长庆油田分公司第三采油厂
2026年产能建设工程(陕西区域)
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：	核工业二四〇研究所

二〇二六年二月

目　录

1 概述 1
1.1 建设项目的特点 1
1.1.1 项目由来 1
1.1.2 项目特点 2
1.2 环境影响评价过程 2
1.2.1 产业政策符合性分析 3
1.2.2 《关于加快实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》符合性分析 3
1.2.3 榆林市投资项目选址“一张图”控制线检测报告符合性分析 64
1.2.4 与相关规划、政策符合性分析 66
1.2.5 项目选址、选线合理性分析 107
1.3 关注的主要环境问题及环境影响 109
1.4 环境影响评价的主要结论 109
2 总则 110
2.1 编制依据 110
2.1.1 评价任务依据 110
2.1.2 法律依据 110
2.1.3 法规依据 111
2.1.4 部门规章依据 112
2.1.5 地方法规、政策、规范性文件 112
2.1.6 技术规范依据 115
2.1.7 项目文件依据 116
2.2 环境影响识别与评价因子筛选 116
2.2.1 环境影响识别 116
2.2.2 环境影响因素识别 119
2.2.3 环境影响评价因子筛选 121
2.3 相关规划及环境功能区划 126
2.4 评价标准 132

2.4.1 环境质量标准 132
2.4.2 污染物排放标准 134
2.5 评价工作等级与评价范围 136
2.5.1 评价工作等级 136
2.5.2 评价范围 160
2.6 污染控制目标与环境保护目标 166
2.6.1 污染控制目标 166
2.6.2 环境保护目标 170
3 工程概况 190
3.1 建设单位概况 190
3.2 油田地理位置及开发范围 190
3.3 油藏资源概况 193
3.3.1 油藏特征 193
3.3.2 油藏流体性质 195
3.3.3 油田开采技术政策 198
3.4 现有项目工程概况 199
3.4.1 开发建设历程及环保手续履行情况 199
3.4.2 现有工程建设规模及建设内容 205
3.4.3 现有工程环境影响回顾性评价 219
3.4.4 区域环境质量变化趋势分析 230
3.4.5 现有工程主要环保措施及环评要求落实情况 277
3.4.6 退役工程环境影响回顾性评价 281
3.4.7 现有工程泥浆固化池调查及环保措施调查 285
3.4.8 现有工程井场油泥清理及环保措施调查 287
3.4.9 现有工程主要环境问题及“以新带老”措施 287
3.5 本次建设项目概况 290
3.5.1 项目基本概况 290
3.5.2 建设规模及产能部署 290

3.5.3 项目组成与建设内容 324
3.5.4 开发利用方案 338
3.5.5 工程占地 374
3.5.6 原辅材料消耗 375
3.5.7 劳动定员和工作制度 379
3.5.8 项目平衡分析 379
4 工程分析 382
4.1 影响因素分析 382
4.1.1 施工期污染因素分析 382
4.1.2 运行期污染因素分析 387
4.1.3 退役期污染因素分析 390
4.1.4 生态影响因素分析 391
4.2 污染源源强核算 393
4.2.1 施工期污染源源强核算 393
4.2.2 运行期污染源源强核算 402
4.2.3 退役期污染源源强核算 408
4.2.4 本项目“三废”排放情况统计 408
4.2.5 本项目建设前后污染污排放量变化情况 412
4.3 清洁生产分析 413
5 环境现状调查与评价 417
5.1 自然环境现状调查与评价 417
5.1.1 地理位置 417
5.1.2 地形地貌 417
5.1.3 地质构造 419
5.1.4 气候气象 425
5.1.5 地表水 426
5.1.6 区域水文地质条件 430
5.1.7 区域生态敏感区调查 458

5.1.8 土壤 471
5.1.9 动植物 472
5.1.10 环境空气现状调查与评价 472
5.1.11 地表水现状调查与评价 475
5.1.12 地下水现状调查与评价 475
5.1.13 包气带现状调查 488
5.1.14 声环境现状调查与评价 492
5.1.15 土壤环境现状调查与评价 494
5.2 区域污染源调查 507
6 环境影响预测与评价 512
6.1 施工期环境影响分析 512
6.1.1 施工期大气环境影响分析 512
6.1.2 施工期地表水环境影响分析 514
6.1.3 施工期地下水环境影响分析 516
6.1.4 施工期声环境影响分析 531
6.1.5 施工期固废环境影响分析 533
6.1.6 施工期土壤环境影响分析 535
6.2 运行期环境影响预测与分析 536
6.2.1 运行期大气环境影响预测与分析 536
6.2.2 运行期地表水环境影响预测与分析 541
6.2.3 运行期地下水环境影响预测与分析 547
6.2.4 运行期声环境影响预测与分析 568
6.2.5 运行期固废影响分析 573
6.2.6 运行期土壤环境影响预测与分析 574
6.3 退役期环境影响分析 587
6.3.1 退役期生态环境影响 587
6.3.2 退役期地下水环境影响 587
6.3.3 退役期其他环境影响 588

7 生态环境影响评价 589
7.1 调查方法与调查范围 589
7.1.1 调查方法 589
7.1.2 调查范围 590
7.2 生态环境现状调查与评价 590
7.2.1 生态系统调查 590
7.2.2 土地利用现状调查 596
7.2.3 土壤侵蚀调查 601
7.2.4 陆生植物资源现状与评价 607
7.2.5 陆生动物资源现状与评价 635
7.2.6 生态敏感区现状 640
7.2.7 生境调查 640
7.2.8 生态环境存在的主要问题及变化趋势 641
7.3 生态环境影响评价 641
7.3.1 生态环境影响途径分析 641
7.3.2 现有工程生态环境的影响 643
7.3.3 施工期生态环境影响评价 644
7.3.4 运行期生态环境影响评价 655
7.3.5 退役期生态环境影响评价 656
7.4 生态影响防护及恢复措施 657
7.4.1 生态恢复与重建目标 657
7.4.2 避让措施 658
7.4.3 减缓措施 658
7.4.4 生态保护与修复措施 660
7.4.5 生态补偿措施 668
7.5 生态环境管理和监测计划 669
7.5.1 生态环境管理 669
7.5.2 生态环境监测计划 670

7.6 生态影响评价自查表 674
8 环境风险评价 675
8.1 评价工作程序 675
8.2 风险调查 676
8.2.1 风险源调查 676
8.3 环境风险潜势初判 676
8.3.1 危险物质数量与临界量比值（Q） 676
8.3.2 环境风险评价工作等级 681
8.3.3 评价范围 681
8.4 风险识别 681
8.4.1 物质危险性识别 681
8.4.2 生产设施风险识别 684
8.4.3 扩散途径识别 685
8.4.4 现有工程环境风险事故分析 685
8.4.5 事故案例分析 686
8.5 风险影响分析 687
8.5.1 井喷事故影响分析 687
8.5.2 套外返水对地下水影响分析 689
8.5.3 管道原油泄漏事故影响分析 689
8.5.4 封井环境风险影响分析 690
8.6 风险评价 690
8.7 风险防范措施 691
8.7.1 企业现有风险防范措施 691
8.7.2 环评补充的风险防范措施 696
8.8 应急预案 704
8.8.1 现有应急预案 704
8.8.2 应急预案内容 705
8.8.3 应急系统 707

8.8.4 应急物资 711
8.9 环境风险评价自查表 712
8.10 环境风险评价结论 712
9 温室气体评价 713
9.1 概述 713
9.2 温室气体排放源识别 713
9.3 温室气体排放核算结果 714
10 环境保护措施及其可行性论证 717
10.1 施工期污染防治措施可行性分析 717
10.1.1 大气污染防治措施 717
10.1.2 地表水污染防治措施 718
10.1.3 地下水污染防治措施 720
10.1.4 噪声污染防治措施 723
10.1.5 固废污染防治措施 725
10.1.6 土壤污染防治措施 728
10.1.7 管线穿跨越施工的环保措施 729
10.2 运行期污染防治措施可行性分析 730
10.2.1 大气污染防治措施 730
10.2.2 地表水污染防治措施 731
10.2.3 地下水污染防治措施 733
10.2.4 噪声污染防治措施 747
10.2.5 固废污染防治措施 748
10.2.6 土壤污染防治措施 751
10.3 厂区绿化措施 753
10.4 退役期污染防治措施可行性分析 754
10.4.1 退役期污染防治措施 754
10.4.2 封井的质控措施和要求 755
10.4.3 退役期生态恢复与重建措施 755

10.4.4 退役期土壤修复要求 756
10.5 环保措施清单 757
10.6 环保投资估算 759
11 环境影响经济损益分析 762
11.1 经济效益 762
11.2 社会效益 762
11.3 环境经济损益分析 762
11.3.1 环境代价分析 762
11.3.2 环境成本分析 763
11.3.3 环境收益分析 764
11.4 环境经济损益分析结论 764
12 环境管理与监测计划 766
12.1 环境管理 766
12.1.1 环境管理机构 766
12.1.2 环境管理体系 767
12.1.3 环境管理的主要任务 768
12.1.4 环境管理台账制度 769
12.1.5 信息公开 770
12.2 污染排放管理 771
12.2.1 排污许可证办理 771
12.2.2 污染物排放清单 771
12.3 环境监测计划 773
12.3.1 环境监测管理 773
12.3.2 生态环境监测计划 773
12.4 环保验收清单 777
13 环境影响评价结论 780
13.1 工程概况 780
13.2 环境质量现状 780

13.3 污染物排放情况 781
13.3.1 施工期污染物排放情况 781
13.3.2 运行期污染物排放情况 782
13.4 主要环境影响 783
13.4.1 施工期环境影响 783
13.4.2 运行期环境影响 785
13.4.3 生态环境影响 786
13.4.4 环境风险评价 786
13.5 环境保护措施 787
13.6 环境经济损益分析 787
13.7 环境管理与监测计划 787
13.8 公众意见采纳情况 787
13.9 评价结论 787
13.10 要求与建议 788
13.10.1 要求 788
13.10.2 建议 788

1 概述

1.1 建设项目的特点

1.1.1 项目由来

中国石油长庆油田分公司第三采油厂成立于 1971 年，是长庆油田分公司下属的一个集勘探开发、产能建设、原油生产为一体的石油生产单位，生产区域横跨宁夏回族自治区、陕西省两省 3 市（榆林市、延安市、吴忠市）5 县（榆林市靖边县和定边县、延安市志丹县和吴起县、吴忠市盐池县）。厂部设在宁夏回族自治区首府—银川市，在陕西省延安市顺宁镇设有前线生产指挥中心。本次评价范围涉及矿权范围内榆林市的靖边县、延安市的志丹县和吴起县。

根据项目备案确定 2026 年（陕西区域）部署 13.2 万吨产能建设规模。根据中国石油天然气集团有限公司《中国石油 2025 年第二批油气开发项目备案（陕西省）》（项目代码：2512-00000-60-01-206128）及其附表（见附件），长庆油田分公司第三采油厂（后文简称“第三采油厂”或“建设单位”）2026 年的产能建设工程部署计划为：新增原油生产能力 13.2×10^4t/a。第三采油厂矿权范围涵盖榆林市靖边县和定边县、延安市志丹县和吴起县、吴忠市盐池县，本次评价针对第三采油厂 2026 年陕西区域（靖边县、志丹县、吴起县）产能建设工程 13.2×10^4t/a 开展工作。

根据开发利用方案，本项目没有封井工程，总体按照靖边区域、志丹区域、吴起区域进行划分，井区产建由钻井、地面、公辅、环保等工程组成。本次产建部署井场 65 座，其中 45 座为新建井场、20 座为现有井场扩建；共钻井 193 口，其中油井 123 口（均为开发井，不涉及勘探井转生产井），注水井 70 口（本项目不涉及采油井转注水井）。本项目拟建管线 190 条 433.4km，其中油管线 91 条共 213.15km，气管线 10 条共 19.78km，水管线 8 条共 200.47km，管线优先同沟敷设。本项目同时对盘一注、周河供水站、新 9 增扩、靖三联、南二注、南十二转等站场进行改造；在部分已建场站站内新建增压装置或油气混输装置。

根据第三采油厂产建方案及同类工程投资类比调查核实，2026 年产建工程合计建设总投资为 25118.91 万元，估算项目一次性环保投资约 2600 万元，占总投资的 10.35%。

1.1.2 项目特点

（1）项目建设内容多，工艺流程复杂。建设内容既包括新建井站场、管线、道路工程，也包括现有井场扩建工程；项目工艺流程涉及钻井、井下作业、采油、集输、储运、原油处理、注水等多个开发环节。

（2）生态影响与污染影响并存。生态环境影响主要体现在施工占地、压占植被、破坏土壤、加剧水土流失等方面；污染影响体现在整个油田开发过程中对各环境要素的不利影响。

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

（4）项目环境风险事故类型较多，环境事故风险影响大。环境风险事故类型有井喷，罐区原油泄漏、火灾与爆炸，管线原油泄漏，注水井套外返水等，各类环境风险事故一旦发生，将产生较严重的后果。

（5）本工程井场、站场、管线等不涉及自然保护区、风景名胜区、生态保护红线，避让了分散式地下水饮用水水源地和文物保护单位等的保护范围。工程永久占地不涉及永久基本农田，仅有部分管线临时占用永久基本农田，部分井场及管线涉及占用国家二级公益林，应按照相关规定办理相应手续。

1.2 环境影响评价过程

根据《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》和《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》等有关规定，本项目应进行环境影响评价。本项目属于名录中**“五、石油和天然气开采业，7.陆地石油开采，涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”**，应编制环境影响评价报告书。本项目涉及的区域为已开发区块，本次产能建设工程为改扩建，在已开

发区块范围内加密布井，因区块涉及陕西省水土流失重点治理区，属于环境敏感区，所以应编制环境影响评价报告书。

2025 年 12 月 1 日，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委托我单位承担长庆油田分公司第三采油厂 2026 年产能建设工程（陕西区域）的环境影响评价工作。接受委托后，我单位组织评价技术人员赴现场开展了全面的调查、监测和资料收集工作，通过综合整理和认真分析、研究，并依据有关技术资料，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，按照相关技术导则要求，编制完成了《长庆油田分公司第三采油厂 2026 年产能建设工程（陕西区域）环境影响报告书》，在项目的各个规定节点，建设单位依据《环境影响评价公众参与办法》的要求，以网络媒体公示、张贴公示、登报公示等多种形式开展了公众参与工作。

1.2.1 产业政策符合性分析

根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，本项目属于“鼓励类”中“七、石油天然气”类别中的第 1 条：石油天然气开采中常规石油、天然气勘探与开采和第 2 条：油气管网建设中原油、天然气、液化天然气、成品油的储存和管道输送设施建设”，属于鼓励类项目。

根据中国石油天然气集团有限公司《中国石油 2025 年第二批油气开发项目备案（陕西省）》（项目代码：2512-00000-60-01-206128）及其附表（见附件），本项目属于第二批实施计划中的建设内容。

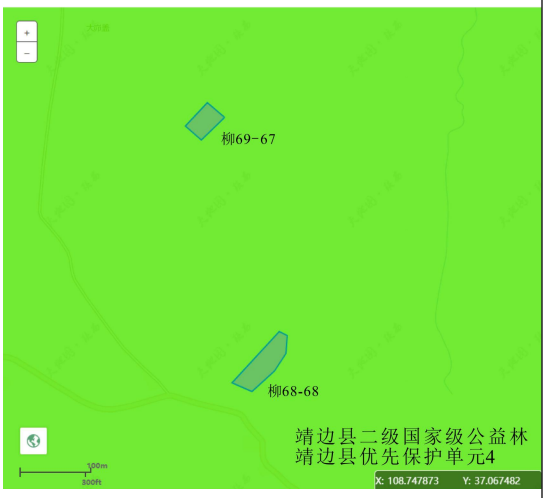
因此，本项目的建设符合国家产业政策。

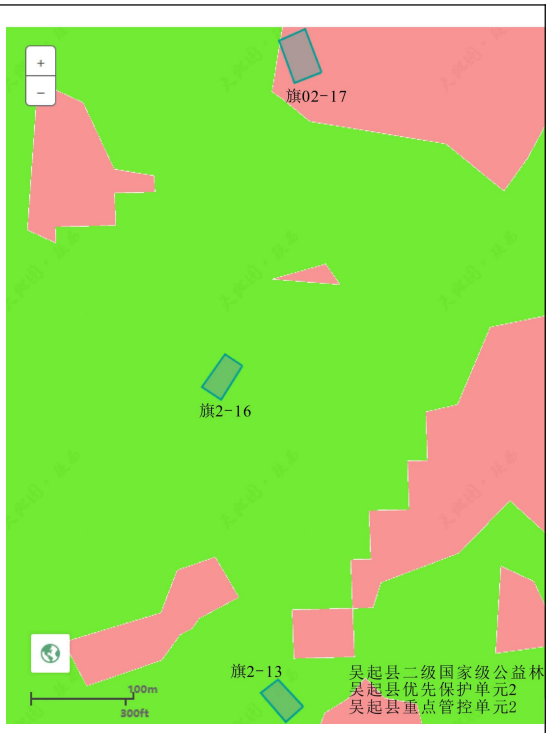
1.2.2 《关于加快实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》符合性分析

根据《关于印发<2023 年陕西省生态环境分区管控成果动态更新实施方案>的通知》（陕区环办〔2023〕2 号）中环评文件规范化要求中的规定：环评文件涉及生态环境分区管控符合性分析采取“一图一表一说明”的表达方式，对照分析结果，并论证建设项目的符合性。

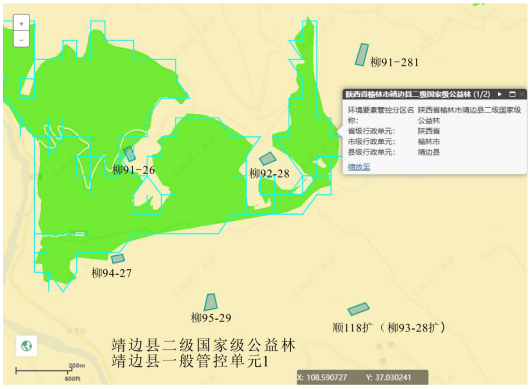
①“一图”：指的是规划或建设项目与环境管控单元对照分析示意图。

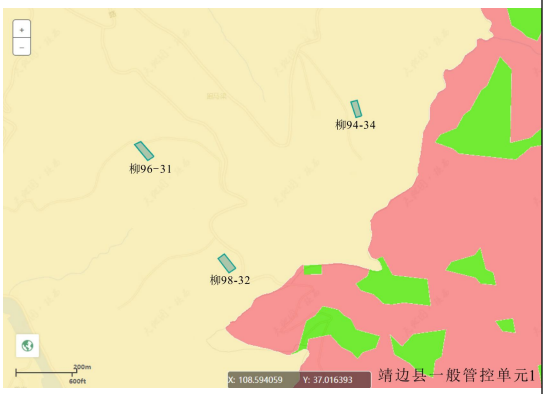
项目与陕西省生态环境管控单元分布示意图比对结果见图 1.2-1~图 1.2-2。

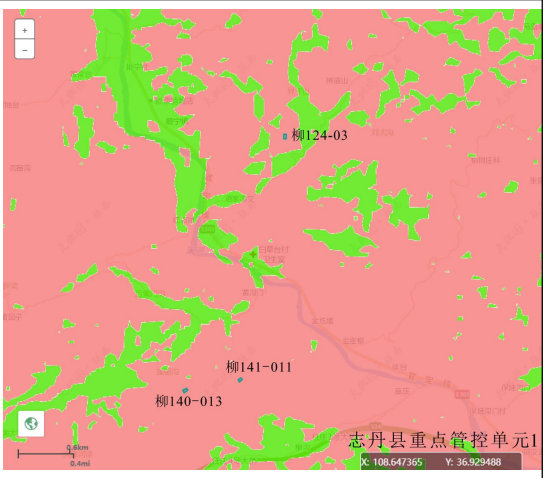


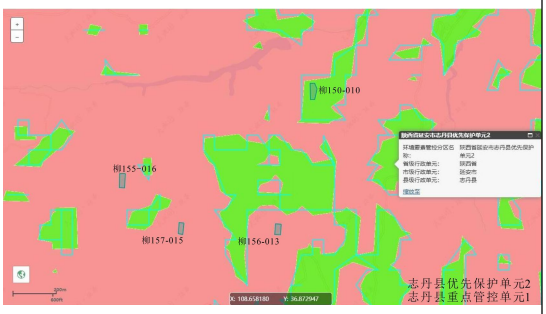


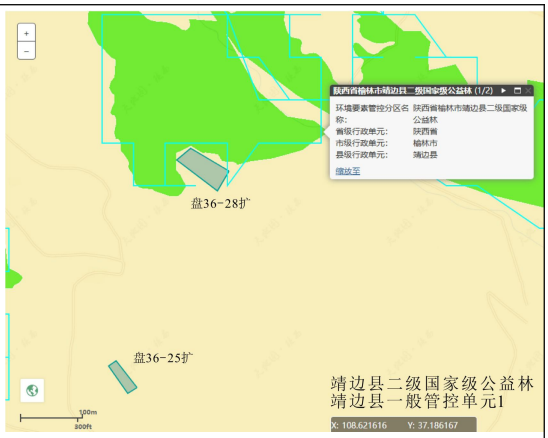


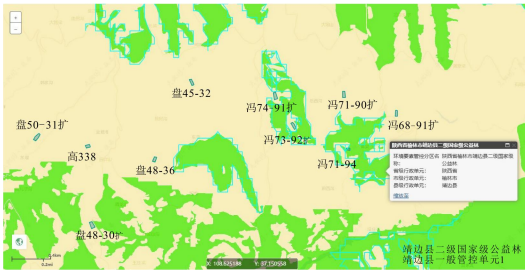






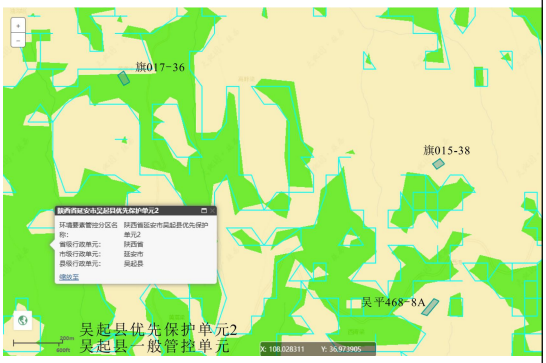

柳150-010
柳155-016
柳157-015
柳156-013
志丹县优先保护单元2
志丹县重点管控单元1

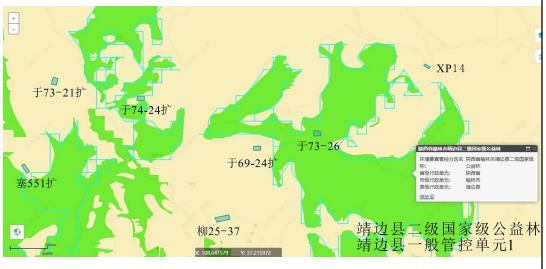

盘36-28扩
盘36-25扩
靖边县二级国家级公益林
靖边县一般管控单元1

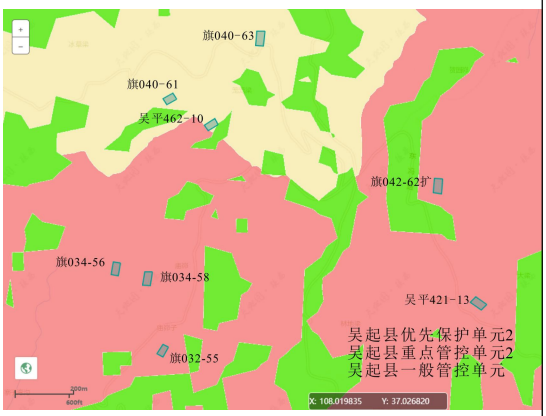

盘45-32
冯74-91扩
冯71-90扩
盘50-31扩
冯68-91扩
冯73-92扩
高338
盘48-36
冯71-94
盘48-30扩
靖边县二级国家级公益林
靖边县一般管控单元1

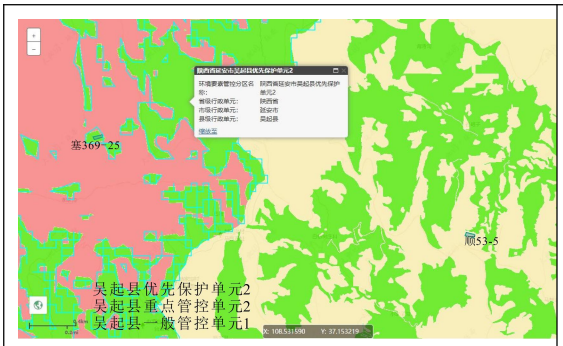

新351
盘83-33
盘85-37扩
靖边县二级国家级公益林
靖边县优先保护单元3
靖边县一般管控单元1
柳79-29扩


柳79-51
柳82-47
柳83-51
柳83-551扩
靖边县优先保护单元4
靖边县优先保护单元3
靖边县一般管控单元1


旗017-36
旗015-38
吴平468-8A
吴起县优先保护单元2
吴起县一般管控单元

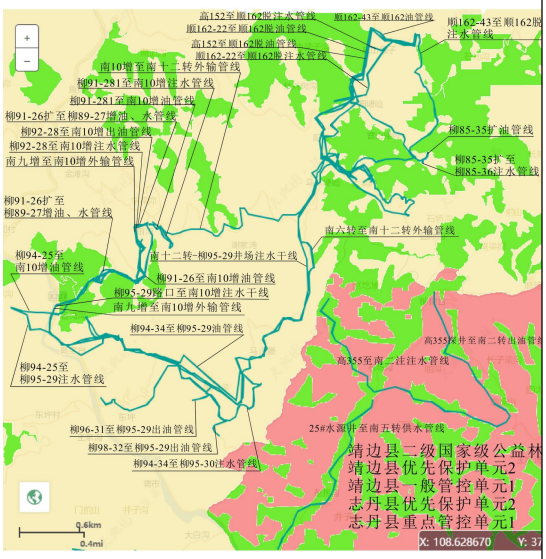

XP14
于73-21扩
于74-24扩
于73-26
于69-24扩
塞551扩
柳25-37
靖边县二级国家级公益林
靖边县一般管控单元1


旗040-63
旗040-61
吴平462-10
旗042-62扩
旗034-56
旗034-58
吴平421-13
旗032-55
吴起县优先保护单元2
吴起县重点管控单元2
吴起县一般管控单元



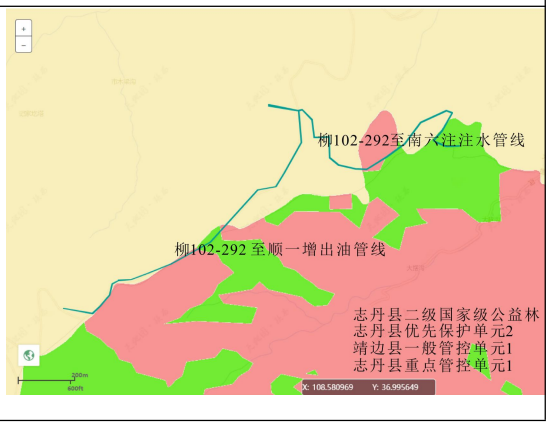
/

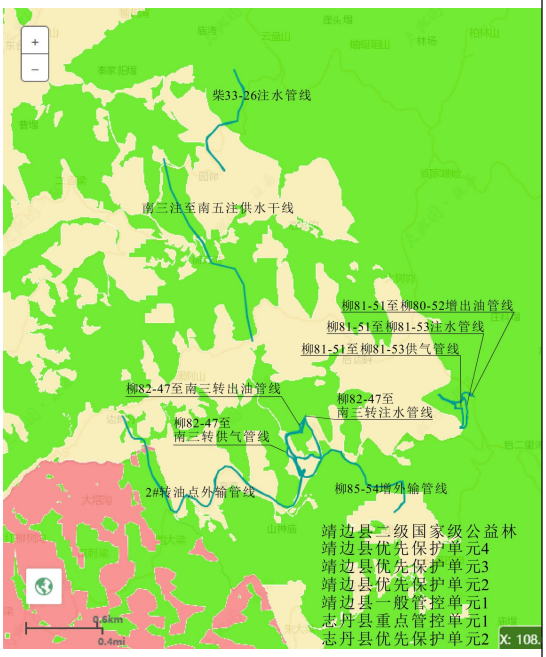
图 1.2-1　本项目井场三线一单比对图



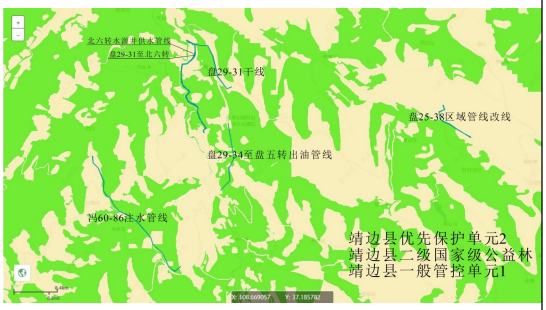


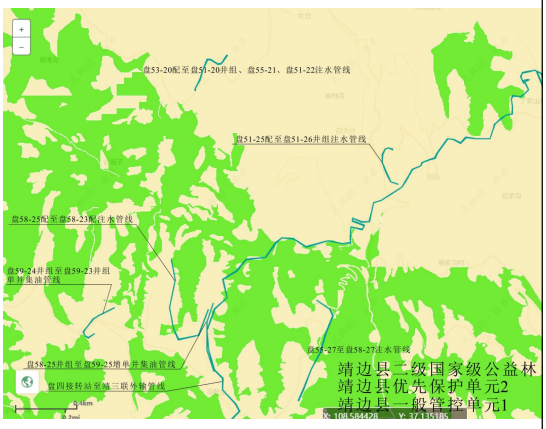


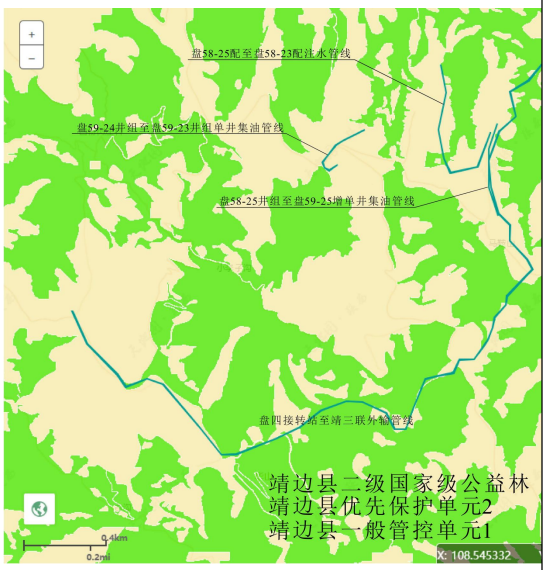


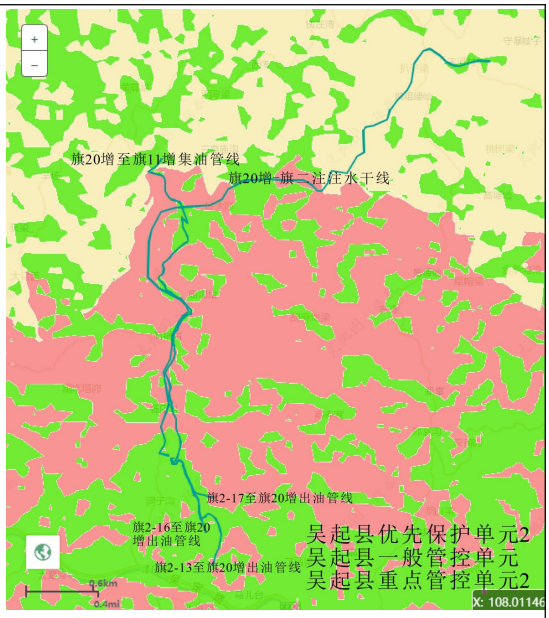

柴33-26注水管线
南三注至南五注供水干线
柳81-51至柳80-52增出油管线
柳81-51至柳81-53注水管线
柳81-51至柳81-53供气管线
柳82-47至南三转出油管线
柳82-47至南三转注水管线
柳82-47至南三转供气管线
2#转油点外输管线
柳85-54增外输管线
靖边县二级国家级公益林
靖边县优先保护单元4
靖边县优先保护单元3
靖边县优先保护单元2
靖边县一般管控单元1
志丹县重点管控单元1
志丹县优先保护单元2
0.6km
0.4mi

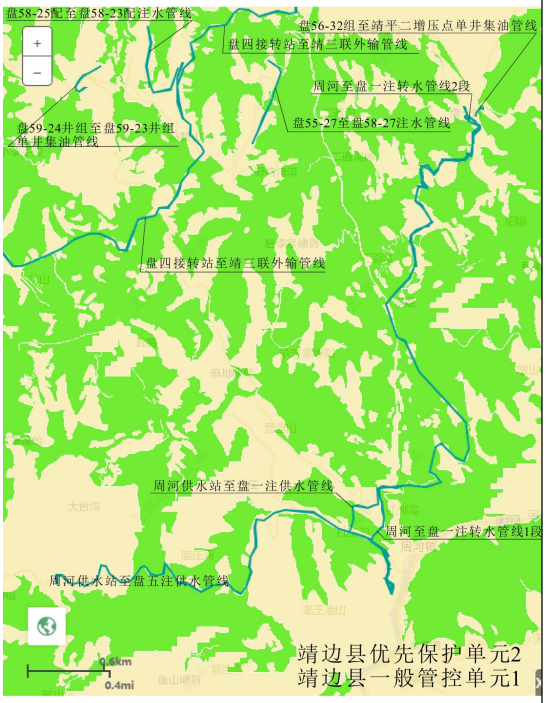

盘36-28扩出油管线
盘36-25扩出油管线
靖边县二级国家级公益林
靖边县一般管控单元1
200m
600ft


北六转水源重供水管线
盘29-31至北六转
盘29-31干线
盘25-38区域管线改线
盘29-34至盘五转出油管线
马60-86注水管线
靖边县优先保护单元2
靖边县二级国家级公益林
靖边县一般管控单元1


盘53-20配至盘51-20井组、盘55-21、盘51-22注水管线
盘51-25配至盘51-26井组注水管线
盘58-25配至盘58-23配注水管线
盘59-24井组至盘59-23井组单井集油管线
盘58-25井组至盘59-25增单井集油管线
盘四极转站至油三联外输管线
盘55-27至盘58-27注水管线
靖边县二级国家级公益林
靖边县优先保护单元2
靖边县一般管控单元1


盘58-25配至盘58-23配注水管线
盘59-24井组至盘59-23井组单井集油管线
盘58-25井组至盘59-25增单井集油管线
盘四接转站至靖三联外输管线
靖边县二级国家级公益林
靖边县优先保护单元2
靖边县一般管控单元1


旗20增至旗11增集油管线
旗20增-旗一注庄水干线
旗2-17至旗20增出油管线
旗2-16至旗20增出油管线
旗2-13至旗20增出油管线
吴起县优先保护单元2
吴起县一般管控单元
吴起县重点管控单元2


盘58-25配至盘58-23配注水管线
盘56-32组至靖平二增压点单井集油管线
盘四接转站至靖三联外输管线
周河至盘一注转水管线2段
盘55-27至盘58-27注水管线
盘59-24井组至盘59-23井组之单井集油管线
盘四接转站至靖三联外输管线
周河供水站至盘一注供水管线
周河至盘一注转水管线1段
周河供水站至盘五注供水管线
靖边县优先保护单元2
靖边县一般管控单元1

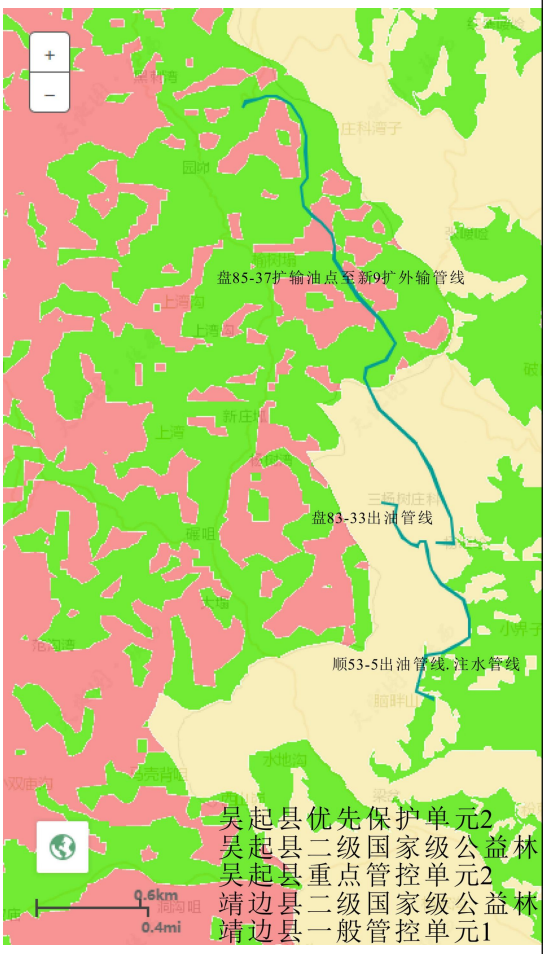

盘85-37扩输油点至新9扩外输管线
盘83-33出油管线
顺53-5出油管线,注水管线
吴起县优先保护单元2
吴起县二级国家级公益林
吴起县重点管控单元2
靖边县二级国家级公益林
靖边县一般管控单元1



图 1.2-2　本项目管线三线一单比对图

②“一表”：指的是项目或规划范围涉及的生态环境管控单元准入清单。

项目与生态环境管控单元比对结果见表 1.2-1，与环境管控单元管控要求符合性分析见表 1.2-2。

表 1.2-1　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
优先保护单元	是	453137.85m^2
重点管控单元	是	470961.25m^2
一般管控单元	是	789374.3m^2

表 1.2-2　本项目与《陕西省生态环境分区管控成果》符合性分析

序号	作业区	市	区县	环境管控单元名称	单元要素属性	管控单元分类	环境管控单元管控要求（摘自《陕西省“三线一单”生态环境管控单元对照分析报告》	管线临时占地面积/m^2	井场占地面积/m^2	本项目情况	符合性
1	郝坨梁作业区	榆林市	靖边县	陕西省榆林市靖边县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	优先保护单元	一般生态空间：原则上按照限制开发区进行管理。功能属性单一、管控要求明确的一般生态空间，按照生态功能属性的既有规定实施管理；具有多重功能属性、且均有既有管理要求的一般生态空间，按照管控要求的严格程度，从严管理；尚未明确管理要求的一般生态空间，以保护为主，限制有损主导生态服务功能的开发建设活动。一般生态空间-国家二级公益林：按照《国家级公益林管理办法》相关规定进行管控。 1.二级国家级公益林在不影响整体森林生态系统功能发挥的前提下，可以按规定开展抚育和更新性质的采伐。在不破坏森林植被的前提下，可以合理利用其林地资源，适度开展林下种植养殖和森林游憩等非木质资源开发与利用，科学发展林下经济。 2.国家级公益林的调出，以不影响整体生态功能、保持集中连片为原则，一经调出，不得再次申请补进。	2710.07	1438.68	本项目选址选线在避让生态红线、永久基本农田后部分井场永久占地及管线施工临时占地占用靖边县二级国家级公益林，环评要求占用二级国家级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）第九条规定，同时通过采取控制施工带宽度、施工结束后立即开展植被恢复工作等措施，项目施工对二级国家级公益林的影响很小，满足《国家级公益林管理办法》（林资发〔2017〕34 号）规定。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	符合

序号	作业区	市	区县	环境管控单元名称	单元要素属性	管控单元分类	环境管控单元管控要求（摘自《陕西省“三线一单”生态环境管控单元对照分析报告》	管线临时占地面积/m^2	井场占地面积/m^2	本项目情况	符合性
2				陕西省榆林市靖边县优先保护单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	优先保护单元	一般生态空间：原则上按照限制开发区进行管理。功能属性单一、管控要求明确的一般生态空间，按照生态功能属性的既有规定实施管理；具有多重功能属性、且均有既有管理要求的一般生态空间，按照管控要求的严格程度，从严管理；尚未明确管理要求的一般生态空间，以保护为主，限制有损主导生态服务功能的开发建设活动。一般生态空间-国家二级公益林：按照《国家级公益林管理办法》相关规定进行管控。 1.二级国家级公益林在不影响整体森林生态系统功能发挥的前提下，可以按规定开展抚育和更新性质的采伐。在不破坏森林植被的前提下，可以合理利用其林地资源，适度开展林下种植养殖和森林游憩等非木质资源开发与利用，科学发展林下经济。 2.国家级公益林的调出，以不影响整体生态功能、保持集中连片为原则，一经调出，不得再次申请补进。	10507.72	/	目运行对周围环境的影响。	符合
3				陕西省榆林市	一般生态	优先保护	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	772.36	/	本项目管线工程为临时占地，通过采取控制施工带	符合

序号	作业区	市	区县	环境管控单元名称	单元要素属性	管控单元分类	环境管控单元管控要求（摘自《陕西省“三线一单”生态环境管控单元对照分析报告》	管线临时占地面积/m^2	井场占地面积/m^2	本项目情况	符合性
				靖边县优先保护单元3	空间	单元	一般生态空间，按照生态功能属性的既有规定实施管理；具有多重功能属性、且均有既有管理要求的一般生态空间，按照管控要求的严格程度，从严管理；尚未明确管理要求的一般生态空间，以保护为主，限制有损主导生态服务功能的开发建设活动。			宽度、施工结束后立即开展植被恢复工作等措施以降低施工期对生态环境的影响。	
4				陕西省榆林市靖边县一般管控单元1	无	一般管控单元	空间布局约束：1.执行榆林市生态环境要素分区总体准入清单中“6.1 一般管控单元总体要求”准入要求。 2.农用地优先保护区执行榆林市生态环境要素分区总体准入清单中“4.2 农用地优先保护区”准入要求。 3.江河湖库岸线优先保护区执行榆林市生态环境要素分区总体准入清单中“4.3 江河湖库岸线优先保护区”准入要求。 4.荒漠化沙化土地优先保护区执行榆林市生态环境要素分区总体准入清单中“4.4 荒漠化沙化土地优先保护区”准入要求。 5.建设用地污染风险重点管控区执行榆林市生态环境要素分区总体准入清单中“5.8 建	29379.23	7344.62	本项目管线工程为临时占地，通过采取控制施工带宽度、施工结束后立即开展植被恢复工作等措施以降低施工期对生态环境的影响。本项目井场运营期油气采用密闭集输、安排专人定期对井场进行巡查，减少有机废气的排放。	符合 符合

序号	作业区	市	区县	环境管控单元名称	单元要素属性	管控单元分类	环境管控单元管控要求（摘自《陕西省“三线一单”生态环境管控单元对照分析报告》	管线临时占地面积/m^2	井场占地面积/m^2	本项目情况	符合性
							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。				
5	盘古梁作业区	榆林市	靖边县	陕西省榆林市靖边县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	优先保护单元	一般生态空间：原则上按照限制开发区进行管理。功能属性单一、管控要求明确的一般生态空间，按照生态功能属性的既有规定实施管理；具有多重功能属性、且均有既有管理要求的一般生态空间，按照管控要求的严格程度，从严管理；尚未明确管理要求的一般生态空间，以保护为主，限制有损主导生态服务功能的开发建设活动。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。	20793.17	970.88	本项目选址选线在避让生态红线、永久基本农田后部分井场永久占地及管线施工临时占地占用靖边县二级国家级公益林，环评要求占用二级国家级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）第九条规定，同时通过采取控制施工带宽度、施工结束	符合

序号	作业区	市	区县	环境管控单元名称	单元要素属性	管控单元分类	环境管控单元管控要求（摘自《陕西省“三线一单”生态环境管控单元对照分析报告》	管线临时占地面积/m^2	井场占地面积/m^2	本项目情况	符合性
							1.二级国家级公益林在不影响整体森林生态系统功能发挥的前提下，可以按规定开展抚育和更新性质的采伐。在不破坏森林植被的前提下，可以合理利用其林地资源，适度开展林下种植养殖和森林游憩等非木质资源开发与利用，科学发展林下经济。 2.国家级公益林的调出，以不影响整体生态功能、保持集中连片为原则，一经调出，不得再次申请补进。			后立即开展植被恢复工作等措施，项目施工对二级国家级公益林的影响很小，满足《国家级公益林管理办法》（林资发〔2017〕34 号）规定。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。	
6				陕西省榆林市靖边县优先保护单元 2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	优先保护单元	一般生态空间：原则上按照限制开发区进行管理。功能属性单一、管控要求明确的一般生态空间，按照生态功能属性的既有规定实施管理；具有多重功能属性、且均有既有管理要求的一般生态空间，按照管控要求的严格程度，从严管理；尚未明确管理要求的一般生态空间，以保护为主，限制有损主导生态服务功能的开发建设活动。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	34438.01	/		符合

序号	作业区	市	区县	环境管控单元名称	单元要素属性	管控单元分类	环境管控单元管控要求（摘自《陕西省“三线一单”生态环境管控单元对照分析报告》	管线临时占地面积/m^2	井场占地面积/m^2	本项目情况	符合性
							抚育和更新性质的采伐。在不破坏森林植被的前提下，可以合理利用其林地资源，适度开展林下种植养殖和森林游憩等非木质资源开发与利用，科学发展林下经济。 2.国家级公益林的调出，以不影响整体生态功能、保持集中连片为原则，一经调出，不得再次申请补进。				
7				陕西省榆林市靖边县一般管控单元 1	无	一般管控单元	空间布局约束：1.执行榆林市生态环境要素分区总体准入清单中“6.1 一般管控单元总体要求”准入要求。 2.农用地优先保护区执行榆林市生态环境要素分区总体准入清单中“4.2 农用地优先保护区”准入要求。 3.江河湖库岸线优先保护区执行榆林市生态环境要素分区总体准入清单中“4.3 江河湖库岸线优先保护区”准入要求。 4.荒漠化沙化土地优先保护区执行榆林市生态环境要素分区总体准入清单中“4.4 荒漠化沙化土地优先保护区”准入要求。 5.建设用地污染风险重点管控区执行榆林市生态环境要素分区总体准入清单中“5.8 建	315477.96	33488.03	本项目管线工程为临时占地，通过采取控制施工带宽度、施工结束后立即开展植被恢复工作等措施以降低施工期对生态环境的影响。本项目井场运营期油气采用密闭集输、安排专人定期对井场进行巡查，减少有机废气的排放。	符合 符合

序号	作业区	市	区县	环境管控单元名称	单元要素属性	管控单元分类	环境管控单元管控要求（摘自《陕西省“三线一单”生态环境管控单元对照分析报告》	管线临时占地面积/m^2	井场占地面积/m^2	本项目情况	符合性
							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。				
8		延安市	吴起县	陕西省延安市吴起县二级国家级公益林	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	一般生态空间：原则上按照限制开发区进行管理。功能属性单一、管控要求明确的一般生态空间，按照生态功能属性的既有规定实施管理；具有多重功能属性、且均有既有管理要求的一般生态空间，按照管控要求的严格程度，从严管理；尚未明确管理要求的一般生态空间，以保护为主，限制有损主导生态服务功能的开发建设活动。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。	2005.8	/	本项目选址选线在避让生态红线、永久基本农田后部分井场永久占地及管线施工临时占地占用吴起县二级国家级公益林，环评要求占用二级国家级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）第九条规定，同时通过采取控制施工带宽度、施工结束	符合

序号	作业区	市	区县	环境管控单元名称	单元要素属性	管控单元分类	环境管控单元管控要求（摘自《陕西省“三线一单”生态环境管控单元对照分析报告》	管线临时占地面积/m^2	井场占地面积/m^2	本项目情况	符合性
							1.二级国家级公益林在不影响整体森林生态系统功能发挥的前提下，可以按规定开展抚育和更新性质的采伐。在不破坏森林植被的前提下，可以合理利用其林地资源，适度开展林下种植养殖和森林游憩等非木质资源开发与利用，科学发展林下经济。 2.国家级公益林的调出，以不影响整体生态功能、保持集中连片为原则，一经调出，不得再次申请补进。			后立即开展植被恢复工作等措施，项目施工对二级国家级公益林的影响很小，满足《国家级公益林管理办法》（林资发〔2017〕34 号）规定。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。	
9				陕西省延安市吴起县优先保护单元 2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	优先保护单元	一般生态空间：原则上按照限制开发区进行管理。功能属性单一、管控要求明确的一般生态空间，按照生态功能属性的既有规定实施管理；具有多重功能属性、且均有既有管理要求的一般生态空间，按照管控要求的严格程度，从严管理；尚未明确管理要求的一般生态空间，以保护为主，限制有损主导生态服务功能的开发建设活动。	11472.54	2096.51		符合
10				陕西省	水环	重点	水环境城镇生活污染重点管控区：	2703.42	193.07	本项目施工期钻井废水排	符

序号	作业区	市	区县	环境管控单元名称	单元要素属性	管控单元分类	环境管控单元管控要求（摘自《陕西省“三线一单”生态环境管控单元对照分析报告》	管线临时占地面积/m^2	井场占地面积/m^2	本项目情况	符合性
				延安市吴起县重点管控单元2	境城镇生活污染重点管控区	管控单元	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。			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，废弃钻井泥浆上清液由罐车拉运至依托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。运营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。	合

序号	作业区	市	区县	环境管控单元名称	单元要素属性	管控单元分类	环境管控单元管控要求（摘自《陕西省“三线一单”生态环境管控单元对照分析报告》	管线临时占地面积/m^2	井场占地面积/m^2	本项目情况	符合性
11	五里湾二区		志丹县	陕西省延安市志丹县二级国家级公益林	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	一般生态空间：原则上按照限制开发区进行管理。功能属性单一、管控要求明确的一般生态空间，按照生态功能属性的既有规定实施管理；具有多重功能属性、且均有既有管理要求的一般生态空间，按照管控要求的严格程度，从严管理；尚未明确管理要求的一般生态空间，以保护为主，限制有损主导生态服务功能的开发建设活动。一般生态空间-国家二级公益林：按照《国家级公益林管理办法》相关规定进行管控。 1.二级国家级公益林在不影响整体森林生态系统功能发挥的前提下，可以按规定开展抚育和更新性质的采伐。在不破坏森林植被的前提下，可以合理利用其林地资源，适度开展林下种植养殖和森林游憩等非木质资源开发与利用，科学发展林下经济。 2.国家级公益林的调出，以不影响整体生态功能、保持集中连片为原则，一经调出，不得再次申请补进。	0.03	/	本项目在志丹县境内管线施工临时占地占用志丹县二级国家级公益林，临时占用面积较小，主要是因为管线沿路边敷设，部分施工作业带不可避免临时占用道路两侧的二级国家级公益林地，环评要求占用二级国家级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）第九条规定，同时通过采取控制施工带宽度、施工结束后立即开展植被恢复工作等措施，项目施工对二级国家级公益林的影响很小，满足《国家级公益林管理办法》（林资发〔2017〕34 号）规定。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	符合
12				陕西省延安市	一般生态	优先保护	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	5072.2	/		符合

序号	作业区	市	区县	环境管控单元名称	单元要素属性	管控单元分类	环境管控单元管控要求（摘自《陕西省“三线一单”生态环境管控单元对照分析报告》	管线临时占地面积/m^2	井场占地面积/m^2	本项目情况	符合性
				志丹县优先保护单元2	空间、一般生态空间-国家二级公益林	单元	一般生态空间，按照生态功能属性的既有规定实施管理；具有多重功能属性、且均有既有管理要求的一般生态空间，按照管控要求的严格程度，从严管理；尚未明确管理要求的一般生态空间，以保护为主，限制有损主导生态服务功能的开发建设活动。			够有效控制项目运行对周围环境的影响。	
13				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	水环境城镇生活污染重点管控区： 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。	2389.2	/	本项目施工期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，废弃钻井泥浆上清液由罐车拉运至依托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，	符合

序号	作业区	市	区县	环境管控单元名称	单元要素属性	管控单元分类	环境管控单元管控要求（摘自《陕西省“三线一单”生态环境管控单元对照分析报告》	管线临时占地面积/m^2	井场占地面积/m^2	本项目情况	符合性
							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。			废水不外排。运营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。	
14		榆林市	靖边县	陕西省榆林市靖边县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	优先保护单元	一般生态空间：原则上按照限制开发区进行管理。功能属性单一、管控要求明确的一般生态空间，按照生态功能属性的既有规定实施管理；具有多重功能属性、且均有既有管理要求的一般生态空间，按照管控要求的严格程度，从严管理；尚未明确管理要求的一般生态空间，以保护为主，限制有损主导生态服务功能的开发建设活动。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。	16193.45	1522.05	本项目选址选线在避让生态红线、永久基本农田后部分井场永久占地及管线施工临时占地占用靖边县二级国家级公益林，环评要求占用二级国家级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）第九条规定，同时通过采取控制施工带宽度、施工结束	符合

序号	作业区	市	区县	环境管控单元名称	单元要素属性	管控单元分类	环境管控单元管控要求（摘自《陕西省“三线一单”生态环境管控单元对照分析报告》	管线临时占地面积/m^2	井场占地面积/m^2	本项目情况	符合性
							1.二级国家级公益林在不影响整体森林生态系统功能发挥的前提下，可以按规定开展抚育和更新性质的采伐。在不破坏森林植被的前提下，可以合理利用其林地资源，适度开展林下种植养殖和森林游憩等非木质资源开发与利用，科学发展林下经济。 2.国家级公益林的调出，以不影响整体生态功能、保持集中连片为原则，一经调出，不得再次申请补进。			后立即开展植被恢复工作等措施，项目施工对二级国家级公益林的影响很小，满足《国家级公益林管理办法》（林资发〔2017〕34 号）规定。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。	
15				陕西省榆林市靖边县优先保护单元 2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	优先保护单元	一般生态空间：原则上按照限制开发区进行管理。功能属性单一、管控要求明确的一般生态空间，按照生态功能属性的既有规定实施管理；具有多重功能属性、且均有既有管理要求的一般生态空间，按照管控要求的严格程度，从严管理；尚未明确管理要求的一般生态空间，以保护为主，限制有损主导生态服务功能的开发建设活动。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	35560.2	/		符合

序号	作业区	市	区县	环境管控单元名称	单元要素属性	管控单元分类	环境管控单元管控要求（摘自《陕西省“三线一单”生态环境管控单元对照分析报告》	管线临时占地面积/m^2	井场占地面积/m^2	本项目情况	符合性
							抚育和更新性质的采伐。在不破坏森林植被的前提下，可以合理利用其林地资源，适度开展林下种植养殖和森林游憩等非木质资源开发与利用，科学发展林下经济。 2.国家级公益林的调出，以不影响整体生态功能、保持集中连片为原则，一经调出，不得再次申请补进。				
16				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	一般生态空间：原则上按照限制开发区进行管理。功能属性单一、管控要求明确的一般生态空间，按照生态功能属性的既有规定实施管理；具有多重功能属性、且均有既有管理要求的一般生态空间，按照管控要求的严格程度，从严管理；尚未明确管理要求的一般生态空间，以保护为主，限制有损主导生态服务功能的开发建设活动。	6077.09	1479.86	本项目管线工程为临时占地，通过采取控制施工带宽度、施工结束后立即开展植被恢复工作等措施以降低施工期对生态环境的影响；运营期在满足安全规范的情况下在井场内进行绿化以缓解对生态环境的影响。	符合
17				陕西省榆林市靖边县优先保护单元 4	水环境优先保护区	优先保护单元	水环境优先保护区： 1.强化江河源头和饮用水水源地保护。加强主要江河源头、重要水源涵养地的水环境保护，划定禁止开发范围。依法划定和保护饮用水水源保护区，加强水土流失和面	69283.24	7937.36	本项目靖边区域建设内容不在王瑶水库水源地保护区及准保护区范围内，距王瑶水库准保护区最近的是五里湾第二作业区柳 69-67（长 6）至南十一转出油	符合

序号	作业区	市	区县	环境管控单元名称	单元要素属性	管控单元分类	环境管控单元管控要求（摘自《陕西省“三线一单”生态环境管控单元对照分析报告》	管线临时占地面积/m^2	井场占地面积/m^2	本项目情况	符合性
							源污染防治，严格管控入河排污口，严格河道采砂管理，维系江河湖库健康生命。			管线，直线距离为 120m，位于王瑶水库准保护区的西南面	
18				陕西省榆林市靖边县一般管控单元 1	无	一般管控单元	空间布局约束：1.执行榆林市生态环境要素分区总体准入清单中“6.1 一般管控单元总体要求”准入要求。 2.农用地优先保护区执行榆林市生态环境要素分区总体准入清单中“4.2 农用地优先保护区”准入要求。 3.江河湖库岸线优先保护区执行榆林市生态环境要素分区总体准入清单中“4.3 江河湖库岸线优先保护区”准入要求。 4.荒漠化沙化土地优先保护区执行榆林市生态环境要素分区总体准入清单中“4.4 荒漠化沙化土地优先保护区”准入要求。 5.建设用地污染风险重点管控区执行榆林市生态环境要素分区总体准入清单中“5.8 建设用地污染风险重点管控区”中的“空间布局约束”准入要求。 6.江河湖库岸线重点管控区执行榆林市生态环境要素分区总体准入清单中“5.14 江河湖	135570.15	1755	本项目管线工程为临时占地，通过采取控制施工带宽度、施工结束后立即开展植被恢复工作等措施以降低施工期对生态环境的影响。本项目井场运营期油气采用密闭集输、安排专人定期对井场进行巡查，减少有机废气的排放。	符合 符合

序号	作业区	市	区县	环境管控单元名称	单元要素属性	管控单元分类	环境管控单元管控要求（摘自《陕西省“三线一单”生态环境管控单元对照分析报告》	管线临时占地面积/m^2	井场占地面积/m^2	本项目情况	符合性
							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。				
18	五里湾一区	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	一般生态空间：原则上按照限制开发区进行管理。功能属性单一、管控要求明确的一般生态空间，按照生态功能属性的既有规定实施管理；具有多重功能属性、且均有既有管理要求的一般生态空间，按照管控要求的严格程度，从严管理；尚未明确管理要求的一般生态空间，以保护为主，限制有损主导生态服务功能的开发建设活动。	6804.19	/	本项目管线工程为临时占地，通过采取控制施工带宽度、施工结束后立即开展植被恢复工作等措施以降低施工期对生态环境的影响。	符合
19				陕西省榆林市靖边县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-	优先保护单元	一般生态空间：原则上按照限制开发区进行管理。功能属性单一、管控要求明确的一般生态空间，按照生态功能属性的既有规定实施管理；具有多重功能属性、且均有既有管理要求的一般生态空间，按照管控要求的严格程度，从严管理；尚未明确管理要求的一般生态空间，以保护为主，	13099.55	2330.1	本项目选址选线在避让生态红线、永久基本农田后部分井场永久占地及管线施工临时占地占用靖边县二级国家级公益林，环评要求占用二级国家级公益林相关手续需满足《国家	符合

序号	作业区	市	区县	环境管控单元名称	单元要素属性	管控单元分类	环境管控单元管控要求（摘自《陕西省“三线一单”生态环境管控单元对照分析报告》	管线临时占地面积/m^2	井场占地面积/m^2	本项目情况	符合性
					国家二级公益林		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，以不影响整体生态功能、保持集中连片为原则，一经调出，不得再次申请补进。			级公益林管理办法》（林资发〔2017〕34 号）第九条规定，同时通过采取控制施工带宽度、施工结束后立即开展植被恢复工作等措施，项目施工对二级国家级公益林的影响很小，满足《国家级公益林管理办法》（林资发〔2017〕34 号）规定。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。	
20		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、一般生态空间-	优先保护单元	一般生态空间：原则上按照限制开发区进行管理。功能属性单一、管控要求明确的一般生态空间，按照生态功能属性的既有规定实施管理；具有多重功能属性、且均有既有管理要求的一般生态空间，按照管控要求的严格程度，从严管理；尚未明确管理要求的一般生态空间，以保护为主，	13686.15	8.28	本项目选址选线在避让生态红线、永久基本农田后部分井场永久占地及管线施工临时占地占用吴起县二级国家级公益林，环评要求占用二级国家级公益林相关手续需满足《国家	符合

序号	作业区	市	区县	环境管控单元名称	单元要素属性	管控单元分类	环境管控单元管控要求（摘自《陕西省“三线一单”生态环境管控单元对照分析报告》	管线临时占地面积/m^2	井场占地面积/m^2	本项目情况	符合性
					国家二级公益林		限制有损主导生态服务功能的开发建设活动。			级公益林管理办法》（林资发〔2017〕34 号）第九条规定，同时通过采取控制施工带宽度、施工结束后立即开展植被恢复工作等措施，项目施工对二级国家级公益林的影响很小，满足《国家级公益林管理办法》（林资发〔2017〕34 号）规定。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。	
21		榆林市	靖边县	陕西省榆林市靖边县一般管控单元 1	无	一般管控单元	空间布局约束：1.执行榆林市生态环境要素分区总体准入清单中“6.1 一般管控单元总体要求”准入要求。 2.农用地优先保护区执行榆林市生态环境要素分区总体准入清单中“4.2 农用地优先保护区”准入要求。	153097.57	26400.69	本项目管线工程为临时占地，通过采取控制施工带宽度、施工结束后立即开展植被恢复工作等措施以降低施工期对生态环境的影响。本项目井场运营期油气采用密闭集输、安排	符合 符合

序号	作业区	市	区县	环境管控单元名称	单元要素属性	管控单元分类	环境管控单元管控要求（摘自《陕西省“三线一单”生态环境管控单元对照分析报告》	管线临时占地面积/m^2	井场占地面积/m^2	本项目情况	符合性
							3.江河湖库岸线优先保护区执行榆林市生态环境要素分区总体准入清单中“4.3 江河湖库岸线优先保护区”准入要求。 4.荒漠化沙化土地优先保护区执行榆林市生态环境要素分区总体准入清单中“4.4 荒漠化沙化土地优先保护区”准入要求。 5.建设用地污染风险重点管控区执行榆林市生态环境要素分区总体准入清单中“5.8 建设用地污染风险重点管控区”中的“空间布局约束”准入要求。 6.江河湖库岸线重点管控区执行榆林市生态环境要素分区总体准入清单中“5.14 江河湖库岸线重点管控区”中的“空间布局约束”准入要求。 污染物排放管控：1.建设用地污染风险重点管控区执行榆林市生态环境要素分区总体准入清单中“5.8 建设用地污染风险重点管控区”中的“污染物排放管控”准入要求。			专人定期对井场进行巡查，减少有机废气的排放。	
22	虎狼峁作业区	延安市	志丹县	陕西省延安市志丹县二级国	一般生态空间、	优先保护单元	一般生态空间：原则上按照限制开发区进行管理。功能属性单一、管控要求明确的一般生态空间，按照生态功能属性的既有规定实施管理；具有多重功能属性、且均	9453.42	/	本项目选址选线在避让生态红线、永久基本农田后部分井场永久占地及管线施工临时占地占用志丹县	符合

序号	作业区	市	区县	环境管控单元名称	单元要素属性	管控单元分类	环境管控单元管控要求（摘自《陕西省“三线一单”生态环境管控单元对照分析报告》	管线临时占地面积/m^2	井场占地面积/m^2	本项目情况	符合性
				家级公益林	一般生态空间-国家二级公益林		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，以不影响整体生态功能、保持集中连片为原则，一经调出，不得再次申请补进。			二级国家级公益林，环评要求占用二级国家级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）第九条规定，同时通过采取控制施工带宽度、施工结束后立即开展植被恢复工作等措施，项目施工对二级国家级公益林的影响很小，满足《国家级公益林管理办法》（林资发〔2017〕34 号）规定。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。	
23				陕西省延安市志丹县优先保护单元 2	一般生态空间、一般生态	优先保护单元	一般生态空间：原则上按照限制开发区进行管理。功能属性单一、管控要求明确的一般生态空间，按照生态功能属性的既有规定实施管理；具有多重功能属性、且均有既有管理要求的一般生态空间，按照管控要求的严格程度，从严管理；尚未明确	70693.98	2444.6		符合

序号	作业区	市	区县	环境管控单元名称	单元要素属性	管控单元分类	环境管控单元管控要求（摘自《陕西省“三线一单”生态环境管控单元对照分析报告》	管线临时占地面积/m^2	井场占地面积/m^2	本项目情况	符合性
					空间-国家二级公益林		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。				
24				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	水环境城镇生活污染重点管控区： 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	296279.85	10425.41	本项目施工期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，废弃钻井泥浆上清液由罐车拉运至依托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。运营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。	符合

序号	作业区	市	区县	环境管控单元名称	单元要素属性	管控单元分类	环境管控单元管控要求（摘自《陕西省“三线一单”生态环境管控单元对照分析报告》	管线临时占地面积/m^2	井场占地面积/m^2	本项目情况	符合性
							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。				
25	新寨作业区	延安市	吴起县	陕西省延安市吴起县二级国家级公益林	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	一般生态空间：原则上按照限制开发区进行管理。功能属性单一、管控要求明确的一般生态空间，按照生态功能属性的既有规定实施管理；具有多重功能属性、且均有既有管理要求的一般生态空间，按照管控要求的严格程度，从严管理；尚未明确管理要求的一般生态空间，以保护为主，限制有损主导生态服务功能的开发建设活动。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，	3602.34	844.31	本项目选址选线在避让生态红线、永久基本农田后部分井场永久占地及管线施工临时占地占用吴起县二级国家级公益林，环评要求占用二级国家级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）第九条规定，同时通过采取控制施工带宽度、施工结束后立即开展植被恢复工作等措施，项目施工对二级国家级公益林的影响很小，满足《国家级公益林	符合

序号	作业区	市	区县	环境管控单元名称	单元要素属性	管控单元分类	环境管控单元管控要求（摘自《陕西省“三线一单”生态环境管控单元对照分析报告》	管线临时占地面积/m^2	井场占地面积/m^2	本项目情况	符合性
							适度开展林下种植养殖和森林游憩等非木质资源开发与利用，科学发展林下经济。2.国家级公益林的调出，以不影响整体生态功能、保持集中连片为原则，一经调出，不得再次申请补进。			管理办法》（林资发〔2017〕34 号）规定。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。	
26				陕西省延安市吴起县优先保护单元 2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	优先保护单元	一般生态空间：原则上按照限制开发区进行管理。功能属性单一、管控要求明确的一般生态空间，按照生态功能属性的既有规定实施管理；具有多重功能属性、且均有既有管理要求的一般生态空间，按照管控要求的严格程度，从严管理；尚未明确管理要求的一般生态空间，以保护为主，限制有损主导生态服务功能的开发建设活动。	96957.16	2882.55		符合
27				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	重点管控单元	水环境城镇生活污染重点管控区：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。	149900.76	9069.54	本项目施工期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，废弃钻井泥浆上清液由罐车拉运至依托措施返排液处理	符合

序号	作业区	市	区县	环境管控单元名称	单元要素属性	管控单元分类	环境管控单元管控要求（摘自《陕西省“三线一单”生态环境管控单元对照分析报告》	管线临时占地面积/m^2	井场占地面积/m^2	本项目情况	符合性
					点管控区		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。			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。运营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。	
28				陕西省延安市吴起县	无	一般管控单元	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。	79128.33	7732.72	本项目管线工程为临时占地，通过采取控制施工带宽度、施工结束后立即开展植被恢复工作等措施以	符合

序号	作业区	市	区县	环境管控单元名称	单元要素属性	管控单元分类	环境管控单元管控要求（摘自《陕西省“三线一单”生态环境管控单元对照分析报告》	管线临时占地面积/m^2	井场占地面积/m^2	本项目情况	符合性
				一般管控单元			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。			降低施工期对生态环境的影响。本项目井场运营期油气采用密闭集输、安排专人定期对井场进行巡查，减少有机废气的排放。	

表 1.2-3　本项目井场与“三线一单”成果比对表

序号	县域	作业区	井场	面积（m^2）	新建/扩建	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	郝坨梁	XP14	520.14	扩建	一般管控单元	靖边县一般管控单元 1	无	520.14
2			于 73-26	1269.45	新建	优先保护单元	靖边县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	1269.45
3			于 74-24 扩	101.75	新建	优先保护单元	靖边县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	13.6
						一般管控单元	靖边县一般管控单元 1	无	88.15
4			于 69-24 扩	1061.85	新建	一般管控单元	靖边县一般管控单元 1	无	1061.85

序号	县域	作业区	井场	面积（m^2）	新建/扩建	管控单元分类	管控单元名称	要素细类	分类面积（m^2）
5			柳 25-37	2370.9	扩建	一般管控单元	靖边县一般管控单元 1	无	2370.9
6			于 73-21 扩	1380.57	新建	一般管控单元	靖边县一般管控单元 1	无	1380.57
7			塞 551 扩	1100.93	扩建	一般管控单元	靖边县一般管控单元 1	无	1100.93
8		盘古梁	冯 74-91 扩	2690.87	扩建	一般管控单元	靖边县一般管控单元 1	无	2690.87
9			冯 73-92 扩	2256.62	扩建	一般管控单元	靖边县一般管控单元 1	无	2256.62
10			冯 71-90 扩	2100.15	扩建	一般管控单元	靖边县一般管控单元 1	无	2100.15
11			冯 68-91 扩	1683.24	扩建	一般管控单元	靖边县一般管控单元 1	无	1683.24
12			冯 71-94	971.38	新建	优先保护单元	靖边县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	908.6
						一般管控单元	靖边县一般管控单元 1	无	62.78
13			盘 36-28 扩	3292.05	扩建	一般管控单元	靖边县一般管控单元 1	无	3292.05
14			盘 36-25 扩	1155.56	扩建	一般管控单元	靖边县一般管控单元 1	无	1155.56
15			盘 45-32	1859.18	扩建	一般管控单元	靖边县一般管控单元 1	无	1859.18
16			盘 50-31 扩	2830.69	扩建	一般管控单元	靖边县一般管控单元 1	无	2830.69
17			盘 48-30 扩	2832.05	新建	一般管控单元	靖边县一般管控单元 1	无	2832.05
18			盘 48-36	1764.53	新建	一般管控单元	靖边县一般管控单元 1	无	1764.53
19			高 338	1563.5	新建	一般管控单元	靖边县一般管控单元 1	无	1563.5
20			顺 53-5	2847.47	新建	一般管控单元	靖边县一般管控单元 1	无	2847.47
21			盘 83-33	4664.4	新建	一般管控单元	靖边县一般管控单元 1	无	4664.4
22			盘 85-37 扩	1965.17	新建	一般管控单元	靖边县一般管控单元 1	无	1965.17
23		五一区	新 351	1880.62	新建	优先保护单元	靖边县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	1880.62

序号	县域	作业区	井场	面积（m^2）	新建/扩建	管控单元分类	管控单元名称	要素细类	分类面积（m^2）
24			柳 96-31	1884.45	新建	一般管控单元	靖边县一般管控单元 1	无	1884.45
25			柳 98-32	2026.86	新建	一般管控单元	靖边县一般管控单元 1	无	2026.86
26			柳 92-28	1911.55	新建	一般管控单元	靖边县一般管控单元 1	无	1911.55
27			顺 118 扩（柳 93-28 扩）	2172.05	新建	一般管控单元	靖边县一般管控单元 1	无	2172.05
28			柳 91-281	2652.57	新建	一般管控单元	靖边县一般管控单元 1	无	2652.57
29			柳 91-26	1596.57	新建	优先保护单元	靖边县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	326.08
						一般管控单元	靖边县一般管控单元 1	无	1270.49
30			柳 94-27	1269.38	新建	一般管控单元	靖边县一般管控单元 1	无	1269.38
31			柳 95-29	2350.96	扩建	一般管控单元	靖边县一般管控单元 1	无	2350.96
32			柳 94-34	1429.66	扩建	一般管控单元	靖边县一般管控单元 1	无	1429.66
33			柳 85-35 扩	2713.32	扩建	一般管控单元	靖边县一般管控单元 1	无	2713.32
34			柳 88-40	1704.52	新建	一般管控单元	靖边县一般管控单元 1	无	1704.52
35			柳 86-40	1333.26	新建	一般管控单元	靖边县一般管控单元 1	无	1333.26
36			柳 79-29 扩	1567.48	新建	一般管控单元	靖边县一般管控单元 1	无	1567.48
37			顺 162-43	2259.64	新建	一般管控单元	靖边县一般管控单元 1	无	2259.64
38		五二区	柳 69-67	1811.21	新建	优先保护单元	靖边县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	214.3
						优先保护单元	靖边县优先保护单元 4	水环境优先保护区	1596.91
39			柳 68-68	3522.61	扩建	优先保护单元	靖边县优先保护单元 4	水环境优先保护区	3522.61

序号	县域	作业区	井场	面积（m^2）	新建/扩建	管控单元分类	管控单元名称	要素细类	分类面积（m^2）
40			柳 79-51	1960.07	扩建	优先保护单元	靖边县优先保护单元 4	水环境优先保护区	1960.07
41			柳 83-551 扩	2170.34	扩建	优先保护单元	靖边县优先保护单元 4	水环境优先保护区	2170.34
42			柳 82-47	1490.63	新建	优先保护单元	靖边县优先保护单元 3	一般生态空间	1490.63
43			柳 83-51	1745.91	扩建	一般管控单元	靖边县一般管控单元 1	无	1745.91
44	志丹	虎狼峁	柳 156-013	1643.19	新建	重点管控单元	志丹县重点管控单元 1	水环境城镇生活污染重点管控区	1643.19
45			柳 157-015	1501.88	新建	重点管控单元	志丹县重点管控单元 1	水环境城镇生活污染重点管控区	1501.88
46			柳 155-016	2164.98	新建	重点管控单元	志丹县重点管控单元 1	水环境城镇生活污染重点管控区	2164.98
47			柳 151-010	2445.71	新建	优先保护单元	志丹县优先保护单元 2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	2445.71
48			柳 141-011	1526.74	新建	重点管控单元	志丹县重点管控单元 1	水环境城镇生活污染重点管控区	1526.74
49			柳 140-013	2009.13	新建	重点管控单元	志丹县重点管控单元 1	水环境城镇生活污染重点管控区	2009.13
50			柳 124-03	1584.17	新建	重点管控单元	志丹县重点管控单元 1	水环境城镇生活污染重点管控区	1584.17
51	吴起	新寨	旗 040-63	1753.47	新建	一般管控单元	吴起县一般管控单元	无	1753.47
52			吴平 462-10	1204.13	新建	一般管控单元	吴起县一般管控单元	无	1167.32
						重点管控单元	吴起县重点管控单元 1	水环境城镇生活污染重点管控区	24.18
						优先保护单元	吴起县优先保护单元 2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	12.63
53			旗 040-61	1249.19	新建	一般管控单元	吴起县一般管控单元	无	1249.19
54			旗 034-56	1358.43	新建	重点管控单元	吴起县重点管控单元 1	水环境城镇生活污染重点管控区	1358.43
55			旗 042-62 扩	1862.17	新建	重点管控单元	吴起县重点管控单元 1	水环境城镇生活污染重点管控区	1862.17
56			旗 034-58	1560.04	新建	重点管控单元	吴起县重点管控单元 1	水环境城镇生活污染重点管控区	1560.04

序号	县域	作业区	井场	面积（m^2）	新建/扩建	管控单元分类	管控单元名称	要素细类	分类面积（m^2）
57			吴平 421-13	1536.47	新建	重点管控单元	吴起县重点管控单元 1	水环境城镇生活污染重点管控区	1536.47
58			旗 032-55	1081.01	新建	重点管控单元	吴起县重点管控单元 1	水环境城镇生活污染重点管控区	1081.01
59			旗 2-16	1073.78	新建	优先保护单元	吴起县优先保护单元 2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	1073.78
60			旗 02-17	1628.57	新建	重点管控单元	吴起县重点管控单元 2	水环境城镇生活污染重点管控区	1618.17
						优先保护单元	吴起县优先保护单元 2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	10.4
61			旗 2-13	1042.47	新建	优先保护单元	吴起县优先保护单元 2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	905.24
						优先保护单元	吴起县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	137.23
62			旗 015-38	1303.39	新建	一般管控单元	吴起县一般管控单元	无	1303.39
63			旗 017-36	1711.98	新建	一般管控单元	吴起县一般管控单元	无	328.21
						优先保护单元	吴起县优先保护单元 2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	1383.77
64			吴平 468-8A	2174.26	新建	一般管控单元	吴起县一般管控单元	无	2174.26
65		盘古梁	塞 369-25	2290.87	扩建	优先保护单元	吴起县优先保护单元 2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	2234.59
						重点管控单元	吴起县重点管控单元 2	水环境城镇生活污染重点管控区	56.28

表 1.2-4　本项目管线与“三线一单”成果比对表　单位：km

序号	区县	作业区	工程名称	备注	管线长度	管控单元分类	管控单元名称	要素细类	分类长度
1	靖边	郝坨梁	于五增沟底管线改线	/	0.75	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	0.75
2			盘25-38区域管线改线	/	0.55	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	0.413
						优先保护单元	靖边县优先保护单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.137
3			盘29-31注水干线	/	0.75	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	0.384
						优先保护单元	靖边县优先保护单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.366
4			盘29-34至盘五转出油管线	/	0.82	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	0.214
						优先保护单元	靖边县优先保护单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.606
5			北六转水源井供水管线	/	1.3	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	0.358
						优先保护单元	靖边县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.612
						优先保护单元	靖边县优先保护单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.33
6			盘29-31至北六转出油管线	同沟敷设	1.3	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	0.941
						优先保护单元	靖边县优先保护单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.359
7			盘29-31至北六转注水管线		1.3	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	0.941
						优先保护单元	靖边县优先保护单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.359
8			冯60-86注水管线	/	1.7	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	0.352
						优先保护单元	靖边县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.684

序号	区县	作业区	工程名称	备注	管线长度	管控单元分类	管控单元名称	要素细类	分类长度
						优先保护单元	靖边县优先保护单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.664
9		盘古梁	盘43-38扩至冯71-90扩出油管线	同沟敷设	1.3	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	0.622
						优先保护单元	靖边县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.678
10			盘43-38扩至冯71-90扩注水管线		1.3	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	0.622
						优先保护单元	靖边县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.678
11			冯71-90扩至盘二转油点出油管线	同沟敷设	3.6	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	2.136
						优先保护单元	靖边县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	1.464
12			冯71-90扩至盘二转油点注水管线		3.6	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	2.136
						优先保护单元	靖边县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	1.464
13			冯73-92扩至冯71-90扩出油管线	同沟敷设	0.9	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	0.718
						优先保护单元	靖边县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.182
14			冯73-92扩至冯71-90扩注水管线		0.9	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	0.718
						优先保护单元	靖边县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.182
15			冯68-91扩至冯71-90扩出油管线	同沟敷设	0.8	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	0.718
						优先保护单元	靖边县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.082
16			冯68-91扩至冯71-90扩注水管线		0.8	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	0.718
						优先保护单元	靖边县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.082
17			冯71-94至冯71-90扩出油管	同沟	1.5	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	0.825

序号	区县	作业区	工程名称	备注	管线长度	管控单元分类	管控单元名称	要素细类	分类长度
			线	敷设		优先保护单元	靖边县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.675
19			冯71-94至冯71-90扩注水管线		1.5	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	0.825
						优先保护单元	靖边县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.675
19			冯74-91至冯71-90扩出油管线	同沟敷设	1.7	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	1.208
						优先保护单元	靖边县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.492
20			冯74-91至冯71-90扩注水管线		1.7	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	1.208
						优先保护单元	靖边县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.492
21			盘36-28扩至盘33-21接转站出油管线	同沟敷设	1.45	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	1.397
						优先保护单元	靖边县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.053
22			盘36-28扩至盘33-21接转站注水管线		1.45	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	1.397
						优先保护单元	靖边县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.053
23			盘36-25扩至盘33-21接转站出油管线	同沟敷设	1.1	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	1.1
24			盘36-25扩至盘33-21接转站注水管线		1.1	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	1.1
25			盘83-33至盘85-37扩出油管线	同沟敷设	0.5	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	0.5
26			盘83-33至盘85-37扩注水管线		0.5	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	0.5
27			盘85-37扩至新9扩出油管线	同沟敷设	4.1	优先保护单元	靖边县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	4.428

序号	区县	作业区	工程名称	备注	管线长度	管控单元分类	管控单元名称	要素细类	分类长度
						一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	2.162
						重点管控单元	吴起县重点管控单元2	水环境城镇生活污染重点管控区	0.698
						优先保护单元	吴起县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.152
						优先保护单元	吴起县优先保护单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.984
28			盘85-37扩至新9扩注水管线		4.1	优先保护单元	靖边县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	4.428
						一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	2.162
						重点管控单元	吴起县重点管控单元2	水环境城镇生活污染重点管控区	0.698
						优先保护单元	吴起县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.152
						优先保护单元	吴起县优先保护单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.984
29			顺53-5至盘85-37扩出油管线	同沟敷设	1.5	优先保护单元	靖边县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.6
						一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	0.9
30			顺53-5至盘85-37扩注水管线		1.5	优先保护单元	靖边县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.6
						一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	0.9
31			盘45-32至盘二转油点出油管线	同沟敷设	1.36	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	1.36
32			盘45-32至盘二转油点注水管线		1.36	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	1.36

序号	区县	作业区	工程名称	备注	管线长度	管控单元分类	管控单元名称	要素细类	分类长度
33			盘45-31扩至盘二转油点出油管线	同沟敷设	0.2	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	0.2
34			盘45-31扩至盘二转油点注水管线		0.2	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	0.2
35			盘50-31扩至盘二转油点出油管线	同沟敷设	1.6	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	1.6
36			盘50-31扩至盘二转油点注水管线		1.6	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	1.6
37			盘48-30扩至盘二转油点出油管线	同沟敷设	1.72	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	1.72
38			盘48-30扩至盘二转油点注水管线		1.72	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	1.72
39			盘48-36至盘二转油点出油管线	同沟敷设	1.1	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	1.1
40			盘48-36至盘二转油点注水管线		1.1	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	1.1
41			高338至盘二转油点出油管线	同沟敷设	1.1	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	1.1
42			高338至盘二转油点注水管线		1.1	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	1.1
43			盘2增至靖三联输油管线	同沟敷设	4.9	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	4.9
44			盘2增至靖三联注水干线		4.9	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	4.9
45			周河供水站至盘一注输水管线	/	7.2	优先保护单元	靖边县优先保护单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	4.294
						一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	2.906
46			周河供水站至盘五注输水管线	/	4.8	优先保护单元	靖边县优先保护单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	2.639

序号	区县	作业区	工程名称	备注	管线长度	管控单元分类	管控单元名称	要素细类	分类长度
						一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	2.161
47			盘四接转站至靖三联外输管线	/	8.3	优先保护单元	靖边县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.641
						优先保护单元	靖边县优先保护单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	1.268
						一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	6.391
48			盘102干线至冯70-90扩注水支线	/	3.4	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	2.735
						优先保护单元	靖边县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.665
49			冯63-88组至新3增集油管线	/	2.4	优先保护单元	靖边县优先保护单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.316
						一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	2.084
50			冯71-96井组至新六增集油管线	/	1.2	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	0.418
						优先保护单元	靖边县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.418
51			盘38-38增至盘38-40注水管线	/	1.26	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	0.982
						优先保护单元	靖边县优先保护单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.278
52			盘51-25配至盘51-26井组注水管线	/	0.4	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	0.4
53			盘53-20配至盘51-20井组、盘55-21、盘51-22注水管线	/	0.5	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	0.5
54			盘54-24注水管线	/	0.3	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	0.3
55			盘55-27至盘58-27注水管线	/	1	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	0.619
						优先保护单元	靖边县优先保护单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.381
56			盘55-27至盘59-25增单井集	/	1.7	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	0.619

序号	区县	作业区	工程名称	备注	管线长度	管控单元分类	管控单元名称	要素细类	分类长度
			油管线			优先保护单元	靖边县优先保护单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	1.081
57			盘58-25井组至盘59-25增单井集油管线	/	0.6	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	0.6
58			盘58-25配至盘58-23配注水管线	/	1.05	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	0.864
						优先保护单元	靖边县优先保护单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.186
59			盘59-24井组至盘59-23井组单井集油管线	/	0.4	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	0.4
60			盘58-23井组至盘59-25增单井集油管线	/	1.1	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	1.1
61			盘一注水站至盘55-23、盘57-32单井注水管线	/	0.2	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	0.2
62		五一区	柳79-29扩至柳77-28增出油管线	同沟敷设	1	优先保护单元	靖边县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.108
						优先保护单元	靖边县优先保护单元3	一般生态空间	0.521
						一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	0.371
63			柳79-29扩至柳77-28增注水管线		1	优先保护单元	靖边县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.108
						优先保护单元	靖边县优先保护单元3	一般生态空间	0.521
						一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	0.371
64			柳91-26扩至柳89-27增出油管线	同沟敷设	1.25	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	1.25
65			柳91-26扩至柳89-27增注水管线		1.25	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	1.25
66			柳85-35扩至南一增出油管线	/	1.25	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	1.25

序号	区县	作业区	工程名称	备注	管线长度	管控单元分类	管控单元名称	要素细类	分类长度
67			柳85-35扩至柳85-36注水管线	/	0.15	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	0.15
68			柳102-292至顺一增出油管线	/	1.5	优先保护单元	志丹县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.108
						重点管控单元	志丹县重点管控单元1	水环境城镇生活污染重点管控区	0.073
						一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	1.319
69			柳102-292至南六注注水管线	/	1.2	优先保护单元	志丹县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.384
						重点管控单元	志丹县重点管控单元1	水环境城镇生活污染重点管控区	0.073
						一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	0.677
70			柳96-31至柳95-29出油管线	/	1.5	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	1.5
71			柳98-32至柳95-29出油管线	/	2	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	2
72			柳92-28至南10增出油管线	同沟敷设	1	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	1
73			柳92-28至南10增注水管线		1	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	1
74			柳91-281至南10增出油管线	同沟敷设	0.5	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	0.5
75			柳91-281至南10增注水管线		0.5	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	0.5
76			柳91-26至南10增出油管线	/	1.4	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	1.4
77			柳94-27至柳95-29出油管线	同沟敷设	0.6	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	0.6
78			柳94-27至柳95-29注水管线		0.6	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	0.6
79			柳95-29至柳95-29扩出油管线	/	1.6	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	1.6
80			柳95-29路口至南10增注水干线	/	3.6	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	1.419
						优先保护单元	靖边县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	2.181

序号	区县	作业区	工程名称	备注	管线长度	管控单元分类	管控单元名称	要素细类	分类长度
81			柳94-34至柳95-29出油管线	/	2.3	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	2.3
82			柳94-34至柳95-30注水管线	/	1.45	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	1.45
83			柳94-25至南10增出油管线	/	2.65	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	1.384
						优先保护单元	靖边县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	1.266
84			柳94-25至柳95-29注水管线	/	1.55	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	1.55
85			顺162-43至顺162脱出油管线	同沟敷设	3.9	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	2.372
						优先保护单元	靖边县优先保护单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	1.528
86			顺162-43至顺162脱注水管线		3.9	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	2.372
						优先保护单元	靖边县优先保护单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	1.528
87			高152至顺162脱出油管线	同沟敷设	3.1	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	3.1
88			高152至顺162脱注水管线		3.1	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	3.1
89			顺162-22至顺162脱出油管线	同沟敷设	1.85	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	1.425
						优先保护单元	靖边县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.425
90			顺162-22至顺162脱注水管线		1.85	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	1.425
						优先保护单元	靖边县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.425
91			南九增至南10增外输管线	/	3.1	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	1.849
						优先保护单元	靖边县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	1.251
92			南10增至南十二转外输管线	/	3.5	优先保护单元	靖边县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.296
						一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	3.204

序号	区县	作业区	工程名称	备注	管线长度	管控单元分类	管控单元名称	要素细类	分类长度
93			南六转至南十二转外输管线	/	6.7	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	6.375
						优先保护单元	靖边县优先保护单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.325
94			南十二转-柳95-29井场注水干线	/	6.3	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	6.3
95		五二区	2#转油点外输管线	/	2.3	优先保护单元	志丹县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	2.3
96			南十一转外输管线	/	6.65	重点管控单元	志丹县重点管控单元1	水环境城镇生活污染重点管控区	6.65
97			柳85-54增外输管线	/	6.65	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	6.65
98			南三注至南五注供水干线	/	2.3	优先保护单元	志丹县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	2.3
99			柳71-60注水管线	/	1.05	重点管控单元	志丹县重点管控单元1	水环境城镇生活污染重点管控区	1.05
100			柳76-62注水管线	/	2.5	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	2.5
101			柳80-57注水管线	/	1	重点管控单元	志丹县重点管控单元1	水环境城镇生活污染重点管控区	1
102			柳80-60注水管线	/	0.8	优先保护单元	志丹县优先管控单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.8
103			柳76-64注水管线	/	2.05	优先保护单元	靖边县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.164
						优先保护单元	靖边县优先保护单元4	水环境优先保护区	0.894
						优先保护单元	靖边县优先保护单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.992
104			柳75-64注水管线	/	0.85	优先保护单元	靖边县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.203
						优先保护单元	靖边县优先保护单元4	水环境优先保护区	0.647

序号	区县	作业区	工程名称	备注	管线长度	管控单元分类	管控单元名称	要素细类	分类长度
105			柳72-64 注水管线	/	0.3	优先保护单元	靖边县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.111
						优先保护单元	靖边县优先保护单元4	水环境优先保护区	0.189
106			柳74-62注水管线	/	0.8	优先保护单元	靖边县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.185
						优先保护单元	靖边县优先保护单元4	水环境优先保护区	0.615
107			柴33-26注水管线	/	1.3	优先保护单元	靖边县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.451
						优先保护单元	靖边县优先保护单元4	水环境优先保护区	0.184
						一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	0.665
108			柳77-58注水管线	/	2	优先保护单元	靖边县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.416
						优先保护单元	靖边县优先保护单元4	水环境优先保护区	0.184
						优先保护单元	靖边县优先保护单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	1.4
109			柳78-56注水管线	/	0.6	优先保护单元	靖边县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.163
						优先保护单元	靖边县优先保护单元4	水环境优先保护区	0.437
110			柳78-60注水管线	/	0.35	优先保护单元	靖边县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.318
						优先保护单元	靖边县优先保护单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.032
111			柳69-67至南十一转出油管线	同沟敷设	1.2	优先保护单元	靖边县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.195
						优先保护单元	靖边县优先保护单元4	水环境优先保护区	1.005
112			柳69-67至南十一转供气管线		1.2	优先保护单元	靖边县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.315

序号	区县	作业区	工程名称	备注	管线长度	管控单元分类	管控单元名称	要素细类	分类长度
						优先保护单元	靖边县优先保护单元4	水环境优先保护区	1.005
113			柳69-67至南十一转注水管线		1.2	优先保护单元	靖边县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.246
						优先保护单元	靖边县优先保护单元4	水环境优先保护区	1.005
114			柳69-68至柳69-67出油管线	/	0.7	优先保护单元	靖边县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.214
						优先保护单元	靖边县优先保护单元4	水环境优先保护区	0.486
115			柳81-51至柳80-52增出油管线	/	0.5	优先保护单元	靖边县优先保护单元4	水环境优先保护区	0.5
116			柳81-51至柳81-53注水管线	同沟敷设	0.6	优先保护单元	靖边县优先保护单元4	水环境优先保护区	0.6
117			柳81-51至柳81-53供气管线		0.6	优先保护单元	靖边县优先保护单元4	水环境优先保护区	0.6
118			柳82-47至南三转出油管线	同沟敷设	0.8	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	0.575
						优先保护单元	靖边县优先保护单元3	一般生态空间	0.225
119			柳82-47至南三转供气管线		0.8	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	0.506
						优先保护单元	靖边县优先保护单元3	一般生态空间	0.294
120			柳82-47至南三转注水管线		0.8	一般管控单元	靖边县一般管控单元1	无	0.532
						优先保护单元	靖边县优先保护单元3	一般生态空间	0.268
121			南十一转至南十转转水管线	同沟敷设	6.7	优先保护单元	靖边县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.682
						优先保护单元	靖边县优先保护单元4	水环境优先保护区	3.648
						优先保护单元	靖边县优先保护单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	2.37
122			南十一转至南十转供气管线		6.7	优先保护单元	靖边县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.682
						优先保护单元	靖边县优先保护单元4	水环境优先保护区	3.648

序号	区县	作业区	工程名称	备注	管线长度	管控单元分类	管控单元名称	要素细类	分类长度
						优先保护单元	靖边县优先保护单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	2.37
123	志丹	虎狼峁	柳124-03至柳26增出油管线	同沟敷设	0.7	重点管控单元	志丹县重点管控单元1	水环境城镇生活污染重点管控区	0.449
						优先保护单元	志丹县优先管控单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.251
124			柳124-03至柳26增供气管线		0.7	重点管控单元	志丹县重点管控单元1	水环境城镇生活污染重点管控区	0.449
						优先保护单元	志丹县优先管控单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.251
125			柳124-03至柳26增注水管线		0.7	重点管控单元	志丹县重点管控单元1	水环境城镇生活污染重点管控区	0.449
						优先保护单元	志丹县优先管控单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.251
126			柳155-016至柳33增出油管线	同沟敷设	1.3	重点管控单元	志丹县重点管控单元1	水环境城镇生活污染重点管控区	1.184
						优先保护单元	志丹县优先管控单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.116
127			柳155-016至柳33增供气管线		1.3	重点管控单元	志丹县重点管控单元1	水环境城镇生活污染重点管控区	1.184
						优先保护单元	志丹县优先管控单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.116
128			柳155-016至柳33增注水管线		1.3	重点管控单元	志丹县重点管控单元1	水环境城镇生活污染重点管控区	1.184
						优先保护单元	志丹县优先管控单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.116

序号	区县	作业区	工程名称	备注	管线长度	管控单元分类	管控单元名称	要素细类	分类长度
129			柳155-014至柳33增出油管线	/	0.65	重点管控单元	志丹县重点管控单元1	水环境城镇生活污染重点管控区	0.481
						优先保护单元	志丹县优先管控单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.169
130			柳157-015至柳33增出油管线	/	0.65	重点管控单元	志丹县重点管控单元1	水环境城镇生活污染重点管控区	0.481
						优先保护单元	志丹县优先管控单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.169
131			柳155-010至柳33增出油管线	同沟敷设	0.7	重点管控单元	志丹县重点管控单元1	水环境城镇生活污染重点管控区	0.315
						优先保护单元	志丹县优先管控单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.385
132			柳155-010至柳33增供气管线		0.7	重点管控单元	志丹县重点管控单元1	水环境城镇生活污染重点管控区	0.315
						优先保护单元	志丹县优先管控单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.385
133			柳141-011至柳138-06出油管线	/	1.15	重点管控单元	志丹县重点管控单元1	水环境城镇生活污染重点管控区	0.989
						优先保护单元	志丹县优先管控单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.161
134			保1至柳138-06出油管线	同沟敷设	2.1	重点管控单元	志丹县重点管控单元1	水环境城镇生活污染重点管控区	1.862
						优先保护单元	志丹县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.238
135			保1至柳138-06供气管线		2.1	重点管控单元	志丹县重点管控单元1	水环境城镇生活污染重点管控区	1.862

序号	区县	作业区	工程名称	备注	管线长度	管控单元分类	管控单元名称	要素细类	分类长度
						优先保护单元	志丹县优先管控单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.238
136			保1至柳138-06注水管线		2.1	重点管控单元	志丹县重点管控单元1	水环境城镇生活污染重点管控区	1.862
						优先保护单元	志丹县优先管控单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.238
137			柳140-013至柳138-06出油管线	/	1.67	重点管控单元	志丹县重点管控单元1	水环境城镇生活污染重点管控区	1.67
138			柳138-06至柳三脱外输管线	/	2.8	重点管控单元	志丹县重点管控单元1	水环境城镇生活污染重点管控区	2.8
139			柳138-06至柳三脱供气管线	/	3.08	重点管控单元	志丹县重点管控单元1	水环境城镇生活污染重点管控区	3.08
140			塞237至柳138-06返供干气管线	/	2.6	重点管控单元	志丹县重点管控单元1	水环境城镇生活污染重点管控区	2.6
141			柳120-3至柳26增出油管线	/	1.6	重点管控单元	志丹县重点管控单元1	水环境城镇生活污染重点管控区	0.894
						优先保护单元	志丹县优先管控单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.706
142			柳145-9至柳11增出油管线	/	2.5	重点管控单元	志丹县重点管控单元1	水环境城镇生活污染重点管控区	0.894
						优先保护单元	志丹县优先管控单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	1.025
						优先保护单元	志丹县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.581
143			柳141-011至柳三脱集油管线	/	3.8	重点管控单元	志丹县重点管控单元1	水环境城镇生活污染重点管控区	0.384

序号	区县	作业区	工程名称	备注	管线长度	管控单元分类	管控单元名称	要素细类	分类长度
						优先保护单元	志丹县优先管控单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	1.285
						优先保护单元	志丹县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	2.131
144			新柳8增至靖五联集油管线	/	5.3	重点管控单元	志丹县重点管控单元1	水环境城镇生活污染重点管控区	4.618
						优先保护单元	志丹县优先管控单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.216
						优先保护单元	志丹县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.466
145			柳10增至高113注水管线	/	4.8	重点管控单元	志丹县重点管控单元1	水环境城镇生活污染重点管控区	3.154
						优先保护单元	志丹县优先管控单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	1.646
146			柳19增至柳三脱注水干线	/	8.7	重点管控单元	志丹县重点管控单元1	水环境城镇生活污染重点管控区	6.184
						优先保护单元	志丹县优先管控单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.568
						优先保护单元	志丹县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	1.948
147			柳41增-柳三脱集油管线	/	5	重点管控单元	志丹县重点管控单元1	水环境城镇生活污染重点管控区	4.218
						优先保护单元	志丹县优先管控单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.782
148			柳35增至靖五联集油管线	/	10	重点管控单元	志丹县重点管控单元1	水环境城镇生活污染重点管控区	7.915

序号	区县	作业区	工程名称	备注	管线长度	管控单元分类	管控单元名称	要素细类	分类长度
						优先保护单元	志丹县优先管控单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	1.185
						优先保护单元	志丹县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.9
149			柳141-4至柳三脱集油管线	/	4	重点管控单元	志丹县重点管控单元1	水环境城镇生活污染重点管控区	2.846
						优先保护单元	志丹县优先管控单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.364
						优先保护单元	志丹县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.79
150		五一区	25#水源井至南五转供水管线	/	2.4	重点管控单元	志丹县重点管控单元1	水环境城镇生活污染重点管控区	0.681
						优先保护单元	志丹县优先管控单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	1.719
151		跨越五一区、五二区	高355至南二转出油管线	/	1.7	重点管控单元	志丹县重点管控单元1	水环境城镇生活污染重点管控区	1.398
						优先保护单元	志丹县优先管控单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.302
152			高355至南二注注水管线	/	3.35	重点管控单元	志丹县重点管控单元1	水环境城镇生活污染重点管控区	0.996
						优先保护单元	志丹县优先管控单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	2.354
153	吴起	新寨	旗040-63至旗17增出油管线	同沟敷设	2.25	优先保护单元	吴起县优先保护单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.361
						一般管控单元	吴起县一般管控单元	无	0.591
						重点管控单元	吴起县重点管控单元2	水环境城镇生活污染重点管控区	1.128

序号	区县	作业区	工程名称	备注	管线长度	管控单元分类	管控单元名称	要素细类	分类长度
						优先保护单元	吴起县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.17
154			旗040-63至旗17增注水管线		2.25	优先保护单元	吴起县优先保护单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.361
						一般管控单元	吴起县一般管控单元	无	0.591
						重点管控单元	吴起县重点管控单元2	水环境城镇生活污染重点管控区	1.128
						优先保护单元	吴起县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.17
155			旗040-61至旗17增出油管线	同沟敷设	2.7	优先保护单元	吴起县优先保护单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.28
						一般管控单元	吴起县一般管控单元	无	1.052
						重点管控单元	吴起县重点管控单元2	水环境城镇生活污染重点管控区	1.128
						优先保护单元	吴起县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.24
156			旗040-61至旗17增注水管线		2.7	优先保护单元	吴起县优先保护单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.28
						一般管控单元	吴起县一般管控单元	无	1.052
						重点管控单元	吴起县重点管控单元2	水环境城镇生活污染重点管控区	1.128
						优先保护单元	吴起县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.24
157			吴平462-10至旗17增出油管线	同沟敷设	2.1	优先保护单元	吴起县优先保护单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.263
						一般管控单元	吴起县一般管控单元	无	1.512

序号	区县	作业区	工程名称	备注	管线长度	管控单元分类	管控单元名称	要素细类	分类长度
						重点管控单元	吴起县重点管控单元2	水环境城镇生活污染重点管控区	0.189
						优先保护单元	吴起县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.136
158			吴平462-10至旗17增注水管线		2.1	优先保护单元	吴起县优先保护单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.263
						一般管控单元	吴起县一般管控单元	无	1.512
						重点管控单元	吴起县重点管控单元2	水环境城镇生活污染重点管控区	0.189
						优先保护单元	吴起县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.136
159			旗042-62至旗17增出油管线	同沟敷设	1.55	优先保护单元	吴起县优先保护单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.156
						重点管控单元	吴起县重点管控单元2	水环境城镇生活污染重点管控区	0.846
						优先保护单元	吴起县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.548
160			旗042-62至旗17增注水管线		1.55	优先保护单元	吴起县优先保护单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.156
						重点管控单元	吴起县重点管控单元2	水环境城镇生活污染重点管控区	0.846
						优先保护单元	吴起县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.548
161			吴平421-13至旗17增出油管线	同沟敷设	1.9	优先保护单元	吴起县优先保护单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.156
						重点管控单元	吴起县重点管控单元2	水环境城镇生活污染重点管控区	1.188

序号	区县	作业区	工程名称	备注	管线长度	管控单元分类	管控单元名称	要素细类	分类长度
						优先保护单元	吴起县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.556
162			吴平421-13至旗17增注水管线		1.9	优先保护单元	吴起县优先保护单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.156
						重点管控单元	吴起县重点管控单元2	水环境城镇生活污染重点管控区	1.188
						优先保护单元	吴起县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.556
163			旗034-56至旗17增出油管线	同沟敷设	1.52	优先保护单元	吴起县优先保护单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.518
						重点管控单元	吴起县重点管控单元2	水环境城镇生活污染重点管控区	1.002
164			旗034-56至旗17增注水管线		1.52	优先保护单元	吴起县优先保护单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.518
						重点管控单元	吴起县重点管控单元2	水环境城镇生活污染重点管控区	1.002
165			旗034-58至旗17增出油管线	同沟敷设	1.45	优先保护单元	吴起县优先保护单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.518
						重点管控单元	吴起县重点管控单元2	水环境城镇生活污染重点管控区	0.932
166			旗034-58至旗17增注水管线		1.45	优先保护单元	吴起县优先保护单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.518
						重点管控单元	吴起县重点管控单元2	水环境城镇生活污染重点管控区	0.932
167			旗032-55至旗17增出油管线	同沟敷设	1.36	优先保护单元	吴起县优先保护单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.518

序号	区县	作业区	工程名称	备注	管线长度	管控单元分类	管控单元名称	要素细类	分类长度
						重点管控单元	吴起县重点管控单元2	水环境城镇生活污染重点管控区	0.842
168			旗032-55至旗17增注水管线		1.36	优先保护单元	吴起县优先保护单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.518
						重点管控单元	吴起县重点管控单元2	水环境城镇生活污染重点管控区	0.842
169			新313-190至旗15增出油管线	同沟敷设	2.9	优先保护单元	吴起县优先保护单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	1.011
						一般管控单元	吴起县一般管控单元	无	1.889
170			新313-190至旗15增注水管线		2.9	优先保护单元	吴起县优先保护单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	1.011
						一般管控单元	吴起县一般管控单元	无	1.889
171			旗2-13至旗20增出油管线	同沟敷设	1.65	优先保护单元	吴起县优先保护单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	1.358
						重点管控单元	吴起县重点管控单元2	水环境城镇生活污染重点管控区	0.292
172			旗2-13至旗20增注水管线		1.65	优先保护单元	吴起县优先保护单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	1.358
						重点管控单元	吴起县重点管控单元2	水环境城镇生活污染重点管控区	0.292
173			旗2-16至旗20增出油管线	同沟敷设	1.05	优先保护单元	吴起县优先保护单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	1.05
174			旗2-16至旗20增注水管线		1.05	优先保护单元	吴起县优先保护单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	1.05
175			旗02-17至旗20增出油管线	同沟敷设	0.75	优先保护单元	吴起县优先保护单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.655

序号	区县	作业区	工程名称	备注	管线长度	管控单元分类	管控单元名称	要素细类	分类长度
						重点管控单元	吴起县重点管控单元2	水环境城镇生活污染重点管控区	0.095
176			旗02-17至旗20增注水管线		0.75	优先保护单元	吴起县优先保护单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.655
						重点管控单元	吴起县重点管控单元2	水环境城镇生活污染重点管控区	0.095
177			吴平463-8至吴544增出油管线	同沟敷设	7.1	优先保护单元	吴起县优先保护单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	1.824
						一般管控单元	吴起县一般管控单元	无	2.148
						重点管控单元	吴起县重点管控单元2	水环境城镇生活污染重点管控区	2.856
						优先保护单元	吴起县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.272
178			吴平463-8至吴544增注水管线		7.1	优先保护单元	吴起县优先保护单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	1.824
						一般管控单元	吴起县一般管控单元	无	2.148
						重点管控单元	吴起县重点管控单元2	水环境城镇生活污染重点管控区	2.856
						优先保护单元	吴起县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.272
179			吴平462-11至旗七转出油管线	同沟敷设	4.3	优先保护单元	吴起县优先保护单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	1.4
						重点管控单元	吴起县重点管控单元2	水环境城镇生活污染重点管控区	2.9
180			吴平462-11至旗七转注水管线		4.3	优先保护单元	吴起县优先保护单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	1.4

序号	区县	作业区	工程名称	备注	管线长度	管控单元分类	管控单元名称	要素细类	分类长度
						重点管控单元	吴起县重点管控单元2	水环境城镇生活污染重点管控区	2.9
181			旗15增至吴平462-11出油管线	同沟敷设	7.2	优先保护单元	吴起县优先保护单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.756
						一般管控单元	吴起县一般管控单元	无	3.843
						重点管控单元	吴起县重点管控单元2	水环境城镇生活污染重点管控区	1.824
						优先保护单元	吴起县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.777
182			旗15增至吴平462-11注水管线		7.2	优先保护单元	吴起县优先保护单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.756
						一般管控单元	吴起县一般管控单元	无	3.843
						重点管控单元	吴起县重点管控单元2	水环境城镇生活污染重点管控区	1.824
						优先保护单元	吴起县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.777
183			旗20增至旗11增输油管线	同沟敷设	4.3	优先保护单元	吴起县优先保护单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.791
						一般管控单元	吴起县一般管控单元	无	2.65
						重点管控单元	吴起县重点管控单元2	水环境城镇生活污染重点管控区	0.859
184			旗20增至旗11增注水管线		4.3	优先保护单元	吴起县优先保护单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.791
						一般管控单元	吴起县一般管控单元	无	2.65
						重点管控单元	吴起县重点管控单元2	水环境城镇生活污染重点管控区	0.859

序号	区县	作业区	工程名称	备注	管线长度	管控单元分类	管控单元名称	要素细类	分类长度
185			旗七转至吴二联输油管线	同沟敷设	4.8	优先保护单元	吴起县优先保护单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	1.328
						重点管控单元	吴起县重点管控单元2	水环境城镇生活污染重点管控区	3.156
						优先保护单元	吴起县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.316
186			旗七转至吴二联注水管线		4.8	优先保护单元	吴起县优先保护单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	1.328
						重点管控单元	吴起县重点管控单元2	水环境城镇生活污染重点管控区	3.156
						优先保护单元	吴起县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.316
187			旗22增-旗七转集油管线	/	3.6	重点管控单元	吴起县重点管控单元2	水环境城镇生活污染重点管控区	2.917
						优先保护单元	吴起县优先保护单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.683
188			旗二注-旗20增注水干线	/	7.5	优先保护单元	吴起县优先保护单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	2.194
						一般管控单元	吴起县一般管控单元	无	2.841
						重点管控单元	吴起县重点管控单元2	水环境城镇生活污染重点管控区	2.465
189			吴二联-旗22增注水干线	/	12.5	优先保护单元	吴起县优先保护单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.285
						一般管控单元	吴起县一般管控单元	无	8.423
						重点管控单元	吴起县重点管控单元2	水环境城镇生活污染重点管控区	3.256

序号	区县	作业区	工程名称	备注	管线长度	管控单元分类	管控单元名称	要素细类	分类长度
						优先保护单元	吴起县二级国家级公益林	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.536
190			旗016-33至旗五转集油管线	/	6	优先保护单元	吴起县优先保护单元2	一般生态空间、一般生态空间-国家二级公益林	0.958
						一般管控单元	吴起县一般管控单元	无	3.813
						重点管控单元	吴起县重点管控单元2	水环境城镇生活污染重点管控区	1.229

③“一说明”：指的是依据“一图”和“一表”结果，论证建设项目符合性的说明。

根据一图一表分析可知，项目永久用地及临时占地均不占用生态红线。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，立即对临时占地进行植被恢复，并采取相应的水土保持措施，将有效降低项目工程引起的水土流失，维持项目所在地的生态功能。

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。管线综合考虑了地形、地质因素以及风险事故等因素，避开可能塌方和被洪水冲浸的地段，并避让生态保护红线以及村庄等人群居住地和建筑物，在确保管线和村庄之间距离满足《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2015）、《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）中相关规定后不可避免的占用国家二级公益林。环评要求占用二级国家公益林相关手续需满足《国家级公益林管理办法》（林资发〔2017〕34 号），管线施工过程中对于涉及二级国家公益林的线路进行局部调整，避让乔木，确实无法避让的采用人工开挖，避免因机械施工造成施工作业带内乔木被破坏。同时施工期结束后井场内在确保生产安全情况下进行植被恢复，开展植树和播撒草籽的方式进行生态恢复，可降低项目运营期对国家二级公益林的影响。对于管线临时占用基本农田，环评要求施工过程中尽可能选择田坎及农田与道路边界，施工时间安排在农作物收获后尽快施工，施工过程中表土单独堆放，分层回填。

1.2.3 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，本次评价以井场、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符合性分析见表 1.2-5~表 1.2-6。

表 1.2-5 项目与榆林市“一张图”控制线检测报告符合性分析一览表（井场）

控制线名称	本项目情况	采取措施
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	/

控制线名称	本项目情况	采取措施
林地规划分析	占用林地1.2029公顷、非林地7.4959公顷	办理林地手续
文物保护线分析	不涉及	/
城镇开发边界分析	不涉及	/
生态保护红线分析	不涉及	/
永久基本农田分析	不涉及	/
土地利用现状2021（三调）分析	占用交通运输用地0.0059公顷、工矿用地5.629公顷、耕地0.1742公顷、草地1.0801公顷、林地1.2029公顷、种植园用地0.3771公顷	办理相关用地手续

表 1.2-6　项目与榆林市“一张图”控制线检测报告符合性分析一览表（管线）

控制线名称	本项目情况	采取措施
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	林地22.8公顷、非林地80.5045公顷	占用相关手续需满足《国家级公益林管理办法》（林资发[2017]34号）、《中华人民共和国森林法实施条例》（2018年3月19日修改）、《建设项目使用林地审核审批管理规范》（林资规[2021]5号）等相关要求
文物保护线分析	不涉及	/
城镇开发边界分析	不涉及	/
生态保护红线分析	不涉及	/
永久基本农田分析	23.0369公顷	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。
土地利用现状2021（三调）分析	交通运输用地9.9069公顷、工矿用地4.7318公顷、住宅用地0.1637公顷、耕地32.758公顷、草地21.029公顷、林地22.8公顷、水域及水利设施用地1.0448公顷、种植园用地7.4264公顷、其他	管线施工期均为临时占地，施工结束后立即进行迹地恢复。本项目管线施工临时占用少量住宅用地，评价要求建设单位按规定办理用地手续，实际施工前应与自然资源部门对接，明确占用住宅用地的具体位置，进行局部改线，避让住宅用地。

控制线名称	本项目情况	采取措施
	土地1.0521公顷、特殊用地0.3925公顷、公共管理与公共服务用地0.1196公顷	

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、基本农田和城镇开发边界，本项目管线主要是配套扩建井场的，井场位置已定，因此无法避让施工临时占地不可避免占用少量永久基本农田。

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。

根据“一张图”检测结果，本项目部分管线施工临时占用住宅用地，均为农村宅基地，工程选线阶段已对途径村庄居民进行了避让，实际施工前应与自然资源部门对接，明确占用宅基地的具体位置，进行局部改线，避让住宅用地。

综上所述，项目管线临时占地占用永久基本农田符合相关要求，本次评价要求建设单位对于临时占用永久基本农田及时办理相关用地手续，施工结束后及时按照要求恢复种植。

1.2.4 与相关规划、政策符合性分析

（1）与国家和地方相关规划的相符性分析

表 1.2-7　本项目与国家和地方相关规划的相符性分析表

序号	相关规划	规划要求	本项目情况	符合性
1	“十四五”现代能源体系规划	第三章 增强能源供应链稳定性和安全性 六、强化战略安全保障 增强油气供应能力加大国内油气勘探开发，坚持常非并举、海陆并重，强化重点盆地和海域油气基础地质调查和勘探，夯实资源接续基础。加快推进储量动用，抓好已开发油	本项目属于油田滚动开发项目，项目的实施有利于完成石油产量达标任务。	符合

序号	相关规划	规划要求	本项目情况	符合性
		田“控递减”和“提高采收率”，推动老油气田稳产，加大新区产能建设力度，保障持续稳产增产。		
2	甲烷排放控制行动方案	二、总体要求 （三）主要目标 “十五五”期间，甲烷排放控制政策、技术和标准体系进一步完善，甲烷排放统计核算、监测监管等基础能力明显提升，甲烷排放控制能力和管理水平有效提高。……此后，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。 三、重点任务 （一）加强甲烷排放监测、核算、报告和核查体系建设。 2.研究建立甲烷排放核算、报告和核查制度。研究推进建立重点行业企业甲烷排放核算和报告制度，推动煤矿、油气田、养殖场、垃圾填埋场以及污水处理厂等大型排放源定期报告甲烷排放数据。结合国家和省级温室气体清单编制工作，逐步实现甲烷排放常态化核算。组织开展数据核查、抽查和现场检查工作，稳步提升甲烷排放数据质量。 （二）推进能源领域甲烷排放控制。 4.强化甲烷综合利用。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。……到2030年，油田伴生气集气率达到国际先进水平。 5.推广应用泄漏检测与修复技术。探索逐步完善油气领域泄漏检测与修复技术规范体系，推动全产业链泄漏检测与修复常态化应用。加强管线先进维检修技术、设备的研究与应用，有效提升甲烷泄漏控制能力。 6.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。 （五）强化污染物与甲烷协同控制。	长庆油田分公司已建立核算体系：制定《甲烷排放核算技术指南》，采用IPCC方法学结合油田实际开发本地化核算模型建立"区块-厂-公司"三级排放台账，实现单井、单站甲烷排放精准统计； 构建监测网络体系：在3万多公里集输管网安装智能阴极保护桩、应力监测设备，开展超声导波检测·应用无人机+红外热成像技术，对油气站场进行定期泄漏巡检； 维检修技术升级：采用带压堵漏、在线修复等先进技术，减少因设备检修导致的甲烷排放推广管道内检测机器人，实现不停车检测与修复	符合

序号	相关规划	规划要求	本项目情况	符合性
		13.优化协同治理技术路线。制定重点领域污染物与甲烷协同控制技术指南。推进油气开采领域使用烃蒸汽回收利用、作业密闭化改造、安全氧化燃烧等一体化控制技术。推广畜禽养殖粪污固液分离、分质处理、深施还田治理工艺。推广使用高浓度有机工业废水高效产甲烷技术并配套高效处理技术。 （七）强化污染物与甲烷协同控制。 17.建立完善技术标准体系。适时进一步完善煤矿瓦斯、油气甲烷泄漏的甲烷排放标准，严格甲烷排放控制要求。……制修订甲烷排放监测、核算、报告、核查等技术规范，完善甲烷利用项目温室气体减排量核算方法，及时更新缺省排放因子。		
3	地下水管理条例	第二十一条取用地下水的单位和个人应当遵守取水总量控制和定额管理要求，使用先进节约用水技术、工艺和设备，采取循环用水、综合利用及废水处理回用等措施，实施技术改造，降低用水消耗。 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。 已经开采的，除前款规定的情形外，有关县级以上地方人民政府应当采取禁止开采、限制开采措施，逐步实现全面禁止开采；前款规定的情形消除后，应当立即停止取用地下水。	本项目不新建水源井，生活用水供水主要依托现有生活供水设施供应，由作业区定期用罐车拉运供给站场使用；回注水水源部分为水源井清水，随着油田逐渐开采，含水率逐渐升高，水源井清水回注比例逐渐降低，即地下水开采比例逐渐降低。	符合
4	黄河流域生态环境保护规划	提升危险废物收集处置能力。推动危险废物分类收集专业化、规模化，以主要产业基地为重点，布局危险废物集中利用处置设施，鼓励建设区域性特殊危险废物收集、贮存和利用处置设施。	采油三厂设置有相应的危废暂存设施，收集产建工程产生的危险废物，区域内有较为完善的危险废物集中利用处置设施，符合规划要求。	符合
		油气开采油泥堆放场等废物收集、贮存、处理处置设施，按照有关要	本项目设置了分区防渗措施，提高了	符合

序号	相关规划	规划要求	本项目情况	符合性
		求采取防渗措施，防止采出水回注对地下水造成污染。	危险废物暂存能力，符合规划要求。	
		全面实行排污许可制。依法全面实施排污许可管理制度，严格落实排污许可“一证式”管理，完善企业台账管理、自行监测、执行报告等制度，引导企业持证排污、按证排污，推动环评、总量控制、统计、执法等相关制度与排污许可制度的全联动。积极构建以排污许可制为核心的固定污染源监管制度体系。	长庆油田分公司第三采油厂以作业区为单位申请了排污许可证，企业建立了台账管理、自行监测、执行报告等制度，符合规划要求。	符合
5	陕西省黄河流域生态保护和高质量发展规划	推动能源结构绿色发展。坚持生态优先、绿色发展，……根据水资源和生态环境承载力，优化常规与非常规能源开发布局，推动榆林、延安、彬长等重要能源基地高质量发展。……加大石油、天然气勘探力度，稳步推动煤层气、页岩气等非常规油气资源开采利用。	本项目属于油田滚动开发项目，项目实施有利于推动陕北地区重要能源基地高质量发展，促进石油持续稳产。	符合
		强化矿产资源开发管控。……强化矿山开发固体废弃物、尾矿和废水利用，提高矿山开发废弃物资源化利用水平。落实绿色矿山建设标准和评价制度，构建绿色矿山建设长效机制……	本项目采取泥浆不落地等措施，在钻井前配备钻井泥浆岩屑地上移动式收集设施和分离设施，对钻井泥浆岩屑进行不落地收集，并委托钻井废弃物处置单位妥善处置，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%。项目钻井过程中产生的钻井废水、压裂返排液循环利用，无法利用部分全部收集入罐，运输车辆转移至有就近的措施返排液处理站处理；采出水依托现有站场采出水处理系统处理达标后回注地层，不外排。	符合
		逐步管控地下水环境风险。……探索地下水污染风险管控试点。试点	采出水回注井建设严格按照相关规范要求进行固井；回	符合

序号	相关规划	规划要求	本项目情况	符合性
		开展工业集聚区、油气田注井地下水污染防治。	注井投入使用后，建立回注系统操作规程，记录注水量、水质、泵压变化情况，定期对回注井进行巡检。建设单位正逐步在开发区域内按照要求完善监测井设置，对地下水进行日常监控。	
		重点开展矿区生态治理修复。……重点实施矿区地质环境治理、地形地貌重塑、植被重建等生态修复和土壤、水体污染治理工程……	本项目井场采用丛式井、水平井设计，并充分利用现有井场加密布井，减少了工程占地对开发区域内植被的破坏。施工结束后通过实施植被和生态恢复措施，可降低临时占地对生态环境的影响。	符合
6	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	第十二章提升能源产业高端化水平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。专栏6（二）有序推动中石油长庆油田、延长石油在陕区块勘探开发。	本项目属于陕北油田，是“规划”中要加大开发力度的区块。	符合
7	陕西省“十四五”生态环境保护规划	第三章第二节调整结构强化领域绿色低碳发展提升能源结构清洁低碳水平。加快电源结构调整和布局化，新增用电需求主要通过新能源电力保障，减少煤电占比。按照煤炭集中使用、清洁利用原则，重点削减小型燃煤锅炉、民用散煤与农业用煤消费量，对以煤、石焦、渣油、重油等为燃料的锅炉和工业炉窑，加快使用清洁低碳能源以及工厂余热、电力热力等进行替代。	本项目实施后有利于减少煤电使用占比，加快使用清洁低碳能源进行替代。	符合
8	榆林市经济社会发展总体规	第四章产业发展第一节主导产业（三）油气按照多元开发、企地共赢的发展模式，加快重点产区建	本项目属于油气开发项目，位于靖边县、志丹县和吴起	符合

序号	相关规划	规划要求	本项目情况	符合性
	划（2016-2030年）	设，推进油气勘探开发，推广CO_2驱油等新技术，提高油气采收率。加快天然气干线管网建设，形成覆盖市域的管网体系，全面完成“气化榆林”二期工程。逐步提高天然气消费比重，坚持增加供应与提高能效相结合，加强供气设施建设，有序拓展燃气应用。	县属于陕北地区重点产区。	
9	《陕西省矿产资源总体规划》（2021~2025）	规划目标：以秦岭造山带、鄂尔多斯盆地为重点，打造一山一盆多区带的勘查空间布局，战略性金属非金属矿产保障能力有所提高，油气、煤炭、地热等能源资源保障地位得到巩固；以能源资源基地、国家规划矿区为重点，优化三区六片多集群的开发空间结构，优先保障陕北、关中、陕南战略性矿产开发，科技创新驱动矿产资源利用效率稳步提升；以国土空间“三条控制线”和自然保护地为前提，构建三线两域多屏障的保护空间格局，筑牢秦岭区域、黄河流域等重要生态屏障，矿山生态环境持续好转。	项目处于鄂尔多斯盆地，属于陕北油气能源开发，属于总体规划确定的开发重点。	符合
10	《陕西省矿产资源总体规划》（2021~2025）环境影响报告书及其审查意见	（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。	本项目井场等永久占地选址不涉及生态保护红线、永久基本农田、自然保护区等依法禁止开发的区域，对生态环境敏感区域进行了避让。本项目在现有工程开发布局的基础上，优化了本次项目的总体布局，报告书提出了严格的生态保护与修复措施，推动生态环境保护与矿产资源开发目标同步实现。	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	通过三线一单及榆林市多规合一核对，井场等永久占地选址不涉及生态保护红线、自然保护地和饮用水源保护区等，满足生态保护红线管控高要	符合

序号	相关规划	规划要求	本项目情况	符合性
		自然保护地和饮用水水源保护区管控要求。	求，符合自然保护地和饮用水水源保护区管控要求。	
		（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。	本项目为石油采矿项目，符合国家产业政策，属于鼓励类项目，不属于禁止、限制开采的矿山种类。	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。	根据陕西省、榆林市及延安市生态环境分区管控方案、生态环境保护规划等新要求，项目建设符合国家和地方相关产业政策，《陕西省国家重点生态功能区产业准入负面清单（试行）》未针对定边县制定相关产业准入负面清单规定；本项目不占用《榆林市空间开发负面清单》中明确禁止开发的空间地域单元，符合榆林市及延安市生态环境分区管控方案要求	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。	建设单位按要求编制了《矿山地质环境保护与土地复垦方案》《水土保持方案》及《生态环境治理方案》，本报告书对生态修复也提出了相应指标要求，项目实施过程中需按照相关文件的要求落实	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能区水质保护及改善要求、土壤污染防治目标等，推进重	报告书按要求对生态、地下水、土壤等环境要素制定了长期监测计划	符合

序号	相关规划	规划要求	本项目情况	符合性
		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。		
11	《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，位于靖边县、志丹县、吴起县区域。本工程的建设有利于区域石油产能的增长。	符合
12	《延安市生态环境保护“十四五”规划（2021~2025年）》	加强油煤气环境风险防控。强化油煤气开采污染源专项治理和风险全过程管控，对采油、输油、炼油和危废处置单位及附近重点河流湖库、集中式饮用水水源地等环境风险敏感点土壤和地下水监测以及隐患排查整治。长庆油田、延长石油等油煤气企业要及时修订突发环境事件应急预案，制定完善重点风险源专项突发环境事件应急预案，加大应急物资贮备，加强突发环境事件应急演练。北洛河、清涧河、延河设置关键性拦截设施，配套建设突发事故预警预报系统。加强对输油气管线检测报告制度，及时更换达到使用年限或老化输油气管线，充分运用现代化手段加强管线巡查，坚决遏制油气管道泄漏导致的突发环境污染事件发生。	长庆油田第三采油厂已建立环境风险防控体系，已在采区河流上设置关键性拦截设施并配套建设突发事故预警预报系统。本项目项目建设完成后各作业区应急预案管理体系，制定定期巡检、巡线等制度，及时发现隐患，及时治理。	符合
		四、加强温室气体控制，积极应对气候变化 五、（一）强化温室气体排放控制管理体系建设试点开展石油、天然气、煤炭开采等重点行业甲烷排放监测。实施瓦斯资源综合开发利用战略，开展煤层气甲烷、油气系统甲烷控制工作。	本项目管道采用油气混输工艺，伴生气可回收用于站场加热炉燃料，油气密闭集输可有效控制伴生气（甲烷）排放。 评价要求采油厂应根据地方生态环境部门管理要求适时	符合

序号	相关规划	规划要求	本项目情况	符合性
			增加对甲烷的监测要求。	
13	延安市矿产资源总体规划（2021~2025年）	三、规划目标（1）2025年目标：…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。…	本项目为石油开采，属于规划目标里的矿产资源种类。	符合
		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。	本项目属于石油开采，不新建矿山。位于陕北丘陵沟壑重点治理区，开发过程中采取工程措施和植物措施维护属地生态功能，减少水土流失。根据“三线一单”比对结果，具体产建工程符合各管控单元要求。	符合
		技术准入：严格执行中省关于矿产资源节约综合利用和产业结构调整鼓励、限制、淘汰、禁止等规定要求。积极开展科技创新，矿山企业应保障科技创新的资金投入，为加强矿产资源保护，提高资源开采效率，实现资源开发与环境保护并行。	本项目为石油开采项目，属于鼓励类，项目建设中资源开发与环境保护并重。	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

为了合理开发石油天然气资源，防止环境污染和生态破坏，加强环境风险防范，促进石油天然气开采业技术进步，2012 年环保部颁布了《石油天然气开采业污染防治技术政策》，根据对比分析，本项目总体符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》要求。具体分析情况见表 1.2-8。

表 1.2-8 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》相符性分析

序号	政策要求	本项目情况项目	符合性
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	①本项目施工期钻井废水综合回用率≥90%，运行期生产废水经处理后回注；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，评价也提出了	符合

序号	政策要求	本项目情况项目	符合性
	特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。	严格、可行的污染防治措施，在严格执行的情况下可以避免重大事故的发生。	
2	①石油天然气开采要坚持油气开发与环境保护并举，油油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本项目清洁生产总体达到国内先进水平，多方面发展了“减量化、再使用、再循环”的循环经济，拟采取成熟有效的污染防治和生态保护措施。	符合
3	在环境敏感区进行石油天然气勘探、开采的，要在开发前对生态、环境影响进行充分论证，并严格执行环境影响评价文件的要求，积极采取缓解生态、环境破坏的措施。	评价对本项目所在地环境敏感性进行了充分的论证，本评价要求建设单位严格执行环评文件“第6章节及第8章节”提出的各项环保措施及生态防护与恢复措施。	符合
二、清洁生产			
4	油油田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。	建设单位对油田的开采进行了总体规划，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
5	油油田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油油田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油油田化学剂，鼓励使用无毒油油田化学剂。	本项目在钻井过程中使用无毒无害的钻井液，不含放射性和重金属材料，属于无毒化学试剂。	符合
6	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。	本项目拟采用可回收钻井液体系，钻井液循环率可达到95%以上，钻井过程产生的废水通过配置泥浆循环利用。	符合
7	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%。	本项目采用可回收无毒的压裂液体系，钻井井场设压裂液回收装置，对压裂返排液进行回收，现场处置后循环使用，少量压裂返排液经措施返排液处理站处理后回注，不外排。	符合
8	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。	本项目油气集输采取密闭集输，管输率为100%，最大限度的减少了烃类气体的排放。	符合
三、生态保护			
9	油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。	本项目以丛式井组居多，并采用水平井、直立井等钻井技术，减少了污染物的产生和占地。	符合
10	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，加强对油油田地下水水质	①建设单位已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本项目采用标准化井场设计，有较好的污染防治作用；③本次评价要求建设单位设置地下水跟	符合

序号	政策要求	本项目情况项目	符合性
	的监控，防止回注过程对地下水造成污染。	踪监测井，对井区的地下水进行日常监测，防止对地下水造成污染。	
四、污染治理			
11	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，未回注的油油田采出水宜采用混凝气浮和生化处理相结合的方式。	钻井废水用于新钻井的泥浆配制，循环利用，钻井结束后拉运至废水处理站处理后回注不外排；管道试压废水经临近的废水处理系统处理达标后回注；施工废水经临时沉淀池沉淀后回用或用于洒水降尘。	符合
五、鼓励研发的新技术			
12	废弃钻井液、井下作业废液及含油污泥资源化利用和无害化处置技术，石油污染物的快速降解技术，受污染土壤、地下水的修复技术。	本项目产生的废弃钻井液及井下作业废液拟采取相应的资源化利用和无害化处置技术。	符合
六、运行管理与风险防范			
13	油油田企业应制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系。	长庆油田分公司第三采油厂已建立了完善的环境管理体系。	符合
14	在开发过程中，企业应加强油油井套管的检测和维护，防止油气泄漏污染地下水。	建设单位加强井场监控、集输管线巡线，定期用检测仪器对管线管壁的厚度进行减薄测试，壁厚低于规定要求管段应及时更换，定期检查截断阀、安全阀等管道安全防护系统，使管道在超压时能够得到安全处理，进一步防止油气泄漏污染地下水。	符合
15	油油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
16	油油田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别，制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。应开展特征污染物监测工作，采取环境风险防范和应急措施，防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故。	建设单位已建立了完善的环境污染事故发生应急预案、消除事故隐患的措施及应急处理办法，并定期演练。	符合

（3）与《陕西省煤炭石油天然气开发生态环境保护条例》相符性分析

表 1.2-9 与《陕西省煤炭石油天然气开发生态环境保护条例》相符性分析

序号	条例内容	本项目情况	符合性
1	天然气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	建设单位已建立健全企业生态环境保护责任制，项目采用的技术、设备均为行业先进水平，并依法缴纳环境保护税、	符合

序号	条例内容	本项目情况	符合性
	担治理修复和生态环境损害赔偿责任。天然气开发单位应当依法缴纳环境保护税、资源税和水土保持补偿费、森林植被恢复费等。	资源税和水土保持补偿费、森林植被恢复费等。	
2	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。	本工程不涉及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。	符合
3	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。禁 止采用国家和本省明令淘汰的落后技术、工艺和设备进行煤炭、石油、天然气开发。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。	项目采用的技术、设备均为国内先进水平，建设单位将实行清洁生产，按照绿色矿山标准进行建设、开采，建设清洁文明井场。	符合
4	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。	项目钻井过程中产生的钻井废水暂存于移动式废水罐中用于新钻井的泥浆配制，循环利用，钻井结束后拉运至废水处理站处理后回注不外排；开采过程中产生的压裂液返排液处理后回用，少量返排液送措施返排液处理站处理，达标后全部回注。	符合
5	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。	项目废钻井泥浆、岩屑配备收集设施，进行不落地收集，在井下作业完成后，由专用运输车辆统一转移至有资质单位处置。	符合
6	天然油井选点测试放喷，应当综合考虑气候、风向、安全等因素合理选点，远离居民区和建筑物，排出的气体应当点燃焚烧。	建设单位严格按照要求进行油井选点测试，排出的气体燃焚烧项目废气均达标排放。	符合
7	天然气开发单位应当加强危险废物的管理。危险废物收集、运输、处置，必须符合国家有关规定；不具备处置条件的，应当交有资质的单位处置。	项目危险废物收集后暂存于临时储存点，最终交由有资质单位处置。	符合
8	煤炭、石油、天然气开发单位应当开展突发环境事件风险评估，确定风险等级；制定突发环境事件应急预案，按照规定报县级生态环境、应急管理行政主	评价要求第三采油厂将本项目纳入现有应急预案体系中，按要求修编突发环境事件应急预案，并报主管部门备案。	符合

序号	条例内容	本项目情况	符合性
	管部 门备案；完善突发环境事件风险防控措施，开展环境安全隐患排查治理工作，建立隐患排查治理档案；定期开展应急培训和应急演练，储备必要的环境应急装备和物资，并保证应急所用的设施、设备正常使用。		

（4）本项目与清洁文明井场建设相符性分析

本项目与《陕北油气开采清洁文明井场验收标准》（陕环发〔2016〕31 号）相符性分析见表 1.2-10。

表 1.2-10 清洁文明井场建设相符性分析

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，杜绝污染物乱推乱放。	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）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》相符性分析见表 1.2-11。

表 1.2-11 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》符合性分析

序号	相关要求（摘要）	本项目情况	符合性
1	（四）油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。	2026年产建工程以区块为单位进行评价，评价内容包括新建采油井、注水井、管线等配套工程。报告将施工期、运行期大气、地下水、生态等要素环境影响和污染防治措施可行性作为评价重点。对现有工程影响进行了回顾性评价，针对现有工程存在的问题提出“以新带老”措施。对依托工程进行了依托可行性分析。	符合
2	（八）涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。相关部门及油气企业应当加强采出水等污水回注的研究，重点关注回注井井位合理性、过程控制有效性、风险防控系统性等，提出从源头到末端的全过程生态环境保护及风险防控措施、监控要求。建设项目环评文件中应当包含钻井液、压裂液中重金属等有毒有害物质的相关信息，涉及商业秘密、技术秘密等情形的除外。	本项目回注用水为处理后的油田采出水和措施返排液。报告对回注的可行性进行了分析，从源头防控、过程控制、分区防渗等方面提出了地下水污染防治措施。制定了运行期地下水监测计划。油田开发过程中需要向油层注水以驱替原油。因此，本项目中利用达标油田采出水和压裂返排液回注油层不仅是为了满足生产用水需要，且有利于节约地下水资源，不是以排放为目的，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》（HJ 349—2023），本项目回注层为含油层，作为工艺用水回注执行碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5239—2022）。 项目中采出水回注井建设严格按照《常规修井作业规程第3部分油气井压井、替喷、诱喷》（SYT 5587.3-2013）的要求进行固井；第四系与	符合

序号	相关要求（摘要）	本项目情况	符合性
		白垩系井段建设时，严格依据设计进行钻井液配置；一开揭穿第四系与白垩系；下表套外用水泥封固后，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；回注井投入使用后，建立回注系统操作规程，记录注水量、泵压变化情况，定期对回注井进行一次巡检。报告中明确了钻井液和压裂液的主要成分，钻井过程中选取无毒无害水基钻井液体系，钻井液、压裂液不含高毒性、持久性、蓄积性等化学物质，均属于无毒或可生物降解物质，由于涉及商业秘密，未给出具体药剂具体组分。上述关于项目的具体情况符合通知要求。	
3	（九）油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。相关部门及油气企业应当加强固体废物处置的研究，重点关注固体废物产生类型、主要污染因子及潜在环境影响，分别提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理要求，促进固体废物合理利用和妥善处置。	本项目钻井过程采用水基泥浆，含油岩屑等危险废物与一般固废分类收集处置，符合管理要求。第三采油厂自建有危废暂存点，可用于钻井和运行过程中危险废物暂存。环评报告结合各固体废物的性质、产生量和产生环节分析了其环境影响，明确了处理措施，论证了措施的可行性。以上内容符合通知要求。	符合
4	（十）陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放。……。井场加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足	本项目新扩井场均采用管道油气集输，可有效减少伴生气的挥发。本项目伴生气依托现有伴生气回收系统进行回收，项目不新建加热炉，并加强环境管理，确保各项污染物达标排放，对空气环境影响较小。	符合

序号	相关要求（摘要）	本项目情况	符合性
	国家和地方大气污染物排放标准要求。		
5	（十一）施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施。	项目井场采用丛式井方式部署，从设计上减少工程占地。施工结束后通过实施植被和生态恢复措施，可降低对生态环境的影响。钻井过程中柴油机采用高标号低硫柴油，减少废气排放。工程选址选线远离居民集中区，施工过程采用低噪设备，可有效避免噪声影响。	符合
6	（十二）陆地油气长输管道项目，原则上应当单独编制环评文件。油气长输管道及油气田内部集输管道应当优先避让环境敏感区，并从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面进行深入论证。高度关注项目安全事故带来的环境风险，尽量远离沿线居民。	项目所有管线工程均为内部集输管线，不涉及环境敏感区，并远离居民集中区。	符合
7	（十三）油气储存项目，选址尽量远离环境敏感区。加强甲烷及挥发性有机物的泄漏检测，落实地下水污染防治和跟踪监测要求，采取有效措施做好环境风险防范与环境应急管理。	本项目不新建储油设施，不新建站场。项目制定了运行期地下水跟踪监测计划。	符合
8	（十四）油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案。……	第三采油厂制定采油厂、作业区、站场相应级别突发环境事件应急预案，并按规定报生态环境主管部门备案。各生产单位结合各自特点定期开展应急演练。运行期对集输管线和站场储油设施定期开展巡查巡线，检测维修。	符合

（6）与《关于印发石油天然气开采等四个行业建设项目环境影响评价文件审批要点（试行）的通知》相符性分析

项目与《关于印发石油天然气开采等四个行业建设项目环境影响评价文件审批要点（试行）的通知》（陕环办发〔2020〕34 号）的符合性分析见表 1.2-12。

表 1.2-12 与《关于印发石油天然气开采等四个行业建设项目环境影响评价文件审批要点（试行）的通知》符合性分析

序号	政策要求	本项目情况	符合性
1	项目应符合生态环境保护相关法律法规和政策，符合“三线一单”要求，并与环境功能区划、生态环境保护规划等规划相协调。	本项目与生态环境保护相关法律法规和政策、“三线一单”、环境功能区划、生态环境保护规划等都进行了符合性分析	符合
2	项目选址应符合区域油气开采总体规划、规划环评及其审查意见等相关要求。禁止在居民区和国务院或者省人民政府划定的重要水源涵养区、饮用水水源保护区，国家公园，自然保护区，风景名胜区、森林公园、地质公园、湿地公园等自然公园、文物保护单位等区域内进行石油、天然气开发。	项目在已建油区内建设。场站选址不涉及居民区、重要水源涵养区、饮用水水源保护区，国家公园，自然保护区，风景名胜区、森林公园、地质公园、湿地公园等自然公园、文物保护单位等环境敏感区。	符合
3	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）。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。	本次评价以靖边郝坨梁作业区、盘古梁作业区、五一区、五二区、虎狼峁作业区、新寨作业区六个作业区为单位开展环境影响评价，且编写现有工程概况章节，对现有工程环境影响进行了回顾性评价。	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。	本项目产生的废弃钻井泥浆岩屑经收集后送指定的油（气）开采废弃物集中处置场所处置。	符合
5	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。	本项目生产采用密闭集输工艺，减少无组织挥发性有机物的排放。	符合
6	油气开采企业应对地下水、生态、土壤等开展长期跟踪监测。	本次评价已提出跟踪监测要求。	符合
7	污染物排放总量应满足国家和地方的总量控制指标要求，有明确的总量来源。	本项目不新增加热炉，项目井场采用密闭管道集输系统，降低非甲烷总烃的排放；项目采出水经处理后全部回用，项目污染物排放总量较小，能够满足满足国家和地方的总量控制指标要求。	符合
8	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。	项目选用低噪声设备，并采取基础减振措施。	符合
9	提出合理的环境风险应急预案编制要求和有效的环境风险防范及应急措施。	本次评价要求建设单位将本项目纳入现有突发环境应急预案体系，按要求修编突发环境事件应急预案，并报主管部门备案。	符合

序号	政策要求	本项目情况	符合性
10	开展了信息公开和公众参与，公众参与内容、格式、程序满足《环境影响评价公众参与办法》要求。	本项目按《环境影响评价公众参与办法》要求开展了信息公开和公众参与。	符合

（7）与《陆上石油天然气开采钻井废物处置污染控制技术要求》符合性分析

项目与《陆上石油天然气开采钻井废物处置污染控制技术要求》（国家能源局 SY/T 7298-2016）的符合性分析见表 1.2-13。

表 1.2-13 项目与《陆上石油天然气开采钻井废物处置污染控制技术要求》符合性分析

政策要求			本项目情况	相符性
四、污染控制要求	一般要求	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。	本项目钻井过程中采用移动式泥浆罐，钻井结束后，废弃泥浆经压滤后与岩屑一并拉运至集中处置场处置；井下作业时采用“铺设作业、带罐上岗”的模式，落地油的回收率达到100%。	符合
		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，废弃泥浆、岩屑一并拉运至集中处置场处置。	符合
		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。对油基钻井液体系钻井废物应采用萃取、脱附等方法实施钻井液或油的回收，优先考虑钻井液的回收。	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
		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防渗布进行地面防渗，井场内不开挖泥浆池，废弃泥浆和岩屑采用移动式泥浆罐。	符合
		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，废水拉运至措施返排液处理站处理后回注油层，废弃泥浆、岩屑集中处置，符合相关规定要求。	符合
	收集和贮存及运输	对钻井废物宜采取现场不落地收集措施。	本项目采取了泥浆不落地工艺。	符合
		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。	本项目废弃泥浆采取移动式泥浆罐，可以利用的部分循环利用，无法利用的泥浆压滤后与岩屑一并拉运至集中处置场。	符合
		危险钻井废物的贮存应符合GB18597和HJ 2025的要求，回收	钻井过程中地面敷设防渗布，落地油100%回收；设置废润滑油收	符合

政策要求			本项目情况	相符性
		废矿物油还应符合HJ607 的规定。	集桶，定期交有资质单位回收处理后再利用。	
		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。	废弃钻井泥浆不在站内贮存。	符合

（8）与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》符合性分析

项目与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》符合性分析见表1.2-14。

表 1.2-14　项目与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》符合性分析

政策要求			本项目	相符性
矿区环境	矿区容貌	矿区按生产区、管理区、生活区等功能分区，各功能区符合GB 50187的规定，建立管理机构，制订管理制度，运行有序、管理规范。	采油厂下设作业区、井区，实行分级管理、分区域管理。站场规划布局合理，站场平面布置符合GB 50187规定，站内生产区和办公区分隔，设独立生活保障设施。	符合
		矿区地面道路、供水、供电、卫生、环保等基础配套设施完善，道路平整规范，标识清晰、标牌统一。在生产区设置操作提示牌、说明牌、线路示意图牌等标牌，标牌符合GB/T 13306的规定。	开发作业范围内有完善的辅助和公用工程配套。站场视觉形象符合中石油集团公司规范要求，站场生产区设置操作提示牌、说明牌、线路示意图牌等标牌，标牌符合GB/T 13306的规定。	符合
		执行各类废弃物管理制度。固体废弃物按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》规范堆放综合利用和处置；矿区废液污物按照《中华人民共和国水污染环境防治法》规范存储和处置。	开发过程中固体废物根据性质分类收集、分类处置。钻井废水、措施返排液、采出水、生活污水等废水分质分类处理。	符合
		矿区油气生产、储运过程安全有序，按照AQ 2012安全规程执行；在需警示安全的区域设置安全标志,，警示标志设置符合GB 14161、SY 6355的规定。	对油气生产、储运全过程需进行远程管理，符合Q2012安全规程；站内需警示安全的区域设置安全标志,，警示标志设置符合GB 14161、SY 6355的规定。	符合
	矿区绿化	因地制宜绿化矿区，绿化应与周边自然环境和景观相协调，绿化植物搭配合理。	管线临时占地在施工结束后全部进行植被恢复，井、站场可绿化面积100%进行植被恢复。绿化植物选择当地常规物种。	符合
资源开发方式	绿色开发	应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备。	本项目采用勘探、开发一体化的滚动开发方案，推广使用成熟、先进的技术装备。项目开采工艺采用清洁生产工艺。	符合

政策要求			本项目	相符性
		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。	井场采用水平井、丛式井、多分支井等定向钻井方式；站场采用标准化、橇装化设计；增压点与井场合建设计；油气水管线采用同沟敷设工艺，降低了工程总占地面积。	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。	采用环境友好绿色钻井液体系，配备完善固控系统，强化承包商监管，井控工作要求符合率100%。	符合
		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。	采出水回注井建设严格按照《常规修井作业规程第3部分：油气井压井、替喷、诱喷》（SY/T 5587.3-2013）的要求进行固井；第四系与白垩系井段建设时，严格依据设计进行钻井液配置；一开揭穿第四系与白垩系；下表套外用水泥封固后，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；回注井投入使用后，建立回注系统操作规程，记录注水量、水质、泵压变化情况，定期对回注井进行巡检。	符合
	绿色开发	既有项目应依据开发动态情况及时调整开发方案，适时进行工艺技术革新改造。	环评要求建设单位适时进行工艺技术革新改造。	符合
	采收率要求	原油开采基于原油性质、储层岩性、物性等条件，年度动态法标定的采收率应达到SY/T 5367标准中确定的不同类型油藏对应的采收率最低指标要求	本项目属于超低渗透资源开发，采收率达到SY/T 5367标准中确定的采收率最低指标要求。	符合
	矿区生态环境保护	应按照矿山地质环境保护与土地复垦方案进行地质环境治理和土地复垦。具体要求如下： a）矿区井场、联合处理站等相关站场址、矿区专用道路等生态环境保护与恢复治理符合HJ 651的规定。 b）矿区压占和损毁土地、相关站场址结余用地、功能废弃地等，应及时按TD/T 1036 的要求开展土地复垦，复垦率100%。	按要求对退役井场和站场土地进行环境治理和土地复垦。复垦率达到100%。	符合
		应对矿区及周边生态环境进行监测监控，积极配合属地政府环境保护部门的工作。	对矿区及油田开发工程定期开展现状监测，积极配合属地政府生态环境主管部门的工作。	符合
资源综	共伴生资源利用	油田伴生气综合利用率最低指标要求：中高渗油藏不低于90%，低渗-特低渗油藏不低于70%。	井口采用定压阀回收套管气，伴生气综合利用率为99.8%。	符合

政策要求			本项目	相符性
合利用	废物处置及利用	油气生产过程中产生的废液、废气、固体废物应建档分类管理，并清洁化、无害化处置，处置率应达到100%。	废水、废气达标排放率100%，固体废物合规处置率100%。	符合
		油气生产过程中的采出水应清洁处理后循环利用；不能循环利用的，应达标排放、回注或采取其它有效利用方式。	采出水处理达标后作为工艺用水回注油层驱替原油，不排放。	符合
		油气开采过程中产生的落地原油，应及时全部回收。	油气开发和措施作业过程中采用“铺设作业、带罐上岗”作业模式，落地油全部收集回收。	符合
		油气开采过程中产生的含油污泥。采取技术措施进行原油回收处理和利用，处理后固体物含油率低于2%，并按5.2.3要求进行处置。	含油污泥收集后集中暂存，委托有危险废物处置资质单位进行处置。	符合
节能减排	污物减排	油气生产过程中应采取有效的污染防治措施，全面实施清洁生产，从源头减少污染物的产生。	油气生产过程中应采取有效的污染防治措施，全面实施清洁生产，从源头减少污染物的产生。	符合
		矿区COD（化学需氧量）、氨氮化合物、二氧化碳、二氧化硫和氮氧化合物等排放应符合批复环评报告中指标要求，排放总量低于国家和地方环保主管部门下达的总量限值。	项目不涉及COD、氨氮总量控制指标，SO_2和NO_x排放总量满足总量指标要求。	符合
科技创新与信息化		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。建立场站区监控系统，实时采集流量、压力、液位、可燃气体浓度等信息，录入生产运行中人工化验或记录数据，进行系统化实时监控管理。利用人工智能、网络信息等技术，实现对油气田矿区经营、生产决策、环境监测治理、设备控制和安全生产的信息化管理	建设单位已建立监控平台；场站区设置监控系统，进行系统化实时监控管理；建设单位利用人工智能、网络信息等技术，实现对油气田相关信息化管理。符合规范内容。	符合

（9）与压裂返排液相关政策符合性分析

项目与《油气田压裂返排液处理技术规范》（DB 61/T 1583-2022）符合性分析见表 1.2-15。

表 1.2-15 项目与《油气田压裂返排液处理技术规范》符合性分析

政策要求		本项目	相符性
1	5.1压裂返排液应采用专用储存罐收集和贮存。 5.2储存罐应不渗漏，宜设防雨措施。 5.3储存罐内贮存量不应超过其容积的80%。	本项目井场压裂返排液采用密闭储存罐不落地收集后采	符合

政策要求		本项目	相符性
	5.4压裂返排液应实时收集、实现不落地贮存。	用密闭罐车外运至措施返排液处理站处理。	
2	6.1压裂返排液运输方式应根据压裂返排液量、水质和区域地质条件综合分析后确定，可采用罐车运输或管道输送。具体要求按照NB/T 14002.3的规定执行。 6.2采用罐车运输时，罐车应按照GB18564.1的规定执行。 6.3采用管道输送应按照NB/T 14002.3的规定执行。 6.4压裂返排液装卸时应做好泄漏或洒落的防护措施。		符合
3	7.1压裂施工结束后，压裂返排液宜采用撬装化、模块化的设备在井场进行实时处理。无法实现井场实时处理的，应设置储存罐实时收集并及时转运至具有资质的处理厂处理处置。 7.2处理后的压裂返排液应优先配制压裂液或钻井液。配制压裂液技术指标应按照SY/T 7627的规定执行。配制钻井液技术指标应按照SY/T 7377 的规定执行。 7.3无法循环利用配制压裂液或钻井液的压裂返排液，宜采用回注地层的方式处置。不具备注入条件的压裂返排液应运输至具有资质的污水处理厂处理。 7.4压裂返排液应根据返排液的种类和性质选用处理方式。 7.4.1对于滑溜水压裂液和清洁压裂液的返排液宜采用自然沉降、絮凝沉淀、过滤等工艺处理。 a）自然沉降宜采用沉降罐处理，沉降罐应设排泥设施。 b）絮凝沉淀宜采用机械絮凝，絮凝沉淀罐宜设置排泥及冲洗设施。 c）过滤宜采用机械过滤，滤料应具有足够的机械强度和耐腐蚀性能。 7.4.2对于植物胶压裂液返排液宜采用絮凝沉淀、高级氧化。精细过滤等工艺处理。 a）絮凝沉淀可采用机械絮凝、电絮凝、磁絮凝等方法。 b）高级氧化宜采用芬顿试剂氧化法或臭氧催化氧化法。 c）精细过滤前应设置预处理，工艺宜选择沉降、气浮或粗滤。精细过滤工艺应按照SY/T 7020的规定执行。 7.5压裂返排液处理后满足的水质指标，应根据回用途径确定。 a）处理后用于配制压裂液的水质指标，应按照DB 61/T 1248的规定执行。 b）处理后用于配制钻井液的水质指标，应按照SY/T 7377的规定执行。 c）处理后用于回注的水质指标，应按照SY/T 5329的规定执行。 7.6压裂返排液处理过程中产生的一般固体废弃物的现场管理应按照GB 18599的规定执行，含油废物的现场管理应按照GB 18597及HJ 2025的规定执行。	本项目压裂返排液在井场采用密闭罐收集后由罐车运送至措施措施返排液处理站处理后的废水回注油层。 《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）于2023年5月4日执行，根据建设单位提供的压裂后的储层空气渗透率可知，本项目废水水质需满足《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。 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。 处理过程产生的废滤料和含油污泥交有资质单位合理处置。	符合

项目与《压裂返排液 回配压裂液用水水质要求》（DB 61/T 1248-2019）符合性分析见表 1.2-16。

表 1.2-16 项目与《压裂返排液回配压裂液用水水质要求》符合性分析

<table>
<tr><th colspan="2">政策要求</th><th>本项目</th><th>相符性</th></tr>
<tr><td>1</td><td>3.1基本要求：地层温度下，回配水与地层水混合72h后不产生沉淀。
3.2滑溜水配制用水水质要求：水质指标应符合NB/T 14002.3的规定。
3.3清洁压裂液配制用水水质要求：用水水质对矿化度、离子含量、细菌总数无限值要求，悬浮物固体含量应符合NB/T 14002.3的规定。
3.4植物胶压裂液配制用水水质要求：采用硼砂或有机硼交联时，水质指标应符合表1的规定。
表1 植物胶压裂液配制用水水质控制指标
<table>
<tr><th rowspan="2">序号</th><th rowspan="2">项目</th><th colspan="2">控制指标</th></tr>
<tr><th>硼砂交联剂</th><th>有机硼交联剂</th></tr>
<tr><td>1</td><td>总矿化度 mg/L</td><td>≤20000</td><td>≤50000</td></tr>
<tr><td>2</td><td>钙离子（Ca^{2+}） mg/L</td><td>≤100</td><td>≤500</td></tr>
<tr><td>3</td><td>镁离子（Mg^{2+}） mg/L</td><td>≤75</td><td>≤300</td></tr>
<tr><td>4</td><td>总铁（ΣFe） mg/L</td><td>≤10</td><td>≤15</td></tr>
<tr><td>5</td><td>铝离子（Al^{3+}） mg/L</td><td>≤10</td><td>≤15</td></tr>
<tr><td>6</td><td>硼酸根（HBO^{2-}） mg/L</td><td>≤5</td><td>≤5</td></tr>
<tr><td>7</td><td>硫酸根（SO^{4-}） mg/L</td><td>≤100</td><td>/</td></tr>
<tr><td>8</td><td>pH</td><td colspan="2">6.5~9.0</td></tr>
<tr><td>9</td><td>硫酸盐还原菌（SRB）个/mL</td><td colspan="2">≤25</td></tr>
<tr><td>10</td><td>铁细菌（IB） 个/mL</td><td colspan="2">≤100</td></tr>
<tr><td>11</td><td>腐生菌（TGB） 个/mL</td><td colspan="2">≤100</td></tr>
<tr><td>12</td><td>悬浮固体含量</td><td colspan="2">≤50</td></tr>
</table></td><td rowspan="2">本项目采用可回收无毒的压裂液体系，本项目压裂返排液在井场采用密闭罐收集后由罐车运送至措施措施返排液处理站处理后的废水回注油层，不涉及压裂返排液回配压裂液用水的情况。</td><td>符合</td></tr>
<tr><td>2</td><td>4.1样品采集与保存：按照SY/T 5523的规定执行。
4.2总矿化度：按照SY/T 5523的规定执行。
4.3离子分析：钙离子、镁离子、铝离子、硼酸根、硫酸根离子按照SY/T 5523的规定执行。
4.4总铁：按照SY/T 5329的规定执行。
4.5pH：按照SY/T 5523的规定执行。
4.6硫酸盐还原菌（SRB）、铁细菌（IB）、腐生菌（TGB）含量：按照SY/T 5329的规定执行。
4.7悬浮固体含量：按照SY/T 5329的规定执行。</td><td>符合</td></tr>
</table>

（10）与《国家级公益林管理办法》符合性分析

本项目部分井场占用靖边县、定边县二级公益林管线、施工期临时占用靖边县二级公益林，项目与《国家级公益林管理办法》符合性分析见表 1.2-17。

表 1.2-17　与《国家级公益林管理办法》符合性分析

政策	保护要求	本项目情况	符合性
《国家级公益林管理办法》（林资发〔2017〕34号）	第九条 严格控制勘查、开采矿藏和工程建设使用国家级公益林地。确需使用的，严格按照《建设项目使用林地审核审批管理办法》有关规定办理使用林地手续。涉及林木采伐的，按相关规定依法办理林木采伐手续。 经审核审批同意使用的国家级公益林地，可按照本办法第十八条、第十九条的规定实行占补平衡，并按本办法第二十三条的规定报告国家林业局和财政部。	本项目为油田开采项目，部分井场占用靖边县、志丹县、吴起县二级国家级公益林，管线施工期临时占用靖边县、志丹县、吴起县二级国家级公益林，本次评价要求占用二级国家公益林的相关手续需满足《国家级公益林管理办法》（林资发〔2017〕34号）、《建设项目使用林地审核审批管理规范》（林资规〔2021〕5号）等相关要求。	符合
	第十三条 二级国家级公益林在不影响整体森林生态系统功能发挥的前提下，可以按照第十二条第三款相关技术规程的规定开展抚育和更新性质的采伐。在不破坏森林植被的前提下，可以合理利用其林地资源，适度开展林下种植养殖和森林游憩等非木质资源开发与利用，科学发展林下经济。 国有二级国家级公益林除执行前款规定外，需要开展抚育和更新采伐或者非木质资源培育利用的，还应当符合森林经营方案的规划，并编制采伐或非木质资源培育利用作业设计，经县级以上林业主管部门依法批准后实施。		符合
	第十五条 对国家级公益林实行“总量控制、区域稳定、动态管理、增减平衡”的管理机制。		符合
	第十八条 除补进国家退耕还林工程中退耕地上营造的符合国家级公益林区划范围和标准的防护林和特种用途林外，在本省行政区域内，可以按照增减平衡的原则补进国家级公益林。补进的国家级公益林应当符合《国家级公益林区划界定办法》规定的区划范围和标准，应当属于对国家整体生态安全和生物多样性保护起关键作用的森林，特别是国家退耕还林工程中退耕地上营造的符合国家级公益林区划范围和标准的防护林和特种用途林。		符合
	第十九条 国家级公益林的调出和补进，由林权权利人征得林地所有权所属村民委员会同意后，向县级林业主管部门提出申请。县级林业主管部门对调出补进申请进行审核，并组织对调出国家级公益林开展生态影响评价，提供生态影响评价报告。县级林业主管部门审核材料和结果报经县级人民政府同意后，按程序上报省级林业主管部门。 上述调出、补进情况，应当由县级林业主管部门按照公示程序和要求在国家级公益林所在地进行公示。 按照管辖范围，省级林业主管部门会同财政部门负责对上报的调出、补进情况进行查验和审核，报经省级人民政府同意后，以正式文件进行批复。其中单次调出或者补进国家级公益林超过1万亩的，由省级林业主管部门会同财政部门在报经省级人民政府同意后，报国家林业局和财政部审定，并抄送财政部驻当地财政监察专员办事处（以下简称专员办）。		符合

政策	保护要求	本项目情况	符合性
	上述补进、调出结果，由省级林业主管部门会同财政部门按照本办法第二十三条的规定报告国家林业局和财政部，抄送当地专员办。		
	第二十三条 省级林业主管部门应当组织开展国家级公益林资源变化情况年度监测和生态状况定期定点监测评价，并依法向社会发布监则、评价结果。 省级林业主管部门会同财政部门于每年3月15日前向国家林业局和财政部报告上年度国家级公益林资源变化情况，提交涵盖国家级公益林林地使用、调出补进等方面内容的资源变化情况报告、资源变化情况汇总统计表，以及调出、补进和更新后的国家级公益林基础信息数据库。上述报告和统计表同时抄送当地专员办。		符合

（11）与防沙治沙相关文件相符性分析

表 1.2-18 与《中华人民共和国防沙治沙法》符合性分析

序号	要求（摘录）	本项目	符合性
1	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。	本项目位于靖边县南部、志丹县、吴起县，不属于陕西省沙化土地范围内。长庆油田分公司第三采油厂负责落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。	符合
2	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
3	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。	本项目位于靖边县南部、志丹县、吴起县，不属于陕西省沙化土地范围内。	符合
4	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

表 1.2-19 与《陕西省防沙治沙规划(2021-2030 年)》符合性分析

序号	要求（摘录）	本项目	符合性
1	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。	本项目为油田开采项目，位于长庆油田分公司第三采油厂油区范围，长庆油田分公司第三采油厂负责落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。	符合
2	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	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	要求（摘录）	本项目	符合性
	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。		

表 1.2-20　与《榆林市防止二次沙化及国土绿化五年行动方案(2021-2025 年)》符合性分析

行动方案要求	项目情况	符合性分析
扎实开展生态保护修复，加大封山禁牧、自然保护地、森林草原防灭火、林草有害生物防治等建设力度。	根据校核，本项目不涉及靖边县沙化封禁保护区，项目区域位于黄土丘陵区，项目实施对土壤沙化影响小，同时评价也提出了项目在施工期严格做好井场、道路、管线临时占地的植被恢复，加强植被抚育等工程措施。严格控制施工区域面积，尽量减少临时占地的相关要求。退役期严格按照相关要求实施生态修复。	符合

（12）与其他政策文件相符性分析

本项目与《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）、《关于进一步加强石油天然气开采行业污油泥利用处

置环境管理的通知》（陕环固管函〔2018〕384 号）、《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）、《靖边县 2023—2027 年大气污染治理专项行动方案》、《榆林市 2024 年生态环境保护攻坚行动方案》（榆办字〔2024〕26 号）、《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）、《榆林市油气开采废弃物不落地集中处置推广项目建设管理指南（试行）》（榆林市环境保护局，2018-09-09）、《关于开展油气开采废弃物集中处置的通知》（榆政环发〔2018〕123 号）、《关于进一步加强油气开采项目压裂废水环境管理的通知》（榆政环发〔2018〕74 号）、《榆林市油（气）开采废弃物处置环保暂行管理办法》（榆政环发〔2015〕170 号）及《延安市大气污染防治条例》、《延安市深化大气污染治理推进实现“十四五”空气质量目标实施方案》、《延安市大气污染治理专项行动方案》（2023-2027）》（延市字〔2023〕53 号文）、《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）、《延安市净土保卫战 2024 年工作方案》、《延安市水务局延安市环境保护局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）、《延安市油气开发清洁文明井场建设标准》（延市环发〔2020〕28 号）、《延安市生态环境局关于进一步加强油气田注水环境安全管理的通知》、《延安市生态环境局关于进一步加强污油泥利用处置废水废渣环境管理的通知》、《关于进一步规范油气开发废弃物环境管理工作的通知》、《关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》的符合性分析见表 1.2-21。

表 1.2-21 与《陕西省大气污染治理专项行动方案（2023-2027 年）》等符合性分析

政策	与本项目相关政策摘要（摘录）	本项目情况	符合性
《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）	14.达标管理机制。陕北、陕南地区各设区市巩固并提升达标成效。	项目施工期、运行期均按设计及环评要求采取环保措施及生态保护措施。	符合
《关于进一步加强石油天然气开采行业污油泥利用处置环境管理的通知》（陕环	一、严格落实产废企业的主体责任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	本项目施工期产生的落地油、运行期产生的油泥、废防渗布、废润滑油及其包装桶委托有资质的单位	符合

政策	与本项目相关政策摘要（摘录）	本项目情况	符合性
固管函〔2018〕384号）	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。 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。	处置；落地油100%回收。 本项目危废产生和储存建立了台账，危险废弃物的转运建有转运联单。	
	三、规范转移行为，严格执行转移联单制度 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
《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）	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	符合

政策	与本项目相关政策摘要（摘录）	本项目情况	符合性
		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。	
《靖边县2023—2027年大气污染治理专项行动方案》	5.强化扬尘污染防治。落实《榆林市扬尘污染防治条例》，强化建筑工地、裸露土地、城市道路、涉煤企业、运煤专线等扬尘污染管控。场界扬尘排放超过《施工场界扬尘排放限制》（DB61/1078-2017）的立即停工整改，并落实施工工地重污染天气应急减排措施。	评价要求本项目施工期施工场地严格执行“六个百分之百”要求，场界扬尘排放超过《施工场界扬尘排放限制》（DB61/1078-2017）的立即停工整改，严格落实施工工地重污染天气应急减排措施。	符合
	12.臭氧污染管控行动。协同控制挥发性有机物（VOCs）和氮氧化物排放，强化臭氧污染防治，所有新建项目不再采用低温等离子、光氧化、光催化等处理方式，非水溶性VOCs废气不再采用喷淋、吸收等方式处理。	本项目采取油气密闭集输方式，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求；各场站内NMHC排放满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）厂区内VOCs无组织排放限值要求	符合
《榆林市2024年生态环境保护攻坚行动方案》（榆办字〔2024〕26号）	（四）建筑工地精细化管控行动。将防治扬尘污染费用纳入工程造价，榆林中心城区和各县市区城区及周边所有建筑（道路工程、商砼站）施工必须做到工地周边围挡、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、渣土车辆密闭运输“六个百分之百”；严格落实车辆出入工地清洗制度，严禁带泥上路，城市市区施工工地禁止现场搅拌混凝土和砂浆，建筑工地场界建设喷淋设施，扬尘视频监控实行联网管理，从3月开始，市住建局牵头成立联合执法检查专班，每月组织开展一次建筑施工联合执法检查，并建立问题台账和查处台账，对产生扬尘污染的工地按职责权属依法查处，对拒不改正的工地责令停工整治。	评价要求建设单位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
《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）	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

政策	与本项目相关政策摘要（摘录）	本项目情况	符合性
	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份、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
	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。	本次环评针对压裂返排液处理后的废水回注，在水平衡中进行了核算，将其纳入区域总体回注水中，明确了回注水的相关指标，《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）于2023年5月4日执行，根据建设单位提供的压裂后的储层空气渗透率可知，本项目废水水质需满足《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。 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	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

政策	与本项目相关政策摘要（摘录）	本项目情况	符合性
	配备废液收集罐的井场不得开展相关作业。		
	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意拉运至措施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，建立管理合帐，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
《榆林市油气开采废弃物不落地集中处置推广项目建设管理指南（试行）》	油气开采单位严格落实环保主体责任，通过自建油气开采废弃物污染防治设施，对油气开采过程污染防治实施统一管理，防止对油气开采区地表水、地下水、土壤造成环境污染。	钻井废水进入泥浆罐用于配制泥浆，循环使用，钻井结束泥浆压滤上清液由罐车拉运至附近措施返排液处理站处理后回注油层；井下措施返排液送措施返排液处理站处理达标后回注地层；油田采出水依托现有采出水处理系统经处理后回注油层。	符合
	油气钻井现场配备移动式泥浆罐（槽）、震动筛、废弃泥浆混凝压滤机等预处理设备，泥渣、岩屑堆放场完成底部防渗处理。	油气钻井现场配备泥浆收集罐、震动筛，废弃泥浆离心机、压滤机，泥浆、岩屑储存罐底部进行防渗处理。	符合
《关于开展油气开采废弃物集中处置的通知》（榆政环发〔2018〕123号）	从2018年起油气开采过程中产生的废弃泥浆岩屑、压裂返排液等各类废弃物必须实施集中处理、处理处置，严禁“一井一池”“就地处置”，防治周边河流、地下水、土壤污染和生态破坏，鼓励油气开发企业开展先进工艺研究开发和推广应用，减少油气开采废弃物产生量，提高回收率和综合利用率。	本项目钻井过程中采用移动式泥浆罐，钻井结束后，废弃泥浆经压滤后与岩屑一并拉运至集中处置场处置。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
	在榆林市境内从事油气资源开发的单位必须切实履行环保主题责任，	本项目采用先进石油开采生产方式，采用清洁生产	符合

政策	与本项目相关政策摘要（摘录）	本项目情况	符合性
	改进油气开采生产方式，推行清洁生产，要认真制定油气开采废弃物集中处理方案，强化末端治理。	工艺，对末端废弃物进行集中处置。	
	油气开发业主单位要建立健全污染环境防治责任制度，采取油气开采废弃物防扬散、防流失、防渗漏或者其他防止污染环境的收集措施，分类贮存。	废弃钻井废水、泥浆循环利用，施工结束后，废水拉运至措施返排液处理站处理后回注油层，废弃泥浆、岩屑集中处置，符合相关规定要求。	符合
	油气开发业主单位要建立健全污染环境防治责任制度，采取油气开采废弃物防扬散、防流失、防渗漏或者其他防止污染环境的收集措施，分类贮存。	本项目对井场落地油进行100%回收，井场钻井泥浆重复利用，废弃泥浆采取移动式泥浆罐，可以利用的部分循环利用，无法利用的泥浆压滤后与岩屑一并拉运至集中处置场。	符合
《关于进一步加强油气开采项目压裂废水环境管理的通知》（榆政环发〔2018〕74号）	严格按照环评“三同时”及油气开采废弃物集中处理方案要求，加快压裂废水处理处置设施监测，鼓励井场中水回用，对不能利用的全部同层回注，监理处理记录及回注台账。	本项目措施返排液均拉运至措施返排液处理站处理达标后回注油层用于水驱采油，措施返排液处理站对来水及回注均进行台账记录。	符合
《榆林市油（气）开采废弃物处置环保暂行管理办法》（榆政环发〔2015〕170号）	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。	本项目产生的危废分类收集、分类储存，交由资质的单位处置。	符合
	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

政策	与本项目相关政策摘要（摘录）	本项目情况	符合性
	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
《延安市大气污染防治条例》	对管道、设备进行日常维护、维修，减少物料泄漏或者对泄漏的物料及时收集处理。	建设单位运营期对站场定期巡检，管线定期进行巡线、测量管道壁厚等，降低管线泄漏率。站内设置有事故油箱或事故罐，事故下原油可及时回收。	符合
	堆存、装卸、运输煤炭、水泥、石灰、石膏、砂土、垃圾等易产生扬尘的作业，应当采取遮盖、封闭、喷淋、围挡等措施，防止抛洒、扬尘。	评价已要求建设单位严格按照各项扬尘控制措施进行施工，减缓施工期扬尘污染。	符合
《延安市深化大气污染治理推进实现“十四五”空	15.全面推进 VOCs 治理。长庆油田、延长石油要进一步规范建设有机废气回收处理设施，加快涉 VOCs 综合治理项目实施，按期开	项目新建扩建井场新增伴生气依托下游轻烃装置生产液化气、稳定轻烃外销。评价要求，按期开展	符合

政策	与本项目相关政策摘要（摘录）	本项目情况	符合性
气质量目标实施方案》	展挥发性有机物泄漏检测与修复工作，减少挥发性有机物排放。	挥发性有机物泄漏检测与修复工作，减少挥发性有机物排放。	
《延安市大气污染治理专项行动方案》（2023-2027）》（延市字〔2023〕53 号文）	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各项扬尘控制措施进行施工，降低施工期扬尘污染。所有物料运输车辆须密闭上路，运渣车辆杜绝超高装载、抛洒泄漏行为。	符合
《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）	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。	压裂返排液运输至压裂返排液处理站处理后达标回注，泥浆岩屑委托有资质单位进行处置，危险废物暂存在油区设置的废暂存点库，定期交由有资质单位规范化处置。	符合
	7.提升突发环境事件应急处置能力。油气开发企业要组建应急救援队伍，建立企地联防联控机制，组织开展应急演练。全面排查输油气管道环境安全隐患，对油气开发区域内 10 年以上或管径大、流量大、铺设区域地质结构复杂的管线、泄漏事故频发的管线及建设标准低、输送介质复杂的管线要全面开展腐蚀检测和清水试压。建立健全油气管道安全监管长效机制，对查出环境问题和隐患要实行清单管理，建立“一隐患、一档案”制度，制定整改方案，明确整治任务，落实整治措施。	采油作业区已编制土壤隐患排查报告和土壤、地下水自行监测方案，同时已制定突发事件应急预案、进行了环境风险评估、环境应急物资调查等，并将相关资料在延安市突发环境事件应急办公室备案，配备相应的应急物资储备库，预案与周边企业和政府应急预案联动，并定期演练。	符合

政策	与本项目相关政策摘要（摘录）	本项目情况	符合性
《延安市净土保卫战2024年工作方案》	严格落实环境影响评价制度。对涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的新（改、扩）建项目，依法进行环境影响评价，提出并落实防流失、防扬散、防渗漏、防遗撒等土壤污染防治具体措施，严格按照环评要求开展建设。	项目正履行环境影响评价，对涉及的管线等提出了防渗漏等土壤污染防治措施。	符合
	强化油气开发废弃物安全处置。油气开发废弃物要按照“减量化、无害化、资源化”原则进行固液分离、分类收集、集中处置。不断加大对油气开发废弃物处置的全过程信息化监管，废弃物运输车辆全部安装定位监控设备，废弃物从产生到处置利用过程的关键环节和重点区域要安装实时在线视频监控设备，并与延安市生态环境保护固体废物管理信息系统联网。压裂返排液等废水处理后的中水在进行同层回注或进一步利用时，废水处置企业作为产废单位，中水回注或利用单位作为处置单位纳入市固体废物管理信息系统进行管理。加强中水水质管理工作，中水回注或综合利用时要达到相应用水标准，防止造成二次污染。	本项目产生的一般固废按照相关要求规范化管理，危险废物暂存在油区设置的贮存库，定期交由有资质单位规范化处置。项目采用注水开发工艺，评价要求采出水处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注油层。	符合
《延安市水务局延安市环境保护局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）	三、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。取水单位或者个人超计划开采取用地下水的，除对超计划取水部分加收二至五倍的水资源费外，同时核减其下年度取水计划，情节严重的，依法吊销其取水许可证。	本项目不涉及新建水源井工程，项目注水优先采用处理后的采出水。并严格按照各水源井取水许可证要求规模进行取水。满足相关要求。	符合
	六、做好地下水监测工作。开展地下水动态监测，建立地下水环境监测网站，实时监测地下水水量和水位变化情况，实行地下水取用水总量控制和水位控制。做好水质监测工作，对石油天然气开采用水进行实时监测，系统掌握地下水水质和污染发展变化及动态特征，为保护水生态环境提供科学依据。	第三采油厂已建立地下水监测计划，按照监测计划定期开展地下水监测。	符合
《延安市油气开发清洁文明井场建设标准》（延市环发〔2020〕28号）	油气开发企业应当依法持有排污许可证，并按照排污许可证的规定排放污染物。	已完成排污许可登记填报。	符合
	钻（探）并作业前须完成集中处置设施建设。钻（探）井、压裂、试油气作业产生的泥浆废液应当进行	废弃钻井泥浆、一般钻井岩屑集中收集后拉运至延安市生态环境局备案的固	符合

