# 长庆油田分公司第九采油厂
# 2026年产能建设工程及长7页岩油建设项目

# 环境影响报告书

建设单位：长庆油田分公司第九采油厂

评价单位：陕西博厚建设环保工程有限公司

2026年1月

打印编号：1768646071000

# 编制单位和编制人员情况表

| | |
|---|---|
| 项目编号 | 774a1v |
| 建设项目名称 | 长庆油田分公司第九采油厂2026年产能建设工程及长7页岩油建设项目 |
| 建设项目类别 | 05—007陆地石油开采 |
| 环境影响评价文件类型 | 报告书 |
| **一、建设单位情况** | |
| 单位名称（盖章） | 中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第九采油厂 |
| 统一社会信用代码 | 91640103317838308X4 |
| 法定代表人（签章） | 武峰林 |
| 主要负责人（签字） | 吕红刚 |
| 直接负责的主管人员（签字） | 杨浩伟 |
| **二、编制单位情况** | |
| 单位名称（盖章） | 陕西博厚建设环保工程有限公司 |
| 统一社会信用代码 | 91610000664113008Z |
| **三、编制人员情况** | |

1. 编制主持人

| 姓名 | 职业资格证书管理号 | 信用编号 | 签字 |
|---|---|---|---|
| 王杰 | 03520240561000000060 | BH026974 | |

2 主要编制人员

| 姓名 | 主要编写内容 | 信用编号 | 签字 |
|---|---|---|---|
| 刘晓锋 | 工程概况、工程分析、区域概况及环境现状调查、环境影响预测与评价、生态环境影响评价 | BH026970 | |
| 张炳刚 | 概述、总则、环境经济损益分析、环境管理与监测计划 | BH027668 | |
| 王杰 | 环境风险评价、环境保护措施及可行性分析、评价结论 | BH026974 | |

统一社会信用代码

91610000664113008 2

# 营业执照

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

名　　称　陕西博厚建设环保工程有限公司

类　　型　有限责任公司(自然人投资或控股)

法定代表人　沈菁

经营范围　环境保护工程设计与施工；环保产品及设备的销售；噪声处理；供水排水工程的设计、施工及设备安装；建筑工程的施工；环保、市政公用工程、房屋建筑工程的监理；环保技术的咨询服务。(依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动)

注册资本　壹仟万元人民币

成立日期　2007 年 07 月 27 日

营业期限　长期

住　　所　陕西省西安市高新区沣惠南路34号摩尔中心 A 座 505 室

西安市市场监督管理局 6101120217615

登记机关

2021 年 08 月 09 日

# 环境影响评价工程师

## Environmental Impact Assessment Engineer

本证书由中华人民共和国人力资源和社会保障部、生态环境部批准颁发，表明持证人通过国家统一组织的考试，取得环境影响评价工程师职业资格。



姓　　名：王杰

证件号码：612301198809233971

性　　别：男

出生年月：1988年09月

批准日期：2024年05月26日

管 理 号：03520240561000000060

中华人民共和国
人力资源和社会保障部

中华人民共和国
生态环境部

验证编号:10026012706258831

# 陕西省城镇职工基本养老保险
# 参保缴费证明

验证二维码　　"陕西社会保险"APP

姓名:王杰　　身份证号:612301198809233971　　人员参保关系TD:61000000000002447137　个人编号:61011301264035

现缴费单位名称:陕西博厚建设环保工程有限公司

| 序号 | 缴费年度 | 缴费月份 | 个人缴费 | 对应缴费单位名称 | 经办机构 |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 2026 | 202601-202601 | 372 | 陕西博厚建设环保工程有限公司 | 西安高新区社会保险基金管理中心 |

现参保经办机构:西安高新区社会保险基金管理中心

打印时间:2026-01-27 11:51:31



说明：1、本证明作为陕西省城镇职工基本养老保险参保缴费证明。2、本证明采用电子验证方式，不再加盖鲜章。如需查验真伪，可通过扫描右上角二维码，下载“陕西社会保险”APP，点击“我要证明—参保证明真伪验证”查验。3、本证明复印有效，验证有效期至2026年03月28日，有效期内验证编号可多次使用。

# 目　录

1 概述.....1
1.1 建设项目由来.....1
1.2 建设项目特点.....2
1.3 环境影响评价工作过程.....2
1.4 相关情况的分析判定.....3
1.4.1 产业政策符合性分析.....3
1.4.2 相关法规、规章、政策相符性分析.....3
1.4.3 相关规划符合性分析.....24
1.4.4 项目与榆林市“多规合一”符合性分析.....34
1.4.5 项目与“三线一单”生态环境分区管控的符合性分析.....35
1.4.6 与《国土空间总体规划》符合性分析.....44
1.4.7 与《陕西省长城保护总体规划（2021-2035 年）》符合性分析.....47
1.4.8 选址选线合理性.....50
1.5 关注的主要环境问题.....56
1.6 报告书主要结论.....56
2 总则.....57
2.1 编制依据.....57
2.1.1 评价委托文件.....57
2.1.2 法律依据.....57
2.1.3 法规依据.....57
2.1.4 部门规章依据.....58
2.1.5 地方性法规.....59
2.1.6 相关规划.....61
2.1.7 评价技术规范.....62
2.1.8 与项目有关的其他文件.....63
2.2 评价目的.....63
2.3 环境影响识别与评价因子筛选.....64
2.3.1 环境影响要素识别.....64
2.3.2 环境影响因子识别.....66
2.3.3 评价因子筛选.....68
2.4 环境功能区划及评价标准.....69
2.4.1 环境功能区划.....69
2.4.2 评价标准.....69
2.5 评价工作等级及评价范围.....75
2.5.1 生态环境.....75
2.5.2 大气环境.....78
2.5.3 地表水.....81
2.5.4 地下水.....81
2.5.5 声环境.....86
2.5.6 土壤环境.....87
2.5.7 环境风险.....90
2.5.8 小结.....90

2.6 评价时段与评价重点.....91
2.6.1 评价时段.....91
2.6.2 评价重点.....91
2.7 主要环境保护目标.....91
2.7.1 大气环境保护目标.....93
2.7.2 地表水环境保护目标.....95
2.7.3 地下水环境保护目标.....95
2.7.4 声环境保护目标.....95
3 工程概况.....96
3.1 建设单位概况.....96
3.2 地理位置与交通.....96
3.3 现有工程概况.....99
3.3.1 现有工程建设规模及建设内容.....99
3.3.2 滚动开发区块现有工程油气集输系统.....103
3.3.3 现有工程环保手续履行情况.....105
3.3.4 现有工程污染防治措施/设施及生态保护措施落实情况调查109
3.3.5 现有工程污染源分析.....111
3.3.6 现有工程存在的主要环保问题及“以新带老”措施.....127
3.4 改扩建工程概况.....128
3.4.1 项目基本情况.....128
3.4.2 项目开发范围.....129
3.4.3 油藏资源概况.....131
3.4.4 建设产能部署.....134
3.4.5 项目组成和建设内容.....135
3.4.6 项目占地和土石方平衡.....140
3.4.7 集输方案、工程布局.....142
3.4.8 主体工程设计方案.....148
3.4.9 公辅工程.....166
3.4.10 施工方案及施工组织.....169
3.5 依托工程.....170
3.5.1 依托工程概况.....170
3.5.2 原油集输系统依托可行性分析.....170
3.5.3 采出水处理.....172
3.5.4 措施作业废水处理及依托可行性.....174
3.5.5 危废暂存及处置依托可行性.....175
3.5.6 注水系统依托可行性.....177
3.5.7 环境风险应急措施依托可行性.....177
3.6 劳动定员制度.....178
3.7 投资估算.....178
3.8 主要经济技术指标.....178
4 工程分析.....179
4.1 原辅材料、能源消耗及平衡分析.....179
4.1.1 原辅材料.....179
4.1.2 水平衡.....182

4.1.3 伴生气平衡.....185
4.2 污染影响因素分析.....186
4.2.1 施工期工艺过程及产污环节.....186
4.2.2 运行期工艺过程及产污环节.....195
4.2.3 退役期工艺过程及产污环节.....198
4.3 生态影响因素分析.....199
4.3.1 施工期.....199
4.3.2 运行期.....200
4.3.3 退役期.....200
4.4 污染源分析及源强核算.....200
4.4.1 施工期污染源分析.....200
4.4.2 运行期污染源分析.....209
4.4.3 退役期污染源分析.....219
4.5 污染物排放及总量核定.....219
4.5.1 项目污染物排放情况汇总.....219
4.5.2 项目污染物排放总量核定.....221
4.5.3 滚动开发前后污染物排放量变化情况.....221
4.6 温室气体排放评价.....222
4.6.1 温室气体排放源分析.....222
4.6.2 温室气体排放量核算.....222
4.6.3 温室气体排放水平评价和减排降污措施建议.....224
4.6.4 温室气体排放评价结论及建议.....224
5 区域概况及环境现状调查.....226
5.1 自然环境现状调查.....226
5.1.1 地貌特征.....226
5.1.2 地质构造.....227
5.1.3 气候.....227
5.1.4 地表水.....229
5.1.5 地下水.....231
5.2 环境质量现状调查与评价.....262
5.2.1 环境空气现状监测与评价.....262
5.2.2 地下水环境现状监测与评价.....266
5.2.3 声环现状监测与评价.....278
5.2.4 土壤环境现状调查与评价.....279
5.3 区域环境质量变化趋势分析.....294
5.3.1 生态环境.....294
5.3.2 环境空气.....316
5.4 区域工业污染源.....317
6 环境影响预测与评价.....318
6.1 施工期环境影响分析.....318
6.1.1 施工期大气环境影响分析.....318
6.1.2 施工期地表水环境影响分析.....319
6.1.3 施工期噪声环境影响分析.....320
6.1.4 施工期固废影响.....323

6.1.5 施工期地下水影响分析.....324
6.1.6 管道穿跨越影响分析.....336
6.2 运营期环境影响预测与评价.....336
6.2.1 大气环境影响预测与评价.....336
6.2.2 地表水环境影响预测与评价.....338
6.2.3 声环境影响预测与评价.....339
6.2.4 固体废物环境影响分析.....344
6.2.5 地下水环境影响预测与分析.....345
6.2.6 土壤环境影响预测与分析.....366
6.3 退役期环境影响评价.....374
7 生态环境影响评价.....375
7.1 生态环境调查与评价.....375
7.1.1 生态环境现状调查方法.....375
7.1.2 生态环境功能区划及生态系统现状.....379
7.1.3 土地利用现状调查.....383
7.1.4 陆生植物资源现状调查.....386
7.1.5 陆生动物资源现状调查.....418
7.1.6 荒漠化现状调查.....424
7.1.7 土壤侵蚀现状调查.....427
7.1.8 农业生产现状调查.....430
7.1.9 现有工程生态环境影响及生态环境保护措施的落实情况...430
7.1.10 评价区主要生态环境问题及变化趋势.....432
7.1.11 生态环境敏感目标.....432
7.2 生态环境影响评价.....438
7.2.1 施工期生态环境影响分析.....438
7.2.2 运行期生态环境影响分析.....451
7.2.3 闭井期生态环境影响分析.....452
7.3 生态环境保护与恢复措施.....453
7.3.1 替代方案与避让措施.....454
7.3.2 施工期生态环境保护措施.....454
7.3.3 运行期生态环境保护措施.....465
7.3.4 闭井期生态环境保护与恢复措施.....466
7.3.5 水土保持措施.....467
7.3.6 生态恢复目标和指标.....473
7.3.7 生态保护、恢复与补偿实施计划和费用.....473
7.4 生态环境监测.....474
7.5 结论.....474
8 环境风险评价.....475
8.1 风险调查.....475
8.1.1 建设项目风险源调查.....475
8.1.2 环境敏感目标.....476
8.2 环境风险潜势初判.....476
8.3 评价工作等级.....477
8.4 环境风险识别.....478

8.4.1 物质危险性识别.....478
8.4.2 生产系统危险性识别.....481
8.4.3 危险物质向环境转移途径识别.....482
8.4.4 风险识别结果.....483
8.5 环境风险分析.....483
8.5.1 井喷事故环境影响分析.....483
8.5.2 井漏对地下水环境影响分析.....485
8.5.3 原油及备用柴油储罐事故影响分析.....485
8.5.4 管道原油泄漏事故环境影响分析.....486
8.5.5 封井环境风险分析.....488
8.6 环境风险防范措施及应急预案.....488
8.6.1 环境风险管理措施.....488
8.6.2 企业现有风险防范措施回顾.....489
8.6.3 环境风险防范措施.....493
8.6.4 突发环境事件应急预案.....498
8.6.5 突发环境事故应急措施.....499
8.6.6 应急预案其他要求及建议.....504
8.7 分析结论.....505
9 环境保护措施及可行性分析.....506
9.1 施工期污染防治措施及可行性分析.....506
9.1.1 废气污染防治措施.....506
9.1.2 废水污染防治措施.....507
9.1.3 噪声控制措施.....509
9.1.4 固体废物污染防治措施.....510
9.1.5 管道穿跨越的环保措施.....512
9.1.6 土壤、地下水污染控制措施.....512
9.2 运行期环境保护措施及可行性分析.....514
9.2.1 环境空气污染防治措施.....514
9.2.2 水污染防治措施.....516
9.2.3 噪声控制措施.....520
9.2.4 固体废物储存和处置措施.....520
9.2.5 地下水污染防治措施.....523
9.2.6 土壤污染防治措施.....529
9.3 闭井期环境污染防治措施.....532
9.4 环保投资估算.....533
10 环境经济损益分析.....535
10.1 经济效益分析.....535
10.2 社会效益分析.....535
10.3 环境经济损益分析.....535
10.3.1 环境代价分析.....535
10.3.2 环境成本分析.....536
10.3.3 环境收益分析.....537
10.3.4 环境经济效益分析.....537
11 环境管理与监测计划.....539

11.1 环境管理体系.....539
11.1.1 环境管理现状.....539
11.1.2 管理机构设置、人员配备及职责.....539
11.1.3 环境管理规章制度.....541
11.1.4 现有环境管理分析.....542
11.1.5 环境管理要求.....543
11.2 污染物排放清单.....544
11.2.1 污染物排放管理.....544
11.2.2 排污口管理.....546
11.2.3 信息公开.....547
11.2.4 排污许可要求.....548
11.3 环境监测计划.....548
11.3.1 生态环境质量监测计划.....548
11.3.2 污染源监测计划.....551
11.3.3 其他监测.....552
11.4 环境保护建议及要求.....552
12 评价结论.....554
12.1 建设项目概况.....554
12.2 产业政策及规划相符性.....554
12.3 环境质量现状.....554
12.3.1 环境敏感目标.....554
12.3.2 环境质量现状.....555
12.4 污染物排放情况及环境保护措施.....556
12.4.1 废气.....556
12.4.2 废水.....556
12.4.3 噪声.....557
12.4.4 固体废弃物.....557
12.5 主要环境影响.....558
12.5.1 大气环境的影响.....558
12.5.2 地表水环境的影响.....558
12.5.3 地下水环境的影响.....558
12.5.4 声环境的影响.....559
12.5.5 固体废物环境影响.....559
12.5.6 生态环境的影响.....560
12.5.7 土壤环境影响.....560
12.5.8 环境风险.....560
12.6 环境影响经济损益.....560
12.7 环境管理与监测计划.....561
12.8 总量控制.....561
12.9 公众参与情况说明.....561
12.10 总结论.....562
12.11 要求与建议.....562

附表：

附表 1　建设项目大气环境影响评价自查表

附表 2　地表水环境影响评价自查

附表 3　土壤环境影响评价自查表

附表 4　声环境影响评价自查表

附表 5　环境风险评价自查表

附表 6　生态影响评价自查表

附件

附件 1　委托书

附件 2　中国石油 2025 年第二批油气开发项目备案（陕西省）

附件 3　多规合一比对结果

附件 4　陕西省“三线一单”生态环境管控单元对照分析报告

附件 5　固定污染源排污登记回执

附件 6　突发环境事件应急预案备案表

附件 7　污油泥处置合同

附件 8　钻采废弃物处置合同

附件 9　第九采油厂取水许可证

附件 10　引用的监测报告

附件 11　本次现状监测报告

# 1 概述

## 1.1 建设项目由来

长庆油田分公司第九采油厂主要负责陕西省吴起县、定边县两个区域的原油勘探开发管理工作，矿权管护范围总面积约1402.8km$^2$。第九采油厂曾于2009-2010年、2011年、2012-2013年、2014-2015年、2016-2017年、2021、2022年、2023年、2024年、2025年对油田进行了十次滚动开发，建产规模达272.6×10$^4$t/a，截止2025年底，实际产能114.9×10$^4$t/a。

根据长庆油田分公司的统一部署安排，第九采油厂继续进行2026年油田产能的滚动开发（含长7页岩油）。2025年10月，长庆工程设计有限公司编制了《第九采油厂2026年产建地面工程初步设计方案》和《第九采油厂陕北地区长7页岩油2026年产能建设项目初步设计方案》。方案中明确了2026年开发位置位于延安市吴起县吴起街道、五谷城镇、周湾镇和榆林市定边县姬塬镇，本次产能建设属于滚动开发，主要在现有的定边罗庞塬区块和吴起薛岔区块、五谷城区块、杨青区块内部署产能，不涉及新开发区块。共部署产能4.5×10$^4$t/a，其中致密油产能3.5×10$^4$t/a（定边区域0.5×10$^4$t/a，吴起区域3.0×10$^4$t/a），吴起区域部署页岩油产能1.0×10$^4$t/a。工程建设内容已纳入《中国石油2025年第二批油气开发项目备案（陕西省）》中（见附件2），工程性质属滚动开发。

本项目主体工程包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程和油气集输工程。主要建设内容包括井场17座（其中致密油井场11座，页岩油井场6座），50口油水井，包含致密油采油井32口、页岩油采油井6口、注水井12口，改扩建站场3座（周6增、周一转、薛三转）。新建单井出油管线14km，注水管线4.8km，新建井场道路1.0km，并配套建设其他辅助公用设施。工程总投资44273万元。

根据《中华人民共和国环境保护法》、《中华人民共和国环境影响评价法》、《建设项目环境保护管理条例》等有关法律法规的规定，本项目的实施应进行环境影响评价。依据《建设项目环境影响评价管理名录》（2021年版）五、第7条规定：“石油开采新区块开发；页岩油开采；涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）环评文件类别为报告书”。本项目行业类别为陆地石油开采，建设性质为改扩建工程，项目位于陕西省水土流失重点治理区，属于环境敏感区，因此判定其环评类别为报告书。

## 1.2 建设项目特点

（1）本工程建设性质为改扩建，项目建设内容多，工艺过程复杂。项目不仅包括井场、站场、管线、道路等新建工程，还包括现有站场的改、扩建，涉及内容较多；工艺流程方面，项目涉及钻井、井下作业、采油、集输、储运、注水等多个开发环节，工艺流程复杂。

（2）本工程属典型的生态影响与污染影响并重型建设项目。生态环境影响主要体现在施工期占地、压占植被、土壤扰动、加剧水土流失等方面；污染影响体现在从施工期到退役期整个油田开发过程中废气、废水、噪声、固体废物等对各环境要素的不利影响以及环境风险等。

（3）开发井区的分散性导致污染源和环境敏感目标较分散。从局部看，作为点源的井、站场工程对环境影响并不显著，但从整体看，数量较多的单体工程等所构成的面源对环境影响则比较显著。

（4）根据本项目三线一单检测报告，本次拟新建的井场、管线均不触及生态保护红线。本工程拟建井场及其周边区域无自然保护区、风景名胜区、饮用水水源保护区等需要特殊保护的敏感区域。

（5）本工程拟通过“以新带老”措施解决现有工程存在的环境问题，提出污染控制及生态恢复措施。通过对现有工程运行的环境影响进行定量、定性评估，说明现有工程环境保护措施、生态环境保护措施的有效性。

## 1.3 环境影响评价工作过程

2025年12月29日，第九采油厂委托陕西博厚建设环保工程有限公司（以下简称“评价单位”）承担该评价报告书的编制工作。

接受委托后，我单位组织技术人员成立评价工作组，收集相关资料分析判定建设项目选址选线、规模、性质和工艺路线等与国家和地方有关环境保护法律法规、标准、政策、规范、相关规划的符合性，作为开展环境影响评价工作的前提和基础。在研究资料的基础上，开展了全面的现场调查工作，对项目所在区域自然环境和周边环境状况等进行了详细调查和研究，2026年1月委托实施了项目所在区域的环境空气、地下水、现有工程包气带、声环境和土壤环境现状监测；同时对本项目可能产生的环境影响进行了分析、预测及评价；在进行前述工作的基础上，按照环境影响评价相关导则以及评价区域功能区划、环境规划、相关法

规等要求，编制完成了《长庆油田分公司第九采油厂2026年产能建设工程及长7页岩油建设项目环境影响报告书》。

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

## 1.4 相关情况的分析判定

### 1.4.1 产业政策符合性分析

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

### 1.4.2 相关法规、规章、政策相符性分析

1、与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》相符性分析见表1.4.2-1。

**表1.4.2-1　与《通知》的相符性分析**

| 序号 | 关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知 | 本项目情况 | 符合性 |
|---|---|---|---|
| 1 | 油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。 | 本项目以4个滚动开发区块为单位开展环境影响评价，评价内容包括新建及改扩建井场、改扩建站场、管线、道路及配套工程。本次评价将施工期、运行期地下水、生态、土壤等要素环境影响和污染防治措施可行性作为评价重点。对现有工程的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，对委托第三方处置的进行了有效性分析。符合通知要求。 | 符合 |
| 2 | 涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。 | 本项目采出水、措施作业废水利用现有采出水处理系统、作业废水处理系统处理达标后回注油层，不外排。 | 符合 |
| 3 | 涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标 | 本项目运行期采出水依托现有采出水处理系统处理达到SY/T5329规定的标准限值后回注油层不外排；作业废水依托现有作业废水 | 符合 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | 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。 | 处理站处理达到SY/T5329规定的标准限值后回注油层不外排；施工期产生的试油废水、压裂废水拉运至现有作业废水处理站处理达到SY/T5329规定的标准限值后回注油层不外排。<br>本次评价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。并制定了运行期地下水监测计划。 | |
| 4 | 油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，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。 | 本项目采用水基钻井泥浆，首先循环利用，无法利用的泥浆和岩屑交有处理能力的第三方单位处置，油泥、含油废弃物等危险废物交有资质单位无害化处置。本项目依托第九采油厂现有的7处自建污油泥暂存点，用于运行过程中危险废物的暂存；钻井施工现场设置有危废贮存点，用于施工期危废的暂存。环评报告结合各类固体废物的性质、产生量和产生环节分析了环境影响，明确了处理措施，论证了措施的可行性。 | 符合 |
| 5 | 陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放。涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应当采用先进高效硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。井场加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求。 | 本项目井场均采用密闭集输工艺，可有效减少挥发性烃类无组织排放。各井场采用定压阀回收套管气，本项目不新建加热炉，现有加热炉采用伴生气作为燃料并加装低氮燃烧装置，根据现有工程验收及常规监测，加热炉排放污染物满足《锅炉大气污染物综合排放标准》（DB61/1226-2018）和《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）要求。 | 符合 |
| 6 | 施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施。 | 本项目井场采用丛式井方式部署。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。井场钻井设备使用网电。工程选址选线远离居民集中区，施工过程采用低噪声设备，可有效避免噪声影响。 | 符合 |
| 7 | 陆地油气长输管道项目，原则上应当单独编制环评文件。油气长输管道及油气田内部集输管道应当优先避让环境敏感区，并从穿越 | 项目不涉及油气长输管道。项目采油管线选线避让了环境敏感区。 | 符合 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | 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。 | | |
| 8 | 油气储存项目，选址尽量远离环境敏感区。加强甲烷及挥发性有机物的泄漏检测，落实地下水污染防治和跟踪监测要求，采取有效措施做好环境风险防范与环境应急管理。 | 本项目不新建站场，改扩建站场内均设置泄漏检测装置。项目制定了运行期地下水跟踪监测计划，编制有突发环境事件应急预案，并于2024年12月在延安市突发环境事件应急办公室和榆林市生态环境局定边分局进行备案。 | 符合 |
| 9 | 油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案。海洋油气勘探开发溢油应急计划报相关海域生态环境监督管理局备案。 | 第九采油厂吴起区域、定边区域已分别编制突发环境事件应急预案，并于2024年12月在延安市突发环境事件应急办公室和榆林市生态环境局定边分局进行了备案，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。符合通知规定。 | 符合 |

2、与《石油天然气开采业污染防治技术政策》相符性分析见表1.4.2-2.

**表1.4.2-2　与《石油天然气开采业污染防治技术政策》相符性分析**

| 石油天然气开采业污染防治技术政策 | | 技术政策符合情况分析 | 相符性 |
|---|---|---|---|
| 一、总则 | | | |
| 1 | ①到2015年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到100%；②要遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。 | ①本项目施工期生产废水的综合回用率≥90%，运行期生产废水利用率达到100%；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，可行的污染防治措施，在严格执行的情况下可以避免重大事故的发生。 | 符合 |
| 2 | ①石油天然气开采要坚持油气开发与环境保护并举，油气田整体开发与优化布局相结合，污染防治与生态保护并重。②大力推行清洁生产，发展循环经济，强化末端治理，注重环境风险防范，因地制宜进行生态恢复与建设，实现绿色发展。 | ①井区开发总体布局基本合理，评价在施工期和运行期提出了严格、可行的污染防治和生态保护措施，建设单位确保严格执行；②本项目属于清洁生产企业，在钻井过程中钻井泥浆和废水循环利用，不能利用的再处置；废弃的泥浆和岩屑优先资源化利用，不能利用的交有处理能力第三方处置；开采过程采取井控、标准化井场建设，减少了落地油的产生，采出水和措施作业废水全部处理后回注油层，减少了区域新鲜水消耗。 | 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 | 评价对本项目所在地环境敏感性进行了充分的论证，建设单位承诺严 | 符合 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | 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。 | 格执行环评文件提出的要求。 | |
| 二、清洁生产 | | | |
| 4 | 油气田建设应符合总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。 | 本项目建设符合陕西省和延安市、榆林市国民经济发展“十四五”规划、符合陕西省矿产资源规划。建设单位制定了合理的开采方案，布局采取优化设计，尽量减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。 | 符合 |
| 5 | 油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂，鼓励使用无毒油气田化学剂。 | 本项目在钻井过程中使用的化学试剂均属于无毒油田化学试剂。 | 符合 |
| 6 | 在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到100%。 | 目前，第九采油厂落地油的回收率达到100%。 | 符合 |
| 7 | 在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系；配备完善的固控设备，钻井液循环率达到95%以上；钻井过程产生的废水应回用。 | 本项目拟采用环境友好的钻井液，钻井泥浆基本为无毒性泥浆，广泛应用于油区，目前钻井液循环率达到95%以上，钻井过程产生的废水回用。 | 符合 |
| 8 | 酸化液和压裂液宜集中配制， 残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到100%。 | 压裂液采取集中配制，残液和返排液进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率可达到100%。 | 符合 |
| 9 | 在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注。 | 本项目采用注水的工艺，采出水处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）V级标准后回注油层。 | 符合 |
| 10 | 在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新、改、扩建油气田油气集输损耗率不高于0.5%。 | 本项目油气集输均采取密闭集输，最大限度的减少了烃类气体的排放。总体油气集输损耗率为0.2%。 | 符合 |
| 三、生态保护 | | | |
| 11 | 油气田建设宜布置丛式井组，采用多分支井、水平井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术，以减少废物产生和占地。 | 本项目采取丛式井布置，主要采用定向井和水平井开采工艺，减少了污染物的产生和占地。 | 符合 |
| 12 | ①在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到80%以上；②站场放空天然气应充分燃烧。 | 本项目伴生气回收利用率为99.8%。各区块伴生气经站场分离后优先用于站场内加热炉使用；剩余部分管输至周二转混烃厂、刘坪轻烃厂和耿55伴生气处理站处置。 | 符合 |
| 13 | ①在油气开发过程中，应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复；②井场周围应设置围堤或井界沟；③应设立地下水水质监测井，加强对油气田地下水水质的监控，防止回注过程对地下水造成污染。 | ①建设项目拟采取减轻生态影响并及时选用适地植物进行植被恢复；②本项目采用标准化井场设计，井场设计有含油污水池、雨水蒸发池、围墙等设施，有较好的污染防治作用。③建设单位在油田开发区域设 | 符合 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | | 置监测井，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 | | | |
| 14 | 在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排。在油气开发过程中，未回注的油气田采出水宜采用混凝气浮和生化处理相结合的方式。 | 本项目在钻井和井下作业过程中，钻井废水循环利用，不能利用的部分和钻试废液依托现有作业废水处理站处理达标后回注油层，废水不外排；井下作业产生的作业废水依托作业废水处理站处理达标后回注油层。采出水经处理达标后回注油层。 | 符合 |
| 15 | 固体废物收集、贮存、处理处置设施应按照标准要求采取防渗措施；试油（气）后应立即封闭废弃钻井液贮池。 | 本项目钻井过程中采用移动式泥浆罐，防止泥浆发生渗漏，钻井结束后，废弃泥浆和钻井岩屑优先资源化利用，不能利用的由有处理能力的第三方单位拉运处置。 | 符合 |
| 16 | 回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到90%以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别，根据识别结果资源化利用或无害化处置。 | 本项目井下作业时采用“密闭清洗，钢制箱体平台，高分子轻体钻等清洁生产工艺”，并采用“铺设作业、带罐上岗”的模式，落地原油全部回收，落地油的回收率达到100%；含油污泥、沾染油污的废弃包装袋和废弃防渗布属于危险废物，由有资质单位拉运处置。 | 符合 |
| 五、鼓励研发的新技术 | | | |
| 17 | 废弃钻井液、井下作业废液及含油污泥资源化利用和无害化处置技术，石油污染物的快速降解技术，受污染土壤、地下水的修复技术。 | 钻井过程产生的废水全部运送至作业废水处理站处理；产生的含油污泥、沾染油污的废弃包装袋和废弃防渗布属于危险废物交有资质单位处理。 | 符合 |
| 六、运行管理与风险防范 | | | |
| 18 | 油气田企业应制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系。 | 第九采油厂已建立了完善的环境管理体系。 | 符合 |
| 19 | 在开发过程中，企业应加强油气井套管的检测和维护，防止油气泄漏污染地下水。 | 建设单位采取对油井套管定期检测、及时修井等措施，防止油气泄漏污染地下水。 | 符合 |
| 20 | 油气田企业应建立环境保护人员培训制度，环境监测人员、统计人员、污染治理设施操作人员应经培训合格后上岗。 | 建设单位已建立了完善的环境保护人员培训制度，所有人员均培训后上岗。 | 符合 |
| 21 | 油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别，制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。应开展特征污染物监测工作，采取环境风险防范和应急措施，防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故。 | 建设单位已编制突发环境事件应急预案，并于2024年12月在延安市突发环境事件应急办公室和榆林市生态环境局定边分局进行备案，制定了消除事故隐患的措施及应急处理办法，并定期演练。 | 符合 |

3、与《陆上石油天然气开采钻井废物处置污染控制技术要求》（SY/T 7298-2016）相符性分析见表1.4.2-3。

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

| 陆上石油天然气开采钻井废物处置污染控制技术要求 | | 技术政策符合情况分析 | 相符性 |
|---|---|---|---|
| 一、一般要求 | | | |
| 1 | 钻井废物的收集、贮存、运输、利用、处置，以及钻井废物处置工程的选址、设计、施工、验收和运行应符合国家和地方相关固体废物污染防治法律法规与标准的要求。 | 本项目采取泥浆不落地工艺，泥浆存于循环罐内，岩屑暂存在钢制收集槽内，泥浆和岩屑优先资源化利用，无法利用的在现场进行固液分离，分离的上清液用于配置泥浆循环利用，岩屑由有处理能力的第三方集中处置，废液拉运至措施废液处理站处理达标后回注油层，不外排；沾染油污的废弃包装袋和废弃防渗布暂存在钻井现场的危废贮存点，由有资质单位处置。 | 符合 |
| 2 | 钻井废物处置过程宜使用环境友好的原材料与添加剂。 | 钻井采用水基泥浆，钻井泥浆采用泥浆不落地工艺处理，分离的上清液用于配置泥浆循环利用，岩屑由有处理能力的第三方集中处置；沾染油污的废弃包装袋和废弃防渗布交有资质单位处置 | 符合 |
| 3 | 对水基钻井液体系钻井废物宜实施固液分离处置，对液相尽可能进行回收再利用。 | 本项目使用水基泥浆，钻井泥浆通过振动筛除去岩屑后重复利用于钻井作业，泥浆的重复利用率可达95%。 | 符合 |
| 4 | 钻井废物处置过程中应采取必要措施，保护处置场地周边地表水、地下水、土壤、空气、植被以及野生动植物栖息环境，避免造成环境污染和生态破坏。 | 钻井过程中，井场作业区域地面全部铺设防渗布进行地面防渗，设置钢制泥浆罐，泥浆存于循环罐内，岩屑暂存在钢制收集槽内，储罐和收集槽底部均铺设防渗布。 | 符合 |
| 5 | 钻井废物处置过程排放的废水和废气污染物、环境噪声应符合国家和地方相关排放标准的要求，产生固体废物的处理处置应符合国家和地方相关固体废物污染控制标准要求。 | 本项目施工期噪声、扬尘采取相应措施后对周围环境影响较小；废弃钻井废水、泥浆循环利用，施工结束后，废水拉运至作业废水处理站处理达标后回注，泥浆和岩屑优先资源化利用，无法利用的泥浆和岩屑由有处理能力的第三方集中处置。 | 符合 |
| 二、收集和贮存及运输 | | | |
| 1 | 对钻井废物宜采取现场不落地收集措施。 | 本项目采取泥浆不落地工艺。 | 符合 |
| 2 | I类和II类一般钻井废物的贮存应分别符合GB18599中对I类和II类一般工业固体废物的污染控制规定。 | 本项目采取泥浆不落地工艺，可以利用的部分循环利用，无法利用的泥浆和岩屑由有处理能力的第三方集中处置。 | 符合 |
| 3 | 危险钻井废物的贮存应符合GB18597和HJ2025的要求，回收废矿物油还应符合HJ607的规定。 | 钻井过程中产生的废压裂砂、沾染油污的废弃包装袋和废弃防渗布等属于危险废物，在临时贮存点暂存，定期交有资质单位处置。 | 符合 |
| 4 | 危险钻井废物的运输应符合HJ2025的规定。 | 集中收集的危险废物由危废处置单位使用专用车辆进行运输，符合HJ 2025-2012技术规范的要求 | 符合 |
| 5 | 钻井废物在实施最终处置前的临时贮存时间不应超过12个月。 | 废弃钻井泥浆和岩屑无长期贮存过程；沾染油污的废弃包装袋和废弃防渗布产生后在临时贮存点暂存，及时交有资质单位处置，一般周期不超过6个月。 | 符合 |

4、与《陕西省生态环境厅办公室关于印发石油天然气开采等四个行业建设项目环境影响评价文件审批要点（试行）的通知》（陕环办发〔2020〕34号）文件符合性分析见表1.4.2-4。

**表1.4.2-4　与“陕环办发〔2020〕34号”通知符合性分析**

| 通知要求（摘录） | | 本项目情况 | 符合性 |
|---|---|---|---|
| 1 | 项目应符合生态环境保护相关法律法规和政策，符合“三线一单”要求，并与环境功能区划、生态环境保护规划等规划相协调 | 根据多规合一检测结果及“三线一单”符合性分析，本项目不涉及生态保护红线，符合“三线一单”要求，符合相关规划、法律法规及政策要求 | 符合 |
| 2 | 项目选址应符合区域油气开采总体规划、规划环评及其审查意见等相关要求。禁止在居民区和国务院或者省人民政府划定的重要水源涵养区、饮用水水源保护区，国家公园，自然保护区，风景名胜区、森林公园、地质公园、湿地公园等自然公园、文物保护单位等区域内进行石油、天然气开发 | 项目建设符合相关规划要求，拟建井场等选址不涉及居民区、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、文物保护单位等区域 | 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 | 本项目以4个滚动开发区块为单位进行区域开发。报告中对现有工程环境影响进行了回顾性评价。 | 符合 |
| 4 | 涉及废水回注的油气开采项目，应当论证回注的环境可行性，不得回注与油气开采无关的废水 | 本项目油井开采过程中产生的采出水经现有的采出水处理系统处理达标后回注，报告中对回注可行性进行了分析。 | 符合 |
| 5 | 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 | 本项目开采过程中产生的废弃油泥等危废就近在污油泥暂存点暂存后，交由有资质单位处理 | 符合 |
| 6 | 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 | 本项目井场采油和集输装置均采用密闭设施，有效减少了烃类无组织排放 | 符合 |
| 7 | 油气开采企业应对地下水、生态、土壤等开展长期跟踪监测 | 第九采油厂对部分站场和油田开发区域设置了长期跟踪监测井，本次评价针对项目排污情况，提出了相应的运行期自行监测计划 | 符合 |
| 8 | 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 | 项目新增污染物总量指标纳入现有油区总量指标管理 | 符合 |
| 9 | 选用低噪声工艺和设备，采取隔声、消声、减振和优化总平面布置等措施有效控制噪声污染 | 本项目选用设备均为井、站场常用设备，技术成熟，同时采取隔声、消声、减振和优化总平面布置等降噪措施 | 符合 |
| 10 | 提出合理的环境风险应急预案编制要求和有效的环境风险防范及应急措施 | 第九采油厂制定有突发环境事件应急预案，本项目纳入第九采油厂应急预案体系，并按照 | 符合 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | | 预案进行培训并定期演练，第九采油厂应及时修编预案。评价提出了相应的风险防范措施 | |
| 11 | 开展了信息公开和公众参与，公众参与内容、格式、程序满足《环境影响评价公众参与办法》要求 | 项目建设单位按照《环境影响评价公众参与办法》要求开展了信息公开及公众参与 | 符合 |

5、项目与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》的相符性见表 1.4.2-5。

**表 1.4.2-5　项目与绿色矿山建设规范的相符性分析**

| 类别 | 项目 | 规范内容 | 生产情况及规划目标 |
|---|---|---|---|
| 矿区环境 | 矿容矿貌 | 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。 | 第九采油厂下设作业区，实行分级管理、分区域管理。本项目不新建站场，现有站场规划布局合理，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。符合规范内容。 |
| | | 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。符合规范内容。 |
| | | 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。符合规范内容。 |
| | | 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。符合规范内容。 |
| | 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 |
| 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，鼓励采用带压作业技术进行井下作业。项目开采工艺采用清洁生产工艺。符合规范内容。 |
| | | 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；油气水管线采用同沟敷设工艺，降低了工程总占地面积。符合规范内容。 |
| | | 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 | 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%。符合规范内容。 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | | 善处置钻井泥浆。 | |
| | | 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。符合规范内容。 |
| 资源开发方式 | 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。 | 现有站场结合环保要求变化对排放和环保设施进行了改造，目前已建采出水处理站场基本完成采出水处理系统工艺改造工作。符合规范内容。 |
| | 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。符合规范内容。 |
| | 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：<br>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。<br>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%。符合规范内容。 |
| | | 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。符合规范内容。 |
| | | 应制定突发环境事件应急预案，配备相应的应急物资。 | 第九采油厂、作业区、站场制定相应级别应急预案，定期演练；以区块为单位设置应急物资储备库，应急物资配备率、完好率≥95%。符合规范内容。 |
| 资源综合利用 | 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，伴生气分离后用于站内加热炉使用，综合利用率为99.8%。符合规范内容。 |
| | 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%。符合规范内容。 |
| | | 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 | 采出水处理达标后回注油层驱替原油，不排放。符合规范内容。 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | | 方式。 | |
| | | 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。符合规范内容。 |
| | | 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。符合规范内容。 |
| 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。符合规范内容。 |
| 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。 |

6、项目与防沙治沙、基本农田保护相关文件的符合性分析见表1.4.2-6。

**表1.4.2-6　项目与相关文件的相容性分析**

| 序号 | 名称 | 相关法律法规概要（摘录） | 本项目情况 | 符合性 |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 《基本农田保护条例》 | 第十五条　基本农田保护区经依法划定后，任何单位和个人不得改变或者占用。国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征收土地的，必须经国务院批准。<br>第十七条　禁止任何单位和个人在基本农田保护区内建窑、建房、建坟、挖砂、采石、采矿、取土、堆放固体废弃物或者进行其他破坏基本农田的活动。 | 本项目为石油开采项目，不涉及条例中禁止类施工活动。项目永久占地不涉及占用基本农田，只有部分管线临时占地涉及基本农田，属于临时占用，建设单位按要求依法办理相关用地手续，编制土地复垦方案，在施工结束后，及时进行生态恢复及复垦，对基本农田的影响较小。 | 符合 |
| 2 | 永久基本农田保护红线管理办法 | 第六条 禁止占用永久基本农田挖湖造景，建设绿化带，种植草皮等用于绿化装饰的植物，堆放固体废弃物，填埋垃圾，以及法律法规禁止的其他行为。 | 项目井场永久占地不涉及永久基本农田，项目产生的固体废物均按要求进行了合理处置。 | 符合 |
| | | 第二十二条 全国矿产资源规划明确的战略性矿产，以及地热、矿泉水等不造成永久基本农田损毁的非战略性矿产，允许在永久基本农田上设立矿业权。在永久基本农田划 | 本项目为石油开采项目。项目井场永久占地不涉及永久基本农田，且属于在原矿业权范围内的井下方式开采。 | 符合 |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| | | 定前已经设立的非战略性矿产矿业权，允许在原矿业权范围内办理延续变更等登记手续，已取得探矿权申请探矿权转采矿权的，允许在落实保护性开采措施前提下，采取井下方式开采。 | | |
| 3 | 《自然资源部农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》 | 临时用地一般不得占用永久基本农田，建设项目施工和地质勘查需要临时用地、选址确实难以避让永久基本农田的，在不修建永久性建（构）筑物、经复垦能恢复原种植条件的前提下，土地使用者按法定程序申请临时用地并编制土地复垦方案，经县级自然资源主管部门批准可临时占用，并在市级自然资源主管部门备案，一般不超过两年，同时，通过耕地耕作层土壤剥离再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏。 | 本项目为石油开采项目，项目永久占地不涉及占用基本农田，只有部分管线临时占地涉及基本农田，属于临时占用，建设单位按要求依法办理相关用地手续，编制土地复垦方案，在施工结束后，及时进行生态恢复及复垦，对基本农田的影响较小。 | 符合 |
| 4 | 《陕西省人民政府关于进一步加强防沙治沙工作的意见》 | 加强沙区开发建设项目的监管。沙区开发建设项目，必须进行环境影响评价、水资源论证。对不具备水源条件，且有可能造成土地沙化、水土流失和生态环境严重破坏的开发建设项目，不得批准立项。批准实施的开发建设项目，必须严格按照环境影响评价和水资源论证规定的内容，同步实施生态保护建设，搞好水资源保护及节约用水工作。有关部门，要加强监督检查，对检查验收不合格的开发建设项目，不得进行竣工验收。因防治措施不力造成土地沙化或水土流失的，有关部门要责令项目建设单位限期进行治理，对情节严重的要依法追究责任。 | 本项目已委托开展环境影响评价工作。项目不新建水源井，生产过程中优先利用采出水处理后回注驱油，项目建设严格按照环境影响评价提出的相关环保措施进行生态恢复。 | 符合 |
| | | 严格控制沙区征占用林地审批。要按照“总量控制、占补平衡、严加监管”的原则，从严审批沙区征占用林地。建设项目确须征收、征用、占用沙区林地的，要严格按照有关规定报经省级以上林业行政主管部门审核同意后，依照土地管理的有关法律法规和政策规定，办理征占用手续。 | 本项目共涉及吴起县吴起街道、五谷城镇和周湾镇和定边县姬塬镇，其中周湾镇和姬塬镇属于白于山区荒漠土地治理区。本项目在周湾镇和姬塬镇不新建井场和站场，在周湾镇改扩建1座井场，姬塬镇改扩建井场3座，不新增永久占地。 | 符合 |
| 5 | 榆林市防止二次沙化及国土绿化5年行动方案（2021-20 | 开展矿区生态复绿。按照“谁污染、谁治理，谁破坏、谁修复”原则，动员各类资源开采企业履行社会责任，对矿区及其周边、生产生活区进行绿化，提高矿区林草植被盖度，建设绿色矿区。 | 本项目在定边区域不新建井场和站场，仅对3座井场进行改扩建，建设完成后将对临时占地及场站周围进行植树种草绿化恢复，加强矿区的林草植被覆盖度。 | 符合 |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| | 25年） | | | |
| 6 | 国家级公益林管理办法 | 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。 | 本项目新建4座井场，均不涉及公益林。部分管线临时占地涉及二级国家级公益林（占用面积0.291hm$^2$），属于临时占用，建设单位按相关要求办理使用林地手续及林木采伐手续。并在项目建设过程中严格控制施工作业范围，按照“占补平衡”的原则对临时占用的二级国家级公益林地进行补偿和生态恢复，采取水土保持措施，降低对公益林的影响 | 相符 |
| | | 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。 | | 相符 |

