硫柴油，有利于减少废气排放 ③工程选址选线远离居民集中区，施工过程采用低噪设备，可有效避免噪声影响。	符合
7	陆地油气长输管道项目，原则上应当单独编制环评文件。油气长输管道及油气田内部集输管道应当优先避让环境敏感区，并从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面进行深入论证。高度关注项目安全事故带来的环境风险，尽量远离沿线居民。	项目不涉及油气长输管道。所有管线工程均避让环境敏感区，并距离最近居民大于10m。	符合
8	油气储存项目，选址尽量远离环境敏感区。加强甲烷及挥发性有机物的泄漏检测，落实地下水污染防治和跟踪监测要求，采取有效措施做好环境风险防范与环境应急管理。	本项目不涉及油气储存项目。评价对其提出了加强挥发性有机物泄漏检测，落实地下水跟踪监测的要求。	符合
9	油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案。海洋油气勘探开发溢油应急计划报相关海域生态环境监督管理局备案。	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

（2）与《石油天然气开采业污染防治技术政策》相符性分析

本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》（环保部2012年第18号）相符性分析见表1.4.2-2。

表1.4.2-2 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》相符性分析表

石油天然气开采业污染防治技术政策		技术政策符合情况分析	相符性
一、总则			
1	①到2015年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到100%；②要遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。	①本项目施工期生产废水的综合回用率90%以上，运行期生产废水全部回用不外排；施工期和运行期的固体废物资源化及无害化处理处置率达到100%；②建设单位已经建立了完整的环境管理体系，评价可行的污染防治措施，在严格执行的情况下可以避免重大事故的发生。	符合
2	①石油天然气开采要坚持油气开发与环境保护并举，油气田整体开发与优化布局相结合，污染防治与生态保护并重。②大力推行清洁生产，发展循环经济，强化末端治理，注重环境风险防范，因地制宜进行生态恢复与建设，实现绿色发展。	①井区开发总体布局基本合理，评价在施工期和运行期提出了严格、可行的污染防治和生态保护措施，建设单位确保严格执行；②本项目属于清洁生产企业，在钻井过程中钻井泥浆和废水循环利用，不能利用的再处置；废弃的泥浆和岩屑优先资源化利用，不能利用的交有处理能力第三方处置；开采过程采取井控、标准化井场建设，减少了落地油的产生，采出水和措施作业废水全部处理后回注油层，减少了区域新鲜水消耗；伴生气优先用于燃料使用，其余的进入下一步集输流程。	符合
3	在环境敏感区进行石油天然气勘探、开采，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要求，积极采取缓解生态、环境破坏的措施。	评价对本项目所在地环境敏感性进行了充分的论证，建设单位承诺严格执行环评文件及专家提出的要求。	符合
二、清洁生产			
4	油气田建设应符合总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。	本项目建设符合陕西省和延安市、榆林市国民经济发展“十四五”规划、符合陕西省矿产资源规划。建设单位制定了合理的开采方案，布局采取优化设计，尽量减少了占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。	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
5	油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂，鼓励使用无毒油气田化学剂。	本项目在钻井过程中使用的化学试剂均属于无毒化学试剂。	符合
6	在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到100%。	落地油的回收率达到100%。	符合
7	在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系；配备完善的固控设备，钻井液循环率达到95%以上；钻井过程产生的废水应回用。	本项目拟采用环境友好的钻井液，钻井泥浆基本为无毒性泥浆，广泛应用于油区，目前钻井液循环率达到95%以上，钻井过程产生的废水全部回用。	符合
8	酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到100%。	压裂液采取集中配制，残液和返排液进行无害化处置，压裂返排入罐率可达到100%。	符合
9	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。	本项目采用注水的工艺，采出水依托处理达标后回注油层。	符合
10	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新、改、扩建油气田油气集输损耗率不高于0.5%。	本项目地面集输主要以管道为主，个别偏远井场采取罐车拉运方式，烃类气体利用率较高，油气集输过程中单井、站场等烃类损耗率约0.20%。	符合
三、生态保护			
11	油气田建设宜布置丛式井组，采用多分支井、水平井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术，以减少废物产生和占地。	本项目采取从式井布置，主要采用定向井和水平井开采工艺，减少了污染物的产生和占地。	符合
12	①在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到80%以上；②站场放空天然气应充分燃烧。	本项目伴生气回收利用率约`，本项目伴生气通过站场自用和经接转站分离进行回收。	符合
13	①在油气开发过程中，应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复；②井场周围应设置围堤或井界沟；③应设立地下水水质监测井，加强对油气田地下水水质的监控，防止回注过程对地下水造成污染。	①建设项目拟采取减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复；②本项目采用标准化井场设计，有较好的污染防治作用。③第三采油厂延安区域油田设立了地下水监测井，防止回注对地下水造成污染。	符合
四、污染治理			

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
14	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的 污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排。在油气开发过程中，未回注的油气田采出水宜采用混凝气浮和生化处理相结合的方式。	在钻井和井下作业过程中，钻井废水循环利用，不能利用的部分和钻 试废液依托措施作业废水处理站处理后回注油层，废水不外排；井下作业产生的作业废水依托措施作业废水处理站处理后回注油层。采出水的分离、处理和回注均依托已建的接转站和联合站。	符合
15	固体废物收集、贮存、处理处置设施应按照标准要求采取防渗措施；试油（气）后应立即封闭废弃钻井液贮池。	本项目钻井过程中采用移动式泥浆罐，防止泥浆发生渗漏，钻井结束后，全部由防渗漏、防抛洒、防扬尘的运输车辆统一运至油（气）开采废弃物集中处置场所处置。	符合
16	回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到90%以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别，根据识别结果资源化利用或无害化处置。	本项目井下作业时采用“密闭清洗，钢制箱体平台，高分子轻体钻等清洁生产工艺”，并采用“铺设作业、带罐上岗”的模式，落地原油全部回收，落地油的回收率达到100%；含油污泥、废弃含油包装袋和废弃含油防渗布属于危险废物，危废由有资质单位外运处置。	符合
五、鼓励研发的新技术			
17	废弃钻井液、井下作业废液及含油污泥资源化利用和无害化处置技术，石油污染物的快速降解技术，受污染土壤、地下水的修复技术。	钻井过程产生的废水全部运送至措施作业废水处理站处理；产生的含油污泥、废弃含油包装袋和废弃含油防渗布收集后交有资质单位处理。	符合
六、运行管理与风险防范			
18	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
19	在开发过程中，企业应加强油气井套管的检测和维护，防止油气泄漏污染地下水。	建设单位采取对油井套管定期检测、及时修井等措施，防止油气泄漏污染地下水。	符合
20	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
21	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风险应急预案、消除事故隐患的措施及应急处理办法，并定期演练。	符合

（3）与《陆上石油天然气开采钻井废物处置污染控制技术要求》（SY/T7298-2016）相符性分析。

表1.4.2-3 与《陆上石油天然气开采钻井废物处置污染控制技术要求》相符性分析

陆上石油天然气开采钻井废物处置污染控制技术要求		技术政策符合情况分析	相符性
一、一般要求			
1	钻井废物的收集、贮存、运输、利用、处置，以及钻井废物处置工程的选址、设计、施工、验收和运行应符合国家和地方相关固体废物污染防治法律法规与标准的要求。	本项目采取泥浆不落地工艺，泥浆存于循环罐内，岩屑暂存在钢制收集槽内，泥浆和岩屑由有处理能力的第三方集中处置；含油岩屑、废弃含油包装袋和废弃含油防渗布在就近的危废暂存点暂存，由有资质单位外运处置。	符合
2	钻井废物处置过程宜使用环境友好的原材料与添加剂。	油区采用水基泥浆，泥浆和岩屑由有处理能力的第三方集中处置；含油岩屑、废弃含油包装袋和废弃含油防渗布交有资质单位处置；接收单位采用符合环保要求的原材料与添加剂。	符合
3	对水基钻井液体系钻井废物宜实施固液分离处置，对液相尽可能进行回收再利用。	本项目使用水基泥浆，钻井泥浆通过振动筛除去岩屑后重复利用于钻井作业，泥浆的重复利用率可达95%。	符合
4	钻井废物处置过程中应采取必要措施，保护处置场地周边地表水、地下水、土壤、空气、植被以及野生动植物栖息环境，避免造成环境污染和生态破坏。	钻井过程中，井场作业区域地面全部铺设土工布进行地面防渗，井场内不开挖泥浆池，泥浆存于循环罐内，岩屑暂存在钢制收集槽内，储罐和收集槽底部均铺设防渗布。	符合
5	钻井废物处置过程排放的废水和废气污染物、环境噪声应符合国家和地方相关排放标准的要求，产生固体废物的处理处置应符合国家和地方相关固体废物污染控制标准要求。	本项目施工期噪声、扬尘采取相应措施后对敏感点影响较小；废弃钻井废水、泥浆循环利用，施工结束后，废水拉运至措施作业废水处理站处理达标后回用，泥浆和岩屑由有处理能力的第三方外运处置。	符合
二、收集和贮存及运输			
1	对钻井废物宜采取现场不落地收集措施。	按照要求采取了泥浆不落地工艺。	符合
2	I类和II类一般钻井废物的贮存应分别符合GB18599中对I类和II类一般工业固体废物的污染控制规定。	本项目采取的泥浆不落地工艺不存在长期贮存环节，可利用部分循环利用，无法利用的集中处置。	符合
3	危险钻井废物的贮存应符合GB18597和HJ2025的要求，回收废矿物油还应符合HJ607的规定。	钻井过程中产生的含油岩屑、废弃含油包装袋和废弃含油防渗布属于危险废物，在危废暂存点暂存，定期由有资质单位外运处置。	符合
4	危险钻井废物的运输应符合HJ2025的规定，回收废矿物油还应符合HJ607的规定。	集中后的危险废物由危废处置单位使用专用车辆进行运输，符合HJ2025技术规范的要求	符合
5	钻井废物在实施最终处置前的临时贮存时间不应超过12个月。	废弃钻井泥浆和岩屑无长期贮存过程；含油岩屑、废弃含油包装袋和废弃含油防渗布产生后在污油泥暂存点暂	符合

陆上石油天然气开采钻井废物处置污染控制技术要求		技术政策符合情况分析	相符性
		存，及时交有资质单位处置，一般周期不超过3个月。	

（4）与《陕北油气开采清洁文明井场验收标准》（陕环发〔2016〕31号）相符性分析。

表1.4.2-4 井场与《陕北油气开采清洁文明井场验收标准》符合性分析

序号	项目	相关要求（摘要）	本项目情况	相符性
1	钻探井场	钻井作业必须采取防止污油外泄和渗漏等有效措施。	钻井作业时，作业场地采取防渗措施，符合标准要求。	符合
		钻井作业的泥浆池和泥浆槽必须采取防渗漏、防外溢的措施。泥浆上清液循环使用或处理达标后同层回注。钻井泥浆应当交由有资质单位处置，岩屑及其他废弃物进行无害化处理。	泥浆池和泥浆槽采取防渗漏、防外溢的措施，废弃钻井泥浆岩屑地上移动式收集设施，对钻井过程中废弃钻井泥浆岩屑进行不落地收集，钻井岩屑经振动筛和离心机分离后，一般钻井岩屑暂存于岩屑收集罐中，完井后送专业公司处理处置；含油钻井岩屑暂存于含油污泥暂存点，定期交由有资质单位合理处置。	符合
2	生产井场	井场四至界限明确，场内无污染物和废弃物，生态环境得到改善；修井或其他作业应采取污染防治措施，产生的污染物应集中处理。	井场设置围栏，数字化开采，场内无污染物，符合标准要求。	符合
3	生态环境修复	井场的道路两侧和围墙内外宜绿化区域应实现林草覆盖，有效覆盖面积不低于98%。	制定生态修复方案，进行植被恢复，符合标准要求。	符合
		修路和开挖井场造成植被破坏或地表裸露的，必须采取有效的修复措施，所有生态措施应在井场投运半年内完成。		符合
4	清洁文明井场管理	井场应做到清洁卫生，无跑、冒、滴、漏现象，场外无垃圾，杜绝污染物乱堆乱放。	全部采用数字化井场，无人值守，密闭集输，符合标准要求。	符合
		按照环境事故应急预案，要对井场操作人员进行应急培训，并储备相应抢险应急物资。	编制应急预案，定期进行应急演练，符合标准要求。	符合

（5）其他技术政策

本项目涉及行业和区域的一些石油开发政策，包括《陕北石油开发环境保护技术政策》《陕西省煤炭石油天然气开发生态环境保护条例》《陕西省加强陕北地区环境保护的若干意见》等文件，具体分析见表1.4.2-5。

表1.4.2-5 项目与相关文件的相容性分析

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	陕北石油开发环境保护技术政策	采用先进技术，淘汰落后生产工艺、设备	项目采用国内先进技术、工艺和设备	符合
2	陕西省煤炭石油天然气开发生态环境保护条例	开发单位应当建立健全企业生态环境保护责任制，采用先进技术、工艺和设备，防止、减少环境污染和生态破坏，对所造成的生态环境损害，依法承担治理修复和生态环境损害赔偿责任。	长庆油田分公司第三采油厂建立了环境保护责任制度，项目采用国内先进技术、工艺和设备。	符合
		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、草原公园、湿地公园等自然公园、文物保护单位等区域内进行煤炭、石油、天然气开发。	项目井站选址均远离上述敏感区。	符合
		煤炭、石油、天然气开发单位应当实行清洁生产，通过采用先进技术、工艺和设备、改善管理、综合利用等措施，从源头削减污染，提高资源利用效率，减少或者避免污染物的产生和排放。	项目采用国内先进技术、工艺和设备，对产生的伴生气综合利用，集输基本实现密闭集输，减少了污染物排放。	符合
		煤炭、石油、天然气开发单位应当按照绿色矿山标准进行建设、开采，建立健全清洁文明井场（矿井）管理制度，作业现场应当符合清洁生产、安全生产和环境保护要求，并根据需要设置挡水墙、雨水收集池以及事故应急池等设施。	项目井场按照清洁文明井场的要求进行建设，井场内设置有集油槽、雨水池、污油池等设施。	符合
		石油、天然气开发单位应当对开采过程中产生的钻井废水、压裂返排液、采出水按照国家有关规定进行无害化处理，经处理达到标准的，按照经批准的环境影响评价文件要求排放或者回注。石油采出水应当同层回注，不得外排。	项目产生的钻井废水循环利用，不能利用的与试油压裂废水依托采油三厂已建设的措施作业废水处理站处理达标后回注油层，采出水依托已建采出水处理设施处理达标后回注油层。	符合
		回注采出水应当按照地下水环境监测技术规范要求设立地下水水质观测监测井，对地下水质的变化情况实施监测。	第三采油厂设置有地下水监测井进行定期监测，防止回注对地下水造成污染。	符合
		煤炭、石油、天然气开发单位收集、贮存、运输、利用和处置危险废物，应当严格执行国家和本省有关规定，不得将危险废物交由不具备资质的单位处置。禁止在废弃矿坑、渗坑、裂隙、沟渠内储存或者排放含油的废水、泥浆和其他有毒有害物质。	本项目危废委托有资质单位外运处置。	符合

序号	产业政策	相关产业政策概要（摘录）	本项目情况	符合性
		石油、天然气开发单位对开采过程中产生的废弃泥浆、岩屑等工业固体废物应当集中收集、处置；鼓励石油、天然气开发单位对同类企业产生的工业固体废物协同处置。	钻井泥浆和岩屑由有处理能力的第三方集中处置；含油岩屑、废弃含油包装袋和废弃含油防渗布交有资质单位外运处置。	符合
		煤炭、石油、天然气开发中产生的有毒有害气体或者伴生气、可燃性气体，应当综合利用或者提供给有回收利用能力的单位，不得随意排放；不具备回收利用条件确需排放的，应当经过充分燃烧或者采取其他污染防治措施，达到国家或者地方规定的标准。	项目产生的伴生气优先分离自用，剩余全部收集进入各轻烃厂、混烃厂处理回收利用。	符合
3	关于进一步加强石油天然气开采行业污油泥利用处置环境管理的通知	石油天然气开采单位自行利用处置污油泥的，其利用处置的设施、技术工艺应当符合包括《陕西省危险废物处置利用设施建设规划》（陕环办发〔2018〕22号）、环评、环保验收、达标排放、危险废物贮存、转移等环境保护要求；委托第三方利用处置的，污油泥产生单位应当对第三方利用处置污油泥的设施设备、技术工艺进行核实确认，不得将污油泥等危险废物交由不具备污油泥利用处置资质或者能力的单位利用处置。对于违反规定，造成环境污染的，污油泥产生单位和第三方共同承担环境污染治理责任。	本项目施工期产生的含油岩屑、废弃含油包装袋和废弃含油防渗布以及运行期产生的油泥及含油废弃物等由有资质的单位外运处置。	符合
		按照国家有关规定制定危险废物管理的各项制度计划，依规向当地环保部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、处置等有关资料，建设合格规范的污油泥贮存设施，完善危险废物日常管理台账等，达到国家危险废物规范化管理各项要求。	本项目危废产生和储存应建立台账，危险废弃物的转运建有转运联单。	符合
		污油泥产生单位和利用处置单位拉运污油泥等危险废物的运输车辆须具备危险货物道路运输经营许可证，加装GPS定位系统，并与省固体废物信息系统联网，随时打印转移联单。污油泥利用处置企业应在各厂区人车通道、贮存设施、经营设施和污染物排放口等重点部位，安装视频监控、智能地磅、电子液位计等设备，其中视频监控须连续记录，24小时内不得中断，视频资料保存不得少于3年。集成视频、称重、贮存、工况和排放等数据实时传输至陕西省固体废物信息管理平台，实行污油泥产生、运输、贮存、处置全过程监控。	本项目危险废弃物的拉运采用专用车辆，加装GPS定位系统。	符合
4	陕西省加强陕北地区环	城市规划区、生态防护区、试验区、自然保护区内不得开采煤、气、油、盐	项目建设内容不在城市规划区、生态防护区、试验	符合

序号	产业政策	相关产业政策概要（摘录）	本项目情况	符合性
	境保护的若干意见	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	区、自然保护区、一二级水源保护区内。	
		长庆、延长石油集团公司要制订分年度污染治理规划，加大投入，重点实施原油管输	油田公司制定有年度污染治理规划，本项目原油全部管输。	
5	《地下水管理条例》	第二十五条有下列情形之一的，对取用地下水的取水许可申请不予批准： （一）不符合地下水取水总量控制、地下水水位控制要求； （二）不符合限制开采区取用水规定； （三）不符合行业用水定额和节水规定； （四）不符合强制性国家标准； （五）水资源紧缺或者生态脆弱地区新建、改建、扩建高耗水项目； （六）违反法律法规的规定开垦种植而取用地下水。	本项目不新建水源井，依托现有的水源井取水，现有取水工程符合取水证取水要求。	符合
		第二十七条除下列情形外，禁止开采难以更新的地下水： （一）应急供水取水； （二）无替代水源地区的居民生活用水； （三）为开展地下水监测、勘探、试验少量取水。	本项目不新建水源井。	符合
6	《进一步加强油气开发废弃物管理工作方案》（延市环发〔2022〕6号）	油气开发项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评，应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和风险，提出有效的生态环境保护和风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。	本项目为油田滚动开发项目，以区块为单位开展环评。环评过程中深入分析了项目建设、运营带来的环境影响和风险，提出有效的生态环境保护和风险防范措施。	符合
		落实施工环节环保要求。油气开发企业在钻井、固井、压裂、试油试气、修井等施工过程中应建立环境保护管理台账，如实登记开采过程中使用的各类化工原料的数量，以及产生含油废水废渣废弃物（泥浆 岩屑、压裂返排液、采出水等）的种类、数量、流向、贮存、利用、处置等信息做到全过程可追溯、可倒查。应当尽量减少施工用地、缩短工期、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。	本项目在施工过程中建立环境保护管理台账，施工过程中选择合理施工方式，落实相关管控要求和生态环境保护措施。	符合

序号	产业政策	相关产业政策概要（摘录）	本项目情况	符合性
		油气开发企业要编制《生态恢复治理方案》，按时完成矿山生态环境修复治理任务。及时对废弃油气井进行永久性安全封堵，油气井场的废弃生产设施、建筑物要限期拆除搬离，并对场地植被进行恢复，持续做好废弃井场的整治。	企业编制了《生态恢复治理方案》，已经按照要求在逐步恢复治理任务。本次环评要求企业后期对废弃井场进行永久性安全封堵，对废弃生产设施、建筑物要限期拆除搬离，并对场地植被进行恢复，持续做好废弃井场的整治。	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。	企业已编制了突发环境事件应急预案并取得了备案。	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。	本项目施工期对钻井废弃物进行不落地收集，统一转移至专业单位处置，符合国家和地方固体废物污染防治相关要求。	符合
7	榆林市油（气）开采废弃物处置环保暂行管理办法	第五条 油（气）开发企业应提高清洁生产水平，改进油（气）开采工艺，减少钻井泥浆、压裂液中有害物质成分，降低废弃钻井泥浆及压裂废水的危险特性及产生量，提高资源循环利用率。	本产建项目采用清洁生产工艺，改进石油开采工艺，采用环境友好型钻井泥浆及压裂液，井场采用钻井泥浆循环系统，提高循环利用率。	符合
		第六条 油（气）开发企业是油（气）开采废弃物环境治理的责任主体，要按照“谁污	本项目产生的危废分类收集、分类储存，交由资	符合

序号	产业政策	相关产业政策概要（摘录）	本项目情况	符合性
		染、谁治理，谁产生、谁负责”要求，制定油（气）开采废弃物治理方案，落实各项污染防治措施，确保油（气）开采废弃物规范处置。 第七条 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对资源的消耗。	质的单位处置。	
		第九条 油（气）井场要在钻井前配备废弃钻井泥浆岩屑地上移动式收集设施，对钻井过程中废弃钻井泥浆岩屑进行不落地收集，收集设施不得混合收集其它废弃物；未配备废弃钻井泥浆收集设施的井场不得钻井作业。	岩屑与废弃钻井泥浆排入移动式泥浆罐进行不落地收集。	符合
		第十条 油（气）井场要在压裂及其它井下作业前配备废水地上收集罐，对压裂废水及其它废水进行统一收集；未配备废水收集罐的井场不得开展相关作业。	措施返排液全部进罐存放，由罐车送措施返排液处理站处理后回注油层。	符合
		第十一条 油（气）开发企业要在油（气）井建设过程中建立单井废弃钻井泥浆岩屑、压裂废水及其它措施返排液管理台帐，如实记录钻井泥浆及压裂液添加剂成分、用量及废弃钻井泥浆岩屑、压裂废水及其它措施返排液的产生量、循环利用量、去向及处理处置方式。	废弃钻井泥浆岩屑、压裂废水及其它措施返排液建立管理台帐。	符合
		第十二条 废弃钻井泥浆岩屑须在油（气）井完井后 3 天内，由防渗漏、防抛洒、防扬尘的运输车辆统一运至油（气）开采废弃物集中处置场所处置；严禁废弃钻井泥浆岩屑井场处理、就地固化或随意抛洒、掩埋。	废弃钻井泥浆岩屑排入移动式泥浆罐进行不落地收集，并由防渗漏、防溢流的罐车统一运至集中处置场处置。	符合
		第十三条 油（气）井下措施返排液须在井下作业完成后 3 天内，由防渗漏、防溢流的运输车辆统一转移至油（气）开采废弃物集中处置场所处置；严禁井下措施返排液排入废弃钻井泥浆岩屑收集设施或随意排放。	井下措施返排液由防渗漏、防溢流的罐车送措施返排液处理站处理。	符合
		第十四条 废弃钻井泥浆岩屑和井下措施返排液转移前须向市级环保部门申领《榆林市油（气）开采废弃物转移联单》，运输过程实施全程 GPS 定位及监控；严禁运输过程中随意掩埋、抛洒废弃钻井泥浆岩屑和井下措施返排液。	井下措施返排液由防渗漏、防溢流的罐车送措施返排液处理站处理。	符合

序号	产业政策	相关产业政策概要（摘录）	本项目情况	符合性
8	《陕西省石油天然气开采项目环境影响评价文件审批要点（试行）》	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，符合环境功能区划。	符合
		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。	项目选址位于第三采油厂矿权范围内，符合矿产资源相关规划要求。 项目不涉及各类保护地。	符合
		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。	项目依托接转站和联合站分离采出水并处理达标后回注油层；依托措施作业废水处理站处理措施作业废水，达标后回注油层。	符合
		第六条油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。	区块开采采用水基钻井液，产生的钻井泥浆和岩屑由有处理能力的第三方集中处置，含油岩屑、废弃含油包装袋和废弃含油防渗布及含油污泥交有资质单位处置。	符合
		第七条对挥发性有机物无组织排放进行有效管控。涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。	本项目原油全部管输，减少挥发性有机物无组织排放。	符合
		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。	项目区年度自行监测计划包含了地下水、生态、土壤监测。	符合
		第十一条选用低噪声工艺和设备，采取隔声、消声、减振和优化总平面布置等措施有效控制噪声污染。	项目实施时采取隔声、减振等措施有效控制噪声对周边环境的影响。	符合
9	《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019)	VOCs物料应储存于密闭的容器、包装袋、储罐、储库、料仓中。	本项目油料在密闭储罐中。	符合
		储存真实蒸汽压≥27.6kPa但＜76.6kPa且储罐容积≥75m^{3}的挥发性有机液体储罐，应满足相应规定。	本项目新建、改造站场不新增≥75m^{3}的挥发性有机液体储罐。	符合

序号	产业政策	相关产业政策概要（摘录）	本项目情况	符合性
		液态VOCs物料应采用密闭管道输送。采用非管道输送方式转移液态VOCs物料时，应采用密闭容器、罐车。	本项目原油全部管输，减少挥发性有机物无组织排放。	符合
		液态VOCs物料应采用密闭管道输送方式或采用高位槽（罐）、桶泵等给料方式密闭投加。无法密闭投加的，应在密闭空间内操作，或进行局部气体收集，废气应排至VOCs废气收集处理系统。	本项目原油采用密闭管道输送，站场采用高位罐、桶泵等给料方式密闭投加。	符合
		企业中载有气态VOCs物料、液态VOCs物料的设备与管线组件的密封点≥2000个，应开展泄漏检测与修复工作。	本项目新建、改造站场设备管线组件密封点远小于2000个，无需开展泄漏检测与修复工作。	符合
10	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）	新建原油储罐单罐容积≥75m^3，储存真实蒸气压≥27.6kPa但≤66.7kPa，应符合下列要求之一：采用压力罐或低压罐； 采用浮顶罐。外浮顶罐的浮盘与罐壁之间采用双重密封，且一次密封采用浸液式、机械式鞋形等高效密封方式；内浮顶罐的浮盘与罐壁之间采用浸液式、机械式鞋形等高效密封方式； 采用固定顶罐并对排放的废气进行收集处理，非甲烷总烃去除效率不低于80%； 采用气相平衡系统；采取其他等效措施。	本项目位于采油三厂现有油区，本次新建的井场储罐容积均小于75m^3，不涉及相应要求。	符合
		油气集中处理站、天然气处理厂、储油库装载真实蒸气压≥27.6kPa的原油和2号稳定轻烃，应符合下列规定之一： a）对装载排放的废气进行收集处理，非甲烷总烃去除效率不低于80%； b）采用气相平衡系统。	本项目不新增油气集中处理站。	符合
		在需要采取原油稳定措施的油田或油田区块内，将油井采出的井产物进行汇集、处理、输送至原油稳定装置的全过程应采用密闭工艺流程。	本项目全程采取密闭工艺流程。	符合
11	陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范	矿山应遵守国家法律法规和相关产业政策，依法办矿。	评价要求企业遵循国家法律法规和相关产业政策，依法办矿。	符合
		遵循因矿制宜的原则，实现矿产资源开发全过程的资源利用、节能减排、环境保护、土地复垦、企业文化和企地和谐等统筹兼顾和全面发展。	项目实施过程中开展全过程资源利用、节能减排、环境保护、土地复垦等方面全面发展。	符合
		矿区油气生产、储运过程安全有序。	企业运行过程中集输和运输均按照要求实施安全生产，实施各类风险防范措施。	符合

序号	产业政策	相关产业政策概要（摘录）	本项目情况	符合性
		执行各类废弃物管理制度。	项目施工和运行期按照要求对各类废弃物进行收集、暂存处置。	符合
		因地制宜绿化矿区，绿化应与周边自然环境和景观相协调，绿化植物搭配合理。	企业运行过程中应对井场、站场周边宜绿区域实施绿化建设，绿化植物选取要与当地景观和生态进行协调搭配。	符合
		资源开发应与环境保护、资源保护、城乡建设相协调，最大限度减少对自然环境的扰动和破坏，选择资源节约型、环境友好型开发方式。	项目使用环境友好型开发方式，并在开发过程中实施资源节约技术。	符合
		因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求。	企业开发符合清洁生产要求。	符合
		应贯彻“边开采、边治理、边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境，复垦矿区压占和损毁土地。	开发过程中严格贯彻“边开采、边治理、边恢复”的原则，及时恢复临时占地，并对相关的地质环境进行修复。	符合
		应遵循矿区油气资源赋存状况生态环境特征等条件，科学合理确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰技术工艺及装备。	企业开发技术符合要求。	符合
		集约节约利用土地资源，土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模。	项目选址选线时对敏感区域进行避让，尽量控制作业带宽度，减少临时占地规模。	符合
		应实施绿色钻井技术体系，科学选择钻井方式、环境友好型钻井液及井控措施，配备完善的固控系统，及时妥善处置钻井泥浆。	评价要求项目实施过程选用环境友好型钻井液及井控措施，委托第三方外运处置钻井泥浆。	符合
		油气开发全过程应采取措施防止地下水污染，建立动态监测评估、处理及报告机制。	项目施工期和运行期将采取严格的地下水污染防治技术，建立地下水监测机制。	符合
		对伴生有CO_2气体的油气藏，CO_2气体含量未达到工业综合利用要求的，应采取有效处置方案，未制定CO2气体处置方案的油气藏不得开发。	根据建设单位提供资料，项目开发区域的油气不伴生CO_2气体和H_2S气体。	符合
		对伴生有H_2S气体的油气藏，H_2S气体含		
		量未达到工业综合利用要求的，应采取有效处置方案，未制定H_2S气体处置方案的油气藏不得开发。		

序号	产业政策	相关产业政策概要（摘录）	本项目情况	符合性
		应按照矿山地质环境保护与土地复垦方案进行地质环境治理和土地复垦。	企业在运行过程中将严格实施土地复垦方案和地质环境治理。	符合
		防止油气生产、储存、转运过程中发生渗漏、泄漏，防止对矿区生态环境造成污染和破坏。	项目在生产、转运等过程中将采取严格的生态环保措施，防止环境污染和生态破坏。	符合
		应对矿区及周边生态环境进行监测监控，积极配合属地政府环境保护部门的工作。	评价给出了生态环境监测监控计划，企业承诺积极配合地方政府的环境保护部门工作。	符合
		应制定突发环境事件应急预案，配备相应的应急物资。	企业已经编制了应急预案并取得了备案，配备有相应的应急物资。	符合
		油气生产过程中产生的废液、废气、固体废物应建档分类管理，并清洁化、无害化处置，处置率应达到100%。	生产过程中产生的废液、废气、固废等均采取了有效的处理处置措施，处置率100%。	符合
		油气生产过程中的采出水应清洁处理后循环利用，不能循环利用的，应达标排放、回注或采取其它有效利用方式。	运行过程中分离的采出水依托现有采出水处理设施处理后回用，不外排。	符合
		建立资源管理、生态环境保护、安全生产和职业病防治等规章制度，明确工作机制，责任落实到位。各类报表、台账、档案资料等应齐全、完整。建立职工培训制度，培训计划明确，培训记录清晰。	企业已经建立了相关的安全生产、职业病防治、职工培训等管理制度，并设置有台账。	符合
		结合生产实际分级建立监控平台，达到油气生产、计量、集输与处理等主要环节自动化、数字化远程监控管理。	企业在井场、站场设置有监控设施，均可实施无人值守远程控制。	符合
12	关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知	坚守十分珍惜、合理利用土地和切实保护耕地的基本国策，牢固树立山水林田湖草是一个生命共同体理念强化永久基本农田特殊保护意识，将永久基本农田作为国土空间规划的核心要素，摆在突出位置，强化永久基本农田对各类建设布局的约束，严格控制非农建设占用，保护利用好永久基本农田。永久基本农田一经划定，要纳入国土空间规划，任何单位和个人不得擅自占用或改变用途，	本项目井场、站场等永久占地选址对基本农田采取了避让措施，项目永久占地不涉及基本农田。	符合
		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	项目临时占地对基本农田实施避让的原则，确实无法避让的按照要求办理临时占用手续，并在施工结束后按照要求进行复垦和	符合

序号	产业政策	相关产业政策概要（摘录）	本项目情况	符合性
		用地并编制土地复垦方案，经县级自然资源主管部门批准可临时占用，并在市级自然资源主管部门备案，一般不超过两年，同时，通过耕地耕作层土壤剥离再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏。临时用地到期后土地使用者应及时复垦恢复原种植条件，县级自然资源主管部门会同农业农村等相关主管部门开展土地复垦验收，验收合格的，继续按照永久基本农田保护和管理。	恢复。	
13	关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知	永久基本农田不得种植杨树、桉树、构树等林木，不得种植草坪、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。	项目临时占地恢复过程中应严格按照要求对临时占用的基本农田进行恢复种植。	符合
14	陕西省国家重点生态功能区产业准入负面清单	志丹县：石油开采行业的新建项目生产工艺、环保设施和清洁生产标准不得低于国内先进水平。 吴起县：石油开采行业禁止露天开采，新建项目生产工艺、环保设施和清洁生产标准不得低于国内先进水平。	本项目属于石油开采行业，本项目属于改扩建项目。项目实施过程生产工艺、环保设施和清洁生产标准均不低于国内先进水平。本项目石油开采采取的是井工开采方式，不进行露天开采。	符合
15	延安市大气污染治理专项行动方案(2023-2027年）	2025年底前淘汰国三及以下排放标准柴油货车，做到源头管控到位、限制通行到位、车辆检测到位、回收拆解到位。	本次评价要求项目施工过程中与施工单位签订协议，要求尽量使用国四标准以上的非道路移动工程设施，淘汰国一及其以下的非道路移动工程设施。	符合
		强化非道路移动机械排放控制区管控，推进淘汰国一及以下排放标准非道路移动工程机械，到2025年禁止使用不符合第三阶段和在用非道路移动机械排放标准三类限值的机械，具备条件的可更换国四及以上排放标准的发动机。		符合
		（二）实施五大治理工程 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。	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

序号	产业政策	相关产业政策概要（摘录）	本项目情况	符合性
		（三）开展四大专项行动 10.工业企业深度治理行动。……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。	项目新增的燃气加热炉均加装了低氮燃烧器，本次评价建议建设单位采购更为先进的低氮燃烧设备，尽量降低燃气加热炉的氮氧化物排放浓度。	符合
16	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。	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，做到工地周边围挡、物料裸土覆盖、土方开挖（拆迁）湿法作业、路面硬化、出入车辆清洗、渣土车辆封闭运输“六个百分之百"，地基开挖、桩基施工、渣土运输等施工阶段，洒水、覆盖、冲洗等防尘措施持续进行。严格执行扬 尘治理"红黄绿"监督 管理制度，视频监控、扬尘在线监测系统联网管理。	符合
17	《关于禁止审批和新建地下水取水工程用于石油天然气生产的通知》（延市水发〔2015〕53号）	①一律禁止审批和新建地下水取水工程取用地下水用于石油天然气生产。 ②已经建成的用于石油天然气生产的取水水源井，采取按计划逐年削减取水总量，有计划实施关停。 ③严格取水许可审批管理。	本项目不新建水源井。企业已落实了逐年削减地下水取水总量、关停水源井的要求。企业已经按照要求办理了取水许可证。	符合
18	榆林市油气开发压裂返排液处置管理规定	油气开发企业是油气开发压裂返排液污染防治的责任主体，要将压裂返排液处置纳入油气开发项目生态环境保护总体规划及突发环境事件应急预案，制定油气开发压裂返排液治理方案。	长庆油田分公司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，应急预案内包含了压裂返排液处置内容。	符合
		油气开发企业要在油气开发项目环评阶段分析论证压裂返排液的主要成分、污染特性及产生情况，明确其环境管理要求及处理处置措施:项目建设阶段要落实项目环评“三同时”制度，规范处置压裂返排液。	环评对压裂返排液的成分、特性和产生情况、处置等进行了分析，项目严格执行“三同时”制度，压裂返排液处理后回注油层不外排。	符合

序号	产业政策	相关产业政策概要（摘录）	本项目情况	符合性
		压裂返排液处置应执行“就近就地”原则，鼓励油气开发单位自建压裂返排液集中处置设施，处理后中水优先自行回用于油气开发作业或油田同层回注	现有措施返排液处理站可满足就近原则，处理后的废水用于回注油层。	符合
		油气开发压裂返排液处置项目的中水用于油田同层回注的，油田回注单位应制定中水回注计划，计划要与回注区域油气开发总体规划及生产回注方案相符，明确回注水质、水量、压强及回注时限等相关指标，其中回注水水质需符合国家相关行业或者企业标准。	根据现有工程采出水排口监测结果，废水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）水质标准分级中V级水质标准，评价要求建设单位定期对废水进行监测，一旦出现超标现象，及时改进工艺，确保回注水水质满足相应标准。	符合
		油田开发单位回注井要履行环评“三同时”制度，开展地下水环境监测，安装中水回注流量监控设施，严禁超范围、超能力、超期限运行。	本项目包含的回注井均纳入环评，环评要求区域定期开展地下水跟踪监测，注水井安装流量监控装置，严格按照注水井设计要求注水。	符合
		油气井场要在压裂及其它井下作业前配备废液地上收集罐，对压裂返排液及其它废液进行统一收集；未配备废液收集罐的井场不得开展相关作业。	本项目井场压裂返排液采用密闭储存罐不落地收集后采用密闭罐车外运至措施返排液处理站处理。	符合
		油气井下作业废液应由防渗漏、防溢流的运输车辆统一转移至油气开发单位的压裂返排液集中处置设施或有能力的第三方单位进行处置，运输车辆安装GPS定位系统，转移过程执行电子联单制度。	本项目井下措施返排液委托专业机构采取罐车同一拉运至措施返排液处理站处理，车辆安装GPS定位系统，废水转移要求执行电子联单制度。	符合
		油气开发压裂返排液应统一纳入榆林市固体废物管理信息系统管理，油气开发单位、压裂返排液处置单位应制定年度管理计划，建立管理台帐，上传委托处置合同压裂返排液处置项目应建设物联网监管系统。	本项目所产生的压裂返排液全部收集进入措施返排液处理站处理，制定有管理台账，严格按照固废管理系统进行管理。	符合
		油气开发企业须在每年1月31日前，向当地生态环境部门进行年度钻井项目报备，报备内容包括新钻井作业井场的位置、井位数、开工时间及环评审批文件，还应提供废弃钻井泥浆、岩屑、井下措施返排液及其它危险废物的产生量、去向及处理处置方式等相关资料。	本次评价要求建设单位应严格执行文件规定，于每年1月31日前向当地生态环境主管部门报备年度钻井等文件规定的相关资料。	符合

序号	产业政策	相关产业政策概要（摘录）	本项目情况	符合性
19	《国家公益林管理办法》	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。	项目管线评价范围内分布有公益林地，管线临时占地占用少量二级公益林地，项目施工结束后进行植被恢复。	符合
20	《甲烷排放控制行动方案》	石油天然气开采行业力争逐步实现陆上油气开采零常规火炬。	本项目井场原有均采用密闭集输，在井场采用套管集气、定压阀定压回收套管气，对伴生气收集后综合利用，不设火炬。	符合
		促进油气田放空甲烷排放管控，鼓励企业因地制宜开展伴生气与放空气回收利用，不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空。		
		推动逐步减少油气系统常规火炬。优化油气田地面工程建设与管理，减少火炬系统天然气燃烧量。科学规划设计新建油气作业项目，在确保生产安全的基础上，努力逐步减少常规火炬燃放。		
21	《中华人民共和国防沙治沙法》	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。	本次评价提出了对土地沙化的影响及防沙治沙措施。	符合
		在沙化土地封禁保护区范围内，禁止一切破坏植被的活动。	根据陕西省防沙治沙规划（2021-2030年），本项目不在沙化土地封禁保护区范围内。	符合
		使用已经沙化的国有土地的使用权人和农民集体所有土地的承包经营权人，必须采取治理措施，改善土地质量；确实无能力完成治理任务的，可以委托他人治理或者与他人合作治理。委托或者合作治理的，应当签订协议，明确各方的权利和义务。	本项目为油田滚动开发项目，主要涉及榆林市靖边县，延安市志丹县和吴起县，不涉及沙化土地。	符合
		不具有土地所有权或者使用权的单位和个人从事营利性治沙活动的，应当先与土地所有权人或者使用权人签订协议，依法取得土地使用权。	长庆油田分公司第三采油厂正在自然资源部门办理相关临时用地手续。	符合
22	《陕西省防沙治沙规划(2021-2030年)》	第三章 总体思路 二、基本原则 （一）保护优先，科学修复 .....对于矿产资源开采区严格落实“谁开发、谁治理，谁破坏、谁修复”治理责任，恢复和	本项目为油田开采项目，位于长庆油田分公司第三采油厂靖安油田南部区域油区范围，长庆油田分公司第三采油厂负责落	符合

序号	产业政策	相关产业政策概要（摘录）	本项目情况	符合性
		改善矿区生态环境。 （二）因地制宜，分区施策 遵循生态系统内在规律和主体功能定位，分区分类对沙化土地实行依法保护、综合治理和合理利用。科学谋划防沙治沙布局，突出问题导向和方法路径，区域防治与重点防治相结合，因地制宜，分区施策，分步实施，分类修复。 （三）依法防治，系统治理 严格执行防沙治沙法等相关法律法规，保护沙区生态环境，巩固治理成果。坚持系统化治理理念，治沙、治水、保土全要素协调和管理，促进生态系统质量整体改善。坚持以水定绿、以水定林、宜乔则乔、宜灌则灌、宜草则草，乔灌草相结合，构建健康稳定的防沙固沙生态屏障。	实油田开采区生态环境治理责任，恢复和改善矿区生态环境。项目施工期、运行期采取环评提出的一系列污染治理措施及生态保护措施，对区域生态环境影响较小。	
		第四章 总体布局与建设重点 一、总体布局 .....本规划范围涉及榆林市榆阳区、横山区、神木市、府谷县、定边县、靖边县、佳县和延安市吴起县、渭南市大荔县，共3市9县(市、区)149个乡镇，规划总面积3677308.89公顷。..... （二）风沙盐碱滩地治理区 本区地处长城沿线毛乌素沙地治理区西南部，范围包括定边、靖边2县12个乡镇，总面积349077.42公顷，占规划区面积的9.49%，其中沙化土地面积170658.68公顷。是陕西省沙区盐渍化集中区域。本区以沙地为主，常年干旱、多风，年降水量少，蒸发量大，地下水位较高，土壤盐碱度高，主要分布稀疏天然草地和少量灌木，植被退化严重，裸露土地面积大，是我省植被重建难点。 主要问题：土地沙化、盐渍化较严重，土地生产力水平低，人为活动频繁，地下水超采严重。早期营造的防护林退化严重，乔灌植被稀疏，草地退化低质化，植被盖度整体偏低，防护功能衰退。 主攻方向：防治土地沙化和盐渍化，提升土地生产力。加强林草地管理，加大耐盐碱、耐干旱、耐瘠薄、抗风沙乔灌树种造林力度，加强退化林修复改造，修复改良退化	本项目位于榆林市靖边县，延安市吴起县和志丹县，不涉及沙化土地封禁保护区。项目施工期、运行期采取环评提出的一系列污染治理措施及生态保护措施，对区域生态环境影响较小。	符合

序号	产业政策	相关产业政策概要（摘录）	本项目情况	符合性
		草地，构建布局合理、结构完善、乔灌草相结合的防护林体系。 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。 （三）白于山荒漠土地治理区 本区地处长城沿线毛乌素沙地治理区西南，是荒漠化土地程度较重区域，也是陕西黄土高原北部海拔最高的地段。范围包括定边、靖边、横山、吴起 4 县(区)21 个乡镇。总面积 658824.12 公顷， 占规划区面积的 17.92%,其中沙化土地面积 60543.47 公顷。本区以山区为主，气候干燥、风大地广、植被稀少，水蚀、风蚀交替危害，水土流失、荒漠化程度高，土地退化严重。 主要问题：林草植被盖度低且结构不稳定，人为活动频繁，林牧矛盾突出，水资源短缺，水土流失严重，局部荒漠化程度加重趋势尚未得到遏制，成果巩固压力大。 主攻方向：保持水土和防治土地荒漠化。以小流域为治理单元，采取综合措施，有效治理水土流失。重点建设毛乌素沙地南缘沿线、道路沿线防风固沙林带，环矿区、乡镇、村庄景观防护林圈，在山区上中部建设水土保持片林，下部建设生态经济片林。 具体措施：开展国土绿化，统筹推进山水林日湖草沙系统治理。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。		

1.4.3 规划符合性分析

（1）经济发展相关规划

本项目与经济发展规划的符合性分析见表1.4.3-1。

表1.4.3-1 项目建设与相关经济发展规划的符合性

序号	相关规划	规划要求（摘录）	本项目情况	符合性
1	《陕西省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》	推动煤油气高效集约绿色开发。坚持常规与非常规资源开发并重，注重生态保护和新技术推广应用，提高石油采收率，降低开采成本，保持原油产量、加工量基本稳定，天然气产量较大增长。到2025年，全省原煤、原油和天然气产量分别达到7.4亿吨、2700万吨、360亿立方米。	项目为油田滚动开发项目，在原开发项目基础上进行加密开发，并且采取注水技术，提高原油的产量及采收率，属于清洁生产企业，采用标准化井场设计，提高石油采收率，降低开采成本，以油气集输为主，伴生气回收利用。	符合
2	《陕西省黄河流域生态保护和高质量发展规划》	加大石油、天然气勘探力度，稳步推动煤层气、页岩气等非常规油气资源开采利用。	本项目属于石油开采业，在石油勘探的基础上进行滚动加密开发。	符合
		全面实施国六排放标准，非道路移动柴油机械第四阶段排放标准。	评价要求项目施工过程中柴油施工机械满足第四阶段排放标准要求。	符合
		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。	本项目实施过程中按照评价要求将采取严格的土壤污染风险管控措施，防止土壤污染，项目实施后将对区域土壤实施自行监测。	符合
		试点建立报废矿井、钻井清单，探索实施封井回填工作，防止地下水串层污染。	本项目不涉及报废矿井。评价要求企业积极探索封井回填技术，后续开打末期需封井时做好封井工作，防止地下水串层污染。	符合
		试点开展工业集聚区、油气田注水井地下水污染防治。	本项目注水井设置钢筋混凝土套管，并一开穿透含水层，直接进入侏罗系，回注水水质满足相关标准要求。	符合
		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。	项目在建设过程中井场内的钻井废水、钻井泥浆循环使用，减少新鲜水用量。	符合
		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	项目地处陕北丘陵沟壑区，项目施工期易造成水土流失，项目采取截	符合

序号	相关规划	规划要求（摘录）	本项目情况	符合性
		黄土高原生态面貌。	水墙、护坡等各类水土保持措施，尽可能减少水土流失。	
		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。	本项目所在地区属于北洛河流域，本项目属于石油开采项目，项目通过设立各项环境风险防范措施防范对地表水体的影响。	符合
		实行最严格的水资源保护利用制度，把水资源作为最大的刚性约束，坚持节水优先，优化水资源配置格局和效率，实施全社会节水控水行动，推动用水方式由粗放低效向节约集约的根本转变，以节约用水扩大发展空间。	本项目生产废水全部处理后回用，回注水优先使用处理后的污水，不足部分由新鲜水补充，尽可能降低新鲜水消耗。	符合
		优化原油、成品油管道布局，提高油品输送能力。	本项目为油田开采项目，管线建设时绕避人员密集区等敏感区域。	符合

（2）与矿产资源相关规划的符合性

表1.4.3-2 项目建设与相关矿产资源规划的符合性

序号	相关规划	规划要求（摘录）	本项目情况	符合性
1	《陕西省矿产资源总体规划》（2021~2025）	矿业区域协调发展布局：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。	本项目位于延安市现有油田开发区域，项目拟实施原油产能8.27万t/a。	符合
		矿产勘查开发差别化管理：生态保护红线范围内原则上禁止不符合管控要求的矿产资源勘查开采。生态保护红线内非自然保护地核心保护区的区域，允许因国家重大能源资源安全需要开展战略性能源资源勘查、公益性自然资源调查和地质勘查。	本次产建工程占地不涉及生态保护红线。	符合
		增加重要矿产资源储量：按照“稳油增气、常非并举”的部署，推进石油增储稳产天然气增储扩产、煤层气增储上产。加强鄂尔多斯盆地油气勘查，加大页岩气、煤层气等非常规油气勘查力度，形成新的资源接续区。	项目属于现有油田加密部署扩建项目，项目规划部署原油产能8.27万t/a。	符合
		强化空间管控约束：严格实施国土空间管控措施，衔接落实区域“三线一单”（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）生态环境分区管控要求。严格执行环境影响评价制度，在允许矿产开发的区域新建、扩建、改建矿产资源开采项目和秦岭主梁以南的一般保护区开山采石，应进行环境影响评价。	项目选址选线和实施过程中严格执行区域“三线一单”生态环境分区管控要求。本项目正在按照要求开展环境影响评价。	符合

序号	相关规划	规划要求（摘录）	本项目情况	符合性
		促进绿色开采：落实矿业领域生态文明建设总要求，全面推动矿产资源绿色开采。将绿色发展理念贯穿于矿产资源利用与保护全过程，将资源开发对矿区及周边生态环境扰动控制在最小范围内，努力构建科技含量高、资源消耗低、环境污染少的绿色矿业发展模式。	环评要求企业开展绿色开采，提高企业清洁生产水平、建设清洁文明井场。	符合
		加大矿山生态保护与修复：加强源头预防和过程控制。落实省级国土空间生态修复规划，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和土地复垦义务。	本次环评要求建设单位在后续开发过程中按照要求实施矿山生态修复，积极落实矿山地质恢复治理和土地复垦义务。	符合
2	《陕西省矿产资源总体规划（2021~2025）环境影响报告书》	按照国家和陕西省绿色矿山建设要求，企业应配备矿井水、疏干水、钻井废水、洗井废水等开采废水处理设施和煤泥水处理设施，充分利用矿井水，选煤废水闭路循环，利用率达到绿色矿山要求。矿井水经处理后最大限度的回用，可间接地保护和利用区域地下水资源。	第三采油厂在接转站和联合站设置有采出水处理设施，采出水处理达标后回注不外排。	符合
		矿山环境问题涉及到气、水、土、岩体及生态等各方面，从本质上看绝大部分属于环境地质问题，是地质环境遭到改变或破坏所引起。在目前经济水平还不高，对环境投入有限的情况下，加强环境保护的法制建设，依法加强管理，是控制生态破坏和环境污染的有效途径。矿产资源开发企业应当防止、减少环境污染和生态破坏，对所造成的损害依法承担责任。	第三采油厂为项目实施的责任主体，应按照要求承担责任。项目实施过程中应针对气、水、土、岩体及生态等各方面严格按照环评要求实施各项减缓措施，加强生态环境保护。	符合
		加大矿产资源领域循环经济发展支持力度，鼓励矿业企业形成减量化、再利用、资源化的生产过程，因地制宜建立循环经济产业链，采用先进工艺技术和措施，提高矿产资源节约集约、综合利用率和减少污染物排放量，从源头上减少碳排放。	企业在钻井过程中将钻井废水、钻井泥浆循环利用，积极开展循环经济，减少污染物排放。	符合
		在矿山设计、基建和生产阶段：矿山环境保护设施必须与主体工程同时设计、同时施工，同时验收并移交生产使用；在矿山闭坑阶段：主要是做好矿山土地复垦，使矿区环境质量向良性转化。	评价要求企业严格执行“三同时”制度，做好临时占地恢复及土地复垦工作。	符合
		加强不同类型矿山地质环境动态监测技术研究，对矿产资源开发利用状况和矿产资源规划执行情况进行遥感调查与监测。	评价要求企业按照环评要求，严格开展自行监测工作。	符合
		引导矿山数字化转型，建设智慧矿山，最终实现安全矿山、无人矿山、高效矿山、清洁矿山的建设，实现矿山安全、绿色、高效的智能化管理。	开采过程中井场、站场均设置监控装置，井场运行可实现无人值守远程操作，实施智能化管	符合

序号	相关规划	规划要求（摘录）	本项目情况	符合性
			理。	
		积极推行清洁生产、淘汰落后采选工艺，降低资源浪费，加强矿产资源综合利用，提高资源节约集约利用水平。	评价要求企业后续生产过程中持续开展清洁生产工作。	符合
		各矿产开发项目应大力推行清洁生产，持续节能减排。		符合
3	《陕西省矿产资源总体规划（2021~2025）环境影响报告书》审查意见	（一）坚持生态优化，绿色发展。 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，有限避让生态环境敏感区域。应进一步合理确定布局、规模、结构和开发时序，采取严格的生态保护和修复措施，确保优化后的《规划》符合绿色发展要求，推动生态环境保护与矿产资源开发目标同步实现。	本项目不涉及生态红线、水源保护区，永久占地不涉及基本农田；项目周边无自然保护区、风景名胜区、森林公园等环境敏感区。	符合
		（二）严格保护生态空间，优化《规划》布局。将生态保护红线作为保障和维护区域生态安全的底线，应进一步优化矿业权设置和空间布局，依法依规对生态空间实施严格保护。确保满足生态保护红线管控高要求，符合自然保护地和饮用水水源保护区管控要求。		符合
		（三）严格产业准入，合理控制矿山开采种类和规模。不再规划新建汞矿山；禁止开采蓝石棉、可耕地的砖瓦用粘土，以及砷和放射性等有毒有害物质超过标准的煤炭；限制开采湿地泥炭、陕南地区煤炭、石煤、硫铁矿、石棉、瓦板岩以及砂金、砂铁等重砂矿物。	项目属于石油开采行业，不属于禁止和限制类。	符合
		（四）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、勘查规划区块、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，确保生态系统结构和主要功能不受破坏。严格控制涉及生物多样性优先保护区域、国家重点生态功能区、国家重要生态功能区、水源涵养区、水土流失重点预防区等区域矿产资源开发活动，并采取相应保护措施，防止加剧对有关生态功能区的不良环境影响。	本项目涉及水土流失重点治理区，报告书提出严格的生态环境保护措施，防止加剧区域水土流失的不良影响。	符合
		（五）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、分矿种确定矿山生态修复和环境治理总体要求。	项目开发过程中将按照要求编制生态修复方案，加强区域环境治理。	符合
		（六）加强生态环境保护监测和预警。 结合生态保护、饮用水水源保护区及水环境功	油区已制定自行监测方案，本次评价	符合

序号	相关规划	规划要求（摘录）	本项目情况	符合性
		能区水质保护及改善要求、土壤污染防治目标等，推进重点矿区建立涵盖生态、地表水、地下水、土壤等环境要素的长期监测监控体系，明确责任主体、强化资金保障。	要求严格按照现行和补充的监测要求进行监测。	
4	《延安市矿产资源总体规划》（2021～2025年）	规划目标：主要矿产资源实现找矿新突破。加强石油、天然气、煤层气、煤炭、地热等能源矿产调查评价与勘查，提高全市的资源安全保障能力。 空间准入：采矿权投放应符合国土空间规划、生态环境保护规划以及“三线一单”生态分区管控要求。在不得开采矿产资源的区域内禁止从事采矿活动。落实黄河流域国土空间开发保护相关管控要求，严格限制流域内干流及主要支流临岸一定范围、河道两侧等水土流失重点治理区和重点预防区内新建露天矿山。	本项目属于石油开发项目，位于延安市吴起县、志丹县区域。本工程的建设有利于区域石油产能的增长。	符合
5	《榆林市矿产资源总体规划》（2021~2025）	规划目标：矿产资源勘查程度进一步提高。加强石油、天然气、煤层气等能源矿产的调查评价与勘查，稳步提升煤炭和岩盐资源的勘查程度。 矿产资源勘察开发与保护布局：统筹勘查开发保护区域布局。在充分考虑榆林自然资源和环境承载能力的基础上，进一步夯实能源资源基地，加强国家规划矿区建设，稳定煤炭总产能，确保“控制总量、兜住底线”；加大定边、靖边、横山、子洲等地石油、天然气勘探力度，促进石油增储稳产、天然气持续增产。	本项目属于石油开发项目，位于榆林市靖边县区域。本工程的建设有利于区域石油产能的增长。	符合

（3）与《陕西省生态功能区划》的符合性分析

根据《陕西省生态功能区划》，本项目开发区域在生态功能分区上涉及黄土梁峁沟壑水土流失控制区和白于山南侧水土保持控制区，见图1。区域生态服务功能主要为水源涵养功能区，土壤侵蚀和水土流失敏感，主要保护对策是控制水土流失。

项目施工期、运行期均采取相应措施控制土壤侵蚀，包括工程防治措施和植物修复措施，能有效的控制项目区土壤侵蚀状况，维护项目所在地的生态环境功能。综上，项目建设符合《陕西省生态功能区划》相关规定。

（4）与《陕西省主体功能区规划》的符合性分析

根据《陕西省主体功能区规划》，本次产建工程选址不涉及禁止开发区，项目属于国家重点生态功能区、国家城市化地区（见图2），项目不属于禁止类和限制类，项目实施符合《陕西省主体功能区规划》的要求。

（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（见图3）。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，具体符合性分析见表1.4.3-4。

表1.4.3-4 陕西省水土保持规划（2016～2030年）符合性分析

水土保持分区	规划要求	本项目情况	符合性
2）水土流失重点治理区包括陕北及大荔沙地重点治理区、陕北丘陵沟壑重点治理区、渭北高原沟壑重点治理区、秦岭北麓低山台塬重点治理区、丹江周边低山丘陵重点治理区和汉江周边低山丘陵重点治理区六部分，水土流失面积8.85万km^2，占该区总土地面积的69.52%。	（4）治理目标任务 1）近期治理目标任务通过五年努力，治理水土流失面积3.25万km^2，新修加固淤地坝8000座，综合治理小流域1000条，建设74个水土保持示范园和65条清洁型小流域。全省水土流失治理程度达25%，减少水土流失面积0.80万km^2，水土流失面积中的20%侵蚀强度不同程度降低，年新增减少土壤侵蚀能力1亿t，年新增蓄水能力8亿m^3。 2）远期治理目标任务规划建设期末治理水土流失面积9.75万km^2，新修加固淤地坝40503座，综合治理小流域3000条。全省水土流失治理程度达75%，减少水土流失面积2.40万km^2，水土流失面积中的60%侵蚀强度不同程度降低，年新增减少土壤侵蚀能力3亿t，年新增蓄水能力24亿m^3。	本项目所在区域属于陕北丘陵沟壑重点治理区，属于水土流失重点治理区。 本项目施工期尽可能控制施工作业范围，控制临时占地面积，施工结束后，及时对临时占地进行植被恢复，并采取相应的水土保持措施，水土流失治理度90%、植被恢复系数90%，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

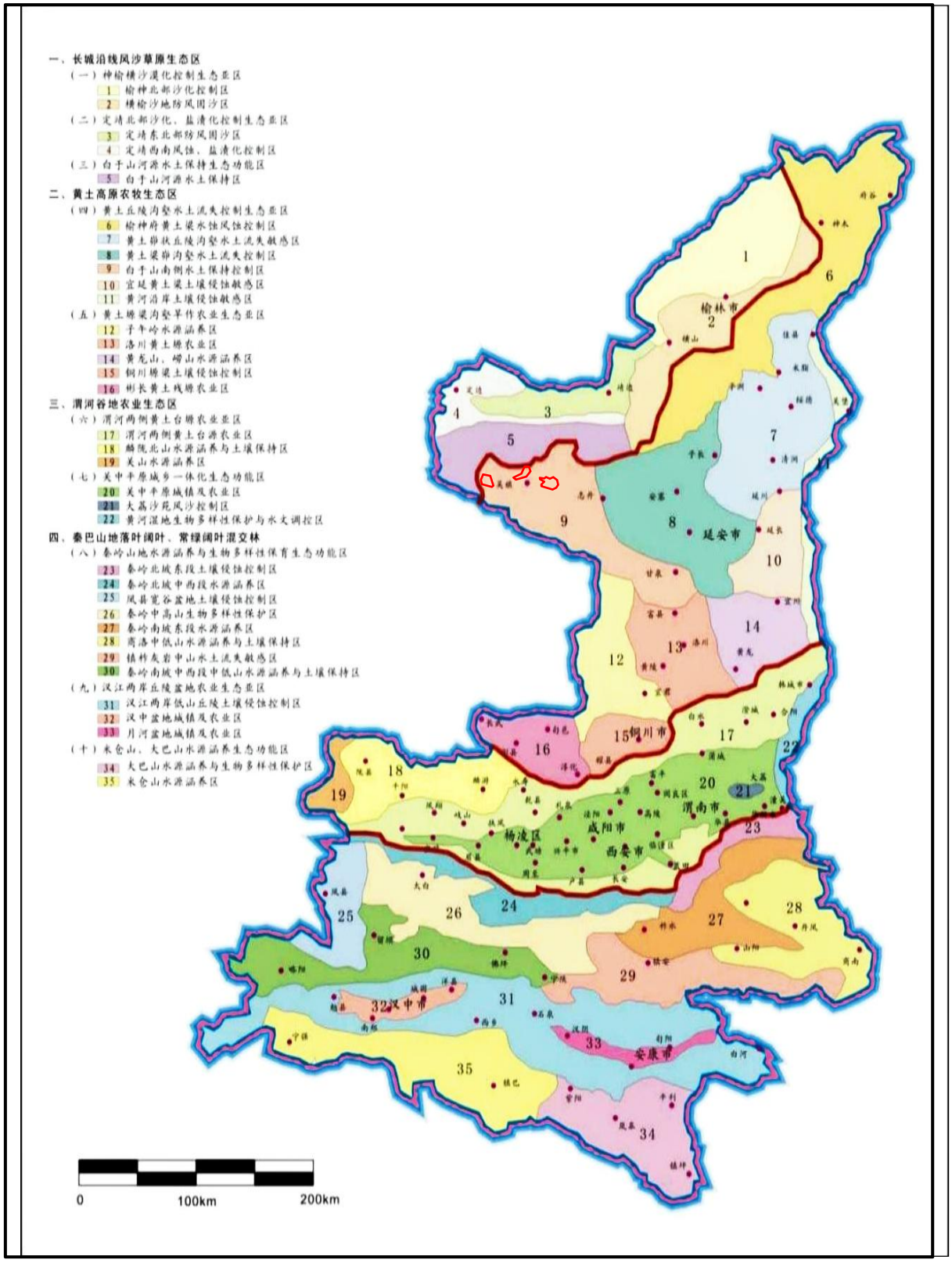


图 1.4.3-1 区块与陕西省生态功能区划位置关系图

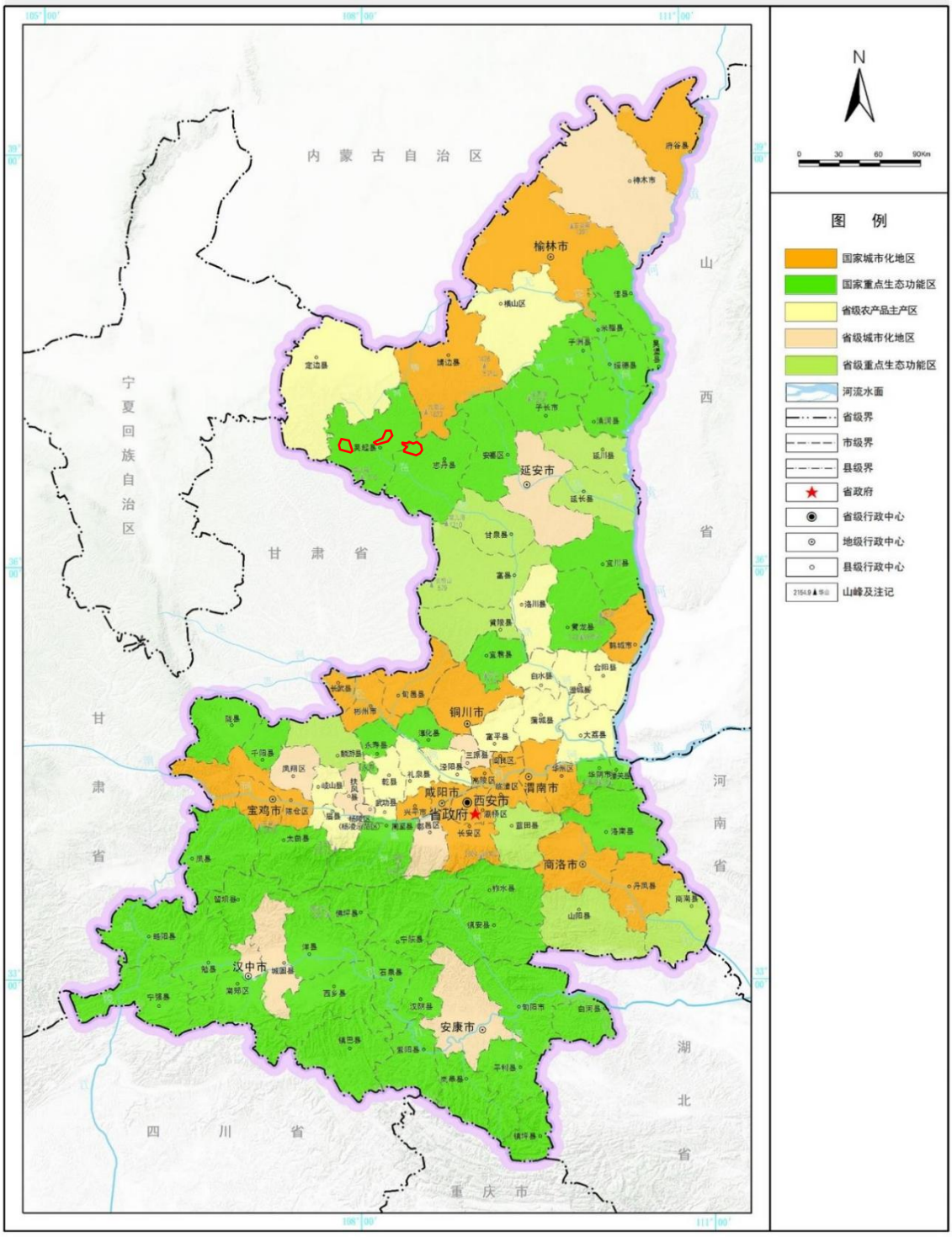


图 1.4.3-2 区块与陕西省主体功能区划位置关系图

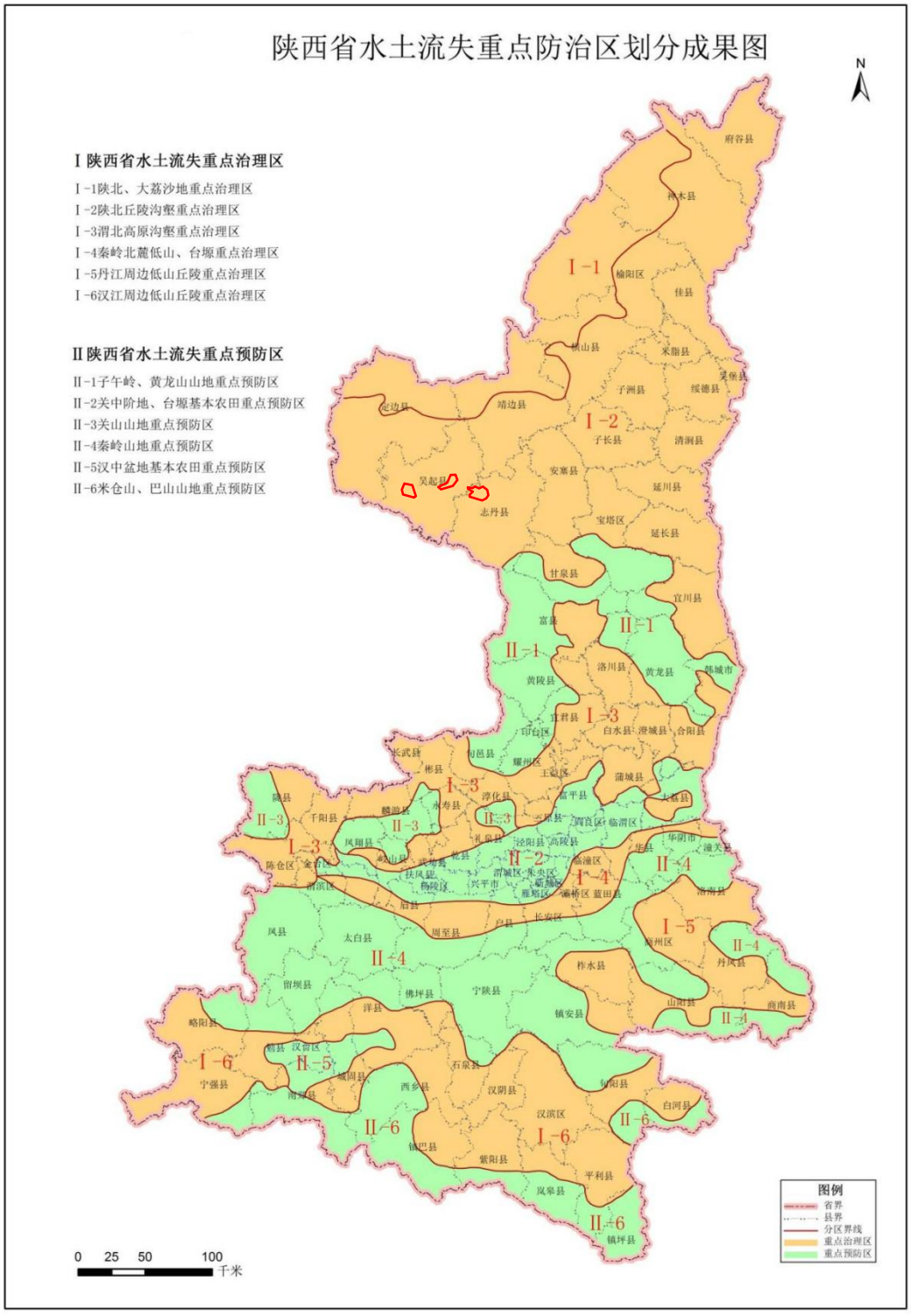


图 1.4.3-3 区块与陕西省水土保持规划位置关系图

（6）与生态环境规划的符合性

表1.4.3-5 与生态环境保护规划的符合性

序号	相关规划	规划要求（摘录）	本规划情况	符合性
1	《陕西省“十四五”生态环境保护规划》	以钢铁……石油开采、农副食品加工等行业为重点，开展全流程清洁化、循环化、低碳化改造，促进传统产业绿色转型升级。	项目为石油开采，采油三厂采用清洁生产工艺，确保能源消耗较低，污染物排放强度维持在较低水平。	符合
		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。	项目位于陕北现有油田开发区域，长庆采油三厂已开展隐患排查工作。	符合
		严格建设项目土壤环境影响评价制度，对新（改、扩）建项目涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的，严格选址条件，严控选址范围，提出并落实土壤和地下水污染防治要求。	项目不涉及生态红线，永久占地不涉及基本农田，环评提出了土壤和地下水污染防治要求。	符合
		以矿产资源开发活动集中的区域为重点……强化土壤污染重点监管单位管理，督促重点单位规范实施土壤污染隐患排查和自行监测，严控有毒有害物质，2023年底前，至少完成一次全面、系统的土壤污染隐患排查。	采油三厂已开展土壤污染隐患排查和自行监测。	符合
2	《延安市生态环境保护“十四五”规划》（2021年-2025年）	加强油煤气矿产资源整合，提高开采装备水平，应用清洁开采技术，强化生态环境约束，实现延安油煤气产业集约化、绿色化、规模化、安全化开发生产。	本项目开采石油，采用清洁开采技术，符合相关要求。	符合

项目符合《陕西省“十四五”生态环境保护规划》和《延安市生态环境保护“十四五”规划》的相关要求。

综上所述，项目符合国家和地方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，项目符合陕西省矿产资源总体规划（2021~2025）和规划环评及其审查意见，符合陕西省主体功能区规划、生态功能区划和水土保持规划，符合《陕西省“十四五”生态环境保护规划》和《延安市生态环境保护“十四五”规划》的相关要求。

1.4.4 “三线一单”的相符性分析

①与《陕西省“三线一单”生态环境分区管控方案》符合性分析

根据《陕西省“三线一单”生态环境分区管控应用技术指南：环境影响评价（试行）》（陕环办发〔2022〕76号），建设项目环评文件涉及“三线一单”生态

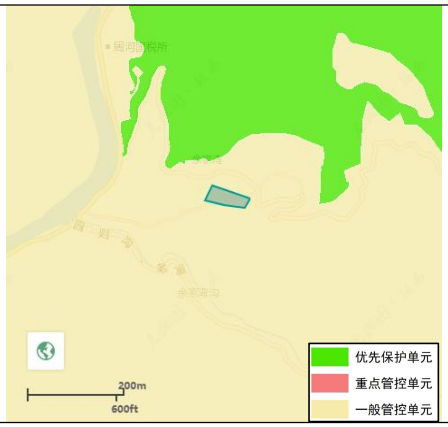
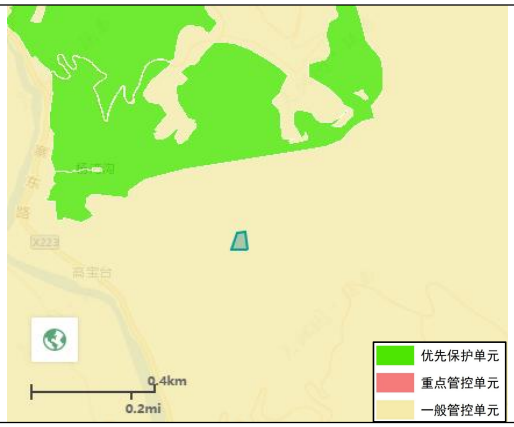
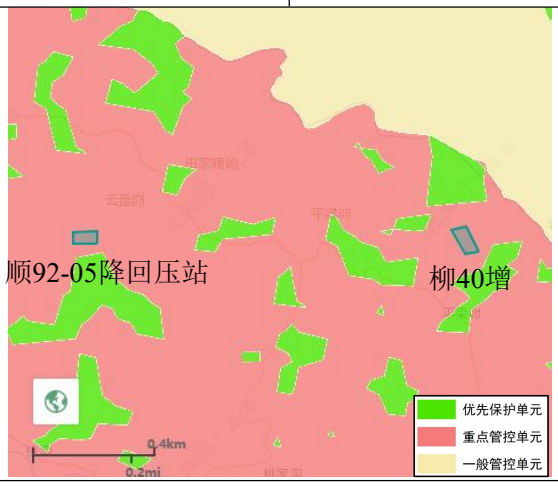
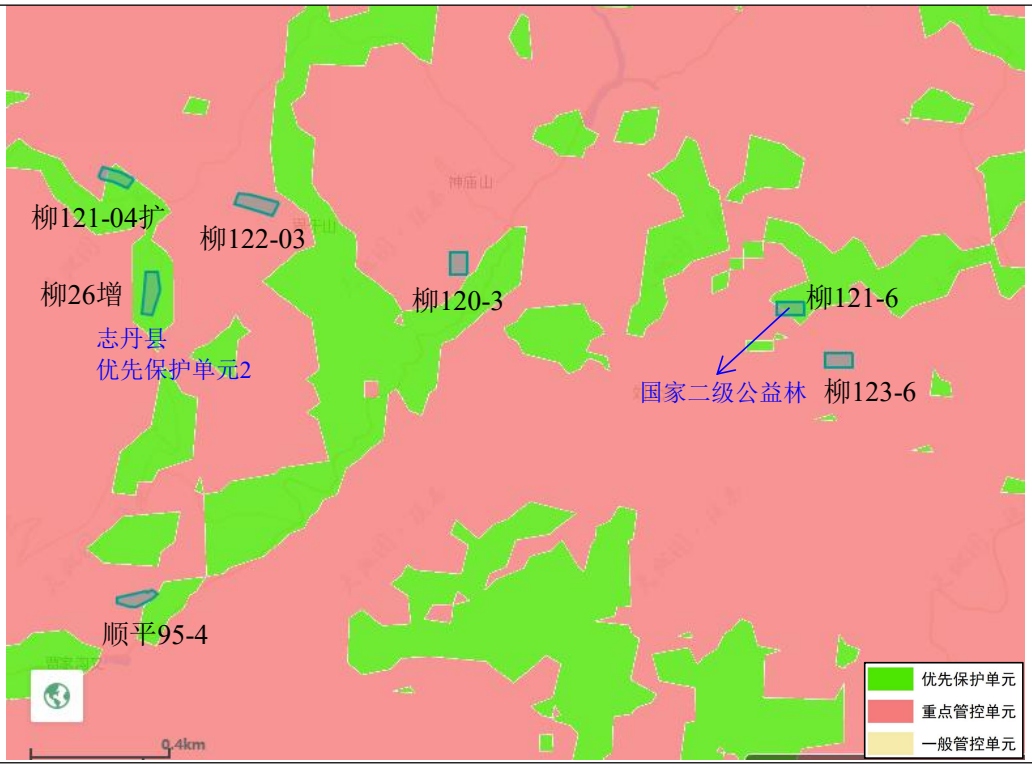
环境分区管控符合性分析采取“一图一表一说明”的表达方式，对照分析结果，论证建设的符合性。

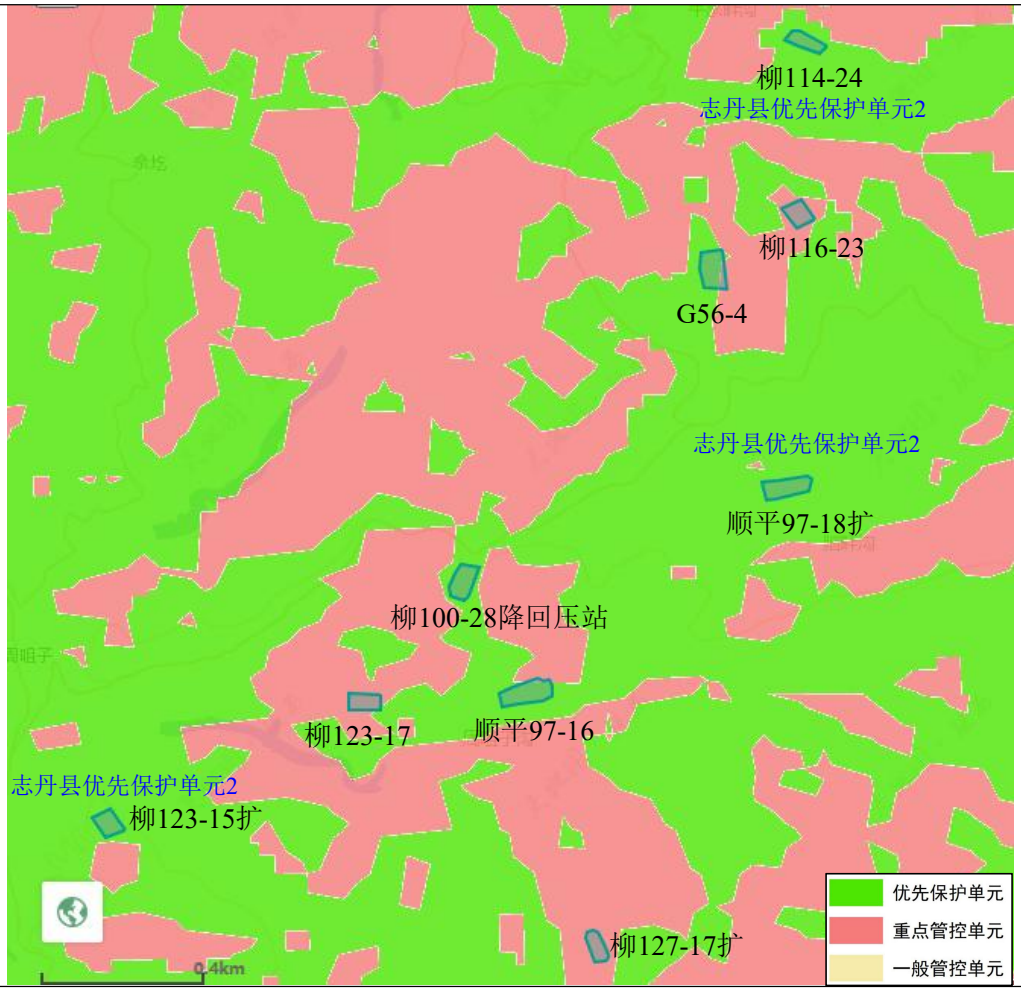
a.一图

指的是规划或建设项目与环境管控单元对照分析示意图，项目产建工程与陕西省环境管控单元对照分析比对结果见表1.4.4-1~表1.4.4-2。

根据项目产建工程与陕西省环境管控单元对照分析结果显示，项目产建工程中涉及国家二级公益林地。根据叠图分析开发区域中涉及国家二级公益林的管线布设均按照沿路铺设的原则进行布设，因区域地势沟壑遍布，道路两侧冲沟较多，冲沟区域布设管线风险较大，因此道路临近区域成为管线布设的唯一区域，使得区域布设的管线中有部分铺设段不得不占用少量国家二级公益林地进行布设。井场、站场占用二级公益林的位置关系图见表1.4.4-1，管线占用二级公益林的位置关系图见表1.4.4-2。

表 1.4.4-1 井场、站场“三线一单”比对图

<table>
<tr><td rowspan="4">五里湾一区</td><td> 
</td><td> 
</td></tr>
<tr><td>高 213 降回压站</td><td>柳 91-281 降回压站</td></tr>
<tr><td colspan="2"> 
</td></tr>
<tr><td colspan="2">顺 92-05 降回压站、柳 40 增</td></tr>
<tr><td>虎狼峁作业区</td><td colspan="2"> 
</td></tr>
<tr><td colspan="2">柳 26 增、柳 121-04 扩、柳 122-03、柳 120-3、柳 121-6、柳 123-6、顺 95-4</td></tr>
</table>



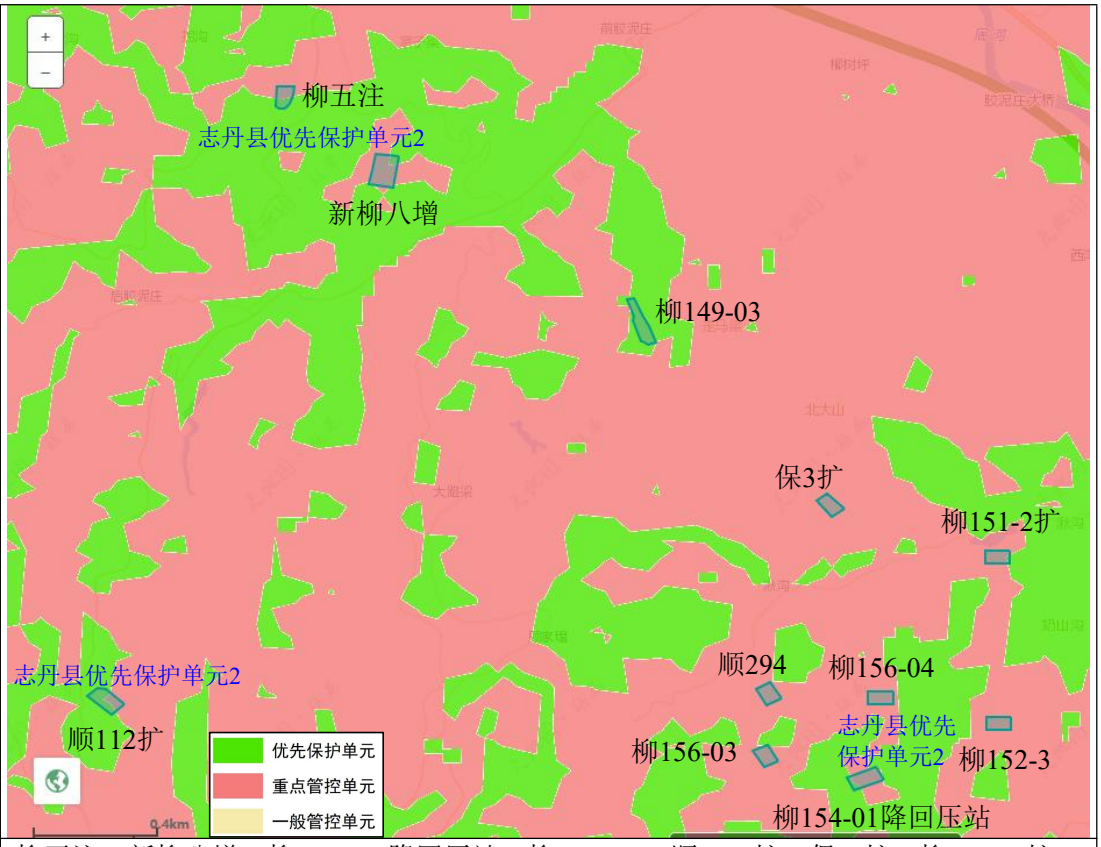
柳 100-28 降回压站、柳 114-24、柳 116-23、G56-2、顺平 97-18 扩、顺平 97-16、柳 123-17、柳 127-17 扩、柳 123-15 扩



柳 105-25

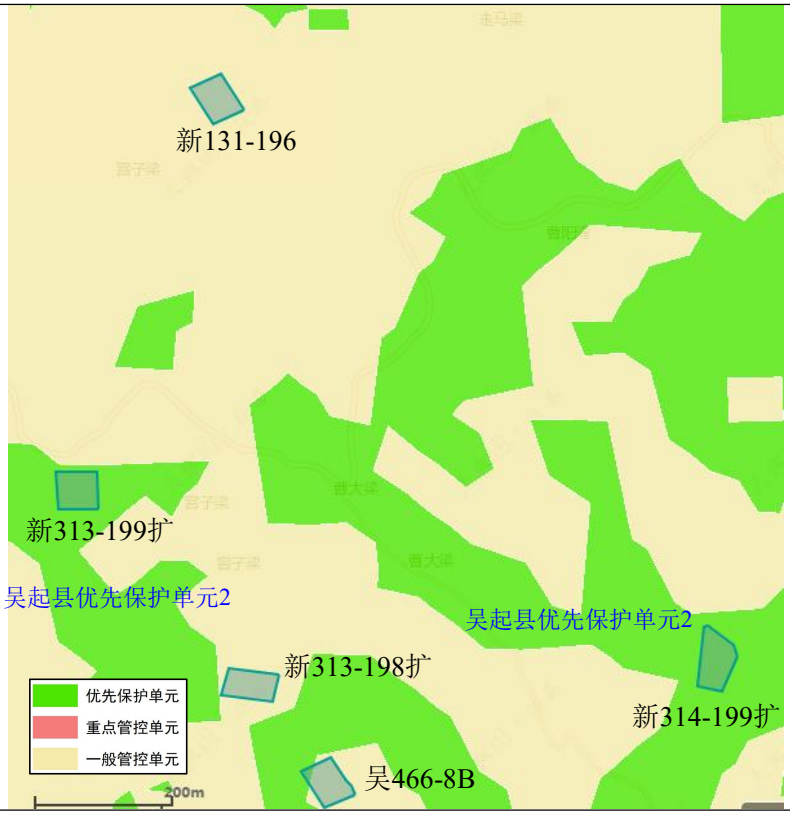


新柳三脱



柳五注、新柳八增、柳 154-01 降回压站、柳 149-03、顺 112 扩、保 3 扩、柳 151-2 扩、顺 294、柳 156-03、柳 156-04、柳 152-3

新寨作业区

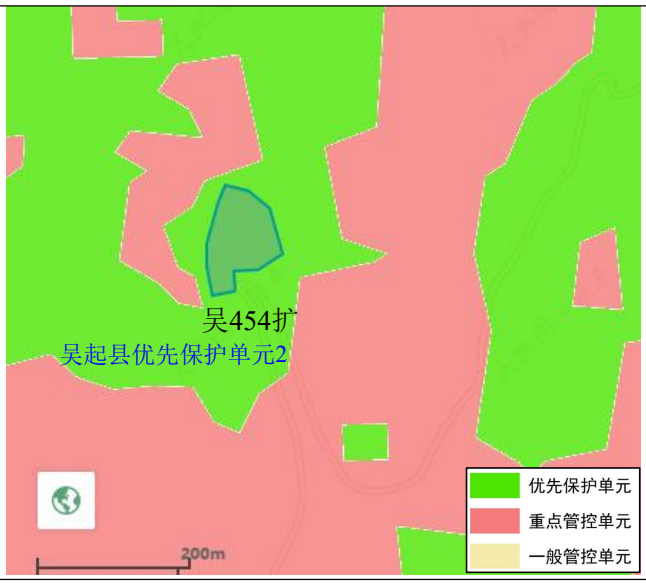


新 131-196、新 313-199 扩、新 313-198 扩、吴 466-8B、新 314-199 扩



旗 016-34 扩、旗 01633 扩、旗 8 增

吴起作业区



吴 454 扩

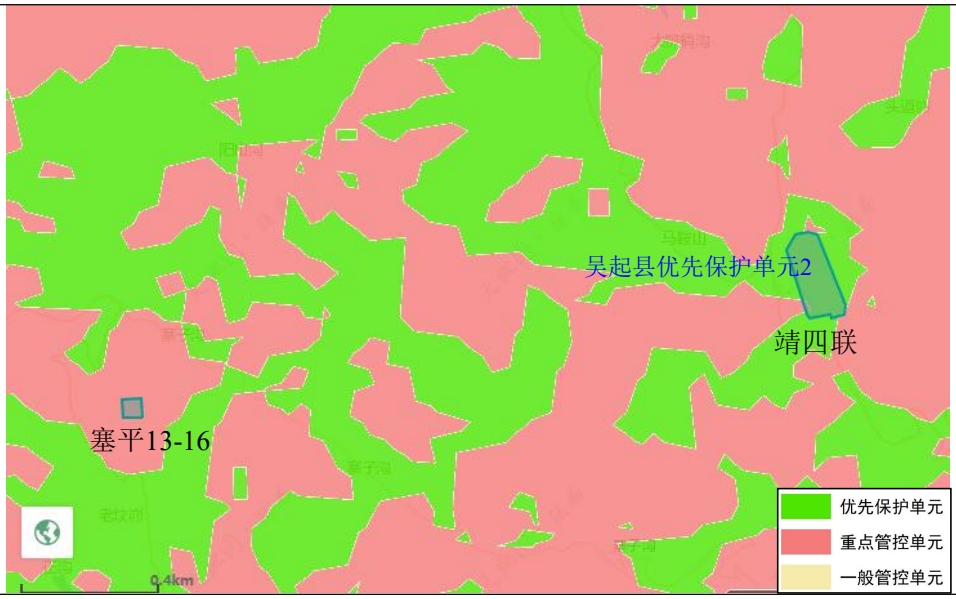
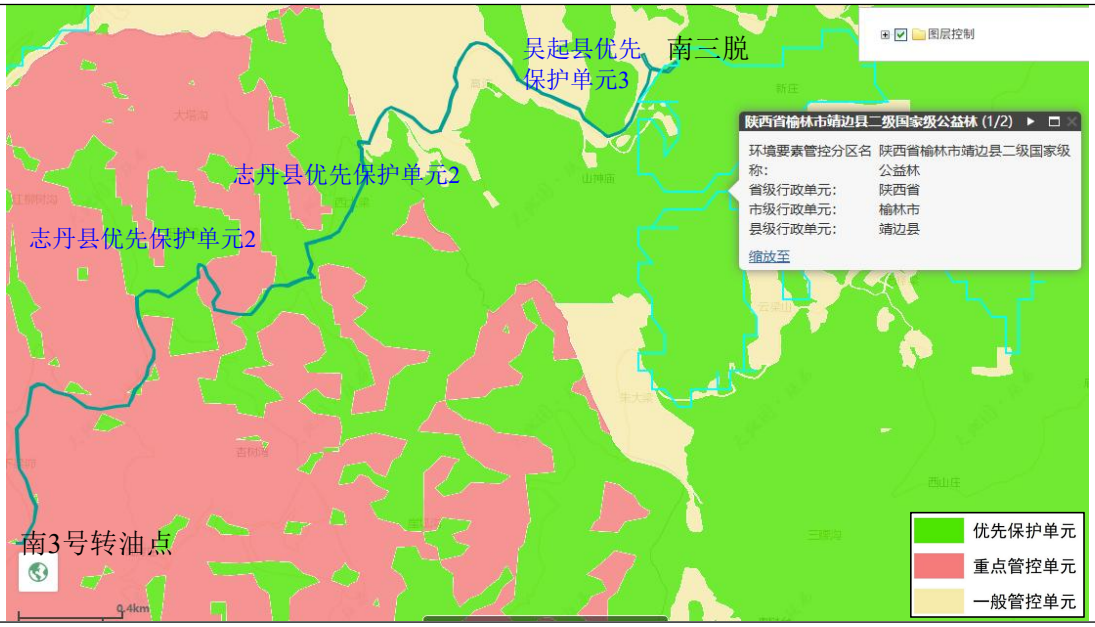
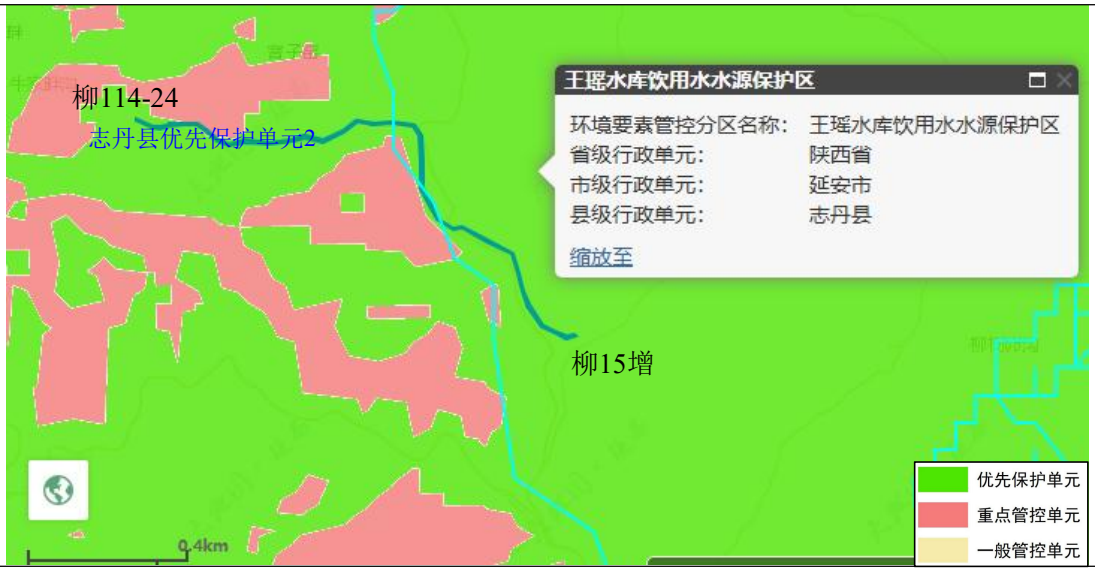
桐寨作业区	 靖四联、塞平 13-16

表 1.4.4-2 管线工程“三线一单”比对图

五里湾一区	 南 3 号转油点至南三脱集油管线、南三转至南三脱改线

虎狼峁作业区



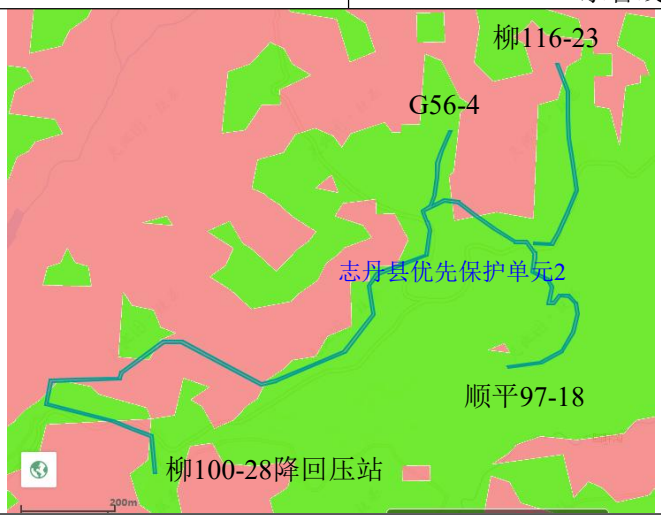
柳 114-24 至柳 15 增出油管线

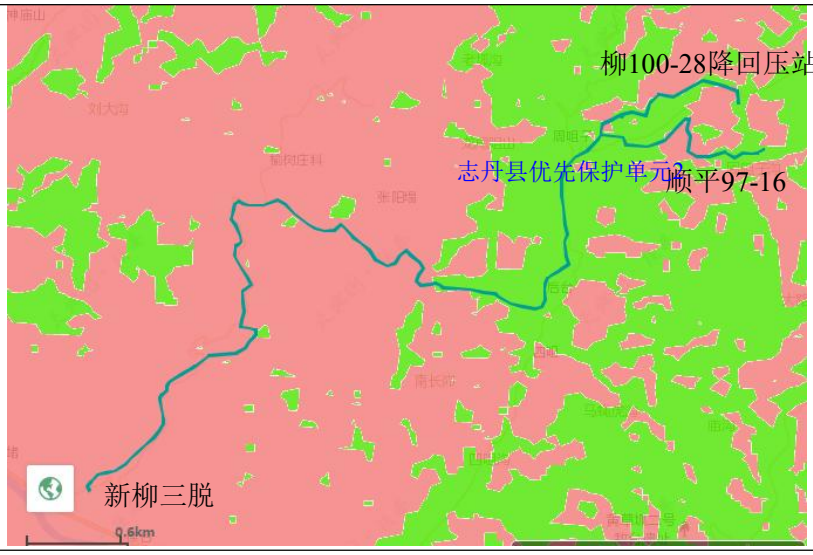
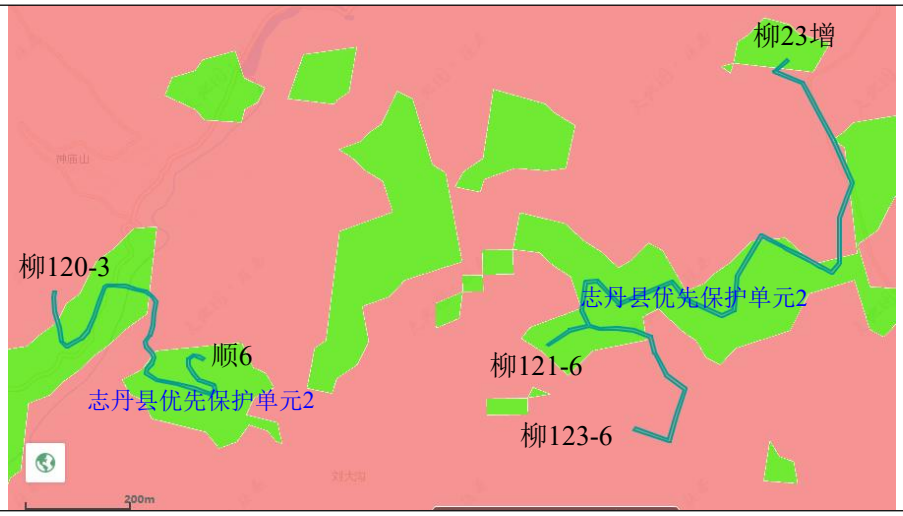


柳 105-25 至柳 16 增出油管线



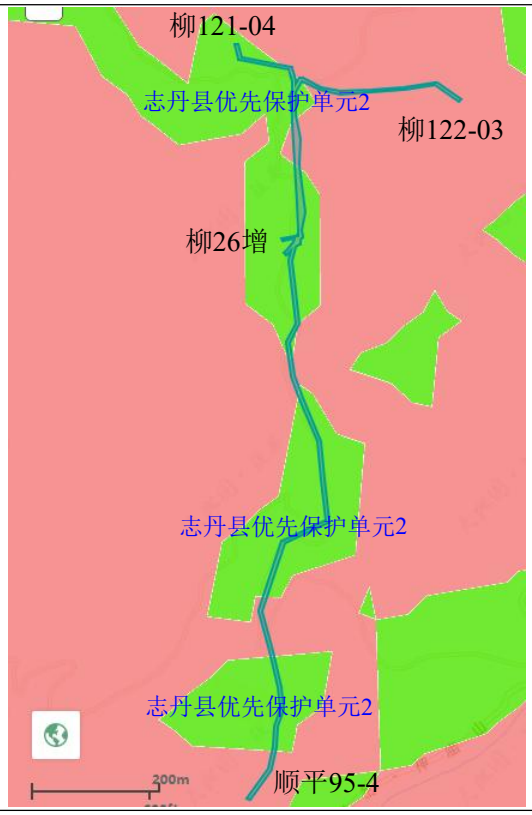
柳 127-17 扩、柳 123-17 扩、柳 123-15 扩至柳 100-28 降回压站出油管线、柳 127-17 注水管线



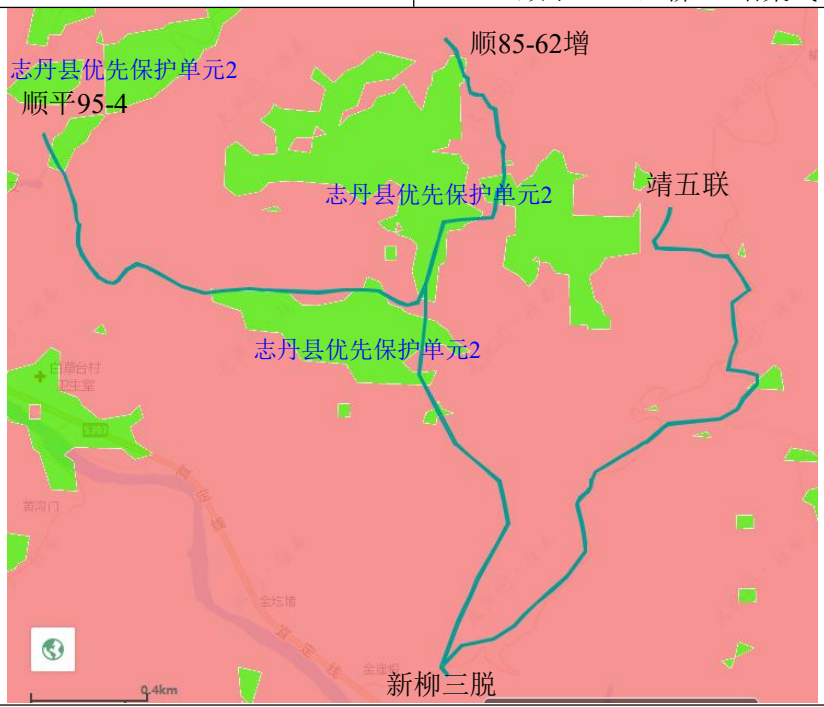
	顺平 97-18 至柳 100-28 降回压站、G56-4 至柳 100-28 降回压站、柳 116-23 注水支线
	
	柳 100-28 降回压站至新柳三脱集油管线、顺平 97-16 注水支线
	
	柳 121-6、柳 123-6 至柳 23 增出油管线、顺 6 至柳 120-3 注水管线



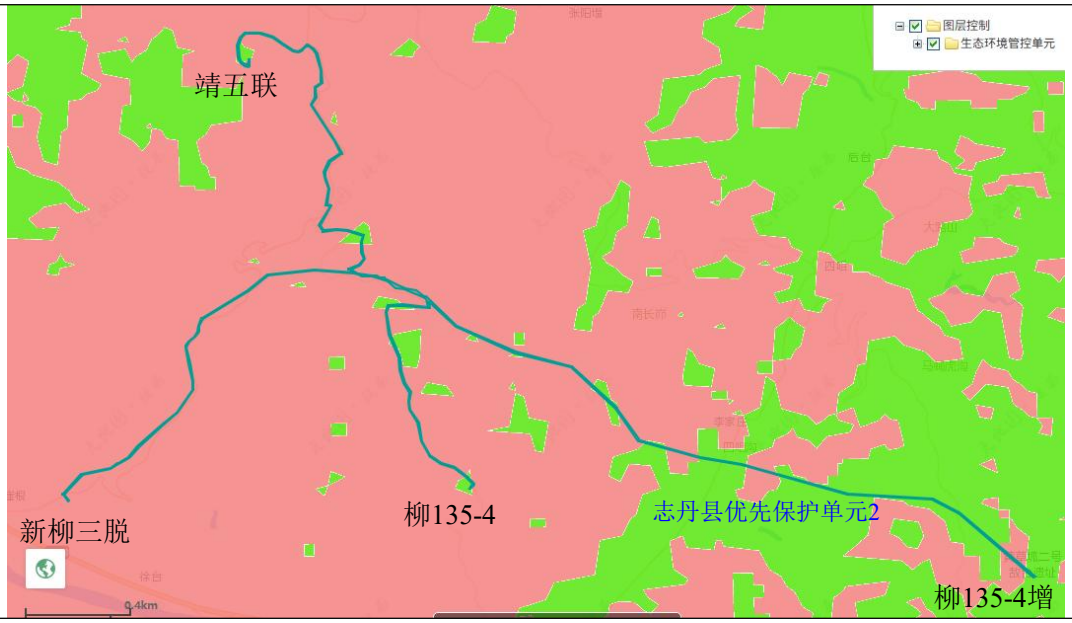
柳 19 增至新柳三脱集油管线



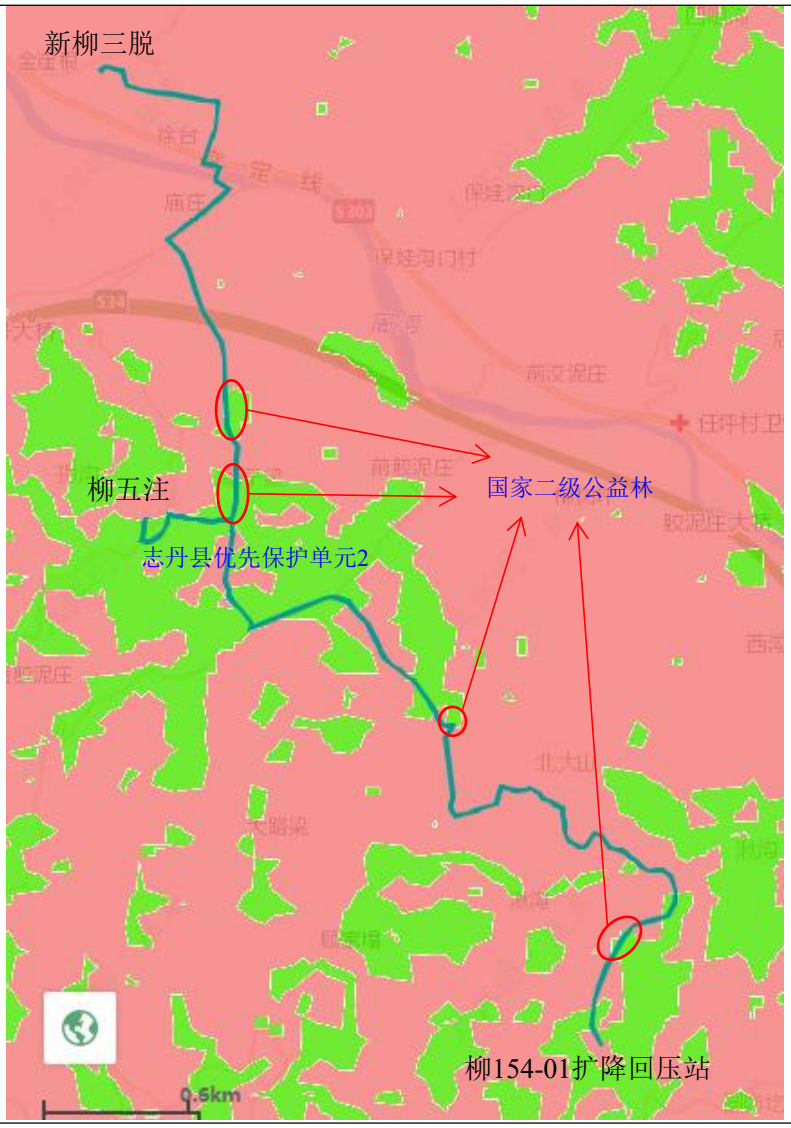
柳 121-04、柳 122-03 至柳 26 增出油管线、顺平 95-4 至柳 26 增集气管线



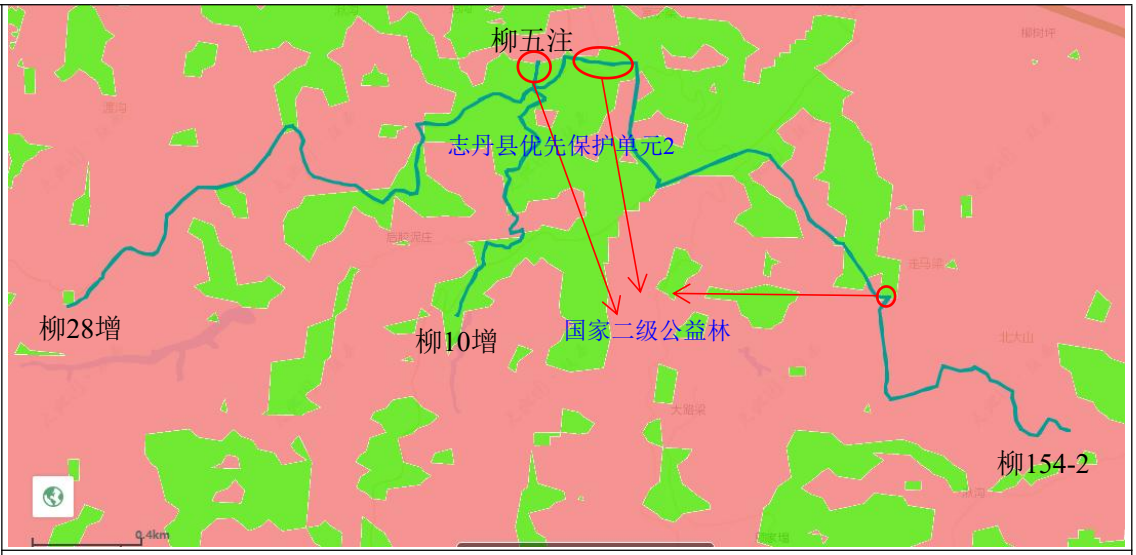
新柳三脱至靖五联集油管线、顺 85-62 增至新柳三脱集油管线、顺平 95-4 至顺 85-62 增出油管线



柳 135-4 增至新柳三脱集油管线、靖五联至柳 135-4 注水干线



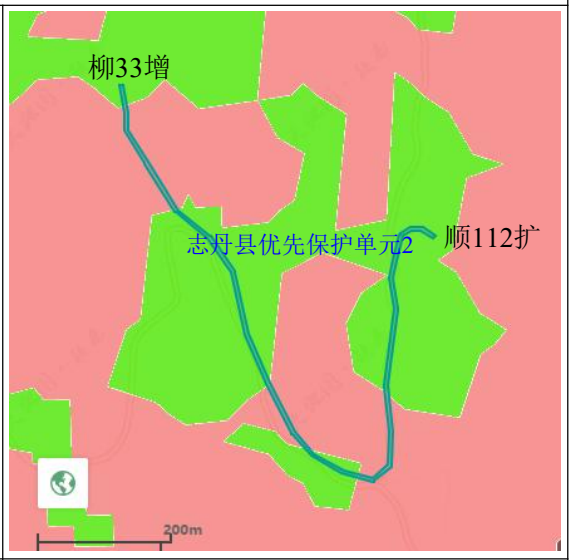
柳 154-01 扩降回压站至新柳三脱集油管线、新柳三脱至柳五注供水干线



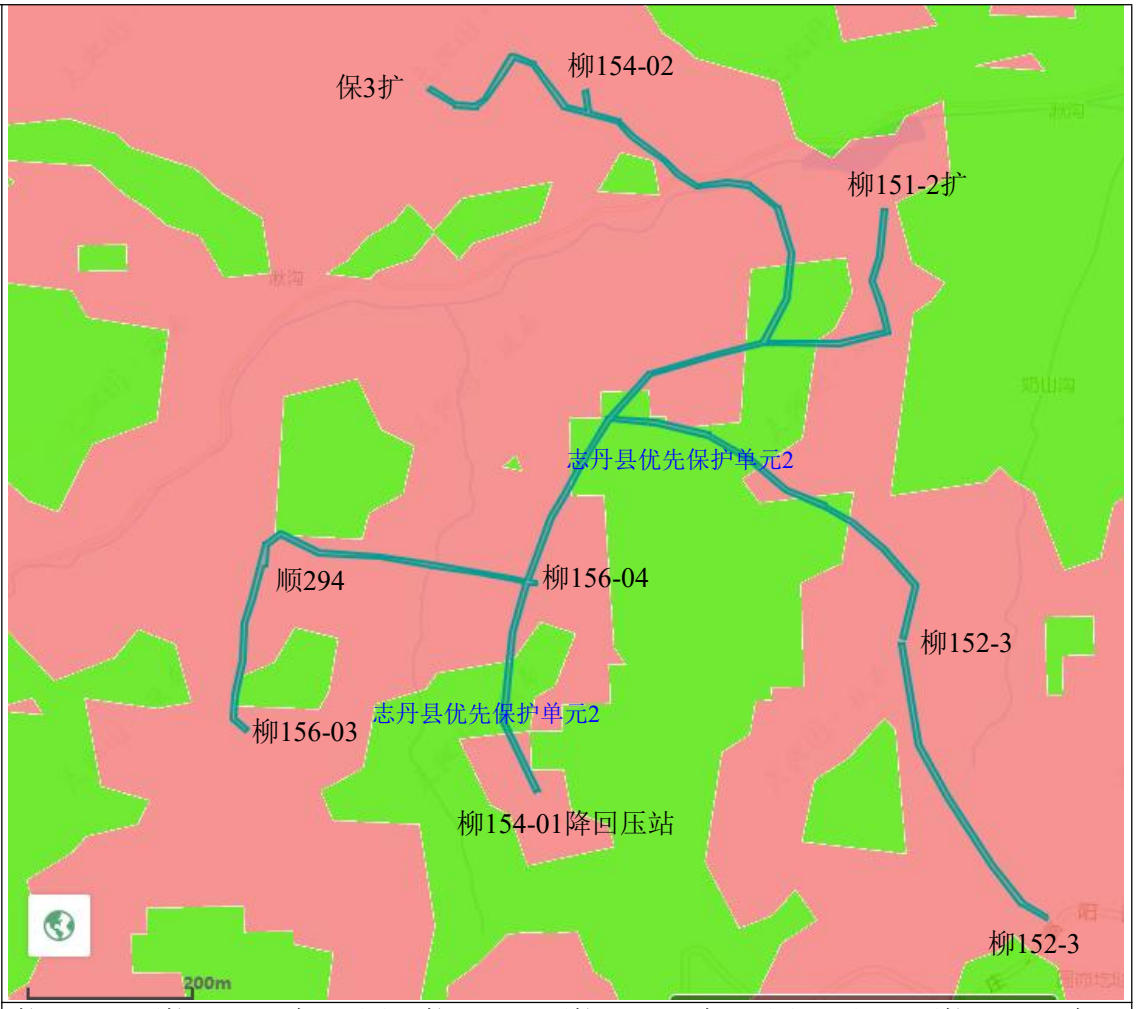
柳五注至柳 28 增、柳五注至柳 29 增插接点、柳五注至柳 10 增、柳五注至柳 154-2 供注水干线



柳 28 增至新柳 8 增集油管线

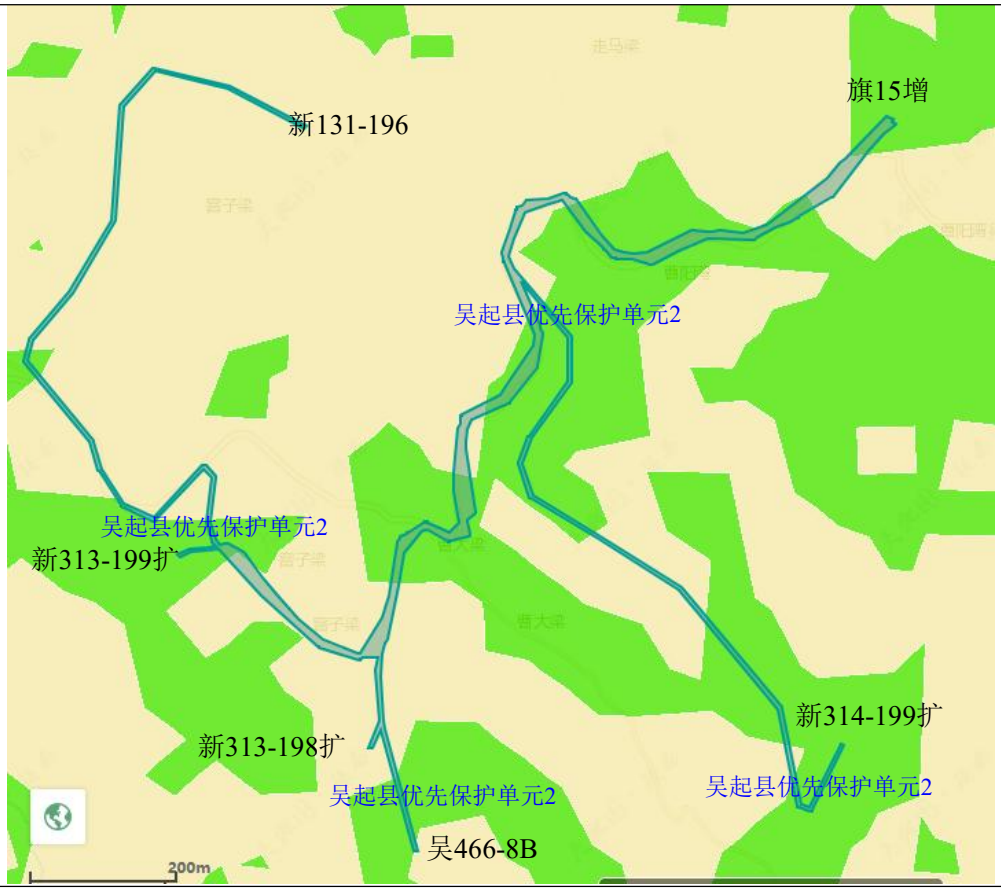


顺 112 扩至柳 33 增出油管线

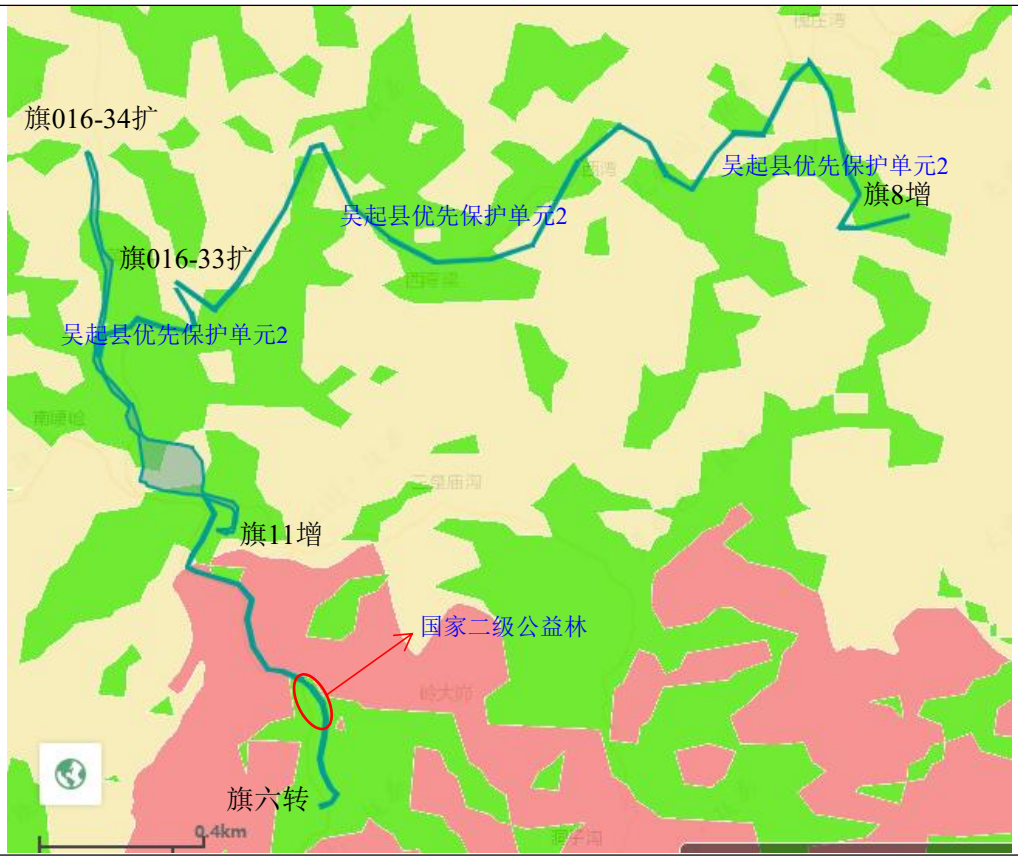


柳 156-04 至柳 154-01 降回压站、柳 156-03 至柳 154-01 降回压站、顺 294 至柳 154-01 降回压站、柳 152-3 至柳 154-01 降回压站、柳 152-2 至柳 154-01 降回压站、柳 154-02 至柳 154-01 扩降回压站、保 3 扩至柳 154-01 降回压站出油管线、柳 152-3 注水支线

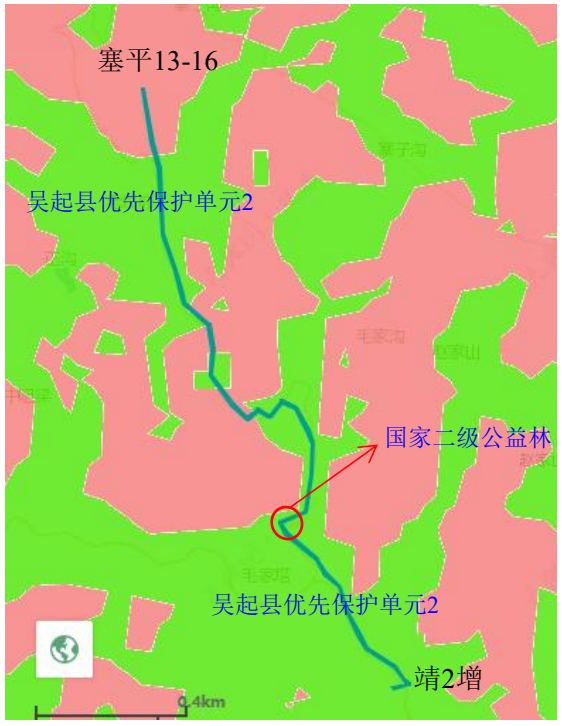
新寨作业区



新 314-199 扩、新 313-199 扩、新 313-198 扩、新 131-196、吴 466-8B 至旗 15 增出油管线



旗 016-34 扩、旗 016-33 扩至旗 11 增出油管线、旗 016-33 扩至旗 8 增出油管线、旗六转至

	旗 016-34 扩注水管线	
吴起、桐寨作业区		
	吴 454 扩至旗四转出油管线（吴起作业区）	塞平 13-16 至靖 2 增出油管线（桐寨作业区）

b.一表

本项目建设范围涉及的生态环境管控单元及准入要求见表1.4.4-3~1.4.4-5。

表1.4.4-3 本项目与“三线一单”生态环境管控单元对比分析成果表

环境管控单元分类	是否涉及	面积（m^2）	
		井场、站场占地	管线临时占地
优先保护单元	是	124048.52	254515.72
重点管控单元	是	100625.46	242763.7
一般管控单元	是	24751.41	62950.91

项目位于陕西省生态环境分区管控中的一般生态空间、一般生态空间－国家二级公益林、饮用水水源保护区等优先保护区，水环境城镇生活污染重点管控区重点管控区及一般管控单元。项目建设满足各重点管控单元空间布局约束、污染物排放管控要求，符合《陕西省“三线一单”生态环境分区管控方案》要求。

表1.4.4-4 本项目与《陕西省“三线一单”生态环境管控单元》符合性分析

序号	市（区）	区县	环境管控单元名称	单元要素属性	管控单元分类	面积(m^2)	环境管控单元管控要求（摘自《陕西省“三线一单”生态环境管控单元对照分析报告》	本项目情况	符合性
1	榆林市	靖边县	陕西省榆林市靖边县二级国家公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	优先保护单元	869.22	空间布局约束： 地表水饮用水水源准保护区：禁止新建、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；禁止设置化工原料、危险废物和易溶性、有毒有害废弃物的暂存及转运站；禁止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；禁止使用剧毒、高残留农药以及滥用化肥；禁止使用炸药、毒药捕杀鱼类和其他生物；禁止非更新采伐、破坏水源涵养林以及破坏与水源保护相关的植被；其他可能污染、破坏饮用水水源生态环境的行为。 一般生态空间：原则上按照限制开发区进行管理。功能属性单一、管控要求明确的一般生态空间，按照生态功能属性的既有规定实施管理；具有多重功能属性、且具有既有管理要求的一般生态空间，按照管控要求的严格程度，从严管理；尚未明确管理要求的一般生态空间，以保护为主，限制有损主导生态服务功能的开发建设活动。 一般生态空间-国家二级公益林：按照《国家级公益林管理办法》相关规定进行管控。1.二级国家级公益林在不影响整体森林生态系统功能发挥的前提下，可以按规定开展抚育和更新性质的采伐。在不破坏森林植被的前提下，可以合理利用其林地资源，适度开展林下种植养殖和森林游憩等非木质资源开发与利用，科学发展林下经济。2.国家级公益林的调出，以不影响整体生态	本项目施工期、运行期无废水外排，对区域地表水环境影响较小。 部分井场、站场永久占地及管线施工临时占地占用二级公益林，永久占用面积 0.9310 hm^2，临时占用面积 2.1991 hm^2。环评要求占用二级国家公益林相关手续需满足《国家级公益林管理办法》（林资发〔2017〕34号），通过采取施工	符合
2	榆林市	靖边县	陕西省榆林市靖边县优先保护单元 3	一般生态空间	优先保护单元	1530.28			符合
3	延安市	志丹县	陕西延安市志丹县二级国家公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	优先保护单元	21204.21			符合
4	延安市	志丹县	陕西省延安市志丹县优先保护单元 2	一般生态空间	优先保护单元	229441.55			符合
5	延安市	志丹县	王瑶水库饮用水水源保护区	饮用水水源保护区、水环境优先保护区、一般生态空间	优先保护单元	5530.03			符合
6	延安市	吴起县	陕西延安市吴起县二级国家公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	优先保护单元	9227.60			符合
7	延安市	吴起县	陕西省延安市吴起县优先保护单元 2	一般生态空间	优先保护单元	122586.34			符合

序号	市（区）	区县	环境管控单元名称	单元要素属性	管控单元分类	面积(m^2)	环境管控单元管控要求（摘自《陕西省“三线一单”生态环境管控单元对照分析报告》	本项目情况	符合性
							功能、保持集中连片为原则，一经调出，不得再次申请补进。	结束后立即开展植被恢复工作等措施，项目运行对二级公益林的影响很小。 本项目柳114-24至柳15增出油管线部分位于王瑶水库准保护区范围内，本项目为隐患治理，不改变原有管线走向，不属于新建、扩建输油管线。 项目桁架跨越工程需依法编制防洪评价报告，取得有关水行政主管部门审查同意后方可	
8	延安市	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	370646.77	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。		符合
9	延安市	吴起县	陕西省延安市吴起县重点管控单元 2	水环境城镇生活污染重点管控区	重点管控单元	17776.16			符合
10	榆林市	靖边县	陕西省榆林市靖边县一般管控单元 1	无	一般管控单元	17568.2	空间布局约束： 1.执行榆林市生态环境要素分区总体准入清单中“6.1 一般管控单元总体要求”准入要求。		符合

序号	市（区）	区县	环境管控单元名称	单元要素属性	管控单元分类	面积(m^2)	环境管控单元管控要求（摘自《陕西省“三线一单”生态环境管控单元对照分析报告》	本项目情况	符合性
							2.农用地优先保护区执行榆林市生态环境要素分区总体准入清单中“4.2 农用地优先保护区”准入要求。 3.江河湖库岸线优先保护区执行榆林市生态环境要素分区总体准入清单中“4.3 江河湖库岸线优先保护区”准入要求。应根据保护目标有针对性地进行管理，严格按照相关法律法规的规定，规划期内禁止建设可能影响保护目标实现的建设项目。除依据防洪规划和河道治理规划建设必要的防洪、河道治理等工程外，禁止建设影响防洪安全、重要支流入汇口河势稳定的项目。 2.强化岸线用途管制和节约集约利用，维护岸线生态功能。 4.荒漠化沙化土地优先保护区执行榆林市生态环境要素分区总体准入清单中“4.4 荒漠化沙化土地优先保护区”准入要求。 5.建设用地污染风险重点管控区执行榆林市生态环境要素分区总体准入清单中“5.8 建设用地污染风险重点管控区”中的“空间布局约束”准入要求。 6.江河湖库岸线重点管控区执行榆林市生态环境要素分区总体准入清单中“5.14 江河湖库岸线重点管控区”中的“空间布局约束”准入要求。 污染物排放管控： 1.建设用地污染风险重点管控区执行榆林市生态环境要素分区总体准入清单中“5.8 建设用地污染风险重点管控区”中的“污染物排放管控”准入要求。	开工建设。 项目严格落实环评提出的各项施工期、运行期环境保护措施，能够有效控制项目运行对周围环境的影响。本项目井场、站场、管线与“三线一单”成果比对的具体情况见表 1.4.4-5~表 1.4.4-6。	

序号	市（区）	区县	环境管控单元名称	单元要素属性	管控单元分类	面积(m^2)	环境管控单元管控要求（摘自《陕西省“三线一单”生态环境管控单元对照分析报告》	本项目情况	符合性
11	延安市	吴起县	陕西省延安市吴起县一般管控单元	无	一般管控单元	70380.67	空间布局约束： 农用地优先保护区执行延安市生态环境要素分区总体准入清单中“4.1 农用地优先保护区“准入要求。荒漠化沙化土地优先保护区执行延安市生态环境要素分区总体准入清单中“4.3 荒漠化沙化土地优先保护区 “准入要求。区域内执行延安市生态环境要素分区总体准入清单中“6 一 般管控单元”的准入要求。 土壤重点监管企业及污染地块执行延安市生态环境要素分区总体准入清单中“5.7 建设用地污染风险重点管控区”准入要求。 江河湖库岸线重点管控区执行延安市生态环境要素分区总体准入清单中“5.12 江河湖库岸线重点管控区”准入要求。		符合

表 1.4.4-5 本项目井场、站场与“三线一单”成果比对表

序号	区县	作业区块	井/站场	管控单元分类	管控单元名称	要素细类	分类面积（m^2)
1	靖边	五里湾一区	高213降回压站	一般管控单元	陕西省榆林市靖边县一般管控单元1	无	2799.45
2			柳 91-281 降回压站	一般管控单元	陕西省榆林市靖边县一般管控单元1	无	2997.61
3	志丹	五里湾一区	顺 92-05 降回压站	重点管控单元	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	4022.14
4			柳 40 增	重点管控单元	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	5490.8
5		虎狼峁作业区	柳 121-04 扩	优先保护单元	陕西延安市志丹县二级国家公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	226.13
					陕西省延安市志丹县优先保护单元2	一般生态空间	2902.25

序号	区县	作业区块	井/站场	管控单元分类	管控单元名称	要素细类	分类面积（m^2)
				重点管控单元	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	809.05
6			柳 122-03	重点管控单元	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	5514.95
7			柳 26 增	优先保护单元	陕西省延安市志丹县优先保护单元2	一般生态空间	5815.18
8			顺平 95-4	重点管控单元	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	4080.15
9			柳 120-3	重点管控单元	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	5514.95
10			柳 121-6	优先保护单元	陕西延安市志丹县二级国家公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	3304.09
					陕西省延安市志丹县优先保护单元2	一般生态空间	2.38
				重点管控单元	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	706.21
11			柳 123-6	重点管控单元	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	3996.19
12			柳 105-25	优先保护单元	陕西省延安市志丹县优先保护单元2	一般生态空间	4006.62
13			柳 114-24	优先保护单元	陕西省延安市志丹县优先保护单元2	一般生态空间	3798.26
14			柳 116-23	重点管控单元	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	3984.02
15			G56-4	优先保护单元	陕西省延安市志丹县优先保护单元2	一般生态空间	5828.26
				重点管控单元	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	946.12
16			顺平 97-18 扩	优先保护单元	陕西省延安市志丹县优先保护单元2	一般生态空间	6344.33
17			柳 100-28 降回压站	优先保护单元	陕西省延安市志丹县优先保护单元2	一般生态空间	5476.36
18			柳 123-17	优先保护单元	陕西省延安市志丹县优先保护单元2	一般生态空间	24.06
				重点管控单元	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	3893.49
19			顺平 97-16	优先保护单元	陕西省延安市志丹县优先保护单元2	一般生态空间	7118.28
				重点管控单元	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	325.61

序号	区县	作业区块	井/站场	管控单元分类	管控单元名称	要素细类	分类面积（m^2)
20			柳 123-15 扩	优先保护单元	陕西延安市志丹县二级国家公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	1715.45
					陕西省延安市志丹县优先保护单元2	一般生态空间	2253.79
21			柳 127-17 扩	重点管控单元	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	3579.23
22			新柳三脱	重点管控单元	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	11913.07
23			柳五注	优先保护单元	陕西延安市志丹县二级国家公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	1694.65
				重点管控单元	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	2555.93
24			新柳八增	优先保护单元	陕西延安市志丹县二级国家公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	99.02
					陕西省延安市志丹县优先保护单元2	一般生态空间	1111.39
				重点管控单元	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	9075.43
25			顺 149-03	优先保护单元	陕西延安市志丹县二级国家公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	55.46
					陕西省延安市志丹县优先保护单元2	一般生态空间	7250.39
				重点管控单元	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	2.26
26			顺 112 扩	优先保护单元	陕西省延安市志丹县优先保护单元2	一般生态空间	4378.36
				重点管控单元	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	2214.01
27			保 3 扩	重点管控单元	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	4150.86
28			柳 151-2 扩	优先保护单元	陕西延安市志丹县二级国家公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	216.59
					陕西省延安市志丹县优先保护单元2	一般生态空间	126.35
				重点管控单元	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	3653.83
29			顺 294	重点管控单元	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	4037.64

序号	区县	作业区块	井/站场	管控单元分类	管控单元名称	要素细类	分类面积（m^2)
30			柳 156-03	优先保护单元	陕西省延安市志丹县优先保护单元2	一般生态空间	23.45
				重点管控单元	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	4018.47
31			柳 156-04	重点管控单元	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	3996.87
32			柳 152-3	重点管控单元	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	3997.35
33			柳 154-01 扩降回压站	优先保护单元	陕西延安市志丹县二级国家公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	145.53
					陕西省延安市志丹县优先保护单元2	一般生态空间	940.25
				重点管控单元	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	5127.32
34	吴起	新寨作业区	新 131-196	一般管控单元	陕西省延安市吴起县一般管控单元	无	3883.45
35			新 313-198 扩	一般管控单元	陕西省延安市吴起县一般管控单元	无	4002.43
36			新 313-199 扩	优先保护单元	陕西省延安市吴起县优先保护单元2	一般生态空间	4020.18
37			新 314-199 扩	优先保护单元	陕西省延安市吴起县优先保护单元2	一般生态空间	4748.79
38			吴 466-8B	优先保护单元	陕西省延安市吴起县优先保护单元2	一般生态空间	335.43
				一般管控单元	陕西省延安市吴起县一般管控单元	无	3668.54
39			旗 016-33 扩	一般管控单元	陕西省延安市吴起县一般管控单元	无	3940.77
40			旗 016-34 扩	优先保护单元	陕西省延安市吴起县优先保护单元2	一般生态空间	709.19
				一般管控单元	陕西省延安市吴起县一般管控单元	无	3281.17
41			旗 8 增	优先保护单元	陕西省延安市吴起县优先保护单元2	一般生态空间	3877.91
42		吴起作业区	吴 454 扩	优先保护单元	陕西延安市吴起县二级国家公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	414.02
				优先保护单元	陕西省延安市吴起县优先保护单元2	一般生态空间	11577.84
43		桐寨作	塞平 13-16	重点管控单元	陕西省延安市吴起县重点管控单元 2	水环境城镇生活污染重点管控区	3969.71

序号	区县	作业区块	井/站场	管控单元分类	管控单元名称	要素细类	分类面积（m^2)
44		业区	靖四联	优先保护单元	陕西延安市吴起县二级国家公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	1439.40
					陕西省延安市吴起县优先保护单元2	一般生态空间	32068.56
				重点管控单元	陕西省延安市吴起县重点管控单元 2	水环境城镇生活污染重点管控区	568.59

表 1.4.4-6 本项目管线与“三线一单”成果比对表

序号	区县	作业区	管线	管控单元分类	管控单元名称	要素细类	分类面积（m^2)
1	靖边	五里湾作二区	南三转至南三脱改线、南3号转油点至南三脱集油管线	优先保护单元	陕西省榆林市靖边县二级国家公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	869.22
				优先保护单元	陕西省榆林市靖边县优先保护单元 3	一般生态空间	1530.28
				一般管控单元	陕西省榆林市靖边县一般管控单元 1	无	11771.14
	志丹			优先保护单元	陕西省延安市志丹县优先保护单元2	一般生态空间	10358.83
				重点管控单元	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	11668.80
2	志丹	虎狼峁作业区	柳114-24至柳15增出油管线	优先保护单元	陕西省延安市志丹县优先保护单元2	一般生态空间	3979.97
					王瑶水库饮用水水源保护区	饮用水水源保护区、水环境优先保护区、一般生态空间	5530.03
				重点管控单元	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	398.46
3			柳105-25至柳16增出油管线	优先保护单元	陕西省延安市志丹县优先保护单元2	一般生态空间	14526.41
				重点管控单元	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	5491.40
4			柳127-17扩、柳123-17扩、柳123-15扩至柳100-28降回	优先保护单元	陕西延安市志丹县二级国家公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	620.44

序号	区县	作业区	管线	管控单元分类	管控单元名称	要素细类	分类面积（m^2）
			压站出油管线，柳127-17注水管线	优先保护单元	陕西省延安市志丹县优先保护单元2	一般生态空间	14823.07
				重点管控单元	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	12720.96
5			顺平97-18至柳100-28降回压站、G56-4至柳100-28降回压站、柳116-23注水支线	优先保护单元	陕西省延安市志丹县优先保护单元2	一般生态空间	14711.34
				重点管控单元	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	4392.26
6			柳100-28降回压站至新柳三脱集油管线、顺平97-16注水支线	优先保护单元	陕西延安市志丹县二级国家公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	1246.62
				优先保护单元	陕西省延安市志丹县优先保护单元2	一般生态空间	24064.55
				重点管控单元	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	35793.83
7			柳121-6、柳123-6至柳23增出油管线，顺6至柳120-3注水管线	优先保护单元	陕西延安市志丹县二级国家公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	22.58
				优先保护单元	陕西省延安市志丹县优先保护单元2	一般生态空间	9649.88
				重点管控单元	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	6614.16
8			柳19增至新柳三脱集油管线	优先保护单元	陕西延安市志丹县二级国家公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	85.46
				优先保护单元	陕西省延安市志丹县优先保护单元2	一般生态空间	15540.84
				重点管控单元	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	27902.27
9			柳121-04、柳122-03至柳26增出油管线，顺平95-4至柳26增集气管线	优先保护单元	陕西延安市志丹县二级国家公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	248.29
				优先保护单元	陕西省延安市志丹县优先保护单元2	一般生态空间	8139.75
				重点管控单元	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	4435.75

序号	区县	作业区	管线	管控单元分类	管控单元名称	要素细类	分类面积（m^2）
						区	
10			新柳三脱至靖五联集油管线、顺85-62增至新柳三脱集油管线、顺平95-4至顺85-62增出油管线	优先保护单元	陕西延安市志丹县二级国家公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	396.25
				优先保护单元	陕西省延安市志丹县优先保护单元2	一般生态空间	7526.09
				重点管控单元	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	40337.09
11			柳135-4增至新柳三脱集油管线、靖五联至柳135-4注水干线	优先保护单元	陕西延安市志丹县二级国家公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	4.06
				优先保护单元	陕西省延安市志丹县优先保护单元2	一般生态空间	7689.46
				重点管控单元	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	38564.31
12			柳154-01扩降回压站至新柳三脱集油管线、新柳三脱至柳五注供水干线	优先保护单元	陕西延安市志丹县二级国家公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	6403.13
				优先保护单元	陕西省延安市志丹县优先保护单元2	一般生态空间	8914.18
				重点管控单元	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	35437.25
13			柳五注至柳28增、柳五注至柳29增插接点、柳五注至柳10增、柳五注至柳154-2供注水干线	优先保护单元	陕西延安市志丹县二级国家公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	3821.84
				优先保护单元	陕西省延安市志丹县优先保护单元2	一般生态空间	20531.94
				重点管控单元	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	25853.86
14			柳28增至新柳8增集油管线、顺112扩至柳33增出油管线	优先保护单元	陕西延安市志丹县二级国家公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	186.56
				优先保护单元	陕西省延安市志丹县优先保护单元2	一般生态空间	7702.50
				重点管控单元	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	5796.90

序号	区县	作业区	管线	管控单元分类	管控单元名称	要素细类	分类面积（m^2）
						区	
15			柳156-04至柳154-01降回压站、柳156-03至柳154-01降回压站、顺294至柳154-01降回压站、柳152-3至柳154-01降回压站、柳152-2至柳154-01降回压站、柳154-02至柳154-01扩降回压站、保3扩至柳154-01降回压站出油管线、柳152-3注水支线	优先保护单元	陕西延安市志丹县二级国家公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	712.06
				优先保护单元	陕西省延安市志丹县优先保护单元2	一般生态空间	3882.78
				重点管控单元	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	17633.52
16	吴起	新寨作业区	新314-199扩、新313-199扩、新313-198扩、新131-196、吴466-8B至旗15增出油管线	优先保护单元	陕西省延安市吴起县优先保护单元2	一般生态空间	24078.54
				一般管控单元	陕西省延安市吴起县一般管控单元	无	24729.34
17			旗016-34扩、旗016-33扩至旗11增出油管线，旗016-33扩至旗8增出油管线，旗六转至旗016-34扩注水管线	优先保护单元	陕西延安市吴起县二级国家公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	5340.4
					陕西省延安市吴起县优先保护单元2	一般生态空间	29506.54
				重点管控单元	陕西省延安市吴起县重点管控单元 2	水环境城镇生活污染重点管控区	2814.72
				一般管控单元	陕西省延安市吴起县一般管控单元	无	26874.97
18		吴起作业区	吴 454 扩至旗四转出油管线	优先保护单元	陕西延安市吴起县二级国家公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	83.40
					陕西省延安市吴起县优先保护单元2	一般生态空间	1832.49
				重点管控单元	陕西省延安市吴起县重点管控单元 2	水环境城镇生活污染重点管控区	7171.17

序号	区县	作业区	管线	管控单元分类	管控单元名称	要素细类	分类面积（m^2）
19		桐寨作业区	塞平13-16至靖2增出油管线	优先保护单元	陕西延安市吴起县二级国家公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	1950.38
					陕西省延安市吴起县优先保护单元2	一般生态空间	9830.87
				重点管控单元	陕西省延安市吴起县重点管控单元 2	水环境城镇生活污染重点管控区	3251.97
注：分类面积总和与表1.4.4-3中管线临时占地总面积相差部分主要为临近或同沟管线临时占地重复的部分，占地总面积不重复计算。							

c.一说明

本次产建工程所处区域涉及优先保护单元中的一般生态空间、国家级二级公益林地、重点管控单元和一般管控单元，根据三线一单查询结果，项目单体工程选址不涉及生态保护红线、不涉及国家级一级公益林地，符合《延安市生态环境分区管控准入清单》、《榆林市生态环境分区管控准入清单》中各单元对应的准入要求。

项目与陕西省“三线一单”的符合性分析见表1.4.4-7。

表1.4.4-7　本项目与陕西省“三线一单”的符合性分析表

“三线一单”	本项目	相符性
生态保护红线	本项目位于延安市志丹县和吴起县和榆林市靖边县，根据项目占地情况进行的“三线一单”比对分析，本项目产建工程选址涉及陕西省环境管控单元中的一般管控单元、重点管控单元和优先保护单元，优先保护单元中涉及的是一般生态空间、国家级二级公益林地，项目产建工程选址不涉及生态保护红线。根据区域环境敏感区域调查，本项目产建工程选址占地不涉及自然保护区、森林公园、风景名胜区、国家级一级公益林等保护地，仅少段隐患治理管线位于王瑶水库准保护区范围。 对于本项目所属的优先保护单元，项目施工期尽可能控制施工作业范围，控制临时占地面积，施工结束后，及时对临时占地进行植被恢复，并采取相应的水土保持措施，将有效降低项目工程引起的水土流失，维护项目所在地的生态功能，符合《陕西省“三线一单”生态环境分区管控方案》的要求。	符合
环境质量底线	根据陕西省生态环境厅办公室2025年1月发布的《环保快报》，靖边县、吴起县和志丹县均属于环境空气质量达标区；根据现状监测，区域非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中相关要求；总烃浓度满足以色列标准要求；项目所在区域的河流，各监测断面监测指标中特征因子石油类均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准；项目所在区域地下水监测点水质本项目相关的特征因子石油类未出现超标现象；环境背景噪声值满足《声环境质量标准》2类区标准；本项目土壤监测点场地内检测指标均符合《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）第二类用地要求，场地外农林用地符合《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其他标准要求。本项目建设不会突破环境质量底线。通过环境影响分析，项目运营期采取环评要求的措施能够合理处置各项污染物，各项污染物对周边环境影响较小，不触及环境质量底线。	符合
资源利用上线	项目属于石油开采行业，运行过程中消耗一定量的电能和水资源，开采的原油作为产品外输外售，不触及资源利用上线。	符合
环境准入负面清单	本项目属于陆地石油开采项目，根据《市场准入负面清单（2022）》（发改体改规〔2022〕397号），不属于其规定的“禁止准入类”和“许可准入类”，项目建设符合国家和地方相关产业政策，布局选址均符合规划要求。 根据《陕西省国家重点生态功能区产业准入负面清单（试行）》（陕发改规划〔2018〕213号），本项目涉及其中的靖边县、志丹县和吴起县，本项目为B0711陆地石油开采业，不属于其中的限制类和禁止类。项目符合陕西省“三线一单”管控要求。	符合

综上所述，项目符合陕西省“三线一单”管控要求。

1.4.5 榆林市投资项目选址“一张图”控制线检测报告符合性分析

本项目为油田开采项目，本次评价以站场、管线分别申请了“一张图”控制线检测报告。本项目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见表1.4.5-1~表1.4.5-2。

根据“一张图”控制线检测结果，本项目新增永久占地不涉及生态红线、基本农田。靖边区域拟建管线为站场间的输油管线，管线沿路敷设，由于站场位置均已确定，项目管线选线无法避开永久基本农田，占用少量永久基本农田。

表1.4.5-1 项目与榆林市“一张图”控制线检测报告符合性分析一览表（榆林区域站场）

控制线名称	本项目（榆林区域）情况	采取措施
项目特殊管控范围分析	不涉及	/
榆阳机场电磁环境保护区分析	不涉及	/
榆阳机场净空区域分析	不涉及	/
矿业权现状 2022 分析	不涉及	/
林地规划分析/占用面积（公顷）	林地 0.3001；非林地 0.2981	办理林地手续
文物保护线分析	不涉及	/
生态保护红线分析	不涉及	/
永久基本农田分析/占用面积（公顷）	不涉及	/
土地利用现状 2021（三调）分析/占用面积（公顷）	草地 0.3001；工矿用地 0.2981；	办理相关用地手续

表1.4.5-2 项目与榆林市“一张图”控制线检测报告符合性分析一览表（榆林区域管线）

控制线名称	本项目（榆林区域）情况	采取措施
项目特殊管控范围分析	不涉及	/
榆阳机场电磁环境保护区分析	不涉及	/
榆阳机场净空区域分析	不涉及	/
矿业权现状 2022 分析	不涉及	/
林地规划分析/占用面积（公顷）	林地 4.7754；非林地 3.9285；	办理林地手续
文物保护线分析	不涉及	/
生态保护红线分析	不涉及	/
永久基本农田分析/占用面积（公顷）	不涉及	/
土地利用现状 2021（三调）分析/占用面积（公顷）	耕地 0.0221；园地 0.4826；林地 2.3853；草地 1.9079；工矿 3.8505；交通 0.0555；	办理相关用地手续

（1）管线临时占用基本农田要求

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）：“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；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。”本项目管线属于临时占地，基本农田范围内无永久性建筑，建成后可恢复原种植。

管线施工期临时占用永久基本农田，施工期尽可能控制施工作业范围，控制临时占地面积，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，使耕地经复垦后能恢复原种植条件，临时占用基本农田不得超过两年。按法定程序申请临时用地并编制土地复垦方案，经县级资源主管部门批准可临时占用，并在市级自然资源主管部门备案。

1.4.6 与延安市“三区三线”符合性分析

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

（1）生态保护红线

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

（2）永久基本农田

本次评价过程中咨询了志丹县、吴起县的自然资源局，本项目新增井场和站场等永久占地均不占用基本农田，项目建设的管线临时占用少量基本农田，总占用面积为1.2228hm^2。

①志丹县

本项目与志丹县土地利用总体规划比对图见附件6。根据对比分析查询结果，本项目新建、扩建井场不占基本农田。管线工程临时施工占用基本农田的面积为1.0284hm^2。

②吴起县

本项目与吴起县城市总体规划比对图见附件6。根据对比分析查询结果，本项目新建、扩建井场不占基本农田。管线工程临时施工占用基本农田的面积为0.1944hm^2。

本项目管线均沿路边敷设，但由于素土道路宽度一般不超过4m，若以6m施工带宽度分析基本农田占用情况，局部将不可避免少量占用。因此评价要求在邻近基本

农田段施工时，通过优化局部路由，采取人工开挖等施工作业方式，降低施工作业带宽度，尽量减少对基本农田的占用。确实难以避免占用的，临时占用基本农田不能超过两年，同时通过采取耕地耕作层土壤剥离再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏，使临时用地范围内的耕地经复垦能恢复原种植条件，临时占用基本农田不得超过两年。按法定程序申请临时用地并编制土地复垦方案，经县级资源主管部门批准可临时占用，并在市级自然资源主管部门备案。

（3）城镇开发边界

本次产建建设的单体工程延安区域涉及志丹县、吴起县。本次产建工程均远离县城规划区布置，根据查询，志丹县建设的单体工程中顺平95-4至柳26增出油管线距离顺宁镇城镇规划区最近，距离700m；吴起县建设的单体工程中吴454扩一旗四转出油管线距离县城规划区西边界约5.8km。项目产建开发工程选址均不涉及县城的城市规划区域。项目产建开发工程选址均不涉及县城的城市规划区域。

综上所述，项目符合志丹县和吴起县国土空间规划要求。

1.4.7 选址选线合理性分析

根据建设单位提供资料，根据油区开发范围内敏感目标的分布，确定了距离敏感目标最近的井场位置，对于规划的井场等提出选址选线原则。

1.4.6.1 总体布局合理性

本次产建工程均在现有油田采矿权范围内，不涉及新申矿权范围。根据本项目陕西省“三线一单”查询结果、榆林市“多规合一”及延安市“三区三线”分析结果，项目选址不涉及生态红线、城镇开发边界，永久占地不涉及基本农田，根据对区域环境敏感区的调查，项目产建工程不涉及水源保护区、森林公园、重要湿地。本项目产建工程选址过程中对井位严格按照勘探期测线设计方案进行布设，管线尽量同沟敷设，且尽量沿道路敷设，总体布局合理。评价要求本项目油田开发要严格按照开发方案划定区域进行，严格按照规定对矿权区内敏感区域进行避让，认真落实环评提出的环境保护措施，项目与周围居民及其他建构筑的距离要严格满足相关设计技术规范要求的前提下，工程总体布局合理。

1.4.6.2 新建站场选址合理性分析

本项目改扩建站场在原站场内进行，故不进行选址合理性分析；本项目新建站场8座。

项目站场环境条件合理性分析见表1.4.6-1。

表1.4.6-1 项目新建站场选址可行性分析

名称	方案描述	环境条件分析
柳91-281降回压站	位于靖边县周河镇东坪村，占地面积约0.2hm^2，与柳91-281井场合建，不新增占地。	（1）占地类型为草地、林地； （2）厂界距离最近的东坪村住户460m。
高213降回压站	位于靖边县周河镇红柳沟村，占地面积约0.2hm^2，与柳44扩井场合建，不新增占地。	（1）占地类型为草地、林地； （2）厂界距离最近的东坪村住户265m。
顺92-05降回压站	位于志丹县顺宁镇桃沟村，占地面积约0.2hm^2，与顺92-05井场合建。	（1）占地类型为草地、林地； （2）厂界距离最近的桃沟村住户772m。
柳100-28降回压站	位于志丹县顺宁镇周咀子村，占地面积约0.2hm^2，利用原有井场改造，不新增占地。	（1）占地类型为草地、林地； （2）厂界距离最近的周咀子村住户280m。
柳154-01降回压站	位于志丹县顺宁镇顾家塌，占地面积约0.2hm^2，与柳154-01井场合建，不新增占地。	（1）占地类型为草地、林地； （2）厂界距离最近的顾家塌住户546m。
新柳八增临时系统	位于志丹县顺你镇后胶泥庄，占地面积约0.2hm^2。	（1）占地类型为草地、林地； （2）厂界距离最近的前胶泥庄住户1140m。
柳五注	位于志丹县顺宁镇前胶泥庄，占地面积约0.2hm^2。	（1）占地类型为草地、林地； （2）厂界距离最近的前胶泥庄住户1149m。
柳40增	位于志丹县顺宁镇平凉峁，占地面积约0.2hm^2。	（1）占地类型为草地、林地； （2）厂界距离最近的平凉峁住户203m。

本项目新建站场优先利用原井场用地，有效地减少占地。站场远离地表水体，远离周边村镇集中饮用水井，根据“三区三线”分析，站场选址不涉及基本农田，根据“三线一单”比对分析，项目新建站场不涉及国家二级公益林、水源保护区。项目实施后对站场产生的污染物采取合理的处置措施后，对周围环境影响小，因此项目站场选址合理。

1.4.6.3 井场选址合理性分析

根据“三线一单”“三区三线”比对分析，本次工程新建标准化井场15座，新建井场占地均不涉及生态红线、基本农田。根据现场勘察和资料收集分析，新建井场占地均不涉及文物保护区域。

本次新建井场15座，分布于现有采油矿权区域内；扩建井场16座，均在现有井场空地内建设。根据现场调查，项目井场选址均已确定，井场选址布置均远离居民点等环境敏感目标，距离居民点最近的扩建井场为新314-199扩井场，井场边界距离曹儿台村住户245m；距离居民点最近的新建井场为柳48-7-4井场，井场边界距离平凉峁居民点最近距离为354m。根据现场调查，拟建井口距离周边居民点距离均大于

100m，距离高压线及其他永久设施大于75m，周边200m范围内无铁路、高速公路，周围500m内无学校、医院和大型油库等人口密集性、高危险性场所，不在地下矿产采掘区。

项目实施的井场多数布置在梁峁和黄土台塬区，占地类型主要以草地和林地为主；井场避开了滑坡、泥石流等不良地质地段；大多数井场布置在梁峁和黄土台塬区，井场建设符合防洪要求；井场采用丛式井或水平井，控制井场占地范围，根据“三区三线”比对分析，项目井场占地不在县城城市建成区和规划范围内，符合《陕西省矿产资源总体规划（2021—2025年）》要求，根据区域水源保护区调查分析，项目井场选址不涉及区域划定的水源地保护区及其补给径流区，对河道等重要敏感目标进行了避让。

综上所述，评价认为产建工程新增井场选址合理。

1.4.6.4 道路工程选线合理性

本次工程改扩建站点道路依托现有道路，新建井场道路、进站道路主要在现有道路的基础上建设和延伸，无管道、公路、河流等穿越，占地不涉及基本农田，选线基本合理。新建其他道路在项目开发方案中未给出道路具体位置，评价提出如下要求：

项目道路工程建设选线应满足《公路工程技术标准》《厂矿道路设计规范》等标准或规范。在线路选择方面，兼顾考虑环境保护、生态平衡、节约土地、节省投资、施工难易程度和运行安全等多种因素，并遵循以下原则要求：

①尽可能使线路顺直、平缓，缩短线路长度；道路建设应按切实保护耕地、节约用地的原则确定用地范围。

②尽量减少同现有管道和光缆的交叉及穿越公路、河流、水库、沟谷的次数；严格遵循规范要求，保证与现有管道穿跨越位置的安全距离；道路选线应尽量避开村庄等环境敏感点。

③在道路地界内的山坡地，必须修建护坡或者采取其他土地整治措施；工程竣工后，开挖面和弃土弃渣必须植树种草，防止水土流失。

④道路建设尽量利用已有系统，减少对评价区植被的破坏和水土流失。评价要求道路选线必须满足以上要求，道路选线基本可行。

1.4.6.5 管线选线的合理性

项目管线主要是单井出油管线、站场集油管线、集气管线、供水干线、注水干线、注水管线。本项目管线沿途所经区域占地主要以草地和灌木林地为主。管线在设计选线时走向力求顺直、平缓，并尽量减少与天然、人工障碍物交叉；尽量靠近和利用现有道路；选择有利地形，确保管线长期、安全、可靠运行。输油管线与《输油管道工程设计规范》（GB50253-2014）中选线原则进行对比见表1.4.6-2。

表1.4.6-2 管线选线与《输油管道工程设计规范》（GB50253-2014）相符性分析

序号	规范要求	项目情况	相符性
1	管道不应通过饮用水源地一级保护区、飞机场、火车站、海（河）港码头、军事禁区、国家重点文物保护区、自然保护区的核心区。	项目管线沿线不涉及饮用水源地一级保护区、飞机场、火车站、海（河）港码头、军事禁区、国家重点文物保护区、自然保护区。	符合
2	原油、成品油管道与城镇居民点或重要公共建筑的距离不应小于5m。	项目输油管线两侧10m范围内无城镇居民点或独立的人群密集的房屋。	符合
3	原油、成品油管道临近飞机场、海（河）港码头、大中型水库和水工建（构）筑物敷设时，间距不宜小于20m。	项目管线不涉及机场、码头、水库和水工建筑物。	符合
4	输油管道与铁路并行敷设时，管道应敷设在铁路用地范围边线3m以外，且原油、成品油管道距铁路线不应小于25m、液化石油气管道距铁路线不应小于50m。如受制于地形或其他条件限制不满足本条要求时，应征得铁路管理部门的同意。	项目管线不涉及铁路。	符合
5	输油管道与公路并行敷设时，管道应敷设在公路用地范围边线以外，距用地边线不应小于3m。如受制于地形或其他条件限制不满足本条要求时，应征得公路管理部门的同意。	项目管线与公路并行敷设时，施工作业带不占用公路，施工作业带宽度为管线中心线两侧各3m，故本项目管线距离公路边线不小于3m。	符合
6	原油、成品油管道与军工厂、军事设施、炸药库、国家重点文物保护设施的最小距离应同有关部门协商确定。液化石油气管道与军工厂、军事设施、炸药库、国家重点文物保护设施的距离不应小于100m。	项目管线沿线不涉及军工厂、军事设施、炸药库和国家重点文物保护设施。	符合

集气管线与《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）中选线原则进行对比见表1.4.6-3。

表1.4.6-3 管线选线与《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）相符性分析

序号	规范要求	项目情况	相符性
1	线路宜避开环境敏感区，当路由受限需要通过环境敏感区时，应征得其主管部门同意并采取保护措施。	项目管线沿线不涉及环境敏感区。	符合

2	线路应避开军事禁区、飞机场、铁路及汽车客运站、海(河)港码头等区域。	项目管线不涉及军事禁区、飞机场、铁路、客运站和码头等区域。	符合
3	除为管道工程专门修建的隧道、桥梁外，不应在铁路或公路的隧道内及桥梁上敷设输气管道。输气管道从铁路或公路桥下交叉通过时，不应改变桥梁下的水文条件。	本项目不涉及铁路和公路桥穿越。	符合
4	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，如地形受限或其他条件限制的局部地段不满足要求时，应征得道路管理部门的同意。	项目管线与公路并行敷设时，施工作业带不占用公路占地，施工作业带宽度为管线中心线两侧各3m，故本项目管线距离公路边线不小于3m。	符合
5	线路宜避开城乡规划区，当受条件限制，需要在城乡规划区通过时，应征得城乡规划主管部门的同意，并采取安全保护措施。	本项目不在城乡规划区。	符合
6	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。	管道两侧5m范围内无建构筑物。	符合
7	输气管道应避开滑坡、崩塌、塌陷、泥石流、洪水严重侵蚀等地质灾害地段，宜避开矿山采空区及全新世活动断层。当受到条件限制必须通过上述区域时，应选择危害程度较小的位置通过，并采取相应的防护措施。	本项目不涉及上述区域。	符合

根据靖边县、志丹县、吴起县土地利用总体规划图和项目方案，对集输管线选线环境特征进行分析，详见表1.4.6-4。

表1.4.6-4 管线方案的环境特征表

项目	环境影响特征
重要环境敏感目标	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、水源地、森林公园、风景名胜区、国家级一级公益林地等敏感目标。
其他保护目标	站场布设使得管线选线不可避免穿越道路，需按相关设计规范进行穿越方式设计。
占地性质	管线占地类型主要为草地、林地，其次为交通运输用地、旱地和园地，管线占地均为临时占地，管线占地原则上避让基本农田和国家级二级公益林地、天然林地，确实占用和无法避让的基本农田、国家二级公益林地和天然林地，建设单位应按照《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》等要求办理临时占地手续。
水环境	本项目管线跨越大畔沟，采用利用现有桁架并增加跨越段壁厚的方式跨越，工期对河流影响较小，施工期较短，正常运行期不会对河流产生影响。
空气环境	管道采用全密闭输送，正常情况下对空气环境影响小

根据“三区三线”分析，本项目管线选线中无法完全避让基本农田，确需占用少量基本农田。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），“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；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。”本项目管线占用基本农田属于临时占地，基本农田范围内无永久性建筑，建成后可恢复原种植，建设单位在实施过程中应按照上述规定及时办理相关用地许可手续。

管线属于连续线性工程，且本项目管线数量较多、跨度较大，管线沿线多为丘陵沟壑区。根据“三线一单”比对分析结果，本项目部分管线施工临时占地涉及国家二级公益林，在综合考虑施工难度及生态保护的前提下，建设单位在选线时已尽量避让，但仍存在少数管线占用国家二级公益林。根据《国家级公益林管理办法》，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。

根据《陕西省主体功能区划》（陕政发〔2013〕15号），本项目所在地属于国家级层面限制开发区，根据项目区主体生态功能区划保护和发展方向：发挥自然及人文资源优势，发展黄土风情和红色文化旅游在不损害生态功能的前提下，适度开发煤炭、石油、天然气、岩盐等优势资源，发展能源化工、盐化工、装备制造等产业，加强对能源和矿产资源开发及建设的监管，加大矿山环境整治修复力度，最大限度地减少人为因素造成新的水土流失。本项目属于石油开采，不属于禁止行为，项目施工期尽可能控制施工作业带宽度为管线中心线两侧各3m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，并采取相应的水工保护措施，将有效降低项目所在地水土流失，维护当地生态功能。

集输系统的优化主要采用优化布站理论和管网优化理论，依托井组密闭增压集输、集输半径界定技术，最大限度的实现油田地面系统的最优化布局。在满足下列管线选址要求的前提下，评价认为，拟新建的管线选线是基本可行的。

在管线铺设时，应遵循下列要求：

①管线通过区应避开下列地段：

A、有泥石流、滑坡、流沙、溶洞等地质危害的地段；

B、爆破危险范围内；堤坝或堤坝崩溃后可能淹没的地区；

C、应考虑到管线的埋深对地下水质量可能产生的影响，尤其是来自埋设管线泄漏所造成的影响；必须远离水源等地下水环境敏感区；

D、对电台通讯、电视转播、雷达导航和重要的天文、气象、地震观察以及单位设施等规定有影响的范围内；

②集输管线必须穿跨越铁路、公路、河流时，除了需满足国家现行标准的有关规定，还应遵循以下原则：

A、集输管线通过河流时，根据河流的水文、地质、水势、地形、地貌、地震等自然条件，及两岸的村镇、交通等现状，并考虑到管道的总体走向、日后管道管理维护的方便，选择合理的穿跨越位置；

B、管道穿越公路的位置，应避开公路、隧道。在管道穿越公路的位置设立了警示标志；

C、集输管线穿越公路基本垂直交叉。个别地段限制无法垂直交叉，最小夹角均不小于30°，并避开了岩石和低洼地带；

D、线路走向的选择，需考虑与穿跨越大中型河流、冲沟及穿跨越位置的选择相结合；

E、穿越中小型河流管道埋设于河床基岩以下50cm。

③集输管线与城镇居民点或独立的人群密集的房屋的距离不宜小于15m。

④集输管线与大中型水库和水工建（构）筑物、工厂的距离大于20m。

⑤对于拟占用的耕地、基本农田、二级公益林地、天然林一般区域应办理有关审批手续，明确补偿方案措施。

综上所述，评价认为，本次产建工程符合国家和地方的相关规划、行业污染防治技术政策及地方环境管理要求。产建工程开发范围内无城镇规划区、风景名胜区、自然保护区、森林公园、水源保护区、国家级一级公益林地等需特殊保护目标。项目在满足相关设计技术规范要求的基础上，工程部署主要站场、井场、管线及道路的选址、选线方案总体可行。

1.4.8 小结

本项目符合国家产业政策和相关技术政策要求，符合相关规划要求，项目选址、选线可行。

1.5 关注的主要环境问题及环境影响

（1）施工期需关注施工扬尘、各类施工废水、固体废物的环境影响及处置措施，以及管线穿越施工对河流的环境影响及减缓措施可行性，同时应关注施工对土壤、动植物、土地利用、农作物的环境影响分析以及提出的生态保护措施可行性。

（2）本项目运行期需关注站场加热炉烟气、无组织烃类排放、道路扬尘、油田采出水、洗井修井废水、井站场噪声以及落地油、含油污泥的环境影响及处置措施可行性。

（3）根据项目环境污染特征和当地环境状况，评价重点关注项目对生态环境、地下水环境、环境风险及水源地的影响，兼顾其他环境影响，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防范措施。

1.6 环境影响评价的主要结论

项目属于《产业结构调整指导目录（2024年本）》中鼓励类项目，符合相关产业政策的要求；项目的实施符合国家、陕西省、延安市和榆林市的相关规划要求。

项目采用生产工艺总体达到国内先进水平，在采取了相应的污染防治措施，污染物可做到达标排放，满足环境功能区划要求。生态保护、恢复和补偿措施可有效降低项目对生态环境的影响，不改变评价区生态系统结构和功能。

在认真落实工程设计和本报告提出的各项污染防治、生态保护、恢复和补偿措施、环境风险防范与应急措施，严格执行“三同时”制度，确保采出水、措施作业废水不外排，废气达标排放，强化环境管理的前提下，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，可以达到经济效益、社会效益和环境效益的协调统一，从环境保护角度看，该工程建设是可行的。

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 国家法律法规

（1）《中华人民共和国环境保护法》（修订），2015.1.1；

（2）《中华人民共和国环境影响评价法》（修订），2018.12.29；

（3）《中华人民共和国噪声污染防治法》（修订），2022.6.5；

（4）《中华人民共和国水污染防治法》（修订），2018.1.1；

（5）《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（修订），2020.9.1；

（6）《中华人民共和国大气污染防治法》（修订），2018.10.26；

（7）《中华人民共和国土壤污染防治法》，2019.1.1；

（8）《中华人民共和国矿产资源法》（修订），2009.8.27；

（9）《中华人民共和国森林法》（修订），2020.7.1；

（10）《中华人民共和国防沙治沙法》（修订），2018.10.26；

（11）《中华人民共和国水法》（修订），2016.9.1；

（12）《中华人民共和国土地管理法》（修订），2020.1.1；

（13）《中华人民共和国野生动物保护法》（修订），2018.10.26；

（14）《中华人民共和国节约能源法》（修订），2018.10.26；

（15）《中华人民共和国水土保持法》（修订），2011.3.1；

（16）《中华人民共和国循环经济促进法》（修订），2018.10.26；

（17）《中华人民共和国清洁生产促进法》（修订），2016.11.7；

（18）《中华人民共和国环境保护税法》（修订），2018.10.26；

（19）《中华人民共和国文物保护法》（修订），2017.11.19；

（20）《中华人民共和国石油天然气管道保护法》，2010.10.1。

2.1.2 行政法规及规范性文件

（1）国务院《建设项目环境保护管理条例》（国令第 682 号），2017.10.1；

（2）国务院《基本农田保护条例》（2011 年修订），2011.1.8；

（3）国务院《土地复垦条例》（国令第 592 号），2011.3.5；

（4）国务院《关于加强环境保护重点工作的意见》（国发〔2011〕35 号），2011.10.17；

（5）国务院《大气污染防治行动计划》（国发〔2013〕37 号），2013.9.10；

（6）国务院《水污染防治行动计划》（国发〔2015〕17 号），2015.4.2；

（7）国务院《土壤污染防治行动计划》（国发〔2016〕31 号），2016.5.28；

（8）国务院《中华人民共和国环境保护税法实施条例》（国令第 693 号），2018.1.1；

（9）国务院《中华人民共和国野生植物保护条例》（修订）（国令第 687 号），2017.10.7；

（10）国务院《中华人民共和国陆生野生动物保护实施条例》（修订）（国令第 666 号），2016.2.6；

（11）《中华人民共和国文物保护法实施条例》（修订）（国令第 676 号），2017.3.1；

（15）《饮用水水源保护区污染防治管理规定》，2010.12.22；

（16）《地下水管理条例》，国令第 748 号，2021.12.1；

（17）《排污许可管理条例》（国令第 736 号），2021.3.1。

2.1.3 部门规章及规范性文件

（1）《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（委令第 7 号），2024.2.1；

（2）《国家危险废物名录（2025 年版）》（生态环境部、国家发展和改革委员会、公安部、交通运输部、国家卫生健康委员会令第 36 号），2024.11.26；

（3）《建设项目环境影响评价分类管理名录》，2021 年版；

（4）《环境影响评价公众参与办法》，2019.1.1；

（5）《关于加强西部地区环境影响评价工作的通知》（环发[2011]150 号），2011.12.29；

（6）《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》（环发〔2012〕77 号），2012.7.3；

（7）《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》（环发[2012]98号），2012.8.8；

（8）《企业环境信息依法披露管理办法》（部令第24号），2022.2.8；

（9）《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号），2019.12.13；

（11）《废弃井封井回填技术指南（试行）》环办土壤函[2020]72号，2020年2月；

（12）《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；

（13）生态环境部等11部门关于印发《甲烷排放控制行动方案》的通知（环气候〔2023〕67号），2023年11月7日；

（14）国家林业和草原局财政部关于印发《国家级公益林区划界定办法》和《国家级公益林管理办法》的通知（林资发〔2017〕34号），2017年4月28日；

（15）中共中央、国务院印发《黄河流域生态保护和高质量发展规划纲要》，2021年10月8日。

2.1.4 地方政府及其职能部门的法规、政策及规范性文件

（1）《陕西省大气污染防治条例（2023年修正）》，陕西省人民代表大会常务委员会，2023年11月30日；

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

（3）《陕西省饮用水水源保护条例》，陕西省第十三届人民代表大会常务委员会第二十四次会议修订，2021年5月1日；

（4）《陕西省矿产资源管理条例（2020修正）》，陕西省人民代表大会常务委员会，2020年6月11日；

（5）《陕西省煤炭石油天然气开发生态环境保护条例（2019年修订）》，陕西省人民代表大会常务委员会，2019年9月27日；

（6）《陕西省水土保持条例》（2018年修正），陕西省人民代表大会常务委员会，2018年5月31日；

（7）陕西省环境保护厅办公室关于印发《陕北油气田开采清洁文明井场验收标准》的通知，陕环办发[2016]31 号，2016 年 04 月 25 日；

（9）《陕西省环境保护厅关于进一步规范油泥、泥浆等危险废物无害化处置工作的通知》，陕环函[2010]766 号，2010 年 10 月；

（10）《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），1999.2.27；

（11）《陕西省节约用水办法》（第 231 号令），2022.2.1；

（12）《关于实行最严格水资源管理制度的实施意见》（陕政发〔2013〕23 号），2013.5.19；

（13）《陕西省水污染防治工作方案》（陕政发〔2015〕60 号），2015.12.30；

（14）《陕西省湿地保护条例》（第 50 号），2023.3.28；

（15）《陕西省节约能源条例》（修订），2021.9.29；

（16）《陕西省地下水条例》，2024.3.26；

（17）《陕西省取水许可管理办法》（省政府令第 218 号），2019.3.1；

（18）《陕西省人民政府关于公布陕西境内长城为省级文物保护单位的通知》，陕西省人民政府，陕政发〔2017〕16 号；

（19）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；

（20）《陕西省黄河流域生态保护和高质量发展规划》，2021 年 12 月 2 日；

（21）《延安市油气开发清洁文明井场建设标准》，延市环发[2020]28 号，2020.2.26；

（22）延安市生态环境局关于印发《进一步加强油气开发废弃物管理工作方案》的通知，延市环发〔2022〕6 号，2022.1.3；

（23）《延安市“三线一单”生态环境分区管控方案》延政发〔2021〕14 号，2021.11.26；

（24）《关于禁止审批和新建地下水取水工程用于石油天然气生产的通知》（延市水发[2015]53 号），延安市水务局、延安市环保局；

（25）《延安市大气污染防治条例》，陕西省延安市人大常委会，2021.8.1；

（26）中共延安市委延安市人民政府关于印发《延安市大气污染治理专项行动方案（2023-2027 年）》的通知（延市字〔2023〕53 号），2023 年 5 月 16 日；

（27）《延安市土壤污染防治工作方案的通知》（延政函〔2017〕221 号），2017.11.21。

（28）《中共榆林市委 榆林市人民政府关于印发《榆林市大气污染治理专项行动方案（2023-2027 年）》的通知》，榆发〔2023〕3 号；

（29）中共榆林市委办公室 榆林市人民政府办公室关于印发《榆林市 2025 年生态环境保护铁腕治污攻坚行动方案》的通知》（榆办字〔2025〕4 号）；

（30）《榆林市油气开发压裂返排液处置管理规定》，榆政环发〔2023〕71 号。

2.1.5 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 声环境》（HJ2.4-2021）；

（5）《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）；

（6）《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）；

（7）《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）；

（8）《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）；

（9）《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）；

（10）《建设项目危险废物环境影响评价指南》（公告 2017 年）；

（11）《声环境功能区划分技术规范》（GB/T 15190-2014）；

（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》（GB50253-2014）；

（14）《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）；

（15）《陆上石油天然气开采钻井废物处置污染控制技术要求》（SY/T 7298-2016）；

（16）《石油天然气工程设计防火规范》（GB 50183-2015）；

（17）《陆上钻井作业环境保护推荐作法》（SY/T 6629-2005）；

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

（19）《行业用水定额》（DB 61/T 943-2020）；

（20）《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017）；

（21）《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）。

2.1.6 项目相关资料

（1）《关于下达2025年第一批业务发展投资计划的通知》长油〔2025〕34号；

（2）《关于下达2025年第二批业务发展投资计划的通知》长油〔2025〕135号；

（3）《第三采油厂2025年产建地面工程初步设计方案》，长庆工程设计有限公司，2024.10；

（4）《长庆油田分公司2025年油田产能建设部署表》（2025.3）；

（5）建设单位提供的其他技术资料、相关部门意见等。

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。

2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选

根据油田开发工程的特点及工程所在区域的环境特征分析，工程在施工期环境影响的特点是持续时间短，破坏性强，建设结束后，可在一定时期消失；但如果污染防治和生态保护措施不当，可能持续很长时间，并且不可逆转，例如，对生态环境的破坏。生

产运营期环境影响持续时间长，并随着产能规模的增加而加大，贯穿于整个运营期。服役期满后，如果封井和井场处置等措施得当，环境影响将很小；反之，若出现封井不严，可能导致地下残余油水外溢等事故发生，产生局部环境污染。

2.3.1 环境影响因素识别

根据油田开发项目性质及其污染物排放特点，并结合项目所在区域环境特征分析，采用矩阵法对项目环境影响要素的程度和性质进行识别。根据识别结果，工程在施工期、运行期及退役期主要对周围环境空气、地表水、地下水、声环境、土壤环境和生态环境等产生影响，具体如下：

（1）施工期

施工期主要为钻井作业、储层改造和地面油气集输工程建设等，如钻井施工、修路、平整场地、管沟开挖、管线敷设等活动，主要环境影响体现在施工扬尘、施工噪声、钻井废水、压裂返排液、钻井岩屑、落地油等对周围环境空气、声环境、地表水环境、土壤环境的影响以及施工期占用土地、形成地表扰动、破坏地表植被、加剧水土流失等对生态环境的影响。

（2）运行期

运行期正常工况条件下，污染物排放主要为油气集输过程无组织烃类气体、油田采出水、措施返排液、井场噪声以及落地油、含油污泥、废防渗材料等对周围环境空气、声环境、水环境、土壤环境等的影响。与施工期相比，运行期对环境的污染影响稍轻，但持续时间较长。

（3）退役期

油田开发进入退役期，产量明显下降，生产设施陆续关闭，对各环境因素的影响范围和程度上均有所降低。退役期环境影响主要表现为生产设施、管线拆除等施工活动，施工将造成一定程度的水土流失。

本项目施工期、运行期及退役期环境影响因素程度识别及筛选见表 2.3.1-1。

表 2.3.1-1 项目各阶段环境影响因素程度识别及筛选矩阵

受影响要素 / 工程阶段			自然环境						生态环境						
			环境空气	地表水	地下水	声环境	土壤环境	环境风险	物种	生物群落	生境	生态系统	生物多样性	生态敏感区	自然景观
施工期	钻前工程	场地清理、平整	-2	-1	/	-1	-1	/	-1	-1	-2	-2	/	/	-1
	钻井工程	钻井施工	-2	-1	-2	-2	-2	-1	/	/	/	/	/	/	/
	储层改造工程	射孔、压裂、酸化	-2	-1	-1	-1	-1	-1	/	/	/	/	/	/	/
	油气集输工程	管沟开挖、管线敷设	-2	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	/	/	-1
	交通运输		-1	-1	/	-1	/	/	/	/	/	/	/	/	/
运营期	井场运行		-2	-1	-1	-1	-1	-1	/	/	/	/	/	/	/
	油气集输管道运行		-1	-1	-1	/	-1	-1	/	/	/	/	/	/	/
	站场运行		-2	-1	-1	-2	-1	-1	/	/	/	/	/	/	/
	运输车辆		-1	/	/	-1	/	/	/	/	/	/	/	/	/
退役期	井场封井		-1	/	/	-1	-1	/	/	/	/	/	/	/	/
	油气集输管道封堵		-1	/	-1	-1	-1	/	/	/	/	/	/	/	/
	站场拆除		-1	/	/	-1	-1	/	/	/	/	/	/	/	/
	工程车辆		-1	/	/	-1	/	/	/	/	/	/	/	/	/

注：3—重大影响；2—中等影响；1—轻微影响；“—”—不利影响

环境影响性质分不利影响和有利影响、长期影响和短期影响、可逆影响与不可逆影响、局部影响与广泛影响，本项目环境影响性质的识别结果见表 2.3.1-2。

表 2.3.1-2 项目建设对环境影响性质的识别

环境分析 / 环境资源		不利影响						有利影响			
		短期	长期	可逆	不可逆	局部	广泛	短期	长期	局部	广泛
自然环境	环境空气	√	/	√	/	√	/	/	/	/	/
	地表水	√	/	√	/	√	/	/	/	/	/
	地下水	/	√	/	√	√	/	/	/	/	/
	声环境	√	/	√	/	√	/	/	/	/	/
	土壤环境	/	√	/	√	√	/	/	/	/	/
生态	物种	√	/	√	/	√	/	/	/	/	/
	生物群落	√	/	√	/	√	/	/	/	/	/
	生境	√	/	√	/	√	/	/	/	/	/
	生态系统	√	/	√	/	√	/	/	/	/	/
	生物多样性	√	/	√	/	√	/	/	/	/	/
	生态敏感区	√	/	√	/	√	/	/	/	/	/
	自然景观	√	/	√	/	√	/	/	/	/	/

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

2.3.2 评价因子筛选

结合工程特点及其环境影响特征，结合《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）表 B.1 建设项目环境影响评价因子一览表见表 2.3.2-1。

表 2.3.2-1 环境影响评价因子一览表

环境要素 单项工程	时期	大气	地表水	地下水	土壤	生态	噪声
钻前工程	施工期	颗粒物	BOD_5、COD、悬浮物、氨氮等	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、生态系统完整性	/
钻井工程	施工期	SO_2、NOx、非甲烷总烃	pH 值、悬浮物、COD、BOD_5、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅	pH 值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	pH 值、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	/	昼间等效声级（Ld）、夜间等效声级（Ln）
储层改造工程	施工期	SO_2、NOx、非甲烷总烃	pH 值、悬浮物、COD、BOD_5、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅	pH 值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	pH 值、石油类、石油烃（C6~C9）、石油烃（C10~C40）、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	/	昼间等效声级（*L*d）、夜间等效声级（*L*n）
油气集输工程	施工期	颗粒物	BOD_5、COD、悬浮物、氨氮等	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等	
	运营期	SO_2、NOx、硫化氢、非甲烷总烃	pH 值、悬浮物、COD、BOD_5、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅	耗氧量、氨氮、石油类等	/	土壤肥力或林地立地条件、生物多样性、生态系统完整性等	昼间等效声级（*L*d）、夜间等效声级（*L*n）

油气处理工程	施工期	颗粒物	颗粒物BOD_5、COD、悬浮物、氨氮等	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等	
	运营期	SO_2、NOx、硫化氢、非甲烷总烃	pH 值、悬浮物、COD、BOD_5、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅	pH 值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	pH 值、石油类、石油烃（C6~C9）、石油烃（C10~C40）、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等		昼间等效声级（*L*d）、夜间等效声级（*L*n）

通过环境影响因素识别，确定本次评价的评价因子见表 2.3.2-2。

表2.3.2-2 环境影响评价因子筛选结果表

序号	环境要素	专题	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、硫化氢、非甲烷总烃、总烃
		影响分析	颗粒物、SO_2、NOx、非甲烷总烃
2	地表水环境	现状评价	pH 值、悬浮物、COD、BOD_5、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅
		影响分析	石油类、重金属
3	地下水环境	现状评价	水化学类型因子：K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO^{3-}、Cl^-、SO_4^{2-}； 基本水质因子：pH、氨氮、石油类、硝酸盐、亚硝酸盐、汞、砷、氰化物、总硬度、挥发酚、氟化物、氯化物、硫化物、硫酸盐、铬、铅、镉、铁、锰、高锰酸盐指数、溶解性总固体、总大肠菌群、石油类；
		影响分析	石油类、重金属
4	声环境	现状评价	等效 A 声级
		影响分析	等效 A 声级
5	固体废物	现状评价	/
		影响分析	固体废物处理处置措施可行性、可靠性
6	土壤环境	现状评价	砷、镉、六价铬、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-氯苯酚、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-c，d)芘、萘、石油烃
		影响分析	石油烃、重金属
7	生态环境	现状评价	土壤肥力或林地立地条件、地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等
		影响分析	对土壤肥力或林地立地条件、地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等的影响

2.4 环境功能区划和评价执行标准

2.4.1 环境功能区划

（1）环境空气质量功能区

项目所在的油田开发区域属农村地区，依据环境空气质量功能区的分类，属二类区。

（2）地表水环境功能区

评价区涉及河流为北洛河水系，项目实施区域主要涉及北洛河支流宁赛川、头道川和周河，根据《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）及《陕西省地表水功能区划》，评价区所在的各河段水域功能为III类。

（3）地下水环境功能区

现状调查，评价区的地下水主要用途为工、农业用水，部分区域为村民生活用水，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）声环境功能区

项目区为工矿企业和村庄混杂区域，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）的规定和开发区块及周围的环境状况，确定声环境功能为 2 类。

（5）生态环境功能区划

根据《陕西省生态功能区划》，项目区所在区域在生态功能分区上属于黄土梁峁沟壑水土流失控制区和白于山南侧水土保持控制区。

2.4.2 评价执行标准

2.4.2.1 环境质量标准

（1）环境空气质量标准

环境空气执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准及修改单规定，非甲烷总烃参照《大气污染物综合排放标准详解》，总烃参照《以色列环境空气质量标准》。标准值见表 2.4.2-1。

表2.4.2-1 环境空气质量标准

标准名称及级（类）别	污染因子	标准限值	
《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准	SO_2	1 小时平均	500 μg/m^3
		24 小时平均	150 μg/m^3
	NO_2	1 小时平均	200 μg/m^3
		24 小时平均	80μg/m^3
	PM_{10}	24 小时平均	150 μg/m^3
	$PM_{2.5}$	24 小时平均	75 μg/m^3
	TSP	24 小时平均	300 μg/m^3
	CO	1 小时平均	10 mg/m^3

		24小时平均	4 mg/m³
	O_3	1 小时平均	200μg/m³
		日最大8小时平均	160μg/m³
参照《大气污染物排放标准详解》中非甲烷总烃小时质量标准的要求	非甲烷总烃	1小时平均	2.0 mg/m³
《以色列环境空气质量标准》	总烃	1 次值（30min）	5.0 mg/m³

（2）地表水环境

项目区涉及的北洛河支流宁赛川、头道川、周河均属于III类水体，应执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中III类水体水质标准，标准值见表2.4.2-2。

pH·值、悬浮物、COD、BOD;氨氮、总磷、石油类、挥发酚硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅"

表2.4.2-2 地表水环境质量标准

环境要素	执行标准	项目	单位	标准限值
地表水环境	《地表水环境质量标准》(GB 3838-2002) III类	pH值	无量纲	6~9
		COD	mg/L	≤20
		氨氮		≤1.0
		石油类		≤0.05
		挥发酚		≤0.005
		氟化物		≤1.0
		硫化物		≤0.2
		BOD_5		≤4.0
		总磷		≤0.2
		阴离子表面活性剂		≤0.2
		汞		≤0.0001
		六价铬		≤0.05
		镉		≤0.005
		砷		≤0.05
		镍		≤0.02
		铅		≤0.05

（3）地下水执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的III类标准，标准值见表2.4.2-3。

表2.4.2-3 地下水环境质量标准

环境要素	执行标准	项目	单位	标准限值
地下水环境	《地下水质量标准》（GB 14848-2017）III类标准	钠	mg/L	≤200
		氯化物		≤250
		硫酸盐		≤250
		pH值	无量纲	6.5～8.5
		氨氮	mg/L	≤0.50
		挥发性酚类		≤0.002

		总硬度	mg/L	≤450
		铁		≤0.3
		锰		≤0.10
		溶解性总固体		≤1000
		耗氧量		≤3.0
		总大肠菌群	MPN/100mL	≤3.0
		菌落总数	CFU/mL	≤100
		硝酸盐	mg/L	≤20.0
		亚硝酸盐		≤1.00
		氰化物		≤0.05
		氟化物		≤1.0
		砷（As）		≤0.01
		汞（Hg）		≤0.001
		六价铬（Cr^{6+}）		≤0.05
		铅（Pb）		≤0.01
		镉（Cd）		≤0.005
	《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）III类标准	石油类	mg/L	≤0.05

（4）项目处于居住、工矿业混杂地区，执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准。标准值见表2.4.2-4。

表2.4.2-4 声环境质量标准

标准名称及级（类）别	污染因子	标准限值
《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准	等效A声级 LAeq	昼间60dB(A)
		夜间50dB(A)

（5）项目占地区域土壤执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值标准，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）》（GB 15618-2018）中相关限值要求。标准值见表2.4.2-5、表2.4.2-6。

表2.4.2-5 建设用地土壤环境质量标准

环境要素	标准名称	项目		单位	筛选值
土壤环境	《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)第二类用地筛选值	重金属和无机物	砷	mg/kg	60
			镉		65
			铬（六价）		5.7
			铜		18000
			铅		800
			汞		38
			镍		900
		挥发性有机物	四氯化碳	mg/kg	2.8
			氯仿		0.9

环境要素	标准名称	项目		单位	筛选值
			氯甲烷		37
			1，1-二氯乙烷		9
			1，2-二氯乙烷		5
			1，1-二氯乙烯		66
			顺-1，2-二氯乙烯		596
			反-1，2-二氯乙烯		54
			二氯甲烷		616
			1，2-二氯丙烷		5
			1，1，1，2-四氯乙烷		10
			1，1，2，2四氯乙烷		6.8
			四氯乙烯		53
			1，1，1-三氯乙烷		840
			1，1，2 三氯乙烷		2.8
			三氯乙烯		2.8
			1，2，3-三氯丙烷		0.5
			氯乙烯		0.43
			苯		4
			氯苯		270
			1，2-二氯苯		560
			1，4-二氯苯		20
			乙苯		28
			苯乙烯		1290
			甲苯		1200
			间二甲苯+对二甲苯		570
			邻二甲苯		640
		半挥发性有机物	硝基苯		76
			苯胺		260
			2-氯酚		2256
			苯并[a]蒽		15
			苯并[a]芘		1.5
		半挥发性有机物	苯并[b]荧蒽		15
			苯并[k]荧蒽		151
			䓛		1293
			二苯并[a，k]蒽		1.5
			茚并[1，2，3-cd]芘		15
			萘		70
		石油烃类	石油烃		4500

表2.4.2-6 农用地土壤环境质量标准

序号	污染物项目	风险筛选值			
		pH≤5.5	5.5≤pH≤6.5	6.5≤pH≤7.5	pH>7.5

序号	污染物项目		风险筛选值			
			pH≤5.5	5.5≤pH≤6.5	6.5≤pH≤7.5	pH>7.5
1	镉	水田	0.3	0.4	0.6	0.8
		其他	0.3	0.3	0.3	0.6
2	汞	水田	0.5	0.5	0.6	1.0
		其他	1.3	1.8	2.4	3.4
3	砷	水田	30	30	25	20
		其他	40	40	30	25
4	铅	水田	80	100	140	240
		其他	70	90	120	170
5	铬	水田	250	250	300	350
		其他	150	150	200	250
6	铜	果园	150	150	200	200
		其他	50	50	100	100
7	镍		60	70	100	190
8	锌		200	200	250	300
注：①重金属和类金属砷均按元素总量计。 ②对于水旱轮作地，采用其中较严格的风险筛选值						

2.4.2.2 污染物排放标准

（1）废气

施工扬尘执行《施工场界扬尘排放限值》（DB61/1078-2017）中标准限值，施工期移动机械废气执行《非道路柴油移动机械污染物排放控制技术要求（HJ1014-2020）》。加热炉烟气排放执行《锅炉大气污染物排放标准》（DB61/1226-2018）表3 中锅炉标准（其他燃气）和《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014），集输系统烃类气体执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020）和《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）规定的要求。详见表2.4.2-7。

表2.4.2-7 运营期污染物排放标准限值

类别	标准名称及级（类）别	污染物	排放浓度（mg/m³）	排放速率（kg/h）	排放监控位置
施工扬尘	《施工场界扬尘排放限值》（DB61/1078-2017）	颗粒物	≤0.8（拆除、土方及地基处理工程）	/	无组织排放监控浓度限值（周界外浓度最高点）
		颗粒物	≤0.7（基础、主体结构及装饰工程）	/	
运营期加热炉烟气	《锅炉大气污染物排放标准》（DB61/1226-2018）	颗粒物	10	/	烟囱排放口
		SO_2	50	/	
		NO_X	150	/	
	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表2	烟气黑度（林格曼黑度）	1级	/	

运营期非甲烷总烃	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020)	非甲烷总烃		4.0	/	场界周边监控点
	《挥发性有机物排放控制标准》（GB 37822-2019）附录A表A.1特别排放限值	非甲烷总烃	1h平均浓度值	6.0	/	场界内监控点

（2）废水

《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）中明确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。根据长庆油田分公司勘探开发研究院提供的《长庆油田陕西省延安地区不同层位岩心渗透率测试报告》、《长庆油田陕西省榆林地区不同层位岩心渗透率测试报告》，作业废水和采出水依托处理后回注水水质指标须执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中V级标准要求，不外排；站场及井场生活污水设旱厕收集，废水不外排。

表2.4.2-8　水污染排放标准

类别	标准名称及级（类）别			评价因子	标准值
回注水	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）	储层空气渗透率＞2μm^2	V	悬浮固体含量	≤35mg/L
				悬浮物颗粒直径中值	≤5.5um
				含油量	≤100mg/L
				平均腐蚀率	≤0.076mm/a

（3）噪声

施工期噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）；运营期项目厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准。详见表2.4.2-9。

表2.4.2-9 环境噪声排放标准

标准名称	污染因子	限值	
《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）	等效A声级	昼	70 dB(A)
		夜	55 dB(A)
《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类	等效A声级	昼	60 dB(A)
		夜	50dB(A)

（4）固废

一般工业固体废物执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中的有关规定；危险废弃物执行《危险废物贮存污染控制标准 》（GB 18597—2023）中有关规定。

2.5 评价工作等级和评价范围

2.5.1 大气环境

（1）评价工作等级

按照《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）评价工作等级划分方法，选择项目污染源正常排放的主要污染物及排放参数，采用附录A推荐模型中估算模型AERSCREEN分别计算项目污染源的最大环境影响，再按评价工作分级判据进行分级。

根据项目污染源初步调查结果，分别计算项目排放主要污染物的最大地面空气质量浓度占标率Pi（第i个污染物，简称“最大浓度占标率”），及第i个污染物的地面浓度达到标准值的10%时所对应的最远距离$D_{10\%}$。其中P_i定义见公式：

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

式中：

P_i---第i个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%

C_i---采用估算模式计算出的第i个污染物的最大1h地面空气质量浓度，μg/m^3；

C_{0i}----第i个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m^3。一般选用GB3095中1h平均质量浓度的二级浓度限值；对该标准中未包含的污染物，使用导则5.2确定的各评价因子1h平均质量浓度。对仅有8h平均质量浓度限值，日平均质量浓度限值或年平均质量浓度限值的，可分别按2倍、3倍、6倍折算为1h平均质量浓度限值。

评价等级按下表的分级判据进行划分。最大地面空气质量浓度占标率Pi按公式计算，如污染物数i大于1，取P值中最大者Pmax。

表2.5.1-1 评价等级判别表

评价工作等级	评价工作分级判据
一级评价	Pmax≥10%
二级评价	1%≤Pmax<10%

评价工作等级	评价工作分级判据
三级评价	Pmax<1%

根据工程分析得到的污染物的排放量，通过估算模式计算污染物的最大地面浓度及占标率P_i（第i个污染物）详见表2.5.1-2~3。

表2.5.1-2 估算模型参数

参数		取值（志丹）	取值（吴起）
城市/农村选项	城市/农村	农村	农村
	人口数（城市选项时）	/	/
最高环境温度/℃		37.4	38.3
最低环境温度/℃		-28.0	-28.5
土地利用类型		草地	草地
区域湿度条件		中等湿度气候	中等湿度气候
是否考虑地形	考虑地形	■是□否	■是□否
	地形数据分辨率/m	90	90
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	□是■否	□是■否
	岸线距离/km	/	/
	岸线方向/°	/	/

表2.5.1-3 估算模型计算结果统计表

污染源		污染物	下风向距离/m	最大落地浓度（μg/m³）	占标率（%）	评价等级
有组织	柳39增加热炉	颗粒物	169.0	0.7785	0.09	二级
		SO_2		1.4458	0.29	
		NOx		11.0102	4.40	
	柳40增加热炉	颗粒物	205.0	0.8571	0.10	二级
		SO_2		1.6285	0.33	
		NOx		12.6848	5.07	
	南8增加热炉	颗粒物	100.0	0.8849	0.10	二级
		SO_2		1.6434	0.33	
		NOx		12.5150	5.01	
	高21A增压点加热炉	颗粒物	76.0	1.6511	0.18	二级
		SO_2		3.0663	0.61	
		NOx		23.3513	9.34	
	柳154-01增压点加热炉	颗粒物	798.0	0.2135	0.02	二级
		SO_2		0.3966	0.08	
		NOx		3.0201	1.21	
	柳一增加热炉	颗粒物	236.0	0.6051	0.07	二级

		SO_2		1.1238	0.22	
		NOx		8.5578	3.42	
无组织	柳39增	非甲烷总烃	112	116.63	5.83	二级
	柳40增	非甲烷总烃	112	175.48	8.77	二级
	南8增	非甲烷总烃	76	161.96	8.10	二级
	顺平95-4井场	非甲烷总烃	120	42.77	2.14	二级

由上述可知，Pmax=9.34%，小于10%，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），确定本项目的大气环境影响评价工作等级为二级。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018），本项目环境空气评价范围为：分别以各站场及井场为中心，边长为5km 的矩形区域，项目整体环境空气评价范围为各井场及站场评价范围外包络线区域。

2.5.2 地表水环境

（1）评价等级

本工程采出水依托接转站和联合站处理后回注油层，不排入地表水体；油田井下作业废水（修井废水和洗井废水）由罐车拉运至措施作业废水站处理后回注油层，不排入地表水体；井场等小型站场均设防渗旱厕，旱厕定期清掏肥田，不外排。

根据《环境影响评价技术导则地表水环境》（HJ2.3-2018）中“建设项目生产工艺中有废水产生，但作为回水利用，不排放到外环境的，按三级 B 评价。”因此，判定本工程地表水评价工作等级为三级 B。

（2）评价范围

本项目重点分析依托水处理设施的环境可行性，不设地表水评价范围。

2.5.3 地下水环境

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》（HJ610-2016）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。

1、评价工作等级

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中建设项目地下水环境影响评价工作等级划分依据见表 2.5.3-1。

表 2.5.3-1 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

建设项目的地下水环境敏感程度可分为敏感、较敏感、不敏感三级，分级原则见表 2.5.3-2。

表 2.5.3-2 建设项目的地下水环境敏感程度分级表

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

本次产能建设项目场地位置偏僻，距河谷区距离较远，项目场地周边人烟稀少。根据本次现场调查结果，项目场地所在范围内居民集聚区内以自来水供水（地下水），无集中式饮用水井，不涉及集中式地下水饮用水源补给区；距离城镇较远的零散住户用水采用水窖储存的雨水和拉水，个别居民家中有自备水井，取用地下水。