政策	与本项目相关政策摘要（摘录）	本项目情况	符合性
	集中收集、处置，做到固液分离，分类收集、处置，综合利用。	废处理场处置。含油岩屑交有资质单位处置。	
	钻（探）井作业须采取防止污油外泄和渗漏措施产生的污油要及时回收，废弃污油泥须交有资质单位安全处置。		符合
	压裂、试油（气）、修井、洗井、清蜡、解堵作业须采取防喷、导流等有效措施。压裂过程产生的压裂液、上清液等废弃物要及时回收，有效处置。试油（气）、修井、洗井、清蜡、解堵作业产生的污油、污泥要及时回收，污水集中收集，无害化处理，严禁随意排放。		符合
	采油井场以采油区（队、站）为单元，在采油井场相对集中区域修建符合危废管理的污油泥暂存点，临时集中收集贮存采油井场产生的污油泥。	本项目以作业区为单元修建有污油泥贮存库。	符合
	河边、路边、村边等特殊区域井场四周须修建不低于 0.8 米的砖石围墙；偏远地区的并场四周须修建不低于 0.5 米的砖石围墙。	本项目井场均建设不低于 0.8m 的砖石围墙。	符合
	井场周边须采取防洪措施，并场口设置挡	井场门口设置缓坡围堰大门，	符合
	水墙或雨水收集池等设施，防止井场外雨水进入井场，井场内初期雨水不外排。	井场设置雨水导排沟和雨水池，确保场外雨水不进入，场内雨水不流出。	符合
	在井场内须建设容量满足要求的污油池或应急池等防渗环保设施，及时收集井场作业产生的污染物，安全转运至污油泥暂存点集中贮存，交有资质单位处置。	井场内均建设污油池，采用混凝土结构防渗污油泥及时拉运至作业区污油泥贮存库，交有资质单位处置。	符合
	对占地面积过小，无法建设污油池、应急池等环保设施的井场，要在油井盘根底部设置满足容量的集油盒或防渗收集设施，防止“跑冒滴漏”现象发生，并场环保设施要做到及时维护，保证干净整洁。	井场内油井盘根底部均设有防渗收集通道污油经沟道进入污油池，且设置专人维护。	符合
	新建井场需设置地埋罐的，应当采取双层罐，禁止明火加温。	本项目井场不设置地埋罐。	符合
	采油（气）产生的有毒有害气体、伴生气等，应当综合利用，不得随意排放。	本项目对伴生气采取作为燃料利用。	符合
	产生生活垃圾的井场须设置垃圾桶或建设垃圾坑，并及时清运，分类处理，不得将含油污泥等危险废物混入。	本项目在值守井场设置垃圾桶收集生活垃圾，并及时由作业区统一清运。	符合

政策	与本项目相关政策摘要（摘录）	本项目情况	符合性
《延安市生态环境局关于进一步加强油气田注水环境安全管理的通知》	一、严格执行注水行业标准全市石油开发企业新建、改建、扩建注水项目严格执行国家能源局发布的《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329--2022）行业标准，水质主要控制指标“储层空气渗透率”按照环评批复要求执行。现有设施不能稳定达标运行的要进行提标改造，2025 年 12 月底前达到《碎岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329--2022）行业标准。气田水回注执行国家能源局《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）利用生态水进行注水必须依法取得取用水许可，严禁超范围、超量取用地表水或地下水。	本项目回注标准执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》要求。项目不新增水源井供水，本项目扩建新增地下水取水量属于现有取水许可证许可范围内。	符合
	三、严格规范各类注水行为油气开发企业所有注水项目必须依法报批环评文件，审批通过后实施。加强储层评价，通过测井、岩心分析等技术明确目标层位的孔隙度、渗透率、压力及流体性质，确保回注层与开采层匹配。使用封隔器、配水器等实现精准同层回注。定期检查回注井筒的密封性，防止发生串层现象污染浅层地下水。严格水质管理，采取物理处理法、化学处理法、生物处理法相结合的处理工艺，保障注水水质达标，在注水入口安装水质自动监测设备，实现注水水质实时监控，确保达标回注。严禁擅自接收配伍性不一致的其他废水。		符合
《延安市生态环境局关于进一步加强污油泥利用处置废水废渣环境管理的通知》	一、严格落实产废企业的主体责任污油泥产生企业应当严格“谁产生、谁负责”的主体责任，对其产生的污油泥收集、运输、贮存、利用处置全过程污染防治负总责，是污油泥利用处置过程废水废渣污染防治的第一责任人不以委托处置免除自身污染防治责任，对被委托处置企业造成的环境污染承担连带责任。倡导污油泥产生企业自主开展减量化生产，建立废水废渣安全处置全链条闭环管理体系。从事收集、贮存、利用、处置危险废物经营活动的单位，应按国家规定申请取得经营许可。向生态环境部门申	项目产生的钻井废水循环利用；压裂返排液依托已建设的措施废液处理站处理达标后回注油层，采出水依托现有的采出水处理设施处理后回注油层，回注标准达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》要求。本项目钻井泥浆、一般岩屑集中收集交有处置能力的第三方代为处置，含油岩屑交有资质单位处置。	符合

政策	与本项目相关政策摘要（摘录）	本项目情况	符合性
	报危废管理计划时，必须明确废水废渣安全处置事项，并提供相关佐证资料。充分发挥企业内设生态环境管理机构环境监管职责，重点监督处置企业产生的废水废渣数量、贮存、去向、利用处置等情况，有责任、有义务确保得到安全处置。污油泥利用处置过程产生的废水与其他石油开采过程产生的废水理化性质基本相同，按照相关法规标准规定，以及全市污油泥处置企业废水环评批复均为处理达标后进行回注的现状，现阶段达标回注是环境安全的最佳途径，污油泥产生企业必须按相应标准对被委托处置企业产生的废水进行回收回注。污油泥处置企业产生的废渣仍属于危险废物，污油泥产生企业要加强对被委托处置企业的管理，监督处置企业及时安全处置废渣，处置企业废渣贮存量超 2000 吨，贮存期限超 10 个月的要及时预警，“久存不处”的不得再进行委托处置。		
延安市生态环境局《关于进一步规范油气开发废弃物环境管理工作的通知》	（二）加强废弃物分类收集与贮存管理。建立完善的废弃物收集、贮存、转移、处置管理体系，对油气开发过程中产生的废弃物进行科学、准确分类，明确危险废物和一般工业固体废物的类别。确保各类废弃物“应收尽收，应处尽处”,危险废物应设置危废暂存间，统一贮存、收集、转运、处置。泥浆岩屑和压裂反排液按照一般工业固体废物相关规定进行处置。严厉打击将危险废物混入泥浆岩屑等一般工业固体废物处置的违法行为。	本项目钻井泥浆、一般岩屑集中收集交有处置能力的第三方代为处置，含油岩屑交有资质单位处置。	符合
	（三）规范现场管理。油气开发企业应当建立健全油气开发废弃物产生、收集、贮存、利用、处置全过程的污染环境防治责任制度，明确责任分工，将责任落实到岗到人。钻井泥浆岩屑必须在作业现场配备压滤设备，实现“固液分离，分类收集”,及时运往集中处置场进行填埋处置。压裂返排液处置企业贮存设施必须采取防腐、防渗等措施，原水、中水贮存超设计能力 80%或贮存期限超过 1 年未处置的，不得再新接收原水，防止超量、超期贮	项目产生的钻井废水循环利用；压裂返排液依托已建设的措施废液处理站处理达标后回注油层，采出水依托现有的采出水处理设施处理后回注油层，回注标准达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》要求。本项目井场均按照清洁文明井场进行建设。钻井泥浆、一般岩屑集中收集交有处置能力的第三方代为处置，	符合

政策	与本项目相关政策摘要（摘录）	本项目情况	符合性
	存造成环境安全隐患。经环评批复有不同中水利用途径的，需分别设置中水储存池，并严格执行相应标准。中水利用单位需单独设置中水池，严格按照自行监测要求开展监测工作，利用中水进行洗煤、灰场降尘的，对产生的煤泥、煤矸石、矿渣等进行危险废物鉴别分析，并按照鉴别结论进行安全处置。鼓励处置利用企业安装自动监测设备，实现在线监测。油气开发各环节产生的沾染物、包装物等废弃物必须做到全面收集，严禁利用渗井、渗坑、裂隙排放倾倒和掩埋。	含油岩屑交有资质单位处置。	
	（五）严格实行转移联单制度，油气开发废弃物市内转移处置的，必须通过延安市固体废物管理信息系统，执行电子转移联单制度一车一单，做到转移全过程数据可查、轨迹可寻。跨市转移的，实行纸质联单，转移结束后由转出地分局补充录入市固废管理系统。运输单位在固体废物转移过程中应当采取防扬撒、防流失、防渗漏等污染防治措施，不得擅自倾倒、丢弃、遗撒固体废物，对所造成的环境污染及生态破坏需依法承担责任。	本项目污油泥转运严格执行危险废弃物转移联单制度，专用车辆运输。并在各厂区人车通道、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、电子液位计等设备进行全过程控制，安环科按要求保存视频监控资料，实现污油泥产生、运输、贮存、处置全过程监控。	符合
《榆林市水资源管理办法》	第十六条 ……开发利用地下水应遵循统筹规划、严格保护、节水优先、采补平衡、防止污染的原则，以开采浅层地下水为主，控制开采承压水。 第二十七条 在本市行政区域内，单位或者个人利用取水工程或者设施，直接从河流、湖泊、水库、地下取用水资源的，应当按照取水许可管理权限办理取水许可证。直接取用其他取水单位或者个人的退水或者排水的，应当办理取水许可证。 第三十五条 取水单位或者个人应当依照有关规定安装计量设施。其中，地表水年许可水量50万m^3以上、地下水年许可水量5万m^3以上的取水单位或者个人，应当按照国家水资源监控能力建设项目标准，同步安装取水量数据传输设施，确保正常运行。	长庆油田分公司第三采油厂水源井取水已取得取水许可证。	符合

政策	与本项目相关政策摘要（摘录）	本项目情况	符合性
《关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》	对违法违规占用永久基本农田建窑、建房、建坟、挖沙、采石、采矿、取土、堆放固体废弃物或者从事其他活动破坏永久基本农田，毁坏种植条件的，按《土地管理法》、《基本农田保护条例》等法律法规进行查处，构成犯罪的，依法移送司法机关追究刑事责任。临时用地一般不得占用永久基本农田，建设项目施工和地质勘查需要临时用地、选址确实难以避让永久基本农田的，在不修建永久性建（构）筑物、经复垦能恢复原种植条件的前提下，土地使用者按法定程序申请临时用地并编制土地复垦方案，经县级自然资源主管部门批准可临时占用，并在市级自然资源主管部门备案，一般不超过两年，同时，通过耕地耕作层土壤剥离再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏。临时用地到期后土地使用者应及时复垦恢复原种植条件，县级自然资源主管部门会同农业农村等相关主管部门开展土地复垦验收，验收合格的，继续按照永久基本农田保护和管理；验收不合格的，责令土地使用者进行整改，经整改仍不合格的，按照《土地复垦条例》规定由县级自然资源主管部门使用缴纳的土地复垦费代为组织复垦，并由县级自然资源主管部门会同农业农村等相关主管部门开展土地复垦验收。县级自然资源主管部门要切实履行职责，对在临时用地上修建永久性建（构）筑物或其他造成无法恢复原种植条件的行为依法进行处理；市级自然资源主管部门负责临时用地使用情况的监督管理，通过日常检查、年度卫片执法检查等，及时发现并纠正临时用地中存在的问题。	本项目仅管线施工期临时占用永久基本农田，环评要求土地使用者按法定程序申请临时用地并编制土地复垦方案，经批准可临时占用，一般不超过两年。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

1.2.5 项目选址、选线合理性分析

（1）油井选址合理性分析

根据《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T 5466-2013）中规定“油、气井井口距民宅不小于 100m”，《石油天然气钻井井控技术规范》（GB/T 31033-2014）中规定“油气井井口距高压线及其它永久性设施不小于 75m；距民宅不小于 100m；距铁路、高速公路不小于 200m；距学校、医院和大型油库等人口密集性、高危性场所不小于 500m。”

根据现场调查，本项目井场周围 500m 范围内无学校、医院等密集性场所，井场周围环境保护目标主要为散户居民，满足要求，且井场选址不涉及水源保护区、文物保护区、自然保护区及重要湿地等特殊环境敏感目标。根据本项目位置与基本农田保护图斑、天然林分布情况、“三线一单”对比分析、榆林市国土空间“一张图”分析、延安市，本项目井场选址不占用基本农田，

本项目新建井场 56 个，在避让基本农田、沟壑区以及居民点后有 7 个占用国家二级公益林（于 73-26、于 74-24 扩、冯 71-94、新 351、柳 91-26、柳 69-67、旗 2-13），本次评价要求占用二级国家公益林的相关手续需满足《国家级公益林管理办法》（林资发〔2017〕34 号）、《建设项目使用林地审核审批管理规范》（林资规〔2021〕5 号）等相关要求。同时，评价针对占用二级公益林的井场提出了“控制用地范围；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；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”等生态保护与恢复措施。

建设单位在井场选址阶段已按照《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T 5466-2013）、《石油天然气钻井井控技术规范》（GB/T 31033-2014）等相关要求对民宅、高压线、铁路、高速公路等其他永久性设施及学校、医院和大型油库等人口密集性、高危性场所进行了避让。评价要求建设单位实际施工前应与相关部门对接，明确井口与永久性设施、人口密集性、高危性场所的实际距离，对不满足《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T 5466-2013）、《石油

天然气钻井井控技术规范》（GB/T 31033-2014）等相关文件中距离要求的井场进行局部选址调整。

综上所述，本项目井场选址合理、可行。

（3）管线选线合理性分析

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，施工难度较大。

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二级国家级公益林，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。

根据本项目与基本农田保护图斑比对分析图，部分管线施工期需临时占用基本农田。因此本评价要求建设单位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，需按要求办理临时占用基本农田相关手续。

本项目的管线选线时，在满足生产要求的前提下，项目的集输管线敷设，综合考虑了地形、地质因素以及风险事故等因素，避开可能塌方和被洪水冲浸的地段，并尽可能减少耕地的占用，管线均不在水源地保护区、文物保护区等特殊环境敏感目标保护范围内，对村庄等人群居住地和建筑物进行了避让，管线和村庄之间距离满足《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）中管道与居民区的相关规定。

道路选址本着尽量利用现有路网，减少新建道路的原则，进行了选址选线；并优先避让饮用水水源保护区、文物保护区等特殊环境敏感目标保护范围内，以从危险源头降低运输带来的环境风险。

综上所述，本项目选址、选线合理。

1.3 关注的主要环境问题及环境影响

本工程既有井场、站场的建设，又有管线和道路等线性工程的建设，管线和进站道路的影响以生态影响为主。据项目环境影响特征和当地环境状况，评价重点关注管线施工期对管线、道路沿线生态环境的影响及钻井过程的环境污染；运行期主要关注环境风险的影响，兼顾其它环境影响，根据预测可能造成环境影响的范围和程度，有针对性、有侧重地提出预防、减缓和补偿等环保措施及环境风险应急预案。本次评价重点包括以下几个方面：

（1）重视生态环境和环境风险影响，重点关注井场、站场、管线施工对生态环境的影响，采取的生态保护和恢复措施，防止对当地生态环境造成破坏。根据预测可能造成环境影响的范围和程度，提出针对性的生态保护措施及环境风险防范措施。

（2）重视地表水和地下水环境质量现状，重点关注生产废水、生活污水的产生量、处理工艺的可行性、可靠性，防止对地表水环境、地下水环境造成不利影响。

（3）重视土壤环境影响，重点关注废弃钻井泥浆、钻井岩屑、含油污泥等固体废物的暂存及最终处置方式的可靠性，防止对当地土壤造成污染。

（4）重视大气环境质量，重点关注开采、集输过程以及站场阀门、泵类、储罐呼吸等过程中产生的无组织有机废气排放量控制措施的可行性，减小对当地大气环境质量的影响。

1.4 环境影响评价的主要结论

本项目符合国家产业政策，选址符合当地建设规划要求；项目工艺技术路线符合相关标准和设计规范的要求。在严格落实工程环评报告提出的各项环境影响减缓措施要求，同时强化环境管理，保障各项环保措施有效运行的前提下，项目可以实现达标排放，对环境的不利影响可控制在环境可接受的程度和范围内。从环保角度看，本项目建设可行。

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 评价任务依据

中国石油长庆油田分公司第三采油厂委托核工业二 0 三研究所承担本项目环境影响评价工作的委托书，2025 年 12 月 1 日，见附件 1。

2.1.2 法律依据

（1）《中华人民共和国环境保护法（修订）》，2015 年 1 月 1 日起施行；

（2）《中华人民共和国环境影响评价法（修订）》，2018 年 12 月 29 日起施行；

（3）《中华人民共和国大气污染防治法（修订）》，2018 年 10 月 26 日起施行；

（4）《中华人民共和国水污染防治法（修订）》，2018 年 1 月 1 日起施行；

（5）《中华人民共和国噪声污染防治法》，2022 年 6 月 5 日起施行；

（6）《中华人民共和国固体废物污染环境防治法（修订）》，2020 年 9 月 1 日起施行；

（7）《中华人民共和国环境土壤污染防治法》，2019 年 1 月 1 日起施行；

（8）《中华人民共和国循环经济促进法》，2018 年 10 月 26 日起施行；

（9）《中华人民共和国清洁生产促进法（修订本 2022）》，2022 年 7 月 1 日起施行；

（10）《中华人民共和国节约能源法（修订）》，2018 年 10 月 26 日起施行；

（11）《中华人民共和国土地管理法（修订）》，2020 年 1 月 1 日起施行；

（12）《中华人民共和国城乡规划法》，2019 年 4 月 23 日起施行；

（13）《中华人民共和国水法（修订）》，2016 年 7 月 2 月起施行；

（14）《中华人民共和国水土保持法（修订）》，2011 年 3 月 1 日起施行；

（15）《中华人民共和国矿产资源法（修订）》，2025 年 7 月 1 日起施行；

（16）《中华人民共和国野生动物保护法（修订）》，2023 年 5 月 1 日起施行；

（17）《中华人民共和国石油天然气管道保护法》，2010 年 10 月 1 日起施行；

（18）《中华人民共和国安全生产法》，2021 年 9 月 1 日起施行；

（19）《国家级公益林管理办法》，2017 年 5 月 8 日起施行；

（20）《中华人民共和国湿地保护法》，2022 年 6 月 1 日期施行；

（21）《中华人民共和国黄河保护法》，2023 年 4 月 1 日期施行。

2.1.3 法规依据

（1）《建设项目环境保护管理条例》（国令第 682 号），2017 年 10 月 1 日；

（2）《中华人民共和国野生植物保护条例》，2017 年 10 月 7 日起施行；

（3）《中华人民共和国河道管理条例》，2018 年 3 月 19 日起施行；

（4）《土地复垦条例》，2011 年 3 月 5 日起施行；

（5）《地质灾害防治条例》，2004 年 3 月 1 日起施行；

（6）《地下水管理条例》（国令第 748 号），2021 年 12 月 1 日起施行；

（7）《国务院关于落实科学发展观加强环境保护的决定》，国发[2005]39 号；

（8）《国务院关于加强环境保护重点工作的意见》，国发[2011]35 号；

（9）《国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知》，国发[2013]37 号；

（10）《国务院关于印发水污染防治行动计划的通知》，国发[2015]17 号；

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

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

2.1.4 部门规章依据

（1）《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，国家发展和改革委员会令第 7 号；

（2）《国家危险废物名录（2025 年版）》，环境保护部令第 36 号；

（3）《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》，环境保护部令第 16 号；

（4）《环境影响评价公众参与办法》，环境保护部令第 4 号；

（5）《关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》，自然资规[2019]1 号。

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

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

（8）《关于进一步加强危险废物管理防范事故风险的紧急通知》，环办[2009]51 号；

（9）《突发环境事件应急管理办法》，环境保护部令第 34 号；

（10）《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》，环发[2015]4 号；

（11）《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；

（12）《关于废弃钻井液管理有关问题的复函》，环办函[2009]1097 号；

（13）《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年第 18 号）。

2.1.5 地方法规、政策、规范性文件

（1）《陕西省煤炭石油天然气开发生态环境保护条例（修订）》，2019 年 12 月 1 日起施行；

（2）《陕西省大气污染防治条例（2023 年修正）》，2023 年 11 月 30 日修订；

（3）《陕西省地下水条例》，2024 年 3 月 24 日修正；

（4）《陕西省固体废物污染环境防治条例（2021 年修正）》，2021 年 12 月 28 日修正；

（5）《陕西省饮用水水源保护条例》，2021 年 5 月 1 日起施行；

（6）《陕西省水土保持条例》，2024 年 5 月 30 日修正；

（7）《陕西省矿产资源管理条例（2020 年修正）》，2020 年 6 月 11 日修正；

（8）《陕西省文物保护条例（2019 年修正）》，2019 年 7 月 31 日修正；

（9）《陕西省水功能区划》，陕政办发〔2004〕100 号；

（10）《陕西省主体功能区规划》，陕政发〔2013〕15 号；

（11）《陕西省生态功能区划》，陕政办发〔2004〕115 号；

（12）《陕西省水土保持规划（2016~2030 年）》，（陕水发〔2016〕35 号）；

（13）《陕西省矿产资源规划（2021-2025 年）》，2022 年 9 月；

（14）《陕西省“十四五”生态环境保护规划》，（陕政办发〔2021〕25 号）；

（15）《陕西省重要湿地名录》，（陕政发〔2008〕34 号）；

（16）《陕西省国家重点生态功能区产业准入负面清单（试行）》，陕发改规划〔2018〕213 号；

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

（18）《关于进一步加强石油天然气开采行业污油泥利用处置环境管理的通知》，陕环固管函〔2018〕384 号；

（19）《关于印发<陕北油田开采清洁文明井场验收标准>的通知》，陕环办发〔2016〕31 号；

（20）《关于印发<陕西省固体废物污染防治专项整治行动方案>的通知》，陕环发〔2018〕29 号；

（21）《关于印发<陕西省危险废物转移电子联单管理办法（试行）的通知>》，陕环函〔2012〕777 号；

（22）《关于进一步加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》，陕环函〔2012〕764 号；

（23）《关于印发石油天然气开采等四个行业建设项目环境影响评价文件审批要点（试行）的通知》，陕环办发〔2020〕34 号；

（24）《关于加快实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（陕政发〔2020〕11 号）；

（25）《陕西省“三线一单”生态环境分区管控应用技术指南：环境影响评价（试行）》，陕环办发〔2022〕76 号；

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

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

（28）《中共榆林市委办公室 榆林市人民政府办公室关于印发《榆林市 2024 年生态环境保护攻坚行动方案》的通知》，榆办字〔2024〕26 号；

（29）《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；

（30）《榆林市油气开采废弃物不落地集中处置推广项目建设管理指南（试行）》，榆林市环境保护局，2018-09-09；

（31）《关于开展油气开采废弃物集中处置的通知》，榆政环发〔2018〕123 号；

（32）《关于进一步加强油气开采项目压裂废水环境管理的通知》，榆政环发〔2018〕74 号；

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

（34）延安市生态环境局《关于进一步规范油气开发废弃物环境管理工作的通知》；

（35）《延安市生态环境局关于进一步加强污油泥利用处置废水废渣环境管理的通知》，延市环发〔2022〕6 号；

（36）《延安市生态环境局关于进一步加强油气田注水环境安全管理的通知》；

（37）《延安市油气开发清洁文明井场建设标准》（延市环发〔2020〕28 号）；

（38）《延安市水务局延安市环境保护局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）；

（39）《延安市净土保卫战 2024 年工作方案》；

（40）《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）；

（41）《延安市大气污染治理专项行动方案》（2023-2027）》（延市字〔2023〕53 号文）；

（42）《延安市深化大气污染治理推进实现“十四五”空气质量目标实施方案》；

（43）《延安市大气污染防治条例》。

2.1.6 技术规范依据

（1）《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）；

（2）《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）；

（3）《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）；

（4）《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）；

（5）《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）；

（6）《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）；

（7）《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）；

（8）《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）《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）；

（11）《建设项目危险废物环境影响评价指南》（公告 2017 年第 43 号）；

（12）《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）；

（13）《开发建设项目水土保持技术规范》（GB 50433-2008）；

（14）《陆上钻井作业环境保护推荐作法》（SY/T 6629-2005）；

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

（16）《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）；

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

（18）《油气田压裂返排液处理技术规范》（DB61/T1583-2022）。

2.1.7 项目文件依据

（1）中国石油天然气集团有限公司《中国石油 2025 年第二批油气开发项目备案（陕西省）》（项目代码：2512-00000-60-01-206128）及其附表，2025 年 12 月 1 日；

（2）《第三采油厂 2026 年产建地面工程初步设计方案》，长庆工程设计有限公司，2025 年 11 月；

（3）《长庆油田分公司第三采油厂 2026 年产能建设工程（陕西区域）监测报告》（ZZJC-2025-H-12-074），陕西正泽检测科技有限公司，2025 年 12 月 11 日；

（4）《长庆油田分公司第三采油厂 2026 年产能建设工程（陕西区域）环境质量现状监测报告》（精监字（2025）第 547 号），陕西精益达安全环保技术服务有限公司，2025 年 12 月 31 日；

（5）现有工程涉及的产建环评批复及竣工环保验收意见；

（6）建设单位提供与建设项目有关的其它技术资料。

2.2 环境影响识别与评价因子筛选

2.2.1 环境影响识别

2.2.1.1 环境影响要素及影响程度识别

根据油田开发建设的性质、工程特点、阶段（包括钻井、开发建设、投产运行以及退役期等阶段）和所在区域的环境特征，识别油田建设方案实施可能对评价区域自然环境、生态环境、社会环境和生活质量等产生影响的因子，并确定各因子影响类型和影响程度，为筛选评价因子及评价重点提供依据。

本项目施工期主要活动包括：钻井作业和地面设施建设，如平整场地、管线敷设等，将对生态环境产生一定不利影响，主要体现在占用土地及破坏土壤、地表植被等。

正常工况条件下，运行期对环境空气、声环境、水环境、生态环境以及生活质量等各环境要素的影响轻微，但持续的时间较长。

退役期原油产量明显下降，油井相继关闭，因此油田退役期对各种环境因素的影响范围和程度上均有所降低，直至基本消失。退役期环境影响的主要表现为设施拆除、井场封井、地面管道拆除等施工活动，施工活动将造成一定程度的水土流失等。

本项目环境影响因素识别及筛选见表 2.2-1。

表 2.2-1　项目工程影响环境要素与影响程度识别表

环境要素 / 影响因素		自然环境					生态环境			环境风险
		环境空气	地表水	地下水	声环境	土壤环境	水土保持	野生植物	野生动物	
施工期	原设备拆除	-1	/	/	-1	-2	-1	/	/	/
	场地清理	-2	-1	/	-1	/	-1	-2	-2	/
	钻井施工	-1	/	-1	-2	-2	-1	-1	/	-1
	交通运输	-1	-1	/	-1	/	/	/	-1	/
	安装建设	-1	/	/	/	-1	/	/	/	/
	材料堆放	-1	/	/	/	/	/	/	-2	/
	管线施工	-1	/	/	-1	-1	-1	-1	-1	/
运行期	采油作业	/	/	/	/	/	/	/	/	-1
	措施作业	-1	/	-1	-1	-1	-1	/	/	/
	管线集输	/	/	/	/	/	/	/	-1	/
	增压机组	-1	-1	/	-1	/	/	/	/	/
	脱水站/接转站	-2	/	/	-2	-1	/	/	/	/
	采出水回注	/	/	/	/	/	/	/	/	-1
	危废暂存	/	/	/	/	-1	/	/	/	-1
	危废运输	/	-1	/	/	/	/	/	/	-1
退役期	车辆运输	-1	/	/	-1	/	/	/	/	/
	井场	/	/	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
	集输管线	-1	/	/	-1	/	/	/	-1	/
	站场	-1	/	/	-1	-1	/	/	-1	/
注：3—重大影响；2—中等影响；1—轻微影响；“—”—不利影响										

2.2.1.2 环境要素性质识别

根据建设工程的性质及排污特点，采用工程环境影响性质识别表对建设工程影响环境的性质进行识别，本工程对环境的影响性质属于不利影响，分别为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。对工程环境影响性质分析结果见表 2.2-2。

表 2.2-2 建设项目对环境影响的性质分析表

性质 / 环境资源		不利影响					
		短期	长期	可逆	不可逆	局部	广泛
自然环境	环境空气	√	/	√	/	√	/
	地表水	/	/	/	/	/	/
	地下水	/	√	/	√	/	/
	声环境	√	/	√	/	√	/
	土壤	/	√	/	√	√	/
	水土流失	√	/	/	/	√	/
生物资源	农田	√	√	√	/	√	/
	林地植被	√	√	√	/	√	/
	野生植被	√	√	√	/	√	/
	野生动物	√	/	√	/	√	/

由表 2.2-2 可知，建设工程对环境要素的不利影响主要表现在对环境空气、地下水环境、声环境质量、土壤环境、水土流失等方面，这些影响大部分是短期的局部可逆影响，长期影响主要表现在生态破坏方面，但长期也是相对的，一定时间后影响将会消失。

2.2.2 环境影响因素识别

工程对环境的影响主要在施工期、运行期、退役期三个阶段，工程产污环节主要体现在施工期工程建设的生态环境影响和运行期油气集输系统产生的废水、废气、废渣、噪声和生态等影响。本项目各阶段环境影响因素识别见表 2.2-3。

表 2.2-3　环境影响因素识别

阶段	作业工程	环境影响因素						
		废气	废水	噪声	固废	土壤	生态	环境风险
施工期	道路建设	扬尘	/	设备噪声	/	地表裸露、植被破坏、水土流失	/	/
	设备运输	扬尘	/	交通噪声	/	/	/	/
	原有构筑物、设备拆除	扬尘	/	机械噪声	建筑垃圾、废弃设备	/	/	/
	土方开挖	扬尘	/	机械噪声	弃土	地表裸露、植被破坏、水土流失	/	/
	设备安装与拆卸	/	/	设备噪声	/	/	/	/
	钻井作业	柴油机废气	COD、石油类	设备噪声	钻井岩屑	/	落地油	井喷
	措施作业	柴油机废气	SS、COD	设备噪声	落地油	/	落地油	/
	管线敷设	扬尘	试压废水中SS	机械噪声	/	地表裸露、植被破坏、水土流失	/	/
	井喷（事故情况）	烃类气体	/	/	泥浆	/	落地油	井喷
运行期	井场	烃类气体	/	/	落地油、含油污泥	/	落地油	/
	站场	烃类气体、烟气	采出水、措施返排液、反冲洗废水	泵类、加热炉噪声	含油污泥、废过滤吸附介质、其他固废	/	采出水、措施返排液、反冲洗废水、含油污泥、废过滤吸附介质、烃类气体	储罐、事故油箱等泄漏、火灾爆炸
	采油管线爆裂（事故）	烃类气体	/	/	/	/	泄漏	泄漏、火灾爆炸

阶段	作业工程	环境影响因素						
		废气	废水	噪声	固废	土壤	生态	环境风险
退役期	井场	烃类气体、扬尘	/	机械噪声	建筑垃圾	/	/	/
	站场	扬尘	/	机械噪声	建筑垃圾	/	/	/
	采油管线	扬尘	/	机械噪声	锈蚀管线	地表裸露、植被破坏、水土流失	/	/
	其它	/	/	/	/	植被恢复	/	/

2.2.3 环境影响评价因子筛选

根据环境影响因子识别，结合工程建设影响特征和产生污染物对环境危害的性质以及对生态环境形成的影响，本评价报告主要评价因子见表 2.2-4、表 2.2-5。

表 2.2-4 环境影响评价因子筛选汇总一览表

单项工程 环境要素	钻前工程	钻井工程	储层改造工程	油气集输工程		油气处理工程		现状评价因子	影响预测因子
时期	施工期	施工期	施工期	施工期	运行期	施工期	运行期	/	/
大气	颗粒物	SO_2、NO_X、非甲烷总烃	SO_2、NO_X、非甲烷总烃	颗粒物	SO_2、NO_X、硫化氢、非甲烷总烃	颗粒物	SO_2、NO_X、硫化氢、非甲烷总烃	PM_{10}、$PM_{2.5}$、SO_2、NO_2、CO、O_3、总烃、非甲烷总烃、硫化氢	非甲烷总烃
地表水	BOD_5、COD、悬浮物、氨氮等	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、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	BOD_5、COD、悬浮物、氨氮等	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、	BOD_5、COD、悬浮物、氨氮等	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、悬浮物、COD、氨氮、石油类、硫化物和挥发酚	措施返排液、油田采出水污水处理分析评价

单项工程 环境要素	钻前工程	钻井工程	储层改造工程	油气集输工程		油气处理工程		现状评价因子	影响预测因子
					镉、砷、镍、铅				
地下水	耗氧量、氨氮、石油类等	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、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	耗氧量、氨氮、石油类等	耗氧量、氨氮、石油类等	耗氧量、氨氮、石油类等	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	地下水：pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、总硬度、挥发性酚类、氟化物、氰化物、耗氧量、溶解性总固体、铁、锰、铅、砷、汞、镉、铬（六价）、总大肠菌、细菌总数、K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、Cl^-、SO_4^{2-}、石油类、硫化物、钡 包气带：pH、氨氮、挥发性酚类、铬（六价）、氯化物、硝酸盐、硫酸盐、石油类	石油类
土壤	/	pH值、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃	pH值、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃	/	/	/	pH值、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃	土壤理化指标：pH值、阳离子交换量、氧化还原电	石油烃

单项工程 环境要素	钻前工程	钻井工程	储层改造工程	油气集输工程		油气处理工程		现状评价因子	影响预测因子
		（C_{10}~C_{40}）、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	（C_{10}~C_{40}）、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等				（C_{10}~C_{40}）、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度。建设用地基本因子：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、	

单项工程 环境要素	钻前工程	钻井工程	储层改造工程	油气集输工程		油气处理工程		现状评价因子	影响预测因子
								苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、䓛、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘，共45项。 农用地基本因子：镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌。 特征因子：pH值、含盐量、石油烃、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）。	
生态	地表扰动面积及类型、生态系统完整性	/	/	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	土壤肥力或林地立地条件、生物多样性、生态系统完整性等	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	/	生态系统、土地利用类型、土壤侵蚀、植被类型、动植物资源、景观等	工程占地、水土流失、植被、土壤、动物
噪声	/	昼间等效声级（Ld）、夜间等效声级（Ln）	昼间等效声级（Ld）、夜间等效声级（Ln）	/	昼间等效声级（Ld）、夜间等效声级（Ln）	/	昼间等效声级（Ld）、夜间等效声级（Ln）	昼间等效声级（Ld）、夜间等效声级（Ln	昼间等效声级（Ld）、夜间等效声级（Ln

表 2.2-5 生态影响评价因子筛选表

受影响对象	评价因子	工程内容及影响方式	影响性质	影响程度
物种	分布范围、种群数量、种群结构、行为等	施工期：井场、站场、管线、道路施工，直接影响	短期、可逆	弱
		运行期：井场、站场运行、人员巡护、交通运输	/	无
		退役期：设备拆除，封井，场地清理及平整，直接影响	短期、可逆	弱
生境	生境面积、质量、连通性等	施工期：井场、站场、管线、道路施工，直接影响	短期、可逆	弱
		运行期：井场、站场运行、人员巡护、交通运输	/	无
		退役期：设备拆除，封井，场地清理及平整	/	无
生物群落	物种组成、群落结构等	施工期：井场、站场、管线、道路施工，间接影响	短期、可逆	弱
		运行期：井场、站场运行、人员巡护、交通运输，不影响	/	/
		退役期：设备拆除，封井，场地清理及平整	/	无
生态系统	植被覆盖度、生产力、生物量、生态系统功能等	施工期：井场、站场、管线、道路施工，直接影响	短期、可逆	弱
		运行期：井场、站场运行、人员巡护、交通运输，无影响	/	/
		退役期：设备拆除，封井，场地清理及平整，直接影响	短期、可逆	弱
生物多样性	物种丰富度、均匀度、优势度等	施工期：井场、站场、管线、道路施工，间接影响	短期、可逆	弱
		运行期：井场、站场运行、人员巡护、交通运输	/	无
		退役期：设备拆除，封井，场地清理及平整	/	无
生态敏感区	主要保护对象、生态功能等	施工期：井场、站场、管线、道路施工	/	无
		运行期：井场、站场运行、人员巡护、交通运输	/	无
		退役期：设备拆除，封井，场地清理及平整	/	无

2.3 相关规划及环境功能区划

（1）环境空气

评价范围内主要为农村地区及乡镇居民集中居住区，依据环境空气质量功能区划原则，属于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及中规定的二类区。

（2）地表水

根据现场调查，靖边县油区涉及河流为芦河、周河，志丹县油区涉及河流为周河，吴起县油区涉及河流为北洛河，芦河属于无定河上游支流，周河为北洛河左岸一级支流，北洛河为渭河一级支流，均属黄河流域水系。根据《陕西省水功能区划》，芦河、周河、北洛河均属III类水体功能。

（3）地下水

本项目地下水功能主要用途为工、农业用水，根据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的地下水质量分类，评价区地下水功能为III类。

（4）声环境

根据《声环境功能区划分技术规范》（GB/T 15190-2014）、《声环境质量标准》（GB3096-2008）的规定，项目区域声环境功能区为 2 类。

（5）生态环境

①陕西省生态功能区划

根据《陕西省生态功能区划》，油区在生态功能分区上属于白于山河源水土保持区、黄土梁峁丘陵沟壑水土流失敏感区、白于山南侧水土保持控制区。

②水土流失重点区域情况

根据《陕西省水土保持规划（2016～2030 年）》，本项目位于陕北丘陵沟壑重点治理区。

③陕西省防沙治沙规划（2021~2030 年）

根据《陕西省防沙治沙规划（2021~2030 年）》，本项目不涉及防沙治沙区。

（6）主体功能区划

根据《陕西省主体功能区划》，本项目涉及国家层面限值开发区域（重点生态功能区）、省级层面限制开发区域（重点生态功能区）。

表 2.3-1 项目区环境功能区划

环境要素		保护对象	功能区划
地表水		芦河、周河、北洛河	III类功能区
地下水		机井、人饮工程、地下水水源地	III类水以人体健康基准值为依据，适用于集中式生活饮用水水源。评价区内分布的第四系孔隙水和白垩系孔隙裂隙水，其地下水环境功能属III类区
环境空气		评价区环境空气质量	《环境空气质量标准》二类功能区
声环境		井场、站场、道路、管线周边200m范围内居民	2类功能区
生态环境	陕西省生态功能区划	项目所在区域生态环境	白于山河源水土保持区、黄土梁峁丘陵沟壑水土流失敏感区、白于山南侧水土保持控制区
	陕西省水土保持规划（2016～2030年）		陕北丘陵沟壑重点治理区
	陕西省防沙治沙规划（2021~2030年）		不涉及防沙治沙区
主体功能区划		/	国家层面限值开发区域（重点生态功能区）、省级层面限制开发区域（重点生态功能区）

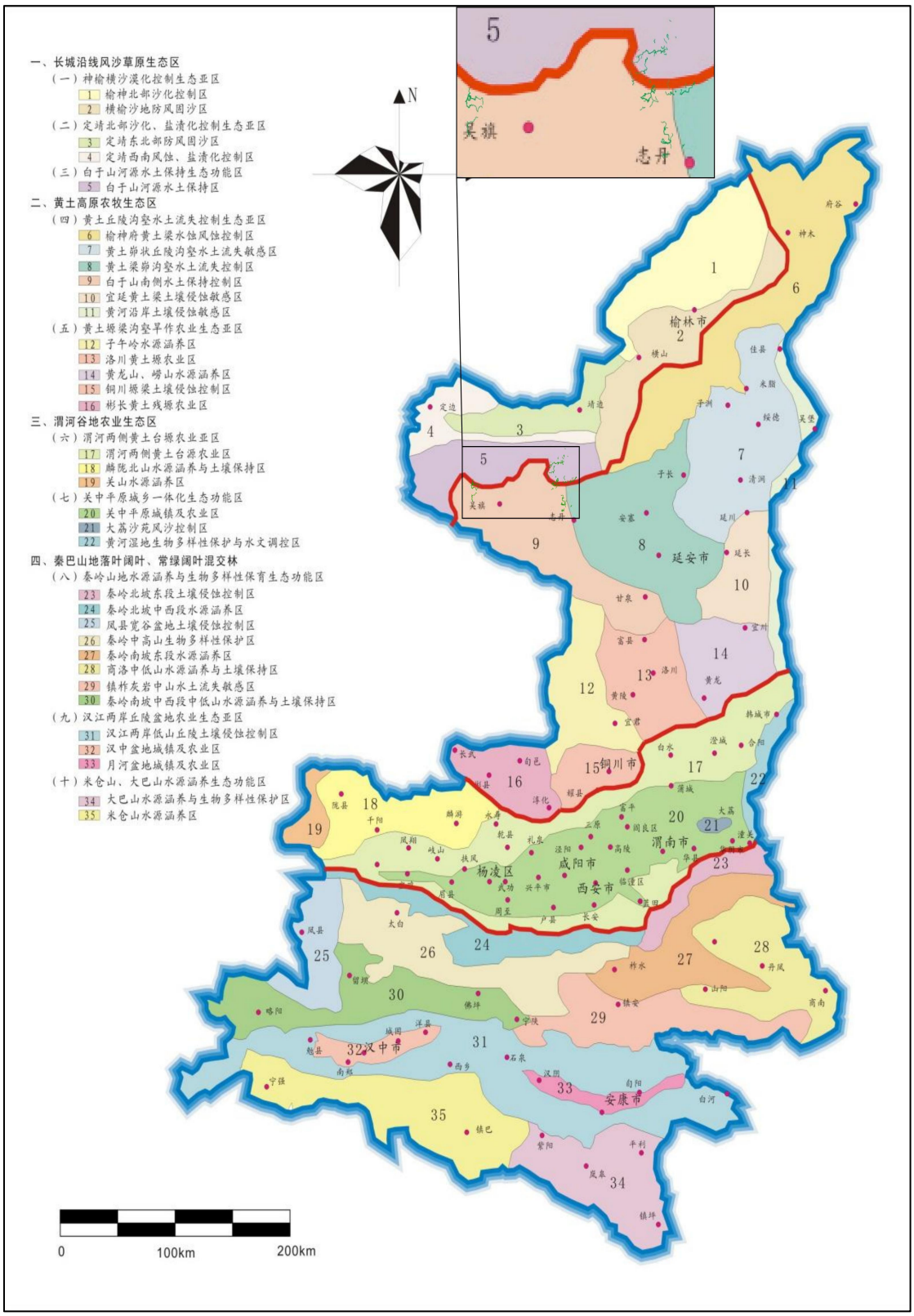


图 2.3-1　陕西省生态功能区划图

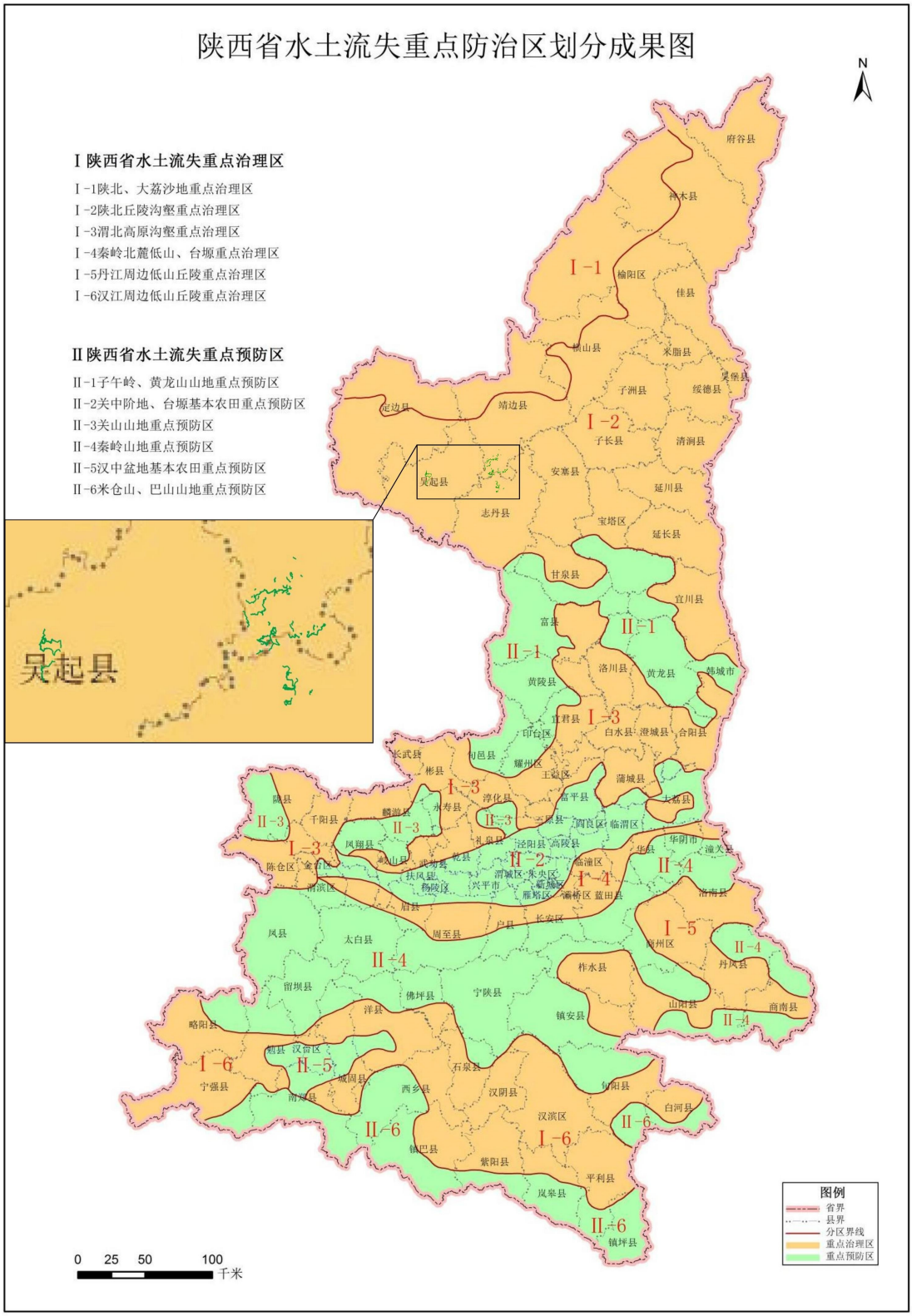


图 2.3-2　陕西省水土保持规划（2016～2030 年）图

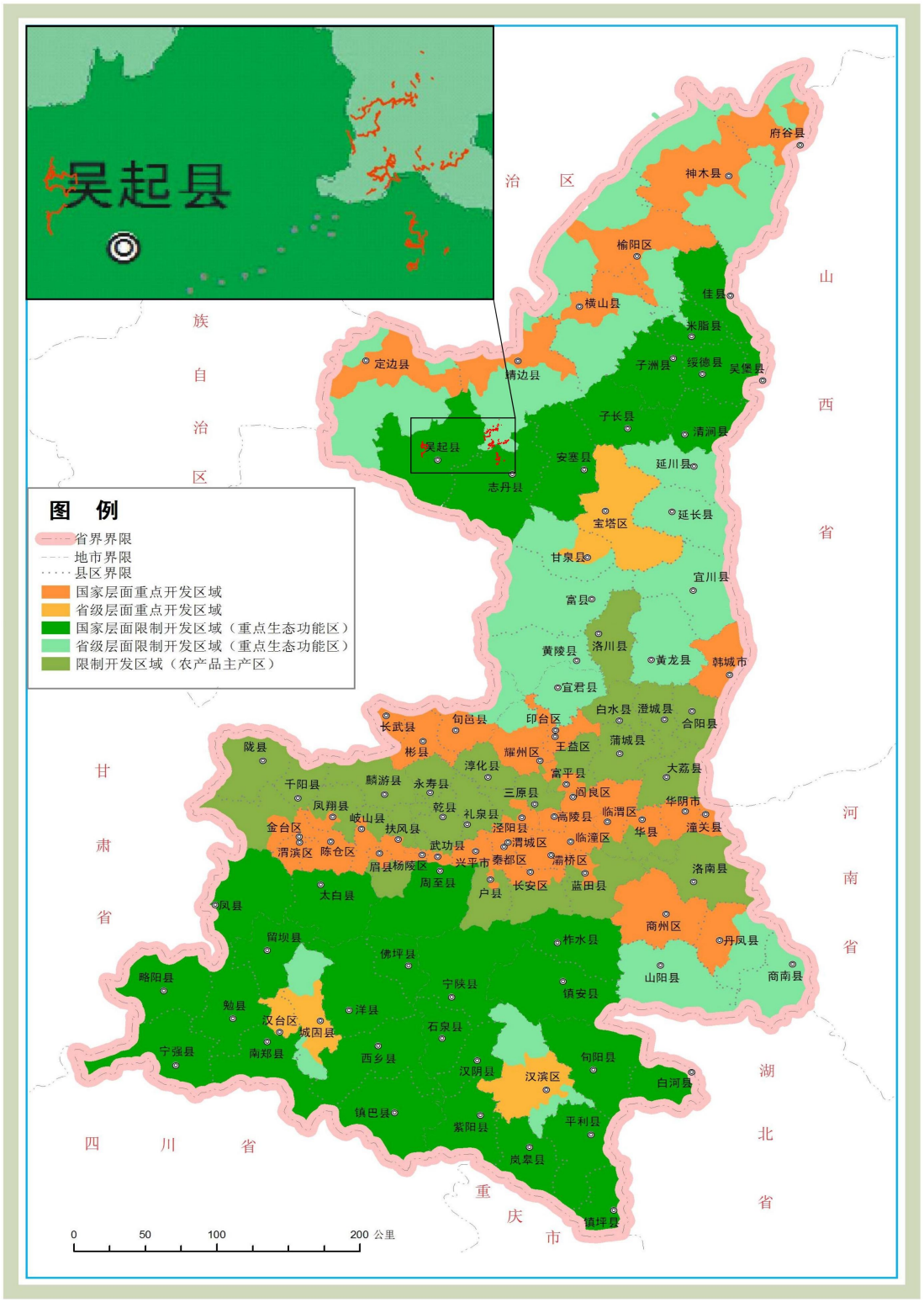


图 2.3-3　陕西省主体功能区划图

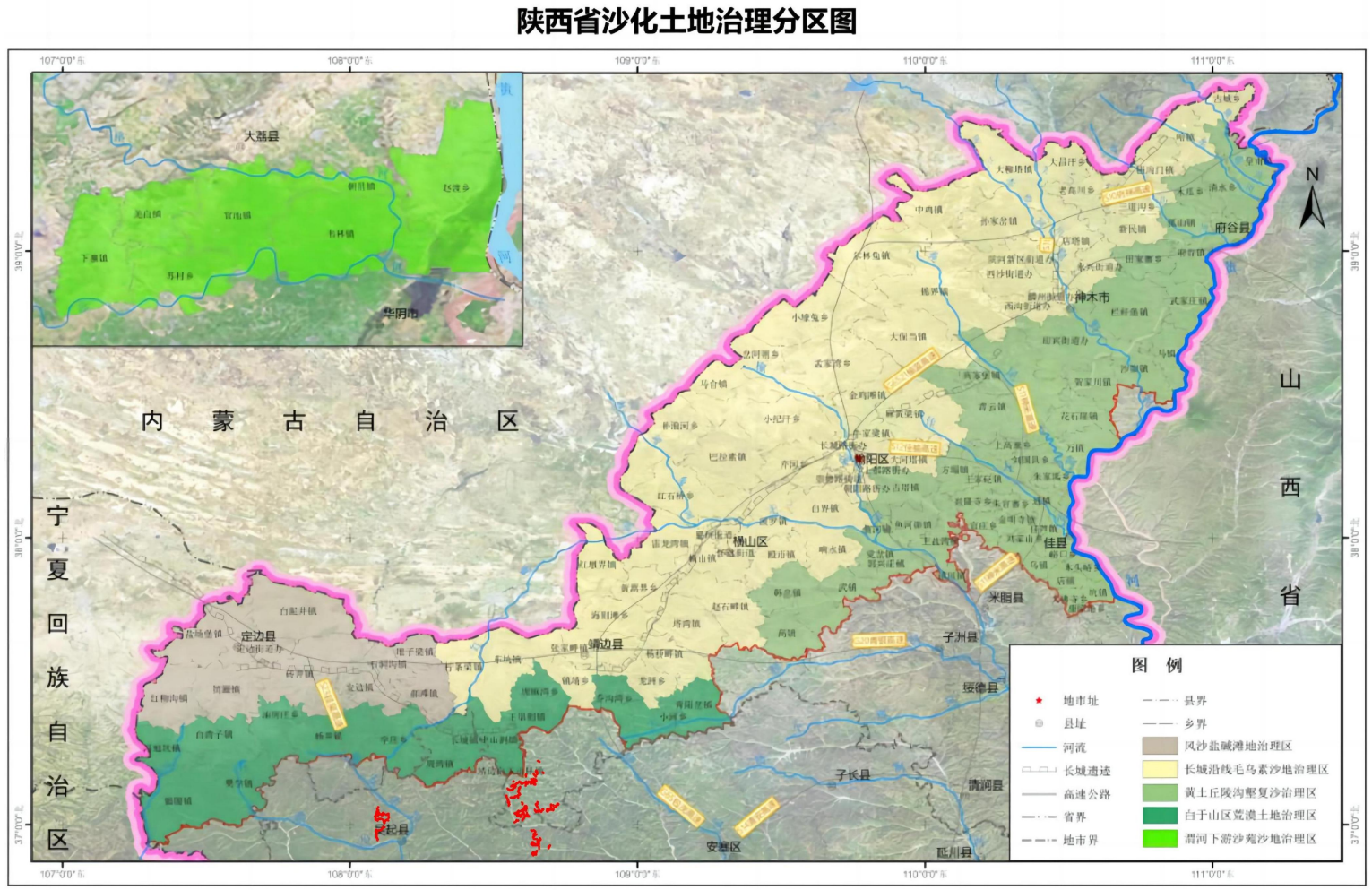


图 2.3-4　陕西省沙化土地治理分区图

2.4 评价标准

2.4.1 环境质量标准

（1）环境空气

项目所在区域属于二类区，环境空气质量执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）表 1 中二级标准。

表 2.4-1 环境空气质量标准

项目	标准限值			单位	标准来源
	1小时平均	24小时平均	年平均		
SO_2	500	150	60	μg/m³	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准
NO_2	200	80	40		
PM_{10}	/	150	70		
$PM_{2.5}$	/	75	35		
CO	10	4	/	mg/m³	
O_3	200	日最大8小时平均160		μg/m³	
非甲烷总烃	2.0	/	/	mg/m³	《大气污染物综合排放标准详解》
硫化氢	0.01	/	/	mg/m³	《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录D

（2）地表水

地表水环境质量执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002），芦河、北洛河、周河执行 III 标准。

表 2.4-2 地表水环境质量标准

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

（3）地下水

本项目所在区域地下水环境质量执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准，石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中III类标准。

表 2.4-3 地下水环境质量标准

标准名称及级(类)别	评价因子	标准值	
		单位	限值
《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准	pH	无量纲	6.5～8.5
	总硬度	mg/L	450
	溶解性总固体		1000
	硫酸盐		250
	硫化物		0.02
	氯化物		250
	铁		0.3
	锰		0.10
	铜		1.0
	锌		1.0
	耗氧量（CODMn）		3.0
	硝酸盐		20.0
	亚硝酸盐		1.00
	氨氮		0.5
	氟化物		1.0
	氰化物		0.05
	汞		0.001
	砷		0.01
	镉		0.005
	铬（六价）		0.05
	铅	mg/L	0.01
	镍		0.02
	细菌总数	CFU/mL	100
	总大肠菌群		3.0
	硫化物	mg/L	0.02
	钡		0.7
《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准	石油类	mg/L	0.05

（4）声环境

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

表 2.4-4 声环境质量标准

类别	昼间	夜间
2类	60dB(A)	50dB(A)

（5）土壤环境

占地范围内土壤环境执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准；根据本次评价监测结果，本次评价项目周边农用地土壤 pH 监测值 7.27~7.48，周边农用地执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）风险筛选值，其他标准限值（6.5＜pH≤7.5）；特征因子石油烃执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准。

表 2.4-5 建设用地土壤环境质量标准 单位：mg/kg

项目	筛选值	项目	筛选值	项目	筛选值
六价铬	5.7	二氯甲烷	616	苯乙烯	1290
砷	60	1,2-二氯丙烷	5	甲苯	1200
镉	65	1,1,1,2-四氯乙烷	10	（间）对二甲苯	570
铜	18000	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	邻二甲苯	640
铅	800	四氯乙烯	53	硝基苯	76
汞	38	1,1,1-三氯乙烷	840	苯胺	260
镍	900	1,1,2-三氯乙烷	2.8	2-氯酚	2256
四氯化碳	2.8	三氯乙烯	2.8	苯并〔a〕蒽	15
氯仿	0.9	1,2,3-三氯丙烷	0.5	苯并〔a〕芘	1.5
氯甲烷	37	氯乙烯	0.43	苯并〔b〕荧蒽	15
1,1-二氯乙烷	9	苯	4	苯并〔k〕荧蒽	151
1,2-二氯乙烷	5	氯苯	270	䓛	1293
1,1-二氯乙烯	66	1,2-二氯苯	560	二苯并〔a,h〕蒽	1.5
顺-1,2-二氯乙烯	596	1,4-二氯苯	20	茚并〔1,2,3-cd〕芘	15
反-1,2-二氯乙烯	54	乙苯	28	萘	70
石油烃（C10-C40）	4500	/	/	/	/

表 2.4-6 农用地土壤环境质量标准 单位：mg/kg

项目	风险筛选值	项目	风险筛选值
汞	2.4	镍	100
镉	0.3	铜	100
铅	120	锌	250
砷	30	铬	200

2.4.2 污染物排放标准

（1）废气

①施工期

施工扬尘执行《施工场界扬尘排放限值》（DB 61/1078-2017）表 1 规定的浓度限值。施工机械废气排放执行《非道路柴油移动机械污染物排放 控制技术要求》（HJ1014-2020）、《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）及其修改单要求。

表 2.4-7 《施工场界扬尘排放限值》（DB 61/1078-2017）

序号	污染物	监控点	施工阶段	小时平均浓度限值（mg/m³）
1	施工扬尘（即总悬浮颗粒物 TSP）	周界外浓度最高点	拆除、土方及地基处理工程	≤0.8
2			基础、主体结构及装饰工程	≤0.7

表 2.4-8 非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值 单位：g/kW·h

阶段	额定净功（Pmax）/kW	CO	HC	NOx	HC+NOx	PM	HN3	PN
第四阶段	Pmax＞560	3.5	0.40	3.5，0.67a	/	0.10	25b ppm	/
	130≤Pmax≤560	3.5	0.19	2.0	/	0.025		5×1012
	56≤Pmax＜130	5.0	0.19	3.3	/	0.025		
	37≤Pmax＜56	5.0	/	/	4.7	0.025		
	Pmax＜37	5.5	/	/	7.5	0.60		/
a适用于可移动式发电机组用Pmax＞900kW的柴油机 b适用于使用反应剂的柴油机								

②运行期

（1）废气

厂界无组织非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求，即边界非甲烷总烃浓度不超过 4.0mg/m³。

（2）废水

2022 年 11 月 4 日国家能源局发布了《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法（SYT 5329-2022）》，自 2023 年 5 月 4 日执行。根据环境标准要求，长庆油田榆林地区采出水和措施返排液回注应执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法（SYT 5329-2022）》。

表 2.4-9 碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法

储层空气渗透率μm²	<0.01	（0.01，0.05）	（0.05，0.5）	（0.5，2）	>2

水质标准分级	I	II	III	IV	V
悬浮固体含量mg/L	≤8.0	≤15.0	≤20.0	<25.0	≤35.0
悬浮物颗粒直径中值μm	≤3.0	≤5.0	≤5.0	≤5.0	≤5.5
含油量mg/L	≤5.0	<10.0	≤15.0	<30.0	≤100.0
平均腐蚀率mm/a	≤0.076				

根据建设单位提供的注水井配注率资料及储层空气渗透率数据，第三采油厂在岩层压裂后进行回注，采用压裂后的储层空气渗透率确定水质标准。根据长庆油田榆林地区不同层位岩心压裂前后渗透率测试报告，第三采油厂靖安油田和定边油田（油房庄）侏罗系及长 2、长 4+5、长 6、长 8、长 9 层位空气渗透率在 2.115~18.364μm²之间，因此根据表 2.4-9，本项目采出水回注应执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法（SYT 5329-2022）》V 级水质标准，经校核，本项目现有工程采出水及措施返排液处理设施出水回注水水质均满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法（SYT 5329-2022）》V 级水质标准。

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

（3）噪声

施工期噪声排放执行《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025），即昼间 70dB(A)、夜间 55dB(A)；运行期厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准限值，即昼间 60dB(A)、夜间 50dB(A)。

（4）固废

一般固废的贮存处置参照执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020），危险废物执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中有关规定。

2.5 评价工作等级与评价范围

2.5.1 评价工作等级

（1）大气环境

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），大气环境评价等级划分判据见表 2.5-1。

表 2.5-1 大气环境评价工作等级

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%
三级评价	Pmax＜1%

本项目运行期主要污染物为无组织烃类排放，采用 AERSCREEN 估算模式对项目的大气环境评价工作等级进行确定，本项目选取主要污染物非甲烷总烃进行计算，采用估算模式计算各污染物在简单平坦地形、全气象组合情况条件下的最大浓度占标率 Pmax 和 D10%，估算模型参数见表 2.5-2。计算结果见表 2.5-5。

表 2.5-2 估算模型参考表

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/°	/	/	/

表 2.5-3 废气估算结果一览表

序号	污染源	污染物	质量标准（mg/m³）	最大地面浓度（mg/m³）		最大落地浓度下风向距离（m）	最大占标率（%）	执行级别
1	盘48-36	非甲烷总烃	2.0	无组织	0.1222	57	6.11	二级
2	柳156-013			无组织	0.0948	57	4.74	二级
3	柳124-03			无组织	0.0648	54	3.24	二级
4	柳141-011			无组织	0.0749	58	3.74	二级
5	柳96-31			无组织	0.0617	60	3.09	二级

序号	污染源	污染物	质量标准（mg/m³）	最大地面浓度（mg/m³）		最大落地浓度下风向距离（m）	最大占标率（%）	执行级别
6	旗2-13			无组织	0.1771	58	8.85	二级
7	盘50-31扩			无组织	0.1664	70	8.32	二级
8	柳94-34			无组织	0.0718	50	3.59	二级

按照评价工作等级判定原则，同一项目有多个污染源（两个及以上，下同）时，则按各污染源分别确定评价等级，并取评价等级最高者作为项目的评价等级，最终确定本项目大气环境评价工作等级为二级。

（2）地表水环境

本项目不新增员工，无新增生活污水。本项目油田采出水依托站场采出水处理系统处理达标后回注油层，井下措施返排液经措施返排液处理站处理达标回注，不外排。根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）判定，本项目地表水评价工作等级为三级 B，评价重点是对项目废水处理措施进行环境可行性分析。判定依据见表 2.5-4。

表 2.5-4 水污染影响型建设项目评价等级判定

评价等级	判定依据	
	排放方式	废水排放量Q/（m³/d）； 水污染物当量数W/（无量纲）
一级	直接排放	Q≥20000或W≥600000
二级	直接排放	其他
三级A	直接排放	Q＜200且W＜6000
三级B	间接排放	-
注：建设项目采出水及措施返排液经处理后回注，不外排，按三级B评价		
本项目评价等级	三级B	

（3）地下水环境

根据本项目工程开发方案，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于“F 石油、天然气”中“37、石油开采”和“41、石油、天然气、成品油管线（不含城市天然气管线）”，其中“37、石油开采”所属的地下水环境影响评价项目类别为I类，“41、石油管线”所属的地下水环境影响评价项目类别为II类。地下水等级判定按照表 2.5-5 的原则进行判定。

表 2.5-5 地下水环境影响评价等级判定依据

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

①本项目的地下水敏感性分析

地下水环境现状调查评价范围应包括与建设项目相关的地下水环境保护目标，以能说明地下水环境的现状，反映调查评价区地下水基本流场特征，满足地下水环境影响预测和评价为基本原则。

建设项目（除线性工程外）地下水环境影响现状调查评价范围可采用公式计算法，计算公式如下：

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

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。

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：第四系松散岩类裂隙孔隙含水层、白垩系环河组河组碎屑岩类裂隙含水层、白垩系洛河组碎屑岩类裂隙含水层，均属于本次评价的目标含水层。

表 2.5-6 地下水评价范围计算

含水层		K（m/d）	I	T（d）	n	L（m）
榆林（靖边县）	第四系黄土潜水含水层	0.46	0.015	5000	0.3	230
	白垩系环河组	0.19	0.003	5000	0.15	38
	白垩系洛河组	1.00	0.008	5000	0.2	400
延安（志丹县、	第四系黄土潜水含水层	渗透系数0.26~0.46m/d，本次评价取值0.46m/d	0.008	5000	0.3	122
	白垩系环河组	渗透系数0.18~0.31m/d，本	0.006	5000	0.2	93

吴起县）		次评价取值0.31m/d				
	白垩系洛河组	渗透系数 0.2~1.0m/d，本次评价取值1.0m/d	0.004	5000	0.2	200
备注：参数取值依据《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						

根据《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）判定的要求，场站等点状工程的评价范围采用导则 8.2.2.1 节中公式计算法确定，结合表 2.5-6 计算结果，本项目地下水评价等级范围为：

靖边县评价按照各井场及各站场下游 400m、两侧、上游各 200m 的范围，管线两侧 200m 范围调查各工程周围地下水开发利用情况；

志丹县、吴起县评价按照井场、站场下游 200m、两侧各 100m，上游 100m 的范围，管线两侧 200m 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。

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，将调查评价范围进一步划分为调查范围和评价范围。其中调查范围扩大到项目所在地相对完整的水文地质区块或水文地质单元。调查范围的确定综合考虑拟建项目布局及区域地下水系统特征。

本项目管线距顺宁镇高家湾村集中式饮用水水源地最近距离为 1.2km（柳 41 增-柳三脱集油管线），距顺宁镇顺宁村小组饮用水水源地最近距离为 1.18km（柳三脱至柳 19 增注水干线），本项目不涉及顺宁镇高家湾村集中式饮用水水源地和顺宁镇顺宁村小组饮用水水源地保护区。（本项目井场与顺宁镇水源地位置关系图见图 2.5-1）

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 一含水层渗透系数，m/d；

I 一水力梯度，无量纲；（本次取值 0.004）

T—地下水运移时间，d；（30 年，10950 天）

ne-含水层有效孔隙度，无量纲（本次取值 0.2）。

表 2.5-7　项目周边水源概况一览表

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
顺宁镇高家湾村集中式饮用水水源地	一级保护区	小型	一级保护区边界6475d	259	水源地最近的管线为柳41增-柳三脱集油管线1.2km，距离远大于补给区	不涉及
顺宁镇顺宁村小组饮用水水源地	一级保护区	小型	一级保护区边界6475d	259	水源地最近的管线为柳三脱至柳19增注水干线1.18km，距离远大于补给区	不涉及

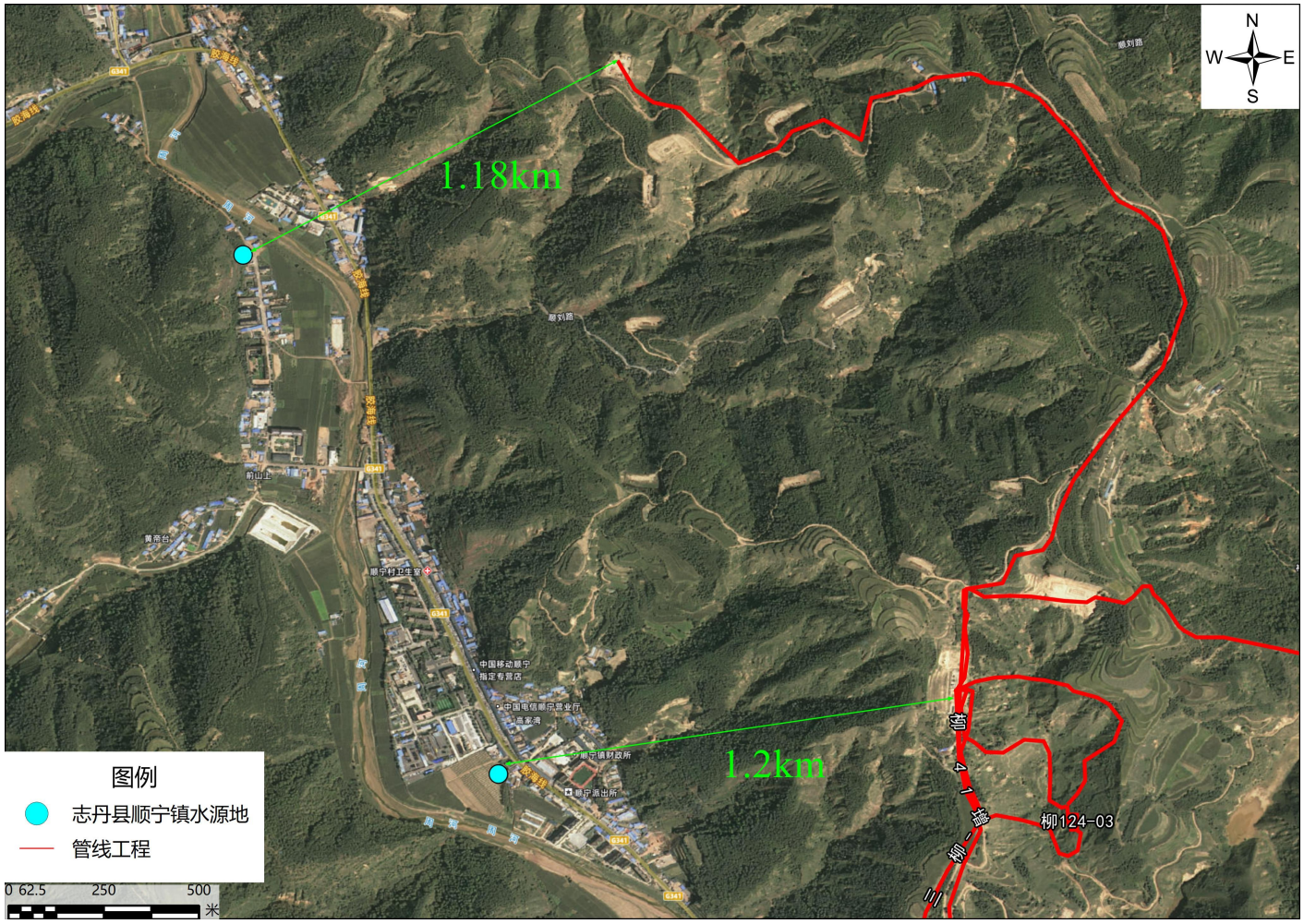


图 2.5-1　本项目井场与顺宁镇水源地位置关系图

②地下水评价等级确定

按照本次评价建设的井场、站场、管线分布区域分别确定评价等级，评价区内居民主要以窖水或外运水作为饮用水源，项目地下水环境敏感程度详见表2.5-8。

表 2.5-8　地下水敏感性及评价等级判定结果统计表

区县	作业区	工程		项目类别	评价范围内分散式民用水井调查结果	环境敏感程度	等级判定结果
		类别	名称				
靖边县	盘古梁作业区	站场	盘一注	Ⅰ类	下游400m，两侧、上游各200m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
			周河供水站	Ⅰ类	下游400m，两侧、上游各200m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
			新9增扩	Ⅰ类	下游400m，两侧、上游各200m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
			盘2增	Ⅰ类	下游400m，两侧、上游各200m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
			靖三联	Ⅰ类	下游400m，两侧、上游各200m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
			冯79-10扩	Ⅰ类	下游400m，两侧、上游各200m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
			盘85-37扩	Ⅰ类	下游400m，两侧、上游各200m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
	五里湾第一采油作业区		南二注	Ⅰ类	下游400m，两侧、上游各200m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
			南十二转	Ⅰ类	下游400m，两侧、上游各200m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
			南10增	Ⅰ类	下游400m，两侧、上游各200m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
	五里湾第二采油作业区		南四注	Ⅰ类	下游400m，两侧、上游各200m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
志丹县	虎狼峁作业区		柳三脱	Ⅰ类	下游200m，两侧、上游各100m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
			柳41增	Ⅰ类	下游200m，两侧、上游各100m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
			柳141-4	Ⅰ类	下游200m，两侧、上游各100m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
			柳141-011	Ⅰ类	下游200m，两侧、上游各100m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
吴起县	新寨作业区		旗五转	Ⅰ类	下游200m，两侧、上游各100m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
			旗七转	Ⅰ类	下游200m，两侧、上游各100m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
			旗22增	Ⅰ类	下游200m，两侧、上游各100m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级

区县	作业区	工程		项目类别	评价范围内分散式民用水井调查结果	环境敏感程度	等级判定结果
		类别	名称				
			旗016-33	Ⅰ类	下游200m，两侧、上游各100m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
靖边	郝坨梁	井场	XP14	Ⅰ类	下游400m，两侧、上游各200m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
			于73-26	Ⅰ类	下游400m，两侧、上游各200m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
			于74-24扩	Ⅰ类	下游400m，两侧、上游各200m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
			于69-24扩	Ⅰ类	下游400m，两侧、上游各200m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
			柳25-37	Ⅰ类	下游400m，两侧、上游各200m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
			于73-21扩	Ⅰ类	下游400m，两侧、上游各200m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
			塞551扩	Ⅰ类	下游400m，两侧、上游各200m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
	盘古梁		冯74-91扩	Ⅰ类	下游400m，两侧、上游各200m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
			冯73-92扩	Ⅰ类	下游400m，两侧、上游各200m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
			冯71-90扩	Ⅰ类	下游400m，两侧、上游各200m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
			冯68-91扩	Ⅰ类	下游400m，两侧、上游各200m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
			冯71-94	Ⅰ类	下游400m，两侧、上游各200m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
			盘36-28扩	Ⅰ类	下游400m，两侧、上游各200m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
			盘36-25扩	Ⅰ类	下游400m，两侧、上游各200m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
			盘45-32	Ⅰ类	下游400m，两侧、上游各200m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
			盘50-31扩	Ⅰ类	下游400m，两侧、上游各200m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
			盘48-30扩	Ⅰ类	下游400m，两侧、上游各200m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
			盘48-36	Ⅰ类	下游400m，两侧、上游各200m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
			高338	Ⅰ类	下游400m，两侧、上游各200m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
			顺53-5	Ⅰ类	下游400m，两侧、上游各200m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
			盘83-33	Ⅰ类	下游400m，两侧、上游各200m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
			盘85-37扩	Ⅰ类	下游400m，两侧、上游各200m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
	五一区		新351	Ⅰ类	下游400m，两侧、上游各200m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级

区县	作业区	工程		项目类别	评价范围内分散式民用水井调查结果	环境敏感程度	等级判定结果
		类别	名称				
			柳96-31	Ⅰ类	下游400m，两侧、上游各200m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
			柳98-32	Ⅰ类	下游400m，两侧、上游各200m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
			柳92-28	Ⅰ类	下游400m，两侧、上游各200m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
			顺118扩（柳93-28扩）	Ⅰ类	下游400m，两侧、上游各200m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
			柳91-281	Ⅰ类	下游400m，两侧、上游各200m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
			柳91-26	Ⅰ类	下游400m，两侧、上游各200m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
			柳94-27	Ⅰ类	下游400m，两侧、上游各200m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
			柳95-29	Ⅰ类	下游400m，两侧、上游各200m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
			柳94-34	Ⅰ类	下游400m，两侧、上游各200m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
			柳85-35扩	Ⅰ类	下游400m，两侧、上游各200m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
			柳88-40	Ⅰ类	下游400m，两侧、上游各200m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
			柳86-40	Ⅰ类	下游400m，两侧、上游各200m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
			柳79-29扩	Ⅰ类	下游400m，两侧、上游各200m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
			顺162-43	Ⅰ类	下游400m，两侧、上游各200m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
	五二区		柳69-67	Ⅰ类	下游400m，两侧、上游各200m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
			柳68-68	Ⅰ类	下游400m，两侧、上游各200m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
			柳79-51	Ⅰ类	下游400m，两侧、上游各200m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
			柳83-551扩	Ⅰ类	下游400m，两侧、上游各200m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
			柳82-47	Ⅰ类	下游400m，两侧、上游各200m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
			柳83-51	Ⅰ类	下游400m，两侧、上游各200m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
志丹	虎狼峁		柳156-013	Ⅰ类	下游200m，两侧、上游各100m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
			柳157-015	Ⅰ类	下游200m，两侧、上游各100m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
			柳155-016	Ⅰ类	下游200m，两侧、上游各100m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
			柳151-010	Ⅰ类	下游200m，两侧、上游各100m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级

区县	作业区	工程		项目类别	评价范围内分散式民用水井调查结果	环境敏感程度	等级判定结果
		类别	名称				
			柳141-011	Ⅰ类	下游200m，两侧、上游各100m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
			柳140-013	Ⅰ类	下游200m，两侧、上游各100m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
			柳124-03	Ⅰ类	下游200m，两侧、上游各100m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
吴起	新寨		旗040-63	Ⅰ类	下游200m，两侧、上游各100m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
			吴平462-10	Ⅰ类	下游200m，两侧、上游各100m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
			旗040-61	Ⅰ类	下游200m，两侧、上游各100m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
			旗034-56	Ⅰ类	下游200m，两侧、上游各100m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
			旗042-62扩	Ⅰ类	下游200m，两侧、上游各100m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
			旗034-58	Ⅰ类	下游200m，两侧、上游各100m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
			吴平421-13	Ⅰ类	下游200m，两侧、上游各100m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
			旗032-55	Ⅰ类	下游200m，两侧、上游各100m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
			旗2-16	Ⅰ类	下游200m，两侧、上游各100m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
			旗02-17	Ⅰ类	下游200m，两侧、上游各100m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
			旗2-13	Ⅰ类	下游200m，两侧、上游各100m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
			旗015-38	Ⅰ类	下游200m，两侧、上游各100m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
			旗017-36	Ⅰ类	下游200m，两侧、上游各100m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
			吴平468-8A	Ⅰ类	下游200m，两侧、上游各100m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
	盘古梁		塞369-25	Ⅰ类	下游200m，两侧、上游各100m范围内无分散式水井分布	不敏感	二级
靖边县	郝坨梁	出油管线	于五增沟底管线该县	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			盘25-38区域管线改线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			盘29-34至盘五转出油管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			盘29-31至北六转出油管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
		注水管线	盘29-31注水干线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			盘29-31至北六转注水管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级

区县	作业区	工程		项目类别	评价范围内分散式民用水井调查结果	环境敏感程度	等级判定结果
		类别	名称				
			冯60-86注水管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
		供水管线	北六转水源井供水管线	/	/	/	/
	盘古梁	出油管线	盘41-39扩至冯71-90扩出油管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			盘43-38扩至冯71-90扩出油管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			冯71-90扩至盘二转油点出油管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			冯73-92扩至冯71-90扩出油管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			冯68-91扩至冯71-90扩出油管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			冯71-94至冯71-90扩出油管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			冯74-91至冯71-90扩出油管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			冯67-91扩至冯71-90扩出油管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			盘36-28扩至盘33-21接转站出油管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			盘36-25扩至盘33-21接转站出油管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			盘83-33至盘85-37扩出油管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			盘85-37扩至新9扩出油管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			顺53-5至盘85-37扩出油管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			盘45-32至盘二转油点出油管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			盘45-31扩至盘二转油点出油管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			盘50-31扩至盘二转油点出油管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			盘48-30扩至盘二转油点出油管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			盘48-36至盘二转油点出油管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			高338至盘二转油点出油管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
		输油管线	盘2增至靖三联输油管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			盘四接转站至靖三联外输管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
		集油管线	冯63-88组至新3增集油管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级

区县	作业区	工程		项目类别	评价范围内分散式民用水井调查结果	环境敏感程度	等级判定结果
		类别	名称				
			冯71-96井组至新六增集油管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			盘55-27至盘59-25增单井集油管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			盘58-25井组至盘59-25增单井集油管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			盘59-24井组至盘59-23井组单井集油管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			盘58-23井组至盘59-25增单井集油管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
		注水管线	盘41-39扩至冯71-90扩注水管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			盘43-38扩至冯71-90扩注水管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			冯71-90扩至盘二转油点注水管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			冯73-92扩至冯71-90扩注水管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			冯68-91扩至冯71-90扩注水管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			冯71-94至冯71-90扩注水管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			冯74-91至冯71-90扩注水管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			冯67-91扩至冯71-90扩注水管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			盘36-28扩至盘33-21接转站注水管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			盘36-25扩至盘33-21接转站注水管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			盘83-33至盘85-37扩注水管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			盘85-37扩至新9扩注水管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			顺53-5至盘85-37扩注水管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			盘45-32至盘二转油点注水管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			盘45-31扩至盘二转油点注水管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			盘50-31扩至盘二转油点注水管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级

区县	作业区	工程		项目类别	评价范围内分散式民用水井调查结果	环境敏感程度	等级判定结果
		类别	名称				
			盘48-30扩至盘二转油点注水管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			盘48-36至盘二转油点注水管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			高338至盘二转油点注水管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			盘2增至靖三联注水干线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			盘102干线至冯70-90扩注水支线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			盘38-38增至盘38-40注水管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			盘51-25配至盘51-26井组注水管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			盘53-20配至盘51-20井组、盘55-21、盘51-22注水管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			盘54-24注水管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			盘55-27至盘58-27注水管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			盘58-25配至盘58-23配注水管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			盘一注水站至盘55-23、盘57-32单井注水管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
		供水管线	周河供水站至盘一注输水管线	/	/	/	/
			周河供水站至盘五注输水管线	/	/	/	/
	五一区	出油管线	柳79-29扩至柳77-28增出油管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			柳91-26扩至柳89-27增出油管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			柳85-35扩至南一增出油管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			柳102-292至顺一增出油管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			柳96-31至柳95-29出油管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			柳98-32至柳95-29出油管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			柳92-28至南10增出油管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			柳91-281至南10增出油管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级

区县	作业区	工程		项目类别	评价范围内分散式民用水井调查结果	环境敏感程度	等级判定结果
		类别	名称				
			柳91-26至南10增出油管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			柳94-27至柳95-29出油管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			柳95-29至柳95-29扩出油管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			柳94-34至柳95-29出油管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			柳94-25至南10增出油管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			顺162-43至顺162脱出油管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			高152至顺162脱出油管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			顺162-22至顺162脱出油管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
		集油管线	南九增至南10增外输管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			南10增至南十二转外输管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			南六转至南十二转外输管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
		注水管线	柳79-29扩至柳77-28增注水管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			柳91-26扩至柳89-27增注水管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			柳85-35扩至柳85-36注水管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			柳102-292至南六注注水管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			柳92-28至南10增注水管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			柳91-281至南10增注水管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			柳94-27至柳95-29注水管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			柳95-29路口至南10增注水干线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			柳94-34至柳95-30注水管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			柳94-25至柳95-29注水管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			顺162-43至顺162脱注水管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			高152至顺162脱注水管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			顺162-22至顺162脱注水管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级

区县	作业区	工程		项目类别	评价范围内分散式民用水井调查结果	环境敏感程度	等级判定结果
		类别	名称				
			南十二转-柳95-29井场注水干线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
	五二区	输油管线	2#转油点外输管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			南十一转外输管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			柳85-54增外输管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
		出油管线	柳69-67至南十一转出油管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			柳69-68至柳69-67出油管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			柳81-51至柳80-52增出油管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			柳82-47至南三转出油管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
		供气管线	柳81-51至柳81-53供气管线	Ⅲ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			柳69-67至南十一转供气管线	Ⅲ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			柳82-47至南三转供气管线	Ⅲ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			南十一转至南十转供气管线	Ⅲ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
		供水管线	南十一转至南十转转水管线	/	/	/	/
			南三注至南五注供水干线	/	/	/	/
		注水管线	柳71-60注水管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			柳76-62注水管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			柳80-57注水管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			柳80-60注水管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			柳76-64注水管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			柳75-64注水管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			柳72-64 注水管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			柳74-62注水管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			柴33-26注水管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			柳77-58注水管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级

区县	作业区	工程		项目类别	评价范围内分散式民用水井调查结果	环境敏感程度	等级判定结果
		类别	名称				
			柳78-56注水管线	II类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			柳78-60注水管线	II类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			柳69-67至南十一转注水管线	II类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			柳81-51至柳81-53注水管线	II类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			柳82-47至南三转注水管线	II类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
志丹县	虎狼峁	出油管线	柳124-03至柳26增出油管线	II类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			柳155-016至柳33增出油管线	II类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			柳155-014至柳33增出油管线	II类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			柳157-015至柳33增出油管线	II类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			柳155-010至柳33增出油管线	II类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			柳141-011至柳138-06出油管线	II类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			保1至柳138-06出油管线	II类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			柳140-013至柳138-06出油管线	II类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			柳120-3至柳26增出油管线	II类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			柳145-9至柳11增出油管线	II类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
		集油管线	柳138-06至柳三脱外输管线	II类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			柳141-011至柳三脱集油管线	II类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			新柳8增至靖五联集油管线	II类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			柳41增-柳三脱集油管线	II类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			柳35增至靖五联集油管线	II类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			柳141-4至柳三脱集油管线	II类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
		供气管线	柳138-06至柳三脱供气管线	III类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			塞237至柳138-06返供干气管线	III类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			保1至柳138-06供气管线	III类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级

区县	作业区	工程		项目类别	评价范围内分散式民用水井调查结果	环境敏感程度	等级判定结果
		类别	名称				
			柳155-010至柳33增供气管线	III类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			柳124-03至柳26增供气管线	III类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			柳155-016至柳33增供气管线	III类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
		注水管线	柳155-016至柳33增注水管线	II类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			柳124-03至柳26增注水管线	II类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			保1至柳138-06注水管线	II类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			柳10增至高113注水管线	II类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			柳19增至柳三脱注水干线	II类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
	五一区	供水管线	25#水源井至南五转供水管线	/	/	/	/
	跨越五一区、五二区	出油管线	高355至南二转出油管线	II类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
		注水管线	高355至南二注注水管线	II类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
吴起县	新寨	出油管线	旗040-63至旗17增出油管线	II类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			旗040-61至旗17增出油管线	II类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			吴平462-10至旗17增出油管线	II类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			旗042-62至旗17增出油管线	II类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			吴平421-13至旗17增出油管线	II类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			旗034-56至旗17增出油管线	II类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			旗034-58至旗17增出油管线	II类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			旗032-55至旗17增出油管线	II类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			新313-190至旗15增出油管线	II类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			旗2-13至旗20增出油管线	II类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			旗2-16至旗20增出油管线	II类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			旗02-17至旗20增出油管线	II类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级

区县	作业区	工程		项目类别	评价范围内分散式民用水井调查结果	环境敏感程度	等级判定结果
		类别	名称				
			吴平463-8至吴544增出油管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			吴平462-11至旗七转出油管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			旗15增至吴平462-11出油管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
		集油管线	旗20增至旗11增输油管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			旗七转至吴二联输油管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			旗22增-旗七转集油管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			旗016-33至旗五转集油管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
		注水管线	旗040-63至旗17增注水管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			旗040-61至旗17增注水管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			吴平462-10至旗17增注水管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			旗042-62至旗17增注水管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			吴平421-13至旗17增注水管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			旗034-56至旗17增注水管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			旗034-58至旗17增注水管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			旗032-55至旗17增注水管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			新313-190至旗15增注水管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			旗2-13至旗20增注水管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			旗2-16至旗20增注水管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			旗02-17至旗20增注水管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			吴平463-8至吴544增注水管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			吴平462-11至旗七转注水管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			旗15增至吴平462-11注水管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			旗20增至旗11增注水管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			旗七转至吴二联注水管线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级

区县	作业区	工程		项目类别	评价范围内分散式民用水井调查结果	环境敏感程度	等级判定结果
		类别	名称				
			旗二注-旗20增注水干线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级
			吴二联-旗22增注水干线	Ⅱ类	管线工程边界两侧200m范围内无分散式水井分布	不敏感	三级

（4）声环境

项目区域环境噪声执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）的 2 类标准，受影响区域环境噪声值没有明显增加，受影响的人口变化不大。按《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）要求，判定声环境评价工作等级为二级。

表 2.5-9 声环境评价工作等级

影响因素 评价等级		声环境功能区	环境敏感目标噪声级增量	影响人口数量变化
评价等级判据	一级	0类	>5dB(A)	显著增多
		机场建设项目航空器噪声影响评价		
	二级	1类，2类	≥3dB(A)，≤5dB(A)	较多
	三级	3类，4类	<3dB(A)	不大
本项目		2类	<3dB(A)	不大
项目评价工作等级		二级		

（5）生态环境

本项目工程分布区域广、生产设施分散，区域内各井场相距较远，从整个区域看，基本呈点状、线状分布，故其对环境影响多限于井场及集输管线较近的范围。工程建设对生态环境的影响主要集中在施工期对土地的占用和植被的破坏。

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），生态影响评价等级确定原则如下：

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；

g）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。

本项目占地规模 227.676hm^2，其中永久占地 30.3hm^2，临时占地 197.376hm^2，小于 20km^2；项目不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境；根据现场踏勘及查阅的资料，项目地下水、土壤影响范围内分布有天然林、公益林，因此，判定本项目生态环境影响评价等级为二级。

（6）土壤环境

1、生态影响型

根据自然环境现状调查，靖边县多年平均降水量 377.1mm，境内年平均蒸发量 1935.5mm，为年降水量的 5.13 倍，即干燥度为 5.13；志丹县多年平均降水量 470.2mm，境内年平均蒸发量 1465.9mm，为年降水量的 3.12 倍，即干燥度为 3.12；吴起县多年平均降水量 438.7mm，境内年平均蒸发量 1563.0mm，为年降水量的 3.56 倍，即干燥度为 3.56。根据区域水文地质资料，评价区潜水埋深在 5～150m 之间。根据本次土壤环境质量监测结果，项目所在地土壤含盐量约在 0.4~0.6g/kg，干燥度在 3.12~5.13，地下水潜水层埋深在 5~150m，根据表 2.5-10，盐化程度属于“较敏感”；地区土壤 pH 值在 7.15~7.48，属于 5.5＜pH＜8.5，其酸、碱敏感程度属于“不敏感”，综合判断土壤生态敏感程度为较敏感。

依据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 A 土壤环境影响评价项目类别表，“石油开采”和“石油输送管线”分别属于I类和II类项目。

根据表 2.5-10 判断，“石油开采”土壤生态影响型评价工作等级为二级，“石油输送管线”土壤生态影响型评价工作等级为二级。

表 2.5-10　生态影响型敏感程度分级表

敏感程度	判别依据		
	盐化	酸化	碱化
敏感	建设项目所在地干燥度a>2.5且常年地下水位平均埋深<1.5 m的地势平坦区域；或土壤含盐量>4g/kg的区域	pH≤4.5	pH≥9.0
较敏感	建设项目所在地干燥度>2.5且常年地下水位平均埋深≥1.5m的，或1.8<干燥度≤2.5且常年地下水位平均埋深<1.8 m的地势平坦	4.5＜pH≤5.5	8.5≤pH＜9.0

敏感程度	判别依据		
	盐化	酸化	碱化
	区域;建设项目所在地干燥度>2.5或常年地下水位平均埋深<1.5m的平原区；或2g/kg<土壤含盐量≤4g/kg的区域		
不敏感	其他	5.5＜pH＜8.5	
a是指采用E601观测的多年平均水面蒸发量与降水量的比值，即蒸降比值。			

表 2.5-11　生态影响型评价工作等级划分表

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

2、污染影响型

表 2.5-12　污染影响型评价等级划分

判定依据	项目类别 敏感程度	I类项目			II类项目			III类项目		
		大	中	小	大	中	小	大	中	小
	敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
	较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-
	不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-	-

表 2.5-13　污染影响型评价工作等级划分表

类型	石油开采（井场、站场等）		输油管线	
项目类别	井场、站场属于附录A中“采矿业”中“石油开采”	I类	输油管线属于“交通运输仓储邮政业”中“石油及成品油的输送管线”	II类
敏感程度	周边存在耕地	敏感	周边存在耕地	敏感
占地规模	30.3hm^2	中型	仅涉及临时占地	/
评价等级	一级		二级	

综上，本项目土壤评价等级为污染影响型一级、生态影响型二级。

（7）环境风险

根据项目工程分析，单个井场可作为单独的功能单元进行危险的判定。本次评价选择原油和伴生气两种物质进行物质危险性等级判定。

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

2500t，“石油气”临界量 10t，本次伴生气临界量参照 HJ169-2018 中石油气临界量进行环境风险评价。

计算涉及的每种危险物质在厂界内的最大存在总量与其在附录 B 中对应临界量的比值 Q。在不同厂区的同一种物质，按其在厂界内的最大存在总量计算。

当涉及一种危险物质时，计算该物质的总量与其临界量比值，即为 Q；

当存在多种危险物质时，则按下式计算物质总量与其临界量比值：

$Q=q_1/Q_1+q_2/Q_2……+q_n/Q_n$

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 1≤Q＜10；10≤Q＜100；Q≥100。

本项目 Q 值计算见表 8.3-1。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），当 Q＜1 时，该项目环境风险潜势为I。按照下表确定环境风险评价工作等级，根据表 8.3-1 计算结果，本项目风险评价等级为简单分析，判别情况见表 2.5-14。

表 2.5-14　项目风险等级判别表

环境风险潜势	IV、IV+	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析
本项目情况	本项目各危险单元均Q<1，直接判定环境风险潜势为I			
确定评价等级	简单分析			

2.5.2 评价范围

（1）大气环境

按照《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）要求，二级评价范围为以各井场为中心，取边长为 5km 的矩形区域。

（2）地表水环境

地表水评价等级为三级 B 时，评价重点是对依托采出水处理系统、措施返排液处理系统、回注系统的可行性分析，不设置评价范围。

（3）地下水环境

靖边县各井场下游 400m、两侧、上游各 200m 的范围；志丹县、吴起县评价按照井场、站场下游 200m、两侧各 100m，上游 100m 的范围，管线工程边界两侧 200m 范围。

（4）声环境

各井场、站场厂界外 200m 范围；管线、道路边界两侧 200m 范围。

（5）生态环境

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》（HT/T349-2023），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。依据这一原则和本项目特点，将评价范围作如下规定：

①井场、站场：评价范围为井场、站场边界周围 50m 的区域；

②集输管线：根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），本项目不穿越导则规定的生态敏感区，评价范围为集输管线中心线两侧外延 300m 的区域。

（6）土壤环境

污染影响型：

本项目井场土壤评价范围为占地范围内及占地范围外 1000m；集输管线土壤评价范围为边界两侧 200m 范围。

生态影响型：

本项目井场土壤评价范围为占地范围内及占地范围外 2000m；集输管线土壤评价范围为边界两侧 200m 范围。

（7）环境风险

环境风险评价等级为简单分析，不设置评价范围。

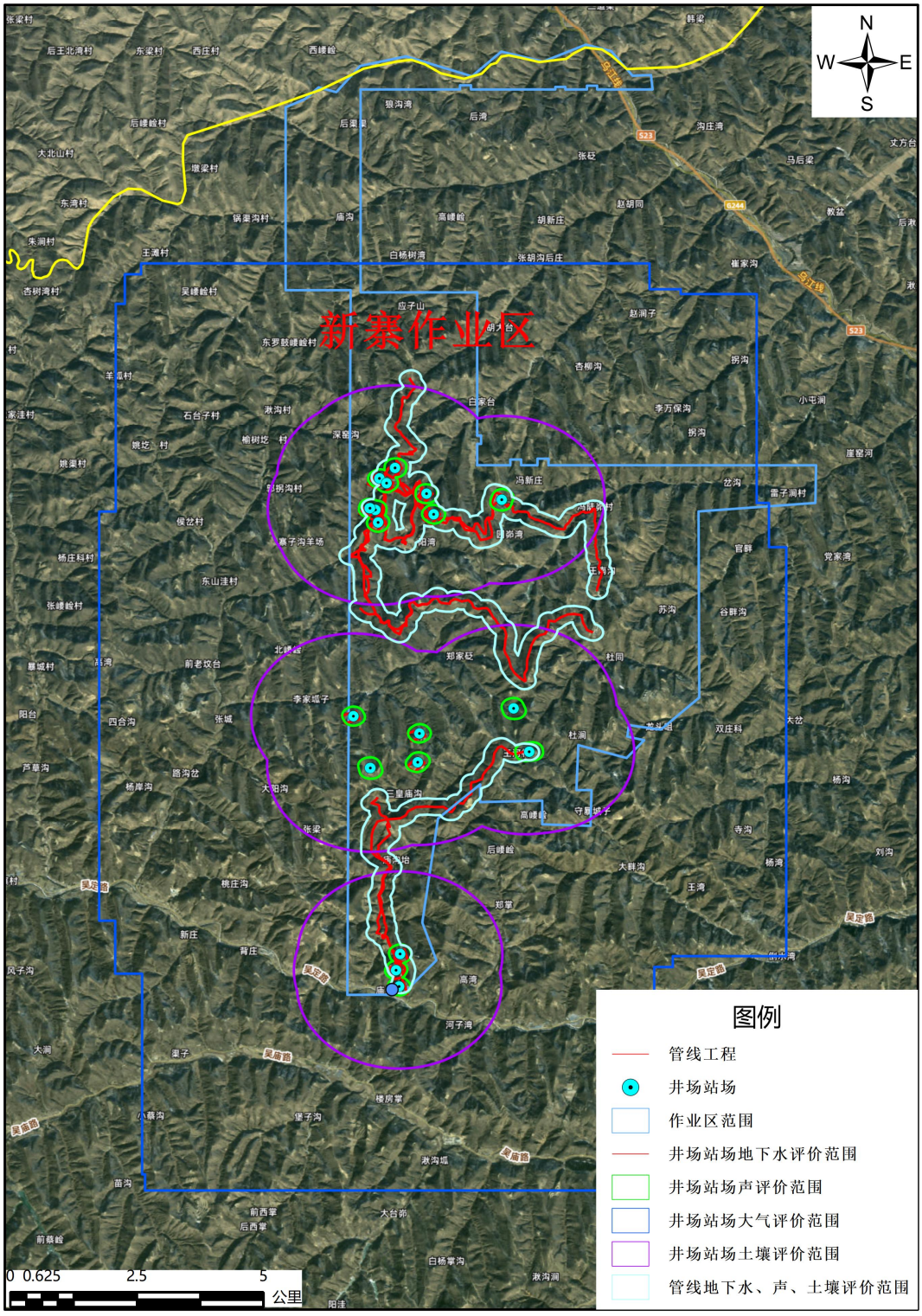


图 2.5-2　吴起区域井场站场地下水、声大气、土壤评价范围，管线地下水、声、土壤评价范围

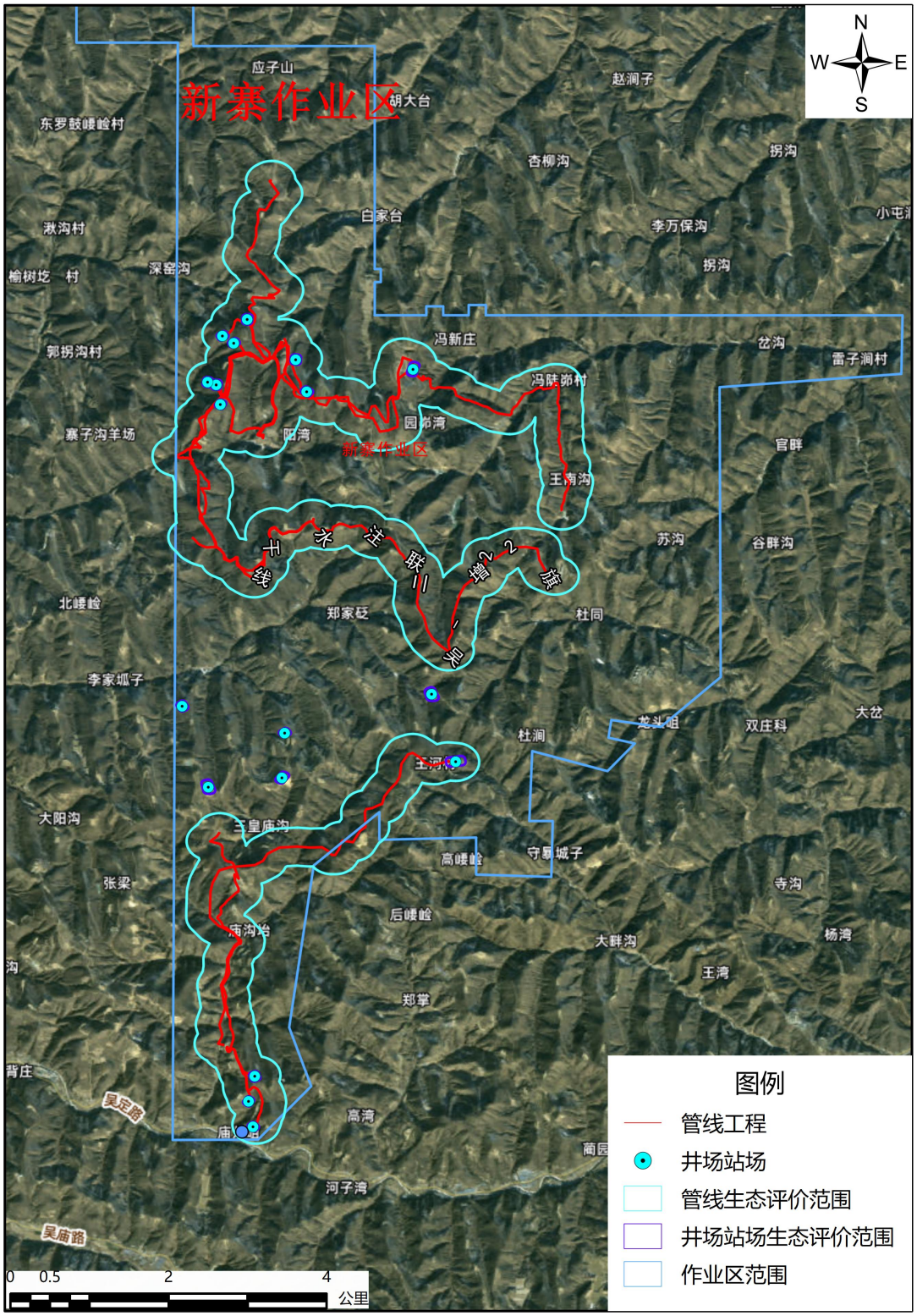


图 2.5-3　吴起区域管线、井场站场生态评价范围

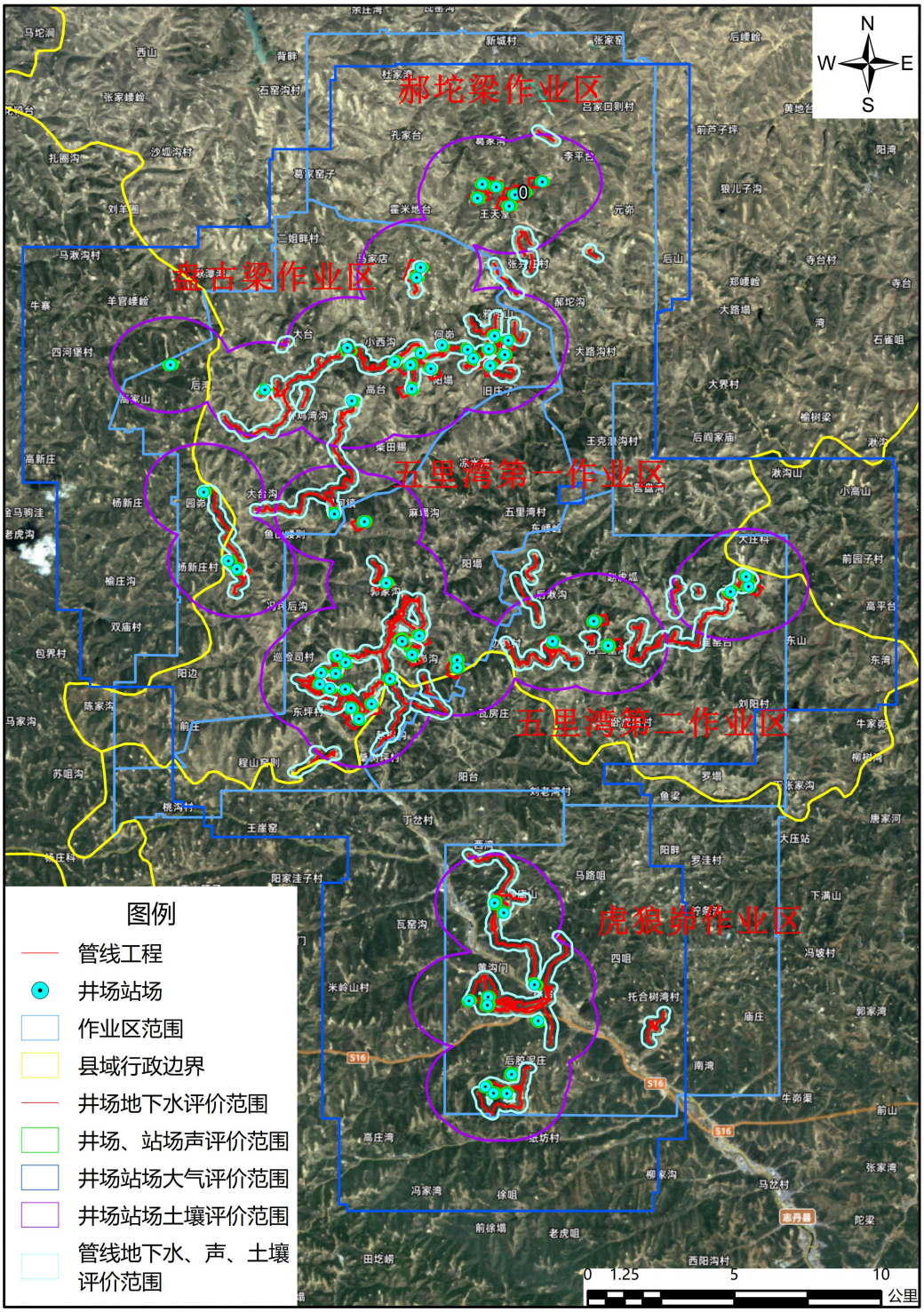


图 2.5-4　靖边、志丹区域井场站场地下水、声大气、土壤评价范围，管线地下水、声、土壤评价范围

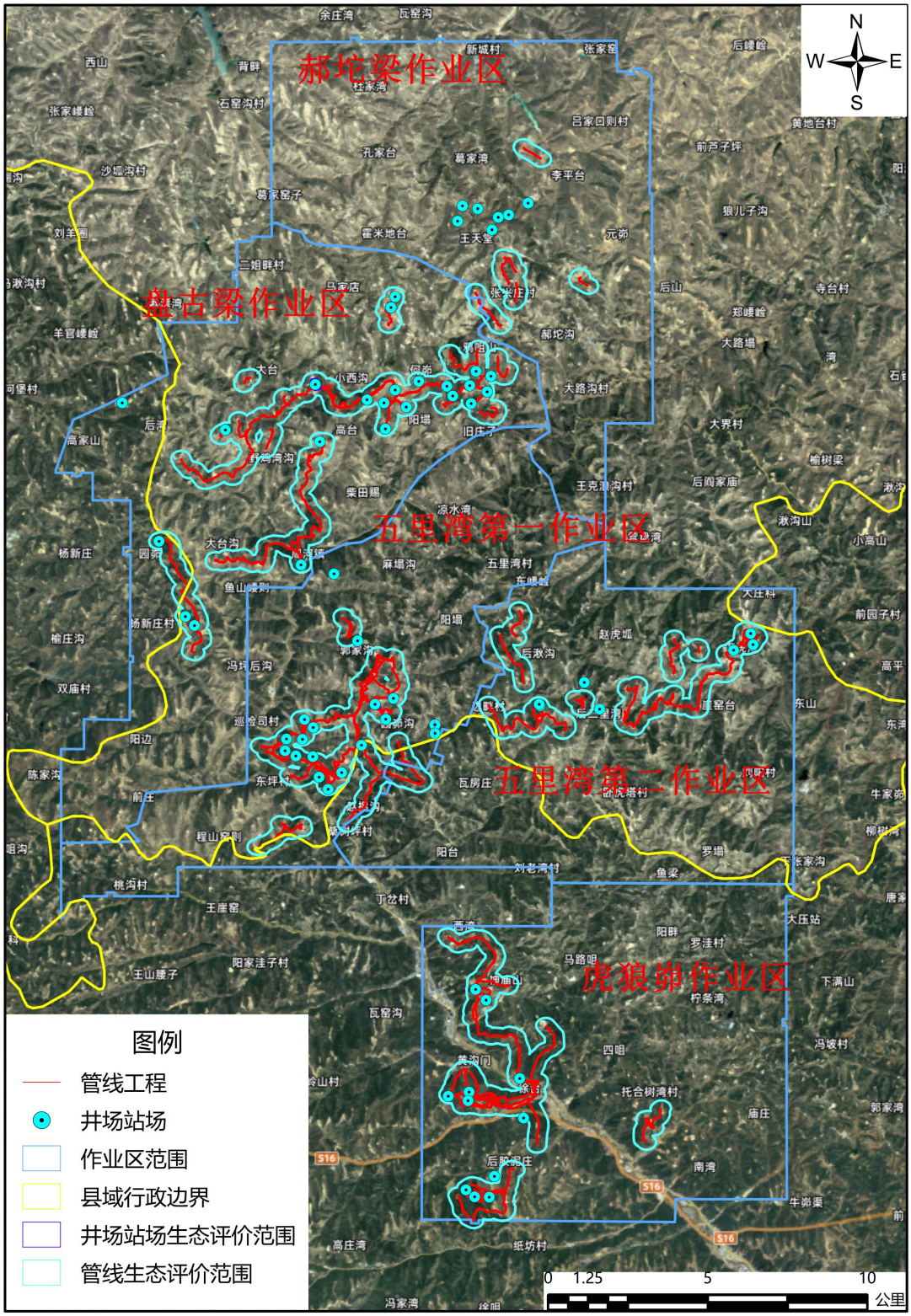


图 2.5-5　靖边、志丹区域管线、井场站场生态评价范围

2.6 污染控制目标与环境保护目标

2.6.1 污染控制目标

本项目位于丘陵沟壑区陕北黄土高原北缘与毛乌素沙地南缘的交错地带，保护脆弱的生态环境是本工程开发过程中应充分重视的问题，根据工程开发建设和运行中对环境可能造成的污染与生态破坏，确定污染控制对象和防止生态破坏措施如下：

（1）控制建设工程在开发建设过程中的各种施工活动，尽量减少对生态环境的破坏范围和影响持续时间，做好植被恢复与水土保持工作；

（2）保证工程建成后，废气达标排放、废水按要求达到零排放，厂界噪声达标，固体废弃物得到合理利用；

（3）保证评价区域空气质量、地表水质量、地下水质量基本维持现有水平；将工程对生态环境的不利影响减到最小并控制在小范围固定区域内，使受影响区域的整体生态环境质量无明显变化。

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，具体控制内容与目标详见表 2.6-1。

表 2.6-1　污染及生态影响控制目标

开发阶段	控制对象	污染源	污染物	控制措施	控制目标
施工期	生态环境	①钻井工程 ②地面站场建设 ③管道敷设和道路修建		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采用丛式井及水平井技术开采，减少占地 ④做好收集罐的防漏防渗处理，防止污染土壤环境 ⑤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合理规划运输路线，控制车速，运输加篷布 ②控制施工作业范围，洒水降尘 ③分段施工、分层开挖、分层堆放、分层回填，临时堆土采取抑尘措施，边施工边进行植被恢复 ④加强施工扬尘监管	《施工场界扬尘排放限值》（DB61/1078-2017）
		施工机械和运输车辆尾气	CO、NO_x、SO_2等	选用优质低硫燃料	满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）及其修改单中无组织排放监控浓度
		柴油机废气	NO_x、SO_2、烟尘	①选用优质低硫燃料 ②选用高效燃烧设备	
	废水	钻井废水	SS、石油类、钻井液	①排入收集罐配制泥浆循环使用 ②钻井结束后由措施返排液处理站处理达标后回注，不外排	不外排
		试油废水	石油类	经罐车拉送至措施返排液处理站处理，达标后回注	
		压裂返排液	石油类	循环利用，少量废弃压裂返排液拉运至现有措施返排液处理站处理后回注，不外排	
		管道试压废水	SS	分段试压，管道试压废水经临近的废水处理系统处理达标后回注	
		施工废水	SS、石油类	设置临时沉淀池沉淀后回用或用于洒水降尘	

开发阶段	控制对象	污染源	污染物	控制措施	控制目标
		生活污水	SS、COD等	井场施工将在施工场地设施工营地，内设环保厕所	
	固废	废弃钻井泥浆	钻井泥浆	钻井设备采用移动式收集容器对泥浆进行收集，然后全部进入泥浆循环系统，处理后的泥浆90%回用于本井场钻井使用，剩余10%回收于泥浆储罐。不含油钻井岩屑在地面振动筛和离心机分离出来存放于井场的岩屑收集罐中，完井后交由专业公司处理处置；含油钻井岩屑交有资质单位合理处置	合理处置
		钻井岩屑	岩屑		
		落地油	石油类	采用“铺设作业、带罐上岗”的模式，落地油全部回收	
		废润滑油	石油类	设置废润滑油收集桶，定期交有资质单位合理处置	
		生活垃圾		统一收集运输至环卫部门指定地点处置	
		改造站场废旧设备		拆除的旧设备经清洗、吹扫等无害化处置后作为废旧物资回收，按《长庆油田分公司资产集中处置试点工作方案》中相关要求进行集中处置	
		其他固废		土石方就地平整，废焊条收集后交由生产厂家回收，建筑垃圾有计划堆放、按要求分类回收利用或作建筑垃圾运送至政府指定场所统一处置，废防渗布、清罐底泥单独收集、暂存，定期交有资质单位合理处置，钻井添加剂外包装袋定期交废品回收单位回收处置，废旧蓄电池由新电池厂家更换时回收，定期交有资质单位合理处置，不在井场内临时储存	
	噪声	发电机、钻机	噪声	①选用低噪设备 ②打桩机夜间停止使用	噪声不扰民
	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	减少植被破坏及水土流失

开发阶段	控制对象	污染源	污染物	控制措施	控制目标
运行期	废气	油气集输挥发烃类气体	非甲烷总烃	井场原油采用管输；数字化混输泵撬站采取油气密闭混输至接转站；加强管理，严防“跑、冒、滴、渗、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）企业边界污染物控制要求；各站场内非甲烷总烃排放满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）厂区内VOCs无组织排放限值要求
	废水	油田采出水	石油类、COD、SS	依托已建采出水处理系统理达到回注标准后回注	不外排
		井下措施返排液	石油类、SS	罐车拉运至措施返排液处理站进行处理后回注	
	固废	落地油	石油类	采用“铺设作业、带罐上岗”的模式，落地油全部回收	回收率100%
		含油污泥		含油污泥按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）等相关标准贮存于各作业区污油泥暂存点，最终由有资质单位处置	符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）等相关危废处置标准
		其他固废		废防渗布、废润滑油及其包装桶收集后送至现有含油污油泥暂存点暂存，定期交有资质单位合理处置	
	噪声	输油泵、注水泵噪声	噪声	选用低噪声设备，基础减震、主要站场泵房内设吸声板	《工业企业厂界环境噪声排放标准》中2类标准
退役期	设备拆除、场地清理		水土流失	恢复地表植被，做好水土保持	绿化程度不低于施工前

2.6.2 环境保护目标

2.6.2.1 本项目总体环境保护目标

根据现场调查及资料显示，本项目评价范围内不涉及自然保护区、风景名胜区、森林公园、饮用水源保护区、文物古迹等特殊环境敏感区，本项目环境保护目标主要为项目周边的村庄居民点、二级国家级公益林、基本农田、地下水及生态环境等。

根据校核，本项目评价范围内主要涉及王瑶水库、顺宁镇高家湾村集中式饮用水水源地、顺宁镇顺宁村小组饮用水水源地、芦河湿地、北洛河湿地。

本项目靖边区域建设内容不在王瑶水库水源地保护区及准保护区范围内，部分管线位于王瑶水库地表水径流补给区范围内，五里湾第二作业区柳 69-67（长 6）至南十一转出油管线与王瑶水库准保护区的最近距离为 120m，位于王瑶水库准保护区的西南面。

本项目虎狼峁作业区柳三脱至柳 19 增注水干线距顺宁镇顺宁村小组饮用水水源地 1.18km，柳 41 增-柳三脱集油管线距顺宁镇高家湾村集中式饮用水水源地 1.2km，不在水源地补给区和径流区。

本项目靖边县郝圪梁作业区距芦河湿地最近的管线为北六转水源井供水管线，距离为 45m，海拔高差 25m，不在湿地范围内；距芦河湿地最近的井场未于 73-21 扩和于 74-24 扩，于 73-24 扩位于芦河湿地西侧，距离为 130m，海拔高差 70m；于 74-24 扩位于芦河湿地东侧，距离为 190m，海拔高差 50m，均不在湿地范围内。

本项目吴起县新寨作业区的旗 2-13 井场距北洛河湿地最近距离为 240m，海拔高差 60m，不在湿地范围内。

根据校核，本项目不涉及靖边县沙化封禁保护区。

本项目总体环境保护目标见表 2.6-2。

表 2.6-2 本项目总体环境保护目标

环境要素	保护对象	相对位置	保护内容	保护标准
大气环境	评价范围内居民	详见2.6.2.3章节	环境空气质量	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准
声环境	井场、站场、管线200m范围内居	详见2.6.2.3章节	声环境质量	《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类标准

环境要素	保护对象	相对位置	保护内容	保护标准
	民			
地表水环境	本项目采用桁架跨越周河两次，采用桁架跨越冲沟13处，地表水环境保护目标为周河。			
地下水环境	第四系裂隙孔隙水和白垩系孔隙裂隙水	详见2.6.2.3章节	地下水水质	《地下水质量标 准》（GB/T 14848-2017）III类标准，水质不受污染，供水的可靠性与安全性不受影响
土壤环境	站场、井场占地范围内及周边2km及管线两侧0.2km的耕地、居民区、学校等敏感目标	详见2.6.2.3章节	土壤环境质量	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值其他标准限值、《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）风险筛选值
生态环境	水土流失重点治理区、国家二级公益林、永久基本农田等	详见2.6.2.3章节	生态环境质量	生态系统完整性与稳定性

2.6.2.2 区块范围环境保护目标

（1）项目与王瑶水库水源地保护区的位置关系

本项目靖边区域建设内容不在王瑶水库水源地保护区及准保护区范围内，部分管线位于王瑶水库地表水径流补给区范围内，五里湾第二作业区柳 69-67（长 6）至南十一转出油管线与王瑶水库准保护区的最近距离为 120m，位于王瑶水库准保护区的西南面，具体位置见图 2.6-1。

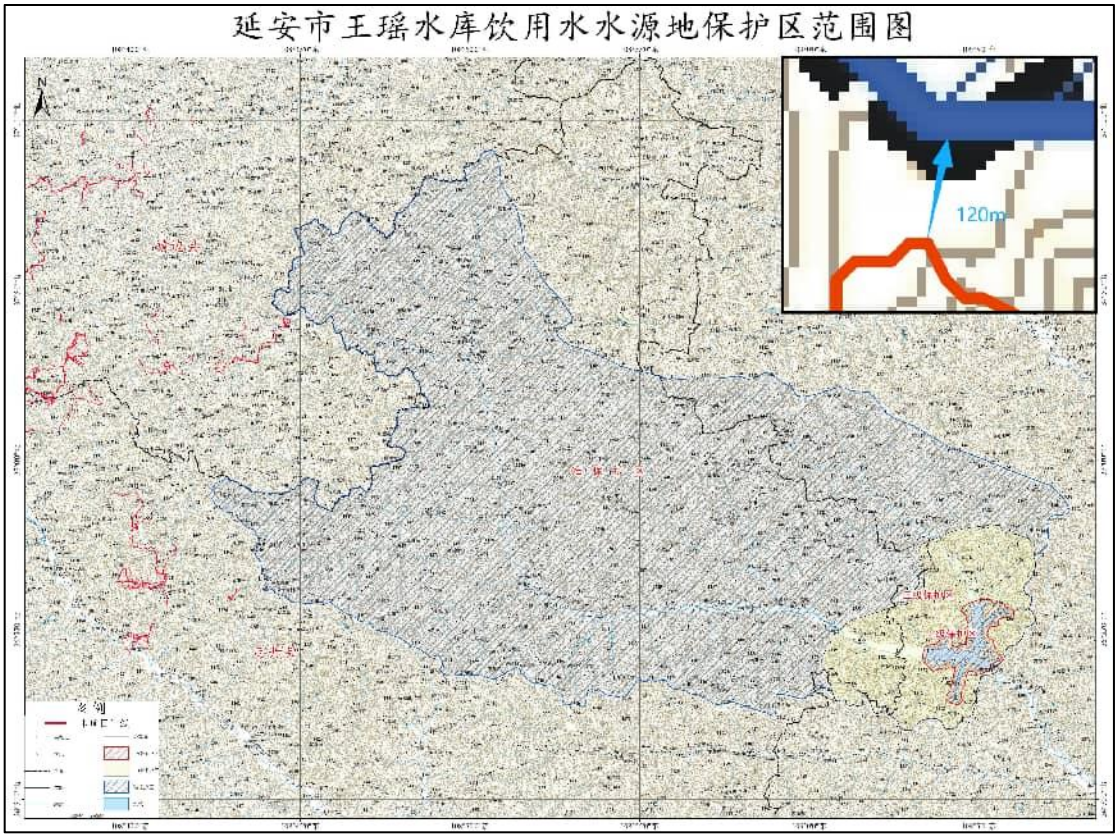


图 2.6-1　项目与王瑶水库水源保护区的位置关系图

（2）项目与顺宁镇饮用水水源地位置关系

本项目虎狼峁作业区柳三脱至柳 19 增注水干线距顺宁镇顺宁村小组饮用水水源地 1.18km，柳 41 增-柳三脱集油管线距顺宁镇高家湾村集中式饮用水水源地 1.2km，不在水源地补给区和径流区，具体位置见图 2.6-2。

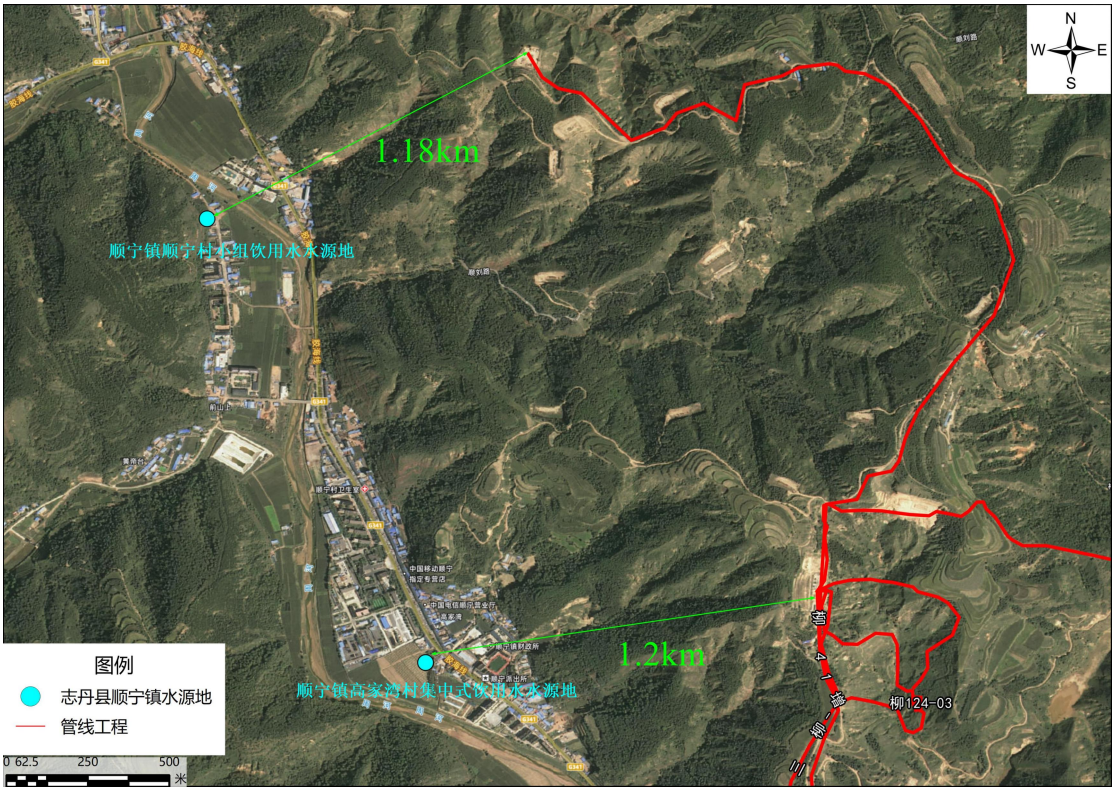


图 2.6-2　项目与顺宁镇水源井的位置关系图

（3）与芦河湿地位置关系

根据《陕西省重要湿地名录》（陕政发〔2008〕34 号），芦河湿地范围为从靖边县新城乡到横山县横山镇吴家沟村，沿芦河至芦河与无定河交汇处，包括芦河河道、河滩、泛洪区及河道两岸 1km 范围内的人工湿地。根据现场踏勘，本项目靖边县郝圪梁作业区距芦河湿地最近的管线为北六转水源井供水管线，距离为 45m，海拔高差 25m，不在湿地范围内；距芦河湿地最近的井场未于 73-21 扩和于 74-24 扩，于 73-24 扩位于芦河湿地西侧，距离为 130m，海拔高差 70m；于 74-24 扩位于芦河湿地东侧，距离为 190m，海拔高差 50m，均不在湿地范围内。

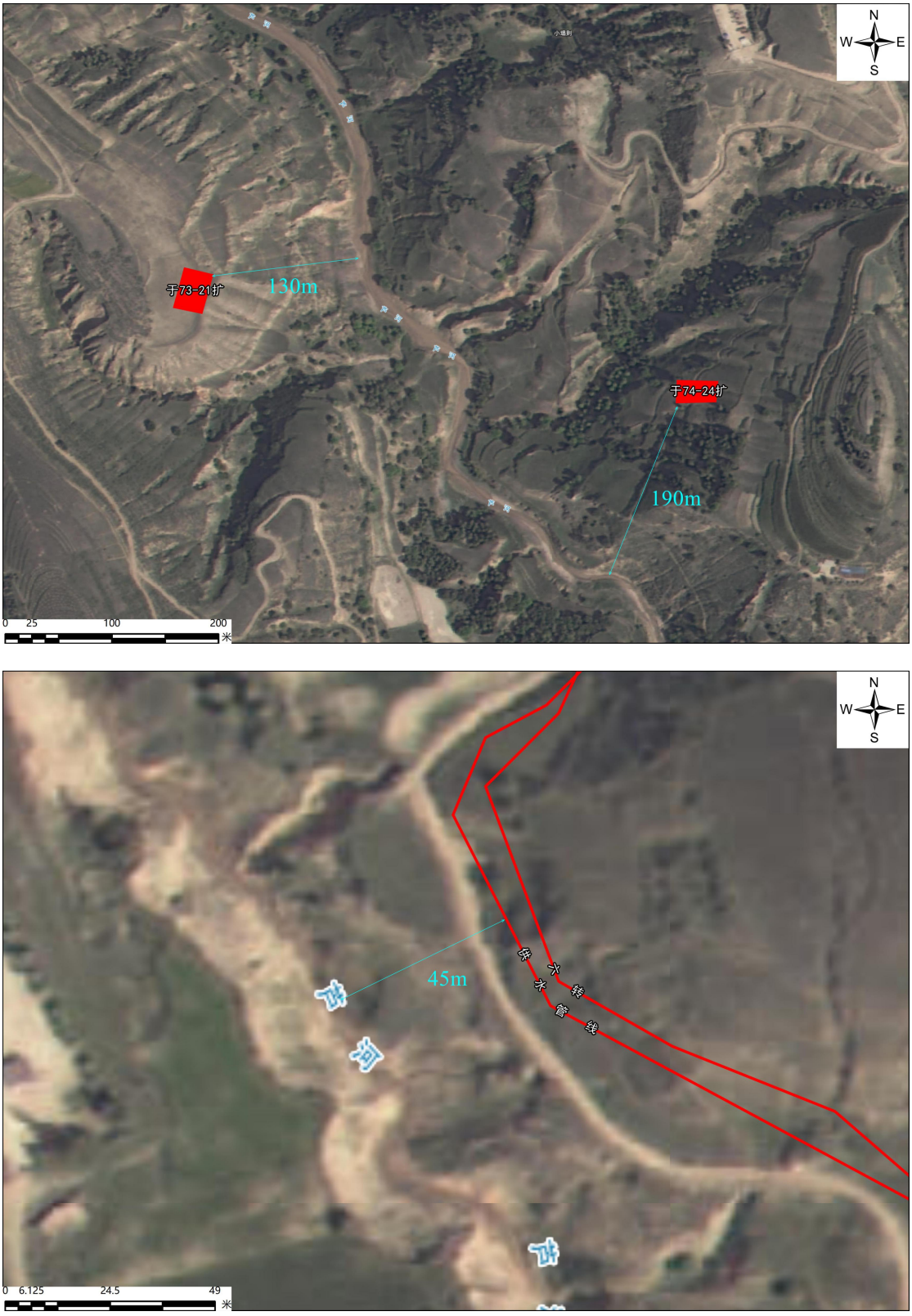


图 2.6-3　本项目与芦河湿地最近的位置关系示意图

（4）项目与与北洛河湿地位置关系

根据《陕西省重要湿地名录》（陕政发〔2008〕34 号），从定边县白于山郝庄梁到大荔县沙苑沿北洛河至北洛河与渭河交汇处。包括北洛河河道、河滩、泛洪区及河道两岸 1km 范围内的人工湿地。根据现场踏勘，本项目吴起县新寨作业区的旗 2-13 井场距北洛河湿地最近距离为 240m，海拔高差 60m，不在湿地范围内。

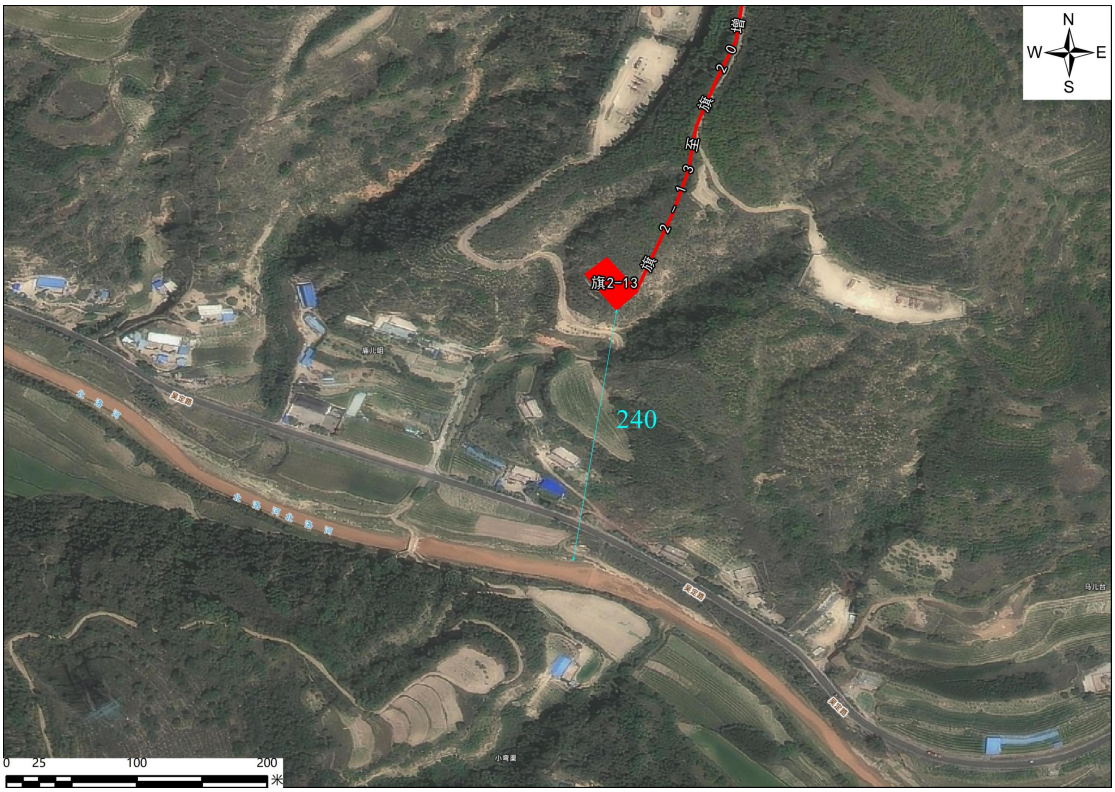


图 2.6-4　本项目与北洛河湿地最近的位置关系示意图

（5）项目与文物保护单位、自然保护区等需要特殊保护的环境敏感区的关系

据现状调查和国土空间“一张图”分析报告，本项目不涉及文物保护单位，站场、管线、道路等工程均不在文物保护范围内部署；无自然保护区、风景名胜区等其他需特殊保护的环境敏感区。

（6）项目与沙化土地封禁保护区的关系

根据调查，本项目开发区域位于黄土丘陵沟壑区，经收集靖边县沙化封禁保护区的区划资料，本项目开发区域均不涉及沙化封禁保护区，其中靖边县开发区域距离靖边县沙化封禁保护区最近距离为 38.3km。

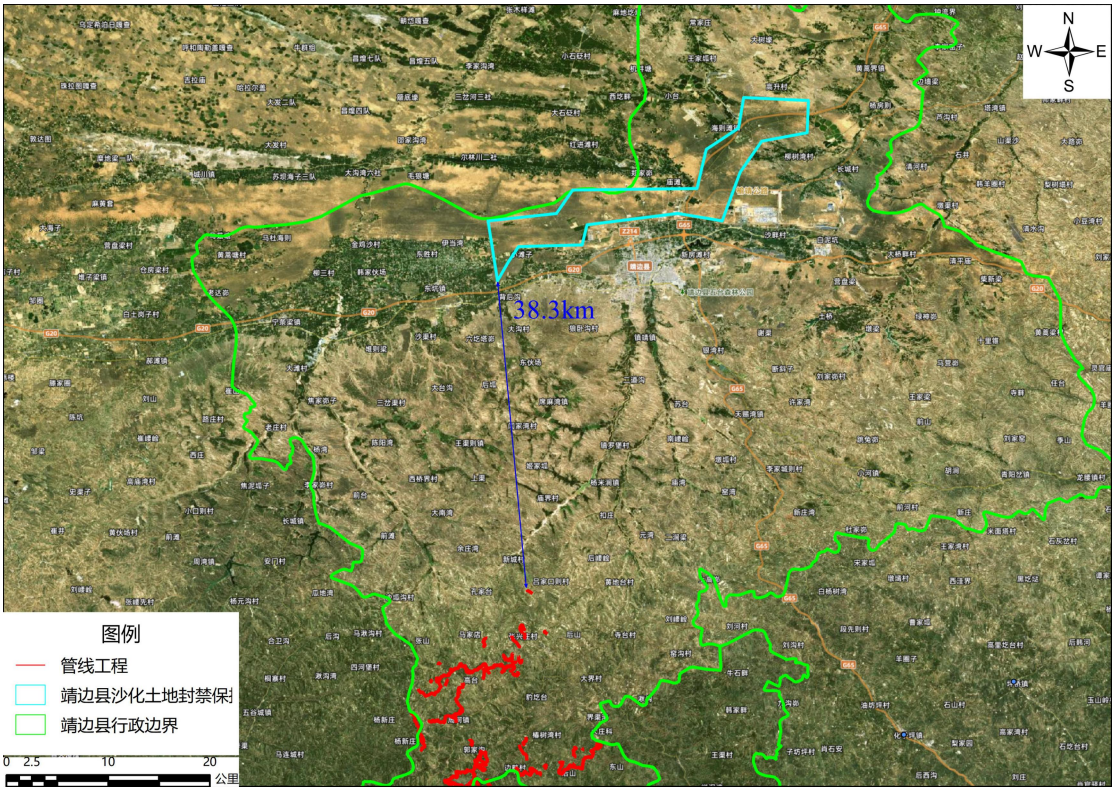


图 2.6-5　本项目与靖边沙化封禁保护区的位置关系图

2.6.2.3 本项目环境保护目标

（1）环境空气保护

本项目环境空气保护目标为以各井场为中心，取边长为 5km 的矩形区域范围居民等，按照此原则本项目环境空气保护目标统计见表 2.6-3。

表 2.6-3 本项目井场、站场 5km 矩形范围内大气环境保护目标

序号	井场	环保目标名称	经度/°	纬度/°	相对方向	相对最近距离/m	户数
1	旗2-13	庙儿咀	108.023865	36.920228	S	115	7
2	盘36-25扩	柳树湾	108.616907	37.185416	NW	123	3
3	盘41-39扩	后西沟	108.648219	37.160103	NE	125	1
4	冯68-91扩	高粱	108.649871	37.152082	W	140	4
5	盘50-31扩	园峁	108.611006	37.152458	NE	200	1
6	顺53-5	小李子沟	108.558301	37.140546	W	145	4
7	盘85-37扩	杨崾峪	108.549997	37.072308	NE	150	1
8	顺162-43	园峁沟	108.614954	37.040162	N	200	2
9		孟家台村	108.615820	37.038469	SE	1233	20
10	柳83-551扩	后三里湾	108.689532	37.040336	SW	265	10
11	柳151-010	后胶泥庄	108.658264	36.882861	NE	800	60
12	柳91-281	谢家湾	108.589865	37.037049	N	190	3
13	柳94-34	马家崾	108.607128	37.043018	S	130	2
14	柳83-551扩	后二里湾	108.690636	37.040539	SW	185	12
15	柳68-68	下虎湾	108.743255	37.064107	W	195	1
16	柳三脱	金崖根	108.660150	36.911895	W	175	12
16	旗040-63	东罗鼓崾峪村	108.000927	37.065314	NW	3650	11
17		石台子村	107.981186	37.048464	NW	4100	21
18		姚圪堵村	107.969599	37.041408	W	4800	13
19		湫沟村	107.997837	37.050108	NW	2600	51
20		应子山	108.026848	37.072437	N	3840	22
21		胡大台	108.046417	37.066958	NE	4150	10
22		白家台	108.042984	37.051341	NE	2156	8
23		深窑沟	108.012085	37.043943	NW	1280	9
24	旗040-61	下庄村	107.993374	37.034214	W	2350	11
25		杏柳沟	108.066845	37.058328	NE	4550	21
26		卧虎湾	108.074741	37.048053	NE	4500	22
27	旗042-62扩	冯新庄	108.052769	37.03394	E	1980	12
28	吴平421-13	冯陡峁村	108.06942	37.027773	S	3160	18
29		园峁湾	108.048477	37.021743	S	1250	21
30		狼沟崾峪	108.044186	37.019002	SE	1330	51
31	旗032-55	寨子沟	108.014317	37.017905	NE	830	20
32		刘新庄村	107.987366	37.022017	N	3280	4
33		邓羊湾村	107.96299	37.022154	S	4850	65

34		东山洼村	107.985134	37.011052	N	3260	44
35		王南沟	108.070278	37.013656	SW	4126	42
36	旗015-38	杜同	108.07354	36.99419	SE	4420	12
37	旗017-36	郑家砭	108.037319	36.994327	E	2520	32
38		北崾峪	107.99921	36.995561	W	2080	20
39		前老坟台	107.980328	36.992407	NW	3260	18
40		天梁台	108.003674	36.982809	N	950	10
41		张城	107.985477	36.980204	E	2550	8
42		后湾	107.96608	36.975953	E	4310	45
43		燕岗偶	107.96711	36.965392	NE	4550	65
44		路沟岔	107.976208	36.968684	NE	4260	55
45	吴平468-8A	大阳沟	107.997665	36.965255	NW	2785	42
46		园梁塌	107.999554	36.947285	W	3642	85
47		张梁	108.00436	36.955653	NW	2700	15
48		三皇庙沟	108.026161	36.964021	S	757	50
49		西湾	108.030968	36.973073	SW	364	42
50		杜涧	108.063412	36.976912	SW	3200	32
51		龙头咀	108.082294	36.978832	S	4890	44
52		守暴城子	108.06736	36.960043	SE	3671	28
53		王河村	108.050194	36.972935	NE	967	46
54		高崾峪	108.053284	36.958808	E	2585	18
55		洞子沟	108.028393	36.954282	NW	1818	32
56		高湾	108.042984	36.94756	NW	2876	25
57		大畔沟	108.0756	36.948657	N	4866	22
57	旗016-33	南崾峪	108.015405	36.965230	SW	465	13
58	旗2-13	郑掌	108.047791	36.939328	NW	2430	10
59		高湾	108.040066	36.92245	NE	1541	18
60		庙儿咀	108.022728	36.920529	E	176	27
61	旗2-16	背庄	107.991657	36.929174	SW	2918	64
62		新庄	107.978439	36.933291	S	4188	45
63	旗2-13	河子湾	108.037491	36.912019	NW	1544	33
64		蔺园子	108.074226	36.918058	NW	4437	25
65		渠子	107.976208	36.906254	SW	4613	41
66		楼房掌	108.014488	36.901038	W	2420	10
67		堡子沟	108.003502	36.892115	E	3744	26
68		沟口	108.043671	36.881406	N	4750	18
69	旗02-17	杨庄科	108.020926	36.940014	NE	1300	40
70	XP14	吕家口则村	108.692894	37.248914	NE	3986	45
71	于73-21扩	孔家台	108.61393	37.237982	NW	3290	33
72		葛家湾	108.644485	37.236615	N	1908	24
73		吴台	108.614616	37.224314	S	2540	36
74	于74-24扩	羊房子	108.652039	37.227321	SW	1048	22
75	于73-26	元峁	108.697014	37.20955	SE	3438	41
76	霍551扩	霍米地台	108.616333	37.209824	SW	2230	48

77	盘36-28扩	二姐畔村	108.572731	37.198339	NW	4320	29
78	柳25-37	王天堂	108.648605	37.208183	SW	462	30
79	盘36-28扩	马家店	108.600197	37.191502	NW	1685	25
80	柳25-37	张兴庄村	108.661652	37.189314	SE	2537	10
81	冯67-91扩	五道峁	108.70285	37.175364	NE	4810	8
82	顺53-5	代响梁	108.563805	37.183023	N	4756	16
83		柠条沟	108.536339	37.125834	SW	2605	42
84		野鸡湾沟	108.576851	37.129392	SW	1973	16
85	塞369-25	湫滩湾	108.539085	37.183843	NE	4038	8
86		羊官崾崄	108.508186	37.17509	NW	3121	10
87		四河堡村	108.487244	37.154844	NW	3254	4
88		高家山	108.509903	37.136509	SW	1900	8
89		后湾	108.533249	37.14253	SE	1192	40
90	盘50-31扩	后佛殿沟	108.587494	37.165241	NW	2476	20
91		冯家窑子	108.642082	37.168251	N	4150	13
92		湫沟	108.670921	37.165241	N	2600	18
93	冯71-90扩	后西沟	108.642426	37.154844	SW	247	22
94	冯67-91扩	韩家沟	108.61187	37.15758	SE	550	4
95	冯68-91扩	大路沟村	108.688431	37.154297	SW	680	11
96		西庙梁沟	108.674698	37.136235	W	1520	8
97		高台	108.600883	37.14034	E	1198	12
98		谷咀子	108.558655	37.150466	E	1854	10
99	盘48-30扩	柴田赐	108.60672	37.118169	SE	2110	14
100		麻地崾崄	108.568954	37.113241	SE	850	15
101		高新庄	108.474541	37.114062	S	4400	30
102		园峁	108.532906	37.096538	SW	1560	22
103		杨新庄	108.506126	37.096538	W	2280	28
104	盘83-33	印子沟	108.556252	37.084762	W	1850	42
105		红柳沟（周河镇）	108.588181	37.095717	S	2160	370
106		余家湾	108.587151	37.086953	E	980	26
107		麻塌沟	108.620796	37.091883	E	1506	33
108		金坡湾	108.651695	37.109682	SE	3180	42
109		王克浪沟村	108.694267	37.119811	NW	2010	84
110		营盘湾	108.707314	37.102836	NE	3122	25
111	柳69-67	大庄科	108.746109	37.083119	NE	1500	41
112		前园子村	108.784561	37.074628	N	1650	33
113	柳68-68	赵虎圪	108.697701	37.06778	W	1750	24
114		五里湾村	108.660965	37.0938	SE	2540	65
115		东崾崄	108.668175	37.086406	SW	1210	12
116		后山	108.642769	37.087775	SW	846	9
117		柳沟	108.629036	37.076271	N	925	18
118		阳塌	108.638992	37.07271	S	3406	21
119	柳79-51	后湫沟	108.668861	37.062574	NW	1810	85

120	柳79-29扩	郭家沟	108.606377	37.062027	S	394	35
121	盘85-37扩	冯坪后沟	108.568268	37.057095	SE	2640	20
122	盘83-33	杨新庄村	108.534622	37.072437	SW	960	80
123		榆庄沟	108.502693	37.06641	SW	3460	18
124		双庙村	108.507156	37.048875	SW	4216	40
125	柳91-26	巡检司村	108.568954	37.036269	W	318	152
126	柳85-35扩	营山崾崄	108.61496	37.049149	NW	344	6
127	柳82-47	边畔村	108.651695	37.043395	W	1652	7
128	柳68-68	崖窑台	108.733063	37.044491	S	360	10
129		东山	108.762245	37.042847	SW	1520	11
130		南梁	108.759499	37.026951	SW	1625	2
131		新庄湾	108.729286	37.02421	SW	2140	25
132	柳98-32	庙塌	108.689804	37.022839	E	982	60
133		瓦房庄	108.646545	37.016535	E	750	20
134		马山崾	108.601913	37.023662	NE	660	15
135		东坪村	108.575478	37.016535	W	1820	65
136		李家圪崂	108.522263	37.028321	W	2411	20
137		前庄	108.531532	37.011052	W	2180	15
138		程山窑则	108.556252	36.995424	SW	2239	11
139		桑树坪村	108.60466	36.999262	SW	2540	40
140		阳台	108.636932	36.990488	SW	1632	20
141	柳124-03	丁岔村	108.618393	36.974033	NW	3185	45
142		西湾	108.642769	36.965529	N	4210	6
143		王崖窑	108.558526	36.972215	NW	3128	25
144		石窑坪台	108.611526	36.959768	NW	2940	10
145		南梁	108.676071	36.971015	NE	1108	8
146		马路咀	108.683624	36.95291	NE	1950	15
147		顺宁镇	108.624573	36.946325	W	978	3380
148		周湾	108.59848	36.936721	SW	1245	210
149		榆树庄科	108.679161	36.936446	SE	1650	60
150	柳141-011	黄沟门	108.649635	36.918333	N	1269	25
151		四咀	108.693581	36.920254	NE	2180	22
152	柳140-013	米岭山村	108.595047	36.910098	NW	2210	34
153		柳树坪	108.685341	36.890605	NE	1840	70
154		演老湾	108.60157	36.895822	NW	1126	8
155	柳157-015	高庄湾	108.60363	36.851879	SW	3250	15
156	柳156-013	顾家塌	108.674698	36.868635	E	2100	10
157		纸坊村	108.668861	36.851329	SE	2260	35
158		大台	108.675728	36.834294	SE	4850	6

（2）地表水环境保护目标

本项目采用桁架跨越周河两次，采用桁架跨越冲沟 13 处，地表水环境保护目标为周河。

（3）地下水环境保护目标

从地下水环境角度考虑，建设项目地下水环境影响调查范围内需要保护的地下水环境目标包括：集中式地下水水源地、第四系含水层、白垩系含水层和分散式饮用水源井，评价区内居民主要以窖水或外运水作为饮用水源，项目地下水调查范围内主要地下水环境保护目标见表 2.6-4，其中朱大梁民井水位于管线工程地下水评价范围内，其余地下水环境保护目标均不在本项目地下水评价范围内。

表 2.6-4　项目地下水环境保护目标

序号	地下水保护目标位置	与项目位置关系	埋深（m）	取水层位	供水人口	水井用途
1	曹儿台民井	新313-190至旗15增出油管线南侧750m	1430.13	第四系黄土含水层	约500	生活用水
2	周河镇水源井	周河至盘一注供水管线1段东侧170m	90	环河组	约500	
3	巡检司村民井	南九增至南10增外输管线西北侧1020m	1332	环河组	约3	
4	东坪村民井	南六转至南十二转外输管线西侧500m	120	环河组	约65	
5	孟家台村民井	高355探井至南二转出油管线东侧220m	1401	环河组	约20	
6	后三里湾民井	柳81-51至柳81-53注水管线东南侧460m	1701	环河组	约10	
7	顺宁镇顺宁村小组饮用水水源地	柳三脱至柳19增注水干线西侧1180m	300	环河组	约1200	
8	顺宁镇高家湾村集中式饮用水水源地	柳41增-柳三脱集油管线1200m	160	环河组		
9	后胶泥庄	高113井场支柳10增注水干线北侧400m	120	环河组	约60	
10	顾家塌民井	高113井场支柳10增注水干线东1500m	1354.63	环河组	约30	
11	盘古梁民井	盘二转油点至靖三联外输管线西北侧940m	1631.6	环河组	约20	
12	后台村民井	新柳8增至靖五联集油管线东侧2000m	1299.48	环河组	约35	
13	白家台民井	吴平463-8增至吴544集油管线东侧1280m	1467.24	环河组	约20	
14	漆庄梁民井	旗2-13至旗20增出油管线西南侧350m	1329.38	环河组	约25	

（4）声环境保护目标

本项目环境噪声保护目标主要为井场周边 200m、管线两侧 200m 范围内的居民，据此统计本项目环境噪声保护目标见表 2.6-5、

序号	井场	环保目标名称	经度/°	纬度/°	相对方向	相对最近距离/m	户数
1	旗 2-13	庙儿咀	108.023865	36.920228	S	115	7
2	盘 36-25 扩	柳树湾	108.616907	37.185416	NW	123	3
3	盘 41-39 扩	后西沟	108.648219	37.160103	NE	125	1
4	冯 68-91 扩	高粱	108.649871	37.152082	W	140	4
5	盘 50-31 扩	园峁	108.611006	37.152458	NE	200	1
6	顺 53-5	小李子沟	108.558301	37.140546	W	145	4
7	盘 85-37 扩	杨崾崄	108.549997	37.072308	NE	150	1
8	顺 162-43	园峁沟	108.614954	37.040162	N	200	2
9	柳 91-281	谢家湾	108.589865	37.037049	N	190	3
10	柳 94-34	马家崾	108.607128	37.043018	S	130	2
11	柳 83-551 扩	后二里湾	108.690636	37.040539	SW	185	12
12	柳 68-68	下虎湾	108.743255	37.064107	W	195	1
13	柳三脱	金崖根	108.660150	36.911895	W	175	12

表 2.6-6。

表 2.6-5 项目井场 200m 范围内声环境保护目标

序号	井场	环保目标名称	经度/°	纬度/°	相对方向	相对最近距离/m	户数
1	旗 2-13	庙儿咀	108.023865	36.920228	S	115	7
2	盘 36-25 扩	柳树湾	108.616907	37.185416	NW	123	3
3	盘 41-39 扩	后西沟	108.648219	37.160103	NE	125	1
4	冯 68-91 扩	高粱	108.649871	37.152082	W	140	4
5	盘 50-31 扩	园峁	108.611006	37.152458	NE	200	1
6	顺 53-5	小李子沟	108.558301	37.140546	W	145	4
7	盘 85-37 扩	杨崾崄	108.549997	37.072308	NE	150	1
8	顺 162-43	园峁沟	108.614954	37.040162	N	200	2
9	柳 91-281	谢家湾	108.589865	37.037049	N	190	3
10	柳 94-34	马家崾	108.607128	37.043018	S	130	2

11	柳 83-551 扩	后二里湾	108.690636	37.040539	SW	185	12
12	柳 68-68	下虎湾	108.743255	37.064107	W	195	1
13	柳三脱	金崖根	108.660150	36.911895	W	175	12

表 2.6-6 项目管线 200m 范围内声环境保护目标

序号	管线名称	环保目标名称	经度/°	纬度/°	相对方向	相对最近距离/m	户数
1	于五增沟底管线改线	杨湾渠	108.664141	37.241014	N/S	55~107	6
2	盘 29-31 至北六转	张兴庄	108.658932	37.192006	W/E	10~200	29
3	冯 60-86 注水管线	尚家沟	108.657494	37.178138	W	40~108	12
4	盘 36-28 扩出油管线	柳树湾	108.616907	37.185416	N/W	10~65	13
5	盘 38-38 增至盘 38-40 注水管线	湫沟	108.654785	37.165135	W	10	5
6	冯 67-91 扩出油管线	后西沟	108.649678	37.158264	E	10	6
7	冯 71-94 出油管线	高粱	108.649871	37.152082	W	10	5
8	冯 71-96 井组至新六增集油管线	牛门塌	108.653546	37.148225	N	12	3
9	冯 63-88 组至新 3 增集油管线	李家崾峪	108.639368	37.16165	S/N	40~114	3
10		鸦咀山	108.64808	37.1669	E	10~23	4
11	盘 45-32 出油管线	何峁	108.627266	37.158213	NE	44	2
12	盘 2 增至靖三联集油管线、注水干线	园峁	108.618935	37.154857	E/S	10~20	10
13	盘二转油点至靖三联外输管线	赵西山	108.599848	37.148726	E/S	10~86	5
14		丁家山崾则	108.593389	37.155618	N/S	10~130	29
15	盘四接转站至靖三联外输管线	榆地沟	108.582022	37.151253	NW	25~33	13
16		杨家沟村	108.577634	37.144326	SE	55	4
17		后李家崾则	108.565307	37.128896	W/E	10~85	9
18	盘 51-25 配至盘 51-26 井组注水管线	榆地沟	108.580461	37.152381	N	33	1
19	盘 55-27 至盘 58-27 注水管线	二道沟	108.574662	37.134875	E/W	45	17
20	盘 58-25 配至盘 58-23 配注水管线	小李子沟	108.562109	37.138202	W	15~180	14
21	周河供水站至盘一注供	二道沟峁	108.592853	37.132578	W	10~120	6

22	水管线	西山台	108.585246	37.121184	W	152	5
23		冯咀	108.586593	37.118853	E	35~83	4
24		红柳沟村（周河镇）	108.585981	37.094964	E	24~200	103
25	周河供水站至盘五注供水管线	杜庄	108.573096	37.100868	N	172	3
26		张崾峪	108.55962	37.094331	E/S	10~43	2
27	盘 85-37 扩输油点至新 9 扩外输管线	黑刺湾	108.535438	37.101758	NW	60	1
28		新庄坬	108.543259	37.082931	W	32	1
29		杨崾峪	108.549997	37.072308	E	10	1
30	盘 83-33 出油管线	三杨树庄科	108.546295	37.074868	E	32	5
31	柳 79-29 扩至柳 77-28 增油管线	老湾	108.602439	37.070211	W	50~200	6
32	顺 162-43 至顺 162 油管线	郭家崾峪	108.612868	37.062129	N	130	5
33		阳湾	108.611033	37.052548	E/W	10~70	4
34		园峁沟	108.614954	37.040162	N	10	5
35	高 152 至顺 162 脱注水管线	郭山崾子	108.61394	37.058362	N/S	10~20	5
36	顺 162-43 至顺 162 脱注水管线	营山崾峪	108.617835	37.046152	NE	12~50	10
37	柳 85-35 扩油管线	阳湾	108.611505	37.052095	N	10	2
38	南 10 增至南十二转外输管线	马家崾峪	108.607922	37.04479	S/E/W	15~34	16
39		谢家湾	108.597386	37.040474	N/E/S	10~35	13
40	南十二转-柳 95-29 井场注水干线	马家崾峪	108.606269	37.044773	W/E	22~90	11
41		马山崾	108.600165	37.017434	E/W	10~75	4
42	南九增至南 10 增外输管线	谢家湾	108.586528	37.037092	E/S	25	8
43		杨湾沟	108.575681	37.025546	SW/N	10~40	9
44	南六转至南十二转外输管线	东坪	108.582988	37.017683	S	20~200	45
45	高 355 至南二注注水管线	马山崾	108.608855	37.026711	W	15	5
46		石场沟	108.612664	37.021717	NE/S	37~200	13
47		王家湾	108.62586	37.015267	S/E	30	4
48		孟家台	108.618858	37.026564	W	190	3

49	25#水源井至南五转供水管线	赵拐沟	108.608437	37.009972	E/W/S	15~200	33
50		桑树坪村	108.601377	37.001353	E	15	5
51	柴 33-26 注水管线	园峁	108.660911	37.069868	S/E/W	20~75	14
52	南三注至南五注供水干线	前沟湾	108.661437	37.060468	E	40	3
53		后边畔	108.664902	37.050708	E	15	4
54	2#转油点外输管线	边畔村	108.652017	37.043908	NE/W	60~100	10
55		高湾	108.656341	37.03382	S/	20~32	4
56		新庄	108.67002	37.03507	E	90	2
57	柳 82-47 至南三转注水管线	新庄	108.670567	37.040055	W	25	3
58	柳 81-51 至柳 81-53 供气管线	后二里湾	108.684858	37.042504	E/S	10~160	10
59	柳 78-56 注水管线	石槽庄	108.705018	37.049072	E/W/S	10~140	11
60	柳 76-64 注水管线	后山	108.716336	37.044833	W	13	1
61	柳 76-64 注水管线	东山腰则	108.73037	37.054723	N	44	1
62		上湾	108.737344	37.057018	E/W	23~115	33
63	柳 69-67 至南十一转供气管线	下虎湾	108.739994	37.063559	SE/W	25	6
64	柳 69-67（长 6）至南十一转出油管线	下虎湾	108.741785	37.065845	E	18	1
65	柳 102-292 至南六注注水管线	大摆沟	108.585917	36.998551	S	56	3
66	柳三脱至柳 19 增注水干线	西湾	108.646899	36.960926	N/S	10	3
67		高家湾	108.654592	36.951761	E/W	10~70	9
68		金圪堵	108.661287	36.910183	S	160~200	32
69	柳 138-06 至柳三脱外输管线	沟门村	108.668368	36.907919	E/W	10~200	56
70		苗庄	108.66708	36.904993	SW	10~200	19
71	柳 138-06 至塞 237 干气管线	柳沟	108.657253	36.900197	SW/N	10~200	23
72	柳 141-011 至柳 138-06 出油管线	任庄	108.645623	36.903552	N	33	1
73	吴平 463-8 增至吴 544 集油管线	贾家山	108.028017	37.053499	E	20	8
74		园包崾崄	108.025635	37.03943	N	15	3
75		寨子沟	108.017557	37.019327	S/NW	10~85	6

76	旗 22 增-旗七转集油管线	园包崾峪	108.029584	37.033178	NE	25	2
77	旗 042-62 至旗 17 增出油管线	阳湾	108.026805	37.023096	W/E/S	20~130	15
78	旗 22 增-吴二联注水干线	曹儿沟	108.029573	37.005346	S	35	3
79		郑家砭	108.052737	36.98826	S	30	4
80		康崾峪	108.057414	36.999374	E/S	35	8
81		杜同	108.066952	36.999245	S	45	2
82	旗七转至吴二联外输管线	王南沟	108.06987	37.014067	E	30	4
83		冯陡峁村	108.06648	37.027131	N/S	20~40	7
84	吴平 462-11 至旗七转集油管线	冯家梁	108.037212	37.024141	S	40	4
85	旗 20 增-旗二注注水干线	王河村	108.051031	36.973398	N	15	3
86		细咀崾峪	108.046417	36.970441	W	70	1
87		庙沟坨	108.022631	36.947555	E	10~60	5
88		石锅坨	108.020668	36.945073	W/E	10~45	7
89		杨庄科	108.020926	36.940014	E	15	1
90	旗 2-13 至旗 20 增出油管线	庙儿咀	108.023865	36.920228	S	100~200	13
91	旗 20 增至旗 11 增集油管线	三皇庙沟	108.021784	36.957377	N	10	5
92		洞子沟	108.022578	36.954487	E	10	5
93	柳 145-9 探井至柳 11 增出油管线	王庄	108.709502	36.889197	E	190	2

（5）土壤环境保护目标

各站场、井场占地范围内及周边 2km 及管线两侧 0.2km 的耕地、居民区、学校等敏感目标。

（6）生态环境保护目标

本项目生态评价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。

部分井场占用靖边县、吴起县二级国家级公益林，部分管线占用靖边县、志丹县、吴起县二级国家级公益林，占用二级国家公益林的相关手续需满足《国家级公益林管理办法》（林资发〔2017〕34 号）、《建设项目使用林地审

核审批管理规范》（林资规〔2021〕5 号）等相关要求办理手续。经审核审批同意使用的国家级公益林地，应按照规定实行占补平衡。

部分管线施工期临时占用少量永久基本农田，建设单位在永久基本农田内不建设永久建构筑物，建设单位在施工期严格落实环评提到的一系列生态环境保护措施，保证区域生态功能不降低。

表 2.6-7　项目生态环境保护目标

保护类别	保护对象	保护目标	与项目的关系	备注
生态环境（占地范围）	水土流失重点治理区	减少施工风蚀、水蚀等造成水土流失，保护耕地、草地和灌木林地	本项目所有井场、站场、管线占地	施工场地及其周围为重点
	国家二级公益林	临时施工占地基本恢复原有土地使用功能，加强地表植被绿化	井场：于73-26、于74-24扩、冯71-94、新351、柳91-26、柳69-67永久占用国家二级公益林，占地面积0.475hm^2 管线：盘四接转站至靖三联外输管线、顺53-5出油管线.注水管线、盘85-37扩输油点至新9扩外输管线、冯60-86注水管线、盘29-34至盘五转出油管线、柳85-54增外输管线、柳71-60注水管线、柳76-62注水管线、柳80-57注水管线、柳80-60注水管线、柳76-64注水管线、柳75-64注水管线、柳72-64 注水管线、柳74-62注水管线、柴33-26注水管线、柳77-58注水管线、柳78-56注水管线、柳78-60注水管线、柳69-67（长6）至南十一转出油管线、柳69-67至南十一转供气管线、柳69-67至南十一转注水管线、柳69-68至柳69-67出油管线、南十一转至南十转供水、供气管线、2#转油点外输管线、柳79-29扩至柳77-28增油管线、柳79-29扩至柳77-28增注水管线、南10增至南十二转外输管线、柳102-292至顺一增出油管线、柳102-292至南六注注水管线施工临时占用国家二级公益林，管线累计占用长度121.33km，临时占地面积72.798hm^2	按照《国家及公益林管理办法》进行管理

保护类别	保护对象	保护目标	与项目的关系	备注
	永久基本农田	施工结束后尽快进行土地复耕和复肥工作，确保施工前后永久基本农田产量不降低	本项目仅管线临时施工占用永久基本农田，部分管段施工临时占地面积36.65hm^2	按照《基本农田保护条例》办理相关手续
生态环境（评价范围）	水土流失重点治理区	减少施工风蚀、水蚀等造成水土流失，保护耕地、草地和灌木林地	本项目井场、站场周边50m范围，集输管线两侧边界两侧300m的区域	施工场地及其周围为重点
	国家二级公益林	临时施工占地基本恢复原有土地使用功能，加强地表植被绿化	井场：于73-26、于74-24扩、冯71-94、新351、柳91-26、柳69-67占地范围及周围50m范围 管线：盘四接转站至靖三联外输管线、顺53-5出油管线.注水管线、盘85-37扩输油点至新9扩外输管线、冯60-86注水管线、盘29-34至盘五转出油管线、柳85-54增外输管线、柳71-60注水管线、柳76-62注水管线、柳80-57注水管线、柳80-60注水管线、柳76-64注水管线、柳75-64注水管线、柳72-64 注水管线、柳74-62注水管线、柴33-26注水管线、柳77-58注水管线、柳78-56注水管线、柳78-60注水管线、柳69-67（长6）至南十一转出油管线、柳69-67至南十一转供气管线、柳69-67至南十一转注水管线、柳69-68至柳69-67出油管线、南十一转至南十转供水、供气管线、2#转油点外输管线、柳79-29扩至柳77-28增油管线、柳79-29扩至柳77-28增注水管线、南10增至南十二转外输管线、柳102-292至顺一增出油管线、柳102-292至南六注注水管线中心线向两侧外延300m范围	按照《国家及公益林管理办法》进行管理
	永久基本农田	施工结束后尽快进行土地复耕和复肥工作，确保施工前后永久基本农田产量不降低	中心线向两侧外延300m范围	按照《基本农田保护条例》办理相关手续
生态环境（区块范围）	水土流失重点治理区	减少施工风蚀、水蚀等造成水土流失，保护耕地、草地和灌木林地	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、虎狼峁作业区新寨作业区范围内	施工场地及其周围为重点

保护类别	保护对象	保护目标	与项目的关系	备注
	国家二级公益林	临时施工占地基本恢复原有土地使用功能，加强地表植被绿化	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、虎狼峁作业区新寨作业区范围内	按照《国家及公益林管理办法》进行管理
	永久基本农田	施工结束后尽快进行土地复耕和复肥工作，确保施工前后永久基本农田产量不降低	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、虎狼峁作业区新寨作业区范围内	按照《基本农田保护条例》办理相关手续

3 工程概况

3.1 建设单位概况

中国石油长庆油田分公司第三采油厂成立于 1971 年，是长庆油田分公司下属的一个集勘探开发、产能建设、原油生产为一体的石油生产单位，生产区域横跨宁夏回族自治区、陕西省两省 3 市（榆林市、延安市、吴忠市）5 县（榆林市靖边县和定边县、延安市志丹县和吴起县、吴忠市盐池县）。

在长期的油田开发建设过程中，第三采油厂逐步形成了一套开发低渗透油田、保持长期稳产的开发技术和工艺措施，1993 年 8 月 23 日，在陕西省靖边县至安塞县之间完钻的天然气探井—陕 92 井，在延长组长 6 层获得日产 17.3 吨工业油流，成为靖安油田发现井。自 1993 年发现以来，靖安油田经历了开发准备、规模上产、稳产开发三个阶段。1999 年，靖安油田年产油突破 100 万吨；2003 年 12 月 5 日，靖安油田年产油突破 200 万吨，成为长庆油田第一个年产两百万吨的油田；2007 年 12 月 27 日，年产跨越 300 万吨；2009 年 6 月，原油日产突破 1 万吨，成为长庆油田首个日产万吨的油田。2010 年 12 月 16 日，年产原油突破 400 万吨大关，达到 419 万吨。

由于产能衰减原因，目前，第三采油厂原油维持在 300 万吨左右。需要说明的是，根据建设单位提供资料，2010 年第三采油厂生产能力达到最大（单井原油产量高），年产原油突破 400 万吨大关，近年来，随着开采年限的增加，单井原油产量逐年降低，全年产能也逐年降低，目前第三采油厂全厂最大生产能力仅能维持全厂原油在 300 万吨左右，其中第三采油厂榆林区域最大生产能力维持原油在 170 万吨左右，其他开发区域（宁夏、延安区域）年产原油维持在 130 万吨左右。

3.2 油田地理位置及开发范围

本次长庆油田分公司第三采油厂 2026 年产建工程（陕西区域）是在靖安油田现有开发区域的靖边区域、志丹区域、吴起区域进行建设。

长庆油田分公司第三采油厂陕西境内区块分布于榆林、延安两市，定边县、靖边县、志丹县、吴起县，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、靖边县有 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、吴仓堡镇、五谷城镇、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。

本次评价涉及的作业区主要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、新寨采油作业区共 6 个作业区，主要位于榆林市靖边县王渠则镇、周河镇，延安市吴起县吴起街道、五谷城镇，志丹县顺宁镇。

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	本次开发范围
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	
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	吴起县吴仓堡镇、吴起街道	本次开发范围
8	桐寨采油作业区	吴起县五谷城镇、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	

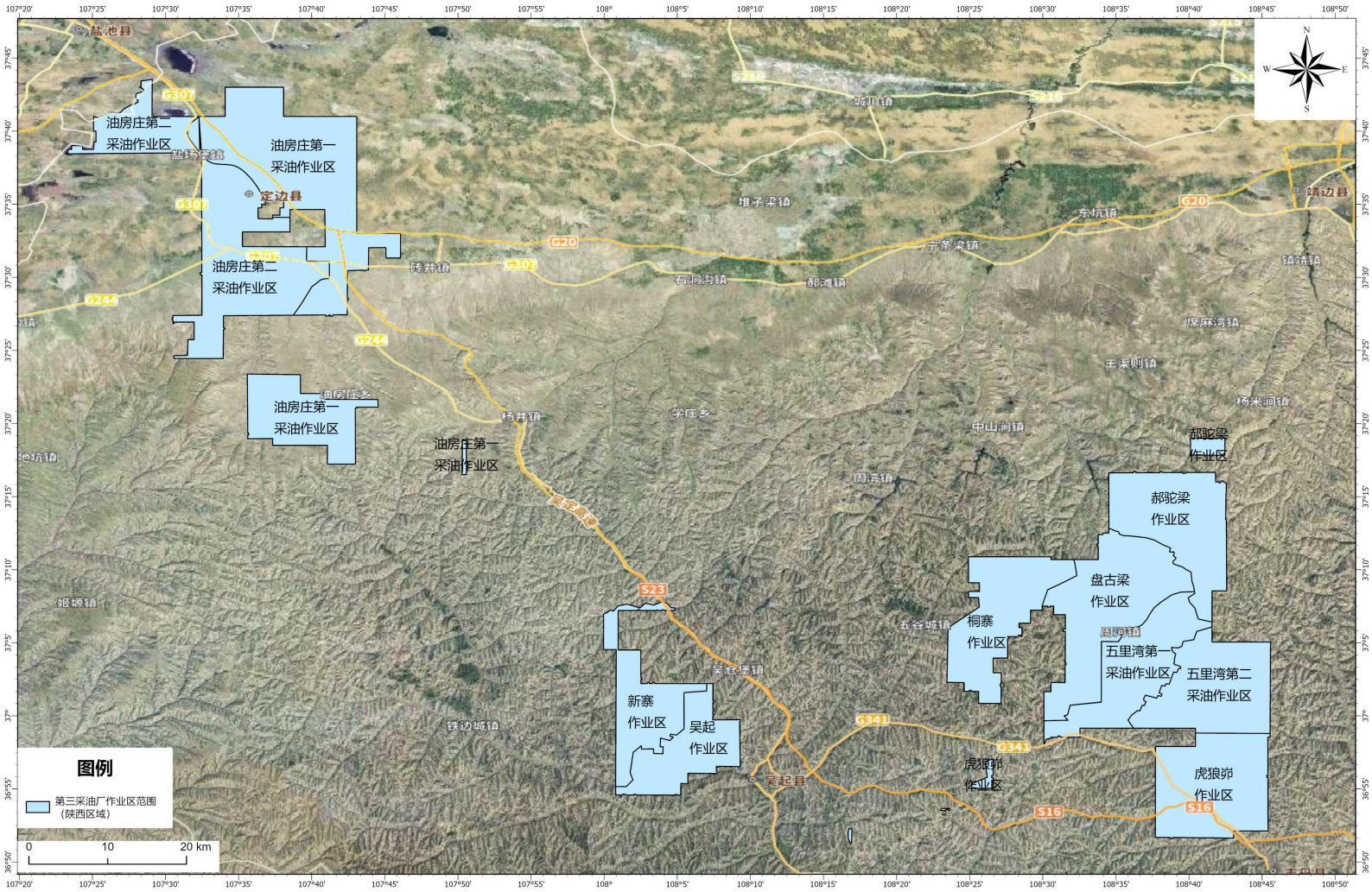


图 3.2-1　第三采油厂陕西区域作业区分布图

3.3 油藏资源概况

3.3.1 油藏特征

3.3.1.1 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。

3.3.1.2 开采油层

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。本次评价涉及的作业区主要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、新寨采油作业区共 6 个作业区。

郝坨梁作业区：主要开发层位为长 4+5 和长 6；

盘古梁作业区：开采油层包括延 9、长 2、长 6 共 3 个储层，其中长 6 为主采油层；

五里湾第一采油作业区：开采油层包括延 9、延 10、长 2、长 3、长 4+5、长 6、长 8 等 7 个层系，其中长 4+5、长 6 是主力开发层系；

五里湾第二采油作业区：开采油层包括延 9、长 2、长 6 共 3 个储层，其中长 6 为主采油层。

虎狼峁作业区：主要开发层位为三叠系长 6；

新寨作业区：主要开发层位为三叠系长 4+5、长 6、侏罗系延 9、延 10。

侏罗系延安组、三叠系延长组地层划分见表 3.3-1。

表 3.3-1　延长组、延安组地层划分简表

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			
				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

分层						厚度/m	岩性简述	标志层
系	组	段	油层组					
			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 原油物性及组分

根据初步设计方案和建设单位提供资料，开发区域各层位原油性质见表 3.3-2。

表 3.3-2 开发区域各层位原油性质表

油品	密度（g/cm^3）	粘度（MPa.S）	凝固点（℃）	气油比（m^3/t）	含硫
侏罗系	0.8689	19.67	19	19.4	否
长2	0.8488	8.4	21	20.0	否
长4+5	0.8709	13.85	26	48	否
长6	0.8440	6.4	21	70	否
长8	0.8270	4.45	20	50.7	否
长9	0.8400	6.67	20.1	100.4	否

3.3.2.2 岩心测试结果

根据长庆油田分公司 2024 年 4 月 30 日出具的《长庆油田榆林地区不同层位岩心压裂前后渗透率测试报告》和 2024 年 6 月 5 日出具的《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》，榆林地区岩心测试分析压裂后测渗透率具体见表 3.3-3，延安地区岩心测试分析压裂后测渗透率具体见表 3.3-4。

表 3.3-3 榆林地区岩心测试结果一览表

系	组	层位	压裂前(μm²)	压裂后(μm²)
侏罗系	延安组	延4+5	1.419	15.325
		延4+5	0.003976	4.568
		延4+5	0.204	6.337
		延6	1.453	19.759
		延6	0.0000237	3.441
		延6	0.092	5.015
		延7	0.1395	7.242
		延7	0.0000617	3.104
		延7	0.031	4.992
		延8	0.8017	6.352
		延8	0.006154	3.854
		延8	0.041	4.679
		延9	0.83	7.251
		延9	0.000413	2.115
		延9	0.1695	8.257
		延10	3.684	18.364
		延1 0	0.0000026	3.582
		延10	0.074	2.691
	富县组	富县组	1.314	10.112
		富县组	0.000008	3.485
		富县组	0.058	5.097
三叠系	延长组	长1	0.09678	7.352
		长1	0.0000442	3.875
		长1	0.00796	2.913
		长2	0.1884	5.384
		长2	0.06712	6.842
		长3	0.008736	2.546
		长4+5	0.002536	5.446
		长4+5	0.000305	3.216
		长6	0.01326	5.465
		长6	0.000029	2.135
		长6	0.001053	6.832
		长7	0.057	8.752
		长7	0.000007	2.580
		长7	0.000086	3.843
		长8	0.004518	7.821
		长8	0.000012	3.586
		长8	0.000379	6.298
		长9	0.2013	5.112
		长9	0.00001	3.548
		长9	0.008651	6.773