7、其他技术政策

本项目涉及行业和区域的石油开发相关政策，具体分析见表1.4.2-7。

**表1.4.2-7　项目与相关文件的相容性分析**

| 序号 | 产业政策 | 相关产业政策概要（摘录） | 本项目情况 | 符合性 |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 陕西省煤炭石油天然气开发生态环境保护条例（2019年修订） | 开发单位应当建立健全企业生态环境保护责任制，采用先进技术、工艺和设备，防止、减少环境污染和生态破坏，对所造成的生态环境损害，依法承担治理修复和生态环境损害赔偿责任。 | 长庆油田分公司第九采油厂建立了环境保护责任制度，项目采用国内先进技术、工艺和设备。 | 符合 |
| | | 禁止在居民区和国务院或者省人民政府划定的重要水源涵养区、饮用水水源保护区，国家公园，自然保护区，风景名胜区、森林公园、地质公园、草原公园、湿地公园等自然公园、文物保护单位等区域内进行煤炭、石油、天然气开发。 | 项目吴起油区内分布有战国秦长城遗址，但项目（井场、管线、道路）未布设在秦长城遗址保护范围及控制地带范围，其中距秦长城最近单体工程为旗32-025井场（本次扩建），距离长城遗址建设控制地带0.8km，距离长城墙体遗址本体约0.95km；项目均不在战国秦长城A区保护范围和B区建设控制地带范围内。 | 符合 |
| | | 煤炭、石油、天然气开发单位应当实行清洁生产，通过采用先进技术、工艺和设备、改善管理、综合利用等措施，从源头削减污染，提高资源利用效率，减少或者避免污染物的产生和排放。 | 项目采用国内先进技术、工艺和设备，对油田产生的伴生气综合利用，集输过程实现密闭集输，减少了污染物排放。 | 符合 |
| | | 煤炭、石油、天然气开发单位应当按照绿色矿山标准进行建设、开采，建立健全清洁文明井场（矿井）管理制度，作 | 项目井场参照《陕北油气田开采清洁文明井场验收标准》、《延安市清洁 | 符合 |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| | | 业现场应当符合清洁生产、安全生产和环境保护要求，并根据需要设置挡水墙、雨水收集池以及事故应急池等设施。 | 文明油井建设标准》、《榆林市油气田开采清洁文明井场验收标准》的要求进行建设，井场内设置有防渗集油槽、雨水池、污油池等设施。 | |
| | | 石油、天然气开发单位应当对开采过程中产生的钻井废水、压裂返排液、采出水按照国家有关规定进行无害化处理，经处理达到标准的，按照经批准的环境影响评价文件要求排放或者回注。石油采出水应当同层回注，不得外排。 | 项目产生的钻井废水循环利用，不能利用的与试油压裂废水依托第九采油厂已建的措施作业废水处理站处理达标后回注油层，采出水经现有的采出水处理设施处理达标后回注油层。 | 符合 |
| | | 回注采出水应当按照地下水环境监测技术规范要求设立地下水水质观测监测井，对地下水质的变化情况实施监测。 | 本项目制定了地下水水质跟踪监测计划，建设单位运营期予以落实。 | 符合 |
| | | 煤炭、石油、天然气开发单位收集、贮存、运输、利用和处置危险废物，应当严格执行国家和本省有关规定，不得将危险废物交由不具备资质的单位处置。禁止在废弃矿坑、渗坑、裂隙、沟渠内储存或者排放含油的废水、泥浆和其他有毒有害物质。 | 本项目产生的危废交由第三方有资质处理单位进行处置。 | 符合 |
| | | 石油、天然气开发单位对开采过程中产生的废弃泥浆、岩屑等工业固体废物应当集中收集、处置；鼓励石油、天然气开发单位对同类企业产生的工业固体废物协同处置。 | 钻井泥浆和岩屑优先资源化利用，无法利用的泥浆和岩屑由有处理能力的第三方集中处置；沾染油污的废弃包装袋和废弃防渗布交有资质单位处置。 | 符合 |
| | | 煤炭、石油、天然气开发中产生的有毒有害气体或者伴生气、可燃性气体，应当综合利用或者提供给有回收利用能力的单位，不得随意排放；不具备回收利用条件确需排放的，应当经过充分燃烧或者采取其他污染防治措施，达到国家或者地方规定的标准。 | 项目产生的伴生气除无组织逸散外，各区块伴生气经站场分离后用于优先用于站场内加热炉使用；剩余部分管输至周二转混烃厂、刘坪轻烃厂和耿55伴生气处理站处置。 | 符合 |
| 2 | 陕西省环保厅关于进一步加强石油天然气开采行业污油泥利用处置环境管理的通知 | 石油天然气开采单位自行利用处置污油泥的，其利用处置的设施、技术工艺应当符合包括《陕西省危险废物处置利用设施建设规划》（陕环办发〔2018〕22号）、环评、环保验收、达标排放、危险废物贮存、转移等环境保护要求；委托第三方利用处置的，污油泥产生单位应当对第三方利用处置污油泥的设施设备、技术工艺进行核实确认，不得将污油泥等危险废物交由不具备污油 | 本项目施工期产生的沾染油污的废弃包装袋和废弃防渗布以及运行期产生的油泥及含油废弃物等危废由有资质的第三方进行处置。 | 符合 |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| | | 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。 | 本项目危废产生和储存应建立台账，危险废物的转运建有转运联单，危险废物转移过程应按严格《危险废物转移联单管理办法》执行 | 符合 |
| | | 污油泥产生单位和利用处置单位拉运污油泥等危险废物的运输车辆须具备危险货物道路运输经营许可证，加装GPS定位系统，并与省固体废物信息系统联网，随时打印转移联单。污油泥利用处置企业应在各厂区人车通道、贮存设施、经营设施和污染物排放口等重点部位，安装视频监控、智能地磅、电子液位计等设备，其中视频监控须连续记录，24小时内不得中断，视频资料保存不得少于3年。集成视频、称重、贮存、工况和排放等数据实时传输至陕西省固体废物信息管理平台，实行污油泥产生、运输、贮存、处置全过程监控。 | 本项目危险废物的拉运采用专用车辆，加装GPS定位系统。 | 符合 |
| 3 | 陕西省加强陕北地区环境保护的若干意见 | 城市规划区、生态防护区、试验区、自然保护区内不得开采煤、气、油、盐 | 项目建设内容不在城市规划区、生态防护区、试验区、自然保护区、一二级水源保护区内。 | 符合 |
| | | 城市饮用水水源一、二级保护区、革命圣地遗址、风景名胜区等具有特殊保护价值的地区，不得新建各类有污染的项目 | | |
| | | 长庆、延长石油集团公司要制订分年度污染治理规划，加大投入，重点实施原油管输 | 油田公司制定有年度污染治理规划，本项目全部实施原油管输。 | |
| 4 | 《地下水管理条例》 | 第二十五条 有下列情形之一的，对取用地下水的取水许可申请不予批准：<br>（一）不符合地下水取水总量控制、地下水水位控制要求；<br>（二）不符合限制开采区取用水规定；<br>（三）不符合行业用水定额和节水规定；<br>（四）不符合强制性国家标准；<br>（五）水资源紧缺或者生态脆弱地区新建、改建、扩建高耗水项目；<br>（六）违反法律、法规的规定开垦种植而取用地下水。 | 本项目所处的吴起县、定边县属于水资源紧缺地区，项目不新建水源井供水，供水依托现有工程。 | 符合 |
| | | 第二十七条 除下列情形外，禁止开采难以更新的地下水：<br>（一）应急供水取水；<br>（二）无替代水源地区的居民生活用 | 本项目不新建水源井供水。 | 符合 |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| | | 水；<br>（三）为开展地下水监测、勘探、试验少量取水。 | | |
| 5 | 《关于禁止审批和新建地下水取水工程用于石油天然气生产的通知》（延市水发[2015]53号） | ①在吴起、志丹、安塞、子长、甘泉、富县，黄陵县行政区域内一律禁止审批和新建地下水取水工程取用地下水用于石油天然气生产。<br>②已经建成的用于石油天然气生产的取水水源井，采取按计划逐年削减取水总量，有计划实施关停。<br>③严格取水许可审批管理。 | 本次不新建水源井，最大限度利用处理达标的采出水进行回注驱油，逐年削减清水使用量。根据建设单位提供资料，由于薛岔、五谷城、杨青区块开发年限较长，各层位采出液含水率逐年上升，随着采出液含水率的增加，采出水量亦呈增大趋势，该增量亦可补充注水量，以削减清水（地下水）注水量，可达到逐年削减取水量的目的。第九采油厂已办理取水许可证（见附件9）。 | 符合 |
| 7 | 《榆林市水资源管理办法》（2022年1月1日~2026年12月31日） | 企业事业单位和其他生产经营者应当防止对地下水的污染和水环境的破坏，对所造成的损害依法承担责任。 | 本项目不涉及饮用水水源保护区；项目采取了源头控制、分区防渗和跟踪监测的方式防止地下水受到污染。 | 符合 |
| | | 工业企业应当加强内部用水管理，建立节约用水管理制度，使用先进节水技术、工艺和设备，采取循环用水、综合利用及废水处理回收利用等措施，提高水的重复利用率。 | 本项目采用清洁生产工艺，施工期钻井废水循环利用，运营期对采出水处理后在区域回注油层，降低了区域用水消耗。 | 符合 |
| 8 | 陕西省大气污染治理专项行动方案（2023-2027年） | 车辆优化工程。2025年底前淘汰国三及以下排放标准柴油货车，推进淘汰国一及以下排放标准非道路移动工程机械。 | 本次评价要求项目施工过程中与施工单位签订协议，施工中不允许使用国三及以下排放标准的非道路移动工程机械。 | 符合 |
| | | 面源综合治理行动。强力推进城乡增绿扩容。以减尘、滞尘、固碳为目标，强化规划引领，加强设计导则制定，加强构建区域生态大气廊道，在大气污染敏感脆弱和污染物易集聚区构建包围式或隔离防护林带，发挥好城市周边河流湿地和湖泊湿地通风降温作用，增强通风潜力和大气扩散能力。重点开展秦岭北麓、关中北山、黄河西岸、陕北长城沿线等典型区域生态修复综合技术集成与示范，推动全省生态空间由“浅绿色”向“深绿色”转变。2023年完成营造林500万亩以上。到2025年，全省森林覆盖率达到46.5%。 | 本项目位于陕北黄土高原，施工过程将严格按照环评提出的扬尘治理措施施工，施工结束后立即对临时占地进行生态恢复。<br>本项目全部采用密闭管道集输，有效减少了烃类无组织排放，确保达到相关标准要求。 | 符合 |
| | | 强化挥发性有机物无组织排放整治，确保达到相关标准要求。 | | 符合 |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| 9 | 《延安市大气污染治理专项行动方案（2023-2027年）》 | 扬尘治理工程。强力推进扬尘综合治理，施工场地严格执行“六个百分百”防护措施，建立工地扬尘监管体系，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。 | 本次评价要求施工期加强工地扬尘管控，将防治扬尘污染费用列入工程造价，严格执行《陕西省建筑施工扬尘治理措施16条》。落实建设项目“洒水、覆盖、硬化、冲洗、绿化、围挡”六个100%措施到位。通过加强施工管理，采取以上一系列措施，施工期扬尘排放能够满足《施工场界扬尘排放限值》（DB61/1078-2017）中标准限值。 | 符合 |
| 10 | 《榆林市大气污染专项行动方案2023-2027》 | 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。 | 本项目施工过程中严格落实《榆林市扬尘污染防治条例》防治措施等要求，对施工场地、运输车辆等采取防尘、抑尘措施 | 符合 |
| 11 | 《进一步加强油气开发废弃物管理工作方案》（延市环发（2022）6号） | 油气开发项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评，应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和风险，提出有效的生态环境保护和风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。 | 本项目为油区的产能滚动开发项目。环评过程中深入分析了项目建设、运营带来的环境影响和风险，提出有效的生态环境保护和风险防范措施。 | 符合 |
| | | 落实施工环节环保要求。油气开发企业在钻井、固井、压裂、试油试气、修井等施工过程中应建立环境保护管理台账，如实登记开采过程中使用的各类化工原料的数量，以及产生含油废水废渣废弃物（泥浆岩屑、压裂返排液、采出水等）的种类、数量、流向、贮存、利用、处置等信息做到全过程可追溯、可倒查。应当尽量减少施工用地、缩短工期、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。 | 环评要求建设单位在本项目施工过程中建立环境保护管理台账，施工过程中选择合理施工方式，严格控制施工作业范围，减少施工用地、缩短工期，选择合理施工方式，落实相关管控要求和生态环境保护措施。 | 符合 |
| | | 油气开发企业要编制《生态恢复治理方案》，按时完成矿山生态环境修复治理任务。及时对废弃油气井进行永久性安全封堵，油气井场的废弃生产设施、建筑物要限期拆除搬离，并对场地植被进行恢复，持续做好废弃井场的整治。 | 企业已编制《生态恢复治理方案》并于2025年4月1日在延安市生态环境局吴起分局进行备案，基本按要求完成恢复治理任务。本次环评要求企业后期对废弃站场的废弃生产设施、建筑物要限期拆除搬离，并对场地植 | 符合 |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| | | | 被进行恢复，持续做好废弃站场和井场的整治。 | |
| | | 油气开发企业要组建应急救援队伍，建立企业地方联防联控机制，组织开展应急演练。 | 企业已经编制了应急预案，组建了应急救援队伍，与地方建立了联防联控机制，定期进行应急演练。评价要求企业应将本项目开发内容及时纳入现有应急体系进行管理。 | 符合 |
| | | 油气开发企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案。 | 企业已按规定编制了突发环境事件应急预案并取得了备案。评价要求建设单位在本项目建成后，应及时对企业突发环境事件应急预案进行修订并备案。 | 符合 |
| 12 | 《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） | 严格废弃物规范化管理。油气开发各环节产生的废弃物必须做到应收尽收，严禁利用渗井、渗坑、裂隙和溶洞排放、倾倒和掩埋；油泥、沾染油泥包装物等危险废物应严格按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》危险废物管理规定及《陆上石油天然气开采行业危险废物环境管理指南》申报、贮存、处置；其他废弃物不能利用的，委托有资质单位进行规范化处置，严禁层层转包，引发环境污染问题。废弃物转运过程必须采取防渗漏、防流失、防扬散措施。油气开发企业应加大综合利用技术开发，在开发过程中推广使用综合利用制品。 | 本项目施工期对钻井废弃物进行不落地收集，统一转移至专业单位处置，产生的废弃土石方、施工废料和生活垃圾均分类集中收集，不能利用的交当地建筑垃圾收集处理系统或生活垃圾收集处置系统集中处置；运行期产生的落地油、含油污泥、浮渣、清管废渣、废滤料、废防渗布等含油沾染物属于危险废物，通过在各站场设置的污油泥暂存点专用容器分类收集后，委托有资质单位定期处置。符合国家和地方固体废物污染防治相关要求。 | 符合 |
| | | 第六条 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 | 本项目不新建措施作业废水处理站处理，就近依托第九采油厂自建的现有处理站处理，处理后回注油层。 | 符合 |
| | | 第九条 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 | 本项目措施返排液经现有作业废水处理站处理达标后全部回注油层，报告中明确了回注量、回注压力及相关回注指标。 | 符合 |
| | | 第十条 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 | 本项目新建回注井纳入本次环评手续中，依托处理站所辖回注井已办理 | 符合 |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| | | 超范围、超能力、超期限运行 | 环评手续，建设单位已制定地下水跟踪监测计划，回注系统安装有流量计 | |
| | | 第十一条 油气井场要在压裂及其他井下作业前配备废液地上收集罐，对压裂返排液及其他废液进行统一收集；未配备废液收集罐的井场不得开展相关作业 | 本项目井场措施作业前均配备有地上废液收集罐，压裂返排液全部回收入罐 | 符合 |
| | | 第十二条 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 | 本项目压裂返排液全部回收入罐，最终由防渗漏、防溢流的罐车统一就近运至第九采油厂自建措施作业废水处理站处理 | 符合 |
| 13 | 《关于进一步加强油气开发项目压裂废水环境管理的通知》 | 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。 | 本项目作业废水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 |
| 14 | 《油气田压裂返排液处理技术规范2022》(DB61/T 1583-2022) | 收集与贮存：压裂返排液应采用专用储存罐收集和贮存，储存罐应不渗漏，宜设防雨措施。储存罐内贮存量不应超过其容积的80%。压裂返排液应实时收集、实现不落地贮存。 | 本项目压裂返排液全部回收入罐，实现不落地贮存，罐体为钢体结构，具备防渗、防雨功能。 | 符合 |
| | | 运输：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。采用罐车运输时，罐车应按照GB 18564.1的规定执行采用管道输送应按照NB/T 14002.3的规定执行。压裂返排液装卸时应做好泄漏或洒落的防护措施。 | 本项目压裂返排液由防渗漏、防溢流的罐车统一就近运至第九采油厂自建措施作业废水处理站处理。 | 符合 |
| | | 处理与处置：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。 | 本项目压裂返排液全部回收入罐，最终由防渗漏、防溢流的罐车统一就近运至第九采油厂自建措施作业废水处理站处理。 | 符合 |
| | | 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。 | 本项目压裂返排液全部回收入罐，最终由有防渗漏、防溢流的罐车统一就近运至第九采油厂自建措施作业废水处理站处理达标后回注油层，不外排。 | 符合 |
| | | 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 | | 符合 |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | 资质的污水处理厂处理。 | | |
| | | | 压裂返排液应根据返排液的种类和性质选用处理方式。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。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。 | 本项目压裂返排液依托第九采油厂自建措施作业废水处理达标后回注油层。处理工艺采用“静置破胶+沉降除油+气浮+混凝沉淀+过滤”或“沉降除油+混凝沉淀+斜板沉降+二级过滤”，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）V级标准的限值要求。 | 符合 |
| | | | 压裂返排液处理后满足的水质指标，应根据回用途径确定。 | | 符合 |
| 15 | 关于印发《榆林市车辆优化工程专项行动方案》的通知 | 加快国三及以下排放标准柴油货车淘汰...2025年底前，基本淘汰国三及以下排放标准柴油货车。 | | 施工中不允许使用国三及以下排放标准的施工车辆 | 符合 |
| | | 严格柴油货车尾气排放检测和监管 | | 加强施工车辆运行管理与维护保养，使用清洁环保型柴油，最大限度的减少施工机械及车辆废气对大气环境的影响，确保车辆尾气检验合格 | 符合 |
| | | 加强非道路移动机械污染防治...重点检查辖区非道路移动机械污染控制装置、编码登记等...推进淘汰国一及以下排放标准非道路移动工程机械... | | 施工过程中使用的非道路移动机械必须是经有资质的第三方检验机构对烟气进行检测并符合《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》及其修改单中相关标准限值，并按照吴起县和定边县环保相关要求申请编码登记挂牌的非道路移动机械 | 符合 |
| 16 | 《延安市2020年油气开采废弃物集中处置实施方案》(延市环发（2020）27号) | 项目建设要求。油气开发单位要落实“谁污染、谁治理”的污染防治主体责任，充分结合我市油气开发区地形特征、油(气)区分布以及开发单位油气开发计划，合理规划油气开发废弃物集中处置设施建设地点、覆盖范围以及政策实施期限，自建、联建或委托有资质的第三方企业建设集中处置场所，避免油气开发废弃物处置政策“一刀切”。原则上一个采油厂(作业区)建设一个废弃物集中处置项目，使用年限一般要满足3年以上。 | | 施工期废弃泥浆经压滤后与岩屑一起运往集中处置场处置；落地油地面敷设防渗材料（使用高分子土工膜或钢制作业平台），交资质单位处理。运行期落地油全部回收；含油污泥暂存于含油污泥临时存放点存放；废防渗材料、废润滑油及其包装桶送至危废暂存点暂存。 | 符合 |
| | | 源头分类收集。油气开发单位应当严格落实固体废物分类管理制度。油气开发现场应对水基钻井泥浆实施固液分离处置，并采取现场不落地收集措施；对 | | 本项目各类固废分类收集、分类处置，依托的危废暂存点满足《危险废物贮存污染控制标准》 | 符合 |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| | | 油基钻井泥浆、含油污泥、废弃危险化学品、含油沾染物等危险废物，应配备专用收集设施，严禁与其他废物混合收集，危险废物贮存设施应当满足《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)，并规范设置标志标识。 | (GB18597-2023)，并按照规范设置标志标识。 | |
| | | 运输处置过程。油气开发单位要按照《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)，分类、规范处置油气开发废弃物。固相、液相废弃物要严格执行转移联单制度，运至废弃物集中处置设施，运输过程必须采取防渗漏、防流失、防扬散措施；油基钻井泥浆、含油污泥、废弃危险化学品、含油沾染物等危险废物，必须交由具备资质的单位进行处置或利用。 | 本项目产生的危废分类收集、分类储存，交有资质单位处置。 | 符合 |
| | | 实行申报登记。油气开发单位应当按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》有关要求，全面落实固体废物申报登记制度和管理计划制度。建立油气开发废弃物管理台账，如实记录钻井泥浆、压裂液以及各类化学品的使用量，并参照全省工业固体废物申报登记有关要求，定期向生态环境部门申报废弃钻井泥浆、岩屑及其他油气开发废弃物的产生、贮存、处置及利用情况；编制危险废物管理计划，制定危险废物源头减量计划和措施，加强危险废物全生命周期环境管理。 | 本项目根据新的固废管理要求，提出了相关的管理措施。 | 符合 |
| | | 自行调查监测。油气开发单位作为责任主体，应当在油气区块开发以及废弃物集中处置项目建设运行前按照相关标准要求开展土壤及地下水环境质量调查，并将调查报告报送属地生态环境部门备案。项目运行期内应按照项目环评要求制定、实施土壤和地下水质量自行监测方案，并对监测数据的真实性和准确性负责，依据土壤及地下水质量的动态变化定期开展区域性环境质量调查评价，及时将监测数据和调查评价报告报属地生态环境部门。 | 本项目完善了区域的自行监测方案。 | 符合 |
| 17 | 榆林市工业固体废物综合利用三年行动方案（2023-2025年） | 由各县市区、园区负责，督促油气开发行业严格落实废弃泥浆岩屑“统一收集、统一运输、统一处置”要求，开展压裂返排液处理集中处置工作，鼓励自建压裂返排液处理处置设施，处置后中水回用于油气生产或工业园区。 | 钻井泥浆岩屑进行不落地收集，钻井作业完成后交有处置能力单位进行集中处置；施工期产生的压裂返排液，优先用于回配压裂液，无法回用的依托现有措施作业废水处理站处理达标后回注油 | 符合 |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| | | | 层。 | |
| | | 由各县市区、园区负责，督促工业固体废物产生企业严格落实环评“三同时”制度，将工业固体废物利用处置费用纳入企业生产成本，2023年12月底前全部纳入榆林市工业固体废物信息管理平台，建立工业固体废物管理台账，严格工业固体废物去向管理，与具有实际利用处置能力的第三方企业签订委托处置利用合同，规范工业固体废物跨省转移行政审批，做好日常延伸监督管理。 | 第九采油厂严格落实环评“三同时”制度，将钻井岩屑等工业固体废物利用处置费用纳入项目总投资，建立工业固体废物管理台账，签订委托处置利用合同，按要求上传相关信息至榆林市工业固体废物信息管理平台 | 符合 |
| 18 | 《延安市生态环境关于进一步加强油气田注水环境安全管理的通知》延市环函[2025]64号 | 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。 | 本项目为石油滚动开发开发项目，第九采油厂采出水和作业废水经处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）V级标准后全部回注油层；根据建设单位提供的常规监测数据，现有采出水和作业废水处理设施出口水质均满足《碎岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》标准限值要求。 | 符合 |
| | | 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。 | 本项目新建12口注水井，纳入本项目一并办理环评手续。不同层位的采出水采用分层处理后，使用配水器等分别回注至对应的开采层位。建设单位定期开展井筒完整性的监测。目前采出水处理设施主要采用沉降除油+气浮+过滤处理工艺，处理后水质达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）V级标准后全部回注油层。 | 符合 |
| 19 | 《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》延市环发 | （一）落实环评制度<br>油气开发废弃物项目必须严格按照国家家相关法律法规要求，依法依规报批环评文件，全面、深入分析项目开发过程中废弃物产生种类、数量、性质以及可能对生态环境造成的影响，提出切实可行的污染防治措施和生态保护方案从源头上减少废弃物的产生量和危害性。全市油气企业要采取“自行建设、联合建设、委托建设”的模式，科学布 | 第九采油厂在延安区域自行建设污油泥暂存点，用于贮存施工及运行过程中产生的危险废物，危险废物经暂存后统一委托有资质单位进行处置，污油泥暂存点均已办理环评手续；钻井过程中产生的钻井岩屑等委托有处置能力的单位进行处 | 符合 |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| | [2025]98号 | 局废弃物处理项目，科学把控企业数量和产能，防止因数量和产能过剩引发新的环境污染风险。废弃物处置企业必须按照环评批复要求进行安全处置，开展处置利用需改变原环评批复要求的必须重新报批环评，经审批同意后方可建设运行。 | 置，建设单位不自行处置。 | |
| | | (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问，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。 | 本项目钻井过程中产生的钻井泥浆经压滤后，岩屑统一委托有处理能力的第三方单位处置，钻井废水拉运至作业废水处理站处理达标后回注油层；运行过程中产生的危险废物全部依托第九采油厂自建的含油污泥暂存点暂存，定期交由有资质单位进行处置。环评要求转移和处置过程中做好台账管理和转移联单。 | 符合 |
| 20 | 《陕西省文物保护条例》 | 除法律、法规另有规定外，在文物保护单位保护范围内禁止下列行为：<br>（一）在文物和文物保护单位标志上刻划、涂画、张贴；<br>（二）排放污水、挖砂取土取石、修建坟墓、堆放垃圾和其他可能损害文物安全的行为；<br>（三）存储易燃、易爆等危险物品；<br>（四）设置户外广告设施，修建人造景点和其他与文物保护无关的工程。 | 项目吴起油区内分布有战国秦长城遗址，但项目（井场、管线、道路）未布设在秦长城遗址保护范围，也未穿越秦长城；其中距秦长城最近单体工程为旗32-025井场（本次扩建），距离长城遗址建设控制地带0.8km，距离长城墙体遗址本体约0.95km；项目均不在战国秦长城A区保护范围和B区建设控制地带范围内。 | 符合 |
| 21 | 《长城保护条例》 | 第十二条 进行工程建设应当绕过长城无法绕过的，应当采取挖掘地下通道的方式通过长城；无法挖掘地下通道的，应当采取架设桥梁的方式通过长城。 | | 符合 |
| 22 | 定边县人民政府关于印发定边县长城保护管理办法（暂行）的通知（定政发〔2019〕44号） | 任何单位和个人不得在长城保护总体规划禁止工程建设的保护范围内进行工程建设。在建设控制地带或长城保护总体规划未禁止工程建设的保护范围内进行工程建设，必须依照《中华人民共和国文物保护法》和《长城保护条例》的规定，严格履行报批程序。 | 本项目定边区域仅对3座井场进行改扩建，井场远离明长城遗址。 | 符合 |

## 1.4.3 相关规划符合性分析

1、项目与经济发展及矿产资源相关规划符合性分析

项目与国家和省地相关经济发展及矿产资源相关规划符合性见表1.4.3-1。通过对比，本项目的实施符合相关规划要求。

**表 1.4.3-1　项目建设与相关规划的符合性**

| 序号 | 相关规划 | 规划要求（摘录） | 本项目情况 | 符合性 |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》 | 有序放开油气勘探开发市场准入，加快深海、深层和非常规油气资源利用，推动油气增储上产 | 本项目为长庆油田分公司第九采油厂矿区范围内石油开发项目，有利于原油产量的提升。 | 符合 |
| 2 | 黄河流域生态保护和高质量发展规划纲要 | 有序有效开发山西、鄂尔多斯盆地综合能源基地资源，推动宁夏宁东、甘肃陇东、陕北、青海海西等重要能源基地高质量发展。……加大石油、天然气勘探力度，稳步推动煤层气、页岩气等非常规油气资源开采利用。 | 本项目位于陕北地区，项目的建设符合规划中加大石油天然气勘探力度的要求 | 符合 |
| 3 | 《陕西省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》 | 推动煤油气高效集约绿色开发。坚持常规与非常规资源开发并重，注重生态保护和新技术推广应用，提高石油采收率，降低开采成本，保持原油产量、加工量基本稳定，天然气产量较大增长。到2025年，全省原煤、原油和天然气产量分别达到7.4亿吨、2700万吨、360亿立方米。 | 本项目属于石油开发项目，符合纲要要求。 | 符合 |
| 4 | 《延安市国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》 | 第八章以高端能化引领工业高质量发展能源开发。大力实施科技兴油，提高石油采收率和煤炭回采率，稳步推进油煤共炼，加快页岩油、煤层气、页岩气、石油伴生气等非常规油气资源开发利用，力争进入第三批国家石油储备基地，建设国家级千万吨成品油储备库。 | 本工程属石油资源滚动开发项目，工程采用先进技术、工艺和设备，进一步提高石油采收率，保障原油产量，促进石油资源绿色开发。 | 符合 |
| | | 专栏2 千亿级石油天然气产业集群石油重点项目。原油年产量稳定在1500万吨，产值达到300亿元；原油年加工量达到1000万吨，产值达到520亿元。重点建设延长石油345.1万吨石油产能、延长石油油气管线及储运销、长庆油田240.2万吨石油产能、延安炼油厂转型升级、中航油油库等项目。 | 本工程为第九采油厂的石油资源滚动开发项目，延安区域本次部署产能4.0×10⁴t/a，属于石油重点项目中的“长庆油田240.2万吨石油产能项目”重要组成部分之一。 | 符合 |
| | | 专栏15 “一县一策”县域经济发展战略<br>吴起县……全力打造绿水青山就是金山银山转化示范县；加大油气开发利用，积极布局风电、光伏产业，建设能源化工基地县…… | 本工程位于吴起县，为第九油厂的石油资源滚动开发项目，延安区域本次部署产能4.0×10⁴t/a，有利于吴起县建设成为能源化工基地县。 | 符合 |
| 5 | 《吴起县国民经济和社会发展第十四个五年规划纲要》 | 第二章“十四五”发展蓝图<br>二、基本原则<br>工业强县战略。坚持“稳油、兴气、叫响新能源”的发展方向，推动工业内部转型，加快构建石油为主、天然气补充、新能源接续的工业产业体系 | 本工程为石油资源的滚动开发，有利于吴起县构建石油为主的工业产业体系。 | |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| | | 第三章空间重塑优化区域发展布局<br>三、优化“三生”空间格局严格按照主体功能定位，坚持“面上保护、点上开发”，集约集聚开发石油、天然气等优势资源，发展加工转化、装备制造、新能源等产业。 | 本工程为石油资源的滚动开发，第九采油厂的产能建设均按“点上开发、面上保护”的原则进行科学规划，有助于绿色开发吴起县石油资源。 | |
| | | 第四章扶优培强加快构建现代产业体系<br>二、加快推进工业经济转型<br>专栏6 工业经济转型升级行动 1.石油产业。坚持新井开发和旧井挖潜改造并重，鼓励与引导石油企业转变增长方式，加大科技投入力度，提高油井采收率，实现石油产能增加由依靠区块投入向科技兴油、清洁环保产业转变。“十四五”期间，原油产量稳定在550万吨/年。 | 本工程为石油资源滚动开发项目，延安区域本次部署产能4.0×$10^4$t/a，有利于推动油气增储上产，完成“十四五”原油产量稳定发展目标。 | |
| 6 | 《榆林市国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》 | 深化精细勘探开发，促进石油增储稳产、天然气持续增产，进一步提高原油采收率……到2025年油、气产量分别达到1200万吨、230亿方左右。 | 本项目属于石油开发项目，符合纲要要求。 | 符合 |
| 7 | 《榆林市经济社会发展总体规划（2016~2030）》 | 构建“一轴一带一核三区多点”的产业发展格局，促进产业集聚发展。<br>长城沿线能源化工产业发展轴，重点发展煤炭、煤化工、油气、煤电、有色、新能源及装备制造业。 | 项目位于定边县姬塬镇，属于长城沿线能源化工产业发展轴，项目区为油田开发区域。 | 符合 |
| | | 西部油气综合利用区，包括定边、靖边，重点发展油、气及化工等产业，培育新能源、现代农业、物流、文化旅游等产业 | | 符合 |
| | | 重点开发靖安油田、靖边油田、定边油田、新安边油田以及苏里格气田、大牛地气田和靖边、子洲、横山、榆阳、米脂气田；原油产量稳定到1500万吨，天然气产量达到200亿立方米。 | 项目区属于定边油田区域。 | 符合 |
| 8 | 陕西省主体功能区划 | 按照“加快陕北、稳定关中、优化陕南”的原则——石油天然气。按照“陕北稳油增气、关中陕南加快开发”的思路，加大陕北油气勘探开发力度，推广高效增产技术，提高油气采收率和综合开发水平。 | 本项目位于延安市吴起县和榆林市定边县，为陕西省石油天然气开发的主力区域。项目与陕西省主体功能区划位置关系见图1.4.1. | 符合 |
| 9 | 陕西省生态功能区划 | 薛岔、五谷城区块属于规划确定的黄土高原农牧生态区-黄土丘陵沟壑水土流失控制生态亚区-白于山南侧水土流失控制区，生态服务功能主要为沟谷涧地建设基本农田，坡地退耕还林还草，发展人工草地和特色经济林木。<br>刘峁塬区块属于规划确定的长城沿线风沙草原生态区-白于山河源水土保持生态亚区-白于山河源水土保持区。生态服务功能为开展流 | 项目处于白于山南侧水土流失控制区和白于山河源水土保持区，生态功能区划未对油气开采提出限制和制约；环评要求在油田开发过程各个阶段采取相应措施，防 | 符合 |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| | | 域综合治理，退耕还林还草，控制水土流失。 | 止水土流失。 | |
| 10 | 《陕西省水土保持规划（2016~2030）》 | 全省由北向南依次分为陕北黄土丘陵沟壑拦沙保土区、陕北盖沙丘陵沟壑拦沙防沙区、延安中部丘陵沟壑拦沙保土区、陕北黄土高原沟壑保土蓄水区、秦岭北麓渭河中低山阶地保土蓄水区、丹江口水库周边山地丘陵水质维护保土区、秦岭南麓水源涵养保土区、大巴山山地保土生态维护区8个一级区和23个二级区。 | 项目位于定边县姬塬镇和延安市吴起县，项目区域属于陕北盖沙丘陵沟壑拦沙防沙区，项目属于石油开发项目。 | 符合 |
| | | 按照陕西水土保持区划，分区布设综合的水土保持措施体系。在重点预防区，以封禁治理和监督管理为主，增加必要的工程措施和植物措施，提高区域抵抗自然灾害的能力；在重点治理区以工程措施和植物措施为主、结合封禁措施和监督管理措施有效治理水土流失。 | 项目区属于陕西省水土流失重点治理区。项目施工设计严格按照重点治理区要求落实水土保持治理措施。 | 符合 |
| 11 | 《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 |
| 12 | 《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。 | 本项目不新建站场，共新建4座井场。井场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，符合自然保护地和饮用水水源保护区管控要求。 | 通过三线一单核对，本项目选址选线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求，符合自然保护地 | 符合 |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| | | | 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。 | 本项目为石油开采项目，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、延安市、榆林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）》未针对吴起县和定边县制定相关产业准入负面清单规定；本项目符合《延安市生态环境准入清单》《榆林市生态环境准入清单》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。 | 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 |
| 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 | 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 | 符合 |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| | | 治理区和重点预防区内新建露天矿山。 | 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。 | |
| | | 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 |
| 14 | 《榆林市矿产资源总体规划》（2021~2025） | 规划目标：矿产资源勘查程度进一步提高。加强石油、天然气、煤层气等能源矿产的调查评价与勘查，稳步提升煤炭和岩盐资源的勘查程度。 | 本项目属于石油开发项目，位于定边县区域。本工程的建设有利于区域石油产能的增长。 | 符合 |
| | | 矿产资源勘察开发与保护布局：统筹勘查开发保护区域布局。在充分考虑榆林自然资源和环境承载能力的基础上，进一步夯实能源资源基地，加强国家规划矿区建设，稳定煤炭总产能，确保“控制总量、兜住底线”；加大定边、靖边、横山、子洲等地石油、天然气勘探力度，促进石油增储稳产、天然气持续增产。 | | |
| 15 | 定边县矿产资源总体规划（2021-2025年） | 深化精细勘查开发，促进石油增储稳产、天然气持续增长，进一步提高原油采收率，到2025年油、气产量分别达到800万吨、12亿立方米。 | 本项目属于石油开发项目，符合纲要要求。 | 符合 |
| | | 落实国家能源安全战略，统筹油、气稳定供应，在鄂尔多斯盆地煤油气盐赋存区，加强石油、天然气、煤炭等能源矿产的调查评价与勘查，促进石油增储稳产、天然气持续增产。依托陕北国家煤炭资源基地建设，有序开展湖盐资源开发。 | 本项目属于石油开发项目，位于定边县区域。本工程的建设有利于区域石油产能的增长。 | 符合 |
| 16 | 甲烷排放控制行动方案 | （二）推进能源领域甲烷排放控制<br>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。<br>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。 | 本项目井场利用定压阀回收套管气，伴生气经站场分离后用于站场加热炉燃料，利用不完的伴生气输至混烃厂综合利用，不设置常规火炬燃烧 | 符合 |

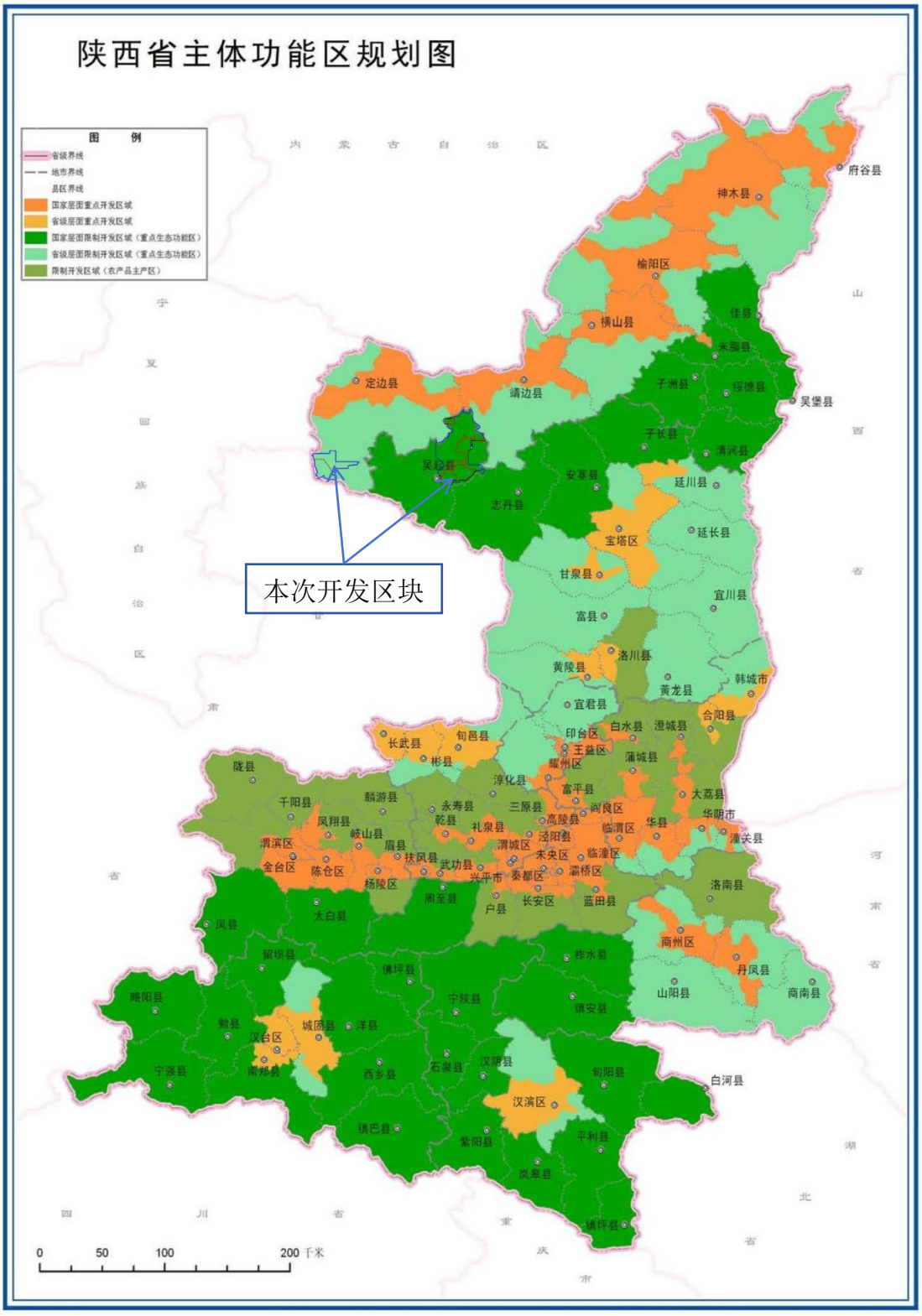



**图 1.4.1　　项目与陕西省主体功能区划位置关系图**

2、与生态环境规划的符合性分析

**表 1.4.3-2　规划与生态环境保护规划的符合性**

| 序号 | 相关规划 | 规划要求（摘录） | 本规划情况 | 符合性 |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 《陕西省“十四五”生态环境保护规划》 | 以钢铁……石油开采、农副食品加工等行业为重点，开展全流程清洁化、循环化、低碳化改造，促进传统产业绿色转型升级。 | 项目为石油开采，第九采油厂采用清洁生产工艺，确保能源消耗较低，污染物排放强度维持在较低水平。 | 符合 |
| | | 开展陕北涉油地区环境安全整治工作，对采油、输油、炼油和危废处置单位及附近重点河流、重要湖库、集中式饮用水水源地等敏感目标开展风险隐患排查整治。 | 项目属于陕北延安市吴起县和榆林定边县油田开发区域，第九采油厂已开展隐患排查工作。 | 符合 |
| | | 严格建设项目土壤环境影响评价制度，对新（改、扩）建项目涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的，严格选址条件，严控选址范围，提出并落实土壤和地下水污染防治要求。 | 项目井、站场不涉及生态保护红线和基本农田，环评提出了土壤和地下水污染防治要求。 | 符合 |
| | | 以矿产资源开发活动集中的区域为重点……强化土壤污染重点监管单位管理，督促重点单位规范实施土壤污染隐患排查和自行监测，严控有毒有害物质，2023年底前，至少完成一次全面、系统的土壤污染隐患排查。 | 第九采油厂于2023年10月开展了土壤污染隐患排查和自行监测。 | 符合 |
| 2 | 《延安市生态环境保护“十四五”规划（2021—2025年）》 | 加强地下水保护修复<br>加强地下水风险管控与修复。强化地下水污染源源头预防。积极推动油气企业回注水水质标准提升，建立长效监管机制，建立报废矿井、钻井清单，探索实施封井回填工作，防止地下水串层污染，2023年底前，对已报废的完成封井回填，此后报废一口，回填一口。 | 本项目采取分区防渗措施对各场地地下水和土壤进行源头预防，并提出了地下水污染监控计划。项目采出水处理后全部达标回注。企业根据油井报废清单进行封井回填工作，根据封井计划进行及时回填。 | 符合 |
| | | 加大矿区生态环境保护和治理。强化生产矿山边开采、边治理举措，及时修复生态和治理污染，停止对生态环境造成重大影响的矿产资源开发。<br>油气开发企业要按照封堵油井相关技术规范要求，对废弃油气井进行永久性安全封堵，实施生产设施、建筑物拆除搬离，对含油废弃物进行彻底清理、安全处置，并对平整场地恢复植被。<br>落实绿色矿山标准和评价制度，2021年起新建矿山全部达到绿 | 本项目提出了生态恢复措施。<br>企业对废弃油井采取永久性安全封堵措施，并对生产设施、建筑物拆除搬离，对含油废弃物进行彻底清理、安全处置，并对平整场地恢复植被。<br>项目所在吴起油区在2020年度国家级绿色矿山名录的301家矿山名单范围内，在陕西鄂尔多斯盆地吴起油田开采。新建井场100% | 符合 |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| | | 色矿山要求，到2025年，煤炭开采清洁矿井、油气开发清洁井场建成率均达到100%。 | 按照清洁文明井场要求进行建设。 | |
| | | 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。 | 本环评要求第九采油厂将本项目及时纳入环境应急预案管理。<br>企业建立了输油气管线检测报告制度，及时更换达到使用年限或老化输油气管线，及时对各类隐患进行治理，定期采用先进的技术手段对管道壁厚进行检测，加强管线巡查，防止油气管道泄漏导致的突发环境污染事件发生。 | 符合 |
| | | 提升污油泥处理处置水平。<br>落实企业的主体责任。按照“谁生产，谁负责”，强化产废企业日常污油泥管理，严格落实产废企业主体责任，建设合格规范的污油泥贮存设施，实施油气开采、净化、输送全过程控制，严格执行钻井泥浆无害化处置，规范井场、增压点、接转站、联合站等场站雨水池、污油池建设和风险防范措施，完善危险废弃物日常管理台账。以长庆、延长为主的石油天然气开采行业的污油泥产生单位，要按照油气田发展规划编制污油泥自行利用处置规划。污油泥处理处置单位要严格按照国家关于危险废弃物经营许可证管理的有关规定与核准许可的经营类别和经营规模等开展污油泥利用处置工作，加强污油泥利用处置过程中污染物排放管理和贮存场所无组织排放管理。 | 长庆油田分公司第九采油厂为本项目的责任主体，对项目日常污油泥管理，企业建设了合格规范的污油泥贮存设施，实施油气开采、净化、输送全过程控制，委托专业机构对钻井泥浆进行无害化处置，按标准化井场要求建设污油池建设和风险防范措施，按要求建立了危险废弃物日常管理台账。 | 符合 |
| | | 加强处置技术升级。<br>加强清罐油泥、落地油泥、油泥沾染物和包装物以及事故油泥等的处置技术升级，大力推进调 | 项目含油污泥、落地油泥、油泥沾染物和包装物等委托相应资质单位处置。<br>企业采用环保型水基泥浆 | 符合 |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| | | 质-离心工艺、热处理工艺（化学热洗、焚烧、热解吸）、燃料化、固化制砖等含油污泥处置及综合利用技术。污油泥利用处置场产生的废水不能自行处置达标排放的，必须交由具有相应废水处理能力的单位处置。鼓励油气开发企业减少油气开采废弃物产生量，提高回收率和综合利用率，在宝塔区开展油污泥污染土壤治理与修复技术应用试点项目。 | 进行钻井，钻井、修井等场所均敷设防渗材料进行100%回收落地油。 | |
| | | 规范转移行为。污油泥产生地点向污油泥利用处置地点转移污油泥时，严格执行危险废弃物转移联单制度，运输车辆全部安装GPS定位装置。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，视频监控须连续记录，视频资料保存不得少于三个月，并与省、市生态环境保护信息化管理系统联网，确保集成视频、称重、贮存、工况和排放等数据实时传输，实现污油泥产生、运输、贮存、处置全过程监控。 | 评价要求本项目污油泥转运严格执行危险废弃物转移联单制度，运输车辆全部安装GPS定位装置。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，安装视频监控等设备进行全过程控制，按要求保存视频监控资料，并与省、市生态环境保护信息化管理系统联网。 | 符合 |
| | | 全面加强应急能力建设。加强企业应急预案与园区、政府及相关部门应急预案的有机衔接，制定跨区域、流域环境应急预案，定期会商、联合演练。<br>持续提升油气泄漏等应急能力，加强重点企业应急队伍培训管理。加强应急物资储备，强化卫星遥感、无人机等技术监控手段运用。开展部门、企业间应急物资、应急队伍共享。开展处置效果、事件影响、污染修复方案以及直接经济损失评估。 | 本项目应急预案与厂区、吴起县职能部门衔接，并定期进行演练。<br>企业定期对油气泄漏事故等进行应急演练，提升应急队伍的应急能力，按应急预案要求进行应急物资储备，与周边石油开采企业进行应急物资、应急队伍共享。 | 符合 |
| 3 | 榆林市“十四五”生态环境保护规划 | 强化土壤和地下水源头防控。……新建、改建、扩建可能造成土壤污染的建设项目，应当依法进行环境影响评价，明确对土壤以及地下水可能造成的不良影响和相应的预防措施 | 本次评价提出了项目对土壤以及地下水可能造成的不良影响和相应的预防措施 | 符合 |
| | | 加强固体废物源头减量和资源化利用，推广固体废物资源化、无害化处理处置新技术，创新大宗固体废物协同利用机制，最大限度减少填埋量。 | 本项目钻井过程采用“泥浆不落地工艺”，以可拆卸储液池代替传统泥浆池，避免了在施工场地的固化填埋，钻井岩屑交有 | 复合 |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| | | | 处置能力的单位进行集中处置，钻井液循环利用，实现了减量化、资源化处理。 | |
| 4 | 吴起县生态县建设规划 | 通过深化产业结构调整，稳定石油产业；继续提高文明井场建设、提高石油污水处理回注和原油管输率，严格控制石油开发区环境污染与生态破坏。 | 本工程将按清洁文明井场标准进行建设，建成率 100%，采出水、井下作业废水处理及回注率 100%，原油管输率 100%，将严格控制石油开发区环境污染与生态破坏。 | 符合 |
| 5 | 《定边县“十四五”生态环境保护规划》 | 稳定油气勘探开发工程。有序推动中省油气企业资源勘探开发，大规模提高油气储采比。到 2025 年，新打油、气井 5000 口，配套建设油气田地面储运工程，年稳油气当量 1000 万吨以上。 | 本项目区块属于长庆油田分公司第九采油厂石油开发重点区域，项目实施有利于稳定油气产量。 | 符合 |

3、与《陕西省防沙治沙规划（2021-2030）年》的符合性分析

**表 1.4.3-3　本项目与陕西省防沙治沙规划的符合性**

| 序号 | 要求（摘录） | 本项目情况 | 符合性 |
|---|---|---|---|
| 1 | （三）白于山荒漠化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。 | 根据该规划附表 5 陕西省防沙治沙规划分区范围表，本项目涉及的定边县姬塬镇和吴起县周湾镇属于白于山区荒漠土地治理区范围，本项目属于产建类项目，本报告已提出保持水土、防治土地荒漠化及土地沙化的防治措施。 | 符合 |
| | 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。 | | 符合 |

## 1.4.4 项目与榆林市“多规合一”符合性分析

本项目属于产能建设项目的区块环评，主要涉及井场、改扩建站场、管线等建设内容。本项目涉及延安市吴起县和榆林市定边县，定边区域不涉及新建井场和站场，仅对 3 座井场进行扩建，配套建设 4.1km 管线。

根据《榆林市投资项目选址“一张图”控制线检测报告》文件，项目与榆林市“多规合一”工作管理要求符合性见表 1.4.4-1。

**表 1.4.4-1　本项目榆林油区工程内容与榆林市“多规合一”符合性分析**

| 控制线名称 | 本工程情况 | | 采取措施 | 符合性 |
|---|---|---|---|---|
| | 井场 | 管线 | / | |
| 项目特殊管控范围分析 | 不涉及 | 不涉及 | / | 符合 |
| 榆阳机场电磁环境保护区 | 不涉及 | 不涉及 | / | 符合 |
| 机场净空区域 | 不涉及 | 不涉及 | / | 符合 |
| 矿业权现状 2025 | 不涉及 | 不涉及 | / | 符合 |
| 长城文物保护线 | 不涉及 | 不涉及 | / | 符合 |
| 生态保护红线 | 不涉及 | 不涉及 | / | 符合 |
| 永久基本农田 | 不涉及 | 0.2527 公顷 | 临时占地涉及永久基本农田，施工前应办理相关临时用地手续，管线占地属于临时占地，施工结束后进行生态恢复及复垦 | 符合 |
| 土地利用现状 2024（三调） | 根据【土地利用现状 2024(三调)】分析，其中占用林地 0.4076 公顷、占用工矿用地 0.5452 公顷、占用其他土地 0.0719 公顷 | 根据【土地利用现状 2024(三调)】分析，其中其中占用草地 0.6684 公顷、占用水域及水利设施用地 0.0066 公顷、占用工矿用地 0.0634 公顷、占用耕地 0.4778 公顷、占用其他土地 0.0097 公顷、占用交通运输用地 0.1387 公顷、占用林地 0.2737 公顷、占用种植园用地 0.0362 公顷。 | 按规定办理用地手续 | 符合 |

根据“多规合一”查询结果（数据来源：三区三线下发数据），本项目定边油区改扩建井场均不涉及生态保护红线、永久基本农田、文物保护线及禁止建设区；项目管线临时占地不涉及生态保护红线。

管线临时占地涉及永久基本农田，施工前应办理相关临时用地手续，管线占地属于临时占地，施工结束后进行生态恢复及复垦，采取相应措施后本项目管线选线基本符合《基本农田保护条例》、《永久基本农田保护红线管理办法》相关要求。目前，建设单位正在与自然资源规划及林业部门对接，依据相关要求办理用地手续。

综上，项目建设符合榆林市“多规合一”要求。

## 1.4.5 项目与“三线一单”生态环境分区管控的符合性分析

根据《陕西省生态环境厅办公室关于印发〈陕西省“三线一单”生态环境分区

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

（1）“一图”：指的是规划或建设项目与环境管控单元对照分析示意图。

根据《陕西省“三线一单”生态环境分区管控应用技术指南：环境影响评价（试行）》，本项目新建工程在陕西省“三线一单”数据应用系统（V1.0）进行了生态环境管控分区对照分析，对照分析报告见附件4，对照结果见图1.4.5.1～1.4.5.3。