本工程主要为现有油田滚动开发，涉及 5 个作业区，油田开发项目区块大，涉及范围广，但是站场、井场等各单项工程分散布置，其中主要污染源产生点在站场、井场和集输管线，其对地下水环境的影响一般局限于场址附近。

本次产建工程周边没有集中式饮用水水源地及其补给区，各井场、站场评价范围内没有分散式饮用水水源地，居民饮用水水源多为自来水和水源井（地下水）。本次评价按照《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中的公式确定单个站场的调查影响评价范围。

计算公式为：

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

式中：L—下游迁移距离，m；

α—变化系数，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；

ne—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。

评价区地下水赋存于多个含水层当中，油田开发项目中油井的建设、运行可能会对含水层产生影响，因此评价针对可能受影响的含水层计算其影响范围，计算结果见表 2.5.3-3。

表 2.5.3-3 分散式饮用水水源井敏感程度计算表

地域	含水层	K(m/d)	I（‰）	T（d）	n	L（m）
延安（志丹县、吴起县）	第四系黄土含水层	渗透系数 0.26~0.46m/d，本次评价取值 0.46m/d	8	5000	0.3	122
	白垩系环河组含水层	渗透系数 0.18～0.31m/d，本次评价取值 0.31m/d	6	5000	0.2	93
	白垩系洛河组含水层	渗透系数 0.20 m/d～1.00m/d，本次评价取值 1.0m/d	4	5000	0.2	200
榆林（靖边县）	第四系黄土裂隙孔隙含水层	0.46	15	5000	0.30	230
	白垩系环河组碎屑岩类裂隙含水层	0.19	3	5000	0.15	38
备注：参数取值依据《鄂尔多斯盆地地下水勘查》以及区域地下水井调查资料等						

由表可见，由于不同含水层其参数不同，对应的地下水调查评价范围也略有不同，但最大不超过 230m。本次评价 L 值取计算结果的最大值，即下游 230m、上游和两侧 115m；管线的地下水评价范围为两侧 200m 的范围，按照上述的范围调查各站场和井场周围地下水开发利用情况，以确定地下水评价范围及环境敏感性。若范围内没有分散式饮用水水源地和集中式饮用水水源地，则可以判定为“不敏感”，若有分散式饮用水水源井和集中式饮用水水源的补给径流区则为“较敏感”；若有集中式饮用水水源地则为“敏感”。

根据《地下水型饮用水水源补给区划定技术指南（试行）》（环办便函〔2022〕335 号），在水文地质单元内，对于已划定二级保护区的地下水型饮用水水

源，以二级保护区边界为基准，按大型水源 30 年流程、中小型水源 15 年流程圈定的范围作为补给区；对于仅划定了一级保护区的地下水型饮用水水源，以水源一级保护区边界为基准，流程时间相应增加 1000 天；对于未划定保护区的地下水型饮用水水源，以水源开采井为基准，流程时间相应增加 1100 天。

计算公式为 $R=\alpha\times K\times I\times T/ne$

式中，R—补给区圆形外边界半径，m；

α—变化系数，α≥1，无量纲，取 2；

K—含水层渗透系数，m/d；

I—水力梯度，无量纲；

T—地下水运移时间，d；

ne—含水层有效孔隙度，无量纲。

本项目周边的地下水饮用水水源见下表：

表 2.5.3-4 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	补给区距离/m	本项目与补给区位置关系	是否涉及补给区
1	薛岔水源保护区	二级保护区	小型	二级保护区边界 5475d	219	位于保护区侧向，不在补给区内且最近的单体工程距离二级保护区 6300m。	不涉及
2	吴起县城水源保护区	一级保护区	小型	一级保护区边界 6475d	259	最近的单体工程距离一级保护区边界 7470m	不涉及
3	志丹县城水源保护区	一级保护区	小型	一级保护区边界 6475d	259	最近的单体工程距离一级保护区边界 5300m	不涉及
注：水源地补给区计算均按照表 2.5.3-3 中洛河组参数计算。							

综上所述，本次产建工程均不涉及各集中式地下水水源保护区补给区。

按照本次评价建设的井场、站场、管线分布区域等进行地下水等级判定。

本项目新建与扩建井场和站场工程主要位于黄土梁峁区，而零散居民多位于沟谷区，两者距离较远，地下水影响评价范围内没有地下水饮用水水源，且不涉及集中式地下水饮用水源补给区，环境敏感程度为“不敏感”；管线周边 200m 评价范围内不存在分散式饮用水井的情况，环境敏感程度为“不敏感”。

根据上述分析，各井场、站场地下水影响评价范围内没有地下水饮用水水源，且不涉及集中式地下水饮用水源补给区，环境敏感程度为“不敏感”，评价等级判

定为“二级”评价。管线地下水影响评价范围200m评价范围内不存在分散式饮用水井，环境敏感程度为“不敏感”，判定为“三级”评价。

本项目各建设工程判定结果如下表。

表2.5.3-5 本项目地下水评价等级判定

工程组成	名称	项目类别	敏感性	评价等级
井场	柳120-3	新建	不敏感	二级
	柳121-04扩	扩建	不敏感	二级
	柳122-03	扩建	不敏感	二级
	顺112扩	扩建	不敏感	二级
	柳123-6	新建	不敏感	二级
	柳121-6	新建	不敏感	二级
	柳105-25	新建	不敏感	二级
	柳151-2扩	扩建	不敏感	二级
	保3扩	扩建	不敏感	二级
	柳156-03	新建	不敏感	二级
	柳152-3	新建	不敏感	二级
	顺294	新建	不敏感	二级
	柳156-04	新建	不敏感	二级
	柳114-24	扩建	不敏感	二级
	柳116-23	新建	不敏感	二级
	G56-4	新建	不敏感	二级
	顺平97-18扩	扩建	不敏感	二级
	柳127-17扩	扩建	不敏感	二级
	顺平97-16	新建	不敏感	二级
	柳123-17	新建	不敏感	二级
	柳123-15扩	扩建	不敏感	二级
	顺平95-4	扩建	不敏感	二级
	新313-196	新建	不敏感	二级
	新313-198扩	扩建	不敏感	二级
	吴平466-8B	新建	不敏感	二级
	新314-199扩	扩建	不敏感	二级
	新313-199扩	扩建	不敏感	二级
	旗016-33扩	扩建	不敏感	二级
	旗016-34扩	扩建	不敏感	二级
	吴454扩	扩建	不敏感	二级
	塞平13-16	新建	不敏感	二级

工程组成	名称	项目类别	敏感性	评价等级
站场	柳 91-281 降回压站	新建	不敏感	二级
	高 213 降回压站	新建	不敏感	二级
	顺 92-05 降回压站	新建	不敏感	二级
	柳 100-28 降回压站	新建	不敏感	二级
	柳 154-01 降回压站	新建	不敏感	二级
	新柳八增临时系统	新建	不敏感	二级
	柳五注	新建	不敏感	二级
	柳 40 增	新建	不敏感	二级
集油管线	柳 19 增至柳三脱集油管线	改建	不敏感	三级
	柳 100-28 降回压站至柳三脱集油管线	新建	不敏感	三级
	顺 85-62 至柳三脱集油管线	新建	不敏感	三级
	柳 135-4 增至柳三脱集油管线	新建	不敏感	三级
	柳 154-01 扩降回压站至柳三脱集油管线	新建	不敏感	三级
	柳三脱至靖五联集油管线	新建	不敏感	三级
	柳 28 增至新柳 8 增（隐患治理）	改建	不敏感	三级
	南三转至南三脱改线管线	改建	不敏感	三级
	南 3 号转油点至南三脱集油管线	新建	不敏感	三级
集气管线	顺平 95-4 至柳 26 增集气管线	新建	不敏感	三级
出油管线	柳 105-25 至柳 16 增出油管线	新建	不敏感	三级
	柳 114-24 至柳 15 增出油管线	新建	不敏感	三级
	G56-4 至柳 100-28 降回压站出油管线	新建	不敏感	三级
	顺平 97-18 扩至柳 100-28 降回压站出油管线	新建	不敏感	三级
	柳 127-17 扩至柳 100-28 降回压站出油管线	新建	不敏感	三级
	柳 123-17 至柳 100-28 降回压站出油管线	新建	不敏感	三级
	柳 123-15 扩至柳 100-28 降回压站增出油管线	新建	不敏感	三级
	柳 122-03 至柳 26 增出油管线	新建	不敏感	三级
	柳 121-04 至柳 26 增出油管线	新建	不敏感	三级
	顺平 95-4 至顺 85-62 增出油管线	新建	不敏感	三级
	柳 123-6 至柳 23 增出油管线	新建	不敏感	三级
	柳 121-6 至柳 23 增出油管线	新建	不敏感	三级
	顺 112 扩至柳 33 增出油管线	新建	不敏感	三级
	保 3 扩至柳 154-01 扩降回压站出油管线	新建	不敏感	三级
	柳 151-2 扩至柳 35 增出油管线	新建	不敏感	三级
	柳 152-3 至柳 154-01 扩降回压站出油管线	新建	不敏感	三级
	柳 156-03 至柳 154-01 扩降回压站出油管线	新建	不敏感	三级

工程组成	名称	项目类别	敏感性	评价等级
	柳 156-04 至柳 154-01 扩降回压站出油管线	新建	不敏感	三级
	顺 294 至柳 154-01 扩降回压站出油管线	新建	不敏感	三级
	柳 154-02 扩至柳 154-01 扩降回压站出油管线	新建	不敏感	三级
	新 314-199 扩至旗 15 增出油管线	新建	不敏感	三级
	新 313-199 扩至旗 15 增出油管线	新建	不敏感	三级
	新 313-198 扩至旗 15 增出油管线	新建	不敏感	三级
	新 131-196 至旗 15 增出油管线	新建	不敏感	三级
	吴 466-8B 至旗 15 增出油管线	新建	不敏感	三级
	吴 454 扩至旗四转出油管线	新建	不敏感	三级
	旗 016-34 扩至旗 11 增出油管线	新建	不敏感	三级
	旗 016-33 扩至旗 11 增出油管线	新建	不敏感	三级
	旗 016-33 扩至旗 8 增出油管线	新建	不敏感	三级
	塞平 13-16 至靖 2 增出油管线	新建	不敏感	三级
供水干线	柳三脱至柳五注供水管线（清水）	新建	不敏感	三级
注水干线	柳五注至柳 29 增插输干线	新建	不敏感	三级
	柳五注至柳 28 增注水干线	新建	不敏感	三级
	柳五注至柳 154-2 注水干线	新建	不敏感	三级
	柳五注至柳 10 增注水干线	新建	不敏感	三级
	靖五联至柳 135-4 注水干线	新建	不敏感	三级
注水支线	柳 116-23 注水管线	新建	不敏感	三级
	顺平 97-16 注水管线	新建	不敏感	三级
	柳 127-17 扩注水管线	新建	不敏感	三级
	柳 152-3 注水管线	新建	不敏感	三级
	顺 6 至柳 120-3 注水管线	新建	不敏感	三级
	旗六转至旗 016-34 扩注水管线	新建	不敏感	三级

2、地下水评价范围

为充分了解项目所在区域水文地质条件，也为了重点预测分析建设项目场地的地下水环境影响情况，本次评价将调查评价范围进一步划分为调查范围和评价范围。评价范围的确定如下：

A）对于管线，将管线两侧向外延伸 200m 作为评价范围。

B）对于井场的评价范围，根据《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ 610-2016）的要求，“当建设项目所在地水文地质条件相对简单，且所掌握的资料能够满足公式计算法的要求时，应采用公式计算法确定”，因此本次评价选取公式计算法确定评价范围。

根据前文公式，T 取 5000d，代入其他参数值计算后，取第四系黄土含水层、白垩系环河组含水层与白垩系洛河组含水层计算结果中的最大值进行确定，计算最大值为 230m，最终确定 L=230m。由于该项目场地分散，地下水流向多变，因此本次地下水评价范围定为井场、站场等地面工程下游 230m，两侧、上游 115m 的范围。

2.5.4 声环境

（**1**）评价等级

评价区属《声环境质量标准》（GB 3096-2008）2 类声环境功能区，项目噪声影响主要集中在施工期，运行期噪声源较少，且影响范围仅限于站场和井场内部，开发前后评价范围敏感目标噪声级增量＜3dB(A)，受影响的人口变化小。

根据《环境影响评价技术导则-声环境》（HJ2.4-2016）判定，本项目声环境评价工作等级为二级。具体判定情况见表 2.5.4-1。

表 2.5.4-1　声环境等级判定分级依据分析表

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

（**2**）评价范围

各井场、站场厂界外 200m 范围。

2.5.5 土壤环境

（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），本项目首先对土壤是否涉及盐化、酸化和碱化进行判定。本次评价对项目区土壤进行了现状监测，根据监测结果显示，土壤 pH 为 7.23~7.69（5.5≤pH＜8.5），不涉及酸化和碱化；SSC 实测值为 0.4~0.9g/kg（＜2g/kg），故本项目涉及土壤未盐化。因此按照污染影响类开展土壤影响评价。

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 2.5.5-1。

表 2.5.5-1 石油开发项目土壤环境影响类型与影响途径表

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

（2）评价工作等级

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中土壤环境影响评价项目类别表，“石油开采”和“石油输送管线”分别属于I类和II类项目。污染影响型评价工作等级划分依据见表 2.5.5-2 和表 2.5.5-3。

表2.5.5-2 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	其它情况

表2.5.5-3 污染影响型评价工作等级划分表

评价等级 占地规模	I类			II类			III类		
敏感程度	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	/
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	/	/

结合项目工程占地统计，本项目各拟建井、站场永久占地均小于 5hm^2，占地规模均属于小型。根据调查情况，本项目部分井、站场周边分布有耕地，工程可能产生污染影响的范围内存在耕地，敏感程度属于“敏感”。因此，土壤影响评价工作等级确定为一级，见表 2.5.5-4。

表 2.5.5-4 项目土壤环境影响评价工作等级判定表

工程类型	生态影响型
石油开采（井场、站场）	一级
输油管线	二级

（3）评价范围

井场、站场评价范围取厂界外扩 1km 范围，管线水平调查评价范围取外扩 0.2km 范围。

2.5.6 生态环境

1、评价工作等级

依据《环境影响评价技术导则·生态影响》（HJ19-2022），同时依据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）生态环境影响评价工作级别划分判据，生态环境评价工作等级判定依据如 2.5.6-1 所示。

表 2.5.6-1　生态影响评价工作等级划分表

评价工作等级判据	生态敏感性和影响程度
	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；
	b）涉及自然公园时，评价等级为二级；
	c）涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级；
	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；
	e）根据 HJ 610、HJ 964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级；
	f）当工程占地规模大于20km^{2}时（包括永久和临时占用陆域和水域），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定；
	除本条 a）、b）、c）、d）、e）、f）以外的情况，评价等级为三级；
	h）当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级。
	①建设项目涉及经论证对保护生物多样性具有重要意义的区域时，可适当上调评价等级。 ②建设项目同时涉及陆生、水生生态影响时，可针对陆生生态、水生生态分别判定评价等级。 ③在矿山开采可能导致矿区土地利用类型明显改变，或拦河闸坝建设可能明显改变水文情势等情况下，评价等级应上调一级。 ④线性工程可分段确定评价等级。线性工程地下穿越或地表跨越生态敏感区，在生态敏感区范围内无永久、临时占地时，评价等级可下调一级。 ⑤涉海工程评价等级判定参照 GB/T 19485。 ⑥符合生态环境分区管控要求且位于原厂界（或永久用地）范围内的污染影响类改扩建项目，位于已批准规划环评的产业园区内且符合规划环评要求、不涉及生态敏感区的污染影响类建设项目，可不确定评价等级，直接进行生态影响简单分析。
本项目情况	本项目不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园、生态保护红线，工程新增占地（包括永久占地及临时占地）为0.8716km^2＜20km^2，本项目地下水和土壤评价范围内无天然林、湿地等生态保护目标，但是分布有公益林，据此判定本项目生态评价等价应不低于二级。
	项目区域内无对保护生物多样性具有重要意义的区域，项目不涉及水生生态影响；项目属于陆地石油开采，项目开采永久性占地分散在区域范围内，以站点型点状影响为主，不会导致矿区土地利用类型明确改变；项目管线工程不涉及生态敏感区；项目不涉及涉海工程。项目需新增用地，不属于全部位于既有用地范围内的污染影响类改扩建项目。
项目判定结果	二级

项目开发范围内不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园、生态保护红线等特殊生态敏感区，工程新增占地（包括永久占地及临时占地）为0.687km^2＜20km^2，本项目地下水和土壤评价范围内无天然林、湿地等生态保护目标，但是分布有公益林；项目不涉及《环境影响评价技术导则·生态影响》（HJ19-2022）中可调整生态评价工作等级的情形，据此判定本项目生态评价等级为二级。

2、评价范围

根据《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2022）及《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》（HJ/T349-2007），生态评价范围应依据评价项目对生态因子的影响方式、影响程度和生态因子之间的相互影响和相互依存关系确定，并充分体现生态完整性。

依据以上原则和本工程特点，将评价范围做如下规定：

①各井场、站场外扩50m范围，重点评价工程扰动区域。

②线路中心线向两侧外延300m为评价范围，重点评价临时占地带状区域。

2.5.7 环境风险

1、评价工作等级

根据项目涉及的每种危险物质在单个站场厂界内的最大存在总量，及其在《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录B中对应临界量的比值确定Q。当只涉及一种危险物质时，Q值取该物质的总量与其临界量比值；当存在一种以上危险物质时，Q值计算公式如下：

$Q = q_1/Q_1 + q_2/Q_2 \ldots\ldots + q_n/Q_n$

式中：

q_1、q_2…q_n —— 每种危险物质的最大存在量，t；

Q_1、Q_2…Q_n —— 每种危险物质临界量，t。

当Q＜1时，该项目环境风险潜势为I；

当Q≥1时，将Q值划分为：①1≤Q＜10；②10≤Q＜100；③Q≥100。

本项目施工和钻井过程中涉及的危险物质主要为柴油，运行过程中涉及的危险物质为原油和伴生气。投运后原油和伴生气全部通过管线集输，在站场内密闭储存。

本项目涉及的危险物质临界量参照附录 B 确定。根据分析可知，项目施工和运行期 Q 均小于 1，故危险单元环境风险潜势可直接确定为 I，本项目 Q 值确定见表 9.2.1-1。

根据导则，环境风险评价工作等级与环境风险潜势对应关系见表 2.5.7-1。

表 2.5.7-1 风险评价等级判别表

环境风险潜势	IV、IV+	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析 [a]
a 是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明				

本项目各站场及井场、管线等危险单元 Q 值均＜1，直接判定环境风险潜势均为 I，进行简单分析。

2、评价范围

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

2.5.8 小结

本项目评价工作等级判定结果及评价范围见表 2.5.8-1，具体评价范围见图 2.5.8-1~8。

表 2.5.8-1 环境要素的评价等级及评价范围

环境要素	工作等级		评价范围
环境空气	二级		以各井、站场厂址为中心，自边界外边长 5km 范围，井区总体评价范围取其交叠组成的外包络范围；
地表水	三级 B		/
地下水	二级		井、站场下游 230m，两侧及上游 115m 的范围，集输管线两侧向外延伸 200m 范围；
声环境	二级		井场、站场厂界外 200m 范围
土壤环境	井场、站场	一级	各井、站场取厂界外扩 1km 范围；
	管线工程	二级	集输管线取两侧向外延伸 0.2km 范围；
生态环境	二级		井场边界外延 0.05km 范围，管线、道路工程取两侧各 0.3km 范围
环境风险	简单分析		/

2.6 评价时段与评价重点

2.6.1 评价时段

根据拟建项目实施的不同阶段，环境影响评价包括施工期、生产运行期和闭井期（服务期满）三个时段，施工期主要是钻井作业、井场建设、管线铺设及道路建设，运行期主要是原油开采和集输；闭井期主要是设备的拆除等。其中，施工期和运行期是对环境造成影响的主要时期。本次评价重点关注施工期和运行期，兼顾闭井期。

2.6.2 评价重点

根据评价区环境特征和项目污染物排放特点，本项目施工期、运营期和退役期分别对以下内容进行重点评价：

（1）施工期生态环境影响评价、地下水环境影响评价、土壤环境影响评价；

（2）运营期地下水环境影响评价、土壤环境影响评价、环境风险评价、环境保护措施论证及可行性分析；

（3）退役期的生态环境影响和生态环境保护措施，以及弃置措施的环境可行性。

⑷环境保护措施论证及可行性分析

2.7 主要环境保护目标

2.7.1 污染控制目标

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

表 2.7.1-1 污染控制和生态保护目标

开发阶段	控制对象	污染源	污染物	控制措施	控制目标
施工期	生态环境	①钻井工程 ②地面站场建设 ③管线敷设和道路修建		①优化选址和选线，尽量减少农业占地 ②控制施工作业范围，临时占地要及时恢复 ③采用丛式井技术开采，减少占地 ④采用泥浆不落地技术，钻井泥浆循环利用，减小占地和土壤污染 ⑤废泥浆和岩屑固液分离后送有处理能力的单位处置，井场内暂存需规范设置暂存设施，实现“三防”。 ⑥施工完毕后，及时平整进行植被恢复	减少植被破坏面积及水土流失量
	废气	施工扬尘	TSP	①施工前期先修路后建场；	满足《大气污

开发阶段	控制对象	污染源	污染物	控制措施	控制目标
				②原材料运输、堆放要求遮盖； ③及时清理场地上弃渣料，不能及时清运的要采取覆盖措施，洒水降尘； ④采取逐段施工方式，尽可能缩短施工周期。	染物综合排放标准》中无组织排放监控浓度要求
		柴油发电机	SO_2、NO_X、颗粒物	①选用优质低硫燃料。 ②选用高效燃烧设备。	满足《大气污染物综合排放标准》中的无组织排放监控浓度
	废水	钻井废水	SS、COD、石油类等	①排入地面收集罐配制泥浆循环利用 ②钻井结束后泥浆罐上层液体运至措施废水处理站处理，不外排	生产废水处理达标后全部回注油层用于驱油；生活污水用于洒水降尘等综合利用，不外排。
		试油废水	石油类、COD 等	经现有措施返排液处理站处理达标后回用	
		压裂返排液	胍胶、石油类等	全部进行回收利用，优先考虑在井场处理后循环利用，无法利用的分批次运往现有措施返排液处理站处理后回注，不外排。	
		生活污水	SS、COD	①设移动式环保厕所于站场洒水降尘，不外排 ②少量生活污水处理后用于绿化灌溉、抑尘，不外排	
	固废	废弃钻井泥浆	岩屑、石油类等	①采用泥浆不落地工艺，属一般工业固废。 ②压滤后按要求规范处置。	委托第三方处置
		钻井岩屑	岩屑		
		含油岩屑	岩屑、石油类等	属危险废物，在各作业区临时储存点暂存，集中送有危废处置资质单位处理	委托第三方，无害化处置
		落地油	石油类	属危险废物，在各作业区临时储存点暂存，集中送有危废处置资质单位处理	委托第三方处置
		沾油防渗布、含油包装袋	石油类		
		生活垃圾		集中收集，定期送当地环卫部门处理	处置率100%。
	噪声	发电机、钻机、运输车辆	噪声	选用低噪设备、合理布置噪声源、规范施工时间	噪声不扰民
运行期	生态环境	①采油和油气集输工程；②油、水井维护和井下作业；		①对施工期扰动地表进行生态恢复 ②井场周围绿化和异地补偿；	减少植被破坏及水土流失量
	废气	油气集输挥发烃类气体	非甲烷总烃	加强管理，严防“跑、冒、滴、漏”	满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）油气集中处理站边界污染物控制要

开发阶段	控制对象	污染源	污染物	控制措施	控制目标
					求
		加热炉废气	颗粒物、NO_X、SO_2	采用低氮燃烧，合理设置排气筒高度	满足《锅炉大气污染物排放标准》新建燃气锅炉排放标准
	废水	油田采出水	石油类、COD、SS	由改扩建及现有采出水处理系统处理达标后回注采油层，不外排	零排放
		措施返排液	石油类、SS	依托现有措施返排液处理站处理达标后回注，不外排	
		生活污水	SS、COD	井场、站场设旱厕	
	固废	落地油	石油类	按照《危险废物贮存污染控制标准》等相关标准进行贮存、处置，由有资质单位处置，处置率 100%。	回收率100%，符合《危险废物贮存污染控制标准》等相关危废处置标准
		含油污泥			
		沾油防渗布、含油包装袋			
	噪声	机泵	噪声	室内设置、隔声、减振等	《工业企业厂界环境噪声排放标准》中 2 类标准
闭井期	设备拆除场地清理		水土流失、土地沙化	恢复地表植被，做好水土保持	绿化程度不低于施工前

2.7.2 主要环境保护目标

根据现状调查，项目所在区域内无自然保护区、风景名胜区、文物保护单位，靖边县、吴起县、志丹县在项目开发区域周边存在饮用水源保护区和森林公园，项目产建工程选址对上述敏感目标进行了避让，项目距离靖边县水源保护地距离超过30km，本次评价主要梳理了本次产建区域与吴起县、志丹县各类保护地关系见表2.7.2-1，本次产建工程选址不涉及水源保护区和森林公园。项目总体环境保护目标见表 2.7.2-2。

表 2.7.2-1 本次产建区域与各类保护地关系一览表

序号	保护目标名称	是否避让	距离保护区边界最近的产建工程	工程与保护目标的位置关系
1	吴起县城水源保护区	是	吴454扩－旗四转出油管线	西北，7.4km
2	志丹县城水源保护区	是	柳152-3井场	西北，6.15km
3	顺宁镇水源保护区	是	柳19增-新柳三脱集油管线	西，1.1km
4	王瑶水库水源保护区	是	柳114-24～柳15增出油管线（隐患治理）	1002m位于准保护区内
5	吴起县退耕还林森林	是	吴454扩－旗四转出油管线	西北，6.6km

	公园			
6	刘坪村中共中央党校旧址	是	柳40增压站	西北，1.4km

表 1.7.2-2 总体环境保护目标

环境要素	保护对象	相对位置	保护内容	保护目标
地表水	周河及其支流		地表水	地表水III类标准
地下水	居民分散式饮用水源井	井区内及周边居民分散式饮用水源井（表 2.6.2-2）	地下水水质	地下水III类标准
	第四系、环河、洛河组地下水	/		
环境空气	站场边界外扩 2.5km 范围居民		人群健康	环境空气二级标准
环境噪声	站场、井场、线性工程周边 0.2km 范围内的居民			声环境质量 2 类标准
土壤环境	站场、井场周边 1km 及管线两侧 0.2km 的耕地、居民区、学校和饮用水水源地		土壤环境	土壤环境质量筛选值
环境风险	站场、管线周边居民		环境空气	环境空气二级标准
	开发范围所在地表水流域河流		地表水	地表水III类标准
	开发范围内潜水、承压水		地下水	地下水III类标准
生态环境	评价范围内的生态环境		生态环境	生态功能不降低

2.7.2.1 地表水环境敏感目标

经调查，项目开发区域产建工程涉及的地表水体有周河支流，项目开发区域无地表水饮用水源保护区。项目区域主要地表水环境保护目标见表 1.7.2-3。

表 1.7.2-3 项目区域地表水环境保护目标

类别	名称	水质目标	保护范围及要求	与项目位置关系
地表水	周河及其支流	地表水III类	根据《中华人民共和国河道管理条例》，禁止在堤防和护堤地进行石油开采。根据《陕西省煤炭石油天然气开发生态环境保护条例》，石油采出水应当同层回注，不得外排。	出油管线利用桁架跨越河流

2.7.2.2 环境空气保护目标

本项目环境空气保护目标主要为大气评价范围内各村庄居民点，即各站场、井场统计边长 5km 矩形范围内的敏感点，具体敏感点情况统计见表 2.7.2-4~8。

表2.7.2-4 吴起新寨区域评价范围内主要大气环境保护目标一览表

序号	环境保护目标	坐标		与最近站场/井场关系			人数
		经度（°）	纬度（°）	站/井场名称	方位	距离/m	
1	北崾峪村	108.00667259	37.00165325	新 313-199 扩	W	1520	53
2	曹儿台	108.03565908	36.99570060	314-199 扩	SW	245	38

3	王河	108.02419657	36.98736776	吴 466-8B	SW	1064	42
4	天梁坨	108.00942155	36.98347326	旗 016-34 扩	NW	1430	22
5	李家圪子	108.00962626	36.98527490		NW	1588	36
6	大阳沟	108.00168489	36.96622648		SW	1825	30
7	细咀崾峪	108.05155632	36.96798546	旗 8 增	SE	730	26
8	高崾峪	108.05906087	36.95985119		SE	1713	47
9	双庄科	108.10453767	36.97547294	吴 454 扩	S	940	106
10	寨子沟	108.09556495	36.98225590		NE	818	34
11	龙头咀	108.08763892	36.97970440		NW	637	21
12	姚寺	108.09562449	36.98790765		NE	1370	66

表2.7.2-5 吴起桐寨区域评价范围内主要大气环境保护目标一览表

序号	环境保护目标	坐标		与最近站场/井场关系			人数
		经度（°）	纬度（°）	站/井场名称	方位	距离/m	
1	阳台	108.45581259	37.12732220	塞平 13-16	NW	584	26
2	湫沟湾	108.44578448	37.14596429		NW	2763	38
3	阳台台	108.44098720	37.14486795		NW	2891	56
4	瓦窑台	108.43538530	37.14347213		NW	3058	86

表2.7.2-6 志丹五里湾区域评价范围内主要大气环境保护目标一览表

序号	环境保护目标	坐标		与最近站场/井场关系			人数
		经度（°）	纬度（°）	站/井场名称	方位	距离/m	
1	崖窑砭	108.55825821	37.01383820	柳40增	NE	3360	28
2	程山窑则	108.55812816	36.99591037		NE	2271	35

表2.7.2-7 志丹虎狼峁区域评价范围内主要大气环境保护目标一览表

序号	环境保护目标	坐标		与最近站场/井场关系			人数
		经度（°）	纬度（°）	站/井场名称	方位	距离/m	
1	黄沟门	108.65180254	36.91893310	新柳三脱	NW	2530	156
2	金疙瘩	108.66182327	36.91360625		NW	552	168
3	徐台	108.67364645	36.90760988		SE	735	324
4	庙庄	108.67128394	36.90482839		SE	815	154
5	保娃沟门村	108.68177891	36.90344046		SE	1557	368
6	后胶泥庄	108.66370082	36.88216083	新柳八增临时系统	SW	1075	54
7	顾家塌	108.68366718	36.86990519	保 3 扩	SW	778	43
8	阳台	108.70596170	36.88377417	柳 40 增	S	332	212
9	西武沟村	108.72138977	36.87055750		SE	2226	453

10	任坪村	108.69864464	36.89194333		NW	919	384
11	王庄	108.71559620	36.88960937		NE	856	256
12	李家庄	108.69650275	36.91527206	柳一转	SW	447	71
13	槐树崾峪	108.72327852	36.92203256	柳 127-17 扩	SE	872	45
14	窖子窑	108.73016017	36.95769515	柳 114-24	NE	533	41
15	大魔山	108.73415757	36.95975758		NE	956	64
16	大圪垯崾峪	108.72390651	36.97228079	柳 105-25	E	680	44
17	火石峁	108.71268335	36.97959134		NW	872	33
18	黄草塌	108.73862835	36.97695986		NE	2054	51
19	庙湾	108.69465825	36.98708345		NW	2528	82
20	刘老湾	108.69520747	36.99379054		NW	3037	58
21	西湾	108.72770223	36.99100753		NE	2316	49
22	木瓜树湾	108.74307628	36.98856627		NE	2991	36

表2.7.2-8 靖边五里湾区域评价范围内主要大气环境保护目标一览表

序号	环境保护目标	坐标		与最近站场/井场关系			人数
		经度（°）	纬度（°）	站/井场名称	方位	距离/m	
1	东坪	108.583008	37.017632	柳91-281降回压站	S	910	90
2	王家沟	108.581334	37.014426		SW	1185	20
3	蒋市	108.588286	37.008040		S	1910	40
4	大白沟	108.593351	37.002611		SE	2560	15
5	土墩湾	108.597352	37.003223		SE	2650	30
6	店坪	108.573599	37.035369		NW	1420	60
7	巡检司村	108.570348	37.037891		NW	1830	110
8	金滩沟	108.578234	37.044269		N	2160	20
9	前湾	108.587766	37.037896		N	1460	15
10	谢家湾	108.598007	37.035989		NE	1750	30
11	马家崾峪	108.605560	37.041010		NE	2555	20
12	红柳沟村	108.588714	37.087955	高213降回压站	NW	105	6
13	庙台村	108.583351	37.086887		W	500	20
14	红柳沟村	108.586712	37.090321		NW	375	300
15	杜庄	108.573625	37.101892		NW	2100	12
16	蔗计砭	108.603875	37.102487		NW	2120	20
17	大杨湾	108.582332	37.080251		SW	960	24
18	阳坝	108.583555	37.072247		SW	1720	15
19	郭家沟岔	108.582740	37.067581		SW	2210	10
20	前羊台	108.581066	37.064512		SW	2580	20

21	老湾	108.600662	37.070751		SE	2090	15

2.7.2.3 地下水保护目标

根据现场调查，本项目评价范围内不涉及集中式或分散饮用水水源地等保护目标，仅在调查范围内主要河流沟谷中存在居民分散式饮用水井。根据调查，调查范围内居民主要分布于沟谷中，生活用水水源为井水；零星分布在梁峁上居民多饮用窖水或就近沟谷中拉水。

调查区内居民水井水源主要来自第四系风积黄土孔隙潜水含水层、白垩系碎屑岩裂隙潜水含水层，调查区内主要是旱耕地，农业生产不依靠地下水，工业生产用水为采油厂开发用水及其他工业企业用水。因此调查区内地下水环境保护目标含水层为第四系风积黄土孔隙潜水含水层、白垩系碎屑岩裂隙潜水含水层。

表 2.7.2-9 项目区域地下水环境保护目标

序号	名称	位置	与项目位置关系	取水层位	用途	备注
1	曹儿台水井	吴起县吴起街道曹儿台村	新 314-199 扩至旗 15 增出油管线侧游 212m	第四系风积黄土潜水含水层	饮用	位于调查范围内
2	杨家沟水井	吴起县五谷城镇杨家沟村	塞平 13-16 至靖 2 增出油管线侧游 1.1km	第四系风积黄土潜水含水层	饮用	
3	后胶泥庄水井	志丹县顺宁镇后胶泥庄	保 3 扩至柳 154-01 扩降回压站出油管线上游 0.9	第四系风积黄土潜水含水层	饮用	
4	黄沟门村水井	志丹县顺宁镇黄沟门村	顺平 95-4 至顺 85-62 增出油管线 0.9km	第四系风积黄土潜水含水层	饮用	
5	顾家塌水井	志丹县顺宁镇顾家塌	柳 156-03 至柳 154-01 扩降回压站出油管线下游 490m	白垩系环河组裂隙潜水含水层	饮用	
6	四咀水井	志丹县顺宁镇四咀村	柳 100-28 降回压站至柳三脱集油管线侧游 285m	白垩系环河组裂隙潜水含水层	饮用	

2.7.2.4 声环境保护目标

（1）井场、站场

仅志丹区域虎狼峁作业区新柳三脱、柳 26 增周围 200m 范围内存在噪声敏感目标，其余井场、站场周边 200m 范围内无噪声敏感目标。

表2.7.2-10 井场、站场评价范围内主要声环境保护目标一览表

序号	环境保护目标	坐标		与最近站场/井场关系			人数
		经度（°）	纬度（°）	站/井场名称	方位	距离/m	
1	金崖根	108.660996	36.910713	新柳三脱	SW	120	30

2	贾家沟叉	108.647151	36.941035	柳26增	S	120	3
3	红柳沟村	108.588714	37.087955	高213降回压站	NW	105	6

（2）管线

管线200m范围内噪声敏感目标如下表所示。

表2.7.2-11 管线评价范围内主要声环境保护目标一览表

区域	序号	环境保护目标	坐标		与最近管线关系			人数
			经度（°）	纬度（°）	管线名称	方位	距离/m	
志丹虎狼峁区域	1	西湾	108.646322	36.961410	柳19增至柳三脱集油管线	S	15	10
	2	神庙山	108.654821	36.951856		E	120	6
	3	金崖根	108.661075	36.910711		S	180	3
	4	柠条湾	108.713099	36.941364	顺平97-18扩至柳100-28降回压站出油管线	S	80	25
	5	贾家沟叉	108.647151	36.941035	顺平95-4至柳26增集气管线	W	15	3
	6	周咀子	108.697081	36.935642	柳123-15扩至柳100-28降回压站增出油管线	W	100	6
	7	神庙山	108.668632	36.944421	柳123-6至柳23增出油管线	N	70	6
	8	阳畔	108.716116	36.965239	柳105-25至柳16增出油管线	E	90	36
	9	后台	108.697672	36.926921	柳100-28降回压站至柳三脱集油管线	E	50	42
	10	李家庄	108.691178	36.914100	柳135-4增至柳三脱集油管线	N	25	20
	11	金崖根	108.663383	36.908963	柳154-01扩降回压站至柳三脱集油管线	S	180	30
	12	庙庄	108.666623	36.905187		W	40	30
	13	后胶泥庄	108.662648	36.882648	柳五注至柳10增注水干线	N	45	6
	14	金崖根	108.663383	36.908963	柳三脱至柳五注供水管线	S	180	30
	15	庙庄	108.666623	36.905187		W	40	30
跨越志丹虎狼	16	高湾	108.661335	37.036774	南3号转油点至南三脱集油管线	E	25	10
	17	高湾	108.660220	37.033374		S	130	3
	18	边畔村	108.656447	37.033699		W	20	3

峁、靖边五里湾区域	19	杏树湾	108.653644	37.028152		N	15	10
	20	杏树湾	108.649642	37.027648		S	15	45
	21	瓦房庄	108.642386	37.016601		E	30	5
吴起新寨区域	22	南崾峪	108.016500	36.967489	旗六转至旗016-34扩注水管线	E	50	6
	23	槐庄湾	108.035836	36.977281	旗016-33扩至旗8增出油管线	N	130	20

2.7.2.5 土壤环境敏感目标

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、园地、牧草地、居民区等。

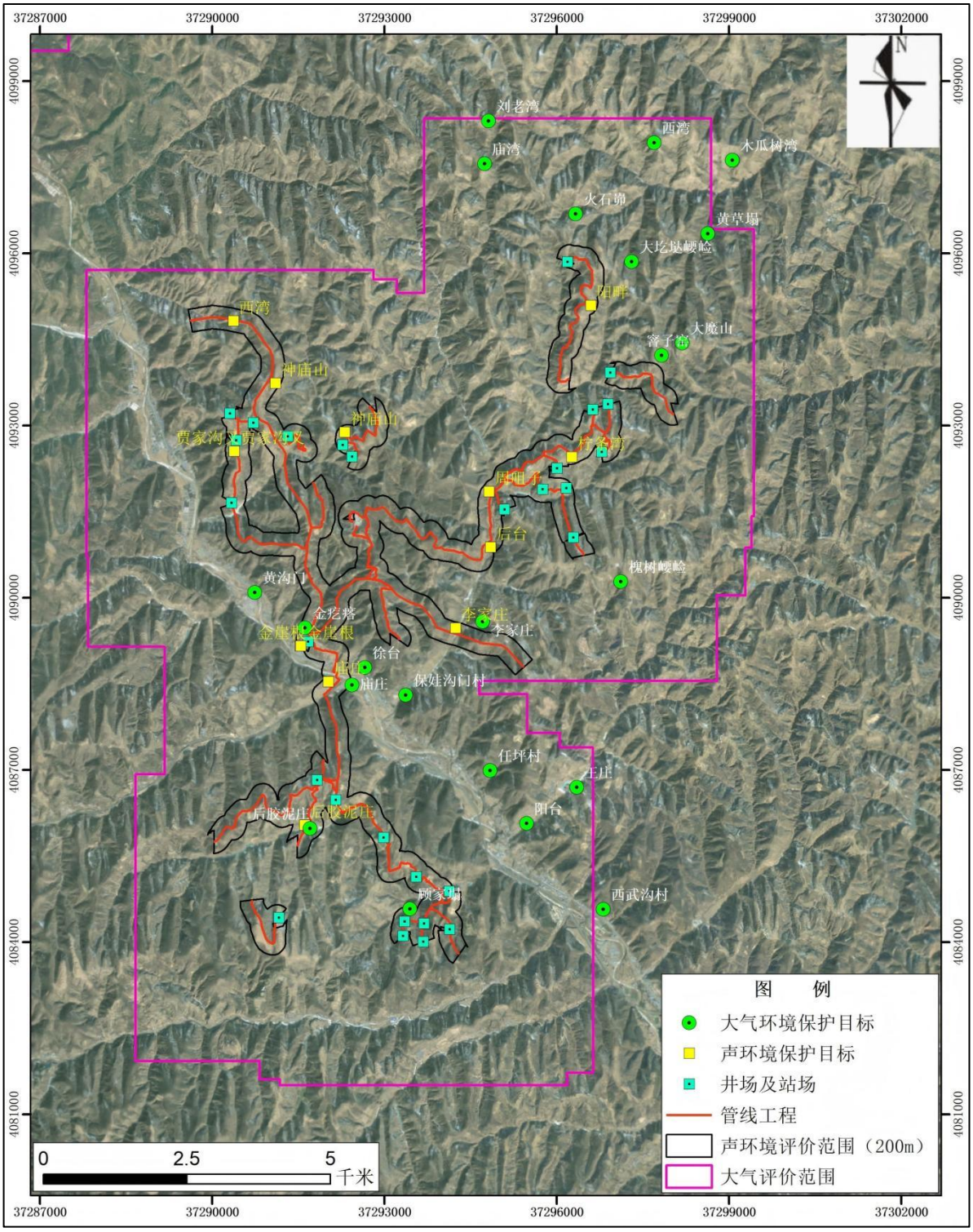


图2.7.2-1 大气、声环境评价范围及保护目标分布图（虎狼峁作业区）

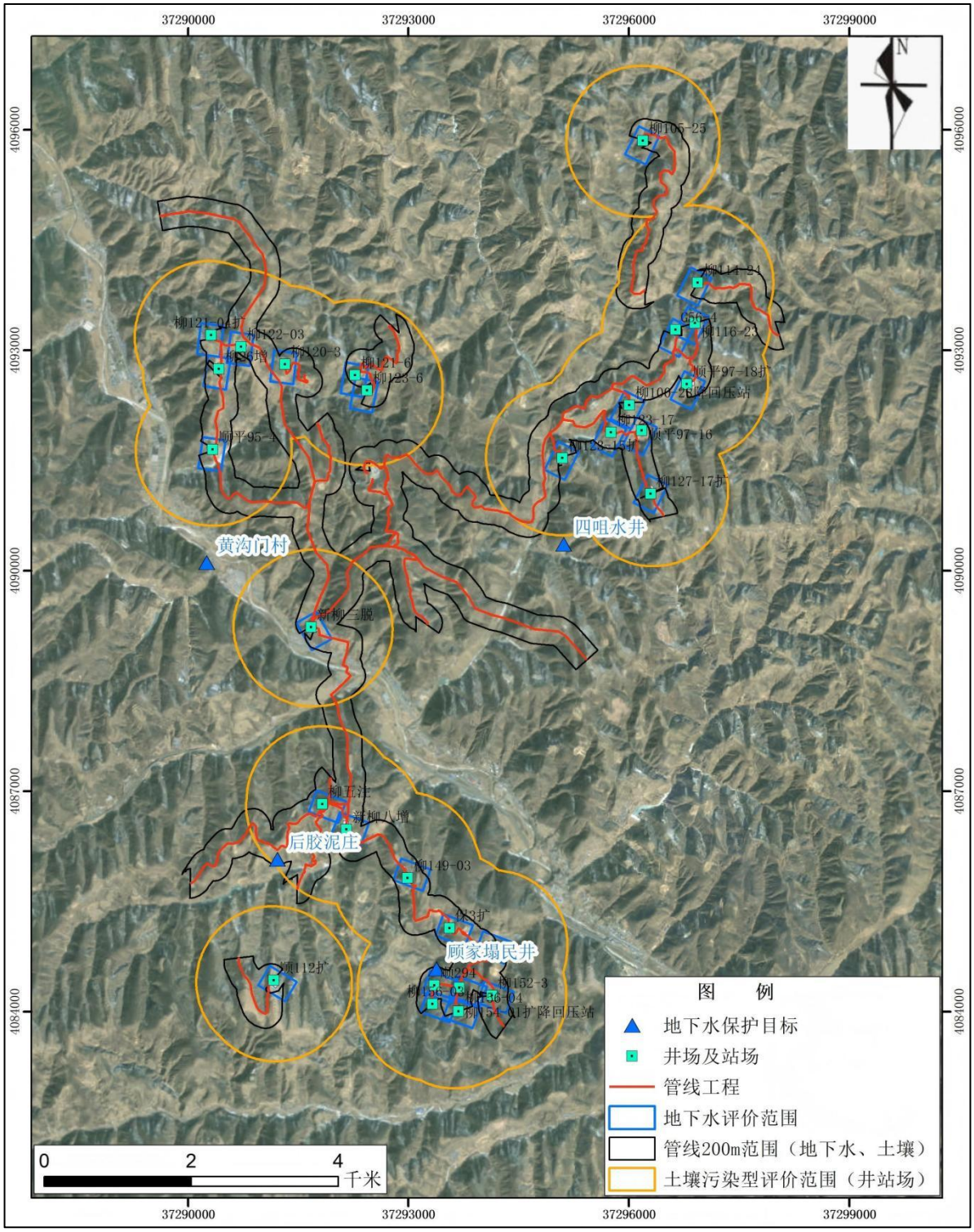


图2.7.2-2 地下水、土壤环境评价范围及保护目标分布图（虎狼峁作业区）

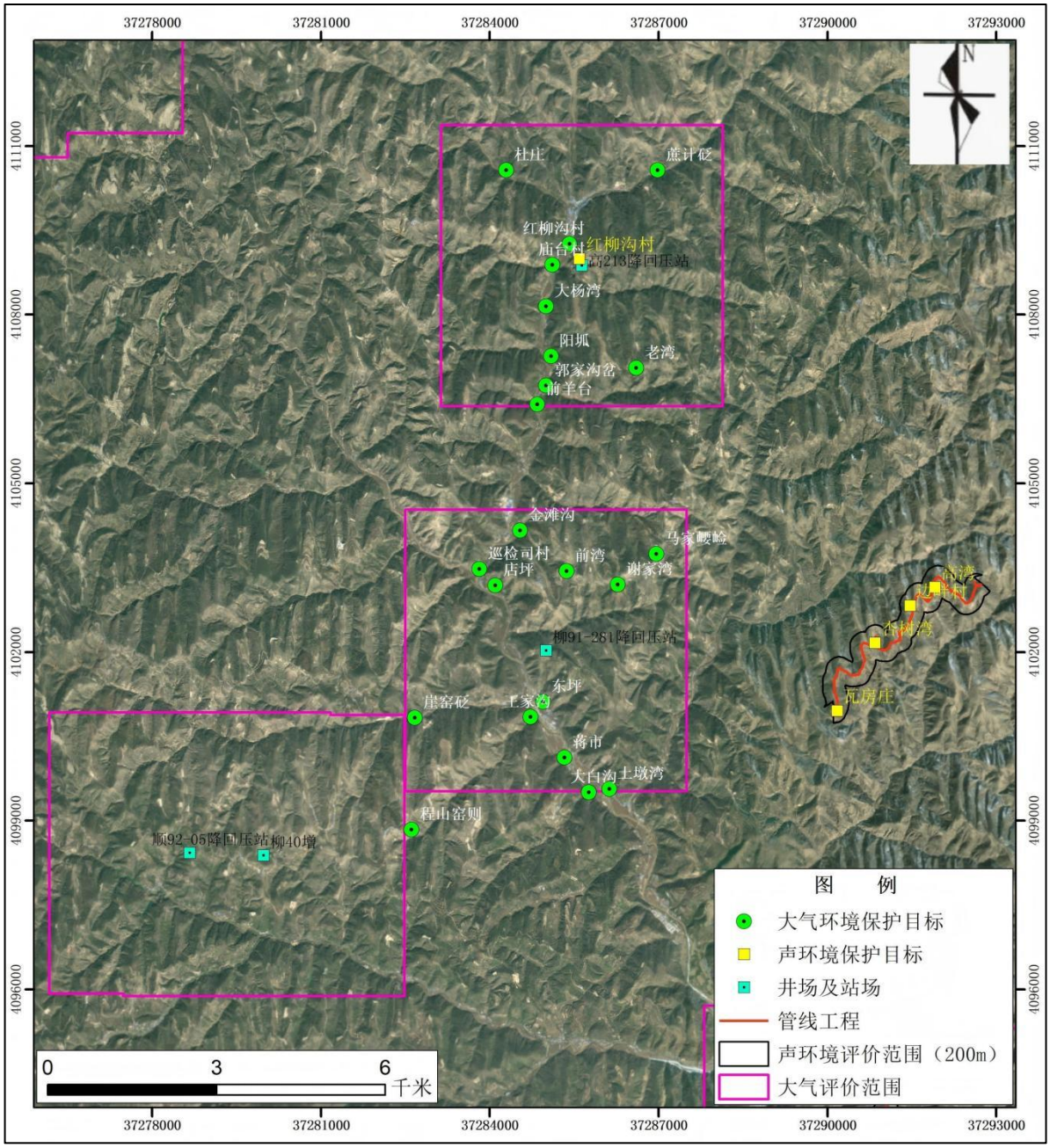


图2.7.2-3 大气、声环境评价范围及保护目标分布图（五里湾作业区）

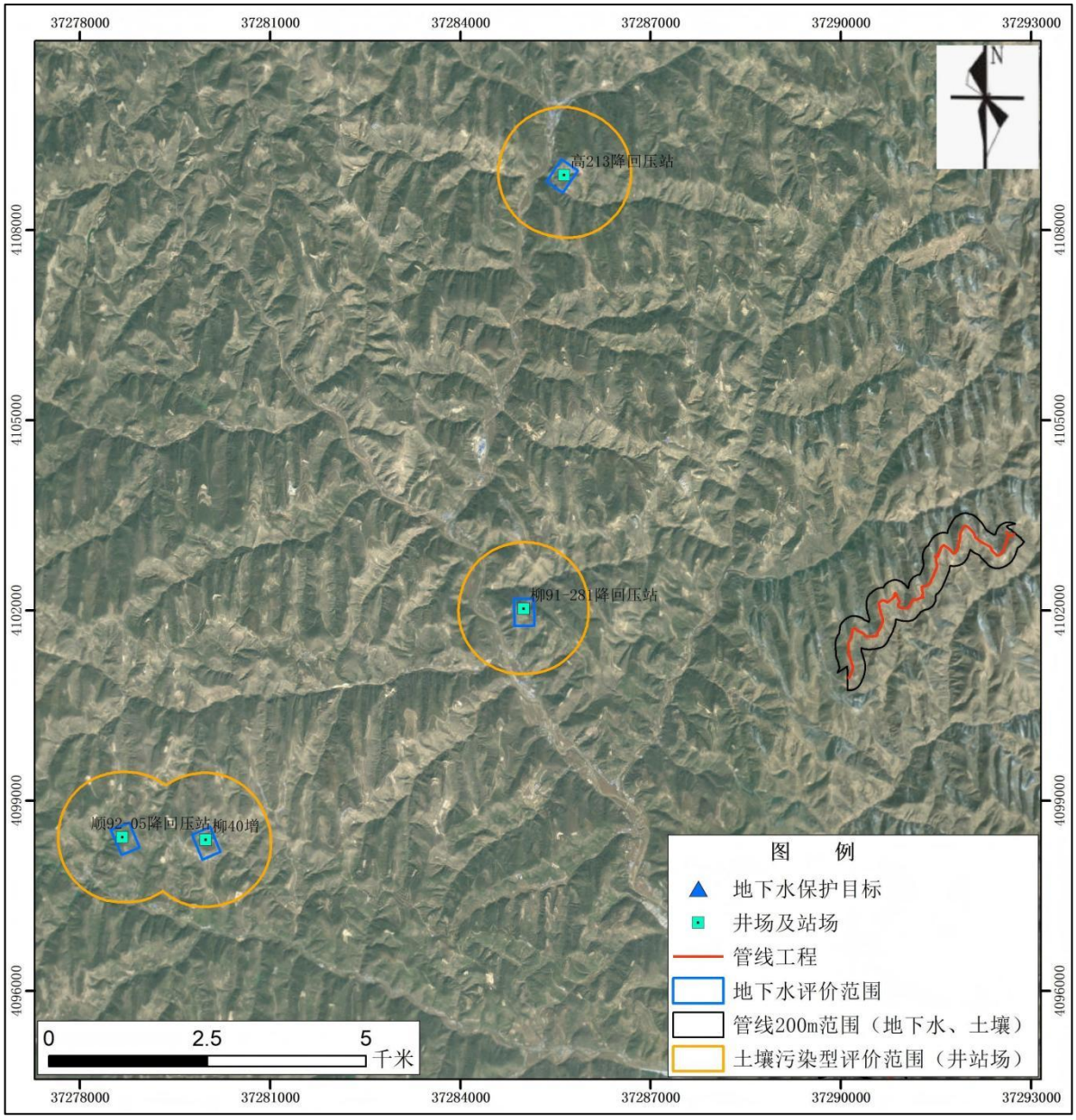


图2.7.2-4 地下水、土壤环境评价范围及保护目标分布图（五里湾作业区）

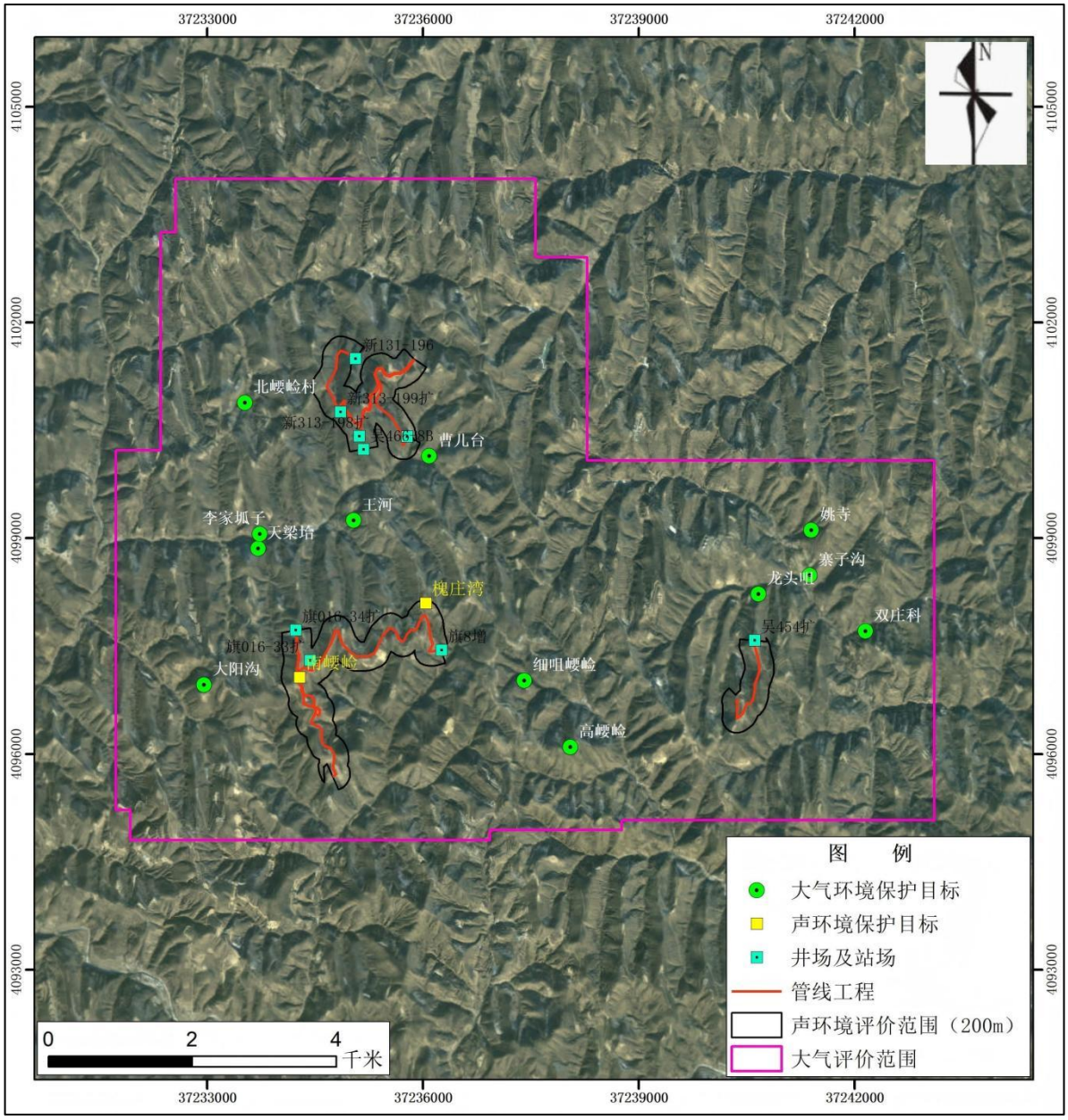


图2.7.2-5 大气、声环境评价范围及保护目标分布图（新寨、吴起作业区）

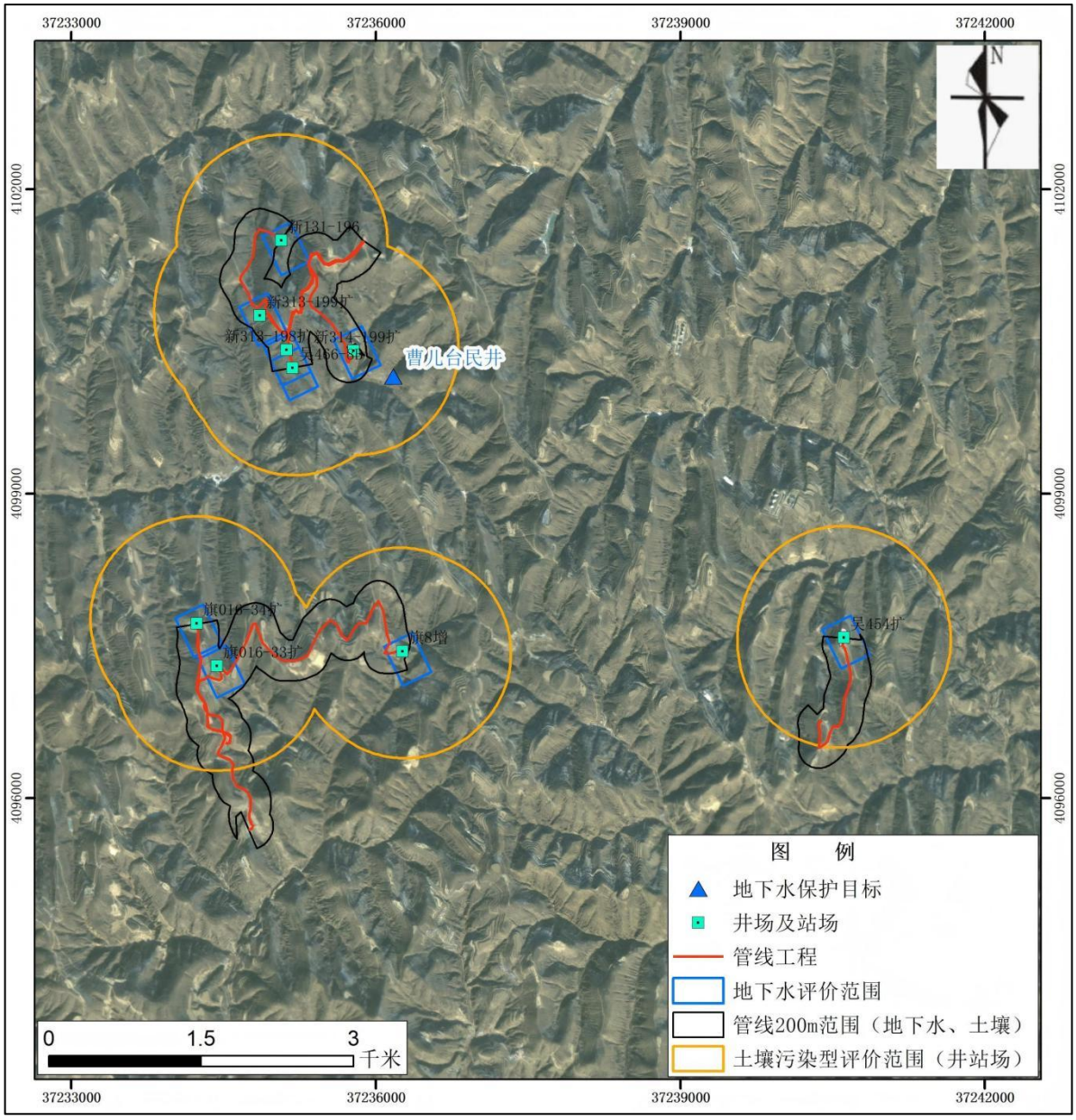


图2.7.2-6 地下水、土壤环境评价范围及保护目标分布图（新寨、吴起作业区）

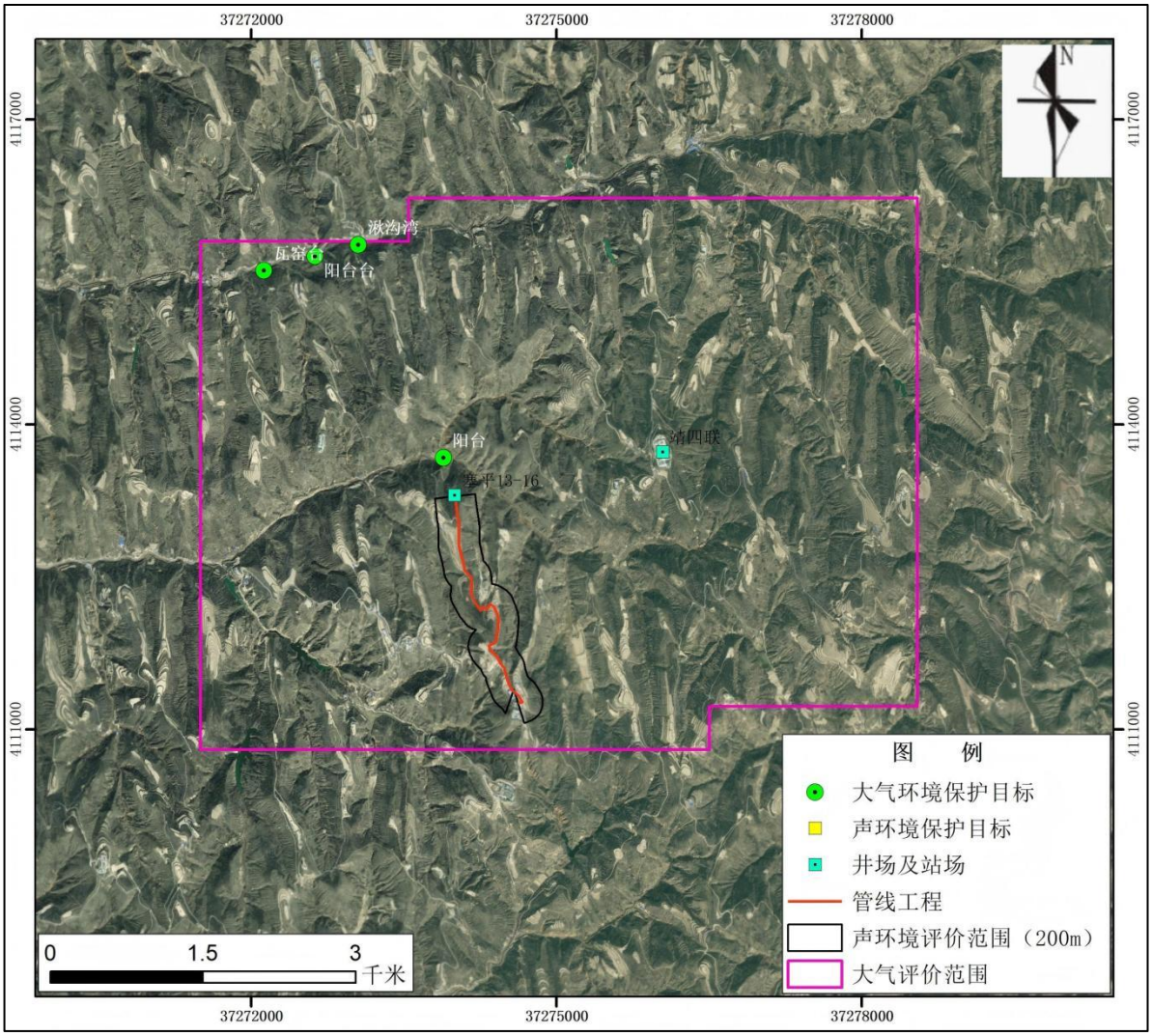


图2.7.2-7 大气、声环境评价范围及保护目标分布图（桐寨作业区）

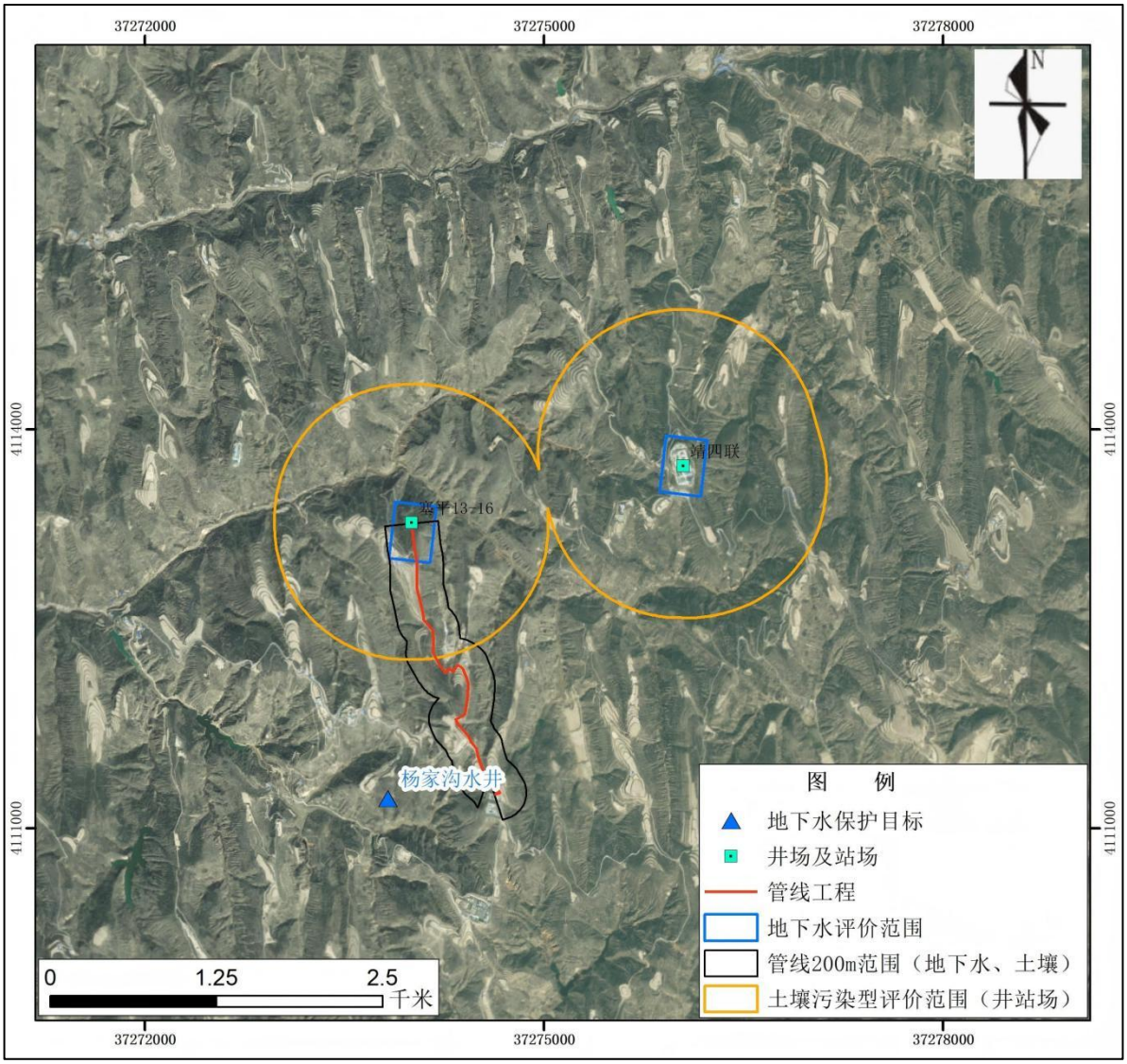


图2.7.2-8 地下水、土壤环境评价范围及保护目标分布图（桐寨作业区）

3 现有工程概况

3.1 建设单位概况

长庆油田分公司第三采油厂是中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司下属的一个以石油开发、原油集输为主的专业化采油厂，属国有企业，成立于1971年7月，生产区域横跨陕西、宁夏两省（区）四市六县，面积达2.25万km^2，在陕西省境内生产区域主要分布在榆林地区的靖边县、定边县，延安地区的志丹县、吴起县。本次长庆油田分公司第三采油厂2025年产建工程（靖安油田南部）是在靖安油田现有开发区域的吴起区域、志丹区域、靖边区域进行建设。

3.2 油田地理位置及开发范围

长庆油田分公司第三采油厂陕西境内区块分布于延安、榆林两市，定边、靖边、吴起、志丹、四县，地理位置介于东经107°54′28.49″～108°3′51.08″、北纬之间37°14′1.18″～37°15′59.91″，东西长约135km，南北宽约105km。其中，吴起县、志丹县有G20青银高速、延吴高速、G307国道、S303省道通过，交通较为便利。

长庆油田第三采油厂的开发范围按油区位置主要分为靖安油田、姬塬油田2个区域。其中靖安油田开发范围划分为郝坨梁采油作业区、盘古梁采油作业区、五里湾第一采油作业区、五里湾第二采油作业区、虎狼峁采油作业区、吴起采油作业区、新寨采油作业区、桐寨采油作业区。主要分布在榆林市靖边县周河镇、杨米涧镇、王渠则镇，延安市吴起县吴起街道、吴仓堡乡、五谷城乡、志丹县顺宁镇境内。姬塬油田陕西区域开发范围划分为油房庄第一采油作业区（原胡尖山作业区自2024年起并入油房庄第一采油作业区）和油房庄第二采油作业区，位于定边县贺圈镇、白湾子镇、砖井镇、油房庄乡境内。

本次评价现有工程开发区块主要为虎狼峁作业区、吴起作业区、新寨作业区、桐寨作业区、五里湾第一作业区、五里湾第二作业区共6个作业区，主要位于延安市吴起县吴起街道、志丹县顺宁镇、靖边县周河镇。

第三采油厂本次开发位置及矿权范围见图3.2-1，地面分区情况见表3.2-1。

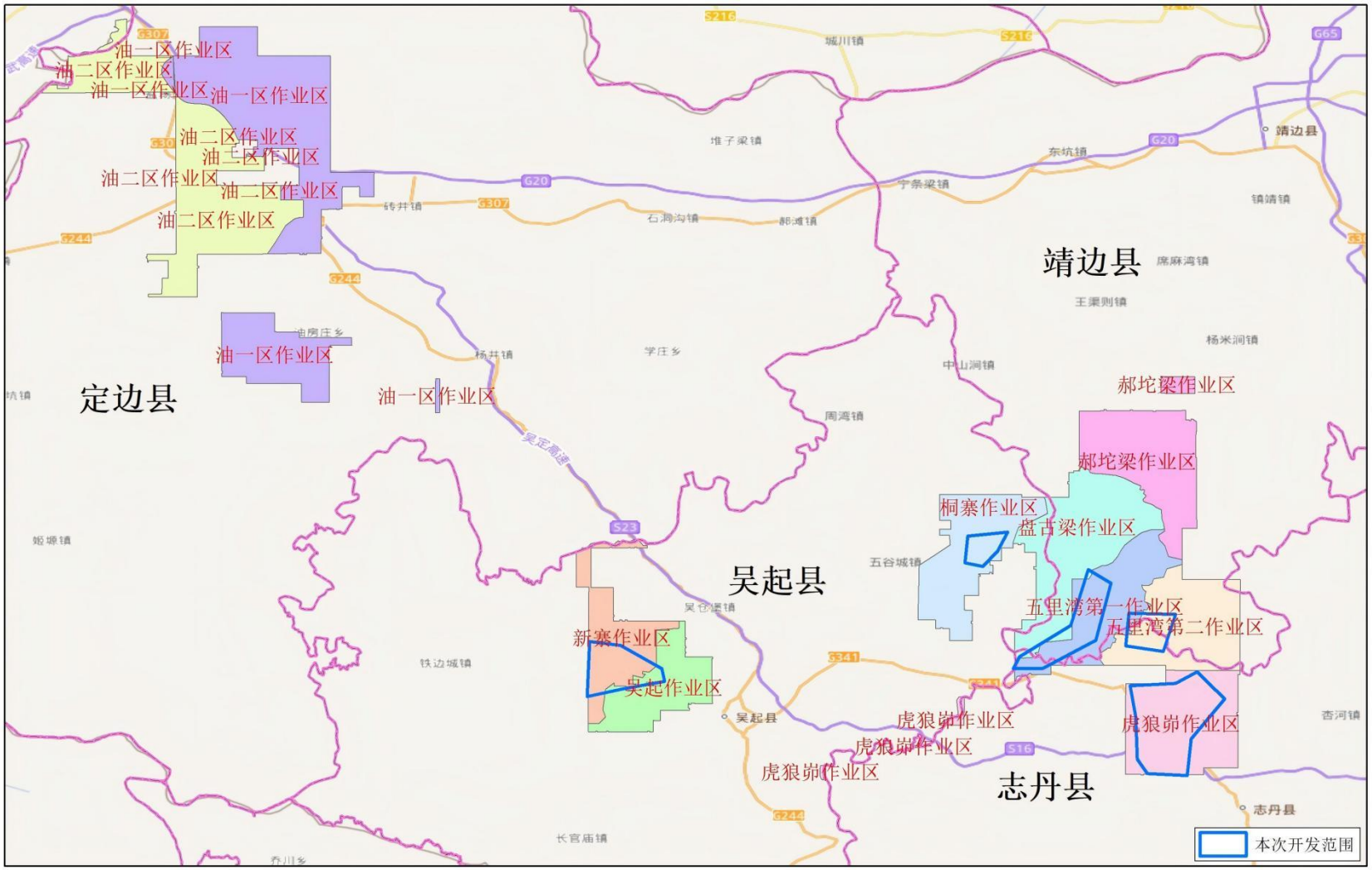


图3.2-1 项目开发区域及矿权范围图

表 3.2-1 第三采油厂陕西区域地面分区情况汇总表

序号	地面分区名称（作业区/区块/采油队等）	涉及行政区划（以乡镇为单位）	备注
1	郝坨梁采油作业区	靖边县王渠则镇、杨米涧镇、中山涧镇	/
2	盘古梁采油作业区	靖边县王渠则镇、中山涧镇、周河镇，吴起县吴起街道	/
3	五里湾第一采油作业区	靖边县周河镇，志丹县顺宁镇	本次开发范围
4	五里湾第二采油作业区	靖边县周河镇，志丹县顺宁镇	
5	虎狼峁采油作业区	志丹县顺宁镇	
6	吴起采油作业区	吴起县吴起街道	
7	新寨采油作业区	吴起县吴仓堡乡、吴起街道	
8	桐寨采油作业区	吴起县五谷城乡、吴起街道	
9	油房庄第一采油作业区	定边县贺圈镇、盐场堡镇、杨井镇、油房庄乡、砖井镇	/
10	油房庄第二采油作业区	定边县贺圈镇、盐场堡镇	/
合计	10 个作业区	4 个县 14 镇	

3.3 油藏概况

3.3.1 油藏地质特征

（1）地质构造

第三采油厂靖安油田南部所处构造单元为鄂尔多斯盆地伊陕斜坡，位于陕北斜坡中段西部，构造平缓，为一宽缓西倾斜坡，每千米坡降 6m～7m。成藏因素主要受沉积相带的变化及储层岩性、物性控制，发育了一套以湖泊、湖泊三角洲、河流相为主的砂体岩性油藏。

该区构造主要为西倾单斜背景上由差异压实作用形成的一系列由东向西倾没的低幅鼻状隆起，鼻状隆起轴线近于东西向，宽度近 3km～5km。鼻隆构造与砂体配合，有利于油气的聚集。

（2）开采油层、回注层位

本区域自上而下钻遇的地层有第四系，新近系，白垩系，侏罗系以及三叠系。主要含油地层为三叠系延长组长 2、长 4+5、长 6、长 7、长 8、长 9 及侏罗系延安组延 9、延 10 等油层。第三采油厂靖安油田南部包括吴起作业区、新寨作业区、桐寨作业区、虎狼峁作业区、五里湾二区共计五个采油作业区，其中吴起作业区、新寨作业区、桐寨作业区位于吴起县，虎狼峁作业区位于志丹县，五里湾二区跨靖边县和志丹县。

吴起作业区：三叠系长 6 为主开采油层，区域采出水的回注层位也主要是长 6 层位，注水井的回注能力依据开采需求确定，保证注采比满足开采需求。

新寨作业区：三叠系长 4+5、长 6、侏罗系延 9、延 10 为主开采油层，区域采出水的回注层位也是长 4+5、长 6、侏罗系延 9、延 10 层位，注水井的回注能力依据开采需求确定，保证注采比满足开采需求。

桐寨作业区：三叠系长 6 为主开采油层，区域采出水的回注层位也主要是长 6 层位，注水井的回注能力依据开采需求确定，保证注采比满足开采需求。

虎狼峁作业区：三叠系长 6 为主开采油层，区域采出水的回注层位也主要是长 6 层位，注水井的回注能力依据开采需求确定，保证注采比满足开采需求。

五里湾二区：三叠系长 6 为主开采油层，区域采出水的回注层位也主要是长 6 层位，注水井的回注能力依据开采需求确定，保证注采比满足开采需求。

根据油田地质资料，油田典型含油地层划分见表 3.3.3-1。

表3.3.3-1 油田典型地层划分简表

分层						厚度/m	岩性简述	标志层
系	组	段	油层组					
侏罗纪	延安组		延 4				灰黑色泥岩与灰白色细粒砂岩，夹煤线	
			延 5				灰白色块状细-中粒石英砂岩与灰黑色泥岩夹煤层	
			延 6			26～45	灰白色厚层细-中粒砂岩与灰黑色泥岩，顶部煤层区域分布稳定	Y_6 顶煤
			延 7			30～38	灰白色厚层砂岩与灰黑色泥岩互层，夹煤线	
			延 8	延 8_1		8～15	灰白色块状细-中粒砂岩与灰黑色泥岩夹煤层，煤层比较稳定	Y_8 顶煤
				延 8_2		7～12		
			延 9	延 9_1		0～15	灰白色厚层块状中粒砂岩夹黑色泥岩和煤层	Y_9 顶煤
				延 9_2		0～25		
				延 9_3		0～40		
			延 10			0～150	灰白色块状色中-粗粒砂岩夹灰色、灰黑色泥岩、煤层	
三叠系	延长组	T_3y^5	长 1			0～120	暗色泥岩、泥质粉砂岩、粉细砂岩不等厚互层，夹炭质泥岩及煤线	K_9
		T_3y^4	长 2	长 2_1	长 2_1^1	47～68	灰绿色块状细砂岩夹暗色泥岩	
					长 2_1^2			
					长 2_1^3			

分层					厚度/m	岩性简述	标志层
系	组	段	油层组				
				长 2_2	30～90	浅灰色细砂岩夹暗色泥岩	K_8
				长 2_3	55～80	灰、浅灰色细砂岩夹暗色泥岩	K_7
		T_3y^4	长 3		70～130	浅灰、灰褐色细砂岩夹暗色泥岩	K_6
		T_3y^3	长 4+5	长 $4+5_1$	长 $4+5_1^1$	40～55	浅灰色粉细砂岩与暗色泥岩互层	K_5
					长 $4+5_1^2$			
				长 $4+5_2$	长 $4+5_2^1$	40～70	浅灰色粉细砂岩与暗色泥岩互层	
					长 $4+5_2^2$			
			长 6	长 6_1		35～45	褐灰色块状细砂岩夹暗色泥岩	K_4
				长 6_2		35～45	浅灰色粉细砂岩夹暗色泥岩	K_3
				长 6_3		35～45	灰黑色泥岩、泥质粉砂岩、粉细砂岩互层夹薄层凝灰岩	K_2
			长 7			80～100	暗色泥岩、炭质泥岩、油页岩夹薄层粉细砂岩	K_1
		T_3y^2	长 8	长 8_1	长 8_1^1	40～45	暗色泥岩、砂质泥岩夹灰色粉细砂岩	
					长 8_1^2			
				长 8_2	长 8_2^1	35～45	暗色泥岩、砂质泥岩夹灰色粉细砂岩	
					长 8_2^2			
			长 9			90～120	暗色泥岩、页岩夹灰色粉细砂岩	
		T_3y^1	长 10			280～350	灰色厚层块状中细砂岩，粗砂岩，麻斑结构	

根据对油田完钻的探井、评价井、直井油藏埋深统计，该区侏罗系延 9 平均油层中部深度 1850m，延 10 平均油层中部深度 1920m；三叠系长 4+5 平均油层中部深度 2170m，长 6 平均油层中部深度 2240m，长 7 平均油层中部深度 2320m，长 8 平均油层中部深度 2380m。

根据钻探井、评价井及开发井综合统计，每个油藏油层厚度差别较大，一般 5.0m~15.0m。

3.3.2 油藏流体性质

3.3.2.1 原油性质

第三采油厂靖安油田南部油区内地层原油整体表现为低密度、低粘度等特点，根据建设单位提供的资料，开发区域原油性质见表 3.3.2-1。

表3.3.2-1 开发区域各层位原油性质

层系	密度（g/cm³）	粘度（mPa·s）	凝固点（℃）	气油比（m³/t）	流动性	是否含H_2S
长2	0.8121	3.980	70.0	20.5	较好	否
长4+5	0.8400	6.5	22.4	87.47	较好	否
长6	0.8385	7.6	22.0	85.41	较好	否
长7	0.8440	6.4	21.0	75.4	较好	否
长8	0.8490	8.4	22.0	50.7	较好	否
长9	0.8400	6.67	20.1	100.4	较好	否
侏罗系	0.8321	4.5	23.0	19.0	较好	否

3.3.2.2 岩心测试结果

2023 年 12 月 12 日，油田公司相关部门提供长 4+5、长 6、长 8 层岩心报告，根据岩心报告实验结论：岩心测试分析压裂后测渗透率具体见下表：

表3.3.2-2 岩心测试结果一览表

岩心编号	长度/cm	直径/cm	压裂前注入压力（气测）/Mpa	压裂前围压（气测）/MPa	压裂前气测渗透率/10^{-3}μm²	压裂后注入压力（液测）/Mpa	压裂后围压（液测）/Mpa	压裂后液测渗透率/μm²
长4+5	4.572	2.503	1.68	3.68	0.00077	0.054	2.5	4.010
长6	5.314	2.503	1.38	3.48	0.000479	0.068	2.5	3.404
长8	5.372	2.536	2.18	4.26	0.000570	0.036	2.5	3.160

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）文：“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。”

本项目区域岩层压裂后，储层空气渗透率均＞2μm²，因此，项目区域采出水回注均执行《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。

3.3.2.3 地层水物性

根据采油厂提供的采出水化验结果，第三采油厂 2025 年产建区域各层系采出水为 $CaCl_2$、$NaHCO_3$ 水型。本项目涉及的采油层位地层水性质见表 3.3.2-3。

表3.3.2-3 采出水物性表

层系	pH	总矿化度（g/L）	水型
长2	7.89	22.51	$NaHCO_3$
长4+5	7.00	83.66	$CaCl_2$
长6	7.38	38.2	$CaCl_2$

长7	7.25	49.07	$CaCl_2$
长8	7.54	39.48	$CaCl_2$
长9	7.48	35.40	$CaCl_2$
侏罗系	8.15	11.06	$NaHCO_3$

根据第三采油厂产建区域采出水化验结果，2025 年产能建设工程（靖安油田南部）侏罗系采出水为 $NaHCO_3$ 水型、三叠系为 $CaCl_2$ 水型。配伍性试验结果：

1）长 6 与长 7 不配伍，在长 6：长 7=1:1 时，结垢量为 300mg/L；

2）长 6 与长 8 不配伍，在长 6：长 8=1:1 时，结垢为 694mg/L；

3）长 7 与长 8 配伍，在长 7：长 8=4:6 以下时，结垢量在 100mg/L 以下；

4）侏罗系与长 8 配伍，在侏罗系：长 8=1:1 时，结垢为 80.8mg/L；

5）长 6 与长 4+5 配伍，长 2 与长 6 不配伍。

3.3.2.4 伴生气物性

根据初步设计资料，本项目涉及开发的层位原油伴生气 H_2S 和 CO 未检出，原油伴生气性质见表 3.3.2-4。

表3.3.2-4 原油伴生气性质表

层系		长2、长4+5	长6	长7	长8	长9	侏罗系
相对密度（mg/m^3）		0.996	1.072	0.996	1.06	0.97	0.99
组成	C_1	53.358	55.327	53.358	55.196	35.87	35.146
	C_2	16.625	11.907	16.625	13.17	14.13	11.544
	C_3	18.86	17.57	18.86	16.8	25.31	20.792
	iC_4	2.6991	7.099	2.84	2.61	3.71	7.288
	nC_4	5.713	2.956	5.68	5.79	8.66	10.041
	C_{5+}	2.1298	9.141	2.32	2.09	5.22	7.007
	H_2	0.11	0.05	0.11	0.05	0.03	-
	CO_2	0.108	0.24	0.12	0.10	0.10	-
	N_2	0.394	0.41	0.394	0.41	0.45	3.053
	H_2S	/	/	/	/	/	/
	CO	/	/	/	/	/	/
注：“/”表示无，“-”表示未收集到相关数据							

3.3.3 油田开采技术参数

针对开发油层天然能量不足，在地面条件允许的前提下采用超前注水开采工艺，注水井单井日配注量为 15~25m^3，最大注水压力 19.5MPa。本项目开发技术政策见表 3.3.3-1，采油井以定向井和水平井方式进行。根据建设单位提供资料，现有回注井的

回注能力按照不同层位、不同的注水压力确定，侏罗系一般注水能力为15~20m^3，三叠系注水能力为20~25m^3。

表3.3.3-1 开发技术政策一览表

层位	井型	注采井网	最大注水压力（MPa）
侏罗系	定向井	菱形反九点	18.0
长2、长4+5	定向井/水平井	菱形反九点	15.3
长6、长7、长8	定向井/水平井	菱形反九点	19.5
长9	定向井	菱形反九点	16

3.4 开发建设历程及环保手续履行情况

3.4.1 油区开发现状

本次滚动开发第三采油厂靖安油田南部的开发范围包含吴起作业区、新寨作业区、桐寨作业区、虎狼峁作业区、五里湾一区、五里湾二区共计六个采油作业区。截至2025年初第三采油厂本次评价产建区域在用采油井4199口、注水井1514口，净化原油设计产能规模166.48×10^{4}t/a。已形成以吴一联、吴二联、靖四联、靖五联、靖二联为中心枢纽的联合站5座、接转站24座，增压点130座，轻烃混烃站6座，配套建设集输管网，除个别偏远井场外，基本实现了油气密闭集输。2022年产建（志丹区域）、2023年产建、2024年产建项目正在建设。

3.4.2 环保手续履行情况

3.4.2.1 环境影响评价手续

本次开发的六个采油作业区域隶属靖安油田，靖安油田于1995年ZJ4井区以侏罗系延安组延9为目的层投入滚动开发，1997开始规模开发三叠系延长组长6油藏，逐步建成ZJ4、ZJ59、ZJ2、五里湾、新11、盘古梁、虎狼峁、白于山、塞247、吴420、吴433等区块。油田开发经历了五个阶段：侏罗系油藏滚动开发阶段、三叠系油藏先导开发实验阶段、三叠系油藏规模上产阶段、开发调整和小范围滚动扩边阶段、稳产及二次上产阶段。

本项目在现有作业区范围内加密滚动开发，第三采油厂靖安油田南部区域历年工程均按程序履行了环保手续。历年产建工程及与本项目相关的站场环保手续履行情况见3.4.2-1~3.4.2-2。

表3.4.2-1 现有工程开发区块环保手续履行情况

序号	项目名称	年度	环评执行情况	环保竣工验收	与本项目的关系
1	靖安油田 140 万吨/年产能建设项目	2002 年	陕环函〔2002〕108 号	陕环批复〔2008〕292 号	批复产能 140×10⁴t/a；批复油区范围包括虎狼峁作业区、五里湾一区、五里湾二区，
2	姬塬油田吴 420 区 95 万吨产建工程	2008 年	陕环批复〔2008〕79 号	陕环批复〔2016〕612 号/2022 年 5 月已开展二阶段自主验收	批复产能 95×10⁴t/a；批复油区范围包括吴起作业区
3	姬塬油田元 48 井区开发建设工程	2009 年	延市环函〔2009〕60 号	2016 年已开展竣工环境保护验收工作	批复产能 13.6×10⁴t/a；批复油区范围包括新寨作业区
4	盘古梁西区油田区域开发建设项目	2009 年	延市环函〔2009〕59 号	延市环函〔2016〕233 号/2022 年 6 月已开展二阶段自主验收	批复产能 70×10⁴t/a；批复油区范围包括桐寨作业区
5	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	2018 年	陕环函〔2018〕588 号	自主验收，2021.11.15	批复产能 30×10⁴t/a；批复油区范围包括五里湾一区、五里湾二区
6	长庆油田分公司第三采油厂志丹县境内 50 万吨产能建设工程	2021 年	延行审城环发〔2021〕133 号	2022 年 5 月已开展一阶段自主验收	批复产能 50×10⁴t/a；批复油区范围包括虎狼峁作业区、五里湾一区、五里湾二区
7	长庆油田分公司第三采油厂 2021 年管道隐患治理提升工程（延安区域）	2021 年	延行审城环发〔2021〕177 号	2024 年 6 月完成自主验收	本次依托集输系统
8	长庆油田分公司第三采油厂 2021 年产能建设工程（靖边区域）	2022 年	榆政审批生态发〔2022〕37 号	自主验收，2023.7.11	批复产能 8.4×10⁴t/a；批复油区范围包括五里湾一区、五里湾二区
9	第三采油厂 2022 年产能建设工程（吴起区域）	2022 年	延行审城环发〔2022〕161 号	2024 年 9 月完成自主验收	批复产能 1.0×10⁴t/a；批复油区范围包括吴起作业区、新寨作业区和桐寨作业区

序号	项目名称	年度	环评执行情况	环保竣工验收	与本项目的关系
10	长庆油田分公司第三采油厂2022年志丹区域产能建设工程	2022年	延行审城环发〔2022〕151号	正在验收	批复产能8.1×10⁴t/a；批复油区范围包括虎狼峁作业区
11	长庆油田分公司第三采油厂2022年产能建设工程（靖边区域）	2023年	榆政审批生态发〔2023〕6号	2025年9月完成自主验收	批复产能6.0×10⁴t/a；批复油区范围包括五里湾一区、五里湾二区
12	长庆油田分公司第三采油厂2023年产能建设工程（延安区域）环境影响报告书	2023年	延行审城环发〔2023〕143号	正在建设	批复产能15.6×10⁴t/a；批复油区范围包括虎狼峁作业区、吴起作业区、新寨作业区
13	长庆油田分公司第三采油厂2023年产能建设工程（榆林区域）	2024年	榆政环批复〔2024〕107号	正在建设	批复产能6.98×10⁴t/a；批复油区范围包括五里湾一区、五里湾二区
14	长庆油田分公司第三采油厂2024年产能建设工程（延安区域）环境影响报告书	2024年	延行审城环发〔2024〕181号	正在建设	批复产能13.3×10⁴t/a；批复油区范围包括虎狼峁作业区、吴起作业区、新寨作业区
15	长庆油田分公司第三采油厂2024年产能建设工程（榆林区域）	2025年	榆政环批复〔2025〕4号	正在建设	批复产能3.4×10⁴t/a；批复油区范围包括五里湾一区、五里湾二区
16	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）	2025年	陕环评批复〔2025〕14号	正在建设	批复产能4.8×10⁴t/a；批复油区范围包括五里湾一区、五里湾二区

表3.4.2-2 现有工程站场环保手续统计表

序号	项目名称	年度	环评执行情况	环保竣工验收	与本项目的关系
1	吴一联合站	2007年	2007年11月取得延安市环境保护局“同意”的审批意见	环验[2008]09号	/
2	吴二联合站	2007年	2008年1月取得延安市环境保护局“同意”的审批意见	环验[2009]12号	本次改造及依托站场
3	靖四联合站建设项目	2008年	2008年12月取得吴起县环境保护局的审批意见	环验[2009]14号	本次产建依托联合站
4	柳四接转站建设项目	2016年	志环审批意见2016.11.8	已验收	本次依托站场
5	柳二接转站建设项目	2016年	志环审批意见2016.11.8	已验收	
6	吴起措施返排液处理站项目环境影响报告书（旗10-341措施废液处理站）	2017年	吴环函[2017]15号	2018年4月完成自主验收	本次产建工程依托的措施作业废水处理站
7	柳133-1井组作业废水处理站建设项目现状环境影响评估报告	2017年	志环函[2017]25号	/	
8	第三采油厂桐寨作业废水处理站项目环境影响报告表	2019年	吴环批复[2019]66号	2020年11月完成自主验收	
9	新寨吴平468-9含油污泥临时储存点项目环境影响报告表	2019年	吴环批复[2019]47号	2020年7月完成自主验收	本次产建工程依托的污油泥暂存点
10	虎狼峁柳126-10含油污泥临时储存点项目环境影响报告表	2019年	志环函[2019]82号	2020年9月完成自主验收	
11	吴起涧100含油污泥临时储存点项目环境影响报告表	2020年	吴审服环函[2020]054号	2021年3月完成自主验收	
12	靖五联合站建设项目	2020年	志环函（2020）40号	2021年1月验收	本次依托站场
13	长庆油田分公司第三采油厂吴起区域伴生气综合利用项目	2021年	延行审城环发[2021]176号	2024年6月完成自主验收	本次依托集输系统
14	虎狼峁顺173措施返排液处理配套建设项目环境影响报告表	2022年	志审批城环函[2022]11号	2024年4月完成自主验收	本次产建工程依托的措施作业废水处理站

3.4.2.2 排污许可执行情况

根据《固定污染源排污许可分类管理名录》（2019 年版），各作业区加热炉属于“三、石油和天然气开采业 07，天然气开采 072，其他”，排污许可管理类别为登记管理。建设单位已在全国排污许可证管理信息平台登记，并取得登记回执，具体情况见表 3.4.2-2。

表3.4.2-3 现有工程排污许可手续履行情况

排污单位名称	管理类别	编号	有效期
长庆油田分公司第三采油厂吴起采油作业区	登记管理	91640100715048323701 6Y	2025-04-18至2030-04-17
长庆油田分公司第三采油厂新寨采油作业区	登记管理	91640100715048323701 4X	2025-07-10至2030-07-09
长庆油田分公司第三采油厂桐寨采油作业区	登记管理	91640100715048323701 5X	2025-04-18至2030-04-17
长庆油田分公司第三采油厂虎狼峁采油作业区	登记管理	91640100715048323701 2W	2025-04-18至2030-04-17
长庆油田分公司第三采油厂五里湾第一采油作业区	登记管理	91640100715048323700 7Z	2025-6-28 至 2030-06-27
长庆油田分公司第三采油厂五里湾第二采油作业区	登记管理	91640100715048323700 5X	2025-05-08 至 2030-05-07

长庆油田分公司第三采油厂目前严格按照排污许可要求进行生产操作，排污许可制度执行状况良好。

3.4.2.3 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（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）和延安市生态环境局备案（备案号：ya610625-2024-056-M）。

3.4.2.4 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。

3.5 现有工程建设内容

3.5.1 现有工程站点分布

根据第三采油厂作业区划分，本次产建现有工程主要涉及吴起县的吴起作业区、新寨作业区、桐寨作业区、志丹县的虎狼峁作业区以及五里湾区（包含一区、二区，跨靖边县和志丹县），各作业区矿权范围示意图见图 3.2-1，各作业区现有工程主要站点分布见图 3.5.1-1~3.5.1-5。

根据建设单位统计资料，本次产建现有工程设计产能规模达到 166.48×10^4t/a，涉及 6 个作业区，均为在现有井区范围内加密部署和扩边，新增产能 6.86 万吨/年。因此，本次评价现有工程指 6 个作业区内涉及的井场、站场、管线及环境保护措施和风险防范措施，重点分析现有工程存在的环境问题及本次产建工程的依托可行性。



图3.5.1-1 虎狼峁作业区现有工程站点分布图

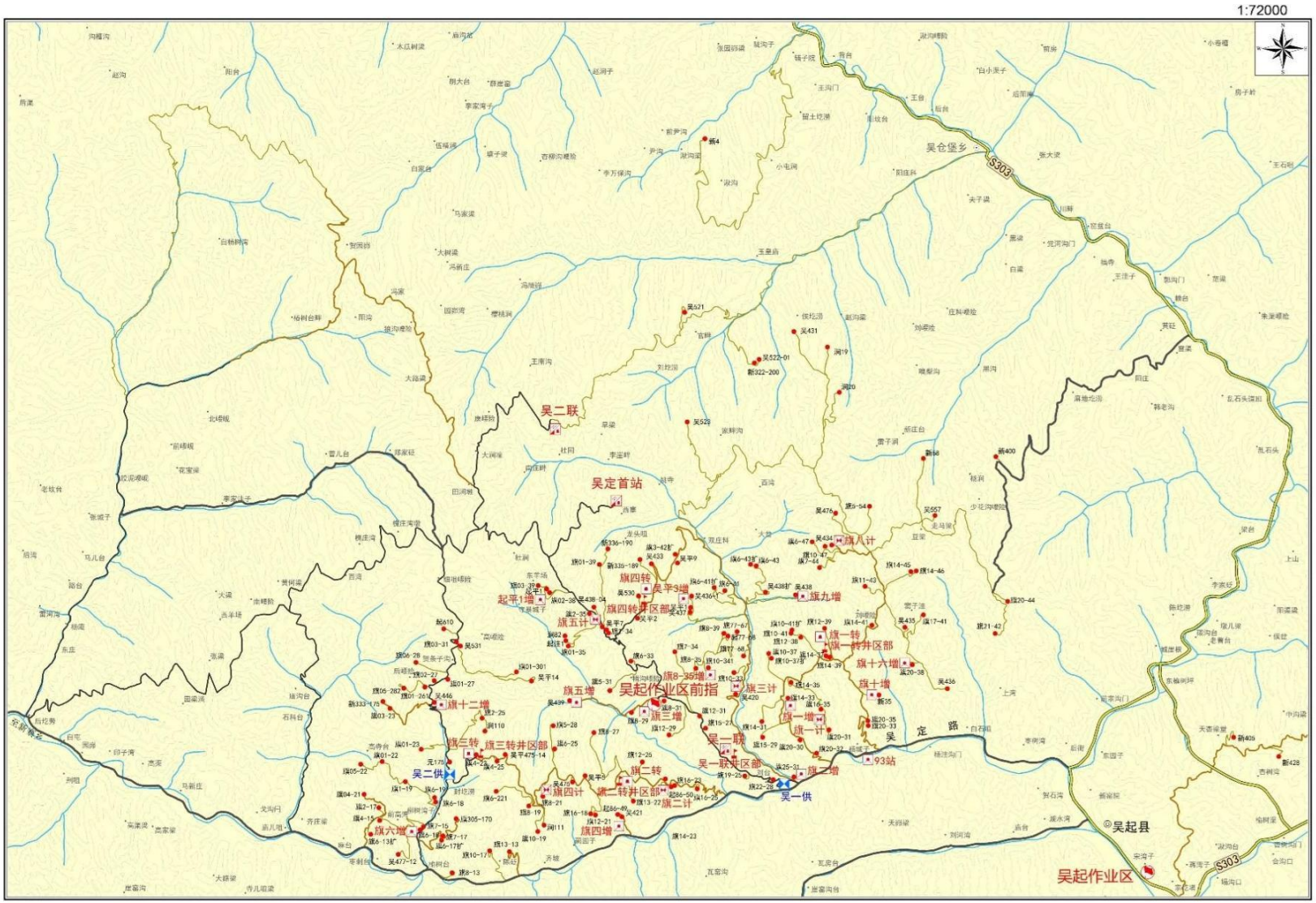


图3.5.1-2 吴起作业区现有工程站点分布图

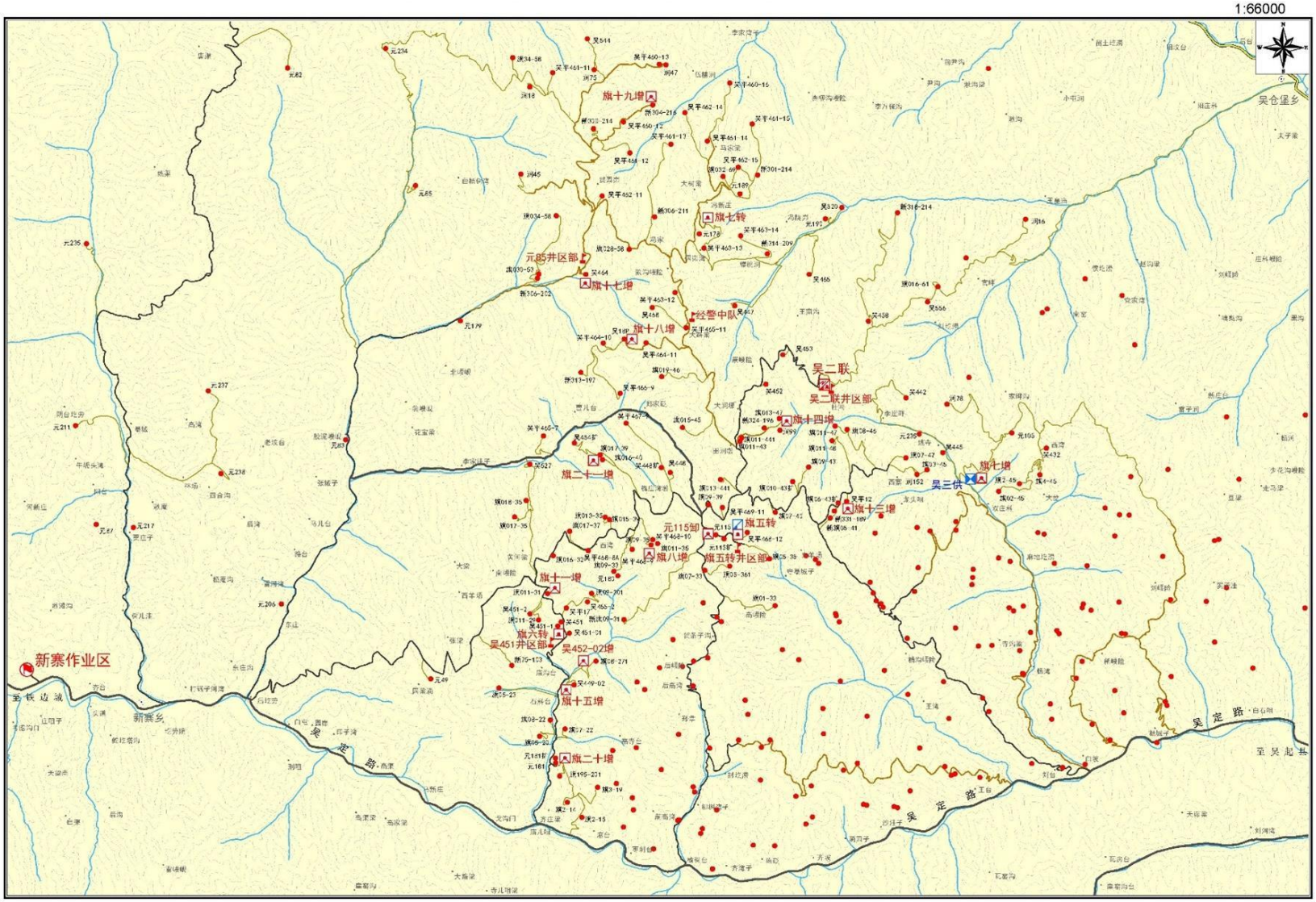


图3.5.1-3 新寨作业区现有工程站点分布图

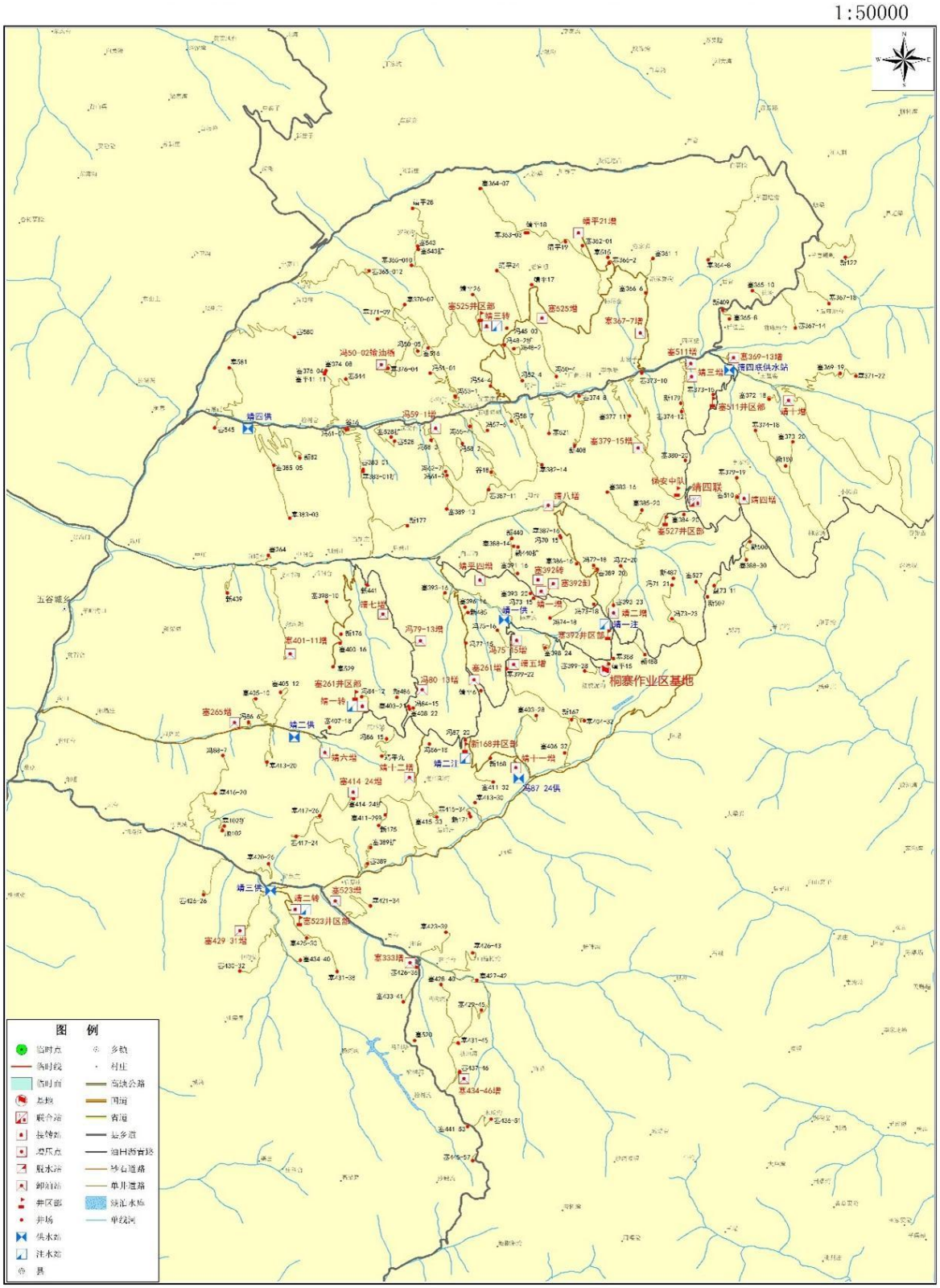


图3.5.1-4 桐寨作业区现有工程站点分布图



图3.5.1-5 五里湾作业区（一区、二区）现有工程站点分布图

`3.5.2 现有工程项目组成

据调查，本次产建工程涉及作业区内的现有井场 1182 座，其中采油井 4199 口，注水井 1514 口，现有井场环保手续齐全，运行良好，建设单位按照清洁文明井场验收标准进行维护与管理。

现有工程建设内容见表3.5.2-1。

表 3.5.2-1 现有工程组成一览表

项目组成	单项工程			吴起（新寨、吴起、桐寨作业区）	志丹（虎狼峁作业区）	靖边（五里湾作业一区、二区）
主体工程	站场工程	原油采输系统	联合站	3 座：吴一联、吴二联、靖四联	1 座：靖五联	1 座：靖二联
			接转站	9 座：靖一转、塞 392 站、旗一转、旗二转、旗三转、旗四转、旗五转、旗六转、旗七转	4 座：柳一转、柳二转、柳四转、柳八转	11 座：南一转、南二转、南三转、南四转、南五转、南六转、南七转、南八转、南九转、南十转、南十二转
			增压站	57 座：塞 265 增、靖 7 增、靖 6 增、冯 80-13 增、靖 12 增、塞 261 增、靖 5 增、靖 2 增、靖平 4 增、靖 4 增、靖 9 增、塞 365-8 增、靖平 21 增、塞 367-7 增、冯 59-1 增、靖 13 增、冯 50-02 撬、塞 361-1 撬、塞 529 撬、塞 414-24 撬、379-15 增、新 168、冯 75-15、塞 511 增、冯 71-21 增、塞 382-14 撬、旗一增、旗十增、旗十六增、旗二增、旗九增、旗四增、旗五计、旗五增、旗六增、旗十二增、顺平一增、吴平 3 增、旗三增、旗 8-35 增、旗 03-31 增、旗七增压站、旗八增压站、旗十一增压站、旗十三增压站、旗十四增压站、旗十五增压站、旗十七增压站、旗十八增压站、旗十九增压站、旗二十增压站、旗二十一增压站、吴 452-02 增压站、吴 544 输油点、谷 18 输油点、涧 190 输油点、靖 16 增	37 座：柳 2 增、柳 4 增、柳 2 计、柳 30 增、柳 8 增、柳 9 增、柳 10 增、柳 28 增、柳 29 增、柳 5 增、柳 6 增、柳 25 增、柳 27 增、柳 21 增、柳 31 增、柳 32 增、柳 12 增、柳 19 增、柳 135-4、柳 122-11、柳 23 增、顺 85-62、柳 26 增、柳 13 增、柳 15 增、柳 16 增、柳 18 增、柳 1 增、柳 33 增、柳 34 增、柳 35 增、柳 36 增、柳 136-06 拉油点、高 210 拉油点、顺 284 拉油点、高 346 拉油点、高 343 拉油点、柳 37 增（在建）、柳 38 增（在建）	36 座：南 1 增、南 2 增、南 5 增、南 6 增、南 7 增、顺 1 增、柳 66-40 增、柳 73-40 增、柳 79-401 增、柳 78-41 增、柳 75-34 增、柳 77-35 增、柳 78-28 增、柳 84-27 增、柳 85-36 增、柳 88-36 增、柳 89-27 增、柳 90-32 增、柳 92-30 增、柳 102-31 增、柳 104-262 增、顺 1 增、柳 77-50 增、柳 80-47 增、柳 85-41 增、柳 86-44 增、柳 89-42 增、柳 48-44 增、柳 78-52 增、柳 81-57 增、柳 80-52 增、柳 36-48 增、柳 85-54 增、顺 46-55 增、顺 45-58 增、柳 89-45 增
			轻烃、混烃站	4 座：王河混烃厂、姚寺混烃站、杨城子混烃站、吴一联轻烃厂	2 座：庙庄混烃站、靖二联轻烃厂	/
			卸油台	4 座：塞 384-20 卸油台，塞 392 卸油台、旗三增卸油台、元 115 卸油台	1 座：柳三增卸油台	3 座：2#转油点、3 号转油点、4#转油点

项目组成	单项工程			吴起（新寨、吴起、桐寨作业区）	志丹（虎狼峁作业区）	靖边（五里湾作业一区、二区）
			采油井场	495 座：采油井 1975 口、注水井 689 口	347 座：采油井 1271 口、注水井 473 口	354 座：采油井 953 口、注水井 352 口
		回注水系统	供水站	9 座：吴一供、吴二供、吴三供、靖一供、靖二供、靖三供、靖四供、冯 87-24 供、靖四联供水站	3 座：柳二注水站、柳三注水站、柳四注水站	2 座：周河供水站、南五供
			注水站	4 座：靖一注，靖二注，靖三转注水站、吴一联合站	3 座：柳二注水站、柳三注水站、柳四注水站	5 座：南一注、南二注、南三注、南五注、南六注
			采出水处理站	4 座：吴一联、吴二联、靖四联、旗六转（在建）	1 座：靖五联	5 座：靖二联、南十二转、柳 103-252 脱、新 11 脱、柳 72-33 脱
	线性工程	集输管道	输油管线	总长 729.53km	总长 593.79km	总长 778.27km
			注水管道	总长 520.81km	总长 370.34km	总长 564.63km
			气管道	总长 513.7km	总长 262.65km	总长 312.50km
		油区道路		总长 96.65km，其中砂石道路 69.15km，沥青道路 27.5km	总长 165.315km，其中砂石路 114.85km、沥青路 50.465km。	总长 286km，其中砂石路 107km、沥青路 179km。
辅助工程	作业区生活基地			各作业区均设置作业区办公生活基地	各作业区均设置作业区办公生活基地	各作业区均设置作业区办公生活基地
	生产保障点			各作业单元按照需求设置井区部、生产保障点，用于井区内人员倒班及物料贮存。设作业区办公基地 4 处、井区部保障点 11 处。	各作业单元按照需求设置井区部、生产保障点，用于井区内人员倒班及物料贮存。设作业区办公基地 1 处、井区部保障点 5 处。	各作业单元按照需求设置井区部、生产保障点，用于井区内人员倒班及物料贮存。设作业区办公基地 3 处、井区部保障点 15 处
公用工程	供水			作业区自建供水管网，水源来自自建水源井	作业区自建供水管网，水源来自自建水源井	作业区自建供水管网，水源来自自建水源井
	供热			生活、生产采用加热炉燃烧伴生气和干气供热，干气由混烃站供应	生活、生产采用加热炉燃烧伴生气和干气供热，干气由混烃站供应。	生活、生产采用加热炉燃烧伴生气和干气供热，干气由轻烃厂供应。
	供电			作业区自建供电网及变配电站	作业区自建供电网及变配电站	作业区自建供电网及变配电站

项目组成	单项工程	吴起（新寨、吴起、桐寨作业区）	志丹（虎狼峁作业区）	靖边（五里湾作业一区、二区）
环保工程	废气	集输采取密闭流程；加热炉均燃用伴生气或干气；剩余的伴生气由混烃厂、轻烃厂回收	集输采取密闭流程；加热炉均燃用伴生气或干气；剩余的伴生气由混烃厂、轻烃厂回收	集输采取密闭流程；加热炉均燃用伴生气或干气；剩余的伴生气由轻烃厂回收
	废水	采出水经吴一联合站、吴二联合站、靖四联合站采出水处理系统处理达标后同层回注；措施返排液经桐寨作业废水处理站、旗 10-341 措施废液处理站处理达标后回注；各生活基地生活污水经一体化污水处理装置处理后用于站内绿化	采出水经靖五联合站采出水处理系统处理达标后同层回注；措施返排液经顺 173 措施返排液处理站、柳 133-1 作业废水处理站处理达标后回注；各生活基地生活污水经一体化污水处理装置处理后用于站内绿化	采出水经靖二联、南十二转、柳 103-252 脱、新 11 脱、柳 72-33 脱采出水处理系统处理达标后同层回注；措施返排液经柳 92-33 井组措施返排液处理站、柳 16-35 井组措施返排液处理站处理达标后回注；各生活基地生活污水经一体化污水处理装置处理后用于站内绿化
	噪声	站场内外输泵、加热炉等优化布置，进行基础减振、柔性连接等降噪措施。	站场内外输泵、加热炉等优化布置，进行基础减振、柔性连接等降噪措施。	站场内外输泵、加热炉等优化布置，进行基础减振、柔性连接等降噪措施。
	固废	含油污泥等危险废物暂存至涧 100、吴平 468-9、冯 87-20 含油污泥暂存点，定期交由有资质单位外运处置。	含油污泥等危险废物暂存至柳 126-10 含油污泥暂存点，定期交由有资质单位外运处置。	含油污泥等危险废物暂存至柳 84-32、柳 77-50 含油污泥暂存点，定期交由有资质单位外运处置

3.5.3 现有工程总体布局与占地

1、总体布局

现有工程设联合站（集中处理站）5座、接转23座、增压点（撬）126座，原油集输基本采用管输，偏远井场采取汽车拉运。虎狼峁作业区的原油处理后经靖五联外输至靖二联，后经靖二联外输至靖咸首站；五里湾作业区的原油处理后经靖二联外输至靖咸首站；吴起作业区和新寨作业区的原油处理后经吴一联外输至铁西首站；桐寨作业区原油处理后由靖四联外输至靖三联，进入靖安首站。现有工程集输关系见表3.5.3-1和图3.5.3-1~6。

表3.5.3-1 现有油气集输关系

序区	号域	现有站场			原油集输关系
		联合站	接转站	增压装置	
1	虎狼峁作业区	靖五联	柳一转、柳二转、柳四转、柳八转	柳2增、柳4增、柳2计、柳30增、柳8增、柳9增、柳10增、柳28增、柳29增、柳5增、柳6增、柳25增、柳27增、柳21增、柳31增、柳32增、柳12增、柳19增、柳135-4、柳122-11、柳23增、顺85-62、柳26增、柳13增、柳15增、柳16增、柳18增、柳1增、柳33增、柳34增、柳35增、柳36增、柳136-06拉油点、高210拉油点、顺284拉油点、高346拉油点、高343拉油点、柳37增（在建）、柳38增（在建）	①以靖五联为中心站场的集输系统； ②井场原油通过增压点-接转站-靖五联，净化油集中至靖五联，后经靖二联输往靖咸首站。
2	五里湾作业区	靖二联	南一转、南二转、南三转、南四转、南五转、南六转、南七转、南八转、南九转、南十转、南十二转	南1增、南2增、南5增、南6增、南7增、顺1增、柳66-40增、柳73-40增、柳79-401增、柳78-41增、柳75-34增、柳77-35增、柳78-28增、柳84-27增、柳85-36增、柳88-36增、柳89-27增、柳90-32增、柳92-30增、柳102-31增、柳104-262增、顺1增、柳77-50增、柳80-47增、柳85-41增、柳86-44增、柳89-42增、柳48-44增、柳78-52增、柳81-57增、柳80-52增、柳36-48增、柳85-54增、顺46-55增、顺45-58增、柳89-45增	①以靖二联为中心站场的集输系统； ②井场原油通过增压点-接转站-靖二联，后经靖二联输往靖咸首站。

3	吴起作业区	吴一联	旗一转、旗二转、旗三转、旗四转	旗一增、旗十增、旗十六增、旗二增、旗九增、旗四增、旗五增、旗六增、旗十二增、起平一增、吴平3增、旗三增、旗8-35增、旗03-31增、涧190输油点	①以吴一联为中心站场的集输系统； ②井场原油通过增压点-接转站-吴一联，净化油经集中至吴一联，最终输往铁西首站。
4	新寨作业区	吴二联	旗五转、旗六转、旗七转	旗七增压站、旗八增压站、旗十一增压站、旗十三增压站、旗十四增压站、旗十五增压站、旗十七增压站、旗十八增压站、旗十九增压站、旗二十增压站、旗二十一增压站、吴452-02增压站、吴544输油点	①以吴二联为中心站场的集输系统； ②井场原油通过增压点-接转站-吴二联，净化油经吴二联集中至吴一联。
5	桐寨作业区	靖四联	靖一转、塞392站	塞265增、靖7增、靖6增、冯80-13增、 靖12增、塞261增、靖5增、靖2增、靖 平4增、靖4增、靖9增、塞365-8增、靖 平21增、塞367-7增、冯59-1增、靖13增、冯50-02撬、塞361-1撬、塞529撬、塞414-24撬、379-15增、新168、冯75-15、塞511增、冯71-21增、塞382-14撬、谷18输油点、靖16增（在建）	①以靖四联为中心站场的集输系统； ②井场原油通过增压点-接转站-靖四联，净化油集中至靖四联，后经靖三联中转

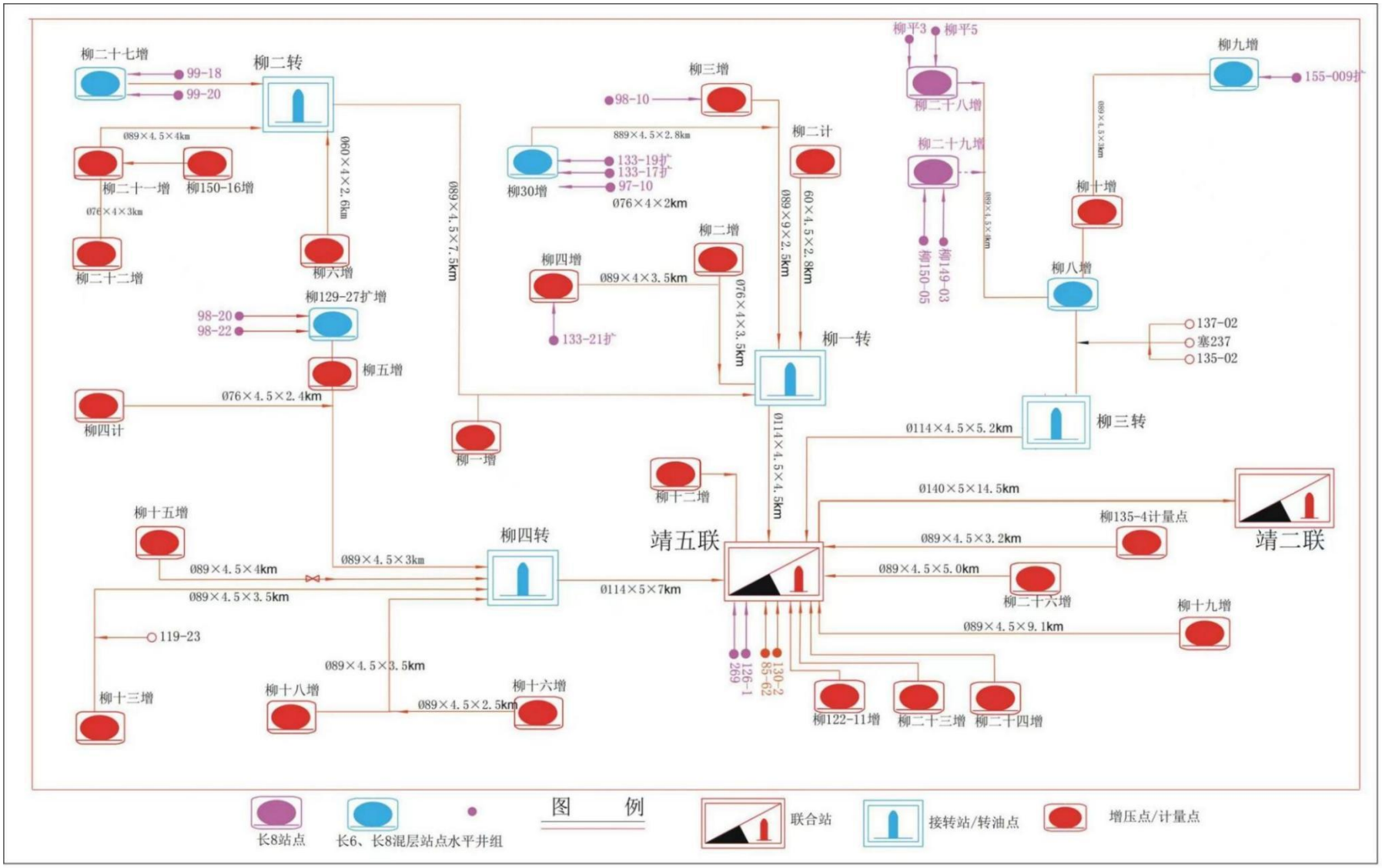


图 3.5.3-1 虎狼峁作业区现有工程集输路线图

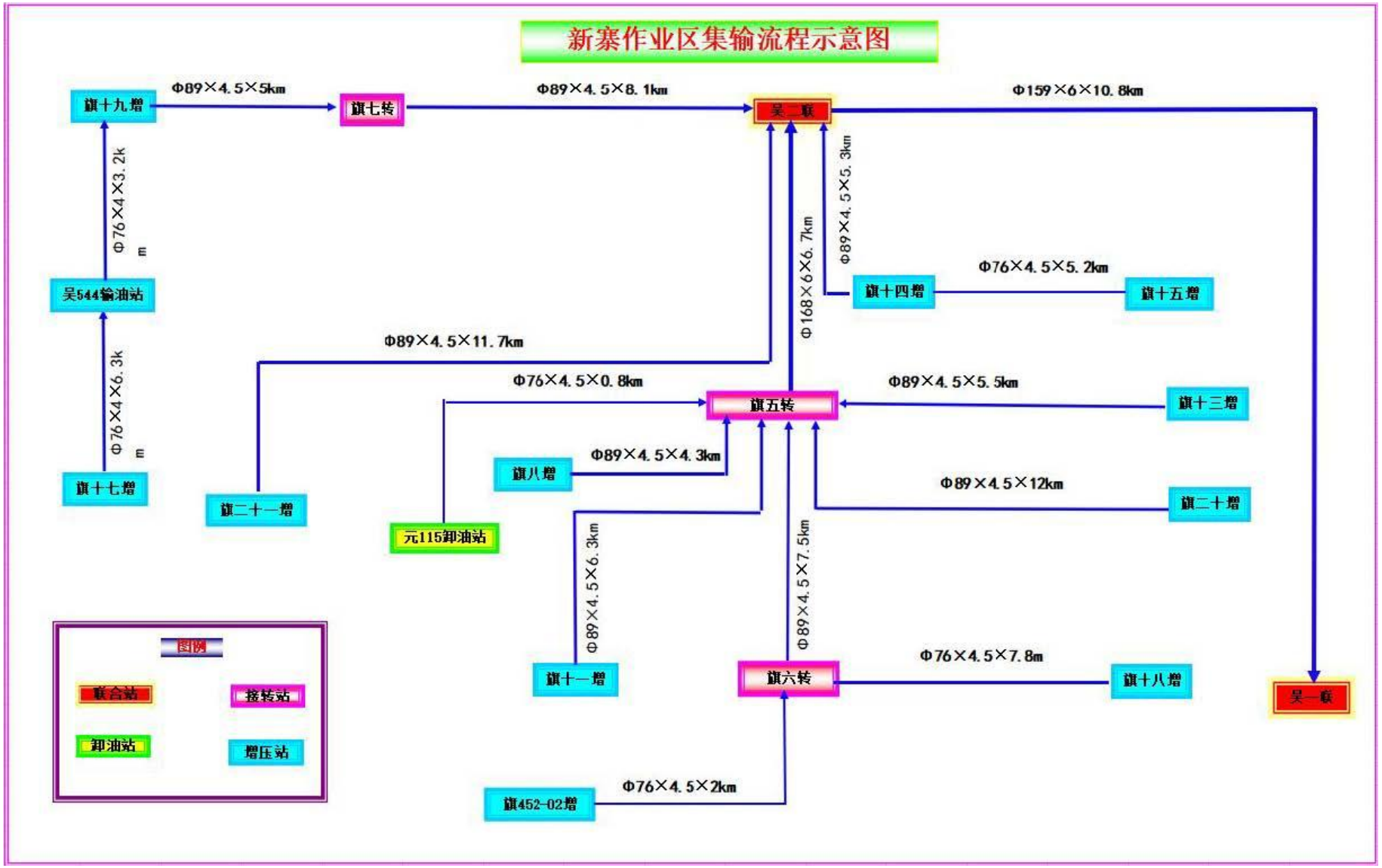


图 3.5.3-2 新寨作业区现有工程集输路线图

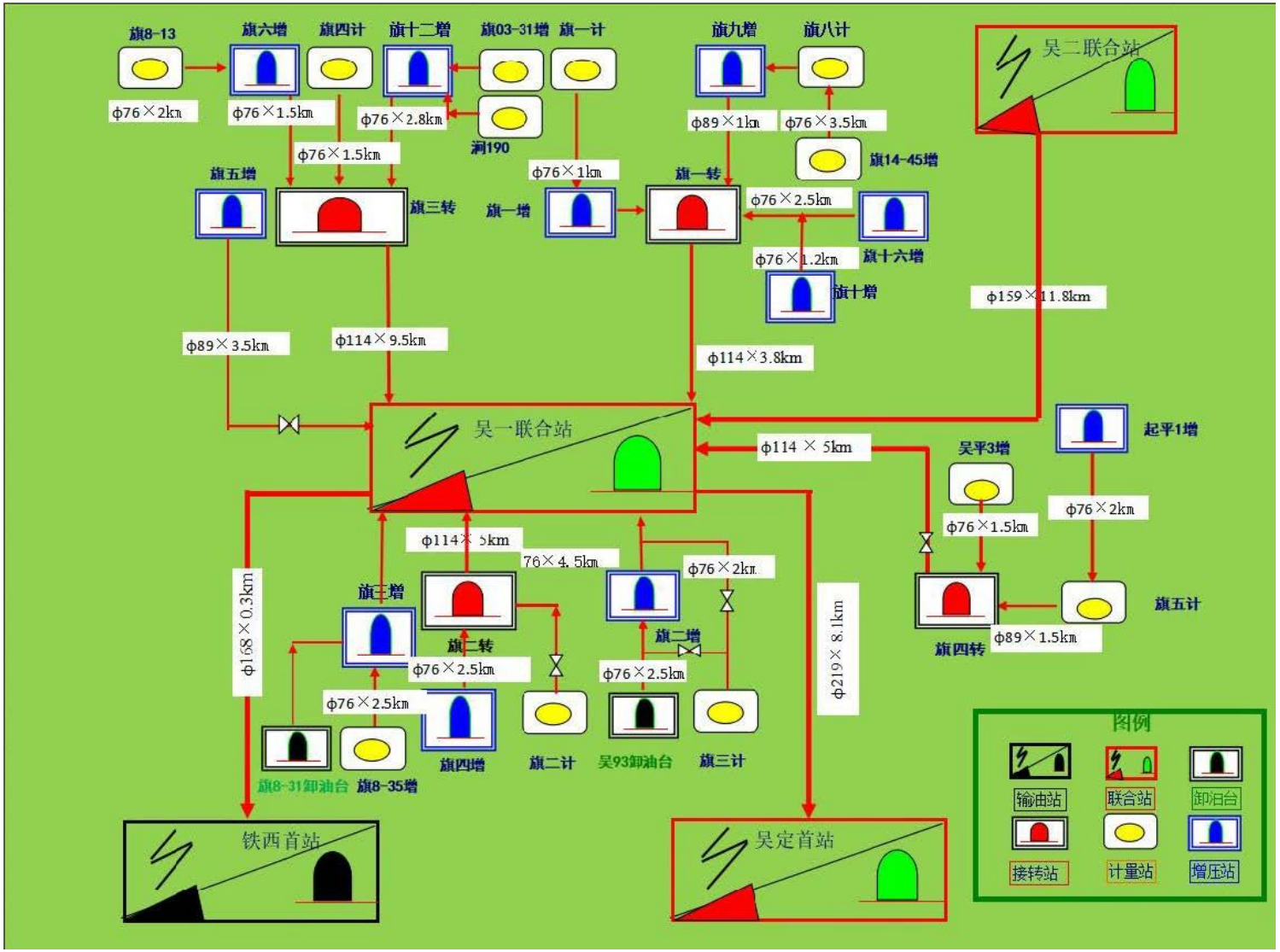


图 3.5.3-3 吴起作业区现有工程集输路线图

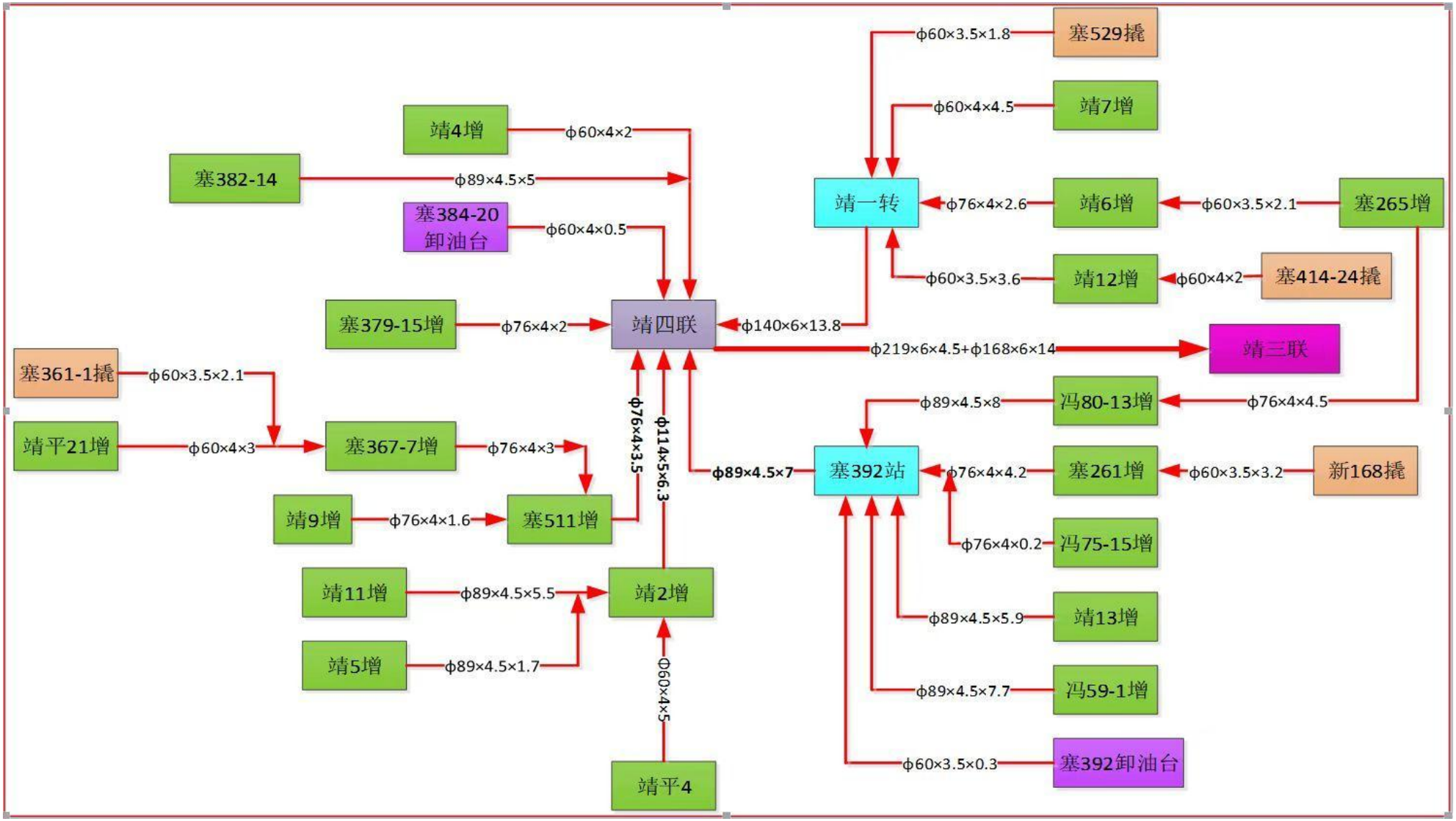


图 3.5.3-4 桐寨作业区现有工程集输路线图

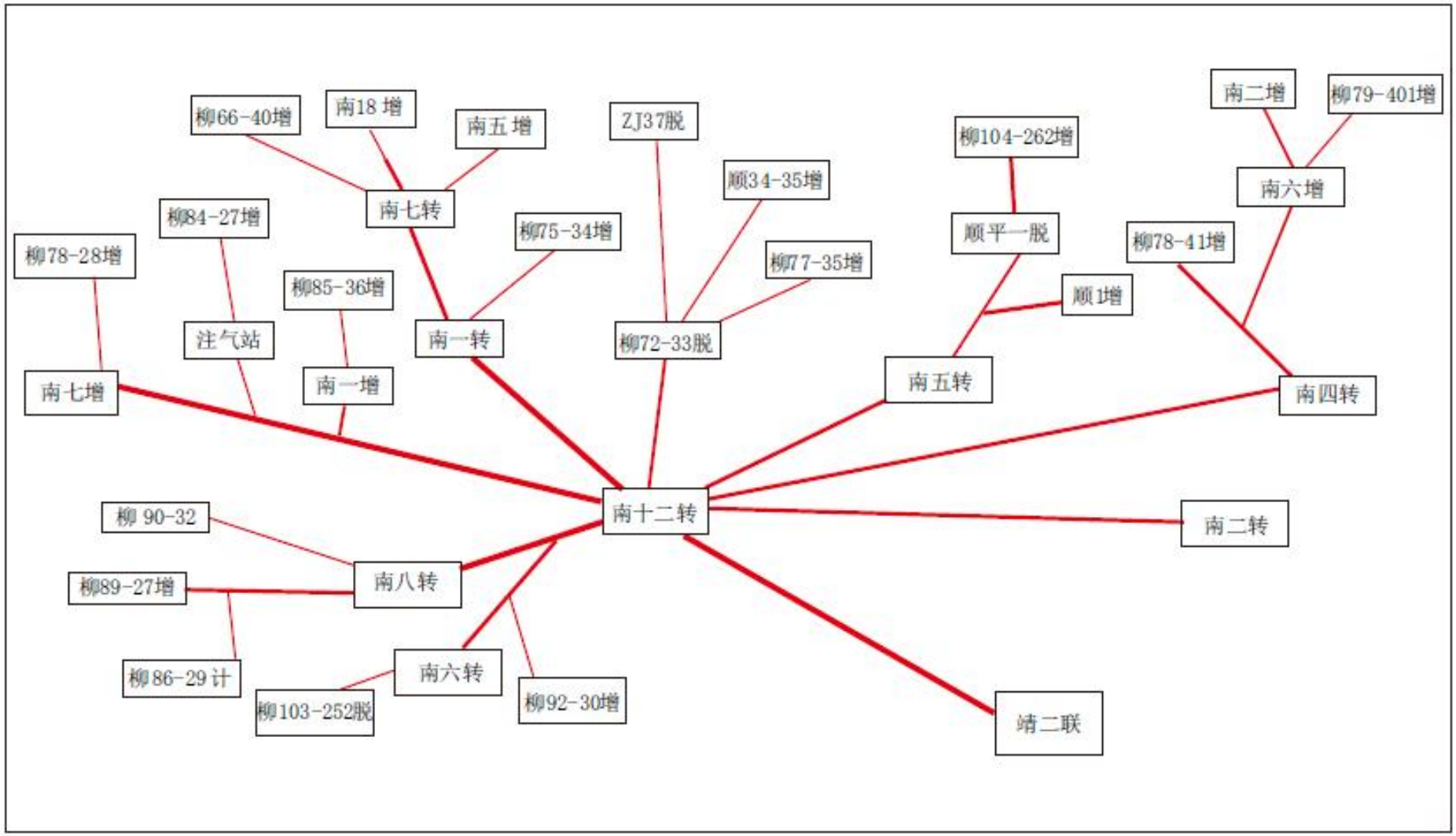


图3.5.3-5 五里湾第一作业区现有工程集输路线图

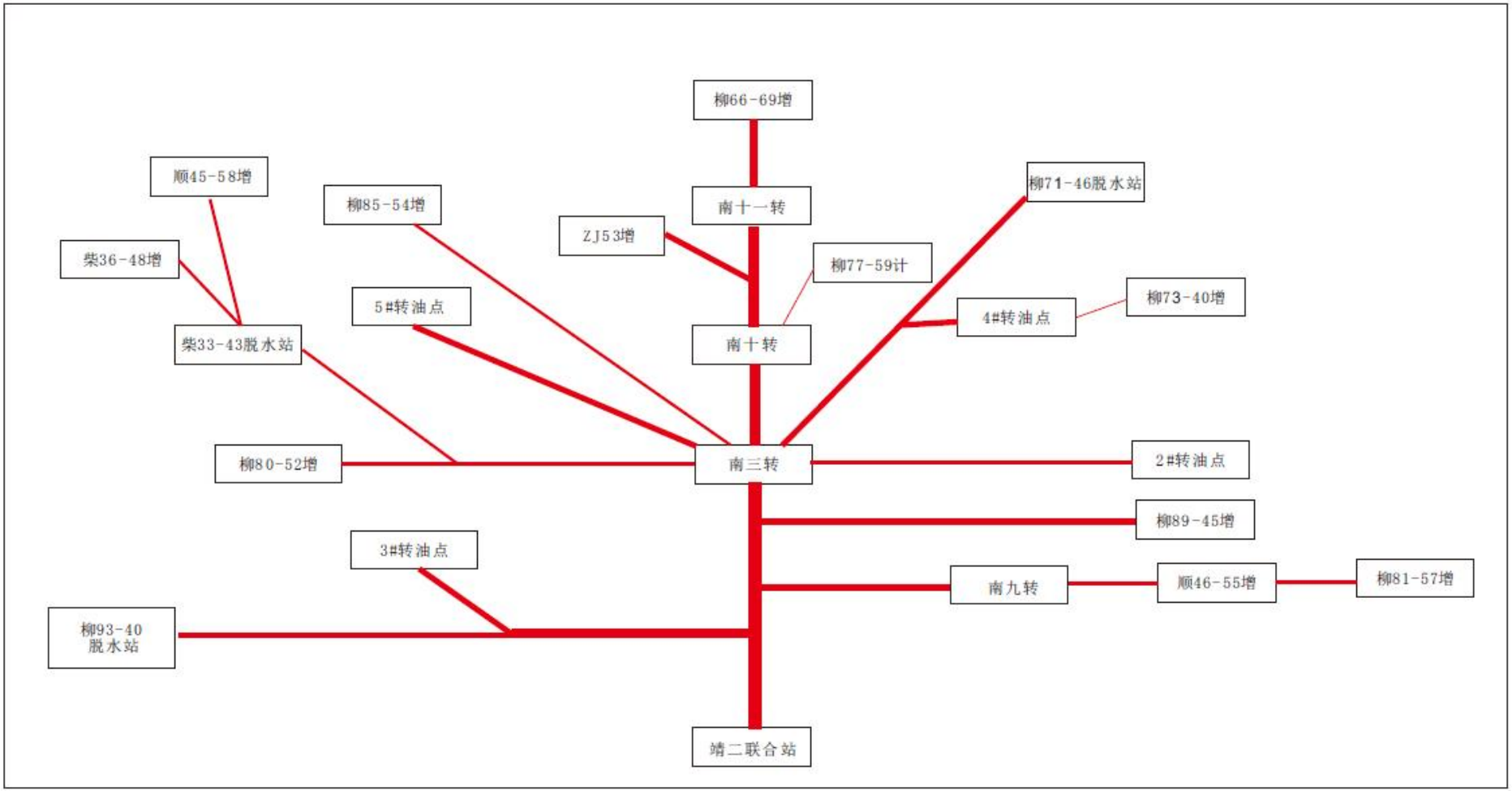


图3.5.3-6 五里湾第二作业区现有工程集输路线图

2、工程占地

工程占地主要为已建的站场、井场、道路等，占地情况见表 3.5.3-2。

表 3.5.3-2 现有工程占地情况

序号	项目		数量	永久占地（hm^2）	备注
1	井场（座）		1182	472.8	按平均0.4hm^2/座计
2	联合站（座）		5	15.5	/
3	轻烃、混烃厂（座）		6	6	按平均1.0hm^2/座计
4	接转站（座）		24	19.2	按平均0.8hm^2/座计
5	输油点、拉油点（座）		8	0	输油站均在现有井场内建设，不再单独计算占地面积
6	增压站（撬）（座）		130	26.0	按平均0.2hm^2/个计（采油三厂现有增压站多依托井场建设，增压站建设新增占地不大，一般新增地0.2hm^2）
7	供水站（座）		14	5.2	按平均0.4hm^2/个计（1个供水站中靖四联供水站在联合站内，不单独计算面积，因此此处计算面积的供水站数量为13）
8	注水站（座）		12	2.4	按平均0.4hm^2/个计（12个注水站中有3个与供水站合建、1个与联合站合建、2个与转接站合建，因此此处计算面积的注水站为6）
9	卸油台（座）		8	1.6	按平均0.2hm^2/座计
10	生产保障点（座）		39	19.5	按平均0.5hm^2/个计
11	道路	沥青道路（km）	257	167.05	路基宽度按6.5m计
12		砂石道路（km）	291	130.95	路基宽度按4.5m计
总计				866.20	/

3.6 现有工程环境影响及污染物达标分析

3.6.1 废气

3.6.1.1 加热装置烟气

加热炉燃用伴生气或净化后的干气，排放烟气中主要污染物为颗粒物、SO_2与NOx，经不低于 8m 的排气筒排放。

根据第三采油厂提供资料及现场调查，现有工程在联合站、接转站、增压点、生产保障点均设有加热炉。根据统计，现有工程站场加热炉总功率约为 109.38MW，燃气加热炉燃用伴生气或净化后的干气约为 11719 m^3/h，锅炉同步运行时废气量约 120703 m^3/h，锅炉运行时间以 5760h/a 计，则年产生废气量 69525×10^4 m^3/a。

本次评价收集了现有站场的加热炉废气自行监测报告，监测数据符合《锅炉大气污染物排放标准》（DB61/1226-2018）新建燃气锅炉标准（其他燃气）限值，本次评价取各污染物折算浓度均值作为现有加热炉排放源强计算依据，各污染物排放浓度统计见表 3.6.1-1。

表 3.6.1-1 现有工程燃气加热炉烟气中污染物排放浓度统计

序号	加热炉所在站场	加热炉功率	污染物排放浓度(mg/m³)				备注
			林格曼黑度	颗粒物	SO_2	NOx	
1	靖五联	1600kW	＜1	2.4	ND	46	2024.10
2	柳23增	300kW	<1	1.5	ND	48	2024.10
3	柳8增	350kW	<1	7.6	31	93	2024.11
4	柳一转	1000kW	<1	2.1	ND	58	2024.10
		1000kW	<1	6.8	5	44	2024.11
5	顺85-62增	120kW	<1	3.4	ND	34	2024.11
6	柳29增	300kW	<1	1.9	ND	64	2024.11
7	靖四联	2000kW	<1	2.3	ND	17	2024.10
		2000kW	<1	4.1	ND	17	2024.10
		2000kW	<1	4.9	ND	28	2024.10
8	吴二联	2000kW	<1	1.4	ND	80	2023.7
		2000kW	<1	1.4	ND	49	2023.7
		2000kW	<1	3.2	ND	30	2023.7
9	冯84-12井	270kW	<1	8.4	45	53	2023.10
10	新168井	180kW	<1	8.9	ND	63	2023.11
11	靖一转	600kW	<1	2.1	ND	80	2023.10
均值			<1	3.9	5.06	50.25	/
《锅炉大气污染物排放标准》（DB61/1226-2018）新建燃气锅炉标准（其他燃气）				10	50	150	

现有工程加热炉烟气污染物产排情况统计见表 3.6.1-2。

表 3.6.1-2 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/m³)	产生量 (t/a)	废气量 ($10^4m^3/a$)		排放浓度 (mg/m³)	排放量 (t/a)	达标情况
燃气加热炉	颗粒物	3.9	2.71	69525	设备安装有低氮燃烧器，燃用伴	3.9	2.71	达标
	SO_2	5.06	3.52			5.06	3.52	

	NO_X	50.25	34.94		生气或干气，排气筒高度≥8m	50.25	34.94	

注：基准烟气量按照 10.3Nm^3/m^3 天然气计算。

3.6.1.2 无组织排放烃类气体

本次涉及的区块除个别偏远井场拉油外，其余原油基本采用管输，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。

由于井区滚动开发特性，现有部分井场暂时未归入集输系统中，采取单井拉油方式，在油气集输处理过程中，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：

$$G=M\times\lambda\times\eta\times\alpha\times\rho\times\delta\times10^{-3}$$

其中：G——总烃产生量，t/a；

M——原油产生量，10^4t/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 69.5m^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%。本次评价认为油气集输过程中单井、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，现有工程管输率 93.0%，拉油量约占总产能规模的 7.0%，则估算现有工程总烃无组织排放量为 152.23 t/a，其中非甲烷总烃（总烃中 48%）排放量为 73.07 t/a。

根据现有集输站场无组织排放烃类气体监测（主要为验收监测、自行监测），收集数据主要来自 2022、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），即边界非甲烷总烃浓度≤4.0mg/m^3 的要求。

表3.6.1-3 站场非甲烷总烃厂界无组织监测结果统计表

监测站场	监测点位	监测结果（mg/m³）	评价标准（mg/m³）
塞 417-26 拉油点	上风向	0.72~0.84	4
	下风向 1#	0.98~1.15	
	下风向 2#	1.03~1.14	
	下风向 3#	0.98~1.08	
吴二联	上风向	1.12~1.24	4
	下风向 1#	1.30~1.64	
	下风向 2#	1.32~1.57	
	下风向 3#	1.41~1.59	
新柳 8 增	上风向	0.81~0.87	4
	下风向 1#	1.04~1.23	
	下风向 2#	1.02~1.23	
	下风向 3#	1.01~1.15	
柳 119-18 扩	上风向	0.75~0.92	4
	下风向 1#	0.94~1.18	
	下风向 2#	0.97~1.16	
	下风向 3#	0.93~1.17	
柳 18 增	上风向	0.57~0.90	4
	下风向 1#	0.92~1.15	
	下风向 2#	0.96~1.14	
	下风向 3#	0.92~1.14	
靖五联	上风向	0.50~0.67	4
	下风向 1#	0.76~0.93	
	下风向 2#	0.74~1.04	
	下风向 3#	0.82~1.09	
靖二联轻烃厂	上风向	0.25~0.27	4
	下风向 1#	0.49~0.51	
	下风向 2#	0.49~0.52	
	下风向 3#	0.48~0.51	
靖四联	上风向	0.98~1.11	4
	下风向 1#	1.17~1.29	
	下风向 2#	1.16~1.31	
	下风向 3#	1.21~1.32	

现有工程废气污染物产排情况统计见表 3.6.1-4。

表3.6.1-4 现有工程主要废气污染物产排情况

污染源	排放形式	污染物	产生情况			治理措施	排放情况		
			产生浓度 (mg/m³)	产生量 (t/a)	废气量 ($10^4m^3/a$)		排放浓度 (mg/m³)	排放量 (t/a)	达标情况
燃气加	有组	颗粒物	3.9	2.71	69525	设备安装有低	3.9	2.71	达标

热炉	织	SO_2	5.06	3.52		氮燃烧器，燃用伴生气或干气，排气筒高度≥8m	5.06	3.52	
		NO_X	50.25	34.94			50.25	34.94	
油气集输、处理	无组织	非甲烷总烃	/	73.07	/	密闭集输，少量井场采取汽车拉运	/	73.07	达标

3.6.2 废水

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。

3.6.2.1 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，本项目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，本次评价收集了现有站点的最新例行监测数据，采出水原水水质监测结果见表 3.6.2-1。

表3.6.2-1 采出水水质监测结果　　单位：mg/L

站场	监测时间	处理前		处理后	
		石油类	悬浮物	石油类	悬浮物
吴一联	2024.12	26.9	194	9.79	19
靖五联	2024.12	14.2	108	1.23	12
吴二联	2024.11	20.3	56	2.55	22
柳 19 增	2024.12	1.21	29	0.618	13
塞 392 接转注水站	2024.12	25.3	53	14.6	32
旗六转	2024.12	31.3	77	3.04	23
顺平一	2024.12	33.3	52	24.7	34
平均值		21.79	81.29	8.08	22.14
回注水标准		/	/	100	35
达标情况		/	/	达标	达标

根据各区块现有工程统计资料，现有工程采出水产生量约 $189.99\times10^4m^3/a$，采出水均由采出水处理装置处理后回注油层。根据采出水处理设施现状监测报告，监测结果见表 3.6.2-1，现有项目污染物产排情况见表 3.6.2-2。根据监测结果，主要回注指标石油类、悬浮物均可满足《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，达标回注油层。

表3.6.2-2　现有工程采出水中污染物产排情况

废水量（×10⁴m³/a）	污染物	处理前浓度（mg/L）	处理后浓度（mg/L）	污染物产生量(t/a)	治理措施及排放去向	污染物排放量(t/a)
189.99	石油类	21.79	8.08	41.40	由采出水处理设施处理，回注油层	0
	悬浮物	81.29	22.14	154.44		0

3.6.2.2 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。

（1）修井废水

修井废水是指在油田运行期采油井修井作业反排产生的含油废水，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 5～10m³（用水量为 10m³，废水量平均为 8m³）。现有工程有采油井/注水井 5713 口，已开发工程正常生产时每年产生修井废水 45704 m³，修井废水全部进入罐车运至措施作业废水处理站处理达标后回注油层。

（2）洗井废水

油井长时间运行后，抽油杆易于结蜡，需热水清洗，洗井废水中主要含油石油类、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 20～30m³（用水量为 30m³，废水量平均为 25m³），以每口井每年洗井 1 次计，第三采油厂延安区域现有采油井/注水井 5713 口，已开发工程每年产生洗井废水 142825 m³，废水中主要污染物及浓度与修井废水基本相同。洗井废水全部通过罐车运至措施作业废水处理站处理达标后再回注井下。

本次评价调查了顺 173 作业废水处理站的措施作业废水处理设施运行情况进行了监测，经过统计，作业废水水质监测结果见表 3.6.2-3。根据监测结果，现有作业废水处理站出水满足现行《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。

表3.6.2-3 作业废水水质监测结果　　单位：mg/L

站场	监测时间	处理前		处理后	
		石油类	悬浮物	石油类	悬浮物
顺 173 作业废水处理站	2024.11	185	655	3.6	12
	2024.12	182	643	1.1	8
平均值		183.5	649	2.35	10
回注水标准		/	/	100	35

达标情况	/	/	达标	达标

现有工程作业废水中污染物产排统计见表 3.6.2-4。

表3.6.2-4 现有工程井下作业废水中污染物产排情况

废水量（×10⁴m³/a）	污染物	处理前浓度（mg/L）	处理后浓度（mg/L）	污染物产生量(t/a)	治理措施及排放去向	污染物排放量(t/a)
18.85	石油类	183.5	2.35	34.59	全部经罐车就近运至作业废水处理站处理达标后回注油层	0
	悬浮物	649	10	122.33		0

3.6.2.3 生活污水

现有工程劳动定员约 1700 人，根据《行业用水定额》（DB61/T943-2020），生活用水按每人每天 65L 计，排污系数取 0.8，则用水量约 110.5m³/d（36465m³/a），废水量为 29172m³/a，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。根据调查各保障点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。生活污水中污染物产排情况见表 3.6.2-5。

表3.6.2-5 生活污水中污染物产排情况

类型	废水量（m³/a）	污染物	产生浓度（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）
井场站场保障点等	29172	COD	350	120	10.21	洒水或绿化	0
		BOD_5	200	9.1	5.83		0
		SS	100	25	2.92		0
		氨氮	20	4.3	0.58		0

3.6.3 噪声

现有工程的噪声源主要分为采油作业噪声源和站场噪声源两类。各主要噪声源源强见表 3.6.3-1。

表3.6.3-1 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
采油井场	抽油机	1～9 台	65	低频声源	室外布置
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
油田道路	运输车辆	1 辆	80	流动声源	室外布置

本次评价过程中对现有的部分站场的噪声进行了监测，监测结果见表 3.6.3-2。

表3.6.3-2 各站场监测噪声结果表　　单位:dB(A)

站场		监测结果			
		第一天		第二天	
		昼间	夜间	昼间	夜间
靖四联（2025.4.8~2025.4.9）	东厂界	44	46	39	40
	南厂界	44	41	40	38
	西厂界	50	38	46	45
	北厂界	49	45	45	36
旗8增（2025.4.1~2025.4.2）	东厂界	52	47	51	43
	南厂界	48	48	52	45
	西厂界	49	48	51	46
	北厂界	46	47	53	48
柳26增（2025.4.12~2025.4.13）	东厂界	48	41	55	37
	南厂界	52	45	44	44
	西厂界	52	39	50	36
	北厂界	56	48	47	35
柳一转（2025.4.10~2025.4.11）	东厂界	40	40	57	45
	南厂界	40	46	43	48
	西厂界	48	42	52	46
	北厂界	42	47	58	48
新柳三脱（2025.4.12~2025.4.13）	东厂界	47	42	48	42
	南厂界	52	43	48	45
	西厂界	55	48	53	45
	北厂界	52	39	51	42

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。

3.6.4 固体废物

根据现有工程统计资料，第三采油厂产生的固体废物主要有落地油、含油污泥、生活垃圾和废滤料，其产生量及处置情况见表 3.6.4-1。现有固体废物处置方式合理，未对区域环境产生明显不利影响。

表3.6.4-1 现有工程固体废物产生及处置情况

序号	产生环节	污染物种类	产生量（t/a）	处置情况
1	修井作业	落地油	1259.7	100%回收
2	清罐、原油脱水和采出水处理等	含油污泥（含水处理浮油、浮渣）	2609.64	定期送有资质单位集中处置（2025延安区域交延安瑞豪科工贸有限公司）
3	采出水处理系统滤料更换	废滤料	10.2	废滤料全部送有资质单位处置
4	设备维护及修井	废防渗布、废润滑油及其包装桶	148	全部送有资质单位处置
5	实验室、UPS系统	实验废液、废铅酸蓄电池	0.2	全部送有资质单位处置
6	钻井泥浆岩屑	一般固废	20000	2024年交由陕西志诚绿色环境科技有限公司吴起分公司填埋处置
7	职工生活	生活垃圾	561	交由当地环卫部门处置，送当地生活垃圾填埋场填埋。

3.6.5 环境风险

根据现场调查，长庆油田分公司第三采油厂延安区域已按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）及《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）相关要求对现有各站场采取了分区防渗措施，罐区均设有围堰，池体等采用混凝土防渗池体，外输泵房等采用防渗地面；部分集输管线设压力监测设施，管线跨河点设套管和增加壁厚等。

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（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）和延安市生态环境局备案（备案号：ya610625-2024-056-M）。预案中对环境风险进行了分析，明确了应急组织机构及职责、预防与预警、应急处置、后期处置等内容，第三采油厂严格落实应急预案中提出的各项风险防范措施，尽可能降低环境风险事件发生概率。

根据调查现有工程对于小型河流穿越管线大开挖方式穿越，同时增加壁厚，增设套管；对于冲沟和大中型河流穿越管线采取桁架方式跨越，同时增加壁厚，增设套管；对于沥青公路穿越管线采取顶管穿越，同时增加壁厚，增设套管；对于普通砂石土路穿越管线采取大开挖方式穿越，同时增加壁厚，增设钢套管。

3.6.6 现有工程污染物排放统计

采取环保措施后，现有工程的废气可做到达标排放，采出水及作业废水回注油

层，生活污水综合利用不外排，固体废物得到合理处置，“三废”排放统计见表 3.6.6-1。

表3.6.6-1 现有工程“三废”排放统计表 单位：t/a

类别	污染物种类		产生量	消减量	排放量	备注
废气	废气量（$10^4m^3/a$）		69525	0	69525	
	颗粒物		2.71	0	2.71	
	SO_2		3.52	0	3.52	
	NOx		34.94	0	34.94	
	非甲烷总烃		73.07	0	73.07	
废水	采出水	废水量（$10^4m^3/a$）	189.99	189.99	0	由采出水处理设施处理，回注油层，不外排
		石油类	41.40	41.40	0	
		悬浮物	154.44	154.44	0	
	井下作业废水	废水量（$10^4m^3/a$）	18.85	18.85	0	通过罐车运至措施作业废水处理站处理达标后再回注油层，不外排
		石油类	34.59	34.59	0	
		悬浮物	122.33	122.33	0	
	生活污水	废水量（m^3/a）	29172	29172	0	处理达标后洒水或绿化
		COD	10.21	10.21	0	
		BOD_5	5.83	5.83	0	
		SS	2.92	2.92	0	
		氨氮	0.58	0.58	0	
固废	落地油		1259.7	1259.7	0	定期交由有资质单位处理
	含油污泥		2609.64	2609.64	0	
	油泥包装袋及废弃含油防渗布		148	148	0	
	废弃滤料		10.2	10.2	0	
	实验废液、废铅酸蓄电池		0.2	0.2	0	
	生活垃圾		462	462	0	交由环卫部门处理

3.6.7 现有工程泥浆固化池及环保措施调查

根据调查第三采油厂本次开发作业区目前现有原位处理泥浆固化池数量约221座左右，涉及221座井场。根据建设单位反馈，2018年之前井场钻井泥浆处理均采取泥浆原位处理技术，严格按照《废弃水基钻井液及岩屑泥浆池原位处理技术规范》（Q/SY CQ 08003-2018）进行原位处理，具体处理过程为：

①固液分离

向泥浆池内加入破胶剂并混合均匀。静置沉降后，完成固液分离，分离的液相经过混凝沉淀、化学氧化、吸附过滤等工艺处理后，用于配置钻井液等回用或达标回注。

②固化稳定化

向泥浆池内加入固化剂、抑制剂和土壤调理剂并混合均匀（混合过程中将pH值控制在6～9范围内），静置候凝，并做好防雨措施，避免雨水进入泥浆池内。固化稳定化后固态物需达到一定的抗压强度。

③生态恢复

生态恢复包括回填、覆土和植被恢复。覆天然土壤45cm以上，以利植物生长。植被恢复选用人工条播、撒播和穴播的方式，种植当地适种的植物。若植被出现衰退现象，裸地率≥40%，需进行补播；裸地率≥80%，需更换植物种类。

废弃钻井液及岩屑泥浆池原位处理流程见图3.6.7-1。

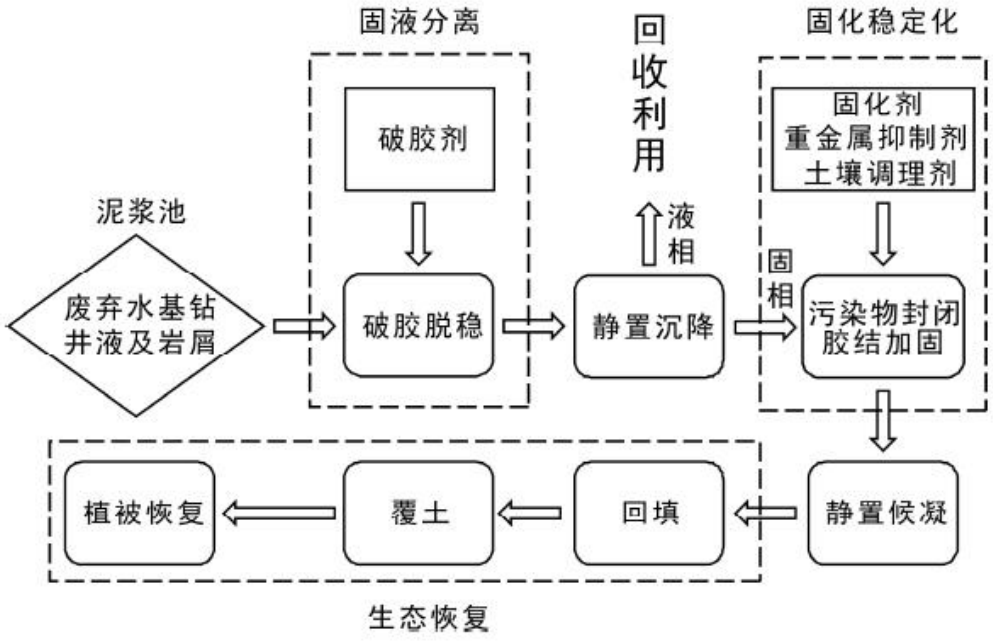


图 3.6.7-1 废弃钻井液及岩屑泥浆池原位处理流程图

2018年之后长庆油田在陕西区域全面采用钻井泥浆“不落地”措施，以可拆卸储液池代替传统泥浆池，现场不再设置泥浆池。对于2018年前形成的泥浆池，采油厂采取的措施为制定监测计划，定期采样监测，加强监测监管，通过落实《第三采油厂土壤和地下水自行监测方案》及环评要求开展现有工程土壤和地下水跟踪监测，截至目前未发现监测污染超标问题。对于退役井场，建设单位严格落实了《中华人民共和国土壤污染防治法》、《长庆油田分公司关于立即开展废弃场站排查和

整治的通知》、《长庆油田分公司关于加快油田弃置井场和站点治理的通知》的相关要求，开展土壤检测与调查，未发现土壤超标问题。

3.6.8 现有工程井场油泥清理及环保措施调查

根据调查，长庆油田分公司2020年出台了清理违规处置油泥的通知要求，要求清理采油厂井场站场历史上违规掩埋、洒落的油泥和土壤。2020年通知出台后第三采油厂积极落实相关要求，调查历史违规掩埋和洒落油泥井场共计318座。调查清楚后，2021年第三采油厂委托第三方有资质单位进行清理处置并签订了相关处置协议。

2022年第三采油厂辖区318座违规掩埋和洒落油泥全部清理完成。同时，建设单位委托第三方检测单位在清理完成的点位周边取样布点，对318座井场的土壤进行了检测，均未发现土壤超标问题。后期采取的措施主要采取跟踪监测方式，将该318处油泥清理井场纳入全厂跟踪监测计划，定期采样监测，加强监测监管，通过落实《第三采油厂土壤和地下水自行监测方案》及环评要求开展现有工程土壤和地下水跟踪监测，截至目前未发现监测污染超标问题。

3.7 区域环境质量变化趋势分析

3.7.1 大气环境质量变化趋势分析

区域大气环境质量监测资料来源见表 3.7.1-1。本次评价特征因子采用收集的监测数据进行评价，基本因子采用环保快报中的年均浓度数据进行评价。具体数据见表 3.7.1-2 和表 3.7.1-3。

表 3.7.1-1 大气环境质量监测资料

监测时间	监测点位	与本项目关系	监测项目	资料出处
2019.4	柳三转	虎狼峁作业区内	非甲烷总烃	柳三转采出水系统改造项目环境影响报告表
2022.5	顺宁镇后胶泥庄	虎狼峁作业区内	总烃、非甲烷总烃	第三采油厂2022年产能建设工程（志丹区域）环境影响报告书
2023.5	顺宁镇王崖崾	虎狼峁作业区内	总烃、非甲烷总烃	第三采油厂2023年产能建设工程（延安区域）环境影响报告书
2024.6	火石峁	虎狼峁作业区内	非甲烷总烃、TSP	第三采油厂2025年产能建设工程（延安区域）环境影响报告书
2019.6	靖二注	桐寨作业区内	非甲烷总烃	桐寨冯87-20含油污泥临时储存点项目环境影响报告表

监测时间	监测点位	与本项目关系	监测项目	资料出处
2022.5	旗六转	新寨、吴起作业区内	非甲烷总烃	第三采油厂2022年产能建设工程（志丹区域）环境影响报告书
2023.5	吴二联	桐寨作业区内	总烃、非甲烷总烃	第三采油厂2023年产能建设工程（延安区域）环境影响报告书
2023.5	寨子沟	桐寨作业区内	总烃、非甲烷总烃	第三采油厂2023年产能建设工程（延安区域）环境影响报告书
2024.6	老庄阳湾	桐寨作业区内	非甲烷总烃、TSP	第三采油厂2025年产能建设工程（延安区域）环境影响报告书
2023.5	温梁	五里湾作业区	总烃、非甲烷总烃	第三采油厂2023年产能建设工程（榆林区域）环境影响报告书
2024.7	周河镇	五里湾作业区	非甲烷总烃、硫化氢	第三采油厂2024年产能建设工程（榆林区域）环境影响报告书
2024.7	东坪村	五里湾作业区	非甲烷总烃、硫化氢	
2021年1~12月	/	志丹县、吴起县、靖边县	SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3	环保快报（2022-2）
2022年1~12月	/	志丹县、吴起县、靖边县	SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3	环保快报（2023-9）
2023年1~12月	/	志丹县、吴起县、靖边县	SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3	环保快报（2024-4）
2024年1~12月	/	志丹县、吴起县、靖边县	SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3	环保快报（2025-1）

表3.7.1-2 大气环境质量历史监测数据　　单位：mg/m³

年份	区块	监测指标			
		TSP（日均值）	总烃（小时值）	非甲烷总烃（小时值）	硫化氢（小时值）
2019年	桐寨区域	/	/	0.39~0.73	
2023年		/	0.76~1.16	0.44~0.64	
2022年	新寨吴起区域	/	1.87~2.61	0.64~0.90	
2023年		/	0.84~1.10	0.44~0.65	
2024年	新寨吴起区域	0.093~0.104	/	0.60~0.83	
2019年	志丹区域	/	/	0.525~0.552	
2023年		/	0.86~1.19	0.43~0.60	
2024年		0.091~0.108	/	0.56~0.83	
2023年	五里湾区域	/	1.83~1.88	0.32~0.35	

2024年	五里湾区域	/	/	0.86~1.39	0.2×10^{-3}ND

表3.7.1-3 大气环境质量基本因子历史监测数据单位：ug/m³

区域	评价因子	评价指标	现状浓度(μg/m³)					标准限值(μg/m³)
			2020年	2021年	2022年	2023年	2024年	
靖边县	PM_{10}	年平均浓度	54	51	51	56	52	70
	$PM_{2.5}$	年平均浓度	30	29	29	24	26	35
	SO_2	年平均浓度	14	11	11	11	10	60
	NO_2	年平均浓度	24	23	23	21	20	40
	CO	第95百分位浓度	1200	1400	1400	1000	1000	4000
	O_3	第90百分位浓度	130	137	134	142	155	160
志丹县	PM_{10}	年平均浓度	46	42	35	43	46	70
	$PM_{2.5}$	年平均浓度	26	23	24	23	24	35
	SO_2	年平均浓度	9	10	8	7	6	60
	NO_2	年平均浓度	21	22	19	20	17	40
	CO	第95百分位浓度	1300	1400	1200	1200	1200	4000
	O_3	第90百分位浓度	130	136	128	135	142	160
吴起县	PM_{10}	年平均浓度	67	66	64	59	60	70
	$PM_{2.5}$	年平均浓度	32	26	27	24	25	35
	SO_2	年平均浓度	14	15	9	8	6	60
	NO_2	年平均浓度	25	24	22	19	16	40
	CO	第95百分位浓度	1400	1600	1900	2000	1700	4000
	O_3	第90百分位浓度	126	128	130	134	142	160

由上表统计结果可知：

（1）2020~2024 年志丹县、吴起县、靖边县均为环境空气质量达标区，志丹县 PM_{10}、SO_2 呈逐年下降趋势，吴起县 PM_{10}、SO_2 和 NO_2 呈逐年下降趋势，靖边县 $PM_{2.5}$、SO_2 和 NO_2 呈逐年下降趋势；

（2）与本项目有关的特征因子总烃和非甲烷总烃多年来均为达标状态，且占标率不大，多年来趋势变化不明显。

3.7.2 地下水环境质量变化趋势分析

区域地下水环境质量监测资料来源见表 3.7.2-1，监测数据见表 3.7.2-2。

表 3.7.2-1 地下水环境质量监测资料

监测时间	监测井	与本项目关系	监测项目	资料出处

监测时间	监测井	与本项目关系	监测项目	资料出处
2017.3	虎狼峁、五里湾一区范围内20个水源井	虎狼峁、五里湾作业区	pH值、总硬度、挥发酚、高锰酸盐指数、石油类、溶解性总固体、氟化物、氯化物	长庆油田分公司第三采油厂志丹境内50万吨产能建设工程环境影响报告书
2019.6	白草台村水井、四咀水源井、保娃沟门村水井、柳三转水源井	虎狼峁作业区	pH值、总硬度、挥发酚、高锰酸盐指数、石油类、溶解性总固体、氟化物、挥发酚、氨氮	虎狼峁柳126-10含油污泥临时储存点项目环境影响报告表
2022.5	黄沟门村、后胶泥庄、红花台、王庄等水井	虎狼峁作业区	pH 值、总硬度、挥发酚、高锰酸盐指数、石油类、溶解性总固体、氟化物、氯化物、挥发酚、氨氮等	第三采油厂 2022 年产能建设工程（志丹区域）环境影响报告书
2022.6	W420S5、王台、吴二联等水井	新寨、吴起作业区	pH 值、总硬度、挥发酚、高锰酸盐指数、石油类、溶解性总固体、氟化物、氯化物、挥发酚、氨氮等	第三采油厂 2022 年产能建设工程（吴起区域）环境影响报告书
2023.5	史咀村、顾家塌村、杨家沟、王河村、杨城子村、四合堡村水井	新寨、吴起、桐寨、虎狼峁作业区	pH 值、总硬度、挥发酚、高锰酸盐指数、石油类、溶解性总固体、氟化物、氯化物、挥发酚、氨氮等	第三采油厂 2023 年产能建设工程（延安区域）环境影响报告书
2024.6	后台、顾家塌、王砭、王台、曹儿台	新寨、吴起、桐寨、虎狼峁作业区	pH 值、总硬度、挥发酚、高锰酸盐指数、石油类、溶解性总固体、氟化物、氯化物、挥发酚、氨氮等	第三采油厂2024年产能建设工程（延安区域）环境影响报告书
2022.7	巡检司村、阎王砭	五里湾作业区	pH 值、总硬度、挥发酚、高锰酸盐指数、石油类、溶解性总固体、氟化物、氯化物、挥发酚、氨氮等	第三采油厂2022年产能建设工程（靖边区域）环境影响报告书
2023.8	马鞍山、郭家窑则、杨崾岘	五里湾作业区	pH 值、总硬度、挥发酚、高锰酸盐指数、石油类、溶解性总固体、氟化物、氯化物、挥发酚、氨氮等	第三采油厂2023年产能建设工程（榆林区域）环境影响报告书
2024.7	巡检司村、杨崾岘、马鞍山	五里湾作业区	pH 值、总硬度、挥发酚、高锰酸盐指数、石油类、溶解性总固体、氟化物、氯化物、挥发酚、氨氮等	第三采油厂2024年产能建设工程（榆林区域）环境影响报告书
2025.5	庙台村、马鞍山	五里湾作业区	pH 值、总硬度、挥发酚、高锰酸盐指数、石油类、溶解性总固体、氟化物、氯化物、挥发酚、氨氮等	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）环境影响报告书

表3.7.2-2 地下水环境质量历史监测数据 单位：mg/L

年份	区域	监测指标								
		pH 值	总硬度	耗氧量	氟化物	氯化物	挥发酚	氨氮	溶解性	石油

									总固体	类
2022年	新寨、吴起	6.9~7.2	142~287	0.27~0.78	0.3~0.9	20.3~83.2	0.0003L	0.06~0.07	334~638	0.01L
2023年	桐寨	8.32~8.37	272~743	1.3~1.8	0.457~0.600	174~198	0.0014~0.0015	0.178~0.378	588~1153	0.01L
2023年	新寨、吴起	8.25~8.30	255~387	1.1~1.4	0.254~0.554	43~182	0.0013~0.0018	0.148~0.422	475~612	0.01L
2024年	新寨、吴起	7.6~7.8	425~679	2.30~2.85	0.45~0.46	271~283	0.0003L	0.398~0.474	940~1199	0.01L
2017年	虎狼峁	7.66~9.59	180~448	0.80~2.52	0.120~0.885	11.4~140	0.0003L	0.025~0.290	701~960	0.05L
2019年	虎狼峁	7.13~7.83	176~319	0.68~0.89	/	37~75	0.0003L	0.115~0.230	837~1026	0.01L
2022年	虎狼峁	7.54~7.95	132~584	0.70~1.08	0.3~0.4	22.6~150	0.0003L	0.12~0.27	357~1126	0.01L
2023年	虎狼峁	8.13~8.29	201~261	1.2~1.6	0.606~0.609	155~163	0.0009~0.0011	0.141	483~572	0.01L
2024年	虎狼峁	7.3~7.3	126~151	1.95~2.22	0.42~0.44	16.8~60.3	0.0003L	0.286~0.365	285~449	0.01L
2022年	五里湾	7.2~7.4	174~266	0.8~1.0	0.67~0.86	58.8~67.9	0.0003L	0.265~0.297	300~350	0.01L
2023年	五里湾	8.36~8.39	309~379	0.83~1.06	0.75~0.86	106~155	0.0003L	0.065~0.129	618~758	0.01L
2024年	五里湾	7.8~8.4	381~841	0.90~1.23	0.40~0.58	10.1~133	0.0003L	0.031~0.064	531~1318	0.01L
2025年	五里湾	7.4~7.6	246~429	1.82~1.83	0.19~0.24	12~98	0.0003L	0.072~0.075	315~821	0.01L
（GB/T14848-2017）III类标准		6.5~8.5	≤450	≤3.0	≤1	≤250	≤0.002	≤0.5	≤1000	≤0.05

由上表统计结果可知：

（1）区域地下水多年来监测指标中总硬度、溶解性总固体和氯化物有超标现象，与区域地质环境导致本底值较高有关；

（2）与本项目有关的特征因子石油类多年来均为达标状态，且无明显变化趋势。

3.7.3 土壤环境质量变化趋势分析

根据《长庆油田分公司第三采油厂靖安油田志丹境内38万吨/年建设项目环境影响后评价报告书》（2019年）、《长庆油田分公司第三采油厂志丹县境内50万吨产能建设工程环境影响报告书》（2017年）、《第三采油厂2022年产能建设工程（志丹区域）环境影响报告书》、《第三采油厂2023年产能建设工程（延安区域）环境影响报告书》、《第三采油厂2023年产能建设工程（延安区域）环境影响报告书》、

《第三采油厂 2022 年产能建设工程（靖边区域）环境影响报告书》、《第三采油厂 2023 年产能建设工程（榆林区域）环境影响报告书》、《第三采油厂 2024 年产能建设工程（榆林区域）环境影响报告书》、《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）环境影响报告书》监测数据，项目区域土壤环境质量变化趋势情况见表 3.7.3-1。

表3.7.3-1 历年土壤监测数据及变化情况　　单位：mg/kg

监测时间	pH	砷	镉	铜	铅	汞	镍	铬	石油烃
2017年	8.8	11.1	0.1	19	18	0.02	26	35	<50
2019年	7.89	5.36	0.458	95	158	0.108	47	ND2	ND6
2022年	8.25	9.56	0.03	13	7.7	0.024	24	42	ND6
2023年	8.08	10.8	0.171	20	29	0.046	25	/	21
2024年	8.1~8.3	5.05~8.02	0.32~0.42	15~16	1.9~3.2	0.360~0.493	11~16	0.9~1.1	6~8

通过油田建设特征因子石油烃监测结果分析可知，随着油田开发建设，未对站场及周边土壤造成明显影响。根据各年监测，监测点的基本因子和特征因子监测结果均满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地标准筛选值限值和《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 其他标准要求。

3.7.4 生态环境质量变化趋势分析

根据收集近三年陕西省生态环境状况公报，陕西省生态状况指数 EI，项目区域属于“轻微变好”。

根据调查，企业为打造生态文明示范区，主要按照标准化清洁文明井场的要求进行建设及改造；施工时发现有乔木时，对其进行移植；钻井期对落地油进行回收利用，并在井场地面铺上防渗布，井口及周围设置防溅盒和边沟，收集试油和井下作业时散落的原油；对场地进行平整，修筑围墙，恢复场站周围的植被；管道敷设过程中，兼顾线路走向与生态环境保护，尽量沿着既有道路敷设，尽量利用荒草地等土壤贫瘠的地段，避开农田、林地、地表水体，避开人口密集区、居民点等环境敏感区域；尽可能利用现有道路，建成硬质路面；管线作业带宽 6m，施工作业完成后，作业带进行覆土平整，地面播撒草籽进行植被恢复；在坡面、土堤、土坎处设

置草垫护坡等防护措施；场站选址的地貌类型多样，有梁峁、坡面、平台等地貌单元，项目井场、站场因地制宜地实施工程措施进行水土流失防治。并开展了长庆林、公益林、生态林、爱心林、青年林建设。

3.8 现有工程环保设施落实及回顾性评价

3.8.1 大气环境保护措施及回顾性评价

3.8.1.1 大气环境保护措施

根据调查，现有工程已采取的大气环境保护措施主要有：

（1）油田开采过程采用密闭集输流程。

（2）采用了技术质量可靠的仪表、阀门、控制设备等，保证生产正常进行和操作平衡，减少了无组织气体泄漏。

（3）加强了工艺设备的密封性，对泵、阀门、法兰等易发生泄漏的设备与管线组件定期检查其密封性，防止或减少跑、冒、滴、漏现象。

（4）井场采用了套管集气、定压阀定压回收套管气；靖五联、靖二联各设有轻烃回收装置 1 套，联合站储油罐采用内浮顶罐。

（5）站场加热炉等采用净化后干气或伴生气做燃料，并采用低氮燃烧器，排气筒高度不低于 8m，确保达标排放。

3.8.1.2 实施效果及影响回顾

根据现场调查，现有工程以上大气环境保护措施已基本落实到位，油田基本已采用管线密闭集输，减少了无组织烃类污染。本项目所使用的燃料全部为伴生气和干气，属于清洁燃料，伴生气等采用管道密闭输送，降低了对区域大气环境的污染。

根据区域环境质量变化趋势分析可知，随着历年油田开发及区域其他项目的建设，导致区域内非甲烷总烃和总烃有一定程度的增加，但增加量不明显，非甲烷总烃和总烃多年来变化趋势不明显，且非甲烷总烃 1 小时平均浓度均低于《大气污染物综合排放标准详解》中标准限值 2.0mg/m^3，总烃的 1 次监测值浓度满足《以色列环境空气质量标准》中 5.0mg/m^3 参考值的要求，区域环境空气质量总体良好。

综上分析可知，项目执行了环保“三同时”制度，基本落实了污染防治措施，区域环境空气满足相关环境质量标准要求，各项污染物达标排放，项目建设对区域环境影响较小。

3.8.2 水环境保护措施及回顾性评价

3.8.2.1 水环境保护措施

根据调查，现有工程已采取的水环境保护措施主要有：

（1）油田采出水、生产废水经接转站、联合站内采出水处理设施处理后回注到地层，不外排。油田运行过程中产生的措施作业废水经措施作业废水站处理后回注油层，不外排。

（2）井场、站场规范、整洁，设有污油回收池、初期雨水池等环保设施；不向外界排放油污和污水。

（3）各值守井场、小型站场均设防渗旱厕，杂排水用于洒水或绿化，联合站及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。

3.8.2.2 实施效果及影响回顾

根据现场调查及监测数据可知，采油三厂采出水、措施作业废水处理后主要回注指标石油类、悬浮物均可满足《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。

根据区域环境质量变化趋势分析可知，油田开发特征因子石油类和挥发性酚类现状均满足相关标准要求，地下水水质变化趋势不大，水质稳定，第三采油厂开发建设对评价区内含水层并未产生显著影响。综上，现有工程的运行没有对区域地下水环境质量造成明显不良影响。

3.8.3 声环境保护措施及回顾性评价

3.8.3.1 声环境保护措施

现有工程采取的声环境保护措施主要有：

（1）设计中优先选用低噪声设备，同时采取一些减少噪声的措施。对声源强度较大的设备进行减噪处理，根据各种设备类型所产生噪声的特性，采用不同的控制手段。如：对机械噪声采用弹性材料以减轻噪声，对于强声源设备采用室内安装、减振基础等。

（2）站场工艺管道设计尽量减少弯头、三通等管件，并考虑控制气流速度，降低站场气流噪声。

（3）尽量将发声源集中统一布置，采用吸声、隔音、减振等措施，尽量减少对外环境的噪声污染。

（4）站内外宜绿化区域种植树木进行绿化隔声。

3.8.3.2 声环境影响回顾性评价

根据现场调查，上述声环境保护措施基本得到了落实，各站场采取了减震、隔声等措施，最大限度地降低噪声对外环境的影响，对周边声环境质量影响较小。

本次评价对典型的站场厂界噪声进行了实测，实测的厂界噪声均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类标准要求，说明项目运行对周边声环境质量影响不大。

3.8.4 固体废物处置措施及回顾性评价

3.8.4.1 固废处置措施

（1）生活垃圾定期拉运至环卫部门指定地点堆放。

（2）现有工程产生的含油污泥暂存于污油泥暂存点，定期委托有资质单位外运处置。站场设备定期清理，清理出的含油污泥由有资质单位外运处置，不暂存。

（3）现有工程产生的油泥包装袋及废弃含油防渗布经收集后存于污油泥暂存点，定期委托有资质单位外运处置。

3.8.4.2 固废影响回顾性评价

现有工程产生的生活垃圾、含油污泥、油泥包装袋及废弃含油防渗布均得到了合理处置，未对周边环境造成不利影响。

3.8.5 生态环境影响及回顾性评价

现有工程实施过程中的占地包括永久性占地和临时性占地。永久占地包括井场、站场、道路等永久征地，临时占地包括钻井井场、站场、管线、道路施工临时占地。永久占地彻底改变了原有土地利用类型，临时占地短时间了破坏了占用土地上的植被，并在短期内影响土地利用功能，随着施工结束工程运行各项生态治理措施的实施，经 2～3 年的恢复，临时占地范围内原有土地利用类型已经基本得以恢复。根据现有工程占地统计情况，现有工程井场、站场、道路永久占地共 866.20 hm^2，临时占地约 405 hm^2。

现有工程实施对植被的影响因具体工程类型的不同而有所差异，其中井场和站场建设对植被的影响呈片状分布，而施工道路和管线建设对植被的影响则呈线状分布。从工程类别的影响来看，井场、站场和道路为永久占地，原有植被全部遭到破坏，代之出现的是人工和自然相结合恢复的井场宜绿化区域草地；管线、便道等为

临时占地，原有植被破坏面积估计可占到80%以上，其中大部分在2～3年内基本得到恢复，现状已基本恢复为原有用地类型，与周边的植被表现基本一致。站场和井场道路为永久占地中的线性工程，道路占地将原有的植被全部破坏，变成了无植被区域。现有工程的生态影响主体表现在永久占地范围内，根据现状调查，现有的井场宜绿化区域已基本通过人工和自然相结合的方式实现了植被恢复，道路邻近区域也基本按要求实施了林草覆盖，但是现状恢复的植被中林草覆盖率偏低。

伴随着现有油田开发，区域内的景观格局发生了一定的变化。油田开发占地，使原有斑块发生破碎化倾向，景观类型的优势度有所下降；油田设施用地的景观优势度提高，景观斑块密度增大，频度增加；但油田设施景观面积相对较小，比例较低，景观斑块分散、破碎且连通性差，不具备动态控制能力，对生态调控作用小，尚构不成对生态环境起决定作用的景观基底。总体上看来，评价区域的景观连通程度仍较好，区域的景观基底仍以绿色植被为主。

根据调查，企业现状开发区域采取了以下生态保护措施：

（1）对井场范围内进行功能分区，划定设施区域以外的宜绿化区域，使用人工和自然相结合的方式进行植被恢复，目前现有井场内外宜绿化区域基本恢复为草地，兼顾种植有少量林木；

（2）井场周边陡坡设置了护坎和草袋子护坡。

（3）大型站场周边种植了高大乔木和草地，站场周边的宜绿化区域已基本完成林草覆盖。

（4）管线经过区域已全部回填土方并进行平整，管沟内已按照要求进行了人工和自然相结合的方式进行了复垦或者种草，现状管沟基本已经与周边植被表现较为一致。

（5）管线均安排有巡线工和负责人，定期对管线及穿跨越设施巡检；每年根据当年巡检情况上报管线整改计划，对于部分老化管线，会及时更换，并对相关设施进行维护，以防事故发生污染生态环境。

通过调查分析，评价区植被类型未发生较大变化，仍以草地为主，其次为林地，区域林草覆盖面积明显增加，区域总体生态系统的生产力和生物量有明显提升，说明矿权范围内的现有油田开发工程生态恢复措施基本有效，未造成矿权区域内生态系统的明显破坏。

3.8.6 土壤环境影响及回顾性评价

3.8.6.1 土壤环境影响减缓措施

（1）井场、站场区域按照要求采取了分级别的防渗措施。

（2）井场在措施作业过程中采取了“不落地”的防护措施，措施作业过程中在井场施工区域铺设防渗布、设置废弃物收集箱、罐，措施作业完成后对现场进行清理，废弃物全部收集外运处置；

（3）管线采取压力在线监测、定期壁厚检测、管线巡线等措施，定期对隐患较大的管线进行更换，减少泄漏风险，减缓土壤污染风险。

3.8.6.2 土壤环境影响回顾性评价

现有工程产生的废弃物均得到有效收集和处置，井场、站场防渗措施基本到位，管线运行基本正常，根据现状土壤和包气带监测说明，现有工程的实施未对井场、站场区域土地造成明显不利影响。

3.8.7 现有工程主要环保设施落实及运行情况

现有工程主要环保设施落实及运行情况见表 3.8.7-1。

表3.8.7-1 现有工程主要环保设施落实及运行情况

类别	位置	污染源或污染物	污染防治措施	落实情况	运行情况
废气	井场	无组织烃类	密闭管输，除个别偏远井场拉油外，其余基本采用管输。	落实	正常运行
	站场	无组织烃类	密闭集输工艺；在各作业区建设轻烃厂、混烃厂收集处理伴生气。	落实	正常运行
		加热炉烟气	燃用伴生气或干气，低氮燃烧，排气筒高度≥8m	落实	正常运行
废水	井场	雨水	初期雨水池、污油回收池	落实	正常运行
		生活污水	防渗旱厕	落实	正常运行
	站场	采出水、生产废水	各联合站均设采出水处理设施，采出水处理后回注油层；现有区域设置措施作业废水处理站 6 座	落实	正常运行
	保障点	生活污水	生活污水处理设施，处理后用于洒水、绿化，不外排	落实	正常运行
噪声	站场	外输泵、注水泵	高噪声设备室内布置，基础减振，隔声门窗	落实	正常运行
固废	井场站场	含油污泥	设防渗污油泥收集池临时贮存，在各作业区建设了含油污泥临时储存点收集暂存，定期交有资质单位处置	落实	正常运行
		落地油	及时回收，回收率达到 100%，各作业区建设了含油污泥临时储存点收集暂	落实	正常运行

类别	位置	污染源或污染物	污染防治措施	落实情况	运行情况
			存，定期交有资质单位处置		
	站场与保障点	生活垃圾	设生活垃圾收集桶，定期送当地环卫部门指定地点	落实	正常运行
环境风险	井场	原油泄漏	污油池	落实	正常运行
	增压站	原油/污水/化学品泄漏	事故油箱、可燃气体报警探测器	落实	正常运行
	接转站、联合站	原油/污水/化学品泄漏	事故油罐、围堰、污水污泥池、可燃气体报警探测器	落实	正常运行
	集输管线	原油/污水泄漏	压力监控装置、警示标识、定期巡检	落实	正常运行
生态	井场站场	/	井场、站场内外宜绿化区域进行绿化	落实	正常运行
	道路	/	道路两侧进行植树、种草	落实	正常运行
	管线	/	临时占地恢复植被	落实	正常运行
	生态恢复治理方案		长庆油田分公司第三采油厂已编制生态环境治理方案，并按照方案正在进行落实	落实	正常运行
清洁文明井场	评价区块现有井场1182个，长庆油田分公司按年度组织完井井场验收，根据建设方提供资料，目前评价区内井场基本已完成清洁文明井场验收工作。井场内分区防渗情况落实情况基本良好。			已落实	
跟踪监测	企业按照现有的自行监测计划，2022、2023、2024年均按照要求实施了自行监测，其中包含主要大型站场的加热炉检测、无组织废气检测、厂界噪声检测、地下水监测以及土壤检测，自行检测执行状况较好。			已落实	
地下水消减	企业2024年度关停了水源井4口，2025年预计再关停水源井3口。企业已经按照要求实施了地下水用量削减。			已落实	

根据现场调查及建设单位提供资料，第三采油厂对延安区域的1182座井场均实施了标准化井场建设，建设时按照清洁文明井场要求建设，每座井场均建设有砖围墙与大门、钢筋混凝土污油池及护栏、混凝土集油槽、防渗旱厕和初期雨水池等。现有标准化井场相关照片见图3.8.7-1。



柳 121-04 井场	塞 384-20 井场

图3.8.7-1 现有标准化井场照片

第三采油厂目前未发生大型环境风险事故，但根据风险案例收集，油田开发出现的主要事故集中在原油管道破裂、施工破坏和操作违反规程导致。其中原油管道破裂和施工破坏是出现环境污染事故的主因。结合现场调查，管线在穿跨越河流地段均设置了警示标识，大部分穿越道路和冲沟地段设置有标识，少数管线在穿越道路处无警示标识或标识不明显，易出现施工对管线的破坏引发管线破裂事故。本次评价要求建设单位应对管线全线检查，特别在穿跨越地区，无警示牌或警示标识不明显的应重新设立警示标识，确保不因施工造成管线泄漏。

现有工程各项环保措施大部分落实到位，管理及风险应急方案制定较为完善，未出现大型环境风险事故；生态保护与恢复措施按环评及生态恢复治理方案要求逐步实施，基本未改变井区范围内生态环境现状。

3.9 退役工程环境影响回顾性评价

（1）现有工程退役井封井概况

根据调查，各退役采油井、注水井因生产情况差，纵向上无其他潜力层，为消除安全环保隐患，对不满足生产要求的井进行地质报废，实施封井措施。截止目前，第三采油厂本次评价区域退役井270口，无退役站场。

各退役井口均按照封井工艺流程完成了封井措施，满足《废弃井封井回填技术指南（试行）》、《长庆油田油气水井封井实施方案》（2020年5月）等文件的要求。

（2）封井依据

封井设计依据Q/SY 1142-2008《井下作业设计规范》、SY/T6646-2017《废弃井及长停井处置指南》、《废弃井封井回填技术指南（试行）》、《长庆油田油水井封井管理办法(试行)》、《长庆油田油气水井封井实施方案》（2020年5月）等文件要求进行实施。

（3）封井工艺

本项目井口封井均采用全井段封井工艺。工艺流程见图3.9-1。

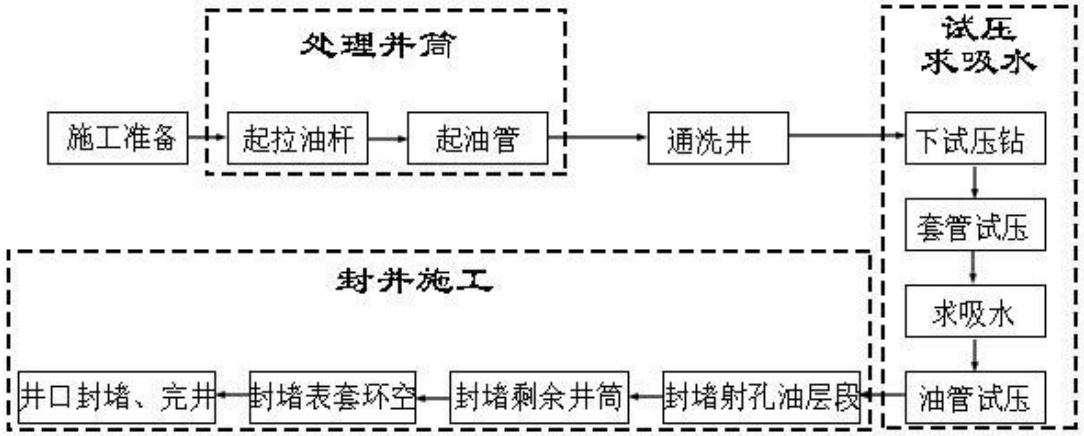


图 3.9-1 封井工艺流程图

①施工准备

挖开环形钢板，核实井号，准备清水、水泥及固井车组；按搬迁流程进行搬迁，做好标准化现场开工准备；安装井控装置和连接地面流程，确保活动部件开关灵活。

②处理井筒

起拉油杆：打开井口，卸掉盘根盒，提出光杆，安装防喷器，起出抽油杆，放在抽油杆桥上，对起出的抽油杆进行逐根检查，并作详细记录。

起油管：卸开井口法兰，缓慢试提，负荷正常后，提出管挂，安装防喷器，起出井下所有尾管，卸掉母堵，清除尾管内沉淀脏物，座好井口，对照设计提供的数据核实提出油管规格及数量。

③通洗井

拆卸井口，装提升短节，上单闸板，法兰和单闸板钢圈槽清理干净并涂抹润滑脂，确认钢圈入槽，上下螺孔对正和方向符合要求，对角拧紧螺栓。用Φ118mm通洗规通井至塞面位置，缓慢下入管柱，连探三次。用活性水进行洗井，洗井时用水不少于36m^3，保证把冲起的脏物带到地面，洗至进出口水质一致无杂质为合格。

④试压、求吸水

下试压钻。开泵反循环至井口返水、管串畅通后，座封封隔器，油套环空反试压20MPa，稳压30min，不渗不漏，压降≤0.5MPa为合格。

套管试压。开泵反循环至井口返水、管串畅通后，座封封隔器，油套环空反试压20MPa，稳压30min，不渗不漏，压降≤0.5MPa为合格。

求吸水。油管正挤注，分别在10MPa、15MPa、20MPa下对射孔油层段笼统求吸水，每一压力下求吸水用水量不低于3-10m³，时间不低于20min，若在15MPa下吸水量较大，则不需在20MPa求吸水。

油管试压。打开套管闸门，投球，待钢球落至球座（一般需15-30min），给工具油管试压35MPa，稳压15min，不渗不漏，压降＜0.1MPa为合格。若油管试压不合格，起出管柱仔细检查并更换不合格油管。

⑤封井施工

封堵射孔油层段：下打水泥钻，利用密度1.85g/cm³水泥浆封固射孔油层段，关井侯凝48h，试压15MPa，稳压30min，不刺不漏，压降≤0.5MPa为合格。

封堵剩余井筒：用固井车组配备密度1.85g/cm³的水泥浆，封固剩余井筒，使水泥浆返出到井口。

封堵表套环空：对表层套管与油层套管水泥返高以上的环空部分进行二次固井：割开表套环空，装高压井口，关套管闸门，用固井车向井筒连续挤水泥浆，直至表层套管与油层套管环空水泥浆返出地面。

井口封堵、完井：封堵完后，去掉井口装置，割掉井眼内套管柱，切割后再上方焊接30cm×30cm盖板，盖板上刻好标识。在盖板上方打长1.0m×宽1.0m×高0.5m水泥墩，并露出地面20cm，封井口并做好标识，在水泥台顶面标注：井号、封井队伍、封井日期，用土掩埋水泥墩，恢复井场地貌。

（4）退役井场生态修复及落实情况

根据建设单位提供资料，截止目前，现有工程建设区域退役井场56座，退役井场所有采油井、注水井已完成封井，地面设备设施均已拆除，场地均已清理。退役井场中已生态恢复井场48座，8座拟进行生态恢复。