		长 1 0	0.08855	7.232
		长 1 0	0.000016	3.283
		长 10	0.01476	5.469
	纸坊组	纸坊组	0.06474	8.925
		纸坊组	0.000416	3.007
		纸坊组	0.01984	4.352

表 3.3-4 延安地区岩心测试结果一览表

系	组	层位	压裂前(μm²)	压裂后(μm²)
侏罗系	延安组	延4+5	0.1284	7.536
		延7	0.0922	5.242
		延8	0.1134	3.636
		延9	0.001253	2.395
		延10	0.8926	3.630
	富县组	富县组	0.0893	3.267
三叠系	延长组	长1	0.000895	2.555
		长2	0.000997	4.609
		长3	0.000273	2.382
		长4+5	0.00077	4.010
		长6	0.000479	3.404
		长7	0.000055	4.969
		长8	0.000570	3.160
		长9	0.000015	3.833
		长10	0.6163	7.544

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。”

本项目区域岩层需要在压裂后进行回注，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 地层水性质

油区各开发地层水水型为 $CaC1_2$ 型和 $NaHCO_3$ 型，总矿化度为 9.73～66.64g/L，各开发地层水性质见见表 3.3-5。

表 3.3-5 开发区域地层水性质表

层位	总矿化度（g/L）	水型
侏罗系	9.73	$NaHCO_3$
长2	22.51	$NaHCO_3$
长4+5	66.64	$CaCl_2$
长6	66.51	$CaCl_2$
长8	14.9	$CaCl_2$

长9	35.4	$CaCl_2$

根据第三采油厂陕西区域采出水化验结果，配伍性试验结果：

（1）靖边区域：长 6 与侏罗系延 9 不配伍。

（2）志丹区域：长 6 与长 7 不配伍，长 6 与长 8 不配伍，长 7 与长 8 配伍，侏罗系与长 8 配伍。

（3）吴起区域：长 6 与长 7 不配伍，长 6 与长 4+5 配伍。

3.3.2.4 原油伴生气性质

评价区不产纯天然气，主要以油藏伴生气为主，成份以甲烷为主，伴生气中不含硫化氢，原油伴生气性质见表 3.3-6。

表 3.3-6 原油伴生气性质表

层位	分析项目（mol%）				相对密度	甲烷化系数	H_2S	CO
	CH_4	C_2H_6	C_3H8	iC_4H_{10}				
侏罗系	42.50	14.13	25.31	3.71	0.88	0.62	未检出	未检出
长2、长4+5	39.48	16.69	24.06	4.22	0.79	0.58	未检出	未检出
长6	49.53	12.86	19.67	3.22	0.84	0.47	未检出	未检出
长8	49.07	14.08	22.74	12.1	0.82	0.504	未检出	未检出
长9	35.87	14.13	25.31	3.71	0.97	0.58	未检出	未检出

注：经建设单位反馈，其单位对油藏伴生气成分进行了相关化验，其中 CO 采用《空气质量 一氧化碳的测定 非分散红外法（GB/T 9801-1988）》测定，最低检出限 0.3mg/m^3；硫采用《天然气 含硫化合物的测定 第 5 部分 用氢解-速率计比色法测定总硫含量（GB/T 11060.5》测定，最低检出限 0.1mg/m^3；CO 和硫在伴生气中未检出是指其低于实验检出限，实验监测条件下未检出。

3.3.3 油田开采技术政策

针对评价区部分油藏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，超前注水时间为 3 个月。部分油藏开发油层天然能量充足，采用同步注水方式开发，根据初步设计方案，平均单井日配注量最大为 25m^3，最大注水压力 20.5MPa，注采井网主要为菱形反九点。本项目开发技术政策见见表 3.3-7。

表 3.3-7 项目开发技术政策

层位	井型	注采井网	最大注水压力（MPa）
长6、长8、长2	定向井/水平井	菱形反九点	20.5
侏罗系、长9	定向井	菱形反九点	16
长6、长4+5	大斜度	菱形反九点	16

3.4 现有项目工程概况

3.4.1 开发建设历程及环保手续履行情况

3.4.1.1 环境影响评价手续

根据建设单位提供的资料，本项目涉及的作业区滚动开发建设历程及环保手续履行情况统计如下：

本项目涉及的作业区开发建设历程及环保手续履行情况见表 3.4-1，其他单体工程均履行了相应环保手续见表 3.4-2。

表 3.4-1 现有工程产能建设开发建设历程及环保手续履行情况

序号	项目名称	年度	环评批复	环保验收批复	与本项目的关系
1	靖安油田140×10⁴t/a产能开发项目	2002年	陕环函[2002]108号	陕环批复[2008]292号	批复产能140×l0⁴t/a；批复油区范围包括郝驼梁作业区、盘古梁作业区、五里湾一区、五里湾二区、虎狼峁作业区
2	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×l0⁴t/a；批复油区范围包括新寨作业区
3	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×l10⁴t/a；批复油区范围包括郝驼梁作业区、盘古梁作业区
4	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×l0⁴t/a；批复油区范围包括郝驼梁作业区、盘古梁作业区、五里湾一区、五里湾二区
5	长庆油田分公司第三采油厂2021年产能建设工程（靖边区域）	2021年	榆政审批生态发[2022]37号	自主验收，2023.7.11	批复产能8.4×l0⁴t/a；批复油区范围包括郝驼梁作业区、盘古梁作业区、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；其余工程正在建设	批复产能50×l0⁴t/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2022年产能建设工程（靖边区域）	2022年	榆政审批生态发[2023]6号	正在验收	批复产能6.0×10⁴t/a；批复油区范围包括郝驼梁作业区、盘古梁作业区、五里湾一区、五里湾二区
8	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
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；批复油区范围新寨作业区
10	长庆油田分公司第三采油厂2023年产能建设工程（榆林区域）	2023年	榆政环批复[2024]107号	正在建设	批复产能6.98×10⁴t/a；批复油区范围包括郝驼梁作业区、盘古梁作业区、五里湾一区、五里湾二区
11	长庆油田分公司第三采油2023年产能建设工程（延安区域）	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、新寨作业区
12	长庆油田分公司第三采油厂2024年产能建设工程（榆林区域）	2024年	榆政环批复[2025]4号	正在建设	批复产能4.3×10⁴t/a；批复油区范围包括郝驼梁作业区、盘古梁作业区、五里湾一区、五里湾二区
13	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、新寨作业区
14	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；批复油区范围包括盘古梁作业区、五里湾一区、五里湾二区
15	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）	2025年	陕环评批复[2025]30 号	正在建设	批复产能6.86×10⁴t/a；批复油区范围包括五里湾一区、五里湾二区、虎狼峁作业区、新寨作业区

表 3.4-2　现有工程站场环保手续统计表

序号	站点	年度	环评执行情况	竣工环保验收

1	冯57-84增压站	2011年	靖环登（2014）2418（补做环评）	/
2	于55-18增压站	2010年	靖环登（2014）2399（补做环评）	/
3	盘28-40增压站	2012年	靖环登（2014）2396（补做环评）	/
4	于69-24增压站	2010年	靖环登（2014）2400（补做环评）	/
5	杨66增压站	2013年	靖环登（2014）2398（补做环评）	/
6	柳37-53增压站	2012年	靖环登（2014）2408（补做环评）	/
7	柳19-43增压站	2012年	靖环登（2014）2420（补做环评）	/
8	柳24-27增压站	2012年	靖环登（2014）2421（补做环评）	/
9	盘21-38增压站	2009年	靖环登（2014）2412（补做环评）	/
10	南五增压站	2007年	靖环登（2014）2384（补做环评）	/
11	柳102-31增压站	2011年	靖环登（2014）2371（补做环评）	/
12	柳104-262增压站	2013年	靖环登（2014）2381（补做环评）	/
13	新二增压站（74-79井组）	2010年	靖环登（2014）2395（补做环评）	/
14	冯75-78增压站（77-77井组）	2010年	靖环登（2014）2432（补做环评）	/
15	冯71-72增压站（71-72井组）	2011年	靖环登（2014）2433（补做环评）	/
16	新四增压站（冯63-81井组）	2010年	靖环登（2014）2374（补做环评）	/
17	顺61-4增压站（顺61-4井组）	2013年	靖环登（2014）2394（补做环评）	/
18	冯70-66增压站（冯70-66井组）	2013年	靖环登（2014）2435（补做环评）	/
19	新五增压站（冯60-85）	2011年	靖环登（2014）2375（补做环评）	/
20	新三增压站（冯67-87）	2010年	靖环登（2014）2373（补做环评）	/
21	冯70-90增压站（冯70-90井组）	2010年	靖环登（2014）2415（补做环评）	/
22	新6增压站（冯69-100井组）	2011年	靖环登（2014）2436（补做环评）	/
23	高86增压站（高86井组）	2012年	靖环登（2014）2428（补做环评）	/
24	柳78-52增	2013年	靖环登（2015）338（补做环评）	/

25	柳70-39卸水台	2013年	靖环登（2015）342（补做环评）	/
26	冯72-82卸油台	2010年	靖环登（2015）343（补做环评）	/
27	柴36-48增	2012年	靖环登（2015）346（补做环评）	/
28	顺46-55增	2010年	靖环登（2015）348（补做环评）	/
29	柳81-57增	2014年	靖环登（2015）352（补做环评）	/
30	柳85-36增	2010年	靖环登（2015）353（补做环评）	/
31	北3增	2016年	靖环批复[2016]478	已验收
32	北4增	2016年	靖环批复[2016]479	已验收
33	冯105增改造	2016年	靖环批复[2016]476	已验收
34	高86增压点	2016年	靖环批复[2016]477	已验收
35	南二供水站	2016年	靖环批复[2016]293	已验收
36	陕92脱水站	2010年	靖环批复[2010]26	已验收
37	柳72-33接转注水站	2010年	靖环批复[2010]59	已验收
38	新86接转注水站	2010年	靖环批复[2010]60	已验收
39	南十二接转站	2012年	靖环批复[2012]85	已验收
40	盘四注水站	2012年	靖环批复[2012]86	已验收
41	南四接转站	1998年	靖环批复[2015]30（补做环评）	已验收
42	南六接转站	1998年	靖环批复[2015]15（补做环评）	已验收
43	南七接转站	1998年	靖环批复[2015]27（补做环评）	已验收
44	南八接转站	1998年	靖环批复[2015]23（补做环评）	已验收
45	柳71-46脱水站	2014年	靖环批复[2015]19（补做环评）	靖环批复〔2020〕54号
46	柴33-43脱水站	2012年	靖环批复[2015]32（补做环评）	已验收
47	北一接转站	1998年	靖环批复[2015]20（补做环评）	已验收
48	北六接转站	2004年	靖环批复[2015]14（补做环评）	已验收
49	于一接转站	2005年	靖环批复[2015]26（补做环评）	已验收
50	柳16-35井组措施返排液处理站	2018年	靖环批复[2018]32	靖环批复〔2020〕53号
51	柳92-33井组措施返排液处理站	2018年	靖环批复[2018]31	靖环批复〔2020〕51号
52	第三采油厂含油污泥处理厂	2014年	陕环批复[2014]440号	陕环批复〔2015〕757号
53	郝坨梁柳20-40含油污泥临时储存点项目环境影响报告表	2020年	靖环批复[2019]170号	已自主验收

54	盘古梁冯73-81含油污泥临时储存点项目环境影响报告表	2020年	靖环批复[2019]171号	已自主验收
55	五里湾一区柳84-32含油污泥临时储存点项目环境影响报告表	2020年	靖环批复[2019]169号	已自主验收
56	五里湾二区柳77-50含油污泥临时储存点项目环境影响报告表	2020年	靖环批复[2019]168号	已自主验收
57	长庆油田分公司第三采油厂南三脱水站工程环境影响报告表	2025年	榆环靖批复[2025]41号	正在建设
58	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
59	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
60	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
61	柳四接转站建设项目	2016年	志环审批意见2016.11.8	已验收
62	柳二接转站建设项目	2016年	志环审批意见2016.11.8	已验收
63	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
64	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	/
65	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
66	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	2020年7月完成自主验收
67	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
68	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
69	靖五联合站建设项目	2020年	志环函（2020）40号	2021年1月验收
70	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
71	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

3.4.1.2 环境影响后评价

2020 年长庆油田分公司第三采油厂委托编制了长庆油田分公司第三采油厂环境影响后评价报告，且已备案；2025 第三采油厂已委托第三方单位编制新一轮环境影响后评价，且已备案。

3.4.1.3 排污许可手续

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。排污许可证申领情况见表 3.4-3。

表 3.4-3 排污许可手续履行情况

作业区名称	管理类别	编号	有效期
郝坨梁采油作业区	登记管理	91640100715048323701 1Y	2025-04-18至2030-04-17
盘古梁采油作业区	登记管理	91640100715048323700 8W	2025-04-18至2030-04-17
五里湾第一采油作业区	登记管理	91640100715048323700 7Z	2025-6-28至2030-06-27
五里湾第二采油作业区	登记管理	91640100715048323700 5X	2025-05-08至2030-05-07
虎狼峁采油作业区	登记管理	91640100715048323701 2W	2025-04-18至2030-04-17
新寨采油作业区	登记管理	91640100715048323701 4X	2025-07-10至2030-07-09

3.4.1.4 其他环保手续

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）。

3.4.1.5 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。

3.4.2 现有工程建设规模及建设内容

3.4.2.1 现有工程建设规模

1、现有工程建设内容

本次滚动开发包括第三采油厂靖边县境内所有现有作业区，即郝坨梁作业区、盘古梁作业区、五里湾一区、五里湾二区四个作业区。截至2025年底，已建成并验收油井2542口，注水井994口，形成以靖一联、靖三联为中心枢纽的集输站2座、接转站和转油站36座，增压点90座，配套建设油气集输管网的集输网络，实现了油气密闭集输。本次产建工程榆林区域涉及作业区现有工程项目组成见表 3.4-4。

本次滚动开发包括第三采油厂延安境内的虎狼峁、新寨二个作业区。截至2025年底，已建成并验收油井1748口，注水井620口，形成以靖五联、吴二联为中心枢纽的集输站2座、接转站7座，增压点49座，配套建设油气集输管网的集输网络，实现了油气密闭集输。本次产建工程延安区域涉及作业区现有工程项目组成见表 3.4-5。

表 3.4-4 现有工程靖边区域项目组成表

工程类别	项目组成	建设内容
主体工程	作业区布局	郝坨梁作业区、盘古梁作业区、五一区、五二区4个作业区

工程类别	项目组成	建设内容		
	井场工程	已建工程	现有井场919座，采油井2542口，注水井994口	
			郝坨梁作业区	井场279座，采油井667口，注水井286口
			盘古梁作业区	井场286座，采油井922口，注水井356口
			五一区	井场189座，采油井492口，注水井172口
			五二区	井场165座，采油井461口，注水井180口
		在建工程	2022年产建工程：新建井场8座，扩建井场2座，新钻油水井35口，其中新建油井29口，新建注水井6口 2023年产建工程：新建39座，扩建17座井场，新钻油水井124口，其中新建油井83口，新建注水井41口 2024年产建工程：新建井场56座，扩建19座井场，新钻油水井151口，其中新建油井91口，新建注水井60口 2025年产建工程：新建井场9座，扩建井场5座，新钻油水井46口，其中新建油井24口，新建注水井22口	
	站场工程	已建工程	郝坨梁作业区	靖一联合站1座，接转站7座，转油点1座，增压点36座，供水站2座，注水站3座
			盘古梁作业区	靖三联合站1座，接转站7座（盘一转、盘二转、盘三转、盘四转、盘七转、陕92转、高87脱），转油点5座，增压点28座，注水站2座，供水站1座（周河供水站）
			五一区	接转站10座，增压点16座，注水站2座。
			五二区	接转站6座，增压点10座，供水站1座、注水站1座
		在建工程	2022年产建工程：不涉及站场工程 2023年产建工程：盘五转改造 2024年产建工程：盘33-21接转站改造、靖三联接转站两段脱水改造 2025年产建工程：南九曾、盘三转、柳103-252脱、南六转改造	
	集输工程	已建工程	郝坨梁作业区	单井管线182km，集输干管156km，注水支线232km，注水干管167km，供水干管94km，伴生气管线31km，干气管线130km
			盘古梁作业区	单井管线505.6km，集输干管122.5km，注水支线314.1km，注水干管90.7km，供水干管23km，伴生气管线132.4km，干气管线111.7km。
			五一区	单井管线302.64km，集输干管101.07km，注水支线302.64km，注水干管65.7km，伴生气管线88km，干气管线68km。
			五二区	单井管线307.51km，集油干管67.05km，集输干管14.8km，注水支线50.2km，注水干管211.79km，供水干管31.7km，伴生气管线136.5km，干气管线20km。
		在建工程	2022年产建工程：新建采油管线12.7km；新建注水支线5.7km 2023年产建工程：新建单井出油管线53条70.052km；新建单井清水注水管线9条14.263km；采出水注水管线18条18.54km 2024年产建工程：新建输油管线109.51km；输水管线84.92km；输气管线0.78km	

工程类别	项目组成	建设内容		
			2025年产建工程：新建输油管线7.23km；供水干线3.88km；注水管线3.54km；集气管线8.27km；跨靖边、志丹管线23.5km；跨靖边、吴起管线1.2km	
	油气处理工程	已建工程	郝坨梁作业区	靖一联合站，设计规模50×10^4t/a
			盘古梁作业区	靖三联合站，设计规模100×10^4t/a
			五一区	依托志丹县境内靖二联合站，设计规模100×10^4t/a
			五二区	
	轻烃回收工程	已建工程	郝坨梁作业区、盘古梁作业区、五一区、五二区	靖三联轻烃厂，设计规模6×10^4Nm^3/d；靖二联轻烃厂，设计规模6×10^4Nm^3/d
公用工程	供水工程	已建工程	郝坨梁作业区	水源井16口
			盘古梁作业区	水源井32口
			五一区	水源井8口
			五二区	水源井6口
	供电工程	已建工程	郝坨梁作业区	靖北35kV变共1座，10kV电力线约310km
			盘古梁作业区	盘古梁35kV变1座，10kV电力线约299.8km
			五一区	靖南35kV变1座，10kV电力线约524km，35kV电力线约105km
			五二区	五里湾35kV变1座，10kV电力线约120km，
	道路工程	已建工程	郝坨梁作业区	沥青道路41.6km、砂石干线道路24.54km
			盘古梁作业区	沥青道路60km、砂石干线道路75km
			五一区	沥青道路133km、砂石道路55km
			五二区	沥青道路46km、砂石干线道路52km
		在建工程	2022年产建工程：新建井场道路2.68km 2023年产建工程：新建井场道路4.864km 2024年产建工程：不涉及道路工程 2025年产建工程：新建进站道路0.4km，井场道路2.1km	
	通信工程	已建工程	郝坨梁作业区	通信光缆450km
			盘古梁作业区	通信光缆620km
			五一区	通信光缆534.5km
			五二区	通信光缆165km
环保工程	采出水处理	已建工程	郝坨梁作业区	靖一联合站采出水处理系统，规模3000m^3/d
				北四接转站采出水处理系统，规模200m^3/d
				北五接转站采出水处理系统，规模600m^3/d
			郝坨梁作业区	靖三联合站采出水处理系统，规模2000m^3/d
				新86脱采出水处理系统，规模300m^3/d
				陕92脱采出水处理系统，规模700m^3/d
				盘三接转站采出水处理系统，规模200m^3/d
				盘四接转站采出水处理系统，规模200m^3/d
				盘七接转站采出水处理系统，规模200m^3/d
			五一区	依托靖二联采出水处理规模为3000m^3/d
				柳72-33脱采出水处理系统，规模200m^3/d
				顺平1脱采出水处理系统，规模200m^3/d
			五二区	依托靖二联采出水处理规模为3000m^3/d
				南九接转站采出水处理系统，规模300m^3/d
				柴33-43脱采出水处理系统，规模200m^3/d
				柳71-46脱采出水处理系统，规模750m^3/d

工程类别	项目组成	建设内容		
	措施返排液处理	已建工程	郝坨梁作业区	柳16-35井组措施返排液处理站，设计规模300m³/d
			盘古梁作业区	
			五一区	柳92-33井组措施返排液处理站，设计规模300m³/d
			五二区	
	生活污水处理	已建工程	经各自保障点地埋式一体化处理装置处理后用于场地洒水或绿化，不外排	
	含油污泥暂存点	已建工程	郝坨梁作业区、盘古梁作业区、五一区、五二区	利用废弃井场设有污油泥暂存点7座（盘55-21、柳20-40、冯71-77、盘41-39、柳77-50、柳20-40井组和柳72-34）
	风险防范措施	已建工程	郝坨梁作业区	靖一联合站原油罐区设4具原油储罐，均设防火堤，净化油罐1具（5000m³）、原油沉降罐2具（5000m²）净化油罐1具（500m³）；消防系统有消防水罐两具（700m³）、消防泵2台、泡沫泵1台、泡沫罐1具（10000L），站内设初期雨水池，
			盘古梁作业区	靖三联合站原油罐区设原油储罐4具（5000m³），标定罐1具（300m³）、吹扫罐1具（500m³）卸油管2具（20m³）；消防系统有消防水罐两具（700m³）、消防泵2台、泡沫泵1台、泡沫罐1具（10000L），均设防火堤，每个原油储罐（5000m³）分别装有3个固定式泡沫灭火装置和2个壁淋冷却装置，地下消防栓8个、泡沫栓8个、消防泵房1座（消防水泵3台、10m³泡沫液储罐1具，700m³消防水罐2具），站内设初期雨水池。
			五一区、五二区	井场设置初期雨水池、污水污油池；接转站、增压点、计量站设事故罐，站内不设消防给水系统
退役井				退役井100口（其中郝坨梁作业区退役井50口，涉及退役井场20座，均已生态恢复；盘古梁作业区退役井50口，涉及退役井场20座，其中14座已生态恢复，拟生态恢复井场6座）采用混凝土灌注封井；无退役站场
退役管线				退役管线150km采取封堵措施后留在地下不取出
办公生活设施	已建工程	郝坨梁作业区	生活基地1座，生活保障点13座	
		盘古梁作业区	生活基地1座，生活保障点8座	
		五一区	生活基地1座，生活保障点8座	

工程类别	项目组成	建设内容	
		五二区	生活基地2座，生活保障点7座

表 3.4-5　现有工程志丹区域、吴起区域项目组成表

工程类别	项目组成	建设内容		
主体工程	作业区布局	虎狼峁作业区、新寨作业区2个作业区		
	井场工程	已建工程	现有井场464座，采油井1748口，注水井620口	
			虎狼峁作业区	井场347座，采油井1271口、注水井473口
			新寨作业区	井场117座，采油井477口、注水井147口
		在建工程	2022年产建工程：新建17座，扩建9座井场，新钻油水井86口，其中新建油井60口，新建注水井26口 2023年产建工程：新建66座，扩建12座井场，新钻油水井255口，其中新建油井192口，新建注水井63口 2024年产建工程：新建井场22座，扩建4座井场，新钻油水井90口，其中新建油井61口，新建注水井29口 2025年产建工程：新建井场14座，扩建井场15座，新钻油水井86口，新建采油井49口，新建注水井37口	
	站场工程	已建工程	虎狼峁作业区	靖五联合站1座，接转站4座，增压点37座，供水站3座，注水站3座
			新寨作业区	吴一联合站1座，接转站3座，增压点12座，供水站1座，注水站1座
		在建工程	2022年产建工程：新建柳32增、柳33增和柳34增三座增压站；柳一转更换外输泵；靖五联新增1套来油计量系统，续建采出水回注系统400m^3/d 2023年产建工程：新建增压站3座（柳35增、柳36增、柳129-27扩增），新建接转站1座（柳八转），新建井场拉油点1座（柳136-06扩），改造站场5座（靖五联、吴二联、柳33增、柳四转、柳二转） 2024年产建工程：新建柳37增、柳38增；柳18增更换14井式总机关橇1座、更换外输泵1台（10m^2/h）、更换加热炉1具（350kW利I旧，来自原柳8增）、新建缓冲罐1具（20m^3利旧，来自原柳8增）；柳八转（新柳8增）扩建600m^3/d撬装增压机组1座；柳四转站内管网更换 2025年产建工程：新建顺92-05降回压站、柳100-28降回压站、柳154-01降回压站、柳40增、柳五注、新柳八增临时系统，改建站场4座（柳26增、新柳三脱、柳149-03临时回注点、旗8增）	
	集输工程	已建工程	虎狼峁作业区	输油管线593.79km，注水管线370.34km，气管线262.65km
			新寨作业区	输油管线282.14km，注水管线175km，供水管线11.8km
		在建工程	2022年产建工程：新建单井出油管线46km；新建集油集气供气管线12.1km；新建注水管线25.5km 2023年产建工程：新建集输油管线130.3km；集气供气管道20.7km；注水管线43.7km	

工程类别	项目组成	建设内容		
			2024年产建工程：新建单井出油管线44.9km；新建集油管线24.93km；新建注水干线7.18km；新建注水支线37.12km；新建集气管线1.0km；新建供气管线3.3km 2025年产建工程：新改建集油管线7条，长35.77km；新建出油管线32.10km；新建供水干线3.5km；新建注水干线12.42km；新建注水支线6.44km；新建集气管线1.21km	
	油气处理工程	已建工程	虎狼峁作业区	靖五联合站，设计规模60×10⁴t/a
			新寨作业区	吴二联合站，设计规模15×10⁴t/a
	轻烃回收工程	已建工程	虎狼峁作业区	庙庄混烃站、靖二联轻烃厂
			新寨作业区	王河混烃厂
公用工程	供水工程	已建工程	虎狼峁作业区	作业区自建供水管网，水源来自自建水源井
			新寨作业区	作业区自建供水管网，水源来自自建水源井
	供电工程	已建工程	虎狼峁作业区	作业区自建供电管网及变配电站
			新寨作业区	作业区自建供电管网及变配电站
	道路工程	已建工程	虎狼峁作业区	总长165.315km，其中砂石路114.85km、沥青路50.465km
			新寨作业区	新寨作业区油路28.5km，砂石路26km，土路131.46km
		在建工程	2022年产建工程：新建3座增压站进站道路8.0km，柳六脱进站道路1.0km，柳二转道路升级5.8km，井场道路22km 2023年产建工程：新建站场进站道路7.5km，升级油区主干道路11.665km，建设井场进站道路21.3km 2024年产建工程：新建柳37增进站道路0.7km，新建柳38增进站道路0.2km，新建井场进站道路约4.4km 2025年产建工程：新建进站道路2.0km	
	通信工程	已建工程	虎狼峁作业区	配备通信设备及架空光缆
			新寨作业区	配备通信设备及架空光缆
环保工程	采出水处理	已建工程	虎狼峁作业区	靖五联合站采出水处理系统，规模2400m³/d
			新寨作业区	吴二联联合站采出水处理系统，规模1500m³/d
				旗六转采出水处理站，规模200m³/d
	措施返排液处理	已建工程	虎狼峁作业区	柳133-1措施废液处理站，规模300m³/d；顺173措施返排液处理站，规模300m³/d
			新寨作业区	旗10-341措施废液处理站，规模400m³/d
	生活污水处理	已建工程	经各自保障点地埋式一体化处理装置处理后用于场地洒水或绿化，不外排	
	含油污泥暂存点	已建工程	虎狼峁作业区	柳126-10含油污泥临时存放点
			新寨作业区	吴平468-9含油污泥暂存点

工程类别	项目组成	建设内容		
	风险防范措施	已建工程	虎狼峁作业区	井场设置初期雨水池、污水污油池；接转站、增压点、计量站设事故罐，站内不设消防给水系统
			新寨作业区	井场设置初期雨水池、污水污油池；接转站、增压点、计量站设事故罐，站内不设消防给水系统
退役井				退役井270口，无退役站场
退役管线				退役管线180km采取封堵措施后留在地下不取出
办公生活设施	已建工程	虎狼峁作业区	生活基地1座，生活保障点5座	
		新寨作业区	生活基地1座，生活保障点3座	

2、现有工程生产规模

第三采油厂自2018年已进入稳定生产期，其中靖边区域产能维持在120万吨/年左右，志丹区域产能维持在50万吨/年左右，吴起区域新寨作业区产能维持在15万吨/年左右。

3.4.2.2 现有油气集输系统

1、靖边区域

靖边区域郝坨梁作业区的原油由靖一联处理后外输至靖三联，盘古梁作业区的原油由靖三联处理后外输至靖二联，五里湾一、二区的原油由靖二联处理后和靖一、三联来油输至靖惠首站后外输。

靖边区域现有主要站场集输关系见图 3.4-1~图 3.4-5。

2、志丹区域

志丹区域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。

虎狼峁作业区现有主要站场集输关系见图 3.4-6。

3、吴起区域

吴起区域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。本项目仅涉及吴起区域新寨作业区。

新寨作业区现有主要站场集输关系见图 3.4-7。

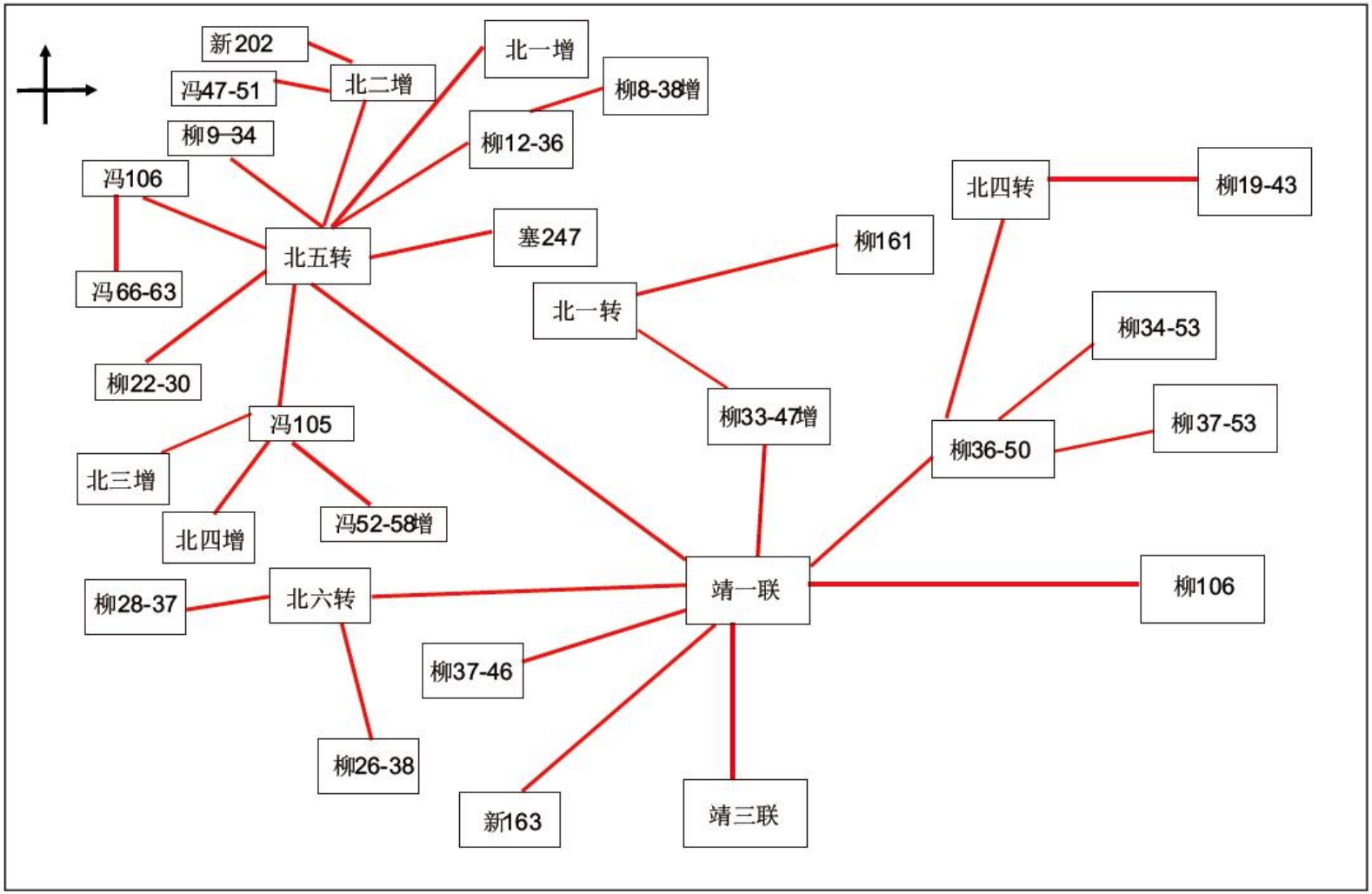


图 3.4-1　郝坨梁作业区侏罗系地面集输流程图

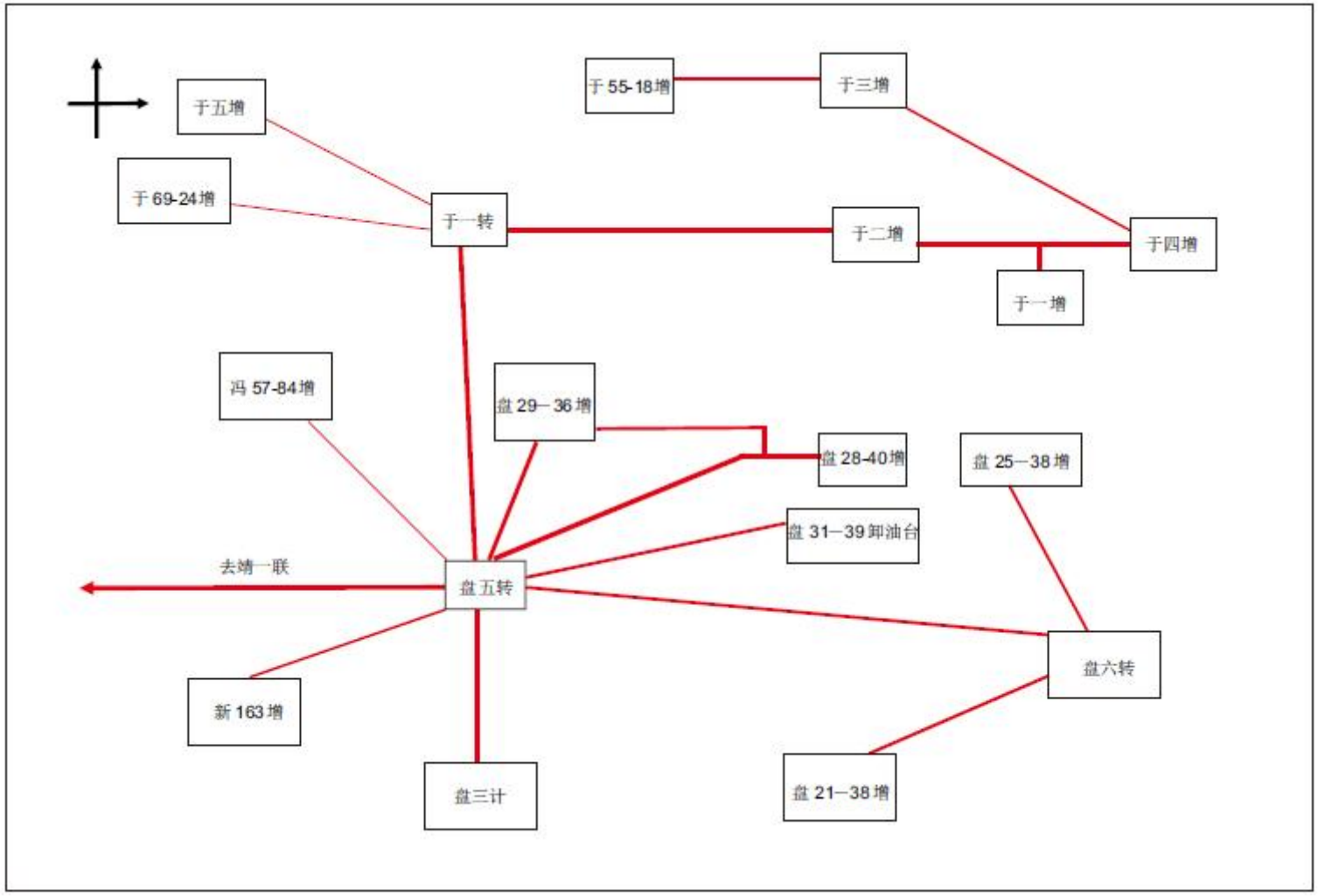


图 3.4-2　郝坨梁作业区三叠系地面集输流程图

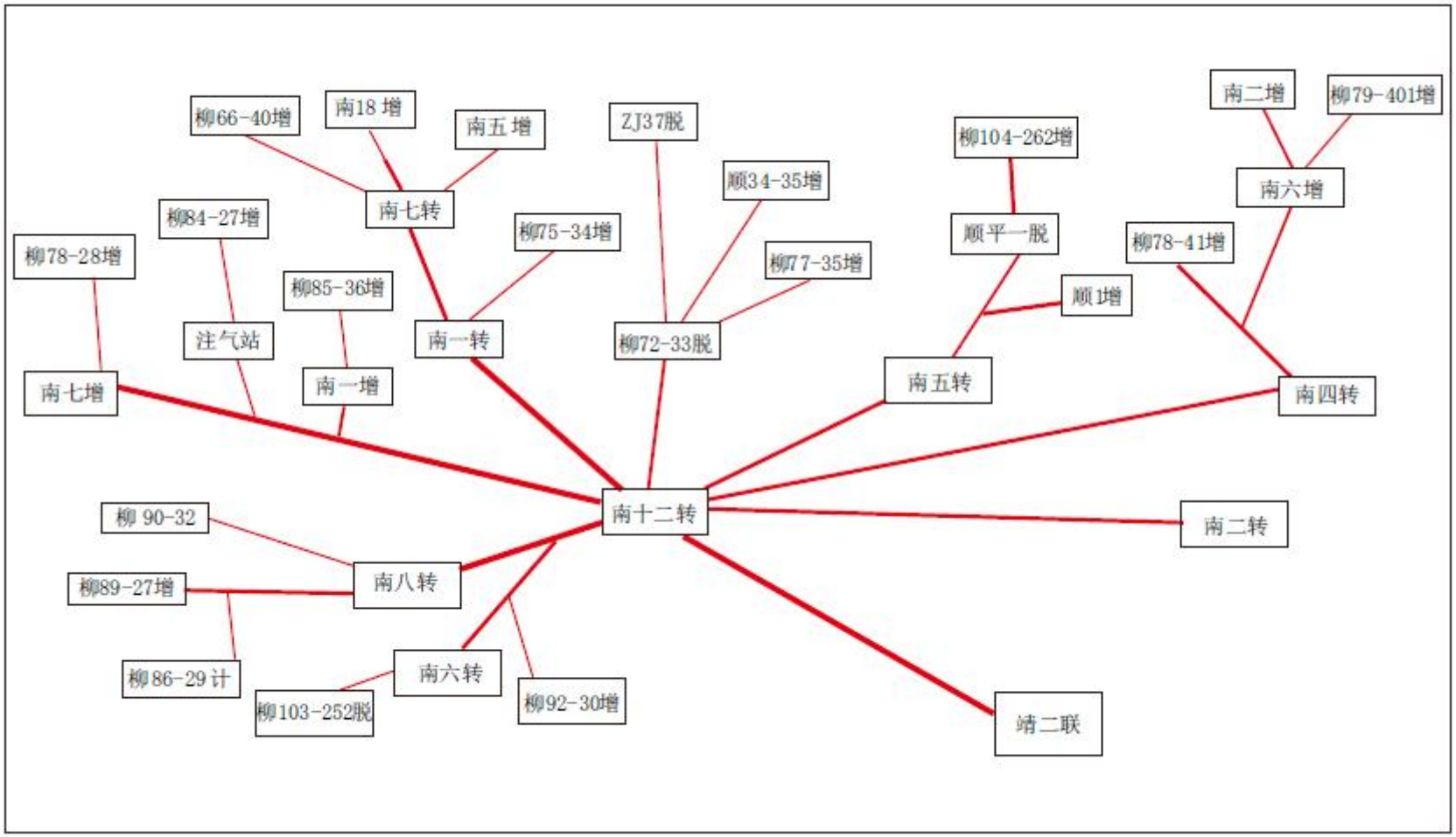


图 3.4-3　五一区地面集输流程图

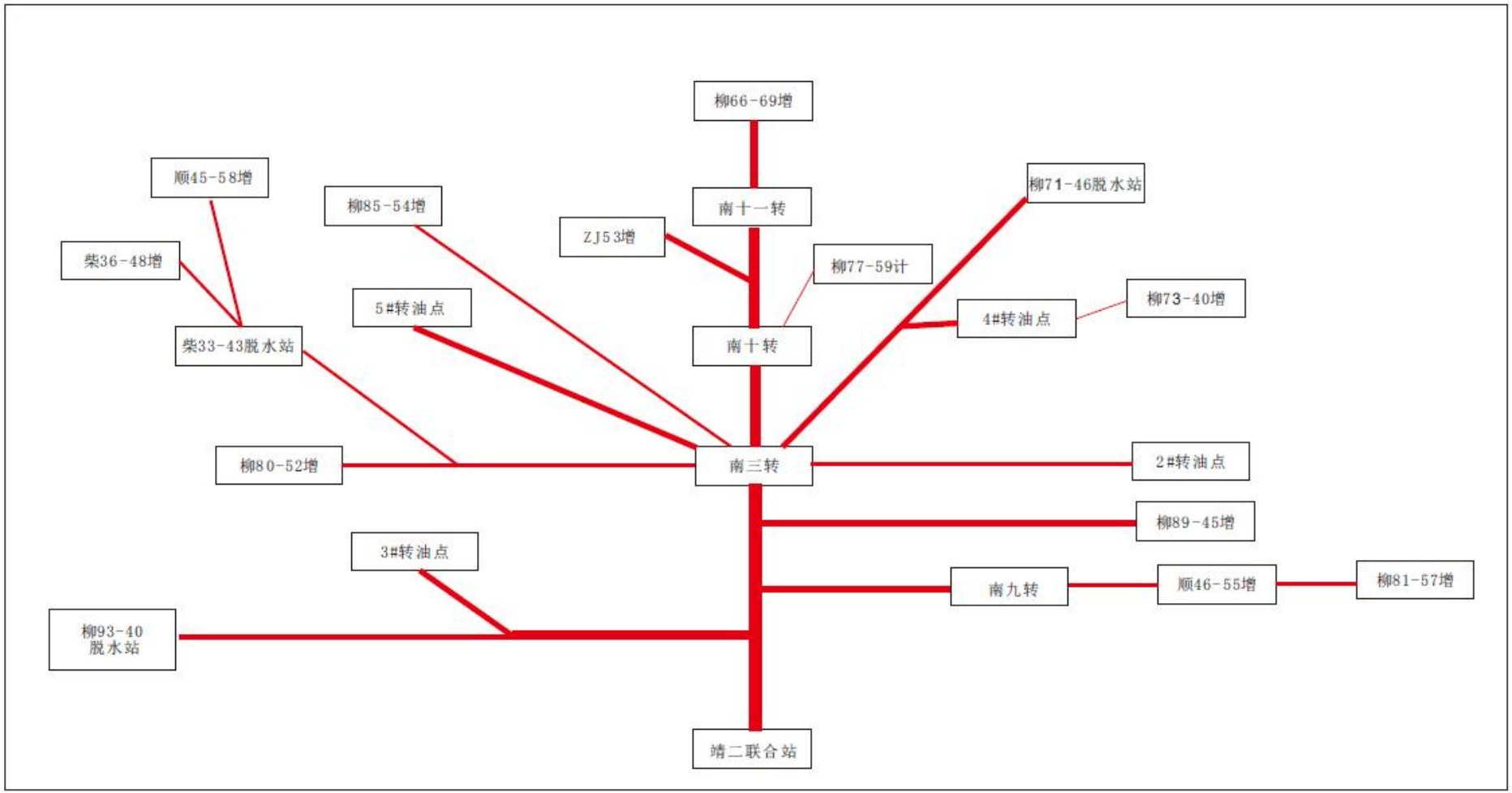


图 3.4-4　五二区地面集输流程图

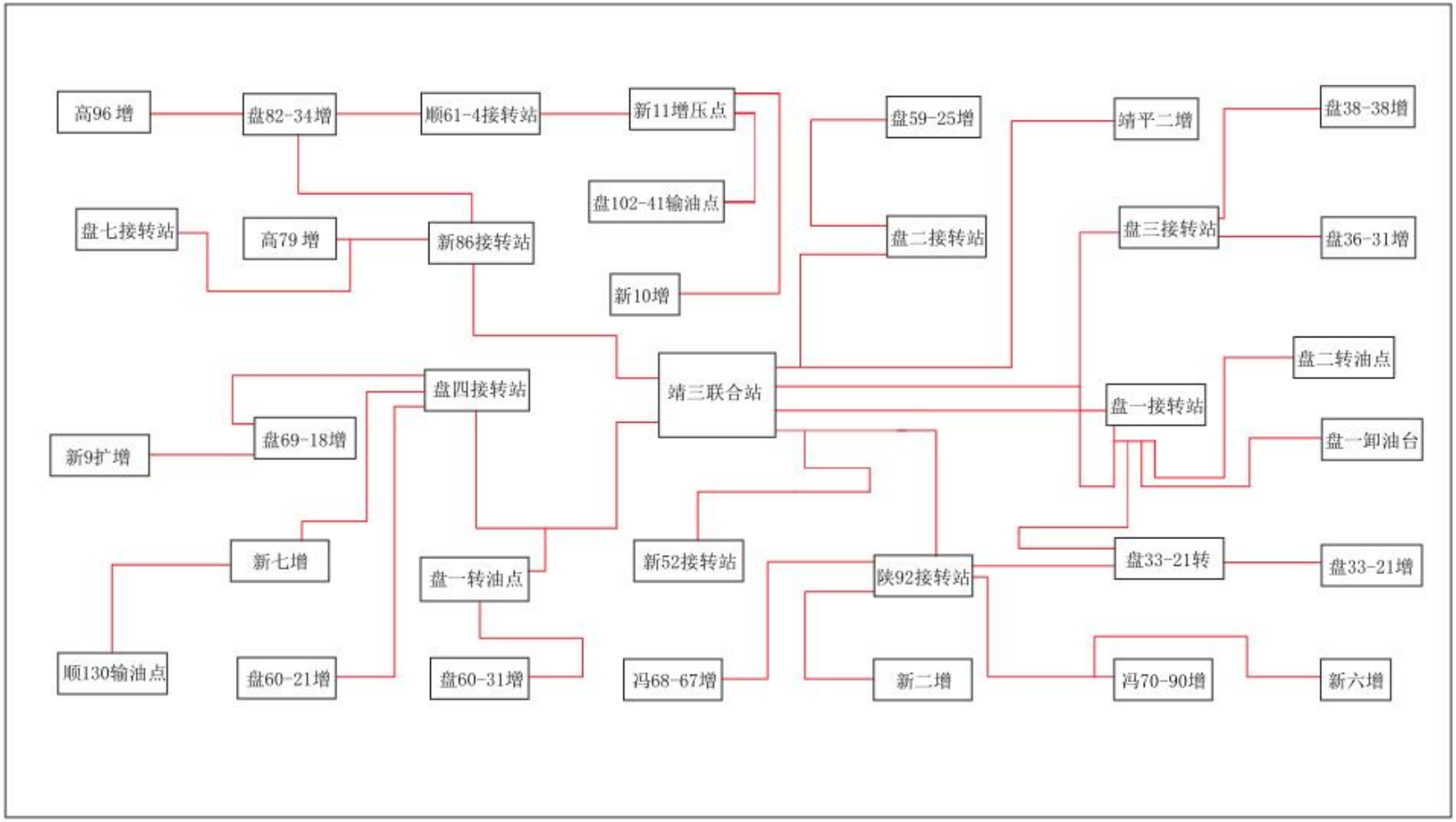


图 3.4-5　盘古梁作业区地面集输流程图

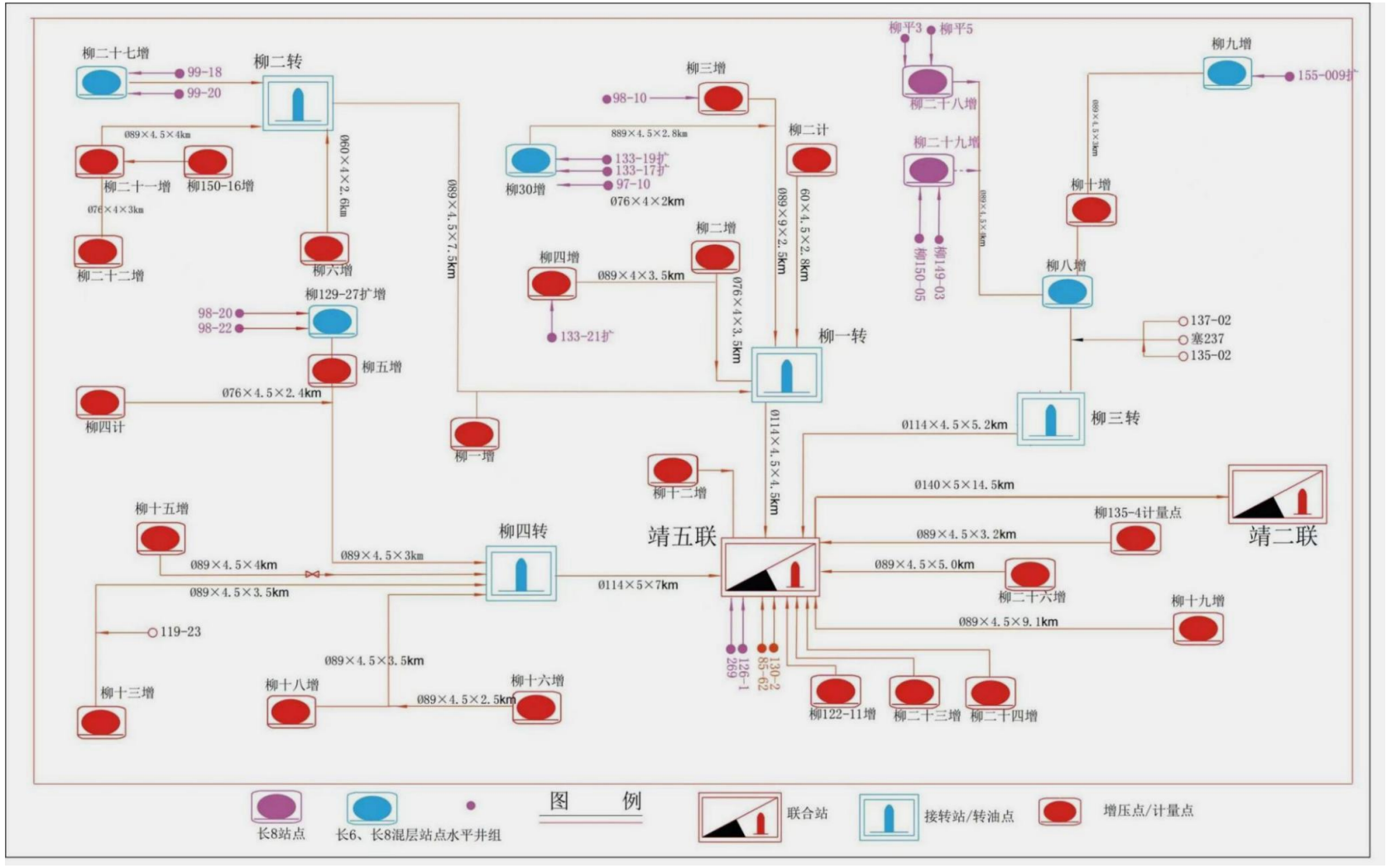


图 3.4-6　虎狼峁作业区地面集输流程图

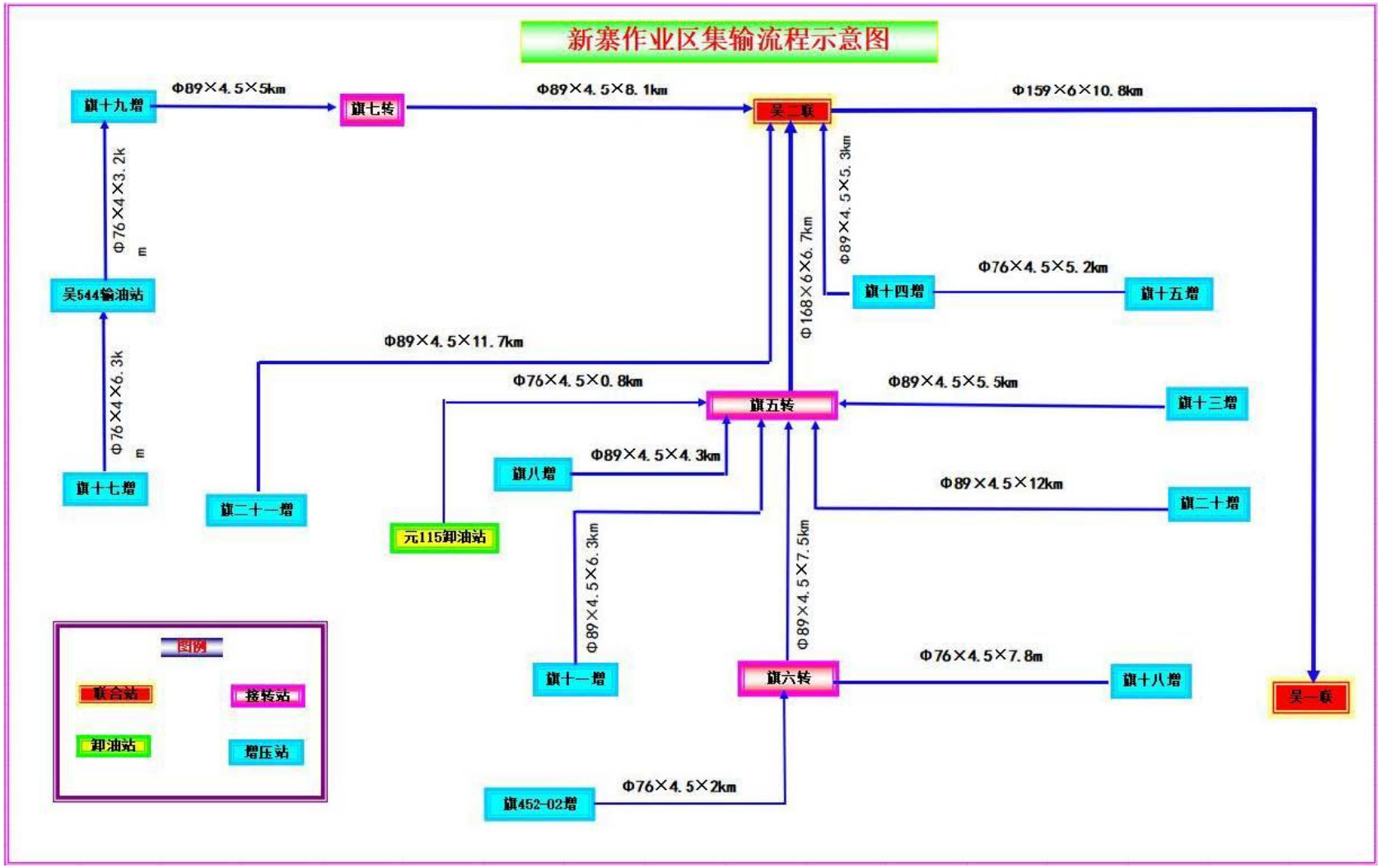


图 3.4-7　新寨作业区地面集输流程图

3.4.3 现有工程环境影响回顾性评价

本项目涉及靖边区域郝坨梁采油作业区、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；志丹区域虎狼峁作业区；吴起区域新寨作业区。根据建设单位提供资料，第三采油厂自 2018 年已进入稳定生产期，其中靖边区域产能维持在 120 万吨/年左右；志丹区域产能维持在 50 万吨/年左右；吴起区域新寨作业区产能维持在 15 万吨/年左右。本次评价现有工程环境影响回顾性评价主要分析郝坨梁采油作业区、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、虎狼峁作业区、新寨作业区六个作业区。

3.4.3.1 废气

（1）站场加热炉烟气

加热炉燃用伴生气，排放烟气中主要污染物为烟尘、SO_2 与 NO_x，经不低于 8m 排气筒排放。由于现有工程涉及的站场较多，历年竣工环保验收未全部监测，本次评价采用类比方法确定现有工程场站加热炉源强。

现有工程场站加热炉类比盘 25-38 增、盘五转、新 163 增、新 11 增加热炉竣工验收监测数据和靖三联、新 86 脱、靖五联、吴二联加热炉例行监测数据。现有工程加热炉烟气及主要污染物排放浓度情况见表 3.4-6。

表 3.4-6 现有工程主要站场加热炉燃气加热污染物排放浓度情况表

站场	加热炉功率	时间	污染物排放浓度(mg/m³)		
			烟尘	SO2	NOx
盘五转	630kW（1#）	2020.5.31	8.6	16	128
		2020.6.1	9.3	14	128
盘25-38增	300kW	2020.5.29	9.8	15	129
		2020.5.30	9.4	15	130
新163增	200kW	2020.5.31	9.0	11	124
		2020.6.1	9.8	11	122
新11增（低氮燃烧）	500kW	2023.6.5	5.2	5	12
		2023.6.6	5.3	6	12
靖三联1#加热炉（低氮燃烧）	300kW	2024.12.6	4.3	3ND	27
新86脱水站2#加热炉（低氮燃烧）	300kW	2024.11.7	1ND	3ND	24

站场	加热炉功率	时间	污染物排放浓度(mg/m³)		
			烟尘	SO^2	NOx
靖五联（低氮燃烧）	1600kW	2024.10	2.4	ND	46
吴二联	2000kW	2023.7	1.4	ND	80
	2000kW	2023.7	1.4	ND	49
	2000kW	2023.7	3.2	ND	30
均值		/	5.7	7.3	74.4
《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

类比场站加热炉排放烟气中烟尘的最大排放浓度为 9.8mg/m³，SO_2 的最大排放浓度为 16mg/m³，NO_x 的最大排放浓度为 130mg/m³，各项污染物排放浓度均满足《锅炉大气污染物排放标准》（DB61/1226-2018）表 3 新建其他燃气锅炉排放标准，且排气筒高度不低于 8m，废气可达标排放。

根据统计资料，第三采油厂郝坨梁采油作业区、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、虎狼峁作业区、新寨作业区共有加热炉五百余个，主要分布在部分井场、增压站（点）、接转站（脱水站）、联合站、生活保障点等，经统计，若郝坨梁采油作业区、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、虎狼峁作业区、新寨作业区现有锅炉同步运行，废气量约 207540m³/h，锅炉运行时间以 5760h/a 计，则年产生废气量 119543.04×10⁴m³/a。以表 3.4-6 最大排放浓度进行核算，则现有油区内加热炉烟气及主要污染物排放量情况见表 3.4-7。

表 3.4-7　现有工程主要站场加热炉燃气加热污染物排放量情况表

污染源	污染物	产生情况			治理措施	排放情况		
		产生量 (kg/h)	产生浓度 (mg/m³)	废气量 ($10^4m^3/a$)		浓度 (mg/m³)	排放量 (t/a)	达标情况
加热炉	烟尘	1.930	9.3	119543.04	燃用伴生气排气筒高度≥8m	9.3	11.117	达标
	SO_2	2.843	13.7			13.7	16.376	
	NOx	26.316	126.8			126.8	151.580	

（2）油气集输过程放空、挥发、泄漏产生的烃类气体

①主要污染物排放情况

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。

现有工程非甲烷总烃无组织排放气体计算公式如下：

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

其中：G——非甲烷总烃产生量，t/a；

M——原油产量，t/a；

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

α——伴生气中非甲烷总烃体积百分数，主力开采层位为三叠系、侏罗系，取区域平均值 46%；

ρ——伴生气密度，取 1.09kg/m^3；

λ——气油比，取平均气油比 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 94.3%，拉油量约占总产能规模的 5.7%，则估算现有工程非甲烷总烃排放量为 86.5154t/a。

②现有工程场站内无组织排放达标情况

根据现有场站无组织排放烃类气体自行监测报告，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 3.4-8　站场非甲烷总烃厂界无组织监测结果统计表　单位：mg/m^3

监测点位		监测日期	监测结果			
			第一次	第二次	第三次	第四次
靖一联	上风向	2024.03.13	0.43	0.46	0.48	0.46
	下风向1	2024.03.13	1.17	1.08	1.06	1.05
	下风向2	2024.03.13	0.61	0.56	0.54	0.55
	下风向3	2024.03.13	0.57	0.61	0.61	0.59

监测点位		监测日期	监测结果			
			第一次	第二次	第三次	第四次
冯73-81	上风向	2024.03.13	0.24	0.24	0.34	0.3
	下风向1	2024.03.13	0.77	0.81	0.82	0.84
	下风向2	2024.03.13	0.49	0.53	0.50	0.51
	下风向3	2024.03.13	0.33	0.84	0.51	0.54
南十二转	上风向	2024.03.15	0.44	0.39	0.42	0.43
	下风向1	2024.03.15	0.62	0.61	0.62	0.66
	下风向2	2024.03.15	0.61	0.63	0.65	0.66
	下风向3	2024.03.15	0.76	0.78	0.81	0.73
靖五联	上风向	2024.03.12	0.28	0.28	0.27	0.28
	下风向1	2024.03.12	0.83	0.69	0.67	0.67
	下风向2	2024.03.12	1.06	1.00	1.04	1.00
	下风向3	2024.03.12	0.56	0.55	0.50	0.46
吴二联	上风向	2024.03.19	0.71	0.68	0.68	0.68
	下风向1	2024.03.19	0.89	0.91	0.85	0.80
	下风向2	2024.03.19	0.80	0.87	0.90	0.80
	下风向3	2024.03.19	0.92	0.94	0.90	0.93
标准	执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）即边界非甲烷总烃浓度≤4.0mg/m^{3}的要求					

3.4.3.2 废水

现有工程运行期产生的废水主要包括采出水、措施返排液和生活污水。

（1）油田采出水

根据各区块现有工程统计资料，现有工程采出水产生量约226×10^{4}m^3/a，采出水均由采出水处理装置处理后回注油层。

靖边区域采出水水质引用甘肃水木青华检测科技有限公司于2023年12月23日和2023年12月24日对靖三联采出水处理设施进出口水质的监测数据，监测结果见表 3.4-9。

本次评价收集了志丹区域、新寨作业区现有站点的例行监测数据，监测结果见表 3.4-10。

表 3.4-9 靖三联采出水处理设施水质检测结果 单位：mg/L

站场	检测位置	检测时间	检测项目	检测结果	回注标准《SYT 5329-2022》V级水质标准
靖三联采出水处理设施	进口	2023年12月23日~2023年12月24日	pH值	8.70~8.72	/
			悬浮物	519~537	/
			COD	1084~1023	/
			BOD5	244~252	/
			氨氮	60.3~61.8	/
			总磷	4.33~4.39	/

站场	检测位置	检测时间	检测项目	检测结果	回注标准《SYT 5329-2022》V级水质标准
			石油类	76.8~77.2	/
			挥发酚	0.040~0.044	/
			硫化物	0.81~0.84	/
			阴离子表面活性剂	0.629~0.701	/
			汞	0.00004ND	/
			总铬	0.17~0.18	/
			六价铬	0.167~0.172	/
			镉	0.006~0.008	/
			砷	0.0003ND	/
			镍	0.05ND	/
			铅	0.01ND	/
	出口		pH值	8.27~8.30	/
			悬浮物	24~27	35
			COD	516~529	/
			BOD5	118~123	/
			氨氮	40.8~41.4	/
			总磷	0.79~0.81	/
			石油类	40.9~41.0	100
			挥发酚	0.024~0.028	/
			硫化物	0.13~0.15	/
			阴离子表面活性剂	0.176~0.186	/
			汞	0.00004ND	/
			总铬	0.09~0.12	/
			六价铬	0.007~0.009	/
			镉	0.001~0.003	/
			砷	0.0003ND	/
			镍	0.05ND	/
			铅	0.01ND	/

表 3.4-10　志丹区域、新寨作业区采出水处理设施水质检测结果　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
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
旗六转	2024.12	31.3	77	3.04	23
平均值		16.75	67.5	1.86	17.5
回注水标准		/	/	100	35
达标情况		/	/	达标	达标

为进一步说明现有工程采出水处理系统处理效果，评价收集了现有工程 2024 年 3~5 月采出水处理设施出口回注水质粒径中值、平均腐蚀速率监测数据，结果见表 3.4-11。

表 3.4-11　第三采油厂现有工程采出水回注水质粒径中值、平均腐蚀率监测数据

序号	采出水处理站	监测指标数据					
		2024年3月		2024年4月		2024年5月	
		悬浮物颗粒直径中值 μm	平均腐蚀率 mm/a	悬浮物颗粒直径中值 μm	平均腐蚀率 mm/a	悬浮物颗粒直径中值 μm	平均腐蚀率 mm/a
1	新11脱水站	1.5	0.035	1.7	0.027	1.4	0.031
2	靖三联	2.7	0.044	2.1	0.036	2.6	0.040
3	靖一联	2.2	0.025	1.8	0.024	2.6	0.029
4	新86脱	2.6	0.036	2.4	0.031	2.3	0.039
5	陕92脱	1.8	0.028	1.9	0.042	1.6	0.033
6	北五转	1.6	0.041	1.2	0.031	1.7	0.033
7	顺162脱	1.4	0.027	2.4	0.023	2.1	0.020
8	柳88-25脱	1.7	0.023	1.6	0.024	1.9	0.027
9	柳103-252脱	0.9	0.031	1.6	0.033	1.9	0.036
10	南十二转	2.2	0.033	2.7	0.030	1.3	0.028
11	靖二联	2.3	0.025	2.9	0.027	2.1	0.029
12	新11脱	1.7	0.016	1.6	0.019	1.9	0.023
13	靖三联	1.8	0.030	1.7	0.032	1.3	0.026
回注标准《SYT 5329-2022》V级水质标准		5.0	0.076	5.0	0.076	5.0	0.076

根据监测结果，主要回注指标石油类、悬浮物、悬浮物颗粒直径中值、平均腐蚀率均可满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法（SYT 5329-2022）》中 V 级水质标准。

（2）措施返排液

现有工程运行期井下作业主要包括压裂改造、大小修井等措施作业，不同类型的措施作业施工环节基本相同，措施返排液主要来自修井过程中的洗井环节，根据现有工程类比调查和相关技术资料，修井为不定期流动作业，频率一般 1 次/2 年，单井每次作业的最大废水产生量约为 70m³（修井产生废水量约 40m³，洗井产生废水量约 30m³），现有工程当前生产油水井共 5904 口，废水最大产生量为 206640m³/a。

靖边区域措施反排液水质引用甘肃水木青华检测科技有限公司于 2023 年 12 月 23 日和 2023 年 12 月 24 日对柳 92-33 井组废液处理站处理设施进出口水质的监测数据，监测结果见表 3.4-12。

本次评价收集了志丹区域顺 173 措施反排液处理站的例行监测数据，监测结果见表 3.4-13。

表 3.4-12　柳 92-33 井组废液处理站处理设施水质检测结果　单位：mg/L

站场	检测位置	检测时间	检测项目	检测结果	回注标准《SYT 5329-2022》V级水质标准
柳92-33井组废液处理站	进口	2023年12月23日~2023年12月24日	pH值	8.93~8.94	/
			悬浮物	674~681	/
			COD	2903~2934	/
			BOD5	511~518	/
			氨氮	93.0~93.6	/
			总磷	7.68~7.76	/
			石油类	12.6~13.4	/
			挥发酚	0.052~0.056	/
			硫化物	1.06~1.14	/
			阴离子表面活性剂	0.868~0.886	/
			汞	0.00004ND	/
			总铬	0.18~0.19	/
			六价铬	0.222~0.228	/
			镉	0.006	/
			砷	0.0003ND	/
			镍	0.05ND	/
			铅	0.01ND	/
	出口		pH值	8.53~8.54	/
			悬浮物	31~33	35
			COD	742~756	/
			BOD5	176~183	/
			氨氮	57.2~57.9	/
			总磷	1.11~1.13	/
			石油类	3.57~3.75	100
			挥发酚	0.024~0.044	/
			硫化物	0.21~0.25	/
			阴离子表面活性剂	0.132~0.150	/
			汞	0.00004ND	/
			总铬	0.10~0.11	/
			六价铬	0.040~0.043	/
			镉	0.002	/
			砷	0.0003ND	/
			镍	0.05ND	/
			铅	0.01ND	/

表 3.4-13　顺 173 措施反排液处理站处理设施水质检测结果　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

评价还收集了现有工程 2024 年 3~5 月措施措施返排液处理设施出口回注水质粒径中值、平均腐蚀速率监测数据，结果见表 3.4-14。

表 3.4-14　第三采油厂榆林区域现有工程措施措施返排液回注水质粒径中值、平均腐蚀速率监测数据

序号	措施返排液处理站	监测指标数据					
		2024年3月		2024年4月		2024年5月	
		悬浮物颗粒直径中值μm	平均腐蚀率 mm/a	悬浮物颗粒直径中值μm	平均腐蚀率 mm/a	悬浮物颗粒直径中值μm	平均腐蚀率 mm/a
1	柳92-33井组措施返排液处理站	2.8	0.041	2.6	0.040	3.1	0.037
2	柳16-35井组措施返排液处理站	2.9	0.038	3.2	0.039	2.6	0.031
现回注标准（SYT 5329-2022）V级水质标准）		5.0	0.076	5.0	0.076	5.0	0.076

根据监测结果，本项目现有措施返排液处理站出水水质主要回注指标石油类、悬浮物均、悬浮物颗粒直径中值、平均腐蚀率均可满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法（SYT 5329-2022）》V 级水质标准。

（3）生活污水

根据调查统计数据，生活污水产生量约 150m^3/d（54750m^3/a），各保障点均设置了生活污水一体化处理设施，生活污水处理达《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。

另外，根据榆林区域某生活保障点生活污水一体化处理设施排口废水检测报告，检测情况见表 3.4-15。

表 3.4-15　第三采油厂生活保障点生活污水达标情况

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

根据建设单位提供资料，该生活保障点生活污水经生活污水一体化处理设施处理后满足《城市污水再生利用 城市杂用水水质》（GB/T 18920-2020）中城市绿化要求。由此可见：第三采油厂榆林区域各生活污水一体化处理装置出水均可满足采出水回注相关指标。

3.4.3.3 噪声

目前榆林区域现有工程的噪声污染源主要有井场抽油机、接转站、联合站、增压机组的机泵及运输车辆等。根据噪声现场监测，各主要噪声源源强见表 3.4-16。

表 3.4-16 现有工程典型站场井场主要噪声源统计表 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	65～66	低频声源
		3机/平台	66～68	低频声源
		4机/平台	68～70	低频声源
		5机/平台	72～74	低频声源
		6机/平台	74～76	低频声源
联合站、接转站	输油泵	2台	85～90	高频声源
	卸油泵	2台	80～85	高频声源
	污油泵	2台（1开1备）	80	高频声源
	注水泵	3台（2开1备）	85～90	高频声源
	喂水泵	3台（2开1备）	85～90	高频声源
	污水泵	2台（1开1备）	80	高频声源
	污泥泵	2台（1开1备）	80	高频声源
增压机组	输油泵	2台（1开1备）	85～90	高频声源
注水站	喂水泵	3台（2开1备）	85～90	高频声源
井区道路	运输车辆	/	65～80	流动声源

本次评价收集了典型场站的例行监测数据，场站噪声监测结果见表 3.4-17。

表 3.4-17　现有工程典型场站噪声监测结果表　单位：dB(A)

站场		监测时间	监测结果dB(A）	
			昼间	夜间
靖一联	北厂界	2024.03.13	49.0	44.0
	东厂界	2024.03.13	48.6	46.2
	南厂界	2024.03.13	48.0	42.5
	西厂界	2024.03.13	49.1	43.0
冯73-81	北厂界	2024.03.13	45.5	44.4
	东厂界	2024.03.13	48.9	46.0
	南厂界	2024.03.13	46.3	44.1
	西厂界	2024.03.13	44.2	42.3
南十二转	北厂界	2024.03.15	50.7	45.0
	东厂界	2024.03.15	47.0	44.1
	南厂界	2024.03.15	49.7	48.3
	西厂界	2024.03.15	49.9	47.5
靖五联	北厂界	2024.03.12	52.2	48.6
	东厂界	2024.03.12	54.6	49.4
	南厂界	2024.03.12	48.9	46.6
	西厂界	2024.03.12	49.8	47.1
吴二联	北厂界	2024.03.19	40.2	39.5
	东厂界	2024.03.19	42.4	40.6
	南厂界	2024.03.19	50.6	49.6
	西厂界	2024.03.19	44.4	43.2
标准限值			60	50

根据监测结果，各典型场站的昼、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。

3.4.3.4 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、生活垃圾和废过滤吸附介质，其产生量及处置情况见表 3.4-18。

表 3.4-18　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	58.86	100%回收
2	清罐、原油脱水和采出水处理等	含油污泥	2500	定期送有资质单位集中处置
3	采出水处理系统滤料更换	废过滤吸附介质	12	废过滤吸附介质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	14.1	全部送有资质单位处置
5	职工生活	生活垃圾	692.92	交由当地环卫部门处置，送当地生活垃圾填埋场填埋。

3.4.3.5 环境风险

根据现场调查，长庆油田分公司第三采油厂已按照《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。

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），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冲沟及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。

3.4.3.6 现有工程主要污染物排放情况

采取环保措施后，本项目现有工程的废气可做到达标排放，采出水及措施返排液回注油层，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 3.4-19。

表 3.4-19 现有工程污染物排放情况一览表 单位：t/a

类别	污染物种类	产生量	削减量	排放量
废气	废气量（$10^4m^3/a$）	119543.04	0	119543.04
	烟尘（t/a）	11.117	0	11.117
	SO_2（t/a）	16.376	0	16.376

	NOx（t/a）		151.580	0	151.580
	烃类（t/a）		86.5154	0	86.5154
废水	采出水	水量（$10^4m^3/a$）	226	226	0
	措施返排液	水量（$10^4m^3/a$）	20.664	20.664	0
固废	落地油（t/a）		58.86	58.86	0
	含油污泥（t/a）		2500	2500	0
	废过滤吸附介质（t/a）		12	12	0
	废防渗布、废润滑油及其包装桶（t/a）		14.1	14.1	0
	生活垃圾（t/a）		692.92	692.92	0

3.4.4 区域环境质量变化趋势分析

3.4.4.1 大气环境质量变化趋势分析

根据《环境影响评价技术导则：陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），滚动开发区块建设项目应收集近 5 年的区域环境质量资料。根据陕西省生态环境厅办公室发布的历年全省环境空气质量状况环保快报数据，2020 年至 2024 年近 5 年的区域环境质量资料见表 3.4-20。

表 3.4-20 基本污染物环境质量现状评价表

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

根据表 3.4-20 可看出，项目区域环境质量正逐步趋好，自 2020 年开始，项目所在区域连续 5 年为环境空气质量达标区。本次评价也收集了 2020 年至 2024 年项目区域历年产建特征污染物环境质量监测数据，根据历年监测结果，项目区域环境空气非甲烷总烃小时浓度均满足《大气污染物综合排放标准》详解中的一次值 2.0mg/m^3 浓度限值，硫化氢小时浓度均满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中其他污染物空气质量浓度参考限值，项目区域环境空气质量良好。

3.4.4.2 地下水环境质量变化趋势分析

长庆油田分公司第三采油厂历年开发范围基本一致，历年产建环评阶段的地下水监测可代表第三采油厂开采区域地下水整体水质概况。长庆油田分公司第三采油厂榆林区域、延安区域2023年、2024年产能建设项目环境影响报告书及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、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）环境影响报告书连续3年的地下水监测点位见表 3.4-21，监测结果见表 3.4-22~表 3.4-27。

第三采油厂现有工程在实际运行过程中站场采取分区防渗措施，定期对设备、管道等进行维护检修，第三采油厂自油田开采以来未发生过因油田开采引起的地下水污染事件。

表 3.4-21 现有工程调查区内地下水监测点分布情况一览表

编号	区县	点位名称	经度	纬度	地下水类型	备注
2023年监测点位						
1	靖边	马鞍山	108°41'56.1249"	37°00'48.5454"	白垩系环河组（潜水）	《长庆油田分公司第三采油厂2023年产能建设工程（榆林区域）环境影响报告书》
2		郭家窑则	108°37'06.5622"	37°03'30.2580	白垩系环河组（潜水）	
3		盘古梁	108°37'10.7722"	37°09'52.9606	白垩系洛河组（潜水）	
4		杨崾岘	108°33'18.2376"	37°04'20.6329"	白垩系环河组（潜水）	
5	志丹	史咀村1#水井	108°42'9.21"	36°55'36.36"	第四系	《长庆油田分公司第

编号	区县	点位名称	经度	纬度	地下水类型	备注
6		顾家塌泉水井	108°40'58.14"	36°52'5.96"	第四系	三采油厂2023年产能建设工程（延安区域）环境影响报告书》
7	吴起	杨家沟村1#水井	108°27'6.73"	36°6'19.10"	白垩系	
8		王河村1#水井	108°2'1.20"	36°59'37.95"	第四系	
9		四合堡村民水井	108°29'17.35"	36°9'22.24"	第四系	
2024年监测点位						
10	靖边	巡检司	108°34'36.53"	37°02'37.96"	白垩系环河组	《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》
11		杨崾岘	108°33'41.31"	37°04'41.42"	白垩系洛河组	
12		靖三联下游	108°35'48.69"	37°09'49.85"	白垩系环河组	
13		盘33-21接转站下游	108°37'21.9"	37°11'5.02"	白垩系环河组	
14		马鞍山	108°42'19.32"	37°01'10.65"	白垩系环河组	
15	志丹	后台	108°41′51.5″	36°55′35.1″	白垩系	《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》
16		顾家塌	108°40′58.9″	36°52′11.5″	第四系	
17	吴起	王砭	108°25′47.1″	37°3′47.1″	白垩系	
18		王台	108°6′3.8″	36°55′41.3″	第四系	
19		曹儿台	108°2′12.3″	36°59′44.2″	白垩系	
2025年监测点位						
20	靖边	盘古梁	108°36′42″	37°09′54″	白垩系洛河组	《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》
21		庙台村	108°35′12″	37°05′12″	第四系黄土含水层	
22		路家坡	108°39′11″	37°13′42″	白垩系环河组	
23		马鞍山	108°42′01″	37°00′43″	第四系黄土含水层	
24	志丹	四咀水井	108°42'00.14"	36°55'22.08"	白垩系环河组裂隙潜水含水层	《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》
25		桃梨坬水井	108°31'33.67"	36°58'53.20"	白垩系环河组裂隙潜水含水层	
26	吴起	杨家沟水井	108°27'20.87"	37°06'18.96"	第四系风积黄土潜水含水层	

表 3.4-22　靖边区域地下水水质监测结果　单位：mg/L

监测年度	监测点位	检测项目（mg/L）											
		pH	总硬度	溶解性总固体	氨氮	硝酸盐	六价铬	亚硝酸盐	石油类	耗氧量（COD_{Mn}法）	砷	汞	锰
2023年监测点位	马鞍山	8.39	379	758	0.065	1.58	0.034	0.011	ND0.01	0.83	ND0.0003	ND0.00004	ND0.01
	郭家窑则	8.36	335	670	0.071	1.48	0.025	0.004	ND0.01	1.02	0.0004	ND0.00004	ND0.01
	盘古梁	8.42	349	698	0.05	1.32	0.02	0.008	ND0.01	0.93	0.0004	ND0.00004	ND0.01
	杨崾岘	8.39	309	618	0.129	1.52	0.018	0.01	ND0.01	1.06	0.0004	ND0.00004	ND0.01
2024年监测点位	巡检司	7.8	404	790	0.031	6.27	0.006	0.003	ND0.01	1.17	4.0×10^{-3}	3.4×10^{-4}	ND1.24×10^{-4}
	杨崾岘	8.4	381	531	0.047	1.92	0.009	0.011	ND0.01	1.23	3.3×10^{-3}	4.7×10^{-4}	ND1.24×10^{-4}
	靖三联下游	7.9	**589**	**1280**	0.039	6.22	0.016	0.006	ND0.01	0.87	3.0×10^{-3}	8.3×10^{-4}	3.71×10^{-4}
	盘33-21接转站下游	8.3	242	577	0.040	3.40	0.033	0.032	ND0.01	1.46	5.6×10^{-3}	7.3×10^{-4}	4.71×10^{-4}
	马鞍山	8.0	**841**	**1318**	0.064	5.72	0.011	0.004	ND0.01	0.90	3.8×10^{-3}	9.4×10^{-4}	1.49×10^{-3}
2025年监测点位	盘古梁	7.8	138	289	0.039	3.94	ND0.004	0.002	ND0.01	1.10	0.0029	1×10^{-4}	ND0.01
	庙台村	7.6	429	821	0.072	12.5	ND0.004	0.005	ND0.01	1.83	0.0040	1×10^{-4}	ND0.01
	路家坡	8.1	**805**	**1200**	0.063	14.8	ND0.004	0.004	ND0.01	1.62	0.0012	1×10^{-4}	ND0.01
	马鞍山	7.4	246	315	0.075	0.59	ND0.004	0.004	ND0.01	1.82	0.0025	8×10^{-5}	ND0.01
标准值		6.5～8.5	≤450	≤1000	≤0.50	≤20.0	≤0.05	≤1.0	≤0.05	≤3.0	≤0.01	≤0.001	≤0.10

表 3.4-23　靖边区域下水水质监测结果　单位：mg/L（续表 3.4-22）

监测年度	监测点位	检测项目（mg/L）												
		镉	铅	铁	挥发性酚类	氟化物	氰化物	Na^+	Cl^-	SO_4^{2-}	总大肠菌群（MPN/100mL）	菌落总数（CFU/ml）	硫化物	钡
2023年监测点位	马鞍山	ND0.001	ND0.01	ND0.03	ND0.0003	0.8	ND0.004	124	155	127	未检出	/	ND0.003	0.4
	郭家窑则	ND0.001	ND0.01	ND0.03	ND0.0003	0.86	ND0.004	92	117	83	未检出	/	0.003	0.2
	盘古梁	ND0.001	ND0.01	ND0.03	ND0.0003	0.7	ND0.004	145	156	192	未检出	/	0.004	0.2
	杨崾岘	ND0.001	ND0.01	ND0.03	ND0.0003	0.75	ND0.004	86	106	72	未检出	/	ND0.003	0.2
2024年监测点位	巡检司	ND5×10^{-5}	ND9×10^{-5}	ND8.2×10^{-4}	ND0.0003	0.51	ND0.002	115	133	312	未检出	40	ND0.003	0.05
	杨崾岘	ND5×10^{-5}	ND9×10^{-5}	ND8.2×10^{-4}	ND0.0003	0.58	ND0.002	67.4	10.1	26.6	未检出	17	ND0.003	0.11
	靖三联下游	ND5×10^{-5}	ND9×10^{-5}	6.90×10^{-3}	ND0.0003	0.17	ND0.002	**226**	**322**	**487**	未检出	33	ND0.003	0.02
	盘33-21接转站下游	ND5×10^{-5}	ND9×10^{-5}	ND8.2×10^{-4}	ND0.0003	0.36	ND0.002	124	60.3	160	未检出	38	ND0.003	0.04
	马鞍山	ND5×10^{-5}	ND9×10^{-5}	0.02	ND0.0003	0.40	ND0.002	211	28.8	36.2	未检出	28	ND0.003	0.17
2025年监测点位	盘古梁	ND0.0001	ND0.001	ND0.03	ND0.0003	0.26	ND0.002	47.4	8.8	31	未检出	44	ND0.003	0.07
	庙台村	0.0002	ND0.001	ND0.03	ND0.0003	0.19	ND0.002	131	98.3	230	未检出	15	ND0.003	0.07
	路家坡	0.0002	ND0.001	ND0.03	ND0.0003	0.22	ND0.002	133	172	**551**	未检出	23	ND0.003	0.03

监测年度	监测点位	检测项目（mg/L）												
		镉	铅	铁	挥发性酚类	氟化物	氰化物	Na^+	Cl^-	SO_4^{2-}	总大肠菌群（MPN/100mL）	菌落总数（CFU/ml）	硫化物	钡
	马鞍山	ND0.0001	ND0.001	ND0.03	ND0.0003	0.24	ND0.002	41.4	12.4	24	未检出	30	ND0.003	0.11
标准值		≤0.005	≤0.01	≤0.3	≤0.002	≤1	≤0.05	≤200	≤250	≤250	≤3.0	≤100	≤0.02	≤0.7

表 3.4-24　志丹区域地下水水质监测结果　单位：mg/L

监测年度	监测点位	检测项目（mg/L）											
		pH	总硬度	溶解性总固体	氨氮	硝酸盐	六价铬	亚硝酸盐	石油类	耗氧量（COD_{Mn}法）	砷	汞	锰
2023年监测点位	史咀村1#水井	8.29	201	483	0.141	6.20	0.01	0.008	ND0.01	1.2	4.9×10^{-3}	$ND2.5\times10^{-5}$	ND0.025
	顾家塌泉水井	8.13	261	572	0.141	5.62	0.042	0.005	ND0.01	1.6	5.5×10^{-3}	$ND2.5\times10^{-5}$	ND0.025
2024年监测点位	后台	7.3	126	449	0.365	1.45	0.005	ND0.003	ND0.01	2.22	$ND3\times10^{-4}$	$ND4\times10^{-5}$	ND0.01
	顾家塌	7.3	151	285	0.286	0.54	ND0.004	ND0.003	ND0.01	1.95	$ND3\times10^{-4}$	$ND4\times10^{-5}$	ND0.01
2025年监测点位	四咀水井	6.8	175	542	ND0.025	11.0	ND0.03	0.006	0.04	0.74	$ND3\times10^{-4}$	$ND4\times10^{-5}$	ND0.01
	桃梨坬水井	6.8	166	553	ND0.025	10.2	ND0.03	0.006	0.04	0.64	$ND3\times10^{-4}$	$ND4\times10^{-5}$	ND0.01
标准值		6.5～8.5	≤450	≤1000	≤0.50	≤20.0	≤0.05	≤1.0	≤0.05	≤3.0	≤0.01	≤0.001	≤0.10

表 3.4-25　志丹区域下水水质监测结果　单位：mg/L（续表 3.4-24）

监测年度	监测点位	检测项目（mg/L）												
		镉	铅	铁	挥发性酚类	氟化物	氰化物	Na^+	Cl^-	SO_4^{2-}	总大肠菌群（MPN/100mL）	菌落总数（CFU/ml）	硫化物	钡
2023年监测点位	史咀村1#水井	ND1.25×10^{-4}	ND6.25×10^{-4}	ND0.075	0.009	0.609	ND0.005	113	155	78.2	未检出	23	/	/
	顾家塌泉水井	ND1.25×10^{-4}	ND6.25×10^{-4}	ND0.075	0.0011	0.606	ND0.005	126	163	99.4	未检出	37	/	/
2024年监测点位	后台	ND0.0005	ND0.0025	ND0.03	ND0.0003	/	ND0.002	121	60.3	53.6	未检出	51	ND0.003	ND0.025
	顾家塌	ND0.0005	ND0.0025	ND0.03	ND0.0003	/	ND0.002	57.0	16.8	11.8	未检出	54	ND0.003	ND0.025
2025年监测点位	四咀水井	ND0.0005	ND0.0025	ND0.03	ND0.0003	0.368	ND0.002	134.39	44.1	34.2	未检出	/	ND0.003	/
	桃梨坬水井	ND0.0005	ND0.0025	ND0.03	ND0.0003	0.344	ND0.002	173.65	40.6	32.3	未检出	/	ND0.003	/
标准值		≤0.005	≤0.01	≤0.3	≤0.002	≤1	≤0.05	≤200	≤250	≤250	≤3.0	≤100	≤0.02	≤0.7

表 3.4-26　吴起区域地下水水质监测结果　单位：mg/L

监测年度	监测点位	检测项目（mg/L）											
		pH	总硬度	溶解性总固体	氨氮	硝酸盐	六价铬	亚硝酸盐	石油类	耗氧量（COD_{Mn}法）	砷	汞	锰
2023年监测点位	杨家沟村1#水井	8.32	272	588	0.178	5.49	0.044	0.009	ND0.01	1.8	6.1×10^{-3}	ND2.5×10^{-5}	ND0.025

监测年度	监测点位	检测项目（mg/L）											
		pH	总硬度	溶解性总固体	氨氮	硝酸盐	六价铬	亚硝酸盐	石油类	耗氧量（COD_{Mn}法）	砷	汞	锰
	王河村1#水井	8.25	255	475	0.148	6.46	0.012	0.004	ND0.01	1.1	5.9×10^{-3}	ND2.5×10^{-5}	ND0.025
	四合堡村民水井	8.37	**743**	**1153**	0.378	5.77	0.044	0.009	ND0.01	1.3	7.4×10^{-3}	ND2.5×10^{-5}	ND0.025
2024年监测点位	王砭	7.6	**679**	**1199**	0.448	6.34	0.007	ND0.003	ND0.01	2.30	ND3×10^{-4}	ND4×10^{-5}	ND0.01
	王台	7.8	**602**	**1163**	0.474	5.25	0.008	ND0.003	ND0.01	2.85	ND3×10^{-4}	ND4×10^{-5}	ND0.01
	曹儿台	7.6	425	940	0.398	6.96	0.014	ND0.003	ND0.01	2.46	ND3×10^{-4}	ND4×10^{-5}	ND0.01
2025年监测点位	杨家沟水井	6.8	172	532	ND0.025	410.4	ND0.03	0.007	0.03	0.76	ND3×10^{-4}	ND4×10^{-5}	ND0.01
标准值		6.5～8.5	≤450	≤1000	≤0.50	≤20.0	≤0.05	≤1.0	≤0.05	≤3.0	≤0.01	≤0.001	≤0.10

表 3.4-27　吴起区域下水水质监测结果　单位：mg/L（续表 3.4-26）

监测年度	监测点位	检测项目（mg/L）												
		镉	铅	铁	挥发性酚类	氟化物	氰化物	Na^+	Cl^-	SO_4^{2-}	总大肠菌群（MPN/100mL）	菌落总数（CFU/ml）	硫化物	钡
2023年监测点位	杨家沟村1#水井	ND1.25×10^{-4}	ND6.25×10^{-4}	ND0.075	0.0014	0.600	ND0.0005	131	174	101	未检出	19	/	/
	王河村1#水井	ND1.25×10^{-4}	ND6.25×10^{-4}	ND0.075	0.0013	0.554	ND0.0005	102	169	51.7	未检出	33	/	/
	四合堡村民水井	1.94×10^{-3}	3.41×10^{-3}	ND0.075	0.0015	0.457	ND0.0005	129	198	**453**	未检出	35	/	/

监测年度	监测点位	检测项目（mg/L）												
		镉	铅	铁	挥发性酚类	氟化物	氰化物	Na^+	Cl^-	SO_4^{2-}	总大肠菌群（MPN/100mL）	菌落总数（CFU/ml）	硫化物	钡
2024年监测点位	王砭	ND0.0025	ND0.0025	ND0.03	ND0.0003	0.46	ND0.002	165	**360**	235	未检出	46	ND0.003	ND0.025
	王台	ND0.0025	ND0.0025	ND0.03	ND0.0003	0.46	ND0.002	174	**383**	214	未检出	76	ND0.003	ND0.025
	曹儿台	ND0.0025	ND0.0025	ND0.03	ND0.0003	0.45	ND0.002	165	**271**	204	未检出	44	ND0.003	ND0.025
2025年监测点位	杨家沟水井	ND0.0005	ND0.0025	ND0.03	ND0.0003	0.306	ND0.002	122.89	40.7	32.4	未检出	/	ND0.003	
标准值		≤0.005	≤0.01	≤0.3	≤0.002	≤1	≤0.05	≤200	≤250	≤250	≤3.0	≤100	≤0.02	≤0.7

由以上监测数据可知，近 3 年来，长庆油田分公司第三采油厂靖边区域、志丹区域、吴起区域地下水水质总体比较稳定，除个别监测点由于地质背景原因总硬度、溶解性总固体、钠、氯化物、硫酸盐超标外，其他指标均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准。石油类、硫化物、钡、汞、砷、六价铬等油田开发的特征因子检出结果相差不大，表明区域地下水水质未见明显恶化趋势。

3.4.4.3 土壤环境质量变化趋势分析

长庆油田分公司第三采油厂历年开发范围基本一致，历年产建环评阶段的土壤环境现状监测对现有工程污染装置区土壤及井场、站场厂界外土壤都有监测，本次评价选取近 3 年来产建环评报告中土壤监测点监测数据进行分析。

第三采油厂现有工程在实际运行过程中井场、站场采取分区防渗措施，对污油泥等危险废物采取收集暂存措施。第三采油厂自油田开采以来未发生过因油田开采引起的土壤污染事件。

表 3.4-28　靖边区域建设用地土壤环境质量监测结果 1

监测年度	监测点位	检测项目														
		pH	铜	铅	镉	镍	汞	砷	六价铬	石油烃（$C_{10\sim40}$）	四氯化碳（μg/kg）	氯仿（μg/kg）	氯甲烷（μg/kg）	1,1-二氯乙烷（μg/kg）	1,2-二氯乙烷（μg/kg）	1,1-二氯乙烯（μg/kg）
2023年监测点位	冯74-82井场(0-0.5m)	8.64	7	5.0	0.03	13	0.005	4.81	ND0.5	21	ND1.3	ND1.1	ND1.1	ND1.2	ND1.3	ND1.0
	冯74-82井场(0.5m-1.5m)	8.78	7	6.2	0.03	10	0.005	4.96	ND0.5	54	ND1.3	ND1.1	ND1.1	ND1.2	ND1.3	ND1.0
	冯74-82井场(1.5m-3m)	8.66	11	7.9	0.03	11	0.0031	7.43	ND0.5	25	ND1.3	ND1.1	ND1.1	ND1.2	ND1.3	ND1.0
	盘50-27井场(0-0.2m)	8.64	/	/	/	/	0.347	14.68	ND0.5	76	/	/	/	/	/	/
	柳81-34扩井场(0-0.2m)	8.74	/	/	/	/	0.483	13.25	ND0.5	34	/	/	/	/	/	/
	高 192井场(0-0.2m)	8.64	/	/	/	/	0.544	16.38	ND0.5	17	/	/	/	/	/	/
	柳83-51井场(0-0.5m)	8.62	/	/	/	/	0.358	14.78	ND0.5	20	/	/	/	/	/	/

监测年度	监测点位	检测项目													
		pH	铜	铅	镉	镍	汞	砷	六价铬	石油烃（$C_{10\sim40}$）	四氯化碳（μg/kg）	氯仿（μg/kg）	氯甲烷（μg/kg）	1,1-二氯乙烷（μg/kg）	1,2-二氯乙烷（μg/kg）	1,1-二氯乙烯（μg/kg）
	柳83-51井场(0.5m-1.5m)	8.56	/	/	/	/	0.263	16.32	ND0.5	36	/	/	/	/	/	/
	柳83-51井场(1.5m-3m)	8.76	/	/	/	/	0.233	13.21	ND0.5	20	/	/	/	/	/	/
2024年监测点位	高333井场内(0-0.2m)	8.40	17	15.1	0.10	34	0.003	10.3	ND0.5	ND6	ND1.3	ND1.1	ND1.1	ND1.2	ND1.3	ND1.0
	柳96-31井场(0-0.5m)	8.60	/	/	/	/	/	/	/	ND6	/	/	/	/	/	/
	柳96-31井场(0.5-1.5m)	8.70	/	/	/	/	/	/	/	ND6	/	/	/	/	/	/
	柳96-31井场(1.5-3.0m)	8.55	/	/	/	/	/	/	/	ND6	/	/	/	/	/	/
	高352井场(0-0.5m)	8.29	/	/	/	/	/	/	/	ND6	/	/	/	/	/	/

监测年度	监测点位	检测项目													
		pH	铜	铅	镉	镍	汞	砷	六价铬	石油烃（$C_{10\sim40}$）	四氯化碳（μg/kg）	氯仿（μg/kg）	氯甲烷（μg/kg）	1,1-二氯乙烷（μg/kg）	1,2-二氯乙烷（μg/kg）	1,1-二氯乙烯（μg/kg）
	高352井场(0.5m-1.5m)	8.52	/	/	/	/	/	/	/	ND6	/	/	/	/	/	/
	高352井场(1.5m-3m)	8.47	/	/	/	/	/	/	/	ND6	/	/	/	/	/	/
	靖三联站场内油罐旁(0-0.5m)	8.60	/	/	/	/	/	/	/	ND6	/	/	/	/	/	/
	靖三联站场内油罐旁(0.5m-1.5m)	8.38	/	/	/	/	/	/	/	ND6	/	/	/	/	/	/
	靖三联站场内油罐旁(1.5m-3m)	8.39	/	/	/	/	/	/	/	ND6	/	/	/	/	/	/
	盘33-21接转站油罐旁(0-0.5m)	8.46	/	/	/	/	/	/	/	ND6	/	/	/	/	/	/
	盘33-21接转站	8.60	/	/	/	/	/	/	/	ND6	/	/	/	/	/	/

监测年度	监测点位	检测项目														
		pH	铜	铅	镉	镍	汞	砷	六价铬	石油烃（$C_{10\sim40}$）	四氯化碳（μg/kg）	氯仿（μg/kg）	氯甲烷（μg/kg）	1,1-二氯乙烷（μg/kg）	1,2-二氯乙烷（μg/kg）	1,1-二氯乙烯（μg/kg）
	油罐旁(0.5m-1.5m)															
	盘33-21接转站油罐旁(1.5m-3m)	8.50	/	/	/	/	/	/	/	ND6	/	/	/	/	/	/
	柳95-29井场(0-0.2m)	8.39	/	/	/	/	/	/	/	ND6	/	/	/	/	/	/
2025年监测点位	柳98-32井场内（0-0.2m）	8.09	41	24.1	0.10	14	0.0134	12.5	ND0.5	10	ND1.3	ND1.1	ND1.1	ND1.2	ND1.3	ND1.0
	柳91-03井场内（0-0.2m）	8.06	41	22.2	0.11	16	0.0138	11.2	ND0.5	ND6	ND1.3	ND1.1	ND1.1	ND1.2	ND1.3	ND1.0
	盘67-23井场内(0-0.5m)	8.49	/	/	/	/	/	/	/	10	/	/	/	/	/	/
	盘67-23井场内(0.5m-1.5m)	8.30	/	/	/	/	/	/	/	7	/	/	/	/	/	/

监测年度	监测点位	检测项目													
		pH	铜	铅	镉	镍	汞	砷	六价铬	石油烃（$C_{10\sim40}$）	四氯化碳（μg/kg）	氯仿（μg/kg）	氯甲烷（μg/kg）	1,1-二氯乙烷（μg/kg）	1,2-二氯乙烷（μg/kg）	1,1-二氯乙烯（μg/kg）
	盘67-23井场内(1.5m-3m)	8.26	/	/	/	/	/	/	/	8	/	/	/	/	/	/
	南九增井场内(0-0.5m)	8.44	/	/	/	/	/	/	/	48	/	/	/	/	/	/
	南九增井场内(0.5m-1.5m)	7.76	/	/	/	/	/	/	/	19	/	/	/	/	/	/
	南九增井场内(1.5m-3m)	7.75	/	/	/	/	/	/	/	16	/	/	/	/	/	/
	柳103-252脱污油池旁(0-0.5m)	7.90	/	/	/	/	/	/	/	17	/	/	/	/	/	/
	柳103-252脱污油池旁(0.5m-1.5m)	7.79	/	/	/	/	/	/	/	ND6	/	/	/	/	/	/
	柳103-252脱污	8.01	/	/	/	/	/	/	/	ND6	/	/	/	/	/	/

监测年度	监测点位	检测项目													
		pH	铜	铅	镉	镍	汞	砷	六价铬	石油烃（$C_{10\sim40}$）	四氯化碳（μg/kg）	氯仿（μg/kg）	氯甲烷（μg/kg）	1,1-二氯乙烷（μg/kg）	1,2-二氯乙烷（μg/kg）	1,1-二氯乙烯（μg/kg）
	油池旁(1.5m-3m)															
	柳44扩井场内13(0-0.5m)	7.95	/	/	/	/	/	/	/	11	/	/	/	/	/	/
	柳44扩井场内(0.5m-1.5m)	8.00	/	/	/	/	/	/	/	13	/	/	/	/	/	/
	柳44扩井场内(1.5m-3m)	8.05	/	/	/	/	/	/	/	8	/	/	/	/	/	/
标准值(mg/kg)		6~9	18000	800	65	900	38	60	5.7	4500	2.8	0.9	37	9	5	66

表 3.4-29 靖边区域建设用地土壤环境质量监测结果 2

监测年度	监测点位	检测项目														
		顺-1,2-二氯乙烯（μg/kg）	反-1,2-二氯乙烯（μg/kg）	二氯甲烷（μg/kg）	1,2-二氯丙烷（μg/kg）	1,1,1,2-四氯乙烷（μg/kg）	1,1,2,2-四氯乙烷（μg/kg）	四氯乙烯（μg/kg）	1,1,1-三氯乙烷（μg/kg）	1,1,2-三氯乙烷（μg/kg）	三氯乙烯（μg/kg）	1,2,3-三氯丙烷（μg/kg）	氯乙烯（μg/kg）	苯（μg/kg）	氯苯（μg/kg）	1,2-二氯苯（μg/kg）
2023年监测点位	冯74-82井场(0-0.5m)	ND1.3	ND1.4	ND1.5	ND1.1	ND1.2	ND1.2	ND1.4	ND1.3	ND1.2	ND1.2	ND1.2	ND1.0	ND1.9	ND1.2	ND1.5
	冯74-82井场(0.5m-1.5m)	ND1.3	ND1.4	ND1.5	ND1.1	ND1.2	ND1.2	ND1.4	ND1.3	ND1.2	ND1.2	ND1.2	ND1.0	ND1.9	ND1.2	ND1.5
	冯74-82井场(1.5m-3m)	ND1.3	ND1.4	ND1.5	ND1.1	ND1.2	ND1.2	ND1.4	ND1.3	ND1.2	ND1.2	ND1.2	ND1.0	ND1.9	ND1.2	ND1.5
	盘50-27井场(0-0.2m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	柳81-34扩井场(0-0.2m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	高 192井场(0-0.2m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	柳83-51井场(0-0.5m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/

监测年度	监测点位	检测项目														
		顺-1,2-二氯乙烯（μg/kg）	反-1,2-二氯乙烯（μg/kg）	二氯甲烷（μg/kg）	1,2-二氯丙烷（μg/kg）	1,1,1,2-四氯乙烷（μg/kg）	1,1,2,2-四氯乙烷（μg/kg）	四氯乙烯（μg/kg）	1,1,1-三氯乙烷（μg/kg）	1,1,2-三氯乙烷（μg/kg）	三氯乙烯（μg/kg）	1,2,3-三氯丙烷（μg/kg）	氯乙烯（μg/kg）	苯（μg/kg）	氯苯（μg/kg）	1,2-二氯苯（μg/kg）
	柳83-51井场(0.5m-1.5m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	柳83-51井场(1.5m-3m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
2024年监测点位	高333井场内(0-0.2m)	ND1.3	ND1.4	ND1.5	ND1.1	ND1.2	ND1.2	ND1.4	ND1.3	ND1.2	ND1.2	ND1.2	ND1.0	ND1.9	ND1.2	ND1.5
	柳96-31井场(0-0.5m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	柳96-31井场(0.5-1.5m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	柳96-31井场(1.5-3.0m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	高352井场(0-0.5m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/

监测年度	监测点位	检测项目														
		顺-1,2-二氯乙烯（μg/kg）	反-1,2-二氯乙烯（μg/kg）	二氯甲烷（μg/kg）	1,2-二氯丙烷（μg/kg）	1,1,1,2-四氯乙烷（μg/kg）	1,1,2,2-四氯乙烷（μg/kg）	四氯乙烯（μg/kg）	1,1,1-三氯乙烷（μg/kg）	1,1,2-三氯乙烷（μg/kg）	三氯乙烯（μg/kg）	1,2,3-三氯丙烷（μg/kg）	氯乙烯（μg/kg）	苯（μg/kg）	氯苯（μg/kg）	1,2-二氯苯（μg/kg）
	高352井场(0.5m-1.5m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	高352井场(1.5m-3m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	靖三联站场内油罐旁(0-0.5m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	靖三联站场内油罐旁(0.5m-1.5m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	靖三联站场内油罐旁(1.5m-3m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	盘33-21接转站油罐旁(0-0.5m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/

监测年度	监测点位	检测项目														
		顺-1,2-二氯乙烯（μg/kg）	反-1,2-二氯乙烯（μg/kg）	二氯甲烷（μg/kg）	1,2-二氯丙烷（μg/kg）	1,1,1,2-四氯乙烷（μg/kg）	1,1,2,2-四氯乙烷（μg/kg）	四氯乙烯（μg/kg）	1,1,1-三氯乙烷（μg/kg）	1,1,2-三氯乙烷（μg/kg）	三氯乙烯（μg/kg）	1,2,3-三氯丙烷（μg/kg）	氯乙烯（μg/kg）	苯（μg/kg）	氯苯（μg/kg）	1,2-二氯苯（μg/kg）
	盘33-21接转站油罐旁(0.5m-1.5m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	盘33-21接转站油罐旁(1.5m-3m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	柳95-29井场(0-0.2m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
2025年监测点位	柳98-32井场内（0-0.2m）	ND1.3	ND1.4	ND1.5	ND1.1	ND1.2	ND1.2	ND1.4	ND1.3	ND1.2	ND1.2	ND1.2	ND1.0	ND1.9	ND1.2	ND1.5
	柳91-03井场内（0-0.2m）	ND1.3	ND1.4	ND1.5	ND1.1	ND1.2	ND1.2	ND1.4	ND1.3	ND1.2	ND1.2	ND1.2	ND1.0	ND1.9	ND1.2	ND1.5
	盘67-23井场内(0-0.5m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/

监测年度	监测点位	检测项目														
		顺-1,2-二氯乙烯（μg/kg）	反-1,2-二氯乙烯（μg/kg）	二氯甲烷（μg/kg）	1,2-二氯丙烷（μg/kg）	1,1,1,2-四氯乙烷（μg/kg）	1,1,2,2-四氯乙烷（μg/kg）	四氯乙烯（μg/kg）	1,1,1-三氯乙烷（μg/kg）	1,1,2-三氯乙烷（μg/kg）	三氯乙烯（μg/kg）	1,2,3-三氯丙烷（μg/kg）	氯乙烯（μg/kg）	苯（μg/kg）	氯苯（μg/kg）	1,2-二氯苯（μg/kg）
	盘67-23井场内(0.5m-1.5m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	盘67-23井场内(1.5m-3m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	南九增井场内(0-0.5m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	南九增井场内(0.5m-1.5m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	南九增井场内(1.5m-3m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	柳103-252脱污油池旁(0-0.5m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	柳103-252脱污	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/

监测年度	监测点位	检测项目														
		顺-1,2-二氯乙烯（μg/kg）	反-1,2-二氯乙烯（μg/kg）	二氯甲烷（μg/kg）	1,2-二氯丙烷（μg/kg）	1,1,1,2-四氯乙烷（μg/kg）	1,1,2,2-四氯乙烷（μg/kg）	四氯乙烯（μg/kg）	1,1,1-三氯乙烷（μg/kg）	1,1,2-三氯乙烷（μg/kg）	三氯乙烯（μg/kg）	1,2,3-三氯丙烷（μg/kg）	氯乙烯（μg/kg）	苯（μg/kg）	氯苯（μg/kg）	1,2-二氯苯（μg/kg）
	油池旁(0.5m-1.5m)															
	柳103-252脱污油池旁(1.5m-3m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	柳44扩井场内(0-0.5m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	柳44扩井场内(0.5m-1.5m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	柳44扩井场内(1.5m-3m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
标准值(mg/kg)		596	54	616	5	10	6.8	53	840	2.8	2.8	0.5	0.43	4	270	560

表 3.4-30　靖边区域建设用地土壤环境质量监测结果 3

监测年度	监测点位	检测项目														
		1,4-二氯 苯（μg/kg）	乙苯（μg/kg）	苯乙烯（μg/kg）	甲苯（μg/kg）	间-二甲苯+对-二甲苯（μg/kg）	邻二甲苯（μg/kg）	硝基苯（μg/kg）	苯胺	2-氯酚	苯并[a]蒽	苯并[a]芘	苯并[b]荧蒽	苯并[k]荧蒽	䓛	二苯并[a,h]蒽
2023年监测点位	冯74-82井场(0-0.5m)	ND1.5	ND1.2	ND1.1	ND1.3	ND1.2	ND1.2	ND0.09	ND0.09	ND0.06	ND0.1	ND0.1	ND0.2	ND0.1	ND0.1	ND0.1
	冯74-82井场(0.5m-1.5m)	ND1.5	ND1.2	ND1.1	ND1.3	ND1.2	ND1.2	ND0.09	ND0.09	ND0.06	ND0.1	ND0.1	ND0.2	ND0.1	ND0.1	ND0.1
	冯74-82井场(1.5m-3m)	ND1.5	ND1.2	ND1.1	ND1.3	ND1.2	ND1.2	ND0.09	ND0.09	ND0.06	ND0.1	ND0.1	ND0.2	ND0.1	ND0.1	ND0.1
	盘50-27井场(0-0.2m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	柳81-34扩井场(0-0.2m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	高 192井场(0-0.2m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/

监测年度	监测点位	检测项目														
		1,4-二氯 苯（μg/kg）	乙苯（μg/kg）	苯乙烯（μg/kg）	甲苯（μg/kg）	间-二甲苯+对-二甲苯（μg/kg）	邻二甲苯（μg/kg）	硝基苯（μg/kg）	苯胺	2-氯酚	苯并[a]蒽	苯并[a]芘	苯并[b]荧蒽	苯并[k]荧蒽	䓛	二苯并[a,h]蒽
	柳83-51井场(0-0.5m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	柳83-51井场(0.5m-1.5m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	柳83-51井场(1.5m-3m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
2024年监测点位	高333井场内(0-0.2m)	ND1.5	ND1.2	ND1.1	ND1.3	ND1.2	ND1.2	ND0.09	ND0.09	ND0.06	ND0.1	ND0.1	ND0.2	ND0.1	ND0.1	ND0.1
	柳96-31井场(0-0.5m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	柳96-31井场(0.5-1.5m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	柳96-31井场(1.5-3.0m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/

监测年度	监测点位	检测项目														
		1,4-二氯 苯（μg/kg）	乙苯（μg/kg）	苯乙烯（μg/kg）	甲苯（μg/kg）	间-二甲苯+对-二甲苯（μg/kg）	邻二甲苯（μg/kg）	硝基苯（μg/kg）	苯胺	2-氯酚	苯并[a]蒽	苯并[a]芘	苯并[b]荧蒽	苯并[k]荧蒽	䓛	二苯并[a,h]蒽
	高352井场(0-0.5m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	高352井场(0.5m-1.5m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	高352井场(1.5m-3m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	靖三联站场内油罐旁(0-0.5m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	靖三联站场内油罐旁(0.5m-1.5m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	靖三联站场内油罐旁(1.5m-3m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	盘33-21接转站	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/

监测年度	监测点位	检测项目														
		1,4-二氯 苯（μg/kg）	乙苯（μg/kg）	苯乙烯（μg/kg）	甲苯（μg/kg）	间-二甲苯+对-二甲苯（μg/kg）	邻二甲苯（μg/kg）	硝基苯（μg/kg）	苯胺	2-氯酚	苯并[a]蒽	苯并[a]芘	苯并[b]荧蒽	苯并[k]荧蒽	䓛	二苯并[a,h]蒽
	油罐旁(0-0.5m)															
	盘33-21接转站油罐旁(0.5m-1.5m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	盘33-21接转站油罐旁(1.5m-3m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	柳95-29井场(0-0.2m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
2025年监测点位	柳98-32井场内（0-0.2m）	ND1.5	ND1.2	ND1.1	ND1.3	ND1.2	ND1.2	ND0.09	ND0.09	ND0.06	ND0.1	ND0.1	ND0.2	ND0.1	ND0.1	ND0.1
	柳91-03井场内（0-0.2m）	ND1.5	ND1.2	ND1.1	ND1.3	ND1.2	ND1.2	ND0.09	ND0.09	ND0.06	ND0.1	ND0.1	ND0.2	ND0.1	ND0.1	ND0.1
	盘67-23井场内	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/

监测年度	监测点位	检测项目														
		1,4-二氯 苯（μg/kg）	乙苯（μg/kg）	苯乙烯（μg/kg）	甲苯（μg/kg）	间-二甲苯+对-二甲苯（μg/kg）	邻二甲苯（μg/kg）	硝基苯（μg/kg）	苯胺	2-氯酚	苯并[a]蒽	苯并[a]芘	苯并[b]荧蒽	苯并[k]荧蒽	䓛	二苯并[a,h]蒽
	(0-0.5m)															
	盘67-23井场内(0.5m-1.5m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	盘67-23井场内(1.5m-3m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	南九增井场内(0-0.5m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	南九增井场内(0.5m-1.5m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	南九增井场内(1.5m-3m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	柳103-252脱污油池旁(0-0.5m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/

监测年度	监测点位	检测项目														
		1,4-二氯 苯（μg/kg）	乙苯（μg/kg）	苯乙烯（μg/kg）	甲苯（μg/kg）	间-二甲苯+对-二甲苯（μg/kg）	邻二甲苯（μg/kg）	硝基苯（μg/kg）	苯胺	2-氯酚	苯并[a]蒽	苯并[a]芘	苯并[b]荧蒽	苯并[k]荧蒽	䓛	二苯并[a,h]蒽
	柳103-252脱污油池旁(0.5m-1.5m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	柳103-252脱污油池旁(1.5m-3m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	柳44扩井场内(0-0.5m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	柳44扩井场内(0.5m-1.5m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	柳44扩井场内(1.5m-3m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
标准值(mg/kg)		20	28	1290	1200	570	640	76	260	2256	15	1.5	15	151	1293	1.5

表 3.4-31　靖边区域建设用地土壤环境质量监测结果 4

监测年度	监测点位	检测项目				
		茚并[1,2,3-cd]芘	萘	全盐量	石油类	石油烃（$C_{6\sim9}$）
2023年监测点位	冯74-82井场(0-0.5m)	ND0.1	ND0.09	/	/	/
	冯74-82井场(0.5m-1.5m)	ND0.1	ND0.09	/	/	/
	冯74-82井场(1.5m-3m)	ND0.1	ND0.09	/	/	/
	盘50-27井场(0-0.2m)	/	/	/	/	/
	柳81-34扩井场(0-0.2m)	/	/	/	/	/
	高 192 井场(0-0.2m)	/	/	/	/	/
	柳83-51井场(0-0.5m)	/	/	/	/	/
	柳83-51井场(0.5m-1.5m)	/	/	/	/	/
	柳83-51井场(1.5m-3m)	/	/	/	/	/
2024年监测点位	高333井场内(0-0.2m)	ND0.1	ND0.09	2.5	134	ND0.04
	柳96-31井场(0-0.5m)	/	/	2.4	112	ND0.04
	柳96-31井场(0.5-1.5m)	/	/	2.3	91	ND0.04
	柳96-31井场(1.5-3.0m)	/	/	2.4	160	ND0.04
	高352井场(0-0.5m)	/	/	2.8	122	ND0.04
	高352井场(0.5m-1.5m)	/	/	2.5	87	ND0.04
	高352井场(1.5m-3m)	/	/	2.5	112	ND0.04
	靖三联站场内油罐旁(0-0.5m)	/	/	3.1	120	ND0.04
	靖三联站场内油罐旁(0.5m-1.5m)	/	/	2.8	142	ND0.04
	靖三联站场内油罐旁(1.5m-3m)	/	/	2.7	112	ND0.04
	盘33-21接转站油罐旁(0-0.5m)	/	/	2.8	95	ND0.04
	盘33-21接转站油罐旁(0.5m-1.5m)	/	/	2.6	115	ND0.04

监测年度	监测点位	检测项目				
		茚并[1,2,3-cd]芘	萘	全盐量	石油类	石油烃（$C_{6\sim9}$）
	盘33-21接转站油罐旁(1.5m-3m)	/	/	2.6	158	ND0.04
	柳95-29井场(0-0.2m)	/	/	2.9	80	ND0.04
2025年监测点位	柳98-32井场内（0-0.2m）	ND0.1	ND0.09	0.4	13	ND0.04
	柳91-03井场内（0-0.2m）	ND0.1	ND0.09	0.4	6	ND0.04
	盘67-23井场内(0-0.5m)	/	/	0.5	13	ND0.04
	盘67-23井场内(0.5m-1.5m)	/	/	0.3	11	ND0.04
	盘67-23井场内(1.5m-3m)	/	/	0.3	10	ND0.04
	南九增井场内(0-0.5m)	/	/	0.3	56	ND0.04
	南九增井场内(0.5m-1.5m)	/	/	0.6	26	ND0.04
	南九增井场内(1.5m-3m)	/	/	2.3	18	ND0.04
	柳103-252脱污油池旁(0-0.5m)	/	/	0.4	18	ND0.04
	柳103-252脱污油池旁(0.5m-1.5m)	/	/	0.5	10	ND0.04
	柳103-252脱污油池旁(1.5m-3m)	/	/	0.4	10	ND0.04
	柳44扩井场内(0-0.5m)	/	/	0.3	16	ND0.04
	柳44扩井场内(0.5m-1.5m)	/	/	0.5	16	ND0.04
	柳44扩井场内(1.5m-3m)	/	/	0.5	11	ND0.04
标准值(mg/kg)		15	70	/	/	/

表 3.4-32　靖边区域农用地土壤环境质量监测结果 1

监测年度	监测点位	检测项目													
		pH	砷	镉	铜	铅	汞	镍	铬	锌	石油烃（$C_{10\sim40}$）	六价铬	全盐量	石油类	石油烃（$C_{6\sim9}$）
2023年监测点位	冯74-82（长6新建）至盘一接管线沿线耕地	8.59	4.51	0.04	10	6.4	0.006	18	39	31	41	ND0.5	/	/	/
	油一联附近耕地	8.75	8.96	0.07	16	10.1	0.011	20	42	53	48	ND0.5	/	/	/
	高223管线沿线耕地	8.79	5.21	0.02	9	4.8	0.003	11	27	23	40	ND0.5	/	/	/
	靖三联接管处用地外	8.38	11.9	0.07	18	10.9	0.028	12	43	66	97	ND0.5	/	/	/
	盘一注至盘二注注水管道用地范围外	8.52	10.9	0.06	20	9.9	0.02	32	40	66	108	ND0.5	/	/	/
2024年监测点位	柳96-31井场外	8.48	12.0	0.12	18	14.7	0.0210	33	44	57	ND6	/	3.2	136	ND0.04
	高352井场外	8.51	10.3	0.11	18	13.6	0.0164	30	39	52	ND6	/	2.6	105	ND0.04
	定121-11井场外	8.22	11.3	0.11	19	13.4	0.0206	31	41	59	ND6	/	1.6	146	ND0.04
	柳131扩井场外	8.60	10.4	0.11	19	13.4	0.0201	29	43	55	ND6	/	1.9	162	ND0.04

监测年度	监测点位	检测项目													
		pH	砷	镉	铜	铅	汞	镍	铬	锌	石油烃（$C_{10\sim40}$）	六价铬	全盐量	石油类	石油烃（$C_{6\sim9}$）
2025年监测点位	盘67-23井场外	8.18	/	/	/	/	/	/	/	/	ND6	/	0.4	7	ND0.04
	柳95-29（南九增）井场外	8.23	/	/	/	/	/	/	/	/	ND6	/	0.5	6	ND0.04
	高333-柳88-25脱出油管线周河穿越点处	8.22	3.26	0.04	32	13.9	0.0138	13	59	42	ND6	/	0.4	6	ND0.04
标准值(mg/kg，pH>7.5)		/	25	0.6	100	170	3.4	190	250	300	/	/	/	/	/

表 3.4-33　志丹区域建设用地土壤环境质量监测结果 1

监测年度	监测点位	检测项目														
		pH	铜	铅	镉	镍	汞	砷	六价铬	石油烃（$C_{10\sim40}$）	四氯化碳（μg/kg）	氯仿（μg/kg）	氯甲烷（μg/kg）	1,1-二氯乙烷（μg/kg）	1,2-二氯乙烷（μg/kg）	1,1-二氯乙烯（μg/kg）
2023年监测点位	柳八转新址(0-0.5m)	8.14	20	29	0.171	25	0.046	10.6	ND0.5	21	ND1.3	ND1.1	ND1.1	ND1.2	ND1.3	ND1.0
	柳八转新址(0.5-1.5m)	/	/	/	/	/	/	9.89	ND0.5	18	/	/	/	/	/	/

监测年度	监测点位	检测项目														
		pH	铜	铅	镉	镍	汞	砷	六价铬	石油烃（$C_{10\sim40}$）	四氯化碳（μg/kg）	氯仿（μg/kg）	氯甲烷（μg/kg）	1,1-二氯乙烷（μg/kg）	1,2-二氯乙烷（μg/kg）	1,1-二氯乙烯（μg/kg）
	柳八转新址(1.5-3.0m)	/	/	/	/	/	/	9.38	ND0.5	14	/	/	/	/	/	/
	柳四转(0-0.5m)	/	/	/	/	/	/	7.98	ND0.5	18	/	/	/	/	/	/
	柳四转(0.5-1.5m)	/	/	/	/	/	/	8.94	ND0.5	16	/	/	/	/	/	/
	柳四转(1.5-3.0m)	/	/	/	/	/	/	8.28	ND0.5	13	/	/	/	/	/	/
	柳36增(0-0.5m)	/	/	/	/	/	/	8.96	ND0.5	16	/	/	/	/	/	/
	柳36增(0.5-1.5m)	/	/	/	/	/	/	9.37	ND0.5	15	/	/	/	/	/	/
	柳36增(1.5-3.0m)	/	/	/	/	/	/	8.26	ND0.5	13	/	/	/	/	/	/
2024年监测点位	柳35增（0-0.5m)	8.3	14	2.6	0.33	11	0.493	5.05	0.9	6	ND1.3	ND1.1	ND1.1	ND1.2	ND1.3	ND1.0
	柳八转（0-0.5m)	8.1	15	3.2	0.42	16	0.360	8.02	0.9	8	ND1.3	ND1.1	ND1.1	ND1.2	ND1.3	ND1.0

监测年度	监测点位	检测项目														
		pH	铜	铅	镉	镍	汞	砷	六价铬	石油烃（$C_{10\sim40}$）	四氯化碳（μg/kg）	氯仿（μg/kg）	氯甲烷（μg/kg）	1,1-二氯乙烷（μg/kg）	1,2-二氯乙烷（μg/kg）	1,1-二氯乙烯（μg/kg）
	柳四转（0-0.5m)	8.3	16	1.9	0.32	12	0.378	5.56	1.1	6	ND1.3	ND1.1	ND1.1	ND1.2	ND1.3	ND1.0
2025年监测点位	南8增(0-0.5m)	7.53	/	/	/	/	/	/	/	17	/	/	/	/	/	/
	南8增(0.5-1.5m)	7.61	/	/	/	/	/	/	/	19	/	/	/	/	/	/
	南8增(1.5-3m)	7.59	/	/	/	/	/	/	/	18	/	/	/	/	/	/
	柳100-28降回压站(0-0.5m)	7.41	15	6.8	0.04	58	0.068	11.4	ND0.5	ND6	ND1.3	ND1.1	ND1.1	ND1.2	ND1.3	ND1.0
	柳100-28降回压站(0.5-1.5m)	7.23	15	6.6	0.06	46	0.061	12.9	ND0.5	13	ND1.3	ND1.1	ND1.1	ND1.2	ND1.3	ND1.0
	柳100-28降回压站(1.5-3m)	7.29	14	6.3	0.09	40	0.055	11.7	ND0.5	7	ND1.3	ND1.1	ND1.1	ND1.2	ND1.3	ND1.0
标准值(mg/kg)		6~9	18000	800	65	900	38	60	5.7	4500	2.8	0.9	37	9	5	66

表 3.4-34　志丹区域建设用地土壤环境质量监测结果 2

监测年度	监测点位	检测项目														
		顺-1,2-二氯乙烯（μg/kg）	反-1,2-二氯乙烯（μg/kg）	二氯甲烷（μg/kg）	1,2-二氯丙烷（μg/kg）	1,1,1,2-四氯乙烷（μg/kg）	1,1,2,2-四氯乙烷（μg/kg）	四氯乙烯（μg/kg）	1,1,1-三氯乙烷（μg/kg）	1,1,2-三氯乙烷（μg/kg）	三氯乙烯（μg/kg）	1,2,3-三氯丙烷（μg/kg）	氯乙烯（μg/kg）	苯（μg/kg）	氯苯（μg/kg）	1,2-二氯苯（μg/kg）
2023年监测点位	柳八转新址(0-0.5m)	ND1.3	ND1.4	ND1.5	ND1.1	ND1.2	ND1.2	ND1.4	ND1.3	ND1.2	ND1.2	ND1.2	ND1.0	ND1.9	ND1.2	ND1.5
	柳八转新址(0.5-1.5m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	柳八转新址(1.5-3.0m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	柳四转(0-0.5m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	柳四转(0.5-1.5m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	柳四转(1.5-3.0m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	柳36增(0-0.5m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	柳36增(0.5-1.5m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/

监测年度	监测点位	检测项目														
		顺-1,2-二氯乙烯（μg/kg）	反-1,2-二氯乙烯（μg/kg）	二氯甲烷（μg/kg）	1,2-二氯丙烷（μg/kg）	1,1,1,2-四氯乙烷（μg/kg）	1,1,2,2-四氯乙烷（μg/kg）	四氯乙烯（μg/kg）	1,1,1-三氯乙烷（μg/kg）	1,1,2-三氯乙烷（μg/kg）	三氯乙烯（μg/kg）	1,2,3-三氯丙烷（μg/kg）	氯乙烯（μg/kg）	苯（μg/kg）	氯苯（μg/kg）	1,2-二氯苯（μg/kg）
	柳36增(1.5-3.0m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
2024年监测点位	柳35增（0-0.5m)	ND1.3	ND1.4	ND1.5	ND1.1	ND1.2	ND1.2	ND1.4	ND1.3	ND1.2	ND1.2	ND1.2	ND1.0	ND1.9	ND1.2	ND1.5
	柳八转（0-0.5m)	ND1.3	ND1.4	ND1.5	ND1.1	ND1.2	ND1.2	ND1.4	ND1.3	ND1.2	ND1.2	ND1.2	ND1.0	ND1.9	ND1.2	ND1.5
	柳四转（0-0.5m)	ND1.3	ND1.4	ND1.5	ND1.1	ND1.2	ND1.2	ND1.4	ND1.3	ND1.2	ND1.2	ND1.2	ND1.0	ND1.9	ND1.2	ND1.5
2025年监测点位	南8增(0-0.5m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	南8增(0.5-1.5m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	南8增(1.5-3m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	柳100-28降回压站(0-0.5m)	ND1.3	ND1.4	ND1.5	ND1.1	ND1.2	ND1.2	ND1.4	ND1.3	ND1.2	ND1.2	ND1.2	ND1.0	ND1.9	ND1.2	ND1.5
	柳100-28降回压	ND1.3	ND1.4	ND1.5	ND1.1	ND1.2	ND1.2	ND1.4	ND1.3	ND1.2	ND1.2	ND1.2	ND1.0	ND1.9	ND1.2	ND1.5

监测年度	监测点位	检测项目														
		顺-1,2-二氯乙烯（μg/kg）	反-1,2-二氯乙烯（μg/kg）	二氯甲烷（μg/kg）	1,2-二氯丙烷（μg/kg）	1,1,1,2-四氯乙烷（μg/kg）	1,1,2,2-四氯乙烷（μg/kg）	四氯乙烯（μg/kg）	1,1,1-三氯乙烷（μg/kg）	1,1,2-三氯乙烷（μg/kg）	三氯乙烯（μg/kg）	1,2,3-三氯丙烷（μg/kg）	氯乙烯（μg/kg）	苯（μg/kg）	氯苯（μg/kg）	1,2-二氯苯（μg/kg）
	站(0.5-1.5m)															
	柳100-28降回压站(1.5-3m)	ND1.3	ND1.4	ND1.5	ND1.1	ND1.2	ND1.2	ND1.4	ND1.3	ND1.2	ND1.2	ND1.2	ND1.0	ND1.9	ND1.2	ND1.5
标准值(mg/kg)		596	54	616	5	10	6.8	53	840	2.8	2.8	0.5	0.43	4	270	560

表 3.4-35　志丹区域建设用地土壤环境质量监测结果 3

监测年度	监测点位	检测项目														
		1,4-二氯 苯（μg/kg）	乙苯（μg/kg）	苯乙烯（μg/kg）	甲苯（μg/kg）	间-二甲苯+对-二甲苯（μg/kg）	邻二甲苯（μg/kg）	硝基苯（μg/kg）	苯胺	2-氯酚	苯并[a]蒽	苯并[a]芘	苯并[b]荧蒽	苯并[k]荧蒽	䓛	二苯并[a,h]蒽
2023年监测点位	柳八转新址(0-0.5m)	ND1.5	ND1.2	ND1.1	ND1.3	ND1.2	ND1.2	ND0.09	ND0.09	ND0.06	ND0.1	ND0.1	ND0.2	ND0.1	ND0.1	ND0.1
	柳八转新址(0.5-1.5m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/

监测年度	监测点位	检测项目														
		1,4-二氯 苯（μg/kg）	乙苯（μg/kg）	苯乙烯（μg/kg）	甲苯（μg/kg）	间-二甲苯+对-二甲苯（μg/kg）	邻二甲苯（μg/kg）	硝基苯（μg/kg）	苯胺	2-氯酚	苯并[a]蒽	苯并[a]芘	苯并[b]荧蒽	苯并[k]荧蒽	䓛	二苯并[a,h]蒽
	柳八转新址(1.5-3.0m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	柳四转(0-0.5m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	柳四转(0.5-1.5m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	柳四转(1.5-3.0m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	柳36增(0-0.5m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	柳36增(0.5-1.5m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	柳36增(1.5-3.0m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
2024年监测点位	柳35增（0-0.5m)	ND1.5	ND1.2	ND1.1	ND1.3	ND1.2	ND1.2	ND0.09	ND0.09	ND0.06	ND0.1	ND0.1	ND0.2	ND0.1	ND0.1	ND0.1
	柳八转（0-0.5m)	ND1.5	ND1.2	ND1.1	ND1.3	ND1.2	ND1.2	ND0.09	ND0.09	ND0.06	ND0.1	ND0.1	ND0.2	ND0.1	ND0.1	ND0.1

监测年度	监测点位	检测项目														
		1,4-二氯 苯（μg/kg）	乙苯（μg/kg）	苯乙烯（μg/kg）	甲苯（μg/kg）	间-二甲苯+对-二甲苯（μg/kg）	邻二甲苯（μg/kg）	硝基苯（μg/kg）	苯胺	2-氯酚	苯并[a]蒽	苯并[a]芘	苯并[b]荧蒽	苯并[k]荧蒽	䓛	二苯并[a,h]蒽
	柳四转（0-0.5m)	ND1.5	ND1.2	ND1.1	ND1.3	ND1.2	ND1.2	ND0.09	ND0.09	ND0.06	ND0.1	ND0.1	ND0.2	ND0.1	ND0.1	ND0.1
2025年监测点位	南8增(0-0.5m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	南8增(0.5-1.5m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	南8增(1.5-3m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	柳100-28降回压站(0-0.5m)	ND1.5	ND1.2	ND1.1	ND1.3	ND1.2	ND1.2	ND0.09	ND0.09	ND0.06	ND0.1	ND0.1	ND0.2	ND0.1	ND0.1	ND0.1
	柳100-28降回压站(0.5-1.5m)	ND1.5	ND1.2	ND1.1	ND1.3	ND1.2	ND1.2	ND0.09	ND0.09	ND0.06	ND0.1	ND0.1	ND0.2	ND0.1	ND0.1	ND0.1
	柳100-28降回压站(1.5-3m)	ND1.5	ND1.2	ND1.1	ND1.3	ND1.2	ND1.2	ND0.09	ND0.09	ND0.06	ND0.1	ND0.1	ND0.2	ND0.1	ND0.1	ND0.1
标准值(mg/kg)		20	28	1290	1200	570	640	76	260	2256	15	1.5	15	151	1293	1.5

表 3.4-36　志丹区域建设用地土壤环境质量监测结果 4

监测年度	监测点位	检测项目				
		茚并[1,2,3-cd]芘	萘	全盐量	石油类	石油烃（$C_{6\sim9}$）
2023年监测点位	柳八转新址(0-0.5m)	ND0.1	ND0.09	/	ND4	ND0.04
	柳八转新址(0.5-1.5m)	/	/	/	ND4	ND0.04
	柳八转新址(1.5-3.0m)	/	/	/	ND4	ND0.04
	柳四转(0-0.5m)	/	/	/	ND4	ND0.04
	柳四转(0.5-1.5m)	/	/	/	ND4	ND0.04
	柳四转(1.5-3.0m)	/	/	/	ND4	ND0.04
	柳36增(0-0.5m)	/	/	/	ND4	ND0.04
	柳36增(0.5-1.5m)	/	/	/	ND4	ND0.04
	柳36增(1.5-3.0m)	/	/	/	ND4	ND0.04
2024年监测点位	柳23增（0-0.5m)	ND0.1	ND0.09	0.9	16	ND0.04
	柳八转（0-0.5m)	ND0.1	ND0.09	0.9	12	ND0.04
	柳四转（0-0.5m)	ND0.1	ND0.09	0.9	17	ND0.04
2025年监测点位	南8增(0-0.5m)	/	/	0.8	/	ND0.04
	南8增(0.5-1.5m)	/	/	0.7	/	ND0.04
	南8增(1.5-3m)	/	/	0.3	/	ND0.04
	柳100-28降回压站(0-0.5m)	ND0.1	ND0.09	0.8	/	ND0.04
	柳100-28降回压站(0.5-1.5m)	ND0.1	ND0.09	0.8	/	ND0.04
	柳100-28降回压站(1.5-3m)	ND0.1	ND0.09	0.6	/	ND0.04
标准值(mg/kg)		15	70	/	/	/

表 3.4-37　志丹区域农用地土壤环境质量监测结果 1

监测年度	监测点位	检测项目													
		pH	砷	镉	铜	铅	汞	镍	铬	锌	石油烃（$C_{10\sim40}$）	六价铬	全盐量	石油类	石油烃（$C_{6\sim9}$）
2024年监测点位	柳155-07~ 柳29增出油管线沿线农田土壤（0-0.2m）	8.2	5.92	0.42	17	3.4	0.424	19	24	34	6	/	0.7	5	ND0.04
2025年监测点位	高199扩占地范围外农田土壤（0-0.2m）	7.69	11.9	0.09	15	5.8	0.035	40	35	48	17	/	0.8	/	ND0.04
	柳100-28降回压站占地范围外农田土壤（0-0.2m）	7.54	13.5	0.07	15	5.2	0.050	44	39	54	27	/	0.6	/	ND0.04
标准值(mg/kg，pH>7.5)		/	25	0.6	100	170	3.4	190	250	300	/	/	/	/	/

表 3.4-38　吴起区域建设用地土壤环境质量监测结果 1

监测年度	监测点位	检测项目														
		pH	铜	铅	镉	镍	汞	砷	六价铬	石油烃（$C_{10\sim40}$）	四氯化碳（μg/kg）	氯仿（μg/kg）	氯甲烷（μg/kg）	1,1-二氯乙烷（μg/kg）	1,2-二氯乙烷（μg/kg）	1,1-二氯乙烯（μg/kg）
2023年监测点位	旗2-35(0-0.5m)	8.14	16	22	0.161	27	0.046	9.82	ND0.5	14	ND1.3	ND1.1	ND1.1	ND1.2	ND1.3	ND1.0
	旗2-35(0.5-1.5m)	/	/	/	/	/	/	9.34	ND0.5	14	/	/	/	/	/	/
	旗2-35(1.5-3.0m)	/	/	/	/	/	/	10.1	ND0.5	13	/	/	/	/	/	/
	吴二联	/	/	/	/	/	/	9.06	ND0.5	16	/	/	/	/	/	/
2024年监测点位	吴二联	8.4	15	3.1	0.28	8	0.580	7.93	0.9	6	ND1.3	ND1.1	ND1.1	ND1.2	ND1.3	ND1.0
	旗3-37	8.3	19	3.3	0.45	17	0.519	9.67	1.0	6	ND1.3	ND1.1	ND1.1	ND1.2	ND1.3	ND1.0
2025年监测点位	赛平13-16(0-0.5m)	7.64	/	/	/	/	/	/	/	20	/	/	/	/	/	/
	赛平13-16(0.5-1.5m)	7.68	/	/	/	/	/	/	/	18	/	/	/	/	/	/
	赛平13-16(1.5-3m)	7.65	/	/	/	/	/	/	/	23	/	/	/	/	/	/
标准值(mg/kg)		6~9	18000	800	65	900	38	60	5.7	4500	2.8	0.9	37	9	5	66

表 3.4-39　吴起区域建设用地土壤环境质量监测结果 2

监测年度	监测点位	检测项目														
		顺-1,2-二氯乙烯（μg/kg）	反-1,2-二氯乙烯（μg/kg）	二氯甲烷（μg/kg）	1,2-二氯丙烷（μg/kg）	1,1,1,2-四氯乙烷（μg/kg）	1,1,2,2-四氯乙烷（μg/kg）	四氯乙烯（μg/kg）	1,1,1-三氯乙烷（μg/kg）	1,1,2-三氯乙烷（μg/kg）	三氯乙烯（μg/kg）	1,2,3-三氯丙烷（μg/kg）	氯乙烯（μg/kg）	苯（μg/kg）	氯苯（μg/kg）	1,2-二氯苯（μg/kg）
2023年监测点位	旗2-35(0-0.5m)	ND1.3	ND1.4	ND1.5	ND1.1	ND1.2	ND1.2	ND1.4	ND1.3	ND1.2	ND1.2	ND1.2	ND1.0	ND1.9	ND1.2	ND1.5
	旗2-35(0.5-1.5m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	旗2-35(1.5-3.0m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	吴二联	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
2024年监测点位	吴二联	ND1.3	ND1.4	ND1.5	ND1.1	ND1.2	ND1.2	ND1.4	ND1.3	ND1.2	ND1.2	ND1.2	ND1.0	ND1.9	ND1.2	ND1.5
	旗3-37	ND1.3	ND1.4	ND1.5	ND1.1	ND1.2	ND1.2	ND1.4	ND1.3	ND1.2	ND1.2	ND1.2	ND1.0	ND1.9	ND1.2	ND1.5
2025年监测点位	赛平13-16(0-0.5m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	赛平13-16(0.5-1.5m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	赛平13-16(1.5-3m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
标准值(mg/kg)		596	54	616	5	10	6.8	53	840	2.8	2.8	0.5	0.43	4	270	560

表 3.4-40　吴起区域建设用地土壤环境质量监测结果 3

监测年度	监测点位	检测项目														
		1,4-二氯 苯（μg/kg）	乙苯（μg/kg）	苯乙烯（μg/kg）	甲苯（μg/kg）	间-二甲苯+对-二甲苯（μg/kg）	邻二甲苯（μg/kg）	硝基苯（μg/kg）	苯胺	2-氯酚	苯并[a]蒽	苯并[a]芘	苯并[b]荧蒽	苯并[k]荧蒽	䓛	二苯并[a,h]蒽
2023年监测点位	旗2-35(0-0.5m)	ND1.5	ND1.2	ND1.1	ND1.3	ND1.2	ND1.2	ND0.09	ND0.09	ND0.06	ND0.1	ND0.1	ND0.2	ND0.1	ND0.1	ND0.1
	旗2-35(0.5-1.5m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	旗2-35(1.5-3.0m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	吴二联	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
2024年监测点位	吴二联	ND1.5	ND1.2	ND1.1	ND1.3	ND1.2	ND1.2	ND0.09	ND0.09	ND0.06	ND0.1	ND0.1	ND0.2	ND0.1	ND0.1	ND0.1
	旗3-37	ND1.5	ND1.2	ND1.1	ND1.3	ND1.2	ND1.2	ND0.09	ND0.09	ND0.06	ND0.1	ND0.1	ND0.2	ND0.1	ND0.1	ND0.1
2025年监测点位	赛平13-16(0-0.5m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	赛平13-16(0.5-1.5m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	赛平13-16(1.5-3m)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
标准值(mg/kg)		20	28	1290	1200	570	640	76	260	2256	15	1.5	15	151	1293	1.5

表 3.4-41 吴起区域建设用地土壤环境质量监测结果 4

监测年度	监测点位	检测项目				
		茚并[1,2,3-cd]芘	萘	全盐量	石油类	石油烃（$C_{6\sim9}$）
2023年监测点位	旗2-35(0-0.5m)	ND0.1	ND0.09	/	ND4	ND0.04
	旗2-35(0.5-1.5m)	/	/	/	ND4	ND0.04
	旗2-35(1.5-3.0m)	/	/	/	ND4	ND0.04
	吴二联	/	/	/	ND4	ND0.04
2024年监测点位	吴二联	ND0.1	ND0.09	0..8	14	ND0.04
	旗3-37	ND0.1	ND0.09	0.6	13	ND0.04
2025年监测点位	赛平13-16(0-0.5m)	/	/	0.4	/	ND0.04
	赛平13-16(0.5-1.5m)	/	/	0.4	/	ND0.04
	赛平13-16(1.5-3m)	/	/	0.9	/	ND0.04
标准值(mg/kg)		15	70	/	/	/

表 3.4-42 吴起区域农用地土壤环境质量监测结果 1

监测年度	监测点位	检测项目													
		pH	砷	镉	铜	铅	汞	镍	铬	锌	石油烃（$C_{10\sim40}$）	六价铬	全盐量	石油类	石油烃（$C_{6\sim9}$）
2024年监测点位	旗8增-旗五转集油管线沿线农田土壤（0-0.2m）	8.1	4.34	0.41	17	3.5	0.568	18	20	37	6	/	0.9	14	ND0.04
	吴平463-8井场-旗15增出油	8.3	3.54	0.40	17	3.6	0.501	16	21	34	6	/	0.8	12	ND0.04

监测年度	监测点位	检测项目													
		pH	砷	镉	铜	铅	汞	镍	铬	锌	石油烃（$C_{10\sim40}$）	六价铬	全盐量	石油类	石油烃（$C_{6\sim9}$）
	管线沿线农田土壤（0-0.2m）														
2025年监测点位	吴46-8B至旗15增管线占地范围外沿线农田土壤（0-0.2m）	7.34	8.82	0.22	16	11.0	0.079	38	45	50	ND6	/	0.8	/	ND0.04
标准值(mg/kg，pH>7.5)		/	25	0.6	100	170	3.4	190	250	300	/	/	/	/	/
标准值(mg/kg，6.5<pH≤7.5)		/	30	0.3	100	120	2.4	100	200	250	/	/	/	/	/

由以上监测数据可知，近 3 年来，长庆油田分公司第三采油厂靖边区域、志丹区域、吴起区域现有工程井场、站场等建设用地土壤各监测因子的监测浓度均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地的筛选值，厂界外农用地土壤监测点各监测因子浓度均符合《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）风险筛选值，其他标准限值（pH>7.5，6.5<pH≤7.5）。各监测点位监测因子中重金属的监测值相差不大，有机物均为检出，特征因子石油烃检出值在 ND~108mg/kg，说明石油开发并未导致区域土壤环境中石油烃超标，对区域土壤造成影响较轻，也未呈现污染加重的趋势。

长庆油田分公司第三采油厂已于 2021 年底按作业区编制了土壤污染隐患排查报告（通过了环保部门组织的技术评审并备案），并同步编制了土壤自行监测方案，对重点场站布点定期监测。根据第三采油厂土壤污染隐患整改台账及现场核查，长庆油田分公司第三采油厂土壤污染隐患整改台账中所提的整改要求目前均已进行了整改。第三采油厂现有工程在实际运行过程中井场、站场采取分区防渗措施，对污油泥等危险废物采取收集暂存措施。

3.4.4.4 生态环境质量变化趋势

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。

3.4.5 现有工程主要环保措施及环评要求落实情况

3.4.5.1 现有工程环保措施落实情况

现有工程采油井、注水井、集输场站均已投入运营，钻井阶段和道路管线等地面工程建设阶段的污染物排放以及生态直接影响已不复存在，主要环境问题主要在原油开采集输处理等阶段。根据环评现场踏勘，并结合历年产建工程环评和竣工环保验收调查报告，本项目中现有工程的主要环保设施落实及运行情况见表 3.4-43。

表 3.4-43 涉及的作业区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	实际防治措施	落实情况	运行情况
大气污染控制	各工艺环节、各站场储油罐	无组织烃类	密闭管输率94.3%，个别井场由于集输站场缓建等原因暂时按照井场拉油运转	基本落实	正常运转
	接转站、注水站、增压机组、联合站	加热炉烟气	设置≥8m排气筒，伴生气火炬燃烧装置	站场加热炉安装了低氮燃烧器	达标排放
	卸油台	无组织烃类	密闭装车改造，废气集中收集处理	部分落实	正常运行
	井区道路	扬尘	采用洒水车浇洒路面，平均每周一次	落实	基本落实
水污染控制	保障点	生活污水	生活污水处理设施	落实	达标回用
	井场	措施返排液	依托周边措施作业废液处理站处理达标后回注油层	落实	稳定运行、达标回注
	联合站、脱水站	油田采出水	“沉降除油+一体化油田水处理装置（气浮+过滤工艺）	落实	稳定运行、达标回注
噪声污染控制	接转站、注水站、增压机组、联合站	注水泵、输油泵、污油泵等各类泵	减振、隔音间、绿化等	落实	稳定运行
固废污染控制	各站场、井场	标准化井场建设	雨水渠、污油污水回收池、井场外排洪渠	落实	/
		落地油	带罐作业，作业时井场铺设防渗布	落实	回收率100%
		油泥	送有危废处置资质单位处理	落实	按要求处置
		含油岩屑	送有危废处置资质单位处理	落实	按要求处置
		钻井泥浆及岩屑	采用泥浆不落地工艺	落实	泥浆不落地工艺，废泥浆和

类别	位置	污染源或污染物	实际防治措施	落实情况	运行情况
					岩屑交有能力单位处置
		生活垃圾	生活垃圾收集池	生活垃圾收集池	落实
风险防范	油井、回注井	套管破损	套管完整性探测	基本落实	定期开展，运行正常
	管线	破损泄漏	压力在线监测、壁厚探测	落实	压力在线监测系统运行正常，壁厚探测定期开展
土壤地下水跟踪监测系统	各站场、井场、输油管线	储油罐、污水池、污油泥贮存点等	已制定了重点站场、井场及输油管线土壤、地下水自行监测方案，每年根据产建工程部署对自行监测方案进行修编。配套建设了地下水跟踪监测井，第三采油厂在本次评价作业区内共设置监测井70口，其中主要站场周边的污染监控井52口，利用井区内水源井布设监测点18口。	基本落实	自行监测系统及地下水监测井运行正常
生态环境	输油注水管线、道路、站场	临时占地	平整土地、恢复植被，种草植树或还田	落实，植被恢复处于起步阶段。	
	站场、道路	永久占地	异地补偿	已落实	
	站场周围道路两侧	/	绿化	已落实	

根据现场调查及与环保验收单位进行咨询，除部分偏远井场未完全落实密闭集输外，现有工程各项环保措施大部分落实到位，环境管理及风险应急预案制定较为完善；生态保护与恢复措施基本按环评要求逐步实施，现有工程对环境的影响轻微，基本未改变井区范围内生态环境现状。

3.4.5.2 企业现有风险防范措施调查

历年来，长庆油田分公司第三采油厂不断强化风险防控，持续落实环保责任，严格环保隐患排查与治理，加强管道油气泄漏风险防治，加大“人防、物防、技防”措施，完善“三防四责”体系，先后建成了“指挥中心—调控中心—站控中心”三

级监控网络，驻点看护、动态巡护和专业督查三种巡查方式，实现了油气场站、管线的安全实时监控及预警。

现有工程已编制《长庆油田分公司第三采油厂（靖边区域）突发环境事件应急预案》、《长庆油田分公司第三采油厂（定边区域）突发环境事件应急预案》、《长庆油田分公司第三采油厂（延安区域）突发环境事件应急预案》，并在榆林市生态环境局靖边分局备案（备案号：610824-2024-007-M）、榆林市生态环境局定边分局备案（备案号：610825-2024-004-L）和延安市生态环境局备案（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，长庆油田分公司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，储备了应急救援物资，开展了定期演练，尽可能降低环境风险事件发生概率。同时现有工程应急预案明确了应急物资装备名录/清单（分为站上应急物资和公司应急库），主要应急物资包括：

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、自动救生器、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。

根据调查，现有工程芦河上游支流、周河及杏子河管线穿越下游处设置有拦油坝，配套活性炭、吸油毡、拦油索等应急处置资源，应急物资储存于现有应急物资库中。第三采油厂靖边区域、志丹区域、吴起区域均设置有应急物资库，可以供本项目使用。

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，应急所需的其他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。

3.4.5.3 环境管理落实情况调查

长庆油田分公司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）环境管理相关内容履行情况

①现有工程均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、应急预案，并按照方案内容进行了落实；

④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；

⑤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；

⑥对企业职工定期开展环保政策、环保设施运行维护等培训，提高员工环保意识和环境管理水平。

（2）排污许可证执行情况

①自行监测

长庆油田分公司第三采油厂统一部署制定了监测计划，主要包括采出水、生活污水、烟道气、VOCs、噪声、土壤和地下水等内容。

②环境管理台账

按照排污许可证的要求建立了环境管理台账，主要内容包括基本信息、生产设施运行管理信息、污染防治设施运行管理信息、监测记录信息等内容，使用电子台账及纸质台账两种记录形式。

③执行报告

按照排污许可证管理办法要求，按作业区分别办理排污许可证，并取得了榆林市生态环境局的批复，编制有年度执行报告。

④信息公开

按照排污许可证管理办法要求，在国家排污许可信息公开系统和本单位官方网站主页进行了公示。主要内容包括：1）基础信息，包括单位名称、组织机构代码、法定代表人、生产地址、联系方式，以及生产经营和管理服务的主要内容、产品及规模；2）排污信息，包括主要污染物及特征污染物的名称、排放方式、排放口数量和分布情况、排放浓度和总量、超标情况，以及执行的污染物排放标准、核定的排放总量；3）防治污染设施的建设和运行情况；4）建设项目环境影响评价及其他环境保护行政许可情况；5）突发环境事件应急预案；6）季度及年度排污许可证执行报告中相关内容。

3.4.6 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 370 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 3.4-8。

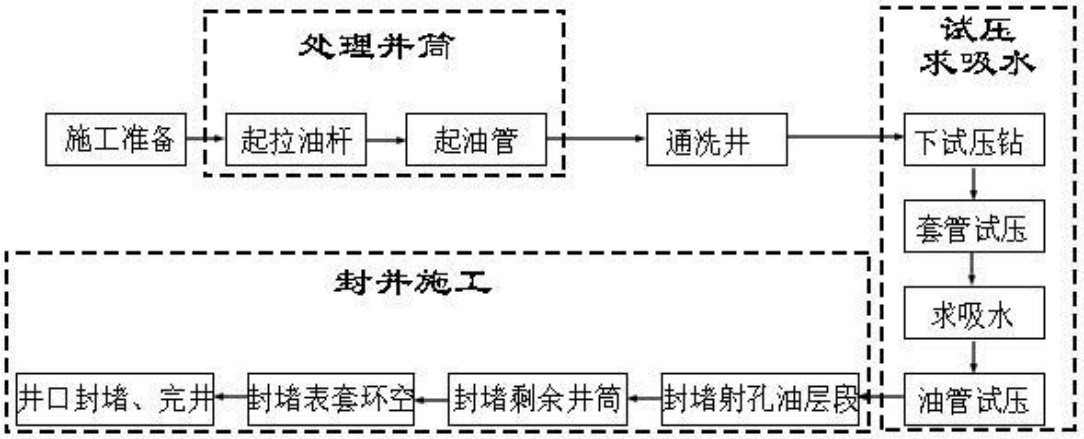


图 3.4-8　封井工艺流程图

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）退役管线处置情况

项目退役管线运行时间较长，开挖处理成本较高且易损伤同管沟其余管线，根据《报废油气长输管道处置技术规范》（SY/T7413-2018）规范中 5.2、5.3 要求，项目桁架裸露的管段应该进行拆除，其余地埋旧管线不进行开挖，对管线进行清洗、封堵后就地弃置。根据建设单位提供资料，截止目前，第三采油厂靖边县区域退役管线 150km；定边县区域退役管线 17km，合计 167km，均不涉及桁架裸露的管段，

管线全部就地弃置，不进行拆除，就地弃置管线已按照《报废油气长输管道处置技术规范》（SY/T7413-2018）要求完成清洗、吹扫、盲堵等相关措施。

就地弃置管线处置工艺：原油管道报废，管道打开后先用管线长度 2 倍以上管程的热水（60℃~80℃）对弃置管线进行热洗，然后采用氮气吹扫管线。对管道残留物浓度及管道清洁度进行测试，最后对管线两头进行盲堵。回收的含水油全部进入末端站点原油集输系统，与含水原油一同进行脱水净化处理。注水管线氮气吹扫后两头进行盲堵，吹扫清管后产生的含油废水全部进入末端站点采出水处理系统。

对人口稠密区、河流穿越、直埋方式穿越道路、建筑物之下等敏感区报废管道采用灌注水泥浆方式封存。水泥灌浆是目前国内外油气输送管道工程广泛用于旧管道废弃工程的工艺。该工艺主要是采用膨胀水泥浆，从废弃管道一端注入，水泥浆流体填充整个管道，杜绝废弃管道再行使用，而且使得管道空间被水泥浆填满固化，没有产生油气挥发、着火爆炸的空间，另一方面管道内残留的极少量油泥也被水泥浆固化，消除了旧管道火灾、爆炸、泄露等安全和环境风险隐患。旧管道本身是钢结构管道，外面已经实施了防腐措施，废弃前管道内层原油已被清理，并使用氮气吹扫，管道内基本无油品残留，填充水泥浆固化后没有外泄的可能，不会产生二次环境污染。

（5）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，现有工程靖边区域退役井场 40 座（其中已生态恢复井场 34 座，拟进行生态恢复井场 6 座）；现有工程志丹区域、吴起区域退役井场 56 座（其中已生态恢复井场 52 座，4 座拟进行生态恢复）。现有工程退役井场处置后典型照片见表 3.4-44。

表 3.4-44　现有工程退役井场处置后典型照片

<table>
<tr><td>区域</td><td colspan="2">典型照片</td></tr>
<tr><td rowspan="2">虎狼峁作业区</td><td>  </td><td>  </td></tr>
<tr><td>塞221</td><td>塞233</td></tr>
<tr><td rowspan="2">新寨作业区</td><td>  </td><td>  </td></tr>
<tr><td>吴447退役井场生态恢复</td><td>吴458退役井场生态恢复</td></tr>
<tr><td rowspan="2">五里湾二区</td><td>  </td><td>  </td></tr>
<tr><td>典型封井井口</td><td>典型封井井口</td></tr>
</table>

3.4.7 现有工程泥浆固化池调查及环保措施调查

根据调查，第三采油厂本项目涉及作业区现有原位处理泥浆固化池约 222 座左右，根据建设单位反馈，2019 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 3.4-9。

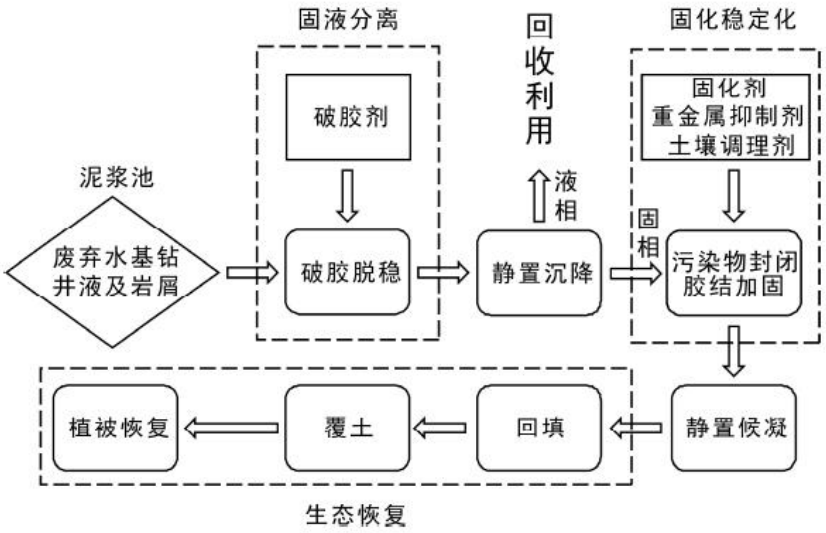


图 3.4-9　废弃钻井液及岩屑泥浆池原位处理流程图

2019 年之后井场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 2019 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。

3.4.8 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。根据调查，2020 年通知出台后第三采油厂积极落实相关要求，调查本项目涉及的作业区历史违规掩埋和洒落油泥井场共计 395 座，其中靖边区域 210 座，志丹区域 60 座，吴起区域 125 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 年第三采油厂辖区该 395 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 395 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 395 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。

3.4.9 现有工程主要环境问题及“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，建设单位已编制了《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》，最新版已更新至 2024 年。

根据本次现场调查，第三采油厂本次开发区域 2024 年产建环评之前提出的“以新带老”措施已基本整改到位，现有工程开发区域存在的问题与 2025 年产建环评（靖安油田南部）阶段（2025 年 11 月）基本一致，主要问题正在整改中。根据《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》及治理情况，目前第三采油厂已完成吴一联、吴二联、靖二联、靖四联、靖五联的“大罐抽气+伴生气回收”改造；已完成 4 座站点（靖二联、南九转、顺平 1 脱、塞 392 站）污水池、干化池添加玻璃钢盖板改造。

但根据调查，第三采油厂榆林区域在开发区域仍存在以下问题：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根据建设单位提供资料，现有退役井场仍有 10 座井场待生态恢复；③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；④《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》还有部分治理工作正在开展。现有工程存在的主要环保问题及整改措施见表 3.4-45。

表 3.4-45　现有工程存在的环保问题及“以新带老”措施

序号	存在的主要环保问题	评价提出的“以新带老”措施	建议整改时限
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。	2026年12月31日前
2	根据建设单位提供资料，现有退役井场仍有10座井场待生态恢复。	适时对10座退役井场开展生态恢复工作；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），应重点对退役期的油井井口周边土壤、地下水环境开展跟踪监测，企业应在退役期油井井口设置土壤、地下水环境跟踪监测点位。	2026年12月31日前
3	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日前
4	《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》还有部分治理工作正在开展。	尽快按照《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》完成治理工作。	2026年6月30日前

现有工程现状照片见图 3.4-10。

	
柳三脱	盘一注
	
新寨吴平 468-9 含油污泥暂存点	周何供水站
	
旗七转	旗五转
	
南三转	6#水源井
	
跨周河桁架	柳三十三增

图 3.4-10 现有工程现状照片

3.5 本次建设项目概况

3.5.1 项目基本概况

项目名称：长庆油田分公司第三采油厂 2026 年产能建设工程（陕西区域）

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

建设性质：改扩建

行业类别：B0711 陆地石油开采

产能规模：原油 13.2×10^4t/a

建设地点：靖边县王渠则镇、周河镇；延安市志丹县顺宁镇，吴起县吴起街道、五谷城镇

总投资：总投资 25118.91 万元，环保投资 2600 万元，占总投资的 10.35%

3.5.2 建设规模及产能部署

根据投资计划确定 2026 年（陕西区域）部署 13.2 万吨产能建设规模。根据中国石油天然气集团有限公司《中国石油 2025 年第二批油气开发项目备案（陕西省）》（项目代码：2512-00000-60-01-206128）及其附表（见附件）（见附件），长庆油田分公司第三采油厂（后文简称“第三采油厂”或“建设单位”）2026 年的产能建设工程部署计划为：新增原油生产能力 13.2×10^4t/a。第三采油厂矿权范围涵盖榆林市靖边县和定边县、延安市志丹县和吴起县、吴忠市盐池县，本次评价针对第三采油厂 2026 年陕西区域（靖边县、志丹县、吴起县）产能建设工程 13.2×10^4t/a 开展工作。本项目井场部署见表 3.5-1，管线部署见表 3.5-2，站场部署见表 3.5-3。

表 3.5-1　本项目井场区部署情况表

序号	作业区	井场号	地理位置	坐标（CGCS2000）		井号	井类别	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/m	X/m									
靖边县														
1	郝坨梁	XP14	王渠则镇王家湾	36559036	4121235.2	于74-23-20H	油井	长6	超短水平井	0.1	于69-24增	靖一联	/	扩建
						于74-24-23	注水井	长6	定向井	/	/	/	靖一联/采出水	
2		于73-26	王渠则镇路家坡	36558487	4120781	于74-23-24H	油井	长6	超短水平井	0.1	于69-24增	靖一联	/	新建
						于74-23-22H	油井	长6	超短水平井	0.1	于69-24增	靖一联	/	
3		于74-24扩	王渠则镇路家坡	36557524	4120999.1	于74-23-26H	油井	长6	超短水平井	0.1	于69-24增	靖一联	/	新建
						于74-24-25	注水井	长6	定向井	/	/	/	靖一联/采出水	
						于74-24-27	注水井	长6	定向井	/	/	/	靖一联/采出水	
4		于69-24扩	王渠则镇路家坡	36558164	4120658	于74-25-22H	油井	长6	超短水平井	0.1	于69-24增	靖一联	/	新建
						于74-25-24H	油井	长6	超短水平井	0.1	于69-24增	靖一联	/	

序号	作业区	井场号	地理位置	坐标（CGCS2000）		井号	井类别	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/m	X/m									
						于74-26-23	注水井	长6	定向井	/	/	/	靖一联/采出水	
						于74-26-25	注水井	长6	定向井	/	/	/	靖一联/采出水	
						于74-26-27	注水井	长6	定向井	/	/	/	靖一联/采出水	
5		柳25-37	王渠则镇庙台	36557990.2	4120115.2	于74-25-26H	油井	长6	超短水平井	0.1	于69-24增	靖一联	/	扩建
						于74-25-28H	油井	长6	超短水平井	0.1	于69-24增	靖一联	/	
6		于73-21扩	王渠则镇小塌则	36557047	4121106.1	于74-24-29	注水井	长6	定向井	/	/	/	靖一联/采出水	新建
						于74-22-21	注水井	长6	定向井	/	/	/	靖一联/采出水	
						于74-22-23	注水井	长6	定向井	/	/	/	靖一联/采出水	
						于74-22-29	注水井	长6	定向井	/	/	/	靖一联/采出水	

序号	作业区	井场号	地理位置	坐标（CGCS2000）		井号	井类别	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/m	X/m									
7		塞551扩	王渠则镇天赐塘	36556890.3	4120452.9	于74-23-28H	油井	长6	超短水平井	0.1	于69-24增	靖一联	/	扩建
						于74-23-30H	油井	长6	超短水平井	0.1	于69-24增	靖一联	/	
8	盘古梁	冯74-91扩	周河镇后西沟	36556567.2	4114012.8	新165-4-4H	油井	长6	超短水平井	0.1	冯71-90扩油气混输装置	靖三联	/	扩建
9		冯73-92扩	周河镇后西沟	36556767.5	4113641.5	新165-3-3	注水井	长6	定向井	/	/	/	靖三联/采出水	扩建
10		冯71-90扩	周河镇后西沟	36557327	4113922	新165-01-6H	油井	长6	超短水平井	0.1	冯71-90扩油气混输装置	靖三联	/	扩建
						新165-4-8H	油井	长6	超短水平井	0.1	冯71-90扩油气混输装置	靖三联	/	
11		冯68-91扩	周河镇后高梁	36557815.2	4113784.1	新165-1-7	注水井	长6	定向井	/	/	/	靖三联/采出水	扩建
						新165-3-7	注水井	长6	定向井	/	/	/	靖三联/采出水	

序号	作业区	井场号	地理位置	坐标（CGCS2000）		井号	井类别	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/m	X/m									
						新165-3-5	注水井	长6	定向井	/	/	/	靖三联/采出水	
						新165-3-9	注水井	长6	定向井	/	/	/	靖三联/采出水	
12		冯71-94	周河镇后高梁	36557367.4	4113368.4	新165-2-6H	油井	长6	超短水平井	0.1	冯71-90扩油气混输装置	靖三联	/	新建
						新165-5-5	注水井	长6	定向井	/	/	/	靖三联/采出水	
13		盘36-28扩	王渠则镇杨庄	36554904	4117545	杨93-6-10	油井	长6	定向井	0.1	盘33-21接转站	靖三联	/	扩建
						杨93-4-8	油井	长6	定向井	0.1	盘33-21接转站	靖三联	/	
						杨93-5-7	注水井	长6	定向井	/	/	/	靖三联/采出水	
						杨93-7-9	注水井	长6	定向井	/	/	/	靖三联/采出水	

序号	作业区	井场号	地理位置	坐标（CGCS2000）		井号	井类别	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/m	X/m									
14		盘36-25扩	王渠则镇柳树湾	36554803	4117106	杨93-4-6	油井	长6	定向井	0.1	盘33-21接转站	靖三联	/	扩建
						杨93-6-6	油井	长6	定向井	0.1	盘33-21接转站	靖三联	/	
						杨93-8-10	油井	长6	定向井	0.1	盘33-21接转站	靖三联	/	
15		盘45-32	周河镇东沟	36555676.2	4114205	高338-1-4	油井	长6	定向井	0.1	盘2增	靖三联	/	扩建
						高338-2-5	油井	长6	定向井	0.1	盘2增	靖三联	/	
						高338-3-4	油井	长6	定向井	0.1	盘2增	靖三联	/	
						高338-2-4	油井	长6	定向井	0.1	盘2增	靖三联	/	
16		盘50-31扩	周河镇东塌	36554109	4113464	高338-4-1	油井	长6	定向井	0.1	靖三联	靖三联	/	扩建
						高338-4-2	油井	长6	定向井	0.1	靖三联	靖三联	/	
						高338-6-1	油井	长6	定向井	0.1	靖三联	靖三联	/	
						高338-5-2	油井	长6	定向井	0.1	靖三联	靖三联	/	

序号	作业区	井场号	地理位置	坐标（CGCS2000）		井号	井类别	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/m	X/m									
						高338-6-2	油井	长6	定向井	0.1	靖三联	靖三联	/	
						高338-7-2	油井	长6	定向井	0.1	靖三联	靖三联	/	
17		盘48-30扩	周河镇柴崾则	36554656	4112334	高338-7-3	注水井	长6	定向井	/	/	/	靖三联/采出水	新建
						高338-6-3	油井	长6	定向井	0.1	盘2增	靖三联	/	
18		盘48-36	周河镇柴园峁	36555335	4113209	高338-2-6	油井	长6	定向井	0.1	盘2增	靖三联	/	新建
						高338-3-5	注水井	长6	定向井	/	/	/	靖三联/采出水	
						高338-4-5	油井	长6	定向井	0.1	盘2增	靖三联	/	
						高338-4-6	油井	长6	定向井	0.1	盘2增	靖三联	/	
						高338-5-5	油井	长6	定向井	0.1	盘2增	靖三联	/	
19		高338	周河镇金坡湾	36554689.3	4113401.5	高338-3-3	注水井	长6	定向井	/	/	/	靖三联/采出水	新建
						高338-5-3	注水井	长6	定向井	/	/	/	靖三联/采出	

序号	作业区	井场号	地理位置	坐标（CGCS2000）		井号	井类别	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/m	X/m									
													水	
						高338-3-1	注水井	长6	定向井	/	/	/	靖三联/采出水	
						高338-3-2	油井	长6	定向井	0.1	盘2增	靖三联	/	
						高338-5-4	油井	长6	定向井	0.1	盘2增	靖三联	/	
						高338-4-4	油井	长6	定向井	0.1	盘2增	靖三联	/	
20		顺53-5	周河镇小李子沟	36549737	4112115	/	油井	长6	定向井	0.1	盘59-25增	靖三联	/	新建
						/	注水井	长6	定向井	/	/	/	靖三联/采出水	
21		盘83-33	周河镇三杨树庄科	36548369	4105082	/	油井	长6	定向井	0.1	盘 85-37扩油气混输装置	靖三联	/	扩建
						/	注水井	长6	定向井	/	/	/	盘五注/清水	
22		盘85-37扩	周河镇三杨树庄科	36548793	4104488	/	油井	长6	定向井	0.1	盘 85-37扩油	靖三联	/	新建

序号	作业区	井场号	地理位置	坐标（CGCS2000）		井号	井类别	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/m	X/m									
											气混输装置			
						/	注水井	长6	定向井	/	/	/	盘五注/清水	
23	五一区	柳85-35扩	周河镇营山崾峪	36555089	4101837	新柳84-36	注水井	长6	定向井	/	/	/	南二注/清水	扩建
						柳加131-3	油井	长6	定向井	0.1	南十二接转站	南十二接转站-靖二联	/	
24		新351	周河镇红柳沟村	36553120	4106668	顺131-6-8H	油井	长8	超短水平井	0.1	柳72-33脱水站	南十二接转站-靖二联	/	新建
25		柳96-31	周河镇东坪	36552688	4098654	顺165-4-10H	油井	长8	超短水平井	0.1	南六接转站	南十二接转站-靖二联	/	新建
						顺165-6-10H	油井	长8	超短水平井	0.1	南六接转站	南十二接转站-靖二联	/	
						顺165-6-12H	油井	长8	超短水平井	0.1	南六接转站	南十二接转	/	

序号	作业区	井场号	地理位置	坐标（CGCS2000）		井号	井类别	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/m	X/m									
												站-靖二联		
						顺165-7-7	注水井	长8	定向井	/	/	/	南二注/清水	
						顺165-7-9	注水井	长8	定向井	/	/	/	南二注/清水	
26		柳98-32	周河镇东坪	36552990.4	4098237.8	顺165-9-9	注水井	长8	定向井	/	/	/	南二注/清水	新建
						顺165-11-11	注水井	长8	定向井	/	/	/	南二注/清水	
						顺165-11-9	注水井	长8	定向井	/	/	/	南二注/清水	
						顺165-8-12H	油井	长8	超短水平井	0.1	南六接转站	南十二接转站-靖二联	/	
						顺165-8-10H	油井	长8	超短水平井	0.1	南六接转站	南十二接转站-靖二联	/	
27		柳92-28	周河镇前湾	36552145.4	4100172.8	顺165-1-9	注水井	长8	定向井	/	/	/	南二注/清水	新建
						顺165-1-7	注水井	长8	定向井	/	/	/	南二注/清水	

序号	作业区	井场号	地理位置	坐标（CGCS2000）		井号	井类别	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/m	X/m									
						顺165-4-8H	油井	长8	超短水平井	0.1	柳89-27增	南十二接转站-靖二联	/	
28		顺118扩	周河镇东坪	36552510.4	4099518	顺165-6-8H	油井	长8	超短水平井	0.1	南十二接转站	南十二接转站-靖二联	/	新建
						顺165-8-8H	油井	长8	超短水平井	0.1	南十二接转站	南十二接转站-靖二联	/	
						顺165-3-11	注水井	长8	定向井	/	/	/	南二注/清水	
						顺165-5-9	注水井	长8	定向井	/	/	/	南二注/清水	
						顺165-5-11	注水井	长8	定向井	/	/	/	南二注/清水	
29		柳91-281	周河镇前湾	36552470.4	4100612.8	顺165-2-12H	油井	长8	超短水平井	0.1	南10增	南十二接转站-靖二联	/	新建
						顺165-2-10H	油井	长8	超短水平井	0.1	南10增	南十二接转	/	

序号	作业区	井场号	地理位置	坐标（CGCS2000）		井号	井类别	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/m	X/m									
												站-靖二联		
30		柳91-26	周河镇杨湾沟	36551690.4	4100192.8	顺165-2-8H	油井	长8	超短水平井	0.1	南10增	南十二接转站-靖二联	/	新建
						顺165-2-6H	油井	长8	超短水平井	0.1	南10增	南十二接转站-靖二联	/	
31		柳94-27	周河镇杨湾沟	36551630.4	4099727.8	顺165-4-6H	油井	长8	超短水平井	0.1	南9增	南十二接转站-靖二联	/	新建
						顺165-4-4H	油井	长8	超短水平井	0.1	南9增	南十二接转站-靖二联	/	
32		柳95-29	周河镇杨湾沟	36551878	4099513	顺165-6-6H	油井	长8	超短水平井	0.1	南9增	南十二接转站-靖二联	/	扩建
						顺165-5-5	注水井	长8	定向井	/	/	/	南二注/清水	

序号	作业区	井场号	地理位置	坐标（CGCS2000）		井号	井类别	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/m	X/m									
						顺165-3-7	注水井	长8	定向井	/	/	/	南二注/清水	
33		柳94-34	周河镇东坪	36553405.4	4098897.8	顺165-4-12H	油井	长8	超短水平井	0.1	南十二接转站	南十二接转站-靖二联	/	扩建
						顺165-10-10H	油井	长8	超短水平井	0.1	南十二接转站	南十二接转站-靖二联	/	
						顺165-10-8H	油井	长8	超短水平井	0.1	南十二接转站	南十二接转站-靖二联	/	
						顺165-5-13	注水井	长8	定向井	/	/	/	南二注/清水	
						顺165-9-13	注水井	长8	定向井	/	/	/	南二注/清水	
						顺165-7-11	注水井	长8	定向井	/	/	/	南二注/清水	
						顺165-7-13	注水井	长8	定向井	/	/	/	南二注/清水	
34		柳79-29扩	周河镇老湾	36553948	4103999	/	油井	长6	定向井	0.1	南1增	南十二接转		新建

序号	作业区	井场号	地理位置	坐标（CGCS2000）		井号	井类别	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/m	X/m									
												站-靖二联		
						/	注水井	长6	定向井	/	/	/	南二注/清水	
35		顺162-43	周河镇园峁沟	36554901	4101049	/	油井	长6	定向井	0.1	南十二接转站	南十二接转站-靖二联	/	新建
						/	注水井	长6	定向井	/	/	/	南二注/清水	
36		柳88-40	周河镇白杨树塔	36556326	4100372	/	油井	长6	定向井	0.1	南四接转站	南十二接转站-靖二联	/	新建
						/	注水井	长6	定向井	/	/	/	南二注/清水	
37		柳86-40	周河镇白杨树塔	36556347	4100785	/	油井	长6	定向井	0.1	南四接转站	南十二接转站-靖二联	/	新建
						/	注水井	长6	定向井	/	/	/	南二注/清水	
38	五二区	柳69-67	周河镇下虎湾	36566177.4	4104417.1	柳加66-681	油井	长6	定向井	0.1	南十一接转站	南十一接转	/	新建