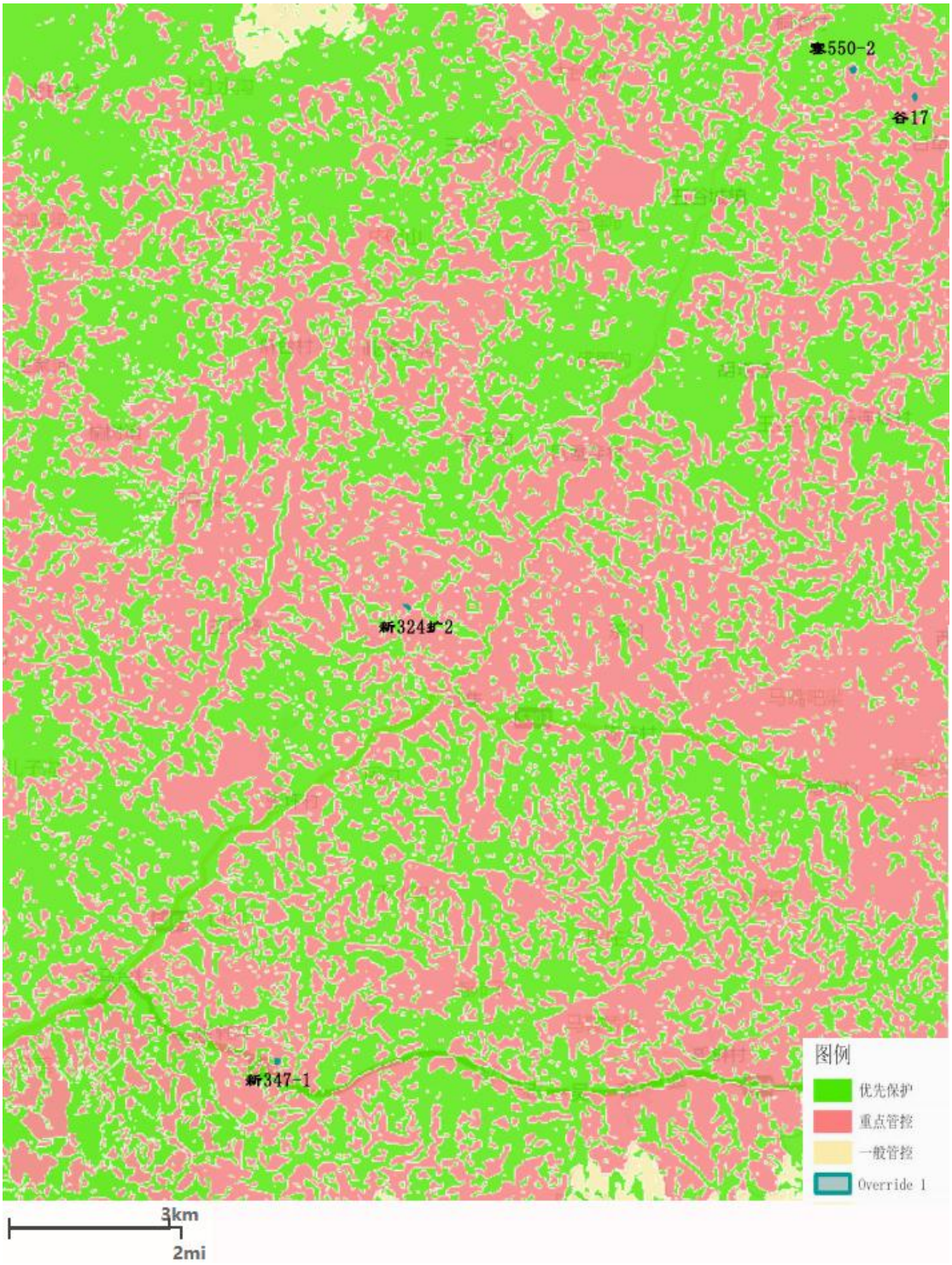



**表 1.4.5.1　新建井场工程与环境管控单元对照分析示意图**

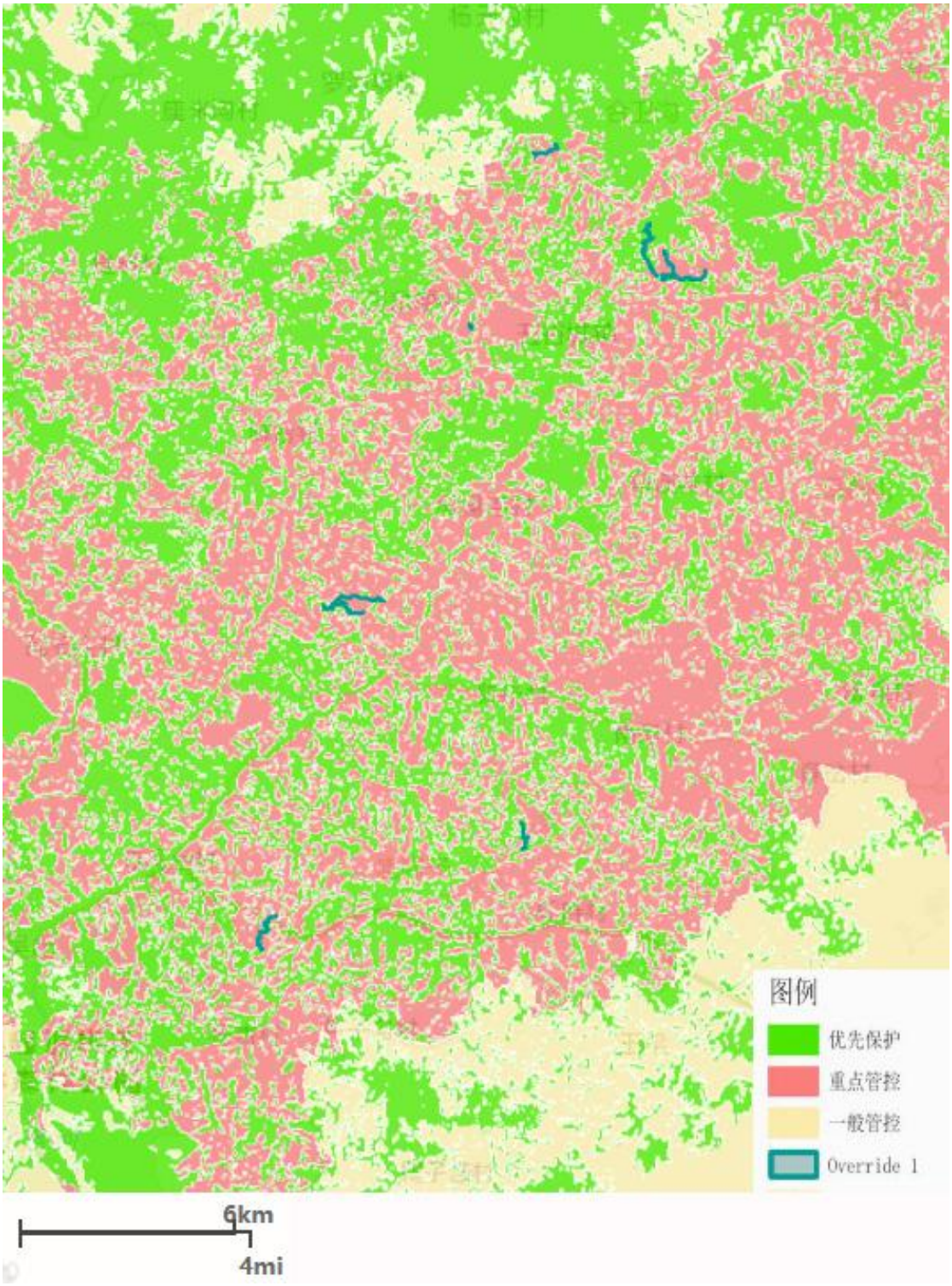



**表 1.4.5.2　吴起油区新建管线工程与环境管控单元对照分析示意图**

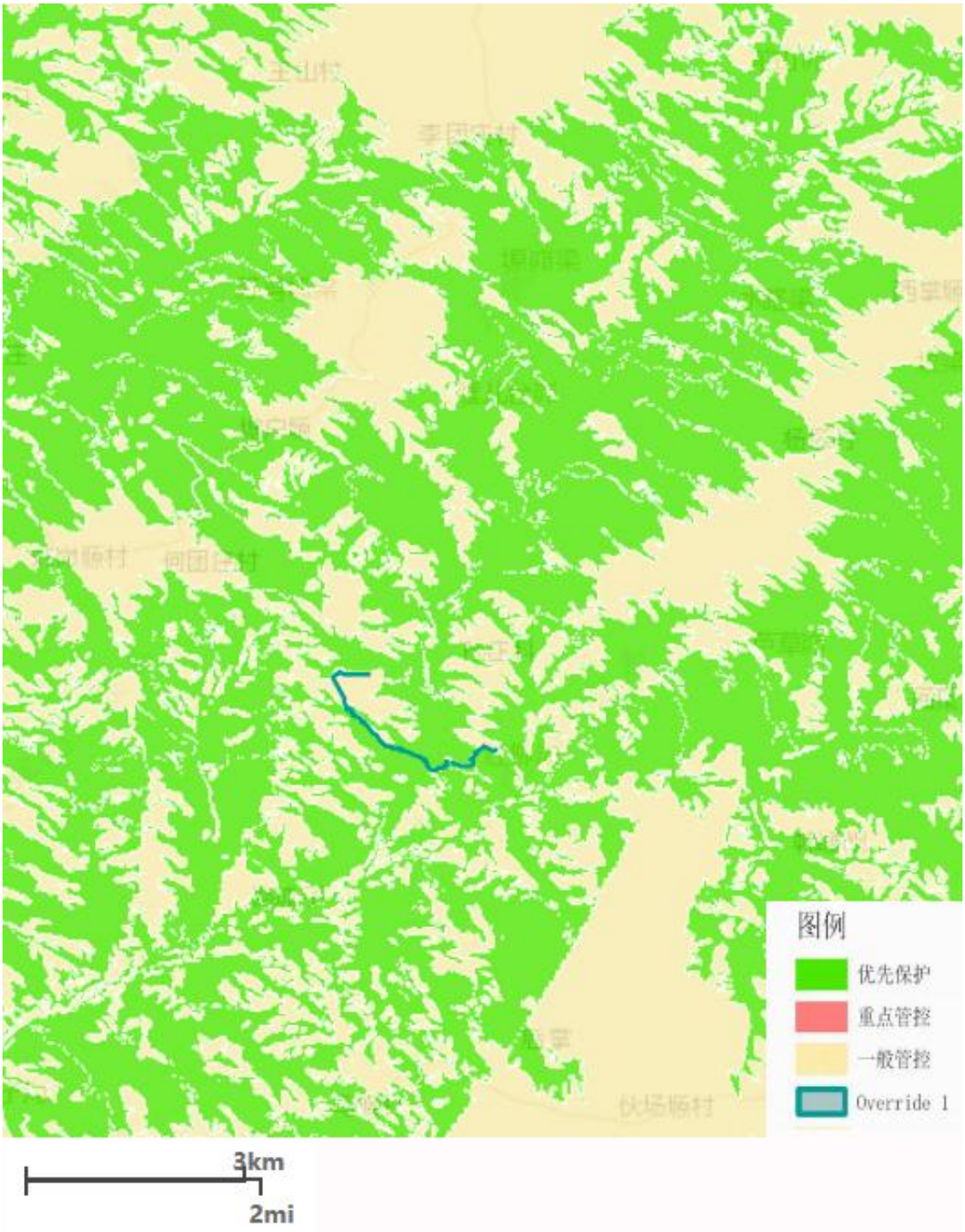



**表 1.4.5.3　定边油区新建管线工程与环境管控单元对照分析示意图**

（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。

本项目建设范围涉及的生态环境管控单元准入要求见表 1.4.5.1。本项目涉及生态环境分区管控准入清单符合性说明见表 1.4.5.2。

**表 1.4.5-1　本项目建设范围涉及的生态环境管控单元准入要求**

| 类别 | 序号 | 市 | 区县 | 环境管控单元名称 | 单元要素属性 | 管控单元分类 | 长度/面积 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 新建管线 | 1 | 延安市 | 吴起县 | 陕西省延安市吴起县二级国家级公益林<br>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-二级国家公益林 | 优先保护单元 | 23917.78m$^2$ |
| | 2 | 榆林市 | 定边县 | 陕西省榆林市定边县二级国家级公益林<br>陕西省榆林市定边县优先保护单元 2 | 一般生态空间、一般生态空间-二级国家公益林 | 优先保护单元 | 17387.89m$^2$ |
| | 3 | 延安市 | 吴起县 | 陕西省延安市吴起县重点管控单元 2 | 水环境城镇生活污染重点管控区 | 重点管控单元 | 25191.52m$^2$ |
| | 4 | 榆林市 | 定边县 | 陕西省榆林市定边县一般管控单元 1 | / | 一般管控单元 | 7601.90 |
| 井场范围 | 5 | 延安市 | 吴起县 | 陕西省延安市吴起县重点管控单元 2 | 水环境城镇生活污染重点管控区 | 重点管控单元 | 16003.83m$^2$，4 座新建井场（塞 550-2 井场、谷 17 井场、新 324 扩 2 井场、新 347-1 井场） |

**表 1.4.5-2　本项目涉及生态环境分区管控准入清单符合性说明**

| 序号 | 环境管控单元名称 | 管控要求 | 本项目情况 | 符合性 |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 陕西省延安市吴起县二级国家级公益林 | 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 | 根据《国家级公益林管理办法》规定：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。本项目新增各类管线临时占用二级国家级公益林 0.291hm$^2$， | 符合 |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| 2 | 陕西省榆林市定边县二级国家级公益林 | 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。 | 施工前需按照建设单位应该根据《建设项目使用林地审核审批管理办法》、《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》等要求办理占地手续，施工结束后对其临时占地进行恢复。同时环评要求项目在二级国家级公益林范围内施工时减少施工作业带范围，减少临时占地，不得破坏森林植被。施工结束后及时对临时占地进行植被恢复。 | 符合 |
| 3 | 陕西省延安市吴起县优先保护单元 2 | | | 符合 |
| 4 | 陕西省榆林市定边县优先保护单元 2 | | | 符合 |
| 5 | 吴起县重点管控单元 2-水环境城镇生活污染重点管控区 | 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活习惯，因地制宜分类推进，靠近城镇的村庄，生活污水纳入城镇污水管网统一处理；人口聚集、沿河形成径流的村庄，采取管网收集，集中处理方式；居住分散、塬面居住且未形成径流的村庄，采用土地消纳、农田利用或分散型治理模式。 | 本项目属于油田开发项目，本项目不在人口密集区城镇区；本项目回注废水主要为钻井废水、采出水、井下作业废水，均为油田施工、生产过程中产生，由措施返排液处理站或采出水处理站处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）V 级回注限值后回注油层用于驱油；注水井采用合理的井身结构，防止回注水对非注水层和地下含水层的污染。企业在设计时合理布设回注井井位，在运行过程中加强管理及风险防范，落实设计及环评中的生态环境保护及风险防控措施、监控要求。油田钻井队一般都设置了旱厕，生活污水用于附近站场及周边植被绿化，不外排。本次产能建设运营期不新增劳动定员，因此不新增生活污水。 | 符合 |
| 6 | 陕西省榆林市定边县一般管控单元 1 | 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。<br>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。<br>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 | 本项目位于一般管控单元内的工程内容，符合全省、陕北地区及榆林市生态环境总体准入清单中的空间布局约束相关要求。本项目不新增永久占地，评价要求在项目实施过程中采取相应减缓生态环境影响和生态恢复补偿措施，落实区域生态环境保护基本要求，并针对大气、地下水、土壤等要素提出了相应的环境保护措 | 符合 |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| | | 体准入清单中“4.3 江河湖库岸线优先保护区”准入要求。<br>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。<br>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。<br>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。 | 施 | |

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

本次评价按照管控要求进行了逐一对照分析，项目与所涉生态环境管控单元准入清单的符合性分析说明见表1.4.5-2。本项目涉及的优先保护单元主要为陕西省延安市吴起县和榆林市定边县优先保护单元二级国家级公益林（均为一般生态空间），评价要求建设单位施工期严格控制施工作业范围，施工结束后立即对临时占地进行植被恢复，并采取相应的水土保持措施；此外，建设单位正在办理林地用地手续，并应在项目建设过程中对占用的二级国家级公益林地及防护林进行补偿和生态恢复，符合相关管控要求。根据表1.4.5-2分析，本项目在空间布局、污染物排放、环境风险、资源开发利用等方面总体符合榆林市生态环境准入清单中的分区管控要求。

综上，本项目建设符合生态分区管控相关要求。

## 1.4.6 与《国土空间总体规划》符合性分析

**（1）与《吴起县国土空间总体规划》（2021~2035）的符合性分析**

根据《吴起县国土空间总体规划》（2021~2035）三条控制线要求：

①永久基本农田

严格保护永久基本农田：严守耕地保护红线，按照“应保尽保、应划尽划”的原则，确定耕地保护目标，纳入耕地保护目标的必须为现状耕地，严格耕地用途管制。永久基本农田应在纳入耕地保护目标的可长期稳定利用耕地上划定，确保永久基本农田数量不减少、质量不降低。吴起县划定落实耕地保护目标3.81万公顷(57.08万亩)，划定永久基本农田保护面积3万公顷(45万亩)。本项目新建井场均不占用基本农田，项目建设的管线临时占地因确实无法避让，占用了少量的基本农田。

本项目管线连接的上下游站场位置已确定，项目管线选线无法避开基本农田，确需占用少量基本农田（吴起油区占用基本农田0.57hm$^2$）。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。

综上所述，项目管线临时占地占用少量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。

②生态保护红线

调整优化生态保护红线：划定生态保护红线，筑牢生态屏障。吴起县划定生态保护红线面积为263.08平方公里，占县域面积6.94%，主要分布在周湾、吴仓堡、庙沟、铁边城等城镇。生态保护红线内的自然保护地面积为1275.93公顷，包括陕西吴起省级退耕还林森林自公园和陕西洛源省级森林自然公园，保护级别为省级，均按一般控制区管理。

本次评价过程中对新建内容（包括新增井场、新增管线、新增道路）占地进行了“三线一单”查询，在陕西省“三线一单”数据应用系统（V1.0）进行比对，

项目新增工程占地不涉及生态红线。

③城镇开发边界

科学划定城镇开发边界：以国土空间适宜性评价为基础、资源承载力为约束，充分尊重自然地理格局，统筹发展和安全，统筹农业、生态、城镇空间布局，守好底线，严控新增建设用地，推动城镇紧凑发展和节约集约用地。吴起县共划定城镇开发边界面积1638公顷，均为集中建设区，主要分布在中心城区、周湾镇。城镇开发边界内新增城镇建设用地规模为321.73公顷。

本项目建设内容主要位于吴起县，对照《吴起县国土空间总体规划》（2021~2035），项目吴起油区工程内容均在吴起县县城规划开发范围以外。项目与吴起县城市总体规划位置关系见图1.4.6.1。

**（2）与《定边县姬塬镇国土空间总体规划》（2021~2035）的符合性分析**

本项目定边油区建设内容较少（改扩建井场3座，新建4.1km管线），建设地点均位于定边县姬塬镇。根据定边县姬塬镇国土空间规划图（见图1.4.6.2）及现场调查，本次建设内容占地均不在城镇规划范围内，不涉及自然保护区、生态保护红线、风景名胜区及饮用水源保护区等需特殊保护的敏感目标。本项目均在现有采矿权范围内，不涉及新申矿权范围。

项目与定边县姬塬镇国土空间规划位置关系见图1.4.6.2。

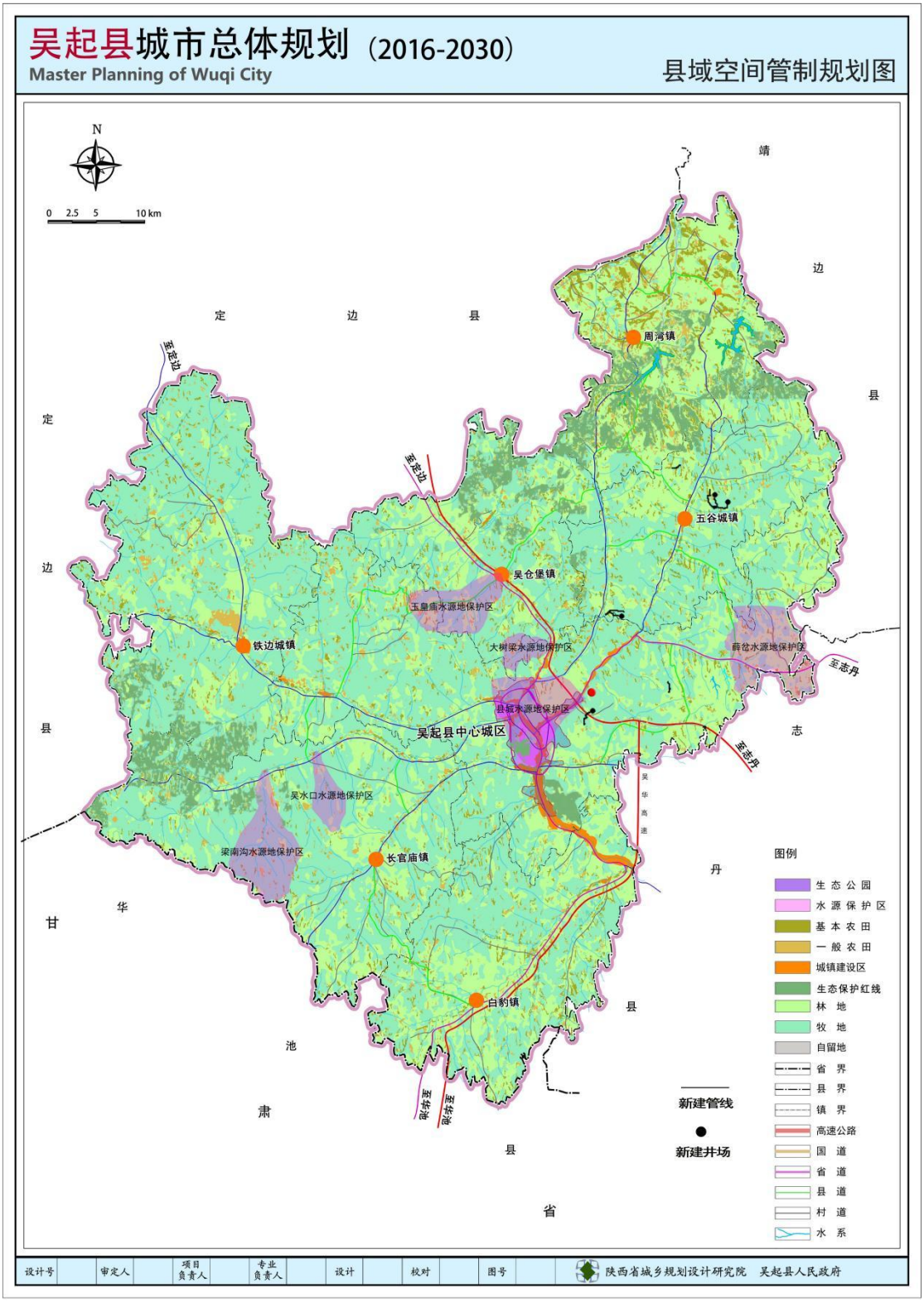



**表 1.4.6.1　项目与吴起县城市总体规划位置关系示意图**

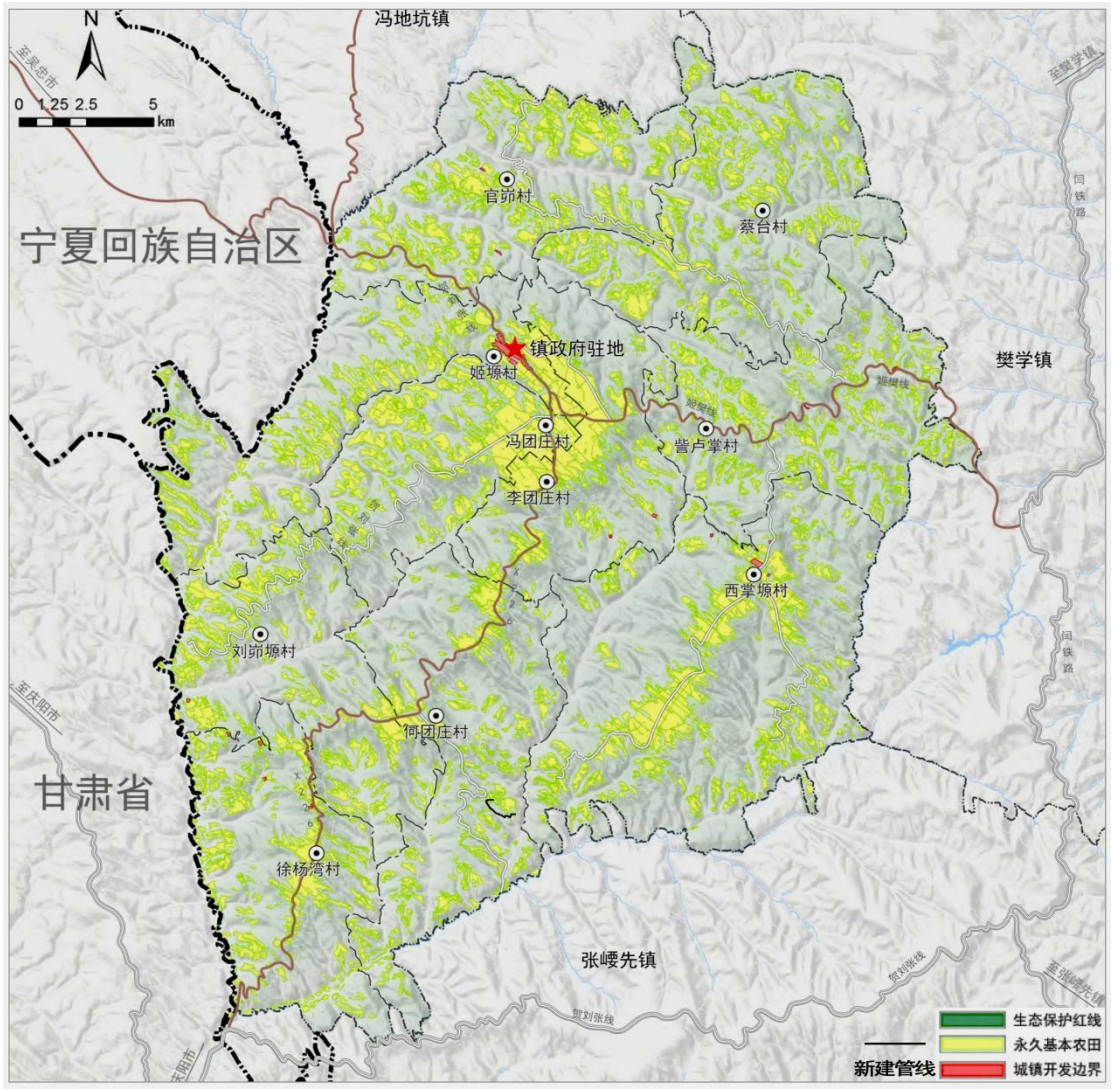



**表 1.4.6.2　项目与定边县姬塬镇城市总体规划位置关系示意图**

## 1.4.7 与《陕西省长城保护总体规划（2021-2035 年）》符合性分析

本项目与《陕西省长城保护总体规划（2021-2035 年）》符合性分析见表 1.4.7-1，项目与陕西省长城区位图的位置关系见图 1.4.7.1。

**表 1.4.7-1　与《陕西省长城保护总体规划（2021-2035 年）》符合性分析**

| 管控要求 | 本项目情况 | 符合性 |
|---|---|---|
| 1）战国秦长城中的肖家峁遗址和古城界城址于 2003 年划定了保护范围和建设控制地带。具体保护区划描述如下：<br>肖家峁遗址<br>A 区（保护范围）：遗址东西 1500 米，南北 2000 米，包括榆树峁、罗城峁、木柱柱梁、酸枣畔、二道梁五部分。东至榆树峁东坡底，西至二道梁西坡底，南至二道梁南坡底，北至罗城峁北坡底。<br>B 区（建设控制地带）：东至硬地梁河崖畔，西至马路梁北坡底，南至坟梁坡底，北至小路。<br>古城界城址 | 项目吴起油区内分布有战国秦长城遗址，但项目（井场、管线、道路）未布设在秦长城遗址保护范围，也未穿越秦长城；其中距秦长城最近单体工程为旗 32-025 井场，距离长城遗址建 | 符合 |

| | | |
|---|---|---|
| A 区（保护范围）：城垣基址四面外延 50 米。<br>B 区（建设控制地带）：A 区四面外延 20 米。<br>2）战国秦长城其他部分的保护区划根据《陕西省人民政府关于公布陕西省境内长城为省级文物保护单位的通知》（陕政发[2017]16 号）文件内容，具体描述如下：保护范围：长城墙体遗址本体外延 50 米。建设控制地带：保护范围外延 100 米。 | 设控制地带 0.8km，距离长城墙体遗址本体约 0.95km；不在战国秦长城保护遗址保护范围和建设控制地带范围。 | |

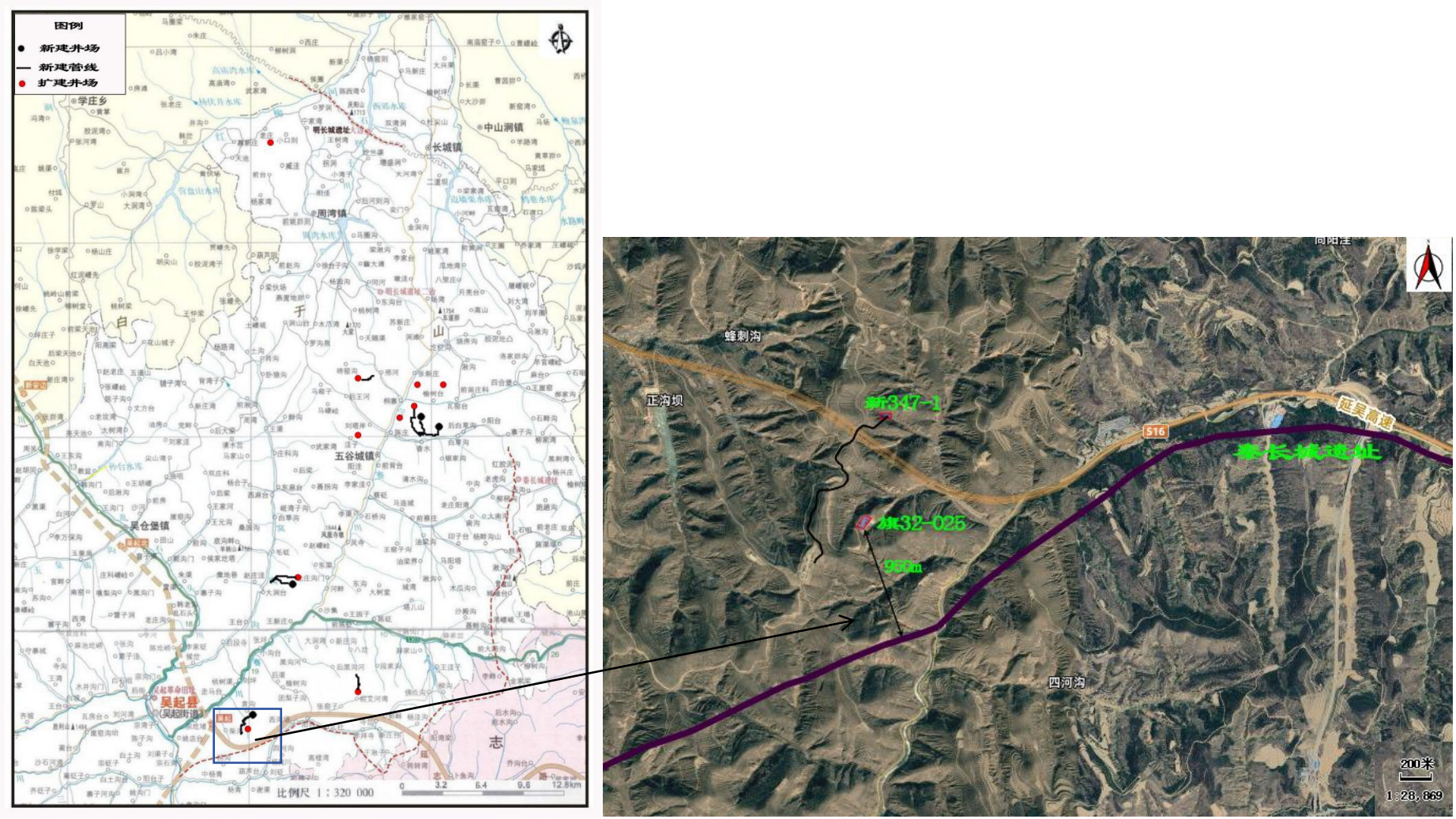



**图 1.4.7.1　　项目与秦长城遗址位置关系示意图**

## 1.4.8 选址选线合理性

1、项目总体布局合理性分析

本项目建设区块均在第九采油厂吴起油区和定边油区现有采矿权范围内，不涉及新申矿权范围。

根据陕西省“三线一单”数据应用系统比对结果，本项目开发区块范围内无自然保护区、重要湿地、水源保护区等敏感目标。项目吴起油区内分布有战国秦长城遗址，但项目（井场、管线、道路）未布设在秦长城遗址保护范围，也未穿越秦长城；其中距秦长城遗址最近单体工程为旗 32-025 井场（扩建井场），距离长城遗址建设控制地带约 0.8km，距离长城墙体遗址本体约 0.95km；项目均不在战国秦长城保护范围建设控制地带范围内。详见图 1.4.7.1。本项目距离吴起退耕还林森林公园最近的新建井场为新 347-1 井场（距离 1.250km），距离最近的扩建井场为旗 32-025 井场（距离 670m），新 347-1 井场至新吴四转出油管线距离吴起退耕还林森林公园最近，距离为 250m。详见图 1.4.8.1。

本次产能建设项目新增井位严格按照勘探期测线设计方案进行布设，各类管线尽量同沟敷设，且尽量沿道路敷设，总体布局合理。评价要求油田开发要严格按照开发方案划定区域进行，认真落实环评提出的环境保护措施，项目与周围居民及其他建构筑的距离要严格满足相关设计技术规范要求。

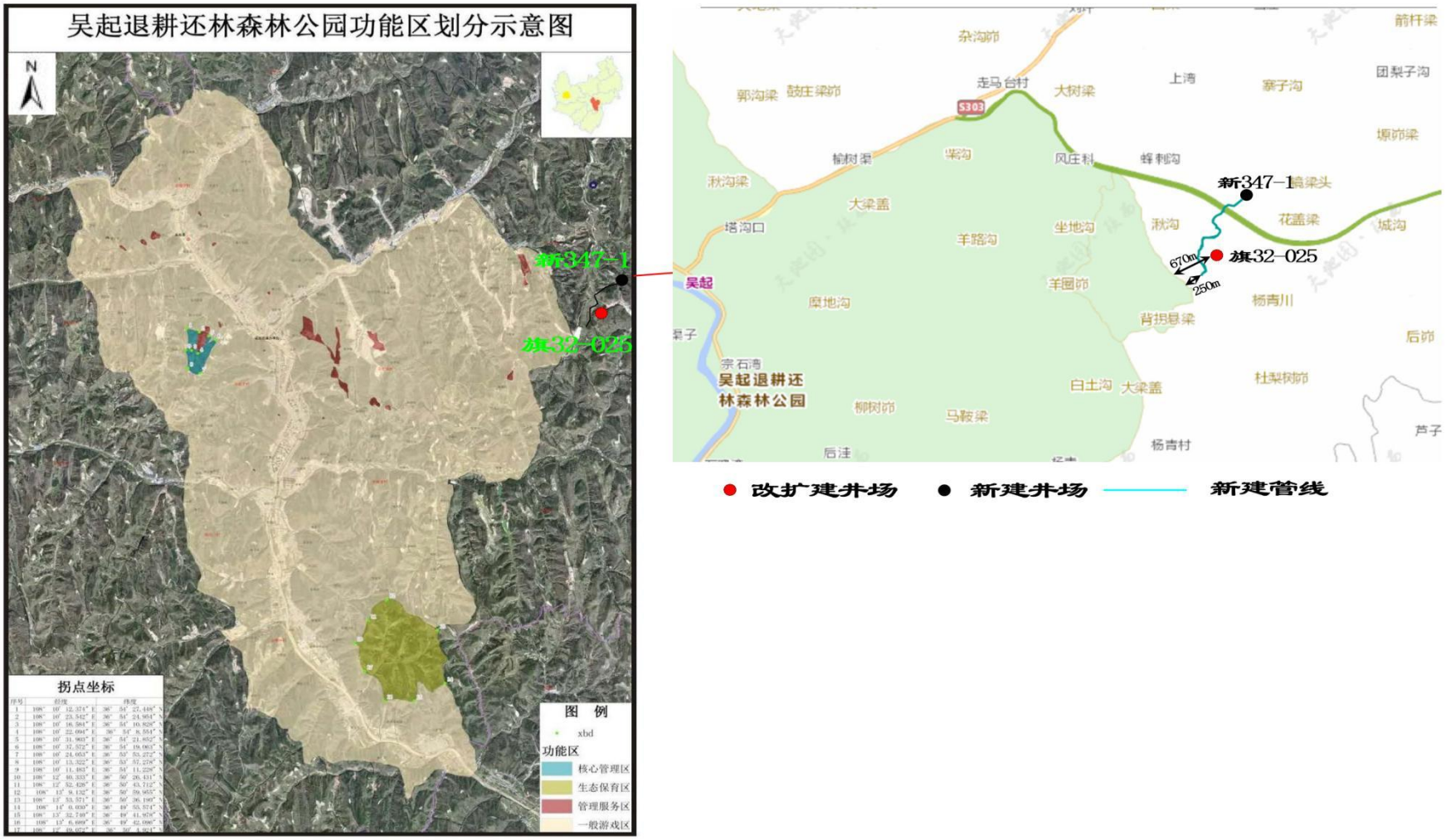



**图 1.4.8.1　　项目新建、改扩建井场和管线与吴起退耕还林森林公园位置关系示意图**

2、站场选址合理性分析

本项目不新建站场；改扩建站场 3 座（周 6 增、周一转、薛三转），均在现有站场内改造，不新征占地，选址合理。

3、井场布置合理性分析

本项目新建井场 4 座，扩建井场 13 座。扩建井场在已有场地内增打井，不新增占地。根据现场调查、三线一单核对和卫星遥感解译，各新建井场场址方案及周围环境条件分析详见表 1.4.8-1。

**表 1.4.8-1　各井场选址可行性分析**

| 序号 | 区块 | 项目 | 位置 | 环境条件分析 |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 罗庞塬区块 | 刘加 56-13 井场 | 定边县姬塬镇何团庄村平坡台 | 扩建井场，不新增占地，最近敏感点为井场东北侧 1500 米的蔡前山村 |
| 2 | | 刘 54-12 井场 | 定边县姬塬镇何团庄村平坡台 | 扩建井场，不新增占地，最近敏感点为井场西南侧 842 米的平坡台 |
| 3 | | 塬 204 井场 | 定边县姬塬镇何团庄村路圪子 | 扩建井场，不新增占地，最近敏感点为井场东侧 1305 米的魏背庄 |
| 4 | 五谷城 | 新 293-40 井场 | 吴起县周湾镇小口则村 | 扩建井场，不新增占地，最近敏感点为井场北侧 1045 米的大湾 |
| 5 | | 新 229 扩井场 | 吴起县五谷城镇邢河村 | 扩建井场，不新增占地，最近敏感点为井场南侧 800 米的西沟 |
| 6 | | 塞 581 井场 | 吴起县五谷城镇桐寨村 | 扩建井场，不新增占地，最近敏感点为井场北侧 540 米的前洼 |
| 7 | | 塞 544 井场 | 吴起县五谷城镇桐寨村 | 扩建井场，不新增占地，最近敏感点为井场西北侧 505 米的榆树湾 |
| 8 | | 塞 545 井场 | 吴起县五谷城镇桐寨村 | 扩建井场，不新增占地，最近敏感点为井场东北侧 190 米的石崖砭 |
| 9 | | 新 275 井场 | 吴起县五谷城镇桐寨村 | 扩建井场，不新增占地，最近敏感点为井场东北侧 390 米的桐寨 |
| 10 | | 塞 550-2 井场 | 吴起县五谷城镇桐寨村 | 新建井场，新增占地类型为灌木林地，最近敏感点为井场北侧 1200 米处的石崖砭村 |
| 11 | | 谷 17 井场 | 吴起县五谷城镇桐寨村 | 新建井场，新增占地类型为灌木林地和草地，最近敏感点为井场南侧 1000 米处的前阳台村 |
| 12 | | 新 144 井场 | 吴起县五谷城镇榆树梁村 | 扩建井场，不新增占地，最近敏感点为井场西北侧 750 米的榆树梁 |
| 13 | | 旗 67-117 井场 | 吴起县五谷城镇毛沟崾峪 | 扩建井场，不新增占地，最近敏感点为井场西南侧 1375 米的野鸡沟崾岘 |
| 14 | | 新 324 扩 2 井场 | 吴起县五谷城镇毛沟崾峪 | 新建井场，新增占地类型为灌木林地和草地，最近敏感点为井场东南侧 1200 米处的齐家畔村 |
| 15 | 杨青 | 新 347-1 井场 | 吴起县吴起街道窨子台村 | 新建井场，新增占地类型为灌木林地和草地，最近敏感点为井场西侧 1300 米处的蜂刺沟村 |
| 16 | | 旗 32-025 井场 | 吴起县吴起街道窨子台村 | 扩建井场，不新增占地，最近敏感点为井场东南侧 2045 米的西沟河 |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| 17 | 薛岔 | 新570井场 | 吴起县吴起街道大树崾崄 | 扩建井场，不新增占地，最近敏感点为井场东侧850米的大树崾岘 |

根据现场调查等资料，本次工程新建井场布置均远离居民点等环境敏感目标，与最近居民点距离均大于100m，大多数井场布置在梁峁和黄土台塬区，占地类型主要以草地和林地为主，不占用生态红线和基本农田。符合《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）中3.2.2节规定，井口位置应满足“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、医院和大型油库等密集型、高危性场所不小于500m”的规定。综上所述，评价认为本项目井场布置基本合理。

4、管线和道路选线合理性分析

本项目管线主要是出油管线、注水管线等。根据本项目管线工程多规合一、三线一单比对及遥感解译结果，本项目管线沿途所经区域生态系统以草地生态系统为主，占地类型主要为草地、灌丛和工矿交通用地等，均为临时占地，不涉及自然保护区、风景名胜区、饮用水源保护区、重要湿地等特殊敏感区。

（1）选线涉及永久基本农田

由于吴起县永久基本农田分布较广，本项目井场永久占地虽然对永久基本农田进行了避让，但部分井场周边仍有永久基本农田分布，本项目管线作业带为4m，管线布设时，将不可避免穿越永久基本农田，均为施工期临时用地、选线难以避让永久基本农田，本项目管线临时占用基本农田面积为0.8227hm$^2$。

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

根据《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号）文件要求，建设项目施工、地质勘查使用临时用地时应坚持“用多少、批多少、占多少、恢复多少”，尽量不占或者少占耕地。使用后土地复垦难度较大的临时用地，要严格控制占用耕地。铁路、公路等单独选址建设项目，应科学组织施工，节约集约使用临时用地。制梁场、拌合站等难以恢复原种植条件的不得以临时用

地方式占用耕地和永久基本农田，可以建设用地方式或者临时占用未利用地方式使用土地。临时用地确需占用永久基本农田的，必须能够恢复原种植条件，并符合《自然资源部 农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1号）中申请条件、土壤剥离、复垦验收等有关规定。

本项目属于陆上石油开采项目，不涉及难以恢复原种植条件的工程内容，管线选址时尽量避开永久基本农田，但由于部分井场与站场分布位置关系原因，导致部分管线无法避让永久基本农田，但本项目管线施工时不建设永久性建（构）筑物，评价要求项目开工前，建设单位应按程序申请临时用地并编制土地复垦方案，由市级或者市级以上自然资源主管部门负责审批，临时用地期限一般不超过两年。临时用地到期后拆除临时建（构）筑物，使用耕地的复垦为耕地，确保耕地面积不减少、质量不降低；使用耕地以外的其他农用地的恢复为农用地。

（2）选线涉及二级国家级公益林

本项目管线选线部分区域涉及二级国家级公益林（见图7.1.11.2），占用面积约0.291hm$^2$，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国家级公益林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。

（3）其他

项目管线途经村庄时，避让了居民点，输油管线两侧5m范围内无城镇居民点或独立的人群密集的房屋。与居民点距离满足《输油管道工程设计规范》（GB50253-2014）中“4.1.6原油、成品油管道与城镇居民点或重要的公共建筑的距离不应小于5m”的规定。从建设内容及周边环境特征考虑，项目管线选线基本合理。

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

输油管线与《输油管道工程设计规范》（GB50253-2014）中选线原则进行对比见表1.4.8-2。

**表1.4.8-2　管线选线与《输油管道工程设计规范》相符性分析**

| 序号 | 规范要求 | 项目情况 | 相符性 |
|---|---|---|---|
| 1 | 管道不应通过饮用水源地一级保护 | 项目管线沿线不涉及饮用水源地一级 | 符合 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | 区、飞机场、火车站、海（河）港码头、军事禁区、国家重点文物保护区、自然保护区的核心区。 | 保护区、飞机场、火车站、海（河）港码头、军事禁区、国家重点文物保护区、自然保护区。 | |
| 2 | 原油、成品油管道与城镇居民点或重要公共建筑的距离不应小于5m。 | 项目输油管线两侧5m范围内无城镇居民点或独立的人群密集的房屋。 | 符合 |
| 3 | 原油、成品油管道临近飞机场、海（河）港码头、大中型水库和水工建（构）筑物敷设时，间距不宜小于20m。 | 项目管线不涉及机场、码头、水库和水工建筑物。 | 符合 |
| 4 | 输油管道与铁路并行敷设时，管道应敷设在铁路用地范围边线3m以外，且原油、成品油管道距铁路线不应小于25m、液化石油气管道距铁路线不应小于50m。如受制于地形或其他条件限制不满足本条要求时，应征得铁路管理部门的同意。 | 本项目周边无铁路线。 | 符合 |
| 5 | 输油管道与公路并行敷设时，管道应敷设在公路用地范围边线以外，距用地边线不应小于3m。如受制于地形或其他条件限制不满足本条要求时，应征得公路管理部门的同意。 | 本项目管线敷设走向无等级公路穿跨越或并行，管线与油区土路或水泥路并行时远离道路边线3m。 | 符合 |
| 6 | 原油、成品油管道与军工厂、军事设施、炸药库、国家重点文物保护设施的最小距离应同有关部门协商确定。液化石油气管道与军工厂、军事设施、炸药库、国家重点文物保护设施的距离不应小于100m。 | 项目管线沿线不涉及军工厂、军事设施、炸药库和国家重点文物保护设施。 | 符合 |

5、道路选址合理性分析

拟建道路设计满足《公路工程技术标准》、《厂矿道路设计规范》等标准或规范要求，选线主要依托井区内现有乡村道路或简易道路，以减少占地。本项目道路主要为井场道路，长度约1.0km。道路征地不涉及基本农田。选址避让居民点，以减少施工和运行期对噪声影响。从环境保护角度，项目道路工程选址合理。

6、小结

总体看来，项目采用优化的井场和管网设计方案，减少了井、站场和管线工程的工程量和占地面积，道路工程尽量利用已有道路进行改造，以减少对评价区植被的破坏和水土流失。从环境保护角度看，产建工程总体布局基本合理，井场、站场、道路等永久占地不涉及生态保护红线及永久基本农田，管线属于临时占地，部分管线涉及永久基本农田按要求办理相关临时用地手续，在工程完工后将及时进行复垦，采取相应措施后本项目管线选线基本符合《基本农田保护条例》相关要求，井场、管线、道路在选址选线时尽可能避让了居民点，选址、选线总体可行。

## 1.5 关注的主要环境问题

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

（2）运行期重点关注井场、站场无组织烃类排放、运输道路扬尘、油田采出水、洗井修井废水、井站场噪声以及落地油、含油污泥的环境影响及处置措施可行性；

（3）由于油田开发相关管理政策和污染物排放标准更新较多，重点关注现有工程环保措施的有效性。

（4）由于本项目全部依托现有站场进行原油处理，重点分析依托工程和环保工程依托的可行性和可靠性。

（5）整体上根据项目环境污染特征和当地环境状况，评价重点关注项目对生态环境、地下水环境、环境风险及水源地的影响，兼顾其它环境影响，根据预测可能造成环境影响的范围和程度，有针对、有侧重地提出预防、减缓和补偿等环保措施及环境风险应急预案。

## 1.6 报告书主要结论

本工程为石油天然气产业中的“页岩气、页岩油、致密油（气）、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发”，为《产业结构调整指导目录（2024年本）》中鼓励类项目，符合国家产业政策。项目的实施符合国家、陕西省、延安市、榆林市的相关规划要求，有利于当地产业结构调整和社会经济发展。

本项目按照“三同时”制度认真落实工程设计、本报告提出改进措施并强化环境管理后，各项污染防治、生态保护及环境风险防范与应急措施基本可行，采出水、作业废水处理后全部回注油层驱油利用，废气污染源及井站场厂界噪声均能达标排放，固体废物得到合理贮存、处置或利用，工程对环境的污染较小，满足环境质量目标的要求；生态环境影响可得到有效控制、恢复、补偿，并减至最小程度，可以实现生态系统结构功能不降低的生态环境保护目标；环境风险可降低到当地环境能够容许的程度；实现经济效益、社会效益和环境效益的协调统一。从环境保护角度分析，建设项目环境影响可行。

# 2 总则

## 2.1 编制依据

### 2.1.1 评价委托文件

《委托书》，长庆油田分公司第九采油厂，2025年12月29日（附件1）。

### 2.1.2 法律依据

（1）《中华人民共和国环境保护法》2015.1.1；

（2）《中华人民共和国水污染防治法》，2018.1.1；

（3）《中华人民共和国大气污染防治法》，2018.10.26；

（4）《中华人民共和国噪声污染防治法》，2022.6.5；

（5）《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》，2020.9.1；

（6）《中华人民共和国土壤污染防治法》，2019.1.1；

（7）《中华人民共和国环境影响评价法》，2018.12.29；

（8）《中华人民共和国节约能源法》，2018.10.26；

（9）《中华人民共和国水土保持法》，2011.3.1；

（10）《中华人民共和国矿产资源法》，2025.7.1；

（11）《中华人民共和国石油天然气管道保护法》，2010.10.1；

（12）《中华人民共和国土地管理法》，2020.1.1；

（13）《中华人民共和国清洁生产促进法》，2012.7.1；

（14）《中华人民共和国野生动物保护法》，2023.5.1；

（15）《中华人民共和国城乡规划法》，2019.4.23；

（16）《中华人民共和国黄河保护法》，2023.4.1；

（17）《中华人民共和国防沙治沙法》，2018.10.26；

（18）《中华人民共和国文物保护法》，2025.3.1。

### 2.1.3 法规依据

（1）《建设项目环境保护管理条例》，2017.7.16；

（2）《中华人民共和国野生植物保护条例》，2017.10.7；

（3）《土地复垦条例》，2011.3.5；

（4）《基本农田保护条例》，2011.1.8

（5）《中华人民共和国河道管理条例》，2018.3.19；

（6）《地下水管理条例》，2021.12.1；

（7）《排污许可管理条例》，2021.3.1；

（8）《长城保护条例》，2006.10.1；

（9）《长城保护总体规划》，2019.1.23；

（10）《永久基本农田保护红线管理办法》，2025.10.1。

### 2.1.4 部门规章依据

（1）《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；

（2）《国务院关于加强环境保护重点工作的意见》，国发〔2011〕35号；

（3）《国务院关于印发全国生态环境保护纲要的通知》，国发〔2000〕38号；

（4）《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；

（5）《国务院关于印发水污染防治行动计划的通知》，国发〔2015〕17号；

（6）《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；

（7）《国务院关于印发“十四五”节能减排综合工作方案的通知》，国发〔2021〕33号；

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

（9）《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；

（10）《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；

（11）《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021年版）；

（12）《环境影响评价公众参与办法》，生态环境部令第4号；

（13）《关于印发能源行业加强大气污染防治工作方案的通知》，发改能源〔2014〕506号；

（14）《突发环境事件应急预案管理暂行办法》，环境保护部令第34号；

（15）《国家危险废物名录》（2025年版）；

（16）《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号），2020.2；

（17）《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；

（18）《石油天然气开采业污染防治技术政策》，环保部公告2012年第18号；

（19）《市场准入负面清单（2025年版）》（发改体改规〔2025〕466号）；

（20）《生态环境部等11部门关于印发〈甲烷排放控制行动方案〉的通知》，环气候〔2023〕67号。

（21）《土壤污染源头防控行动计划》，环土壤[2024]80号，2024.11.6。

### 2.1.5 地方性法规

（1）《陕西省煤炭石油天然气开发生态环境保护条例》，2019.12.1；

（2）《陕西省大气污染防治条例》，2023.11.30；

（3）《陕西省地下水条例》，2024.3.26；

（4）《陕西省固体废物污染环境防治条例》，2021.9.29；

（5）《陕西省矿产资源管理条例》，2020.6.11；

（6）《陕西省水土保持条例》，2024.5.30；

（7）《陕西省饮用水水源保护条例》，2021.5.1；

（8）《陕西省文物保护条例》，2019.7.31；

（9）陕西省实施《中华人民共和国防沙治沙法》办法（2019年修正），2019年7月31日；

（10）《陕西省重点生态功能区产业准入负面清单》，陕发改规划〔2018〕213号，2018.2.9；

（11）《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，2018.10.16；

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

（13）《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，2018.9.30；

（14）《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；

（15）《陕西省人民政府关于加快实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》，2020.12.29；

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

（17）陕西省生态环境厅办公室关于印发《陕西省“三线一单”生态环境分区管控应用技术指南：环境影响评价（试行）的通知》，陕环办发〔2022〕76号，2022.7.15；

（18）《陕西省人民政府关于公布陕西境内长城为省级文物保护单位的通知》，陕政发〔2017〕16号，2017.7.3；

（19）《关于印发<陕北油气田开采清洁文明井场验收标准>的通知》，陕环办发[2016]31 号，2016.4.25；

（20）延安市人民政府《延安市土壤污染防治工作方案的通知》（延政函[2017]221号），2017.11.21；

（21）延安市人民政府关于印发《延安市国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》的通知，2021年2月24日延安市第五届人民代表大会第六次会议批准，2021.3.25；

（22）《延安市人民政府办公室关于印发延安市生态环境保护“十四五”规划的通知》延政办发[2021]43号，2021.12.22；

（23）延安市人民政府关于印发《延安市“三线一单”生态环境分区管控方案》的通知，延政发[2021]14号，2021.11.26；

（24）延安市人民政府办公室关于印发《蓝天、碧水、净土保卫战2024年工作方案》的通知，延政办函〔2023〕38号，2023.5.24；

（25）延安市人民政府办公室关于印发《延安市2023年落实企业生态环保主体责任工作方案》的通知，延政办函〔2023〕33号，2023.4.24；

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

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

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

（29）《延安市人民政府关于印发延安市石油开发环境污染治理工作方案的通知》，2006.3.31；

（30）《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）；

（31）《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》（延市环函[2025]64号），2025年7月28日；

（32）《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》（延市环发[2025]98号），2025年7月28日；