3.10 现有工程主要环保问题及“以新带老”措施

根据现场踏勘，现有工程生产废水、生活污水、固体废物、加热炉烟气及噪声的处理措施基本落实，废气全部达标排放，废水全部综合利用不外排，站场厂界噪声达标排放，固废均得到合理处置。

现有工程制定了环境风险应急预案并配备各种风险防范措施进行预防，并建立健全的企业应急机制，提高企业预防和有效应对突发环境污染事件的能力，保障企业职工与社会公众生命健康和财产安全，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（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和延安市生态环境局备案。

根据本次现场调查，第三采油厂在现有工程开发区域存在的问题与2024年产建环评阶段（2024年12月）基本一致，主要问题正在整改中。

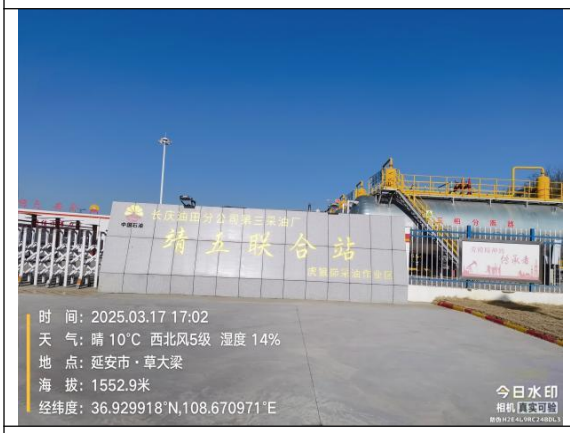
目前仍存在并整改中的主要问题如下：①现有部分集输管线由于运行时间较长，沿线标识标志存在损毁、标识不清等情况；②现有工程制定的土壤、地下水自行监测方案监测点位、监测频次不满足《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南》（HJ 1209-2021）相关要求；③现有工程部分场站挥发性有机物治理措施不满足现行环保政策要求，主要有以下几个方面：a.部分储罐未按照《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中 5.2 挥发性有机液体储存排放控制要求采取措施；b.部分水处理装置污水池、干化池为敞开液面；c.部分拉油点尚未开展密闭装车改造。

现有工程存在的主要环保问题及评价提出的“以新带老”措施见表 3.10-1。

表3.10-1 现有工程存在的环保问题及“以新带老”措施

序号	存在的环境问题	“以新带老”整改措施	整改情况
1	现有部分集输管线由于运行时间较长，沿线标识标志存在损毁、标识不清等情况。	对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。	2024年产建环评的整改时限至2025年12月，目前正在整改中
2	现有工程制定的土壤、地下水自行监测方案监测点位、监测频次不满足《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南》（HJ 1209-2021）相关要求。	完善现有土壤、地下水自行监测方案并按要求进行监测：按照《工业企业土壤和地下水自行监测 技术指南》（HJ 1209-2021）5.2监测点位、5.3监测指标与频次章节有关要求定期取样监测。	2025年12月31日
3	现有工程部分场站挥发性有机物治理措施不满足现行环保政策要求，主要有以下几个方面：a.部分储罐未按照《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中5.2挥发性有机液体储存排放控制要求采取措施；b.部分水处理装置污水池、干化池为敞开液面；c.部分拉油点尚未开展密闭装车改造。	按照《长庆油田分公司第三采油厂2025年挥发性有机物排放治理方案》进行整改。	方案所涉及站点至2025年12月31日

现有工程现状照片见图 3.10-1。

<table>
<tr><td>  </td><td>  </td></tr>
<tr><td>柳二十六增</td><td>柳二十六增三相分离</td></tr>
<tr><td>  </td><td>  </td></tr>
<tr><td>柳二十六增加热炉</td><td>柳二十六增应急油罐</td></tr>
<tr><td> 
</td><td> 
</td></tr>
<tr><td colspan="2">靖五联</td></tr>
</table>





柳三脱





柳二十三增





靖一注　　靖二增





新寨吴平 468-9 含油污泥临时储存点　　桐寨冯 87-20 含油污泥临时储存点

图3.10-1 现有工程现状照片

4 新、改建工程概况

4.1 基本情况

项目名称：长庆油田分公司第三采油厂 2025 年产能建设工程（靖安油田南部）

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

建设地点：陕西省延安市志丹县、吴起县、榆林市靖边县

建设性质：扩建（滚动开发）

建设规模：原油 6.86×10^4t/a

行业类别：B0711 陆地石油开采

投资：总投资 21703 万元，环保投资 1096 万元，占总投资的 5.05%

劳动定员：本项目劳动定员由长庆油田分公司第三采油厂内部调节，本项目不新增劳动定员。

4.2.2 本次产建油藏流体特征

4.2.2.1 原油性质

本次产建涉及区域主要有虎狼峁作业区、五里湾作业区、新寨作业区、吴起作业区、桐寨作业区，主要开发层位为长 6、长 8、长 7、长 4+5、长 2 等，其原油主要性质见表 4.2.2-1。

表 4.2.2-1 油田地面原油主要性质表

区块	层位	油藏埋深 m	地面原油				地层气油比 m^3/t
			密度(20℃) g/cm^3	粘度(50℃) MPa·s	初馏点 ℃	凝固点 ℃	
虎狼峁	长 6	1700	0.86	9.68	66.5	17.5	86.2
	长 8	1815	0.833	4.37	69.3	19.5	81.0
五里湾	长 6	1820	0.8441	6.0	71.4	22.6	45.52
吴起、新寨	延 10	1560	0.8321	4.5	72.7	23.0	19.0
	长 2	1690	0.8121	3.980	70.0	20.5	11.04
	长 4+5	2015	0.7545	1.682	70.0	20.0	44.85
虎狼峁、桐寨	长 7	2090	0.7821	3.898	70.0	20.0	31.45

4.2.2.2 地层水性质及采出水配伍情况

虎狼峁、五里湾区域地层水为 $CaCl_2$ 型，矿化度 25.3～90.35g/L；吴起、新寨区域长 4+5 开发层位地层水水型均为 $CaCl_2$ 型，矿化度为 65.1g/L，长 2 开发层位地层水水型为 $NaHCO_3$ 型，矿化度为 8.9—15.1g/L；桐寨区域地层水为 $CaCl_2$ 型，矿化度

38.9g/L；地层水性质见表 4.2.2-2。

本次开发区域长 6 与长 7 配伍、长 6 与长 8 不配伍，长 7 与长 8 配伍，侏罗系与长 8 配伍，长 6 与长 4+5 配。针对部分区块层系不配伍现象，目前油区优先采用分层集输，从源头建设脱水站、脱水点实现分层集输、处理及回注，减少混层集输；部分站点目前已配套罐式成垢装置，保障站场设施安全生产运行。

表 4.2.2-2 地区地层水性质表

区块	层位	阳离子（mg/l）			阴离子（mg/l）				PH	总矿化度（g/L）	水型
		Na^++K^+	Ca^{2+}	Mg^{2+}	Cl^-	SO_4^{2-}	CO_3^{2-}	HCO_3^-			
虎狼峁	长 6	11844	3061	264	23350	230	0	160	7.38	38.2	$CaCl_2$
	长 8	6730	1645	615	11903	3952	0	506	6.2	25.3	$CaCl_2$
五里湾	长 6	25501	7567	689	49864	5894	0	835	6.0	90.35	$CaCl_2$
吴起、新寨	长 2	13963	5866	125	9621	235	0	15734	8-9.6	8.9-15.1	$NaHCO_3$
	长 4+5	30677	10161	213	65716	985	0	280	5.2	65.1	$CaCl_2$
虎狼峁、桐寨	长 7	29634	18647	196	37816	624	0	264	6.3	38.9	$CaCl_2$

4.2.2.3 原油伴生气性质

各层位所产伴生气中均未检出 H_2S，伴生气性质分析见表 4.2.2-3。

表4.2.2-3 地区原油伴生气性质表

区块	层位	CH_4 %	C_2H_6 %	C_3H_8 %	nC_4H_{10} %	iC_4H_{10} %	其他 %	比重	是否含 H_2S 和 CO
虎狼峁	长 6	51.327	11.907	17.57	2.956	7.099	9.141	1.072	未检出
	长 8	53.36	16.63	18.86	2.71	5.71	7.21	1.01	未检出
吴起、新寨	延 10	35.15	11.54	20.79	10.04	7.29	10.06	0.99	未检出
	长 2	20.68	16.27	33.85	11.94	6.52	7.45	1.4024	未检出
	长 4+5	31.83	18.87	26.49	10.06	4.05	7.48	1.4121	未检出
虎狼峁、桐寨	长 7	30.08	15.75	30.49	10.91	3.91	6.92	1.2983	未检出

4.2 建设规模、油藏流体特征、范围

4.2.1 开发规模

根据产能部署方案，本次产建工程共部署产能 6.86×10^4t/a，新建井场 15 座，扩建井场 16 座，新钻油井 55 口、注水井 37 口，开发油层为三叠系、侏罗系。按区域划分产建开发规模见表 4.2.1-1。

表4.2.1-1 本项目产建规模表

序号	区块	层位	总井数/口	采油井/口	注水井/口	规模/10^4t
1	虎狼峁作业区	长 6	18	15	3	1.38
		长 8	48	23	25	3.12
		长 7	2	2	0	0.53
		小计	68	40	28	5.03
2	新寨作业区	长 4+5	10	4	6	0.40
		长 2	5	3	2	0.30
		延 10	3	2	1	0.17
		小计	18	9	9	0.87
3	吴起作业区	长 4+5	4	4	0	0.43
3	桐寨作业区	长 7	2	2	0	0.53
合计			92	55	37	6.86

4.2.3 开发范围

本次产建工程涉及志丹县虎狼峁作业区、志丹及靖边县五里湾作业一区、二区、吴起县的吴起作业区、新寨作业区、桐寨作业区共计 6 个作业区，进行现有井区范围内加密和扩边部署，地面骨架系统基本建成，主要对各区块系统能力进行完善，部分区块新建站场补充，对能力不足站场进行改扩建，新增产建需求。

本次评价作业区矿权面积约676.9 km^2，工程新增总占地面积68.70hm^2，其中新增永久占地面积11.24 hm^2，临时占地面积57.46 hm^2，本次产建工程部署位置示意图见图4.2.3-1~4。

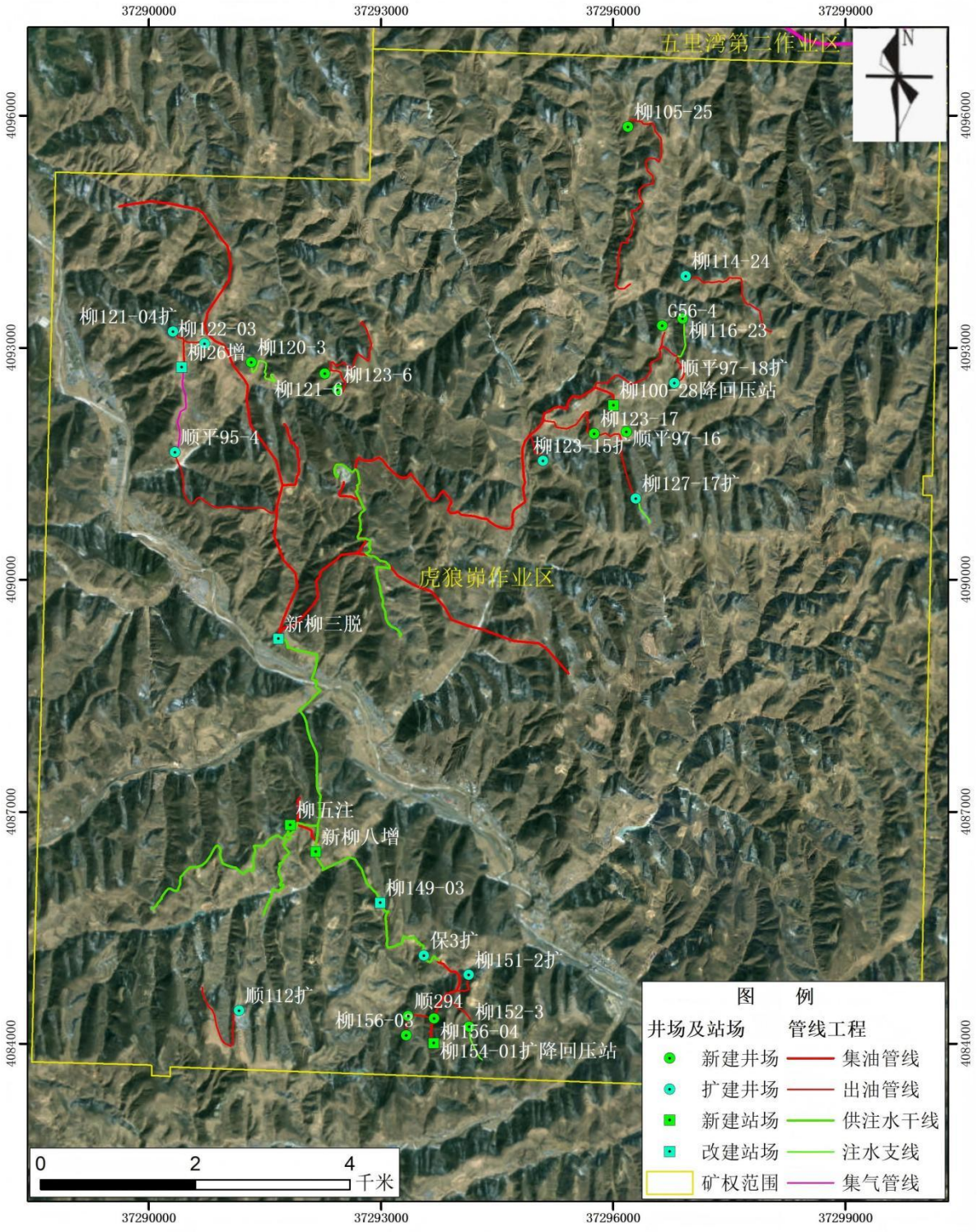


图4.2.3-1 产建工程部署位置示意图（志丹虎狼峁作业区）



图4.2.3-2 产建工程部署位置示意图（靖边及志丹五里湾第一、第二作业区）

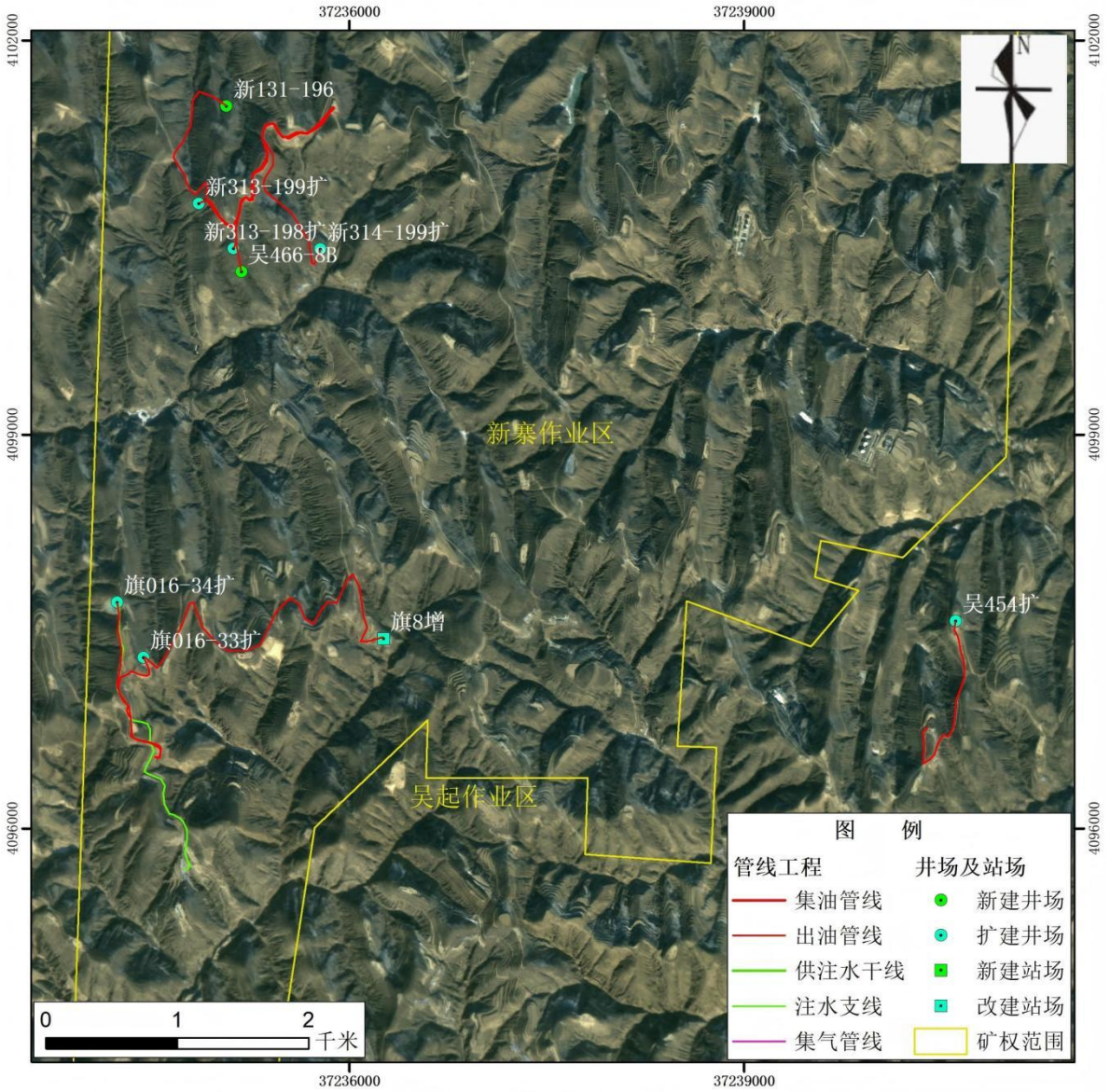


图4.2.3-2 产建工程部署位置示意图（吴起作业区、新寨作业区）

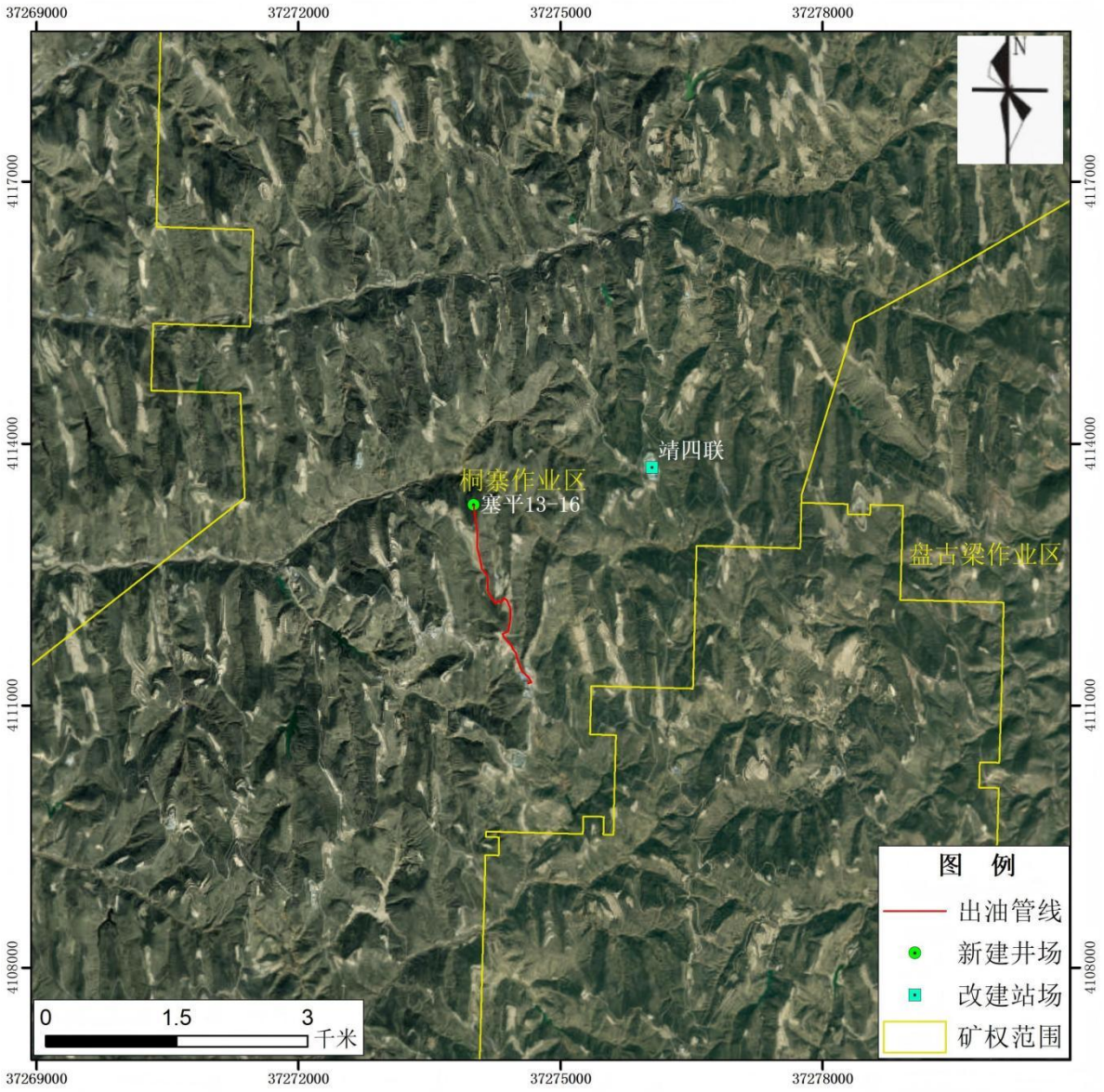


图4.2.3-2 产建工程部署位置示意图（桐寨作业区）

4.3 项目组成和建设内容

4.3.1 项目组成

根据产建开发方案，本次工程主要在现有 6 个作业区加密和扩边布井，涉及虎狼峁作业区、五里湾作业一区、五里湾作业二区、吴起作业区、新寨作业区和桐寨作业区。

主要建设内容包括：新建井场 15 座、扩建井场 16 座，新钻油井 55 口（定向井 2 口、超短水平井 46 口、长水平井 7 口）、注水井 37 口（均为定向井）；新建站场 7 座（柳 91-281 降回压站、高 213 降回压站、顺 92-05 降回压站、柳 100-28 降回压站、柳 154-01 降回压站、新柳八增临时系统、柳 40 增），新建注水站 1 座（柳五

注）；改扩建站场 5 座（靖四联、柳 26 增、旗 8 增、新柳三脱、柳 149-03 回注点）；拟建管线 52 条 120.20 km，其中集油管线 9 条 41.79km，单井出油管线 30 条 54.74km，供注水干线 6 条 16.8km，注水支线 6 条 6.44km，集气管线 1 条 1.21km；配套建设道路 7.05km，以及供水、供电、通信等公用工程。

根据产建工程计划，本次新改扩建井场全部采用管道输送，本项目管输率 100%。

表4.3.1-1 项目组成、建设内容一览表

类别	工程			建设内容
主体工程	钻前工程			主要为井场平整、基础建设等，包括井位测定、施工便道铺设、场地清理、基础施工、井架安装、钻机搬迁与安装、土方工程施工、全套水、电、讯路的铺设，开钻钻具、用料以及开钻井口准备等
	钻井工程			新钻井92口，其中油井55口，注水井37口
	储层改造工程			主要为 92 口油水井的射孔、压裂等储层改造
	油气集输工程	场站工程	井场	新建井场15座，扩建井场16座，新增采油井55口，注水井37口。井场全部实现管输。 **志丹区域（虎狼峁作业区）**：新建井场12座，扩建井场10座，新增采油井40口，注水井28口。 **吴起区域（吴起、新寨、桐寨作业区）**：新建井场3座，扩建井场6座，新增采油井15口，注水井9口。
			新建站场	**志丹区域（虎狼峁、五里湾第一作业区）：** ①顺92-05降回压站：新建150m³/d撬装式油气混输装置1座，新建240kW加热炉1套； ②柳100-28降回压站：新建150m³/d撬装式油气混输装置1座，新建240kW加热炉1套； ③柳154-01降回压站：新建150m³/d撬装式油气混输装置1座，新建240kW加热炉1套； ④柳40增：新建180m³/d撬装式一体化增压机组1座，含250kW加热炉1套; ⑤柳五注：新建2500m³/d一体化注水站1座； ⑥新柳八增临时系统：在柳八转站址新增临时设备，设计含水油处理规模为2400m³/d，并完成集输、注水功能； **靖边区域（五里湾第一作业区）：** ①柳91-281降回压站：新建150m³/d撬装式油气混输装置1座，新建240kW加热炉1套； ②高213降回压站：新建150m³/d撬装式油气混输装置1座，新建240kW加热炉1套。
			改建站场	**志丹区域（虎狼峁作业区）：** ①柳26增：更换集油收球加药一体化集成装置1座； ②新柳三脱：利旧原柳三转站址改建，设计含水油处理规模为1200m³/d，配套600m³/d的采出水处理回注系统； ③柳149-03临时回注点：新增采出水回注一体化集成装置，增加临时注水系统；

类别	工程			建设内容
				吴起区域（新寨、桐寨作业区）： ①靖四联：进行两段脱水改造，一段不加热脱出游离水，二段加热破乳脱水达到外输指标。 ②旗 8 增：更换 30m³ 事故油箱，更换集油收球加药一体化集成装置 1 座，配套罐式成垢装置 1 套。
		管线工程	集油管线	新改建集油管线9条，规格为L245N-φ76~114×5，长41.79km。 **志丹区域（虎狼峁作业区）：**新改建集油管线7条，长35.77km； **靖边区域（五里湾第二作业区）：**南三脱站外改线管线1条，长0.20km； **跨靖边和志丹：**新建集油管线1条，长5.82km。
			出油管线	新建出油管线30条，规格为L245N-φ60×5，长度54.74km。 **志丹区域（虎狼峁作业区）：**新建出油管线20条，长33.75km； **吴起区域（吴起、新寨、桐寨作业区）：**新建出油管线10条，长20.99km；
			供水干线	**志丹区域（虎狼峁作业区）：** 新建供水干线一条，规格钢管φ159×6，长度3.5km。
			注水干线	**志丹区域（虎狼峁作业区）：** 新建注水干线5条，规格钢管φ114×12，设计压力为25.0MPa，长度12.42km。
			注水支线	新建注水支线6条，规格钢管φ60×8，设计压力为25.0MPa，长度6.44km。 **志丹区域（虎狼峁作业区）：**新建注水支线5条4.05km； **吴起区域（新寨作业区）：**新建注水支线1条2.39km；
			集气管线	**志丹区域（虎狼峁作业区）：**新建集气管线1条，规格钢管φ48×4.0，长度1.21km
配套工程	道路工程		井场道路	新建井场进场道路9条3.18km，为素土路面，路面宽3m。
			进站道路	进站道路 2.0km（其中柳 100-28 降回压站进站道路 1.0km，支道标准；柳五注进站道路 1.0km，次干道标准）。
	穿跨越工程			河流跨越3次，冲沟跨越13次、沥青混凝土道路穿越9次，土路穿越21次。具体穿跨越情况见表4.3.4-1、表4.3.5-3。
公用工程	供热工程			新建降回压站（顺92-05降回压站、柳100-28降回压站、柳154-01降回压站、柳91-281降回压站、高213降回压站）新增240kW加热炉5具；柳40增新增250kW加热炉1具；新柳三脱新增800kW加热炉2具；新柳八增新增400kW加热炉1具。
	供水工程			生产用清水依托现有供水站水源井供给，钻井生产用水采用罐车拉水至井场；生活用水采用罐车拉水至站场。
	供电工程			依托虎狼峁35kV、姚山35kV、王台35kV 和盘古梁35kV 变电站，井场接入附近电网采用电驱，既有井场扩建利用既有供电设施，新建井场、站场新建10kV输电线路，新建设柱上变电站22套，井场设置分布式光伏发电设施，共计设置22套。
	通信工程			井场配备通信设备共22套，12芯及架空光缆。
环保工程	大气污染防治	施工期	施工扬尘	井场洒水抑尘，表土及建材堆放设置挡板、上覆遮盖材料，施工运输车辆采取密闭措施或加盖防尘布。
			非道路机械	采用符合国标的燃料，设备定期保养。

类别	工程			建设内容
			尾气	
		运行期	井场	井场采用定压阀回收套管气；新增加热炉燃烧伴生气，剩余的伴生气依托现有的混烃厂、轻烃厂回收。
			集输管线	原油及伴生气采用密闭管线混输。
	水污染防治	施工期	生活污水	井场、站场设置防渗旱厕，施工期生活污水均排入防渗旱厕内，定期清掏用作农家肥，不外排。
			生产废水	钻井废水排入井场地上移动式泥浆罐，用于配制泥浆，循环使用，钻井结束后，无法循环使用的由罐车拉运至依托的措施返排液处理站处理达标后回注油层驱油，废水不外排；洗井、射孔、压裂、试油等井下措施返排液收集至地上废水罐临时贮存，定期送至依托措施废液水处理站处理达标后回注油层驱油，废水不外排。
		运行期	采出水	依托下游站场采出水处理系统处理，达标后回注油层驱油。
			措施作业废水	依托现有的顺173、柳133-1、旗10-341、桐寨作业废水处理站处理达标后回注油层驱油，不外排。
	噪声控制	施工期	汽车	汽车限速、减少鸣笛等。
			设备噪声	使用网电，井场合理布局、选用低噪设备；泥浆泵加衬弹性垫料，管理和作业过程中平稳操作，避免特种作业时产生非正常的噪声；钻井必须进行夜间施工时，至有关单位办理夜间作业证明，并提前在受影响区域进行公告，取得居民谅解。
		运行期	汽车	汽车限速、减少鸣笛等。
			设备噪声	井场设备基础减振等措施。
	固废处置	施工期	废弃钻井泥浆和岩屑	采用泥浆不落地工艺，钻井井场设置循环泥浆罐，钻井泥浆循环利用，钻井完毕后，废弃泥浆（经脱水后的泥浆含水率小于60%）和岩屑交有处理能力的单位处置。
			含油岩屑	单独收集、暂存，定期交有资质单位处置。
			落地油	采用铺设防渗布、试油进罐等方式回收落地油，回收率 100%。
			废润滑油	单独收集、暂存，定期交有资质单位合理处置。
			含油污泥、废弃含油包装袋和废弃含油防渗布	虎狼峁作业区依托柳126-10污油泥暂存点暂存，新寨、吴起作业区依托涧100、吴平468-9污油泥暂存点暂存，桐寨作业区依托冯87-20污油泥暂存点暂存，定期交有资质单位外运处置。
			生活垃圾	施工人员生活垃圾设收集箱收集后，运环卫部门指定地点进行处置。
		运行期	落地油	井下作业时采用“铺设作业、带罐上岗”的模式，落地油 100%回收。
			含油污泥	采出水和作业废水处理产生的含油污泥收集后暂存于含油污泥暂存点，定期交有资质单位合理处置。 企业清罐由专业的清罐公司作业，清理出的罐底油泥收集后经有资质单位用罐车直接外运处置不暂存。
			油泥包装袋	虎狼峁作业区依托柳 126-10 污油泥暂存点暂存，新寨、吴起作业

类别	工程			建设内容
			及废弃含油防渗布	区依托涧100、吴平468-9污油泥暂存点暂存，桐寨作业区依托冯87-20污油泥暂存点暂存，定期交有资质单位外运处置。
			废光伏板	报废后由厂家回收处置。
	风险防范措施	施工期	井喷风险防范措施	安装井控设施、开展防喷培训、储备高密度钻井液等，按钻井行业规范和设计要求完成。
		运行期	井场	井场周围修建不低于0.8m砖砌围墙，建设钢筋混凝土集油槽、污油池和雨水池，加强井口及地面污油污水的管理，井场外侧修建排洪渠，井场出入口修建缓坡围堰，保证井场周围雨水畅通，不蓄积，井场内外雨水无联系。
			站场	场站加强工艺设备及地面污油污水的管理，场站外侧修建排洪渠，保证场站周围雨水畅通，不蓄积。
			管线	管线带压运行，穿跨越地区设立警示标牌，定期巡检。
	生态恢复			对临时占用土地进行表土留存，分层回填，整平翻松，恢复植被。对井场进行标准化井场建设。运行期对绿化措施进行维护。
	退役期环保措施			油井：混凝土灌注封井，严格井口封闭施工； 井场：设备清洗废水拉运至依托的净化厂污水处理站；废弃设备由油田公司统一回收处置；废弃建筑垃圾外运至指定的建筑垃圾填埋场填埋处理；危废交由资质单位安全处置； 管线：采取封堵措施后留在地下不取出
依托工程	原油集输			原油通过依托既有系统进行原油处理，净化原油通过管道输送至既有外输系统。
	采出水处理			虎狼峁作业区依托靖五联，并改建新柳三脱采出水处理设施；新寨、吴起作业区依托吴二联、旗六转采出水处理设施；桐寨作业区依托靖四联采出水处理设施。
	措施作业废水			虎狼峁作业区依托顺173、柳133-1作业废水处理站处理；新寨、吴起作业区依托旗10-341作业废水处理站处理；桐寨作业区依托桐寨作业废水处理站处理。
	含油污泥、含油废物等危废暂存			虎狼峁作业区依托柳126-10污油泥暂存点暂存，新寨、吴起作业区依托涧100、吴平468-9污油泥暂存点暂存，桐寨作业区依托冯87-20污油泥暂存点暂存，定期交有资质单位外运处置。
	伴生气处理			剩余伴生气依托现有的轻烃厂、混烃厂回收，虎狼峁作业区依托靖二联轻烃厂、庙庄混烃站回收，新寨、吴起作业区依托王河混烃厂回收。

• 4.3.2 井场工程

本项目部署产能6.86万吨，部署井场31座（新建井场15座，扩建井场16座），新钻采油井55口、注水井37口，每座井场辖采油井1~5口、注水井0~6口，井场均按标准化井场建设。

根据项目各油藏条件及设计说明显示，本次建设的油井井型有超短水平井和长水平井，注水井均为定向井，根据设计统计数据，本工程井场钻井进尺合计约

195333m。

新建井场采用无人值守数字化光伏井场，井口间距 6m，井场按 1%坡度整平，按照井组进行布局，注水井集中布置于井场靠近含油污水池一侧，采油井集中布置于远离含油污水池的另一侧。根据井场具体地形对平面布置进行调整，标准化井场平面布置图见 4.3.2-1。

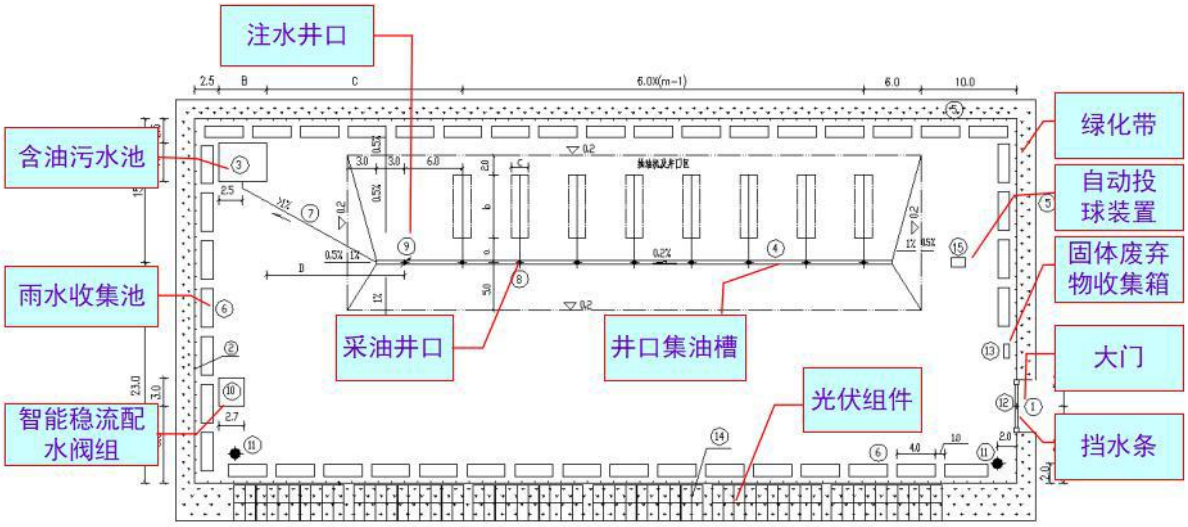


图 4.3.2-1 标准化井场平面布置

本项目产建工程建设的井场在外输站选取时首先遵从同层集输原则，再遵从距离优先、地势便利原则。根据前述地层水物性介绍，

本次开发区域长 6 与长 7 配伍、长 6 与长 8 不配伍，长 7 与长 8 配伍，侏罗系与长 8 配伍，长 6 与长 4+5 配。因此，在井场归入站点选择时按照上述配伍原则进行选取。

项目开发区域范围内井场部署及集输去向说明见表4.3.2-1。

表4.3.2-1 本项目开发区块产能井场部署及输油去向

序号	作业区	区块	井场号	坐标（CGCS2000）		井号	井类别	进尺（m）	层位	钻井类型	产能（万t/a）	原油集输路由	原油及采出水处理系统	注水来源/介质	建设性质
				Y	X										
志丹县															
1	虎狼峁作业区	虎狼峁加密	柳120-3	37291324	4092811	柳加121-32	注水井	1750	长6	定向井	/	/	/	靖五联/采出水	新建
						柳加119-31	注水井	1750	长6	定向井	/				
						柳加121-31	注水井	1750	长6	定向井	/				
2			柳121-04扩	37290316	4093207	柳加平120-12	油井	1850	长6	超短水平	0.092	柳26增-靖五联	靖五联	/	扩建
						柳加平120-11	油井	1850	长6	超短水平	0.092				
3			柳122-03	37290678	4093031	柳加平119-32	油井	1850	长6	超短水平	0.092	柳26增-靖五联	靖五联	/	扩建
						柳加平121-32	油井	1850	长6	超短水平	0.092				
						柳加平121-31	油井	1850	长6	超短水平	0.092				
4			顺112扩	37291169	4084425	柳加平154-09	油井	1850	长6	超短水平	0.092	柳33增-新柳8增-靖五联	靖五联	/	扩建
						柳加平155-09	油井	1850	长6	超短水平	0.092				
5			柳123-6	37292439	4092454	柳加平121-51	油井	1850	长6	超短水平	0.092	柳23增-靖五联	靖五联	/	新建
						柳加平121-52	油井	1850	长6	超短水平	0.092				
6			柳121-6	37292276	4092660	柳加平123-31	油井	1850	长6	超短水平	0.092	柳23增-靖五联	靖五联	/	新建
						柳加平119-52	油井	1850	长6	超短水平	0.092				
7			柳105-25	37296193	4095853	柳加平109-231	油井	2150	长6	超短水平	0.092	柳16增-柳四转-靖五联	靖五联	/	新建
						柳加平109-212	油井	2150	长6	超短水平	0.092				
8		顺114	柳151-2扩	37294133	4084888	高149-3H	油井	1985	长6	超短水平	0.092	柳35增-新柳8增-靖五联	靖五联	/	扩建
						高149-5H	油井	2029	长6	超短水平	0.092				

序号	作业区	区块	井场号	坐标（CGCS2000）		井号	井类别	进尺（m）	层位	钻井类型	产能（万t/a）	原油集输路由	原油及采出水处理系统	注水来源/介质	建设性质
				Y	X										
9		顺98	保3扩	37293558	4085138	顺98-32-4H	油井	2300	长8	超短水平	0.109	柳154-01扩降回压站-新柳8增-新柳三脱--靖五联	新柳三脱	/	扩建
						顺98-32-6H	油井	2300	长8	超短水平	0.109				
						顺98-29-7	注水井	1950	长8	定向井	/	/	/	柳五注/清水	
						顺98-29-9	注水井	1810	长8	定向井	/				
						顺98-31-9	注水井	1850	长8	定向井	/				
10			柳156-03	37293328	4084105	顺98-31-3	注水井	1927	长8	定向井	/	/	/	柳五注/清水	新建
						顺98-33-3	注水井	1855	长8	定向井	/				
11			柳152-3	37294139	4084220	顺98-31-11	注水井	1950	长8	定向井	/	/	/	柳五注/清水	新建
						顺98-33-9	注水井	1950	长8	定向井	/				
						顺98-30-10H	油井	2300	长8	超短水平	0.109	柳154-01扩降回压站-新柳8增-新柳三脱-靖五联	新柳三脱	/	
12			顺294	37293354	4084356	顺98-30-6H	油井	2300	长8	超短水平	0.109	柳154-01扩降回压站-新柳8增-新柳三脱-靖五联	新柳三脱	/	新建
						顺98-32-01H	油井	2300	长8	超短水平	0.109				
						顺98-33-1	注水井	1950	长8	定向井	/	/	/	柳五注/清水	
						顺98-31-5	注水井	1950	长8	定向井	/				
13			柳156-04	37293690	4084325	顺98-33-5	注水井	1950	长8	定向井	/	/	/	柳五注/清水	新建
						顺98-33-7	注水井	1950	长8	定向井	/				
						顺98-30-8H	油井	2300	长8	超短水平	0.109	柳154-01扩降回压站-新柳8增-新	新柳三脱	/	
						顺98-32-8H	油井	2300	长8	超短水平	0.109				

序号	作业区	区块	井场号	坐标（CGCS2000）		井号	井类别	进尺（m）	层位	钻井类型	产能（万t/a）	原油集输路由	原油及采出水处理系统	注水来源/介质	建设性质
				Y	X										
						顺98-32-10H	油井	2300	长8	超短水平	0.109	柳三脱-靖五联			
						顺98-32-2H	油井	2300	长8	超短水平	0.109				
14			柳114-24	37296938	4093922	顺98-4-42H	油井	2300	长8	超短水平	0.109	柳15增-新柳三脱-靖五联	新柳三脱	/	扩建
15			柳116-23	37296898	4093372	顺98-3-43	注水井	1950	长8	定向井	/	/	/	柳三注/清水	新建
						顺98-5-41	注水井	1950	长8	定向井	/				
16			G56-4	37296634	4093280	顺98-4-40H	油井	2325	长8	超短水平	0.109	柳100-28降回压站-新柳三脱-靖五联	新柳三脱	/	新建
						顺98-4-38H	油井	2300	长8	超短水平	0.109				
						顺98-6-38H	油井	2410	长8	超短水平	0.109				
						顺98-3-39	注水井	1940	长8	定向井	/	/	/	柳三注/清水	
17			顺平97-18扩	37296790	4092541	顺98-6-36H	油井	2477	长8	超短水平	0.109	柳100-28降回压站-新柳三脱-靖五联	新柳三脱	/	扩建
						顺98-5-39	注水井	1877	长8	定向井	/	/	/	柳三注/清水	
						顺98-3-41	注水井	1918	长8	定向井	/				
18			柳127-17扩	37296296	4091047	顺98-8-34H	油井	2300	长8	超短水平	0.109	柳100-28降回压站-新柳三脱-靖五联	新柳三脱	/	扩建
						顺98-8-36H	油井	2300	长8	超短水平	0.109				
						顺98-11-33	注水井	1950	长8	定向井	/	/	/	柳三注/清水	
19			顺平97-16	37296172	4091911	顺98-5-35	注水井	1950	长8	定向井	/	/	/	柳三注/清	新建

序号	作业区	区块	井场号	坐标（CGCS2000）		井号	井类别	进尺（m）	层位	钻井类型	产能（万t/a）	原油集输路由	原油及采出水处理系统	注水来源/介质	建设性质
				Y	X										
						顺98-5-37	注水井	1845	长8	定向井	/			水	
						顺98-7-35	注水井	1802	长8	定向井	/				
						顺98-7-39	注水井	1916	长8	定向井	/				
						顺98-9-33	注水井	1950	长8	定向井	/				
						顺98-9-35	注水井	1876	长8	定向井	/				
20			柳123-17	37295757	4091885	顺98-8-32H	油井	2300	长8	超短水平	0.109	柳100-28降回压站-新柳三脱-靖五联	新柳三脱	/	新建
						顺98-10-32H	油井	2300	长8	超短水平	0.109				
						顺98-10-34H	油井	2300	长8	超短水平	0.109				
21			柳123-15扩	37295096	4091534	顺98-6-34H	油井	2300	长8	超短水平	0.109	柳100-28降回压站-新柳三脱-靖五联	新柳三脱	/	扩建
						顺98-7-33	注水井	1950	长8	定向井	/	/	/	柳三注/清水	
						顺98-9-31	注水井	2000	长8	定向井	/				
22			顺平95-4	37290339	4091648	顺98H5-7	油井	3500	长8	长水平井	0.314	顺85-62增--新柳三脱-靖五联	新柳三脱	/	扩建
						顺98H5-8	油井	3500	长8	长水平井	0.314				
						顺98H5-9	油井	3500	长8	长水平井	0.314				
						顺269H3	油井	3200	长7	长水平井	0.264				
						顺269H4	油井	3200	长7	长水平井	0.264				
吴起县															
23	新寨	吴	新313-196	37235068	4101498	吴464-25-07H	油井	2150	长4+5	超短水平	0.092	旗15增-旗五转-	吴二联	/	新建

序号	作业区	区块	井场号	坐标（CGCS2000）		井号	井类别	进尺（m）	层位	钻井类型	产能（万t/a）	原油集输路由	原油及采出水处理系统	注水来源/介质	建设性质
				Y	X										
	作业区	464				吴464-25-7H	油井	2150	长4+5	超短水平	0.092	吴二联			
24			新313-198扩	37235120	4100416	吴464-26-7	注水井	2116	长4+5	定向井	/	/	/	吴二联/采出水	扩建
						吴464-26-8	注水井	1950	长4+5	定向井	/				
25			吴平466-8B	37235180	4100238	吴464-25-08H	油井	2150	长4+5	超短水平	0.109	旗15增-旗五转-吴二联	吴二联	/	新建
						吴464-25-8H	油井	2150	长4+5	超短水平	0.109				
						吴464-28-7	注水井	1950	长4+5	定向井	/	/	/	吴二联/采出水	
						吴464-28-8	注水井	1950	长4+5	定向井	/				
26			新314-199扩	37235783	4100411	吴464-26-9	注水井	1950	长4+5	定向井	/	/	/	旗二注/清水	扩建
						吴464-28-9	注水井	1986	长4+5	定向井	/				
27		吴555	新313-199扩	37234858	4100758	吴555-03-3	油井	1725	延10	定向井	0.083	旗15增-旗六转-吴二联	吴二联	/	扩建
						吴555-03-2	油井	1650	延10	定向井	0.083				
						吴555-04-3	注水井	1650	延10	定向井	/	/	/	旗二注/清水	
28		吴527	旗016-33扩	37234436	4097303	吴527-4-2H	油井	2000	长2	超短水平	0.099	旗8增-旗五转-吴二联	吴二联	/	扩建
						吴527-5-3	注水井	1818	长2	定向井	/	/	/	旗二注/清水	
						吴527-2-3	注水井	1896	长2	定向井	/				
29			旗016-34扩	37234237	4097723	吴527-3-4H	油井	2000	长2	超短水平	0.099	旗11增-旗五转-吴二联	吴二联	/	扩建
						吴527-6-6H	油井	2000	长2	超短水平	0.099				
30	吴起	吴	吴454扩	37240612	4097581	吴464-27-07H	油井	2150	长4+5	超短水平	0.109	旗四转--吴二联	吴二联	/	扩建

序号	作业区	区块	井场号	坐标（CGCS2000）		井号	井类别	进尺（m）	层位	钻井类型	产能（万t/a）	原油集输路由	原油及采出水处理系统	注水来源/介质	建设性质
				Y	X										
	作业区	464				吴464-27-7H	油井	2150	长4+5	超短水平	0.109				
						吴464-27-08H	油井	2150	长4+5	超短水平	0.109				
						吴464-27-8H	油井	2150	长4+5	超短水平	0.109				
31	桐寨作业区	谷18	塞平13-16	37274005	4113299	塞平14-19	油井	3200	长7	长水平井	0.264	靖2增-靖四联	靖四联	/	新建
						塞平14-20	油井	3200	长7	长水平井	0.264				
合计			新建井场15座，扩建井场16座，新建采油井55口，新建注水井37口。												

4.3.3 站场工程

本项目新建站场 8 座（柳 91-281 降回压站、高 213 降回压站、顺 92-05 降回压站、柳 100-28 降回压站、柳 154-01 降回压站、新柳八增临时系统、柳五注、柳 40 增）；改扩建站场 5 座（靖四联、柳 26 增、旗 8 增、新柳三脱、柳 149-03 临时回注点）

4.3.3.1 新建站场

新建降回压及增压站情况见表 4.3.3-1。

表4.3.3-1 本项目新建站场情况一览表

序号	作业区		站场名称	站场坐标（CGCS2000）		设计规模	下游站场	外输去向
				Y/m	X/m			
1	靖边	五里湾作业一区	柳 91-281 降回压站	37285004	4102026	长 8：150m³/d	南六转	南十二转-靖二联
2			高 213 降回压站	37285640	4108871	长 6：150m³/d	南十二转	靖二联
3	志丹	五里湾作业一区	顺 92-05 降回压站	37278677	4098426	长 6：150m³/d	新11脱	南六转-南十二转-靖二联
4	志丹	虎狼峁作业区	柳 100-28 降回压站	37296006	4092252	长 8：150m³/d	新柳三脱	靖五联
5			柳 154-01 降回压站	37293683	4084005	长 8：150m³/d	新柳8增	新柳三脱-靖五联
6			新柳八增临时系统	37292158	4086479	处理规模 2400m³/d，注水能力 1000m³/d	新柳三脱	靖五联
7			柳五注	37291828	4086824	注水规模 2500m³/d	下游管辖注水井	
8	志丹	五里湾作业一区	柳 40 增	37279988	4098382	长 6：180m³/d	柳 103-252 脱	南六转-南十二转-靖二联

（1）柳 91-281 降回压站

《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）》中拟在现有老井场（柳 95-29）新建南九增增压站（点）1 座，接收顺 165 区块新建油井产出的原油，原设计规模 240m³/d，南九增已取得环评批复手续。

根据《第三采油厂 2025 年产建地面工程初步设计》及调整方案，为了与站点所管辖井场规模匹配，将设计规模调整为 150m³/d，并将站点命名为柳 91-281 降回压站，重新进行评价。柳 91-281 降回压站接收顺 165 区块周边长 6 井组来油，油气混输至南六转处理。该站功能主要包括收球加药、来油升温、含水油外输等，同时具有站内循环、吹扫等功能。

柳 91-281 降回压站主要设备统计表见表 4.3.3-2。增压装置生产工艺流程示意如图 4.3.3-1。

表4.3.3-2 柳91-281降回压站主要设备统计表

序号	模块/设备名称	规格	数量
1	油气混输一体化集成装置	150m³/d，4.0MPa	1
2	加热一体化集成装置（加热炉）	240kW	1
3	集油收球加药一体化集成装置	10 井式	1
4	外输阀组	DN65，4.0MPa	1
5	事故油箱	30m³	1
6	无泄漏污油污水回收装置	2m³ 两进一出	1

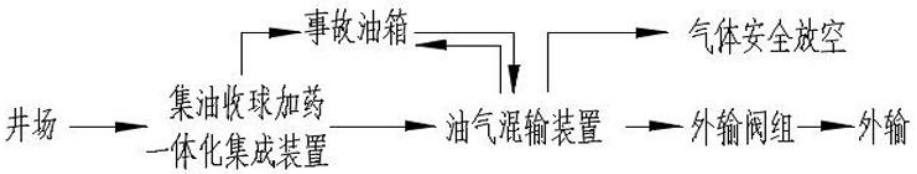


图4.3.3-1 增压装置生产工艺流程图

（2）高 213 降回压站

根据《第三采油厂 2025 年产建地面工程初步设计》及调整方案，为有效降低井口回压，提高输油压力，拟在柳 44 扩井场内新建高 213 降回压橇装置，接收柳 44 区块周边长 8 井组来油，油气混输至南十二转处理，设计规模 150m³/d。高 213 降回压站主要设备统计表见表 4.3.3-3。

表4.3.3-3 高213降回压站主要设备统计表

序号	模块/设备名称	规格	数量
1	油气混输一体化集成装置	150m³/d，4.0MPa	1
2	加热一体化集成装置（加热炉）	240kW	1
3	集油收球加药一体化集成装置	10 井式	1
4	外输阀组	DN65，4.0MPa	1
5	事故油箱	30m³	1
6	无泄漏污油污水回收装置	2m³ 两进一出	1

（3）顺 92-05 降回压站

根据《第三采油厂 2025 年产建地面工程初步设计》及调整方案，为有效降低井口回压，提高输油压力，拟在顺 92-05 井场内新建顺 92-05 降回压橇装置，接收周边长 6 井组来油，油气混输至新 11 脱处理，设计规模 150m³/d。顺 92-05 降回压站主要设备统计表见表 4.3.3-4。

表4.3.3-4 顺92-05降回压站主要设备统计表

序号	模块/设备名称	规格	数量
1	油气混输一体化集成装置	150m³/d，4.0MPa	1
2	加热一体化集成装置（加热炉）	240kW	1
3	集油收球加药一体化集成装置	10 井式	1
4	外输阀组	DN65，4.0MPa	1
5	事故油箱	30m³	1
6	无泄漏污油污水回收装置	2m³ 两进一出	1

（4）柳100-28降回压站

根据《第三采油厂 2025 年产建地面工程初步设计》及调整方案，2025 年拟在旧柳一增场地新建柳 100-28 降回压橇装置，接收周边长 8 井组来油，油气混输至新柳三脱处理，设计规模 150m³/d。柳 100-28 降回压站主要设备统计表见表 4.3.3-5。

表4.3.3-5 柳100-28降回压站主要设备统计表

序号	模块/设备名称	规格	数量
1	油气混输一体化集成装置	150m³/d，4.0MPa	1
2	加热一体化集成装置（加热炉）	240kW	1
3	集油收球加药一体化集成装置	10 井式	1
4	外输阀组	DN65，4.0MPa	1
5	事故油箱	30m³	1
6	无泄漏污油污水回收装置	2m³ 两进一出	1

（5）柳154-01降回压站

根据《第三采油厂 2025 年产建地面工程初步设计》及调整方案，2025 年拟在柳 156-02 井场新建柳 154-01 降回压橇装置，接收周边长 6、长 8 井组来油，油气混输至新柳 8 增处理，设计规模 150m³/d。）柳 154-01 降回压站主要设备统计表见表 4.3.3-6。

表4.3.3-6 柳100-28降回压站主要设备统计表

序号	模块/设备名称	规格	数量
1	油气混输一体化集成装置	150m³/d，4.0MPa	1
2	加热一体化集成装置（加热炉）	240kW	1
3	集油收球加药一体化集成装置	10 井式	1
4	外输阀组	DN65，4.0MPa	1
5	事故油箱	30m³	1
6	无泄漏污油污水回收装置	2m³ 两进一出	1

（6）新柳八增临时系统

《第三采油厂 2023 年产能建设工程（延安区域）》中拟新建双层系（长 6/长 8）

接转站 1 座（柳八转），规模 400m³/d、600m³/d，用于替代原柳 8 增，将其迁建后扩大规模。站场主要功能是来油加热、气液分离、加压外输，并替代现有的柳 8 增集输功能，柳八转已取得环评批复手续。

《第三采油厂 2024 年产能建设工程（延安区域）》部署实施后，接收长 6 层含水油将达到 1150m³/d，因此决定扩建长 6 油层 600m³/d 接转撬 1 座，待柳八转（新柳 8 增）建成后，通过集输管线将原油、采出水和伴生气输送至柳 8 增站外与现有集输管线连接后，集输到靖五联，柳八转（新柳 8 增）扩建工程已取得环评批复手续。

根据《第三采油厂 2025 年产建地面工程初步设计方案》及调整方案，由于本次改造的新柳三脱建设周期较长，当虎狼峁作业区产建部署井区含水油在时序上无法依托新柳三脱处理，以及后续新柳三脱设计规模不足以满足柳八转外输含水油处理时，为降低下游站场处理负荷，需要在柳八转接站增加原油临时脱水、注水功能，处理长 6、长 8 含水油，命名为新柳八增临时系统，进行评价。

新柳八增临时系统大部分时间停运，仅在新柳三脱建成投产前以及外输含水油超下游站场负荷时启动，处理后净化油外输至靖五联，三相分离装置处理规模为 2400m³/d（2 台 1200m³/d 三相分离器，长 6、长 8 各一台），采出水通过罐车临时拉运至新柳三脱、靖五联进行处理达标后回注油层。配套设计规模 1000m³/d 的清水回注系统，水源由柳三脱上游水源井供给，并配套建设柳三脱至柳五注供水干线、柳五注至柳 154-2 注水干线，原油外输、干气供应、伴生气集气管线已在《第三采油厂 2023 年产能建设工程（延安区域）》中评价，本次不再重复评价。

新柳八增新增设备见表 4.3.3-7。

表4.3.3-7 新柳八增临时系统主要设备统计表

序号	设备名称	规格	数量
1	三相分离器	1200m³/d	2具
2	总机关一体化集成装置	4井式	1套
3	加热一体化集成装置	400kW	1套
4	伴生气分液器	Φ400	1台
5	水罐	30m³	4具
6	事故罐	30m³	2具
7	转油泵	/	2台
8	喂水泵	/	3台
9	注水泵	泵3DSJ-25/20	3台
10	污油回收箱	2m³	1具

（7）柳五注

根据《第三采油厂 2025 年产建地面工程初步设计方案》及审查意见，为减少新柳三脱运行负荷，虎狼峁区新建柳五注水站 1 座，将柳三脱管辖注水半径 5km 以外的注水井，配注量 1320m³/d，归入柳五注管辖，柳五注总配注量为 1845m³/d，设计规模为 2500m³/d，设计压力为 25MPa。站内设备均采用一体化集成装置，注水系统选用 625m³/d 清水注水一体化集成装置 4 套，2500m³/d 清水配水一体化集成装置 1 套。

注水站内流程密闭，注入水为深井地下水，注水站设精细过滤水处理流程。水罐溢流排污及清水注水一体化集成装置、清水配水一体化集成装置、清水处理一体化集成装置的少量污水均排入站内污水回收罐。注水工艺流程示意图见图 4.3.5-1。

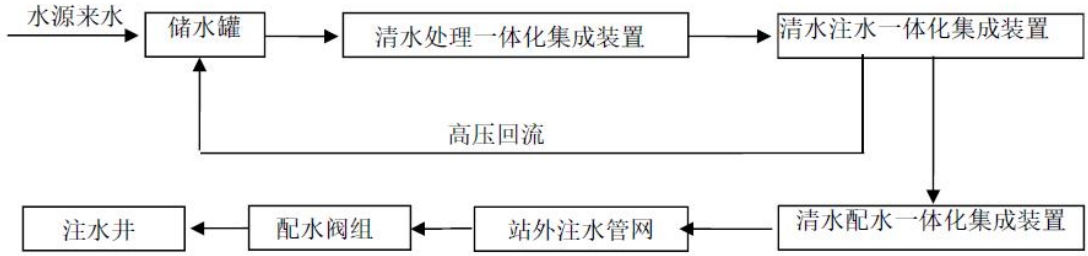


图4.3.3-2 注水工艺流程示意图

柳五注主要设备统计表见表 4.3.3-8。

表4.3.3-8 柳五注主要设备统计表

系统	设备名称	主要设备参数	单位	数量
注水系统	清水注水一体化集成装置	625m³/d，25MPa，315kW	套	4
	清水配水一体化集成装置	2500m³/d，25MPa，5.5kW	套	1
	储水罐	500m³ 水罐	具	2
清水处理系统	清水处理一体化集成装置	2500m³/d，95kW	套	1
	埋地污水回收罐	V=20m³	套	1

柳五注平面布置图见图 4.3.3-3。

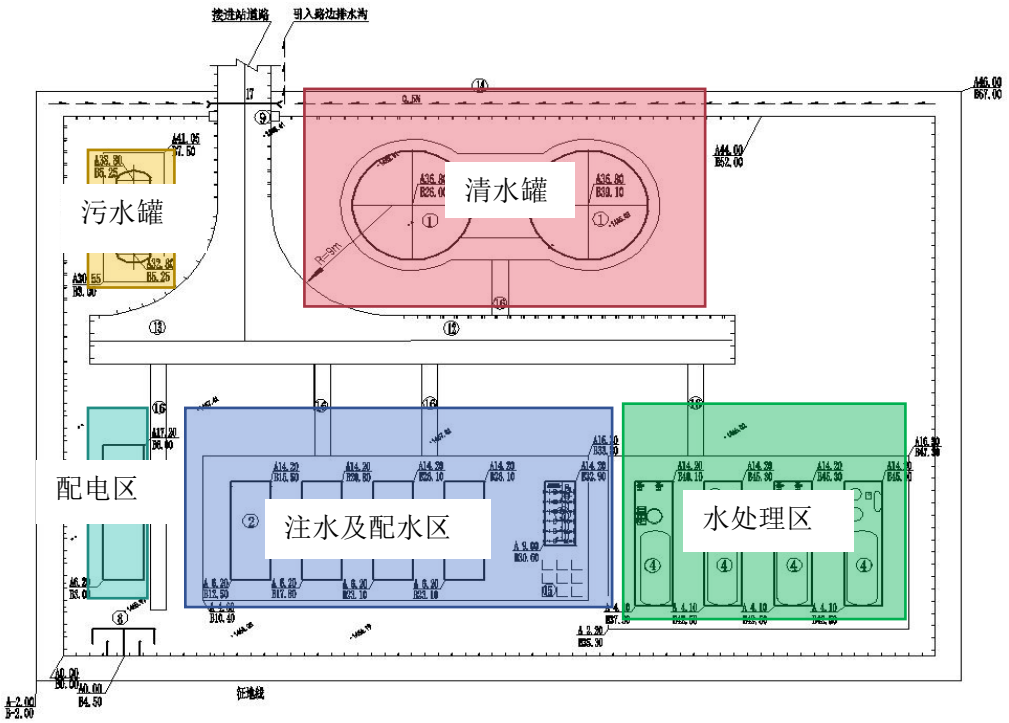


图 4.3.3-3 柳五注平面布置图

（8）柳 40 增

《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）》中拟在现有老井场（柳 47 井场）新建南八增增压站（点）1 座，接收柳 48 区块新建油井产出的原油，原设计规模 120m^3/d，南八增已取得环评批复手续。

根据《第三采油厂 2025 年产建地面工程初步设计》及调整方案，为了与站点所管辖井场匹配，并预留出必要的剩余容量以适配滚动开发井场部署规模，将设计规模调整为 180m^3/d，并将站点命名为柳 40 增，重新进行评价。柳 40 增接收柳 48 区块周边长 6 井组来油，油气混输至柳 103-252 脱处理。该站功能主要包括收球加药、来油升温、含水油外输等，同时具有站内循环、吹扫等功能。

柳 40 增压站主要设备统计表见表 4.3.3-9。新增增压站站场平面布置图见图 4.3.3-4，生产工艺流程见图 4.3.3-5。

表4.3.3-9 柳40增站主要设备统计表

序号	模块/设备名称	规格	数量
1	油气混输一体化集成装置（含 250kW 加热炉）	180m^3/d，4.0MPa	1
2	集油收球加药一体化集成装置	10 井式	1
3	外输阀组	DN65，4.0MPa	1
4	事故油箱	30m^3	1
5	无泄漏污油污水回收装置	2m^3 两进一出	1

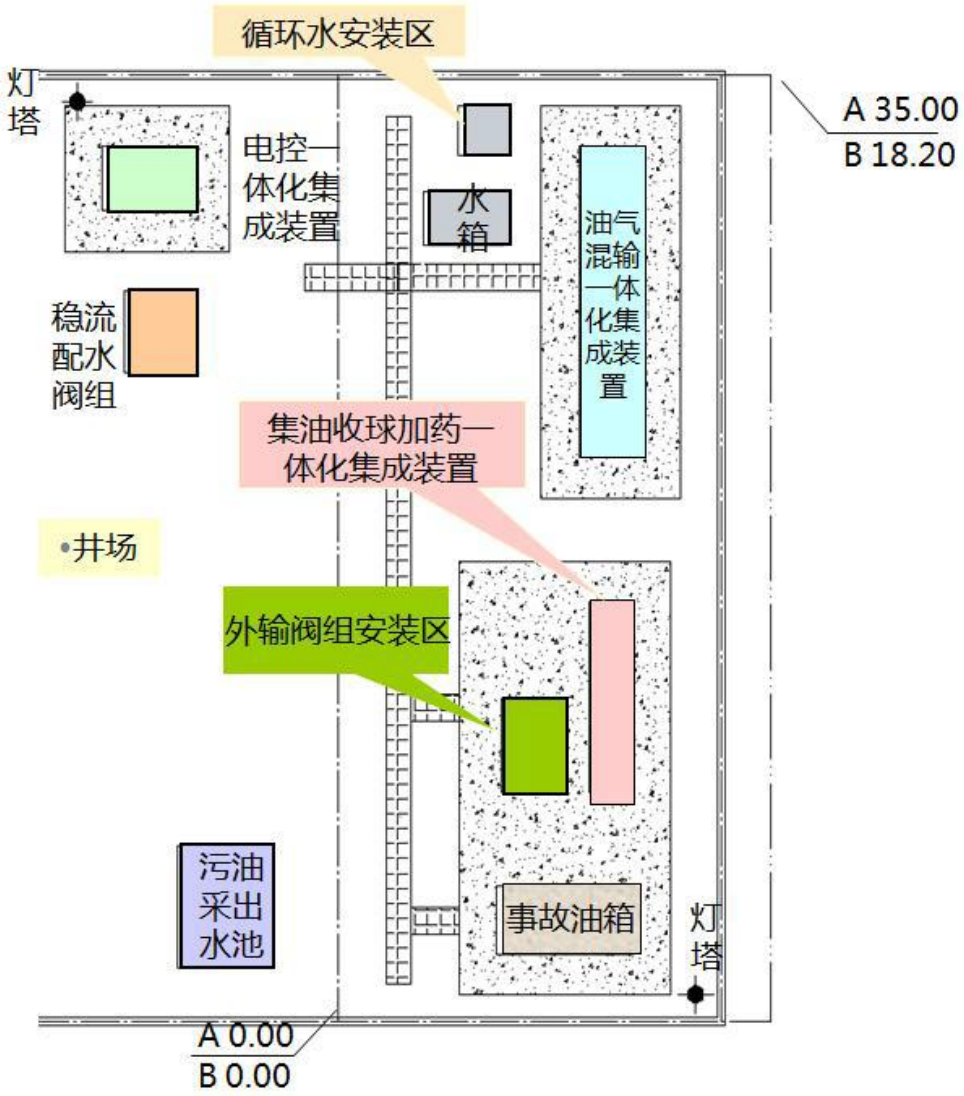


图4.3.3-4 新增增压站站场平面布置图

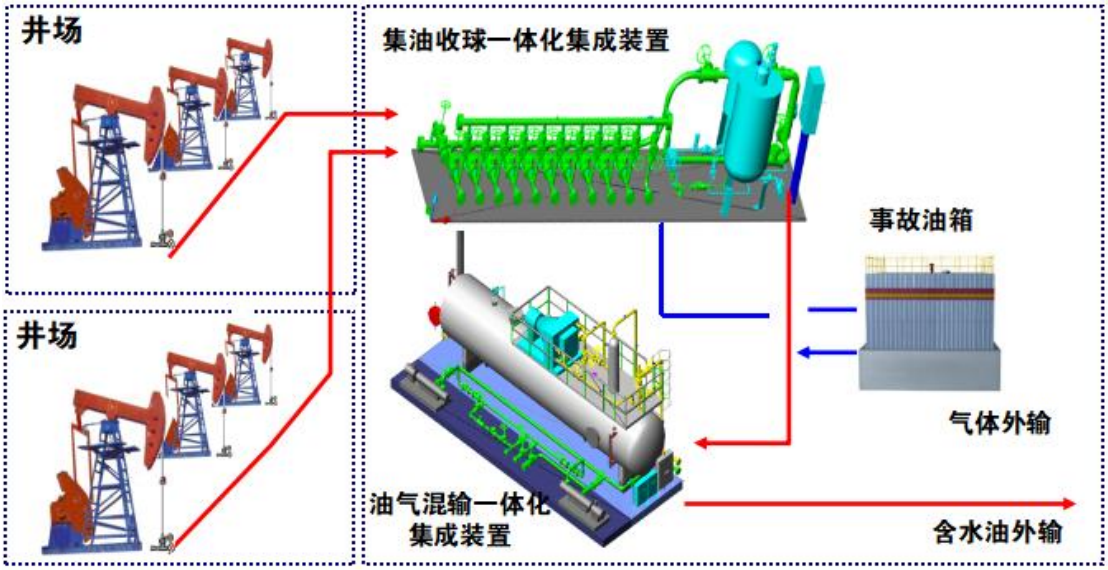


图4.3.3-5 增压站工艺流程图

4.3.3.2 改造站场

本次产能部署改造站场见表 4.3.3-10。

表 4.3.3-10 本项目改造站场情况一览表

序号	作业区		站场名称	站场坐标（CGCS2000）		改造内容	是否新增占地
				Y/m	X/m		
1	吴起	桐寨作业区	靖四联	37276049	4113724	两段脱水改造，设含水分析仪 1 台，电动三通阀 1 台	否
2		新寨作业区	旗 8 增	37236262	4097444	配套集中成垢装置 1 套，更换 30m³ 事故油箱 1 具，更换 10 井式集油收球加药一体化装置 1 座，站内管网更换	否
3	志丹	虎狼峁作业区	柳 26 增	37290425	4092743	新建集油收球加药一体化集成装置1座以及更换站内部分管线	否
4			新柳三脱	37291678	4089233	设计外输油规模15万吨/年，脱水站处理能力为1200m³/d，配套设计规模600m³/d的采出水处理回注系统。	否
5			柳 149-03 临时回注点	37292991	4085819	新增采出水回注一体化集成装置 1 台，38m³ 事故罐 2 具，喂液泵 1 台	否

（1）靖四联改造

靖四联合站 2008 年投用，接收周边长 6 层来含水油，设计能力 50×10⁴t/a。目前液量 1150 m³/d，净化油 567m³/d，净化油外输至靖三联合站。站场功能主要加热、脱水、采出水处理及回注。根据《第三采油厂 2025 年产建地面工程初步设计方案》，本次设计对靖四联进行两段脱水改造，一段不加热脱出游离水，二段加热破乳脱水达到外输指标，其他流程不变。在站内已建 3 台三相分离器净化油出口管线设含水分析仪 1 台，电动三通阀 1 台，含水指数控制三通阀打开方向，含水率＞0.5%为不合格油进事故罐，含水率≤0.5%为合格油进外输系统。

靖四联改造主要设备见表 4.3.3-11，两段脱水工艺流程见图 4.3.3-6。

表4.3.3-11 靖四联改造主要设备表

序号	名称	规格	数量
1	电动三通球阀	Q948Y-25DN200	1 个
2	平板闸阀	Z41F-25DN200	6 个
		Z41F-25DN150	4 个
3	无缝钢管	L245N-⌀ 219×6.0	135m
		L245N-⌀ 114×5.0	35m
		L245N-⌀ 76×5.0	15m

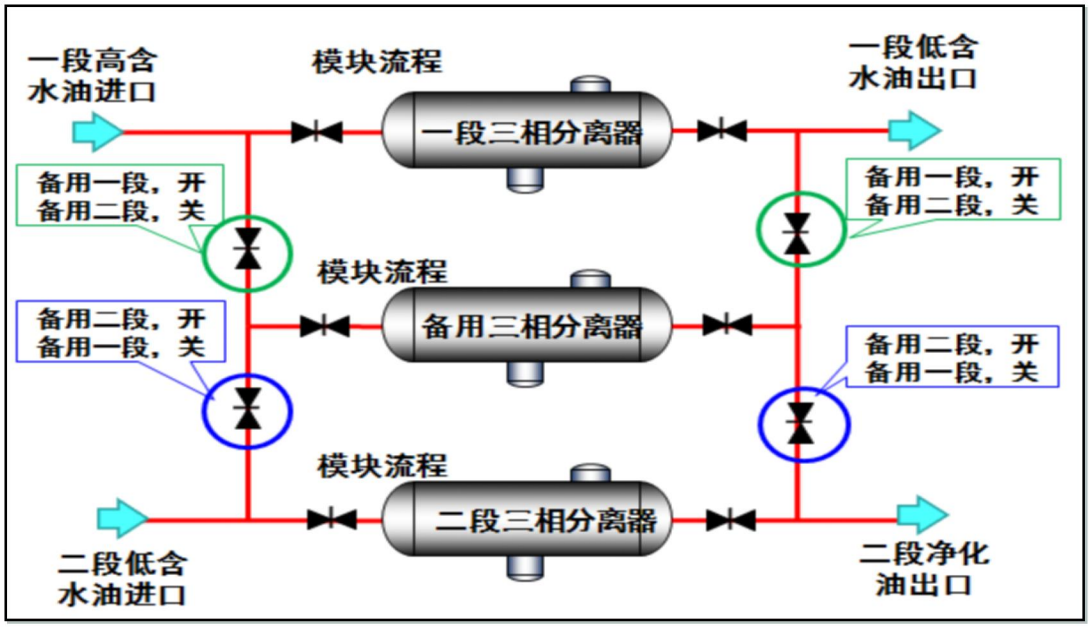


图4.3.3-6　两段脱水工艺流程示意图

（2）旗 8 增

旗 8 增投运于 2008 年，设计能力 360m³/d，设计层位长 6。站内管线腐蚀严重，2023 年至今局部更换 4 次，事故罐罐内热水循环盘管破损，严重影响正常运行。新建产能为长 2 层，配伍性差。根据《第三采油厂 2025 年产建地面工程初步设计方案》，本次改造内容为：

①站内新建产能为长 2 层，配伍性差，配套集中成垢装置 1 套；②原址更换事故油箱 1 具；③原址更换 10 井式集油收球加药一体化装置 1 座；④站内管网更换。

旗 8 增改造工程工程量见表 4.3.3-12，站内管线更换示意图见图 4.3.3-7。

表4.3.3-12　旗8增改造工程工程量

序号	工作量名称	单位	数量
1	Φ114×5mm 环氧粉末无缝钢管	m	150
2	Φ60×5mm 环氧粉末无缝钢管	m	160
3	30 方事故油箱	具	1
4	罐式集中成垢装置	套	1
5	10 井式集油收球加药一体化装置	座	1

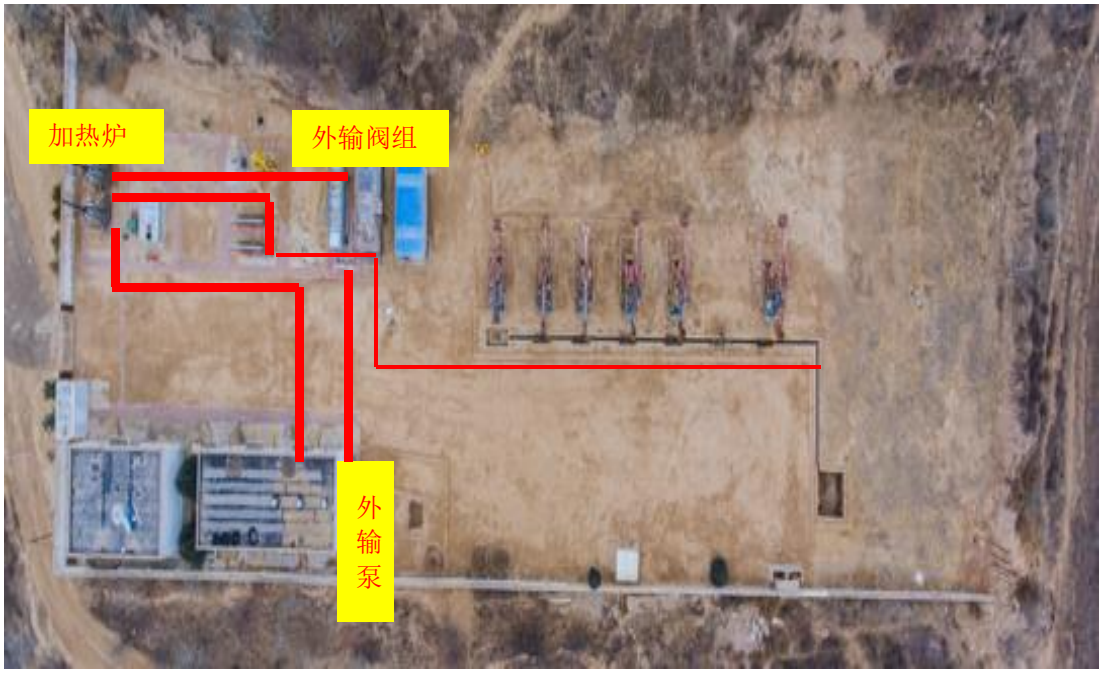


图4.3.3-7 旗8增站内管线更换示意图

（3）柳 26 增

柳 26 增投用于 2014 年，站内管网已运行 10 年，腐蚀老化严重，其中阀组及外输泵至加热炉、加热炉至外输阀组管线 2021 年以来腐蚀泄漏 7 次，需更换消除风险。根据《第三采油厂 2025 年产建地面工程初步设计方案》及审查意见。本次改造在站内新建集油收球加药一体化集成装置 1 座以及更换站内部分管线。

柳 26 增改造工程工程量见表 4.3.3-13，站内管线更换示意图见图 4.3.3-8。

表4.3.3-13 柳26增改造工程工程量

序号	工作量名称	单位	数量
1	10 井式集油收球加药一体化装置	套	1
2	更换Φ60×5 环氧粉末无缝钢管	m	80
3	更换Φ89×5 环氧粉末无缝钢管	m	125



图4.3.3-8 柳26增站内管线更换示意图

（4）新柳三脱

根据《第三采油厂 2025 年产建地面工程初步设计方案》及审查意见，柳三转 2007 年投运，收集虎狼峁油区周边增压站点长 8 及延 9 层含水油，进行来油加热、油气分离、含水油外输等任务，无脱水功能，配套规模 700m^3/d 的清水回注系统。

由于设备使用年限长，腐蚀破损严重，多数系统停用，本次拆除站内部分设施，利旧原柳三转站址新建新柳三脱，处理虎狼峁油区长 8 及延 9 层含水油，设计外输油规模 15 万吨/年，净化油外输至靖五联，脱水站处理能力为 1200m^3/d（不含备用三相分离器），配套设计规模 600m^3/d 的采出水处理回注系统。新柳三脱改造建成后，可降低下游靖五联的处理负荷，降低虎狼峁区清水回注量，同时预留出处理规模以便后期产建实施。

根据 2025 年产建工程部署，新柳三脱新增柳 100-28 降回压站、柳 135-4 增、顺 85-62 增、柳 19 增、新柳八增来油，配套建设新柳三脱至靖五联净化油外输管线，管线规格 L245N-Φ114×5.0，长度 4.0km，伴生气输送管线依托现有柳三转至顺 269 集气管线。新柳三脱改造及新增设备见表 4.3.3-14。

表4.3.3-14 新柳三脱改造及新增设备表

序号	设备名称	规格	数量	备注
1	三相分离器	1200m^3/d	2具	更换2台，1用1备

2	原油计量一体化集成装置	14井式	1套	新增5座增压点，更换为14井式
3	原油加热一体化集成装置	600kW	2台	选取2具600kW加热炉
4	原油缓冲一体化集成装置	20m^3	1套	新增设备，缓冲时间为30min
5	原油外输一体化集成装置	输油泵排量25m^3/h	1座	新增设备
6	无泄漏防爆污油采出水回收装置-2.0-I	2m^3	1套	新增设备
7	事故油罐	1000m^3	1具	新增设备，仅在事故应急和管线吹扫时使用
8	1#、4#沉降罐	1000m^3	2具	拆除
9	2#、3#净化油罐	1000m^3	2具	拆除
10	输油泵ZYD80-80×7	/	2台	拆除
11	来油阀组16井式	16井式	1座	拆除
12	三相分离器	1200m^3/d	2台	拆除

本站采用橇装化设计，主要功能包括来油升温、油气分离、原油脱水、净化油外输、伴生气外输、干气计量、采出水处理及回注等，同时具有站内循环、吹扫等功能。工艺流程包括原油生产流程、伴生气流程和吹扫流程。工艺流程如图4.3.3-9~4.3.3-11。

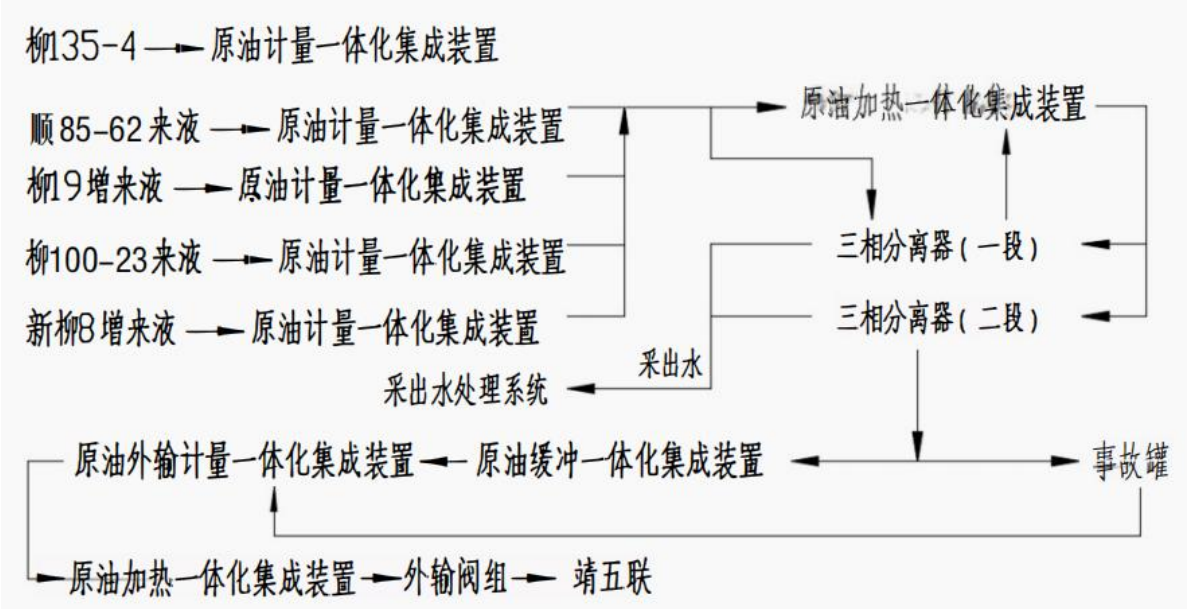


图4.3.3-9 原油生产流程

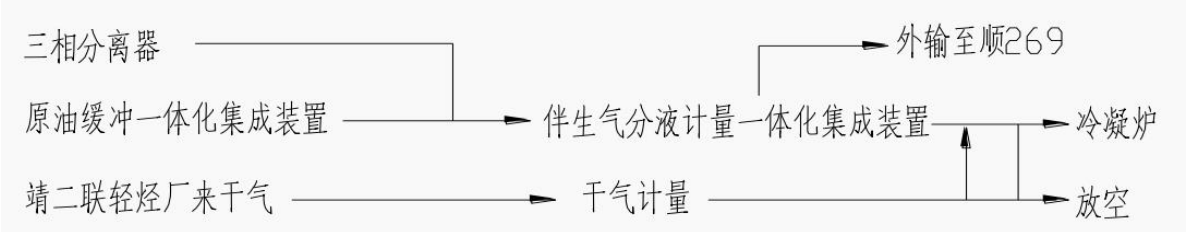


图4.3.3-10 伴生气/干气生产流程

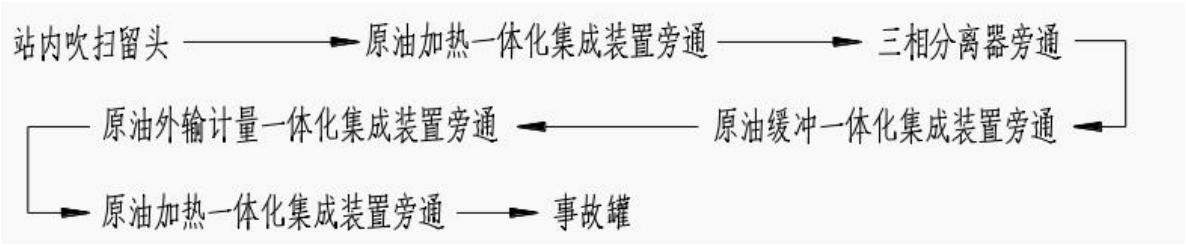


图4.3.3-11 站内吹扫流程

（5）柳 149-03 临时回注点

根据《第三采油厂 2025 年产建地面工程初步设计方案》及调整方案，由于柳五注建设周期较长，为满足本次开发虎狼峁作业区顺 98 区块南部注水需要，在柳五注建成投产之前，拟在柳 149-03 井场增加临时注水系统，以满足下游井场注水需要。临时注水的水源由柳三脱上游水源井供给，并配套建设柳三脱至柳五注供水干线、柳五注至柳 154-2 注水干线。柳 149-03 回注点新增设备见表 4.3.3-15。

表4.3.3-15 柳149-03回注点改造新增工程工程量

序号	工作量名称	单位	数量
1	采出水回注一体化集成装置	套	1
2	38m³ 事故罐	具	2
3	喂液泵	台	1

4.3.4 集输管线工程

新改建集油管线 9 条，规格为 L245N-φ76~114×5.5，设计压力为 4.0MPa，长度 41.79km；新改建单井出油管线 30 条，规格为 L245N-φ60×5，设计压力为 2.5MPa，长度 54.74km；新建集气管线 1 条，规格为 L245N-φ48×4，设计压力为 0.25MPa，长度 1.21km。管线规格及长度见表 4.3.4-1，涉及重要穿跨越的管线图见图 4.3.4-1。

管线两侧10m 范围内避让居民点。管线施工不设施工营地和材料场地，施工便道尽量依托周边村庄道路，施工期管道开挖土石方沿线堆放在管道两侧作业带内，不设取、弃土场，下管后土石方加固回填。管线距离均较短，不设阀室。

表 4.3.4-1 本项目集输管线一览表

序号	名称	区域		管线始终点	类型	输送介质	规格	设计压力（MPa）	长度（km）	穿跨越情况（穿跨越长度、工程方式①②）	穿跨越地点
1	集油管线	志丹	虎狼峁作业区	柳 19 增至柳三脱集油管线（隐患治理）	改建	含水油	89×5.5	4.0	7.29	土路穿越 3 处（15m、B）	37290625，4094788 37291235，4092588 37291726，4091216
										冲沟跨越 2 处（176m、C1）	37289867，4094868 37291277，4092463
2				柳 100-28 降回压站至柳三脱集油管线	新建	含水油	76×5.5	4.0	8.63	土路穿越 4 处（20m，B）	37295645，4092401 37295020，4091948 37294634，4090653 37293460，4091264
										河流跨越 1 处（46.2m，C1）	37294844，4091119
										冲沟跨越 1 处（39.7m，C1）	37294874，4091810
										冲沟跨越 1 处（40.2m，C2）	37292776，4090915
3				顺 85-62 至柳三脱集油管线	新建	含水油	89×5.5	4.0	3.16	冲沟跨越 2 处（175.8m，C1）	37291702，4089380 37291689，4090387
4				柳 135-4 增至柳三脱集油管线	新建	含水油	89×5.5	4.0	4.96	冲沟跨越 1 处（40.6m，C1）	37293492，4089903
5				柳 154-01 扩降回压站至柳三脱集油管线	新建	含水油	76×5.5	4.0	7.89	沥青混凝土道路穿越 1 处（15m，A）	37292120，4088750
										土路穿越 4 处（20m，B）	37293892，4084938 37293097，4085714 37292246，4086244 37292159，4088629

序号	名称	区域		管线始终点	类型	输送介质	规格	设计压力（MPa）	长度（km）	穿跨越情况（穿跨越长度、工程方式①②）	穿跨越地点
										河流跨越 1 处（52m，C2）	37292169，4088664
6				柳三脱至靖五联集油管线	新建	含水油	114×5.5	4.0	2.98	沥青混凝土道路道路穿越 1 处（15m、A）	37292766，4090940
										冲沟跨越 1 处（32.9m，C1）	37292805，4090523
										冲沟跨越 1 处（40.2m，C2）	37292776，4090915
7				柳 28 增至新柳 8 增（隐患治理）	改建	含水油	89×5.5	4.0	0.86	/	/
8		靖边	五里湾第二作业区	南三转至南三脱改线管线	改建	含水油	114×5.5	4.0	0.20	沥青混凝土道路穿越 1 处（15m，A）	37292646，4103190
9		跨靖边和志丹	五里湾第二作业区	南 3 号转油点至南三脱集油管线	新建	含水油	89×5.5	4.0	5.82	沥青混凝土道路穿越 2 处（30m，A）	37291291，4102218 37291490，4102846
										冲沟跨越 2 处（80m，C1）	37291332，4102390 37291509，4102860
小计									41.79		
10	出油管线	志丹	虎狼峁作业区	柳 105-25 至柳 16 增出油管线	新建	含水油	60×5	2.5	3.34	沥青混凝土道路道路穿越 1 处（10m、A）	37296540，4095820
11				柳 114-24 至柳 15 增出油管线	新建	含水油	60×5	2.5	1.65	沥青混凝土道路道路穿越 1 处（15m、A）	37297747，4093558
12				G56-4 至柳 100-28 降回压站出油管线	新建	含水油	60×5	2.5	1.85	土路穿越 1 处（5m、B）	37295909，4092434
13				顺平 97-18 扩至柳 100-28 降回压站出油管线	新建	含水油	60×5	2.5	2.43	土路穿越 2 处（10m、B）	37296823，4092887 37295909，4092434

序号	名称	区域		管线始终点	类型	输送介质	规格	设计压力（MPa）	长度（km）	穿跨越情况（穿跨越长度、工程方式①②）	穿跨越地点
14				柳 127-17 扩至柳 100-28 降回压站出油管线	新建	含水油	60×5	2.5	3.60	冲沟跨越 1 处（46m、C1）	37296105，4091776
15				柳 123-17 至柳 100-28 降回压站出油管线	新建	含水油	60×5	2.5	2.37	/	/
16				柳 123-15 扩至柳 100-28 降回压站增出油管线	新建	含水油	60×5	2.5	1.94	/	/
17				柳 122-03 至柳 26 增出油管线	新建	含水油	60×5	2.5	0.63	/	/
18				柳 121-04 至柳 26 增出油管线	新建	含水油	60×5	2.5	0.48	土路穿越 1 处（5m、B）	37290426，4093120
19				顺平 95-4 至顺 85-62 增出油管线	新建	含水油	60×5	2.5	3.28	河流跨越 1 处（46m，C2）	37290384，4091498
										土路穿越 1 处（5m、B）	37291933，4091356
20				柳 123-6 至柳 23 增出油管线	新建	含水油	60×5	2.5	1.88	/	/
21				柳 121-6 至柳 23 增出油管线	新建	含水油	60×5	2.5	1.51	/	/
22				顺 112 扩至柳 33 增出油管线	新建	含水油	60×5	2.5	1.42	土路穿越 1 处（5m、B）	37290959，4084029
23				保 3 扩至柳 154-01 扩降回压站出油管线	新建	含水油	60×5	2.5	1.64	土路穿越 1 处（5m、B）	37293892，4084938
24				柳 151-2 扩至柳 35 增出油管线	新建	含水油	60×5	2.5	1.18	/	/
25				柳 152-3 至柳 154-01 扩降回压站出油管线	新建	含水油	60×5	2.5	1.16	/	/
26				柳 156-03 至柳 154-01 扩降	新建	含水油	60×5	2.5	0.97	/	/

序号	名称	区域		管线始终点	类型	输送介质	规格	设计压力（MPa）	长度（km）	穿跨越情况（穿跨越长度、工程方式①②）	穿跨越地点
				回压站出油管线							
27				柳 156-04 至柳 154-01 扩降回压站出油管线	新建	含水油	60×5	2.5	0.34	/	/
28				顺 294 至柳 154-01 扩降回压站出油管线	新建	含水油	60×5	2.5	0.70	/	/
29				柳 154-02 扩至柳 154-01 扩降回压站出油管线	新建	含水油	60×5	2.5	1.38	土路穿越 1 处（5m、B）	37293892，4084938
30		吴起	新寨作业区	新 314-199 扩至旗 15 增出油管线	新建	含水油	60×5	2.5	2.05	/	/
31				新 313-199 扩至旗 15 增出油管线	新建	含水油	60×5	2.5	1.97	土路穿越 1 处（5m、B）	37234929，4100779
32				新 313-198 扩至旗 15 增出油管线	新建	含水油	60×5	2.5	1.75	/	/
33				新 131-196 至旗 15 增出油管线	新建	含水油	60×5	2.5	3.27	土路穿越 1 处（5m、B）	37235752，4101335
34				吴 466-8B 至旗 15 增出油管线	新建	含水油	60×5	2.5	1.94	/	/
35		吴起	吴起作业区	吴 454 扩至旗四转出油管线	新建	含水油	60×5	2.5	1.52	/	/
36		吴起	新寨作业区	旗 016-34 扩至旗 11 增出油管线	新建	含水油	60×5	2.5	1.42	沥青混凝土道路道路穿越 1 处（12m、A）	37234331，4096851
37				旗 016-33 扩至旗 11 增出油管线	新建	含水油	60×5	2.5	1.18	沥青混凝土道路道路穿越 1 处（12m、A）	37234331，4096851
38				旗 016-33 扩至旗 8 增出油管线	新建	含水油	60×5	2.5	3.38	/	/

序号	名称	区域		管线始终点	类型	输送介质	规格	设计压力（MPa）	长度（km）	穿跨越情况（穿跨越长度、工程方式①②）	穿跨越地点
39		吴起	桐寨作业区	塞平 13-16 至靖 2 增出油管线	新建	含水油	60×5	2.5	2.51	土路穿越 1 处（5m、A）	37274317，4112177
小计									54.74		
40	集气管线	志丹	虎狼峁作业区	顺平 95-4 至柳 26 增集气管线	新建	干气	48×4	0.25	1.21	/	/
小计									1.21		
备注：①施工方式中 A 为顶管穿越，B 为大开挖，C 为桁架跨越；②中 1 为新建桁架，2 为依托现有桁架； ②南三转至南三脱改线管线、南 3 号转油点至南三脱集油管线为南三脱站外配套管线，南三脱站已单独办理环评手续，本次仅对站外配套管线进行评价。											



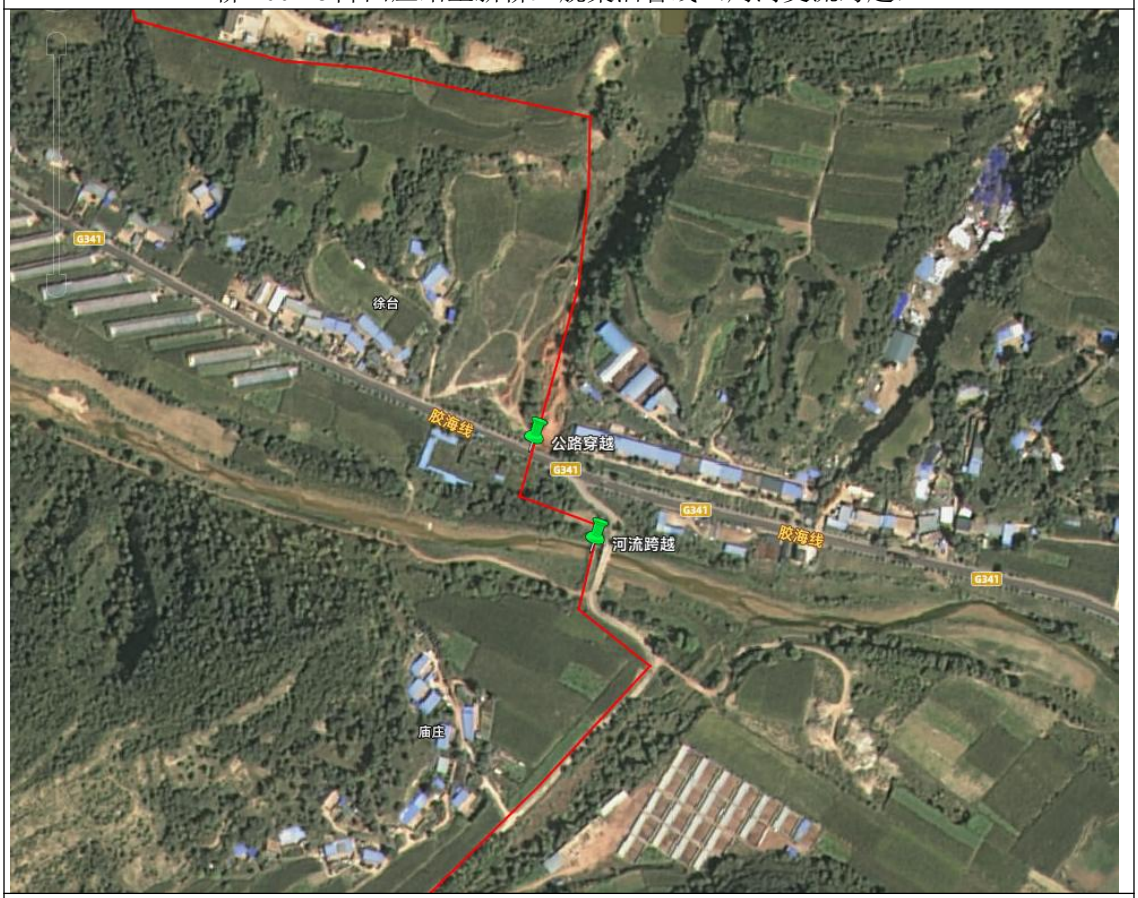
顺平 95-4 至顺 85-62 增出油管线跨越周河支流



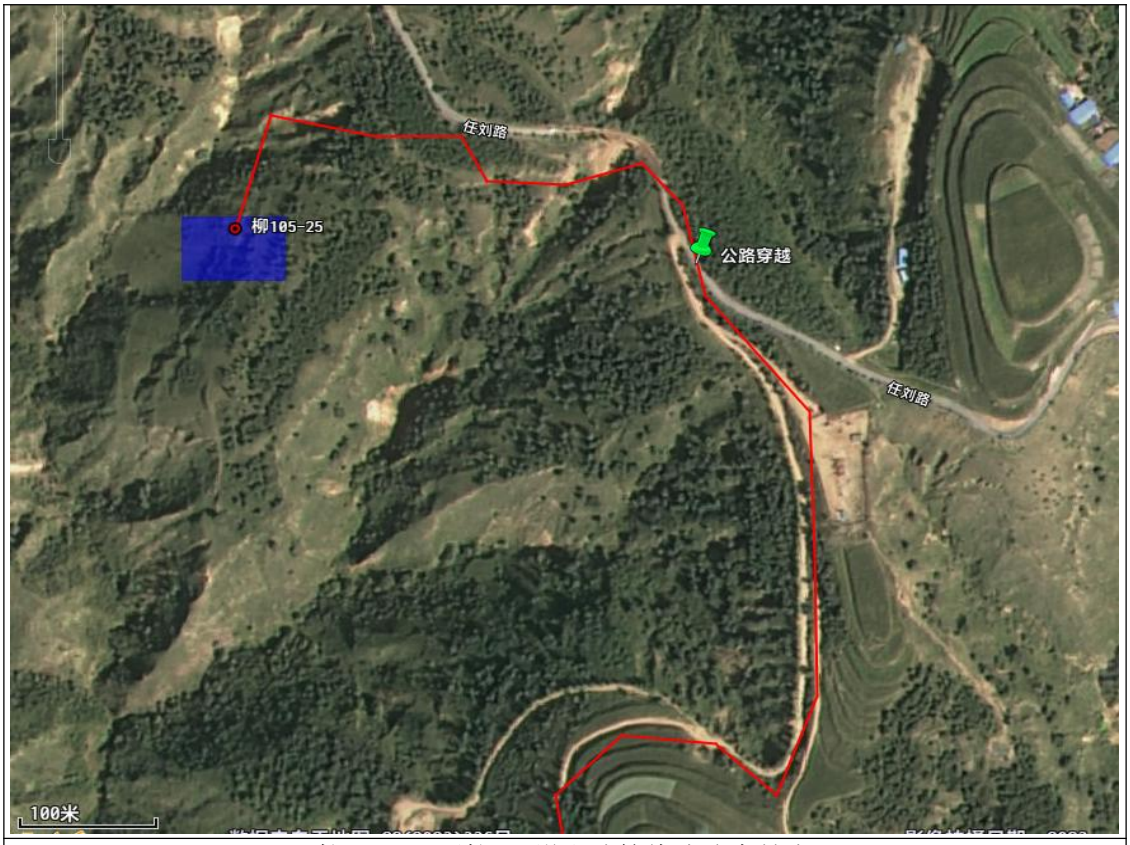
柳 100-28 降回压站至新柳三脱集油管线（公路穿越、冲沟跨越）



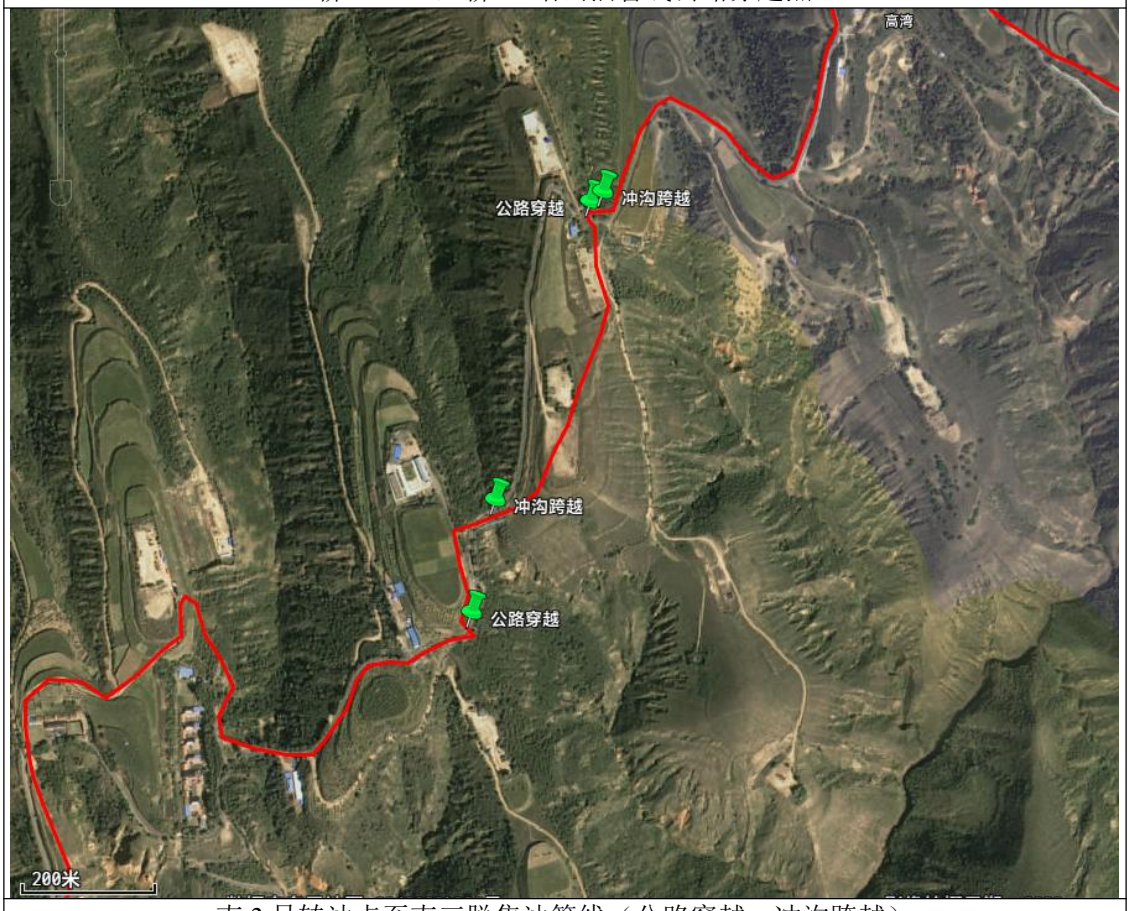
柳 100-28 降回压站至新柳三脱集油管线（周河支流跨越）



柳 154-01 降回压站至新柳三脱集油管线（公路穿越、周河跨越）



柳 100-25 至柳 16 增出油管线公路穿越点



南 3 号转油点至南三脱集油管线（公路穿越、冲沟跨越）

图4.3.4-1　重要穿跨越的管线图

4.3.5 供注水工程

根据开发方案，本项目新建一座注水站（柳五注），工程共计建设注水井37口，单井配注量15~25m³/d，注水系统最高工作压力按25MPa设计，注水井口压力17.0MPa，项目注水管线敷设方式、管沟断面、管道转向、穿（跨）越工程方式等要求与输油管线相同，注水管线清水采用钢管，采出水采用玻璃钢复合管。根据建设单位提供的资料，各区块依托周边已建接转站、注水站、联合站进行同层回注。

注水井井身结构基本与采油井相同，回注介质为经处理后的采出水和供水站提供的清水，回注层位为井区开采的油层。为防止注水井壁发生侧漏，在套管与井壁之间注入水泥并返高至地面；注水管柱在注水层位安装封隔器，确保注水层位为开采油层。

4.3.5.1 供水工程及取水削减计划

本次工程不新增水源井，均依托现有取水工程进行供水，水源井均位于延安市，新增注水井配注量为19.31万m³，采出水回注消减量为7.59万m³，锅炉补水量为0.2013万m³，措施作业取水0.3128万m³，地下水实际取水量为12.234万m³，总取水量在取水许可证许可范围内。根据调查主要依托志丹区域的柳三注、柳五注、靖五联、新柳三脱，新寨吴起区域的吴二联、旗二注进行注水。

根据《关于禁止审批和新建地下水取水工程用于石油天然气生产的通知》（延市水发〔2015〕53号）规定，第三采油厂须逐年削减地下水的取水总量，有计划实施现有地下水水源井关停。根据调查，第三采油厂的取水许可证每五年办理一次，办理取水许可证时许可单位已经按照上述要求对企业的取水许可量进行削减，根据调查2022年初第三采油厂延安区域取水许可量为386万方/年，2023年后取水许可量降低至355万方/年。取水许可证的办理过程中已经体现了逐年削减的管理要求，第三采油厂2024年度关停了水源井4口，2025年预计再关停水源井3口。

第三采油厂靖安油田现有产建工程基本处于油田开发中晚期，原油含水率逐年上升已经由开采初期的30%上升至50~65%。随着含水率的逐年上升，原油脱水过程产生的采出水量也逐年上升，采出水回注量的增加可以减少地下水注水量的使用。根据调查，2021年至今第三采油厂地下水取水用量及后期计划见表4.3.5-1。表中2021~2024年是已经实施的取水量，2025年是计划取水量。

表4.3.5-1 2021年至今第三采油厂延安区域地下水取水用量及后期计划表（单位：万m³）

序号	时间	取水证取水	取水量	年消减量

		规模	取水量（志丹）	取水量（吴起）	总取水量	
1	2021	386	139.91	174.835	314.745	/
2	2022	386	134.85	157.351	292.201	22.544
3	2023	355	121.36	141.616	262.976	29.225
4	2024	355	114.10	134.356	248.456	14.52
5	2025	355	110.47	127.096	237.566	10.89

根据统计，近四年来（2021年~2024年）第三采油厂未新建地下水水源井，近四年地下水取水量合计削减了约66.289万m^3。第三采油厂已经按照要求办理了取水证，志丹区域取水证有效期至2029年8月1日，吴起区域取水证的有效期至2027年10月8日。第三采油厂后续计划按照5%的递减速度对地下水回注量进行逐年削减，同时每年按照取水量的减少，逐步关停现有的地下水水源井。

4.3.5.2 注水方案

根据开发方案，本项目新建注水站 1 座（柳五注），工程共计建设注水井 37 口，新增配注量 585m^3/d，其中 45m^3/d 由采出水系统供给，540m^3/d 由清水系统供给，新增采出水清改污注水井 11 口（消减清水量 185m^3/d）。

（1）虎狼峁作业区

志丹虎狼峁作业区新增配注量 450m^3/d，由清水系统供给，新增采出水清改污注水井 11 口（消减清水量 185m^3/d）。

虎狼峁加密区块、顺 114 区块产建工程新增采出水 50m^3/d，依托靖五联采出水处理系统处理，将靖五联管辖 2 口清水井改注采出水。新增的 3 口注水井（配注量 75m^3/d）由新柳三脱清水系统管辖。

顺 98 区块产建工程新增采出水 135m^3/d，依托新柳三脱采出水处理系统处理，将柳三脱管辖 9 口清水井改注采出水。顺 98 区块新增的 25 口注水井配注量为 375m^3/d（单井配注量 15m^3/d），其中 11 口注水井（配注量 165m^3/d）由柳五注清水系统管辖，14 口注水井（配注量 210m^3/d）由柳三注清水系统管辖。

（2）新寨、吴起作业区

新寨、吴起作业区新增配注量 135m^3/d，其中 45m^3/d 由采出水系统供给，90m^3/d 由清水系统供给。

吴起、新寨作业区产建工程新增采出水 45m^3/d，依托吴二联采出水处理系统处理，处理后可满足吴 464 区块新增的 3 口注水井的配注需求（配注量 45m^3/d），剩余新增的 6 口注水井（配注量 90m^3/d）由旗二注清水系统管辖。

项目区域水源主要来自区域地下水水源井，志丹区域来自柳三注、柳五注和柳三脱；新寨吴起区域来自吴二联和旗二注，清水由吴二供水站供给。

表 4.3.5-2 项目区域采出水、措施作业废水注水去向说明一览表

开发区域	站点名称	废水类别	注水方式	注水去向	备注
志丹虎狼峁作业区	靖五联	采出水	经靖五联注水系统外输至注水干线后经分配后回注	靖五联周边区域的注水井	虎狼峁作业区新增注水井中靖五联周边的注水井注区域注水干线中的采出水，其余注水井均注区域干线中的清水
	新柳三脱	采出水	经新柳三脱注水系统外输至注水干线后经分配后回注	新柳三脱周边区域的注水井	
	柳 133-1 作业废水处理站	措施作业废水	经站内注水装置加压后外输至区域采出水注水干线，后经分配后回注	柳 133-1 站点附近区域的注水井	
	顺 173 措施返排液处理站	措施作业废水	经站内注水装置加压后外输至区域采出水注水干线，后经分配后回注	顺 173 站点附近区域的注水井	
新寨吴起作业区	吴二联	采出水	经吴二联注水系统外输至注水干线后经分配后回注	吴二联周边区域的注水井	区域内新增的注水井中吴二联周边的注水井注区域干线中的采出水，其他区域均注区域干线的清水
	旗二注	采出水	经旗二注注水系统外输至注水干线后经分配后回注	旗二注周边区域的注水井	
	旗 10-341 措施废液处理站	措施作业废水	经站内注水装置加压后外输至区域采出水注水干线，后经分配后回注	旗 10-341 站点附近区域的注水井	
桐寨作业区	靖四联	采出水	经靖四联注水系统外输至注水干线后经分配后回注	靖四联周边区域的注水井	本次开发区域无新增注水井
	桐寨作业废水处理站	措施作业废水	经站内注水装置加压后外输至靖四联注水系统，经靖四联注水系统外输回注		

4.3.5.3 供注水管线

柳五注为清水注水站，水源来自柳三脱上游水源井，本项目新建一条供水干线，自柳三脱至柳五注。管线规格为钢管φ159×6，压力 4MPa，长度 3.5km。

本次产建工程新建设注水井 37 口，配套新建注水干线 5 条，长度 12.42km，新建注水支线 6 条，长度 6.44km。项目注水过程中水源优先采用处理后的采出水和措施作业废水，不足部分使用地下水清水水源作为补充，项目区域采出水、作业废水注水去向说明见表 4.3.5-2，项目注水水源均依靠管线进行输送，供注水工程管线概况详见表 4.3.5-3。

表 4.3.5-3 项目供、注水管线一览表

序号	名称	区域		管线名称	类型	输送介质	规格	设计压力（MPa）	长度（km）	穿跨越情况	穿跨越方式（坐标）
1	供水干线	志丹	虎狼峁作业区	柳三脱至柳五注供水管线	新建	清水	玻璃钢复合管φ159×6	4	3.60	沥青混凝土道路穿越 1 处（15m，A）	37292120，4088750
										土路穿越 4 处（20m，B）	37293892，4084938 37293097，4085714 37292246，4086244 37292159，4088629
										河流跨越 1 处（52m，C2）	37292169，4088664
小计									3.60		
2	注水干线	志丹	虎狼峁作业区	柳五注至柳 29 增插输干线	新建	清水	钢管φ114×12	25	0.32	/	/
3				柳五注至柳 28 增注水干线	新建	清水	钢管φ114×12	25	3.03	/	/
4				柳五注至柳 154-2 注水干线	新建	清水	钢管φ114×12	25	4.02	土路穿越 2 处（10m，B）	37292184，4086746 37291915，4086855
5				柳五注至柳 10 增注水干线	新建	清水	钢管φ114×12	25	1.62	冲沟跨越 2 处（75m，C2）	37291594，4085967
6				靖五联至柳 135-4 注水干线	新建	采出水	玻璃钢复合管φ114×12	25	3.43	公路穿越 1 处（10m，A）	37292766，4090940
										冲沟跨越 1 处（40.2m，C2）	37292776，4090915
										冲沟跨越 1 处（39.2m，C1）	37292805，4090523
小计									12.42	/	/
7	注水支线	志丹	虎狼峁作业区	柳 116-23 注水管线	新建	清水	钢管φ60×8	25	0.54	/	/
8				顺平 97-16 注水管线	新建	清水	钢管φ60×8	25	1.79	/	/
9				柳 127-17 扩注水管线	新建	清水	钢管φ60×8	25	0.36	/	/

10				柳 152-3 注水管线	新建	清水	钢管φ60×8	25	0.47	/	/
11				顺 6 至柳 120-3 注水管线	新建	清水	钢管φ60×8	25	0.89	冲沟跨越 1 处（59m，C1）	37291460，4092826
12		吴起	新寨作业区	旗六转至旗 016-34 扩注水管线	新建	清水	钢管φ60×8	25	2.39	/	/
小计									6.44		
备注：①施工方式中 A 为顶管穿越，B 为大开挖，C 为桁架跨越；②中 1 为新建桁架，2 为依托现有桁架											

4.3.6 管线铺设

（1）敷设方式

管线敷设采用埋地敷设方式，管顶最小覆土厚度1.2m，管道埋深见表4.3.6-1。

表4.3.6-1 管道基本埋深设计

类型	黄土梁峁	河谷阶地	公路
管沟挖深（m）	1.50	1.50	1.60
管顶埋深（m）	1.20	1.20	1.20

（2）管沟断面

管沟断面设计见表4.3.6-2。

表4.3.6-2 管沟断面设计表

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

（3）管道转向

管线在改变方向或适应地形时，采用弹性敷设与热煨弯头，并优先采用弹性敷设，弹性弯头的曲率半径不小于管线外直径的100倍。当弹性敷设难以实现时，采用热煨弯头转向。

（4）穿越工程

本次工程管线，总计跨越冲沟13处，河流跨越3处，穿越沥青混凝土公路9处，穿越土路21处。穿（跨）越工程特征见表4.3.6-3。

表4.3.6-3 管道穿跨越工程

穿越类型	穿/跨越方式	穿越对象	穿越次数	穿越长度（m）
沥青混凝土公路	顶管	油区公路	9	135
土路	大开挖	普通道路	21	105
冲沟	桁架/利用现有桁架	跨越冲沟	13	805.4
河流	桁架/利用现有桁架	跨越河流	3	144.2
合计			46	1189.6

（5）管道防腐与保温

单井管线防腐采用环氧粉末普通级结构（穿越部分采用加强级），不做保温设计。

（6）管道材质

输油管线全部采用无缝钢管，穿越道路保护套管采用螺旋焊缝钢管；清水注水支线采用钢管，采出水注水支线采用非金属管。

4.3.7 储运工程

（1）原油储存

本项目各井区主要新建站场储罐及新增储罐设置见表 4.3.7-1。

表 4.3.7-1 新建站场及新增储罐设施情况

序号	站场	储油设施	规格	数量
1	柳 91-281 降回压站	事故油箱	30m³	1 具
2	高 213 降回压站	事故油箱	30m³	1 具
3	顺 92-05 降回压站	事故油箱	30m³	1 具
4	柳 100-28 降回压站	事故油箱	30m³	1 具
5	柳 154-01 降回压站	事故油箱	30m³	1 具
6	新柳八增临时系统	事故油箱	30m³	1 具
7	柳 40 增	事故油箱	30m³	1 具
8	旗 8 增	事故油箱	30m³	1 具
9	新柳三脱	事故油罐	1000m³	1具

（2）原油拉运

本次工程整体全部密闭集输，不建设拉油点。

4.3.8 辅助工程

4.3.8.1 道路工程

评价区交通运输以公路为主。

志丹虎狼峁作业区、靖边-志丹五里湾作业区可依托的主要道路有：S303、顺宁－侯市沥青路、靖边－志丹沥青路、五里湾乡道路、东顺路等。

吴起、新寨、桐寨作业区可依托的主要道路有：延吴高速、胶海线、吴定路、长吴路等县乡公路以及油区道路、乡村道路。

根据项目产能开发部署，工程新建站场进站 2 条，全长 2.0km，并配套建设井场进场道路 9 条 3.18km。

道路工程量统计见表 4.3.8-1。新建将回压站进站道路采用支道标准，柳五注进场道路采用次干道标准。主要技术指标见表 4.3.8-2，路基标准横断面图见图 4.3.8-1。

表4.3.8-1 道路工程量统计

序号	道路名称	起点	终点	长度（km）	道路标准
1	新建柳 100-28 降回压站进站道路	油区道路	柳 100-28 降回压站	1.0	支道标准
2	新建柳五注进站道路	油区道路	柳五注	1.0	次干道标准
3	井场进场道路	油区道路	各新建井场	3.18	素土路
合计				5.18	

表4.3.8-2 道路工程技术指标

道路建设标准		次干道	支道
路面宽度(m)		4.5	3.5
路基宽度(m)		6.5	4.5
路面结构		天然砂砾	天然砂砾
极限最小圆曲线半径（m）		15	15
一般最小圆曲线半径（m）		30	30
不设超高的最小圆曲线半径（m）		150	150
凸形竖曲线半径（m）	极限最小值	100	100
	一般最小值	200	200
凹形竖曲线半径（m）	极限最小值	100	100
	一般最小值	200	200
停车视距（m）		20	20
会车视距（m）		40	40
最大纵坡（%）		12	12
类别		脱水站、注水站等	增压点、拉油点等



图4.3.8-1 路基标准横断面图

4.3.8.2 临时工程

（1）施工便道

本项目施工过程中，井场和站场施工时在前期直接建设井场和站场道路，施工建设的永久道路，不设置施工便道。项目仅在管线施工时会设置施工便道，管线施工过程中施工便道尽量依托周边村庄道路，没有现有道路依托的情况下会修筑少量的施工便道，主要建设在管线上山、下沟等不平整段，施工便道修筑的主要为土路，不做硬化处置，施工结束后恢复为原有土地利用类型。

（2）施工营地

本项目井场和站场施工过程中因单体工程施工时间较长设置施工营地，施工营地一般设置在井场和站场的施工临时占地范围内，施工营地由活动板房组成，给施工人员提供食宿。施工营地内设置移动式防渗旱厕。施工营地在施工结束后拆除，清理施工营地产生的垃圾，恢复为原有土地利用类型。

（3）施工物料堆放场

管线施工不设置施工材料堆场，一般依托现有的站场、井场临时放置管材。井场和站场施工过程中在施工临时占地范围内设置堆料场，放置设施、设备以及施工材料。施工物料堆放场在施工结束后清理堆放的材料，恢复为原有土地利用类型。

4.3.9 公用工程

4.3.9.1 供热工程

本项目在新增的降回压站、增压点，改建脱水站、转接站等设置加热炉，用于原油加热保温，燃料采用轻烃厂净化后的干气或站内分离出的伴生气。根据设计资料，各站场供热工程具体情况见表 4.3.9-1。

表 4.3.9-1 项目各站场供热工程统计表

序号	站场	加热炉类型	加热炉规格	单位	数量
1	柳 91-281 降回压站	卧式冷凝炉	240kW	套	1
2	高 213 降回压站	卧式冷凝炉	240kW	套	1
3	顺 92-05 降回压站	卧式冷凝炉	240kW	套	1
4	柳 100-28 降回压站	卧式冷凝炉	240kW	套	1
5	柳 154-01 降回压站	卧式冷凝炉	240kW	套	1
6	新柳八增临时系统	卧式冷凝炉	400kW	套	1
7	柳 40 增	卧式冷凝炉	250kW	套	1

8	新柳三脱	卧式冷凝炉	600kW	套	2

4.3.9.2 供水工程

本项目生产回注用清水依托现有供水站水源井供给，钻井生产用水采用罐车拉水至井场；生活用水采用罐车拉水至站场。

4.3.9.3 供电工程

本次产建工程供电依托虎狼峁 35kV、姚山 35kV、王台 35kV 和盘古梁 35kV 变电站，井场接入附近电网采用电驱，既有井场扩建利用既有供电设施，新建井场、站场新建 10kV 输电线路，新建设柱上变电站 22 套，井场设置分布式光伏发电设施，共计设置 22 套。

4.3.10 劳动定员和工作制度

（1）劳动定员

根据产建工程开发方案，本工程为 2025 年度开发，工程不新增劳动定员，均由现有区域工作人员调配。

（2）工作制度

年工作 330 天，每天工作 24h。

4.4 依托工程及可行性分析

4.4.1 集输系统依托可行性

本项目主要依托现有增压站、接转站、联合站对含水原油进行净化处理，区块主要依托集输站场集输能力校核见表 4.4.1-1，由表可知，依托的集输站场可以满足 2025 年产建工程实施后原油集输需求，依托可行。

表4.4.1-1 依托各集输站场集输能力校核表　　单位：m^3/d

序号	所属开发区域	依托站场	层位	设计规模	当前负荷	剩余负荷	新增集输规模	依托可行性
1	虎狼峁作业区	柳 26 增	长 6	240	70	170	36.4	满足
2		柳 23 增	长 6	240	210	30	26.2	满足
3		柳 33 增	长 6	240	220	20	14.5	满足
4		柳 16 增	长 6	240	200	40	14.5	满足
5		柳 35 增	长 6	480	200	200	13.1	满足
6		柳 154-01 扩降回压站	长 8	150	0	150	123.9（54）	新建
7		柳 15 增	长 8	240	210	30	7.7	满足

8		柳 100-28 降回压站	长 8	150	0	150	77.7	新建
9		顺 85-62 增	长 8	240	62	178	104.8	满足
10		新柳八增（柳八转）	长 6	1000	460	540	27.6	满足
			长 8	600	220	380	123.9（54）	满足
11		柳四转	长 6	1200	1020	180	14.5	满足
12		新柳三脱	长 8	1200	480	720	314.1	满足
13		靖五联	长 6	3600	2350	1250	261.8	满足
14	吴起、新寨作业区	旗 11 增	长 6	360	193	167	14.7	满足
15		旗 15 增	长 6	120	35	85	42.2	满足
16		旗 8 增	长 6	360	200	160	7.4	满足
17		旗五转	长 6	1600	1200	400	51.9	满足
18		旗六转	侏罗系	480	80	400	11.8	满足
19		吴二联	长 6	2400	1470	930	64.3	满足
20	桐寨作业区	靖 2 增	长 6	480	270	210	34.2	满足
21		靖四联	长 6	1370	780	590	34.2	满足
注：新增集输规模中，（）内为 2024 年产建工程新增规模								

4.4.2 采出水处理及依托可行性

本次产建工程采出水均依托现有接转站和联合站进行采出水处理。本次产建建设完成后各站场采出水处理负荷能力校核见表 4.4.2-1，由表可知，各区块采出水处理站场可以满足 2025 年产建工程实施后采出水处理需求，同时，根据现有工程的采出水处理站出水水质监测可知，现有采出水处理站出水水质均满足注水标准要求，依托现有采出水处理站依托可行。

本次集输系统在校核过程中根据同层集输的原则进行匹配校核，同层集输后去往相同层位的处理站处理，最终经同层位的采出水处理站处理采出水，处理后的采出水再经同层位的注水井回注油层，用以保证同层回注油层的要求。

志丹虎狼峁区域长 6 油层采出水依托靖五联长 6 采出水处理系统处理，属于同层回注；长 8 油层采出水依托柳三脱长 8 采出水处理系统处理可行；长 7 与长 8 配伍，顺 98 区块长 7 层采出水依托新柳三脱长 8 采出水处理系统处理可行。

吴起、新寨区域长 4+5 与长 6 配伍，长 2 层采出水经集中成垢装置后与长 6 层采出水配伍，因此吴起区域长 2、长 4+5 采出水依托吴二联长 6 采出水处理系统处理可行；侏罗系采出水依托旗六转采出水处理系统可行。桐寨区域长 7 与长 6 配伍，长 7 层采出水依托靖四联采出水处理系统处理可行。

表4.4.2-1　各站场采出水处理负荷能力校核表

序号	所属开发区域	采出水处理站	处理层位	设计规模（m^3/d）	目前负荷（m^3/d）	剩余负荷（m^3/d）	新增负荷（m^3/d）	是否满足
1	虎狼峁作业区	靖五联	长 6	1600	1300	300	51.1	是
2		新柳三脱	长 8	600	0	600	317.6	是
3	新寨、吴起作业区	吴二联	长 6	1500	940	560	37.3	是
4		旗六转	侏罗系	200	30	170	6.1	是
5	桐寨作业区	靖四联	长 6	800	500	300	19.6	是

4.4.3 措施作业废水处理及依托可行性

第三采油厂靖安油田南部区域现有 4 座措施作业废水处理站正常运行，均采取一体化撬装作业废水处理装置进行处理，主要处理所在井区及周边钻井废水、采油和注水井钻井过程产生的压裂和试油废水以及油田运行期洗井修井产生的废水，均取得环评批复及竣工环保验收手续。

本项目中各区块措施作业废水处理依托关系及依托可行性校核见表 4.4.3-1，由表可知，各区块措施作业废水处理站场可以满足 2025 年产建工程实施后措施作业废水的处理需求，同时，根据现有工程的措施作业废水处理站出水水质监测可知，现有措施作业废水处理站出水水质均满足现有的注水标准要求，因此本项目依托现有措施作业废水处理站依托可行。

表4.4.3-1 依托措施作业废水站场能力校核表

序号	所属开发区域	站点名称	设计规模（m^3/d）	目前负荷（m^3/d）	剩余负荷（m^3/d）	新增负荷（m^3/d）	是否满足
1	虎狼峁作业区	顺 173 措施返排液处理站	300	344	256	102.69/4.12	是
2		柳 133-1 作业废水处理站	300				
3	新寨、吴起作业区	旗 10-341 措施废液处理站	400	277	123	30.54/1.34	是
4	桐寨作业区	桐寨作业废水处理站	400	160	240	5.08/0.21	是

注：钻井作业期按照 180d 计算，洗井、修井的频率为每年 1 次。新增负荷中的两个数字代表的是本次产建工程施工期的钻井、压裂、试油废水和运行期的措施作业废水，钻井当年的新井无需修井和洗井，因此施工期和运行期的措施作业废水不会同时出现。

4.4.4 注水能力及依托可行性

（1）虎狼峁作业区

本次产能建设虎狼峁作业区依托相关注水站共 3 座（柳三脱、柳三注、靖五联），

设计规模为6500m³/d，设计压力为25MPa，2025年部署区块新增配注量438m³/d。经校核，靖五联采出水系统富余能力满足需求，柳三注清水系统满足需求，柳三脱清水系统富余能力不满足注水要求。由于柳三脱超负荷运行，且采出水回注系统无备用泵，因此，新建柳五注水站1座，站址选在部署区域负荷中心。管辖新增注水井，减少柳三脱运行负荷。将柳三脱管辖注水半径5km以外的44口注水井，配注量1320m³/d，归入柳五注管辖。柳三脱管辖注水井清改污11口（配注量185m³/d）。

新建柳五注分担注水能力后，其余站点注水能力依托可行。志丹虎狼峁区域注水站能力校核表见表4.4.4-1。

表4.4.4-1 志丹虎狼峁区域注水站能力校核表

注水站名称	设计规模（m³/d）	注入介质	现状配注量（m³/d）	富余量（m³/d）	2025年新增配注量（m³/d）	2025年底配注量（m³/d）	是否满足要求
新柳三脱	700	清水	1940	-1240	-1410	455	满足
	600	长8/侏罗	0	600	135	135	满足
靖五联	2400	长6	1300	1100	50	1350	满足
柳三注	2800	清水	1800	900	210	2085	满足
柳五注（新建）	2500	清水	0	2500	1485	1485	满足

（2）新寨、吴起作业区

本次产能建设新寨、吴起作业区依托相关注水站共3座（吴二联、旗二注），设计规模为5500m³/d，设计压力为25MPa，2025年部署区块新增配注量135m³/d。经校核，吴二联采出水系统富余能力满足需求，旗二注清水系统满足需求，吴起区域注水站能力校核表见表4.4.4-2。

表4.4.4-2 吴起区域注水站能力校核表

注水站名称	设计规模（m³/d）	注入介质	现状配注量（m³/d）	富余量（m³/d）	2025年新增配注量（m³/d）	2025年底配注量（m³/d）	是否满足要求
吴二联	1500	长6	881	619	45	926	满足
旗二注	4000	清水	3100	900	90	3190	满足

4.4.5 供水能力及依托可行性

本项目考虑清改污注水井消减后，虎狼峁作业区共新增清水配注量265m³/d，水源井富余供水能力458m³/d，区域供水系统满足供水需求。

新寨、吴起作业区旗二注新增清水配注量 90m³/d，水源井供水能力为 3304m³/d，富余 395m³/d，可满足供水能力需求。

本项目依托供水站能力校核见表 4.4.5-1。

表 4.4.5-1 本项目依托供水站能力校核表 单位：m³/d

区域	供水站名称	总产水量	目前供水量	富余量	新增供水量	是否满足
虎狼峁作业区	新柳三脱	2968（给柳三注供水 1000）	1750	218	55（新增供水 240，注水井清改污消减 185）	满足
	柳三注	1840（水源井 240+柳三脱 1000+柳一供 600）	1600	240	210	满足
	小计	3808	3350	458	265	满足
新寨、吴起作业区	旗二注（吴二供供水）	3304	2909	395	90	满足

4.4.6 伴生气回收利用依托可行性

本项目不新建伴生气综合利用设施，各区块伴生气优先用于站场内加热炉燃料，剩余输送至区块内现有轻烃厂、混烃站回收利用，本项目依托轻烃厂、混烃站能力校核见表 4.4.6-1。靖四联区域新增油井较少，分离的伴生气全部用于区域站场的加热炉燃烧，没有伴生气剩余。

表 4.4.6-1 本项目依托主要轻烃处理厂能力校核表

区域	轻烃站、混烃站名称	设计规模万(m³/d)	目前处理量(m³/d)	富余处理量（m³/d）	新增气量(m³/d)	是否满足
虎狼峁作业区	靖二联轻烃厂	60000	42000	18000	4707	是
	庙庄混烃站	50000	28000	12000		
新寨、吴起作业区	王河混烃厂	50000	40000	10000	530	是

4.4.7 固废贮存及处置依托可行性

4.4.7.1 危险废物贮存

第三采油厂虎狼峁、新寨、吴起、桐寨等作业区内设有含油污泥临时暂存点，本项目各区块开发过程中产生的含油污泥可依托上述暂存点临时贮存，定期交有资质单位外运处置。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》相关要求，含油污泥暂存点均取得环评批复并通过了竣工环境保护验收，含油污泥临时暂存点概况见表4.4.7-1。

表4.4.7-1 含油污泥临时暂存点概况

序号	所属区域	暂存点名称	地点	建设内容	现状转运周期
1	虎狼峁作业区	虎狼峁柳126-10含油污泥临时储存点	志丹县顺宁镇四咀村虎狼峁作业区柳126-10井场内	1座容积300m³的污油泥临时收集贮间、1个0.5m³的渗滤液收集池	1次/2月
2	桐寨作业区	桐寨冯87-20含油污泥临时储存点	吴起县五谷城镇庄科沟村靖二注站内西南侧	1座容积150m³的污油泥临时收集贮存间、1个0.5m³的渗滤液收集池	1次/2月
3	新寨、吴起	吴起涧100含油污泥临时储存点	吴起县吴起镇双庄科	1座容积300m³的污油泥临时收集贮存间、1个0.5m³的渗滤液收集池	1次/2月
		新寨吴平468-9含油污泥临时储存点	吴起县铁边城镇王河村吴平468—8A井场内	1座容积300m³的污油泥临时收集贮存间、1个0.5m³的渗滤液收集池。	1次/2月

根据表4.4.7-1，本项目依托暂存点总库容1050m³，当前各暂存点清运周期均为2个月，库容充足，通过缩短危废贮存时间，增加清运频率，可满足新增危废贮存需求。

4.4.7.2 危险废物处置

评价要求建设单位应将危险废物交有资质单位处置，更换单位时应就处置单位的处置项目和处置能力进行比较，选择满足自身处理需求的单位。

2025年，长庆油田分公司第三采油厂与延安瑞豪科工贸有限公司已签订了含油污泥等危险废物处置协议，本次评价从依托单位环保手续履行情况、依托处置能力可行性等方面阐述其依托可行性。

（1）依托工程环保手续履行情况

本项目依托危险废物处置单位延安瑞豪科工贸有限公司环保手续齐全，环保手续履行情况见表4.4.7-2。

表4.4.7-2 本项目依托危险废物处置单位环保手续履行情况

序号	工程内容	项目名称	环评执行情况	环保竣工验收
1	延安瑞豪科工贸有限公司	延安瑞豪科工贸有限公司原油集输站污油泥回收环保处理站改扩建项目	延行审城环发〔2020〕211号	自主验收（2021年5月17日）

（2）依托工程处置能力校核

项目位于延安市宝塔区姚店镇延安钢厂，对现有工程 8 万吨/年（HW08）含油污泥三项分离处置生产线扩建至 10 万吨/年，在现有厂区内增加 1 台隧道热解系统，对三项分离产生的污泥进行热解无害化处置；同时新建 2 台 RJTH 热解设备系统，增加 2 万吨/年（HW49）废油泥包装袋及沾染物热解处理能力。排污许可证编号为 91610600783691273R001C，危险废物经营许可证编号为 HW6106020001。

根据依托危险废物处理单位的设计处理能力及现状处理能力，结合本项目新增处理量分析，项目依托危险废物处理单位处理能力是满足本项目需求，因此委托处置可行。依托工程处置能力可行性分析见 4.4.7-3。

表 4.4.7-3 依托工程处理能力可依托性分析

依托对象	依托工程处理能力可行性分析				
	处理规模	目前处理量	剩余处理量	本次新增量	可行性
延安瑞豪科工贸有限公司	HW08 废矿物油与含矿物油废物（油泥）10 万吨/年；其他废物 HW49（900-041-49）2 万吨/年	约为设计规模的 75%（油泥 7.5 万吨/年，其他废物 1.5 万吨/年）	油泥 2.5 万吨/年，其他废物 0.5 万吨/年	236.78 吨/年	可行

4.4.7.3 钻井泥浆和岩屑处置

根据《延安市油气开发废弃物集中处置实施方案》，油气开发企业要按照“谁污染、谁治理”的原则，切实履行企业环境保护主体责任，各采油厂（作业区）要以产能项目（年度开发数量）统筹规划油气开发废弃物集中处置项目，按照“分类收集、集中处置”的原则，自建、联建或委托有资质的第三方企业建设集中处置场所，降低油气开发活动对周围环境的污染，严禁随井布点，就地掩埋。

目前，第三采油厂已委托陕西志诚绿色环境科技有限公司吴起分公司为延安区域采油厂开采废弃物不落地集中处置单位。本项目钻井过程中产生的钻井废弃物（废弃泥浆及岩屑）委托陕西志诚绿色环境科技有限公司吴起分公司统一外运处置。

《陕西志诚绿色环境科技有限公司吴起分公司志诚工业钻井泥浆、压裂返排液集中无害化处理循环利用厂》于 2020 年 10 月取得延安市行政审批服务局的批复（延行审城环发〔2020〕164 号），于 2021 年通过验收投入使用。排污许可证编号为：91610625MA6YLE2P9T001V，有效期至 2026 年 3 月 10 日。

陕西志诚绿色环境科技有限公司钻井泥浆岩屑、压裂液返排液等固（液）体废弃物集中处理厂位于志丹县旦八镇吊坪村、金丁镇王渠村（项目中心地理坐标：E108.379824°、N36.636254°），占地面积 6.9hm^2。项目建设内容主要包括 I 类固废

填埋场、钻井泥浆处理车间、水处理车间、固化车间、生活管理区等。固废填埋场设计容积150万m^3，服务年限13.5年；项目建成后处理钻井废弃泥浆3万t/a、钻井岩屑17万t/a、压裂返排液10万t/a。根据调查，处理厂目前钻井固废填埋处置量约40万m^3/a，余量110万m^3/a，本次产建工程新增处理量1.5万t，钻井固废填埋处置能力可满足要求，依托可行。

4.4.8 环境风险应急措施依托可行性

4.4.8.1 消防站

本项目不设消防站，依托靖三联中队和顺宁消防中队，消防队各设置有救援车辆3/4辆，救援人员28/34人，有胶海线、长吴路和油区道路连接，交通较为便利。

4.4.8.2 应急物资

第三采油厂在各个作业区均设置有应急抢险车辆，同时设置有自给式空气呼吸器、空气呼吸气瓶、救生担架、急救包、防爆探照灯、对讲机、消防隔热服、消防靴、耐高温手套、便携式气体检测仪、吸油围栏、吸油毡、活性炭、草袋子等应急物资。

作业区通过油区道路与胶海线、长吴路线相连，交通较为便利，且距离较近，发生环境风险事故后可及时获得应急救援，故依托可行。

4.5 工程总体布局及工程占地

4.5.1 工程总体布局

长庆油田分公司第三采油厂2025年产能建设工程（靖安油田南部区域）为滚动开发，共部署产能6.86万吨，主要开发层位有三叠系和侏罗系油藏，新增产能新建标准化井场15座，扩建井场16座，采油井55口、注水井37口。产能部署区域的含水油经增压点、接转站集输后，最终进入区域联合站。各区域布局方案总体如下：

（1）虎狼峁作业区

虎狼峁作业区本次开发为扩建井区，开发层位长6、长7、长8，根据产建方案，2025年该区域新建部署就近归入同层系站场，新建柳100-28降回压站、柳154-01降回压站2座，在新柳八增（柳八转）新建临时系统，新建柳五注水站1座。改建柳26增、新柳三脱（柳三转）、在柳149-03井场增加临时回注系统。

2025年该区域部署产能5.03万吨，新建井场12座，扩建井场10座，布设采油井40口、注水井28口。虎狼峁作业区含水油依托柳26增、柳23增、柳33增、柳

16 增、柳 35 增、柳 154-01 降回压站、柳 100-28 降回压站、顺 85-62 增增压外输及新柳八增、新柳三脱、柳四转处理后外输进入靖五联。

（2）五里湾作业区

五里湾作业区产建工程已在第三采油厂 2025 年产能建设工程（姬塬油田、靖安油田部分区域）中评价，本次对部分井场的增压装置进行优化调整，原油集输及处理不变。新建柳 91-281 降回压站（原南九增优化调整）、高 213 降回压站、顺 92-05 降回压站 3 座，新建柳 40 增压站（原南八增优化调整）1 座。

（3）新寨、吴起、桐寨作业区

新寨、吴起作业区为扩建井区，开发层位长 4+5、长 2、延 10，根据产建方案，2025 年该区域新建部署就近归入同层系站场，改造靖四联、旗 8 增。2025 年该区域部署产能 1.3 万吨，新建井场 2 座，扩建井场 6 座，布设采油井 13 口、注水井 9 口。含水油依托旗 15 增、旗 11 增、旗 8 增、旗五转外输及旗六转处理后外输进入吴二联。

桐寨区域为扩建井区，开发层位长 7，根据产建方案，2025 年该区域部署产能 0.53 万吨，新建井场 1 座，布设采油井 2 口。含水油依托靖 2 增外输进入靖四联处理。

部署的井场全部进入管输流程。

4.5.2 工程占地

本项目永久占地包括井场、站场、道路等永久征地，永久征地面积 11.24 hm^2；临时占地包括钻井井场、管线和道路施工、站场等的施工场所临时占地，占地面积约 57.46 hm^2。

（1）井场占地

本次拟建井场 31 座（其中 15 座为新建井场；其余 16 座为已建井场改扩建）。新建井场永久占地 6.61hm^2（按实际占地统计，平均每个井场永久占地 0.441hm^2），临时占地 3.0 hm^2（按 0.2hm^2/座计）。扩建井场永久占地 1.6 hm^2（4 座井场需要新增永久占地，其他井场不新增），临时占地 3.2 hm^2（按 0.2hm^2/座计）。

（2）站场占地

新建站场新增永久占地 0.98 hm^2，改造站场不新增永久占地。以上站场改造施工期临时占地在永久占地范围内，不新增临时占地。

（3）管线占地

本项目拟建管线 52 条 120.20 km，其中集油管线 9 条 41.79km，单井出油管线 30

条 54.74km，供注水干线 6 条 16.8km，注水支线 6 条 6.44km，集气管线 1 条 1.21km。管线工程主要为临时占地，本项目南三转至南三脱改线管线施工作业带宽 10m，其余管线施工作业带以 6m 计，管线优先同沟敷设，经计算，本项目管线工程临时占地 50.44 hm^2。

（4）道路工程

工程新建站场进站 2 条，全长 2.0km；并配套建设井场进场道路 9 条 3.18km。经计算，本项目道路工程永久占地 2.05 hm^2，临时占地 0.82 hm^2。

具体情况见表 4.5.2-1。

表4.5.2-1 项目占地情况统计表　　单位：hm^2

项目			工程量		占地面积/hm^2			备注
			单位	数量	永久占地	临时占地	合计	
井、站场	井场	新建井场	座	15	6.61	3.0	9.61	
		扩建井场	座	16	1.6	3.2	4.8	
	新建站场	柳 91-281 降回压站	座	1	0	0	0	柳 95-29 井场内改造，不新增占地
		高 213 降回压站	座	1	0	0	0	柳 44 扩井场内改造，不新增占地
		顺 92-05 降回压站	座	1	0	0	0	顺 92-05 井场内改造，不新增占地
		柳 100-28 降回压站	座	1	0	0	0	柳一增站内改造，不新增占地
		柳 154-01 降回压站	座	1	0	0	0	柳 156-02 井场内改造，不新增占地
		新柳八增临时系统	座	1	0	0	0	柳八转站内改造，不新增占地
		柳五注	座	1	0.43	0	0.43	
		柳 40 增	座	1	0.55	0	0.55	
管线	集油管线		km	41.79	0.00	50.44	50.44	
	出油管线		km	54.74	0.00			部分管线同沟敷设
	集气管线		km	1.21	0.00			
	供注水干线		km	16.8	0.00			部分管线与集油管线同沟敷设
	注水支线		km	6.44	0.00			和出油管线同沟敷设
道路	井场道路		km	3.18	0.95	0.38	1.33	路基宽度 3.0m
	增压站进站道路		km	1.0	0.45	0.18	0.63	路基宽度 4.5m
	柳五注进站道路		km	1.0	0.65	0.26	0.91	路基宽度 6.5m
合计			/	/	11.24	57.46	68.70	

4.6 油气集输流程

4.6.1 油气集输原则

采用丛式井单管不加热密闭集输流程，井口回压控制在2.0Mpa以内，不加热集输半径控制在3km以内，集输半径超过3km的油井需采用增压或加热等措施（井场加热采用电加热）。

因此原油设计流向一般为：原油（油气水混合物）→增压点→接转站→联合站；伴生气设计流向一般为：增压站/接转站→混烃厂/轻烃厂；采出水流向一般为：采出水经联合站或接转站采出水处理系统处理达标后通过注水管线输往附近井场注水井回注油层。

4.6.2 油气集输方案

根据开发方案，本次开发集输系统主要依托现有油田集输系统，总体以靖五联、靖四联、吴二联为中心，各增压点到接转站或联合站主要采取油气混输方式，局部采用油气分输。

4.6.3 油气处理工艺

4.6.3.1 原油处理工艺

（1）增压站、降回压站

增压站、降回压站属小型站点，多与井场合建。主要针对地理位置偏远、地势起伏变化大的井组设计建设，以降低井口气压，增加输送距离。增压站、降回压站的功能包括：对井组来含水油进行加热、缓冲、分离及增压后外输至下一站场。增压站分为油气混输和分输两种类型。

本项目新建5座撬装降回压站和1座增压站，撬装增压站或将回压站将主要工艺设备集成在橇体上，以利于减少占地面积，缩短建站周期，其工艺流程分别见图4.6.3-1。

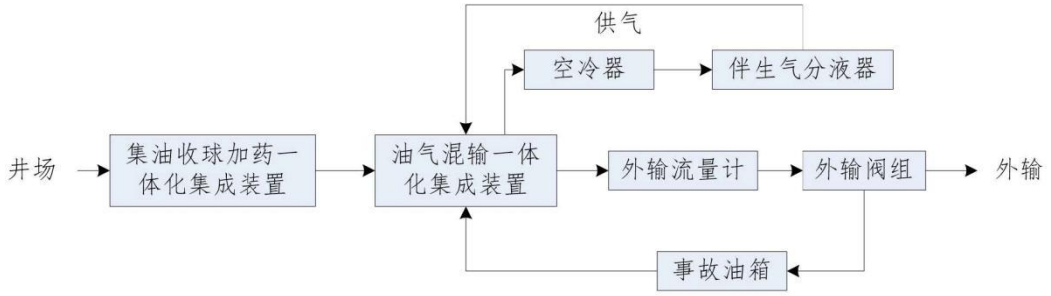


图4.6.3-1 油气混输撬装增压站工艺流程图

（2）接转站

撬装接转站的主要功能为来油计量、加热、油气分离、原油外输功能，成套撬装工艺流程见图 4.6.3-2。

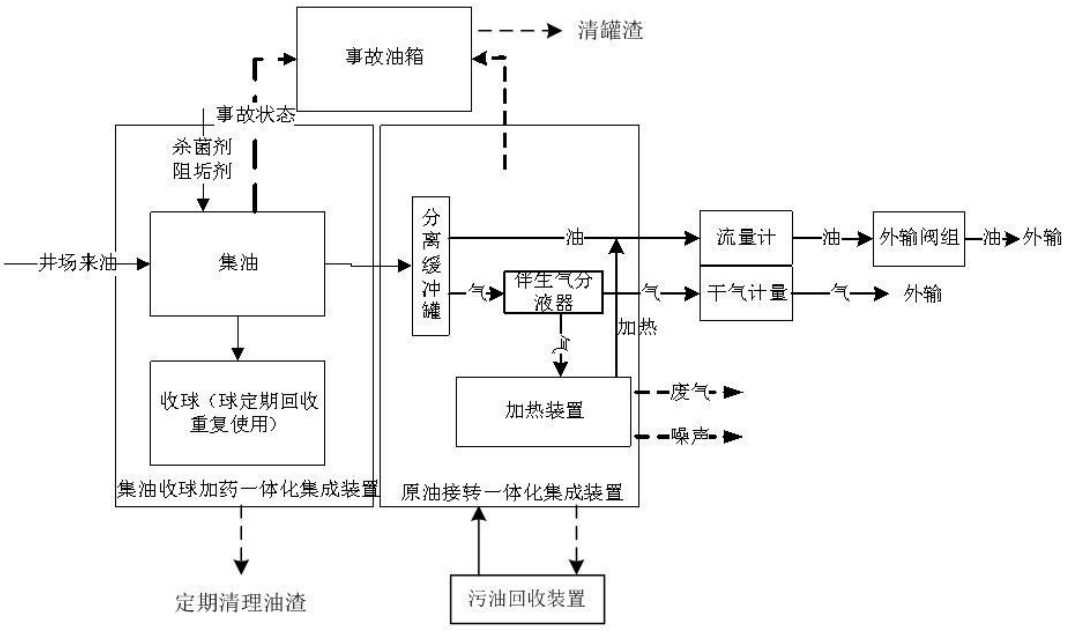


图4.6.3-2 接转站工艺流程图

（3）脱水站、联合站

脱水站、联合站的主要功能为来油计量、加热、油气分离、原油脱水、原油外输、采出水处理及回注、清水处理及回注功能。本次工程改建新柳三脱、建设新柳八增临时系统，不新建联合站，主要依托现有靖五联、新柳三脱、靖四联、吴二联。

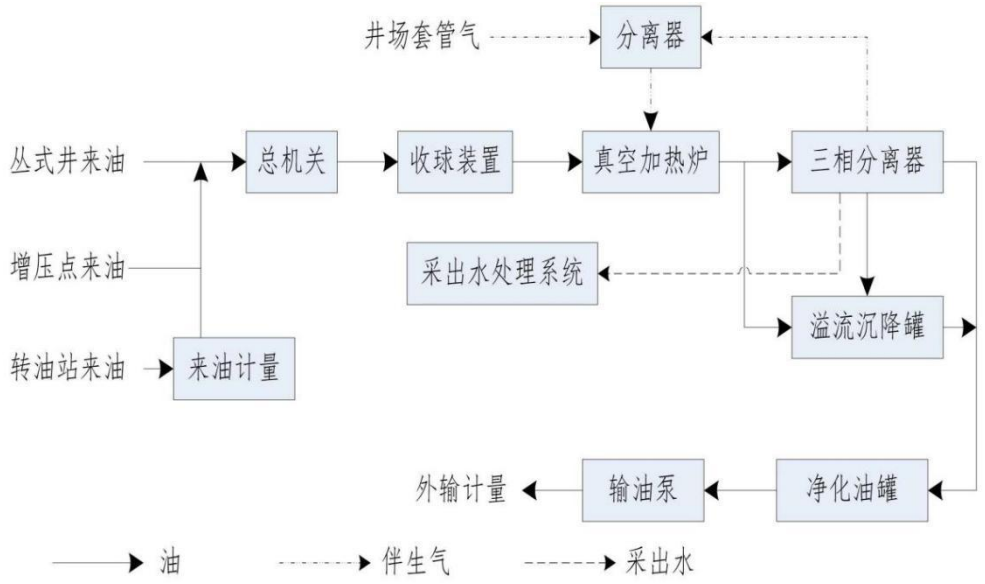


图4.6.3-3 脱水站、联合站工艺流程图

4.6.3.2 伴生气利用方案

根据开发方案提供的资料：

（1）伴生气回收原则：满足生产要求；推广伴生气回收及综合利用、节能减排、依托社会运作。

（2）伴生气回收方案：井口－增压站－接转站－混烃厂/轻烃厂。

（3）集气原则：

①满足井场燃料用气。

②井场采用定压阀回收套管气。

③橇装增压站采用油气混输或者油气分输工艺。

④接转站采用油气分输至下级站场。

本次产能部署站场的伴生气混输至下游站场依托现有的混烃站轻烃厂进行回收，产生的干气反输至站场利用。根据本项目区块地层原油物性中的溶解气油比及第三采油厂历年累计产气量与累计产油量之比（即生产气油比），生产气油比按原始气油比的 50%计算。

结合上述综合利用途径，本项目新增伴生气综合利用率约 96.01%。符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》中规定的伴生气回收利用率达到 80%以上的要求，措施可行。

4.7 滚动开发项目实施前后油田建设变化情况

本项目实施前后油田建设变化情况见表 4.7.1-1。

表 4.7.1-1 本项目实施前后油田建设变化情况

序号	工程	单位	扩建开发前	扩建开发后	变化情况
1	产能规模	10^4t/a	128.7	135.56	+6.86
2	井场	座	828	843	+15
3	采油井	口	3246	3301	+55
4	注水井	口	1162	1199	+37
5	联合站	座	4	4	0
6	接转注水站	座	13	14	+1
7	增压站	座	89	95	+6
9	注水站	座	7	8	+1
10	供水站	座	12	12	0
11	卸油台	座	4	4	0
12	轻烃厂/混烃站	座	6	6	0
13	保障点	座	21	21	0

序号	工程		单位	扩建开发前	扩建开发后	变化情况
14	采出水处理系统		套	5	6	+1
15	措施作业废水处理站		座	4	4	0
16	污油泥暂存点		座	4	4	0
17	管线	油气管线	km	1327.75	1425.49	+97.74
		注水管线	km	891.15	914.39	+23.34
18	道路		km	261.72	266.90	+5.18

5 工程分析

5.1 原辅材料、能源消耗及平衡分析

5.1.1 原辅材料

根据对类比工程调查，施工期每口钻井主要生产设备使用情况见表 5.1.1-1，每口钻井主要原材料消耗见表 5.1.1-2，主要原辅材料的组成及性质见表 5.1.1-3。

表 5.1.1-1 单井钻井主要生产设备使用情况

序号	名称		型号	单位	数量	备注
1	钻机		ZJ50L	部	1	
2	井架		JJ315/45-D	套	1	
3	提升系统	天车	TC315	台	1	
		游车	YC350	台	1	
		大钩	DG350	台	1	
		水龙头	SL450II	台	1	
4	转盘		ZP275	台	1	
5	钻井液泵		F-1600	台	2	
6	柴油机		PZ12V190BBL-3	台	3	
7	发电机	1#	VL436	台	1	
		2#	VL208	台	1	
8	压风机		风冷电动螺杆	台	2	
9	罐类		沉沙罐	个	5	
			淡水储备罐	个	2	
			循环罐	个	5	
			30m^3 柴油罐	具	2	
10	井控装置	环形防喷器	FH35-35	台	1	
		双闸板防喷器	2FZ35-35	台	1	
		压井放喷节流管汇	YG-35JG/S3-35	套	1	
11	控制系统	司钻控制台	KQP6407+远控台	套	1	
		节流控制箱				
12	振动筛	1#	ZS2×1.15×2/3P	套	1	泥浆不落地设备
		2#	ZS2×1.15×2/3P	套	1	
13	除砂器		NCJ-227	台	1	
14	除泥器		NJ-861	台	1	
15	电动砂泵			台	1	
16	离心机		LW355	台	1	
17	电磁涡轮刹车			台	1	
18	自动灌钻井液装置			套	1	
19	液压大钳		Q10Y-M	台	1	
20	仪器及仪表		钻井参数仪表	套	1	
			泥浆参数仪表	套	1	

序号	名称	型号	单位	数量	备注
21	顶驱装置	/	套	1	
22	螺旋输送系统（无轴）	SS-300-12000	台	1	
23	螺旋输送系统（有轴）	SS-200-6000	台	1	
24	固化机主电机	GHD-1	台	1	
25	离心脱水机	LW350	套	1	
26	储罐搅拌系统	11kW	台	3	
27	废液储存罐	50m3	具	1	
28	破胶脱稳装置	/	套	1	
29	固渣储存箱	20m3	具	1	
30	废液缓冲罐	50m3	具	1	
31	混凝沉淀罐	10m3	具	1	
32	高频脱水振动筛	V20-h	台	1	

表 5.1.1-2　单井钻井主要原材料消耗

类型	材料名称	主要成分	用量（t）		
			定向井	短水平井	长水平井
钻井固井等作业	膨润土	亲水性矿物	23.87	33.13	53.01
	重晶石	硫酸钡	17.68	24.54	39.26
	纯碱	Na_2CO_3	1.13	1.57	2.51
	CMC（羧甲基纤维素钠）	$C_8H_{16}NaO_8$	1.77	2.45	3.92
	NH_4-HPAN（水解聚丙烯腈铵盐）	含有 COOH、$COONH_4$、$CONH_2$、CN 等基团构成	3.39	4.70	7.52
	PAM	聚丙烯酰胺（C_3H_5NO）n	1.77	2.45	3.92
	KPAM	聚丙烯酸钾	1.19	1.66	2.66
	有机硅	有机硅化合物	2.39	3.31	5.30
	防塌润滑剂	矿物油（或植物油）、水、乳化剂、添加剂组成	2.25	3.13	5.01
	堵漏剂	锯末、云母、棉籽、核桃壳等	3.39	4.70	7.52
	降失水剂	降失水单体、碳酸钙	0.93	1.29	2.06
	缓凝剂	改性淀粉	0.05	0.07	0.11
	减阻剂	水溶性或油溶性的高分子聚合物	0.11	0.15	0.24
	粉煤灰漂珠	二氧化硅和三氧化二铝等	3.32	4.60	7.36
	G 级水泥	氧化镁、硫酸钙、硅酸钙、铝酸钙等	43.32	60.13	96.21
压裂作业	EM30 减阻剂	聚丙烯酰胺类高分子聚合物	0.10	0.12	0.18
	粘土稳定剂	无机盐类	0.09	0.11	0.16
	压裂助排剂	聚氧丙烯、聚氧乙烯、脂肪醇醚、磺化琥珀酸、二辛酯钠盐等	0.09	0.11	0.16
	破胶剂	过硫酸铵	0.17	0.20	0.31
	交联剂	硼砂	0.04	0.05	0.07

	压裂支撑剂	石英砂	8	9.60	14.40
	压裂胶液	羟丙基胍胶	0.16	0.19	0.29

表5.1.1-3 主要原辅材料的组成及性质表

材料名称	物质组成及性质
膨润土	膨润土是一种黏土岩，亦称蒙脱石黏土岩，常含少量伊利石、高岭石、绿泥石、沸石、石英等；一般为白色、淡黄色，无臭、无味、无毒，具蜡状、土状或油脂光泽，密度2～3g/cm^3；主要化学成分是二氧化硅、三氧化二铝和水，还含有铁、镁、钙、钠、钾等元素，Na_2O和CaO含量对膨润土的物理化学性质和工艺技术性能影响较大。按蒙脱石可交换阳离子的种类、含量和层电荷大小，膨润土可分为钠基膨润土（碱性土）、钙基膨润土（碱土性土）、天然漂白土（酸性土或酸性白土）。膨润土具有强的吸湿性和膨胀性，可吸附8～15倍于自身体积的水量，体积膨胀可达数倍至30倍；在水介质中能分散成胶凝状和悬浮状，这种介质溶液具有一定的黏滞性、能变性和润滑性；有较强的阳离子交换能力；对各种气体、液体、有机物质有一定的吸附能力，最大吸附量可达5倍于自身的重量；与水、泥或细沙的掺和物具有可塑性和黏结性。具有表面活性的酸性漂白土（活性白土、天然漂白土、酸性白土）能吸附有色离子，主要用于石油行业，可吸附石蜡、润滑油等石油类矿物的不饱和烃、硫化物、胶质及沥青质等不稳定物质和有色物质。
重金石	重晶石是以硫酸钡（$BaSO_4$）为主要成分的非金属矿产品，纯重晶石显白色、有光泽，由于杂质及混入物的影响也常呈灰色、浅红色、浅黄色等，其化学性质稳定，不溶于水和盐酸，无磁性和毒性，可用作白色颜料，还可用于化工、造纸、纺织填料，在玻璃生产中可充当助熔剂并增加玻璃的光亮度，其最主要的用途是作为加重剂用于钻井行业中及提炼钡。
CMC	中文名为羧甲基纤维素钠，是目前世界上使用范围最广、用量最大的纤维素种类，分子式$C_8H_{16}NaO_8$，密度0.5～0.7g/cm^3，外观为白色或乳白色纤维状或颗粒状粉末，无臭、无味，无毒，具吸湿性，易分散在水中形成透明胶状溶液，不溶于乙醇、乙醚等有机溶剂，具有粘合、增稠、增强、乳化、保水、悬浮等作用。
纯碱	碳酸钠常温下为白色粉末或颗粒，无味，具有盐的通性和热稳定性，易溶于水和甘油，微溶于无水乙醇，不溶于丙醇。水溶液呈强碱性，相对密度（25℃）2.53，有刺激性，可由氢氧化钠和碳酸发生化学反应结合而成。碳酸钠是一种强碱盐，溶于水后发生水解反应（产生碳酸氢钠和氢氧化钠），使溶液显碱性，有一定腐蚀性，能与酸进行复分解反应，生成相应的盐并放出二氧化碳；稳定性较强，但高温下也可分解，生成氧化钠和二氧化碳；吸湿性强，长期暴露在空气中能吸收空气中的水分及二氧化碳，生成碳酸氢钠，并结成硬块。
NH_4-HPAN	NH_4-HPAN（水解聚丙烯腈铵盐）是由腈纶丝高温高压下水解制得，为淡黄色粉末。含有-COOH、$COONH_4$、$CONH_2$、CN等基团构成，具有一定的抗温和抗盐能力，且具有耐光、耐腐蚀的功能，由于NH^{4+}在页岩中的镶嵌作用，具有一定的防塌效果。本产品是由聚丙烯腈在高温高压下降解而形成，其主要成份含有羧酸、羧氨基、酰胺基和亚胺基等，其颗粒不易结块。该产品有较强降低钻井液降滤失量和高温高压滤失量，抗温能力强，抗热稳定性好等作用，具有一定的抑制粘土水化和防塌能力，同时具有较好的抗盐以及抗污染的能力。可以直接应用于各种水基钻井液体系中，用作降滤失剂、防塌剂，与聚丙烯钾盐共同使用可以增强降粘的作用，与多种处理剂可以配合使用。
PAM	聚丙烯酰胺，俗称絮凝剂或凝聚剂，是一种水溶性的高分子聚合物，主要用于各种工业废水的絮凝沉降、污泥脱水处理等。固体产品为白色颗粒，有吸湿性、絮凝性、粘合性、降阻性等，固含量≥88%，液态为无色粘稠胶体状，易溶于水，几乎不溶于有机溶剂。应用时宜在常温下溶解，温度超过120℃时易分解。聚合物无毒性、无腐蚀性及燃爆危险性。

材料名称	物质组成及性质
K-PAM	聚丙烯酸钾是一种无毒、无腐蚀的井壁稳定剂，外观呈白色或淡黄色粉末，易溶于水。该产品具有抑制泥页岩及钻屑分散作用，兼有降失水、改善流型和增加润滑等性能，可有效抑制地层造浆并能与多种处理剂配伍，能改善钻井液的流变性能，有效地包被钻屑，抑制地层造浆。钾离子的存在，能防止软泥页岩和脆硬性泥页岩的水化和剥落，起到稳定井壁的作用，是一种应用广、较理想的井壁稳定剂。
有机硅	是指含有Si-O键且至少有一个有机基是直接与硅原子相连的化合物，通常把那些通过氧、硫、氮等使有机基与硅原子相连接的化合物也当作有机硅化合物。其中以硅氧键（-Si-O-Si-）为骨架组成的聚硅氧烷，是有机硅化合物中为数最多，应用最广的一类，约占总用量的90%以上。由于有机硅独特的结构，兼备了无机材料与有机材料的性能，具有表面张力低、粘温系数小、压缩性高、气体渗透性高等基本性质，并具有耐高低温、电气绝缘、耐氧化稳定性、耐候性、难燃、憎水、耐腐蚀、无毒无味以及生理惰性等优异特性，广泛应用于航空航天、电子电气、建筑、运输、化工、纺织、食品、轻工、医疗等行业，其中有机硅主要应用于密封、粘合、润滑、涂层、表面活性、脱模、消泡、抑泡、防水、防潮、惰性填充等。
防塌膨润土	水基型润滑剂包括可溶性液、半合成液和合成液三种。可溶性油（又称乳化液）是由矿物油（或植物油）、水、乳化剂、添加剂组成的。它既具有油基型润滑剂润滑性好的优点，又具有水冷却性能良好的优点，同时也减少润滑剂使用过程中着火的危险。不足之处是容易被微生物污染而变质、腐败，影响其使用寿命；可溶性油通常配成浓缩液形式，使用时通常用水稀释成1%～5%的水包油型稀乳化液。
桥塞堵漏剂	堵漏剂是一种凝结硬化快，小时强度高，具有微膨胀的水硬性材料，此原料无毒无味，经严格筛选，性能卓越，操作简便，用水调和即可使用，可在潮湿面上施工，亦可带水堵漏，效果奇特，此原料可广泛用于房屋，地下，水下，流沙隧道等工程的堵漏，止水，抢修，灌注及渗漏工程的施工和堵漏维修等。
水泥	粉状水硬性无机胶凝材料。加水搅拌后成浆体，能在空气中硬化或者在水中更好的硬化，并能把砂、石等材料牢固地胶结在一起，硬化后不但强度较高，而且还能抵抗淡水或含盐水的侵蚀。长期以来，它作为一种重要的胶凝材料，广泛应用于土木建筑、水利、国防等工程。
粉煤灰漂珠	一种能浮于水面的粉煤灰空心球，呈灰白色，壁薄中空，重量很轻，容重为720kg/m^3（重质），418.8kg/m^3（轻质），粒径约0.1mm，表面封闭而光滑，热导率小，耐火度≥1610℃，是优良的保温耐火材料，广泛用于轻质浇注料的生产和石油钻井方面。漂珠的化学成份以二氧化硅和三氧化二铝为主，具有颗粒细、中空、质轻、高强度、耐磨、耐高温、保温绝缘、绝缘阻燃等多种特性，可用于油田固井、管道防腐保温、海底油田、漂浮装置、油井钻探泥浆减轻剂、石油天然气输送管道等方面。
降失水剂	灰白色或黄褐色粉末，主要用于调整井及一般生产井的固井作业，防止流体窜流，提高固井质量。可与油井水泥和硅石粉、重晶石、钛铁矿、漂珠等多种外掺料配制出适合固井要求的水泥浆。掺量为1.2%～1.6%（占水泥质量），具有良好的防窜能力和一定的防漏能力。
减阻剂	是一种能减少流体在输送时所受阻力的试剂，多为水溶性或油溶性的高分子聚合物。水基乳胶状减阻剂，它是利用稳定剂、表面活性剂等添加剂，将聚合物粉末悬浮在水或水与醇的混合物中。这种产品具有聚合物浓度高、注入方便、在原油中溶解性好等优点，但也存在储存时间短、稳定性较差等缺点。
缓凝剂	延缓混凝土凝结时间而对后期强度无明显影响的外加剂。主要成分为多羟基化合物、羟基羧酸盐及其衍生物、高糖木质素磺酸盐，因其兼有减水作用，也称缓凝减水剂。此外，一些无机盐如氯化锌、硼酸盐、各种磷酸盐也有缓凝作用。掺量为水泥用量的0.1%～0.6%。缓凝剂适用于高温条件下连续灌注混凝土、大体积混凝土、预拌混凝土和泵送混凝土。

材料名称	物质组成及性质
压裂助排剂	是一种能帮助酸化、压裂等作业过程中的工作残液从地层返排的化学品。主要为聚氧丙烯聚氧乙烯、脂肪醇醚、磺化琥珀酸、二辛酯钠盐等。

另外，钻井过程还使用少量增粘剂、乳化剂、页岩抑制剂、降粘剂、增蚀剂、加重剂、杀菌剂、解卡剂和pH控制剂等。酸化液采取集中配制，基本配方为：15%～20%HCL、1%～2%HAC、0.3%～0.6%CT1-3（酸化用高浓度盐酸缓蚀剂）、1%～1.5%活性剂和水。压裂液采用胍胶体系压裂液，胍胶压裂液是多种功能于一体的均相体系。该压裂液是以高效交联剂，交联促进剂为主，针对不同的地层，使压裂液中稠化剂浓度下降30%～40%，能提供更经济的液体效率，降低液体对储层的伤害，减少液体损耗成本。

因压裂酸化返排液经收集后可再参与配比再利用，用量需根据现场实际估算，差别较大，因此本次主要调查其成分的理化性质，具体见下表。

表 5.1.1-4 压裂液各成分理化性质一览表

原料名称	理化性质
改性胍胶	采用昆山羟丙基胍胶，羟丙基胍胶具有增稠能力强，热稳定性好的特点，对水有很强的亲和力。当胍胶粉末加入水中，胍胶的微粒便“溶胀、水合”，也就是聚合物分子与许多水分子形成缔合体，然后在溶液中展开、伸长。在水基体系中，聚合物线团的相互作用，产生了粘稠溶液。适合储层温度 80℃~200℃，降低了压裂液的残渣与施工摩阻，能满足高温、低渗储层压裂改造的需要。
润湿改进剂	常用的润湿剂主要是非离子型表面活性剂，如 AE1910、OP-10、SP169、796A、TA-1031 等，能将亲油砂岩润湿为亲水砂岩，有利于提高相对渗透率。
高温交联剂	通过化学键或配位键与稠化剂发生交联反应的试剂称为交联剂。交联剂将聚合物的各种分子联结成一种结构，使原来的聚合物分子量明显地增加，调整压裂液的粘度。
有机硼	含有硼原子的有机化合物，作为交联剂辅助用剂。
高温破胶剂	目前适用于水基交联冻胶体系的破胶剂，以过硫酸钾作为主要助剂。
过硫酸钾	无机化合物，白色结晶，无气味，有潮解性，可用作油井压裂液的破胶剂。
碳酸钠	无水碳酸钠为白色粉末，易溶于水，水溶液呈碱性，pH 值为 11.5。在泥浆中发生电离和水解，提供 Na^+和 CO_3^{2-}，在泥浆中通过离子交换和沉淀作用，使钙质粘土变为钠质粘土。另外可除掉石膏或水泥浸入泥浆中的 Ca^{2+}离子，使泥浆性能变好。
碳酸氢钠	白色细小晶体，溶于水时呈现弱碱性，固体 50℃以上开始逐渐分解生成碳酸钠、二氧化碳和水，270℃时完全分解。

根据《危险化学品名录（2018 版）》，上述化学品均不属于危险化学品。上述原辅材料暂存要求如下：

（1）按照原、辅材料化学性质、用途分堆或分室存放于干燥、通风处；

（2）室外存储应采取防晒、防雨淋、防渗措施，严禁在强光下暴晒；

（3）应根据原辅材料的用量、供应及运输条件决定站场内原辅材料暂存量，不

宜长期储存；

（4）原辅材料应配备专人负责保管发放，定期查看，确保药品密封性良好。

5.1.2 动力能源消耗

本项目生产所需能源、耗能工质主要为新鲜水、电力。根据工程初步设计总说明，拟建工程消耗电能为 118.3×10^4kWh/a，新鲜水消耗 12.234×$10^4$$m^3$/a（其中包括新增注水井回注用水、修井和洗井用水）。

5.1.3 伴生气平衡及水平衡

5.1.3.1 伴生气平衡

本项目产能规模 6.83×10^4t/a，本次滚动开发开采油层的气油比为 11.04~86.2m^3/t，根据实际生产情况，伴生气量按照地层原始油气比的 50%到达地面计算，依据表 5.4.2-5，本项目伴生气产生量 224.39×$10^4$$m^3$/a（2445.85t/a）。根据《石油天然气开采业清洁生产指标体系的研究》（油气田环境保护，2003 年 3 月，李何），对原油损耗调查结果表明，开放式流程损耗为 1.4%～2.0%，密闭流程为 0.5%。根据建设单位提供资料，当前采用的原油开采、集输工艺，可将密闭流程烃类损耗控制在 0.2%以下，本次评价密闭流程取 0.2%进行计算。

本项目虎狼峁作业区产生的伴生气依托靖二联轻烃厂、庙庄混烃站进行回收处理，新寨、吴起作业区产生的伴生气依托王河混烃厂进行回收处理，根据现场调查依托站场当前处理规模合计为 16.0×$10^4$$m^3$/d（5280.0×$10^4$$m^3$/a，57552.0t/a，密度按 1.09kg/m^3 计算），处理后液化气、稳定轻烃外销，干气回输至上游站场作为加热炉燃料用气，其中液化气和轻烃产量合计约为 22276.89t/a，干气产量约为 32437.88t/a，污水杂质产生量约为 1211.01t/a，烃类损耗量约为 23.07t/a，其他杂质气体 1603.15t/a。据此比例核算本项目伴生气回收及综合利用情况，具体情况见表 5.1.3-1。

表5.1.3-1 项目伴生气平衡表

序号	分类	依托站场	本项目	
			产生量	占伴生气总产量比例%
1	伴生气产生量（t/a）	/	2445.85	100.00%
2	伴生气集输过程损耗量（t/a）	/	4.89	0.20%
3	伴生气直接用于区域站场的加热炉燃烧（t/a）	/	560.59	22.92%
4	伴生气进入依托站场量（t/a）	57552	1880.37	76.88%

	产品	液化气+混烃（t/a）	22276.89	727.84	29.76%
		干气（t/a）	32437.88	1059.83	43.33%
	损耗	烃类损耗（t/a）	23.07	0.75	0.03%
	杂质	污水杂质（t/a）	1211.01	39.57	1.62%
		杂质气体（t/a）	1603.15	52.38	2.14%

经计算，本项目伴生气及其制成产品综合利用量为2348.26t/a，占伴生气产生量的96.01%，因此损耗及杂质占伴生气产生量的3.99%。

5.1.3.2 水平衡

本项目用水包括回注水、措施作业用水、加热炉循环水、生活用水。根据设计资料，新建井区初期含水率约40%。至开采终期原油含水率将达到80%。根据各井区不同开发层位产能规模、含水率、净化油密度分别估算采出水量并加合，原油采出液分离出的采出水经采出水系统处理达标后全部回注油层；注水系统优先保证处理达标的采出水和措施返排液回注，不足部分采用水源井新鲜水为补充，井区内新建注水井尚不具备采出水回注条件的，项目实施初期采用水源井新鲜水作为注水水源；措施作业废水经措施返排液处理站处理达标后全部回注油层。

（1）用水量

本项目年产原油6.86万吨，共设置37口注水井，配注水量19.31万t/a，洗井和修井措施作业用水量3128m^3/a。本项目采出水和措施作业废水产生量约8.05万m^3/a，回注处理后的采出水和措施作业废水约7.59万m^3/a，则年注清水量11.72万m^3/a。

项目设置240kW加热炉5台，250kW加热炉1台，400kW加热炉1台，600kW加热炉2台，补水量按照现有区域统计资料0.2m^3/d·100kW，全年补水量约2013m^3。

综上所述，项目运行期使用新鲜水约12.234×$10^4$$m^3$/a。本项目实施初期水平衡见表5.1.3-2和图5.1.3-1。

表5.1.3-2 项目实施初期水量平衡表（含水率53%） 单位：万m^3/a

用水工序	来源	投入		产出		去向
		新鲜水	回用水	损耗	利用	
油田注水	原油采出水	/	7.74	0.446	7.294	经采出水系统处理达标回注油层
	水源井	11.72	/	/	11.72	通过新建注水井注入油层
措施作业	水源井	0.3128	/	0.017	0.296	经措施返排液处理站处理达标后回注油层

加热炉循环	水源井	0.2013	/	0.2013	/	/
合计	/	12.234	7.74	0.463	19.31	/

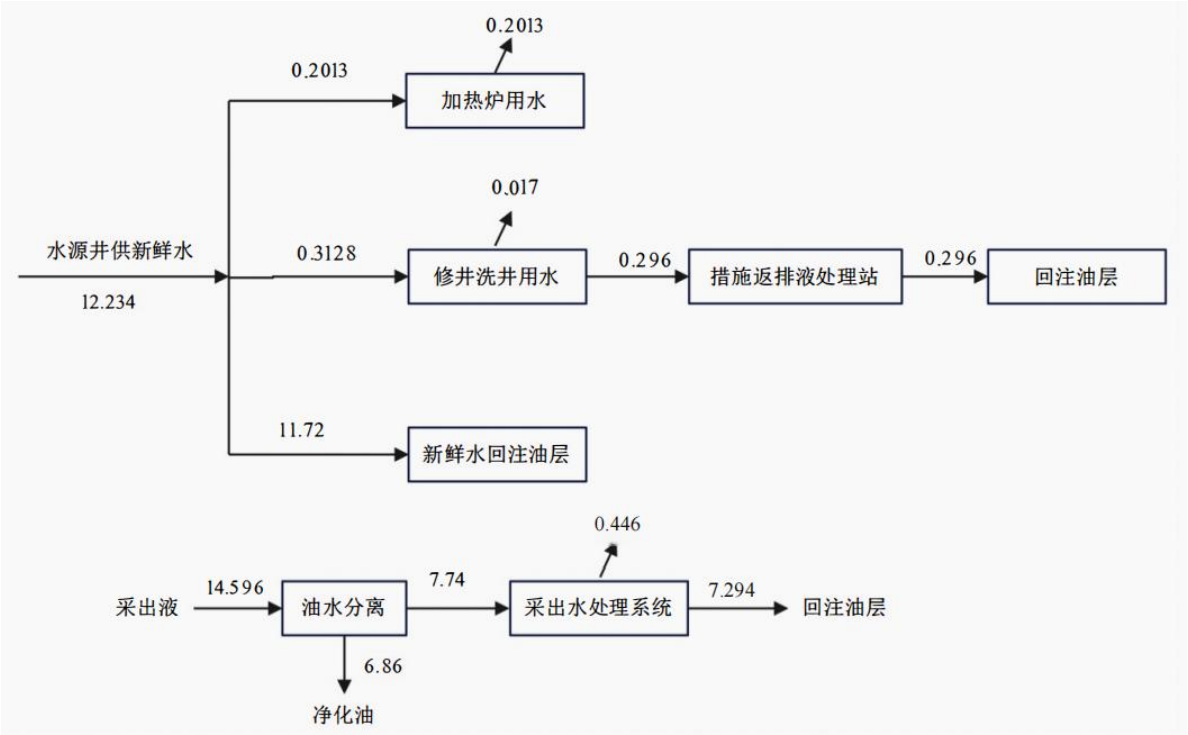


图5.1.1-2　项目初期水平衡图（单位：万m^3/a）

5.2 污染影响因素分析

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

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

油田开发整体工艺流程见图5.2-1。

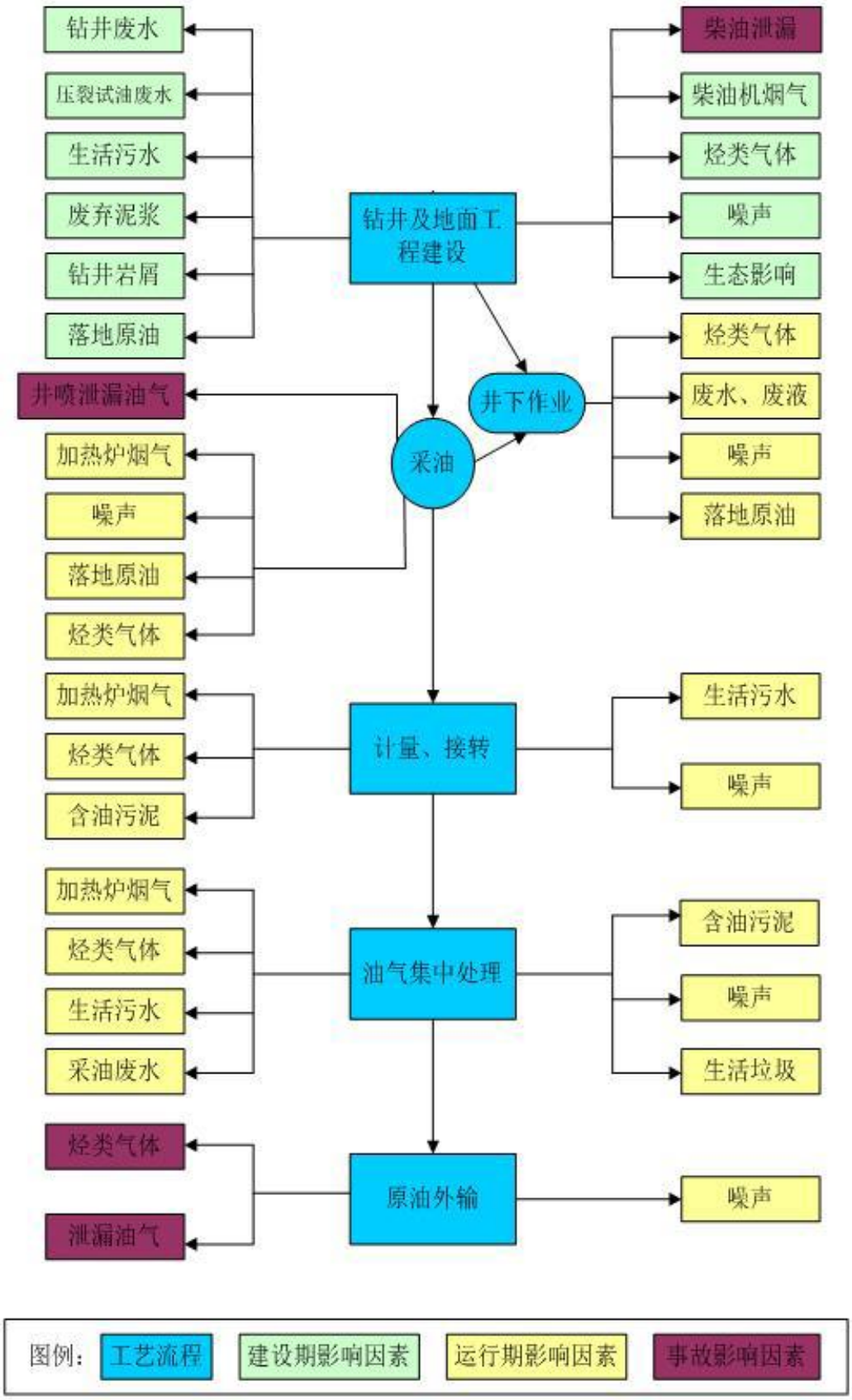


图5.2-1 石油开发过程中的环境污染影响环节及影响因素

5.2.1 施工期工艺过程及产污环节

施工期主要包括钻井工程和储层改造工程、井站场建设、管线敷设及道路建设等。

5.2.1.1 钻井工程

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

（1）钻前工程

钻前工程主要包括：场地平整、井场基础设施建设（循环系统及设备的基础准备）、钻井设备搬运和安装以及配套设施布置与建设（井口设备准备与放喷池修建以及活动房布置等）。这些设施建成并经验收合格后进入钻井作业工序。

（2）钻井过程

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

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

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

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

本次开发井型主要为丛式定向井和水平井，每个井场布井 1～6 口。采油井、注水井井身结构参数见表 5.2.1-1~2；采油井和注水井的井身结构相同，井身结构见图 5.2.1-1~2。

表5.2.1-1 定向井井身结构

序号	井段	钻头直径（mm）	套管外径	套管下深	水泥返高（m）	套管内水泥塞
一开	钻穿黄土层、进入下部侏罗系岩层 30m 以上	311.2（12-1/4）	244.5（9-5/8）	下到井底	采油井和注水井水泥返到地面	大于 10m
		311.2（12-1/4）	224.5（8-6/7）			
		241.3（9-1/2）	193.7（7-5/8）			
二开	直井段	215.9（8-1/2）	139.7（5-1/2）	距井底 3~5m	油井：水泥返高至地面井口	人工井底距油层底界 20~

		215.9（8-1/2）	114.3（4-1/2）			
		165.1（4-1/2）	114.3（4-1/2）			

表5.2.1-2 水平井井身结构

序号	井段	钻头直径（mm）	套管外径	套管下深	水泥返高（m）	套管内水泥塞
一开	钻穿黄土层、进入下部侏罗系岩层 30m 以上	311.2（12-1/4）	244.5（9-5/8）	下到井底	返到地面	大于 10m
二开	直井段 造斜段 水平段	215.9（8-1/2）	139.7（5-1/2）	距井底 3~5m	水泥返高至地面井口	人工井底距油层底界 20～25m，管内水泥塞 10～12m

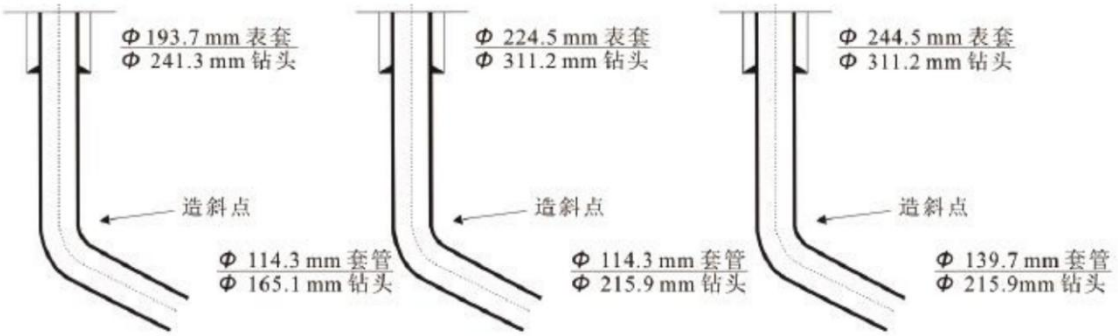


图5.2.1-1 定向井井身结构图

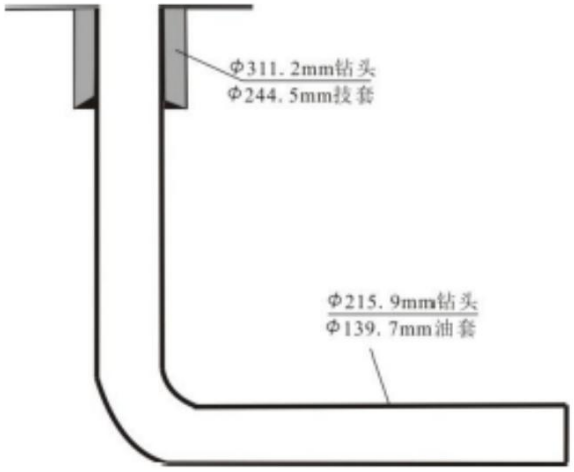


图5.2.1-2 水平井井身结构图

表 5.2.1-3 本工程各类井型参数数量明细表

类型	井型	平均进尺数(m)	数量（口）
注水井	定向井	1905	37
油井	定向井	1687.5	2
	短水平井	2134	46

	长水平井	3329	7
合计			92

（3）完井

油井钻至设计井深后，下入套管完井。

（4）测井

下套管之前，利用测量地层电阻、自然电位、声波及放射性等方式确定含油层位等。

（5）固井

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

①表层套管固井水泥反至井口，且套管内留有 10～20m 的水泥塞；

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

③至少每根套管加 1 个刚性扶正器，提高套管居中度及水泥浆的顶替效率；

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

⑤优化水泥浆性能，提高水泥石的柔韧性，防止蹿层；

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

（6）完井

油井钻至设计井深后，下入套管完井。完井方法应能有效封隔油气水层，减少油气流入井的阻力，防止油气层井壁坍塌，保证长期稳定高产，本项目采用套管射孔完井方式。

根据钻井工艺设计，定向井包括直井段、斜井段，水平井包括直井段、斜井段、水平井段，定向井与水平井钻井工艺及产污环节基本相同，具体包括：

①钻井废水、废弃钻井泥浆、钻井岩屑；

②钻井所用柴油机排放的烟气、噪声；

③修道路、平井场、管线敷设等施工扬尘；

④运输车辆噪声以及车辆尾气。

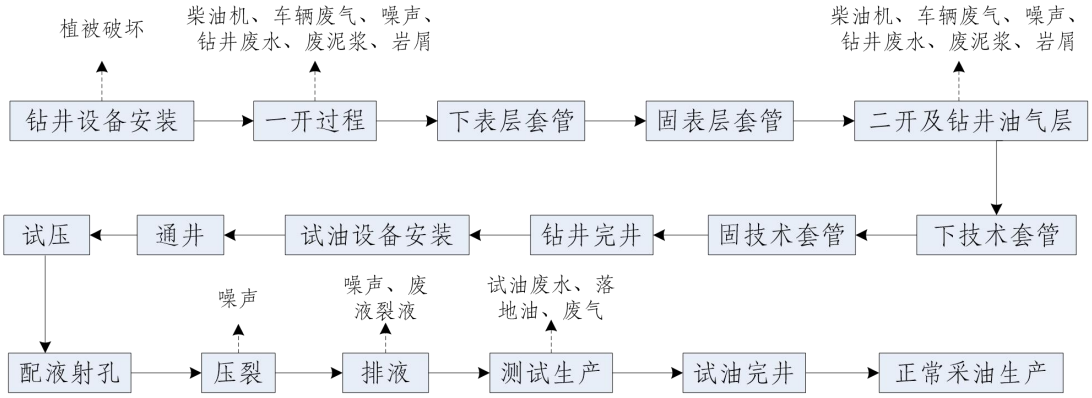


图5.2.1-3 钻井及井下作业工艺流程及产污环节图

（6）泥浆不落地工艺

本项目钻井过程采用移动式泥浆罐代替传统泥浆池，按照钻井过程中液相及固相落地点，进行点对点式收集、储存，实现液相和固相的不落地。收集的废钻井液利用高效固液分离技术，形成再生钻井液，实现废弃钻井液重复利用，工艺流程见图5.2.1-4。

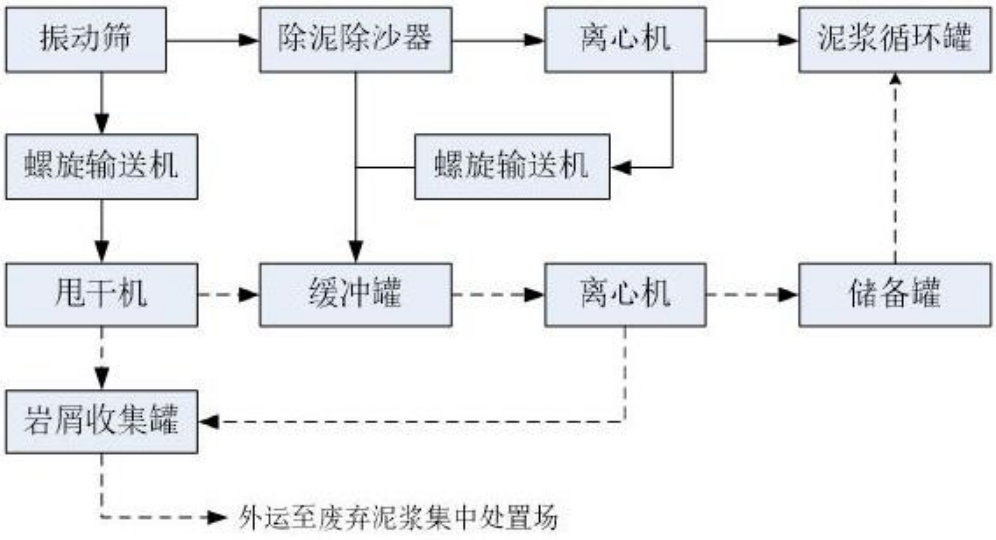


图5.2.1-4 钻井液固液分离及再生工艺流程图（泥浆不落地工艺）

①泥浆经过振动筛筛分，岩屑成分通过螺旋输送机收集输送至甩干机顶部的进料口进行甩干。甩干机内，岩屑在离心力的作用将上面附着的液体脱出，从筛篮的缝隙中飞入甩干机的液体收集区，然后流入缓冲罐。脱液后的钻屑被刮刀刮下，在离心力作用下沿锥形筛篮的内壁下落，进入固体收集区罐。

②经振动筛筛分排出的泥浆成分送除泥除沙器和离心机进行泥沙分离，分离后的液相组分送至泥浆循环罐循环利用。

③当除泥除砂器和离心机含液量较高时，分离物进入缓冲罐中，汇同岩屑甩干机产生的液相泵送入高速变频离心机中，进行二次固液分离，固相存放于岩屑收集罐，液相进入储备罐用于重新配制泥浆。

④岩屑收集罐内的脱水岩屑定期运往外运至有资质单位处置。

⑤钻井过程中的防渗措施：钻井过程中，井场作业区域地面全部铺设土工布进行地面防渗，井场内不开挖泥浆池，泥浆存于循环罐内，岩屑暂存在钢制收集槽内，储罐和收集槽底部均铺设防渗布。

5.2.1.2 储层改造与井下作业

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

（1）射孔

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

（2）储层改造－压裂

压裂原理是用压力将地层压开一条或几条水平的裂缝，并用支撑剂将裂缝支撑起来，减小油、气、水的流动阻力，沟通油、气、水的流动通道，从而达到增产的效果。

根据设计，本项目压裂主体采用连续油管水力喷砂分段压裂工艺，压裂液体系采用滑溜水压裂液体系。其工艺流程为：利用地面上的高压泵组，往油井中注入排量高于地层吸收能力的压裂液，让其能够在油井底端形成高压，在形成的高压高出地层本身破裂压力时，就会在油井底部产生一条或几条裂缝，在压裂液体进入到这些裂缝中以后，基于支撑剂发挥的作用，能在油井底端形成一定的裂缝空间，其在高压泵停止后也不会出现闭合。这样的裂缝空间有非常好的导流性，使油井渗流的状况被有效改善，实现增产、增注的目的。

其中压裂工艺具体为：泵注桥塞射孔连作→注前置及补能液→注携砂液+多级暂堵→注顶替液→闷井→清理井筒。

钻井及井下作业工艺流程见图5.2.1-5。

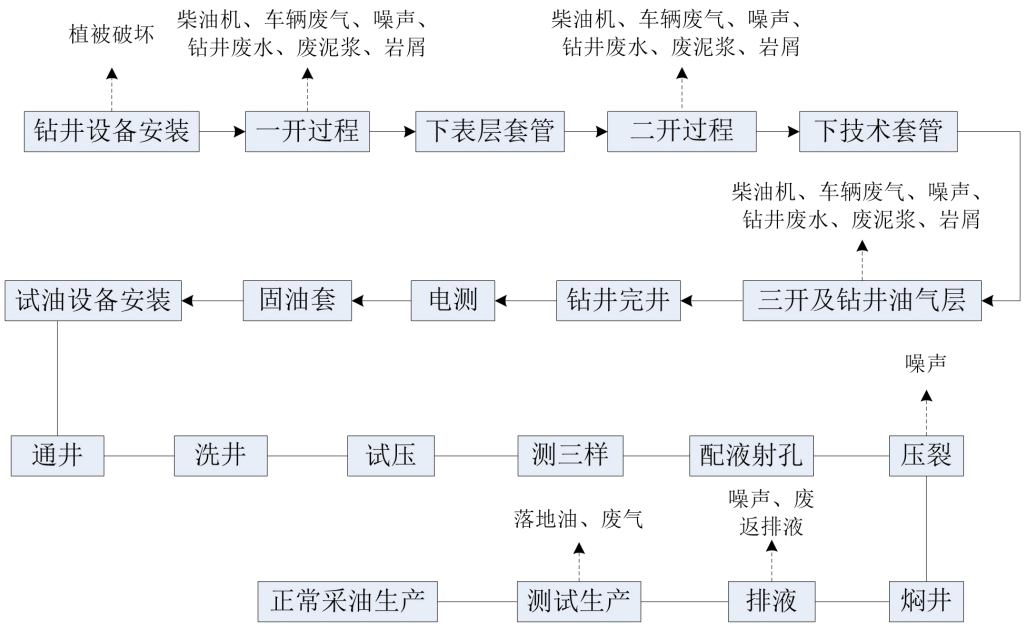


图 5.2.1-5 钻井及措施作业工艺流程及产污环节图

（3）放喷及排液

压裂结束后测压降 30 分钟，根据井口压力变化情况关井 120 分钟，随时记录压力变化情况。

关井结束后用 4—8mm 油嘴放喷排液，根据压力变化情况可逐渐放大油嘴控制放喷。放喷排液时套管闸门关闭。准确计量排出液量。若不能自喷，采用抽汲方式诱喷排液。

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

上述井下作业过程的主要产污过程包括：

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

②压裂作业产生的压裂返排液、试油废水、放喷废气、落地油、噪声；

③施工机械和运输车辆噪声以及车辆尾气。

5.2.1.3 地面工程

本项目地面工程建设内容包括各类井站场和管线、道路工程及其他辅助工程。地面工程建设破坏地表植被，改变地表形态，对景观环境产生一定影响。

本项目地面工程建设内容包括各类井、站场和管线、道路工程及其他辅助工程。

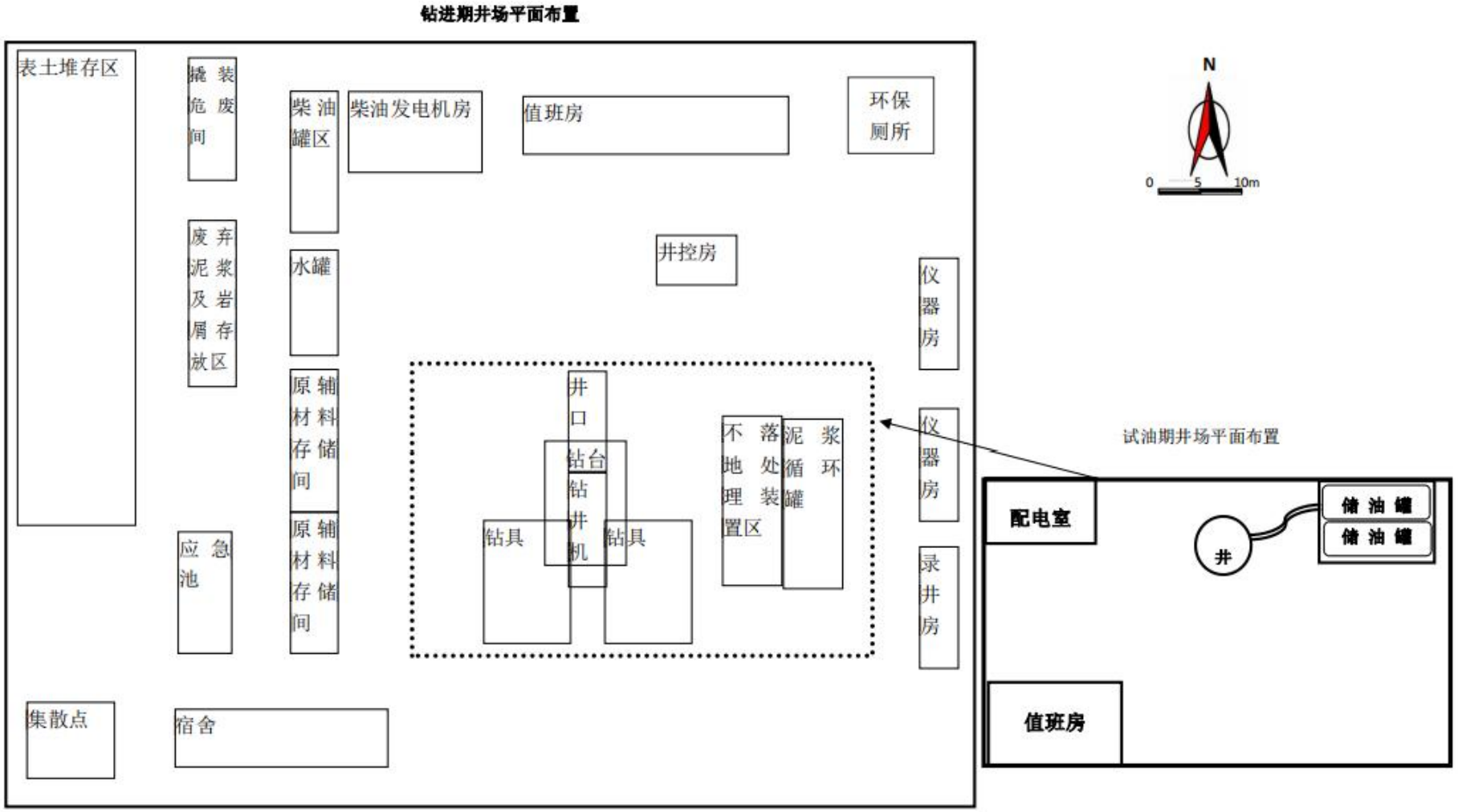


图5.2.1-6　井场施工作业场地平面布置图

（1）井场施工

本次产建共部署井场 31 座，其中新建 15 座，扩建井场 16 座。井场施工作业场地平面布置见图 5.2.1-6。

（2）站场施工

本项目拟新建站场 8 座，施工过程包括场地平整、基础建设、设备安装和绿化等。

（3）管线施工

本项目管线施工首先进行作业带清理，在完成管沟开挖、河流、冲沟、穿越工程穿越等基础工程后，按照施工规范，将运至各施工现场的钢管进行焊接、接口防腐工艺，然后下至管沟内，对管道进行试压、清扫，再对管道进行试压，覆土回填，清理作业现场，恢复植被。管道工程建设的施工过程见图 5.2.1-7，管道施工作业场区平面布置见图 5.2.1-8，剖面图见图 5.2.1-9。