序号	作业区	井场号	地理位置	坐标（CGCS2000）		井号	井类别	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/m	X/m									
												站-靖二联		
						柳加66-663	油井	长6	定向井	0.1	南十一接转站	南十一接转站-靖二联	/	
						柳加68-681	油井	长6	定向井	0.1	南十一接转站	南十一接转站-靖二联	/	
						柳加68-683	油井	长6	定向井	0.1	南十一接转站	南十一接转站-靖二联	/	
39		柳68-68	周河镇下虎湾	36566277.5	4103978.8	柳加66-704	注水井	长6	定向井	/	/	/	南四注/清水	扩建
						柳加68-682	注水井	长6	定向井	/	/	/	南四注/清水	
40		柳79-51	周河镇下虎湾	36560918.5	4102487.3	柳加81-52	注水井	长6	定向井	/	/	/	南三注/采出水	扩建
						柳加80-512	油井	长6	定向井	0.1	柳80-52增	南三接转站-靖二联	/	

序号	作业区	井场号	地理位置	坐标（CGCS2000）		井号	井类别	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/m	X/m									
						柳加80-531	油井	长6	定向井	0.1	柳80-52增	南三接转站-靖二联	/	
41		柳83-551扩	周河镇后二里湾	36561430.3	4101370.4	柳加82-521	油井	长6	定向井	0.1	柳80-52增	南三接转站-靖二联	/	扩建
						柳加80-532	油井	长6	定向井	0.1	柳80-52增	南三接转站-靖二联	/	
						柳加82-541	油井	长6	定向井	0.1	柳80-52增	南三接转站-靖二联	/	
42		柳82-47	周河镇新庄	36559537.4	4101350.4	柳加81-48	注水井	长6	定向井	/	/	/	南三注/采出水	新建
						柳加84-481	油井	长6	定向井	0.1	南三接转站	南三接转站-靖二联	/	
						柳加82-482	油井	长6	定向井	0.1	南三接转站	南三接转站-靖二联	/	
43		柳83-51	周河镇新庄	36559537.4	4101350.4	柳加84-482	油井	长6	定向井	0.1	南三接转站	南三接转站-靖二联	/	扩建

序号	作业区	井场号	地理位置	坐标（CGCS2000）		井号	井类别	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/m	X/m									
						柳加82-502	油井	长6	定向井	0.1	南三接转站	南三接转站-靖二联	/	
志丹县														
44	虎狼峁	柳156-013	顺宁镇后胶泥庄	36558134	4082278	柳加平155-0102	油井	长6	超短水平井	0.1	柳33增	靖五联	/	新建
						柳加平153-102	油井	长6	超短水平井	0.1	柳33增	靖五联	/	
						新柳156-010	注水井	长6	定向井	/	/	/	靖五联/采出水	
						柳加平155-0101	油井	长6	超短水平井	0.1	柳33增	靖五联	/	
45		柳157-015	顺宁镇何家塌	36557695	4082296	柳加平155-011	油井	长6	超短水平井	0.1	柳33增	靖五联	/	新建
						柳加平154-011	油井	长6	超短水平井	0.1	柳33增	靖五联	/	
46		柳155-016	顺宁镇何家塌	36557413	4082566	柳加平154-013	油井	长6	超短水平井	0.2	柳33增	靖五联	/	新建

序号	作业区	井场号	地理位置	坐标（CGCS2000）		井号	井类别	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/m	X/m									
						柳加平155-013	油井	长6	超短水平井	0.2	柳33增	靖五联	/	
47		柳151-010	顺宁镇后胶泥庄	36558265	4083048	柳加154-10	注水井	长6	长水平井	/	/	/	靖五联/采出水	新建
						柳加155-012	注水井	长6	长水平井	/	/	/	靖五联/采出水	
						柳加154-12	注水井	长6	长水平井	/	/	/	靖五联/采出水	
48		柳124-03	顺宁镇贾家沟叉	36557973	4089980	顺98H3-6	油井	长8	长水平井	0.2	柳41增	柳三脱	/	新建
						顺98H3-7	油井	长8	长水平井	0.2	柳41增	柳三脱	/	
						顺98H3-8	油井	长8	长水平井	0.2	柳41增	柳三脱	/	
49		柳141-011	顺宁镇任庄	36557481.5	4086398.8	顺269H5	油井	长7	长水平井	0.2	柳141-011油气混输装置	柳三脱	/	新建
						顺269H6	油井	长7	长水平井	0.2	柳141-011油气混输装置	柳三脱	/	

序号	作业区	井场号	地理位置	坐标（CGCS2000）		井号	井类别	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/m	X/m									
50		柳140-013	顺宁镇任庄	36556830.7	4086231.4	顺269H7	油井	长7	长水平井	0.2	柳141-011油气混输装置	柳三脱	/	新建
						顺269H8	油井	长7	长水平井	0.2	柳141-011油气混输装置	柳三脱	/	
吴起县														
51	新寨	旗040-63	吴起街道园包崾崄	36502107	4100584	吴464-11-14H	油井	长4+5	超短水平井	0.1	旗17增	吴二联	/	新建
						吴464-11-014H	油井	长4+5	超短水平井	0.1	旗17增	吴二联	/	
52		吴平462-10	吴起街道园包崾崄	36501942	4100228	吴464-13-12H	油井	长4+5	超短水平井	0.1	旗17增	吴二联	/	新建
						吴464-13-012H	油井	长4+5	超短水平井	0.1	旗17增	吴二联	/	
						吴464-10-15	注水井	长4+5	定向井	/	/	/	吴二联/采出水	
53		旗040-61	吴起街道园包崾崄	36501791	4100343	吴464-11-13H	油井	长4+5	超短水平井	0.1	旗17增	吴二联	/	新建

序号	作业区	井场号	地理位置	坐标（CGCS2000）		井号	井类别	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/m	X/m									
						吴464-11-013H	油井	长4+5	超短水平井	0.1	旗17增	吴二联	/	
54		旗034-56	吴起街道寨子沟	36501610	4099609	吴464-10-14	注水井	长4+5	定向井	/	/	/	吴二联/采出水	新建
						吴464-12-13	注水井	长4+5	定向井	/	/	/	吴二联/采出水	
						吴464-12-12	注水井	长4+5	定向井	/	/	/	吴二联/采出水	
55		旗042-62扩	吴起街道冯家梁	36502721	4099965	吴464-13-13H	油井	长4+5	超短水平井	0.1	旗17增	吴二联	/	新建
						吴464-13-013H	油井	长4+5	超短水平井	0.1	旗17增	吴二联	/	
						吴464-12-14	注水井	长4+5	定向井	/	/	/	吴二联/采出水	
56		旗034-58	吴起街道寨子沟	36501716	4099551	吴464-11-015H	油井	长4+5	超短水平井	0.1	旗17增	吴二联	/	新建
						吴464-11-15H	油井	长4+5	超短水平井	0.1	旗17增	吴二联	/	

序号	作业区	井场号	地理位置	坐标（CGCS2000）		井号	井类别	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/m	X/m									
57		吴平421-13	吴起街道冯家梁	36502861	4099449	吴464-14-15	注水井	长4+5	定向井	/	/	/	吴二联/采出水	新建
						吴464-12-15	注水井	长4+5	定向井	/	/	/	吴二联/采出水	
58		旗032-55	吴起街道寨子沟	36501768	4099247	吴464-14-12	注水井	长4+5	定向井	/	/	/	吴二联/采出水	新建
						吴464-13-14H	油井	长4+5	超短水平井	0.1	旗17增	吴二联	/	
						吴464-13-014H	油井	长4+5	超短水平井	0.1	旗17增	吴二联	/	
59		旗2-16	吴起街道庙儿咀	36502123.5	4088236.3	元181-03-04	油井	长6	定向井	0.1	旗20增	吴二联	/	新建
						元181-04-04	注水井	长6	定向井	/	/	/	吴二联/采出水	
60		旗02-17	吴起街道庙儿咀	36502201	4088637.5	元181-02-03	油井	长6	定向井	0.1	旗20增	吴二联	/	新建
						元181-02-04	注水井	长6	定向井	/	/	/	吴二联/采出水	

序号	作业区	井场号	地理位置	坐标（CGCS2000）		井号	井类别	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/m	X/m									
						元181-01-04	油井	长6	定向井	0.1	旗20增	吴二联	/	
						元181-2-05	油井	长6	定向井	0.1	旗20增	吴二联	/	
						元181-01-03	油井	长6	定向井	0.1	旗20增	吴二联	/	
						元181-1-03	油井	长6	定向井	0.1	旗20增	吴二联	/	
						元181-1-04	注水井	长6	定向井	/	/	/	吴二联/采出水	
61		旗2-13	吴起街道庙儿咀	36502183.5	4087851.3	元181-04-03	油井	长6	定向井	0.1	旗20增	吴二联	/	新建
						元181-03-03	油井	长6	定向井	0.1	旗20增	吴二联	/	
						元181-01-02	油井	长6	定向井	0.1	旗20增	吴二联	/	
						元181-05-02	油井	长6	定向井	0.1	旗20增	吴二联	/	
						元181-03-01	油井	长6	定向井	0.1	旗20增	吴二联	/	
						元181-04-01	油井	长6	定向井	0.1	旗20增	吴二联	/	

序号	作业区	井场号	地理位置	坐标（CGCS2000）		井号	井类别	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/m	X/m									
						元181-02-01	油井	长6	定向井	0.1	旗20增	吴二联	/	
						元181-04-02	注水井	长6	定向井	/	/	/	吴二联/采出水	
						元181-02-02	注水井	长6	定向井	/	/	/	吴二联/采出水	
62		旗015-38	吴起街道西湾	36502577.7	4094063.3	吴527-03-02H	油井	长2	超短水平井	0.1	旗8增	吴二联	/	新建
						吴527-02-02H	油井	长2	超短水平井	0.1	旗8增	吴二联	/	
63		旗017-36	吴起街道王河	36501285	4094481	吴527-1-1H	油井	长2	超短水平井	0.1	旗16-33油气混输装置	吴二联	/	新建
						吴527-01-01	注水井	长2	定向井	/	/	/	吴二联/采出水	
64		吴平468-8A	吴起街道西湾	36502557.87	4093284.26	吴527-2-1H	油井	长2	超短水平井	0.1	旗8增	吴二联	/	新建
						吴527-7-5	注水井	长2	定向井	/	/	/	吴二联/采出水	

序号	作业区	井场号	地理位置	坐标（CGCS2000）		井号	井类别	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/m	X/m									
						吴527-8-5H	油井	长2	超短水平井	0.1	旗8增	吴二联	/	
						吴527-9-6H	油井	长2	超短水平井	0.1	旗8增	吴二联	/	
65	盘古梁	塞369-25	五古城镇郝家沟	36546457.26	4113268.3	新484-2-1H	油井	延9	定向井	0.1	盘60-19增	靖三联	/	扩建
合计			井场65座，其中45座为新建井场，20座为现有井场扩建；共钻井193口，其中油井123口，注水井70口											

表 3.5-2　本项目管线部署情况

序号	作业区	工程名称	管线规格	管线类型	管材类型	管线长度/km	设计压力/MPa	备注
1	郝坨梁	于五增沟底管线改线	Φ60×5	出油	L245N无缝钢管	0.75	4	/
2		盘25-38区域管线改线	Φ60×5	出油	L245N无缝钢管	0.55	4	/
3		盘29-31注水干线	Φ76×5	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	0.75	25	/
4		盘29-34至盘五转出油管线	Φ60×5	出油	L245N无缝钢管	0.82	4	/
5		北六转水源井供水管线	Φ80×8	供水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	1.3	25	/
6		盘29-31至北六转出油管线	Φ60×5	出油	L245N无缝钢管	1.3	4	同沟敷设
7		盘29-31至北六转注水管线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	1.3	25	
8		冯60-86注水管线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	1.7	25	/
9		盘43-38扩至冯71-90扩出油管线	Φ60×5	出油	L245N无缝钢管	1.3	4	同沟敷设
10		盘43-38扩至冯71-90扩注水管线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	1.3	25	
11		冯71-90扩至盘二转油点出油管线	Φ76×5	出油	L245N无缝钢管	3.6	4	同沟敷设
12		冯71-90扩至盘二转油点注水管线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	3.6	25	
13		冯73-92扩至冯71-90扩出油管线	Φ60×5	出油	L245N无缝钢管	0.9	4	同沟敷设

序号	作业区	工程名称	管线规格	管线类型	管材类型	管线长度/km	设计压力/MPa	备注
14		冯73-92扩至冯71-90扩注水管线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	0.9	25	
15		冯68-91扩至冯71-90扩出油管线	Φ60×5	出油	L245N无缝钢管	0.8	4	同沟敷设
16		冯68-91扩至冯71-90扩注水管线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	0.8	25	
17		冯71-94至冯71-90扩出油管线	Φ60×5	出油	L245N无缝钢管	1.5	4	同沟敷设
18		冯71-94至冯71-90扩注水管线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	1.5	25	
19		冯74-91至冯71-90扩出油管线	Φ60×5	出油	L245N无缝钢管	1.7	4	同沟敷设
20		冯74-91至冯71-90扩注水管线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	1.7	25	
21		盘36-28扩至盘33-21接转站出油管线	Φ60×5	出油	L245N无缝钢管	1.45	4	同沟敷设
22		盘36-28扩至盘33-21接转站注水管线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	1.45	25	
23		盘36-25扩至盘33-21接转站出油管线	Φ60×5	出油	L245N无缝钢管	1.1	4	同沟敷设
24		盘36-25扩至盘33-21接转站注水管线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	1.1	25	
25		盘83-33至盘85-37扩出油管线	Φ60×5	出油	L245N无缝钢管	0.5	4	同沟敷设
26		盘83-33至盘85-37扩注水管线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	0.5	25	
27		盘85-37扩至新9扩出油管线	Φ60×5	出油	L245N无缝钢管	4.1	4	同沟敷设
28		盘85-37扩至新9扩注水管线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	4.1	25	
29		顺53-5至盘85-37扩出油管线	Φ60×5	出油	L245N无缝钢管	1.5	4	同沟敷设
30		顺53-5至盘85-37扩注水管线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	1.5	25	
31		盘45-32至盘二转油点出油管线	Φ60×5	出油	L245N无缝钢管	1.36	4	同沟敷设
32		盘45-32至盘二转油点注水管线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	1.36	25	
33		盘45-31扩至盘二转油点出油管线	Φ60×5	出油	L245N无缝钢管	0.2	4	同沟敷设
34		盘45-31扩至盘二转油点注水管线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	0.2	25	
35		盘50-31扩至盘二转油点出油管线	Φ60×5	出油	L245N无缝钢管	1.6	4	同沟敷设

序号	作业区	工程名称	管线规格	管线类型	管材类型	管线长度/km	设计压力/MPa	备注
36		盘50-31扩至盘二转油点注水管线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	1.6	25	
37		盘48-30扩至盘二转油点出油管线	Φ60×5	出油	L245N无缝钢管	1.72	4	同沟敷设
38		盘48-30扩至盘二转油点注水管线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	1.72	25	
39		盘48-36至盘二转油点出油管线	Φ60×5	出油	L245N无缝钢管	1.1	4	同沟敷设
40		盘48-36至盘二转油点注水管线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	1.1	25	
41		高338至盘二转油点出油管线	Φ60×5	出油	L245N无缝钢管	1.1	4	同沟敷设
42		高338至盘二转油点注水管线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	1.1	25	
43		盘2增至靖三联输油管线	Φ89×5	输油	L245N无缝钢管	4.9	4	同沟敷设
44		盘2增至靖三联注水干线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	4.9	25	
45		周河供水站至盘一注输水管线	Φ80×8	供水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	7.2	25	/
46		周河供水站至盘五注输水管线	Φ80×8	供水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	4.8	25	/
47		盘四接转站至靖三联外输管线	Φ76×5	输油	L245N无缝钢管	8.3	4	/
48		盘102干线至冯70-90扩注水支线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	3.4	25	/
49		冯63-88组至新3增集油管线	Φ76×5	集油	L245N无缝钢管	2.4	4	/
50		冯71-96井组至新六增集油管线	Φ76×5	集油	L245N无缝钢管	1.2	4	/
51		盘38-38增至盘38-40注水管线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	1.26	25	/
52		盘51-25配至盘51-26井组注水管线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	0.4	25	/
53		盘53-20配至盘51-20井组、盘55-21、盘51-22注水管线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	0.5	25	/
54		盘54-24注水管线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	0.3	25	/
55		盘55-27至盘58-27注水管线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	1	25	/
56		盘55-27至盘59-25增单井集油管线	Φ76×5	集油	L245N无缝钢管	1.7	4	/
57		盘58-25井组至盘59-25增单井集油管线	Φ76×5	集油	L245N无缝钢管	0.6	4	/

序号	作业区	工程名称	管线规格	管线类型	管材类型	管线长度/km	设计压力/MPa	备注
58		盘58-25配至盘58-23配注水管线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	1.05	25	/
59		盘59-24井组至盘59-23井组单井集油管线	Φ76×5	集油	L245N无缝钢管	0.4	4	/
60		盘58-23井组至盘59-25增单井集油管线	Φ76×5	集油	L245N无缝钢管	1.1	4	/
61		盘一注水站至盘55-23、盘57-32单井注水管线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	0.2	25	/
62	五一区	柳79-29扩至柳77-28增出油管线	Φ60×5	出油	L245N无缝钢管	1	4	同沟敷设
63		柳79-29扩至柳77-28增注水管线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	1	25	
64		柳91-26扩至柳89-27增出油管线	Φ60×5	出油	L245N无缝钢管	1.25	4	同沟敷设
65		柳91-26扩至柳89-27增注水管线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	1.25	25	
66		柳85-35扩至南一增出油管线	Φ60×5	出油	L245N无缝钢管	1.25	4	/
67		柳85-35扩至柳85-36注水管线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	0.15	25	/
68		柳102-292至顺一增出油管线	Φ60×5	出油	L245N无缝钢管	1.5	4	/
69		柳102-292至南六注注水管线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	1.2	25	/
70		柳96-31至柳95-29出油管线	Φ60×5	出油	L245N无缝钢管	1.5	4	/
71		柳98-32至柳95-29出油管线	Φ60×5	出油	L245N无缝钢管	2	4	/
72		柳92-28至南10增出油管线	Φ60×5	出油	L245N无缝钢管	1	4	同沟敷设
73		柳92-28至南10增注水管线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	1	25	
74		柳91-281至南10增出油管线	Φ60×5	出油	L245N无缝钢管	0.5	4	同沟敷设
75		柳91-281至南10增注水管线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	0.5	25	
76		柳91-26至南10增出油管线	Φ60×5	出油	L245N无缝钢管	1.4	4	/
77		柳94-27至柳95-29出油管线	Φ60×5	出油	L245N无缝钢管	0.6	4	同沟敷设
78		柳94-27至柳95-29注水管线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	0.6	25	
79		柳95-29至柳95-29扩出油管线	Φ60×5	出油	L245N无缝钢管	1.6	4	/
80		柳95-29路口至南10增注水干线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	3.6	25	/

序号	作业区	工程名称	管线规格	管线类型	管材类型	管线长度/km	设计压力/MPa	备注
81		柳94-34至柳95-29出油管线	Φ60×5	出油	L245N无缝钢管	2.3	4	/
82		柳94-34至柳95-30注水管线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	1.45	25	/
83		柳94-25至南10增出油管线	Φ60×5	出油	L245N无缝钢管	2.65	4	/
84		柳94-25至柳95-29注水管线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	1.55	25	/
85		顺162-43至顺162脱出油管线	Φ60×5	出油	L245N无缝钢管	3.9	4	同沟敷设
86		顺162-43至顺162脱注水管线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	3.9	25	
87		高152至顺162脱出油管线	Φ60×5	出油	L245N无缝钢管	3.1	4	同沟敷设
88		高152至顺162脱注水管线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	3.1	25	
89		顺162-22至顺162脱出油管线	Φ60×5	出油	L245N无缝钢管	1.85	4	同沟敷设
90		顺162-22至顺162脱注水管线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	1.85	25	
91		南九增至南10增外输管线	Φ76×5	输油	L245N无缝钢管	3.1	4	/
92		南10增至南十二转外输管线	Φ89×5	输油	L245N无缝钢管	3.5	4	/
93		南六转至南十二转外输管线	Φ114×5	输油	L245N无缝钢管	6.7	4	/
94		南十二转-柳95-29井场注水干线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	6.3	25	/
95	五二区	2#转油点外输管线	Φ76×5	输油	L245N无缝钢管	2.3	4	/
96		南十一转外输管线	Φ76×5	输油	L245N无缝钢管	6.65	4	/
97		柳85-54增外输管线	Φ76×5	输油	L245N无缝钢管	6.65	4	/
98		南三注至南五注供水干线	Φ80×8	供水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	2.3	25	/
99		柳71-60注水管线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	1.05	25	/
100		柳76-62注水管线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	2.5	25	/
101		柳80-57注水管线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	1	25	/
102		柳80-60注水管线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	0.8	25	/
103		柳76-64注水管线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	2.05	25	/
104		柳75-64注水管线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	0.85	25	/
105		柳72-64 注水管线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	0.3	25	/
106		柳74-62注水管线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	0.8	25	/

序号	作业区	工程名称	管线规格	管线类型	管材类型	管线长度/km	设计压力/MPa	备注
107		柴33-26注水管线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	1.3	25	/
108		柳77-58注水管线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	2	25	/
109		柳78-56注水管线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	0.6	25	/
110		柳78-60注水管线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	0.35	25	/
111		柳69-67至南十一转出油管线	Φ60×5	出油	L245N无缝钢管	1.2	4	同沟敷设
112		柳69-67至南十一转供气管线	Φ60×5	供气	L245N无缝钢管	1.2	2.5	
113		柳69-67至南十一转注水管线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	1.2	25	
114		柳69-68至柳69-67出油管线	Φ60×5	出油	L245N无缝钢管	0.7	4	/
115		柳81-51至柳80-52增出油管线	Φ60×5	出油	L245N无缝钢管	0.5	4	/
116		柳81-51至柳81-53注水管线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	0.6	25	同沟敷设
117		柳81-51至柳81-53供气管线	Φ60×5	供气	L245N无缝钢管	0.6	2.5	
118		柳82-47至南三转出油管线	Φ60×5	出油	L245N无缝钢管	0.8	4	同沟敷设
119		柳82-47至南三转供气管线	Φ60×5	供气	L245N无缝钢管	0.8	2.5	
120		柳82-47至南三转注水管线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	0.8	25	
121		南十一转至南十转转水管线	Φ80×8	供水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	6.7	25	同沟敷设
122		南十一转至南十转供气管线	Φ76×5	供气	L245N无缝钢管	6.7	2.5	
123	虎狼峁	柳124-03至柳26增出油管线	Φ60×5	出油	L245N无缝钢管	0.7	4	同沟敷设
124		柳124-03至柳26增供气管线	Φ60×5	供气	L245N无缝钢管	0.7	2.5	
125		柳124-03至柳26增注水管线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	0.7	25	
126		柳155-016至柳33增出油管线	Φ60×5	出油	L245N无缝钢管	1.3	4	同沟敷设
127		柳155-016至柳33增供气管线	Φ60×5	供气	L245N无缝钢管	1.3	2.5	
128		柳155-016至柳33增注水管线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	1.3	25	
129		柳155-014至柳33增出油管线	Φ60×5	出油	L245N无缝钢管	0.65	4	/
130		柳157-015至柳33增出油管线	Φ60×5	出油	L245N无缝钢管	0.65	4	/
131		柳155-010至柳33增出油管线	Φ60×5	出油	L245N无缝钢管	0.7	4	同沟敷设
132		柳155-010至柳33增供气管线	Φ60×5	供气	L245N无缝钢管	0.7	2.5	

序号	作业区	工程名称	管线规格	管线类型	管材类型	管线长度/km	设计压力/MPa	备注
133		柳141-011至柳138-06出油管线	Φ60×5	出油	L245N无缝钢管	1.15	4	/
134		保1至柳138-06出油管线	Φ60×5	出油	L245N无缝钢管	2.1	4	同沟敷设
135		保1至柳138-06供气管线	Φ60×5	供气	L245N无缝钢管	2.1	2.5	
136		保1至柳138-06注水管线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	2.1	25	
137		柳140-013至柳138-06出油管线	Φ60×5	出油	L245N无缝钢管	1.67	4	/
138		柳138-06至柳三脱外输管线	Φ76×5	输油	L245N无缝钢管	2.8	4	/
139		柳138-06至柳三脱供气管线	Φ60×5	供气	L245N无缝钢管	3.3	2.5	/
140		塞237至柳138-06返供干气管线	Φ60×5	供气	L245N无缝钢管	2.6	2.5	/
141		柳120-3至柳26增出油管线	Φ60×5	出油	L245N无缝钢管	1.6	4	/
142		柳145-9至柳11增出油管线	Φ60×5	出油	L245N无缝钢管	2.5	4	/
143		柳141-011至柳三脱集油管线	Φ76×5	集油	L245N无缝钢管	3.8	4	/
144		新柳8增至靖五联集油管线	Φ89×5	集油	L245N无缝钢管	5.3	4	/
145		柳10增至高113注水管线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	4.8	25	/
146		柳19增至柳三脱注水干线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	8.7	25	/
147		柳41增-柳三脱集油管线	Φ89×5	集油	L245N无缝钢管	5	4	/
148		柳35增至靖五联集油管线	Φ89×5	集油	L245N无缝钢管	10	4	/
149		柳141-4至柳三脱集油管线	Φ76×5	集油	L245N无缝钢管	4	4	/
150	五一区	25#水源井至南五转供水管线	Φ80×8	供水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	2.4	25	/
151	跨越五一区、五二区	高355至南二转出油管线	Φ60×5	出油	L245N无缝钢管	1.7	4	/
152		高355至南二注注水管线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	3.35	25	/
153	新寨	旗040-63至旗17增出油管线	Φ60×5	出油	L245N无缝钢管	2.25	4	同沟敷设
154		旗040-63至旗17增注水管线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	2.25	25	

序号	作业区	工程名称	管线规格	管线类型	管材类型	管线长度/km	设计压力/MPa	备注
155		旗040-61至旗17增出油管线	Φ60×5	出油	L245N无缝钢管	2.7	4	同沟敷设
156		旗040-61至旗17增注水管线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	2.7	25	
157		吴平462-10至旗17增出油管线	Φ60×5	出油	L245N无缝钢管	2.1	4	同沟敷设
158		吴平462-10至旗17增注水管线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	2.1	25	
159		旗042-62至旗17增出油管线	Φ60×5	出油	L245N无缝钢管	1.55	4	同沟敷设
160		旗042-62至旗17增注水管线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	1.55	25	
161		吴平421-13至旗17增出油管线	Φ60×5	出油	L245N无缝钢管	1.9	4	同沟敷设
162		吴平421-13至旗17增注水管线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	1.9	25	
163		旗034-56至旗17增出油管线	Φ60×5	出油	L245N无缝钢管	1.52	4	同沟敷设
164		旗034-56至旗17增注水管线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	1.52	25	
165		旗034-58至旗17增出油管线	Φ60×5	出油	L245N无缝钢管	1.45	4	同沟敷设
166		旗034-58至旗17增注水管线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	1.45	25	
167		旗032-55至旗17增出油管线	Φ60×5	出油	L245N无缝钢管	1.36	4	同沟敷设
168		旗032-55至旗17增注水管线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	1.36	25	
169		新313-190至旗15增出油管线	Φ60×5	出油	L245N无缝钢管	2.9	4	同沟敷设
170		新313-190至旗15增注水管线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	2.9	25	
171		旗2-13至旗20增出油管线	Φ60×5	出油	L245N无缝钢管	1.65	4	同沟敷设
172		旗2-13至旗20增注水管线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	1.65	25	
173		旗2-16至旗20增出油管线	Φ60×5	出油	L245N无缝钢管	1.05	4	同沟敷设
174		旗2-16至旗20增注水管线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	1.05	25	
175		旗02-17至旗20增出油管线	Φ60×5	出油	L245N无缝钢管	0.75	4	同沟敷设
176		旗02-17至旗20增注水管线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	0.75	25	
177		吴平463-8至吴544增出油管线	Φ60×5	出油	L245N无缝钢管	7.1	4	同沟敷设
178		吴平463-8至吴544增注水管线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	7.1	25	
179		吴平462-11至旗七转出油管线	Φ60×5	出油	L245N无缝钢管	4.3	4	同沟敷设
180		吴平462-11至旗七转注水管线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	4.3	25	

序号	作业区	工程名称	管线规格	管线类型	管材类型	管线长度/km	设计压力/MPa	备注
181		旗15增至吴平462-11出油管线	Φ60×5	出油	L245N无缝钢管	7.2	4	同沟敷设
182		旗15增至吴平462-11注水管线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	7.2	25	
183		旗20增至旗11增输油管线	Φ76×5	输油	L245N无缝钢管	4.3	4	同沟敷设
184		旗20增至旗11增注水管线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	4.3	25	
185		旗七转至吴二联输油管线	Φ76×5	输油	L245N无缝钢管	4.8	4	同沟敷设
186		旗七转至吴二联注水管线	Φ60×8	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	4.8	25	
187		旗22增-旗七转集油管线	Φ89×5	集油	L245N无缝钢管	3.6	4	/
188		旗二注-旗20增注水干线	Φ76×5	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	7.5	25	/
189		吴二联-旗22增注水干线	Φ76×5	注水	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	12.5	25	/
190		旗016-33至旗五转集油管线	Φ76×5	集油	L245N无缝钢管	6	4	/
拟建管线190条433.4km，其中油管线91条213.15km，气管线10条19.78km，水管线89条200.47km								

表 3.5-3　本项目涉及的站场部署情况表

序号	区县	作业区	站场	站场坐标（CGCS2000）		建设内容	备注
				Y/m	X/m		
1	靖边	盘古梁作业区	盘一注	36552643.920	4111840.356	更换维修频繁注水泵3台，更换九井式高压配注阀组1座	改建
2			周河供水站	36552086.886	4107017.863	更换周河供水站供水泵3台（Q=100m³/h，H=600m）	改建
3			新9增扩	36547636.557	4107895.073	新建8m³缓冲罐1具；新建5井式集油收球加药一体化集成装置1具；改建来油计量阀组1套	改建
4			盘2增	36554993.053	4113895.453	改建来油计量阀组1套；新建柱塞混输装置，45m³/h 4.0MPa	在原有场站新建增压装置
5			靖三联	36552498.984	4114082.872	来油计量阀组1套	改建
6			冯79-10扩	36557328.003	4114068.496	Q=20m³/h P=4.0MPa	新建油气混输装置
7			盘85-37扩	36548738.141	4104740.207	Q=11m³/h P=4.0MPa	
8		五里湾第一采油作业区	南二注	36554041.149	4099987.980	更换维修频繁注水泵3台，更换八井式高压配注阀组1座	改建
9			南十二转	36554437.508	4101595.660	扩建脱水系统，规模为200m³/d；来油计量阀组1套	改建
10			南10增	36552235.915	4100957.299	新增柱塞混输装置，75m³/h 4.0MPa	在原有场站新建增压装置
11		五里湾第二采油作业区	南四注	36565647.715	4103733.497	更换六井式高压配注阀组1座	改建

12	志丹	虎狼峁作业区	柳三脱	36559062.579	4086935.717	来油计量阀组3套；新建供水泵2台（Q=120m³/h，H=250m，N=132kW）	改建
13			柳41增	36557680.727	4090481.788	新建柱塞混输装置，75m³/h 4.0MPa	在原有场站新建增压装置
14			柳141-4	36559207.090	4085406.618	Q=30m³/h P=4.0MPa	新建油气混输装置
15			柳141-011	36557470.308	4086050.802	Q=30m³/h P=4.0MPa	
16	吴起	新寨作业区	旗五转	36504786.279	4093594.930	来油计量阀组1套	改建
17			旗七转	36504209.038	4099789.744	来油计量阀组1套	改建
18			旗22增	36504442.739	4094685.404	柱塞混输装置，75m³/h 4.0MPa	在原有场站新建增压装置
19			旗016-33	36501599.794	4093237.123	Q=25m³/h P=4.0MPa	新建油气混输装置

本次区域产能建设将依托现有油区的建设、运行情况，对现有油区加密布井，依据掌握的油藏储量情况，有序进行开发。

3.5.3 项目组成与建设内容

陕西区域 2026 年产建工程共部署产能 13.2 万吨，均在现有区块范围内加密部署，地面骨架系统基本建成，主要对各区块系统能力进行完善，以确保 2026 年新增产建需求。根据开发利用方案，本项目没有封井工程，总体按照靖边区域、志丹区域、吴起区域进行划分，井区产建由钻井、地面、公辅、环保等工程组成。本次产建部署井场 65 座，其中 45 座为新建井场，20 座为现有井场扩建；共钻井 193 口，其中油井 125 口（均为开发井，不涉及勘探井转生产井），注水井 70 口（本项目不涉及采油井转注水井）。本项目拟建管线 190 条 433.4km，其中油管线 91 条 213.15km，气管线 10 条 19.78km，水管线 89 条 200.47km，管线优先同沟敷设。本项目同时对盘一注、周河供水站、新 9 增扩、

靖三联、南二注、南十二转等站场进行改造；在部分已建场站站内新建增压装置或油气混输装置。本项目工程目组成见表 3.5-4~表 3.5-6。

表 3.5-4　本工程项目组成表（靖边）

类别	工程			建设内容
主体工程	钻前工程			新建井场24座，扩建井场19座 郝坨梁作业区：新建4座，扩建既有井场3座 盘古梁作业区：新建6座，扩建既有井场9座 五一区：新建12座，扩建既有井场3座 五二区：新建2座，扩建既有井场4座 包括井场的平整、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			新钻油水井128口，其中油井77口，水井51口 郝坨梁作业区：新建油井10口，新建注水井10口 盘古梁作业区：新建油井30口，新建注水井16口 五一区：新建油井24口，新建注水井21口 五二区：新建油井13口，新建注水井4口
	储层改造工程			主要为新钻82口油井的射孔、压裂等储层改造工程。
	油气集输工程	场站工程	井场	郝坨梁作业区：新建4座，扩建既有井场3座 盘古梁作业区：新建6座，扩建既有井场9座 五一区：新建12座，扩建既有井场3座 五二区：新建2座，扩建既有井场4座
			站场	盘古梁作业区：在盘一注、周河供水站、新9增扩、靖三联站内进行改造，在盘二转油点新建盘2增压装置，在冯79-10扩、盘85-37扩井场内新建油气混输装置 五一区：在南二注、南十二转站内进行改造，在柳89-271井场内新建南10增压装置 五二区：在南四注站内进行改造
		管线工程	/	拟建管线122条226.59km，其中油管线55条109.05m，气管线4条9.3km，水管线63条108.24km 郝坨梁作业区：拟建8条管线8.47lm，其中油管线4条3.42km，水管线4条5.05km 盘古梁作业区：拟建管线53条96.67km，其中油管线25条46.13m，水管线28条50.54km 五一区：拟建管线33条68.15km，其中油管线19条40.7m，水管线14条27.45km 五二区：拟建管线28条53.3km，其中油管线7条18.8m，气管线4条9.3km，水管线17条25.2km
辅助工程	道路工程			五一区：南10增进站道路，0.5km，支道标准
公用	供水工程			钻井生产用水采用拉水，水源来自周边油田水源井。
	供气工程			运行期不涉及新增用气设备。
	供热工程			运行期不涉及新增用热设备。

类别	工程			建设内容
工程	供电工程			既有井场扩建利用既有供电设施，新建井场新建10kV输电线路，柱上变电站35座（其中郝坨梁作业区4座，盘古梁作业区7座，五一区12座，五二区12座），电源来自周边井场柱上变。
	通信工程			新建井场通信设备24套（其中郝坨梁作业区4套，盘古梁作业区6套，五一区12套，五二区2套），12芯架空光缆。
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。
			柴油机尾气	采用符合国标的燃料及设备，通过简易排气筒排放，排气管朝向避开项目区工作人员办公生活的方位。
			试油储油罐	试油期采出液通过密闭管线进入储液罐，储液罐为卧式防腐固定顶罐，采用环密技术防止烃类泄漏。储液罐安装装车鹤管，装车过程采用浸没式。
		运行期	井场	井场采用套管集气、定压阀定压回收套管气。
			集输管线	原油及伴生气采用密闭管线混输。
	污水处理	施工期	生活污水	井场设置防渗旱厕，施工期生活污水均排入防渗旱厕内，旱厕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，废弃钻井泥浆上清液由罐车拉运至依托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	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。
			措施废液	靖边区域措施废液依托柳92-33井组和柳16-35井组措施返排液处理站处理达标后回注油层驱油，不外排。
	噪声防治	施工期	汽车	汽车限速、减少鸣笛等。
			设备噪声	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；柴油机设置基础减震等；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	废弃钻井泥浆和不含油岩屑	泥浆不落地系统配套有脱水系统，脱水后外运固体废物含水率应在60%以下，随产随清，定期交有资质单位合理处置。
			含油岩屑	单独收集、暂存，定期交有资质单位合理处置。
			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%。

类别	工程			建设内容
			废润滑油	单独收集、暂存，定期交有资质单位合理处置。
			改造站场废旧设备	拆除的旧设备经清洗、吹扫等无害化处置后作为废旧物资回收，按《长庆油田分公司资产集中处置试点工作方案》中相关要求进行集中处置。清洗、吹扫过程中产生的落地油、含油污泥定期交有资质单位合理处置。
			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。
			废焊条	收集后交由生产厂家回收。
			建筑垃圾	有计划堆放、按要求分类回收利用或作建筑垃圾运送至政府指定场所统一处置。
			废防渗布、清罐底泥	废防渗布单独收集、暂存，定期交有资质单位合理处置；清罐底泥单独收集、暂存，定期定期交有资质单位合理处置。
			钻井添加剂外包装袋	定期交废品回收单位回收处置。
			废蓄电池	废旧蓄电池由新电池厂家更换时回收，定期交有资质单位合理处置，不在井场内临时储存。
		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	清罐作业产生的油泥直接交有资质单位合理处置，不暂存。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。
			废防渗布、废润滑油及其包装桶	废防渗布、废润滑油及其包装桶收集后送至现有含油污油泥暂存点暂存，定期交有资质单位合理处置。
	风险防范措施	施工期	柴油储罐风险防范	柴油储罐采用卧式，储罐底部焊接钢支架实现储罐架空，底部铺设防渗土工布膜进行重点防渗处理，四周采用设置土制围堰，防渗土工布膜铺设整个罐区并超出围堰边界1m，使得储罐放置区围堰内容积满足单罐容积。
			井喷风险防范措施	安装井控设施、防喷培训、钻井液储备等，按钻井行业规范和设计要求完成。
		运行期	井场	现有井场利用现有的污油污水池，新建井场按清洁文明井场要求建设污油污水池（各5m^3），事故下含油污水等进入井场含油污水池内。
			管线	成立专业队伍，定期巡检管线，加强管线巡检力度，对裸露、腐蚀、老化的管线及时更换，降低泄漏事故的发生。
			应急预案	修编现有的事故应急预案，纳入本项目，并在当地生态环境主管部门备案。
	标准化井场建设			新建35座（其中郝坨梁作业区4座，盘古梁作业区7座，五一区12座，五二区12座）井场参照《陕北油气田开采

类别	工程		建设内容
			清洁文明井场验收标准》要求建设标准化井场，设置二池一沟，井场周边设施绿化工程。
	生态恢复	施工期	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；危废交有资质单位安全处置 管线：采取封堵措施后留在地下不取出
依托工程	原油集输		本区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		郝坨梁作业区、盘古梁作业区依托新86接转站、靖三联、北四转等现有站场处理；五里湾一区依托顺162脱水站、南十二转等现有站场处理；五里湾二区依托南三转、柳71-46脱水站、南十二转等现有站场进行处理。
	措施废液处置		郝坨梁作业区、盘古梁作业区依托柳16-35井组措施返排液处理站处理后全部同层回注油层；五里湾一区、五里湾二区依托柳92-33井组措施返排液处理站处理达标回注。
	危废暂存处置		郝坨梁作业区依托柳20-40井场危废暂存点暂存，盘古梁作业区依托冯73-81井场危废暂存点暂存，五里湾一区、五里湾二区依托柳77-50危废暂存点，定期交有资质单位合理处置。
	伴生气利用		郝坨梁作业区、盘古梁作业区依托靖三联轻烃厂回收利用；五里湾一区、五里湾二区依托靖二联轻烃厂回收利用。

表 3.5-5　本工程项目组成表（志丹）

类别	工程			建设内容
主体工程	钻前工程			虎狼峁作业区：新建7座 包括井场的平整、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			虎狼峁作业区：新钻油水井18口，其中油井14口，水井4口
	储层改造工程			主要为新钻18口油井的射孔、压裂等储层改造工程.
	油气集输工程	场站工程	井场	虎狼峁作业区：新建7座
			站场	虎狼峁作业区：在柳三脱站内进行改造，在柳121-04井场新建柳41增压装置，在柳141-4、柳141-011井场新建油气混输装置
		管线	/	拟建管线30条79.67km，其中油管线17条45.62m，气管线6条10.7km，水管线7条23.35km

类别	工程			建设内容
		工程		虎狼峁作业区：拟建管线30条79.67km，其中油管线17条45.62m，气管线6条10.7km，水管线7条23.35km 五一区：拟建水管线1条2.4km 跨越五一区、五二区：拟建管线2条5.05km，其中油管线1条1.7m，水管线1条3.35km
辅助工程	道路工程			虎狼峁作业区：柳39增进站道路，1km，支道标准；柳40增进站道路，1.5km，支道标准；柳41增进站道路，2.5km，支道标准
公用工程	供水工程			钻井生产用水采用拉水，水源来自周边现有设施。
	供气工程			运行期不涉及新增用气设备。
	供热工程			运行期不涉及新增用热设备。
	供电工程			利用既有井场供电设施，不新增。
	通信工程			利用既有井场供电设施，不新增。
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。
			柴油机尾气	采用符合国标的燃料及设备，通过简易排气筒排放，排气管朝向避开项目区工作人员办公生活的方位。
			试油储油罐	试油期采出液通过密闭管线进入储液罐，储液罐为卧式防腐固定顶罐，采用环密技术防止烃类泄漏。储液罐安装装车鹤管，装车过程采用浸没式。
		运行期	井场	井场采用套管集气、定压阀定压回收套管气。
			集输管线	原油及伴生气采用密闭管线集输。
	污水处理	施工期	生活污水	井场设置防渗旱厕，施工期生活污水均排入防渗旱厕内，旱厕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，废弃钻井泥浆上清液由罐车拉运至依托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，定期送至依托油一区措施返排液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	采出水依托靖五联、柳三脱采出水处理系统处理，达标后回注油层。
			措施废液	依托顺173、柳133-1井组措施返排液处理站处理后全部回注油层。
	噪声防治	施工期	汽车	汽车限速、减少鸣笛等。
			设备噪声	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；柴油机设置基础减震等；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。

类别	工程			建设内容
	固废处置	施工期	废弃钻井泥浆和不含油岩屑	泥浆不落地系统配套有脱水系统，脱水后外运固体废物含水率应在60%以下，随产随清，定期交有资质单位合理处置。
			含油岩屑	单独收集、暂存，定期交有资质单位合理处置。
			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。
			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。
			废焊条	收集后交由生产厂家回收。
			建筑垃圾	有计划堆放、按要求分类回收利用或作建筑垃圾运送至政府指定场所统一处置。
			废防渗布、清罐底泥	废防渗布单独收集、暂存，定期交有资质单位合理处置；清罐底泥单独收集、暂存，定期交有资质单位合理处置。
			钻井添加剂外包装袋	定期交废品回收单位回收处置。
		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	清罐作业产生的油泥直接委托有资质单位合理处置，不暂存。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。
			废防渗布、废润滑油及其包装桶	废防渗布、废润滑油及其包装桶收集后送至现有含油污油泥暂存点暂存，定期交有资质单位合理处置。
	风险防范措施	施工期	柴油储罐风险防范	柴油储罐采用卧式，储罐底部焊接钢支架实现储罐架空，底部铺设防渗土工布膜进行重点防渗处理，四周采用设置土制围堰，防渗土工布膜铺设整个罐区并超出围堰边界1m，使得储罐放置区围堰内容积满足单罐容积。
			井喷风险防范措施	安装井控设施、防喷培训、钻井液储备等，按钻井行业规范和设计要求完成。
		运行期	井场	利用现有井场设置的污油污水池（各5m^3），事故下含油污水等进入井场含油污水池内。
			管线	成立专业队伍，定期巡检管线，加强管线巡检力度，对裸露、腐蚀、老化的管线及时更换，降低泄漏事故的发生。
			应急预案	修编现有的事故应急预案，纳入本项目，并在当地生态环境主管部门备案。
	标准化井场建设			新建7座井场参照《陕北油气田开采清洁文明井场验收标准》要求建设标准化井场，设置二池一沟，井场周边设

类别	工程		建设内容
			施绿化工程。
	生态恢复	施工期	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；危废交有资质单位安全处置 管线：采取封堵措施后留在地下不取出
依托工程	原油集输		本区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		依托靖五联、柳三脱采出水处理系统。
	措施废液处置		依托顺173、柳133-1井组措施返排液处理站处理后全部回注油层。
	危废暂存处置		虎狼峁作业区依托柳126-10污油泥暂存点暂存。
	伴生气利用		依托靖二联轻烃厂、庙庄混烃站回收利用。

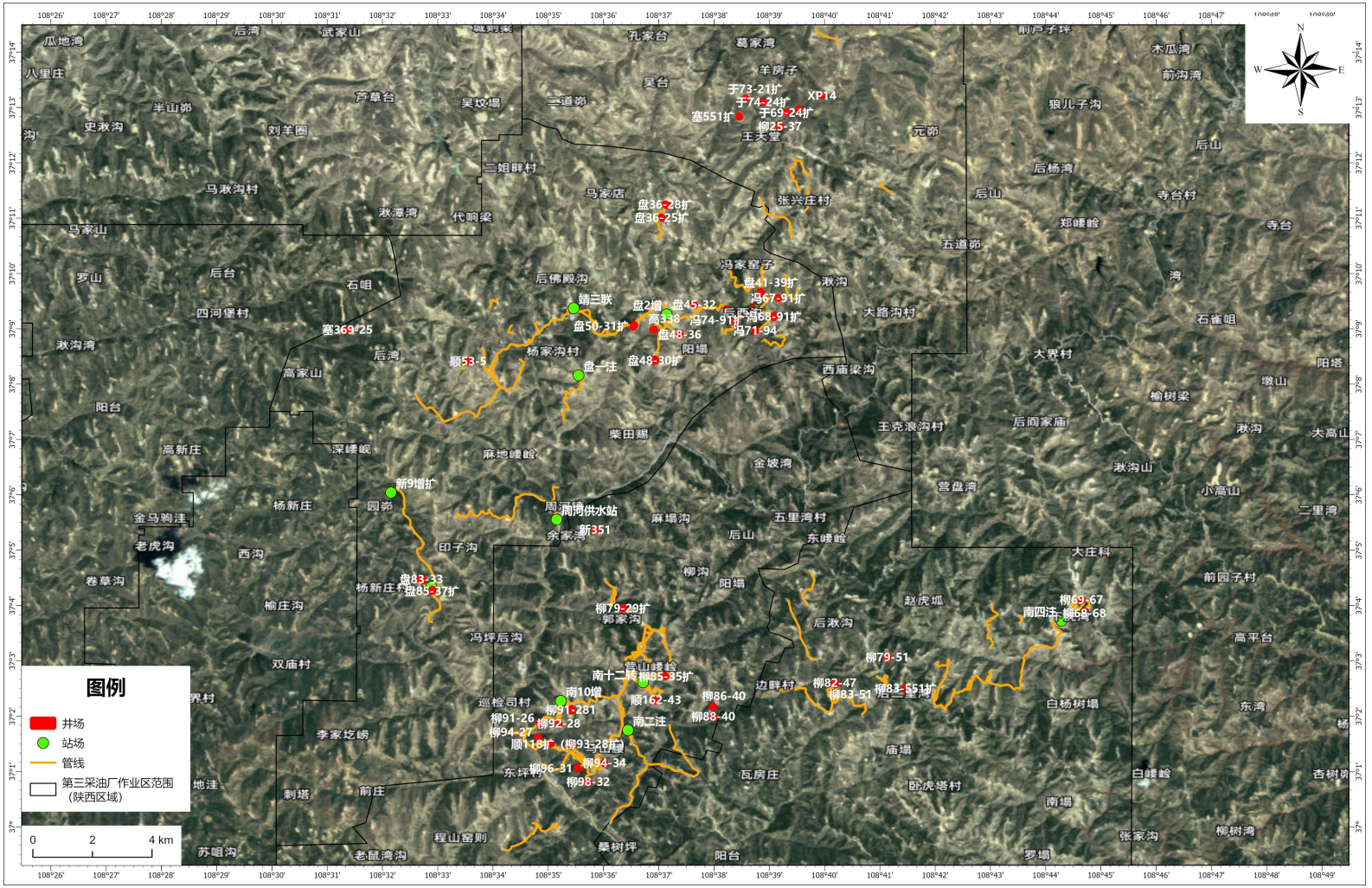
表 3.5-6　本工程项目组成表（吴起）

类别	工程			建设内容
主体工程	钻前工程			新建井场14座，扩建井场1座 新寨作业区：新建14座 盘古梁作业区：扩建既有井场1座 包括井场的平整、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			新钻油水井47口，其中油井32口，水井15口 新寨作业区：新钻油水井46口，其中油井31口，水井15口 盘古梁作业区：新钻油井1口
	储层改造工程			主要为新钻32口油井的射孔、压裂等储层改造工程.
	油气集输工程	场站工程	井场	新寨作业区：新建14座 盘古梁作业区：扩建1座
			站场	新寨作业区：在旗五转、旗七转站内进行改造，在新325-190井场新建旗22增压装置，在旗016-33井场新建油气混输装置
		管线工程	/	新寨作业区：拟建管线38条127.36km，其中油管线19条58.48m，水管线19条68.88km
辅助工程	道路工程			新寨作业区：旗22增进站道路，0.5km，支道标准
公	供水工程			钻井生产用水采用拉水，水源来自周边现有设施。

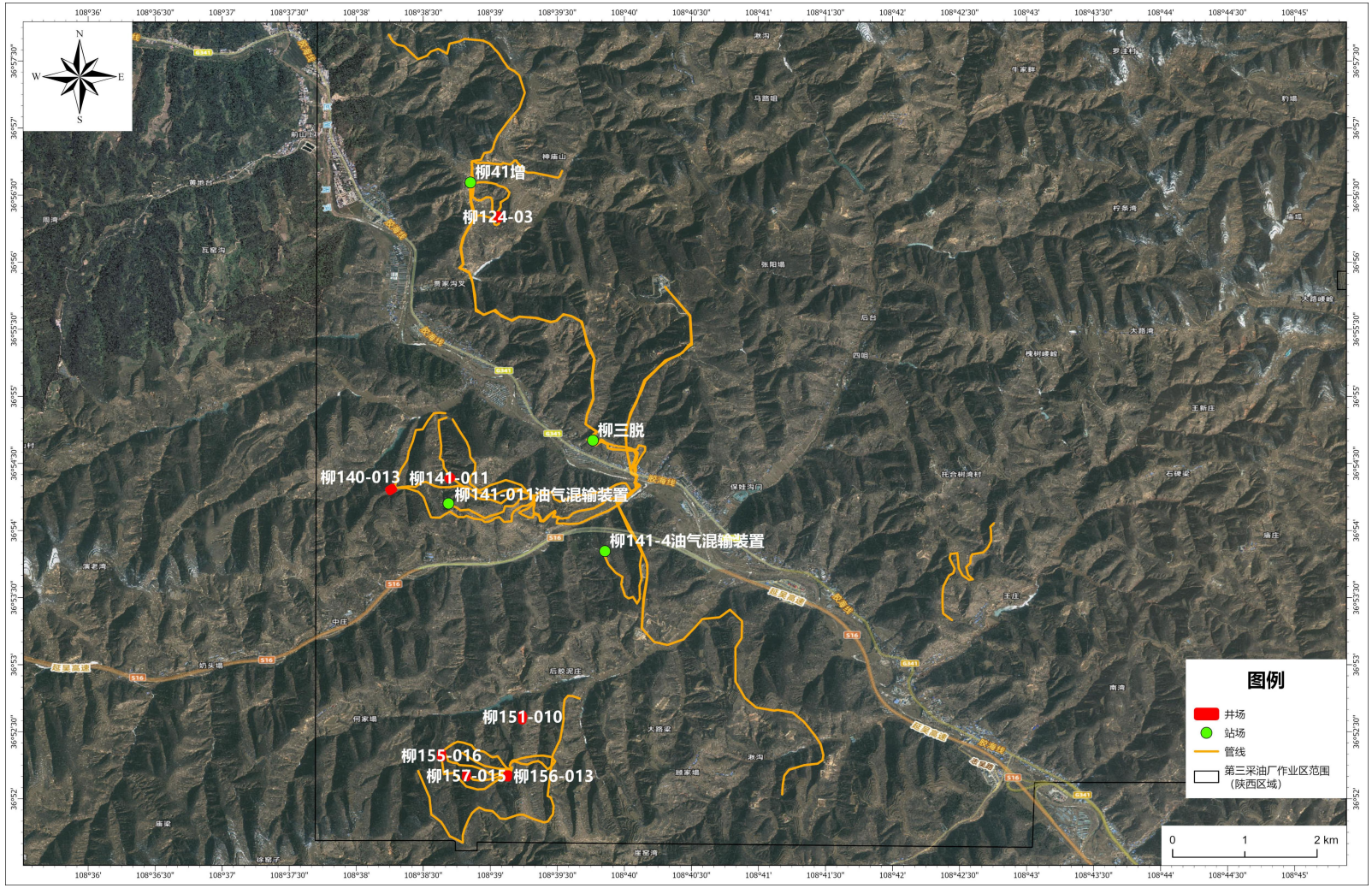
类别	工程			建设内容
用工程	供气工程			运行期不涉及新增用气设备。
	供热工程			运行期不涉及新增用热设备。
	供电工程			利用既有井场供电设施，不新增。
	通信工程			利用既有井场供电设施，不新增。
环保工程	大气污染防治	施工期	施工扬尘	井场洒水抑尘，表土及建材堆放设置挡板、上覆遮盖材料，施工运输车辆采取密闭措施或加盖防尘布。
			柴油机尾气	采用符合国标的燃料及设备，通过简易排气筒排放，排气管朝向避开项目区工作人员办公生活的方位。
			试油储油罐	试油期采出液通过密闭管线进入储液罐，储液罐为卧式防腐固定顶罐，采用环密技术防止烃类泄漏。储液罐安装装车鹤管，装车过程采用浸没式。
		运行期	井场	井场采用套管集气、定压阀定压回收套管气。
			集输管线	原油及伴生气采用密闭管线集输。
	污水处理	施工期	生活污水	井场设置防渗旱厕，施工期生活污水均排入防渗旱厕内，旱厕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，废弃钻井泥浆上清液由罐车拉运至依托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，定期送至依托油一区措施返排液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	采出水吴二联、旗六转采出水处理系统处理，达标后回注油层。
			措施废液	依托旗10-341井组措施返排液处理站处理后全部回注油层。
	噪声防治	施工期	汽车	汽车限速、减少鸣笛等。
			设备噪声	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；柴油机设置基础减震等；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	废弃钻井泥浆和不含油岩屑	泥浆不落地系统配套有脱水系统，脱水后外运固体废物含水率应在60%以下，随产随清，定期交有资质单位合理处置。
			含油岩屑	单独收集、暂存，定期交有资质单位合理处置。
			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。

类别	工程			建设内容
			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。
			废焊条	收集后交由生产厂家回收。
			建筑垃圾	有计划堆放、按要求分类回收利用或作建筑垃圾运送至政府指定场所统一处置。
			废防渗布、清罐底泥	废防渗布单独收集、暂存，定期交有资质单位合理处置；清罐底泥单独收集、暂存，定期交有资质单位合理处置。
			钻井添加剂外包装袋	定期交废品回收单位回收处置。
		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	清罐作业产生的油泥直接委托有资质单位合理处置，不暂存。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。
			废防渗布、废润滑油及其包装桶	废防渗布、废润滑油及其包装桶收集后送至现有含油污油泥暂存点暂存，定期交有资质单位合理处置。
	风险防范措施	施工期	柴油储罐风险防范	柴油储罐采用卧式，储罐底部焊接钢支架实现储罐架空，底部铺设防渗土工布膜进行重点防渗处理，四周采用设置土制围堰，防渗土工布膜铺设整个罐区并超出围堰边界1m，使得储罐放置区围堰内容积满足单罐容积。
			井喷风险防范措施	安装井控设施、防喷培训、钻井液储备等，按钻井行业规范和设计要求完成。
		运行期	井场	利用现有井场设置的污油污水池（各5m^3），事故下含油污水等进入井场含油污水池内。
			管线	成立专业队伍，定期巡检管线，加强管线巡检力度，对裸露、腐蚀、老化的管线及时更换，降低泄漏事故的发生。
			应急预案	修编现有的事故应急预案，纳入本项目，并在当地生态环境主管部门备案。
	标准化井场建设			新建14座井场参照《陕北油气田开采清洁文明井场验收标准》要求建设标准化井场，设置二池一沟，井场周边设施绿化工程。
	生态恢复	施工期		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；危废交有资质单位安全处置 管线：采取封堵措施后留在地下不取出

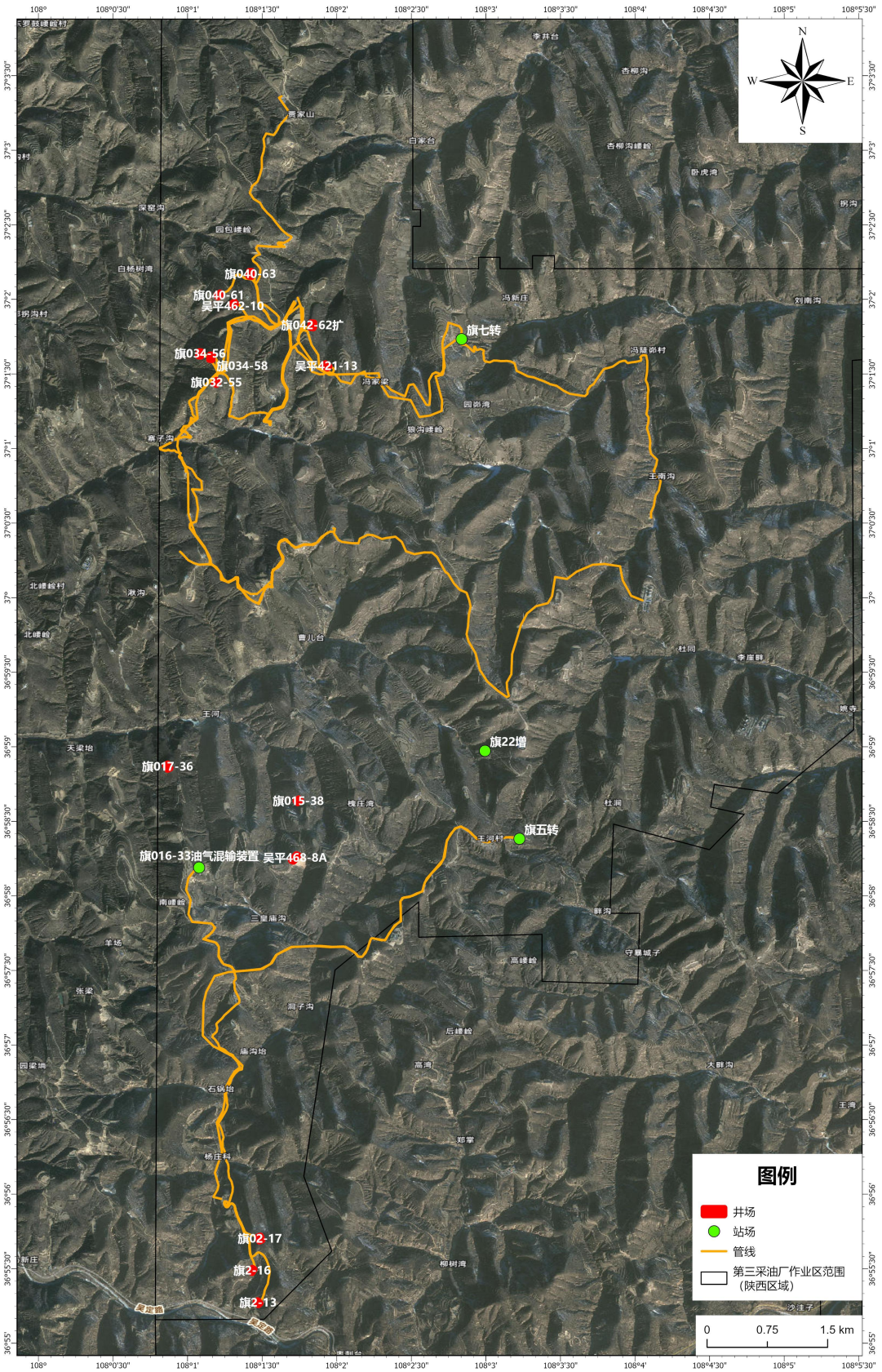
类别	工程	建设内容
依托工程	原油集输	本区原油通过依托既有系统进行原油处理，净化原油通过管道输送至既有外输系统。
	采出水处理	依托吴二联、旗六转采出水处理系统采出水处理系统。
	措施废液处置	依托旗10-341井组措施返排液处理站处理后全部回注油层。
	危废暂存处置	新寨作业区依托涧100、吴平468-9污油泥暂存点暂存；盘古梁作业区依托冯73-81井场危废暂存点暂存
	伴生气利用	依托王河混烃厂回收利用。


图例
井场
站场
管线
第三采油厂作业区范围（陕西区域）
0
2
4 km
N
S
W
E
靖三联
盘2增
盘45-32
盘50-31扩
高338
盘48-36
盘48-30扩
盘一注
顺53-5
塞369-25
新9增扩
周河供水站
新351
盘83-33
盘85-37扩
柳79-29扩
南十二联
柳85-35扩
南10增
顺162-43
柳86-40
柳88-40
柳91-281
柳91-26
柳92-28
南二注
柳94-27
顺118扩（柳93-28扩）
柳94-34
柳96-31
柳98-32
盘36-28扩
盘36-25扩
盘41-39扩
冯67-91扩
冯68-91扩
冯74-91扩
冯71-94
于73-21扩
于74-24扩
于69-24扩
塞551扩
柳25-37
XP14
柳79-51
柳82-47
柳83-51
柳83-55扩
柳69-67
南四注
柳69-68

靖边区域


柳41增
柳124-03
柳三脱
柳140-013
柳141-011
柳141-011油气混输装置
柳141-4油气混输装置
柳151-010
柳155-016
柳157-015
柳156-013
图例
井场
站场
管线
第三采油厂作业区范围（陕西区域）
0
1
2 km

志丹区域



吴起区域

图 3.5-1　项目总平面布置图

3.5.4 开发利用方案

3.5.4.1 油气集输原则

由于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 2.5km 以内，集输半径超过 2.5km 的油井需采用增压或加热等措施，位于残垣地貌的出油管道还需考虑爬坡带来的附加压降。

因此原油设计流向一般为：原油（油气水混合物）→增压机组→接转站或脱水站或脱水点→联合站；伴生气设计流向一般为：增压机组、接转站或脱水站或脱水点、联合站，产出伴生气主要供站内自用，多余或不足的依托油二联合站轻烃厂和靖三联轻烃厂；采出水流向一般为：经联合站或接转站或脱水站或脱水点采出水处理系统处理合格后通过附近井场注水井回注油层。

3.5.4.2 原油集输方案

本次评价工程中涉及靖边县郝坨梁作业区、盘古梁作业区、五一区、五二区 4 个作业区，志丹县虎狼峁作业区，吴起县新寨作业区，其中靖边区域产能 7.7×10^4t/a，志丹区域产能 2.3×10^4t/a，吴起区域产能 3.2×10^4t/a。

本项目原油均采用管线集输，采用单管不加热密闭集输流程，依据既有的油气集输系统形成以现有联合站为中心，接转站、脱水站、增压机组为骨架的格局，拟建项目不改变现有的集输关系。

3.5.4.3 井场设计方案

（1）井身结构

本项目钻井方式包括定向井、水平井，定向井井身结构见表 3.5-7 和图 3.5-2；水平井井身结构见表 3.5-8 和图 3.5-3。通过井组优化，井间距 4±0.5m，丛式井组具体井数可根据井网、现场地形地貌、投产进度等情况进行调整。

表 3.5-7 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（121/4）	244.5（95/8）	下到井底	采油井和注水井水泥返到地面	大于10m
		241.9（91/2）	193.7（75/8）			
二开	直井段 造斜段 斜井段	215.9（81/2）	114.3（41/2） 或 139.7（51/2）	距井底3~5m	油井：水泥返高与防腐方案相同； 注水井：返到地面	人工井底距油层底界20～25m，管内水泥塞10～12m
		165.1（41/2）	114.3（41/2）			

表 3.5-8　水平井井身结构

钻井井段	井眼尺寸				套管		水泥返高（m）
	井径（mm）	井深（m）	垂深（m）	井斜角（°）	管径（mm）	下深（m）	
一开	311.2	340	840.00	0.00	244.5	340	地面
二开	222.3（或215.9）	2300	2300.00	0.00	139.7		地面
	215.9	2692	2563.00	90.00			
	215.9	3192	2563.00	90.00			

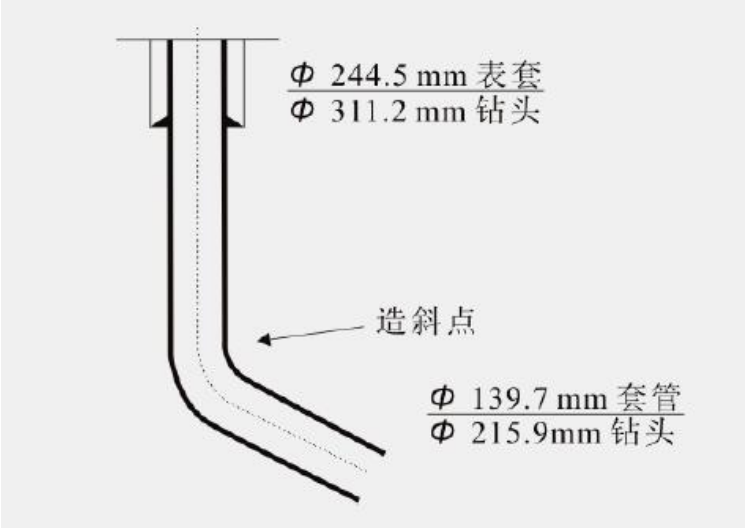


图 3.5-2　定向井井身结构图

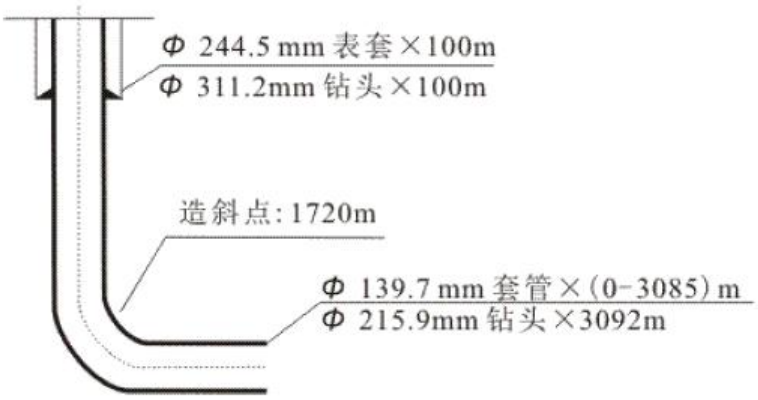


图 3.5-3　水平井井身结构图

表 3.5-9　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	2250	70
油井	定向井	2300	58
	水平井	3192	65
合计			193

（2）井场平面布置

①钻井井场平面布置

井场施工作业场地平面布置见图 3.5-4。

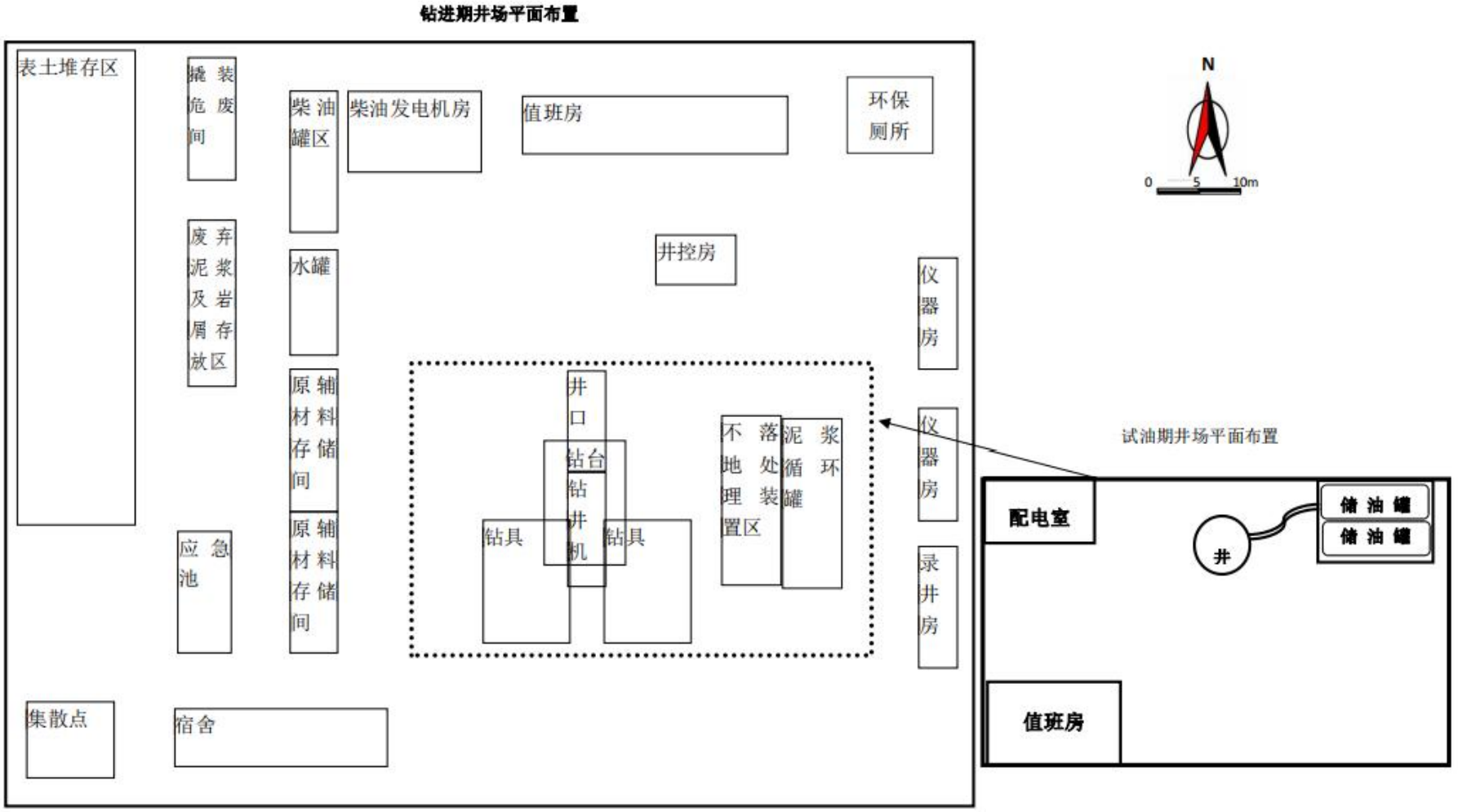


图 3.5-4　井场施工作业场地平面布置图

②运行期井场平面布置

标准化井场由井口装置、套管气定压阀安装区、污油污水池、井场围墙、井口集油槽、稳流配水阀组等装置组成。每座井场可同时部署采油井 1～10 口、注水井 0～5 口。典型丛式井场平面布置见图 3.5-5，根据具体地形对平面布置进行调整。井场内设施设置见表 3.5-10。

表 3.5-10　标准化井场设施一览表

序号	名称	结构型式	规格
1	围墙	砖混	高0.5m，宽0.24m
2	井场大门	简易大门	宽4.5m
3	雨水收集池	钢筋混凝土	20m³
4	污油回收池	钢筋混凝土	30m³
5	井口集油槽	混凝土	宽0.4m，深0.2m
6	雨水收集渠	混凝土	宽0.4m，深0.2m
7	挡水条	素混凝土	高0.15m
8	固体废弃物收集箱	外购	1个

1）井场围墙

一般区域井场围堤采用砖混结构，高 0.5m，宽 0.24m。

2）集油槽（集水渠）

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

集油槽（集水渠）沟壁厚 0.12m，采用混凝土浇筑，沟底板厚 0.1m，采用 C15 素混凝土垫层，每边宽出沟壁外缘 0.1m。沟底板下翻夯 0.5m，每边宽出沟壁边缘外 0.5m，回填采用干净素土，分层（0.2～0.3m）夯实，压实系数不小于 0.95。

3）污油回收池及雨水收集池

污油回收池及雨水收集池底板采用 C30 抗渗钢筋混凝土底板，厚度不小于 0.2m，底板每边宽出壁外缘不小于 0.15m。底板下设 0.1m 厚 C15 素混凝土垫层，每边宽出底板外缘 0.1m。池外壁厚 0.37m，采用 C30 抗渗钢筋混凝土结构。池底板下翻夯 0.5m，每边宽出池壁边缘外 0.5m，回填采用干净素土，分层（0.2～0.3m）夯实，压实系数不得 0.95。

在雨水收集池和污油回收池之间设 0.24m 厚隔墙，C30 抗渗钢筋混凝土结构，隔墙高度低于室外地坪 0.1m。

4）挡水条

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

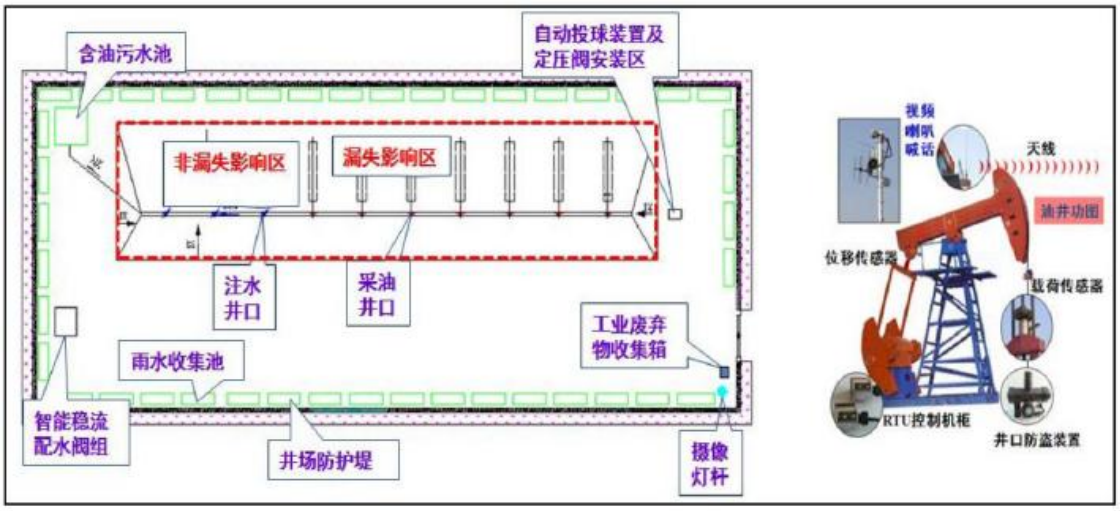


图 3.5-5　典型丛式井场平面布置图

③井口设计

本油区采用丛式井单管不加热密闭集油流程，井场设置清蜡球发送装置，单井计量采用功图法计量，井口套管气采用套管气回收阀进行回收。

3.5.4.4 站场设计方案

3.5.4.4.1 靖边区域

1、盘古梁作业区

（1）盘一注水站改造

根据《第三采油厂 2026 年产建地面工程初步设计方案》及油田公司审查意见，对盘一注注水系统进行改造。具体改造内容如下：

①拆除注水泵房内 3 台注水泵、基础及配套管线;

②原位新建 5ZB-15/44 型五柱塞注水泵（Q=25m^3/h，P=25MPa）3 台;

③拆除注水泵房内高压配水阀组及配套管线、阀门等设施，原位新建高压配水阀组 1 套（五进四出一回流）；

④更换注水泵房内配套注水管线 DN80~DN150-240m。

（2）周河供水站改造

周河供水站投运于 2001 年，辖水源井 20 口，产水量 6200m³/d。站内已建供水泵 4 台，三用一备，供水能力为 6270m³/d，日供水量为 5500m³/d，三台供水泵同时给盘一注、盘五注供水（盘一注 4800m³/d，盘五注 700m³/d），出站后分为两条供水管线按需分别供给盘一注和盘五注。供水泵规格如下：

表 3.5-11　周河供水站站内 4 台供水泵现状

序号	供水泵排量 (m³/h)	水泵扬程 (m)	功率 (kW)	运行方式	输水量 (m³/d)
1	85	462	220	三用一备	5500
2	100	500	250		
3	100	469	250		
4	100	469	250		

存在的问题：

①站内 3 台供水泵服役时间长（12 年），泵体腐蚀严重，泵效低；

②供水能力不足，不能满足盘一注供水需求；

③该站自 2001 年投产以来，站内管网未维护，管线超期服役，管网破漏频繁。

改造内容：

①更换周河供水站供水泵 3 台（2 台：Q=100m³/h，H=469m；1 台：Q=85m³/h,H=462m）。根据周河供水站后期预计供水量（盘一注供水量 5500m³/d，盘五注供水量 800m³/d，供水量总计 6300m³/d），更换 3 台供水泵，设计参数如下:

表 3.5-12　周何供水站供水泵选型

供水泵型号	流量(m³/h)	扬程(m)	功率(kW)
FDYD120-60	100	600	280

②原位更换站内腐蚀破漏管网 200m，更换管线规格为 L245N-273×7，同时更换配套闸阀。

（3）新 9 增扩改造

新 9 增扩投运于 2010 年，设计能力 120m³/d，设计层位长 6，目前处理液量 40m³/d。事故罐油箱输油，伴生气无效放空。本次结合盘 85-37 扩油气混输装置来油进新 9 增扩，对该站进行密闭集输改造。主要有以下 4 项：

①新建 10m²缓冲罐 1 具；

②新建 10 井式集油收球加药一体化集成装置 1 具；

③控压输油改造；

④新建 1 具原油计量一体化集成装置（CEDC-CO-ME-100/50-1.0）。

（4）新建盘 2 增压装置

在盘二转油点站内新建盘 2 增压装置，盘 2 增压装置接收周边油井来油，含水油输至靖三联。预测最大液量 238m³/d，站场规模确定为 240m³/d。

盘 2 增压装置选取 1 座油气混输一体化集成装置。

根据《长庆油田地面建设工程标准化、数智化设计技术规定》，站内设置 30m³ 事故油箱 1 具，用于事故状态下储存原油和管线吹扫，正常生产时应保持空闲状态，严禁正常生产时存储原油或作为单井计量罐使用。

表 3.5-13　盘 2 增压装置工艺设备选型

序号	名称	数量
一体化集成装置		
1	油气混输一体化集成装置	1套
模块设备		
1	无泄漏防爆污油污水回收装置-2.0-I(电加热)	1套
2	30m³事故油箱	1套

（5）靖三联合站改造

第三采油厂计划 2026 年新建盘 2 增至靖三联输油管线，管线设计规模 240m³/d，需在靖三联新建 1 具原油计量一体化集成装置。新建计量装置位于靖一联来油计量间东侧。

（6）新建油气混输装置

在冯 71-90 扩井场新建 1 套单螺杆油气混输装置：Q=20m³ /h P=4.0MPa；在盘 85-37 扩井场新建 1 套单螺杆油气混输装置：Q=11m³ /h P=4.0MPa。

2、五里湾第一采油作业区

（1）南二注水站改造

优化设计规模，提升注水系统负荷率。优化后，注水泵房 I 内共 3 台注水泵，全部采出水；注水泵房II内共 3 台注水泵，1 台注清水，1 台注采出水，1 台为公用泵。清水系统设计规模 700m³/d，采出水回注系统设计规模 2100m³/d，设计压力均为 25MPa。具体改造内容如下:

①拆除注水泵房III 内 2#、5#注水泵及配套管线;

②拆除注水泵房 I 内 2#、3#注水泵、注水泵房II内 4#注水泵及配套管线，原位新建 5ZB-20/43III 型五柱塞注水泵（Q=35m³/h，P=25MPa）3 台;

③拆除注水泵房II内高压配水阀组及配套管线、阀门等设施，原位新建高压配水阀组 1 套（三进四出一回流），配套管线及阀门等设施;

④更换注水泵房内配套高压注水管线 DN100-100m。

站内注水流程密闭，注入介质为处理后的油田采出水和处理后的清水。注水泵房的少量污水排入站内污水回收系统。注水工艺流程图如下：

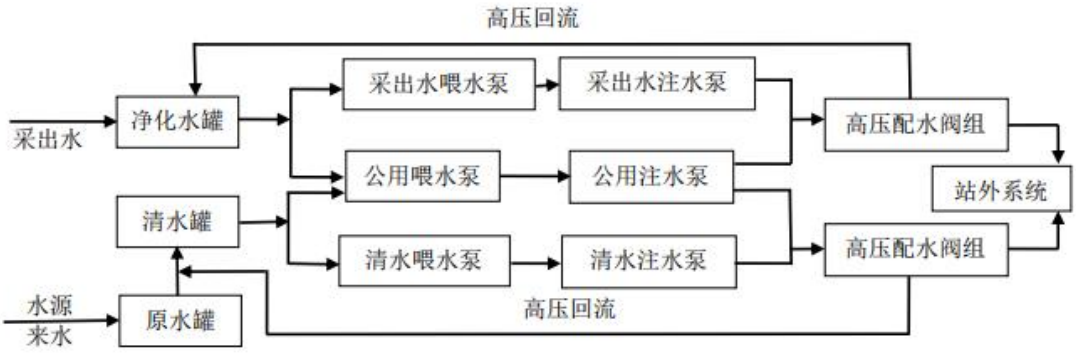


图 3.5-6　南二注注水工艺流程图

（2）南十二接转站改造

南十二转建于 2012 年，处理五里湾一区油区长 6 层及长 8 含水油，处理能力 4500m^3/d。净化油外输至靖二联，输油管线规格 L245N-Φ114×5.0-12.6km。外输温度 40℃，外输压力 2.1MPa。具体改造内容如下：

①2026 年接收南 10 增来油，已建处理及外输系统可满足生产需要，需在站内集输区空地新建原油计量一体化集成装置 1 套：CEDC-CO-ME-100/50-1.0。

②南十二转新建长 8 采出水回注系统 1 套，设计规模 200m^3/d，设计压力为 25MPa。具体改造内容如下：新建采出水回注一体化集成装置 1 套，该装置利旧库存设备，装置型号 CTEC-OPW-WI-（100-200）/25(III)（Q=200m^3/d P=25MPa N=118kW），站内预留 1 套位置，配套站内注水管网。

注水站内流程密闭，注入水为处理后的采出水。注水泵房的少量污水排入站内污水回收系统。注水工艺流程图如下：



图 3.5-7　南十二转注水工艺流程图

南十二转长 8 采出水回注系统具体建设内容如下：

A.采出水“溶气气浮+过滤”处理一体化集成装置

①溶气气浮处理单元

单组设置，设计规模 10m³/h。

装置处理工艺采用溶气气浮，具有除含油量、去除悬浮固体含量等功能，运行过程中投加 pH 调节剂、絮凝剂和助凝剂。沉降除油罐出水通过装置自带提升泵提升进入气浮单元药剂混合设施，通过加药设施依次投加一定比例的水质 pH 调节剂、絮凝剂、助凝剂形成絮凝物，进入气浮箱布水区。采出水和气水混合物中释放的微小气泡（气源采用空气、气泡直径范围 10-50μm）混合。微小气泡粘附在絮体上，形成比重小于水的气浮体，快速上升至水面凝聚成浮渣，通过刮渣机刮至收渣槽，收渣槽设置定时控制排渣阀与排渣排泥泵配合排入污泥池。在接触分离区设置有玻璃钢斜板填料，上升较慢的粒子在斜板中沉降分离，通过底部集泥区设置的集泥管汇及排泥阀、排泥排渣泵排出，要求定期开启排泥泵及排泥阀以保持分离区清洁。分离区出水调整水位后自流进入缓冲水箱，水箱设有液位传感器，控制启停下游过滤单元完成悬浮固体含量和含油量进一步去除，同时控制悬浮物颗粒直径中值，出水达标回注。

溶气气浮主要由以下设施构成：提升泵、气浮池（搅拌区、布水释放区、接触分离区、水位控制区、刮渣机、集水管、集泥管、排泥泵等）及缓冲水箱、溶气系统（溶气罐、气液混合泵等）、梯子平台、池顶盖板、阀门管汇，防爆控制柜等配套设施。箱体采用 Q235B 材质，管线采用不锈钢 316L 材质。

气浮单元出水再经装置内过滤单元完成悬浮固体含量和含油量进一步去除，同时控制悬浮物颗粒直径中值，出水达标回注，具体要求详见装置技术规格书。

出水水质：含油量≤50mg/L，悬浮固体含量≤50mg/L。

②过滤单元

两级过滤 1 套（含 2 组），设计规模 10m³/h。

过滤单元由两级多介质过滤器、过滤提升泵、过滤反洗泵、气洗风机及控制柜等组成。正常工作时，采出水通过过滤进水管道从设备的进水口进入过滤罐内，通过顶部配水装置的配水后，均匀地经过滤料层。通过滤料对采出水中悬浮的颗粒杂质的迁移和粘附作用，使水中携带的杂质颗粒被截留在滤料中，

滤后水通过底部配水装置后集中从出水口排出，经出水管道送至下一级设备。过滤器滤罐材质采用 Q345R 及以上，过滤器集、配水系统采用不锈钢 316L，装置内部管线应采用不锈钢 316L。

滤料反洗采用气、水联合反洗。气水联合反洗是利用上升空气气泡的振动有效地将附着于滤料表面的悬浮物经滤料相互擦洗，使之悬浮于水中，然后再用高强度反洗水通过底部大阻力配水装置的均匀配水，对滤层各部均匀的进行冲涮洗涤，将污泥排出，使滤料得到清洗。滤料粒度、滤料规格、填装高度执行 SY/T0523-2023 相关规定。

过滤装置自动反洗系统通过 PLC 系统程序控制自动阀门的开关，以实现反洗和过滤过程的全自动进行，具体要求详见装置技术规格书。

过滤器滤速参数如下：

一级滤速：≤8m/h；二级滤速：≤6m/h。

出水水质：含油量≤20mg/L，悬浮固体含量≤20mg/L。

过滤装置自动反洗系统通过 PLC 系统程序控制自动阀门的开关，以实现反洗和过滤过程的全自动进行。

B.200m^3 沉降除油罐

新建 200m^3 沉降除油罐 2 具。主要是利用油水密度差对污水中的浮油和悬浮物进行分离沉降，目前采用水力负压排泥器定期排泥，连续浮动收油。

进液含油量≤300mg/L，悬浮物固体含量≤300mg/L，

出水含油量≤150mg/L，悬浮物固体含量≤150mg/L。

沉降除油罐配备的 200m^3 防爆收油隔氧装置，安装于沉降除油罐内部，由浮盘、浮筒、密封装置、防爆自动收油装置等构成。通过浮筒浮于液面之上，利用油水界面监测及收油口阀门控制，根据油水液位、油层厚度对沉降除油罐液面顶部的油类进行回收，装置自带隔氧膜及双层密封胶囊，实现自动收油功能及 VOCs 抑制挥发功能。

200m^3 沉降除油罐规格尺寸：Φ6580mm，H=7120mm。

C.油水罐防爆收油隔氧装置

每具 200m^3 沉降除油罐内部安装 1 套油水罐防爆收油隔氧装置，油水罐防爆收油隔氧装置由浮盘、浮筒、密封装置、防爆自动收油装置构成。通过浮筒

浮于液面之上，利用油水界面监测及收油口阀门控制，根据油水液位、油层厚度对沉降除油罐液面顶部的油类进行回收，装置自带隔氧膜及双层密封胶囊，实现自动收油功能及 VOCs 抑制挥发功能。

D.负压排泥装置

负压排泥技术是根据液体射流原理，利用外部助排泵产生的负压携带作用将罐底污泥排出。

负压排泥器由喷嘴、涡轮、涡轮轴、喷射器头及安装座等件组成，排泥喷射器头及喷嘴可以按一定转速作 360°旋转，喷嘴按罐内结构设定不同的喷射角，对罐底面进行全覆盖无死角的喷射。排泥喷射器本体无任何动力驱动机构，其工作原理是通过罐外已有的排泥器助排泵输送来的强有力介质，通过对涡轮叶片的驱动使喷射头形成沿涡轮轴转动后，喷嘴将介质 360°喷射到罐底板，将罐底板上沉淀或板结化的油泥击碎、溶解，使罐底部液体形成含有较高浓度油泥液，便于排泥器的排出。

E.60m^3 净化水罐

新建 60m^3 立式钢制水罐 2 具，用于储存油田采出水处理集成装置（气浮过滤）处理后采出水，接收采出水注水高压回流来水，为油田采出水处理集成装置（气浮过滤）反洗供水。

60m^3 净化水罐规格尺寸：Φ=4300mm，H=4300mm。

单具净化水罐配备密闭隔氧与 VOCs 挥发抑制装置 1 套。隔氧装置通过浮筒浮于液面之上，自带隔氧膜及双层密封胶囊，实现 VOCs 抑制挥发功能。

F.新建成套加药装置（6 罐 8 泵）

装置自带杀菌剂、缓蚀阻垢剂、絮凝剂、助凝剂、pH 调节剂加药单元，主要包括如下内容：

成套加药装置采用工厂预制的方式，设备尺寸：长×宽=12.9m×2.4m，添加药剂包括：杀菌剂、缓蚀阻垢剂、PAC、PAM 以及 pH 调节剂，该装置主要包括 6 具 1.5m^3 立式加药罐用于 PAC、PAM 和 pH 溶药加药，计量泵、橇座及配套的管路、阀门管件等。计量泵流量如下：

杀菌剂、缓蚀阻垢剂的计量泵各 1 台，pH 调节剂、PAC、PAM 的计量泵各 2 台，单台流量为 Q=0～250L/h；

成套加药装置旁设置防冻型便携式洗眼器。

G.地上式污泥存储浓缩装置（两具式）

主要接收沉降除油罐负压排泥、水处理设备反洗排污、埋地污水罐出水以及集输系统排污等，污水污泥罐内设隔板，将罐体分隔为污水腔室及污泥腔室，污泥腔室内设置挡油隔板，防止浮油浮渣反复提升进入系统。

污泥清理时通过污泥泵抽取剩余的上清液驱动水力喷射设施，将污泥（包括浮渣）搅拌混合均匀后提取外运或进入污泥减量化装置处理。

整套设备橇装设计，移动式布置。其中：含 80m^3 污水污泥罐 2 具，污水泵橇 1 座，污泥泵撬 1 座（含控制柜）。

污水污泥罐、污水泵橇以及污泥泵橇均配套阀门管线。

H.污水污油回收装置（埋地）

新建污水污油回收装置 1 具，分污油箱及污水箱两部分。污油箱主要功能为收集站内沉降除油罐产生污油，经提升泵返回南十二转集输系统；污水箱主要功能为接收站内重力排水及污水污泥箱、净化水罐溢流放空水量。

单具箱体尺寸：3.4m×2.0m×2.6m。

污水箱配套污水转子泵：2 台，可同时启动，附防爆电机，单泵性能参数为：Q=6m^3/h，H=40m，N=2.2kW。

污油箱配备污油转子泵：2 台，1 用 1 备，附防爆电机，单泵性能参数为：Q=3m^3/h，H=60m，N=2.2kW。

（3）新建南 10 增压装置

南 10 增压装置接收周边油井来油，含水油输至南十二转。预测最大液量 178m^3/d，站场规模确定为 240m^3/d。

南 10 增压装置选取 1 座油气混输一体化集成装置。

根据《长庆油田地面建设工程标准化、数智化设计技术规定》，站内设置 30m^3 事故油箱 1 具，用于事故状态下储存原油和管线吹扫，正常生产时应保持空闲状态，严禁正常生产时存储原油或作为单井计量罐使用。

表 3.5-14　南 10 增压装置工艺设备选型

序号	名称	数量
一体化集成装置		
1	油气混输一体化集成装置	1套

模块设备		
1	无泄漏防爆污油污水回收装置-2.0-I(电加热)	1套
2	30m³事故油箱	1套
3	电磁加热器	1套

3、五里湾第二采油作业区

（1）南四注水站改造

具体改造内容如下：

①拆除注水泵房内高压配水阀组及配套管线、阀门等设施，原位新建高压配水阀组 1 套（三进三出一回流），配套管线及阀门等设施；

②更换注水泵房内配套排污管线 DN50-30m。

注水站内流程密闭，注入水为处理后的清水。注水泵房的少量污水排入站内污水回收系统。注水工艺流程图如下：

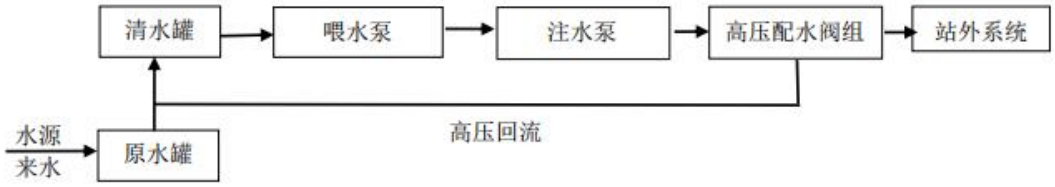


图 3.5-8　南四注注水工艺流程图

3.5.4.4.2 志丹区域

1、虎狼峁作业区

（1）柳三脱水站改造

柳三脱于 2024 年 4 月开工建设，利旧原柳三转站址，处理虎狼峁油区长 8 及延 9 层含水油，设计能力 15 万吨/年，配套设计规模 600m³/d 的采出水处理回注系统。当前来液量 800m³/d，净化油 340m³/d 外输至靖二联。具体改造内容如下：

①2026 年接收柳 41 增、柳 141-4 平台和柳 140-11 平台 3 座站场来油，已建处理及外输系统可满足生产需要，需在站内集输区空地新建原油计量一体化集成装置 3 套。

②柳三脱至柳五注供水能力 2500m³/d，本设计新建供水泵棚 1 座（8m×6m×3m），供水泵 2 台，1 用 1 备，供水泵参数如下：Q=120m³/h，H=250m，N=132kW。

（2）新建柳 41 增压装置

柳 41 增压装置接收周边油井来油，含水油输至柳三脱。预测最大液量 228m³/d，站场规模确定为 240m³/d。

柳 41 增压装置选取 1 座油气混输一体化集成装置。

根据《长庆油田地面建设工程标准化、数智化设计技术规定》，站内设置 30m³ 事故油箱 1 具，用于事故状态下储存原油和管线吹扫，正常生产时应保持空闲状态，严禁正常生产时存储原油或作为单井计量罐使用。

表 3.5-15 柳 41 增压装置工艺设备选型

序号	名称	数量
一体化集成装置		
1	油气混输一体化集成装置	1套
模块设备		
1	无泄漏防爆污油污水回收装置-2.0-I(电加热)	1套
2	30m³事故油箱	1套

（3）新建油气混输装置

在柳 141-4 井场新建 1 套单螺杆油气混输装置：Q=30m³ /h P=4.0MPa；在柳 141-011 井场新建 1 套单螺杆油气混输装置：Q=30m³ /h P=4.0MPa。

3.5.4.4.3 吴起区域

1、新寨作业区

（1）旗五接转站改造

根据《第三采油厂 2026 年产建地面工程初步设计方案》，2026 年预计接收旗 016-33 平台来液，新增液量无计量设施，输送介质层位不配伍，为防止设备结垢影响正常运行，因此新增旗七转新建 1 具原油计量一体化集成装置（CEDC-CO-ME-100/50-1.0）和新建 1 具罐式成垢装置（Φ1100×3100-1.3）。

表 3.5-16 旗五接转站工艺设备选型

序号	名称	数量
一体化集成装置		
1	原油计量一体化集成装置	1套
模块设备		
1	罐式成垢装置	1套

（2）旗七接转站改造

根据《第三采油厂 2026 年产建地面工程初步设计方案》，2026 年新建旗 22 增至旗七转输油管线，管线设计规模 240m³/d，需在旗七转新建 1 具原油计量

一体化集成装置（CEDC-CO-ME-100/50-1.0），由于站内管线结垢，同时新建 1 具罐式成垢装置（Φ1100×3100-1.3）。

表 3.5-17　旗七接转站工艺设备选型

序号	名称	数量
一体化集成装置		
1	原油计量一体化集成装置	1套
模块设备		
1	罐式成垢装置	1套

（3）新建旗 22 增压装置

旗 22 增压装置接收周边油井来油，含水油输至旗七转。预测最大液量 212m^3/d，站场规模确定为 240m^3/d。

旗 22 增压装置选取 1 座油气混输一体化集成装置。

根据《长庆油田地面建设工程标准化、数智化设计技术规定》，站内设置 30m^3 事故油箱 1 具，用于事故状态下储存原油和管线吹扫，正常生产时应保持空闲状态，严禁正常生产时存储原油或作为单井计量罐使用。

表 3.5-18　旗 22 增压装置工艺设备选型

序号	名称	数量
一体化集成装置		
1	油气混输一体化集成装置	1套
模块设备		
1	无泄漏防爆污油污水回收装置-2.0-I(电加热)	1套
2	30m³事故油箱	1套
3	电磁加热器	1套

（4）新建油气混输装置

在旗 016-33 井场新建 1 套单螺杆油气混输装置：Q=25m^3 /h P=4.0MPa。

3.5.4.5 管线集输工程

（1）工程内容

拟建管线 190 条 433.4km，其中油管线 91 条 213.15km，气管线 10 条 19.78km，水管线 89 条 200.47km，管线优先同沟敷设。管线采用埋地敷设方式，管顶埋深不小于 1.30m，外防腐采用环氧粉末普通级结构，高分子环氧涂料内防腐。集油管线设置管线泄漏检测系统，数据上传。本项目拟建管线明细见表 3.5-2。

管线施工不设施工营地和材料场地，施工便道大多数依托周边村庄道路，部分偏远井场首先修建进场道路作为施工便道，施工期管线开挖土石方沿线堆放在管线两侧作业带内，不设取、弃土场。

（2）施工方式

A.管线敷设方式

集输管线采用沟埋敷设方式，开挖方式为机械开挖与人工开挖结合，埋深见表 3.5-19。

表 3.5-19　管线埋深设计

类型	黄土梁峁		河谷阶地		公路穿越	
	DN≤80	DN＞80	DN≤80	DN＞80	DN≤80	DN＞80
沟管挖深（m）	1.70	1.80	1.60	1.70	1.60	1.70
管顶埋深（m）	1.40		1.40		1.40	

B.施工作业带宽度

输油、注水管线施工作业带宽度均为 6m，充分利用现有油区道路，部分偏远井场首先修建进场道路作为施工便道。管线施工作业带平面布置示意见图 3.5-9。

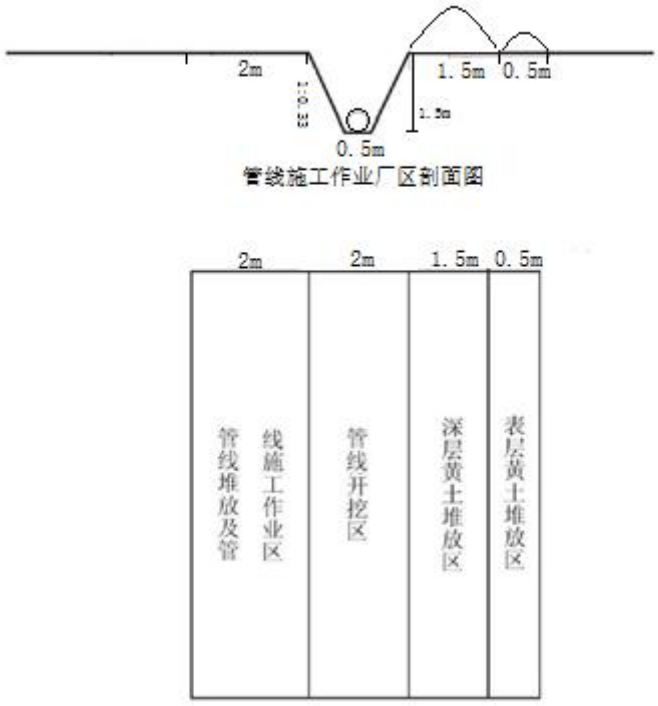


图 3.5-9　管线施工作业带平面布置示意图

C.管沟断面

管沟断面设计见表 3.5-20。

表 3.5-20 管沟断面设计

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

D.管线防腐

输油管线采用环氧粉末外防腐、硬质聚氨酯泡沫塑料黄夹克防腐保温层结构，其中防腐层采用环氧粉末普通级结构，厚度不小于 300μm，保温层采用厚度 30mm（轴向偏心量±3mm）聚氨酯泡沫塑料，保护层包敷不小于 1.4mm 厚聚乙烯塑料，所有管线均工厂预制，现场补口补伤，防腐保温层端面用防水帽密封防水，防水帽与防水层、防水帽与防腐层的搭接长度不小于 50mm。

E.管线试压及探伤

环形焊缝均采用 100%的射线照相检验，对于穿越路段，采用射线和超声波探伤相结合检验方式。射线和超声波探伤检验，应符合《石油天然气钢制管道无损检测》（SY/T4109-2020）的相关规定。现场进行 X 射线照相检测时，应采用剂量测试设备测定环境的辐射剂量，按 GB16357 的规定划定控制区和监督区，设置警告标志。现场进行γ射线照相检测时，应采用剂量测试设备测定环境的辐射剂量，按 GB18465 的规定划定控制区和监督区，设置警告标志。

管道填埋前及下沟后必须进行管道试压。本项目采用清水为试压介质。管线试压时较长的管线（≥2km）分段试压，每 2km 试压一次，较短的管线整体试压，试压水重复利用，试压完成后拉运至附近站场处理后回注油层，不外排。管道清管试压程序如下：采用压缩空气清管→管段测径→管段上水→管段升压→管段稳压→管段泄压、排水→压缩空气扫水。管道试压试验方法及合格标准见表 3.5-21。

表 3.5-21 试压方法及合格标准

检验项目	强度	严密性
试验压力（Mpa）	1.25倍设计压力	1倍设计压力
升压步骤	升压阶段间隔30min 升压速度不大于0.1MPa/min	/
稳压时间（h）	4	24
合格标准	管道目测无变形、无渗漏 压降小于或者等于试验压力的1%	压降小于或者等于试验压力的1%

F.穿跨越工程

本项目拟建管线 190 条 433.4km，其中油管线 91 条 213.15km，气管线 10 条 19.78km，水管线 89 条 200.47km。

根据调查，本项目穿越冲沟、河流采用桁架跨越，油区土路、砂石路穿越采用大开挖穿越，油区水泥、沥青路穿越采用顶管的方式施工，混凝土套管满足《顶进施工法用钢筋混凝土排水管》（JC/T640-2010）。本项目管线穿跨越情况见表 3.6 15，穿跨越位置分布见图 3.5-11。

①管线桁架跨越施工

本项目依托已建桁架跨越，桁架跨越是指采用两片桁架斜交组成断面为倒三角形空腹梁空间体系的跨越形式，上部设检修通道。桁架跨越示意见图 3.5-10。

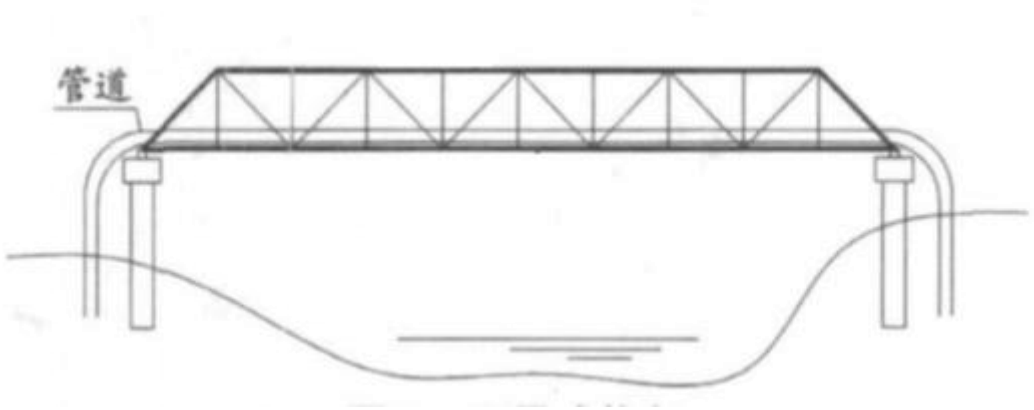


图 3.5-10　管线桁架跨越示意图

跨越段两端沿管道轴线各埋设一个管道跨越标志桩（钢筋混凝土结构），同时应在跨越轴线处通视良好的位置处设置一处警示牌（钢结构）。

②管线大开挖施工

本工程沿线穿越土路、砂石路时采取大开挖方式施工，管道安装完毕后，立即按原貌恢复地面和路面。

本项目管线基本沿油区道路敷设，施工便道主要依托油区现有道路，但局部地段线路，管线两侧无平行的道路，管线敷设时采用人工搬运、人工开挖管沟，施工作业带宽度 6m，管线埋设平均深度为管顶覆土不小于 1.2m。管沟断面形式采用倒梯形，沟底宽度根据管径、土质、施工方法等确定，采用沟上焊接，沟底一般为“管外径+0.5m”，边坡根据土质、挖深等确定，边坡比取 1：0.33。

③顶管穿越施工

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。

采用顶管方式穿越水泥、沥青路面时，工作管外加钢筋混凝土套管；若通过地 层为较完整的基岩，可采取水平钻方式，工作管外加钢套管保护。套管顶埋深距路面埋深不小于 1.2m；同时，公路穿越应单独试压，强度实验压力同两侧的线路部分。

顶管施工技术是国内外比较成熟的一项非开挖敷设管线的施工技术，该技术分 为泥水平衡法、土压平衡法和人工掘土顶进法。目前国内采用较多的是采用大推力的千斤顶直接将预制套管压入土层中，再在管内采用人工或机械掏挖土石、清除余土而成管的施工方法。主要分为测量放线、开挖工作坑、铺设导向轨道、安装液压 千斤顶、吊放混凝土预制管、挖土、顶管、再挖土、再顶管、竣工验收等工序。

管沟开挖、回填遵从“分层开挖、分层堆放、分层回填”原则，将表层土和下层土分别堆放，管沟回填土高出地回填土需填至超过自然地面约 0.3m。管线转弯处设置固定墩，以保持管道的轴向稳定性，在管线沿途设置线路三桩。本项目主要穿跨越工程见表 3.5-22。

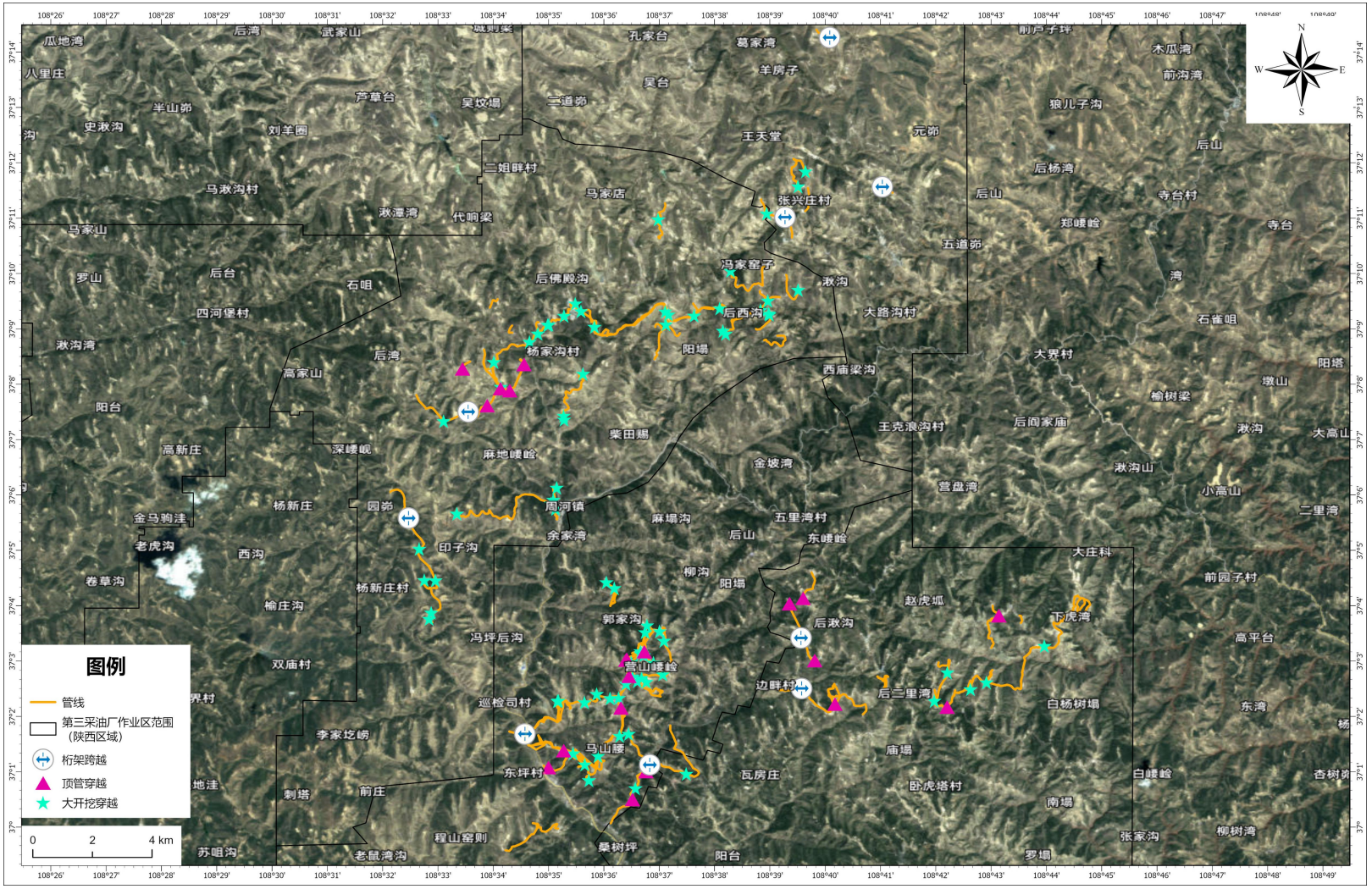
表 3.5-22　管线穿跨越工程情况表

序号	工程名称	管线规格	管材类型	设计压力（MPa）	穿跨越方式	穿跨越对象	穿跨越长度/数量（m/次）	备注
郝驼梁作业区								
1	于五增沟底管线改线	Φ60×5	L245N无缝钢管	4	桁架	冲沟	10m/1次	/
2	盘25-38区域管线改线	Φ60×5	L245N无缝钢管	4	桁架	冲沟	10m/1次	/
3	冯60-86注水管线	Φ60×8	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	25	桁架	冲沟	10m/1次	/
盘古梁作业区								
4	盘四接转站至靖三联外输管线	Φ76×5	L245N无缝钢管	4	桁架	冲沟	10m/1次	/
				4	顶管	油区水泥路	10m/2次	/
5	盘85-37扩输油点至新9扩出油管线	Φ60×5	L245N无缝钢管	4	桁架	冲沟	10m/1次	跨

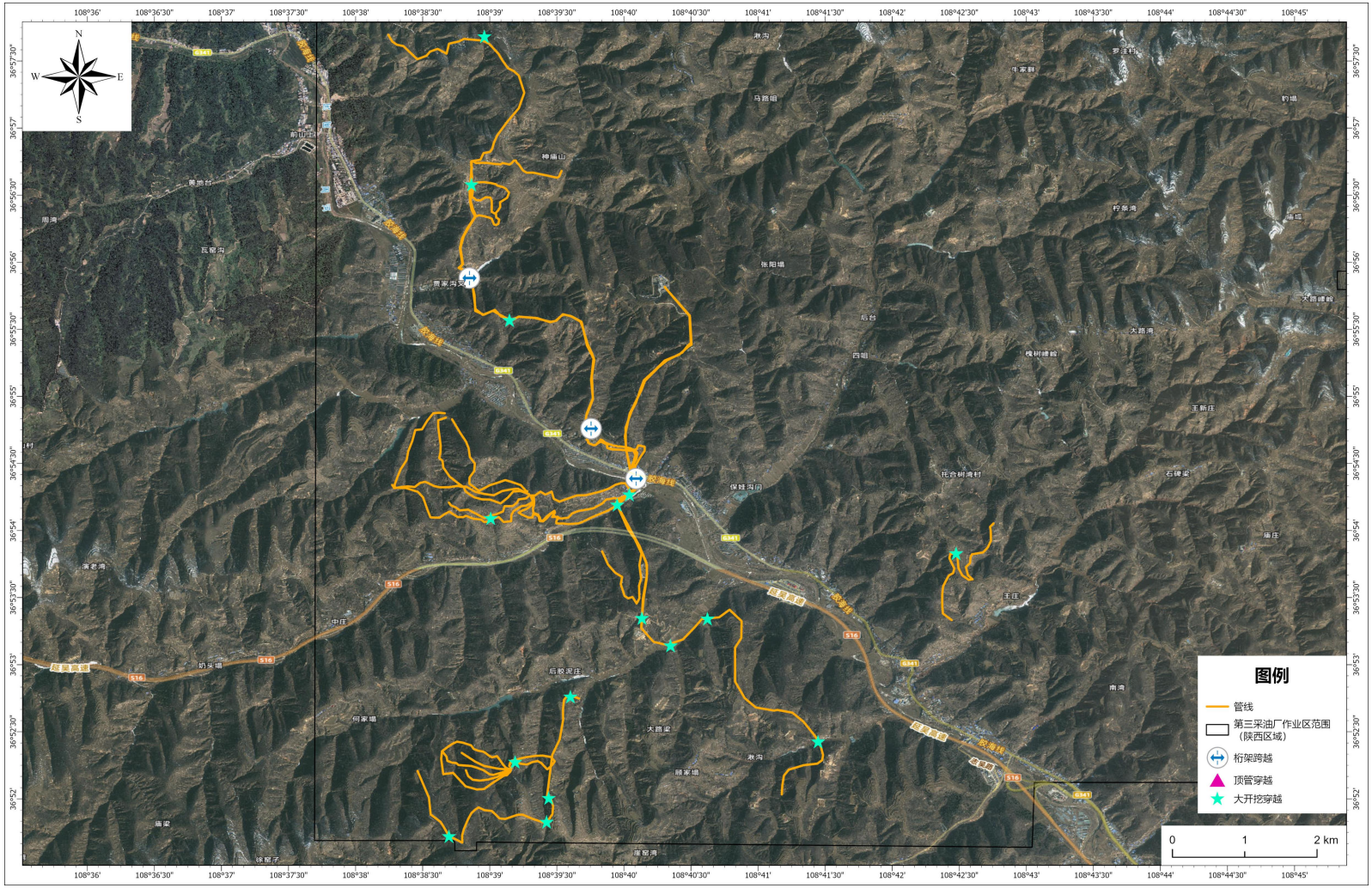
序号	工程名称	管线规格	管材类型	设计压力（MPa）	穿跨越方式	穿跨越对象	穿跨越长度/数量（m/次）	备注
6	盘85-37扩输油点至新9扩注水管线	Φ60×8	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	25				越同一个桁架
7	盘55-27至盘59-25增单井集油管线	Φ76×5	L245N无缝钢管	4	顶管	油区水泥路	10m/2次	/
8	盘59-24井组至盘59-23井组单井集油管线	Φ76×5	L245N无缝钢管	4	顶管	油区水泥路	10m/1次	/
9	盘38-38增至盘38-40注水管线	Φ60×8	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	25	桁架	冲沟	30m/1次	/
10	冯63-88组至新3增集油管线	Φ76×5	L245N无缝钢管	4	桁架	冲沟	30m/1次	/
五里湾第一采油作业区								
11	柳94-25至南10增油管线	Φ60×5	L245N无缝钢管	4	桁架	周河	55m/1次	跨越同一个桁架
12	柳94-25至柳95-29注水管线	Φ60×8	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	25				
13	高355至南二注注水管线	Φ60×8	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	25	桁架	周河支流	30m/1次	/
14	高152至顺162脱出油管线	Φ60×5	L245N无缝钢管	4	顶管	油区水泥路	10m/3次	从同一个位置穿越
15	顺162-43至顺162脱出油管线	Φ60×5	L245N无缝钢管	4				
16	顺162-22至顺162脱注水管线	Φ60×8	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	25	顶管	油区水泥路	10m/1次	/
17	南六转至南十二转外输管线	Φ114×5	L245N无缝钢管	4	顶管	油区水泥路	10m/2次	/
18	柳94-34至柳95-29油管线	Φ60×5	L245N无缝钢管	4	顶管	油区水泥路	10m/1次	从同一个
19	柳96-31至柳95-29出油管线	Φ60×5	L245N无缝钢管	4				

序号	工程名称	管线规格	管材类型	设计压力（MPa）	穿跨越方式	穿跨越对象	穿跨越长度/数量（m/次）	备注
20	柳98-32至柳95-29出油管线	Φ60×5	L245N无缝钢管	4				位置穿越
21	南十二转-柳95-29井场注水干线	Φ76×5	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	25				
22	25#水源井至南五转供水管线	Φ80×8	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	25	顶管	沥青公路	10m/2次	/
五里湾第二采油作业区								
23	南三注至南五注供水干线	Φ80×8	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	25	桁架	边畔河	35m/1次	/
					顶管	油区水泥路	10m/2次	/
24	2#转油点外输管线	Φ76×5	L245N无缝钢管	4	桁架	冲沟	35m/1次	/
25	柴33-26注水管线	Φ60×8	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	25	顶管	油区水泥路	10m/1次	/
26	柳85-54增外输管线	Φ76×5	L245N无缝钢管	4	顶管	油区水泥路	10m/1次	/
27	柳76-62注水管线	Φ60×8	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	25	顶管	油区水泥路	10m/1次	从同一个位置穿越
28	柳78-60注水管线	Φ60×8	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	25				
29	柳80-60注水管线	Φ60×8	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	25				
30	南十一转至南十转供水管线	Φ80×8	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	25				
31	南十一转至南十转供气管线	Φ76×5	L245N无缝钢管	2.5				
32	柳71-60注水管线	Φ60×8	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	25	顶管	油区水泥路	10m/1次	/
虎狼峁作业区								
33	柳三脱至柳19增注水干线	Φ60×8	热塑性塑料内衬玻璃钢复合管	25	桁架	贾家沟叉	75m/1次，150m/1次	两次均跨越同一
34	柳41增-柳三脱集油管线	Φ89×5	L245N无缝钢管	4				

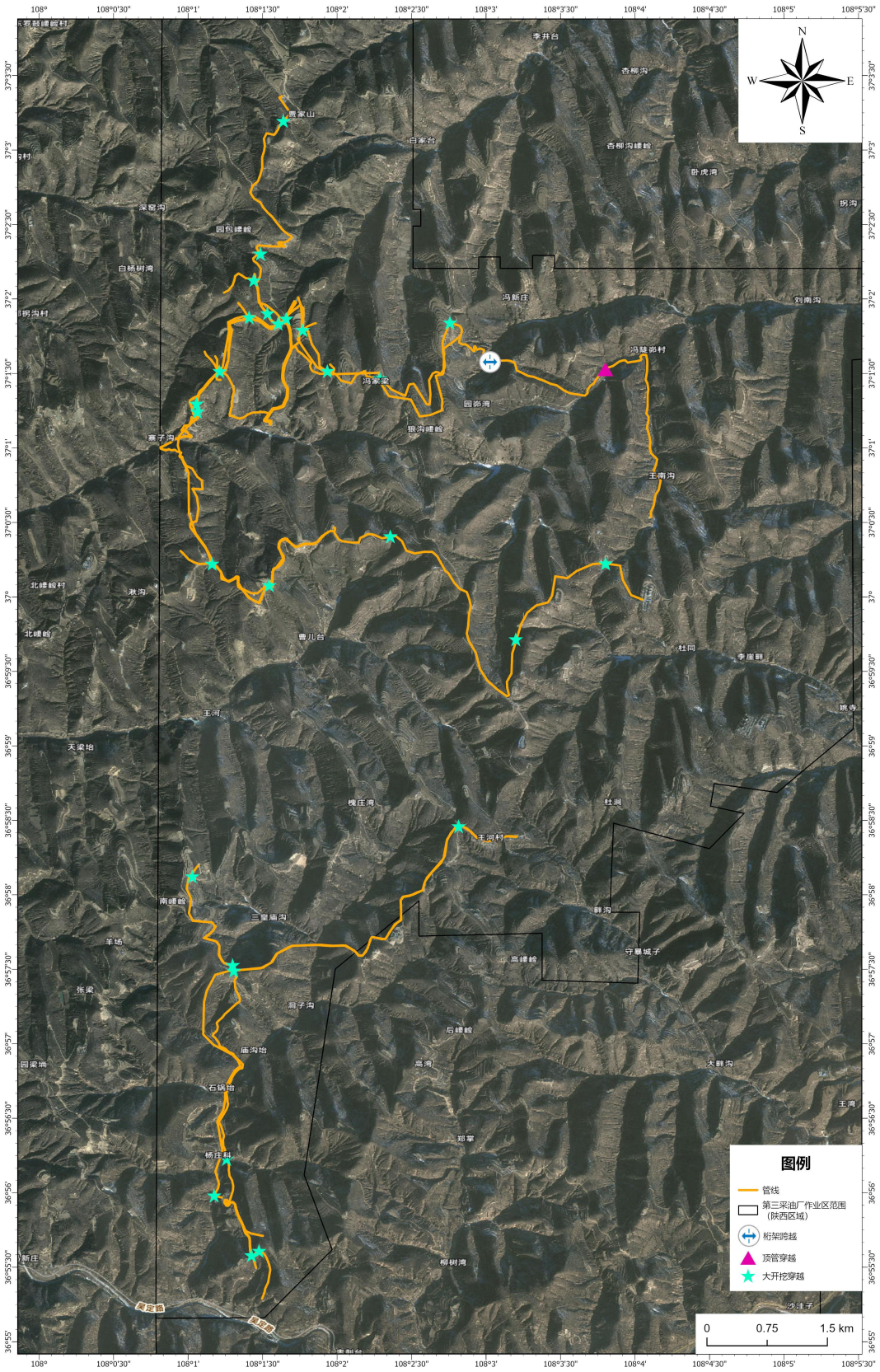
序号	工程名称	管线规格	管材类型	设计压力（MPa）	穿跨越方式	穿跨越对象	穿跨越长度/数量（m/次）	备注
								个桁架
35	柳35增至靖五联集油管线	Φ89×5	L245N无缝钢管	4	桁架；顶管	周河；胶海线	60m/1次；10m/1次	跨越同一个桁架，从胶海线同一个位置穿越
36	柳138-06至柳三脱外输管线	Φ76×5	L245N无缝钢管	4				
37	塞237至柳138-06返供干气管线	Φ60×5	L245N无缝钢管	2.5				
38	柳141-4至柳三脱集油管线	Φ76×5	L245N无缝钢管	4				
39	新柳8增至靖五联集油管线	Φ89×5	L245N无缝钢管	4				
40	柳138-06至柳三脱供气管线	Φ60×5	L245N无缝钢管	2.5				
新寨作业区								
41	旗七转至吴二联输油管线	Φ76×5	L245N无缝钢管	4	桁架	冲沟	25m/1次	/
					顶管	东冯路	8m/1次	/
注：其余穿跨越工程为管线大开挖穿越土路								



靖边区域



志丹区域



吴起区域

图 3.5-11　项目管线穿跨越工程平面布置图

3.5.4.6 注水工程

根据开发方案，本项目不新建注水站，工程共计建设注水井 73 口，单井配注量 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，采出水采用非金属管。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。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”。

注水工艺流程见图 3.5-12、图 3.5-13。

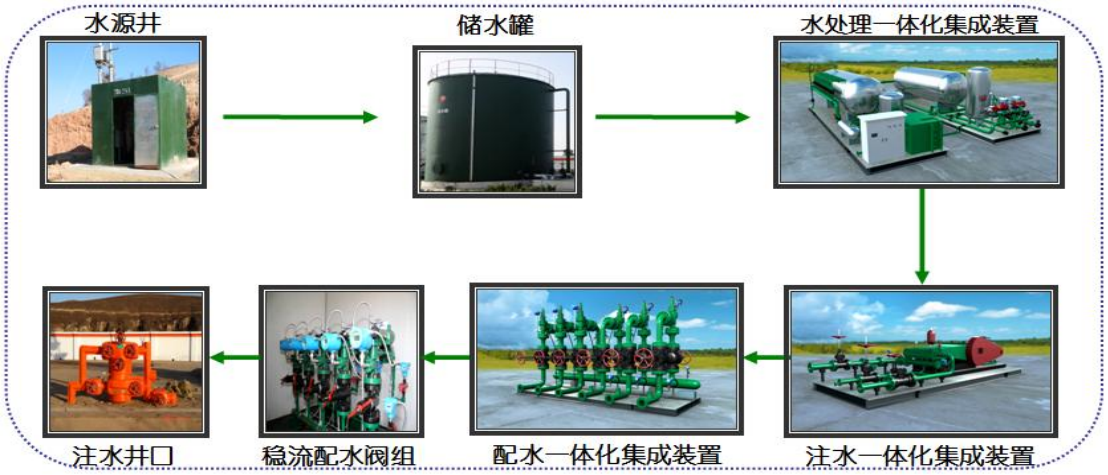


图 3.5-12　清水注水工艺流程示意图

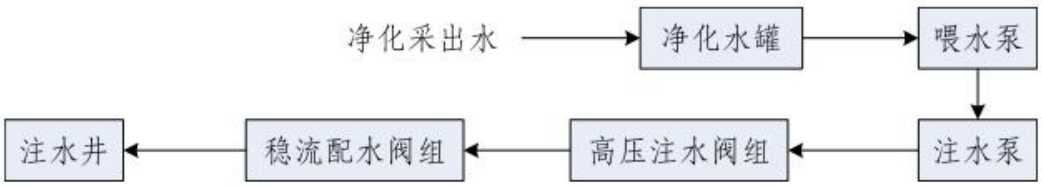


图 3.5-13　采出水注水工艺流程示意图

3.5.4.7 道路工程

评价区拟建各站场可依托的主干道路有县道靖志路，县乡沥青道路和贯穿各油田采油井区专用道路。进井场简易道路可依托各乡村简易公路。

根据项目产能开发部署设计，本项目新建柳 39 增、柳 40 增、柳 41 增、南 10 增、旗 22 增进站道路 5 条，全长 6km，采用泥结碎石路面，支道标准。

表 3.5-23　道路工程量统计表

序号	作业区	道路名称	起点	终点	长度（km）	道路标准
1	虎狼峁作业区	柳39增进站道路	油区道路	柳39增	1	支道标准
2		柳40增进站道路	油区道路	柳40增	1.5	支道标准
3		柳41增进站道路	油区道路	柳41增	2.5	支道标准
4	五里湾第一采油作业区	南10增进站道路	油区道路	南10增	0.5	支道标准
5	新寨作业区	旗22增进站道路	油区道路	旗22增	0.5	支道标准
合计					6	/

道路工程（支道）主要技术指标见表 3.5-24，路面结构示意图见图 3.5-14，路基标准横断面见图 3.5-15。

表 3.5-24　道路工程技术指标

道路建设标准		支道
路面宽度(m)		3.5
路基宽度(m)		4.5
路面结构		泥结碎石
极限最小圆曲线半径（m）		15
一般最小圆曲线半径（m）		30
不设超高的最小圆曲线半径（m）		150
凸形竖曲线半径（m）	极限最小值	100
	一般最小值	200
凹形竖曲线半径（m）	极限最小值	100
	一般最小值	200
停车视距（m）		20
会车视距（m）		40
最大纵坡（%）		12
站场类别		井组

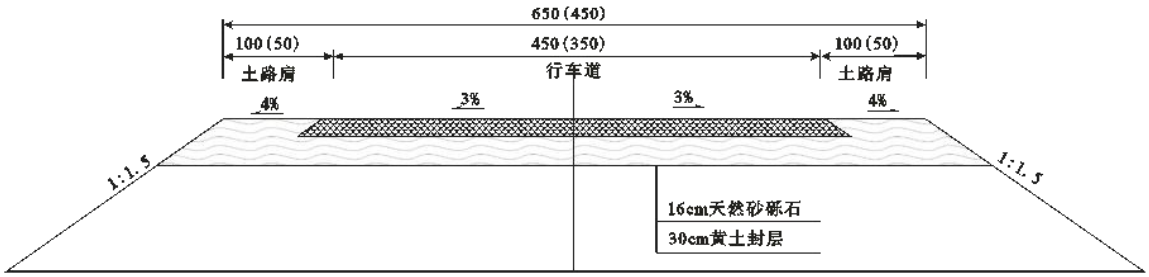


图 3.5-14　路面结构示意图

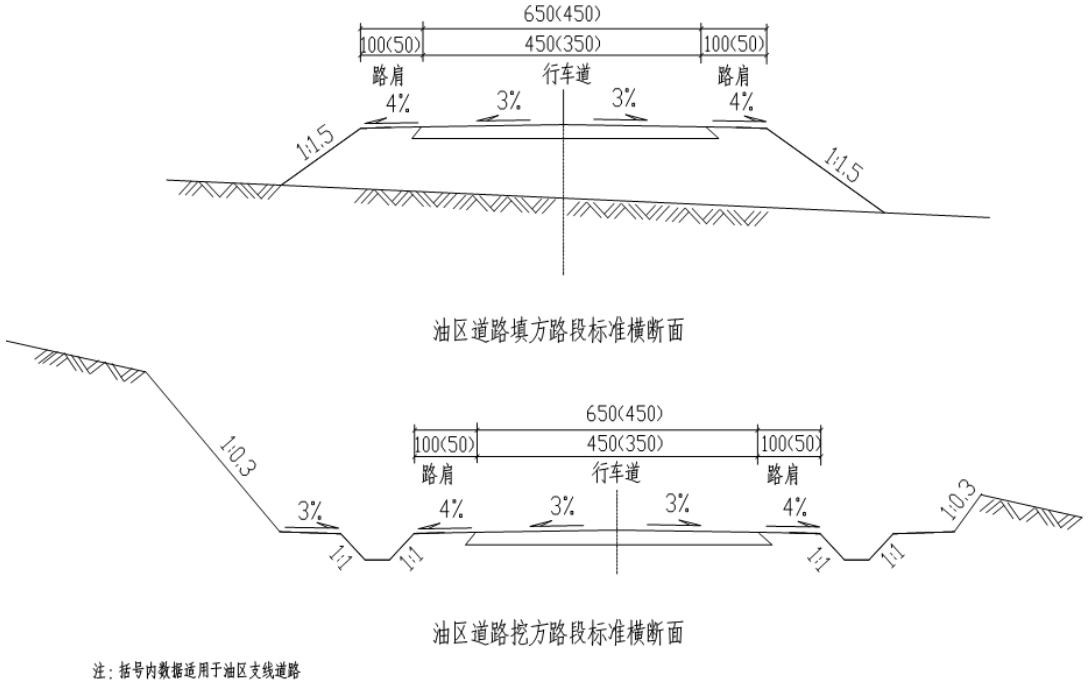


图 3.5-15　路基标准横断面图

3.5.4.8 依托工程

根据建设单位提供资料，第三采油厂靖边区域、志丹区域、吴起区域已形成系统的集输关系网，本项目新建增压装置和油气集输装置，部分油井进入新建增压装置和油气集输装置集输，其余油井集输、原油处理、采出水处理、措施返排液处理、含油污泥暂存点处理、伴生气均依托现有场站，具体情况如下：

（1）集输能力可行性分析

表 3.5-25　集输能力可行性分析　单位：m^3/d

序号	作业区	依托站场	设计规模	当前负荷	剩余负荷	新增集输规模	依托可行性
1	郝坨梁作业区	于69-24增	240	176	64	32.2	满足
2	盘古梁作业区	冯71-90扩油气集输装置	480	0	480	29	新建
3		盘85-37扩油气集输装置	264	0	264	6.4	新建
4		盘33-21接转站（三叠系）	528	254.4	276.3	16.1	满足
5		靖三联	2400	2335.6	64.4	19.3	满足
6		盘2增	240	0	240	38.7	新建
7		盘59-25增	240	196	44	3.2	满足
8		盘60-19增	240	175	65	3.2	满足
9	五里湾第一采油	柳72-33脱	500	411.1	88.9	3.2	满足
10		柳89-27增	240	158	82	3.2	满足

序号	作业区	依托站场	设计规模	当前负荷	剩余负荷	新增集输规模	依托可行性
11	作业区	南1增	240	169	71	3.2	满足
12		南9增	240	42.6	197.4	9.7	满足
13		南10增	240	0	240	12.9	新建
14		南四转	400	320	80	6.4	满足
15		南六转	400	345.1	54.9	16.1	满足
16		南十二转	4500	2800	1700	22.6	满足
17	五里湾第二采油作业区	柳80-52增	240	105	135	16.1	满足
18		南三转	2100	1142.8	957.2	12.9	满足
19		南十一转	400	312	88	12.9	满足
20	虎狼峁作业区	柳141-011油气混输装置	720	0	720	25.8	新建
21		柳33增	240	200	40	22.6	满足
22		柳41增	240	0	240	9.7	新建
23	新寨作业区	旗16-33油区混输装置	600	0	600	3.2	新建
24		旗8增	360	207.4	152.6	16.1	满足
25		旗17增	240	152	88	38.7	满足
26		旗20增	240	123	117	41.9	满足

（2）原油处理能力可行性分析

表 3.5-26 原油处理能力可行性分析 单位：m^3/d

序号	作业区	依托站场	层位	设计规模	当前负荷	剩余负荷	新增处理规模	依托可行性
1	郝坨梁作业区	靖一联	三叠系	2400	1541.3	858.7	32.2	满足
2	盘古梁作业区	靖三联	三叠系	4800	2436.1	2363.9	116	满足
3	五里湾第一采油作业区	南十二转	三叠系	4500	2805.6	1694.4	77.4	满足
5	五里湾第二采油作业区	靖二联	三叠系	5000	1425.8	3574.2	41.9	满足
6	虎狼峁作业区	柳三脱	三叠系	1200	794.1	405.9	25.8	满足
7		靖五联	三叠系	3600	2611.8	988.2	32.2	满足
8	新寨作业区	吴二联	三叠系	2400	1534.3	865.7	99.9	满足

（3）采出水处理系统依托可行性分析

各作业区依托采出水处理设施处理能力校核具体情况见表 3.5-27。

表 3.5-27　采出水处理系统处理能力依托可行性分析　单位：m^3/d

序号	区块	依托站场	层位	设计规模	当前负荷	剩余负荷	新增处理规模	依托可行性
1	郝坨梁作业区	靖一联	三叠系	2800	2030.8	769.2	18.26	满足
2	盘古梁作业区	靖三联	三叠系	2000	1127.7	872.3	65.75	满足
3	五里湾第一采油作业区	南十二转	三叠系	1400	1307.5	92.5	43.84	满足
4	五里湾第二采油作业区	靖二联	三叠系	3300	1470.5	1829.5	23.74	满足
5	虎狼峁作业区	柳三脱	三叠系	600	317.6	282.4	20.09	满足
6		靖五联	三叠系	1600	1351.1	248.9	12.79	满足
7	新寨作业区	吴二联	三叠系	1500	977.3	522.7	56.62	满足

由表可知，各采出水处理系统可以满足本项目实施后采出水处理需求，采出水处理系统依托可行。

（4）措施返排液处理系统依托可行性分析

本项目主要依托作业区已建措施返排液处理站进行处理，处理达标后回注。根据建设单位提供资料，各采措施返排液处理站工艺上能够满足生产需求，评价主要从处理能力上进行可行性分析，具体情况见表 3.5-28。

表 3.5-28　措施返排液处理系统处理能力依托可行性分析　单位：m^3/d

站名	处理能力（m^3/d）	当前负荷（m^3/d）	富余能力（m^3/d）	本次拟建工程新增负荷（m^3/d）	能力校核结论
柳16-35井组措施返排液处理站（郝驼梁、盘古梁）	300	220	80	41.88	满足
柳92-33井组措施返排液处理站（五一区、五二区）	300	225	75	36.90	满足
柳133-1措施废液处理站（虎狼峁）	300	344	256	18.64	满足
顺173措施返排液处理站（虎狼峁）	300				满足
旗10-341措施废液处理站（新寨）	400	277	123	30.07	满足
注：本项目需要纳入措施返排液处理站处理的措施措施返排液含施工期的压裂返排液、试油废水及运行期的压裂改造、修井、洗井等环节产生的措施返排液，因为施工期压裂作业、试油作业及运行期压裂改造、修井、洗井作业等作业时间的不规律性，要求建设单位合理进行规划作业顺序及废水进站时序，确保废水全部进站处理和达标回注。					

从规模上看，新增措施返排液平均产生总量小于依托工程富余规模，通过合理安排各井区的措施作业计划和废水进站时序，本项目依托现有措施返排液处理站回注的措施可行。

（5）含油污泥暂存点依托可行性分析

①含油污泥暂存点情况

第三采油厂靖边区域、志丹区域、吴起区域各设有含油污泥暂存点，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，定期交有资质单位合理处置。现有含油污泥暂存点按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）相关要求建设，具体情况见表 3.5-29。

表 3.5-29　含油污泥暂存点依托可行性分析　单位：m^3

序号	作业区	位置	设计规模（m^3）
1	郝坨梁作业区	柳20-40	150
2	盘古梁作业区	冯73-81	300
3	五一区	柳84-32	300
4	五二区	柳77-50	150
5	虎狼峁作业区	柳126-10	300
6	新寨作业区	吴平468-9	300

②含油污泥暂存点（危废贮存库）控制措施依托可行性

现有含油污泥暂存点（危废贮存库）采用轻钢结构设计，地面及裙脚采取防渗处理，防渗措施满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）要求。暂存设施外按 GB15562.2 规定设置警示标志，周围设置围墙或防护栅栏。暂存点满足防风、防雨、防晒要求，符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）要求。靖边区域、志丹区域、吴起区域含油污泥暂存点（危废贮存库）符合《危险废物规范化贮存设施管理指标体系》（环办[2015]99 号）、《建设项目危险废物环境影响评价指南》、《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）相关要求，依托可行。

③规模依托可行性

本项目依托的含油污泥暂存点（危废贮存库）总库容约 1500m^3，当前各暂存点清运周期在 1~2 个月；在滚动开发过程中可通过增加清运频率、缩短危废贮存时间，满足本次产建项目危废贮存需求。

（6）伴生气依托处理可行性分析

本项目可依托伴生气综合利用工程包括：靖二联轻烃装置、靖三联轻烃装置、庙庄混烃装置、王河混烃装置，其工程概况如下：

a.靖二联轻烃装置：

靖二联轻烃装置 2002 年 10 月投运，2020 年实施扩建，气源为靖二联三相分离器来气、大罐抽气、原油稳定脱气和周边站点来气。设计处理能力 $6\times10^4m^3/d$，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，五一区、五二区工程和部分虎狼峁作业区工程拟依托靖二联轻烃装置。

b.靖三联轻烃装置

靖三联轻烃装置 2002 年 10 月投运，2019 年实施扩建，气源为靖三联三相分离器来气、大罐抽气、原油稳定脱气和周边站点来气。设计处理能力 $6\times10^4m^3/d$，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，郝驼梁、盘古梁作业区工程拟依托靖三联轻烃装置。

c.庙庄混烃装置

庙庄混烃装置设计处理能力 $5\times10^4m^3/d$，处理后液化气、稳定混烃外销，干气回输至上游站场作为加热炉燃料用气，部分虎狼峁作业区工程拟依托庙庄混烃装置。

d.王河混烃装置

王河混烃装置设计处理能力 $5\times10^4m^3/d$，处理后液化气、稳定混烃外销，干气回输至上游站场作为加热炉燃料用气，新寨作业区工程拟依托王河混烃装置。

结合上述依托工程设计规模、运行情况和本次产建开发新增气量对现有伴生气综合利用工程的依托能力进行校核，具体情况见表 3.5-30。

表 3.5-30　伴生气回收站依托可行性分析　单位：$10^4m^3/d$

序号	井区	工程名称	设计规模	当前处理规模	富余处理能力	本次产建新增来气量	依托可行性	备注
1	郝坨梁、盘古梁作业区	靖三联轻烃装置	6	4.61	1.39	0.43	可依托	现有
2	五一区、五二区、部分虎狼作业区	靖二联轻烃装置	6	4.54	1.46	0.33	可依托	现有
3	部分虎狼峁作业区	庙庄混烃站	5	2.8	2.2	0.11	可依托	现有
4	新寨作业区	王河混	5	4	1	0.17	可依	现

序号	井区	工程名称	设计规模	当前处理规模	富余处理能力	本次产建新增来气量	依托可行性	备注
		烃厂					托	有

3.5.4.9 油气处理工艺

（1）原油处理工艺

本工程所产原油经数字化混输泵撬、增压站、接转站、联合站进行处理后集输。

①联合站

联合站的主要功能为来油计量、加热、油气分离、含水油外输、采出水处理及回注、清水处理及回注功能。联合站的主要工艺流程见图 3.5-16 所示。本项目不新建联合站，主要依托现有联合。

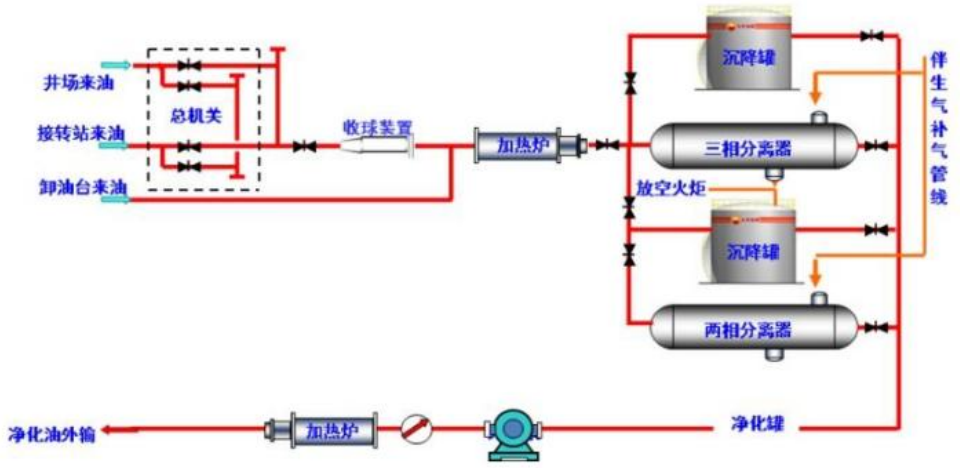


图 3.5-16　联合站主要工艺流程图（依托）

②接转站

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，本项目主要依托现有接转站。接转站工艺流程见图 3.5-17。

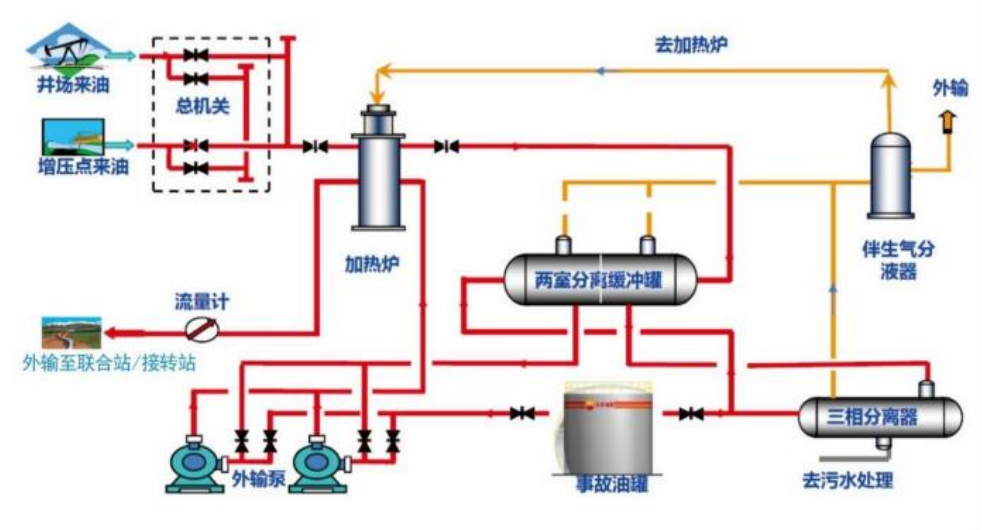


图 3.5-17　接转站主要工艺流程图（依托）

③增压站

增压站属小型站点，多建于井场旁。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。增压站功能包括：对井组来含水油进行加热、缓冲、分离及增压后，油气混输至下一站场。增压站工艺流程见图 3.5-18。

油气混输工艺流程：



图 3.5-18 增压站主要工艺流程图（新建增压装置+依托）

④标准化井场

本次将充分依托现有集输系统，各井场到增压站/接转站/联合站多采取油气混输方式。数字化数字化混输泵撬井场工艺流程见图 3.5-19。

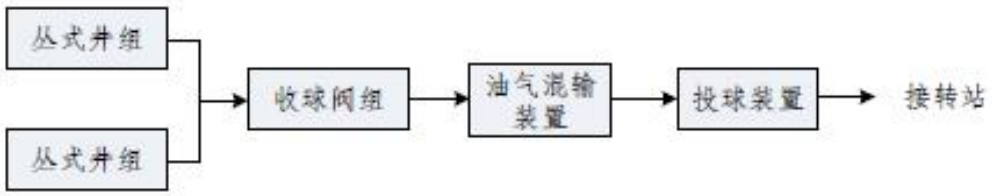
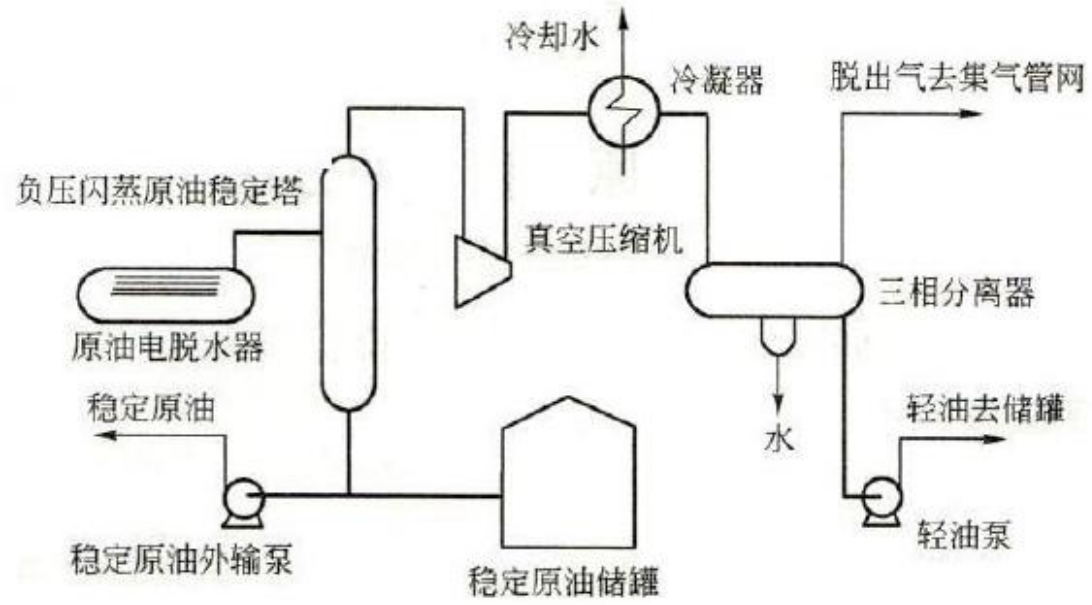


图 3.5-19　数字化混输泵撬井场工艺流程图

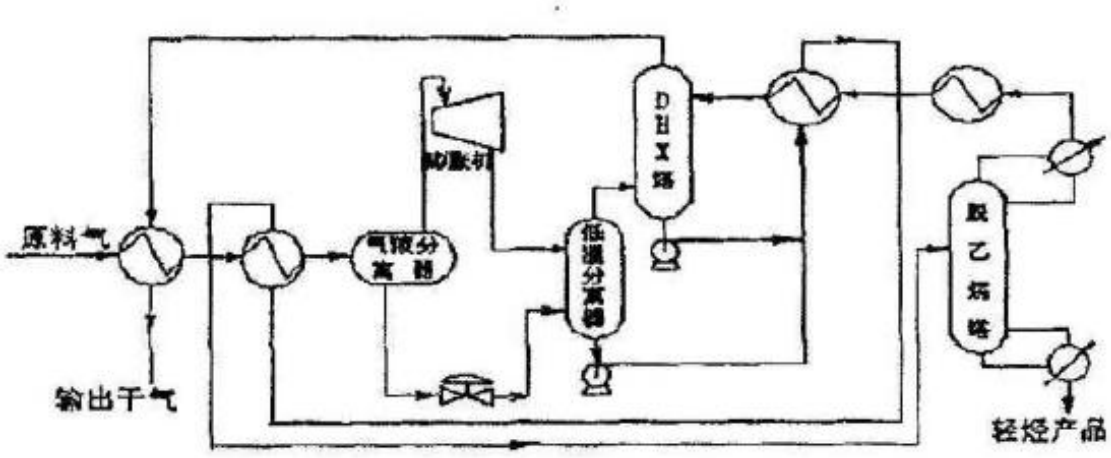
（2）伴生气处理工艺

本项目在石油开采过程中收集的伴生气通过脱水站 、联合站进行三相分离后管输至已建轻烃厂进行处理后利用。

轻烃厂的主要功能为原油稳定、伴生气净化处理、原油外输，原油稳定工艺采用负压闪蒸；伴生气处理采用 DHX 凝液接触法工艺。轻烃厂伴生气处理工艺流程见图 3.5-20。



a．负压闪蒸稳定工艺流程



b. DHX 凝液接触法工艺流程

图 3.5-20　轻烃厂主要工艺流程图（依托）

3.5.5 工程占地

3.5.5.1 工程占地面积

本次产建工程占地面积为 226.876hm^2。工程占地包括临时占地和永久占地。

永久占地包括井场等永久征地，永久征地面积为 29.7hm^2。临时占地包括钻井井场、站场、管线施工所临时占地，占地面积约 197.176hm^2。项目占地类型为草地、林地、旱地，永久占地不占用基本农田。

（1）井场占地

每个井场平均永久占地面积按 0.4hm^2，临时占地按 0.2hm^2 计，本次拟建井场 65 座（其中 45 座为新建进场；其余为 20 座为已建井场扩建，仅考虑临时占地），经计算，井场永久占地约 27hm^2，临时占地约 4hm^2。

（2）站场占地

根据建设单位提供资料，本项目新建盘 2 增压装置、南 10 增压装置、柳 41 增压装置、旗 22 增压装置、冯 71-90 扩油气混输装置、盘 85-37 扩油气混输装置、柳 141-4 油气混输装置、柳 141-011 油气混输装置、旗 016-33 油气混输装置，均在已建场站内建设，不新增永久占地；其余站场改扩建工程均在均在已建场站内建设，不新增永久占地；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 190 条 433.4km，其中油管线 91 条 213.15km，气管线 10 条 19.78km，水管线 89 条 200.47km，管线优先同沟敷设。管线工程主要为临时占地，本项目管线施工作业带以 6m 计，经计算，本项目管线工程临时占地 193.176hm^2。

（4）道路占地

本项目新建柳 39 增、柳 40 增、柳 41 增、南 10 增、旗 22 增进站道路 5 条，全长 6km，采用泥结碎石路面，支道标准，路基宽度 4.5m。经计算，本项目道路工程永久占地 2.7hm^2。

综上，本项目工程占地情况一览表如下：

表 3.5-31　项目工程占地情况一览表

用地单位	数量	占地面积（hm^2）			占地类型	备注
		永久	临时	合计		
井场	65（新建45座，扩建20座）	27	4	31	草地、林地、旱地	/
管线	油管线91条213.15km，气管线10条19.78km，水管线89条200.47km（优先同沟敷设）	/	193.176	193.176		同沟敷设管线不重复计算临时占地面积
道路	新建柳39增、柳40增、柳41增、南10增、旗22增进站道路5条，全长6km，路基宽度4.5m	2.7	/	2.7		/
合计		29.7	197.176	226.876		/

3.5.5.2 土石方平衡

本项目建设主要土方开挖量为管线施工、井场、站场场地平整。

本项目规划新建设井场45座、扩建井场20座，扩建井场不新增永久占地，本项目拟建管线拟建190条433.4km，其中油管线91条213.15km，气管线10条19.78km，水管线89条200.47km。按照施工方案，井场、站场挖方全部用于井场平整及护坡，管线挖方全部回填。项目土石方平衡见表 3.5-32。

表 3.5-32 项目土石方平衡表 单位：万 m^3

工程名称	数量	挖方	填方	弃方
新建井场工程（含井场生活区）	45座	9.25	9.25	0
管线工程管沟	433.4km	58.2	58.2	0
合计		67.45	67.45	0
注：扩建井场、站场不考虑土石方量；同沟敷设同沟敷设管线不重复计算挖填方量。				

3.5.6 原辅材料消耗

根据工程类比调查，不同井型单井工程主要原辅材料消耗见表 3.5-33。主要原辅材料性质见表 3.5-34，压裂液主要成分及性质见表 3.5-35。

表 3.5-33 主要原辅材料消耗

序号	材料名称		单位	消耗		备注
				定向井	水平井	
1	单井材	膨润土	吨	23.87	33.13	钠级一级

2	料消耗	重晶石	吨	17.68	24.54	
3		CMC	吨	1.77	2.45	
4		纯碱	吨	1.13	1.57	99%一级
5		NH_4-HPAN	吨	3.39	4.70	/
6		PAM	吨	1.77	2.45	
7		K-PAM	吨	1.19	1.66	/
8		有机硅	吨	2.39	3.31	/
9		防塌润滑剂	吨	2.25	3.13	/
10		桥塞堵漏剂	吨	3.39	4.70	QD-1，QD-2，QD-3，锯末，单封（DF-A)，云母粉，无机聚凝材料KSD-1，无渗透剂DF-NIN
11		迪塞尔	吨	3.39	4.70	/
12		水泥	吨	43.32	60.13	/
13		粉煤灰漂珠	吨	3.32	4.60	/
14		降失水剂	吨	0.93	1.29	RC-800
15		减阻剂	吨	0.11	0.15	ESZ
16		缓凝剂	吨	0.05	0.07	RC-800HZ
17	电能		kWh/a	13.1×10^4		/
18	新鲜水		m^3/a	20234.87		措施作业用水、回注水等

表 3.5-34　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/cm³；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，Na2O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。
重晶石	重晶石是以硫酸钡($BaSO_4$)为主要成分的非金属矿产品，纯重晶石显白色、有光泽，由于杂质及混入物的影响也常呈灰色、浅红色、浅黄色等，其化学性质稳定，不溶于水和盐酸，无磁性和毒性，可用作白色颜料，还可用于化工、造纸、纺织填料，在玻璃生产中可充当助熔剂并增加玻璃的光亮度，其最主要的用途是作为加重剂用于钻井行业中及提炼钡。
CMC	中文名为羧甲基纤维素钠，是目前世界上使用范围最广、用量最大的纤维素种类，分子式$C_8H_{16}NaO_8$，密度0.5～0.7g/cm³，外观为白色或乳白色纤维状或

材料名称	物质组成及性质
	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。
NH4-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、酰胺基和亚铵基等，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。
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。

材料名称	物质组成及性质
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。

另外，钻井和井场还使用少量增粘剂、乳化剂、页岩抑制剂、降粘剂、增蚀剂、加重剂、杀菌剂、消泡剂、泡沫剂、解卡剂和 pH 控制剂等。

上述化学品由专人负责保管发放、分堆（分室）存放，下垫上盖，严禁在强光下暴晒。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。

表 3.5-35　压裂液主要成分及性质表

材料名称	消耗量（t）	性质
羟丙基瓜尔胶	30	淡黄色粉末，高粘度残渣低，水溶性好，对砂岩油藏伤害小，流变性能易控制，交联好、配制容易、无毒、无味、安全可靠，不污染环境。
助排剂	43	淡黄色或黄色液体，可大大减少压裂液、酸液在空隙介质中的流动阻力，提高入井液体的返排速率和返排率。
杀菌剂	15	均匀液体，无机械杂质，是一种高效的复合型杀菌剂
过硫酸铵	4.3	白色结晶或粉尘。无气味。易溶于水，水溶液呈酸性，所得乳液耐水性较好，用作压裂液的助氧化剂。
氯化钾	86	无色细长菱形或立方晶体，或白色结晶小颗粒粉末，用作添加剂。
交联剂	65	微溶于烷烃，不溶于水，能使线型或轻度支链型的大分子转变成三维网状结构，提高强度、耐热性、耐磨性、耐溶剂性

材料名称	消耗量（t）	性质
		等性能。

3.5.7 劳动定员和工作制度

依据油田公司数字化无人值守站建设相关要求，2024 年产建工程无新增定员，新建井场、管线等的巡检人员由作业区统一调配。

采油井每年生产 365 天，则生产系统每年工作时间约 8760h。

3.5.8 项目平衡分析

3.5.8.1 水平衡分析

根据工程开发方案，油井采油初期含水 40%左右，开发中后期可达到 80%。根据建设单位提供资料，同时参考“屈斌学, 孙亚兰. 油田合理注采比的确定[J]. 吐哈油气, 2010, 15(4):3.”，本项目开采初期注采比取 1.1，中后期注采比取 0.9。本工程开采期初期和中后期水平衡见表 3.5-36、表 3.5-37 和图 3.5-21、图 3.5-22。

表 3.5-36 项目开采初期水平衡表 单位：m^3/d

用水工序	来源	投入		循环水	产出		去向	备注
		新鲜水	回用水		损耗	利用		
油田注水	采出水	/	241.096	/	12.055	229.041	经采出水系统处理达标后同层回注	/
	新鲜水	36.164	/	/	/	36.164	同层回注	/
措施作业	新鲜水	19.274	/	/	0.964	18.310	经措施返排液处理站处理达标后回注	单井用水量约70m^3/次，两年1次，新建油水井201口
合计	/	55.438	241.096	/	13.019	283.515	/	/

表 3.5-37 项目开采中后期水平衡表 单位：m^3/d

用水工序	来源	投入		循环水	产出		去向	备注
		新鲜水	回用水		损耗	利用		
油田注水	采出水	/	1445.575	/	72.329	1374.246	经已建采出水系统处理达标后同层回注	/
措施作业	新鲜水	19.274	/	/	0.964	18.310	经措施返排液处理站处	单井用水量约70m^3/次，两年1

							理达标后同层回注	次，新建油水井201口
合计	/			/			/	/

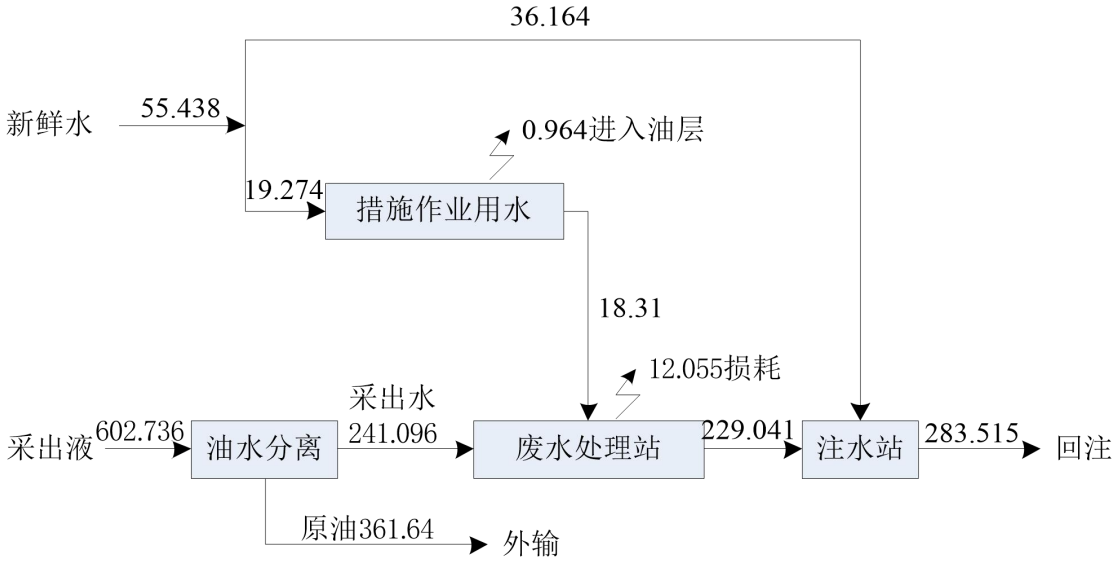


图 3.5-21　项目运行初期水平衡图　单位：m^3/d

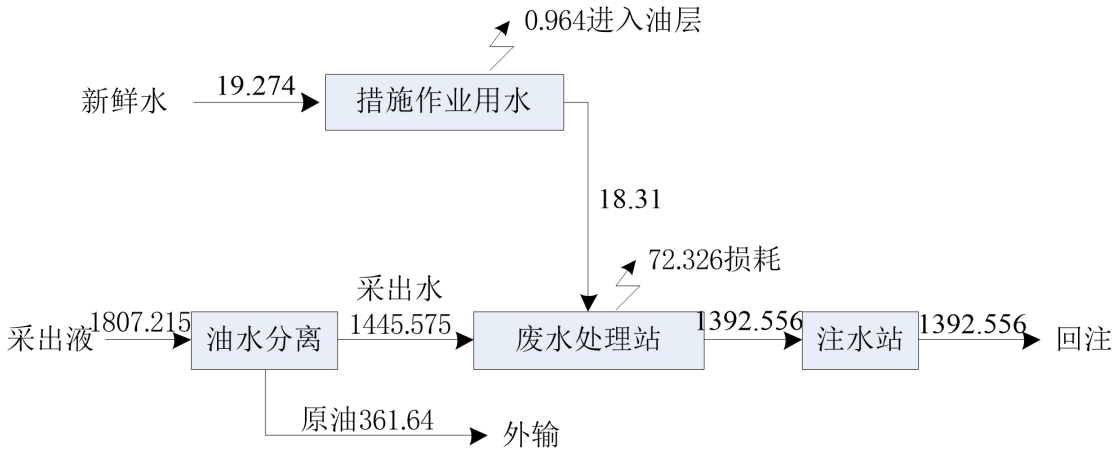


图 3.5-22　项目运行中后期水平衡图　单位：m^3/d

3.5.8.2 伴生气平衡分析

本项目产能规模 $13.2\times10^4t/a$，本次滚动开发开采油层的气油比为 19.4~70.0m^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，则本项目伴生气产生量 $385.52\times10^4m^3/a$。伴生气损耗主要是油气集输过程中的无组织损耗，占伴生气产量的 0.2%。本项目伴生气综合利用率为 99.8%，具体情况见表 3.5-38。

表 3.5-38　项目伴生气平衡表

序号	分类	数量	占伴生气总产量比例
1	伴生气量（$10^4m^3/a$）	385.52	100.0
2	综合利用量（$10^4m^3/a$）	384.74896	99.8
3	开发过程气体损耗量（$10^4m^3/a$）	0.77104	0.2

4 工程分析

4.1 影响因素分析

4.1.1 施工期污染因素分析

4.1.1.1 施工工艺流程

施工期主要包括钻前工程、钻井和井下作业、井站场建设、管线敷设及道路建设等。其中钻前工程主要为井场道路修建，施工组织方案及施工时序为：钻前工程—钻井工程—井下作业工程—标准化井场建设—站场工程—管线敷设，其中井场施工、钻场施工、管线施工可同步实施，施工组织方为建设单位，负责施工组织管理，施工方为第三方，设计单井钻井周期 15 天，则平均每座井场施工周期约 37.1 天，考虑钻机安装、拆除等作业时间，保守估计单座井场的总施工时间为 90 天。

（1）钻井工程

钻井是确定地下油气构造以及进行采油生产的手段，一般包括钻前准备、钻井、固井和完井四个阶段。

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

①钻前准备

包括定井位、修路、平井场、供水、供电、钻井设备安装等。

②钻井过程

1）钻井：用足够的压力把钻头压到井底岩石上，使钻头齿状部分可以压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咀的钻井液冲击井底，将井底岩屑清洗、携带返至地面。

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

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

③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；

④完井

油井钻至设计井深后，下入套管完井。

⑤固井

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

1）表层套管固井水泥反至井口，且套管内留有 10～20m 的水泥塞；

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

3）至少每根套管加 1 个刚性扶正器，提高套管居中度及水泥浆的顶替效率；

4）水平段长度≤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。

钻井过程的产污环节见图 4.1-1，具体包括：

1）排入收集罐的废钻井液、废弃泥浆、岩屑；

2）钻井机械冲洗废水，跑、冒、滴、漏的各种废工作液与油料等；

3）钻井用的柴油机排放的烟气、噪声；

4）修公路、平井场和管线敷设等占地对地表植被的破坏。

钻井过程选取水基钻井液体系，能够满足油田开发的需要，推荐各地层段钻井液性能见表 4.1-1。

表 4.1-1 推荐分段钻井液性能及要求

地层	钻井液类型	钻井液性质								备注
		密度 (g/m^3)	FV (s)	FL (mL)	K (mm)	pH	PV (mPas)	YP (Pa)	静切力 (Pa)	
黄土	细分散	1.03~1.04	35~50			10				防漏
洛河	清水聚合物	1.01~1.03	28~33	不控		7~8	2~3	0.5		防漏
安定	清水聚合物	1.01~1.02	30~33	不控		7~8	2~4	1.0		防漏
直罗	清水聚合物	1.01~1.02	30~35	<20	<1	7~8	3~6	1~2	0.5~1	防漏防卡
延安	低固相聚合物	1.01~1.03	32~35	<8.0	<1	7.5~9	3~6	2~5	1~3	防卡
富县	低固相聚合物	1.02~1.04	32~35	<8.0	<1	7.5~9	3~6	2~5	1~3	防卡
延长	低固相聚合物	1.03~1.05	35~60	<8.0	<1	8~9	6~15	2~5	1~3	防卡

（2）井下作业

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

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

②压裂作业的主要目的是为了扩大含油岩层渗滤面积，提高渗透性，提高单井产量。

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

上述井下作业过程的主要产污环节见图 4.1-1，包括：

①“跑、冒、滴、漏”的各种工作液、落地油与含油污水；

②试油作业产生的试油废水；

③压裂过程中产生的废压裂液；

④操作噪声以及车辆尾气。

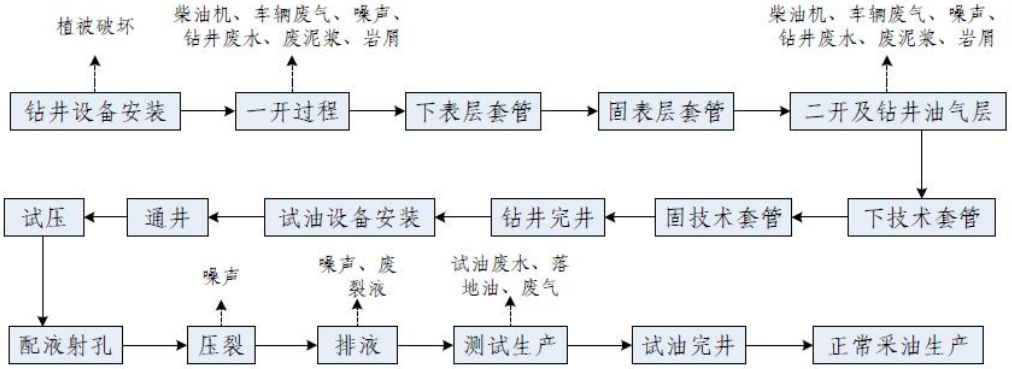


图 4.1-1　钻井及井下作业工艺流程及产污环节图

（3）地面工程

地面工程主要包括井场、注水站、增压站等站场工程和油气管线、注水管线等管线建设工程，此外还包括供电、道路、消防、通信等辅助工程。

地面工程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。各改造站场更换设备后的旧设备由各作业区回收，采取维修等措施后进行再利用，对于不可再利用设备在指定地点集中进行拆解清理，然后交由废品回收单位处置。井、站场及管线施工工艺流程及产污环节见图 4.1-2。

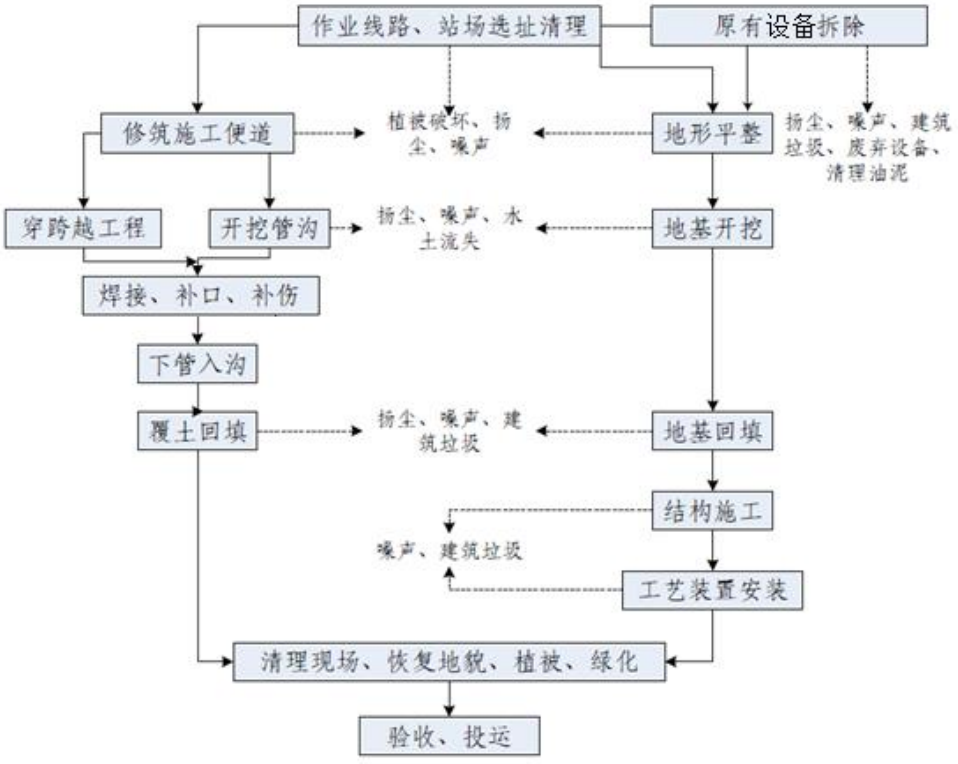


图 4.1-2　井场、站场、管线工程施工流程及产污环节图

（4）泥浆不落地工艺流程

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 4.1-3。

（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。

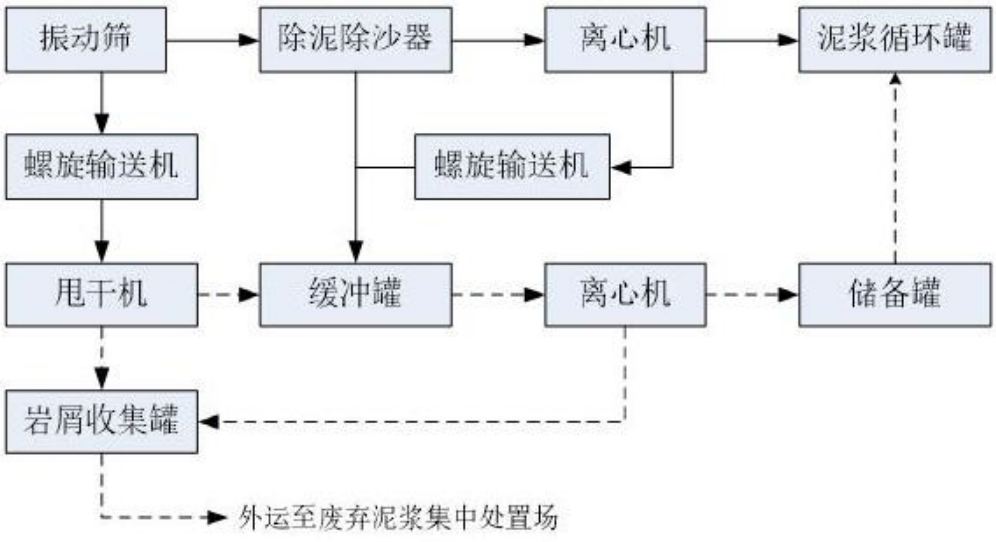


图 4.1-3 钻井液固液分离及再生工艺流程图（泥浆不落地工艺）

4.1.1.2 施工期产污环节分析

综上，施工期主要污染源及污染性质见表 4.1-2。

表 4.1-2 施工期主要污染影响因素表

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	钻井废水、试油废水、压裂返排液	井场	土壤	随施工作业结束而消失
	柴油机烟气		环境空气	
	钻井废弃泥浆、钻井岩屑、落地油		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
管线工程	平整施工带、开挖管沟、建设施工便道等临时占地	工程建设地带	土壤及植被	永久占地改变原土地利用性质；临时占地可逐渐实现迹地恢复；其余污染随施工作业结束而消失
	施工设备、车辆尾气		环境空气	
	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	
井场、站场、道路工程	占用土地、破坏原有土地利用功能		土壤、植被	
	施工设备、车辆尾气		环境空气	
	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	

4.1.2 运行期污染因素分析

4.1.2.1 运行期主要工艺流程及产污环节

（1）油气开采、集输工程运行期主要工艺过程

运行期为采油、油气集输、油气处理时段以及定期进行的井下作业。

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。本工程开发油藏天然能量不足，地层压力较低，为保持油层压力，达到稳产目的，采用水驱采油的方法进行采油作业，即通过向油层注水的方式，驱替原油，即采用水驱采油的方法。