（33）《关于印发<榆林市油气田开采清洁文明井场建设标准>（暂行）的通知》，榆政环发[2017]69 号，2017.5.18；

（34）榆林市人民政府《关于印发榆林市“三线一单”生态环境分区管控方案的通知》（榆政发〔2021〕17号）。

（35）《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，榆林市生态环境局，2020.6.5；

（36）《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）。

（37）《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），2023年5月12日；

（38）《榆林市人民政府办公室关于印发榆林市工业固体废物综合利用三年行动方案（2023-2025年）的通知》（榆政办发〔2023〕61号），2023年12月28日。

### 2.1.6 相关规划

（1）《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》；

（2）《黄河流域生态保护和高质量发展规划纲要》；

（3）《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》；

（4）《延安市国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》；

（5）《延安市矿产资源总体规划（2021-2025 年）》；

（6）《吴起县生态县建设规划》；

（7）《吴起县国民经济和社会发展第十四个五年规划纲要》；

（8）《榆林市国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》；

（9）《榆林市经济社会发展总体规划（2016~2030）》；

（10）《陕西省主体功能区划》；

（11）《陕西省生态功能区划》；

（12）《陕西省水土保持规划（2016~2030）》；

（13）《陕西省矿产资源总体规划》（2021~2025）；

（14）《榆林市矿产资源总体规划》（2021~2025）；

（15）《全国防沙治沙规划（2021-2030 年）》；

（16）《陕西省防沙治沙规划（2021-2030 年）》；

### 2.1.7 评价技术规范

（1）《建设项目环境影响评价技术导则-总纲》（HJ2.1-2016）；

（2）《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）；

（3）《环境影响评价技术导则-地表水环境》（HJ2.3-2018）；

（4）《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）；

（5）《环境影响评价技术导则-声环境》（HJ2.4-2021）；

（6）《环境影响评价技术导则-生态影响》（HJ19-2022）；

（7）《环境影响评价技术导则-土壤环境（试行》（HJ964-2018）；

（8）《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）；

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

（10）《生态环境状况评价技术规范》（HJ/T192-2015）；

（11）《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）；

（12）《建设项目危险废物环境影响评价指南》，环境保护部公告 2017 年第 43 号；

（13）《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ 2025-2012）；

（14）《企业突发环境事件风险分级方法》（HJ941-2018）

（15）《输油管线工程设计规范》（GB50253-2014）；

（16）《表土剥离及其再利用技术要求》（GBT45107-2024）；

（17）《石油和天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）；

（18）《陆上石油天然气钻井环境保护技术规范》（SY/T7298-2024）；

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

（20）《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）；

（21）《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》，（DZ/T0317-2018）；

（22）《陆上石油天然气生产环境保护推荐作法》（SY/T6628-2005）；

（23）《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）；

（24）《油田采出水处理设计规范》（GB50428-2015）；

（25）《生产建设项目水土保持技术标准》（GB50433-2018）；

（26）《生产建设项目水土流失防治标准》（GB50434-2008）；

（27）《水土保持工程设计规范》（GB51018-2014）；

（28）《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南《试行）》(HJ1209-2021)；

（29）《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）；

（30）《陆上油气田采出水地下注入环境保护技术规范》（SY/T7784-2024）；

（31）《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）；

### 2.1.8 与项目有关的其他文件

（1）《第九采油厂 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 10 月；

（2）现有工程涉及的产建环评、批复及竣工环保验收意见；

（3）突发环境事件应急预案备案文件；

（4）现有工程涉及的常规监测报告；

（5）建设单位提供与建设项目有关的其它技术资料。

## 2.2 评价目的

分析、掌握评价区环境质量现状及主要环境问题，确定环境影响要素和污染

因子。分析项目施工和运行过程中的环境影响，完善施工期、运行期的污染防治和生态保护措施，对拟采取的环保措施进行分析论证。从环保角度对项目可行性作出结论，为环境污染防治提供依据，降低对环境的不利影响，以利于评价区经济、社会、环境可持续发展。

## 2.3 环境影响识别与评价因子筛选

### 2.3.1 环境影响要素识别

根据油田开发项目的工程特点及工程所在区域的环境特征，本项目评价工程在施工期、运行期、退役期对周围环境产生的影响。

评价区气候干旱，风沙较大，施工扬尘、运输扬尘等对评价区环境空气质量形成短期较大不利影响，钻前工程的场地清理及平整、油气集输工程的管沟开挖等施工活动形成地表扰动、植被破坏，工程永久和临时占地影响土地利用结构和功能，导致局部生境的改变，对评价区生态环境造成一定程度的不利影响；同时，施工活动对评价区声环境也构成较大不利影响。这种影响是短暂的，待施工结束后将随之消失。

运营期的环境影响主要为井场和场站产生的污染物排放对环境造成的不利影响，这种影响是长期的。运营期事故状态的环境影响包括集油管线、井场和场站发生原油泄漏、火灾、爆炸等事故对周围环境和人员的影响。

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

根据本工程实际情况，结合所在区域的自然环境特征，采用矩阵法对本工程建设期间、运营期和退役期产生的影响进行识别，具体见表 2.3.1-1。

**表 2.3.1-1　项目环境影响要素与影响程度识别**

| 受影响的环境要素及程度 / 工程阶段及具体行为 | | | 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 | 固体废物 | 土壤环境 | 生态系统 | 生物多样性 | 野生植物 | 植物生境 | 野生动物 | 动物生境 | 自然景观 | |
| 施工期 | 钻前工程 | 场地清理 | -2S | / | / | -1S | -1S | -1S | -1S | -1S | -3S | -1S | -1S | -1S | -1S | / |
| | | 钻井设备安装 | / | / | / | -1S | -1S | / | / | / | / | / | -1S | -1S | / | / |
| | 钻井工程 | 钻井施工 | -1S | -1S | -1S | -2S | -1S | -1S | / | / | / | / | -1S | -1S | / | -1S |
| | 储层改造工程 | 压裂 | / | -1S | -1S | -2S | -1S | -1S | / | / | / | / | -1S | -1S | / | / |
| | | 试油作业 | -1S | / | / | -1S | -1S | -1S | / | / | / | / | / | / | / | -1S |
| | 油气集输工程 | 作业带清理 | -2S | / | / | -1S | -1S | -1S | -1S | -1S | -3S | -1S | -1S | -1S | -1S | / |
| | | 管线、道路施工 | -1S | / | / | -1S | -1S | / | / | / | / | / | -1S | -1S | / | / |
| | | 基础施工 | -2S | / | / | -1S | -1S | -1S | -1S | -1S | -3S | -1S | -1S | -1S | -1S | / |
| | | 材料堆放 | -1S | / | / | / | / | -1S | / | / | -2S | -1S | -1S | -1S | / | / |
| | | 设备拆除 | -1S | / | / | -1S | -1S | -1S | / | / | / | / | / | / | / | / |
| | 施工营地 | | -1S | -1S | -1S | / | -1S | -1S | / | / | -1S | -1S | / | / | / | / |
| 运行期 | 油气集输工程 | 采油作业 | -1L | / | -1L | -1L | -1L | -1L | / | / | / | / | / | / | / | -1L |
| | | 措施作业 | -1L | -1L | -1L | -1L | -1L | -1L | / | / | / | / | / | / | / | / |
| | | 原油集输 | -1L | / | / | -1L | -1L | / | / | / | / | / | -1L | -1L | / | -1L |
| | 油气处理工程 | 原油处理 | -1L | / | -1L | -1L | -1L | -1L | / | / | / | / | / | / | / | -1L |
| | | 采出水处理 | / | / | -1L | -2L | -1L | / | / | / | / | / | / | / | / | / |
| | | 采出水回注 | / | / | -1L | -2L | / | / | / | / | / | / | / | / | / | / |
| | 其他 | 危废暂存 | -1L | / | -1L | / | / | -1L | / | / | / | / | / | / | / | -1L |
| | | 危废运输 | / | -1S | / | -1S | / | / | / | / | / | -1S | -1S | -1S | / | / |
| 退役期 | | 设备拆除 | -1S | / | / | -1S | -1S | -1S | / | / | / | / | -1S | -1S | / | / |
| | | 生态恢复 | / | / | / | / | / | / | +1L | +1L | +1L | +1L | +1L | +1L | +1L | / |

注：3—重大影响；2—中等影响；1—轻微影响；“-”—不利影响；“+”—有利影响；L—长期影响；S—短期影响；

## 2.3.2 环境影响因子识别

项目各阶段的环境影响因子不同，根据工程分析和开发工艺，施工期、运行期和退役期环境影响因子见表 2.3.2-1。

**表 2.3.2-1　环境影响因子识别**

| 开发施工阶段 | | | 主要环境影响因子 | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | 大气 | 地表水 | 地下水 | 土壤 | 生态 | 噪声 |
| 施工期 | 钻前工程 | 道路建设、设备运输、场地平整、土方开挖、设备安装与拆卸 | 颗粒物 | / | 耗氧量、氨氮、石油类等 | / | 地表扰动面积及类型、生态系统、自然景观完整性 | 昼间等效声级（Ld）、夜间等效声级（Ln） |
| | 钻井工程 | 钻井作业 | / | / | pH 值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等 | pH 值、石油类、石油烃（C6~C9）、石油烃（C10~C40）、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量 | / | 昼间等效声级（Ld）、夜间等效声级（Ln） |
| | 储层改造工程 | 射孔、压裂 | $SO_2$、$NO_X$、非甲烷总烃 | / | pH 值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等 | pH 值、石油类、石油烃（C6~C9）、石油烃（C10~C40）、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量 | / | 昼间等效声级（Ld）、夜间等效声级（Ln） |
| | 油气集输工程 | 场站改扩建、新建井场、管线敷设 | 颗粒物 | / | 耗氧量、氨氮、石油类等 | / | 地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、物种多样性、生态系统、自然景观完整性 | 昼间等效声级（Ld） |
| 运行 | 油气集输工程 | 站场、井场、集输管线 | 颗粒物、$SO_2$、$NO_X$、非甲烷 | / | 耗氧量、氨氮、石油类等 | pH 值、石油类、石油烃 | 土壤肥力或林地立地条件、生物多样性、生态 | 昼间等效声级（Ld）、夜 |

| | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 期 | | | 总烃 | | | （C6~C9）、石油烃（C10~C40）、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量 | 系统完整性等 | 间等效声级（Ln） |
| 退役期 | 油气集输工程 | 井场、站场、管线 | 颗粒物 | / | / | / | 地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生态系统、自然景观完整性 | / |

注：本项目不涉及废水外排且管线穿跨越无涉水施工。

### 2.3.3 评价因子筛选

根据石油天然气开发项目特点、环境影响的主要特征和方式，结合区域自然生态环境情况、区域环境功能要求、环境保护目标、评价标准和环境制约因素等，筛选确定评价因子。筛选结果见表 2.3.3-1。

**表 2.3.3-1　环境影响评价因子筛选结果表**

| 类别 | | 评价因子 |
|---|---|---|
| 环境空气 | 现状评价因子 | $SO_2$、$NO_2$、$PM_{10}$、$PM_{2.5}$、CO、$O_3$、非甲烷总烃、$H_2S$ |
| | 预测评价因子 | 非甲烷总烃 |
| 地表水 | 预测评价因子 | 废水不外排，分析依托工程可行性 |
| 地下水 | 现状评价因子 | $K^+$、$Na^+$、$Ca^{2+}$、$Mg^{2+}$、$CO_3^{2-}$、$HCO_3^-$、氯化物、硫酸盐、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）、石油类、硫化物、钡 |
| | 预测评价因子 | 石油类、挥发酚 |
| 声环境 | 现状评价因子 | 昼间等效 A 声级（Ld）、夜间等效 A 声级（Ln） |
| | 预测评价因子 | 昼间等效 A 声级（$L_d$）、夜间等效 A 声级（$L_n$） |
| 土壤环境 | 现状评价因子 | pH、砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍、锌、铬、苯、甲苯、乙苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、氯甲烷、氯乙烯、1,1-二氯乙烯、二氯甲烷、反-1,2-二氯乙烯、1,1-二氯乙烷、顺-1,2-二氯乙烯、氯仿、1,1,1-三氯乙烷、四氯化碳、1,2-二氯乙烷、三氯乙烯、1,2-二氯丙烷、1,1,2-三氯乙烷、四氯乙烯、氯苯、1,1,1,2-四氯乙烷、苯乙烯、1,1,2,2-四氯乙烷、1,2,3-三氯丙烷、1,4-二氯苯、1,2-二氯苯、2-氯酚、硝基苯、苯胺、萘、苯并[a]蒽、䓛、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、苯并[a]芘、茚并[1,2,3-cd]芘、二苯并[a，h]蒽、石油烃（C10～C40）、石油类、石油烃（C6～C9）、含盐量、阳离子交换量、氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度 |
| | 影响评价因子 | 石油烃（C10~C40）、PH、含盐量 |
| 生态环境 | 现状评价因子 | 地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生产力、生物量损失、土壤肥力、林地立地条件、物种多样性、生态系统完整性等 |
| | 影响评价因子 | 地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生产力、生物量损失、土壤肥力、林地立地条件、物种多样性、生态系统完整性等 |
| 环境风险 | 风险评价因子 | 大气：非甲烷总烃、CO、$SO_2$；<br>地下水：石油类 |

## 2.4 环境功能区划及评价标准

### 2.4.1 环境功能区划

1、环境空气

本项目评价范围内主要为农村地区及乡镇居民集中居住区，根据《环境空气质量标准》（GB3095－2012）中的规定，本项目所在区域环境空气质量功能区划属二类区。

2、地表水

根据现场调查，第九采油厂吴起油区涉及河流为北洛河支流宁赛川、杨青川，均属黄河流域水系；定边油区涉及马莲河支流安川河以及安川河支流平卜台。

根据《陕西省水功能区划》，本项目区块范围内所涉及河流为宁赛川、安川河，水质为《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类。

3、地下水

评价区域地下水主要用于乡镇集中式生活饮用水水源及工业、农业用水。因此，根据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的规定，水环境功能为 III 类。

4、声环境

项目作业区域主要是分散居住的农村环境，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）及《声环境功能区划分技术规范》（GB/T15190-2014），项目所在区域声环境质量属于 2 类声环境功能区。

5、生态环境

依据《陕西省生态功能区划》，本项目吴起油区各区块属于白于山南侧水土流失控制区和白于山河源水土保持区。定边油区罗庞塬区块在生态功能分区上属于白于山河源水土保持区。

### 2.4.2 评价标准

1、环境质量标准

（1）环境空气质量标准

基本因子执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准及修改单；特征因子非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准》详解，标准值见表 2.4.2-1。

**表 2.4.2-1　环境空气评价因子及评价标准**

| 评价因子 | 评价时段 | 标准值/(μg/m$^3$) | 标准来源 |
|---|---|---|---|
| $SO_2$ | 年平均 | 60 | 《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准及修改单 |
| | 24 小时平均 | 150 | |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | 1 小时平均 | 500 | |
| $NO_2$ | 年平均 | 40 | |
| | 24 小时平均 | 80 | |
| | 1 小时平均 | 200 | |
| CO | 24 小时平均 | 4mg/m$^3$ | |
| | 1 小时平均 | 10mg/m$^3$ | |
| $O_3$ | 日最大 8 小时平均 | 160 | |
| | 1 小时平均 | 200 | |
| TSP | 24 小时平均 | 300 | |
| $PM_{10}$ | 年平均 | 70 | |
| | 24 小时平均 | 150 | |
| $PM_{2.5}$ | 年平均 | 35 | |
| | 24 小时平均 | 75 | |
| NOx | 年平均 | 50 | |
| | 24 小时平均 | 100 | |
| | 1 小时平均 | 250 | |
| 非甲烷总烃 | 1 小时平均 | 2.0mg/m$^3$ | 《大气污染物综合排放标准》详解 |
| $H_2S$ | 1 小时平均 | 10 | 《环境影响评价技术导则 大气环境》附录 D |

（2）地表水环境质量标准

本项目评价范围内的地表水执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准，标准值见表 2.4.2-2。

**表 2.4.2-2 地表水环境质量标准**

| 标准名称及级（类）别 | 评价因子 | 单位 | 标准限值III类 |
|---|---|---|---|
| 《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III 类标准 | pH（无量纲） | / | 6～9 |
| | COD | mg/L | ≤20 |
| | $BOD_5$ | | ≤4 |
| | 氨氮 | | ≤1.0 |
| | 总磷 | | ≤0.2 |
| | 石油类 | | ≤0.05 |
| | 挥发酚 | | ≤0.005 |
| | 硫化物 | | ≤0.2 |
| | 阴离子表面活性剂 | | ≤0.2 |
| | 汞 | | ≤0.0001 |
| | 六价铬 | | ≤0.05 |
| | 镉 | | ≤0.005 |
| | 砷 | | ≤0.05 |
| | 铅 | | ≤0.05 |

（3）地下水环境质量标准

评价区地下水水质执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准限值，见表 2.4.2-3。

**表 2.4.2-3　　地下水质量标准**

| 标准名称 | 污染物名称 | 标准限值 | 单位 |
|---|---|---|---|
| 《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III类 | pH | 6.5～8.5 | 无量纲 |
| | 钠 | ≤200 | mg/L |
| | 硫酸盐 | ≤250 | |
| | 氯化物 | ≤250 | |
| | 氨氮（以 N 计） | ≤0.50 | |
| | 总硬度（以 $CaCO_3$ 计） | ≤450 | |
| | 硝酸盐（以 N 计） | ≤20.0 | |
| | 亚硝酸盐 | ≤1.00 | |
| | 溶解性总固体 | ≤1000 | |
| | 耗氧量（CODMn 法，以 $O_2$ 计） | ≤3.0 | |
| | 氰化物 | ≤0.05 | |
| | 氟化物 | ≤1.0 | |
| | 挥发酚 | ≤0.002 | |
| | 硫化物 | ≤0.02 | |
| | 砷 | ≤0.01 | |
| | 汞 | ≤0.001 | |
| | 铬（六价） | ≤0.05 | |
| | 铅 | ≤0.01 | |
| | 镉 | ≤0.005 | |
| | 铁 | ≤0.3 | |
| | 锰 | ≤0.10 | |
| | 钡 | ≤0.70 | |
| | 石油类* | ≤0.05 | |
| | 总大肠菌群 | ≤3.0 | MPN/100mL |
| *注：石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)III类标准执行。 | | | |

（4）声环境质量标准

执行《声环境质量噪声标准》（GB3095-2008）中 2 类，见表 2.4.2-4。

**表 2.4.2-4　　声环境质量标准　　单位：dB(A)**

| 标准名称及类别 | 项目 | 标准值 | |
|---|---|---|---|
| | | 昼间 | 夜间 |
| 《声环境质量标准》（GB3096－2008）2 类标准 | 等效 A 声级 | 60 | 50 |

（5）土壤环境质量标准

建设用地土壤环境质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中第二类用地指标筛选值；农用地执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）中风险筛选值，具体见表 2.4.2-5 和表 2.4.2-6。

**表 2.4.2-5　建设用地土壤环境执行标准限值 单位：mg/kg**

| 序号 | 项目 | 筛选值 | 序号 | 项目 | 筛选值 |
|---|---|---|---|---|---|
| 基本项目 | | | | | |
| 重金属和无机物 | | | 23 | 三氯乙烯 | 2.8 |
| 1 | 砷 | 60 | 24 | 1,2,3-三氯丙烷 | 0.5 |
| 2 | 镉 | 65 | 25 | 氯乙烯 | 0.43 |
| 3 | 铬（六价） | 5.7 | 26 | 苯 | 4 |
| 4 | 铜 | 18000 | 27 | 氯苯 | 270 |
| 5 | 铅 | 800 | 28 | 1,2-二氯苯 | 560 |
| 6 | 汞 | 38 | 29 | 1,4-二氯苯 | 20 |
| 7 | 镍 | 900 | 30 | 乙苯 | 28 |
| 挥发性有机物 | | | 31 | 苯乙烯 | 1290 |
| 8 | 四氯化碳 | 2.8 | 32 | 甲苯 | 1200 |
| 9 | 氯仿 | 0.9 | 33 | 间二甲苯+对二甲苯 | 570 |
| 10 | 氯甲烷 | 37 | 34 | 邻二甲苯 | 640 |
| 11 | 1,1-二氯乙烷 | 9 | 半挥发性有机物 | | |
| 12 | 1,2-二氯乙烷 | 5 | 35 | 硝基苯 | 76 |
| 13 | 1,1-二氯乙烯 | 66 | 36 | 苯胺 | 260 |
| 14 | 顺-1,2-二氯乙烯 | 596 | 37 | 2-氯酚 | 2256 |
| 15 | 反-1,2-二氯乙烯 | 54 | 38 | 苯并[a]蒽 | 15 |
| 16 | 二氯甲烷 | 616 | 39 | 苯并[a]芘 | 1.5 |
| 17 | 1,2-二氯丙烷 | 5 | 40 | 苯并[b]荧蒽 | 15 |
| 18 | 1,1,1,2-四氯乙烷 | 10 | 41 | 苯并[K]荧蒽 | 151 |
| 19 | 1,1,2,2-四氯乙烷 | 6.8 | 42 | 䓛 | 1293 |
| 20 | 四氯乙烯 | 53 | 43 | 二苯并[a,h] 蒽 | 1.5 |
| 21 | 1,1,1-三氯乙烷 | 840 | 44 | 茚并[1,2,3-cd]芘 | 15 |
| 22 | 1,1,2-三氯乙烷 | 2.8 | 45 | 萘 | 70 |
| 其他项目 | | | | | |
| 石油烃 | | 4500 | | | |

**表 2.4.2-6　农用地土壤环境执行标准限值　单位 mg/kg**

| 序号 | 污染物项目 | 风险筛选值 | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | pH≤5.5 | 5.5＜pH≤6.5 | 6.5＜pH≤7.5 | 7.5＜pH |
| 1 | 镉 | 0.3 | 0.3 | 0.3 | 0.6 |
| 2 | 汞 | 1.3 | 1.8 | 2.4 | 3.4 |
| 3 | 砷 | 40 | 40 | 30 | 25 |
| 4 | 铅 | 70 | 90 | 120 | 170 |
| 5 | 铬 | 150 | 150 | 200 | 250 |
| 6 | 铜 | 50 | 50 | 100 | 100 |
| 7 | 镍 | 60 | 70 | 100 | 190 |
| 8 | 锌 | 200 | 200 | 250 | 300 |

2、污染物排放标准

（1）大气排放标准

本项目大气污染物排放标准见表 2.4.2-7。

**表 2.4.2-7　大气污染物排放标准**

| 阶段 | 标准名称及级（类）别 | 评价因子 | 标准值 | |
|---|---|---|---|---|
| | | | 单位 | 限值 |
| 施工期 | 《施工场界扬尘排放限值》（DB61/1078-2017） | TSP | mg/m$^3$ | 土方 0.8 |
| | | | mg/m$^3$ | 基础 0.7 |
| | 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)及其修改单以及《非道路柴油移动机械排气烟度限值及测量方法》(GB·36886-2018)要求 | | | |
| 运行期 | 《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020） | 非甲烷总烃 | 无组织排放监控浓度限值 mg/m$^3$ | 4.0 |
| | 《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996）中二级标准 | 颗粒物 | 无组织排放监控浓度限值 mg/m$^3$ | 1.0 |

（2）污废水处理标准

本项目污废水主要包括油田采出水和作业废水，均不外排。

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），当注水井配注率介于 80%~<100%时，宜参考表 1 中水质主要控制指标，调整水处理工艺流程，改善注入水水质，提高注水井配注率，且注水水质标准依据储层空气渗透率分为五个等级。建设单位在岩层压裂后进行回注，应采用压裂后的储层空气渗透率确定水质标准。

根据建设单位提供的资料，本项目依托的采出水和措施返排液处理站回注井配注率约为 92%～98%，新建注采井配注率 100%，处理后回注水水质执行《碎屑岩油藏注水

水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）表 1 限值要求。

本项目采出水回注主要涉及延 9、长 6、长 7、长 8 四个层位，根据《长庆油田分公司关于碎屑岩油藏储层空气渗透率有关情况的说明函》，本次各开发层位储层压缝后渗透率见表 2.4.2-8。压裂后空气渗透率大于 2um$^2$。故本项目应执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表 1 中的 V 级标准。详见表 2.4.2-9。

**表 2.4.2-8　本项目涉及的开采层位压缝后储层空气渗透率**

| 层位 | | 压缝后渗透率μm$^2$ |
|---|---|---|
| 侏罗系 | 延 9 | 2.115~8.257 |
| 三叠系 | 长 6 | 2.135~6.832 |
| | 长 7 | 2.580~8.752 |
| | 长 8 | 3.586～7.821 |

**表 2.4.2-9　采出水回注技术指标**

| 标准名称 | 储层空气渗透率 μm$^2$ | ＜0.01 | [0.01，0.05） | [0.05，0.5） | [0.5，2.0） | ≥2.0 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 《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 | I | II | III | IV | V |
| | 悬浮物固体含量 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 | | | | |

（3）噪声排放标准

厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准；施工噪声执行《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）相应标准，标准值见表 2.4.2-10。

**表 2.4.2-10　噪声排放标准**

| 标准名称及级（类）别 | 评价因子 | 标准值 | |
|---|---|---|---|
| | | 昼间 | 夜间 |
| 《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025） | 噪声 dB(A) | 70 | 55 |
| 《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008）中 2 类标准 | 噪声 dB(A) | 60 | 50 |

（4）固体废物

一般工业固体废物执行《一般工业固体废弃物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中有关要求；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 评价工作等级及评价范围

## 2.5.1 生态环境

1、评价工作等级

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），本项目生态环境评价等级判定情况见表 2.5.1-1。据此确定本项目生态环境评价等级为二级。

**表 2.5.1-1　生态环境评价等级判定表**

| 导则要求 | | | 本项目情况 | |
|---|---|---|---|---|
| 评价原则 | | 评价等级 | 本项目情况 | 评价等级 |
| a | 涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时 | 一级 | 本项目不涉及 | / |
| b | 涉及自然公园时 | 二级 | 本项目不涉及 | / |
| c | 涉及生态保护红线时 | 不低于二级 | 本项目不涉及 | / |
| 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 | 不低于二级 | 本项目不属于水文要素影响型 | / |
| 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 | 不低于二级 | 本项目土壤影响范围内涉及二级国家级公益林 | 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） | 不低于二级 | 本项目占地规模为 13.2hm$^2$（0.132km$^2$）小于 20km$^2$ | / |
| g | 除本条 a）、b）、c）、d）、e）、f）以外的情况，评价等级为三级 | 三级 | 其他 | 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 | / | 最高评价等级二级 | 二级 |

综上，本项目生态环境评价等级为二级。

2、评价范围

根据《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2022）及《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）。

评价范围作如下规定：

①各井场、站场场界周围 50m 范围，重点评价工程扰动区域。

②管道等线性工程两侧外延 300m 为评价范围。重点评价临时占地带状区域。

评价范围总面积约 11.49km$^2$。生态评价范围见图 2.5.1.1~图 2.5.1.2。

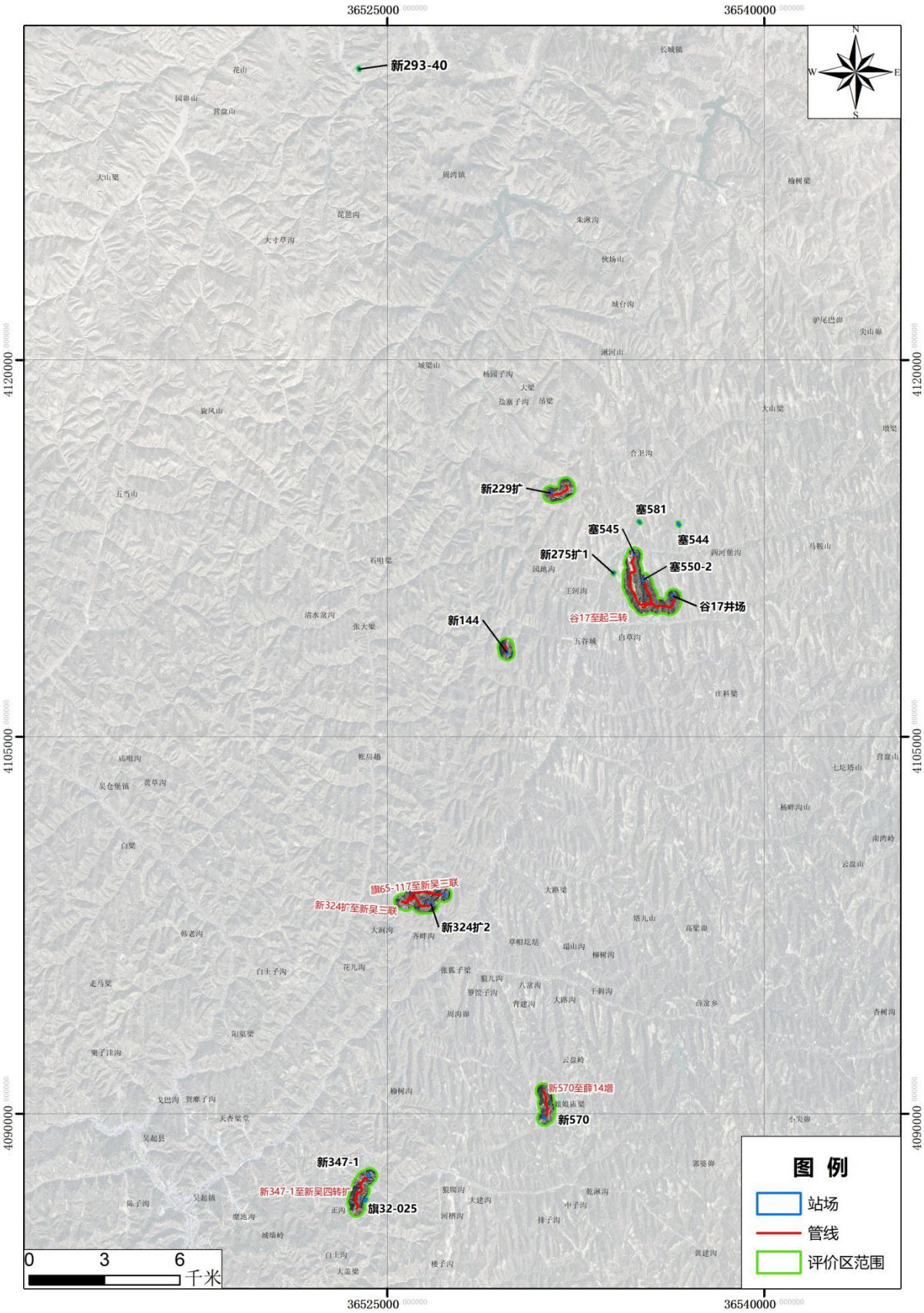



**图 2.5.1.1　　吴起油区生态评价范围图**

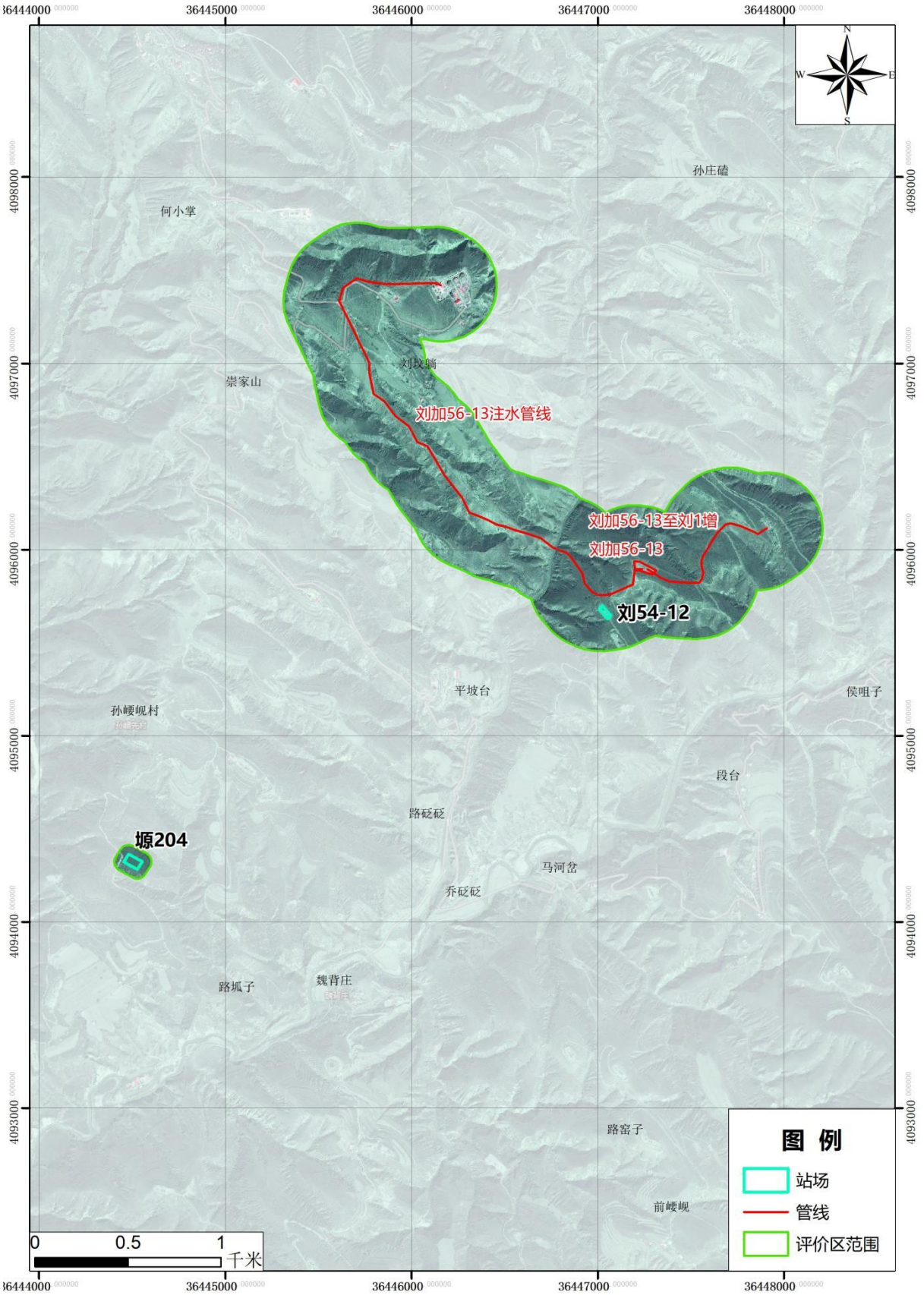



**图 2.5.1.2　　定边油区生态评价范围图**

## 2.5.2 大气环境

1、评价工作等级

本项目运行期废气污染源主要为油气集输过程、改扩建站场采出水处理系统运行过程挥发、泄漏等无组织排放的烃类气体，主要污染物为非甲烷总烃。采用《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）中 AERSCREEN 估算模型对主要大气污染源进行环境空气评价等级判定，评价因子和标准见表 2.5.2-1，判别依据见表 2.5.2-2，判定结果见表 2.5.2-3。

**表 2.5.2-1　评价因子和评价标准表**

| 评价因子 | 平均时段 | 标准值/(mg/m³) | 标准来源 |
|---|---|---|---|
| 非甲烷总烃 | 1 小时平均 | 2.0 | 《大气污染物排放标准详解》 |

**表 2.5.2-2　评价等级判别表**

| 评价工作等级 | 评价工作分级判据 |
|---|---|
| 一级 | Pmax≥10% |
| 二级 | 1%≤Pmax＜10% |
| 三级 | Pmax＜1% |

**表 2.5.2-3　主要大气污染物最大落地浓度占标率**

| 类型 | 污染源 | 污染物 | 下风向距离/m | 最大落地浓度（μg/m³） | 占标率（%） | 等级 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 无组织排放 | 旗 32-025 | 非甲烷总烃 | 130 | 64.59 | 3.23 | 二级 |
| | 薛三转 | 非甲烷总烃 | 159 | 40.106 | 2.01 | 二级 |

根据预测结果，本项目井场及改扩建站场采出水处理系统建成投运后，其污染装置区下风向 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 64.59μg/m³，最大占标率 3.23%，满足标准浓度限值。因此，确定本项目大气环境评价工作等级为二级。

2、评价范围

根据《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018），各场站大气环境影响评价范围以场站为中心，边长取 5km；由于各场站、井场间距离较近，评价范围交叠，井区整体大气评价范围取各场站评价范围的外包络线，环境空气评价范围见图 2.5.2.1~2.5.2.3。

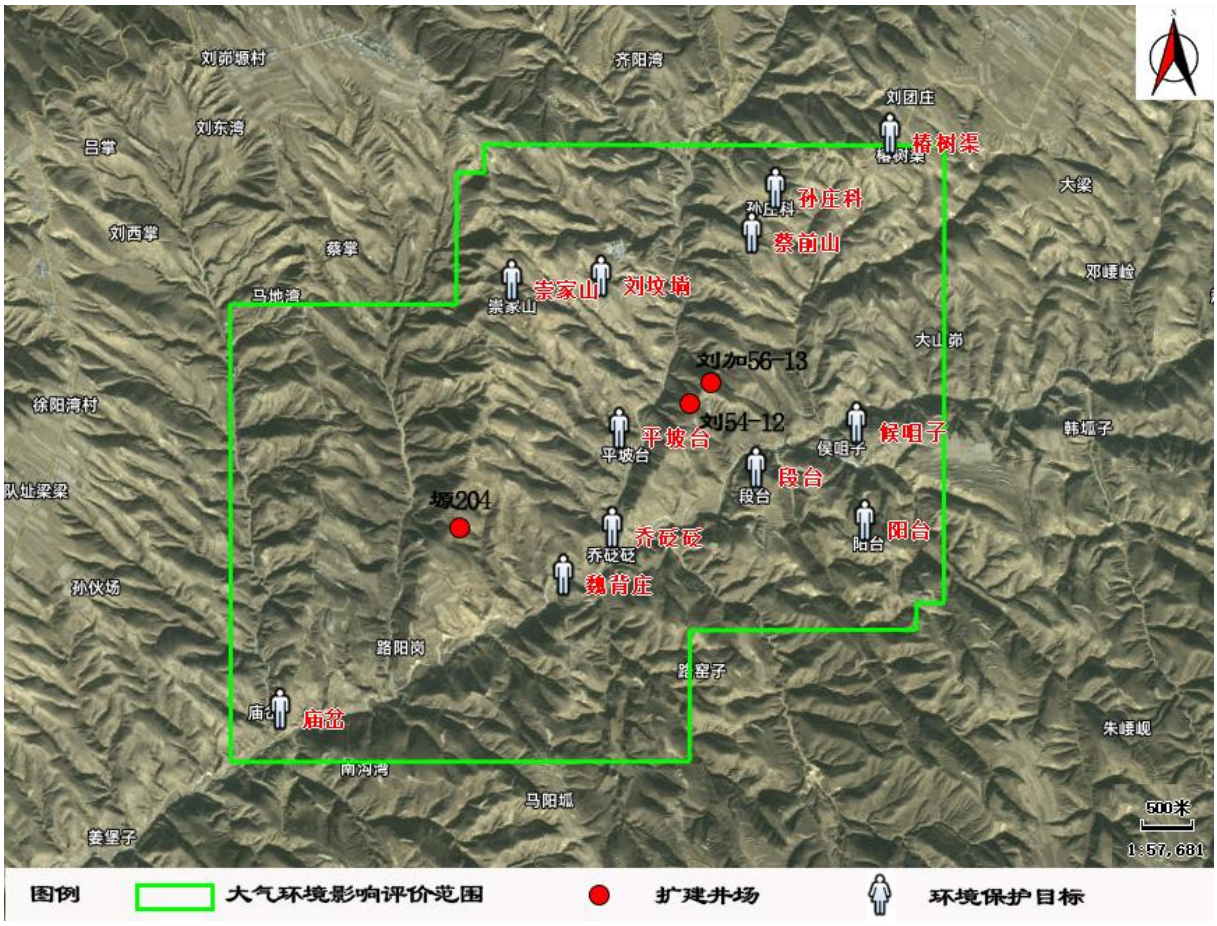
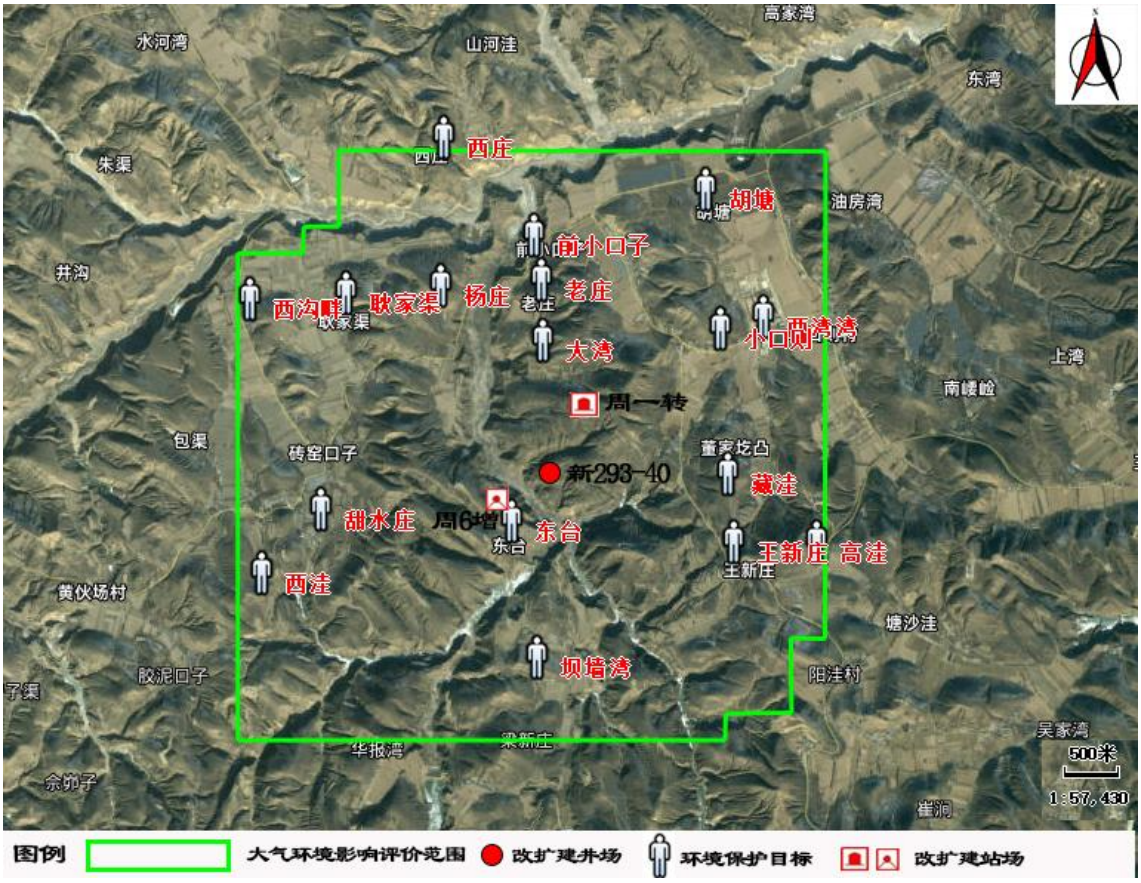



**图 2.5.2.1　　罗庞塬区块环境空气评价范围图**



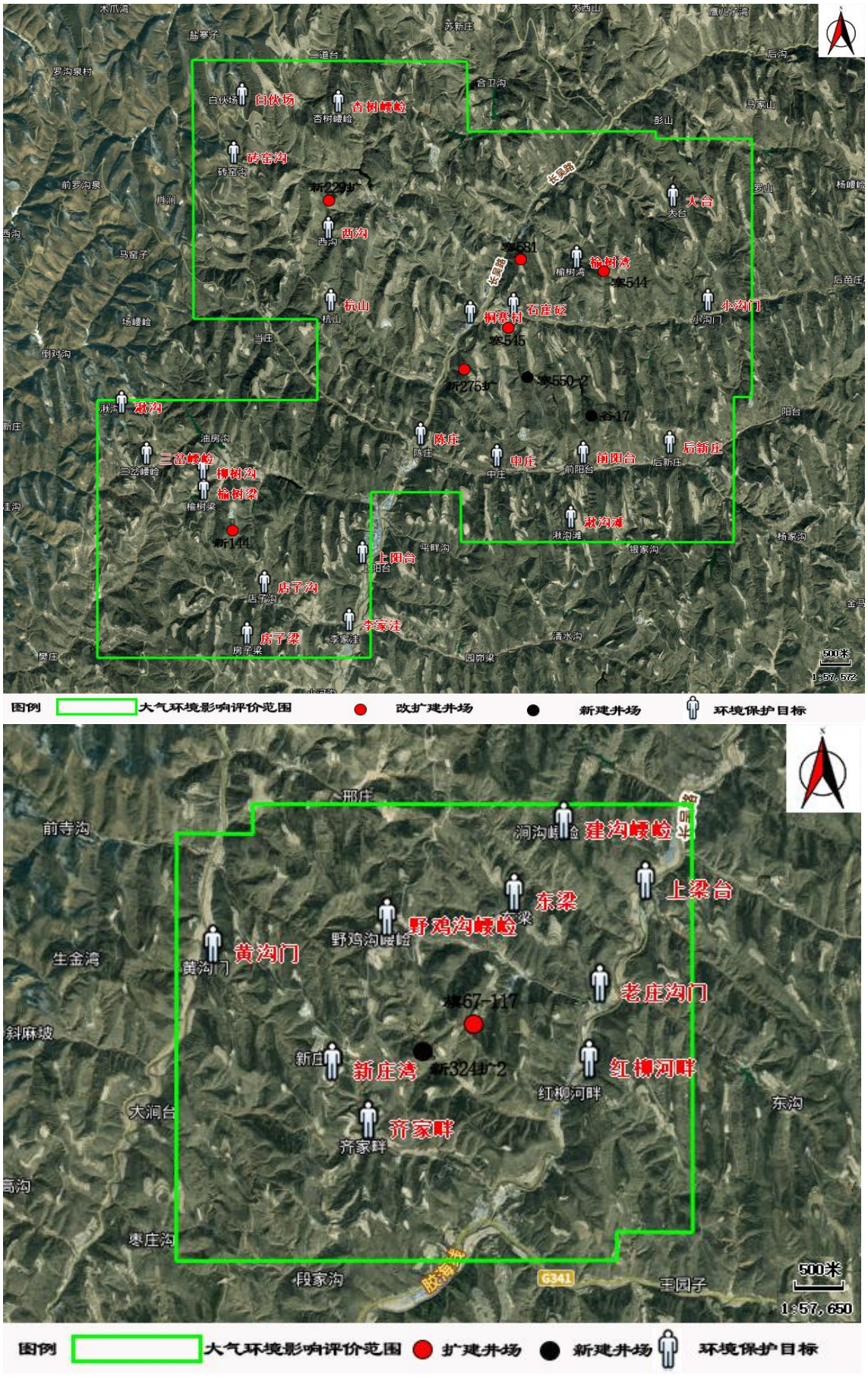



**图 2.5.2.2　　五谷城区块环境空气评价范围图**

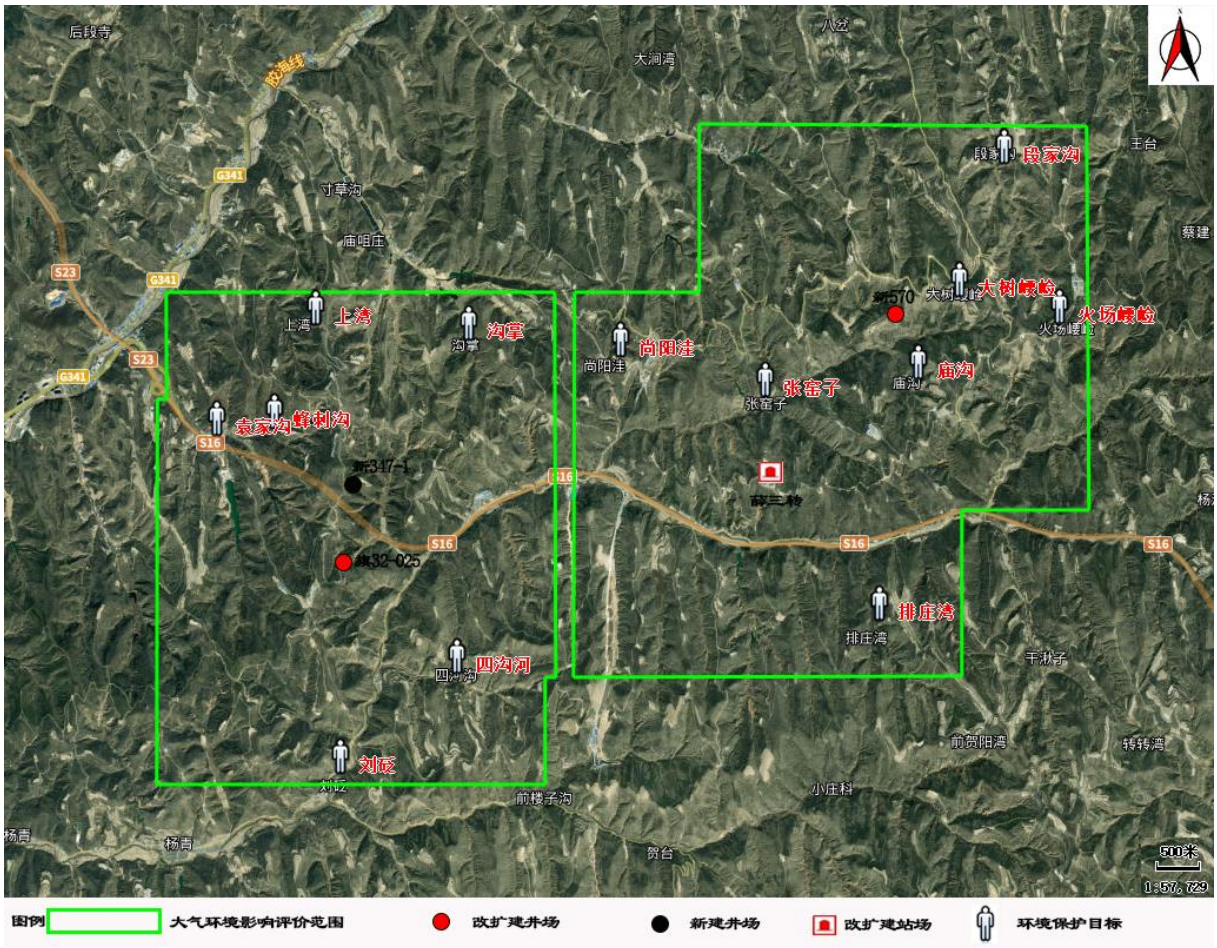



**图 2.5.2.3　　薛岔、杨青区块环境空气评价范围图**

## 2.5.3 地表水

1、评价工作等级

根据《环境影响评价技术导则-陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）7.3 章节要求“废水处理后进行回注且无废水直接排入地表水体的建设项目，评价等级按照三级 B 开展评价”。

本项目运行期采出水、作业废水等全部处理达标后回注油层。因此，根据导则要求，本项目地表水评价等级为三级 B，主要对依托水处理设施的环境可行性分析。

2、评价范围

本项目重点分析依托采出水处理设施的环境可行性。

## 2.5.4 地下水

1、评价工作等级

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中建设项目地下水环境影响评价工作等级划分依据见表 2.5.4-1。

**表 2.5.4-1　地下水环境影响评价工作等级分级表**

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

建设项目的地下水环境敏感程度可分为敏感、较敏感、不敏感三级，分级原则见表2.5.4-2。

**表 2.5.4-2　建设项目的地下水环境敏感程度分级表**

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

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）附录A和《环境影响评价技术导则-陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）7.2章节内容，本项目涉及的项目类别为“石油开采井场、站场工程”、“油类和废水输送管道”，其中“致密油、页岩油石油开采井场、站场工程”地下水环境影响评价项目类别为I类，“油类和废水输送管道”的地下水环境影响评价项目类别为II类。当同一建设项目涉及两个或两个以上场地时，各场地应分别判定评价工作等级。

（1）地下水敏感性

按照本次评价建设的井场、站场及管线分布区域等进行地下水等级判定。本项目不涉及区域集中式饮用水源地（吴起县城水源地、薛岔水源地）。其中吴起县县城饮用水水源地一级保护区为各水源井外半径30m区域，未划定二级保护区；薛岔水源地一级保护区为各水源井外半径25m区域，未划定二级保护区。上述集中式地下水源地取水层位为白垩系洛河组或白垩系洛河组。参考生态环境部环境工程评估中心《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）培训宣贯材料和《地下水型饮用水水源补给区划定技术指南（试行）(征求意见稿）》中关于补给区、敏感区、较敏感区的划定方法和参数从严取值，采用经验公式法（R=α×K×I×T/ne）计算本项目周边集中式地下水饮

用水源井所涉及取水层位补给区范围如下：

**表 2.5.4-3　地下水型饮用水水源补给区计算表**

| 含水层 | K（m/d） | I（‰） | T（d） | ne | L（m） |
|---|---|---|---|---|---|
| 地下水集中式饮用水源地白垩系环河组 | 0.19 | 3 | 6475（15a+1000d） | 0.15 | 49.2 |
| 地下水集中式饮用水源地白垩系洛河组 | 1.00 | 8 | 6475（15a+1000d） | 0.2 | 518 |

T—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，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。

α—取 2。

本次产能项目最近距离吴起县城水源地约 5.1km，不位于上述集中式饮用水源地补给径流区。本项目井场、站场评价范围内无分散式水源井分布，地下水环境敏感程度为“不敏感”。

（2）地下水评价等级判定

井场、站场及管线分布区附近无集中式饮用水水源准保护区或补给径流区。在此基础上，依据表 2.5.4-4 将石油开采工程地下水环境评价工作等级定为二级，将管线工程地下水环境评价工作等级定为二级或三级。

**表 2.5.4-4　　评价工作等级划分**

| 项目类别 | | | 敏感 | 较敏感 | 不敏感 | 评价等级 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 周 6 增、周一转、薛三转 | I 类项目 | 石油开采 | / | / | √ | 二级 |
| 317 座井场（新建井场 4 座，扩建井场 13 座） | | | / | / | √ | 二级 |
| 单井出油管线、采出水注水管线 | II类项目 | 石油、天然气、成品油管线 | / | / | √ | 三级 |

2、评价范围

本项目的工程建设内容多且较为分散，因此本次分区划定评价范围。根据工程建设内容类别，本次分井、站场和管线工程分别划定评价范围。

（1）对于集输管线，将管线两侧向外延伸 200m 作为评价范围。

（2）对于井、站场，根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ 610-2016）的要求，“当建设项目所在地水文地质条件相对简单，且所掌握的资料能够满足公式计算法的要求时，应采用公式计算法确定”，

根据项目所在区域水文地质资料可知，项目所在区域地层岩性种类较少，主要为砂岩，质地均一，不存在多种复杂岩性相互交错，频繁变化的情况。不同岩性层的厚度相对稳定，没有突然的厚度剧增或剧减现象。区域活动断裂不发育，构造作用微弱，区域地质构造稳定，不存在大规模的断层、褶皱等复杂构造。含水层的层数较少，且各含水层之间有明显的隔水层分隔，不存在复杂的越流补给或相互干扰情况。补给来源单一且

稳定，主要来自大气降水入渗，不存在复杂的侧向补给或其他特殊的补给源。水文地质条件相对简单。因此本次评价选取公式计算法确定评价范围。

计算公式为：

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

式中：L—下游迁移距离，m；

α—变化系数，α≥1，一般取 2；

K—渗透系数，m/d；

I—水力坡度，无量纲；

T—质点迁移天数，取值不小于 5000d；

ne—有效孔隙度，无量纲。

场地上游距离根据评价需求确定，场地两侧不小于 L/2。

评价区地下水赋存于多个含水层当中（第四系黄土潜水含水层、白垩系环河组含水层和白垩系洛河组含水层），根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016），地下水环境影响评价关注对潜水含水层和具有饮用水开发利用价值的含水层的影响，油田开发项目中油井的建设、运行可能会对含水层产生影响，因此评价针对可能受影响的潜水含水层和具有饮用水开发利用价值的含水层计算其影响范围，计算结果见表 2.5.4-5。

**表 2.5.4-5　地下水环境评价范围计算表**

| 含水层 | K（m/d） | I | T（d） | n | L（m） | 说明 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 第四系黄土潜水含水层 | 0.46 | 1.5% | 5000 | 0.3 | 230 | 无统一稳定的含水层，富水性极弱，不具有供水意义。 |
| 白垩系环河组 | 0.19 | 0.3% | 5000 | 0.15 | 38 | 具有供水意义的目的含水层 |
| 白垩系洛河组 | 1.00 | 0.8% | 5000 | 0.2 | 400 | |

由表可见，由于不同含水层水文地质参数不同，其地下水调查影响评价范围也不同，但最大不超过 400m，本次评价按照场站和井场下游 400m、两侧及上游各 200m，集输管线等线性工程的评价范围根据导则 8.2.2.2 节确定，取工程边界两侧向外延伸 200m 范围。地下水评价范围图见图 2.5.4.1-2.5.4.3.