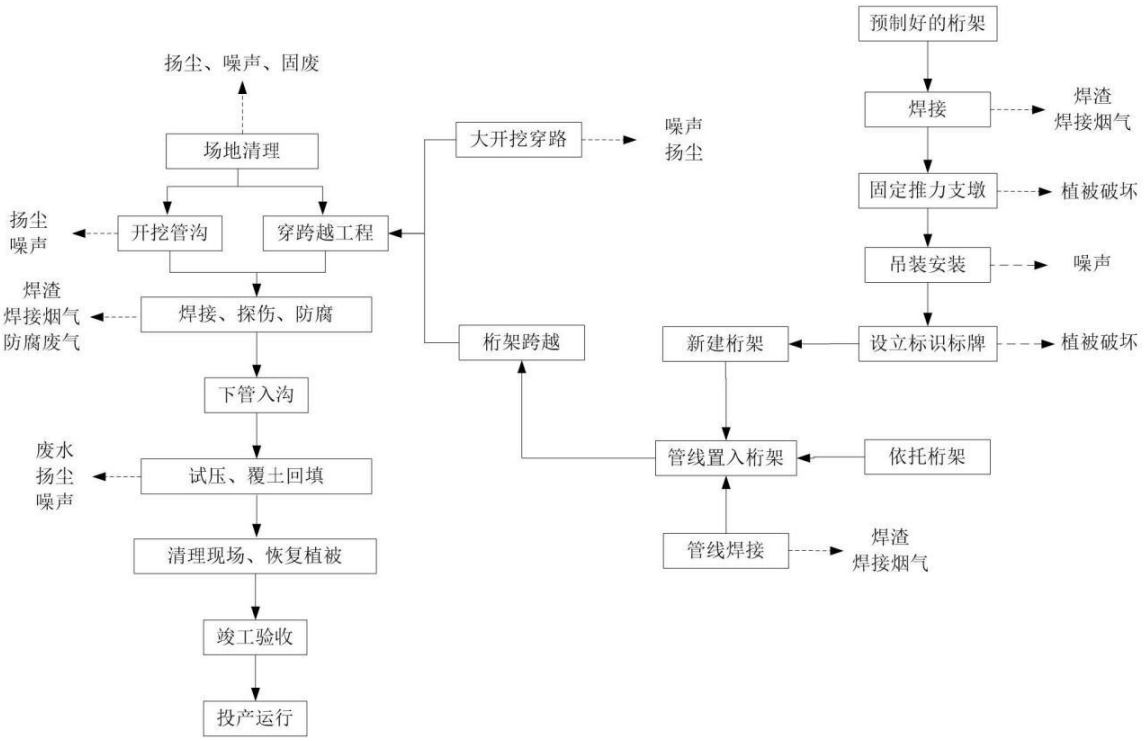
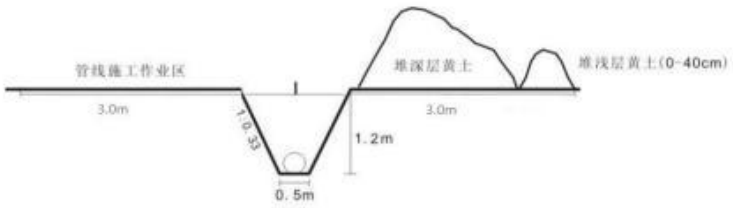


图5.2.1-7 管道建设施工过程图



管道施工作业场区剖面图

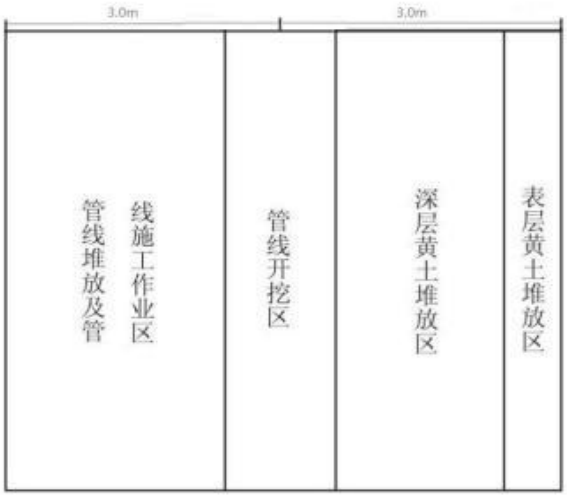


图5.2.1-8 管道施工作业场地平面布置图

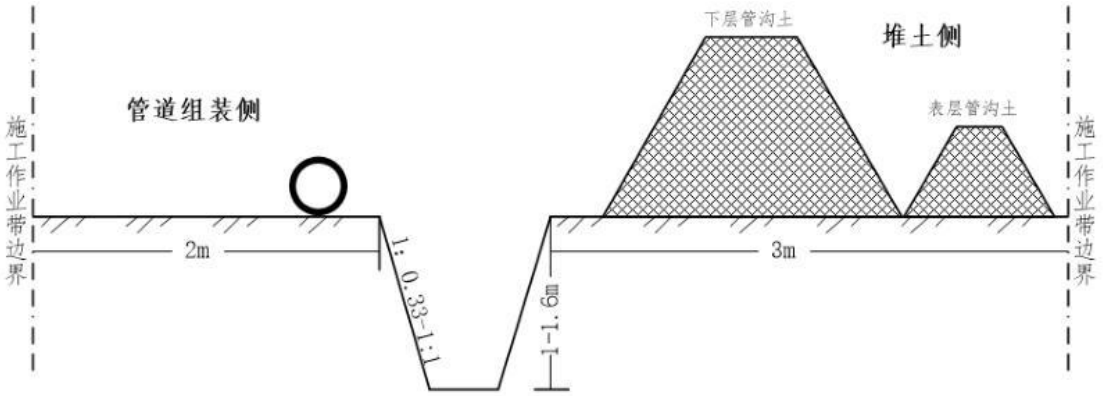


图5.2.1-9 管道施工作业带剖面示意图

①施工作业带清理、施工便道建设和管沟开挖

管道施工的作业带清理、施工便道和管沟开挖是同时进行，弃渣、土可以相互利用。施工便道尽量利用现有的村道、县乡级公路整修而成；对于需进行机械布管、扫线以及大型设备运输的地段，根据实际情况新修临时施工便道。管道均需埋设在冻土层以下，管道埋设深度埋设于最大冻土深度以下 100mm。根据设计，本项目管道管顶埋深不小于 1.2m。

管道焊接后焊缝采用射线和超声百分百探伤，探伤属辐射影响，不在本次评价范围内。

②道路穿越工程

本工程沿线穿越油区水泥、沥青路时采取顶管穿越方式施工，穿越沥青混凝土道路 9 处，乡间土路穿越采用大开挖直埋方式。大开挖将短时间阻断交通，给当地居民生产和生活带来不便。

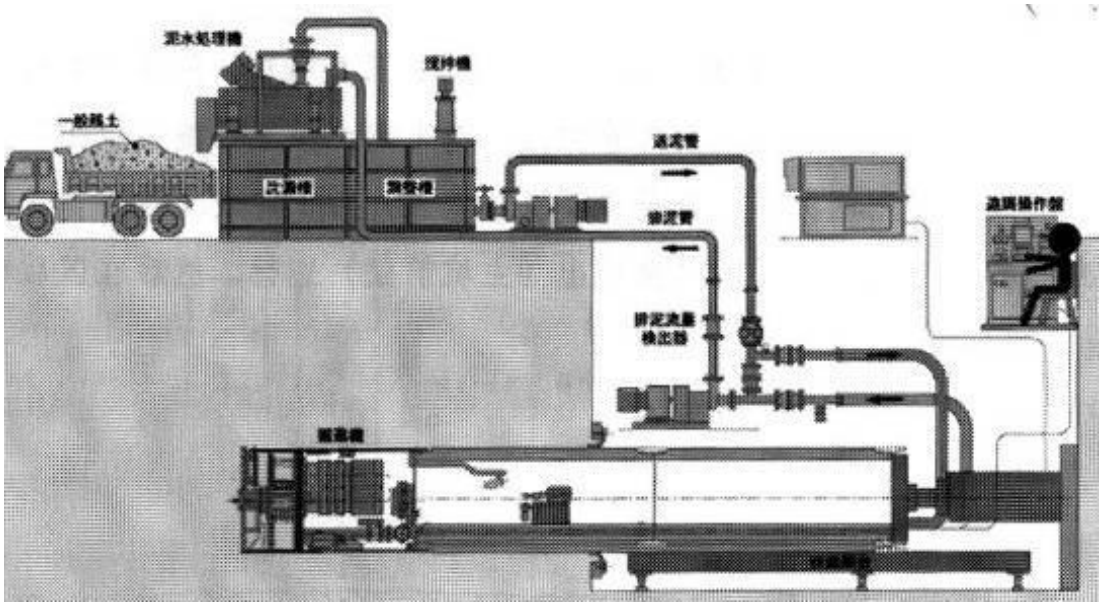


图5.2.1-10 顶管施工工艺示意图

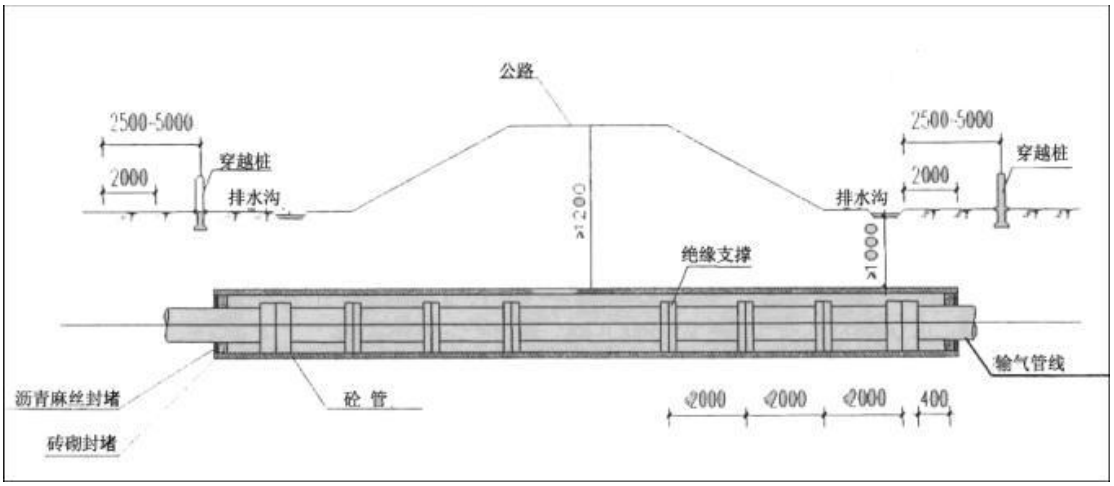


图5.2.1-11 顶管穿越施工方式断面示意图

③冲沟、河流跨越

本次工程管线总计跨越冲沟 13 次，河流（周河及其支流）3 处，全部为桁架跨越方式。新建和利用现有桁架跨越，桁架两端现有 C30 混凝土现浇基础，跨越管段采取增加壁厚措施。跨越时将预制的桁架焊接后安装在现有的固定推力支墩上，将管线提前焊接后置入桁架，即可完成桁架跨越施工。跨越段管线采取加厚管壁、增设套管等措施，尽可能降低管线泄漏事故概率。

5.2.1.4 道路施工

本项目新建道路主要站场进站道路，建设标准为简易道路路面结构简单，工程

量相对较小，填方路基采用逐层填筑，分层压实的方法施工，取用挖方土方，本项目无借方。路基工程施工组织设计要考虑降水影响，路基取土、填筑、碾压应尽量避开降水期或采取有效措施减少不良影响。土石方工程应尽早完成，使路基有充分的沉降稳定时间。

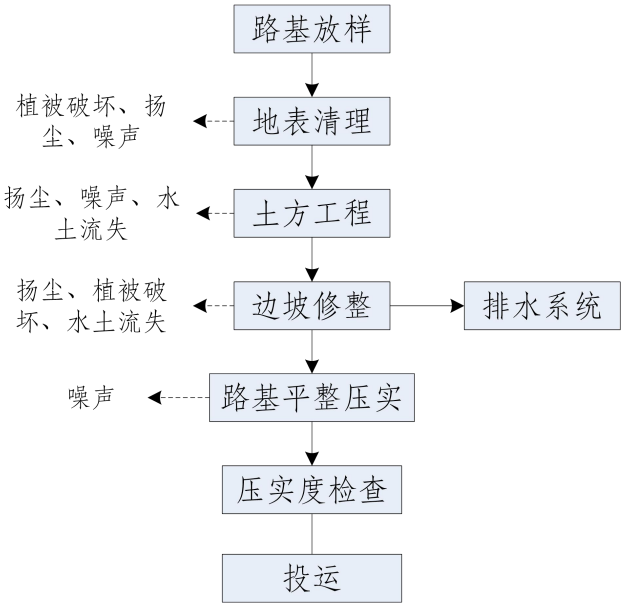


图5.2.1-12 道路工程施工流程及产污环节图

本工程施工期主要污染源及污染性质等见表 5.2.1-3。

表 5.2.1-3 项目施工期主要污染源构成表

作业内容		主要污染物	产生位置	环境受体	污染源性质
钻井工程	钻前工程	扬尘、噪声	井场	环境空气、声环境	临时性质、随作业结束而消失
	钻井作业	钻井废水		土壤、地下水	
		柴油机烟气		环境空气	
		钻井废弃泥浆、钻井岩屑、落地油泥、废高分子土工膜、废润滑油		土壤、地下水	
		设备、车辆噪声		声环境	
		井喷引起爆炸、火灾		土壤、地表水、环境空气及生态系统、人群	事故状态
	井下作业	试油废水压裂返排液		土壤、地下水	临时性质、随作业结束而消失
		洗井废水		土壤、地下水	
		柴油机烟气		环境空气	
		设备、车辆噪声		声环境	
地面工程	管线敷设	平整施工带、开挖管沟、建设施工便道，施工设备、车辆碾压等	工程设施建设区域内	土壤及植被	临时性质、随作业结束而消

作业内容		主要污染物	产生位置	环境受体	污染源性质
		施工设备、车辆尾气		环境空气	失
		施工设备、车辆噪声		声环境	
		施工固体废物、生活垃圾		土壤、水体	
	道路、站场建设	占用土地、破坏原有土地利用功能		土壤、植被	

5.2.1.5 土石方平衡

本项目建设期间的土石方工程量主要来源于站场平整、建筑物、管沟等的基础开挖与回填以及道路等。

（1）井场、站场

井场、站场基本处于黄土梁峁顶部，平均扰动土方厚度按25cm，井场、站场总占地面积为15.39hm^2，则井场、站场区土方总开挖量为3.85万m^3，开挖土方全部回填，无弃方，井场、站场区不设弃土场。

（2）管线

本项目管线总长度120.20km，管线地表扰动总长84.07km（部分管线同沟布设），则管线挖方量为9.08万m^3。土方临时堆放在管线沿线作业带一侧，不设弃土场，所有土方均回填开挖面，并做压实处理，不产生弃土、弃渣。

（3）道路

本项目新建进场道路5.18km，一般土石方开挖量约1.35m^3/m，则开挖土石方量为0.70万m^3，道路开挖土石方全部就近铺垫或调运至井场区填方边坡，无弃方。

本项目总土石方量为27.26万m^3，其中挖方量13.63万m^3，填方量13.63万m^3，土石方平衡，无弃方，无需设弃土场。土石方平衡见表5.2.1-4。

表5.2.1-4 本项目土石方平衡表　　单位：万m^3

序号	工程类型	挖方量	填方量	借方量	弃方量	备注
1	井场、站场区	3.85	3.85	0	0	用于场地填方及边坡防护治理
2	管线区	9.08	9.08	0	0	全部用于管沟覆土回填
3	道路	0.70	0.70	0	0	就近铺垫或调运至井场区填方边坡
4	合计	13.63	13.63	0	0	/

5.2.2 运行期工艺过程及产污环节

5.2.2.1 采油

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

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

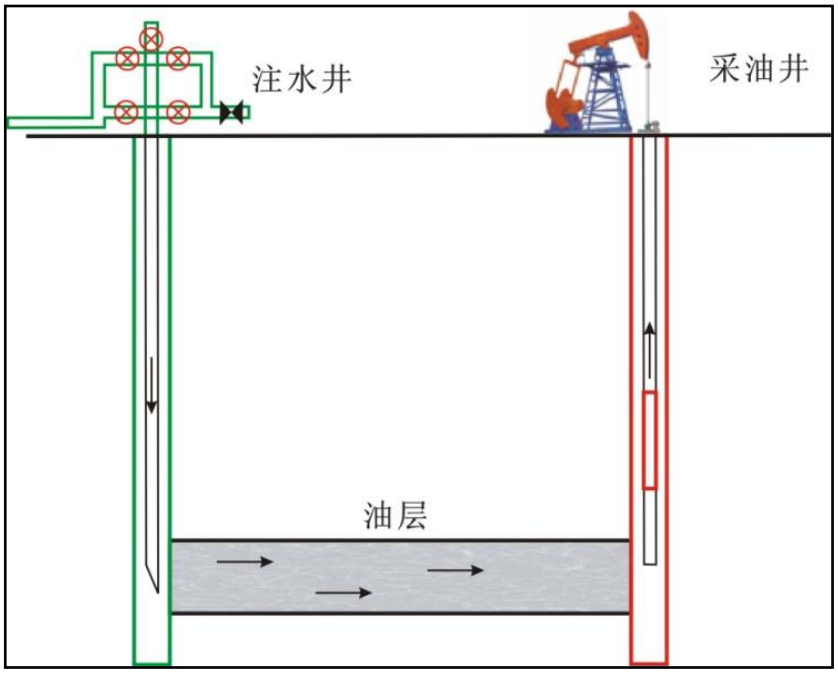


图5.2.2-1 注水采油示意图

5.2.2.2 油气集输

油气集输就是将油井中采出的原油和伴生气，通过油气分输管线分输送至下游站场进行计量和油、气、水分离，分离出的伴生气经轻烃回收装置回收轻烃后的干气作为油田生产用燃料或综合利用，分离出的油田采出水处理达标后作为回注水回注油层，处理后的原油经脱水计量后，经管线外输。

项目整体原油处理工艺见图 5.2.2-2。

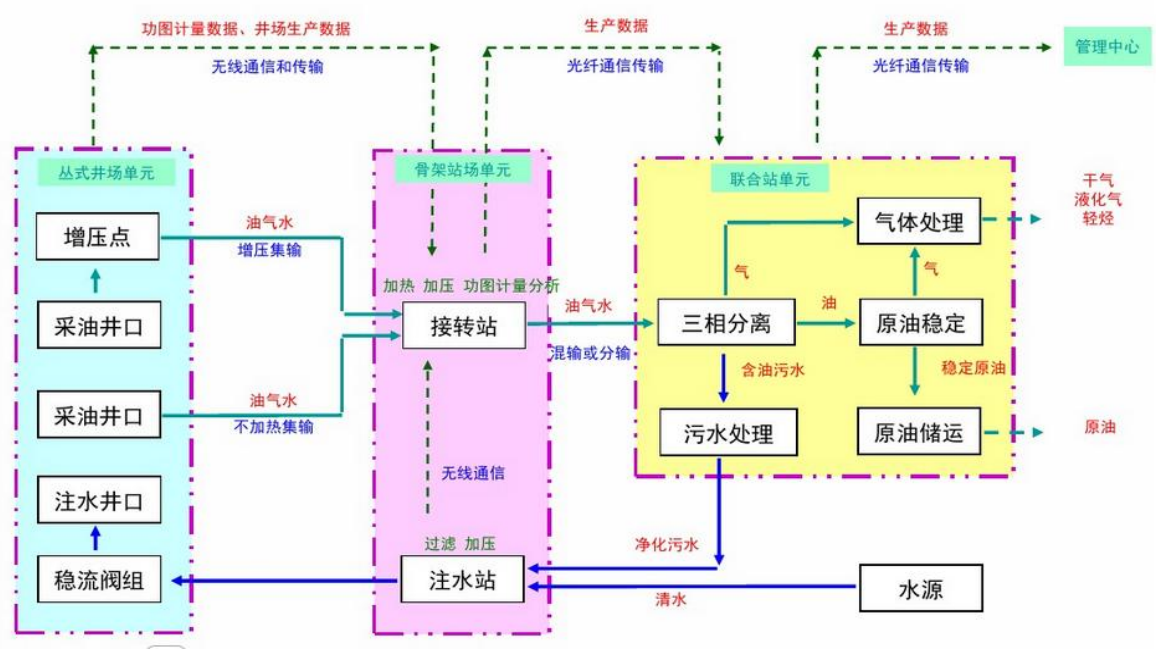


图5.2.2-2 原油集输整体工艺流程图

项目中新建的主要站场类型包括增压装置。其具体工艺过程和产排污环节如下：

增压装置针对偏远、地势起伏变化大的井组建设，以降低井口气压，增加输送距离。功能包括：含水油加热、缓冲、分离、外输。本项目新建增压装置全部采用橇装设计，其工艺流程和产排污环节见图 5.2.2-3。

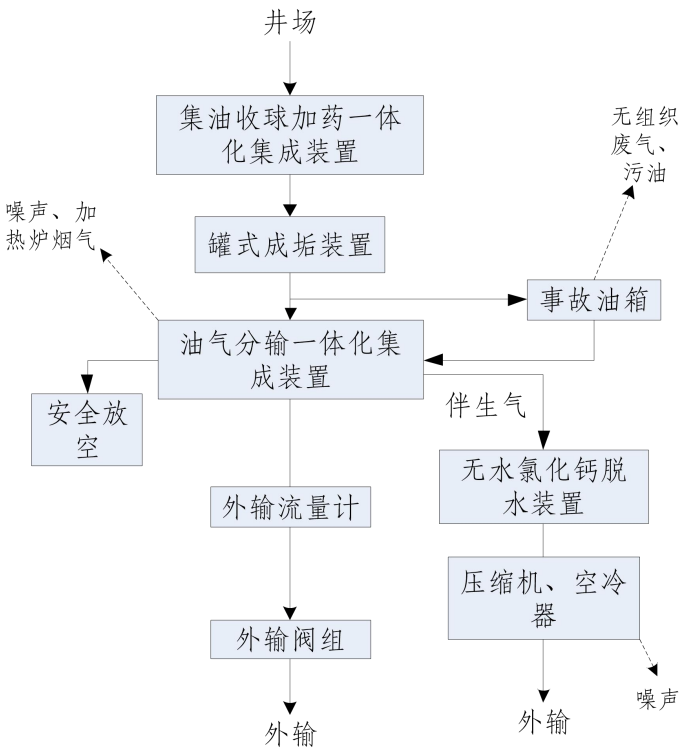


图5.2.2-3 撬装增压装置分输工艺流程及产污环节图

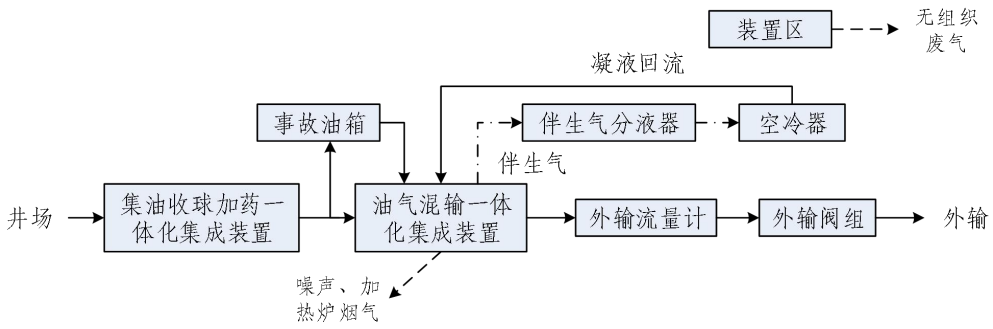


图 5.2.2-4　小型油气混输装置流程图

5.2.2.3 注水站

本项目注水采用“树枝状干管稳流阀组配水、活动洗井注水工艺流程”。注水站（系统）工艺流程见图 5.2.2-5 和图 5.2.2-6。

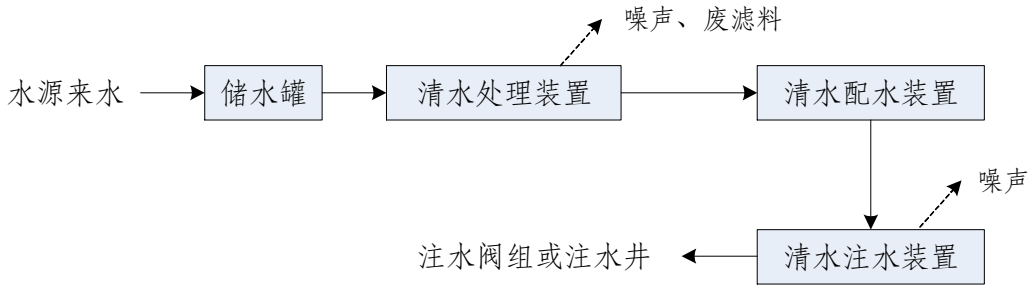


图5.2.2-5 清水注水站工艺流程示意图

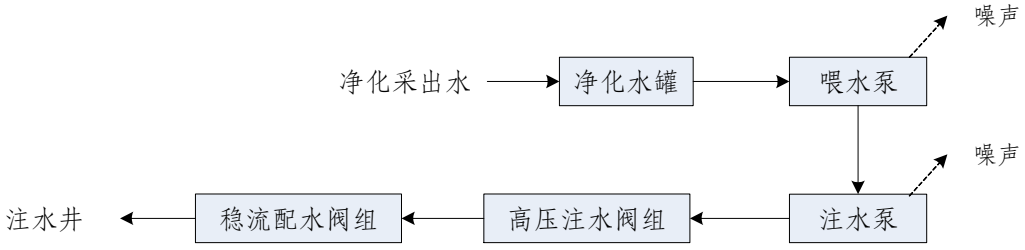


图5.2.2-6 采出水注水工艺流程示意图

5.2.2.4 运行期措施作业

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

压裂改造主要针对低产采油井，通过改造实体提高产量的目的。作业时长约 30 天，压裂改造的工艺步骤与新钻井相同，主要包括：井架安装、试压，起原井杆柱，防喷、试压、起管柱，填砂，通井，刮削、压裂，压力扩散、放喷求产，试压，冲

砂，通井，下完钻管，试抽等环节。其产排污环节见图 5.2.2-7。

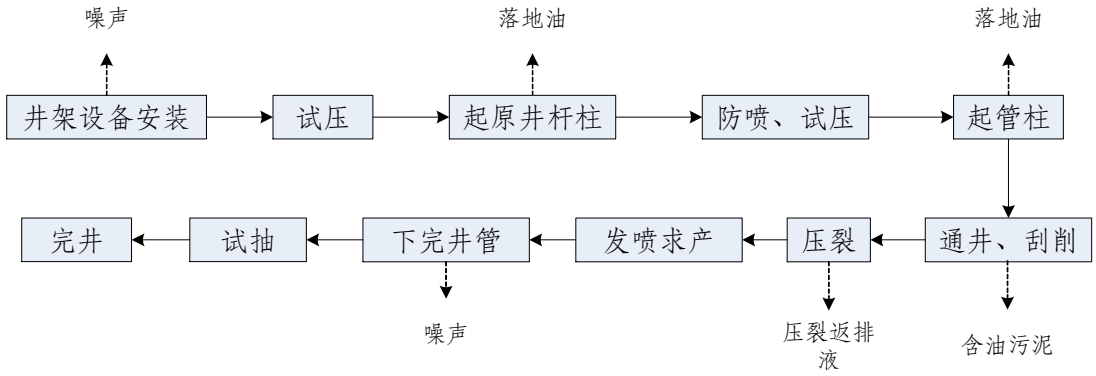


图5.2.2-7 压裂改造作业施工流程及产污环节图压裂改造

5.2.2.5 产污环节

①采油过程可能造成的污染主要有井口装置损坏泄漏的原油对土壤与注入水对地下水的影响，以及油井井口挥发的烃类气体对大气环境的影响。

②修井作业中产生的落地油、固体废物、污水等。

③油气集输过程产生的污染物主要为挥发性烃类气体、加热炉排放的烟气、油田采出水、含油污泥、跑冒滴漏的原油与油田采出水、机泵噪声等。本次产建项目会产生挥发性烃类气体、加热炉烟气、含油污泥等。

表5.2.2-1 工程运行期主要污染源构成表

作业内容	主要污染物	产生位置	环境受体	污染源性质
采油及原油集输、水处理	加热炉废气、烃类气体和运输车辆尾气	井场、站场	环境空气	持续性污染源
	采出水、生活污水		地下水、地表水	
	设备噪声		声环境	
	油泥、生活垃圾、废油、含油废弃防渗包装物、废光伏板等		土壤、地下水	
	油品泄漏、含油污水泄漏		土壤、地下水、地表水	
井下作业	落地油、含油废弃防渗包装物	井场	土壤	间断性污染
	修井废水、洗井废水		土壤、地下水	
	噪声		声环境	

5.2.3 闭井期工艺过程及产污环节

退役期为油井服务期满后，停运、关闭、恢复土地使用功能的时段。退役期作业内容主要包括拆除井场采油设备、设施，封闭出油层段和采油井口，拆除部分管

线等施工过程。其中，封井的主要措施工序如下：

5.2.3.1 井口处理

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

5.2.3.2 套内处理

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

5.2.3.3 套外处理

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

5.2.3.4 封后井口处理

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

5.2.3.5 生态修复措施

井口封闭后，对井场和道路占地进行生态恢复，恢复原有用地功能。

油田退役期作业产生的污染物主要是采油设备、部分输油管线的拆除过程会产生落地油。油田退役期主要污染源构成见表 5.2.3-1。

表5.2.3-1 项目退役期主要污染源构成表

阶段	主要污染物	产生位置	环境受体	污染源性质
退役期	施工扬尘、施工机械烟气	站场、井场	环境空气	临时性质、随作业结束而消失
	设备、车辆噪声		声环境	

	施工废水	地表水、地下水	
	落地油、建筑垃圾	土壤、地下水	

5.3 生态影响因素分析

生态影响因素主要来自各种占地、人为活动导致的景观变化、土地类型的改变，以及直接影响野生动物的栖息环境使相对完整的栖息地破碎化，连通程度下降等。

5.3.1 施工期

5.3.1.1 占用土地、压占破坏植被

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

5.3.1.2 破坏植被

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

5.3.1.3 破坏、污染土壤

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

5.3.1.4 扰动地表，引起新的土壤侵蚀、水土流失

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

5.3.1.5 土石方平衡

本项目建设期间的土石方工程量主要来源于站场平整、建筑物、管沟等的基础开挖与回填以及场地硬化等。项目建设中开挖土石方总体平衡，无弃方，项目不设取弃土场。

5.3.2 运行期

项目建成后，临时占地得到有效的填充平整、恢复植被，道路两侧及站场周围

进行绿化，以降低土壤侵蚀，减少水土流失。详见运营期生态环境影响分析章节。

5.3.3 闭井期

闭井期主要是生产井的陆续停运、关闭、恢复土地使用功能时段。闭井期作业主要包括拆除井场的采油设备、设施，封堵油层和封闭井口，对井场和道路等占地进行生态恢复等。设备拆除时将对地表植被产生破坏和干扰，同时也可能引起新的水土流失。

5.4 污染源分析及源强核算

5.4.1 施工期污染源分析

5.4.1.1 废气

（1）施工机械和运输车辆尾气

钻井和地面工程建设过程中，设备材料拉运需要运输车辆较多，初步估算各类车辆约 110 辆，车辆尾气会对大气环境造成一定污染。每辆车日耗油量约 11.52kg（其中 70%为柴油、30%为汽油），则每辆车平均日排放烃类物质 0.025kg、NO_x 为 0.034kg。项目钻井及地面工程建设工期预计 180d，预计整个施工过程可排放烃类物质 0.50t、NO_x 为 0.67t。

（2）施工扬尘

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

①施工场地表层剥离扬尘

本项目表层土剥离过程采用挖掘机直接剥离。在剥离过程中会产生的一定量的扬尘，类比同类型项目剥离扬尘量，本项目剥离扬尘量约为 0.5t/a，但由于排放点接近地面，在洒水除尘较好的情况下，抑尘效率达 65%，因此在表层剥离时对表层适当喷洒一定的水，可将剥离扬尘量降至最低，则扬尘排放量为 0.175t/a。

②运输扬尘

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

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

$Qt=Qy\times L\times(Q/M)$

式中：Qy—交通运输起尘量，kg/km·辆

Qt—运输途中起尘量，kg/a；

V—车辆行驶速度，30km/h；

P—道路表面物料量，以每平方米路面灰尘覆盖率来表示，0.05kg/m^2；

M—车辆载重，20t/辆；

L—运输距离，50km；

Q—运输量，t/a，根据施工时长取 180d。

将参数代入公式，计算出本项目施工阶段车辆扬尘总排放量为 3.12t。

5.4.1.2 废水

（1）钻井废水

钻井废水主要产生于油田开发初期在油（水）井钻进过程中起降钻具带出的部分地层水、冲洗钻井设备、检修等排放的废水，废水中主要污染物为SS、COD、石油类等。钻井废水的产生量随着井深和钻井周期而变化。

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》1120石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册中普通油井的钻井废水量产污系数为19.5t/100m，符合钻井作业清洁生产指标分析中钻井废水≤35m^3/100m的要求，本次开发工程计划新钻油井、注水井共92口，钻井总进尺数195333m，钻井废水回用率按95%计，估算钻井废水产生量约1904.5m^3。钻井废水在井场经固液分离后用于配制泥浆，循环使用，不能利用的钻井废水通过罐车送至依托的措施返排液处理站处理达标后有效回注，处理率达到100%。钻井废水pH值一般为6~8，钻井废水污染物产生情况见表5.4.1-2，污染物浓度值类比企业提供虎狼峁作业区平均浓度。

表5.4.1-2 钻井废水中污染物产生情况

污染物	SS	COD	石油类	矿化度	砷	汞	六价铬	氯化物
浓度（mg/L）	500	2500	70	5000	0.003	未检出	未检出	300
产生量（t/a）	0.95	4.76	0.13	9.52	0.00001	0	0	0.57

（2）压裂返排液

油田在生产过程中往往会根据生产需要采取压裂开采技术，在开采过程中排出的残余压裂液中主要含有胍胶、甲醛、石油类及其它各种添加剂，如果返排至地面的压裂液不经过处理而外排，将会对周围环境，尤其是农作物及地表水系造成污

染。根据建设单位提供的钻井技术方案，要求对开采过程中产生的压裂液返排液处理后回用，少量返排液由罐车送措施返排液处理站处理，达标后全部同层回注。

根据建设单位提供的相关资料，压裂返排液使用量与井型结构有关，水平井由于井段的长度长，井段多，压裂液使用量大，压裂液的返排率和油气藏的地质特征有着密切的关系，受地层能量的影响，返排率为70%左右。根据建设单位提供的实际经验数据，第三采油厂施工时直定向井压裂液使用量约为250m³/口，返排液量约为175m³/口（约70%返排）；水平井压裂液使用量约为650m³/口，返排液量约为455m³/口（约70%返排）。本项目拟新钻采油井55口（其中定向井2口，水平井53口，注水井不需要压裂），压裂液总使用量约34950m³，则压裂液返排液产生量为24465m³。

根据作业规程，压裂过程采取带罐上岗作业模式，钻井井场现场设撬装处理设备，经化学加药（加纯碱除硬）+絮凝（加絮凝剂降低悬浮物）+沉降等工艺处理后清液收集于罐中，优先在井场利用，用于配置压裂返排液。根据经验统计数据，企业内部用于井间压裂液配制综合利用率约为15%，无法循环利用的20795m³压裂液返排液待压裂结束后用泵抽入拉运罐车中，分批次运至第三采油厂现有措施返排液处理站处理回注，不外排。

压裂废水污染物产生情况见表5.4.1-3，污染物浓度值类比企业提供虎狼峁作业区平均浓度。

表5.4.1-3 压裂、试油废水中污染物产生情况

污染物		SS	COD	石油类	矿化度	砷	汞	六价铬	氯化物
浓度（mg/L）		800	3500	350	10000	0.003	未检出	未检出	3000
产生量（t/a）	压裂废水	16.64	72.78	7.28	207.95	0.00006	0	0	62.39
	试油废水	1.76	7.70	0.77	22.00	0.000007	0	0	6.6

采用罐车拉运井下措施返排液卸入措施废水处理站内卸水池，由污水提升泵泵入站内除油罐，除油罐出水进入缓冲罐，缓冲罐出水进入压裂液处理装置，出水进入净水罐，净水罐出水经站内外输泵外输至注水站深度处理达标后回注地层。主要处理工艺流程见图5.4.1-1。

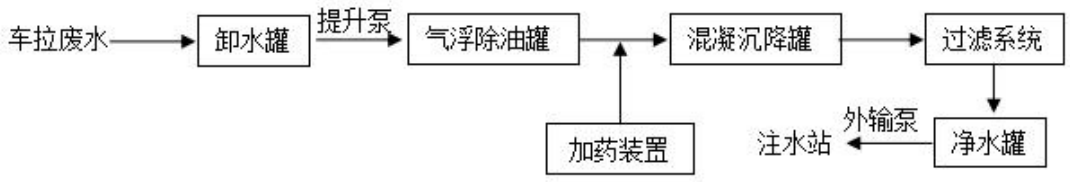


图5.4.1-1 井下措施返排液处理工艺图

（3）试油废水

根据现场调查，每口采油井试油过程中产生废水量约20～40m^3，本次开发工程计划新钻油井55口，则本次开发工程在建产期间试油废水最大产生量2200m^3。试油过程在单井井口产生的废水石油类浓度高，且含有一定的压裂液、支撑剂等物质。试油废水全部进罐存放，由罐车送措施返排液处理站处理，达标后全部回注。试油废水污染物产生情况见表5.4.1-3，污染物浓度值类比企业提供虎狼峁作业区平均浓度。

（4）管道试压废水

本项目管道工程分段试压以测试管道的强度和严密性，试压前采用清管器进行清管，根据油田运行经验，同沟内铺设的油气管线与注水管线试压用水重复利用以减少用水量，通常管道试压用水量约为 5m^3/km，本项目敷设管线长度为 120.20 km，据此估算本次产建工程新建管道试压总需水量约为 601 m^3，管道试压废水主要污染物为少量悬浮物，在作业区内重复使用，重复利用率为 80%，实际用水量为 120.20 m^3。按照环保部门管理要求，试压后产生的试压废水经收集后拉运至就近的采出水处理站处理达标后回注油层，不外排。

（5）生活污水

据类比调查，施工期现场施工人员最多可达 100 人，依据《行业用水定额》（陕西省地方标准 DB61/T943-2020）中陕北“农村居民生活”用水定额，本工程施工人员生活用水以 65L/人·d 计，则生活污水最大生活用水量为 6.5m^3/d，排水量按用水量 80%计，则生活污水最大产生量为 5.2m^3/d（合计 936m^3）。据现场调查，油田钻井队一般都设置防渗旱厕，废水不外排。

生活污水中的主要污染物为 COD、BOD、氨氮、SS 等；模拟该区域近年来油田开发及参考相关数据文献，生活污水水质指标 COD 浓度为 350 mg/L，BOD_5 为 200 mg/L、氨氮为 20mg/L、SS 为 100mg/L。

生活污水污染物产生情况见表 5.4.1-4。

表5.4.1-4 生活污水中污染物产生情况

污染物	COD	BOD_5	氨氮	SS
产生浓度（mg/L）	350	200	20	100
产生量（t/a）	0.33	0.19	0.02	0.09

5.4.1.3 噪声

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

表5.4.1-5 拟建工程施工期主要噪声源统计表 单位：dB(A)

噪声源位置	设备名称	数量	声源强度	声源性质	备注
单个钻井井场	钻机	2台/队	100	连续稳态声源	施工结束后噪声即消失
	泥浆泵	2台/队	88	连续稳态声源	
	压裂车	3台/队	105	连续稳态声源	
	螺旋输送机	2台/队	95	连续稳态声源	
	压滤机	1台/队	95	连续稳态声源	
	振动筛	2台/队	85	连续稳态声源	
	离心机	1台/队	85	连续稳态声源	
地面工程施工	推土机、装载机、焊机等	若干	90~95	流动声源	
注：声源源强为距离声源5m处声压级。					

5.4.1.4 固体废物

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

（1）废弃钻井泥浆

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

废钻井泥浆呈液态细腻胶状，主要成分是粘土，其中含有少量的石油类物质、CMC（羧甲基纤维素）和少量纯碱等，其产生量与井深和井径的不同密切相关。

钻井泥浆的产生量与井深和井径的不同密切相关，可按照以下经验公式进行推算：

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

式中：V——废弃钻井泥浆产生量，m^3；

D——井的直径，m，根据表 5.2.1-1~ 2 井身结构，取最大值一开套管外径

0.2445m；

h——进尺数，m，根据表 5.2.1-3 不同井型取值。

根据本项目产建工程方案，结合上述计算公式，单井废弃钻井泥浆产生量详见表5.4.1-6。钻井期钻井泥浆产生总量约为18977.06m^3，通过对建设单位实际钻井施工进行调研，目前可实现单井场内泥浆循环利用，泥浆罐泥浆2～3天清理一次，循环利用率达到90%以上，则钻井结束后井场内废弃泥浆量总计1897.71m^3，合计2182.37t（1.15t/m^3）。

表 5.4.1-6 施工期钻井泥浆产生情况表

类型	井型	平均进尺数(m)	数量（口）	单井钻井泥浆产生量（m^3）	钻井泥浆产生总量（m^3）
注水井	定向井	1905	37	193.30	7152.09
油井	定向井	1687.5	2	180.36	360.73
	短水平井	2134	46	206.92	9518.30
	长水平井	3329	7	277.99	1945.94
合计			92	/	18977.06

废弃泥浆在井场经大罐收集、沉降、破胶脱稳、板框压滤后，固相（含水率小于 60%、pH 控制在 6～9）井场暂存点暂存，暂存点采取防渗漏、防流失、防扬散措施，井场内暂存时间不超过 1 个月，力争做到即产即清，最终委托第三方单位处理。

废弃钻井泥浆成分非常复杂，其中的金属元素和碱性物质、盐类等由钻井液添加的助剂带入，烃类和酚类等有机物是在钻井过程中带入的物质，主要是在钻穿含油层，污染物带入泥浆。根据《国家危险废物名录（2025 年版）》，将石油天然气开采过程中使用的废水基钻井泥浆排除在危险固废之外，应属于一般工业固体废弃物。针对项目施工特征，应在施工现场配备废弃钻井泥浆罐，对钻井过程中产生的废弃钻井泥浆进行不落地收集，钻井泥浆在钻井井场重复利用，钻井结束后不能利用废弃钻井泥浆应在井场采用压滤机压滤初步干化后委托有能力的第三方外运处置。

（2）钻井岩屑

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

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

式中：*W*—井场岩屑产生量，t；

D—井的平均直径（0.2445），m；

h—井平均深度，m；

$h_{黄}$—黄土层平均厚度（100），m；

d—岩石密度（取2.5），t/m^3。

本工程在长7层（页岩油）钻进时，岩屑中会夹杂有石油类污染物，称含油岩屑，属于《国家危险废物名录（2025年版）》中HW08类危险废物。在其他砂岩储层钻进时，岩屑的含油量显著低于页岩油，钻井过程中利用荧光灯照射确定岩屑是否含油从而分类收集。

根据产建工程油水井的井直径和平均井深度计算得出，产建工程钻井岩屑总产生量为12838.62 t，含油岩屑产生量约6.57 t，按危险废物管理，其余不含油的岩屑共12832.05 t，属于一般固体废物。计算结果见表5.4.1-7。

表5.4.1-7 施工期钻井岩屑产生情况表

类型	井型	平均进尺数(m)	穿过油层厚度（m）	数量（口）	钻井岩屑总产生量（t）	含油岩屑产生量（t）	钻井岩屑（不含油）产生量（t）
注水井	定向井	1905	/	37	4632.97	/	4632.97
油井	定向井	1687.5	/	2	221.84	/	221.84
	短水平井	2134	/	46	6452.31	/	6452.31
	长水平井（长7）	3200	25	4	841.34	6.57	834.77
	长水平井（长8）	3500	/	3	690.16	/	690.16
合计				92	12838.62	6.57	12832.05

环评要求含油岩屑产生后立即装袋、密封，按照《危险废物贮存污染控制标准》等相关标准要求，全部由专用车辆运送至危废暂存点，最终交由有资质单位进行妥善处理。盛装含油岩屑的袋子全部采用具有防渗、防水功能的 PVC 塑料袋，避免临时储存时对外产生的不利影响。

不含油的岩屑与废弃泥浆一同委托有能力的第三方外运处置（目前由陕西志诚绿色环境科技有限公司吴起分公司外运处置）。

（3）落地油及含油废弃防渗包装物

在井下作业过程中，往往会有一部分原油散落井场成为落地油，根据《国家危险废物名录（2025 年版）》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，落地油属于危险固体废弃物（HW08），废物代码为 071-001-08。根据第三采油厂统计，建设过程中每口油井产生的落地油约为 0.1～0.5t（本次取 0.3t），本

次开发工程计划新钻井 92 口，则将产生落地油 27.6t。按照石油天然气开采行业清洁生产评价指标体系要求，落地油回收率应达到 100%，不允许落地油排放，落地油收集后进入原油集输系统不外排。

施工期施工过程铺设防渗布，施工产生的落地油袋装收集将产生油泥包装袋。根据《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，含油废弃防渗包装物属于危险固体废弃物（HW08），废物代码为 900-249-08。根据第三采油厂统计，施工过程中含油防渗布和油泥包装袋（统称为含油废弃防渗包装物）产生量为 0.02t/井；项目计划钻井 92 口，则施工期含油废弃防渗包装物产生量为 1.84t。

（4）生活垃圾

本次开发工程施工期现场施工人员最多可达 100 人，按照每人每天产生生活垃圾 0.8kg 计算，本次开发工程施工期每天产生生活垃圾 80kg（施工期按半年计，则产生垃圾 14.4t）。生活垃圾由施工队设置临时生活垃圾收集桶，统一收集后运至环卫部门指定地点堆放。

本项目施工期固废产生情况见表 5.4.1-8。

表5.4.1-8 施工期固体废物污染源源强核算结果及相关参数一览表

固废名称	固废属性	产生量（t）	处理措施		最终去向
			工艺	处置量（t）	
废弃钻井泥浆	一般工业固体废物	2182.37	收集罐收集	2182.37	交有处理能力第三方处置（目前由陕西志诚绿色环境科技有限公司吴起分公司外运处置）
钻井岩屑	一般工业固体废物	12832.05		12832.05	
落地油	危险废物（HW08）	27.6	专用容器回收	27.6	不落地收集后进入集输系统不外排
含油岩屑	危险废物（HW08）	6.57	专用容器回收	6.57	污油泥暂存点暂存，交由有资质单位外运处置
含油废弃防渗包装物	危险废物（HW08）	1.84	专用容器回收	1.84	
生活垃圾	生活固体废物	14.4	集中收集	14.4	收集后运至环卫部门指定地点堆放

5.4.1.5 污染物排放情况

施工期污染物排放情况见表 5.4.1-7。

表 5.4.1-7 本次开发工程施工期污染物排放量统计表

环境要素		污染物	单位	产生量	消减量	排放量
大气污染物	施工机械和运输车辆尾气	烃类	t	0.50	0	0.50
		NOx	t	0.67	0	0.67

	扬尘	TSP	t	3.295	0	3.295
水污染物	钻井废水	水量	万 m^3	0.19	0.19	0
		石油类	t	0.13	0.13	0
		SS	t	0.95	0.95	0
		COD	t	4.76	4.76	0
	压裂返排液	水量	万 m^3	2.08	2.08	0
		石油类	t	7.28	7.28	0
		SS	t	16.64	16.64	0
		COD	t	72.78	72.78	0
	试油废水	水量	万 m^3	0.22	0.22	0
		石油类	t	0.77	0.77	0
		SS	t	1.76	1.76	0
		COD	t	7.70	7.70	0
	管道试压废水	水量	万 m^3	0.012	0.012	0
	生活污水	水量	m^3	936	936	0
		COD	t	0.33	0.33	0
		BOD_5	t	0.19	0.19	0
		氨氮	t	0.02	0.02	0
		SS	t	0.09	0.09	0
固体废物		废弃钻井泥浆	t	2182.37	2182.37	0
		钻井岩屑	t	12832.05	12832.05	0
		落地油	t	27.6	27.6	0
		含油岩屑	t	6.57	6.57	0
		含油废弃防渗包装物	t	1.84	1.84	0
		生活垃圾	t	14.4	14.4	0

5.4.2 运行期污染源分析

5.4.2.1 废气

（1）站场加热炉烟气

本次产建工程主要依托现有站场加热炉，在新建场站内建设不同型号加热炉，满足区域原油集输加热的需求，本项目新建的加热炉详见表 5.4.2-1。

表5.4.2-1 产建工程加热炉设置情况一览表

序号	站场	加热炉类型	加热炉规格	单位	数量	耗气量	燃料
1	柳 91-281 降回压站	卧式冷凝炉	240kW	套	1	14.81 万 m^3/a	干气

2	高 213 降回压站	卧式冷凝炉	240kW	套	1	14.81 万 m^3/a	干气
3	顺 92-05 降回压站	卧式冷凝炉	240kW	套	1	14.81 万 m^3/a	干气
4	柳 100-28 降回压站	卧式冷凝炉	240kW	套	1	14.81 万 m^3/a	干气
5	柳 154-01 降回压站	卧式冷凝炉	240kW	套	1	14.81 万 m^3/a	干气
6	新柳八增临时系统	卧式冷凝炉	400kW	套	1	24.68 万 m^3/a	干气
7	柳 40 增	卧式冷凝炉	250kW	套	1	15.43 万 m^3/a	干气
8	新柳三脱	卧式冷凝炉	600kW	套	2	74.04 万 m^3/a	干气
注：本项目所有加热炉在 11 月至次年 2 月满负荷运行 2880h，3 月至 10 月按 50%负荷运行 5760h，折算为年满负荷运行时间为 5760h，依此计算耗气量。							

本项目新建加热炉燃烧干气约 188.20 万 m^3/a，废气产生量按照《工业源系数手册中 4430 工业锅炉（热力生产和供应行业）产污系数表-燃气工业锅炉》中烟气排放系数为 107753m^3/万 m^3 气计算。根据对现有工程加热炉的污染物监测数据可知，燃伴生气或干气加热炉烟气可满足《锅炉大气污染物排放标准》（DB61/1226-2018）中表 3 标准（其他燃气）要求以及《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）要求。

加热炉燃用伴生气，烟气中主要污染物为颗粒物、SO_2 与 NOx，经不低于 8m 排气筒排放。新建加热炉点源参数见表 5.4.2-2，加热炉烟气中污染物的产生、排放情况见表 5.4.2-3。

表 5.4.2-2　项目新增加热炉排放参数表

编号	名称	排气筒底部中心坐标/m		排气筒底部海拔/m	排气筒高度/m	排气筒出口内径/m	烟气流速/(m/s)	烟气温度/℃	年排放小时数/h	排放工况	污染物排放速率/(kg/h)		
		Y	X								SO_2	颗粒物	NO_X
1	柳 91-281 降回压站 240kW 加热炉	37284998	4102014	1517	8	0.15	4.36	180	5760	正常工况	0.0014	0.0011	0.0139
2	高 213 降回压站 240kW 加热炉	37285660	4108905	1472	8	0.15	4.36	180	5760	正常工况	0.0014	0.0011	0.0139
3	顺 92-05 降回压站 240kW 加热炉	37278722	4098432	1566	8	0.15	4.36	180	5760	正常工况	0.0014	0.0011	0.0139
4	柳 100-28 降回压站 240kW 加热炉	37296011	4092249	1515	8	0.15	4.36	180	5760	正常工况	0.0014	0.0011	0.0139
5	柳 154-01 降回压站 240kW 加热炉	37293656	4083996	1372	8	0.15	4.36	180	5760	正常工况	0.0014	0.0011	0.0139
6	新柳八增临时系统 400kW 加热炉	37292125	4086515	1402	8	0.15	7.26	180	5760	正常工况	0.0023	0.0018	0.0232
7	柳 40 增 250kW 加热炉	37279973	4098390	1562	8	0.15	4.54	180	5760	正常工况	0.0015	0.0011	0.0145
8	新柳三脱 600kW 加热炉 1#	37291674	4089240	1324	8	0.15	10.89	180	5760	正常工况	0.0035	0.0027	0.0348
9	新柳三脱600kW加热炉 2#	37291677	4089236	1324	8	0.15	10.89	180	5760	正常工况	0.0035	0.0027	0.0348

表 5.4.2-3　加热炉烟气污染物排放量汇总表

序号	污染源	耗气量 m^3/h	烟气量 m^3/h	污染物排放浓度/(mg/m³)			污染物排放速率/(kg/h)			污染物年排放量/(t/a)		
				SO_2	颗粒物	NO_X	SO_2	颗粒物	NO_X	SO_2	颗粒物	NO_X
1	柳 91-281 降回压站 240kW 加热炉	25.71	277.03	5.06	3.90	50.25	0.0014	0.0011	0.0139	0.0081	0.0062	0.0802

2	高 213 降回压站 240kW 加热炉	25.71	277.03	5.06	3.90	50.25	0.0014	0.0011	0.0139	0.0081	0.0062	0.0802
3	顺 92-05 降回压站 240kW 加热炉	25.71	277.03	5.06	3.90	50.25	0.0014	0.0011	0.0139	0.0081	0.0062	0.0802
4	柳 100-28 降回压站 240kW 加热炉	25.71	277.03	5.06	3.90	50.25	0.0014	0.0011	0.0139	0.0081	0.0062	0.0802
5	柳 154-01 降回压站 240kW 加热炉	25.71	277.03	5.06	3.90	50.25	0.0014	0.0011	0.0139	0.0081	0.0062	0.0802
6	新柳八增临时系统 400kW 加热炉	42.85	461.72	5.06	3.90	50.25	0.0023	0.0018	0.0232	0.0135	0.0104	0.1336
7	柳 40 增 250kW 加热炉	26.79	288.67	5.06	3.90	50.25	0.0015	0.0011	0.0145	0.0084	0.0065	0.0836
8	新柳三脱 600kW 加热炉 1#	64.27	692.53	5.06	3.90	50.25	0.0035	0.0027	0.0348	0.0202	0.0156	0.2004
9	新柳三脱600kW加热炉2#	64.27	692.53	5.06	3.90	50.25	0.0035	0.0027	0.0348	0.0202	0.0156	0.2004
合计										0.1026	0.0791	1.0190

（2）油气集输过程挥发产生的无组织排放烃类气体

油气集输处理过程中，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。本次产建采用密闭集输工艺，正常条件下油气损耗较小。根据统计，项目各层系产能见表 5.4.2-4。

表5.4.2-4 产建工程各层位产能统计

序号	区块	层位	采油井/口	规模/万 t	气油比 m^3/t
1	虎狼峁作业区	长 6	15	1.38	86.2
		长 7	2	0.53	31.45
		长 8	23	3.12	81.0
2	吴起、新寨作业区	延 10	2	0.17	19.0
		长 2	3	0.30	11.04
		长 4+5	8	0.83	44.85
3	桐寨作业区	长 7	2	0.53	31.45
合计			55	6.86	/

工程无组织排放烃类气体计算公式如下：

$$G=M\times\lambda\times\eta\times\alpha\times\rho\times\delta\times10^{-3}$$

其中：G——总烃产生量，t/a；

M——原油产生量，10^4t/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——伴生气中总烃占比，具体数值见表 4.2.2-3；

ρ——伴生气密度 1.09kg/m^3；

λ——气油比，具体汽油比见表 4.2.2-1；

δ——伴生气实际产生系数，0.5。

估算工程烃类气体输转损耗排放量见表 5.4.2-5。

表5.4.2-5 非甲烷总烃排放情况统计表

作业区	层位	伴生气产生量（$10^4m^3/a$）	伴生气中总烃占比（%）	总烃损失量（t/a）	甲烷化系数（%）	非甲烷总烃占比（%）	非甲烷总烃排放量（t/a）
虎狼峁作业区	长 6	59.48	90.86	1.1781	56.49	43.51	0.5126
	长 7	8.33	91.14	0.1656	54.86	45.14	0.1109
	长 8	126.36	97.27	2.6794	41.45	58.55	1.2096
吴起、新寨作	延 10	1.62	84.81	0.0299	23.17	76.83	0.0175
	长 2	1.66	89.26	0.0322	34.86	65.14	0.0248

业区	长 4+5	18.61	91.30	0.3705	33.00	67.00	0.2413
桐寨作业区	长 7	8.33	91.14	0.1656	56.49	43.51	0.1109
合计		224.39	/	4.6213	51.80	48.20	2.2276

（3）运营期车辆扬尘

项目运营期扬尘主要来自井场道路及站场进站道路扬尘。

井场道路运行期扬尘主要为巡检车辆和井场修井、洗井等作业期间工程车辆扬尘。巡检车辆运输频度较小，在采取限速行驶的情况下，对影响范围内大气环境影响较小；修井、洗井等作业工程车辆在作业期进出频度较大，环评要求作业期间应对井场道路采取洒水降尘措施，减小扬尘对周围大气环境的影响。

站场运行期扬尘主要为进出站场车辆扬尘。项目进站道路均采用砂石路面，该类路面比井场道路有较大改善，扬尘得到较大程度的抑制，但在连续干旱的天气条件下，容易起尘。对于该类道路，环评提出采取加强道路日常养护、车辆限速及在干旱季节增加洒水降尘等措施，在采取以上措施的情况下，扬尘对周围大气环境影响较小。

5.4.2.2 废水

（1）油田采出水

本项目原油平均含水率约 53%，根据原油产能 6.86 万吨/年计算得采出水产生量约为 $7.74\times10^4m^3/a$。依托区域现有的采出水处理系统处理达标后全部回注油层。采出水水质参考现有工程采出水进出口监测数据中值。本项目回注的采出水中污染物产排情况见表 5.4.2-6。

表 5.4.2-6 油田采出水污染物源强

废水量 (m^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）
7.74×10^4	石油类	133	10.8	10.29	由采出水处理设施处理后回注油层	全部回注油层不外排
	SS	120	25.5	9.29		
	COD	3685	2955	285.22		
	氨氮	151	79.1	11.69		
	硫化物	0.35	0.01ND	0.0271		
	氟化物	1.17	0.8	0.0906		
	六价铬	0.001ND	0.001ND	0		
	砷	0.0045	0.0025	0.0003		
	汞	0.00004ND	0.00004ND	0		

（2）井下作业废水

运行期的井下作业废水主要包括修井废水和洗井废水。

①修井废水

修井废水是指在油田运行期采油井修井作业反排产生的含油废水，修井为不定期流动进行，油田一般一年一次。根据长庆油田分公司第三采油厂统计，从十四五开始，采取了“密闭清洗，钢制箱体平台，高分子轻体钻等清洁生产工艺”，修井和洗井用水量大大减少，每口井每次修井可产生废水 5～10m^3（平均为 9m^3）。项目建设采油井/注水井 92 口，开发工程正常生产时每年产生修井废水 828m^3，修井废水全部收集后经罐车运至措施作业废水处理站处理达标后回注油层。

②洗井废水

油井长时间运行后，抽油杆易于结蜡，需热水清洗，洗井废水中主要含油石油类、表面活性剂和酸碱等化学药剂。

据调查，洗井周期一般为 180～360d，单井洗井水量约 20～30m^3（平均为 25m^3），以每口井每年洗井 1 次计，项目建设采油井/注水井 92 口，每年产生洗井废水 2300m^3，废水中主要污染物及浓度与修井废水基本相同。洗井废水全部收集后经罐车运至措施作业废水处理站处理达标后回注油层。

作业废水水质参考现有工程作业废水处理站进出口监测数据中值，本项目作业废水中污染物产排统计见表 5.4.2-7。

表 5.4.2-7 井下作业废水中污染物产排情况

废水量 (m^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）
3128	石油类	320	15.6	1.00	由作业废水水处理设施处理后回注油层	全部回注油层不外排
	SS	644	22	2.01		
	COD	6075	1085	19.00		
	氨氮	279	170	0.87		
	硫化物	0.5	0.01ND	0.0016		
	氟化物	0.383	0.268	0.0012		
	六价铬	0.001ND	0.001ND	0		
	砷	0.0055	0.0025	0.00002		
	汞	0.00004ND	0.00004ND	0		

5.4.2.3 噪声

运行期噪声污染源主要有抽油机、各站场泵类、加热炉、压缩机等，项目噪声污染源见表 5.4.2-8。

表 5.4.2-8 产建项目主要噪声源统计表 单位：dB(A)

噪声源位置	设备名称	数量	声源强度	声源性质
井场	丛式井抽油机	2机/平台	74~75	低频连续声源
		3机/平台	75~76	低频连续声源

噪声源位置	设备名称	数量	声源强度	声源性质
		4机/平台	76~77	低频连续声源
		5机/平台	77~78	低频连续声源
增压点、降回压站	输油泵	1台	80~85	高频连续声源
	加热炉燃烧器	1台	75~80	高频连续声源
	循环水泵	2台（1用1备）	75~80	高频连续声源
柳五注	注水泵	5台	80~85	高频连续声源
新柳三脱	三相分离器	2台（1用1备）	75~80	高频连续声源
	输油泵	2台	80~85	高频连续声源
	加热炉燃烧器	2台	75~80	高频连续声源
新柳八增临时系统	三相分离器	2台	75~80	高频连续声源
	注水泵	3台	80~85	高频连续声源
	输油泵	2台	80~85	高频连续声源
	加热炉燃烧器	1台	75~80	高频连续声源

5.4.2.4 固体废物

（1）落地油

在运行期采油井修井作业中通常会有部分原油散落在井场成为落地油，产生量受修井作业频次、方式以及管理水平等因素的影响差异较大。根据对周边油田的类比调查情况，油井修井周期为一年一次，每口井每次产生落地油 0.05～0.15t 之间（按照 0.1t 计算），项目设置采油井 55 口，产建工程落地油产生量约 5.5t/a。长庆油田分公司目前井下作业时采用“密闭清洗，钢制箱体平台，高分子轻体钻等清洁生产工艺”，并采用“铺设作业、带罐上岗”的模式，实现“井液不出井筒，落地原油全部回收”。

（2）含油污泥

含油污泥中主要污染物为石油类、泥砂以及其他有害成分，如酚、砷、汞、硫等。根据《国家危险废物名录（2025 年版）》、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》，含油污泥属于危险废物，废物类别：HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码：071-001-08。长庆油田分公司第三采油厂产生的含油污泥委托有资质单位外运处置。井场、站场维修作业等过程产生少量的含油污泥无法进入污泥池的，由员工袋装后转运至区域现有的污油泥暂存点暂存，定期委托有资质单位外运处置。

①采出水和作业废水处理产生的含油污泥

在原油脱水和采出水的处理过程中，各类处理容器和构筑物均会产生含油污泥。根据资料调查，含油污泥中含油量约占干固体品质的 15%，含油污泥的含油浓度在

104～105mg/L。现场调查含油污泥的产生量约占废水量0.08%，估算现有工程含油污泥，产建工程采出水和作业废水产生量为$8.05\times10^4m^3/a$，则含油污泥产生量约64.4t/a。采出水和作业废水处理产生的含油污泥在站内的污水污油池内暂存沉淀，定期由专业的清罐公司清理后经有资质单位用罐车直接外运处置不暂存。

②原油储罐清罐底泥

主要来自油气混输/分输一体化集成装置等，类比现有工程，产生量约1.5吨/万吨净化油，估算本项目产生量约10.29t/a。企业清罐由专业的清罐公司作业，清理出的罐底油泥收集后经有资质单位用罐车直接外运处置不暂存。

③油井措施作业油泥

参考长庆油田统计数据，油井措施作业刮削井筒过程中油泥产生量约22.0吨/万吨净化油，估算本项目产生量约150.92 t/a。措施作业油泥统一收集暂存于含油污泥暂存点后，定期交有资质单位合理处置。

含油污泥产生量合计225.61 t/a。

（3）油泥包装袋及废弃含油防渗布

在运行过程中由于铺设作业、落地油及油泥装袋，将产生废弃的油泥包装袋及含油防渗布（统称含油废弃防渗包装物），类比现有工程，单井产生量为0.03t，项目合计92口油水井，则含油废弃防渗包装物产生量为2.76t/a。根据《国家危险废物名录（2025年版）》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，油泥包装袋及废弃含油防渗布属于危险废物类别中的废矿物油（HW08），废物代码为900-249-08，此类危险废物在现有的污油泥暂存点暂存，定期委托有资质单位外运处置。

（4）废光伏板

本次产建过程中在井场、站场的空地布设光伏板用于发电，运行过程中将产生废旧光伏板。光伏板组件为一般废物，废物代码：900-015-S17，产生量约0.2t/a，报废后由厂家回收处置。

5.4.3 闭井期污染源分析

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

清理产生的扬尘和固体废物。

5.5 污染物排放及总量核定

5.5.1 项目污染物排放情况汇总

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

表5.5.1-1 产建工程施工期“三废”排放及生态影响汇总表

污染源		主要污染物	产生量	排放量	拟处理措施及排放去向
废气	机械、车辆尾气	NO_x	0.67t	0.67t	无组织排放
		烃类	0.5t	0.5t	
	施工扬尘	颗粒物	3.295t	3.295t	无组织排放
废水	钻井废水	COD、石油类、SS	1904.5m³	0	钻井废水循环利用，钻井结束后剩余钻井废水拉运至措施返排液处理站处理达标后回注油层，不外排。
	压裂返排液	pH值、石油类、SS	20795m³	0	全部回收入罐，优先在井场内循环利用，无法利用的分批次运至措施返排液处理站处理回注
	试油废水	pH值、COD、石油类、SS	2200m³	0	罐存，试油结束后运至措施返排液处理站处理回注
	管道试压废水	SS	120.2m³	0	沉淀处理后回用或用于洒水降尘，不外排
	生活污水	COD、氨氮、BOD_5、SS	936m³	0	施工营地设环保厕所，收集后用于附近植被施肥，不外排
噪声	机械设备噪声、交通运输噪声	钻机、柴油机、压裂车、工程机械等，源强85～105dB(A)			调整施工时间，避让敏感目标，优选低噪设备
固废	钻井、站场施工	废钻井泥浆	2182.37t	0	交有处理能力第三方处置（目前由陕西志诚绿色环境科技有限公司吴起分公司外运处置）
		钻井岩屑（不含油）	12832.05t	0	
		落地油	27.6t	0	落地油全部回收
		含油岩屑	6.57t	0	污油泥暂存点暂存，交由有资质单位外运处置
		含油废弃防渗包装物	1.84t	0	
	施工保障	生活垃圾	14.4t	0	统一收集运输至环卫部门指定地点处置
生态影响	钻井、道路、管线施工；井、站地面工程建设	工程占地约68.7 hm²，其中：永久占地约11.24 hm²，临时占地约57.46 hm²，地表、植被破坏，加剧水土流失			施工完成后，临时占地进行植被恢复

表 5.5.1-2 产建工程运行期“三废”排放汇总表

污染源		主要污染物	产生量	排放量	拟处理措施及排放去向
废气	油气集输过程无组织逸散	非甲烷总烃	2.2276 t/a	2.2276 t/a	无组织排放
	加热炉烟气	NO_x	1.0190 t/a	1.0190 t/a	经不低于8m排气筒排放
		SO_2	0.1026 t/a	0.1026 t/a	
		颗粒物	0.0791 t/a	0.0791 t/a	
废水	油田采出水	SS、石油类、COD	$7.74\times10^4m^3/a$	0	依托现有采出水处理系统，处理达标后回注。
	井下作业废水	SS、石油类、COD	$3128m^3/a$	0	依托现有作业废水水处理设施处理回注
噪声	井、站场设备噪声	抽油机、输油泵、加热炉燃烧器、循环水泵等，源强75～85dB(A)			避让敏感点，优选低噪设备，隔声、减振等措施
固废	措施作业	落地油	5.5 t/a	0	落地油全部回收
	清罐及措施作业	含油污泥	225.61 t/a	0	污油泥暂存点暂存，定期委托有资质单位外运处置
		油泥包装袋及废弃含油防渗布	2.76t/a	0	
	光伏发电	废光伏板	0.2t/a	0	报废后由厂家回收处置

5.5.2 项目污染物排放总量核定

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

表5.5.2-1 总量控制指标（建议）

类别	污染物种类	运行期（t/a）
大气污染物	NO_x*	1.0190 t/a
	SO_2	0.1026 t/a
	颗粒物	0.0791t/a
	非甲烷总烃*	2.2276 t/a
水污染物	COD*	0
	氨氮*	0

注：*为总量控制指标参考因子

①大气污染物

本项目各站场共新增各类型加热炉，加热炉全部采用油田干气作为燃料，排放

烟气中的主要污染物包括 SO_2、NOx 和颗粒物。油田开发项目排放非甲烷总烃主要是站场无组织逸散。

②水污染物

项目生产和生活废水处理达标后全部回用，不外排，因此污染物 COD 和氨氮排放总量为 0。

5.5.3 滚动开发前后污染物排放量变化情况

本项目投产前后污染物排放量变化见表 5.5.3-1。

表 5.5.3-1 新、扩建工程投产后三废产生量及排放状况总表

类别	名称	现有工程		新、扩建工程			新、扩建工程运行后	
		排放量(t/a)	以新带老削减量（t/a）	产生量(t/a)	削减量(t/a)	排放量(t/a)	排放量(t/a)	增减量(t/a)
废气	颗粒物	2.71	0	0.0791	0	0.0791	2.7891	+0.0791
	NOx	34.94	0	1.0190	0	1.0190	35.959	+1.0190
	SO_2	3.52	0	0.1026	0	0.1026	3.6226	+0.1026
	非甲烷总烃	73.07	0	2.2276	0	2.2276	75.2976	+2.2276
废水	COD	0	0	304.22	304.22	0	0	0
	石油类	0	0	11.29	11.29	0	0	0
	SS	0	0	11.30	11.30	0	0	0
固废	落地油	0	0	5.5	5.5	0	0	0
	含油污泥	0	0	225.61	225.61	0	0	0
	油泥包装袋及废弃含油防渗布	0	0	2.76	2.76	0	0	0
	废光伏板	0	0	0.2	0.2	0	0	0

5.6 清洁生产分析

5.6.1 工艺技术选择合理性分析

根据油田油藏地质特征，项目开发方案采用超前注水开采工艺，开采中的伴生气进行资源回收利用。

油田油藏地质特征表明，侏罗系延安组和三叠系延长组的油藏物性差异大，流体性质及压力系统不同且油层跨度大，配伍性较差，分别采用一套层系井网开发，该方案可减少地层堵塞，保证油层收割效率，同时将产生的采出水全部处理达标后

回注油层，将污水全部回用不外排。

5.6.2 拟采取的清洁生产措施及效果

（1）钻井过程清洁生产

①钻井作业以丛式井为主，可减少井场占地，减轻对土壤植被的影响，并可最大限度减少废物排放。

②钻井采用水基钻井液体系，主要成分中除 Na_2CO_3 水溶液水解呈碱性，具有一定的腐蚀性外，该钻井泥浆基本为无毒性泥浆，广泛应用于长庆油田。

③作业井场将采用泥浆循环利用、试油回收专用罐、落地原油回收罐等环保设施，减少废弃泥浆的产生量和污染物的排放量。

④钻井产生的废弃泥浆、一般岩屑收集后委托有能力的第三方全部外运处置，处置率达到 100%。含油段岩屑收集后交有资质单位外运处置，收集处理率 100%。

⑤钻井时井口安装井控装置，最大限度的避免井喷事故的发生；在修井时，安装封井器，避免原油、污水喷出。

⑥完井后立即清理钻井泥浆收集罐，并完成废弃钻井泥浆外运处置。

（2）井下作业清洁生产

①在井场，加强油井井口的密闭，减少井口烃类的无组织挥发。

②起下油管时，安装自封式封井器，避免原油、含油污水喷出。另外，对运输车辆采取防渗漏、溢流和散落的措施。

③在井下作业过程中，对产生的原油和废液拟采用循环作业罐（车）收集，并运至作业废水处理站集中处理，使作业废水、污油得到有效回收、利用。配备泄油器、刮油器，防止落地原油的产生。对作业过程中的落地油，及时清运，拉到污油泥暂存点暂存，交由有资质单位外运处置。

④采用射孔工程设计软件，优化射孔类型孔密、孔深、孔径等参数。射孔前洗井，采用优质低伤害射孔液。

⑤压裂液：使用无毒水基压裂液，减少了对环境的危害。

⑥压裂作业过程中产生的压裂残液和返排液收集后运往作业废水处理站处理，压裂防喷返排入罐率应达到 100%。

⑦试油作业采取防喷、导流、防泄漏、防渗等有效措施，防止油（气）泄漏造成环境污染。

⑧对井场废水、作业用液、废液等可能落地处采取分区防渗措施。

⑨修井、洗井、清蜡、解堵等作业产生的污油全部回收入罐。

（3）油气集输清洁生产

本次滚动开发充分依托采油三厂现有集输系统，采取总体方案设计、总体布局，合理确定依托站场及拉运线路位置和走向，最大限度地减少站场数量，降低地面工程建设投资。

集输流程主要采取管线密闭集输，用以减少烃类气体挥发。

为了环境保护和节约用水的需求，本项目作业废水和采出水全部依托现有的水处理设施处理达标后回注油层，不外排。

（4）产排污分析

①加热炉采用伴生气或净化后的干气作为燃料，污染物产生量较少，可达标排放。

②油气集输采用密闭管线工艺，可使烃类损失控制在0.2%以下。

③井下作业废水回收入罐车，送往作业废水处理站集中处理，处理达标后回注油层；采出水经处理后全部达标回注油层。油田开发过程含油污水处理率100%、回注率100%、井下作业废水处理率100%。

④丛式井设置，泥浆循环利用，减少了废弃泥浆的产生量与排放量。

⑤施工期落地油回收率为100%；运行期，井场落地油回收率100%。

5.6.3 清洁生产指标分析

油田开发不同于一般工业建设项目，其物耗和能耗随着地理环境、油藏特性、钻井深度等不同而存有较大差异。本次评价参照《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》，分别对钻井作业、井下作业、采油作业等三个油田开发阶段进行清洁生产指标分析，见表5.6.3-1、表5.6.3-2、表5.6.3-3。

表5.6.3-1 钻井作业清洁生产指标分析

序号	一级指标	二级指标	评价基准	本油田	权重值分	得分
1	资源与能源消耗指标	占地面积（m^2）	符合行业标准要求	符合行业标准要求	15	15
		新鲜水消耗（t/100m标准进尺）	≤25	19.5	15	15
2	生产技术特征指标	固井质量合格率（%）	≥95	≥99	5	5
3	资源综合利	钻井液循环率	≥50%	95%	10	10

	用指标	柴油机效率（%）	≥80	>80	10	10
		污油回收率（%）	≥90	100	10	10
4	污染物产生指标	钻井废水（t/100m 标准进尺）	≤35	2~3	10	10
		石油类（mg/L）	≤10	>10	5	0
		COD(mg/L)	≤150	>150	5	0
		废弃钻井液(m^3/100m 标准进尺）	≤10	<10	10	10
		柴油机烟气	符合排放标准要求	符合排放标准要求	5	5
5	资源与能源消耗指标	钻井液毒性	可生物降解或无毒钻井液	水基钻井液体系	10	10
		柴油消耗	具有节油措施	具有节油措施	5	5
6	生产技术特征指标	钻井设备	国内领先	国内领先	5	5
		压力平衡技术	具备欠平衡技术	具备欠平衡技术	5	5
		钻井液收集设施	配有收集设备，且使钻井液不落地	配有收集设备，且使钻井液不落地	5	5
		固控设备	配备振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机等固控设备	配备振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机等固控设备	5	5
		井控措施	具备	具备	5	5
		有无防噪措施	有	有	5	5
7	管理体系建设及清洁生产审核	建立 QHSE 管理体系		建立 QHSE 管理体系	10	10
		开展清洁生产审核，并通过验收		开展清洁生产审核，并通过验收	20	20
		制订节能减排工作计划		每年都制定新计划	5	5
8	贯彻执行环境保护法规的符合性	废弃钻井泥浆处置措施满足法规要求		满足	10	10
		污染物排放总量控制与减排措施情况		每年检查一次	5	5
		满足其它法律法规要求		满足其它法律法规要求	5	5
合计					200	190
定量指标占 0.6%、定性指标占 0.4%					100	95

表5.6-2 井下作业清洁生产指标分析

序号	一级指标	二级指标	评价基准	本油田	权重值分	得分
1	资源与能源消耗指标	作业液消耗（m^3/井次）	≤5.0	<3.0	10	10
		新鲜水消耗（m^3/井次）	≤5.0	大于 5.0	10	0
		单位能耗	行业基本水平	行业先进水平	10	10
2	生产技术特	压裂放喷返排入罐率	100	100	20	20

	征指标	（%）				
3	资源综合利用指标	落地原油回收率（%）	100	100	10	10
		生产过程排出物利用率(%)	100	100	10	10
4	污染物产生指标	作业废液量（m^3/井次）	≤3.0	大于 3.0	10	0
		石油类（mg/L）	≤50	>50	5	0
		COD(mg/L)	≤150	>150	5	0
		含油污泥（kg/井次）	≤70	<70	5	5
		生活垃圾（kg/井次）	/	/	5	5
5	生产工艺及设备要求	防喷措施	具备	具备	5	5
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压	按标准试压	5	5
		防溢措施	具备	具备	5	5
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处	废水、使用液、原油等可能落地处	5	5
		作业废液污染控制措施	集中回收处理	集中回收处理	10	10
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施	具备原油回收罐	10	10
6	环境管理体系建设及清洁生产审核	建立 QHSE 管理体系并通过认证		建立并通过认证	15	15
		开展清洁生产审核		开展清洁生产审核	20	20
		制订节能减排工作计划		有节能减排计划	5	5
7	贯彻执行环境保护法规的符合性	满足其它法律法规要求		满足	20	20
合计					200	170
定量指标占 0.6%、定性指标占 0.4%					100	85

表5.6.3-3 采油作业清洁生产指标分析

序号	一级指标	二级指标	评价基准	本油田	权重值分	得分
1	资源与能源消耗指标	综合能耗（kg 标煤/t 采出液）	稀油≤65 稠油≤160 天然气≤50	30	30	30
2	资源综合利用指标	余热余能利用率（%）	≥60	60	10	10
		油井伴生气回收利用率（%）	≥80	96.01	10	10
		含油污泥资源化利用率（%）	≥90	100	10	10
4	污染物产生指标	石油类（mg/L）	≤10	>10	5	0
		COD(mg/L)	≤150	>150	5	0
		落地原油回收率（%）	100	100	10	10

		采油废水回用率（%）	≥60	100	10	10
		油井伴生气外排率(%)	≤20	<5	10	10
		采油废水有效利用率(%)	≥80	100	10	10
5	生产工艺及设备要求	井筒质量	井筒设施完好	井筒设施完好	5	5
		采油	套管气回收装置	配有定压回收装置	10	10
			防止落地原油产生措施	铺设防渗布，设置收油罐，用于防止落地原油产生	10	10
		采油方式	采油方式经过综合评价确定	采油方式经过综合评价确定	10	10
		集输流程	全密闭流程，并具有轻烃回收装置	原油密闭管输集输，设置伴生气回收利用装置	10	5
6	环境管理体系建设及清洁生产审核	建立 QHSE 管理体系并通过认证		已建立并认证	10	10
		开展清洁生产审核，并通过验收		开展审核，并通过验收	20	20
		制订节能减排工作计划		有	5	5
7	贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	建设项目环保“三同时”制度执行情况		100%执行	5	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况		100%执行	5	5
		老污染源限期治理项目完成情况		按计划完成	5	5
		污染源排放总量控制与减排指标完成情况		每年都按计划完成	5	5
合计					210	195
定量指标占 0.6%、定性指标占 0.4%					100	92.86

表5.6.3-4 清洁生产企业等级综合评价指标

清洁生产企业等级	清洁生产综合评价指标
清洁生产先进企业	P≥90
清洁生产企业	75≤P<90
第三采油厂	钻井作业P=95，井下作业P=85，采油作业P=92.86，属于清洁生产企业。

通过对钻井作业、井下作业和采油作业三阶段清洁生产指标分析表明，本项目油田开发全过程较好的按照清洁生产的要求进行了设计，将清洁生产贯穿于建设与生产的全过程，符合清洁生产要求，总体达到清洁生产先进企业水平。

5.7 温室气体排放评价

5.7.1 温室气体排放源分析

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，核算与报告的排放源类别和气体种类主要包括燃料燃烧二氧化碳（CO_2）排放、火炬燃烧 CO_2 和甲烷（CH_4）排放、工艺放空 CO_2 和 CH_4 排放、设备泄露 CH_4 逃逸排放、CH_4 回收利用量、CO_2 回收利用量以及净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放。具体见图5.7.1.1。

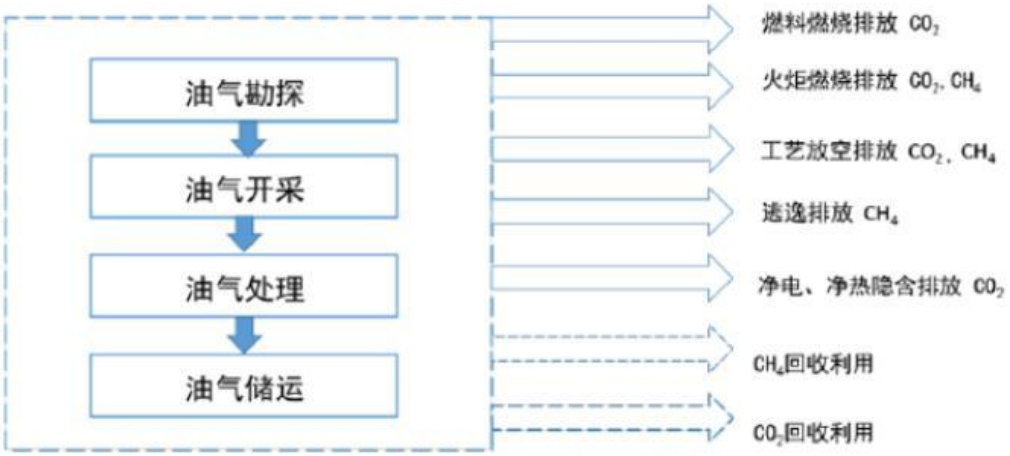


表5.7.1-1 石油天然气生产业务温室气体排放源及气体种类示意图

本项目主要涉及的核算源包含燃料燃烧排放 CO_2 核算、逃逸排放 CH_4 核算、净电隐含排放 CO_2 核算。

5.7.2 温室气体排放量核算

建设项目温室气体排放总量为燃料燃烧产生的温室气体排放、生产过程产生的温室气体排放、净购入电力和热力产生的温室气体排放之和，同时扣除回收且外供的温室气体的量（如果有），计算方法见公式：

$$E_{总}=E_{燃烧}+E_{过程}+E_{净购入电力和热力}-E_{外供}$$

式中：

$E_{总}$—温室气体排放总量（tCO_2e）；

$E_{燃烧}$—燃料燃烧温室气体排放量（tCO_2e）；

$E_{过程}$—工业生产过程温室气体排放量（tCO_2e）；

$E_{净购入电力和热力}$—净购入电力和热力消耗温室气体排放总量（tCO_2e）；

$E_{外供}$—回收且外供的温室气体的量（tCO_2e）。

1、燃料燃烧排放 CO_2 核算

伴生气/干气燃烧 CO_2 排放量主要基于燃烧量、单位燃料的含碳量和碳氧化率计算得到，公式如下：

$ECO_{2_燃烧}=AD_{天燃气}\times CC_{天燃气}\times OF_{天燃气}\times 44/12$

式中：$ECO_{2_燃烧}$---企业边界内化石燃料燃烧产生的 CO_2 排放量；

$AD_{天燃气}$---为天燃气用作燃料燃烧的消费量，单位为万 Nm^3；

$CC_{天燃气}$---为天燃气的含碳量，单位为吨碳/万 Nm^3。由天然气的低位发热量及单位热值含碳量计算得到，低位发热量取值 389.31GJ/万 Nm^3，单位热值含碳量取值 15.30×10^{-3} tC/GJ。经计算，天燃气含碳量为 5.956 吨碳/万 Nm^3。

$OF_{天燃气}$---为天燃气的碳氧化率，单位为%，取值 0.99；

根据工程分析，本项目新建加热炉燃烧干气约 188.20 万 m^3/a，经计算得到，干气燃烧 CO_2 的排放量为 4068.94 吨/年。

2、逃逸排放 CH_4 核算

根据表 5.4.2-5 可知，本项目无组织挥发的烃类气体量为 4.6213t/a，其中非甲烷总烃量为 2.2276t/a，则甲烷排放量为 2.3937t/a。根据 IPCC 第二次评估报告，1 吨 CH_4 相当于 21 吨 CO_2 的增温能力，换算为 CO_2 的排放量为 50.27 吨/年。

3、净电隐含排放 CO_2 核算

企业净购入的电力消费引起的 CO_2 排放，排放公式如下：

$$ECO_{2\,净电}=AD_{电力}\times EF_{电力}$$

式中：

$ECO_{2\,净电}$—为企业净购入的电力消费引起的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2；

$AD_{电力}$—为企业净购入的电力消费，单位为 MWh；

$EF_{电力}$—为电力供应的 CO_2 排放因子，单位为吨 CO_2/MWh；取陕西电网平均排放因子 0.6558kgCO_2/kWh。

根据调查，企业年用电量约为 118.3×10^4kWh/a，CO_2 核算量为 775.81t/a。

综上，本项目总温室气体 CO_2 的排放量为 4895.02t/a，温室气体排放量核算汇总见表 5.7.2-2。

表5.7.2-2 温室气体排放量汇总表 单位：t/a

排放环节	本次扩建工程 CO_2 排放量
燃料燃烧排放量	4068.94

CH_4逃逸排放	50.27
净电隐含排放量	775.81
合计	4895.02

5.7.3 温室气体排放水平评价和减排降污措施建议

本项目从改进生产工艺、设备改进、建设新能源等方面采取一系列减污降碳措施，具体如下。

①原料清洁代替

从钻井液的角度分析，钻井液需要稀释和化学添加剂的加入，如果采用钻井液固相控制技术就可以减少水耗和添加剂的使用。井下角度分析主要是通过两方面来体现，一是在井下装入磁性液体控制机，防止油井结蜡结垢，从而减少修井的次数，很大程度上的减少了人力和物力的消耗；同时在油井口安装自动装置，出现异常情况时井口就会自动关闭，降低了污染扩散的可能。原油的采集和输送也是节能减排的一个重要方面，可开发对太阳能技术和风能技术的使用，减少电能和天然气的消耗。钻井施工过程利用电网替代柴油机发电减少碳排放。

②设备改进

设备的改进也是实现节能减排的重要手段，通过对设备进行改进或是采用新型的节能设备可以在很大程度上降低能源的消耗以及减少污染物的产生。其中加热炉、输油泵是产生能源消耗的大型设备，应该定期对设备进行检修维护，减少“跑、冒、滴、漏”。

③建设新能源

充分利用井场闲置土地建设分布式光伏电站，减少外购网电。

5.7.4 温室气体排放评价结论及建议

1、碳排放评价结论

根据本次核算，本次产能新增排放二氧化碳4895.02t/a，并从原料、节能、设备、新能源建设等方面提出了温室气体减排的前景方向，有利于减少二氧化碳和甲烷排放。

2、碳排放建议

①加强企业能源管理，定期开展能源及温室气体排放管理培训，提升管理水平；

②积极开展源头控制，优先选择绿色节能工艺、设备和技术，降低能耗；

③定期巡检设备及管线，避免“跑、冒、滴、漏”引起的无组织散逸。

6 环境现状调查与评价

6.1 自然环境现状调查

6.1.1 地貌特征

6.1.1.1 吴起县

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

（1）黄土梁涧区

主要分布于白于山以北的周湾镇和长城镇两个镇，面积约406km^2，占全县总面积的10.71%。黄土梁涧区地貌特征：黄土梁宽缓，多呈凸形坡，坡面有细沟、浅沟发育；涧地平展宽阔，横断面呈“U”形，宽几十米到数百米，长1000～2000m，相对高差50～100m；涧地分两级，一级涧地宽500～1000m，高出河床50～80m；二级涧地零星分布，向主河沟方向倾斜。

（2）黄土梁状丘陵沟壑区

主要分布在白于山以南的铁边城镇（包括新寨社区、王洼子社区）、庙沟镇、吴仓堡镇、五谷城镇（包括薛岔社区）、白豹镇、长官庙镇、吴起街道，面积约3385.2km^2，占全县总面积的89.29%。黄土梁状丘陵沟壑区由9川1河36条支流构成“两沟夹一梁”的地貌特征，梁地面积与沟壑面积大致相当。地势明显向主沟和两侧支沟缓倾或作阶梯状过渡；沟壑交织，相对切割深度达150～200m，具有两级阶地，地形组合为梁地、沟谷与河谷阶地。

本项目吴起区域管线和站场位于吴起街道办和五谷城镇，属于黄土梁状丘陵沟壑区。

6.1.1.2 志丹县

项目所在区域地貌类型主要分类为黄土梁状丘陵沟壑区和黄土梁峁丘陵沟壑区。

黄土梁状丘陵沟壑区属白于山、子午岭的延续部分。以梁状丘陵沟壑为主，接近河流处有少量的黄土山峁。地势较高，海拔1400～1600米。梁顶较窄，梁坡宽展。尤以顺宁镇西部梁地较宽，约一二百米至四五百米。形如猪背，长度多为三四公里或数十公里。坡度一般为3～5度，至谷缘处坡度增至20～30度。植被较差，现代侵蚀急剧，水土流失严重。梁地间的冲沟、切沟下切强烈。相对切割深度达七八十米至一二百米，呈“V”字形。

黄土梁峁状丘陵沟壑区主要分布在黄土梁状丘陵沟壑区的东部。海拔 1300～1600 米。以梁为主，梁顶间或有大型的孤立峁，靠近主分水岭处，以宽梁长梁居多，愈向沟谷，切割宽度愈大，短梁和薄梁居多。宽梁顶平坡缓，坡度小于 5 度。窄梁呈鱼脊形，梁坡达 15～30 度。梁峁形状、走向由下伏基岩特征决定。坡度多为 3～5 度，大至 8~10 度，坡折明显，坡折线下至谷缘坡度变动 10～30 度。梁、峁、坡多辟为梯田。面蚀、细沟、浅沟侵蚀强烈，谷缘的冲沟、干沟、河沟深切，滑坡、泻溜、崩塌普遍。

本项目志丹区域管线位于顺宁镇，属于黄土梁峁状丘陵沟壑区。

6.1.1.3 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。

本项目靖边区域站场、管线位于靖边县南部山区，地貌类型属于黄土梁峁及河谷地貌。

6.1.2 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。区域地质情况见图 6.1.2-1。据《中国地震烈度区划图》划分，该地区地震烈度为VI度区。根据《建筑抗震设计规范》（GB50011-2001）附录 A，志丹县抗震设防烈度为 6 度，设计基本地震动峰值加速度 a=0.05g，设计地震分组为第一组，地震动反映谱特征周期为 0.35s。

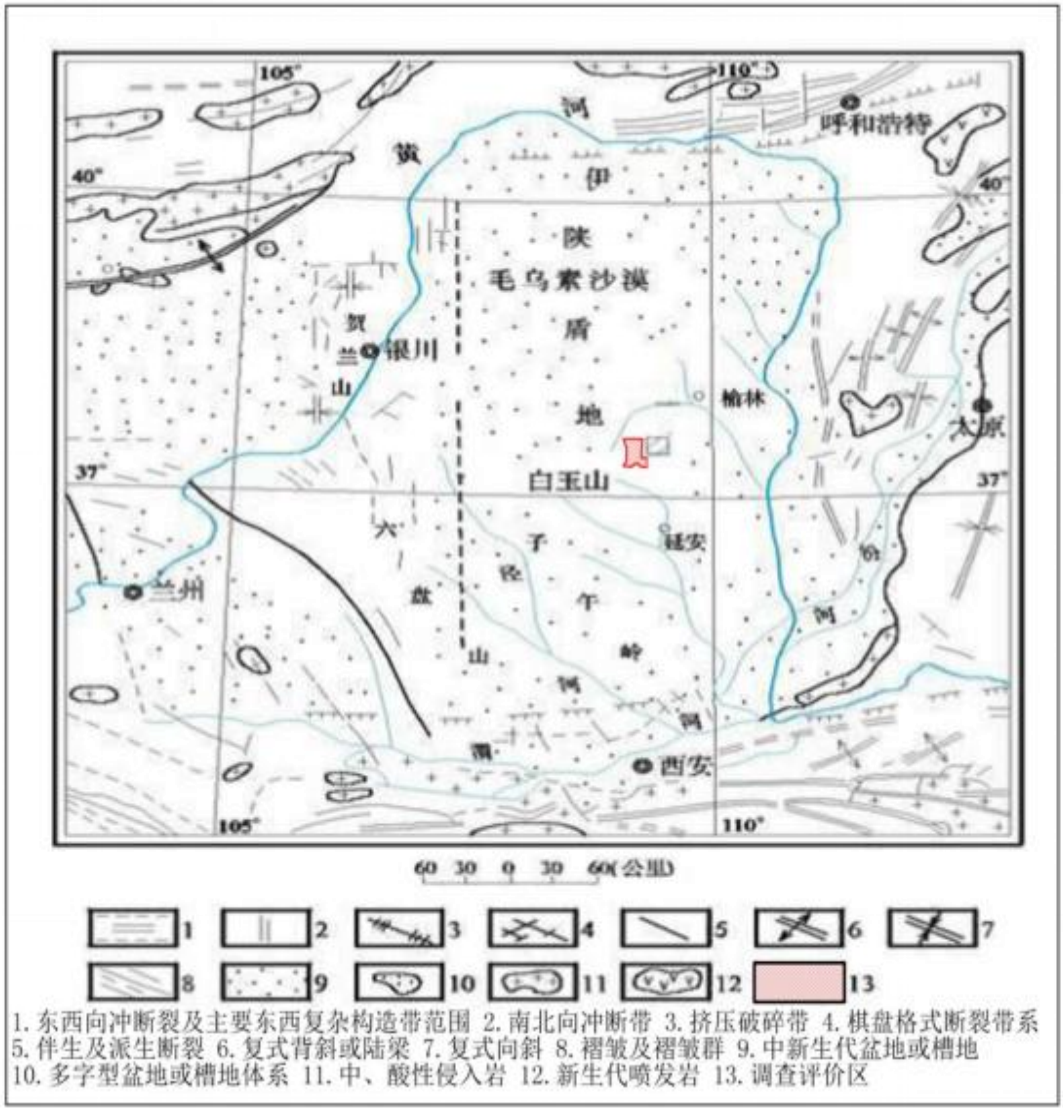


图6.1.2-1 区域地质构造区划图

6.1.2.1 吴起县

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

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

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

界	系	统	地方名称	符号	柱状图(示意)	厚　度	岩　性　描　述
中生界	第四系	全新统		Q_h	① ②	① 5~10m ② 0~5m	① 全新世黄土，浅黄色、土体松散，大部分耕织；局部坡积黄土状土或冲洪积堆积土 ② 全新世冲洪积砂卵石土，多分布在洛河及主要支流河床，局部发育阶地具二元结构
		上更新统	马兰黄土	Q_p^3	① ②	① 10~35m ② 2~5m	① 风积黄土（马兰黄土），黄色、浅黄色粉土、粉质粘土，广泛分布于梁峁顶部及谷坡地带 ② 冲积层，下部为灰、褐黄色砂卵石，上部为灰黄色黄土状粉土、粉质粘土，分布于各沟谷及冲沟边岸，局部发育阶地具二元结构
		中更新统	离石黄土	Q_p^2	① ②	① 30~50m ② 5~10m	① 风积黄土（离石黄土），褐黄色、棕黄色粉质粘土，含多层古土壤，广泛分布于梁峁地区，一般多于沟谷岸边及局部梁峁地区出露 ② 冲积层，下部为灰白、褐黄色砂、砂卵石，上部为褐黄色、棕黄色黄土状土，分布于河流高阶地，具典型二元结构
		下更新统	午城黄土	Q_p^1		10~35m	风积黄土（午城黄土），褐黄色、棕黄色粉质粘土，含多层古土壤，广泛分布于梁峁地区，在深切沟谷岸边及局部梁峁地区出露
	新近系	上新统	保德组	N_2		5~50m	棕红色粘土，密实，夹钙质结核，出露于河流、冲沟中上游和分水岭地带
	白垩系	下统	环河组	K_{1h}		250~420m	紫红色砂岩，水平中厚层状，夹灰黄色泥岩、褐黄色砂质页岩，广泛出露于河流、冲沟中下游地带。
			洛河组	K_{1L}		300~480m	棕红色、淡棕红色块状长石砂岩，中细粒结构，弱胶结，较疏松，偶见泥岩夹层。巨型交错层理十分发育。
	侏罗系	上统	安定组	J_2a			紫红色、青灰色泥岩，泥质粉砂岩。

图6.1.2-1 吴起县地层综合柱状图

6.1.2.2 志丹县

志丹县位于华北陆台的鄂尔多斯地台中的陕北盆地，属陕甘宁向斜拗陷构造区，向斜东翼陡，西翼缓。志丹是一个高重力隆起区，大约是横山隆起向西南延展部分。在地质变化的历史过程中，鄂尔多斯地台随着地壳的振荡运动，几经升降沉浮。早

更新世，在和缓的古地形面上，堆积了午城黄土；中更新世，地台又逐渐沉降，沉积了离石黄土；中更新世末，地台开始抬升，产生河流溯源侵蚀，山前老冲积扇发育；晚更新世，地壳又趋稳定沉陷，堆积了马兰黄土，形成现今的黄土地貌。

志丹县境内出露地层自上而下依次为：第四系（Q）、新近系（N）、白垩系（K）、侏罗系（J），深部为三叠系。开发区域内地表出露地层为第四系黄土，该地区含油层系主要为侏罗系延安组和三叠系延长组。

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

界	系	统	地方名称	符号	柱状图示意	厚度	岩性描述
中生界	第四系	全新统		Q_h	① ②	① 5~10m ② 0~5m	① 全新世黄土，浅黄色、土体松散，大部分耕织；局部坡积黄土状土或冲洪积堆积土 ② 全新世冲洪积砂卵石土，多分布在洛河及主要支流河床，局部发育阶地具二元结构
		上更新统	马兰黄土	Q_p^3	① ②	① 10~35m ② 2~5m	① 风积黄土（马兰黄土），黄色、浅黄色粉土、粉质粘土，广泛分布于梁峁顶部及谷坡地带 ② 冲积层，下部为灰、褐黄色砂卵石，上部为灰黄色黄土状粉土、粉质粘土，分布于各沟谷及冲沟边岸，局部发育阶地具二元结构
		中更新统	离石黄土	Q_p^2	① ②	① 30~50m ② 5~10m	① 风积黄土（离石黄土），褐黄色、棕黄色粉质粘土，含多层古土壤，广泛分布于梁峁地区，一般多于沟谷岸边及局部梁峁地区出露 ② 冲积层，下部为灰白、褐黄色砂、砂卵石，上部为褐黄色、棕黄色黄土状土，分布于河流高阶地，具典型二元结构
		下更新统	午城黄土	Q_p^1		5~15m	风积黄土（午城黄土），褐黄色、棕黄色粉质粘土，含多层古土壤，广泛分布于梁峁地区，在深切沟谷岸边及局部梁峁地区出露
	新近系	上新统	保德组	N_2		5~50m	棕红色粘土，密实，夹钙质结核，出露于河流、冲沟中上游和分水岭地带
	白垩系	下统	环河组	K_{1h}		0~350m	紫红色砂岩，水平中厚层状，夹灰黄色泥岩、褐黄色砂质页岩，广泛出露于河流、冲沟中下游地带。
			洛河组	K_{1L}		100~370m	棕红色、淡棕红色块状长石砂岩，中细粒结构，弱胶结，较疏松，偶见泥岩夹层。巨型交错层理十分发育。
	侏罗系	上统	安定组	J_2a			紫红色、青灰色泥岩，泥质粉砂岩。

图6.1.2-1 志丹县地层综合柱状图

6.1.2.3 靖边县

结合本项目油田钻孔勘察结果及搜集到的区域地质资料，靖边油区内地层由老到新主要分布有侏罗系、白垩系及第四系地层。各地层岩性特征详述如下：

（一）侏罗系（J_2a）

侏罗系为一套河湖相碎屑岩夹煤层沉积，境内侏罗系隐伏于白垩系洛河组底部。其岩性为西红色、浅灰色页岩、泥灰岩，夹薄层细砂岩，泥、页岩中含少量圆形泥灰质结核，为区域白垩系含水层隔水底板。

（二）白垩系下统（K_1）

1、洛河组（K_1l）：据本项目油田钻孔勘察及搜集到的区域地质资料显示，调查评价区内洛河组地层厚度约 343.75～450.8m，自东向西地层厚度逐渐增加，与下伏地层呈假整合接触。白垩系洛河组地层隐伏于白恶系环河组地层之下。白恶系洛河组地层主要由细—中粒长石石英砂岩、砂质泥岩、粉砂岩、细砂岩及中砂岩构成，成互层状结构。其中砂质泥岩占总厚度的 0.42～6.18%，粉砂岩占 3.66～23.09%，细砂岩占 11.86～56.35%，中砂岩占 39.13～85.06%。总体上，调查评价区内洛河组以中细粒砂岩为主，岩性组合特征表现为孔隙度高的大厚度单一砂岩夹少量薄层砂质泥岩，泥质含量低，赋水条件较好，利于地下水的形成与储存。

3、环河组（K_1h）：根据本项目油田钻孔勘察及搜集到的区域地质资料显示，调查评价区内环河组地层厚度约 154.50～368.05m，厚度整体自东向西逐渐增加。其岩性总体分为上、中、下三部分。上部为暗棕红色及兰灰色泥质岩夹棕红色（局部灰白色）长石砂岩，以含砂粒的泥页岩为主，砂质泥、页岩次之。中部为暗棕红色中厚层状长石砂岩与暗棕红色、咖啡色及兰灰色泥质岩互层，砂岩铁、钙质胶结，致密坚硬，粉细粒结构，水平层理发育，泥质岩以砂质泥岩为主，泥岩及砂质泥岩次之。下部为浅棕红色、紫红色块状长石砂岩夹少量暗棕色、紫红色透镜状泥岩，砂质泥岩。环河组中泥岩比例为 11.66%～34.83%，砂岩泥岩互层分布，泥岩层厚一般小于 30cm，该岩性结构一定程度上减缓了地下水的入渗补给。泥质砂岩比率为 8.39%～40.36%，砂质泥岩比率为 8.08%～29.15%，粉砂岩比率为 10.29%～31.64%，细砂岩比率为 8.88%～34.23%，统计结果显示，区内环河组砂质泥岩占地层比率最大，泥质砂岩、泥岩比率与粉砂岩、细砂岩比率相当。总体地层不利于地下水的赋存，甚至在局部构成了局部弱透水或隔水层。仅在地层中下部集中分布厚层粉细粒砂岩，

为地下水赋存提供了较好的储存空间。

（三）第四系（Q）

1、中—上更新统（Q_{p2-3}）：主要包括马兰黄土和离石黄土，在调查区内黄土沟壑及梁峁区广泛分布。其中离石黄土为一套浅红黄色、棕黄色黄土，局部夹棕红色古土壤，黄土为粉土质亚砂土和亚粘土，致密而硬，垂直节理发育，孔隙少。古土壤为粉土质亚粘土，成壤作用差，团粒结构不明显，局部地段见钙质结核层，途中富含白色钙质网纹及褐色有机质斑点，一般厚 50～130m。马兰黄土为黄灰色、黄色、浅黄色，岩性为黄土质粉土、粉质粘土，质地疏松均一，大孔隙发育，有白色钙质斑纹及少量褐色有机质斑点，由南向北其砂质含量逐渐增大，垂直节理发育，土质疏松，厚 10～35m，大面积披覆于各梁峁顶部。

2、全新统（Q_h）：全新统冲积层，多分布在各大河流及其支流河谷区，分别构成河床漫滩及一级阶地，多呈不规则断续条带状，沿河道两侧不对称分布。其岩性下部为砂砾卵石层，砾卵石成份以砂岩、泥岩、页岩碎块为主，含少量钙质结核，次棱角状，分选性差；上部为粉质粘土，浅褐黄色。资料显示该层总厚多小于 10m，因厚度薄，多呈透水不含水状态，仅在丰水期可能存在季节性潜水，而在大部分时期常常越流补给洛河组含水层。

6.1.3 气候气象

吴起县属于半干旱暖温带大陆性季风气候区，四季分明，春季干旱多风，夏季旱涝相间，秋季温凉湿润，冬季寒冷干燥。

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。

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。

表6.1.3-1 区域主要气象要素统计表

气象要素		单位	吴起县	志丹县	靖边县
平均气压		hPa	868.1	880.0	873.5
气温	年平均	℃	8.0	8.1	7.8
	极端最高	℃	38.3	37.4	36.4
	极端最低	℃	-28.5	-28.0	-28.5

平均相对湿度		%	61	63	59
年平均降水量		mm	438.7	470.2	377.1
年平均蒸发量		mm	1563.0	1465.9	1935.5
风速	平均	m/s	1.6	1.47	2.8（夏）/2.4（冬）
	最大	m/s	17.0	22.3	28.8
	最多风向		NNW	S	S
地面温度	平均	℃	10.3	10.4	10.6
	极端最高	℃	67.2	69.8	67.5
	极端最低	℃	-36.0	-37.3	-38.1
日照时数		h	2384.3	2298.8	2768.7
霜日数		d	118.2	142	226
最大积雪深度		cm	15	18.0	24
冻土深度	最大冻深	cm	95	96.0	112.0

6.1.4 地表水系

6.1.4.1 吴起县

吴起县境内河流以白于山为界，分为北洛河和无定河两大流域。无定河流域包括八里庄、石拐子川和麻子沟，河网密度为 0.58km/km^2，流域总面积 410.5km^2，多年平均径流深 43.9mm，年总量 1800.4 万 m^3，径流量 0.571m^3/s。红柳河源于新安边镇红泥崾峻，系无定河一级支流。东北流入靖边县。境内流长 18km，流域面积 402.44km^2，常流量 0.1m^3/s～0.2m^3/s。河流比降 0.71%，最大洪流量 1700m^3/s，水质总硬度超 250mg/L。根据《陕西省水功能区划》，以上河流属II类水环境功能区。北洛河流域面积 3388km^2，包括宁赛川、窝窝川、乱石头川、头道川、二道川、三道川、杨青川、白豹川、脚札川和洛河川等，河网密度 0.9km/km^2。多年平均径流深 34.9mm，年总径流量 11775.7 万 m^3，年际变率大，年内分配不均。宁赛川源于白于山南麓的五谷城镇白崾崄，流经五谷城等镇，在宗圪堵汇入北洛河。主沟长 47.6km，流域面积 529.2km^2，平均径流量 0.18m^3/s，沟道平均比降 6.27‰，流域内最大宽度 400m，最小宽度 20m，平均宽度 225m，主要支流有寨沟水和大路沟水，均在宁赛川左岸。根据《陕西省水功能区划》，以上河流属III类水环境功能区。

陕西北洛河湿地（陕西省重要湿地）范围从定边县白于山郝庄梁到大荔县沙苑沿北洛河至北洛河与渭河交汇处，包括北洛河河道、河滩、泛洪区及河道两岸 1km 范围内的人工湿地。

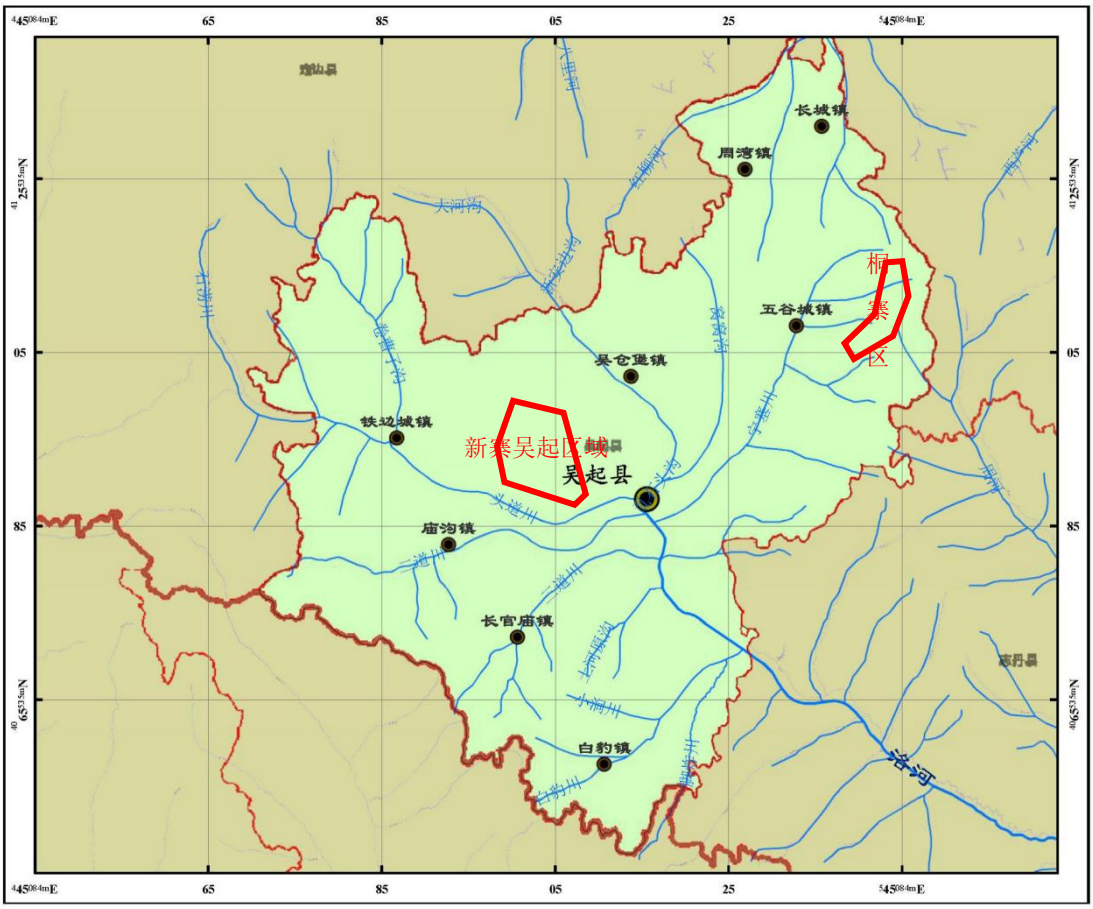


表6.1.4-1 吴起县地表水系图

6.1.4.2 志丹县

志丹县河流主要有北洛河、周河、杏子河。周河属北洛河支流，杏子河属延河支流，均属黄河水系。县内以洛、周、杏三条河流为主干，大小支流、冲沟极为发育，纵横交错，密如蛛网，构成树枝状水系。河网密度为 1.30km/km^2。全县有长度在 1km 以上的河流沟道共计 2055 条，其中 1～4 级支流 620 条，流域面积 100～1000km^2 的河流 8 条，1000km^2 以上河流 2 条。

北洛河：发源于定边县白于山，流入渭河，全长 650.6km，为过境河。志丹县境内流长 82.4km，流域面积 1917km^2。从金鼎乡的金汤入县境至永宁乡的石猴子出县境入甘泉县。流经金鼎、旦八、义正、永宁四乡镇，主河道蜿蜒曲折，河床宽 100m 左右，多为石质，河床最大流量 6180m^3/s，最小枯水流量是 0.4m^3/s。周河：发源于靖边县周家嘴的饮马坡，从顺宁乡的大摆沟入志丹县境，在永宁乡的川口汇入洛河。流经顺宁、周河、保安、双河、永宁五乡镇。境内长 57km，流域面积 1112km^2。河床宽 100m，河流比降平缓，平均比降为 3.6‰，河道宽阔。最大流速 9.23m^3/s，最小流速 0.078m^3/s。

周河最大洪峰流量 2610m³/s，最小流量 0.004m³/s。主要支流有丁岔沟、驸马沟、保娃沟、纸坊沟、孙岔沟、麻子沟、土墩台沟、康家沟等。

杏子河：延河支流，发源于靖边县大路沟乡关圣塌，经志丹县王窑乡井庄入安塞区境，经王窑、招安、沿河湾 3 个乡（镇），至沿河湾镇黄崖根汇入延河，全长 106km，流域面积 1486km²，其中志丹县境内全长 46km，流域面积 752km²，水土流失面积占 93%。



图6.1.4-2 志丹县地表水系图

6.1.4.3 靖边县

靖边县内河流主要有无定河、芦河、周河、杏子河。流经井区的主要河流为周河。

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 1336km2，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。

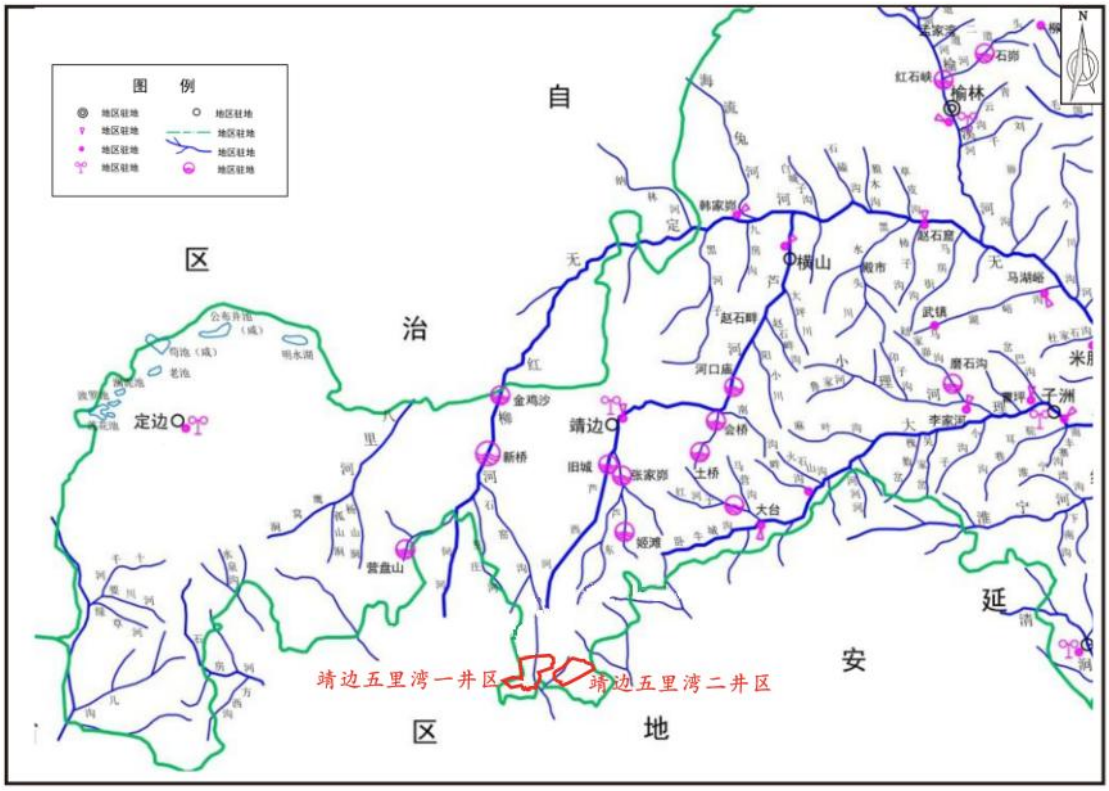


图6.1.4-3 靖边县地表水系图

6.1.5 区域水文地质条件

6.1.5.1 靖边区域水文地质条件

靖边县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。前者包括萨拉乌苏组孔隙潜水、黄土层裂隙孔隙潜水及河谷冲湖积层孔隙潜水。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，为冲湖积沉积，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。总体上，萨拉乌苏组含水层渗透性变化不大，渗透系数一般 1.50～12.73m/d。

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第四系冲湖积层含水层

第四系冲湖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。

第四系冲湖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，渗透系数 0.0001～2.4278m/d。

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，地下水径流方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。

区域第四系水文地质图见 6.1.5-1。



图 6.1.5-1 靖边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白垩系罗汉洞组地下水：分布于鄂尔多斯盆地中西部地区，泾川组和环河组顶部的泥岩分别构成隔水顶、底板，往往构成相对独立的水流系统，与上、下含水层一般无直接水力联系。其在沟谷区含水层切割出露地段具有潜水性质，向覆盖区过渡为承压水，含水介质主要为沙漠相砂岩及河流相砂岩，在裸露区接受大气降水补给后，由西北向东南顺层径流，最终排向河流。

②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。

③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 1000～3000m3/d，渗透系数 0.22～0.53m/d。

区域白垩系水文地质概况见图 6.1.5-2。

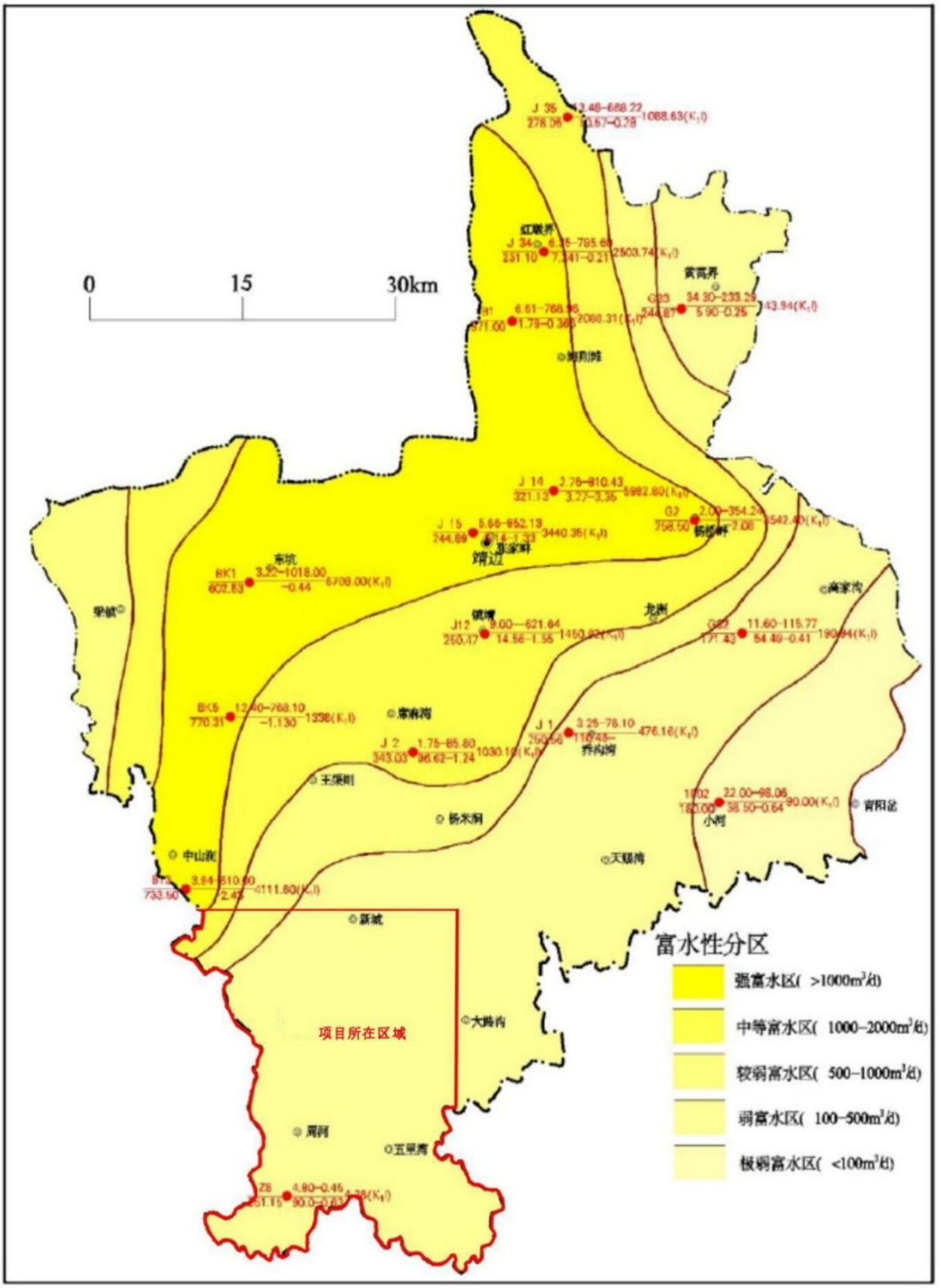


图 6.1.5-2 靖边区域白垩系水文地质图

（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。

（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湖积层潜水，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。

6.1.5.2 延安区域水文地质条件

1、地下水类型及赋存特征

项目所在区域位于延安市志丹县和吴起县，根据《延安市吴起县地下水勘察报告》和《延安市志丹县地下水勘察报告》，区内第四系潜水可分为孔隙潜水和裂隙孔洞潜水两类，风积黄土层则属于裂隙孔洞潜水。冲积层潜水相对较为富水，黄土潜水呈零星分布，区域水文地质图见图6.1.5-3，现对潜水的赋存条件及分布规律进行详细描述：

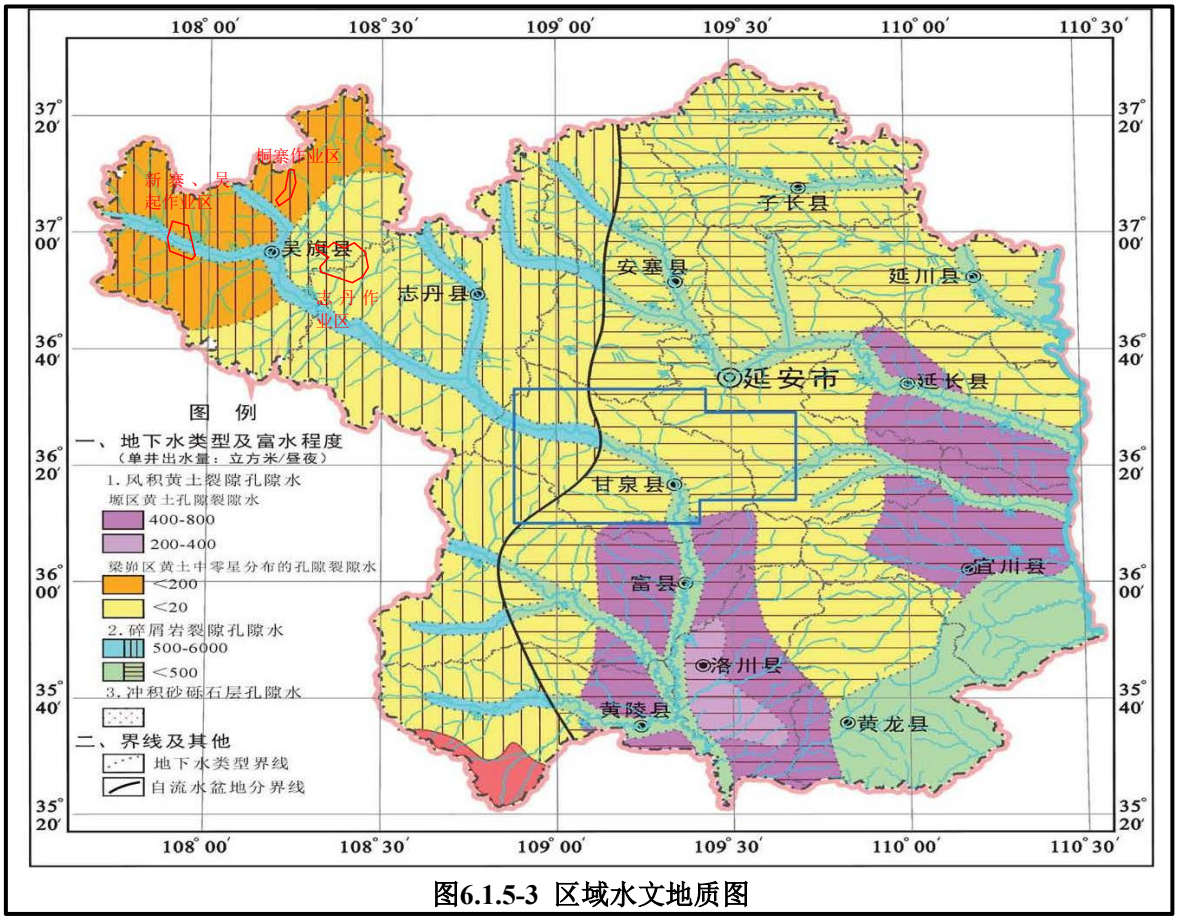


图6.1.5-3 区域水文地质图

（1）第四系潜水

①第四系冲积、冲湖积层孔隙潜水

孔隙潜水包括河谷冲积层潜水、冲湖积层潜水，其中冲湖积含水层分布于北部周湾、长城一带，位于红柳河河源各主、支涧地，区内洛河及其余大小支流一、二级阶地均属基座型阶地，不含水，因此项目所在区孔隙潜水主要指志丹顺宁以南的周河河谷区的漫滩及一、二级堆积阶地，潜水眼河谷呈带状分布。

其含水层岩性主要为砂砾石，微含泥质，厚度一般 6～12m，该潜水含水层与下覆白垩系环河组、洛河组潜水密切联系，其间无稳定隔水层；与下部基岩风化带联合开采时厚度则>10m。水位埋深多<10m，单井出水量多<100m^3/d，属弱富水。水化学类型多属 HCO_3 型、$HCO_3 \cdot SO_4$ 型，矿化度<1g/L 或 1～3g/L。

②第四系风积黄土裂隙孔洞潜水

普遍分布于黄土梁峁区，也是吴起、志丹区域内主要出露地层，厚度整体北厚南薄，西北部厚度大于东南部，志丹县域东南向梁峁部位厚度较小，为 5～30m，残塬和宽梁上较厚，一般 40～80m，如吴起县西北部根据调查钻孔资料揭露厚度分别为 41.52m、77.31m，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，零星分布于各沟脑部位，均以泉的形式出露，流量小且不稳定，根据调查点泉流量统计，一般流量为0.02～0.05L/s，最大为1.5L/s，水质好，矿化度一般小于1g/L，水化学类型为HCO_3-Mg.Na、$HCO_3.SO_4$-Mg.Na型水，潜水动态随季节变化明显，该含水层仅对需水量小的农户用水有意义。

（2）白垩系地下水

白垩系地下水主要赋存于保安群含水岩系的孔隙中，孔隙的大小、多少、形状、连通性及胶结物成分决定着地下水的赋存条件。据前人研究并结合勘察结果，白垩纪含水岩系碎屑岩中的孔隙总体上以后生溶蚀孔隙为主的特征。砂岩平均孔隙度为21.7%，粉砂岩－粉砂质泥岩－泥岩的平均孔隙度仅为6.57%。

①环河组地下水

分布于志丹县～靖边以西，呈现多层结构，岩性较为复杂，岩相变化较大，厚度40～200m，分布极不稳定。其风化裂隙较发育，在子午岭一带发育有走向150°与256°两组近于直交的垂直裂隙，宽3～5mm，裂隙率为0.25，孔隙度一般在10%～20%。这些裂隙连同孔隙提供了地下水赋存空间和运移通道，渗透系数一般在0.01～0.1m/d。其地下水接受裸露区地表水及大气降水补给，从分水岭分别向各级河流方向径流，最终排泄于洛河、延河，并在华池县南梁～吴起县楼房坪～志丹县顺宁～靖边周河以西大部分地区呈现出承压性，该线以东至地层边界为潜水。

②洛河组

含水介质总体为一套红色沙漠相风积砂岩，其承压区厚度200～450m，潜水区厚度0～200m，结构单一，局部夹泥岩透镜体，孔隙较发育，渗透系数一般在0.2～1.0m/d。该含水系统在旦八～刘坪～张渠一线以东地带，洛河组含水层裸露于地表，该线以西埋藏于环河组之下，顶面埋深整体由东南向西北变深。洛河组裸露区地下水表现为潜水，埋藏区为承压水。其地下水接受系统周边裸露区地表水、大气降水及上层环河组径流补给，向洛河和延河径流排泄。

（3）白垩系地下水富水性特征

①环河组地下水富水性特征

区域内环河组富水性特征主要受地层岩性、地下水补径排条件、岩性组合特征决定环河组赋水条件差，总体表现弱富水，单井涌水量一般＜500m^3/d，子午岭、白

于山、东部含水层厚度较小一带单井涌水量一般＜100m³/d。

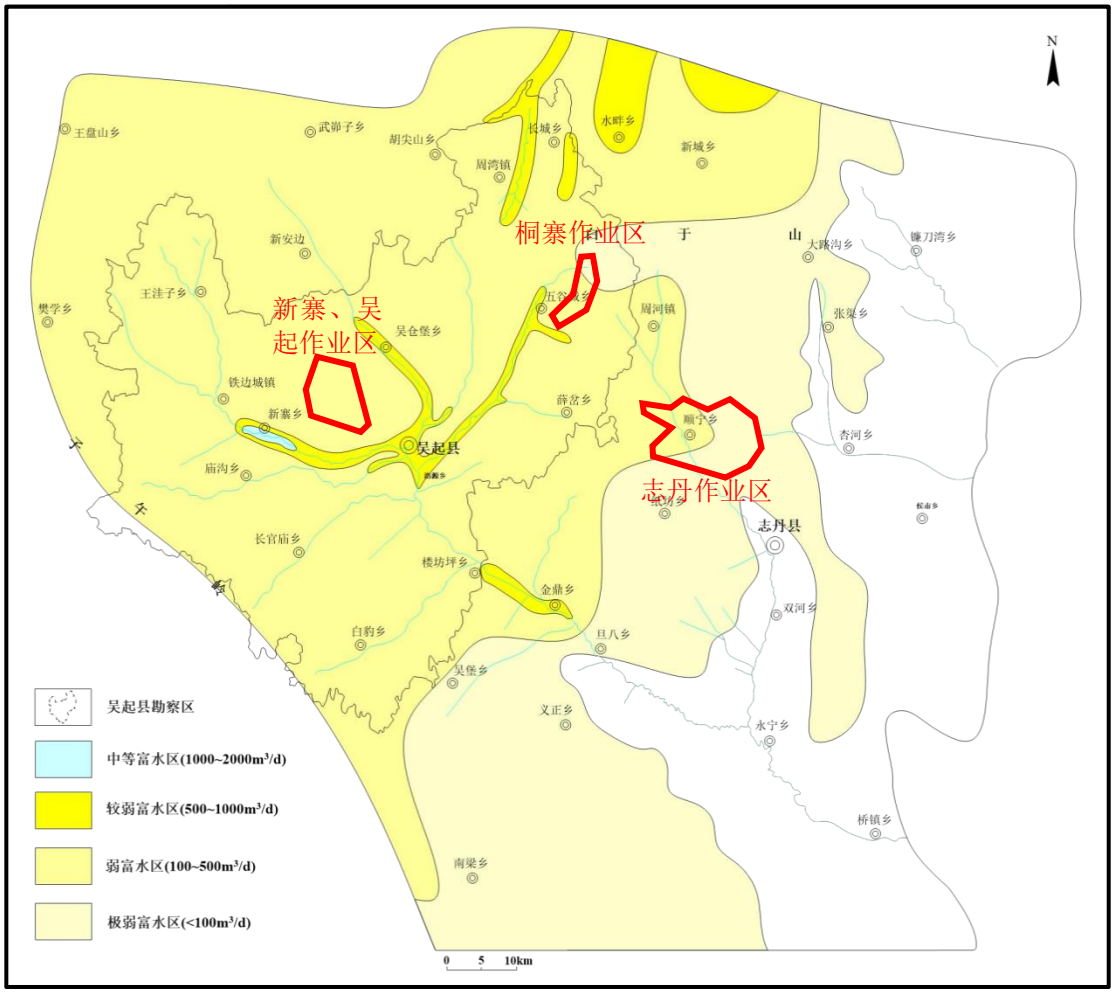


图 6.1.5-4 区域环河组富水性分区图

②洛河组地下水富水性特征

较为单一的砂岩结构特征和较大的含水层厚度决定洛河组地下水具有较好的赋存条件和富水性。其富水性主要表现为强富水至弱富水。大部分地区洛河组含水层单井涌水量在单井涌水量一般 500～1000m³/d，河谷区，涌水量一般为 1000～3000m³/d，局部达 3000m³/d 以上，系统边缘区单井涌水量多＜500m³/d，是区域最主要的含水层。志丹县区块大面积分布为较弱富水区，主要为河道两侧至分水岭，远离主河谷区域地下水补给条件变差，地下水循环弱；弱富水区主要集中分布在区域靠近洛河组尖灭区。

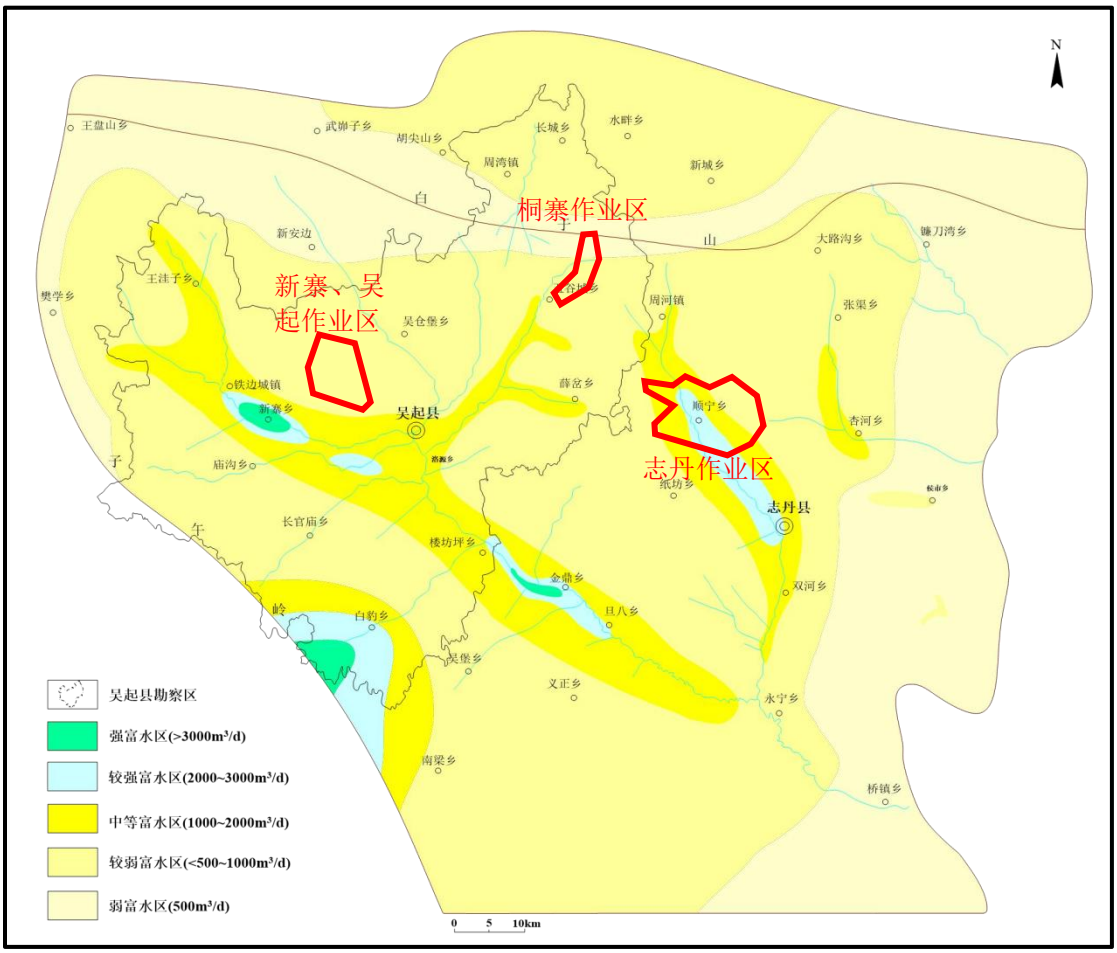


图 6.1.5-5 区域洛河组富水性分区图

2、延安区域地下水补、径排条件及动态特征

项目所在区域所属区域为典型的黄土高原地貌，北部白于山相隔，西～西南以子午岭为界，东部侏罗系隔水泥岩为界，构成一个相对独立的地下水循环系统。第四系地下水及基岩浅层地下水受到地形的严格控制，中深层地下水受现代地形影响微弱，浅层地下水从西北部向东南部径流，集中排泄于各大小河流，中层地下水受到白于山、子午岭分水岭的控制，由西北向东南径流排泄，深层地下水受白于山分水岭控制自北部、东北部、东部向南部、西南径流排泄，并以洛河、杏子河、周河、葫芦河、咀河为地下水的最终归宿。

地下水补给：

（1）第四系松散层地下水

第四系松散层地下水包括黄土层潜水、河谷冲积层潜水，其中黄土层潜水直接接受大气降水补给，河谷冲积层潜水除接受降水补给外还有地表水和周边基岩浅层裂隙水补给。另外，农灌区第四系地下水接受灌溉入渗补给。

（2）白垩系地下水

①环河组地下水

环河组地下水的主要补给来源为大气降水入渗，其次为第四系地下水径流、河流渗漏、小面积田间灌溉入渗、洛河组地下水的顶托补给。大气降水入渗主要集中分布在各大小河流之间，其中在靠近白于山、子午岭及其余二级分水岭一带，受 N2 泥岩、Q2 粘土分布的影响，补给条件较差，而向分水岭两侧该地层逐渐侵蚀尖灭，黄土垂直节理发育，有利于降雨的垂直入渗补给，该类型补给区占总补给面积的 62%。其次河道入渗补给构成了环河组地下水另一补给源，由于该系统地处黄土高原山区，受河道切割，地形支离破碎，环河组在河道中大多切割裸露，可直接接受补给。另外在河谷区分布少量漫滩地，灌溉入渗补给构成了区域地下水的补给源之一。

②洛河组地下水

洛河组地下水主要补给源可按地质条件分为两类，一为环河组分布区（即白垩系双层结构分布），该分区地下水主要接受上覆含水层垂向渗入，二为仅洛河组裸露区降水、河道入渗补给，因该分区多靠近河流中下游，地层结构单一，多覆盖于第四系马兰黄土层之下，局部少量分布 N2 泥岩、Q2 粘土，易接受降水补给，另外在河流切割裸露区地下水水位低于地表水水位时，接受河道入渗补给，因该地层主要为砂岩，地表水主要通过地层孔隙入渗补给进入地下水，局地有少量构造裂隙传导。

地下水径流及排泄：

（1）第四系松散层地下水

黄土层潜水在各补给汇水范围内获得补给后，短途径流至就近各沟塬以泉水或渗流溢出形式排泄；河谷冲积层潜水一般顺河流方向排泄于河谷。

（2）白垩系地下水

①环河组地下水

环河组地下水的地下水径流方向和循环深度在盆地尺度内受控于白于山、子午岭。浅层环河组地下水流向与地表水系基本保持一致，由于其埋深浅且易于接受大气降水补给，其径流形态受到勘察区各大小河流控制，整体表现为接受补给后就近河谷两侧排泄，径流途径总体上由子午岭向延河—洛河径流。中循环地下水自白于山、子午岭向东南径流，最终排向延河、洛河、葫芦河和沮河。

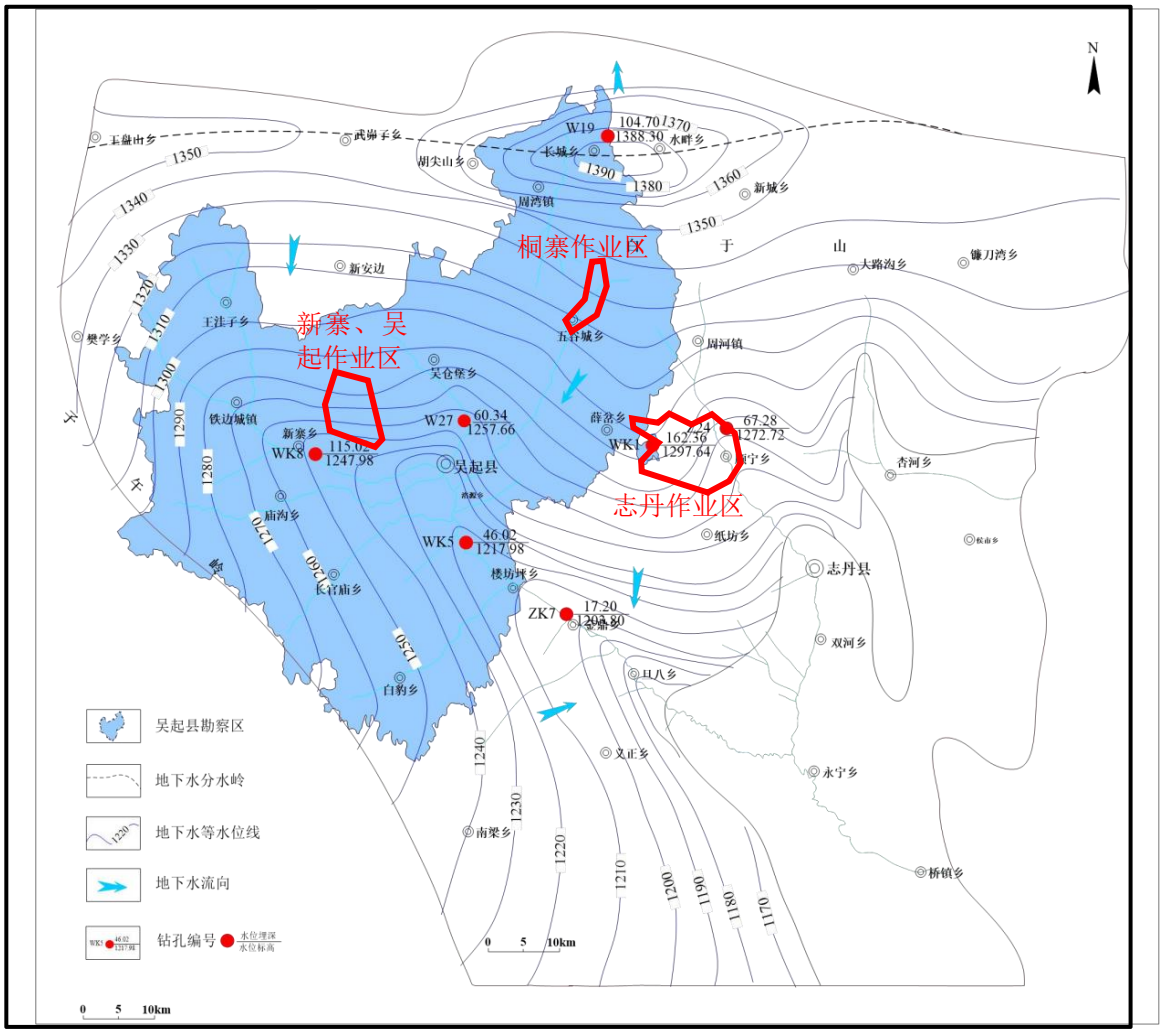


图6.1.5-6 区域环河组地下水流场图

②洛河组地下水

洛河含水岩组发育有深循环水流系统，地下水整体受白于山影响，靠近西北部受到子午岭分水岭控制，总体上由北向南方向径流，在东部周河两侧水位线整体有抬高趋势，该现象形成原因有二：一是该区域洛河组裸露，可直接接受降水、地表水、浅层裂隙水等多源直接补给，二是该范围处于白垩系环河组排泄边界，排泄量对洛河组地下水一定程度形成了重要补给来源。另外在周河与西川河分水岭处出现一个水位高点，使得局部地下水流向变化，其主要成因为地形控制、局部补给条件变化。

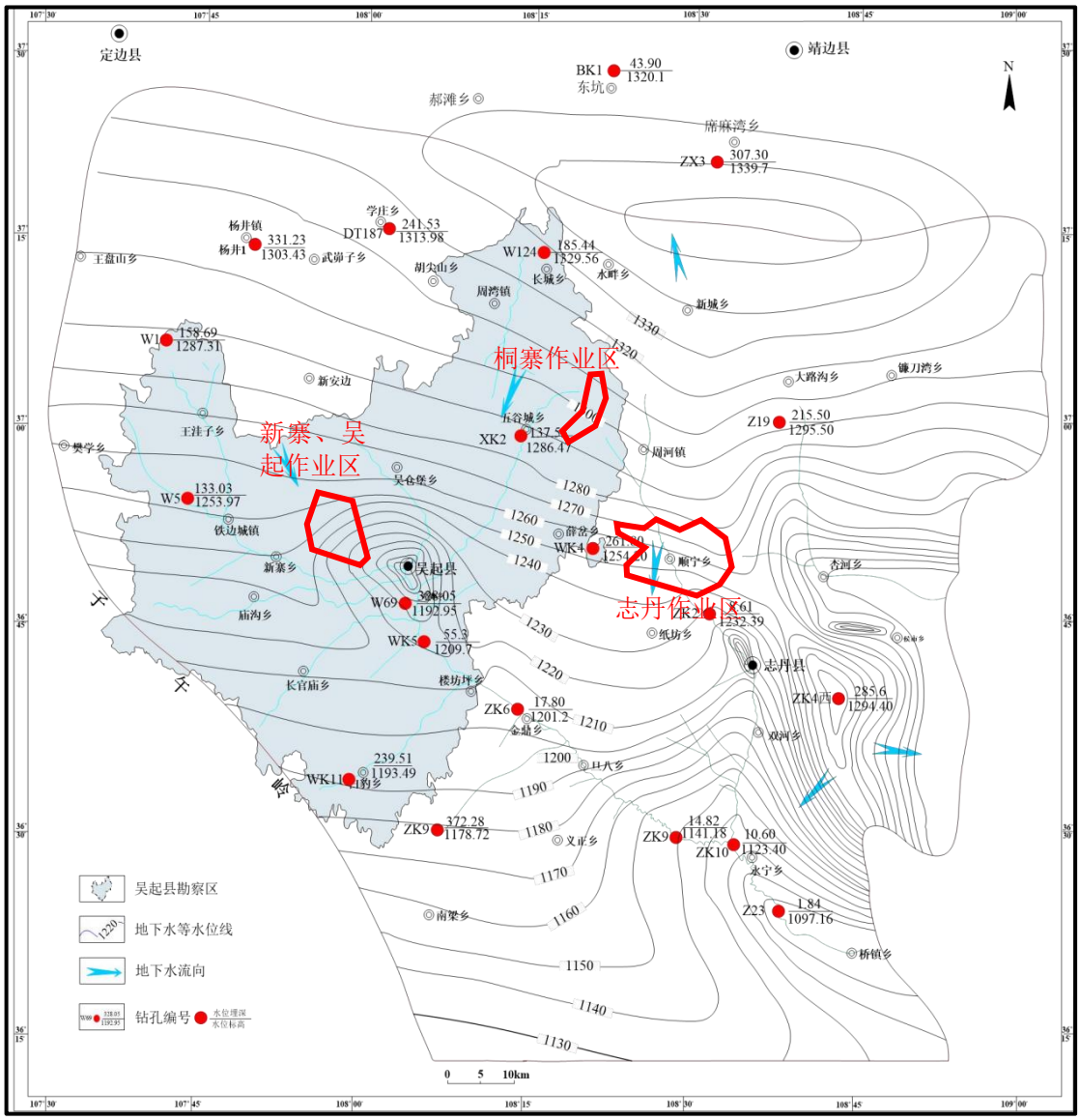


图6.1.5-7 区域洛河组地下水流场图

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

3、延安区域地下水化学特征

区域环河组地下水矿化度 641.3～6730mg/L，整体规律表现为自东向西、自南向北矿化度逐渐呈增加趋势，一是在靠近志丹环河组边界潜水区，矿化度一般小于1000mg/L，主要影响因素为地层厚度减小，接受大气降水补给后径流速度加快，地

下水对地层中盐分的溶解时间短，另一重要原因是靠近志丹环河组地层岩性表现为泥质砂岩、砂岩为主，泥岩比率减小，地层中本身含盐量减小；靠近白于山、子午岭一带由于地下水补径排条件较弱，径流缓慢，甚至局部为相对滞流水，这一点可以从地下水年龄中得到验证。

水化学类型主要有 SO_4Cl 型、$SO_4C1.HCO_3$ 型、SO_4HCO_3 型、HCO_3 型为主，局部水化学类型较为复杂。

（2）区域洛河组地下水水化学特征

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

水化学类型主要以 SO_4Cl 型、HCO_3 型为主，局部水化学类型为较为 SO_4ClHCO_3 型、SO_4HCO_3 型。

6.1.5.3 评价区水文地质条件

本项目涉及区域较广，评价区主要涉及榆林市靖边县、延安市吴起县新寨、吴起区域和桐寨区域，延安市志丹县顺宁镇区域。

（一）吴起县新寨、吴起区域及桐寨区域

本项目新寨、吴起区域位于吴起县城西北侧，桐寨区域位于吴起县东北侧，评价区域水文地质条件如下：

（1）地下水类型及富水性特征

该区地下水按含水介质类型可划分为第四系风积黄土裂隙孔隙潜水、白垩系环河组及洛河组碎屑岩类裂隙含水层。其中白垩系环河组裂隙水是评价区内重点含水层。

①第四系风积黄土裂隙孔隙潜水

吴起区域的第四系风积黄土裂隙孔隙潜水，根据《延安市吴起县地下水勘察报告》钻孔资料显示，风积黄土裂隙孔隙潜水在残塬和宽梁上较厚，一般为 45～85m，

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，裂隙发育，渗透系数一般在 0.26m/d。由于沟谷切割深，潜水赋存条件差，故无统一稳定的含水层，另行分布于个别沟脑部位，均以泉的形式出露，流量小且不稳定，根据调查点泉流量统计，一般流量为 0.02～0.05L/s，最大为 1.5L/s，水质好，矿化度一般小于 1g/L，水化学类型为 HCO_3-Mg·Na、HCO_3SO_4-Mg·Na 型水，潜水动态随季节变化明显，该含水层仅对需水量小的农户用水有意义。

②白垩系环河组碎屑岩类裂隙水含水层

该含水层在评价区内广泛分布，在黄土丘陵区隐伏于第四系地层之下，而切割较深的沟谷区则大量出露于地表。含水层岩性主要为浅紫红色、紫褐色细砂岩与暗紫色泥岩互层状结构，大部分为承压水，仅在沟谷出露地段上部表现为潜水。根据《延安市吴起县地下水勘察报告》，白垩系环河组碎屑岩类裂隙水含水层呈现多层结构，岩性较为复杂，岩相变化较大，厚度 40～200m，分布极不稳定。其风化裂隙较发育，在子午岭一带发育有走向 150°与 256°两组近于直交的垂直裂隙，宽 3~5mm，裂隙率为 0.25，孔隙度一般在 10%～20%。这些裂隙连同孔隙提供了地下水赋存空间和运移通道，渗透系数一般在 0.01～0.1m/d。其地下水接受裸露区地表水及大气降水补给，从分水岭分别向各级河流方向径流，最终排泄于洛河、延河，并在华池县南梁～吴起县楼房坪～志丹县纸坊村～顺宁～靖边周河以西大部分地区呈现出承压性，该线以东至地层边界为潜水。

区域环河组富水性特征主要受地层岩性、地下水补径排条件、岩性组合特征决定环河组赋水条件差，总体表现为中等富水至弱富水，单井涌水量一般<500m^3/d。其中，子午岭、白于山、东部含水层厚度较小一带单井涌水量一般<100m^3/d，新寨乡～榆树台、薛岔～马连城沟一带较为丰富，单井涌水量 500~1000m^3/d，新寨乡一带单井涌水量 1000~2000m^3/d。

1）中等富水区：该富水分区主要受含水层、补径排条件影响，分布在新寨乡～榆树台一带，主要接受风化裂隙带地下水入渗补给，该处环河组地下水水头低于洛河组水头，受到洛河组地下水的顶托补给作用，含水层位于河谷核心区，局部受到区域断裂构造影响，节理裂隙发育及补给条件的优越性使得该处含水层富水性较强，根据 WK8 抽水试验结果可以看出，降深 10.90m 时，涌水量为 809.98m^3/d。

2）较弱富水区：该富水分区主要受补给条件、含水层裂隙发育程度及补径排条

件影响，分布在头道川、乱石头川、宁赛川、二道川、三道川、白豹川主河道部分河段，其富水性主要受到河谷区节理（X扭节理）裂隙发育及补给条件的优越性及地下水补径排条件的影响而形成，接受降水补给、深层环河组接受风化裂隙带地下水的垂向入渗补给，裂隙的导通性优势使得其成为地下水相对富水区，如WK7孔降深30.72m，涌水量为1144.12m/d，XK3降深18.72m，涌水量为737.06m^3/d。

3）弱富水区：区内大面积分布，因吴起县环河组含水层整体位于鄂尔多斯盆地环河组轴部以东，因此含水层厚度整体自东向西逐渐增加，岩性以砂质泥岩、砂岩为主，夹有泥岩、泥质砂岩，含水层厚度200—350m不等，受其岩性的不均一性及裂隙发育程度的不均一性影响，富水性变化大，该富水区一般单井涌水量100~500m^3/d。

评价区白垩系环河组含水层涌水量一览表见表6.1.5-1。

表6.1.5-1评价区白垩系环河组含水层涌水量一览表

钻孔编号	钻孔位置	含水层代号	试段深度/m	含水层厚度/m	静水位/m	降深/m	涌水量/m^3/d
WK7	吴起县新寨乡榆树台村	K1h	178.41-322.2	159.38	178.41	44.8	810.0
WK8	吴起县新寨乡政府东	K1h	115.75-341.15	225.4	115.75	10.9	816.0
WK9	吴起县新寨乡	K1h	117.16-374.0	256.84	117.16	53.89	737.06
XK3	吴起县五谷城乡阳台村	K1h	119.84-287.95	168.11	119.84	30.71	1143.9

③白垩系洛河组碎屑岩类裂隙水含水层

该含水层在评价区内广泛分布，隐伏于环河组地层之下，地表未见出露。含水层岩性总体为一套红色沙漠相风积砂岩，其承压区厚度200～450m，结构单一，局部夹泥岩透镜体，孔隙较发育，渗透系数一般在0.2～1.46m/d。总体而言该含水层厚度大，渗透性及富水性强于白垩系环河组含水层，属弱－中等富水性，是当地重要的集中供水水源。

评价区洛河组富水性主要表现为强富水至弱富水，大部分区域洛河组含水层单井涌水量一般500~1000m^3/d，河谷区涌水量一般为1000~3000m^3/d，局部达3000m^3/d以上。

1）强富水区：吴起县内洛河组强富水区主要分布于新寨乡杨庙台村～齐湾子村、白豹川郭克朗村～阎岔村、马连城沟蔡砭至阳台一带，区域上吴起境外分布于金鼎镇一带洛河河谷区。含水层厚330m～450m，WK8号孔降深3.99m，涌水量

714.0m³/d，WK10 号孔降深 2.36m，涌水量 641.81m³/d，XK2 号孔降深 7.29m，涌水量 1054.1m³/d，ZK7 降深 6.52m，涌水量 2653.3m³/d。

2）较强富水区：县域内分布于新寨、金佛坪、白豹镇、宁赛川河沙集村至五谷城乡政府、马连城沟蔡砭至阳台、薛岔沟沙集村至薛岔乡政府一带，另外区域上分布于顺宁～志丹县城主河道、金鼎。含水层厚 300m～350m，WK7 降深 5.32m，涌水量 825.10m³/d，WK5 降深 9.20m，涌水量 968.5m³/d，XK3 降深 6.31m，涌水量 968.5m³/d，XK9 降深 9.62m，涌水量 1054.1m³/d。

3）中等富水区：主要分布在较强富水区外围，其规律是沿河道分布，富水性差异主要为上覆地层裂隙发育引起的补给条件变化，如 WK6 降深 10.32m，涌水量 968.41m³/d，XK6、XK7 降深分别为 11.04、14.01m，涌水量为 1125.8m³/d，单井涌水量为 1510.8、1437.7m³/d。区域外围分布于金鼎～旦八象咀、顺宁～双河一带。如 zK9 降深 14.35m，涌水量 1054.10m³/d。

4）较弱富水区：区内大面积分布，主要为河道两侧至分水岭，远离主河谷区其地下水补给条件变差，地下水循环弱，如寺沟村 XK4 降深为 22.28m，涌水量为 819.6m³/d。

评价区白垩系洛河组含水层涌水量一览表见表 6.1.5-2。

表6.1.5-2评价区白垩系洛河组含水层涌水量一览表

钻孔编号	钻孔位置	含水层代号	试段深度/m	含水层厚度/m	静水位/m	降深/m	涌水量/m³/d
WK7	吴起县新寨乡榆树台村	K1l	320.80-731.25	410.45	93.68	5.32	825.1
WK8	吴起县新寨乡政府东	K1l	341.15-767.80	426.65	114.43	3.99	714.00
WK9	吴起县新寨乡	K1l	384.0-876.8	492.8	225.90	6.78	737.06
XK3	吴起县五谷城乡阳台村	K1l	287.95-636.85	348.9	133.12	6.31	968.5
XK4	五谷城乡寺沟村	K1l	384.65-712.85	328.2	144.59	22.28	1054.1

综上所述，评价区内第四系潜水赋存条件差，主要潜水含水层为白垩系环河组。其中白垩系洛河组基岩裂隙水富水性相对较好，白垩系环河组基岩裂隙水富水性较洛河组略差，二者在评价区内均有开采价值。

吴起县新寨、吴起区域和桐寨区域水文地质剖面见图 6.1.5-6。

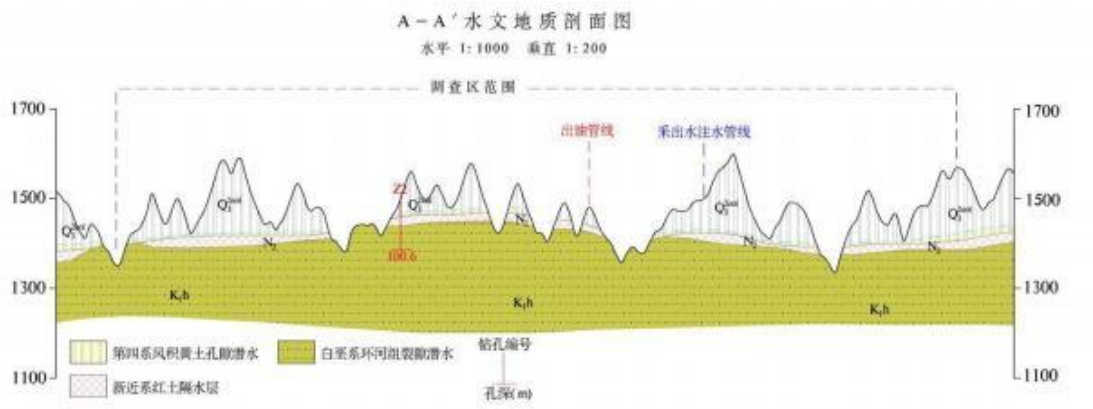


图6.1.5-8 吴起县新寨、吴起区域A-A’水文地质剖面图

（2）地下水补给、径流、排泄条件

①地下水补给

第四系黄土层潜水：直接接受大气降水补给，农灌区第四系地下水接受灌溉入渗补给。

白垩系环河组：大气降水入渗构成了环河组地下水的主要补给来源，其次为第四系地下水径流、河流渗漏、小面积田间灌溉入渗、洛河组地下水的顶托补给。大气降水入渗主要集中分布在各大小河流之间，其中在靠近白于山、子午岭及其余二级分水岭一带，受 N，泥岩、Q 粘土分布的影响，补给条件较差，而向分水岭两侧该地层逐渐侵蚀尖灭，黄土垂直节理发育，有利于降雨的垂直入渗补给。其次河道入渗补给构成了环河组地下

水另一补给源，由于该系统地处黄土高原山区，受河道切割，地形支离破碎，环河组在河道中大多切割裸露，可直接接受补给。

白垩系洛河组：洛河组地下水主要补给源可按地质条件分为两类，一为环河组分布区（即白垩系双层结构分布），该分区地下水主要接受上覆含水层垂向渗入，二为仅洛河组裸露区降水、河道入渗补给，因该分区多靠近河流中下游，地层结构单一，多覆盖于第四系马兰黄土层之下，局部少量分布 Nz 泥岩、Q 粘土，易接受降水补给，另外在河流切割裸露区地下水水位低于地表水水位时，接受河道入渗补给，因该地层主要为砂岩，地表水主要通过地层孔隙入渗补给进入地下水，局地有少量构造裂隙传导。

②地下水径流与排泄

第四系黄土潜水含水层：黄土层潜水在各补给汇水范围内获得补给后，短途径流至就近各沟源以泉水或渗流溢出形式排泄。

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

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

（3）地下水动态特征

白垩系环河组：白垩系环河组主要由大气降水入渗、河流入渗补给，但由于含水层厚度、水位埋深等不同，因此其动态变化各异，区域上可以总结为两种类型，一种是波动型，该类型呈现无规律的波动，但水位基本保持平稳，一般变化幅度为0.5～1.0m，另一种为波动下降型，该类型主要受集中开采影响，地下水水位呈现逐年下降趋势。

白垩系洛河组：白垩系洛河组在隐伏区主要受到上覆含水层径流补给及侧向径流补给，动态特征一般较为稳定，仅局部集中开采区出现较为明显的变化特征，另外在洛河组裸露区呈现出波动型、波动下降型。

（二）志丹区域

本项目志丹区域主要分布在顺宁镇区域。

（1）地下水类型及富水性特征

区域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孔隙潜水和裂隙孔隙潜水、白垩系裂隙孔隙潜水、白垩系裂隙孔隙承压水、白垩系孔隙承压水几大类型。其赋存条件受地形地貌、地层岩性和古地理环境诸因素的综合控制。第四系松散层孔隙水含水层厚度较小且分布零散，在志丹县周河刘坪～县城段两侧呈片状分布，整体分布面积较小，有较好的补给源，其特点是富水性差但水质较优，可供区内少部分零散的开采用水。第四系裂隙孔隙潜水分布于黄土梁峁区，地势相对较高，地形破碎，沟谷深切，不利于地下水的补给及赋存；白垩系裂隙孔

隙潜水含水层厚度一般小于100m，该含水层主要为白垩系环河组、洛河组上层风化裂隙带层位，集中分布于河流及其两侧，分布面积有限且不连续，含水岩层不稳定，地下水赋存条件差，在白垩系地下水循环中扮演重要的径流载体，自身富水性差，是区内重要的零散开采层位，供农村生活用水及少量的林牧渔畜用水，主要补给来源为大气降水，部分地段接受地表水入渗补给；白垩系裂隙孔隙承压水分布于旦八～刘坪以西，含水层厚度起伏较大，富水性变化大，是区内开采层之一；白垩系孔隙承压水区内均有分布，其特点是储水体整体稳定，水特性稳定连续，是区内目前重要的集中供水水源目的层。

（2）第四系松散岩类孔隙、裂隙潜水

区内第四系潜水可分为孔隙潜水和裂隙孔隙潜水两类，孔隙潜水主要指河谷冲积层潜水。风积黄土层则属于裂隙孔隙潜水。冲积层潜水相对较为富水，黄土潜水呈零星分布，其他第四系地层基本不含水，现对第四系潜水的赋存条件及分布规律叙述如下：

①第四系冲积层孔隙潜水

第四系冲积层潜水仅在志丹顺宁以南的周河河谷区的漫滩及一、二级堆积阶地，潜水沿河谷呈带状分布。河谷宽度450—600m，顺河方向延伸约27.8km，漫滩及一级阶地被蛇形河曲分割，在河流两侧断续状态分布，潜水位埋深一般4.5—15.0m，二级阶地被切割仅局部残存，潜水位埋深一般30.0—40.0m，潜水层厚度一般6—12m，岩性主要是砂砾石，微含泥质。该潜水含水层与下覆白垩系环河组、洛河组潜水密切联系，其间无稳定隔水层。冲积层潜水径流方向朝河流下游并与之斜交，河水与潜流存在相互补排关系。近年来随着河道两侧人类工程建设的增加，河道开挖严重，地下水利用价值大大减小。

含水层在一级阶地前缘潜水位埋深2.0—5.0m，后缘埋深10—15m，二级阶地潜水位30.0—40.0m，潜水位动态受季节变化影响，年变幅0.5—0.8m，漫滩及一级阶地前缘潜水位受河水涨落而变化，含水层岩性主要是砂砾石，微含泥质，含水层厚度7.25—12.0m，钻孔涌水量一般101.9-272.1m^3/d，最小为56.2m^3/d，最大为363.7m^3/d。渗透系数3.19—28.1m/d，为矿化度小于1.0g/L的淡水，水化学类型为HCO_3-Na·Mg·Ca型或HCO_3·SO_4-Mg.Na型水。

表6.1.5-3评价区第四系河谷冲积层孔隙潜水水文地质特征简表

钻孔编号	含水层厚度/m	水位埋深/m	降深/m	涌水量（m^3/d）	单井涌水量（m^3/d）	矿化度（g/L）	水化学类型

Z27	7.35	1.20	10.60	222.0	418.9	0.597	H-N·M·C
Z28	9.58	1.34	3.05	55.8	365.9	0.55	H-N·M·C
Z30	11.70	7.07	9.67	363.7	752.2	0.39	H-M·N·C
Z5	12.01	38.10	0.56	102.0	1572.5	0.64	H·S-N·M·C
Z29	8.32	11.90	12.34	272.0	440.8	0.37	H-N·M·C

评价区在周河河谷地带区域无工程分布，故工程地下水评价不涉及河谷冲积层潜水。

②风积黄土裂隙孔隙潜水

志丹区域的第四系风积黄土裂隙孔隙潜水，根据《延安市志丹县地下水勘察报告》钻孔资料显示，风积黄土裂隙孔隙潜水在残塬和宽梁上较厚，一般为40～80m，岩性为粉土质黄土状亚砂土，质地较均一，比重小，疏松且具垂直节理，裂隙发育。由于沟谷切割深，潜水赋存条件差，故无统一稳定的含水层，另行分布于个别沟脑部位，均以泉的形式出露，流量小且不稳定，根据调查点泉流量统计，一般流量为0.02～0.05L/s，最大为1.5L/s，水质好，矿化度一般小于1g/L，水化学类型为HCO_3-Mg·Na、HCO_3SO_4-Mg·Na型水，潜水动态随季节变化明显，该含水层仅对需水量小的农户用水有意义。

（3）白垩系地下水

①环河组：分布于志丹县～靖边以西，呈现多层结构，岩性较为复杂，岩相变化较大，厚度40～200m，分布极不稳定。其风化裂隙较发育，在子午岭一带发育有走向150°与256°两组近于直交的垂直裂隙，宽3～5mm，裂隙率为0.25，孔隙度一般在10%～20%。这些裂隙连同孔隙提供了地下水赋存空间和运移通道，渗透系数一般在0.01～0.1m/d。其地下水接受裸露区地表水及大气降水补给，从分水岭分别向各级河流方向径流，最终排泄于洛河，并在华池县南梁～吴起县楼房坪～志丹县纸坊村～顺宁～靖边周河以西大部分地区呈现出承压性，该线以东至地层边界为潜水。

区域环河组富水性特征主要受地层岩性、地下水补径排条件、岩性组合特征决定环

河组赋水条件差，总体表现弱富水，单井涌水量一般＜500m^3/d。其中，子午岭、白于山、东部含水层厚度较小一带单井涌水量一般＜100m^3/d，楼房坪～旦八一带较为丰富，单井涌水量500～1000m^3/d。

1）较弱富水区：该富水分区主要受补给条件、含水层裂隙发育程度及补径排条件影响，志丹县主要分布于旦八、金鼎一带洛河河谷局部裂隙发育区，其富水性主

要受到河谷区节理（X扭节理）裂隙发育及补给条件的优越性及地下水补径排条件的影响而形成，接受降水补给、深层环河组接受风化裂隙带地下水的垂向入渗补给，裂隙的导通性优势使得其成为地下水相对富水区。

2）弱富水区：区内主要分布于县域吴堡乡～旦八～顺宁以西，境外吴起县大面积分布，环河组含水层整体位于鄂尔多斯盆地环河组轴部以东，因此含水层厚度整体自东向西逐渐增加，岩性以砂质泥岩、砂岩为主，夹有泥岩、泥质砂岩，含水层厚度200—350m不等，受其岩性的不均一性及裂隙发育程度的不均一性影响，富水性变化大，该富水区一般单井涌水量100～500m^3/d。

3）极弱富水区：仅在靠近区域东部环河组分布边缘区、区域北部白于山分水岭及西南子午岭分水岭一带分布，影响因素主要为补给条件差、埋藏深、水循环条件差、含水层岩性等，近白于山、子午岭一带地下水接受补给能力极弱，而东部边界区有效含水层厚度一般小于50m，该区域单井涌水量一般小于100m^3/d，如顺宁草湾村ZX2孔降深86.22m，涌水量71.02m^3/d。

评价区白垩系环河组含水层涌水量一览表见表6.1.5-4。

表6.1.5-4评价区白垩系环河组含水层涌水量一览表

钻孔编号	钻孔位置	含水层代号	试段深度/m	含水层厚度/m	静水位/m	降深/m	涌水量/m^3/d
ZK1	志丹县顺宁镇苏阳湾村	K1h	162.32-331.0	168.68	162.32	15.87	296.0
ZK2	志丹县顺宁镇宋庄村	K1h	62.09-142.0	79.91	62.09	23.77	302.4
Z6	志丹县顺宁	K1h	33.04-108.82	75.78	33.04	11.57	85.54

②洛河组：较为单一的砂岩结构特征和较大的含水层厚度决定洛河组地下水具有较好的赋存条件和富水性。其富水性主要表现为强富水至弱富水。

大部分地区洛河组含水层单井涌水量在单井涌水量一般500～1000m^3/d，河谷区，涌水量一般为1000~3000m^3/d，局部达3000m3/d以上，系统边缘区单井涌水量多＜500m^3/d，是区域最主要的含水层。

1）较强富水区：县域内分布于顺宁～志丹县城主河道、金鼎，含水层厚300m～350m，

如宋庄ZK3降深9.62m，涌水量1054.1m^3/d，刘坪ZK2降深21.19m，涌水量2746.0m^3/d。

2）中等富水区：分布在顺宁～双河一带较强富水区外围，其规律是沿河道分布，富水性差异主要为上覆地层裂隙发育引起的补给条件变化，如ZK9降深14.35m，涌

水量 1054.10m³/d，ZK3 降深 9.62m，涌水量 1054.1m³/d，另外在区外分布规律亦是如此，如 WK6 降深 10.32m，涌水量 968.41m³/d，XK6 降深为 11.04m，涌水量为 1125.8m³/d。

3）较弱富水区：区内大面积分布，主要为河道两侧至分水岭，远离主河谷区其地下水补给条件变差，地下水循环弱。

评价区白垩系洛河组含水层涌水量一览表见表 6.1.5-5。

表6.1.5-5评价区白垩系洛河组含水层涌水量一览表

钻孔编号	钻孔位置	含水层代号	试段深度/m	含水层厚度/m	静水位/m	降深/m	涌水量/m³/d
ZK1	志丹县顺宁镇苏阳湾村	K1l	310.80-654.55	343.75	201.85	21.05	825.1
ZK2	志丹县顺宁镇刘坪村	K1l	109.50-311.35	201.85	8.48	21.19	2746.0
ZK3	志丹县顺宁宋庄	K1l	142.00-519.35	377.35	85.32	9.62	1054.1
Z6	志丹县顺宁	K1l	108.82-51.85	243.03	46.54	3.78	188.35

志丹评价区水文地质剖面见图 6.1.5-9。

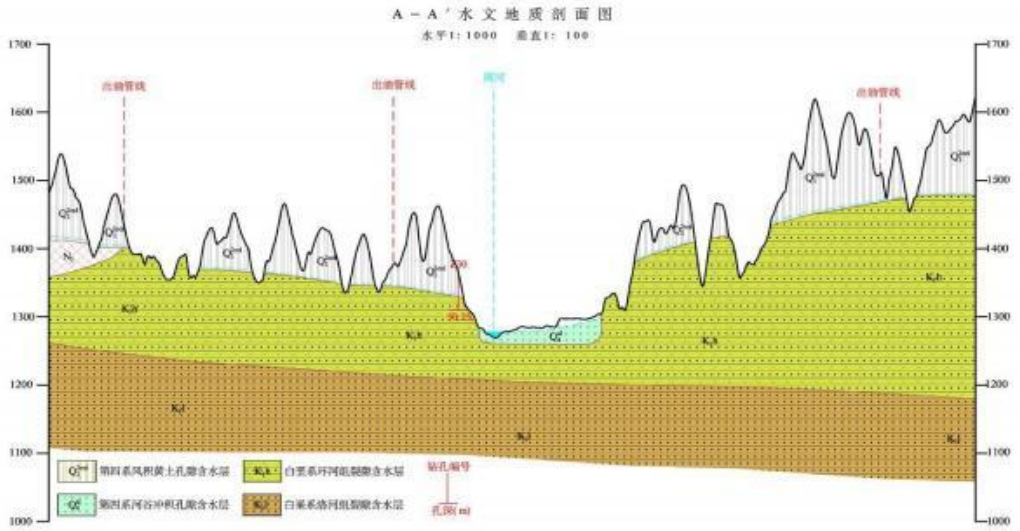


图6.1.5-9　志丹评价区A-A’水文地质剖面图

（4）地下水的补给、径流和排泄

①地下水补给

第四系黄土层潜水：第四系松散层地下水包括黄土层潜水、河谷冲积层潜水，其中黄土层潜水直接接受大气降水补给，河谷冲积层潜水除接受降水补给外还有地表水和周边基岩浅层裂隙水补给。另外，农灌区第四系地下水接受灌溉入渗补给。

白垩系环河组：大气降水入渗构成了环河组地下水的主要补给来源，其次为第四系地下水越流、河流渗漏、小面积田间灌溉入渗、洛河组地下水的顶托补给。大

气降水入渗主要集中分布在各大小河流之间，其中在靠近白于山、子午岭及其余二级分水岭一带，受N2泥岩、Q2粘土分布的影响，补给条件较差，而向分水岭两侧该地层逐渐侵蚀尖灭，黄土垂直节理发育，有利于降雨的垂直入渗补给。其次河道入渗补给构成了环河组地下水另一补给源，由于该系统地处黄土高原山区，受河道切割，地形支离破碎，环河组在河道中大多切割裸露，可直接接受补给。另外在河谷区分布少量漫滩地，灌溉入渗补给构成了区域地下水的补给源之一。

白垩系洛河组：洛河组地下水主要补给源可按地质条件分为两类，一为环河组分布区（即白垩系双层结构分布），该分区地下水主要接受上覆含水层垂向渗入，二为仅洛河组裸露区降水、河道入渗补给，因该分区多靠近河流中下游，地层结构单一，多覆盖于第四系马兰黄土层之下，局部少量分布N2泥岩、Q2粘土，易接受降水补给，另外在河流切割裸露区地下水水位低于地表水水位时，接受河道入渗补给，因该地层主要为砂岩，地表水主要通过地层孔隙入渗补给进入地下水，局地有少量构造裂隙传导。

②地下水径流与排泄

第四系黄土潜水含水层：黄土层潜水在各补给汇水范围内获得补给后，短途径流至就近各沟源以泉水或渗流溢出形式排泄；河谷冲积层潜水一般顺河流方向排泄于河谷。

白垩系环河组：地下水径流方向和循环深度在盆地尺度受控于白于山、子午岭。浅层环河组地下水流向与地表水系基本一致，由于其埋深浅且易于接受大气降水补给，其径流形态受到勘察区各大小河流控制，整体表现为接受补给后就近河谷两侧排泄，径流途径总体上由子午岭向延河—洛河径流。中循环地下水自白于山、子午岭向东南径流，最终排向延河、洛河、葫芦河和沮河。白垩系洛河组：洛河组地下水排泄主要有以下两部分，一是在洛河等较大河流中下游，地下水位高于地表水，形成地下水集中排泄带；二是人工开采排泄，该地层在深埋区其开采类型较为简单，主要为石油工业水源井和各乡镇、县城集中供水井开采，开采较为集中，且开采量大，在地层浅埋区及裸露区其开采对象为各类用水需求，包括城镇、县城、工业区集中供水、农村居民及牲畜生活用水、局部灌溉用水等。

（5）地下水动态特征

白垩系环河组：白垩系环河组主要由大气降水入渗、河流入渗补给，但由于含水层厚度、水位埋深等不同，因此其动态变化各异，区域上可以总结为两种类型，

一种是波动型，该类型呈现无规律的波动，但水位基本保持平稳，如顺宁、旦八、金汤村、走马台动态监测孔，一般变化幅度为0.5～1.0m，另一种为波动下降型，该类型主要受集中开采影响，地下水水位呈现逐年下降趋势。

白垩系洛河组：白垩系洛河组在隐伏区主要受到上覆含水层径流补给及侧向径流补给，动态特征一般较为稳定，仅局部集中开采区出现较为明显的变化特征，另外在洛河组裸露区呈现出波动型、波动下降型。

（三）靖边区域

（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：第四系裂隙孔隙含水层、白垩系环河组、洛河组碎屑岩类裂隙含水层。其中下白垩系洛河组碎屑岩裂隙水是评价区内重点含水层。各含水层富水性特征详述如下：

a 第四系松散岩类裂隙孔隙含水层

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。

b 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100m3/d。总体而言该含水层为弱富水性，但因沟谷内环河组地层普遍有出露，水位埋藏相对较浅，该含水层仍然是该地区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。

c 白垩系洛河组碎屑岩类裂隙含水层

该含水层在评价区内广泛分布，隐伏于环河组地层之下，在新城乡西南至黑龙沟附近以及梁岔至桑树坪村水流切割较深处均有出露，黑龙沟以南则埋藏于第四系

之下。评价区内白垩系洛河组碎屑岩地下水类型为潜水-承压水。含水层为棕红色、紫红色细砂岩为主，夹中粗粒砂岩及泥岩透镜体，厚度 200～260m，含水层顶板埋深 40～160m，水位埋深 60～180m，涌水量 540～1285m3/d，单位涌水量 69～267m3/d.m，渗透系数 0.37～1.00m/d，富水性中等，地下水矿化度小于 500mg/L。

综上所述，评价区内第四系松散岩类孔隙水、白垩系环河组、洛河组碎屑岩裂隙水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，因此本次地下水环境影响评价工作重点对这三个含水层地下水进行分析和评价。

调查评价区水文地质图见图 6.1.5-10，水文地质剖面图见图 6.1.5-11。

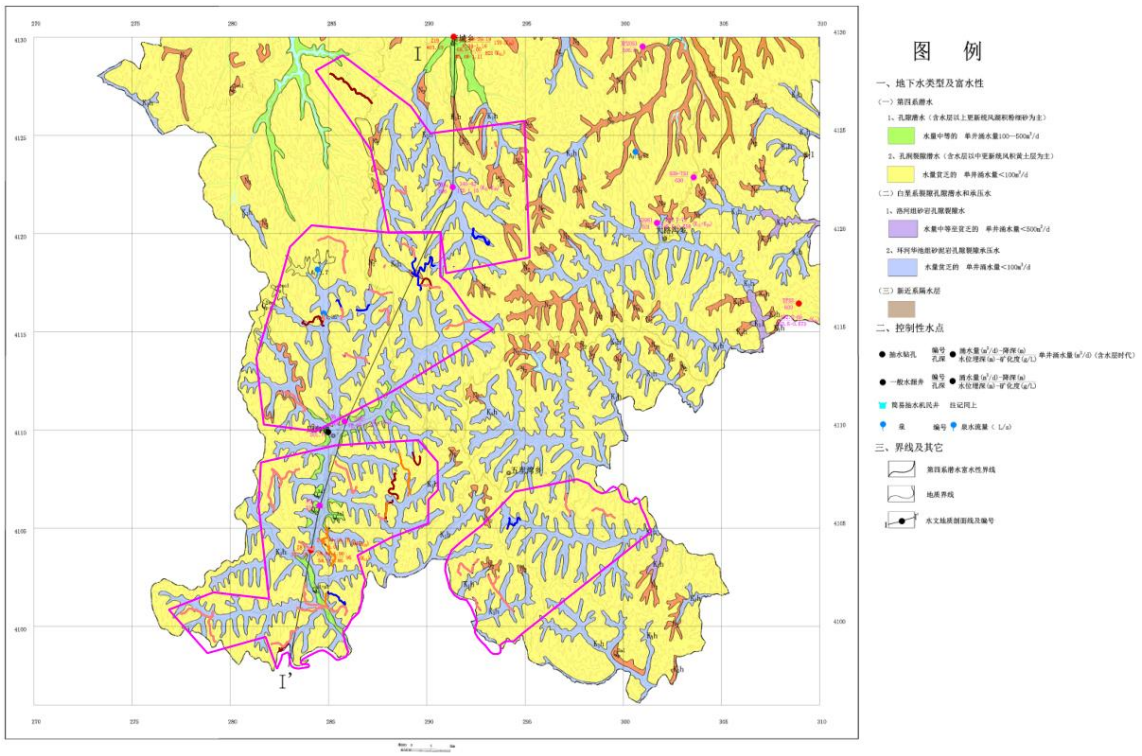


图6.1.5-10　靖边调查区水位地质图

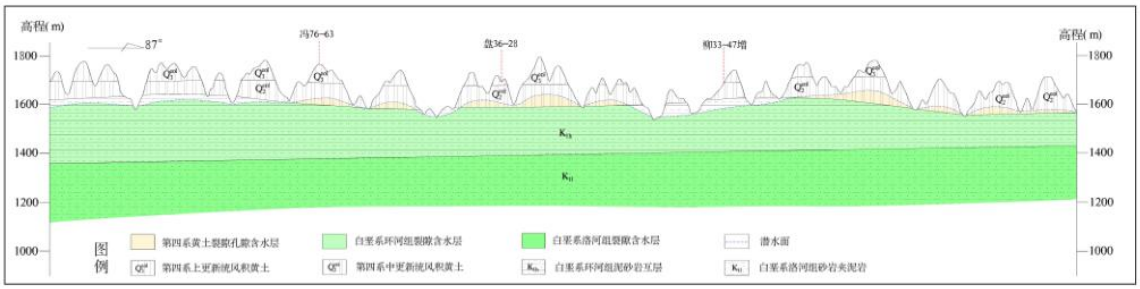


图6.1.5-11　靖边水文地质剖面图

（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，仅在五里湾乡镇府附近有人工开采；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。

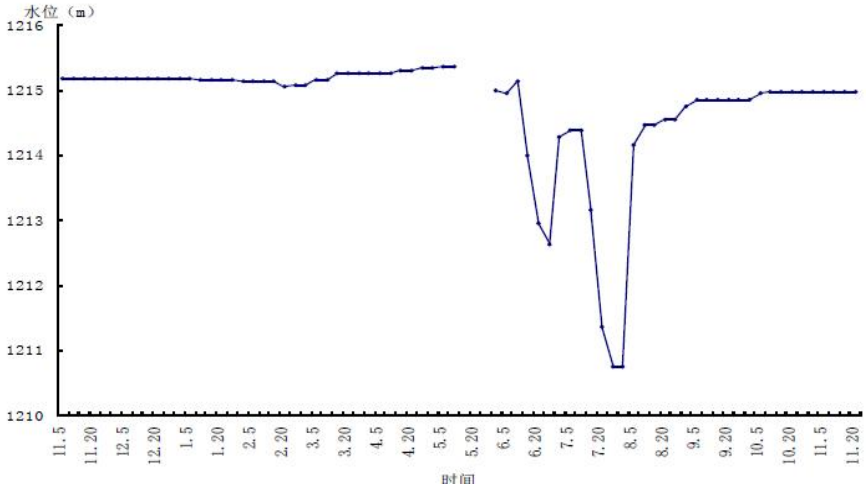


图 6.1.5-12 白垩系对下水动态变化曲线

6.1.5.4 典型场地水文地质条件

本次产建工程涉及对吴起县的吴起作业区、新寨作业区、桐寨作业区以及志丹县的虎狼峁作业区、五里湾作业区共计 5 个作业区的井场、站场、管线工程。本次

评价对每个类型项目选取 1 个典型场地，对其评价范围内水文地质条件进行分析描述。

（1）柳 152-3 井场评价区水文地质条件

根据柳 152-3 井场所在区域石油开采井及水源井钻探结果，井场附近黄土覆盖层厚度约 70m，地下水主要分布在黄土层底部，埋深较大。根据《志丹幅 J-49-251:20 万区域水文地质普查报告》成果，项目场地第四系风积黄土潜水含水层岩性主要由灰黄色、浅黄色砂质黄土组成，质地疏松、大孔隙发育、具垂直节理，渗透系数约为 0.26～0.46m/d；白垩系环河组含水层岩性主要为棕红色长石砂岩、中细粒结构、铁钙质胶结、疏松，层理发育，渗透系数 0.18～0.31m/d，评价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南侧周河河谷排泄，水力坡度约为 0.006。

该井场评价区内在东北侧边界处出露新近系红土，岩性为棕红色泥岩、砂质泥岩，夹钙质结核，为第四系与白垩系含水层之间的隔水层，在评价区内其他区域该红土层缺失，上部第四系风积黄土含水层与下覆白垩系含水层之间无隔水层存在，水力联系密切。

项目场地内包气带地层厚度约 70m，岩性为第四系黄土，厚度均匀、连续性好，项目场地内包气带地层垂向渗透系数约为 0.311m/d，即 3.36×10^{-4}cm/s，防污性能为“弱”。

（2）典型管线（柳 154-01 扩降回压站至柳三脱集油管线）场地水文地质条件

该管线处于志丹县县城西北部，地貌类型为黄土梁峁区，根据区域和评价区内水文地质条件，该管线所在区域潜水含水层以第四系风积黄土层孔隙潜水含水层为主，在下游沟谷区分布白垩系洛河组裂隙潜水含水层。

①第四系风积黄土孔隙潜水含水层

该含水层岩性为中、晚更新世风积黄土，厚度 50～80m，地下水主要分布在黄土层底部，包气带厚度为 40～50m，岩性为粉土质黄土状亚砂土，根据《志丹幅 J-49-251/20 万区域水文地质普查报告》，管线工程评价区内第四系黄土潜水含水层渗透系数约为 0.31～0.38m/d，主要接受大气降雨入渗的垂向补给及侧向径流补给，以侧向径流的方式向下游沟谷排泄，地下水流向整体由西北向东南径流，水力坡度约为 0.006~0.010。

参考柳三脱现有管线占地范围内包气带渗水试验，试验计算结果显示包气带地层垂向渗透系数约为0.3991m/d，即4.62×10^{-4}cm/s，防污性能为“弱”。

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——环内的稳定渗入水量（cm^3/s）；

F——试坑（内环）渗水面积（cm^2）。

表6.1.5-6渗水试验计算成果表

试点	内环面积w(cm^2)	稳定渗水量Q(cm^3/min)	渗透系数k（cm/s）	表层岩性
保3扩至新柳8增	1133.5	31.42	4.62×10^{-4}	粉土

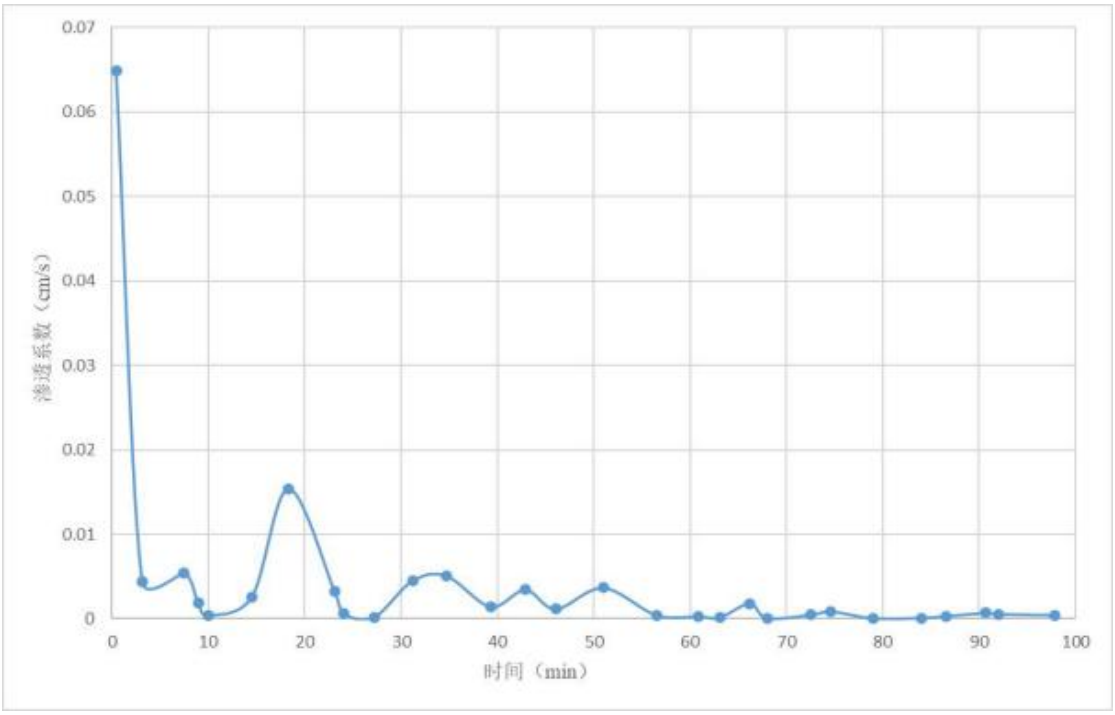


表6.1.5-7包气带防污性能

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	本项目管线所在区域平均包气带厚度约40～50m，分布连续稳定，且单层厚度≥1m。包气带垂向渗透系数约4.62×10^{-4}cm/s，综上判定评价区包气带防污性能为“弱”。
中	0.5m≤Mb<1.0m，K≤1.0×10^{-6}cm/s，且分布连续、稳定 Mb≥1.0m，1.0×10^{-6}cm/s<K≤1.0×10^{-4}cm/s，且分布连续、稳定	
弱	岩（土）层不满足上述“强”和“中”条件	
Mb：岩土层单层厚度。K：渗透系数。		

②白垩系洛河组裂隙潜水含水层

根据管线所在区域石油开发水井及水源井钻探结果，在河流沟谷区地下水主要发育在碎屑岩裂隙孔隙中，受裂隙发育程度的影响较大，管线工程所在地白垩系洛河组含水层岩性为白垩系洛河组中细砂岩，含水层渗透系数约为0.2～1.0m/d。区内地下水主要接受大气降雨入渗的垂向补给，以侧向径流的方式由黄土梁峁区向河流沟谷区排泄，整体由西向东径流，水力坡度约为0.002~0.004。

（3）典型站场（旗15增）场地水文地质条件

①水文地质条件

旗15增位于吴起县城西北方向12km处，场地所在位置属于黄土梁峁区，场地评价范围内地下水含水层类型主要为第四系风积黄土孔隙潜水含水层、白垩系环河组裂隙潜水含水层。根据站场周边地层分布情况，该场地表层黄土覆盖层厚度约为70～90m，场地内大部分区域地表为黄土覆盖层，两侧沟谷内可见白垩系碎屑岩出露，因此地表出露含水层为第四系风积黄土孔隙潜水含水层与白垩系环河组裂隙潜水含水层两种类型。第四系风积黄土孔隙潜水含水层地层岩性参数与项目所在区域黄土地层基本一致，主要为褐黄色风积黄土，富水性较差。本次重点对该典型场地中白垩系环河组裂隙含水层水文地质条件进行描述如下：

在黄土梁峁区，地下水主要分布在黄土层底部，埋深较大；在河流沟谷区，地下水主要发育在碎屑岩裂隙孔隙中，受裂隙发育程度的影响较大。根据《陕西省延安市吴起县地下水勘察报告》成果，项目所在地白垩系环河组碎屑岩裂隙含水层渗透系数一般在0.18～0.31m/d。区内地下水主要接受大气降雨入渗的垂向补给，以侧向径流的方式由黄土梁峁区向河流沟谷区排泄，整体由西向东径流，水力坡度约为0.005~0.008。

②抽水试验

本次调查收集到《陕西省延安市吴起县地下水勘察报告》中吴起县新寨乡WK7~WK9钻孔抽水试验成果表。WK7钻孔位于吴起县新寨乡榆树台村，WK8钻孔位于新寨乡乡政府东侧，距本项目场地位置较近，抽水试验试段含水层为白垩系环河组裂隙含水层，抽水试验计算结果见表6.1.5-8。

表6.1.5-8 WK7~WK9抽水试验结果表

钻孔编号	含水层时代	降深（m）	涌水量（m^3/d）	渗透系数K（m/d）
WK7	K1h	30.72	1060.8	0.21

		16.84	719.97	0.23
		9.78	358.56	0.18
WK8	K1h	10.9	815.96	0.31
		8.05	546.22	0.27
		4.88	336.48	0.25
WK9	K1h	53.89	737.05	0.07
		41.33	485.57	0.06
		34.3	254.88	0.03

③包气带防污性能

根据旗 15 增及周边历史钻探调查结果，旗 15 增下部黄土覆盖层厚土从 70m～90m 不等，受地形地貌、位置的不同变化较大，包气带岩性主要为粉土。根据在附近站场吴二联内进行的一组包气带渗水试验可知，项目场地内包气带地层垂向渗透系数约为 0.0934m/d，即 1.081×10^{-4}cm/s，防污性能为“弱”。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——环内的稳定渗入水量（cm^3/s）；

F——试坑（内环）渗水面积（cm^2）。

表6.1.5-6渗水试验计算成果表

试点	内环面积w（cm^2）	稳定渗水量Q（cm^3/min）	渗透系数k（cm/s）	表层岩性
薛五增压站	1017	6.59	1.081×10-4	粉土

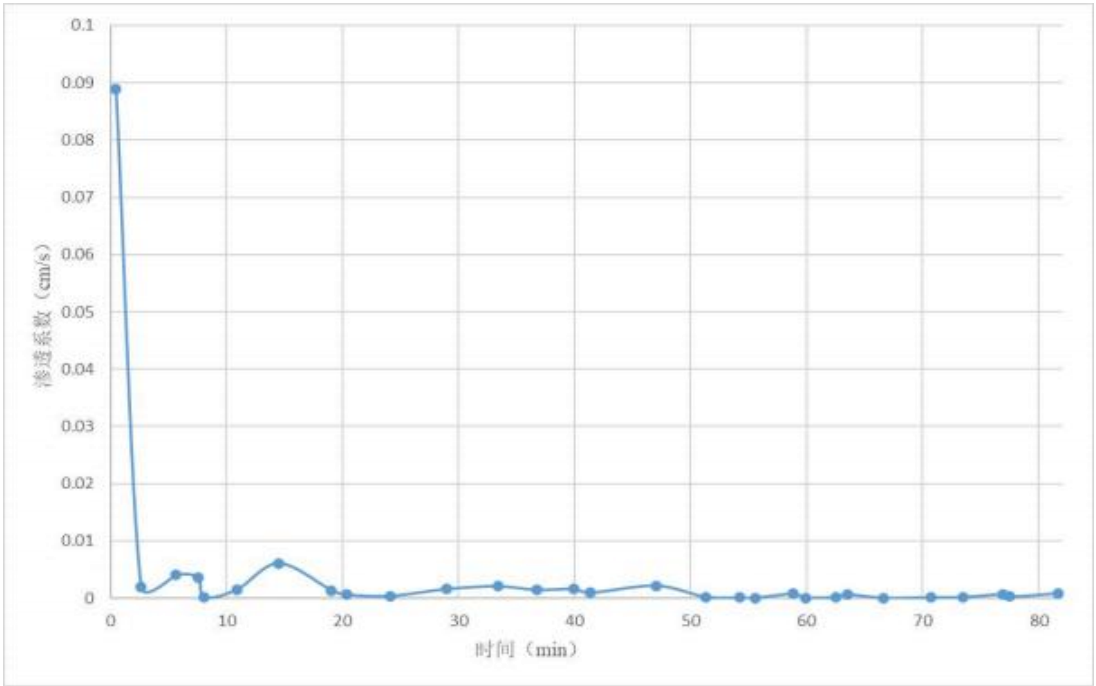


表6.1.5-7包气带防污性能

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	本项目场地平均包气带厚度约70～90m，分布连续稳定，且单层厚度≥1m。包气带垂向渗透系数约1.081×10^{-4}cm/s，综上判定评价区包气带防污性能为“弱”。
中	0.5m≤Mb<1.0m，K≤1.0×10^{-6}cm/s，且分布连续、稳定 Mb≥1.0m，1.0×10^{-6}cm/s<K≤1.0×10^{-4}cm/s，且分布连续、稳定	
弱	岩（土）层不满足上述“强”和“中”条件	
Mb：岩土层单层厚度。K：渗透系数。		

6.1.5.5 地下水开发利用现状

（1）延安区域开发利用现状

本次评价的区块位于延安市志丹县、吴起县。根据《延安市水资源综合规划》，本次评价区块供水工程包括地表水供水工程和地下水供水工程，地下水供水中浅井供水层位为第四系松散层含水层，水位埋深较浅；深井供水层位为白垩系裂隙孔隙含水层，含水层埋深 300～500m。当地居民生活水源中地下水占比例较大。