伴随采油作业的开展，必然产生一定的油田采出水，其是从采油井采出液中分离出的废水，其量随着油田开采年限的增加呈逐渐上升趋势。

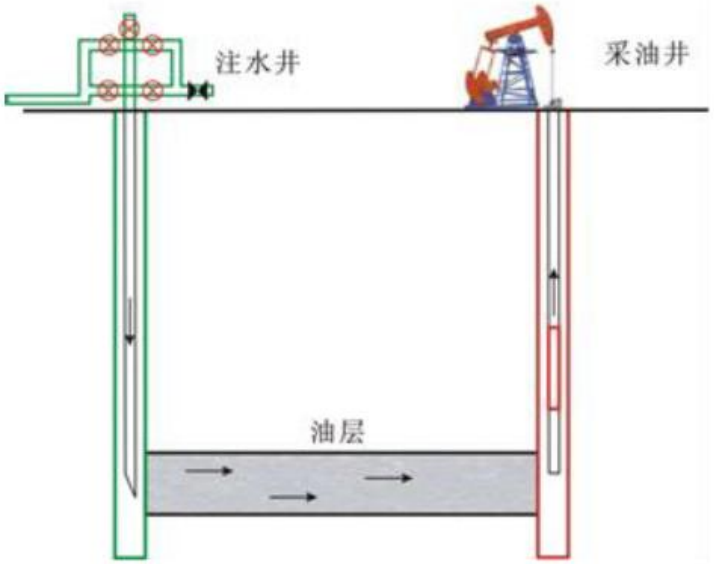


图 4.1-4　注水采油示意图

②井下作业

井下作业是维持和改善油水井正常生产能力，所采取的各种井下技术措施的统称。油水井大修是利用一定的工具，采用一定的措施处理油水井事故，恢复油水井正常生的作业过程。

井下作业的主要内容可归纳为以下三个方面：

修井作业：如对发生故障或损坏的油管、抽油杆、抽油泵等井下设备和工具提出、修理更换再下入井内，以及抽吸、捞砂、机械清蜡等。

井内的循环作业：如冲砂、热洗、循环泥浆泵及挤水泥等。

旋转作业：如钻砂堵、钻水泥塞、扩孔、重钻、侧钻及修补套管等。

③油气集输

油气集输就是将油井中采出的原油和伴生气，输送或运入联合站、接转注水站进行计量和油、气、水分离，分离出的伴生气主要作为油田生产用燃料或综合利用，分离出的油田采出水处理达标后作为回注水，处理后的原油经脱水计量后，经管线外输。项目整体原油处理工艺见图 4.1-5。

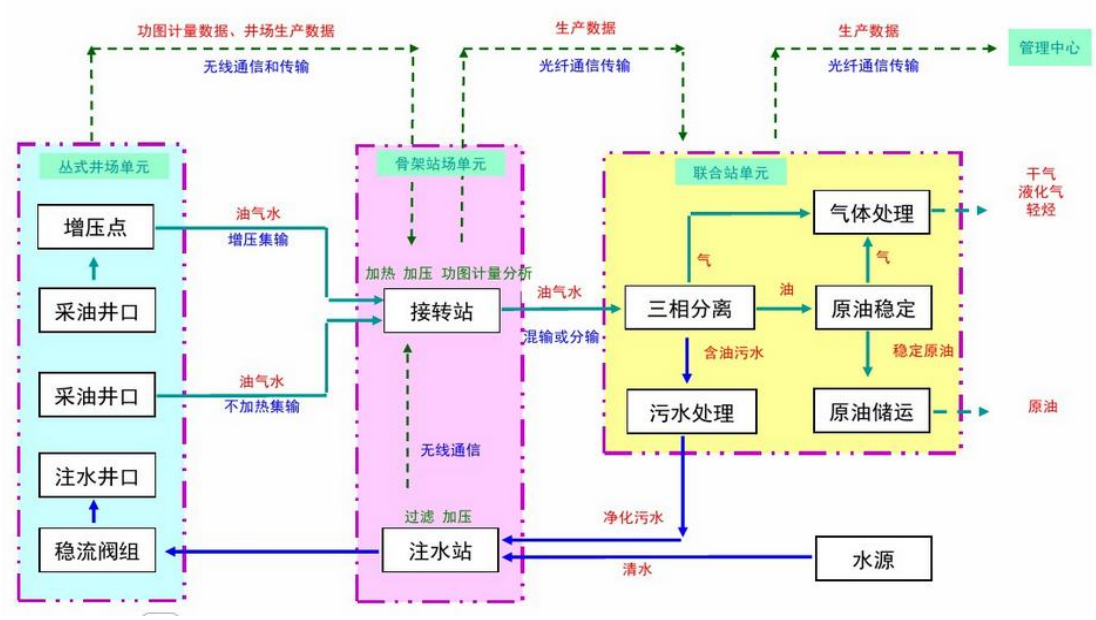


图 4.1-5 原油集输整体工艺流程图

④注水

油田开发过程中，为保持或恢复油层压力，使油藏有较强的驱动力，提高油藏的开采速度和采收率保持油层压力，采用向油层注水的方式，驱替原油，即水驱采油的方法，注水采油示意图见图 4.1-4。根据工程开发方案，注水井均采取开采油层同层回注。目前第三采油厂均采取向油层注水的方式，即采取有效回注的方式进行回注，提高了油层驱油的效果，而且避免了采用边际回注带来的地层压力下降问题。总体看，工程采取的有效回注措施是可行的。

依据油藏的构造形态、面积大小、渗透率高低、油、气、水的分布关系和所要求达到的开发指标，选定注水井的分布位置和与生产井的相对关系（称注水方式）。注水井井距的确定以大多数油层都能受到注水作用为原则，使油井充分受到注水效果，达到所要求的采油速率和油层压力。

4.1.2.2 运行期产污环节分析

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采出水处理系统处理过程中可能产生的少量烃类气体挥发。

③修井作业中产生的落地油、固体废物、措施返排液等。

⑤油气集输过程产生的污染物主要为挥发性烃类气体、油田采出水、含油污泥、跑冒滴渗漏的原油与油田采出水、机泵噪声等。

综上，运行期主要污染源及污染性质见表 4.1-3。

表 4.1-3 运行期主要污染影响因素表

作业内容	主要污染物	产生位置	环境受体	污染源性质
采油作业及原油集输	采出水、生活污水	井场、站场	地下水	持续性污染
	烃类气体		环境空气	
	油泥、废过滤吸附材料、废防渗材料等危险废物，生活垃圾		土壤	
	设备噪声		声环境	
	原油泄漏、含油污水泄漏		土壤、地表水、地下水	事故状态
井下作业	落地油	井场	土壤	间歇性污染
	修井废水、洗井废水		土壤	
	噪声		声环境	

4.1.3 退役期污染因素分析

4.1.3.1 退役期主要工艺流程及产污环节

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。闭井后作业内容包括拆除井场的采油设备、设施，封闭出油层段和采油井口，拆除地面管线等施工过程。其中，封井措施的主要工序如下：

①井口处理

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

②套内处理

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

③套外处理

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

④封后井口处理

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

退役期产污环节主要是采油设备、部分输油管线的拆除和清理过程产生的落地油、含油污泥以及废弃设备管线和建筑垃圾等固体废物；封井前通洗井和管线清理废水等。

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。

4.1.3.2 退役期产污环节分析

退役期采油设备的拆除、井场构筑物的拆除等，施工机械的进驻会导致施工扬尘、施工废水、施工噪声、建筑垃圾及部分落地油，并且会增加临时占地对地表造成扰动。

退役期主要污染源及污染性质见表 4.1-4。

表 4.1-4 退役期主要污染影响因素表

作业内容	主要污染物	产生位置	环境受体	污染源性质
拆除作业	施工扬尘、施工机械尾气	井场、站场	环境空气	随拆除作业结束而消失
	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	

4.1.4 生态影响因素分析

4.1.4.1 施工期

（1）占用土地、压占破坏土地植被

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、站场等。永久占用的土地将永久性的改变土地利用结构和功能，临时占地将在短期改变土地利用的结构和功能，但施工结束后，经过 2～3 年后可恢复原有使用功能。

（2）破坏植被

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

（3）破坏、污染土壤

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

（4）扰动地表，引起新的土壤侵蚀、水土流失

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

4.1.4.2 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，穿越河流两侧周围设防风固沙植物防护带，以降低土地沙漠化，减少水土流失。采油过程对生态环境的影响主要是当原油管道发生破裂泄漏后，对土壤环境、地下水环境造成影响。

4.1.4.3 退役期

随着油田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终油区产能建设工程将进入退役期。当油田开发接近尾声时，地面集输工程各种机械设备将停止使用，进驻其中的油田开发工作人员将陆续撤离油田区域，由此带来的大气污染物、生产废水、生活污水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

地面集输工程退役后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、清理等，将会产生少量扬尘和固体废物，因此，在地面集输工程退役施工操作中应注意

采取降尘措施；同时要将产生的建筑垃圾集中进行收集，应外运至政府指定场地堆放，危险废物应外运至有资质单位安全处置。

4.2 污染源源强核算

4.2.1 施工期污染源源强核算

4.2.1.1 施工期废气

1、施工扬尘

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

施工现场的扬尘主要来源于场地平整、管沟开挖以及材料现场堆放造成的扬尘，管线、道路和站场等地面工程建设过程中，进行土石方开挖将破坏原有土壤及植被，致使地表产尘增加；运输过程中的扬尘主要来源于设备拉运、材料的运输等过程造成的扬尘，建筑材料的运输、装卸过程及堆放期间产生的地面扬尘，属于无组织排放，会造成各站场、井场地、管道、道路沿线及其附近一带环境空气 TSP 浓度增高，其中施工区内车辆运输引起的道路扬尘约占场地扬尘总量的 50%以上，道路扬尘的起尘量与运输车辆的车速、载重量、轮胎与地面的接触面积及路面含尘量、空气湿度有关。

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

式中：Qp—交通运输起尘量，kg/km·辆；

V—车辆行驶速度，km/h(取 20)；

P—路面状况，以每平方米路面灰尘覆盖率来表示，kg/m^2(取 0.8)；

M—车辆载重，t/辆(取 20)；根据计算，项目所在区域车辆扬尘量为 1.72kg/(km·辆)。

2、施工机械和运输车辆尾气

施工过程中使用的施工机械主要包括挖掘机、装载机、推土机等。施工机械以柴油为燃料，将产生一定量废气，其污染物主要有 CO、NO_x、SO_2 等，属于无组织排放。

建筑材料堆放及机械的拉运需要的运输车辆较多，车辆排放的尾气会对大气环境造成一定污染。根据调查，每辆车日耗油量约 11.52kg（其中 70%为柴油、

30%为汽油），每辆车平均日排放烃类物质 0.025kg、NO_x 为 0.034kg。本次区块产能建设工程施工期初步估算各类运输车辆约 30 辆，预计可排放烃类物质 0.75kg/d、NO_x 为 1.02kg/d。

3、柴油机废气

根据建设单位提供资料，本项目有 5 个新建井场需要使用采油机钻井，其余使用电驱。钻井过程柴油消耗量平均为 30kg/100m，柴油机钻井总进尺为 34536m，则钻井期柴油总消耗量约 10.36t。

施工机械燃油污染物排放核算参考《非道路移动污染源排放清单编制技术指南（试行）》（征求意见稿）编制说明中“适用于简易方法的非道路移动机械平均排放因子”，柴油燃料的污染物排放因子为：烟尘 2.086kg/t、NOx32.792kg/t、THC3.385kg/t、CO10.722kg/t，并参照《普通柴油》（GB 252-2011）从 2013 年 1 月 1 日起采用柴油中硫的含量不大于 0.035%。在此，按柴油中硫含量为 0.035%估算，即 SO_2 排放系数 0.7kg/t，施工期柴油机废气污染物排放情况见表 4.2-1。

表 4.2-1　钻井工程柴油机主要污染物产生情况

污染物	烟尘	THC	NOx	CO	SO_2
排放系数kg/t	2.086	3.385	32.792	10.722	0.7
排放量t	0.0216	0.0351	0.3397	0.1111	0.0073

4.2.1.2 施工期废水

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，施工废水及施工人员生活污水。

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 193 口，钻井总进尺数 521090m，钻井废水回用率按 95%计，估算钻井废水产生量约 5080.6275m^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%。

本次评价引用甘肃水木青华检测科技有限公司于 2023 年 12 月 23 日和 2023 年 12 月 24 日对定 122-9 钻井井场钻井废水水质检测数据，钻井废水主要污染物浓度见表 4.2-2。

表 4.2-2　钻井废水中主要污染物浓度　单位：mg/L

污染物	pH值	悬浮物	COD	BOD_5	氨氮	总磷	石油类	挥发酚	硫化物
浓度	8.33~8.36	1447~1503	2591~2623	439~455	79.4~81.1	1.87~1.89	10.8~10.9	0.020~0.036	0.24~0.26
污染物	阴离子表面活性剂	汞	总铬	六价铬	镉	砷	镍	铅	
浓度	0.629~0.701	0.00004ND	0.11~0.12	0.008~0.010	0.002~0.003	0.0003ND	0.05ND	0.01ND	

2、试油废水

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 128 口，则本次开发工程在建产期间试油废水最大产生量 5120m^3 试油废水。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。

本次评价引用甘肃水木青华检测科技有限公司于 2023 年 12 月 23 日和 2023 年 12 月 24 日对池 313-318S 试油井场试油废水水质检测数据，试油废水主要污染物浓度见表 4.2-3。

表 4.2-3　试油废水主要污染物浓度　单位：mg/L

污染物	pH值	悬浮物	COD	BOD_5	氨氮	总磷	石油类	挥发酚	硫化物
浓度	8.81~8.86	72~69	1334~1387	279~283	64.6~67.6	0.54~0.57	15.5	0.020~0.028	0.32~0.35
污染物	阴离子表面活性剂	汞	总铬	六价铬	镉	砷	镍	铅	
浓度	0.545~0.573	0.00004ND	0.11~0.13	0.013~0.015	0.003~0.004	0.0003ND	0.05ND	0.01ND	

3、压裂返排液

油田在生产过程中往往会根据生产需要采取压裂开采技术，在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 200m^3/口，返排液量约为 140m^3/口（约 70%返排）；水平井压裂液使用量约为 560m^3/口，返排液量约为 392m^3/口（约 70%返排）。本项目拟新钻采油井 123 口（其中定向井 58 口，水平井 65 口），注水井 70 口（注水井均为定向井），压裂液总使用量约 65400m^3，则压裂液返排液产生量为 45780m^3。

本次评价引用甘肃水木青华检测科技有限公司于 2023 年 12 月 23 日和 2023 年 12 月 24 日对柳 92-33 井组废液处理站进口废水水质检测数据，压裂返排液主要污染物浓度见表 4.2-4。

表 4.2-4　压裂返排液主要污染物浓度　单位：mg/L

污染物	pH值	悬浮物	COD	BOD_5	氨氮	总磷	石油类	挥发酚	硫化物
浓度	8.93~8.94	674~681	2903~2934	511~518	93.0~93.6	7.68~7.76	12.6~13.4	0.052~0.056	1.06~1.14
污染物	阴离子表面活性剂	汞	总铬	六价铬	镉	砷	镍	铅	
浓度	0.868~0.886	0.00004ND	0.18~0.19	0.222~0.228	0.006	0.0003ND	0.05ND	0.01ND	

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 13.72%，无法循环利用的 39499m^3 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。

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 4.2-1。

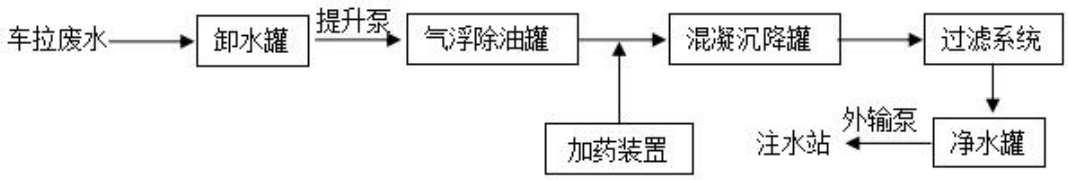


图 4.2-1　井下措施返排液处理工艺图（以柳 92-33 井组为例）

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 5m³/km，本项目敷设管线长度为 433.4km，据此估算本次产建工程新建管道试压用水量约为 2189.5m³，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 433.4m³。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废水处理站处理达标后回注油层，不外排。

5、施工废水

施工期除钻井废水外，还会产生设备检修废水及其他施工废水，产生地点分散，产生量较小。施工废水经沉淀后回用或洒水降尘。

6、施工人员生活污水

本项目部署井场 65 座，油水井总数 193 口，设计单井钻井周期 15 天，则平均每座井场施工周期约 50.2 天，考虑钻机安装、拆除等作业时间，保守估计单座井场的总施工时间为 140 天；管道施工均分段进行，不设施工营地，施工人员食宿依托附近村镇和现有工程，井场施工将在施工场地设施工营地，内设环保厕所。

施工人员生活用水按照《陕西省行业用水定额》（DB61/T943-2020）陕北地区农村生活用水定额 65L/（人·天）计，污水量取用水量的 85%，即 0.055m³/

（人·天）。生活污水中主要污染物浓度 COD 为 350mg/L，BOD_5 为 170mg/L、氨氮为 20mg/L、SS 为 200mg/L。整个施工期人员生活污水产生量见下表 4.2-5。

表 4.2-5 施工期人员生活污水产生量核算表

序号	类型	数量（座）	施工天数（d）	施工人员（人/座）	用水定额（m^3/d）	用水量（m^3）	排污系数	生活污水产生量（m^3）
1	井场新建	45	140	30	0.065	12558	0.85	10674.3
2	井场扩建	20	70	30	0.065	2866.5	0.85	2436.525
3	站场改造	19	20	15	0.065	370.5	0.85	314.925
总计								13425.75

据现场调查，施工营地均设有环保厕所，粪便定期清运作为附近村庄农家肥使用，生活污水仅为少量盥洗水，用于站场洒水降尘，不外排。

4.2.1.3 施工期噪声

钻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装载机、推土机等施工机械等。按声源性质又可分为流动声源和连续稳态声源。施工期主要噪声源及源强见表 4.2-6，施工期部分装置采取了消声、减震、软连接等降噪减震措施，有一定的降噪效果。

表 4.2-6 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	1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：距离声源5m处声压级。					

4.2.1.4 施工期固废

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、落地油、废润滑油、改造站场废旧设备、生活垃圾和一些其他固废。固体废物如随意堆放不仅压占土地、污染土壤和地下水，遇大风干燥季节还可能形成扬尘污染。

1、废弃钻井泥浆

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

本项目钻井采用水基钻井液体系，不产生废弃聚磺体系泥浆，该钻井泥浆基本为无毒性泥浆，已广泛应用于油田开发企业，不属于《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》中石油开采危险废物。废钻井泥浆呈液态细腻胶状，主要成分是粘土，含有少量的石油类物质、CMC（羧甲基纤维素）和少量纯碱等。根据《危险废物排除管理清单（2026 年版）》，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。根据《油气田开发建设与环境影响》（石油工业出版社），废弃钻井泥浆中各种污染物含量及物理性质见表 4.2-7。

表 4.2-7 废弃钻井泥浆各污染物含量及物理性质

项目名称		含量
重金属元素（mg/kg）	Cu	41.2
	Cd	0.124
有机物（mg/kg）	总烃	95.3
	酚	0.901
理化性质	pH值	10.5
	总盐量（g/kg）	0.22
	总碱度（mmol/kg）	84.97
硫化物，（mg/kg）		0.102

废钻井泥浆产生量与井深和井径密切相关。根据工程设计资料，废弃泥浆的产生量可按照以下经验公式进行推算：

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

式中：*V*——废弃钻井泥浆产生量，m^3；

D——井的直径，m，根据表 3.5-7~表 3.5-8 井身结构，取最大值一开套管外径 0.2445m；

h——进尺数，m，根据表 3.5-9 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 4.2-8。钻井期钻井泥浆产生总量约为 47067.8m^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 4706.78m³，合计 5412.797t（1.15t/m³）。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专业公司进行处理处置。

表 4.2-8 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（m³）	钻井泥浆产生总量（m³）
注水井	定向井	2250	70	213.8	15607.4
油井	定向井	2300	58	216.8	12574.4
	水平井	3192	65	269.8	18886
合计			193	/	47067.8

2、钻井岩屑

钻井过程中，岩石被钻头破碎成岩屑，其中 50%混入泥浆中，其余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。一般情况下，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 2.8），t/m³。

表 4.2-9 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）	单井钻井岩屑产生量（t）	钻井岩屑总产生量（t）
注水井	定向井	2250	70	147.82	10790.86
油井	定向井	2300	58	151.11	8764.38
	水平井	3192	65	209.71	14679.7
合计			193	/	34234.94

拟建工程钻油水井 193 口施工期共计产生钻井岩屑为 34234.94t，属于一般固体废物，施工完成后定期由专业公司进行处理处置。

废弃泥浆和岩屑进行不落地集中处置，即在钻井前配备废弃钻井泥浆岩屑地上移动式收集设施，对废钻井泥浆岩屑进行不落地收集，由防渗漏、防溢流的运输车辆统一转移至有处置能力的油（气）开采废弃物集中处置场所处置。

3、落地油

试油等井下作业过程中会有少量原油散落井场形成落地油，根据建设单位实际井下作业过程中的数据统计，估算每口油井作业过程中产生的落地油约 0.02t。本项目新建采油井 123 口，共产生落地油 2.46t。井下作业时按照“铺设作业，带罐上岗”的作业模式，在井场铺设防渗布，将作业过程中的落地油全部收集到储罐中，回收率 100%。

4、废润滑油

工程钻机、柴油机、柴油发电机等施工机械设备运转过程中，将产生少量的废润滑油，根据现场调查，每个井场产生约 4kg 废润滑油，工程共涉及 65 座井场，估算工程废润滑油产生量约 0.26t。根据《国家危险废物名录》（2025 年版），废润滑油属于危险废物类别中的废矿物油（HW08），废物代码为 900-249-08。建设单位设置废润滑油收集桶，并按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中有关规定暂存，定期交有资质单位合理处置。

5、改造站场废旧设备

改造站场设备更换产生的废弃设备产生量约 6t，拆除的旧设备经清洗、吹扫等无害化处置后作为废旧物资回收，按《长庆油田分公司资产集中处置试点工作方案》中相关要求进行集中处置。清洗、吹扫过程中产生的落地油、含油污泥等作为危险废物集中收集暂存，定期交有资质单位合理处置。同时，评价要求建设单位对废旧设备拆除和暂存的区域采取铺设防渗布或高密度聚乙烯膜等防渗处理。

6、生活垃圾

根据表 4.2-5 中施工期人员配置，居民生活垃圾产生量按 0.34kg/人•d 计，施工期生活垃圾的产生量预计为 82.62t。施工人员食宿依托已建的生活区，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。

7、其他固废

本工程施工期土方开挖主要为管线施工，其次为站场、井场等站场场地平整。本项目土石方就地平衡，无废弃土石方。

施工期废焊条产生量较小，施工阶段产生量约 0.2t，收集后交由生产厂家回收。

施工期建筑垃圾采取有计划堆放、按要求分类回收利用或作建筑垃圾运送至政府指定场所统一处置。

施工期其他固废还包括压裂及试油作业产生的废防渗布、钻井添加剂的外包装袋、施工带罐作业的清罐底油泥。其中，废防渗布（900-249-08）、清罐底泥（071-001-08）均属于《国家危险废物名录（2025 年版）》中 HW08 类危险废物，产生量约 3t，废防渗布、清罐底泥定期交有资质单位合理处置。钻井添加剂外包装袋均属于一般固废，产生量约 8t，定期交废品回收单位回收处置。

施工期柴油发电机的使用过程中将会产生废蓄电池，根据调查，柴油发电机的蓄电池寿命一般两年，到期才需要换，更换产生的废旧蓄电池属于《国家危险废物名录》（2025 年版）中 HW31 含铅类废物，产生量约 0.3t；施工期间更换的废旧蓄电池由新电池厂家更换时回收，定期交有资质单位合理处置，不在井场内临时储存。

4.2.2 运行期污染源源强核算

4.2.2.1 运行期废气

本项目运行期废气主要为油气集输过程挥发、泄漏将产生无组织排放的烃类；此外，本项目不新建加热炉，项目运行期伴生气依托靖边区域已建轻烃装置处置、混烃装置，处理后液化气、稳定轻烃、混烃外销，干气回输至已建加热炉燃料用气（依托），将产生加热炉废气，废气经 8m 以上排气筒排放至大气环境。

1、油气集输过程挥发、泄漏产生的烃类气体

油田开发过程中烃类气体会随着原油一起被抽出油井，其主要成分为 C1-C5 的烃类物质，是油田开发的特征大气污染物。在设备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、计量站、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，属无组织排放；集输过程中石油烃类的挥发主要来自采油井口挥发、储油罐呼吸阀和控制阀门逸散。

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。本项目产能规模 13.2×10⁴t/a，本次滚动开发开采油层的气油比为 19.4~70.0m³/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，按下式估算运行期本项目非甲烷总烃无组织排放量 4.3072t/a，详见表 4.2-10。

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

其中：G——非甲烷总烃产生量，t/a；

M——原油产量，t/a；

η——油气集输系统损耗率，%（取 0.2%）；

α——伴生气中非甲烷总烃体积百分数，见表 4.2-10；

ρ——伴生气密度，见表 4.2-10；

λ——气油比，见表 4.2-10；

δ——伴生气实际产生系数，0.5。

表 4.2-10 油气集输过程烃类气体排放情况

层位	原油产量(t/a)	气油比(m^3/t)	损耗率	非甲烷总烃体积百分数	伴生气密度(kg/m^3)	伴生气实际产生系数	伴生气实际产生量(m^3/a)	非甲烷总烃排放量(t/a)
长2、长4+5	18000	20	0.002	0.42	1.0215	0.5	180000	0.1545
长6	83000	70	0.002	0.53	1.0861	0.5	2905000	3.3444
长7、长8	30000	50.7	0.002	0.496	1.0603	0.5	760500	0.7999
侏罗系	1000	19.4	0.002	0.38	1.1378	0.5	9700	0.0084
合计	132000	/	/	/	/	/	3855200	4.3072

4.2.2.2 运行期废水

本项目不新增劳动定员，运行期不涉及生活污水，项目运行期主要废水为油田采出水、井下措施返排液。

1、油田采出水

根据工程开发方案，油井采油初期含水率以 40%计，开发中后期可达到 80%，各井区通过依托现有采出水处理设施进行处理，达标后回注油层，处理回用率 100%。采出水在靖三联、靖二联、南十二转等站场进行处理达标后全部回注地下油层。评价引用甘肃水木青华检测科技有限公司于 2023 年 12 月 23 日

和 2023 年 12 月 24 日对靖三联采出水处理设施进出口水质进行了监测，污染物产排情况见表 4.2-11。

根据采出水中污染因子的监测数据，污染物产排情况见表 4.2-11。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（2021 版）》中“07 石油和天然气开采业行业系数手册”-“石油与天然气开采行业系数表”中工业废水量的产污系数（A/（1-A）吨/吨-产品，A 表示原油含水率）对工程采出水产生量进行核算。经计算，本项目初期采出水产生量约 8.8 万 m^3/a，中后期采出水产生量约 52.8 万 m^3/a。

表 4.2-11 本项目采出水污染物产排情况

废水量（$\times10^4m^3/a$）	污染物	产生浓度（mg/L）	回注浓度（mg/L）	治理措施及排放去向	排放量（t/a）
初期8.8/中后期52.8	pH值	8.70~8.72	8.27~8.30	由采出水处理设施处理，回注油层	/
	悬浮物	519~537	24~27		0
	COD	1023~1084	516~529		0
	BOD_5	244~252	118~123		0
	氨氮	60.3~61.8	40.8~41.4		0
	总磷	4.33~4.39	0.79~0.81		0
	石油类	76.8~77.2	40.9~41.0		0
	挥发酚	0.040~0.044	0.024~0.028		0
	硫化物	0.81~0.84	0.13~0.15		0
	阴离子表面活性剂	0.629~0.701	0.176~0.186		0
	汞	0.00004ND	0.00004ND		0
	总铬	0.17~0.18	0.09~0.12		0
	六价铬	0.167~0.172	0.007~0.009		0
	镉	0.006~0.008	0.001~0.003		0
	砷	0.0003ND	0.0003ND		0
	镍	0.05ND	0.05ND		0
	铅	0.01ND	0.01ND		0

2、措施返排液

拟建工程运行期措施作业主要包括压裂改造、大小修井等，不同措施作业类型的施工环节基本相同，其废水主要来自修井过程中的洗井环节，修井作业不定期进行，据类比调查，实施频次一般为每两年一次。结合现有工程作业资料保守估计，单井每次修井过程中产生的洗井废水最大量约 $70m^3$。本项目新建油水井共计 193 口，运行期措施作业洗井废水产生量 $14070m^3/2a$（$7035m^3/a$）。措施返排液主要污染物为石油类和 SS 及重金属等等，本次评价引用甘肃水木青

华检测科技有限公司于 2023 年 12 月 23 日和 2023 年 12 月 24 日对柳 92-33 井组废液处理站处理设施进口水质的监测数据，根据水质的监测数据，本项目措施返排液中污染物产排情况浓度参见表 4.2-12。

表 4.2-12　井下措施返排液污染物产排情况

废水量（m^3/a）	污染物	产生浓度（mg/L）	回注浓度（mg/L）	治理措施及排放去向	排放量（t/a）
7035	pH值	8.93~8.94	8.53~8.54	由现有措施返排液处理站处理，回注油层	/
	悬浮物	674~681	31~33		0
	COD	2903~2934	742~756		0
	BOD_5	511~518	176~183		0
	氨氮	93.0~93.6	57.2~57.9		0
	总磷	7.68~7.76	1.11~1.13		0
	石油类	12.6~13.4	3.57~3.75		0
	挥发酚	0.052~0.056	0.024~0.044		0
	硫化物	1.06~1.14	0.21~0.25		0
	阴离子表面活性剂	0.868~0.886	0.132~0.150		0
	汞	0.00004ND	0.00004ND		0
	总铬	0.18~0.19	0.10~0.11		0
	六价铬	0.222~0.228	0.040~0.043		0
	镉	0.006	0.002		0
	砷	0.0003ND	0.0003ND		0
	镍	0.05ND	0.05ND		0
	铅	0.01ND	0.01ND		0

项目措施返排液全部就近运送至现有措施返排液处理站，处理达到站场设计回注水质指标后回注油层，不外排。

4.2.2.3 运行期噪声

运行期噪声污染源主要有抽油机、各站场泵类、压缩机等，项目噪声污染源见表 4.2-13。

表 4.2-13　本项目运行期噪声污染物排放一览表　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
		4机/平台	76~77	低频连续声源
		5机/平台	77~78	低频连续声源
新建增压装置、油气混输装置	油气混输装置	1台	80~85	高频连续声源

噪声源位置	设备名称	数量	声源强度	声源性质
盘一注、南二注	注水泵	3台	80~85	高频连续声源
周河供水水站	供水泵	3台	80~85	高频连续声源
柳三脱	供水泵	2台	80~85	高频连续声源
新9增扩	集油收球加药一体化集成装置	1台	80~85	高频连续声源
南十二接转站	采出水一体化集成装置	1台	80~85	高频连续声源
	负压排泥装置	1台	80~85	高频连续声源
	加药装置	1台	80~85	高频连续声源
	地上式污泥存储浓缩装置	1台	80~85	高频连续声源

4.2.2.4 运行期固废

本项目不新增劳动定员，运行期不涉及生活垃圾，项目运行期主要固体废物为落地油、含油污泥、废防渗布、废润滑油及其包装桶。

1、落地油

运行期修井作业往往会有部分原油散落在井场成为落地油，其量受修井作业频次、方式及管理水平等因素的影响而差异较大。根据现场调查，现有油井修井周期为两年 1 次，每口井每次产生落地油 0.02t，本项目油井数量为 123 口，则落地油产生量为 1.23t/a，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》，落地油属于危险废物，危废类别：HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码：071-001-08。第三采油厂井下作业时采用“铺设作业、带罐上岗”的模式，落地油 100%回收。

2、含油污泥

运行期含油污泥主要来自三个环节：①原油储罐清罐底泥；②运行期措施作业产生的含油污泥；③集输管线清管作业所产生的废渣。在原油脱水和采出水的处理过程中，各类处理容器和构筑物均会产生含油污泥。

含油污泥中主要污染物为石油类、泥砂以及其他有害成分，如酚、砷、汞、硫等。根据《国家危险废物名录（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。

参考长庆油田统计数据，清罐油泥（储罐和水处理系统新增）产生量约 20.1 吨/万吨净化油，措施作业油泥产生量约 29.0 吨/万吨。结合以上折算系数和本项目新建产能 13.2 万吨，估算本项目建产后储罐和水处理系统新增含油污泥产生量约 265.32t/a，油井措施作业刮削井筒过程中产生含油污泥量约 382.8t/a，合计 648.12t/a。清罐作业产生的油泥直接委托有资质单位合理处置，不暂存。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。

3、废过滤吸附介质

本项建成后南十二接转站新建长 8 采出水处理规模 200m^3/d（新建），采出水处理系统均含过滤工艺，运行期滤料需定期更换，每套采出水处理装置平均 2 年对全部滤料进行更换一次，每次更换产生量约为 2~4t，本项目建成后将新增废过滤吸附介质约 2t/次（1t/a）。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》，废过滤吸附介质属于危险废物，危废类别：HW49 其他废物，废物代码：900-041-49。废过滤吸附介质收集后送至现有含油污泥暂存点后，定期交有资质单位处置。

4、其他固废

运行期其他固废主要包括设备维护及修井作业产生的废防渗布、废润滑油及其包装桶，产生量约 3.5t/a，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》，废防渗布、废润滑油及其包装桶属于危险废物，危废类别：HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码：900-249-08。废防渗布、废润滑油及其包装桶收集后送至现有含油污泥暂存点后，定期交有资质单位合理处置。

4.2.2.5 非正常排放

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

产建工程产生的伴生气通过轻烃回收处理后主要用于新建站场和依托站场加热炉燃料，或直接在站场分离的湿气伴生气用于新建站场和依托站场加热炉燃料，各站场没有高压火炬，在设备检修、系统超压等情况下，将管道中伴生气引至火炬，点火放喷，降低污染物排放对环境的不良影响，降低环境风险。事故放空量一般为伴生气产生量的 1‰，即最大伴生气事故排放量为 $0.38552\times10^4m^3/a$，处理方式为火炬燃烧高空排放，火炬都是分散在各个站场和井场，因此对评价区环境影响程度轻微。

4.2.3 退役期污染源源强核算

随着油田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终油田将进入退役期。油井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理等，将会产生少量扬尘、噪声和固体废物，因此，在闭井施工操作中应注意采取降尘措施；同时油井在废弃阶段如果井口封闭不严，可能出现烃类气体泄漏，封井应采用水泥全井封固。退役期要将产生的固体废物集中进行收集，分类处理。

4.2.4 本项目“三废”排放情况统计

本项目施工期、运行期三废排放情况汇总见表 4.2-14、表 4.2-15。

表 4.2-14　项目施工期污染物产生及排放情况一览表

类型	排放源	产污环节	污染物	产生情况	排放情况	处理措施及去向
废气	施工场地	施工扬尘	颗粒物	少量	少量	运输车辆加盖篷布、作业场地保持一定湿度等
		施工机械和运输车辆尾气	烃类	0.75 kg/d	0.75 kg/d	采用污染物指标符合国家标准且低含硫量的优质柴油
			NOx	1.02 kg/d	1.02 kg/d	
		柴油机废气	烟尘	0.0216 t	0.0216 t	采用节能环保型柴油动力系统设备
			THC	0.0351 t	0.0351 t	
			NOX	0.3397 t	0.3397 t	
			CO	0.1111 t	0.1111 t	
			SO2	0.0073 t	0.0073 t	
废水		钻井废水	SS、COD、石油类等	5080.6275 m^3	0	钻井废水暂存于废水收集罐，优先循环利用，钻井结束后少量废水拉运至措施返排液处理站处理达标后同层回注
		试油废水	石油类	5120 m^3	0	经措施返排液处理站处理达标后回注
		压裂返排液	石油类	39499 m^3	0	回收利用，少量返排液由罐车送措施返排液处理站处理达标后回注
		管道试压废水	SS	433.4 m^3	0	经临近的废水处理站处理达标后回注
		施工废水	石油类、SS	少量	0	经沉淀后回用或洒水降尘
		施工人员生活污水	COD、BOD5氨氮、SS	13425.75 m^3	0	依托现有井场旱厕，定期清理后，用于农田施肥
固废		废弃钻井泥浆		54127.97 t	0	泥浆不落地系统配套有脱水系统，脱水后外运固体废物含水率应在60%以下，随产随清，送专业单位集中处置；钻井岩屑暂定期送专业单位集中处置
		钻井岩屑		34234.94 t	0	

类型	排放源	产污环节	污染物	产生情况	排放情况	处理措施及去向
		落地油		2.46 t	0	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		0.26 t	0	建设单位设置废润滑油收集桶，定期交有资质单位合理处置
		改造站场废旧设备		6 t	0	拆除的旧设备经清洗、吹扫等无害化处置后作为废旧物资回收，按《长庆油田分公司资产集中处置试点工作方案》中相关要求进行集中处置。清洗、吹扫过程中产生的落地油、含油污泥定期交有资质单位合理处置
		生活垃圾		82.62 t	0	运环卫部门指定地点进行处置
		其他固废		废焊条0.2 t 废防渗布、清罐底泥3t 钻井添加剂外包装袋8t 废旧蓄电池0.3t	0	废焊条交由生产厂家回收；有计划堆放、按要求分类回收利用或作建筑垃圾运送至政府指定场所统一处置；废防渗布单独收集、暂存，定期交有资质单位合理处置；清罐底泥单独收集、暂存，定期交有资质单位合理处置；废旧蓄电池由新电池厂家更换时回收，交有资质单位处置；钻井添加剂外包装袋定期废品回收单位回收处置

表 4.2-15　项目运行期污染物产生及排放情况一览表

类型	排放源	产污环节	污染物	产生情况	排放情况	处理措施及去向
废气	井场、站场	油气集输过程放空、挥发、泄漏产生的烃类气体	非甲烷总烃	4.3072t/a	4.3072 t/a	密闭输送
废水	石油开采	油田采出水	石油类、SS等	初期：88000 m^3/a 中后期：528000 m^3/a	0	经采出水处理站处理达标后同层回注

类型	排放源	产污环节	污染物	产生情况	排放情况	处理措施及去向
	井下作业	措施返排液	石油类、SS等	7035 m^3/a	0	经措施返排液处理站处理达标后回注
固废	井场	落地油		1.23 t/a	0	井下作业时采用“铺设作业、带罐上岗”的模式，落地油100%回收
	井场、污水处理系统	含油污泥		648.12 t/a	0	暂存于含油污泥暂存点后，含油污泥定期交有资质单位合理处置；废过滤吸附介质、废防渗布、废润滑油及其包装桶定期交有资质单位合理处置
	南十二接转站长8采出水处理系统	废过滤吸附介质		1t/a	0	
	井场、站场	废防渗布、废润滑油及其包装桶		3.5t/a	0	

4.2.5 本项目建设前后污染污排放量变化情况

与第三采油厂本项目涉及的作业区现有工程相比，本项目建成前后郝坨梁采油作业区、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、新寨采油作业区污染物排放量变化情况见表 4.2-16。

表 4.2-16 本项目建设前后涉及的作业区污染物排放对比情况

类别			现有工程排放量	本项目产生量	以新带老削减量	本项目排放量	涉及的作业区合计排放量	增减量
废气	加热炉	颗粒物	11.117 t/a	/	0	/	11.117 t/a	0
		SO_2	16.376 t/a	/	0	/	16.376 t/a	0
		NOx	151.580 t/a	/	0	/	151.580 t/a	0
	油气集输	非甲烷总烃	86.5154 t/a	4.3072 t/a	0	4.3072t/a	90.8226 t/a	+4.3072 t/a
废水	生产过程	油田采出水	226×10⁴ m3/a	初期：8.8×10⁴ m³/a 中后期：52.8×10⁴ m³/a	0	0	0	0
		措施返排液	20.664×10⁴ m³/a		0	0	0	0
	员工生活、办公	生活污水	54750 m³/a	/	0	0	0	0
固废	石油开采	落地油	58.86 t/a	1.23 t/a	0	0	0	0
	石油开采、采出水处理	含油污泥	2500 t/a	648.12 t/a	0	0	0	0
	采出水处理系统滤料更换	废过滤吸附介质	12 t/a	2 t/a	0	/	0	0
	设备维	其他固废（废	14.1 t/a	3.5 t/a	0	0	0	0

类别			现有工程排放量	本项目产生量	以新带老削减量	本项目排放量	涉及的作业区合计排放量	增减量
	护、修井	防渗布、废润滑油及其包装桶）						
	员工生活、办公	生活垃圾	692.92 t/a	/	0	/	0	0
注：“/”表示不涉及。								

4.3 清洁生产分析

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 4.3-1~表 4.3-3。

表 4.3-1 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	本项目	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	占地面积符合要求	15	15
		新鲜水消耗(t/100m标准进尺)	≤25	≤25	15	15
2	生产技术特征指标	固井质量合格率(%)	≥95	≥95	5	5
3	资源综合利用指标	钻井液循环率	≥50%	95%	10	10
		柴油机效率(%)	≥80	90	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	19.5	10	10
		石油类(mg/L)	≤10	10.8~10.9	5	0
		COD(mg/L)	≤150	2591~2623	5	0
		废弃钻井液(m^3/100m 标准进尺)	≤10	0.975	10	10
		柴油机烟气	符合排放标准要求	达标排放	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	无毒钻井液	10	10
		柴油消耗	具有节油措施	有节油措施	5	5

序号	一级指标	二级指标	评价基准	本项目	权重值分	得分
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	有回收设施	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	配齐固控设备	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HSE 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		每年均制定新计划	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
比例(%)					100	95

表 4.3-2 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	本项目	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	2～4	10	10
		新鲜水消耗(m^3/井次)	≤5.0	70	10	0
		单位能耗	行业基本水平	行业先进水平	10	10
2	生产技术特征指标	压裂放喷返排入罐率(%)	100	100	20	20
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	209	10	0
		石油类(mg/L)	≤50	12.6~13.4	5	5
		COD(mg/L)	≤150	1334~2934	5	0
		含油污泥(kg/井次)	≤70	≤70	5	5
5	生产工艺及设备要	防喷措施	具备	具备	5	5

序号	一级指标	二级指标	评价基准	本项目	权重值分	得分
	求	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	10	10
		作业废液污染控制措施	集中回收处理	集中回收	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HSE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		开展了清洁生产审核	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	180
比例(%)					100	87.5

表 4.3-3 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	本项目	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	27.4	30	30
2	资源综合利用指标	余热余能利用率(%)	≥60	99.8（伴生气利用率） 100（采出水利用率）	10	10
		油井伴生气回收利用率(%)	≥80	100	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	76.8~77.2	5	0
		COD(mg/L)	≤150	1023~1084	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	0.2	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	敷设防渗布收集，防止原油落地	10	10

序号	一级指标	二级指标	评价基准	本项目	权重值分	得分
		采油方式	采油方式经过综合评价确定	采用分层井网能量补充开采工艺技术	10	10
		集输流程	全密闭流程，并具有轻烃回收装置	大部分密闭流程，并具有轻烃回收装置	10	5
6	环境管理体系建设及清洁生产审核	建立HSE 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		开展审核并认证	20	20
		制订节能减排工作计划		已制定	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
比例(%)					100	92.86

通过三阶段清洁生产指标分析表明，本项目钻井作业阶段得分比例均为95%，井下作业阶段得分比例均为 87.5%，采油作业阶段得分比例均为 92.86%。钻井作业阶段产生的钻井废水采用泥浆罐收集后，循环利用，不外排；井下作业和采油作业阶段产生的井下措施返排液全部进入措施返排液处理站处理，COD、SS、石油类等污染物均处理后同层回注，不外排；原油采出水全部进入油田采出水处理系统，COD、SS、石油类等污染物均处理后同层回注，不外排。

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，本次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，属于清洁生产先进企业。

表 4.3-4　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
本项目	钻井作业P=95，井下作业P=87.5，采油作业P=92.86，属于清洁生产企业。

5 环境现状调查与评价

5.1 自然环境现状调查与评价

5.1.1 地理位置

靖边地处东经 108°17′15″—109°20′15″，经差 1°03′；北纬 36°58′45″—38°03′15″，纬差 1°04′30″，东西宽 91.3 公里，南北长 116．2 公里。全县海拔介于 1123 米—1823 米之间，地势南高北低，海拔最高点在中山涧镇水路畔村的大墩山，是芦河、红柳河、大理河、黑河、杏子河和周河的发源地；海拔最低点在红墩界镇的白城则。靖边县按地形地貌分为北部风沙滩区、中部覆沙黄土梁峁涧区、南部丘陵沟壑区，分别约占总面积的三分之一。地势南高北低，海拔介于 1123-1823 米之间。

志丹县位于陕西省北部黄土高原丘陵沟壑区，地理位置为 108°11′56″~109°3′48″，36°21′23″~37°11′47″之间。北纬东部和安塞县相接，西北部与吴起、靖边县相连，东南部和甘泉、富县毗邻，西南部与甘肃省合水县、华池县交界。 2011 年，志丹县总人口 14.11 万人，其中农业人口 10.6 万人，人口密度为 35.4 平方公里。 志丹县属温带大陆性季风气候区，四季变化明显，但分配不均，冬季长达 189 天，夏季只有 9 天。年平均日照时间为 2332 小时，年平均气温 8.1℃，年均降水量 474.2 毫米，年均无霜期 142 天。

吴起县，隶属于陕西省延安市，位于延安市西北部，西北邻定边县，东南接志丹县，东北边靖边县，西南毗邻甘肃华池县。地处东经 107°38′57″至 108°32′49″，北纬 36°33′33″至 37°24′27″之间。南北长 93.4 公里，东西宽 79.89 公里，总面积 3791.5 平方公里。地貌属黄土高原梁状丘陵沟壑区，海拔在 1233-1809 米之间。境内有无定河与北洛河两大流域，地形主体结构可概括为"八川二涧两大山区"。从 1998 年开始实施退耕还林政策，林草覆盖率达到 49.6%。

5.1.2 地形地貌

（1）靖边县

靖边县南部为白于山，北部为风沙滩地，地势总体南高北低。白于山为东西走向的梁状山地，境内长约 60km，海拔 1500～1750m，西高东低。其不仅是沙漠高原与黄土高原之间的分界线，也是不同地下水系统的重要分界线以及无定河、洛河、延河、泾河等地表水系的分水岭。白于山及其南坡，海拔 1600～

1700m，沟谷深切，一般切深 150～200m。白于山主梁以北有宁条梁梁地，为八里河内流区与无定河的分水岭，亦为白于山北侧三边洼陷靖边滩和安边滩的分界线。白于山北坡海拔 1500～1600m，沟谷切深 30～100m，北部风沙滩地海拔 1250～1400m。最高点位于中山涧镇大墩山，海拔 1823m。最低点位于北部无定河河谷，海拔 1100m。最大相对高差 723m。

（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。

（3）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。

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。

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。

5.1.3 地质构造

项目地处鄂尔多斯地盆地，构造上属华北地台，天环向斜东翼伊陕斜坡地带。区内古生界、中生界地层，基岩起伏较小，为单斜地层，微向西倾，倾角 1～3°，形成单斜构造。鄂尔多斯地块构造运动以升降运动为主，振荡幅度小，构造简单，无大型褶皱和断层，见图 5.1-1。

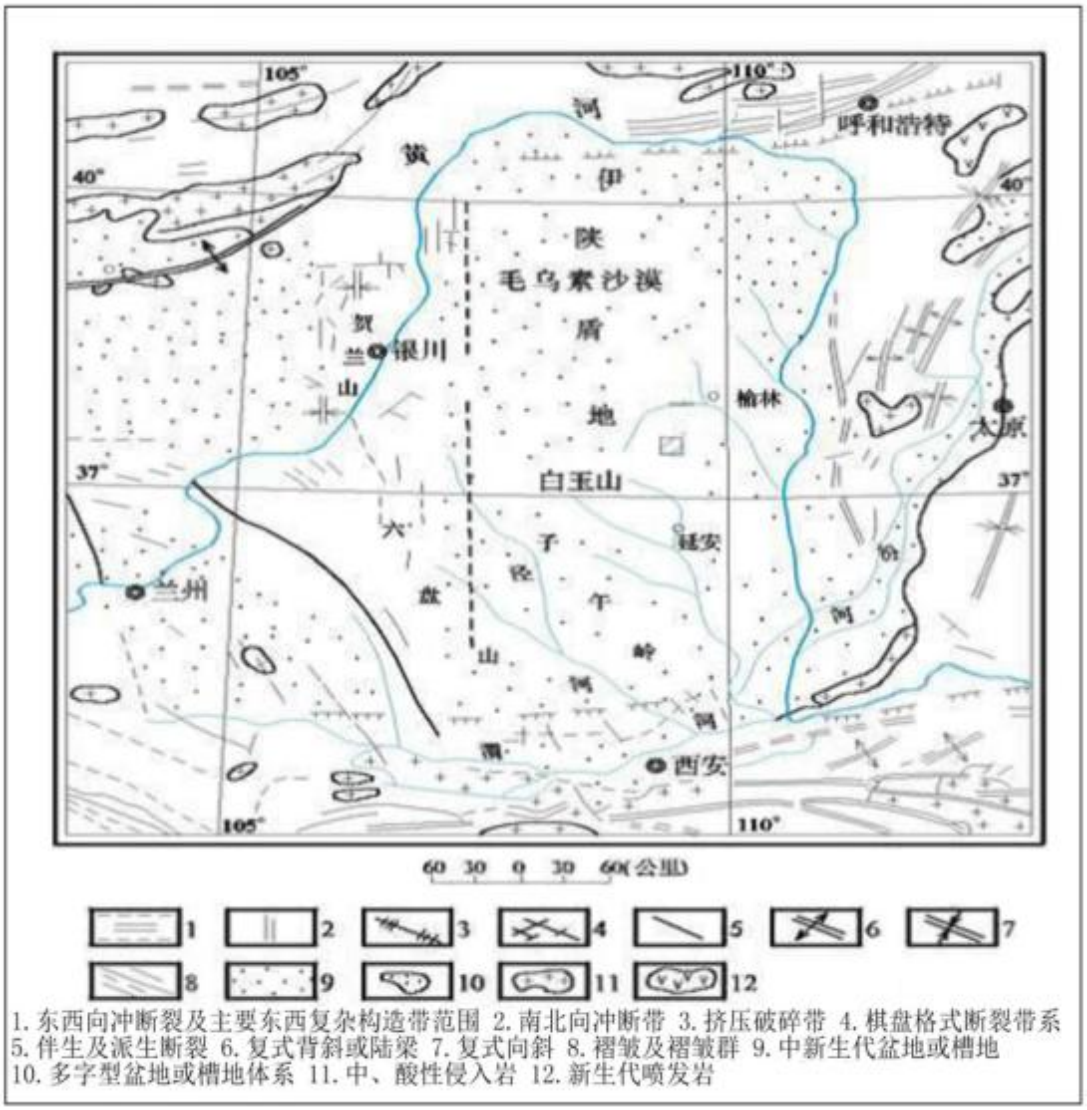


图 5.1-1 区域地质构造纲要图

5.1.3.1 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
	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
中生界	白垩系	下统	环河组	K_{lh}		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 5.1-2　吴起县地层综合柱状图

5.1.3.2 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 5.1-3 志丹县地层综合柱状图

5.1.3.3 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。

5.1.4 气候气象

靖边县属暖温带半干旱大陆性季风气候区。四季变化较大，冬季严寒而少雪；春季温差大，寒潮霜冻不时发生，并多有大风，间以沙暴；夏季暑热，雨量增多，多以暴雨出现，同时常有夏旱和伏旱；秋季多雨，降温快，早霜冻频繁。定边县属暖温带半干旱大陆性季风气候区。四季变化较大，冬季严寒而少雪；春季温差大，寒潮霜冻不时发生，并多有大风，间以沙暴；夏季暑热，雨量增多，多以暴雨出现，同时常有夏旱和伏旱；秋季多雨，降温快，早霜冻频繁。油区多年气象观测统计资料见表 5.1-1。

表 5.1-1　评价区气象要素统计表

气象要素		单位	数值		
			靖边县	志丹县	吴起县
平均气压		hPa	873.5	880.0	868.1
气温	年平均	℃	7.8	8.1	8.0
	极端最高	℃	36.4	37.4	38.3
	极端最低	℃	-28.5	-28.0	-28.5
平均相对湿度		%	59	63	61
年平均降水量		mm	377.1	470.2	438.7
年平均蒸发量		mm	1935.5	1465.9	1563.0
风速	平均	m/s	2.8（夏）/2.4（冬）	1.47	1.6

	最大	m/s	28.8	22.3	17.0
	最多风向	/	S	S	NNW
地面温度	平均	℃	10.6	10.4	10.3
	极端最高	℃	67.5	69.8	67.2
	极端最低	℃	-38.1	-37.3	-36.0
日照时数		h	2768.7	2298.8	2384.3
霜日数		d	226	142	118.2
最大积雪深度		cm	24	18.0	15
最大冻土深度		cm	112.0	96.0	95

5.1.5 地表水

5.1.5.1 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。

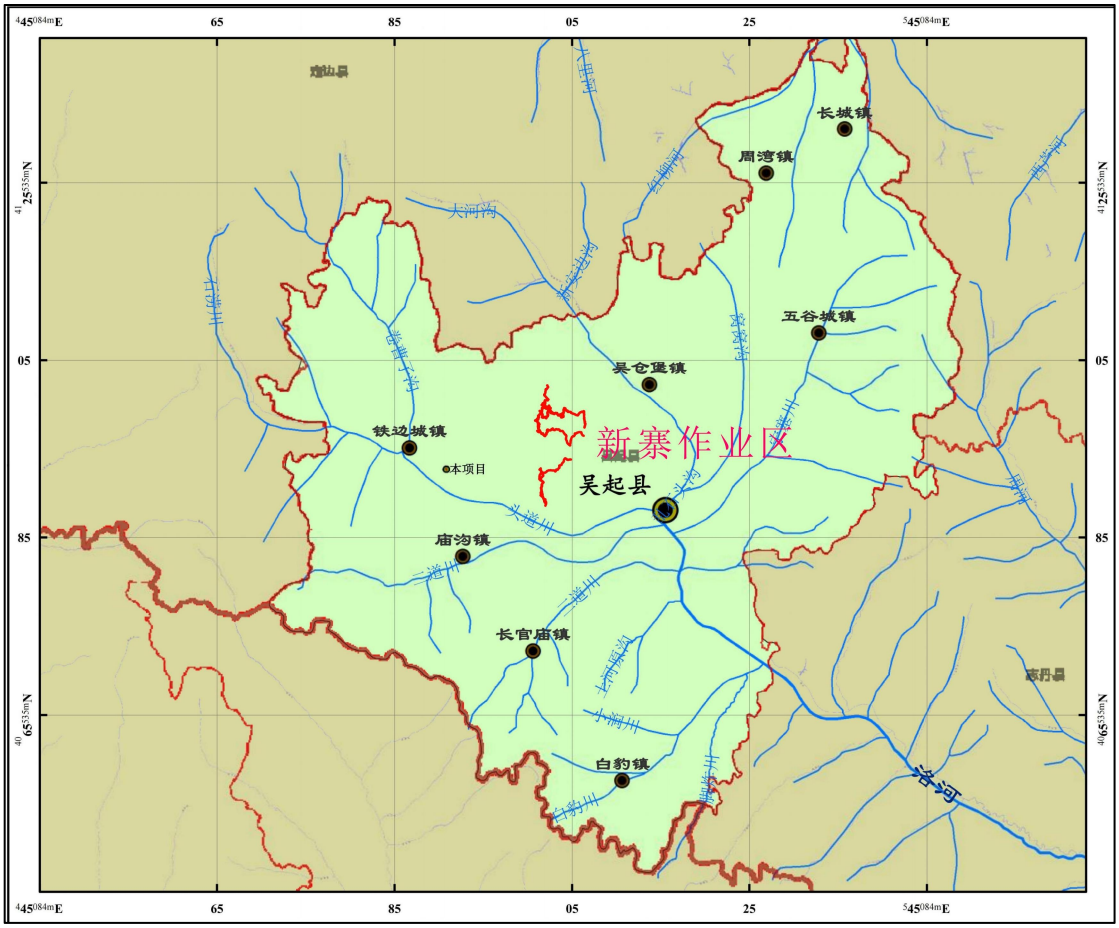


图 5.1-4　吴起县地表水系图

5.1.5.2 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 9.23m³/s，最小流速 0.078m³/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 5.1-5　志丹县地表水系图

5.1.5.3 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。

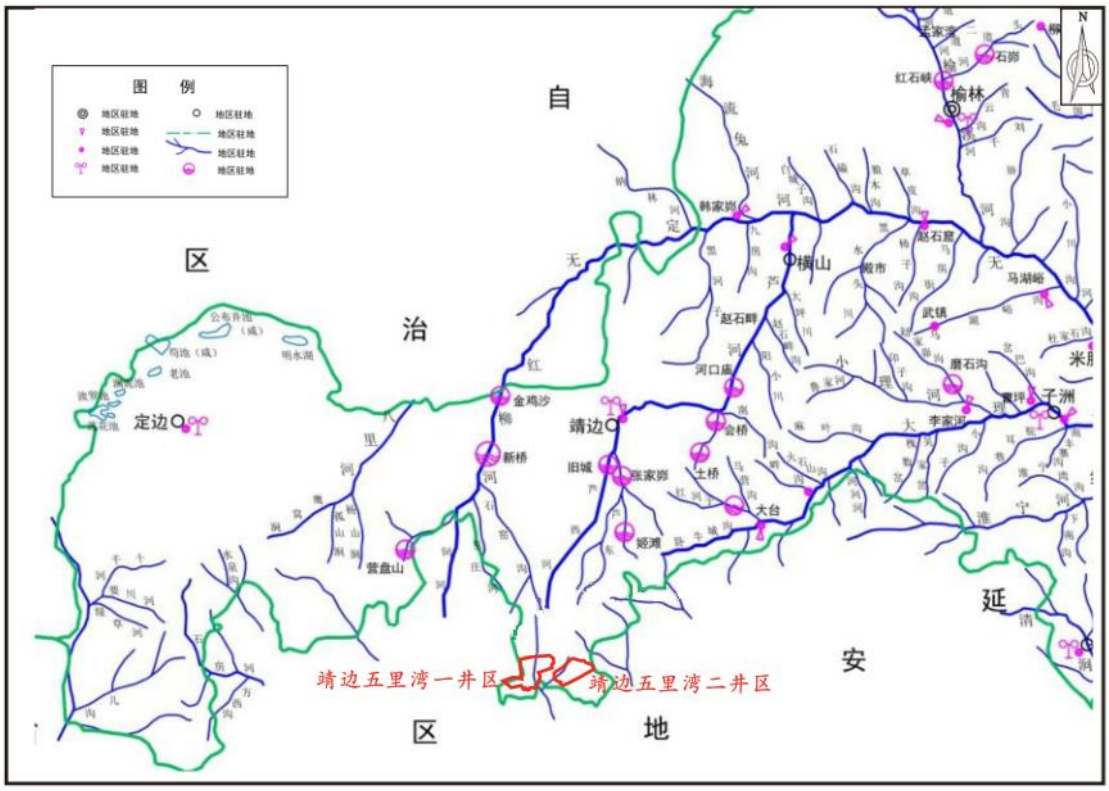


图 5.1-6　靖边县地表水系图

5.1.6 区域水文地质条件

5.1.6.1 区域地下水系统划分

本项目位于延安市吴起县、志丹县及榆林市靖边县，根据《鄂尔多斯盆地地下水勘查研究》（西安地质矿产研究所，2006年）、《榆林市南部地下水勘查报告》（西安地质矿产研究所，2010 年 10 月）等资料，项目所在区域地下水系统主要为白垩系地下水碎屑岩裂隙孔隙含水层系统，含水层系统与水流系统划分具体见表5.1-2。

表 5.1-2 地下水系统护划分表

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

（2）含水层

根据区域含水层系统划分情况以及油田范围内介质赋存特征，油田内含水层类型主要包括第四系萨拉乌苏组孔隙含水层、第四系冲积层孔隙含水层、第四系黄土层裂隙孔隙含水层、白垩系碎屑岩裂隙孔隙含水层，各含水层的水文地质特征分述如下。

1）第四系萨拉乌苏含水层

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）第四系冲积层含水层

区域上，第四系冲积层地下水系统断续分布于较大河流河谷的漫滩与一、二级阶地。除在无定河的鱼河-崔家湾河段，榆溪河鱼河-牛家梁河段、秃尾河高家堡—采兔沟口河段及府谷墙头-段寨、孤山川口、阴塔、碛堰等地段含水层较厚，可构成补、径、排完整的地下水系统外，在其他河流及上述河流的其他河段，沉积厚度和规模较小，难以构成具有单一介质的冲积层地下水系统。

冲积含水层呈带状散布于河谷两侧，与下伏碎屑岩风化带含水层之间无稳定隔水层存在，二者具有统一的潜水面。含水层岩性为粉土、砂及砂砾石，属孔隙含水介质。含水层水位埋深 1.5-16m，区内分布宽度较小，含水层厚度一般 1.4-8m，最大厚度为 30m。渗透性主要取决于含水介质的粒度及泥质含量的高低，冲积层渗透系数一般为 1.72-11.47m/d。

3）第四系黄土含水层

黄土含水层在区内广泛分布。

① 含水介质特征

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。由于黄土层富含易溶盐类，在地质历史时期被溶蚀成大孔隙、孔洞，且垂直节理发育，堆积过程中有多次间断和成壤作用，在中下部形成多层古土壤及钙质结核层或钙板层，古土壤层及钙质结核层中存在有大孔隙、孔洞及裂隙。在条件适宜时，黄土可形成一种非均质各向异性的孔隙裂隙含水层，其中以孔隙蓄水为主，而空隙较大的孔洞、裂隙则以导水为主。地下水不仅分布在黄土中，而且古土壤层及钙质结核层的孔隙裂隙中也有赋存，并构成统一的黄土含水层。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，含水层渗透系数一般为 0.26-0.46m/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，地下水位埋深一般 70-150m；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岩时，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。

② 含水层富水性

黄土含水层富水性受地形切割、隔水底板、补给条件等因素控制，含水层分布位置高，补给和赋存条件差，水量贫乏，无开采价值。沙盖黄土区、黄土斜坡区、黄土残塬区地下水位埋深一般 70-150m，含水层厚度 30-50m，单井涌水量小于 100m^3/d。黄土梁峁区、黄土丘陵区含水层厚度薄，尤其近沟谷地带的黄土层多呈疏干状态，为透水不含水岩层，局部泉水出露，泉流量小于 0.1L/s。地下水矿化度小于 500mg/L，水化学类型以 HCO_3—Ca 为主。

③ 地下水补径排特征

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，地下水径流方向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，如姬塬、冯地坑等残塬，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。

4）白垩系含水层

① 环河组

呈现多层结构，岩性较为复杂，岩相变化较大，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。

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＜100m^3/d。

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。

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、葫芦河和泔河。

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、$SO_4C1{\cdot}HCO_3$ 型、SO_4HCO_3 型、HCO_3 型为主，局部水化学类型较为复杂。

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。

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 3000m^3/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。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。

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。

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。

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。

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 $SO_4 \cdot CI \cdot HCO_3$ 型、$SO_4 \cdot HCO_3$ 型。

区域水文地质图见图 5.1-7，白垩系含水层系统的流场见图 5.1-8。

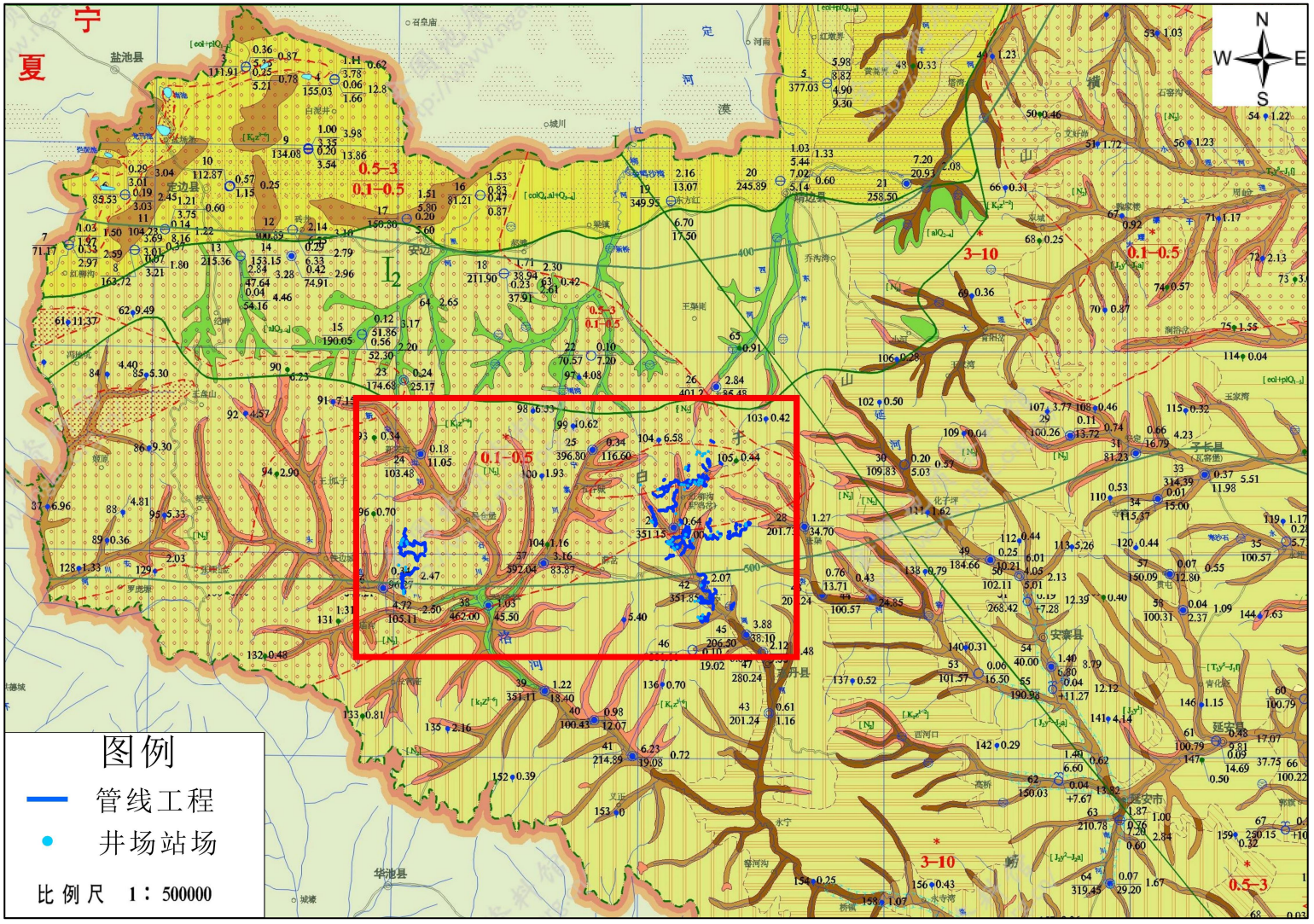


图 5.1-7　区域水文地质图

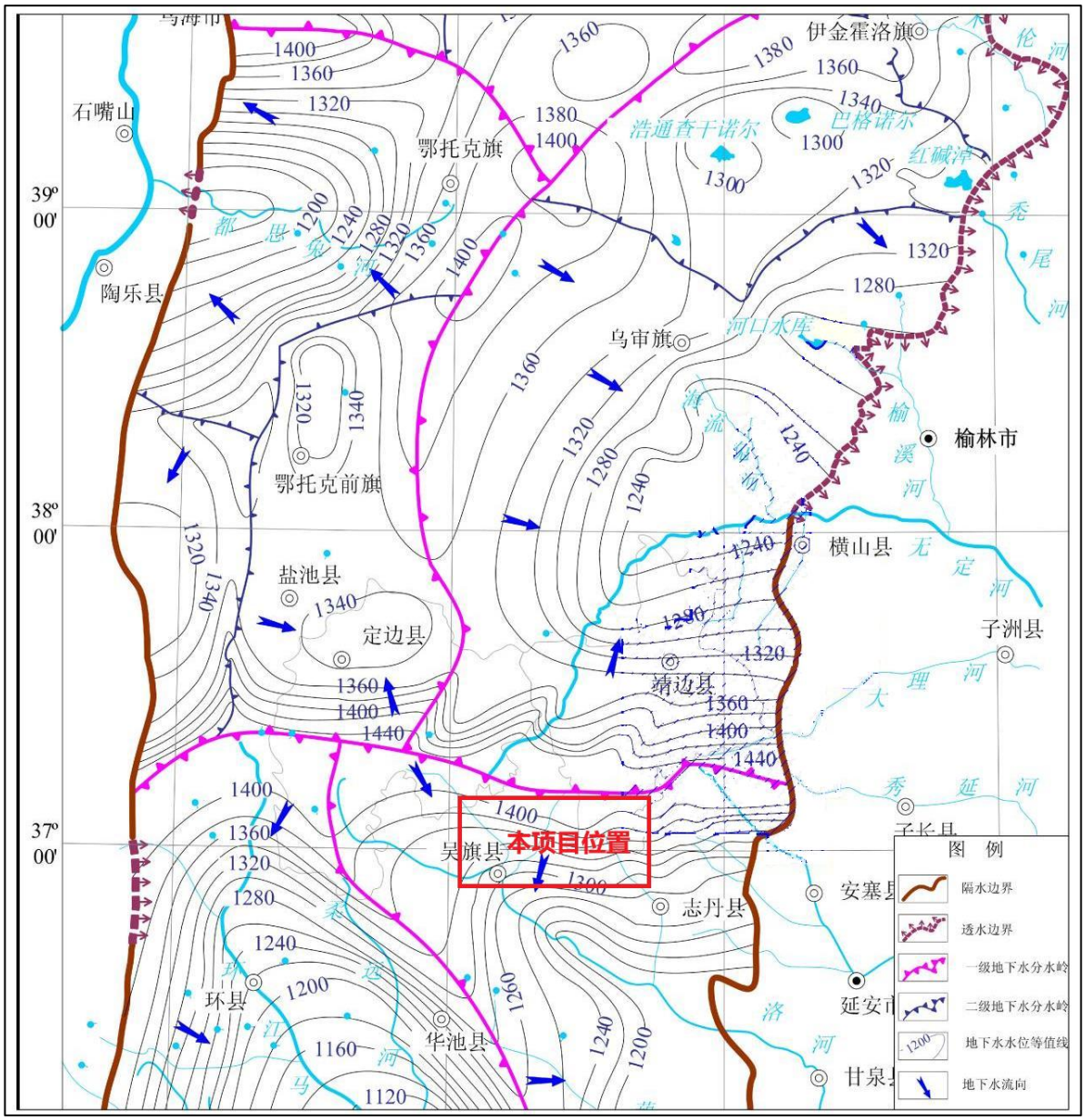


图 5.1-8　区域白垩系地下水流场图

5.1.6.2 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、延安市吴起县新寨区域，延安市志丹县顺宁镇区域。

（一）吴起县新寨区域

本项目新寨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。

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 5.1-3。

表 5.1-3　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 500~1000m³/d，河谷区涌水量一般为 1000~3000m³/d，局部达 3000m³/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 5.1-4。

表 5.1-4　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	K11	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。

吴起县新寨区域水文地质图见图 5.1-9。

（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。

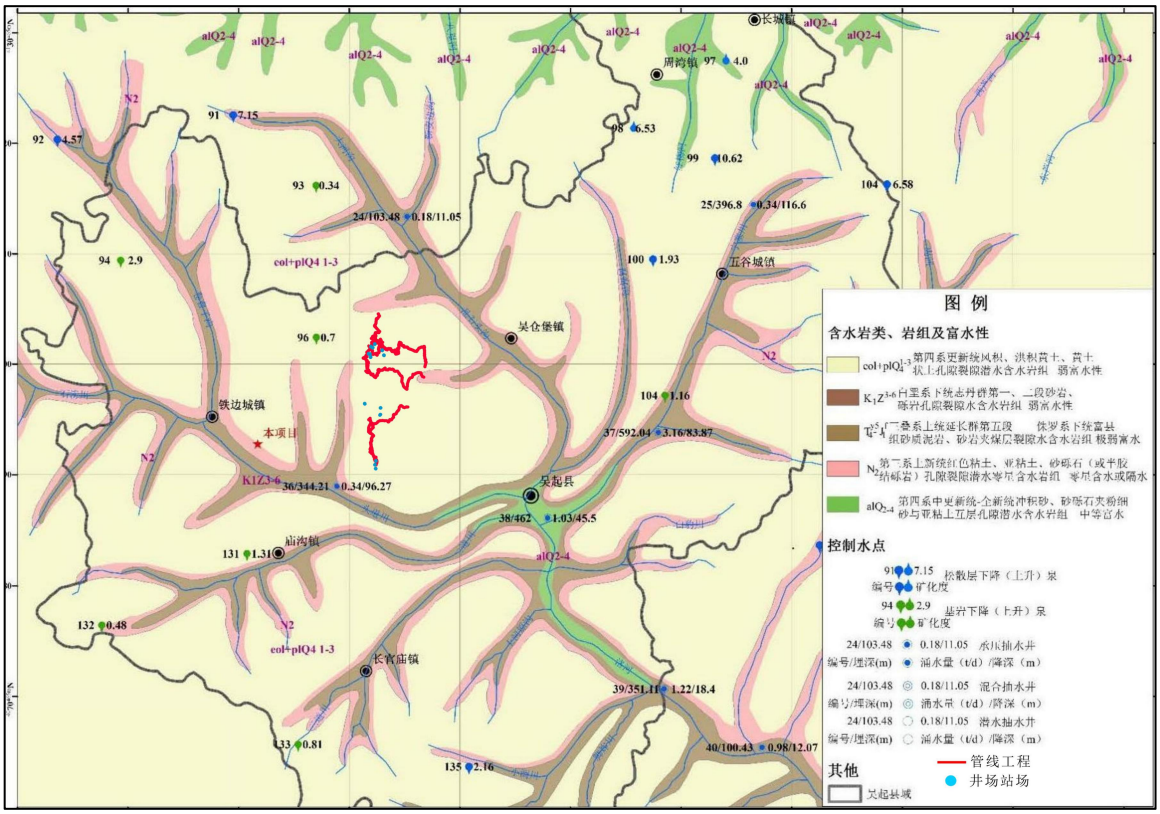


图 5.1-9　吴起县新寨水文地质图

（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 5.1-5　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（m3/d）	单井涌水量（m3/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 100～500m³/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 100m³/d，如顺宁草湾村 ZX2 孔降深 86.22m，涌水量 71.02m³/d。

评价区白垩系环河组含水层涌水量一览表见表 5.1-6。

表 5.1-6　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/m³/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 500～1000m³/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。

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 1054.1m³/d，刘坪 ZK2 降深 21.19m，涌水量 2746.0m³/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 5.1-7。

表 5.1-7　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/m^3/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

（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 100m^3/d。总体而言该含水层为弱富水性，但因沟谷内环河组地层普遍有出露，水位埋藏相对较浅，该含水层仍然是该地区地下水主要开采层位之一，是当地居民生产、生活的重要供水水源。因此，该含水层也是本次地下水环境影响评价工作的重点评价对象和保护目标。

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 5.1-10。

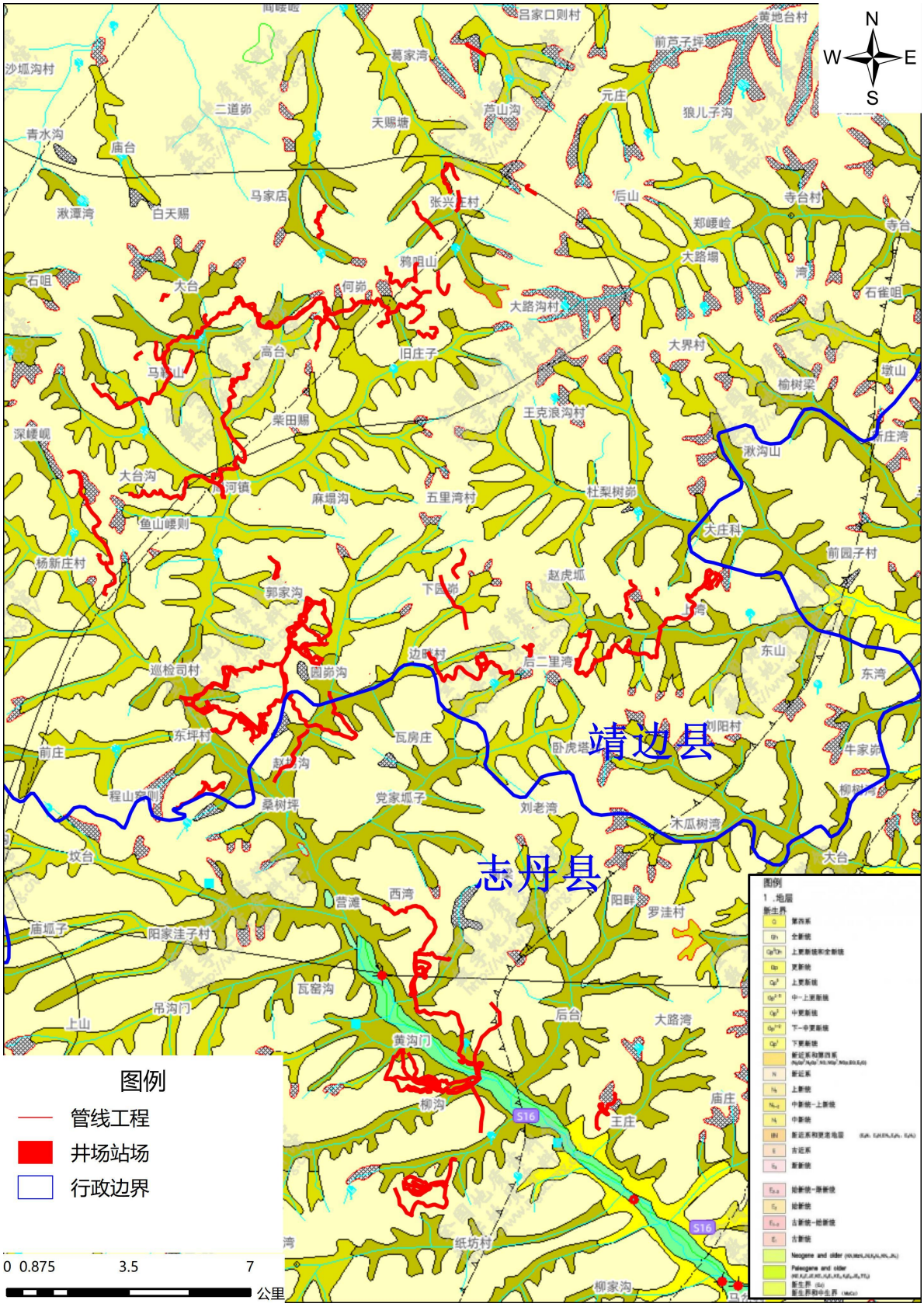


图 5.1-10　志丹、靖边调查区水文地质图

（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。

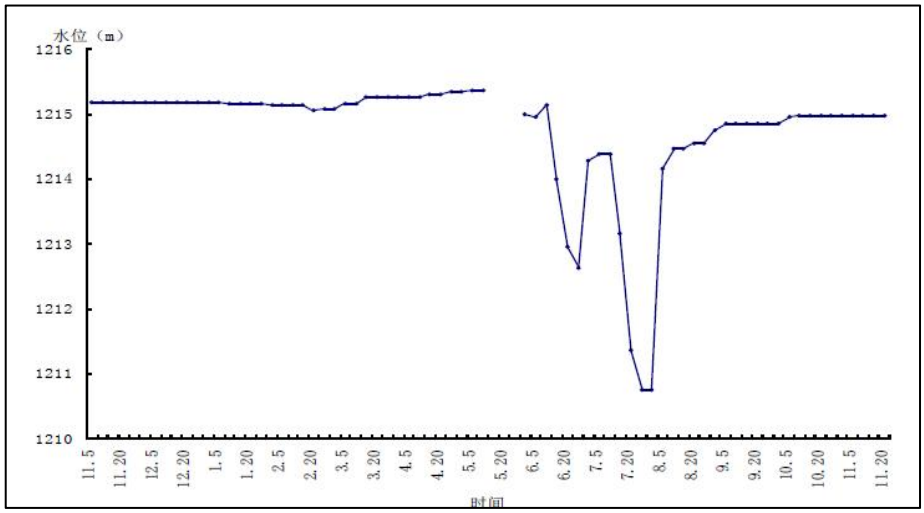


图 5.1-11　白垩系对下水动态变化曲线

5.1.6.3 典型场地水文地质条件

本次产建工程涉及靖边县法的郝坨梁作业区、盘古梁作业区、五里湾第一作业区和五里湾第二作业区，吴起县的新寨作业区以及志丹县的虎狼峁作业区共计 6 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 155-016 井场评价区水文地质条件

根据柳 155-016 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（高 355 探井至南二转出油管线）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 5.1-8　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

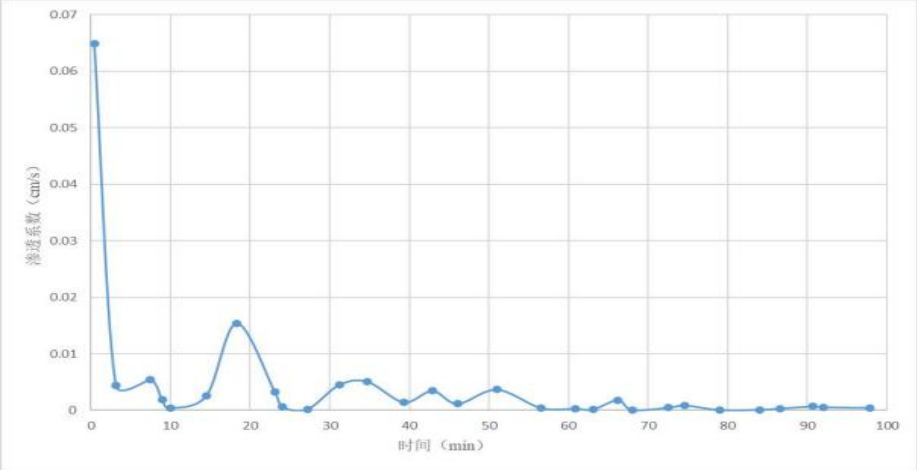


表 5.1-9　包气带防污性能

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4.62×10-4cm/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 22 增）场地水文地质条件

①水文地质条件

旗 22 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 5.1-10。

表 5.1-10　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 22 增及周边历史钻探调查结果，旗 22 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 5.1-11　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
旗15增压站	1017	6.59	1.081×10-4	粉土

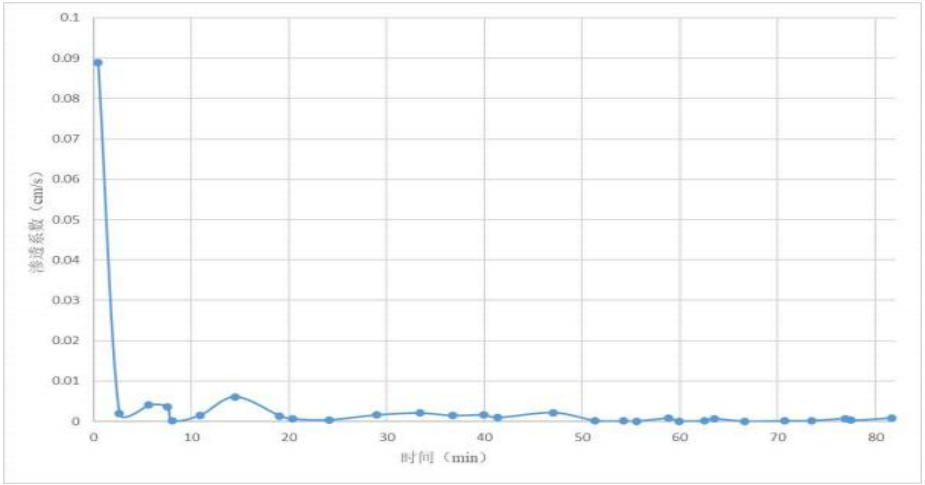


表 5.1-12　包气带防污性能

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。		

5.1.6.4 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。二是中部梁鼎涧地区，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 5.1-13。

表 5.1-13　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

5.1.6.5 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。

5.1.7 区域生态敏感区调查

5.1.7.1 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，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。

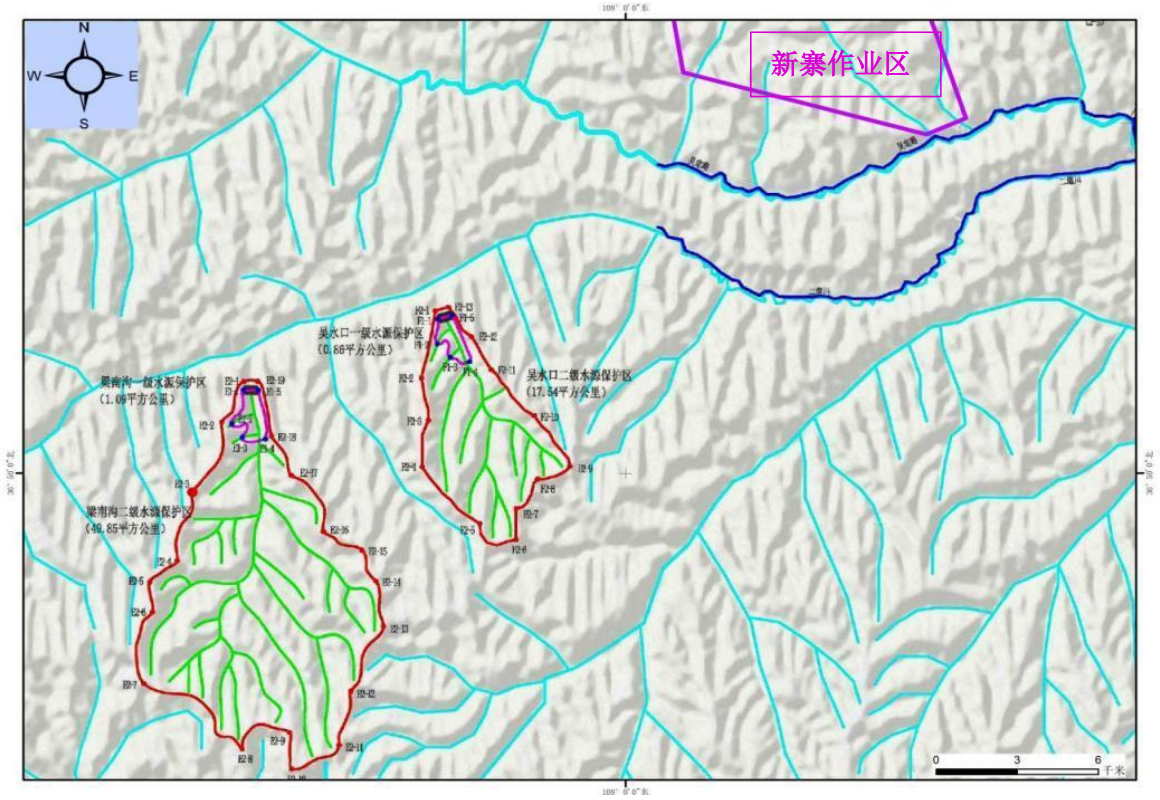


图 5.1-12　本次产建工程与梁南沟水源保护区、吴水口水源保护区位置关系示意图

（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旗 22 增-吴二联注水干线，最近距离 10.3km。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。

（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）薛岔水源地保护区

吴起薛岔水源地是陕西省吴起县重要的集中式饮用水水源地，主要为县城居民

提供生活用水。以下是其详细介绍：

地理位置：位于吴起县薛岔乡薛岔林场至大路沟隧洞东端张家洼段，东西长 7km，南北宽 3km，开采区面积 21km²，横跨洛河和周河流域分水岭，海拔在 1300m-1790m 之间。

水文地质条件：区内开采层主要为白垩系洛河组砂岩，其次为环河组砂岩。洛河组含水层厚度为 300m-350m，水位埋深 85m-260m，单井涌水量 500m³/d-3000m³/d，矿化度一般为 1.1g/L-1.3g/L，水量丰富，水质较为稳定。

建设历程：2012 年底，吴起县实施薛岔乡供水水源地勘查项目，地调局西安中心确定水源地靶区并编制地下水开采方案。2013 年 9 月提交水源地勘查成果，2015 年该水源地供水工程通水，从根本上解决了 6.3 万县城群众的安全饮水问题。

工程设施：主要由水源地集水工程、输配水管道工程以及县城水厂等单项工程组成。其中水源地集水工程共布设 20 眼管井，包括 17 眼水源井和 3 眼监测井，位于山上的 15 眼水源井深度 750m-850m，位于川道的 5 眼水源井深度 650m-850m。

水质状况：2025 年 4 月监测显示，薛岔水源地总硬度、溶解性总固体和硫酸盐监测结果略微超出《地下水质量标准》III 类限值要求，超标项目为本底超标，经县水厂净化处理后可达标。

本项柳 102-292 至顺一增出油管线位于薛岔水源地保护区东北面 5680m，不涉及薛岔水源地保护区。

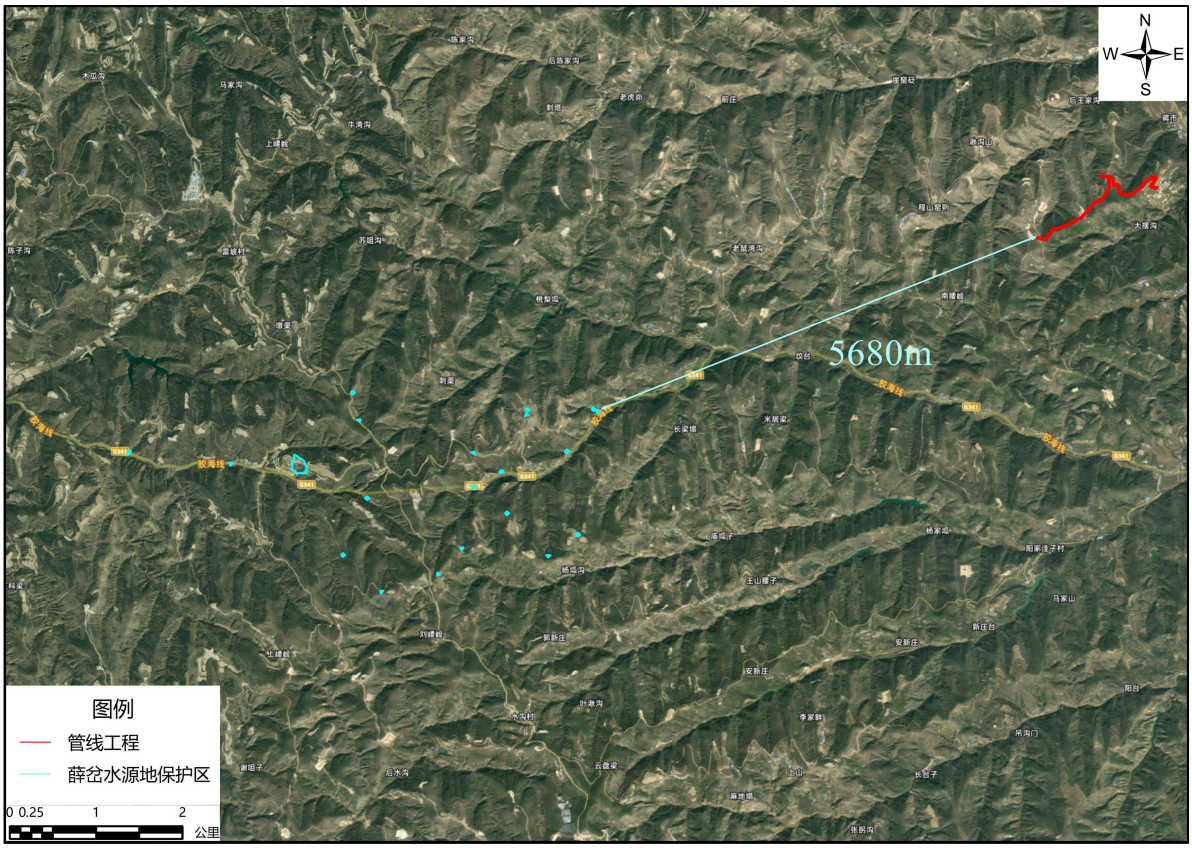


图 5.1-13　本次产建工程与薛岔水源地保护区位置关系示意图

（4）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 水源井距离新寨作业区产建工程最近，距离最近的产建工程为旗 2-13 至旗 20 增出油管线，距离 10.0km，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。

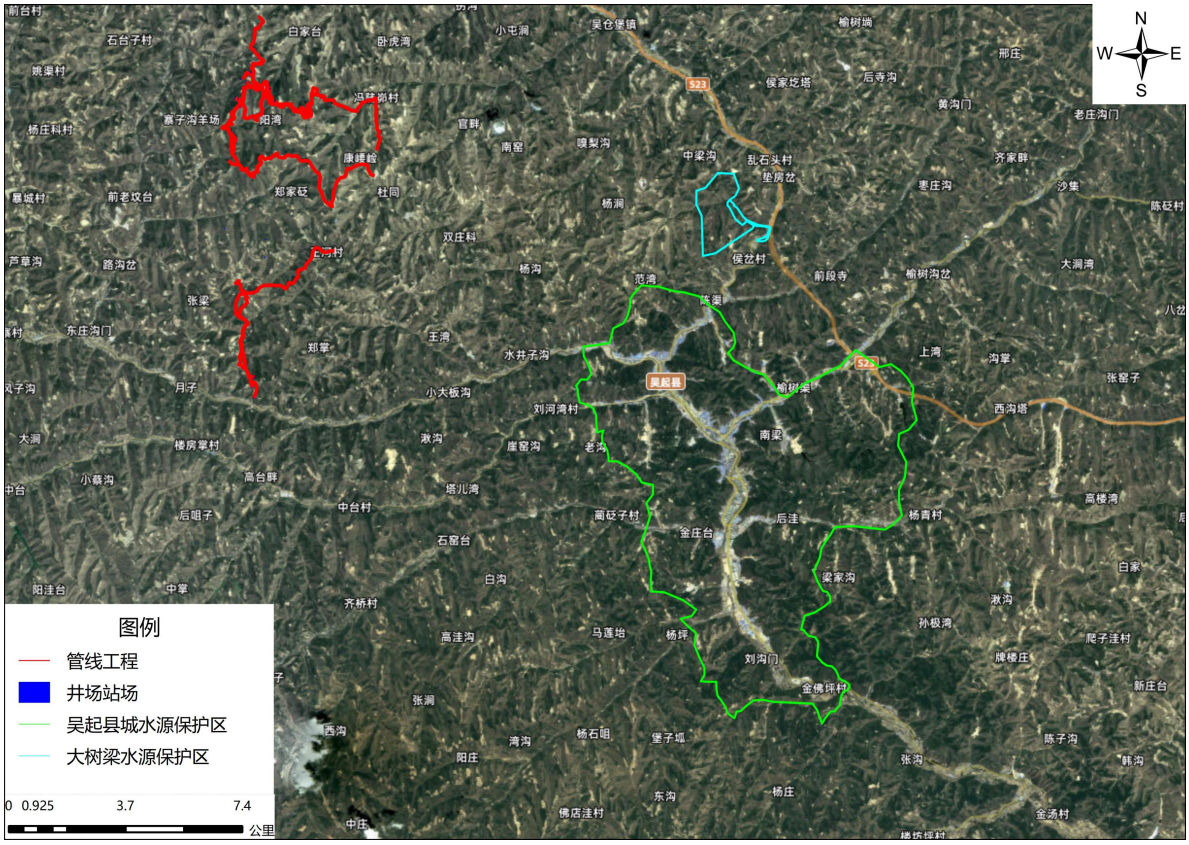


图 5.1-14　本次产建工程与吴起县城水源保护区、大树梁水源保护区位置关系示意图

（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 2.03×10^{8}m^3，死库容 120×10^{4}m^3，滞洪库容 6250×10^{4}m^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 53.548km^2。

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。

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。

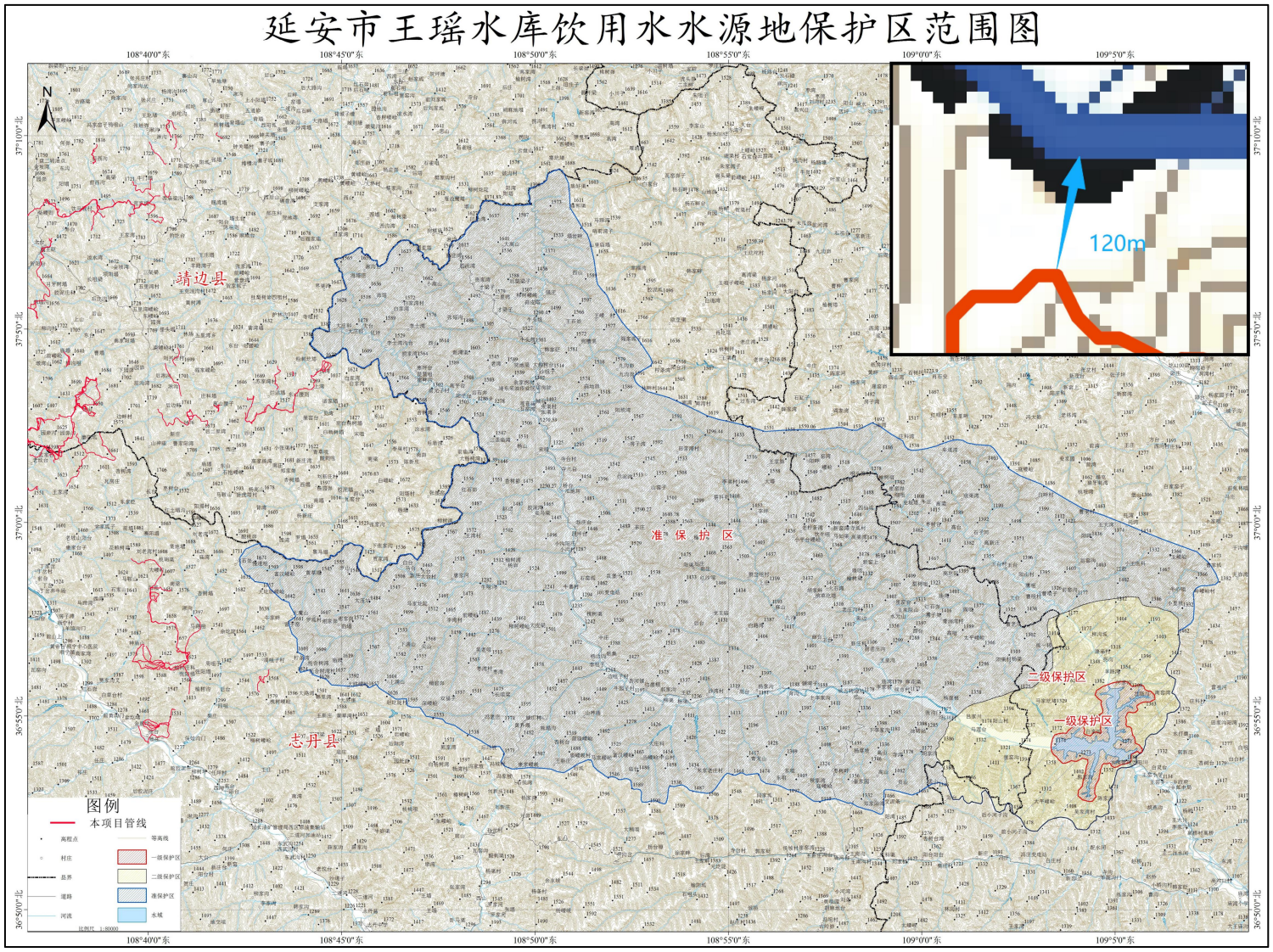


图 5.1-15　产建工程与王瑶水库水源保护区位置关系示意图

（7）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 300m³/d，现状供水规模为 180m³/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 200m³ 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。

本项目虎狼峁作业区柳三脱至柳 19 增注水干线距顺宁镇顺宁村小组饮用水水源地 1.18km，柳 41 增-柳三脱集油管线距顺宁镇高家湾村集中式饮用水水源地 1.2km，不在水源地补给区和径流区。

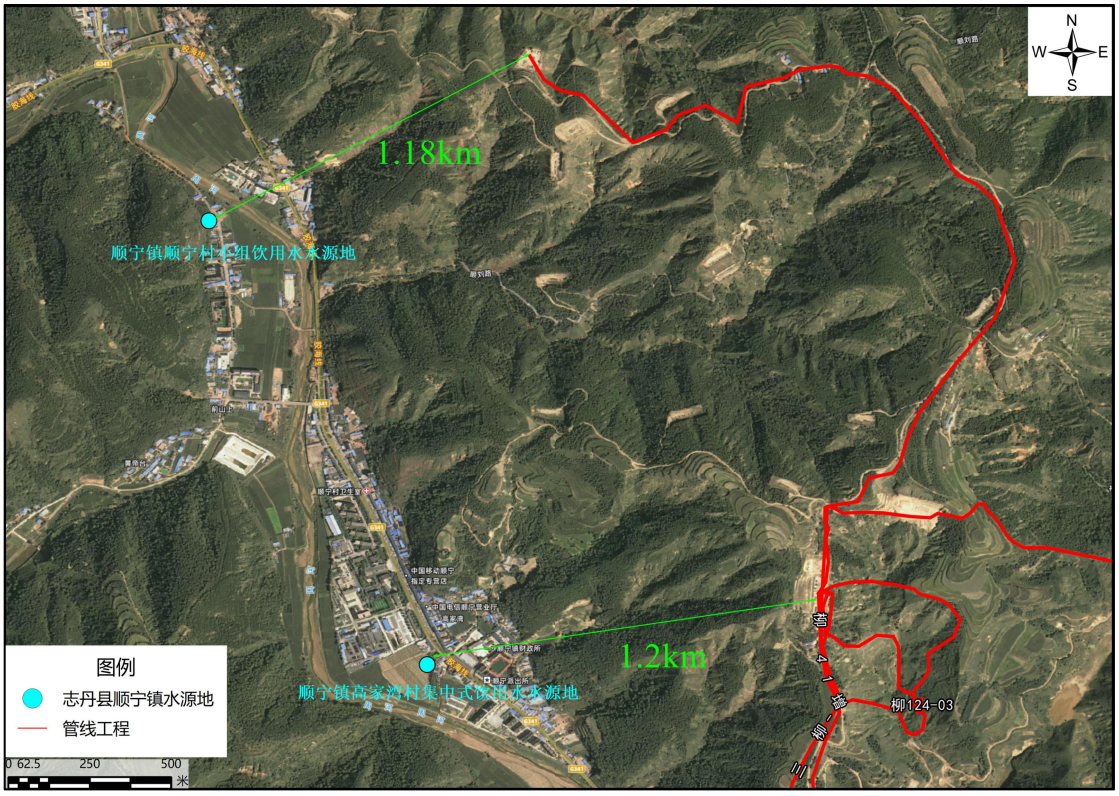


图 5.1-16　本次产建工程与顺宁镇水源保护区位置关系示意图

5.1.7.2 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。

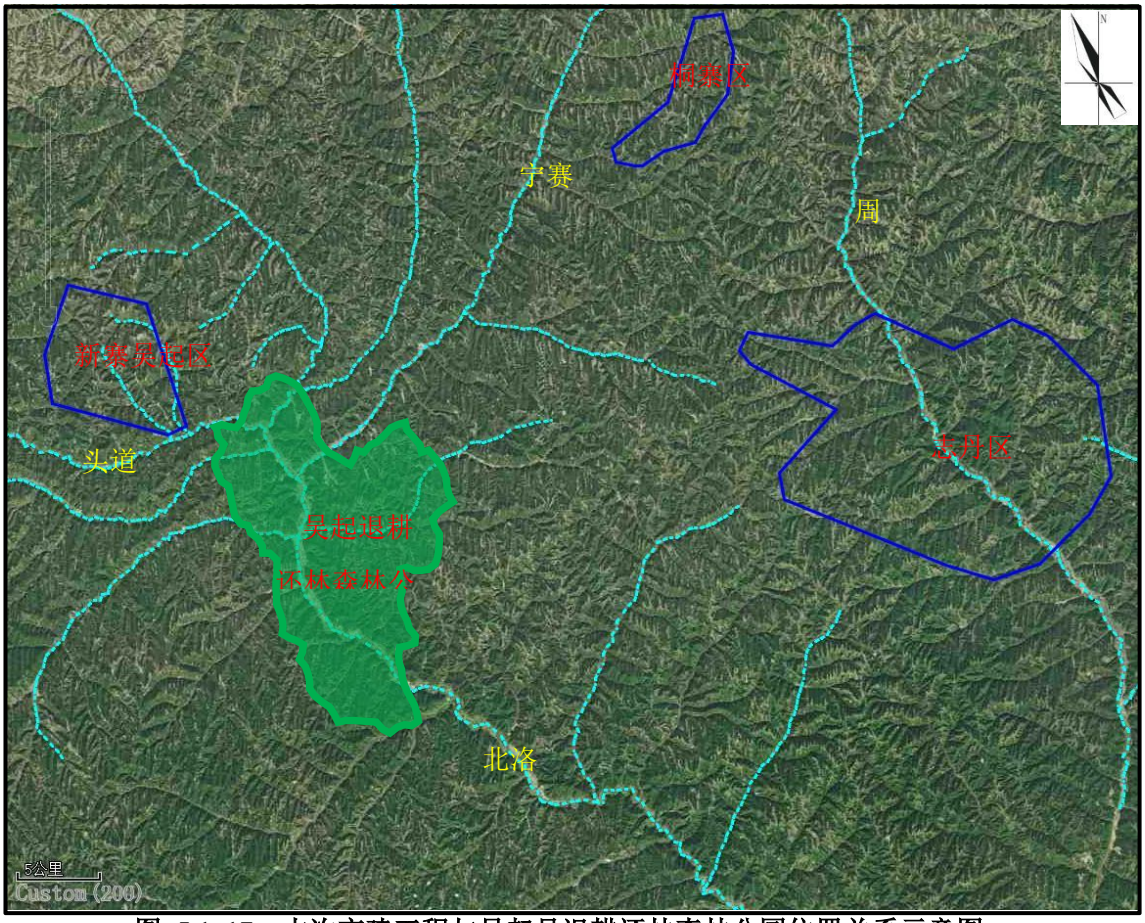


图 5.1-17　本次产建工程与吴起县退耕还林森林公园位置关系示意图

5.1.7.3 重要湿地

（1）与芦河湿地位置关系

根据《陕西省重要湿地名录》（陕政发〔2008〕34 号），芦河湿地范围为从靖边县新城乡到横山县横山镇吴家沟村，沿芦河至芦河与无定河交汇处，包括芦河河道、河滩、泛洪区及河道两岸 1km 范围内的人工湿地。根据现场踏勘，本项目靖边县郝坨梁作业区距芦河湿地最近的管线为北六转水源井供水管线，距离为 45m，海拔高差 25m，不在湿地范围内；距芦河湿地最近的井场未于 73-21 扩和于 74-24 扩，于 73-24 扩位于芦河湿地西侧，距离为 130m，海拔高差 70m；于 74-24 扩位于芦河湿地东侧，距离为 190m，海拔高差 50m，均不在湿地范围内。

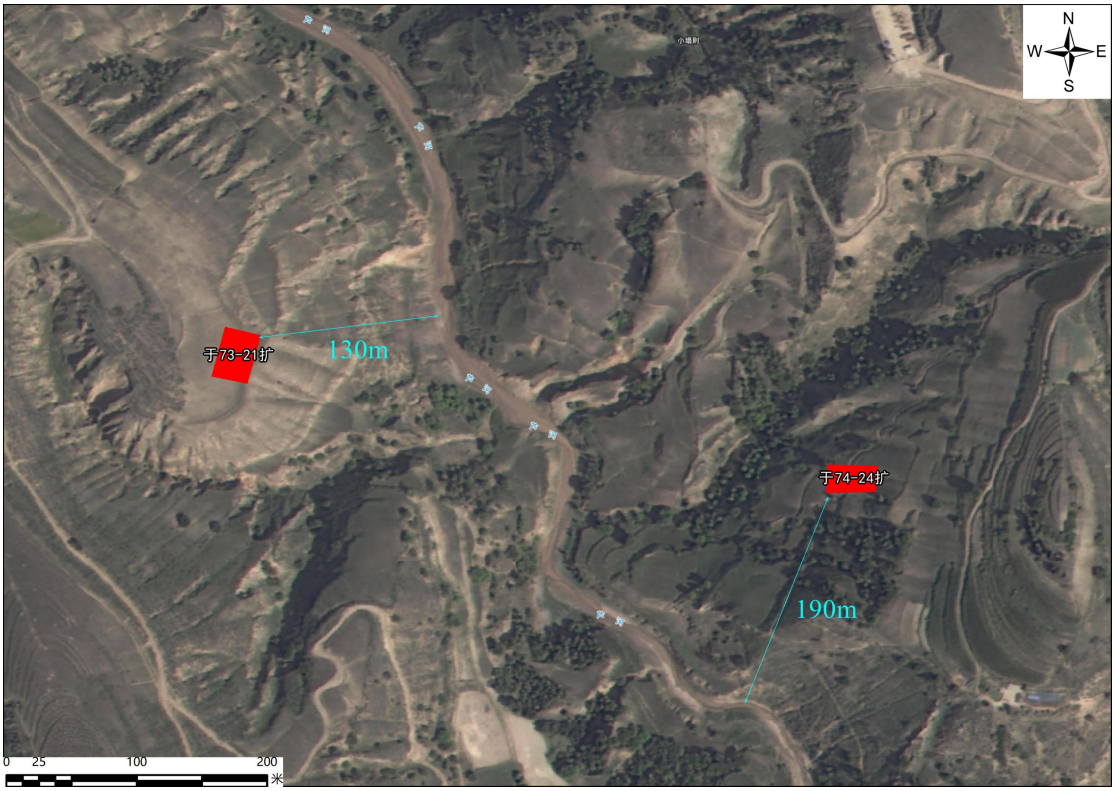


图 5.1-18　本项目井场与芦河湿地最近的位置关系示意图



图 5.1-19　本项目管线与芦河湿地最近的位置关系示意图

（2）与北洛河湿地位置关系

根据《陕西省重要湿地名录》（陕政发〔2008〕34 号），从定边县白于山郝庄梁到大荔县沙苑沿北洛河至北洛河与渭河交汇处。包括北洛河河道、河滩、泛洪区及河道两岸 1km 范围内的人工湿地。根据现场踏勘，本项目吴起县新寨作业区的旗 2-13 井场距北洛河湿地最近距离为 240m，海拔高差 60m，不在湿地范围内。

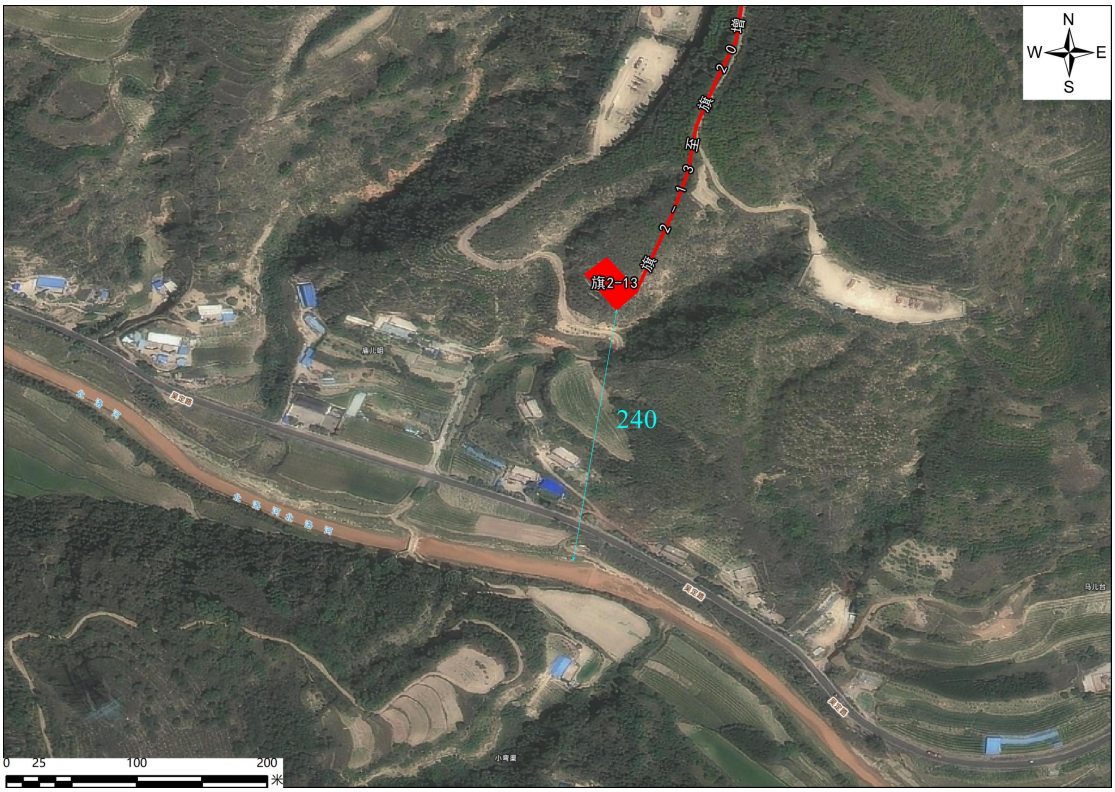


图 5.1-20　本项目管线与北洛河湿地最近的位置关系示意图

5.1.7.4 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 5.1-14。

表 5.1-14　**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145-9探井至柳11增出油管线，距离约2.8km。

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。

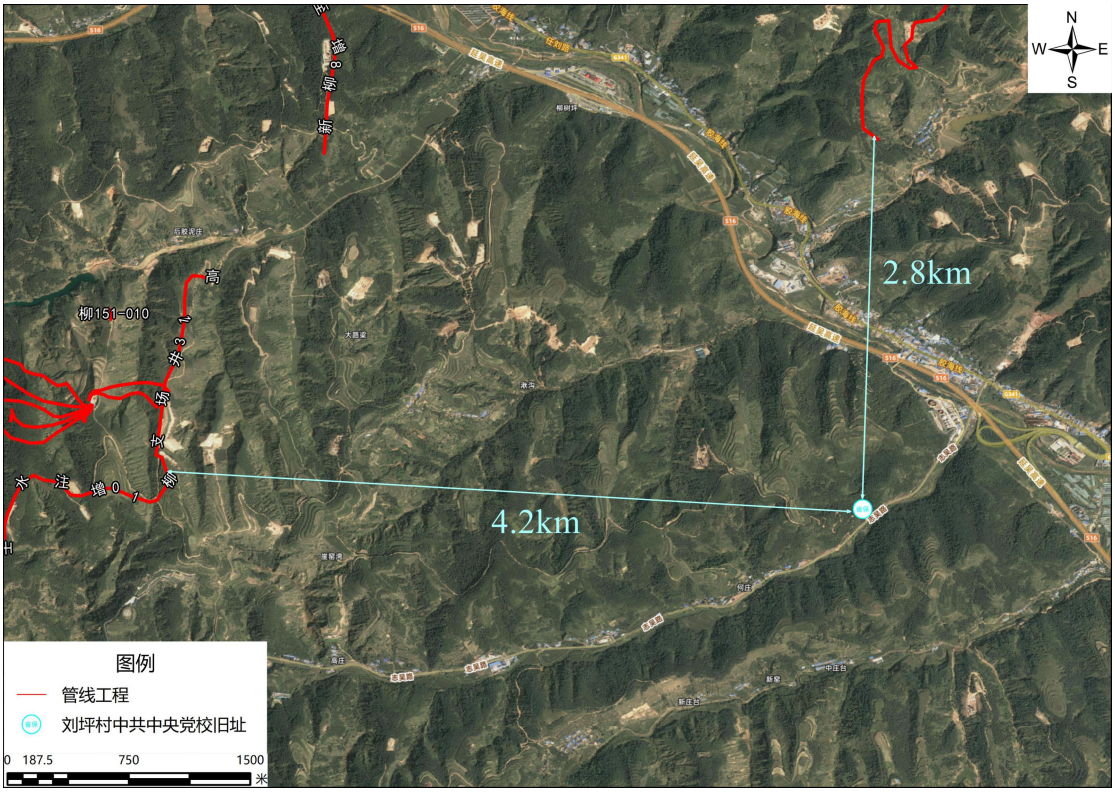


图 5.1-21　本项目与刘坪村中共中央党校旧址位置关系图

5.1.8 土壤

根据《中国土壤分类与代码》（GB/T17296-2009）中的分类，评价区内土壤类型主要为黄绵土。

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

根据相关资料黄绵土的肥力见表 5.1-15。

表 5.1-15　黄绵土肥力特征表

土壤名称	有机质	全氮	全磷	全钾	有效磷含量
	%	%	%	%	PPM

川地黄绵土	0.632	0.0513	0.140	1.76	≤6.6
坡地黄绵土	0.365	0.0350	0.126	2.07	≤10.8

5.1.9 动植物

（1）动物

根据调查，评价区的野生动物组成比较简单，种类较少，多为常见种类，物种组成以小型兽类和鸟类为主。兽类主要有黄鼬、狗獾、蒙古兔、花鼠、达乌尔黄鼠、大仓鼠和小家鼠等；野生禽类主要有啄木鸟、小沙百灵、家燕、喜鹊、大嘴乌鸦和麻雀等。

据调查，区域内尚未发现国家、地方级重点保护野生动物。

（2）植物

根据现状调查，项目周边主要植被类型为乔木林、灌木林和天然草地。乔木林以小叶杨、刺槐、榆树等为主，分布于山峁中下部，群落较稀疏，杂生有退耕还林栽种的山桃、山杏等。灌木林成片状分布于山体中上部、沟谷两侧，且以阴坡陡坡沟坡地为主，主要灌丛有沙棘、柠条。天然草地广泛分布于周边山峁，分布较为均一，主要有长芒草、铁杆蒿、针茅草地。环境质量现状调查与评价

5.1.10 环境空气现状调查与评价

根据陕西省生态环境厅发布的《2024 年 12 月及 1-12 月全省环境空气质量状况》的数据，2024 年榆林市靖边县、延安市志丹县和吴起县环境空气基本因子质量现状详见表 5.1-16。

表 5.1-16　区域环境空气质量状况

区域	污染物	评价指标	浓度值 ug/m^3	标准值 ug/m^3	达标情况
靖边县	SO_2	年平均质量浓度	10	60	达标
	NO_2	年平均质量浓度	20	40	达标
	CO	第95百分位数日平均质量浓度	1000	4000	达标
	O_3	第90百分位数8h平均质量浓度	155	160	达标
	PM_{10}	年平均质量浓度	52	70	达标
	$PM_{2.5}$	年平均质量浓度	26	35	达标
志丹县	SO_2	年平均质量浓度	6	60	达标
	NO_2	年平均质量浓度	17	40	达标
	CO	第95百分位数日平均质量浓度	1200	4000	达标
	O_3	第90百分位数8h平均质量浓度	142	160	达标
	PM_{10}	年平均质量浓度	46	70	达标
	$PM_{2.5}$	年平均质量浓度	24	35	达标

吴起县	SO_2	年平均质量浓度	6	60	达标
	NO_2	年平均质量浓度	16	40	达标
	CO	第95百分位数日平均质量浓度	1700	4000	达标
	O_3	第90百分位数8h平均质量浓度	142	160	达标
	PM_{10}	年平均质量浓度	60	70	达标
	$PM_{2.5}$	年平均质量浓度	25	35	达标

根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018），2024 年项目所在区域（榆林市靖边县、延安市志丹县和吴起县）主要大气污染物中 $PM_{2.5}$、PM_{10}、SO_2、NO_2、CO、O_3 浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值要求，因此，项目所在区域为环境空气质量达标区。

为了解本项目区域非甲烷总烃、硫化氢环境质量现状，本次评价引用《长庆油田分公司第三采油厂 2024 年产能建设工程（榆林区域）环境质量现状监测报告》（KC2024HB07226）中周河镇、东坪村的监测数据，监测单位为陕西阔成检测服务有限公司，监测时间 2024 年 7 月 8 日~7 月 14 日；同时引用《长庆油田分公司第三采油厂 2025 年产能建设工程环境影响评价监测报告》（ZTZXHJ（综）2503125）中南崾峪的监测数据，监测单位为陕西中天众信检测技术有限公司，监测时间 2025 年 3 月 27 日~4 月 2 日；本次评价委托陕西精益达安全环保技术服务有限公司对志丹县金崖根大气环境空气质量进行实测，监测时间为 2025 年 12 月 23 日~12 月 29 日，引用的监测点位在距离以及时效上满足本项目需要，各监测点位信息如下：

（1）监测点位

监测点位信息表见表 5.1-17。

表 5.1-17　环境空气质量监测点位

编号	监测点位			监测项目	行政区域	监测时间	备注
1#	周河镇	周河供水站至盘一注供水管线东侧24m	108.587970°E 37.096822°N	非甲烷总烃、硫化氢	靖边	2024年7月8日~7月14日	引用《长庆油田分公司第三采油厂2024年产能建设工程（榆林区域）环境质量现状监测报告》（KC2024HB07226）
2#	东坪村	南六转至南十二转外输管线南侧20m	108.583500°E 37.016952°N		靖边		
3#	南崾峪	旗20增至旗11增集油管	108.015405°E 36.965230°N		吴起	2025年3月27日~4月2日	引用《长庆油田分公司第三采油厂2025年产能建设工程环境影

编号	监测点位			监测项目	行政区域	监测时间	备注
		线西侧 430m					响评价监测报告》（ZTZXHJ（综）2503125）
4#	金崖根	柳三脱西侧 175m	108.659920°E 36.910795N		志丹	2025年12月23日~12月29日	本次实测

（2）监测因子

非甲烷总烃、硫化氢共 2 项。

（3）监测频次

每天监测 4 次，监测时间为 02、08、14、20 时。

（4）监测分析方法

表 5.1-18 环境空气质量现状监测分析方法

监测项目	分析方法及依据	检出限（mg/m³）	检测仪器及编号	备注
非甲烷总烃	《环境空气 总烃、甲烷和非甲烷总烃的测定 直接进样-气相色谱法》HJ604-2017	0.07	GC7890 型气相色谱仪	/
硫化氢	《空气质量 硫化氢、甲硫醇、甲硫醚和二甲二硫的测定 气相色谱法》GB/T 14678-93	0.0002	GC8860 型气相色谱仪	/

（5）监测结果与评价

评价区环境空气质量现状监测结果见表 5.1-19。

表 5.1-19 环境质量质量现状监测统计结果一览表

序号	监测点位	污染物	评价标准（mg/m³）	监测浓度范围（mg/m³）	最大浓度占标率（%）	超标率	达标情况
1	周河镇	非甲烷总烃	2.0	0.87~1.39	69.5	0	达标
		硫化氢	0.01	0.2×10^{-3}ND	/	0	达标
2	东坪村	非甲烷总烃	2.0	0.86~1.36	68	0	达标
		硫化氢	0.01	0.2×10^{-3}ND	/	0	达标
3	南崾峪	非甲烷总烃	2.0	1.16～1.26	63.0	0	达标
		硫化氢	0.01	0.002~0.005	50	0	达标
4	金崖根	非甲烷总烃	2.0	0.25~1.61	80.5	0	达标
		硫化氢	0.01	0.001ND~0.002	20	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》中小时限值 2.0mg/m^3 的参考值；硫化氢小时浓度均满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中其他污染物空气质量浓度参考限值。

5.1.11 地表水现状调查与评价

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》（HJ 349-2023）“集输工程穿（跨）越地表水水域功能III类及以上水体，且有涉水施工的，应在代表性的地表水体穿（跨）越位置上、下游适当位置布设对照断面和控制断面，开展补充监测。多次穿（跨）越同条地表水体的，其对照断面和控制断面可根据实际情况合并设置。井位布设、管道选线涉及水环境保护目标的，还应对水环境保护目标所在水域开展补充监测。”本项目采用桁架跨越周河两次，采用桁架跨越冲沟 11 处，但本项目没有涉水施工，可不对地表水进行现状监测。

5.1.12 地下水现状调查与评价

（1）布点原则

地下水环境现状监测点采用控制性布点与功能性布点相结合的布设原则。监测点应主要布设在建设项目场地、周围环境敏感点、地下水污染源以及对于确定边界条件有控制意义的地点。监测层位应包括潜水含水层、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）布点位置

根据地下水埋藏特征、地下水流向以及周边敏感点分布状况，采用控制性布点和功能性布点结合的原则，参照《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）要求，本次评价布设地下水水质、水位监测点位 10 个，本次监测委托陕西正泽检测科技有限公司开展检测工作；引用地下水水位监测点位 7 个，详细信息与位置如下表所示。

表 5.1-20　地下水监测点位一览表

编号	点位	地下水类型	层位	坐标		监测类型	用途	监测点位代表性	备注
				经度（E）	纬度（N）				
1#	盘古梁	承压水	白垩系洛河组	108.611667°	37.165000°	水质+水位	饮用	盘二转油点至靖三联外输管线西北侧 940m	引用《长庆油田分公司第三采油厂2025年产能建设工程（姬塬油田、靖安油田部分区域）环境质量监测报告》（ZSJC202591212），2025年5月19日，陕西正盛环境检测有限公司
2#	庙台村	潜水	第四系黄土含水层	108.586667°	37.086667°	水质+水位	未利用泉水	周河供水站东南侧 660m	
3#	路家坡	潜水	白垩系环河组	108.653056°	37.228333°	水质+水位	未利用泉水	于五增沟底管线改线西南侧 1500m	
4#	马鞍山	潜水	第四系黄土含水层	108.700278°	37.011944°	水质+水位	未利用泉水	柳 77-58 注水管线南侧 2600m	
5#	巡检司	潜水	白垩系环河组	108.576814°	37.043878°	水质+水位	饮用	南九增至南10增外输管线西北侧1020m	引用《长庆油田分公司第三采油厂2024年产能建设工程（榆林区域）环境质量现状监测报告》（KC2024HB07226）采样时间：2024年7月11日，陕西阔成检测服务有限公司
6#	后台村民井	潜水	白垩系环河组	108.697703°	36.926410°	水质+水位	饮用	新柳8增至靖五联集油管线东侧2000m	引用《长庆油田分公司第三采油厂2024年延安区域产能建设项目监测报告》（ZZJC-2024-H-05-120），采样时间2024年6月12日~13日，陕西正泽检测科技有限公司
7#	顾家塌民井	潜水	白垩系环河组	108.674498°	36.870432°	水质+水位	饮用	高113井场支柳10增注水干线东1500m	
8#	白家台	潜水	白垩系环河组	108.041290°	37.049275°	水质+水位	饮用	吴平463-8增至吴544集油管线东侧1280m	实测，监测时间2025年12月18日~19日

编号	点位	地下水类型	层位	坐标		监测类型	用途	监测点位代表性	备注
				经度（E）	纬度（N）				
9#	曹儿台	潜水	第四系黄土含水层	108.028392°	36.993535°	水质+水位	饮用	新313-190至旗15增出油管线南侧750m	
10#	漆庄梁	潜水	白垩系环河组	108.020781°	36.920552°	水质+水位	饮用	旗2-13至旗20增出油管线西南侧350m	

（3）监测因子

①水质：K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、Cl^-、SO_4^{2-}、pH 值、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、溶解总固体、耗氧量、总大肠菌群、细菌总数、石油类、硫化物、钡共 30 项。

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

（5）监测分析方法

地下水水质现状监测因子共 30 项，各监测因子、分析方法依据及限值等详见表 5.1-21。

表 5.1-21 地下水检测项目及分析方法一览表

监测项目	监测方法	检出限	分析仪器
pH 值	电极法 HJ 1147-2020	/	pH-100 笔式酸度计（编号： KCYQ-G-621.5）
氨氮	纳氏试剂分光光度法 HJ 535-2009	0.025（mg/L）	TU-1810DSPC紫外可见分 光光度计 （编号： KCYQ-G-009）
硝酸盐氮	紫外分光光度法 HJ/T 346-2007	0.08（mg/L）	
亚硝酸盐氮	分光光度法 GB 7493-87	0.003（mg/L）	
氟化物	离子选择电极法 GB 7484-1987	0.05（mg/L）	PHSJ-4F 精密酸度计（编号：KCYQ-G-459）
石油类	紫外分光光度法 HJ 970-2018	0.01（mg/L）	TU-1810DSPC 紫外可见分光光度计 （编号： KCYQ-G-009）
氰化物	异烟酸-吡唑啉酮分光光度法GB/T 5750.5-2023（7. 1）	0.002（mg/L）	
六价铬	二苯碳酰二肼分光光度法GB /T 5750.6-2023（13. 1）	0.004（mg/L）	
硫化物	亚甲基蓝分光光度法 HJ 1226-2021	0.003（mg/L）	

监测项目	监测方法	检出限	分析仪器
汞	原子荧光光度法 HJ 694-2014	0.04（μg/L）	AFS-9700双道原子荧光光度计（编号：KCYQ-G-012）
砷		0.3（μg/L）	
总硬度	乙二胺四乙酸二钠滴定法 GB/T 5750.4-2006（7. 1）	1.0（mg/L）	25.00mL 酸式滴定管
溶解性总固体	称量法 GB/T 5750.4-2023（11. 1）	/	ME204/02 电子天平（万分之一）（编号： KCYQ-G-814）
挥发酚类	4-氨基安替比林三氯甲烷萃取分光光度法HJ 503-2009	0.0003（mg/L）	TU-1810DSPC紫外可见分光光度计 （编号： KCYQ-G-009）
高锰酸盐指数（耗氧量）	酸性高锰酸钾滴定法 GB/T 5750.7-2023（4. 1）	0.05（mg/L）	25.00mL 酸式滴定管
铁	电感耦合等离子体质谱法 HJ 700-2014	0.82（μg/L）	EXPEC 7000 电感耦合等离子体质谱仪（编号： KCYQ-G-298）
锰		0.12（μg/L）	
铅		0.09（μg/L）	
镉		0.05（μg/L）	
钡		0.20（μg/L）	
钾		4.50（μg/L）	
钙		6.61（μg/L）	
镁		1.94（μg/L）	
钠		6.36（μg/L）	
总大肠菌群	《水和废水监测分析方法》（第四版）多管发酵法国家环境保护总局（2002年）	/	隔水式培养箱GHP-9160/HHGZ16079YQ
菌落总数	水质 细菌总数的测定 平皿计数法HJ 1000-2018	/	
氯离子	离子色谱法HJ 84-2016	0.007（mg/L）	CIC-160+型离子色谱法（编号：KCYQ-G-892）
硫酸根离子	离子色谱法HJ 84-2016	0.018（mg/L）	CIC-160+型离子色谱法（编号：KCYQ-G-892）

监测项目	监测方法	检出限	分析仪器
碳酸盐	滴定法《水和废水监测分析方法（第四版增补版）》	/	25.00mL 酸式滴定管
重碳酸盐	滴定法《水和废水监测分析方法（第四版增补版）》	/	25.00mL 酸式滴定管

（6）监测结果

本次选取的 10 个地下水水位监测结果见表 5.1-22。地下水水质监测结果见表 5.1-23~表 5.1-24。

表 5.1-22 本次监测地下水水位监测结果

编号	点位	地下水类型	监测层位	井口标高（m）	井深（m）	水位埋深（m）	水位标高（m）
1	盘古梁	承压水	白垩系洛河组	1731.6	400	300.2	1631.6
2	庙台村（泉水）	潜水	第四系黄土含水层	1387.6	/	/	1387.6
3	路家坡（泉水）	潜水	白垩系环河组	1618.9	/	/	1618.9
4	马鞍山（泉水）	潜水	第四系黄土含水层	1593.3	/	/	1593.3
5	巡检司	潜水	白垩系环河组	1343	15	11	1332
6	后台村民井	潜水	白垩系环河组	1308	10	8.52	1299.48
7	顾家塌民井	潜水	白垩系环河组	1365	16	10.37	1354.63
8	白家台	潜水	白垩系环河组	1507.24	45	40	1467.24
9	曹儿台	潜水	第四系黄土含水层	1438.13	8	10	1430.13
10	漆庄梁	潜水	白垩系环河组	1342.38	17	13	1329.38

表 5.1-23　监测点地下水水质监测结果一览表

监测点位 / 监测因子	1#盘古梁	2#庙台村（泉水）	3#路家坡（泉水）	4#马鞍山（泉水）	5#巡检司	标准限值
	2025年5月19日				2024年7月11日	
K^+	0.84	1.77	3.87	1.30	0.84	/
Na^+	47.4	131	133	41.4	47.4	200
Ca^{2+}	32	90	41	39	32	/
Mg^{2+}	14.0	46.1	169	31.9	14.0	/
CO_3^{2-}	ND5	ND5	ND5	ND5	ND5	/
HCO_3^-	251	337	312	309	251	/
Cl^-	8.8	98.3	172	12.4	8.8	/
SO_4^{2-}	34.2	267	531	29.2	34.2	/
pH（无量纲）	7.8（15.9℃）	7.6（14.5℃）	8.1（16.3℃）	7.4（15.9℃）	7.8（15.9℃）	6.5～8.5
氨氮（mg/L）	0.039	0.072	0.063	0.075	0.039	≤0.50
硝酸盐氮（mg/L）	3.94	12.5	14.8	0.59	3.94	≤20.0
亚硝酸盐氮（mg/L）	0.002	0.005	0.004	0.004	0.002	≤1.00
挥发性酚类（mg/L）	ND0.0003	ND0.0003	ND0.0003	ND0.0003	ND0.0003	≤0.002
氰化物（mg/L）	ND0.002	ND0.002	ND0.002	ND0.002	ND0.002	≤0.05
汞（mg/L）	0.00010	0.00010	0.00010	0.00008	0.00010	≤0.001
砷（mg/L）	0.0029	0.0040	0.0012	0.0025	0.0029	≤0.01
铬（六价）（mg/L）	ND0.004	ND0.004	ND0.004	ND0.004	ND0.004	≤0.05
总硬度（mg/L）	138	429	**805**	246	138	≤450

铅（mg/L）	ND0.001	ND0.001	ND0.001	ND0.001	ND0.001	≤0.01
镉（mg/L）	ND0.0001	0.0002	0.0002	ND0.0001	ND0.0001	≤0.005
氟化物（mg/L）	0.26	0.19	0.22	0.24	0.26	≤1.0
铁（mg/L）	ND0.03	ND0.03	ND0.03	ND0.03	ND0.03	≤0.3
锰（mg/L）	ND0.01	ND0.01	ND0.01	ND0.01	ND0.01	≤0.10
溶解性总固体（mg/L）	289	821	**1.20×10^3**	315	289	≤1000
高锰酸盐指数（耗氧量）（mg/L）	1.10	1.83	1.62	1.82	1.10	≤3.0
硫酸盐（mg/L）	31	230	**551**	24	31	≤250
氯化物（mg/L）	ND10	98	171	12	ND10	≤250
硫化物（mg/L）	ND0.003	ND0.003	ND0.003	ND0.003	ND0.003	≤0.02
石油类（mg/L）	ND0.01	ND0.01	ND0.01	ND0.01	ND0.01	≤0.05
石油烃（C_{10}~C_{40}）（mg/L）	ND0.01	ND0.01	ND0.01	ND0.01	ND0.01	/
总大肠菌群*(MPN/100mL)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	3.0
细菌总数^(CFU/mL)	44	15	23	30	44	100
钡*（μg/L）	74.2	67.6	27.5	113	74.2	≤700
石油烃（C_6~C_9）&（mg/L）	0.01ND	0.01ND	0.01ND	0.01ND	0.01ND	/

表 5.1-24　监测点地下水水质监测结果一览表（续表）

监测点位 / 监测因子	6#后台村民井	7#顾家塌民井	8#白家台	9#曹儿台	10#漆庄梁	标准限值
	2024年6月12日~13日		2025年12月18日	2025年12月~19日		

K^+	1.31	0.93	1.49	1.07	1.46	/
Na^+	121	57.0	160	110	124	200
Ca^{2+}	31.5	37.4	132	66.3	81.0	/
Mg^{2+}	11.1	13.1	123	63.7	48.2	/
CO_3^{2-}	5ND	5ND	5ND	5ND	5ND	/
HCO_3^-	337	304	296	256	244	/
Cl^-	60.3	16.8	457	234	233	/
SO_4^{2-}	53.6	11.8	347	173	192	/
pH（无量纲）	7.3（17.9℃）	7.3（19.7℃）	7.5（8.2℃）	7.8（9.6℃）	7.7（9.9℃）	6.5～8.5
氨氮（mg/L）	0.365	0.286	0.063	0.075	0.139	≤0.50
硝酸盐氮（mg/L）	1.45	0.54	0.048	0.084	0.072	≤20.0
亚硝酸盐氮（mg/L）	ND0.003	ND0.003	0.003ND	0.003ND	0.003ND	≤1.00
挥发性酚类（mg/L）	ND0.0003	ND0.0003	0.0003ND	0.0003ND	0.0003ND	≤0.002
氰化物（mg/L）	ND0.002	ND0.002	0.002ND	0.002ND	0.002ND	≤0.05
汞（mg/L）	ND0.00004	ND0.00004	0.00004ND	0.00004ND	0.00004ND	≤0.001
砷（mg/L）	ND0.0003	ND0.0003	0.0003	0.0004	0.0012	≤0.01
铬（六价）（mg/L）	0.005	ND0.004	0.022	0.015	0.008	≤0.05
总硬度（mg/L）	126	151	**842**	434	402	≤450
铅（mg/L）	ND0.0025	ND0.0025	0.0025ND	0.0025ND	0.0025ND	≤0.01
镉（mg/L）	ND0.0005	ND0.0005	0.0005ND	0.0005ND	0.0005ND	≤0.005
氟化物（mg/L）	0.44	0.42	0.30	0.37	0.44	≤1.0

铁（mg/L）	ND0.03	ND0.03	0.03ND	0.03ND	0.03ND	≤0.3
锰（mg/L）	ND0.01	ND0.01	0.01ND	0.01ND	0.01ND	≤0.10
溶解性总固体（mg/L）	449	285	**1347**	785	806	≤1000
高锰酸盐指数（耗氧量）（mg/L）	2.22	1.95	2.60	2.32	2.74	≤3.0
硫酸盐（mg/L）	53.6	11.8	**347**	173	192	≤250
氯化物（mg/L）	60.3	16.8	**457**	234	233	≤250
硫化物（mg/L）	ND0.003	ND0.003	0.003ND	0.003ND	0.003ND	≤0.02
石油类（mg/L）	ND0.01	ND0.01	0.01ND	0.01ND	0.01ND	≤0.05
石油烃（C_{10}~C_{40}）（mg/L）	/	/	/	/	/	/
总大肠菌群*(MPN/100mL)	＜2	＜2	<2	<2	<2	3.0
细菌总数^(CFU/mL)	51	54	72	43	51	100
钡（mg/L）	ND0.0025	ND0.0025	0.0025ND	0.0025ND	0.0025ND	≤700
石油烃（C_6~C_9）（mg/L）	/	/	/	/	/	/

（7）地下水质量现状评价

①离子平衡分析

本次监测的地下水水质监测点位的阴阳离子平衡分析见

表 5.1-25。

表 5.1-25　阴阳离子平衡分析表　单位：mg/L

监测点位 阴阳离子	1#	2#	3#	4#	5#	6#	7#	8#	9#	10#
K^+	0.84	1.77	3.87	1.3	0.84	1.31	0.93	1.49	1.07	1.46
Na^+	47.4	131	133	41.4	47.4	121	57.0	160	110	124
Ca^{2+}	32	90	41	39	32	31.5	37.4	132	66.3	81.0
Mg^{2+}	14	46.1	169	31.9	14	11.1	13.1	123	63.7	48.2
CO_3^{2-}	0	0	0	0	0	5ND	5ND	5ND	5ND	5ND
HCO_3^-	251	337	312	309	251	337	304	296	256	244
Cl^-	8.8	98.3	172	12.4	8.8	60.3	16.8	457	234	233
SO_4^{2-}	34.2	267	531	29.2	34.2	53.6	11.8	347	173	192
阴离子总和（mmol/L）	4.835	14.035	21.841	6.409	4.835	7.783	5.450	23.718	13.368	13.446
阳离子总和（mmol/L）	5.075	13.856	21.022	6.023	5.075	8.340	5.703	24.955	14.392	14.563
E/%	-2.43	0.64	1.91	3.10	-2.43	-3.45	-2.26	-2.54	-3.69	-3.99
备注：根据《水环境监测规范》（SL219-98），本次评价低于检出限的监测值以1/2最低检出浓度值参加统计处理										

根据离子平衡的检查公式：E=100×（∑mc-∑ma）/（∑mc+∑ma），计算得该地区地下水中阴阳离子毫克当量浓度相对误差均小于±5%，检测数据可信。

②评价方法

采用单因子污染指数法，计算公式为：$P_i=C_i/C_{is}$

式中：P_i—监测点某因子的污染指数；

C_i—监测点某因子的实测浓度，mg/L；

C_{is}-某因子的环境质量标准值，mg/L。

pH 值评价采用如下模式：

当实测 pH 值≤7.0 时，S_{pHi}=（7.0-pH_i）/（7.0-pH_{smim}）

当实测 pH 值>7.0 时，S_{pHi}= （pH_i-7.0）/（pH_{smax}-7.0）

式中：S_{pHi}—监测点 pH 值的污染指数；

pH_i—监测点 pH 值的实测值；

pH_{smin}—pH 值的环境质量标准值下限；

pH_{smax}—pH 值的环境质量标准值上限。

③评价结果

表 5.1-26 监测点地下水水质评价结果（Pi 值）一览表

监测因子 \ 监测点位	1#盘古梁	2#庙台村（泉水）	3#路家坡（泉水）	4#马鞍山（泉水）	5#巡检司	6#后台村民井	7#顾家塌民井	8#白家台	9#曹儿台	10#漆庄梁	标准限值
K^+	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
Na^+	0.237	0.655	0.665	0.207	0.237	0.605	0.285	0.800	0.550	0.620	≤200
Ca^{2+}	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
Mg^{2+}	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
CO_3^{2-}	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
HCO_3^-	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
Cl^-	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
SO_4^{2-}	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
pH（无量纲）	0.533	0.400	0.733	0.267	0.533	0.200	0.200	0.333	0.533	0.467	6.5～8.5
氨氮（mg/L）	0.078	0.144	0.126	0.150	0.078	0.730	0.572	0.126	0.150	0.278	≤0.5

监测点位 监测因子	1#盘古梁	2#庙台村（泉水）	3#路家坡（泉水）	4#马鞍山（泉水）	5#巡检司	6#后台村民井	7#顾家塌民井	8#白家台	9#曹儿台	10#漆庄梁	标准限值
硝酸盐氮（mg/L）	0.197	0.625	0.740	0.030	0.197	0.073	0.027	0.002	0.004	0.004	≤20
亚硝酸盐氮（mg/L）	0.002	0.005	0.004	0.004	0.002	/	/	/	/	/	≤1
挥发性酚类（mg/L）	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	≤0.002
氰化物（mg/L）	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	≤0.05
汞（mg/L）	0.100	0.100	0.100	0.080	0.100	/	/				≤0.001
砷（mg/L）	0.290	0.400	0.120	0.250	0.290	/	/	0.030	0.040	0.120	≤0.01
铬（六价）（mg/L）	/	/	/	/	/	0.100	/	0.440	0.300	0.160	≤0.05
总硬度（mg/L）	0.307	0.953	**1.789**	0.547	0.307	0.280	0.336	**1.871**	0.964	0.893	≤450
铅（mg/L）	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	≤0.01
镉（mg/L）	/	0.040	0.040	/	/	/	/	/	/	/	≤0.005
氟化物（mg/L）	0.260	0.190	0.220	0.240	0.260	0.440	0.420	0.300	0.370	0.440	≤1
铁（mg/L）	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	≤0.3
锰（mg/L）	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	≤0.1
溶解性总固体（mg/L）	0.289	0.821	/	0.315	0.289	0.449	0.285	**1.347**	0.785	0.806	≤1000
高锰酸盐指数（耗氧量）（mg/L）	0.367	0.610	0.540	0.607	0.367	0.740	0.650	0.867	0.773	0.913	≤3
硫酸盐（mg/L）	0.124	0.920	2.204	0.096	0.124	0.214	0.047	**1.388**	0.692	0.768	≤250
氯化物（mg/L）	/	0.392	0.684	0.048	/	0.241	0.067	**1.828**	0.936	0.932	≤250
硫化物（mg/L）	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	≤0.02
石油类（mg/L）	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	≤0.05
石油烃（C_{10}~C_{40}）（mg/L）	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/

由上表可知，本次地下水监测点除部分点位溶解性总固体（最大超标倍数 0.347）、总硬度（最大超标倍数 0.871）、硫酸盐（最大超标倍数 0.388）、氯化物（最大超标倍数 0.828）超标准限之外，其余各监测因子均可满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准；作为油气田开发典型特征因子的石油类均未检出，且超标点位各超标因子不具有一致性，说明靖边县、定边县开发区域地下水环境受石油开采影响小，根据区域水文地质资料，分析其调查结果中超标原因主要为地质背景原因，第四系地层与白垩系地层中岩盐含量较高，导致地下水中离子含量处于较高水平。

5.1.13 包气带现状调查

（1）监测点位及层位

本次评价布设包气带监测点位 4 组，本次监测委托陕西正泽检测科技有限公司开展检测工作。

表 5.1-27 包气带监测点位

序号	监测点位	坐标	调查内容	备注
1#	冯71-90扩井场井口处（表层样0-0.2m）	108.645240°E，108.645240°N	包气带	本次实测，监测时间2025年12月17日
2#	冯71-90扩井场外（表层样0-0.2m）		包气带（背景点）	
3#	柳 84-32 井场油泥贮存点（表层 0~20cm）	108.615329°E，37.079327°N	包气带	引用《长庆油田分公司第三采油厂2025年产能建设工程（姬塬油田、靖安油田部分区域）环境质量监测报告》（ZSJC202591212），监测时间2025年4月8日~4月9日，陕西正盛环境检测有限公司
4#	柳 84-32 井场外（表层 0~20cm）		包气带（背景点）	
5#	柳 92-33 井场措施返排液处理站废水池旁（表层 0~20cm、池底以下 0~20cm）	108.604167°E，37.027500°N	包气带	
6#	柳 92-33 井场外（表层 0~20cm）		包气带（背景点）	

（2）监测因子

包气带：pH 值、六价铬、硫化物、氨氮、耗氧量、挥发酚、氯化物、总硬度、溶解总固体、钡、砷、汞、石油类，共 13 项。

（3）监测频次

监测时间 2025 年 12 月 17 日，每个监测点位监测 1 天，每天 1 次。

（4）监测分析方法

表 5.1-28 包气带监测分析方法

监测项目	分析方法名称/依据	检出限	检测仪器及编号
pH 值	水质 pH 值的测定电极法 HJ1147-2020	/	PHS-3E 酸度计 ZZJC-YQ-121
六价铬	生活饮用水标准检验方法第 6 部分：金属和类金属指标（13.1 二苯碳酰二肼分光光度法）GB/T5750.6-2023	0.004mg/L	T6 新世纪紫外可见分光光度计 ZZJC-YQ-266
硫化物	水质硫化物的测定亚甲基蓝分光光度法 HJ1226-2021	0.003mg/L	TU-1810S 紫外/可见分光光度计 ZZJC-YQ-134
氨氮	水质氨氮的测定纳氏试剂分光光度法 HJ535-2009	0.025mg/L	
耗氧量	生活饮用水标准检验方法第 7 部分：有机物综合指标（4.1 酸性高锰酸钾滴定法）GB/T5750.7-2023	0.05mg/L	酸式滴定管 ZZJC-YQ-073-1
挥发酚	水质挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法 HJ503-2009	0.0003mg/L	T6 新世纪紫外可见分光光度计 ZZJC-YQ-267
氯化物	水质氯化物的测定硝酸银滴定法 GB/T11896-1989	/	酸式滴定管 ZZJC-YQ-073-1
总硬度	地下水质分析方法总硬度的测定第 15 部分：乙二胺四乙酸二钠滴定法 DZ/T0064.15-2021	3.0mg/L	酸式滴定管 ZZJC-YQ-073-1
溶解性总固体	生活饮用水标准检验方法第 4 部分：感观性状和物理指标（11.1 称量法）GB/T5750.4-2023	/	BSA224S 电子天平 ZZJC-YQ-030
钡	水质钡的测定石墨炉原子吸收分光光度法 HJ602-2011	0.0025mg/L	AA-6880F/AAC 原子吸收分光光度计 ZZJC-YQ-130
监测项目	分析方法名称/依据	检出限	检测仪器及编号
砷	水质汞、砷、硒、铋和锑的测定原子荧光法 HJ694-2014	0.0003mg/L	PF32 原子荧光分光光度计 ZZJC-YQ-004
汞		0.00004mg/L	AFS-8520 原子荧光光度计 ZZJC-YQ-357

石油类	水质石油类的测定紫外分光光度法（试行）HJ970-2018	0.01mg/L	T6 新世纪紫外可见分光光度计 ZZJC-YQ-267

（5）监测结果

包气带浸溶液监测结果见表 5.1-29。

表 5.1-29　包气带监测结果

监测点位	冯71-90扩井场井口处	冯71-90扩井场外	1#柳 84-32 井场油泥贮存点	2#柳 84-32 井场外	3#柳 92-33 井场措施返排液处理站废水池旁		4#柳 92-33 井场外
	2025 年 12 月 17 日		2025 年 4 月 8 日		2025 年 4 月 9 日		
pH（无量纲）	7.2	7.4	8.0	7.8	8.0	8.5	8.3
氨氮（mg/L）	0.06	0.054	0.419	0.446	0.430	0.424	0.264
高锰酸盐指数（mg/L）	2.0	2.04	2.70	2.43	2.33	2.09	1.54
挥发性酚类（mg/L）	ND0.0003	ND0.0003	ND0.0003	ND0.0003	ND0.0003	ND0.0003	ND0.0003
硫化物（mg/L）	ND0.003	ND0.003	ND0.003	ND0.003	ND0.003	ND0.003	ND0.003
氯化物（mg/L）	5.7	5.0	ND10	ND10	ND10	17	ND10
总硬度（mg/L）	184	154	20	28	29	30	30
溶解性总固体（mg/L）	411	372	37	31	38	85	28
汞（mg/L）	ND0.0004	ND0.0004	0.00006	0.00006	0.00008	0.00009	0.00016
砷（mg/L）	ND0.0003	ND0.0003	0.0046	0.0012	0.0043	0.0038	0.0011
铬（六价）（mg/L）	ND0.004	ND0.004	ND0.004	ND0.004	ND0.004	ND0.004	ND0.004
钡（μg/L）	ND0.0025	ND0.0025	11.0	36.9	18.7	36.1	21.3
石油类（mg/L）	ND0.01	ND0.01	ND0.01	ND0.01	ND0.01	ND0.01	ND0.01

由监测结果可知，场地内与场地外监测数据相差不大，表明现有工程未造成包气带土壤污染，包气带现状较好。

5.1.14 声环境现状调查与评价

（1）监测点位

本次评价布设噪声监测点位 18 个，本次监测委托陕西正泽检测科技有限公司开展检测工作。

表 5.1-30 声环境质量现状监测点位

序号	监测点名称	坐标	监测点位	备注
1#	南十二接转站东厂界外1m处	108.590578°E，37.157245°N	均布设1个监测点位	监测现状值（场站24h运行）
2#	南十二接转站南厂界外1m处			
3#	南十二接转站西厂界外1m处			
4#	南十二接转站北厂界外1m处			
5#	柳94-34井场东厂界外1m处	108.616907°E，37.177684°N		
6#	柳94-34井场南厂界外1m处			
7#	柳94-34井场西厂界外1m处			
8#	柳94-34井场北厂界外1m处			
9#	何峁	108.630165°E，37.161844°N		监测背景值
10#	红柳沟村	108.586636°E，37.093321°N		
11#	牛圈崾崄	108.611754°E，37.051975°N		
12#	东坪	108.583500°E，37.016952°N		
13#	土墩湾	108.596167°E，37.002936°N		
14#	后台	108.696045°E，36.926171°N		
15#	庙庄	108.745422°E，36.909274°N		
16#	金崖根	108.659920°E，36.910795N		
17#	吴平421-13井场拟建场地	108.032384°E，37.025932°N		
18#	庙儿咀	108.022878°E，36.920606°N		

（2）监测因子及监测频次

监测时间 2025 年 12 月 16 日~21 日等效连续 A 声级，连续监测 2 天，昼夜各一次。

（3）监测分析方法

表 5.1-31 噪声分析方法

监测项目	分析方法	仪器型号/名称/编号	检出限
等效连续A声级	声环境质量标准 GB 3096-2008	AWA5688 型多功能声级计/IE-00170、5500 风速气象仪/IE-0082、AWA6021 型声校准器/IE-0259	/

（4）监测结果

表 5.1-32　声环境质量现状监测结果　单位：dB（A）

监测点位	2025 年 12 月 20 日		2025 年 12 月 21 日	
	昼间（dB(A)）	夜间（dB(A)）	昼间（dB(A)）	夜间（dB(A)）
南十二接转站东厂界外 1m 处	53	46	52	48
南十二接转站南厂界外 1m 处	51	45	53	42
南十二接转站西厂界外 1m 处	50	46	51	44
南十二接转站北厂界外 1m 处	52	45	53	46
顺 94-34 井场东厂界外 1m 处	53	40	51	42
顺 94-34 井场南厂界外 1m 处	52	39	50	40
顺 94-34 井场西厂界外 1m 处	50	38	48	39
顺 94-34 井场北厂界外 1m 处	50	40	48	39
监测点位	2025 年 12 月 16 日		2025 年 12 月 17 日	
	昼间（dB(A)）	夜间（dB(A)）	昼间（dB(A)）	夜间（dB(A)）
何峁	50	45	48	44
红柳沟村	52	44	50	46
牛圈崾峪	50	44	49	46
东坪	50	44	48	44
土墩湾	51	45	48	42
后台	51	45	48	45
庙庄	51	44	51	45
金崖根	51	46	49	44
监测点位	2025年12月18日		2025 年 12 月 19 日	
	昼间（dB(A)）	夜间（dB(A)）	昼间（dB(A)）	夜间（dB(A)）
吴平 421-13 井场拟建场地	47	41	46	42
庙儿咀	51	42	51	40

根据上表，项目周围环境敏感点声环境质量满足《声环境质量标准》（GB3096－2008）中 2 类区相关标准限值；现有场站厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准要求。

5.1.15 土壤环境现状调查与评价

（1）监测点位

本次评价布设土壤监测点位 13 个，其占地范围内 5 个柱状样，2 个表层样；占地范围外 6 个表层样，主要设于项目井场、站场等工程内容占地范围内及其占地范围外的农用地，现有工程典型场站主要装置和设施附近的土壤，满足导则点位数量要求。项目土壤环境监测点位布设体现了均布性与代表性相结合的原则。本次监测委托陕西阔成检测服务有限公司开展检测工作。

表 5.1-33 土壤环境监测点位及监测内容一览表

序号	监测点位			采样深度	监测因子	土壤类型
1#	塞551扩井场井口处	108.640869° 37.214063°	占地范围内	0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3.0m	pH 值、石油烃（C_{10}-C_{40}）、含盐量、石油类、阳离子交换量、氧化还原电位、饱和导水率、容重、孔隙度、石油烃（C_6~C_9）	黄绵土
2#	柳138-06至柳三脱外输管线占地范围内	108.663347° 36.904882°		0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3.0m		新积土
3#	旗2-13井场内	108.024308° 36.921287°		0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3.0m		黄绵土
4#	冯 71-90 扩井场井口处	108.645068° 37.156276°		0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3.0m	pH 值、石油烃（C_{10}-C_{40}）、含盐量、石油类、石油烃（C_6~C_9）	黄绵土
5#	吴平 421-13 井场内	108.031858° 37.025941°		0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3.0m		黄绵土
6#	南十二接转站除油罐旁	108.611913° 37.043584°		0～0.2m	pH 值、石油烃（C_{10}-C_{40}）、含盐量、石油类、石油烃（C_6~C_9）、GB36600-2018中 45 项基本因子	黑垆土
7#	旗五接转站除油罐旁	108.053751° 36.973058°		0～0.2m		黄绵土
8#	塞 551 扩井场外	108.640713° 37.214178°	占地范围外	0～0.2m	pH 值、汞、砷、铜、锌、镍、铬、铅、镉、石油烃（C_{10}-C_{40}）、含盐量、石油类、	黄绵土
9#	冯 71-90 扩井场外	108.645073° 37.155552°		0～0.2m		黄绵土
10#	柳 138-06 至柳三脱外输	108.662360° 36.905259°		0～0.2m		新积土

序号	监测点位			采样深度	监测因子	土壤类型
	管线占地范围外				石油烃（C_6~C_9）	
11#	吴平 421-13 井场外	108.032288° 37.025630°		0～0.2m		黄绵土

（2）监测因子

①特征因子：pH、含盐量、石油类、石油烃（C_6~ C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）。

②GB36600-2018 建设用地 45 项基本因子：砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并〔a〕蒽、苯并〔a〕芘、苯并〔b〕荧蒽、苯并〔k〕荧蒽、䓛、二苯并〔a,h〕蒽、茚并〔1,2,3-cd〕芘、萘。

③GB15618-2018 农用地 8 项基本因子：镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌。

（3）监测时间与频次

监测时间 2025 年 12 月 16 日~19 日，每个点监测 1 天，每天监测 1 次。

（4）监测分析方法

表 5.1-34　土壤监测分析方法

监测项目	监测方法	检出限	监测仪器
pH 值	电位法 HJ 962-2018	/	PHS-3E 精密酸度计　（编号：KCYQ-G-058）
阳离子交换量	中性土壤阳离子交换量 NY/T 295-1995	/	25.00mL 酸式滴定管
容重	土壤容重的测定 NY/T 1121.4-2006	/	YP10002 电子天平 （编号：KCYQ-G-296） 环刀 （编号：KCYQ-G-492.3~492.4 ）
孔隙度	森林土壤水分-物理性质的测定 LY/T 1215-1999	/	环刀 （编号：KCYQ-G-492.5~492.6
氧化还原电位	电位法 HJ 746-2015	/	雷磁 TR-901 （编号：KCYQ-G-494）
渗滤率	环刀法 LY/T 1218-1999	/	环刀 （编号：KCYQ-G-492.1~492.2）

监测项目	监测方法	检出限	监测仪器
总汞	原子荧光法 GB/T 22105.1-2008	0.002（mg/kg）	AFS-9700 双道原子荧光光度计（编号：KCYQ-G-012）
总砷	原子荧光法 GB/T 22105.2-2008	0.01（mg/kg）	
铅	石墨炉原子吸收分光光度法 GB/T 17141-1997	0.1（mg/kg）	SP-3805AA 原子吸收分光光度计（编号：KCYQ-G-1021）
镉		0.01（mg/kg）	
铜	火焰原子吸收分光光度法 HJ 491-2019	1（mg/kg）	
锌		1（mg/kg）	
镍		3（mg/kg）	
铬		4（mg/kg）	
六价铬	火焰原子吸收分光光度法 HJ 1082-2019	0.5（mg/kg）	
水溶性盐总量	重量法 NY/T 1121.16-2006	/	ME204/02 电子天平（万分之一）（编号：KCYQ-G-814）
石油类	红外分光光度法 HJ 1051-2019	4（mg/kg）	OIL480 红外分光测油仪 （编号：KCYQ-G-005）
*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	0.04（mg/kg	TRACE 1310 气相色谱仪 ZWJC-YQ-306（2025.08. 16） ATOMX-XYZ 全自动固液一体吹扫捕集 ZWJC-FZ-085（核查）
石油烃（C10-C40）	气相色谱法 HJ 1021-2019	6（mg/kg）	Agilent8860 气相色谱仪 （编号：KCYQ-G-711）
挥发性有机物	吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ 605-2011	/	Agilent7890B-5977A 气相色谱/质谱联用仪 （编号：KCYQ-G-015）
半挥发性有机物	气相色谱质谱法 HJ 834-2017	/	Agilent8860-5977B 气相色谱/质谱联用仪 （编号：KCYQ-G-094）

（5）监测结果

本项目土壤监测结果见表 5.1-35。

表 5.1-35 土壤监测结果及评价表

监测日期及监测点位	2025 年 12 月 17 日			2025 年 12 月 16 日			2025 年 12 月 19 日			标准值
	塞 551 扩井场井口处			柳 138-06 至柳三脱外输管线占地范围内			旗 2-13 井场内			
	柱状样			柱状样			柱状样			
	（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）	
pH 值	7.26	7.22	7.15	7.36	7.29	7.21	7.26	7.21	7.15	/
石油烃（C_{10}-C_{40}）（mg/kg）	6ND	6ND	6ND	6ND	6ND	6ND	6ND	6ND	6ND	4500
含盐量（g/kg）	0.6	0.5	0.4	0.6	0.4	0.4	0.6	0.5	0.5	/

石油类（mg/kg）	88	78	74	57	48	45	101	72	68	/
阳离子交换量（cmol+/kg）	4.9	5.5	5.2	6.9	6.5	6.2	5.8	7.1	6.0	/
氧化还原电位（mV）	612	612	612	563	563	563	579	579	579	/
饱和导水率（mm/min）	0.23	0.21	0.18	0.24	0.22	0.19	0.22	0.21	0.18	/
容重（g/cm^3）	1.15	1.19	1.22	1.09	1.13	1.17	1.20	1.21	1.22	/
孔隙度（%）	50	48	45	52	50	48	48	46	45	/
*石油烃（C_6~C_9）（mg/kg）	0.04ND	0.04ND	0.04ND	0.04ND	0.04ND	0.04ND	0.04ND	0.04ND	0.04ND	/

表 5.1-36　土壤监测结果及评价表（续）

监测日期及监测点位	2025 年 12 月 17 日			2025 年 12 月 18 日			标准值
	冯 71-90 扩井场井口处			吴平 421-13 井场内			
	柱状样			柱状样			
	（0~0.5m）	（0.5-1.5m）	（1.5-3m）	（0~0.5m）	（0.5-1.5m）	（1.5-3m）	
pH 值	7.38	7.33	7.29	7.44	7.39	7.31	/
石油烃（C_{10}-C_{40}）（mg/kg）	6ND	6ND	6ND	6ND	6ND	6ND	
含盐量（g/kg）	0.6	0.6	0.4	0.5	0.4	0.4	/
石油类（mg/kg）	147	134	121	87	79	60	/
*石油烃（C_6~C_9）（mg/kg）	0.04ND	0.04ND	0.04ND	0.04ND	0.04ND	0.04ND	4500

表 5.1-37　土壤监测结果及评价表（续）

监测日期及监测点位	2025年12月17日	2025年12月18日	标准值
	南十二接转站除油罐旁	旗五接转站除油罐旁	
	表层样	表层样	
	（0~0.2m）	（0~0.2m）	
pH值	7.48	7.33	/
汞（mg/kg）	0.327	0.163	38
砷（mg/kg）	3.20	3.24	60

铜（mg/kg）	13	17	18000
镍（mg/kg）	11	14	900
六价铬（mg/kg）	0.5ND	0.5ND	5.7
铅（mg/kg）	4.0	5.2	800
镉（mg/kg）	0.04	0.03	65
石油烃（C10-C40）（mg/kg）	6ND	6ND	4500
含盐量（g/kg）	0.4	0.5	/
石油类（mg/kg）	115	68	/
*石油烃（C6~C9）（mg/kg）	0.04ND	0.04ND	/
*四氯化碳(μg/kg）	1.3ND	1.3ND	2.8
*氯仿(μg/kg）	1.1ND	1.1ND	0.9
*氯甲烷(μg/kg）	1.0ND	1.0ND	37
*1,1-二氯乙烷(μg/kg）	1.2ND	1.2ND	9
*1,2-二氯乙烷(μg/kg）	1.3ND	1.3ND	5
*1,1-二氯乙烯(μg/kg）	1.0ND	1.0ND	66
*顺-1,2-二氯乙烯(μg/kg）	1.3ND	1.3ND	596
*反-1,2-二氯乙烯(μg/kg）	1.4ND	1.4ND	54
*二氯甲烷(μg/kg）	1.5ND	1.5ND	616
*1,2-二氯丙烷(μg/kg）	1.1ND	1.1ND	5
*1,1,1,2-四氯乙烷(μg/kg）	1.2ND	1.2ND	10
*1,1,2,2-四氯乙烷(μg/kg）	1.2ND	1.2ND	6.8
*四氯乙烯(μg/kg）	1.4ND	1.4ND	53
*1,1,1-三氯乙烷(μg/kg）	1.3ND	1.3ND	840
*1,1,2-三氯乙烷(μg/kg）	1.2ND	1.2ND	2.8
*三氯乙烯(μg/kg）	1.2ND	1.2ND	2.8
*1,2,3-三氯丙烷(μg/kg）	1.2ND	1.2ND	0.5
*氯乙烯(μg/kg）	1.0ND	1.0ND	0.43

*苯(μg/kg）	1.9ND	1.9ND	4
*氯苯(μg/kg）	1.2ND	1.2ND	270
*1,2-二氯苯(μg/kg）	1.5ND	1.5ND	560
*1,4-二氯苯(μg/kg）	1.5ND	1.5ND	20
*乙苯(μg/kg）	1.2ND	1.2ND	28
*苯乙烯(μg/kg）	1.1ND	1.1ND	1290
*甲苯(μg/kg）	1.3ND	1.3ND	1200
*间，对-二甲苯(μg/kg）	1.2ND	1.2ND	570
*邻-二甲苯(μg/kg）	1.2ND	1.2ND	640
*萘（mg/kg）	0.09ND	0.09ND	76
*硝基苯（mg/kg）	0.09ND	0.09ND	260
*2-氯苯酚（mg/kg）	0.06ND	0.06ND	2256
*苯并[a]蒽（mg/kg）	0.1ND	0.1ND	15
*苯并[a]芘（mg/kg）	0.1ND	0.1ND	1.5
*苯并[b]荧蒽（mg/kg）	0.2ND	0.2ND	15
*苯并[k]荧蒽（mg/kg）	0.1ND	0.1ND	151
*䓛（mg/kg）	0.1ND	0.1ND	1293
*二苯并[a,h]蒽（mg/kg）	0.1ND	0.1ND	1.5
*茚并[1,2,3-cd]芘（mg/kg）	0.1ND	0.1ND	15
*苯胺（mg/kg）	2×10-3ND	2×10-3ND	70

表 5.1-38　土壤监测结果及评价表（续）

监测日期及监测点位	2025 年 12 月 17 日		2025 年 12 月 16 日	2025 年 12 月 18 日	标准值
	塞 551 扩井场外	冯 71-90 扩井场外	柳 138-06 至柳三脱外输管线占地范围外	吴平 421-13 井场外	
	表层样	表层样	表层样	表层样	
	（0-0.2m）	（0-0.2m）	（0-0.2m）	（0-0.2m）	
pH 值	7.27	7.48	7.28	7.28	/
汞（mg/kg）	0.270	0.424	0.185	0.390	2.4
砷（mg/kg）	3.68	3.49	3.72	3.44	30
铜（mg/kg）	17	14	10	16	100
锌（mg/kg）	37	36	38	39	250
镍（mg/kg）	9	13	6	8	100

铬（mg/kg）	41	42	43	46	200
铅（mg/kg）	3.5	3.9	4.9	4.5	120
镉（mg/kg）	0.03	0.02	0.04	0.04	0.3
石油烃（C_{10}-C_{40}）（mg/kg）	6ND	6ND	6ND	6ND	4500
含盐量（g/kg）	0.4	0.5	0.5	0.5	/
石油类（mg/kg）	184	38	64	26	/
*石油烃（C_6~C_9）（mg/kg）	0.04ND	0.04ND	0.04ND	0.04ND	/
备注：报告中带“*”的项目本公司无检测资质，分包给陕西正为环境检测股份有限公司，报告编号：HS25120753，HS25120935，HS25120928，HS25121018，CMA232712050020。					

根据监测结果，占地范围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要求。场站占地范围外土壤监测点的各项指标均符合《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）风险筛选值，其他标准限值要求（pH>7.5），石油烃满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值要求。

依据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行》（HJ964-2018）中附录 D 表 D.1 土壤盐化分级标准及表 D.2 土壤酸化、碱化分级标准，对本项目各土壤取样点位 pH 值、含盐量监测结果进行酸化、碱化级别和盐化级别评价，评价结果见表 5.1-396。由评价结果可知，本项目土壤酸化、碱化级别为无酸化或碱化，土壤盐化级别为未盐化。

表 5.1-396 土壤盐化、酸化、碱化监测结果表

序号	监测点位	采样深度（m）	监测结果			
			土壤含盐量（g/kg）	分析结果	土壤pH值（无量纲）	分析结果
1#	塞551扩井场井口处	0~0.5m	0.6	未盐化	7.26	无酸化或碱化
		0.5~1.5m	0.5	未盐化	7.22	无酸化或碱化
		1.5~3.0m	0.4	未盐化	7.15	无酸化或碱化
2#	柳138-06至柳三脱外输	0~0.5m	0.6	未盐化	7.36	无酸化或碱化
		0.5~1.5m	0.4	未盐化	7.29	无酸化或碱化

序号	监测点位	采样深度（m）	监测结果			
			土壤含盐量（g/kg）	分析结果	土壤pH值（无量纲）	分析结果
	管线占地范围内	1.5~3.0m	0.4	未盐化	7.21	无酸化或碱化
3#	旗2-13井场内	0~0.5m	0.6	未盐化	7.26	无酸化或碱化
		0.5~1.5m	0.5	未盐化	7.21	无酸化或碱化
		1.5~3.0m	0.5	未盐化	7.15	无酸化或碱化
4#	冯71-90扩井场井口处	0~0.5m	0.6	未盐化	7.38	无酸化或碱化
		0.5~1.5m	0.6	未盐化	7.33	无酸化或碱化
		1.5~3.0m	0.4	未盐化	7.29	无酸化或碱化
5#	吴平421-13井场内	0~0.5m	0.5	未盐化	7.44	无酸化或碱化
		0.5~1.5m	0.4	未盐化	7.39	无酸化或碱化
		1.5~3.0m	0.4	未盐化	7.31	无酸化或碱化
6#	南十二接转站除油罐旁	0～0.2m	0.4	未盐化	7.48	无酸化或碱化
7#	旗五接转站除油罐旁	0～0.2m	0.5	未盐化	7.33	无酸化或碱化
8#	塞551扩井场外	0～0.2m	0.4	未盐化	7.27	无酸化或碱化
9#	冯71-90扩井场外	0～0.2m	0.5	未盐化	7.48	无酸化或碱化
10#	柳138-06至柳三脱外输管线占地范围外	0～0.2m	0.5	未盐化	7.28	无酸化或碱化
11#	吴平421-13井场外	0～0.2m	0.5	未盐化	7.28	无酸化或碱化

注：项目所在地区属于半湿润、半干旱地区。

（6）土壤理化性质调查

本项目各监测点位土壤理化特性现场记录及实验室测定结果见表 5.1-30、

监测点位	层次及深度		坐标	样品描述	结构	构型	砂砾含量	植物根系	其它异物
塞 551 扩井场井口处	柱状样	0-0.5m	108.640733°E 37.214100°N	黄棕、壤土、干	团粒状	均质型	4%	中量	无
		0.5-1.5m		黄棕、壤土、潮	团粒状	均质型	3%	无	无
		1.5-3m		黄棕、壤土、潮	团粒状	均质型	3%	无	无
冯 71-90 扩井场井口处	柱状样	0-0.5m	108.643992°E 37.154785°N	黄棕、壤土、干	/	/	/	/	/
		0.5-1.5m		黄棕、壤土、潮	/	/	/	/	/
		1.5-3m		黄棕、壤土、潮	/	/	/	/	/
柳 138-06 至柳三脱外输管线占地范围内	柱状样	0-0.5m	108.664001°E 36.910424°N	黄棕、壤土、干	团粒状	均质型	5%	少量	无
		0.5-1.5m		黄棕、壤土、潮	团粒状	均质型	4%	无	无
		1.5-3m		黄棕、壤土、潮	团粒状	均质型	3%	无	无
旗 2-13 井场内	柱状样	0-0.5m	108.024171°E 36.920818°N	黄棕、壤土、潮	团粒状	均质型	5%	少量	无
		0.5-1.5m		黄棕、壤土、潮	团粒状	均质型	4%	无	无
		1.5-3m		黄棕、壤土、潮	团粒状	均质型	3%	无	无
吴平 421-13 井场内	柱状样	0-0.5m	108.033082°E 37.025499°N	黄棕、壤土、潮	/	/	/	/	/
		0.5-1.5m		黄棕、壤土、潮	/	/	/	/	/
		1.5-3m		黄棕、壤土、潮	/	/	/	/	/
南十二接转站除油罐旁	表层样	0-0.2m	108.612003°E 37.043708°N	黄棕、壤土、干	/	/	/	/	/
旗五接转站除油罐旁	表层样	0-0.2m	108.054022°E 36.973443°N	黄棕、壤土、潮	/	/	/	/	/
塞 551 扩井场外	表层样	0-0.2m	108.640802°E 37.213629°N	黄棕、壤土、干	/	/	/	/	/

冯 71-90 扩井场外	表层样	0-0.2m	108.644675°E 37.154506°N	黄棕、壤土、干	/	/	/	/	/
柳 138-06 至柳三脱外输管线占地范围外	表层样	0-0.2m	108.665377°E 36.909957°N	黄棕、壤土、干	/		/	/	/
吴平 421-13 井场外	表层样	0-0.2m	108.032438°E 37.025134°N	黄棕、壤土、潮	/	/	/	/	/