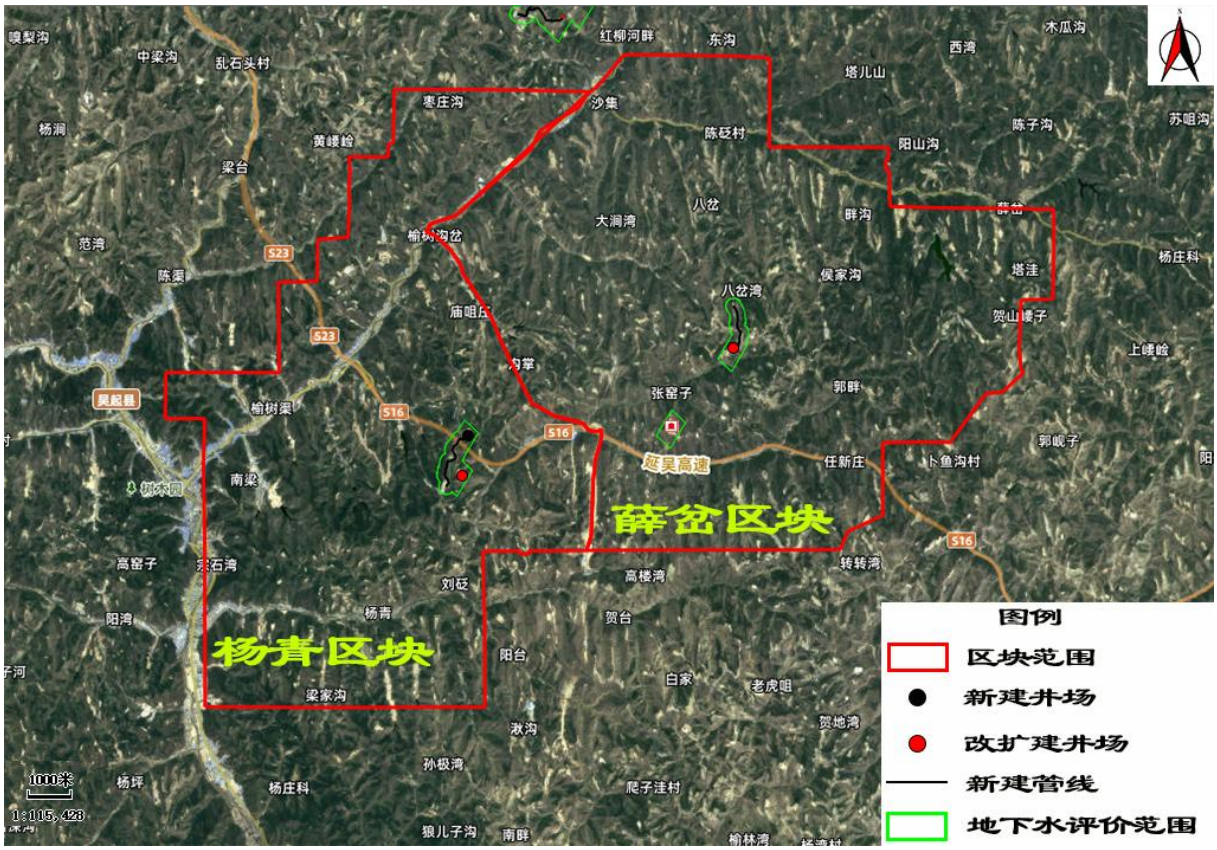



图 2.5.4.1　　薛岔、杨青区块地下水评价范围示意图

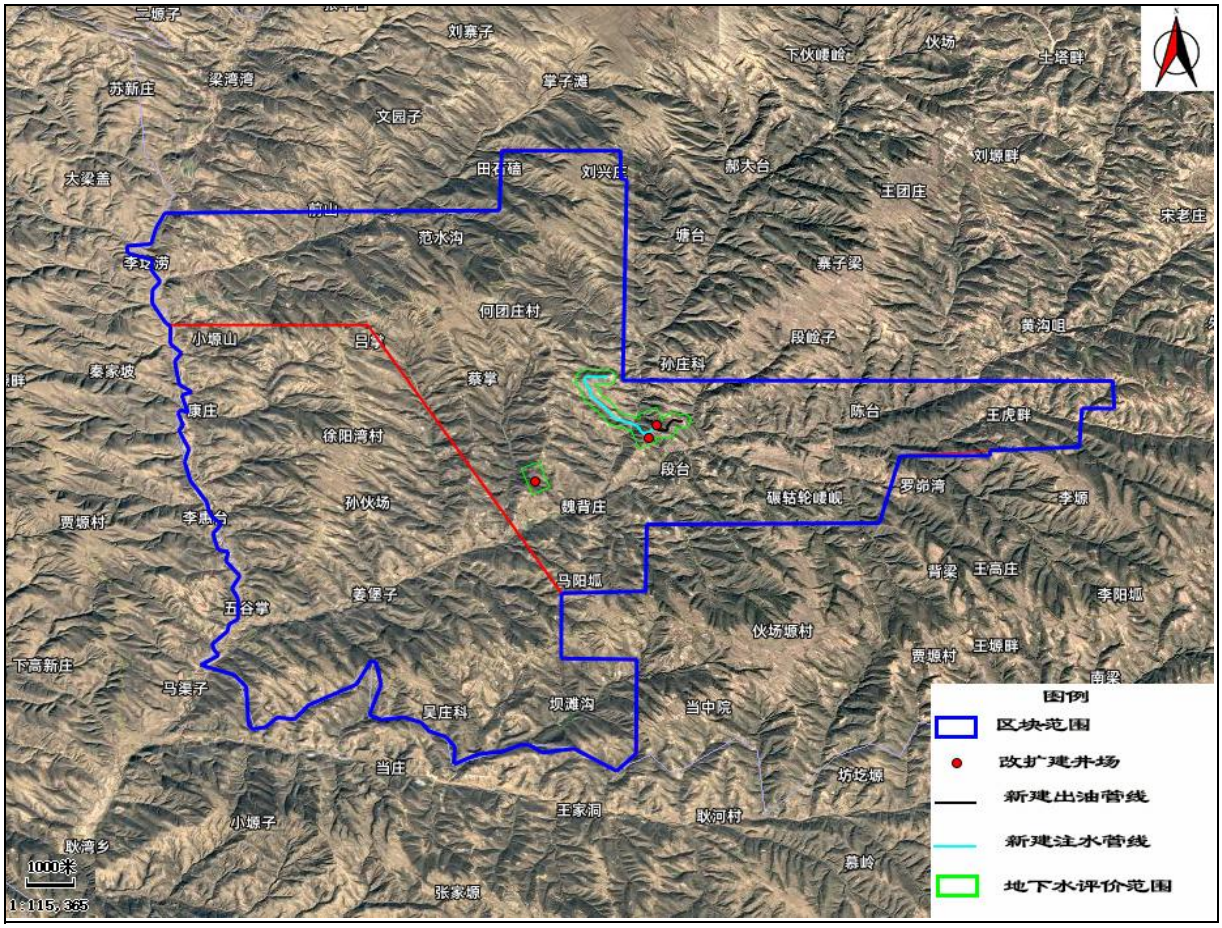



图 2.5.4.2　　罗庞塬区块地下水评价范围示意图

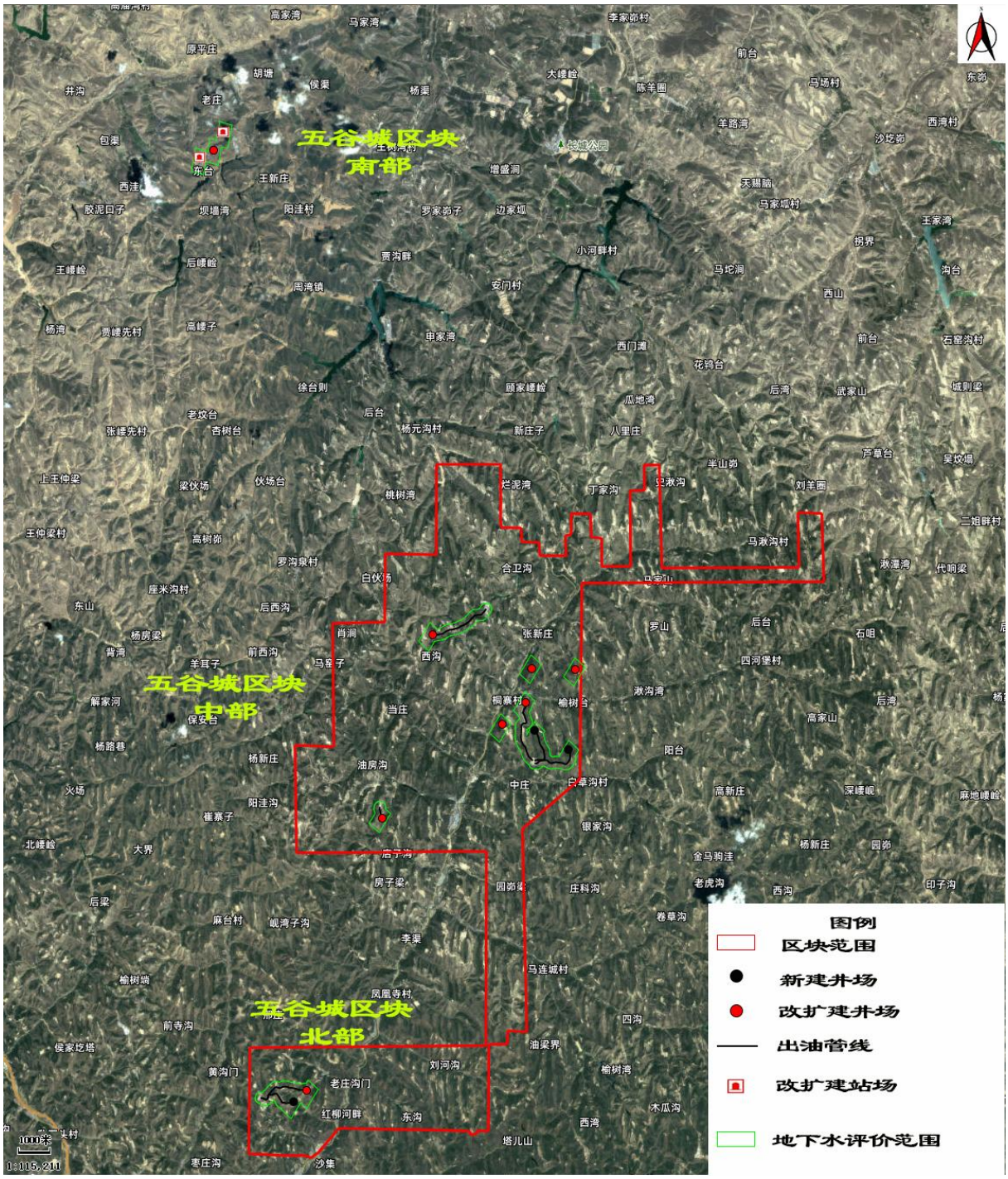



**图 2.5.4.3　　五谷城区块地下水评价范围示意图**

## 2.5.5 声环境

1、评价等级

根据《环境影响评价技术导则-声环境》（HJ2.4-2021），评价工作分级依据见表 2.5.5-1。

**表 2.5.5-1　　声环境等级判定分级依据分析表**

| 判别依据 | 声环境功能 | 项目建设前后<br>噪声级的变化程度 | 受噪声影响范围内<br>的人口 |
|---|---|---|---|

| | | | |
|---|---|---|---|
| 一级评价判定依据 | 0 类 | 增高量>5dB(A) | 显著增加 |
| 二级评价标准判据 | 1 类、2 类 | 3dB(A)≤增高量≤5dB(A) | 增加较多 |
| 三级评价标准判据 | 3 类、4 类 | 增高量<3dB(A) | 变化不大 |
| 本项目 | 2 类 | <3dB | 变化不大 |
| 评价等级 | 根据现场调查，本项目所在区域声环境功能为 2 类，评价等级定为二级 | | |

根据本项目所处地理位置及周围环境，本工程所在地为 2 类声环境功能区，项目噪声影响主要集中在施工期，运行期噪声源影响范围仅限于站场和井场内部，开发前后评价范围敏感目标噪声级增量＜3dB(A)，通过采取选址避让措施，受影响的人口变化不大。

依据《环境影响评价技术导则声环境》规定，综合判定，本项目声环境评价等级确定为二级。

2、评价范围

根据《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4-2021）中规定，经预测分析可知，致密油井场施工期施工最大超标范围为 310m，页岩油井场施工期施工最大超标范围为 620m，站场周边超标范围为 50m。

因此，本次环境噪声评价范围为：

施工期致密油井场厂界周边 310m 范围、页岩油井场厂界周边 620m 范围、站场厂界外 200m 范围；新建管线、道路两侧 200m 范围。

运行期井站场厂界外 200m 范围；新建管线、道路两侧 200m 范围。

### 2.5.6 土壤环境

1、项目影响类型

根据《环境影响评价技术导则-陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）7.4 要求“依据 HJ964 的规定，土壤盐化、酸化和碱化地区，建设项目应按照土壤污染影响型和生态影响型，按相应等级分别开展评价工作；非土壤盐化、酸化和碱化地区，按照土壤污染影响型，按相应等级开展评价工作”。

根据中国干湿区划分，本项目所在地属于半干旱区；

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》HJ964-2018 附录 D，表 D.1 土壤盐化分级标准可知，滨海、半湿润和半干旱地区 SSC 小于 1 属于未盐化，大于等于 1 属于盐化。表 D.2 土壤酸化、碱化分级标准可知，5.5≤pH＜8.5 属于无酸化或碱化。

根据现状调查及监测结果，本项目所在区域土壤含盐量为 1.3~1.8g/kg，属于 1g/kg＜SSC＜2g/kg，属于 HJ964 中规定的轻度盐化地区，各监测点 pH 为 8.06~8.32，大于

5.5 小于 8.5，不属于酸化碱化地区。

因此本项目应按照土壤污染影响和生态影响型开展评价工作。

2、评价工作等级

（1）污染影响型

根据土壤环境影响评价项目类别表，“石油开采”和“石油输送管线”分别属于I类和II类项目。污染影响型评价工作等级划分依据见表 2.5.6-1、表 2.5.6-2。

**表 2.5.6-1　污染影响型评价工作等级划分表**

| 占地规模<br>评价工作等级 | I类 | | | II类 | | | III类 | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 敏感程度 | 大 | 中 | 小 | 大 | 中 | 小 | 大 | 中 | 小 |
| 敏感 | 一级 | 一级 | 一级 | 二级 | 二级 | 二级 | 三级 | 三级 | 三级 |
| 较敏感 | 一级 | 一级 | 二级 | 二级 | 二级 | 三级 | 三级 | 三级 | / |
| 不敏感 | 一级 | 二级 | 二级 | 二级 | 三级 | 三级 | 三级 | / | / |

**表 2.5.6-2　污染影响型敏感程度分级表**

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

本项目工程内容主要包括场站、井场、原油集输管线、注水管线等，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/T 349-2023），建设项目按照站场和内部集输管道分别判断行业分类，采油井场、站场工程按照I类建设项目开展土壤环境影响评价；油类和废水集输管道按照II类建设项目开展土壤环境影响评价。

结合项目工程占地统计，本项目井、站场永久占地面积均小于 5hm$^2$，规模属于“小型”。

根据现场踏勘，本项目部分井场、改扩建站场周边分布有耕地或牧草地，敏感程度属于“敏感”，其他井场属于较敏感；集输管线沿线 200m 范围内有居民点、农田、牧草地等，敏感程度属于“敏感”。土壤污染影响评价等级判定情况见表 2.5.6-3

**表 2.5.6-3　项目土壤污染影响型评价工作等级判定表**

| 项目 | | 类别 | 占地规模 | 敏感程度 | 评价等级 |
|---|---|---|---|---|---|
| 井场 | 刘加 56-13 | I 类<br>项目 | 小型 | 敏感 | 一级 |
| | 刘 54-12 | | 小型 | 敏感 | 一级 |
| | 塬 204 | | 小型 | 敏感 | 一级 |
| | 新 144 | | 小型 | 敏感 | 一级 |
| | 塞 550-2（新建） | | 小型 | 敏感 | 一级 |
| | 新 293-40 | | 小型 | 敏感 | 一级 |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | 旗 67-117 | | 小型 | 敏感 | 一级 |
| | 新 324 扩 2（新建） | | 小型 | 敏感 | 一级 |
| | 旗 32-025 | | 小型 | 敏感 | 一级 |
| | 新 347-1（新建） | | 小型 | 敏感 | 一级 |
| | 新 570 | | 小型 | 敏感 | 一级 |
| | 新 275 扩 1 | | 小型 | 敏感 | 一级 |
| | 塞 545 | | 小型 | 敏感 | 一级 |
| | 新 544 | | 小型 | 敏感 | 一级 |
| | 谷 17（新建） | | 小型 | 敏感 | 一级 |
| | 塞 581 | | 小型 | 敏感 | 一级 |
| | 新 229 扩 | | 小型 | 敏感 | 一级 |
| 改扩建站场 | 周 6 增 | Ⅰ类项目 | 小型 | 敏感 | 一级 |
| | 周一转 | | 小型 | 敏感 | 一级 |
| | 薛三转 | | 小型 | 敏感 | 一级 |
| 管线 | 原油、采出水管线 | Ⅱ类项目 | 小型 | 敏感 | 二级 |

（2）生态影响型

生态影响型评价工作等级划分依据见表 2.5.6-4、表 2.5.6-5。

**表 2.5.6-4　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> 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>4 g/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≤4 g/kg 的区域 | 4.5＜pH≤5.5 | 8.5≤pH＜9.0 |
| 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 2.5.6-5　生态影响型评价工作等级划分表**

| 占地规模<br>评价工作等级<br>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 | / |

根据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。

根据现状监测项目所在地土壤含盐量约在 1.3～1.8g/kg，不属于 2g/kg＜土壤含盐量≤4g/kg 区域，因此盐化程度属于“不敏感”；本次对评价范围内土壤监测点的监测结果可知，土壤 pH 值在 8.05~8.32，其酸、碱敏感程度属于“不敏感”。

依据生态影响型评价工作等级划分表，判定本项目土壤生态影响型评价工作等级确定为二级，见表 2.5.6-6。

**表 2.5.6-6　项目土壤生态影响型评价工作等级判定表**

| 工程类型 | 生态影响型 |
|---|---|
| 石油开采（井场、站场等） | 二级 |
| 原油集输管线 | 三级 |

3、评价范围

（1）土壤污染影响型评价范围

井场、站场工程调查评价范围取厂界外扩 1km 范围；管线工程水平调查评价范围取管线两侧延伸 0.2km 范围。

（2）土壤生态影响型评价范围

井场、站场取站场占地范围内全部及占地范围外 2km 范围，集输管线取管线占地范围内全部及占地范围外 0.2km 范围。

## 2.5.7 环境风险

1、评价工作等级

根据项目涉及的每种危险物质在单个站场厂界内的最大存在总量，及其在《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B 中对应临界量的比值确定 Q。

本项目运行过程中涉及的危险物质为原油和伴生气。投运后原油和伴生气全部通过管线集输，在站场内密闭储存。根据环境风险评价章节分析可知，本项目以井场、站场、管线为危险单元，各危险单元施工和运行期 Q 值均小于 1，故危险单元环境风险潜势可直接确定为 I。

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

2、评价范围

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

## 2.5.8 小结

根据以上分析判定，本项目评价工作等级判定结果及评价范围见表 2.5.8-1。

**表 2.5.8-1　环境要素的评价等级及评价范围**

| 环境要素 | 工作等级 | 评价范围 |
|---|---|---|
| 生态环境 | 二级 | 各井场、站场外扩 50m 范围；管线及道路两侧外延 300m 带状区域 |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| 环境空气 | 二级 | | | 以各井、站场为中心，边长5km范围，井区总体评价范围取其交叠组成的外包络范围 |
| 地表水 | 三级B | | | 本项目重点分析依托水处理设施的环境可行性 |
| 地下水 | 井场 | 二级 | | 井、站场下游400m，两侧200m，上游200m的范围 |
| | 管线 | 三级 | | 集输管线、注水管线两侧向外延伸200m范围 |
| 声环境 | 二级 | | | 井场、站场厂界外200m范围；<br>新建管线、道路两侧200m范围 |
| 土壤环境 | 污染影响类 | 井场、站场 | 一级 | 各井、站场取厂界外扩1km范围； |
| | | 管线工程 | 二级 | 集输管线取两侧向外延伸0.2km范围； |
| | 生态影响类 | 井场、站场 | 二级 | 各井、站场取厂界外扩2km范围； |
| | | 管线工程 | 三级 | 集输管线取两侧向外延伸0.2km范围； |
| 环境风险 | 简单分析 | | | / |

## 2.6 评价时段与评价重点

### 2.6.1 评价时段

根据拟建项目实施的不同阶段，环境影响评价包括施工期、生产运行期和退役期三个时段，施工期主要是钻井作业、井场、站场建设、管线铺设及道路建设，运行期主要是原油开采和集输；退役期主要是设备的拆除等。其中，施工期和运行期是对环境造成影响的主要时期。本次评价重点关注施工期和运行期，兼顾退役期。

### 2.6.2 评价重点

根据评价区环境特征和项目污染物排放特点，本次评价重点包括以下几点：

（1）工程概况及工程分析

（2）生态环境影响评价

（3）地下水环境影响评价

（4）土壤环境影响评价

（5）环境保护措施论证及可行性分析

## 2.7 主要环境保护目标

根据“三线一单”比对结果、榆林市“多规合一”控制线检测报告，并结合现场踏勘结果，本项目井站场、管线、道路占地范围内不涉及自然保护区、风景名胜区、饮用水水源保护区、生态保护红线、沙化土地封禁保护区等环境敏感区。

吴起油区旗32-025井场（扩建井场）距离吴起退耕还林森林公园最近距离约0.67km、新347-1井场至新吴四转出油管线距离吴起退耕还林森林公园最近距离约0.25km，均远离吴起退耕还林森林公园。项目施工和运行过程中不会对吴起退耕还林森林公园造成影

响。

吴起油区内分布有秦长城遗址，本项目（场站、管线、道路）未布设在秦长城遗址保护区（保护范围：长城墙体遗址本体外延 50 米。建设控制地带：保护范围外延 100 米）；其中距秦长城最近场站为旗 32-025 井场，距离长城遗址建设控制地带 0.8km，距离长城墙体遗址本体约 0.95km，不在战国秦长城保护范围和建设控制地带范围内。

本项目主要环境保护目标包括村庄、河流、土壤环境、生态环境等。

本项目总体环境保护目标见表 2.7-1，主要环境保护目标分布详见图 2.5.2.1~2.5.2.3。与战国秦长城遗址-吴起段位置关系详见图 1.4.7.1，与吴起退耕还林森林公园位置关系详见图 1.4.8.1。

**表 2.7-1　　总体环境保护目标**

| 环境要素 | 保护对象 | 相对位置 | 保护内容 | 保护目标 | |
|---|---|---|---|---|---|
| 地表水 | 宁赛川 | 流经杨青和五谷城区块，距离最近井场（新 275 扩井场，改扩建）250m | 地表水水质 | 《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类水质 | 不因工程的建设而影响现有的水环境质量和功能 |
| | 杨青川 | 流经杨青、薛岔区块，距离最近井场（旗 32-025 井场，改扩建）800m | | | |
| | 安川河 | 流经罗庞塬区块，距离最近井场（刘 54-12 井场，改扩建）725m | | | |
| | 平卜台（安川河支流） | 管线跨越段（刘加 56-13 井场注水管线） | | | |
| 地下水 | 分散式居民水源井 | 本项目站场、井场、管线评价范围内无分散式水源井及其他水源地。吴起油区及周边集中式水源地主要为吴起县城水源地、薛岔水源地、五谷城镇水源地和周湾镇水源地，水源地均不在本项目区块地下水评价范围内。 | 地下水水质 | 《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）III类标准，水质不恶化，供水的可靠性与安全性不受影响 | |
| | 第四系风积黄土含水层、白垩系环河组含水层和白垩系洛河组含水层 | | | | |
| 环境空气 | 站场、井场等评价范围内的居民点 | 站场、管线、道路 200m，致密油井场周围 310m、页岩油井场周围 620m 范围内的居民。站场、井场周围环境保护目标详见表 2.7-2~表 2.7-4。 | 人群健康 | 《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准 | |
| 环境噪声 | 站场、井场、管线范围内的居民点等敏感点 | | | 《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准 | |
| 土壤 | 站场、井场、管线范围内的耕地、居民点等敏感点 | 工程永久、临时占地及其影响范围内耕地、居民点等 | 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）第二类用地筛选值；《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（pH＞7.5） | |
| 生态环境 | 植被 | 工程永久、临时占地及其影响范围内（管线外 300m，井站场外 50m） | 植被 | 被破坏植被恢复率 90%以上；占用林地按照“占一补一”原则进行补偿 | |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| | 土地利用 | | 土地 | 合理控制施工范围和建设工程占地，尽可能少占用基本农田； |
| | 水土保持 | | 水土保持 | 减少施工过程中造成水土流失，保护占地周边草地和林地 |
| | 吴起退耕还林森林公园 | 旗 32-025 井场（扩建井场）距离吴起退耕还林森林公园最近距离约 0.67km、新 347-1 井场至新吴四转出油管线距离吴起退耕还林森林公园最近距离约 0.25km，位置关系见图 1.4.8.1 | 林地 | 控制施工临时占地，不得进入森林公园范围内 |
| 文物遗址 | 战国秦长城遗址-吴起段 | 吴起油区内分布有秦长城遗址，本项目涉及井场、站场不在秦长城保护区内布设，管线未穿越秦长城。距秦长城最近场站为旗 32-025 井场，距离长城遗址建设控制地带 0.8km，距离长城墙体遗址本体约 0.95km，本次新建工程均不在战国秦长城 A 区保护范围和 B 区建设控制地带范围内。位置关系见图 1.4.7.1 | 古文化遗址 | A 区（保护范围）：长城墙体遗址本体外延 50m<br>B 区（建设控制地带）：A 区外延 100m |

## 2.7.1 大气环境保护目标

本项目主要调查井场、站场调查评价范围内的敏感点；管线调查沿线评价范围内敏感点。井场及站场大气环保目标具体情况见表 2.7-2。

**表 2.7-2　井场、站场主要大气环境保护目标一览表**

| 序号 | 环境保护目标 | 坐标（E°,N°） | | 与最近井场/站场关系 | | | 人数（人） |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | 名称 | 方位 | 距离 | |
| 1 | 魏背庄 | 107.3895734 | 36.97225373 | 塬 204 | 东南 | 1305 | 12 |
| 2 | 庙岔 | 107.3547046 | 36.95908669 | 塬 204 | 西南 | 2880 | 8 |
| 3 | 乔砭砭 | 107.3955493 | 36.97692509 | 塬 204 | 东侧 | 1665 | 8 |
| 4 | 崇家山 | 107.3832541 | 37.00117244 | 刘 54-12 | 西北 | 2065 | 5 |
| 5 | 刘坟塌 | 107.3942619 | 37.00158371 | 刘 54-12 | 西北 | 1500 | 20 |
| 6 | 平坡台 | 107.3964183 | 36.98668001 | 刘 54-12 | 西南 | 842 | 6 |
| 7 | 蔡前山 | 107.412694 | 37.00583345 | 刘加 56-13 | 东北 | 1500 | 12 |
| 8 | 孙庄科 | 107.4156444 | 37.01024572 | 刘加 56-13 | 东北 | 2047 | 25 |
| 9 | 椿树渠 | 107.4296777 | 37.01552298 | 刘加 56-13 | 东北 | 3164 | 15 |
| 10 | 阳台 | 107.4265664 | 36.97756106 | 刘加 56-13 | 东南 | 2310 | 12 |
| 11 | 段台 | 107.4131553 | 36.98284058 | 刘加 56-13 | 南侧 | 1154 | 10 |
| 12 | 候咀子 | 107.4255364 | 36.98726276 | 刘加 56-13 | 东南 | 1635 | 20 |
| 13 | 东台 | 108.2649927 | 37.30871261 | 周 6 增 | 南侧 | 430 | 10 |
| 14 | 甜水庄 | 108.2428913 | 37.30989022 | 新 293-40 | 西侧 | 2418 | 32 |
| 15 | 西洼 | 108.2359498 | 37.30393403 | 新 293-40 | 西南 | 3158 | 4 |
| 16 | 西沟畔 | 108.2346065 | 37.32925816 | 新 293-40 | 西北 | 3361 | 15 |
| 17 | 耿家渠 | 108.2457645 | 37.32977003 | 新 293-40 | 西北 | 2570 | 75 |
| 18 | 杨庄 | 108.2568581 | 37.33040133 | 新 293-40 | 北侧 | 1937 | 3 |
| 19 | 老庄 | 108.2683702 | 37.33096438 | 新 293-40 | 北侧 | 1680 | 4 |
| 20 | 胡塘 | 108.2875855 | 37.33938911 | 新 293-40 | 东北 | 3092 | 30 |

| | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 21 | 前小口子 | 108.2675333 | 37.33510691 | 新 293-40 | 北侧 | 2170 | 65 |
| 22 | 王新庄 | 108.2907934 | 37.30684852 | 新 293-40 | 东南 | 2075 | 20 |
| 23 | 藏洼 | 108.2901068 | 37.31309495 | 新 293-40 | 东南 | 1800 | 10 |
| 24 | 西湾湾 | 108.2941516 | 37.32759968 | 周一转 | 东侧 | 1920 | 15 |
| 25 | 小口则村 | 108.289280667 | 37.326495031 | 周一转 | 东侧 | 1492 | 35 |
| 26 | 坝墙湾 | 108.2679196 | 37.29617651 | 新 293-40 | 南侧 | 2030 | 65 |
| 27 | 大湾 | 108.268692 | 37.32536033 | 新 293-40 | 南侧 | 1045 | 4 |
| 28 | 高洼 | 108.3003421 | 37.30689563 | 新 293-40 | 东南 | 2874 | 3 |
| 29 | 西庄 | 108.2570834 | 37.34409345 | 新 293-40 | 北侧 | 3305 | 4 |
| 30 | 白伙场 | 108.3370347 | 37.17968033 | 新 229 扩 | 西北 | 2363 | 24 |
| 31 | 杏树崾峪 | 108.3569474 | 37.17844938 | 新 229 扩 | 北侧 | 1678 | 4 |
| 32 | 砖窑沟 | 108.335479 | 37.1695159 | 新 229 扩 | 西北 | 1868 | 55 |
| 33 | 西沟 | 108.3550484 | 37.15638306 | 新 229 扩 | 南侧 | 800 | 4 |
| 34 | 杭山 | 108.3555634 | 37.14379527 | 新 229 扩 | 南侧 | 2189 | 15 |
| 35 | 湫沟 | 108.3123047 | 37.12600461 | 新 144 | 西北 | 2930 | 4 |
| 36 | 三岔崾峪 | 108.3174546 | 37.1171077 | 新 144 | 西北 | 1997 | 3 |
| 37 | 榆树梁 | 108.3292992 | 37.1109477 | 新 144 | 西北 | 750 | 3 |
| 38 | 柳树沟 | 108.329374327 | 37.115097202 | 新 144 | 西北 | 1016 | 35 |
| 39 | 店子沟 | 108.3418305 | 37.09465549 | 新 144 | 东南 | 1348 | 40 |
| 40 | 李家洼 | 108.35934 | 37.08808286 | 新 144 | 东南 | 2943 | 15 |
| 41 | 房子梁 | 108.3382256 | 37.08575491 | 新 144 | 南侧 | 2210 | 4 |
| 42 | 上阳台 | 108.3620865 | 37.09985843 | 新 144 | 东南 | 2428 | 6 |
| 43 | 陈庄 | 108.3741028 | 37.12052971 | 新 275 扩 | 南侧 | 1680 | 15 |
| 44 | 桐寨 | 108.380670409 | 37.137836679 | | 西北 | 390 | 5 |
| 45 | 中庄 | 108.3898957 | 37.11669705 | 新 550-2 | 西南 | 1750 | 30 |
| 46 | 前阳台 | 108.4077485 | 37.11724459 | 谷 17 | 南侧 | 1000 | 20 |
| 47 | 湫沟滩 | 108.4051736 | 37.10601934 | 谷 17 | 南侧 | 2220 | 4 |
| 48 | 后新庄 | 108.4256013 | 37.11902405 | 谷 17 | 东南 | 1620 | 35 |
| 49 | 小沟门 | 108.4334977 | 37.14379527 | 新 544 | 东南 | 2032 | 35 |
| 50 | 大台 | 108.4262879 | 37.16199216 | 新 544 | 东北 | 1600 | 4 |
| 51 | 榆树湾 | 108.4063752 | 37.15132083 | 新 544 | 西北 | 505 | 4 |
| 52 | 石崖砭 | 108.393318190 | 37.143195243 | 塞 545 | 东北 | 190 | 65 |
| 53 | 前洼 | 108.395127515 | 37.158154734 | 塞 581 | 北侧 | 540 | 30 |
| 54 | 黄沟门 | 108.2735402 | 37.02557754 | 新 324 扩 2 | 西北 | 2590 | 10 |
| 55 | 新庄湾 | 108.288818 | 37.01324215 | 新 324 扩 2 | 西南 | 1011 | 4 |
| 56 | 齐家畔 | 108.2934529 | 37.00707371 | 新 324 扩 2 | 南侧 | 1200 | 8 |
| 57 | 红柳河畔 | 108.321777 | 37.0135163 | 旗 67-117 | 东侧 | 1530 | 55 |
| 58 | 东梁 | 108.312164 | 37.03105929 | 旗 67-117 | 东北 | 1412 | 4 |
| 59 | 野鸡沟崾峪 | 108.2957918 | 37.02838699 | 新 324 扩 2 | 西南 | 1375 | 12 |
| 60 | 建沟崾峪 | 108.3184511 | 37.03852754 | 旗 67-117 | 东北 | 2365 | 4 |
| 61 | 老庄沟门 | 108.3230859 | 37.0214317 | 旗 67-117 | 东北 | 1520 | 8 |
| 62 | 上梁台 | 108.3290083 | 37.03222411 | 旗 67-117 | 东北 | 2410 | 45 |
| 63 | 段家沟 | 108.3671278 | 36.95639642 | 新 570 | 东北 | 2315 | 8 |
| 64 | 火场崾峪 | 108.3751959 | 36.93773855 | 新 570 | 东侧 | 2040 | 8 |
| 65 | 庙沟 | 108.3545965 | 36.93128954 | 新 570 | 南侧 | 945 | 15 |
| 66 | 大树崾峪 | 108.3605725 | 36.94093712 | 新 570 | 东侧 | 850 | 15 |
| 67 | 张窑子 | 108.3322806 | 36.92923123 | 薛三转 | 北侧 | 1005 | 10 |

| | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 68 | 排庄湾 | 108.3489317 | 36.90315453 | 薛三转 | 东南 | 2460 | 4 |
| 69 | 尚阳洼 | 108.3111662 | 36.93389665 | 薛三转 | 西北 | 2440 | 8 |
| 70 | 沟掌 | 108.2890219 | 36.93581762 | 新 347-1 | 东北 | 2390 | 4 |
| 71 | 上湾 | 108.2667059 | 36.93760134 | 新 347-1 | 北侧 | 2140 | 3 |
| 72 | 蜂刺沟 | 108.260660209 | 36.925419233 | 新 347-1 | 西北 | 1300 | 8 |
| 73 | 四沟河 | 108.2873375 | 36.8970887 | 旗 32-025 | 东南 | 2045 | 45 |
| 74 | 刘砭 | 108.270343 | 36.88535034 | 旗 32-025 | 南侧 | 2170 | 15 |
| 75 | 袁家沟 | 108.25234 | 36.92477995 | 新 347-1 | 西北 | 1828 | 85 |

### 2.7.2 地表水环境保护目标

本项目吴起区域的地表水环境保护目标为北洛河支流宁赛川、杨青川，定边区域的地表水环境保护目标为马莲河支流安川河。均执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准。

### 2.7.3 地下水环境保护目标

本项目吴起油区周边水源地主要为吴起县城水源地（位于项目区域新 347-1 井场下游 5.1km）、薛岔水源地（位于项目区域新 570 井场上游 9km 处）。项目最近距离吴起县城水源地约 4.3km，水源地均不在产建区块地下水调查及评价范围内。

调查评价区内具有开采利用价值的含水层为第四系风积黄土含水层、白垩系环河组含水层和白垩系洛河组含水层，为本次评价的目标含水层。本项目站场、井场、管线评价范围内无分散式饮用水源井。地下水环境保护目标主要为评价范围内的第四系黄土层潜水、白垩系环河组、白垩系洛河组。

### 2.7.4 声环境保护目标

本项目声环境保护目标为站场、管线、道路 200m，致密油井场周围 310m、页岩油井场周围 620m 范围内的居民。详见表 2.7-3 和表 2.7-4。

**表 2.7-3　　井场评价范围内居民点**

| 序号 | 井场 | 敏感目标 | 坐标（E°,N°） | | 距离管线最近位置 | | 人数 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | 方向 | 最近距离 | |
| 1 | 塞 545 | 石崖砭 | 108.393350458 | 37.142970157 | 东北 | 190 | 35 |
| 2 | 塞 581 | 前洼 | 108.395127515 | 37.158154734 | 北侧 | 540 | 30 |
| 3 | 新 275 扩 | 桐寨 | 108.380670409 | 37.137836679 | 西北 | 390 | 5 |

**表 2.7-4　　管道沿线 200m 范围内居民点**

| 序号 | 管线 | 敏感目标 | 坐标（E°,N°） | | 距离管线最近位置 | | 人数 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | 方向 | 最近距离 | |
| 1 | 新 229 扩～周 9 增出油管线 | 邢河 | 108.3623871 | 37.16376591 | 东 | 65m | 20 人 |
| 2 | 刘加 56-1 注水管线 | 刘坟塌 | 107.390680756 | 37.004460524 | 东 | 70m | 4 人 |
| 3 | 刘加 56-13 注水管线 | 刘坟塌 | 107.393972790 | 37.000973919 | 东北 | 144m | 15 人 |

注：未列出的井场、管线评价范围内无居民点分布。

# 3 工程概况

## 3.1 建设单位概况

本项目建设单位为长庆油田分公司第九采油厂。第九采油厂主营业务是油气资源的勘探、开发、生产、储运等业务，总部位于宁夏回族自治区银川市，管辖陕西省境内的吴起和姬塬2个油田，47个油藏，探明储量21132×$10^4$t，矿权面积1402.8$km^2$。是一个集原油生产、技术服务、油气储存和外输的综合性生产单位。采油生产工艺主要包括联合站、拉油站、增压站（转油站）和注水站工艺流程；场站主要生产设备包括抽油机、柱塞泵、水泵、单螺杆和双螺杆输油泵、多级离心输油泵、相变加热炉、常压水套加热炉、三相分离器、橇装式集成增压装置、气液分离器、缓冲罐、污水处理装置、修井机、热洗车等4000余台（套）；配备的安全防护设施有正压式呼吸器、长管呼吸器、固定式气体检测仪、四合一便携式其他检测仪（CO、$H_2S$、$O_2$、可燃气体）、绝缘手套、安全带、防爆手电、防毒面罩、隔热服、急救箱等。

第九采油厂现有采油作业区5个（包括五谷城采油作业区、杨青采油作业区、薛岔采油作业区、刘峁塬采油作业区、罗庞塬采油作业区），科研单位2个，保障类单位3个，机关科室及附属部门20个。具体机构设置如下：厂领导、办公室、生产运行部、科技信息部、党委组织部、规划计划部、财务资产部、企管法规部、质量安全环保部、纪委办公室、党委宣传部、信访环保部、井下作业部、工程项目部、生产保障部、合作管理部、五谷城采油作业区、刘峁塬采油作业区、罗庞塬采油作业区、杨青采油作业区、薛岔采油作业区、地质研究所、采油工艺研究所、生产保障大队、质量监督站、消防大队、第三技能评价工作站、生产指挥中心、产能建设项目组。

本次开发部署涉及第九采油厂五谷城采油作业区、薛岔采油作业区、杨青采油作业区、罗庞塬采油作业区的滚动开发。

## 3.2 地理位置与交通

第九采油厂油田范围地跨陕西省榆林市定边县和延安市吴起县。延安市涉及吴起县吴起街道（含薛岔社区）、五谷城镇、周湾镇3个乡镇，榆林市涉及定边县姬塬镇。

吴起油区矿权范围西北与定边县接壤，东部与靖边县、志丹县相邻。油区主要公路有：吴起县定边～吴起～志丹 S303 省道、吴起～五谷城~周湾~长城镇、胡（尖山）~中（山涧）路等地方道路及乡村道路；地方沥青道路和油田专用道路组成的路网，为该区域提供了较好的交通运输条件。见图 3.2.1.

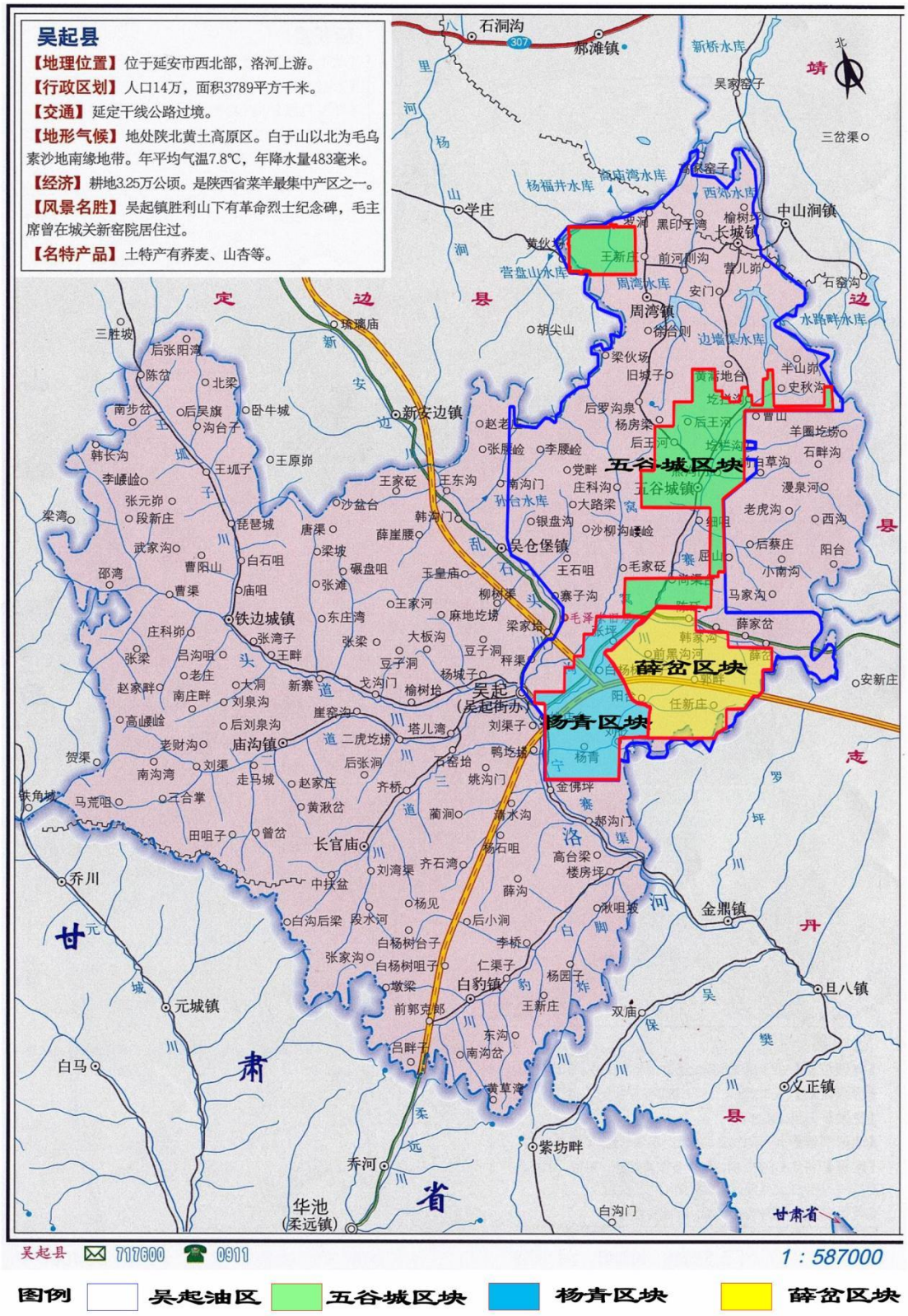



**图 3.2.1　　吴起油区项目开发区块地理位置与交通**

定边油区矿权范围东部与吴起县相邻，西部和南部与甘肃省庆阳市华池县和环县相邻。油区主要公路有：定边县贺(圈)刘(峁塬)张(崾先)路、姬(塬)～樊(学)

公路；地方沥青道路和油田专用道路组成的路网，为该区域提供了较好的交通运输条件。见图 3.2.2.