项目产能建设区域人口居住分散，交通不便，经济发展相对落后。居民生活及公共用水通过自来水厂提供，供水水源为大树梁水源保护区、玉皇庙水源保护区、志丹县城水源保护区、王瑶水库地表水。山区水源工程较少，调控能力差，居民用水困难，农村供水总体水平不高。农村人畜饮水主要采取小高抽、机井、大口井、水窖等形式，以地表水和浅层地下水（主要开采第四系潜水层，部分开采洛河组潜水层和侏罗系顶部风化裂隙带潜水）为水源。川地大棚灌溉一般是利用泉水自流灌溉或利用河水打大口井建小高抽解决，梁峁区的耕地多为旱地，无灌溉设施。深部地下水开发（深井开采）主要用作油田回注水。长庆油田第一采油厂、第四采油厂、长庆油田镰刀湾项目组、延长油田杏子川采油厂主要开采洛河组含水层作为回注水源，是油区最主要的地下水开发利用部分。区域内居民生活水源中取用地下水占比例较大，总体来说，该区域地下水开发利用已具有一定规模，其中居民生活用水主要依靠浅层地下水，而深层地下水的开发利用主要为工业用水。

吴起志丹县城供水、农村人畜饮水、农业灌溉用水主要依靠地表水与浅层地下水，深部地下水的开采用于油田回注用水。

区域内居民生活水源中取用地下水占比例较大，总体来说，该区域地下水开发利用已具有一定规模，其中居民生活用水主要依靠浅层地下水，而深层地下水的开

发利用主要为工业用水。

（2）靖边区域开发利用现状

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，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。二是中部梁昴涧地区，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6.1.5-8。

表6.1.5-8 评价区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
含水层	洛河组	面积（km^2）
新城乡	4.05	323.50
周河镇	3.04	282.40
五里湾	4.52	298.20

6.1.5.6 区域污染源

据调查，评价区内主要是工业、生活污染源和农业、牧业及养殖业污染源。

区内主要包含工业企业为石油开采企业以及石油开采行业配套的措施作业废水处理站及钻井泥浆岩屑填埋场。石油开采企业包含延长石油吴起采油厂、志丹采油厂、长庆油田第八、第九和本项目建设单位第三采油厂，石油开采过程及脱水、集输、固废暂存等都会对地下水环境产生一定的影响；措施作业废水处理及钻井泥浆

岩屑填埋过程处理不当也会对地下水产生污染影响，且上述企业产生的污染影响因子与本项目一致，主要为石油类。

区内人口分散居住，基本无生活污水处理设施，生活类污染行为是地下水污染源之一。区内农业耕作过程中，化肥使用会成为地下水污染源，另外区内羊、猪、大家畜等数量较多，这也是地下水污染源之一。生活污染源及农业耕作养殖污染因子主要为 COD 和氨氮。

6.1.6 区域生态敏感区调查

6.1.6.1 水源保护区

本项目开发区域位于延安市吴起县和志丹县，根据陕西省生态环境厅《关于同意延安市红庄水库等 4 个饮用水水源保护区划分方案有关意见的函》（陕环水体函〔2019〕13 号）、《关于延安市王瑶水库饮用水水源保护区调整方案有关意见的函》（陕环污防函〔2018〕88 号）和《吴起县县城集中式饮用水水源保护区划分技术方案》，吴起县目前批复的饮用水水源保护区 2 个（批复文号均为：陕环水体函〔2019〕13 号），为宁赛川流域的薛岔水源保护区、乱石头川流域的大树梁水源保护区，规划的水源地有 4 个，为乱石头川流域的玉皇庙水源保护区、二道川流域的梁南沟水源保护区、吴水口水源保护区以及吴起县县城水源地保护区，上述 6 个水源保护区中薛岔水源保护区和吴起县县城水源保护区为地下水水源保护区，其余为地表水水源保护区；志丹县水源保护区主要为志丹县城水源保护区（批复文号：陕环水体函〔2019〕13 号）、王瑶水库水源保护区（陕环污防函〔2018〕88 号）以及顺宁镇水源保护区，其中王瑶水库水源保护区为地表水水源保护区，其余为地下水水源保护区。

根据初步的调查分析，二道川流域的梁南沟水源保护区、吴水口水源保护区位于二道川右岸流域，与本次新寨吴起开发区域相距较远且相隔了二道川左岸和头道川右岸两个水文地质单元，本次开发区域与梁南沟水源保护区、吴水口水源保护区不在一个水文地质单元，（见图 6.1.6-1），因此本次评价不再介绍梁南沟水源保护区、吴水口水源保护区。

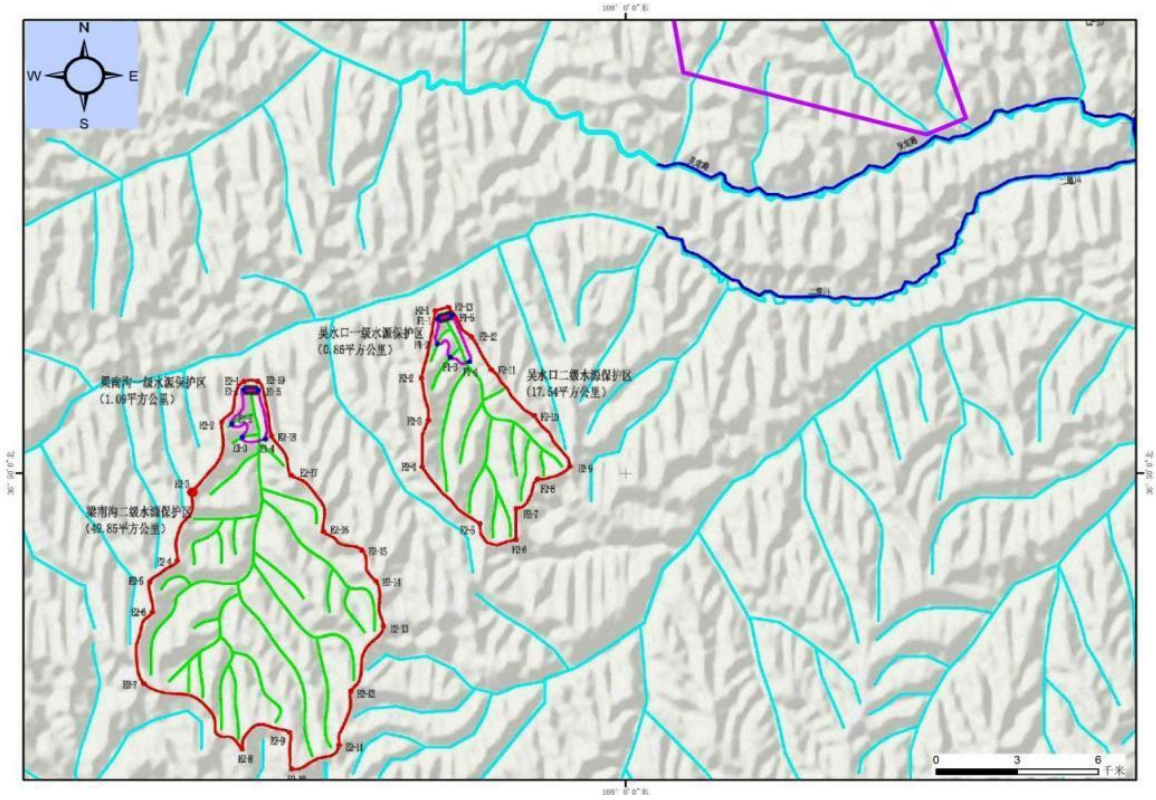


图 6.1.6-1 本次产建工程与梁南沟水源保护区、吴水口水源保护区位置关系示意图

（1）大树梁水库水源保护区

大树梁水库位于吴起县吴起街道办侯岔村梁台村沟口上游 380m 处，所在水系属于北洛河一级支流乱石头川的支流李河流域，水源保护区的划分如下：

一级保护区范围边界：

水域：取水口以上 0.98km 以内的水域范围。

陆域：河道左岸陆域以公路为准，即公路内边线为一级保护区陆域的外边界，河道右岸陆域范围为向外延伸 200m 距离，未超过流域分水岭。

二级保护区范围边界：

左右两侧以沟道山脊线为界限，上游以坝址以上 1.98km 范围为界（可取 2.0km）。

大树梁水库蓄水池及配套引水设施保护区范围：

①蓄水池保护范围划定

蓄水池为两组，容积分别为 1.4 万 m^3，因蓄水池目前已经形成，右岸靠近公路，左岸靠近河流及山体，按照实际地形情况，两侧只有 30m 左右的范围，考虑到蓄水池来水均为上游坝址来水，中间除管道进出水口外，其余四周均没有与外界污染源接触，属固定区域，且水面基本保持不变，因此最终将蓄水池四周 30m 范围划定为

保护区范围，可按照一级保护区进行对待。

②大树梁水库坝址到蓄水池之间用管线连接进行引水，总长度1.2km，因管线均为地埋，右岸靠近公路，左岸靠近河道及山体，量测范围有限，污染可能性较小，因此，将根据实际地形进行划定，通过现场调研，最终将管线量测30m范围作为保护区范围，可按照一级保护区进行对待。

根据查阅的资料与现场踏勘情况，本项目涉及的新寨吴起开发区域位于北洛河一级支流头道川左岸支流大畔沟和寺沟流域，项目与北洛河一级支流乱石头川支流李河流域的大树梁水源保护区不在同一流域，项目开发区域与大树梁水源保护区位于头道川和乱石头川流域分水岭的异侧，新寨吴起开发区域的实施对大树梁水库水源保护区没有影响。本次产建工程中与大树梁水库水源保护区最近的单体工程为吴一联管线，最近距离8.6km。综上所述，本次产建工程内容均不涉及大树梁水库水源保护区。本次产建工程与大树梁水库水源保护区位置关系示意图见下图6.1.6-2。

（2）玉皇庙水库水源保护区

玉皇庙水库位于吴起县吴仓堡乡与新寨乡交界处。所在水系属于北洛河一级支流乱石头川的支流黑刺沟流域，水源保护区的划分如下：

一级保护区范围边界：

水域：取水口以上0.98km以内的水域范围。

陆域：河道左岸陆域以公路为准，即公路内边线为一级保护区陆域的外边界，河道右岸陆域范围为向外延伸200m距离，未超过流域分水岭。

二级保护区范围边界：

左右两侧以沟道山脊线为界限，上游以坝址以上2.0km范围为界。

根据查阅的资料与现场踏勘情况，本项目涉及的新寨吴起开发区域的产建工程位于北洛河一级支流头道川左岸支流大畔沟和寺沟流域，项目与北洛河一级支流乱石头川支流黑刺沟流域的玉皇庙水库水源保护区不在同一流域，新寨吴起开发区域的实施对玉皇庙水库水源保护区没有影响。综上所述，本次产建工程内容均不涉及玉皇庙水库水源保护区。

（3）吴起县城水源保护区

吴起县城区供水主要依靠洛河组地下水，采用供水管井集水，深井潜水泵提水。供水机井深度一般为580～600m，单井出水量1000m^3/d，最大水位降深20m。吴起

县自来水公司建于1974年，现有深水井8眼，分别在净水厂、枣树湾、东园子、刘渠子，从下伏洛河组砂岩含水层取水。现有供水厂两处及水站一处，设计日综合供水能力0.82万m^3，实际日综合生产能力0.5万m^3，平均年供水量70万m^3。县城供水形成枝状供水管网，贯穿县城东西南北。县城水源地水源井位置见下图示。

根据《陕西省吴起县县城饮用水水源地保护区划》，该地下水水源地保护区范围为：以水源井单井为圆心，半径为30m的圆形范围。

吴起县城水源地B1-1水源井距离新寨吴起区域产建工程最近，距离最近的产建工程为吴一联，距离6.1km，远大于水源井的30m保护范围，且综上所述，本次产建工程实施范围不涉及吴起县城水源保护区。

（4）志丹县城水源保护区

志丹县县城集中式饮用水水源地保护区属志丹县保安街道办事处所辖，位于县城所在地，东武沟村至灵黄地台社区之间分散布设，共有水源井11眼，其中废弃老旧井一眼（2#水源井），剩余10眼水源井配套设施完整，使用正常。目前，有8眼水源井同时全天运行供水，2眼备用（8#、9#），日供水量8200m^3，保证县城6万人生活用水。

依据陕西省生态环境厅2019年3月29日下发的《陕西省生态环境厅关于同意延安市红庄水库等4个饮用水水源保护区划分方案的有关意见的函》，志丹县现有的10口水源保护区以水源井为中心6.91m为半径的圆形区域，以及相对应的蓄水池区域。

志丹县城水源保护区位于周河流域的东武沟下游区域，水源保护区所设的10口水源井中8#东武沟水源井与志丹区域距离最近。8#水源井与本次产建中距离最近的单体工程为柳152-3注水管线，距离3.04km，远大于其保护距离6.91m。综上所述，本次产建工程实施范围均不涉及志丹县县城集中式饮用水水源保护区。

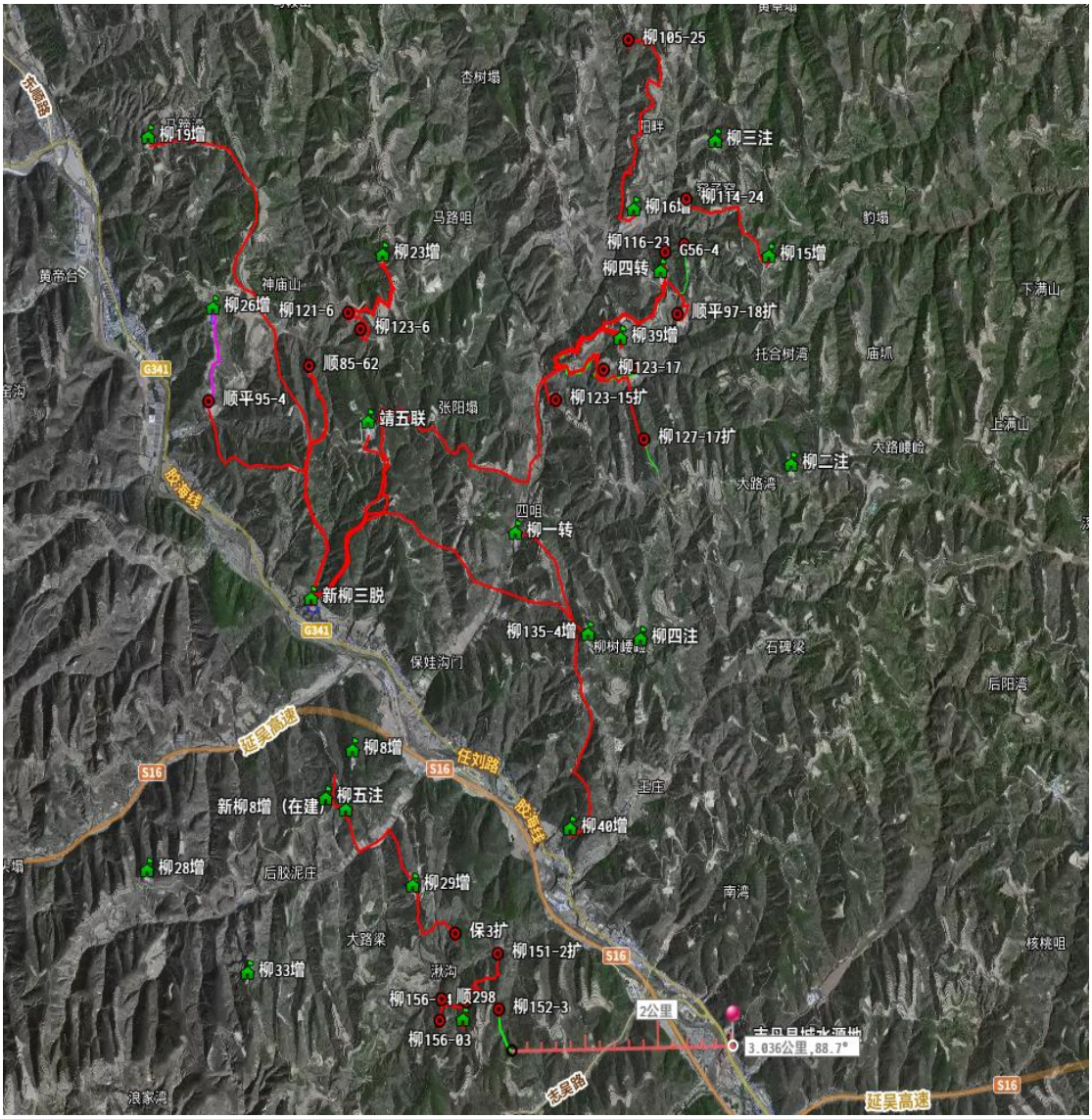


图6.1.6-2 本次产建工程与志丹县城水源保护区位置关系示意图

（5）王瑶水库水源保护区

王瑶水库位于陕西省安塞区延河支流杏子河中游，控制流域面积 820km^2，总库容 2.03×108m^3，死库容 120×104m^3，滞洪库容 6250×104m^3，以给延安市供水为主，兼有防洪、灌溉等任务，水域功能为II类。水库下游 65km 为延安市。王瑶水库供水工程于 1972 年底建成，设计日供水能力 5×10^{4}m^3，年平均供水量为 1510×10^{4}m^3，现在实际日供水量为 3.23×10^{4}m^3，年供水为 1051×10^{4}m^3。

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

①一级保护区范围

水域：水库多年平均水位（1176.08m）对应高程线以下的全部水域，面积

3.270km^2。

陆域：一级保护区水域外延 200m，东起上坝公路外缘，西至 2 号码头西 200m 处，南至陈家湾，北到河家沟的陆域范围，面积为 5.874km^2。

②二级保护区

水域：一级保护区上溯 4000m，杏子河上溯至吕川村下游 500m，岔路川河至前瑶沟口处，宽度为多年平均水位对应的高程线以下的水域，面积为 0.926km^2

陆域：一级保护区向外延伸 4000m 但不超过分水岭范围，东至大坝下游 300m 处，西至吕川村下游 500m 处，北至岔路川前瑶沟口处，二级保护区陆域面积为 53.548km2。

③准保护区

一、二级保护区以外至延安市志丹县与榆林市靖边县交界处的流域范围，下游至水库泄洪洞出口以下 100m 河道范围，准保护区面积为 528.27km^2。

根据《延安市城区饮用水源王瑶水库保护区环境保护管理办法》，准保护区内禁止新建、扩建石油等有污染的开发项目。现有的排污单位和生产设施必须实行清洁生产和污染物排放总量控制，将生产中的废弃物及时运出保护区处理，现有的油、气井必须按照《延安市清洁文明油井建设标准》进行限期治理。

本次产建工程分布在北洛河流域，产建工程井场、站场选址不涉及王瑶水库饮用水源保护区所在的延河一级支流杏子川流域，产建工程位于周河流域和杏子川流域分水岭西侧，本次产建工程距离准保护区最近距离 165m，为柳 105-25 井场。本次产建工程中柳 114-24 至柳 15 增管线隐患治理有部分管线位于王瑶水库准保护区内，此管线为原有管线，因年久失修，存在泄漏风险，本次更换管线可防止管线泄漏引发污染事故发生，符合准保护区内禁止新建、扩建石油等有污染的开发项目。本次产建工程与王瑶水库水源保护区位置关系示意图见图 6.1.6-3。

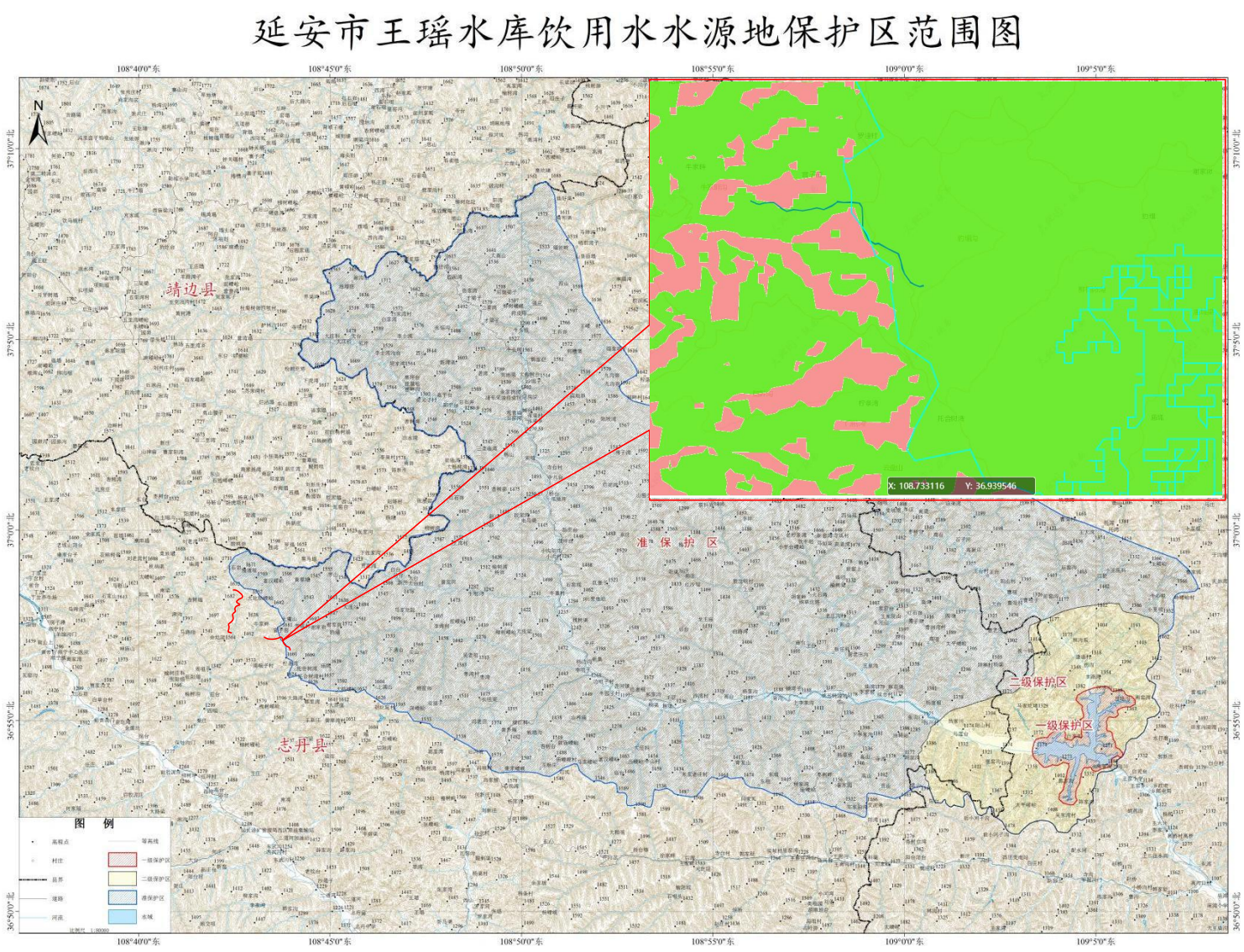


图 6.1.6-3　产建工程与王瑶水库水源保护区位置关系示意图

（6）顺宁镇水源保护区

顺宁镇水源井由高家湾村小组和顺宁村小组两眼水源井，两眼井交替使用，远期供水规模 300m^3/d，现状供水规模为 180m^3/d，主要服务顺宁镇高家湾村小组和顺宁村小组居民及机关单位，现状服务人口约 1200 人。

顺宁村小组水源井坐标为：东经 108°37′36.66″，北纬 36°57′18.85″，井深 300m，为无塔供水工程，水源地建 200m^3 蓄水池一个，属自动化供水。

高家湾村小组水源井其坐标为：东经 108°37′53.52″，北纬 36°56′53.99″，井深 160m，供水方式为高位水池自流供水，山坡建 150m3 和 80m³两个高位水池，用水泵抽到高位水池，然后自流至用户。

目前顺宁镇下属的两座村庄另有两眼水源井正在规划中，未建设，水源井分别位于四咀附近（108°42'10.49"，36°55'39.59"）和康台子村附近（108°38'13.53"，36°59'18.38"）。

顺宁镇集中式饮用水源井均未审批，且顺宁镇下属的两座村庄的源井还在规划中，暂时未给出准备的保护区范围。根据《饮用水水源保护区划分技术规范》（HJ/T338-2018），农村地下水水源保护区范围为以取水点为中心，径向距离不小于 50 米，因此本次评价将上述地下水水井的保护范围均设置为 50 米。

根据调查，上述 4 口水源井中与本次产建工程最近的为四咀水源井，距离最近的单体工程为柳 100-28 降回压站至柳三脱外输管线，最近距离 465.28m，远大于设定的 50m 保护范围，综上所述，本次产建工程内容均不涉及顺宁镇水源保护区。本次产建工程与顺宁镇水源保护区位置关系示意图见下图。

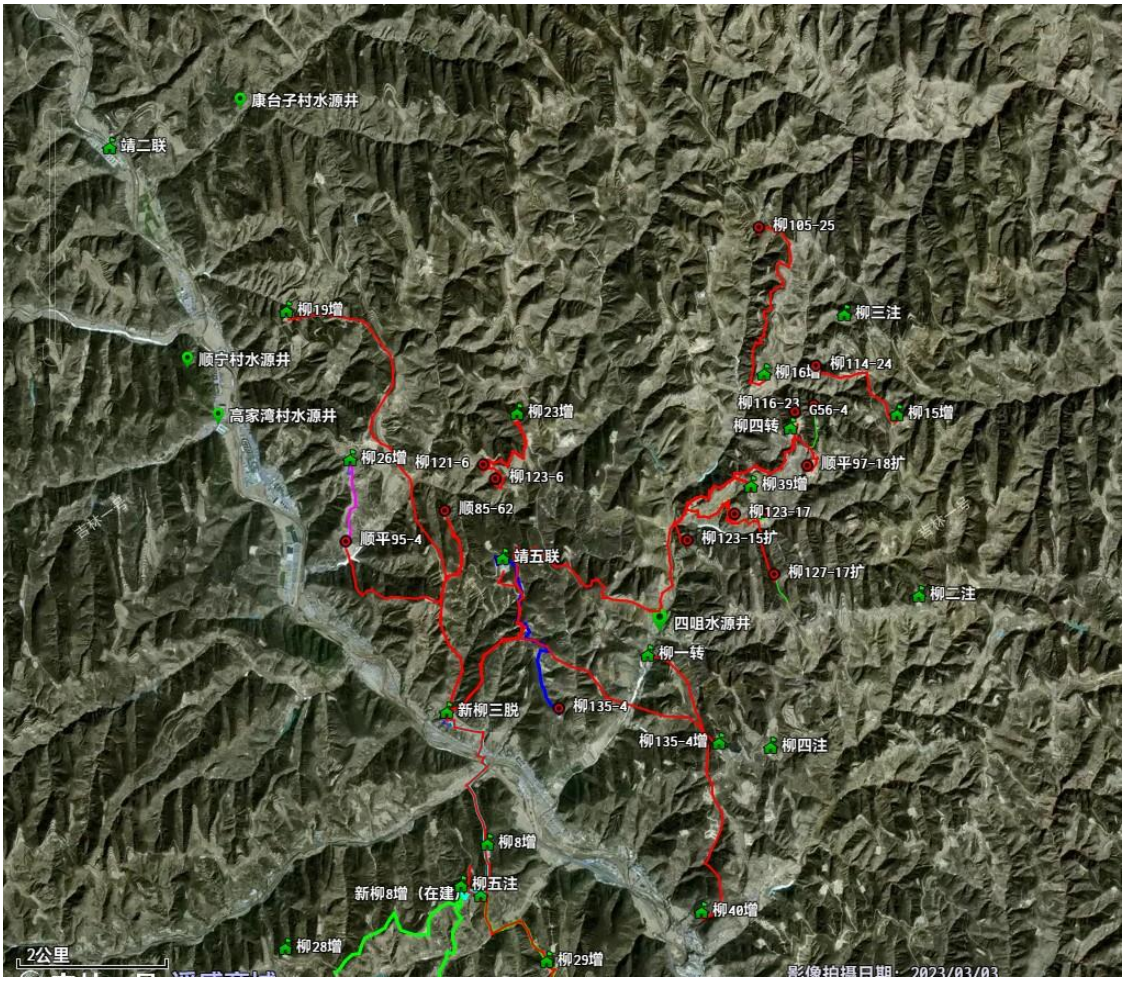


图6.1.6-4　本次产建工程与顺宁镇水源保护区位置关系示意图

6.1.6.2 森林公园

根据资料收集和现场踏勘，项目开发区域内分布有森林公园 1 个，全名为吴起县退耕还林森林公园，该森林公园为陕西省林业局于 2007 年批复成立的省级森林公园（陕林字〔2007〕660 号）。

吴起县退耕还林森林公园以县城为中心向外延伸，总面积 100 平方公里，主要由大吉沟森林公园、退耕还林展览馆、一阁七亭仿古建筑等 7 个功能区组成。一阁七亭仿古建筑分布洛河两岸，似北斗七星分布在银河两岸，寓意中国传统“法天象”的建筑设计理念，以效法天象，顺天意，得占山川地势之灵气，象征天时地利人和，体现人与自然和谐。大吉沟森林公园树种繁多，林草葱郁，景色宜人，一年四季免费开放，使游人在有限的空间中，领略和体会大自然带来的自由、清新和愉悦。

根据查阅的资料与现场踏勘情况，本项目实施的新寨吴起区域距离森林公园较近，位于吴起县退耕还林森林公园西北面，吴起新寨区域边界与森林公园距离 2.0km，项目的实施区域不涉及森林公园。项目与吴起县森林公园的位置关系见图 6.1.6-5。

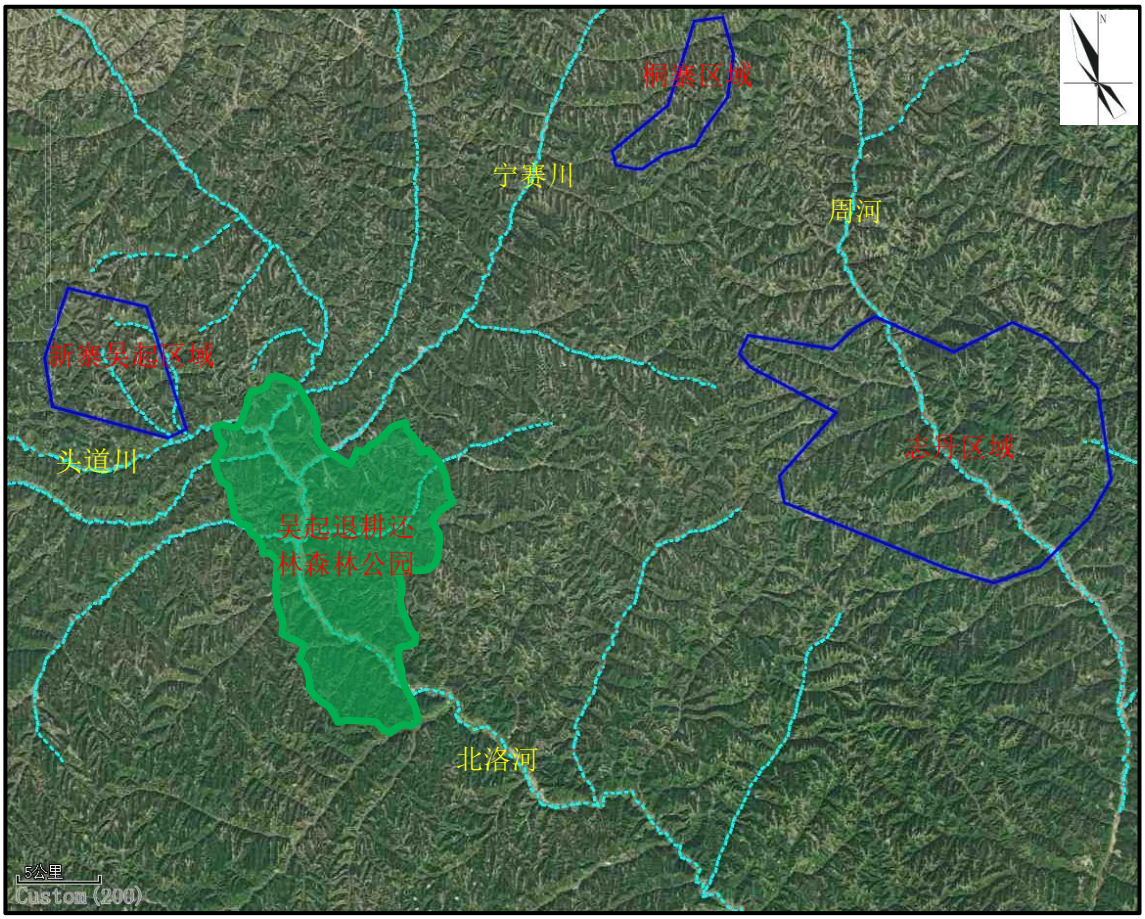


图 6.1.6-5　本次产建工程与吴起县退耕还林森林公园位置关系示意图

6.1.6.3 天然林

本次环评过程中咨询了延安市林业局，对于项目开发区域内的天然林分布进行了查询，根据查询结果及叠图分析可知，本次产建工程新增井场、站场选址均不占用天然林，仅志丹区域管线选址因地形限制管线施工临时占地占用少量天然林，根据比对分析，项目管线施工作业带临时占用天然林面积约 3.1135hm^2。

本次开发区域范围内天然林分布图见图 3.1.6-8。根据叠图分析，吴起区域施工作业带占用天然林约 0.891hm^2，主要为吴平 463-10 井场－旗 17 增出油管线、吴二联-吴平 463-10 井场采出水注水管线和吴二联-吴平 464-10 井场采出水注水管线施工作业带占用；志丹区域施工作业带占用天然林约 2.2225hm^2，主要为出油管线临时占用；桐寨区域两条隐患治理管线不涉及天然林。根据叠图分析开发区域中涉及天然林的管线布设均按照沿路铺设的原则进行布设，因区域地势沟壑遍布，道路两侧冲沟较多，冲沟区域布设管线风险较大，因此道路临近区域成为管线布设的唯一区域，使得区域布设的管线中有部分铺设段不得不占用少量天然林进行布设。

根据《陕西省天然林保护修复条例》规定，本项目管线临时占地区域不涉及原

始林区、国家公园、自然保护区、森林公园、风景名胜区、地质公园、世界自然遗产、重要湿地、饮用水水源保护区、荒漠化和水土流失严重地区的防风固沙林基干林带，因此临时占用的天然林属于天然林中的一般区域。在天然林中的一般区域未对输油管线做禁止类建设要求，因此本次评价认为项目管线在无法避让的情况下少量占用天然林是可行的。评价要求建设单位在施工前办理相关林业手续。

6.1.6.4 重要湿地

根据《陕西省人民政府关于公布陕西省重要湿地名录的通告》（陕政发〔2008〕34 号），北洛河湿地属于重要湿地，范围为从定边县白于山郝庄梁到大荔县沙苑沿北洛河至北洛河与渭河交汇处。包括北洛河河道、河滩、泛洪区及河道两岸 1km 范围内的人工湿地。

本项目涉及的志丹区域位于北洛河支流周河流域，桐寨区域位于北洛河支流宁塞川流域，均不涉及北洛河湿地，本项目新寨吴起开发区域南侧为北洛河头道川段，根据实地踏勘，此段河道的北侧河堤以上为吴定路，吴定路以北区域为山地，而北洛河湿地全部集中在吴定路以南的洪泛区内。本项目新寨吴起开发区域均位于吴定路北侧以北的山地上。新建井场、管线与北洛河的最近距离为 3684m，因此，本项目开发区域不涉及北洛河湿地。本项目新建井场、管线与北洛河湿地关系见图 3.1.6-6。

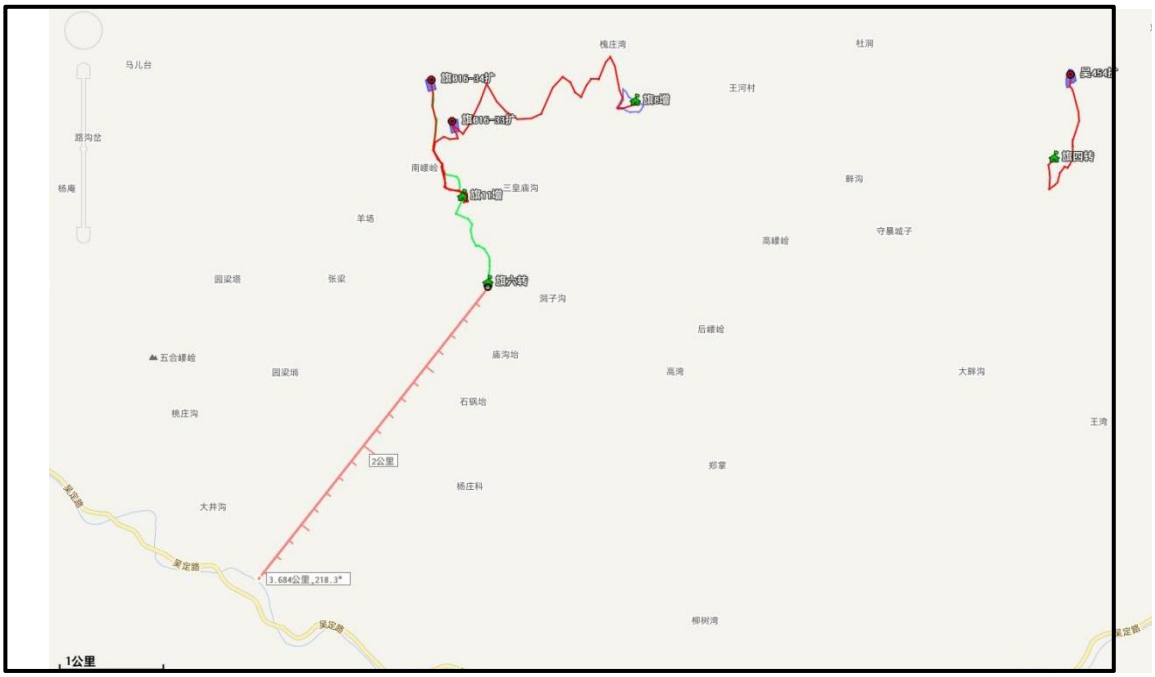


图 3.1.6-6　本项目新建井场、管线与北洛河湿地关系图

6.1.6.5 文物保护单位

根据现场踏勘及资料查阅，本项目开发区域内有文物保护单位 1 个，文物保护单位简介及其与本项目工程位置关系见表 6.1.6-1。

表6.1.6-1开发区域范围内文物保护单位情况表

名称	保护级别	年代	保护范围	位置	与本项目工程的位置关系
刘坪村中共中央党校旧址	陕西省文物保护单位	1936—1937年	东至刘珍平住宅西界，南至刘海元住宅北界，西至刘元贵住宅窑背，北至刘永江住宅南界。建设控制地带：东、南、北至A区外扩100米，西至A区外扩50米。	志丹县保安镇刘坪村	在志丹区域范围内，距离最近的单体工程为柳151-2扩井场，距离约1.5km。

上述文物保护单位建设控制地带范围最多为 100m，根据上表所述，本项目产建工程中与文物保护单位的最近距离为 1km，即本次产建工程选址均位于上述文物保护单位的保护范围以外，对上述文物保护单位基本没有影响。

6.2 生态环境现状调查

6.2.1 调查方法与调查范围

6.2.1.1 调查方法

采用现场调查、资料收集与卫星遥感影像解译相结合的方法，采用 3S 相结合的空间信息技术，进行地面类型的数字化判读，完成数字化的植被类型图和土地利用图，进行景观质量和生态质量的定性和定量评价。

（1）现场调查

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

（2）资料收集

收集《陕西植被》、《吴起县志》、《志丹县志》、《靖边县志》等资料。

（3）卫星遥感影像解译

①遥感信息源的选取

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

②卫星影像图的制作

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

③ 卫星影像解译技术要求

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

6.2.1.2 调查范围

本项目生态环境影响评价范围如下：井场、站场边界周围 50m 的区域；集输管线中心线两侧外延 300m 的区域。由于井场施工噪声对野生动物的影响范围一般在 200m 左右，为充分了解井场周边植被类型以及野生动物生境状况，本次生态调查范围在评价范围的基础上，外延至井场周围 300m 的区域。

经计算，本项目调查面积约 35.181872km^2。

6.2.2 生态系统调查

评价区所在区域包含以下生态系统类型：森林生态系统、灌丛生态系统、草地生态系统、湿地生态系统、农田生态系统、城镇生态系统。生态系统遥感解译特征见表6.2.2-1。评价范围内2025年生态系统类型面积统计见表6.2.2-2。

表6.2.2-1 生态系统类型及特征

生态系统类型	编号	解译标志
森林生态系统	11 阔叶林	遥感影像上呈深绿色、绿色散状树形斑块，具斑点状影纹，排列不规则，影像表面粗糙。
灌丛生态系统	21 阔叶灌丛	遥感影像上呈绿色、斑块，影像表面粗糙，树冠形态小于乔木。
草地生态系统	31 草甸	遥感影像上呈蓝绿色，其间具零散的斑点状影纹，影像表面粗糙程度不均。

湿地生态系统	41 河流水面	呈蓝色色彩，其间具零散的斑点状影纹，影像表面粗糙程度不均。
农田生态系统	51 耕地	呈遥感影像上呈黄色斑块，条块状分布于覆沙黄土梁上，单个条块色彩均一，表面光滑。
城镇生态系统	61 居住地	呈深红色色彩，形态较清晰
	63 工矿交通	呈棕色色彩，形态较清晰

表 6.2.2-2 评价区生态系统类型现状统计一览表

序号	生态系统类型	调查范围2025年		用地范围2025	
		面积（m^2）	比例（%）	面积（m^2）	比例（%）
1	森林生态系统	9625760.11	27.36	129899.6	10.45
2	灌丛生态系统	4362552.10	12.40	135120.45	10.87
3	草地生态系统	17777399.8	50.53	747202.43	60.11
4	农田生态系统	1924448.39	5.47	44377.19	3.57
5	湿地生态系统	119618.36	0.34	0.00	0.00
6	城镇生态系统	1372093	3.90	186458.76	15.00
7	合计	35181871.77	100.00	1243058.43	100

根据项目区相关资料查阅，结合本次遥感结业获得的 NDVI 数值，计算确定评价区单位面积第一性生产力见表 6.2.2-3。

表6.2.2-3 评价区生态系统第一性生产力估算表

生态系统类型	评价区		平均第一性生产力（$t/hm^2 \cdot a$）
	面积（km^2）	总生产力（$10^4 t/a$）	
森林生态系统	9.62	59.64	6.2
灌丛生态系统	4.36	34.44	7.9
草地生态系统	17.77	95.96	5.4
农田生态系统	1.92	5.38	2.8
水体与湿地生态系统	0.12	0.25	2.1
聚落生态系统	1.37	0.27	0.2
合计	35.18	195.948	/

根据奥德姆的生态系统分类体系，本评价区生产力属于较低等级的第三亚等级，与传统温带草原生态系统（平均生产力约 5~6$t/hm^2 \cdot a$）相当，评价区内生产力较低。

生物量是指单位面积内所含的所有生物有机体物质的总量，是生态系统生产力的直接衡量指标，也是生态系统结构与功能优劣的直接表现。本次评价参考《黄土丘陵区主要林分生物量及营养元素生物循环特征》、《北方荒漠及荒漠化地区草地地上生物量空间分布特征》与《不同沙化程度草原地下生物量及其环境因素特征》、

《镇域尺度农田生态系统地上生物量遥感估算及地表有机碳储量与研究》、《湿地植被地上生物量遥感估算方法研究进展》等相关资料对评价区生态系统生物量进行估算，具体见表6.2.2-4。

表6.2.2-4 评价区生态系统生物量估算表

生态系统类型	评价区		平均第一性生产力（t/hm^2）
	面积（km^2）	总生物量（10^4t）	
森林生态系统	9.62	33.20	3.4512
灌丛生态系统	4.36	31.96	7.3297
草地生态系统	17.77	475.60	26.7644
农田生态系统	1.92	88.70	46.1991
水体与湿地生态系统	0.12	0.12	1.0166
聚落生态系统	1.37	9.25	6.7534
合计	35.18	3219.48	91.5144

评价区各区块生态系统类型分布见图6.2.2-1~图6.2.2-3。

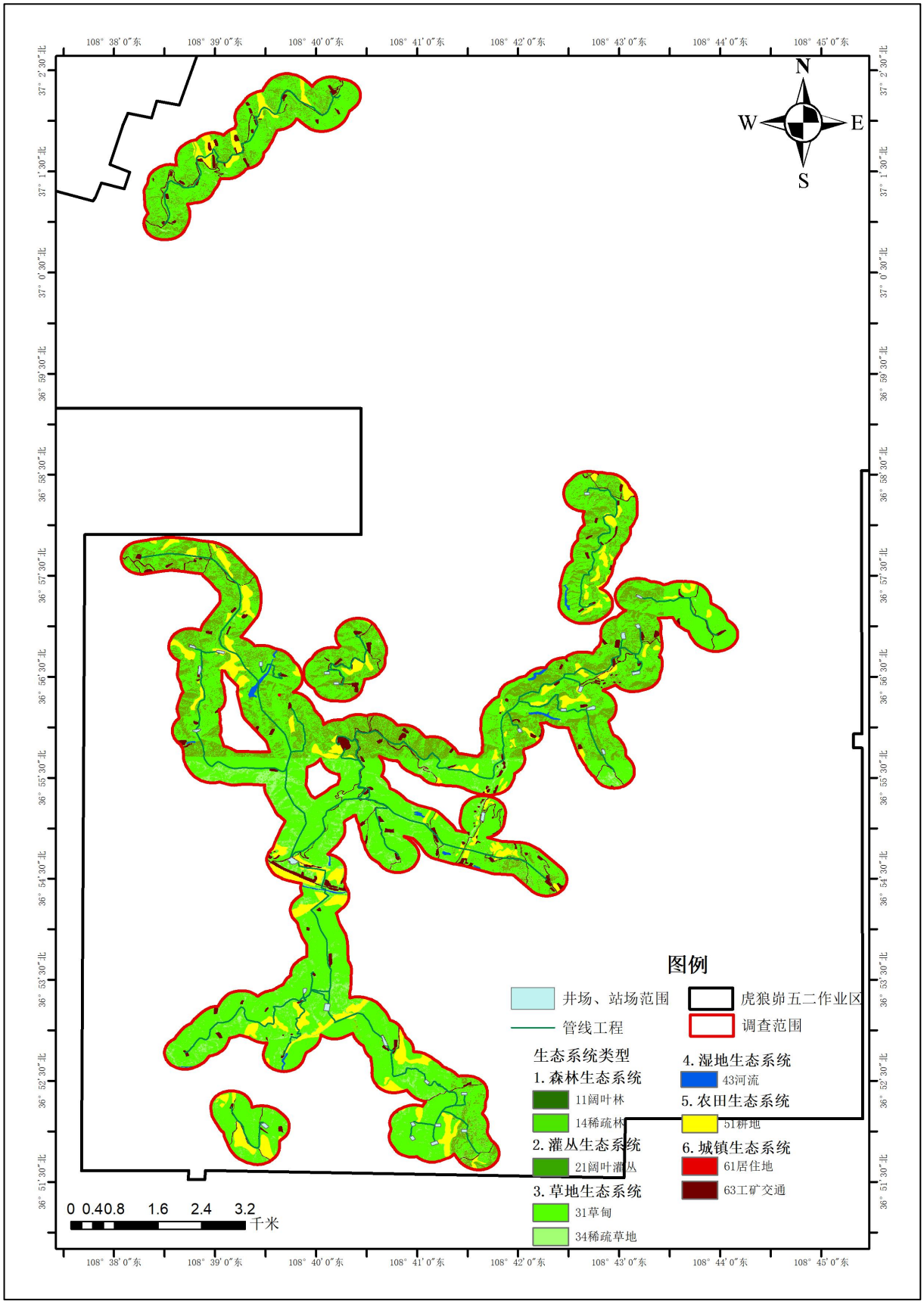


图6.2.2-1 评价区生态系统类型图（虎狼峁、五里湾二区）

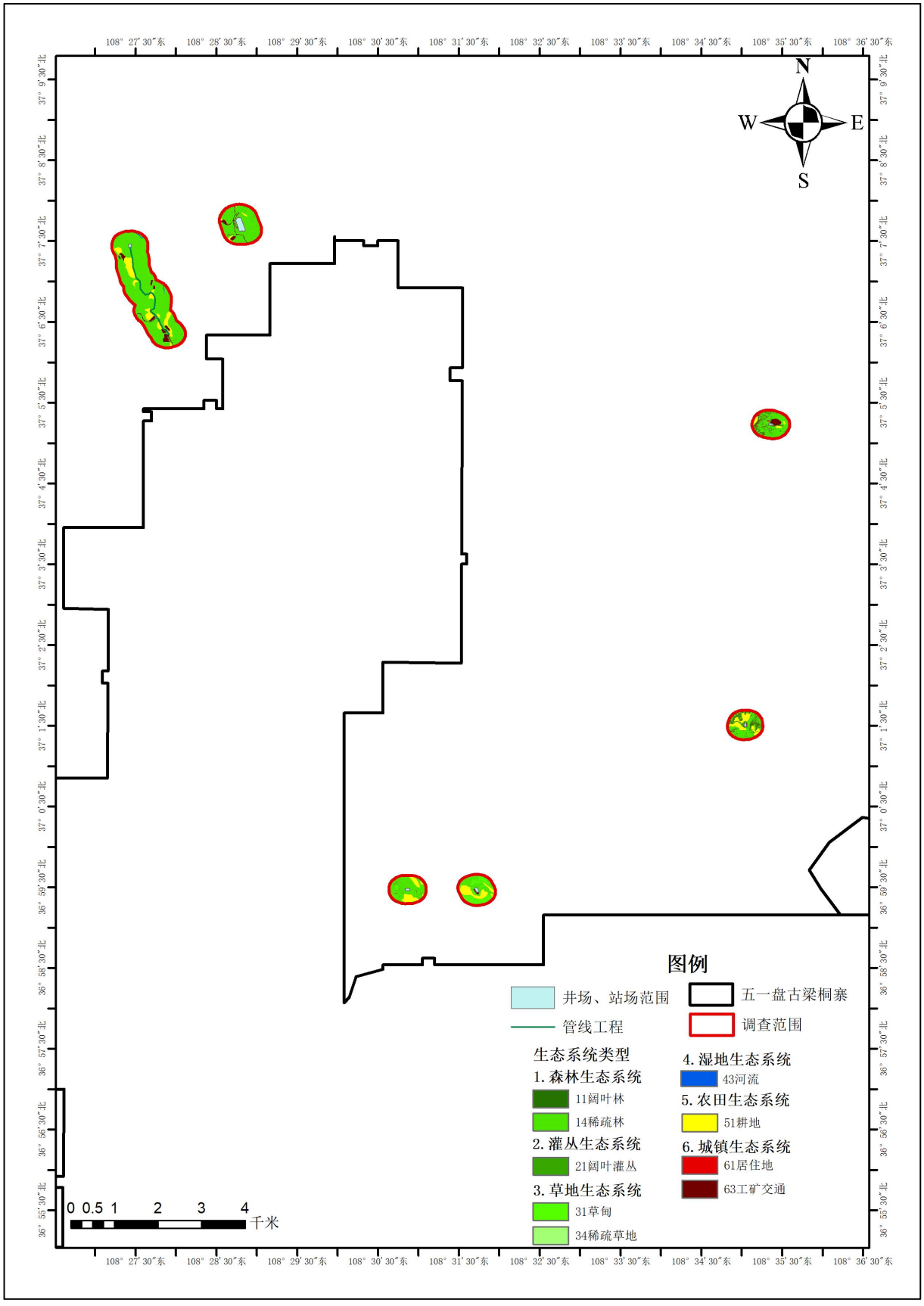


图6.2.2-2 评价区生态系统类型图（桐寨区、五里湾一区）

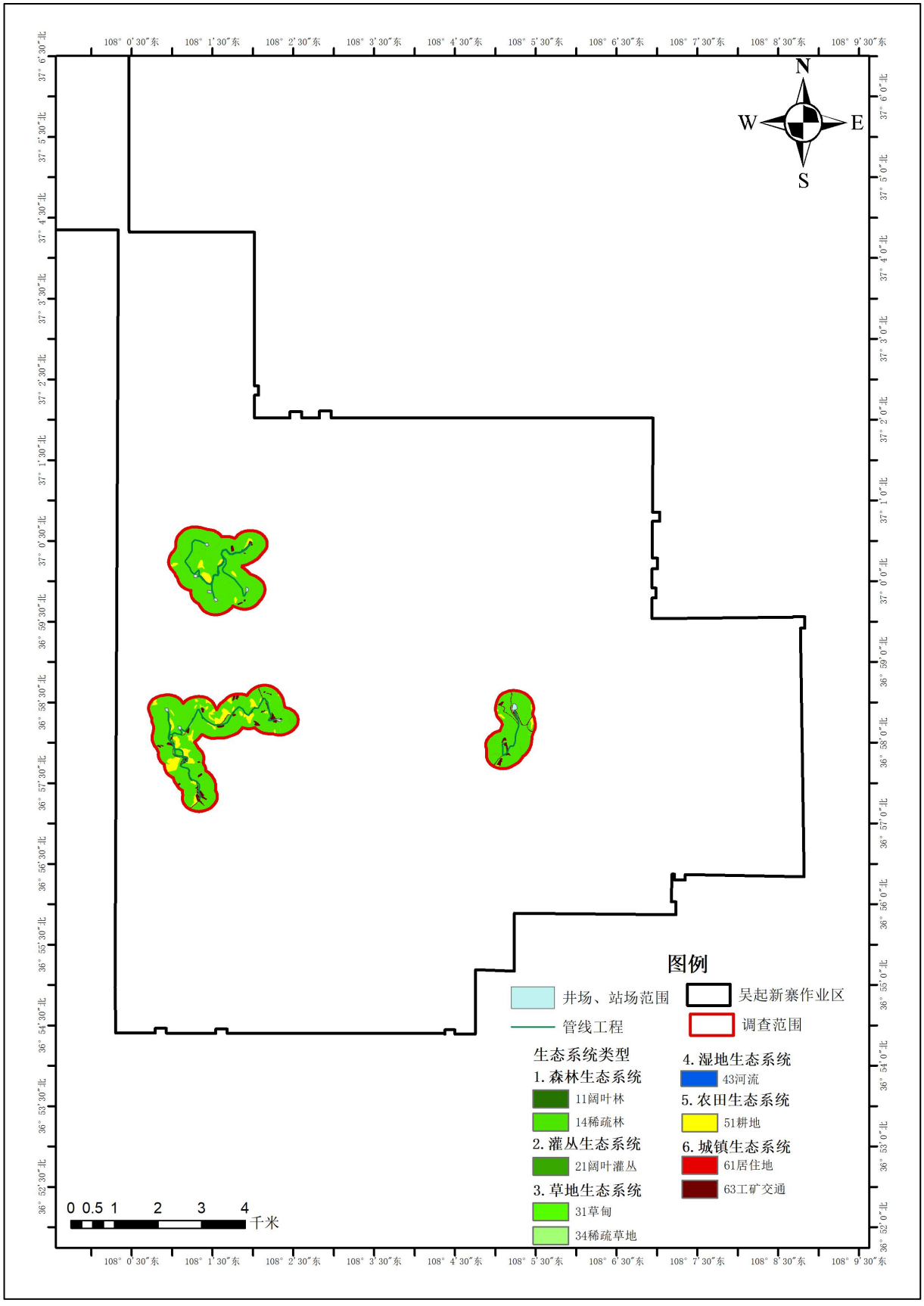


图6.2.2-3 评价区生态系统类型图（吴起、新寨区）

6.2.3 区域生态功能调查

根据《陕西省生态功能区划》，评价区在生态功能分区上属于白于山南侧水土保持控制区、白于山河源水土保持区和定靖西南部风蚀、盐渍化控制区。生态服务功能主要为水源涵养功能区，土壤侵蚀和水土流失敏感，主要保护对策是控制水土流失，具体见表6.2.3-1。

表6.2.3-1 评价区生态环境功能区划

项目所在地	生态区	生态亚区	生态功能区	生态服务功能重要性或敏感性特征及保护对策
陕西省延安市吴起县	黄土高原农牧生态区	黄土丘陵沟壑水土流失控制生态亚区	白于山南侧水土保持控制区	延河、洛河的上游，水源涵养功能重要，土壤侵蚀极敏感一高度敏感。沟谷塝地建设基本农田，坡地退耕还林还草，发展人工草地和特色经济林木
陕西省延安市志丹县	黄土高原农牧生态区	黄土丘陵沟壑水土流失控制生态亚区	黄土梁峁沟壑水土流失控制区	土壤侵蚀极敏感一高度敏感，土壤保持功能极重要。实施不同尺度流域综合治理，控制水土流失，发展以旱作农业和林果为主的特色经济
陕西省榆林市靖边县	长城沿线风沙草原生态区	白于山河源水土保持生态功能区	白于山河源水土保持区	靖边重要的水源地，无定河等河流的源头，水源涵养功能重要，水土流失极敏感，开展流域综合治理，退耕还林还草，控制水土流失。

6.2.4 土地利用现状调查

（1）地貌类型分类系统与遥感影像特征

根据《国土空间调查、规划、用途管制用地用海分类指南》，其分类体系及遥感影像特征见表6.2.4-1。评价区2025年度土地利用现状类型面积统计见表6.2.4-2。

表6.2.4-1 土地利用现状类型及遥感影像特征

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

0403 其他草地	呈浅绿色斑块，形态规则。
0304 其他林地	呈墨绿色斑块，形态规则。

（2）评价区2025年各类土地利用现状类型面积统计

评价区2025年各类土地利用现状类型面积统计情况见表6.2.4-2。

表6.2.4-2 评价区2025年各类用地类型面积统计情况

序号	地类名称/土地利用类型	评价范围2025年		用地范围2025	
		面积(m^2)	比例	面积（m^2）	比例（%）
1	1001工业用地	471437.08	1.34	186458.76	15
2	1702河流水面	119618.36	0.34	0.00	0
3	1202公路用地	598091.82	1.7	0.00	0
4	0701住宅用地	302564.10	0.86	0.00	0
5	0103旱地	1924448.39	5.47	44377.19	3.57
6	0401天然牧草地	5157662.40	14.66	435816.29	35.06
7	0303灌木林地	4362552.10	12.4	135120.45	10.87
8	0301乔木林地	3324686.88	9.45	59418.19	4.78
9	0403其他草地	12619737.40	35.87	311386.14	25.05
10	0304其他林地	6301073.23	17.91	70481.41	5.67
合计		35181871.77	100.00	1243058.43	100

根据调查结果，第三采油厂调查范围内草地广泛分布，占调查区面积的50.53%；其次为乔木林地、灌木林地，分别占调查区面积的27.36%、12.4%。

评价区各区块土地利用现状见图6.2.4-1~图6.2.4-3。

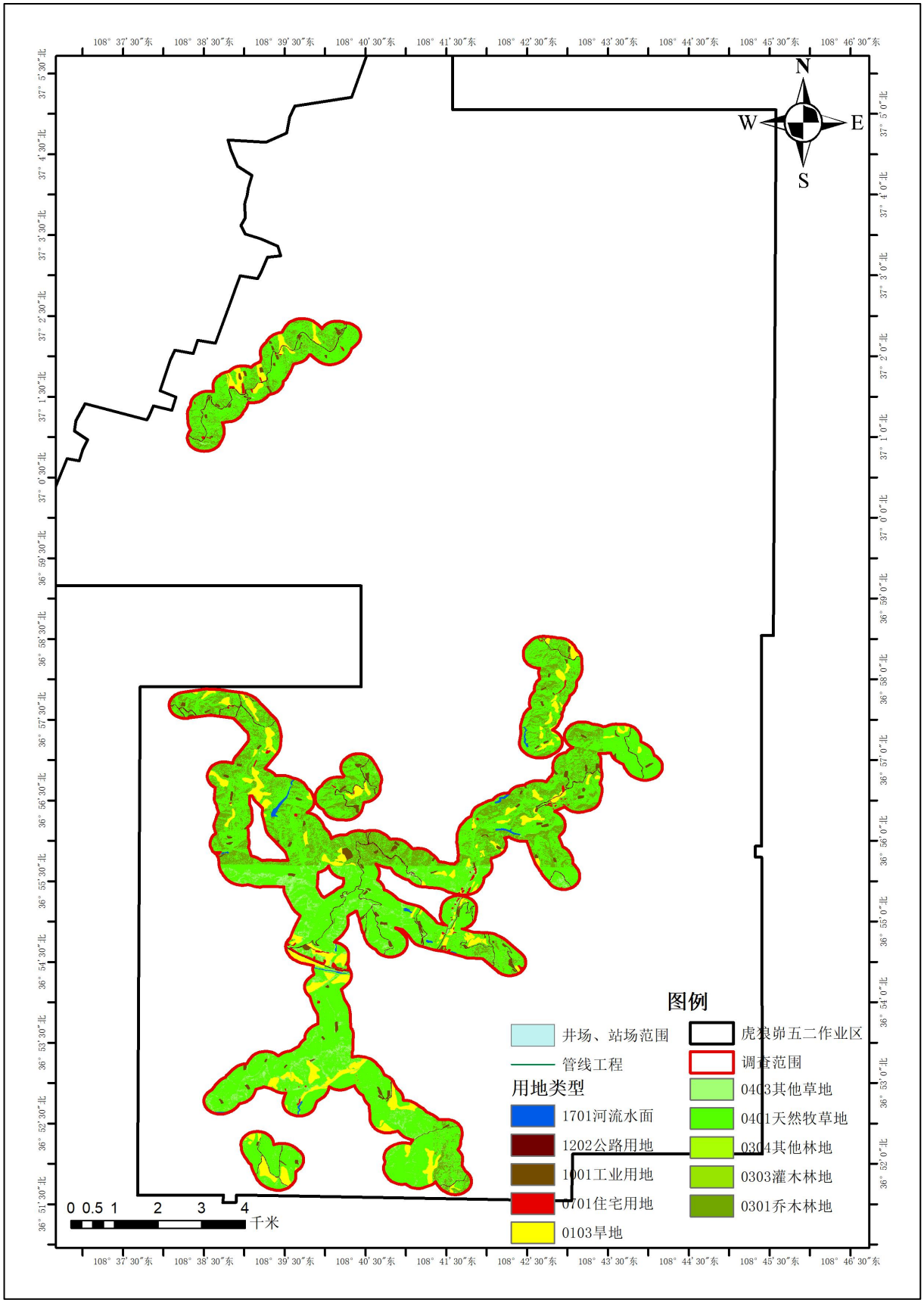


图6.2.4-1 评价区土地利用类型图（虎狼峁、五里湾二区）

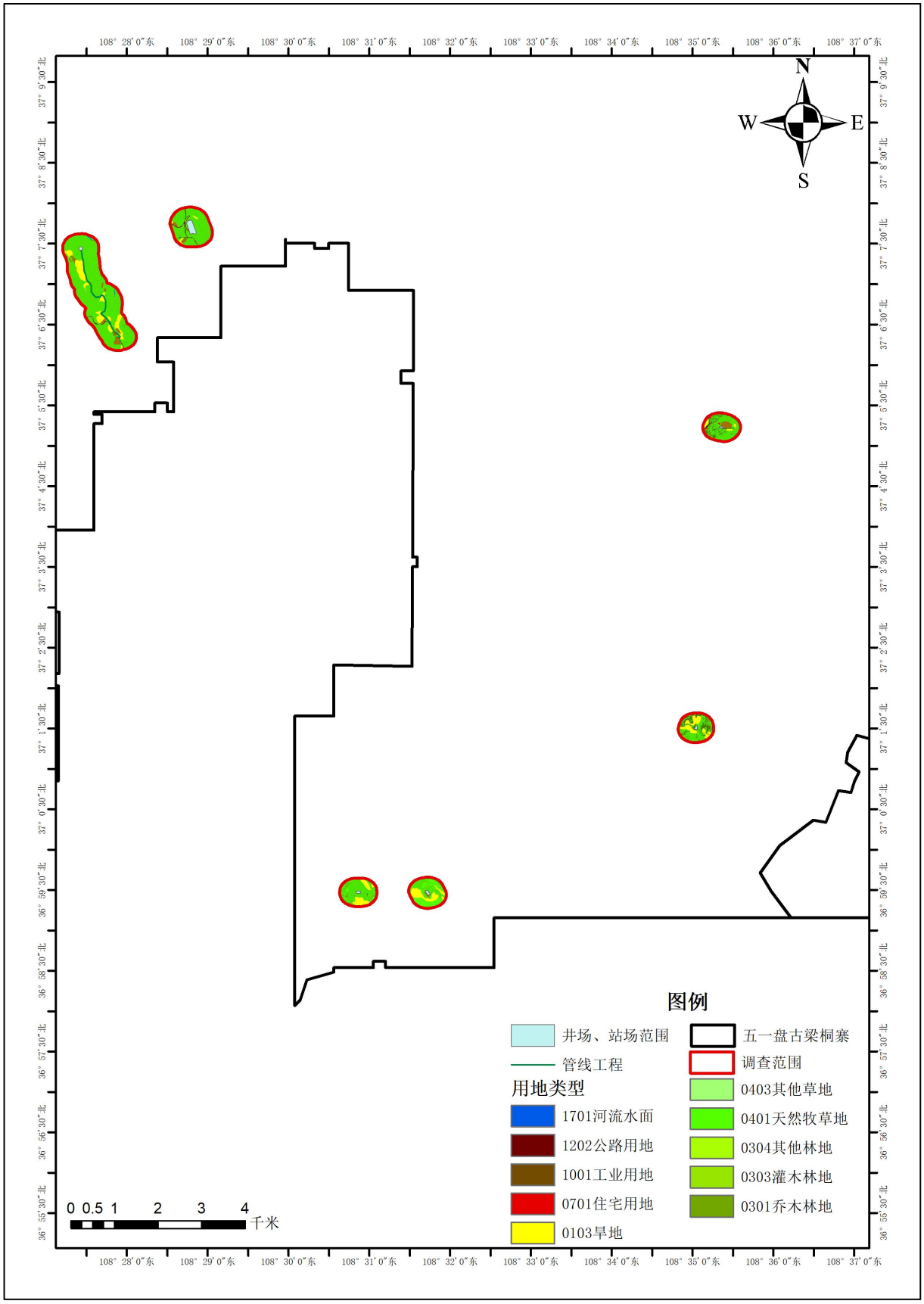


图6.2.4-2 评价区土地利用类型图（桐寨区、五里湾一区）

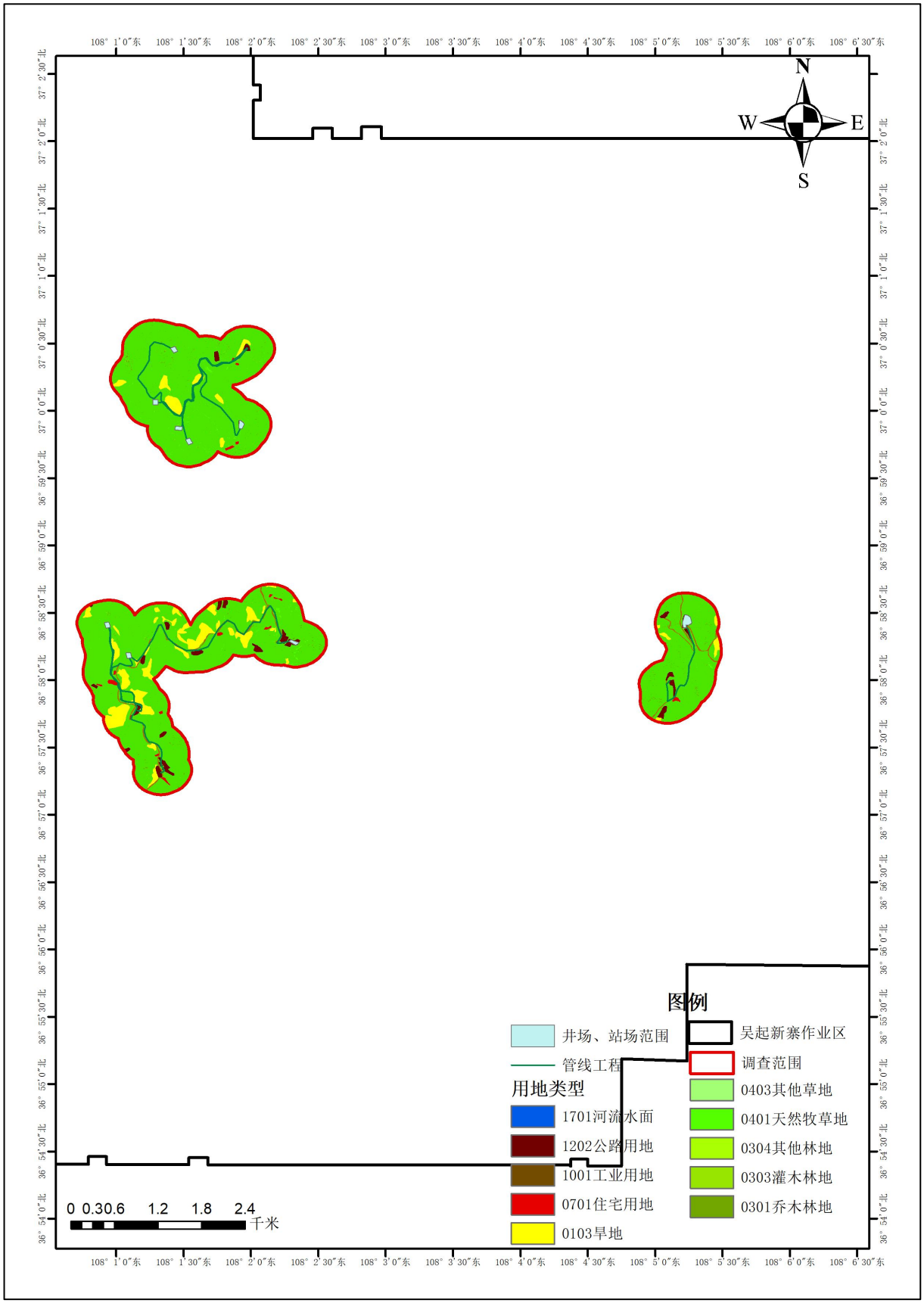


图6.2.4-3 评价区土地利用类型图（吴起区、新寨区）

6.2.5 土壤侵蚀调查

（1）土壤风力侵蚀类型与强度分类系统

根据《土壤侵蚀分类分级标准》（SL190-2007），将评价区土壤侵蚀强度划分为5个等级，分级方法见表6.2.5-1，土壤侵蚀类型与强度及遥感影像特征见表6.2.5-2，评价区2025年度土壤风力侵蚀面积统计见表6.2.5-3。

表6.2.5-1 土壤风力侵蚀强度分级方法

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

表 6.2.5-2 土壤侵蚀类型与强度及遥感影像特征

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

（2）土壤侵蚀类型与强度特征

评价区2025年土壤侵蚀类型与强度面积统计情况见表6.2.5-3。评价区各区块土壤侵蚀现状见图6.2.5-1~图6.2.5-3。

表6.2.5-3 评价区2025年土壤风力侵蚀类型与强度面积统计情况

序号	土壤侵蚀强度	评价范围2025年		用地范围2025	
		面积（m^2）	比例（%）	面积（m^2）	比例（%）
1	剧烈风力侵蚀	7476819.09	21.25	193917.11	15.60
2	极强烈风力侵蚀	4958584.71	14.09	155382.30	12.50
3	强烈风力侵蚀	15170586.72	43.12	559376.29	45.00

4	中度风力侵蚀	4290360.45	12.19	129775.30	10.44
5	轻度风力侵蚀	1259545.29	3.58	72221.69	5.81
6	微度风力侵蚀	2025975.51	5.76	132385.72	10.65
7	合计	35181871.77	100.00	1243058.43	100.00

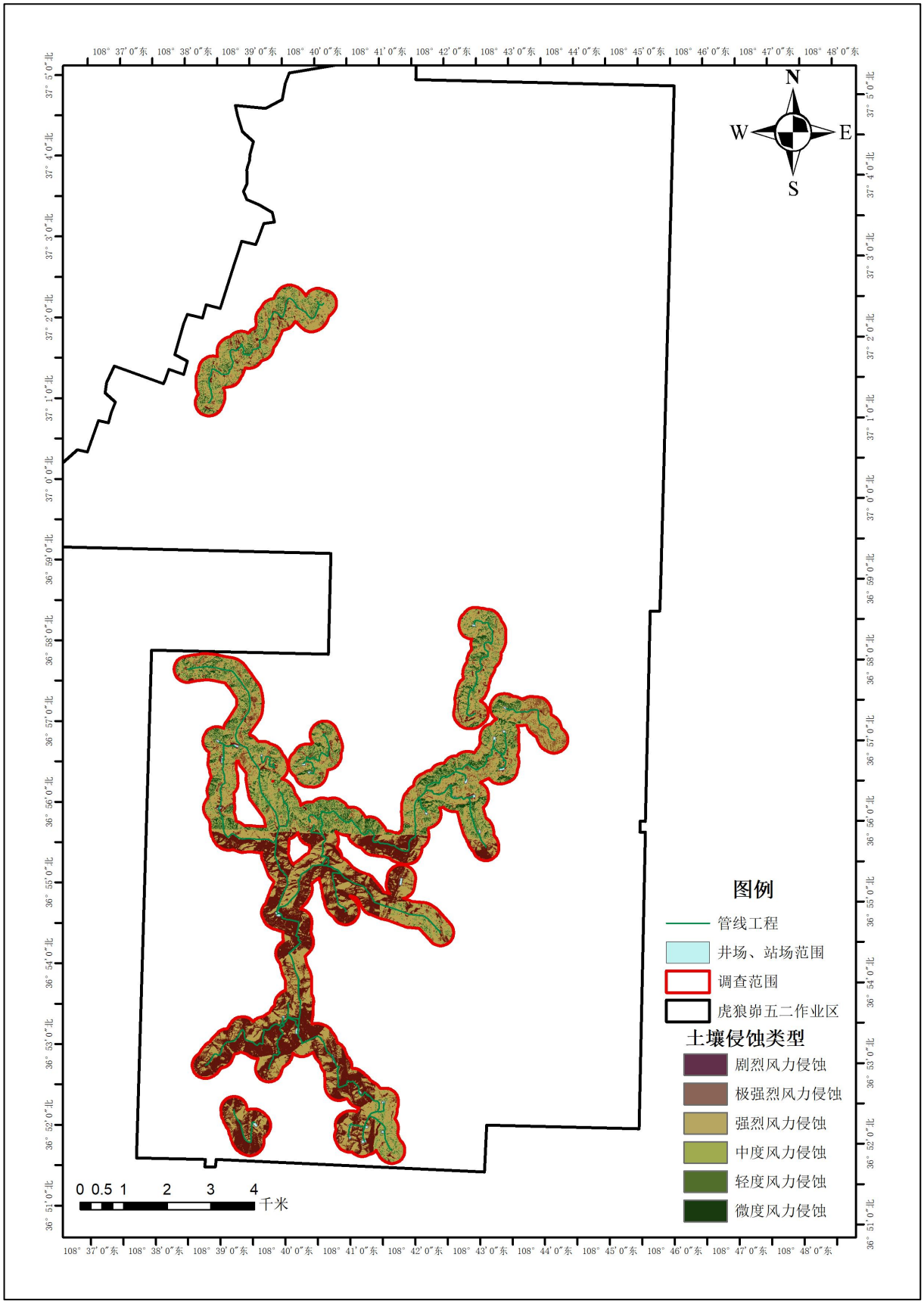


图6.2.5-1 评价区土壤侵蚀分级类型图（虎狼峁、五里湾二区）

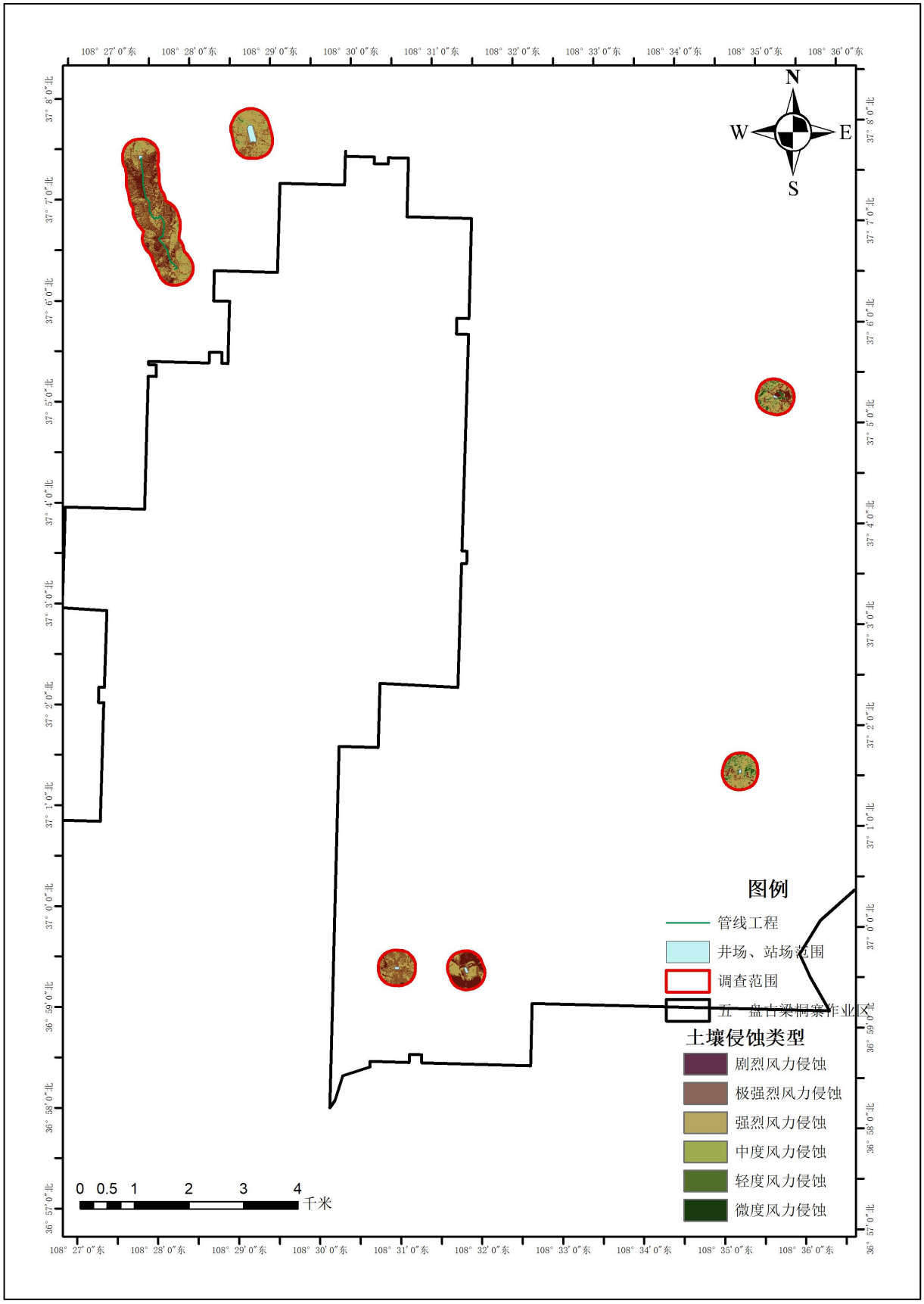


图6.2.5-2 评价区土壤侵蚀分级类型图（桐寨区、五里湾一区）

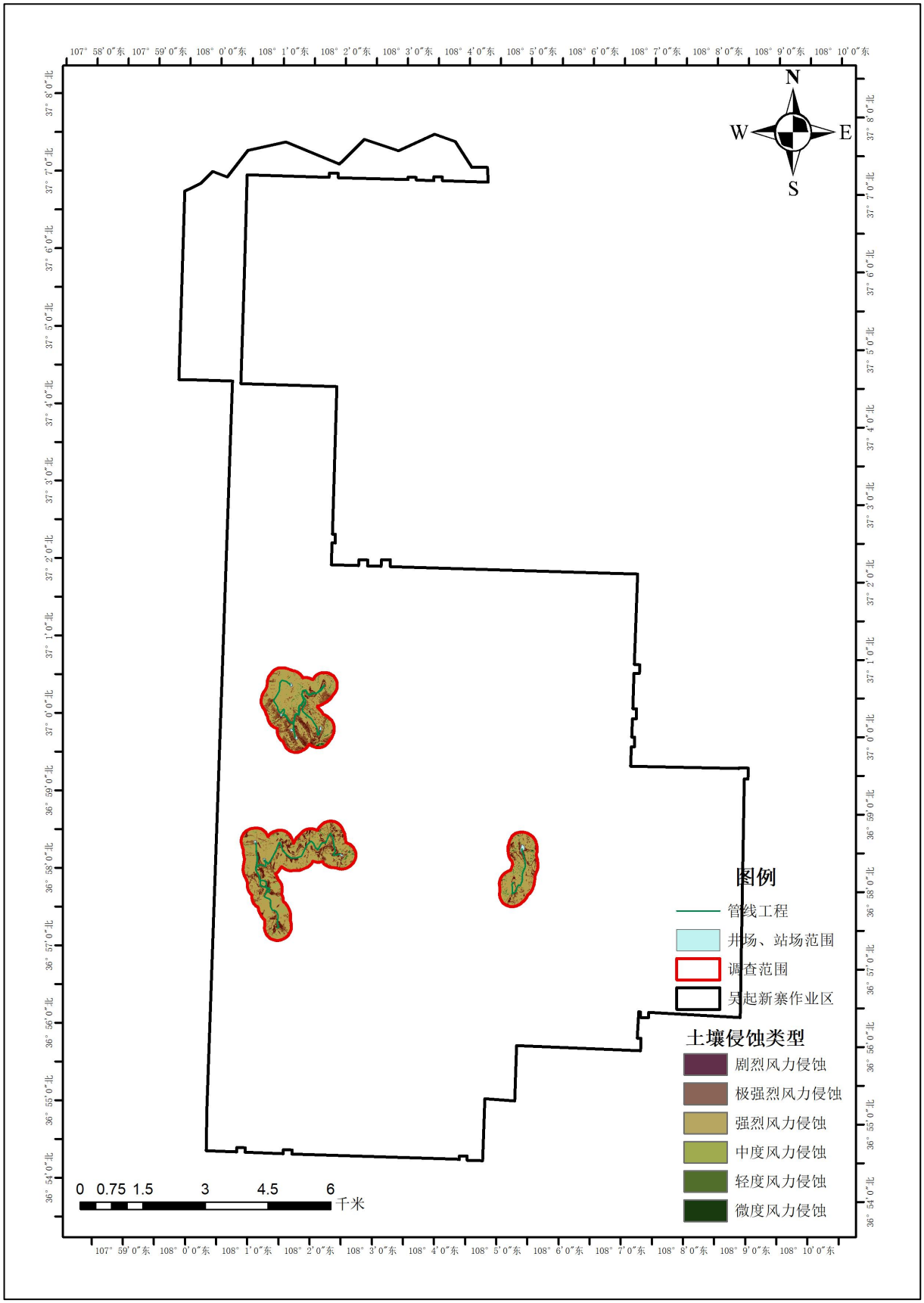


图6.2.5-3 评价区土壤侵蚀分级类型图（吴起区、新寨区）

6.2.6 陆生植物资源现状与评价

6.2.6.1 植被区划

根据雷明德（1999）《陕西植被》有关陕西植被区划系统，陕西省划分为 3 个植被区域、4 个植被地带、8 个植被区和 30 个植被小区。本项目属于温带半干旱大陆性气候，植被类型属于森林草原区，本区位于 $IA_{2(7)}$ 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，区内最常见群落主要是冷蒿群落、沙棘群落。

6.2.6.2 评价区主要植被类型

（1）植被类型分类系统与遥感影像特征

评价区位于陕北高原，属温带草原分布区，区内主要以沙生草丛和灌木为主，局部零星分布乔木林地，植被主要有长茅草、沙蒿、柠条、旱柳等。农业植被主要为小麦、玉米、谷类。灌草丛与农田混杂分布，据此将评价区的植被类型分为草原、灌丛、乔木林和栽培植被四类，植被类型的遥感影像特征见表6.2.6-1。

表6.2.6-1 植被类型遥感解译标志

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

（2）评价区2025年植被类型面积统计

评价区2025年植被类型面积统计情况见表6.2.6-2。

表6.2.6-2 评价范围内2025年植被类型面积统计情况

序号	植被类型		评价区		用地范围2025	
	植被类型	群系	面积m^2	比例%	面积（m^2）	比例（%）
1	草原	长芒草、蒿草类	17777399.80	50.53	747202.43	60.11
2	乔木林地	以旱柳、小叶杨为主的乔木林带	9625760.11	27.36	129899.60	10.45

3	灌丛	以柠条、沙棘为主的灌丛	4362552.10	12.40	135120.45	10.87
4	栽培植被	以春小麦、玉米、马铃薯为主的栽培植被地带	1924448.39	5.47	44377.19	3.57
5	无植被地带		1372093.00	3.90	186458.76	15.00
6	河流水面		119618.36	0.34	0.00	0.00
合计			35181871.77	100.00	1243058.43	100.00

根据调查结果，第三采油厂调查范围内植被类型主要为草地和乔木林地，分别占调查区面积的 50.53%、27.36%。评价区各区块植被类型分布见图 6.2.6-1~图 6.2.6-3。

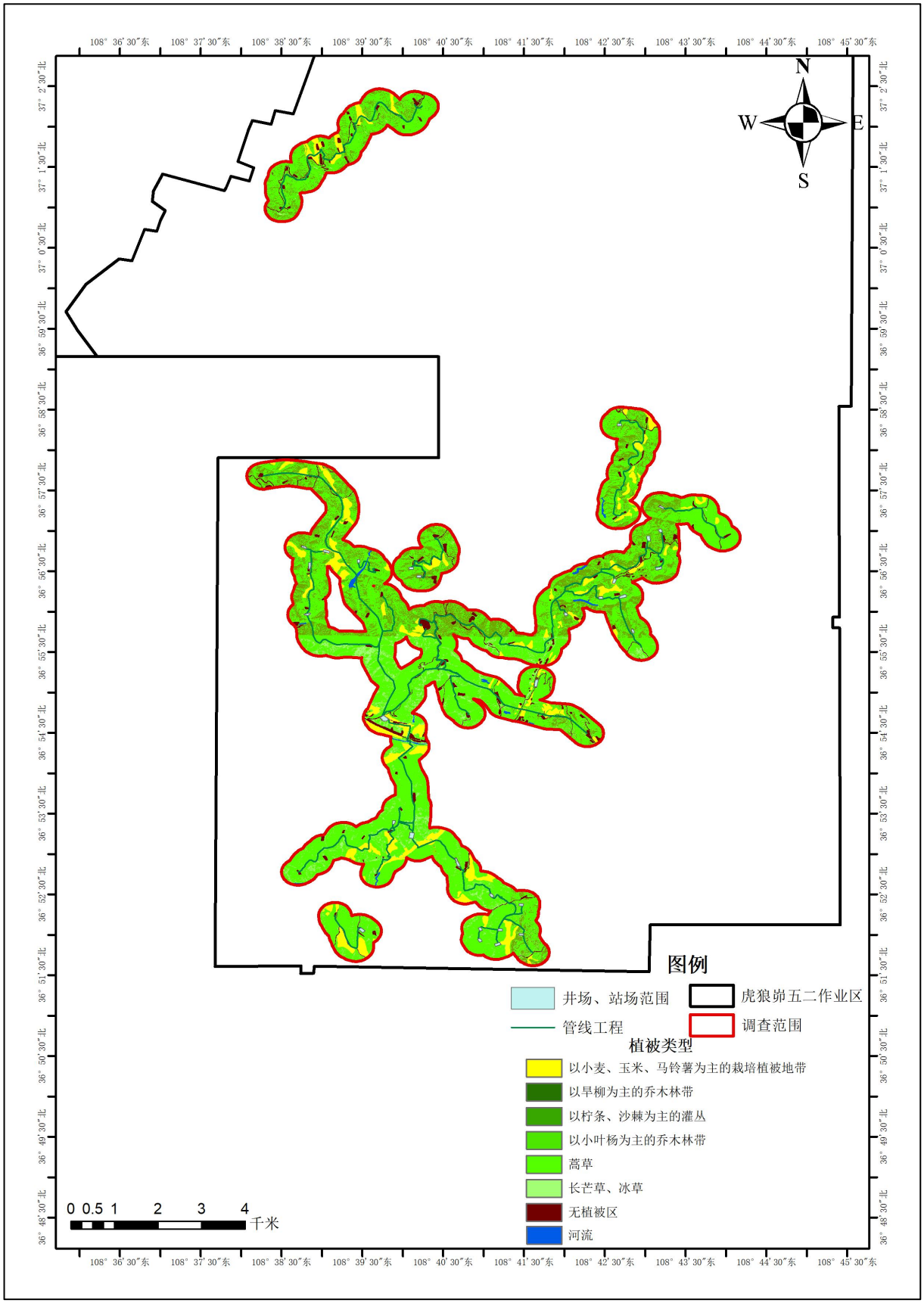


图6.2.6-1 评价区植被类型图（虎狼峁、五里湾二区）

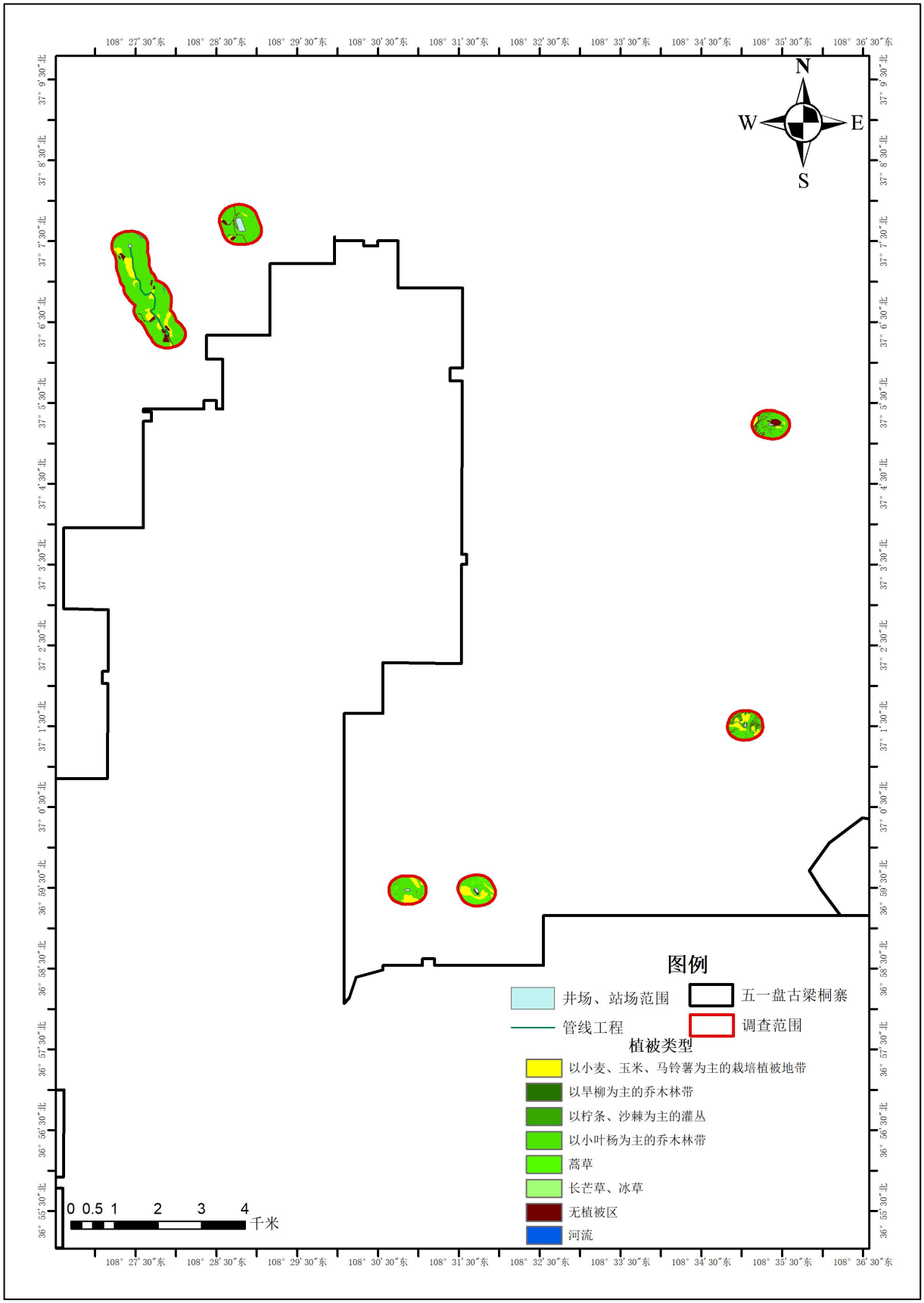


图6.2.6-2 评价区植被类型图（桐寨区、五里湾一区）

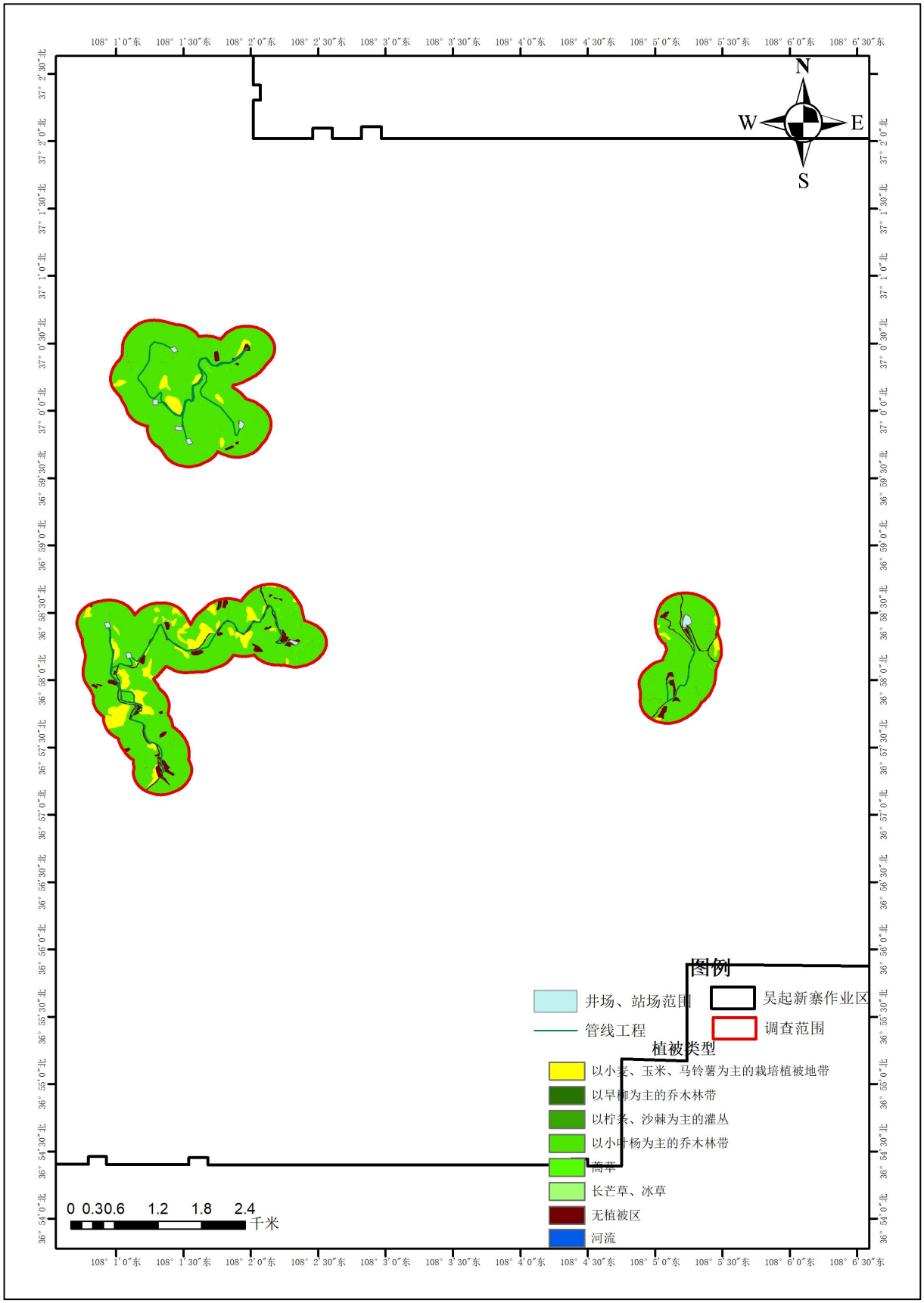


图6.2.6-3 评价区植被类型图（吴起区、新寨区）

6.2.6.3 植被覆盖度

（1）植被覆盖度分类系统与遥感影像特征

植被覆盖度指森林、草地、灌丛、农业植被等在地面的垂直投影面积占统计区总面积的百分比。本区域内植被覆盖度的调查利用遥感估算的方法，通过NDVI指数进行计算，并根据NDVI指数值通过等间隔断裂法，将植被覆盖度分为极低覆盖度、低覆盖度、中低覆盖度、中覆盖度、中高覆盖度、高覆盖度等六类。植被覆盖度类型遥感解译影像特征见表6.2.6-3，评价区2025年度植被覆盖度类型面积统计见表6.2.6-4。

表 6.2.6-3 植被覆盖度类型遥感解译影像特征

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

（2）评价区2025年植被覆盖度面积统计

评价区2025年植被覆盖度面积统计情况见表6.2.6-4。评价区各区块植被覆盖度分布见图6.2.6-4~图6.2.6-6。

表6.2.6-4 评价区2025年植被覆盖度面积统计情况

序号	植被覆盖度	评价范围2025年		用地范围2025	
		面积(m^2)	比例%	面积（m^2）	比例（%）
1	极低覆盖度<5%	7476819.09	21.25	193917.11	15.60
2	低覆盖度（5%＜10%）	4958584.71	14.09	155382.30	12.50
3	中低覆盖度（10%~30%）	15170586.72	43.12	559376.29	45.00
4	中覆盖度（30%~50%）	4290360.45	12.19	129775.30	10.44
5	中高覆盖度（50%~70%）	1259545.29	3.58	72221.69	5.81
6	高覆盖度（＞70%）	2025975.51	5.76	132385.72	10.65
总计		35181871.77	100.00	1243058.43	100.00

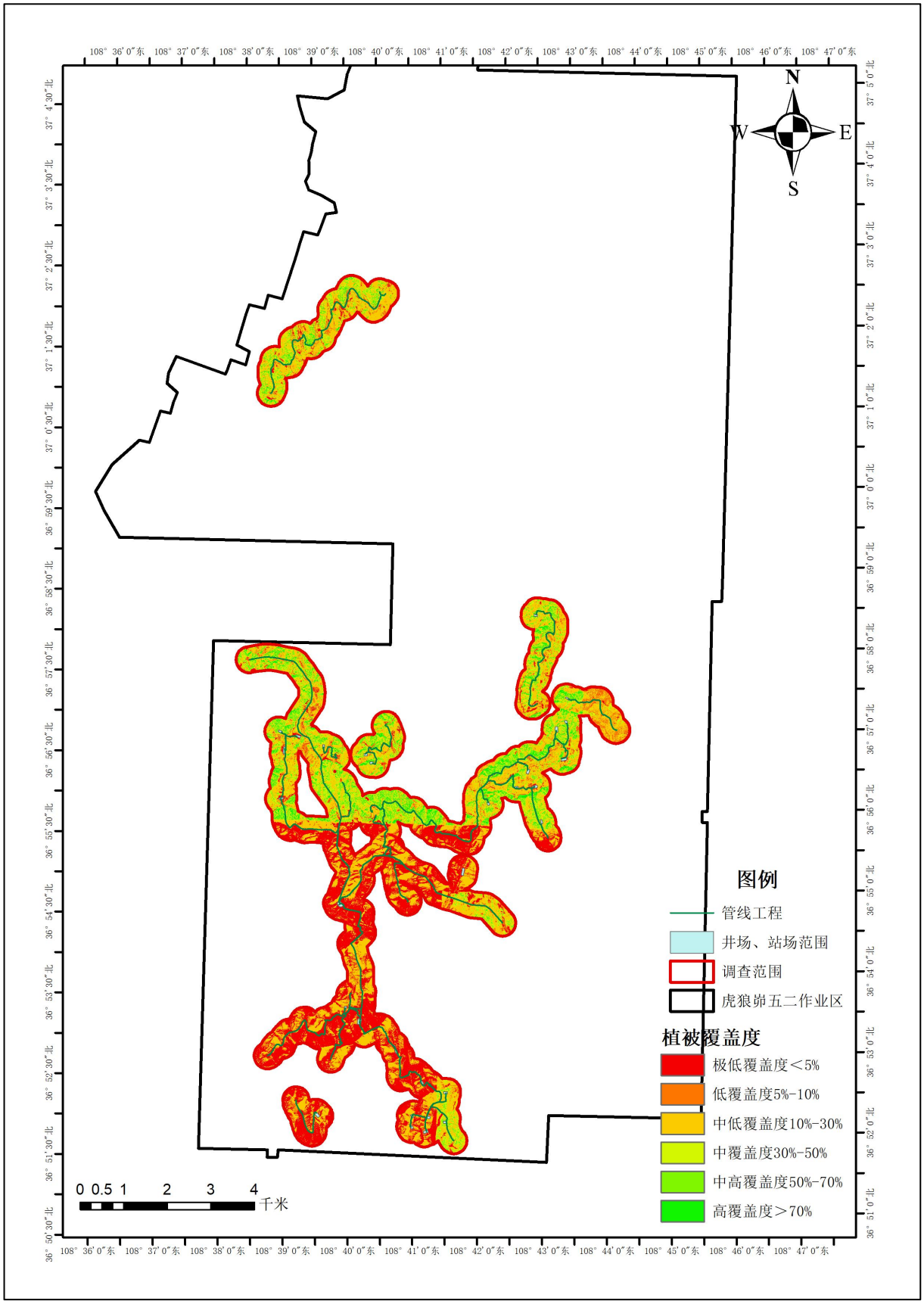


图6.2.6-4 评价区植被覆盖度图（虎狼峁、五里湾二区）

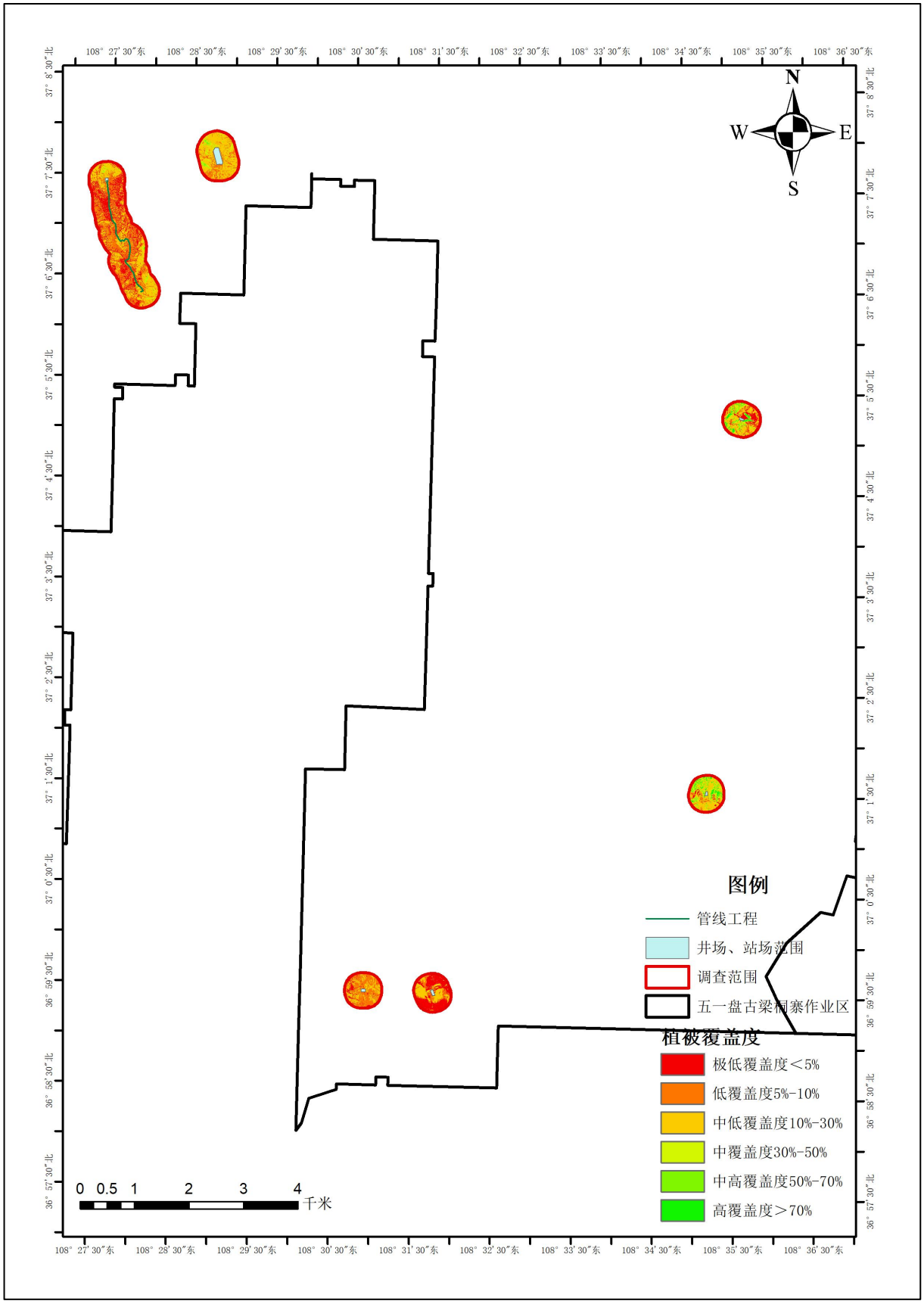


图6.2.6-5 评价区植被覆盖度图（桐寨区、五里湾一区）

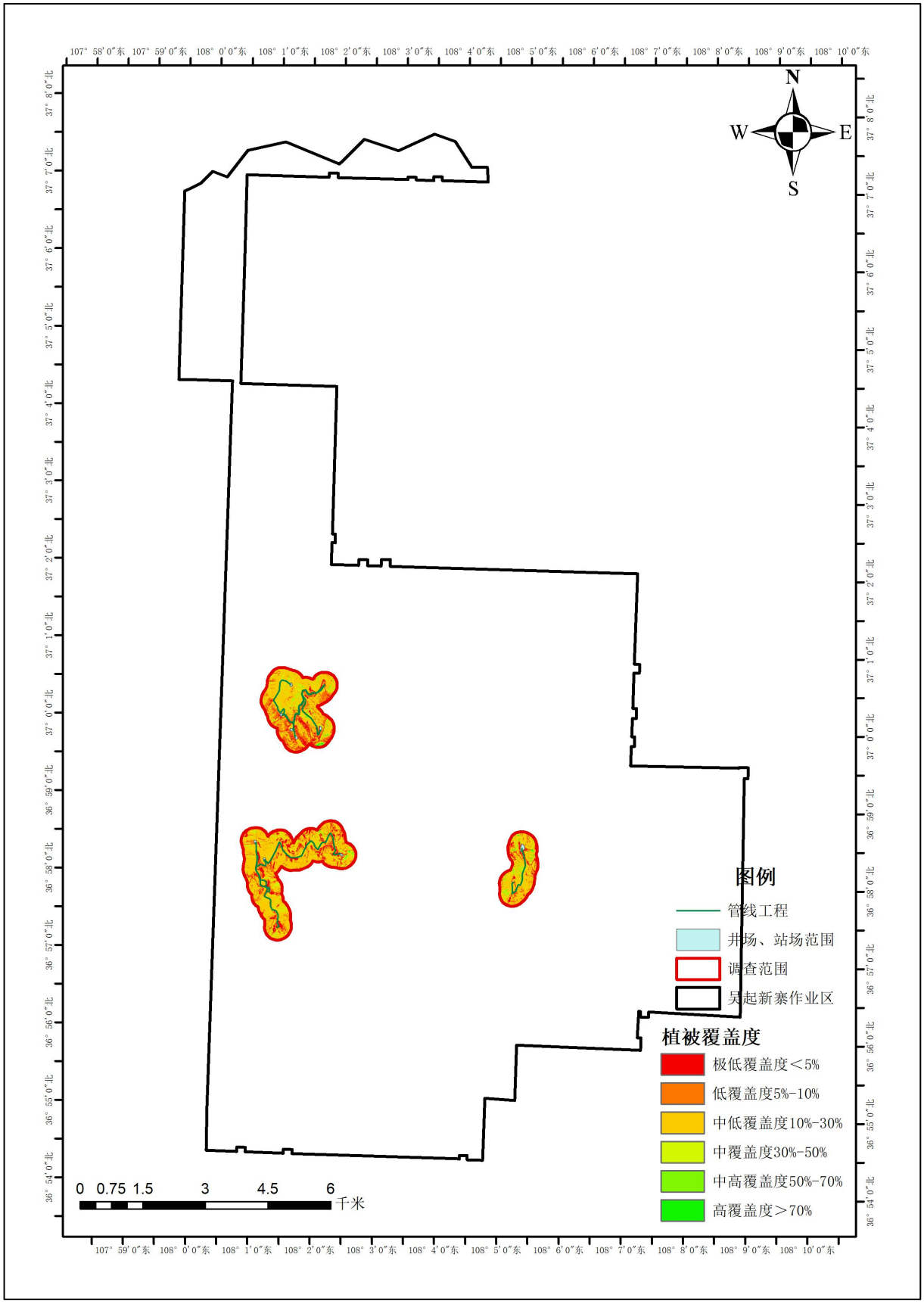


图6.2.6-6 评价区植被覆盖度图（吴起区、新寨区）

6.2.6.4 植物资源

（1）植物群落样方调查

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

项目样方统计表见表6.2.6-5，植被样方调查表见表6.2.6-6~6.2.6-23。

表6.2.6-5 样方统计表

编号	面积	群落类型	备注	位置	所属油区
样01	10m×10m	旱柳乔木群落	实地调查	位于吴454扩南侧445米处	吴起作业区
样02	5m×5m	柠条灌丛群落	实地调查	位于新131-196南侧233米处	新寨作业区
样03	1m×1m	长芒草群落	实地调查	位于旗016-34扩东南侧263米处	新寨作业区
样4	10m×10m	旱柳乔木群落	实地调查	位于塞平13-16东侧115米处	桐寨作业区
样5	10m×10m	小叶杨乔木群落	实地调查	位于靖四联东侧182米处	桐寨作业区
样6	5m×5m	柠条灌丛群落	实地调查	位于顺92-05降回压站北侧150米处	五里湾第一作业区
样7	5m×5m	柠条灌丛群落	实地调查	位于柳40增北侧200米处	五里湾第一作业区
样8	1m×1m	长芒草群落	实地调查	位于柳91-281降回压站东侧190米处	五里湾第一作业区
样9	1m×1m	长芒草群落	实地调查	位于高213降回压站西北侧168米处	盘古梁作业区
样10	10m×10m	旱柳乔木群落	实地调查	位于南三转至南三脱改线管线西侧165米处五里湾第二作业区	五里湾第二作业区
样11	10m×10m	小叶杨乔木群落	实地调查	位于3号转油点至南三脱集油管线东侧192米处	五里湾第二作业区
样12	5m×5m	沙棘灌丛群落	实地调查	位于柳121-6西北侧553米处	虎狼峁作业区
样13	5m×5m	沙棘灌丛群落	实地调查	位于顺平95-4至柳26增集气管线184米处	虎狼峁作业区
样14	1m×1m	蒿草类群落	实地调查	位于柳19增至柳三脱集油管线北侧174米处	虎狼峁作业区
样15	1m×1m	蒿草类群落	实地调查	位于柳一转东南侧237米处	虎狼峁作业区
样16	10m×10m	小叶杨乔木群落	实地调查	位于顺平97-16南侧283米处	虎狼峁作业区
样17	5m×5m	沙棘灌丛群落	实地调查	位于顺112扩西北侧246米处	虎狼峁作业区
样18	1m×1m	蒿草类群落	实地调查	位于柳152-3东北侧246米处	虎狼峁作业区

表6.2.6-6 植被样方调查基本状况表（Y1）

样方编号	Y1	群落类型	旱柳群落	样方大小	10m×10m
调查地点	陕西省延安市吴起县				
具体位置描述：寨子沟南侧					
纬度	36.969355°	地貌	（）山地 （）低洼地 （）平原 （）丘陵 （◆）高原		
经度	108.08577°	坡位	（）谷地 （）下部 （）中部 （◆）上部 （）梁顶		
海拔(m)	1533	植被起源	（）原生 （）次生 （◆）人工		
坡向	E	干扰程度	（）无干扰 （）轻微 （）中度 （◆）强烈		
坡度(°)	3	土壤类型	风沙土	周围植被	沙蒿

垂直结构	层高（m）	盖度（%）	优势种
乔木层	5-7	15	旱柳
灌木层	1.1	20	柠条
草本层	0.3	40	沙蒿
饱和度(种)	4	生物量（$g.m^{-2}$）	1456.9
调查人	袁康、纪银银		
记录人	纪银银	调查日期	2025.8.30



附：样方调查记录表

群落总盖度（%）：60		备注：			
序号	植物名称	多度	盖度(%)	平均高度(m)	备注
1	旱柳	2	15	6	
2	柠条	2	20	1.2	
3	沙蒿	Cop^2	40	0.3	
4	狗尾草	Cop^2	40	0.3	

注：乔木、灌木物种多度确定采用直接点数法，即计数样方内地实际丛数，统计绝对多度；草本植物多度确定采用目测法，按德氏多度记录其相对多度，其标准参照《陆地生态系统生物观测规范》和《植被生态学》（宋永昌，2001），即Soc：极多，地上部分郁闭（75%以上）；Cop3：很多（50-75%）；Cop2：多（25-50%）；Cop1：尚多（5-25%）；Sp：少，数量不多而分散（1-5%）；Sol：稀少，数量很少而稀疏（1%以下）；Un：个别，样方内只有1或2株。下同。

表6.2.6-7 植被样方调查基本状况表（Y2）

<table>
<tr><td>样方编号</td><td colspan="2">Y2</td><td>群落类型</td><td colspan="2">柠条灌丛群落</td><td>样方大小</td><td colspan="2">5m×5m</td></tr>
<tr><td>调查地点</td><td colspan="8">陕西省延安市吴起县</td></tr>
<tr><td colspan="9">具体位置描述：阳湾南侧</td></tr>
<tr><td>纬度</td><td colspan="2">37.005635°</td><td>地貌</td><td colspan="5">（）山地 （）低洼地 （）平原（）丘陵（◆）高原</td></tr>
<tr><td>经度</td><td colspan="2">108.024644°</td><td>坡位</td><td colspan="5">（）谷地 （）下部 （◆）中部 （）上部 （）梁顶</td></tr>
<tr><td>海拔(m)</td><td colspan="2">1593</td><td>植被起源</td><td colspan="5">（）原生 （）次生 （◆）人工</td></tr>
<tr><td>坡向</td><td colspan="2">NE</td><td>干扰程度</td><td colspan="5">（）无干扰 （）轻微 （）中度 （◆）强烈</td></tr>
<tr><td>坡度(°)</td><td colspan="2">6</td><td>土壤类型</td><td>风沙土</td><td>周围植被</td><td colspan="3">柠条</td></tr>
<tr><td>垂直结构</td><td>层高（m）</td><td colspan="2">盖度（%）</td><td>优势种</td><td colspan="4" rowspan="9">  </td></tr>
<tr><td>乔木层</td><td>/</td><td colspan="2">/</td><td>/</td></tr>
<tr><td>灌木层</td><td>1.2</td><td colspan="2">80</td><td>柠条</td></tr>
<tr><td>草本层</td><td>/</td><td colspan="2">/</td><td>/</td></tr>
<tr><td>饱和度(种)</td><td>1</td><td colspan="2">生物量（$g.m^{-2}$）</td><td>425.6</td></tr>
<tr><td>调查人</td><td colspan="4">袁康、纪银银</td></tr>
<tr><td>记录人</td><td>纪银银</td><td>调查日期</td><td>2025.8.31</td></tr>
<tr><td colspan="9">附：样方调查记录表</td></tr>
<tr><td colspan="4">群落总盖度（%）：80</td><td colspan="5">备注：</td></tr>
<tr><td>序号</td><td colspan="3">植物名称</td><td>多度</td><td>盖度(%)</td><td>平均高度(m)</td><td colspan="2">备注</td></tr>
<tr><td>1</td><td colspan="3">柠条</td><td>6</td><td>80</td><td>1.2</td><td colspan="2"></td></tr>
</table>

表6.2.6-8 植被样方调查基本状况表（Y3）

<table>
<tr><td>样方编号</td><td>Y3</td><td>群落类型</td><td colspan="2">长芒草群落</td><td>样方大小</td><td>1m×1m</td></tr>
<tr><td>调查地点</td><td colspan="6">陕西省延安市吴起县</td></tr>
<tr><td colspan="7">具体位置描述：槐庄湾西侧</td></tr>
<tr><td>纬度</td><td>36.971978°</td><td>地貌</td><td colspan="4">（）山地 （）低洼地 （）平原（）丘陵（◆）高原</td></tr>
<tr><td>经度</td><td>108.018078°</td><td>坡位</td><td colspan="4">（）谷地 （）下部 （）中部 （◆）上部 （）梁顶</td></tr>
<tr><td>海拔(m)</td><td>1558</td><td>植被起源</td><td colspan="4">（）原生 （◆）次生 （）人工</td></tr>
<tr><td>坡向</td><td>SE</td><td>干扰程度</td><td colspan="4">（）无干扰 （）轻微 （◆）中度 （）强烈</td></tr>
<tr><td>坡度(°)</td><td>6</td><td>土壤类型</td><td>风沙土</td><td>周围植被</td><td colspan="2">长芒草</td></tr>
<tr><td>垂直结构</td><td>层高（m）</td><td colspan="2">盖度（%）</td><td>优势种</td><td colspan="2" rowspan="8">  </td></tr>
<tr><td>乔木层</td><td>/</td><td colspan="2">/</td><td>/</td></tr>
<tr><td>灌木层</td><td>/</td><td colspan="2">/</td><td>/</td></tr>
<tr><td>草本层</td><td>0.3</td><td colspan="2">90</td><td>长芒草</td></tr>
<tr><td>饱和度(种)</td><td>2</td><td>生物量（g.m^{-2}）</td><td colspan="2">90.5</td></tr>
<tr><td>调查人</td><td colspan="4">袁康、纪银银</td></tr>
<tr><td>记录人</td><td>纪银银</td><td>调查日期</td><td colspan="2">2025.8.31</td></tr>
<tr><td colspan="7">附：样方调查记录表</td></tr>
<tr><td colspan="2">群落总盖度（%）：80</td><td colspan="5">备注：</td></tr>
<tr><td>序号</td><td>植物名称</td><td>多度</td><td>盖度(%)</td><td>平均高度(m)</td><td colspan="2">备注</td></tr>
<tr><td>1</td><td>长芒草</td><td>Soc</td><td>90</td><td>0.6</td><td colspan="2"></td></tr>
<tr><td>2</td><td>苜蓿</td><td>UN</td><td>＜1</td><td>0.3</td><td colspan="2"></td></tr>
</table>

表6.2.6-9 植被样方调查基本状况表（Y4）

样方编号	Y4	群落类型	旱柳群落	样方大小	10m×10m
调查地点	陕西省延安市吴起县				
具体位置描述：阳台东侧					
纬度	37.123864°	地貌	（）山地 （）低洼地 （）平原（）丘陵（◆）高原		
经度	108.458453°	坡位	（）谷地 （◆）下部 （）中部 （）上部 （）梁顶		
海拔(m)	1610	植被起源	（）原生 （）次生 （◆）人工		
坡向	/	干扰程度	（）无干扰 （）轻微 （◆）中度 （）强烈		
坡度(°)	/	土壤类型	风沙土	周围植被	长芒草

垂直结构	层高（m）	盖度（%）	优势种
乔木层	6-8	65	旱柳
灌木层	/	/	/
草本层	0.4	80	长芒草
饱和度(种)	6	生物量（g.m^{-2}）	1648.8
调查人	袁康、纪银银		
记录人	纪银银	调查日期	2025.8.31



附：样方调查记录表

群落总盖度（%）：90		备注：			
序号	植物名称	多度	盖度(%)	平均高度(m)	备注
1	旱柳	6	60	7	
2	长芒草	Cop^3	75	0.4	
3	狗尾草	Cop^2	40	0.4	
4	紫穗槐（苗）	Un	<1	0.3	
5	委陵菜	Sol	<1	0.1	
6	野豌豆	Sp	3	0.3	

表6.2.6-10 植被样方调查基本状况表（Y5）

样方编号	Y5	群落类型	小叶杨林群落	样方大小	10m×10m
调查地点	陕西省延安市吴起县				
具体位置描述：石畔沟西侧					
纬度	37.129051°	地貌	（）山地 （）低洼地 （）平原（）丘陵（◆）高原		
经度	108.481843°	坡位	（◆）谷地 （）下部 （）中部 （）上部 （）梁顶		
海拔(m)	1713	植被起源	（）原生 （◆）次生 （）人工		
坡向	/	干扰程度	（）无干扰 （◆）轻微 （）中度 （）强烈		
坡度(°)	/	土壤类型	风沙土	周围植被	小叶杨
垂直结构	层高（m）	盖度（%）	优势种		
乔木层	6-10	70	小叶杨		
灌木层	1.4	70	柠条		
草本层	0.4	50	长芒草		
饱和度(种)	10	生物量（$g.m^{-2}$）	1660.2		
调查人	袁康、纪银银				
记录人	纪银银	调查日期	2025.8.31		

附：样方调查记录表

群落总盖度（%）：90		备注：			
序号	植物名称	多度	盖度(%)	平均高度(m)	备注
1	小叶杨	6	70	8	
2	柠条	2	50	1.4	
3	长芒草	Cop^2	50	0.3	
4	艾蒿	Cop^2	50	0.3	
5	碱地风毛菊	Sp	＜5	0.3	
6	狗尾草	Sol	＜1	0.3	
7	茜草	Sol	＜1	0.3	
8	车前	Sol	＜1	0.3	
9	狗尾草	Sol	＜1	0.3	
10	白花草木樨	Sol	＜1	0.3	

表6.2.6-11 植被样方调查基本状况表（Y6）

<table>
<tr><td>样方编号</td><td colspan="2">Y6</td><td>群落类型</td><td colspan="2">柠条灌丛群落</td><td>样方大小</td><td colspan="2">5m×5m</td></tr>
<tr><td>调查地点</td><td colspan="8">陕西省延安市志丹县</td></tr>
<tr><td colspan="9">具体位置描述：桃沟北侧</td></tr>
<tr><td>纬度</td><td colspan="2">36.992488°</td><td>地貌</td><td colspan="5">（）山地 （）低洼地 （）平原（）丘陵（◆）高原</td></tr>
<tr><td>经度</td><td colspan="2">108.514551°</td><td>坡位</td><td colspan="5">（◆）谷地 （）下部 （）中部 （）上部 （）梁顶</td></tr>
<tr><td>海拔(m)</td><td colspan="2">1587</td><td>植被起源</td><td colspan="5">（）原生 （◆）次生 （）人工</td></tr>
<tr><td>坡向</td><td colspan="2">/</td><td>干扰程度</td><td colspan="5">（）无干扰 （◆）轻微 （）中度 （）强烈</td></tr>
<tr><td>坡度(°)</td><td colspan="2">/</td><td>土壤类型</td><td>风沙土</td><td>周围植被</td><td colspan="3">柠条</td></tr>
<tr><td>垂直结构</td><td>层高（m）</td><td colspan="2">盖度（%）</td><td>优势种</td><td colspan="4" rowspan="9">  </td></tr>
<tr><td>乔木层</td><td>/</td><td colspan="2">/</td><td>/</td></tr>
<tr><td>灌木层</td><td>1.2</td><td colspan="2">65</td><td>柠条</td></tr>
<tr><td>草本层</td><td>/</td><td colspan="2">/</td><td>/</td></tr>
<tr><td>饱和度(种)</td><td>1</td><td>生物量（g.m^{-2}）</td><td>350.6</td></tr>
<tr><td>调查人</td><td colspan="3">袁康、纪银银</td></tr>
<tr><td>记录人</td><td>纪银银</td><td>调查日期</td><td>2025.8.31</td></tr>
<tr><td colspan="9">附：样方调查记录表</td></tr>
<tr><td colspan="3">群落总盖度（%）：70</td><td colspan="6">备注：</td></tr>
<tr><td>序号</td><td colspan="2">植物名称</td><td>多度</td><td>盖度(%)</td><td>平均高度(m)</td><td colspan="2">备注</td></tr>
<tr><td>1</td><td colspan="2">柠条</td><td>3</td><td>65</td><td>1.2</td><td colspan="2"></td></tr>
</table>

表6.2.6-12 植被样方调查基本状况表（Y7）

<table>
<tr><td>样方编号</td><td>Y7</td><td>群落类型</td><td colspan="2">柠条灌丛群落</td><td>样方大小</td><td>5m×5m</td></tr>
<tr><td>调查地点</td><td colspan="6">陕西省榆林市靖边县</td></tr>
<tr><td colspan="7">具体位置描述：老鼠湾沟西北侧</td></tr>
<tr><td>纬度</td><td>36.992916°</td><td>地貌</td><td colspan="4">（）山地 （）低洼地 （）平原（）丘陵（◆）高原</td></tr>
<tr><td>经度</td><td>108.528043°</td><td>坡位</td><td colspan="4">（）谷地 （）下部 （◆）中部 （）上部 （）梁顶</td></tr>
<tr><td>海拔(m)</td><td>1570</td><td>植被起源</td><td colspan="4">（）原生 （◆）次生 （）人工</td></tr>
<tr><td>坡向</td><td>/</td><td>干扰程度</td><td colspan="4">（）无干扰 （◆）轻微 （）中度 （）强烈</td></tr>
<tr><td>坡度(°)</td><td>/</td><td>土壤类型</td><td>风沙土</td><td>周围植被</td><td colspan="2">柠条</td></tr>
<tr><td>垂直结构</td><td>层高（m）</td><td colspan="2">盖度（%）</td><td>优势种</td><td colspan="2" rowspan="9">  </td></tr>
<tr><td>乔木层</td><td>/</td><td colspan="2">/</td><td>/</td></tr>
<tr><td>灌木层</td><td>1.2</td><td colspan="2">70</td><td>柠条</td></tr>
<tr><td>草本层</td><td>/</td><td colspan="2">/</td><td>/</td></tr>
<tr><td>饱和度(种)</td><td>1</td><td colspan="2">生物量（g.m^{-2}）</td><td>352.6</td></tr>
<tr><td>调查人</td><td colspan="4">袁康、纪银银</td></tr>
<tr><td>记录人</td><td>纪银银</td><td colspan="2">调查日期</td><td>2025.9.1</td></tr>
<tr><td colspan="7">附：样方调查记录表</td></tr>
<tr><td colspan="3">群落总盖度（%）：70</td><td colspan="4">备注：</td></tr>
<tr><td>序号</td><td colspan="2">植物名称</td><td>多度</td><td>盖度(%)</td><td>平均高度(m)</td><td>备注</td></tr>
<tr><td>1</td><td colspan="2">柠条</td><td>4</td><td>70</td><td>1.2</td><td></td></tr>
</table>

表6.2.6-13 植被样方调查基本状况表（Y8）

样方编号	Y8	群落类型	长芒草群落	样方大小	1m×1m
调查地点	陕西省榆林市靖边县				
具体位置描述：杨湾沟东侧					
纬度	37.025943°	地貌	（）山地 （）低洼地 （）平原（）丘陵（◆）高原		
经度	108.585768°	坡位	（）谷地 （◆）下部 （）中部 （）上部 （）梁顶		
海拔(m)	1477	植被起源	（）原生 （◆）次生 （）人工		
坡向	SW	干扰程度	（）无干扰 （◆）轻微 （）中度 （）强烈		
坡度(°)	5	土壤类型	风沙土	周围植被	长芒草

垂直结构	层高（m）	盖度（%）	优势种
乔木层	/	/	/
灌木层	/	/	/
草本层	0.3	90	长芒草
饱和度(种)	6	生物量（g.m^{-2}）	32.5
调查人	袁康、纪银银		
记录人	纪银银	调查日期	2025.9.1



附：样方调查记录表

群落总盖度（%）：70		备注：			
序号	植物名称	多度	盖度(%)	平均高度(m)	备注
1	长芒草	Soc	90	0.6	
2	苜蓿	UN	＜5	0.3	
3	艾蒿	Sp	＜1	0.3	
4	刺儿菜	Sp	＜1	0.3	
5	凤毛菊	Sp	＜1	0.3	
6	狭叶青蒿	Sp	＜1	0.3	

表6.2.6-14 植被样方调查基本状况表（Y9）

<table>
<tr><td>样方编号</td><td>Y9</td><td>群落类型</td><td colspan="2">长芒草群落</td><td>样方大小</td><td>1m×1m</td></tr>
<tr><td>调查地点</td><td colspan="6">陕西省榆林市靖边县</td></tr>
<tr><td colspan="7">具体位置描述：野鸡岔东南侧</td></tr>
<tr><td>纬度</td><td>37.088405°</td><td>地貌</td><td colspan="4">（）山地 （）低洼地 （）平原（）丘陵（◆）高原</td></tr>
<tr><td>经度</td><td>108.587916°</td><td>坡位</td><td colspan="4">（）谷地 （）下部 （）中部 （◆）上部 （）梁顶</td></tr>
<tr><td>海拔(m)</td><td>1479</td><td>植被起源</td><td colspan="4">（）原生 （）次生 （◆）人工</td></tr>
<tr><td>坡向</td><td>NE</td><td>干扰程度</td><td colspan="4">（）无干扰 （）轻微 （）中度 （◆）强烈</td></tr>
<tr><td>坡度(°)</td><td>6</td><td>土壤类型</td><td>风沙土</td><td>周围植被</td><td colspan="2">长芒草</td></tr>
<tr><td>垂直结构</td><td>层高（m）</td><td colspan="2">盖度（%）</td><td>优势种</td><td colspan="2" rowspan="8">  </td></tr>
<tr><td>乔木层</td><td>/</td><td colspan="2">/</td><td>/</td></tr>
<tr><td>灌木层</td><td></td><td colspan="2"></td><td></td></tr>
<tr><td>草本层</td><td>0.4</td><td colspan="2">95</td><td>长芒草</td></tr>
<tr><td>饱和度(种)</td><td>1</td><td colspan="2">生物量（g.m^{-2}）</td><td>85.6</td></tr>
<tr><td>调查人</td><td colspan="4">袁康、纪银银</td></tr>
<tr><td>记录人</td><td>纪银银</td><td colspan="2">调查日期</td><td>2025.8.31</td></tr>
<tr><td colspan="7">附：样方调查记录表</td></tr>
<tr><td colspan="3">群落总盖度（%）：80</td><td colspan="4">备注：</td></tr>
<tr><td>序号</td><td colspan="2">植物名称</td><td>多度</td><td>盖度(%)</td><td>平均高度(m)</td><td>备注</td></tr>
<tr><td>1</td><td colspan="2">长芒草</td><td>Soc</td><td>90</td><td>0.6</td><td></td></tr>
</table>

表6.2.6-15 植被样方调查基本状况表（Y10）

样方编号	Y10	群落类型	旱柳群落	样方大小	10m×10m
调查地点	陕西省榆林市靖边县				
具体位置描述：高湾东侧					
纬度	37.036912°	地貌	（）山地 （）低洼地 （）平原（）丘陵（◆）高原		
经度	108.667456°	坡位	（）谷地 （◆）下部 （）中部 （）上部 （）梁顶		
海拔(m)	1585	植被起源	（）原生 （◆）次生 （）人工		
坡向	/	干扰程度	（）无干扰 （◆）轻微 （）中度 （）强烈		
坡度(°)	/	土壤类型	风沙土	周围植被	长芒草、旱柳

垂直结构	层高（m）	盖度（%）	优势种
乔木层	6-8	70	旱柳
灌木层	/	/	/
草本层	0.4	75	长芒草
饱和度(种)	4	生物量（$g.m^{-2}$）	1440.5
调查人	袁康、纪银银		
记录人	纪银银	调查日期	2025.9.1



附：样方调查记录表

群落总盖度（%）：90		备注：			
序号	植物名称	多度	盖度(%)	平均高度(m)	备注
1	旱柳	5	70	7	
2	长芒草	Cop2	50	0.4	
3	狗尾草	Cop2	40	0.4	
4	紫穗槐（苗）	Un	<1	0.3	

表6.2.6-16 植被样方调查基本状况表（Y11）

样方编号	Y11	群落类型	小叶杨林群落	样方大小	10m×10m
调查地点	陕西省延安市志丹县				
具体位置描述：瓦房庄西北侧					
纬度	37.019780°	地貌	（）山地 （）低洼地 （）平原（）丘陵（◆）高原		
经度	108.643928°	坡位	（◆）谷地 （）下部 （）中部 （）上部 （）梁顶		
海拔(m)	1552	植被起源	（）原生 （◆）次生 （）人工		
坡向	/	干扰程度	（）无干扰 （◆）轻微 （）中度 （）强烈		
坡度(°)	/	土壤类型	风沙土	周围植被	小叶杨

垂直结构	层高（m）	盖度（%）	优势种
乔木层	6-10	70	小叶杨
灌木层	1.4	70	柠条
草本层	0.4	50	长芒草
饱和度(种)	10	生物量（$g.m^{-2}$）	1660.2
调查人	袁康、纪银银		
记录人	纪银银	调查日期	2025.9.1



附：样方调查记录表

群落总盖度（%）：90		备注：			
序号	植物名称	多度	盖度(%)	平均高度(m)	备注
1	小叶杨	6	70	8	
2	柠条	2	50	1.4	
3	长芒草	Cop2	50	0.3	
4	艾蒿	Cop2	50	0.3	
5	碱地风毛菊	Sp	＜5	0.3	
6	狗尾草	Sol	＜1	0.3	
7	茜草	Sol	＜1	0.3	
8	车前	Sol	＜1	0.3	
9	狗尾草	Sol	＜1	0.3	
10	白花草木樨	Sol	＜1	0.3	

表6.2.6-17 植被样方调查基本状况表（Y12）

样方编号	Y12	群落类型	沙棘群落	样方大小	5m×5m
调查地点	陕西省延安市志丹县				
具体位置描述：西大山南侧					
纬度	36.946158°	地貌	（）山地 （）低洼地 （）平原（）丘陵（◆）高原		
经度	108.672431°	坡位	（◆）谷地 （）下部 （）中部 （）上部 （）梁顶		
海拔(m)	1535	植被起源	（）原生 （◆）次生 （）人工		
坡向	/	干扰程度	（）无干扰 （◆）轻微 （）中度 （）强烈		
坡度(°)	/	土壤类型	风沙土	周围植被	沙棘

垂直结构	层高（m）	盖度（%）	优势种
乔木层	/	/	/
灌木层	1.2	50	沙棘
草本层	0.4	35	长芒草
饱和度(种)	3	生物量（$g.m^{-2}$）	241.7
调查人	袁康、纪银银		
记录人	纪银银	调查日期	2025.9.1



附：样方调查记录表

群落总盖度（%）：75		备注：			
序号	植物名称	多度	盖度(%)	平均高度(m)	备注
1	沙棘	6	50	1.2	
2	长芒草	Cop^2	35	0.4	
3	苜蓿	UN	＜1	0.3	

表6.2.6-18 植被样方调查基本状况表（Y13）

样方编号	Y13	群落类型	沙棘群落	样方大小	5m×5m
调查地点	陕西省延安市志丹县				
具体位置描述：贾家沟岔北侧					
纬度	36.939063°	地貌	（）山地 （）低洼地 （）平原（）丘陵（◆）高原		
经度	108.646138°	坡位	（◆）谷地 （）下部 （）中部 （）上部 （）梁顶		
海拔(m)	1432	植被起源	（）原生 （◆）次生 （）人工		
坡向	/	干扰程度	（）无干扰 （◆）轻微 （）中度 （）强烈		
坡度(°)	/	土壤类型	风沙土	周围植被	沙棘

垂直结构	层高（m）	盖度（%）	优势种
乔木层	/	/	/
灌木层	1.2	70	沙棘
草本层	/	/	/
饱和度(种)	2	生物量（$g.m^{-2}$）	241.7
调查人	袁康、纪银银		
记录人	纪银银	调查日期	2025.9.1



附：样方调查记录表

群落总盖度（%）：75		备注：			
序号	植物名称	多度	盖度(%)	平均高度(m)	备注
1	沙棘	6	70	1.2	
2	柠条	3	10	1.0	

表6.2.6-19 植被样方调查基本状况表（Y14）

样方编号	Y14	群落类型	蒿草群落	样方大小	1m×1m
调查地点	陕西省延安市志丹县				
具体位置描述：马蹄湾西侧					
纬度	36.962874°	地貌	（）山地 （）低洼地 （）平原（）丘陵（◆）高原		
经度	108.638226°	坡位	（◆）谷地 （）下部 （）中部 （）上部 （）梁顶		
海拔(m)	1384	植被起源	（）原生 （◆）次生 （）人工		
坡向	/	干扰程度	（）无干扰 （◆）轻微 （）中度 （）强烈		
坡度(°)	/	土壤类型	风沙土	周围植被	蒿草

垂直结构	层高（m）	盖度（%）	优势种
乔木层	/	/	/
灌木层	/	/	/
草本层	0.1	30	冷蒿
饱和度(种)	2	生物量（$g.m^{-2}$）	9.9
调查人	袁康、纪银银		
记录人	纪银银	调查日期	2025.9.1



附：样方调查记录表

群落总盖度（%）：30		备注：			
序号	植物名称	多度	盖度(%)	平均高度(m)	备注
1	冷蒿	Cop^2	30	0.1	
2	长芒草	Cop^1	5	0.1	

表6.2.6-20 植被样方调查基本状况表（Y15）

样方编号	Y15	群落类型	蒿草群落	样方大小	1m×1m
调查地点	陕西省延安市志丹县				
具体位置描述：李家庄东北侧					
纬度	36.916593°	地貌	（）山地 （）低洼地 （）平原（）丘陵（◆）高原		
经度	108.695036°	坡位	（◆）谷地 （）下部 （）中部 （）上部 （）梁顶		
海拔(m)	1385	植被起源	（）原生 （◆）次生 （）人工		
坡向	/	干扰程度	（）无干扰 （◆）轻微 （）中度 （）强烈		
坡度(°)	/	土壤类型	风沙土	周围植被	蒿草

垂直结构	层高（m）	盖度（%）	优势种
乔木层	/	/	/
灌木层	/	/	/
草本层	0.1	30	冷蒿
饱和度(种)	2	生物量（$g.m^{-2}$）	12.3
调查人	袁康、纪银银		
记录人	纪银银	调查日期	2025.9.1



附：样方调查记录表

群落总盖度（%）：50		备注：			
序号	植物名称	多度	盖度(%)	平均高度(m)	备注
1	冷蒿	Cop^2	50	0.1	
2	长芒草	Cop^1	5	0.1	

表6.2.6-21 植被样方调查基本状况表（Y16）

样方编号	Y16	群落类型	小叶杨林群落	样方大小	10m×10m
调查地点	陕西省延安市志丹县				
具体位置描述：槐树崾峪北侧					
纬度	36.934201°	地貌	（）山地 （）低洼地 （）平原（）丘陵（◆）高原		
经度	108.713536°	坡位	（）谷地 （）下部 （◆）中部 （）上部 （）梁顶		
海拔(m)	1410	植被起源	（）原生 （◆）次生 （）人工		
坡向	SE	干扰程度	（）无干扰 （）轻微 （◆）中度 （）强烈		
坡度(°)	10	土壤类型	风沙土	周围植被	小叶杨

垂直结构	层高（m）	盖度（%）	优势种
乔木层	6-10	70	小叶杨
灌木层	2.4	70	柠条
草本层	0.4	50	长芒草
饱和度(种)	10	生物量（$g.m^{-2}$）	1560.5
调查人	袁康、纪银银		
记录人	纪银银	调查日期	2025.9.1



附：样方调查记录表

群落总盖度（%）：90		备注：			
序号	植物名称	多度	盖度(%)	平均高度(m)	备注
1	小叶杨	6	70	8	
2	柠条	2	50	2.4	
3	鹅观草	Cop^2	50	0.3	
4	狗尾草	Cop^2	50	0.3	
5	凤毛菊	Sp	＜5	0.3	
6	艾蒿	Sol	＜1	0.3	
7	刺儿菜	Sol	＜1	0.3	
8	野菊花	Sol	＜1	0.3	
9	抱茎苦荬菜	Sol	＜1	0.3	
10	苍耳	Sol	＜1	0.3	

表6.2.6-22 植被样方调查基本状况表（Y17）

样方编号	Y17	群落类型	沙棘群落	样方大小	5m×5m
调查地点	陕西省延安市志丹县				
具体位置描述：后胶泥庄					
纬度	36.869093°	地貌	（）山地 （）低洼地 （）平原（）丘陵（◆）高原		
经度	108.655768°	坡位	（◆）谷地 （）下部 （）中部 （）上部 （）梁顶		
海拔(m)	1465	植被起源	（）原生 （◆）次生 （）人工		
坡向	/	干扰程度	（）无干扰 （◆）轻微 （）中度 （）强烈		
坡度(°)	/	土壤类型	风沙土	周围植被	沙棘

垂直结构	层高（m）	盖度（%）	优势种
乔木层	/	/	/
灌木层	1.2	65	沙棘
草本层	/	/	/
饱和度(种)	4	生物量（$g.m^{-2}$）	221.7
调查人	袁康、纪银银		
记录人	纪银银	调查日期	2025.9.1



附：样方调查记录表

群落总盖度（%）：80		备注：			
序号	植物名称	多度	盖度(%)	平均高度(m)	备注
1	沙棘	6	65	1.5	
2	柠条	3	20	1.2	
3	艾蒿	Sol	＜1	0.3	
4	刺儿菜	Sol	＜1	0.3	

表6.2.6-23 植被样方调查基本状况表（Y18）

<table>
<tr><td>样方编号</td><td>Y18</td><td>群落类型</td><td colspan="2">蒿草群落</td><td>样方大小</td><td>1m×1m</td></tr>
<tr><td>调查地点</td><td colspan="6">陕西省延安市志丹县</td></tr>
<tr><td colspan="7">具体位置描述：湫沟东侧</td></tr>
<tr><td>纬度</td><td>36.868926°</td><td>地貌</td><td colspan="4">（）山地 （）低洼地 （）平原（）丘陵（◆）高原</td></tr>
<tr><td>经度</td><td>108.692328°</td><td>坡位</td><td colspan="4">（◆）谷地 （）下部 （）中部 （）上部 （）梁顶</td></tr>
<tr><td>海拔(m)</td><td>1327</td><td>植被起源</td><td colspan="4">（）原生 （◆）次生 （）人工</td></tr>
<tr><td>坡向</td><td>/</td><td>干扰程度</td><td colspan="4">（）无干扰 （◆）轻微 （）中度 （）强烈</td></tr>
<tr><td>坡度(°)</td><td>/</td><td>土壤类型</td><td>风沙土</td><td>周围植被</td><td colspan="2">蒿草</td></tr>
<tr><td>垂直结构</td><td>层高（m）</td><td colspan="2">盖度（%）</td><td>优势种</td><td colspan="2" rowspan="8">  </td></tr>
<tr><td>乔木层</td><td>/</td><td colspan="2">/</td><td>/</td></tr>
<tr><td>灌木层</td><td>/</td><td colspan="2">/</td><td>/</td></tr>
<tr><td>草本层</td><td>0.1</td><td colspan="2">30</td><td>茵陈蒿</td></tr>
<tr><td>饱和度(种)</td><td>2</td><td colspan="2">生物量（g.m^{-2}）</td><td>8.7</td></tr>
<tr><td>调查人</td><td colspan="4">袁康、纪银银</td></tr>
<tr><td>记录人</td><td>纪银银</td><td colspan="2">调查日期</td><td>2025.9.1</td></tr>
<tr><td colspan="7">附：样方调查记录表</td></tr>
<tr><td colspan="3">群落总盖度（%）：40</td><td colspan="4">备注：</td></tr>
<tr><td>序号</td><td colspan="2">植物名称</td><td>多度</td><td>盖度(%)</td><td>平均高度(m)</td><td>备注</td></tr>
<tr><td>1</td><td colspan="2">茵陈蒿</td><td>Cop^{2}</td><td>30</td><td>0.25</td><td></td></tr>
<tr><td>2</td><td colspan="2">冰草</td><td>Cop^{1}</td><td>15</td><td>0.2</td><td></td></tr>
</table>

（2）评价区植物名录

同时，本次环评也对项目区植物资料进行了现场调查，调查过程中能够准确识别的植物种类，及时记名记录。对于野外不能准确鉴定的植物种类，用智能手机识别软件分析识别，并拍照记录。最后，整理汇总评价区植物名录。

根据查阅历史资料，结合现场调查结果，评价区内现以多年生草本为主，其次为小半灌木及一、二年生草本；水分生态类型中，以中旱生植物为主，区系地理成

分中以温带成分（包括泛北极种、古北极种等）和东亚成分（包括华北种、黄土高原种）为主，兼有少量草原成分（包括蒙古种、达乌里-蒙古种）等，评价区常见植物名录见表 6.2.6-24。

表6.2.6-24 区域主要植物名录

序号	中文名	学名	生活型
一、松科 Pinaceae			
1	油松	*Pinus tabulaefomis*	乔木
二、柏科 Cupressaceae			
2	侧柏	*Platycladus orientalis*	乔木
三、香蒲科 Typhaceae			
3	香蒲	*Typha orientalis*	多年生草本
四、禾本科 Gramineae			
4	狗牙根	*Cynodon dactylon*	多年生草本
5	芦苇	*Phragmites australis*	多年生根茎草本
6	长芒草	*Stipa bungeana Trin.*	多年生草本
7	白羊草	*Bothriochioa ischaemum*	多年生草本
8	冰草	*Agropyron cristatum*	多年生草本
9	野古草	*Arundinella hirta*	多年生草本
10	野稗子	*Echinochloa crusgalli*	多年生草本
11	荩草	*Arthraxon hispidus*	多年生草本
12	隐子草	*Kengia hancei*	多年生草本
13	披碱草	*Elymus dahuricus*	多年生草本
14	画眉草	*Eragrostis pilosa*	多年生草本
15	白草	*Pennisetum flaccidum*	多年生草本
16	早熟禾	*Poa annua*	一或二年生草本
17	狗尾草	*Setaria viridis*	一年生草本
18	赖草	*Leymus secalinus*	多年生根茎禾草
19	野燕麦	*Avena fatua*	一年生草本
20	糙隐子草	*Kengia squarrosa*	多年生草本
21	拂子茅	*Calamagrostis epigejos*	多年生草本
22	三芒草	*Aristida adscensionis Linn.*	一年生草本
23	黄背草	*Themeda japonica*	多年生草本
24	狼针草	*Stipa baicalensis*	多年生草本
25	鹅观草	*Roegneria kamoji Ohwi*	多年生草本
26	针茅	*Stipa capillata Linn.*	多年生草本
27	白茅	*Imperata cylindrica*	多年生草本
五、莎草科 Cyperaceae			
28	大披针苔草	*Carex lanceolata*	多年生草本
29	荆三棱	*Scirpus maritimus*	多年生草本
六、百合科 Liliaceae			
30	野蒜	*Allium macrostemon*	多年生草本
31	卷丹	*Lilium tigrinum*	多年生草本
32	毛叶石刁柏	*Asparagus richophyllus*	多年生草本

33	蕨叶天门冬	*Asparagus filicinus*	多年生草本
34	黄精	*polygonatum sibiricum*	多年生草本
七、杨柳科 Salicaceae			
35	垂柳	*Salix babylonica*	乔木中生
36	旱柳	*Salix mastudana*	乔木中生
37	小叶杨	*Populus simonii*	乔木旱中生
38	河北杨	*Populus hopeiensis*	乔木旱中生
39	山杨	*Populus davidiana*	乔木中生
八、壳斗科 Fagaceae			
140	槲栎	*Quercus aliena*	乔木
九、榆科 Ulmaceae			
41	榆	*Ulmus pumila*	乔木
十、桑科 Moraceae			
42	葎草	*Humulus scandens*	一年生草本
十一、蓼科 Polygonaceae			
43	酸模叶蓼	*Polygonum lapathifolium*	一年生草本
44	萹蓄	*Polygonum aviculare*	多年生草本
45	齿果酸模	*Rumex dentatus*	一或二年生草本
46	羊蹄	*Rumex crispus*	多年生草本
十二、马齿苋科 Portulacaceae			
47	马齿苋	*Portulaca oleracea*	一年生草本
十三、苋科 Amaranthaceae			
48	繁穗苋	*Amaranthus paniculatus*	一年生草本
49	反枝苋	*Amaranthus retroflexus*	一年生草本
十四、藜科 Chenopodiaceae			
50	小藜	*Chenopodium serotinum*	一年生草本
51	灰绿藜	*Chenopodium album*	一年生草本
十五、石竹科 Caryophyllaceae			
52	石头花	*Gypsophila davurica*	多年生草本
53	蝇子草	*Silene gallica*	一年生草本
54	鹅肠菜	*Malachium aquaticum*	多年生草本
十六、毛茛科 Ranunculaceae			
55	铁线莲	*Clematis montana*	蔓生半灌木
十七、罂粟科 Papaveraceae			
56	地丁	*Corydalis bungeana*	二年生草本
57	白屈菜	*Chelidonium majus*	多年生草本
十八、十字花科 Cruciferae			
58	荠菜	*Capsella brusa-pastoris*	一年生草本
59	播娘蒿	*Descurainia sophia*	一年生草本
60	独行菜	*Lepidium apetalum*	一年生草本
十九、景天科 Crassulaceae			
61	瓦松	*Orostachys fimbriatus*	多年生草本
62	费菜	*Sedum aizoon*	多年生草本
二十、蔷薇科 Rosaceae			

63	匍匐委陵菜	*Potentilla reptana*	多年生草本
64	山桃	*Prunus davidiana*	小乔木
65	山杏	*Prunus armeniaca var.ansu*	小乔木
66	蛇莓	*Duchesnea indica*	多年生草本
67	黄刺玫	*Rosa xanthina Lindl.*	灌木
二十一、豆科 Leguminosae			
68	野豌豆	*Vicia sepium*	多年生草本
69	达乌里胡枝子	*Lespedeza davurica*	半灌木
70	截叶铁扫帚	*Lespedeza cuneata*	小灌木
71	小叶锦鸡儿	*Caragana microphylla*	灌木
72	短梗胡枝子	*Lespedeza cyrtobotrya*	灌木
73	刺槐	*Robinia pseudoacacia*	乔木
74	粗糙紫云英	*Astragalus scaberrimus*	一年生草本
75	天蓝苜蓿	*Medicago lupulina*	一年生草本
二十二、酢酱草科 Oxalidaceae			
76	酢浆草	*Oxalis corniculata*	多年生草本
二十三、牻牛儿苗科Geraniaceae			
77	老鹳草	*Geranium wilfordii*	多年生草本
78	牦牛儿苗	*Erodium stephanianum*	一或二年生草本
二十四、蒺藜科Zygophyllaceae			
79	蒺藜	*Tribulue terrestris*	多年生草本
二十五、苦木科Simarubaceae			
80	臭椿	*Ailanthus altissima*	乔木
二十六、大戟科 Euphorbiaceae			
81	铁苋菜	*Acalypha australis*	一年生草本
82	湖北大戟	*Euphorbia hylonoma*	多年生草本
83	地锦	*Euphorbia humifusa*	一年生草本
84	乳浆大戟	*Euphorbia esula*	多年生草本
二十七、卫矛科 Celastraceae			
85	南蛇藤	*Celastrus orbiculatus*	木质藤本
二十八、鼠李科 Rhamnaceae			
86	酸枣	*Ziziphus jujuba*	灌木
87	小叶鼠李	*Rhamnus parvifolia*	灌木
二十九、葡萄科 Vitaceae			
88	乌蔹莓	*Cayratia pseudotrifolia*	草质藤本
89	毛葡萄	*Vitis quinquangularis*	木质藤本
三十、椴树科 Tiliaceae			
90	孩儿拳头	*Grewia biloba*	灌木
三十一、锦葵科 Malvaceae			
91	野西瓜苗	*Hibiscus trionum*	一年生草本
92	圆叶锦葵	*Malva rotundifolia*	多年生草本
93	苘麻	*Abutilon theophrasti*	多年生草本
三十二、堇菜科 Violaceae			
94	紫花地丁	*Viola philippica*	多年生草本

95	圆叶堇菜	*Viola pseudo-bambusetorum*	多年生草本
三十三、伞形科 Euphorbiaceae			
96	野胡萝卜	*Daucus carota*	二年生草本
三十四、柿树科 Ebenaceae			
97	君迁子	*Diospyros lotus*	乔木
三十五、萝藦科 Asclepiadaceae			
98	牛心朴子	*Cynanchum komarovii Al.*	多年生草本
99	鹅绒藤	*Cynanchum chinense*	多年生草本
三十六、旋花科 Convolvulaceae			
100	藤长苗	*Calystegia pellita*	多年生草本
101	牵牛	*Pharbitis nil*	一年生草本
102	打碗花	*Calystegia hederacea*	一年生草本
三十七、紫草科 Borraginaceae			
103	附地菜	*Trigonoyis peduncularis*	多年生草本
三十八、唇形科 Labiatae			
104	夏至草	*Lagopsis supina*	多年生草本
105	地椒	*Thymus quinquecostatus*	小半灌木状草本
106	益母草	*Leonurus artemisia*	多年生草本
三十九、茄科 Solanaceae			
107	枸杞	*Lycium chinense*	灌木
108	龙葵	*Solanum nigrum*	一年生草本
109	曼陀罗	*Datura stramonium*	草本
四十、玄参科 Scrophulariaceae			
110	婆婆纳	*Veronica didyma*	一年生草本
111	松蒿	*Phtheirospermum japonicum*	一年生草本
四十一、紫葳科 Bignoniaceae			
112	角蒿	*Incarvillea sinensis*	一年生草本
四十二、车前科Plantaginaceae			
113	车前	*Plantago asiatica*	多年生草本
四十三、茜草科 Rubiaceae			
114	茜草	*Rubia cordifolia*	多年生草本
四十四、桔梗科Campanulaceae			
115	石沙参	*Adenophora polyantha*	多年生草本
四十五、菊科 Compositae			
116	茵陈蒿	*Artemiaia eapillaris*	半灌木
117	黄蒿	*Artemisia annua*	一年生草本
118	艾蒿	*Artemisia argyi*	多年生草本
119	南牡蒿	*Artemisia eriopoda*	多年生草本
120	铁杆蒿	*Artemisia gmelinii*	多年生草本
121	阿尔泰紫菀	*Aster altaicus*	多年生草本
122	鬼针草	*Bidens bipinnate*	一年生草本
123	刺儿菜	*Cephalanoplos segetum*	多年生草本
124	大蓟	*Cirsium japonicum*	多年生草本
125	抱茎苦荬菜	*Ixeris sonchifolia*	多年生草本

126	大丁草	*Leibnitzia anandria*	多年生草本
127	灰蒿	*Artemisia transilicensis*	多年生草本
128	风毛菊	*Saussurea japonica*	两年生草本
四十六、报春花科			
129	点地梅	*Androsace incana Lam.*	一年生草本

6.2.7 陆生动物资源现状与评价

6.2.7.1 野生动物

（1）现状调查

根据现状调查和收集资料，区内野生动物组成比较简单，种类较少，多为常见种类，物种组成以小型兽类和禽类为主。兽类主要有黄鼬、狗獾、蒙古兔、花鼠、大仓鼠、小家鼠等；禽类主要有啄木鸟、小沙百灵、家燕、喜鹊、大嘴乌鸦、麻雀等。

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

根据调查，调查区内尚未发现国家、省级重点保护野生动物。

（2）野生动物生境划分

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

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

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

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性分布，植被密度较低，多以乱石滩为主，也包括一小部分水库和池塘等湿地。

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

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

荒漠：主要以裸土地为主。

其他：分布有工矿企业。

（3）样线调查和设置

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

本次主要结合项目所在区域特点，本次将区域划分为 2 类生境，即人工生境和自然生境，因此本次评价动物样线布置主要考虑沿管线走向、尽量覆盖所有地表植被类型进行，共设置 5 条样线，每条样线长度 2km 左右，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。样线调查表见表 6.2.7-1~表 6.2.7-5。样方样线分布图见图 6.2.7-1~图 6.2.7-3。

表6.2.7-1 野生动物样线1调查记录表

<table>
<tr><td colspan="3">调查地名称：吴起县南崾岘</td><td colspan="3">样线编号：YX1</td></tr>
<tr><td>样线长度：2.56km</td><td colspan="3">海拔区间：1542m-1532m</td><td>生境类型：人工生境（城镇工矿用地、农业用地）；自然生境（森林、灌丛、草地）</td></tr>
<tr><td colspan="6">坐标：N36.966948°，E108.014129°至N36.973814°，E108.038677°</td></tr>
<tr><td>天气：晴</td><td colspan="3">行进速度：2km/h</td><td colspan="2">人为干扰因素：较大</td></tr>
<tr><td colspan="6">样线记录</td></tr>
<tr><td>物种名</td><td>拉丁名</td><td>实体数量</td><td>痕迹类型及数量</td><td colspan="2">备注</td></tr>
<tr><td>麻雀</td><td>Passer montanus</td><td>3</td><td>无</td><td colspan="2">/</td></tr>
<tr><td>灰喜鹊</td><td>Cyanopica cyanus</td><td>2</td><td>无</td><td colspan="2">/</td></tr>
<tr><td>喜鹊</td><td>Pica pica</td><td>1</td><td>无</td><td colspan="2">/</td></tr>
<tr><td colspan="6">其他描述：无。
调查时间：2025.9.5　　调查人员：纪银银、袁康</td></tr>
</table>

表6.2.7-2 野生动物样线2调查记录表

调查地名称：志丹县后胶泥庄			样线编号：YX2	
样线长度：1.94km	海拔区间：1416m-1476m		生境类型：人工生境（城镇工矿用地、农业用地）；自然生境（森林、灌丛、草地）	
坐标：N36.883932°，E108.652393°至N36.893374°，E108.670933°				
天气：晴	行进速度：2km/h		人为干扰因素：较大	
样线记录				
物种名	拉丁名	实体数量	痕迹类型及数量	备注
喜鹊	Pica pica	1	无	
麻雀	Passer montanus	1	无	
其他描述：无。 调查时间：2025.9.5　　调查人员：纪银银、袁康				

表6.2.7-3 野生动物样线3调查记录表

调查地名称：志丹县湫沟			样线编号：YX3	
样线长度：2.27km	海拔区间：1453m-1392m		生境类型：人工生境（城镇工矿用地、农业用地）；自然生境（森林、灌丛、草地）	
坐标：N36.879868°，E108.681645°至N36.862101°，E108.695206°				
天气：晴	行进速度：2km/h		人为干扰因素：较大	
样线记录				
物种名	拉丁名	实体数量	痕迹类型及数量	备注
野鸡	*Phasianus colchicus*	4	无	/
麻雀	*Passer montanus*	2	1	/
乌鸦	*Corvus tristis*	1	无	/
其他描述：无。 调查时间：2025.9.5　　调查人员：纪银银、袁康				

表6.2.7-4 野生动物样线4调查记录表

调查地名称：志丹县柠条湾			样线编号：YX4	
样线长度：2.88km	海拔区间：1404m-1481m		生境类型：人工生境（城镇工矿用地、农业用地）；自然生境（森林、灌丛、草地）	
坐标：N36.924601°，E108.691292°至N36.944299°，E108.712793°				
天气：晴	行进速度：2km/h		人为干扰因素：较大	
样线记录				
物种名	拉丁名	实体数量	痕迹类型及数量	备注
野鸡	*Phasianus colchicus*	1	无	
其他描述：无。 调查时间：2025.9.6　　调查人员：纪银银、袁康				

表6.2.7-5 野生动物样线5调查记录表

调查地名称：志丹县神庙山			样线编号：YX5	
样线长度：2.98km	海拔区间：1578m-1477m		生境类型：人工生境（城镇工矿用地、农业用地）；自然生境（森林、灌丛、草地）	
坐标：N36.950526°，E108.649776°至N36.925807°，E108.663252°				
天气：晴	行进速度：2km/h		人为干扰因素：较大	
样线记录				
物种名	拉丁名	实体数量	痕迹类型及数量	备注

野鸡	*Phasianus colchicus*	2	无	
麻雀	*Passer montanus*	2	无	
其他描述：无。 调查时间：2025.9.6　　调查人员：纪银银、袁康				

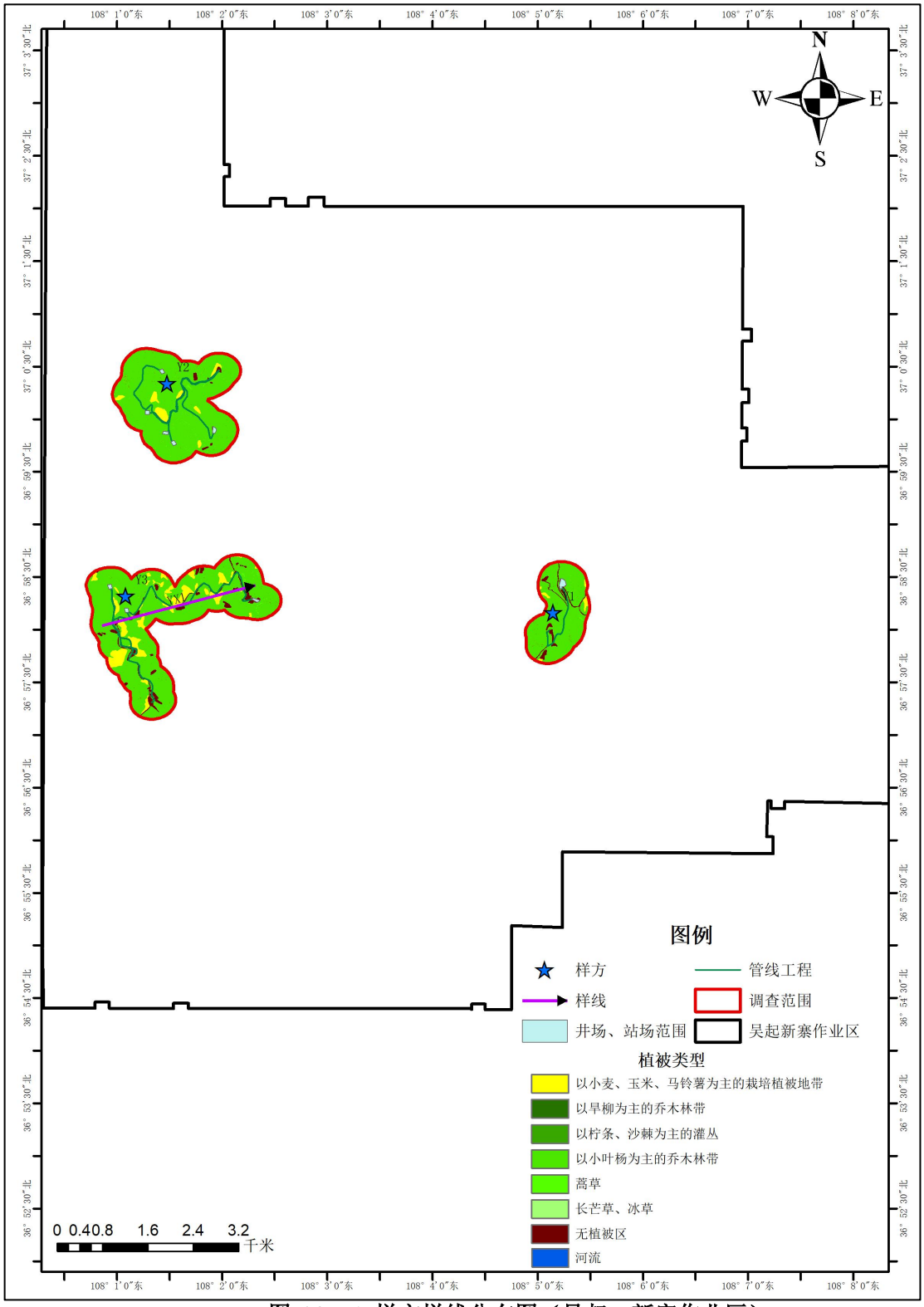


图 6.2.7-1 样方样线分布图（吴起、新寨作业区）

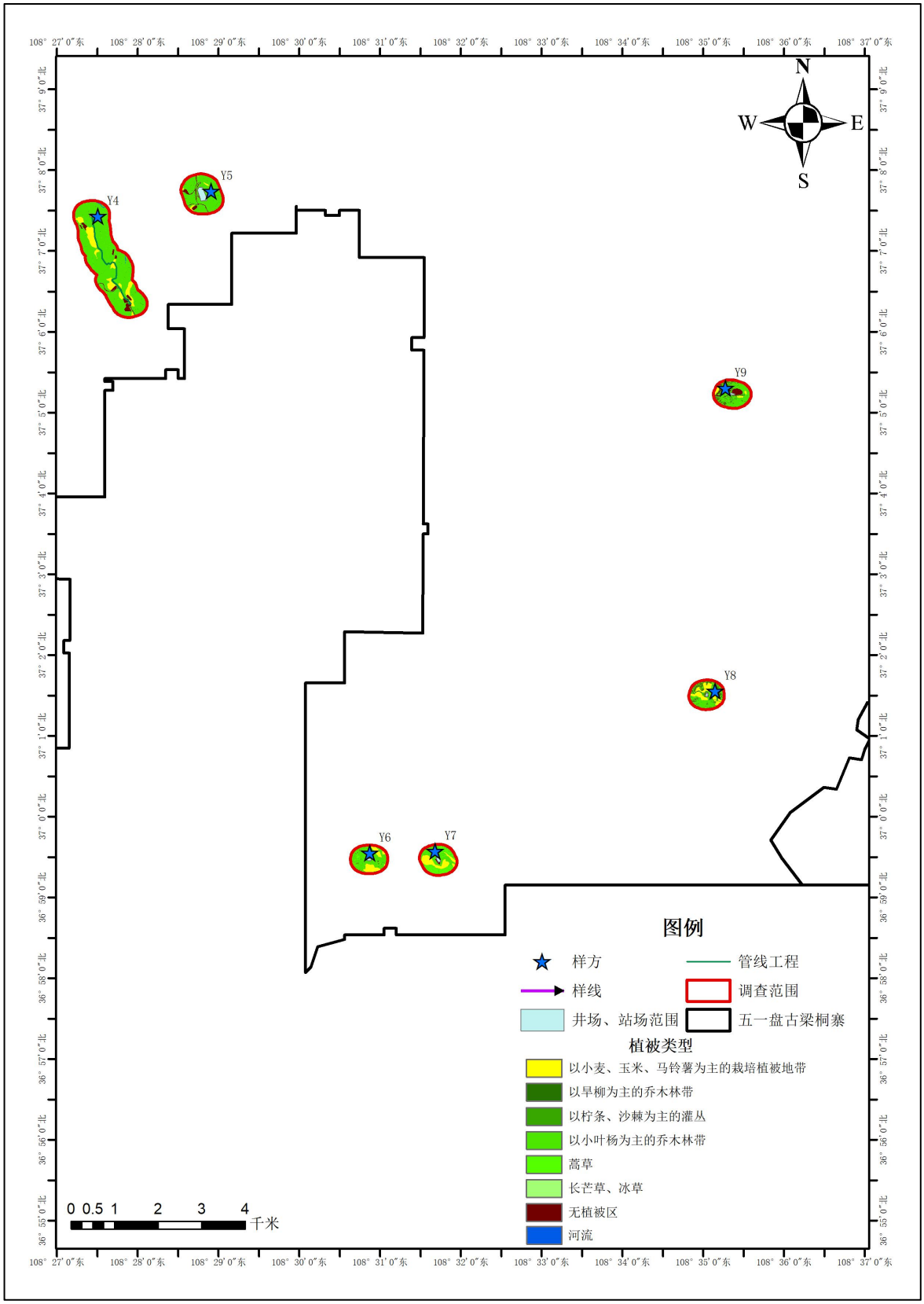


图 6.2.7-2 样方样线分布图（桐寨区、五里湾一区）

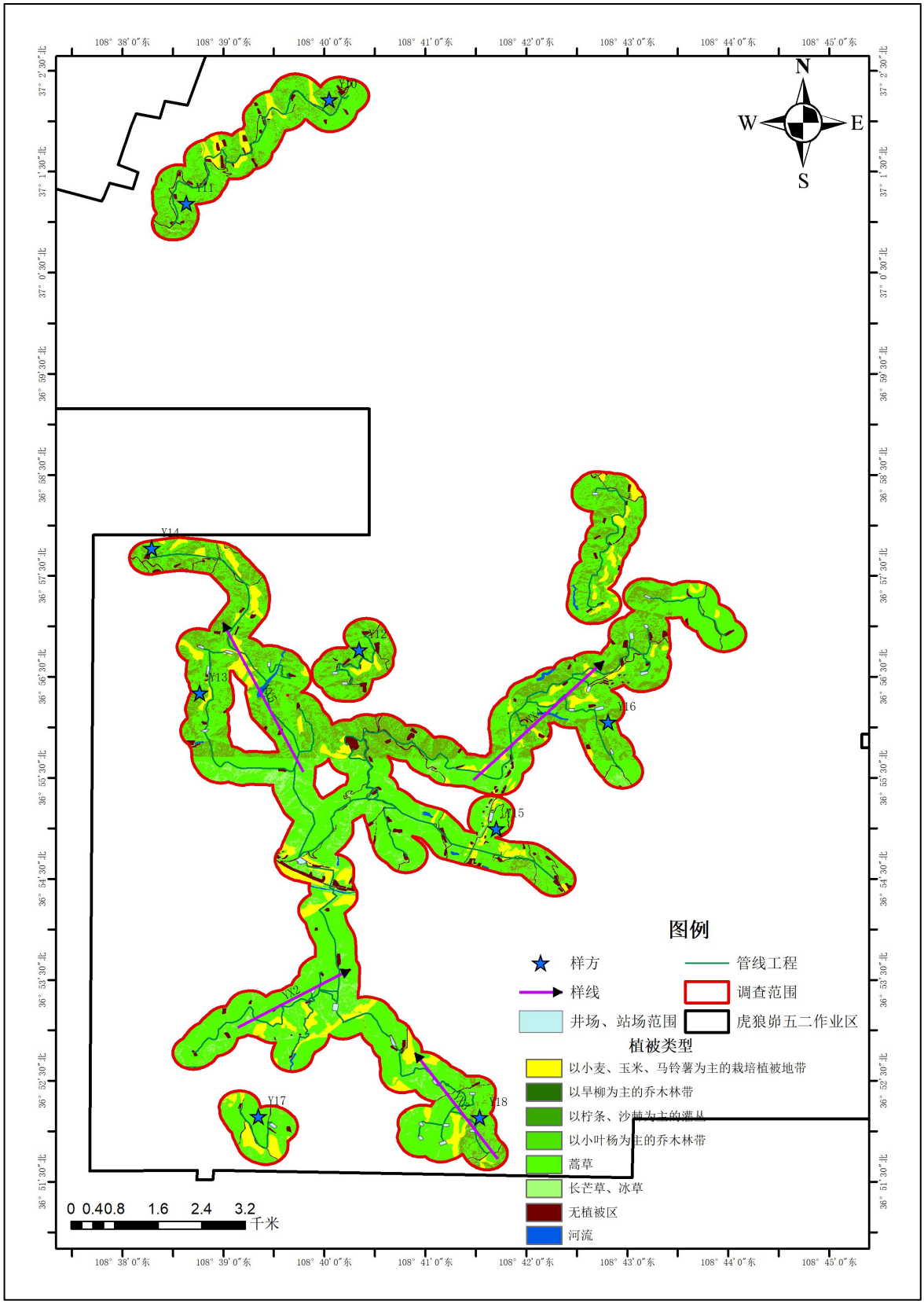


图 6.2.7-3 样方样线分布图（虎狼峁区、五里湾二区）

6.2.7.2 饲养动物

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

6.2.7.3 生态敏感区现状

根据现场实地调查及资料收集，本调查区及油田开发区范围内不涉及自然保护区、世界文化和自然遗产地等特殊生态敏感区；不涉及森林公园、地质公园、珍稀濒危野生动植物天然集中分布区、重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场、重要湿地等重要生态敏感区。

6.2.7.4 生境调查

（1）区域生境现状

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

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

黄土高原动物群的特征，随着各气候一植被带的外界环境条件的地理变异而呈规律性的变化。在同一气候一植被带中，不同的地形，水文和现存植被，以及人类经济活动，均影响动物的栖居活动，而构成不同性质的栖息地。黄土高原的动物属于温带森林一森林草原一农田动物群。因为农业开发的历史悠久，广大山地、丘陵成为次生草地、灌丛和农田，在这种环境里，一部分是适应次生林、灌丛、田野生活的森林动物，一部分则为草原动物，组成森林草原动物群。

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

（2）垂直分布特点

黄土高原鸟兽的垂直分布也较明显。山地自然条件对动物分布有明显的影响。项目所在区域山地较多、沟谷密布，海拔差异约1000m。区域草地分布较广，林地分布较少。林地种鸟兽的生活条件较佳，动物种类较多，灌丛中鸟兽的生活条件比深林稍差，因而动物种类较少。南坡很少见到灌丛，故种类不及北坡丰富，尤其是鸟类更少。

（3）项目区生境情况

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

据调查，评价区内尚未发现国家、省级重点保护野生动物。

6.2.8 生态环境存在的主要问题及变化趋势

根据《陕西省生态功能区划》，油区在生态功能分区上属于白于山南侧水土保持控制区、白于山河源水土保持区和定靖西南部风蚀、盐渍化控制区。生态服务功能主要为水源涵养功能区，土壤侵蚀和水土流失敏感，主要保护对策是控制水土流，存在的生态问题主要是该区为河流支流分布区，沟壑密度大，大部分地区水力侵蚀严重，为黄土高原水土流失严重区；塬区土地利用过度，易受旱，产量不稳；塬边坡地侵蚀强烈，土壤养分贫乏，为低产地。

根据陕西省水土保持规划，项目所在乡镇均属“陕北丘陵沟壑重点治理区”，亦说明评价区域水土流失问题的突出性及治理紧迫性。近年来，评价区内气候干旱、土地沙化、草场退化、物种多样性简单化等一系列生态问题也不同程度的凸显出来。

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

6.3 环境质量现状调查与评价

本次评价委托陕西中天众信检测技术有限公司对产建开发区块环境质量现状进行监测，点位布置考虑工程地理位置、场站功能、规模等代表性。环境质量现状监测包括拟建站场周围环境空气、地表水、地下水、环境噪声、土壤环境和包气带现状开展监测。另外，部分点位引用其他项目报告中监测资料做补充。本次评价过程中的实测数据的检测单位为陕西中天众信检测技术有限公司。

6.3.1 环境空气现状监测与评价

6.3.1.1基本污染物环境质量现状评价

根据陕西省生态环境厅办公室 2025 年 1 月 21 日发布的《环保快报》，延安市吴起县、志丹县和榆林市靖边县 2024 年 1-12 月空气质量统计见表 6.3.1-1。

表6.3.1-1 基本污染物环境质量现状

区域	评价指标	单位	评价标准	现状浓度	占标率（%）	达标情况
志丹县	PM_{10}年均值	μg/m³	70	46	65.71	达标
	$PM_{2.5}$年均值	μg/m³	35	24	68.57	达标
	SO_2年均值	μg/m³	60	6	10	达标
	NO_2年均值	μg/m³	40	17	42.5	达标
	CO95%日均值	mg/m³	4	1.2	30	达标
	$O_3$90%日最大8h滑动平均值	μg/m³	160	142	88.75	达标
吴起县	PM_{10}年均值	μg/m³	70	60	85.71	达标
	$PM_{2.5}$年均值	μg/m³	35	25	71.43	达标
	SO_2年均值	μg/m³	60	6	10	达标
	NO_2年均值	μg/m³	40	16	40	达标
	CO95%日均值	mg/m³	4	1.7	42.5	达标
	$O_3$90%日最大8h滑动平均值	μg/m³	160	142	88.75	达标
靖边县	PM_{10}年均值	μg/m³	70	52	74.29	达标
	$PM_{2.5}$年均值	μg/m³	35	26	74.29	达标
	SO_2年均值	μg/m³	60	10	16.67	达标
	NO_2年均值	μg/m³	40	20	50	达标
	CO95%日均值	mg/m³	4	1	25	达标
	$O_3$90%日最大8h滑动平均值	μg/m³	160	155	96.88	达标

由表 6.3.1-1 统计结果可知，项目所在区域的志丹县、吴起县、靖边县均为达标区，总体来看，项目所在区域环境空气质量较好。

6.3.1.2其他污染物环境质量现状

为了解本项目区域非甲烷总烃环境质量现状，本次评价通过现状监测和引用数

据的方式来说明区域环境空气质量现状。本次实测检测委托单位为陕西中天众信检测技术有限公司。

（1）监测点位、监测因子及监测时段

本项目通过实测和引用《长庆油田分公司第三采油厂 2024 年产能建设工程（延安区域）环境影响报告书》《长庆油田分公司第三采油厂 2025 年油田维护工程（延安区域）环境影响报告书》《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》中设置的环境空气监测点的监测数据来说明其他污染物环境空气现状，监测点位信息表见表 6.3.1-2，监测点位见图 6.3.6-1~4。

表6.3.1-2 监测点位基本信息

序号	点位名称	监测点坐标	监测因子	监测时段	位置说明	来源
1	火石峁	E108.7129354° N36.9789352°	总烃、非甲烷 总烃、硫化氢	2024.6.09~2024.6.18	志丹虎狼峁作业区	引用《长庆油田分公司第三采油厂2024年产能建设工程（延安区域）》
2	周咀子村	E108.7192011° N36.9407341°	总烃、非甲烷 总烃、硫化氢	2025.3.27~2025.4.2、2025.4.8~2025.4.15	志丹虎狼峁作业区	实测
3	平凉峁	E108.5289252° N36.9878076°	总烃、非甲烷 总烃、硫化氢		志丹五里湾作业区	实测
4	南崾崄	E108.0154050° N36.9652307°	总烃、非甲烷 总烃、硫化氢		新寨作业区	实测
5	曹儿台	E108.0304984° N36.9957422°	总烃、非甲烷 总烃、硫化氢		吴起作业区	实测
6	靖2增	E108.4646637° N37.1051671°	总烃、非甲烷 总烃、硫化氢		桐寨作业区	实测
7	党家坬子	E108.64848000° N36.99747600°	TSP	2025.4.8~2025.4.14	吴起作业区	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）》
8	守暴城子	E108.06573800° N36.96616200°	TSP		志丹虎狼峁作业区	
9	周河镇	E:108°35′20.66″ N:37°05′48.56″	非甲烷总烃、硫化氢	2024.7.8~2027.7.14	靖边五里湾作业区	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）》
10	东坪村	E:108°35′5.68″ N:37°00′55.47″	非甲烷总烃、硫化氢		靖边五里湾作业区	

（2）监测时间和频次

本次大气补充监测连续监测 7 天，每天采样四次。采样同时记录风向、风速、气温、气压等气候因素。

（3）监测项目分析方法

监测因子为非甲烷总烃、总烃、H_2S。本次监测因子分析方法见下表。

表6.3.1-3 大气监测项目及分析方法

项目	方法依据	分析仪器名称及型号	检出限

非甲烷总烃、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	GC9790II气相色谱仪 ZZJC-YQ-001	0.07mg/m^3
硫化氢	亚甲基蓝分光光度法(B) 《空气和废气监测分析方法》 (国家环境保护总局2003)	TU-1810S 紫外可见分光光度计 ZZJC-YQ-134	0.001mg/m^3
TSP	环境空气 总悬浮颗粒物的测定重量法 HJ 1263-2022	PT-104/55S电子天平 ZZJC-YO-128	7μg/m^3

（4）评价标准

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/m^3），硫化氢满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 标准。

表6.3.1-4 大气监测项目及分析方法

监测项目	限值	单位	执行标准
非甲烷总烃	2000	μg/m^3	《大气污染物综合排放标准详解》
总烃	/	/	/
硫化氢	10	μg/m^3	《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）
TSP	300	μg/m^3	《环境空气质量标准》 （GB 3095—2012）

（5）监测结果与统计

表6.3.1-5 特征污染物环境空气质量现状监测结果

序号	监测点位	监测点坐标/m		污染物	平均时间	评价标准/(μg/m^3)	监测浓度范围/(μg/m^3)	最大浓度占标率/%	超标率/%	达标情况
		X	Y							
1	火石峁	108.7129354°	36.9789352°	总烃	1h	5000	2420~2830	56.6	0	达标
				非甲烷总烃		2000	560~830	41.5	0	达标
				硫化氢		10	3~6	60	0	达标
2	周咀子村	108.7192011°	36.9407341°	总烃		5000	2220~2260	45.2	0	达标
				非甲烷总烃		2000	950~980	49.0	0	达标
				硫化氢		10	4~7	70	0	达标
3	平凉峁	108.5289252°	36.9878076°	总烃		5000	760~1160	23.2	0	达标
				非甲烷总烃		2000	440~640	32.0	0	达标
				硫化氢		10	1~3	30	0	达标
4	南崾峪	108.0154050°	36.9652307°	总烃		5000	2840～2990	59.8	0	达标
				非甲烷总烃		2000	1160～1260	63.0	0	达标
				硫化氢		10	2~5	50	0	达标
5	曹儿台	108.0304984°	36.9957422°	总烃		5000	2830～3070	61.4	0	达标
				非甲烷总烃		2000	1160～1250	62.5	0	达标

				硫化氢		10	3~6	60	0	达标
6	杨家沟	108.4571738°	37.10483290°	总烃		5000	2910~3540	70.8	0	达标
				非甲烷总烃		2000	1070~1100	55.0	0	达标
				硫化氢		10	4~7	70.0	0	达标
7	党家坝子	108.64848000°	36.99747600°	TSP	24h	300	69~289	96.3	0	达标
8	守暴城子	108.06573800°	36.96616200°	TSP		300	74~285	95.0	0	达标
9	周河镇	108°35′20.66″	37°05′48.56″	非甲烷总烃	1h	2000	870~1390	69.5	0	达标
				硫化氢		10	ND~5	0	0	达标
10	东坪村	108°35′5.68″	37°00′55.47″	非甲烷总烃	1h	2000	860~1360	58.0	0	达标
				硫化氢		10	ND	0	0	达标

监测数据表明，各监测点非甲烷总烃小时浓度均符合《大气污染物综合排放标准详解》中小时 2.0mg/m^3 的限值；硫化氢小时浓度均符合《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中小时 10μg/m^3 的限值，颗粒物 TSP24 小时浓度均符合《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准 300μg/m^3 的参考值，区域环境空气质量较好。

6.3.2 地表水环境质量现状监测与评价

（1）监测断面设置

本次评价根据各井区分布情况，监测本次产建方案中长输管线涉及穿越地表河流断面地表水环境质量现状。

表6.3.2-1 地表水监测断面位置

断面名称	断面位置	坐标	河流	位置关系
贾家沟穿越点	下游	E108.65179457° N36.93110672°	周河支流	顺平95-4至顺85-62增出油管线穿越
后台穿越点	下游	E108.70300795° N36.92769656°	周河支流	柳100-28降回压站至柳三脱外输管线穿越

（2）监测时间及监测频率

监测断面监测时间为 2025 年 4 月 11 日～13 日，所有样品均为每天取一个混合样，连续监测 3 天。

（3）监测项目及分析方法

本次评价地表水监测项目为：pH 值、COD、NH_3-N、硫化物、石油类、挥发酚，共 6 项。

分析方法采用《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中规定的方法。

（4）监测结果与评价

本次地表水断面监测结果见表 6.3.2-2。

表6.3.2-2　评价区地表水监测结果表　单位：mg/L，pH无量纲

点位	1#贾家沟穿越点					
序号	项目	2025.4.11	2025.4.12	2025.4.13	标准	超标率
1	pH值	6.8（4℃）	7.4（3℃）	7.4（4℃）	6~9	0
2	化学需氧量	17	16	14	20	0
3	氨氮	0.031	0.047	0.045	0.5	0
4	硫化物	0.003	0.005	0.004	0.1	0
5	石油类	0.03	0.04	0.04	0.05	0
6	挥发酚	0.0007	0.0009	0.0008	0.002	0
点位	2#后台穿越点					
序号	项目	2025.4.11	2025.4.12	2025.4.13	标准	超标率
1	pH值	7.4（2℃）	7.7（2℃）	7.8（2℃）	6~9	0
2	化学需氧量	15	18	18	20	0
3	氨氮	0.034	0.029	0.039	0.5	0
4	硫化物	0.004	0.004	0.004	0.1	0
5	石油类	0.04	0.04	0.03	0.05	0
6	挥发酚	0.0011	0.0008	0.0010	0.002	0

从表 6.3.2-2 可看出，各监测断面各监测项目均满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III类水质标准限值。

6.3.3 地下水环境质量监测与评价

6.3.3.1监测点位布设

项目地下水环境评价工作等级为最高为二级，依据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ 610-2016）“8.3.3.3”现状监测点的布设原则中“c.一般情况下，地下水水位监测点数宜大于相应评价级别地下水水质监测点数的 2 倍；d.二级评价项目潜水含水层的水质监测点应不少于 5 个，可能受建设项目影响且具有饮用水开发利用价值的含水层 2-4 个”。结合《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）要求“涉及两个或两个以上站场时，可根据评价等级优化调整地下水环境现状监测点布设，每个场地下游至少保证一个监测点，整体数量应满足最高评价等级的监测点数要求。”

本项目通过引用+实测的方式来说明区域地下水环境质量现状。实测 3 个地下水水位、水质监测点，实测 1 地下水水位监测点；引用地下水水质、水位监测点 5 个，

引用地下水水位监测点位 4 个。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块进行了全面覆盖，同时从表 6.3.3-1 中可以看出，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处于 3 年有效期范围内，水质监测点监测因子均包含基本水质因子和本项目特征污染因子“石油类”，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。

表6.3.3-1 评价区地下水监测点位

序号	监测点名称	坐标	所在区块	与本次工程位置关系	监测层位	监测内容	来源
1	顾家塌民井	E108°40'58.42" N36°52'11.61"	志丹虎狼峁区块	柳37增井场、柳151-2至柳35增出油管线下游800m	白垩系环河组裂隙潜水含水层	水质、水位	引用（2024.11）
2	四咀水井	E108°42'00.14" N36°55'22.08"		柳100-28降回压站至柳三脱外输管线下游300m		水质、水位	实测
3	金崖根水井	E108°40'09.18" N36°54'32.70"		顺85-62至柳三脱集油管线下游1.5km	第四系风积黄土潜水含水层	水位	引用（2022.9）
4	保娃沟门村水井	E108°40'55.82" N36°54'15.84"		保3扩至新柳8增出油管线上游900m		水位	引用（2022.9）
5	桃梨坬水井	E108°31'33.67" N36°58'53.20"		柳48-9-5至降回压站出油管线1.2km		水质、水位	实测
6	王崖窑水井	E108°33'46.87" N36°58'19.45"		柳48扩至南8增出油、注水管线下游2.5km		水位	实测
7	王台民井	E108°06'03.85" N36°55'41.33"	吴起、新寨区块	吴454扩至旗四转出油管线下游4.2km	白垩系环河组裂隙潜水含水层	水质、水位	引用（2024.11）
8	曹儿台民井	E108°02'11.68" N36°59'44.94"		新314-199扩至旗15增出油管线下游100m	第四系风积黄土潜水含水层	水质、水位	
9	吴二联北侧	E108°04′07.46″ N37°00′13.35″		吴二联上游400m		水位	
10	旗六转上游	E108°01′14.81″ N36°57′27.35″		旗016-34扩至旗六转注水管线下游134m		水位	引用（2022.6）
11	王砭民井	E108°25'47.13" N37°03'47.14"	桐寨区块	靖二增下游6km		水质、水位	引用（2024.11）

序号	监测点名称	坐标	所在区块	与本次工程位置关系	监测层位	监测内容	来源
12	杨家沟水井	E108°27'20.87" N37°06'18.96"		靖二增下游1.2km		水质、水位	实测
13	庙台村	E108°35′12″ N37°05′12″	靖边五里湾区块	高213降回压站下游0.3km	第四系黄土含水层	水质、水位	引用（2025.5）
3~4号地下水监测点数据引用自《长庆油田分公司第三采油厂陕西区域产能建设工程管线项目环境影响报告书》；10号地下水监测点数据引用自《第三采油厂2022年产能建设工程（吴起区域）环境影响报告书》；1、7~9、11号地下水监测点数据引用自《第三采油厂2024年产能建设工程（延安区域）环境影响报告书》；13号地下水监测数据引用自《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）环境影响报告书》							

6.3.3.2监测因子

根据项目特点和可能对地下水的影响结合评价区地下水水化学特征，确定如下监测因子：pH 值、K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、氯化物（以 Cl-计）、硫酸盐（以 SO_4^{2-}）、氨氮、氰化物、硝酸盐、亚硝酸盐、六价铬、挥发性酚类、总硬度、溶解性总固体、氟化物、汞、砷、铁、锰、铅、镉、钡、总大肠菌群、菌落总数、耗氧量、石油类、硫化物，共计 30 项。

6.3.3.3监测结果

（1）水位

本次地下水水位监测结果表 6.3.3-2。

表6.3.3-2 地下水位监测结果单位：m

序号	点位	井口标高	井深	静水位标高	水位埋深
1	顾家塌民井	1365	16	1354.63	10.37
2	四咀水井	1322	23	1307	15
3	金崖根水井	1265	13	1253.43	11.57
4	保娃沟门村水井	1259	18	1238.51	15.33
5	桃梨坬水井	1461	36	1447	14
6	王崖窑水井	1286	16	1278.33	7.67
7	王台村民井	1279	12	1269.12	9.88
8	曹儿台民井	1362	45	1322.58	39.42
9	吴二联北侧	1579	300	1310.4	268.6
10	旗六转上游	1526	300	1280.1	245.9
11	王砭村民井	1402	16	1388.31	13.69
12	杨家沟水井	1470	9	1462	8
13	庙台村（泉水）	1387.6	/	1387.6	/

（2）水质监测结果分析

由表 6.3.3-3、表 6.3.3-4 可知，除个别点位氯化物、硫酸盐、溶解性总固体、总

硬度超标外，其余各因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准限值要求。

氯化物、硫酸盐、溶解性总固体、总硬度超标情况原因分析主要为区域黄土和下伏基岩地层本身的固有积盐作用，地层的含盐量均随地势升高而含盐量增高，再经溶滤渗漏作用影响导致地下水中离子含量浓度相应升高。

表6.3.3-3 实测地下水水质监测结果单位：mg/L

监测项目	单位	监测结果			III类标准值
		四咀	桃梨坬	杨家沟	
pH值	无量纲	6.8（4℃）	6.8（5℃）	6.8（2℃）	6.5～8.5
总汞	mg/L	4×10^{-5}L	4×10^{-5}L	4×10^{-5}L	0.001
总砷	mg/L	3×10^{-4}L	3×10^{-4}L	3×10^{-4}L	0.01
氰化物	mg/L	0.002L	0.002L	0.002L	0.05
溶解性总固体	mg/L	542	553	532	1000
总硬度	mg/L	175	166	172	450
*总大肠菌群	MPN/100mL	未检出	未检出	未检出	3
石油类	mg/L	0.04	0.04	0.03	0.05
氨氮	mg/L	0.025L	0.025L	0.025L	0.5
亚硝酸盐	mg/L	0.006	0.006	0.007	1
硝酸盐	mg/L	11.0	10.4	10.4	20
高锰酸盐指数	mg/L	0.74	0.64	0.76	3
氯化物	mg/L	44.1	40.6	40.7	250
挥发酚	mg/L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.002
氟化物	mg/L	0.368	0.344	0.306	1
硫化物	mg/L	0.003L	0.003L	0.003L	0.02
铬	mg/L	0.03L	0.03L	0.03L	0.05
铅	mg/L	2.5×10^{-3}L	2.5×10^{-3}L	2.5×10^{-3}L	0.01
镉	mg/L	5×10^{-4}L	5×10^{-4}L	5×10^{-4}L	0.005
铁	mg/L	0.3L	0.3L	0.3L	0.3
锰	mg/L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1
K^+	mg/L	2.48	1.95	2.6	/
Na^+	mg/L	134.39	173.65	122.89	200
Ca^{2+}	mg/L	43.8	35.32	46.38	/
Mg^{2+}	mg/L	63.62	61.9	57.3	/

监测项目	单位	监测结果			III类标准值
		四咀	桃梨坬	杨家沟	
CO_3^{2-}	mg/L	72	78	43	/
HCO_3^-	mg/L	2L	2L	2L	/
Cl^-	mg/L	44.1	40.6	40.7	/
SO_4^{2-}	mg/L	34.2	32.3	32.4	250
备注：石油类参考《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）					

表6.3.3-4 引用地下水水质监测结果单位：mg/L

分析项目	单位	监测结果					III类标准值
		顾家塌	王砭	王台	曹儿台	庙台村	
pH（无量纲）	无量纲	7.3（水温：19.7℃)	7.6（水温：19.3℃)	7.8（水温：14.1℃)	7.6（水温：18.7℃)	7.6（水温:14.5℃）	6.5~8.5
K^+	mg/L	0.93	2.13	3.00	1.72	1.77	/
Na^+	mg/L	57.0	165	174	165	131	200
Ca_2^+	mg/L	37.4	176	166	99.1	90	/
Mg_2^+	mg/L	13.1	56.7	45.3	42.4	46.1	/
CO_3^{2-}	mg/L	5ND	5ND	5ND	5ND	5ND	/
HCO_3^-	mg/L	304	409	364	321	337	/
Cl-	mg/L	16.8	**360**	**383**	**271**	98.3	250
SO_4^{2-}	mg/L	11.8	235	214	204	**267**	250
氨氮	mg/L	0.286	0.448	0.474	0.398	0.072	0.5
硝酸盐（以N计）	mg/L	0.54	6.34	5.25	6.96	12.5	20
亚硝酸盐（以N计）	mg/L	0.003ND	0.003ND	0.003ND	0.003ND	0.005	1.00
挥发酚类	mg/L	0.0003ND	0.0003ND	0.0003ND	0.0003ND	0.0003ND	0.002
汞	mg/L	0.00004ND	0.00004ND	0.00004ND	0.00004ND	0.00010	0.001
砷	mg/L	0.0003ND	0.0003ND	0.0003ND	0.0003ND	0.0040	0.01
总硬度	mg/L	151	**679**	**602**	425	429	450
氟化物	mg/L	0.42	0.46	0.46	0.45	0.19	1.0

铁	mg/L	0.03ND	0.03ND	0.03ND	0.03ND	0.03ND	0.3
锰	mg/L	0.01ND	0.01ND	0.01ND	0.01ND	0.01ND	0.10
铅	mg/L	0.0025ND	0.0025ND	0.0025ND	0.0025ND	0.001ND	0.01
镉	mg/L	0.0005ND	0.0005ND	0.0005ND	0.0005ND	0.0002	0.005
六价铬	mg/L	0.004ND	0.007	0.008	0.014	0.004ND	0.05
硫化物	mg/L	0.003ND	0.003ND	0.003ND	0.003ND	0.003ND	0.02
钡	mg/L	0.0025ND	0.0025ND	0.0025ND	0.0025ND	0.0676	0.70
溶解性总固体	mg/L	285	**1199**	**1163**	940	821	1000
耗氧量	mg/L	1.95	2.30	2.85	2.46	1.83	3
石油类	mg/L	0.01ND	0.01ND	0.01ND	0.01ND	0.01ND	0.05
总大肠菌群（MPN/100mL）	MPN/100mL	<2	<2	<2	<2	未检出	3
菌落总数（CFU/mL）	CFU/mL	54	46	76	44	15	100

6.3.3.4包气带环境现状分析

（1）监测点位及监测项目

本次环评设置包气带现状监测点位 6 处。考虑到井场、站场等区域生产装置多、跑冒滴漏等土壤和地下水环境风险大，因此本次评价点位主要布设在现有联合站、井场、站场的生产区和非生产区。

此外，本次评价考虑到管线工程为线性工程，无具体的生产场地，可能发生污染影响的部位主要位于管道阀门连接处，而重点的管道阀门也基本位于井场、站场内，因此，未在管道占地范围内设置包气带监测点。

每个包气带监测点在 0～20cm 和 20cm～60cm 深度范围内各取 1 个土壤样品进行浸出试验。采样时站外的点位均选取站点厂界外 5~20m 左右的位置。

表6.3.3-6包气带污染现状调查点位

序号	取样点位	坐标	监测因子	取样深度
1#	柳126-10站内	E108°41'36.452"N36°55'36.751"	pH值、氨氮、挥发性酚类、石油类、六价铬、硝酸盐、氯化物	0～20cm和20cm~60cm埋深范围内各取一个样品
2#	柳126-10站外	E108°41'36.084"N36°55'37.878"		
3#	靖五联污油池附近站内	E108°29'05.850"N37°07'43.195"		
4#	靖五联污油池附近站外	E108°29'09.839"N37°07'43.926"		
5#	旗8增污油池附近	E108°02'37.543"N36°58'18.001"		
6#	旗8增站外	E108°02'40.764"N36°58'18.494"		

（2）监测结果分析及评价包气带监测结果见表 6.3.3-6。

从监测结果可以看出，场地内生产装置区域监测结果基本与背景值数据相符，由此说明，现有工程对包气带土壤环境影响较小。

表3.3.2-6包气带监测结果

监测项目	柳126-10站内		柳126-10站外		靖五联污油池附近站内		靖五联污油池附近站外		旗8增污油池		旗8增站外	
	0-20cm	40-60cm	0-20cm	40-60cm	0-20cm	40-60cm	0-20cm	40-60cm	0-20cm	40-60cm	0-20cm	40-60cm
pH值	8.0（25.0℃）	8.2（25.0℃）	8.2（25.0℃）	8.0（25.0℃）	8.2（25.0℃）	8.1（25.0℃）	8.1（25.0℃）	7.9（25.0℃）	8.2（25.0℃）	8.3（25.0℃）	8.1（25.0℃）	7.9（25.0℃）
氨氮	0.025L	0.025L	0.025L	0.025L	0.025L	0.025L	0.025L	0.025L	0.025L	0.025L	0.025L	0.025L
挥发性酚类	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L
石油类	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
六价铬	0.007	0.008	0.008	0.009	0.006	0.008	0.009	0.007	0.005	0.005	0.007	0.006
硝酸盐	6.57	6.81	7.80	7.03	6.74	6.44	6.83	7.01	6.43	6.64	6.39	6.36
氯化物	22	35	30	29	29	22	25	28	23	24	25	21

6.3.4 环境噪声

6.3.4.1监测点位的布设

（1）监测点布置

为了解区域声环境质量现状，本次评价在本次新建场站、敏感点以及改造站场分别布设监测点位，评价共布设36个监测点位，本次评价还引用了柳91-281降回压站厂界（南九增）、庙台村居民点监测点位5个，监测点位见图6.3.6-1~3。