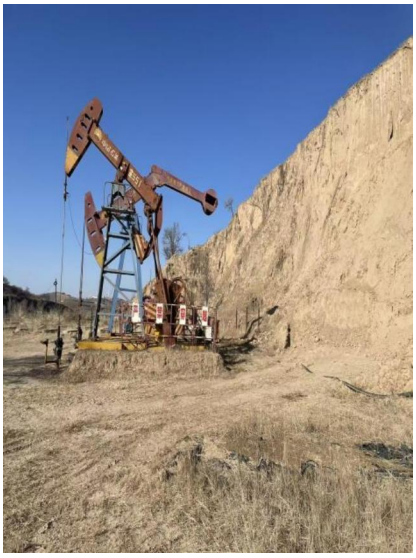
表 5.1-30　土壤理化特性现场记录结果

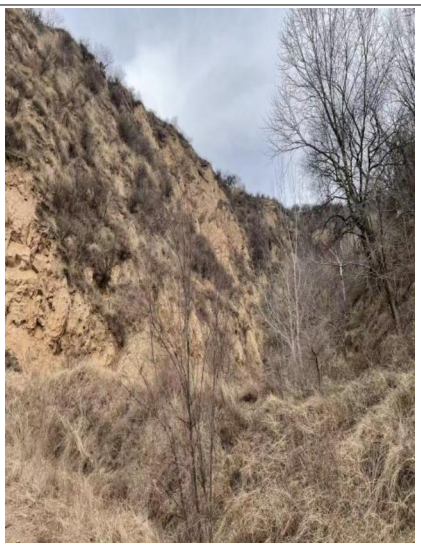
监测点位	层次及深度		坐标	样品描述	结构	构型	砂砾含量	植物根系	其它异物
塞 551 扩井场井口处	柱状样	0-0.5m	108.640733°E 37.214100°N	黄棕、壤土、干	团粒状	均质型	4%	中量	无
		0.5-1.5m		黄棕、壤土、潮	团粒状	均质型	3%	无	无
		1.5-3m		黄棕、壤土、潮	团粒状	均质型	3%	无	无
冯 71-90 扩井场井口处	柱状样	0-0.5m	108.643992°E 37.154785°N	黄棕、壤土、干	/	/	/	/	/
		0.5-1.5m		黄棕、壤土、潮	/	/	/	/	/
		1.5-3m		黄棕、壤土、潮	/	/	/	/	/
柳 138-06 至柳三脱外输管线占地范围内	柱状样	0-0.5m	108.664001°E 36.910424°N	黄棕、壤土、干	团粒状	均质型	5%	少量	无
		0.5-1.5m		黄棕、壤土、潮	团粒状	均质型	4%	无	无
		1.5-3m		黄棕、壤土、潮	团粒状	均质型	3%	无	无
旗 2-13 井场内	柱状样	0-0.5m	108.024171°E 36.920818°N	黄棕、壤土、潮	团粒状	均质型	5%	少量	无
		0.5-1.5m		黄棕、壤土、潮	团粒状	均质型	4%	无	无
		1.5-3m		黄棕、壤土、潮	团粒状	均质型	3%	无	无
吴平 421-13 井场内	柱状样	0-0.5m	108.033082°E 37.025499°N	黄棕、壤土、潮	/	/	/	/	/
		0.5-1.5m		黄棕、壤土、潮	/	/	/	/	/
		1.5-3m		黄棕、壤土、潮	/	/	/	/	/
南十二接转站除油罐旁	表层样	0-0.2m	108.612003°E 37.043708°N	黄棕、壤土、干	/	/	/	/	/
旗五接转站除油罐旁	表层样	0-0.2m	108.054022°E 36.973443°N	黄棕、壤土、潮	/	/	/	/	/

塞 551 扩井场外	表层样	0-0.2m	108.640802°E 37.213629°N	黄棕、壤土、干	/	/	/	/	/
冯 71-90 扩井场外	表层样	0-0.2m	108.644675°E 37.154506°N	黄棕、壤土、干	/	/	/	/	/
柳 138-06 至柳三脱外输管线占地范围外	表层样	0-0.2m	108.665377°E 36.909957°N	黄棕、壤土、干	/		/	/	/
吴平 421-13 井场外	表层样	0-0.2m	108.032438°E 37.025134°N	黄棕、壤土、潮	/	/	/	/	/

土壤剖面情况见表 5.1-40。

表 5.1-40 土壤剖面情况表

点号	土壤剖面照片	景观照片
塞 551 扩井场井口处		

柳 138-06 至柳三脱外输管线占地范围内		
旗 2-13 井场内		

（7）现有工程土壤环境质量现状监测

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）8.4.2 要求：滚动开发区块建设项目，应在可能造成土壤环境污染的现有工程井口、废水池、固体废物贮存场等设施附近设置监测点。本次评价引用第三采油厂 2023 年井场土壤自行监测结果说明现有工程井场井口土壤环境质量现状情况。

本次评价引用郝坨梁作业区盘 25-36 井场、五二区柳 83-51 井场、油一区定 121-16 扩井场，以上井场均为本项目扩建井场，具体情况如下：

表 5.1-41　现有工程土壤环境监测点位及监测内容一览表（引用）

序号	监测点位			采样深度	监测因子	采样时间
1#	郝坨梁作业区盘25-36井场	108.683692526°E，37.198177238°N	井口	0~0.5m	砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍、锌、苯、甲苯、氯苯、乙苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、苯乙烯、1,3,5-三甲基苯、1,2,4-三甲基苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、1,2,3-三氯苯、1,2,4-三氯苯、苊烯、苊、芴、菲、蒽、荧蒽、芘、苯并〔a〕蒽、䓛、苯并〔k〕荧蒽、苯并〔a〕芘、苯并〔b〕荧蒽、茚并〔1,2,3-cd〕芘、二苯并〔a,h〕蒽、苯并〔g,h,i〕芘、石油烃（C10~C40）	2023年12月2日
2#	五二区柳83-51井场	108.672550794°E，37.041122203°N		0~0.5m		2023年11月23日

表 5.1-42　现有井场井口土壤环境现状监测及评价结果表

监测项目	监测结果		标准值
	郝坨梁作业区盘25-36井场	五二区柳83-51井场	
汞	0.026	0.006	38
砷	10.0	8..78	60
铜	17	13	18000
镍	23	25	900
铅	16.6	17.3	800
镉	0.10	0.12	65
六价铬	ND	ND	5.7
锌	50	54	/
苯	ND	ND	4
氯苯	ND	ND	270
1,2-二氯苯	ND	ND	560
1,4-二氯苯	ND	ND	20
乙苯	ND	ND	28

监测项目	监测结果		标准值
	郝坨梁作业区盘25-36井场	五二区柳83-51井场	
苯乙烯	ND	ND	1290
甲苯	ND	ND	1200
间二甲苯+对二甲苯	ND	ND	570
邻二甲苯	ND	ND	640
1,3,5-三甲基苯	ND	ND	/
1,2,4-三甲基苯	ND	ND	/
1,2,3-三氯苯	ND	ND	/
1,2,4-三氯苯	ND	ND	/
苯并〔a〕蒽	ND	ND	15
苯并〔a〕芘	ND	ND	1.5
苯并〔b〕荧蒽	ND	ND	15
苯并〔k〕荧蒽	ND	ND	151
䓛	ND	ND	1293
苊烯	ND	ND	1.5
苊	ND	ND	/
芴	ND	ND	15
菲	ND	ND	/
蒽	ND	ND	/
荧蒽	ND	ND	/
芘	ND	ND	/
茚并〔1,2,3-cd〕芘	/	ND	
二苯并〔a,h〕蒽	/	ND	
苯并〔g,h,i〕芘	ND	ND	/
石油烃（C10~ C40）	39	41	4500

根据监测结果，郝坨梁作业区盘 25-36 井场、五二区柳 83-51 井场井口土壤环境现状监测结果的各项指标均符合《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要求。

5.2 区域污染源调查

项目所在区域主要为农村地区，经济活动以农业生产为主。工业生产集中在油田开采，其他工业生产主要为农产品加工、小型机械加工、建材加工等，主要集中在定边县县城、靖边县城、部分乡镇，村庄无工业生产企业。因此，区域内的工业污染源主要为油田的生产设施，现有污染源的排放情况见现有工程污染源分析一节。

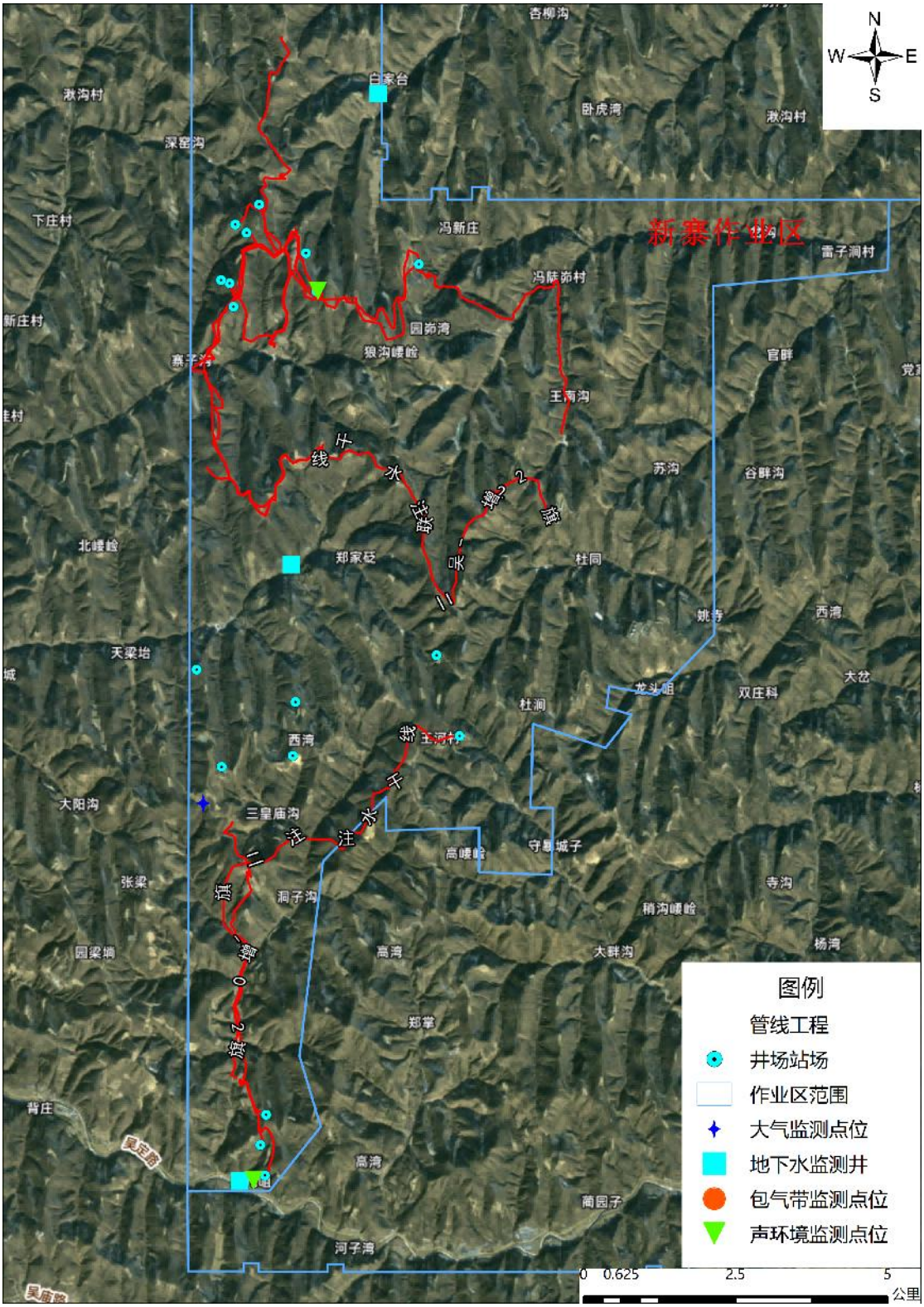


图 5.2-1　大气、地下水、包气带、声环境监测布点图（吴起）

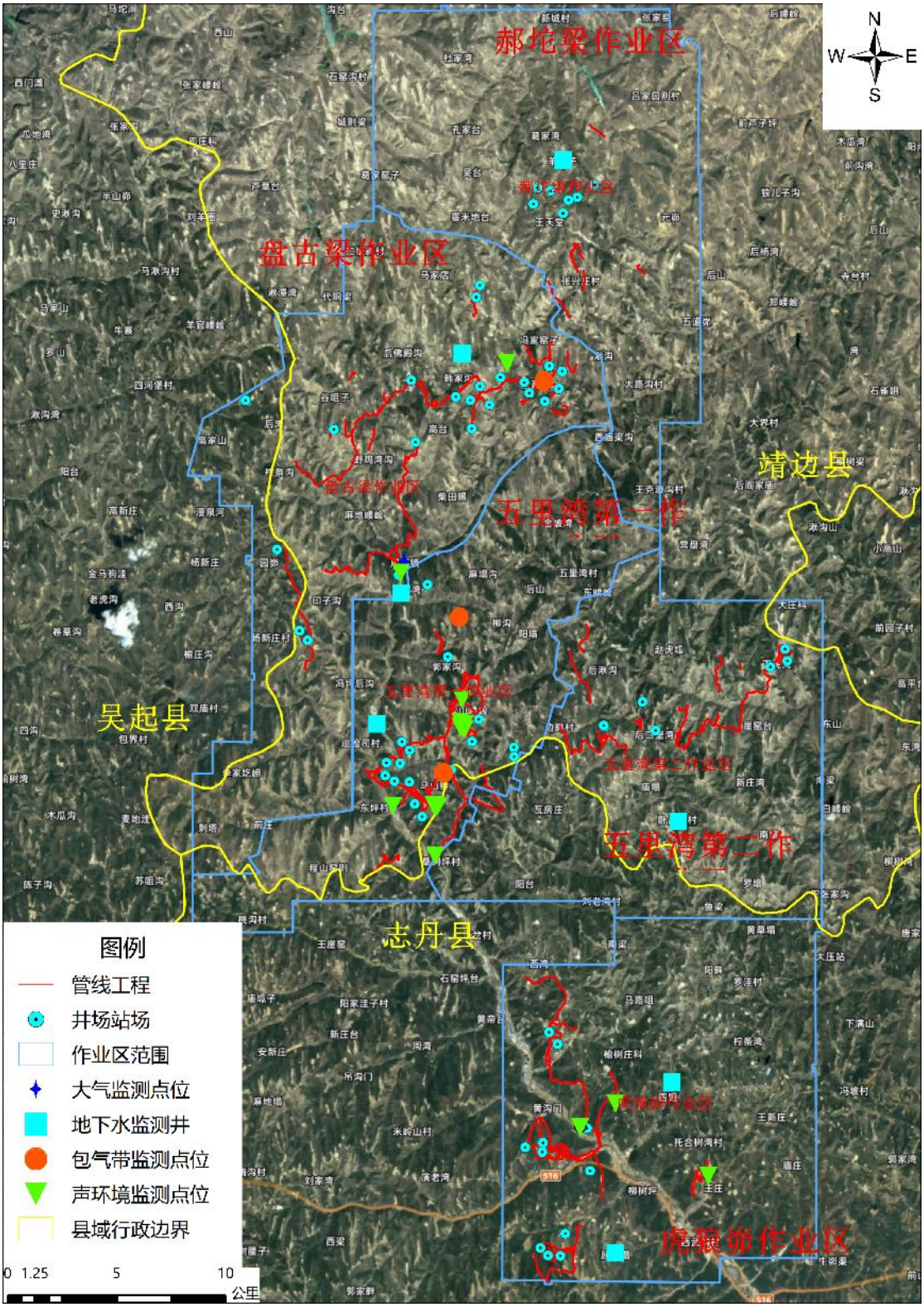


图 5.2-2　大气、地下水、包气带、声环境监测布点图（靖边、志丹）

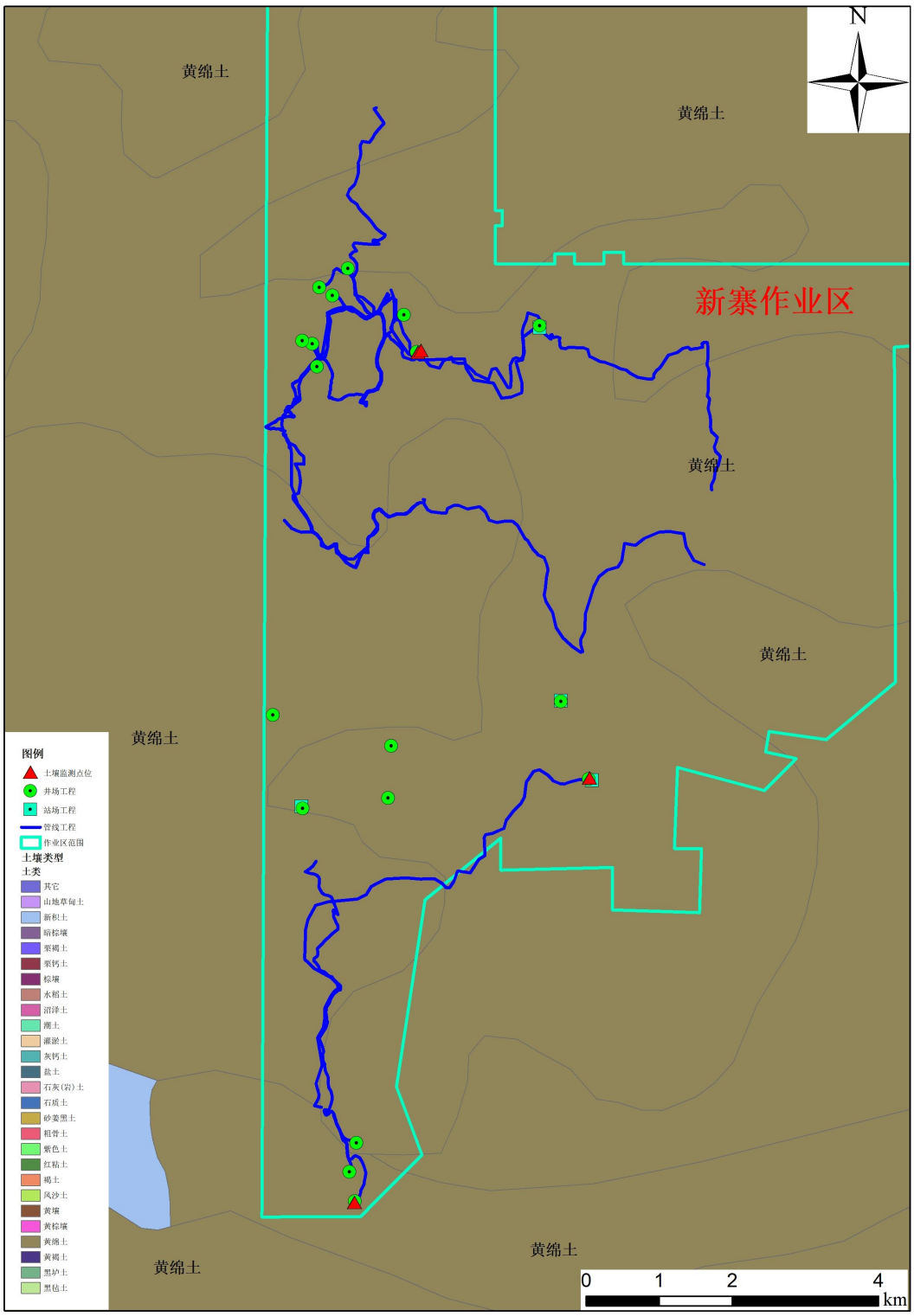


图 5.2-3　吴起区域土壤类型及土壤监测点位

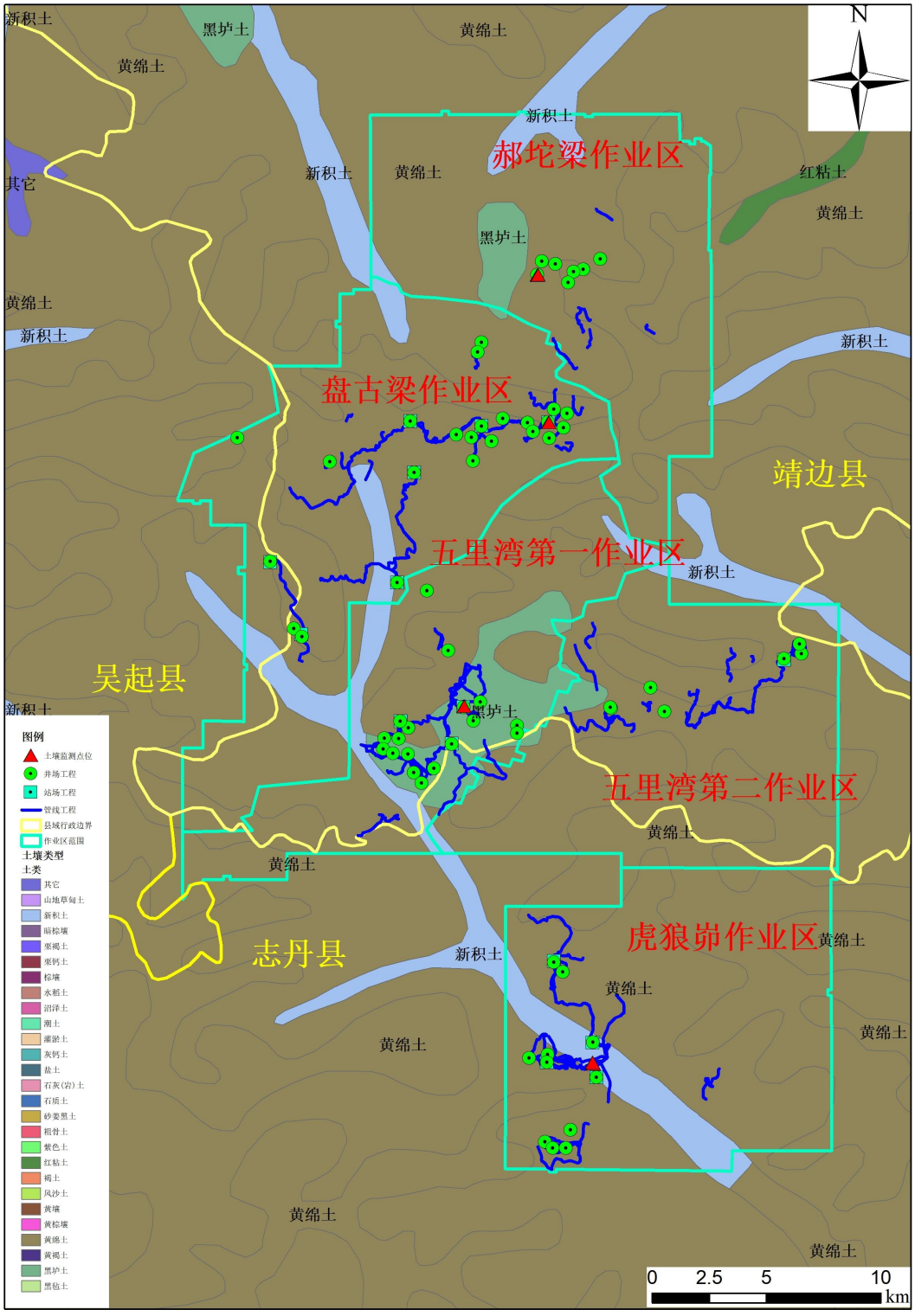


图 5.2-4　靖边、志丹区域土壤类型及土壤监测点位

6 环境影响预测与评价

6.1 施工期环境影响分析

6.1.1 施工期大气环境影响分析

6.1.1.1 施工扬尘影响

1、施工扬尘

项目施工期管沟、基坑开挖及基础处理、施工设备的装卸等，都会形成施工扬尘。

（1）裸露地面扬尘

施工期必然会形成一定量的裸露地面，在不利气候如大风（风速≥6m/s）条件下，扬尘会从地表进入空气。通过遮盖篷布，避免大风天作业，可以减少扬尘产生，有效降低施工期大气环境影响。

（2）粗放施工形成的扬尘

施工场地建、构筑物建设、道路施工、堆料及运输抛洒等产生的扬尘在施工高峰期会不断增多。在施工过程中，及时清理和覆盖建筑垃圾，清扫现场，冲洗出入场地的机动车等，可以降低施工扬尘的产生。

（3）道路扬尘

交通运输过程中洒落于道路上的沙、土、灰、渣、建筑垃圾以及沉积在道路上的其它排放源排放的颗粒物，经来往的车辆辗压后形成粒径较小的颗粒物进入空气，形成道路扬尘。

经类比有关项目建设期的环境空气监测资料，施工场地扬尘影响范围基本在下风向 100～150m，中心处浓度为 5～10mg/m^3。管线施工过程中，管道两侧 200m 范围内村庄住户会受到影响，其影响范围限制在线路两侧，是小范围短期负面影响，采取洒水抑尘等控制措施后，管线施工对评价区内的村庄居民点影响不大。

为进一步减轻施工扬尘对周边环境空气及环境敏感点的影响，评价要求项目施工期间应严格执行如下措施要求，减少施工扬尘对周围环境的影响。

①施工单位必须制定施工现场扬尘预防治理专项方案，并指定专人负责落实。

②施工企业要及时总结、优化扬尘治理工作经验和成果，使扬尘治理工作向科学化、规范化迈进，推动扬尘防治设施、设备向标准化、定型化、工具式、可周转利用方面发展。

③施工工地周围必须设置围挡，湿法作业、场地覆盖，必须建立洒水清扫制度或雾化降尘措施，并由专人负责；施工工地内堆放水泥、灰土、砂石等易产生扬尘污染物料和建筑垃圾、工程渣土，必须采取封闭储存或严格的防风抑尘措施，如遮盖或者在库房内存放，严禁裸露。

④堆存、装卸、运输砂土、垃圾等易产生扬尘的作业，应当采取遮盖、围挡等措施，防止抛洒、扬尘。

⑤严格按照“六个百分百”要求进行施工，做好施工现场管理。

采取上述措施后，通过资料查询及类比分析项目施工场地在采取防尘措施前后影响范围具体见表 6.1-1。

表 6.1-1 施工现场扬尘治理前后 TSP 浓度

污染源位置	污染因素	时段	距施工场界距离（m）						
			10	30	50	100	150	200	400
开挖现场、土方堆场、道路运输	开挖运输	治理前	-	-	8.0	2.3	1.0	0.5	0.3
		治理后	-	2.0	0.8	0.5	0.3	0.1	-

由于施工扬尘粒径较大，飘移距离短，采取洒水抑尘等控制措施后，施工影响范围有限，施工扬尘对区域环境空气质量及居民点影响不大。施工造成的不利影响是局部的、短期的，项目建成后影响就会消失。

6.1.1.2 运输车辆及施工机械尾气影响分析

施工期间需利用小型挖掘设备进行管沟开挖，并借助汽车运送管材。机械设备运行过程排放的尾气将增加施工区域和运输道路沿线的空气污染物排放。初步估算各类车辆约 30 辆，车辆尾气会对大气环境造成一定污染。每辆车日耗油量约 11.52kg，则每辆车平均日排放烃类物质 0.025kg、NOx 为 0.034kg，预计可排放烃类物质 0.75kg/d、NOx 为 1.02kg/d。

施工期运输车辆尾气影响范围主要在道路沿线两侧 50m 范围。评价要求对施工过程中的非道路移动机械用柴油机废气排放必须执行并满足《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）修改单中的有关规定及第四阶段的标准限值要求，并且应执行《非道路柴油移动机械污染物排放控制技术要求》（HJ 1014—2020）相关规定。施工期所使用的柴油机及非道路移动机械加强施工机械运行管理与维护保养，并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。

6.1.1.3 柴油机废气影响分析

根据工程分析，项目钻井作业期间将排放钻井作业期间共排放 NOx 约 4.6725t、SO_2 约 0.0997t、颗粒物约 0.2972t。

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在梁峁上，地势较高，有利于烟气的扩散，此外钻井井场选址一般距离村庄较远。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。

6.1.1.4 管道敷设过程环境空气影响分析

焊接烟气主要是在管道敷设焊接时产生的，防腐废气主要是在管道敷补口补伤时产生的，产生量较少。由于管线在布置时已考虑避开居民等环境敏感点，周围地域开阔，经大气扩散后对环境及敏感点的影响较小。

6.1.2 施工期地表水环境影响分析

（1）钻井废水对地表水环境影响分析

施工期钻井废水主要污染物为 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 4630.86m^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%。

（2）试油废水对地表水环境影响分析

根据工程分析，本次开发工程在建产期间试油废水最大产生量 4600m^3 试油废水。试油废水全部进罐存放，由防渗漏、防溢流的运输车辆拉运至措施返排液处理站处理，达标后回注，对地表水环境影响较小。

（3）压裂返排液对地表水环境影响分析

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，对开采过程中产生的压裂液返排液全部进行回收利用，少量返排液送措施返排液处理站处理，达标后全部同层回注。

（4）管道试压废水对地表水环境影响分析

管道试压分段进行，污水排放量较小，管道试压水为供水站提供的清水，试压废水主要污染物为 SS。试压后产生的试压废水经收集后拉运至就近的措施返排液处理站处理达标后回注油层，禁止排入河道，避免对地表水产生影响。

（5）施工废水对地表水环境影响分析

施工废水除钻井废水外，还会产生设备检修废水及其他施工废水，产生地点分散，产生量较小，施工场地设临时沉淀池沉淀后回用或洒水降尘。因此施工废水对地表水环境影响很小。

（6）施工人员生活污水对地表水环境影响分析

本项目管道施工均分段进行，不设施工营地，施工人员食宿依托附近村镇和现有工程，井场施工将在施工场地设施工营地，内设环保厕所。本项目施工人员食宿依托已建的生活区。根据工程分析计算结果，施工期生活污水产生量约 13425.75m^3。生活污水中主要污染物 COD 浓度 350mg/L、BOD_5 为 170mg/L、氨氮为 20mg/L、SS 为 200mg/L。施工营地均设有环保厕所，粪便定期清运作为附近村庄农家肥使用，生活污水仅为少量盥洗水，用于站场洒水降尘，不外排。因此，施工人员生活污水对地表水环境影响很小。

（7）管线工程对地表水环境影响分析

本项目管线工程主要跨越地表水 5 处，跨越冲沟 8 处，均为桁架跨越。

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。

6.1.3 施工期地下水环境影响分析

6.1.3.1 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 6.1-2。

表 6.1-2 施工期地下水环境影响识别表

工程活动	影响原因	影响途径或方式	影响对象与结果
钻井工程施工	钻井液通过井壁渗漏	钻井液中的有害元素直接渗漏到含水层中	地下水水质受到污染
	钻井液、钻井泥浆、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

6.1.3.2 正常状况下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。

6.1.3.3 非正常状况下地下水环境影响预测及评价

非正常状况指建设项目的工艺设备或地下水环境保护措施因系统老化、腐蚀等原因不能正常运行或保护效果达不到设计要求时的运行状况。这些情况下，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 6.1.3-2。

表 6.1.3-2-1　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 6.1.3-2-2　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。砷以实测浓度 0.003mg/L 作为预测浓度。井筒中的废水沿破损井壁泄

漏。假设钻井废水一次最大泄漏量为井筒中的废水及地面泥浆池中的钻井废水，则不同含水层由于在不同深度其井筒中的废水量不同，井筒直径按最大 311mm 考虑，泥浆罐为 40m³。本次预测假设含水层底板之上的废水在钻井期间以连续点源形式全部泄漏至该含水层。本次涉及的含水层为黄土含水层、白垩系环河组含水层及洛河组含水层，不同含水层污染物泄漏源强见下表。

表 6.1.3-3　评价区预测模型参数

预测情景	含水层	含水层厚度（m）	底板至地表距离(m)	一次最大泄漏量（m³）	渗漏速率（m³/d）	持续时间	源强（kg/d）	预测因子	选用模型
井漏	黄土	40	200	55.2	3.68	15d	0.066	石油类	平面连续点源
	环河组	200	400	75.0	5.00		0.084		
	洛河组	400	800	94.7	6.31		0.121		
井漏	黄土	40	200	55.2	3.68	15d	0.000011	砷	
	环河组	200	400	85.6	5.71		0.000014		
	洛河组	400	800	116.0	7.73		0.000020		

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。

平面连续点源模型：

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

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

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

式中：x，y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C（x,y,t）—t 时刻点（x，y）处的污染物浓度，g/L；

M—含水层的厚度，m；

m_t—单位时间注入污染物的质量，kg/d；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数，m^2/d；根据资料，在百米级观测尺度，裂隙水的纵向弥散度αL 约为 10m，纵向弥散系数 $D=\alpha L \times u$；

D_T—横向 y 方向弥散系数，m^2/d；根据水文地质条件，$DT=0.1DL$；

π—圆周率；

$k_0(\beta)$—第二类零阶修正贝塞尔函数；

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

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 50m；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 50m。

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 6.1.3-4。

表 6.1.3-4　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	15‰	0.3	0.023	0.23	0.023
白垩系环河组	50	0.31	6‰	0.2	0.0093	0.093	0.0093
白垩系洛河组	50	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 6.1.3-5，以此来判断污染物对地下水的污染情况。

表 6.1.3-5　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

利用平面连续点源污染水动力弥散方程解析解，计算并画出平面二维等值线图，当预测结果小于检出限时视同对地下水环境几乎没有影响。具体预测分析结果如下：

本次预测选取了 100d、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 6.1.3-6、图 6.1.3-1，其中（0，0）点为泄漏点位置，横轴正方向为地下水

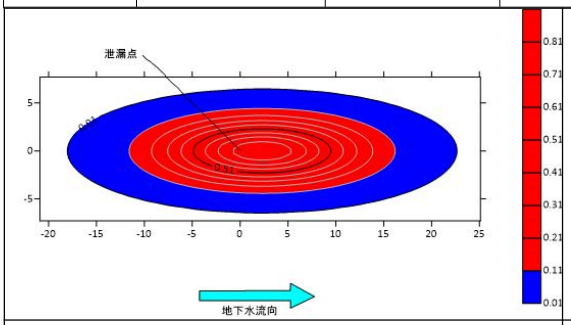
流向。

从图表中可以看出，在假设的非正常状况下，在预测初期（井漏 100d 时），地下水中石油类最大迁移距离为 23.3m，影响面积为 412m^2，下游最大浓度为 0.903mg/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 19.3m，超标区面积为 263m^2；井漏 1000d 时，地下水中石油类最大迁移距离为 67.8m，影响面积为 1909m^2，下游最大浓度为 0.090mg/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 46.0m，超标区面积为 499m^2；井漏 1805d 时，最远超标距离 1.585m，之后石油类浓度低于超标限值；井漏 2000d 时，地下水中石油类最大迁移距离为 97.8m，影响面积为 2632m^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。

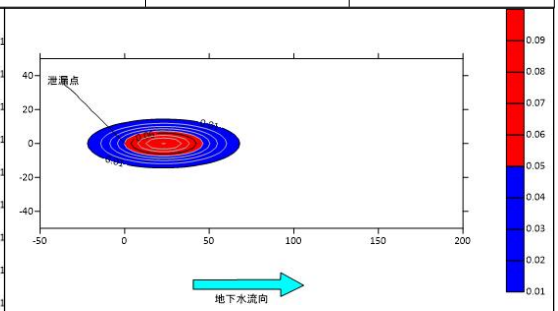
考虑到各井场平面布置不同，井口位置与井场厂界距离不同，因此本次评价统一考虑井口下游 10m 处作为计算边界。

表 6.1.3-6　黄土潜水含水层石油类运移特征表

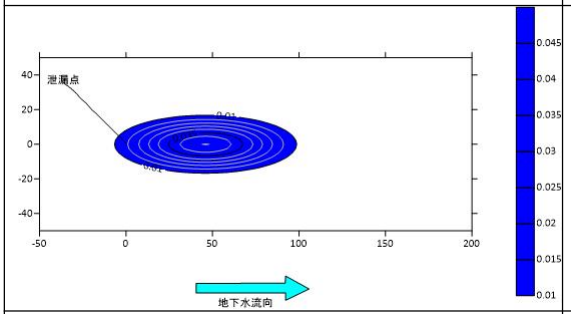
预测时段	影响区面积（m^2）	超标区面积（m^2）	最大扩散距离（m）	最大超标距离（m）	最大污染浓度（mg/L）
100d	412	263	23.3	19.3	0.903
1000d	1909	499	67.8	46.0	0.090
1805d	最远超标距离1.585m，之后石油类浓度低于超标限值				
2000d	2632	0	97.8	0	0.045



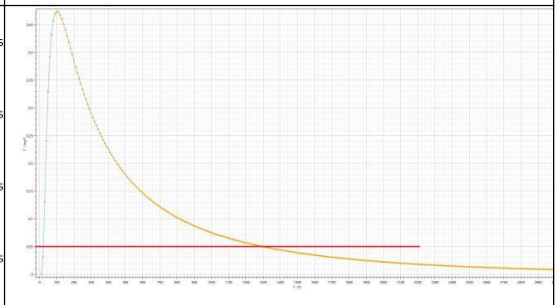
100d



1000d



2000d



下游10m浓度历时曲线

图 6.1.3-1　井漏事故石油类在黄土潜水含水层运移

②白垩系环河组裂隙潜水含水层环境影响分析

利用平面连续点源污染水动力弥散方程解析解，计算并画出平面二维等值线图，当预测结果小于检出限时视同对地下水环境几乎没有影响。具体预测分析结果如下：

由于含水层较厚，本次预测选取了 100d、1000d、2000d、3000d 和污染物最大超标距离五个时间点，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 6.1.3-7、图 6.1.3-2，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 6.1.3-3。

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 15.93m，影响面积为 220m^2，下游最大浓度为 3.409mg/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 13.93m，超标区面积为 160m^2；井漏 1000d 时，地下水中石油类最大迁移距离为 46.2m，影响面积为 1190m^2，下游最大浓度为 0.341mg/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 36.6m，超标区面积为 672m^2；井漏 3000d 时，地下水中石油类最大迁移距离为 79.3m，影响面积为 2464m^2，下游最大浓度为 0.114mg/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 57.9m，超标区面积为 798m^2；井漏 6818d 时，最远超标距离 1.704m，之后石油类浓度低于超标限值。

考虑到各井场平面布置不同，井口位置与井场厂界距离不同，因此本次评价统一考虑井口下游 10m 处作为计算边界。

表 6.1.3-7　白垩系环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	220	160	15.93	13.93	3.409
1000d	1190	672	46.2	36.6	0.341
2000d	1977	875	64.1	47.9	0.170
3000d	2464	798	79.3	57.9	0.114
6818d	最远超标距离1.704m，之后石油类浓度低于超标限值				

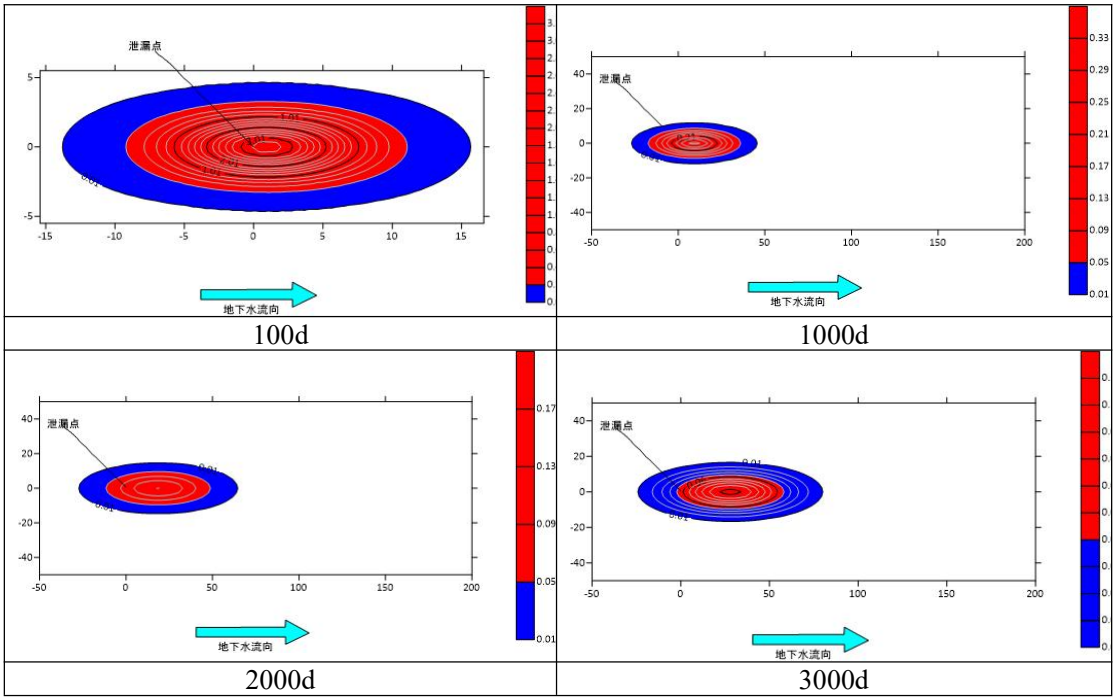


图 6.1.3-2　井漏事故石油类在白垩系环河组裂隙含水层运移

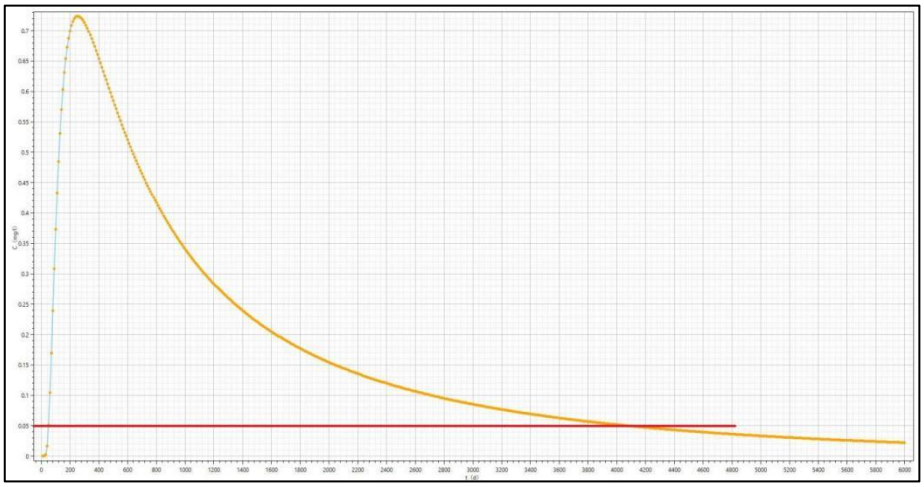


图 6.1.3-3　井漏事故石油类在白垩系环河组裂隙含水层运移下游厂界 10m 处浓度历时曲线

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、3000d 和污染物最大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 6.1.3-8、图 6.1.3-4，其中（0，0）点为泄漏点位置，横轴正方向为地下水流向。

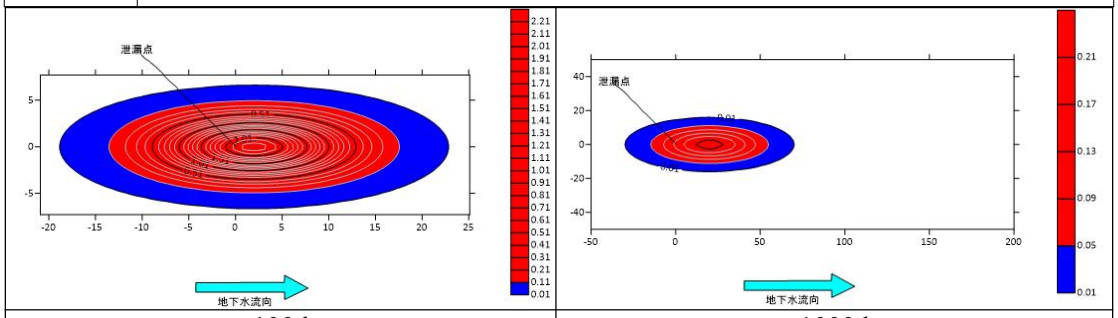
从图表中可以看出，在假设的非正常状况下，在预测初期（井漏 100d 时），

地下水中石油类最大迁移距离为 23m，影响面积为 431m²，下游最大浓度为 2.284mg/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 20m，超标区面积为 305m²；井漏 1000d 时，地下水中石油类最大迁移距离为 70.9m，影响面积为 2366m²，下游最大浓度为 0.228mg/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 54.9m，超标区面积为 1170m²；井漏 3000d 时，地下水中石油类最大迁移距离为 130.3m，影响面积为 4737m²，下游最大浓度为 0.076mg/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 62.9m，超标区面积为 905m²；井漏 4567d 时，最远超标距离 1.129m，之后石油类浓度低于超标限值。

考虑到各井场平面布置不同，井口位置与井场厂界距离不同，因此本次评价统一考虑井口下游 10m 处作为计算边界。

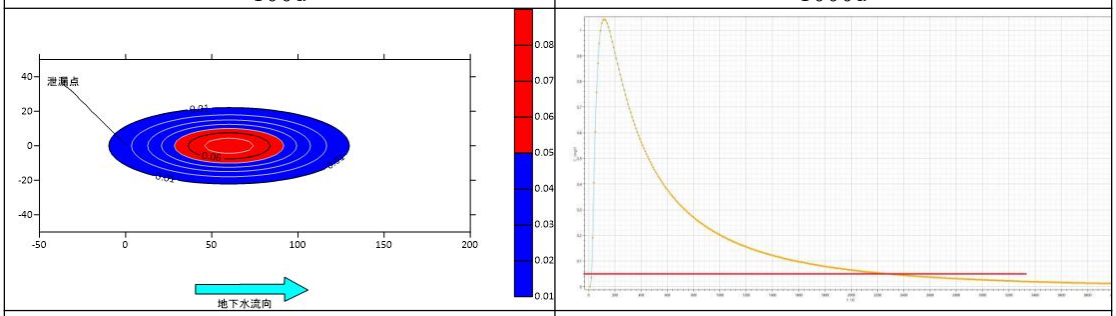
表 6.1.3-8　白垩系洛河组裂隙含水层石油类运移特征表

预测时段	影响区面积（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	431	305	23	20	2.284
1000d	2366	1170	70.9	54.9	0.228
3000d	4737	905	130.3	62.9	0.076
4567d	最远超标距离1.129m，之后石油类浓度低于超标限值				



100d

1000d



3000d

下游10m处浓度历时曲线

图 6.1.3-4 井漏事故石油类在白垩系洛河组裂隙含水层运移

（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 6.1.3-9，以此来判断污染物对地下水的污染情况。

表 6.1.3-9　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、100d、1000d 共三个时间点，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 6.1.3-10、图 6.1.3-5。

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 5d 时），地下水中砷最远超标距离为 1.115m，之后砷浓度低于超标限值；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 6.1.3-10　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	最远超标距离1.115m，之后砷浓度低于超标限值				
100d	0	0	0	0	0.0003ND
1000d	0	0	0	0	0.0003ND

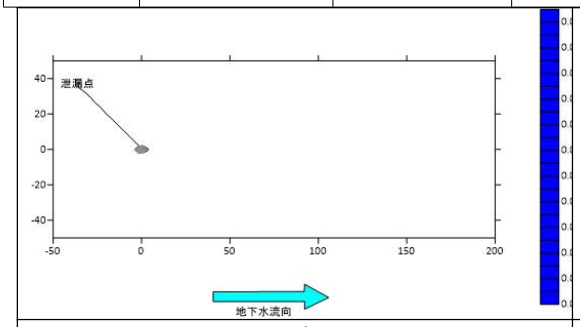
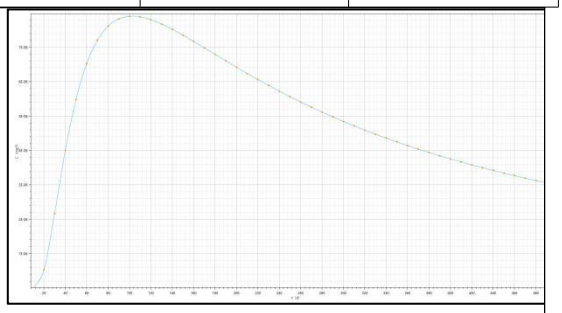
预测时段	影响区面积（m^2）	超标区面积（m^2）	最大扩散距离（m）	最大超标距离（m）	最大污染浓度（mg/L）
					
5d				下游10m处污染物浓度	

图 6.1.3-5　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 18d、100d、1000d 三个时间点，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 6.1.3-11、图 6.1.3-6。

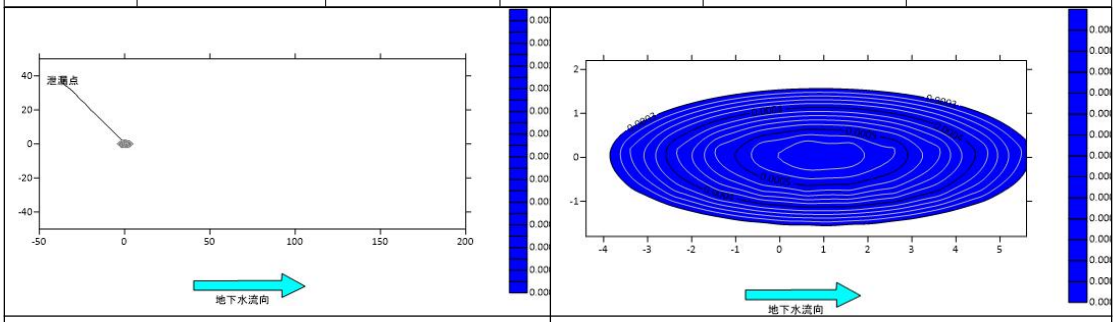
从图表中可以看出，在假设的非正常状况下，在井漏 18d 时，地下水中砷最远超标距离为 1.1674m，之后砷浓度低于超标限值；井漏 100d 时，地下水中砷最大浓度已低于检出限 0.0003mg/L。

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。

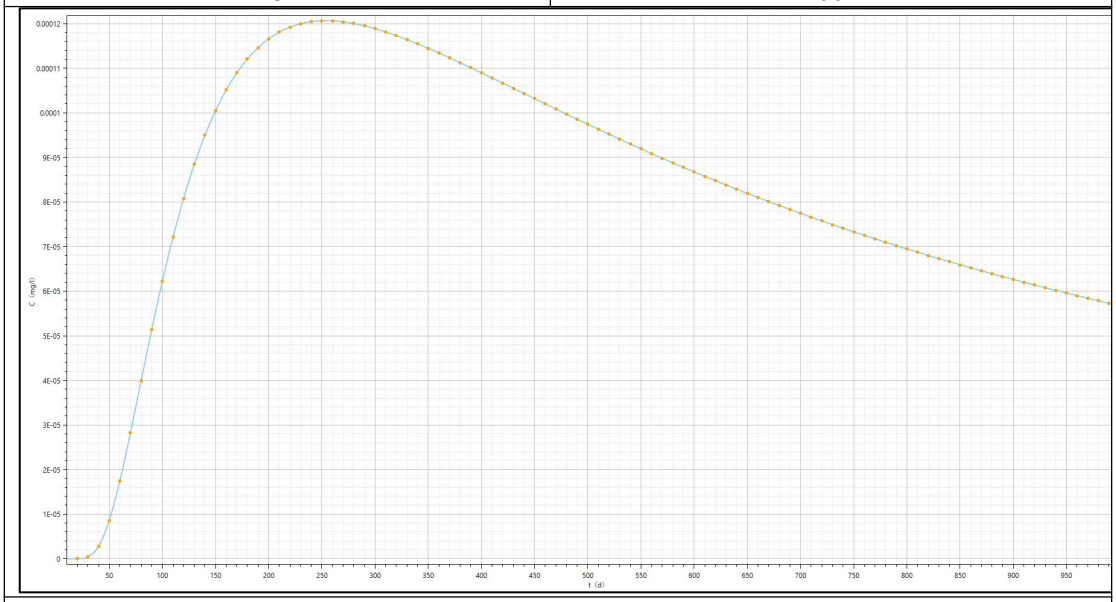
表 6.1.3-11　白垩系环河组裂隙含水层砷运移特征表

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）
18d	最远超标距离1.1674m，之后砷浓度低于超标限值				
100d	24	0	5.93	0	0.0005
1000d	0	0	0	0	0.0003ND

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）



18d　　100d



下游10m处污染物浓度

图 6.1.3-6　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

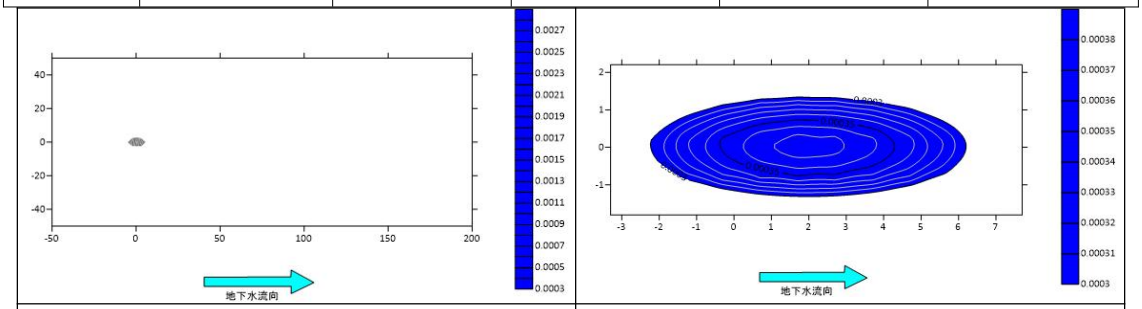
由于含水层较厚，本次预测选取了 12d、100d、1000d 共三个时间点，当井漏发生后，随着时间推移，砷在白垩系洛河组裂隙潜水含水层中的运移情况见表 6.1.3-12、图 6.1.3-7。

从图表中可以看出，在假设的非正常状况下，在井漏 12d 时，地下水中砷最远超标距离为 1.24，之后砷浓度低于超标限值；井漏 100d 时，地下水中石油类最大迁移距离为 7m，下游最大浓度为未超出《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准 0.003mg/L；井漏 1000d 时，地下水中砷最大浓度已低于检出限 0.0003mg/L。

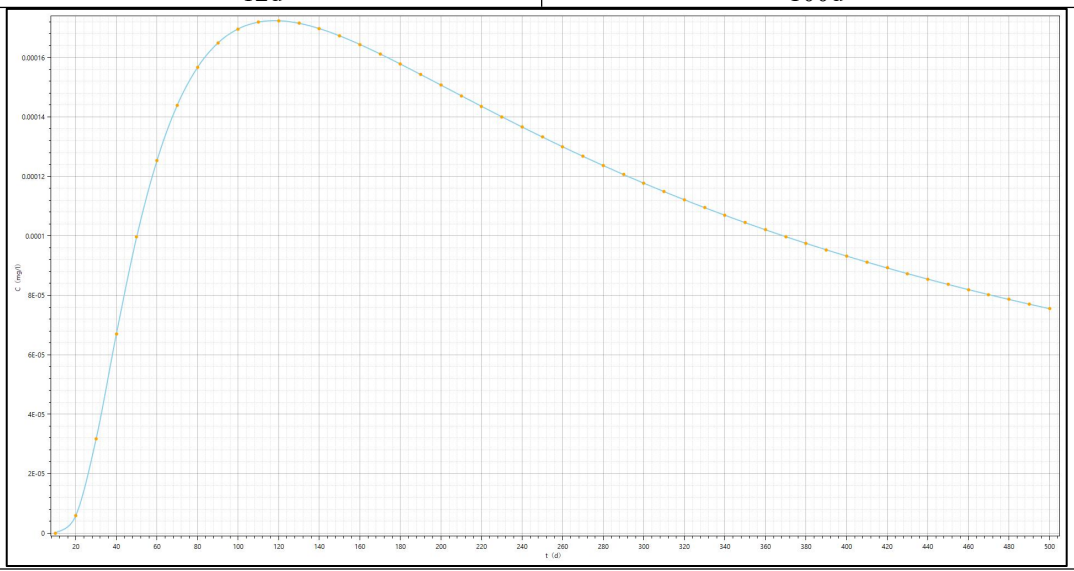
从下游浓度历时曲线可以看出，在预测时段内，泄漏点下游 10m 处砷污染物浓度始终未超出《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准 0.003mg/L。

表 6.1.3-12　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）
12d	最远超标距离1.24m，之后砷浓度低于超标限值				
100d	19	0	7	0	0.0003
1000d	0	0	0	0	0.0003ND



12d　　100d



下游10m处污染物浓度

图 6.1.3-7　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。

6.1.3.4 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。

6.1.4 施工期声环境影响分析

6.1.4.1 钻井施工噪声影响分析

井场施工期较长，集中使用的工程机械设备较多。因此评价根据场地施工中使用数量、时间、频次以及噪声声级选取对声环境影响较大的钻机、泥浆泵、振动碾、离心机、压裂机、柴油发电机等进行预测。点源扩散衰减采用半球扩散模型计算，以噪声源为中心，噪声传到不同距离处的强度值采用下式计算：

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

式中：L_P—距声源 r 处的声压级；L_0—距声源 r_0 处的声压级。

施工机械噪声衰减见表 6.1-3。

表 6.1-3 主要施工设备噪声随距离衰减一览表 单位：dB(A)

距离 设备名称	10m	50m	100m	150m	200m	250m	300m	400m	500m
钻机	75	61	55	51.5	49	47	45.5	43	41
泥浆泵	80	66	60	56.5	54	52	50.4	48	46
压裂车	80	66	60	56.5	54	52	50.4	48	46
螺旋输送机	75	61	55	51.5	49	47	45.5	43	41
压滤机	65	51	45	41.5	39	37	35.5	33	31
振动筛	70	56	50	46	44	42	40	38	36
离心机	80	66	60	56.5	54	52	50.4	48	46
推土机	80	66	60	56.5	54	52	50.4	48	46
装载机	75	61	55	51.5	49	47	45.5	43	41
焊机	75	61	55	51.5	49	47	45.5	43	41

按《建筑施工噪声排放标准》（GB 12523-2025）的规定，昼间噪声限值为 70dB，夜间限值为 55dB。根据表 6.1-3 的噪声预测结果：昼间施工机械噪声在距施工场地 100m 以外可达到标准限值要求；夜间在 200m 以外才基本达到标准限值要求。

根据油田现有钻井作业情况调查，设计单井钻井周期 15 天，施工期噪声影响时间较短。本次工程与居民点最近的为旗 2-13 井场，距离村庄最近距离为 115m。施工期钻井不可避免需要夜间施工，在施工前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，并合理安排施工机械数

量，严格限定施工范围，选用噪音低的设备，同时控制夜间灯光数量和照射范围；在采取相应的处置措施后，项目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。

改造站场主要进行设备更换，施工工程量较小，且位于站内，施工的高噪声设备有限且时间较短，对周边声环境的影响较小。

6.1.4.2 站场、管线等施工噪声影响分析

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。由于施工设备大多属于移动声源，要准确预测施工场地各厂界噪声值较困难，因此本评价只预测各噪声源单独作用时的超标范围，详见表 6.1-4。由表 6.1-4 可知，运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等施工过程中，昼间施工场界噪声均不超过建筑施工场界噪声限值，而夜间有时会超标。昼间，施工设备挖掘机、推土机、吊管机、电焊机 20m 处噪声达标，电焊机 10m 处噪声符合标准要求；夜间，推土机、吊管机 80m 处噪声符合标准要求，挖掘机 100m 处噪声达标，电焊机 40m 处达标。

表 6.1-4　主要施工设备噪声随距离衰减一览表　单位：dB(A)

距离	1m	10m	20m	40m	80m	100m	200m	400m	标准限值	
									昼间	夜间
挖掘机	92	74	68	62	56	54	48	42	70	55
推土机	90	72	66	60	54	52	46	40		
吊管机	88	70	64	58	52	50	44	38		
电焊机	85	67	61	55	49	47	41	35		

本项目站场周围 200m 范围内无居民等声环境敏感目标，部分管线附近存在少数散户居民，站场周边基本不会受施工噪声的影响，管线分段施工，沿线存在散户居民的线路应合理安排施工时间，优化施工组织，尽快完成该段施工，避免对沿线散户居民造成影响；施工期物料运输的交通噪声会使该区域交通噪声声级有所升高，会对沿途居民产生一定影响，评价要求加强运输管理，减少夜间运输量。

施工噪声只对局部环境造成短时影响，因此，评价提出以下措施及要求：

（1）施工过程中尽量远离村庄，集中力量施工，缩短工期，尽可能减少噪声影响；

（2）运输车辆在途经村庄时应减速慢行，并减少鸣笛次数，尽量避免噪声扰民现象的发生；

（3）严格遵守施工规定，禁止在夜间（22:00~6:00）及午休期间从事高噪施工作业。

6.1.5 施工期固废环境影响分析

施工期固废主要为钻井过程中的废弃钻井泥浆、钻井岩屑、落地油、废润滑油、改造站场废旧设备、生活垃圾和一些其他固废。

（1）废弃钻井泥浆影响分析

根据工程分析，本次开发工程共计产生废弃钻井泥浆 4706.78m³，合计 5412.797t（1.15t/m³）。泥浆若不经妥善处置可能会对土壤、地下水造成污染。

废弃钻井泥浆对地下水的影响主要是泥浆中污染物通过包气带下渗污染地下水，按照《榆林市油（气）开采废弃物处置环保暂行管理办法》（榆政环发[2015]170 号）要求，针对本项目作业区内的油井施工产生的废弃泥浆岩屑，应在施工现场配备地上移动式收集罐，对钻井过程中产生的废弃钻井泥浆岩屑进行不落地收集，可有效减轻对地下水的影响。在井场对泥浆实施固液分离处置，钻井结束后由防渗漏、防溢流的罐车统一运至专业公司进行安全处置。通过此措施，对土壤、地下水的影响较小。

（2）钻井岩屑影响分析

钻井过程中，岩石被钻头破碎成岩屑，其中 50%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；本项目使用无毒无害水基钻井液，钻井产生的钻井岩屑为一般工业固体废物，仅在靠近油层区域产生少量含油钻井岩屑。一般钻井岩屑采用收集罐收集后由防渗漏、防抛洒、防扬尘的运输车辆统一运至专业公司合理处置。含油钻井岩屑统一收集暂存于含油污泥临时暂存点后，交有有资质单位合理处置，防止对环境产生污染。采取以上措施后对土壤、地表水和地下水的环境影响不大。

（3）落地油影响分析

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（落地油包含落地成品油及其污染的地面泥土），根据建设单位实际井下作业过程中的数据统计，估算每口油井作业过程中产生的落地油约 0.02t。本项目新建采油井

128 口，共产生落地油 2.56t。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%。

落地油不但污染井场附近土壤，也可能随地表径流污染附近水体。落地油对土壤的污染主要集中在表层 0～20cm 的土壤中，影响土壤的通透性和土壤养分的释放，降低土壤生物的活性，使土壤的综合肥力下降。落地油对土壤的影响详见施工期生态环境影响评价章节。

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”，落地油全部回收，回收率 100%。

（4）废润滑油

工程钻机、柴油机、柴油发电机等施工机械设备运转过程中，将产生少量的废润滑油，根据现场调查，每个井场产生约 4kg 废润滑油，本项目共涉及 67 座井场，估算工程废润滑油产生量约 0.268t/a。根据《国家危险废物名录》（2025 年版），废润滑油属于危险废物类别中的废矿物油（HW08），废物代码为 900-249-08。建设单位设置废润滑油收集桶，并按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中有关规定暂存，定期交有资质单位合理处置。

（5）改造站场废旧设备

拆除的旧设备经清洗、吹扫等无害化处置后作为废旧物资回收，按《长庆油田分公司资产集中处置试点工作方案》中相关要求进行集中处置。清洗、吹扫过程中产生的落地油、含油污泥等作为危险废物集中收集暂存，交由有资质单位处置。其中靖边区域交由陕西省靖边新鸿浩石油化工产品有限公司合理处置，定边交由定边县东港污油泥土处理有限公司。同时，评价要求建设单位对废旧设备拆除和暂存的区域采取铺设防渗布或高密度聚乙烯膜等防渗处理。

（6）生活垃圾

各井场开钻前、站场施工前首先应设置集中生活垃圾堆放点，生活垃圾统一收集后，送当地环卫部门指定地点集中处置，对当地环境的影响较小。

（7）其他固废

本项目土石方就地平衡。施工期废焊条产生量较小，施工阶段产生量约0.2t，收集后交由生产厂家回收，对环境影响小。建筑垃圾在采取有计划堆放、按要求分类回收利用或作建筑垃圾统一处置后，对环境影响小。施工期其他固废还包括压裂及试油作业产生的废防渗布、钻井添加剂的外包装袋、施工带罐作业的清罐底油泥，其中，废防渗布（900-249-08）、清罐底泥（071-001-08）均属于《国家危险废物名录（2025 年版）》中 HW08 类危险废物，产生量约 3t，废防渗布、清罐底泥定期交有资质单位合理处置。钻井添加剂外包装袋均属于一般固废，产生量约 8t，定期交废品回收单位回收处置。

施工期柴油发电机的使用过程中将会产生废蓄电池，根据调查，柴油发电机的蓄电池寿命一般两年，到期才需要换，更换产生的废旧蓄电池属于《国家危险废物名录》（2025 年版）中 HW31 含铅类废物，产生量约 0.3t；施工期间更换的废旧蓄电池由新电池厂家更换时回收，定期交有资质单位合理处置，不在井场内临时储存。

6.1.6 施工期土壤环境影响分析

6.1.6.1 施工期工程开挖对土壤质地影响分析

本项目施工期工程内容包括钻井工程、井场地面工程、站点工程、管线和道路工程，均涉及土地开挖工程，对土壤环境造成影响。

（1）破坏土壤结构

土壤结构的形成需要漫长的时间，施工期在开挖和填埋时，必将破坏土壤结构，干扰了团粒结构的自然形成过程。作为土壤质量重要指标的团粒结构一旦遭到破坏，需要经过较长的时间才能恢复。

（2）混合土壤层次

改变土壤质地，土壤表层质地与底层的质地截然不同，管道的开挖与回填，会混合原有的土壤层次，降低土壤的蓄水保肥能力，易受风蚀，从而影响土壤的发育、植被的恢复。

（3）土壤养分流失

在土壤剖面中各个土层中，就养分状况而言，表土层（腐殖质层、耕作层）远较心土层好，其有机质、全氮、全磷均较其他层次高。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，土壤养分流失，从而影响植物的生长。

根据国内外有关资料，即使在实行分层堆放、分层覆土的措施下，土壤的有机质还将下降 30%～40%，土壤养分下降 30%～50%，其中全氮下降 43%左右，磷素下降 40%，钾素下降 43%。若不实行分层堆放和分层覆土，则土壤养分流失量更大。

（4）土壤侵蚀

建设过程中施工机械和人员将会对道路两侧的植被进行碾压和践踏，对自然植被造成破坏和扰动原来相对稳定的地表，使土壤变得疏松，产生一定面积的裸露地面，造成新增土壤侵蚀。

综上，施工结束后对施工场地地表植被进行恢复，可有效减轻建设过程中对土壤环境的影响。

6.1.6.2 施工期非正常状况下土壤环境影响分析

钻井废水暂存于废液收集罐，循环利用，钻井结束后，钻井废水拉运至措施返排液处理站处理达标后回注，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，最终约有 90%的钻井废水处理后回注。试油废水试油废水全部进罐存放，由罐车送措施返排液处理站处理，达标后全部同层回注。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，达标后全部回注。

施工期钻井工程采用移动式收集容器对泥浆进行收集，然后全部进入泥浆循环系统，回用于本井场钻井使用。钻井岩屑经振动筛和离心机分离后，暂存于岩屑收集罐中。根据该地区其他井场经验，钻井岩屑属于II类一般工业固废，完井后交由专业公司处理处置。

在以上收集设施出现泄漏时，将对土壤造成污染。如本项目采用移动式收集容器对泥浆收集，一旦操作不慎，泥浆收集设施发生倾斜，会导致钻井泥浆泄漏污染土壤。因此，泥浆收集设施发生倾覆后，及时采取措施，收集被污染的土壤，对土壤造成的影响较小。

6.2 运行期环境影响预测与分析

6.2.1 运行期大气环境影响预测与分析

本项目不新建加热炉，项目运行期伴生气依托已建轻烃装置处置，处理后液化气、稳定轻烃外销，干气回输至已建加热炉燃料用气（依托），本项目依

托的加热炉环评期间已开展加热炉烟气大气环境影响预测，本次不再针对加热炉烟气开展预测，本次评价主要针对油气集输过程中无组织排放的烃类开展大气环境影响预测工作。

本项目井场较为分散，本次评价以单个井场无组织排放源为例，本次评价选择盘 48-36（靖边新建长 6）、柳 156-013（志丹新建长 6）、柳 124-03（志丹新建长 8）、柳 141-011（志丹新建长 7）、柳 96-31（靖边新建长 8）、旗 2-13（吴起新建长 6）、盘 50-31 扩（靖边扩建长 6）、柳 94-34（靖边扩建长 8）进行烃类无组织排放环境空气影响分析及评价。运行期废气主要为井场挥发的烃类气体等，废气中主要污染物为非甲烷总烃。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）要求，采用估算模型 AERSCREEN 判定本项目环境空气评价工作等级为二级。

6.2.1.1 地面气象资料分析

本次评价收集了靖边县、志丹县和吴起县近 20 年的主要地面气象统计资料，各常规气象要素统计结果见表 6.2-1。

表 6.2-1 本项目评价区主要气象要素统计表

气象要素		单位	数值		
			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	0C	8.0	8.1	7.8
	极端最高	0C	38.3	37.4	36.4
	极端最低	0C	-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	0C	10.3	10.4	10.6
	极端最高	0C	67.2	69.8	67.5
	极端最低	0C	-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
最大冻土深度		cm	95	96.0	112.0

6.2.1.2 评价因子

根据工程污染源、区域环境的特点，结合环境影响因素分析结果，确定本次评价的大气环境影响预测因子为非甲烷总烃。

6.2.1.3 估算模式

按照《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），本次评价采用 AERSCREEN 模式计算结果进行影响分析。该模式计算选用的参数见表 6.2-2。

表 6.2-2 估算模型参考表

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/°	/	/	/

6.2.1.4 预测参数

根据前文工程分析，单井源强根据单井产能计算；正常工况下，井场挥发损失的烃类气体无组织排放预测参数见表 6.2-3。

表 6.2-3 大气污染源无组织排放预测参数一览表

编号	名称	面源起点坐标/m		面源海拔高度/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/°	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	污染物排放速率/（kg/h）
		X	Y								非甲烷总烃
1	盘48-36	4113209	36555335	1601	60	28	112	2	8760	正常	0.018
2	柳156-013	4082278	36558134	1446	62	28	95	2	8760	正常	0.014
3	柳124-03	4089980	36557973	1360	63	25	92	2	8760	正常	0.009
4	柳141-011	4086398	36557481	1363	46	33	52	2	8760	正常	0.012

5	柳96-31	4098654	36552688	1604	80	26	65	2	8760	正常	0.009
6	旗2-13	4087851	36502183	1410	44	43	47	2	8760	正常	0.032
7	盘50-31扩	4113464	36554109	1614	97	32	122	2	8760	正常	0.028
8	柳94-34	4098897	36553405	1539	20	66	70	2	8760	正常	0.009

6.2.1.5 评价等级及评价范围

采用 AERSCREEN 估算模式计算结果见表 6.2-4。

表 6.2-4 废气估算结果一览表

序号	污染源	污染物	质量标准（mg/m³）	最大地面浓度（mg/m³）		最大落地浓度下风向距离（m）	最大占标率（%）	执行级别
1	盘48-36	非甲烷总烃	2.0	无组织	0.1222	57	6.11	二级
2	柳156-013			无组织	0.0948	57	4.74	二级
3	柳124-03			无组织	0.0648	54	3.24	二级
4	柳141-011			无组织	0.0749	58	3.74	二级
5	柳96-31			无组织	0.0617	60	3.09	二级
6	旗2-13			无组织	0.1771	58	8.85	二级
7	盘50-31扩			无组织	0.1664	70	8.32	二级
8	柳94-34			无组织	0.0718	50	3.59	二级

由上表预测结果可以看出，本项目典型井场建成投运后，其污染装置区（井口）下风向 0～2500m 范围内非甲烷总烃均未出现超标，且非甲烷总烃下风向最大落地浓度为 0.1771 mg/m³，占标率 8.85%，满足标准浓度限值。根据现场调查，项目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。

6.2.1.6 大气污染物排放量核算

根据工程分析，本项目主要大气污染物排放量核算见表 6.2-5~表 6.2-6。

表 6.2-5 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	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）	4.0	4.3072

无组织排放总计	非甲烷总烃	4.3072

表 6.2-6 大气污染物年排放量核算表

序号	污染物	年排放量（t/a）
4	非甲烷总烃	4.3072

6.2.1.7 大气环境影响评价自查表

表 6.2-7 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目			
评价等级与评价范围	评价等级	一级□	二级R		三级□
	评价范围	边长=50km□	边长5～50km□		边长=5kmR
评价因子	SO_2+NO_X排放量	≥2000t/a□	500~2000t/a□		＜500t/a□
	评价因子	基本污染物(PM_{10}、$PM_{2.5}$、SO_2、NO_2、O_3、CO) 其他污染物（非甲烷总烃、硫化氢）		包括二次PM2.5□ 不包括二次PM2.5R	
评价标准	评价标准	国家标准R	地方标准□	附录D□	其他标准□
	环境功能区	一类区□	二类区R	一类区和二类区□	
	评价基准年	（2024）年			
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据□	主管部门发布的数据R	现状补充监测R	
	现状评价	达标区R		不达标区□	
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源R 本项目非正常排放源□ 现有污染源□	拟替代的污染源□	其他在建、拟建项目污染源	区域污染源□
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD□ ADMS□	AUSTAL2000□ EDMS/AEDT□	CALPUFF□ 网格模型□	其他R
	预测范围	边长≥50km□	边长5～50km□	边长=5kmR	
	预测因子	预测因子（非甲烷总烃）		包括二次PM2.5□ 不包括二次PM2.5R	
	正常排放短期浓度贡献值	$C_{本项目}$最大占标率≤100%R		$C_{本项目}$最大占标率＞100%□	

工作内容		自查项目			
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	$C_{本项目}$最大占标率≤10%£	$C_{本项目}$最大占标率＞10%□	
		二类区	$C_{本项目}$最大占标率≤30%R	$C_{本项目}$最大占标率＞30%□	
	非正常排放1h浓度贡献值	非正常持续时长（）h	$C_{非正常}$占标率≤100% □	$C_{非正常}$占标率＞100% □	
	保证率日平均浓度和年均浓度叠加值	$C_{叠加}$达标□		$C_{叠加}$不达标 □	
	区域环境整体质量变化情况	k≤-20%□		k ＞-20% □	
环境监测计划	污染源监测	监测因子（非甲烷总烃）		有组织废气监测 □ 无组织废气监测 R	无监测□
	环境质量监测	监测因子（/）		监测点位数（/）	无监测□
评价结论	环境影响	可以接受 R　　不可以接受 □			
	大气防护距离	距（/）厂界最远（/）米			
	污染源年排放量	SO_2:（/）t/a	NOx:：（/）t/a	颗粒物：（/）t/a	VOCs:：（4.3072）t/a
注“□”为勾选项，填“√”；“（）”为内容填写项					

6.2.2 运行期地表水环境影响预测与分析

本项目无废（污）水排放，依据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）判定地表水评价工作等级为三级 B，评价重点是对项目废水处理措施进行环境可行性分析。

6.2.2.1 地表水环境影响因素

运行期的废水主要为采出水、措施返排液，各类废水排放污染物情况见表 6.2-8。

表 6.2-8　运行期废水排放污染物情况

废水类别	产生或排放工序	产生场所	主要污染物	排放方式	去向

采出水	原油脱出水	井场	石油类、SS	连续	管输至联合站处理达标后同层回注
措施返排液	修井废水 洗井废水	井场	石油类、SS	间断	由罐车送至措施返排液处理站，处理后全部回注

6.2.2.2 地表水环境影响分析

（1）油田采出水

在正常生产情况下，本项目油田采出水经依托的现有采出水处理系统处理达标后回注油层，不排入地表水体，不会对地表水环境产生影响。本项目产生的采出水通过本次新建采出水处理站或依托现有联合站采出水处理系统处理，本项目依托各站场采出水处理规模及依托能力校核见表 3.6-18。采出水处理达标后全部同层回注，不排入地表水体，不会对地表水环境产生影响。

（2）井下措施返排液

运行期的井下措施返排液主要包括修井废水和洗井废水。修井废水、洗井废水全部进入现有措施返排液处理站。本项目依托各措施返排液处理站处理规模及依托能力校核见表 3.6-19。井下措施返排液经措施返排液处理站处理达标后回注，对地表水环境不会产生影响。

综上所述，在采取环评提出的各项污染防治措施的前提下，本项目建设对周围地表水环境影响较小。

环评要求建设单位加强对污水处理设施的严格管理，维持设施正常运行，定期监控水质，保证进水水质稳定，使该设施处理效率保持较好水平。

6.2.2.3 地表水环境影响评价自查表

表 6.2-9　建设项目地表水环境影响评价自查表

工作内容		自查项目		
影响识别	影响类型	水污染影响型 R；水文要素影响型 □		
	水环境保护目标	饮用水水源保护区 □；饮用水取水口 □；涉水的自然保护区 □；重要湿地 □； 重点保护与珍稀水生生物的栖息地 □；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等渔业水体 □；涉水的风景名胜区 □；其他 R		
	影响途径	水污染影响型		水文要素影响型
		直接排放 □；间接排放 □；其他 R		水温 □；径流 □；水域面积 □
	影响因子	持久性污染物 □；有毒有害污染物 □；非持久性污染物 R； pH值 □；热污染 □；富营养化 □；其他 □		水温 □；水位（水深）□；流速 □；流量 □；其他 □
评价等级		水污染影响型		水文要素影响型
		一级 □；二级 □；三级A □；三级B R；		一级 □；二级 □；三级 □；
现状调查	区域污染源	调查项目		数据来源
		已建 R；在建 □；拟建 □；其他 □；	拟替代的污染源 □；	排污许可证 □；环评 □；环保验收 □；既有实测 □；现场监测 □；入河排放数据 □；其他 □
	受影响水体水环境质量	调查项目		数据来源
		丰水期 R；平水期 □；枯水期 □；冰封期 □； 春季 □；夏季 R；秋季 □； 冬季 □；		生态环境保护主管部门 □；补充监测 □；其他 □；
	区域水资源开发利用状况	未开发 □；开发量40%以下 R；开发量40%以上 □；		
	水文情势调查	调查时期		数据来源
		丰水期 □；平水期 □；枯水期 □；冰封期 □； 春季 □；夏季 □；秋季 □； 冬季 □；		水行政主管部门 □；补充监测 □；其他 □；

工作内容		自查项目		
	补充监测	监测时期	监测因子	监测断面或点位
		丰水期 R；平水期 □；枯水期 □；冰封期 □； 春季 □；夏季 □；秋季 □； 冬季 R；	（）	监测断面或点位个数 （）
现状评价	评价范围	河流：长度（ ）km；湖库、河口及近岸海域：面积（ ）km2		
	评价因子	（ ）		
	评价标准	河流、湖库、河口：I类□； II类□；Ⅲ类 R；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 R；冰封期 □； 春季 □；夏季 □；秋季 □； 冬季 R；		
	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 R；不达标 □； 水环境控制单元或断面水质达标状况 □；达标 R；不达标 □； 水环境保护目标质量状况 □；达标 R；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 R； 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（ ）km2		
	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 □；		

<table>
<tr><td colspan="2">工作内容</td><td colspan="5">自查项目</td></tr>
<tr><td></td><td>预测方法</td><td colspan="5">数值解 □；解析解 □；其他 □；导则推荐模式 □；其他 □；</td></tr>
<tr><td rowspan="6">影响评价</td><td>水污染控制和水源井影响减缓措施有效性评价</td><td colspan="5">区（流）域水环境质量改善目标 □；替代削减源 □；</td></tr>
<tr><td>水环境影响评价</td><td colspan="5">排放口混合区外满足水环境管理要求 □；
水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标 □；
满足水环境保护目标水域水环境质量要求 □；
水环境控制单元或断面水质达标 □；
满足重点水污染物排放总量控制指标要求，重点行业建设项目，主要污染物排放满足等量或减量替代要求 □；
满足区（流）域水环境质量改善目标要求 □；
水文要素影响型建设项目同时应包括水文情势变化评价、主要水文特征值影响评价、生态流量符合性评价 □；
对于新设或调整入河（湖库、近岸海域）排放口的建设项目，应包括排放口设置的环境合理性评价 □；
满足生态保护红线、水环境质量底线、资源利用上线和环境准入清单管理要求 □；</td></tr>
<tr><td rowspan="2">污染源排放量核算</td><td>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>（ ）</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>排放浓度/（mg/L）</td></tr>
<tr><td>（ ）</td><td>（ ）</td><td>（ ）</td><td>（ ）</td><td>（ ）</td></tr>
<tr><td>生态流量确定</td><td colspan="5">生态流量：一般水期（ ）m3/s；鱼类繁殖期（ ）m3/s；其他（ ）m3/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="5">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></td><td colspan="2">环境质量</td><td colspan="2">污染源</td></tr>
<tr><td>监测方式</td><td colspan="2">手动 □；自动 □；无监测 □；</td><td colspan="2">手动 R；自动 □；无监测 □；</td></tr>
<tr><td>监测点位</td><td colspan="2">（ ）</td><td colspan="2">（ ）</td></tr>
<tr><td>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="5">□</td></tr>
<tr><td colspan="2">评价结论</td><td colspan="5">可以接受√；不可以接受 □；</td></tr>
</table>

工作内容	自查项目
注：“□”为勾选项”，可√；“（ ）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容	

6.2.3 运行期地下水环境影响预测与分析

6.2.3.1 地下水污染途径识别

地下水污染途径主要为油田采出水、井下措施返排液在产生、储存及处理过程中在正常和非正常状况下产生的的渗漏，以及原油在开采和输送过程中的“跑、冒、滴、漏”。由于油区上覆第四系黄土层，绿化或洒水量小，对地下水的影响小。

建设项目可能存在的污染途径见表 6.2-10。

表 6.2-10 项目地下水污染途径分析

工程类型	泄漏途径	
	正常状况	非正常状况
采油井、注水井	采油井通过套外水泥将套管与地层之间进行封闭，注水井与采油井工艺相同，且上有封套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；井底构筑水泥塞，阻止注水向下部地层的渗入；仅井身下端的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的污染；不易发生泄漏	注水井固井质量差或井管发生破裂时，经处理后的采出水可能通过井管发生渗漏，进入含水层污染地下水
井场污油池	井场污油池防渗措施：300mm厚素土垫土层+300mm厚3:7灰土垫层+50mm厚细砂保护层+非织物长丝无纺土工布+2.0mm厚高密度聚乙烯（HDPE）膜+非织物长丝无纺土工布+200mm厚C30抗渗细石混凝土，正常状况下，不发生泄露	长时间运行后，防渗层破损，发生泄露
管线	长时间运行后，管线老化，接口处可能发生小量持续泄漏	管线破损发生泄露

6.2.3.2 地下水环境影响分析

1、采出水回注井对地下水的影响分析

采出水在联合站、接转站等站场内被分离出来后，通过采出水处理设施处理达标后全部同层回注，不外排。

油藏地质学中将适宜油气聚集成藏的场所称为“圈闭”。圈闭是油气藏形成的基础，没有适宜于油气富集聚集的圈闭，就不可能形成油气藏。油藏圈闭的形成必须具备以下 3 个基本要素：

①具备适于油气储集的储集层；

②具备遮盖着储集层，阻止油气向上逸散的盖层；

③具备从各方面阻止油气继续运移，促使油气聚集的遮挡条件，这种遮挡条件可以是盖层本身的弯曲变形，也可以是如断层、岩性变化等阻隔油气横向运移的遮挡条件。

采用注水开发的目的是为了补充油层能量、提高驱油效率、稳定油井采收率。无论是清水注水还是采出水注水，注入层位均为开发油层。本项目场地地处伊陕斜坡构造单元，所在区域构造形迹相对不明显、构造稳定；按照水文地质资料，项目采出水回注层位与上伏的含水岩组底界之间为厚约 500～1000m 的侏罗系砂泥岩地层，渗透性差，可有效阻隔回注水与上伏含水层的水力联系；在回注过程中，全程均设置了套管保护；同时，在目前的阻水压力下，穿透上部地层的时间很长，回注至油层的回注水在正常情况下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

由图 6.2-1 可知，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，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空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。因此，回注地层的采出水，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。

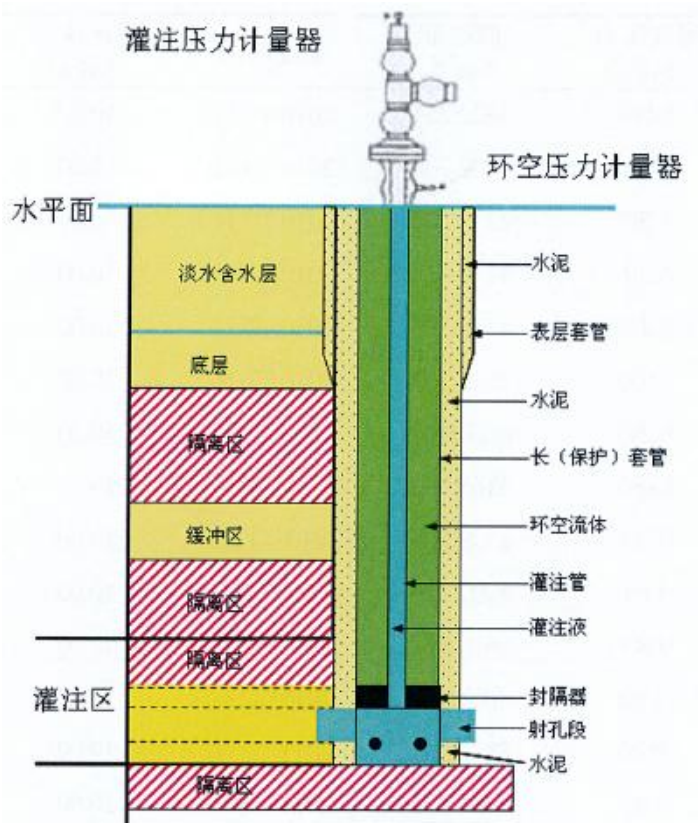


图 6.2-1　注水井井身结构示意图

3、采出水回注井套外返水对地下水的影响分析

根据工程分析，非正常状况下，注水井井管发生破裂时，发生套外返水事故对地下水环境造成影响。本项目注水井、油井穿透整个白垩系洛河组及环河组含水层，一旦发生套外返水事故，采出水将直接进入含水层，将对整个含水层造成污染，污染程度与含水层的渗透性能、源强浓度、含油污水泄漏时间等有关。

假定一口回注井发生套外返水事故，井管断裂，注水井中所有水全部瞬时进入含水层，发生事故后立即停止回注，预测其对白垩系环河组、洛河组含水层的影响程度、影响范围及影响时间。

假定一口回注井发生套外返水事故，井管断裂，注水井中所有水全部瞬时进入含水层，发生事故后立即停止回注，预测其对白垩系环河组、洛河组含水层的影响程度、影响范围及影响时间。

①预测因子及源强

根据工程分析，本项目选择石油类作为预测因子。

②预测模式

事故状态下的地下水溶质运移模拟可看做是一维稳定流动二维水动力弥散问题，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016），此次预测采用平面瞬时点源污染问题水动力弥散方程解析解作为预测数学模型。平面瞬时点源污染水动力弥散方程解析解见式（1）。

$$C(x,y,t)=\frac{m_M/M}{4\pi nt\sqrt{D_L D_T}}e^{-\left[\frac{(x-ut)^2}{4D_L t}+\frac{y^2}{4D_T t}\right]} \qquad （1）$$

式中：*x*，*y*——计算点处的位置坐标；

t——时间，d；

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

M——含水层的厚度，m；

m_M——长度为 M 的线源瞬时注入污染物的质量，kg；

u——水流速度，m/d；

n——有效孔隙度，无量纲；

D_L——纵向弥散系数，m^2/d；

D_T——横向 y 方向弥散系数，m^2/d；

π——圆周率；

③预测时段

地下水环境影响预测时段选取可能产生地下水污染的关键时段，至少包括污染发生后100d、1000d、服务年限或者能反映特征因子迁移规律的其他重要的时间节点。

④预测源强及预测因子

根据新建回注井的设计规模，采出水最大单井设计回注量为 $25m^3/d$，假设当天回注水全部泄漏至含水层，一天后采取措施停止泄漏，按照实测浓度进行预测，石油类 77.2mg/L。则石油类源强为 1.93kg/d。

⑤预测结果

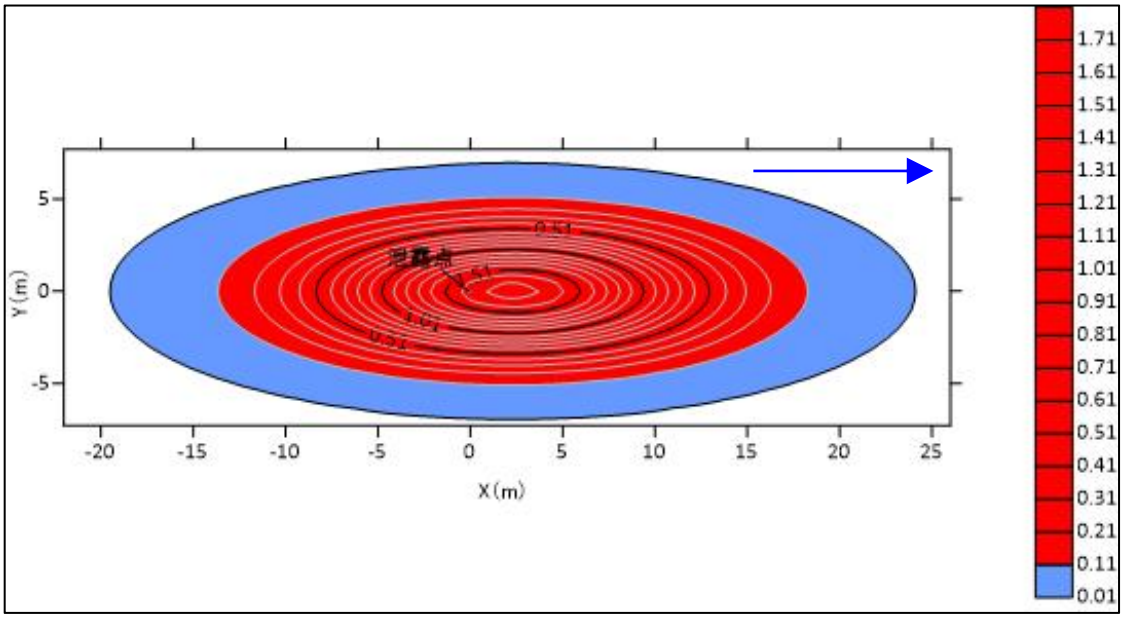
（1）石油类

1）、黄土潜水含水层环境影响分析

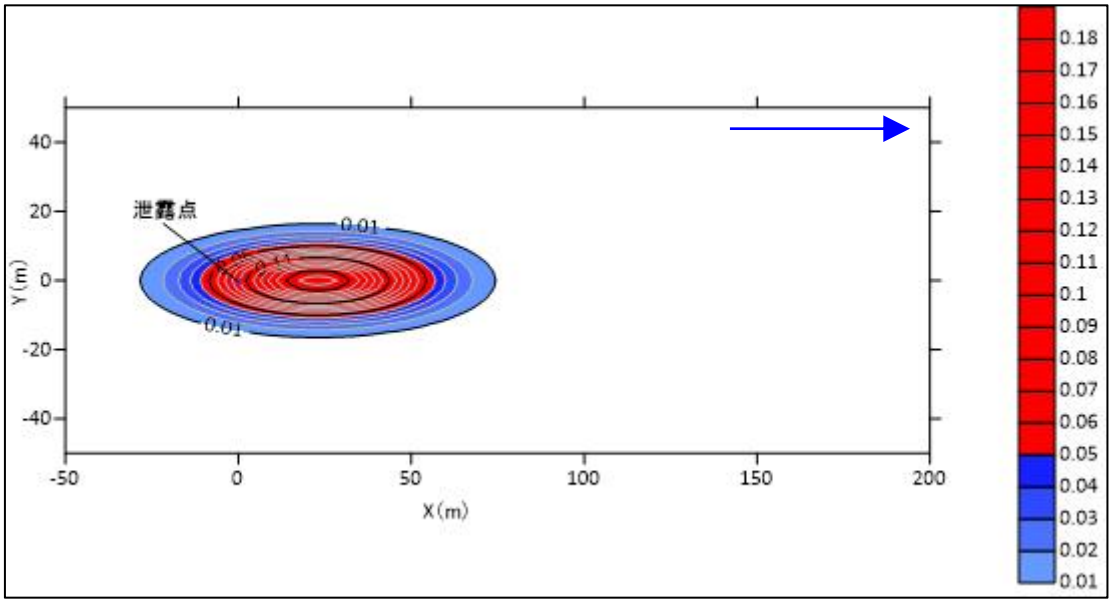
假设井漏事故发生在黄土潜水含水层中，通过预测得出各预测时段井漏事故对黄土潜水含水层的影响范围见下表，影响范围如下图，箭头指向为地下水流向。

表 6.2-11　石油类对黄土潜水含水层的影响范围

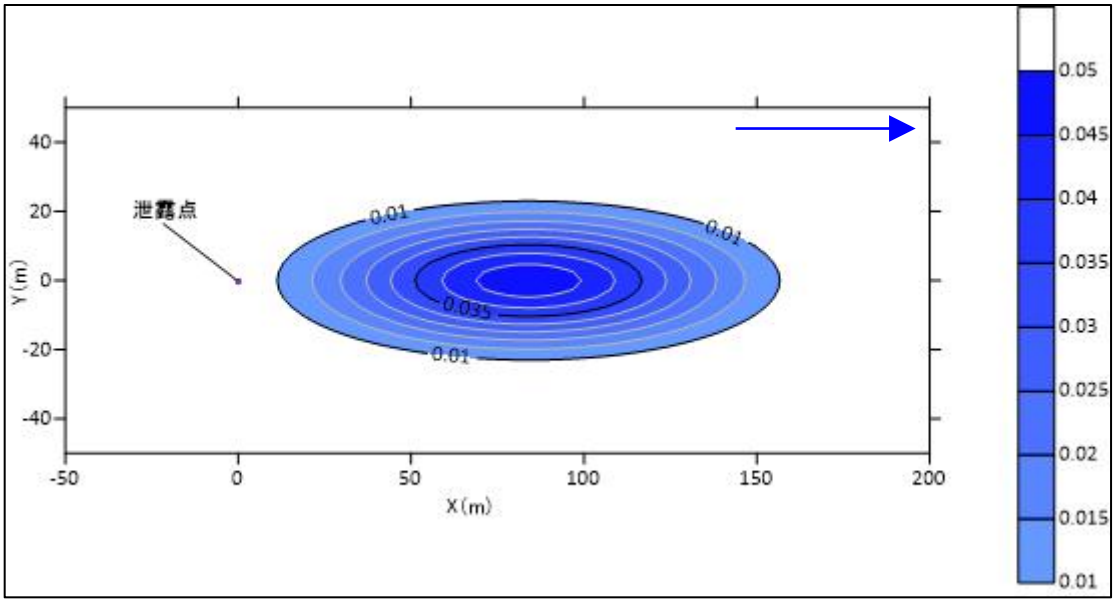
预测时段	影响区面积（m^2）	超标区面积（m^2）	最大扩散距离（m）	最大超标距离（m）	最大污染浓度（mg/L）
100d	474	326	24	21	1.76
1000d	2645	1153	74	57	0.18
3650d	5253	/	156	/	0.048



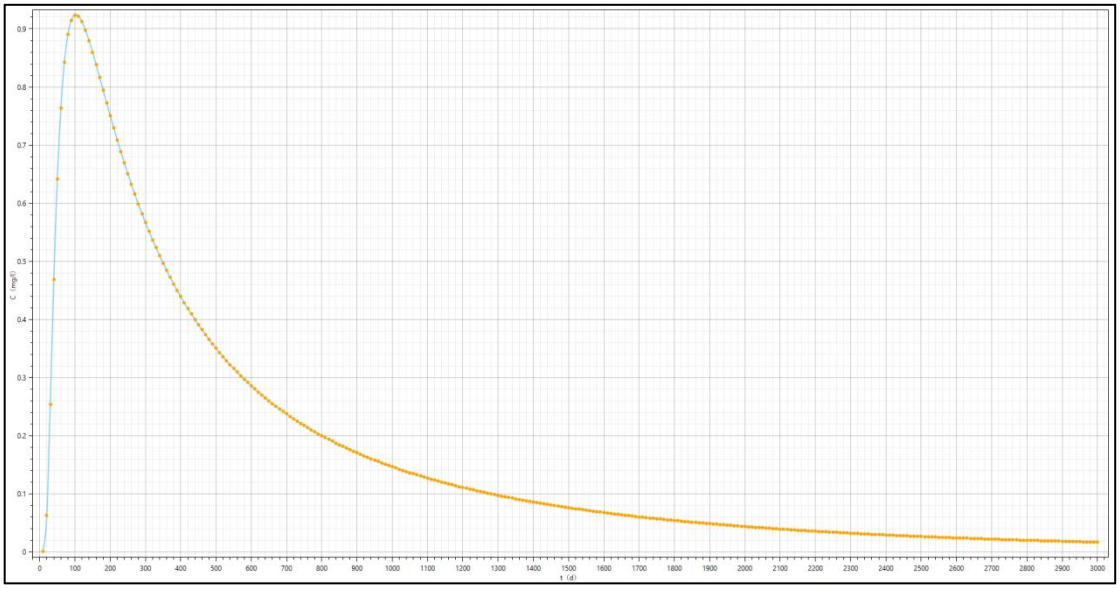
100d



1000d



3650d



泄漏点下游 10m 处

图 6.2-2　回注井套外返水事故石油类在第四系黄土潜水含水层运移预测结果图

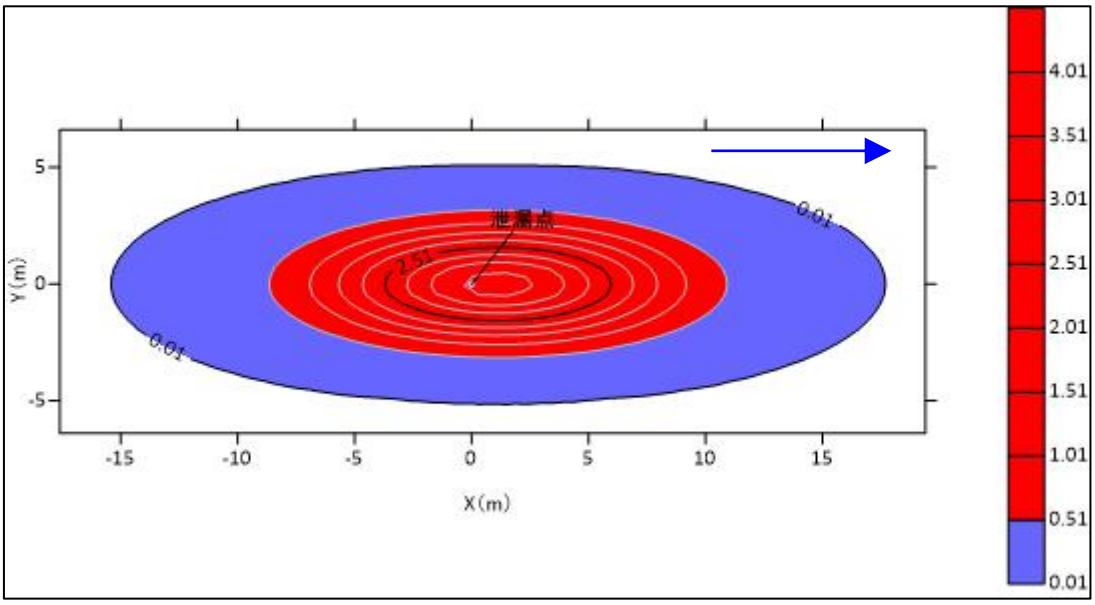
由预测结果可知，在假设的非正常状况下，在第 100d 时，石油类浓度最大为 1.76mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 24m，最大超标距离 21m；随着时间的推移，石油类浓度逐渐变小，第 1000d 时，石油类最大浓度为 0.18mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 74m，最大超标距离 57m；第 3650d 时，石油类最大浓度为 0.048mg/L，石油类浓度已低于标准值（0.05mg/L），此时污染晕最大迁移距离为 156m。

2）、白垩系环河组含水层环境影响分析

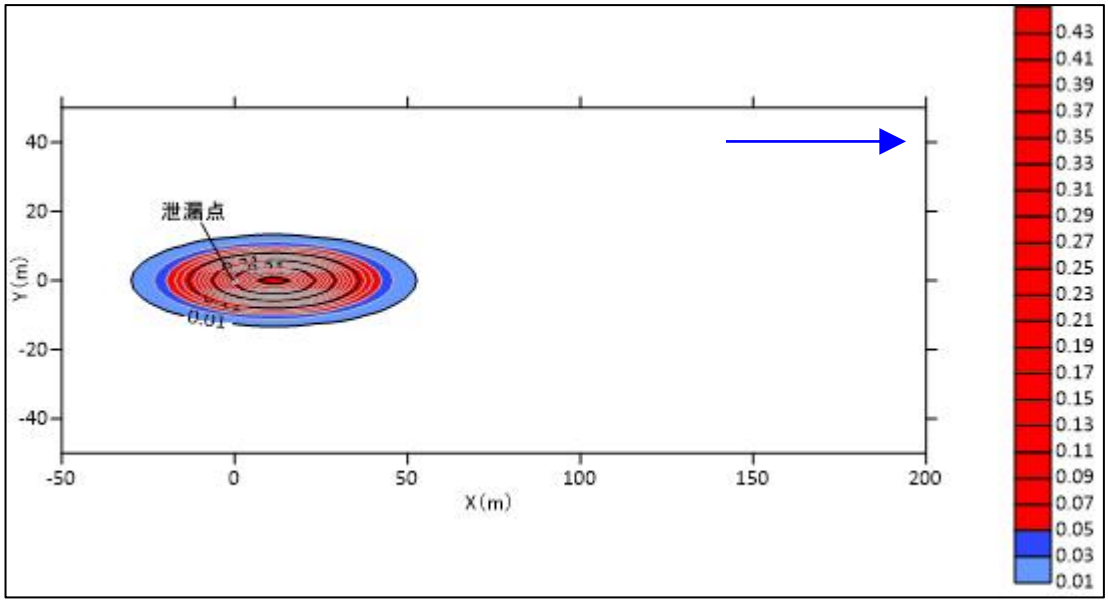
通过预测得出各预测时段回注水对环河组含水层的影响范围见下表，影响范围如下图，箭头指向为地下水流向。

表 6.2-12　石油类对白垩系环河组含水层的影响范围

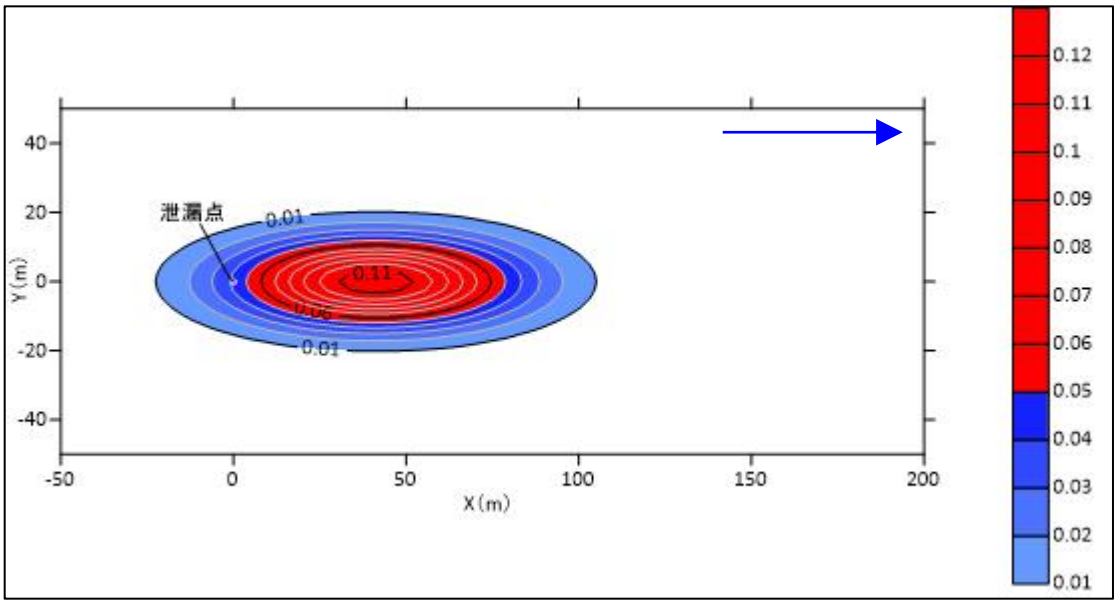
预测时段	影响区面积（m^2）	超标区面积（m^2）	最大扩散距离（m）	最大超标距离（m）	最大污染浓度（mg/L）
100d	271	197	18	16	4.29
1000d	1717	977	52	42	0.43
3650d	4055	1402	105	78	0.12
8600d	6219	/	176	/	0.04



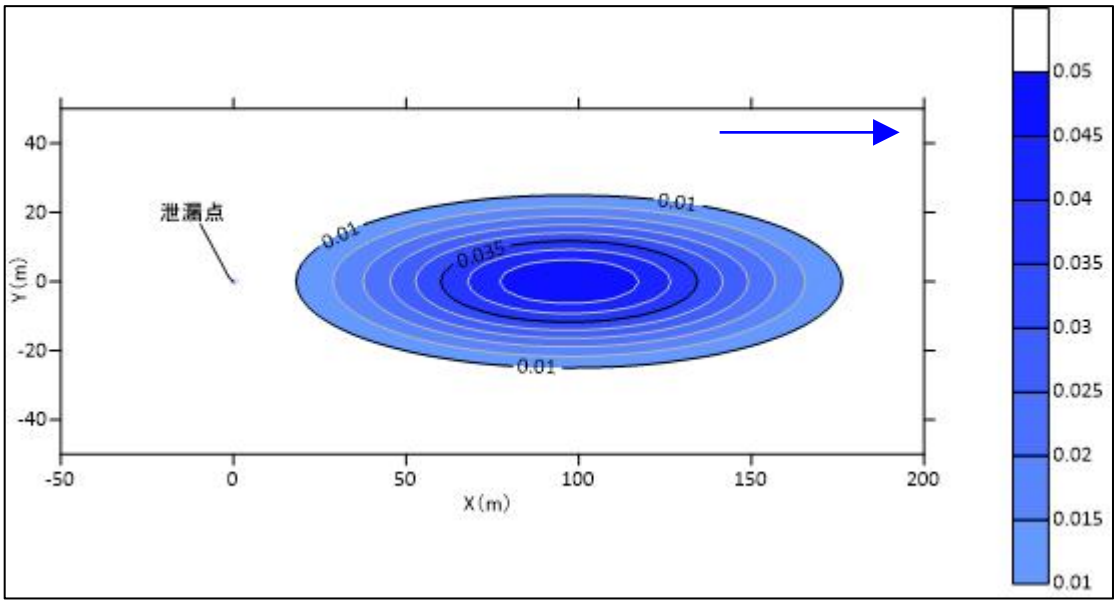
100d



1000d



3650d



8600d

图 6.2-3　回注井套外返水事故石油类在白垩系环河组含水层运移预测结果图

由预测结果可知，在假设的非正常状况下，在第 100d 时，石油类浓度最大为 4.29mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 16m，最大超标距离 16m；第 1000d 时，石油类浓度最大为 0.43mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 52m，最大超标距离 42m；第 3650d 时，石油类浓度最大为 0.12mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 105m，最大超标距离 78m；第 8600 时，石油类浓度最大为 0.04mg/L，此

时石油类已不再超标，污染晕的最大迁移距离为 176m。浓度历时曲线见图 6.2-9。

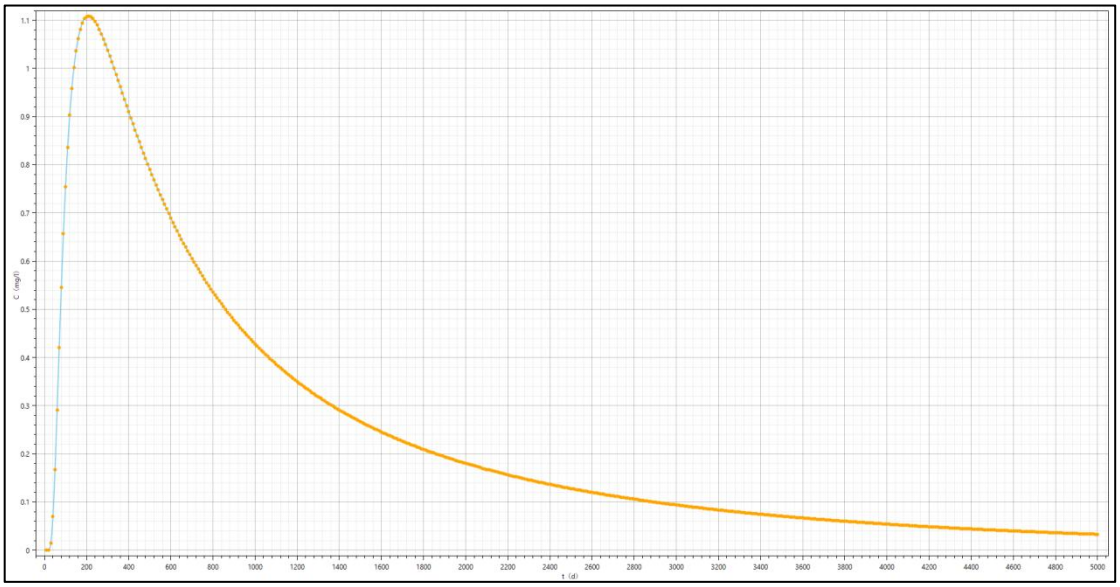


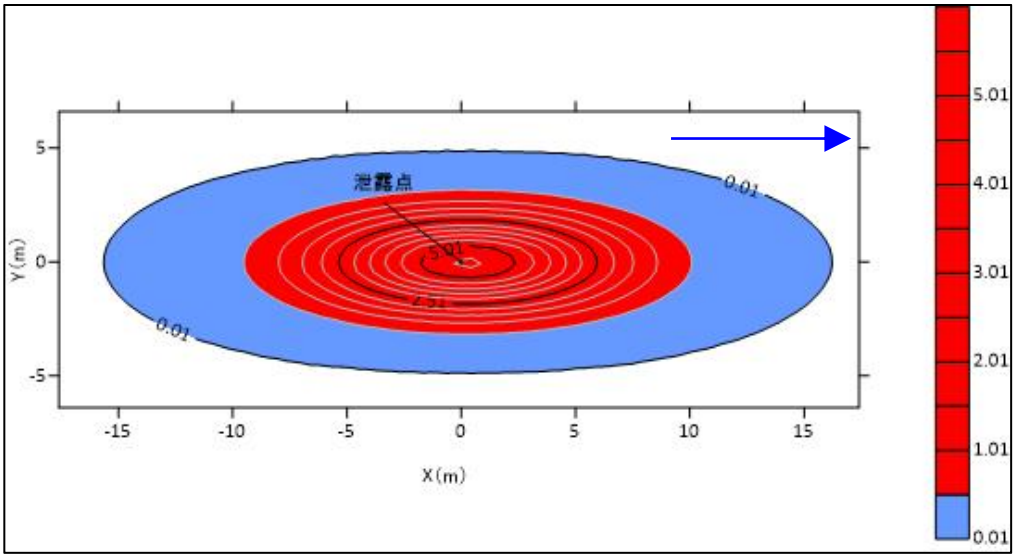
图 6.2-4　下游 10m 处浓度历时曲线图

3）、白垩系洛河组含水层环境影响分析

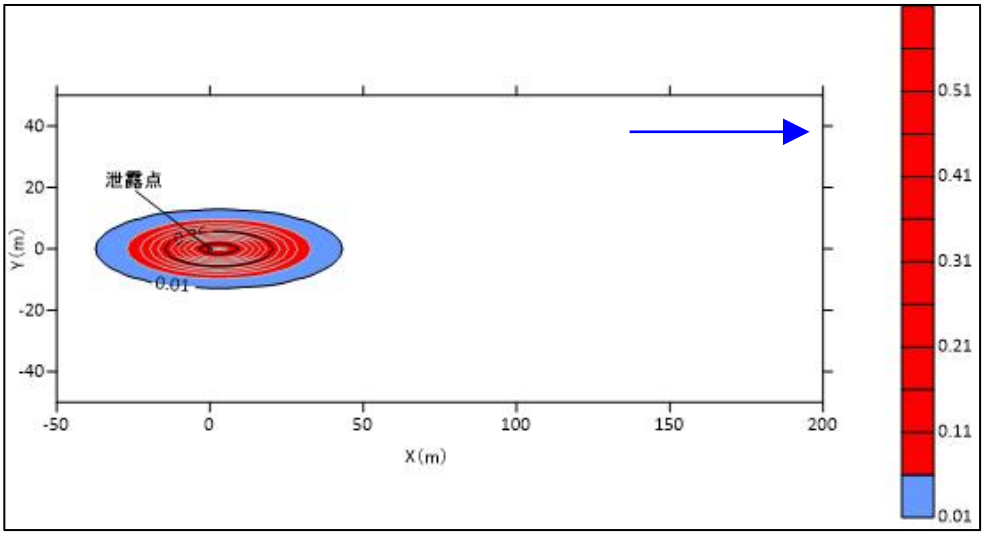
通过预测得出各预测时段回注水对洛河组含水层的影响范围见下表，影响范围如下图，箭头指向为地下水流向。

表 6.2-13　石油类对白垩系洛河组含水层的影响范围

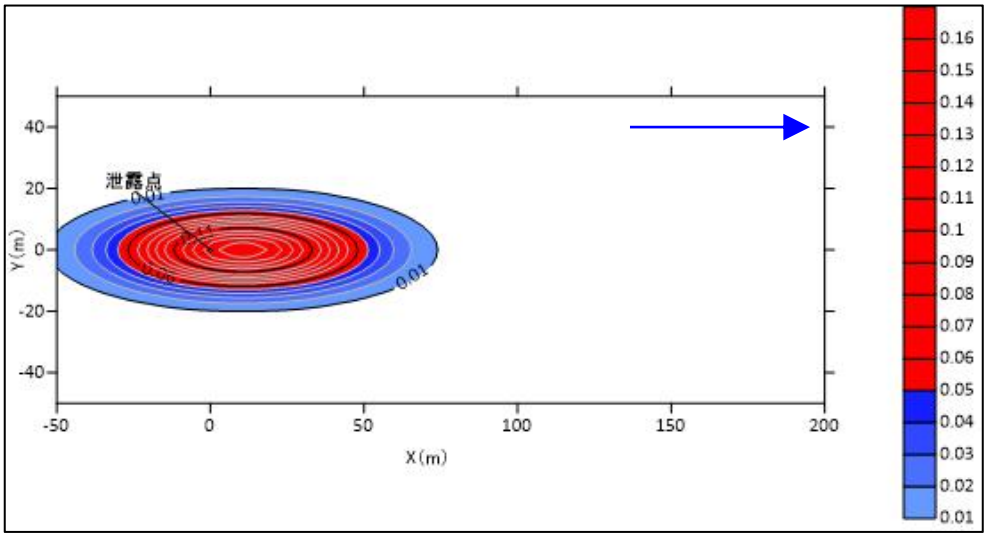
预测时段	影响区面积（m^2）	超标区面积（m^2）	最大扩散距离（m）	最大超标距离（m）	最大污染浓度（mg/L）
100d	253	182	16	14	5.71
1000d	1635	981	43	32	0.57
3650d	3984	1655	73	51	0.15
11500d	7312	/	118	/	0.04



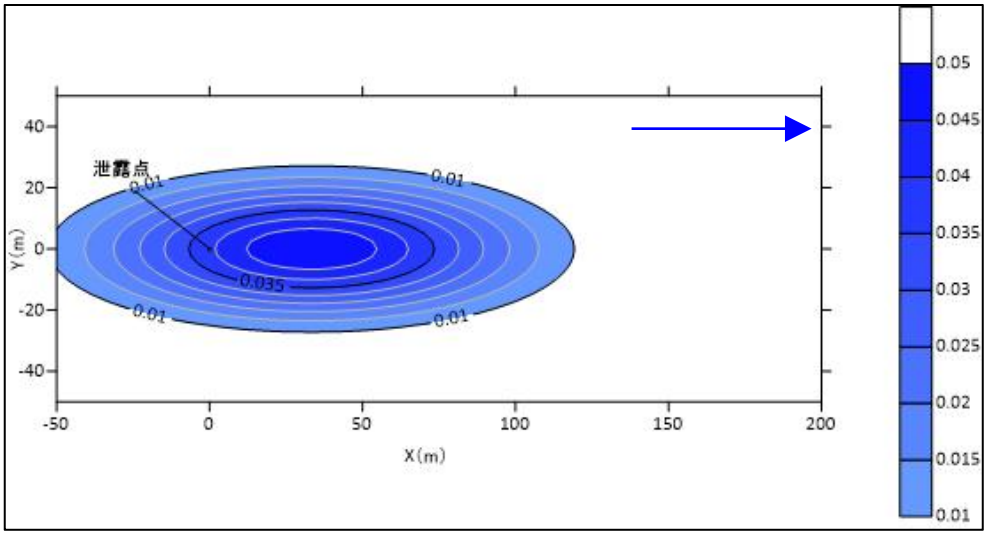
100d



1000d



3650d



11500d

图 6.2-5　回注井套外返水事故在洛河组含水层运移预测结果图

由预测结果可知，在假设的非正常状况下，在第 100d 时，石油类浓度最大为 5.71mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 16m，最大超标距离 14m；第 1000d 时，石油类浓度最大为 0.57mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 43m，最大超标距离 32m；第 3650d 时，石油类浓度最大为 0.15mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 73m，最大超标距离 51m；第 11500 时，石油类浓度最大为 0.04mg/L，此时石油类已不再超标，污染晕的最大迁移距离为 118m。浓度历时曲线见图 6.2-6。

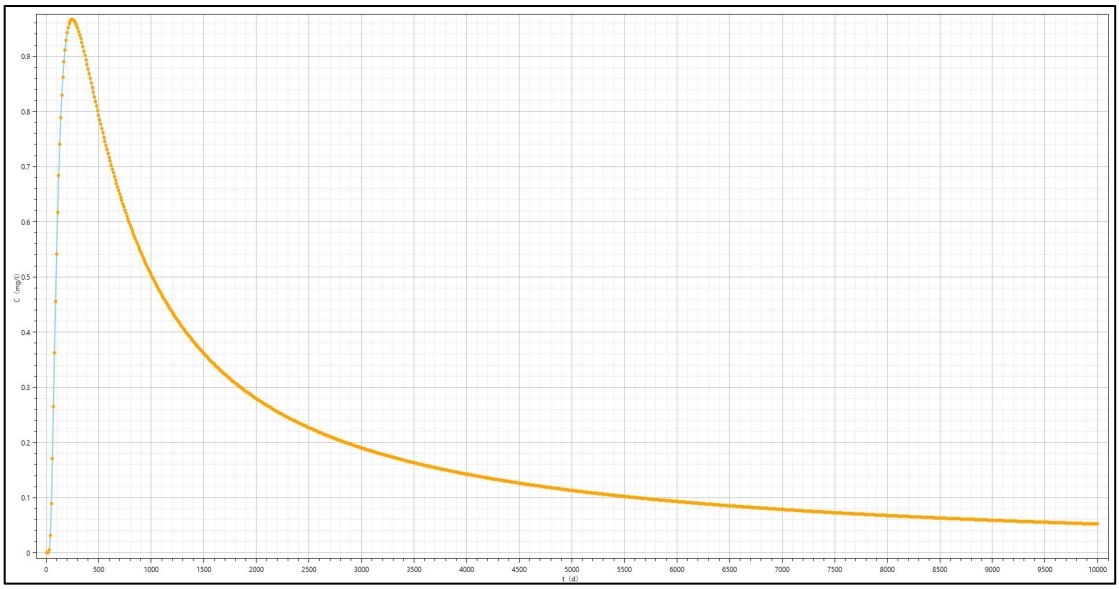


图 6.2-6　下游 10m 处浓度历时曲线图

综上，假设注水井发生套外返水事故，通过预测可知，只对注水井附近局部含水层造成影响，未对居民饮用水井及其他环境保护目标造成影响，该类事故对地下水环境的影响较小。

4、管线泄露对地下水环境的影响分析

管线泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的原油下渗而可能导致地下水污染风险的发生。

管线发生泄漏的主要原因为管材连接处焊缝质量不均、管材质量缺陷等在输送介质腐蚀下造成的穿孔、断裂，其发生污染的危害程度主要取决于防污工程质量、操作人员的处置和控制；因此这类污染发生的可控性很高，故一般发生在局部，应以预防为主。

评价区内梁峁区表层黄土厚度较厚，地下水位埋深相对较深，根据类比资料分析可知，西北地区油田所在区域石油类污染物主要积聚在土壤表层 80cm 内，一般很难下渗到 2m 以下。在采取及时清理泄漏处地表含油土壤，消除污染源等措施下，事故对地下水污染影响很小。

如果注水管线在冲沟、涧地区域发生泄漏事故，由于该处地下水埋藏相对较浅，泄漏的石油类一旦下渗至地下水含水层中，则在地下水水面形成油膜，并随地下水的流动向事故发生点下游扩散。为了说明石油泄漏对冲沟、涧地浅层地下水水质的影响，本次评价选取注水管线在冲沟、涧地破裂的极端情况，预测其对地下水环境的最大影响程度。

该事故状态下污染物的排放可在短时间内被及时发现并截断，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：

①情景假设

本工程建设输油管线 215.4km，注水管线 202.72km，管线优先同沟敷设。事故假定如下：沟谷基岩出露处管线由于外力或其他原因发生断裂泄漏。管线两侧的截断阀关闭，管内回注水全部泄漏。

②预测因子及评价标准

根据工程分析，选择石油类作为预测因子。地下水环境质量标准无石油类指标，考虑地下水利用性质，本次评价参考《地表水环境质量标准》，按地表水环境质量III类标准取 0.05mg/L 作为地下水超标限值来评价地下水污染影响。

③预测源强

注水管线：吴二联-旗 22 增注水干线注水管线长 12.5km，管内回注水量为 47.885m^3，石油类总量为 861.93g。管线泄露后，进入地下水含水层中。

输油管线：本工程输油管道设计压力为 4MPa，假设输油管道发生泄漏，泄露点直径为 1cm 的小孔，管道截断阀门可保证在 10min 内关闭，采用前文孔口流量公式估算泄漏流量，管线破裂泄漏后，泄漏量估算为 2.5m^3，按照正常的事故处理标准，回收率应为 100%，但假设事故状态处理不当的情况下，假设回收率为 95%，则残留在包气带的原油量约为 0.125m^3，将残留的石油概化为 1 个平均厚度为 1cm 的液池，则液池面积为 12.51m^2，石油类浓度取石油类在水中的最大溶解度 18mg/L，根据现有资料和经验参数，评价区内的黄土层较厚，根据吸附解析的实验研究（参见史红星《黄土地区土壤对石油类污染物吸附特性的实验研究》），其吸附率可达 0.9982，则进入含水层的石油类为 0.13g/d。

④预测时段

地下水环境影响预测时段选取可能产生地下水污染的关键时段，至少包括污染发生后 100d、1000d、服务年限或者能反映特征因子迁移规律的其他重要的时间节点。

⑤预测模型及参数

事故状态下的地下水溶质运移模拟可看做是一维稳定流动二维水动力弥散问题，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），此次预测采用平面瞬时点源污染问题水动力弥散方程解析解作为预测数学模型。平面瞬时点源污染水动力弥散方程解析解见式（1）。

⑥地下水污染预测模拟和影响分析

1、输油管线泄漏

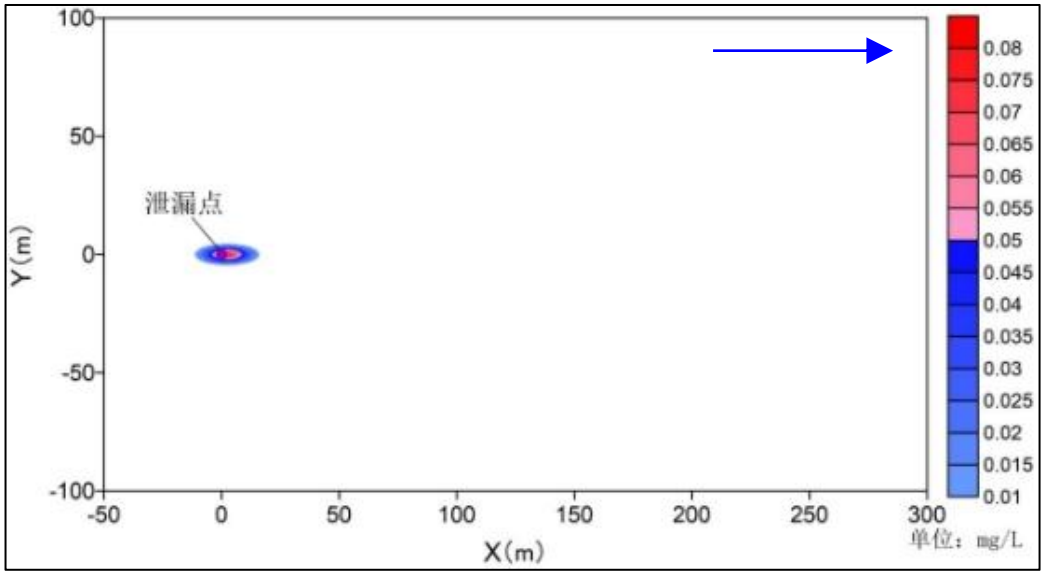
①黄土含水层结果

本次预测选取了 100d、300d 两个时间点，当输油管线发生泄漏后，随着时间推移，石油类在黄土含水层中的运移情况如下，其中（0,0）点为泄漏点位置，横轴正方向为地下水流向，箭头指向为地下水流向。

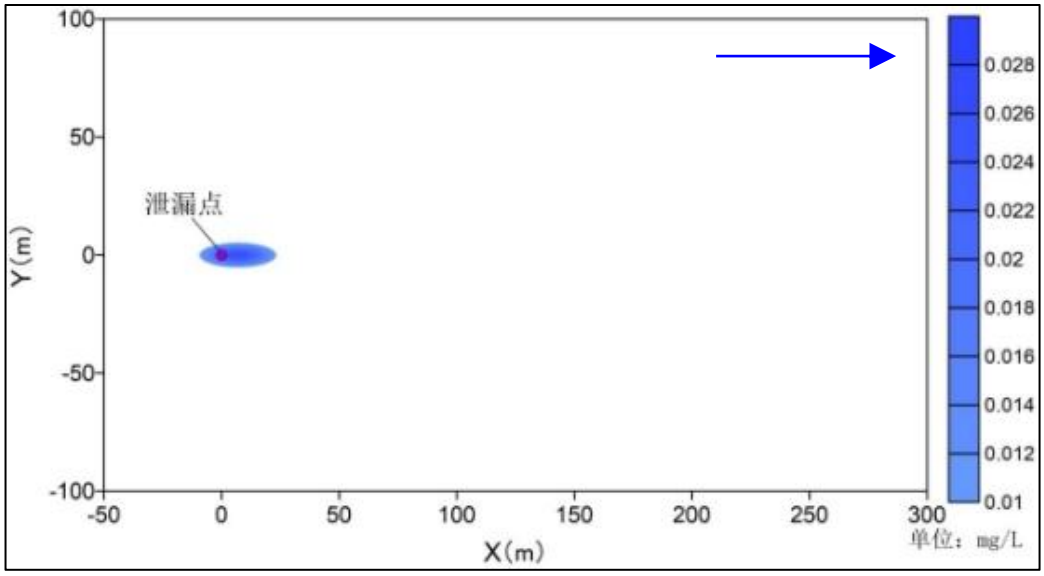
表 6.2-14　黄土含水层石油类运移特征表

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	195	40	16	9	0.079
300d	267	/	23	/	0.026

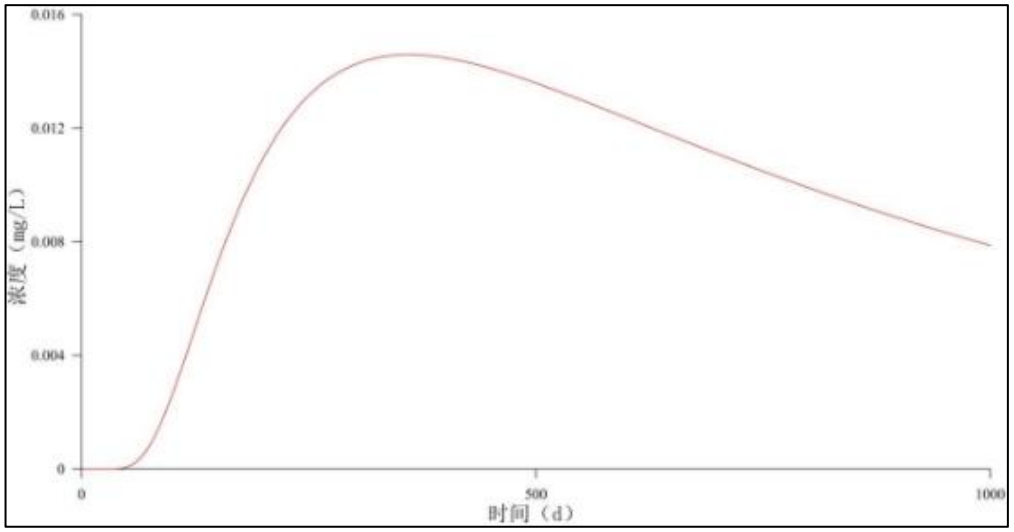
从图表中可以看出，在假设的非正常状况下，在第 100d 时，石油类浓度最大为 0.079mg/L，污染晕最大迁移距离为 16m，最大超标距离为 9m；随着时间的推移，石油类浓度逐渐变小，第 300d 时，石油类浓度最大为 0.026mg/L，石油类的浓度已不再超标，污染晕最大迁移距离为 23m。



100d



300d



管线泄漏点下游 20m 处石油类浓度变化曲线

图 6.2-7　管线泄漏时黄土含水层石油类浓度变化图

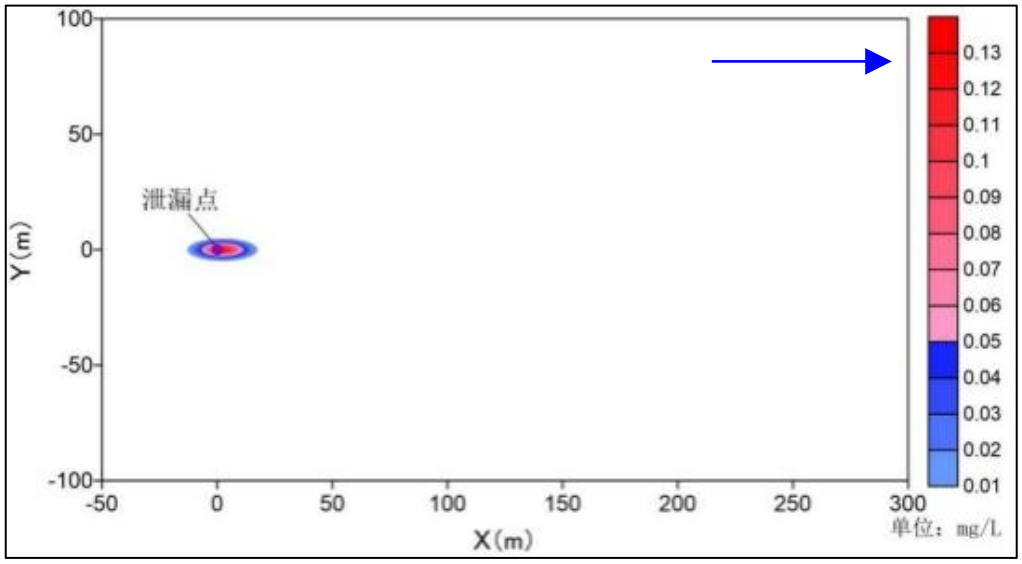
②白垩系环河组含水层结果

本次预测选取了 100d、300d、1000d 三个时间点，当输油管线发生泄漏后，随着时间推移，石油类在白垩系环河组含水层中的运移情况如下，其中（0,0）点为泄漏点位置，横轴正方向为地下水流向，箭头指向为地下水流向。

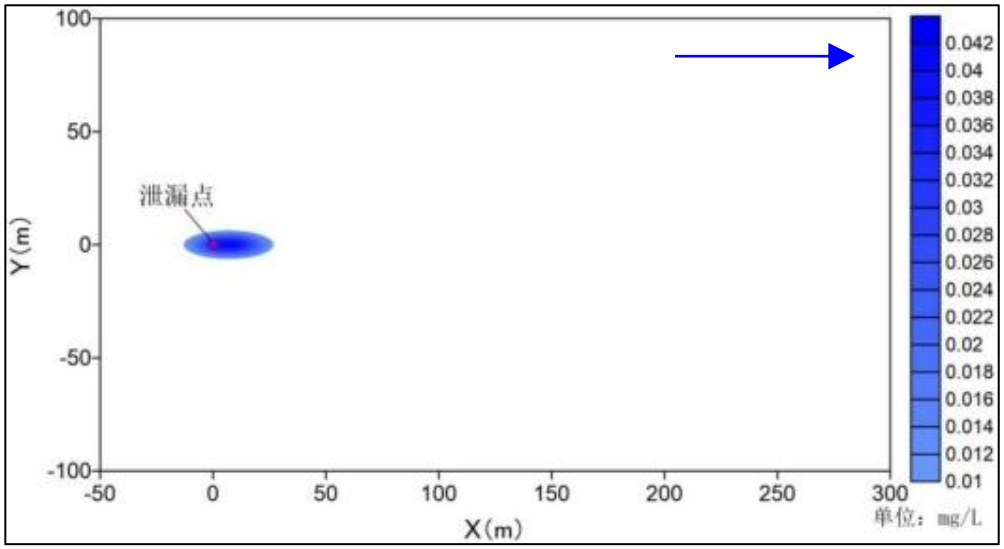
表 6.2-15　白垩系环河组含水层石油类运移特征表

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	234	89	17	12	0.126
300d	394	/	27	/	0.042
1000d	208	/	37	/	0.013

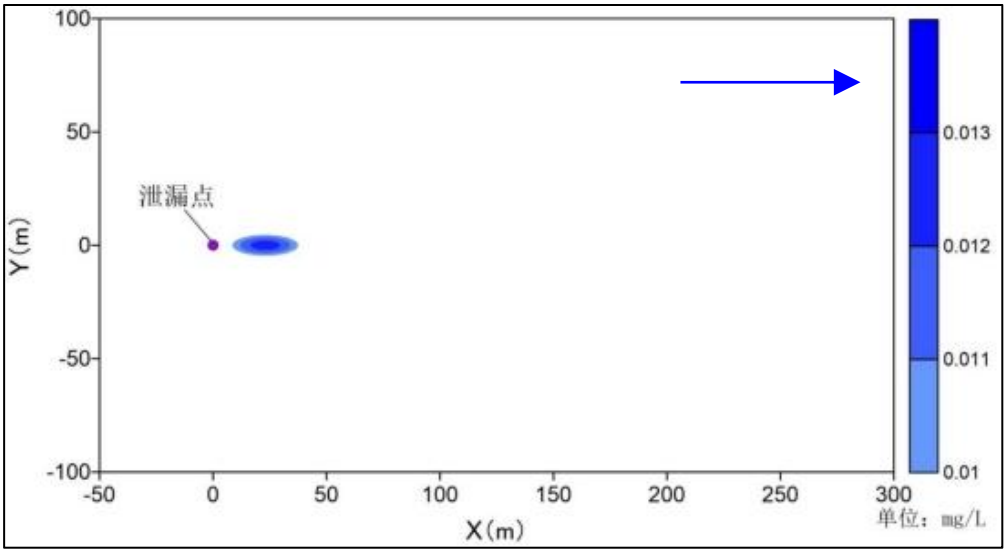
从图表中可以看出，在假设的非正常状况下，在第 100d 时，石油类浓度最大为 0.126mg/L，污染晕最大迁移距离为 17m，最大超标距离为 12m；随着时间的推移，石油类浓度逐渐变小，第 300d 时，石油类浓度最大为 0.042mg/L，石油类的浓度已不再超标，污染晕最大迁移距离为 27m；第 1000d 时，石油类浓度最大为 0.013mg/L，污染晕最大迁移距离为 37m。石油类在黄土含水层中运移约 120 天时超标距离达到最远，约 14m。



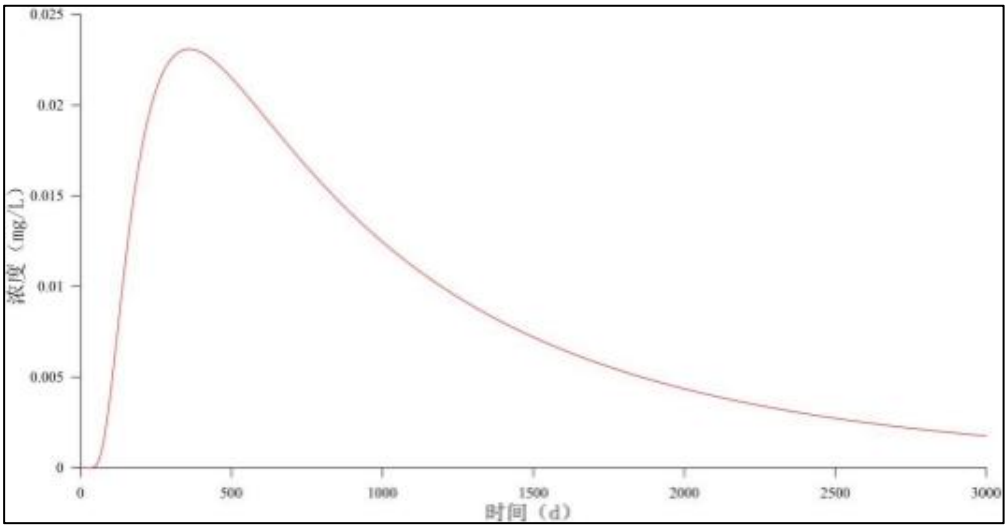
100d



300d



1000d



下游 20m 黄土含水层石油类浓度变化

图 6.2-8　管线泄漏点白垩系环河组含水层石油类浓度变化图

2、注水管线泄漏

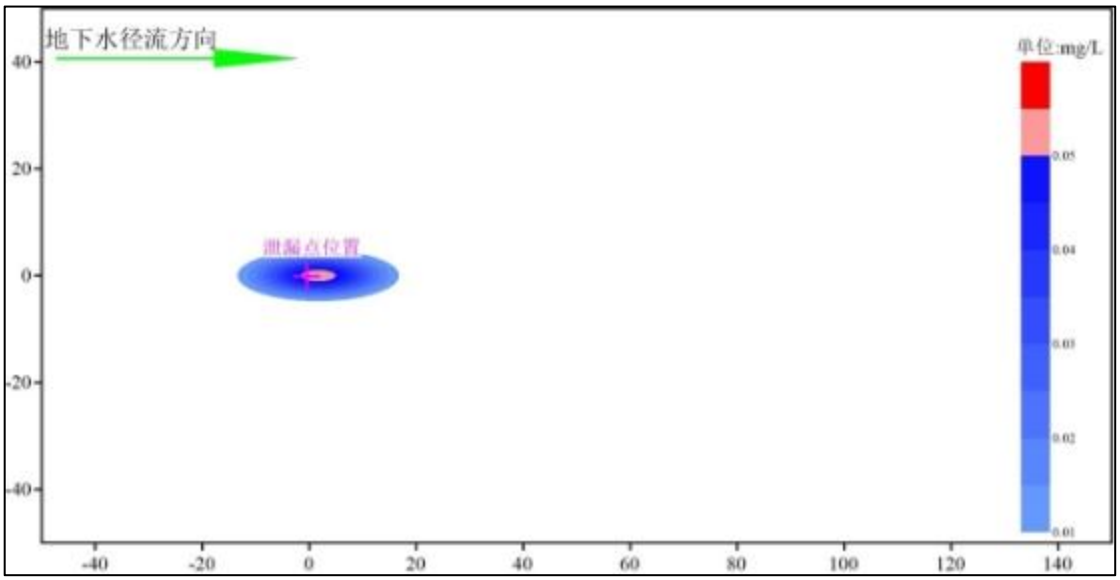
①黄土含水层结果

本次预测选取了 100d、1000d、污染物最长超标时间三个时间点，当注水管线泄漏后，随着时间推移，石油类在第四系黄土含水层中的运移情况如下。

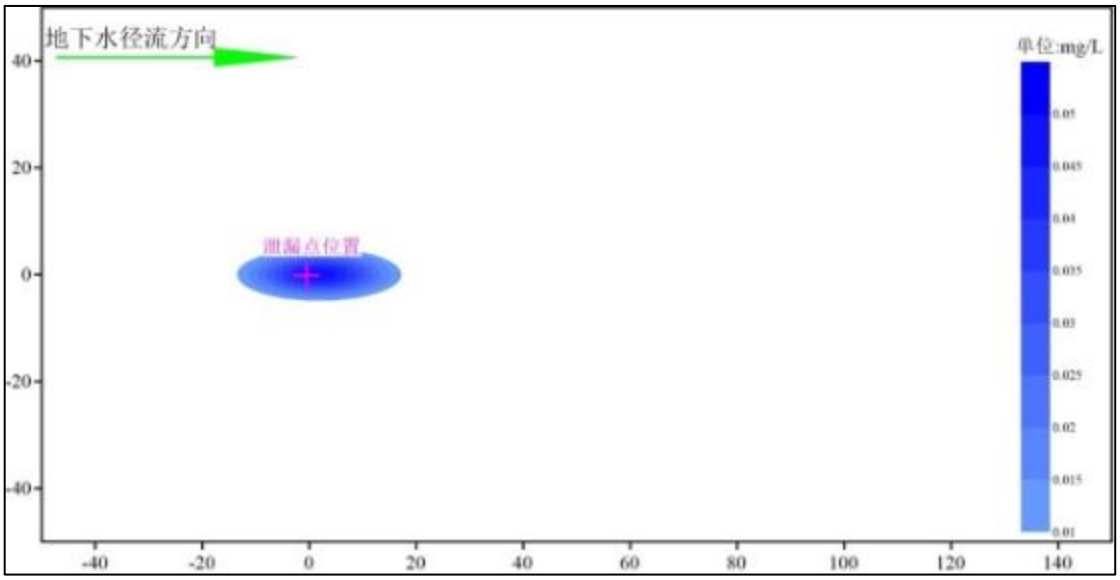
表 6.2-16　第四系黄土含水层石油类运移特征表

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）
90d	226	10	16.8	4.8	0.054
100d	237	0	17.3	0	0.048
1000d	0	0	0	0	0.01ND

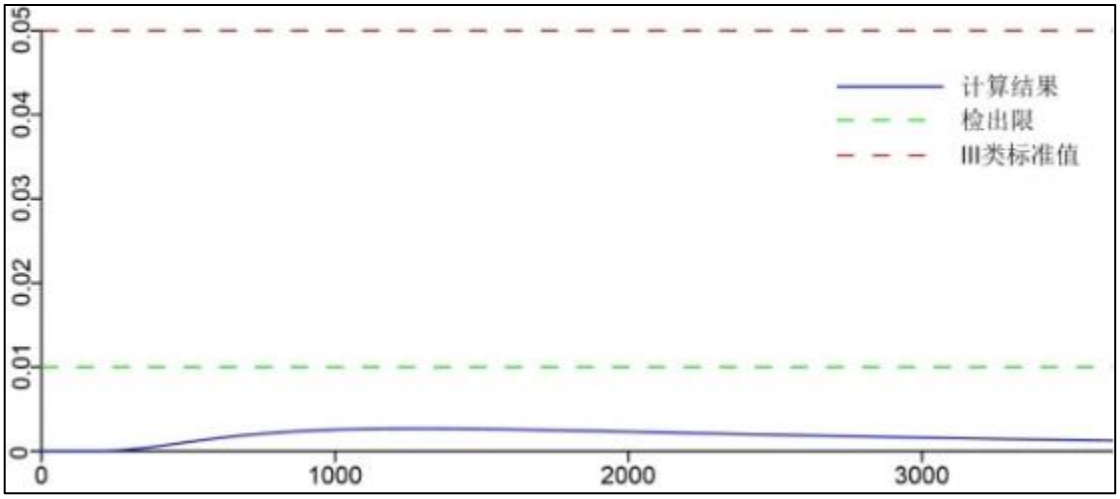
从图表中可以看出，在假设的非正常状况下，在预测初期（90d时），地下水中石油类最大迁移距离为 16.8m，影响面积为 226m^2，下游最大浓度为 0.054mg/L，超出《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）III 类标准 0.05mg/L，最大超标距离为 4.8m，超标区面积为 10m^2；100d 时，地下水中石油类最大迁移距离为 17.3m，影响面积为 237m^2，下游最大浓度为 0.048mg/L，未超出《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）III 类标准 0.05mg/L；1000d 时，地下水中石油类浓度低于检出限 0.01mg/L。根据下游 50m 处浓度历时曲线，在 3650d 内地下水中石油类浓度未超出《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）III 类标准 0.05mg/L，对地下水环境影响较小。



90d



100d



下游 50m 处浓度历史曲线

图 6.2-9　注水管线泄漏石油类在第四系黄土含水层预测结果

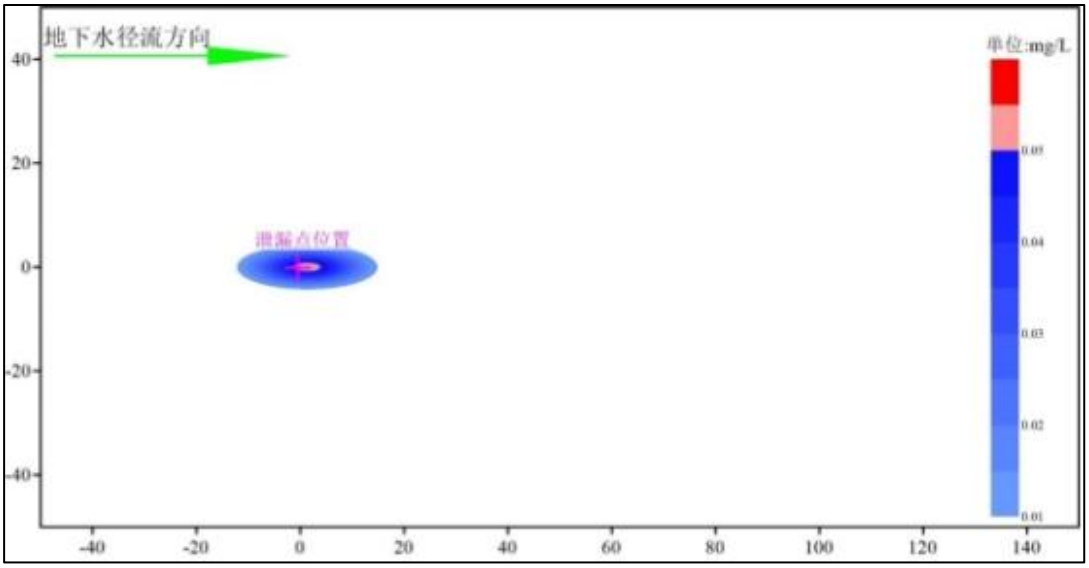
②白垩系环河组影响分析

本次预测选取了 100d、1000d、污染物最长超标时间三个时间点，当注水管线泄漏后，随着时间推移，石油类在第白垩系环河组含水层中的运移情况见下表。

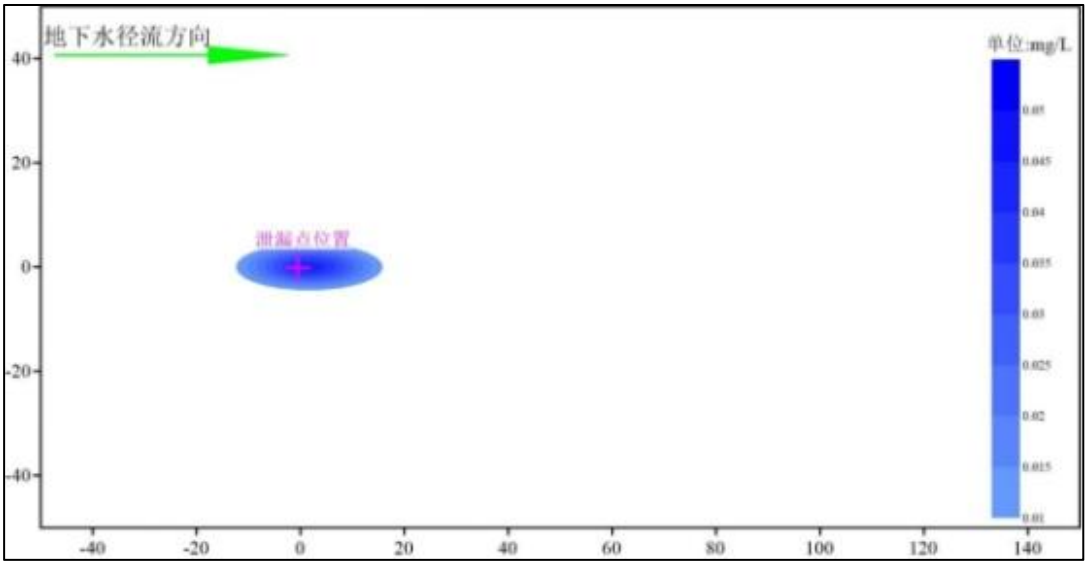
表 6.2-17　白垩系环河组含水层石油类运移特征表

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）	最远超标距离（m）	最大污染浓度（mg/L）
80d	182	6	14.9	3.9	0.053
100d	198	0	15.8	0	0.042
1000d	0	0	0	0	0.01ND

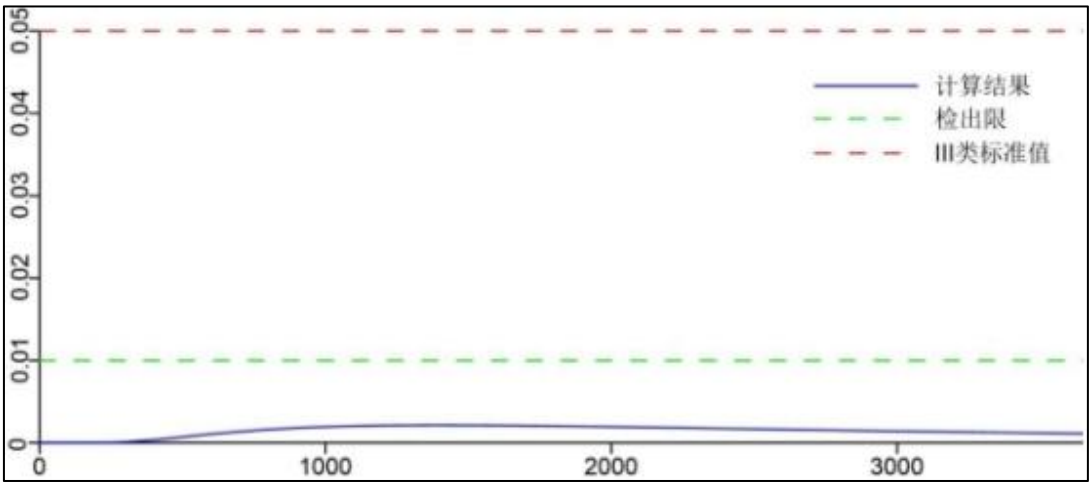
从图表中可以看出，在假设的非正常状况下，在预测初期（80d时），地下水中石油类最大迁移距离为 14.9m，影响面积为 182m^2，下游最大浓度为 0.053mg/L，超出《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）III 类标准 0.05mg/L，最大超标距离为 3.9m，超标区面积为 6m^2；100d 时，地下水中石油类最大迁移距离为 15.8m，影响面积为 198m^2，下游最大浓度为 0.042mg/L，未超出《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）III 类标准 0.05mg/L；1000d 时，地下水中石油类浓度低于检出限 0.01mg/L。根据下游 50m 处浓度历时曲线，在 3650d 内地下水中石油类浓度未超出《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）III 类标准 0.05mg/L，对地下水环境影响较小。



（80d）



（100d）



（下游 50m 处浓度历史曲线）

图 6.2-10　注水管线泄漏石油类在白垩系环河组含水层预测结果

综上所述，非正常状态下注水管线、输油管线泄漏事故会对地下水产生一定程度的影响，但是影响范围和程度均较小，不会对下游敏感目标产生影响。因此注水管线泄漏后会对管线周围地下水产生污染，因其范围和时间都是有限的，对地下水环境影响可接受。

6.2.3.3 对地下水环境保护目标影响分析

调查评价区内环境保护目标有：分布式饮用水水源井、第四系黄土潜水含水层和白垩系孔隙裂隙含水层。其中分布式饮用水水源井主要开采白垩系环河组地下水和黄土潜水。

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，项目运行阶段采出水回注井、污废水、固体废弃物和石油管线等都不会对地下水环境保护目标产生影响。下面重点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）采出水回注井套外返水对地下水环境保护目标的影响分析

采出水回注井对地下水环境的影响，主要是回注井井管破裂发生渗漏，可能对地下水环境造成影响。基于前面的分析，在所预测的非正常状况下，回注井泄漏后，各含水层形成的污染晕顺地下水径流方向最大运移距离最大为 176m，影响范围相对局限在回注井周边。根据地下水径流方向及拟建工程和水源井、水源地的位置、距离关系判断，发生井漏时，水源井及水源地的供水安全不会受到影响。

（2）集输管线泄漏对地下水环境保护目标的影响分析

项目运行期集输油管线可能受腐蚀发生渗漏，污染物可能会对地下水环境保护目标产生影响。当泄漏点处水位埋深较浅时，根据预测分析，泄漏发生后，污染物顺地下水径流方向最大运移距离不超过 50m。根据地下水径流方向、水源井的开采层位、建设场地和水源井的位置、距离关系等，在预测的最大污染晕范围内无水源开采井及水源地，因此项目运行期集输管线发生破损渗漏不会对地下水环境保护目标造成影响。

6.2.4 运行期声环境影响预测与分析

本项目地面工程主要为井场、站场改造和集输管线，运行期噪声主要来自生产井场和站场运行时产生的噪声。

6.2.4.1 预测方案

本次评价选取正常运行工况下，有代表性的井场、站场进行厂界噪声预测，预测以厂区占地边界为预测厂界，给出厂界噪声排放值。

6.2.4.2 预测条件及模式

（1）预测条件假设

①所有产噪设备均在正常工况条件下运行；

②室内噪声源考虑声源所在厂房围护结构的隔声作用；

③考虑声源至预测点的距离衰减，忽略传播中建筑物的阻挡、地面反射以及空气吸收、雨、雪、温度等影响；

（2）预测模式

① 室外声源

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

式中：L_P（r）—噪声源在预测点的声压级，dB(A)；

L_P（r_0）—参考位置 r_0 处的声压级，dB(A)；

r_0—参考位置距声源中心的位置，m；

r—声源中心至预测点的距离，m；

L—各种因素引起的声衰减量（如声屏障，遮挡物，空气吸收，地面吸收等引起的声衰减），dB(A)。

② 室内声源

等效室外点源的声传播衰减公式为：

$$L_p(r)=L_{p0}-TL-10\lg R+10\lg S_t-20\lg\frac{r}{r_0}$$

式中： L_{P0}—室内声源的声压级，dB(A)；

TL—厂房围护结构(墙、窗)的平均隔声量，dB(A)；

R—车间的房间常数，m^2；

S—面对预测点的墙体面积，m^2；

r —车间中心至预测点的距离，m；

r_0—测 L_{P0} 时距设备中心的位置，m。

③ 总声压级

$$Leq(T)=10\lg(\frac{1}{T})[\sum_{i=1}^{M}t_{out,j}10^{0.1L_{out,j}}+\sum_{j=1}^{N}t_{in,j}10^{0.1L_{in,j}}]$$

式中：L_{P0}—室内声源的声压级，dB(A)；

TL—厂房围护结构(墙、窗)的平均隔声量，dB(A)；

R—车间的房间常数，m^2；

S—面对预测点的墙体面积，m^2；

r —车间中心至预测点的距离，m；

r_0—测 L_{P0} 时距设备中心的位置，m。

6.2.4.3 噪声源分析

1、井场采油作业噪声影响分析

根据现场调查，本项目井场均采用标准化设计和施工工艺，抽油机和泵类等噪声设备型号与第三采油厂历年建设井场的设备型号基本一致，运行过程中所采取的降噪措施相同，类比数据，抽油机单台运行噪声约 70dB（A），多台机组的运行噪声在 76～82dB（A）之间，皆为低频噪声，根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ 2.4-2021）中“点声源的几何发散衰减”模式计算抽油机衰减分布结果见下表。

表 6.2-18 抽油机噪声衰减分布表

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
76～82	62.0～68.0	56.0～62.0	52.5～58.5	50.0～56.0	46.5～52.5	43.9～49.9	42.0～48.0

由上表可知，抽油机噪声影响范围在 40m 范围，昼间在距抽油机 15m 外、夜间在距抽油机 40m 外，噪声可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准要求。根据现场调查，本次工程井场居民点最近的为旗 2-13，距离庙儿咀最近距离为 115m，评价认为，井场内抽油机噪声源对周围声环境影响小。

2、站场噪声影响预测评价

本次无新建站场，改扩建 19 座站场，本次评价选取新增设备较多或同类型中具有代表性的扩建站场，对南十二转的噪声进行预测。

3、交通噪声

本工程交通噪声源主要为站场、井场等进站道路的运输车辆及其他机动车辆。本次产建工程建成后，道路交通量略有增大，运输车辆及其他机动车辆的发动机、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。

本次新建井场进站道路标准等级较低，距离较短，车流量也相对较小，经现场调查，沿线道路两侧居民较少。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，进站道路及钻前道路对沿线声环境影响较小。

6.2.4.4 预测结果与评价

（1）旗 2-13 井场

旗 2-13 井场为本次新建井场建设井数最多的井场（7 口抽油机），预测按照采取环评治理措施后的影响进行计算，旗 2-13 井场厂界噪声预测结果见表 6.2-19。

表 6.2-19　旗 2-13 井场噪声影响预测结果表　单位：dB(A)

预测点位置		与各厂界的距离/m	贡献值	标准
厂界噪声	东厂界1#	13	47.61	昼间：60 夜间：50
	南厂界2#	12	47.92	
	西厂界3#	13	47.85	
	北厂界4#	13	48.09	

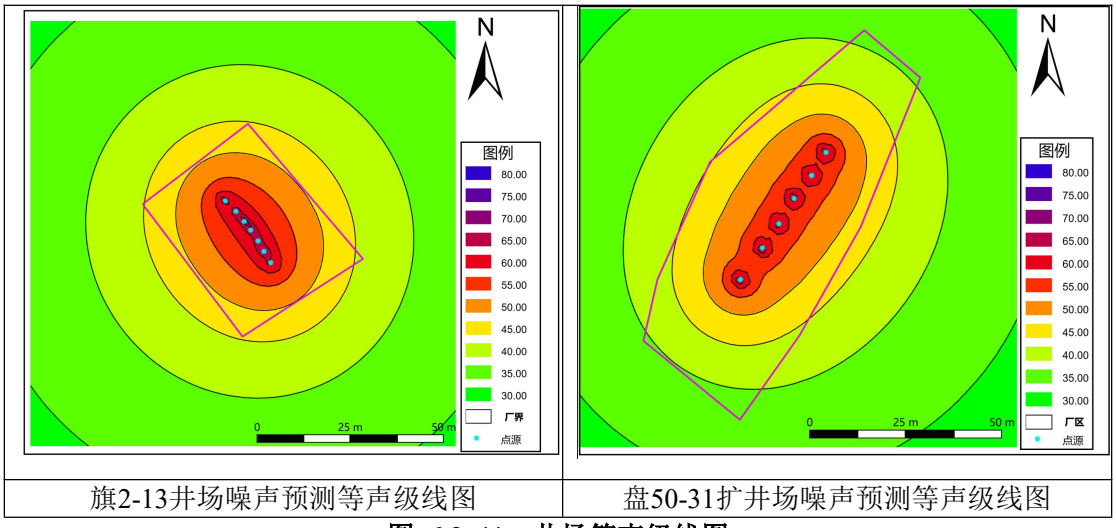
（2）盘 50-31 扩井场

盘 50-31 扩井场为本次扩建井场建设井数最多的井场（6 口抽油机），预测按照采取环评治理措施后的影响进行计算，盘 50-31 扩井场厂界噪声预测结果见表 6.2-20。

表 6.2-20　盘 56-30 扩井场噪声影响预测结果表　单位：dB(A)

预测点位置		与各厂界的距离/m	贡献值	标准
厂界噪声	东厂界1#	15	42.39	昼间：60 夜间：50
	南厂界2#	30	37.10	
	西厂界3#	17	40.98	
	北厂界4#	27	36.49	

根据预测结果，旗 2-13、盘 50-31 扩井场厂界昼、夜间噪声贡献值均符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准要求。



旗2-13井场噪声预测等声级线图　　盘50-31扩井场噪声预测等声级线图

图 6.2-11　井场等声级线图

（3）南十二接转站

南十二转为本次扩建站场，且为改造设备增加最多的站场，预测按照采取环评治理措施后的影响进行计算。预测站场主要噪声源源强见表 6.2-21。南十二转厂界噪声预测结果见表 6.2-22。

表 6.2-21　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				
南十二转	采出水一体化集成装置	74	207	1	85	低噪声设备，基础减振	65	连续
	负压排泥装置	68	213	1	85		65	连续
	加药装置	47	210	1	85		65	连续
	地上式污泥存储浓缩装置	40	213	1	85		65	连续

注：站场以厂区东北角为坐标中心点

表 6.2-22　南十二接转站噪声影响预测结果表　单位：dB(A)

预测点位置		贡献值	背景值		叠加值		标准
			昼间	夜间	昼间	夜间	
厂界噪声	东厂界1#	36.16	53	47	53.09	47.34	昼间：60 夜间：50
	南厂界2#	47.29	52	44	53.27	48.96	
	西厂界3#	38.48	51	45	51.24	45.87	
	北厂界4#	30.38	53	46	53.02	46.12	

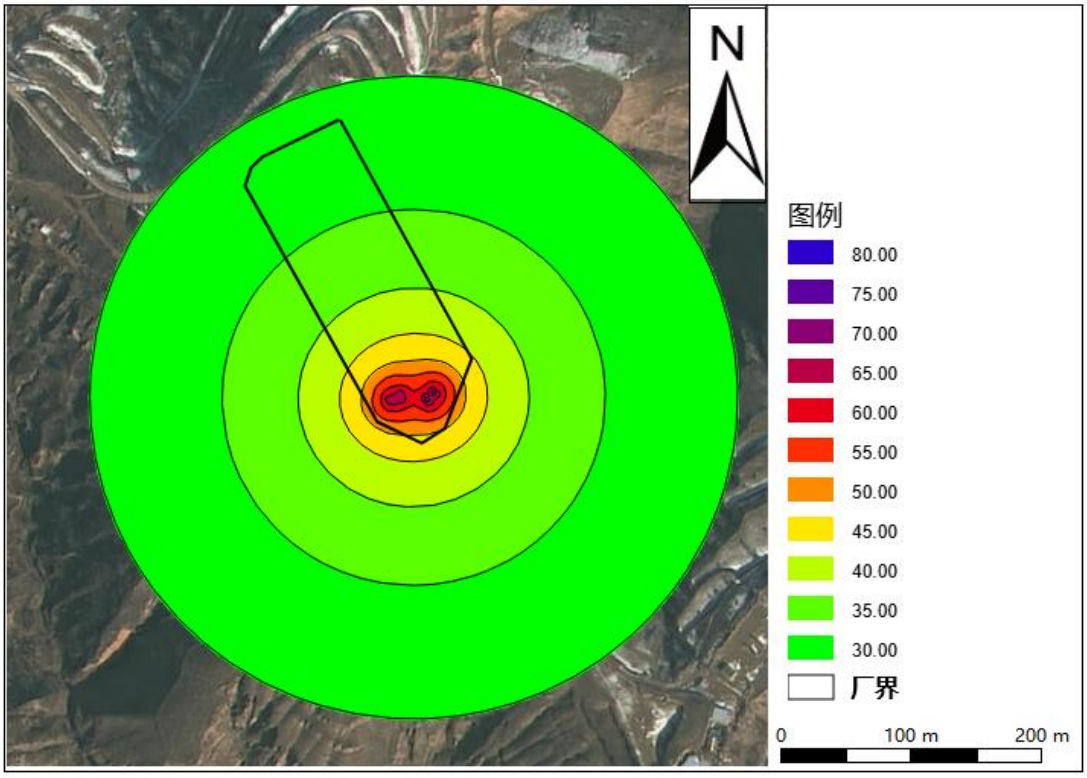


图 6.2-12　南十二接转站等声级线图

根据预测结果，南十二接转站厂界昼、夜间噪声贡献值均符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准要求。

综上所述，本项目井场运行期间对周边声环境影响较小。

6.2.4.5 声环境影响评价自查表

表 6.2-23　声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目					
评价等级与范围	评价等级	一级□		二级√		三级□	
	评价范围	200 m√		大于200 m□ 小于200 m□			
评价因子	评价因子	等效连续A声级√		最大A声级□		计权等效连续感觉噪声级□	
评价标准	评价标准	国家标准√		地方标准□			国外标准□
现状评价	环境功能区	0类区□	1类区□	2类区√	3类区□	4a类区□	4b类区□
	评价年度	初期√		近期√		中期□	远期□
	现状调查方法	现场实测法√			现场实测加模型计算法□		收集资料□
	现状评价	达标百分比		100%			
噪声源调查	噪声源调查方法	现场实测√		已有资料□		研究成果□	

工作内容		自查项目			
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	200 m□	大于200 m□	小于200 m√	
	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。					

6.2.5 运行期固废影响分析

本项目不新增劳动定员，运行期不涉及生活垃圾，项目运行期产生的固体废物有落地油、含油污泥、废防渗布、废润滑及其包装桶。按照《国家危险废物名录（2025 年版）》分类，落地油、含油污泥、废防渗布、废润滑及其包装桶属危险废物。

（1）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，通过在井场地面覆盖防渗布，可将落地油全部回收，避免落地油对环境产生影响。

由于井区开发区域广，油井数量多，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，由于井场采取了落地油回收处置措施、井场雨水收集池等环保措施，丰水期或暴雨期降雨径流一般不会将井场内的少量落地油带往井场外地表水体，因此，评价认为，丰水期或暴雨期井场内的落地油对河流等地表水体影响小。

综上所述，只要按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）等相关标准对落地原油采取试油进罐、设置围堤、雨水收集池等相应的回收和防治措施，井区开发产生的落地油对环境影响小。

（2）含油污泥对环境影响分析

运行期含油污泥主要来自三个环节：①原油储罐清罐底泥；②运行期措施作业产生的含油污泥；③集输管线清管作业所产生的废渣。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。若不处理直接排放，将对周围土壤、水体、空气造成污染。

开发井区内各井场、站场均设污油池，污油池建设应满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）及其修改单中相关要求；各站场产生的含油污泥及时清运至各作业区含油污泥暂存点进行暂存，定期委托第三方减量化处置单位，对生产场站内清罐作业时的三相分离器、所有储罐、污水干化池等设施开展油泥减量化技术服务。生产现场采用板框压滤技术，进行油、水、固废分离，产生的原油厂内直接回收；分离出的水进入生产系统，经就近水处理设施处理达标后回注油层；固废由协议第三方单位合规处置，对环境影响较小。

（3）废过滤吸附介质

本项目建成后南十二接转站新建长 8 采出水处理规模 200m^3/d（新建），采出水处理系统均含过滤工艺，运行期滤料需定期更换，每套采出水处理装置平均 2 年对全部滤料进行更换一次，每次更换产生量约为 2~4t，本项目建成后将新增废过滤吸附介质约 2t/次（1t/a）。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》，废过滤吸附介质属于危险废物，危废类别：HW49 其他废物，废物代码：900-041-49。废过滤吸附介质收集后送至现有含油污泥暂存点后，定期交有资质单位处置。

（4）其他固废影响分析

运行期其他固废主要包括设备维护及修井作业产生的废防渗布、废润滑油及其包装桶，产生量约 3.5t/a，在含油污泥暂存点暂存后定期交由有资质单位进行处置。

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。

6.2.6 运行期土壤环境影响预测与分析

6.2.6.1 运行期土壤环境影响分析

1、正常状况下

项目运行期采用封闭系统进行原油集输。开采过程中，井杆带落的少量落地油全部通过井口集油槽收集进井场污油池内，定期回收交有资质单位处置。正常情况下，不会对土壤环境造成污染。

2、非正常状况下

项目井场设计了相应的分级防渗措施，但在施工和运行过程中，难免发生因防治措施落实不到位，或自然、人为等原因造成的泄漏事故。在以上非正常情况下，原油、采出水等污染物泄漏可能会对土壤环境造成污染。遇降雨条件，还可能对地下水造成污染。

结合项目特点，本节主要分析落地原油对土壤环境的污染影响，以及对土壤理化性质的影响和累计影响。

（1）落地油的性质和污染影响

①落地油的成分和性质

落地油的主要成分是原油，含少量泥砂组分。根据《国家危险废物名录》，落地油属于危险废物，危废类别 HW08。落地油产生后如不及时收集清理，经日晒风化，油泥中轻组分通过挥发进一步减少，沥青与胶质组份增多。

②落地油对土壤产生影响的范围和途径

石油类是大分子疏水粘性物质，石油分子极易粘附于土粒表面，而粘附于土粒表面的石油类污染物会粘附更多的石油类污染物，阻塞土壤孔隙。根据张海玲等人的研究结果：原油进入土壤后，固相组分的主要污染范围集中在地表之下 0～40cm，并以 0～5cm 处含量最高。但是，在降雨条件下，落地油中的石油类变为可溶态后可随水进一步向土壤深层迁移扩散。

（2）落地油对土壤理化性质的影响

王金成等人针对陇东黄土高原地区石油污染土壤微生物群落及其与环境因子的关系进行了研究。结果表明：当土壤中石油类含量增加，即土壤孔隙中石油占主导，其饱和度较大时，土壤孔隙中水分含量较低，因而石油的强疏水性导致高含油率土壤的疏水性，使土壤含水率降低，土壤储水能力下降，并造成土壤盐分的积累，进而引起了土壤细菌及放线菌数量的上升，厌氧降解的过程产生的酸性物质使得土壤含水量及 pH 值下降，因此，石油类污染物会对土壤理化性质产生一定的影响。

（3）土壤累积影响分析

根据张海玲等人对陇东油田井场石油类物质自然迁移规律的研究，井口周围的石油类物质含量与油井开采时间和井场油井数量呈正相关。开采年限越长，土壤中石油类含量越高；油井数越多，污染物含量也越高。

原油在土壤中横向上分布主要集中在距井口 40m 范围内，其中距油井 0～10m 含量最高，随着水平距离的增大而减少；在 40m 之外降低到 300mg/kg 之内。

6.2.6.2 土壤污染预测与评价

拟建项目土壤影响途径主要为事故状态下垂直入渗影响，下面针对该影响途径进行污染预测与评价。

1、污染预测方法

评价采用《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）附录 E 推荐的一维非饱和溶质运移模型进行预测，该方法适用于某种污染物以点源形式垂直进入土壤环境的影响预测，重点预测污染物可能影响的深度。场地包气带岩性主要为黄土，本次预测非饱和带厚度设置为 40m；管线泄漏预测时，模型上边界设置为定流量边界，下边界设置为自由排水边界；污水池泄漏预测时，模型上边界设置为变流量边界，下边界设置为自由排水边界，取地表为零基准面，坐标轴方向与主渗透系数方向一致，坐标轴向上为正，则渗流区域可表示为：Z≤z≤0，其中 Z=-4000cm。模拟时间为 3650d，即 0≤t≤T，T=3650d。控制方程与边界如下。

①一维非饱和水流运移控制方程：

在变饱和均质多孔介质中考虑二或三维等温均匀达西流和假设气相在液体流动不起作用，这种条件下，由 Richards 修改得到控制流方程为：

$$\begin{cases} C(h)\dfrac{\partial h}{\partial t}=\dfrac{\partial}{\partial z}\left[K(h)\left(\dfrac{\partial h}{\partial z}+1\right)\right] & z\in\Omega \\ h(z,\ t)=h_0 & Z\le z\le 0,\ t=0 \\ h(z,\ t)=h_1 & t>0 \\ -K(h)\left(\dfrac{\partial h}{\partial t}+1\right)=q_s & z=0,\ t>0 \end{cases}$$

式中：h—压强水头〔L〕；

$C(h)=\frac{\partial\theta}{\partial h}$—容水度，表示压强水头降低一个单位时，自单位体积土体中所释放出来的水的体积（θ为含水率，与 h 存在函数关系）；

K（h）—渗透系数，是压强水头（含水率）的函数；

h0—初始时刻模型剖面的压强水头；

Ω—渗流区；

h1—模型下部边界，为 0；

Qs—水分通量。

②一维非饱和溶质垂向运移控制方程：

$$\frac{\partial(\theta c)}{\partial t}=\frac{\partial}{\partial z}(\theta D\frac{\partial c}{\partial z})-\frac{\partial}{\partial z}(qc)$$

式中：*C*—污染物介质中的浓度，mg/L；

D—弥散系数，m^2/d；

q—渗流速度，m/d；

Z—沿 Z 轴的距离，m；

t—时间变量，d；

θ-土壤含水率，%。

a）初始条件

$$c(z,t)=0,t=0,L\leq z<0$$

b）边界条件

I、管线泄漏边界条件

上边界条件：通量型边界；

下边界条件：零浓度梯度边界。

II、污油池泄漏边界条件

上边界条件：浓度/通量型边界；

下边界条件：零浓度梯度边界。

③模型参数设置

水力模型采用 van Genuchten 公式处理土壤的水力特性，无滞磁现象，根据前述包气带岩性特征，黄土的 V-G 模型参数参照前人（孙凡《土水特征对降雨条件下黄土边坡稳定性的影响研究》；梁艳《晚更新世黄土渗透性的各向异性

及其机制研究》）研究结果设置，则土壤水分特征参数表见下表 6.2-24，初始水分特征曲线见图 6.2-13。

表 6.2-24 土壤水分特征参数取值表

参数	θr	θs	Alpha（cm-1）	n	Ks（cm/s）
黄土	0.078	0.43	0.036	1.56	0.43

④初始条件

模型初始条件通过模型预测一个多年平均稳定流结果，将计算的包气带含水率作为初始条件进行预测。

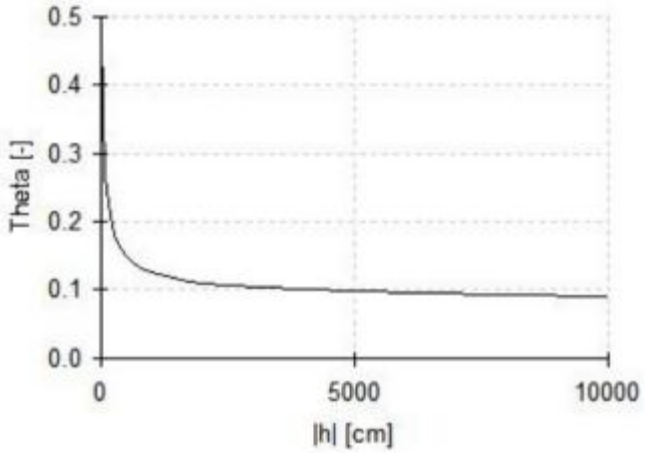


图 6.2-13 水分特征曲线拟合图

2、预测源强

①注水管线泄漏情景

根据工程分析，将输送介质石油类作为预测因子。注水管线泄漏后，建设单位发现并在短时间内回收，清理时间按 12 小时考虑，由于注水管线中原油含量低，残留在包气带中的原油很少且易清理，之后已经下渗的污染物继续向下运移，同时上部降雨入渗对已污染的土壤不断淋洗。