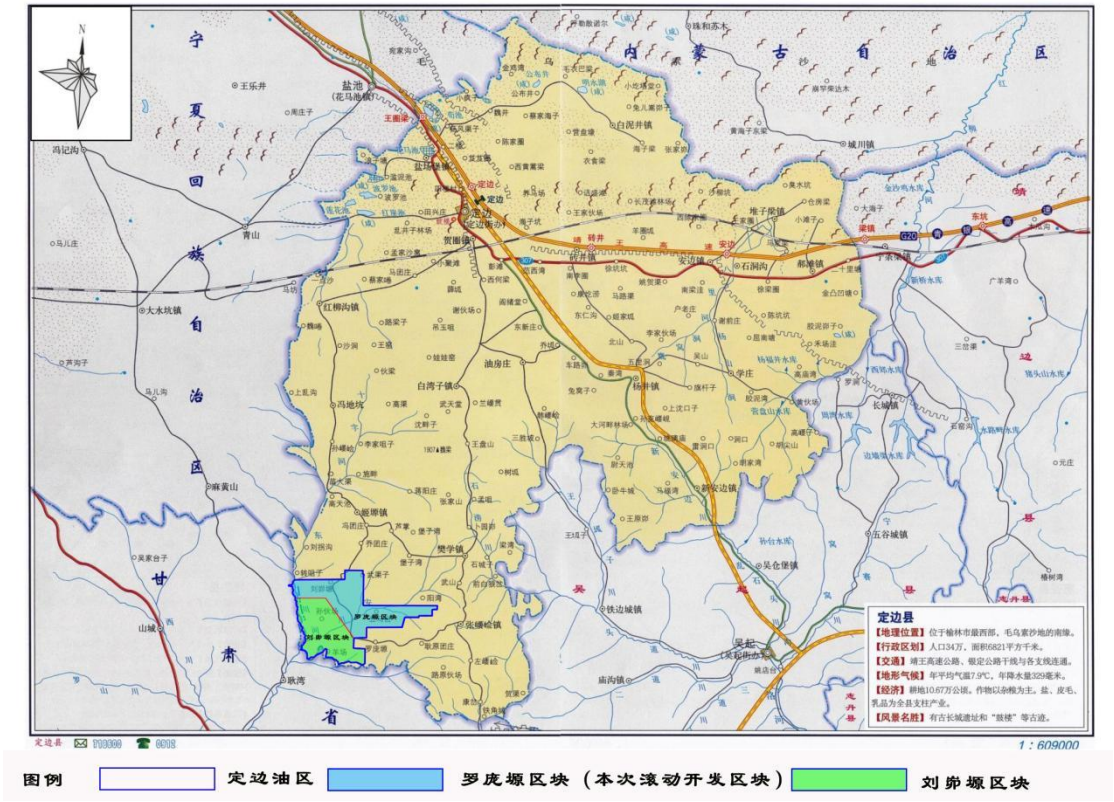



**图 3.2.2　　罗庞塬区块地理位置与交通图**

## 3.3 现有工程概况

第九采油厂吴起油区共划分为薛岔、五谷城、杨青三个滚动开发区块，定边油区共划分为刘峁塬、罗庞塬两个滚动开发区块。根据本项目开发方案，本次滚动开发项目涉及五谷城、薛岔、杨青和罗庞塬 4 个滚动开发区块。

本次现有工程主要收集调查第九采油厂吴起油区和定边油区现有的工程内容、环保手续、污染源统计及存在的主要环保问题等。

### 3.3.1 现有工程建设规模及建设内容

1、现有工程内容

根据调查，第九采油厂现有井场 1025 座，总计采油井 3202 口、注水井 959 口，联合站 6 座，接转站 18 座，注水站 11 座，增压点 54 座，脱水站 3 座，供水站 4 座，各类集输油管线 952.58km，集供气管线 223.94km，供注水管线

692.93km，道路 361.59km。同时配套建设生活保障点、道路等工程。现有工程生产产能 114.9×10⁴t/a。现有工程各区块产能分布情况见表 3.3.1-1。

**表 3.3.1-1　　现有工程各区块产能分布情况**

| 区块 | 产液量×$10^4m^3/a$ | 主要层位 | 含水率（%） | 产油量 | | 产水量 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | ×$10^4m^3/a$ | ×$10^4t/a$ | ×$10^4m^3/a$ |
| 五谷城 | 75.58 | 侏罗系、长 2、长 6、长 7、长 8 | 约 54 | 34.76 | 29.55 | 40.82 |
| 杨青 | 75.19 | 侏罗系、长 2、长 6、长 8、长 9 | | 34.59 | 29.4 | 40.60 |
| 薛岔 | 85.29 | 侏罗系、长 2、长 6、长 8、长 9 | | 39.23 | 33.35 | 46.06 |
| 刘峁塬 | 18.41 | 长 4+5、长 6、长 8、侏罗系 | | 8.47 | 7.2 | 9.94 |
| 罗庞塬 | 39.39 | 长 4+5、长 6、长 8、侏罗系 | | 18.12 | 15.4 | 21.27 |
| 合计 | 293.86 | / | / | 135.17 | 114.90 | 158.69 |

第九采油厂现有工程建设内容见表 3.3.1-2。

**表 3.3.1-2　　第九采油厂现有工程建设内容**

| 分类 | 工程内容 | 单位 | 数量 | 备注 |
|---|---|---|---|---|
| 钻井工程 | 采油井装置 | 套 | 3202 | 杨青区块现有采油井 571 口（包括 2024 年在建 14 口）；<br>薛岔区块现有采油井 674 口（包括 2024、2025 年在建 126 口）；<br>五谷城区块现有采油井 883 口（包括 2025 年在建 9 口）；<br>刘峁塬区块现有采油井 562 口（包括 2024、2025 年在建 9 口）；<br>罗庞塬区块现有采油井 447 口； |
| | 注水井装置 | 套 | 959 | 杨青区块现有注水井 175 口（包括 2024 年在建 6 口）；<br>薛岔区块现有注水井 259 口（包括 2024、2025 年在建 73 口）；<br>五谷城区块现有注水井 203 口；<br>刘峁塬区块现有注水井 178（包括 2024、2025 年在建的 3 口）<br>罗庞塬区块现有注水井 144； |
| 油气集输工程 | 井场 | 座 | 1025 | 杨青区块现有井场 184 座（包括 2024 年在建的 3 座）；<br>薛岔区块现有井场 223 座（包括 2024、2025 年在建 7 座）；<br>五谷城区块现有井场 310 座； |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| | | | | 刘峁塬区块现有井场181座；<br>罗庞塬区块现有井场127座； |
| | 联合站 | 座 | 6 | 薛岔区块现有联合站1个（吴四联）；<br>五谷城区块现有联合站3个（新吴三联、起一联、周一联）；<br>刘峁塬区块现有联合站1座（姬六联）；<br>罗庞塬区块现有联合站1座（姬三联）； |
| | 接转站 | 座 | 18 | 杨青作区块现有接转站7个（吴五转、吴四转、旗102转、吴八转、吴七转、吴六转、杨一转）；<br>薛岔作区块现有接转站4个（薛一转、薛二转、薛三转、薛四转）；<br>五谷城区块现有接转站3个（吴一转、起三转、周二转）；<br>刘峁塬区块现有接转站1座（姬二十三转）；<br>罗庞塬区块现有接转站3座（姬二十二转、姬二十四转、姬二十六转）； |
| | 脱水站 | 座 | 3 | 杨青区块现有脱水站2个（吴九脱、吴十脱）；<br>五谷城区块1个（起二转脱水站）； |
| | 计量站 | 座 | 2 | 杨青作业区现有计量站2个（吴五计、吴六计）； |
| | 卸油台 | 座 | 4 | 五谷城区块卸油台1个（新94卸油台）<br>刘峁塬区块现有卸油台1座（姬六联卸油台）；<br>罗庞塬区块现有卸油台2座（姬三联卸油台、刘2增卸油台） |
| | 增压站 | 座 | 54 | 杨青区块现有增压站9个（旗13-8增、旗95-65增、吴一增、吴四增、吴五增、吴六增、吴三增、吴135增、吴402增）；<br>薛岔区块现有增压站11个（薛六增、薛四增、薛三增、薛一增、薛五增、薛八增、薛九增、薛十增、薛十一增、薛十二增、薛十四增）；<br>五谷城区块现有增压站22个（起一增、起二增、起三增、起四增、起五增、起六增、起七增、起八增、起九增、周一增、周二增、周三增、周四增、周五增、周六增、周七增、周八增、周九增、周十增、周十一增、周12增、周14增）；<br>刘峁塬区块现有增压站6座（刘6增、刘9增、刘10增、刘11增、刘12增、刘13增）；<br>罗庞塬区块现有增压站6座（刘1增、刘2增、刘3增、刘4增、刘5增、刘8增、刘15增、刘16增）； |
| | 降回压装置 | 个 | 28 | 杨青区块现有降回压9个（新562降回压、吴146降回压、旗322-118降回压、吴124-3降回压、旗15-016降回压、吴59-50降回压、旗56-102降回压、新46-013降回压、新427降回压）；<br>五谷城区块现有降回压13个（旗81-117降回压、旗 |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| | | | | 58-110降回压、新286降回压、旗62-119降回压、旗56-102降回压、谷106降回压、新495降回压、吴507-53降回压、吴241-70降回压、畔203-101降回压、新145降回压、新289-21降回压、湾81-52降回压）<br>刘峁塬区块现有降回压装置4座（耿201输油点、江64-25降回压、江38-45降回压、江26-51降回压）；<br>罗庞塬区块现有降回压装置2座（刘66-5降回压、江84-32降回压） |
| | 供水站 | 座 | 4 | 薛岔区块现有供水站1座（吴三供）；<br>刘峁塬区块现有供水站1座（姬12供）；<br>罗庞塬现有供水站2座（姬10供、姬11供）； |
| | 注水站 | 座 | 11 | 杨青区块现有注水站1个（吴143注）；<br>薛岔区块现有注水站3个（吴四注、吴三注、吴410注）；<br>五谷城区块2个（起一注、周一注）；<br>刘峁塬区块现有注水站2座（姬12注、姬23注）；<br>罗庞塬区块现有注水站3座（姬9注、姬11注、姬28注）。 |
| | 区部/保障点 | 个 | 25 | 井区指挥部5座，生产保障点20座（包括2023年在建杨青作业区新建保障点）。 |
| | 油气管线 | km | 153 | 输油管线Φ140×10或Φ114×10，合计153km |
| | | | 223.95 | 集油管线Φ89×8，合计223.95km（包括2025年在建的6.4km） |
| | | | 575.63 | 单井管线Φ76×6或Φ60×5，合计575.63km（包括2025年在建20.1km） |
| | | | 223.94 | 集气管线149.18km，供气管线74.76km |
| | 注水管线 | km | 621.81 | 注水干线/支线合621.81km（包括2025年在建14.6km） |
| | 供水管线 | km | 71.12 | 供水管线合计71.12km |
| 公用工程 | 砂石道路 | km | 144.6 | / |
| | 进场道路 | km | 216.99 | / |
| | 供电 35KV电力线 | km | 94.70 | 吴起油区供电主要依托吴起110kV变和沙集110kV变。油区内建有：油田35kV变1座，地方35kV变电所2座。刘坪变主变容量2×10MVA，现有负荷10MW。刘峁塬变主变容量8+10MVA，现有负荷8MW。罗庞塬一体化35kV变主变容量4MVA，现有负荷2.2MW。 |
| | 供电 10KV电力线 | km | 240.30 | |
| 环保工程 | 采出水处理站 | 座 | 14 | 采用“沉降+气浮/生化除油+过滤”工艺 |
| | 措施废液处理站 | 座 | 6 | 新314措施返排液处理站、吴317-31措施返排液处理站、吴56-50措施返排液处理站、吴三注措施返排液处理站、峁67-44作业废水处理站、庞23-25作业废水处理站 |
| | 生活污水处理 | 套 | 25 | 地埋式一体化处理设施，设于各保障点内 |
| | 加热炉 | / | / | 全部燃用干气/伴生气，加热炉排气筒均≥8m |
| | 隔声、减振 | 配套 | / | 注水泵、外输泵等房间内布置、均设基础减振 |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| | 污油泥暂存点 | 座 | 8 | 旗 87-87 暂存点、新 230 暂存点、湾 68-67 暂存点、新 252-21 暂存点、新 542 暂存点、吴三注暂存点、峁 67-44 暂存点、庞 23-25 暂存点。<br>主要站场设污油污泥池，定期清理至现有污油泥暂存点，定期交有资质单位处置。 |
| | 生活垃圾 | 配套 | / | 主要站场及生活保障点设置生活垃圾收集桶，定期清理。 |
| | 事故风险防范措施 | 配套 | / | 各井场按标准化井场要求设置了污油池和初期雨水池，联合站、接转站、脱水站、卸油台、拉油点、注水站、增压点及降回压装置等站场设置了消防灭火器和配套的应急物资，联合站设置了消防水灭火系统、消防灭火器、事故收集池和配<br>套的应急物资等。 |

2、现有工程退役情况

根据建设单位提供资料，本次滚动开发区块现有工程退役情况见表 3.3.1-3.

**表 3.3.1-3　现有工程退役情况**

| 退役工程 | | 单位 | 杨青 | 薛岔 | 五谷城 | 罗庞塬 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 井口 | 采油井 | 口 | 101 | 177 | 294 | 215 |
| | 注水井 | 口 | 10 | 45 | 45 | 40 |
| | 水源井 | 口 | 2 | 1 | 1 | 0 |
| 井场 | | 座 | 10 | 3 | 17 | 20 |
| 管线 | | km | 22 | 120 | 55 | 240 |

## 3.3.2 滚动开发区块现有工程油气集输系统

1、现有集输关系

目前第九采油厂已形成了以联合站为中心，接转站为骨架，井组增压点为补充的集输系统。输油量较大的接转站采用油气混输方式，输至联合站集中处理；偏远、地势较低和沿线高差起伏变化大的井组采用增压点增压输送，增压点采用油气混输方式，实现集输系统的全密闭；少数偏远井组无法管道集输的采取拉油罐车运输。

吴起油区净化油通过吴四联输至刘坪轻烃厂处理，稳定后原油输至刘坪输油站。定边油区净化油在姬三联集中外输至姬塬外输总站。

油田采出水在联合站、接转站经采出水处理装置处理后回注油层，不外排。

油田伴生气主要综合利用于加热炉和下游轻烃厂回收。

现有工程除钻井工程和油气集输工程外，还相应建立了较完善的供注水系统、供电系统、通信系统、消防系统及道路工程。

吴起油区现有工程集输系统见图 3.3.2.1，定边油区现有工程集输系统见图 3.3.2.2。




**图 3.3.2.1　　吴起油区现有工程集输系统图**




**图 3.3.2.2　　定边油区现有工程集输系统图**

## 3.3.3 现有工程环保手续履行情况

1、本次扩建区域现有工程环境影响评价及环保验收情况

滚动开发区域相关环评手续履行情况见表 3.3.3-1 所示。

**表 3.3.3-1　　现有工程环评手续履行情况**

| 序号 | 分类 | 工程名称 | 环境影响评价 | 竣工环保验收 | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 区域 | 刘峁塬、吴起北 80 万吨产建项目(2009-2010 年) | 2011.4.29，陕环批复[2011]200 号 | 2014.10.9<br>陕环批复[2014]570 号 | 依托和改扩建薛三增 |
| 2 | | 刘峁塬、吴起北 60 万吨产建项目（2011 年） | 2013.1.4，陕环批复[2013]3 号 | 2016.11.23<br>陕环批复[2016]613 号 | / |
| 3 | | 第九采油厂 30 万吨产建项目(2012-2013 年) | 2014.1.13，延市环函[2014]3 号 | 2017.8.21<br>环验[2017]24 号 | 依托吴四联 |
| 4 | | 第九采油厂 20 万吨产建项目 | 2017.1.11，陕环批复[2017]23 号 | 2020.2.28<br>陕环批复[2020]27 号 | 依托和改扩建薛三 |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | (2014-2015年) | | | 转，依托薛四转 |
| 5 | | 第九采油厂40万吨产建项目（2016-2017） | 2019.8.8，陕环评批复[2019]36号 | 2021.9.16<br>完成自主验收 | 本次依托周二转、起三转 |
| 6 | | 第九采油厂2021年产建地面工程 | 2021.9.2，陕环评批复[2021]26号 | 2023.12.23<br>完成自主验收 | / |
| 7 | | 原油稳定及伴生气综合利用工程 | 2021.9.2，陕环评批复[2021]28号 | 2023.4.14<br>已完成自主验收 | / |
| 8 | | 第九采油厂2022年吴起区域产建地面工程 | 2022.8.10，延行审城环发[2022]111号 | 2023.12.28<br>完成自主验收 | / |
| 9 | | 第九采油厂定边区域2022年产建地面工程 | 榆政审批生态发【2022】77号<br>2022.7.19 | 2024.1.15<br>完成自主验收 | / |
| 10 | | 第九采油厂吴起区域2023年产能建工程环境影响报告书 | 2023.7.14，延行审城环发[2023]96号 | 2025年1月25<br>完成自主验收 | / |
| 11 | | 第九采油厂2023年产能建设工程榆林区域 | 榆政审批生态发【2023】100号<br>2023.7.7 | 2025年1月25<br>完成自主验收 | / |
| 12 | | 第九采油厂吴起区域2024年产能建设工程 | 2024.8.5，延行审城环发[2024]114号 | 正在建设 | / |
| 13 | | 第九采油厂2024年产能建设工程（榆林区域） | 2024.8.1，榆政环批复[2024]89号 | 正在建设 | / |
| 14 | | 第九采油厂2025年产能建设工程 | 2025.4.11陕环评批复〔2025〕8号 | 正在建设 | |
| 15 | 单体 | 周一拉（联）油注水站 | 2012.10.18取得批复 | 2016.11.30 | / |
| 16 | | 起一拉（联）油注水站 | 2013.8.12取得批复 | 2016.11.30 | / |
| 17 | | 周一拉至起一拉输油管线 | 2015.5.26取得批复 | 2015.9.22<br>环验[2015]18号 | / |
| 18 | | 起二转扩建（脱水站） | 2015.5.26取得批复 | 2017.8.4<br>吴环验[2017]16号 | / |
| 19 | | 薛四接转注水站 | 2015.7.14取得批复 | 2017.8.4<br>吴环验[2017]17号 | / |
| 20 | | 薛九增、薛十一增 | 2015.4.20取得批复 | 2018.9.29<br>吴环验[2018]4号，<br>吴环验[2018]5号 | / |
| 21 | | 薛三接转注水站 | 2015.5.26，取得批复 | 2018.6.8<br>吴环验[2018]3号 | 本次依托和改扩建 |
| 22 | | 薛四接转注水站卸油台 | 2016.8.2，取得批复 | 2018.9.29<br>吴环验[2018]6号 | / |
| 23 | | 2016年吴起区域新建管线、薛八增、薛十四增 | 2017.7.6，吴环批复[2017]13号<br>2017.7.6，吴环批复 | 2018.12.26<br>吴环验[2018]29号<br>2018.6.8 | 本次依托薛8增、薛14增 |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | [2017]11号<br>2017.7.6，吴环批复[2017]10号 | 吴环验[2018]1号<br>2018.6.8<br>吴环验[2018]2号 | |
| 24 | | 起一联至吴四联外输管线 | 2017.5.25，吴环批复[2017]5号 | 2018.12.26<br>吴环验[2018]24号 | / |
| 25 | | 吴起区域新建管线（2015） | 2017.5.25，吴环批复[2017]4号 | 2018.12.26<br>吴环验[2018]25号 | / |
| 26 | | 周二接转注水站及附属工程、<br>新94卸油台环境影响评价 | 2017.9.29，吴环批复[2017]28号<br>2017.9.29，吴环批复[2017]26号 | 2018.11.16<br>吴环验[2018]15号<br>吴环验[2018]13号 | 本次依托周二转 |
| 27 | | 新吴三联环境影响评价 | 2017.8.7，吴环批复[2017]17号 | 2018.12.26<br>吴环验[2018]26号 | 本次依托 |
| 28 | | 新吴三联至刘坪外输管线<br>环境影响评价 | 2017.8.7，吴环批复[2017]16号 | 2018.12.26<br>吴环验[2018]26号 | / |
| 29 | | 周7增、周8增、周9增<br>环境影响评价 | 2017.12.29，<br>吴环批复[2017]35号<br>吴环批复[2017]36号<br>吴环批复[2017]37号 | 2018.12.26<br>吴环验[2018]21号<br>吴环验[2018]22号<br>吴环验[2018]23号 | / |
| 30 | | 新314作业废水处理站 | —— | 2017.8.23<br>吴环函[2017]50号现状评价 | 本次依托 |
| 31 | | 长庆油田分公司第九采油厂峁67-44污油泥暂存点建设项目（现状评估） | 定环批复[2017]107号 | / | / |
| 34 | | 周10增、周11增环境影响评价 | 2017.9.29，吴环批复[2017]29号<br>2017.9.29，吴环批复[2017]27号 | 2018.11.16，<br>吴环验[2018]16号<br>吴环验[2018]14号 | / |
| 35 | | 吴四联 | 2012.10.18取得批复 | 已完成验收 | 本次依托 |
| 38 | | 吴四联至刘坪外输管线 | 2012.10.18取得批复 | 2013.12.13<br>环验[2013]35 | / |
| 39 | | 起8增 | 2018.9.28，吴环批复[2018]8号 | 2019.5.31<br>吴环验[2019]16号 | / |
| 40 | | 起9增 | 2018.9.28，吴环批复[2018]9号 | 2019.5.31<br>吴环验[2019]15号 | / |
| 41 | | 起10增 | 2018.12.7，吴环批复[2018]34号 | 2020.1.10<br>吴环验[2020]5号 | / |
| 42 | | 周12增 | 2018.12.7，吴环批复[2018]31号 | 2019.5.31<br>吴环验[2019]18号 | / |
| 43 | | 周13增 | 2018.12.7，吴环批复[2018]32号 | 2019.5.31<br>吴环验[2019]17号 | / |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 44 | | 起三增迁建 | 2018.12.7，吴环批复[2018]33号 | 2019.5.31<br>吴环验[2019]19号 | / |
| 45 | | 吴十脱 | 2019.7.23，吴环批复[2019]37号 | 2021.4.23<br>完成自主验收 | / |
| 46 | | 起三接转注水站 | 2018.8.6，吴环批复[2018]7号 | 2020.2.14<br>吴环验[2020]18号 | 本次依托 |
| 47 | | 吴四转扩改造（吴九脱） | 2019.8.22，吴环批复[2019]55号 | 2021.7.20<br>完成自主验收 | 本次依托 |
| 48 | | 吴143注水站改造 | 2019.8.22，吴环批复[2019]49号 | 2021.7.20<br>完成自主验收 | / |
| 49 | | 起6增迁建 | 2019.8.22，吴环批复[2019]59号 | 2020.2.14<br>吴环验[2020]17号 | / |
| 50 | | 吴3增压装置 | 2019.8.22，吴环批复[2019]61号 | 2020.2.14<br>吴环验[2020]19号 | / |
| 51 | | 吴4增压装置 | 2019.8.22，吴环批复[2019]60号 | 2020.8.26<br>吴环验[2020]40号 | / |
| 52 | | 吴5增压装置 | 2019.7.26，吴环批复[2019]32号 | 2020.6.3<br>吴环验[2020]26号 | / |
| 53 | | 周14增压装置 | 2019.7.26，吴环批复[2019]36号 | 2020.2.14<br>吴环验[2020]20号 | / |
| 54 | | 周7增迁建 | 2019.9.10，吴环批复[2019]68号 | 2020.1.10<br>吴环验[2020]7号 | / |
| 55 | | 吴56-50作业废水处理站 | 2019.5.23，吴环批复[2019]16号 | 2020.1.10<br>吴环验[2020]6号 | 本次依托 |
| 56 | | 吴三注作业废水处理站 | 2020.6.28，吴审服环函[2020]020号 | 2021.7.5<br>完成自主验收 | 本次依托 |
| 57 | | 薛12增环境影响报告表 | 2020.7.17，吴审服环函[2020]028号 | 2020.11.30<br>完成自主验收 | / |
| 58 | | 起一转至新吴三联管线改造工程 | 2020.8.6，吴审服环函[2020]033号 | 2022.1.18<br>完成自主验收 | / |
| 59 | | 吴起油区生产保障中心 | 2020.11.10，吴审服环函[2020]049号 | 2022.8.9<br>完成自主验收 | / |
| 60 | | 2020年吴起区域管线 | 2020.12.16，吴审服环函[2020]051号 | 2021.12.18<br>完成自主验收 | / |

2、现有工程排污许可手续办理情况

第九采油厂以采油作业区为单位办理了排污许可登记手续，所辖范围内包括五谷城、杨青、薛岔、刘峁塬、罗庞塬等5个采油作业区，5个作业区分别办理了排污许可证，均在有效期内。具体办理情况见表3.3.3-2。

**表3.3.3-2　排污许可落实情况**

| 作业区 | 登记编号 | 登记日期 | 有效期 |
|---|---|---|---|
| 长庆油田分公司第九采油厂五谷城采 | 91640103317838O8X4009X | 2025年9月15日 | 2025年9月15日至2030年9月14日 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 油作业区 | | | |
| 长庆油田分公司第九采油厂薛岔采油作业区 | 9164010331783808X4004U | 2025年9月12日 | 2025年9月12日至2030年9月11日 |
| 长庆油田分公司第九采油厂杨青采油作业区 | 9164010331783808X4008W | 2025年11月12日 | 2025年11月12日至2030年11月11日 |
| 长庆油田分公司第九采油厂刘峁塬采油作业区 | 9164010331783808X4011Y | 2025年10月17日 | 2025年10月17日至2030年10月16日 |
| 长庆油田分公司第九采油厂罗庞塬采油作业区 | 9164010331783808X4010W | 2025年9月26日 | 2025年9月26日至2030年9月25日 |

3、环境风险应急预案落实情况

第九采油厂矿权范围涉及榆林市定边县和延安市吴起县，第九采油厂已编制突发环境事件应急预案，并定期进行应急演练。应急预案备案情况见表3.3.3-3。

**表3.3.3-3　环境风险应急预案落实情况**

| 应急预案名称 | 备案部门 | 备案编号 | 备案时间 |
|---|---|---|---|
| 《长庆油田分公司第九采油厂（吴起区域）突发环境事件应急预案》 | 延安市突发环境事件应急办公室 | / | 2024年12月19日 |
| 《长庆油田分公司第九采油厂（定边区域）突发环境事件应急预案》 | 榆林市生态环境局定边分局 | 610825-2024-062L | 2024年12月5日 |

## 3.3.4 现有工程污染防治措施/设施及生态保护措施落实情况调查

根据现场调查，并结合第九采油厂已有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3.3.4-1。

**表3.3.4-1　现有工程主要环保设施落实及运行情况**

| 类别 | 位置 | 污染源或污染物 | 环评要求污染防治设施 | 实际防治措施 | 落实情况 | 运行情况 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 废气 | 各工艺环节各站场 | 无组织烃类 | 密闭输油工艺 | 大部分密闭输油工艺，个别偏远井场采用密闭罐车拉油，4座联合站13具1000m³以上储罐进行了VOCs治理，采用“大罐抽气装置+利用已建轻烃处理 | 基本落实 | 正常运转 |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | 装置”，整体流程全密闭。 | | |
| | 联合站、接转站、脱水站、增压点、保障点等 | 加热炉烟气 | 不低于8m高排气筒 | 采用燃气加热炉，安装低氮燃烧器，废气经不低于8m高排气筒排放 | 落实 | 达标排放 |
| | 井区道路 | 扬尘 | 洒水 | 采用洒水车浇洒路面 | 落实 | 频率较低，对扬尘抑制效果不明显 |
| 废水 | 联合站、接转注水站等 | 油田采出水 | “二级沉降+二级过滤”工艺 | “沉降+气浮/生化除油+过滤”工艺 | 落实 | 达标回注 |
| | 措施废液处理站 | 洗井、修井废水 | “二级沉降+二级过滤”工艺 | “沉降除油+混凝沉淀+斜板沉降+二级过滤”工艺 | 落实 | 达标回注 |
| | 生活保障点 | 生活污水 | 生活污水处理设施 | 生活污水处理设施 | 落实 | 达标回用 |
| | 井场 | 洗井废水、修井废水、试油废水 | 拉运至作业废水处理站处理 | 依托现有作业废水处理站处理达标后回注 | 落实 | 正常运转 |
| 噪声 | 接转站、拉油点、增压点、联合站、注水站等 | 输油泵、注水泵、污油污水泵等各类泵、空压机等 | 减振、隔音间、绿化等 | 减振、吸声、隔音间、绿化等 | 落实 | 稳定运行达标排放 |
| 固废 | 各站场、井组 | 标准化井场建设 | 雨水渠、污油污水回收池、井场外排洪渠 | 雨水渠、雨水池、导油槽、含油污水池、井场外排洪渠 | 落实 | / |
| | | 落地油 | 落地油回收 | 作业时铺设防渗布，回收落地油 | 落实 | 回收率100% |
| | | 油泥、浮渣 | 油泥、浮渣干化送有资质单位处理 | 送有危废处置资质单位处理 | 落实 | 按要求处置 |
| | | 生活垃圾 | 生活垃圾收集池 | 生活垃圾收集池 | 落实 | 按要求送指定地点 |

**2、现有工程生态保护措施落实情况**

现有工程生态保护措施落实情况见表3.3.4-2。

**表3.3.4-2　现有工程生态保护措施落实情况**

| 名称 | 生态保护与修复措施落实情况 |
|---|---|
| 井场 | 现有工程井场根据设计及当地地理情况，井场建设采取标准化井场进行建设，井场四周建设砖砌挡墙，井场内建设雨水收集池。采取丛式井和水平井布置，道路 |

| | |
|---|---|
| | 最大可能的利用原有道路，施工便道利用巡井道路；工程占地和施工临时用地均办理相关用地手续。 |
| | 井场结束后，对围墙内外宜绿化区域进行植被恢复。对井场内进行平整，井场外进行场地平整、植被恢复，播撒草籽，种植柳树、杨树、侧柏等。 |
| 站场 | 站场施工控制在临时用地范围内，周围进行围挡，控制施工范围；进站道路施工作业带宽度控制在6m范围内；站场施工便道利用进站道路。 |
| | 在进站道路两侧种植树木，播撒草籽进行植被恢复。站场内部进行了绿化（种植园柏、樟子松、杨树刺槐、柠条、绿篱、苜蓿等植物）。进站道路内侧设置有排水渠，并根据地形设置有排水涵洞等排水设施。 |
| 管线 | 管沟开挖时，将弃土堆放在没有布管的一侧，表层耕植土与下层土壤分别堆放，农用地带表层用耕植土回填。管线施工作业带控制在4-6m；管道临时堆放在作业带处。管线施工便道利用作业带。在地表播撒草籽进行植被恢复；临时占用的农田均移交当地老乡进行复耕。管线上方进行植被恢复时，多种植当地农作物和耐旱草种，不种植根深植物 |
| | 输油管线在施工结束后，及时进行场地平整，并且在回填时将表层土回填于地表上方，进行植被恢复。 |
| | 在坡脚设排水沟，排水沟采取防渗措施，管线在坡面上敷设时采用护坡，护坡宽度根据实际情况而定。截水墙深入两侧沟壁各0.5m。在管线附近非耕植的荒地及边坡上，适当播撒草籽，防止水土流失。除采用一定的护坡措施以外，对于高陡边坡的护坡体的基础，采用石笼结构。结合具体地形、地貌和地质条件，在黄土滑坡、滑塌、崩塌采用土钉墙等作为半永久或临时性的支挡措施。 |
| 道路 | 在管线上方设置标志，防止各类施工活动对管线的破坏；建立管线巡检制度，各区块管辖范围内管线均安排有巡线工和负责人。 |
| | 施工便道、道路临时占地在施工结束后，属草地和荒地的撒播草种，属于耕作地的复耕； |
| | 加强道路边坡防护，边坡植物选择生长快、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； |
| | 新建道路在推平后加以机械碾压压实或铺设砂石硬化，并在道路一侧设排水沟，道路两侧种植树木进行绿化。 |

根据现场调查、生态治理方案和竣工验收调查报告，现有工程污染防治措施基本落实到位，生态保护与恢复措施基本按环评要求开展实施，废弃井场井口进行了封闭，并进行了生态恢复。环境管理及突发环境事件应急预案制定较为完善，未出现重大环境风险事故。总体上看，现有工程环境影响较小，基本未改变井区范围内生态环境现状。

## 3.3.5 现有工程污染源分析

### 1、废气污染源分析

（1）站场加热炉烟气

经调查统计，第九采油厂站场加热炉配套有全自动低氮燃烧器，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

本次滚动开发区块现有场站加热炉情况见表 3.3.5-1。

**表 3.3.5-1　本次滚动开发区块现有场站加热炉情况**

| 安装区域 | 自编号 | 功率 kW | 燃料 |
|---|---|---|---|
| 吴起油区五谷城区块 | 五谷城基地 | 800×3 | 伴生气 |
| | 起一联 | 800×3 | 伴生气 |
| | 起二转 | 400×2 | 伴生气 |
| | 新吴三联 | 800×3 | 伴生气 |
| | | 300×1 | 伴生气 |
| | 起三转 | 600×3 | 伴生气 |
| | 起 1 增 | 180×1 | 伴生气 |
| | 起 2 增 | 180×2 | 伴生气 |
| | 起 3 增 | 270×1 | 伴生气 |
| | | 180×1 | 伴生气 |
| | 起 4 增 | 300×1 | 伴生气 |
| | 起 5 增 | 300×1 | 伴生气 |
| | 起 6 增 | 240×2 | 伴生气 |
| | 起 7 增 | 600×2 | 伴生气 |
| | 起 8 增 | 200×1 | 伴生气 |
| | 起 9 增 | 200×1 | 伴生气 |
| | 起 10 增 | 300×1 | 伴生气 |
| | 周一联 | 800×3 | 伴生气 |
| | | 600×1 | 伴生气 |
| | 周二转 | 400×1 | 伴生气 |
| | | 800×3 | 伴生气 |
| | 加温站 | 400×2 | 伴生气 |
| | 周一注 | 300×1 | 伴生气 |
| | 周 2 增 | 200×1 | 伴生气 |
| | 周 4 增 | 300×1 | 伴生气 |
| | | 180×1 | 伴生气 |
| | 周 5 增 | 240×1 | 伴生气 |
| | 周 6 增 | 240×1 | 伴生气 |
| | 周 7 增 | 200×1 | 伴生气 |
| | 周 9 增 | 200×1 | 伴生气 |
| | 周 10 增 | 300×1 | 伴生气 |
| | 周 11 增 | 200×1 | 伴生气 |
| | 周 12 增 | 180×1 | 伴生气 |
| | | 300×1 | 伴生气 |
| | | 200×1 | 伴生气 |
| | 周 13 增 | 200×2 | 伴生气 |
| | 周 14 增 | 200×1 | 伴生气 |
| 吴起油区 | 作业区加热炉 | 800×2 | 伴生气 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 杨青区块 | 杨一转 | 360×1 | 伴生气 |
| | 吴五转 | 400×2 | 伴生气 |
| | 吴六转 | 400×2 | 伴生气 |
| | 吴七转 | 400×2 | 伴生气 |
| | 吴八转生活区 | 180×1 | 伴生气 |
| | 新吴四转 | 600×2 | 伴生气 |
| | | 1200×3 | 伴生气 |
| | 吴九脱生活区 | 240×1 | 伴生气 |
| | 吴十脱 | 600×3 | 伴生气 |
| | 吴 1 增 | 240×2 | 伴生气 |
| | 吴 3 增 | 180×2 | 伴生气 |
| | 吴 402 增 | 360 | 伴生气 |
| | 吴 135 增 | 400 | 伴生气 |
| | | 600 | 伴生气 |
| | 吴 402 扩生活区 | 120×1 | 伴生气 |
| | 吴 88 队部 | 100×1 | 伴生气 |
| | 吴 133 生活区 | 360 | 伴生气 |
| | 吴 135 队部 | 700 | 伴生气 |
| | 旗 102 转（轻烃站） | 3300 | 伴生气 |
| 吴起油区薛岔区块 | 吴四联 | 1600×3 | 伴生气 |
| | 薛一转 | 600×2 | 伴生气 |
| | 薛二转 | 400×2 | 伴生气 |
| | 薛三转 | 600×3 | 伴生气 |
| | | 400×1 | 伴生气 |
| | 薛四转 | 600×2 | 伴生气 |
| | 薛四转卸油台 | 300×1 | 伴生气 |
| | 薛 1 增 | 270×1 | 伴生气 |
| | 薛 3 增 | 270×1 | 伴生气 |
| | 薛 4 增 | 240×1 | 伴生气 |
| | 薛 5 增 | 400×1 | 伴生气 |
| | | 120×1 | 伴生气 |
| | 薛 6 增 | 400×1 | 伴生气 |
| | 薛 8 增 | 240×1 | 伴生气 |
| | | 180×1 | 伴生气 |
| | 薛 9 增 | 240×1 | 伴生气 |
| | 薛 11 增 | 240×1 | 伴生气 |
| | | 180×1 | 伴生气 |
| | 薛 12 增 | 240×1 | 伴生气 |
| | 薛 14 增 | 180×1 | 伴生气 |
| | 吴三联加温站 | 400×1 | 伴生气 |
| | 吴三注水站 | 270×1 | 伴生气 |
| | 作业区区部 | 800×1 | 伴生气 |
| | 薛一转保障点 | 270×1 | 伴生气 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | 薛二转保障点 | 270×1 | 伴生气 |
| | 薛 1 增保障点 | 120×1 | 伴生气 |
| | 薛 4 增保障点 | 1200×1 | 伴生气 |
| | 薛 6 增保障点 | 120×1 | 伴生气 |
| | 薛 9 增保障点 | 180×1 | 伴生气 |
| 定边油区刘峁塬区块 | 刘 6 增 | 200kW×2 | 伴生气 |
| | 刘 9 增 | 180kW×2 | 伴生气 |
| | 刘 10 增 | 180kW×2 | 伴生气 |
| | 刘 11 增 | 270kW×2 | 伴生气 |
| | 刘 12 增 | 180kW×2 | 伴生气 |
| | 刘 13 增 | 180kW×2 | 伴生气 |
| | 姬 23 转 | 180kW×2 | 伴生气 |
| | 姬六联 | 1600kW×2 | 伴生气 |
| | 刘峁塬基地 | 1600kW×3 | 伴生气 |
| | 江 64-25 增压撬 | 180kW×2 | 伴生气 |
| | 江 38-45 增压撬 | 180kW×1 | 伴生气 |
| | 江 26-51 增压撬 | 180kW×2 | 伴生气 |
| | 耿 201 增压撬 | 180kW×2 | 伴生气 |
| | 江 54-31 井场 | 180kW×1 | 伴生气 |
| | 江 92-06 井场 | 180kW×1 | 伴生气 |
| 定边油区罗庞塬区块 | 姬三联 | 2500kW×2 | 伴生气 |
| | 刘 1 增 | 300kW×1 | 伴生气 |
| | 刘 2 增 | 180kW×2 | 伴生气 |
| | 刘 3 增 | 180kW×2 | 伴生气 |
| | 刘 4 增 | 180kW×2 | 伴生气 |
| | 刘 5 增 | 180kW×2 | 伴生气 |
| | 刘 8 增 | 180kW×2 | 伴生气 |
| | 刘 15 增 | 300kW×1 | 伴生气 |
| | 刘 16 增 | 180kW×2 | 伴生气 |

本次评价收集了滚动开发区块现有工程各站场常规监测报告，现有站场加热炉各项污染物监测结果统计见表 3.3.5-2。

**表 3.3.5-2　各站场加热炉监测数据统计**

| 加热炉地点 | 型号 | 时间 | | 烟尘 ($mg/m^3$) | SO2($mg/m^3$) | NOX($mg/m^3$) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 五谷城采油作业区基地 | 800kW1# | 2023.11.11 | 第一次 | ND1 | ND3 | 63 |
| | | | 第二次 | / | ND3 | 66 |
| | | | 第三次 | / | ND3 | 66 |
| | 800kW2# | 2023.11.11 | 第一次 | 6.1 | ND3 | 65 |
| | | | 第二次 | / | ND3 | 65 |
| | | | 第三次 | / | ND3 | 65 |
| 周一转 | 800kW1# | 2023.11.18 | 第一次 | ND1 | ND3 | 27 |
| | | | 第二次 | / | ND3 | 29 |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | 第三次 | / | ND3 | 30 |
| | 800kW2# | 2023.11.18 | 第一次 | ND1 | ND3 | 31 |
| | | | 第二次 | / | ND3 | 33 |
| | | | 第三次 | / | ND3 | 33 |
| | 800kW3# | 2023.11.18 | 第一次 | ND1 | 12 | 33 |
| | | | 第二次 | / | 13 | 35 |
| | | | 第三次 | / | 16 | 37 |
| 周二转 | 800kW1# | 2023.11.11 | 第一次 | 1.7 | ND3 | 52 |
| | | | 第二次 | / | ND3 | 52 |
| | | | 第三次 | / | ND3 | 53 |
| | 800kW2# | 2023.11.11 | 第一次 | ND1 | ND3 | 53 |
| | | | 第二次 | / | ND3 | 28 |
| | | | 第三次 | / | ND3 | 63 |
| | 800kW3# | 2023.11.11 | 第一次 | ND1 | ND3 | 55 |
| | | | 第二次 | / | ND3 | 57 |
| | | | 第三次 | / | ND3 | 55 |
| | 400kW1# | 2023.11.11 | 第一次 | / | ND3 | 50 |
| | | | 第二次 | / | ND3 | 50 |
| | | | 第三次 | / | ND3 | 50 |
| 起一转 | 800kW1# | 2023.12.5 | 第一次 | 1.2 | ND3 | 56 |
| | | | 第二次 | / | ND3 | 62 |
| | | | 第三次 | / | ND3 | 74 |
| | 800kW2# | 2023.12.5 | 第一次 | 1.2 | ND3 | 33 |
| | | | 第二次 | / | ND3 | 34 |
| | | | 第三次 | / | ND3 | 34 |
| | 800kW3# | 2023.11.16 | 第一次 | 8.0 | 28 | 110 |
| | | | 第二次 | / | 19 | 112 |
| | | | 第三次 | / | 19 | 113 |
| 新吴三联 | 800KW1# | 2023.11.8 | 第一次 | 1.2 | ND3 | 46 |
| | | | 第二次 | / | ND3 | 42 |
| | | | 第三次 | / | ND3 | 42 |
| | 800KW2# | 2023.11.8 | 第一次 | 2.4 | ND3 | 64 |
| | | | 第二次 | / | ND3 | 64 |
| | | | 第三次 | / | ND3 | 64 |
| | 800KW3# | 2023.11.8 | 第一次 | 3.3 | ND3 | 44 |
| | | | 第二次 | / | ND3 | 43 |
| | | | 第三次 | / | ND3 | 43 |
| | 300KW1# | 2023.11.8 | 第一次 | 1.9 | ND3 | 44 |
| | | | 第二次 | / | ND3 | 42 |
| | | | 第三次 | / | ND3 | 42 |
| 薛岔作业基地 | 800KW | 2023.11.11 | 第一次 | 2.5 | ND3 | 54 |
| | | | 第二次 | / | ND3 | 51 |
| | | | 第三次 | / | ND3 | 48 |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 吴四联 | 1600KW1# | 2023.11.7 | 第一次 | 4.3 | ND3 | 88 |
| | | | 第二次 | / | ND3 | 89 |
| | | | 第三次 | / | ND3 | 89 |
| | 1600KW2# | 2023.11.7 | 第一次 | ND1 | ND3 | 71 |
| | | | 第二次 | / | ND3 | 73 |
| | | | 第三次 | / | ND3 | 73 |
| | 1600KW3# | 2023.11.7 | 第一次 | ND1 | 4 | 85 |
| | | | 第二次 | / | 4 | 85 |
| | | | 第三次 | / | 4 | 85 |
| 新吴四转 | 600KW1# | 2023.11.27 | 第一次 | 6.5 | 18 | 41 |
| | | | 第二次 | / | 17 | 40 |
| | | | 第三次 | / | 19.4 | 38 |
| | 600KW2# | 2023.11.27 | 第一次 | ND1 | 3.6 | 36 |
| | | | 第二次 | / | 6.9 | 32 |
| | | | 第三次 | / | 4.2 | 31 |
| | 1200KW1# | 2023.11.27 | 第一次 | 7.1 | 9.4 | 47 |
| | | | 第二次 | / | ND3 | 46 |
| | | | 第三次 | / | 9.3 | 47 |
| | 1200KW2# | 2023.11.27 | 第一次 | 5.5 | 5.4 | 51 |
| | | | 第二次 | / | ND3 | 51 |
| | | | 第三次 | / | 3.6 | 49 |
| | 1200KW3# | 2023.11.27 | 第一次 | 6.2 | 17 | 48 |
| | | | 第二次 | / | 36 | 48 |
| | | | 第三次 | / | 25 | 44 |
| 旗 102 转 | 3300kW | 2023.12.4 | 第一次 | ND1 | ND3 | 50 |
| | | | 第二次 | / | ND3 | 50 |
| | | | 第三次 | / | ND3 | 48 |
| 平均值 | | | | 2.80 | 3.77 | 53.74 |
| 《锅炉大气污染物排放标准》（DB61/1226-2018）表 3 其他燃气标准限值 | | | | 10 | 50 | 150 |

根据统计资料，第九采油厂现有加热炉污染物排放浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》（DB61/1226-2018）表 3 其他燃气标准限值要求。现有伴生气燃烧用量约为 6875.19×10⁴m³/a。以第九采油厂实测结果的均值进行核算，则现有油区内加热炉烟气及主要污染物排放情况见表 3.3.5-3。

**表 3.3.5-3　第九采油厂现有加热炉烟气及主要污染物排放情况**

| 污染源 | 污染物 | 产生情况 | | | 治理措施 | 排放情况 | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 速率 (kg/h) | 浓度 (mg/m³) | 废气量 (m³/h) | | 速率 (kg/h) | 浓度 (mg/m³) | 排放量 (t/a) | 达标情况 |
| 加热炉 | 烟尘 | 0.262 | 2.8 | 93538.22 | 燃用伴生气 | 0.262 | 2.8 | 2.074 | 达标 |
| | SO2 | 0.353 | 3.77 | | | 0.353 | 3.77 | 2.793 | |
| | NOx | 5.027 | 53.74 | | | 5.027 | 53.74 | 39.812 | |

| | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | 排气筒高度≥8m | | | | |

（2）无组织排放烃类气体

烃类气体主要成分为C1～C5的烃类物质，是油田开发的特征大气污染物，开发过程中随原油一起抽出油井。

现有工程运营期间，在原油开采与集输过程中会挥发、泄漏少量烃类气体，主要来自采油井口、储油罐呼吸阀、场站的阀门和泵等设备动静密封点、修井等井下作业等环节。此外，由于站场维修或安全（超压时）等原因，部分烃类气体会被放空，放空的部位主要有：油井、计量站、拉油点、油气管线等。根据项目资料，按照地层原始油气比的50%到达地面计算。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。原油伴生气开放式流程损耗约为50%，密闭流程小于0.2%。

现有工程无组织排放烃类气体计算公式如下：

$$G = 50\% \times M \times \lambda \times \eta \times \alpha \times \rho \times 10^{-3}$$

式中：G——非甲烷总烃产生量，t/a；

M——原油产生量，t/a；（114.9万吨/a）

η——油气集输系统损耗率，%（密闭流程取值0.2%，拉运取50%）；

α——伴生气中非甲烷总烃体积百分数；取0.5；

ρ——伴生气密度1.05kg/m$^3$；

λ——气油比，m$^3$/t，取60m$^3$/t。

根据建设单位提供资料，长庆油田分公司第九采油厂现有工程管输率约97%，约3%为汽车拉运，正常条件下油气损耗较小，原油伴生气开放式流程损耗约为50%，密闭流程小于0.2%。则现有工程原油中伴生气回收率为98.31%，现有工程伴生气回收后全部用于站场加热炉燃烧或进入轻烃厂综合利用。即伴生气综合利用率98.31%。

根据现有工程概况章节对现有工程井区原油集输方式分析，估算现有工程非甲烷总烃排放量为306.56t/a。

本次评价收集了第九采油厂 2025 年第三季度例行监测数据，监测结果表明，各油气集中处理站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。

监测结果见表 3.3.5-4。

**表 3.3.5-4　非甲烷总烃无组织排放监测结果**

| 监测点位 | 监测日期 | 监测点位 | 监测结果 | 数据来源 |
|---|---|---|---|---|
| 杨青采油作业区吴十脱 | 2025.7.23 | 上风向 | 1.54～1.68 | 西检（委）字[2025]第 1831 号 |
| | | 下风向 1# | 2.58～2.78 | |
| | | 下风向 2# | 2.55～2.80 | |
| | | 下风向 3# | 2.74～2.90 | |
| 杨青采油作业区新吴四转扩 | 2025.7.22 | 上风向 | 1.1～1.5 | 西检（委）字[2025]第 1839 号 |
| | | 下风向 1# | 2.38～2.54 | |
| | | 下风向 2# | 2.34～2.79 | |
| | | 下风向 3# | 2.26～2.50 | |
| 杨青采油作业区吴 56-50 措施废液处理站 | 2025.8.19 | 上风向 | 1.69～1.83 | 西检（委）字[2025]第 2061 号 |
| | | 下风向 1# | 2.56～2.75 | |
| | | 下风向 2# | 2.58～2.69 | |
| | | 下风向 3# | 2.14～2.80 | |
| 杨青采油作业区新 542 污油泥暂存间 | 2025.8.19 | 上风向 | 1.51～1.79 | 西检（委）字[2025]第 2063 号 |
| | | 下风向 1# | 2.30～2.64 | |
| | | 下风向 2# | 2.24～2.47 | |
| | | 下风向 3# | 2.15～2.40 | |
| 五谷城采油作业区起一转 | 2025.7.2 | 上风向 | 2.13～2.36 | 西检（委）字[2025]第 1906 号 |
| | | 下风向 1# | 3.52～3.65 | |
| | | 下风向 2# | 3.32～3.68 | |
| | | 下风向 3# | 3.23～3.59 | |
| 五谷城采油作业区起三转 | 2025.7.2 | 上风向 | 1.58～2.07 | 西检（委）字[2025]第 1908 号 |
| | | 下风向 1# | 3.23～3.39 | |
| | | 下风向 2# | 3.16～3.41 | |
| | | 下风向 3# | 3.16～3.38 | |
| 五谷城采油作业区新吴三联 | 2025.7.3 | 上风向 | 1.54～1.73 | 西检（委）字[2025]第 1910 号 |
| | | 下风向 1# | 2.78～3.37 | |
| | | 下风向 2# | 2.87～3.12 | |
| | | 下风向 3# | 2.84～2.98 | |
| 五谷城采油作业区周二转 | 2025.7.22 | 上风向 | 1.39～1.58 | 西检（委）字[2025]第 1976 号 |
| | | 下风向 1# | 2.54～2.83 | |
| | | 下风向 2# | 2.57～2.82 | |
| | | 下风向 3# | 2.32～2.87 | |
| 五谷城采油作 | 2025.7.23 | 上风向 | 1.61～1.82 | 西检（委）字 |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| 业区吴317-31措施废液处理站 | | 下风向1# | 2.96～3.36 | [2025]第1978号 |
| | | 下风向2# | 2.83～3.41 | |
| | | 下风向3# | 2.87～3.32 | |
| 五谷城采油作业区湾68-67污油泥暂存间 | 2025.8.12 | 上风向 | 1.05～1.47 | 西检（委）字[2025]第2095号 |
| | | 下风向1# | 2.39～2.46 | |
| | | 下风向2# | 2.11～2.59 | |
| | | 下风向3# | 2.17～2.55 | |
| 五谷城采油作业区周一转 | 2025.8.11 | 上风向 | 1.25～1.59 | 西检（委）字[2025]第2306号 |
| | | 下风向1# | 2.44～2.96 | |
| | | 下风向2# | 2.34～2.41 | |
| | | 下风向3# | 2.23～2.51 | |
| 薛岔采油作业区吴四联 | 2025.8.14 | 上风向 | 0.98～1.14 | 西检（委）字[2025]第2065号 |
| | | 下风向1# | 1.76～1.97 | |
| | | 下风向2# | 1.79～1.85 | |
| | | 下风向3# | 1.67～1.86 | |
| 薛岔采油作业区吴三注措施废液处理 | 2025.8.13 | 上风向 | 1.11～1.22 | 西检（委）字[2025]第2097号 |
| | | 下风向1# | 1.64～1.83 | |
| | | 下风向2# | 1.70～1.90 | |
| | | 下风向3# | 1.72～1.86 | |
| 薛岔采油作业区薛岔卸油台 | 2025.8.13 | 上风向 | 1.32～1.37 | 西检（委）字[2025]第2254号 |
| | | 下风向1# | 1.60～2.07 | |
| | | 下风向2# | 1.78～2.11 | |
| | | 下风向3# | 1.97～2.12 | |
| 罗庞塬采油作业区庞23-25污油泥暂存间 | 2025.7.17 | 上风向 | 1.03～1.12 | 西检（委）字[2025]第2041号 |
| | | 下风向1# | 3.35～3.76 | |
| | | 下风向2# | 3.42～3.77 | |
| | | 下风向3# | 3.53～3.85 | |
| 罗庞塬采油作业区姬三联 | 2025.7.16 | 上风向 | 1.79～2.06 | 西检（委）字[2025]第2059号 |
| | | 下风向1# | 3.17～3.35 | |
| | | 下风向2# | 3.3～3.45 | |
| | | 下风向3# | 3.18～3.47 | |
| 罗庞塬采油作业区罗庞塬卸油台 | 2025.8.27 | 上风向 | 1.88～2.00 | 西检（委）字[2025]第2418号 |
| | | 下风向1# | 2.69～2.88 | |
| | | 下风向2# | 3.01～3.14 | |
| | | 下风向3# | 2.94～3.30 | |
| 刘峁塬采油作业区刘峁塬卸油台 | 2025.7.18 | 上风向 | 1.12～1.26 | 西检（委）字[2025]第2043号 |
| | | 下风向1# | 2.47～2.82 | |
| | | 下风向2# | 2.42～3.12 | |
| | | 下风向3# | 2.40～2.64 | |
| 刘峁塬采油作业区姬六联 | 2025.7.14 | 上风向 | 1.23～1.28 | 西检（委）字[2025]第2057号 |
| | | 下风向1# | 3.34～3.46 | |
| | | 下风向2# | 3.23～3.64 | |
| | | 下风向3# | 3.19～3.71 | |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| 刘峁塬采油作业区峁 67-44 措施废液处理站 | 2025.7.15 | 上风向 | 1.61～1.84 | 西检（委）字[2025]第 2055 号 |
| | | 下风向 1# | 3.79～3.94 | |
| | | 下风向 2# | 3.47～3.78 | |
| | | 下风向 3# | 3.40～3.49 | |
| 标准 | 各站场非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）；即边界非甲烷总烃浓度≤4.0mg/m3 的要求。 | | | |