6.3.4.2监测要求

（1）监测项目

等效连续A声级LAeq。

（2）监测时间及监测频次

监测时间：2025年3月28日～3月29日，2025年4月8日~4月13日。

监测频次：昼、夜间各测一次，每次监测不少于20min，连续监测2天。

（3）监测方法

监测方法严格按照《声环境质量标准》（GB3096-2008）进行，监测仪器使用AWA5688型多功能声级计。

6.3.4.3监测结果及评价

表6.3.4-1声环境监测结果一览表

监测点位	监测时间	监测结果 单位：dB（A）		标准值 单位：dB（A）	
		昼间	夜间	昼间	夜间
曹儿台N1	2025年3月31日	38	32	60	50
槐庄湾N2		41	41		
西湾N3		37	41		
东阳渠N4		37	33		
南崾峪N5		48	41		
曹儿台N1	2025年4月1日	37	41		
槐庄湾N2		38	32		
西湾N3		48	34		
东阳渠N4		45	39		
南崾峪N5		47	34		
旗八增厂界东N6	2025年4月1日	52	47		
旗八增厂界南N7		48	48		
旗八增厂界西N8		49	48		

监测点位	监测时间	监测结果 单位：dB（A）		标准值 单位：dB（A）	
		昼间	夜间	昼间	夜间
旗八增厂界北N9		46	47		
旗八增厂界东N6	2025年4月2日	51	43		
旗八增厂界南N7		52	45		
旗八增厂界西N8		51	46		
旗八增厂界北N9		53	48		
靖四联厂界东N10	2025年4月8日	44	46		
靖四联厂界南N11		44	41		
靖四联厂界西N12		50	38		
靖四联厂界北N13		49	45		
靖四联厂界东N10	2025年4月9日	39	40		
靖四联厂界南N11		40	38		
靖四联厂界西N12		46	45		
靖四联厂界北N13		45	36		
阳畔N14	2025年4月10日	42	39		
周咀子N15		42	36		
后台N16		37	40		
四咀N17		50	40		
柳100-28降回压站N18		48	41		
阳畔N14	2025年4月11日	50	38		
周咀子N15		44	37		
后台N16		44	38		
四咀N17		37	32		
柳100-28降回压站N18		53	39		
柳五注N28	2025年4月10日	38	37		
柳一转厂界东N29		40	40		
柳一转厂界南N30		40	46		
柳一转厂界西N31		48	42		
柳一转厂界北N32		42	47		
柳40增N33		55	37		
柳五注N28	2025年4月11日	51	45		
柳一转厂界东N29		57	45		
柳一转厂界南N30		43	48		
柳一转厂界西N31		52	46		
柳一转厂界北N32		58	48		

监测点位	监测时间	监测结果 单位：dB（A）		标准值 单位：dB（A）	
		昼间	夜间	昼间	夜间
柳40增N33		48	42		
柳26增厂界东N19	2025年4月12日	48	41		
柳26增厂界南N20		52	45		
柳26增厂界西N21		52	39		
柳26增厂界北N22		56	48		
柳26增厂界东N19	2025年4月13日	55	37		
柳26增厂界南N20		44	44		
柳26增厂界西N21		50	36		
柳26增厂界北N22		47	35		
新柳三脱厂界东N23	2025年4月12日	47	42		
新柳三脱厂界南N24		52	43		
新柳三脱厂界西N25		55	48		
新柳三脱厂界北N26		52	39		
金崖根N27		54	43		
新柳三脱厂界东N23	2025年4月13日	48	42		
新柳三脱厂界南N24		48	45		
新柳三脱厂界西N25		53	45		
新柳三脱厂界北N26		51	42		
金崖根N27		51	39		
桃家沟N34	2025年4月12日	48	42		
平凉峁N35		52	32		
南8增N36		44	42		
桃家沟N34	2025年4月13日	46	42		
平凉峁N35		50	39		
南8增N36		54	44		
柳 91-281 降回压站（南九增）东厂界 N37	2025.4.10~4.11	45	42		
柳 91-281 降回压站（南九增）南厂界 N38		44	41		
柳 91-281 降回压站（南九增）西厂界外 N39		43	41		
柳 91-281 降回压站（南九增）北厂界外 N40		44	42		
庙台村N41		43	39		
柳 91-281 降回压站（南九增）东厂界 N37	2025.4.11~4.12	47	45		

监测点位	监测时间	监测结果 单位：dB（A）		标准值 单位：dB（A）	
		昼间	夜间	昼间	夜间
柳 91-281 降回压站（南九增）南厂界 N38		45	44		
柳 91-281 降回压站（南九增）西厂界外 N39		46	43		
柳 91-281 降回压站（南九增）北厂界外 N40		46	43		
庙台村N41		45	42		

6.3.5 土壤环境

6.3.5.1监测点位

本次涉及 3 个区域，项目永久占地仅涉及一种土壤类型黄绵土，本次在黄绵土区域布设表层样监测点，同时主要在现有站场布设柱状样监测点，在拟建站场和井场布设表层样监测点，主要站场、井场和管线外的农田处也布设了监测点位。本次评价还引用了现有工程顺 175 措施返排液原水罐附近、柳 126-10 污泥暂存点附近、吴二联合站沉降罐附近土壤环境质量监测数据。

本次评价土壤采取实测的方法说明，监测点位信息见表 6.3.5-1，监测方法见表 6.3.5-2。监测点位见图 6.3.6-1~3。

表6.3.5-1 评价区土壤监测点位

名称	坐标		土壤类型	点位类别	监测因子
1#南8增土壤	108.5285805	36.9907954	黄绵土	站内柱状样	PH、石油烃（C6~C9）、石油烃（C10~C40）、土壤盐分含量
3#柳40增土壤（柱状）	108.7016820	36.8864153			
5#塞平13-16土壤（柱状）	108.4571944	37.1236512			
2#柳100-28降回压站土壤（柱状）	108.7102621	36.9395195			GB36600-2018中基本45项+PH、石油类、石油烃（C6~C9）、石油烃（C10~C40）、土壤盐分含量+土壤理化特性及剖面
4#旗016-33扩土壤（柱状）	108.0181209	36.9694715			GB36600-2018中基本45项+PH、石油类、石油烃（C6~C9）、石油烃（C10~C40）、土壤盐分含量+土壤理化特性及剖面
6#柳五注土壤（表层）	108.6648996	36.8894193		站内表层样	PH、石油烃（C6~C9）、石油烃（C10~C40）、土壤盐分含量

名称	坐标		土壤类型	点位类别	监测因子
7#新313-198扩（表层）	108.0246848	36.9977489			PH、石油烃（C6~C9）、石油烃（C10~C40）、土壤盐分含量
8#土壤（吴46-8B至旗15增管线占地范围外）	108.0294653	37.0047996		站外表层样	农用地8项+PH、石油类、石油烃（C6~C9）、石油烃（C10~C40）、土壤盐分含量
9#土壤（塞平13-16至靖2增管线占地范围外）	108.4574316	37.1181717			
10#土壤（高199扩占地范围外）	108.5235215	36.9930509			
11#土壤（柳100-28降回压站占地范围外）	108.7102782	36.9389582			
12#吴二联合站沉降罐附近	108°04′06.48″	37°00′03.14″		站内表层样（引用）	GB36600-2018中基本45项+石油烃（C10~C40）
13#柳126-10污泥暂存点附近	108°41′21.57″	36°55′37.28″			
14#顺173措施返排液处理站原水罐附近	108°40′52.91″	36°55′58.22″			

表6.3.5-2 土壤各因子监测方法

监测项目	分析方法名称/依据	检出限	检测仪器及编号
pH值	土壤pH的测定玻璃电极法NY/T1377-2007	/	PHS-3E酸度计ZZJC-YQ-121
汞	土壤和沉积物中汞、砷、硒、铋、锑的测定微波消解/原子荧光法HJ680-2013	0.002mg/kg	PF32原子荧光分光光度计ZZJC-YQ-004
砷		0.01mg/kg	
铜	土壤和沉积物铜、锌、铅、镍、铬的测定火焰原子吸收分光光度法HJ491-2019	1mg/kg	AA-6880F/AAC原子吸收分光光度计ZZJC-YQ-130
锌		1mg/kg	
铬		4mg/kg	
镍		3mg/kg	
六价铬	土壤和沉积物六价铬的测定碱溶液提取-火焰原子吸收分光光度法HJ1082-2019	0.5mg/kg	
铅	土壤质量铅、镉的测定石墨炉原子吸收分光光度法GB/T17141-1997	0.1mg/kg	
镉		0.01mg/kg	
石油类	土壤石油类的测定红外分光光度法HJ1051-2019	4mg/kg	OIL-480红外分光测油仪ZZJC-YQ-119
石油烃（C10-C40）	土壤和沉积物石油烃（C10-C40）的测定气相色谱法HJ1021-2019	6mg/kg	GC-2010PLUS气相色谱仪（岛津）ZZJC-YQ-101

监测项目	分析方法名称/依据	检出限	检测仪器及编号
*四氯化碳	土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法HJ605-2011	1.3μg/kg	/
*氯仿		1.1μg/kg	/
*氯甲烷		1.0μg/kg	/
*1，1-二氯乙烷		1.2μg/kg	/
*1，2-二氯乙烷		1.3μg/kg	/
*1，1-二氯乙烯		1.0μg/kg	/
*顺-1，2-二氯乙烯		1.3μg/kg	/
*反-1，2-二氯乙烯		1.4μg/kg	/
*二氯甲烷		1.5μg/kg	/
*1，2-二氯丙烷		1.1μg/kg	/
*1，1，1，2-四氯乙烷		1.2μg/kg	/
*1，1，2，2-四氯乙烷		1.2μg/kg	/
*四氯乙烯		1.4μg/kg	/
*1，1，1-三氯乙烷		1.3μg/kg	/
*1，1，2-三氯乙烷		1.2μg/kg	/
*三氯乙烯		1.2μg/kg	/
*1，2，3-三氯丙烷		1.2μg/kg	/
*氯乙烯		1.0μg/kg	/
*苯		1.9μg/kg	/
*氯苯		1.2μg/kg	/
*1，2-二氯苯		1.5μg/kg	/
*1，4-二氯苯		1.5μg/kg	/
*乙苯		1.2μg/kg	/
*苯乙烯		1.1μg/kg	/
*甲苯		1.3μg/kg	/
*间，对-二甲苯		1.2μg/kg	/
*邻-二甲苯		1.2μg/kg	/
*萘	土壤和沉积物半挥发性有机物的测定气相色谱-质谱法HJ834-2017	0.09mg/kg	/
*硝基苯		0.09mg/kg	/
*2-氯苯酚		0.06mg/kg	/
*苯并[a]蒽		0.1mg/kg	/
*苯并[a]芘		0.1mg/kg	/
*苯并[b]荧蒽		0.2mg/kg	/
*苯并[k]荧蒽		0.1mg/kg	/
*䓛		0.1mg/kg	/
*二苯并[a，h]蒽		0.1mg/kg	/
*茚并[1，2，3-cd]		0.1mg/kg	/

监测项目	分析方法名称/依据	检出限	检测仪器及编号
芘			
*苯胺	土壤和沉积物苯胺的测定气相色谱-质谱法方法细则（参考土壤和沉积物半挥发性有机物的测定气相色谱-质谱法HJ834-2017）ZWJC-03-JX064-2022	0.09mg/kg	/
*石油烃（C6~C9）	土壤和沉积物石油烃（C6-C9）的测定吹扫捕集/气相色谱法HJ1020-2019	0.04mg/kg	/
土壤盐分	土壤检测第16部分：土壤水溶性盐总量的测定NY/T1121.16-2006	/	BSA224S分析天平ZZJC-YQ-030
阳离子交换量	土壤阳离子交换量的测定三氯化六氨合钴浸提-分光光度法HJ889-2017	0.8cmol+/kg	TU-1810S紫外/可见分光光度计ZZJC-YQ-134
饱和导水率	森林土壤渗滤率的测定LY/T1218-1999	/	/
容重	土壤检测第4部分：容重的测定NY/T1121.4-2006	/	YP20002型电子天平ZZJC-YQ-028
孔隙度	森林土壤水分-物理性质的测定LY/T1215-1999	/	
氧化还原电位	土壤氧化还原电位的测定电位法HJ746-2015	/	TR-901土壤ORP计ZZJC-YQ-140

6.3.5.2监测结果

本次评价监测点位监测结果见表 6.3.5-3~表 6.3.5-6。

表6.3.5-3 厂界内土壤表层样pH、土壤盐分含量、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）监测结果

序号	监测项目	单位	1#南8增			3#柳40增			5#塞平13-16			6#柳五注	7#新313-198扩	（GB36600-2018）第二类用地筛选值
			0~0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0~0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0~0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0~0.5m	0~0.5m	
样品编号			2503125T0601	2503125T0701	2503125T0801	2503125T01201	2503125T01301	2503125T01401	2503125T1501	2503125T1601	2503125T1701	2503125T1801	2503125T0401	
1	pH值	无量纲	7.53	7.61	7.59	7.56	7.51	7.58	7.64	7.68	7.65	7.62	7.32	/
2	土壤盐分	g/kg	0.8	0.7	0.3	/	/	/	0.4	0.4	0.9	0.7	0.2	/
3	石油烃（C6-C9）	mg/kg	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	/
4	石油烃（C10-C40）	mg/kg	17	19	18	15	14	16	20	18	23	15	未检出	4500

表6.3.5-4 厂界内土壤表层样45项+石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、土壤盐分含量监测结果

序号	监测项目	单位	2#柳100-28降回压站			（GB36600-2018）第二类用地筛选值
			0~0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	
样品编号			2503125T0901	2503125T1001	2503125T1101	
1	pH	无量纲	7.41	7.23	7.29	/
2	水溶性盐总量	g/kg	0.8	0.8	0.6	/
3	砷	mg/kg	11.4	12.9	11.7	60
4	镉	mg/kg	0.04	0.06	0.09	65

序号	监测项目	单位	2#柳100-28降回压站			（GB36600-2018）第二类用地筛选值
			0~0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	
样品编号			2503125T0901	2503125T1001	2503125T1101	
5	铬(六价)	mg/kg	未检出	未检出	未检出	5.7
6	铜	mg/kg	15	15	14	18000
7	铅	mg/kg	6.8	6.6	6.3	800
8	汞	mg/kg	0.068	0.061	0.055	38
9	镍	mg/kg	58	46	40	900
10	四氯化碳	μg/kg	未检出	未检出	未检出	2.8
11	氯仿	μg/kg	1.7	1.5	未检出	0.9
12	氯甲烷	μg/kg	未检出	未检出	未检出	37
13	1,1-二氯乙烷	μg/kg	未检出	未检出	未检出	9
14	1,2-二氯乙烷	μg/kg	未检出	未检出	未检出	5
15	1,1-二氯乙烯	μg/kg	未检出	未检出	未检出	66
16	顺-1,2-二氯乙烯	μg/kg	未检出	未检出	未检出	596
17	反-1,2-二氯乙烯	μg/kg	未检出	未检出	未检出	54
18	二氯甲烷	μg/kg	未检出	未检出	未检出	616
19	1,2-二氯丙烷	μg/kg	未检出	未检出	未检出	5
20	1,1,1,2-四氯乙烷	μg/kg	未检出	未检出	未检出	10
21	1,2-二氯丙烷	μg/kg	未检出	未检出	未检出	5
22	1,1,1,2-四氯乙烷	μg/kg	未检出	未检出	未检出	10
23	1,1,2,2-四氯乙烷	μg/kg	未检出	未检出	未检出	6.8

序号	监测项目	单位	2#柳100-28降回压站			（GB36600-2018）第二类用地筛选值
			0~0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	
样品编号			2503125T0901	2503125T1001	2503125T1101	
24	四氯乙烯	μg/kg	未检出	未检出	未检出	53
25	1,1,1-三氯乙烷	μg/kg	未检出	未检出	未检出	840
26	1,1,2-三氯乙烷	μg/kg	未检出	未检出	未检出	2.8
27	三氯乙烯	μg/kg	未检出	未检出	未检出	2.8
28	1,2,3-三氯丙烷	μg/kg	未检出	未检出	未检出	0.5
29	氯乙烯	μg/kg	未检出	未检出	未检出	0.43
30	苯	μg/kg	未检出	未检出	未检出	4
31	氯苯	μg/kg	未检出	未检出	未检出	270
32	1,2-二氯苯	μg/kg	未检出	未检出	未检出	560
33	1,4-二氯苯	μg/kg	未检出	未检出	未检出	20
34	乙苯	μg/kg	未检出	未检出	未检出	28
35	苯乙烯	μg/kg	未检出	未检出	未检出	1290
36	甲苯	μg/kg	未检出	未检出	未检出	1200
37	间二甲苯+对二甲苯	μg/kg	未检出	未检出	未检出	570
38	邻二甲苯	μg/kg	未检出	未检出	未检出	640
39	硝基苯	mg/kg	未检出	未检出	未检出	76
40	苯胺	mg/kg	未检出	未检出	未检出	260
41	2-氯酚	mg/kg	未检出	未检出	未检出	2256
42	苯并[a]蒽	mg/kg	未检出	未检出	未检出	15

序号	监测项目	单位	2#柳100-28降回压站			（GB36600-2018）第二类用地筛选值
			0~0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	
样品编号			2503125T0901	2503125T1001	2503125T1101	
43	苯并[a]芘	mg/kg	未检出	未检出	未检出	1.5
44	苯并[b]荧蒽	mg/kg	未检出	未检出	未检出	15
45	苯并[k]荧蒽	mg/kg	未检出	未检出	未检出	151
46	䓛	mg/kg	未检出	未检出	未检出	1293
47	二苯并[a,h]蒽	mg/kg	未检出	未检出	未检出	1.5
48	茚并[1,2,3-cd]芘	mg/kg	未检出	未检出	未检出	15
49	萘	mg/kg	未检出	未检出	未检出	70
50	石油烃(C10-C40)	mg/kg	未检出	13	7	4500
51	石油烃(C6-C9)	mg/kg	未检出	未检出	未检出	/

表6.3.5-5 厂界外表层样土壤检测结果

序号	检测项目	单位	厂界外	限值
			8#（吴46-8B至旗15增管线占地范围外）沿线农田土壤	（GB15618-2018）表1 6.5＜pH≤7.5
			（0-0.2m）	
样品编号			2503125T0501	
1	pH	无量纲	7.34	6.5~7.5
2	土壤盐分	g/kg	0.8	/
3	砷	mg/kg	8.82	30
4	镉	mg/kg	0.22	0.3
5	铜	mg/kg	16	100
6	铅	mg/kg	11.0	120

7	汞	mg/kg	0.079			2.4
8	镍	mg/kg	38			100
9	铬	mg/kg	45			200
10	锌	mg/kg	50			250
11	石油烃（C6-C9）	mg/kg	未检出			/
12	石油烃（C10-C40）	mg/kg	未检出			/
序号	**检测项目**	**单位**	**厂界外**			**限值**
			9#（塞平13-16至靖2增管线占地范围外）沿线农田土壤	**10#（高199扩占地范围外）沿线农田土壤**	**11#（柳100-28降回压站占地范围外）沿线农田土壤**	**（GB15618-2018）表1 pH＞7.5**
			（0-0.2m）	**（0-0.2m）**	**（0-0.2m）**	
样品编号			2503125T1901	2503125T2001	2503125T2101	
1	pH	无量纲	7.66	7.69	7.54	7.5
2	土壤盐分	g/kg	0.8	0.8	0.6	/
3	砷	mg/kg	12.1	11.9	13.5	25
4	镉	mg/kg	0.09	0.09	0.07	0.6
5	铜	mg/kg	15	15	15	100
6	铅	mg/kg	6.0	5.8	5.2	170
7	汞	mg/kg	0.053	0.035	0.050	3.4
8	镍	mg/kg	42	40	44	190
9	铬	mg/kg	38	35	39	250
10	锌	mg/kg	50	48	54	300
11	石油烃（C6-C9）	mg/kg	未检出	未检出	未检出	
12	石油烃（C10-C40）	mg/kg	13	17	27	

表6.3.5-6 引用站内土壤表层样45项+石油烃（C_{10}~C_{40}）监测结果

序号	监测项目	单位	12#吴二联合站沉降罐附近	13#柳126-10污泥暂存点附近	14#顺173措施返排液处理站原水罐附近	（GB36600-2018）第二类用地筛选值
			0~0.5m	0~0.5m	0~0.5m	
1	砷	mg/kg	10.7	12.3	13.8	60
2	镉	mg/kg	0.1	0.278	0.180	65
3	六价铬	mg/kg	未检出	未检出	未检出	5.7
4	铜	mg/kg	12.7	29	27	18000
5	铅	mg/kg	11	10.1	10.9	800
6	汞	mg/kg	0.022	0.034	0.056	38
7	镍	mg/kg	20	37	34	900
8	四氯化碳	μg/kg	未检出	未检出	未检出	2.8
9	氯仿	μg/kg	未检出	未检出	未检出	0.9
10	氯甲烷	μg/kg	未检出	未检出	未检出	37
11	1,1-二氯乙烷	μg/kg	未检出	未检出	未检出	9
12	1,2二氯乙烷	μg/kg	未检出	未检出	未检出	5
13	1,1二氯乙烯	μg/kg	未检出	未检出	未检出	66
14	顺式-1,2-二氯乙烯	μg/kg	未检出	未检出	未检出	596
15	反式-1,2-二氯乙烯	μg/kg	未检出	未检出	未检出	54
16	二氯甲烷	μg/kg	未检出	未检出	未检出	616
17	1,2-二氯丙烷	μg/kg	未检出	未检出	未检出	5
18	1,1,1,2-四氯乙烷	μg/kg	未检出	未检出	未检出	10
19	1,1,2,2-四氯乙烷	μg/kg	未检出	未检出	未检出	6.8

序号	监测项目	单位	12#吴二联合站沉降罐附近	13#柳126-10污泥暂存点附近	14#顺173措施返排液处理站原水罐附近	（GB36600-2018）第二类用地筛选值
			0~0.5m	0~0.5m	0~0.5m	
20	四氯乙烯	μg/kg	未检出	未检出	未检出	53
21	1,1,1-三氯乙烷	μg/kg	未检出	未检出	未检出	840
22	1,1,2-三氯乙烷	μg/kg	未检出	未检出	未检出	2.8
23	三氯乙烯	μg/kg	未检出	未检出	未检出	2.8
24	1,2,3-三氯丙烷	μg/kg	未检出	未检出	未检出	0.5
25	氯乙烯	μg/kg	未检出	未检出	未检出	0.43
26	苯	μg/kg	未检出	未检出	未检出	4
27	氯苯	μg/kg	未检出	未检出	未检出	270
28	1,2-二氯苯	μg/kg	未检出	未检出	未检出	560
29	1.4-二氯苯	μg/kg	未检出	未检出	未检出	20
30	乙苯	μg/kg	未检出	未检出	未检出	28
31	苯乙烯	μg/kg	未检出	未检出	未检出	1290
32	甲苯	μg/kg	未检出	未检出	未检出	1200
33	间，对-二甲萃	μg/kg	未检出	未检出	未检出	570
34	邻-二甲苯	μg/kg	未检出	未检出	未检出	640
35	硝基苯	μg/kg	未检出	未检出	未检出	76
36	苯胺	μg/kg	未检出	未检出	未检出	260
37	2-氯酚	mg/kg	未检出	未检出	未检出	2256
38	苯并[a]蒽	mg/kg	未检出	未检出	未检出	15

序号	监测项目	单位	12#吴二联合站沉降罐附近	13#柳126-10污泥暂存点附近	14#顺173措施返排液处理站原水罐附近	（GB36600-2018）第二类用地筛选值
			0~0.5m	0~0.5m	0~0.5m	
39	苯并[a]芘	mg/kg	未检出	未检出	未检出	1.5
40	苯并[b]荧蒽	mg/kg	未检出	未检出	未检出	15
41	苯并[k]荧蒽	mg/kg	未检出	未检出	未检出	151
42	䓛	mg/kg	未检出	未检出	未检出	1293
43	二苯并[a,h]蒽	mg/kg	未检出	未检出	未检出	1.5
44	茚并[1,2,3-cd]芘	mg/kg	未检出	未检出	未检出	15
45	萘	mg/kg	未检出	未检出	未检出	70
46	石油烃（C_{10}-C_{40}）	mg/kg	未检出	31	23	4500

根据监测结果，厂界内土壤监测点的各项指标均符合《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值，其中特征污染物石油类、石油烃（C_{10}-C_{40}）、汞、砷、六价铬和土壤盐分的监测含量较低，石油烃（C_6-C_9）未检出，对人体健康的风险可接受。厂界外 8#农田土壤的各项指标均符合《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中 6.5＜pH＜7.5 其他相关限值要求，厂界外 8#农田土壤的各项指标均符合《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中 pH＞7.5 其他相关限值要求。

6.3.5.3土壤理化性质调查

本次在 2#柳 100-28 降回压站、4#旗 016-33 扩土壤监测点进行了土壤理化性质调查，调查结果见表 6.3.5-6。

表6.3.5-6土壤理化性质调查结果

点号		2#柳100-28降回压站	时间	2024.4.8
经度		108.522000°	纬度	36.994727°
层次		表层	中层	深层
现场记录	颜色	棕褐色	棕褐色	棕褐色
	结构	块状	块状	块状
	质地	壤土	壤土	壤土
	砂砾含量	无	无	无
	其他异物	植物根系	植物根系	植物根系
实验室测定	pH值	7.8	7.7	7.7
	阳离子交换量	38.2	39.1	39.2
	氧化还原电位	586	573	579
	饱和导水率/（cm/s）	2.3×10^{-6}	2.1×10^{-6}	2.2×10^{-6}
	土壤容重/（g/cm3）	1.42	1.36	1.38
	孔隙度	53%	48%	47%
点号		4#旗016-33扩	时间	2024.4.8
经度		108.710520°	纬度	36.939745°
层次		表层	中层	深层
现场记录	颜色	棕褐色	棕褐色	棕褐色
	结构	块状	块状	块状
	质地	壤土	壤土	壤土
	砂砾含量	无	无	无
	其他异物	植物根系	植物根系	植物根系
实验室测定	pH值	8.2	8.1	8.1
	阳离子交换量	42.6	41.8	41.3
	氧化还原电位	586	592	596

	饱和导水率/（cm/s）	2.4×10^{-6}	2.5×10^{-6}	2.4×10^{-6}
	土壤容重/（g/cm3）	1.42	1.38	1.36
	孔隙度	53%	51%	48%

表6.3.5-7评价区土壤类型景观及剖面记录表

点号	土壤剖面照片	层次
2#柳100-28降回压站		柱状样0-0.5m
		柱状样0.5-1.5m
		柱状样1.5-3.0m
4#旗016-33扩		柱状样0-0.5m
		柱状样0.5-1.5m
		柱状样1.5-3.0m

6.3.6 监测点位图

本项目检测点位见图6.3.6-1~4。

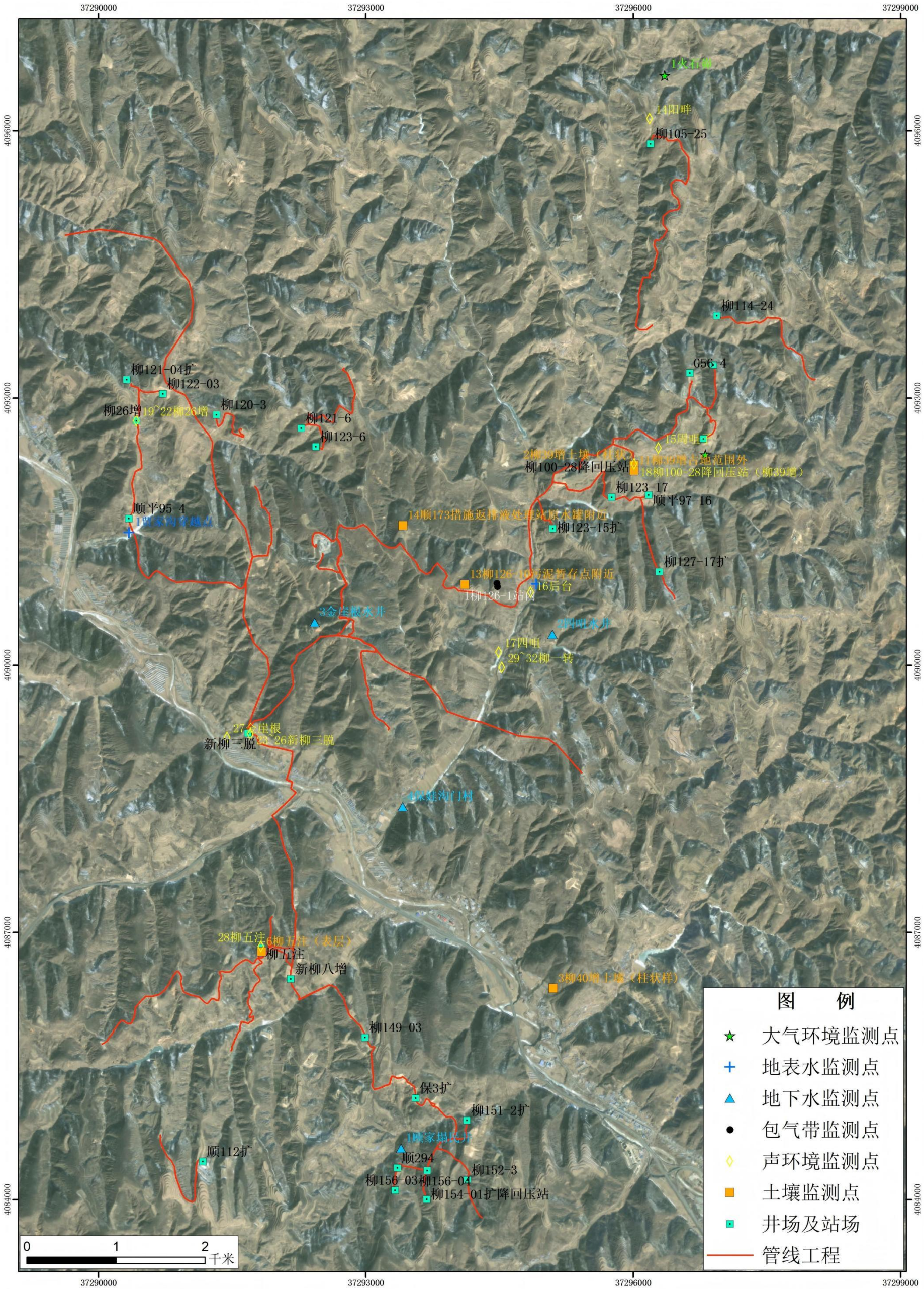


图6.3.6-1 环境质量现状监测点位图（虎狼峁作业区）

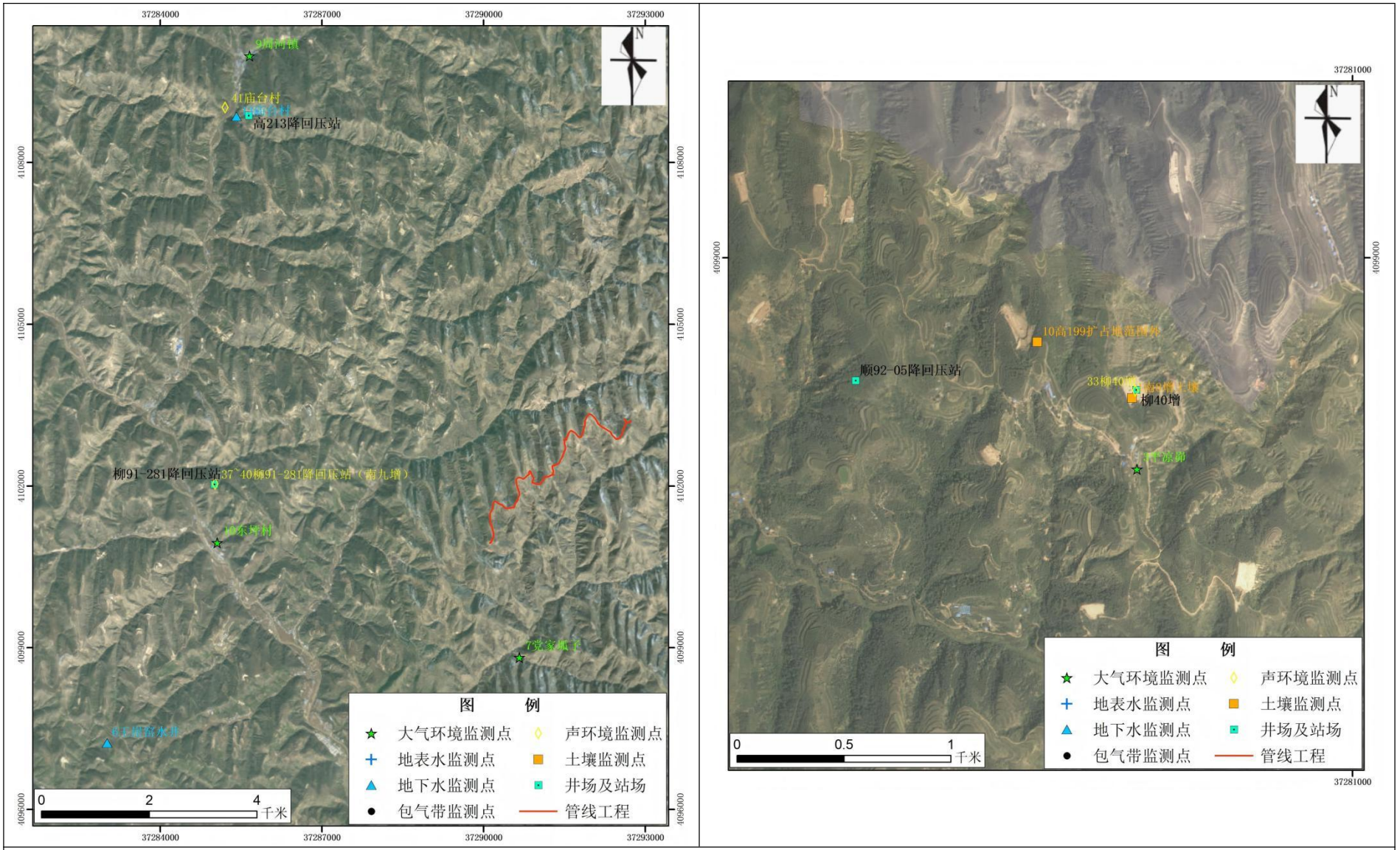


图6.3.6-2 环境质量现状监测点位图（五里湾作业区）

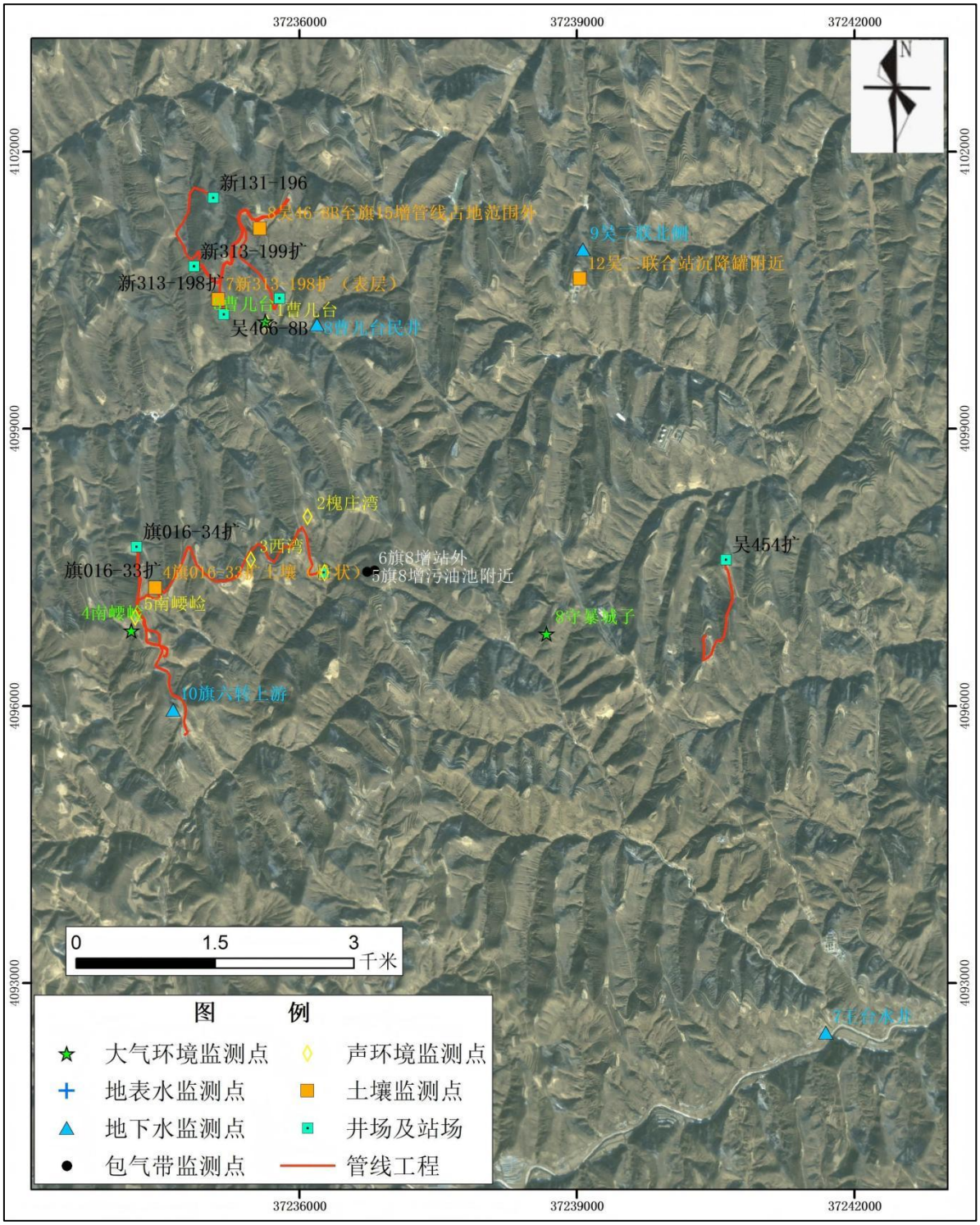


图6.3.6-3 环境质量现状监测点位图（新寨、吴起作业区）

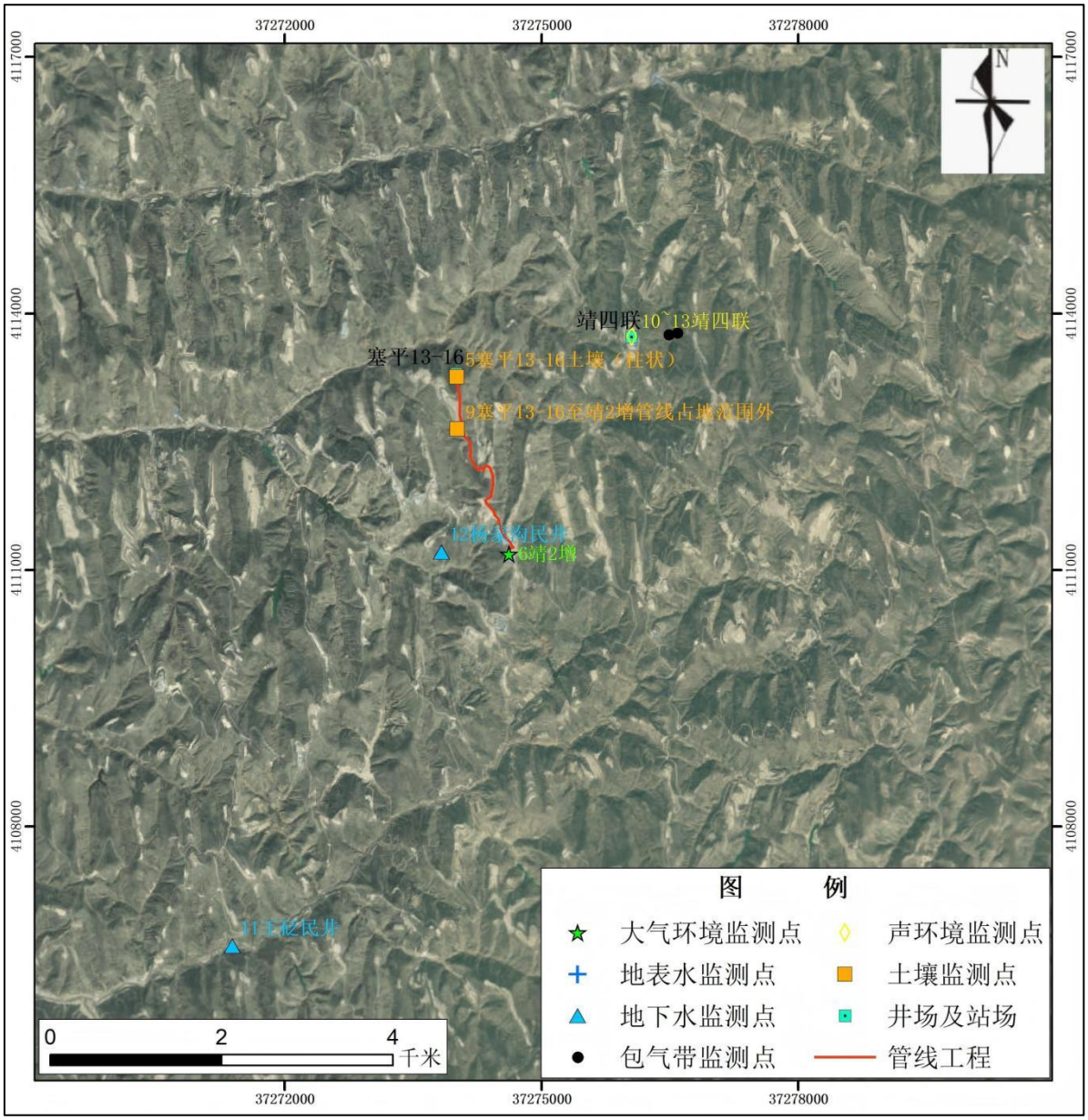


图6.3.6-4 环境质量现状监测点位图（桐寨作业区）

6.4 区域污染源调查

评价区域为油田开发区，区域内主要污染源为油田开发过程中已建站场、井场及管线等，本次评价对开发区块内现有工程进行梳理，对现有工程“三废”排放情况进行分析统计，见报告书3.6现有工程分析章节。

7 环境影响预测与评价

7.1 施工期

施工期活动包含钻井施工、管线工程、站场及井场场地建设工程、通信电力系统建设等，施工工程量大，施工人员较多。施工期对环境的影响主要来自施工作业区清理、开挖管沟、施工便道建设等施工活动中，施工扬尘、施工废气、施工噪声、施工固废、施工废水对周边环境的影响；施工活动和占地对局部生态环境的影响。施工期环境影响主要集中在施工场地内及管线施工作业带内，对外环境影响较小。

7.1.1 施工期废气

7.1.1.1柴油机燃烧废气

钻井过程中，柴油机燃料燃烧而产生的废气中主要污染物为 CO、NOx、烃类、颗粒物等。根据工程分析，施工期共排放颗粒物约 0.72t、烃类约 1.44t、NO_X 约 12.63t、SO_2 约 0.51t。施工期随着钻井数量的增加，局部污染物浓度有所增加，但影响范围仅局限于钻井架周围较小范围内。钻井作业的柴油机为流动废气污染源，非同时同地进行，且绝大多数油井分布较为分散，周围比较空旷，当地扩散条件较好，但经过自然扩散后，烟气对周围环境基本不构成影响。因此，柴油机废气对评价区内村庄环境空气质量影响较小。随着钻井工程的结束，大气中污染物浓度将逐步降低。

7.1.1.2车辆尾气

施工期运输建筑材料及机械设备的车辆较多，且多为大动力柴油发动机，由于荷载重，尾气排放量大，将增加施工路段和运输道路沿线的空气污染物排放。根据现有工程的类比调查，本工程施工期各类运输车辆约 110 辆，预计烃类气体排放量 0.025kg/d、NOx 为 0.034kg/d，预计施工期 180d，则施工期车辆排放废气 THC0.5t，NOx0.67t。施工期运输车辆尾气将影响沿线环境空气有一定影响，影响范围主要在道路沿线两侧 50m 范围。

7.1.1.3施工扬尘

扬尘污染主要发生在施工期管沟、基坑开挖及基础处理、材料运输和土方回填以及开辟施工场地与便道环节中。施工扬尘对环境造成的不良影响表现为：①导致环境空气中的 TSP 指标升高；②影响植物的光合作用与正常生长，使局部区域农作

物减产。

根据某工程施工期运输道路扬尘的类比参数，大气稳定度选取出现频率较高的D类，根据原国家环保总局推荐的CALINE模式（当风向与线源垂直）预测，得出不同起尘强度时运输道路下风向扬尘预测结果，见7.1.1-1。

表7.1.1-1不同起尘强度时运输道路下风向扬尘预测结果mg/m³

下风向距离（m）	不同起尘强度(mg/m·s)				
	4.40	**5.89**	**7.24**	**8.50**	**9.70**
10	1.04	1.40	1.71	2.01	2.30
20	0.92	1.23	1.51	1.77	2.02
30	0.72	0.97	1.19	1.40	1.59
40	0.59	0.79	0.97	1.14	1.30
50	0.50	0.67	0.82	0.97	1.10
60	0.43	0.58	0.72	0.84	0.96
70	0.38	0.52	0.63	0.74	0.85
80	0.35	0.46	0.57	0.67	0.76
90	0.31	0.42	0.52	0.61	0.69

由表7.1.1-1可知，施工期运输道路下风向TSP轴线净增浓度主要对道路两侧各50m范围影响较大，将形成扬尘污染带（最高允许浓度是1.0mg/m³），在200m处基本恢复到背景值，本项目井场周边200m范围内无村民住宅。由于施工扬尘粒径较大，漂移距离短，采取洒水抑尘等控制措施后，施工扬尘影响范围有限。

管线施工过程中，两侧200m范围内村庄住户会受到影响，根据调查，管线两侧200m范围内分布有部分村庄，项目管线施工扬尘对上述敏感目标将产生一定不利影响。管线施工其影响范围限制在线路两侧，是小范围短期负面影响，采取覆盖抑尘控制措施后，管线施工对两侧村庄居民点影响不大。

7.1.1.4焊接烟气及防腐废气

项目焊接烟气主要是在管道敷设焊接时产生的，主要污染物为烟尘，产生量较少，呈无组织排放；项目防腐废气主要是在管道敷设补口补伤时产生的，主要污染物为非甲烷总烃，产生量较少，呈无组织排放。

7.1.2 地表水环境影响分析

7.1.2.1钻井废水

钻井废水主要包括废钻井液和钻井设备冲洗检修废水两类，主要污染物为SS、COD、石油类等。根据工程分析，本项目钻井废水最大产生量约3450m³，全部排入移动式废水罐中用于新钻井的泥浆配制，循环利用，不能利用的拉运至区域现有的

措施作业废水处理站处理后回注油层，正常运行基本不会对地表水产生影响。

7.1.2.2试油废水和压裂废液

试油废水中石油类浓度高，且含有一定的压裂液、支撑剂等。根据工程分析，本次开发工程在建设期间将产生1980m^{3}试油废水。油田在生产过程中往往会根据生产需要采取压裂开采技术，在开采过程中排出的残余压裂液中主要含有胍胶、石油类及其它各种添加剂，压裂废水产生量约1980m^3，压裂废水、试油废水均分别收集后送区域现有的措施作业废水处理站处理后回注油层，对地表水不会产生影响。

7.1.2.3试压废水

管线采用清水试压方式，试压废水重复利用。项目管线产生试压废水量约155m^3，本项目试压废水产生量少，设置临时沉淀池沉淀后回用或用于洒水降尘。

7.1.2.4生活污水

根据工程分析，施工期生活污水最大产生量为6.5m^3/d。由于钻井施工人员较为分散，且施工期较短，钻井队通常在场地内设置移动式防渗旱厕，盥洗废水用于附近井场及周边植被绿化，不外排，对水环境影响较小。

7.1.2.5管线对地表水的影响

本项目管线工程主要跨越地表水2处，跨越冲沟15处，均为桁架跨越，主要跨越地表水为贾家沟、后台。

项目桁架式跨越基础放置于河道两侧稳定的岸坡上，不在河道内施工，对水环境的影响主要是河道两岸施工扬尘和开挖土石方会增加水体浊度。

环评要求跨越施工期应选在枯水期，避开丰水期、汛期等。施工尽量选在地面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。

7.1.3 地下水环境影响分析

7.1.3.1污染识别

项目建设阶段，主要的工程活动包括场站工程、钻井工程及集输管线工程，综合分析，可能造成地下水环境影响的主要因素为钻井工程施工，其地下水环境影响因素详见表7.1.3-1。

表7.1.3-1施工期地下水环境影响识别表

工程活动	影响原因	影响途径或方式	影响对象与结果

工程活动	影响原因	影响途径或方式	影响对象与结果
钻井工程施工	钻井液通过井壁渗漏	钻井液中的有害元素直接渗漏到含水层中	地下水水质受到污染
	钻井液、钻井泥浆、柴油泄漏	通过包气带入渗至含水层	浅层地下水水质受到污染
井场、站场施工	生活污水、少量施工废水泄漏	通过包气带入渗至含水层	浅层地下水水质受到污染
管线施工	主要为施工人员生活污水	通过包气带入渗至含水层	浅层地下水水质受到污染

7.1.3.2正常状况地下水环境影响评价

（1）钻井废水对地下水环境影响

钻井过程中，配制泥浆、钻井液、冷却泥浆泵、冲洗井底等工作步骤均需消耗大量的水，经类比调查，一般单井钻井废水量约为30m^3。钻井废水容易造成地下水环境污染。根据来源，钻井废水中的成分主要包括废钻井液和钻井设备冲洗检修废水两类。

废钻井液：主要产生于钻井和完井过程中，包括因部分性能不合格或因不适于钻井工程和地质要求而被排放的钻井液，以及完井时井筒内被清水替出的钻井液等。

钻井设备冲洗、检修废水：主要包括冲洗钻台和钻具用水、冲洗振动筛用水以及清洁设备用水等。

钻井废水主要产生于油田开发初期，其产生量随着井深和钻井周期而变化。施工期钻井废水全部排入井场泥浆罐中用于配制泥浆，循环利用。钻井结束后，泥浆罐内的上清液拉至新钻井场进行综合利用，废弃的泥浆优先资源化利用，不能利用的交有处理能力第三方处置，不能利用的钻井废水全部拉运至措施作业废水处理站处理后回注油层。因此正常状况下钻井废水不会对地下水产生影响。

（2）试油废水对地下水环境影响

油井试油是在油井完成后，把油、气、水从地层中诱到地面上来并经过专门测试取得试油资料，包括油、气、水产量数据、压力数据、原油物性资料及温度数据等。试油过程在单井井口产生的废水石油类浓度高，且含有一定的压裂液、支撑剂等物质。在建设过程中，试油废水回收后经作业废水处理系统处理达标并回注油层，正常状况下不会对地下水环境产生影响。

（3）压裂返排液对地下水环境影响

油田在生产过程中往往会根据生产需要采取压裂开采技术，在开采过程中排出

的残余压裂液中主要含有胍胶、石油类及其它各种添加剂，如果返排至地面的压裂液不经过处理而外排，将会对周围环境，尤其是农作物及地表水系造成污染。根据建设单位提供的钻井技术方案，要求对开采过程中产生的压裂返排液处理后回用，不外排。正常状况下不会对地下水环境产生影响。

（4）生活污水对地下水环境影响

据调查，油田钻井队等施工场地区域一般都设置了旱厕，生活污水用于附近井场及周边植被绿化，不外排。正常状况下不会对地下水环境产生影响。

（5）钻井泥浆对地下水环境影响

废钻井泥浆呈液态细腻胶状，主要成分是粘土，其中含有大量的石油类物质、CMC（羧甲基纤维素）和少量纯碱等，属于一般固体废弃物。

根据工程分析，根据要求，项目在施工现场配备废弃钻井泥浆岩屑地上移动式泥浆罐，对钻井过程中产生的废弃钻井泥浆岩屑进行不落地收集，交有能力的第三方外运处置，正常情况下不会对地下水环境造成影响。

（6）柴油对地下水的影响

钻井过程机械使用柴油，井场内设柴油储罐，储罐区域进行重点防渗并设置导排设施，正常情况下不会对地下水环境造成影响。

（7）其他固体废弃物对地下水环境影响

钻井岩屑：钻井过程中，岩石被钻头破碎成岩屑，混入泥浆中，经泥浆循环携带出井口，在地面经振动筛分离出来，堆置于井场。含油段钻井岩屑属于危险废物，交有资质单位外运处置，其余钻井岩屑属于一般工业固废，收集后交有处理能力第三方外运处置。

落地油及含油废弃防渗包装物：在施工期试油作业中通常会有部分原油散落在井场成为落地油，其量受作业频次、方式以及管理水平等因素的影响差异较大。井下作业时按照“铺设作业、带罐上岗”的作业模式，在井场铺设防渗布，将作业过程中的落地油全部装袋运往联合站，能够回收的落地油与原油一同进行处理，不能回收的落地油和含油废弃防渗包装物拉运至污油泥暂存点暂存，定期委托有资质单位外运处置。落地油回收率达到100%，不允许落地油排放。

生活垃圾：生活垃圾由井队设置临时生活垃圾收集桶，统一收集后运至环卫部门指定地点堆放。

以上固体废弃物在正常状况下均得到及时妥善的处理，不会长时间堆积暴露于

露天环境中，故不会因降雨等淋滤作用污染包气带和地下含水层，对地下水环境基本无影响。

7.1.3.3非正常状况地下水环境影响评价

非正常状况指建设项目的工艺设备或地下水环境保护措施因系统老化、腐蚀等原因不能正常运行或保护效果达不到设计要求时的运行状况。这些情况下，则可能对地下水环境产生影响。

综合前文产污环节分析、环境影响识别，建设期内对地下水环境可能产生污染的非正常状况主要为井漏和柴油泄漏，由于柴油存放区设置防渗措施和围堰有专人监管泄漏容易发现，柴油泄漏进入土壤且经过土壤下渗至潜水含水层的可能性较低，其影响小于钻井废水泄漏进入含水层的影响，故本次环评面重点预测分析钻井废水泄漏对地下水环境可能造成的影响。

井漏事故对地下水的污染是指在钻井过程中，钻井废水、泥浆漏失于地下水含水层中，造成地下水水质污染。就井漏事故而言，发生在局部且持续时间较短，钻井过程中表层套管（隔离含水体套管）固井变径后，继续钻井数千米到达含油气目的层。在表层套管内提下钻具和钻井的钻杆自重离心力不稳定，在压力下的钻杆转动对套管产生摩擦、碰撞，有可能对套管和固井环状水泥柱产生破坏作用，使钻井液在高压循环的过程中，从破坏处产生井漏而进入含水层造成污染，其风险性是存在的。因此，推广使用清洁无害的泥浆，严格控制使用有毒有害泥浆及化学处理剂，同时严格要求套管下入深度等措施，可以有效控制钻井液在含水层中的漏失，减轻对地下水环境的影响。

（1）溶质运移预测模型的建立

由于井漏对地下水流场没有明显的影响，并且评价区内含水层的基本参数变化较小，因此采用解析法对地下水环境进行分析预测。

水文地质条件的概化：根据评价区水文地质情况和解析解的适用条件，将该模型的水文地质条件概化为：各含水层厚度均一，含水层水平均匀展布，向四周无限延伸。

污染源概化：将本项目的泄漏点作为点状污染源，由于油井施工期相对于溶质运移的过程时间较短，因此将泄漏点概化为瞬时点源，在预测评价过程中考虑最不利的工程状况，含水层的各项水文地质参数均选取较不利的情况，且重点分析距离环境敏感点最近且处于其上游的泄漏点，如此一来，若发生井壁渗漏，产生的危险

性也较大，以便于对危害做出最大化的评估预测。

污染源强的确定：根据工程分析，钻井废水和压裂、试油废水中主要污染物包括石油类、COD、砷、氯化物等，根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），在各分类中选取标准指数最大的因子作为预测因子，标准指数计算结果见表 7.1.3-2。

表7.1.3-2-1钻井废水中主要因子标准指数计算一览表

污染物	石油类	COD	砷	氯化物
浓度（mg/L）	70	2500	0.003	300
质量标准	0.05	3.0	0.01	250
标准指数	1400	833	0.3	1.2

表7.1.3-2-2压裂、试油废水中主要因子标准指数计算一览表

污染物	石油类	COD	砷	氯化物
浓度（mg/L）	350	3500	0.003	8000
质量标准	0.05	3.0	0.01	250
标准指数	7000	1166	0.3	32

根据上表计算结果，按照《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）要求，本次地下水预测因子选取常规指标中的石油类和重金属污染物砷进行预测。

石油类预测按照石油类在水中的最大溶解度作为预测浓度，浓度值为 18mg/L。根据工程分析，单个钻井产生钻井废水约 30m^3。假设钻井过程中 20%的钻井废水渗漏进入含水层，单井钻井周期为 15d，因此将其概化为一次大量泄漏，概化为瞬时点源，采用以上的方式进行井漏预测计算，每天渗漏量为 0.4m^3，则石油类渗漏源强为 0.045kg/d，砷污染物泄漏源强为 0.0000012kg/d。

数学模型：非正常状况下的地下水溶质运移模拟可看作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），此次预测采用水动力弥散方程解析解作为预测数学模型。

根据预测情景，本次预测利用短时泄漏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，采用连续源叠加原理进行计算。

a.连续注入示踪剂－平面连续点源：

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

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

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；

mt－单位时间注入示踪剂的质量，kg/d；

u－水流速度，m/d；

ne－有效孔隙度，量纲为 1；DL－纵向弥散系数，m^2/d；

Dt－横向 y 方向的弥散系数，m^2/d；π-圆周率；

K0(β)－第二类零阶修正贝塞尔函数；

W($\frac{u^2t}{4D_L}$，β)－第一类越流系统井函数。

b.瞬时注入示踪剂－平面瞬时点源：

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

式中：x，y－计算点处的位置坐标；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－潜水含水层的厚度，m；

mM－长度为 M 的线源瞬时注入的示踪剂质量，kg；

u－水流速度，m/d；

ne－有效孔隙度，量纲为 1；

DL－纵向弥散系数，m^2/d；

Dt－横向 y 方向的弥散系数，m^2/d；π-圆周率；

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，本次产能建设项目中井场数量较多，在黄土梁峁区、沟谷区内均有分布，下覆潜水含水层类型涉及第四系风积黄土裂隙孔隙潜水含水层、白垩系环河组、洛河组碎屑岩类裂隙潜水含水层。下面对各含水层参数的确定具体分析：

含水层厚度——第四系黄土潜水含水层：由于沟谷切割深，潜水赋存条件差，故无统一稳定的含水层，由于泄漏后垂向扩散深度有限，本次评价取厚度为 40m；白垩系环河组含水层：由于泄漏后垂向扩散深度有限，本次评价取厚度为 30m；洛河组含水层：由于泄漏后垂向扩散深度有限，本次评价取厚度为 30m。

含水层渗透系数——第四系黄土潜水含水层：根据《鄂尔多斯盆地地下水勘察报告》，项目区所在区域第四系黄土潜水含水层渗透系数为0.26～0.46m/d，本次评价取已知最大值；白垩系环河组含水层渗漏系数为0.18~0.31m/d，洛河组含水层渗透系数为0.20～1.00m/d，本次评价取已知最大值。

水力坡度——各含水层水力坡度的值根据现有资料最终确定；

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

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

以上参数的确定主要根据中国地质调查局西安地质调查中心编写的《鄂尔多斯盆地地下水勘察报告》以及区域地下水井调查资料等，参数值有效可靠。最终确定的各项参数见表7.1.3-3。

表7.1.3-3评价区各含水层预测模型参数

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）	纵向弥散系数（m^2/d）	横向弥散系数（m^2/d）
第四系风积黄土含水层	40	0.46	8‰	0.3	0.01226	0.1226	0.01226
白垩系环河组	30	0.31	6‰	0.2	0.0093	0.093	0.0093
白垩系洛河组	30	1.00	4‰	0.2	0.02	0.2	0.02

注：弥散系数根据DL=uαL，DT=uαT确定，地下水中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，本评价参考前人研究成果，纵向弥散度αL取值10m，横向弥散度αT为纵向弥散度的0.1倍。

（2）石油类污染预测模拟和影响分析

根据《水质石油类的测定紫外分光光度法》（HJ970-2018）确定石油类的检出限，根据《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的要求将0.05mg/L作为石油类的标准限值，详见表7.1.3-4，以此来判断污染物对地下水的污染情况。

表7.1.3-4预测因子的检出限值和标准限值

预测因子	分析依据及依据	检出限值（mg/L）	参考标准	标准限值（mg/L）
石油类	水质石油类的测定紫外分光光度法HJ970-2018	0.01	《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准	0.05

本次计算结果用红色范围表示地下水污染物超标的浓度范围，蓝色范围表示存在污染但污染不超标的浓度范围，限值为检出限。当预测结果小于检出限时则视同对地下水环境几乎没有影响。

①第四系风积黄土潜水含水层环境影响分析

利用平面瞬时点源污染水动力弥散方程解析解，计算并画出平面二维等值线图，当预测结果小于检出限时视同对地下水环境几乎没有影响。具体预测分析结果如下：

本次预测选取了 100d、1000d、2000d 以及污染物最大超标距离，共四个时间点，当井漏发生后，随着时间推移，石油类在黄土潜水含水层中的运移情况见表 7.1.3-5、图 7.1.3-1~7.1.3-4，其中（0，0）点为泄漏点位置，横轴正方向为地下水流向，下游厂界处浓度历时曲线见图 7.1.3-5。

从图表中可以看出，在假设的非正常状况下，在预测初期（井漏 100d 时），地下水中石油类最大迁移距离为 23.1m，影响面积为 582m^2，下游最大浓度为 0.653mg/L，超出《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类标准 0.05mg/L，最大超标距离为 18.2m，超标区面积为 359m^2；井漏 1000d 时，地下水中石油类最大迁移距离为 62.6m，影响面积为 2231m^2，下游最大浓度为 0.061mg/L，超出《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类标准 0.05mg/L，最大超标距离为 30.5m，超标区面积为 242m^2；井漏 1200d 时，地下水中石油类最大迁移距离为 67.2m，影响面积为 2406m^2，下游最大浓度为 0.051mg/L，超出《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类标准 0.05mg/L，最大超标距离为 31.5m，超标区面积为 37m^2，此时的超标距离为最大超标距离；井漏 2000d 时，地下水中石油类最大迁移距离为 82.1m，影响面积为 2744m^2，下游最大浓度为 0.030mg/L，未超出《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类标准 0.05mg/L。

从图 7.1.3-5 下游厂界处浓度历时曲线可以看出，在 2000d 的预测时段内，下游厂界处石油类污染物浓度始终未超出《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类标准 0.05mg/L，在 2000d 时，污染物浓度已开始回落。

表7.1.3-5黄土潜水含水层石油类运移特征表

预测时段	影响区面积（m^2）	超标区面积（m^2）	最大扩散距离（m）	最大超标距离（m）	最大污染浓度（mg/L）
100d	582	359	23.1	18.2	0.653
1000d	2231	242	62.6	30.5	0.061
1200d	2406	37	67.2	31.5	0.051
2000d	2744	0	82.1	0	0.030

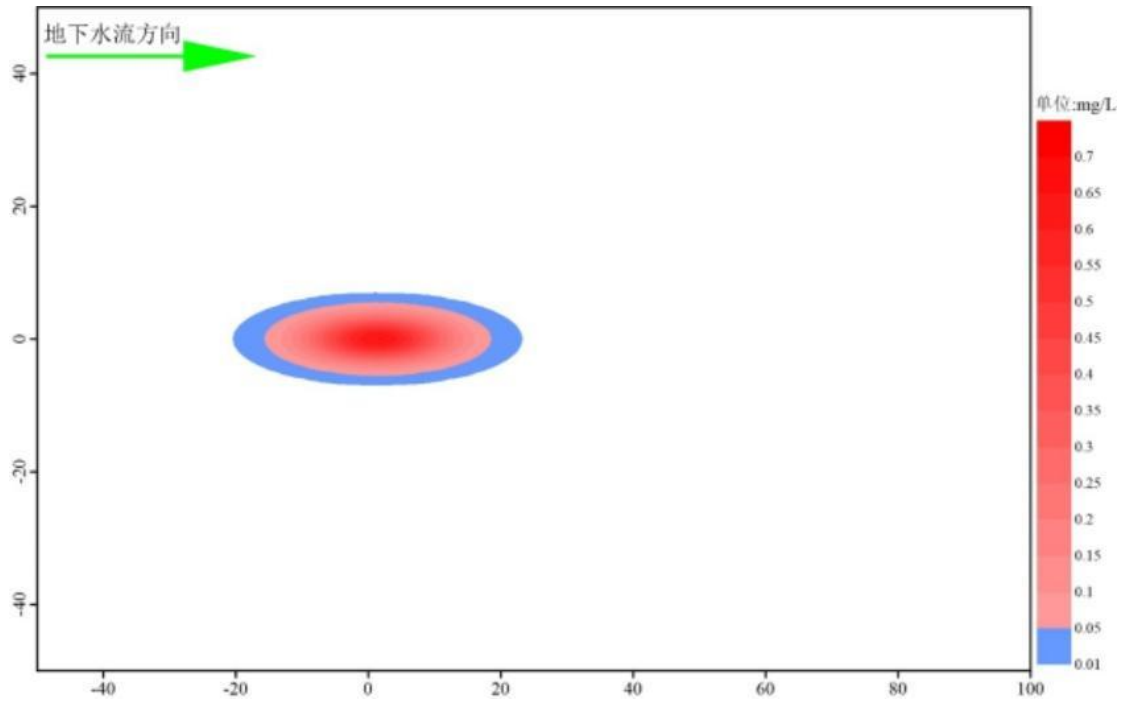


图7.1.3-1井漏事故石油类在黄土潜水含水层运移100d

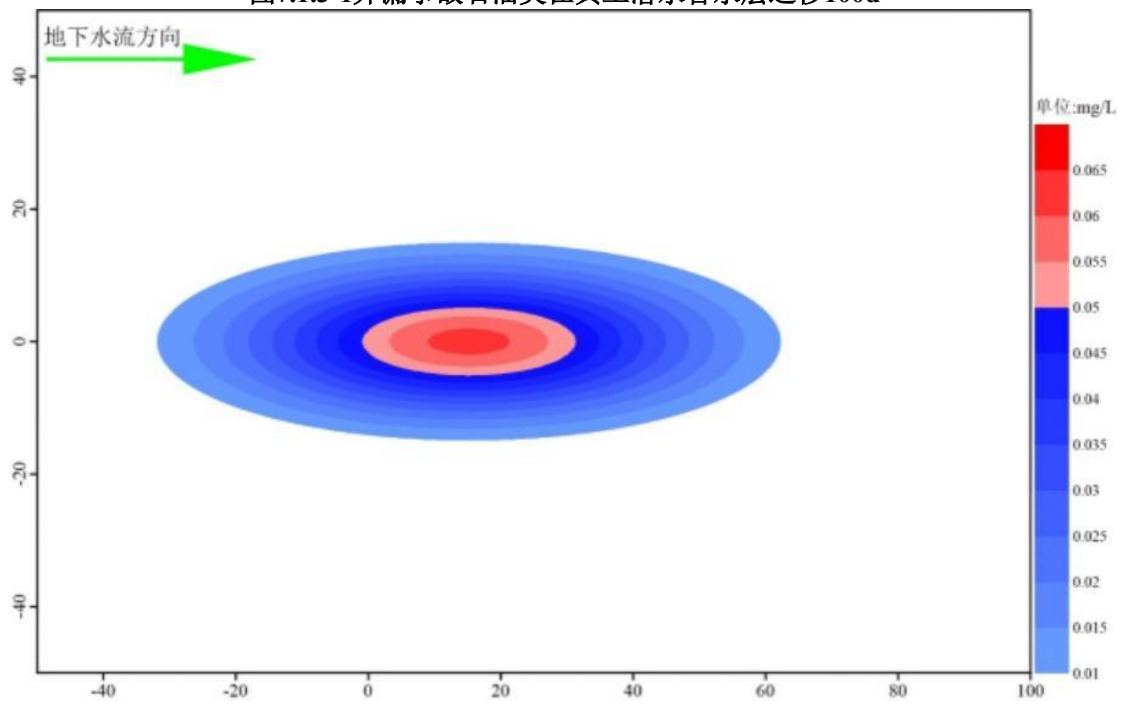


图7.1.3-2井漏事故石油类在黄土潜水含水层运移1000d

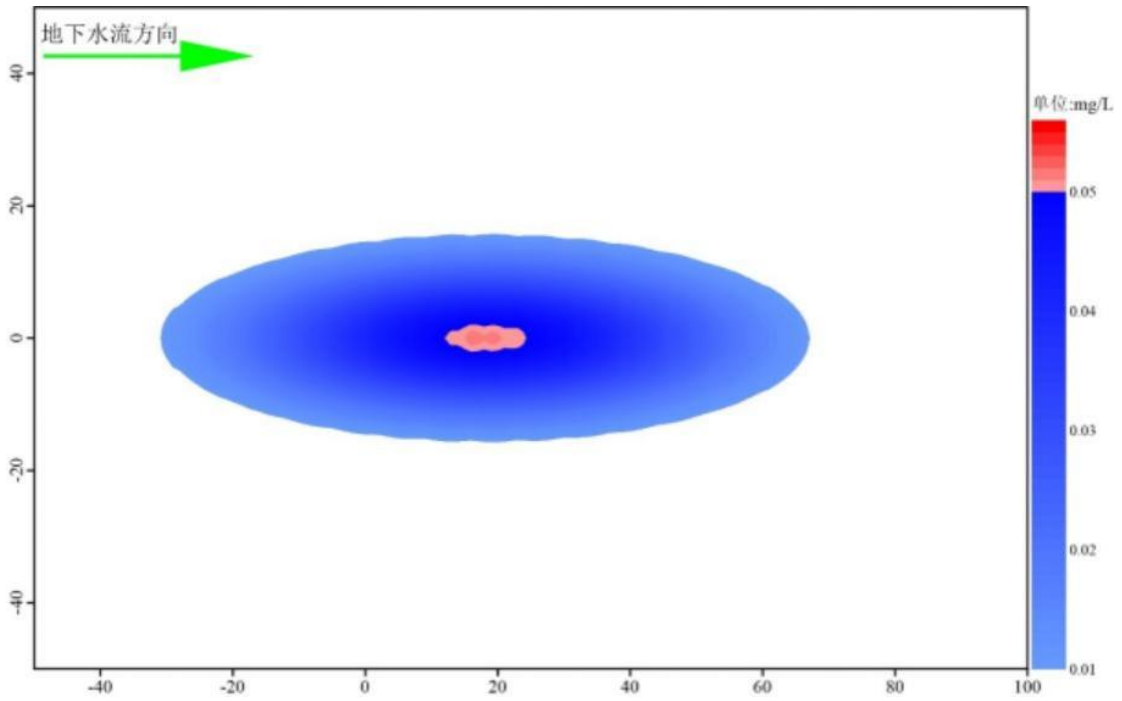


图7.1.3-3井漏事故石油类在黄土潜水含水层运移1200d

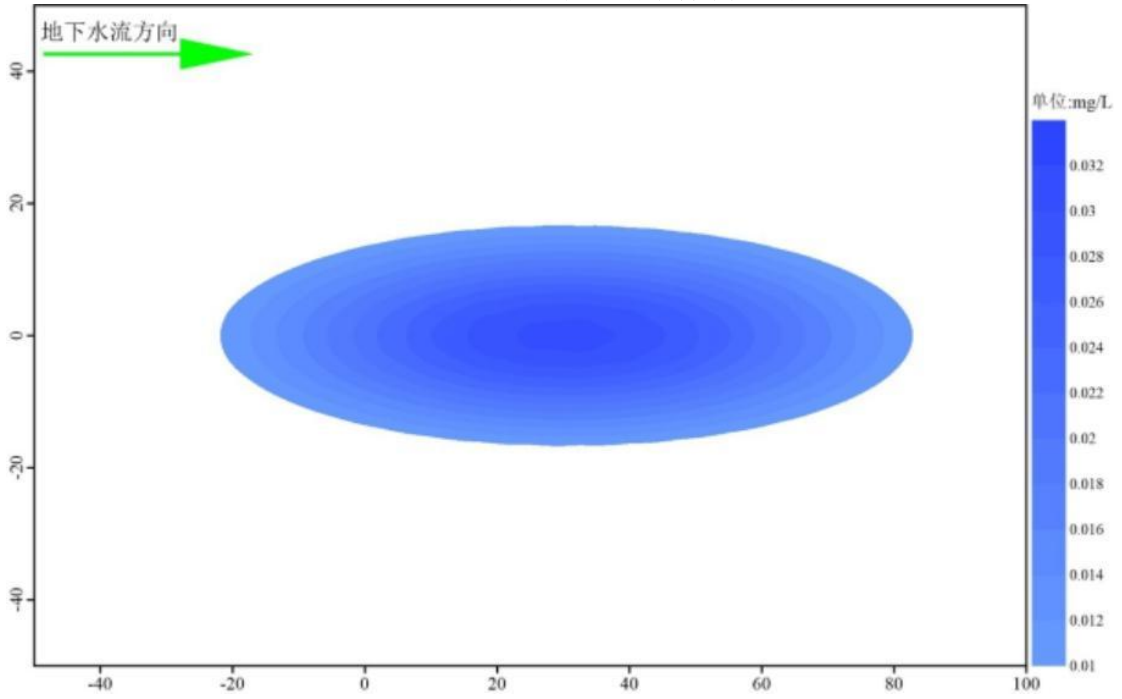


图7.1.3-4井漏事故石油类在黄土潜水含水层运移2000d

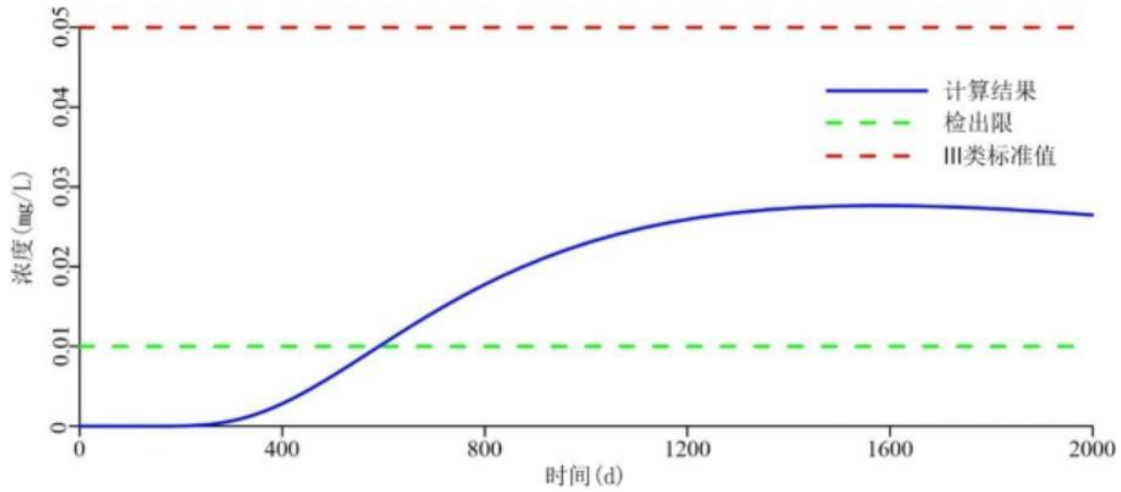


图7.1.3-5井漏事故石油类在黄土潜水含水层运移下游厂界处浓度历时曲线

②白垩系环河组裂隙潜水含水层环境影响分析

利用平面瞬时点源污染水动力弥散方程解析解，计算并画出平面二维等值线图，当预测结果小于检出限时视同对地下水环境几乎没有影响。具体预测分析结果如下：

由于含水层较厚，本次预测选取了 100d、1000d、污染物最大超标距离三个时间点，当井漏发生后，随着时间推移，石油类在白垩系环河组裂隙潜水含水层中的运移情况见表 7.1.3-6、图 7.1.3-6~7.1.3-9，其中（0，0）点为泄漏点位置，横轴正方向为地下水流向，下游厂界处浓度历时曲线见图 7.1.3-10。

从图表中可以看出，在假设的非正常状况下，在预测初期（井漏 100d 时），地下水中石油类最大迁移距离为 17.9m，影响面积为 302m^2，下游最大浓度为 0.894mg/L，超出《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类标准 0.05mg/L，最大超标距离为 12.6m，超标区面积为 201m^2；井漏 1000d 时，地下水中石油类最大迁移距离为 46.9m，影响面积为 1479m^2，下游最大浓度为 0.091mg/L，超出《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类标准 0.05mg/L，最大超标距离为 28.3m，超标区面积为 396m^2；井漏 1800d 时，地下水中石油类最大迁移距离为 59.5m，影响面积为 1951m^2，下游最大浓度为 0.051mg/L，超出《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类标准 0.05mg/L，最大超标距离为 16.8m，超标区面积为 2m^2；井漏 2000d 时，地下水中石油类最大迁移距离为 62.11m，影响面积为 2026m^2，下游最大浓度为 0.045mg/L，未超出《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类标准 0.05mg/L。

根据厂界下游污染物浓度变化历时曲线，下游厂界处地下水污染物浓度在 3650d 内均未超出《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类标准 0.05mg/L，对地下水环境状况影响很小。

表7.1.3-6白垩系基岩裂隙含水层石油类运移特征表

预测时段	影响区面积（m^2）	超标区面积（m^2）	最大扩散距离（m）	最大超标距离（m）	最大污染浓度（mg/L）
100d	302	201	17.9	12.6	0.894
1000d	1479	396	46.9	28.3	0.091
1800d	1951	2	59.5	16.8	0.051
2000d	2026	0	62.1	0	0.045

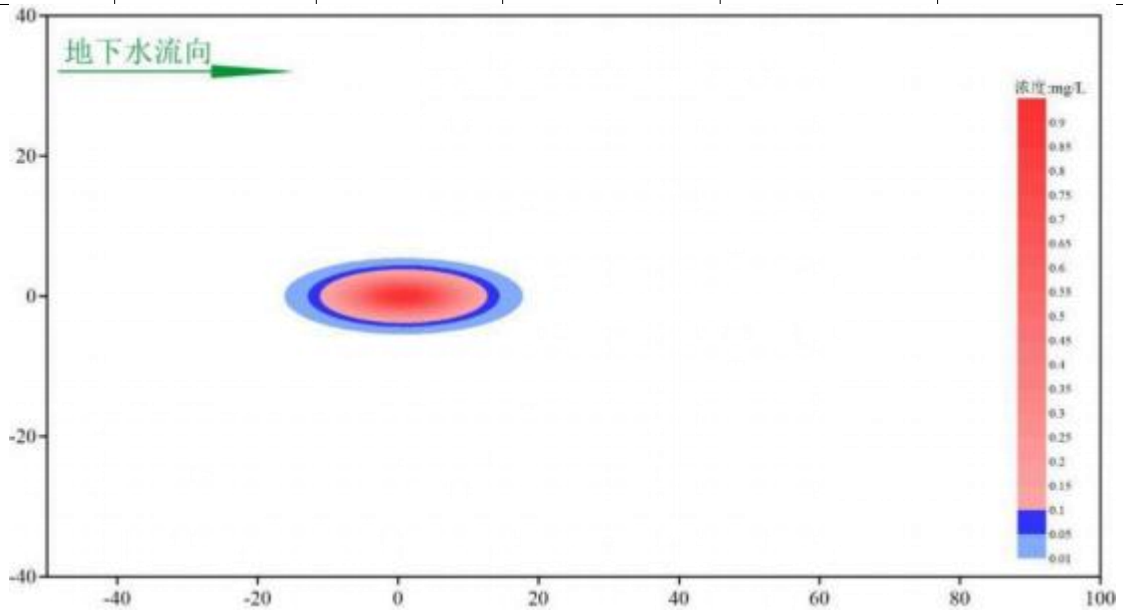


图7.1.3-6井漏事故石油类在白垩系环河组裂隙含水层运移100d

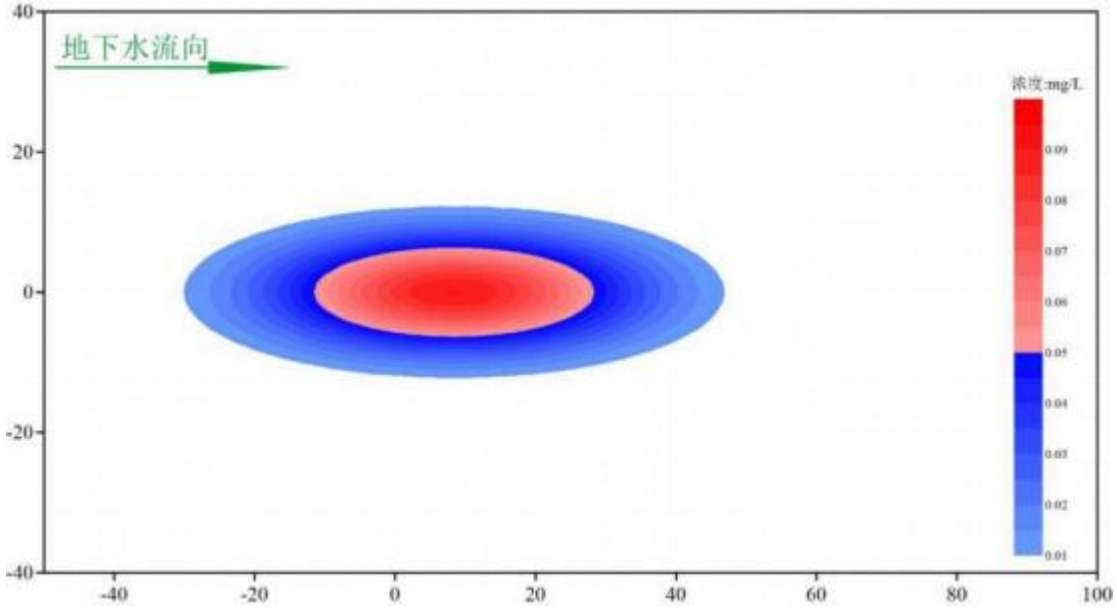


图7.1.3-7井漏事故石油类在白垩系环河组裂隙含水层运移1000d

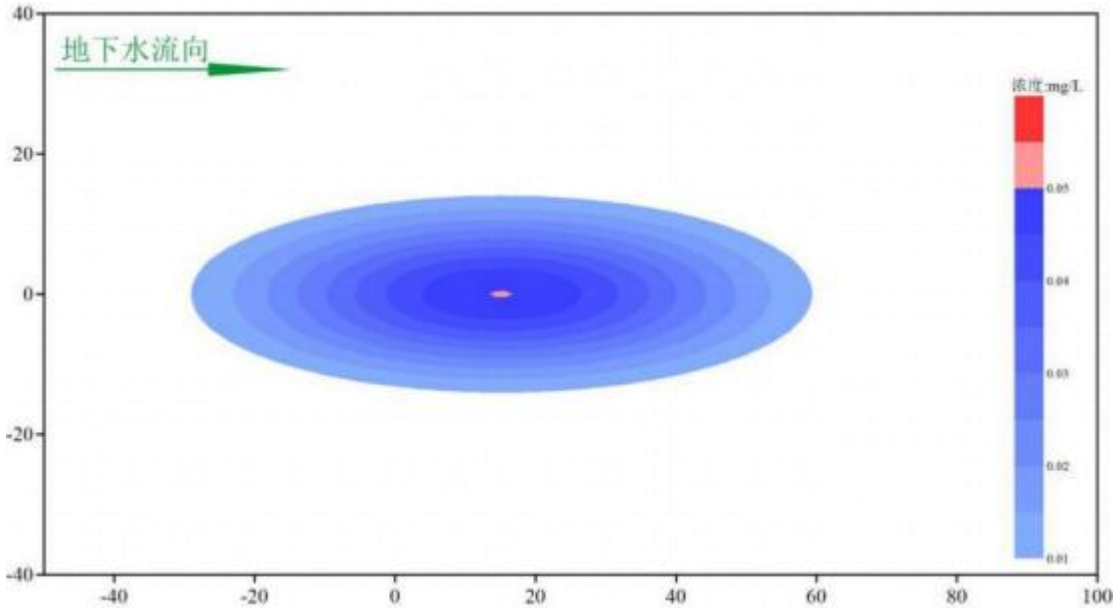


图7.1.3-8井漏事故石油类在白垩系环河组裂隙含水层运移1800d

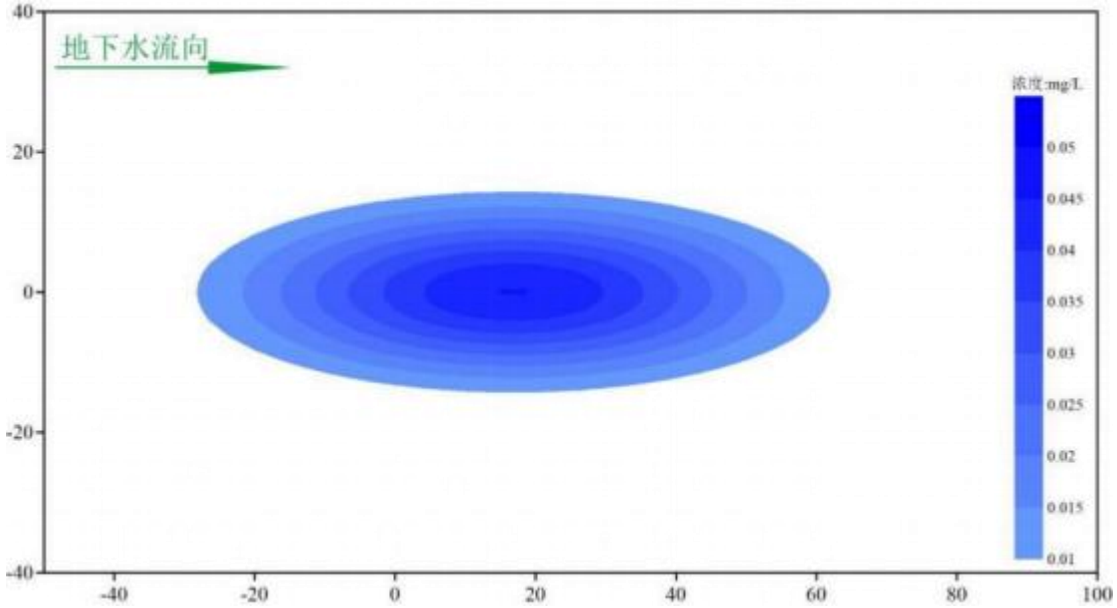


图7.1.3-9井漏事故石油类在白垩系环河组裂隙含水层运移2000d

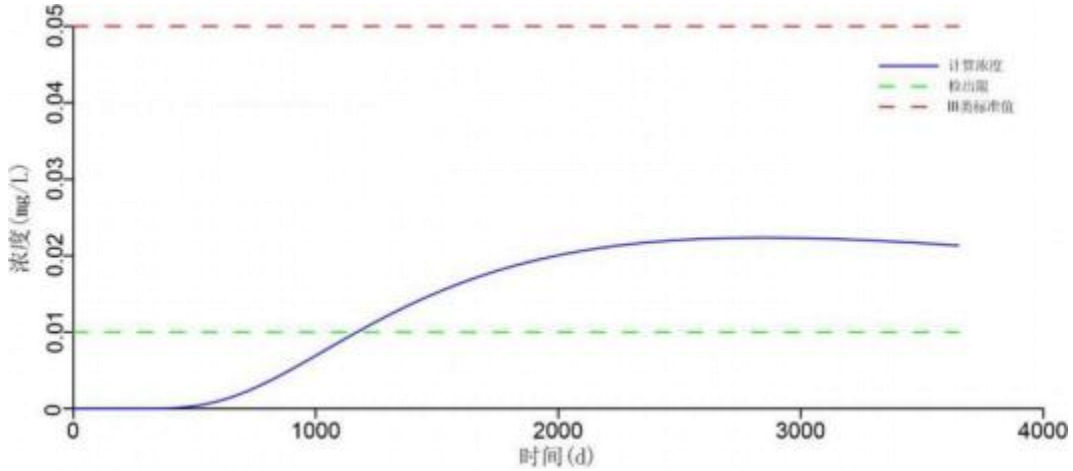


图7.1.3-10井漏事故石油类在白垩系环河组裂隙含水层运移下游厂界处浓度历时曲线

③白垩系洛河组裂隙潜水含水层环境影响分析

利用平面瞬时点源污染水动力弥散方程解析解，计算并画出平面二维等值线图，当预测结果小于检出限时视同对地下水环境几乎没有影响。具体预测分析结果如下：

由于含水层较厚，本次预测选取了 100d、1000d、污染物最大超标距离三个时间点，当井漏发生后，随着时间推移，石油类在白垩系洛河组裂隙潜水含水层中的运移情况见表 7.1.3-7、图 7.1.3-11~7.1.3-14，其中（0，0）点为泄漏点位置，横轴正方向为地下水流向，下游厂界处浓度历时曲线见图 7.1.3-15。

从图表中可以看出，在假设的非正常状况下，在预测初期（井漏 100d 时），地下水中石油类最大迁移距离为 18.2m，影响面积为 308m2，下游最大浓度为 0.881mg/L，超出《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类标准 0.05mg/L，最大超标距离为 18.2m，超标区面积为 204m^2；井漏 1000d 时，地下水中石油类最大迁移距离为 42.8m，影响面积为 1432m^2，下游最大浓度为 0.086mg/L，超出《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类标准 0.05mg/L，最大超标距离为 27.5m，超标区面积为 373m^2；井漏 1800d 时，地下水中石油类最大迁移距离为 58.7m，影响面积为 1905m^2，下游最大浓度为 0.052mg/L，超出《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类标准 0.05mg/L，最大超标距离为 16.2m，超标区面积为 4m^2；井漏 2000d 时，地下水中石油类最大迁移距离为 61.7m，影响面积为 2031m^2，下游最大浓度为 0.042mg/L，未超出《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类标准 0.05mg/L。

根据厂界下游污染物浓度变化历时曲线，下游厂界处地下水污染物浓度在 3650d 内均未超出《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类标准 0.05mg/L，对地下水环境状况影响很小。

表7.1.3-7白垩系洛河组裂隙含水层石油类运移特征表

预测时段	影响区面积（m^2）	超标区面积（m^2）	最大扩散距离（m）	最大超标距离（m）	最大污染浓度（mg/L）
100d	308	204	18.2	13.3	0.881
1000d	1432	373	42.8	27.5	0.086
1800d	1905	4	58.7	16.2	0.052
2000d	2031	0	61.7	0	0.042

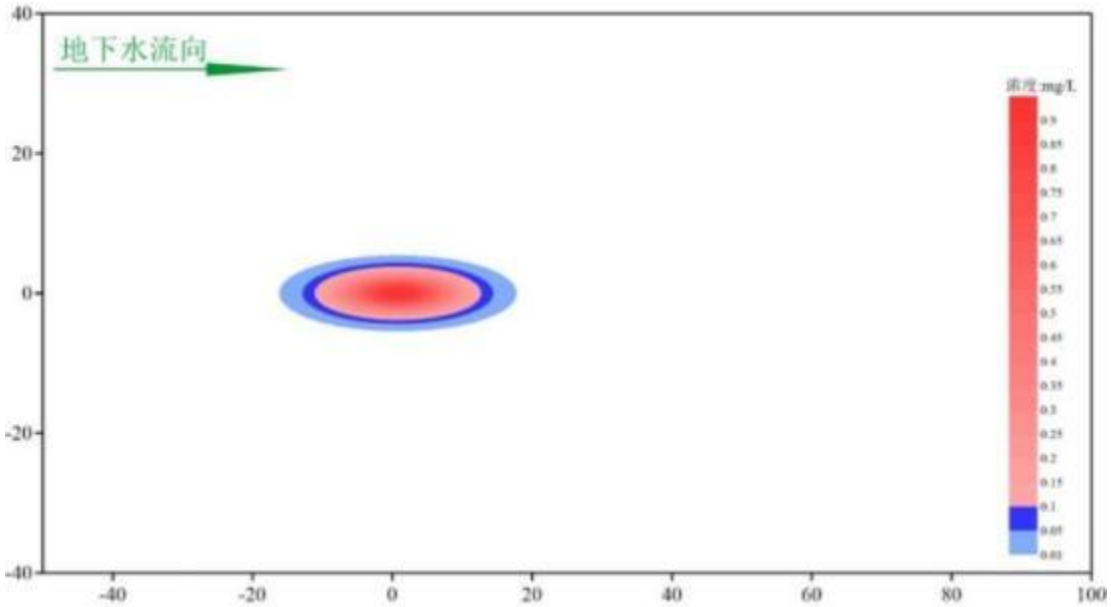


图7.1.3-11井漏事故石油类在白垩系洛河组裂隙含水层运移100d

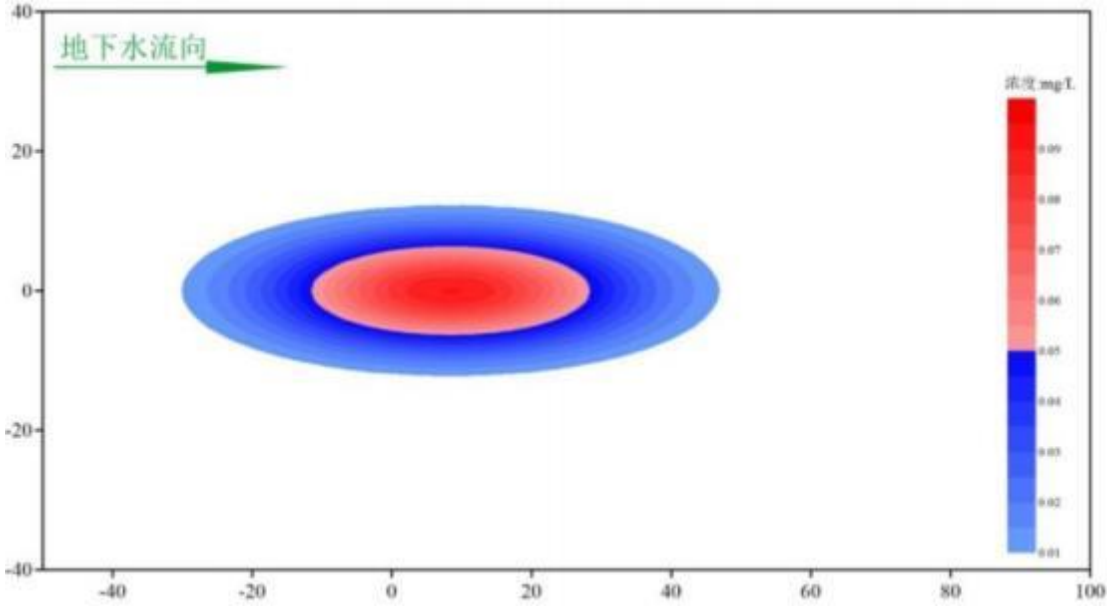


图7.1.3-12井漏事故石油类在白垩系洛河组裂隙含水层运移1000d

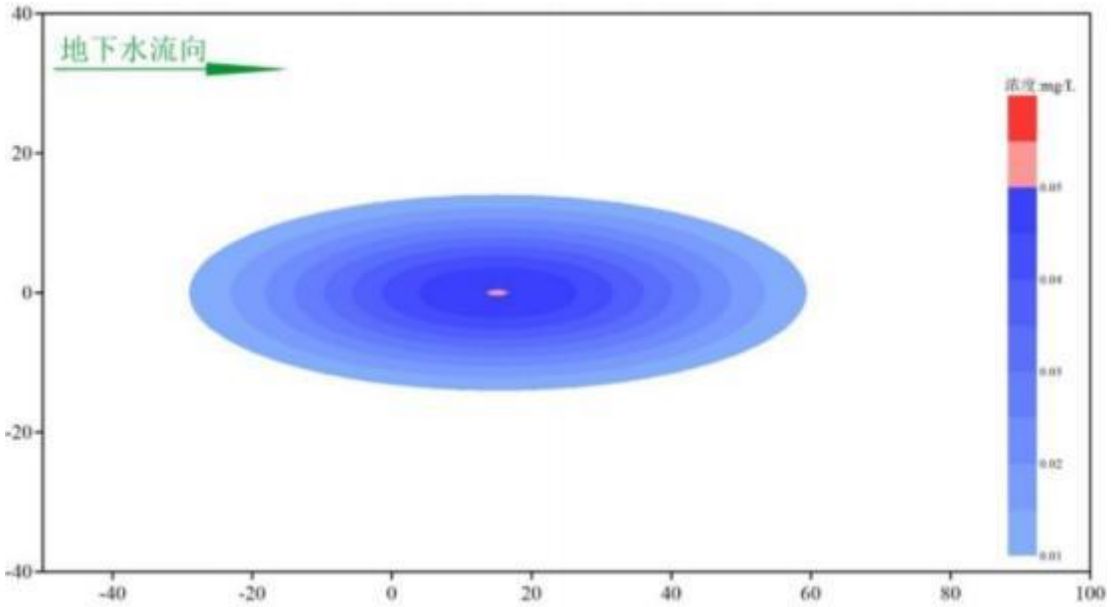


图 7.1.3-13 井漏事故石油类在白垩系洛河组裂隙含水层运移 1800d

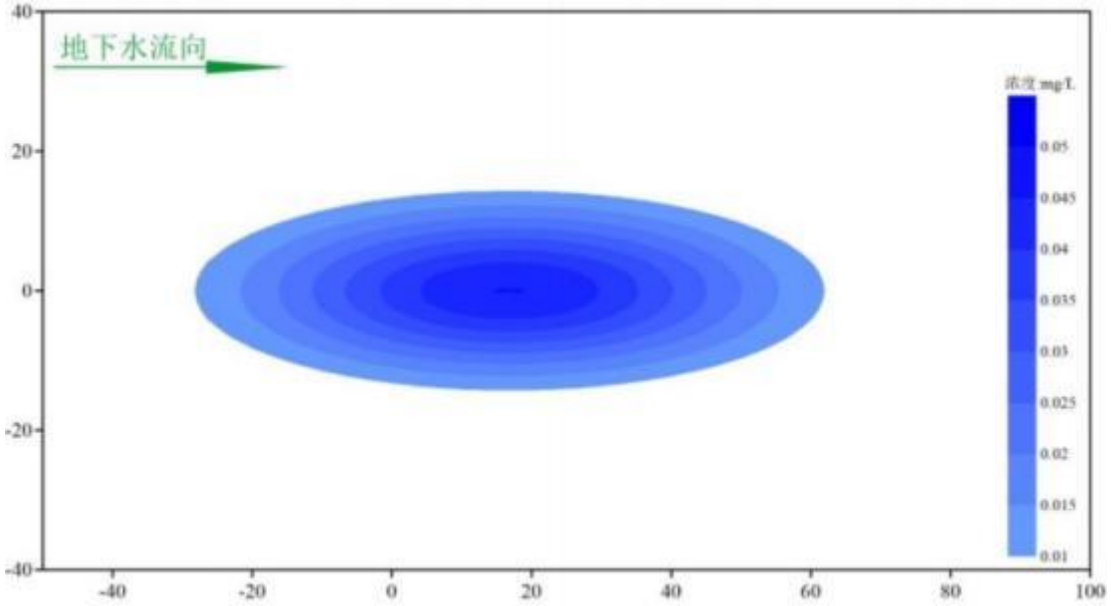


图7.1.3-14井漏事故石油类在白垩系洛河组裂隙含水层运移2000d

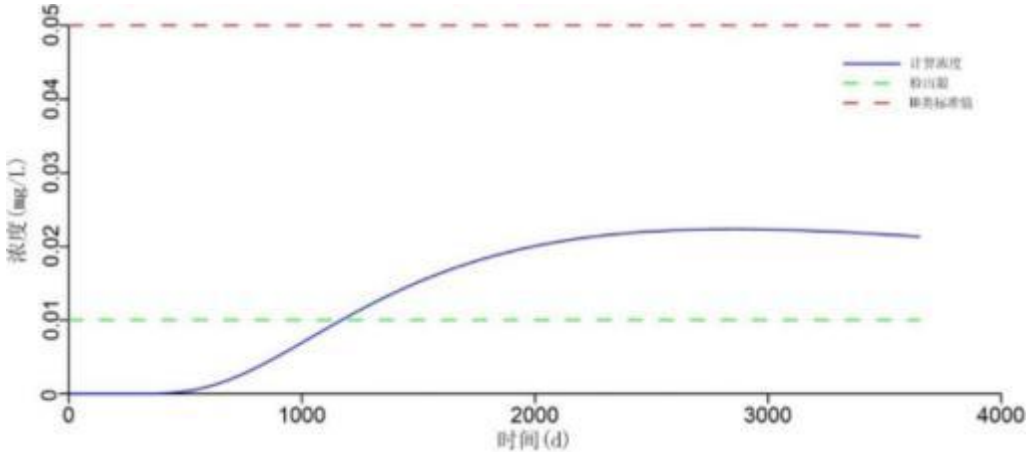


图7.1.3-15井漏事故石油类在白垩系洛河组裂隙含水层运移下游厂界处浓度历时曲线

（3）砷污染预测模拟和影响分析

根据《水质汞、砷、硒、铋和锑的测定原子荧光法》（HJ694-2014）确定砷的检出限，根据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的要求将0.003mg/L作为砷的标准限值，详见表7.1.3-8，以此来判断污染物对地下水的污染情况。

表7.1.3-8预测因子的检出限值和标准限值

预测因子	分析依据及依据	检出限值（mg/L）	参考标准	标准限值（mg/L）
砷	水质汞、砷、硒、铋和锑的测定原子荧光法 HJ694-2014	0.0003	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准	0.003

本次计算结果用红色范围表示地下水污染物超标的浓度范围，蓝色范围表示存在污染但污染不超标的浓度范围，限值为检出限。当预测结果小于检出限时则视同对地下水环境几乎没有影响。

①第四系风积黄土潜水含水层环境影响分析

利用平面瞬时点源污染水动力弥散方程解析解，计算并画出平面二维等值线图，当预测结果小于检出限时视同对地下水环境几乎没有影响。具体预测分析结果如下：

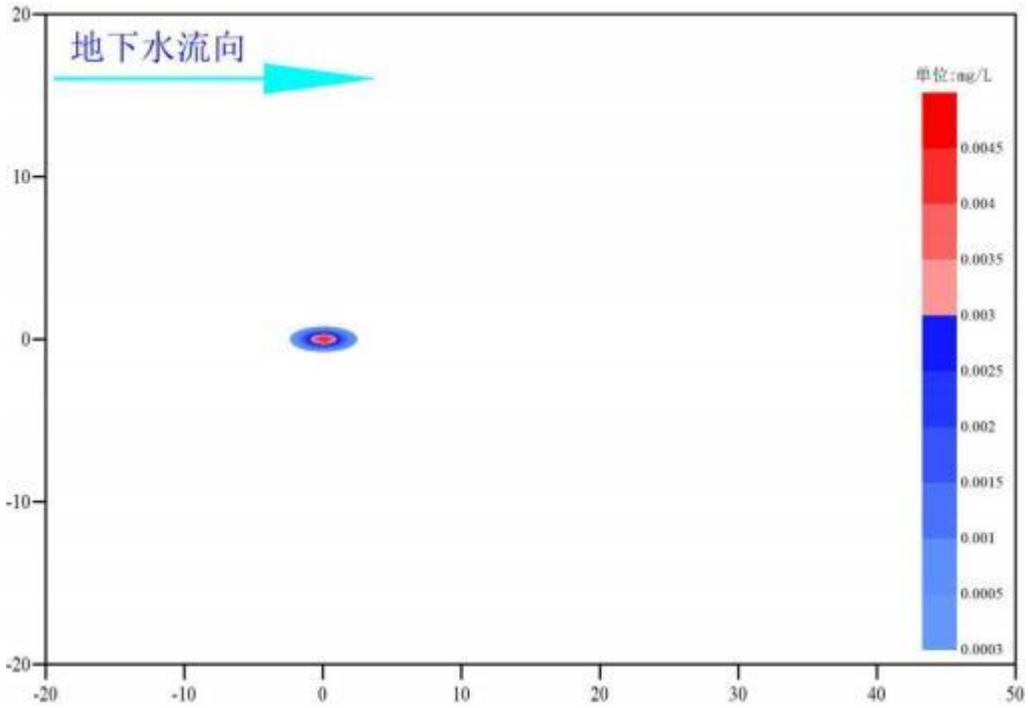
本次预测选取了5d、10d、100d、1000d共四个时间点，当井漏发生后，随着时间推移，砷在黄土潜水含水层中的运移情况见表7.1.3-9、图7.1.3-16。

从图表中可以看出，在假设的非正常状况下，在预测初期（井漏5d时），地下水中砷最大迁移距离为2.5m，影响面积为6m^2，下游最大浓度为0.0044mg/L，超出《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准0.003mg/L，最大超标距离为0.9m，超标区面积为1m^2；井漏10d时，地下水中砷最大迁移距离为2.9m，影响面积为11m^2，下游最大浓度为0.0018mg/L，未超出《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准0.003mg/L；井漏100d时，地下水中砷最大浓度已低于检出限0.0003mg/L。

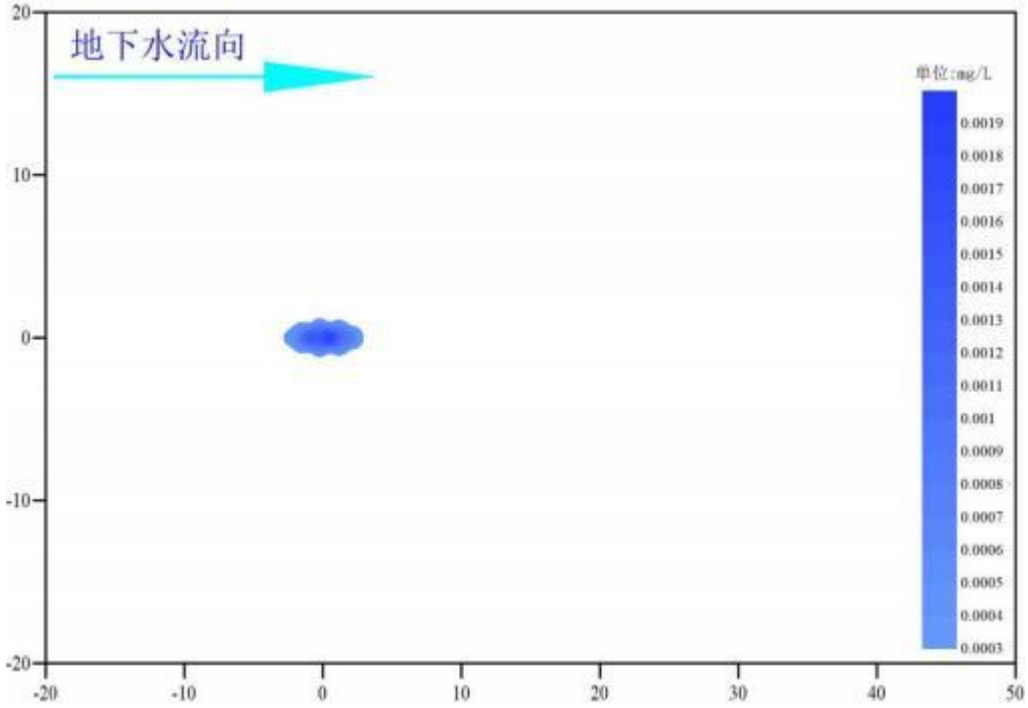
从下游浓度历时曲线可以看出，在1000d的预测时段内，泄漏点下游10m处砷污染物浓度始终未超出《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准0.003mg/L。

表7.1.3-9黄土潜水含水层砷运移特征表

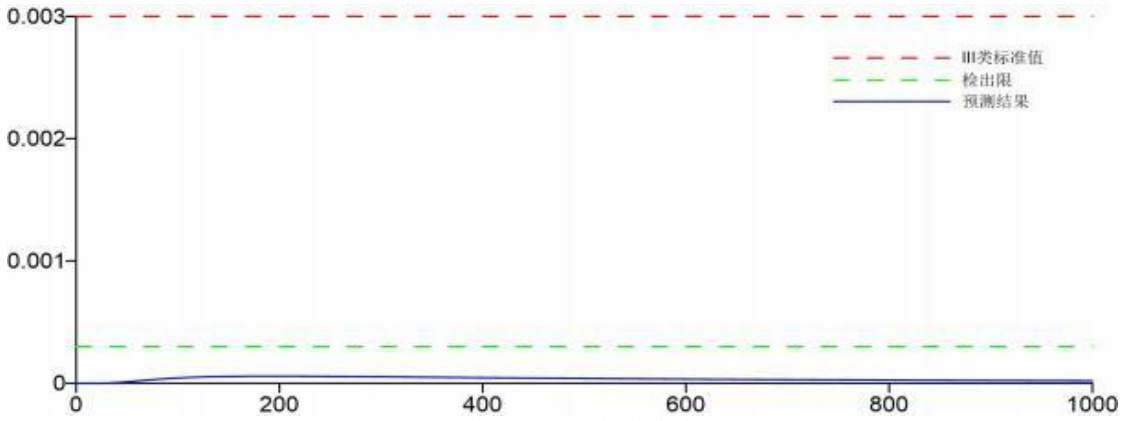
预测时段	影响区面积（m^2）	超标区面积（m^2）	最大扩散距离（m）	最大超标距离（m）	最大污染浓度（mg/L）
5d	6	1	2.5	0.9	0.0044
10d	11	0	2.9	0	0.0018
100d	0	0	0	0	0.0003ND
1000d	0	0	0	0	0.0003ND


地下水流向
单位:mg/L
0.0045
0.004
0.0035
0.003
0.0025
0.002
0.0015
0.001
0.0005
0.0003
20
10
0
-10
-20
-20
-10
0
10
20
30
40
50

（5d）


地下水流向
单位:mg/L
0.0019
0.0018
0.0017
0.0016
0.0015
0.0014
0.0013
0.0012
0.0011
0.001
0.0009
0.0008
0.0007
0.0006
0.0005
0.0004
0.0003
20
10
0
-10
-20
-20
-10
0
10
20
30
40
50

（10d）



（下游10m处污染物浓度）

图7.1.3-16井漏事故砷在黄土潜水含水层运移预测结果

②白垩系环河组裂隙潜水含水层环境影响分析

利用平面瞬时点源污染水动力弥散方程解析解，计算并画出平面二维等值线图，当预测结果小于检出限时视同对地下水环境几乎没有影响。具体预测分析结果如下：

由于含水层较厚，本次预测选取了 5d、10d、100d、1000d 四个时间点，当井漏发生后，随着时间推移，砷在白垩系环河组裂隙潜水含水层中的运移情况见表 7.1.3-10、图 7.1.3-17。

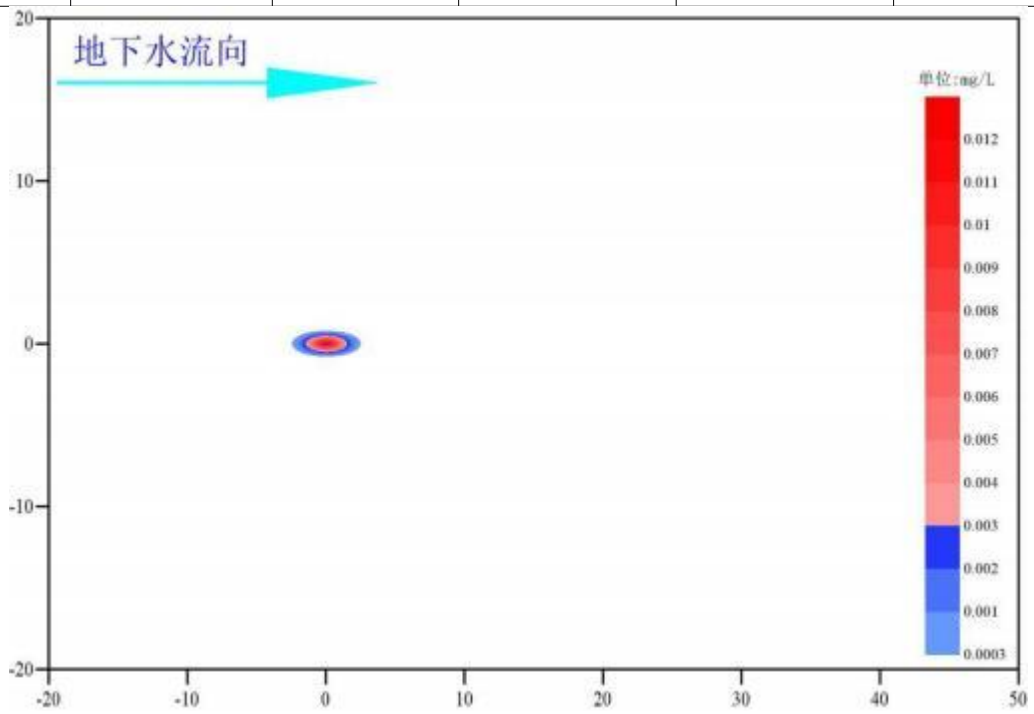
从图表中可以看出，在假设的非正常状况下，在预测初期（井漏 5d 时），地下水中砷最大迁移距离为 2.5m，影响面积为 7m^2，下游最大浓度为 0.0115mg/L，超出《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准 0.003mg/L，最大超标距离为 1.6m，超标区面积为 3m^2；井漏 10d 时，地下水中砷最大迁移距离为 3.3m，影响面积为 10m^2，下游最大浓度为 0.0055mg/L，超出《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准 0.003mg/L，最大超标距离为 1.5m，超标区面积为 2m^2；井漏 20d 时，地下水中砷最大迁移距离为 4.2m，影响面积为 16m^2，下游最大浓度为 0.0027mg/L，未超出《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准 0.003mg/L；井漏 100d 时，地下水中砷最大浓度已低于检出限 0.0003mg/L。

从下游浓度历时曲线可以看出，在 1000d 的预测时段内，泄漏点下游 10m 处砷污染物浓度始终未超出《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准 0.003mg/L。

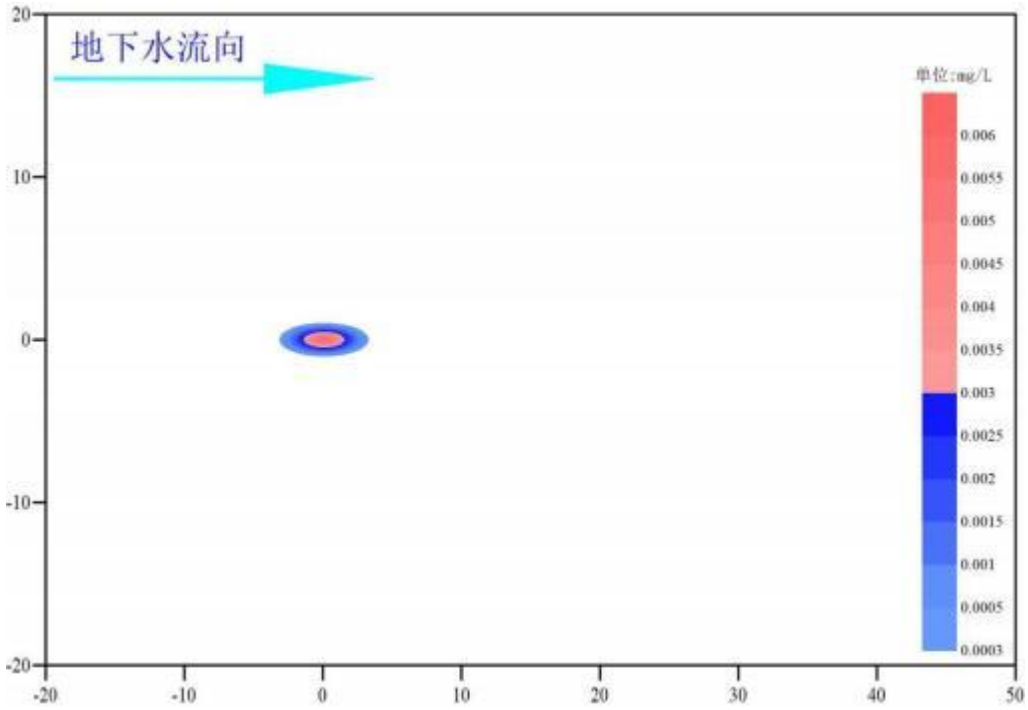
表7.1.3-10白垩系基岩裂隙含水层砷运移特征表

预测时段	影响区面积（m^2）	超标区面积（m^2）	最大扩散距离（m）	最大超标距离（m）	最大污染浓度（mg/L）
5d	7	3	2.5	1.6	0.0115
10d	10	2	3.3	1.5	0.0055

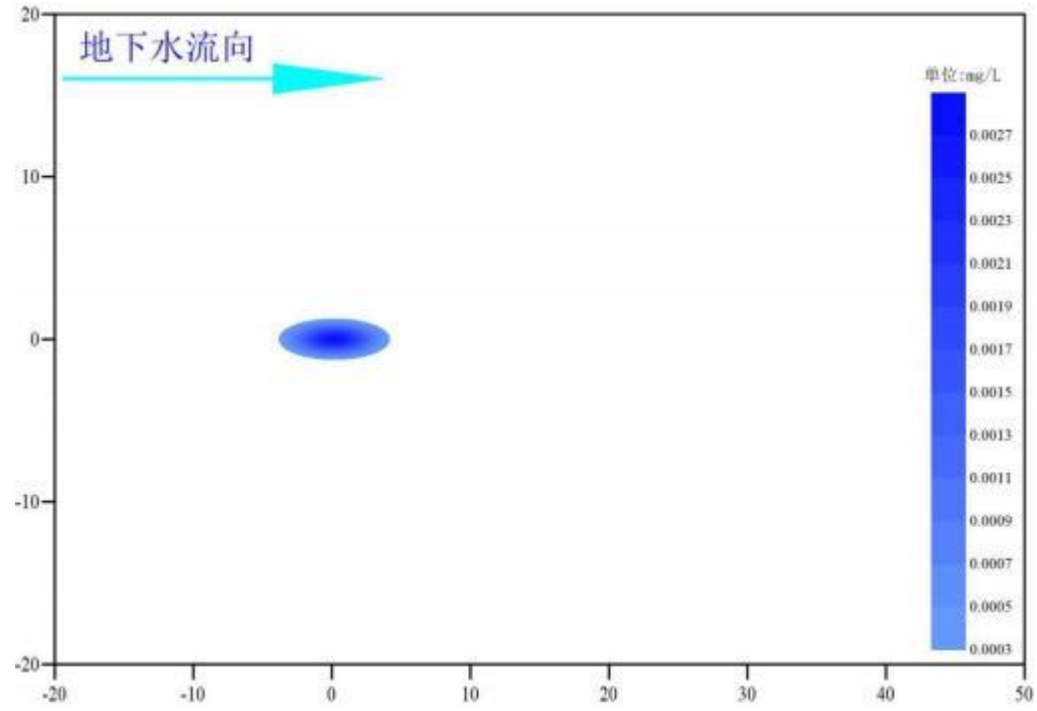
预测时段	影响区面积（m^2）	超标区面积（m^2）	最大扩散距离（m）	最大超标距离（m）	最大污染浓度（mg/L）
20d	16	0	4.2	0	0.0027
100d	0	0	0	0	0.0003ND
1000d	0	0	0	0	0.0003ND



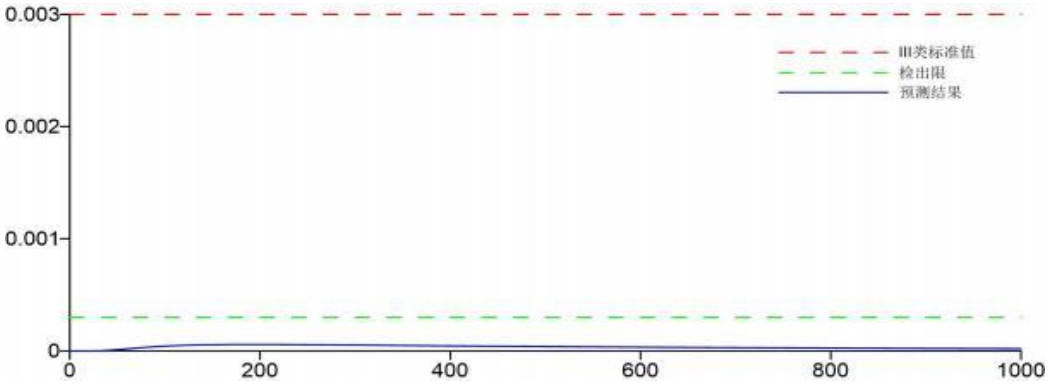
（5d）



（10d）



（20d）



（下游10m处污染物浓度）

图7.1.3-17井漏事故砷在白垩系环河组裂隙含水层运移预测结果

③白垩系洛河组裂隙潜水含水层环境影响分析

利用平面瞬时点源污染水动力弥散方程解析解，计算并画出平面二维等值线图，当预测结果小于检出限时视同对地下水环境几乎没有影响。具体预测分析结果如下：

由于含水层较厚，本次预测选取了 5d、10d、20d、100d、1000d 共五个时间点，当井漏发生后，随着时间推移，砷在白垩系洛河组裂隙潜水含水层中的运移情况见表 7.1.3-11、图 7.1.3-18。

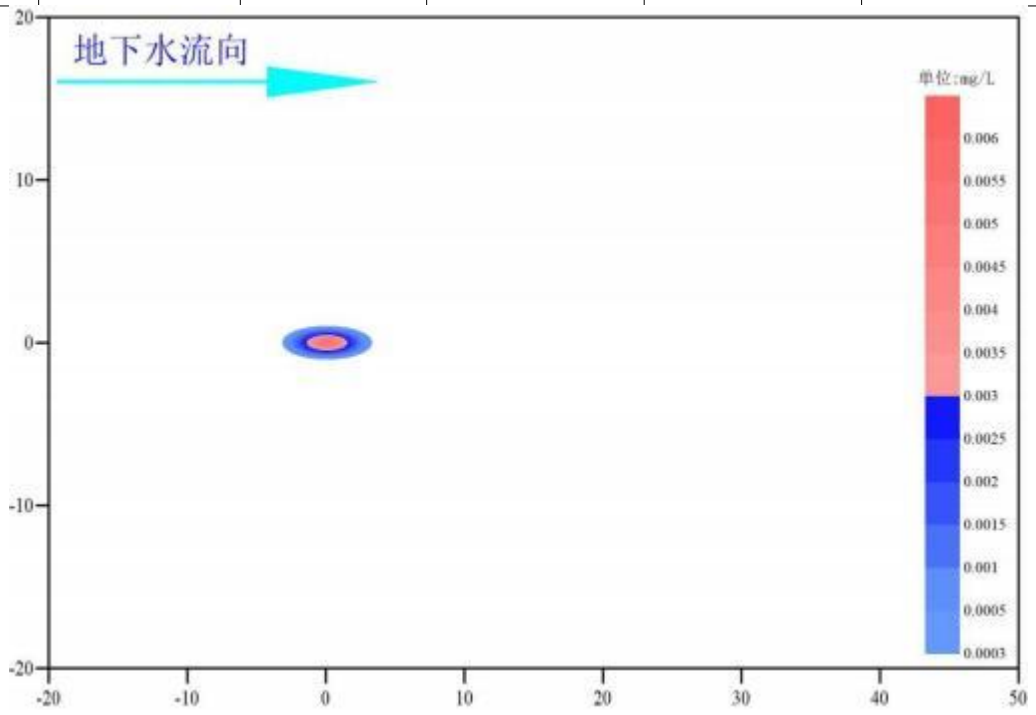
从图表中可以看出，在假设的非正常状况下，在预测初期（井漏 5d 时），地下水中砷最大迁移距离为 3.3m，影响面积为 11m^2，下游最大浓度为 0.0055mg/L，超出《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准 0.003mg/L，最大超标距离为 1.6m，超标区面积为 3m^2；井漏 10d 时，地下水中砷最大迁移距离为 4.3m，影响面积为 16m^2，下游最大浓度为 0.0026mg/L，未超出《地下水质量标准》（GB/T14848-

2017）III 类标准 0.003mg/L；井漏 100d 时，地下水中砷最大浓度已低于检出限 0.0003mg/L。

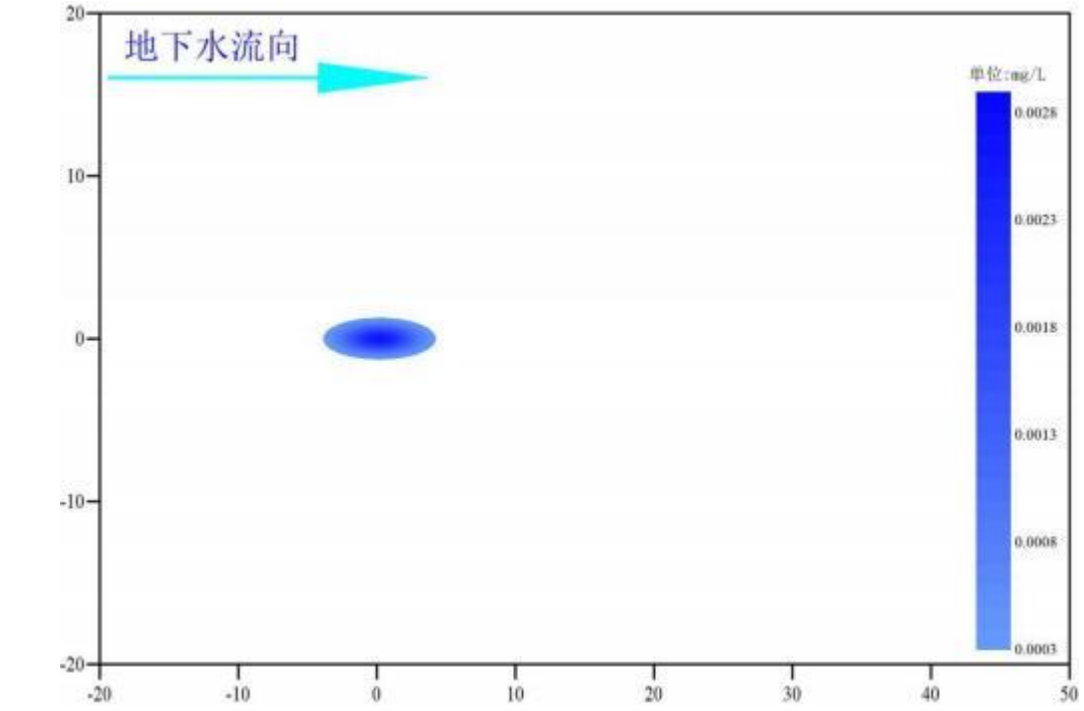
从下游浓度历时曲线可以看出，在 1000d 的预测时段内，泄漏点下游 10m 处砷污染物浓度始终未超出《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准 0.003mg/L。

表7.1.3-11白垩系洛河组裂隙含水层砷运移特征表

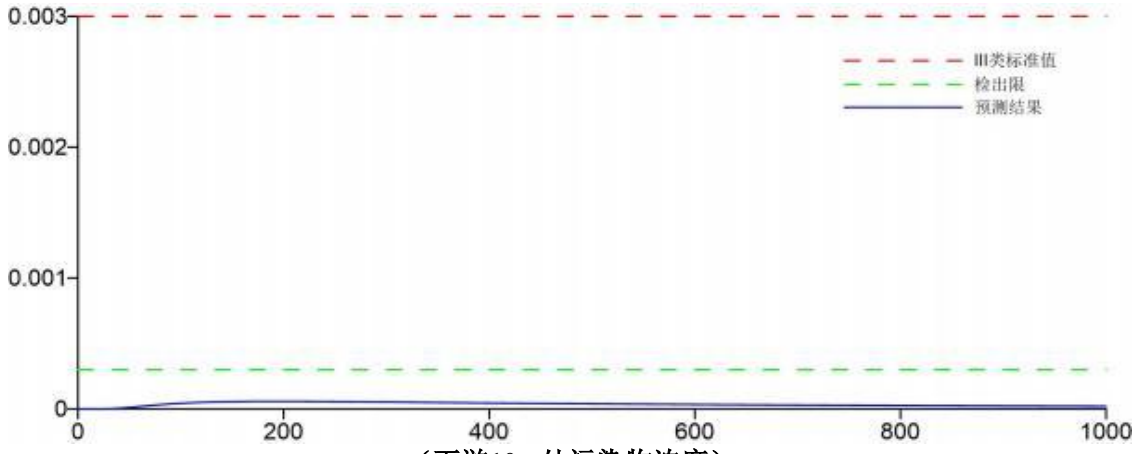
预测时段	影响区面积（m^2）	超标区面积（m^2）	最大扩散距离（m）	最大超标距离（m）	最大污染浓度（mg/L）
5d	11	3	3.3	1.6	0.0055
10d	16	0	4.3	0	0.0026
100d	0	0	0	0	0.0003ND
1000d	0	0	0	0	0.0003ND



（5d）



（10d）



（下游10m处污染物浓度）

图7.1.3-18井漏事故砷在白垩系洛河组裂隙含水层运移预测结果

综上所述，钻井废水在非正常状况对地下水产生一定程度的污染。钻井废水会对钻井周围地下水产生污染，但其超标范围有限，且随着时间的推移，石油类和砷浓度逐渐变小，污染晕向下游迁移，超标区域均未超出厂界范围，对地下水影响在环境可接受范围内。

7.1.3.4 对区内环境保护目标影响分析

由上文分析可知，项目建设期井场、站场和管线建设过程中产生的废水均得到合理处理，对区内地下水环境保护目标的影响很小。

根据预测结果可知，在非正常状态下，各含水层受污染影响最大的是白垩系环河组裂隙潜水含水层，其次为第四系风积黄土孔隙潜水含水层，地下水中石油类和砷浓度出现小范围超标情况的，但是污染晕运移距离和超标范围均控制在较小范围

内，不会对下游敏感目标产生影响。因此，井漏事故对第四系风积黄土孔隙潜水含水层、白垩系环河组与白垩系洛河组裂隙潜水含水层影响均有限，对地下水影响较小。

7.1.4 声环境

（1）噪声源

施工噪声源主要包括施工期使用的柴油机、钻机、柴油发电机、泥浆泵、板框压滤机、推土机、装载机等施工机械和运输车辆，施工期主要噪声源情况见表 5.4.1-5。

（2）预测模式

由于井区建设具有面广、工程分散的施工特点，采用分区分段施工，因此本评价根据噪声设备使用数量、时间、频次以及噪声级选取对声环境影响较大的钻机、泥浆泵和柴油发电机等进行预测。点源扩散衰减采用无指向性点声源几何发散衰减公式进行计算，具体如下：

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

式中：L_P—距声源 r 处的声压级；

L_0—距声源 r_0 处的声压级。

（3）预测结果

主要施工机械噪声随距离衰减情况见表 7.1.4-1。

表 7.1.4-1 主要施工机械噪声不同距离处的噪声级 单位：dB（A）

距离 设备名称	10m	50m	100m	150m	200m	250m	300m	400m	500m
柴油机	78	64	58	54.5	52	50	48.5	46	44
钻机	75	61	55	51.5	49	47	45.5	43	41
柴油发电机	78	64	58	54.5	52	50	48.5	46	44
泥浆泵	80	66	60	56.5	54	52	50.4	48	46
压裂车	80	66	60	56.5	54	52	50.4	48	46
板框压滤机	65	51	45	41.5	39	37	35.5	33	31

（4）噪声影响分析

按《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）的规定，昼间噪声限值为 70dB（A），夜间限值为 55dB（A）。根据表 7.1.4-1 的噪声预测结果表明：施工场界噪声在 100m 以内昼间可以达标，夜间有所超标。在 200m 处昼、夜间均可达到施工场界噪声标准。因此，施工机械噪声主要是对施工场界 200m 范围内的敏感点

产生一定的影响。评价区居民点分散，且选址过程考虑了避让，因此施工期噪声对环境影响较小，随着施工期的结束，影响将会消失。

（5）站场改扩建施工噪声

改扩建施工的噪声源主要包括：风镐、铁锹等破碎开挖工具；混凝土搅拌机；挖掘机等施工机械和设备管材安装碰撞敲击。现有站场在选址过程中均对居民点采取了避让措施，施工活动均在昼间开展，因此改扩建施工对周围居民的影响较小。由于改、扩建工程量较新建站场更小，因此其影响持续时间也小于新建站场。

7.1.5 固体废物影响分析

（1）废弃钻井泥浆

根据开发实际情况，钻井作业过程中，在钻井工业场地配备移动式泥浆罐（槽）、振动筛、废弃泥浆压滤机，钻井泥浆通过振动筛除去岩屑后重复利用于钻井作业。废弃钻井泥浆含水率较大，约 90%~95%，钻井过程中应配置压滤机对废弃钻井泥浆进行脱水处置，压滤后废弃钻井泥浆的含水率将降低至 80%。

在井场对钻井各环节产生的废弃泥浆收集，采取“铺设作业、带罐上岗”的模式作业，规范处理，井场作业完成 7 天内废弃钻井泥浆交有处理能力第三方外运处置（目前由陕西志诚绿色环境科技有限公司吴起分公司外运处置），对环境影响较小。废弃钻井泥浆在井场经罐车外运，谨防抛洒。

（2）钻井岩屑

钻井过程中，岩石被钻头破碎成岩屑，部分混入泥浆中，其余经泥浆循环泵带出井口。含油段的岩屑属于危险废物，应单独收集，交有资质单位外运处置（由采油厂委托的含油污泥处置单位外运处置）；一般岩屑交有处理能力的第三方外运处置（目前由陕西志诚绿色环境科技有限公司吴起分公司外运处置），防止岩屑对环境产生污染。钻井岩屑的含水率较低，一般为 50~60%，无需脱水处理，可直接外运处置。钻井岩屑在井场经罐车外运处置，谨防抛洒。

（3）落地原油及含油废弃防渗包装物

试油、井下作业过程中，往往会有一部分原油散落井场成为落地油。按照石油天然气开采行业清洁生产评价指标体系要求，落地油回收率要求 100%，油井施工期间不排放落地油。

落地油对土壤的污染主要集中在土壤表层（0～20cm），影响土壤通透性和养分

释放，降低土壤生物及微生物的活性，使土壤综合肥力下降。落地油对土壤的影响详见运营期环境影响分析内容。

作业过程中，通过采取在井场地面铺设防渗布的措施可将落地油全部回收。对于试油过程中产生的落地油，井下作业时采用“密闭清洗，钢制箱体平台，高分子轻体钻等清洁生产工艺”，并采用“铺设作业、带罐上岗”的模式，实现“井液不出井筒，落地原油全部回收”，未收集入罐的落地油泥袋装后与含油防渗布、油泥包装袋一同经专用车辆运往污油泥暂存点暂存，定期交有资质单位外运处置（由采油厂委托的含油污泥处置单位外运处置）。评价要求及时回收落地油，回收率为100%。

采取上述措施后，试油产生的落地油对环境的影响可以降低到最低限度，对环境影响小。

（4）生活垃圾

施工场地产生的生活垃圾若随意丢弃，将会造成各个施工营地卫生环境恶化，并可能对当地土壤产生一定影响。评价要求生活垃圾采取统一收集，定期送环卫部门指定地点堆放，对当地环境的影响较小。

7.1.6 生态环境

7.1.6.1 土地利用方式影响分析

本工程为原油开发，对土地利用的影响主要表现为工程建设对当地评价区土地利用结构的影响。

工程井场、站场点状布局，道路、管线的线状布局特点，其对土地利用格局的影响为点状干扰和线状隔离，井场、站场呈点状分布于油田开发区域，一般情况下除永久占地外，对周围土地利用没有影响，该类临时占地经过1～2年即可恢复。永久占地占评价区比例较小，故项目对评价区土地利用结构影响小。

7.1.6.2 土壤环境影响分析

本工程对土壤的影响主要集中在施工期，例如管线和道路施工，使区域地表形态改变、地表扰动、植被破坏，从而造成土壤结构和肥力改变；钻井过程中设备的漏油、钻井泥浆的泄漏及钻井废水处理不当，也可能造成土壤的污染。

1、土壤结构和肥力的影响

土壤结构是经过较长的历史时期形成的，管沟开挖和回填必将破坏土壤的结构，

尤其是土壤中的团粒状结构，一旦遭到破坏，必须经过较长的时间才能恢复和发展。表层 0~25cm 的土壤层是农田土壤耕作层，也是农作物、植物根系生长和发达的层次。工程开挖将扰乱和破坏土壤的耕作层，除开挖的部分受到直接的破坏外，开挖土堆放、施工机械碾压也将破坏土壤结构，增加土壤密度。此外，如果开挖土方管理不善，回填后所产生土层的混合和扰动，也将改变原有土壤层的性质。在施工过程，对土壤上层的影响最为严重，尤其是土壤的耕作层。同时土壤质地因地形和土壤形成条件的不同而有较大变化，即使同一土壤剖面，表层的土壤质地与底层的质地也截然不同。输油管道的开挖与回填，降低土壤的蓄水保肥能力，易受风蚀，从而影响土壤的发育，植被的恢复；在农田区降低土壤的耕作性能，影响农作物的生长，导致作物产量下降。

本工程的临时占地在施工结束后经 2~3 年后可恢复原有使用功能。部分经过重型施工机械碾压的地表，土体扰动剧烈，使得施工沿线的耕作土壤或自然土壤的理化性质、肥力水平将受到一定程度的影响，并进一步影响地表植被恢复，其影响预计持续 3~5 年。

2、土壤污染影响

钻井过程中设备的漏油、泥浆的泄漏及钻井废水均可能造成土壤的污染。因此，在钻井过程中必须进行严格的设备管理和维护，对泥浆及钻井废水采取适当的处理措施。

施工过程中将产生施工垃圾、生活垃圾，以及焊渣、废弃外涂层涂料等废物。这些残留于土壤中固体废物，难于分解，埋于土壤中长时间残留。若在农田中，将影响土壤耕作和农作物生长。因此，管道施工管理中，应要求施工人员不随意丢弃施工废料和生活垃圾，施工结束后，必须把残留的固体废物清除干净，不得掩埋入土。本项目在采取相关措施后，土壤能够同化和代谢外界环境进入土壤的物质，项目对土壤环境的影响较小。

3、土地利用的影响

（1）本项目占地包括永久性占地和临时性占地。永久占地包括井场、站场、道路等的永久征地；临时占地主要用于上述井、站场施工过程中临时施工场地以及集输管线敷设过程中临时占地。

① 永久占地

永久占地将彻底改变原有土地利用类型的性质，但由于永久占地面积相对较小，

对评价区土地利用方式的影响较轻微。工程建成后，通过周围绿化，可一定程度上补偿永久占地造成的生态损失。

② 临时占地

临时占地将破坏占用土地上的植被并在短期内对土地利用功能构成较大影响。但随着施工结束后各项水保及植被恢复措施的实施，经 2～3 年的恢复治理，占地范围原有土地利用类型可基本得以恢复。

（2）土地利用结构影响分析

总体来看本项目永久占地在评价区总面积比重较小，临时占地在工程结束后经过 2～3 年时间即可恢复。工程建设后项目评价区土地利用仍以灌草植被类型为主，总体上对评价区土地利用结构影响小。

7.6.1.3 植被及动物影响分析

本项目施工期对植被的影响主要为建设过程中的植被剥离、清理和占压，临时占地土方回填后，可以恢复原植被类型，但永久占地难以恢复。对动物的影响主要为栖息地破坏引起的动物逃离、施工噪声对动物的干扰。

1、对植被的影响

从本项目各单项工程占地统计分析，道路建设的永久占地面积对野生植被生境存在一定的分割作用明显。管线建设无永久占地，临时占地面积虽然较大，但施工结束后，通过生态恢复措施，可逐步恢复至原始状态，对野生植被影响较小、可控。井场和站场分布十分分散，且单位占地面积较小，其对野生植被生境的破坏效应较小。

（1）道路建设对野生植被影响分析

道路建设属于带状影响，对沿线植物物种有一定的分隔作用，对植物间生物信息交流会产生一定影响。工程建设会直接侵占野生植被的生长空间，将会砍伐一些零星林木。为了降低对植物的影响，施工前，建议施工单位在当地林业部门的指导下，把道路永久征地范围内的可利用的树木进行移栽，严禁随意砍伐。施工期间，对施工人员进行必要的保护野生植物常识培训（如辨认植物、移栽植物等方面），严禁随意扩大施工范围破坏植被。在落实对沿线植物保护措施后，工程建设不会影响区域内的植物种群的分布，仅可能使公路两侧植物种群组成发生一定变化，对沿线植物分隔影响有限。

道路建设在施工阶段由于对地面进行开挖或填筑，使道路征地范围内的灌木、

草被等遭受砍伐、铲除、掩埋及践踏等一系列人为工程行为的破坏，而这种变化若是发生在路基占地范围内，植被损毁是不可逆的。

（2）管线建设对野生植被影响分析

管线建设全部为临时占地，以草地、灌木林地为主。在输油管线建设中，管沟范围内地上部分植物根系均被开挖铲除，同时还会伤及附近植物的根系。施工带两侧的植被由于挖掘出的土石方堆放、施工车辆和机具的碾压，会造成植物地上部分破坏甚至死亡。根据当地的自然条件，通过植被恢复措施，天然植物恢复或表土形成相对稳定的结构并发挥水土保持功效约需要3～5年。运行期，管线对植物无影响。在事故状态下，原油泄漏影响事故点周围植被生长。

（3）井场建设对野生植被影响分析

井场、站场建设因场地清理，植物全部损失，由于井场、站场永久占地面积较小，且临时占地在2~3年可实现植被恢复，总体分析，井场建设对野生植被影响有限。

（4）对重点保护植物的影响分析

本项目评价区内在现场调查时未发现无重点保护植物。一旦在施工过程中发现保护植物，应第一时间停止该区域的施工活动，划定临时保护范围（如设置围挡或警示标识），避免机械作业、人员踩踏等对保护植物及其生境造成进一步破坏；组织专业鉴定与影响评估：联系林业、生态环境等主管部门及专业机构，对保护植物的种类、保护级别（如国家一级/二级保护植物）、分布范围、生长状况等进行鉴定；调整施工方案或实施移植保护：优先避让：若保护植物分布区域与施工关键节点（如井场、管线）无重叠，应调整施工路线或作业范围，最大程度避让保护植物生境。移植保护：若无法避让（如保护植物位于施工必经区域），需制定移植方案（由专业团队实施），选择与原生境条件相似的区域进行异地移植，并采取支撑、补水等养护措施，确保移植存活率；同时，对移植后的植物进行长期跟踪监测。

2、对动物的影响

（1）总体影响分析

本项目对野生动物的影响主要发生在施工期。施工期大量施工机械和人员活动惊吓、干扰施工区附近动物的活动。土石方开挖，施工机械作业噪声和震动对野生动物也会造成影响。根据噪声预测结果推测，施工噪声影响范围将超过施工现场周围300m之外，因此施工现场噪声可能使动物避开施工现场。施工影响是属于短期的、

临时的影响。施工完毕后，施工影响大多会逐渐消失，野生动物会恢复原有的活动范围。

工程施工期将造成植被的损失和对局部土地类型的改变，导致动物栖息地的消失。昆虫和其它无脊椎动物，爬行动物和小型啮齿类动物暂时迁移。管道施工面窄、范围小，且施工期较短，影响时间短，施工后又可恢复，对动物食物链无多大破坏。施工期管道周围地区的空间足以确保迁移的物种找到替代栖息地。当植被恢复后，迁出的动物会迁回被破坏的区域。因此，管道对沿线野生动物不会产生明显影响。

由于野生动物活动的不确定因素，工程建设对野生动物影响不可避免，对野生动物影响也局限于施工区域附近一定范围。施工单位应采取积极措施，最大程度地减缓工程对野生动物的影响。施工前先对施工人员进行保护野生动物教育，严禁捕杀野生动物和随意破坏林地植被。

施工期不会对区域野生动物种群分布产生影响，通过采取动物保护措施可降低施工建设对野生动物的影响，工程施工对陆生野生动物活动影响较小。总体分析，本工程建设对野生动作物影响较小。

（2）对重点保护动物的影响分析

本项目评价区及周边分布无重点保护动物。

7.6.1.4 二级公益林影响分析

本项目部分井场及管线无法避让二级公益林，原因如下：

（1）线性工程的路径特性导致难以绕行

油气田管线作为典型的线性工程，其功能需连接井场、集输站与处理设施，具有长距离、连续布局的特点。管道工程的线型结构会对沿线生态系统产生分割和破碎作用（如导致景观斑块化），但为满足输送效率和经济性，往往需选择最短或最合理路径，若区域内公益林与管线必经路径重叠，则难以完全避让。

（2）区域资源分布与生态敏感区的重叠性

公益林多分布于生态功能重要或生态脆弱区域（如水源涵养区、水土保持区），而油气田开发通常集中于资源富集区。若资源富集区与公益林空间重叠（如部分油田位于森林覆盖的丘陵地带），则场站（如井场、处理站）的永久占地或管线的临时占地可能无法完全绕开公益林。

（3）项目建设的必要性与绕行成本制约

油气田项目（如长庆油田产能建设工程）承担能源供应的重要任务，若为避让公益林大幅调整线路或站场布局，可能导致工程投资增加（如延长管线长度、增设绕行设施）、工期延误，甚至影响区域能源保障能力。因此，在综合评估生态影响可通过措施减缓的前提下，选择无法避让公益林的方案。

综上，油气田管线及场站无法避让公益林的核心原因是线性工程的路径约束、资源与生态敏感区的空间重叠，以及项目建设必要性与绕行成本的权衡，需通过规范手续（如临时占用审批）和生态补偿措施降低影响。

其中施工临时占用二级公益林2.1991hm^2。工程临时占用的国家二级公益林地在占用范围内均对有林地进行了避让，无法避让确需占用区域均为灌木林地及杂草丛，在管线建设中，管沟范围内林地的地上部分与根系均被开挖铲除，同时还会伤及附近林地的根系，施工带中心线两侧各3m范围内的林地由于挖掘出的土石堆放、人员践踏、施工车辆的碾压，造成植被的破坏。

按照生态学理论，管道沿线的植被破坏具有暂时性，评价要求穿越二级公益林区段施工应应分层开挖分层堆放，施工结束后分层回填，表土堆放选址区域原则如下：分层独立堆放：施工过程中需将表土（表层土壤）与心土、底土分开堆放，避免土层混乱。表土单独堆放，心土、底土另外堆放，以便后期按“先填心土、底土，后覆表土”的顺序恢复土地原貌，保护土壤肥力。控制堆放范围：选址应优先在施工区域内或邻近区域，严格控制临时占地面积，减少对周边生态的额外扰动。并通过下列措施防止水土流失：①物理覆盖与压盖：对堆放的表土区域可采取砾石压盖等措施，减少地表裸露面积，防止雨水冲刷导致的水土流失。②及时回填与压实：合理组织土方调配，缩短表土暴露时间；施工结束后及时填平压实场地，加速表土回覆，尽快恢复土地原貌。③施工期管理优化：通过加强施工期管理、加速建设进度，减少表土长期裸露的时间，降低水土流失风险。

同时应按相关要求加强施工管理，施工过程中严格控制作业带范围，注重保护森林资源，按照“占补平衡”的原则对临时占用的二级公益林地进行补偿和生态恢复。管线施工前均需办理临时用地手续，征得相关管理部门同意。建议建设单位采取以下措施来减少工程施工对公益林的影响：

（1）工程永久和临时占地均不得占用国家一级公益林地。

（2）严格控制工程建设使用国家二级公益林地，确需使用的，严格按照有关规定办理林地手续。涉及林木采伐的，按相关规定办理林木采伐手续。本项目部分井

场、管线选址确实无法避让二级公益林，项目占用国家二级公益林地段对乔木林进行了避让，占地范围内主要为灌木草地，建设单位应严格按照《建设项目使用林地审核审批管理办法》有关规定办理使用林地手续。

（3）项目实施过程中对于临时占用国家级二级公益林地的，要编制林地植被恢复方案，临时占地结束后及时按照恢复方案对林地进行植被恢复，恢复植被和林业生产条件，以恢复林地土壤、恢复原有植被为主要目标，实行原地、同面积、等质量恢复，防止水土流失，避免立地条件恶化。

（4）临时占用国家级二级公益林地的需根据项目区以及周边分布的主要树种，依据因地制宜，适地适树的原则。新栽植苗木要及时抚育管护，以利于苗木生长发育，灌溉要按株、逐穴进行，要浇足浇透的抗旱方式以保证成活率。

（5）在工程施工中尽量减少植被破坏，决不未批先占、少批多占、“批东建西”，加强森林防火。

（6）企业将通过招标或承包的方式落实专业种植绿化公司，专人负责完成林地植被恢复，林地植被恢复完成后申请林业局检查验收。

（7）二级公益林范围内进行管线施工时应将揭离的表土进行收集，待施工结束后将表土用于二级公益林范围内的植被恢复工作。

（8）对于二级公益林占地范围内的林木，尽可能进行移栽，减少损毁林木的数量。

（9）对于不能恢复原有功能的二级公益林，按照“占补平衡”的原则对临时占用的二级公益林地进行补偿和生态恢复。

7.6.1.5 景观生态影响分析

1、景观格局影响分析

本工程建设将使评价区内新增工业景观类型，如井场、站场和道路，在一定程度上增加了景观多样性。评价区域新增加的油井、站场和道路等人工景观要素，呈点状和线状分布，增加了评价区的斑块和廊道数量。同时，也使原有自然景观比例和结构发生变化。由于新的斑块和廊道的增加，对原有景观基质的面积造成一定的挤占，使原有基质及板块之间的连续性和连通性受到一定影响，对景观产生较强的分裂效果。从景观美学角度来看，人工建筑物与构筑物的出现，给原来以自然曲线为主的自然景观中，增加了直线、直角型斑块和廊道等人工景观，形成自然和人类共同作用的复合景观，对原有景观产生一定影响。井、站和道路等工程建设将造成

区域景观格局的改变，但由于工程地面建设工程量不大，建筑物体量较小；在采取绿化、植被恢复措施后，可减缓局部景观切割、镶嵌造成的异质性影响，不会引起区域景观整体格局的明显变化。

2、生态景观影响分析

从生态景观功能和生态关系分析，原油管线地下敷设，对景观生态功能基本无影响。但道路的建设，将会造成道路两侧一定程度上的隔离。从生物传播关系的角度分析，这种隔离作用仅限于对土壤微生物和以根系作为传播途径的浅根植物以及野生动物有一定的影响，对花粉和种子传播植物的隔离影响不大。本项目道路在评价区域所占比重较小，该区域野生动物种类、数量均很少，类比调查该区域已经建成的石油、天然气管道运行情况，工程建设对景观生态的影响不大。

7.6.1.6 防风固沙影响分析

项目涉及防风固沙功能极重要区（一般区域），项目不属于沙化土地封禁保护区范围。

工程建设过程中对原地貌的扰动将降低工程占地范围内的土壤抗侵蚀能力，造成土地沙化；此外，由于工程地处长城沿线风沙草原生态区，空气干燥，加上地表植被覆盖度低，若项目开挖土石方临时堆存过程中未采取防尘网苫盖、洒水抑尘等措施，地表沙化的土壤及废土、废渣遇大风天气易产生严重的扬尘，形成沙尘天气。

本工程施工期主要为场地平整和管沟开挖。管沟开挖、场地平整施工过程中，对原有地表土壤造成扰动，造成地表原有结构的破坏。由于施工中大量的土体被剥离、扰动以及土体表面植被破坏，若未采取分层开挖、分层回填措施，可能导致土壤的蓄水保肥能力降低，影响区域植被生长，造成土壤逐渐沙化。

此外，在施工过程中，各种车辆（尤其是重型卡车）在荒漠上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为沙地。

上述施工作业过程中，对原地貌的扰动大大降低了占地范围内的土壤抗侵蚀能力，若未采取相应的防护措施，遇大风天气，极易加重区域沙尘天气。

本项目通过采取分段施工、控制施工作业带、及时对植被进行恢复、在沙化土地区域冲沟地段设置水工保护措施，并加强管理，避免施工乱砍滥发植物资源、避免机械随意行驶等措施，防止因本项目建设导致土地沙化、遏制沙化土地蔓延。

根据本项目现场调查及收集资料，项目区块占地范围内不涉及沙化土地封禁保护区及沙地，但定边县已列入防沙治沙范围，本次评价提出以下防沙治沙措施：

（1）植物措施

①植被覆盖度高的区域，施工结束后，及时采取撒播草籽、种植灌木等措施，恢复原地貌，通过种植草灌木，实现抗风固土防沙效果；

②施工过程中，在二级公益林区域，尽可能采取人工开挖，局部降低作业带宽度，减少对植被的破坏，避免破坏区域土壤肥力。

③项目区域为黄土高原丘陵沟壑区，应以防治水土流失为前提，选择耐寒、耐旱能力较强、保水固土能力强、根系发达、容易种植和管理、抵抗病虫能力强的植物，优先考虑灌木树种，其次为草本植物。

（2）土方开挖保护措施

①施工土方全部用于管沟回填和站场平整，严禁随意堆置；

②采取有效措施减缓施工扬尘，遇到干燥、易起尘的土方施工作业时，应辅以洒水压尘，尽量缩短起尘操作时间，遇到四级及以上大风天气，应停止土方作业，同时作业处覆以防尘网；

③管线工程区管沟回填后需先进行严格的整治，对局部高差较大处，由铲运机铲运土方回填，开挖及回填时应保证地面相对平整，压实度较高的采用推土机的松土器进行耙松。精细平整过程中不仅要保证土体再塑，而且要稳坡固表；

④设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域。

⑤管沟分层开挖、分层回填。将剥离表土集中堆放于开挖区另一侧，回填时应分层回填，恢复原土层，保护土壤肥力，以利后期植被恢复，严禁随意丢弃土方。禁止随意剥离工程占地以外的剥离砾石。

（3）管理措施

①施工期间应划定施工活动范围，严格控制地表扰动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围，合理确定施工期运输路线，避免车辆随意碾压破坏地表，由专人负责，以防破坏土壤和植被，加剧土地荒漠化。

②在施工过程中，不得随意碾压项目区内其他固沙植被。施工结束后，对施工迹地及时进行整治、恢复，减轻水土流失，使其受影响的程度降到最低。

③建设单位应牵头组织专业的护林、护草人员，对新栽植的树木、草灌统一进行管护。包括管护期内对幼树的抚育管理，确保树木成活。落实绿化管护责任。发现问题及时补栽补救。

④加强防沙治沙法律法规的宣传，施工过程中不随意乱砍滥伐沿线的植物资源，对沙化区域无法规避的冲沟区域，进行水工保护，如在陡坎、陡坡、冲沟边处应加设堡坎、护坡或挡土墙，跨越冲沟敷设的管道设置稳管式截水墙，在冲刷较大的冲沟底设置浆砌石过水面和防冲墙等，通过以上工程措施减少土壤风蚀沙化；在施工作业带两端树立保护植被的警示牌，提醒运输车辆和重型机械等不得离开道路随意行驶，以防破坏土壤和植被，引发土地沙化及水土流失。

7.6.1.7 对永久基本农田影响分析

本项目井场、站场等永久占地不占用永久基本农田，管线占地穿越农业区段耕地为旱地，临时占用基本农田的面积为1.2228hm^2，主要农作物为玉米和荞麦。在管线建设中，管沟范围内农作物的地上部分与根系均被开挖铲除，同时还会伤及附近农作物的根系，施工带中心线两侧各3m范围内的的农作物由于挖掘出的土石堆放、人员践踏、施工车辆的碾压，造成耕地及植被的破坏。

按照生态学理论，管道沿线的永久基本农田、耕地及植被破坏具有暂时性，评价要求穿越永久基本农田、耕地区段施工应尽量选择合理的施工时段，避开播种和植物生长期，尽可能选择在农作物收获后的时段施工，如实在因工期需要，应提前与周边农户沟通协商补偿。施工过程中应分层开挖分层堆放，施工结束后分层回填、种植应季农作物、植被恢复等措施，可以加快耕地及植被恢复进程。

项目临时占地对农林生产的影响累计时限约为3年，评价中对于临时占地的农林损失按照损失1年产量，影响2年产量计算（竣工后第一年20%，第二年10%），随着临时占地在2～3年内的恢复，损失将逐渐消失。因此应该对拟建项目进行占地农业补偿。项目临时占地占用一年土地，赔产一年作为补偿，退还的土地再按减产两年的标准作为土地复垦费。因此，对于临时占基本农田，农民一般只需停产1年，而得到的补偿费用相当于3年的农业产出，既可弥补借地带来的农业损失，又可提高农民收入。

本项目管线临时占用基本农田，企业应按法定程序申请临时用地并编制土地复垦方案，经县级自然资源主管部门批准可临时占用，并在市级自然资源主管部门备案，一般占用不超过两年，同时，通过耕作层土壤剥离再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏。临时用地到期后土地使用者应及时复垦恢复原种植条件，县级自然资源主管部门会同农业农村等相关主管部门开展土地复垦验收，验收合格的，

继续按照永久基本农田保护和管理，经过上述申请占用手续办理、占地补偿、耕地恢复种植等办法后，项目实施对于基本农田的影响是短暂的可以恢复的。

7.6.1.8 水土流失影响分析

该工程对环境影响较大的施工活动主要为管线管沟开挖、土方临时堆置等在沙尘天气影响将造成的水土流失。

在土壤各个土层中，就养分状况而言，表土层远较心土层好，其有机质、全氮、全磷均较其它层次高。施工作业对原有的土体构型产生扰动，使土壤性质发生变化，土壤养分状况受到影响，从而影响农作物生长。施工期应注重水土保持，最大限度降低对土壤的破坏，降低水土流失。

7.6.1.9 施工期生态系统影响分析

本次油田开发建设对生态影响均仅限于油田开发范围内，由于并非将其油田范围内的所有自然生态系统完全改变成人工工矿系统，而是在其中分散建设一些具体建设项目，除建设项目所在区域外，其它区域基本不会受到较大干扰，因此，项目整体建设对生态系统的影响主要是将油田范围内部分自然生态系统改变成半自然生态系统。

由于本项目所处大区域环境属于生态脆弱区，此区域多年来不断进行退耕还林，油田在开发过程中，不仅要在建设项目点/线周边进行绿化及植被恢复，同时，由于人力财力进入这一区域，生态补偿等措施的实施，将带动建设项目周边未扰动区域的植被甚至生态系统向好的方面演替，油田区域整体植被恢复进程加快，由此形成一个相对稳定的半自然生态系统，因此总体看，项目建设后形成的半自然生态系统对原有生态系统的正面影响大于负面影响。

具体到建设内容对生态系统的影响主要是对地表植被的破坏、土地的占用以及由此带来的土壤侵蚀等，以及具体建设内容对油区内敏感地区以及重点保护物种的扰动影响，由于具体建设项目相对于整体油区来说是非常小且分散的，对上述敏感目标是可以进行避让的。

综上所述，本项目的建设将对农田生态系统、草地生态系统和森林生态系统的结构和功能产生一定影响，但本项目占地面积相对较少，占地分散于评价区域内并且滚动开发，因此仅对局部生态系统的结构和功能产生临时性影响。从整个评价区来看，该工程不会减少生态系统的数量，不会改变评价区生态系统的完整性和稳定性。评价认为，采取必要的生态保护措施后，对评价区内的各生态系统影响较小。

7.2 运行期

7.2.1 大气环境

项目运行期废气污染源主要为站场加热炉烟气及油气集输过程挥发、泄漏等无组织排放的烃类气体，主要污染物为 SO_2、NOx、颗粒物和非甲烷总烃。

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

7.2.1.1估算模式所需参数及预测因子

（1）估算模式所需参数

AERSCREEN 估算模式计算所需参数见表 7.2.1-1。

表7.2.1-1 估算模式所需参数表

参数		取值（靖边）	取值（志丹）	取值（吴起）
城市/农村选项	城市/农村	农村	农村	农村
	人口数（城市选项时）	/	/	/
最高环境温度/℃		36.4	37.4	38.3
最低环境温度/℃		-28.5	-28.0	-28.5
土地利用类型		草地	草地	草地
区域湿度条件		中等湿度气候	中等湿度气候	中等湿度气候
是否考虑地形	考虑地形	■是□否	■是□否	■是□否
	地形数据分辨率/m	90	90	90
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	□是■否	□是■否	□是■否
	岸线距离/km	/	/	/
	岸线方向/°	/	/	/

（2）预测因子

本次评价预测因子有：颗粒物、SO_2、NO_X 和非甲烷总烃。

7.2.1.2有组织排放源影响分析

（1）排放源强

本项目建成后有组织排放源的环境影响因子为颗粒物、SO_2 及 NO_X，具体污染物排放状况见表 7.2.1-2。

7.2.1-2 有组织排放点源预测源强

点源名称	加热炉型号（kW）	排气筒高度(m)	排气筒内径(m)	烟气流速（m/s）	烟气出口温度(℃)	年排放小时数(m)	排放工况	排放因子源强（kg/h）		
								SO_2	颗粒物	NO_X
柳91-281降	240	8	0.15	4.36	180	5760	连续	0.0014	0.0011	0.0139

回压站										
高213降回压站	240	8	0.15	4.36	180	5760	连续	0.0014	0.0011	0.0139
顺92-05降回压站	240	8	0.15	4.36	180	5760	连续	0.0014	0.0011	0.0139
柳100-28降回压站加热炉	240	8	0.15	4.36	180	5760	连续	0.0014	0.0011	0.0139
柳154-01降回压站	240	8	0.15	4.36	180	5760	连续	0.0014	0.0011	0.0139
新柳八增临时系统	400	8	0.15	7.26	180	5760	连续	0.0023	0.0018	0.0232
柳40增	250	8	0.15	4.54	180	5760	连续	0.0015	0.0011	0.0145
新柳三脱1	600	8	0.15	10.89	180	5760	连续	0.0035	0.0027	0.0348
新柳三脱2	600	8	0.15	10.89	180	5760	连续	0.0035	0.0027	0.0348

（2）估算结果及分析评价

采用 AERSCREEN 估算模型计算各站场加热炉烟气污染物下风向落地浓度，估算结果最大值统计见表 7.2.1-3。

表7.2.1-3 站场加热炉废气最大落地浓度预测结果表

污染源	污染物	下风向距离/m	最大落地浓度(μg/m³)	占标率（%）
柳91-281降回压站240kW加热炉	颗粒物	199	1.1261	0.25
	SO_2		1.4332	0.29
	NOx		14.2296	5.69
高213降回压站240kW加热炉	颗粒物	161	0.8571	0.10
	SO2		1.6285	0.33
	NOx		12.6848	5.07
顺92-05降回压站240kW加热炉	颗粒物	100	0.8849	0.10
	SO2		1.6434	0.33
	NOx		12.5150	5.01
柳100-28降回压站240kW加热炉	颗粒物	221	1.0357	0.23
	SO2		1.3182	0.26
	NOx		13.0878	5.24
柳154-01降回压站240kW加热炉	颗粒物	142	1.2154	0.27
	SO2		1.9547	0.39
	NOx		13.6754	5.47
新柳八增临时系统400kW加热炉	颗粒物	236.0	0.6317	0.14
	SO2		1.7546	0.35

	NOx		20.4671	8.16
柳40增250kW加热炉	颗粒物	287	0.3150	0.07
	SO2		1.1238	0.22
	NOx		16.8751	3.42
新柳三脱 600kW 加热炉 1#	颗粒物	95	2.0489	0.46
	SO_2		2.6560	0.53
	NOx		23.8578	9.56
新柳三脱 600kW 加热炉 2#	颗粒物	95	2.0489	0.46
	SO_2		2.6560	0.53
	NOx		23.8578	9.56

从表7.2.1-3可以看出，各站场加热炉燃烧废气的最大落地浓度均小于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中2类标准要求，NOx、SO_2及颗粒物的最大落地浓度占标率均小于10%，项目加热炉烟气排放均满足标准浓度限值，故项目有组织废气排放对外界环境影响较小。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。

7.2.1.3无组织排放烃类气体影响分析

本次开发对区块环境空气的特征污染物影响主要来自石油开采和集输过程烃类气体的无组织排放。

7.2.1.3.1典型井场/站场预测

本项目油气集输过程中的烃类无组织排放主要考虑站场装置区设备动静密封点泄漏和采油井口挥发所排放的烃类气体。项目新建采油井全部采用定压阀回收套管气，正常情况下逸散的烃类物质较少。

项目拟新建井场 15 座、扩建井场 16 座；新建站场 7 座，新建注水站 1 座，均无原油储存设施。

根据工程分析，本次评价选取 3 个站场和 1 个代表性井场进行预测，分析项目无组织排放的非甲烷总烃对环境空气的影响。本项目代表性站场大气污染物无组织排放情况见表 7.2.1-4。

表7.2.1-4 拟预测井/站场无组织废气排放情况

站场/井场名称	层位	设计能力（m^3/d）	气油比（m^3/t）	伴生气损耗量（m^3/d）	总烃占比	密度 kg/m^3	甲烷化系数	非甲烷总烃（kg/h）
柳100-28降回压站	长8	150	81.0	17.424	97.27%	1.01	53.36%	0.111

柳40增	长6	180	86.2	43.559	97.27%	1.01	53.36%	0.167
旗8增	长6	360	86.2	17.424	98.86%	1.07	51.33%	0.133
顺平95-4井场	长8	44.5	81.0	3.775	97.27%	1.01	53.360%	0.041

（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 7.2.1-5。

表7.2.1-5 本项目无组织面源排放源强统计一览表

面源名称	X向宽度	Y向长度	旋转角度	面源初始排放高度	年排放小时数	排放工况	排放因子源强
							非甲烷总烃
单位	m	m	°	m	h	/	kg/h
柳100-28降回压站	90	50	100	3	7920	连续	0.111
柳40增	90	50	0	3	7920	连续	0.167
旗8增	100	35	70	3	7920	连续	0.133
顺平95-4井场	120	50	-30	3	7920	连续	0.041

（2）预测结果及影响分析

项目新建站场装置区及典型井场下风向最大落地浓度预测结果见表 7.2.1-6。

表7.2.1-6 无组织面源最大落地浓度预测结果表

污染源		污染物	下风向距离/m	最大落地浓度(μg/m³)	占标率（%）
无组织排放	柳100-28降回压站	非甲烷总烃	112	116.63	5.83
	柳40增		112	175.48	8.77
	旗8增		76	161.96	8.10
	顺平95-4井场		120	42.77	2.14

根据预测结果，本项目典型站场/井场建成投运后，下风向 0～2500m 范围内非甲烷总烃均未出现超标，且非甲烷总烃下风向最大落地浓度为 175.48μg/m³，占标率 8.77%，满足标准浓度限值。其他井场及站场等集输规模均不大于上述站场/井场，污染物影响也不会大于上述站场/井场。根据现场调查，项目站场和井场选址处扩散条件较好，污染物扩散条件较好，其无组织排放的烃类气体不会使区域环境空气质量发生显著改变，项目建设对区域大气环境的影响程度在环境可接受范围之内。

7.2.1.3.2其他集输过程影响分析

（1）采油集输过程影响

本工程运行期，同样存在站场维修期间或由于安全等原因（超压时），部分烃类气体会被放空，放空的部位主要有：油井、接转站、油气管线等。另外，在原油开采与集输的过程中也会挥发、泄漏烃类气体，集输过程中石油烃类的挥发主要来自采油井口挥发等。

根据项目资料，按照地层原始油气比的50%到达地面计算。对原油损耗调查结果表明，开放式流程损耗为1.4%～2.0%，密闭流程小于0.2%。根据工程分析计算，本工程油气集输过程中单井、站场等烃类总损耗量可控制在产量的0.20%。估算本工程非甲烷总烃排放量为2.561t/a。由此可知项目采取管线密闭输送可有效减小对环境的影响。

7.2.1.4道路运输扬尘

本项目作业废水、含油污泥等采用车辆拉运外送，项目运营区道路运输扬尘污染主要发生在本项目新建的井场道路上，在项目井场周边。车辆拉运扬尘对环境造成的不良影响表现为：①导致环境空气中的TSP指标升高；②影响植物的光合作用与正常生长，使局部区域农作物减产。类比施工期运输道路扬尘分析说明，项目道路运输扬尘影响区域下风向TSP轴线净增浓度主要对道路两侧各50m范围影响较大，将形成扬尘污染带（最高允许浓度是1.0mg/m^3），在200m处基本恢复到背景值。由于道路运输扬尘粒径较大，漂移距离短，采取洒水抑尘、控制车速等控制措施后，扬尘影响范围有限。

7.2.1.5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7.2.1-7～表7.2.1-9。

表7.2.1-7 大气污染物有组织排放量核算表

序号	排放口编号	污染物	核算排放浓度（mg/m^3）	核算排放速率（kg/h）	核算年排放量（t/a）
一般排放口					
1	DA001（柳91-281降回压站240kW加热炉）	颗粒物	3.90	0.0011	0.0062
		SO_2	5.06	0.0014	0.0081
		NOx	50.25	0.0139	0.0802
2	DA002（高213降回压站240kW加热炉）	颗粒物	3.90	0.0011	0.0062
		SO_2	5.06	0.0014	0.0081
		NOx	50.25	0.0139	0.0802
3	DA003（顺92-05降回压站240kW加热炉）	颗粒物	3.90	0.0011	0.0062
		SO_2	5.06	0.0014	0.0081
		NOx	50.25	0.0139	0.0802
4	DA004（柳100-28降回压站240kW加热炉）	颗粒物	3.90	0.0011	0.0062
		SO_2	5.06	0.0014	0.0081
		NOx	50.25	0.0139	0.0802

5	DA005（柳154-01降回压站240kW加热炉）	颗粒物	3.90	0.0011	0.0062
		SO_2	5.06	0.0014	0.0081
		NOx	50.25	0.0139	0.0802
6	DA006（新柳八增临时系统400kW加热炉）	颗粒物	3.90	0.0018	0.0104
		SO_2	5.06	0.0023	0.0135
		NOx	50.25	0.0232	0.1336
7	DA007（柳40增250kW加热炉）	颗粒物	3.90	0.0011	0.0065
		SO_2	5.06	0.0015	0.0084
		NOx	50.25	0.0145	0.0836
8	DA008（新柳三脱600kW加热炉1#）	颗粒物	3.90	0.0027	0.0156
		SO_2	5.06	0.0035	0.0202
		NOx	50.25	0.0348	0.2004
9	DA009（新柳三脱600kW加热炉2#）	颗粒物	3.90	0.0027	0.0156
		SO_2	5.06	0.0035	0.0202
		NOx	50.25	0.0348	0.2004
有组织排放总计					
有组织排放总计		颗粒物			0.0791
		SO_2			0.1026
		NOx			1.0190

表7.2.1-8 大气污染物无组织排放量核算表

序号	排放口编号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量/（t/a）
					标准名称	浓度限值/（mg/m³）	
1	/	原油集输	非甲烷总烃	密闭集输油气回收	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)	4.0	2.2276
无组织排放总计							
无组织排放总计			非甲烷总烃				2.561

表7.2.1-9 大气污染物年排放量核算表

序号	污染物	年排放量（t/a）
1	颗粒物	0.0791
2	SO_2	0.1026
3	NOx	1.0190
4	非甲烷总烃	2.2276

7.2.1.6 大气环境影响评价自查表

本项目大气环境影响评价自查表 7.2.1-10。

7.2.1-10 建设项目大气环境影响评价自查表

<table>
<tr><th colspan="2">工作内容</th><th colspan="8">自查项目</th></tr>
<tr><td rowspan="2">评价等级与范围</td><td>评价等级</td><td colspan="3">一级□</td><td colspan="3">二级√</td><td>三级□</td></tr>
<tr><td>评价范围</td><td colspan="3">边长=50km□</td><td colspan="3">边长5~50km√</td><td>边长=5km</td></tr>
<tr><td rowspan="3">评价因子</td><td>SO_2+NO_X排放量</td><td colspan="2">≥20000t/a□</td><td colspan="3">500~2000t/a□</td><td colspan="2">＜500t/a√</td></tr>
<tr><td rowspan="2">评价因子</td><td colspan="5">基本污染物（SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3）</td><td colspan="2">包括二次$PM_{2.5}$□</td></tr>
<tr><td colspan="5">其他污染物（非甲烷总烃）</td><td colspan="2">不包括二次$PM_{2.5}$√</td></tr>
<tr><td>评价标准</td><td>评价标准</td><td colspan="2">国家标准√</td><td colspan="3">地方标准√</td><td>附录D□</td><td>其他标准√</td></tr>
<tr><td rowspan="4">现状评价</td><td>环境功能区</td><td colspan="2">一类区□</td><td colspan="3">二类区√</td><td colspan="2">一类区和二类区□</td></tr>
<tr><td>评价基准年</td><td colspan="7">（2024）年</td></tr>
<tr><td>环境空气质量现状调查数据来源</td><td colspan="5">长期例行监测数据</td><td>主管部门发布的数据√</td><td>现状补充监测√</td></tr>
<tr><td>现状评价</td><td colspan="5">达标区√</td><td colspan="2">不达标区□</td></tr>
<tr><td>污染源调查</td><td>调查内容</td><td colspan="3">本项目正常排放源√
本项目非正常排放源□
现有污染源□</td><td colspan="3">拟替代的污染源□</td><td colspan="2">其他在建、拟建项目污染源□</td><td>区域污染源□</td></tr>
<tr><td rowspan="8">大气环境影响预测与评价</td><td>预测模型</td><td>AERMOD□</td><td>ADMS□</td><td>AUSTAL2000□</td><td colspan="2">EDMS/AEDT□</td><td>CALPUFF□</td><td>网格模型□</td><td>其他√</td></tr>
<tr><td>预测范围</td><td colspan="2">边长≥50km□</td><td colspan="3">边长5~50km□</td><td colspan="3">边长=5km☑</td></tr>
<tr><td>预测因子</td><td colspan="5">预测因子（SO_2、NO_X、颗粒物、非甲烷总烃）</td><td colspan="3">包括二次PM2.5□
不包括二次PM2.5</td></tr>
<tr><td>正常排放短期浓度贡献值</td><td colspan="5">$C_{本项目}$最大占标率≤100%□</td><td colspan="3">$C_{本项目}$最大占标率＞100%□</td></tr>
<tr><td rowspan="2">正常排放年均浓度贡献值</td><td colspan="2">一类区</td><td colspan="3">$C_{本项目}$最大占标率≤10%□</td><td colspan="3">$C_{本项目}$最大占标率＞10%□</td></tr>
<tr><td colspan="2">二类区</td><td colspan="3">$C_{本项目}$最大占标率≤30%□</td><td colspan="3">$C_{本项目}$最大占标率＞30%□</td></tr>
<tr><td>非正常排放1h浓度贡献值</td><td colspan="2">非正常持续时长（）h</td><td colspan="3">$C_{非正常}$占标率≤100%□</td><td colspan="3">$C_{非正常}$占标率＞100%□</td></tr>
<tr><td>保证率日平均浓度和年平均浓度
叠加值</td><td colspan="5">$C_{叠加}$达标□</td><td colspan="3">$C_{叠加}$不达标□</td></tr>
<tr><td>区域环境质量的整体变化情</td><td colspan="5">k≤-20%□</td><td colspan="3">k＞-20%□</td></tr>
</table>

工作内容		自查项目			
	况				
环境监测计划	污染源监测	监测因子：（烟尘、SO_2、NO_X、非甲烷总烃）	有组织废气监测√ 无组织废气监测√	无监测□	
	环境质量监测	监测因子：（非甲烷总烃、硫化氢）	监测点位数（4）	无监测（ ）	
评价结论	环境影响	可以接受√ 不可接受□			
	大气环境防护距离	距（ ）厂界最远（ ）m			
	污染源年排放量	SO_2：（0.1026）t/a	NO_X：（1.0190）t/a	颗粒物：（0.0791）t/a	VOCs：（2.2276）t/a
注：“□”为勾选项，填“√”；“（ ）”为内容填写项					

7.2.2 地表水环境

运行期的废水主要来自作业废水、生活污水和采出水，各类废水产生状况见表7.2.2-1。

表7.2.2-1项目运行期废水产生情况

废水类别	产生或排放工序	产生场所	主要污染物	产生方式	去向
井下作业废水	修井、洗井废水	井场	石油类、SS、COD、氨氮、硫化物、氟化物、矿化度、六价铬、砷、汞	间断	用罐车拉运至措施作业废水处理站处理达标后回注油层
油田采出水	原油脱出水	站场油水分离装置	石油类、SS、COD、氨氮、硫化物、氟化物、矿化度、六价铬、砷、汞	连续	经采出水处理系统处理达标后回注油层
生活污水	/	井场、站场	SS、COD、BOD5、氨氮	连续	井场站场设置旱厕收集

7.2.2.1油田采出水

本次产建工程均依托现有区域内的采出水处理设施处理采出水，处理达标后的采出水回注油层，不排入地表水体。

产建完成后各站场采出水处理规模及依托能力校核见4.4.2章节，根据分析可以满足本次产建采出水处理需求，不会对地表水环境产生影响。

7.2.2.2作业废水

油田作业废水由专用车辆拉运至区域内现有的措施作业废水处理站处理后回注油层，不排入地表水体。油田作业废水运输过程中不存在抛洒现象，运至作业废水处理系统全部处理后回注油层，不会对地表水体产生影响。

7.2.2.3生活污水

本工程不新增劳动定员，不新增生活污水。本次产建在新增的井场、站场均设防渗旱厕供巡查人员使用，旱厕定期清掏不外排，不会对地表水环境产生影响。

7.2.2.4 地表水自查表

本项目地表水自查表见表7.2.2-2。

表7.2.2-2 建设项目地表水环境影响评价自查表

<table>
<tr><th colspan="2">工作内容</th><th colspan="4">自查项目</th></tr>
<tr><td rowspan="4">影响识别</td><td>影响类型</td><td colspan="4">水污染影响型☑；水文要素影响型☐</td></tr>
<tr><td>水环境保护目标</td><td colspan="4">饮用水水源保护区☐；饮用水取水口☐；涉水的自然保护区☐；重要湿地☐；
重点保护与珍稀水生生物的栖息地☐；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等渔业水体□；涉水的风景名胜区☐；其他☐</td></tr>
<tr><td rowspan="2">影响途径</td><td colspan="2">水污染影响型</td><td colspan="2">水文要素影响型</td></tr>
<tr><td colspan="2">直接排放☐；间接排放☐；其他☑</td><td colspan="2">水温☐；径流☐；水域面积☐</td></tr>
<tr><td>影响因子</td><td colspan="2">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☐</td><td colspan="2">水温☐；水位（水深）☐；流速☐；流量☐；其他☐</td></tr>
<tr><td colspan="2" rowspan="2">评价等级</td><td colspan="2">水污染影响型</td><td colspan="2">水文要素影响型</td></tr>
<tr><td colspan="2">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="6">现状调查</td><td rowspan="2">区域污染源</td><td colspan="2">调查项目</td><td colspan="2">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="2">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="2">调查项目</td><td colspan="2">数据来源</td></tr>
<tr><td colspan="2">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="4">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="2">调查时期</td><td colspan="2">数据来源</td></tr>
<tr><td colspan="2">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>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>（pH值、COD、氨氮、挥发酚、石油类、硫化物、溶解氧、总磷、总氮、铜、锌、六价铬、砷、硒、高锰酸盐指数）</td><td colspan="2">监测断面或点位个数（2）</td></tr>
<tr><td rowspan="2">现状</td><td>评价范围</td><td colspan="4">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="4">（pH值、COD、氨氮、挥发酚、石油类、硫化物、溶解氧、总磷、总氮、铜、锌、六价铬、砷、硒、高锰酸盐指数</td></tr>
</table>

工作内容		自查项目	
评价		）	
	评价标准	河流、湖库、河口：I类□； II类□；III类☑；IV类☑；V类□； 近岸海域：第一类□；第二类□；第三类□；第四类□； 规划年评价标准（ ）	
	评价时期	丰水期□；平水期□；枯水期□；冰封期□； 春季□；夏季□；秋季□；冬季□；	
	评价结论	水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标状况□；达标☑；不达标□； 水环境控制单元或断面水质达标状况□；达标□；不达标□； 水环境保护目标质量状况□；达标□；不达标□； 对照断面、控制断面等代表性断面的水质状况□；达标□；不达标□； 底泥污染评价□； 水资源与开发利用程度及其水文情势评价□； 水环境质量回顾评价□； 流域（区域）水资源（包括水能资源）与开发利用总体状况、生态流量管理要求与现状满足程度、建设项目占用水域空间的水流状况与河湖演变状况□；	达标区□； 不达标区□；
影响预测	预测范围	河流：长度（）km；湖库、河口及近岸海域：面积（）km^2	
	预测因子	（）	
	预测时期	丰水期□；平水期□；枯水期□；冰封期□； 春季□；夏季□；秋季□；冬季□； 设计水文条件□；	
	预测情景	建设期□；生产运行期□；服务期满后□； 正常工况□；非正常工况□； 污染控制和减缓措施方案□； 区（流）域环境质量改善目标要求情景□；	
	预测方法	数值解□；解析解□；其他□；导则推荐模式□；其他□；	
影响评价	水污染控制和水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□；	

<table>
<tr><th colspan="2">工作内容</th><th colspan="6">自查项目</th></tr>
<tr><td rowspan="5"></td><td></td><td colspan="6">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□；</td></tr>
<tr><td rowspan="2">污染源排放量核算</td><td colspan="2">污染物名称</td><td colspan="2">排放量/（t/a）</td><td colspan="2">排放浓度/（mg/L）</td></tr>
<tr><td colspan="2">（）</td><td colspan="2">（）</td><td colspan="2">（）</td></tr>
<tr><td rowspan="2">替代源排放情况</td><td>污染源名称</td><td>排放许可证编号</td><td>污染物名称</td><td>排放量/（t/a）</td><td colspan="2">排放浓度/（mg/L）</td></tr>
<tr><td>（）</td><td>（）</td><td>（）</td><td>（）</td><td colspan="2">（）</td></tr>
<tr><td>生态流量确定</td><td colspan="6">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；</td></tr>
<tr><td rowspan="6">防治措施</td><td>环境措施</td><td colspan="6">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□；</td></tr>
<tr><td rowspan="4">监测计划</td><td colspan="2"></td><td colspan="2">环境质量</td><td colspan="2">污染源</td></tr>
<tr><td colspan="2">监测方式</td><td colspan="2">手动□；自动□；无监测□；</td><td colspan="2">手动□；自动□；无监测□；</td></tr>
<tr><td colspan="2">监测点位</td><td colspan="2">（）</td><td colspan="2">（）</td></tr>
<tr><td colspan="2">监测因子</td><td colspan="2">（）</td><td colspan="2">（）</td></tr>
<tr><td>污染物排放清单</td><td colspan="6">☑</td></tr>
<tr><td colspan="2">评价结论</td><td colspan="6">可以接受☑；不可以接受□；</td></tr>
<tr><td colspan="8">注：“□”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容</td></tr>
</table>

7.2.3 地下水环境

7.2.3.1 运行期地下水环境影响识别

在项目实施期，可能造成地下水环境影响的因素主要为回注井工程、集输管线、注水管线工程等，地下水环境影响因素详见表 7.2.3-1。

表7.2.3-1 运行阶段对地下水环境影响分析表

工程分区	影响原因	影响途径或方式	影响对象与结果
集输管线	原油管线破损	污染物通过包气带进入含水层	浅层第四系风积黄土潜水含水层水质受到污染
采油井、回注井	回注水渗漏	污染物通过回注井进入含水层	第四系风积黄土潜水、白垩系环河组、白垩系洛河组含水层水质受到污染
井场污油池	水池防渗老化破损	污染物通过包气带进入含水层	第四系风积黄土潜水含水层水质受到污染
站场	站场污水罐泄露	污染物通过包气带进入含水层	第四系风积黄土潜水含水层水质受到污染

7.2.3.2 运行期地下水环境影响分析

7.2.3.2.1 正常状况地下水环境影响评价

（1）注水层位及回注层地质构造

油藏地质学中将适宜油气聚集成藏的场所称为“圈闭”。圈闭是油气藏形成的基础，没有适宜于油气富集聚集的圈闭，就不可能形成油气藏。油藏圈闭的形成必须具备以下 3 个基本要素：

①具备适于油气储集的储集层；

②具备遮盖着储集层，阻止油气向上逸散的盖层；

③具备从各方面阻止油气继续运移，促使油气聚集的遮挡条件，这种遮挡条件可以是盖层本身的弯曲变形，也可以是如断层、岩性变化等阻隔油气横向运移的遮挡条件。

采用注水开发的目的是补充油层能量、提高驱油效率、稳定油井采收率。无论是清水注水还是采出水注水，注入层位均为开发油层，油层所在的地层构造行迹相对比较稳定。按照水文地质资料，项目所处构造单元为天环向斜轴部、地层产状平缓、构造形迹不明显，项目采出水回注层位三叠系延长组，回注层连续性稳定性较好，影响范围内无露头，三叠系延长组与上伏的洛河含水岩组底界（约 1100m 深）之间存在约 1000m 厚的地层封隔，岩石结构致密完整，透水性差。且按照上述油气藏形成和赋存的地质构造条件，油层与含水层之间不存在水力联系，回注至油层的回注水在正常情况下也不会迁移至上伏的含水层当中。

因而，从注水层位及回注层地质构造分析，在正常的油田开发过程中，回注水到含油层的采出水不会对地下水水质产生影响。

（2）注水井井身结构

图 7.2.3-1 为注水井井身结构示意图。本项目的注水井均通过水泥对套管与地层之间的空隙进行封闭，表层套管水泥返到地面以上，地面上有封隔器完全隔绝采出水回注过程中与非注水层和地下含水层的联系，阻止回注水对非注水层和地下含水层的污染；井底构筑水泥塞，阻止回注水向下部地层的渗入；仅井体底部的钢质封闭管壁设置了射孔段作为回注水排出钢管之外的通道，射孔段之上设置有封隔器，封隔器是用以防止固井过程因水泥固化失重，地层油、回注水上窜，因此安装封隔器十分重要；地面部分，井口高出地面，还设置有灌注压力计量器及环控压力计量器将回注压力保持在一定范围，避免回注压力超过地层压力破坏回注井的机械完整性，防止了对近地表的地下潜水与地表水的污染；注水井同时设置了注水压力在线监测装置，若出现失压或注水量异常增大，可及时发现是否存在反水。因此，回注油层的采出水，在回注井固井措施规范，各项保障措施都实施的情况下可认为不会发生套外返水或由于回注层封闭性不好及注水压力控制不当导致的回注水泄漏事件，可认为回注井不会对地下水水质产生影响。

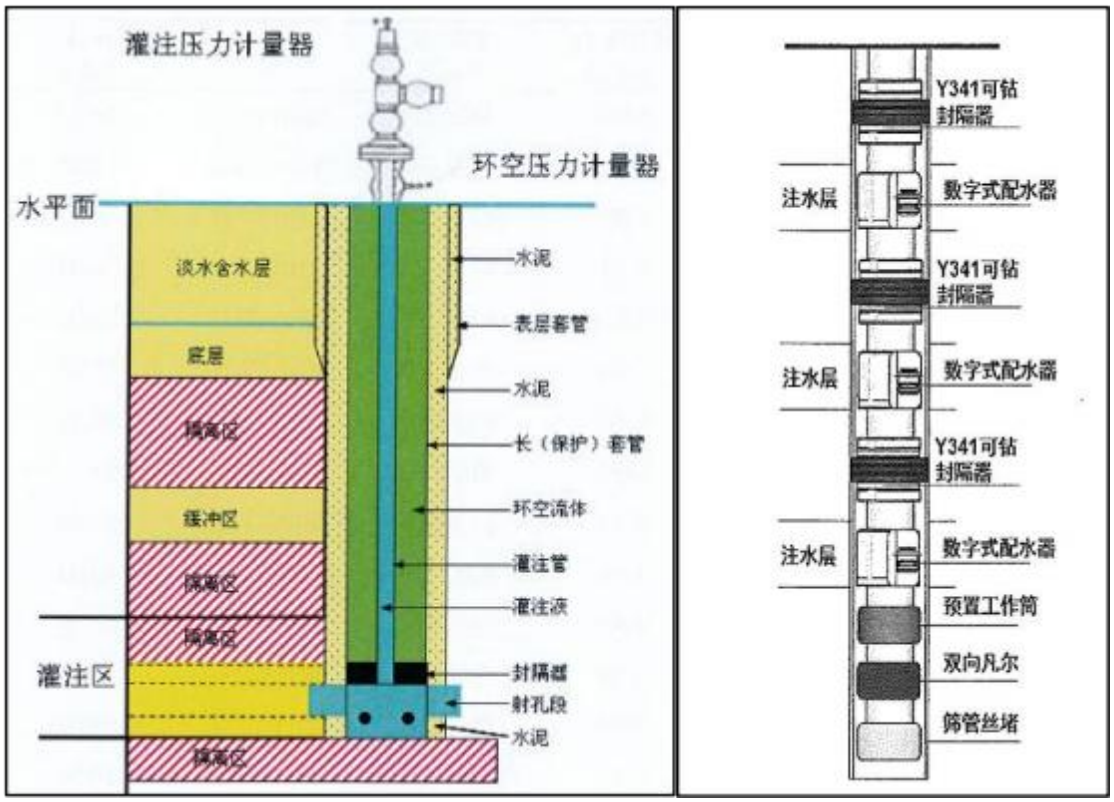


图7.2.3-1 注水井成井设计图

（3）对回注层的影响分析

根据设计，本次评价中处理达标后的采出水全部回注油层，属于同层回注，回注油层增加了油层地层压力，提高了油田采出率。回注层现状为油层，其采出水水质为高矿化度苦咸水，在现有经济和技术条件下没有开发利用价值，回注污水一定程度上增加了该层的油类和有机物杂质含量，目前不会影响该层水的利用价值。

（4）回注水对上部含水层的影响分析

①回注水通过地层对上部含水层的影响评价

本项目回注层与白垩系和第四系含水层以三叠系、侏罗系地层相隔，三叠系、侏罗系地层在本地区广泛发育，构成白垩系含水层的隔水底板。回注层与上覆白垩系含水层之间隔层厚度巨大、稳定，隔水。从地层结构上看，回注水通过地层上串至白垩系和第四系含水层的可能性很小。

②回注水通过井筒对上部含水层的影响分析

在固井工艺上，为防止回注水从井管串入其它地层，对回注井采取防坍塌、防斜、防漏措施，固井完成后，对固井质量进行严格检测。注水井通过水泥将套管与地层之间进行封闭，上有封隔器完全隔绝采出水回注过程中与非注水层和地下含水层的联系，阻止回注水对非注水层和地下含水层的污染；井底完井后构筑水泥塞，

阻止注水向下部地层的渗入；仅井体底部的钢质封闭管壁设置了射孔段作为回注水排出钢管之外的通道；地面部分，井口高出地面，还设置控制加压装置，防止了对近地表的地下潜水与地表水的污染。因此，回注地层的采出水，在正常情况下不可能跨越抗压强度较高的钢管与水泥阻挡层而涌入非注水层，不会对地下水水质产生影响。

为防止回注水对回注井的套管产生严重腐蚀，出现套管穿孔、漏失和结垢等现象，延长套管寿命。回注井采用机械卡封隔离防腐+油套环空保护液+油管内外壁防腐处理防腐工艺的井下防腐措施，从而避免采出水和套管表面直接接触，防止腐蚀。

综上所述，本地区无断裂发育，回注层与含水层之间隔层稳定，加之采取了严格的固井措施，回注水通过地层、井筒上串至白垩系和第四系含水层的可能性较小。

（5）污废水对地下水环境影响

油田开采的运行过程中会产生井下作业废水及油田采出水，根据工程分析，拟建项目的油田采出水等均经过收集后就近送附近接转站/脱水站等进行处理，达标后回注油层进行驱油开采。

运行期的井下作业废水主要包括修井废水和洗井废水，全部采用罐车拉运至油区内现有就近的措施作业废水处理站处理达标后回注油层。

因此运行期产生的各类污废水对地下水环境的影响较小。

（6）固体废弃物对地下水环境影响

落地油：一般呈点状散落在井场，并主要积聚在土壤表层。由于落地油的粘度较大，在黄土中渗透能力极弱，通常难以渗入到地表 2m 以下的深度。且该地区降雨量小，难以形成大量降水的淋滤条件，故在正常状态下，落地油对浅层地下水的影响甚微。此外，根据要求，对散落的落地油进一步采用铺设防渗布的方式进行回收，故作业过程中可实现落地油的全部回收。经收集后于所属区块含油污泥临时存放点存放，并统一委托有资质单位清运处置。正常运行情况下对地下水环境影响较小。

含油污泥：在原油脱水和采出水的处理过程中，各种处理容器和构筑物均会产生含油污泥。含油污泥属危险固体废物，按照《危险废物贮存污染控制标准》等相关标准贮存、处置，最终全部收集送有资质单位清运处置。因此正常运行情况下认为对地下水环境基本不会产生影响。

油泥包装袋及废弃含油防渗布：根据工程分析，设备维护及修井作业产生的废弃的油泥包装袋及含油防渗布，均属于危险废物，收集后送至现有危废暂存点暂存，

定期委托有资质单位清运处置。

（7）管线对地下水环境的影响

①管道材质

原油管线全部采用无缝钢管，穿跨越段增加壁厚，降低事故风险。

②管道防腐

站外单井管线及采出水管线采用环氧粉末普通级结构外防腐，集油管线采用环氧粉末外防腐、硬质聚氨酯泡沫塑料黄夹克结构保温，注水干线采用整体挤涂式内防腐工艺，天然气管线采用环氧粉末普通级外防腐。

地上管线保温采用岩棉镀锌铁皮结构，埋地管道的保温采用微孔硅酸钙外包聚乙烯胶粘带结构。

可见，建设项目运行期所采用的管线具有防腐功能，采出水和原油都在管内密闭输送，正常状况下不会对地下水环境产生影响。

7.2.3.2.2 非正常状况地下水环境影响评价

如果建设单位未按规定执行环境保护措施，或者执行了环保措施但环保措施失效，就可能会对地下水环境造成影响。下面以采出水回注井渗漏、注水管线泄漏、井场含油污水池渗漏、集油管线泄漏为例，进行环境影响预测分析。

（1）采出水回注系统套外返水对地下水环境的影响

①溶质运移预测模型的建立

本报告现对非正常下的污染情境做如下假设：

污染源概化和源强确定：采出水回注井在含水层中发生泄漏时，假设回注水从套管腐蚀的管孔隙中流出，因此将泄漏点作为点状污染源，如果泄漏量较大，渗漏发生后注水压力会明显改变，工作人员能及时发现从而采取相应措施，影响相对较小。因此本次评价假设少量持续泄漏，将泄漏点概化为平面短时点源，在预测评价过程中考虑最不利的工程状况，如此一来，渗漏发生后的影响也较大，以便于对危害做出最大化的评估预测。

根据工程分析，本次评价引用区内已建成采出水处理系统进水水质中污染因子进行评价，包括 COD、氨氮、阴离子表面活性剂、总磷、汞、砷、总铬、六价铬、石油类、挥发酚和硫化物。根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），在各分类中选取标准指数最大的因子作为预测因子，标准指数计算结果见下表。

表7.2.3-2 污水中主要因子标准指数计算一览表

污染物	COD	氨氮	阴离子表面活性剂	总磷	汞
浓度（mg/L）	893	69.7	0.176	0.14	0.00007
质量标准	3.0	0.5	0.3	0.2	0.001
标准指数	297.7	139.4	0.6	0.7	0.07
污染物	**砷**	**六价铬**	**石油类**	**硫化物**	
浓度（mg/L）	0.0008	0.040	113	0.04	
质量标准	0.01	0.05	0.05	0.02	
标准指数	0.08	0.8	2260	2	

由上表可见，其他类污染物中石油类的标准指数最大，重金属污染物中六价铬的标准指数最大，因此按照《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）要求，本次地下水预测因子选取石油类和六价铬。本次源强核算采用该浓度值。根据新建回注井的设计规模，单井配水量约 25m^3/d，假设每天的回注水的配水量全部泄漏至含水层，其中，渗漏的污水中石油类浓度按照其最大溶解度 18mg/L 计算，则石油类源强为 0.27kg/d，六价铬污染物源强为 0.0006kg/d，1 天后发现泄漏并采取措施停止泄漏。

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

预测模型参数的确定：本次评价最终确定的各项水文地质参数见 4.1.3.3 章节。

②预测结果及分析

A）石油类污染物在第四系风积黄土潜水含水层环境影响分析

本次预测选取了 100d、1000d、1500d、污染物最远超标距离四个时间点，当回注井发生套外返水后，随着时间推移，石油类在黄土潜水含水层中的运移情况见表 7.2.3-3、图 7.2.3-2~图 7.2.3-5，下游厂界处污染物浓度历时曲线见图 7.2.3-6。

表7.2.3-3 第四系风积黄土潜水含水层石油类运移特征表

预测时段	影响区面积（m^2）	超标区面积（m^2）	最大扩散距离（m）	最远超标距离（m）	最大污染浓度（mg/L）
100d	603	368	23.7	18.9	0.615
1000d	2237	236	62.1	30.3	0.061
1200d	2399	26	67.3	31.2	0.051
1500d	2593	0	73.2	0	0.041

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 0.615mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 23.7m，最大超标距离 18.9m，最大影响范围为 603m^2，超标区面积为 368m^2；随着时间的推移，石油类浓度逐渐变小；在第 1000d 时，石油类浓度最大为 0.061mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 62.1m，最大超标距离 30.3m，最大影响范围为 2237m^2，超标区面积为 236m^2；第 1200d 时，石油类最大浓度为 0.051mg/L，超出 III 类标准 0.05mg/L，此时污染物最大超标距离为 31.2m，为该预测情景下最远超标距离；第 1500d 时，石油类最大浓度为 0.041mg/L，不超标，此时污染晕最大迁移距离为 73.2m，最大影响范围为 2593m^2。