根据地下水预测内容，注水管线泄漏时，水泄漏量为 47.885m^3，假设泄漏后平面面积为 20m^2，则 12 小时内单位强度为 154cm/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，靖边多年平均降雨量为 377.1mm/a，入渗系数 0.15，则入渗强度为 56.6mm/a。

②输油管线泄露情景

假设项目管线泄漏后立即采取应急措施对泄漏的石油进行清理，残留石油随降雨入渗对地下水进行影响，石油烃在水中最大溶解度为 18mg/L，以最不利

情况雨水全部下渗考虑，根据前文计算泄露量，约 1459d 后全部下渗。

③污油池泄露泄漏情景

污油池发生非正常状况泄漏，假设建设单位每个月对池体进行检修，发现泄漏后立采取措施。污油泥池尺寸为 4×4×3m，按照《给水排水构筑物工程施工及验收规范》（GB50141）中水池渗水量按照池壁和池底的浸湿面积计算，渗漏量按照三级防水等级计算，任意 100m^2 防水面积上的漏水或湿渍点数不超过 7 处，单个漏水点的最大漏水量不大于 2.5L/d。计算得本项目污油泥池浸湿面积最大为 64m^2，正常情况下渗水量不超过 11.2L/d。一般非正常状况下，水池渗漏水按照正常的 10 倍计算，即渗水量为 112L/d，渗漏强度为 7mm/d。在泄漏期间污染物向地下，持续泄漏，上边界设置为定通量、定浓度边界，在采取措施后上部边界不再有污水渗入也没有大气降水入渗补给。

土壤预测源强见表 6.2-25。

表 6.2-25　土壤预测源强表

情景设定	工程类型	土壤类型	渗漏点	特征污染物	浓度
非正常状况	管线	黄土	管线破裂处	石油烃	18mg/L
非正常状况	污油池	黄土	池底	石油烃	18mg/L

3、预测结果及分析

根据《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB 36600-2018），土壤污染风险筛选值（第二类用地）中土壤污染风险筛选值单位和检测标准检出限单位均为 mg/kg，预测结果为非饱和带土壤水中浓度（单位为 mg/cm^3），因此需要对计算结果进行转换，转换公式为：

$$X_1=X_0\times\theta/\ G_s\times1000$$

式中：X_1-土壤中污染物浓度，mg/kg；

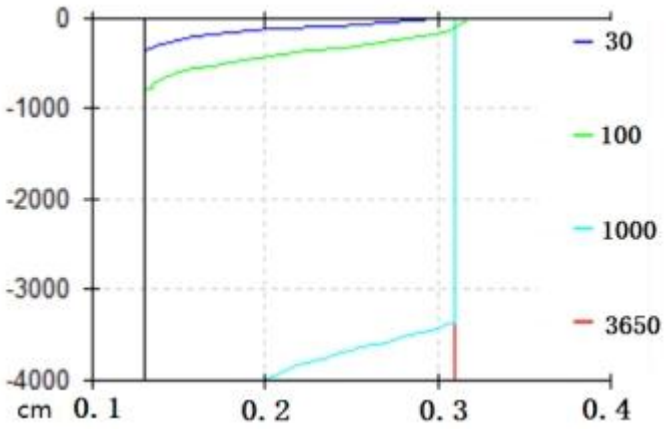
X_0-土壤水中污染物浓度，mg/cm^3；

Gs-土颗容重 g/cm^3；

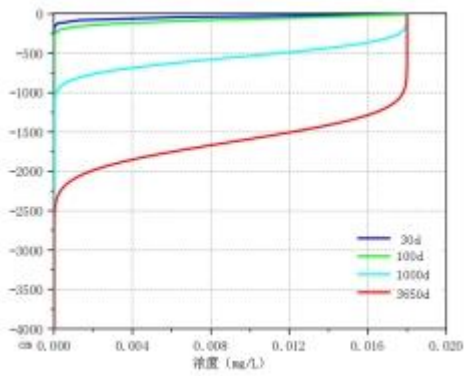
θ-土壤含水率；

基于以上评价因子的源强及模型参数，管线泄漏对土壤环境的影响预测结果见如下。

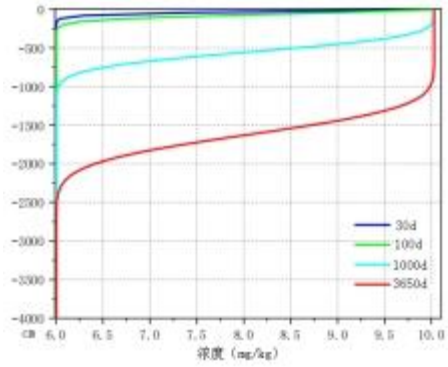
A.注水管线泄漏预测结果



含水率剖面图



在土壤水中的浓度



在土壤中的浓度

图 6.2-14　管线泄漏石油类在土壤运移剖面特征图

表 6.2-26　石油类一维非饱和溶质运移估算结果

序号	天数（d）	最大浓度（mg/kg）	最大浓度对应深度（m）	最大运移深度（m）
1	30	10.1	泄漏点处，0	-2.2
2	100	10.1	泄漏点处，0	-3.6
3	1000	10.1	泄漏点处，0	-10.1
4	3650	10.1	泄漏点处，0	-23.6

①运移至 30d 时，最大浓度 10.1mg/kg，对应位置位泄漏点处；最大运移深度为-2.2m；

②运移至 100d 时，最大浓度 10.1mg/kg，对应位置位泄漏点处；最大运移深度为-3.6m；

③运移至 1000d 时，最大浓度 10.1mg/kg，对应位置位泄漏点处；最大运移深度为-10.1m；

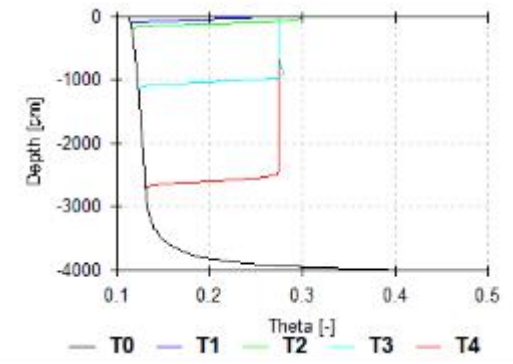
④运移至 3650d 时，最大浓度 10.1mg/kg，对应位置位泄漏点处；最大运移深度为-23.6m；

由此可见，在前文所预测的非正常状况下，注水管线泄漏后随着时间的推移，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，当管线泄漏后，会导致周边的浅层土壤环境在一段时间内受到石油烃的污染。浓度在30d、100d、1000d、3650d 时均未超过《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）中第二类工业用地土壤污染风险筛选值，污染物对土壤的影响非常有限，不会存在较大土壤污染情况。

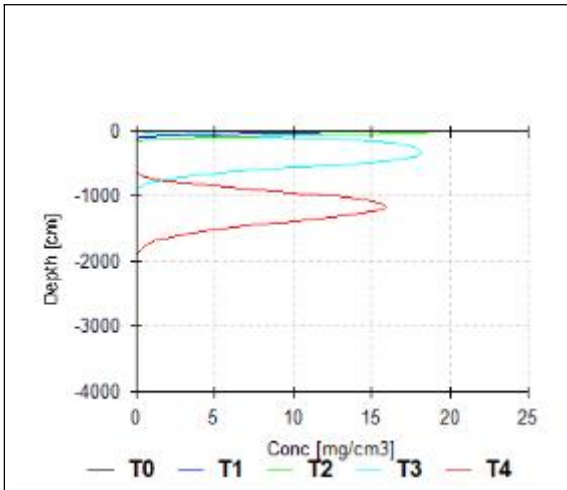
泄漏点四周土壤中石油烃的浓度随距泄漏点距离的增加而降低，当达到一定泄漏距离时，土壤中的石油烃含量会接近土壤背景值，因此，项目管道泄漏对土壤的影响范围有限。

B. 输油管线泄露预测结果

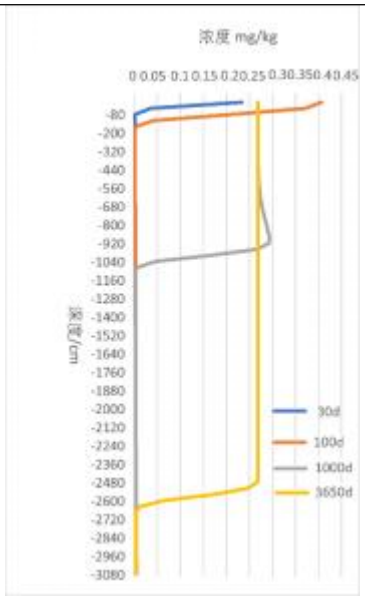
输油管线泄漏对土壤环境的影响预测结果如下。



含水率剖面图



在土壤水中的浓度



在土壤中的浓度

图 6.2-15　输油管线泄漏石油烃在土壤运移剖面特征图

表 6.2-27　石油烃一维非饱和溶质运移估算结果

序号	天数（d）	最大浓度（mg/kg）	最大浓度对应深度（m）	最大运移深度（m）
1	30	0.23	0	-0.8
2	100	0.40	0	-1.6
3	1000	0.29	8.80	-10.4
4	3650	0.27	0	-26.8

①运移至 30d 时，最大浓度 0.234mg/kg，对应深度 0m 处；最大运移深度为-0.8m；

②运移至 100d 时，最大浓度 0.407mg/kg，对应深度 0m 处；最大运移深度为-1.6m；

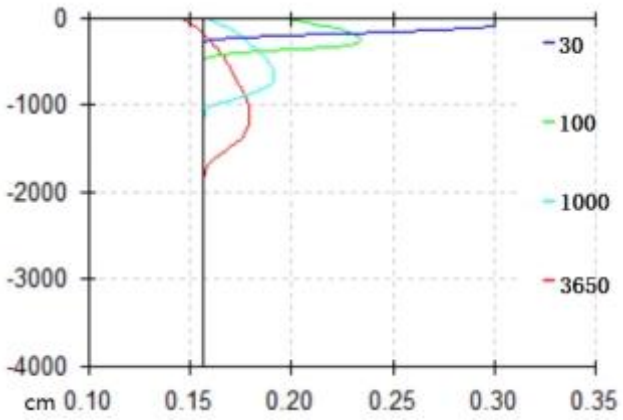
③运移至 1000d，最大浓度为 0.293mg/kg，对应深度 8.80m 处；最大运移深度为-10.4m；

④运移至 3650d 时，最大浓度为 0.269mg/kg，对应深度 0m 处；最大运移深度为-26.8m；

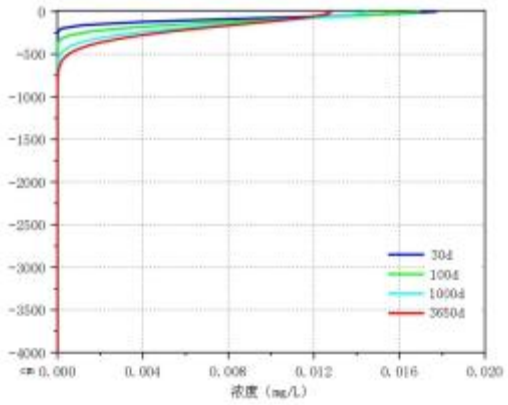
由此可见，输油管线发生泄漏后，石油烃浓度在 30d、100d、1000d、3650d 时均未超过《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）中第二类工业用地土壤污染风险筛选值，污染物对土壤的影响非常有限，不会存在较大土壤污染情况。

C.污油池泄漏预测结果

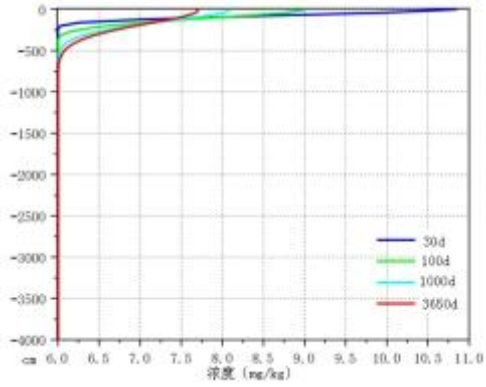
污油池泄漏对土壤环境的影响预测结果如下。



含水率剖面图



在土壤水中的浓度



在土壤中的浓度

图 6.2-16　污水池泄漏石油烃在土壤运移剖面特征图

表 6.2-28　石油烃一维非饱和溶质运移估算结果

序号	天数（d）	最大浓度（mg/kg）	最大浓度对应深度（m）	最大运移深度（m）
1	30	10.9	池底	-2.6
2	100	9.2	池底	-4.3
3	1000	8.1	池底	-7.8
4	3650	7.8	池底	-9.9

①运移至 30d 时，最大浓度 10.9mg/kg，位置为池底，对应深度为池底以下 0m；最大运移深度为-2.6m；

②运移至 100d 时，最大浓度 9.2mg/kg，位置为池底，对应深度为池底以下 0m；最大运移深度为-4.3m；

③运移至 1000d 时，最大浓度 8.1mg/kg，位置为池底，对应深度为池底以下 0m；最大运移深度为-7.8m；

④运移至 3650d 时，最大浓度 7.8mg/kg，位置为池底，对应深度为池底以下 0m；最大运移深度为-9.9m；

由此可见，在前文所预测的非正常状况下，污水池泄漏后随着时间的推移，污染物逐渐向土壤垂向深度迁移，但由于池体修复后包气带上边界既没有水分补给也没有溶质渗入，所以在停止泄漏后已经渗入包气带中污染物基本上滞留在其中。可以看出泄漏后，会导致周边的浅层土壤环境在较长时间内受到石油烃的污染。但是，石油烃浓度在 30d、100d、1000d、3650d 时均未超过《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）中第二类工业用地土壤污染风险筛选值，污染物对土壤的影响非常有限，不会存在较大土壤污染情况。

6.2.6.3 生态影响型土壤环境影响分析

本项目运行期生态影响型土壤环境影响主要涉及到的是非正常情况下依托的采出水回注管线破裂、依托注水井回注过程造成的地下水错层和串层，从而造成浅层地下水水位埋深变动引起的土壤盐化。

（1）预测方法

本项目生态影响型土壤环境影响预测方法选择导则中推荐的土壤盐化综合平托预测方法，预测模式如下：

$$S_a = \sum_{i=1}^{n} W_{xi} \times I_{xi}$$

式中：S_a—土壤盐化综合评分值；

n—影响因素指标数目；

I_{xi}—影响因素 i 指标评分；

W_{xi}—影响因素 i 指标权重。

土壤盐化影响因素赋值表见表 6.2-29。

表 6.2-29 土壤盐化影响因素赋值表

影响因素	分值				权重
	0分	2分	4分	6分	
地下水埋深（GWD）/（m）	GWD≥2.5	1.5≤GWD＜2.5	1.0≤GWD＜1.5	GWD＜1.0	0.35
干燥度（蒸降比值）（EPR）	EPR＜1.2	1.2≤EPR＜ 2.5	2.5≤EPR＜6	EPR≥6	0.25
土壤本底含盐量SSC/（g/kg）	SSC＜1	1≤SSC＜2	2≤SSC＜4	SSC≥4	0.15
地下水溶解性总固体（TDS）/（g/L）	TDS＜1	1≤TDS＜2	2≤TDS＜5	TDS≥5	0.15
土壤质地	黏土	砂土	壤土	砂壤、粉土、砂粉土	0.1

（2）预测结果

本项目土壤盐化影响因素各影响因素取值见表 6.2-30。

表 6.2-30 土壤盐化影响因素赋值表

影响因素	数值	分值	权重	备注
地下水埋深（GWD）/（m）	≥2.5	0	0.35	根据区域水文地质资料，地下水埋深均≥5m
干燥度（蒸降比值）（EPR）	4.6	4	0.25	干燥度计算值为4.6
土壤本底含盐量SSC/（g/kg）	3.4	4	0.15	土壤本底含盐量最大值为3.4
地下水溶解性总固体（TDS）/（g/L）	7.44	6	0.15	地下水溶解性总固体最大值为7.44
土壤质地	壤土	4	0.1	本次理化性质调查

经计算，本项目土壤盐化综合评分分值为 2.9 分。

土壤盐化预测结果见表 6.2-31。

表 6.2-31 土壤盐化预测结果表

土壤盐化综合评分值（Sa）	Sa＜1	1≤Sa＜2	2≤Sa＜3	3≤Sa＜4.5	Sa≥4.5
土壤盐化综合评分预测结果	未盐化	轻度盐化	中度盐化	重度盐化	极重度盐化

根据上表，通过计算本项目的土壤盐化综合评分值（Sa）值为 2.9 分，因此，本项目所在区域土壤盐化综合评分预测结果为中度盐化。

（3）运行期采出水回注等对土壤环境的影响

根据工程分析，本项目依托的采出水回注井回注层位为油层，该层位与项目区具有供水意义的白垩系洛河含水岩组及第四系黄土含水层底界之间存在地层封隔，且按照油藏形成和赋存的地质构造条件，油层与含水层之间不存在水力联系，因而，从注水层位及回注层地质构造分析，在正常的油田开发过程中，采出水回注基本不会对地下水的水位产生影响。

通过上述分析可知本项目的运行不会导致项目区土壤盐化的加剧。

6.2.6.4 土壤环境影响评价自查表

表 6.2-32　土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况				备注
影响识别	影响类型	污染影响型√；生态影响型□；两种兼有□				
	土地利用类型	建设用地□；农用地√；未利用地√				
	占地规模	（8.06）hm^2				
	敏感目标信息	敏感目标（/ ）、方位（/ ）、距离（/ ）				
	影响途径	大气沉降□；地面漫流□；垂直入渗√；地下水位□；其他（/）				
	全部污染物	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				
	特征因子	石油烃				
	所属土壤环境影响评价项目类别	I类☑；II类☑；III类□；IV类□				
	敏感程度	敏感☑；较敏感□；不敏感□				
评价工作等级		一级☑；二级☑；三级□				
现状调查内容	资料收集	a）□；b）□；c）□；d）□				
	理化特性	见附件				同附录 C
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	点位布置图
		表层样点数	2	4	0~0.2m	
		柱状样点数	5	/	0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3.0m	
	现状监测因子	GB36600-2018基本因子45项、GB15618-2018基本因子8项、pH、石油烃				
现状评价	评价因子	GB36600-2018基本因子45项、GB15618-2018基本因子8项、pH、石油烃				
	评价标准	GB 15618√；GB 36600√；表 D.1□；表 D.2□；其他（GB36600-2018）				
	现状评价结论	达标				
影响预测	预测因子	石油烃				
	预测方法	附录 E√；附录 F□；其他（　　）				
	预测分析内容	影响范围（最大运移地下26.8m） 影响程度（较轻）				

<table>
<tr><td colspan="2">工作内容</td><td colspan="3">完成情况</td><td>备注</td></tr>
<tr><td></td><td>预测结论</td><td colspan="3">达标结论：a）□；b）□；c）√
不达标结论：a）□；b）□</td><td></td></tr>
<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>2 个</td><td>石油类、石油烃（C_6～C_9）、石油烃（C_{10}～C_{40}）、砷、六价铬</td><td>表层土每年一次，深层土 3 年一次</td></tr>
<tr><td>信息公开指标</td><td colspan="3">土壤环境影响可接受</td></tr>
<tr><td colspan="2">评价结论</td><td colspan="3">项目所在区域土壤环境质量达标</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="6">注 1：“□”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。
注 2：需要分别开展土壤环境影响评级工作的，分别填写自查表。</td></tr>
</table>

6.3 退役期环境影响分析

6.3.1 退役期生态环境影响

油田退役期并非所有油水井都同时关闭，而是将产能低或者无开采价值的油井陆续关闭，直到将所有井关闭。退役期，一般地下设施保留不动，地面部分如采油井架、水泥台、电线杆等将拆除。但评价认为退役期，若不采取有效的生态保护措施，管道中残存的少量原油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少量原油，将生态环境影响降低到最低限度。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。

6.3.2 退役期地下水环境影响

建设项目退役期之后进行封井处理，采用分段封井工艺。

（1）分段封井工艺的环境可行性

通过采用分段封井工艺在油气层和水层分层打入水泥塞，将油层及含水层限制在各自的层段里，阻止各层段之间的井内窜流，达到保护含水层的目的。根据收集资料，吉林油田公司扶余采油厂通过采取分段封井工艺处理的废弃井累计 230 口，并通过全封重射井的验证说明，分段封井处置工艺技术能够达到层间有效封堵、不窜的效果，具有良好的封井效果。

同常规全井段打水泥塞封井相比较，分段打水泥塞封井存在以下优点：

①可彻底封堵油水层，由于对油水层段采取挤封，可确保封堵后不会再有地层流体溢出，彻底封堵死油水层；

②分段打水泥塞，可对指定封堵层段进行压差检验。若封堵层段压差检查不合格，可重新打水泥塞对该段进行封堵，而全井段打水泥塞无法进行分段压差检验；

③用生石灰、石子等进行填充，填充物效果好。随着时间延续，生石灰会胶结成块更加致密，能起到较好的封堵效果。

（2）报废油井封井后的环境影响

油、水井退役后全部进行封井，阻止各层段之间的井内窜流，达到保护含水层的目的，可有效阻隔油层中含油地下水与上部其他含水层之间的水力联系，井区内的含水层均不再受石油开采的影响。

6.3.3 退役期其他环境影响

油田开发进入退役期后，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、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、井场清理等，将会产生少量扬尘和固体废物。在闭井施工作业中应注意采取降尘措施，文明施工，尽可能降低对周边大气环境的影响，对于地面设施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。

7 生态环境影响评价

7.1 调查方法与调查范围

7.1.1 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》、《靖边县志》、《志丹县志》、《吴起县志》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水土侵

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。

7.1.2 调查范围

本项目生态环境影响评价范围如下：井场边界周围 50m 的区域；集输管线中心线两侧外延 300m 的区域。经计算，本项目评价范围面积约 51.09m^2。

7.2 生态环境现状调查与评价

7.2.1 生态系统调查

评价区所在区域包含以下生态系统类型：森林生态系统、灌丛生态系统、草地生态系统、湿地生态系统、农田生态系统、城镇生态系统。生态系统遥感解译特征见表 7.2-1。评价区 2025 年生态系统类型面积统计见表 7.2-2。

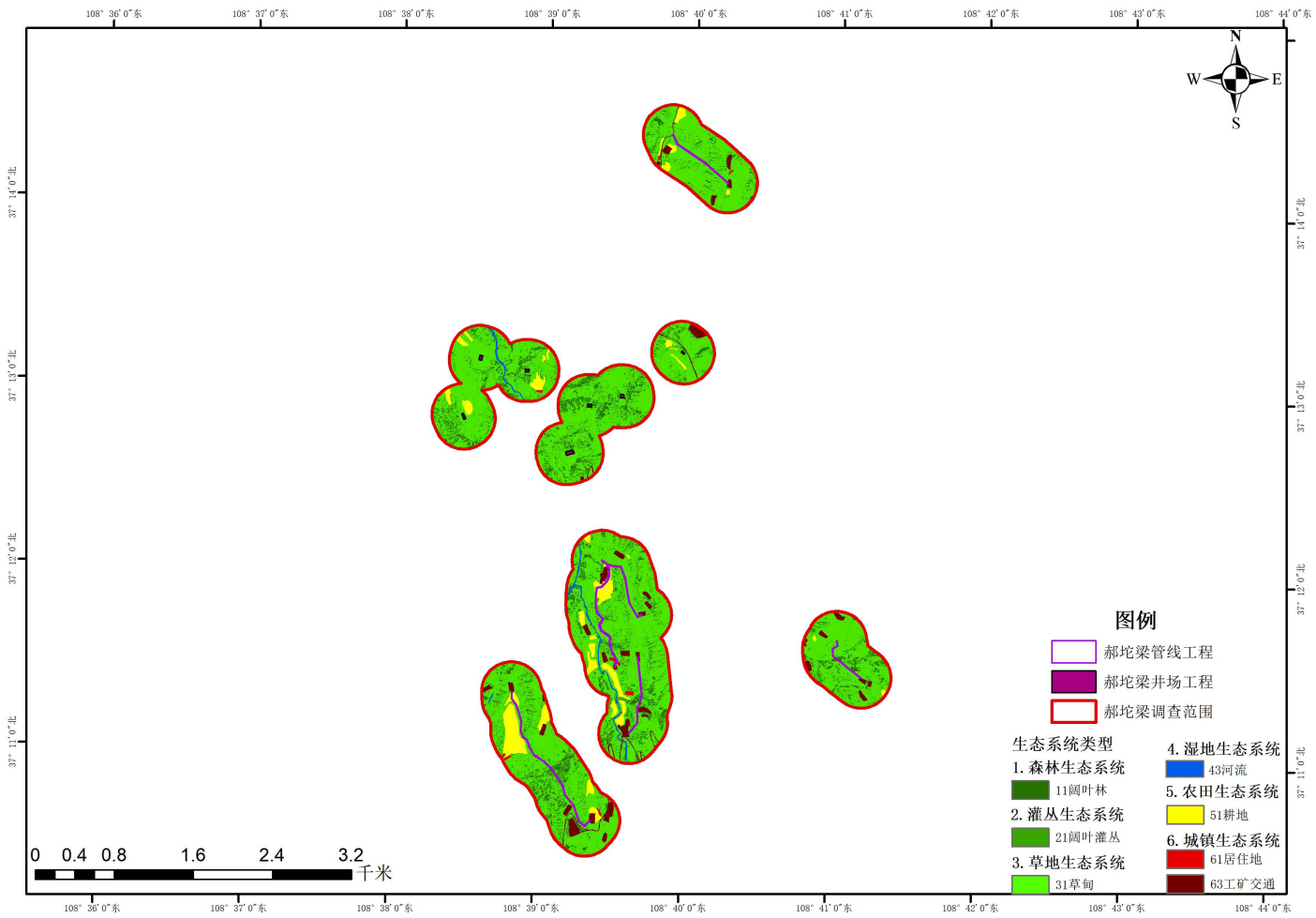
表 7.2-1 生态系统类型及特征

生态系统类型	编号	遥感影像特征
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	遥感影像呈深蓝色色彩，色彩均匀，不同区域宽窄不一。
农田生态系统	51耕地	呈遥感影象上呈黄色斑块，条块状分布于覆沙黄土梁上，单个条块色彩均一，表面光滑。
城镇生态系统	61居住地	呈深红色色彩，形态较清晰
	63工矿交通	呈棕色色彩，形态较清晰

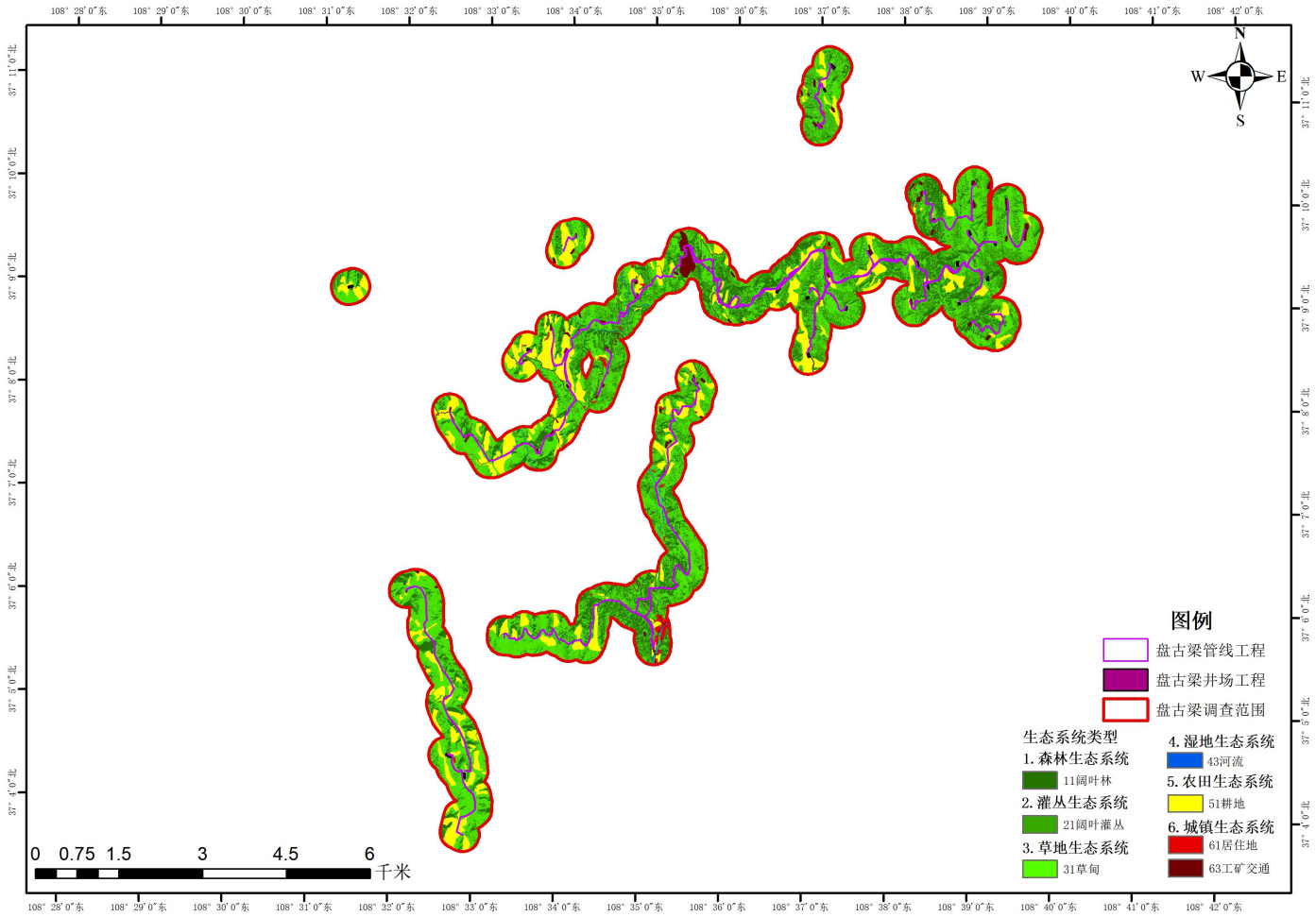
表 7.2-2 评价区生态系统类型统计表

序号	生态系统类型	2025年	
		面积（m^2）	比例（%）
1	森林生态系统	12062845.35	23.61
2	灌丛生态系统	7083984.67	13.86
3	草地生态系统	23854373.36	46.69
4	湿地生态系统	6323811.22	12.38
5	农田生态系统	93094.33	0.18
6	城镇生态系统	1675264.07	3.28
7	合计	51093372.99	100.00

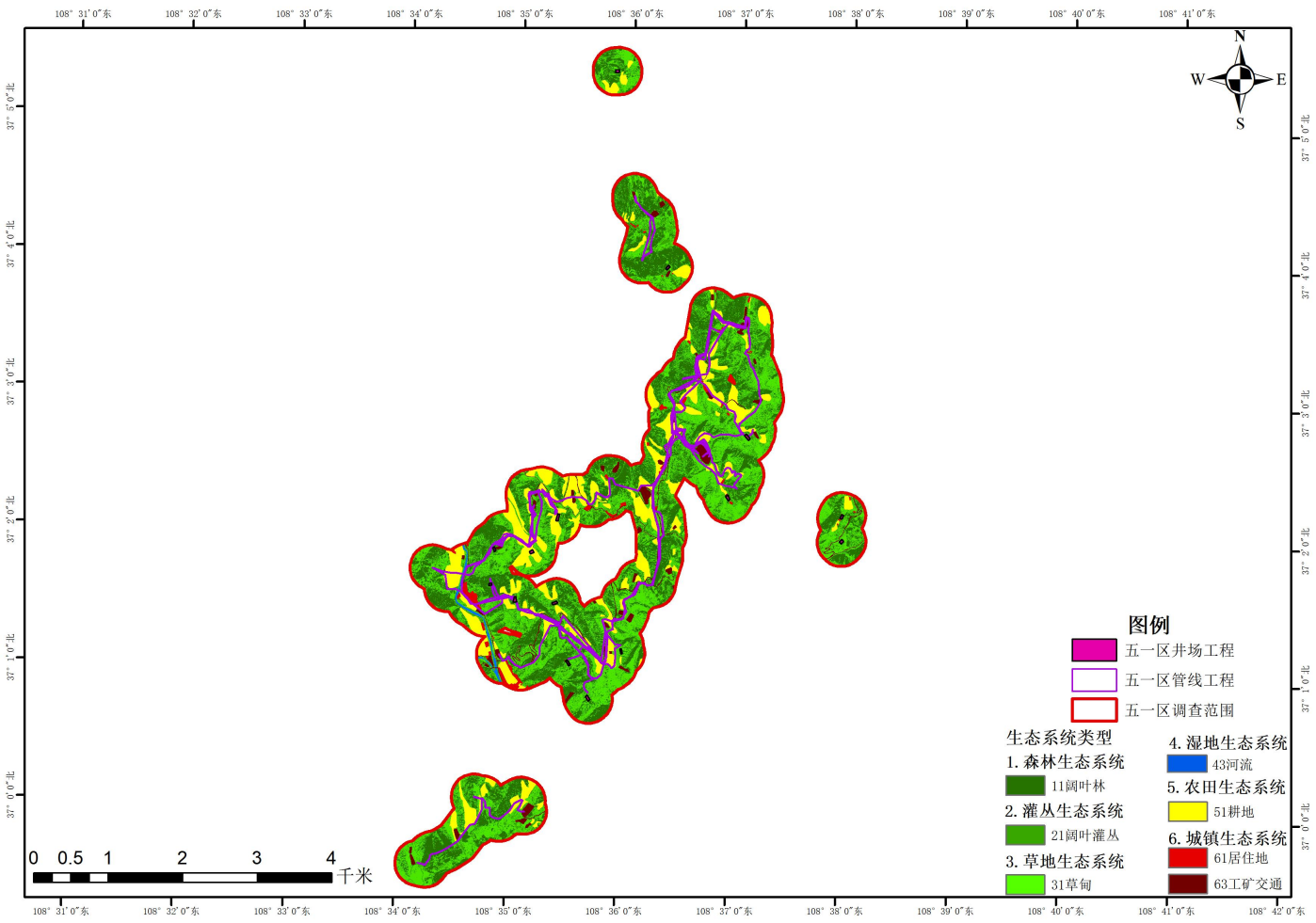
根据调查结果，本项目评价范围内草地生态系统广泛分布，占评价区面积的 46.69%；其次为森林生态系统、灌丛生态系统，分别占评价区面积的 23.61%、13.86%。


108° 36′ 0″东
108° 37′ 0″东
108° 38′ 0″东
108° 39′ 0″东
108° 40′ 0″东
108° 41′ 0″东
108° 42′ 0″东
108° 43′ 0″东
108° 44′ 0″东
37° 14′ 0″北
37° 13′ 0″北
37° 12′ 0″北
37° 11′ 0″北
N
W
E
S
图例
郝坨梁管线工程
郝坨梁井场工程
郝坨梁调查范围
生态系统类型
1. 森林生态系统
11阔叶林
2. 灌丛生态系统
21阔叶灌丛
3. 草地生态系统
31草甸
4. 湿地生态系统
43河流
5. 农田生态系统
51耕地
6. 城镇生态系统
61居住地
63工矿交通
0 0.4 0.8 1.6 2.4 3.2
千米

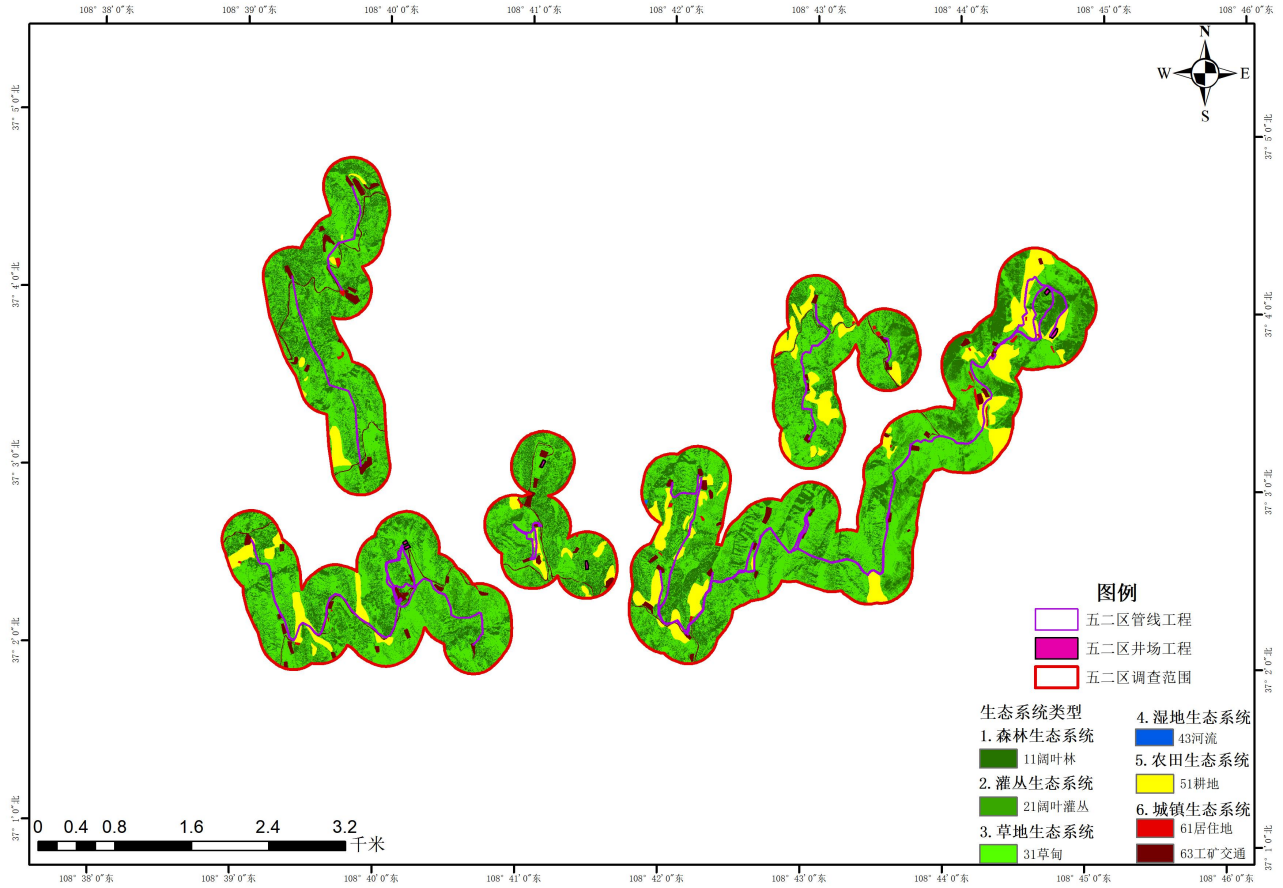
郝驼梁作业区


N
W
E
S
图例
盘古梁管线工程
盘古梁井场工程
盘古梁调查范围
生态系统类型
1. 森林生态系统
11阔叶林
2. 灌丛生态系统
21阔叶灌丛
3. 草地生态系统
31草甸
4. 湿地生态系统
43河流
5. 农田生态系统
51耕地
6. 城镇生态系统
61居住地
63工矿交通
0 0.75 1.5 3 4.5 6
千米

盘古梁作业区


N
W
E
S
图例
五一区井场工程
五一区管线工程
五一区调查范围
生态系统类型
1. 森林生态系统
11阔叶林
2. 灌丛生态系统
21阔叶灌丛
3. 草地生态系统
31草甸
4. 湿地生态系统
43河流
5. 农田生态系统
51耕地
6. 城镇生态系统
61居住地
63工矿交通
0 0.5 1 2 3 4
千米

五里湾第一采油作业区



五里湾第二采油作业区

图 7.2-1　评价区生态系统类型分布现状

7.2.2 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 7.2-3。评价区 2025 年度土地利用现状类型面积统计见表 7.2-4。

表 7.2-3 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
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
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。
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。
林地	呈深绿色彩，条带状分布，形态规则。
灌木林地	呈绿色斑块，形态规则。
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。
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。
河流水面	呈蓝色色彩，条带状分布，形态不规则。

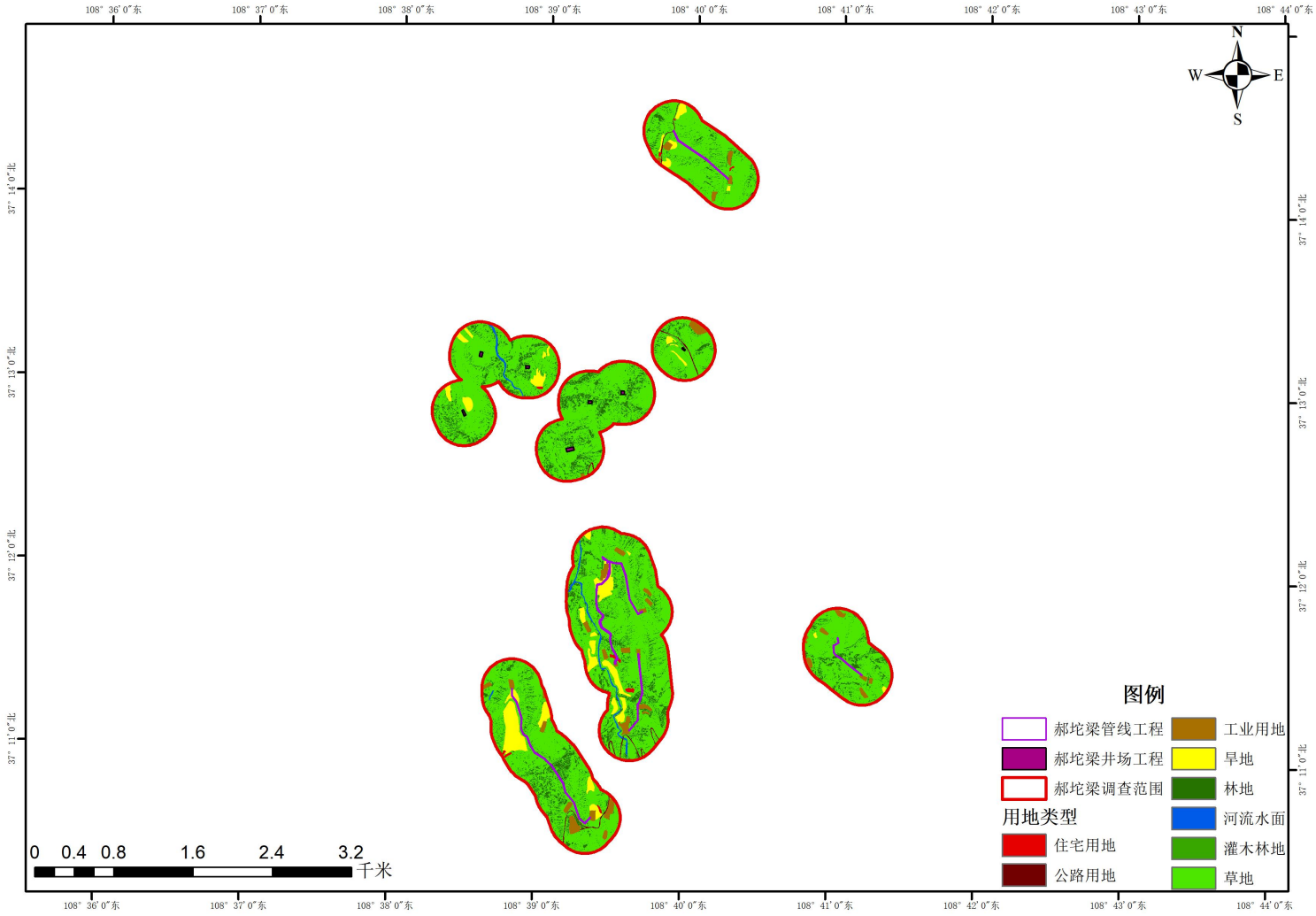
（2）评价区 2025 年各类土地利用现状类型面积统计

评价区 2025 年各类土地利用现状类型面积统计情况见表 7.2-4。

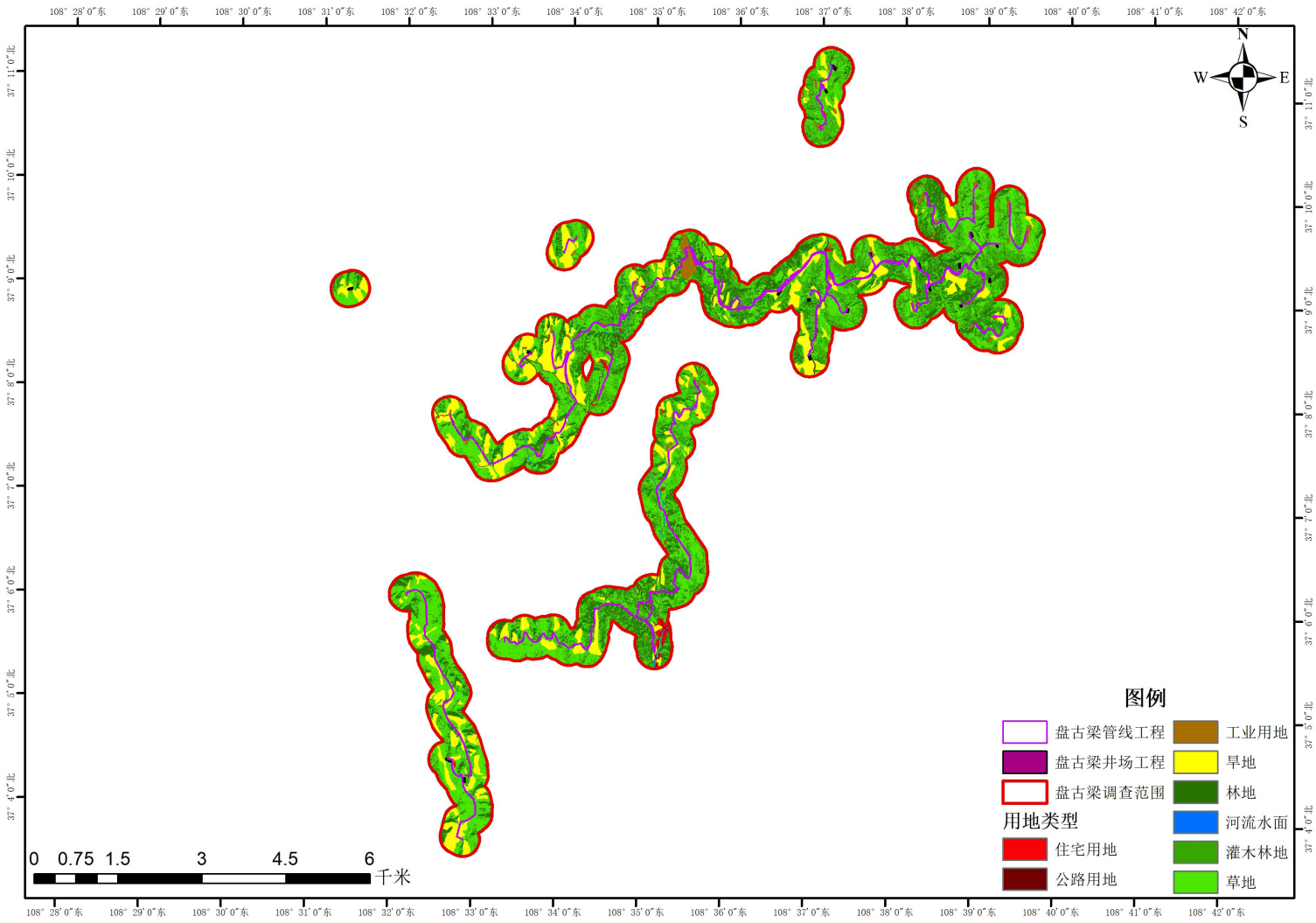
表 7.2-4 评价区土地利用类型统计表

序号	地类名称/土地利用类型	2025年	
		面积(m^2)	比例
1	工业用地	990942.38	1.94
2	旱地	6323811.22	12.38
3	公路用地	399306.79	0.78
4	住宅用地	285014.90	0.56
5	林地	12062845.35	23.61
6	灌木林地	7083984.67	13.86
7	草地	23854373.36	46.69
8	河流水面	93094.33	0.18
合并		51093372.99	100.00

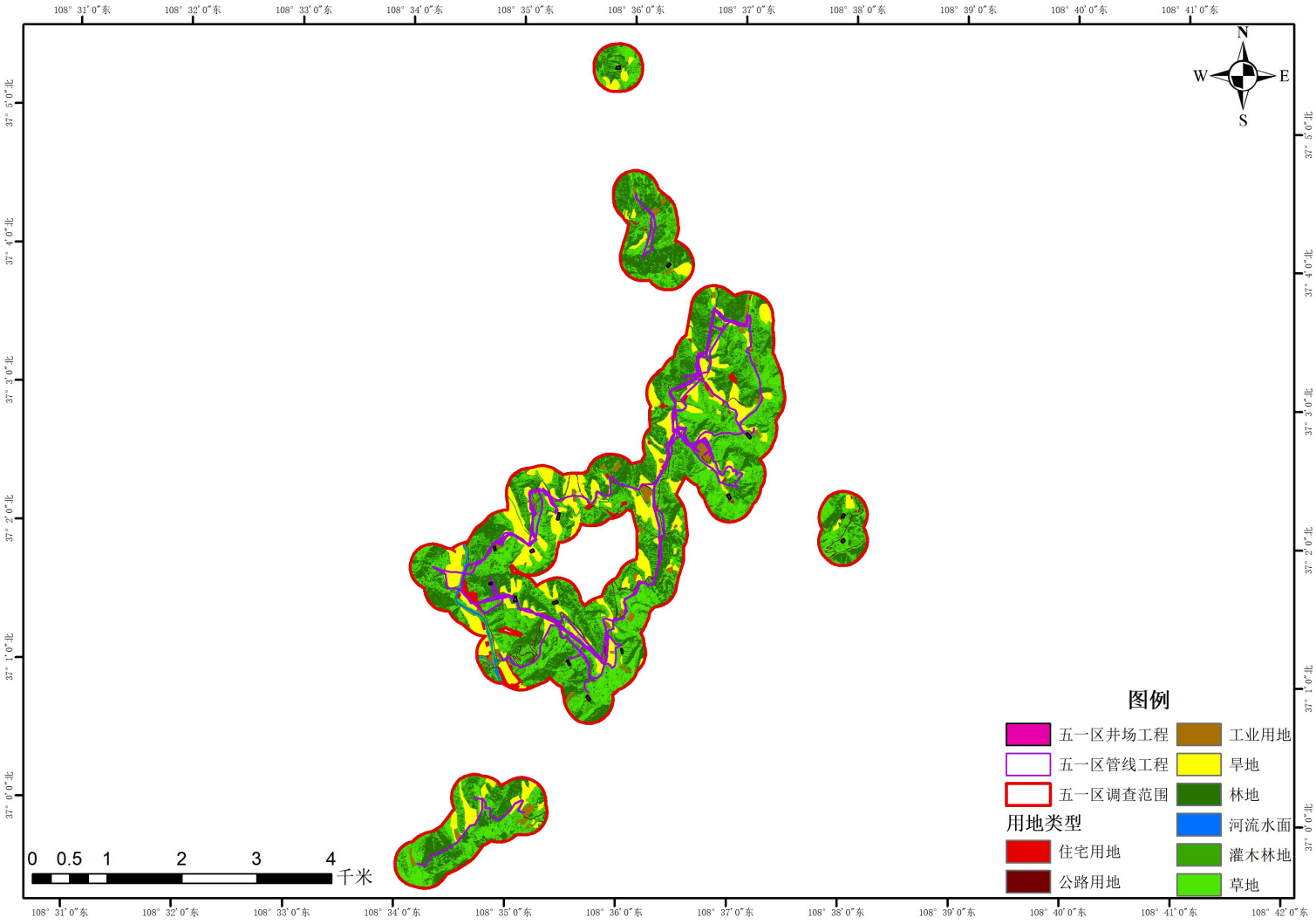
本项目评价范围内草地广泛分布，占评价区面积的 41.02%；其次为旱地、林地，分别占评价区面积的 17.24%、16.19%。


108° 36′ 0″东
108° 37′ 0″东
108° 38′ 0″东
108° 39′ 0″东
108° 40′ 0″东
108° 41′ 0″东
108° 42′ 0″东
108° 43′ 0″东
108° 44′ 0″东
37° 14′ 0″北
37° 13′ 0″北
37° 12′ 0″北
37° 11′ 0″北
N
W
E
S
0 0.4 0.8 1.6 2.4 3.2
千米
图例
郝坨梁管线工程
郝坨梁井场工程
郝坨梁调查范围
用地类型
住宅用地
公路用地
工业用地
旱地
林地
河流水面
灌木林地
草地

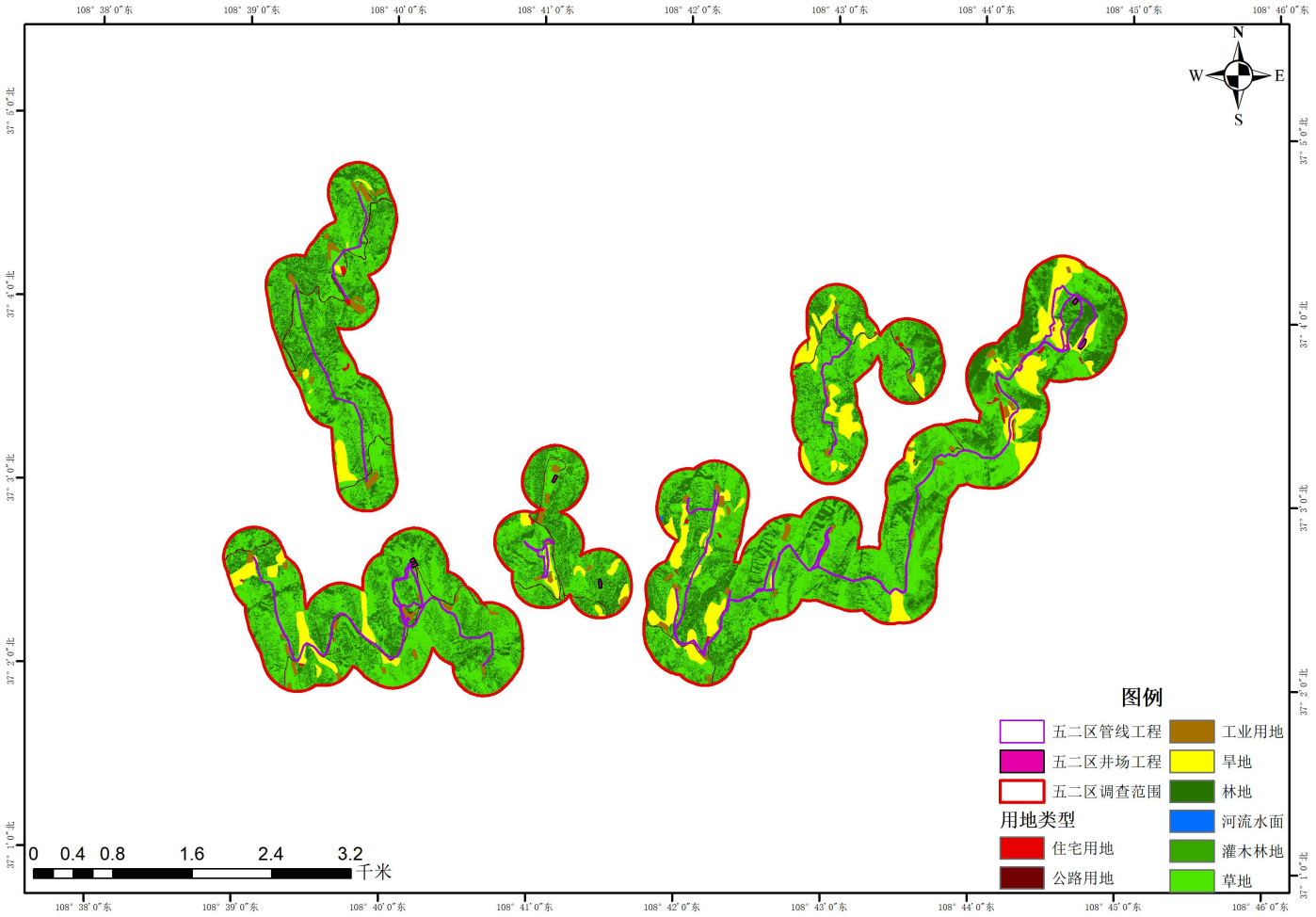
郝驼梁作业区


N
W
E
S
图例
盘古梁管线工程
盘古梁井场工程
盘古梁调查范围
用地类型
住宅用地
公路用地
工业用地
旱地
林地
河流水面
灌木林地
草地
0 0.75 1.5 3 4.5 6
千米

盘古梁作业区


N
W
E
S
图例
五一区井场工程
五一区管线工程
五一区调查范围
用地类型
住宅用地
公路用地
工业用地
旱地
林地
河流水面
灌木林地
草地
0 0.5 1 2 3 4
千米

五里湾第一采油作业区



五里湾第二采油作业区

图 7.2-2　评价区土地利用类型分布现状

7.2.3 土壤侵蚀调查

（1）土壤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 7.2-5，土壤侵蚀类型与强度及遥感影像特征见表 7.2-6，评价区 2024 年度土壤风力侵蚀面积统计见表 7.2-7。

表 7.2-5 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 7.2-6 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）	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

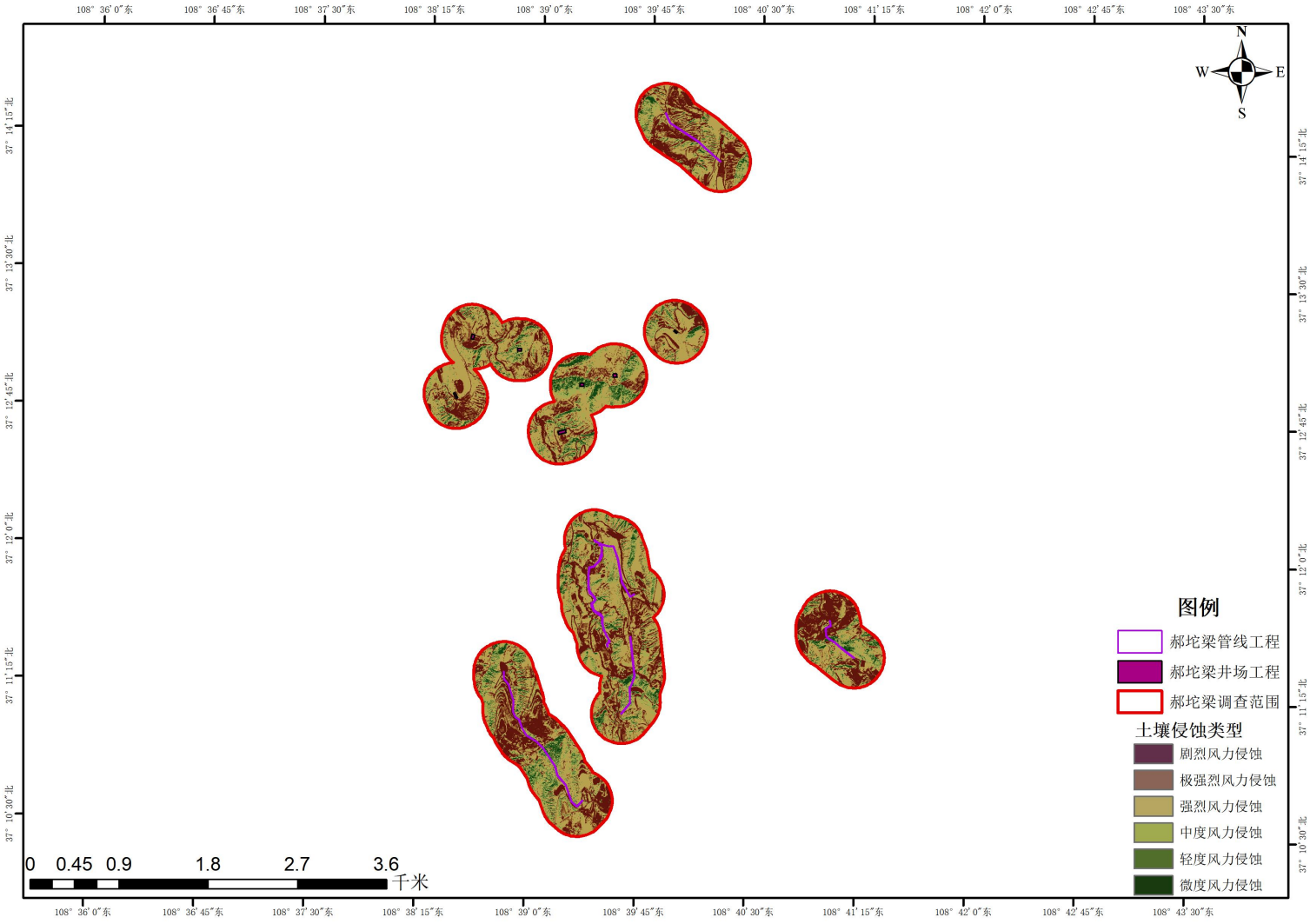
评价区 2025 年土壤侵蚀类型与强度面积统计情况见表 7.2-7。

表 7.2-7 评价区年土壤侵蚀类型与强度面积统计表

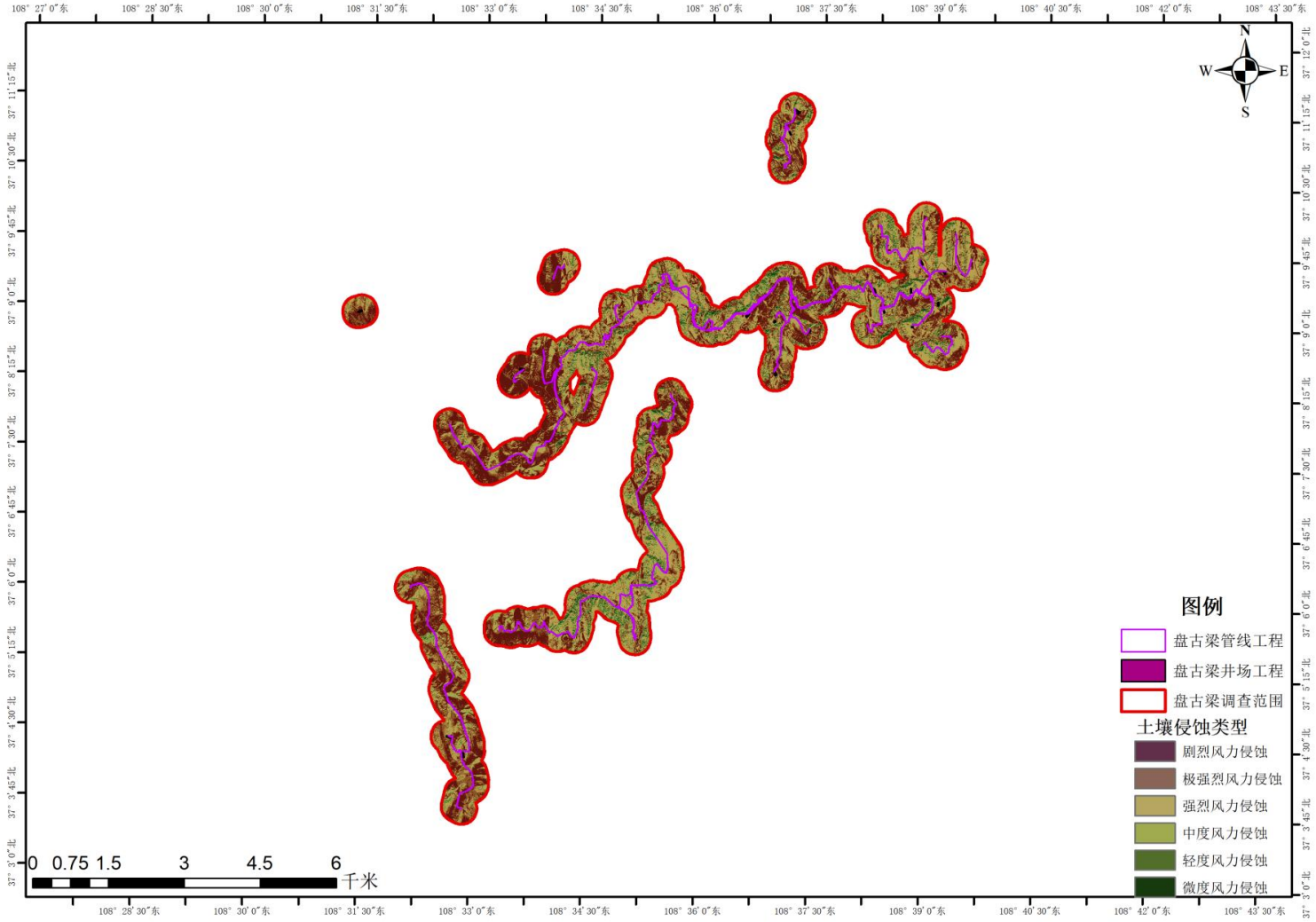
序号	土壤侵蚀强度	2025年	
		面积（m^2）	比例（%）
1	剧烈风力侵蚀	13745121.23	26.90
2	极强烈风力侵蚀	8027134.45	15.71
3	强烈风力侵蚀	19526395.86	38.22
4	中度风力侵蚀	4934434.16	9.66

5	轻度风力侵蚀	1655333.59	3.24
6	微度风力侵蚀	3204953.72	6.27
7	合计	51093372.99	100.00

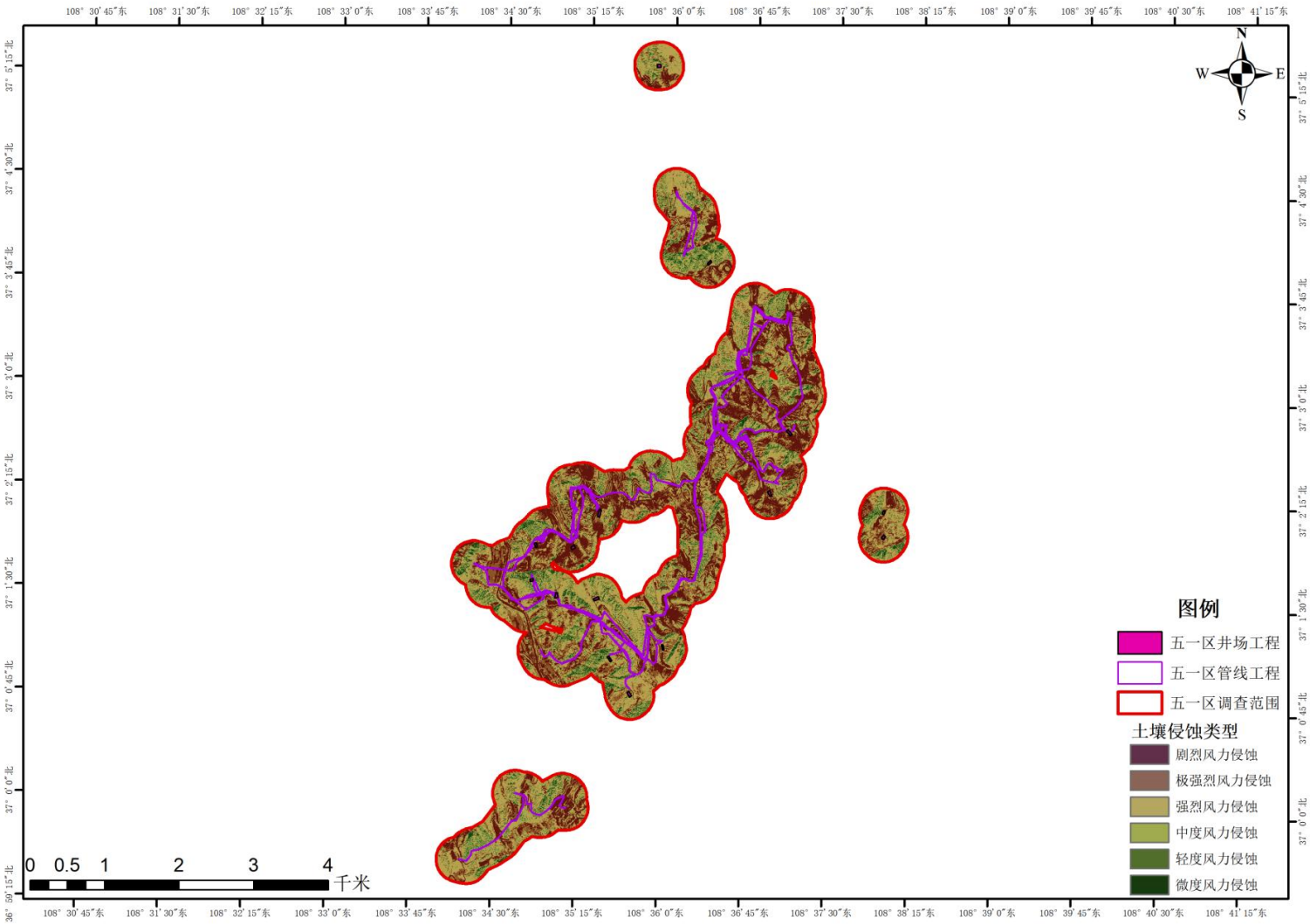
本项目评价范围内强烈风力侵蚀为主，占评价区面积的 38.22%；其次为剧烈风力侵蚀、极强烈风力侵蚀，分别占评价区面积的 26.90%、15.71%。


108° 36′ 0″东
108° 36′ 45″东
108° 37′ 30″东
108° 38′ 15″东
108° 39′ 0″东
108° 39′ 45″东
108° 40′ 30″东
108° 41′ 15″东
108° 42′ 0″东
108° 42′ 45″东
108° 43′ 30″东
37° 14′ 15″北
37° 13′ 30″北
37° 12′ 45″北
37° 12′ 0″北
37° 11′ 15″北
37° 10′ 30″北
N
W
E
S
0 0.45 0.9 1.8 2.7 3.6
千米
图例
郝坨梁管线工程
郝坨梁井场工程
郝坨梁调查范围
土壤侵蚀类型
剧烈风力侵蚀
极强烈风力侵蚀
强烈风力侵蚀
中度风力侵蚀
轻度风力侵蚀
微度风力侵蚀

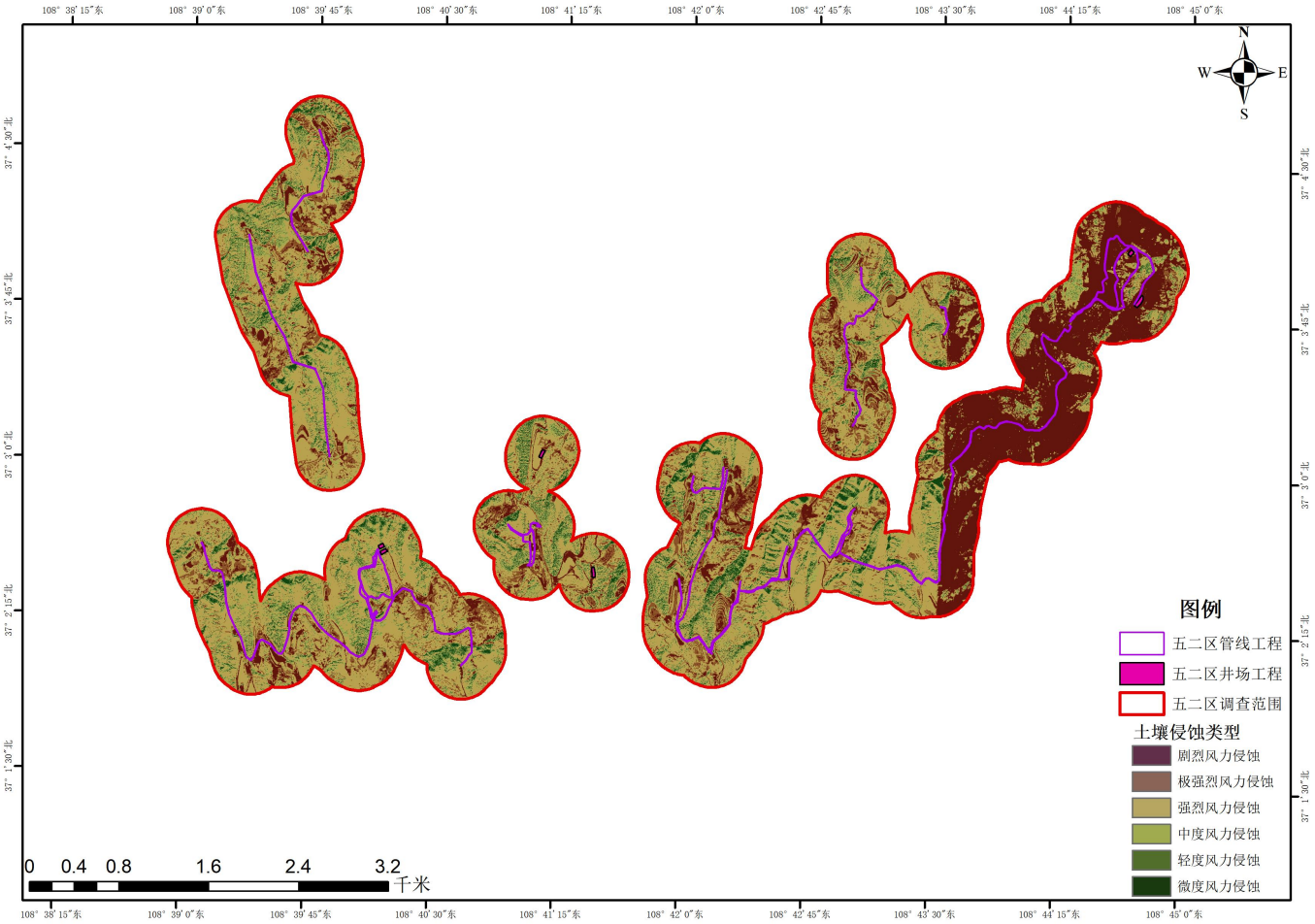
郝驼梁作业区


N
W
E
S
图例
盘古梁管线工程
盘古梁井场工程
盘古梁调查范围
土壤侵蚀类型
剧烈风力侵蚀
极强烈风力侵蚀
强烈风力侵蚀
中度风力侵蚀
轻度风力侵蚀
微度风力侵蚀
0 0.75 1.5 3 4.5 6
千米

盘古梁作业区


N
W
E
S
图例
五一区井场工程
五一区管线工程
五一区调查范围
土壤侵蚀类型
剧烈风力侵蚀
极强烈风力侵蚀
强烈风力侵蚀
中度风力侵蚀
轻度风力侵蚀
微度风力侵蚀
0 0.5 1 2 3 4
千米

五里湾第一采油作业区



五里湾第二采油作业区

图 7.2-3　评价区土壤侵蚀分布现状

7.2.4 陆生植物资源现状与评价

7.2.4.1 植被区划

根据雷明德（1999）《陕西植被》有关陕西植被区划系统，陕西省划分为3个植被区域、4 个植被地带、8 个植被区和 30 个植被小区。本项目属于温带半干旱大陆性气候，植被类型属于森林草原区，本区位于 $IA_{2(7)}$ 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。

7.2.4.2 评价区主要植被类型

（1）植被类型分类系统与遥感影像特征

评价区位于陕北高原，属温带草原分布区，区内主要以沙生草丛和灌木为主，局部零星分布乔木林地，植被主要有长茅草、沙蒿、柠条、旱柳等。农业植被主要为小麦、玉米、谷类。灌草丛与农田混杂分布，据此将评价区的植被类型分为草原、灌丛、乔木林和栽培植被四类，植被类型的遥感影像特征见表 7.2-8，评价区 2025 年植被类型面积统计情况见表 7.2-9。

表 7.2-8 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	遥感影象上呈黄色斑块，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。

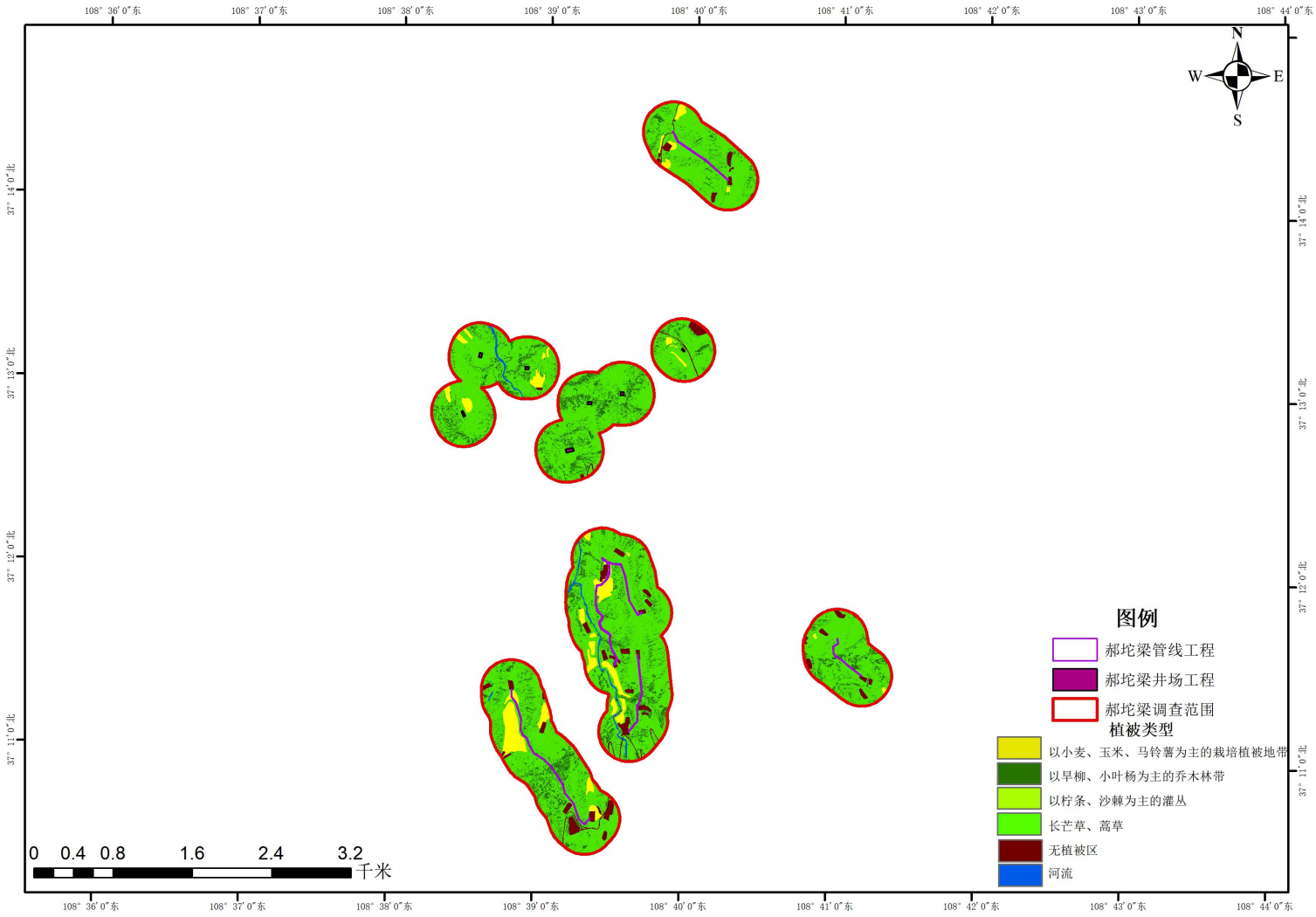
（2）评价区 2025 年植被类型面积统计

评价区 2025 年植被类型面积统计情况见表 7.2-9。

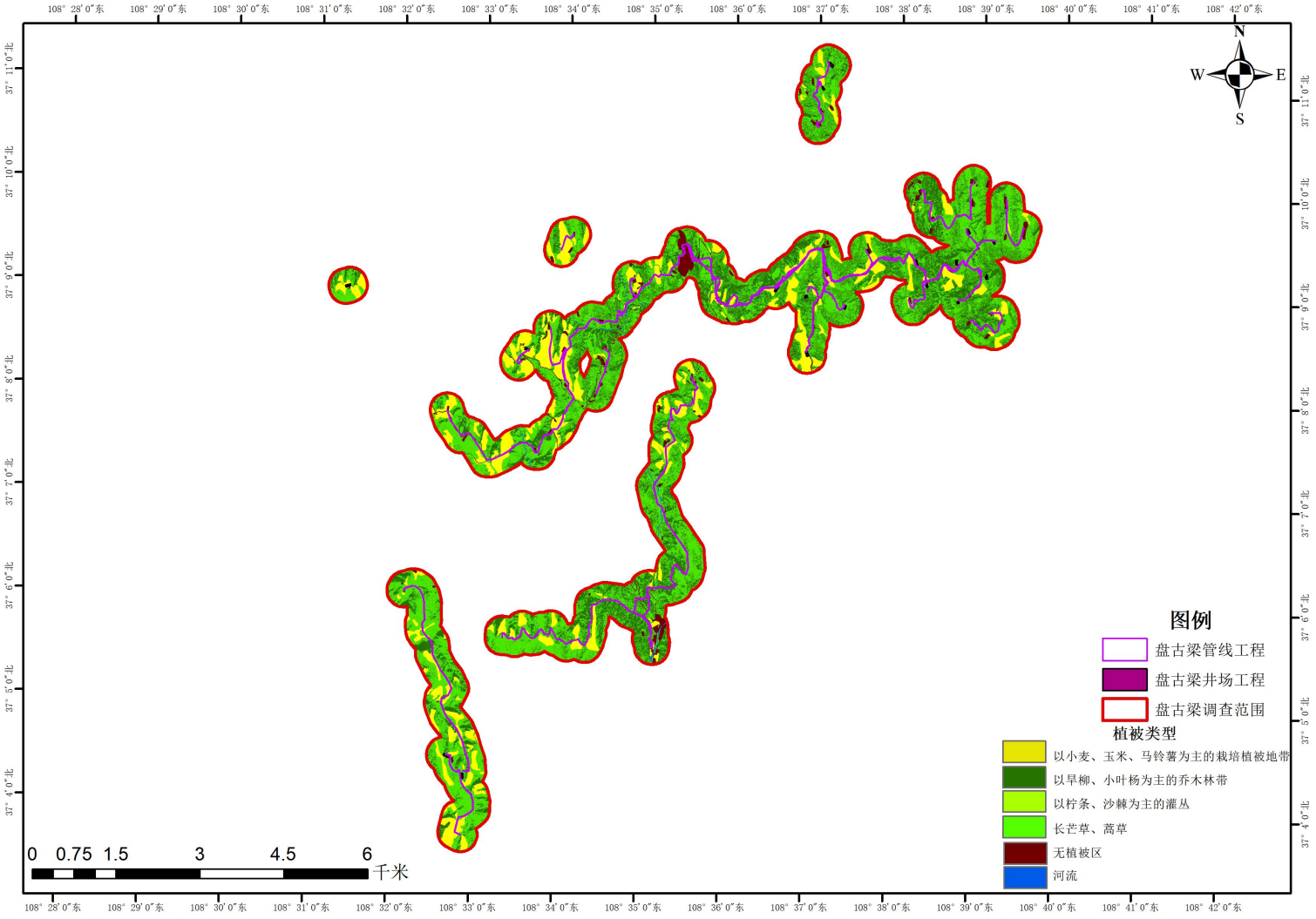
表 7.2-9 评价区植被类型面积统计表

序号	植被类型		2025年	
	植被类型	群系	面积m^2	比例%
1	草原	长芒草、蒿草类	23854373.36	46.69
2	乔木林地	以旱柳、小叶杨为主的乔木林带	12062845.35	23.61
3	灌丛	以柠条、沙棘为主的灌丛	7083984.67	13.86
4	栽培植被	以春小麦、玉米、马铃薯为主的栽培植被地带	6323811.22	12.38
5	无植被地带		1675264.07	3.28
6	河流水面		93094.33	0.18
合计			51093372.99	100.00

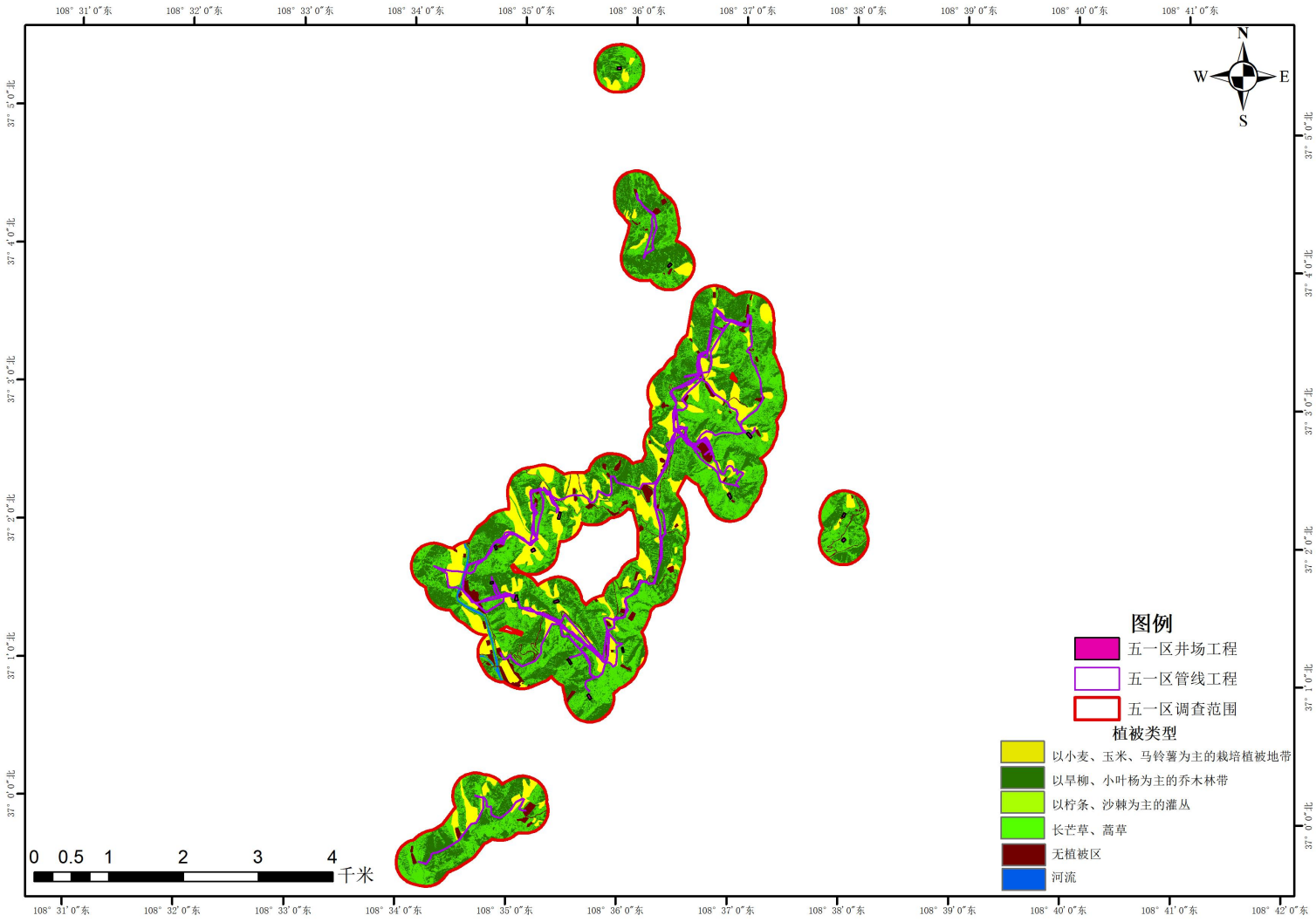
本项目评价范围内植被类型主要为草原和乔木林地，分别占评价区面积的 46.69%、23.61%。


108° 36′ 0″东
108° 37′ 0″东
108° 38′ 0″东
108° 39′ 0″东
108° 40′ 0″东
108° 41′ 0″东
108° 42′ 0″东
108° 43′ 0″东
108° 44′ 0″东
37° 14′ 0″北
37° 13′ 0″北
37° 12′ 0″北
37° 11′ 0″北
N
W
E
S
0 0.4 0.8 1.6 2.4 3.2
千米
图例
郝坨梁管线工程
郝坨梁井场工程
郝坨梁调查范围
植被类型
以小麦、玉米、马铃薯为主的栽培植被地带
以旱柳、小叶杨为主的乔木林带
以柠条、沙棘为主的灌丛
长芒草、蒿草
无植被区
河流

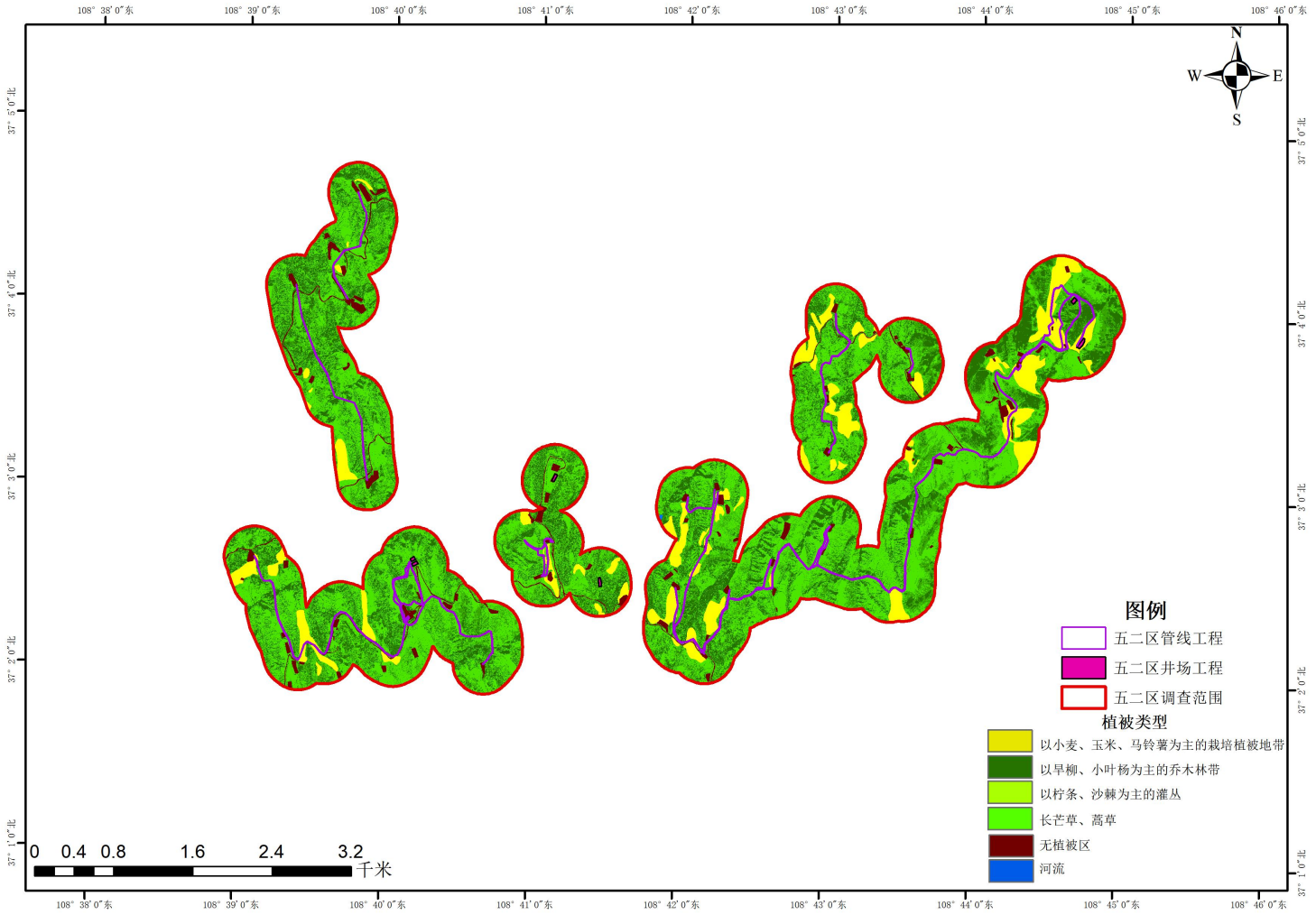
郝驼梁作业区


N
W
E
S
图例
盘古梁管线工程
盘古梁井场工程
盘古梁调查范围
植被类型
以小麦、玉米、马铃薯为主的栽培植被地带
以旱柳、小叶杨为主的乔木林带
以柠条、沙棘为主的灌丛
长芒草、蒿草
无植被区
河流
0 0.75 1.5 3 4.5 6
千米

盘古梁作业区


N
W
E
S
图例
五一区井场工程
五一区管线工程
五一区调查范围
植被类型
以小麦、玉米、马铃薯为主的栽培植被地带
以旱柳、小叶杨为主的乔木林带
以柠条、沙棘为主的灌丛
长芒草、蒿草
无植被区
河流
0 0.5 1 2 3 4
千米

五里湾第一采油作业区



五里湾第二采油作业区

图 7.2-3　评价区植被类型分布现状

7.2.4.3 评价区植被覆盖度

（1）植被覆盖度分类系统与遥感影像特征

植被覆盖度指森林、草地、灌丛、农业植被等在地面的垂直投影面积占统计区总面积的百分比。本区域内植被覆盖度的调查利用遥感估算的方法，通过NDVI指数进行计算，并根据NDVI指数值通过等间隔断裂法，将植被覆盖度分为极低覆盖度、低覆盖度、中低覆盖度、中覆盖度、中高覆盖度、高覆盖度等六类。植被覆盖度类型遥感解译影像特征见表 7.2-10，评价区 2025 年度植被覆盖度类型面积统计见表 7.2-11。

表 7.2-10 植被覆盖度类型遥感解译影像特征

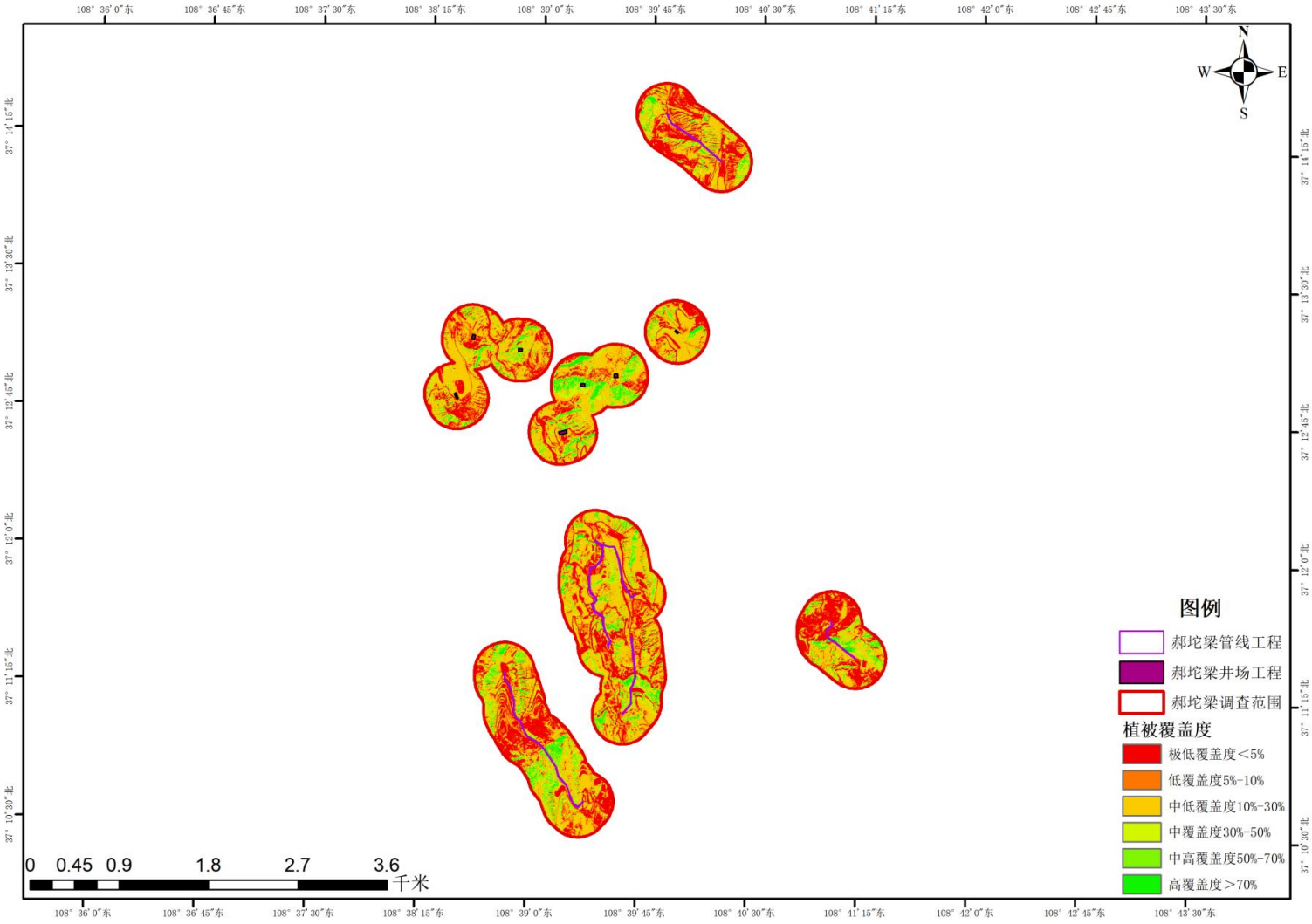
植被覆盖度类型	覆盖度（%）	遥感影像特征
极低覆盖度	＜5	呈深红色，色调较深，不规则块状分布，解译标志明显。
低覆盖度	5~10	呈红色，色调较浅，不规则块状分布，解译标志明显。
中低覆盖度	10～30	呈浅橙色，有明显连续沙状颗粒，中等色调，不规则片状分布，解译标志明显。
中覆盖度	30～50	呈暗绿色色彩且部分含沙状颗粒，色调较浅，不规则片状分布，解译标志明显。
中高覆盖度	50～70	呈绿色，无连续沙状颗粒，色调较深，不规则块状分布，解译标志明显。
高覆盖度	＞70	呈深绿色，色彩均匀，色调较深，无沙状颗粒，不规则块状分布，解译标志明显。

（2）评价区 2025 年植被覆盖度面积统计

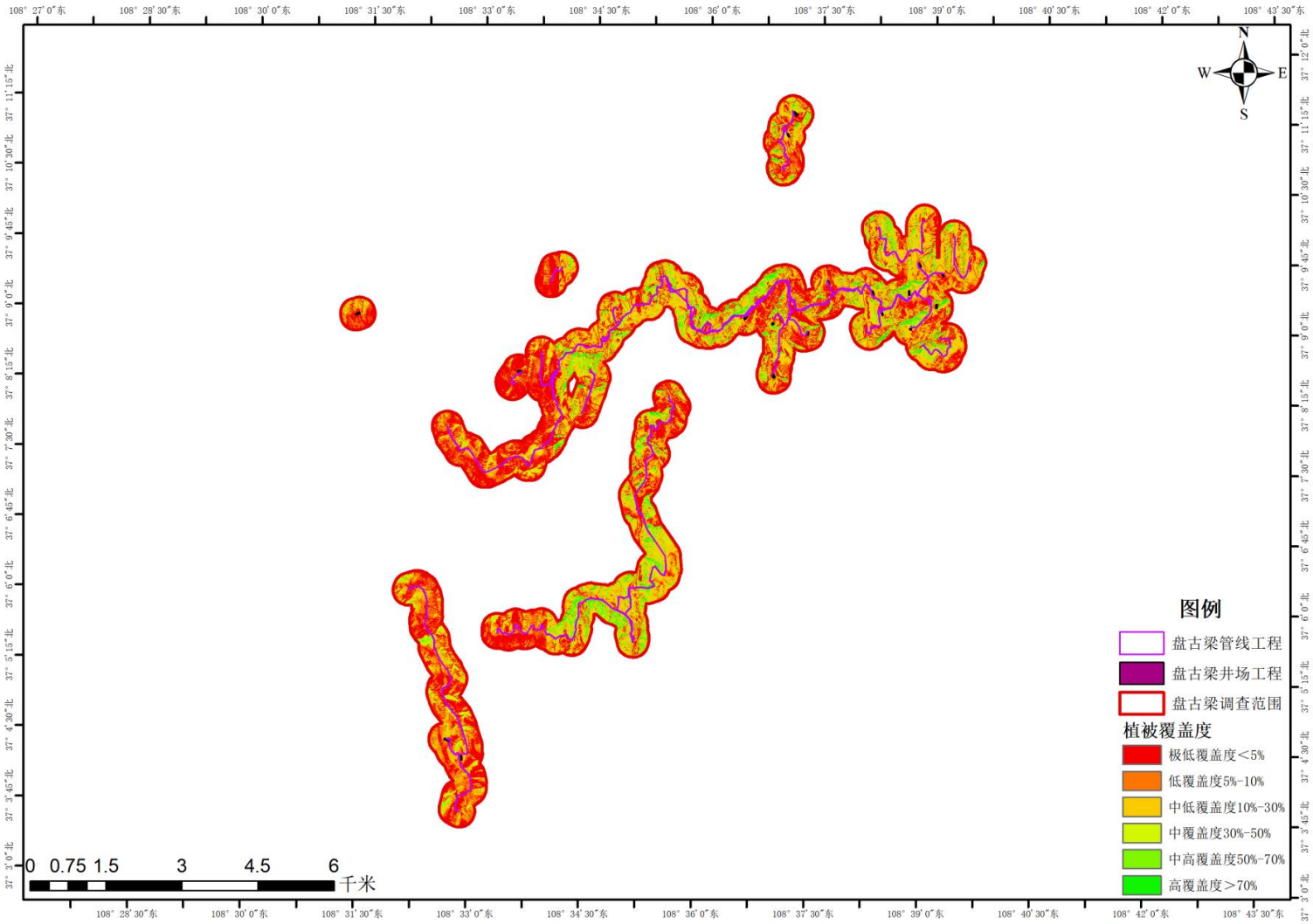
评价区 2025 年植被覆盖度面积统计情况见表 7.2-11。

表 7.2-11 评价区植被覆盖度面积统计表

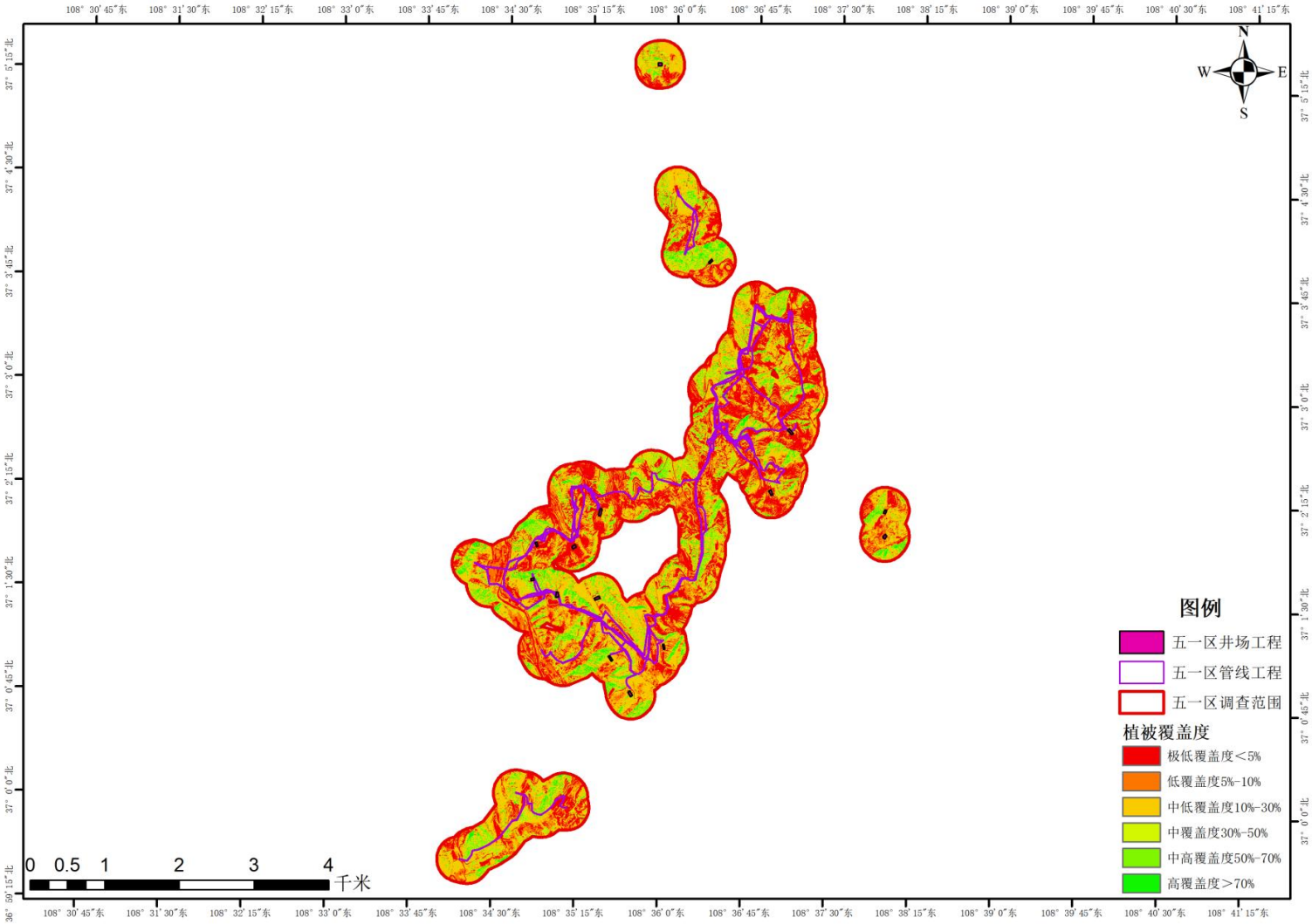
序号	植被覆盖度	2025年	
		面积(m^2)	比例%
1	极低覆盖度<5%	13745121.23	26.90
2	低覆盖度（5%＜10%）	8027134.45	15.71
3	中低覆盖度（10%~30%）	19526395.86	38.22
4	中覆盖度（30%~50%）	4934434.16	9.66
5	中高覆盖度（50%~70%）	1655333.59	3.24
6	高覆盖度（＞70%）	3204953.72	6.27
总计		51093372.99	100.00


108° 36′ 0″东
108° 36′ 45″东
108° 37′ 30″东
108° 38′ 15″东
108° 39′ 0″东
108° 39′ 45″东
108° 40′ 30″东
108° 41′ 15″东
108° 42′ 0″东
108° 42′ 45″东
108° 43′ 30″东
37° 14′ 15″北
37° 13′ 30″北
37° 12′ 45″北
37° 12′ 0″北
37° 11′ 15″北
37° 10′ 30″北
N
W
E
S
图例
郝坨梁管线工程
郝坨梁井场工程
郝坨梁调查范围
植被覆盖度
极低覆盖度＜5%
低覆盖度5%-10%
中低覆盖度10%-30%
中覆盖度30%-50%
中高覆盖度50%-70%
高覆盖度＞70%
0 0.45 0.9 1.8 2.7 3.6
千米

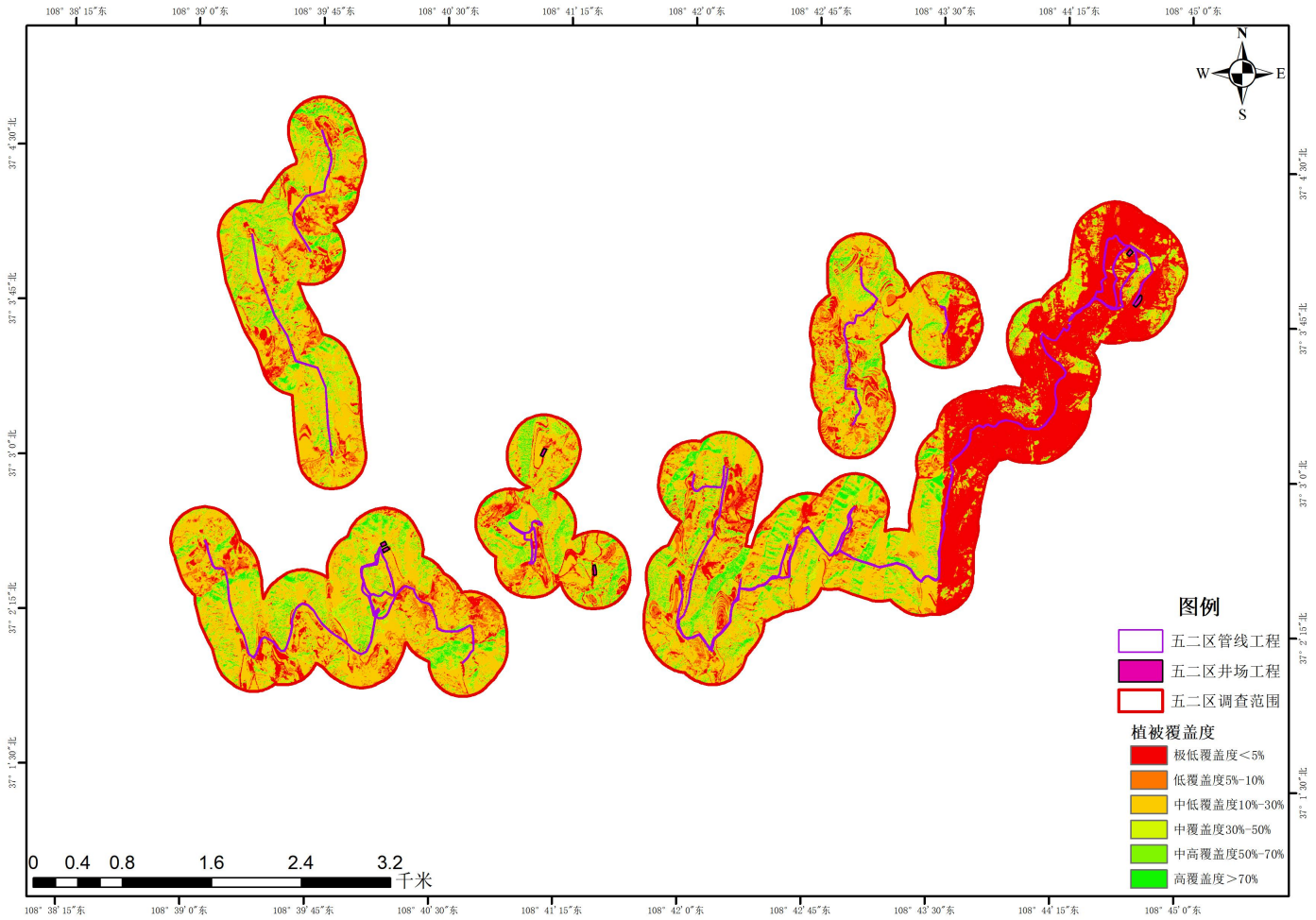
郝驼梁作业区


N
W
E
S
图例
盘古梁管线工程
盘古梁井场工程
盘古梁调查范围
植被覆盖度
极低覆盖度<5%
低覆盖度5%-10%
中低覆盖度10%-30%
中覆盖度30%-50%
中高覆盖度50%-70%
高覆盖度>70%
0 0.75 1.5 3 4.5 6
千米

盘古梁作业区


N
W
E
S
图例
五一区井场工程
五一区管线工程
五一区调查范围
植被覆盖度
极低覆盖度＜5%
低覆盖度5%-10%
中低覆盖度10%-30%
中覆盖度30%-50%
中高覆盖度50%-70%
高覆盖度＞70%
0 0.5 1 2 3 4
千米

五里湾第一采油作业区



五里湾第二采油作业区

图 7.2-4　评价区植被覆盖度分布现状

7.2.4.4 植被资源

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。本次评价引用《长庆油田分公司第三采油厂2025年产能建设工程（姬塬油田、靖安油田部分区域）环境影响报告书》、《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》中盘古梁作业区、五里湾第一采油作业区、五里湾第二采油作业区、虎狼峁作业区、新寨作业区的样方调查。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 3 类，满足导则要求。

表 7.2-12　样方统计表

编号	面积	群落类型	作业区	备注
样1	10m×10m	小叶杨乔木群落	盘古梁作业区	引用
样2	10m×10m	小叶杨乔木群落	五里湾第二采油作业区	引用
样3	5m×5m	沙棘灌丛群落	五里湾第二采油作业区	引用
样4	5m×5m	沙棘灌丛群落	盘古梁作业区	引用
样5	10m×10m	小叶杨乔木群落	五里湾第一采油作业区	引用
样6	5m×5m	沙棘灌丛群落	盘古梁作业区	引用
样7	5m×5m	柠条灌丛群落	新寨作业区	引用
样8	5m×5m	柠条灌丛群落	五里湾第一作业区	引用
样9	5m×5m	柠条灌丛群落	五里湾第一作业区	引用
样10	1m×1m	蒿草类群落	虎狼峁作业区	引用
样11	1m×1m	蒿草类群落	虎狼峁作业区	引用
样12	1m×1m	蒿草类群落	虎狼峁作业区	引用

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 7.2-13。

表 7.2-13　区域主要植物名录

序号	中文名	学名	生活性
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

表 7.2-14　植被样方调查基本状况表（Y1）

样方编号	Y1	群落类型	小叶杨群落	样方大小	10m×10m
调查地点	陕西省靖边县				
具体位置描述：中庄南侧					
纬度	36.993950°	地貌	() 山地（） 低洼地（） 平原（） 丘陵 (◆) 高原		
经度	108.519143°	坡位	() 谷地 (◆) 下部（） 中部（） 上部（） 梁顶		
海拔(m)	1551	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(°)	15	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	6-8	70	小叶杨		
灌木层	0.8	15	柠条		
草本层	0.2	20	针茅		
饱和度(种)	6	生物量（$g.m^{-2}$）	2578.6		
调查人	袁康、纪银银				
记录人	纪银银	调查日期	2025.5.20		

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	10	70	7	/
2	柠条	8	15	0.8	/
3	沙棘	6	10	0.8	/
4	针茅	Cop1	20	0.2	/
5	臭草	Sol	<1	0.2	/
6	白草	Sp	3	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 7.2-15　植被样方调查基本状况表（Y2）

<table>
<tr><td>样方编号</td><td>Y2</td><td>群落类型</td><td colspan="2">小叶杨群落</td><td>样方大小</td><td>10m×10m</td></tr>
<tr><td>调查地点</td><td colspan="6">陕西省靖边县</td></tr>
<tr><td colspan="7">具体位置描述：马鞍山东南侧</td></tr>
<tr><td>纬度</td><td>37.001659°</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>108.700173°</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>1613</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">小叶杨</td></tr>
<tr><td>垂直结构</td><td>层高（m）</td><td>盖度（%）</td><td>优势种</td><td colspan="3" rowspan="6">  </td></tr>
<tr><td>乔木层</td><td>6-8</td><td>80</td><td>小叶杨</td></tr>
<tr><td>灌木层</td><td>0.5</td><td>15</td><td>柠条</td></tr>
<tr><td>草本层</td><td>0.2</td><td>15</td><td>针茅</td></tr>
<tr><td>饱和度(种)</td><td>7</td><td>生物量（$g.m^{-2}$）</td><td>1925.6</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>2025.5.20</td><td colspan="3"></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（%）：85</td><td colspan="4">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>小叶杨</td><td>8</td><td>80</td><td>7</td><td colspan="2"></td></tr>
<tr><td>2</td><td>柠条</td><td>2</td><td>15</td><td>0.5</td><td colspan="2"></td></tr>
<tr><td>3</td><td>针茅</td><td>Cop1</td><td>15</td><td>0.2</td><td colspan="2"></td></tr>
<tr><td>4</td><td>狗尾巴草</td><td>Cop1</td><td>5</td><td>0.2</td><td colspan="2"></td></tr>
<tr><td>5</td><td>牦牛儿苗</td><td>UN</td><td>1</td><td>0.2</td><td colspan="2"></td></tr>
<tr><td>6</td><td>附地菜</td><td>UN</td><td>2</td><td>0.3</td><td colspan="2"></td></tr>
<tr><td>7</td><td>刺儿菜</td><td>UN</td><td>1</td><td>0.2</td><td colspan="2"></td></tr>
</table>

表 7.2-16　植被样方调查基本状况表（Y3）

样方编号	Y3	群落类型	沙棘群落	样方大小	5m×5m
调查地点	陕西省靖边县				
具体位置描述：后山西侧					
纬度	37.035828°	地貌	() 山地 (◆) 低洼地（） 平原（） 丘陵（） 高原		
经度	108.705407°	坡位	() 谷地（） 下部（） 中部（） 上部 (◆) 梁顶		
海拔(m)	1590	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、针茅
垂直结构	层高（m）	盖度（%）	优势种		
乔木层	/	/	/		
灌木层	1.2	75	沙棘		
草本层	0.3	35	针茅		
饱和度(种)	3	生物量（$g.m^{-2}$）	325.4		
调查人	袁康、纪银银				
记录人	纪银银	调查日期	2025.5.20		

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	沙棘	7	75	1.2	
2	针茅	Cop2	35	0.3	
3	苜蓿	UN	<1	0.3	

表 7.2-17　植被样方调查基本状况表（Y4）

样方编号	Y4	群落类型	沙棘群落	样方大小	5m×5m
调查地点	陕西省靖边县				
具体位置描述：杨崾峪南侧					
纬度	37.056136°	地貌	() 山地（） 低洼地（） 平原（） 丘陵 (◆) 高原		
经度	108.558724°	坡位	() 谷地（） 下部（） 中部 (◆) 上部（） 梁顶		
海拔(m)	1489	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、小叶杨
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	0.3	15	针茅		
饱和度(种)	6	生物量（g.m-2）	412.5		
调查人	袁康、纪银银				
记录人	纪银银	调查日期	2025.5.21		

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	沙棘	10	65	1.2	/
2	柠条	2	5	1.2	/
3	针茅	Cop1	15	0.3	/
4	长芒草	Cop1	5	0.3	/
5	小藜	Sol	1	0.3	/
6	刺藜	Sol	1	0.3	/

表 7.2-18　植被样方调查基本状况表（Y5）

样方编号	Y5	群落类型	小叶杨群落		样方大小	10m×10m
调查地点	陕西省靖边县					
具体位置描述：柳沟北侧						
纬度	37.082429°	地貌	() 山地（） 低洼地 (◆) 平原（） 丘陵（） 高原			
经度	108.625706°	坡位	() 谷地 (◆) 下部（） 中部（） 上部（） 梁顶			
海拔(m)	1662	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	柠条、小叶杨	
垂直结构	层高（m）	盖度（%）	优势种			
乔木层	6-8	50	小叶杨			
灌木层	1.5	30	沙棘			
草本层	0.3	15	针茅			
饱和度(种)	7	生物量（$g.m^{-2}$）	1874.6			
调查人	袁康、纪银银					
记录人	纪银银	调查日期	2025.5.21			

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	小叶杨	6	50	7	/
2	沙棘	6	30	1.5	/
3	柠条	2	10	1.2	/
4	针茅	Cop1	15	0.3	/
5	狗尾草	Cop1	5	0.2	/
6	艾蒿	UN	1	0. 1	/
7	紫花地丁	UN	1	0. 1	/

表 7.2-19　植被样方调查基本状况表（Y6）

样方编号	Y6	群落类型	沙棘群落	样方大小	5m×5m
调查地点	陕西省靖边县				
具体位置描述：古沟西侧					
纬度	37.121131°	地貌	() 山地 (◆) 低洼地（） 平原（） 丘陵（） 高原		
经度	108.541774°	坡位	() 谷地（） 下部（） 中部（） 上部 (◆) 梁顶		
海拔(m)	1554	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	柠条、沙棘
垂直结构	层高（m）	盖度（%）	优势种		
乔木层	/	/	/		
灌木层	2	40	沙棘		
草本层	0.2	10	针茅		
饱和度(种)	5	生物量（$g.m^{-2}$）	444. 1		
调查人	袁康、纪银银				
记录人	纪银银	调查日期	2025.5.21		
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	沙棘	4	40	2	
2	柠条	3	30	1.5	
3	针茅	Cop1	10	0.2	
4	冷蒿	UN	5	0.15	
5	铁杆蒿	UN	5	0.15	

表 7.2-20　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 colspan="2">5m×5m</td></tr>
<tr><td>调查地点</td><td colspan="7">陕西省延安市吴起县</td></tr>
<tr><td colspan="8">具体位置描述：阳湾南侧</td></tr>
<tr><td>纬度</td><td>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>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>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>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>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="3" 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>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 colspan="2">调查日期</td><td>2025.8.31</td></tr>
<tr><td colspan="8">附：样方调查记录表</td></tr>
<tr><td colspan="3">群落总盖度（%）：80</td><td colspan="5">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>6</td><td>80</td><td>1.2</td><td colspan="2"></td></tr>
</table>

表 7.2-21　植被样方调查基本状况表（Y8）

<table>
<tr><td>样方编号</td><td>Y8</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">陕西省延安市志丹县</td></tr>
<tr><td colspan="7">具体位置描述：桃沟北侧</td></tr>
<tr><td>纬度</td><td>36.992488°</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>108.514551°</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>1587</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">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 colspan="2">生物量（$g.m^{-2}$）</td><td>350.6</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="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>3</td><td>65</td><td>1.2</td><td></td></tr>
</table>

表 7.2-22　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">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="7">陕西省榆林市靖边县</td></tr>
<tr><td colspan="8">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="5">（）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="5">（）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="5">（）原生 （◆）次生 （）人工</td></tr>
<tr><td>坡向</td><td>/</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>/</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="3" 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>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>调查日期</td><td>2025.9.1</td></tr>
<tr><td colspan="8">附：样方调查记录表</td></tr>
<tr><td colspan="3">群落总盖度（%）：70</td><td colspan="5">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>4</td><td>70</td><td>1.2</td><td colspan="2"></td></tr>
</table>

表 7.2-23　植被样方调查基本状况表（Y10）

<table>
<tr><td>样方编号</td><td>Y10</td><td>群落类型</td><td>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="5">陕西省延安市志丹县</td></tr>
<tr><td colspan="6">具体位置描述：马蹄湾西侧</td></tr>
<tr><td>纬度</td><td>36.962874°</td><td>地貌</td><td colspan="3">（）山地　（）低洼地　（）平原（）丘陵（◆）高原</td></tr>
<tr><td>经度</td><td>108.638226°</td><td>坡位</td><td colspan="3">（◆）谷地　（）下部　（）中部　（）上部　（）梁顶</td></tr>
<tr><td>海拔(m)</td><td>1384</td><td>植被起源</td><td colspan="3">（）原生　（◆）次生　（）人工</td></tr>
<tr><td>坡向</td><td>/</td><td>干扰程度</td><td colspan="3">（）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>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 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>/</td><td colspan="2">/</td><td>/</td></tr>
<tr><td>草本层</td><td>0.1</td><td colspan="2">30</td><td>冷蒿</td></tr>
<tr><td>饱和度(种)</td><td>2</td><td colspan="2">生物量（$g.m^{-2}$）</td><td>9.9</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">2025.9.1</td></tr>
<tr><td colspan="6">附：样方调查记录表</td></tr>
<tr><td colspan="3">群落总盖度（%）：30</td><td colspan="3">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">冷蒿</td><td>Cop2</td><td>30</td><td>0.1</td><td></td></tr>
<tr><td>2</td><td colspan="2">长芒草</td><td>Cop1</td><td>5</td><td>0.1</td><td></td></tr>
</table>

表 7.2-24　植被样方调查基本状况表（Y11）

<table>
<tr><td>样方编号</td><td>Y11</td><td>群落类型</td><td>蒿草群落</td><td>样方大小</td><td colspan="2">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：李家庄东北侧</td></tr>
<tr><td>纬度</td><td>36.916593°</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>108.695036°</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>1385</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">50</td><td>冷蒿</td></tr>
<tr><td>饱和度(种)</td><td>2</td><td colspan="2">生物量（$g.m^{-2}$）</td><td>12.3</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>2025.9.1</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（%）：50</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">冷蒿</td><td>Cop2</td><td>50</td><td>0.1</td><td></td></tr>
<tr><td>2</td><td colspan="2">长芒草</td><td>Cop1</td><td>5</td><td>0.1</td><td></td></tr>
</table>

表 7.2-25　植被样方调查基本状况表（Y12）

<table>
<tr><td>样方编号</td><td>Y12</td><td>群落类型</td><td>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="5">陕西省延安市志丹县</td></tr>
<tr><td colspan="6">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="3">（）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="3">（◆）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="3">（）原生　（◆）次生　（）人工</td></tr>
<tr><td>坡向</td><td>/</td><td>干扰程度</td><td colspan="3">（）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>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 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>/</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>调查日期</td><td colspan="2">2025.9.1</td></tr>
<tr><td colspan="6">附：样方调查记录表</td></tr>
<tr><td colspan="2">群落总盖度（%）：40</td><td colspan="4">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>备注</td></tr>
<tr><td>1</td><td>茵陈蒿</td><td>Cop2</td><td>30</td><td>0.10</td><td></td></tr>
<tr><td>2</td><td>冰草</td><td>Cop1</td><td>15</td><td>0.2</td><td></td></tr>
</table>

7.2.5 陆生动物资源现状与评价

7.2.5.1 野生动物

（1）现状调查

根据现状调查和收集资料，区内野生动物组成比较简单，种类较少，多为常见种类，物种组成以小型兽类和禽类为主。兽类主要有黄鼬、狗獾、蒙古兔、花鼠、大仓鼠、小家鼠等；禽类主要有啄木鸟、小沙百灵、家燕、喜鹊、大嘴乌鸦、麻雀等。

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

根据调查，调查区内尚未发现国家、省级重点保护野生动物。

（2）野生动物生境划分

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

草地：植被单一且多为连续性分布，主要植被有白羊草、茭蒿、黄蒿、艾蒿等。

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

水域：包括静水水域和流动水域两种类型。

河滩：多沿河谷地带呈狭长性分布，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。

本次评价引用《长庆油田分公司第三采油厂 2025 年产能建设工程（姬塬油田、靖安油田部分区域）环境影响报告书》、《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》中靖边县、志丹县、吴起县的样线调查 5 条。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 7.2-26~表 7.2-30。本项目引用的样方样线分布见 。

表 7.2-26 野生动物样线 1 调查记录表

调查地名称：靖边县野鸡岔			样线编号：YX1	
样线长度：2.98km	海拔区间：1614m-1630m			生境类型：人工生境（城镇工矿用地、农业用地）；自然生境（森林、灌丛、草地）
坐标：N37.091190°，E108.581464°至N37.085096°，E108.615109°				
天气：晴	行进速度：2km/h			人为干扰因素：较大
样线记录				
物种名	拉丁名	实体数量	痕迹类型及数量	备注
麻雀	Passer montanus	5	无	/
灰喜鹊	Cyanopica cyanus	5	无	/
喜鹊	Pica pica	1	无	/
其他描述：无。 调查时间：2025.5.21				调查人员：纪银银、袁康

表 7.2-27 野生动物样线 2 调查记录表

调查地名称：靖边县马鞍山		样线编号：YX2
样线长度：1.6km	海拔区间：1528m-1527m	生境类型：人工生境（城镇工矿用地、农业用地）；自然生境（森林、灌丛、草地）
坐标：N37.011735°，E108.697970°至N37.021949°，E108.711059°		

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	
其他描述：无。				
调查时间：2025.5.22			调查人员：纪银银、袁康	

表 7.2-28 野生动物样线 3 调查记录表

调查地名称：志丹县后胶泥庄		样线编号：YX3		
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 7.2-29 野生动物样线 4 调查记录表

调查地名称：志丹县湫沟		样线编号：YX4		
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 7.2-30 野生动物样线 5 调查记录表

调查地名称：吴起县南崾岘			样线编号：YX1	
样线长度：2.56km	海拔区间：1542m-1532m			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：N36.966948°，E108.014129°至N36.973814°，E108.038677°				
天气：晴	行进速度：2km/h			人为干扰因素：较大
样线记录				
物种名	拉丁名	实体数量	痕迹类型及数量	备注
麻雀	Passer montanus	3	无	/

灰喜鹊	Cyanopica cyanus	2	无	/
喜鹊	Pica pica	1	无	/
其他描述：无。 调查时间：2025.9.5　　调查人员：纪银银、袁康				

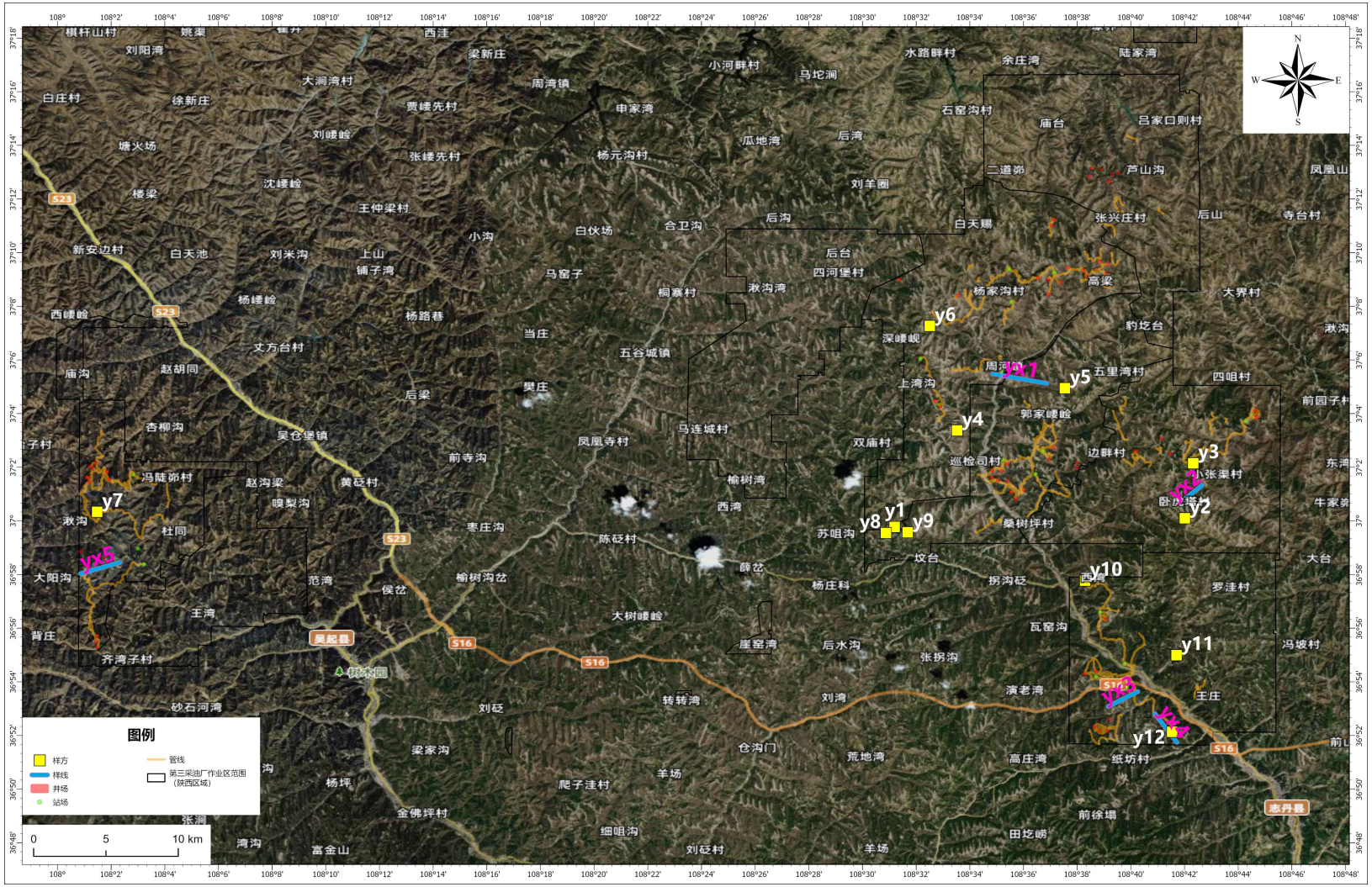


图 7.2-5　项目引用的样方样线分布图

7.2.5.2 饲养动物

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

7.2.6 生态敏感区现状

根据现场实地调查及资料收集，本调查区及油田开发区范围内不涉及自然保护区、世界文化和自然遗产地等特殊生态敏感区；不涉及森林公园、地质公园、珍稀濒危野生动植物天然集中分布区、重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场、重要湿地等重要生态敏感区。

7.2.7 生境调查

⑴ 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。

⑵ 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。

⑶ 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。

7.2.8 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。

7.3 生态环境影响评价

7.3.1 生态环境影响途径分析

油田开发过程是一项包含有钻井工程、井下作业工程、采油工程及油气集输处理等多种工艺的系统工程。一般油田开发是网状布局，因而不可避免地会对周围生态环境造成不同程度的污染和破坏。油田开发对生态环境造成影响可能途径如下：

1、开发建设占地及对地表植被的破坏

钻井、运输、地面工程建设要侵占土地、破坏植被，改变原有生态系统结构和功能。在施工期间工程建设对生态环境的影响属于高强度、低频率的局地性破坏。钻井施工、道路建设、管线铺设作业本身要占用大面积的土地，机械、运输车辆碾压、人员践踏、材料占地、土体翻出埋放地表等活动占用的土地面积更远远超过工程本身。这些占地属暂时性影响，使植被遭砍伐、被铲除，野生动物受惊吓和驱赶，破坏了原有生态环境的自然性，同时施工期开挖土方会破坏植被，造成水土流失。

在油田工程设施施工完毕后，高强度的临时性占地和影响将消除，如集输管线等可覆土后栽种浅根植物，站场安全防护距离以外可进行植被恢复重建，使被破坏的生态环境逐步恢复。而井场、站场及道路等地面建设属永久性占地，将会使原来连续分布的生态环境中形成生态斑点，产生地表温度、水分等物理异常，以及干扰地面植被和野生动物繁殖、迁移和栖息，长久影响生态环境的类型和结构。

2、开发生产过程中的污染物排放对生态环境的影响

油田开发是一个复杂的系统工程，由于各环节工作内容多、工序差别大、施工情况多样、设备配置不同，所形成的污染源类型和源强也不同。主要污染源是在钻井过程、井下作业过程和原油集输过程中形成的，污染源具有分布广、排放复杂、影响的全方位性、综合性与双重性，其对生态环境影响的途径和程度取决于水环境、空气环境、声环境被污染的程度和固废的产生量及处置方式。

3、污染物事故排放对生态环境的影响

在油田开发过程中，由于人为因素和自然灾害（地震、暴雨、洪水、雷击等）的影响可导致泄漏事故，火灾、爆炸等。污染物事故排放对生态环境的影响是巨大的。

4、小结

油田开发工程在改变原有自然生态环境的同时，有可能塑造一个兼原有生态环境与油油田生态环境并存的、稳定的人工生态系统，较之原有生态环境更为适合人们的生产和生活活动，同时有利于当地及周边地区的发展，有利于人类生存环境的改善。

7.3.2 现有工程生态环境的影响

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。根据现场调查及收集资料，长庆油田分公司第三采油厂已对已建工程的施工临时占地进行了恢复，在井场、站场周边、管道沿线等进行了绿化恢复，对周边的陡坡设置了护坡、截水墙等水土保持措施，尽量降低工程运行对周边生态环境的影响。长庆油田分公司第三采油厂正在重新修编生态环境治理方案。

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，不满足井场区域宜绿区域 90%有效覆盖面积的要求。

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。

现有工程对生态环境的影响主要在于：现有工程前期施工时井场及站场地面设施建设将剥离表层土壤，并破坏原有植被；管道开挖将破坏部分土地资源，并破坏原有植被；临时占地及物料堆放将加剧区域水土流失，并影响局部地形地貌景观；道路路面裸露将加剧局部水土流失，并影响局部地形地貌景观。

但建设单位通过合理运行，积极落实生态治理方案提出的植被恢复等措施后，现有工程对生态环境的影响较小，目前现有工程的井场、站场、管线、道路基本得到合理有效的恢复。

根据调查，企业现状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。

7.3.3 施工期生态环境影响评价

7.3.3.1 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。

7.3.3.2 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。

7.3.3.3 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。

7.3.3.4 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。

其中井场永久占用二级公益林 0.475hm^2，管线临时占用二级公益林 13.455hm^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，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：

⑴ 工程永久和临时占地均不得占用国家一级公益林地。

⑵ 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。

⑶ 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。

⑷ 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。

⑸ 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。

⑹ 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。

⑺ 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。

⑻ 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。

⑼ 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。

7.3.3.5 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。

7.3.3.6 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治沙范围，本次评价提出以下防沙治沙措施：

⑴ 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。

⑵ 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，严谨随意丢弃土方。禁止随意剥离工程占地以外的剥离砾石。

⑶ 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。

7.3.3.7 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 26.65hm^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。

7.3.3.8 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。

7.3.3.9 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。

7.3.4 运行期生态环境影响评价

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。

7.3.4.1 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。

7.3.4.2 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。

7.3.4.3 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。

7.3.5 退役期生态环境影响评价

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。

7.4 生态影响防护及恢复措施

7.4.1 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 7.4-1　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%

7.4.2 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。

7.4.3 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）。

（4）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。

7.4.4 生态保护与修复措施

7.4.4.1 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，可选择垂柳、侧柏、油松等树种，同时可多种草类植被；场站周围可种植杨树、泡桐、槐树等树种。

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示意图见图 7.4-1、图 7.4-2。

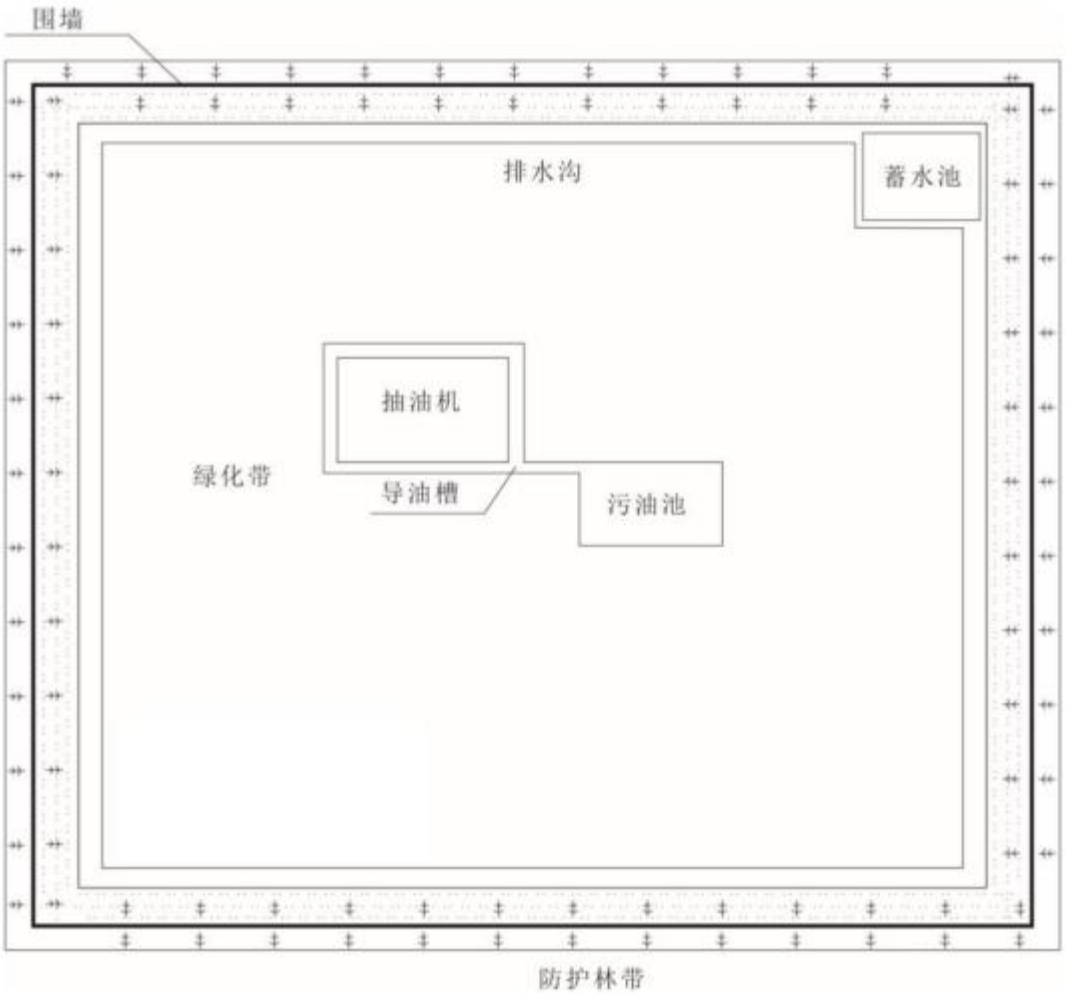


图 7.4-1　典型井场绿化措施示意图

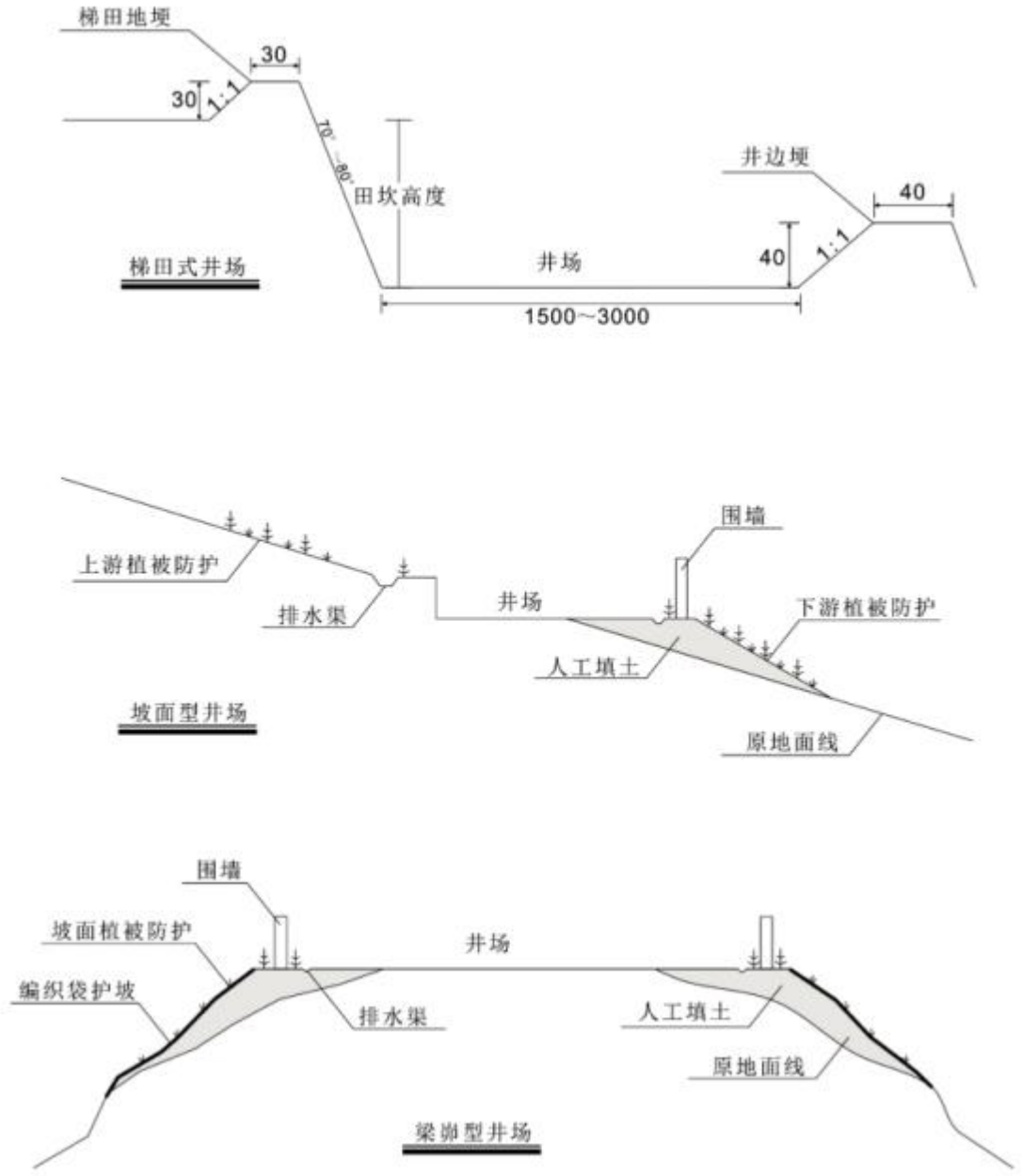


图 7.4-2　不同地形下井场防治措施示意图　单位：cm

（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。

管线施工生态保护措施平面布置示意图见图 7.4-3。

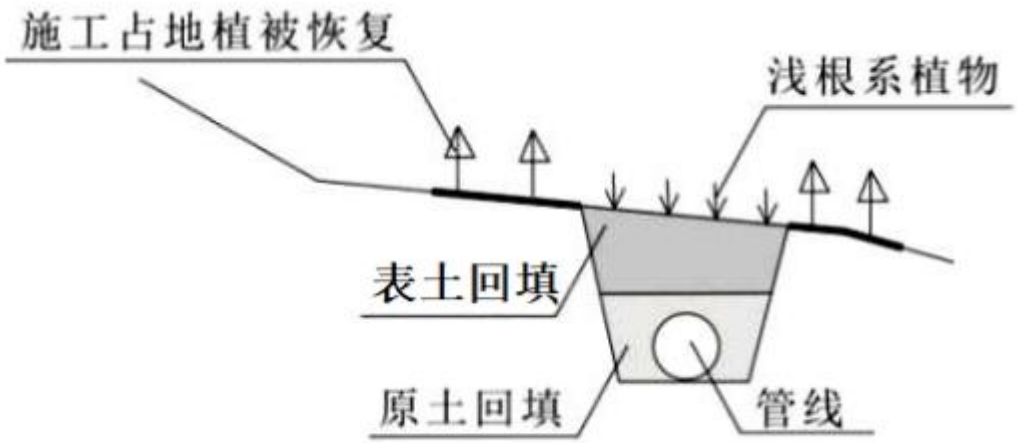


图 7.4-3　管线施工临时占地植被恢复示意图

（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 7.4-4。

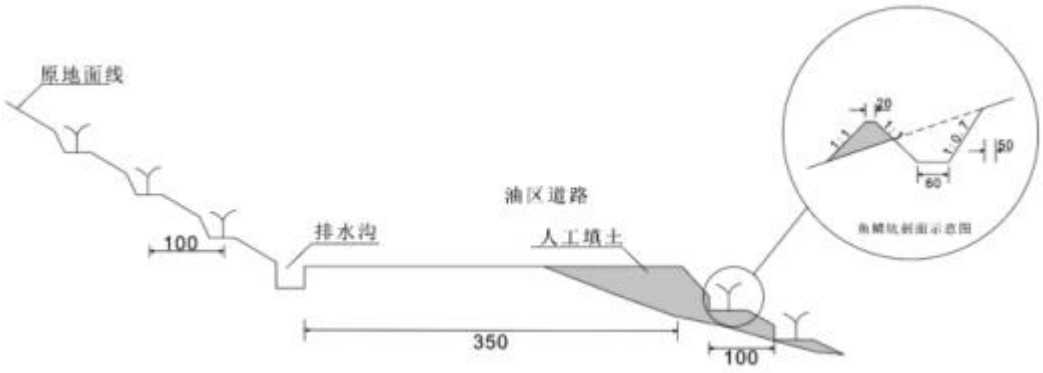


图 7.4-4　道路生态保护措施示意图

（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 7.4-2。

表 7.4-2　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

7.4.4.2 运行期生态保护与修复措施

（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。

7.4.4.3 退役期生态修复措施

（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。

7.4.5 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新疆杨、油松、龙爪槐、云杉、旱柳、榆树等；灌木树种有花棒、羊柴、柠条、沙棘等；草种有沙米、沙打旺、沙蒿等。

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，可采取披碱草撒播或草灌混交林。可选择披碱草、柠条、紫花苜蓿等，披碱草、紫花苜宿撒播量 45kg/hm^2。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，可采取披碱草撒播，撒播量 45kg/hm^2。

③道路

在井场道路原则不硬化，两侧根据地形地貌播撒草籽或栽种灌木。

7.5 生态环境管理和监测计划

7.5.1 生态环境管理

（1）管理体系

工程施工单位应有专人负责项目的生态环境管理工作。

（2）建设单位环保部门职责

①贯彻执行国家、地方各项环保方针、政策和法规，制定本工程的生态环境管理办法。

②对工程实施涉及的生态环保工作进行监督管理，制定项目的生态环境管理与工作计划并进行实施，负责项目建设中各项生态环保措施实施的监督和日常管理工作。

③组织开展本工程的生态环保宣传，提高各级管理人员和施工人员的生态环保意识和管理水平。

④组织、领导工程在施工期、运行期的生态环保科研和信息工作，推广先进的生态环保经验和技术。

⑤下达工程在施工期、运行期的生态环境监测任务。

⑥负责工程在施工期、运行期的生态破坏事故的调查和处理。

⑦做好生态环保工作方面的横向和纵向协调工作，负责生态环境监测和科研等资料汇总整理工作，及时上报各级环保局，积极推动工程生态环保工作。

7.5.2 生态环境监测计划

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、生物多样性的变化。

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：建议运行后的每3~5年在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。生态环境监测内容主要为污染源监测和环境质量监测，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 7.5-1~表7.5-2。

表 7.5-1　污染源监测

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率和植被覆盖度
物种数量			实地进行样方样线调查	

表 7.5-2　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	1、监测项目：植被种类、动物种类。 2、监测频次：钻前工程1次。	动植物多样性	

序号	监测对象	监测内容	指标	时期
	性	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）。		
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致）。	生态系统类型	
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	

序号	监测对象	监测内容	指标	时期
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	

7.6 生态影响评价自查表

表 7.6-1　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（冷蒿群落、黄蒿群落、茵陈蒿群落、沙棘群落、刺槐群落） 生态系统（草地生态系统、林地生态系统、农田生态系统、水域生态系统、荒漠生态系统、城镇生态系统、其他生态系统（工矿企业）） 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：（44.7696）km^2；水域面积：（6.3238）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。		

8 环境风险评价

环境风险评价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供科学依据。遵照《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）和《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）的精神，以《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）为指导，通过对本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供科学依据。

8.1 评价工作程序

本项目环境风险评价工作程序见图 8.1-1。

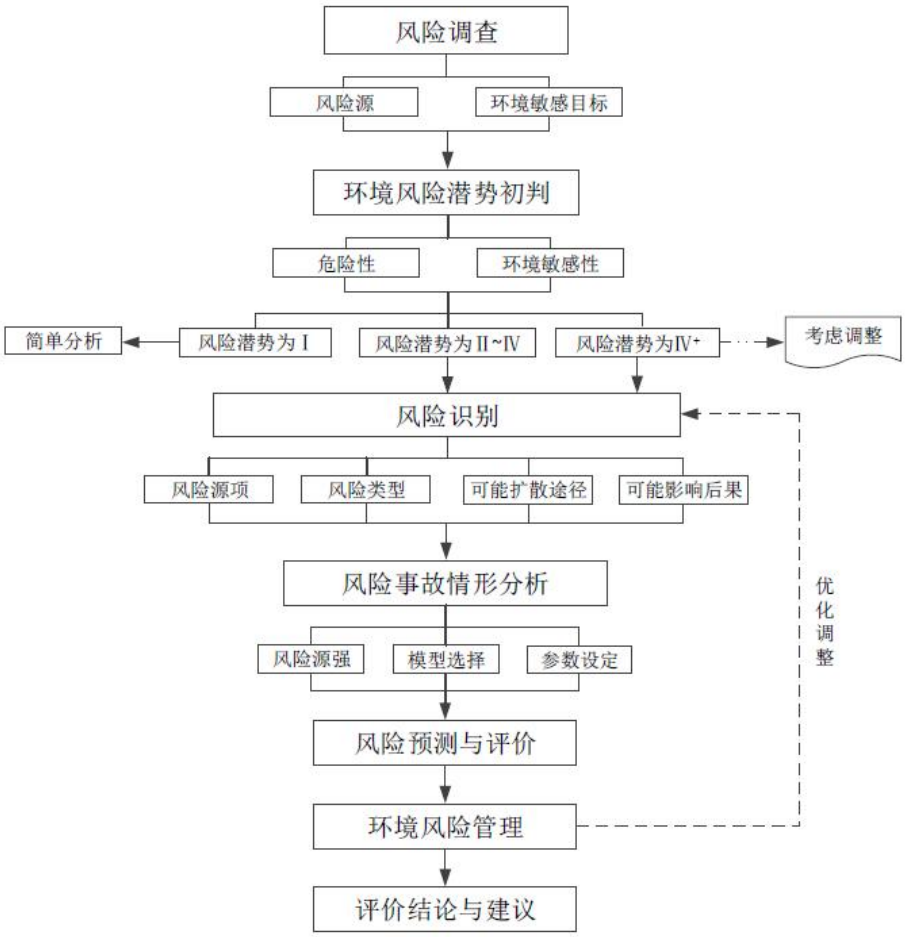


图 8.1-1 环境风险评价工作程序

8.2 风险调查

8.2.1 风险源调查

本项目为油田开发建设工程，涉及的危险物质为原油及其伴生气。本项目井场原油全部采取管输方式，不设储油罐。因此本项目可能存在风险的单元包括钻采作业及油气集输管线等。

（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）原油集输管线

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，会对下游地表水体造成污染，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。

8.3 环境风险潜势初判

8.3.1 危险物质数量与临界量比值（Q）

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 C，在不同厂区的同一种物质，按其在厂界内的最大存在总量计算。对于长输管线项目，按照两个截断阀室之间管段危险物质最大存在总量计算。

当只涉及一种危险物质时，计算该物质的总量与其临界量比值，即为 Q；当存在一种以上危险物质时，有下列公式：

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

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。

本项目危险物质数量与临界量比值（Q）计算结果见表 8.3-1。

表 8.3-1　建设项目 Q 值确定表

危险源单元	风险源	危险物质	临界量（t）	管线规格	管线长度（km）	设计压力（MPa）	最大存在总量（t）	该种危险物质 Q 值
出油管线	于五增沟底管线改线	原油	2500	Φ60×5	0.75	4	1.51	0.0006
	盘 25-38 区域管线改线	原油	2500	Φ60×5	0.55	4	1.11	0.0004
	盘 29-34 至盘五转出油管线	原油	2500	Φ60×5	0.82	4	1.66	0.0007
	盘 29-31 至北六转出油管线	原油	2500	Φ60×5	1.3	4	2.62	0.0010
	盘 43-38 扩至冯 71-90 扩出油管线	原油	2500	Φ60×5	1.3	4	2.62	0.0010
	冯 71-90 扩至盘二转油点出油管线	原油	2500	Φ76×5	3.6	4	12.11	0.0048
	冯 73-92 扩至冯 71-90 扩出油管线	原油	2500	Φ60×5	0.9	4	1.82	0.0007
	冯 68-91 扩至冯 71-90 扩出油管线	原油	2500	Φ60×5	0.8	4	1.61	0.0006
	冯 71-94 至冯 71-90 扩出油管线	原油	2500	Φ60×5	1.5	4	3.03	0.0012
	冯 74-91 至冯 71-90 扩出油管线	原油	2500	Φ60×5	1.7	4	3.43	0.0014
	盘 36-28 扩至盘 33-21 接转站出油管线	原油	2500	Φ60×5	1.45	4	2.93	0.0012
	盘 36-25 扩至盘 33-21 接转站出油管线	原油	2500	Φ60×5	1.1	4	2.22	0.0009
	盘 83-33 至盘 85-37 扩出油管线	原油	2500	Φ60×5	0.5	4	1.01	0.0004
	盘 85-37 扩至新 9 扩出油管线	原油	2500	Φ60×5	4.1	4	8.28	0.0033
	顺 53-5 至盘 85-37 扩出油管线	原油	2500	Φ60×5	1.5	4	3.03	0.0012
	盘 45-32 至盘二转油点出油管线	原油	2500	Φ60×5	1.36	4	2.75	0.0011
	盘 45-31 扩至盘二转油点出油管线	原油	2500	Φ60×5	0.2	4	0.40	0.0002
	盘 50-31 扩至盘二转油点出油管线	原油	2500	Φ60×5	1.6	4	3.23	0.0013
	盘 48-30 扩至盘二转油点出油管线	原油	2500	Φ60×5	1.72	4	3.47	0.0014
	盘 48-36 至盘二转油点出油管线	原油	2500	Φ60×5	1.1	4	2.22	0.0009
	高 338 至盘二转油点出油管线	原油	2500	Φ60×5	1.1	4	2.22	0.0009
输油管线	盘 2 增至靖三联输油管线	原油	2500	Φ89×5	4.9	4	23.07	0.0092
输油管线	盘四接转站至靖三联外输管线	原油	2500	Φ76×5	8.3	4	27.92	0.0112

危险源单元	风险源	危险物质	临界量（t）	管线规格	管线长度（km）	设计压力（MPa）	最大存在总量（t）	该种危险物质 Q 值
集油管线	冯 63-88 组至新 3 增集油管线	原油	2500	Φ76×5	2.4	4	8.07	0.0032
	冯 71-96 井组至新六增集油管线	原油	2500	Φ76×5	1.25	4	4.20	0.0017
	盘 55-27 至盘 59-25 增单井集油管线	原油	2500	Φ76×5	1.75	4	5.89	0.0024
	盘 58-25 井组至盘 59-25 增单井集油管线	原油	2500	Φ76×5	0.6	4	2.02	0.0008
	盘 59-24 井组至盘 59-23 井组单井集油管线	原油	2500	Φ76×5	0.4	4	1.35	0.0005
	盘 58-23 井组至盘 59-25 增单井集油管线	原油	2500	Φ76×5	1.1	4	3.70	0.0015
出油管线	柳 79-29 扩至柳 77-28 增出油管线	原油	2500	Φ60×5	1	4	2.02	0.0008
	柳 91-26 扩至柳 89-27 增出油管线	原油	2500	Φ60×5	1.25	4	2.52	0.0010
	柳 85-35 扩至南一增出油管线	原油	2500	Φ60×5	1.25	4	2.52	0.0010
	柳 102-292 至顺一增出油管线	原油	2500	Φ60×5	1.5	4	3.03	0.0012
	柳 96-31 至柳 95-29 出油管线	原油	2500	Φ60×5	1.5	4	3.03	0.0012
	柳 98-32 至柳 95-29 出油管线	原油	2500	Φ60×5	2	4	4.04	0.0016
	柳 92-28 至南 10 增出油管线	原油	2500	Φ60×5	1	4	2.02	0.0008
	柳 91-281 至南 10 增出油管线	原油	2500	Φ60×5	0.5	4	1.01	0.0004
	柳 91-26 至南 10 增出油管线	原油	2500	Φ60×5	1.4	4	2.83	0.0011
	柳 94-27 至柳 95-29 出油管线	原油	2500	Φ60×5	0.6	4	1.21	0.0005
	柳 95-29 至柳 95-29 扩出油管线	原油	2500	Φ60×5	1.6	4	3.23	0.0013
	柳 94-34 至柳 95-29 出油管线	原油	2500	Φ60×5	2.3	4	4.64	0.0019
	柳 94-25 至南 10 增出油管线	原油	2500	Φ60×5	2.65	4	5.35	0.0021
	顺 162-43 至顺 162 脱出油管线	原油	2500	Φ60×5	3.8	4	7.67	0.0031
	高 152 至顺 162 脱出油管线	原油	2500	Φ60×5	3.1	4	6.26	0.0025
	顺 162-22 至顺 162 脱出油管线	原油	2500	Φ60×5	1.85	4	3.73	0.0015
输油管线	南九增至南 10 增外输管线	原油	2500	Φ76×5	3.1	4	10.43	0.0042
	南 10 增至南十二转外输管线	原油	2500	Φ89×5	3.5	4	16.48	0.0066
	南六转至南十二转外输管线	原油	2500	Φ114×5	6.7	4	53.11	0.0212
	2#转油点外输管线	原油	2500	Φ76×5	2.3	4	7.74	0.0031
	南十一转外输管线	原油	2500	Φ76×5	6.65	4	22.37	0.0089

危险源单元	风险源	危险物质	临界量（t）	管线规格	管线长度（km）	设计压力（MPa）	最大存在总量（t）	该种危险物质 Q 值
	柳 85-54 增外输管线	原油	2500	Φ76×5	6.65	4	22.37	0.0089
出油管线	柳 69-67 至南十一转出油管线	原油	2500	Φ60×5	1.2	4	2.42	0.0010
	柳 69-68 至柳 69-67 出油管线	原油	2500	Φ60×5	0.7	4	1.41	0.0006
	柳 81-51 至柳 80-52 增出油管线	原油	2500	Φ60×5	0.5	4	1.01	0.0004
	柳 82-47 至南三转出油管线	原油	2500	Φ60×5	0.8	4	1.61	0.0006
	柳 124-03 至柳 26 增出油管线	原油	2500	Φ60×5	0.7	4	1.41	0.0006
	柳 155-016 至柳 33 增出油管线	原油	2500	Φ60×5	1.3	4	2.62	0.0010
	柳 155-014 至柳 33 增出油管线	原油	2500	Φ60×5	0.65	4	1.31	0.0005
	柳 157-015 至柳 33 增出油管线	原油	2500	Φ60×5	0.65	4	1.31	0.0005
	柳 155-010 至柳 33 增出油管线	原油	2500	Φ60×5	0.7	4	1.41	0.0006
	柳 141-011 至柳 138-06 出油管线	原油	2500	Φ60×5	1.15	4	2.32	0.0009
	保 1 至柳 138-06 出油管线	原油	2500	Φ60×5	2.1	4	4.24	0.0017
	柳 140-013 至柳 138-06 出油管线	原油	2500	Φ60×5	1.67	4	3.37	0.0013
输油管线	柳 138-06 至柳三脱外输管线	原油	2500	Φ76×5	2.8	4	9.42	0.0038
出油管线	柳 120-3 至柳 26 增出油管线	原油	2500	Φ60×5	1.6	4	3.23	0.0013
	柳 145-9 至柳 11 增出油管线	原油	2500	Φ60×5	2.5	4	5.05	0.0020
集油管线	柳 141-011 至柳三脱集油管线	原油	2500	Φ76×5	3.8	4	12.78	0.0051
	新柳 8 增至靖五联集油管线	原油	2500	Φ89×5	5.3	4	24.95	0.0100
	柳 41 增-柳三脱集油管线	原油	2500	Φ89×5	5	4	23.54	0.0094
	柳 35 增至靖五联集油管线	原油	2500	Φ89×5	10	4	47.08	0.0188
	柳 141-4 至柳三脱集油管线	原油	2500	Φ76×5	4	4	13.45	0.0054
出油管线	高 355 至南二转出油管线	原油	2500	Φ60×5	1.7	4	3.43	0.0014
	旗 040-63 至旗 17 增出油管线	原油	2500	Φ60×5	2.25	4	4.54	0.0018
	旗 040-61 至旗 17 增出油管线	原油	2500	Φ60×5	2.7	4	5.45	0.0022
	吴平 462-10 至旗 17 增出油管线	原油	2500	Φ60×5	2.1	4	4.24	0.0017
	旗 042-62 至旗 17 增出油管线	原油	2500	Φ60×5	1.55	4	3.13	0.0013

危险源单元	风险源	危险物质	临界量（t）	管线规格	管线长度（km）	设计压力（MPa）	最大存在总量（t）	该种危险物质 Q 值
	吴平 421-13 至旗 17 增出油管线	原油	2500	Φ60×5	1.9	4	3.84	0.0015
	旗 034-56 至旗 17 增出油管线	原油	2500	Φ60×5	1.52	4	3.07	0.0012
	旗 034-58 至旗 17 增出油管线	原油	2500	Φ60×5	1.45	4	2.93	0.0012
	旗 032-55 至旗 17 增出油管线	原油	2500	Φ60×5	1.36	4	2.75	0.0011
	新 313-190 至旗 15 增出油管线	原油	2500	Φ60×5	2.9	4	5.85	0.0023
	旗 2-13 至旗 20 增出油管线	原油	2500	Φ60×5	1.65	4	3.33	0.0013
	旗 2-16 至旗 20 增出油管线	原油	2500	Φ60×5	1.05	4	2.12	0.0008
	旗 02-17 至旗 20 增出油管线	原油	2500	Φ60×5	0.75	4	1.51	0.0006
	吴平 463-8 至吴 544 增出油管线	原油	2500	Φ60×5	7.1	4	14.33	0.0057
	吴平 462-11 至旗七转出油管线	原油	2500	Φ60×5	4.3	4	8.68	0.0035
	旗 15 增至吴平 462-11 出油管线	原油	2500	Φ60×5	7.2	4	14.53	0.0058
输油管线	旗 20 增至旗 11 增输油管线	原油	2500	Φ76×5	4.3	4	14.46	0.0058
	旗七转至吴二联输油管线	原油	2500	Φ76×5	4.8	4	16.15	0.0065
集油管线	旗 22 增-旗七转集油管线	原油	2500	Φ89×5	3.6	4	16.95	0.0068
	旗 016-33 至旗五转集油管线	原油	2500	Φ76×5	6	4	20.18	0.0081
供气管线	柳 69-67 至南十一转供气管线	伴生气	10	Φ60×5	1.2	2.5	0.06	0.0063
	柳 81-51 至柳 81-53 供气管线	伴生气	10	Φ60×5	0.6	2.5	0.03	0.0032
	柳 82-47 至南三转供气管线	伴生气	10	Φ60×5	0.58	2.5	0.03	0.0031
	南十一转至南十转供气管线	伴生气	10	Φ76×5	6.7	2.5	0.61	0.0614
	柳 124-03 至柳 26 增供气管线	伴生气	10	Φ60×5	0.7	2.5	0.04	0.0037
	柳 155-016 至柳 33 增供气管线	伴生气	10	Φ60×5	1.3	2.5	0.07	0.0068
	柳 155-010 至柳 33 增供气管线	伴生气	10	Φ60×5	0.7	2.5	0.04	0.0037
	保 1 至柳 138-06 供气管线	伴生气	10	Φ60×5	2.1	2.5	0.11	0.0110
	柳 138-06 至柳三脱供气管线	伴生气	10	Φ60×5	3.3	2.5	0.17	0.0174
	塞 237 至柳 138-06 返供干气管线	伴生气	10	Φ60×5	2.6	2.5	0.14	0.0137

注：①原油密度按 0.85g/cm^3 计；②事故油罐仅在事故状态下暂存原油，正常情况下无危险物质存放，本次环境风险潜势初判不予考虑。

经以上分析，本项目各危险单元 Q＜1，该项目风险潜势为 I。

8.3.2 环境风险评价工作等级

根据导则，判定本项目环境风险评价工作等级为简单分析，详见表 8.3-2。

表 8.3-2 评价工作等级判定表

环境风险潜势	IV、IV+	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析
拟建项目	本项目风险潜势为I，环境风险评价做简单分析			

8.3.3 评价范围

本项目环境风险评价等级为简单分析，不设置评价范围。

8.4 风险识别

8.4.1 物质危险性识别

本工程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，工程涉及的危险特性见表 8.4-1。

表 8.4-1 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	外观与性状：黑色、墨绿色等颜色,有绿色荧光的稠厚性油状液体	
	溶解性：难溶于水，溶于多数有机溶剂	
	凝固点（℃）：-50-35℃	沸点（℃）：120~200℃
	相对密度（水＝1）：0.78~0.97	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。
	危险特性：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、二氧化碳、干粉。	
毒性	LD50：500~5000 mg/kg(大鼠经口)。	
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。	

由上表可以看出，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，根据石油库设计规范的规定，原油火灾危险性为甲类物质；

（2）易蒸发性：目前，在油田区难以做到全密闭作业，在作业场所不同程度地存在因蒸发而产生的可燃性油气；

（3）毒性物质：原油具有一定的毒性；

（4）易积聚静电荷：静电放电是导致火灾爆炸事故的一个重要原因；

（5）易流淌、扩散性：原油一旦泄漏将覆盖较大面积，扩大危险区域；油品的蒸汽一般比空气重，易沿地表扩散；

（6）热膨胀性：原油受热后，温度升高，体积膨胀，若容器罐装过满，超过安全容量，或者管道输油后不及时排空，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。

表 8.4-2　伴生气（石油气）的理化性质

标识	中文名：石油气	英文名：liquefied petroleum gas
	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	气态液化石油比空重1.5～2.0倍
	稳定性：稳定	
危险特性	危险性类别：第2.1类易燃液体	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。
	危险特性：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。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。	
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。可致皮肤陈伤。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，燃烧会产生 CO 气体；

（2）易扩散性：其蒸气比空气轻，能到相当远的地方遇明火会回燃。

表 8.4-3　一氧化碳理化性质

标识	中文名：一氧化碳	英文名：carbon monoxide
	分子式：CO	分子量：28.01
	危规号：21005	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）：0.97
	饱和蒸汽压（KPa）：/	禁忌物：强氧化剂、碱类。
	临界压力（MPa）：3.50	临界温度（℃）：-140.2
	稳定性：稳定	聚合危害：
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（%）： 12.5	爆炸上限（%）：74.2
	最小点火能（mJ）：	最大爆炸压力（MPa）：
	燃烧热（KJ/mol）：	燃烧分解产物： CO2
	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、高热能引起燃烧爆炸。	
	灭火方法：切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。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、干粉。	
毒性	LC50：1807ppm（大鼠吸入，4h）	
危害	侵入途径：吸入	
	健康危害：一氧化碳在血中与血红蛋白结合而造成组织缺氧。急性中毒：轻度中毒者出现头痛、头晕、耳鸣、心悸、恶心、呕吐、无力，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、浅至中度昏迷，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%。部分患者昏迷苏醒后，约经 2～60天的症状缓解期后，又可能出现迟发性脑病，以意识精神障碍、锥体系或锥体外系损害为主。慢性影响：能否造成慢性中毒及对心血管影响无定论。	

表 8.4-4 二氧化碳理化性质及危险特性

标识	中文名：二氧化硫	英文名：sulfur dioxide
	分子式：SO_2	分子量：64.06
	危规号：23013 | UN 编号：1079	CAS 号：7446-09-5
理化性质	性状:无色气体，具有室息性特臭。	溶解性：溶于水、乙醇。
	熔点(℃)：-75.3	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(KPa) 338.42（21.1℃）	禁忌物：强还原剂、强氧化剂、易燃或可燃物。
	临界压力(MPa)：7.87	临界温度(℃)：157.8
	稳定性：稳定	聚合危害：不聚合
危险特性	危险性类别：第 2.3 类有毒气体	燃烧性：不燃,有毒,具强刺激性。
	引燃温度(℃)：无意义	闪点(℃)：无意义
	爆炸下限(%)：无意义	爆炸上限(%)：无意义
	最小点火能(MJ) 无意义	最大爆炸压力(MPa)：无意义
	燃烧热(J/mol)：无意义	燃烧(分解)产物：无意义
危险特性	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。
健康危害	侵入途径：吸入
	健康危害：易被湿润的粘膜表面吸收生成亚硫酸、硫酸。对眼及呼吸道粘膜有强烈的刺激作用。大量吸入可引起肺水肿、喉水肿、声带痉挛而致窒息。 急性中毒：轻度中毒时，发生流泪、畏光、咳嗽，咽、喉灼痛等呼吸道及眼结膜刺激症状；严重中毒可在数小时内发生肺水肿；极高浓度时可引起反射性声门痉挛而致窒息。 慢性中毒：长期接触二氧化硫，可有头痛、头昏、乏力等全身症状以及慢性鼻炎、支气管炎、嗅觉及味觉减退、肺气肿等；少数工人有牙齿酸蚀症。
	工作场所最高允许浓度：中国 MAC=15mg/m^3

8.4.2 生产设施风险识别

根据项目各设施的功能特点和危险物质的分布情况，将本项目分为采油及井下作业工程（包括试油、油层改造、采油生产和修井作业过程）、管道（包括输油管道及其附属设施等）等功能单元。

8.4.2.1 原油集输

本项目原油集输基本上采用密闭管输，集输管线采用埋地敷设方式。原油集输过程中常见的事故有集油管线因腐蚀穿孔而造成原油泄漏；冬季运行时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，特别是窃油现象严重，窃油者在管道上打孔，窃油后引起原油泄漏。

表 8.4-5 原油集输过程中的环境风险特征

运输方式	风险类型	可能的原因	危害
陆域管道输送	泄漏	管道设备腐蚀、破坏	污染地表水体、地下水体 污染土壤 火灾、爆炸
		操作失误	
		地震危害、人为破坏	
	火灾、爆炸	油气泄漏	污染环境
		存在机械、高温、电气、化学火源	

8.4.2.2 钻采作业区

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。井喷喷出的大量烃类气体会污染环境空气，原油覆盖植物、覆盖地层、污染土壤，若进入地表水体则造成地表水环境污染。据有关事故资料分析，多数井喷事故的发生属责任事故，操作者起钻时不灌或不按规定灌钻井液、未及时发现井涌等造成。本次滚动开发井区属于低渗透油田，底层压力低，发生井喷的可能性很小。

8.4.2.3 注水井套外返水

注水井套外返水时，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、油井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。

综上所述，工程各生产设施主要事故风险类型、来源及危害见表 8.4-6。

表 8.4-6 工程主要事故风险类型、来源及危害

事故类型	风险单元	主要危害	主要污染物	环境影响
井喷	井下作业	释放有毒污染物，引发火灾污染环境，危及人身及财产安全	原油、伴生气	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
套外返水	钻采作业	污染地下水	石油类等	污染地下水水质
溢油	原油集输	对环境造成重大污染，引发火灾、爆炸	原油	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
泄漏	原油集输	对环境造成污染，污染环境，引发火灾爆炸，损害人体及财产安全	石油类	油品挥发造成大气污染；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；污染地下水
火灾爆炸	钻采作业区、原油集输	有害气体、热辐射、抛射物等污染环境、损害人身健康及财产安全	CO、NOx	污染大气、地下水

8.4.3 扩散途径识别

通过以上物质识别、生产设施识别过程看出，本项目所涉及的危险物质的扩散途径主要有：

（1）原油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；泄漏原油对通过包气带进入地下水环境从而对地下水造成污染。

（2）井场发生井喷对大气环境、水环境、土壤及植被的不利影响。

（3）套管返水、井封不严等导致含油水对地下水造成的污染影响。

8.4.4 现有工程环境风险事故分析

根据建设单位提供资料及企业现有的突发环境事件应急预案（2020 年）可知，近几年榆林区域出现的环境风险有：桐寨作业区“3.26”污染事件，2015 年 3 月 26 日，桐寨作业区塞 372-18 井组至靖十增单井集油管线破损，造成约 1m^3 含水油泄漏，顺井场下山道路流下约 200 米，污染面积 40m^2，回收油泥 30 袋。

出现事故的原因为：高含水油对管线造成腐蚀，扫线作业导致管线破裂而引发的一般环境污染事件。

事故发生后，及时采取了以下措施：

（1）快速、准确的分析判断突然事故发生管段的位置，及时切断管段上、下游的截断阀，同时组织了人力对原油泄漏危险区进行警戒；

（2）立即将事故简要报告了上级主管领导、生产指挥系统，通知当地主管部门加强防范措施；

（3）第一时间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了抢修。

（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，防止泄漏物向河流、农田、居民点等重要目标或危险源流散。