**2、废水污染源分析**

（1）油田采出水

根据统计资料，现有工程目前采油规模 114.9×10⁴t/a，原油经过脱水处理后的采出水量约 158.69 万 m³/a（按每年 330d 折合为 4808.79m³/d），经过联合站或接转站（脱水站）设置的采出水处理系统处理达标后回注油层。

根据调查，截止 2025 年底，现有采出水处理站场均完成了工艺优化改造，改造工艺均采用除油+气浮+过滤工艺，具体建设情况见表 3.3.5-5。

**表 3.3.5-5　采出水处理站统计一览表**

| 序号 | 作业区 | 站名 | 注水层位 | 处理工艺 | 设计规模（m³/d） |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 五谷城 | 起三转 | 长 7 | 除油+一体化处理设备(气浮+过滤) | 300 |
| 2 | | 新吴三联(起二转) | 长 6 | 除油+一体化处理设备(气浮+过滤) | 300 |
| | | | 长 9 | 一体化处理设备(气浮+过滤) | 150 |
| | | | 侏罗系 | 除油+一体化处理设备(气浮+过滤) | 400 |
| 3 | | 周二转 | 长 2 | 沉降除油+气浮+过滤 | 300 |
| | | | 长 7 | 沉降除油+气浮+过滤 | 600 |
| 4 | | 起一转 | 侏罗系 | 除油+一体化处理设备(气浮+过滤) | 400 |
| 5 | | 周一转 | 侏罗系 | 除油+一体化处理设备(气浮+过滤) | 300 |
| | | | 长 2 | 除油+一体化处理设备(气浮+过滤) | 300 |
| | | | 长 6 | 除油+一体化处理设备(气浮+过滤) | 200 |
| 6 | 薛岔 | 吴四联 | 长 6 | 除油+一体化处理设备(气浮+过滤) | 800 |
| 7 | | 薛四转 | 侏罗系 | 沉降除油+气浮+过滤 | 300 |
| 8 | | 薛三转 | 长 8 | 沉降除油+气浮+过滤 | 300 |
| | | | 侏罗系 | 沉降除油+气浮+过滤 | 400 |
| 9 | 杨青 | 旗 102 转(旗 13-8) | 长 2 | 沉降除油+气浮+过滤 | 400 |
| 10 | | 吴九脱 | 长 2 | 除油+一体化处理设备(气浮+过滤) | 300 |
| | | | 长 6 | 除油+一体化处理设备(气浮+过滤) | 200 |
| | | 吴 143 注 | 侏罗系 | 除油+一体化处理设备(生化+过滤) | 1200 |
| 11 | | 吴十脱 | 长 6 | 除油+一体化处理设备(气浮+过滤) | 300 |
| | | | 长 10 | 除油+一体化处理设备(气浮+过滤) | 300 |
| 12 | 罗庞塬 | 姬三联 | 长 8 | 沉降除油+气浮+过滤 | 800 |

本次评价收集了现有站场采出水处理系统 2025 年度第四季度常规监测数

据，详见表 3.3.5-6。

**表 3.3.5-6　现有各站场采出水处理系统水质监测结果（常规监测）**

| 项目采样口及时间 | | pH | 悬浮固体含量（mg/L） | 含油量（mg/L） | 层位 |
|---|---|---|---|---|---|
| 杨青采油作业区吴 56-50 措施废液处理站 | 2025.12.2 | 7.6 | 20 | 0.878 | / |
| 杨青采油作业区新吴四转扩 | 2025.12.2 | 7.6 | 6 | 1.51 | 长 6 |
| 杨青采油作业区吴十脱 | 2025.12.2 | 7.3 | 31 | 0.531 | 长 6 |
| 杨青采油作业区旗 13-8 转 | 2025.12.2 | 7.4 | 25 | 1.33 | 长 2 |
| 五谷城采油作业区新吴三联 | 2025.12.2 | 7.4 | 9 | 2.12 | 长 6 |
| | | 7.3 | 20 | 0.779 | 延 9 延 10 |
| | | 7.9 | 28 | 2.08 | 长 9 |
| 五谷城采油作业区起一转 | 2025.12.2 | 7.4 | 30 | 12.6 | 延 9、延 10 |
| 五谷城采油作业区起三转 | 2025.12.5 | 7.8 | 28 | 10.8 | 延 9、延 10 |
| 五谷城采油作业区新 314 措施废液处理站 | 2025.12.5 | 7.8 | 20 | 3.3 | / |
| 五谷城采油作业区周二转 | 2025.12.5 | 7.8 | 25 | 0.777 | 长 7 |
| 五谷城采油作业区周一转 | 2025.12.5 | 7.4 | 32 | 0.675 | 长 6 |
| | | 7.4 | 24 | 21.3 | 延 9、延 10 |
| | | 7.6 | 8 | 3.07 | 长 2 |
| 薛岔采油作业区薛三转 | 2025.12.2 | 7.6 | 7 | 1.29 | 侏罗系 |
| 薛岔采油作业区吴三注措施废液处理站 | 2025.12.2 | 8.1 | 19 | 2.38 | / |
| 刘峁塬采油作业区姬六联 | 2025.12.4 | 7.4 | 9 | 2.01 | 长 8 |
| 罗庞塬采油作业区姬三联 | 2025.12.4 | 6.9 | 11 | 0.587 | 长 4+5、长 6 |
| 《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）V 级 | | / | 35 | 100 | / |

由以上监测结果可知，本次依托的现有站场采出水处理系统监测结果均满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）V 级

回注限值要求。

（2）井下作业废水

现有工程的井下作业废水主要包括修井废水和洗井废水。

①修井废水

修井废水是指在油田运行期采油井修井作业返排产生的含油废水，修井为不定期流动进行，油田一般两年一次。根据资料收集和调查，每口井每次修井用水量20～40m$^3$，平均30m$^3$，产生修井废水约90%返回地面。现有工程有采油井/注水井4161口，则已开发工程正常生产时平均每年产生修井废水56173.5m$^3$，修井废水全部进入罐车运至作业废水处理站处理达标后回注油层。

②洗井废水

油井长时间运行后，抽油杆易于结蜡，需热水清洗，洗井废水中主要含有石油类、表面活性剂和酸碱等化学药剂。

据现有工程调查，单井洗井用水量约20～30m$^3$，平均为25m$^3$，约90%返回地面。洗井与修井一般同期进行，则每口井每两年洗井1次计，第九采油厂现有采油井/注水井4161口，已开发工程平均每年产生洗井废水46811.25m$^3$，废水中主要污染物及浓度与修井废水基本相同。洗井废水全部通过罐车运至作业废水处理站处理达标后回注油层。

本次评价收集了第九采油厂现有措施作业废水处理站2024-2025年度常规监测数据，详见表3.3.5-7。

**表3.3.5-7　现有措施废水处理站水质监测结果（常规监测）**

| 项目采样口及时间 | | pH | 悬浮物（mg/L） | 石油类（mg/L） |
|---|---|---|---|---|
| 刘峁塬作业废水处理站 | 2024.8.15 | 8.2 | 8 | 0.37 |
| 庞23-25措施废液处理站 | 2025.11.6 | 7.9 | 10 | 1.06 |
| 新314措施废液处理站 | 2024.8.8 | 9.0 | 27 | 1.35 |
| | 2025.12.5 | 7.8 | 20 | 3.3 |
| 吴三注措施废液处理站 | 2024.7.14 | 7.5 | 8 | 0.39 |
| | 2025.12.2 | 8.1 | 19 | 2.38 |
| 吴56-50措施废液处理站 | 2024.5.10 | 7.6 | 8 | 0.22 |
| | 2025.12.2 | 7.6 | 20 | 0.878 |
| 《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）V级 | | / | 35 | 100 |

由以上监测结果可知，本次依托的现有措施返排液处理系统出水水质监测结果均满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）

V 级标准限值要求。

（3）生活污水

现有工程涉及劳动定员为 470 人，分散在各值守井场、增压点、接转站、联合站、保障点等处，各值守井场、小型站场均设防渗旱厕，由于人员很少，杂排水用于洒水或绿化，保障点生活污水经一体化污水处理设施处理后用于场地洒水或绿化。长庆油田分公司第九采油厂位于延安市吴起县和榆林市定边县，水资源较为短缺，依据《行业用水定额》（陕西省地方标准 DB61/T943-2020）中陕北“农村居民生活”用水定额（65L/人•d），排污系数按 0.8 计，则现有工程生活污水产生量为 0.89 万 $m^3/a$。

本次收集了起三转及姬三联生活污水处理设施出水水质常规监测数据，检测数据见表 3.3.5-8。

**表 3.3.5-8　　起三转及姬三联生活污水处理设施出水水质常规监测数据**

| 分析项目 | 单位 | 标准限值 | 监测结果 | |
|---|---|---|---|---|
| | | | 起三转生活污水处理设施出口水质 | 姬三联生活污水处理设施出口水质 |
| PH | / | 6.0~9.0 | 6.5-7.2 | 7.2-7.7 |
| 色度 | 度 | ≤30 | 10 | 5 |
| 嗅 | / | 无不快感 | 无 | 无 |
| 浊度 | NTU | ≤10 | 10 | 6 |
| BOD5 | mg/L | ≤10 | 8.5 | 8.4 |
| 氨氮 | mg/L | ≤8 | 4.68 | 7.01 |
| 阴离子表面活性剂 | mg/L | ≤0.5 | 0.094 | 0.061 |
| 铁 | mg/L | / | 0.03L | 0.03L |
| 锰 | mg/L | / | 0.01L | 0.01L |
| 溶解性总固体 | mg/L | ≤1000 | 338 | 814 |
| 总氯 | mg/L | ≤2.5 | 0.40 | 0.28 |
| 大肠埃希氏菌 | MPN/100mg/L | / | 未检出 | 未检出 |
| 溶解氧 | mg/L | ≥2.0 | 2.8 | 2.7 |

**3、噪声污染源分析**

现有工程的噪声源主要分为采油作业噪声源和站场噪声源两类。各主要噪声源源强见表 3.3.5-9。

**表 3.3.5-9　现有工程主要噪声源统计表**

| 场所 | 设备名称 | 数量 | 单台源强（dBA） | 声源性质 | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|
| 采油井场 | 单井抽油机 | 1 机/平台 | 70～71 | 低频声源 | 室外布置 |
| | 丛式井抽油机 | 2 机/平台 | 73～74 | 低频声源 | 室外布置 |
| | | 3 机/平台 | 74～75 | 低频声源 | 室外布置 |
| | | 4 机/平台 | 75～76 | 低频声源 | 室外布置 |
| | | 5 机/平台 | 76～77 | 低频声源 | 室外布置 |
| | | 6 机/平台 | 77～78 | 低频声源 | 室外布置 |
| | | 7 机/平台 | 78～79 | 低频声源 | 室外布置 |
| | | 8 机/平台 | 79～80 | 低频声源 | 室外布置 |
| 增压点 | 外输泵 | 1 台/2 台 | 80～90 | 连续稳态声源 | 室内布置 |
| | 水套加热炉 | 1 台/2 台 | 77～82 | 连续稳态声源 | 室外布置 |
| 接转站联合站 | 外输泵 | 2 台/3 台 | 80～95 | 连续稳态声源 | 室内布置 |
| | 真空加热炉 | 1 台 | 80～85 | 连续稳态声源 | 室外布置 |
| | 水套加热炉 | 1 台 | 70～75 | 连续稳态声源 | 室外布置 |
| | 压缩机 | 1 台 | 90~95 | 连续稳态声源 | 室外布置 |
| | 注水泵 | 3 台 | 80～95 | 连续稳态声源 | 室内布置 |
| 油田道路 | 运输车辆 | 若干 | 70～90 | 流动声源 | / |

本次评价收集了现有站场 2025 年第三季度的常规监测数据，并结合本次现状监测数据，具体监测结果见表 3.3.5-10。

**表 3.3.5-10　现有场站厂界现状噪声值**

| 站场名称 | 测点位置 | 监测时间 | 昼间 | 夜间 | 达标情况 | | 数据来源 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | 昼间 | 夜间 | |
| 吴四联 | 2025.8.14 | 厂界北 | 49 | 45 | 达标 | 达标 | 西检（委）字[2025]第 2066 号 |
| | | 厂界西 | 50 | 48 | 达标 | 达标 | |
| | | 厂界南 | 46 | 37 | 达标 | 达标 | |
| | | 厂界东 | 49 | 46 | 达标 | 达标 | |
| 吴七转 | 2025.8.18 | 厂界南 | 50 | 49 | 达标 | 达标 | 西检（委）字[2025]第 2202 号 |
| | | 厂界西 | 52 | 48 | 达标 | 达标 | |
| | | 厂界北 | 55 | 47 | 达标 | 达标 | |
| | | 厂界东 | 54 | 47 | 达标 | 达标 | |
| 起一转 | 2025.7.2 | 厂界北 | 53 | 45 | 达标 | 达标 | 西检（委）字[2025]第 1905 号 |
| | | 厂界东 | 55 | 45 | 达标 | 达标 | |
| | | 厂界南 | 55 | 44 | 达标 | 达标 | |
| | | 厂界西 | 56 | 46 | 达标 | 达标 | |
| 新吴三联 | 2025.7.3 | 厂界东 | 48 | 46 | 达标 | 达标 | 西检（委）字[2025]第 1909 号 |
| | | 厂界北 | 52 | 47 | 达标 | 达标 | |
| | | 厂界西 | 52 | 44 | 达标 | 达标 | |
| | | 厂界南 | 49 | 45 | 达标 | 达标 | |
| 新 314 措施 | 2025.7.3 | 厂界东 | 51 | 47 | 达标 | 达标 | 西检（委）字[2025] |

| | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 废液处理站 | | 厂界北 | 49 | 44 | 达标 | 达标 | 第 1974 号 |
| | | 厂界西 | 49 | 45 | 达标 | 达标 | |
| | | 厂界南 | 49 | 45 | 达标 | 达标 | |
| 周一转 | 2026.1.8-1.9 | 厂界东 | 49 | 48 | 达标 | 达标 | 本次现状监测 |
| | | 厂界南 | 50 | 49 | 达标 | 达标 | |
| | | 厂界西 | 50 | 49 | 达标 | 达标 | |
| | | 厂界北 | 50 | 49 | 达标 | 达标 | |
| 周 6 增 | 2026..8-1.9 | 厂界东 | 49 | 48 | 达标 | 达标 | 本次现状监测 |
| | | 厂界南 | 50 | 48 | 达标 | 达标 | |
| | | 厂界西 | 48 | 47 | 达标 | 达标 | |
| | | 厂界北 | 49 | 48 | 达标 | 达标 | |
| 薛三转 | 2026.1.8-1.9 | 厂界东 | 49 | 48 | 达标 | 达标 | 本次现状监测 |
| | | 厂界南 | 49 | 47 | 达标 | 达标 | |
| | | 厂界西 | 50 | 49 | 达标 | 达标 | |
| | | 厂界北 | 50 | 48 | 达标 | 达标 | |
| 姬六联 | 2025.7.14 | 厂界东 | 55 | 47 | 达标 | 达标 | 西检（委）字[2025]第 2058 号 |
| | | 厂界南 | 55 | 50 | 达标 | 达标 | |
| | | 厂界西 | 54 | 44 | 达标 | 达标 | |
| | | 厂界北 | 54 | 44 | 达标 | 达标 | |
| 庞 23-25 措施废液处理站 | 2025.8.21 | 厂界北 | 46 | 45 | 达标 | 达标 | 西检（委）字[2025]第 2296 号 |
| | | 厂界西 | 48 | 42 | 达标 | 达标 | |
| | | 厂界南 | 49 | 44 | 达标 | 达标 | |
| | | 厂界东 | 47 | 45 | 达标 | 达标 | |
| 耿 55 伴生气处理站 | 2025.8.28 | 厂界北 | 58 | 48 | 达标 | 达标 | 西检（委）字[2025]第 2299 号 |
| | | 厂界东 | 57 | 48 | 达标 | 达标 | |
| | | 厂界南 | 56 | 47 | 达标 | 达标 | |
| | | 厂界西 | 56 | 46 | 达标 | 达标 | |

监测结果表明，各站场运营期厂界四周噪声监测结果满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准要求（昼间 60dB（A），夜间 50dB（A）），厂界噪声可达标排放。

**4、固体废物污染源分析**

（1）落地油

在运行期采油井修井作业中通常会有部分原油散落在井场成为落地油，产生量受修井作业频次、方式以及管理水平等因素的影响差异较大。根据对周边油田的类比调查情况，现有油井修井周期为两年一次，每口井每次产生落地油 0.2～0.3t 之间，现有采油井 3202 口，已开发工程落地油产生量约 320.2~480.3t/a。长庆油田分公司目前井下作业时采用“铺设作业、带罐上岗”的模式，落地油全部回收。

（2）含油污泥

含油污泥来自采出原油带到地面的固体颗粒（砂岩、石灰岩等含油层的细小岩屑、粘土或淤泥）和容器内物质的反应生成物。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、泥砂硫等。根据建设单位提供的统计数据，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。经污泥减量化装置处理后，去除30%的水分，结合以上折算系数和现有工程产能规模（114.9万t/a），估算本项目现有储罐和水处理系统含油污泥产生量约1616.64t/a，属于《国家危险废物名录》（2025）中HW08废矿物油与含矿物油废物类危险废物，危废代码为071-001-08、900-210-08，长庆油田分公司第九采油厂含油污泥、浮渣经污泥减量化装置减量处理后交由有资质单位处置。

（3）废滤料

现有工程采出水处理系统均含过滤工艺，运行期滤料需定期更换，根据类比调查，每套采出水处理装置平均两年对全部滤料更换一次，每次更换产生的废滤料量约为2t。现有工程共有采出水处理系统21套，则年废滤料更换量为21t。根据《国家危险废物名录》（2025年版），废滤料属于危险废物，危废类别：HW49其他废物，危废代码为900-041-49。废滤料不在站内储存，更换时直接交有资质单位安全处置。

（4）其他固废

运行期其他固废主要包括设备维护产生的废防渗布、废润滑油及其包装桶和清管废渣，根据建设单位统计资料，产生量约15t/a，均属于《国家危险废物名录》（2025年版）中HW08废矿物油与含矿物油废物，危废代码为900-249-08。收集后送至危废暂存点暂存，定期交有资质单位处置。

（5）生活垃圾

现有工程劳动定员470人，年产生生活垃圾约85.8t，纳入当地生活垃圾清运系统。

**5、现有工程污染物排放统计**

采取环保措施后，现有工程的废气可做到达标排放，采出水及作业废水回注油层，生活污水综合利用不外排，固体废物得到合理处置，“三废”排放统

计见表 3.3.5-11。

**表 3.3.5-11　现有工程“三废”排放统计表（单位：t/a）**

| 类别 | 污染物种类 | 产生量 | 削减量 | 排放量 | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|
| 废气 | 废气量 | 93538.22 | 0 | 93538.22 | $10^4m^3/a$ |
| | 颗粒物 | 2.074 | 0 | 2.074 | / |
| | SO2 | 2.793 | 0 | 2.793 | / |
| | NOX | 39.812 | 0 | 39.812 | / |
| | 非甲烷总烃 | 306.56 | 0 | 306.56 | / |
| 废水 | 废水量 | 168.99 | 168.99 | 0 | $10^4m^3/a$ |
| | 生活污水 | 8900 | 8900 | 0 | $m^3/a$ |
| 固体废物 | 落地油 | 320.2~480.3 | 320.2~480.3 | 0 | / |
| | 含油污泥 | 1616.64 | 1616.64 | 0 | / |
| | 废滤料 | 21 | 21 | 0 | / |
| | 其他含油废物 | 15 | 15 | 0 | / |
| | 生活垃圾 | 85.8 | 85.8 | 0 | / |

## 3.3.6 现有工程存在的主要环保问题及“以新带老”措施

由于现有工程井场、站场等分布分散且数量较多，本次对扩建开发依托的重点站场进行了调查，并对典型井场进行调查。根据现场调查和资料收集并参照《陕北油气开采清洁文明井场验收标准》等有关要求，现有工程存在的主要环保问题及评价提出的整改措施见表 3.3.6-1。

**表 3.3.6-1　现有工程存在的环保问题（含生态环境问题）及整改措施**

| 序号 | 存在的环境问题调查 | 评价提出的整改措施 |
|---|---|---|
| 1 | 旗 67-117 井场、新 293-40 井场、新 144 井场、刘加 54-12 井场集油槽、雨水收集池、含油污水池部分区域出现破损。 | 要求建设单位及时修补完善旗 67-117 井场、新 293-40 井场、新 144 井场、刘加 54-12 井场雨水收集渠、雨水收集池、含油污水池。<br>建议整改时限：2026 年 8 月 30 日前 |
| 2 | 现有采出水、措施作业废水处理站未对悬浮物颗粒直径中值、平均腐蚀率进行监测. | 建议建设单位按照《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》SY/T5329-2022 要求的监测指标，对现有采出水处理站、措施作业废水处理站进行悬浮物固体含量、悬浮物颗粒直径中值、含油量、平均腐蚀率进行监测。<br>建议整改期限：2026 年 12 月底前完成采出水、措施作业废水处理站的水质悬浮物颗粒直径中值、平均腐蚀率的监测。 |

## 3.4 改扩建工程概况

### 3.4.1 项目基本情况

项目名称:长庆油田分公司第九采油厂 2026 年产能建设工程及长 7 页岩油建设项目

建设单位：长庆油田分公司第九采油厂

建设性质：改扩建（滚动开发）

建设地点：延安市吴起县、榆林市定边县

产能规模：产能 $4.5\times10^4$t/a

产　　品：石油

建设周期：2026 年 5 月至 2027 年 4　月，建设周期 12 个月

行业类别：B0711 陆地石油开采

工作制度：年工作 330 天，7920 小时

### 3.4.2 项目开发范围

长庆油田分公司第九采油厂开发区域位于延安市吴起县和榆林市定边县，油区面积 510.2 平方公里。2026 年产建涉及薛岔、五谷城、杨青、罗庞塬 4 个滚动开发区块，主要开发层位为延长组延 9、长 6、长 7、长 8，共 17 座井场（其中新建 4 座井场），均在第九采油厂现有矿权范围内，动用含油面积共 8.5$km^2$，动用石油地质储量共 324×$10^4$t。本次开发区块位置见图 3.4.2.1。

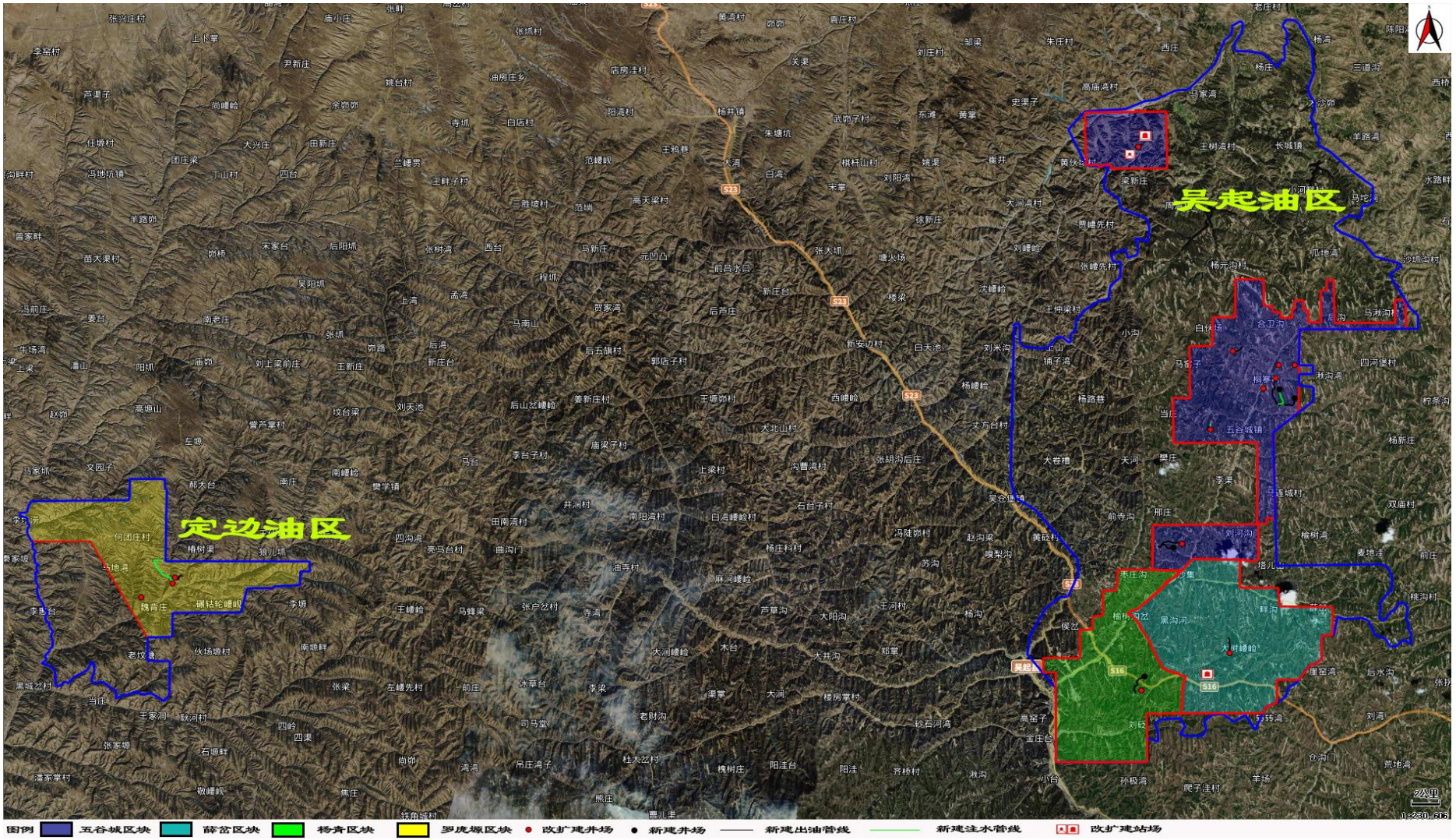



**图 3.4.2.1　本项目所属区块范围及分布情况**

### 3.4.3 油藏资源概况

1、油藏地质特征

（1）地质构造

吴起油田区域构造位于陕北斜坡中段西部，构造平缓，为一向西缓倾的单斜构造，无大型褶皱和断层，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。所在区域构造稳定、构造形迹不明显，地层岩性中厚层砂泥岩互层，结构致密，透水性能差。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。

姬塬油田区域构造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。j

（2）地层对比及含油层系划分

根据油田地质资料，油田典型含油地层划分见表 3.4.3-1。

**表 3.4.3-1　油田典型地层划分简表**

| 地层 | | | | | 厚度（m） | 岩性简述 | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 系 | 统 | 组 | 层 | 小层 | | | |
| 侏罗系 | 中统 | 直罗组 | | | 200-400 | 下部以灰白色砂岩为主，夹有含砾砂岩及绿色泥岩，上部为浅灰绿色细砂岩、灰绿及深灰色泥岩，其中尚夹有综红色、杂色泥岩。 | |
| | 下统 | 延安组 | 延 1 | | 缺失 | / | |
| | | | 延 2 | | | | |
| | | | 延 3 | | | | |
| | | | 延 4 | | 40-60 | 灰白色砂岩与深灰色泥岩夹杂的互层，产大量植物化石和介形重，蚌鳃、腹足类化石。 | |
| | | | 延 5 | | | | |
| | | | 延 6 | | 35-50 | | |
| | | | 延 7 | 延 $7_1$ | 20-30 | 灰白色砂岩，顶部发育 1~4m 煤层。 | 主力含油层系 |
| | | | | 延 $7_2$ | 20-30 | | |
| | | | 延 8 | 延 $8_1$ | 20-25 | 灰色、灰白色细-中粒岩屑长石砂岩。 | |

| | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | 延 $8_2$ | 20-25 | | |
| | | | 延 9 | 延 $9_1$ | 30-45 | 浅灰色、灰色中-粗粒、细粒岩屑长石砂岩，发育槽状、板状交错层理。 | |
| | | | | 延 $9_{2+3}$ | | | |
| | | | 延 10 | 延 $10_1$ | 30-40 | 灰褐色中-粗粒岩屑长石砂岩，含砾石，发育大型交错层理和斜层理。 | |
| | | | | 延 $10_2$ | | | |
| | | 富县组 | | | 0-120 | 灰白色含砾中-粗粒长石砂岩。 | |
| 三叠系 | 上统 | 延长组 | 长 1 | 长 $1_1$ | 25-40 | 灰黑色泥岩夹粉砂岩、粉砂岩不等厚互层，夹炭质泥岩及煤线、中厚层细中粒长石砂岩、发育砂纹层理、小型板状交错层理、平行层理 | |
| | | | | 长 $1_2$ | 20-40 | | |
| | | | | 长 $1_3$ | 40-70 | | |
| | | | 长 2 | 长 $2_1$ | 40-50 | 灰绿色块状细砂岩夹暗色泥岩 | 主力含油层系 |
| | | | | 长 $2_2$ | 45-50 | 浅灰色细砂岩夹暗色泥岩 | |
| | | | | 长 $2_3$ | 45-60 | 灰、浅灰色细砂岩夹暗色泥岩 | |
| | | | 长 3 | | 90-110 | 浅灰、灰褐色细砂岩夹暗色泥岩 | |
| | | | 长 4+5 | 长 $4+5_1$ | 40 | 浅灰色粉细砂岩与暗色泥岩互层 | 主力含油层系 |
| | | | | 长 $4+5_2$ | 40 | 浅灰色粉细砂岩与暗色泥岩互层 | |
| | | | 长 6 | 长 $6_1$ | 35-45 | 褐灰色块状细砂岩夹暗色泥岩 | |
| | | | | 长 $6_2$ | 35-45 | 浅灰色粉细砂岩夹暗色泥岩 | |
| | | | | 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 | |
| | | | 长 7 | | 80-100 | 暗色泥岩、炭质泥岩、油页岩夹薄层粉细砂岩 | |
| | | | 长 8 | 长 $8_1$ | 35-45 | 暗色泥岩、砂质泥岩夹灰色粉细砂 | |
| | | | | 长 $8_2$ | 40-45 | | |
| | | | 长 9 | 长 $9_1$ | 40-50 | 暗色泥岩、页岩夹灰色粉细砂岩 | |
| | | | | 长 $9_2$ | 45-50 | | |
| | | | 长 10 | | 280-350 | 灰色厚层块状中细砂岩，粗砂岩，麻斑结构 | |
| | 中统 | 纸坊组 | | | | 灰紫色泥岩、砂质泥岩与紫红色中细砂岩互层 | |

（3）储层特征

根据油区含油地层的物性分析统计结果，依据油层的渗透性能，判定延安组属中渗油层；延长组属于特低渗油层和超低渗油层。

（4）油藏埋深与油层厚度

本项目开发层位主要为延9、长6、长7和长8，油藏埋深与油层厚度见表3.4.3-2。

**表 3.4.3-2　主要开发层位油藏埋深与油层厚度**

| 层位 | 油藏埋深（m） | 平均油层有效厚度（m） | 备注 |
|---|---|---|---|
| 延 9 | 1800 | 9.0 | 五谷城区块 |
| 长 6 | 2300 | 12.5 | 罗庞塬区块、五谷城区块、杨青区块 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 长 7 | 2350 | 8.6 | 五谷城区块 |
| 长 8 | 2600 | 8.9 | 薛岔区块 |

2、油藏特征

（1）压力与温度系统

随着油藏深度的增加，地层压力增大、油层温度升高。区域三叠系油藏原始地层压力 13.27MPa～15.80MPa，压力系数 0.733～0.821，地层原油饱和压力 9.09MPa～5.23MPa，地层温度 63.3℃～60.88℃。

（2）圈闭特征及油藏类型

三叠系延长组油藏主要受沉积微相及储层物性的变化控制，渗透性砂岩储层常被侧向及上倾方向的泥岩或非渗透性致密砂岩封盖和遮挡，岩性圈闭属于天然气驱。

3、油藏流体性质

（1）地层原油性质

第九采油厂油区内地层原油整体表现为低密度、低粘度等特点，根据开发方案和建设单位提供的资料，开发区域原油性质见表 3.4.3-3。

**表 3.4.3-3　开发区域各层位原油性质**

| 区块 | 层位 | 密度（20℃）(g/cm³) | 粘度（mPa.s） | 凝固点（℃） | 初馏点（℃） | 原始地层气油比（m³/t） |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 薛岔 | 长 8 | 0.833 | 4.93 | 24.3 | 72.0 | 74.88 |
| 五谷城 | 长 7 | 0.840 | 1.23 | 19 | 61.5 | 91.6 |
| | 延 9 | 0.850 | 7.69 | 17.7 | 76.2 | 43.10 |
| 罗庞塬、五谷城、杨青 | 长 6 | 0.840 | 5.05 | 21.0 | 77.33 | 62.60 |

（2）地层水物性

根据开发方案，本次开发层位延 9 地层水水型主要为 $NaHCO_3$ 型，长 6、长 7、长 8 均为 $CaCl_2$ 型。配伍性方面：侏罗系各层系原油采出水配伍性良好，长 6、长 7、长 8 层系不配伍。针对部分区块层系不配伍现象，优先采用分层集输，从源头建设脱水站、脱水点实现分层集输、处理及回注，减少混层集输；部分站点配套罐式集中成垢装置，保障站场设施安全生产运行。地层水性质见表 3.4.3-4。

**表3.4.3-4　采出水物性表**

| 油区区块 | 层位 | pH值 | Cl-（mg/L） | 总矿化度（g/L） | 水型 |
|---|---|---|---|---|---|
| 薛岔 | 长8 | 6.1 | 24784 | 44.3 | CaCl2 |
| 五谷城 | 长7 | 7.15 | 4950 | 8.57 | CaCl2 |
| | 延9 | 7.76 | 1753.18 | 12.27 | NaHCO3 |
| 罗庞塬、五谷城、杨青 | 长6 | 6.0 | 42421 | 70.7 | CaCl2 |

（3）伴生气物性见表3.4.3-5.

**表3.4.3-5　开发区域原油伴生气色谱分析表**

| 区块 | 层位 | $CH_4$ | $C_2H_6$ | $C_3H_8$ | $iC_4H_{10}$ | 比重 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 罗庞塬、五谷城、杨青 | 长6 | 34.89 | 18.38 | 26.49 | 3.79 | 1.23 |
| 薛岔 | 长8 | 51.46 | 17.52 | 16.85 | 2.60 | 0.74 |
| 五谷城 | 长7 | 61.96 | 12.53 | 11.83 | 1.87 | 0.65 |
| | 延9 | 28.28 | 18.21 | 24.12 | 4.64 | 1.31 |

备注：2026年部署区域所产伴生气不含CO及$H_2S$气体。

4、油田开采技术方案

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。本项目在地面条件允许的前提下采用超前注水开采工艺。本项目开发技术政策见表3.4.3-6。

**表3.4.3-6　开发技术政策一览表**

| 层位 | 开发方式 | 井型 | 注水井网（m） | 井距（m）×排距（m） | 最大注水压力（MPa） | 单井配注量（$m^3/d$） |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 长6 | 超前注水 | 短水平井 | 菱形反九点、五点法 | 480×130 | 13.0 | 10 |
| 长7 | 自然能量 | 长水平井 | 不规则井网 | 400×500 | / | / |
| 长8 | 超前注水 | 短水平井 | 菱形反九点、五点法 | 300 | 15 | 15~20 |
| 延9 | 超前注水 | 定向井 | 正方形井 | 280~300×280~300 | 15 | |

## 3.4.4 建设产能部署

根据2026年产建地面工程初步设计方案，吴起油区涉及3个区块，总计采油井29口，注水井8口，新建产能规模$4.0\times10^4$t/a（致密油产能$3.0\times10^4$t/a，页岩油$1.0\times10^4$t/a）。定边油区涉及1个区块，总计采油井9口，注水井4口，新建产能为$0.5\times10^4$t/a（致密油）。具体产能部署见表3.4.4-1。本项目地理位

置与区块位置关系见图 3.2.1 和图 3.2.2。

根据《第九采油厂 2026 年产建地面工程初步设计方案》，本项目由井区部署及建设规模见表 3.4.4-1。

**表 3.4.4-1　2026 年产能建设工程开发层位及建产情况表**

| 区域 | 层位 | 区块 | 井场数 | 总井数 | 采油井 | 注水井 | 规模/$10^4$t |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | /口 | /口 | |
| 吴起油区 | 延 9 | 五谷城 | 2 | 10 | 5 | 4 | 0.49 |
| | 长 6 | | 3 | 12 | 8 | 4 | 1.12 |
| | 长 7 | | 6 | 6 | 6 | 0 | 1.00 |
| | 长 8 | 薛岔 | 1 | 3 | 3 | 0 | 0.41 |
| | 长 6 | 杨青 | 2 | 7 | 7 | 0 | 0.98 |
| | 小计 | | 14 | 37 | 29 | 8 | 4.00 |
| 定边油区 | 长 6 | 罗庞塬 | 3 | 13 | 9 | 4 | 0.50 |
| 合计 | | | 17 | 50 | 38 | 12 | 4.50 |

## 3.4.5 项目组成和建设内容

1、项目组成

本项目建设工程量见表 3.4.5-1，项目组成、建设内容见表 3.4.5-2。

**表 3.4.5-1　本项目建设工程汇总表**

| 工程内容 | | 单位 | 总规模 | 各油区建设内容 | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | | 吴起 | 定边 |
| 采油井 | 致密油井 | 口 | 32 | 23 | 9 |
| | 页岩油井 | 口 | 6 | 6 | 0 |
| 注水井 | | 口 | 12 | 8 | 4 |
| 井场 | 新建 | 座 | 4 | 4 | 0 |
| | 扩建 | 座 | 13 | 10 | 3 |
| 接转站 | 扩建 | 座 | 2 | 2 | 0 |
| 增压点 | 扩建 | 座 | 1 | 1 | 0 |
| 出油管线 | | km | 14 | 13.1 | 0.9 |
| 注水支线 | | km | 4.8 | 1.6 | 3.2 |
| 供电 | 柱上变电站 | 座 | 4 | 4 | 0 |
| 通信 | 10kV 供电线 | km | 8 | 8 | 0 |
| | 12 芯光缆 | km | 16 | 16 | 0 |
| 新能源 | 光伏发电装置 | kWp | 267.84 | 267.84 | 0 |
| 道路 | 支线道路（碎石路） | km | 1.0 | 1.0 | 0 |

**表 3.4.5-2　项目组成表**

| 类别 | 工程名称 | 建设内容 | 备注 |
|---|---|---|---|
| 主 | 钻前工程 | 主要为井场平整、基础建设等，包括井位测定、施工便道 | 新建 |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 体工程 | | | | 铺设、场地清理、基础施工、井架安装、钻机搬迁与安装、土方工程施工、全套水、电、讯路的铺设，开钻钻具、用料以及开钻井口准备等 | |
| | 钻井工程 | | | 新钻井50口（采油井38口，注水井12口）。其中定向井17口，水平井33口。根据开发层位的不同，完钻井深区间为1850～3500m；钻井总进尺124850m。 | 新建 |
| | | | | 钻井过程中选取环境友好型水基钻井液体系 | 新建 |
| | | | | 部署井场17座（新建4座，扩建13座），井场设备包括钻机、钻台、发电机、钻井泵、搅拌器、电动配浆漏斗、振动筛、废液储存罐、固渣储存箱、废液缓冲罐、混凝沉淀罐等。 | 新建 |
| | | | | 定向井平均钻井周期15d，超短水平井平均钻井周期为30d，长水平井平均钻井周期为40d。 | 新建 |
| | 储层改造工程 | | | 50口油水井的射孔、压裂等储层改造 | 新建 |
| | 油气集输工程 | 井场工程 | | 部署井场17座，其中新建井场4座，扩建井场13座，均为丛式井场。 | 新建+扩建 |
| | | 改扩建站场工程 | 周6增 | ①拆除站内原油接转橇及加热炉；②原址新建柱塞泵2台Q=5m³/h，P=4.0MPa，N=22kW，新建50kW电磁加热器1台 | 改扩建 |
| | | | 周一转 | ①站内空地新建10m³/h“溶气气浮+过滤”采出水处理装置1套（1套气浮，2组过滤）。②新建加药装置1套，满足采出水处理加药需求（水质调节剂、絮凝剂、助凝剂）。③沉降除油罐配套负压排泥装置及油水罐防爆收油隔氧装置。④已建长6层污泥池配套动态喷射装置。 | |
| | | | 薛三转 | 将长8层采出水处理系统规模由300m³/d扩建至600m³/d，采出水处理设施配套完善。具体包括：<br>①新建300m³长8层沉降除油罐1具，与已建2具300m³沉降除油罐并联运行，满足维检修时停留时间要求。②新建15m³/h“溶气气浮+过滤”采出水处理装置1套（1组气浮，2组过滤），与已建装置并联运行。③新建加药装置1套，满足采出水处理加药需求（水质调节剂、絮凝剂、助凝剂）。 | |
| | | | 加热炉智能间开改造 | 对薛三转、薛四转、周一转、起一转、周二转、新吴三联、姬三联、姬六联、新吴四转等9个站点加热炉进行智能间开改造 | |
| | | 管线工程 | 出油管线 | 新建出油管线14km，规格L245N-φ60×5.0mm。 | 新建 |
| | | | 注水管线 | 新建注水管线4.8km，结构为热塑性塑料内衬玻璃钢复合管，规格为RF-S-I-40-20。 | 新建 |
| | | | 穿跨越工程 | 本项目利用原有桁架跨越平卜台1次、冲沟1次（野鸡沟），穿越水泥路/沥青路6次，土路若干次。 | 利旧+新建 |
| 公辅 | 道路工程 | | | 新建井场道路1km。 | 新建 |
| | 供热工程 | | | 拆除周6增站内原油接转橇及加热炉，新建50kW电磁加 | 新建 |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| 工程 | | | 热器1台，其他站场利用现有加热炉。 | |
| | 供电工程 | | 井区电源就近接入附近已建电网系统。设置柱上变电站4座，10kV井区线路8km。 | 新建 |
| | 供注水工程 | | 五谷城区块：本次部署注水井8口，依托周一转、起一转、起三转回注系统。 | 依托 |
| | | | 薛岔区块：本次未部署回注井 | / |
| | | | 杨青区块：本次未部署回注井 | / |
| | | | 罗庞塬区块：本次部署注水井4口，依托姬三联回注系统。 | 依托 |
| | 消防工程 | | （1）本项目依托吴起、新寨消防中队、姬三联消防中队，消防车30min内可到达，道路为沥青道路。井场内不设消防给水设施，火灾危险场所配置一定数量移动式灭火器。<br>（2）改扩建张坪消防站，对现有消防楼进行拆除，原址新建张坪消防站，主要建设消防楼1座，训练塔1座，总建筑面积1690.8m$^2$. | 新建+依托 |
| | 线路标示桩、标识带 | | 出油管线、注水支线：设置穿跨越桩及交叉桩；<br>管道靠近人口集中居住区、工业建设地段等需加强管道安全保护的地方可设置标识带。 | 新建 |
| | 新能源 | | 利用2026年部署的井场建设267.84kwp分布式光伏发电装置，共安装432块620Wp单晶硅光伏组件，采用固定式安装方式，采用0.4kV电压等级就地并网，所发电全部自用。 | 新建 |
| | 智能化 | | 12芯架空光缆16km。井场按标准化井场进行配套，其中RTU采用智能RTU。 | 新建 |
| 环保工程 | 废气治理措施 | 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。<br>钻井采用网电。 | 新建 |
| | | 运营期 | 井场采用定压阀回收套管气，利用抽油机上下冲程的过程中压力升高和降低，压差使伴生气回到油管中，再随液体混输至下游站场分离。<br>伴生气优先用于站场加热炉燃料，薛岔区块、杨青区块富余伴生气输送至刘坪轻烃厂处理，五谷城区块剩余伴生气输送至周二转混烃厂处理，罗庞塬区块剩余伴生气输送至耿55伴生气处理站处理。 | 新建+依托 |
| | | 退役期 | 井场洒水降尘，拆除的设备集中堆放并进行篷布遮盖。 | / |
| | 废水治理措施 | 施工期 | 生活污水：施工现场设置防渗旱厕，旱厕定期清掏用作农家肥。 | 新建 |
| | | | 施工废水：钻井废水排入井场地上移动式泥浆罐，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废液处理站处理达标后回注油层驱油，废水不外排；洗井、射孔、试油、压裂等井下作业废水收集至地上废水罐临时贮存，作业完成后送至依托措施作业废水处理站处理达标后回注油层驱油。 | 新建+依托 |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| | | 运营期 | 采出水：五谷城区块采出水依托起三转、起一转、周一转、新吴三联、周二转采出水处理系统处理；杨青区块采出水依托新吴四转采出水处理站处理；薛岔区块依托薛三转采出水处理系统处理；罗庞塬区块依托姬三联采出水处理系统处理。采出水处理达标后经现有回注系统就近回注。本次对周一转、薛三转采出水处理系统进行改扩建。 | 依托+改扩建 |
| | | | 措施作业废水：依托新314作业废水处理站、吴317-31作业废水处理站、吴56-50作业废水处理站、吴三注作业废水处理站、庞23-25作业废水处理站等5座作业废水处理站处理达标后回注油层。 | |
| | | 退役期 | 封井前洗井以及管线清理废水拉运至就近的作业废水处理站处理达标后回注油层。 | / |
| | 噪声治理措施 | 施工期 | 合理安排施工作业时间，尽量选用低噪声机械设备或自带隔声、消声的设备，降低设备声级；同时做好施工设备及运输车辆的维护保养。合理选择运输车辆线路，尽量避开集中居民区，途经村庄时限速禁止鸣笛，减少噪声扰民影响 | 新建 |
| | | 运营期 | 选用低噪声设备，采用基础减振、室内隔声、合理布置等措施。 | 新建 |
| | | 退役期 | 合理安排施工作业时间，运输车辆途经村庄时限速禁止鸣笛，减少噪声扰民影响。 | / |
| | 固废处置措施 | 施工期 | ①废弃泥浆及岩屑：对钻井过程中产生的废弃钻井泥浆岩屑进行不落地收集，上清液由防渗漏、防溢流的罐车统一运至现有作业废水处理站处理达标后回注驱油。岩屑交有处置能力的单位进行集中处置。<br>②落地油：单独收集、装袋、密封，全部送至现有污油泥暂存点暂存；委托具有相应危废处置资质的单位处置；<br>③压裂等井下作业废液收集至地上收集罐临时贮存，作业完成后送至依托的措施作业废水处理站处理达标后回注油层驱油，不外排；废压裂砂交有资质单位处置。<br>④废防渗布、废润滑油及其包装桶委托有资质单位进行处置。<br>⑤建筑垃圾：优先回收利用，不能回收的送至指定地点处置；<br>⑥生活垃圾：生活垃圾统一收集后，送当地环卫部门指定地点集中处置。<br>⑦对站场改造拆除的固废充分回收利用，少量残余废油属危险废物（HW08），委托有资质单位处置。拆除的设备管线经冲洗、吹扫等无害化处理后统一收集至第九采油厂废料库，最终由长庆油田公司按照《长庆油田分公司资产集中处置试点工作方案》中相关要求进行集中处置。 | 新建+依托 |
| | | 运营期 | ①修井：井场修井铺设防渗布，油污不落地；<br>②含油污泥、浮渣：生产过程采用污泥污水池等油污回收设施，定期拉运至现有污泥减量化站点减量化处理后交有 | 新建+依托 |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| | | | 资质单位处置；<br>③废滤料：暂存于污油泥暂存点，最终送有资质单位处置。<br>④管线清理、设备维修产生的清管废渣、废防渗布、废润滑油及其包装桶收集后，定期交有资质单位处置；<br>⑤废光伏板为一般固废，报废后由厂家回收处置。 | |
| | | 退役期 | 采油设备、部分输油管线的清理过程产生的落地油、污油泥以及废弃设备管线和建筑垃圾等固体废物分类收集。废弃设备、管线经清洗等无害化处理后统一收集至第九采油厂废料库，最终由长庆油田公司按照《长庆油田分公司资产集中处置试点工作方案》中相关要求进行集中处置。建筑垃圾外运至指定填埋场填埋处置，落地油、含油污泥等危险废物委托有资质单位定期转运处置。 | / |
| 临时工程 | 临时施工便道 | | 本项目施工道路依托当地油区道路，管线铺设过程中无法依托现有道路路段，以作业带为临时便道，不单独开辟施工便道。 | 依托 |
| | 施工营地 | | 本项目钻井施工单独设置施工营地，每个营地占地600m$^2$，共设置17个。管线施工不设临时营地。 | 新建 |
| 依托工程 | 原油集输 | | 五谷城区块：井场原液密闭管输至周一转、起一转、起三转、新吴三联、周二转处理，净化油通过新吴三联输送至刘坪输油站。 | 依托 |
| | | | 薛岔区块：井场原液经密闭管道输送至薛三转处理，净化油通过薛四转输送至吴四联。 | 依托 |
| | | | 杨青区块：井场原液经密闭管道输送至新吴四转处理，净化油输送至刘坪输油站。 | 依托 |
| | | | 罗庞塬区块：井场原液经密闭管道输送至姬三联处理，净化油输送至姬白首站。 | 依托 |
| | 注水系统 | | 五谷城区块依托周一转、起一转、起二转、起三转一体化注水系统，回注层位侏罗系、长6。 | 依托 |
| | | | 罗庞塬区块依托姬三联一体化注水系统，回注层位为长6。 | 依托 |
| | | | 杨青区块、薛岔区块未设置注水井。 | 依托 |
| | 采出水处理 | | 五谷城区块采出水处理依托周一转、起一转、起三转、新吴三联、周二转采出水处理装置。 | 依托+改扩建 |
| | | | 杨青区块采出水处理依托新吴四转采出水处理装置； | 依托 |
| | | | 薛岔区块采出水依托薛三转采出水处理装置； | 依托 |
| | | | 罗庞塬区块采出水依托姬三联采出水处理装置； | 依托 |
| | 措施返排液处理 | | 依托新314作业废水处理站、吴317-31作业废水处理站、吴56-50作业废水处理站、吴三注作业废水处理站、庞23-25作业废水处理站等5座作业废水处理站处理达标后回注油层。 | 依托 |
| | 危废暂存处置 | | 依托新251-21、新230、旗87-87、新542、吴三注、湾68-67、庞23-25污油泥暂存点后交有资质单位处置。 | 依托 |
| | 伴生气处理 | | 伴生气优先用于站场加热炉燃料。薛岔区块、杨青区块富 | 依托 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | | 余伴生气输送至刘坪轻烃厂处理，五谷城区块剩余伴生气输送至周二转混烃厂处理，罗庞塬区块剩余伴生气输送至耿 55 伴生气处理站处理。 | |