根据图 7.2.3-6 厂界处污染物浓度历时曲线图可以看出，下游厂界处地下水中污染物浓度在 3650d 内一直未超出 III 类标准值。

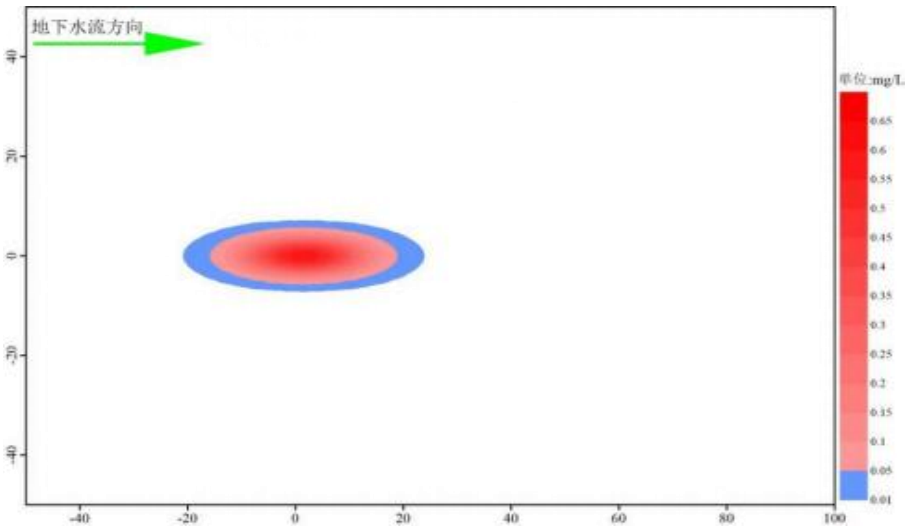


图7.2.3-2套外返水事故石油类在黄土潜水含水层运移100d

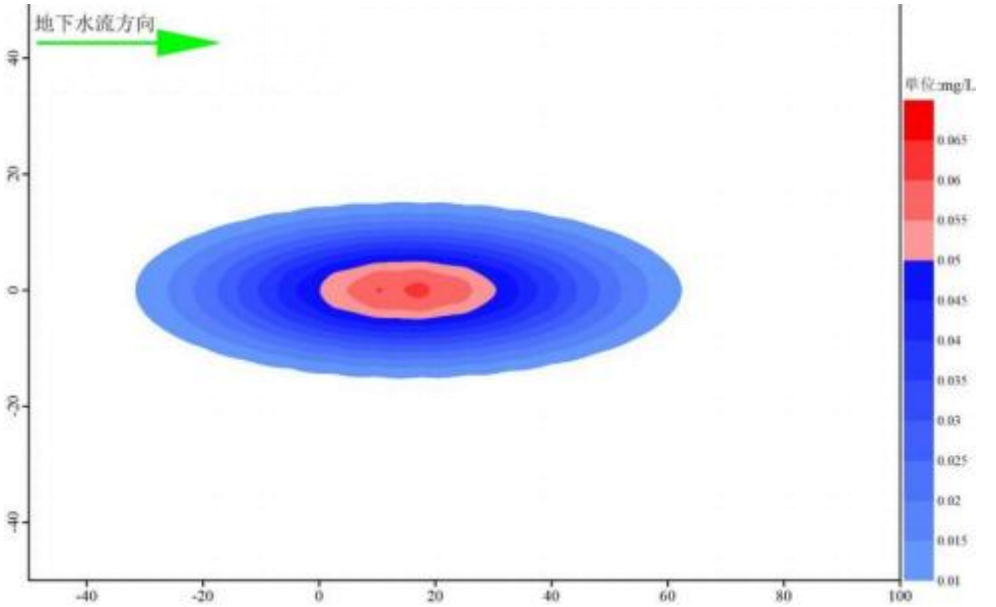


图7.2.3-3套外返水事故石油类在黄土潜水含水层运移1000d

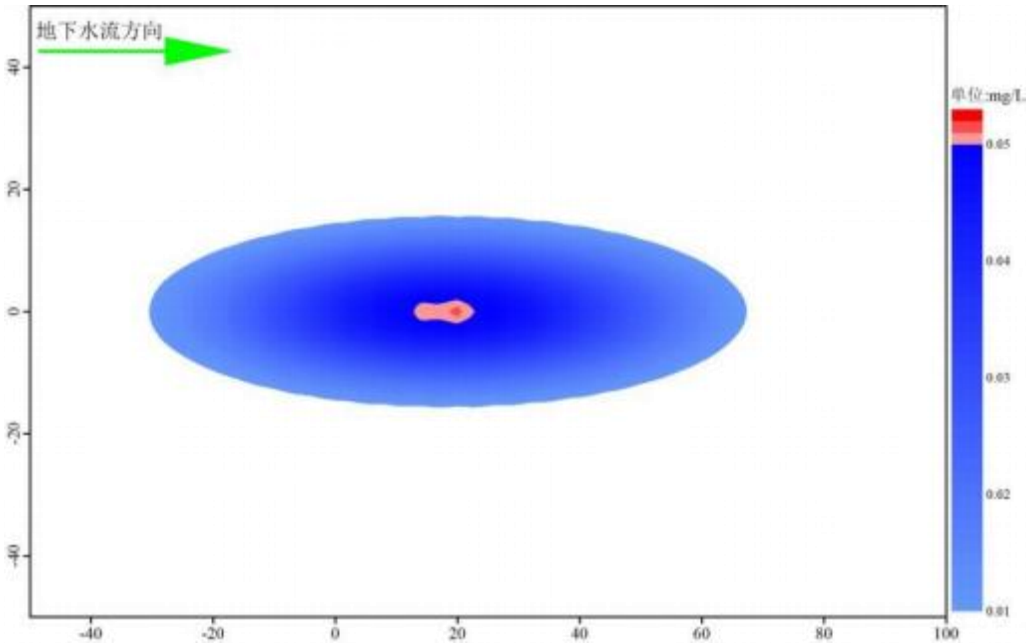


图7.2.3-4套外返水事故石油类在黄土潜水含水层运移1200d

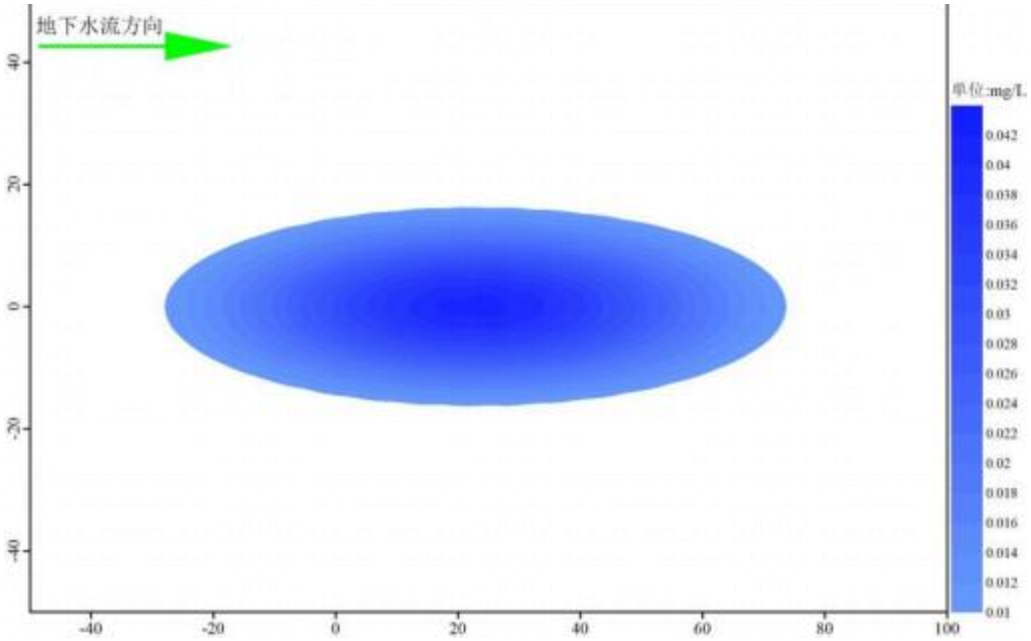


图7.2.3-5套外返水事故石油类在黄土潜水含水层运移1500d

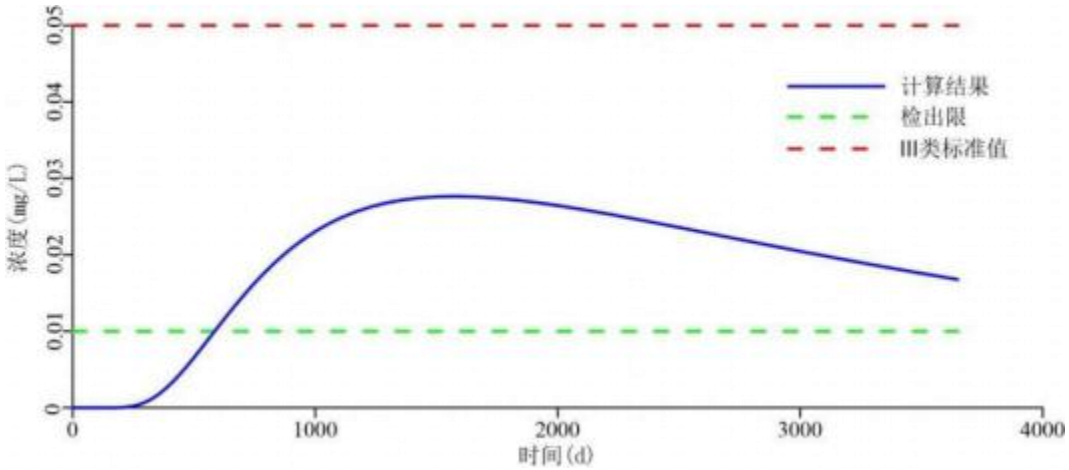


图7.2.3-6套外反水事故厂界处地下水中石油类污染物浓度历时曲线

B）六价铬在第四系风积黄土潜水含水层环境影响分析

本次预测选取了 10d、20d、50d、100d、1000d 四个时间点，当回注井发生套外返水后，随着时间推移，六价铬在黄土潜水含水层中的运移情况见表 7.2.3-4、图 7.2.3-7 图 7.2.3-8，下游厂界处污染物浓度历时曲线见图 7.2.3-9。

表7.2.3-4 第四系风积黄土潜水含水层六价铬运移特征表

预测时段	影响区面积（m^2）	超标区面积（m^2）	最大扩散距离（m）	最远超标距离（m）	最大污染浓度（mg/L）
10d	6.1	0	2.4	0	0.0101
20d	2.7	0	1.9	0	0.0051
50d	0	0	0	0	0.004ND
100d	0	0	0	0	0.004ND
1000d	0	0	0	0	0.004ND

从图表中可以看出，在假设的非正常状况下，在第 10d 时，六价铬浓度最大为 0.0101mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 2.4m，最大影响范围为 6.1m²；随着时间的推移，六价铬浓度逐渐变小；在第 20d 时，六价铬浓度最大为 0.0051mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 1.9m，最大影响范围为 2.7m²；第 50d 时，六价铬最大浓度已低于检出限 0.004mg/L。

根据图 7.2.3-9 厂界处污染物浓度历时曲线图可以看出，下游厂界处地下水中污染物浓度在 1000d 内一直未超出 III 类标准值。

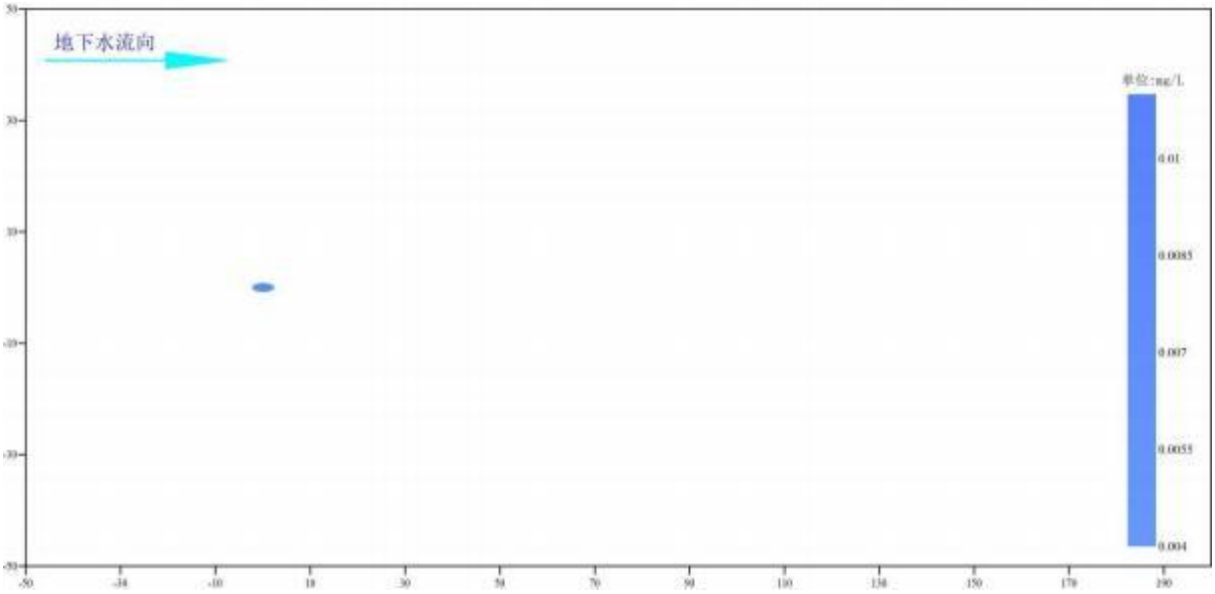


图7.2.3-7套外返水事故六价铬在黄土潜水含水层运移10d

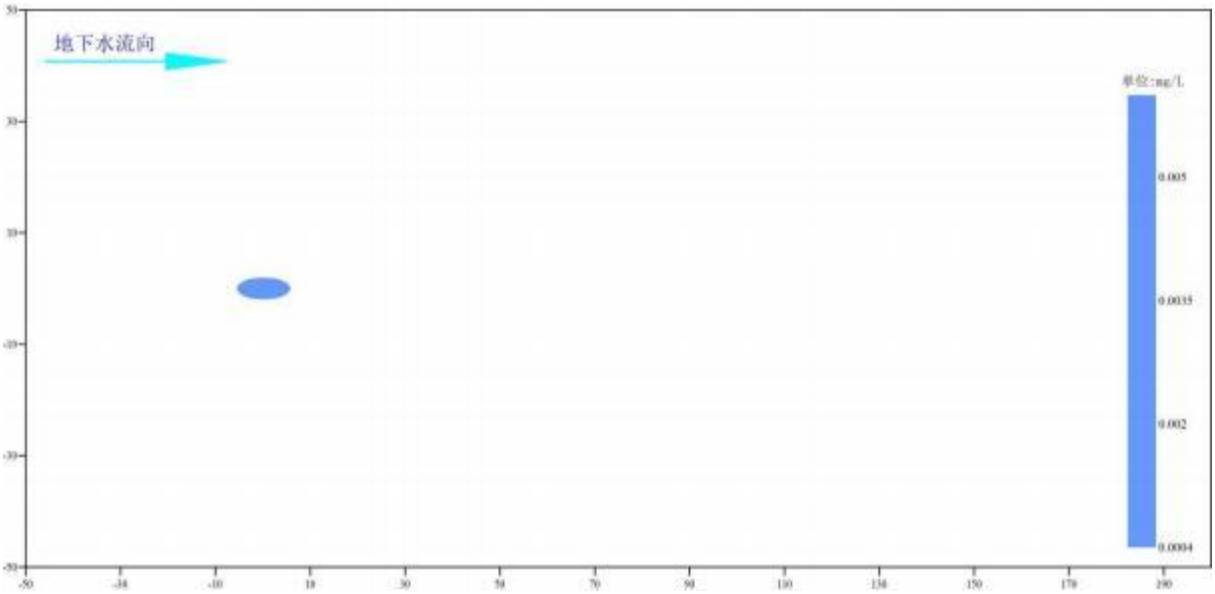


图7.2.3-8套外返水事故六价铬在黄土潜水含水层运移20d

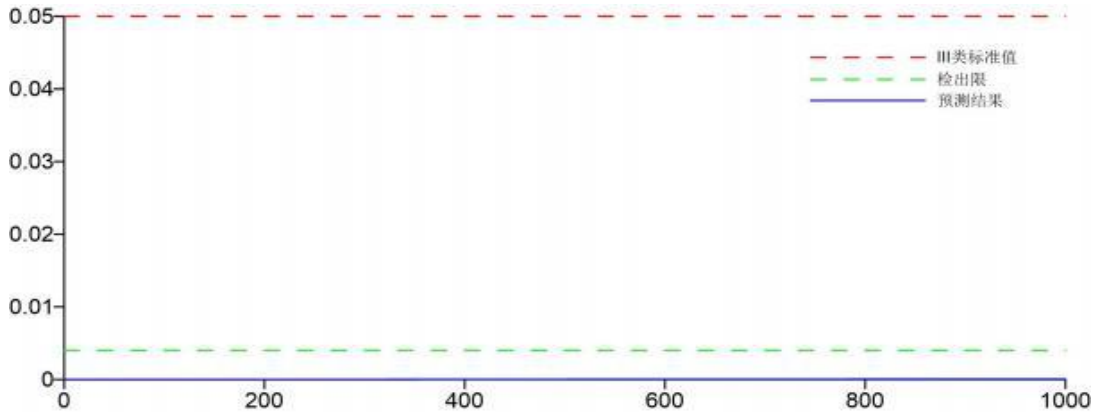


图7.2.3-9套外反水事故厂界处地下水中六价铬污染物浓度历时曲线

C）石油类在白垩系环河组裂隙潜水含水层环境影响分析

本次预测选取了 100d、1000d、1500d、污染物最远超标距离四个时间点，当井漏发生后，随着时间推移，石油类在白垩系环河组裂隙潜水含水层中的运移情况见表 7.2.3-5、图 7.2.3-10~7.2.3-12，其中（0，0）点为泄漏点位置，横轴正方向为地下水流向，下游厂界处地下水浓度历时曲线见图 7.2.3-13。

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 0.306mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 19.4m，最大超标距离 13.2m，最大影响范围为 336m^2，超标区面积为 178m^2；随着时间的推移，石油类浓度逐渐变小；第 600d 时，石油类浓度最大为 0.052mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 38.3m，最大超标距离 11.4m，最大影响范围为 955m^2，超标区面积为 16m^2；在第 1000d 时，石油类浓度最大为 0.031mg/L，已低于 III 类标准值 0.05mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 45.6m，最大影响范围为 1095m^2；第 1000d 时，石油类最大浓度低于检出限 0.01mg/L。

根据图 7.2.3-13 厂界处污染物浓度历时曲线图可以看出，下游厂界处地下水中污染物浓度在 1000d 内一直未超出 III 类标准值。

表7.2.3-5 白垩系环河组裂隙潜水含水层石油类运移特征表

预测时段	影响区面积（m2）	超标区面积（m2）	最大扩散距离（m）	最大超标距离（m）	最大污染浓度（mg/L）
100d	336	178	19.4	13.2	0.306
600d	955	16	38.3	11.4	0.052
1000d	1095	0	45.6	0	0.031

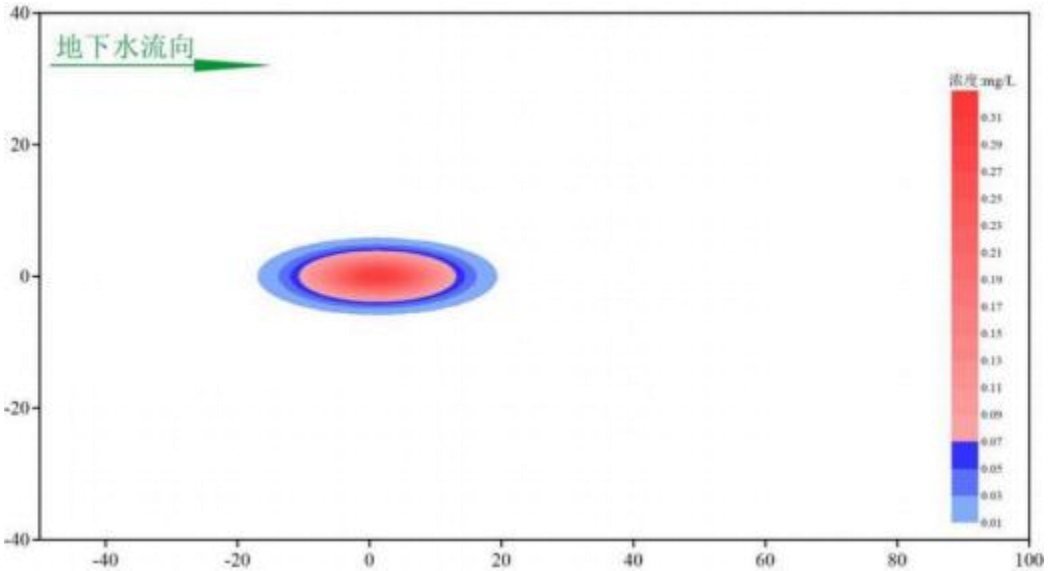


图7.2.3-10套外返水事故石油类在侏罗系裂隙潜水含水层运移100d

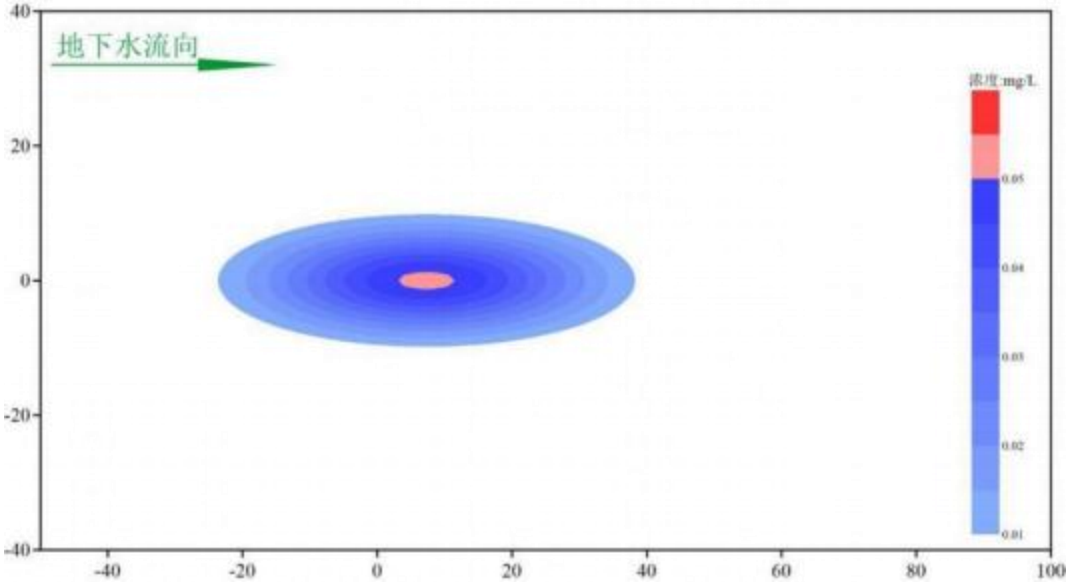


图7.2.3-11套外返水事故石油类在侏罗系裂隙潜水含水层运移600d

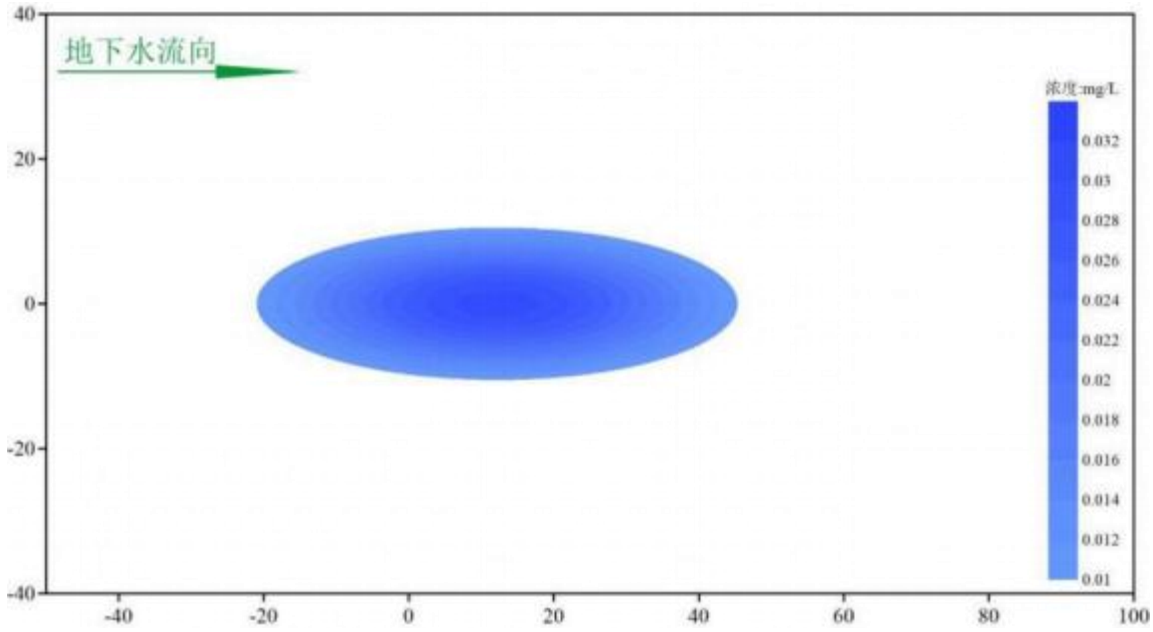


图7.2.3-12套外返水事故石油类在侏罗系裂隙潜水含水层运移1000d

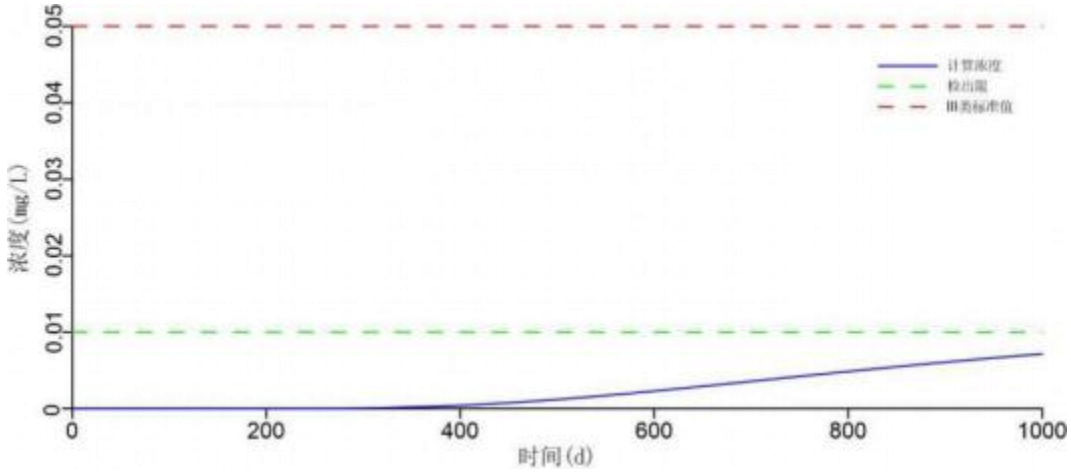


图7.2.3-13套外返水事故石油类在下游厂界处历时曲线

D）六价铬在白垩系环河组裂隙潜水含水层环境影响分析

利用平面瞬时点源污染水动力弥散方程解析解，计算并画出平面二维等值线图，当预测结果小于检出限时视同对地下水环境几乎没有影响。具体预测分析结果如下：

由于含水层较厚，本次预测选取了 10d、20d、50d、100d、1000d 五个时间点，当井漏发生后，随着时间推移，六价铬在白垩系环河组裂隙潜水含水层中的运移情况见表 7.2.3-6、图 7.2.3-14~7.2.3-16，其中（0，0）点为泄漏点位置，横轴正方向为地下水流向，下游厂界处地下水浓度历时曲线见图 7.2.3-17。

从图表中可以看出，在假设的非正常状况下，在第 10d 时，六价铬浓度最大为 0.0442mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 2.8m，最大影响范围为 9.6m^2；随着时间的

推移，六价铬浓度逐渐变小；在第 20d 时，六价铬浓度最大为 0.0222mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 3.3m，最大影响范围为 12.1m²；第 50d 时，六价铬浓度最大为 0.0091mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 3.8m，最大影响范围为 13.6m²；第 100d 时，六价铬最大浓度已低于检出限 0.004mg/L。

根据图 7.2.3-17 厂界处污染物浓度历时曲线图可以看出，下游厂界处地下水中污染物浓度在 1000d 内一直未超出 III 类标准值。

表7.2.3-6白垩系环河组含水层六价铬运移特征表

预测时段	影响区面积（m²）	超标区面积（m²）	最大扩散距离（m）	最大超标距离（m）	最大污染浓度（mg/L）
10d	9.6	0	2.8	0	0.0442
20d	12.1	0	3.3	0	0.0222
50d	13.6	0	3.8	0	0.0091
100d	0	0	0	0	0.004ND
1000d	0	0	0	0	0.004ND

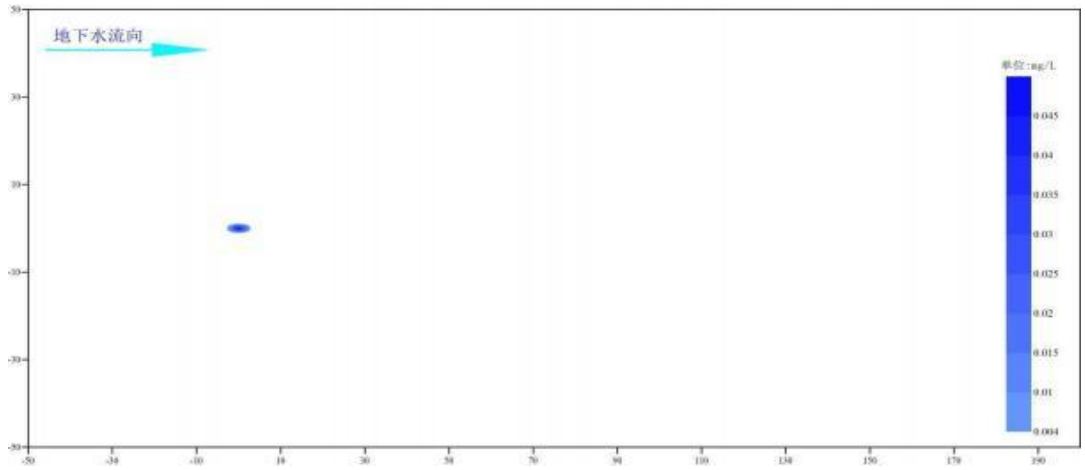


图7.2.3-14套外返水事故六价铬在白垩系环河组含水层运移10d

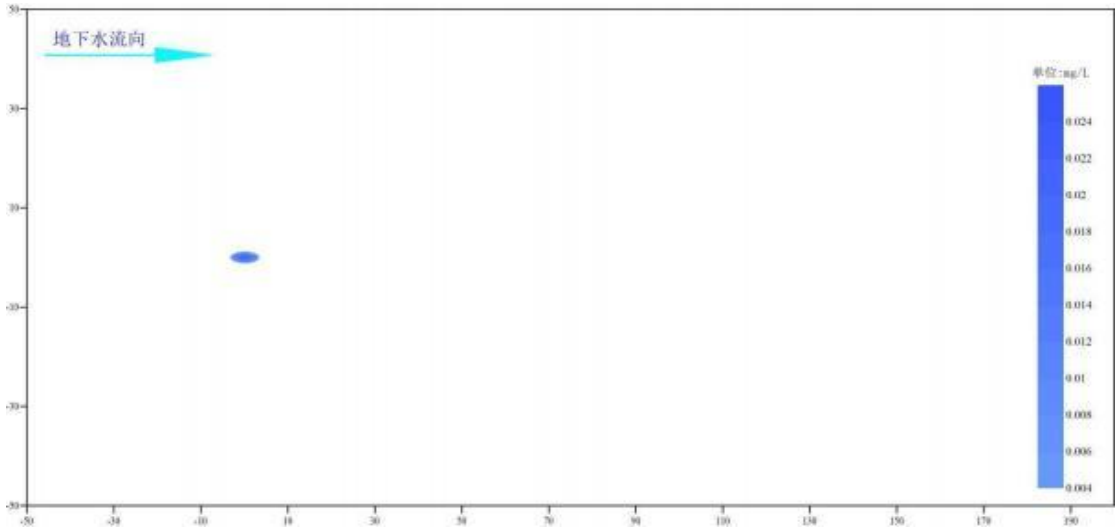


图7.2.3-15套外返水事故六价铬在白垩系环河组含水层运移20d

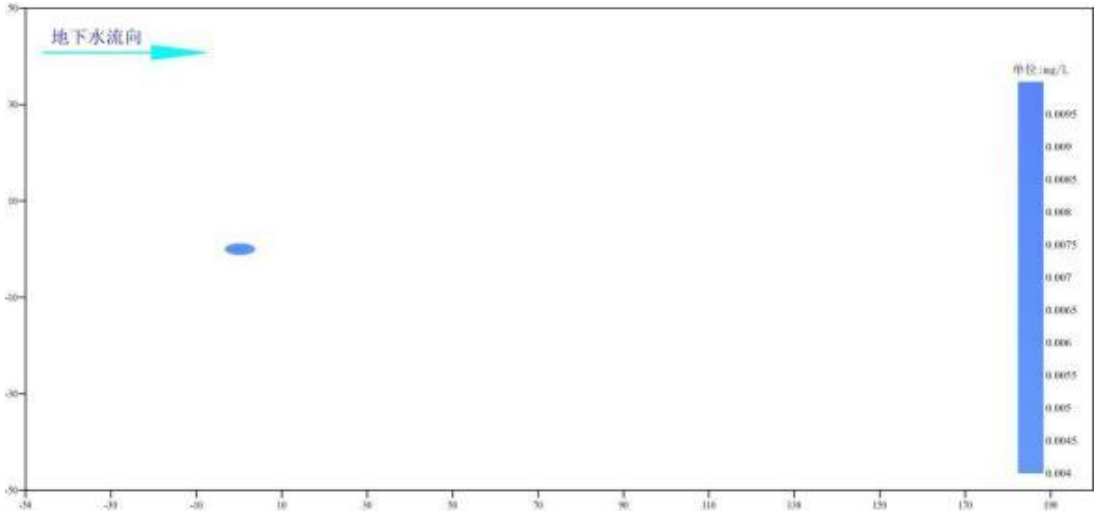


图7.2.3-16套外返水事故六价铬在白垩系环河组含水层运移50d

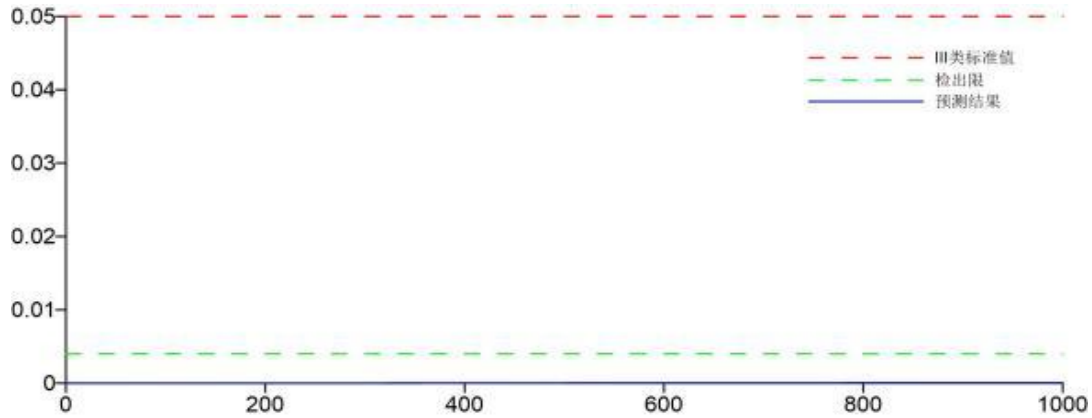


图7.2.3-17套外返水事故六价铬在下游厂界处历时曲线

E）石油类在白垩系洛河组裂隙潜水含水层环境影响分析

利用平面瞬时点源污染水动力弥散方程解析解，计算并画出平面二维等值线图，当预测结果小于检出限时视同对地下水环境几乎没有影响。具体预测分析结果如下：

由于含水层较厚，本次预测选取了 100d、500d、1000d、污染物最远超标距离四个时间点，当井漏发生后，随着时间推移，石油类在白垩系洛河组裂隙潜水含水层中的运移情况见表 7.2.3-7、图 7.2.3-18~7.2.3-20，其中（0，0）点为泄漏点位置，横轴正方向为地下水流向，下游厂界处地下水浓度历时曲线见图 7.2.3-21。

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 0.071mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 19.0m，最大超标距离 5.5m，最大影响范围为 353m^2，超标区面积为 20m^2；随着时间的推移，石油类浓度逐渐变小；第 140d 时，石油类浓度最大为 0.051mg/L，超出 III 类标准值 0.05mg/L，最远超标距离为 5.7m，此时的超标距离为此非常状况下最远超标距离；在第 500d 时，石油类浓度最大为

0.014mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 26.1m，最大影响范围为 26.1m^2；第 1000d 时，石油类最大浓度低于检出限 0.01mg/L。

根据图 7.2.3-21 厂界处污染物浓度历时曲线图可以看出，下游厂界处地下水中污染物浓度在 1000d 内一直未超出 III 类标准值。

表7.2.3-7白垩系洛河组含水层石油类运移特征表

预测时段	影响区面积（m^2）	超标区面积（m^2）	最大扩散距离（m）	最大超标距离（m）	最大污染浓度（mg/L）
100d	353	20	19.0	5.5	0.071
140d	361	0.97	21.7	5.7	0.051
500d	262	0	26.1	0	0.014
1000d	0	0	0	0	0.01ND

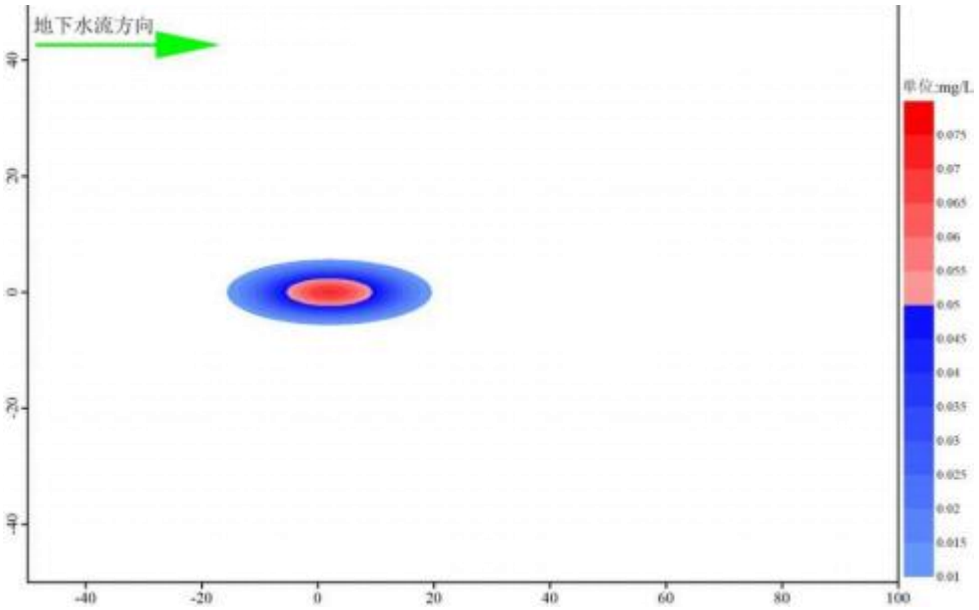


图7.2.3-18套外返水事故石油类在白垩系洛河组含水层运移100d

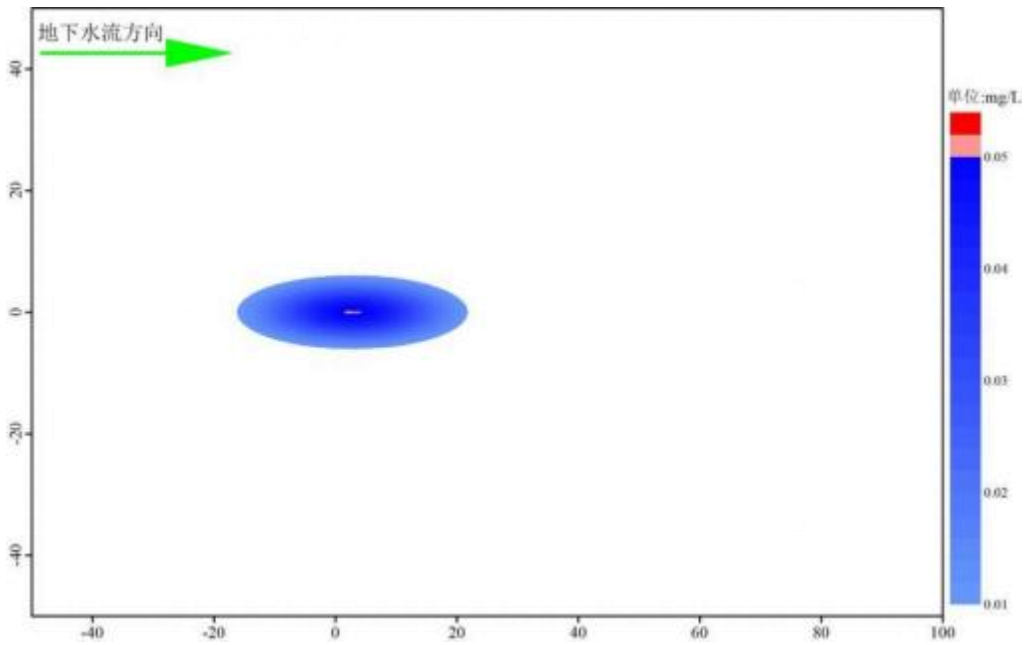


图7.2.3-19套外返水事故石油类在白垩系洛河组含水层运移140d

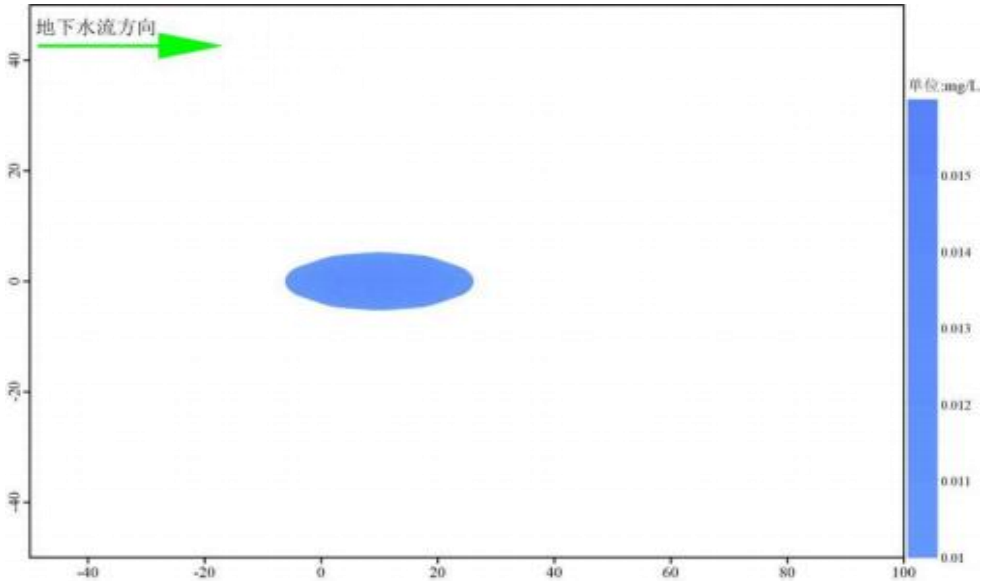


图7.2.3-20套外返水事故石油类在白垩系洛河组含水层运移500d

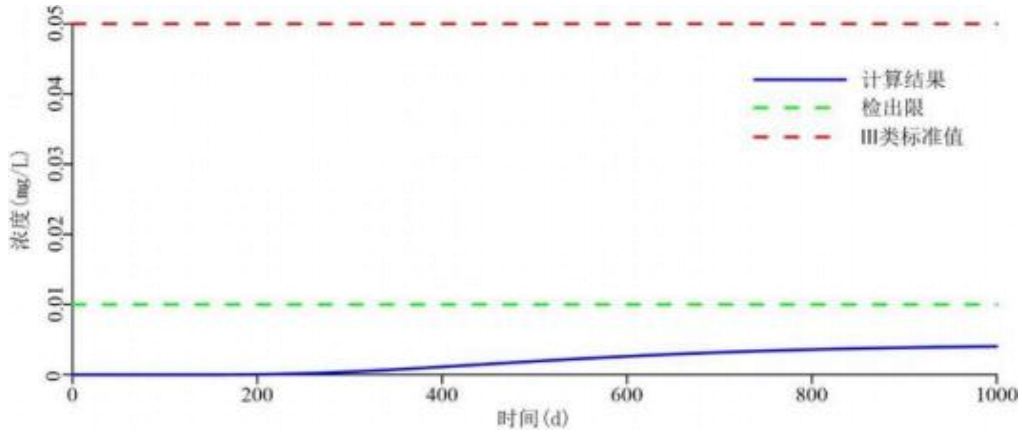


图7.2.3-21 套外返水事故石油类在下游厂界处历时曲线F）六价铬在洛河组基岩裂隙潜水含水层环境影响分析

本次预测选取了 10d、20d、50d、100d、1000d 五个时间点，当井漏发生后，随着时间推移，六价铬在洛河组基岩裂隙潜水含水层中的运移情况见表 7.2.3-8、图 7.2.3-22~7.2.3-24，其中（0，0）点为泄漏点位置，横轴正方向为地下水流向，下游厂界处地下水浓度历时曲线见图 7.2.3-25。

从图表中可以看出，在假设的非正常状况下，在第 10d 时，六价铬浓度最大为 0.0304mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 3.6m，最大影响范围为 14.1m2；随着时间的推移，六价铬浓度逐渐变小；在第 20d 时，六价铬浓度最大为 0.0153mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 4.3m，最大影响范围为 18.1m2；第 50d 时，六价铬浓度最大为 0.0062mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 4.1m，最大影响范围为 14.2m2；第 100d 时，六价铬最大浓度已低于检出限 0.004mg/L。

根据图 7.2.3-25 厂界处污染物浓度历时曲线图可以看出，下游厂界处地下水中污染物浓度在 1000d 内一直未超出 III 类标准值。

表7.2.3-8洛河组基岩裂隙潜水含水层六价铬运移特征表

预测时段	影响区面积（m^2）	超标区面积（m^2）	最大扩散距离（m）	最大超标距离（m）	最大污染浓度（mg/L）
10d	14.1	0	3.6	0	0.0304
20d	18.1	0	4.3	0	0.0153
50d	14.2	0	4.1	0	0.0062
100d	0	0	0	0	0.004ND
1000d	0	0	0	0	0.004ND

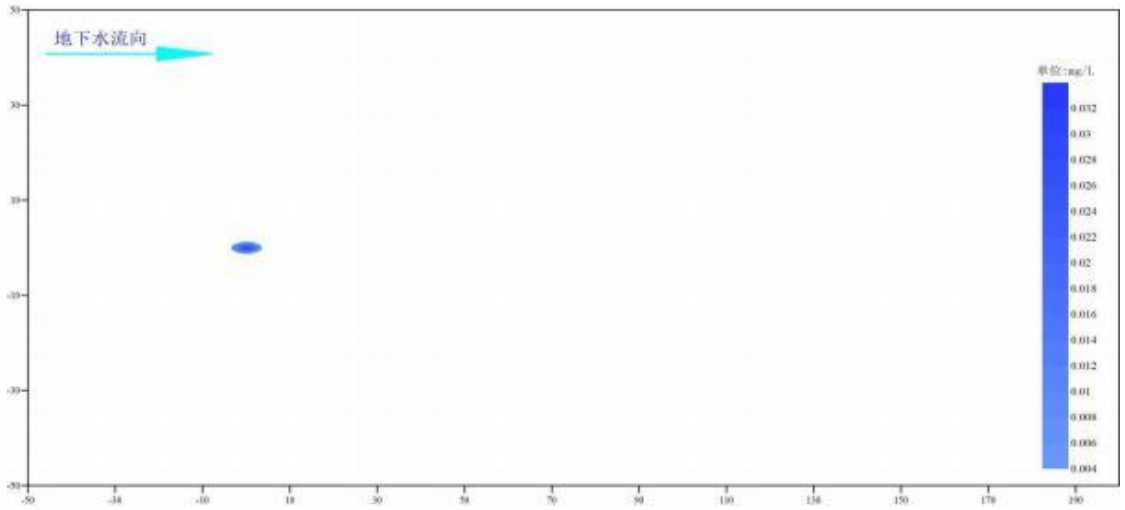


图7.2.3-22套外返水事故六价铬在洛河组裂隙潜水含水层运移10d

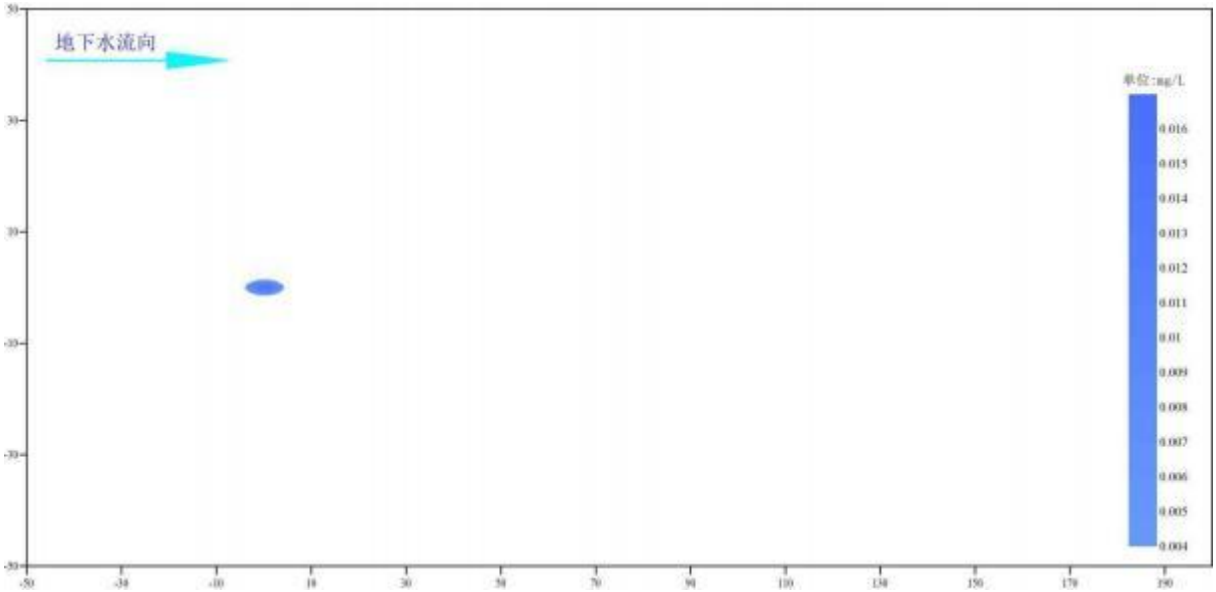


图7.2.3-23套外返水事故六价铬在洛河组裂隙潜水含水层运移20d

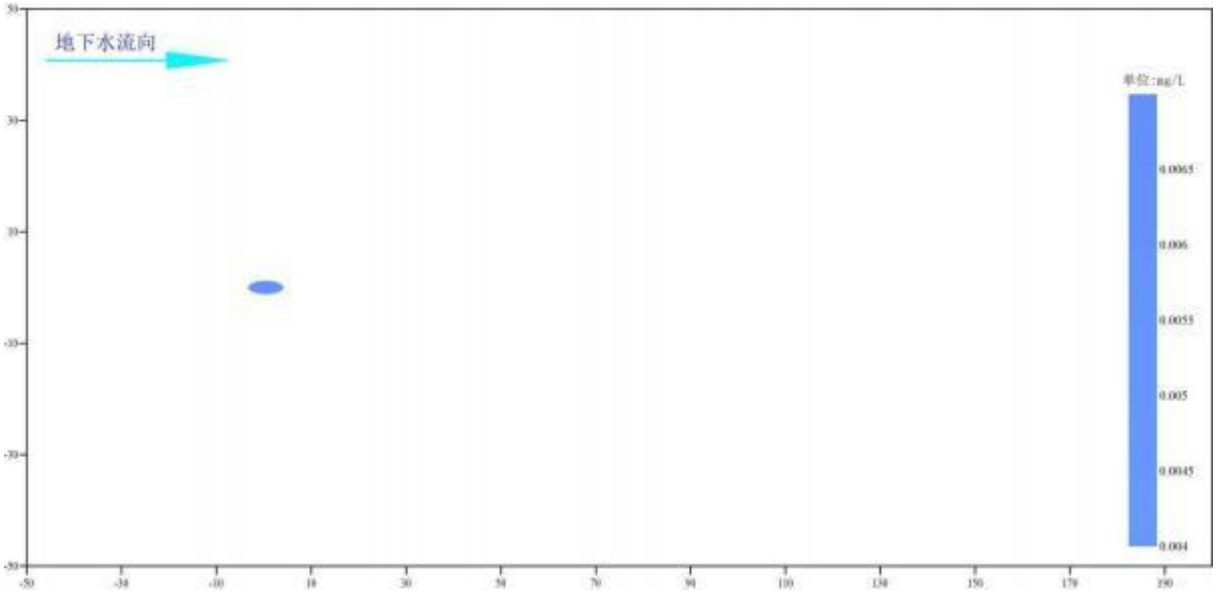


图7.2.3-24套外返水事故六价铬在洛河组裂隙潜水含水层运移50d

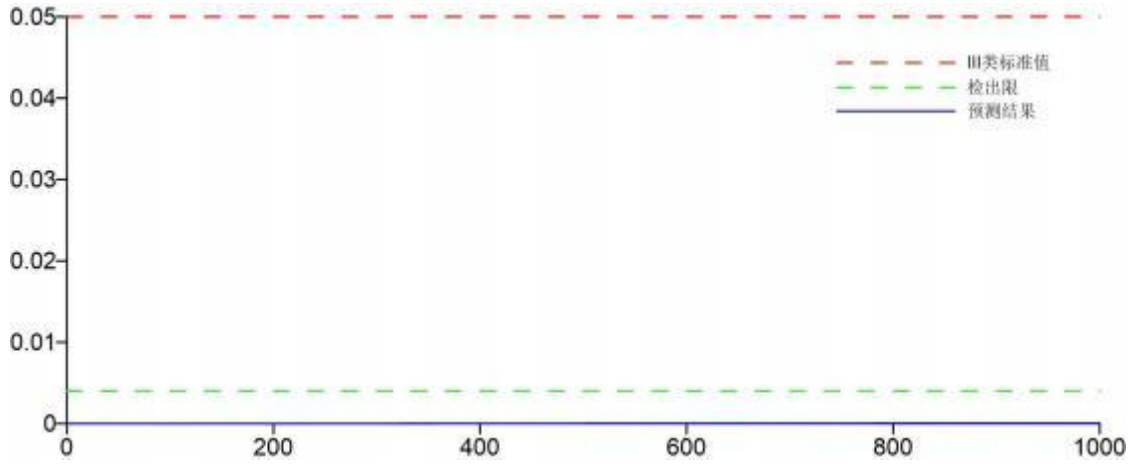


图7.2.3-25 套外返水事故六价铬在下游厂界处历时曲线

（2）注水管线泄漏对地下水环境影响

由于注水管线为压力管道，输送过程中压力可达 16Mpa，因此在运行期注水管线有可能受腐蚀、在压力传输过程中发生破裂等情况，由于管线发生破裂泄漏的位置难以确定，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：

①预测情境及源强

根据工程分析，将注水管线中石油类作为预测因子。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管线。

采用孔口流量公式估算泄漏流量：

$$Q=C\times A\times 2gH$$

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，本次计算选择等效压力 16MPa，换算为 1600m。

因此，管线破裂泄漏后，有压部分泄漏速率估算为 0.00834m^3/s，压力检测装置应急响应时间为 10min，即回注水的总渗漏量 5.004m^3。两端截断阀启动后，回注水在重力作用下继续自流，此时孔口压力按照大气压计算，H 为 10m，泄漏速度 Q 为 0.00065m^3/s，假设排查 2 小时后确定泄漏位置，停止泄漏，则此部分管线回注水泄漏量为 4.68m^3。因此管道因腐蚀、老化等原因泄漏，回注水的泄漏总量为 9.684m^3，其中石油类污染物泄漏量为 0.174kg。

②第四系黄土含水层预测结果及分析

本次预测选取了 100d、1000d、污染物最远超标距离、污染物达标时间四个时间点，当注水管线发生泄漏后，随着时间推移，石油类在第四系风积黄土含水层中的运移情况见表 7.2.3-9、图 7.2.3-26~图 7.2.3-28，下游 5m 处地下水浓度历时曲线见图 7.2.3-29。

表7.2.3-9石油类对第四系风积黄土潜水含水层的影响范围

预测时段	影响区面积（m2）	超标区面积（m2）	最大扩散距离（m）	最大超标距离（m）	最大污染浓度（mg/L）

100d	265	106	17.4	11.5	0.148
280d	456	16	24.8	7.6	0.053
1000d	389	0	32.1	0	0.015

根据预测结果，在非正常状况下，注水管线采出水泄漏进入地下水后，石油类的污染羽将不断向下游扩散。在第四系风积黄土含水层中，第 100 天地下水中污染物最大浓度为 0.148mg/L，最大运移距离为 17.4m，影响范围为 265m^2，超出《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准限值 0.05mg/L，超标范围为 106m^2，最大超标距离为 11.5m；第 280 天，地下水中石油类污染物最大浓度为 0.053mg/L，最大运移距离为 24.8m、影响范围为 456m2，超出《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准限值 0.05mg/L，超标范围为 16m^2，最大超标距离为 7.6m；第 1000 天，地下水中石油类污染物最大浓度为 0.015mg/L，最大运移距离为 32.1m、影响范围为 389m^2。

根据管线下游 5m 处污染物浓度历史曲线计算结果，地下水中石油类污染物浓度在 580 天达到检出限，直到第 3650 天，地下水中污染物浓度均未超出《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准限值 0.05mg/L，对地下水环境影响较小。

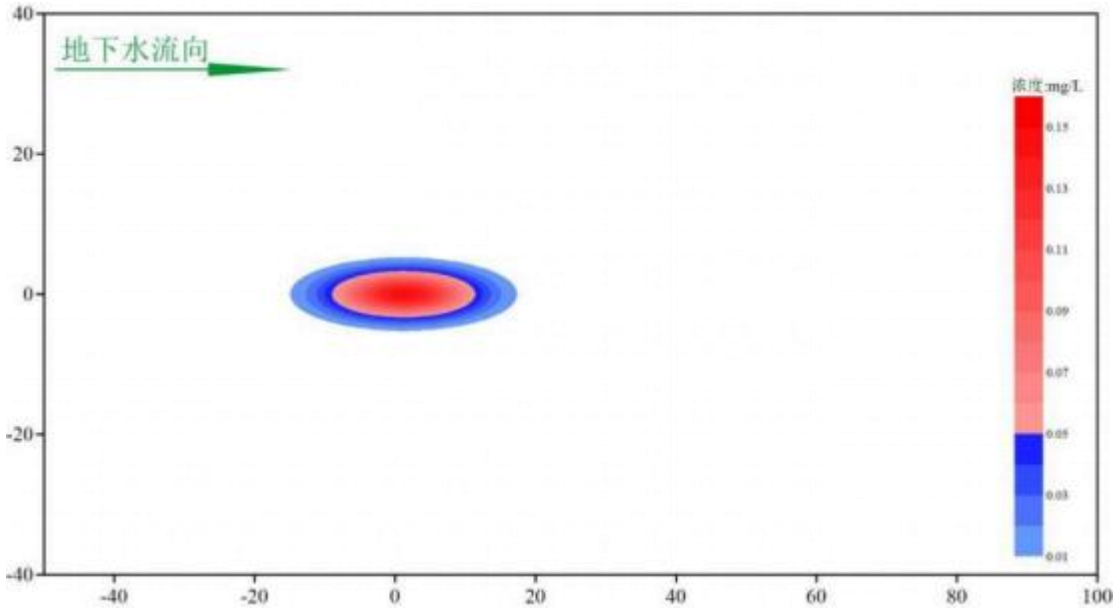


图7.2.3-26注水管线泄漏石油类在第四系潜水含水层运移100d

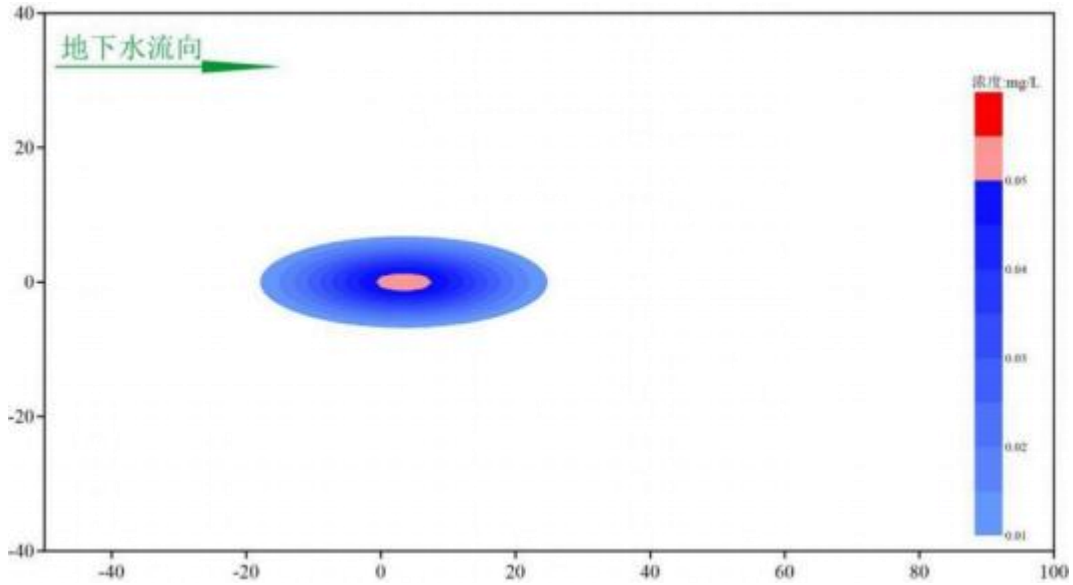


图7.2.3-27注水管线泄漏石油类在第四系潜水含水层运移280d

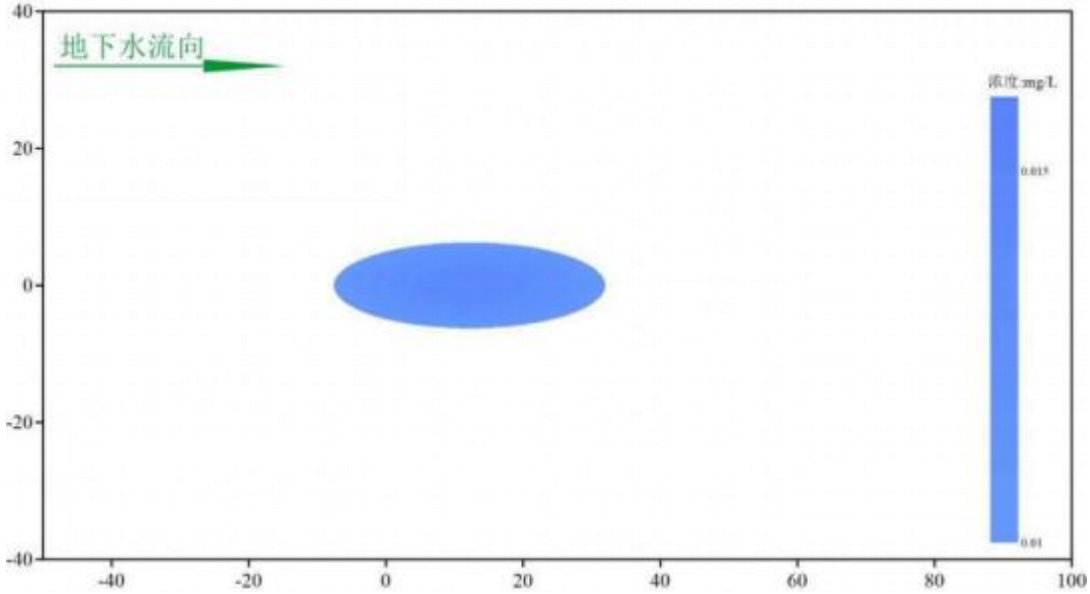


图7.2.3-28注水管线泄漏石油类在第四系潜水含水层运移1000d

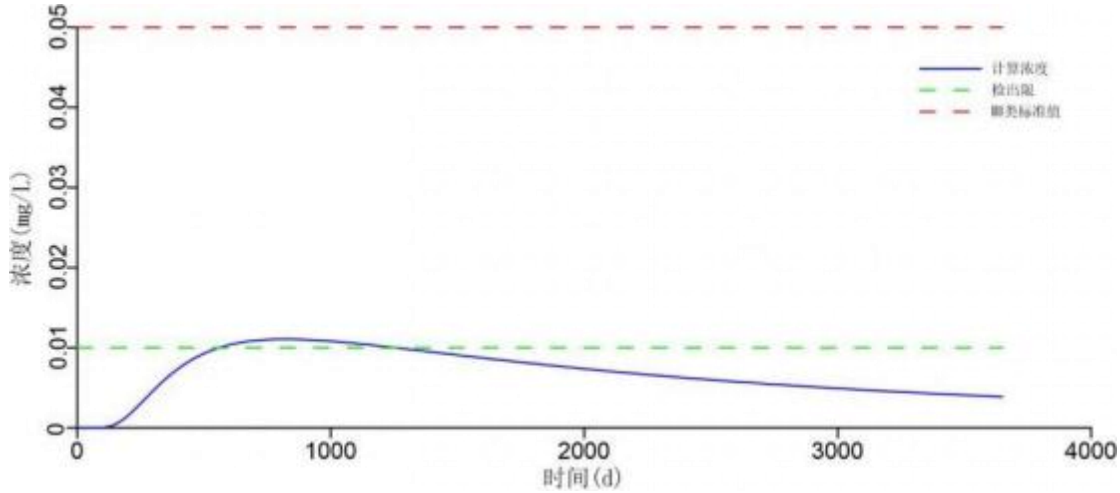


图7.2.3-29注水管线泄漏石油类在下游5m处历时曲线

（3）井场含油污水池对地下水环境影响

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

①预测情境及源强

根据工程分析，本项目含油污水池长宽高为3m×5m×2m（具体以设计为准），根据《地下工程防水技术规范》（GB50108-2008），水池渗水量按照池体防水等级为三级时，任意100m2防水面积上的漏水或湿渍点数不超过7处，单个漏水点的最大漏水量不大于2.5L/d。因此本项目含油污水池浸湿面积最大为47m2，正常情况下渗水量不超过8.225L/d。一般非正常状况下，水池渗漏水按照正常的10倍计算，即渗漏量为82.25L/d。渗漏的污水中石油类浓度按照其最大溶解度计算，石油类源强为0.0014805kg/d，假定井场检修期为60d。

②环境影响预测分析

利用连续源叠加原理，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。

A）第四系风积黄土含水层

本次预测选取了100d、1000d、污染物最远超标距离三个时间点，当井场含油污水发生泄漏后，随着时间推移，石油类在第四系风积黄土潜水含水层中的运移情况见表7.2.3-10、图7.2.3-30~图7.2.3-32，其中（0，0）点为泄漏点位置，横轴正方向为地下水流向，下游厂界处地下水浓度历时曲线见图7.2.3-33。

表7.2.3-10 石油类对第四系风积黄土潜水含水层的影响范围

预测年限	影响范围（m^2）	超标范围（m^2）	最大影响距离（m）	最大超标距离（m）	最大污染浓度（mg/L）
100d	315	108	16.5	10.8	0.17
270d	474	3	25.4	5.9	0.051
1000d	248	0	30.4	0	0.01

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0.17mg/L，超出0.05mg/L质量标准，污染晕最大迁移距离为16.5m，最大超标距离为10.8m；随着时间的推移，石油类浓度逐渐变小，第270d时，石油类浓度最大为0.051mg/L，污染晕最大迁移距离为25.4m，影响范围为474m^2，最大超标距离为5.9m，超标范围为3m^2；第1000d时，石油类浓度最大为0.01mg/L，污染晕最大迁

移距离为 30.4m。

根据图 7.2.3-33 厂界处污染物浓度历时曲线图可以看出，下游厂界处地下水中污染物浓度在 1000d 内一直未超出 III 类标准值。

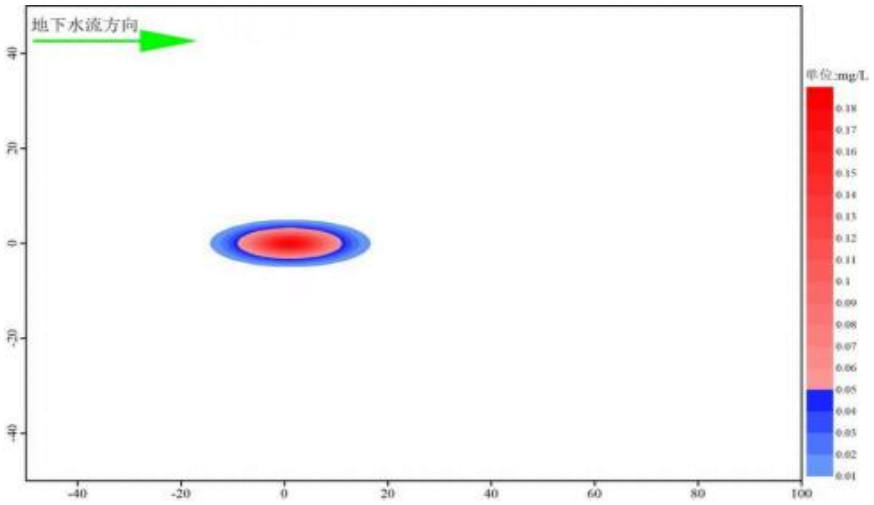


图7.2.3-30 井场污油池持续泄漏100d第四系风积黄土含水层污染范围图

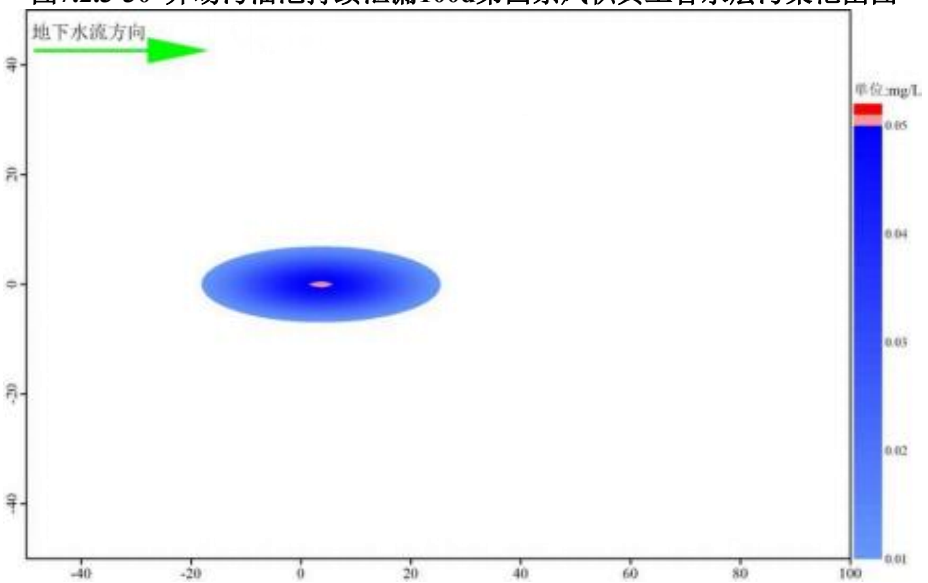


图7.2.3-31 井场污油池持续泄漏270d第四系风积黄土含水层污染范围图

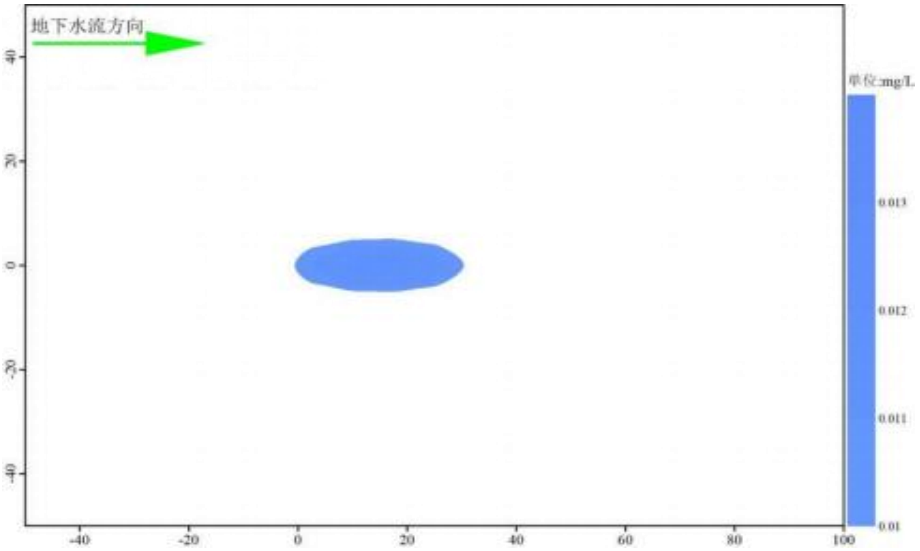


图7.2.3-32 井场污油池持续泄漏1000d第四系风积黄土含水层污染范围图

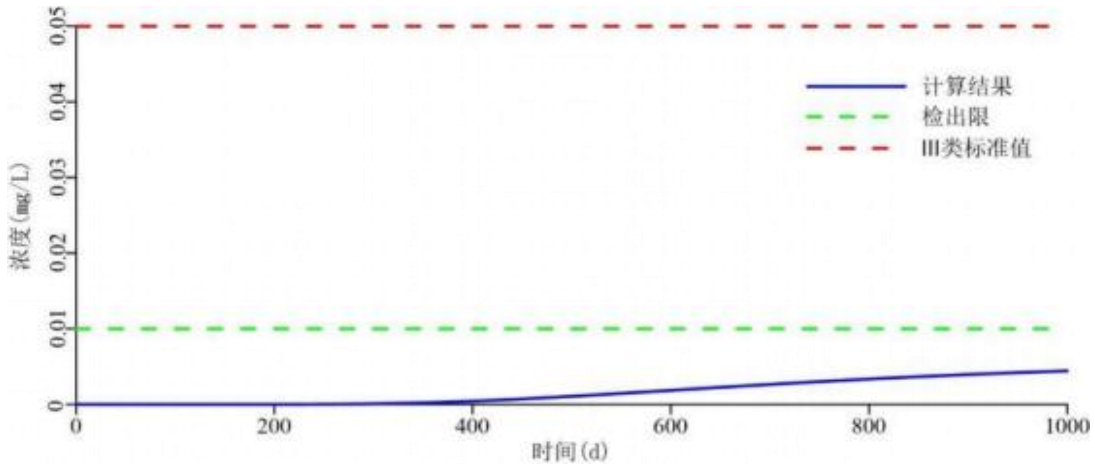


图7.2.3-33 井场污油池持续泄漏石油类在下游厂界处历时曲线

B）白垩系环河组裂隙潜水含水层

利用平面瞬时点源污染水动力弥散方程解析解，计算并画出平面二维等值线图，当预测结果小于检出限时视同对地下水环境几乎没有影响。具体预测分析结果如下：

本次预测选取了 100d、550d、1000d 三个时间点，当井漏发生后，随着时间推移，石油类在白垩系裂隙潜水含水层中的运移情况见表 7.2.3-11、图 7.2.3-34~7.2.3-36，其中（0，0）点为泄漏点位置，横轴正方向为地下水流向，下游厂界处地下水浓度历时曲线见图 7.2.3-37。

从图表中可以看出，在假设的非正常状况下，第 100d 时，石油类最大浓度为 0.402mg/L，最大扩散距离 13.8m，影响区面积 178m^2，超出 III 类质量标准 0.05mg/L，最远超标距离 10.2m，超标范围 95m^2；在第 550d 时，石油类浓度最大为 0.052mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 28.4m，最大影响范围为 574m^2，超出 III 类质量标准

0.05mg/L，最远超标距离 7.4m，超标范围 8m^2；随着时间的推移，石油类浓度逐渐变小，在第 1000d 时，石油类浓度最大，0.027mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 34.1m，最大影响范围为 662m^2。

根据图 7.2.3-37 厂界处污染物浓度历时曲线图可以看出，下游厂界处地下水中污染物浓度在 1000d 内一直未超出 III 类标准值。

表7.2.3-11 白垩系环河组裂隙潜水含水层石油类运移特征表

预测时段	影响区面积（m^2）	超标区面积（m^2）	最大扩散距离（m）	最大超标距离（m）	最大污染浓度（mg/L）
100d	178	95	13.8	10.2	0.402
550d	574	8	28.4	7.4	0.052
1000d	662	0	34.1	0	0.027

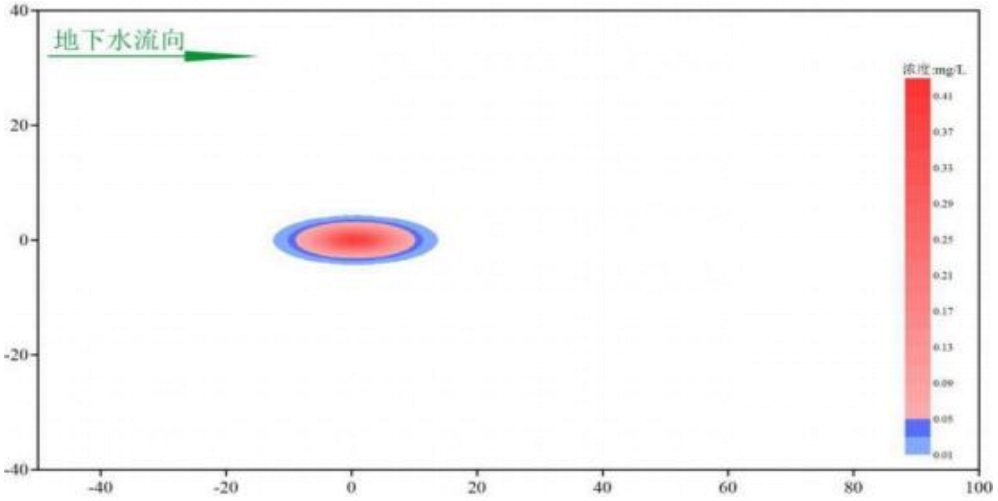


图7.2.3-34污油池泄漏石油类在白垩系裂隙潜水含水层运移100d

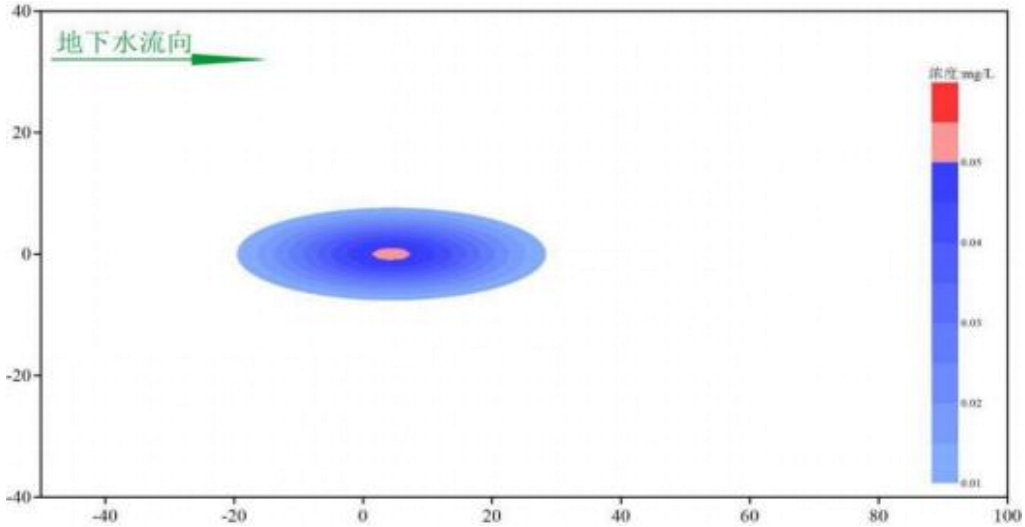


图7.2.3-35污油池泄漏石油类在白垩系裂隙潜水含水层运移550d

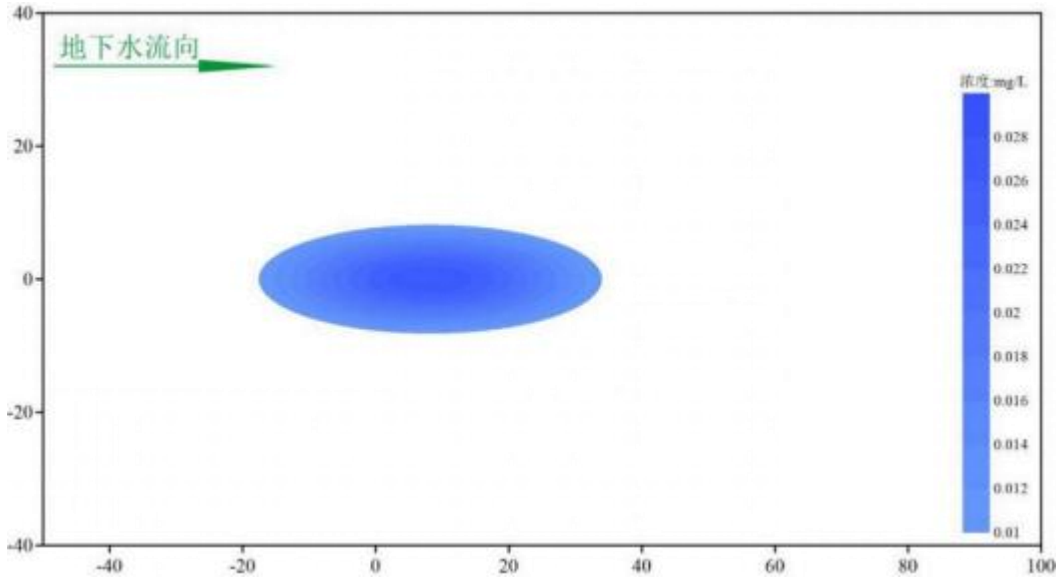


图7.2.3-36污油池泄漏石油类在白垩系裂隙潜水含水层运移1000d

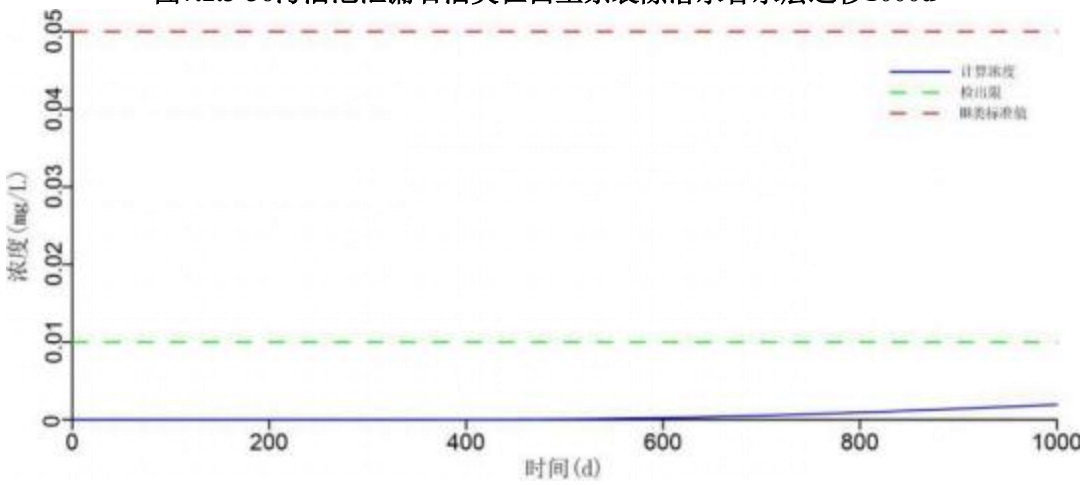


图7.2.3-37污油池泄漏石油类在下游厂界处历时曲线

（4）集油管线泄漏对地下水环境影响

本项目运行期集油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。

①预测情境及源强

根据工程分析，将原油管线中石油类作为预测因子，石油类浓度取最大溶解度18mg/L。假设在输送过程中由于腐蚀、管线压力等原因产生破裂，破裂 10min 后传感器检测管线压力异常后关闭管线阀门，之后启动应急排查措施，2 小时后排查到泄漏点进行封堵，停止泄漏。

采用孔口流量公式估算泄漏流量：

$$Q = C \times A \times \sqrt{2gH}$$

式中：Q——泄漏流量（m3/s）；

C——流量系数（取 0.6）；

A——漏水面积（m^2），假设泄漏点为直径 1cm 的小孔，泄漏面积计算为泄漏点横断面计算，0.0000785m^2；

H——孔口压力（m），管道破裂后截断阀启动前，小孔对管道压力影响较小，按输送压力 6.3MPa 进行计算；截断阀启动后，管道压力较小至无压，小孔孔口按大气压计算，此时 H 为 10m。

因此，管线破裂泄漏后，有压部分泄漏速率估算为 0.00523m^3/s，压力检测装置应急响应时间为 10min，即原油的总渗漏量 3.138m^3。两端截断阀启动后，原油在重力作用下继续自流，此时孔口压力按照大气压计算，H 为 10m，泄漏速度 Q 为 0.00065m^3/s，假设排查 2 小时后确定泄漏位置，停止泄漏，则此部分管线原油泄漏量为 4.68m^3。因此管道因腐蚀、老化等原因泄漏，原油的泄漏总量为 7.818m^3，其中石油类污染物泄漏量为 0.141kg。

②预测模型

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—连续注入和瞬时注入示踪剂模型。

预测模型参数的确定：本次预测评价重点是项目区潜水含水层，根据前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：第四系黄土潜水含水层；白垩系环河组潜水含水层。

③第四系黄土组潜水含水层环境影响预测分析

本次预测选取了 100d、1000d、污染物最远超标距离、污染物达标时间四个时间点，当原油管线发生泄漏后，随着时间推移，石油类在第四系风积黄土含水层中的运移情况见表 7.2.3-12、图 7.2.3-38~图 7.2.3-39，下游 5m 处地下水浓度历时曲线见图 4.3.2-40。

表7.2.3-12 石油类对第四系风积黄土潜水含水层的影响范围

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	244	85	16.7	10.5	0.119
230d	372	10	22.1	6.2	0.052

1000d	185	0	25.8	0	0.012

根据预测，在非正常状况下，管线泄漏进入地下水后，石油类的污染羽将不断向下游扩散。在第四系风积黄土含水层中，第 100 天地下水中污染物最大浓度为 0.119mg/L，最大运移距离为 16.7m，影响范围为 244m^2，超出《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准限值 0.05mg/L，超标范围为 85m^2，最大超标距离为 10.5m；第 230 天，地下水中石油类污染物最大浓度为 0.052mg/L，最大运移距离为 22.1m、影响范围为 372m^2，超出《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准限值 0.05mg/L，超标范围为 10m^2，最大超标距离为 6.2m；第 1000 天，地下水中石油类污染物最大浓度为 0.012mg/L，未超出《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准限值 0.05mg/L，最大运移距离为 25.8m、影响范围为 185m^2。

根据管线下游 5m 处污染物浓度历史曲线计算结果，地下水中石油类污染物浓度在 160 天达到检出限，直到第 3650 天，地下水中污染物浓度均未超出《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准限值 0.05mg/L，对地下水环境影响较小。

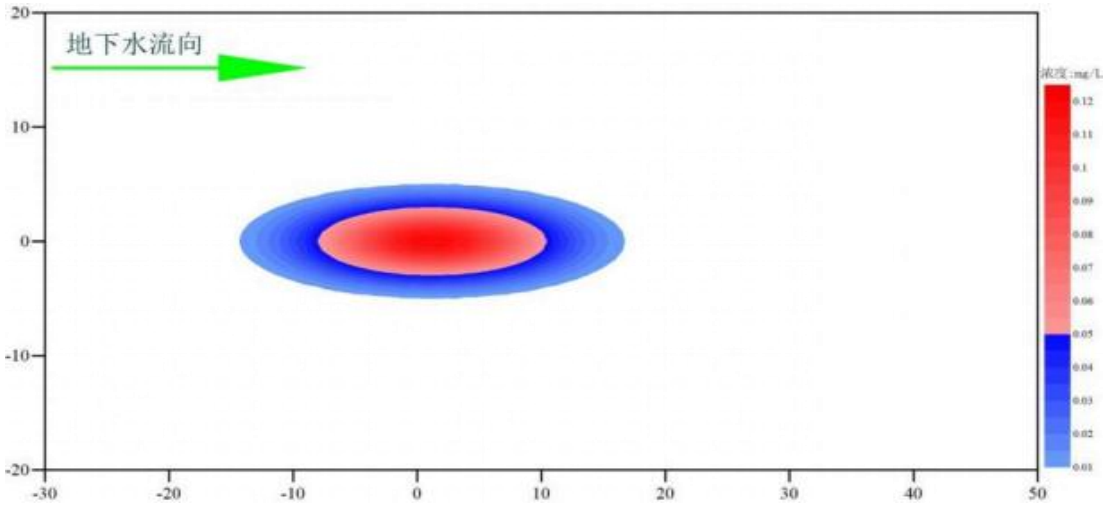


图7.2.3-38原油管线泄漏石油类在第四系潜水含水层运移100d

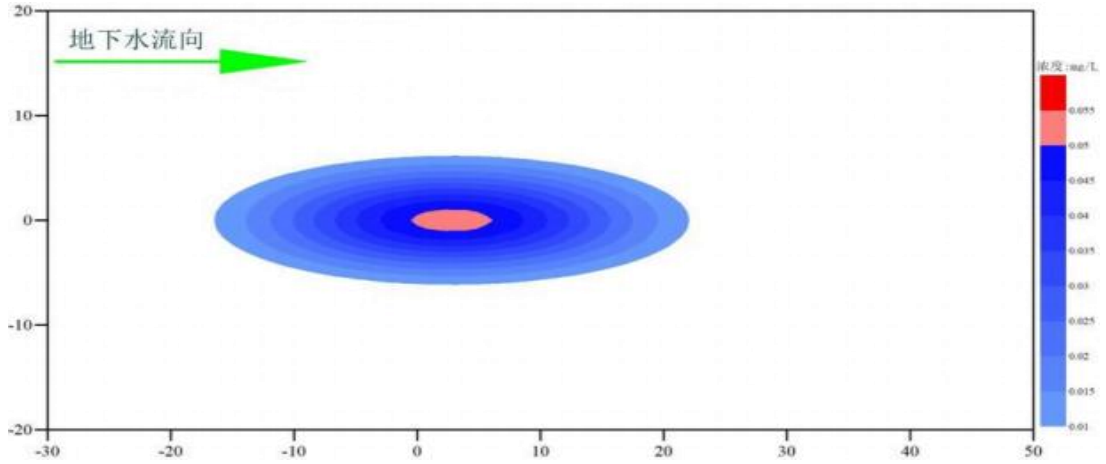


图7.2.3-39原油管线泄漏石油类在第四系潜水含水层运移230d

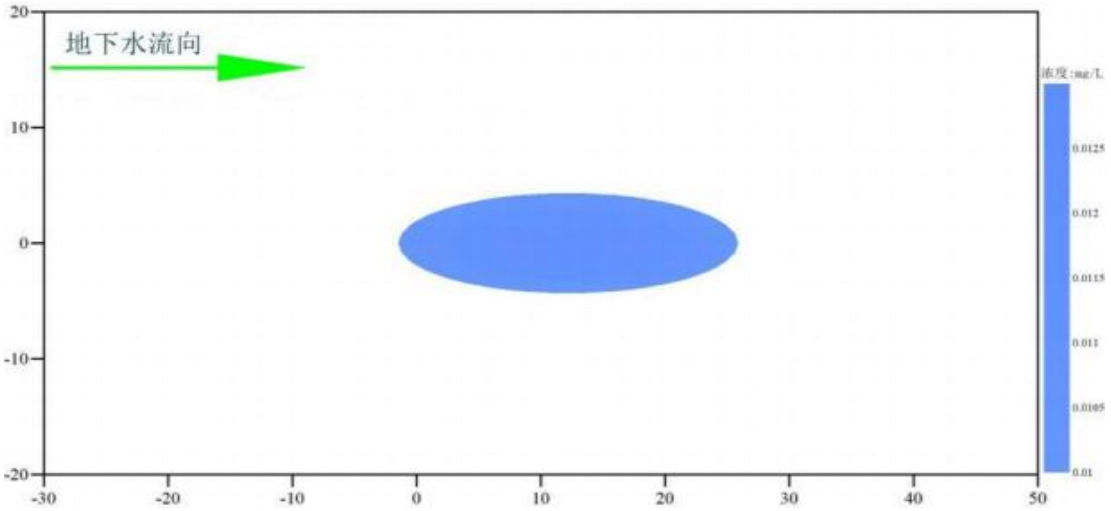


图7.2.3-40原油管线泄漏石油类在第四系潜水含水层运移1000d

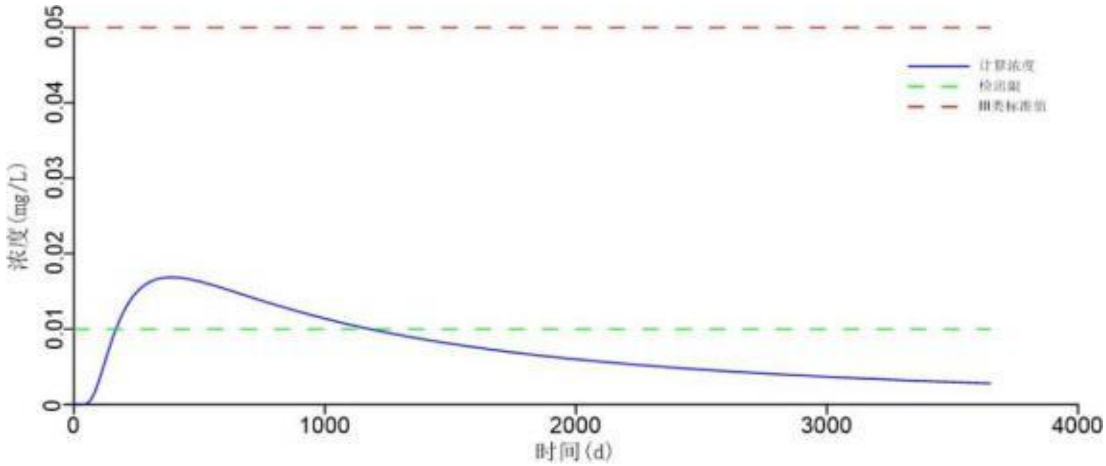


图7.2.3-41原油管线泄漏石油类在下游20m处历时曲线

7.2.3.3 其他原油泄漏对地下水环境的影响

除上述泄漏情况外，其他可能发生的原油泄漏情况还包括井喷、落地油处理不彻底等。

发生井喷后，会有大量原油和伴生气从井口敞喷进入环境当中，伴生气初始喷射会携带大量的泥浆和岩屑落在周围地表。井喷事故对地下水的影响，是以面源形式的原油渗漏，先污染地表土壤，再经包气带下渗间接污染地下水，污染迁移途径为地表以下的包气带和含水层，然后随地下水流动而污染地下水。井喷事故发生后，油田会启动事故应急预案，散落于地表的原油和泥浆岩屑等污染物会被及时收集，并转运处理。井喷事故为瞬时排放，短期大量排放，一般能及时发现，并可通过收集被原油污染的土壤等方式加以控制，阻断污染物下渗途径，只要加强生产管理和监督，采取有效的防范措施，可有效防止和减轻污染。

修井、洗井等作业过程中，在井场周围均可能散落落地油，根据该项目工程设计，通过铺设防渗布进行收集的方法，收集率可达到 100%。

上述原油泄漏事件在正常状况下对地下水环境的影响较小，但不排除处理不当或不彻底而导致原油残留在包气带的可能性。相比于原油管道泄漏事故，这些事故状态下原油残余量较小。根据 LNAPLs 运移规律，地表残余原油在重力和土壤毛细力的驱动下，垂直向下迁移，同时也横向扩展，由于原油残余量较小，且评价区内包气带普遍较厚，因此原油将全部被截留在包气带中。在淋滤作用下，原油中易溶解的组分会不断被淋滤水带入包气带，但需经过足够长的时间和淋滤作用后，石油类污染物才有可能迁移至毛细带，此后在浮力、毛细力等的作用下向下迁移。由于原油量较小，将很难到达潜水面，因此随地下水流运移的石油类污染物也微乎其微，相对于管道泄漏造成的污染，以上非正常状况下的污染程度和范围均很小。因此对地下水环境的影响可类比非正常状况下采出水处理系统发生渗漏的情形，此处不再单独进行量化预测分析。

7.2.3.4 地下水环境敏感目标影响分析

项目地下水环境保护目标有：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、白垩系洛河组碎屑岩类裂隙含水层。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，项目运行阶段废水、固体废弃物和输油管线、注水管线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）采出水回注井对地下水环境保护目标的影响分析

套外反水事故发生后，可能对第四系风积黄土潜水含水层、白垩系环河组裂隙

潜水含水层、白垩系洛河组裂隙潜水含水层产生影响。在所预测的非正常状况下，在预测时段内，形成的污染晕顺地下水径流方向最大运移距离最大为73.2m，影响范围相对局限在泄漏点周边，且超标范围较小，超标距离最大仅31.2m。根据前期地下水保护目标调查结果，在此范围内没有集中式和分散式饮用水井，不会对周边居民的供水安全产生影响，对地下水含水层的影响很小。

（2）注水管线泄漏对地下水环境保护目标的影响分析

项目运行期注水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。根据预测结果，在非正常状况下，各含水层在预测期内污染晕顺地下水径流方向最大运移距离32.1m。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地下水敏感目标，因此项目运行期注水管线发生破损渗漏不会对地下水环境保护目标造成影响。

（3）井场含油污水池泄漏对地下水环境保护目标的影响分析

项目运行期井场含油污水池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。根据预测结果，在非正常状况下，各含水层在预测期内污染晕顺地下水径流方向最大运移距离34.1m。在预测的最大污染晕范围内无地下水敏感目标，因此项目运行期井场含油污水池泄漏不会对地下水环境保护目标造成影响。

（4）集油管线泄漏对地下水环境保护目标的影响分析

项目运行期集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。根据预测结果，在非正常状况下，各含水层在预测期内污染晕顺地下水径流方向最大运移距离25.8m。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地下水敏感目标，因此项目运行期注水管线发生破损渗漏不会对地下水环境保护目标造成影响。

（5）其他原油泄漏对地下水环境的影响

在前文预测的非正常状况下，其他原油泄漏事件相比于原油采出水泄漏的包气带原油残余量较小，且评价区内包气带普遍较厚，因此原油将全部被截留在包气带中。即使在淋滤作用下，原油中易溶解的组分不断被淋滤水带入包气带，当经过足够长的时间和淋滤作用后，石油类污染物才有可能迁移至毛细带，此后在浮力、毛细力等的作用下，加之原油量较小，将很难到达潜水面，随地下水流运移的石油类污染物也微乎其微。那么相对于采出水泄漏造成的污染，这些非正常状况下的污染

程度和范围都很小，因此其他原油泄漏也不会对地下水环境保护目标造成影响。

综合以上情况，在正常状况下，项目各阶段不会对地下水环境造成影响，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，不会影响到水源地的供水安全。

7.2.4 声环境

项目运行期噪声主要为井场采油作业噪声和站场噪声。

7.2.4.1 噪声预测条件与模式

1.条件概化

(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 4.0dB(A)。2.预测模式

本次评价采用《环境影响评价技术导则·声环境》（HJ2.4-2021）中推荐的模式，具体如下：

（1）室外声源采用衰减公式为：

$$L_p(r) = L_p(r_0) - 20\lg\frac{r}{r_0} - \Delta L$$

式中：Lp(r)—声源在预测点的声压级，dB(A)；

Lp(r0)—参考位置的声压级，dB(A)；

ΔL—为各种因素引起的声衰减量，dB(A)；

r—声源“声源中心”距预测点间的距离，m。

（2）室内声源

①室内声源车间外的声传播公式：

根据“导则”附录 B.1 推荐的噪声预测模式，将室内声源用等效室外声源表示。经推导可得到等效室外声源的声传播衰减公式为：

$$L_P(r) = L_{Po} - TL - \lg\frac{\alpha}{1-\alpha} - 20\lg\frac{r}{r_o}$$

式中：Lp0—室内声源距离“声源中心”1m 处的声压级，dB(A)；

TL—厂房围护结构(墙、窗)的平均隔声量，dB(A)；

α为房间的平均吸声系数；

r—车间中心距预测点的距离，m；

r0—测 Lp0 时距设备中心距离，m。

②参数的选择

A 平均隔声量 TL，地面车间建筑普通单层玻璃窗与墙体组合，TL=25dB(A)。b 平均吸声系数α，无吸声处理的车间α=0.15。

（3）合成声压级采用公式为：

$$L_p = 10\lg[\sum_{i=1}^{n} 10^{0.1L_{pi}}]$$

式中：Lpn—n 个噪声源在预测点产生的声压级，dB(A)；

Lpni—第 n 个噪声源在预测点产生的声压级，dB(A)。

7.2.4.2 井场采油作业噪声

根据现场监测，抽油机单台运行噪声约 70dB（A），多台机组的运行噪声在 73~81dB（A）之间，皆为低频噪声，根据预测模式计算抽油机衰减分布结果见表 7.2.4-1。

表7.2.4-1 抽油机噪声衰减分布表（单位：dB(A)）

井场声源噪声级dB(A)	不同距离处声级dB(A)						
	5m	10m	15m	20m	30m	40m	50m
73～81	59.0～67.0	53.0～61.0	49.5～57.5	47.0～55.0	43.5～51.5	40.9～48.9	39.0～47.0

由上表可知，抽油机噪声影响范围在 40m 范围内，根据现场调查，井场周围 200m 范围内无居民，评价认为，井场内抽油机噪声源对周围声环境影响小。

7.2.4.3 站场噪声

本次新建 8 座站场，改扩建 5 座站场，本次评价对高 213 降回压站（新建）、柳五注（新建）以及新柳三脱（改扩建）的噪声进行预测。预测站场主要噪声源源强见表 7.2.4-2。

表7.2.4-2 主要噪声源统计表单位：dB(A)

站场	噪声源		空间相对位置/m			声功率级dB（A）	声源控制措施	采取措施后排放声压级dB(A)	运行时段
			X	Y	Z				
高213降回压站	集输区	油气混输一体化集成装置	40	18	1	90	低噪声设备，基础减振	70	连续
		集油收球加药一体化集成装置	68	6	1	90		70	连续
柳五注	注水系统	清水注水一体化集成装置	47	72	1	85		65	连续
		清水注水一体化集成装置	40	52	1	85		65	连续
		清水注水一体化集成装置	29	31	1	85		65	连续
		清水注水一体化集成装置	21	18	1	85		65	连续
		清水配水一体化集成装置	18	-2	1	85		65	连续
	清水处理系统	清水处理一体化集成装置	11	9	1	85		65	连续
新柳三脱	集输区	三相分离器	-4	96	1	90		70	连续
		三相分离器	8	82	1	90		70	连续
		原油计量一体化集成装置	22	65	1	90		70	连续
		原油缓冲一体化集成装置	24	42	1	90		70	连续
		原油外输一体化集成装置	7	41	1	90		70	连续

注：各站场均以厂区西南角为坐标中心点

表7.2.4-3 新建站场厂界噪声贡献值情况　　单位：dB（A）

站场		东厂界		南厂界		西厂界		北厂界	
		夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间
高213降回压站	贡献值	44.12		46.72		43.49		46.14	
柳五注	贡献值	49.63		47.24		47.81		47.43	

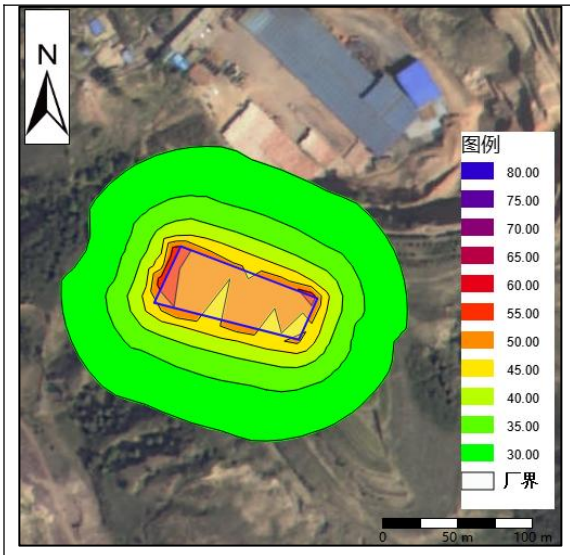


图 7.2.4-1 高 213 降回压站噪声预测等声级线图

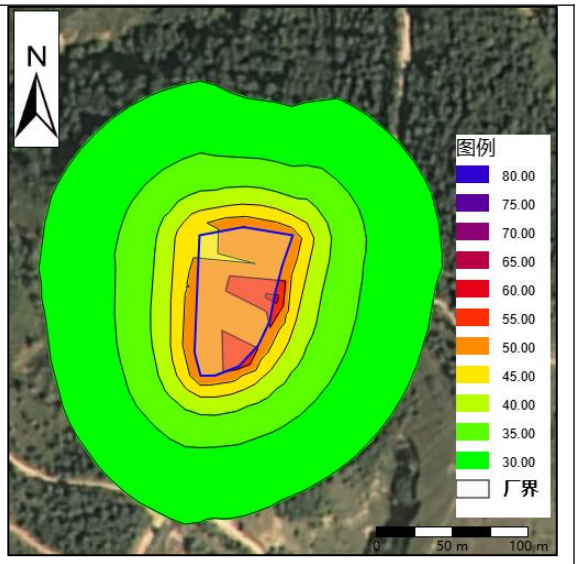


图 7.2.4-2 柳五注噪声预测等声级线图

表7.2.4-4 新柳三脱厂界噪声贡献值情况　　单位：dB（A）

站场	预测点	现状值/dB(A)		贡献值/dB(A)	预测值/dB(A)		标准限值/dB(A)	达标情况
		昼间	夜间		昼间	夜间		
新柳三脱	东厂界	47	42	40.67	47.91	44.40	昼间 60 夜间 50	达标
	南厂界	50	44	38.17	50.28	45.01		达标
	西厂界	54	46	43.88	54.4	48.08		达标
	北厂界	51	40	39.46	51.29	42.75		达标

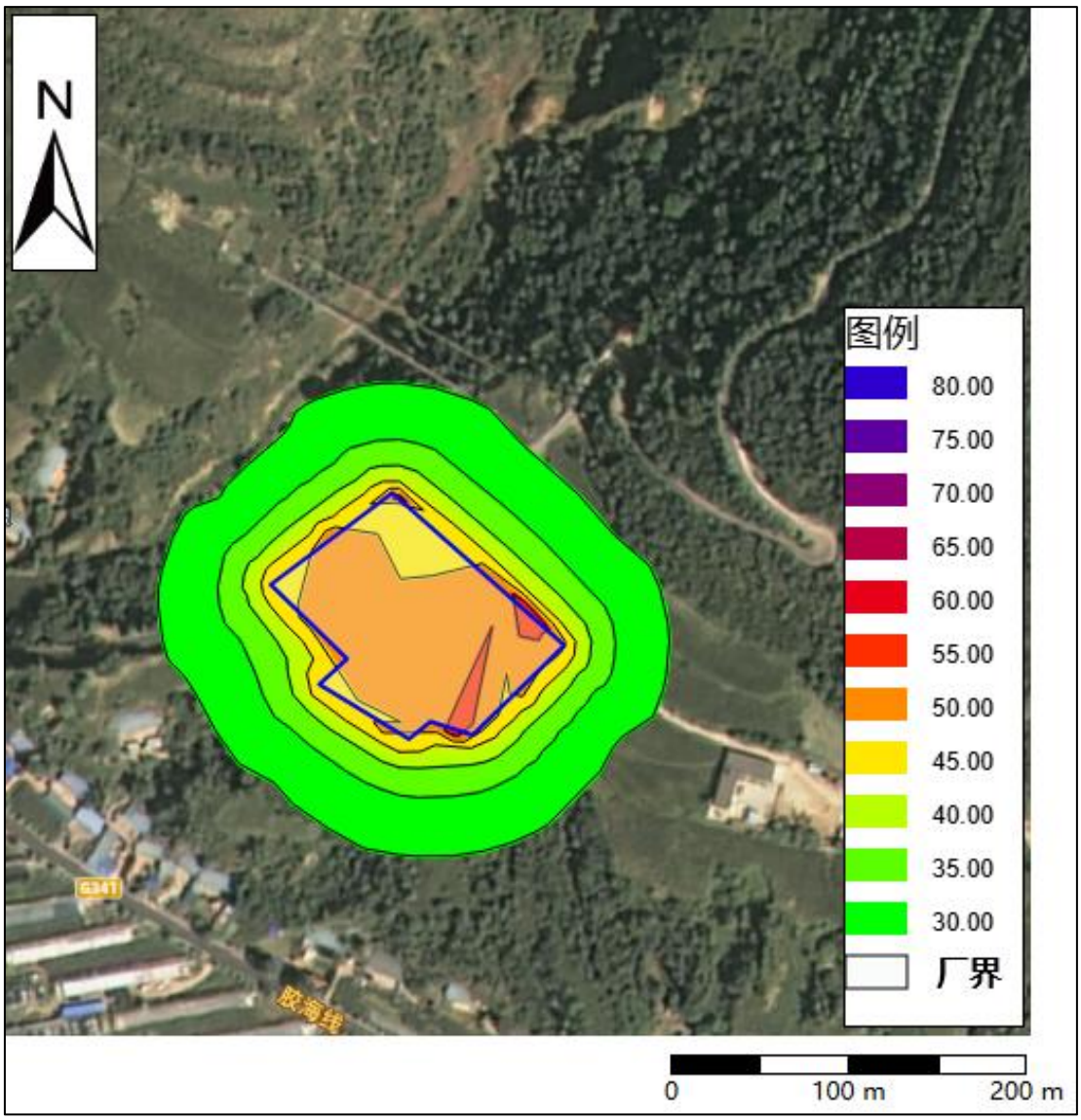


图 7.2.4-3 新柳三脱噪声预测等声级线图

从预测结果看出，高 213 降回压站、柳五注以及新柳三脱的厂界噪声贡献/预测值均符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》中 2 类声环境标准要求。

7.2.4.4 交通噪声

本次规划建设的道路主要有井场、增压站等进站道路及钻前道路，噪声源主要是道路上行驶的机动车辆，进站道路建成后，由于道路平整度提高，交通量增大，其发动机、冷却系统、传动系统、鸣笛等部件均会产生噪声，对道路沿线声环境产生一定的影响。

本次新增的站场均位于梁峁区，进站道路标准等级较低，距离较短，车流量也相对较小。本次环评要求加强对车辆的管制，对汽车鸣笛的管理，敏感路段道路两侧设置严禁鸣笛的指示牌，加强道路的维护和管理，对受损路面应及时修复，限制

超速超重。在采取以上措施后，进站道路及站前道路对沿线声环境影响较小。

7.2.4.5 声环境影响评价自查表

本项目声环境影响自查表见表7.2.4-4。

表7.2.4-4 声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目					
评价等级及范围	评价等级	一级□ 二级☑ 三级□					
	评价范围	200m☑ 大于200m□ 小于200m□					
评价因子	评价因子	等效连续A声级☑ 最大A声级□ 计权等效连续感觉噪声级□					
评价标准	评价标准	国家标准☑ 地方标准□ 国外标准□					
现状评价	环境功能区	0类区□	1类区□	2类区☑	3类区□	4a类区□	4b类区□
	评价年度	初期□	近期□	中期□	远期□		
	现状调查方法	现场实测法☑ 现场实测加模型计算法□ 收集资料□					
	现状评价	达标百分比	百分之百				
噪声源调查	噪声源调查方法	现场实测□ 已有资料☑ 研究成果□					
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型☑ 其他□					
	预测范围	200m☑ 大于200m□ 小于200m□					
	预测因子	等效连续A声级☑ 最大A声级□ 计权等效连续感觉噪声级□					
	厂界噪声贡献值	达标☑ 不达标□					
	声环境保护目标处噪声值	达标□ 不达标□					
环境监测计划	排放监测	厂界监测☑ 固定位置监测□ 自动监测□ 手动监测☑ 无监测□					
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子：（ ）	监测点位数（ ）	无监测□			
评价结论	环境影响	可行☑ 不可行□					
注：“□”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项。							

7.2.5 固体废物影响分析

7.2.5.1固体废物分类

本项目运行期产生的固体废物有落地原油、含油污泥、含油废弃防渗包装物以及废光伏板。按照《国家危险废物名录（2025 年版）》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，落地油、含油污泥、油泥包装袋及废弃防渗布（含油废弃防渗包装物）（HW08）均属于危险废物。

7.2.5.2 落地油环境影响分析

井区运行期落地油主要在修井、洗井过程产生，工程采用“密闭清洗，钢制箱体平台，高分子轻体钻等清洁生产工艺”，并采用“铺设作业、带罐上岗”的模式，实现“井液不出井筒，落地原油全部回收”，原油装卸及运输全过程密闭，采取底部鹤管装车并铺设防渗布，正常情况落地油可全部回收。落地油的回收有效地减少落地油直接进入土壤，大大减轻了落地油对环境影响。

①落地油对地表水环境影响分析

修井、洗井、采油等生产过程产生的少量落地油，若不及时清理，在雨季易随地表径流，进入附近的地表水体，产生污染。

井区开发过程中的少量落地油主要集中在井场内及其周边，井场采取了落地油回收处置等防护措施。丰水期或暴雨期降雨径流可能将极少量落地油带往地表水体，由于丰水期或暴雨期流量大、流速快，进入水体的少量落地油，短时间内完全混合，浓度迅速降低，对河流水质影响小。因此，在对井场采取雨水收集、设置污油污水池、井口集油槽、井场围墙等相应的回收和防治措施后，落地油对周边地表水影响较小。

②落地油对地下水环境影响分析

落地油一般呈点状散落在井场，并主要积聚在土壤表层。由于落地油的粘度较大，在粘性土中渗透能力极弱，通常难以渗入到地表 2m 以下的深度。且该地区降雨量小，难以形成大量降水的淋滤条件，故在正常状态下，落地油对浅层地下水的影响甚微。此外，井下作业过程中必须采用带罐上岗的作业模式，井口排出物全部进罐，对散落的落地油进一步采用铺设防渗布的方式进行回收，故作业过程中可实现落地油的全部回收，对地下水环境影响较小。

③落地油对土壤影响分析

运行期正常情况下，井场采用封闭采油，不会产生落地油，但修井、洗井等井下作业时，可能产生少量落地油。此外，在输油过程中也可能产生少量落地油。落地油对土壤的影响详见土壤环境影响评价章节。

7.2.5.3 含油污泥环境影响分析

项目在运行过程中，各种处理容器和构筑物均会产生含油污泥。根据工程分析，本项目含油污泥产生量约为 69.6t/a。含油污泥属于危险固废，若不加以处置直接排放，会对周围土壤、水体、环境空气造成一定影响。

含油污泥的处置措施是站场、井场内能收集的含油污泥在污水污油池内暂存沉淀，定期委托有资质单位外运处置；无法收集至污水污油池的含油污泥袋装后运送至污油泥暂存点暂存，定期委托有资质单位外运处置；站场清罐产生的含油污泥由专业清罐公司清出后直接委托有资质单位外运处置，不暂存。

7.2.5.4 油泥包装袋和废弃含油防渗布环境影响分析

项目在运行过程中，将产生少量废弃油泥包装袋和含油防渗布。根据工程分析，本项目废弃含油废弃防渗包装物产生量约为 3.45t/a，属于危险固废，若不加以处置直接排放，会对周围土壤、水体、环境空气造成一定影响。遵照循环经济综合利用的原则，目前对含油废弃防渗包装物的处置措施是依托区域现有的污油泥暂存点暂存含油废弃防渗包装物，定期委托有资质单位外运处置。

7.2.5.5 废光伏板影响分析

本次产建过程中在井场、站场的空地布设光伏板用于发电，运行过程中将产生废旧光伏板。光伏板组件为一般废物，废物代码：900-015-S17，产生量约 0.2t，报废后由厂家回收处置。

7.2.5.6 生活垃圾影响分析

本项目不新增劳动定员，不新增生活垃圾。

综上所述，本项目产生的固体废物均可得到合理处置，处置率可达 100%，对环境影响较小。

7.2.6 土壤环境影响分析

7.2.6.1正常状况

项目运行期采用井场密闭集输的方式进行油气集输。开采过程中，抽油杆带落的少量落地油全部通过井口集油槽收集，并铺设防渗布，落地油袋装清运；不能回

收的落地油全部运送至污油泥暂存点，定期回收交有资质单位处置；站场储罐产生的含油污泥清理后直接装入防渗袋，交有资质单位处置；油泥包装袋和防渗布全部回收交有资质单位处理。正常情况下，不会对土壤环境造成污染。

7.2.6.2非正常状况

项目井、站场设计了相应的分区防渗措施，但在运行过程中，难免发生因防治措施落实不到位，或自然、人为等原因造成的泄漏事故。在以上非正常情况下，原油、采出水等污染物泄漏可能会对土壤环境造成污染。遇降雨条件，还可能对地下水造成污染。

拟建项目土壤影响途径主要为事故状态下垂直入渗影响，考虑到运行期源强较大的是集油管线、采出水管线泄漏清理后，残留的石油类变为可溶态才会随水迁移扩散，因此，评价以降雨条件下随雨水下渗的石油类污染物作为预测对象，分析其对土壤的影响深度及污染物浓度。

7.2.6.2.1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(θ)表示非饱和带水的扩散率，K(θ)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：

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

7.2.6.2.2模型概化

评价区井场位于黄土丘陵区，包气带主要为第四系上更新统风积黄土，根据区域资料显示，评价预测黄土模拟厚度取较小值，设置为 40m，岩性为淡黄色黄土及粘土。由于第四系土层垂直方向上岩性变化特征不明显，整体概化为 1 层，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）（包气带底部）。

本次设定模型运行时间为 3650d，本次共设置了 5 个输出时间点，编号依次为 T1~T5，分别为 30d、100d、561d、1000d 和 3650d。

7.2.6.2.3预测情景

结合地下水预测，本项目非正常状况主要包含以下情景：

井场污油池、原油管线、注水管线泄漏清理后地面残留石油类经降水入渗进入土壤造成污染，降水入渗规律可概化为非连续恒定排放。

7.2.6.2.4预测源强

①井场污油池：井场污油池泄漏源强参照地下水预测非正常工况源强，选择石油类作为预测因子，对照土壤中石油烃标准限值。非正常工况下，假设污油池泄漏后立即采取应急措施，单个湿渍的最大面积不大于 0.3m2，则本工程泄漏量为 8.3cm/d，石油类在水中的浓度取最大溶解度为 18mg/L。假设泄漏 60d 后发现，并采取了措施停止泄漏。

②原油管线：根据地下水预测内容，原油管线泄漏时泄漏原油中水的体积为7.818m3，假设泄漏后平面面积为20m2，则24小时内单位强度为63cm/d，之后受到降雨入渗溶解，大气降雨取当地多年平均降雨入渗强度，根据气象资料，项目区域多年平均降雨量465mm/a，入渗系数取0.2，则入渗强度为93mm/a(0.025cm/d)。

③注水管线：根据地下水预测内容，注水管线泄漏时，水泄漏量为9.684m3，假设泄漏后平面面积为40m2，则24小时内单位强度为24.21cm/d，之后受到降雨入渗淋洗，大气降雨取当地多年平均降雨入渗强度，根据气象资料，项目区域多年平均降雨量465mm/a，入渗系数取0.2，则入渗强度为93mm/a(0.025cm/d)。

7.2.6.2.5模型构建

（1）水力边界条件

上边界条件：概化为变压力水头/通量；下边界条件：概化为自由排水边界。

（2）溶质运移边界条件上边界条件：通量边界；

下边界条件：零浓度梯度边界。

（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。

本次评价利用Hydrus-1D软件和实际调查土壤理化性质，利用van公式对土壤水分进行拟合，拟合获得的土壤水分特征曲线如图7.2.6-1所示。

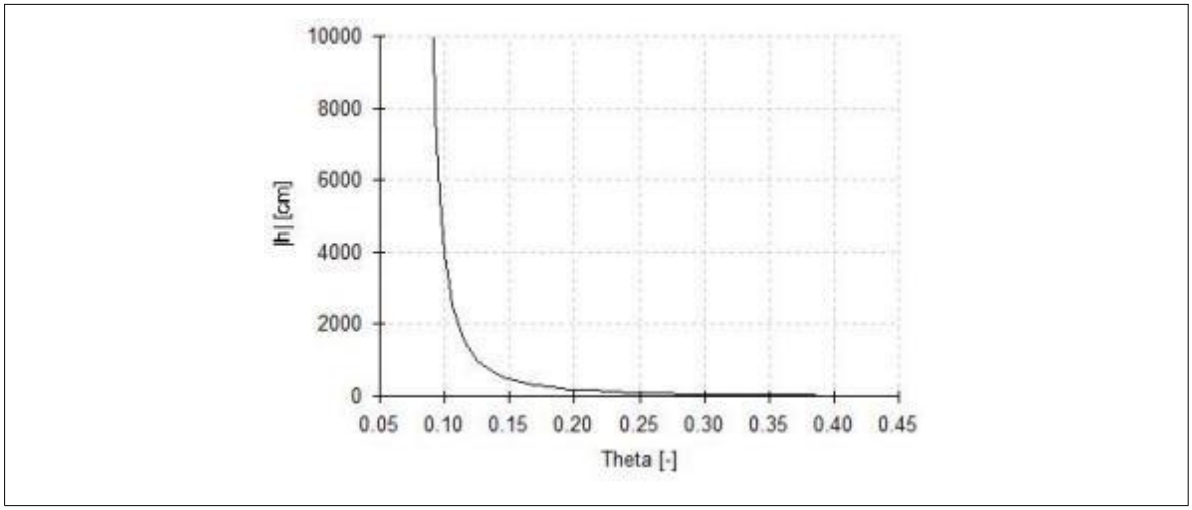


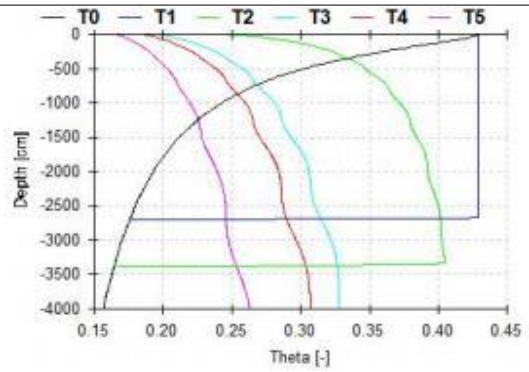
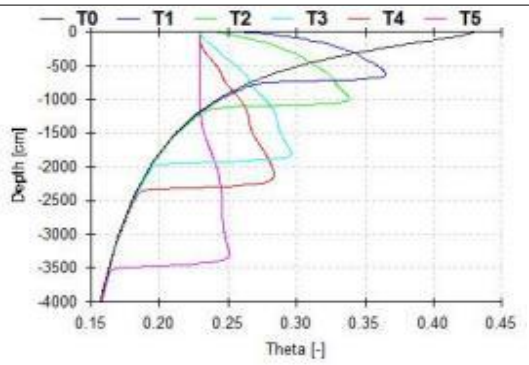
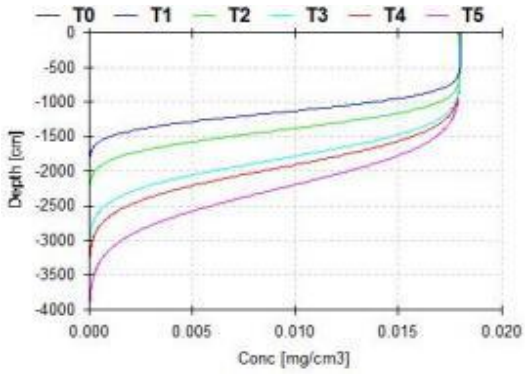
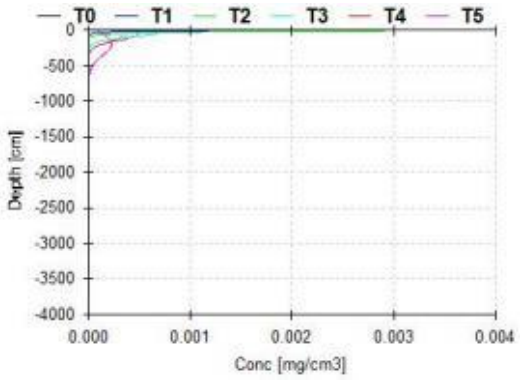
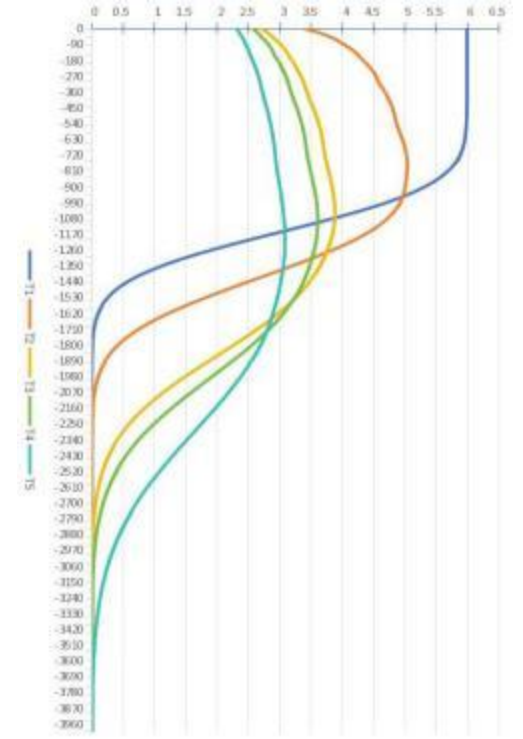
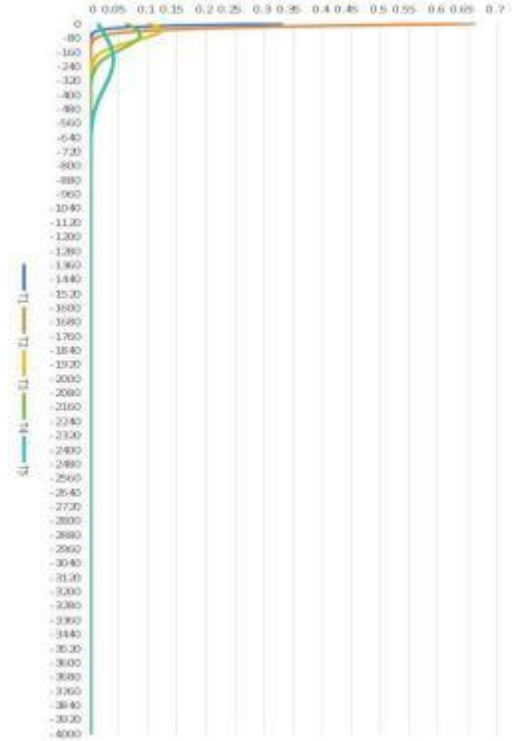
图7.2.6-1土壤水分特征曲线拟合图表7.2.6-1土壤预测参数取值

类别	土壤类型	θr	θs	α	n	l	Ks（cm/d）
项目区域	壤土	0.078	0.43	0.036	1.56	0.5	12

参数来源	HYDRUS程序中所推荐的不同岩性经验值	固定值	包气带饱和渗透系数

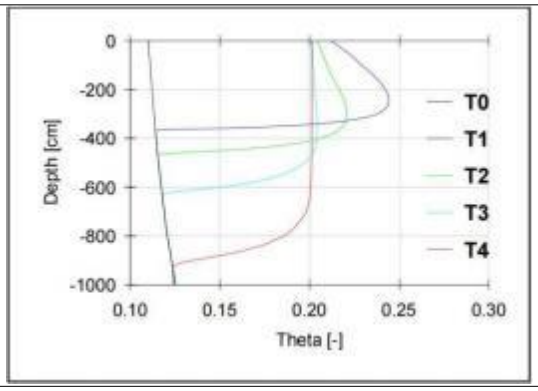
7.2.6.2.6预测结果及分析

包气带预测结果见图 7.2.6-2 及图 7.2.6-3 所示。

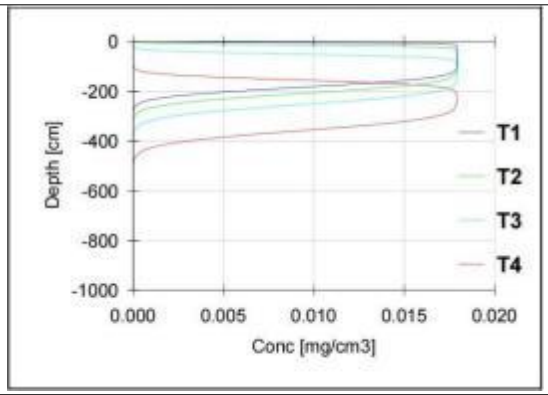
污水池泄漏	输油管线泄漏
	
不同时间点土壤水分在剖面上的分布情况	不同时间点土壤水分在剖面上的分布情况
	
不同时间点污染物浓度在剖面上的分布情况	不同时间点污染物浓度在剖面上的分布情况
	

土壤中石油烃浓度分布图	土壤中石油烃浓度分布图

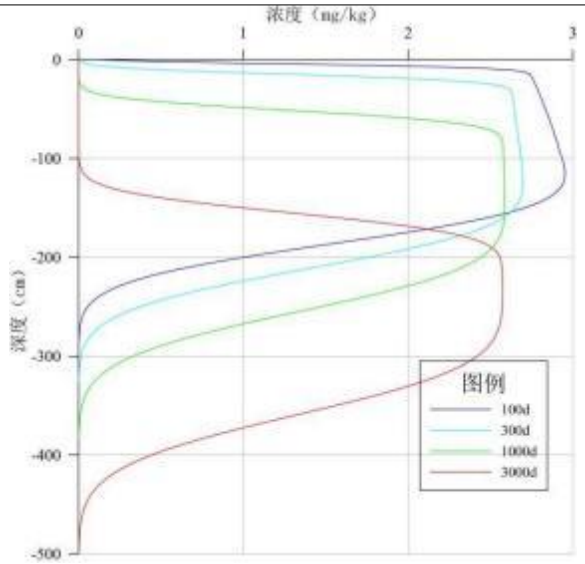
图7.2.6-2石油类在土壤运移剖面特征表



不同时间点土壤水分在剖面上的分布情况



不同时间点污染物浓度在剖面上的分布情况



土壤中石油烃浓度分布图

图7.2.6-3注水管线土壤预测图

土壤环境质量标准单位为 mg/kg，预测结果为非饱和带土壤水中浓度（单位为 mg/cm^3），因此需要对计算结果进行转换，转换公式为：

$X1=X0\times\theta/Gs$

式中：X1-土壤中污染物浓度，mg/kg；

X0-土壤水中污染物浓度，mg/L；Gs-土颗容重 g/cm^3，取 1.29；

θ-土壤含水率。

表7.2.6-2污油池、输油管线泄漏石油类一维非饱和溶质运移估算结果表

预测内容	序号	天数（d）	土壤水中最大浓度（mg/cm^3）	土壤最大浓度（mg/kg）	最大浓度对应深度(m)
井场污油污水池泄漏运移预测结果	1	30	0.018	5.99	0
	2	100	0.0179	5.04	-7.7
	3	561	0.0177	3.88	-10.4
	4	1000	0.0177	3.61	-11
	5	3651	0.0177	3.08	-12
原油管线泄漏运移预测结果	1	30	0.0165	0.33	0
	2	100	0.0036	0.66	0
	3	561	0.000685	0.122	-0.4
	4	1000	0.000485	0.086	-0.6
	5	3651	0.000226	0.040	-2.0

根据预测可知，在非正常状况下，污油污水池中石油类物质泄漏进入土壤，区域各预测节点处石油烃浓度最大为 5.99mg/kg，原油管线泄漏石油类物质通过降雨入渗进入土壤，区域各预测节点处石油烃浓度最大为 0.66mg/kg，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入渗对土壤环境影响小。

表7.2.6-3注水管线泄漏石油类一维非饱和溶质运移估算结果

污染物	运移天数（d）	最大浓度（mg/kg）	最大浓度对应深度（m）	最大运移距离（m）	最大距离处污染物浓度（mg/kg）
石油烃	100	2.95	1.15	2.85	0.001
	300	2.70	1.23	3.25	0.001
	1000	2.59	1.46	3.83	0.001
	3000	2.57	2.42	4.99	0.001

随着时间的推移，石油类逐渐向土壤垂向深度迁移，但浓度逐渐降低。可以看出，当注水管线泄漏时会导致周边的浅层土壤环境在一段时间内受到石油类的污染。随着运移时间的增加，在土壤自身的净化作用以及迁移条件下，土壤中的污染物产生的影响会逐渐消失，对土壤影响较小。

7.2.6.3 土壤环境影响评价自查表

本项目土壤环境影响评价自查表见表7.2.6-4。

表7.2.6-4 建设项目土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况	备注
影响	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□	

<table>
<tr><td rowspan="7">识别</td><td>占地规模</td><td colspan="4">（15.09）hm²</td><td>永久占地总面积，井场和站场占地面积均小于5hm²，属于小型</td></tr>
<tr><td>敏感目标信息</td><td colspan="4">敏感目标（耕地、居民区）、方位（ ）、距离（）</td><td>分布在各站场周边1km范围；管线两侧200m。</td></tr>
<tr><td>影响途径</td><td colspan="4">大气沉降□；地面漫流□；垂直入渗√；地下水位□；
其他（ ）</td><td></td></tr>
<tr><td>全部污染物</td><td colspan="4"></td><td></td></tr>
<tr><td>特征因子</td><td colspan="4">石油烃（石油类）</td><td></td></tr>
<tr><td>所属土壤环境影响评价项目类别</td><td colspan="4">I类√（石油开采）；II类√（管线）；III类□；IV类□</td><td></td></tr>
<tr><td>敏感程度</td><td colspan="4">敏感√；较敏感□；不敏感□</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="2">评价工作等级</td><td colspan="4">一级（石油开采）√；二级（管线）√；三级□</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="4">现状调查内容</td><td>资料收集</td><td colspan="4">a）√；b）√；c）√；d）□</td><td></td></tr>
<tr><td>理化特性</td><td colspan="4"></td><td>同附录C</td></tr>
<tr><td>现状监测点位</td><td></td><td>占地范围内</td><td>占地范围外</td><td>深度</td><td rowspan="3">点位布置图</td></tr>
<tr><td></td><td>表层样点数</td><td>2</td><td>4</td><td>0~0.2m</td></tr>
<tr><td></td><td>柱状样点数</td><td>5</td><td>0</td><td>0~3.0m</td></tr>
<tr><td>现状监测因子</td><td colspan="4">建设用地监测《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中规定的45项基本项目及石油烃、全盐量、pH值；农用地监测《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）中规定的8项基本因子、pH值及石油烃、全盐量。</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="3">现状评价</td><td>评价因子</td><td colspan="4">同上</td><td></td></tr>
<tr><td>评价标准</td><td colspan="4">GB 15618√；GB 36600√；表D.1□；表D.2□；其他（）</td><td></td></tr>
<tr><td>现状评价结论</td><td colspan="4">本项目各场站、管线等占地范围内的土壤环境质量均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类建设用地土壤污染风险筛选值标准，周边占地范围外的农用地土壤环境质量均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中其他农用地风险筛选值标准要求。</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="4">影响预测</td><td>预测因子</td><td colspan="4">石油类</td><td></td></tr>
<tr><td>预测方法</td><td colspan="4">附录E√；附录F□；其他（ ）</td><td></td></tr>
<tr><td>预测分析内容</td><td colspan="4">影响范围（落地油进入土壤后，预测值最大值未超过建设用地标准）</td><td></td></tr>
<tr><td>预测结论</td><td colspan="4">达标结论：a）□；b）□；c）□
不达标结论：a）□；b）□</td><td></td></tr>
</table>

<table>
<tr><td rowspan="4">防治措施</td><td>防控措施</td><td colspan="3">土壤环境质量现状保障√；源头控制√；过程防控√；
其他（）</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="2">跟踪监测</td><td>监测点数</td><td>监测指标</td><td>监测频次</td><td rowspan="3"></td></tr>
<tr><td>站场4</td><td>石油类、石油烃（C6～C9）、石油烃（C10～C40）、砷、六价铬</td><td>1年1次</td></tr>
<tr><td>信息公开指标</td><td colspan="3">石油类、石油烃（C6~C9）、石油烃（C10~C40）、汞、砷、六价铬、pH值、土壤盐分含量</td></tr>
<tr><td colspan="2">评价结论</td><td colspan="3">土壤环境影响可以接受</td><td></td></tr>
</table>

7.2.7 生态环境影响分析

根据前述分析，项目运行过程中的废气、废水和固体废弃物均得到有效处置，排放量少，对生态环境造成影响很轻微。临时占地在项目运行过程中将得到进一步恢复，因此对生态环境的影响主要体现在站场及道路对动植物及景观生态的影响。

7.2.7.1 土壤的影响

运行期对土地的占用为永久性占用，改变了原有土壤理化性质和结构，并且难以恢复，但这一时期永久性占地面积相对较小，对土壤环境的影响较轻。

7.2.7.2 动植物的影响

运行期，井场及站场仅有巡护人员，人类活动对于野生动物的活动影响小，但仍需加强对人员活动的控制，禁止对野生动物的捕杀、猎食，减少对野生动物的干扰，夜间尽量减少活动，另外评价区域内的道路随着油田的生产建设，交通量也会有所增大，交通噪声将对道路两侧动物形成惊扰作用，但对于已经适应环境的野生动物，如鸟类，基本不存在影响。

7.2.7.3 景观生态影响分析

在项目建成后，评价区内的组成景观结构的基质不会发生变化，斑块类型和数量有一定的增加，主要表现在油田的井场、站场等人工干扰斑块的类型和数量增加，同时评价区道路数量和长度的增加，对景观廊道网络的连接性增强，但是景观斑块的连通性有一定程度的降低。本项目生产区属点状开发，对整体景观生态格局影响较小。从景观美学角度来看，对原始的自然景观产生了一定的破坏，但大大提升了景观的社会服务功能和经济服务功能。

7.2.7.4 生态影响评价自查表

表 7.2.7-1 生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种；国家公园；自然保护区；自然公园；世界自然遗产；生态保护红线；重要生境；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域；其他R
	影响方式	工程占地R；施工活动干扰R；改变环境条件；其他
	评价因子	物种（/） 生境（/） 生物群落（蒿草类群类、沙棘群落、柠条群落、针茅群落、小叶杨群落、旱柳群落） 生态系统（草地生态系统、林地生态系统、农田生态系统、湿地生态系统、荒漠生态系统、城镇生态系统、） 生物多样性（/） 生态敏感区（二级公益林） 自然景观（/） 自然遗迹（/） 其他R（优先管控单元）
评价等级		一级 二级R 三级 生态影响简单分析
评价范围		陆域面积：（35.06）km^2；水域面积：（0.12）km^2
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集R；遥感调查R；样方调查、样线R；调查点位、断面；专家和公众咨询法；其他
	调查时间	春季；夏季R；秋季；冬季 丰水期R；枯水期；平水期
	所在区域的生态问题	水土流水R；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R；土地利用R；生态系统R；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R
	评价内容	植被/植物群落R；土地利用R；生态系统R；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R；减缓R；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R；无
	环境管理	环境监理；环境影响后评价；其他R
评价结论	生态影响	可行R；不可行
注1：“□”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项。		

7.3 闭井期

（1）废气、固废

油田开发进入闭井期后，各种机械设备将停止使用，油田日常生产过程产生的废气污染物、生产废水、生活污水、噪声及固体废物等将会消失。油井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、

井场清理，以及管线清扫、封堵等，将会产生少量扬尘和固体废物。

在封井施工作业中应注意采取降尘措施，文明施工，尽可能降低对周边大气环境的影响，对于井口和管线废弃作业过程中产生的固体废物应按要求妥善处置。在采取以上处理措施后，环境影响较小。

（2）地下水影响

油、水井退役后全部进行封井，阻止各层段之间的井内窜流，并可有效阻隔油层中含油地下水与上部其他含水层之间的水力联系，使井区内的第四系潜水、环河组和洛河组含水层均不再受石油开采的影响，达到保护含水层的目的。因此，闭井期对地下水环境保护目标不会造成影响。

（3）生态影响

油田退役期并非所有油井都同时关闭，而是将产能低或者无开采价值的油井陆续关闭，直到将所有油井关闭。退役期一般地下设施保留不动，地面部分如采油井场、场站、水泥台、电线杆等将拆除。但评价认为退役期，若不采取有效的生态保护措施，管道中残存的废渣有可能对管道沿线的土壤和地下潜水造成污染，对当地的生态环境产生不利影响。因此评价认为应当妥善处理管道中残存的废渣，将生态环境影响降低到最低限度。井区开发修建道路，破坏地表植被，加剧水土流失。退役期油田进场道路在征求当地群众的基础上，能够农业生产利用的继续保留，不能就地利用需进行绿化，恢复地表植被，尽可能对当地生态环境进行补偿。根据《石油天然气开采污染防治技术政策》（环保部[2012]年第 18 号），油油田退役前应进行环境影响后评价，油油田企业应按照后评价要求进行恢复。

8 环境保护措施及其可行性评价

8.1 施工期

本项目施工期涉及井场、站场、管线和道路等工程建设。

8.1.1 废气污染防治措施

根据工程分析和本工程的特征，施工期环境空气污染主要为施工机械和运输车辆尾气和施工扬尘。

（1）非道路移动机械污染防治

非道路移动机械废气排放应满足《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)》(GB 20891-2014)第四阶段排放标准修改单及《非道路柴油移动机械排气烟度限值及测量方法》（GB 36886-2018）等要求。评价针对非道路移动机械设备污染防治提出以下措施和要求：

①施工期所使用的非道路移动机械加强施工机械运行管理与维护保养；

②燃用符合国家标准的柴油燃料，严禁使用不符合排放标准及淘汰范围的非道路移动机械；

③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；

④按照《榆林市车辆优化工程专项行动工作方案》要求，建设单位与施工单位签订合同是明确施工单位应具备完善的非道路移动机械环保信息化建设，非道路移动机械污染配套控制装置、进行编码登记。禁用国一及以下排放标准非道路移动工程机械。

（2）汽车尾气防治措施

针对施工过程中车辆尾气，评价提出以下污染防治措施：

加强对施工机械和运输车辆的保养及维护，保证发动机正常运行，使汽车燃料充分燃烧，合理设计施工站场进出口道路，保证车辆能够迅速的进出而减少怠速时间，减少汽车尾气的排放量。

（3）施工扬尘污染防治措施

扬尘污染主要发生在井场、井场光伏板基础施工、站场、管沟开挖、基础处理、材料运输和土方回填以及开辟施工场地与便道环节中。施工扬尘粒径较大，漂移距

离短，影响范围有限。

运输过程中道路下风向 TSP 轴线净增浓度影响范围主要集中在下风向 50m 范围内。项目井场 200m 范围内无居民住宅，主要管线两侧 50m 范围内有多处居民点分布；为减缓施工过程中扬尘对沿线生态环境的影响，评价提出以下扬尘控制措施：

①施工期井场扬尘污染防治措施:

a 井场在施工时，应根据敏感目标分布，选择在土方作业过程中及时洒水抑尘；对施工场地内松散、干涸的表土，定期清扫，配备洒水车或其它洒水设备，及时对施工作业面进行洒水抑尘；

b 遇 4 级以上大风天气应停止土方施工，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；

c 开挖土方集中堆放在背风侧，不宜堆积过久、过高，且应及时回填，不能及时清运的，必须适时采取洒水灭尘、遮盖等措施，防止二次扬尘；散装物料集中堆置，并采取遮盖或围栏等防扬散、防泄漏、防渗漏措施；

d 严禁运输建筑材料和设备的车辆超载行驶；

e 运输沙土、水泥、土方的车辆行驶过程中应加盖篷布；确保运输车密闭化，运输过程无扬尘、无遗漏、无抛洒；

f 距离村庄较近的井场施工，应在临近村民一侧设置围挡。

②管线施工扬尘污染防治措施

a 管线尽可能沿道路走向设计，以避免施工活动对土地和地表植被的扰动；管线选线尽量考虑居民区的避让，两侧 50m 范围内不分布或少分布民房；

b 敷设过程中，应严格按照施工作业带宽度控制施工范围，避免因施工开挖加剧评价区水土流失；

c 合理规划施工进度，及时开挖，及时回填，防止土方风化起尘；

d 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，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；开挖过程中，土方应放置于背风一侧，尽量平摊。由开挖管沟往地面送土时，施工人员应该低抛；

e 管线两侧 50m 范围内确有居民分布的工程段要对作业面和土堆适当增加洒水抑尘频次。

f施工完成后，立即对管线进行植被恢复，并确保绿化面积和植被成活率。

③道路运输扬尘防治措施

a优化新建井场道路，尽量利用现有油区道路，减少新建钻前路的长度，缩小道路扬尘影响范围；道路选线尽量考虑避让居民区，两侧50m范围内不分布或少分布民房；

b对施工过程中使用频繁或运输负荷较大的路面进行硬化处理，以减少路面扬尘；

c各井场道路在施工前期即按照道路设计标准进行修建，定期进行维护保养，从根本上降低施工期道路扬尘污染；

d运输建筑材料和设备的车辆严禁超载，运输沙土、水泥、土方的车辆必须采取加盖篷布等防尘措施，防止物料沿途抛撒导致二次扬尘。

e运输车辆在通过路况较差或居民区集中的路段时，应减速慢行，避免扬尘污染等。

通过采取以上措施，施工扬尘对区域环境空气质量影响较小。随着施工期的结束，影响将会消失，污染防治措施可行。

（4）焊接烟气及防腐废气

项目焊接烟气主要是在管道敷设焊接时产生的，主要污染物为烟尘，产生量较少，呈无组织排放；项目防腐废气主要是在管道敷设补口补伤时产生的，主要污染物为非甲烷总烃，产生量较少，呈无组织排放。项目焊接烟气和防腐废气影响范围限制在管线线路两侧，是小范围短期负面影响，随着施工期的结束，影响将会消失。

8.1.2 废水污染防治措施

8.1.2.1地表水污染防治措施

根据工程分析和本工程的特征，施工期废水主要为钻井废水、试油废水、压裂废水、管道试压废水和生活污水。

含油污水经处理达到《碎屑岩油藏注水水质推介指标及分析方法》（SY/T5329-2022）V级标准后全部作为油田开发中的注水水源使用，不外排。

（1）钻井废水

井场建设地上移动式泥浆罐，钻井废水排入泥浆罐，对废弃钻井泥浆罐中上清液废水循环使用；钻井架底座表面有通向泥浆罐的导流槽，保证钻井废水全部进入移动式泥浆罐中，无随意漫流现象，杜绝钻井泥浆流失。严格操作程序，减少钻井

液的跑冒滴漏，减少废钻井液产生量。钻井结束后，钻井废水不能回用的运送至区域现有的措施作业废水处理站处理后回注油层。根据周围地形合理选择钻井泥浆罐的位置，充分考虑防洪，防止因洪水爆发使泥浆罐中泥浆、废水外流。

为防止暴雨季节泥浆罐废水溢流造成土壤、地表水等的污染，泥浆罐要留设一定防雨水容量。

在暴雨较多的夏、秋季节，在钻井井场的泥浆罐周围（主要是上游方向）设临时围挡，并设截水沟，阻止暴雨时地表漫流和径流进入泥浆罐。

（2）井下作业废水（试油和压裂废水）

试油、压裂作业前，配备废水地上收集罐，对试油废水、压裂返排液进行收集，入罐率 100%。压裂返排液应优先在井场内进行循环利用，井下作业结束后，试油废水、无法利用的压裂返排液安排罐车运至区域现有的措施作业废水处理站处理后回注油层，废水不外排。

压裂液配置应防止洒漏，剩余压裂液应回收利用，不得随意排放；压裂车出口与井口采用高压密闭连接，施工中做到密闭作业，密闭施工。

严格按照操作规程施工，提高固井质量，并定期检查。做到固井合格率 100%，避免因发生固井质量问题造成含油污水泄漏而引起地下水污染。

（3）试压废水

管线采用清水试压方式，试压废水重复利用。项目管线产生试压废水最终经罐车送附近的采出水处理站处理后回注油层，不外排。

（4）生活污水

根据井区施工较为分散，生活污水难以集中收集处理的实际情况，评价要求施工场地设置旱厕，粪便由周边农民用于农田施肥，不外排，污染防治措施可行。

（5）其他要求

钻井施工禁止开采浅层地下水和就近租用群众自备饮用水井取水钻探；施工期间，施工单位应严格执行《建设工程施工场地文明施工及环境管理暂行规定》，对污水加强管理，严禁乱排污染环境；

清洁设备采用擦洗，避免直接冲洗，以防止废水大量产生和减轻废水储存容量负担，并减轻废水后续处理难度；设备冲洗废水应设临时沉砂池，经沉淀后回用到生产，冲洗废水不外排；

严禁在水体附近清洗施工器具、机械等；加强施工机械维护，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；

水泥等建筑材料不得堆放在水体附近，并应设篷盖和围栏，防止雨水冲刷进入水体；

施工人员生活污水用于站场绿化，严禁排放。

管线跨越河流和冲沟均依托现有桁架，跨越段施工作业尽量选在枯水期进行，严格控制施工范围，穿跨越应尽量控制作业面，加快跨河段的施工作业进度，严禁在水体附近清洗施工器具、机械等，在采取以上措施后，施工期间不会对地表水环境造成影响。

8.1.2.2地下水污染防治措施

根据环评预测章节分析，施工期产生地下水污染的情形主要为井漏事故、废水泄漏及固废堆放等情形，设计方案中未就施工期地下水污染防治提出措施，本次评价对此提出措施如下。

8.1.2.2.1井漏污染防治措施要求

①采油井和回注井的建设要严格按照《油气井诱喷作业规程》（SY/T5789-93）的要求进行固井作业，按照国家和地方环境保护要求，严格回收处理废弃钻井液及各类废弃物。

②根据现场调查，河谷和滩地的地下水埋深较浅，对于分布于河谷区和滩地的井场在施工期易对地下水造成污染，当地下水作为周围村民的饮用水水源时，在河谷区布置井场将可能危害周围人群健康，因此从环境保护和维护人群健康的角度，评价建议井场在具体布设时应尽量远离河谷和滩地地区。

③水源地保护区及当地划定的禁采区域内禁止建设油水井及地面工程设施。

④采油井和回注井在第四系、白垩系环河组、洛河组井段建设时，要严格依据设计进行无毒害钻井液配置，预防地下水质受到污染。

⑤钻井一开揭穿黄土层、白垩系环河组和洛河组，进入侏罗系，下表套外用水泥封固后，要对封井质量进行检查，防止后期下部层段建设钻井液对第四系与白垩系地下水造成污染。

⑥固井措施：根据井身后期改造及安全要求，结合地层实际承压能力，井身均采用一次上返固井工艺，若施工中水泥浆没有返出地面，采用“一次上返+井口回填”

固井工艺，确保表套及各层套管之间封固良好、不窜漏，防止井口晃动。本项目设置的油井和注水井均为二开井身结构，一开采用一次上返全井段固井，水泥返出地面，保证固井质量；二开油层套管常规密度水泥返至洛河底界以上 50m、低密度水泥返出地面。固井要求表层套管固井水泥返出地面，且套管内留有 10~20m 的水泥塞；控制好井眼轨迹，降低套管下入摩阻，防止下入过程中因摩阻过大造成套管接箍螺纹密封失效；通过固井软件模拟，优选扶正器类型，合理优化安放位置，确保套管居中度不下于 67%，提高水泥浆的顶替效率和水泥环的密封完整性；优化水泥浆性能，提高水泥石的柔韧性，防止窜层；固井碰压后，继续打压至 20MPa，稳压 10 分钟，压降小于 0.5MPa，视为试压合格；水泥凝固 48 小时后检测胶结质量，水泥环胶结质量评价参照 SY/T6592 标准。

8.1.2.2.2废水泄漏污染防治措施要求

①钻井必须使用清洁工艺，废水全部收集入罐。

②钻井结束后，钻井废水循环使用，不能利用的拉运至措施作业废水处理站处理后回注油层，不外排。

③严格操作程序，减少钻井液的跑冒滴漏，减少废钻井液产生量。

④试油废水必须收入污水罐，及时运送至措施作业废水处理站处理后回注油层，废水不外排，不得随意倾倒。

⑤钻井井场施工期分区防渗，钻井区域、柴油桶、药剂、废水及固废堆存区域等必须铺设防渗布；

⑥输油管线必须使用射线、超声百分百探伤后方可使用。

8.1.2.2.3防止固废淋溶措施要求

①钻井必须使用清洁工艺，废弃泥浆全部收集入罐。

②含油岩屑必须收集后交有资质单位外运处置，不得就地处置或回收再利用。

③一般钻井岩屑优先资源化利用，不能利用的交有处理能力第三方处置。

④油井建成采取试油进罐的方式，减少落地油的产生量；试油时井场铺设防渗布，及时回收落地油，确保落地油全部收集。

⑤对落地油必须严格按照清洁生产的原则，在源头上加以控制，使之尽量“不落地”。

8.1.2.2.4施工期分区防渗区划分

本项目在建设过程中应依照《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）及《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）的要求进行分区防渗。本项目施工期主要涉及井场施工及管线施工，管线施工仅涉及土石开挖及管线填埋，且为移动作业，无固定施工场地，在此不做讨论。根据气带岩性结构、污染控制难易程度及污染类型，将井场施工场地的防渗措施分为三个级别，即重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区，具体见图 8.1.2-1 及表 8.1.2-1。针对不同污染防治区制定了如下相应的防渗措施与要求。

表8.1.2-1施工期地下水污染防渗分区表

类型	防渗分区	天然包气带防污性能	污染控制难易程度	位置	污染物类型	防渗技术要求
施工期井场	重点防渗区	弱	难	泥浆罐、油罐区、危废间、作业区、循环罐区、应急池	石油类、泥浆	等效黏土防渗层Mb≥6.0m，K≤1×10-7cm/s；或参照GB/T50934-2013执行
	一般防渗区	弱	易	泵房、配电室、发电房、材料房、水罐房	石油类、泥浆	等效黏土防渗层Mb≥1.5m，K≤1×10-7cm/s；或参照GB/T50934-2013执行
	简单防渗区	弱	易	值班房及其他工作休息区	其他类型	一般地面硬化

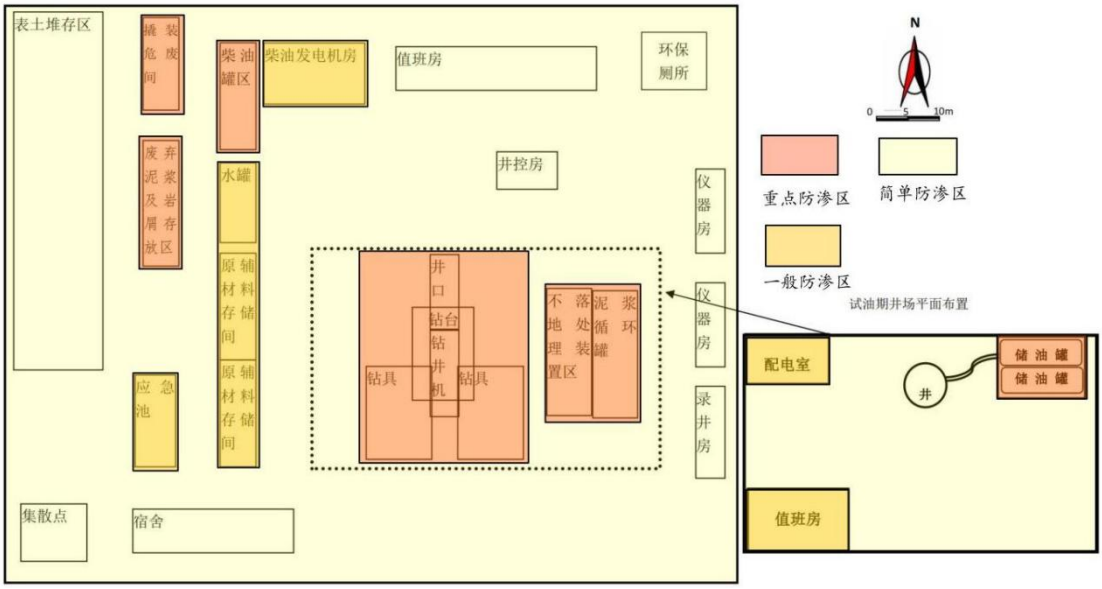


图8.1.2-1 施工期井场地下水分区防渗图

8.1.3 噪声污染防治措施

施工期噪声源主要包括施工使用的钻机、泥浆泵、挖掘机、推土机、打桩机、

起重机等，施工分区、分段，施工期声环境影响较小，设计方案中提出施工期噪声污染防治措施，为了减轻施工噪声影响，评价提出以下要求：

8.1.3.1井场噪声污染防治措施

（1）合理安排施工作业时间，缩短井场的施工作业周期；非连续作业设备，施工作业尽量避开居民休息时间，除钻井作业外，严禁在临近声环境保护目标区域夜间（22:00~6:00）进行高噪声施工作业。

（2）合理划定施工作业范围，施工区域通过围挡等减少施工噪声的影响。

（3）施工场地合理布局，井场施工现场的施工机械应尽量远离声环境敏感目标区域；合理安排高噪声施工机械的工作频次，尽量减少高噪声设备同时使用频次。

（4）施工单位应优先选用低噪声机械设备或自带隔声、消声的机械设备；泥浆泵等设备下加衬弹性垫料，选用低噪声压裂设备，在钻井过程中平稳操作，最大限度降低噪声影响。

（5）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。

（6）加强对物料装卸施工的管理；金属材料在卸货时，要求轻抬、轻放，减少撞击性噪声。

8.1.3.2管线、道路工程噪声污染防治措施

（1）合理安排施工作业时间，分段施工，缩短施工作业周期；非连续作业设备，施工作业尽量避开居民休息时间，严禁在临近声环境保护目标区域夜间（22:00～6:00）进行高噪声施工作业。

（2）合理划定施工作业范围，施工作业带通过围挡等减少施工噪声的影响。

（3）施工场地合理布局，施工作业带内的施工机械应尽量远离声环境敏感目标区域；合理安排高噪声施工机械的工作频次，尽量减少高噪声设备同时使用频次。

（4）施工单位应优先选用低噪声机械设备或自带隔声、消声的机械设备；在施工过程中平稳操作机械设备，最大限度降低噪声影响。

（5）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。

（6）加强对物料装卸施工的管理；金属材料在卸货时，要求轻抬、轻放，减少撞击性噪声。

（7）合理调配车辆来往行车密度，在途经声环境敏感区运输车辆进行限速，并禁止鸣笛，减小车辆行驶噪声对沿线声环境保护目标的影响。

（8）部分管线沿线两侧200m范围有居民点分布，施工前应提前张贴告示公告施工时段及拟采取的降噪措施，做好告知或沟通工作。

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》（GB12523-2011）要求，随着施工结束，影响消失，噪声控制措施可行。

8.1.4 固废污染防治措施

施工期固废主要为废弃钻井泥浆、岩屑、落地油、废高分子土工膜、废润滑油、施工建筑垃圾以及施工人员产生的生活垃圾。

（1）废弃钻井泥浆

根据工程分析，施工期产生废弃钻井泥浆2182.37t，泥浆若不经妥善处置可能会对土壤、地下水造成污染。

钻井作业过程中，采取“铺设作业、带罐上岗”的模式作业，在钻井工业场地配备移动式泥浆罐（槽）、振动筛等，钻井泥浆通过振动筛除去岩屑后重复利用于钻井作业，泥浆的重复利用率可达90%。在井场对钻井各环节产生的废弃泥浆、岩屑、压裂废水进行分类收集，废弃的泥浆交有处理能力的第三方处置（目前由陕西志诚绿色环境科技有限公司吴起分公司外运处置）。

处置依托可行性分析见4.4.7章节，根据分析，委托的有能力的第三方陕西志诚绿色环境科技有限公司吴起分公司可满足本项目处理需求。

（2）钻井岩屑

根据工程分析，施工期产生钻井岩屑12838.62t，产生量较大，其中含油段岩屑产生量6.57t，一般岩屑产生量12832.05t。

钻井过程中，岩石被钻头破碎成岩屑，部分混入泥浆中，其余经泥浆循环泵带出井口，经地面的振动筛分离，不能利用一般钻井岩屑的交有处理能力第三方处置（目前由陕西志诚绿色环境科技有限公司吴起分公司外运处置）。含油段钻井岩屑单独收集后交有资质单位外运处理（由采油厂委托的含油污泥处置单位外运处置）。

处置依托可行性分析见4.4.7章节，根据分析，委托的有资质单位可满足本项目一般钻井岩屑和含油段岩屑的处理需求。

（3）落地油及含油废弃防渗包装物

在试油、井下作业过程中，往往会有一部分原油散落井场成为落地油，根据工

程分析，施工期产生落地油 27.6t。按照石油天然气开采行业清洁生产评价指标体系要求，落地油回收率应达到 100%，不允许落地油排放，落地油收集后进入原油集输系统不外排。

施工期施工过程铺设防渗布，施工产生的落地油袋装收集将产生油泥包装袋。根据工程分析，施工过程中含油防渗布和油泥包装袋（统称为含油废弃防渗包装物）产生量为 1.84t。

未收集入罐的落地油泥袋装后与含油防渗布、油泥包装袋一同经专用车辆运往污油泥暂存点暂存，定期交有资质单位外运处置（由采油厂委托的含油污泥处置单位外运处置）。

处置依托可行性分析见 4.4.7 章节，根据分析，污油泥暂存点和有资质的处置单位可满足本项目落地油及含油废弃防渗包装物的处理需求。

（4）生活垃圾

项目施工期生活垃圾的产生量预计为 14.4t，生活垃圾集中存放在生活垃圾桶中，生活垃圾统一收集后送环卫部门指定地点堆放。

8.1.5 土壤污染防治措施

项目施工期土壤污染防治的重点主要是针对废水、固体废物的源头防控，设计方案未对此提出相关措施，评价对此提出措施如下。

8.1.5.1源头预防措施

（1）废水源头防控措施

①施工期污废水严禁排放；

②钻井过程采用无毒无害的水基钻井液，钻井废水用于配置泥浆，在井场内循环使用；

③钻井结束后，钻井废水在移动式钻井废水罐中存放，首先用于新钻井的泥浆配置，最终不能利用的拉运至措施作业废水处理站处理达标后回注油层，不外排；

④试油和措施作业时采用密闭连接、密闭作业，避免措施液泄漏。试油和措施作业废水 100%入罐回收；

⑤措施液优先在井场内循环利用，作业结束后依托现有的措施作业废水处理站处理；

（2）固废源头防控措施

①钻井过程中贯彻清洁生产要求，选用无毒无害钻井泥浆。钻井泥浆循环利用，废弃的泥浆优先资源化利用，不能利用的交有处理能力第三方处置；

②加强泥浆循环设备的维护保养，减少跑、冒、滴、漏，减少设备破损和泄漏发生；

③一般岩屑收集后具备条件的优先资源化利用，不能利用的交有处理能力第三方处置，不得随意倾倒、堆放、遗撒和丢弃；

④含油岩屑单独收集、装袋、密封，全部送危废临时贮存点暂存，委托有资质单位进行处置，含油岩屑和包装物不得遗弃在井场或随意排放；

⑤施工前在场地内设置生活垃圾集中存放点，生活垃圾统一收集后送指定地点集中处置。

8.1.5.2过程防控措施

（1）泥浆在移动式泥浆罐中循环使用，井场禁止建设泥浆池。

（2）开钻前在井架、柴油机、振动筛、井杆堆放区下铺设防渗布，防渗布四周设置 10cm 高的围堰，防止钻井过程中施工机械设备携带的钻井废液和污油散落地表污染土壤；

（3）试油废水、压裂液等措施液全部采用储罐存放收集，定期对储罐进行检查，防止储罐泄漏污染土壤；

（4）井场内临时危险废物暂存点用于存放含油岩屑和废油料，底部采取符合《危险废物贮存污染控制标准》中有关规定的防渗措施；

（5）试油和压裂过程中，在井场地表铺设防渗布，确保落地油及时、全部回收。

8.1.5.3污染治理措施

（1）井场施工结束后，及时清理施工过程中的岩屑、落地油和生活垃圾；

（2）井场竣工投运前，对永久和临时占地以及施工营地范围进行检查，对遗留固体废物进行二次清理；

（3）对已发生岩屑和落地油污染的施工场地，应及时清理污染物并对污染土壤进行替换。并对置换出的污染土壤进行合理处置。

8.1.5.4土壤恢复措施

（1）对临时占地实行剥离表土、分层堆放、分层覆土，施工结束后分层回填，以减小对土壤耕作层和土壤养分。

（2）永久占地进行表土剥离后用于后期绿化，保护表土层。

（3）施工期结束前应对临时占地进行土地整理，恢复原状，保持土体紧实度，有利于施工结束后植被的生长。

8.1.6 生态影响防护及恢复措施

8.1.6.1 生态恢复与重建目标

根据油田生态系统环境特征，参考《生产建设项目水土流失防治标准》（GB/T50434-2018）的相关要求，确定本工程生态恢复与重建的目标。本次评价针对不同时期及占地类型，提出以下总体的保护措施和恢复要求：

（1）严格控制地面工程建设对当地野生动植物的影响，维护区域原有生物多样性水平，保护油区生态系统的完整性；

（2）完成新建地面工程的标准化建设及施工临时占地的土地复垦工作，减轻水土流失对生态环境的影响。

（3）施工期避让与减缓措施

最小化占地：通过优化井场、管线及道路选址，优先避让林地、草地、灌丛等敏感区域；严格控制施工作业范围，缩小永久和临时占地规模，采用滚动式开发模式减少地表扰动；分阶段保护：施工中对地表土分层堆放（表层土与底层土分开），避免破坏土壤结构；涉及固定沙地、半固定沙地时，实施“植被破口锁边工程”（生物锁边为主、工程锁边为辅），防止沙地扩展。

（4）生态恢复与修复要求

植被恢复原则：以“自然恢复+人工恢复”结合为核心，优先选用本土速生植物（如沙棘、柠条、小叶杨、针茅等），确保恢复植被与周边原生生态系统兼容

占用基本草原需办理行政许可，永久占用需缴纳草原植被恢复费；临时占用期限不超过 2 年，期满后必须恢复草原植被；占用公益林和天然林需取得采伐许可，并实施“占补平衡”（区域内动态平衡），施工完毕后及时恢复植被。

（5）长期养护与监测

运行期需加强对恢复植被的抚育（如定期养护、补种），确保覆盖度不低于现状水平；同时建立生态环境长期监测机制，评估恢复效果，及时调整修复措施。

综上，本项目对林地、草地、灌丛的生态保护以“最小化扰动-及时修复-长期维护”为核心，通过严格控制占地、科学选择恢复物种及配套工程措施（如固沙、分

层覆土），结合法规要求（如占补平衡、植被恢复费），实现生态功能的有效保护和恢复。

表8.1.6-1 生态综合整治目标

项目	目标值
水土流失治理度	93%
土壤流失控制比	0.80
渣土防护率	92%
林草植被恢复率	95%
林草覆盖率	22%
临时占地恢复指标	逐步恢复至100%
永久占地绿化率	>15%

8.1.6.2 避让措施

本工程具有矿产资源开采的显著特点，即“地下决定地面”。这决定了油田开发区域在大区域中的相对位置，根据区域敏感点调查，井位选址避开水源保护区，重要湿地，城市规划区，文物保护区，避开人口密集的居民居住区。

在开采过程中应采取以下避让措施：

1、钻井井场、管线、道路等各种地面建设工程在设计时，应对选址选线进行多方案比选，合理选址、选线，尽量利用荒草地等土壤贫瘠的地段，避开农田、林地、地表水体，避开人口密集区等环境敏感区域。

2、选址中尽量设法避开水土流失严重地段。

3、油田建设宜布置丛式井组，采用多分支井、水平井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术，以减少废物产生和占地。

4、管道设计尽量利用荒草地等土壤贫瘠的地段，避开农田、林地、地表水体，避开人口密集区、居民点等环境敏感区域。

5、为减少农业生产损失，施工工期应尽量避开农作物生长季节，且应尽量减少占用农田。

6、产建项目开发过程中井场、管线、道路等永久占地及临时占地对生态敏感目标采取避让措施。

8.1.6.3 减缓措施

在开采过程中应采取以下减缓措施：

（1）优化布局与占地控制措施

管线线路与站场选线优化：优先避让基本农田、自然保护区、公益林等生态敏

感区；减少单井占地，缩短集输管线长度，降低对连续生态系统的切割。

临时占地管控：施工便道、材料堆放场等临时用地尽量利用已有道路或荒地，控制占地面积；施工结束后及时退出，避免长期占用。

（2）施工期生态保护与恢复措施

表土剥离与回覆：施工前剥离表层熟土（30-50cm）单独堆放（覆盖防尘网防流失），施工结束后优先用于场地复垦或植被重建，避免生土直接裸露。

植被保护与重建：永久占地范围内的植被（如乔木）移植至项目区外合适区域，减少直接砍伐；

临时占地恢复时，按“原土回填+本地物种种植”原则，优先选择耐干旱、耐贫瘠的乡土植物（如当地灌木、草本），避免引入外来入侵物种。

水土保持工程：在坡地施工区设置挡土墙、截排水沟、沉沙池；临时堆土场采用苫盖、拦挡措施，减少雨水冲刷导致的水土流失。

（3）运营期生态影响减缓措施

野生动物保护：对迁徙通道、栖息地（如鸟类繁殖区）设置隔离网或警示标识，限制人为活动范围；

避开野生动物繁殖期（如春季）进行高强度作业，减少噪音、灯光对动物的干扰。

污染防控与生态修复：站场、储罐区采取“水泥硬化+防渗膜”双层防渗，防止油污、废水下渗污染土壤和地下水；

定期检查管线，对泄漏事故及时处置（如清理污染土壤、换填新土），并补种植被。

生态补偿与替代：若项目不可避免占用重要生态用地（如公益林），需按“占补平衡”原则异地营造同等面积或功能的生态用地（如人工林、湿地）。

四、长期跟踪与监测措施

生态监测体系：设置固定监测样地（覆盖永久占地、临时占地恢复区、敏感生态区），定期监测植被覆盖率、物种多样性、土壤理化性质等指标。

适应性管理：根据监测结果动态调整措施（如对恢复不佳的区域增加人工补水、施肥），确保生态功能逐步恢复至原有水平。

8.1.6.4 施工期生态保护与修复措施

（1）井场、站场生态保护措施

①控制井场、站场作业面范围，钻井、井下作业与地面工程设施建设应尽量减少临时占地，要尽量少占农田，少破坏植被。

②临时占地在施工结束后，要及时将土方回填，平整地面，覆土植树（草），栽植树种应保持与建设前植物种类一致，所有生态措施应在井场投运半年内完成。

③加强对落地油回收利用、处理。试井、修井过程中产生的落地油要利用油罐车回收主要部分；井场地面铺上防渗膜，井口及周围设置防溅盒和边沟收集试油和井下作业时散落的原油；钻井时已经进入土壤的落地油及被污染的土壤要及时回收，并交有资质单位处置。

④钻井作业必须采取防止污油外泄和渗漏等有效措施，污油要及时回收，废弃污油应当交由有资质单位处置，并做好泥浆罐的防漏防渗处理，防止污染土壤环境。对钻井过程中产生的废弃泥浆，应运往集中处置场填埋处。

⑤油井试油、生产作业过程必须采取防喷、导流等有效措施，防止发生井喷、漏油、漏水造成环境污染。

⑥井场、站场在无植被安全防护距离以外扰动区域，必须进行植被重建；安全防护距离属于无植被区域，应采取工程措施防止地表土壤的风蚀。

⑦做好施工过程中固废的收集，防止金属边角料、钻井泥浆及钻井岩屑等混入土层而污染土壤及地下水。

⑧站场内应进行绿化，绿化率要达到15%以上。主要以保证安全生产为主，不可种植落叶阔叶树种，栽植树种应保持与建设前植物种类一致。

井场生态保护措施平面布置示意图及不同地形下防治措施见图8.1.6-1~图8.1.6-2。

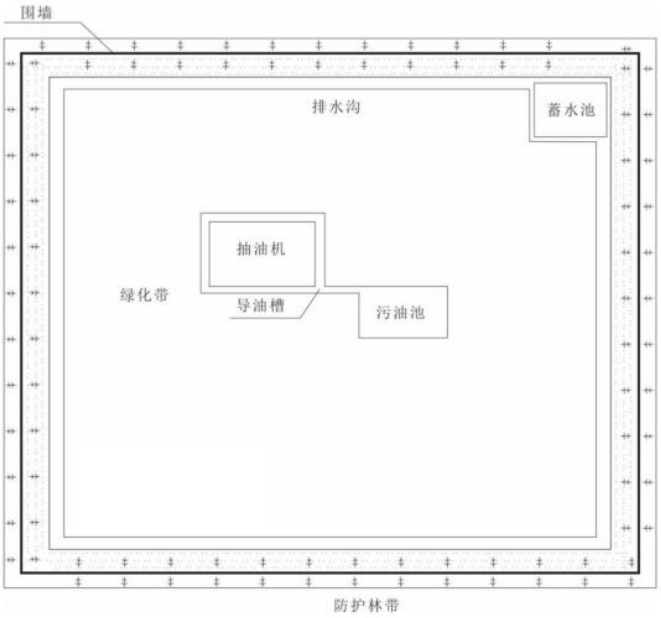


图8.1.6-1 典型井场绿化措施示意图

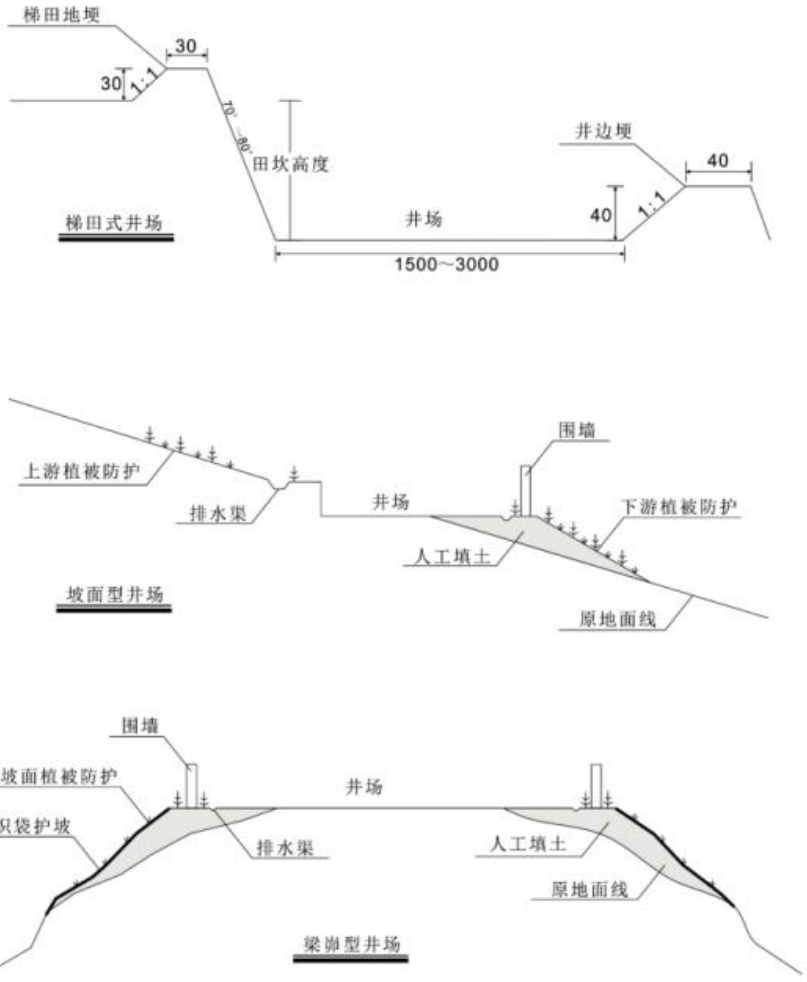


图8.1.6-2 不同地形下井场防治措施示意图（单位：cm）

（2）管线生态保护措施

①在开挖地表、平整土地时，尽可能将表土堆在一旁，施工完毕，应尽快整理

施工现场，将表土覆盖在原地表，以恢复植被；对施工中产生的临时堆土和弃渣采取编织袋挡土墙临时拦挡；施工结束后，对管沟及时进行回填平整；对临时占地及弃土（渣）坡面进行植被恢复或平整，恢复原有用地性质。严格执行分段施工、分层开挖、分层堆放、分层回填的作业制度。

②在管线建设过程中，应兼顾线路走向与生态环境保护，尽量避开果园、苗圃等，以减轻对生态环境的破坏。

③按施工作业带宽度确定植被恢复范围，尽量采用乡土物种和作业带范围内原有物种进行植被恢复。

④选择最佳时间施工，既便于管线敷设，又利于水土保持；既保证工程质量，又节约经费开支。

⑤施工便道、管线临时占地在施工结束后，属草地和荒地的撒播草种或种植苜蓿、沙打旺等生长快、耐干旱的品种，尽快复垦并与周围生态景观协调一致。根据管线不同的占地性质，采用“宜林则林、宜灌则灌、宜草则草、宜耕则耕”的原则进行恢复。

管线施工生态保护措施平面布置示意图见图 8.1.6-3。

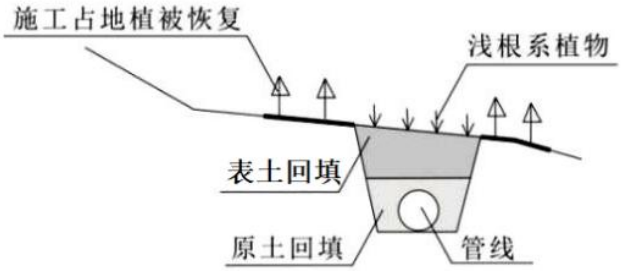


图8.1.6-3 管线施工临时占地植被恢复示意图

（3）道路生态保护恢复措施

①严格控制施工车辆、机械及施工人员活动范围，尽可能减少原有植被和土壤的破坏。

②施工便道、其他道路临时占地在施工结束后，属草地和荒地的撒播草种或种植当地适生的品种，尽快复垦并与周围生态景观协调一致。

③加强道路边坡防护，边坡植物宜选择种植生长快、郁闭早、根系发达、耐干旱、耐贫瘠、防护作用持久的优良灌木，形成边坡防护体系，防止暴雨冲刷。

④道路建设中必须将沿线绿化同时考虑，建立合理的立体护路带。支干线道路种植路基防护林，沥青道路两侧至少种植一排树木；管线伴行路或巡井道路两侧为

沙漠地段需进行防风固化作业，临时占地采用灌草为主的植被恢复，防止风沙长期对道路的侵蚀；绿化树种选择沙柳、柽柳等。

⑤一切作业尽量利用原有道路，沿已有车辙行驶，若无原有道路，则要严格执行先修道路，后设点开钻的原则。杜绝车辆乱碾乱压的情况发生，不得随意开设便道。

⑥道路施工时，要特别注意保护原始地表与天然植被，划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的活动范围，所有车辆采用“一”字型作业法，避免并行开辟新路，以减少地表侵蚀的范围。

⑦施工作业结束后，临时占地部分尽快恢复地貌原状，减少水土流失，尽快复耕或进行植被恢复。

道路施工典型生态保护措施示意图见图8.1.6-4。

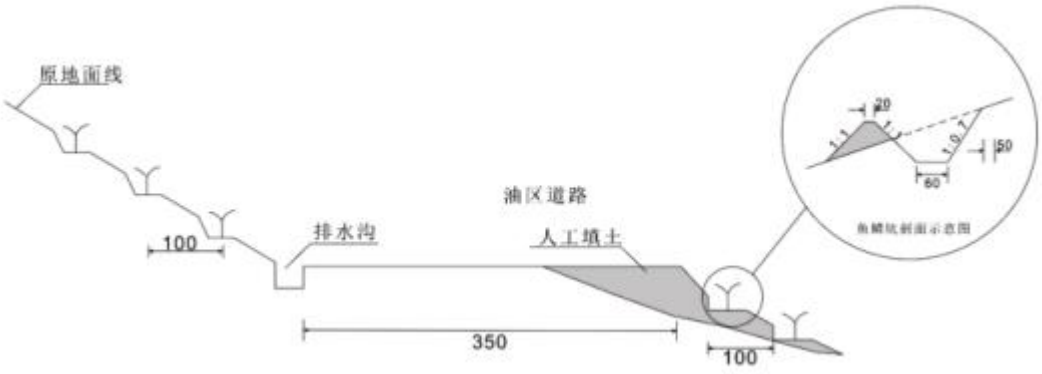


图8.1.6-4 道路生态保护措施示意图

（4）农田的保护恢复措施

①在耕地内禁止设置施工营地、材料和物料堆放场。

②加强施工人员的教育工作，施工机械不得随意行驶，碾压耕地。施工单位应做好施工机械的保养工作，防止落地油污污染耕地。

③为了减少临时占用农耕地的农业损失，尽快恢复耕地的耕种条件，施工应遵循分层开挖、分层回填的原则，保护好表土层。表层的熟土与下部生土分开堆放，并按原序回填。施工中还应尽量避开农作物生长季节。

④管线敷设经过农业用地，回填时须夯实，防止后期灌溉引起农田下陷，影响农作物种植。

⑤建设单位应当严格按照国家政策的规定做好征地后的土地调整与土地补偿工作，对工程占地造成的农业损失应根据有关规定给予赔偿。

（5）生态环境整治措施

①工程施工应与水土保持工程同步进行，统一验收合格后才能竣工。

②管线、站场、井场和施工道路等建设施工区，雨季施工要做好临时排水及拦挡措施。

③大风天气要对易起尘场所，如各施工区的施工便道、管沟开挖土料堆放区、机械和人为活动扰动频繁区域，应采取遮盖、洒水等抑尘措施。

④管道敷设时，应分层开挖管沟，地表耕作土层集中堆放，安排挖方土堆放地，并采取临时覆盖措施。

⑤各施工场地平整时，要在各开挖面采取临时拦挡措施。挖方及时回填，不能立即回填的，在指定场所集中堆放，并做好临时防护措施。

⑥各区域施工产生的建筑垃圾，要及时清运，堆放至指定场所，并实施平整、碾压覆土等，以利恢复植被。

⑦建筑用的砂石料堆放应设苫布围挡；砂石料堆放区、预制构件场、混凝土搅拌站的活动在扬沙天气和降水天气停止施工，对容易诱发沙尘、粉尘及污染土壤的建材，进行覆盖。

⑧对施工场所应经常进行喷洒水，减少地面起尘。

⑨分区措施：从本项目运行和施工安全角度考虑，对本项目按不同分区来进行一些具有生态环境保护功能的防治措施设计，该防治措施由工程措施、植物措施和临时措施3大部分组成，具体情况见表8.1.6-2。

表8.1.6-2 工程生态环境影响防治措施布局表

分区措施	井场区	集输管线区	站场	道路
工程措施	土地平整	管沟回填、压实，回填后平整恢复原有用地；陡坡处设置截排水设施及护坡设施	场地硬化	井场道路路面铺设碎石子
植物措施	平整后种植灌草、进行绿化	回填后种植灌草、乡土植物	站内空地绿化，四周布设防护林，临时占地结束后种植灌草	道路两侧布设防护林
临时措施	土工布覆盖临时弃土	土工布覆盖管沟开挖的临时弃土	土工布覆盖临时弃土	临时洒水

8.1.6.5 生态补偿措施

为了弥补因本项目建设引起的植被占用和破坏导致的生态损失，评价要求按占多少补多少的原则进行生态补偿，由建设单位出资，榆林市有关部门具体实施。对临时占地进行植被恢复，生态恢复措施要在紧邻施工完成的生长季节进行。

根据油田的环境特征、立地条件、气候等环境因素，结合类比本项目资料，推

荐油田植被恢复以灌草为主、林木为辅，植物种类应选择当地易生长的物种。

生态恢复的具体措施分述如下：

（1）施工结束后，临时占地撒播草种或种植紫花苜蓿等生长快、耐干旱的品种；

（2）在其它受破坏和干扰的区域，要及时修整，恢复原貌，植被（自然的、人工的）破坏应在施工结束后的半年或来年予以恢复。

（3）黄土沟壑区植物措施

A.树（草）种的选择

以防治水土流失为前提，结合本项目建设各区域的功能进行树（草）种的选择，树（草）种的选择应遵循以下原则：

①选择耐寒、耐旱能力较强的树（草）种；

②选择保水固土能力强、根系发达的树（草）种；

③选择容易种植和管理、抵抗病虫能力强的树（草）种；

④优先考虑灌木树种，其次为草本植物，个别区域选择乔木树种；

结合上述原则，通过对邻近区域人工植被栽植效果实地调查，本区域种植较成功的乔木树种有旱柳、小叶杨等；灌木树种有柠条、沙棘等；草种有沙米、沙打旺、沙蒿、针茅、蒿草类等。

B.植物措施设计

①井场、站场

井场区弃土弃渣边坡土地整治结束后，在外边坡采取植物防护措施，种植草灌混交林，在围墙外平台上采取人工种草。

施工结束后覆土造林种草，可采取针茅撒播或草灌混交林。撒播量45kg/hm2。灌木株行距为2×2m，行间种植披碱草。

②管线

管线敷埋结束后，结合弃土、渣面土地整治工程，覆土后撒播草种，撒播量45kg/hm^2。

8.2 运行期

8.2.1 废气污染防治措施

（1）无组织烃类气体控制措施

项目无组织废气主要是由生产装置物料跑、冒、滴、漏产生，主要源于生产装

置的阀门、法兰、泵和其他连接处等的不严密处的无组织排放，由于本项目单座站场设备管线组件密封点远小于2000个，无需开展泄漏检测与修复工作。根据评价区实际情况（厂界非甲烷总烃浓度值及厂区内非甲烷总烃浓度值均达标），结合其它油田开发项目经验，评价提出以下减少无组织烃类排放的防治措施：

①落实油气密闭输送：本工程井场原油实施密闭管输。井场拟采取定压阀回收套管气、油气集输装置等确保流程密闭，可将烃类逸散控制至0.2%以下。

②加强工艺设备密封性、加强挥发性有机物泄漏检测，减少无组织烃类逸散。

③加强采油井井口密闭性。

④优化操作规程，减少操作环节，合理安排储运作业。

（2）伴生气回收利用具体措施

①井场开采的原油密闭输送至站点，在站点分离出伴生气，分离的伴生气全部作为燃料使用或收集后经轻烃、混烃厂回收利用。

②轻烃回收系统：本项目不新建轻烃回收装置。根据产能部署情况，本次产建主要依托区域现有的轻烃混烃装置。

（3）加热炉烟气污染控制措施

项目加热炉均使用伴生气或净化后的干气作为燃料，采用低氮燃烧技术，加热炉燃烧烟气通过不低于8m高排气筒排放，主要污染物SO_2、NOx及颗粒物排放量小。类比第三采油厂现有站场加热炉烟气排放浓度，本项目新建加热炉烟气排放浓度可满足《锅炉大气污染物排放标准》（DB61/1223-2018）表3其他燃气标准的要求，能够实现稳定达标，烟气经不低于8m高排气筒排空，对环境空气影响较小。

8.2.2废水污染防治措施

8.2.2.1设计方案提出的措施

（1）含油污水经处理达到《碎屑岩油藏注水水质推介指标及分析方法》（SY/T5329-2022）V级标准后全部作为油田开发中的注水用水，不外排。

①废水分析

油田生产废水包括采出水、井下作业废水等，其特点是含油量高，并含有一定量的泥沙，采出水随采油井服务年限的增加而增加。井下作业废水，包括修井、洗井废水，属于临时性废水，水质与采出水相近。井下作业废水和采出水均经站场采出水处理设施进行处理，达标后回注油层。

②控制目标

生产废水经采出水处理设施处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2022）V级标准后全部回注。生产废水处理率和回注率均达到100%。

③处理工艺选择

1）采出水

本次产建工程不建设采出水处理系统，依托现有设施。依托站场采出水处理系统情况见章节4.4.2，主要采用工艺为“沉降除油+气浮+过滤”，为常见可行工艺。

2）作业废水

产建工程不新增作业废水处理设施，均依托现有设施，主要采用工艺为“沉降除油+气浮+过滤”，为常见可行工艺。依托情况见章节4.4.3，根据依托可行性分析出水含油量≤100mg/L，悬浮物固体含量≤35mg/L，可以满足本次产建需求。

8.2.2.2环评提出的补充细化措施

结合设计方案提出的含油废水治理措施进行分析，环评认为各类废水可以依托第三采油厂现有采出水处理系统和作业废水处理系统处理达标，依托现有回注站进行回注，回注井规模也可以满足回注需求，依托可行。本次环评提出以下水环境影响减缓措施：

（1）由于项目部分工程距离地表水水源保护区较近，因此环评提出以下要求：项目施工过程中应严格执行选址的要求，对水源保护区进行避让，对于水源保护区邻近区域，不得设置材料堆放场或者固废堆放场等，不得在水源保护区实施污染水源保护区的作业行为。

（2）本项目管线跨越河流和冲沟均依托现有桁架，环评要求增加穿跨越段管道壁厚，提高防护等级，加大巡线频率，定期检查管道安全保护系统和测量管线内外腐蚀情况，对管壁严重减薄段及时更换，对管线泄漏事故及时发现，及时处理，防止管线原油和采出水泄漏，雨水冲刷污染地表水。

（3）本次集输系统根据同层集输的原则进行匹配校核，同层集输后去往相同层位的处理站处理，最终经同层位的采出水处理站处理采出水，处理后的采出水再经同层位的注水井回注油层，用以保证同层回注油层的要求。本项目产生的采出水和措施作业废水应处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2022）V级标准后回注。

8.2.3 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。

在项目运行各个阶段，对地下水环境及环境保护目标，可能会产生影响的工程活动主要有：生活污水排水；运行期污废水泄漏、排放等。设计方案未针对泄漏情况提出具体措施，针对这些影响，从地下水环境保护角度，本次评价提出了多方面的环境保护措施。

8.2.3.1源头控制措施

（1）采油井和回注井的运行管理和关闭要求；

①加强回注井的固井质量及运行管理，确保回注水水质合格；

②在采油井和回注井投入使用后，一是建立回注系统操作规程，记录注水量、水质、泵压变化情况，定期开展动态分析；二是对采油井和回注井每周进行一次巡检，每年定期开展带罐检修工作；

③按照地下水环境监测计划定期对区域的地下水水井进行地下水取样监测，建立台账、及时对比分析水质变化；

④采油井和回注井关闭时，要对其进行套内、套外和井口处理，利用水泥等防渗材料对采油井和回注井从井口到井底的所有空间进行永久性封堵，封井后要进行定位，在井口位置做永久标识，注明井号，指示风险，围栏圈闭保护，严禁在上面建任何建筑物，并要求周边建筑物必须有一定的安全距离，并建账存档，便于以后调档查阅。

⑤采油井和回注井关闭时，要对其进行套内、套外和井口处理，利用水泥等防渗材料对采油井和回注井从井口到井底的所有空间进行永久性封堵，避免深部石油串层造成对地下水的污染；同时拆除采油设备，清除回收设备内残余的原油，彻底清理回收井场内的落地油，避免对浅层地下水造成污染。封井后要进行定位，在井口位置做永久标识，注明井号，指示风险，围栏圈闭保护，严禁在上面建任何建筑物，并要求周边建筑物必须有一定的安全距离，并建账存档，便于以后调档查阅。

（2）废水收集及回用措施

①油田生产废水包括采出水、井下作业废水（修井、洗井废水）等，其特点是

含油量高，并含有一定量的泥沙；

②采出水依托现有的采出水处理设施处理；井下作业废水全部通过罐车运至就近的措施作业废水处理站进行处理；

③生产废水经处理后达到标准后全部回注不外排。要求生产废水处理率和回注率均达到100%，且必须回注开发油层，严禁回注其他层位，严禁采出水外排；

④严禁以渗坑储存等形式处置含油污水；

⑤优化水资源配置，节约和保护水资源，提高水资源利用效率和效益，制定节水方案，生产废水回注率要求达到100%，使有限的水资源得到合理利用；

（3）防止固废淋溶水下渗污染地下水的措施

①油井建成采取试油进罐的方式，减少落地油的产生量；试油时井场铺设防渗布，及时回收落地油，确保回收率达到100%；

②运行期修井作业往往会有部分原油散落在油井周围成为落地油，井下作业时采用“密闭清洗，钢制箱体平台，高分子轻体钻等清洁生产工艺”，并采用“铺设作业、带罐上岗”的模式，实现“井液不出井筒，落地原油全部回收”；

③对落地油必须严格按照清洁生产的原则，在源头上加以控制，使之尽量“不落地”；

④按标准化井场建设标准建设井场，井场内建设雨水蒸发池、污油池及导排设施，确保井场雨水与污油不出井场。

（4）原油管线的运行管理和关闭要求

在原油管线投入使用前，对原油管线采取防腐措施，防腐等级应采用特加强级别，并在施工结束后检查管线密闭性。在管线投入使用后，一是建立管线管理和维护细则，详细记录油压、水压和输入输出油（水）量；二是对管线定期进行人工巡查；三是采用分布式光纤监测系统对管线进行完整性监测；四是遇到管线破裂发生原油泄漏的情况，必须及时采取相应措施，并评估对地下水环境及水源地和居民供水井的影响程度。原油管线设置在线压力监测系统，确保泄漏可及时发现。

原油管线废弃封堵前，对输油管线内残留的原油要回收处理。

8.2.3.2分区防渗措施

依据《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013），根据生活生产装置和设施的性质、包气带岩性结构、污染控制难易程度及其地下水环境风险，以及拟

采取的防渗处理方案，将井场、站场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。

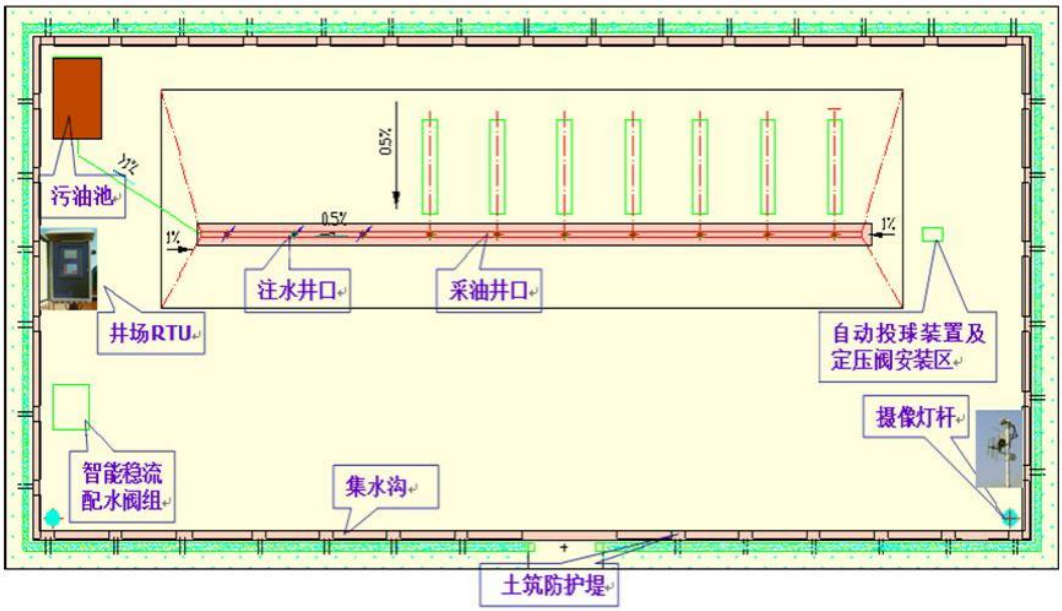


图8.2.3-1 井场防渗分区图

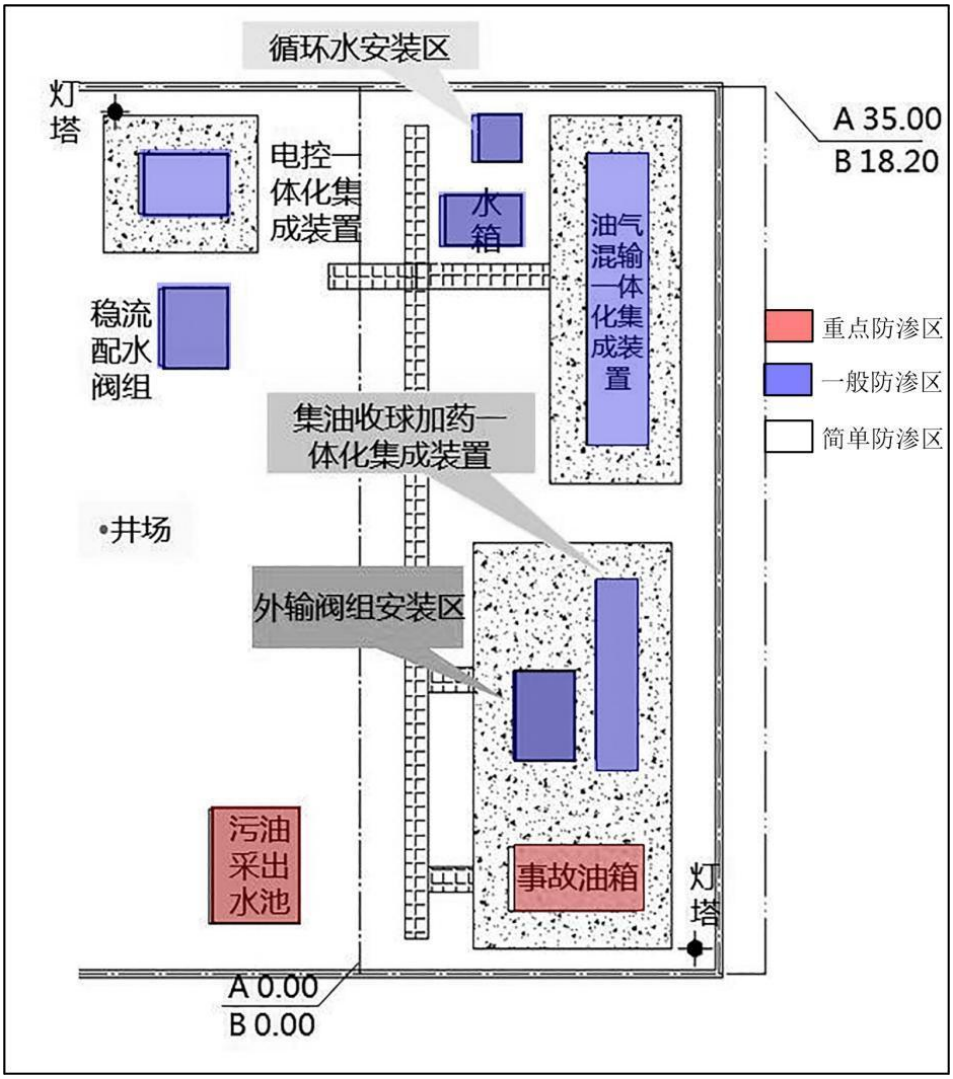


图8.2.3-2 降回压站（增压站）防渗分区图

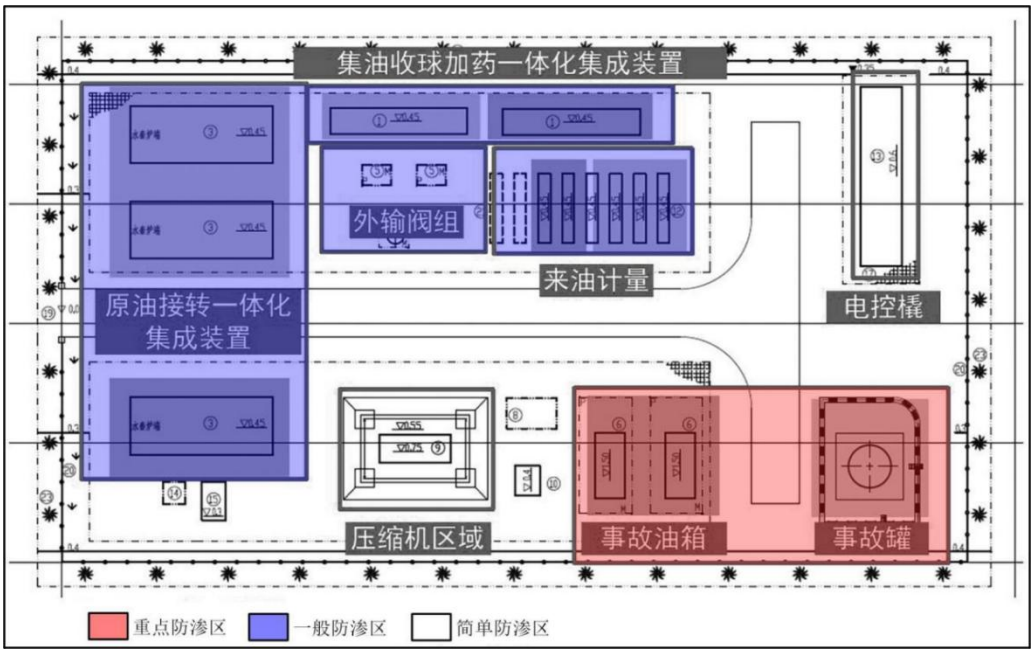


图8.2.3-3 接转站防渗分区图

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。不管采取何种防渗形式，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。