在采取以上措施后，管道泄漏及时得到了有效控制，对地下水和土壤的影响在可控范围内。在险情排除后迅速清理了应急现场，对原油进行了回收，少量无法回收的原油，在当地环保局的批准下进行了妥善处理。

8.4.5 事故案例分析

本次评价收集了部分油区开发的典型事故案例，详见表 8.4-7。

表 8.4-7　典型事故案例

项目	事故概况	事故原因
案例1	2003年10月28日，吐哈油田分公司采油厂在柯14井安装单井罐时，由于罐内留有残液，残液在罐内挥发形成了爆炸性混合气体，并且达到了爆炸极限。在焊接过程中爆炸性气体顺排气管排出时，遇焊接明火，引爆了罐内爆炸性气体，发生了油罐爆炸着火事故，造成5人死亡、2人重伤、1人轻伤。	本次事故原因为作业人员严重违反安全操作规程。
案例2	2009年12月30日零点30分，中石油值班人员发现刚开通的兰郑长成品油输油管道渭南支线流量异常变化。经巡线员出站巡视，发现在距站约2.75 km处发生成品柴油泄漏事故。由于事故发生地点距离渭河一级支流赤水河仅40m。泄漏的成品柴油通过河畔砂质土壤渗入赤水河内，对黄河下游三门峡市群众饮水构成直接威胁。本次事故抢险共动用了十六七家石油维修抢险队、机械设备180多套、工程车辆近200余辆，在赤水河及渭河共设置拦油带20道，参与抢险人员总计达700余人。在相关部门协力配合下，至2010年1月4日，入黄断面石油类指标恢复正常水平。	本次事故中共有约100 m3柴油泄漏，经对漏油点开挖检查，初步分析事故原因为第三方施工破坏所致。
案例3	2007年8月29日，第四采油厂靖边云盘山作业区罗一拉转油站因连日降雨山体滑坡导致管线断裂，外泄原油顺延河	因洪水、泥石流、山体滑坡等灾害引

项目	事故概况	事故原因
	支流杏子河扩散，造成榆林市靖边县、延安市志丹县境内部分河道被污染。	发输油管道断裂、原油泄漏污染事故。
案例4	2010年8月28日下午，第四采油厂车道湾集油站输油管线因腐蚀破裂，致泄漏原油沿红石沟河道流了4km长。接到泄漏报告后，安塞县环保局和第四采油厂连夜组织300余人排污抢险，29日将泄漏原油清理完毕。	因管道腐蚀导致原油泄漏事故
案例5	2015年3月26 日凌晨，长庆油田第九采油厂起二增到吴一转之间的管线破损，破损管道半径114mm，泄漏原油初步估计在20m3左右。现场原油顺山坡林地流下总长约800m，包括一段 50m长的涵洞，平均宽度为50cm。由于泄漏点均在沟谷内，附近都是干沟，无地表水 体，所以泄漏原油没有对地表水产生影响。抢险队员通过采取筑堤、挖坑，设置草袋、吸油毡等措施逐级收集渗透在沟谷土壤表面的原油，减缓原油进一步向下游蔓延。	管线老化腐蚀所导致的泄漏。

8.5 风险影响分析

8.5.1 井喷事故影响分析

8.5.1.1 事故过程分析

发生井喷后，若不能及时采取措施制止，即发生井喷失控，大量原油和伴生气从井口敞喷进入环境当中，伴生气在喷射过程中若遇明火则会引发火灾和爆炸等危害极大的事故。伴生气喷射最大的可能是形成垂直喷射，初始喷射由于井筒内有泥浆液柱，因此喷出的伴生气中携带大量的泥浆和岩屑，将危害周围的道路、耕地和植被等。

伴生气的喷射释放速率，将随着井筒内的泥浆液柱压力减少而增大，当井筒内的泥浆喷完后，达到最大喷射释放速度，此时可能形成最大爆炸云团，遇明火就会爆炸。伴生气喷射释放速率变化取决于井的产气速率，释放时间取决于对井喷事故的处理效率和井的产气量等。

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。

本油区开发至今，油层压力分布规律已基本掌握，储层物性及基本特征已基本清楚，所以发生井喷的几率很小，远小于全国平均水平；并且长实集团在钻井和井下作业过程中采取了相应的防井喷措施，因此，本项目发生井喷的可能性极小。

8.5.1.2 井喷对水体的污染和影响

如井喷喷出的是原油和水的混合物，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。

8.5.1.3 井喷对土壤的污染和影响

若井喷喷出的是原油类混合物，由于原油会迅速渗透到土壤中，杀死土壤中的微生物，从而改变土壤成分，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，一旦出现井喷要及时清理被污染的土壤。

8.5.1.4 井喷对周边声环境的污染和影响

当井喷喷出的伴生气产量较大时，放喷管线喷出的伴生气对空气的蠕动会产生很高的气流噪声。放喷点火后，大量伴生气的燃烧也将引起很大的噪声。离放喷口（即点火处）60~80m 进行的噪声测试显示，其值可达 100dB（A）左右。高强度的噪声，不仅严重影响到井场员工和附近村民的身心健康，使其心情烦躁不安，同时也造成井场员工语言交流困难，给抢险施工作业带来不便，并容易造成安全事故，此外也会对放喷点火口周边的家禽造成一定的危害和影响。

8.5.1.5 井喷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。

根据调查，建设单位在钻井期间未发生任何程度的井喷等风险事故。

8.5.2 套外返水对地下水影响分析

油田在大量原油泄漏短时间内未加以回收的情况下，原油可通过在土壤中的渗透，污染浅层地下水。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水头差的作用下由含油层上窜可能直接进入含水层污染深部承压水，套外返出水也可通过包气带向下垂直渗透污染表层潜水，污染除发生在近地表的潜水含水层，还会污染深部承压水含水层。

采油井通过套外水泥将套管与地层之间进行封闭，注水井与采油井工艺相同，且上有封套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；井底构筑水泥塞，阻止注水向下部地层的渗入；仅井身下端的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的污染；不易发生泄漏。

8.5.3 管道原油泄漏事故影响分析

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，原油则在土壤内部由于重力作用沿垂直方向向地下渗透，排除地质灾害等因素外，原油一般情况下不会冒出地表形成地面扩散。由于原油黏度和凝固点较高，且流动性较差，加上土壤对原油具有很强的截流能力，因此泄漏原油很难向土壤深层迁移。此时影响原油污染范围的因素有原油的泄漏量、存留时间及环境温度等。

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。当泄漏量小时，原油与土壤粘和凝结成较大的含油土块，此时污染范围小；当泄漏量大时就形成地表扩散。影响原油污染范围的因素除原油的泄漏量、存留时间及环境温度外，还与泄漏点周围地形地貌、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的区域，且主要对表层 0～20cm 的土层构成污染。

泄漏原油对土壤理化性质的影响可以用 pH 值、总盐量、总碱度等三项指标来说明。据已有的试验和监测资料表明，受到原油污染的农田和正常农田土壤中的 pH 值、总盐量、总碱度无明显的差别，即原油污染对土壤的理化性质的影响较小。但由于石油是粘稠大分子物质，覆盖表土或渗入土壤后，将堵塞土壤

孔隙，使土壤板结，通透性变差，从而造成土壤长期处于缺氧还原状态，土壤养分释放慢，不能满足作物生长发育的需要而致其死亡。

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

8.5.4 封井环境风险影响分析

项目进入退役期后，建设方将对注水井以及采油井进行封井，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，该事故为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。

8.6 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、套外返水事故和原油管道泄漏。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 8.6-1。

表 8.6-1 项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	长庆油田分公司第三采油厂2026年产能建设工程（陕西区域）			
建设地点	（陕西）省	（榆林、延安）市	（/）区	（靖边、吴起、志丹）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）				

本项目井场65座，其中45座为新建井场，20座为现有井场扩建；共钻井193口，其中油井123口，注水井70口，产能规模约13.2×104t/a；190条433.4km，其中油管线91条213.15km，气管线10条19.78km，水管线89条200.47km。本次评价重点关注风险单元为钻采井场、原油集输管线。经判定，各风险单元最大危险物质数量与临界量比值均Q＜1，环境风险潜势为I，评价等级为简单分析。

8.7 风险防范措施

由于环境风险事故会对局部环境造成严重危害，因此必须采取必要的预防措施，避免事故发生或最大程度地降低事故造成的危害。对于人为因素引起的事故，可以通过提高作业人员技术素质、加强责任心教育以及采取技术手段和管理手段加以避免；而对于自然因素导致的事故，主要靠采取各种措施，配备必要设备来预防。

8.7.1 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。

8.7.1.1 依托及现有工程已采取的风险防范措施

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 8.7-1。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 8.7-1　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 50183-2004）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 50183-2004）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

8.7.1.2 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。

8.7.1.3 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。

8.7.1.4 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。

8.7.1.5 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。

8.7.1.6 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。风险管理过程见下图。

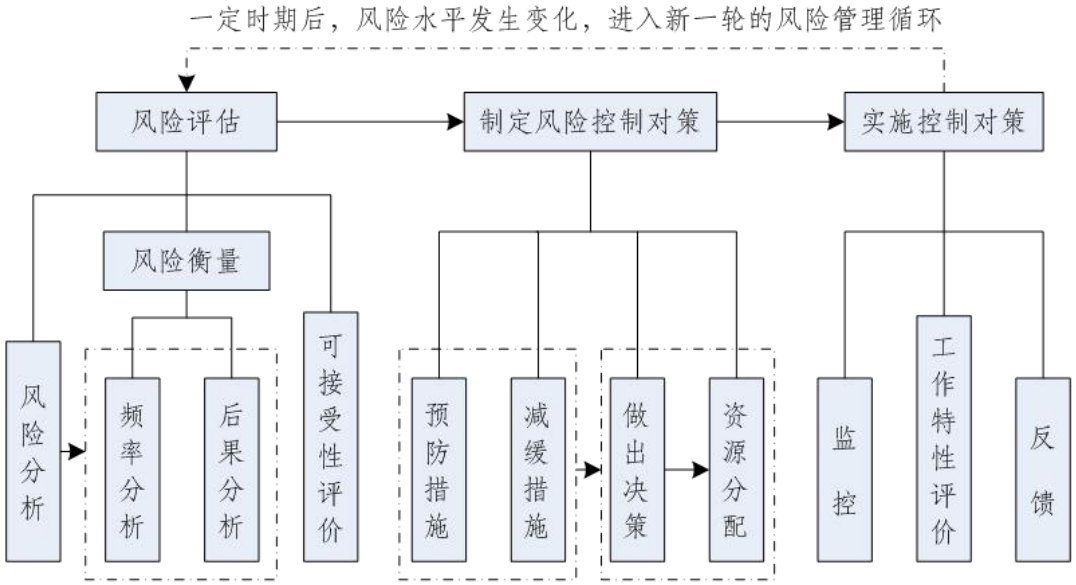


图 8.7-1　风险管理过程示意图

评价结合现有工程采取的风险防范措施，提出一些列补充要求，具体见 8.7.2 章节。

8.7.2 环评补充的风险防范措施

8.7.2.1 技术防范措施

（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在钻井或循环时，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，如果不下过钻铤，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原油和降低压力；

⑥如果在关井期间压力要超过极限时，应该通过全密闭闸板防喷器下面的紧急压套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。

（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，详见下表。

表 8.7-2　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

（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。

（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）和《榆林市油气田开采清洁文明井场验收标准》（榆政环发〔2017〕69 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。

（5）管线泄露防治措施

1） 施工期

① 严格按照《输油管线工程设计规范》（GB50253-2014）和《输气管线工程设计规范》（GB50251-2015）的要求进行设计；

② 管线敷设前，加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格管材。跨越道路段管线应加厚管壁，提高管线强度，防止因质量缺陷造成泄漏事故的发生；

③ 管线尽可能沿道路布设，以便于维护和事故处理。管线敷设深度应在冻土层以下，一般要求为 1.2～1.5m；

④ 当管线经过坡地、陡坎、易坍塌、易冲刷等不良地段时，为了保护管线的安全和环境，应采取挡土墙、坡面防护、滑坡错落整治、拦石网工程等相应的环保及水土保护措施；

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，包括里程桩、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 管线在穿跨越河流、沟谷时应当采取以下措施：

A、管道施工中被扰动的河流、冲沟岸坡易遭洪水冲刷，管道敷设应与岸坡保持一定的安全距离，应视河流具体情况在管线两侧修建浆砌块石护岸或草袋护岸，避免洪水直接冲刷开挖面。护岸工程应有足够的宽度，并与两岸河岸衔接。

B、合理确定管道的稳管结构形式。由于管道穿越河流的河床底层结构不同，设计中应根据具体穿越段管道的河床工程地质条件，采用混凝土连续覆盖、压重块等多种稳管形式。采用压重块、石笼等稳管形式时，应注意基础的稳定性，防止基础受冲刷而出现局部管道悬空时稳管形式可能对管道造成附加应力破坏。

C、沿沟谷阶地敷设。对于管线在局部沿冲沟敷设段、穿沟段、低地汇水段，洪水对管道有一定冲刷、冲蚀破坏危害。设计时应充分考虑瞬时洪流的巨大危害和破坏性，合理确定管道的埋深，将管顶埋设至沟谷的稳定层以下，防止水流冲刷对管道的影响，同时对洪水淹没段的管道根据其具体通过路段的情况采取适宜的稳管措施，并对管道通过冲沟两侧的沟壁进行浆砌石护岸处理。

2） 运行期

① 在集输过程中，严格控制输送油品的性质，定期清管，排除管内的积水和污物，以减轻管线内的腐蚀；

② 定期测量管线的内外腐蚀情况，对管壁严重减薄段，及时更换，避免发生管线泄漏事故；

③ 安装自动控制装置，时刻检测管线的压力变化情况，管线带压运行，对管线泄漏事故及时发现，及时处理；

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

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

⑥ 对管线沿线（特别是穿跨越地段）设立明显的警示标识，确保不因施工造成已铺设管线的破坏而导致原油泄漏。

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 制定事故应急预案，配备适当的管线抢修、灭火及人员抢救设备。

4） 并行管线泄漏预防风险措施见下表。

表 8.7-3 并行管线风险防范措施

管段	类别	项别	设备、技术措施
并行	选材	管材	螺旋埋弧焊钢管

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

5） 管线穿越风险防范措施

① 管线穿跨越风险防范一般措施

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，详见下表。

表 8.7-4 穿越段管线污染风险防范措施

类别	项目	主要防范措施
设计	穿越位置选择	综合地质灾害评估等意见，合理选择穿越位置。
	设计压力	管线设计压力需经过不同输量下不同事故工况下（阀门误操作、设备故障、通信中断、事故掉电等）的动态模拟核算，以确保在管线运行过程中不因动、静水压力超过而导致管线破裂、泄漏现象的发生。
	管材和壁厚	根据设计规范选用壁厚和管材等级，核算强度、刚度及稳定性；若不满足要求时，应增加钢管壁厚或提高管材等级。同时，还需进行抗震校核、断裂带安全性校核。
	管线埋深	穿越管段应埋设在一般冲刷加局部冲刷深度以下的安全深度。
	防腐	采用加强级三层PE外防腐层，以及牺牲阳极进行保护。
	警示牌、警示带	在开挖穿越段管线上方0.5m处全线设置警示带，以防止管线被无意破坏。
施工	稳管措施	对于可能产生季节性水流的冲沟穿越，采取相应的稳管措施，根据具体水文地质条件而定。
	补口、补伤	防腐层现场补口采用辐射交联聚乙烯热收缩带补口。损伤处直径≤30mm时，可采用辐射交联聚乙烯补伤片；直径>30mm的损伤，先用补伤片进行补伤，然后采用热收缩带包覆，热收缩带的宽度不小于30cm。
	探伤检测	管线焊缝全段100%超声波检验，100%射线照相检验
	试压	进行单独强度和稳定性试压。
运行	泄漏检测及自动控制	SCADA智能检测（采用调控中心、站控和现场手控三级控制），全线设置泄漏自动检测系统
	壁厚检测	定期进行壁厚检测，对腐蚀严重的管线及时更换。

类别	项目	主要防范措施
	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，本项目南九增至南 10 增外输管线跨越周河，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。

8.7.2.2 固体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，按照《榆林市生态局关于进一步加强油气开采废弃物处置环境管理的通知》（榆政环发[2020]113

号）、《榆林市油（气）开采废弃物处置环保暂行管理办法》（榆政环发[2015]170 号）要求在井下作业完成后 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。

8.8 应急预案

8.8.1 现有应急预案

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。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。

8.8.2 应急预案内容

根据国家环保部环发〔2010〕113 号《突发环境事件应急预案管理暂行办法》要求及《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）要求，长庆油田分公司第三采油厂应对现有《突发环境事件应急预案》进行修订，将本次开发范围内涉及到的环境敏感点进行补充，对新增的周边政府、医疗机构联系方式进行补充，对应急保障措施进行补充完善等。

应急预案涉及的主要内容见表 8.8-1 所示。

表 8.8-1 应急预案内容及要求

序号	项目		内容及要求
1	总则	编制目的	明确预案编制的目的、要达到的目标和作用等
		编制依据	明确预案编制所依据的国家法律法规、规章制度，部门文件，有关行业技术规范标准，以及企业关于应急工作的有关制度和管理办法等。
		适用范围	规定应急预案适用的对象、范围，以及环境污染事件的类型、级别等。
		事件分级	参照《国家突发环境事件应急预案》
		工作原则	明确应急工作应遵循预防为主、减少危害，统一领导、分级负责，企业自救、属地管理，整合资源、联动处置等原则
		应急预案关系说明	明确应急预案与内部企业应急预案和外部其他应急预案的关系，并辅相应的关系图，表述预案之间的横向关联及上下衔接关系
2	组织机构与职责	组织机构	明确应急组织机构的构成
		职责	规定应急组织体系中各部门的应急工作职责、协调管理范畴、负责解决的主要问题和具体操作步骤等
3	预防与预警	危险源监控	明确对区域内容易引发重大突发环境事件的危险源、危险区域进行调查、登记、风险评估，组织进行检查、监控，并采取安全防范措施，对突发环境事件进行预防

序号	项目		内容及要求
		预防与应急准备	明确应急组织机构成员根据自己的职责需开展的预防和应急准备工作
		监测与预警	1．应按照早发现、早报告、早处置的原则，对重点排污口进行例行监测； 2．根据企业应急能力情况及可能发生的突发环境事件级别，有针对性地开展应急监测工作
4	应急响应	响应流程	根据所编制预案的类型和特点，明确应急响应的流程和步骤，并以流程图表示
		分级响应	根据事件紧急和危害程度，对应急响应进行分级
		启动条件	明确不同级别预案的启动条件
		信息报告与处置	明确24小时应急值守电话、内部信息报告的形式和要求，以及事件信息的通报流程；明确事件信息上报的部门、方式、内容和时限等内容；明确事件发生后向可能遭受事件影响的单位，以及向请求援助单位发出有关信息的方式、方法
		应急准备	明确应急行动开展之前的准备工作，包括下达启动预案命令、召开应急会议、各应急组织成员的联系会议等
		应急监测	明确紧急情况下企业应按事发地人民政府环保部门要求，配合开展工作；明确应急监测方案，包括污染现场、实验室应急监测方法、仪器、药剂；突发环境事件发生时企业环境监测机构要立即开展应急监测，在政府部门到达后，则配合政府部门相关机构进行监测
	应急响应	现场处置	1．水环境污染事件现场处置 根据污染物的性质及事件类型、可控性、严重程度、影响范围及水环境状况等，需确定以下内容： ⑴可能受影响水体情况说明，包括水体规模、水文情况、水体功能、水质现状等； ⑵制定监测方案，开展应急监测； ⑶事件发生后，切断污染源的有效方法及泄漏至外环境的污染物控制、消减技术方法说明； ⑷制定水中毒事件预防措施，中毒人员救治措施； ⑸需要其他措施的说明（如其他企业污染物限排、停排，调水，污染水体疏导，自来水厂的应急措施等）； ⑹跨界污染事件应急处置措施说明； ⑺其他说明 2．有毒气体扩散事件现场处置 根据污染物的性质及事件类型，事件可控性、严重程度和影响范围以及风向、风速和地形条件等，需确定以下内容： ⑴切断污染源的有效措施； ⑵制定气体泄漏事件所采取的现场洗消措施或其他处置措施； ⑶明确可能受影响区域及区域环境状况； ⑷制定监测方案，开展应急监测； ⑸可能受影响区域企业、单位、社区人员疏散的方式和路线、基本保护措施和个人防护方法； ⑹临时安置场所； ⑺周边道路隔离或交通疏导方案； ⑻其他说明 3.危险化学品及危险废物污染事件现场处置 根据危险化学品和危险废物的性质、污染严重程度和影响范围，需确定以下内容：

序号	项目		内容及要求
			⑴切断污染源的有效措施； ⑵制定防止发生次生环境污染事件的处置措施； ⑶明确可能受影响区域及区域环境状况； ⑷制定监测方案，开展应急监测； ⑸可能受影响区域人员疏散的方式和路线、基本保护措施和个人防护方法； ⑹临时安置场所 ⑺周边道路隔离或交通疏导方案； ⑻其他说明 4．受伤人员现场救护、救治与医院救治 受伤人员现场救护、救治与医院救治依据事件分类、分级，附近疾病控制与医疗救治机构的设置和处理能力，制订具有可操作性的处置方案，应包括以下内容： ⑴可用的急救资源列表，如急救中心、医院、疾控中心、救护车和急救人员； ⑵应急抢救中心、毒物控制中心的列表； ⑶国家中毒急救网络； ⑷伤员的现场急救常识
5	安全防护		应急人员的安全防护：明确事件现场的保护措施；
			受灾群众的安全防护：制定群众安全防护措施、疏散措施及患者医疗救护方案等。防止人员中毒或引发次生环境事件
6	次生灾害防护		制定次生灾害防范措施，现场监测方案，现场人员撤离方案
7	应急状态解除		⑴明确应急终止的条件； ⑵明确应急终止的程序； ⑶明确应急状态终止后，继续进行跟踪环境监测和评估的方案
8	善后处置		明确受灾人员的安置及损失赔偿方案；配合有关部门对环境污染事件中的长期环境影响进行评估；明确开展环境恢复与重建工作的内容和程序
9	应急保障		应急保障计划、应急资源、应急物资和装备保障、应急通讯、应急技术、其他保障
10	预案管理		预案培训、预案演练、预案修订、预案备案
11	附则		预案的签署和解释；预案的实施

8.8.3 应急系统

为防范和应对突发性环境污染事故的发生，长庆油田分公司第三采油厂设立突发环境事件应急组织机构，建立既能对污染隐患进行监控和警告，又能对突发性污染事故实施统一指挥协调、现场快速监测和应急处理的应急系统。应急系统由应急响应、应急监测和应急处理三部分组成。事故应急行动程序见图 8.8-1。

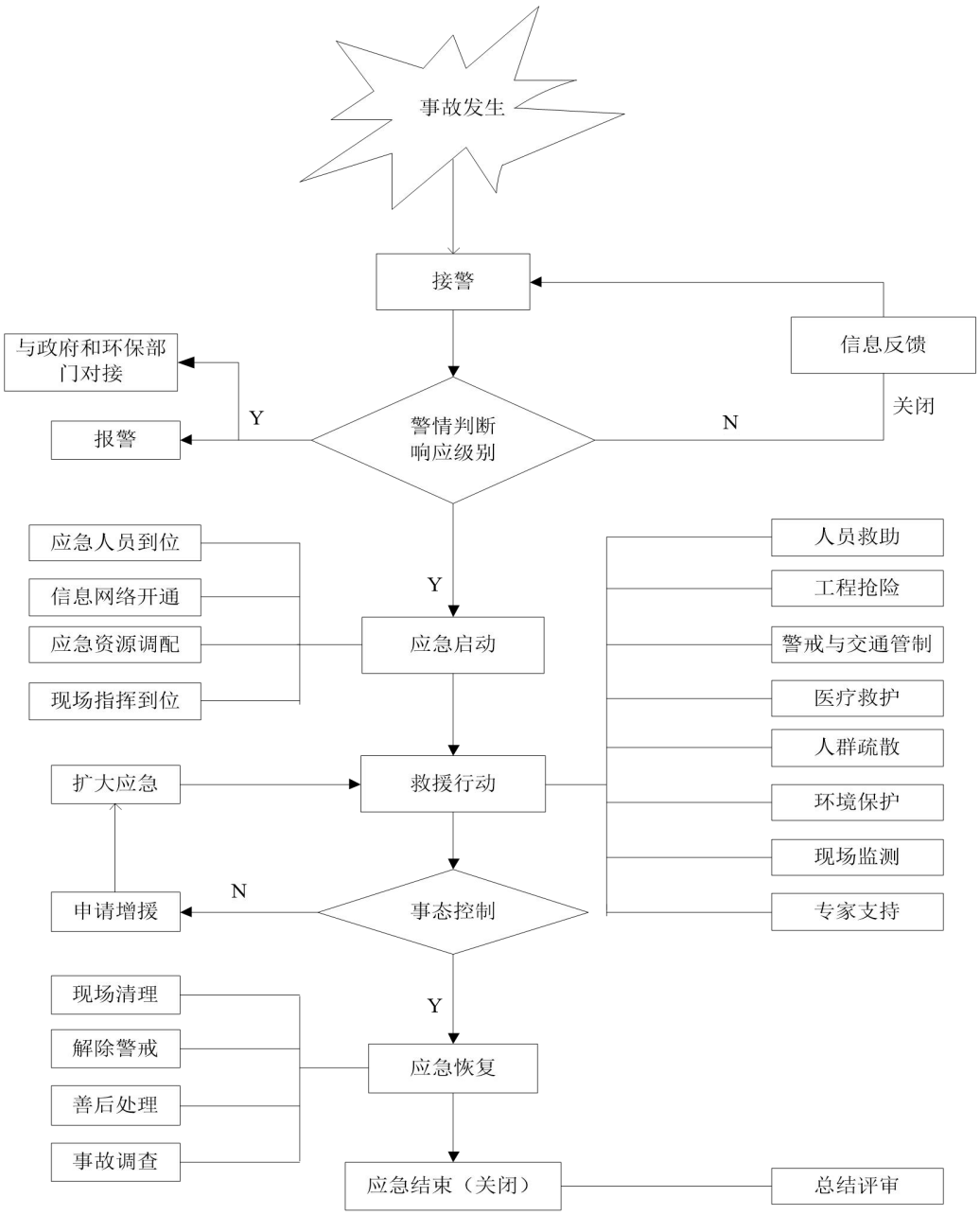


图 8.8-1　第三采油厂突发环境事件应急响应过程流程图

8.8.3.1 应急响应

A．当事故达到I级应急响应标准时，陕西省或榆林市应急管理机构启动相关应急预案，厂应急指挥中心配合各级政府应急管理部门开展应急救援工作；

B．发生II级火灾事故，由应急指挥中心统一指挥，厂应急指挥中心协调处理：

C．当火灾事故达到III级应急响应标准时，厂应急指挥机构立即启动火灾专项应急预案，组织实施应急救援，并按照如下程序进行响应。

管道泄漏事故应急响应活动：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截断阀，同时组织人力对扩散危险区进行警戒，严格控制一切可燃物可能发生的火源，避免发生着火爆炸和蔓延扩大；立即将事故简要报告应急指挥中心办公室；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技术措施，周密组织，分工负责，在确保安全的前提下进行抢修。

8.8.3.2 应急监测

要求应急监测人员快速赶赴现场，根据事故现场的具体情况布点采样，利用快速监测手段判断污染物的种类，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。

泄漏事故应急监测的主要内容是对周围大气环境监测和空气中有毒有害物质浓度的监测；由建设单位委托第三方来完成监测。

发生有泄漏事故后，应委托当地相关部门进行现场监测，并写出事故影响报告，以确定事故影响的范围、程度，为制定应急策略提供依据。

8.8.3.3 事故应急处置

A．原油、伴生气事故应急处置措施见表 8.8-2。

表 8.8-2　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

原油应急处置措施	
	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。

B．管道破裂、原油泄漏时应采取以下措施：

a 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；

b 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；

c 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；

d 一旦管道破裂泄漏原油进入沟道，应及时在沟道入河流处设紧急拦截措施，杜绝泄漏原油进入河流。

C．管道堵塞的处理

引起管道堵塞的原因如：因污物过多或管道发生较大变形，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。

项目事故应急预案框图见图 8.8-2。

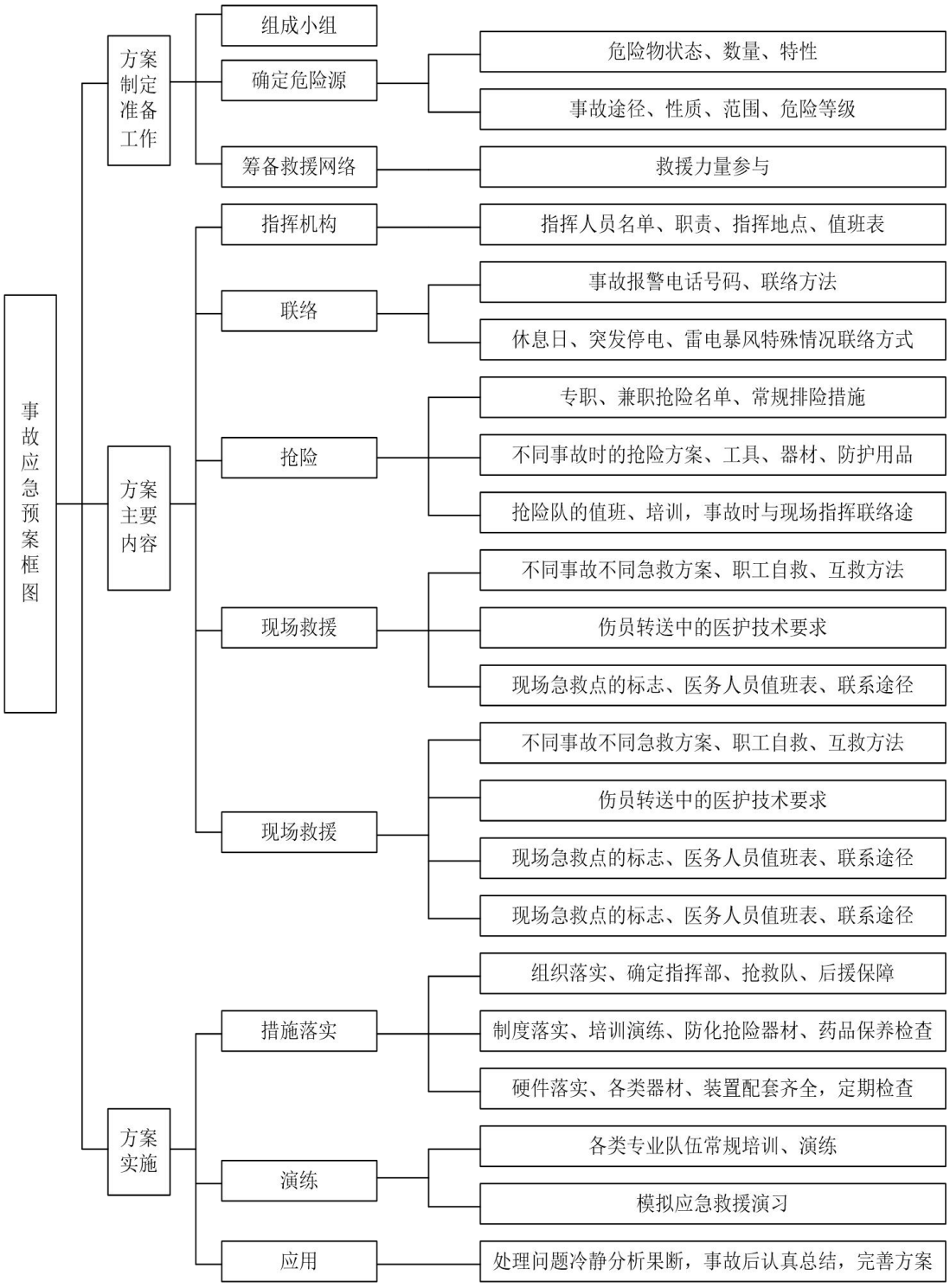


图 8.8-2　事故应急预案框图

8.8.4 应急物资

长庆油田分公司第三采油厂应急领导小组应依据突发环境事件应急处置的要求，根据生产厂区风险源分布实际及周边环境敏感点分布，储备充足的应急物资（个人防护设备、污染物处置设备、监测设备、应急照明设备、防洪防汛

设备等），建立健全以区域和单位应急系统为主体的应急物资储备，建立应急物资动态管理制度。在应急状态下，统一调配使用。

8.9 环境风险评价自查表

表 8.9-1 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			
		存在总量/t	647t			
	环境敏感性	大气	500m范围内人口数200人		5km范围内人口数15000人	
			每公里管段周边200m范围内人口数（最大）			3 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 þ	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 þ
评价等级		一级 □	二级 □	三级 □	简单分析 þ	
风险识别	物质危险性	有毒有害 □		易燃易爆 þ		
	环境风险类型	泄漏 þ		火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放 þ		
	影响途径	大气 þ		地表水 þ	地下水 þ	
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				

8.10 环境风险评价结论

综合以上分析，通过制定并落实切实可行的事故防范措施和应急预案，项目能够将事故风险降到最低限度，其最大事故风险值小于同行业平均水平，风险程度可以接受。

9 温室气体评价

9.1 概述

1992 年联合国制订了《联合国气候变化框架公约》以应对阻止全球气候变暖趋势，2020 年我国在第七十五届联合国大会上宣布：我国二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值，努力争取 2060 年前实现碳中和。其后在《国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》中我国对碳达峰、碳中和路线图进行了部署。根据《碳排放权交易管理办法（试行）》（生态环境部部令第 19 号），碳排放是指煤炭、石油、天然气等化石能源燃烧活动和工业生产过程以及土地利用变化与林业等活动产生的温室气体排放，也包括因使用外购的电力和热力等所导致的温室气体排放；温室气体主要包括二氧化碳、甲烷、氧化亚氮、氢氟碳化物、全氟化碳、六氟化硫和三氟化氮。《关于加强高耗能、高排放建设项目生态环境源头防控的指导意见》（环环评〔2021〕45 号）提出“将碳排放影响评价纳入环境影响评价体系”，故本次评价依据《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）》对本项目温室气体排放源进行核算。

9.2 温室气体排放源识别

石油天然气行业应核算的排放源类别和气体种类包括：

（1）燃料燃烧 CO_2 排放：主要指石油天然气生产各个业务环节化石燃料用于动力或热力供应的燃烧过程产生的 CO_2 排放；

（2）火炬燃烧排放：出于安全等目的，石油天然气生产企业通常将各生产活动产生的可燃废气集中到一至数只火炬系统中进行排放前的燃烧处理。火炬燃烧除了 CO_2 排放外，还可能产生少量的 CH_4 排放，石油天然气生产的火炬系统需同时核算 CO_2 和 CH_4 排放；

（3）工艺放空排放：主要指石油天然气生产各业务环节通过工艺装置泄放口或安全阀门有意释放到大气中的 CH_4 或 CO_2 气体，如驱动气动装置运转的天然气排放、泄压排放、设备吹扫排放、工艺过程尾气排放、储罐溶解气排放等。石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其工艺放空排放应区分不同业务环节分开核算；

（4）CH_4 逃逸排放：主要是指石油天然气生产各业务环节由于设备泄漏产生的无组织 CH_4 排放，如阀门、法兰、泵轮密封、压缩机密封、减压阀、取样接口、工艺排水、开口管路、套管、储罐泄漏及未被定义为工艺放空的其他压力设备泄漏；石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其逃逸排放应区分不同业务环节分开核算；

（5）CH_4 回收利用量：主要指企业通过节能减排技术回收工艺放空废气流中携带的 CH_4 从而免于排放到大气中的那部分 CH_4。CH_4 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除；

（6）CO_2 回收利用量：主要指企业回收燃料燃烧或工艺放空过程产生的 CO_2 作为生产原料或外供产品从而免于排放到大气中的那部分 CO_2。CO_2 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。因缺乏适当的核算方法暂不考虑 CO_2 地质埋存或驱油的减排问题；

（7）净购入电力和热力隐含的的 CO_2 排放：该部分排放实际上发生在生产这些电力或热力的企业，但由报告主体的消费活动引起，依照约定也计入报告主体名下。

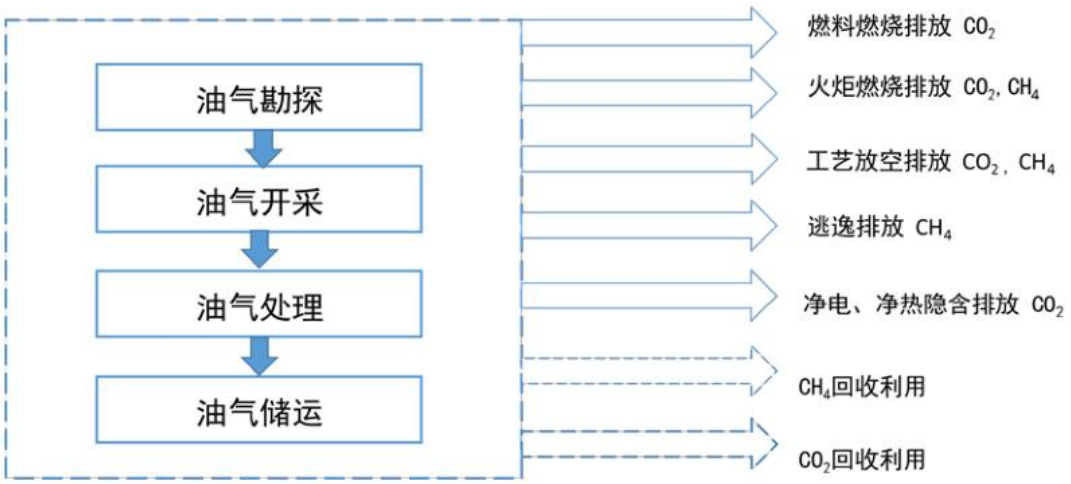


图 9.2-1　石油天然气生产业务温室气体排放源及气体种类示意图

9.3 温室气体排放核算结果

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）》，温室气体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。温室气体计算公式如下：

$$E_{GHG} = E_{CO_2_燃烧} + E_{GHG_火炬} + \sum_{S}(E_{GHG_工艺} + E_{GHG_逃逸})_S - E_{CH_4_回收} \times GWP_{CH_4_回收} - E_{CO_2_回收} + E_{CO_2_净电} + E_{CO_2_净热} \quad .....（1）$$

式中：E_{GHG} —企业温室气体排放总量，单位为吨 CO_2 当量；

$E_{CO_2_燃烧}$ —企业由于化石燃料燃烧活动产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2；

$E_{GHG_火炬}$ —为企业因火炬燃烧导致的温室气体排放，单位为吨 CO_2 当量；

$E_{GHG_工艺}$ —为企业各业务类型的工艺放空排放，单位为吨 CO_2 当量；

$E_{GHG_逃逸}$ —为企业各业务类型的设备逃逸排放，单位为吨 CO_2 当量；

S—企业涉及的业务类型，包括油气勘探、油气开采、油气处理、油气储运业务；

$E_{CH_4_回收}$ —企业的 CH_4 回收利用量，单位为吨 CH_4；

$GWP_{CH_4_回收}$ —CH_4 相比 CO_2 的全球变暖潜势(GWP)值。根据 IPCC 第二次评估报告，100 年时间尺度内 1 吨 CH_4 相当于 21 吨 CO_2 的增温能力，因此 GWP_{CH4} 等于 21；

$E_{CO_2_回收}$ —为企业的 CO_2 回收利用量，单位为吨 CO_2；

$E_{CO_2_净电}$ —为企业净购入电力隐含的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2；

$E_{CO_2_净热}$ —净执为企业净购入热力隐含的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2。

根据校核，本项目不涉及锅炉燃烧、火炬燃烧及购入热力，本项目主要排放的温室气体为甲烷及电力隐含的 CO_2 排放。其中甲烷逃逸排放二氧化碳依据工程分析核算甲烷无组织排放进行核算，电力排放二氧化碳具体核算方法如下：

AE 净调入电力=AD 净调入电力×EF 电力 .....（2）

式中：AE 净调入电力—净调入电力消耗碳排放量（tCO_2e）；

AD 净调入电量—净调入电力消耗量（MWh）；

EF 电力—电力排放因子（tCO_2e/MWh），采用生态环境部《2019 年度减排项目中国区域电网基准线排放因子》中陕西省级电网均排放因子 0.6211tCO_2e/MWh。

具体核算结果如下：

表 9.3-1　本项目温室气体排放汇总表

行业	甲烷逃逸排放二氧化碳（tCO_2）	电力排放二氧化碳（tCO_2）	总温室气体排放量（tCO_2）
其他工业	27.64	465.37	493.01

10 环境保护措施及其可行性论证

10.1 施工期污染防治措施可行性分析

10.1.1 大气污染防治措施

（1）施工扬尘控制措施

扬尘污染主要发生在施工期管沟和基坑开挖、基础处理、材料运输，土方回填，施工场地与便道开辟等环节中。施工扬尘粒径较大，飘移距离短，影响范围有限。

运输过程中道路下风向 TSP 轴线净增浓度影响范围主要集中在下风向 50m 范围内。为减缓施工过程中扬尘对沿线生态环境的影响，环评提出以下措施：

① 优化新建井场道路，尽量利用已有的乡间公路或小路，减少新开钻前路的长度；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；

② 管线和道路两侧 50m 范围内确有居民分布的工程段要对作业面和土堆适当增加洒水抑尘频次。

③ 各井场、站场进场道路，在施工前期即按照道路设计标准进行修建，之后根据路面情况，定期进行维护修补，从根本上降低施工期道路扬尘污染；

④ 施工作业面及运输道路及时洒水抑尘，大风天气停止作业；

⑤ 开挖土方及时回填；散装物料在堆放及运输过程中进行覆盖，井场存放要集中堆置，并采取遮盖或围栏等防扬散、防泄漏、防渗漏措施；

⑥ 严禁运输建筑材料和设备的车辆超载行驶；运输沙土、水泥、土方的车辆行驶过程中加盖篷布；行驶在路况较差的路段或行经村庄、农田附近时，放慢行车速度，减轻扬尘污染等。

⑦ 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，严格落实工地“六个百分百”；

⑧ 运输车密闭化，确保运输过程无扬尘、无遗漏、无抛洒；

⑨ 距离村庄较近的井场施工，应在临近村民一侧设置围挡。

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。

在采取以上措施后，施工期扬尘可满足《施工厂界扬尘排放限值》（DB61/1078-2017）中排放限值的要求。

（2）施工机械和车辆尾气防治措施

针对项目运输原料的车辆、管线下沟的机械设备运行产生的燃油废气、汽车尾气，评价提出以下污染防治措施：

①施工机械、运输车辆采用污染物指标符合国家标准且低含硫量的优质柴油，减少污染物排放；

②确保施工机械用柴油机尾气达到《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）中相关要求。

采取以上施工机械、汽车尾气治理措施后，施工机械、汽车尾气可得到有效的控制和减缓，对环境空气的影响较小，措施可行。

（3）柴油机废气防治措施

项目钻井工程需要大功率柴油机驱动，柴油机运转过程中将排放烟气，主要污染物为烟尘、SO_2、NOx。柴油机废气可通过采用节能环保型柴油动力系统设备，适当提高排气筒高度（6m 以上），减少污染物排放对大气环境的影响。

综上，采取以上措施后，项目施工期废气造成的环境影响均可得到有效，而且施工期短，随着施工期的结束，其造成的影响也随之消失。所以，项目施工期采取的大气污染防治措施可行。

10.1.2 地表水污染防治措施

（1）钻井废水防治措施

钻井废水主要污染物为 SS、COD、石油类等。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，对地表水影响小。污染防治措施可行。

（2）试油废水防治措施

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，不外排。污染防治措施可行。

（3）压裂返排液防治措施

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，达标后全部回注。污染防治措施可行。

（4）管道试压废水防治措施

本工程管道工程分段试压以测试管道的强度和严密性，充水试压将产生少量试压废水，主要污染物为 SS。管道试压分段进行，污水排放量较小，管道试压废水经临近的措施返排液处理站处理达标后回注抽层，禁止直接排入河道，避免对地表水产生影响。

（5）施工废水防治措施

除钻井废水外的施工期生产废水设置临时沉淀池沉淀后回用或用于洒水降尘。施工过程中，尽量选择先进的设备、机械，以有效减少跑、冒、滴、漏的数量及机械维修次数，从而减少含油废水的产生量；机械、设备及运输车辆的冲洗、维修、保养应尽量集中于固定的几个维修点，并在地面铺设塑料布，及时回收废润滑油，防止废油落地；加强施工机械维护，防治施工机械漏油；在具体施工中合理布置施工场地，禁止在河道内清洗含油施工机具，抛弃施工垃圾、生活垃圾、排放污废水。

（6）生活污水治理措施

本项目施工人员食宿依托已建的生活区，施工营地均设有环保厕所，产生的生活污水量小且污染负荷轻，定期清理后用于农田施肥，不外排。

（7）施工期废水污染防治措施要求

①加强施工管理，施工单位应严格执行《施工现场文明施工及环境保护管理规定》，对污水加强管理，严禁乱排污染环境。

②采用无毒钻井液，严格操作程序，减少钻井液的跑冒滴漏，老井钻井液用于新井钻井，减少废钻井液产生量。采用移动式泥浆罐、移动式钻井废水罐、试油废水储罐等，施工人员如厕依托现有井场旱厕，施工人员生活污水定期清理后，用于农田施肥，不外排，管道试压废水经临近的废水处理系统处理达标后回注，严禁直接排入河流。

③严禁随意堆放建筑材料，建材应远离地表水体放置，并设置篷盖和围栏，防止雨水冲刷污染地表水体；严禁在地表水体附近清洗工具、设备；加强施工机械维护，防止机械漏油，若有漏油现象，应及时收集。

采取以上措施后，项目施工期废水造成的环境影响均可得到有效，而且施工期短，随着施工期的结束，其造成的影响也随之消失。所以，项目施工期采取的废水污染防治措施可行。

10.1.3 地下水污染防治措施

站场建设过程中产生的生活污水、生产废水经处理后回用，不会对地下水造成影响。

（1）钻井过程中应采取以下措施：

①在工艺允许的情况下，尽量采用新工艺和新技术，提高钻井（进）效率，减少废水产生量；

②表层钻进时，采用无毒、低碱泥浆；钻井中遇到潜水层，下套管时应注水泥封固，防止地下水层被地层其它流体或钻井泥浆污染；

③每开钻井结束后的固井作业可有效封隔地层与套管之间的环空，防治污染地下水；

④钻井过程中采取平衡钻进，避免因压力挤动和开泵过猛使泥浆憋入地层；

⑤一开采用无毒无害泥浆钻井，表层套管下深大于第四系底层以下 30m 并采用水泥封固，防止后续钻井过程中地下水被钻井泥浆污染。各类型井表层套管采用全段封固，水泥返至井口，井口回填牢固；生产/技术套管主体采用一次上返，纯水泥返至气层顶界以上 300m，低密度水泥返至表套内 200m 以上，用以保护地下水；

⑥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；

⑦固井作业要求：固井前，进行声幅测井、变密度测井。声幅值≤15%为优，纯水泥声幅值在 15～30%之间为合格，低密度声幅值在 15～40%之间为合格。声幅曲线测至人工井底以上 2～5m；对套管采用阴极保护、有机涂层套管内涂层等技术进行防腐处理，延长套管的使用寿命；

⑧采用生物清洁可回收压裂液体系，避免对地下水产生污染。

（2）管线施工过程中应采取以下措施：

①管线采用密闭输送方式，输油管线采用无缝钢管；

②管线组焊完毕，应先进行 100%外观检查，外观检查合格后，方可进行焊缝内部质量检查。质量标准应符合《油气田集输管道施工规范》（GB50819-2013）中的要求。管道焊缝质量在外观检查合格后需进行无损探伤检查，无损探伤检查应在管线组焊完毕 24h 后进行，除设计图中有具体规定外，其余按下列要求执行：

1.所有对口焊接的直焊缝，均进行 100%超声波探伤，再进行 20%X 射线探伤抽查检验。

2.对河流、等级公路的穿越、线路陡坎的管道焊缝，弯管与直管连接焊缝、未经试压的碰死口管道焊缝，除进行 100%超声波探伤检验外，还应再进行 100%X 射线探伤检验。

3.超声波探伤和射线照相检验焊缝，按《石油天然气钢质管道无损检测》SY/T4109-2013 标准执行，达到II级为合格。

4.经检验不合格的焊缝，返修次数不得超过两次，根部焊缝不允许返修，返修后进行热处理；返修后的焊缝除应进行 100%X 射线探伤检验外，还应再进行 100%超声波探伤检验。；

③施工过程中产生的试压废水依托附近站场采出水处理系统处理后用于油田回注；

④管线加装压力装置，一旦检测管线发生破损，应立即采取措施防止泄漏；建立巡检制度，定期对管线壁厚进行测量，一旦发现异常，及时更换管道，杜绝管道污染物泄漏事件的发生，防止对土壤、地表水和浅层地下水的造成污染。

（2）防渗措施

泥浆罐内废液在进行无害化处理之前，如果发生泄漏，会直接造成地下水污染。因此，应采取严格防渗措施，加强钻井现场管理，防止对地下水造成污染，具体措施如下：

①按规范设计泥浆罐容积，保证钻井废水及废弃泥浆不溢流，做到废水不外排；

②做好泥浆罐的防漏、防渗处理，整体采用地上铁罐，底部铺设土工膜（厚度不小于 1.5mm，双层敷设，单层厚度 0.75mm）；

③在铺设防渗膜前应对垫层接触面进行检查，确保垫层无不均匀沉陷，无锐石、树根等能刺穿薄膜的硬物；

④防渗膜铺设过程中勿使薄膜受拉，放松为好；

⑤钻井结束后对防渗泥浆罐内的废弃泥浆交由专业单位处置。

（3）布局和管理措施

①在钻井施工时合理布局井场，避免生产用水和非生产用水合流、清水和污水混流；

②泥浆材料不能露天堆放，油料实行密封式保存，防止散落的混浆材料和油料进入混浆；

③井口作业区周边用混凝土硬化地面，并设置导流沟，将废水等导流至废水箱中；

④油罐、柴油动力机和柴油发电机房配备集油池收集废油，并用废油桶集中收集贮存，完钻后交由有相关处理资质的单位妥善处置，现场无遗留。

⑤钻杆存放区位于钻井施工区附近，方便钻井施工，同时底部铺设土工膜进行防渗。

工程采取以上措施后，可有效避免地下水受到污染，措施可行。

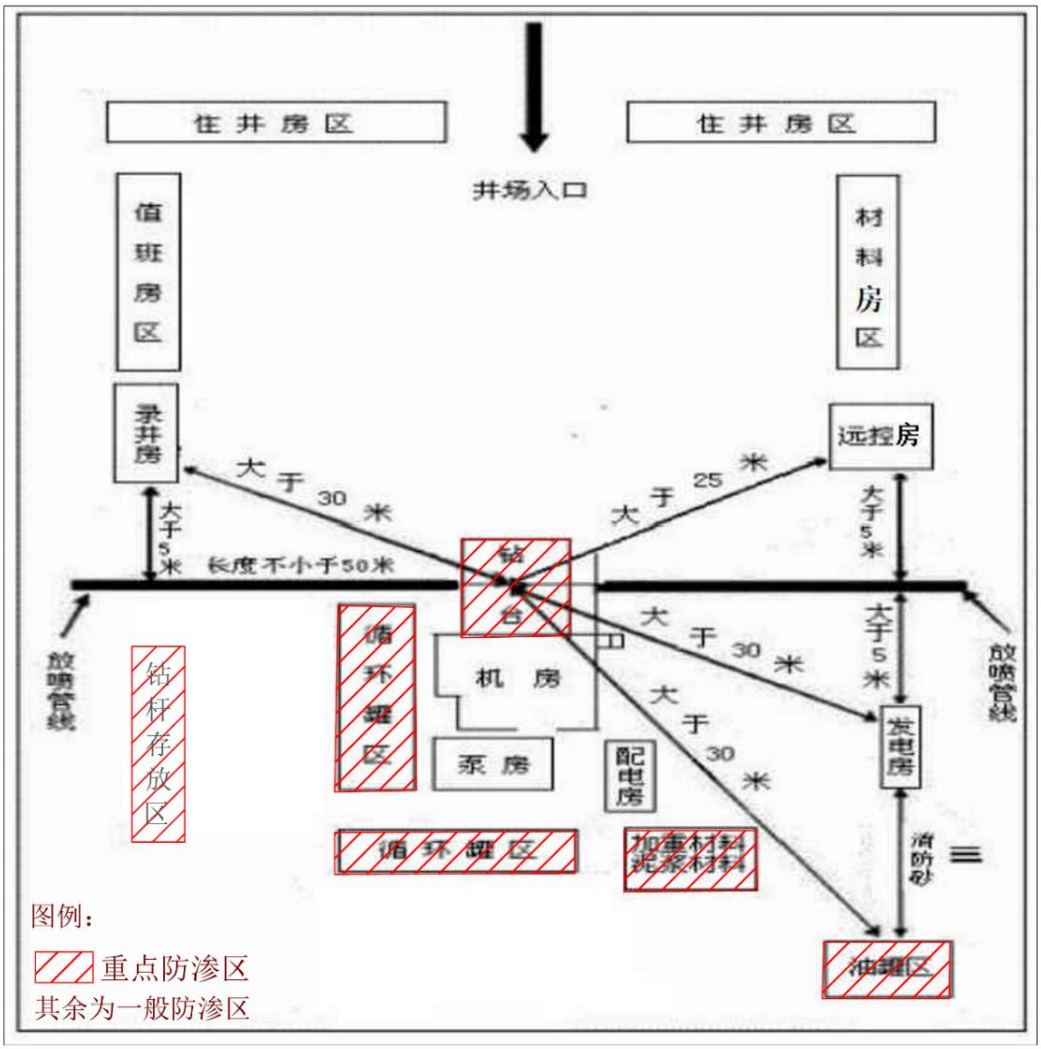


图 10.1-1　井场施工期分区防渗图

10.1.4 噪声污染防治措施

10.1.4.1 井场、站场噪声污染防治措施

⑴ 合理安排施工作业时间，缩短井场、站场的施工作业周期；非连续作业设备，施工作业尽量避开居民午休时间，连续作业设备工作应尽量避免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。

⑵ 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。

⑶ 施工场地合理布局，井场与站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。

⑷ 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。

⑸ 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。

⑹ 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。

⑺ 井场、站场周围 200m 范围内有居民点分布，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。

10.1.4.2 管线、道路噪声污染防治措施

⑴ 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午休时间，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。

⑵ 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。

⑶ 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。

⑷ 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。

⑸ 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。

⑹ 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。

⑺ 合理调配车辆来往行车密度，在途径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。

⑻ 管线、输油管线和注水管线以及进场道路沿线两侧 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。

在采取上述噪声控制措施后，施工期噪声对环境影响较小，可以满足《建筑施工噪声排放标准》(GB12523-2025)要求，随施工结束，影响消失，噪声控制措施可行。

10.1.5 固废污染防治措施

施工期固废主要为钻井过程中的废弃钻井泥浆、钻井岩屑、落地油、废润滑油、改造站场废旧设备、生活垃圾和一些其他固废。

（1）废弃钻井泥浆

项目钻井均使用水基泥浆体系，钻井场地配备移动式泥浆罐、振动筛、压滤机，对钻井过程中废弃钻井泥浆岩屑进行不落地收集，并由防渗漏、防抛洒、防扬尘的运输车辆统一运至陕西环保（集团）定边大兴环境服务有限公司合理处置。

收集处理工艺采用“混合收集+破胶脱稳+板框压滤”工艺，钻井泥浆通过振动筛除去岩屑后重复利用于钻井作业，提高泥浆的重复利用率，减少废弃泥浆产生量；废弃泥浆经沉淀后，上清液拉运至作业废水处理站处理后回注油层，废弃泥浆经压滤后拉运至泥浆处置集中处置场处置，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。运输车辆必须采取防渗漏、防抛撒、防扬尘措施，要加装 GPS 设备，实施全程动态记录，严禁运输过程中随意掩埋、抛洒油气开发废弃。

“混合收集+破胶脱稳+板框压滤” 废弃泥浆收集处理工艺具体工艺流程为：

a.废弃泥浆从钻井队泥浆循环 1#罐至随钻处理泥浆收集 1#罐，废弃泥浆经泥浆收集 1#罐依次高位溢流、自然沉降至 6#罐，1#、2#罐为岩屑泥沙，6#罐为泥浆上清液，泥浆上清液至泥浆循环罐重复利用。

b.泥浆收集 1#、2#罐内的岩屑泥沙至搅拌罐，加药搅拌破胶，再经板框压滤机进行压滤，固相（岩屑泥饼）随产随清送陕西环保（集团）定边大兴环境服务有限公司处置，如在井场暂存，需落实“三防措施”，并控制暂存期在 1 个月内；液相（压滤液）至滤液罐收集，重复利用。作业结束后及时将压滤液拉运至措施返排液处理点集中处置。钻井液循环利用和钻井废弃物不落地收集示意图见图 7.1.4-1。

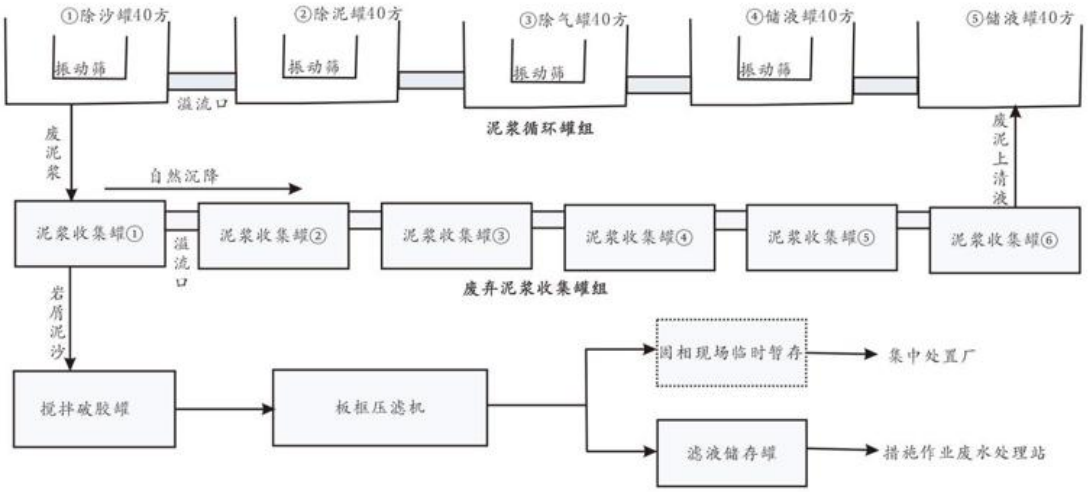


图 7.2.4-1　钻井泥浆不落地收集处理工艺流程图

泥浆不落地工艺属于《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）推荐的技术，也属于目前陕西、内蒙古、河北等地油气田生产过程中普遍采用的一定可靠的泥浆处置技术，该技术通过使用“泥浆不落地”处理，取消直接挖设循环池，减少了土地使用，泥浆对环境的污染将得到进一步根治，钻井施工将更加绿色环保。属于成熟稳定的技术，具有可行性。

（2）钻井岩屑

本项目含油岩屑属于危险废物，暂存于含油污泥暂存点，施工完成后定期交有资质单位合理处置；不含石油类的岩屑属于一般固体废物，施工完成后定期交由陕西环保（集团）定边大兴环境服务有限公司合理处置。

（3）落地油处置措施

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。井下作业时按照“铺设作业，带罐上岗”的作业模式，落地油全部回收，回收率 100%。

（4）废润滑油处置措施

工程钻机、柴油机、柴油发电机等施工机械设备运转过程中，将产生少量的废润滑油，建设单位设置废润滑油收集桶，定期交有关资质单位合理处置。污染防治措施可行。

（4）改造站场废旧设备处置措施

拆除的旧设备经清洗、吹扫等无害化处置后作为废旧物资回收，按《长庆油田分公司资产集中处置试点工作方案》中相关要求进行集中处置。清洗、吹扫过程中产生的落地油、含油污泥等作为危险废物集中收集暂存，定期交有资

质单位处置。同时，评价要求建设单位对废旧设备拆除和暂存的区域采取铺设防渗布或高密度聚乙烯膜等防渗处理，经采取以上措施后不会对环境产生二次污染。

（5）生活垃圾处置措施

施工期生活垃圾设收集箱收集后，运环卫部门指定地点进行处置 ，对当地环境的影响较小。

（6）其他固废处置措施

本项目路土石方就地平衡。施工期废焊条产生量较小，收集后交由生产厂家回收，对环境影响小。建筑垃圾采取有计划堆放、按要求分类回收利用或作建筑垃圾运送至政府指定场所统一处置，对环境影响小。施工期其他固废还包括压裂及试油作业产生的废防渗布、钻井添加剂的外包装袋、施工带罐作业的清罐底油泥，其中，废防渗布（900-249-08）、清罐底泥（071-001-08）均属于《国家危险废物名录（2025 年版）》中 HW08 类危险废物，废防渗布、清罐底泥定期交有资质单位合理处置；钻井添加剂外包装袋均属于一般固废，定期交废品回收单位回收处置。

施工期柴油发电机的使用过程中将会产生废蓄电池，根据调查，柴油发电机的蓄电池寿命一般两年，到期才需要换，更换产生的废旧蓄电池属于《国家危险废物名录（2025 年版）》中 HW31 含铅类废物，产生量约 3t；施工期间更换的废旧蓄电池由新电池厂家更换时回收，交有资质单位处置，不在井场内临时储存，对环境影响小。

（7）施工期固体废弃物处置要求

①钻井施工作业中，加强对泥浆循环系统设备的维护和保养，减少泥浆的跑、冒、滴、漏，保证设备润滑部件密封点和阀件无破损和泄漏；

②钻井井场所用化学材料及处理剂等在运输、储存、使用过程中必须严格按规范操作，避免不必要的泄漏；

③各钻井队在完钻及钻机搬迁后，应及时清理井场及周围化学处理剂的空桶、水泥袋及废弃的钻井设备等材料；

④配制钻井液时，严格使用设计钻井液体系，禁止使用有毒、有害钻井液，减少化学添加剂的用量；

⑤钻台、机房及发电机房擦拭设备时禁止使用柴油。设备更换下来的机油必须回收，禁止任意排放；

⑥施工期弃土弃渣与生活垃圾应分类堆放、分别处置，严禁乱堆乱倒；

⑦井场井架周围滴漏的废润滑油等应及时清理，确保其不对土壤、地表水系等形成影响；施工机械产生的废润滑油属危险固废，应按照国家关于危险废物处理处置的标准和管理要求进行处置和管理，要求送有资质单位集中处置；

⑧管线开挖产生的土石方等，必须用于回填，做到土石方平衡；

⑨鉴于施工人员较多，要求设置生活垃圾箱（桶），分类收集，定期运往环卫部门指定的地点处置；

⑩穿越河流、水库施工时，严禁将施工固体废弃物遗留在河道内，以免影响河流的行洪能力和河水的水质，必须收集后运往指定地点统一处理。

10.1.6 土壤污染防治措施

10.1.6.1 源头控制措施

（1）废水源头控制措施

①施工期污废水严禁排放；

②钻井过程采用环境友好型的水基钻井液，钻井废水用于配置泥浆，在井场内循环使用；

③钻井结束后，钻井废水由防渗漏、防抛洒、防扬尘的运输车辆统一运至措施返排液处理站进行处理达标后回注；

④试油和压裂作业时采用密闭连接、密闭作业，避免措施液泄漏。试油和压裂返排液 100%入罐回收；

⑤压裂液在井场内循环利用。

（2）固废源头控制措施

①钻井过程中贯彻清洁生产要求，选用环境友好型钻井泥浆。钻井泥浆循环利用，钻井完毕后，在现场进行固液分离后废弃泥浆和岩屑统一运至专业单位处置；

②加强泥浆循环设备的维护保养，减少跑、冒、滴、渗、漏，减少设备破损和泄漏发生；

③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。

10.1.6.2 过程防控措施

①收集罐四周设置围堰，在底部和侧壁铺设防渗布。

②开钻前在井架、柴油机、振动筛、抽油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收集罐存放收集，定期对储罐进行检查，防止收集罐泄漏污染土壤；

④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。

10.1.6.3 污染治理措施

①井、站场施工结束后，及时清理施工过程中的岩屑、落地油和生活垃圾；

②井、站场竣工投运前，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。

10.1.7 管线穿跨越施工的环保措施

本次评价针对管道穿跨越河流、冲沟提出以下环保要求：

（1）施工作业尽量安排在枯水期水量最小的季节进行；穿跨越时间、穿跨越地点等必须征得有关部门的同意；

（2）项目采用桁架穿越各种河流及支沟 13 次，施工过程不涉及河流本体，不会对河流水质产生影响，穿越处管线穿跨越处根据管线规格、穿跨越对象等采取增加管线壁厚、阴极保护等防渗漏措施；穿越处采用套管保护，降低对河流影响；桁架施工过程需做好基础施工过程中弃土的收集工程，防止弃土进入河流影响水质；同时，严格控制基础施工过程中的作业面积，减低对地表植被的扰动；施工应避开降水季节，避免弃土随雨水进入河道内污染河流水质。河流穿越施工前必须征得当地水利主管部门的同意，遵守相关的法律法规，施工作业尽量选在枯水期进行；

（3）合理布设施工场地及施工便道，严格控制施工范围，尤其是河流穿跨越段，应尽量控制作业面，以免影响河流水质；禁止在河堤内给施工机械加油或存放油品储罐；

（4）采样桁架跨越河流，河流两岸岸坡较陡，工程应在冲刷岸做浆砌块石或碎石混凝土护岸，做到彻底防止岸坡冲刷。穿越点两侧的黄土斜坡，由于角度在 25～40°之间，在具体施工中应从斜坡坡底处沿着管沟，最上部用草袋装素土并埋草种堆筑，其下用草袋装 3：7 灰土堆筑，草袋和管道之间的空隙填素土并进行人工捣实；草袋堆筑过程上必须错茬压实，中部略高逐渐坡向两侧，每隔 10m 堆筑出坡向管沟两侧的排水沟；草袋宽出管沟两侧 300～500mm 且镶嵌到原土当中，草袋和原土间的缝隙用 3：7 灰土填塞捣实；坡顶管沟冲刷范围内的自然地坪应用管沟回填后的多余土抬高，防止坡顶地面径流汇集并沿管沟冲刷。

（5）禁止在河道及河漫滩区内清洗施工机具、抛弃施工垃圾、排放污废水等；

（6）施工前应对机械设备进行维修保养，防止施工过程中含油物质跑冒滴漏；施工机械检修期间，地面应敷设防渗布，及时回收废润滑油，防止废油落地污染土壤及雨季随地表径流流入水体污染河流，施工结束后委托有资质单位处置。

工程穿越各种道路 27 处，主干道采用顶管施工，不含对道路造成阻断；乡村道路采用开挖加套管穿越方式施工，该穿越方式在短时间内阻断交通，造成一定程度的通行困难，可通过设置临时便道等方式减缓交通阻隔造成的不利影响，随着施工期的结束其影响也随之消失，总体上对井区周边社会环境影响较小。

10.2 运行期污染防治措施可行性分析

10.2.1 大气污染防治措施

（1）烃类气体无组织排放防治措施

实施油气密闭输送：工程拟采取定压阀回收套管气、增压点密闭混输技术、接转站采用缓冲罐密闭输油～油气分输工艺、油气水分离及原油稳定措施确保流程密闭，可将烃类逸散由未采取措施前的 1.4～2%控制至 0.2%以下。

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，根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）5.5.1 要求，可不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：本工程实施后井场原油全部实施密闭管输。拟采取定压阀回收套管气、油气混输装置等确保流程密闭，可大大减少无组织烃类排放。

② 加强工艺设备的密封性、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。

⑤ 油田采出水采用密闭管道集输，接入口、排出口均采取与环境空气隔离的措施。

⑥ 本次站场不新建原油储罐；对于依托站场的现有原油固定顶罐附件开口（孔），除采样、计量、例行检查、维护和其他正常活动外，应密闭，并应定期检查呼吸阀的定压是否符合设定要求。

④伴生气进混烃厂处理后合理利用。

采取上述各项措施后，油田无组织烃类气体散逸得到有效控制，厂界无组织非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求，伴生气资源得到有效利用，既保护环境又节约能源，防治措施可行。

10.2.2 地表水污染防治措施

（1）油田采出水

①油田采出水部分依托现有采出水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）相应回注水质标准后回注油层。

②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，采出水回注率要求达到 100%，使有限的水资源得到合理利用。

本项目靖边区域本次依托的采出水处理系统主要有靖一联、靖二联、靖三联、靖五联等站场、延安区域依托的采出水处理系统主要有南十二转、柳三脱、吴二联等站场，依托采出水处理系统处理工艺为“沉降除油+一体化装置（气浮+过滤）”。

根据历年第三采油厂产建工程环评报告中采出水处理系统水质监测结果，本项目依托的采出水处理系统采取的处理工艺，其出水水质能够达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法（SYT 5329-2022）》V 级水质标准（悬浮物≤35.0mg/L、石油类≤100.0mg/L）要求。因此，从工艺上可确保达标回注。

①为确保采出水全部有效回注油层，建议对采出水处理系统配套安装流量监控系统，对系统处理量和回注量进行流量监控，并建立台账信息进行记录，确保采出水全部回注地下油层，回注率达到 100%。

②采出水回注层位应为产油层，注水井应严格按照防止油水串层设计的井身结构进行施工，杜绝采出水回注过程中与非注水层和地下含水层的联系，防止采出水回注到非产油层。油田采出水回注应严格执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）。

③对于注水井的施工要加强监管和工程监理，保存好注水井的深井等钻探资料，确保注水井打到油层，防止无效回注的发生。

（2）井下措施返排液

本项目新增措施返排液全部依托全部采用罐车就近拉运至柳 16-35 井组、柳 92-33 井组、柳 133-1、顺 173 和旗 10-341 措施返排液处理站（处理工艺均采用“混凝沉降+气浮除油+滤袋滤芯两级过滤”工艺）处理达标后回注油层，可满足本项目措施返排液处理需求，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法（SYT 5329-2022）》V 级水质标准（悬浮物≤35.0mg/L、石油类≤100.0mg/L）要求后全部回注。

综上，项目地表水防治措施可行。

10.2.3 地下水污染防治措施

本项目为石油开采项目，在非正常状况下污废水的下渗可能会对地下水水质产生污染，需要在项目运行期注意保护地下水环境。按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”的地下水污染防治总体原则，项目将从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应采取全方位的控制措施。

10.2.3.1 源头控制措施

⑴ 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定期进行一次巡检，每年定期开展带罐检修工作；

③ 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，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5239-2022）中V级标准后全部回注井区开发油层；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。

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示，注明井号，指示风险，围栏圈闭保护，严禁在上面建任何建筑物，并要求周边建筑物必须有一定的安全距离，并建账存档，便于以后调档查阅。

⑵ 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 采出水在联合站、接转站内油水分离后进入采出水处理设施处理；整套采出水处理设施采用地上密闭罐体装置，杜绝污水跑冒滴漏。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 作业废水（修井、洗井废水）经采出水处理设施处理后达到标准后全部回注区块开发油层。要求生产废水处理率和回注率均达到 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。

⑶ 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。

⑷ 输油管线的运行管理和关闭要求

在输油管线投入使用前，对输油管线采取防腐措施，防腐等级应采用特加强级别，并在施工结束后检查管线密闭性。在管线投入使用后，一是建立管线管理和维护细则，详细记录油压、水压和输入输出油（水）量；二是对管线定期进行人工巡查；三是采用分布式光纤监测系统对管线进行完整性监测；四是遇到管线破裂发生原油泄漏的情况，必须及时采取相应措施，并评估对地下水环境及水源地和居民供水井的影响程度。

输油管线设置在线压力监测系统，确保泄漏可及时发现。

输油管线废弃封堵前，对输油管线内残留的原油要回收处理。

10.2.3.2 分区防控措施

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016），分区防渗以水平防渗为主，导则要求：“已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业，水平防渗技术要求按照相应标准或规范执行，如 GB 16889、GB 18597、GB 18598、GB 18599、GB/T50934 等”，因此本次评价按照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T 50934-2013）执行。

依据《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T 50934-2013），结合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。污染防治分区防渗见表 10.2-1。

针对不同的污染防治区指定了如下相应的防渗措施与要求。

表 10.2-1 地下水污染防渗分区表

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
重点防渗区	弱	难	井场含油污水池	石油类	等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，K≤1×10^{-7}cm/s；或执行《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T 50934-2013）
		难	采出水处理站污水一体化处理装置		
		难	采出水处理站污水污泥池		
		易	增压站事故油箱		
		易	污油污水回收装置		
		易	输油泵房		
一般防渗区	弱	易	雨水收集池	石油类	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，K≤1×10^{-7}cm/s；或执行《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T 50934-2013）
		易	雨水收集渠		
		易	油气分输一体化集成装置区		
		易	集油收球加药一体化集成装置区		
		易	外输阀组		
		易	除油罐		
		易	加药装置		
简单防渗区	弱	易	其他区域	其他类型	一般地面硬化

分区防渗示意图见图 10.2-1。

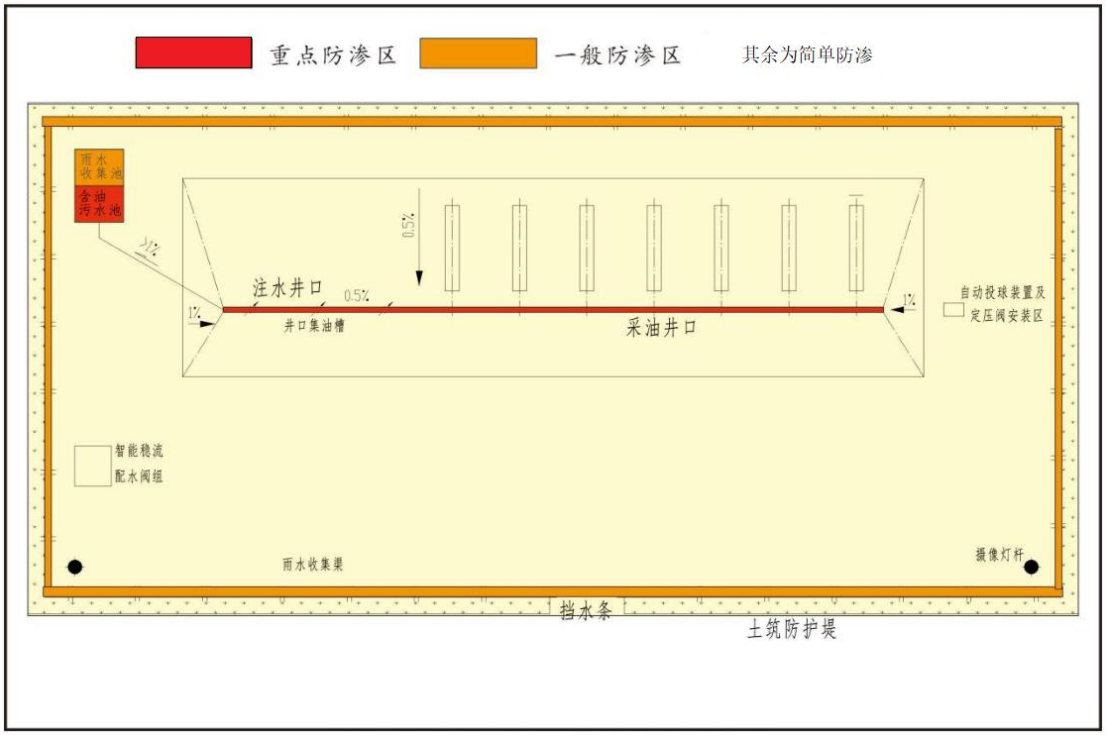


图 10.2-1　井场分区防渗示意图

① 重点防渗区

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

② 一般防渗区

一般污染防治区可采用天然材料防渗结构、刚性防渗结构和柔性防渗结构中的其中一种。天然材料防渗层饱和渗透系数不应大于 1.0×10^{-7}cm/s，厚度不应

小于 1.5m；刚性防渗结构抗渗混凝土渗透系数不应大于 1.0×10^{-8}cm/s，厚度不应小于 100mm；柔性防渗结构土工膜厚度不应小于 1.5mm。不管采取何种防渗型式，确保防渗性能应与 1.5m 厚的粘土层等效（粘土渗透系数 1.0×10^{-7}cm/s），且应与可能接触的污染物或物料相兼容，采用的防渗材料及施工工艺应符合健康、安全、环保的要求。防渗设计应保证在设计使用年限内不会对包气带及地下水造成污染。当达到设计使用年限时，应对防渗层进行检验和鉴定，合格后方可继续使用。

一般污染防治区地面四周应设置高度不低于 150mm 的围堰，围堰的具体高度应根据装置区可能泄漏物质的量确定，要保证能容纳整个装置区可能泄漏的物质。所有混凝土结构的接缝要采用 HDPE 防漏设计。

③ 简单防渗区

简单防渗区采用非铺砌地坪或者普通混凝土地坪，地基按民用建筑要求处理即可。

具体的防渗分区和防渗措施应在下一步设计中进一步优化。

10.2.3.3 污染控制措施

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）及《地下水环境监测技术规范》（HJ 164-2020）、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022）、《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》（HJ 1209-2021）等规定，项目建成后应对开采区内地下水水质进行长期跟踪监测。

根据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）、《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）及《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》（HT 1209-2021）等规定，项目建成后应对开采区内地下水水质进行长期跟踪监测，周边 1km 范围内存在地下水环境敏感区的情况加密到每季度一次，本次工程马鞍山民井 、巡检司村民井 、杨树梁民井 、古路梁民井水、朱大梁民井水 、周咀民井监测井应每季度监测一次，此外发现异常时，加密到每季度、每月甚至每周一次。这里异常具体包括三种情况：一是检出组分或常规组分浓度明显升高

或超标；二是未检出组分连续检出；三是污染组分出现超标情况，如石油类、挥发酚等。

根据调查，目前长庆油田分公司第三采油厂已于 2022 年 12 月委托中国石油集团安全环保技术研究院公司编制了《中国石油长庆油田分公司第三采油厂地下水监测井建设布点方案》，方案针对开发区域内重点站场设置了地下水监测点，方案中的跟踪监测井正在建设，预计 2024 年年底投运。方案在 28 个站场设置了 84 口地下水监测井，具体见下表。

表 10.2-2　现有地下水监测井一览表

序号	场站名称	点位数量（个）	点位编号	建井深度（米）	是否有水	稳定水位（米）	地下水类型		坐标	井口高程（米）
							埋藏条件	含水介质类型		
1	靖二联合站	4	MW1	14.50	是	12.70	潜水	裂隙水	36.982286°N，108.609302°E	1295.177
			MW2	16.50	是	12.60	潜水	裂隙水	36.982975°N，108.610556°E	1295.414
			MW3	17.00	是	13.30	潜水	裂隙水	36.981267°N，108.611425°E	1295.086
			MW4	14.00	是	10.50	潜水	裂隙水	36.981114°N，108.609469°E	1295.821
2	靖二联轻烃厂	2	MW1	20.00	是	13.6	潜水	裂隙水	36.983875°N，108.607211°E	1300.468
			MW2	18.00	是	11.50	潜水	裂隙水	36.982900°N，108.607622°E	1300.512
3	柳133-1措施废液处理站	3	MW1	30.00	否	/	/	/	36.917528°N，108.674600°E	/
			MW2	30.00	否	/	/	/	36.917344°N，108.674692°E	/
			MW3	30.00	否	/	/	/	36.917197°N，108.674392°E	/
4	冯87-20含油污泥临时储存点	3	MW1	30.00	否	/	/	/	37.082300°N，108.438289°E	/
			MW2	30.00	否	/	/	/	37.082533°N，108.437947°E	/
			MW3	30.00	否	/	/	/	37.082246°N，108.437883°E	/
5	涧100含油污泥临时	3	MW1	30.00	否	/	/	/	36.975425°N，108.091914°E	/
			MW2	30.00	否	/	/	/	36.974836°N，108.091667°E	/
			MW3	30.00	否	/	/	/	36.975433°N，	/

序号	场站名称	点位数量（个）	点位编号	建井深度（米）	是否有水	稳定水位（米）	地下水类型		坐标	井口高程（米）
							埋藏条件	含水介质类型		
	储存点								108.092081°E	
6	旗10-341措施废液处理站	3	MW1	30.00	否	/	/	/	36.952417°N，108.095653°E	/
			MW2	30.00	否	/	/	/	36.952169°N，108.095539°E	/
			MW3	30.00	否	/	/	/	36.952358°N，108.095494°E	/
7	吴一联合站	3	MW1	30.00	否	/	/	/	36.936819°N，108.100456°E	/
			MW2	30.00	否	/	/	/	36.937233°N，108.101836°E	/
			MW3	30.00	否	/	/	/	36.936189°N，108.100728°E	/
8	吴一联轻烃厂	2	MW1	30.00	否	/	/	/	36.940153°N，108.098594°E	/
			MW2	30.00	否	/	/	/	36.939264°N，108.098875°E	/
9	吴平468-9含油污泥临时储存点	3	MW1	30.00	否	/	/	/	36.970008°N，108.027069°E	/
			MW2	30.00	否	/	/	/	36.969783°N，108.026506°E	/
			MW3	30.00	否	/	/	/	36.969947°N，108.026314°E	/
10	油一联合站	3	MW1	30.00	否	/	/	/	37.461007°N，107.710578°E	/
			MW2	30.00	否	/	/	/	37.461732°N，107.712034°E	/
			MW3	30.00	否	/	/	/	37.462311°N，107.712197°E	/
11	定126-10含油污泥临时储存点	3	MW1	30.00	否	/	/	/	37.353948°N，107.613147°E	/
			MW2	30.00	否	/	/	/	37.353817°N，107.612982°E	/
			MW3	30.00	否	/	/	/	37.353947°N，107.612796°E	/
12	池228脱水	3	MW1	30.00	否	/	/	/	37.348332°N，107.601300°E	/
			MW2	30.00	否	/	/	/	37.348319°N，107.601638°E	/

序号	场站名称	点位数量（个）	点位编号	建井深度（米）	是否有水	稳定水位（米）	地下水类型		坐标	井口高程（米）
							埋藏条件	含水介质类型		
	站		MW3	30.00	否	/	/	/	37.348127°N，107.600791°E	/
13	定202-7措施废液处理站	3	MW1	30.00	否	/	/	/	37.364598°N，107.657060°E	/
			MW2	30.00	否	/	/	/	37.364314°N，107.657269°E	/
			MW3	30.00	否	/	/	/	37.364816°N，107.656537°E	/
14	油二联合站	3	MW1	30.00	否	/	/	/	37.484867°N，107.584999°E	/
			MW2	30.00	否	/	/	/	37.485719°N，107.585001°E	/
			MW3	30.00	否	/	/	/	37.484451°N，107.585527°E	/
15	油二联轻烃厂	2	MW1	30.00	否	/	/	/	37.484751°N，107.583387°E	/
			MW2	30.00	否	/	/	/	37.485713°N，107.583803°E	/
16	池445含油污泥临时储存点	3	MW1	30.00	否	/	/	/	37.476829°N，107.637934°E	/
			MW2	30.00	否	/	/	/	37.476869°N，107.637788°E	/
			MW3	30.00	否	/	/	/	37.476780°N，107.637783°E	/
17	油十转	3	MW1	30.00	否	/	/	/	37.471253°N，107.625151°E	/
			MW2	30.00	否	/	/	/	37.471184°N，107.625638°E	/
			MW3	30.00	否	/	/	/	37.471691°N，107.625548°E	/
18	定5-1含油污泥临时储存点	3	MW1	30.00	是	24.27m	潜水	基岩裂隙水	37.523219°N，107.716424°E	1397.398
			MW2	15.00	是	12.65m	潜水	基岩裂隙水	37.523172°N，107.716283°E	1397.601
			MW3	19.30	是	12.08m	潜水	基岩裂隙水	37.523257°N，107.716068°E	1397.347
19	姬四联合站	4	MW1	30.00	否	/	/	/	107.120587°E，37.213404°N	/
			MW2	30.00	否	/	/	/	107.121007°E，37.213342°N	/
			MW3	30.00	否	/	/	/	107.120865°E，	/

序号	场站名称	点位数量（个）	点位编号	建井深度（米）	是否有水	稳定水位（米）	地下水类型		坐标	井口高程（米）
							埋藏条件	含水介质类型		
									37.213281°N	
			MW4	30.00	否	/	/	/	107.120784°E，37.213468°N	/
20	姬九联合站	3	MW1	18.00	是	11.98m	潜水	基岩裂隙水	37.459633°N，107.259052°E	1436.058
			MW2	18.00	是	11.30m	潜水	基岩裂隙水	37.459974°N，107.259113°E	1435.827
			MW3	18.50	是	12.32m	潜水	基岩裂隙水	37.460363°N，107.259965°E	1435.559
21	姬九联轻烃厂	2	MW1	18.00	是	12.015	潜水	基岩裂隙水	37.460125°N，107.258325°E	1436.288
			MW2	30.00	是	12.33	潜水	基岩裂隙水	37.460471°N，107.258037°E	1436.586
22	红井子油泥厂	4	MW1	15.00	是	7.90	潜水	裂隙水	37.410275°N，107.119724°E	1594.997
			MW2	10.00	是	6.72	潜水	裂隙水	37.409983°N，107.119035°E	1595.026
			MW3	30.00	是	28.21	潜水	裂隙水	37.410532°N，107.119449°E	1594.821
			MW4	11.00	是	7.81	潜水	裂隙水	37.410278°N，107.118563°E	1595.106
23	坊平1含油污泥临时储存点	3	MW1	30.00	否	/	/	/	107.192945°E，37.428628°N	/
			MW2	10.00	否	/	/	/	107.192923°E，37.428778°N	/
			MW3	10.00	否	/	/	/	107.193231°E，37.428572°N	/
24	坊530-36含油污泥临时储存点	3	MW1	10.00	是	3.21	潜水	裂隙水	107.081081°E，37.485969°N	1508.373
			MW2	10.00	是	7.16	潜水	裂隙水	107.081707°E，37.486066°N	1508.848
			MW3	10.00	是	3.37	潜水	裂隙水	107.081222°E，37.486228°N	1508.057
25	盐一转接注水站	3	MW1	15	是	4.00	潜水	裂隙水	107.069332°E，37.495237°N	1486.934
			MW2	15	是	4.26	潜水	裂隙水	107.069188°E，37.494695°N	1486.846
			MW3		是	6.94	潜	裂隙	107.068270°E，	1487.01

序号	场站名称	点位数量（个）	点位编号	建井深度（米）	是否有水	稳定水位（米）	地下水类型		坐标	井口高程（米）
							埋藏条件	含水介质类型		
				15			水	水	37.494364°N	2
26	盐三脱水站	3	MW1	30	否	/	/	/	107.031859°E，37.439540°N	/
			MW2	30	否	/	/	/	107.031802°E，37.438508°N	/
			MW3	30	否	/	/	/	107.031215°E，37.438413°N	/
27	吴二联合站	4	MW1	30.00	否	/	/	/	36.999969°N，108.068444°E	/
			MW2	30.00	否	/	/	/	37.000894°N，108.068508°E	/
			MW3	30.00	否	/	/	/	37.001178°N，108.068117°E	/
			MW4	30.00	否	/	/	/	36.999542°N，108.068033°E	/
28	A42脱水站	3	MW1	30.00	是	19.76	潜水	裂隙水	37.520760°N，107.723193°E	1389.737
			MW2	30.00	是	19.48	潜水	裂隙水	37.520383°N，107.723825°E	1388.934
			MW3	30.00	是	19.88	潜水	裂隙水	37.520005°N，107.723988°E	1389.069
总计		84		2167.8						

本项目建成后应重点对站场、管线周边的地下水水质进行跟踪监测，具体情况见表 10.2-3。

表 10.2-3 地下水跟踪监测计划

编号	监测点位	坐标	监测内容	功能	监测层位	井深 m	监测频率	监测因子
1#	靖二联轻烃厂MW1	108°36′33.491″E 36°58′56.232″N	水质、水位	依托现有站场监测井污染监控井	第四系松散层孔隙潜	14.50	1次/半年	**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
2#	柳133-1措施废液处理站MW1	108°40′28.560″E 36°55′3.100″N	水质、水位			30.0	1次/半年	
3#	吴平468-9含油污	108°1′37.45″E 36°58′12.03″N	水质、			30.0	1次/半年	

编号	监测点位	坐标	监测内容	功能	监测层位	井深 m	监测频率	监测因子
	泥临时储存点 MW1		水位		水含水层			（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
4#	吴二联合站 MW4	108°4′4.92″E 36°59′58.35″N	水质、水位			30.0	1次/半年	
5#	马鞍山民井	108°41′37.88″E 37°00′47.08″N	水质、水位	背景监测点	环河组	1475	1次/半年	
6#	巡检司村民井	108°34′09.14″E 37°02′17.33″N	水质、水位			1340	1次/半年	
7#	庙台村	108°35′12.32″E 37°5′13.01″N	水质、水位			120	1次/半年	
注：根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）中12.3.4：“重点对运行期的站场废水池、固体废物贮存场与退役期的油气井井口周边地下水环境开展跟踪监测”，本工程扩建站场均已布设，原有废水池及固废贮存场应纳入现有井场/站场例行监测计划内，本工程无新增废水池，无新增固废贮存场，因此未布设站内地下水监测点；退役期应对退役油井周边地下水环境开展跟踪监测，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。								

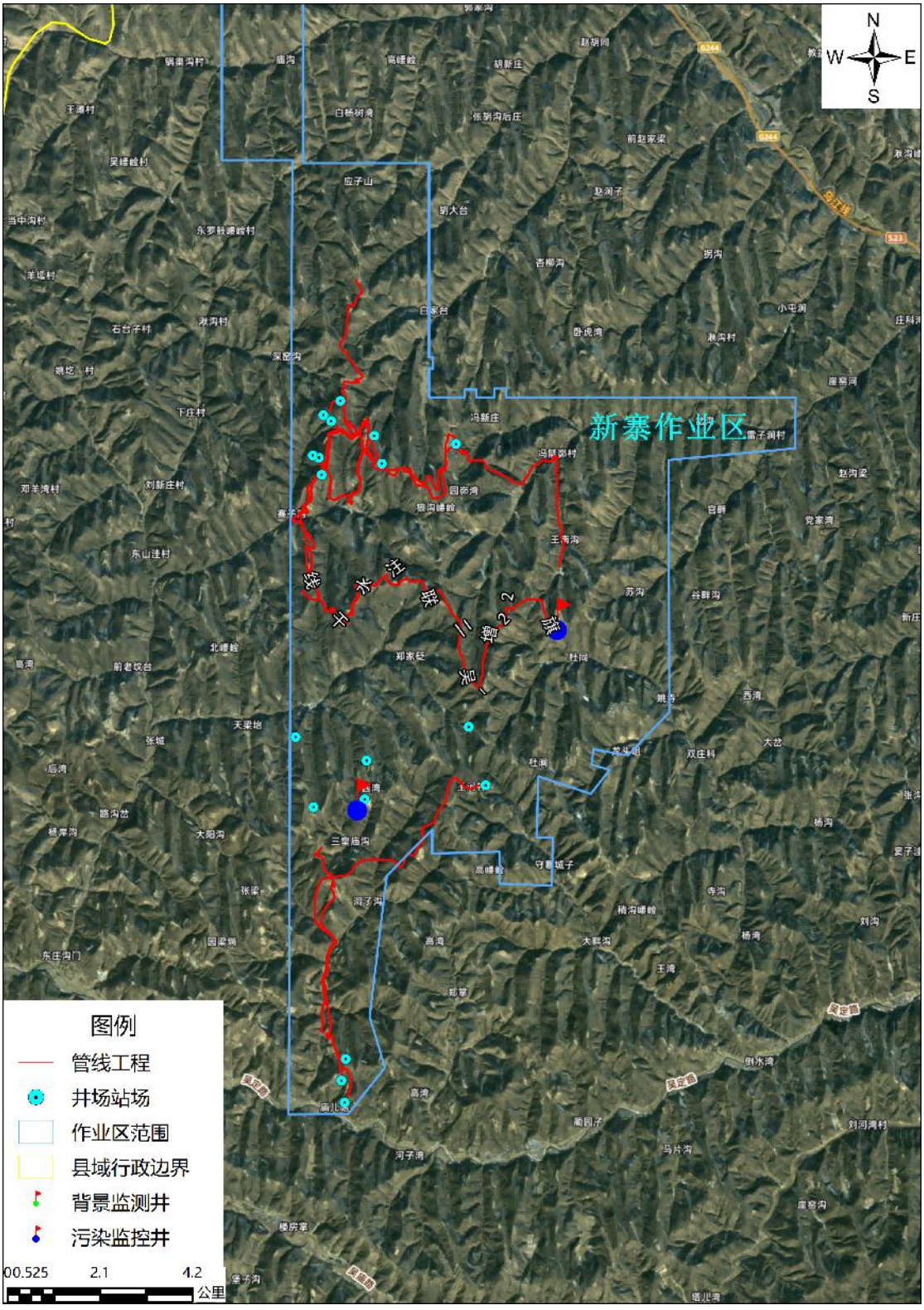


图 10.2-2　吴起地下水监测井分布图

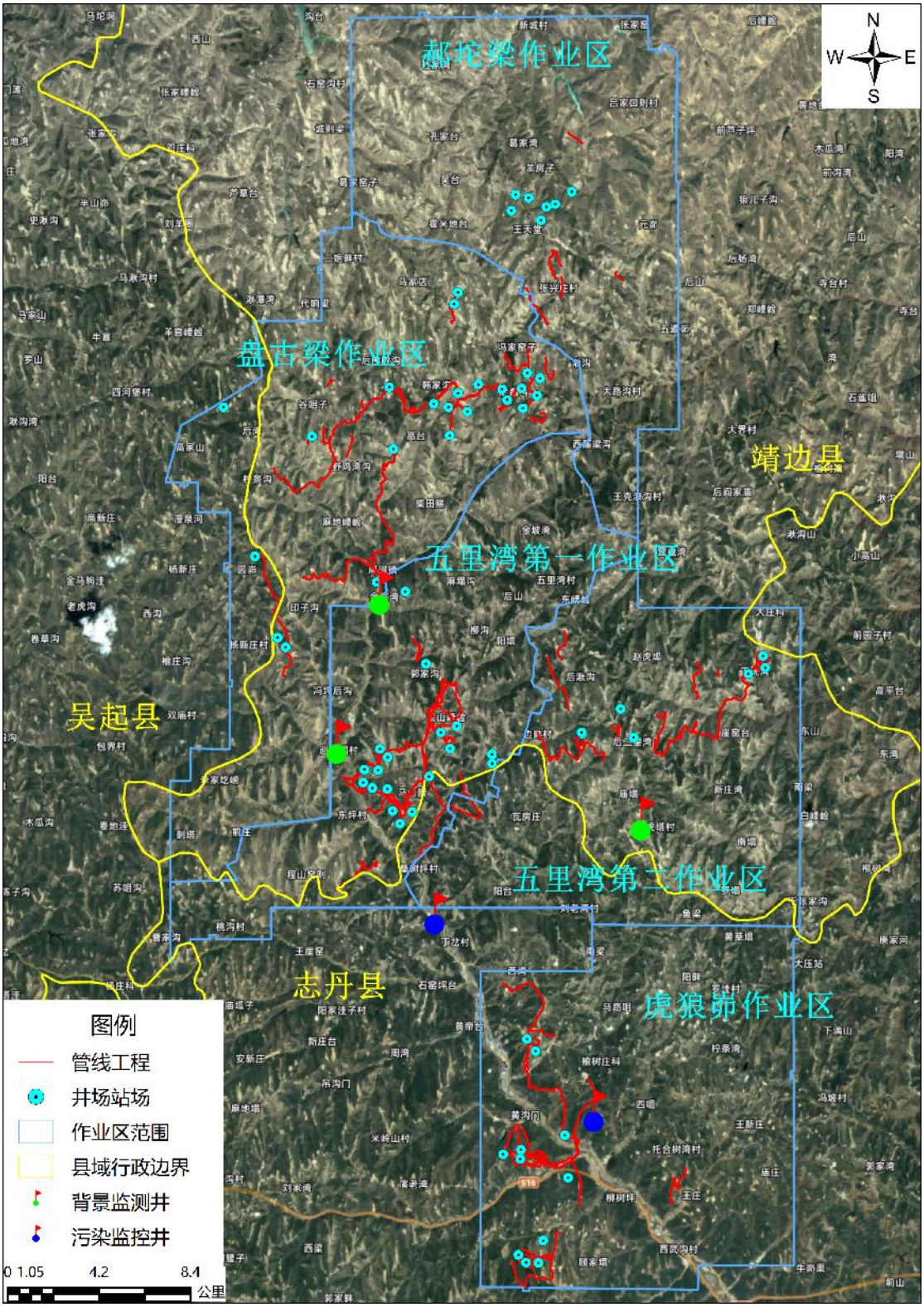


图 10.2-3　靖边、志丹地下水监测井分布图

10.2.3.4 应急响应

为了应对事故状况下可能会发生污染地下水的事故，应该制定地下水污染应急响应预案，明确污染状况下应采取的控制污染源、切断污染途径等措施，以防止受污染的地下水扩散。

（1）应急响应预案

制定风险事故应急预案的目的是为了在发生风险事故时，能以最快的速度发挥最大的效能，有序的实施救援，尽快控制事态的发展，降低事故对潜水含水层的污染。针对应急工作需要，参照相关技术导则，结合地下水污染治理的技术特点，制定地下水污染应急治理程序见图 10.2-4。

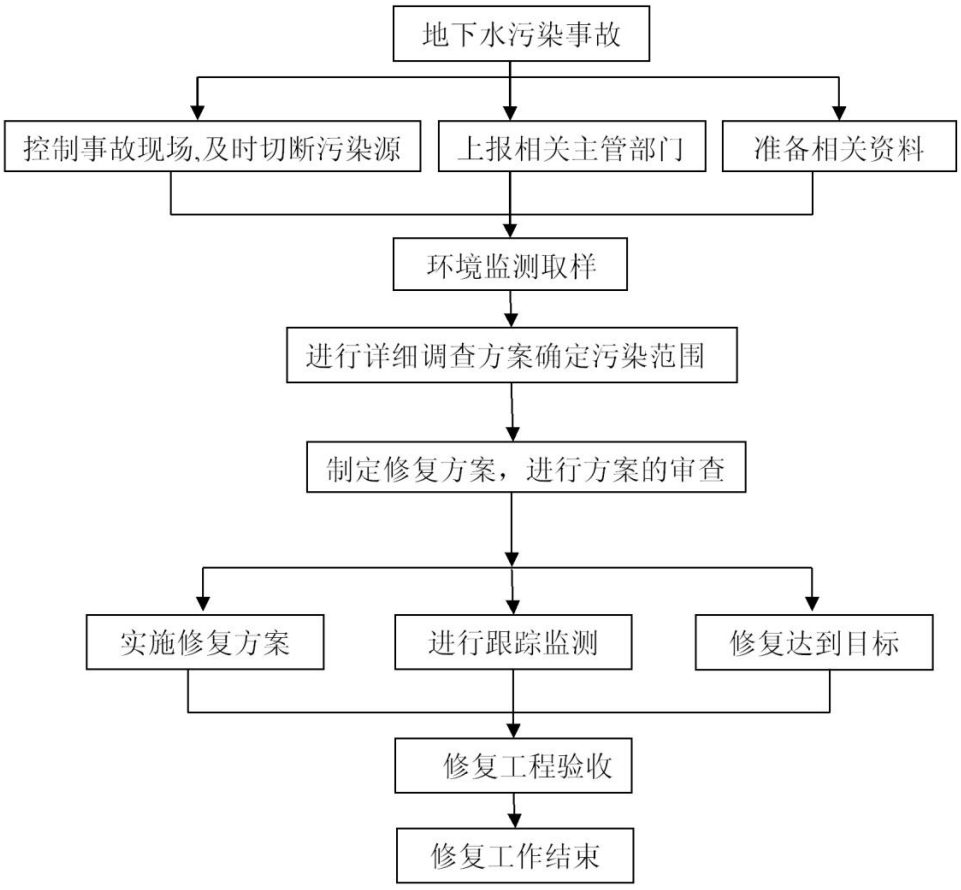


图 10.2-4 地下水污染应急治理程序框图

（2）预防治理措施

①一旦发生地下水污染事故，应立即启动应急预案；

②查明并切断污染源；

③探明地下水污染深度、范围和污染程度；

④依据探明的地下水污染情况，合理布置截留井，并进行试抽工作；

⑤依据抽水设计方案进行施工，抽取被污染的地下水体，并依据各井孔出水情况进行调整；

⑥将抽取的地下水进行集中收集处理，并送实验室进行化验分析；

⑦当地下水中的特征污染物浓度满足地下水功能区划的标准后，逐步停止抽水，并进行土壤修复治理工作。

（3）相关建议

①地下水污染具有不易发现和一旦污染很难治理的特点，因此，防止地下水污染应遵循源头控制、防止渗漏、污染监测及事故应急处理的主动及被动防渗相结合的原则。

②地下水污染情况勘察是一项专业性很强的工作，一旦发生污染事故，应委托具有水文地质勘察资质的单位查明地下水污染情况。

③当污染事故发生后，污染物首先渗透到包气带，然后依据污染物的特性、土壤结构以及场地状况等因素，污染物可能渗透至含水层，而污染地下水。为了预防意外泄漏，应该建立完善的监控体系以及应急预案，避免地下水水质污染。

10.2.4 噪声污染防治措施

由于油田噪声源分布非常分散，数量多，噪声污染防治主要是采取经济合理的噪声源控制措施。

10.2.4.1 站场噪声防治措施

①合理安排站场平面布置，联合站、增压站的输油泵房，注水站的注水泵房尽可能布置于站区中间位置，并采取基础减振、构筑物隔声等措施；

②设备选型尽可能选择低噪声设备；

③在输油泵或脱水泵配套的电机机壳外安装隔声罩；

④加强数字化混输泵撬井场、脱水站、增压站等主要噪声源周围的植被绿化工作。

10.2.4.2 井场噪声防治措施

①井场选址尽量远离周边声环境敏感点；

②加强对井场内抽油机的保养维护，减小机械摩擦产生的噪声源强；

③对井场周围进行植被绿化，提高植被对噪声的阻隔和吸收；

10.2.4.3 交通运输噪声措施

⑴ 运输车辆行驶安排在上午 8:00～12:00 和下午 14:00～18:00 之间，避开居民午休时间，严禁夜间（22:00～6:00）运输。

⑵ 加强安全教育及管理，合理调配车辆来往行车密度，在途径居民区等声环境敏感区禁止鸣笛；

⑶ 严格限制车速、加强巡查，树立文明驾驶的习惯和安全意识；

⑷ 做好运输车辆的维护和保养，有效降低机械设备运转及车辆行驶的噪声

⑸ 针对居民意见较集中的路段，企业应向沿线受影响的居民和有关单位做好宣传与沟通工作。

采用以上措施后，可有效的减少噪声影响，经预测，各井场、站场噪声均可做到达标排放，噪声污染控制措施可行。

10.2.5 固废污染防治措施

（1）落地油防治措施

运行期在修井作业中往往会有部分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”。具体如下：

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危险废物贮存点，定期交有资质单位合理处置；同时井场设置钢筋混凝土污油池，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，内外除锈后，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。污油池四周铺设 0.12m 砖砌挡水墙，防止雨水汇入。满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中要求。

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。

（2）含油污泥处置措施

含油污泥的处理含油污泥属危险固体废物，本项目运行期含油污泥主要来自水处理系统排泥和井下措施作业产生的含油污泥。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。

含油污泥在暂存点临时贮存后委托第三方减量化处置单位，对生产场站内清罐作业时的三相分离器、所有储罐、污水干化池等设施开展油泥减量化技术服务。生产现场采用板框压滤技术，进行油、水、固废分离，产生的原油厂内直接回收；分离出的水进入生产系统，经就近水处理设施处理达标后回注油层；固废由协议第三方单位合规处置，处置措施可行。

（3）其他固废处置措施

运行期其他固废主要包括设备维护及修井作业产生的废防渗布、废润滑油及其包装桶，属于危险废物，暂存含油污泥暂存点，定期交有资质单位合理处置。

综上所述，固废均可得到合理处置，措施可行。

（4）危险运输及处置措施和要求

1）危险废物运输污染防治措施

①危险废物转移过程应按《危险废物转移管理办法》执行，转运前应检查危险 废物转移联单，核对品名、数量和标志；

②含油污泥在转运前应检查盛装容器、转运设备的稳定性、严密性，确保运输 途中不会破裂、倾倒、溢流；

③转运车辆均需装配 GPS 定位仪，车辆应根据《道路运输危险废物车辆标志》（GB13392-2005）设置明显标志。

④建设单位应合理规划原料运输路线，禁止经过水源保护区、自然保护区等敏 感目标；

⑤运输人员应进行专项的业务培训（包括事故应急处理措施），转运过程中应 设专人看护，运输车辆采用厢式货车；运输车辆的车厢、底板必须平坦完好，周围 栏板必须牢固，防止在运输过程中渗漏、溢出、扬散；

⑥建设单位应根据《危险废物经营单位编制应急预案指南》制定原料运输的事 故应急处理预案，一旦发生事故，及时采取相应措施进行处理。

2）日常管理要求

要求企业履行申报的登记制度、建立危废台账管理制度，及时登记各种危废的产生、转移、处置情况。应按照当地危险废物转移联单申报程序进行申报转移，经 环保行政管理部门批准后才可实施，禁止私自处置危险废物。对危险废物的转移运 输要实行《危险废物转移管理办法》，实行五联单制度，运出单位及当地环保部门、运输单位、接受单位及当地环保部门进行跟踪联单。

综上，本项目产生的含油污泥等危险废物经收集后暂存于依托的危废暂存点，定期运送至有资质单位合理处置，井下作业时按照“铺设作业，带罐上岗”的作业模式，落地油全部回收，回收率 100%，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。

3）危险废物全过程控制措施

①每年制定储罐、污油污水池清理作业计划，履行危险废物报审手续，领取转 移联单后，实施清罐作业，并转移至各油泥临时储存点储存，并做好转运、储存记 录。严禁在罐区、井场等生产场所存放危废。

②建立危险废物管理台账，明确产生源、产生数量、处置方式、处置去向、接 收单位（地点）等信息。

③每年定期由质量安全环保科通过招标形式选商，确定全年委外处置单位，制 定油泥临时储存点的危废转运、处置一体化作业计划。根据油泥处理厂含油污泥储存量、设备设施运行情况安排运输车辆，各单位做好拉运过程监控。

④办理相关委外转移手续，由县、市环保部门对转移地点和数量进行现场核查，同意后下发转移批复，领取危险废物转移联单后方可实施转运工作。转移过程 严格按照批复数量和内容进行转移，严禁随意改变转移地点和超量。

⑤建设单位应制定并执行储存点管理措施，设专人看护，现场悬挂国家规定样 式的危险废物识别标识牌、警示标识及储存点名称牌；制定油泥储存点应急处置措 施，并配备足量的消防、应急器材；建立完整的出入库台帐，按照规范要求如实登记含油污泥的产生量、贮存量及处置去向；严禁一般工业固废进入油泥临时储存点 。

综上，本项目产生的含油污泥等危险废物经收集后暂存于依托的危废暂存点， 定期运送至有资质单位安全处置，降低了环境危害，评价认为污染防治措施可行。

10.2.6 土壤污染防治措施

1、土壤环境质量现状保障措施

根据本项目土壤监测数据，项目评价范围内的土壤环境质量不存在超标点，无酸化或碱化土壤，现状质量较好。为保障项目评价范围内土壤现状，项目应严格执行土壤污染防治相关管理办法、规定和标准，采取有关土壤污染防治措施。

2、源头控制措施

①施工中产生的土石方及时回填、建筑垃圾及时清运，竣工后及时对施工场地进行清理、平整、硬质化和绿化；土、沙、石料运输车辆必须密闭运输，施工中的土、沙、石料等设立固定的临时堆场；在项目建设过程中严格施工管理，禁止破坏周边已有的绿化地。

②运行期严格管控废气环保措施，确保废气能得到有效处理后达标排放。

③运行期生产废水处理后不外排。

④禁止建设及生产过程中生活垃圾乱堆乱放，经统一收集运至市政垃圾处理场处置；项目产生的危险废物全部送危险废物暂存库贮存，暂存库应按照《危险废物贮存污染控制标准》要求采取防渗措施，最终交由有资质单位处置；厂区污水输送管道及废水池应采取防漏、防渗处理，从源头阻断污染物下渗的途径；设置合理有效的监测点，加强土壤环境跟踪监测。

⑤油田开发通常采用提高从式井比例的方式减少污染源。一般来说钻探直井在技术上比较容易，投资亦较少，但污染源（井场）面积大、数量多且分散；而钻丛式井无论是技术上还是投资上都比前者要大，但污染源（井场）面积小、数量少。因此，油田钻探提高丛式井比例是十分必要的。本项目充分利用现有探井，降低井场施工期临时占地，且井位部分为丛式井，在一定程度上减少污染源对土壤可能带来的不利影响。

3、过程防控措施

根据本项目运行期土壤污染特征，项目土壤防控措施是针对污废水、物料堆存、固废堆存可能下渗对土壤造成污染采取的措施，主要是项目污废水贮、集和处理装置及固废堆存区采取合理规范的防渗措施，具体措施与地下水分区防渗措施一致。

4、土壤跟踪监测计划

本次评价给出土壤跟踪监测计划，目的在于保护项目场地及周围土壤资源，对评价区内的土壤污染及时预警，并采取合理的补救措施。因此，为了及时准确的掌握土壤的变化情况，评价建议建立评价区的区域土壤监控体系。

本次评价工程内容附近未收集到有效土壤跟踪监测点，本次环评分别在旗 02-17、柳 69-67 等井场污油池附近各布设 1 个监测点，，以及发生漏油事故的井场污油池附近，监测点监测指标为初次监测：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；监测频率为表层土每年一次，深层土 3 年一次。监测点位信息见表 9.2-3。监测结果应及时建立档案，并定期向厂安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开，如发现异常或者发生事故，应加密监测频次，改为每天监测一次，并分析污染原因，及时采取应对措施。

表 10.2-4　土壤跟踪监测点位信息表

监测点位	点位类型	监测频率	监测因子	控制指标
旗02-17、柳69-67等井场污油池附近	表层土壤（0～0.5m）1	表层土每年一次，	初次监测：GB36600表1基本项目+石油类、石油烃（C6~C9）、石油烃	《土壤环境质量-建设用地土壤污染风险管控标准（试

发生漏油事故的井场污油池附近	个；深层土壤1个	深层土3年一次	（C10~C40）；后续监测：在前期监测中曾超标的污染物+石油类、石油烃（C6~C9）、石油烃（C10~C40）、砷、六价铬	行）》（GB36600-2018）“第二类用地”筛选标准
注：根据《环境影响评价技术导则 陆上石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）中12.3.6：“重点对运行期的站场废水池、固体废物贮存场与退役期的油井井口周边土壤环境开展跟踪监测”，本工程扩建站场均已布设，原有废水池及固废贮存场应纳入现有监测计划内，本次无新增废水池和固废贮存场，仅在新增井场污油池附处设置监测点；退役期应对退役油井周边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。				

集输管线总里程长达 437.9km，非正常状况下污染物渗漏的位置具有不确定性， 沿线全部布置水质监测点不太可行。尽管溶质运移模拟结果表明，集输管线渗漏不会 危及到居民的供水安全，但是由于未来很多因素是不确定的，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，模拟的结果只能作为参考。对于集输管线的监测，除了严格执行定期的人工巡检制度，应当利用进出油 （水）量平衡的方法，及时发现原油或者采出水可能发生的渗漏，并在集输管线设置 分布式光纤监测装置，对输送过程中的形变和温度进行持续动态监测，也可以及时发 现原油或者采出水可能发生的渗漏，降低原油或者采出水出现长期的持续渗漏可能性。

10.3 厂区绿化措施

环境绿化是一项重要的环保措施，绿色植物能防风、固沙、降噪、净化环境，又可调节温度、湿度，改善小气候，美化环境。

根据《石油天然气工程设计防火规范》、《陕北油油田开采清洁文明井场验收标准》的通知（陕环办发〔2016〕31 号）中对绿化的相关要求，评价补充提出以下绿化措施要求：

（1）生产区不应种植含油脂多的树木，宜选择含水分较多的树种。

（2）工艺装置区及储罐组与其周围的消防车道之间，不应种植树木。

（3）站场内的绿化不应妨碍消防操作。

（4）井场的道路两侧和围墙内外宜绿化区域应实现林草覆盖。

（5）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。

（6）报废油油井应封堵油气层或井口，并同步实施井场复垦还田或植树种草工程措施。

10.4 退役期污染防治措施可行性分析

10.4.1 退役期污染防治措施

退役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：

⑴ 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。

⑵ 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、管线经清洗后作为废旧物资回收，按规定进行处置，建筑垃圾外运至指定填埋场填埋处置。

⑶ 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、套损井、服役期满井采取彻底的水泥封井措施，在表层套管（或技术套管）内注 200m 以上的水泥塞封弃井。

⑷ 退役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。

⑸ 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。

⑹ 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。

⑺ 油井报废或退役后，应按照《陆上石油天然气生产环境保护推荐作法》（SY/T6628-2005）、《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）和《废弃井封井回填技术指南（试行）》的相关要求执行。应对退役油井井口周边地下水和土壤环境开展跟踪监测。

评价认为，在采取了上述退役期污染防治措施后，可减缓退役期对环境的影响。

10.4.2 封井的质控措施和要求

①工艺原理：封井主要是在井内适当层段注入水泥塞，以防止井筒内形成流体串通通道，保护含水层免受地层流体或地表水窜入的污染，隔离开注采井段与未开采利用井段，保护地表土壤和地面水不受地层流体污染，隔离污水的层段，将地面土地使用冲突降低到最小程度。

②封井质量要求：油水井不出现套返现象。

③封井质量控制：封井的作业程序包括，井口处理、套内处理、套外处理和封后井口处理几个过程，每一个工序都应当确保施工质量，确保封井质量。

封井质量委托中国石油测井公司进行测量，采用声波技术对油井和注水井的封堵质量进行测量，绘制水泥胶结评价图，得出固井、封井质量结果。

10.4.3 退役期生态恢复与重建措施

油田退役期，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，评价建议分区采取生态恢复与重建措施。

（1）井场生态恢复与重建措施

①退役期油井退役或报废后，应当在 6 个月内将打开的油气层和井口封闭；井场应拆除采油设备、封好井口、拆除井场围堤，挖松固化地面，并对井场土地进行平整、覆土、植被恢复。

②井场植被恢复初期可撒播草籽，后期可种植乔、灌木。

③在采油设备拆除过程中产生的落地原油，应统一运往指定地点处置，防止污染周围土壤环境。

④保留各类绿化、防洪工程、生态保护设施，使油田开发区生态环境功能不变，生态环境质量不低于目前现状。

⑤关闭油井应将封堵油层、封闭井口，并同步实施井场复垦还田或植树种草工程措施。

⑥梁峁顶防护体系，以种植灌草为主防风固土，控制梁峁及其附近地域土壤侵蚀；

⑦峁缘线防护体系，以沟头防护体系为主，拦截梁峁坡防护体系的剩余径流，分割水势，防止溯源侵蚀。

⑧按照当地生态县建设规划要求，报废油井应将打井的油层和井口封死，井场及其坡面必须整治复垦还田或者植树种草，恢复植被。

（2）站场生态恢复与重建措施

①退役期站场应当在退役后 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、植被恢复，18 个月内达到土地使用功能。

②植被恢复初期采取鱼鳞坑整地，种植沙打旺、芨芨草、紫花苜蓿等；后期栽植沙棘、柠条、柳树、胡枝子、紫穗槐、刺槐、臭椿等乔灌树种。

③与水土保持工程措施相结合，设置截、排水沟等，防止引发大量水土流失。

（3）道路管线生态恢复与重建措施

①对井场道路的永久占地要进行生态恢复，耕地要及时复垦，草地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；其余道路应恢复为耕地或草地等原土地利用类型。

③在路段上游坡面开水平沟或挖鱼鳞坑，拦蓄降水就地入渗，同时采取工程护坡固土，恢复植被。

④在下游坡面以草灌为主植物护坡，防止路面散水冲刷边坡，拦渣、护坡、恢复植被；在路面外侧及其扰动坡面上采用植物护坡，路边采用小叶杨或刺槐作为行道树，路面上下坡扰动面采用沙棘与油松混交护坡，隔坡种苜蓿。

综上所述，项目退役期在采取生态恢复与重建措施后，可有效地将生态环境的影响降到最低程度。

10.4.4 退役期土壤修复要求

项目闭井期采油设施、部分输油管线的拆除过程会产生落地油，可能会对土壤环境造成影响。

评价要求井口和管线拆除作业过程中产生的固体废物应按要求妥善处置，彻底清理回收井场内的落地油及输油管线内残余的原油，避免对土壤和浅层地下水造成污染。闭井后，应按照《污染地块土壤环境管理办法(试行)》的有关规定，开展土壤环境调查及风险评估，并按照相关管理规定对污染地块采取治理与修复措施。

对永久停用、拆除或弃置的废弃井（站）场、道路等设施，经土壤污染状况调查，经风险评估确认地块污染风险为可接受水平，确保无土壤环境污染遗留问题后，开展复垦复绿、改良等工作，并依法进行分类管理。经风险评估确认地块污染风险超过可接受水平，且暂不开发利用或者现阶段不具备治理与修复条件的污染地块，应制定风险管控方案，移除或者清理污染源，采取污染隔离、阻断等措施，防止污染扩散。经风险评估确认地块污染风险超过可接受水平，且需要开发利用的污染地块，应开展治理与修复，并达到相应规划用地土壤环境质量要求方可进行开发利用。

污染地块治理与修复期间，施工单位应当采取措施，防止对地块及周边环境造成二次污染，治理与修复过程中产生的废水、废气和固体废物，应当依照国家有关规定进行处理处置，并达到国家或者地方规定的环境保护标准。治理与修复过程中清理或者产生的固体废物以及拆除的生产经营设备设施、构筑物等属于危险废物的，应当按照国家有关危险废物的规定进行处理处置。

10.5 环保措施清单

项目施工期、运行期主要污染防治措施见表 10.5-1。

表 10.5-1　项目环保措施清单

类别		污染源	治理措施
施工期	废气	施工扬尘	合理规划运输路线，控制车速，运输车辆加盖篷布；洒水降尘，文明装卸；管线施工及时开挖，及时回填；
		施工机械、车辆尾气	选择符合国家标准且低含硫量的优质柴油
		柴油机废气	选择节能环保型柴油动力系统设备
	废水	钻井废水	全部排入移动式废水罐中配制泥浆，循环利用。井结束后，钻井废水拉运至措施返排液处理站处理达标后回注
		试油废水	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
		压裂返排液	处理后回用，少量返排液由罐车送措施返排液处理站处理，达标后全部回注
		管道试压废水	管道试压废水经临近的废水处理系统处理达标后回注
		施工废水	沉淀后回用或者用于洒水降尘
		施工人员生活污水	定期清理后用于农田施肥
	地下水		尽量采用新工艺和新技术；选择无毒、低碱泥浆；下套管应注水泥封固；采取平衡钻进；采用清洁可回收压裂液体系；井场施工场地防渗；现场产生的固废及时合理处置
	噪声	施工机械噪声	合理安排施工作业时间；选用低噪声机械设备加衬弹性垫料

类别		污染源	治理措施
	固废	废弃钻井泥浆和不含油岩屑	泥浆不落地系统配套有脱水系统，脱水后外运固体废物含水率应在60%以下，随产随清，送依托的靖边大兴环境服务有限公司集中处置
		含油岩屑	单独收集、暂存，定期交由有资质单位合理处置
		落地油	井下作业时按照“铺设作业，带罐上岗”的作业模式，落地油全部回收，回收率100%
		废润滑油	单独收集、暂存，定期交由有资质单位合理处置
		改造站场废旧设备	拆除的旧设备经清洗、吹扫等无害化处置后作为废旧物资回收，按《长庆油田分公司资产集中处置试点工作方案》中相关要求进行集中处置。清洗、吹扫过程中产生的落地油、含油污泥定期交由有资质单位合理处置
		施工人员生活垃圾	生活垃圾设收集箱收集，运环卫部门指定地点进行处置
		其他固废	土石方就地平衡，废焊条交由厂家回收，建筑垃圾有计划堆放、按要求分类回收利用或作建筑垃圾运送至政府指定场所统一处置，废防渗布单独收集、暂存，定期交由有资质单位合理处置，清罐底泥单独收集、暂存，定期交有资质单位合理处置，钻井添加剂外包装袋定期交废品回收单位回收处置，废蓄电池由新电池厂家更换时回收，定期交有资质单位合理处置，不在井场内临时储存
	生态环境		控制井场、站场施工临时占地范围，控制管线、道路施工作业带宽度；避免雨季施工，造成水土流失；管线施工分层开挖、分层堆放、分层回填；施工结束后立即进行迹地恢复
	环境风险		密闭集输，配备压力报警装置，定期清管，检查管壁厚度，必要时更换管线
运行期	废气	井场烃类无组织排放、采出水处理系统烃类无组织排放	减少跑冒滴漏，优化操作，合理安排储运作业，加强维护和管理，定期检查设备密封状态
	废水	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
		井下措施返排液	罐车拉运至依托的现有3座措施返排液处理站处理达标后回注油层，不外排
	地下水		在工艺、管道、设备、污水储存及处理构筑物采取相应措施，防止和降低污染物跑、冒、滴、漏；分区防渗；制定地下水污染应急响应预案和跟踪监测计划
	噪声	设备运行噪声	井场选址远离居民区，合理安排设备布局，选用低噪声环保型设备；隔声降噪；加强设备维护；距离衰减
	固废	落地油	设置井控装置，井口设导油槽，井场设污油污水池，井下作业时“铺设作业、带罐上岗”，实现落地油100%回收
		含油污泥	清罐作业产生的油泥直接委托有资质单位合理处置，不暂存。措施作业油泥统一收集暂存于含油污泥暂存点后，定期交由有资质单位合理处置
		其他固废	废防渗布、废润滑油及其包装桶收集后送至现有含油污油泥暂存点暂存，定期交有资质单位合理处置
	环境	原油泄漏	制定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；定期进行环保安全教育，增强职工的环保意识和安全意识；编制应急预案并适时对相应安全维护措施做出调整；加强巡

类别		污染源	治理措施
	风险		线；定期对集输管线和注醇管道壁厚进行测量，发现异常及时更换管道，杜绝泄漏事件发生
	生态环境		及时进行迹地恢复，加强植被的绿化和抚育工作，提高植被覆盖率
	环境管理		建立环境管理体系
	环境监测		地下水环境、土壤环境质量跟踪监测；生态监测
退役期	对拆除地面设施和地面管线过程中产生的垃圾及时外运并合理处置		
	油井闭井后，确认每口井封堵完好		
	保留各类绿化、生态保护设施，井场永久性占地范围内进行植被恢复		

10.6 环保投资估算

本产能建设工程在开发方案中未给出详细的环保投资估算。本评价根据所采取的环保措施估算该工程的环境保护投资，其中包括施工期和运行期预防、治理污染有关的基建工程、环保措施等。环保投资最终以施工设计为准。

根据第三采油厂产建方案及同类工程投资类比调查核实，项目总投资 25118.91 万元，估算项目一次性环保投资约 2600 万元，占总投资的 10.35%，环保投资一览表见表 10.6-1。

表 10.6-1　环保投资估算一览表　单位：万元

类别		污染源	治理措施	数量	环保投资
施工期	废气	施工扬尘	合理规划运输路线，控制车速，运输车辆加盖篷布；洒水降尘，文明装卸；管线施工及时开挖，及时回填；绿化	/	20
		施工机械和车辆尾气	选用污染物指标符合国家标准且低含硫量的优质柴油	/	纳入材料投资
		柴油机废气	选用节能环保型柴油动力系统设备，适当提高排气筒高度（6m以上）	/	50
	废水	钻井废水	废液收集罐，移动式收集设施收集后循环使用	193口井	500
		试油废水	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	罐车20辆	120
		压裂返排液	处理后回用，少量返排液由罐车送措施返排液处理站处理，达标后全部回注		
		管道试压废水	管道试压废水经临近的废水处理系统处理达标后回注	/	10
		施工废水	沉淀后回用或者用于洒水降尘	/	10
		施工人员生活污水	定期清理后用于农田施肥	/	10
	地下	地下水水质	尽量采用新工艺和新技术；选择无毒、低碱泥浆；下套管应注水泥封固；采取平衡钻进等工程措施	/	20

类别		污染源	治理措施	数量	环保投资
	水		井场施工场地防渗措施	65座井场	200
			现场产生的固废及时合理处置	/	纳入固废治理环保投资
	噪声	设备噪声	合理安排施工作业时间；选用低噪声机械设备加衬弹性垫料	/	20
	固废	废弃钻井泥浆和不含油岩屑	泥浆不落地系统配套有脱水系统，脱水后外运固体废物含水率应在60%以下，随产随清，送依托的有资质单位集中处置	193口井	330
		含油岩屑	单独收集、暂存，定期交由有资质单位合理处置		
		落地油	井下作业时按照“铺设作业，带罐上岗”的作业模式，落地油全部回收，回收率100%	123口油井	
		废润滑油	单独收集、暂存，定期交由有资质单位合理处置	/	11
		改造站场废旧设备	拆除的旧设备经清洗、吹扫等无害化处置后作为废旧物资回收，按《长庆油田分公司资产集中处置试点工作方案》中相关要求进行集中处置。清洗、吹扫过程中产生的落地油、含油污泥定期交由有资质单位合理处置	/	12
		生活垃圾	生活垃圾设收集箱收集，运环卫部门指定地点进行处置	/	3
		其他固废	土石方就地平衡，废焊条交由厂家回收，建筑垃圾有计划堆放、按要求分类回收利用或作建筑垃圾运送至政府指定场所统一处置，废防渗布单独收集、暂存，定期交由有资质单位合理处置，清罐底泥单独收集、暂存，定期交有资质单位合理处置，钻井添加剂外包装袋定期交废品回收单位回收处置，废蓄电池由新电池厂家更换时回收，定期交有资质单位合理处置，不在井场内临时储存	/	16
	生态		临时占地农业及补偿费用	/	236.5
			永久占地农业及补偿费用	/	21.7
			水土保持工程措施	/	158.5
			生态保护措施	/	123.3
	风险防范		密闭集输，定期清管，检查管壁厚度，必要时更换管线	/	50
	废气	井场烃类无组织排放、采出水处理系统	减少跑冒滴漏，优化操作，合理安排储运作业，加强维护和管理，定期检查设备密封状态。	/	/

类别		污染源	治理措施	数量	环保投资
		烃类无组织排放			
	废水	油田采出水	油田采出水依托现有采出水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）要求后全部同层回注	/	依托
	地下水	井下措施返排液	措施返排液全部依托现有措施返排液处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）要求后全部回注	/	依托
	噪声	设备噪声	选用低噪声环保型设备；隔声降噪；加强设备维护；距离衰减	/	12
	固废	落地油	100%回收	/	15
		含油污泥	清罐作业产生的油泥直接委托有资质单位合理处置，不暂存。措施作业油泥统一收集暂存于含油污泥暂存点后，定期交由有资质单位合理处置 废防渗布、废润滑油及其包装桶收集后送至现有含油污油泥暂存点暂存，定期交有资质单位合理处置	/	140
		废防渗布、废润滑油及其包装桶			
	生态		水土保持、植被恢复	/	60
	风险防范		制定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；定期进行环保安全教育，增强职工的环保意识和安全意识；编制应急预案并适时对相应安全维护措施做出调整；加强巡线；定期对集输管线和注醇管道壁厚进行测量，发现异常及时更换管道，杜绝泄漏事件发生	/	50
	环境管理		建立环境管理体系	/	150
	环境监测		地下水环境、土壤环境质量跟踪监测；生态监测	/	50
退役期	井场植被恢复及对拆除地面设施和地面管线过程中产生的垃圾及时外运并合理处置			/	160
“以新带老”措施			改造相关场站处理系统	2套	计入主体工程
			增加井区道路洒水降尘频率，降低扬尘污染	/	15
			密切关注废弃井场植被恢复情况，适时补栽补种	/	26
合计					2600

11 环境影响经济损益分析

11.1 经济效益

根据第三采油厂产建方案及同类工程投资类比调查核实，根据第三采油厂产建方案及同类工程投资类比调查核实，项目总投资 25118.91 万元，估算项目一次性环保投资约 2600 万元，占总投资的 10.35%。

项目建成后将实现年产 13.2×10^4t/a 原油，目前国际油价以 70 美元/桶计，1 吨约为 7 桶，目前汇率约为 7.14，则每吨原油以 3499 元计，年产值可达 46186.8 万元，具有较好的经济效益

11.2 社会效益

（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。

11.3 环境经济损益分析

11.3.1 环境代价分析

本工程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。

11.3.1.1 生态破坏代价

（1）占地损失

本产建工程永久占地面积 29.7hm^2，按当地企业、政府租用土地费用标准（3 万元/hm^2·a），估算永久占地损失约为 82.8 万元/a。

（2）生态服务功能损失

根据工程分析，本项目工程新增永久占地 29.7hm^2，临时占地面积为 197.376 hm^2，占地类型主要为草地和林地，根据统计平均单位面积损失价值按 4500 元/（hm^2•a）计，则本项目造成的生态环境功能损失总经济价值为：永久占地 12.42 万元/a，临时占地 88.82 万元/a。

（3）水资源流失代价

本工程水资源流失主要为开采地下水回注油层造成的地下水资源损失。根据工程分析，本项目新鲜水取水量共计 5.9 万 m^3/a，按当地工业用水价格 3.35 元/m^3 计算，折合水资源利用价值为 19.76 万元/a。

11.3.1.2 小结

综上所述，本项目生态破坏代价详见表 11.3-1。

表 11.3-1 项目生态破坏代价和环境污染代价

分类	项目	单位（万元/a）
生态破坏代价	永久占地损失	82.8
	生态服务功能损失	101.24
	水资源流失代价	19.76
合计		203.80

11.3.2 环境成本分析

11.3.2.1 生态保护成本

根据生态保护措施的投资计算，估算工程生态保护投资约 280 万元，生态保护投资包括生态补偿、植被绿化以及水土保持投资等，则生产服务期每年生态保护投资平均约为 28 万元。

11.3.2.2 污染防治成本

（1）污染防治设备投资

工程运行期用于污染防治的投资 402 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 40.2 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 50 万元/a。

11.3.2.3 小结

根据以上分析计算，得出的环境成本详见表 11.3-2。

表 11.3-2 建设项目环境成本汇总表

分类	项目	单位（万元/a）
生态保护成本	生态保护投资	28
污染防治成本	污染防治设备投资	40.2
	环保设备运行及管理费	50
合计		118.2

11.3.3 环境收益分析

项目环保收益主要包括生态保护收益和污染防治收益。本项目生态保护收益不易量化，因此项目环保收益主要考虑污染防治收益。

项目环保收益主要包括生态保护收益和污染防治收益。本项目生态保护收益不易量化，因此项目环保收益主要考虑污染防治收益。

（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 4.24 万 t，价值按 50 元/t 计，则可节省资金 212 万元/a。

（2）落地油回收收益

根据工程分析，运行期每年可回收落地油 1.28t，回收率 100%，回收落地油价格按 2000 元/t 计，则年落地油回收收益约 2560 元。

（3）伴生气回收收益

根据产建方案与工程分析，伴生气年实际产生量为 $116.3327\times10^4m^3$，年回收利用量为 $116.1\times10^4m^3$，参照当前天然气价格 2.0 元/m^3 计算，则伴生气回收收益约 232.2 万元/a。

（4）油田采出水、井下措施返排液回注收益

按工程分析，本工程运行初期回注水量为 2.87 万 m^3/a，按工业用水价格 3.35 元/m^3 计算，折合节约水资源利用价值 9.6145 万元/a。

11.3.3.1 小结

通过以上分析计算，本建设项目环境收益见表 11.3-3。

表 11.3-3 建设项目环境收益汇总

分类	项目	单位（万元）
环境收益分析	钻井泥浆回收收益	212
	落地油回收收益	0.256
	伴生气回收利用收益	232.2
	回注水利用收益	9.6145
合计		454.07

11.4 环境经济损益分析结论

综上所述，虽然项目建设和生产导致的一定程度的环境污染影响和生态破坏损失，但在可接受程度和范围之内。工程环境经济损益分析见表 11.4-1。

表 11.4-1　环境经济损益分析表　单位：万元

环境代价	环境成本	环境收益	损益分析
-204	-118	+454	+132

注：“＋”表示收益，“-”表示损失。

根据计算，本项目环保工程经济效益系数为：

$$\text{环保工程经济效益系数}=\frac{\text{环境收益}}{\text{环境成本}}$$

该工程环境成本为 118 万元/年，年环境收益为 454 万元/年，计算出环保工程经济效益系数为 3.85，也就是每年 1 元的环保费用可增加环保收益 3.85 元。可见该工程规模开发，环保投资力度大，对环境的影响相对较小，处理效果明显。

本工程的环保工程经济效益系数较高，对工程采取良好的环保措施后环境收益效果比较明显。虽然企业建设对环境保护产生一定程度的不利影响，但对环境污染影响和生态破坏损失在可接受程度和范围之内，在保证各项环境保护措施实施的情况下，项目的经济效益、社会效益和环境效益将得到协调发展，因此从环境经济角度来看，本工程是合理可行的。

12 环境管理与监测计划

环境管理是企业管理的一项重要内容，加强环境监督管理力度，尽可能的减少“三废”排放数量及提高资源的合理利用率，把对环境的不良影响减小到最低限度，是企业实现环境、生产、经济协调持续发展的重要措施。环境监测是环境管理的重要组成部分，是工业污染防治和环境监督管理工作的依据，加强环境监测是了解和掌握项目排污特征，研究污染发展趋势及防治对策的重要依据与途径。

本工程对环境的影响主要来自施工期的各种作业活动及运行期的风险事故。无论是施工期的各种作业活动还是运行期的事故，都将会给生态环境带来较大的影响。为最大限度地减轻施工作业对生态环境的影响，减少事故的发生，确保工程建设与安全运行，本章针对本项目在施工期和运行期的生态破坏和环境污染特征，提出了施工期和运行期的环境管理、QHSE（健康、安全与环境）管理和环境监测计划的内容。

12.1 环境管理

开展企业环境管理的目的是在项目施工和运行阶段履行监督与管理职责，确保项目在各阶段执行并遵守有关环保法规，协助地方环保管理部门做好监督监测工作，了解项目明显与潜在的环境影响，制定针对性的监督管理计划与措施。

12.1.1 环境管理机构

集团公司设立质量安全环保科负责整个开发区域环保专业的技术综合管理；机关各业务部门按各自的环保管理职责负责分管业务范围内的环保管理。

在施工期，集团公司经理部门设置环境总监，负责监督各项环保措施的落实及环保工程的检查和预验收，负责协调与环保、土地等部门的关系，以及负责有关环保文件、技术资料的收集建档。由项目经理部委托工程监理单位，监督设计单位和施工单位具体落实环保措施的实施。

在生产运行期，由中国石油长庆油田分公司第三采油厂安全环保科统一负责本项目的环保管理工作，在厂区内设置专职环保员，负责环保文件和技术资料的归档，协助有关环保部门进行环保工程的验收，负责运行期间的环境监测、事故防范和外部协调工作。

12.1.2 环境管理体系

QHSE 管理体系是国际石油石化企业通用的一种管理模式，具有系统化、科学、规模化的特点，被国外大石油公司广泛采用。中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司结合实际，建立了自身的质量、健康、安全与环境管理体系和组织机构。

评价要求本项目应依据体系文件建立施工期和运行期的 QHSE 管理程序框架和运行方案，对生产管理人员和施工人员、操作人员进行 QHSE 培训，将使各种施工作业活动中施工人员的健康、安全得到保证，对环境的破坏和影响降低到最小程度。

（1）QHSE 管理概述

本项目的 QHSE 包括施工期与运行期的 QHSE 管理，主要 QHSE 组织结构的建立、规章制度的制定和操作规程的编写、应急措施的建立、人员的培训、责任的确定及事故预防等。

（2）QHSE 组织机构的建立

本项目设立一个环境管理体系领导小组，组员由行政主管、安全环保和技术人员担任，并任命 1～2 名兼职的 QHSE 现场监督员，由熟悉 QHSE 技术、经过专门QHSE管理培训并有一定管理能力的人员担任。QHSE管理小组成立后，公司赋予 QHSE 管理人员权利和责任，并为管理小组 QHSE 管理的各项活动提供必要的物质条件和支持。

（3）QHSE 管理文件编写

本项目建立 QHSE 管理体系时，应编制 QHSE 管理手册、各种程序管理文件、 管理作业文件和各类操作规程。本项目施工期和投入运行后，QHSE 管理小组应在管理体系框架下，为本项目的 QHSE 管理和安全操作选定必要的规章制度和操作规程，主要包括：

①施工期的安全操作规程；

②生产过程安全操作规程；

③设备检修过程安全操作规程；

④正常运行过程安全操作规程；

⑤非正常运行过程安全操作规程；

⑥应急处理故障、事故过程安全操作规程；

⑦各种特殊作业（吊管起重、动土、险区域用火、进入设备场地） 的安全操作规程；

⑧施工期、运行期的环境保护管理规程。

这些制度和规程是本项目建设和生产过程行之有效的管理文件，有些是针对本项目施工期和运行期的特点建立的。这些文件应及时下发到岗位，并在员工正式上岗前通过专门培训或专门讲解，使员工了解；需专门为本项目不同岗位制定制度或规程，如生产装置操作岗位、计量操作岗位、自动控制操作岗位及抢修岗位等，应尽快制度适用这些岗位的规程和管理制度，并培训岗位人员熟练掌握。

（4）本项目 QHSE 管理工作内

应结合本项目环评识别的施工期和运行期工艺流程、污染和风险源项、危害和影响程度识别和评价的结果，结合本项目安全评价、职业卫生评价篇章的成果，侧重在以下方面开展工作：

①工艺流程分析；

②污染生态危害和影响分析；

③泄漏事故危害和风险影响分析；

④建立预防危害的防范措施；

⑤制定环境保护措施；

⑥建立准许作业手册和应急预案。

12.1.3 环境管理的主要任务

（1）施工期的环境管理

①建立和实施基建施工作业的 QHSE 管理体系；

②对开发建设全过程实施环保措施和环保工程的监督和检查；

③实施施工作业环境监督制度，以确保施工作业对土壤、生态环境造成的破坏降到最低程度，施工期环境管理内容包括：扬尘、挖方料坑、弃方堆置场、道路两侧植被情况、施工人员生产和生活废水排放去向以及施工迹地恢复情况，发现问题及时向有关环境管理部门反映；

④负责与有关环保主管部门的沟通、协调，组织工程建设的“三同时”验收工作。

（2）生产运行期的环境管理

①建立和实施油田开发作业的 QHSE 管理体系；

②将政府和上级主管部门的环保法律法规、标准下发到各级机构、结合本集团生产和环保的实际情况，制定企业环保管理规章制度，并贯彻执行；

③负责油田日常的环境保护管理工作，如生态恢复、环境监测和污水处理等；

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强化基础工作，建立完整、规范、准确地环境基础资料、环境统计报表和环境保护技术档案；

⑥编制应急计划；

⑦对全体员工组织开展环境保护培训。

12.1.4 环境管理台账制度

根据《排污单位环境管理台账及排污许可证执行报告技术规范 总则（试行）》（HJ 944-2018）要求，项目应以作业区为单位建立环境管理台账制度和排污许可证执行报告，以便于环保检查查询，并提高项目环境管理水平，具体细节执行 HJ 944-2018 相关要求。

（1）项目环评报批及验收资料

①营业执照；

②环境影响报告书/报告表批复文件，登记表网上备案文件；

③环境影响报告书/报告表全本；

④环境保护设施验收批复、自主验收文件、验收监测（调查）报告；

（2）排污许可证——排污许可证（正、副本）

（3）污染治理设施（包括在线监测设备）运行台账

①生产废水、废气等污染治理设施设计方案及工艺流程图；

②污染治理设施运行台账及维护记录（包括运行维护记录、加药记录、活性炭更换记录等台账）；

③在线监测设备的安装、验收、使用及定期校验资料；

（4）排污口分布及污染物监测台账

①排污口规范化设置情况表、排污口标志分布图、排污口标志照片；

②企业自行监测计划、自行监测报告、重点企业自行监测公开情况；

（5）固体废物产生及处置台账

①固体废物申报登记及转移管理（通过省固体废物信息管理平台开展固体废物申报登记、严格执行危险废物转移计划报批和转移联单制度）；

②与有资质单位签订的危险废物处置合同；

③危险废物管理台账（包括危险废物产生环节记录表、贮存环节记录表、内部自行利用/处置情况记录表、月度危险废物台账报表等）；

④按照标准规范建设的危险废物贮存场所及设置相应警示标志和标签的照片；

⑤危险废物应急预案、内部管理制度（危险废物管理组织架构、管理制度、公开制度、培训制度、档案管理制度）；

（6）环境应急管理台账

①环境应急预案、环境风险评估报告、环境应急资源调查报告以及专家评审意见、环保部门备案意见；

②环境应急培训、应急演练方案、照片和总结；

③环境安全隐患排查治理档案、环境污染强制责任保险资料；

（7）其它环保管理台账

①重点企业清洁生产审核报告及验收文件；

②企业环保管理责任架构图及其它环保管理制度；

③环保部门下达的行政处罚、限期改正通知及整改台账；

12.1.5 信息公开

根据《企业环境信息依法披露管理办法》（部令 第 24 号），企业是环境信息依法披露的责任主体。企业应当建立健全环境信息依法披露管理制度，规范工作规程，明确工作职责，建立准确的环境信息管理台账，妥善保存相关原始记录，科学统计归集相关环境信息。企业年度环境信息依法披露报告应当包括以下内容：

（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。

12.2 污染排放管理

12.2.1 排污许可证办理

根据《排污许可证管理条例》，本项目建设工程内容应该纳入第三采油厂现有排污许可证内容进行管理。

12.2.2 污染物排放清单

本项目污染物排放清单见表 12.2-1。

表 12.2-1　本项目污染物排放清单

类型	排放源	产污环节	污染物	产生情况	排放情况	处理措施及去向
废气	井场、站场	油气集输过程放空、挥发、泄漏产生的烃类气体	非甲烷总烃	4.3072 t/a	4.3072 t/a	密闭输送
废水	石油开采	油田采出水	石油类、SS等	初期：88000 m^3/a 中后期：528000 m^3/a	0	经采出水处理站处理达标后同层回注
	井下作业	措施返排液	石油类、SS等	7035 m^3/a	0	经措施返排液处理站处理达标后回注
固废	井场	落地油		1.23 t/a	0	井下作业时采用“铺设作业、带罐上岗”的模式，落地油100%回收
	井场、污水处理系统	含油污泥		648.12 t/a	0	暂存于含油污泥暂存点后，含油污泥定期交有资质单位合理处置；废过滤吸附介质、废防渗布、废润滑油及其包装桶定期交有资质单位合理处置
	南十二接转站长8采出水处理系统	废过滤吸附介质		1t/a	0	
	井场、站场	废防渗布、废润滑油及其包装桶		3.5t/a	0	

12.3 环境监测计划

环境监测是企业环境管理体系的重要组成部分，也是环境管理规范化的主要手段，通过对企业主要污染物进行分析、资料整理、编制报表、建立技术文件档案，为上级环保部门和地方环保部门进行环境规划、管理和执法提供依据。环境监测计划的制定与执行将保证环境管理措施的实施和落实，并及时发现问题，促进环境管理措施的修正和持续改进。

12.3.1 环境监测管理

⑴ 对运行期间的污染源及环境监测要求委托当地具有环境监测资质和国家计量认证资质专业机构承担；

⑵ 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；

⑶ 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。

12.3.2 生态环境监测计划

本企业属于土壤污染监管重点单位，依据《排污单位自行监测技术指南陆上石油天然气开采工业》(HJ1248-2022)、《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南《试行)》(HJ1209-2021)、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）等标准导则，结合本企业土壤和地下水环境自行监测方案，确定项目主要环境监测计划见表 12.3-1 至表 12.3-3，监测结果应及时向社会公开。后期发布新的国家或地方相关的石油天然气自行监测相关导则、标准等，应按照新标准导则实施。本项目监测计划纳入第三采油厂年度自行监测计划。

（1）生态环境质量监测布设原则：

①土壤和地下水：重点对运行期的站场废水池、固体废物贮存场与退役期的油井井口周边土壤环境开展跟踪监测，监测点位、监测因子、监测频率根据 HJ 964、HJ 1209、HJ 1248 确定；重点对运行期的站场废水池、固体废物贮存场与退役期的油气井井口周边地下水环境开展跟踪监测，监测点位、监测因子、监测频率根据 HJ 160、HJ 164、HJ/T 166、HJ 1209、HJ 1248、NB/T 10848 确

定；周边 1 km 范围内存在地下水环境敏感区的站场和井场，按照 HJ1209-2021 表 2 确定最低监测频次。

②环境空气质量监测筛选项目排放污染物最大占标率 Pi≥1%的特征污染物作为环境质量监测因子；

③生态环境监测：位于一般区域的，重点监测临时性占地区植被恢复情况，包括植被覆盖率及植物多样性组成。位于生态敏感区的，应根据生态敏感区功能、主要保护目标的保护要求等，明确监测点位、时间或频次、内容等，可采用 HJ19 附录 B 规定的监测方法。

表 12.3-1　运行期环境现状监测计划

类别	监测要素	监测点位	监测因子		监测频率	标准
环境质量监测	地下水环境	盘33-21接转站、靖三联合站、马鞍山民井、巡检司村民井、杨树梁民井、古路梁民井水、周咀民井	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（C6~C9）、石油烃（C10~C40）、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（C6~C9）、石油烃（C10~C40）氨氮、钡、汞、砷、六价铬		每半年一次	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类
		朱大梁民井水			每季度一次（朱大梁民井水位于本工程管线200m内，属于分散式地下水饮用水水源）	
	土壤环境	盘33-21接转站、靖三联合站污水污油装置附近	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）	初次监测：GB36600表1基本项目+石油类、石油烃C6~C9）、石油烃（C10~C40）；后续监测：在	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）》（GB36600-2018）“第二类用地”筛选标准

			表层土壤1个（0~0.5m）	前期监测中曾超标的污染物+石油类、石油烃（C6~C9）、石油烃C10~C40）、砷、六价铬		
		发生漏油事故的井场污油池附近	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）			
			表层土壤1个（0~0.5m）			
	生态环境	典型井场、站场、输油管线、道路周边，重点在涉及国家二级公益林、永久基本农田的井场、管线及道路周边	施工期的植物群落变化情况、临时占地的恢复情况等；运行期的绿化植被成活率，生态保护对策措施的有效性及生态修复效果等		施工期并延续至正式投运后5年内	恢复到与周围生态景观协调一致，植被恢复程度不低于施工前，不降低原有生态功能
注：1、根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）中12.3.4：“重点对运行期的站场废水池、固体废物贮存场与退役期的油气井井口周边地下水环境开展跟踪监测”，本工程扩建站场均已布设，原有废水池及固废贮存场应纳入现有井场/站场例行监测计划内，本工程无新增废水池，无新增固废贮存场，因此未布设站内地下水监测点 2、根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）中12.3.6：“重点对运行期的站场废水池、固体废物贮存场与退役期的油井井口周边土壤环境开展跟踪监测”，本工程扩建站场均已布设，原有废水池及固废贮存场应纳入现有监测计划内，本次无新增废水池和固废贮存场，仅在新增装置处设置监测点。						

（2）污染源监测布设原则：

①大气污染源监测应按照 HJ 819、HJ 820、HJ 1248、GB 37822、GB 39728 的要求开展。本次评价选择典型井场进行污染源监测计划，典型井场为本次工程新建井场和扩建井场中打井数量最多的井场。

②废水按照HJ1248的要求开展。

③根据噪声影响特点和声环境保护目标分布，提出项目在施工期和运行期的厂界（或场界、边界）噪声监测和代表性声环境保护目标声环境监测。

④根据发生的风险事故类型、地点，提出开展相应的应急监测及跟踪监测的要求。

表 12.3-2 运行期污染源监测计划

类别	监测要素	污染源	监测点位	监测因子	监测频率	标准
污染源监测	大气	无组织废气	旗2-13井场、盘50-31扩井场	非甲烷总烃	1次/季	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）中企业边界污染物控制要求
	废水	/	本次废水处理均依托于现有场站处理，已纳入全厂监测计划	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）	/	
	噪声	厂界	旗2-13井场、盘50-31扩井场	Leq（A）	1次/季	《工业企业厂界环境噪声排放标准》中2类标准

（3）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 12.3-3 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》（HI349-2023）要求；水质满足《碎屑岩油藏注水水质技术
	配注率、配注量、注水压力、平均腐蚀率		1次/季	
	井筒完整性		1次/2年	

类别	监测项目	监测点位置	监测频率	控制标准
				要求及分析方法》（SY/T5329）要求

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。

（2）监测方法

污染源监测采样、样品保存分析方法应严格按照国家环保部门编制的《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。

12.4 环保验收清单

本项目环境保护验收调查建议清单见表 12.4-1。

表 12.4-1 环境保护竣工验收调查清单一览表

分类	污染类别	污染源	治理措施、设施	数量	验收标准
施工期	废气	施工扬尘	运输车辆遮盖篷布	配套	《施工场界扬尘排放限值》（DB61/1078-2017）
			施工场地设置围栏	配套	
			洒水车或其它洒水设备	配套	
	废水	钻井废水	全部排入移动式废水罐中配制泥浆，循环利用。钻井结束后，钻井废水拉运至措施返排液处理站处理达标后回注。	配套	经处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）后回注地层，不外排
		试油废水	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。	配套	
		压裂返排液	处理后回用，少量返排液由罐车送措施返排液处理站处理，达标后全部回注	配套	
		试压废水	管道试压废水经临近的废水处理系统处理达标后回注	配套	
		生活污水	定期清理后用于农田灌溉	配套	用于农灌，不外排
	噪声	施工机械噪声	选用低噪声机械设备加衬弹性垫料	配套	《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2011）
	固废	废弃钻井泥浆和不含油岩屑	泥浆不落地系统配套有脱水系统，脱水后外运固体废物含水率应在60%以下，随产随清，送依托的有资质单位集中处置	配套	转运记录清晰，集中处置率100%
		含油岩屑	单独收集、暂存，定期交由有资质单位合理处置	配套	处置率100%，不产生二次污染
		落地油	井下作业时按照“铺设作业， 带罐上岗”的作业模式，落地油全部回	配套	回收率100%

分类	污染类别	污染源	治理措施、设施	数量	验收标准
			收，回收率100%		
		废润滑油	单独收集、暂存，定期交由有资质单位合理处置	配套	《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）
		改造站场废旧设备	拆除的旧设备经清洗、吹扫等无害化处置后作为废旧物资回收，按《长庆油田分公司资产集中处置试点工作方案》中相关要求进行集中处置。清洗、吹扫过程中产生的落地油、含油污泥定期交有资质单位合理处置	配套	处置率100%，不产生二次污染
		施工人员生活垃圾	生活垃圾设收集箱收集，环卫部门统一清运	配套	统一收集，定期送环卫部门指定地点处置
		其他固废	土石方就地平衡，废焊条交由厂家回收，建筑垃圾有计划堆放、按要求分类回收利用或作建筑垃圾运送至政府指定场所统一处置，废防渗布单独收集、暂存，定期交由有资质单位合理处置，清罐底泥单独收集、暂存，定期交有资质单位合理处置，钻井添加剂外包装袋定期交废品回收单位回收处置，废蓄电池由新电池厂家更换时回收，定期交有资质单位合理处置，不在井场内临时储存	配套	处置率100%，不产生二次污染
	生态	生态恢复	临时占地植被恢复、水土流失治理、农业和生态补偿	197.376hm^2	逐步恢复至100%
运行期	废气	烃类	密闭集输，井口设定压阀回收套管气，伴生气进入轻烃厂综合利用。	配套	厂界满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求
	废水	采出水	由采出水处理系统处理达标后同层回注	/	出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）
		井下措施返排液	依托现有措施返排液处理站处理达标后全部回注	/	
	噪声	设备运行噪声	低噪声设备、基础减振	配套	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类区标准
	固废	落地油	井下作业时“铺设作业、带罐上岗”，实现落地油100%回收	配套	100%回收

分类	污染类别	污染源	治理措施、设施	数量	验收标准
		废过滤吸附介质	废过滤吸附介质定期交有资质单位合理处置	配套	委托有资质的单位进行合理处置
		含油污泥	清罐作业产生的油泥直接委托有资质单位合理处置，不暂存。措施作业油泥统一收集暂存于含油污泥暂存点后，定期交由有资质单位合理处置 废防渗布、废润滑油及其包装桶收集后送至现有含油污油泥暂存点暂存，定期交有资质单位合理处置	配套	委托有资质的单位进行合理处置
		其他固废		配套	
	地下水		分区防渗措施：新建井场含油污水池、站场采出水处理站污水一体化处理装置、采出水处理站污水污泥池、增压站事故油箱、污油回收装置、输油泵房采取重点防渗区要求（等效黏土防渗层≥6m，防渗层渗透系数≤1×10^{-7}cm/s）；雨水收集池及收集渠、油气分输一体化装置、集油收球加药一体化集成装置区、外输阀组、除油罐、加药装置采取一般防渗（等效黏土防渗层≥1.5m，防渗层渗透系数≤1×10^{-7}cm/s）；其他区域简单硬化	配套	符合《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T 50934-2013）要求
	风险		站场风险防范设备，制定、修订环境风险应急预案，储备应急物资等	配套	按要求配备
	生态		水土保持植被措施+场站内外绿化	/	征地范围内安全区域内进行绿化
	其他		清洁文明井场建设	井场	省、市清洁文明井场建设验收标准

13 环境影响评价结论

13.1 工程概况

长庆油田分公司第三采油厂在榆林区域新规划原油产能建设规模13.2×10⁴t/a，本次产建部署井场65座，其中45座为新建井场，20座为现有井场扩建；共钻井193口，其中油井123口，注水井70口。本项目拟建管线190条433.4km，其中油管线91条213.15km，气管线10条19.78km，水管线89条200.47km，管线优先同沟敷设。本项目同时对19座站场进行改造。

根据第三采油厂产建方案及同类工程投资类比调查核实，2026年产建工程合计建设总投资为25119.18万元，一次性环保投资约2600万元，占总投资的10.35%。

13.2 环境质量现状

（1）环境空气质量现状

根据陕西省生态环境厅发布的2025年发布的环保快报，项目所在区域各基本因子均达标，为达标区。

根据环境空气现状监测结果，各监测点位的总烃小时值均符合以色列《环境空气质量标准》中标准要求；各监测点所测得非甲烷总烃浓度值均符合《大气污染物综合排放标准详解》中限值（2.0mg/m³）要求。

（2）地表水环境质量现状

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》（HJ 349-2023）“集输工程穿（跨）越地表水水域功能III类及以上水体，且有涉水施工的，应在代表性的地表水体穿（跨）越位置上、下游适当位置布设对照断面和控制断面，开展补充监测。多次穿（跨）越同条地表水体的，其对照断面和控制断面可根据实际情况合并设置。井位布设、管道选线涉及水环境保护目标的，还应对水环境保护目标所在水域开展补充监测。”本项目无涉水工程，穿越河流和冲沟均采用桁架穿越，可不对地表水进行现状监测。

（3）地下水环境质量现状

根据地下水环境质量现状监测结果，本次地下水监测点除部分点位溶解性总固体、总硬度超过标准线之外，其余各监测因子均可满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准。

（4）包气带环境质量现状

由监测结果可知，对照结果显示井场内石油类监测与井场外背景值均未检出，表明现有工程未造成包气带土壤污染，包气带现状较好。

（5）声环境质量现状

根据声环境现状监测结果，拟建井场、站场厂界昼、夜声级均低于《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准限值。评价区声环境质量较好。

（6）土壤环境质量现状

根据土壤环境质量现状监测结果，占地范围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要求。场站占地范围外土壤监测点的各项指标均符合《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）风险筛选值，其他标准限值要求（pH>7.5），石油烃满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值要求，因此评价区土壤环境质量良好。

13.3 污染物排放情况

13.3.1 施工期污染物排放情况

1、施工废气

施工期大气污染主要为施工期平整场地、地面及管沟开挖、车辆行驶产生的无组织排放的扬尘、施工机械和运输车辆排放的尾气、柴油机废气，属于无组织排放，产生量较少。

2、施工废水

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、施工废水、施工人员生活污水。本工程钻井废水中主要污染物为 COD、悬浮物、石油类，循环利用；试油废水经措施返排液处理站处理达标后回注；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，达标后全部回注；管道试压废水经临近的废水处理系统处理达标后回注；施工废水沉淀后洒水降尘；施工生活污水定期清理后，用于农田施肥，不外排。

3、施工噪声

钻井施工过程的噪声源主要包括柴油发电机、钻机、泥浆泵等。站场、管线施工噪声主要来源于站场、井场设备安装，开辟施工便道、管线建设过程中施工机械、运输车辆，噪声源强为 85~120dB(A)。

4、施工固废

施工期固废主要为钻井过程中的固体废物废弃钻井泥浆、钻井岩屑、落地油、废润滑油、改造站场废旧设备、生活垃圾、其他固废。

废气钻井泥浆罐和不含油岩屑经配套的泥浆不落地设备处理，泥浆不落地系统配套有脱水系统，脱水后外运固体废物含水率应在 60%以下，随产随清，送有资质单位集中处置。含油岩屑定期交有资质单位合理处置。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。改造站场废旧设备经清洗、吹扫等无害化处置后作为废旧物资回收，按《长庆油田分公司资产集中处置试点工作方案》中相关要求进行集中处置。清洗、吹扫过程中产生的落地油、含油污泥定期交有资质单位合理处置。废焊条交由生产厂家回收。建筑垃圾有计划堆放、按要求分类回收利用或作建筑垃圾运送至政府指定场所统一处置。废防渗布、清罐底泥单独收集、暂存，定期交有资质单位合理处置。钻井添加剂外包装袋定期交废品回收单位回收处置。废蓄电池由新电池厂家更换时回收，定期交有资质单位合理处置，不在井场内临时储存。生活垃圾运环卫部门指定地点进行处置。

施工期固废合理处置率 100%。

13.3.2 运行期污染物排放情况

1、废气

主要为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。本项目不新建加热炉，项目运行期伴生气依托已建轻烃装置处置，处理后液化气、稳定轻烃外销，干气回输至已建加热炉燃料用气（依托），将产生加热炉废气，废气经 8m 以上排气筒排放至大气环境。

2、废水

油田采出水经联合站内采出水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）要求后同层回注。井下措施返排液经措施返排液处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）要求后全部回注。

3、噪声

运行期噪声污染源主要有井场抽油机、污水处理系统加压泵等，声源强度为 65～80dB(A)。

4、固废

运行期固废主要为落地油、含油污泥、废过滤吸附介质和其他固废。其中井下作业时采用“铺设作业、带罐上岗”的模式，落地油 100%回收。含油污泥定期交有资质单位合理处置。废过滤吸附介质收集后送至现有含油污泥暂存点后，定期交有资质单位处置。废防渗布、废润滑油及其包装桶收集后送至现有含油污油泥暂存点暂存，定期交有资质单位合理处置。

运行期固废合理处置，处置率 100%。

13.4 主要环境影响

13.4.1 施工期环境影响

1、废气

（1）施工扬尘一般粒径较大，具有沉降快，影响范围小的特点。通过影响分析，本项目施工期工程开挖范围小，运输车辆及施工机械数量少且分布分散，加之产生的建筑扬尘颗粒物粒径较大，故施工扬尘飘移距离短，影响范围有限。项目管线分段施工，扬尘影响分散，影响范围有限。

（2）本项目施工期运输车辆以及施工机械范围及数量少、且分布分散，所以尾气排放对环境影响小。

（3）由于项目开发区域风速较大，利于污染物扩散，因此实际钻井过程中，柴油机废气对大气环境影响很小。

2、废水

（1）钻井废水全部排入移动式废水罐中用于新钻井的泥浆配置，循环利用，钻井结束后拉运至废水处理站处理后回注，不外排。

（2）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，不外排。

（3）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，达标后全部回注。

（4）管道试压分段进行，污水排放量较小，管道试压废水经临近的废水处理系统处理达标后回注，禁止直接排入河道。

（5）施工废水设置临时沉淀池沉淀后回用或用于洒水降尘。

（6）施工人员生活定期清理后，用于农田施肥，不外排。

采取上述措施后，项目施工对地表水的环境影响很小。

3、噪声

钻井施工过程的噪声源主要包括柴油机、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 100m 内昼间可达标，夜间有超标。在 200m 处昼、夜间均可达到施工场界噪声标准。根据油田现有钻井作业情况调查，设计单井钻井周期 15 天，施工期噪声影响时间较短。本次工程与居民点最近的为旗 2-13 井场，距离村庄最近距离为 115m。施工期钻井不可避免需要夜间施工，在施工前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，并合理安排施工机械数量，严格限定施工范围，选用噪音低的设备，同时控制夜间灯光数量和照射范围；在采取相应的处置措施后，项目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。

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。

4、固废

施工期固废主要为钻井过程中的废弃钻井泥浆、钻井岩屑、落地油、废润滑油、改造站场废旧设备、生活垃圾和一些其他固废。施工期固废合理处置率 100%，对周围环境影响小。

5、生态环境影响

本项目施工期工程内容包括钻井工程、井场地面工程、站点工程、管线和道路工程，均涉及土地开挖工程，对生态环境造成一定影响。施工结束后对施工场地地表植被进行恢复，可有效减轻建设过程中对生态环境的影响。

13.4.2 运行期环境影响

1、大气环境

本项目投入运行后，油气集输会产生少量烃类无组织排放，采取优化操作、减少跑冒滴漏等措施后，可以实现达标排放，对周围大气环境影响较小。

2、地表水环境

油田采出水依托已建采出水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）标准后同层回注，处理回用率 100%。井下措施返排液经措施返排液处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）标准后回注，不外排，对地表水环境影响很小。

3、地下水环境

正常情况下，站场、集输管线和回注井等，不会对地下水水质环境造成污染。在事故状态下，如采出原油破损等，第四系地下水水质有受到污染的可能。在采取积极防治、及时采取地下水监测、应急响应、地下水污染修复和治理等措施下，可将污染限制在较小范围，并最终可以完成消除，基本不会影响到区内的地下水环境。

4、声环境

根据预测结果，井场、站场厂界各预测点位昼间、夜间厂界噪声贡献值均符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348－2008）2 类标准要求。因此，本项目井场、站场在运行期间对周边声环境影响较小。

5、固废

本项目运行期产生的落地油、含油污泥废过滤吸附介质和其他固废。其中落地油 100%回收，含油污泥、废防渗布、废润滑油及其包装桶定期委托有资质单位合理处置。废过滤吸附介质收集后送至现有含油污泥暂存点后，定期交有资质单位处置。企业在认真落实评价提出的安全存放、转移处理的各项措施的

基础上，固体废物对区域环境影响较小，加之采取必要的管理措施，固体废物对环境影响很小。

6、土壤环境影响

项目占地处土壤无酸化或碱化，现状质量较好。只要在项目建设和使用过程中，加强管理，重视土壤现状保障和建设过程防控措施的实施，项目对土壤环境的负面影响将很轻微。

13.4.3 生态环境影响

（1）污染防治措施

①生态环境影响避让措施

管线建设应尽可能避让耕地、林地、草地。

②生态环境保护与恢复措施

按照不同功能类型，采取工程措施、植物措施和临时措施相结合的方法进行保护。

管线施工时应避开农作物生长季节，无法避开时应分层开挖、分层堆放、分层回填；在坡地上施工时，应设置截排水沟、挡水墙等，施工结束后，在施工作业带播撒草籽或适宜植物种子；穿越冲沟时采用砌护坡形式进行水工保护。

③生态环境补偿措施分别在管线、道路采取不同的植物恢复措施对生态进行补偿。

（2）环境影响

工程对生态环境影响主要在施工期，主要体现在土地利用、土壤、动植物、水土流失等方面，其中管线施工对土壤、水土流失、植被的影响比较大。运行期植被恢复后影响相对较小。通过采取相应的生态保护、恢复措施后，工程建设对生态环境的影响是可得到有效减缓，不会改变当地的生态环境功能，对生态环境的影响在可接受范围内。

13.4.4 环境风险评价

本项目涉及的主要危险物质为原油及其伴生气，通过制定并落实切实可行的事故防范措施和应急预案，项目能够将事故风险降到最低限度，其最大事故风险值小于同行业平均水平，风险程度可以接受。

13.5 环境保护措施

项目施工和运行期间产生的污染物采取相应的防治措施进行处理，处理后达到相应的排放标准要求。项目采取的环保措施详见第 10 章。本项目总投资根据第三采油厂产建方案及同类工程投资类比调查核实，2026 年产建工程合计建设总投资为25119.18 万元，估算项目一次性环保投资约 2600 万元，占总投资的 10.35%。

13.6 环境经济损益分析

总体上看，本项目有较好的经济效益和社会效益，当确保污染治理设施正常运转、污染物达标排放时，项目基本会实现社会、经济和环境效益的统一，环境效益显著。

13.7 环境管理与监测计划

根据工程排污特点及项目实际情况，由质量安全环保科负责项目运行期的环保设施正常运营、环保措施的落实及环境监测计划的完成。

13.8 公众意见采纳情况

按照《环境影响评价公众参与办法》的相关规定，建设单位委托环评后在榆林市门户网站“在榆林网”、延安市门户网站“延安新闻网”发布了项目环境影响评价信息公示；项目环境影响报告书征求意见稿形成后，在涉及的各乡镇通过张贴公告的方式进行公示，同时分别于 2026 年 1 月 20 日和 1 月 21 日分两次在《西北信息报》上进行了登报公示。与此同时在榆林市门户网站“在榆林网”、延安市门户网站“延安新闻网”发布了网络公示并提供了征求意见稿浏览。整个公示期间建设单位和环评单位均未收到关于本项目的反馈意见。

13.9 评价结论

本项目属于鼓励类项目，符合国家和地方产业政策及相关规划；项目选址与选线符合当地总体发展规划和环境功能区划的要求。项目建设导致的环境影响可采取相应环保措施予以减缓；项目施工与运行采用的生产工艺先进，符合清洁生产的要求。在严格落实报告书提出的各项环境保护措施、避让环境敏感目标，落实环境风险防范措施和应急预案后，项目的环境影响和环境风险后果能够控制在可接受的范围内，从环境保护的角度分析，项目的建设是可行的。

13.10 要求与建议

13.10.1 要求

1、切实做好钻井泥浆不落地施工工艺，防止污染土壤和地下水环境。

2、将本产建项目的环境风险应急预案纳入长庆油田第三采油厂突发环境事件应急预案，定期进行预案演练。

3、油井、管线等选址选线一定要避让水源地保护区、自然保护区、文物保护单位等敏感目标，禁止在以上区域开发建设。

4、做好施工期的管理工作，严格规范施工作业带，严禁随意扩大施工范围，做好临时占地的生态恢复，严格落实生态恢复措施，加强水土保持，认真落实环保“三同时”验收制度。

13.10.2 建议

1、建立健全企业环境风险应急机制，强化风险管理。

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、建设单位和当地政府、村民、单位等应充分协商，共同搞好当地的植被绿化和植被恢复工作。

4、本项目涉及的环境保护措施落实后，尽早实施项目竣工环境保护验收工作。

建设项目环境影响报告书审批基础信息表

填表单位（盖章）：中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第三采油厂　　填表人（签字）：　　项目经办人（签字）：

建设项目	项目名称	长庆油田分公司第三采油厂2026年产能建设工程（陕西区域）			建设内容	第三采油厂陕西区域部署产能13.2×10⁴t/a，本次产建部署井场65座，其中45座为新建井场，20座为现有井场扩建；共钻井193口，其中油井123口，注水井70口。本拟建管线190条433.4km，其中油管线91条213.15km，气管线10条19.78km，水管线89条200.47km，管线优先同沟敷设。本项目对部分站场进项改造，在部分已建场站站内新建增压装置或油气混输装置。				
	项目代码										
	环评信用平台项目编号										
	建设地点	陕西省榆林市靖边县；延安市志丹县、吴起县			建设规模	13.2×10⁴t/a					
	项目建设周期（月）	12.0			计划开工时间	2026年3月					
	环境影响评价行业类别	五、石油和天然气开采业			预计投产时间	2027年10月					
	建设性质	改扩建			国民经济行业类型及代码	0711 陆地石油开采					
	现有工程排污许可证或排污登记表编号（改、扩建项目）	91640100715048323701 2W	现有工程排污许可管理类别（改、扩建项目）	登记管理	项目申请类别	新申报项目					
	规划环评开展情况	无			规划环评文件名	/					
	规划环评审查机关	无			规划环评审查意见文号	/					
	建设地点中心坐标（非线性工程）	经度 108.590703	纬度	37.156936	占地面积（平方米）		环评文件类别	环境影响报告书			
	建设地点坐标（线性工程）	起点经度	起点纬度		终点经度		终点纬度		工程长度（千米）		
	总投资（万元）	25118.91			环保投资（万元）		2600.00		所占比例（%）	10.35	
建设单位	单位名称	中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第三采油厂	法定代表人	马忠	环评编制单位	单位名称	核工业二0三研究所		统一社会信用代码	12100000435630837Y	
			主要负责人	辛奇		编制主持人	姓名	雷海西	联系电话	13720709208	
	统一社会信用代码（组织机构代码）	91640100715048323 7	联系电话	13991777561			信用编号	BH006929			
							职业资格证书管理号	2016035610350000003508610310			
	通讯地址	宁夏银川市东郊石油基地				通讯地址	陕西省西咸新区沣东新城科源三路869号				

污染物			现有工程（已建+在建）		本工程（拟建或调整变更）	总体工程（已建+在建+拟建或调整变更）				区域削减量来源（国家、省级审批项目）
			①排放量（吨/年）	②许可排放量（吨/年）	③预测排放量（吨/年）	④"以新带老"削减量（吨/年）	⑤区域平衡替代本工程削减量（吨/年）	⑥预测排放总量（吨/年）	⑦排放增减量（吨/年）	
污染物排放量	废水	废水量（万吨/年）						0.000	0.000	
		COD						0.000	0.000	
		氨氮						0.000	0.000	
		总磷						0.000	0.000	
		总氮						0.000	0.000	
		铅						0.000	0.000	
		汞						0.000	0.000	
		镉						0.000	0.000	
		铬						0.000	0.000	
		类金属砷						0.000	0.000	
		其他特征污染物						0.000	0.000	
	废气	废气量（万标立方米/年）						0.000	0.000	
		二氧化硫	16.376					16.376	0.000	
		氮氧化物	151.580					151.580	0.000	
		颗粒物	11.117					11.117	0.000	
		挥发性有机物	86.515		4.307			90.823	4.307	
		铅						0.000	0.000	

		镉						0.000	0.000		
		铬						0.000	0.000		
		类金属砷						0.000	0.000		
		其他特征污染物						0.000	0.000		

项目涉及法律法规规定的保护区情况	影响及主要措施 / 生态保护目标	名称	级别	主要保护对象（目标）	工程影响情况	是否占用	占用面积（公顷）	生态防护措施
	生态保护红线	（可增行）		/				□ 避让 □ 减缓 □ 补偿 □ 重建（多选）
	自然保护区	（可增行）		/	核心区、缓冲区、实验区			□ 避让 □ 减缓 □ 补偿 □ 重建（多选）
	饮用水水源保护区（地表）	（可增行）		/	一级保护区、二级保护区、准保护区			□ 避让 □ 减缓 □ 补偿 □ 重建（多选）
	饮用水水源保护区（地下）	（可增行）		/	一级保护区、二级保护区、准保护区			□ 避让 □ 减缓 □ 补偿 □ 重建（多选）
	风景名胜区	（可增行）		/	核心景区、一般景区			□ 避让 □ 减缓 □ 补偿 □ 重建（多选）
	其他	（可增行）						□ 避让 □ 减缓 □ 补偿 □ 重建（多选）

主要原料及燃料信息	主要原料					主要燃料					
	序号	名称	年最大使用量	计量单位	有毒有害物质及含量（%）	序号	名称	灰分(%)	硫分(%)	年最大使用量	计量单位

大气污染治理与排放信息													
有组织排放（主要排放口）	序号（编号）	排放口名称	排气筒高度（米）	污染防治设施工艺			生产设施		污染物排放				
				序号（编号）	名称	污染防治设施处理效率	序号（编号）	名称	污染物种类	排放浓度（毫克/立方米）	排放速率（千克/小时）	排放量（吨/年）	排放标准名称

无组织排放	序号	无组织排放源名称	污染物排放		
			污染物种类	排放浓度（毫克/立方米）	排放标准名称

水污染治理与排放信息（主要排放口）													
车间或生产设施排放口	序号（编号）	排放口名称	废水类别	污染防治设施工艺			排放去向	污染物排放			
				序号（编号）	名称	污染治理设施处理水量（吨/小时）		污染物种类	排放浓度（毫克/升）	排放量（吨/年）	排放标准名称

总排放口（间接排放）	序号（编号）	排放口名称	污染防治设施工艺	污染防治设施处理水量（吨/小时）	受纳污水处理厂		受纳污水处理厂排放标准名称	污染物排放			
					名称	编号		污染物种类	排放浓度（毫克/升）	排放量（吨/年）	排放标准名称

总排放	序号（编	排放口名称	污染防治设施工艺	污染防治设施处理水量（吨/小时）	受纳水体		污染物排放			
					名称	功能类别	污染物种类	排放浓度	排放量（吨/年）	排放标准名称

	口（直接排放）	号）				名称	功能类别	污染物种类	（毫克/升）	排放量（kg/年）	排放标准名称

固体废物信息	废物类型	序号	名称	产生环节及装置	危险废物特性	危险废物代码	产生量（吨/年）	贮存设施名称	贮存能力(吨/年)	自行利用工艺	自行处置工艺	是否外委处置
	一般工业固体废物				/	/		/	/	/	/	
					/	/		/	/	/	/	
					/	/		/	/	/	/	
	危险废物	1	落地油	井下作业	T，I	071-001-08	1.28	/	300	落地油全部回收		
		2	含油污泥	采出水处理	T，I	071-001-08	648.12	含油污泥暂存点	300			是
		3	废过滤吸附介质	采出水处理	T，In	900-041-49	1.00	含油污泥暂存点	300			是
		4	其他固废	设备维修等	T，I	900-249-08	3.50	含油污泥暂存点	300			是