重点防渗区地面四周应设置一定高度的围挡设施，围挡的具体高度应根据装置区可能泄漏物质的量确定，要保证能容纳可能泄漏的物质。所有混凝土结构的接缝要采用 HDPE 防漏设计。

②一般防渗区

一般污染防治区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。不管采取何种防渗形式，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。

一般污染防治区地面四周应设置高度不低于 150mm 的围挡设施，具体高度应根据装置区可能泄漏物质的量确定，要保证能容纳整个装置区可能泄漏的物质。所有混凝土结构的接缝要采用 HDPE 防漏设计。

③简单防渗区

简单防渗区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。

8.2.3.3跟踪监测措施

为了及时发现项目运行过程中出现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，同时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，根据《环境影响评价技术导则·地下水环境》（HJ610-2016）、《排污单位自行监测技术指南陆上石油天然气开采工业》（HJ1248—2022）、《地下水环境监测技术规范》（HJ/T164-2020）和《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南》（HJ1209-2021）等相关规定，项目建成后应对开采区内地下水水质进行长期跟踪监测。建议建设单位在项目正式运行前，在油田公司监测计划的基础上结合本项目工程布局完善地下水环境跟踪监测点，并在项目运行中定期监测、定期整理研究、定期预报、识别事故并及时采取措施，尽可能减小项目在非正常状况下对地下水环境的影响。

（1）井、站场

建设项目采油井、采出水回注井众多，非正常状况下污染物渗漏的井位具有不确定性，对每口井周围的地下水环境都进行监控不太可行，因此，地下水水质监测点的布设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）管线地下水环境监测

项目管线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供水安全，但由于实际情况下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，应利用进出油（水）水量平衡的方法，及时发现原油或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

原油或采出水可能发生的渗漏，减小原油或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。

A）监测因子

本项目跟踪监测因子依据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）、《地下水环境监测技术规范》(HJ164-2020)、《排污单位自行监测技术指南陆上石油天然气开采业》（HJ1248-2022）、《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）和《建设项目竣工环境保护验收技术规范石油天然气开采》（HJ612-2011）等规定确定为：①静水位埋深；②pH、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、汞、砷、六价铬、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、总硬度、溶解性总固体、钡、氟化物、铜。

B）监测频率

依据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）和《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020），并考虑本项目的情况，监控点位每半年监测一次。

本次评价收集到志丹顺宁区域、吴起区域地下水跟踪监测井分布，选择其中 7 口作为本次地下水跟踪监测井，同时新增 3 口现有民井作为跟踪监测井，可以满足企业后续地下水跟踪监测的需求。

地下水跟踪监测点分布图见图8.2.3-1、表8.2.3-1。

表8.2.3-1地下水水质监测点位基本情况统计表

序号	GZJC01	GZJC02	GZJC03	GZJC04	GZJC05	GZJC06	GZJC07	GZJC08	GZJC09	GZJC10
名称	顾家塌民井	王崖窑水井	黄沟门村	后胶泥庄	桃梨坬水井	四咀水井	曹儿台民井	吴二联北侧	旗六转上游	杨家沟水井
坐标	E108°40'58.42"N36°52'11.61"	E108°33'46.87"N36°58'19.45"	E108°38′46.81″N36°55′8.44″	E108°39′29.75″N36°52′58.30″	E108°30'47.08"N36°59'10.21"	E108°42'02.73"N36°55'20.32"	E108°02'11.68"N36°59'44.94"	E108°04′07.46″N37°00′13.35″	E108°01′14.81″N36°57′27.35″	E108°27'20.87"N37°06'18.96"
位置	志丹区块						吴起、新寨区块			桐寨区块
监测工程	污染监控井									
监测井类型	现有跟踪监测井				新增跟踪监测井		现有跟踪监测井			新增跟踪监测井
井深（m）	16	16	18	16	18	15	45	300	300	16
监测层位	白垩系环河组裂隙潜水含水层	第四系风积黄土潜水含水层				白垩系环河组裂隙潜水含水层	第四系风积黄土潜水含水层			
监测频率	每半年监测一次									
监测因子	①静水位埋深；②pH、石油类、石油烃（C6~C9）、石油烃（C10~C40）、汞、砷、六价铬、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、总硬度、溶解性总固体、钡、氟化物、铜。									
备注	发现泄漏采取截断措施后应加强监测频率，10天一次									

5.2.3.4地下水环境污染事故应急预案及应急处置措施

（1）居民供水应急预案

在项目调查评价区范围内，第四系潜水、白垩系洛河组含水层和侏罗系安定组含水层是居民供水的主要供水水源。在项目建设及运行过程中若发生地下水环境污染事故，建设单位应采取以下措施：

临时性供水措施：居民饮用水水源由于建设项目的原因出现问题后，建设方应及时采用拉水车拉运的方式，首先保障居民的饮用供水，并上报当地政府相关部门。永久性供水措施：由于项目建设及运行引起现有居民供水水源出现供水安全问题后，建设方应出资，会同地方水行政部门、地质勘探部门，采取施工新井的方式或者通过管道引用其他水源，及时解决居民的供水问题。另外建设方要对由于供水所导致的村民农业生产损失给予补偿。

（2）地下水污染风险应急预案

制定预案的目的是可以有序的开展地下水污染事故处理，有效控制地下水环境污染范围和程度，降低污染事故所引起的社会恐慌程度，保障周边居民供水安全，科学修复地下水环境。结合本项目特点，参照有关技术导则，制定地下水污染事故处理程序见图 5.2.3-2。

污染事故发生后，应及时进行现场污染控制和处理，包括阻断污染源、清理污染物等措施；必要时及时向各级政府呈报。同时对污染事故风险及时作出初步评估，影响到水源地和周边居民供水安全时，及时采取应对措施。

应急处理结束，在调查监测基础上，对事故所引起的地下水环境风险做出精确综合评价，包括对地下水环境短期影响、长期影响；对现有供水井供水安全的影响等。在事故造成地下水环境污染时，建设单位要提出地下水环境修复治理方案，经地下水环境监管部门审查通过后，组织实施地下水环境污染的修复治理工程，并由地下水环境监管部门进行工程进行验收。

（3）应急处置措施

一旦发现原油在输送过程中发生了泄漏，用最快的办法切断管段上、下游的截断阀，同时组织抢修队伍人工开挖集油池，并用砂土、水泥等及时围堵或导流，防止泄漏物向河流、农田、居民点等重要目标或危险源流散，确保泄漏原油不进入地表水体；在原油泄漏险情排除后迅速清理应急现场，回收原油，对少量无法回收的

油泥，应在当地生态环境管理部门的批准下妥善处理；对土壤中的污染物质进行消毒、洗消、清运，最大限度的消除危害。

注水井一旦发生套外返水事故，必须立即停止注水，重新修井、固井，并对已经污染的地下水进行相应的治理。永久性供水措施：由于项目建设及运行引起现有居民供水水源出现供水安全问题后，建设方应出资，会同地方水行政部门、地质勘探部门，采取施工新井的方式或者通过管道引用其他水源，及时解决居民的供水问题。另外建设方要对由于供水所导致的村民农业生产损失给予补偿。

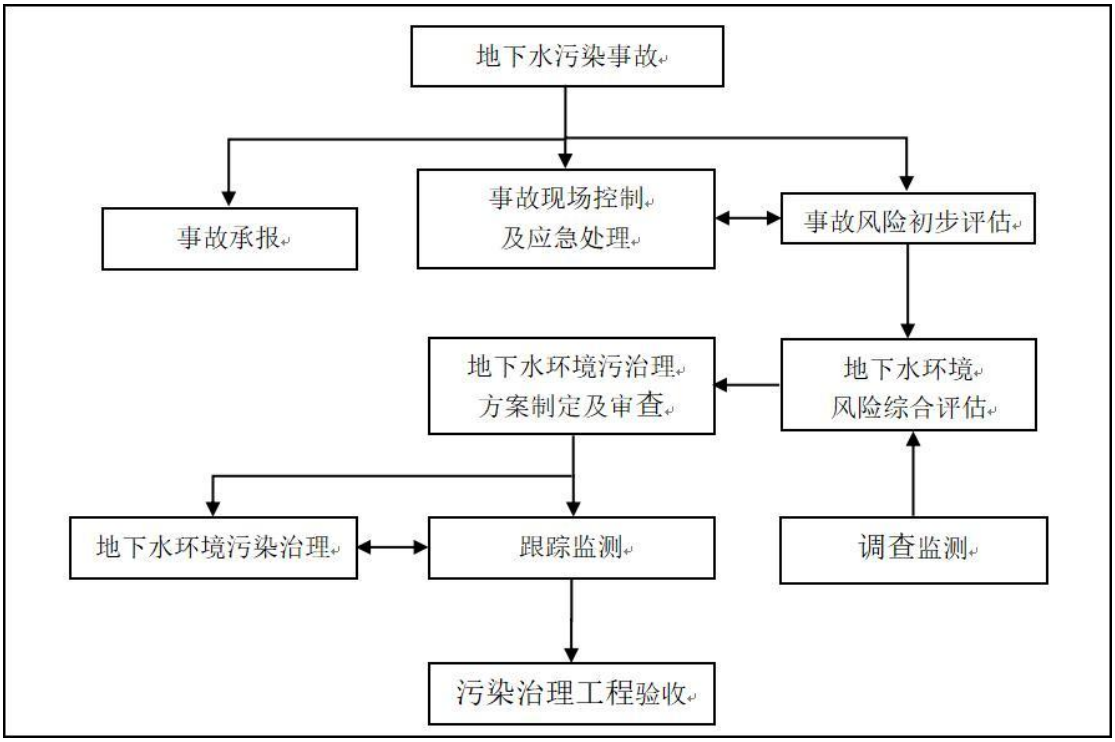


图5.2.3-2地下水污染事故处理程序框图

8.2.4 噪声污染防治措施

（1）井场、站场工程

由于井区噪声源分布非常分散，噪声污染的防治主要是采取经济合理噪声源控制措施。为降低噪声影响，在井站场设计中一般采取降噪措施有：

①站场选址远离居民点；

②合理安排站场平面布置；

③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，隔声减振；

④加强站场主要噪声源周围的植被绿化工作。

评价认为采用以上措施后，可有效的减少噪声影响，各井场、站场噪声均可做到达标排放，运行期噪声一般不会产生扰民现象，噪声污染控制措施可行。

（2）交通工程

①加强安全教育及管理，减少车辆鸣笛，并逐渐实行车辆禁鸣；

②严格限制车速、加强巡查，树立文明驾驶的习惯和安全意识；

③针对居民意见较集中的路段，建设单位应向沿线受影响的居民和有关单位做好宣传与解释工作。

8.2.5 固废污染防治措施

运行期产生的固废主要有落地油、含油污泥、含油废弃防渗包装物、废光伏板和生活垃圾等。设计方案针对固体废物提出集中收置、妥善处理的方向性要求，本次评价提出具体措施如下：

8.2.5.1落地油的控制及回收

运行期在修井作业中往往会有部分原油散落在井场周围成为落地油。因此必须对井场落地油采取有效的措施进行防治和控制，必须按照清洁生产的原则，从源头上加以控制，使之尽量“不落地”。

（1）井控

设置井控装置，在钻井过程中及完井后，严格井控技术规定和井口装置试压要求。

（2）井口油回收

根据标准化井场设计，井口设置集油槽，并铺设防渗布，井口产生污油全部装袋运往依托的污油泥暂存点；同时井场设置污油池，作为事故状态使用，保证井口泄漏原油全部收集。

污油池采用钢筋混凝土结构，采用环氧富锌底漆防腐。污油池的位置与井口平行放置，方便放喷连线。满足《危险废物贮存污染控制标准》中要求。污油泥采取有效的处置措施后，对周围环境影响小。

（3）井下作业

井下作业时采用“密闭清洗，钢制箱体平台，高分子轻体钻等清洁生产工艺”，并采用“铺设作业、带罐上岗”的模式，实现“井液不出井筒，落地原油全部回收”。

（4）加强管理，对井口装置、集油管线等易发生泄漏的部位进行巡回检查，减少或杜绝油井跑、冒、滴、漏，以及原油泄漏事件的发生。

在采取以上措施后，落地油产生量大大减少，污染控制措施可行。

8.2.5.2含油污泥及含油废弃防渗包装物的回收与处置

（1）含油污泥的产生

运行期含油污泥主要来自 2 个部分：采出水和作业废水处理产生的含油污泥、清罐罐底油泥。

（2）含油污泥的处理

在含油污泥的处理中，长庆油田第三采油厂积极推行含油污泥减量化和资源化的做法。“减量化”即是取密闭冲氮气清罐，热力循环，热水清泥等措施降低含油污泥量；“资源化”是指将清罐油泥收集后送至有资质的单位进行处置，可有效的减少废物的排放和节约资源，污染防治措施可行。

含油污泥的处置措施是站场、井场内能收集的含油污泥在污水污油池内暂存沉淀，定期委托有资质单位外运处置；无法收集至污水污油池的含油污泥袋装后运送至污油泥暂存点暂存，定期委托有资质单位外运处置；站场清罐产生的含油污泥由专业清罐公司清出后直接委托有资质单位外运处置，不暂存。

（3）含油污泥和含油废弃防渗包装物的收集、运输及贮存要求

①含油污泥和含油废弃防渗包装物收集污染控制要求

l企业应采用清洁化生产技术，从源头上减少含油污泥及其废弃包装物的产生量。

l产生含油污泥及其废弃包装物的场所应有接收和防渗（漏)措施。

l若发生原油或含油污泥落地，应及时收集，并清理现场。

l现场接收的含油污泥及其废弃包装物，应及时装入具有防渗（漏）功能的容器中，并及时安全转运或处理处置。

②含油污泥及其废弃包装物运输污染控制要求

l含油污泥及其废弃包装物的运输转移应按 HJ2025 和 JT617 等的规定执行。

l含油污泥及其废弃包装物运输单位要制定详细的运输方案、事故应急预案、并进行培训演练。

l含油污泥及其废弃包装物运输必须采用具有防渗（漏）措施车辆进行运输。

l运输过程中、严禁擅自倾倒、丢弃含油污泥及其废弃包装物。

l委托含油污泥及其废弃包装物运输的第三方单位必须具有危险废物运输资质，并按照《危险废物转移联单管理办法》的要求填写统一转移联单。

（4）危废处置

本项目含油污泥交由有资质单位处置，处置过程严格执行转移联单制度。

综上，本项目产生的落地油、含油污泥、含油废弃防渗包装物等危险废物经收集后交有资质单位安全处置，降低了环境危害，并使资源得到充分回收利用，评价认为污染防治措施可行。

8.2.5.3生活垃圾处置

本项目不新增劳动定员，不新增生活垃圾。

8.2.5.4废光伏板

光伏板组件为一般废物，废物代码：900-015-S17，产生量约 0.2t/a，报废后由厂家回收处置。

8.2.6土壤污染防治措施

项目土壤污染防治的重点主要是针对废水、固体废物的源头防控，设计方案未对此提出相关措施，评价对此提出措施如下。

8.2.6.1源头控制措施

（1）废水源头控制措施

①措施作业废水全部收集进入水处理系统，达标后回注油层，不外排；采出水依托现有站点处理后回注油层，废水不外排。

②加强管线巡线，定期对原油和污水管线进行壁厚检测，对腐蚀严重的管线及时更换，防止管线泄漏引起的土壤污染。

③加强标准化井场建设，设置含油污水收集池和集油槽，确保日常生产中井口落地油全部收集如此，避免地表径流携带污油污染井场及站外土壤；

④井、站场外修建截、排水设施，避免场地内部污染雨水流出场外。

（2）固废源头控制措施

①井口设置集油槽，并铺设防渗布，井口产生污油全部装袋运往依托的污油泥暂存点；同时井场设置污油池，作为事故状态使用，保证井口泄漏原油全收集；

②井下作业时采用“密闭清洗，钢制箱体平台，高分子轻体钻等工艺”，并采用“铺设作业、带罐上岗”的模式，实现“井液不出井筒，落地原油全部回收”；

③含油污泥清理和运输过程中避免危废物料散落地面污染地表。

8.2.6.2过程防控措施

新建站场和井场参照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）采取分区防渗措施，将地面设施防渗措施分为：重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区三个级别。其中，重点防渗区包括储罐区和污油污水池，防渗结构层的渗透系数不应大于 1.0×10^{-10}cm/s。

8.2.6.3管线土壤防控措施

对采油井、注水井、各类管线采用环氧冷缠带加锌阳极防腐工艺、有机涂层套管内涂层等技术进行防腐处理，或使用新型防腐管材，预防因腐蚀造成的井管及输油管线破裂事故污染土壤。

加强管线巡线，定期对原油管线进行壁厚检测，对腐蚀严重的管线及时更换，防治管线泄漏引起的土壤污染。

8.2.7 生态保护与恢复措施

（1）井场生态保护与修复措施

①施工结束后，对临时占地进行土地复垦，恢复原有土地使用功能。同时在井场周围及伴行道路两边进行生态恢复及绿化，做到开发一点，绿化一片。绿化栽种当地普适植物，并维护至可自行生长繁衍状态；

②井下作业按照“铺设作业、带罐上岗”作业漠视，及时回收落地油；

③洗井和维修产生的洗井废水由罐车运往措施返排液处理站集中处理，不得随地排放，避免对土壤和水体造成影响；

④及时回收井下作业过程中产生的落地油，将落地油的污染限制在井场范围内；

⑤对井场防渗污油回收池中的油泥，委托有资质的单位及时清理，并进行安全处置。

⑥对井场的临时用地在施工结束后，表层覆熟土并进行植树（草）绿化；

⑦加强井场植被的绿化和抚育工作，确保植被成活率大于80%，并定期采取补种等措施。

（2）站场生态保护及修复措施

①加强站场日常生产监督管理和安全运行检查工作，制定安全生产操作规程，加强职工安全意识教育和安全生产技术培训。

②对各种设备、管线、阀门定期进行检查，防止跑、冒、滴、漏，及时巡检管线，一旦发生事故应及时采取相应的补救措施，尽量减小影响和损失。采取先进的自动报警系统，加强事故防范及应急处理措施，避免供原油管道破裂发生泄漏，对周围环境和人群健康带来的危害。

③加强污染源及环境保护设施管理，保证达标排放。

④加强对绿化植物的管理和维护，减少运营初期造成的水土流失。

（3）管线、道路生态保护及修复措施

①加强对管线回填区的绿化和管理抚育工作。及时在管道两边及其所涉及区域进行植被恢复，提高植被覆盖率。

②为保护管道不受深根系植被破坏，在管道上部土壤中可种植浅根系植被。管道维修二次开外回填时，应尽量按原有土壤层次进行回填，以使植被得到有效恢复或减轻对植被的影响。

③加强宣传教育，提高输油管线沿线居民的环境保护意识，加强对绿化工程的管理与抚育，造林后应立即封禁，禁止采伐油区道路沿线两侧栽植的乔、灌木，禁止在输油管线沿线附近取土，以避免造成输油管线破坏、导致污染事件。

④加强各种防护工程的维护、保养与管理，保证防护工程的防护功能；加强对道路和输油管线沿线生态环境的监测与评估，及时对发现滑坡、坍塌、泥石流等隐患工点提前采取防治措施；

⑤加强管线巡检力度，对腐蚀、老化的管线及时更换；采取先进的自动报警系统，加强事故防范及应急处理措施，避免集输管道发生破裂泄漏事故，对周围环境带来的危害。

⑥定期对路基边坡进行管理维护，并根据情况不断进行改进，加以巩固和完善，提高其防护能力，防止土壤受到侵蚀。

8.3 闭井期

8.3.1 污染防治措施

闭井期主要污染源是井场和站场设备拆除、井场清理产生的扬尘和固体废物以及管线封堵产生的废物等，主要污染防治措施如下：

（1）油井退役后，对废弃井架、井台进行拆除，对出油管线进行清扫和封堵，

对废弃井的井眼进行封堵。

（2）站场设施、井口拆除和管线清扫封堵作业过程中产生的固体废物应按要求妥善处置，彻底清理回收井场、站场内的落地油及输油管线内残余的原油，避免对土壤和浅层地下水造成污染。属于危险废物的，应送有资质的单位进行处置，废弃设备、管线经清洗后回收再利用。

（3）对井场和站场永久占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫进行清理，并及时进行植被恢复。对报废井、破损井、服役期满井采取彻底的封井措施。

（4）闭井期作业车辆应固定线路和作业范围，禁止随意开路、停放，践踏和破坏植被，应尽量减少占用和破坏植被，将影响严格控制在征地范围内。

（5）井场封堵完成后建立封井档案，封堵完成后，及时将相关资料上报环保部门备案。在保留各类绿化、生态保护设施的基础上，恢复井场或原管线敷设带的原有地貌，使其与区域整体生态景观保持和谐一致。

（6）退役后，应按照污染地块土壤环境管理的有关规定，开展土壤和地下水环境调查，并按照相关管理规定对污染地块采取治理与修复措施。

评价认为，在采取上述闭井期污染防治措施后，可减缓闭井期对环境的影响。

8.3.2 生态保护与恢复措施

8.3.2.1 生态恢复与重建措施

（1）井场、站场生态修复与重建措施

①退役期油井退役后，应立即将油井的气层和井口封闭；并拆除井场采油设备及围墙，挖松夯实和固化的地面，并对井场土地进行平整、覆土、植被恢复。

②根据立地条件和因地制宜原则，对生态环境进行恢复和重建。井场植被恢复初期可撒播草籽，后期可种植沙柳、柽柳、柠条等灌木。

③保留各类绿化、生态保护设施，使油田开发区生态环境功能不变，生态环境质量不低于目前现状。

④在采油设备拆除过程中产生的落地油，应统一运往指定地点回收、处置，防止污染周围土壤环境。

⑤退役期站场应在退役期后 12 个月内予以拆除，同时挖松固化地面，并对站场土地进行平整、覆土和植被恢复，18 个月内达到土地使用功能。

⑥与水土保持工程措施相结合，设置截排水沟，防止水土流失。

（2）道路、管线生态修复与重建措施

①对井场道路的永久占地要进行生态恢复，要及时恢复原有植被和生态景观，使油田开发区与区域生态景观和谐一致。

②部分道路可以作为当地交通和农业生产用地，不必恢复；其余道路应恢复为草地等原土地利用类型。

③加强对输油管线沿线居民的环境保护教育，提高其环保意识，禁止挖掘废弃的原油管道，以避免对地表产生破坏和干扰，加速水土流失和土地沙漠化。

8.3.2.2 植被恢复工程技术要求

（1）井场、站场边坡防护

井场周边填方地段坡度应小于 1∶1，使填方地段小于项目区土壤安息角；在井场周边营造柠条、铁杆蒿、沙蒿混交林，造林前采取鱼鳞坑整地。其余空闲区域种植长芒草等。

（2）站场区绿化

站场场地一般布置紧凑，可结合场地布局插空绿化。

8.4 环境保护投资估算

根据《建设项目环境保护设计规定》的有关要求，环保投资必须纳入工程投资概算，本项目环保投资 1096 万元，占建设总投资（21703 万元）的 5.05%。

产建工程环境保护设施及污染防治措施投资详见表 8.4-1。

表8.4-1 产建工程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/治理量	环保投资（万元）
施工期	废水	钻井废水	废液收集罐，移动式收集设施收集后运往措施作业废水处理站处置	92口井	184
		试油废水压裂废液	试油废水拉运至现有措施作业废水处理站处理；压裂返排液拉运至现有措施作业废水处理站处理。	罐车10辆	20
		试压废水	试压废水由罐车收集后，送往采出水处理站处理达标后回注油层。	/	10
		施工人员生活污水	定期清理后用于农田施肥	/	10
	废气	施工扬尘	运输车辆遮盖篷布	110辆	3
			施工场地、围栏，道路临时硬化	/	18
			施工区域定期洒水	/	12
	噪声	强噪声源	隔音、减震、消声设施	/	18

分期	污染类别	污染源	治理措施、设施	数量/治理量	环保投资（万元）
	固废	落地油	地面铺设防渗布	27.6t	25
		含油废弃防渗包装物	污油泥暂存点暂存，有资质单位外运处置	2.3t	2
		钻井泥浆	废弃的泥浆和岩屑交有处理能力的第三方处置；含油段岩屑收集后委托有资质单位外运处置	92口井	100
		钻井岩屑（不含油）			
		含油钻井岩屑			
		生活垃圾	生活垃圾收集桶	/	2
	地下水	施工场地	重要区域铺设防渗布、土筑防火堤/围堰等	/	50
	风险	井喷、泄漏			
	生态	生态恢复	植被恢复、水土流失治理、农业和生态补偿、生态保护、恢复与重建费用	78.72hm^2	360
	小计				814
运行期	废气	加热炉烟气	加热炉燃用伴生气，设8m高排气筒	9根	50
	废水	采出水	依托现有的采出水处理系统处理后回注油层。	/	依托
		作业废水	作业废水运输至措施作业废水处理站处理后回注油层	/	依托
		生活污水	各站场、井场均设旱厕1座	22座	纳入工程投资
	噪声	抽油机、泵类	减振基座等	若干	25
	固废	落地油	地面铺设防渗布收集	/	5
		含油污泥	井口集油槽和污油池等，依托油泥暂存点暂存，有资质单位外运处置	225.61t	100
		含油废弃防渗包装物	依托现有污油泥暂存点暂存，定期委托有资质单位外运处置	2.76t	10
	地下水	分区防渗	站场、井场分区防渗措施	/	80
		跟踪监测井	跟踪监测	/	/
	风险	火灾爆炸引发伴生/次生污染	安装火灾、烃类气体等报警装置，站内设消防设施等	/	12
	小计				282
闭井期	生态	井场、站场、管线等恢复	拆除采油设备、土地平整、覆土、植被恢复等；拆除围墙、管线清扫封堵、道路恢复、土地平整、覆土、植被恢复等	/	纳入生态环境治理成本
合计					1096

9 环境风险评价

环境风险评价应以突发性事故导致的危险物质环境急性损害防控为目标，对建设项目的环境风险进行分析、预测和评估，提出环境风险预防、控制、减缓措施，明确环境风险监控及应急建议要求，为建设项目环境风险防控提出科学依据。

9.1 风险调查

9.1.1 风险源调查

本项目可能存在的风险单元包括井场、站场、集输管线、输气管线等。

1、井场

（1）钻采作业

在钻井过程中，当钻穿高压油气层时，因处理不当等原因可能造成井喷事故。喷出的原油覆盖植被、污染土壤，大量烃类气体会污染环境空气。

（2）采油注水

采油井由于固井质量差或井管发生井漏事故造成采出液在井管外流动上返污染地下水；采出水回注井发生井管破裂，进而导致套外返水时，可能会穿透含水层污染地下水。

2、站场

原油属易燃物质，站内集输和储存过程中存在泄漏并引发火灾、爆炸事故的风险。事故发生后，燃烧后伴生/次生的 CO、SO_2（原油中的硫以有机硫形式存在）有毒有害物质等扩散进入大气后对大气环境会造成影响。事故后产生的消防废水若不及时收集处理，会对地表水、土壤及地下水环境造成影响。

3、输油管线工程

原油集输管线发生泄漏事故后，泄漏原油进入土壤，会对土壤、植被造成影响；管线穿跨越沟道、水体时泄漏原油对下游地表水造成污染，以及泄漏原油通过包气带进入地下水环境从而对地下水造成污染。

4、输气管线

集供气管线若因不法分子钻孔盗气、管道上方违章施工等第三方破坏、管道腐蚀、管道质量缺陷、施工缺陷以及洪水、滑坡、地震等自然灾害造成管道破裂，导致气体泄漏，可能发生火灾、爆炸事故。

9.1.2 环境敏感目标

本项目环境风险敏感目标为井区附近及集输管线两侧的敏感点，主要保护目标为区域内环境空气质量、地表水、地下水和土壤环境质量。根据危险物质可能的影响途径以及现状调查，拟建场站、管线环境敏感目标属性、方位和距离分布见 2.7.2 章节。

9.2 环境风险潜势初判

9.2.1 评价工作等级与范围

根据项目涉及的每种危险物质在单个站场厂界内的最大存在总量，及其在《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B 中对应临界量的比值确定 Q。当只涉及一种危险物质时，Q 值取该物质的总量与其临界量比值；当存在一种以上危险物质时，Q 值计算公式如下：

$$Q = q_1/Q_1 + q_2/Q_2 \cdots\cdots + q_n/Q_n$$

式中：

q_1、q_2…q_n —— 每种危险物质的最大存在量，t；

Q_1、Q_2…Q_n —— 每种危险物质临界量，t。

当 Q＜1 时，该项目环境风险潜势为I；

当 Q≥1 时，将 Q 值划分为：①1≤Q＜10；②10≤Q＜100；③Q≥100。

本项目施工和钻井过程中涉及的危险物质主要为柴油，运行过程中涉及的危险物质为原油和伴生气。投运后原油和伴生气全部通过管线集输，在站场内密闭储存。

本项目涉及的危险物质临界量参照附录B确定。根据分析可知，项目施工和运行期Q均小于1，故危险单元环境风险潜势可直接确定为I，本项目Q值确定见表9.2.1-1。

表9.2.1-1 本项目Q值确定表

序号	危险单元		危险物质	临界量/t	最大量/t	比值 Q	备注
1	站场	柳 91-281 降回压站事故油罐	含水油	2500	32.4	0.013	30m^3
2		高 213 降回压站事故油罐	含水油	2500	32.4	0.013	30m^3
3		顺 92-05 降回压站事故油罐	含水油	2500	32.4	0.013	30m^3
4		柳 100-28 降回压站事故油罐	含水油	2500	32.4	0.013	30m^3
5		柳 154-01 降回压站事故油罐	含水油	2500	32.4	0.013	30m^3
6		新柳八增事故油罐	含水油	2500	32.4	0.013	30m^3
7		柳 40 增事故油罐	含水油	2500	32.4	0.013	30m^3
9	集油管线	柳19增至柳三脱集油管线	含水油	2500	41.551	0.017	L245N-Φ89×5.5 7.29km-4.0MPa
10		柳28增至新柳8增	含水油	2500	4.184	0.002	L245N-Φ89×5.5 0.86km-4.0MPa
11		柳100-28降回压站至柳三脱集油管线	含水油	2500	35.143	0.014	L245N-Φ76×5.5 8.63km-4.0MPa
12		顺85-62至柳三脱集油管线	含水油	2500	17.766	0.007	L245N-Φ89×5.5 3.16km-4.0MPa
13		柳135-4增至柳三脱集油管线	含水油	2500	28.025	0.011	L245N-Φ89×5.5 4.96km-4.0MPa
14		柳154-01扩降回压站至柳三脱集油管线	含水油	2500	40.52	0.016	L245N-Φ76×5.5 7.89km-4.0MPa
15		柳三脱至靖五联集油管线	含水油	2500	27.583	0.011	L245N-Φ114×5.5 2.98km-4.0MPa
16		南三转至南三脱改线管线	含水油	2500	1.146	0	L245N-Φ114×5.5 0.20km-4.0MPa
17		南3号转油点至南三脱集油管线	含水油	2500	33.35	0.013	L245N-Φ89×5.5 5.82km-4.0MPa
18	集气管线	顺平95-4至柳26增集气管线	干气	10	0.002	0.0002	L245N-Φ48×4.0 1.21km-0.25MPa
合计						0.1822	/

注：单井出油管线由于长度均小于 5km，不构成重大危险源，不再进行单个计算。

9.2.2 评价工作等级确定

根据导则，环境风险评价工作等级与环境风险潜势对应关系见表 9.2.2-1。

表 9.2.2-1 风险评价等级判别表

环境风险潜势	IV、IV+	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析[a]
a是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明				

本项目各站场及井场、管线等危险单元 Q 值均＜1，直接判定环境风险潜势均为 I，进行简单分析。

9.3 环境风险识别

9.3.1 物质危险性识别

本项目生产过程中所涉及的危险物质有原油、伴生气、火灾爆炸事故次生污染物 CO、SO_2 以及柴油，根据《危险化学品重大危险源辨识》(GB18218-2018)，以上危险物质危险特性见表 9.3.1-1。

表 9.3.1-1 危险物质分类表

危险特性		危险物质
有毒物质	急性毒性属于1类、2类（剧毒物质）	CO
	急性毒性属于3类别（一般毒性物质）	/
易燃物质	易燃气体	伴生气
	易燃液体	原油
	可燃液体	柴油

各物料的基本性质如下：

1、原油

原油主要理化性质见表 9.3.1-2。

表 9.3.1-2 原油的理化性质

标识	中文名：原油	英文名：Petroleum
	危规号：32003	CAS号：75-01-04
理化性质	外观与形状：红色、红棕色或黑色有绿色荧光的稠厚性油状液体	溶解性：不溶于水，溶于多数有机溶剂
	熔点(℃)：-259.2	沸点(℃)：120～200℃
	比重：0.84～0.86(水=1)	稳定性：稳定
危险特性	危险性类别：中闪点易燃液体	燃烧性：易燃
	闪点(℃)：＜28℃	爆炸上限(%)：5.4
	爆炸下限(%)：2.1	燃烧(分解)产物：一氧化碳、二氧化碳

	其蒸气与空气形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。遇高温，容器内压增大，有开裂和爆炸危险性。
	灭火方法：泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。用水灭火无效。
	灭火剂：泡沫、干粉、二氧化碳
毒性	LD50：500～5000mg/kg
健康危害	侵入途径：吸入、食入
	健康危害：蒸气可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状。

由表 9.3.1-2 可以看出，原油具有以下特性：

①火灾爆炸危险性：原油属中闪点易燃液体，其火灾危险性为甲类物质；

②易蒸发性：油田作业场所不同程度地存在因蒸发而产生的可燃性油气；

③毒性物质：原油具有一定的毒性；

④易积聚静电荷：静电放电是导致火灾爆炸事故的一个重要原因；

⑤易流淌、扩散性：原油一旦泄漏将覆盖较大面积，扩大危险区域；油品的蒸汽一般比空气重，易沿地表扩散；

⑥热膨胀性：原油受热后，温度升高，体积膨胀，若容器灌装过满，超过安全容量，或者管线输油后不及时排空，又无泄压装置，便可导致容器或管件的损坏，引起油品外溢、渗漏，增加火灾爆炸危险性。

2、伴生气

原油伴生气又称石油气，本项目伴生气中不含硫化氢。伴生气主要理化性质见表 9.3.1-3。

表 9.3.1-3 伴生气（石油气）的理化性质

标识	中文名：石油气	英文名：liquefiedpetroleumgas
	危规号：21053	CAS号：68476-85-7
理化性质	外观与性状：无色气体或黄棕色油状液体，有特殊臭味	自燃温度：413℃
	液态液化石油气相对密度为4℃的水的0.5～0.6倍	气态液化石气油比空气重1.5～2.0倍
	稳定性：稳定	
危险特性	危险性类别：第2.1类易燃气体	燃烧性：易燃
	闪点(℃)：-74℃	爆炸上限(%)：2.25
	爆炸下限(%)：9.65	燃烧(分解)产物：一氧化碳、二氧化碳
	极易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与氟、氯等接触会发生剧烈的化学反应。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇明火会引着回燃。	

	灭火方法：切断气源。若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。
	灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳。
健康危害	侵入途径：吸入
	健康危害：有头晕、头痛、兴奋或嗜睡、恶心、呕吐、脉缓等；重症者可突然倒下，尿失禁，意识丧失，甚至呼吸停止。可致皮肤冻伤。长期接触低浓度者，可出现头痛、头晕、睡眠不佳、易疲劳、情绪不稳以及神经功能紊乱等。

原油伴生气具有以下特性：

①易燃易爆性：极易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险，燃烧分解产物为 CO；

②易扩散性：其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇明火会引着回燃。

3、柴油

柴油是用于柴油机的燃料，主要用于钻井和修井过程，使用比较分散。柴油的主要理化性质见表 9.3.1-4。

表 9.3.1-4 柴油理化性质

标识	中文名：柴油	英文名：Dieseloil；Dieselfuel
	分子式:CXHY	分子量：190～220
	UN编号：1202	CAS号：68334-30-5
理化性质	外观与性状:稍有粘性的棕色液体	溶解性:不溶于水
	熔点(℃):-18	沸点(℃):282～338
	相对密度:(水=1)0.87～0.9	禁忌物:强氧化剂、卤素
	稳定性:稳定	聚合危害:不聚合
危险特性	危险性类别:易燃液体	燃烧性:易燃
	引燃温度(℃):257	闪点(℃):65
	最小点火能(MJ):0.2	最大爆炸压力(MPa):0.82
	燃烧热：9700大卡/kg	燃烧(分解)产物:一氧化碳、二氧化碳
	危险特性：遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险。若遇高温、容器内压力增大，有开裂和爆炸的危险	
	灭火方法:尽可能将容器从火场移至空旷处时持火场容器冷却，直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。	
	灭火剂:泡沫、二氧化碳、干粉、1211灭火剂、砂土	
健康	侵入途径:吸入、食入、经皮吸收	

危害	健康危害:皮肤接触柴油可引起接触性皮炎、油性痤疮；吸入可引起吸入性肺炎。能经胎盘进入胎儿血中。柴油废气可引起眼、鼻刺激症状，头晕及头痛。
	工作场所最高允许浓度：未制定

4、CO

原油等发生火灾爆炸时产生次生污染物 CO，其主要理化性质及危险特性见表 9.3.1-5。

表 9.3.1-5　一氧化碳理化性质及危险特性

标识	中文名：一氧化碳		英文名：carbonnomoxide
	分子式：CO		分子量：28
	危规号：21005	UN编号：1016	CAS号：630-08-0
理化性质	外观与性状：无色无臭气体		溶解性：微溶于水，溶于乙醇、苯等多数有机溶剂
	熔点(℃)：-199.1		沸点(℃)：-191.4
	相对密度：(水=1)0.79		相对密度：(空气=1)1.11
	饱和蒸汽压(1(Pa)13.33(-257．9℃)		禁忌物：强氧化剂、碱类
	临界压力(MPa)：3.50		临界温度(℃)：-140.2
	LC50：2069mg/m3（人吸入1小时）		
	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(℃)：610		闪点(℃)：<-50
	爆炸下限(%)：9.5		爆炸上限(%)：74.2
	最小点火能(MJ)0.3～0.4		最大爆炸压力(MPa)：0.720
	燃烧热(J/mol)：285624		燃烧(分解)产物：二氧化碳
危险特性	危险特性：是一种易燃易爆气体，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高温能引起燃烧爆炸		
	灭火方法：切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体，喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处		
	灭火剂：泡沫、二氧化碳、雾状水、干粉		
健康危害	侵入途径：吸入		
	健康危害：CO在血液中与血红蛋白结合而造成组织缺氧。 急性中毒：轻度中毒者出现头痛、头晕、耳鸣、心悸、恶心、呕吐、无力，血液碳氧血红蛋白浓度可高于10%；中度中毒者除上述症状外，还有皮肤粘膜呈樱红色、脉快、烦躁、步态不稳，甚至中度昏迷，血液碳氧血红蛋白浓度可高于30%；重度患者深度昏迷、瞳孔缩小、肌张力增强、频繁抽搐、大小便失禁、休克、肺水肿、严重心肌损害等，血液碳氧血红蛋白可高于50%。慢性影响：能否造成慢性中毒及对心血管影响无定论。		
	工作场所最高允许浓度：中国MAC=30mg/m^3		

5、SO_2

原油等发生火灾爆炸时原油中的有机硫燃烧产生次生污染物 SO_2，其主要理化性

质及危险特性见表 9.3.1-6。

表 9.3.1-6 二氧化硫理化性质及危险特性

标识	中文名：二氧化硫	英文名：sulfur dioxide
	分子式：SO_2	分子量：64.06
	危规号：23013	危险性类别：第2.3类有毒气体
理化性质	外观与性状：无色气体，特臭	溶解性：溶于水，乙醇
	熔点(℃)：-75.5	沸点(℃)：-10
	相对密度：(水=1)1.43	相对密度：(空气=1)2.26
	饱和蒸汽压(1(Pa)338.42(21.1℃)	禁忌物：强氧化剂、强还原剂、易燃或可燃物
	临界压力(MPa)：7.87	临界温度(℃)：157.8
	LC50：6600mg/m^3（大鼠吸入1小时）	稳定性：稳定
燃爆特性	燃烧性：本品不燃，有毒，具有强刺激性	建筑火险分级：乙
	引燃温度(℃)：无意义	闪点(℃)：无意义
	爆炸下限(%)：无意义	爆炸上限(%)：无意义
	危险特性：不燃。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。	
	灭火方法：本品不燃。消防人员必须佩戴过滤式防毒面具（全面罩）或隔离式呼吸器、穿全身防火防毒服，在上风向灭火。切断气源。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳。	
毒性及健康危害	侵入途径：吸入	
	急性毒性：LD50：无资料 LC50：6600mg/m^3（大鼠吸入1小时）	
	健康危害：易被湿润的粘膜表面吸收生产亚硫酸、硫酸。对眼及呼吸道粘膜有强烈的刺激作用。大量吸入可引起肺水肿、喉水肿、声带痉挛而致窒息。急性中毒：轻度中毒时，发生流泪、畏光、咳嗽，咽、喉灼痛等；严重中毒可在数小时内发生肺水肿；极高浓度吸入可引起反射性声门痉挛而窒息。皮肤或眼睛接触发生炎症或灼伤。慢性影响：长期低浓度接触，可有头痛、头昏、乏力等全身症状以及慢性鼻炎、咽喉炎、支气管炎、嗅觉及味觉减退等。少数工人有牙齿酸蚀症。	
急救措施	眼睛接触：提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗。就医。	
	皮肤接触：立即脱去污染的衣着，用大量流动清水冲洗。就医。	
	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。	
泄漏应急处理	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并立即进行隔离，小泄漏时隔离150m，大泄漏时隔离450m，严格限制出入。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防毒服。从上风处进入现场。尽可能切断泄漏源。用工业覆盖层或吸附/吸收剂盖住泄漏点附近的下水道等地方，防止气体进入。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能，用已捕捉器使气体通过次氯酸钠溶液。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。	

9.3.2 生产系统危险性识别

根据各设施功能特点和危险物质分布情况，项目分为钻采井场、集油管线、原油处理站场等几个功能单元，施工过程中的风险设施主要集中在井场内；运行期风险设施主要分布在站场、各类管线等功能单元。

1、钻采井场

井喷：在钻、完井作业中，由于钻井液比重失调、防喷措施不当及其他误操作活动导致地层压力欠平衡或静液柱降低导致欠平衡而引起循环液漏失等原因，可能导致发生井涌。若不及时控制或控制不当，可能引发井喷事故。发生井喷的主要原因是地层压力过高且钻井泥浆比重失调以及防井喷措施不当。一旦发生井喷，将会有钻井泥浆、原油和天然气物质喷出，损害周围生态环境。

火灾、爆炸：伴随井喷可能释放大量的原油和大量烃类物质，如果当烃类物质聚集到爆炸浓度后，遇明火可能引发平台火灾、爆炸，可能对周围环境产生严重威胁。现场存放的柴油等油料发生泄漏引起火灾爆炸危险事故。

井漏：水平井钻井液密度选择范围变小，容易出现井漏和井塌或者钻遇到大面积裂缝发育带容易发生严重井漏、井喷；固井施工中可能会因水泥浆对漏失层强烈的挤压作用发生漏失。

泄漏：当发生油气泄漏事故时，若泄漏的原油遇到静电或明火，将会发生火灾事故产生 SO_2、CO 等次生污染物，影响周围环境空气质量。泄漏的原油会渗入土壤，并污染地下水，对土壤和地下水环境造成不利影响。

2、井下作业

射孔施工中，若压井液失衡，未采取防喷措施或防喷装置损坏，抢喷工具和配件未准备好，抢喷失败等原因导致井喷；试气作业时未按要求安装井控装置、违章操作等导致井喷；采气作业时因井控失效发生井喷。

井喷失控可导致火灾爆炸事故；试气过程中流程管线损坏、接箍未上紧、丝扣损坏、密封不良等可导致气体泄漏，泄漏气体遇火源着火、爆炸。

另外，注水井套外返水时若发生事故，可能会穿透含水层污染承压水。套外返水事故的主要原因在于固井质量不好、表层套管腐蚀或者固井水泥老化等，可能导致水泥环破裂及脱落，最终造成套外返水，对地下水环境造成影响。

3、站场

本项目涉及原油、伴生气集输的站场包括新建增压站及依托联合站等。站内管道、设备穿孔、破裂，将导致可燃物质（伴生气）的泄漏，泄漏的可燃气体或液体遇到火源（明火、机械火花、静电火花等）可能造成火灾、爆炸事故。危废暂存点的油泥等发生泄漏，可能污染周边土壤。

4、集油管线

本项目井场原油主要通过管线输至增压装置、转油站等原油处理站场。本次扩建开发拟建油气集输管线运行过程中因管道本身设计、管材制造、施工、操作运行和管理的各环节存在的缺陷和失误或者因为各种自然灾害而导致的管线破裂。存在的事故风险有油、气管线等设备因腐蚀穿孔而造成油、气泄漏；冬季运行时输油管线因保温性能差等原因发生冻堵、管线破裂；人为破坏导致管道泄漏，特别是当地窃油现象时有发生，窃油者在管道上打孔，窃油后引起原油泄漏。泄漏的原油会渗入土壤，并污染地下水，对土壤和地下水环境造成不利影响。伴生气泄漏后，在空气中形成爆炸性气体，遇火源会发生火灾、爆炸事故。

注水管线发生破裂后会造成采出水泄漏，进而污染泄漏点周边土壤及地下水环境，若进入河流则污染地表水体。

5、集供气管线

伴生气、干气主要成分为甲烷，甲烷属于低毒性物质、窒息性气体，尤其在密闭空间，易造成窒息死亡。空气中甲烷浓度过高能使人无知觉地窒息、死亡。因此，当发生泄漏事故，会对周边人群健康产生不利影响。

输气管道发生泄漏，极易引发火灾。气体瞬时大量泄漏，不容易完全燃烧，会产生一氧化碳。

9.3.3 危险物质向环境转移途径识别

通过以上物质、生产设施识别，本项目危险物质扩散途径主要有：

1、油气集输管线发生原油泄漏事故，泄漏原油进入土壤，对土壤、植被的影响；泄漏原油通过包气带进入地下水环境从而对地下水造成污染。

2、站场原油泄漏并达到爆炸极限导致火灾爆炸事故后未完全燃烧的有毒有害物质，以及完全燃烧后伴生/次生的 CO 等进入环境空气，从而对大气环境造成影响。

3、站场原油发生泄漏及火灾爆炸事故后产生的消防废水没有及时收集处理，扩散进入地表水，从而对地表水、土壤及地下水环境造成影响。

4、井场发生井喷对空气、土壤等的不利影响；

5、井漏事故中钻井废水、泥浆漏失于地下水含水层中，造成地下含水层水质污染。

9.3.4 风险识别结果

综上所述，本项目主要危险单元包括站场、井场、油气集输管线，危险单元的分布详见项目的地面工程布局图和站场平面布置图。各生产设施主要事故风险类型、来源及危害见表 9.3.4-1。

表 9.3.4-1 项目环境风险识别表

序号	危险单元	风险源	主要危险物质	环境风险类型	环境影响途径	可能受影响的环境敏感目标
1	钻采井场	钻井等	原油、伴生气	井喷	污染大气；原油覆盖地表和渗入地下后，阻塞土壤孔隙，使土壤板结，通透性变差，不利于植物生长；若原油流入地表水体，会形成油膜，阻碍水体溶氧，使水质变差	井场周边居民点
		采油井	原油	井漏	污染地下水水质	地下水
2	站场	原油储罐、事故油箱等	原油、伴生气	溢油	油品挥发，造成大气污染；原油覆盖地表和渗入地下后，阻塞土壤孔隙，使土壤板结，通透性变差，不利于植物生产；若发生在地表水体，则会形成油膜，阻碍水体溶氧，使水质变坏	站场周边居民点及地表水和地下水
			原油、伴生气	泄漏	阻塞土壤孔隙，使土壤板结，通透性变差，土壤功能破坏，植被死亡，污染大气；污染地表水和地下水	
			有害气体	火灾爆炸	有害气体污染大气；污染地表水和地下水	
3	油气集输	集输管线	原油、伴生气	泄漏	阻塞土壤孔隙，使土壤板结，通透性变差，土壤功能破坏，植被死亡，污染大气；污染地表水和地下水	管线两侧居民及穿跨越的地表水体和地下水
			有害气体	火灾爆炸	有害气体污染大气；污染地表水和地下水	
4	采出水回注	集输管线	采出水	泄漏	泄漏采出水渗入地下后，阻塞土壤孔隙，使土壤板结，通透性变差，不利于植物生产；若泄漏采出水进入包气带，会对沿线地下水水质产生影响。	地下水

9.4 风险事故情形分析

9.4.1 风险事故情形设定

参照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）表 E.1，本项目涉及的泄漏事故类型包括容器、管道的泄漏和破裂，泄漏频率见表 9.4.1-1。

表 9.4.1-1 本项目泄漏频率表

部件类型	泄漏模式	泄漏频率
常压单包容储罐	泄漏孔径为10mm孔径	1.00×10^{-4}/a
	10min内储罐泄漏完	5.00×10^{-6}/a
	储罐全破裂	5.00×10^{-6}/a
内径≤75mm的管道	泄漏孔径为10%孔径	5.00×10^{-6}/（m·a）
	全管径泄漏	1.00×10^{-6}/m·a）
75mm＜内径≤150mm的管道	泄漏孔径为10%孔径	2.00×10^{-6}/（m·a）
	全管径泄漏	3.00×10^{-7}/（m·a）
内径＞150mm的管道	泄漏孔径为10%孔径（最大50mm）	2.40×10^{-6}/（m·a）
	全管径泄漏	1.00×10^{-7}/（m·a）

在风险识别的基础上，选择对环境影响较大并具有代表性的事故类型，设定风险事故情形。站场工程中以各站场内风险物质（含水油）存在量一致，本次选取柳100-28 降回压站作为典型进行分析；集油管线中以柳 19 增→柳三脱集油管线在线量最大；输气管线中为顺平 95-4→柳 26 增集气管线伴生气。因此，评价选取上述新建工程作为典型进行分析。典型事故类型见表 9.4.1-2。

表9.4.1-2 典型事故类型及风险事故情形设定

序号	危险单元	环境风险类型	主要危险物质	风险源	影响途径
1	柳100-28降回压站	泄漏	石油	站内设备、管线等因腐蚀发生10mm孔径泄漏	泄漏原油通过站场雨水系统排入地表水
2		火灾爆炸	石油、一氧化碳	泄漏原油发生火灾及次生一氧化碳排放	
3	柳19增→柳三脱集油管线	泄漏	石油	管线破损、断裂发生原油泄漏事故	泄漏原油沿沟道直接排入地表水
4	顺平95-4→柳26增供气管线	泄漏	伴生气	管线破损、断裂发生伴生气泄漏事故	伴生气进入大气
5		火灾爆炸	一氧化碳	泄漏伴生气发生火灾及次生一氧化碳排放	CO进入大气

9.5 环境风险分析

9.4.2 源项分析

1、增压装置事故油箱泄漏

柳 100-28 降回压站为新建站场，设计规模 150m³/d，来油压力 4.0MPa，主要设备包括油气混输一体化集成装置、加热炉、集油收球加药一体化集成装置、事故油箱、污油回收装置和外输阀组等，设备室外布置，设备区不设置围堰。事故情形设定为设备腐蚀或法兰连接破损引发原油泄漏，根据导则，泄漏时间设定为 30min。根据导则附录 F，液体泄漏速率 Q_L 采用伯努利方程计算，公式如下：

$$Q_L = C_d A \rho \sqrt{\frac{2(P - P_0)}{\rho} + 2gh}$$

式中：Q_L——液体泄漏速率，kg/s；

P——容器内介质压力，Pa，设备运行压力取常压 P_0；

P_0——环境压力，Pa；

ρ——泄漏液体密度，kg/m³，取 840kg/m³；

g——重力加速度，9.81m/s²；

h——裂口之上液位高度，m，取 1m；

C_d——液体泄漏系数，按表 F.1 选取 0.5；

A——裂口面积，m²，泄漏孔径取 10mm。

假定泄漏发生在设备底部连接法兰处，泄漏 30min 后发现并关闭设备，柳 100-28 降回压站原油泄漏速率约为 0.209kg/s，设备关闭前外泄原油量为 375.53kg。

2、原油管线泄漏

管线原油泄漏量的大小与泄漏点处的运行压力、外压、原油密度、管道腐蚀穿孔的大小以及所处位置等参数有关。管道输油依托两端站场的站控系统进行泄漏检测，对设置阀室的管线实施远距离的数据采集、监视控制、安全保护和统一调度。管线一旦发生漏油事故，管内压力减小，截断阀在 1min 内响应并关闭，站内的输油泵最迟在 15min 内关闭，本次评价以最大风险泄漏量计算，即以 15min 作为阀室截断阀关闭前的泄漏时间，截断阀关闭后，管道断裂处原油继续泄漏，当与外界压力平衡时，泄漏终止。

根据 HJ169-2019 中 8.2.2.3 要求，本次评价泄漏事故按照管道截面 100%断裂估

算泄漏量，并考虑截断阀启动前、后泄漏量。截断阀启动前，泄漏量按实际工况确定；截断阀启动后，泄漏量以管道泄压至与环境压力平衡所需要的时间计。按照美国矿业管理部（MMS）管道油品泄漏量估算导则（MMS2002-033）给出的估算模式，总泄漏量为截断阀启动前后的泄漏量之和，计算公式为：

$$V_{rel}=0.1781V_{pipe}\times F_{rel}\times F_{GOR}+V_{pre\text{-}shut}$$

式中：V_{rel}：原油泄漏量，bbl（1 桶=0.159m^3）；

V_{pipe}：管段体积，ft^3（1ft^3=0.0283m^3），管段长度按两站之间的长度计算；

F_{rel}：最大泄漏速率，取 0.2；

f_{GOR}：压力衰减系数，取 0.2；

$V_{pre\text{-}shut}$：截断阀关闭前泄漏量，bbl，按设计输油能力 120m^3/d、泄漏 15min 核算；

根据计算，管线泄漏量如表 9.4.2-1。

表 9.4.2-1 柳 19 增→柳三脱集油管线 100%断裂泄漏量

管线	内径（mm）	长度（km）	管段体积（m³）	设计输油能力（m³/d）	阀门关闭前泄漏量（m³/次）	阀门关闭后泄漏量（m³/次）	总泄漏量（m³/次）
柳19增→柳三脱集油管线	89	7.29	29.29	120	1.25	0.12	1.37

3、输气管线泄漏

新建供气管线输送物料为干气，设计输气压力 0.25Mpa，管线规格 L245N-Φ48×4，管线中间设截断阀，管线一旦发生泄漏事故，管内压力减小。本评价设定在事故状态下管线全管径断裂，管线两端截断阀立即启动，启动时间为 3s。截断阀启动时间内，管道内压强恒定，伴生气泄漏为临界泄漏状态，泄漏量按照导则推荐的气体泄漏公式计算；截断阀启动后，管道内气压随伴生气的扩散而减小，泄漏过程客观地被分为两个性质不同的阶段，即临界泄漏阶段和亚临界泄漏阶段，当管道内气压与外环境大气压相同时，泄漏停止，本项目输气管线长度为 1.2km，可估算天然气平均泄漏速率。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 F 中有关气体的泄漏公式计算天然气初始泄漏速率。气体泄漏速度 Q_G 按下式计算：

$$Q_G = YC_dAP\sqrt{\frac{M\gamma}{RT_G}\left(\frac{2}{\gamma+1}\right)^{\frac{\gamma+1}{\gamma-1}}}$$

式中：Q_G——气体泄漏速度，kg/s；

C_d——气体泄漏系数，当裂口形状为圆形时取 1.00；

A——裂口面积，m^2，假设管道全部断裂，裂口面积为 0.001m^2；

P——容器压力；

M——分子量，主要成分是甲烷；

R——气体常数，J/（mol·k）；

T_G——气体温度，K；

Y——流出系数；对于临界流 Y=1.0

γ——气体的绝热指数（热容比）。

运用气体泄漏速率公式计算伴生气泄漏量，具体见表 9.4.2-2。

表 9.4.2-2 输气管道天然气泄漏速率

P（Pa）	P_0（Pa）	C_d	A（m^2）	M（kg/mol）	R（J/mol·k）	T_G（K）	γ	$Q_{G临界}$（kg/s）	最大在线量kg
2.5×10^5	101325	1	0.001	0.016	8.314	288	1.315	1.63	1.58

管道两端截断阀启动时间为 3s，启动时间内管道内伴生气全部泄漏（泄漏量为：1.58kg）。综上，截断阀启动后，伴生气泄漏速率为：0.53kg/s。

9.5.1 井场事故后果分析

1、井喷

发生井喷后，若不能及时采取措施制止，即发生井喷失控，大量原油和伴生气从井口喷射进入环境当中，伴生气在喷射过程中若遇明火则会引发火灾和爆炸等危害极大的事故。伴生气喷射最大的可能是形成垂直喷射，初始喷射由于井筒内有泥浆液柱，因此喷出的伴生气中携带大量的泥浆和岩屑，将危害周围的道路、耕地和植被等。

伴生气的喷射释放速率，将随着井筒内的泥浆液柱压力减少而增大，当井筒内的泥浆喷完后，达到最大喷射释放速度，此时可能形成最大爆炸云团，遇明火就会爆炸。伴生气喷射释放速率变化取决于井的产气速率，释放时间取决于对井喷事故的处理效率和井的产气量等。

（1）热辐射和冲击波影响

事故性释放的伴生气可能立即着火，形成喷射燃烧，对周围产生热辐射危害。也可能在扩散过程中着火或爆炸，对周围造成冲击波危害；或者经扩散稀释低于爆炸极限下限，未着火，仅污染周围环境空气。

本项目所在区块主要为低渗透和超低渗透油藏，地层压力较低，钻井过程中发生井喷事故的概率较小。因此，一般不会造成井场外人员伤亡。

（2）井喷伴生气环境空气影响

本工程伴生气中未检出 H_2S，发生井喷事故后，伴生气在大气中的扩散将对当地环境空气质量造成污染影响，对其范围内的人群健康造成危害，但总体影响较轻。

（3）对水体的污染和影响

井喷喷出的原油一旦进入水体，原油将在水面形成油膜而阻碍水体与大气之间的气体交换，使水质更容易恶化；油类粘附在鱼类、藻类和浮游生物上，致使生物死亡；原油污染还会使水产品品质下降，造成经济损失；若含油废水的排入超过了水体的自净能力，则易形成油污染，这些污染使河流、湖泊水体以及底泥的物理、化学性质或生物群落组成发生变化，从而会降低水体的使用价值，甚至危害到人的健康。

（4）对土壤的污染和影响

井喷喷出的原油类混合物会渗透到土壤中，杀死土壤中的微生物，改变土壤成分，改变地表生态，遭受污染的地区可能在几十年甚至上百年的时间内都会寸草不生。许多研究表明，一些石油烃类进入动物体内后，对哺乳类动物及人类有致癌、致畸等作用。土壤的严重污染会导致石油烃的某些成分在粮食中积累，影响粮食的品质，并通过食物链，危害人类健康。井喷喷出的伴生气点火燃烧时将会对放喷点处及周边的土壤造成严重的危害和影响，一旦井喷要及时清理被污染的土壤。

（5）对井场周边植物的污染和影响

当井喷发生时，一般都会喷出一定量的钻井液于放喷口周边的农作物上，使农作物受到一定程度的污染，并可能通过食物链而影响到人类健康；对喷出的伴生气进行点火燃烧，将产生强大的热辐射，进而造成热辐射污染，使周边的农作物受到灼伤。

2、套外返水

采油井、注水井对地下水有影响的事故主要是由于固井质量差或井管发生破裂事故造成含油废水在井管外流动上返，污染地下水；项目进入退役期后，对采油井及注水井封井不严，可能造成含油层或注水层少量的含油水进入承压水层，对地下水环境造成影响。详细见地下水环境影响评价专题。

9.5.2 站场风险事故后果分析

1、土壤和水环境的影响

站场内设置30m^{3}事故油箱，站内一旦发生石油泄漏，站控调度将立即停止向站内设备输送石油的操作，迅速开启倒罐流程。同时用草包、砂土包封站内所有下水道。根据前述计算分析，站场原油最大泄漏量为375.53kg，外泄原油将会限制在增压装置内，可以全部被截留和回收，确保事故状态下原油不会进入地表水体。

当站内原油发生泄漏后，石油在土壤内部由于重力作用沿垂直方向向地下渗透，由于石油黏度和凝固点较高，且流动性较差，加上黄土对原油具有很强的截流能力，因此泄漏石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。由于增压点所在区域场地区域黄土层较厚、浅层地下水埋深较大，泄漏油对地下水的影响较小。同时由于各站点距离地表水体较远，泄漏原油不会直接进入地表水体。

增压装置为五级站场，站内布置干粉灭火器及二氧化碳灭火器，增压装置发生火灾事故不会有事故废水产生。

2、环境空气的影响

原油泄漏后伴生气会挥发出来，柳100-28降回压站集输原油，气油比81.0m^3/t，挥发的最大伴生气量为43m^3，会影响周边的大气环境，造成短时间内局部区域挥发性有机废气的超标，甚至在大气中形成爆炸云团，遇明火就会爆炸，进而对周围造成冲击波危害。此外，泄漏原油发生火灾事故后，泄漏原油不完全燃烧向大气中排放次生有害气体CO、SO_2，可能对下风向的人员造成影响。

9.5.3 集油管道泄漏事故影响分析

1、土壤影响分析

管道输送原油过程中有可能会对沿线的土壤、地表水体造成影响，原油泄漏因泄漏点位置不同所产生的土壤污染范围也不同。

当管道在埋地敷设段内发生泄漏，原油在土壤内部由于重力作用沿垂直方向向地下渗透，排除地质灾害等因素外，原油一般情况下不会冒出地表形成地面扩散。由于原油黏度和凝固点较高，且流动性较差，加上黄土对原油具有很强的截流能力，因此泄漏原油很难向土壤深层迁移。此时影响原油污染范围的因素有原油的泄漏量、存留时间及环境温度等。

当管道泄漏点发生在管道跨越冲沟时，管道出露地表，泄漏原油会落入土壤，在重力作用下向土壤表层渗透。当泄漏量不大时，原油与土壤黏合凝结成较大的含油土块，此时污染范围小；当泄漏量大时就形成地表扩散。影响原油污染范围的因素除原油的泄漏量、存留时间及环境温度外，还与泄漏点周围地表地形、地表覆盖物等因素有关。

短期原油泄漏事故造成的土壤影响一般仅限于直接有泄漏原油覆盖的区域，且主要对表层 0～20cm 的土层构成污染。

据相关研究结果表明：泄漏原油对土壤理化性质的影响可以用 pH 值、总含盐量、总碱度等三项指标来说明。据已有的试验和监测资料表明，受到原油污染的农田和正常农田土壤中的 pH 值、总盐量、总碱度无明显的差别，即原油污染对土壤的理化性质的影响不会太大。但由于石油是粘稠大分子物质，覆盖表土或渗入土壤后，将堵塞土壤孔隙，使土壤板结，通透性变差，从而造成土壤长期处于缺氧还原状态，土壤养分释放慢，不能满足农作物生长发育的需要而致其死亡。

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

2、管线泄漏对地表水影响

在正常生产情况下，本项目管线均为密闭输送，无生产废水产生，管线维护依托起终点站场工作人员，无生活废水产生，因此本项目在正常状况下不会对地表水环境产生影响。

本项目部分管段跨越周河和部分冲沟等，若穿跨越工程发生泄漏，原油顺河流向下游迁移，将会对下游一定距离内的地表水体产生污染影响。

石油类污染物在水体中迁移转化的方式主要有水面扩散、弥散和降解三种。油类在水体表面扩散的速度很快，一般情况下，油类在水表面一天就可以完全扩散，形成临界厚度的原油薄膜层，而后分裂为油膜碎片。油膜的存在，将导致水体与空气之间的物质交换途径被阻断，造成水体溶氧的困难。水中缺氧将使水质变坏，影响水中生物的生存。

评价要求建设单位提高事故应急反应，从源头上加强管线监控，采取增加穿越段管壁厚度和设置套管的方式，防治泄漏原油入河。

3、管线泄漏对地下水影响

管线泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。发生泄漏事故后，及

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

一般泄漏于土体中的液态物质可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。通常管线泄漏产生的污染物以点源形式通过土壤表层下渗进入地下含水层。因而管道泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于泄漏物质的泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征、含水率及地下水位埋深等因素。详见地下水分析章节。

4、管线泄漏对植被影响

油品泄漏对植被的影响主要分为三种途径，一是泄漏石油直接粘附于植物体阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；二是原油污染土壤造成的土壤理性化性状变化间接影响植物生长，严重时会导致植物死亡；三是泄漏的原油中的轻组分挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响。另外，如果原油泄漏的同时发生火灾爆炸事故，导致植被燃烧，则对事故区附近的植被将产生灾害性影响。

9.5.4 输气管线泄漏对环境空气的影响

伴生气管线发生泄漏但未爆炸的情况下，由于输气压力较大，管内伴生气将迅速通过泄漏点进入环境空气中。同时，管线两端监测到失压后将迅速关闭截断阀，并在两端进行放空，以减少泄漏。根据前述分析，截断阀启动后，伴生气平均泄漏速率为 0.53kg/s。

伴生气中主要成分为甲烷，将对泄漏点周边环境空气造成短期不利影响，并有可能对人畜造成窒息危害，当空气中伴生气浓度超过爆炸下限后，遇火还可能发生爆炸。伴生气爆炸后不完全燃烧产生的 CO 将对下风向环境空气产生不利影响，短期内超出车间空气有害物质最高容许浓度。但随着两端截断放空等事故处理措施的采取和管线内伴生气压力的逐渐降低、泄漏速率的放缓和大气扩散作用，其危害和不利影响将逐渐消失。

9.5.5 封井期环境风险分析

项目进入退役期后，建设单位将对采油井进行封井，封井环境风险主要体现在封井不严，造成含油层少量的含油水进入承压水层，对地下水环境造成影响，该事故与油水串层环境风险一致，其具体分析见地下水环境影响评价章节。

9.5.6 风险评价

本项目涉及的主要危险物质为原油及伴生气，环境风险事故类型主要为井喷、套外返水事故、原油管道、输气管线泄漏。通过采取可靠的安全防范措施、规范的设计和严格正确的操作，能有效的防止泄露、火灾、爆炸等事故的发生，一旦发生事故，依靠装置内的安全防护设施和事故应急措施也能及时控制事故，防止事故的蔓延，减少事故带来的人员伤亡、财产损失和环境影响，项目风险水平可以接受。项目在满足环评提出的各项要求前提下，切实落实各项安全管理措施，发生事故的可能将进一步降低，项目选址和建设从环境风险角度考虑是可以接受的。

本项目环境风险简单分析内容表见表 9.5.6-1。

表 9.5.6-1 项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	第三采油厂2025年产能建设工程（靖安油田南部）			
建设地点	（陕西）省	（榆林、延安）市	（/）区	（靖边、志丹、吴起）县
地理坐标	经度	108.049819	纬度	36.982862
主要危险物质及分布	危险物质有原油、原油伴生气，危险单元主要分布于井场、站场和集输管线。			
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	井喷事故、原油泄漏和采油井套外返水事故对环境空气及水体的污染。原油泄露发生火灾事故会导致周围环境空气受到污染，原油泄漏会污染土壤和水体，井喷释放的原油和伴生气会对当地大气环境、土壤和水体造成影响，采油井套外返水会污染地下水。			
风险防范措施要求	制定风险应急预案，尤其是原油火灾爆炸应急预案，降低事故风险损失；油井套管水泥返至洛河组，截断套管外各水层之间的水力联系，从根本上解决地下水串层污染问题。			
填表说明（列出项目相关信息及评价说明） 本项目新建井场15座，扩建井场16座，新钻油井55口、注水井37口，产能规模约6.86×10^{4}t/a；新建集油管线41.79km，单井出油管线54.74km，供注水干线16.8km，注水支线6.44km，集气管线1.21km。本次评价重点关注风险单元为钻采井场、站场、原油集输管线、输气管线。经判定，各风险单元最大危险物质数量与临界量比值均Q＜1，环境风险潜势为I，评价等级为简单分析。				

9.6 风险防范措施与应急预案

由于环境风险事故会对局部环境造成严重危害，因此必须采取必要的预防措施，避免事故发生或最大程度地降低事故造成的危害。对于人为因素引起的事故，可以通过提高作业人员技术素质、加强责任心教育以及采取技术手段和管理手段加以避免；而对于自然因素导致的事故，主要靠采取各种措施，配备必要设备来预防。

9.6.1 企业现有风险防范措施

根据调查第三采油厂现有工程采取的环境风险防范措施主要包括井场风险防范措施（严格执行《钻井井控技术规范》，防治井喷井漏事故）、地面站场风险防范措施（原油储罐按规范要求设防火堤、防火堤内设置集水设施和截油排水装置和防

渗措施、安装火灾设备检测仪表）、油气集输管道风险防范措施（严格按照《输油管线工程设计规范》（GB50253-2014）和《输气管线工程设计规范》（GB50251-2015）的要求进行施工、跨越道路段管线应加厚管壁、管线经过不良地段采取环保及水土保护措施、定期测量管线的内外腐蚀情况、加大巡线频率）、套外反水防治措施、油罐车运输事故的控制和防范措施、水源地集水区面积内工程风险防范措施，并制定了环境风险应急预案。对于人为因素引起的事故，通过提高作业人员技术素质、加强责任心教育以及采取技术手段和管理手段加以避免；对于自然因素导致的事故，第三采油厂已配备各种风险防范措施进行预防。第三采油厂为了及时、有效、安全地处置各类突发环境事件，建立健全了企业应急机制，提高了企业预防和有效应对突发环境污染事件的能力，保障企业职工与社会公众生命健康和财产安全，保护环境。

根据调查，除了井场风险防范措施、地面站场风险防范措施、油气集输管道风险防范措施、套外反水防治措施、油罐车运输事故的控制和防范措施、水源地集水区面积内工程风险防范措施等工程措施外，第三采油厂在周河、杏子河上游等敏感水域建设拦油坝4座，对周河、杏子河上下游及其支流上的多处管道、站场隐患预防环境事故。同时拥有二级应急库多座，应急物资库按照油田公司应急器材配置标准，主要储备防护、消防、照明、检测、环保等应急器材，能够满足第三采油厂开采区域风险处置应急需求。

第三采油厂制定了突发事件应急预案，同时针对每年的产建项目制定相应的突发事件应急预案并按规定报生态环境主管部门备案。采油厂及项目组每年组织二次及以上应急预案演练；作业区每季度组织一次应急预案演练，各站场每月组织应急处置措施演练一次，以提高防范和处置突发性环境污染事故的技能，增强实战能力。

第三采油厂通过在历年产建开发中不断强化风险防控，持续落实环保责任，严格环保隐患排查与治理，已逐步建成了“三防四责”的风险防控体系与现有的风险防范措施。截止目前未发生较大规模污染事故，现有工程环境风险防范措施有效总体可行。

9.6.1.1 依托工程环境风险防范措施

根据采油厂应急预案，同时结合现场踏勘情况，本项目依托及区域内其他现有工程已采取的风险防范措施见表9.6.1-1。根据企业现有工程的运行情况，第三采油厂

已采取的风险防范措施总体有效，本次工程依托现有部分风险防范措施可行。本工程建成运行后应将现有工程纳入上述风险管控体系中进行管理。

表 9.6.1-1 现有工程采取的风险防范措施一览表

序号	类别	已采取措施
1	地面建设	①区域布置：井场、增压点、联合站等站场与居民区、村镇、相邻建构筑物和公路的防火间距均满足《石油天然气工程设计防火规范》（GB 50183-2015）的规定； ②站内各建、构筑物严格执行《石油天然气工程设计防火规范》（GB 50183-2015）的规定的防火、防爆间距分区布置； ③通风措施：可能散发易燃、易爆、有毒介质的室内场所设置机械通风装置，正常通风换气次数为 6～8 次/h，事故通风换气次数为 12 次/h，确保室内可燃、有毒介质浓度在安全范围内。
2	站场	①平面布局科学合理，平面布置中尽量将火灾危险性相近的设施集中布置，并保持规定的防火距离； ②安装火灾设备检测仪表、消防自控设施； ③设置了可燃气体报警装置； ④防火堤、隔堤应采取防渗措施，保证密实性； ⑤在井场内设置防渗漏、容积满足要求的事故应急设施，集油槽、污油池等。
3	井场	①表层套管下深满足井控安全，进入稳定地层 30m 以上，固井水泥返至地面，且封固良好。油井井身均采用套管和水泥环结构进行固井，套管选择优质的防腐钢制套管，保证固井质量，确保井筒与含水层之间完全封闭； ②安装井控装置：防喷器、四通、节流、压井管汇及防喷管线的压力级别，原则上应与相应井段中的最好地层压力相匹配； ③油管与套管之间设置封隔器，完全隔绝采出水回注过程中与非注水层和地下含水层的联系； ④生产套管固井质量检测要求：水泥凝固 48h 后检测胶结质量，水泥胶结质量采用声幅测井（CBL）和变密度测井（VDL）综合解释评价固井质量。
4	集输管线	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穿跨越河流处设置套管。
5	隐患治理	开展年度隐患治理工程

9.6.1.2 钻井作业区环境风险防控与应急措施

（1）施工期风险防控和应急措施

①合理布置井位，严格执行《石油天然气钻井井控技术规范》，井口距离村庄100m以上；

②钻井期间井口安装防井喷装置，严格遵守钻井安全规定；

③使用的泥浆参数必须符合钻井技术规定，定期检查泥浆比重和黏度；

④修井采用清水循环压井技术，在钻井台等场所设置通风系统以及烃类气体探测器，探测扩散聚集的烃类气体；

⑤井场周围设置土堤，防止发生井喷事故时原油流出场外，制定泄漏原油回收方案。

⑥加强作业人员操作规范，提高操作人员安全生产意识；

⑦开工前制定应急预案，一旦发生事故，作业人员立即启动防范措施，控制井喷等事故，切断污染源，同时对泄漏原油进行围堵，防止污染扩大。事故处理结束后，由采油厂组织人员对井场周边散落的残余原油，粘有原油的土壤进行回收处理，将污染事故的环境影响降到最低。

（2）运行期风险防控与应急措施

①井场地面平整，并设置0.5m高围墙，井场内设置集水渠、集油槽、雨水收集池、含油污水池等装置，井场入口设置挡水条。确保发生井喷等重大泄漏事故时将井喷污染物控制在井场内，不进入外环境；

②各作业区集中设置危废暂存点，并按要求进行防渗处理。

9.6.1.3 站场环境风险防控与应急措施

（1）截流及事故收集措施

①各联合站、转油站内部进行雨、污分流，站内建设雨水和污水管网，对雨水和污水进行分流收集，防止污水及初期雨水外流出站外；

②站内生产区域地面全部硬化处理，原油储罐区设置防火堤，防火堤容积可容纳单罐泄漏的最大量，保证防火堤密封和防渗，防火堤设置排水口，雨水较大的情况下可及时排空雨水。正常作业情况下，雨水阀门处于关闭状态。

③原油进站管线和出站管线均设置手动阀门，可以手动控制，储罐区进料口和出料口全部设置截止阀，确保事故状态下第一时间切断泄漏源。

④各站设置含油污水三级隔离池，并对隔离池进行防渗处理，设置提升装置，保证池内液体能及时回收。

⑤站内设置安全环保岗位，对截流设施，截断阀，防火堤雨水阀门等进行专人管理。

（2）泄漏预警与防护措施

站场内部设置有毒有害气体泄漏监控预警系统及紧急切断阀门，能在紧急情况下关闭阀门，起到预警与切断的应急措施。

9.6.1.4 管线环境风险防控与应急措施

（1）原油集输管线严格按照管道规范进行铺设，在穿跨越如河流等敏感地点时对集输管线进行加厚处理，全面预防管线泄漏。

（2）管道穿越公路、沟道、河流两侧设置明显标志，防止第三方施工意外损坏管道。管线两端安装截止阀以及压力检测装置，确保发生泄漏事故时第一时间响应并启动截断阀，将原油泄漏量控制到最小。

（3）定时对管线进行巡视，按照中石油输油管道检修标准定期对管道进行防腐维护、运行情况检查。

（4）若发现管道漏油事故的发生，第一时间启动应急预案，启动管线两端截断阀、明确泄漏点，控制污染源，若泄漏点在非河流地带应派人立即收集泄漏到土壤表层的含油土壤，并送往有资质的单位进行处理。

（5）若泄漏点处于河流表面，立即派人对河流表面的原油进行围堵，利用吸油毡等材料控制原油蔓延。对于穿越河流的主要集输管道，在河流岸边设置岸边事故池，将泄漏原油收集至事故池内，事故池容积不小于穿越河流管道内原油含量。

9.6.1.5 套外返水风险防控与应急措施

针对套外返水造成的环境风险，现有环境事故应急计划包括：

（1）确定回注过程中可能发生的环境事故与风险等级；

（2）监控回注井运行情况，发现运行故障或运行异常及时采取措施。一旦发生污染事故及时向当地环保部门报告，并积极采取控制措施以减小事故对周围环境的污染影响，调查分析事故原因和造成的损失；

（3）一旦发生环境事故，应立即启动应急环境监测，跟踪监测污染物的运移情况，直至事故影响根本消除；

（4）根据事故状态下排放污水中的污染物特征，进行地下水环境质量跟踪监测，事故应急监测方案应与地方环境监测站共同制定和实施,与地方环境监测站建立应急响应体系，由地方监测站实施跟踪监测。

9.6.1.6 风险管理措施

（1）严格执行国家的安全卫生标准规范及相关的法律法规，在油田地面开发建设的同时，对安全、防火、防爆、劳动保护等方面综合考虑；

（2）制定安全生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全管理制度和安全操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系，完善各种规章制度标准；

（3）对施工单位及个人定期进行环保安全教育，增强职工的环保意识和安全意识；

（4）在施工过程、选材等环节严守质量关，加强技术工人的培训，提高操作水平；

（5）在作业前根据现场情况进行隐患分析评估，制定切实可行的措施计划，在作业过程中严格监督检查，定期考核，从源头上解决安全隐患问题；

（6）风险管理是一个动态的、循环的过程，应对不断变化的风险进行评价，并对相应安全维护措施做出调整。风险管理过程见图9.6.1-1。

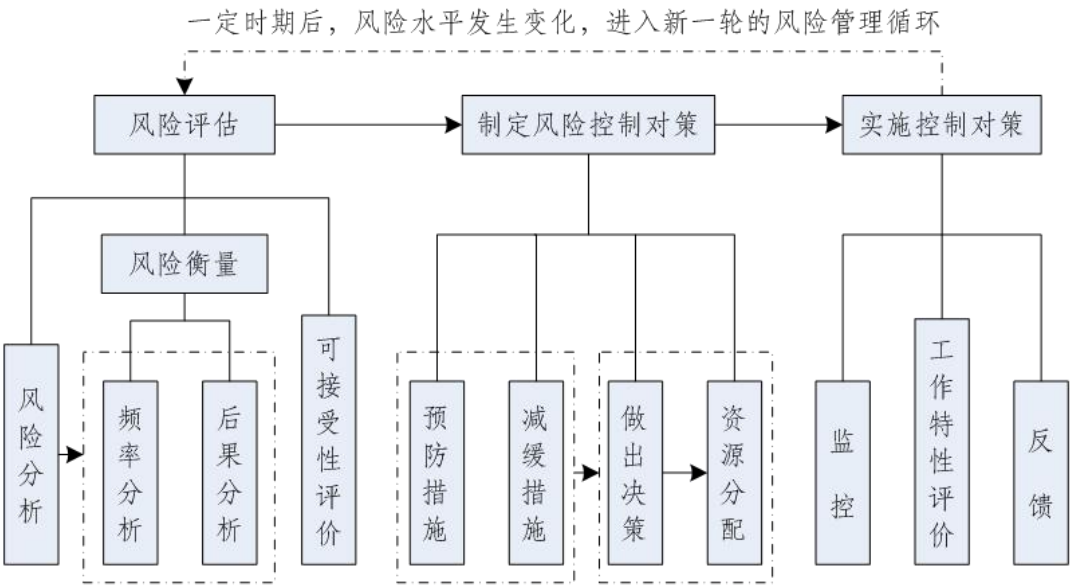


图 9.6.1-1 风险管理过程示意图

9.6.2 环评补充及强调的风险防范措施

第三采油厂现有工程针对可能出现的环境风险制定了相应的防范措施，对油田的安全生产和环境保护发挥了积极的作用。由于油田开发是一个系统工程，包括的站场、井场、管线类型比较多，本评价在现有工程已采取风险防范措施的基础上，针对本项目实施的具体工程对风险防范措施提出了相应的补充和强调。

9.6.2.1 井喷的防治

（1）井位布设远离居民点、河流，钻井期严格执行《钻井井控技术规范》；

（2）钻井或修井时，在井口上安装防喷器和控制装置，防止井喷事故发生；

（3）在钻进或循环时，如果泥浆液面快速上升，要停泵，在一条阻流管线打井的情况下立即关井，然后慢慢关闭阻流器；

（4）起下钻时，当发现井内液体流出而钻杆在井内时，应立即接上回压阀或管内防喷器并关井。若发现流出而钻铤正位于防喷器处时，立即接上回压阀或管内防喷器，用多效万能防喷器关井；在突发井内液体大量流出的情况下，应将井内钻具下过钻铤，在钻杆处关闭全密封闸板，若未下过钻铤，则可用万能防喷器关井；

（5）在准备顶部压井用加重泥浆期间，应泵入泥浆以压缩井内伴生气和降低压力；

（6）如果在关井期间压力超过极限时，应该通过全密闭闸板防喷器下面的紧急压井管线和紧急阻流管线在采用最大许可阻流器压力下进行循环；

（7）在油井周围预设土堤以防止井喷发生时原油任意流淌，并采取措施回收原油。

9.6.2.2 井漏的防治

钻井过程中及时对钻探情况进行监测，一旦发现异常，立即停钻采取相应措施，严防井漏事故的发生。对井漏的处理根据漏失程度的不同，采取相应的方法，详见表9.6.2-1。

表 9.6.2-1 处理井漏的常用方法

序号	方法描述	适应的漏层类型
1	提钻、静候	渗漏、部分或完全漏失，进入诱导裂缝
2	加入桥堵剂	渗漏、部分和不严重的完全漏失，进入水平和垂直漏层
3	挤入失水量很大的泥浆	渗漏、部分或完全漏失，进入水平和垂直漏层
4	打水泥塞	完全漏失和严重完全漏失，进入水平和一些垂直漏层
5	在井内混合配制的软和硬的塞子（M-DOB2C）	完全漏失和严重完全漏失，进入水平和垂直漏层
6	地面配制的软塞（PAL-MIX110R）	完全漏失，进入诱导垂直裂缝，既可用于水基泥浆又可用于油基泥浆
7	井内配制的软塞	完全漏失，进入诱导垂直裂缝，为了避免完全漏失，在井筒内及井筒附近打入一些水泥浆。FLO-Check 用于油基泥浆
8	特种堵漏剂：水基胶液，带有砂或石灰石粉的油基胶液	严重完全漏失，进入诱导的垂直裂缝层
9	有进无出钻进，用充气泥浆和下套管	严重漏失，进入孔洞、大的天然水平裂缝和大段的缝洞地层

9.6.2.3 套外返水风险防范措施

根据建设单位提供，针对套外返水环境风险事故，设计已采取的措施包括：

（1）在注水站场设置净化水罐，用于储存处理后的采出水或过滤后的清水，净化水罐的容积通常可容纳8h水量。当发生套外返水事故时，注水井停止注水，井区产生的采出水在站场采出水处理系统处理后可暂存于净化水罐，待事故处理后重新恢复注水。

（2）井区建有备用注水井，当发生套外返水事故时，若事故处理需要的时间较长（超过8h），导致注水站场净化水罐无法继续储存，井区会立即启动备用水井进行注水。

在采取以上措施后，可保证发生套外返水事故时废水不外排。为防止事故时对周边地下水、土壤环境的影响，建设单位运行期应制定环境事故应急计划与措施，主要包括：

（1）确定回注过程中可能发生的环境事故与风险等级；

（2）监控回注井的运行情况，发现运行故障或运行异常（回注设备停运）及时采取措施。一旦发生污染事故应及时向当地环保部门报告，并积极采取控制措施以减小事故对周围环境的污染影响，调查分析事故原因和造成的损失；

（3）一旦发生环境事故，应立即启动应急环境监测，跟踪监测污染物的运移情况，直至事故影响根本消除；

（4）根据事故状态下回注水中的污染物特征，进行地下水环境质量跟踪监测，事故应急监测方案应与地方环境监测站共同制定和实施。企业应与地方环境监测站监理应急响应体系，有地方监测站实施跟踪监测；

（5）事故情况下地下水环境监测应选择如下因子：pH值、石油类、总硬度、总溶解性固体等，监测频率不小于1次/h，监测数据应及时上报有关主管部门；

（6）如监测到地下水浓度异常，应启动应急预案，同时进行测井查明是否有井损情况；实施地下水质量跟踪监测。

（7）如地下水环境监测井中监测到地下水水质有异常超标现象，应在进行监测的基础上开展地下水风险评估，包括地下水修复和加强监测要求，以消除任何对公众健康影响的风险。

9.6.2.4 井场环境风险防范措施

（1）井场参照《陕北油气田开采清洁文明井场验收标准》（陕环办发〔2016〕31号）要求建设，第三采油厂落实钢筋混凝土集油槽和污油池的建设，并铺设防渗布，保证事故泄漏原油可自流进入污油池，污油池采用混凝土结构并进行防腐。

（2）落实井场雨水导排沟和雨水蒸发池建设，雨水可自流进入雨水蒸发池，且不流出场外。

（3）井场外设置截洪沟，确保雨季场外雨水不流入井场内造成溢流。

（4）井场设置视频监控系统和可燃气体报警监测装置，对井场实时情况进行在线观测。

（5）井场施工时应进行分区防渗，严格按照环评要求采取相应防渗措施。

9.6.2.5 管线泄漏的防治措施

1、施工期事故防范措施

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

（2）集油管线敷设前，加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格管材。穿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1.2m以下；

（4）当管线经过坡地、陡坎、易坍塌、易冲刷等不良地段时，为了保护管线的安全和环境，应采取挡土墙、坡面防护、滑坡错落整治、拦石网工程等相应的环保及水土保护措施；

（5）管线穿越活动断裂带时，应确定断层走向，使管线与断层保持合理交角，使埋地管线在断层错位作用下单纯受拉，增加管线抵抗断层位移和保持管身结构完整的能力；

（6）建立施工质量保证体系，提高施工检验人员的水平，确保施工质量。在施工过程中加强监理，发现缺陷及时正确修补并做好记录；

（7）贯彻《中华人民共和国石油天然气管线保护法》，在管线敷设线路上设置永久性标志，包括历程桩、转角庄、交叉标志和警示牌等，提醒人们不要在管线两侧20～50m范围内活动。

（8）尽量减少与河流、公路、铁路等大型建构筑物的交叉。线路尽量避开人口密集场所，避开保护区。

（9）对管道沿线人口密集、房屋距管道较近等敏感地区，提高设计系数，增加管道壁厚，以增强管道抵抗外部可能造成破坏的能力。

（10）管线在穿越河流、沟谷时应当采取以下措施：

①管道施工中被扰动的河流、冲沟岸坡易遭洪水冲刷，管道敷设应与岸坡保持一定的安全距离，应视河流具体情况在管线两侧修建浆砌块石护岸或草袋护岸，避免洪水直接冲刷开挖面。护岸工程应有足够的宽度，并与两岸河岸衔接。

②穿跨越河流冲沟时需合理确定管道的稳管结构形式。本项目河流、冲沟穿越均采取桁架跨越方式，利用塔架、拉索结构、桁架或管道自身刚度将管道架空在防洪要求标高以上，稳管方式采用塔架、拉索结构，同时采取相应的监控和定期检修措施。

③沿沟谷阶地敷设。对于管线在局部沿冲沟敷设段、穿沟段、低地汇水段，洪水对管道有一定冲刷、冲蚀破坏危害。设计时应充分考虑瞬时洪流的巨大危害和破坏性，合理确定管道的埋深，将管顶埋设至沟谷的稳定层以下，防止水流冲刷对管道的影响，同时对洪水淹没段的管道根据其具体通过路段的情况采取适宜的稳管措施，并对管道通过冲沟两侧的沟壁进行浆砌石护岸处理。

为进一步加强河流风险防范措施，评价要求建设单位提高事故应急反应，从源头上加强管线监控，采取增加跨越段管壁厚度和设置套管的方式，防止泄漏原油入河。管道穿越公路、沟道、河流两侧设置明显标志，防止第三方施工意外损坏管道。

2、运行期事故防范措施

（1）在集输过程中，严格控制输送油气的性质，定期清管，排除管内的积水和污物，以减轻管线内的腐蚀；

（2）定期测量管线的内外腐蚀情况，对管壁严重减薄段，及时更换，避免发生管线泄漏事故；

（3）在有条件的地方安装自动控制装置，时刻检测管线的压力变化情况，对管线泄漏事故及时发现，及时处理；

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

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

（6）在穿跨越点的标志不仅清楚、明确，并且其设置应能从不同方向，不同角度均可看清。

（7）在运行期，建设单位应加强与当地相关规划管理的沟通，协助规划部门做好管道、场站周边的规划。按《中华人民共和国石油天然气管道保护法》的要求，在管道线路中心线两侧各五米地域范围内，禁止种植根系深达管道埋设部位可能损坏管道防腐层的深根植物；禁止取土、采石、用火、堆放重物、排放腐蚀性物质、使用机械工具进行挖掘施工；禁止修渠、修晒场、修建水产养殖场、建温室、建家畜棚圈、建房以及修建其他建筑物、构筑物。在穿越河流的管道线路中心线两侧各五百米地域范围内，禁止挖砂、挖泥、采石等。

3、管理措施

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

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

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

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

（5）制定事故应预案，配备适当的管线抢修、灭火及人员抢救设备。

4、并行管线泄漏预防

风险措施见表9.6.2-2。

表9.6.2-2　并行管线风险预防措施

管段	类别	项别	设备、技术措施
并行管线	选材	管材	螺旋埋弧焊钢管
		壁厚	加厚管壁
	施工	并管间最小距离	按《钢质管线及储罐防腐工程设计规范》要求。
		防腐	外防腐采用加强级环氧粉末、强制电流为主、牺牲阳极为辅的阴极保护
		施工探伤检测	X 射线 100%探伤、超声 100%探伤
		试压	并行管线强化试压

管段	类别	项别	设备、技术措施
	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

9.6.2.6 管线穿跨越风险防范措施

为降低管线穿跨越段的环境风险，对穿跨越段管线采取以下风险防范措施，详见表9.6.2-3。

表9.6.2-3 穿跨越段管线风险防范措施

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。

根据核对，本项目柳37增至柳三脱集油管线跨越周河，对于跨越河流的管道提出以下针对性风险防范措施：

（1）视河流具体情况在管线两侧修建浆砌块石护岸或草袋护岸，避免洪水直接冲刷开挖面。护岸工程应有足够的宽度，并与两岸河岸衔接。

（2）对沿坡体走向管道加固定桩，提高穿跨越管道防御环境风险的能力。

（3）对穿跨越河流管道进行加厚和套管保护，设快速截断阀，套管上设置泄油观察点，及时发现所有的不正常现象。

（4）建立地表水动态监测方案，在周河管道跨越点下游设置地表水水质监测断面，每年平水期、丰水期、枯水期各监测1次，了解该区域地表水环境变化情况。该断面监测可兼顾周河其他跨越管道的下游断面监测，纳入现有地表水监测计划。

（5）在输油管道跨越断面处附近设置小型应急物资储备点，统一配置拦油网、吸油棉等应急物资，并确保充足的抢险物资，一旦管线污染事故发生后，以最快的速度沿河段悬挂拦油网，将原油污染控制在最小的范围内，最大限度的降低对水源保护区的影响。

建设单位应在已有风险防范措施设施基础上进一步加强完善，一方面从源头上加强管线监控，在敏感区上游河段跨越工程处采取套管或加厚管壁等风险防范措施，在跨越工程两端设置自动截断阀，一旦管道原油泄漏，自动截断阀立即启动，关闭输油系统。另一方面，提高事故应急反应，充分依托现有周河拦油设施，防止泄漏原油污染地表水体。

9.6.2.7 水源地环境风险防范措施

1、项目对水源地环境风险影响

项目在地面工程布设中对上述水源地采取了避让措施，新建井场、集输管线均不在划定的水源地集水范围内。正常情况下，施工期钻井现场均配备废弃钻井泥浆岩屑地上移动式收集设施、废水地上收集，钻井结束后，废弃泥浆由防渗漏、防抛洒、防扬尘的运输车辆统一运至集中处置单位填埋或制砖处置。试油废水处理后达标回注，不外排；施工场地设防渗旱厕，粪便定期清运，盥洗废水可就地泼洒用于施工场地抑尘。运行期油田采出水依托现有采出水处理系统处理达标后回注油层，不外排；措施返排液用罐车拉运至依托现有措施返排液处理站处理后达标回注，不外排。正常情况下，施工期、运行期废水零排放，不会对水源地造成不良影响。

经校核，距本项目较近的水源地为王瑶水库饮用水水源地。通过核实，柳114-24至柳15增出油管线隐患治理有1002m位于王瑶水库准保护区内。

事故状态下，输油管线、罐车泄漏事故等可能会对周河地表水体和王瑶水库饮用水水源地产生间接影响，因而要求建设单位加强管理，严格执行各项规章制度，从施工期、运行期、闭井期每一个细小环节做起，采取必要的工程技术措施和事故

风险防范措施和应急预案，坚决避免各项事故的发生，一旦发生事故立即启动应急预案，层层把关，分工负责，把事故对地表水环境的风险影响降到最低。

2、水源地保护措施

（1）管理措施

①严格水源地保护区的管理规定，禁止在水源地范围内进行开采。在距离水源地较近的区域进行油气田勘探和开发活动，要严格执行环境保护各项法律法规和建设项目环境影响评价等规定，抓好源头防范。

②建立完善巡护队伍，保护好输油管线，防止自然和人为因素破坏输油管线，有效地减少由此产生的环境污染问题。

③项目所在井区应结合自身特点，制定应急预案，并每季组织开展一次环境污染事故应急处置活动，进一步加强了应急管理。

④严格落实油田泄漏的“三防四责”的责任体系。井场需配套管道集输系统，井场周围修建加高砖混围墙，加强井口、集油槽及地面污油污水池的管理，井场外侧修建排洪渠，保证井场周围雨水畅通，不蓄积等措施，最大限度的降低对水源保护区的影响。

⑤强化敏感区应急物资储备，井场吸油毡、灭火器、消防铁锹等应急物资，并确保充足的抢险物资，最大限度的降低对水源保护区的影响。

（2）施工期保护措施

①严格操作程序，钻井废水、废弃泥浆等必须排入防渗泥浆罐内，严禁溢流现象发生，严禁外排；待钻井结束后在泥浆罐内及时进行无害化固化处理。

②试油时要求按照“铺设作业、带罐上岗”的作业模式，试油废水外包处理，处理后达标回注，不外排，井场铺设高分子土工膜，及时回收落地油，要求落地油全部回收利用，不外排。

③严格执行《建设工程施工场地文明施工及环境管理暂行规定》，加强对污水、污物、钻井药物的管理、回收利用，严禁随意丢弃、排放，避免跑、冒、滴、漏现象发生。

④生活污水收集后，用于施工场地抑尘，不外排。

（3）运行期保护措施

①油田采出水和其他生产废水经处理达标后回注油层，回注率必须达到100%，严禁偷排或其他形式处理含油废水。修井、洗井要按照带罐上岗作业模式，及时回收落地油和含油污水，严禁外排、偷排。

②污油、含油污泥属危险废物，要严格按照危废储存、处置要求进行处理。

③针对评价区地貌特点，对输油管线可能遭遇不同的破坏因素，要求采用不同的管线防渗和保护措施。

自然因素所造成的管线破裂主要是山体塌方、雨季山洪冲断和冬季管线冻裂；主要措施为不能在顺山坡来水方向横向敷设管线，尽可能沿路边黄土坡脚布设，设计敷设线路时避开洪水汇集口；管线埋设时应在冻土层以下，同时采用管线防腐保温措施，以保证油气畅通。

人为因素主要是不法分子在利益的驱动下偷油破坏管线及修路平整土地等施工误伤输油管线。

主要保护措施为加强巡线，随时做好抢修和应急联系准备，并做好平时抢修队伍训练和工作演练，在最短的时间内把泄漏到外环境中的原油清理干净。

④严防各种事故的发生

在设备技术上做改进，采用高质量防腐蚀新型输送管线和先进的监控手段，防止原油的泄漏。在人员素质和管理水平提高上下功夫，严格定期检查监测制度，积极培养工作人员的责任意识，提高工作人员的技术水平。对运油车辆要加强维护和管理。

⑤拉运车辆配备必要的风险防范措施，如吸油毡等，在发生事故时及时报警并采取相应的自救措施，控制油品下渗污染风险；在事故处置过程中，严格按照规范清理受污染土壤等，防止下渗污染地下水。

（4）闭井期保护措施

闭井期严格按照规范要求进行封井处理，制定统一的管理和巡查体系，将封闭井口按照简易封井、机械封井、水泥管封井和永久封井等将井口位置、封井方式、井筒工艺、井口描述、压力情况、周边环境、巡检周期与停产日期等内容统一录入封井名录并定期上报当地环保主管部门。封闭井场需指定专人负责，除日常巡查外还应制定安全生产的保障措施，确保封闭井口巡查到位和措施有效，切实提升对封闭井口危险因素的防御能力。

（5）工程技术措施

①引进管道漏失报警定位技术，加强对水源地周边原油管线运行状况的实时监测和管理，及时发现破漏点，采取应急处理措施，减少环境污染和损失，为集输管线的安全运行提供有效的保障手段。

②有计划及时更新集输管线，避免管线腐蚀引发的地下和地表水污染。

③井场应严格按标准化井场“两池一沟”要求建设，井场外围设排洪沟，井场内部修筑落地污油回收池、雨水蒸发池、导油槽等防洪、防污措施，从源头上避免风险事故对水环境的污染。

9.6.2.8 固体分废物运输车辆风险防范措施

（1）严格操作程序，废弃泥浆在井场经大罐收集、沉降、破胶脱稳、板框压滤后，固相（含水率小于60%pH控制在6～9）在井场内设有三防措施的设施内暂存，暂存装置采取防渗漏、防流失、防扬散措施。在井下作业完成后3天内，由防渗漏、防溢流的运输车辆统一转移至就近专业单位进行集中处置，最终委托相关单位集中处置。分离的液相在井场内循环利用，无法利用的送至就近的油田措施废液处理站处理达标后回注采油层。

（2）井场钻井时铺设双层防渗布（防渗布接口处密封），防渗布周围设置10cm高的围堰，及时回收落地油，要求落地油全部回收利用，不外排。

（3）严格执行《建设工程施工场地文明施工及环境管理暂行规定》，加强对污水、污物、钻井药物的管理、回收利用，严禁随意丢弃、排放，避免跑、冒、滴、漏现象的发生。

（4）油田采出水和其它生产废水经处理达标后回注油层，回注率必须达到100%，严禁偷排或其它形式处理含油废水。修井、洗井要按照带罐上岗作业模式，及时回收落地油和含油污水，严禁外排、偷排。

（5）污油、含油污泥属危险废物，要严格按照危废储存、处置要求进行处理，运输有毒有害物质、油类的车辆不准进入水源保护区。

（6）加强危废运输车辆的监管，禁止报废车、自行改装车参与运营。定期对车辆进行安全检查，及时排除隐患，确保车辆不带病上路。

（7）确保车辆按规定的线路、速度行驶，停放，严禁危废车辆穿越水源保护区。车辆发生运行事故时，应及时向上级部门和应急管理部门汇报，及时处理。

（8）一旦发生事故，立即启动应急预案和应急系统，把对环境的影响降低到最小程度。

9.7 应急预案及应急措施

9.7.1 应急预案

长庆油田分公司第三采油厂已编制《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（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）和延安市生态环境局备案（备案号：ya610625-2024-056-M）。本项目建成后按要求对应急预案进行修订并备案。

本项目环境风险应急预案纳入现有应急预案管理体系。建设单位应参照《突发环境事件应急预案管理暂行办法》、《环境污染事故应急预案编制技术指南》（征求意见稿），结合本次滚动开发建设内容和周围敏感点分布情况，补充完善并更新现有的应急预案，并经过专家评审，审查合格后报当地环保部门备案后实施运行。

按照《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》，环发〔2012〕77号文，企业突发环境事件应急预案应与当地政府和相关部门以及周边企业的应急预案相衔接，加强区域应急物资调配管理，构建区域环境风险联控机制。

表9.7.1-1 长庆油田公司第三采油厂事故应急预案主要内容

序号	项目	主要内容
1	总则	编制目的、编制依据、工作原则、适用范围、事件分级分类、应急预案体系
2	基本情况	第三采油厂基本信息、产建区块油藏特征、工艺简介、污染物排放、环境概况、环境保护目标、环境功能区划及环境标准
3	组织机构与职责	应急组织体系、组织机构职责（第三采油厂产能建设项目组应急领导小组职责、应急领导小组组长、副组长职责、现场应急指挥小组）
4	预防与预警	预防措施（危险源监测与控制、风险管理措施、危险源预防措施）、预警措施（预警信息的获取途径、预警信息的发布程序、进入预警状态后应采取的措施、预警级别的调整和解除）
5	应急响应	分级响应、信息报告、信息通报、应急准备、应急监测、现场处置、受伤人员救治、安全防护、信息发布、应急终止。
6	后期处置	调查与评估、善后处置、恢复重建
7	应急保障	应急队伍保障、经费保障、应急物资和装备保障、通信与信息保障、医疗卫生保障、人员防护和工作生活保障、需要加强的环境应急能力
8	预案管理	宣传和培训、预案演练、预案修订、预案备案、责任与奖惩

9	附则	预案签署与解释、修订情况、实施日期

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（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）和延安市生态环境局备案（备案号：ya610625-2024-056-M）。应急预案的内容满足《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）突发环境事件应急预案编制要求，按照应急预案要求进行了定期演练，建设了相应的应急物资储备库。

项目事故应急预案框图见图9.7.1-1。

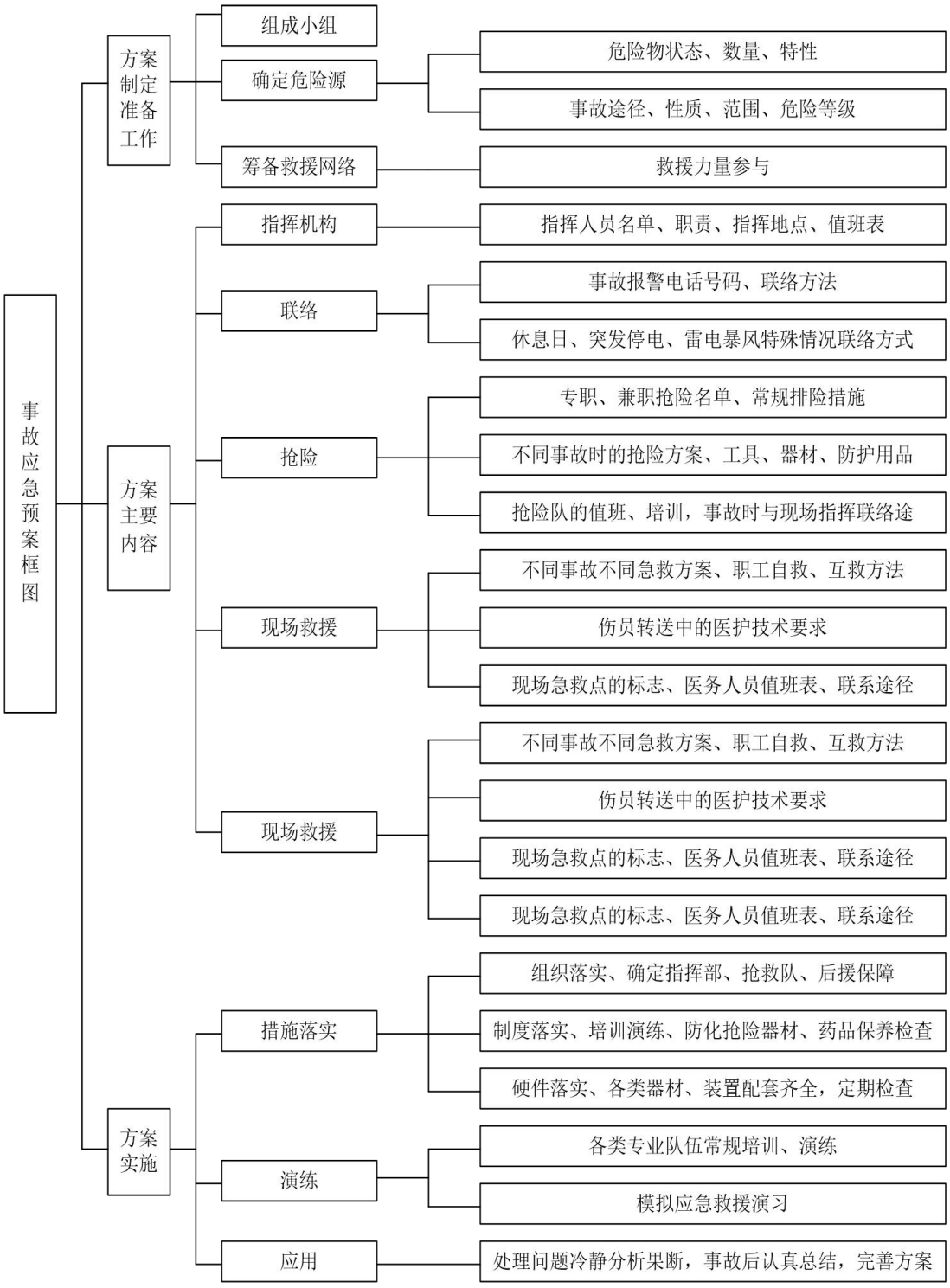


图 9.7.1-1 事故应急预案框图

9.7.2 突发环境事故应急措施

9.7.2.1 应急响应

（1）一级响应时，由长庆油田生产运行部和有关部门组织实施。

（2）二级响应时，由油田公司生产运行部按下列程序和内容响应：

①开通与事件发生单位厂级环境应急指挥机构、现场应急指挥部、相关专业应急指挥机构的通信联系，随时掌握事件进展情况；

②立即向油田公司经理、副经理报告，成立环境应急指挥中心；

③及时向油田公司报告突发环境事件基本情况和应急救援的进展情况；

④通知有关专家组成专家组，分析情况。根据专家的建议，通知相关应急救援力量随时待命，提供技术支持；

⑤派出应急救援力量和专家赶赴现场参加、指导现场应急救援。

（3）环境应急指挥中心应急响应方法：

①环境应急指挥中心接到突发环境事件报告后，立即启动公司环境事件应急预案，迅速组织环境监察应急、环境监测应急队伍和有关人员到达突发事件现场，进行环境应急监测、污染源调查、污染源控制、污染源转移、污染消除、人员撤离、受污染区域划定，同时分析突发事件的发展趋势，提出应急处置工作建议。调集所有应急力量按照应急预案迅速开展抢险救援工作；

②根据危机状态，对应急工作中发生的争议采取紧急处理措施；

③根据预案实施过程中存在的问题和危机的变化，及时对预案进行调整、修订、补充和完善，确保人员各尽所职，救援工作灵活开展；

④根据危机情况，在技术支撑下科学组织人员和物资疏散工作；

⑤及时报告地方生态环境局、政府和油田公司质量安全环保部，必要时请求给予技术支持和物资支持；

⑥做好舆论宣传工作，保证突发事件应急处置工作的顺利进行；环境应急指挥中心与应急领导小组要保持密切联系，定期通报事故现场的形势，配合上级部门进行事故调查处理工作，做好稳定社会秩序和伤亡人员的善后及安抚工作，适时发布公告，将危机的原因责任及处理决定公布于众，接受社会的监督。

（4）三级响应，启动第三采油厂厂级环境事件应急预案，各级指挥机构按照预案要求积极灵活的调度相关职能部门，按照各自职责开展应急处置工作。防止事件扩大、蔓延。保证信息渠道畅通，及时向公司领导小组通报情况。

因环境事件存在不可预见、作用时间较长、容易衍生发展的特点，指挥机构可根据现场实际情况随时将响应等级升级或降级。

任何单位和个人发现公司级突发环境事件时，应立即报告油田公司应急指挥中心，应急指挥中心立即向指挥长报告，同时通知各位副指挥长、成员部门及单位。

发生重大突发环境事件后，事件单位在向公司应急指挥中心报告的同时，应立即启动本单位的环境应急预案，组织本单位各种救援队伍和职工采取有效措施控制危害源，进行全面的自救。

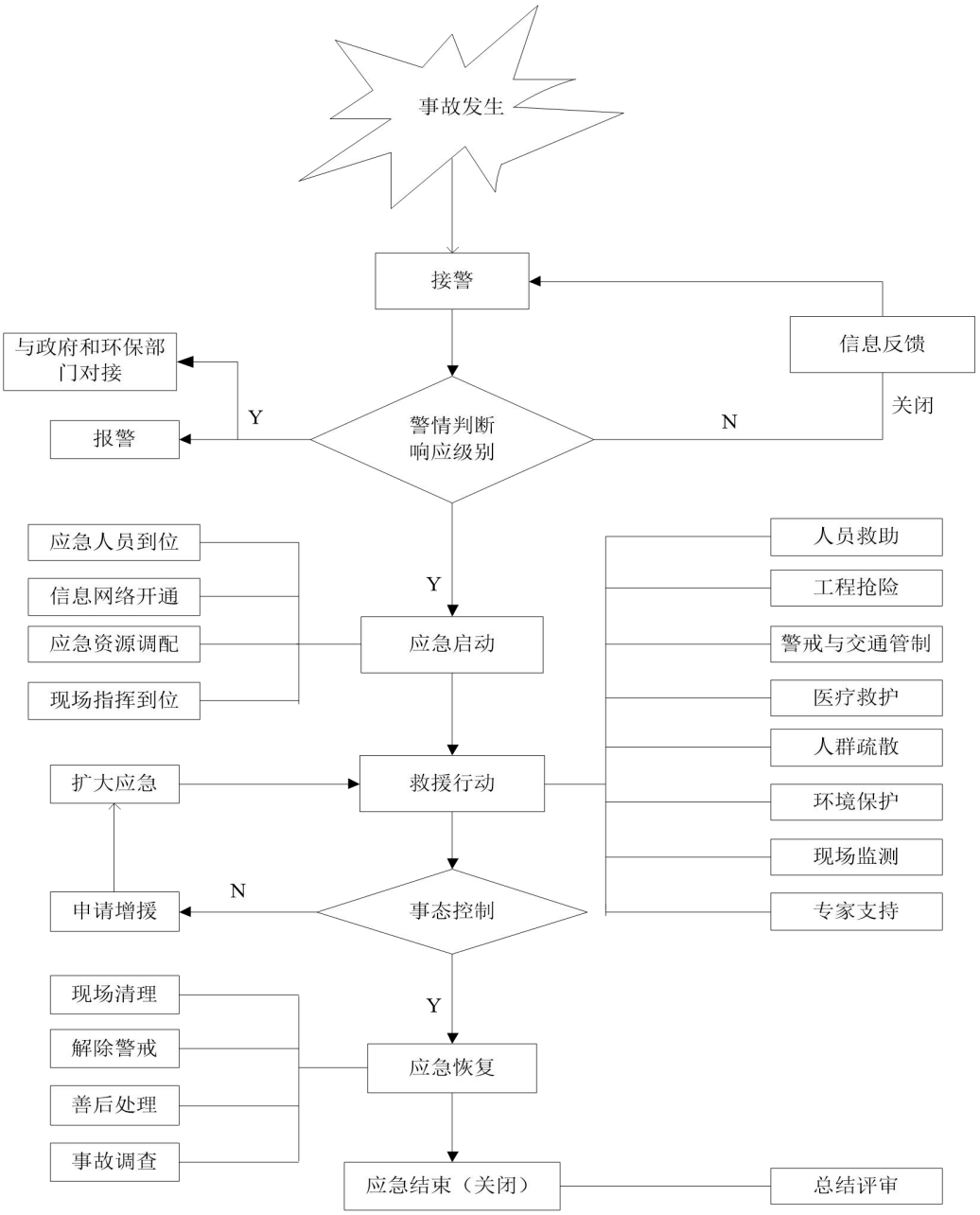


图9.7.2-1 第三采油厂突发环境事件应急响应过程流程图

9.7.2.2 应急监测

当发生事件导致环境污染事件发生时，第三采油厂应急工作小组应快速赶赴现场，根据事故现场的具体情况布点，委托社会第三方监测机构等具有资质的单位对事件现场以及周围环境进行连续不间断监测，对事件的性质、参数以及各类污染物

质的扩散程度进行评估，给出定性、半定量和定量监测结果，确认污染事故的危害程度和污染范围等，为指挥部们提供决策依据。

应急监测方案如下：

（1）应急监测因子

大气：非甲烷总烃、硫化氢、一氧化碳；

地表水：pH值、石油类；

地下水：pH值、石油类；

土壤：pH值、石油类、石油烃。

（2）应急监测方法

①大气污染事件应急监测方法

以事件地点为中心就近采样，再根据事发地的地理特点、风向等自然条件，在污染气团漂移经过的下风向，按一定间隔的圆形布点采样，同时根据污染趋势在不同高度采样，同时在事发中心的上风向适当位置对照采样，还要考虑在居民区等敏感区域布点采样。利用检气管快速检测污染物的种类和浓度，再检测采样流量和时间。

②地表水污染事件应急监测

根据事发地及下游一定范围的地表及地下水文条件、重要保护目标及其分布等情况，以事发地为中心，在下游按一定间隔布点采样，同时在事发地的上游适当位置（宜小于500m处断面）对照采样，在以地表水为饮用水源的取水口应设采样点。

③地下水污染事件应急监测

方法：以事发地为中心，根据地下水流向采用网格法或辐射法在周围2km范围内采样，同时根据地下水流补给源，在垂直于地下水流的上方，对照采样，在以地下水为饮用水源的取水口应设采样点。

要求：地下水水质取样应根据特征因子在地下水中的迁移特性选取适当的取样方法，一般情况下，只取一个水质样品，取样点深度宜在地下水位以下1.0mm左右。

④土壤污染事件应急监测方法

应以事件地点为中心，在事件发生地及其周围一定距离内的区域按一定间隔圆形布点采样，并根据污染物的特性在不同深度采样，同时采集未受污染区域的样品作为对照样品。

在相对开阔的污染区域采取垂直深10cm的表层土。一般在10m×10m范围内，采用梅花形布点方法或根据地形采用蛇形布点方法（采样点不少于5个），将多点采集的土壤样品除去石块、草根等杂物，现场混合后取1～2kg样品装在塑料袋内。

（3）应急监测频次

污染物进入周围环境后，随着稀释、扩散、降解和沉降等自然作用以及应急处理处置后，其浓度会逐渐降低。应急监测在事发、事中和事后等不同阶段的监测频次不尽相同。原则上：采样频次主要根据现场污染状况确定。事件刚发生时，可适当加密采样频次，待摸清污染物变化规律后，可减少采样频次。频次确定原则见表9.7.2-1。

表9.7.2-1 应急监测频次确定原则

事件类型	监测点位	应急监测频次	跟踪监测频次
地表水污染	江河事发地及其下游	初始加密（数次/天），随污染物浓度下降逐渐降低频次	连续两次监测浓度均低于地表水质量标准值或已接近可忽略水平为止
	湖库事发地及受影响的出水口	1～2 次/天（应急期间）	连续两次监测浓度均低于地表水质量标准值或已接近可忽略水平为止
	江河事发地其上游对照点	1 次/天（应急期间），以平行双样数据为准	/
地下水污染	事发地中心周围2km 内的水井	初始 1～2 次/天，第 3 天后，1 次/周直至应急结束	连续两次监测浓度均低于地下水质量标准值或已接近可忽略水平为止
	地下水流经区域沿线水井	初始 1～2 次/天，第 3 天后，1 次/周直至应急结束	连续两次监测浓度均低于地下水质量标准值或已接近可忽略水平为止
	事发地对照点	1 次/天（应急期间），以平行双样数据为准	/
土壤污染	事发地污染区域	初始 1～2 次/天（应急期间），视处置进展情况逐渐降低频次	应急结束后，1 次
	对照点	1 次/天（应急期间），以平行双样数据为准	/

9.7.2.3 应急处置措施

（1）原油、伴生气事故应急处置措施见表9.7.2-2。

表9.7.2-2 原油、伴生气应急处置措施

原油应急处置措施	
急救	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。注意保暖，呼吸困难时输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸。 误服：误服者应充分漱口、饮水。
	皮肤接触：脱去污染的衣着，用肥皂水及清水彻底冲洗。 眼睛接触：立即提起眼睑，用流动清水冲洗。
泄漏处理	疏散泄漏污染区人员至安全区，禁止无关人员进入污染区，切断污染区的火源。应急处理人员戴自给式呼吸器，穿一般消防防护服。在确保安全情况下堵漏。喷水雾会减少蒸发，但不能降低泄漏物在受限空间内的易燃性。用砂土或其它惰性材料吸收，然后收集

原油应急处置措施	
	运至空旷的地方掩埋、蒸发或焚烧。如大量泄漏，应利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害处理后废弃。
储运	储存于阴凉、通风的仓间内。远离火种、热源。仓间温度不宜超过30℃。保持容器密闭。应与氧化剂、酸类物质分开存放。储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型。配备相应品种和数量的消防器材。罐储，要有防火防爆技术措施。禁止使用产生火花的机械设备和工具。灌装时，注意流速不超过3m/s，且有接地装置，防止静电积聚。搬运时，要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。
伴生气应急处置措施	
急救	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。
	皮肤接触：若有冻伤，就医治疗。
泄漏处理	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防寒服。不要直接接触泄漏物。尽可能切断泄漏源。用工业覆盖层或吸附/吸收剂盖住泄漏点附近的下水道等地方，防止气体进入。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。
储运	储存于阴凉、通风仓库内，室内温度小于30℃；远离火种、热源；应与氧化剂、卤素分开存放切忌混储。储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型。禁止使用易产生火花的机械设备和工具，储区应备有泄漏应急处理设备。

（2）输油管线风险事故应急措施

管线破裂原油泄漏进入土壤时应采取以下应急措施：

①正确分析判断突然事故发生管段的位置，用最快的办法切断管段上、下游的截断阀，同时组织人力对原油泄漏危险区进行警戒。

②立即将事故简要报告上级主管领导、生产指挥系统，通知当地主管部门加强防范措施。

③组织抢修队伍迅速奔赴现场。在现场领导小组的统一组织指挥下，按照制定的抢修方案和安全措施，周密组织，分工负责，在确保安全的前提下进行抢修。

④组织抢修队伍人工开挖集油池，并用砂土、水泥等及时围堵或导流，防止泄漏物向周边流散。

⑤险情排除后迅速清理应急现场，回收原油，对少量无法回收的油泥，应在当地环保局的批准下妥善处理，最大限度的消除危害。

（3）管线堵塞的处理

引起管线堵塞的原因如：因污物过多或管线发生较大变形，使清管被卡；应根据运行情况判断堵塞点的位置、分析堵塞原因，分别采取相应措施。

（4）通讯系统事故的处理

当站间通讯中断或与控制中心的联络中断时，此时现场操作人员要提高警惕、谨慎操作，密切注意运行参数的变化，及时调整，判断输油系统的工作是否正常并安排维修人员应立即对通讯系统进行检查维修。

9.7.2.4 应急物资

厂区应急指挥部对存在的可能诱发突发事件的危险部位，配备应急现场抢险救援必需的抢险设备，并标明其类型、数量、质量、性能、适用对象和存放的地点(厂应急指挥部办公室编制计划、供应科负责配备、保管、安全科督查)。建立专人保管、保养、维护、更新、动用等审批管理制度，确保抢险设备随时处于临战状态。

（1）防护用品

根据事故具体情况选用合适的防护用品，主要防护用品包括：全身防护服、防护帽、防护头盔、防护靴、防护手套、安全带、防护眼镜、空气呼吸器、防毒面罩等。

（2）消防器材

包括：消防车、指挥车、照明车、灭火器、灭火剂以及固定消防设施等。

（3）急救设备与器材

包括：救护车、气防车、担架、自动苏生器、呼吸机、四肢夹板以及急救药品等。

（4）抢险与抢修设备与器材

包括：封堵设备、探测设备、泄漏控制工具、工程车辆、营救设备、登高设备、维修工具、标志明显的服装、袖标、旗帜、应急照明灯等。

（5）交通运输车辆

交通运输车辆包括：救援物资运输车辆、疏散人员运输车辆、应急指挥车等。

（6）应急电源、照明措施

如果事故现场的照明系统出现故障，则利用应急电源照明，应急电源首选消防队的多功能消防车，其次临时发电机应急或使用应急工作灯。

（7）应急救援装备、物资

应急救援所需的防火服、防毒面具、空气呼吸器、消防工具等由消防队自备、自带，应急所需的其它设备备件等材料由厂供应科提供。

（8）制定事故应急预案，配备适当的管线抢修、灭火及人员抢救设备。

9.8 环境风险评价自查表

表 9.8-1 环境风险评价自查表

工作内容		完成情况				
风险调查	危险物质	名称	原油	伴生气		
		存在总量/t	385.139	0.002		
	环境敏感性	大气	500m 范围内人口数___人	5km 范围内人口数___人		
			每公里管段周边 200m 范围内人口数（最大）			人
		地表水	地表水功能敏感性	F1 □	F2 □	F3 □
			环境敏感目标分级	S1 □	S2 □	S3 □
		地下水	地下水功能敏感性	G1 □	G2 □	G3 □
			包气带防污性能	D1 □	D2 □	D3 □
物质及工艺系统危险性		Q 值	Q＜1 ☑	1≤Q＜10□	10≤Q＜100 □	Q＞100 □
		M 值	M1 □	M2 □	M3 □	M4 □
		P 值	P1 □	P2 □	P3 □	P4 □
环境敏感程度		大气	E1 □	E2 □	E3 □	
		地表水	E1 □	E2 □	E3 □	
		地下水	E1 □	E2 □	E3 □	
环境风险潜势		IV+ □	IV □	III□	II□	I ☑
评价等级		一级 □	二级 □	三级 □	简单分析 ☑	
风险识别	物质危险性	有毒有害 □		易燃易爆 ☑		
	环境风险类型	泄漏 ☑		火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放 ☑		
	影响途径	大气☑	地表水☑	地下水☑		
事故情形分析		源强设定方法□	计算法 □	经验估算法 □	其他估算法 □	
风险预测与评价	大气	预测模型	SLAB □	AFTOX □	其他 □	
		预测结果	大气毒性终点浓度-1 最大影响范围 m			
			大气毒性终点浓度-2 最大影响范围 m			
	地表水	最近环境敏感目标 ，到达时间 h				
	地下水	下游厂区边界到达时间 d				
		最近环境敏感目标 ，到达时间 d				
重点风险防范措施		通过制定并落实切实可行的事故防范措施和应急预案，将事故风险降到最低限度。				
评价结论与建议		风险程度可以接受				

9.9 环境风险评价结论

本项目涉及的主要危险物质为原油及伴生气，可能存在风险的单元包括钻采井场、采油、采出水回注管线等。通过采取可靠的安全防范措施，及规范的设计和严

格正确的操作，能有效的防止泄漏、火灾、爆炸等事故的发生，一旦发生事故，依靠装置内的安全防护设施和事故应急措施也能及时控制事故，防止事故的蔓延，减少事故带来的人员伤亡、财产损失和环境影响，项目风险水平可以接受。

10 环境影响经济损益分析

10.1 经济效益分析

长庆油田分公司第三采油厂 2025 年产能建设工程（靖安油田南部）建设总投资 21703 万元，将实现年产 6.86×10^4t 原油，以当前市场原油价格每吨原油按 4700 元计，年产值可达 3.2242 亿元，表明该工程具有较好的经济效益。

10.2 社会效益分析

（1）本项目符合我国“发展西部，稳定东部”的石油工业战略，可缓解经济发展对石油造成的需求压力，增加国内石油产量。

（2）本建设项目可将当地的资源优势转化为经济优势，充分发挥油田开发建设的经济带动作用，促进地方经济发展。

（3）井区开发建设对促进当地经济发展、增加地方税收具有重要意义。综上所述，项目建设具有良好的社会效益。

10.3 环境经济损益分析

10.3.1 环境代价分析

本项目的环境代价主要有三部分：资源和能源流失代价、对环境生产和生活资料造成的损失代价、对人群及动植物造成的损失代价。

10.3.1.1 生态破坏代价

（1）占地农作物损失

根据对建设期的占地农业生产经济损失的计算，建设期工程占地所造成的农作物损失约 43 万元/a。

（2）永久占地损失

项目永久占地总面积 11.24hm^2，按当地企业、政府租用土地费用标准（3.1 万元/hm^2·a），估算占地损失为 34.84 万元/a。

（3）水资源流失代价

项目水资源流失主要为取用新鲜水回注油层造成的地下水资源损失。根据工程分析，项目新鲜水取水量为 $12.234\times10^4m^3$/a，按当地工业用水价格 3.30 元/m^3 计算，折合水资源利用价值为 40.37 万元/a。

10.3.1.2 环境污染代价

环境污染代价表现为污染物对人群健康造成的损失。污染物对人群健康造成的损失估价 25 万元/a。

10.3.1.3 小结

由上分析得知，生态破坏代价和环境污染代价详见表 10.3.1-1。

分类	项目	单位（万元/a）
生态破坏代价	占地农作物损失	43
	永久占地损失	34.84
	水资源流失代价	40.37
环境污染代价	人群健康造成损失	25
合计	/	143.21

10.3.2 环境成本分析

10.3.2.1 生态保护成本

根据生态保护措施，估算项目生态保护投资约 360 万元，生态保护设施服务年限按 10 年考虑，则每年生态保护投资约为 36 万元。

10.3.2.2 污染防治成本

（1）污染防治设备投资：工程用于污染防治的投资为 384.8 万元，设备使用寿命以 10 年计，则每年投入防治污染的费用为 38.5 万元/a。

（2）设备运行管理费：该费用主要包括环保设备的材料消耗、人员工资、动力费、维检费及其他支出费用，经估算得出环保设备的运行管理费 10 万元/a。

（3）危险废物处置成本：项目危险废物由有资质单位处置，估算处置费用为 70 万元/a。

10.3.2.3 小结

根据以上计算，得出的环境成本详见表 10.3.3-1。

表 10.3.3-1 项目环境成本汇总表

分类	项目	单位（万元）
生态保护成本	生态保护投资	36
污染防治成本	污染防治设备投资	38.5
	环保设备运行及管理费	10
	危险废物处置	70
合计	/	154.5

10.3.3 环境收益分析

10.3.3.1 生态保护收益

项目施工期完成后，临时占地可恢复耕地 86 亩，按亩产值 750 元/亩年计算，得出粮食产量的价值 6.45 万元/a。

10.3.3.2 污染防治收益

（1）钻井泥浆回收收益

本工程钻井泥浆循环利用率按照 90%计算，工程回收利用泥浆约 17.08 万 t，价值按 50 元/t 计，则可节省资金 854 万元/a。

（2）落地油回收收益

根据工程分析，落地油产生量约 27.6t/a，回收率为 100%，回收落地油价格按 2000 元/t 计，则落地油回收收益约 5.52 万元/a。

（3）伴生气回收收益

根据产建方案与工程分析，伴生气年回收利用量为 $234.83\times10^4m^3$，参照伴生气回收利用及其副产价格（以 2.0 元/m^3 计算），则伴生气回收收益约 469.66 万元/a。

10.3.3.3 小结

通过以上分析计算，本建设项目环境收益见表 10.3.3-2。

表 10.3.3-2 建设项目环境收益汇总表

分类	项目	单位（万元）
生态保护收益	恢复耕地收益	6.45
污染防治收益	钻井泥浆回收收益	854
	落地油回收收益	5.52
	伴生气回收收益	469.66
合计	/	1335.63

10.3.4 环境经济效益分析

项目环境经济**表 10.3.4-1 环境经济损益分析表（单位：万元/a）**

环境代价	环境成本	环境收益	损益分析
-143.21	-154.5	+1335.63	1037.92

注：“+”表示受益，“-”表示损失。

根据计算，本项目环保工程经济效益系数为 4.5。

环保工程经济效益系数＝环境收益/环境成本

本项目的环保工程经济效益系数大于 1，说明环保投资具有一定的效益。虽然企业建设对环境保护产生一定程度的不利影响，但对环境污染影响和生态破坏损失在可接受程度和范围之内，在保证各项环境保护措施实施的情况下，项目的经济效益、社会效益和环境效益得到了协调发展，因此从环境经济综合的角度来看，本项目是合理可行的。

11 环境管理与监测计划

11.1 环境管理体系现状

11.1.1 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/T6276）标准，建立了 QHSE 管理体系和安全环境管理机构（见图 11.1.1-1），并通过了国家认证；同时按照中石油公司 Q/SY2.2《质量健康安全环境管理体系要求》，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。

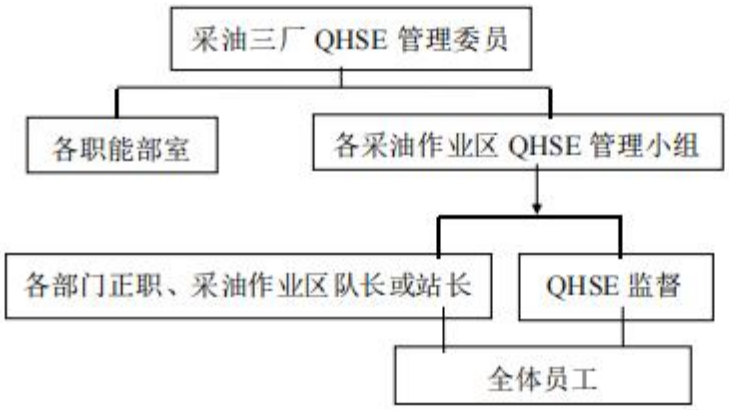


图 11.1.1-1 采油三厂 QHSE 组织结构框图

11.1.2 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

采油三厂 QHSE 委员会及专业 QHSE 委员会是环境保护的管理机构，各专业依照直线责任建立健全环境保护管理机制，形成适应新形势下环境保护工作的管理网络，切实抓好环境保护管理工作。

（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作业区、生产管理部门和站场等，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。

11.1.3 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，本项目可直接纳入执行。

（1）环境管理体系文件

环境管理程序文件清单见表 11.1.3-1。

表 11.1.3-1　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、国家、地方和油田公司的环境保护法律、规定、方针、政策、环境指标与方案管理程序
	2、环境管理体系培训管理程序
	3、原辅材料、能源及给排水管理程序
	4、油田集输送前预处理、站场及其辅助设施管线大气污染物控制、含油污水处理、环境噪声治理及落地油彻底回收、处置管理程序
	5、井场、集输站场、管线环境风险应急管理、控制及事故状态下应急响应程序
	6、环保设施监督管理及违章、纠正与预防污染措施程序
	7、节能降耗、污染预防、减污增效、资源化利用监督、检查管理程序
	8、环境监控、文件记录控制管理程序与环境管理内部审核程序
	9、强化风险事故应急管理，定期开展 QHSE 审核程序
	10、建立合同方环境行为影响程序与供应商管理程序

（2）环境管理制度

主要环保管理规章制度、规程见表 11.1.3-2、11.1.3-3。

表 11.1.3-2 环境保护管理职责一览表

实施部门	主要内容

长庆油田分公司第三采油厂各级管理机构	1、负责贯彻落实国家、地方和油田公司的环境保护法律、规定、方针、政策。
	2、负责制定、修订和发布环境保护规章制度。
	3、负责定期开展环境保护工作的检查、监督、考核，评选推荐环境保护先进集体和个人。
	4、负责建立并完善环境保护基础资料、统计报表。
	5、负责废水、废气、固体废弃物、噪声、振动及放射源等污染物的预防和污染源的治理监管工作。
	6、负责监督建设项目环境保护“三同时”执行情况，协助相关部门（单位）对建设项目环境保护设施进行竣工验收。
	7、负责统计、协调解决环境隐患项目。
	8、负责环境保护宣传教育、培训和科研管理工作，开展环保技术信息交流。
	9、负责调查处理环境污染与生态破坏事故。
	10、负责协调处理与政府环境主管部门相关的问题。

表 11.1.3-3 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、污水处理设施运行、维护和保养管理规程
	3、隔声降噪、消声设备的维护和保养管理规程
	4、生态恢复管理技术规程
	5、环保设备安全操作规程及安全管理规章
	6、企业生态环境保护、水土保持与环境绿化规划
	7、重点环保设施污染控制点巡回检查制度

（3）质量安全环保部管理职能

采油三厂在强化安全与环境管理并重的同时，也要结合油田开发特点，重点加强作业区生态保护与水土保持工作，定期对受扰动土地进行植被恢复，种树种草，减缓水土流失。

（4）环境管理台账制度

建立环境管理台账制度，包括电子台账和纸质台账，台账主要内容包括：生产信息（站场运行记录台账、井场井下作业记录台账、作业废水及含油污泥拉运记录台账、管线管护及维修记录台账等）、污染防治措施运行记录（含油污泥处置记录、废弃含油防渗包装袋收集记录等），监测数据（污染源监测和环境质量监测、生态跟踪监测）等。

11.1.4 现有环境管理分析

根据对现有环境管理体系的调查，建设单位建立了较为完善的环境管理制度，在生产过程中发挥了积极作用。

①污染源能够按照当时的环保要求做到达标排放，及时按照新颁布的排放标准进行升级改造。同时，通过对环保设备的维护保养，确保了环保设备的稳定运行。对污染源有定期和不定期的监测计划，对污染源的排放情况能够及时掌握。

②对于危险固体废物执行了严格的暂存、转运制度，确保了危险废弃物的储运安全。

③有较为完善的风险管理制度和应急预案，按照应急预案进行定期演练，对风险事故有较为可靠的处理能力。

④正在编制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。

11.1.5 环境管理要求

表 11.1.5-1 油田开发建设各阶段环境保护管理工作要求

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、项目产生的废气全部通过达标排放；废水实现零排放；通过采取减振、隔声、消音等措施确保厂界噪声达标排放；危险废物设临时储存设施，交有资质单位进行处置。加强站场周围绿化。 4、协同有关部门制定防治污染事故的措施，定期进行环保安全检查；
		5、建立运行情况记录制度，如实记载有关运行管理情况，主要包括项目废气治理措施、污水处理设施工艺控制参数、危险废物暂存、去向及处置措施及环境监测数据等，运行情况记录簿应当按照国家有关档案管理的法律法规进行整理和保管； 6、定期检查设备密封及计量装置，对全体员工组织开展环境保护培训。

阶段		环境管理主要内容
运行期	非正常工况	1、加强站内工艺装置及管线的检修和巡线，减小发生“跑、冒、滴、漏”； 2、加强生产罐区及其他废水、危废暂存设施的防渗措施，定期检查，杜绝其存在长期非正常排放点源的存在，保护项目评价区地下水环境质量不受污染和破坏； 3、针对可能发生泄漏的区域，及时采取修复更换等措施，阻止污染物进一步扩散泄漏。
风险防范		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、定期检查和维护设备及管线，防止废水泄漏事故； 7、定期修订应急预案，并定期组织应急演练。

11.2 污染物排放管理要求

11.2.1 污染物排放

本项目由地面工程、钻井工程、原油集输工程、公用工程、环保工程组成。建设项目污染物排放清单详见表11.2.1-1。

表 11.2.1-1 本项目污染物排放清单

类别		污染源		污染物排放清单				排污口位置	拟采取的环保措施及主要参数	数量	执行的环境标准及污染物排放管理要求
				污染物种类	排放浓度	排放速率 kg/h	排放量 t/a				
拟建工程	废气	站场加热炉	烟气	颗粒物	3.90	/	+0.0791	站场加热炉	燃用伴生气，排气筒高度≥8m	9 套	《锅炉大气污染物排放标准》（DB61/1226-2018）中表 3 其他燃气标准以及《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）
				SO_2	5.06	/	+0.1026				
				NOx	50.25	/	+1.0190				
		井场、站场	油气集输	非甲烷总烃	/	/	+2.2276	站场储罐集输过程	采取密闭集输，加强设备管理	/	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求
	废水	站场	采出水、作业废水	石油类	/	/	/	依托采出水和作业废水处理设施	经处理设施处理达标后回注油层	/	《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
				SS	/	/	/				
	噪声	抽油机、站场	噪声	噪声	/	/	/	井场、站场	低噪声设备、基础减振、柔性连接	/	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类标准
	固废	站场、井场	落地油	落地油	/	/	/	井场	全部回收	/	全部回收，不外排
			含油污泥	废矿物油	/	/	/	井场、站场	属危险废物，各井场设集油槽和污油池，依托现有的污油泥暂存点暂存，最终交由有资质单位处置，处置率 100%		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。
			油泥包装袋及废弃含油防渗布								
			废光伏板	光伏板	/	/	/		一般固废，报废后由厂家回收处置	/	报废后由厂家回收处置

11.2.2 排污口管理

按照《排污口规范化整治技术要求》，项目排污口规范化管理要求见表 11.2.2-1。

表 11.2.2-1 排污口规范化管理要求表

项目	主要要求内容
基本原则	1、凡向环境排放污染物的一切排污口必须进行规范化管理； 2、将总量控制的污染物排污口及行业特征污染物排放口列为管理重点； 3、排污口设置应便于采样和计量监测，便于日常现场监督、检查； 4、如实向环保行政主管部门申报排污口位置与排放去向等方面情况
技术要求	1、排污口位置必须按照环监〔1996〕470 号文要求实行规范化管理； 2、具体设置应符合《污染源监测技术规范》中的规定和要求
立标管理	1、污染物排放口必须实行规范化管理，应按照国家《环境保护图形标志》（GB15562.1-1995）与（GB15562.2-95）的相关规定，设置环保图形标志牌； 2、环保图形标志牌位置应距污染物排放口及固废贮存(处置)场较近且醒目，设置高度一般为标志牌上缘距离地面约 2m； 3、重点排污单位污染物排放口以设置立式标志牌为主，一般排污单位污染物排放口可根据实际情况设置立式或平面固定式标志牌； 4、对危险废物贮存点，必须设置警告性环境保护图形标志牌
建档管理	1、使用《中华人民共和国规范化排污口标志登记证》，并按要求填写有关内容； 2、严格按照环境管理监控计划及排污口管理要求，工程建成运行后将主要污染物种类、数量、排放浓度与去向，立标及环保设施运行情况记录在案，并及时上报； 3、选派专职环保员对油田环保设施进行监督管理，防止“跑、冒、滴、漏”污染环境并引发重大环境风险事故，要求责任到人，奖罚分明

11.2.3 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：

（1）按照《企业环境信息依法披露管理办法》要求，当地环保部门每年 3 月底前确定本行政区域内重点排污单位名录，并通过政府网站、报刊、广播、电视等便于公众知晓的方式公布。第三采油厂应及时关注，明确本单位是否列入名录。

（2）如果本单位列入重点排污单位名录，则应当公开下列信息：

①企业基本信息，包括企业生产和生态环境保护等方面的基础信息；

②企业环境管理信息，包括生态环境行政许可、环境保护税、环境污染责任保险、环保信用评价等方面的信息；

③污染物产生、治理与排放信息，包括污染防治设施，污染物排放，有毒有害物质排放，工业固体废物和危险废物产生、贮存、流向、利用、处置，自行监测等方面的信息；

④碳排放信息，包括排放量、排放设施等方面的信息；

⑤生态环境应急信息，包括突发环境事件应急预案、重污染天气应急响应等方面的信息；

⑥生态环境违法信息；

⑦本年度临时环境信息依法披露情况；

⑧法律法规规定的其他环境信息。

11.2.4 排污许可要求

长庆油田分公司第三采油厂按照《排污许可管理条例》，已在全国排污许可证管理信息平台登记，并取得登记回执，对排污许可证要求执行良好。本次项目建设完成后，第三采油厂应及时对排污许可证进行变更，并严格按照排污许可要求进行生产操作。

11.3 项目竣工环保验收

根据《建设项目环境保护管理条例》以及《建设项目竣工环境保护技术验收规范石油天然气开采》（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《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》（国环规环评〔2017〕4号）及相关规定执行，对工程建设基本情况，工程变更情况、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 11.3-1。

表 11.3-1（1）环境保护竣工验收调查清单（志丹县）

类别	位置	污染源或污染物	环境保护设施（措施）	数量	执行标准
一	“以新带老”措施				
1	井场、站场、管线	/	柳 26 增站内管网腐蚀老化严重，存在站场运行风险，本次对站内管线进行更换，消除站场运行风险。	/	落实措施
2		/	柳 19 增至柳三脱集油管线服役年限长，腐蚀严重，重新铺设柳 19 增至柳三脱外输管线	/	落实措施
二	井场				
废气	采油井	无组织烃类	密闭输油、回收套管气	1 套/井	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求
废水	井场（新建）	雨水、污油	新建围墙、雨水渠、雨水蒸发池、集油槽、污油回收池、旱厕等	12 套	《陕北油气开采清洁文明井场验收标准》（陕环发〔2016〕31 号）
	井场（新建+扩建）	作业废水	作业废水运送至措施作业废水处理站处理后回注油层不外排	若干	进入措施作业废水处理系统，不外排
固废	井场（新建+扩建）	落地油、含油废弃防渗包装物	落地油回收车、回收工具，落地油回收后去往卸油台回收；含油废弃防渗包装袋收集后依托现有污油泥暂存点暂存，定位委托有资质单位外运处置。	/	收集处置率 100% 《危险废物贮存污染控制标准》
		废光伏板	报废后由厂家回收处置	/	收集处置率 100%
生态	井场内外（新建+扩建）	/	平整占地，植树种草，植被恢复，油气开发区道路两侧和围墙内外宜绿化区域应当实现林草覆盖，有效覆盖率不低于 90%	22 套	《陕北油气开采清洁文明井场验收标准》（陕环发〔2016〕31 号）

环境风险	井场周围修建不低于0.8m砖砌围墙，建设钢筋混凝土集油槽、污油池和雨水池，加强井口及地面污油污水的管理，井场外侧修建排洪渠，井场出入口修建缓坡围堰，保证井场周围雨水畅通，不蓄积，井场内外雨水无联系。				《陕北油气开采清洁文明井场验收标准》（陕环发〔2016〕31号）
三	站场				
废气	新建、改建站场	无组织烃类	密闭输油工艺	9套	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求
		加热炉烟气	燃烧伴生气，排气筒高度≥8m	7套	《锅炉大气污染物排放标准》（DB61/1226-2018）中表3其他燃气标准以及《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）
废水	新增站场	生活污水	设置防渗旱厕	6座	旱厕收集，不外排。
	采出水处理设施站场	采出水	经现有的采出水处理设施处理达标后回注油层	依托现有	满足《碎屑岩油藏注水水质推介指标及分析方法》（SY/T5329-2022）V级标准要求后回注油层
	措施作业废水处理站	措施作业废水	经现有的措施作业废水处理站处理达标后回注油层	依托现有	
噪声	新建、改建站场	泵类、装置	选用低噪声设备，基础减振，柔性连接	按设备配置	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中2类标准
固废	新建、改建站场	含油污泥及含油废弃防渗包装物	收集后依托现有污油泥暂存点暂存	依托现有	《危险废物贮存污染控制标准》，不外排
			交有资质单位外运处置	配套	
		废光伏板	报废后由厂家回收处置	/	收集处置率100%
生态	各站场	/	平整土地，植树种草，植被恢复	/	站场围墙内外宜绿化区域应当实现林草覆盖，有效覆盖率不低于90%
地下水	新建站场	石油类泄漏	分区防渗	6套	落实措施

环境风险	场站加强工艺设备及地面污油污水的管理，场站外侧修建排洪渠，保证场站周围雨水畅通，不蓄积。				落实措施
四	管线				
生态	管线临时占地		场地平整，恢复植被，原耕地恢复为农田，原园地恢复为园地，原草地恢复为草地，原灌木可恢复为草灌结合，原林地可恢复为灌木、乔木结合，原交通运输用地恢复使用功能。管线两侧 5m 范围内不得种植高大乔木和深根系的农作物。	全部	临时占地全部按照要求恢复植被，植被恢复率 100%
风险	集输管线		管线带压运行，穿跨越地区设立警示标牌，定期巡检。	/	落实措施
五	道路				
大气	道路	扬尘、水土流失	路面按支线、干线标准建设、两侧绿化	按工程实际量	扬尘污染
生态	道路		路边排水沟、路旁绿化，临时占地恢复原状		植被恢复，控制水土流失
六	环境风险		制定并落实井场、站场、管线等的风险防范措施等，环境风险应急预案应将本工程纳入，定期进行预案演练。		

表 11.3-1（2）环境保护竣工验收调查清单（吴起县）

类别	位置	污染源或污染物	环境保护设施（措施）	数量	执行标准
一	“以新带老”措施				
1	井场、站场、管线	/	旗 8 增投站内管线腐蚀严重，2023 年至今局部更换 4 次，事故罐罐内热水循环盘管破损，严重影响正常运行。对站内管线进行更换。	/	落实措施
二	井场				
废气	采油井	无组织烃类	密闭输油、回收套管气	1 套/井	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求
废水	井场（新建）	雨水、污油	新建围墙、雨水渠、雨水蒸发池、集油槽、污油回收池、旱厕等	3 套	《延安市油气开发清洁文明井场建设标准》
	井场 （新建+扩建）	作业废水	作业废水运送至措施作业废水处理站处理后回注油层不外排	若干	进入措施作业废水处理系统，不外排
固废	井场 （新建+扩建）	落地油、含油废弃防渗包装物	落地油回收车、回收工具，落地油回收后去往卸油台回收；含油废弃防渗包装袋收集后依托现有污油泥暂存点暂存，定位委托有资质单位外运处置	/	收集处置率 100% 《危险废物贮存污染控制标准》
		废光伏板	报废后由厂家回收处置	/	收集处置率 100%
生态	井场内外（新建+扩建）	/	平整占地，植树种草，植被恢复，油气开发区道路两侧和围墙内外宜绿化区域应当实现林草覆盖，有效覆盖率不低于 90%	9 套	《陕北油气开采清洁文明井场验收标准》（陕环发〔2016〕31 号）

环境风险	井场周围修建不低于 0.8m 砖砌围墙，建设钢筋混凝土集油槽、污油池和雨水池，加强井口及地面污油污水的管理，井场外侧修建排洪渠，井场出入口修建缓坡围堰，保证井场周围雨水畅通，不蓄积，井场内外雨水无联系。				《陕北油气开采清洁文明井场验收标准》（陕环发〔2016〕31 号）
三	站场				
废气	改建站场	无组织烃类	密闭输油工艺	依托现有	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求
废水	采出水处理设施站场	采出水	经现有的采出水处理设施处理达标后回注油层	依托现有	满足《碎屑岩油藏注水水质推介指标及分析方法》（SY/T5329-2022）V级标准要求后回注油层
	措施作业废水处理站	措施作业废水	经现有的措施作业废水处理站处理达标后回注油层	依托现有	
生态	改建站场	/	平整土地，植树种草，植被恢复	/	站场围墙内外宜绿化区域应当实现林草覆盖，有效覆盖率不低于 90%
地下水	改建站场	石油类泄漏	分区防渗	依托现有	落实措施
环境风险	依托现有场站环境风险措施				落实措施
四	管线				
生态	管线临时占地		场地平整，恢复植被，原耕地恢复为农田，原园地恢复为园地，原草地恢复为草地，原灌木可恢复为草灌结合，原林地可恢复为灌木、乔木结合，原交通运输用地恢复使用功能。管线两侧 5m 范围内不得种植高大乔木和深根系的农作物。	全部	临时占地全部按照要求恢复植被，植被恢复率 100%
风险	集输管线		管线带压运行，穿跨越地区设立警示标牌，定期巡检。	/	落实措施

五	道路				
大气	道路	扬尘、水土流失	路面按支线、干线标准建设、两侧绿化	按工程实际量	扬尘污染
生态	道路		路边排水沟、路旁绿化，临时占地恢复原状		植被恢复，控制水土流失
五	环境风险		制定并落实井场、站场、管线、罐车运输等的风险防范措施和原油贮运环境风险防范措施等，环境风险应急预案应将本工程纳入，定期进行预案演练。		

表 11.3-1（3）环境保护竣工验收调查清单（靖边县）

类别	位置	污染源或污染物	环境保护设施（措施）	数量	执行标准
一	站场				
废气	新建、改建站场	无组织烃类	密闭输油工艺	2 套	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求
		加热炉烟气	燃烧伴生气，排气筒高度≥8m	2 套	《锅炉大气污染物排放标准》（DB61/1226-2018）中表 3 其他燃气标准以及《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）
废水	新增站场	生活污水	设置防渗旱厕	2 座	旱厕收集，不外排。
	采出水处理设施站场	采出水	经现有的采出水处理设施处理达标后回注油层	依托现有	满足《碎屑岩油藏注水水质推介指标及分析方法》（SY/T5329-2022）V级标准要求后回注油层
	措施作业废水处理站	措施作业废水	经现有的措施作业废水处理站处理达标后回注油层	依托现有	

噪声	新建、改建站场	泵类、装置	选用低噪声设备，基础减振，柔性连接	按设备配置	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类标准
固废	新建、改建站场	含油污泥及含油废弃防渗包装物	收集后依托现有污油泥暂存点暂存	依托现有	《危险废物贮存污染控制标准》，不外排
			交有资质单位外运处置	配套	
		废光伏板	报废后由厂家回收处置	/	收集处置率 100%
生态	各站场	/	平整土地，植树种草，植被恢复	/	站场围墙内外宜绿化区域应当实现林草覆盖，有效覆盖率不低于 90%
地下水	新建站场	石油类泄漏	分区防渗	2 套	落实措施
环境风险	场站加强工艺设备及地面污油污水的管理，场站外侧修建排洪渠，保证场站周围雨水畅通，不蓄积。				落实措施
二	管线				
生态	管线临时占地		场地平整，恢复植被，原耕地恢复为农田，原园地恢复为园地，原草地恢复为草地，原灌木可恢复为草灌结合，原林地可恢复为灌木、乔木结合，原交通运输用地恢复使用功能。管线两侧 5m 范围内不得种植高大乔木和深根系的农作物。	全部	临时占地全部按照要求恢复植被，植被恢复率 100%
风险	集输管线		管线带压运行，穿跨越地区设立警示标牌，定期巡检。	/	落实措施
三	道路				

大气	道路	扬尘、水土流失	路面按支线、干线标准建设、两侧绿化	按工程实际量	扬尘污染
生态	道路		路边排水沟、路旁绿化，临时占地恢复原状		植被恢复，控制水土流失
六	环境风险		制定并落实站场、管线等的风险防范措施等，环境风险应急预案应将本工程纳入，定期进行预案演练。		

11.4 环境监测计划

环境监测是企业环境管理的重要组成部分，既是掌握内部生产工艺过程三废污染物排放浓度和排放规律，正确评价环保设施净化效率，制定控制和治理污染方案的有效依据，也是建立健全环保监测制度与计划，预防环境污染，强化风险事故防范以及保护环境的重要手段。建设单位根据国家技术规范和企业环境信息公开规定，对所排放的污染物进行自行监测，公开企业环境信息，并保存原始监测记录，建立污染物排放档案。

11.4.1 环境监测管理

对运行期间的污染源及环境监测要求企业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，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，建立健全污染源监控和环境监测技术档案，掌握三废排放变化状况，强化作业区环境管理，并接受当地和上级环保行政部门的指导、监督和检查。

11.4.2 环境质量及污染源监测计划

（1）监测计划

根据《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017）、相关技术导则及《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》（HJ1209-2021）、《排污单位自行监测技术指南陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）、《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）和《建设项目竣工环境保护验收技术规范石油天然气开采》（HJ612-2011），排污单位在生产运行阶段对其排放的水、气污染物，噪声以及对其周边环境质量影响开展监测。本项目施工期监测计划见表 11.4.2-1，生产运行期间的污染源与环境监测计划见表 11.4.2-2 和表 11.4.2-3 所示。

表 11.4.2-1 施工期监测计划

监测类别	监测项目	监测点位置	测点数	监测频次
场界噪声	施工场界 Leq(A)	施工场界四周	4	每季一次
环境空气	TSP	施工场地上、下风向	2	每半年一次

表 11.4.2-2 污染源监测计划表

类别	监测项目	监测点位置	监测点	监测频率	控制指标

有组织废气	加热炉	颗粒物、二氧化硫、林格曼黑度	柳 91-281 降回压站、高 213 降回压站、顺 92-05 降回压站、柳 100-28 降回压站、柳 154-01 降回压站、新柳八增、柳 40 增、新柳三脱（2 个）	9 个点	1 次/年	《锅炉大气污染物排放标准》（DB/61 1226--2018）中表 3 燃气锅炉标准
		氮氧化物			1 次/月	
无组织废气	站场、井场	非甲烷总烃	站场（柳 91-281 降回压站、柳 40 增、新柳八增、旗 8 增、柳五注、新柳三脱）、井场（新 313-196、柳 151-2 扩）	站场 6 个，井场 2 个	1 次/季度	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求
废水	/	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）规定因子	/	/	/	《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
噪声	厂界	Leq（A）	新 313-196（新建）、柳 151-2 扩（扩建）	2 个点	1 次/季度	《工业企业厂界环境噪声排放标准》中2类标准
固废	/	危险废物暂存点的设置是否满足规范要求	本次含有污泥暂存均依托于现有场站处理，已纳入全厂监测计划	/	/	土壤环境质量-建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）“第二类用地”筛选标准

表 11.4.2-3 运行期环境质量监测补充计划表

类别	监测项目	监测点位置	监测点	监测频率	控制指标
环境空气	非甲烷总烃、硫化氢	①红柳沟村（靖边）	4 个	半年一次	非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准详解》标准限值；H_2S 参考《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 标准限值
		②阳台（志丹）			
		③阳台（吴起）			
		④曹儿台（吴起）			
地下水	**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	①曹儿台民井	7 个（志丹区域 4 个、吴起新寨区域 3 个）	半年一次	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类
		②王台民井			
		③吴二联北侧水井			
		④桃家沟民井			

	（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	⑤四咀村民井			
		⑥杨家沟民井			
		⑦顾家塌民井			
土壤环境	**初次监测：**GB36600表1基本项目+石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）；**后续监测：**在前期监测中曾超标的污染物+石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、砷、六价铬	柳100-28降回压站站内污油污水回收装置底部、站外空地	表层土壤（0～0.5m）1个；深层土壤1个（深层土壤监测点采样深度应略低于其对应的隐蔽性重点设施设备底部与土壤接触面）；	表层土每年一次，深层土3年一次	《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、《土壤环境质量-农用地壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-20 18）筛选值
		顺平95-4井场站内污油污水池底部、站外空地			

本项目是在现有区块内的加密部署，建设的所有产建工程均在现有区块内，本次评价针对本次产建布设了监测计划，后又与采油三厂的自行监测计划进行对比，将本工程的监测计划纳入采油三厂现有的监测计划。

（2）其他监测

回注井运行过程中，应持续对回注井口压力、套管压力、环空压力、回注流体的流量、水质等指标进行监测，油田注水水质满足SY/T5329要求；定期开展套管腐蚀和水泥环状况检测，检测周期不超过3年。新启用或检维修后初次启用的回注井运行前，应进行井筒完整性测试；平均注入量大于等于300m^3/d的回注井应每年至少进行1次井筒完整性检测，注入量小于300m^3/d的回注井应至少每2年进行1次井筒完整性检测，检测发现井筒完整性失效，应立即停止回注。根据工程分析，本项目回注井注入量为25m^3/d，故本次评价要求井筒完整性监测频率为每2年进行1次。

表11.4.2-5 回注井监测计划

类别	监测项目	监测点位置	监测频率	控制标准
回注井	储层空气渗透率	注水井	1次/半年	满足《环境影响评价 技术导则·陆地石油天然气开发建设项目》（HI349-
	配注率、配注量、注水压力、平均腐		1次/季	

类别	监测项目	监测点位置	监测频率	控制标准
	蚀率			2023）要求；水质满足《碎屑岩油藏注水水质技术要求及分析方法》（SY/T5329）要求
	井筒完整性		1次/2年	

此外，退役期应对退役油井周边地下水环境、土壤环境开展跟踪监测，监测点位应根据具体退役井的位置进行布设，主要位于井口周边。

（3）监测方法

污染源监测采样、样品保存分析方法应严格按照国家环保部门编制的《空气和废气监测分析方法》、《水和废水监测分析方法》、《地下水环境监测技术规范》、《工业企业厂界环境噪声排放标准》等监测技术规范要求执行。

11.4.3 生态环境监测计划

根据 HJ19-2022 要求，采掘类项目应针对项目规模、生态影响特点及所在区域的生态敏感性，开展全生命周期生态监测。生态环境监测以生态学原理为基础，综合运用物理、化学和生物等方法，对不同尺度的生态环境状况及其变化趋势进行监测与评价的综合技术。

（1）监测目的

区块开发不可避地对区域内生态系统造成一定的干扰，为科学评估工程建设对区域内生态系统产生的影响，项目运行一定时期后需对周边可能受到项目影响的区域生态现状进行监测，以及时反映陆生生态的变化情况，为进一步减缓工程建设对区域的影响，实时优化或调整保护方案提供科学依据。

（2）布设原则

布设原则：生态监测布点重点选择井场周边或管线作业带范围内涉及二级公益林、水土流失极敏感区、水源涵养极重要区的区域，井场和管线周边主要为耕地或基本农田的施工结束后恢复耕作，不作为生态重点监测布点。

（3）监测内容

1）植物多样性及植被

临时用地动植物组成、分布及其特点、种群数量、生物多样性的变化，植被恢复措施执行情况等。

①植被恢复措施执行情况；

②临时占地植被区恢复情况如植被多样性组成及植被覆盖度恢复情况；

③植物群落类型的物种数、物种组成。

2）陆生动物多样性

沿着固定样线调查统计哺乳动物、鸟类、两栖类和爬行类的的组成、分布及其特点、种群数量。

3）生态系统和景观

①生态系统类型和结构；

②景观斑块的变化。

由于样方和样线调查不能覆盖全部工作范围，为了对评价区域有更深入的了解和挖掘，可通过访问当地居民、集市等方法对调查结果进行修正。

4）各时期监测重点

施工期：监测施工活动干扰下生态保护目标的受影响状况，如植物群落变化、重要物种的活动、分布变化、生境质量变化等；运行期：评价范围公益林、各占地生态修复效果等。

（4）监测位置及时间

监测位置：根据工程特点和工程影响区域人居密集的环境特征，主要监测以自然生境为主的直接影响区和可能的间接影响区，兼顾监测受影响农耕地的恢复/变化情况。陆生生态监测位置设置在各工程集中分布区有代表性的施工区域及周边可能的间接影响区。调查时根据工程实际情况在各位点及周边布设固定的监测点。

监测时间：建议从施工期开始并延续至正式投运后 5~10 年开展后评价过程中进行调查，每次调查时间应考虑植物生长和景观变化的季节性与鸟类的迁徙性等因素。

本项目产建工程未布设在特殊生态敏感区和重要生态敏感区内。生态环境监测内容包括监测因子、监测点位布设、监测频次、监测数据采集与处理、采样分析方法等，明确自行监测方案内容，主要包括土地复垦率、林草覆盖率和场站绿化率等，具体见表 11.4.3-1~表 11.4.3-2。

表11.4.3-1 生态监测方法

监测因子	监测点位	监测频次	分析方法	指标
地表扰动面积、类型	选择1~2个井场；1~2条集输管线。	施工期结束后立即开展	利用最新的卫星影像，结合相关的软件如Arcgis及ENVI软件进行遥感解译分析判定	扰动土地恢复治理率
植被（生物量）损害程度				植被恢复系数复垦植被成活

物种数量			实地进行样方样线调查	率和植被覆盖度

表11.4.3-2 项目工程区域生态环境监测计划

序号	监测对象	监测内容	指标	时期
1	地表扰动面积及类型	1、监测项目：扰动面积、扰动类型。 2、监测频次：施工前 1 次。 3、监测点：选择 2 个井场其中（1 个井场处于一般生态区域，另一个处于生态敏感区即占用二级公益林）；1~2 条集输管线（管线挑选原则与井场一致）。	扰动面积、扰动用地类型	钻前工程
2	生态系统完整性	1、监测项目：植被种类、动物种类。 2、监测频次：钻前工程 1 次。 3、监测点：选择 2 个井场其中（1 个井场处于一般生态区域，另一个处于生态敏感区即占用二级公益林）；1~2 条集输管线（管线挑选原则与井场一致）。	动植物多样性	
3	地表扰动面积及类型	1、监测项目：扰动面积、扰动类型。 2、监测频次：施工前 1 次。 3、监测点：选择 2 个井场其中（1 个井场处于一般生态区域，另一个处于生态敏感区即占用二级公益林）；1~2 条集输管线（管线挑选原则与井场一致）。	扰动面积、扰动用地类型	油气集输施工期
4	植被覆盖度	1、监测项目：植被类型、高度、多样性。 2、监测频次：施工前 1 次。 3、监测点：选择 2 个井场其中（1 个井场处于一般生态区域，另一个处于生态敏感区即占用二级公益林）；1~2 条集输管线（管线挑选原则与井场一致）。	植被扰动情况	
5	生物量损失	1、监测项目：动植物多样性。 2、监测频次：施工前 1 次。 3、监测点：选择 2 个井场其中（1 个井场处于一般生态区域，另一个处于生态敏感区即占用二级公益林）；1~2 条集输管线（管线挑选原则与井场一致）。	动物种类、数量；植物种类、数量。	
6	物种多样性	1、监测项目：动植物多样性。 2、监测频次：施工前 1 次。 3、监测点：选择 2 个井场其中（1 个井场处于一般生态区域，另一个处于生态敏感区即占用二级公益林）；1~2 条集输管线（管线挑选原则与井场一致）。	动植物多样性	
7	生态系统完整性	1、监测项目：动植物多样性。 2、监测频次：施工前 1 次。 3、监测点：选择 2 个井场其中（1 个井场处于一般生态区域，另一个处于生态敏感区即占用二级公益林）；1~2 条集输管线（管线挑选原则与井场一	生态系统类型	

序号	监测对象	监测内容	指标	时期
		致）。		
8	土壤肥力（林地立地条件）	1、监测项目：植被恢复情况、土地复垦情况、农作物数量、种类。 2、监测频次：运行期内 1 次。 3、监测点：选择 2 个井场其中（1 个井场处于一般生态区域，另一个处于生态敏感区即占用二级公益林）；1~2 条集输管线（管线挑选原则与井场一致）。	植被恢复情况、土壤肥力	油气集输运行期
9	物种多样性	1、监测项目：动植物多样性。 2、监测频次：运行期内 1 次。 3、监测点：选择 2 个井场其中（1 个井场处于一般生态区域，另一个处于生态敏感区即占用二级公益林）；1~2 条集输管线（管线挑选原则与井场一致）。	动植物多样性	
10	生态系统完整性	1、监测项目：动植物多样性。 2、监测频次：运行期内 1 次。 3、监测点：选择 2 个井场其中（1 个井场处于一般生态区域，另一个处于生态敏感区即占用二级公益林）；1~2 条集输管线（管线挑选原则与井场一致）。	生态系统类型	

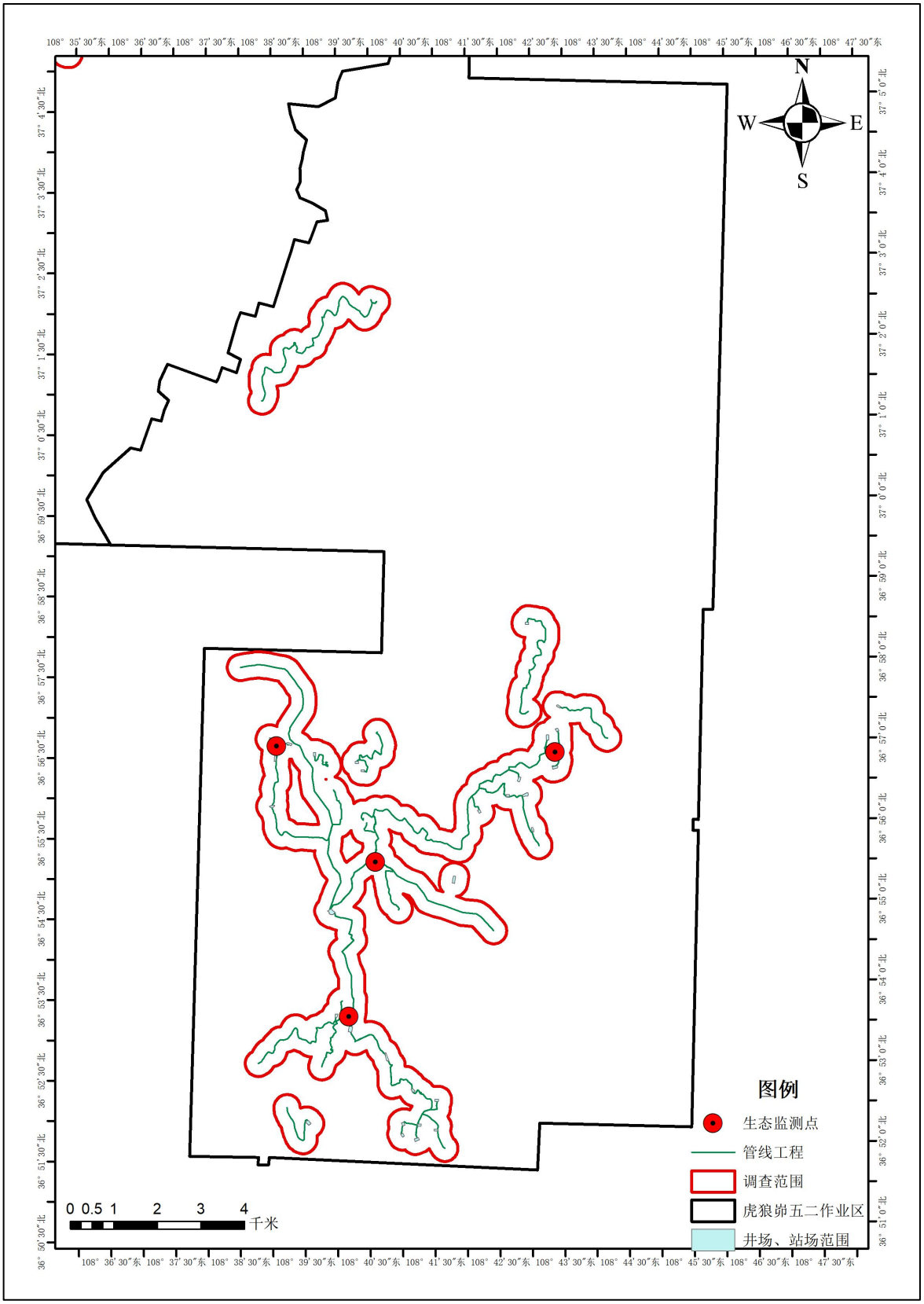


图11.4.3-1 生态监测布点图（虎狼峁、五里湾二区）

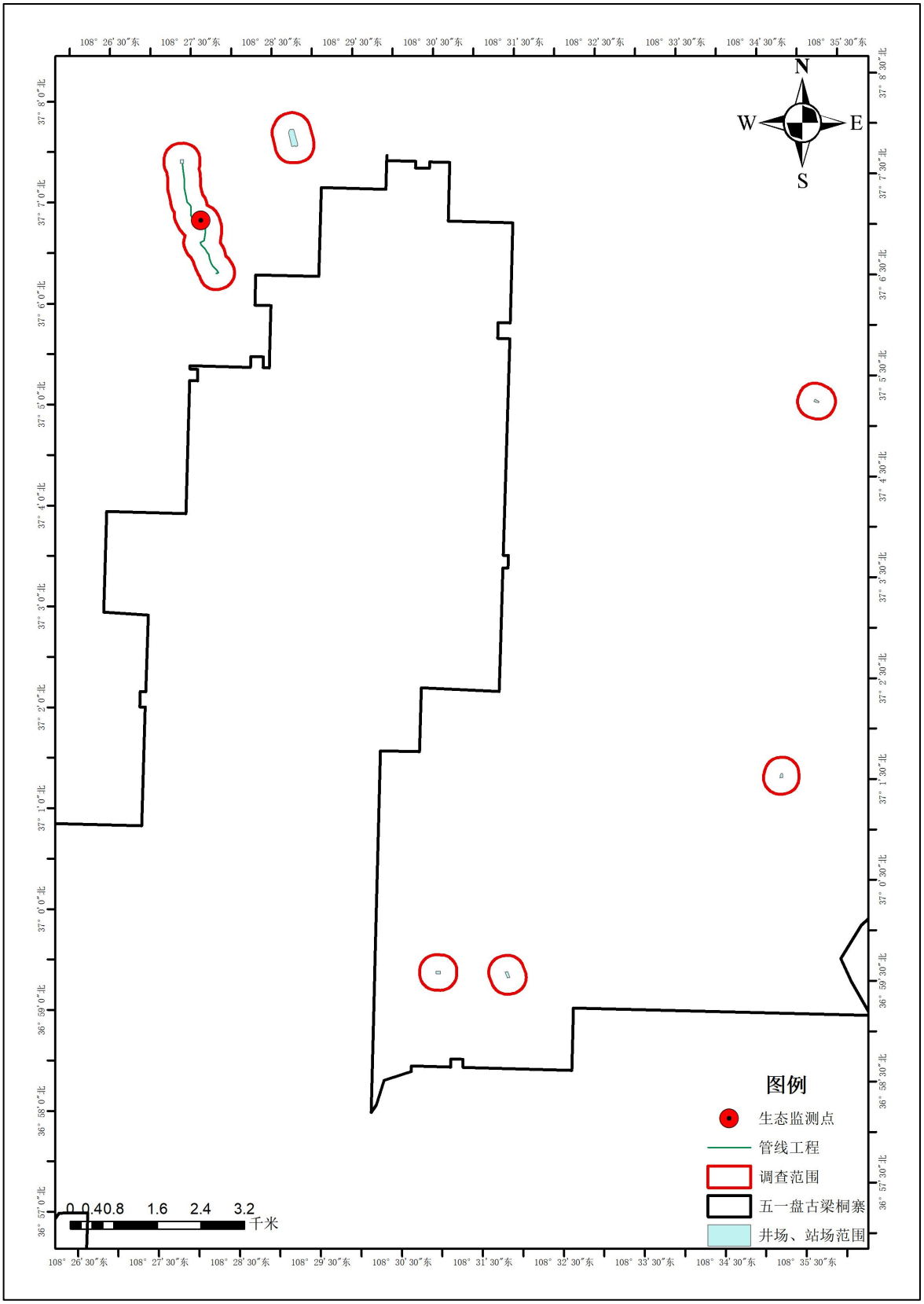


图11.4.3-2 生态监测布点图（桐寨区、五里湾一区）

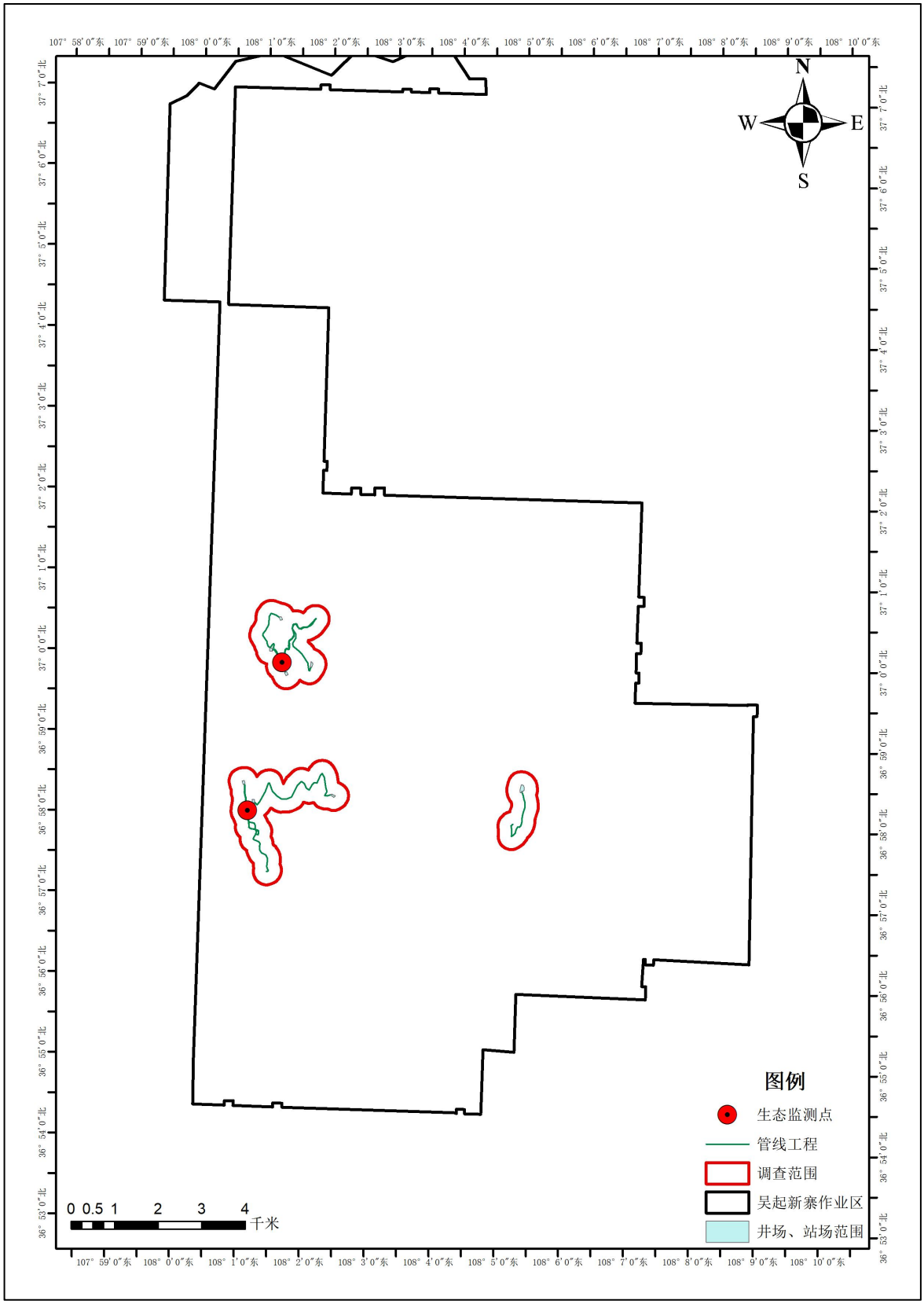


图11.4.3-3 生态监测布点图（吴起区、新寨区）

12 结论

12.1 项目概况

第三采油厂 2025 年拟在延安市、榆林市境内实施新增 6.86×10^4t/a 产能建设工程，工程计划总投资 21703 万元。本次开发属于滚动开发，本次工程主要在现有 6 个作业区加密布井，包含了新建井场 15 座、扩建井场 16 座，新钻油井 55 口、注水井 37 口；新建站场 7 座，新建注水站 1 座；改扩建站场 5 座；拟建管线 52 条 120.20 km，其中集油管线 9 条 41.79km，单井出油管线 30 条 54.74km，供注水干线 6 条 16.8km，注水支线 6 条 6.44km，集气管线 1 条 1.21km；配套建设道路 7.05km，以及供水、供电、通信等公用工程。

12.2 环境质量现状

环境空气：根据陕西省生态环境厅办公室 2025 年 1 月发布的《环保快报》，判断项目所在地属于达标区。各监测点非甲烷总烃小时浓度均符合《大气污染物综合排放标准详解》中小时 2.0mg/m^3 的限值；硫化氢小时浓度均符合《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中小时 10μg/m^3 的限值，区域环境空气质量较好。

地表水：各监测断面各监测项目均满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III类水质标准限值。

地下水：地下水监测点中，除个别点位氯化物、溶解性总固体、总硬度超标外，其余各因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准限值要求。本次监测结果中氯化物、溶解性总固体、总硬度超标点位均位于吴起新寨和桐寨区域，根据《吴起县城区饮用水源地地下水环境本底调查报告》（2022 年 12 月）调查成果，其中对于吴起县地下水中总硬度、溶解性总固体、氯化物、硫酸盐的超标情况原因分析主要为吴起县黄土和下伏基岩地层本身的固有积盐作用，地层的含盐量均随地势升高而含盐量增高，其中环河组每百克中含盐总量达 0.054~0.458 克，再经溶滤渗漏作用影响导致地下水中离子含量浓度相应升高。本次包气带监测结果显示，本次选取的扩建井场、站场基本与背景值数据相符，说明现有工程对包气带土壤环境影响较小。

土壤环境：厂界内土壤监测点的各项指标均符合《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值，其中特征污染物石油

类、石油烃（C_{10}-C_{40}）、汞、砷、六价铬和土壤盐分的监测含量较低，石油烃（C_6-C_9）未检出，对人体健康的风险可接受。厂界外农田土壤的各项指标均符合《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中 pH>7.5 其他相关限值要求。

声环境：拟建站场、敏感目标处昼间、夜间的监测值均满足《声环境质量标准标准》（GB3096-2008）2 类区标准要求，评价区声环境质量现状较好。同时，监测的扩建井场、改造站场厂界噪声也都满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类标准要求。

12.3 主要环境影响

12.3.1 环境空气影响

（1）施工期

施工期产生的扬尘和车辆尾气对大气环境造成一定的影响，但影响范围仅局限于施工场地周围较小范围内，随施工期的结束而结束，其影响时间短、范围小，且施工现场均在野外，有利于空气的扩散，当采取废气防治措施后，施工期对大气环境所造成的影响较轻。

（2）运行期

新建加热炉烟气排放满足《锅炉大气污染物排放标准》(DB61/1226-2018)表 3 其他燃气锅炉标准。油气集输过程中的烃类无组织排放，通过优化操作，减少跑冒滴漏等措施，排放浓度可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求。

（3）闭井期

油田开发进入闭井期后，各种机械设备将停止使用，油田日常生产过程产生的废气污染物等将会消失。油井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等，将会产生少量扬尘。

在封井施工作业中应注意采取降尘措施，文明施工，尽可能降低对周边大气环境的影响。在采取以上处理措施后，环境影响较小。

12.3.2 地表水影响

（1）施工期

施工期废水包括钻井废水，试油废水、压裂返排液、管道试压废水、施工人员生活污水。钻井废水在井场经固液分离后用于配制泥浆，循环使用，不能利用的钻井废水通过罐车送至依托的措施返排液处理站处理达标后有效回注；压裂返排液运送至措施返排液处理站处理后回注不外排；试油废水全部进罐存放，由罐车送措施返排液处理站处理，达标后全部回注；试压废水经收集后拉运至就近的采出水处理站处理达标后回注油层，不外排；生活污水钻井队通常在场地内设置移动式防渗旱厕，盥洗类生活污水用于附近井场及周边植被绿化，不外排。施工期废水对地表水环境影响较小。

（2）运行期

油田采出水和井下作业废水依托区域采出水处理设施和作业废水处理设施处理达标后，回注油层，不会对地表水产生影响。

12.3.3 地下水影响

（1）施工期

正常状况下，采油井和注水井建设过程中，在严格执行环境保护措施，保证各类废水不外排，各类固体废物得到妥善处理的前提下，不会对地下水环境造成影响。在非正常状况下，发生井漏事故时，钻井废水会对第四系黄土潜水含水层、环河组、洛河组含水层产生一定的影响。发生井漏事故时，可将超标距离控制在厂界内。发生井漏时，对当地地下水环境保护目标影响不大。

（2）运行期

在正常状况下，项目各个阶段不会对地下水环境造成影响，在非正常状况下，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，不会影响到水源地的供水安全。

12.3.4 噪声影响

（1）施工期

根据预测可知施工期间昼间施工机械噪声在距施工场地 150m 以外可基本达到标准限值；夜间在 500m 以外才基本达到标准限值。本项目噪声评价范围为 200m，设置的井场、站场周边 200m 范围内无村民住宅等敏感目标。因此项目所设置的井场昼间施工基本不会对周边村民噪声影响。项目站场仅在昼间施工，夜间不施工，项目

所设站场周边200m范围内均无居民住宅等声环境敏感点分布，因此站点施工对周边村民影响不大。

（2）运行期

运行期的噪声源主要为站场的各种泵类、加热炉和井场抽油机，根据计算，抽油机噪声影响范围在40m范围内，根据现场调查，井场周围200m范围内无居民，评价认为，井场内抽油机噪声源对周围声环境影响小；站场的厂界噪声贡献/预测值均符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》中2类声环境标准要求。根据调查，项目站场200m范围内均无居民点分布，项目运行对周围声环境质量影响较小。

交通噪声通过加强对车辆的管制，对汽车鸣笛的管理，敏感路段道路两侧设置严禁鸣笛的指示牌，加强道路的维护和管理，对受损路面应及时修复，限制超速超重。在采取以上措施后，进站道路及站前道路对沿线声环境影响较小。

12.3.5 固废影响

（1）施工期

施工期主要产生固废为废弃钻井泥浆、岩屑、落地油、废高分子土工膜、废润滑油、施工建筑垃圾以及施工人员产生的生活垃圾。

废弃钻井泥浆直接采取泥浆不落地工艺进罐收集，废弃的泥浆和一般岩屑脱水后交有处理能力的第三方处置，不外排；含油岩屑收集后交有资质单位外运处置不外排；落地油在井场地面铺设防渗布的措施可将落地油全部收集后进入集输系统不外排；施工过程中含油防渗布和油泥包装袋运至污油泥暂存点暂存，交由有资质单位外运处置；生活垃圾采取统一收集，定期送环卫部门指定地点堆放；对当地的环境影响较小。

（2）运行期

运行期产生的固体废物有落地油、含油污泥、含油废弃防渗包装物、废光伏板。

工程采用“密闭清洗，钢制箱体平台，高分子轻体钻等清洁生产工艺”，并采用“铺设作业、带罐上岗”的模式，实现“井液不出井筒，落地原油全部回收”；站场、井场内能收集的含油污泥在污水污油池内暂存沉淀，定期委托有资质单位外运处置；无法收集至污水污油池的含油污泥袋装后运送至污油泥暂存点暂存，定期委托有资质单位外运处置；站场清罐产生的含油污泥由专业清罐公司清出后委托有

资质单位外运处置，不暂存。废光伏板由设备厂家更换判定废弃后委托有资质单位外运处置不暂存。

采取以上措施，运行期产生的固废可实现不外排，对环境影响较小。

（3）闭井期

油田开发进入闭井期后，各种机械设备将停止使用，油田日常生产过程产生的固体废物等将会消失。油井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理、站场设施拆除、管线清扫及封堵等，将会产生少量固体废物。

在封井施工作业中应注意对于井口和管线拆除作业过程中产生的固体废物应按要求妥善处置。在采取以上处理措施后，环境影响较小。

12.3.6 生态影响

工程不同阶段对生态环境的影响略有不同，施工期主要体现在土地利用、土壤、动物及植被、景观、水土流失等方面，其中对土壤、水土流失及植被的影响相对较大；运行期主要体现在土壤、动物及植被、景观、水土流失等方面，但影响相对较小。通过采取相应的生态保护与恢复措施后，本井区的开发建设对生态环境的影响可以得到有效减缓，对生态环境的影响小，在生态系统可接受范围内。

12.3.7 土壤影响

项目各类废水和固废合理收集后处置不外排，运行期采用密闭系统进行原油集输，正产状况下不会造成土壤污染。

在非正常状况下，污水池中石油类物质泄漏进入土壤，区域各预测节点处石油烃浓度最大为 5.99mg/kg；原油管线泄漏石油类物质通过降雨入渗进入土壤，区域各预测节点处石油烃浓度最大为 0.66mg/kg；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入渗对土壤环境影响小。

随着时间的推移，石油类逐渐向土壤垂向深度迁移，但浓度逐渐降低。可以看出，当注水管线泄漏时会导致周边的浅层土壤环境在一段时间内受到石油类的污染。随着运移时间的增加，在土壤自身的净化作用以及迁移条件下，土壤中的污染物产生的影响会逐渐消失，对土壤影响较小。

12.3.8 环境风险

（1）本工程涉及的危险物质为原油、原油伴生气、干气等，主要分布在各站场以及集输管线中，本工程风险评价功能单元分为钻采作业区、油气集输管线、原油处理站场等。

（2）本次事故风险评价主要考虑井喷、站场储罐泄漏火灾、油气管道泄漏和采油井套外返水事故。

（3）新增站场内设有事故油箱，可收集事故情况下泄漏的油品。改造站场依托现有环境风险防范设施。评价要求增压点等事故油箱有效容积应大于站场生产装置内原油的量，泄漏油品可以全部截留和回收，可以满足事故状态下的收油功能，对外界水环境、土壤环境的影响较小。

（4）本工程管道如果在跨越河流处发生泄漏事故，在一定的距离内，对河流水质和水生生物产生不利影响。如果处理及时得当，基本上不会对周围土壤、地表水环境造成影响。

（5）建设单位是本工程的环境风险责任主体，建设单位必须建立健全企业环境风险管理体系，采取有效的防范措施，防止事故的发生；事故发生时应根据突发性事故应急预案，采取有效应急措施，确保突发环境事故可以行之有效的办法进行处理。

12.4 环境保护措施

12.4.1 施工期污染防治措施

（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等。施工地表开挖过程中，应洒水使作业面保持一定湿度；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。采取以上措施后，施工期对环境空气影响较小。

（2）地表水

①钻井废水循环利用，不能利用的钻井废水通过罐车送至依托的措施返排液处理站处理达标后有效回注；

②压裂废水收集后送措施返排液处理站处理后回注；

③试油废水由罐车送措施返排液处理站处理，达标后全部回注；

④试压废水经收集后拉运至就近的采出水处理站处理达标后回注油层，不外排；

③施工场地设置移动式防渗旱厕，废水不外排，对水环境影响较小。

（3）地下水

施工期，项目对地下水环境的影响因素主要为原油、井下作业废水（压裂、试油废水）和生活污水等污废水，污废水的下渗可能会造成地下水环境的污染。在钻井过程中，采用移动式泥浆罐；不同地层采用分段钻井液体系，及时固井并严控固井质量。在采取合理措施后，施工期对地下水影响小。

（4）声环境

钻井施工过程的噪声源主要包括钻机、泥浆泵、挖掘机、推土机等。根据预测分析，施工场界噪声在150m内昼间可达标，夜间有超标。在500m处昼、夜间均可达到施工场界噪声标准。根据现场踏勘，钻井工程200m范围内无声环境敏感目标，钻井施工对区域声环境影响较小，且钻井施工作业时间较短，施工结束后影响消失。

在工程建设过程中，由于运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等要使用各种车辆和机械，其产生的噪声，对施工区周围的环境将产生一定的影响。根据预测分析，站场、管线施工会产生一定的噪声，建设单位应加强防治措施，防治影响当地居民的正常生活工作；由于管道属于线性工程，局部地段的施工停留周期较短，因此，施工噪声只对局部环境造成短时影响。

（5）固体废物

①废弃钻井泥浆

采用泥浆不落地工艺进罐收集，废弃的泥浆交有处理能力第三方处置。

②钻井岩屑

一般钻井岩屑中污染物含量很低，交有处理能力第三方处置；含油岩屑收集后交有资质单位外运处置。

③落地油及含油废弃防渗包装物

作业井场铺设防渗布，及时回收产生的落地油，进入原油集输系统不外排。废弃的含油废弃防渗包装物收集后定期交有资质单位进行回收处理，措施合理可行。

④生活垃圾集中收集后送垃圾填埋场处置。

（6）土壤污染防治

施工期针对废水和固废采取源头控制措施，减少了造成土壤污染源，通过过程防控措施进一步降低了非正常工况下排放污染物对土壤环境的影响，通过污染治理措施，将施工过程中已经产生的影响进行消除，措施可行。

（7）生态保护与恢复措施

①优化选址、选线，尽可能避让敏感目标，尽量减少占地，临时占用基本农田、公益林地、自然林必须办理相关用地手续。

②应依照有关土地管理的法律、行政法规办理建设用地审批手续，明确补偿方案措施，确保被占农民得到土地补偿，保证农民生活质量不降低。

③利用丛式井布置技术，尽可能减少占地；对施工中必须占用的耕地，挖掘时将表层土、底层土分开堆放，回填时分层回填，恢复原土层，保护土壤肥力，以利后期植被恢复。

④切实做好泥浆的收集处置工作，防止污染土壤环境。

⑤及时回收井下作业产生的落地原油，将落地油的污染限制在井场范围内。

（8）环境风险防范措施

虽然钻井期间发生井喷的可能性极小，在预防措施上还应切实做好防止井喷和其他施工阶段的风险的落实工作。一般考虑如下措施：

①井位布设应距离村庄 100m 以上，且在钻井期严格执行《石油天然气钻井井控技术规范》；

②设计、生产中采取有效预防措施，严格遵守钻井的安全规定，在井口安装防喷器和控制措施；

③使用的泥浆参数必须符合钻井地质技术的规定要求，泥浆比重和黏度要经常进行检查。严格实施钻井作业规程；

④随时调整泥浆密度，修井采用清水循环压井技术等；

⑤在钻台、罐区等场所设置通风系统和烃类气体探测器，探测并迅速扩散聚集的烃类气体；

⑥在油井周围预设土堤以防止井喷发生时原油任意流淌，并采取措施回收原油；

⑦管线经过河流、道路等重要敏感穿越点应加厚管壁，提高管道强度；管线穿越时设立标识，加强地貌复杂区域的水工保护措施，选择优秀的第三方进行施工；

⑧井场严格按照清洁文明井场要求建设，必须落实混凝土集油槽和污油池的建设，保证事故泄漏原油可自流进入污油池，污油池应按照文件要求进行防渗。

12.4.2 运行期污染防治措施

（1）环境空气污染防治措施

加热炉燃用伴生气或净化后的干气，采用低氮燃烧技术，废气经不低于 8m 排气筒排放；新建井场原油集输采用全密闭集输流程，并采取定压阀回收套管气、增压站采用油气分输工艺等措施确保流程密闭，储罐安装呼吸挡板，减少烃类的无组织排放。

（2）地表水污染防治措施

油田采出水和作业废水依托采出水处理设施和作业废水处理设施处理，处理达标后回注油层，不外排。

（3）地下水污染防治措施

采取分区防渗措施，加强管理和跟踪监测等措施防止污染地下水。

（4）噪声污染防治措施

设备选型尽可能选择低噪声设备，并采取减振措施，从源头上进行控制。

（5）固体废物污染防治措施

在井口设井控装置、修建钢筋混凝土污油回收池及导油槽，井下作业全部应用“密闭清洗，钢制箱体平台，高分子轻体钻等清洁生产工艺”，并采用“铺设作业、带罐上岗”的模式，实现“井液不出井筒，落地原油全部回收”；运行期产生的油泥和含油废弃防渗包装物，属危险固废，全部委托有资质单位外运处置。废光伏板由设备厂家回收。

（6）土壤污染防治措施

针对运行期废水和固废产生源头进行防控，减少了污染源头，采取分区防渗和危废转运过程中产生的风险进行控制，降低对土壤的影响。

（7）生态保护与恢复措施

井场作业要严格按照规范操作，防治落地油造成的污染；管线应加强巡检和维保，并设置各类标识，防止其他施工活动对管线的破坏；站场及时检查，加强管理；井区道路两侧应加快绿化，及时进行生态恢复。

（8）环境风险防范措施

①对油水井定期进行检修，确保正常工作；

②站场科学布局，安装火灾、烃类气体等报警装置，站内设消防设施；

③管线带压运行，管线定期对管线进行检查和维护。

12.4.3 闭井期污染防治措施

闭井期主要污染源是井场和站场设备拆除、井场清理产生的扬尘和固体废物以及管线封堵产生的废物等，主要污染防治措施如下：

（1）油井退役后，对废弃井架、井台进行拆除，对出油管线进行清扫和封堵，对废弃井的井眼进行封堵。

（2）站场设施、井口拆除和管线清扫封堵作业过程中产生的固体废物应按要求妥善处置，彻底清理回收井场、站场内的落地油及输油管线内残余的原油，避免对土壤和浅层地下水造成污染。属于危险废物的，应送有资质的单位进行处置，废弃设备、管线经清洗后回收再利用，建筑垃圾外运至指定填埋场填埋处置。

（3）对井场和站场永久占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫进行清理，并及时进行植被恢复。对报废井、破损井、服役期满井采取彻底的水泥封井措施。

（4）闭井期作业车辆应固定线路和作业范围，禁止随意开路、停放，践踏和破坏植被，应尽量减少占用和破坏植被，将影响严格控制在征地范围内。

（5）井场封堵完成后建立封井档案，封堵完成后，及时将相关资料上报环保部门备案。在保留各类绿化、生态保护设施的基础上，恢复井场或原管线敷设带的原有地貌，使其与区域整体生态景观保持和谐一致。

（6）退役后，应按照污染地块土壤环境管理的有关规定，开展土壤和地下水环境调查，并按照相关管理规定对污染地块采取治理与修复措施。

（7）闭井期油田进场道路在征求当地群众意见的基础上，能够农业生产利用的继续保留，不能就地利用需进行绿化，恢复地表植被，尽可能对当地生态环境进行补偿。

（8）闭井期，工程原有的占地将进行植被恢复，管道内的原油进行清理回收；油井进行封堵，不会对当地的农业生态环境产生影响。

12.5 环境影响经济损益分析

本项目的环保工程经济效益系数大于 1，说明环保投资具有一定的效益。虽然企业建设对环境保护产生一定程度的不利影响，但对环境污染影响和生态破坏损失在可接受程度和范围之内，在保证各项环境保护措施实施的情况下，项目的经济效

益、社会效益和环境效益得到了协调发展，因此从环境经济综合的角度来看，本项目是合理可行的。

12.6 环境管理与监测计划

根据 QHSE 管理体系标准和中国石油天然气集团公司（CNPC）建立 QHSE 管理体系的规定和要求，参照公司的安全环境管理机构设置情况，第三采油厂建立了 QHSE 管理组织机构，长庆油田分公司对基层组织 QHSE 权利和责任作出了明确规定，长庆油田分公司各采油部门均已建立了基本的环境管理规章制度。组织的完善以及制度的落实能够对环境保护起到重要的作用。要求本项目在运行期对环境质量及污染源进行监测，给出了监测计划，并落实环境管理台账制度。

12.7 总量控制

综合考虑本工程排污特点，确定项目总量控制指标为 NOx 和非甲烷总烃。根据工程分析，项目建成运行后新增污染物总量为：NOx：1.0190t/a，非甲烷总烃 2.2276t/a。按污染物排放总量控制原则，评价建议总量控制指标为：NOx 1.0190t/a，非甲烷总烃 2.2276t/a。

12.8 公众参与

本项目公众参与调查工作，在项目所在地公众的积极配合下，调查工作进展顺利，公众对项目的建设也表示出了较高的关注度。建设单位针对本项目采取了 2 次网络公示、2 次报纸公示和 1 次现场张贴公示，征求公众意见，期间未收到公众反对意见。

12.9 评价总结论

项目属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中鼓励类项目，符合相关文件和规划要求。在按照“三同时”制度认真落实工程设计、环评报告提出的改进措施并强化环境管理后，主要污染物可做到达标排放，固体废物全部得到合理处置；生态环境影响得到有效控制、恢复、补偿，并减至最小程度；环境风险可降低到当地环境能够容许的程度；从满足环境质量目标和生态环境保护要求的角度，项目建设可行。

12.10 主要要求与建议

12.10.1 主要要求

（1）油田所有井场必须按照清洁文明井场进行建设，建设标准不得低于文件要求。

（2）严格落实油气开采废弃物集中处置相关要求，各类废弃物进行分类集中处置，按照方案时序要求落实。新建井场不得就地固化填埋废弃泥浆和岩屑。

（3）严格按照操作规程施工，提高固井质量，并定期检查，做到固井合格率100%。运行期加强管理与工程监测，一旦发生套管破损，及时采取修复措施，防止采出水泄漏污染地下水。采出水处理后全部回注油层，回注率必须达到100%，严禁以渗坑储存等形式处置采出水，严禁回注油层之外的其他层位，不得回注与油气开采无关的废水。

（4）严格落实各项废水处理措施。钻井废水循环利用，结束后运送至措施作业废水处理站处理后回注油层，不得外排；采出水全部回注油层。强化环境管理，杜绝跑、冒、滴、漏现象。

（5）项目闭井期在拆除原油开采与处理设备后，根据立地条件和“宜林则林、宜草则草、宜农则农”的原则，对生态环境进行恢复和重建。

（6）临时占用基本农田、国家二级公益，必须办理相关临时用地手续。

（7）项目竣工后应及时申办排污许可，并履行竣工环保验收手续。

（8）根据规定，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。

（9）在油田开发后期，地层压力上升，配注率不能满足大于等于100%时，要求建设单位积极实施现有采出水、作业废水处理设施的工艺提升改造，确保回注水水质满足《碎屑岩油藏注水水质推介指标及分析方法》（SY/T5329-2022）要求。

12.10.2 建议

（1）修订并完善突发环境事件应急预案及环境风险评估，并定期演练。

（2）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。

（3）实施施工期环境监理，确保施工期各项环保措施落实到位。