### 3.4.6 项目占地和土石方平衡

1、项目占地

本项目新增工程总占地 13.2hm$^2$，其中：永久占地面积为 1.96hm$^2$，包括新建井场、道路工程等永久征地，主要占地类型为草地、林地；临时占地面积为 11.24hm$^2$，包括钻井井场、管线、道路施工临时用地，主要占地类型为耕地、林地、草地等。项目新增占地统计见表 3.4.6-1。

**表 3.4.6-1　工程占地情况统计表**

| 项目 | | | 工程量 | | 占地面积/$hm^2$ | | | | | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | 单位 | 数量 | 永久占地 | | 临时占地 | | 合计 | |
| | | | | | 占地面积 | 占地类型 | 占地面积 | 占地类型 | | |
| 井、站场 | 井场 | 新建井场 | 座 | 4 | 1.61 | 主要为草地、林地 | 0.8 | 草地、林地 | 2.41 | 新建井场永久占地按实际占地计；临时占地根据建设单位提供资料每个井场按 0.2$hm^2$ 计；扩建井场不新增永久占地 |
| | | 扩建井场 | 座 | 13 | 0 | / | 2.6 | 草地、林地 | 2.6 | |
| | | 临时营地 | 座 | 17 | 0 | / | 1.02 | 草地、林地、耕地 | 1.02 | 每个钻井井场设置一个临时施工营地，单个面积 0.06$hm^2$ |
| 管线 | 出油管线 | | km | 14 | 0 | / | 5.44 | 草地、耕地、林地 | 5.44 | 0.4km 管线同沟布设。实际管线作业带长度为 13.6km。管线作业带均按 4m 计 |
| | 注水管线 | | km | 4.8 | 0 | / | 1.28 | 草地、耕地、林地 | 1.28 | 管线作业带均按 4m 计（其中有 1.6km 注水管线与出油管线同沟布设） |
| 道路 | 井场道路 | | km | 1.0 | 0.35 | 主要为草地 | 0.10 | 草地 | 0.45 | 井场道路及支线道路永久占地宽按 3.5m，临时占地宽按 1m； |
| | 施工便道 | | km | 0 | 0 | / | 0 | / | 0 | 利用管线作业带 |
| 合计 | | | / | / | 1.96 | / | 11.24 | / | 13.2 | / |

2、土石方平衡

（1）井场、站场区

本项目新建4座井场，改扩建13座井场。井场基本处于黄土梁峁顶部，平均扰动土方厚度按30cm，井场总占地面积为1.61hm$^2$，则井场区土方总开挖量为0.48万m$^3$，开挖土方全部回填，无弃方，井场、站场区不设弃土场。

（2）管线区

本项目管线总长度18.8km，管线地表扰动总长16.8km（有1.6km的注水管线和采油管线同沟布设，0.4km的采油管线同沟布设），管沟开挖宽度1m，开挖深度1.5m，则管线挖方量为2.52万m$^3$。土方临时堆放在管线沿线作业带一侧，不设弃土场，所有土方均回填开挖面，并做压实处理，不产生弃土、弃渣。

（3）道路区

本项目新建井场进场道路1.0km，一般土石方开挖量约1.35m$^3$/m，则开挖土石方量为0.135万m$^3$，道路开挖土石方全部就近铺垫或调运至井场区填方边坡，无弃方。

**表3.4.6-2　　本项目土石方平衡表　　单位：万m$^3$**

| 序号 | 工程类型 | 挖方量 | 填方量 | 借方量 | 弃方量 | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 井场区 | 0.48 | 0.48 | 0 | 0 | 用于场地填方及边坡防护治理 |
| 2 | 管线区 | 2.52 | 2.52 | 0 | 0 | 全部用于管沟覆土回填 |
| 3 | 井场道路 | 0.135 | 0.135 | 0 | 0 | 就近铺垫或调运至井场区填方边坡 |
| 4 | 合计 | 3.135 | 3.135 | 0 | 0 | / |

本项目总土石方量为6.27万m$^3$，其中挖方量3.135万m$^3$，填方量3.135万m$^3$，土石方平衡，无弃方，无需设弃土场。

## 3.4.7 集输方案、工程布局

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3km以内，集输半径超过3km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→联合站/接转站；伴生气设计流向一般为：增压机组、接转站、联合站产出伴生气主要

供站内自用或轻烃厂/混烃厂回收利用；采出水流向一般为：经联合站/接转站/采出水处理系统处理达标后通过附近井场注水井回注油层。

2、原油集输方案

本项目原油全部通过管线集输，采用密闭集输流程。根据第九采油厂 2026 年产能建设地面工程开发方案。各区块集输去向见表 3.4.7-1。

**表 3.4.7-1　本工程各区块集输去向一览表**

| 序号 | 区块 | 井场 | 性质 | 横坐标 | 纵坐标 | 井型 | 钻井工程 | | 集输关系 | | | | 开发油藏 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | 采油井（口） | 注水井（口） | 下游站场 | 最终去向 | 采出水处理站场 | 注水站场 | |
| 1 | 定边罗庞塬区块 | 刘加 56-13 | 扩建 | 36447240 | 4095895 | 水平井 | 4 | 2 | 刘 1 增 | 姬三联 | 姬三联 | 姬三联 | 致密油 |
| 2 | | 刘 54-12 | 扩建 | 36447029 | 4095666 | 水平井 | 3 | 2 | 刘 3 增 | 姬三联 | 姬三联 | 姬三联 | |
| 3 | | 塬 204 | 扩建 | 36444514 | 4094315 | 水平井 | 2 | 0 | 姬二十二转 | 姬三联 | 姬三联 | / | |
| 4 | 吴起五谷城区块 | 新 144 | 扩建 | 36529780 | 4108336 | 定向井 | 2 | 2 | 起一转 | 新吴三联 | 起一转 | 起一转 | |
| 5 | | 塞 550-2 | 新建 | 36535212 | 4111238 | 定向井 | 3 | 2 | 起三转 | 周二转 | 起三转 | 起三转 | |
| 6 | | 新 293-40 | 扩建 | 36523882 | 4131557 | 水平井 | 2 | 2 | 周一转 | 起一转 | 周一转 | 周一转 | |
| 7 | | 旗 67-117 | 扩建 | 36527294 | 4098712 | 水平井 | 2 | 0 | 新吴三联 | 刘坪输油站 | 新吴三联 | / | |
| 8 | | 新 324 扩 2 | 新建 | 36526744 | 4098355 | 水平井 | 4 | 2 | 新吴三联 | 刘坪输油站 | 新吴三联 | 起二转 | |
| 9 | | 新 275 扩 1 | 扩建 | 36534012 | 4111519 | 水平井 | 1 | 0 | 起三转 | 起一转 | 周二转 | / | 页岩油 |
| 10 | | 塞 545 | 扩建 | 36534843 | 4112268 | 水平井 | 1 | 0 | 起三转 | 起一转 | 周二转 | / | |
| 11 | | 新 544 | 扩建 | 36536604 | 4113463 | 水平井 | 1 | 0 | 起三转 | 起一转 | 周二转 | / | |
| 12 | | 谷 17 | 新建 | 36536396 | 4110595 | 水平井 | 1 | 0 | 起三转 | 起一转 | 周二转 | / | |
| 13 | | 塞 581 | 扩建 | 36535035 | 4113552 | 水平井 | 1 | 0 | 起三转 | 起一转 | 周二转 | / | |
| 14 | | 新 229 扩 | 扩建 | 36531526 | 4114718 | 水平井 | 1 | 0 | 周 9 增 | 起一转 | 周二转 | / | |
| 15 | 吴起杨青区块 | 旗 32-025 | 扩建 | 36524130 | 4086586 | 水平井 | 3 | 0 | 新吴四转 | 刘坪输油站 | 新吴四转 | / | 致密油 |
| 16 | | 新 347-1 | 新建 | 36524302 | 4087527 | 水平井 | 4 | 0 | 新吴四转 | 刘坪输油站 | 新吴四转 | / | |
| 17 | 吴起薛岔区块 | 新 570 | 扩建 | 36531260 | 4089821 | 水平井 | 3 | 0 | 薛 14 增 | 吴四联 | 薛三转 | / | |

3、伴生气集输和利用

（1）井组采用定压阀回收套管气，减少井口烃类无组织逸散；

（2）开采过程通过管线密闭集输，减少集输环节烃类无组织排放；

（3）伴生气经站场气液分离后优先用于站内加热炉使用，剩余伴生气管输至下游混烃厂/轻烃厂处理；

根据项目资料，按照地层原始油气比的50%到达地面计算。本项目各开发区块伴生气产生量及利用途径见表3.4.7-2。

**表3.4.7-2　本项目开发区伴生气产生量及利用途径**

| 区块 | 层位 | 原油产量 $10^4t/a$ | 原始气油比（$m^3/t$） | 本项目伴生气产量（$10^4m^3/a$） | 伴生气利用途径 |
|---|---|---|---|---|---|
| 罗庞塬区块 | 长6 | 0.5 | 62.60 | 15.65 | 姬六联分离后作为站场加热炉燃料使用，剩余伴生气输送至耿55伴生气处理站处理 |
| 五谷城区块 | 长6 | 1.12 | 62.60 | 35.06 | 站场分离后作为站场加热炉燃料使用，剩余部分进入周二转混烃厂回收利用 |
| | 延9 | 0.49 | 43.10 | 10.56 | |
| | 长7 | 1.00 | 91.6 | 45.8 | |
| 薛岔区块 | 长8 | 0.41 | 74.88 | 15.35 | 站场分离后作为站场加热炉燃料使用，剩余部分进入刘坪轻烃厂回收利用 |
| 杨青区块 | 长6 | 0.98 | 62.60 | 30.67 | |
| 合计 | / | 4.50 | / | 153.09 | / |

4、各区块集输方案及工程布局

（1）薛岔区块

该区块主要开发长8层系，2026年计划部署井场1座（改扩建），采油井3口。井场原油归入薛14增，经薛8增至薛三转脱水处理，处理后的净化油外输至吴四联，采出水处理及回注等均依托薛三转。

（2）杨青区块

该区块主要开发长6层系，2026年计划部署井场2座（新建井场1座，扩建井场1座），采油井7口。井场原油管输至新吴四转进行脱水处理，处理后的净化油外输至刘坪输油站，采出水处理及回注等均依托新吴四转。

薛岔、杨青区块地面工程布局见图3.4.7.1。

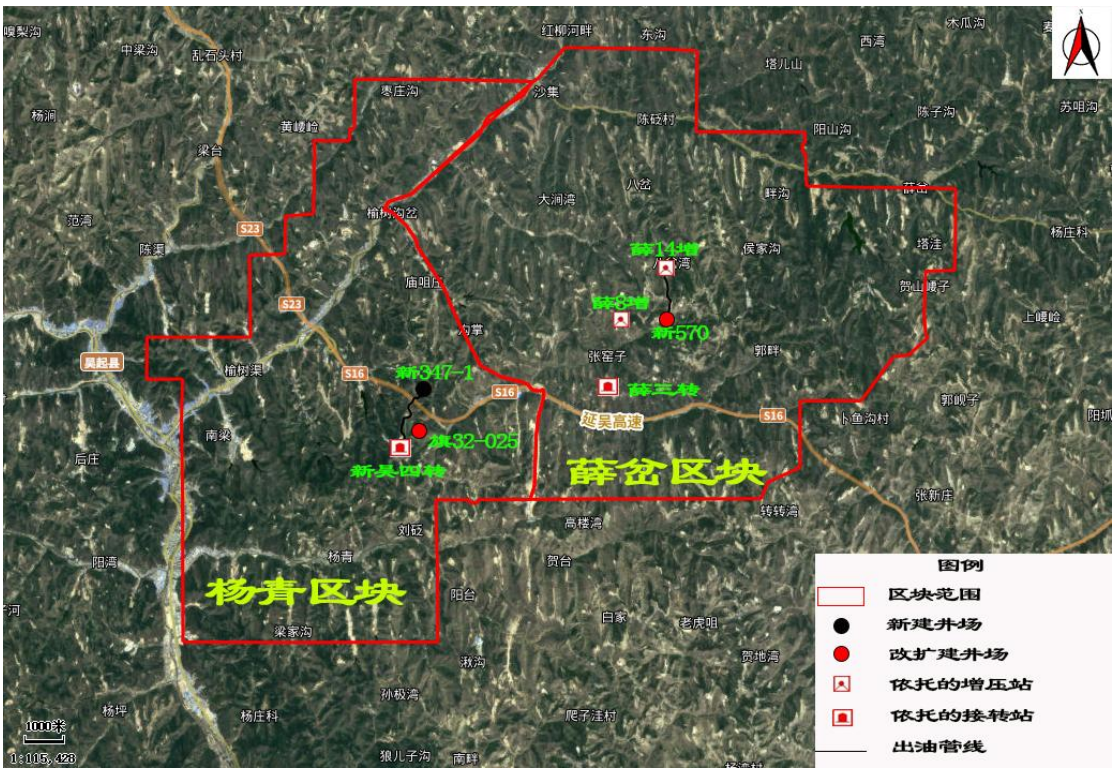



**图 3.4.7.1　薛岔、杨青区块地面工程布局**

（3）五谷城区块

该区块主要开发延 9、长 6 及长 7 层位，其中长 7 层位为页岩油。2026 年计划部署井场 11 座（新建井场 3 座，扩建井场 8 座），采油井 19 口，注水井 8 口。

其中五谷城区块北部开发长 6 层位，部署 1 座井场（新 293-40 井场），采油井 2 口，注水井 2 口。原油管输至周一转进行脱水处理，处理后的净化油外输至起一转。采出水处理及回注等均依托周一转。

五谷城区块中部开发延 9 和长 7 层位。延 9 层位计划部署井场 2 座（新建井场 1 座，扩建井场 1 座），采油井 5 口，注水井 4 口，井场原油管输至起一转、起三转进行脱水处理，处理后的净化油通过起一转进入新吴三联。采出水处理和回注等依托起一转、起三转；长 7 层位开发页岩油，计划部署井场 6 座（全部扩建），采油井 6 口，井场原油通过周 9 增、起三转管输至周二转进行脱水处理，处理后的净化油外输至起一转，采出水处理依托周二转。

五谷城区块南部开发长 6 层位，部署 2 座井场（新建井场 1 座，扩建井场 1 座），采油井 6 口，注水井 2 口，井场原油管输至新吴三联进行脱水处理，处理后的净化油外输至刘坪输油站。采出水处理及回注等依托新吴三联。

地面工程布局见图 3.4.7.2。

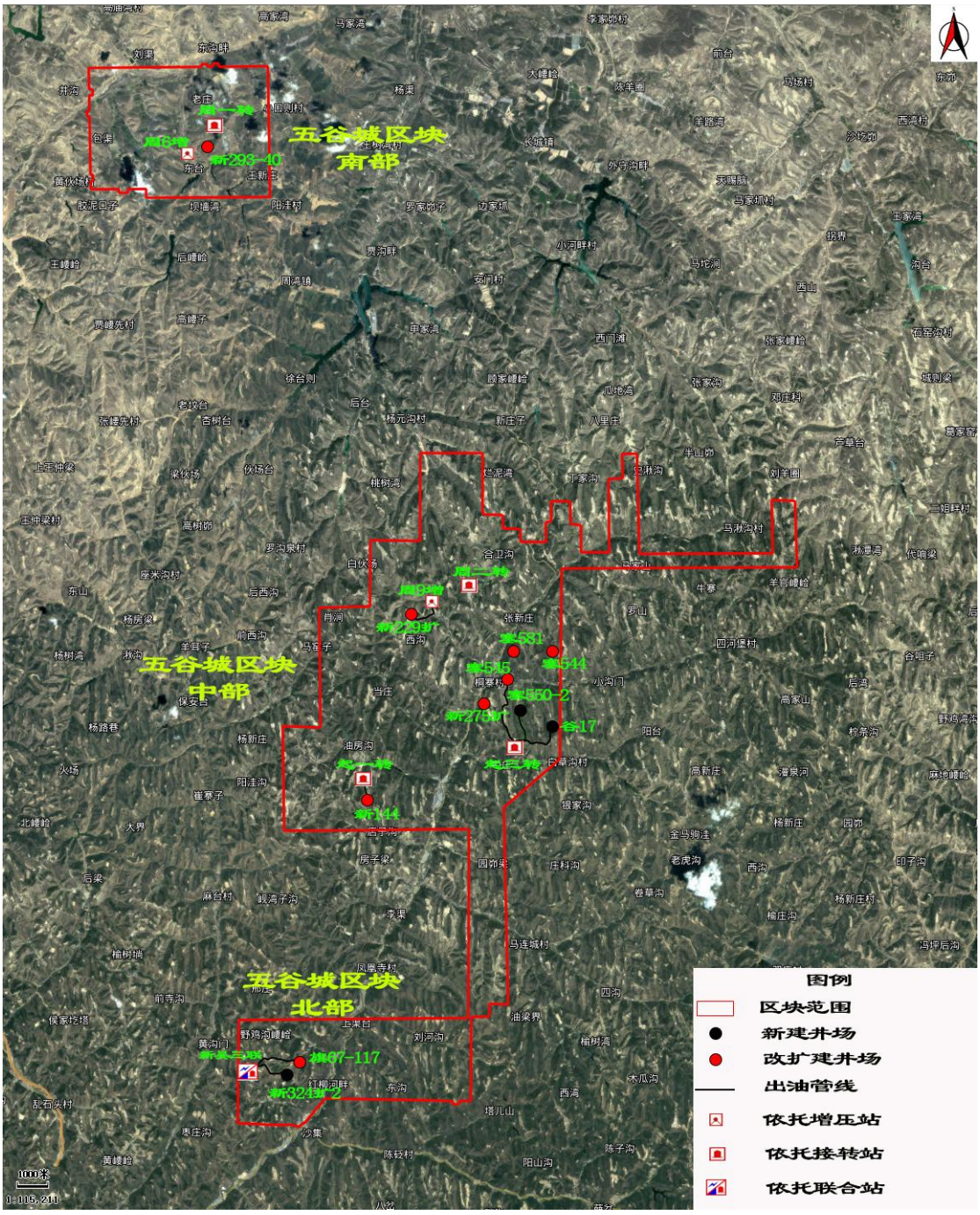



**图 3.4.7.2　五谷城区块地面布局图**

（4）罗庞塬区块

该区块开发长 6 层系。2026 年计划部署井场 3 座（扩建井场），采油井 9 口，注水井 4 口。井场原油通过刘 1 增、刘 3 增、姬二十二转等集输至姬三联进行脱水处理，处理后的净化油外输至姬白首站，采出水处理及回注等均依托姬三联处理。地面工程布局见图 3.4.7.3。

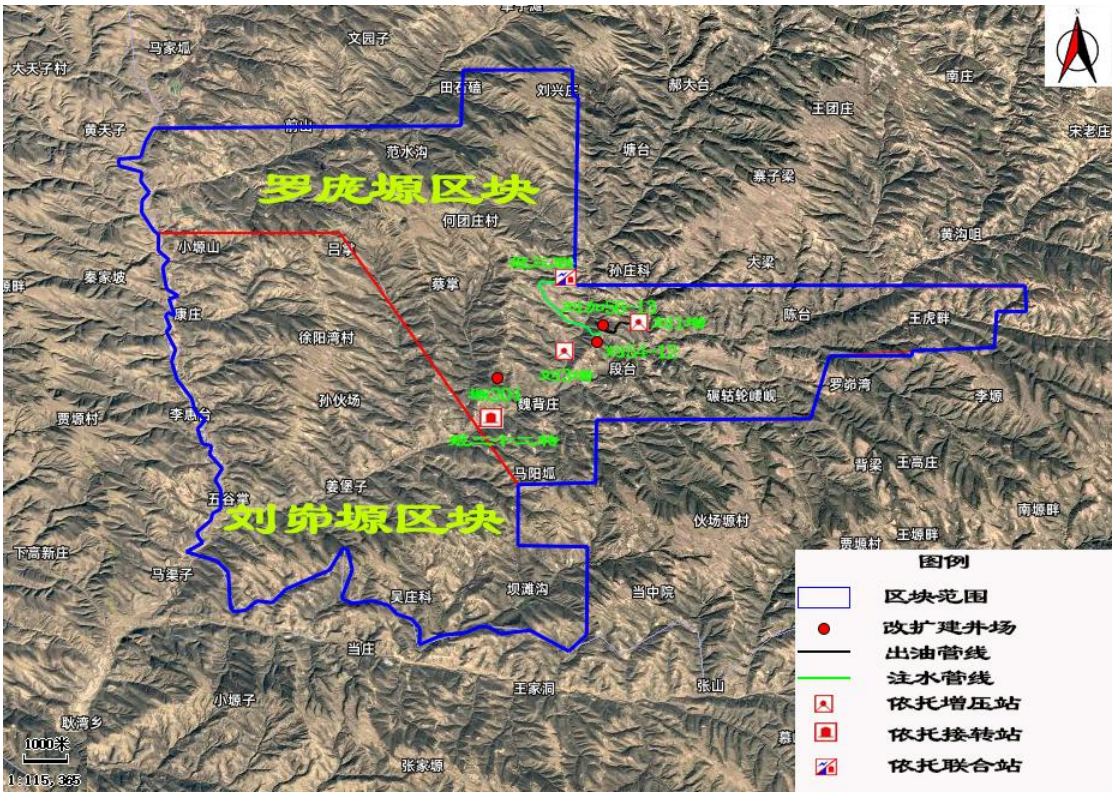



**图 3.4.7.3　罗庞塬区块地面布局图**

## 3.4.8 主体工程设计方案

1、钻前工程

钻前工程主要包括井场平整、修建进场道路、泥浆循环系统及设备的基础准备、钻井设备的搬运及安装、井口设备准备以及施工场地布置等。钻井队生活区与井场分开布置，通过搭建移动板房保障施工人员临时生活设施，待施工结束后拉至下一座井场使用。

2、钻井工程

（1）布井方案

本次共部署 17 座井场，其中 4 座新建井场，13 座改扩建井场，包含采油井 38 口，注水井 12 口，建设产能 $4.5\times10^4$t/a。

（2）井身结构级套管程序

本项目钻井方式包括定向井、超短水平井和长水平井，定向井井深约 1850～2350m，超短水平井井深约 2500～2800m。页岩油长水平井井深约 3500m。定向井井身结构见表 3.4.8-1 和图 3.4.8.1；水平井井身结构见表 3.4.8-2 和图 3.4.8.2。通过井组优化，井间距≥6m，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 3.4.8-1　定向井井身结构**

| 序号 | 井 段 | 钻头直径（mm） | 套管外径(mm) | 套管下深(m) | 水泥返高（m） |
|---|---|---|---|---|---|
| 一开 | A.必须进入下部稳定岩层≥30m<br>B.存在饮用水层的区块，一开必须钻穿该水层进入下部稳定层 30m。<br>C.在超前注水及井控风险较高的区块表层下深不低于 200m，其他区域不低于 150m | 311.2 | 244.5 | 距井底 2-3m | 返到地面 |
| 二开 | 二开至完钻 | 215.9 | 139.7 | 距井底 3～5m | 常规密度水泥返至洛河底界以上 50m，低密度水泥返至地面 |

**表 3.4.8-2　水平井井身结构**

| 序号 | 井 段 | 钻头直径（mm） | 套管外径(mm) | 套管下深(m) | 水泥返高（m） |
|---|---|---|---|---|---|
| 一开 | A.必须进入下部稳定岩层≥30m<br>B.存在饮用水层的区块，一开必须钻穿该水层进入下部稳定层 30m。<br>C.在超前注水及井控风险较高的区块表层下深不低于 200m，其他区域不低于 150m | 311.2 | 244.5 | 距井底 2-3m | 返到地面 |
| 二开 | 二开至完钻 | 215.9 | 139.7 | 距井底 3～5m | 常规密度水泥返至洛河底界以上 50m，低密度水泥返至地面 |

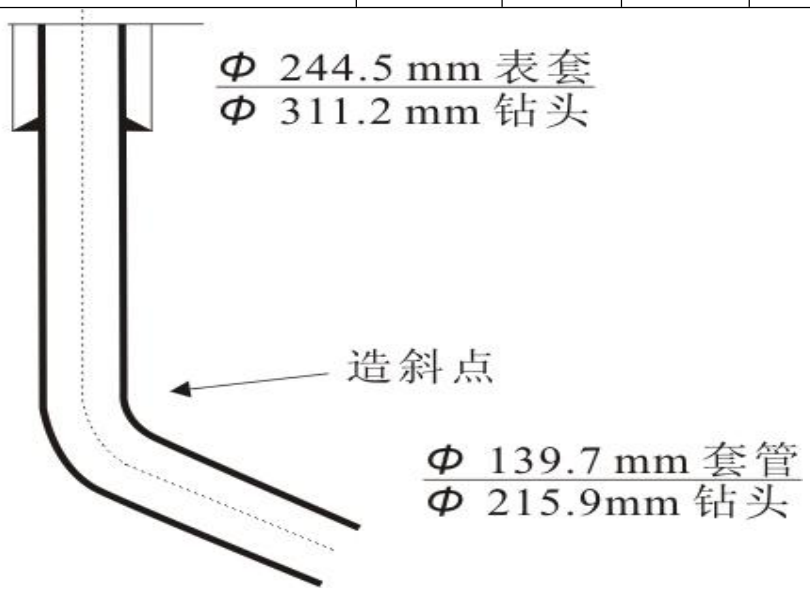



**图 3.4.8.1　定向井井身结构图**

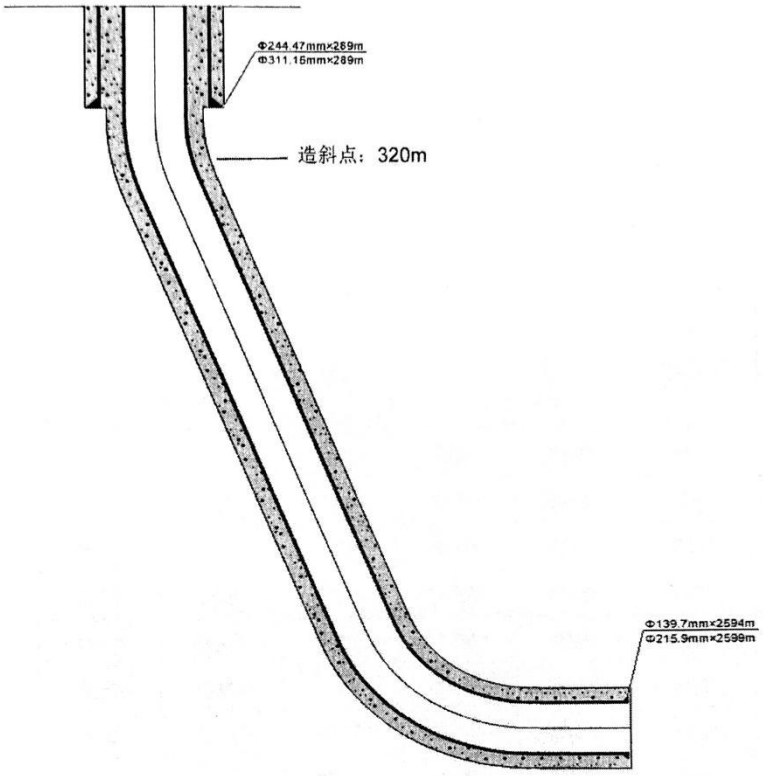



**图 3.4.8.2　超短水平井井身结构图**

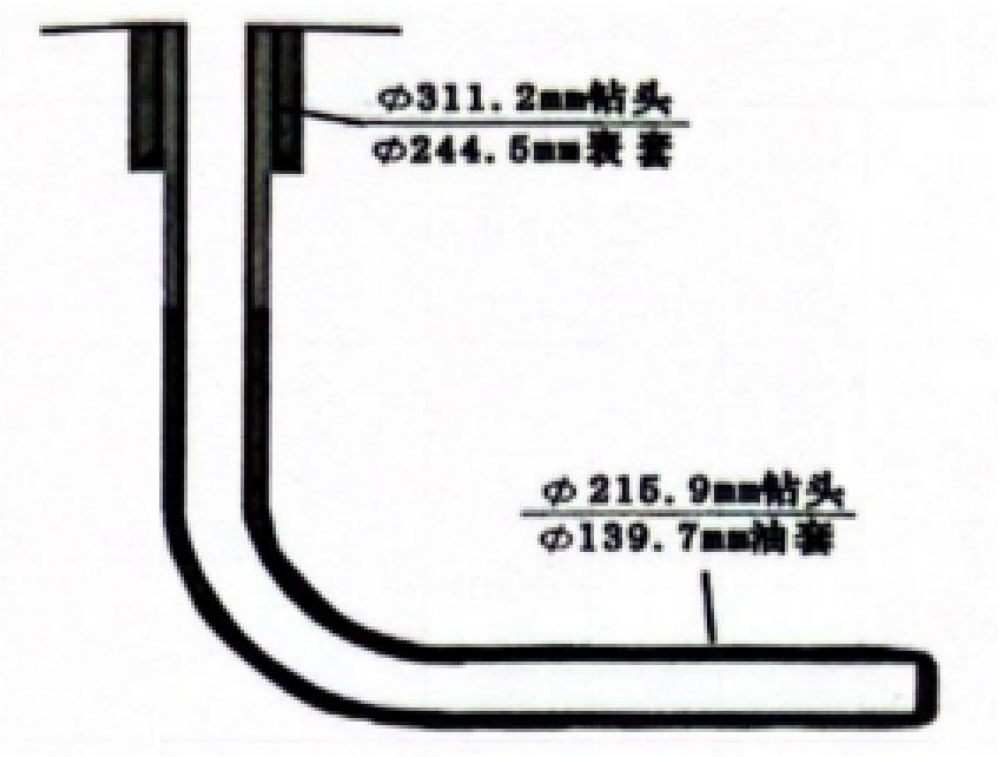



**图 3.4.8.3　长水平井井身结构图**

（3）钻井设备

根据相关资料，钻井主要设施有动力设备、钻井设备、固控装置、安防系

统等。钻井过程的主要设备基本相同，单口钻井过程中所用的主要设备见表 3.4.8-3。

**表 3.4.8-3　单井钻井主要生产设备使用情况**

| 序号 | 名　称 | | 主要参数 | 数量 | 备　注 |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 钻机 | | 30 型钻机 | 1 | / |
| 2 | 井　架 | | ＞2250KN | 1 | / |
| 3 | 钻台 | | 高度：4.5m | 1 | / |
| 4 | 提升系统 | 绞　车 | 额定输入功率 735kW | 1 | / |
| | | 天　车 | 最大钩载 2250KN | 1 | / |
| | | 游　车 | 最大静负荷 2250KN | 1 | / |
| | | 大　钩 | 最大钩载 2250KN | 1 | / |
| | | 水龙头 | 最大钩载 2250KN | 1 | 高压工作压力 35Mpa |
| | | 吊　环 | 最大静负荷 2250KN | 1 | / |
| 5 | 转　盘 | | 通孔通径 20.5in | 1 | / |
| 6 | 备用发电机组 | 发电机 | ≥300kW | 2 | / |
| 7 | 循环系统配置 | 钻井液罐 | 总容积≥40m$^3$ | 6 | 含储备罐 |
| | | 搅拌器 | 电机功率≥7.5kW | 10 | 每具罐 2 台 |
| | | 泥浆泵 | ≥22kW | 2 | 套 |
| | | 电动配浆漏斗 | ≥35kW | 1 | 套 |
| 8 | 固控设备 | 振动筛 | 单台单筛 | 1 | / |
| 9 | 其它辅助设施 | 柴油罐 | 40m$^3$ | 1 | 备用 |
| | | 清水罐 | 40m$^3$ | 1 | / |

（4）钻井液体系

钻井液是钻井过程中使用的循环的流体，是液体、固体和化学处理剂的混合物，也称为钻井泥浆。

①钻井液主要成分

本工程采用环境友好型钻井液体系和外加剂，采用水基泥浆，以水为分散介质，以黏土（膨润土）、加重剂及各种化学处理剂为分散相的溶胶悬浮体混合体系。钻进过程中，需针对不同地层段特点采用不同钻井液配方。本项目采用二开钻井液，钻井液体系成分组成见表 4.1.1-1。

②钻井液循环利用系统

钻井作业采取“铺设作业、带罐上岗”作业模式，钻井现场设置泥浆不落地收集设施，井场地面铺设防渗布，防止污染物外泄和渗漏。钻井过程采用水

基钻井液，通过筛分、配置等循环利用设施，将钻井泥浆进行收集、沉降、破胶脱稳、板框压滤后，液相用于重新配置钻井液，固相岩屑收集至井场岩屑收集罐中，钻井结束后交处置能力的单位处置。钻井泥浆收集处理方案采用“混合收集+破胶脱稳+板框压滤”工艺，主要设备见表3.4.8-4。

**表3.4.8-4　主要设备及基础配置**

| 处理单元 | 主体设备 | 参数 | 数量 |
|---|---|---|---|
| 钻井废弃物收集 | 螺旋输送机 | 距离大于10m，输送能力大于100t | 2台 |
| | 混相均质罐 | 15m$^3$ | 2具 |
| | 低位回收罐 | 20m$^3$ | 1具 |
| 破胶脱稳 | 破胶脱稳装置 | 处理量大于30m$^3$/h | 1台 |
| 固液分离 | 振动筛 | 筛网不大于120目 | 1台 |
| | 板框压滤装置 | 处理量大于30m$^3$/h | 1台 |
| 液体存储 | 泥浆循环罐 | 40m$^3$ | 6具 |
| | 滤液回收罐 | 40m$^3$ | 1具 |
| 固相存储 | 储存罐 | 按照实际需要配置 | / |

（5）钻井周期

根据地层特征，定向井和水平井均选择二开分段钻探，定向井钻井到完井平均钻井周期15d。超短水平井钻井到完井平均钻井周期为30d，长水平井钻井到完井平均钻井周期为40d。

3、储层改造工程

根据油田的油藏特征，本项目油藏属于低压、低渗透油田，因此开发过程需实施储层改造工程，以达到增产稳产的目的。根据设计方案，本项目储层改造工程主要包括射孔及压裂等，主体采用可溶桥塞、连续油管带底封分层压裂工艺，压裂液体系采用低浓度无机硼交联胍胶压裂液及超低浓度胍胶压裂液；支撑剂以石英砂为主、陶粒为辅。

（1）射孔工艺

射孔工艺参数见表3.4.8-5。

**表3.4.8-5　射孔工艺参数表**

| 井别 | 层位 | 射孔参数 | | |
|---|---|---|---|---|
| | | 射孔方式 | 枪/弹型 | 孔密（孔/m） |
| 采油井 | 延9 | 常规射孔 | 102-16-90-105枪127弹/自清洁弹 | 16 |
| | 长6 | 定面射孔 | 89-15-S120-105枪102弹 | 15 |
| | 长7 | 等孔径射孔 | DH89枪102弹 | 16 |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| | 长 8 | 顶面射孔 | 102-16-60-105 枪 127 弹 | 16 |
| 注水井 | 延 9、长 6 | 复合射孔 | 102 枪-127 弹 | 16 |

（2）支撑剂

根据室内支撑剂评价结果、区块储层特征和有效闭合压力，考虑不同储层导流能力需求，主体采用石英砂支撑剂。推荐地层支撑剂见表 3.4.8-6；支撑剂主要性能指标见表 3.4.8-7。

**表 3.4.8-6　支撑剂细分压力等级推荐表**

| 区块 | 层位 | 有效闭合压力（MPa） | 支撑剂 | 支撑剂选型 | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | 20/40 目 | 30/50 目 | 40/70 目 |
| 薛岔区块、五谷城区块 | 长 7、长 6、延 9 | 22.3 | 石英砂 | 4K | 4K | 4K |
| 薛岔区块、五谷城区块 | 长 8 | 21.4 | 石英砂 | 4K | 4K | 4K |

**表 3.4.8-7　支撑剂主要性能指标**

| 内容 | 石英砂 | | | | 陶粒 | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 规格/目 | 20/40 | 30/50 | 40/70 | 70/140 | 20/40 | 40/70 |
| 粒径范围/μm | 850~425 | 600~300 | 425~212 | 212~106 | 850~425 | 425~212 |
| 粒度分布/% | ≥90 | | | | | |
| 酸溶解度/% | ≤7 | | | | | |
| 浊度/FTU | ≤150 | | | | ≤100 | |
| 圆度 | ≥0.6 | | | | ≥0.7 | |
| 球度 | ≥0.6 | | | | ≥0.7 | |
| 破碎率/% | 闭合压力 27.6MPa（4K），≤10% | | | | 闭合压力 48.3MPa（7K），≤10% | |
| 体积密度 g/cm$^3$ | 1.53 | 1.50 | 1.47 | 1.43 | / | / |
| 视密度 g/cm$^3$ | 2.63 | 2.63 | 2.63 | 2.63 | / | / |

（3）压裂液体系

结合不同区块储层改造需求及压裂液综合性能，设计推荐采用超低浓度胍胶压裂液体系（配方：改性胍胶+复合助排剂+粘土稳定剂+杀菌剂+调节剂+交联剂+破胶剂）。本项目压裂液体系主要成分见表 3.4.8-8。压裂施工设备组成见表 3.4.8-9。

**表 3.4.8-8　压裂液主要成分配比一览表**

| 层位 | 前置液 | 低砂比 | 高砂比 |
|---|---|---|---|
| | | （≤320kg/m$^3$） | （＞320kg/m$^3$） |
| 延 9 | 0.30%CJ2-6 胍胶+硼砂交联冻胶 | | |
| | 1%稠化水 | | 2%稠化水 |

| | | |
|---|---|---|
| | 0.1%黏土稳定剂 | |
| | 0.06~0.1%阻垢剂 | |
| 长 6、长 7、长 8 | 0.25%EM30$^{+}$减阻剂 | 0.25%CJ2-6 胍胶+JL-13 交联冻胶 |
| | 0.06%弹性高携砂减阻剂 | 0.3~0.7%弹性高携砂减阻剂 |
| | 0.1%黏土稳定剂 | |
| | 0.06~0.1%阻垢剂 | |

**表 3.4.8-9　压裂施工设备组成表**

| 序号 | 设备名称 | 规格型号 | 单位 | 数量 | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 主压车 | FC-2250 | 套 | 2 | 满足最大施工排量 6.0m$^3$/min |
| 2 | 混砂车 | 100/70 桶 | 台 | 2 | / |
| 3 | 仪表车 | EC-22ACD | 台 | 1 | / |
| 4 | 压裂管汇 | DY5120JSQ | 套 | 1 | / |
| 5 | 砂罐车 | CQK5240ZYH | 台 | 4 | 20-40 目石英砂：57.0m$^3$ |

压裂液可重复利用，简易过滤去除支撑剂和岩屑等大颗粒悬浮物后，补充适量稠化剂即可重复利用。

根据《延安市油气开发废弃物集中处置实施方案》，油气钻井现场应配备废水收集罐，对压裂废水及其它废水进行分类收集、规范储存，井下完成作业后 7 天内必须运往集中处置场所。

根据《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）、《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，《榆林市油气开发压裂返排液处置管理规定》（榆政环发〔2023〕71 号）以及规定，所有钻井井场均在压裂及其他井下作业前配备废水地上收集罐，对压裂废水及其他废水进行统一收集与循环使用，并在井下作业完成后 7 日内由防渗漏、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。

（4）压裂工艺

采用可溶桥塞、连续油管分层压裂工艺，逐步替代机械封隔器连续分压工艺，实现高排量混合压裂，解决压后井筒全通径问题。

**表 3.4.8-10　套管直井连续分压技术推荐**

| 工艺类型 | 注入方式 | 压裂级数 | 施工排量 | 投产 | 优缺点 |
|---|---|---|---|---|---|
| 机械封隔器分层压裂 | 油管注入 | 最高 11 层 | 管柱限制排量较小，排量 2～4m$^3$/min | 直接投产 | 管柱复杂，不利于后期作业 |
| 可溶桥塞 | 套管注入 | 无限级 | 满足大排量注入，排量 6～8m$^3$/min | 压后下生产管柱 | 井筒全通径，直接测试 |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 连续油管带底封分层压裂 | 油套同注 | 无限级 | 满足大排量注入，排量 4～6m³/min | 压后下生产管柱 | 井筒全通径，直接测试 |

（5）排液技术

压裂施工结束后，视井口压力变化情况，关井时间控制在合理的范围以内，而后及时排液放喷。排液初期，采用油嘴控制放喷，排液后期，根据地层变化情况，可采用关井-放喷间歇控制排液。

4、油气集输工程

（1）井场工程

本次共部署 17 座井场，其中 4 座新建井场，13 座改扩建井场，均为丛式井场。扩建井场为现有老井场，井场建设标准参照《陕北油气开采清洁文明井场验收标准》、《油气田地面工程视觉形象设计规范》（Q/SY1688-2014）、《延安市油气开发清洁文明井场建设标准》进行设计。

标准化井场由井口装置、套管气定压阀安装区、污油池、雨水收集池、井场围墙、井口集油槽、稳流配水阀组等装置组成。每座丛式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 3.4.8.4。井场内设施设置见表 3.4.8-11。

**表 3.4.8-11　标准化井场设施一览表**

| 序号 | 名称 | 结构型式 | 一般区域 |
|---|---|---|---|
| 1 | 围墙 | 砖混 | 高 0.5m |
| 2 | 井场大门 | 大门处或同行处应设有拱形挡水设施 | / |
| 3 | 雨水收集池 | 混凝土结构 | / |
| 4 | 含油污水池 | 混凝土结构，上沿口高出地面 0.1 米，加盖或设置围栏 | / |
| 5 | 井口集油槽 | 砖混结构，上沿口高出地面 0.1 米 | / |
| 6 | 雨水收集渠 | 砖砌 | 宽 0.4m，深 0.2m |
| 7 | 固体废弃物收集箱 | 外购 | 1 个 |

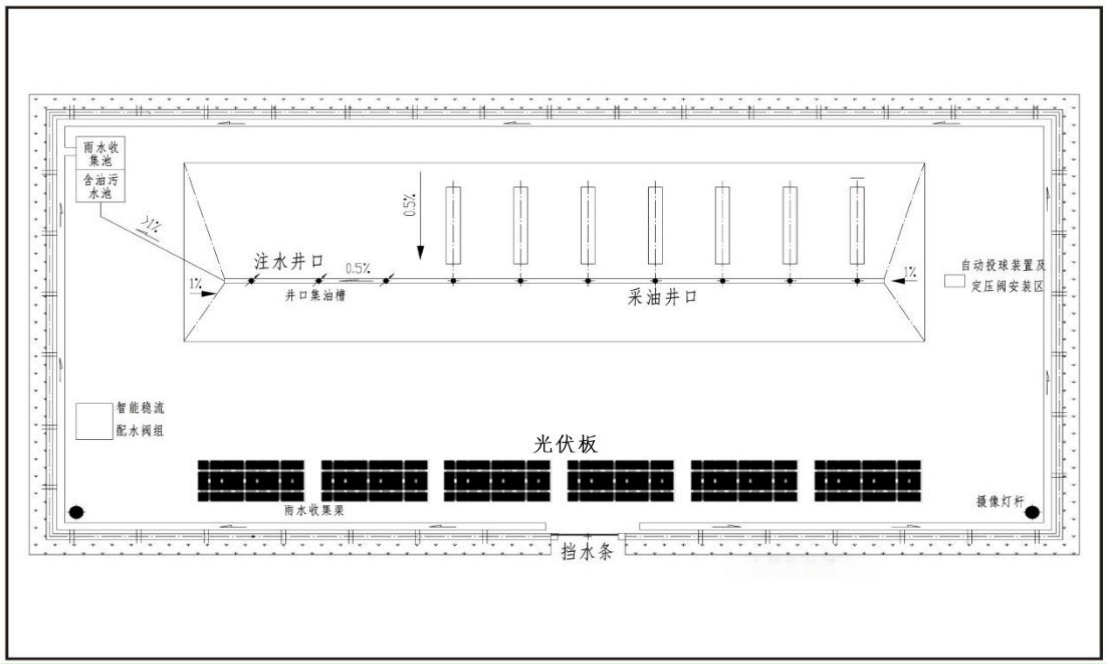



**图 3.4.8.4　典型丛式井场平面布置**

（2）站场工程

本项目不新建站场，涉及改扩建站场三座，具体见表 3.4.8-12。

**表 3.4.8-12　本项目改扩建站场概况**

| 序号 | 站场名称 | 改造工程内容 |
|---|---|---|
| 1 | 周 6 增 | ①拆除站内原油接转橇及加热炉；②原址新建柱塞泵 2 台 Q=5m³ /h，P=4.0MPa，N=22kW，新建 50kW 电磁加热器 1 台 |
| 2 | 周一转 | ①站内空地新建 10m³/h“溶气气浮+过滤”采出水处理装置 1 套（1 套气浮，2 组过滤）。②新建加药装置 1 套，满足采出水处理加药需求（水质调节剂、絮凝剂、助凝剂）。③沉降除油罐配套负压排泥装置及油水罐防爆收油隔氧装置。④已建长 6 层污泥池配套动态喷射装置。 |
| 3 | 薛三转 | 将长 8 层采出水处理系统规模由 300m³ /d 扩建至 600m³ /d，采出水处理设施配套完善。具体包括：<br>①新建 300m³ 长 8 层沉降除油罐 1 具，与已建 2 具 300m³ 沉降除油罐并联运行，满足维检修时停留时间要求。②新建 15m³ /h“溶气气浮+过滤”采出水处理装置 1 套（1 组气浮，2 组过滤），与已建装置并联运行。<br>③新建加药装置 1 套，满足采出水处理加药需求（水质调节剂、絮凝剂、助凝剂）。 |

1）薛 3 增改造

周 6 增为长 6 层系橇装增压装置，投运于 2013 年，设计规模为 120m³/d，外输至周一转。目前处理液量 40m³/d。存在问题主要为①站点负荷率低，负荷率仅为 40.8%；②站点加热炉及外输泵设备老旧，故障频繁维护难度及成本大。

本次改造内容为：

①拆除站内原油接转橇及加热炉；

②原址新建柱塞泵 2 台 Q=5m³ /h，P=4.0MPa，N=22kW，新建 50kW 电磁加热器 1 台，实现油气混输、电磁加热器间歇加热。

周 6 增站内现有设备见表 3.4.8-13。改扩建工程量见表 3.4.8-14。本次改扩建工程主要为站内改造，无新增占地。站场平面布置见图 3.4.8.5.

**表 3.4.8-13　　周 6 增站内现有设备**

| 名称 | 型号 | 内容 | 规格 | 单位 | 数量 |
|---|---|---|---|---|---|
| 油气混输一体化装置 | SHSQ-120-3.2 | 缓冲罐 | 5m3 | 具 | 1 |
| | | 加热炉 | 400kW | 台 | 1 |
| | | 外输泵 | Q=5m3/h | 台 | 1 |
| | | | Q=5m3/h | 台 | 1 |

**表 3.4.8-14　　本次改扩建新增工程量**

| 序号 | 设备 | 规格 | 单位 | 数量 | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 电磁加热器 | 50kw | 台 | 1 | |
| 2 | 柱塞泵 | Q=5m³ /h | 台 | 2 | |




**图 3.4.8.5　　周 6 增改扩建平面布置图**

2）周一转采出水处理改造

周一转为长 2、长 6、侏罗系脱水站，目前处理液量 1142m³/d。采出处理系统投运于 2013 年，处理长 6 层、侏罗系、长 2 层采出水，均采用“沉降除油+旋流气浮+过滤”工艺，长 6 层设计规模 200m³/d，目前采出水量 40m³/d；侏罗系设计规模 300m³/d，目前采出水量 246m³/d；长 2 层设计规模 300m³/d，目

前采出水量241m³/d。已建设施主要包括沉降除油罐、净化水罐、300m³/d旋流气浮+过滤装置2套、200m³/d旋流气浮+过滤装置1套等。

目前存在问题主要为：①长6层采出水处理装置于2015年投运，设备腐蚀严重，现场维护频繁，出水水质不稳定。②已建长6层沉降除油罐未配置负压排泥装置，排泥效果不佳，影响沉降效果。③已建污泥池未配套动态喷射装置，仍为人工清掏。④长6层已建2罐2泵加药装置1套，不满足改造后采出水处理加药需求（杀菌剂、絮凝剂、助凝剂、阻垢剂、NaOH）。

本次改造内容主要为：

①原采出水处理间内位置不满足安装需求，站内空地新建10m³/h“溶气气浮+过滤”采出水处理装置1套（1套气浮，2组过滤）。

②新建加药装置1套，满足采出水处理加药需求（水质调节剂、絮凝剂、助凝剂）。

③沉降除油罐配套负压排泥装置及油水罐防爆收油隔氧装置。

④已建长6层污泥池配套动态喷射装置。

站内目前主要设备见表3.4.8-15。改扩建主要工程量见表3.4.8-16。本次改扩建工程主要位于站场内部，无新增占地。站场平面布置见图3.4.8.6。

**表3.4.8-15　周一转站内目前主要设备**

| 序号 | 层系 | 设备名称 | 规格型号 | 数量 | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 长6 | 沉降除油罐 | 200m³ | 2具 | |
| 2 | | 净化水罐 | 20m³ | 2具 | |
| 3 | | 旋流气浮+过滤 | 200m³/d | 1套 | 不加药/2015年投运 |
| 4 | | 污水池 | 4m×3m×4m | 1座 | |
| 5 | | 污泥池 | 4m×4m×4m | 1座 | |
| 6 | | 加药装置 | 1罐1泵 | 2套 | |
| 7 | 侏罗系 | 沉降除油罐 | 200m³ | 2具 | |
| 8 | | 净化水罐 | 20m³ | 2具 | |
| 9 | | 旋流气浮+过滤 | 300m³/d | 1套 | 不加药/2015年投运 |
| 10 | | 污水污泥池 | 8m×8m×4m | 1座 | |
| 12 | | 加药装置 | 1罐1泵 | 1套 | |
| 13 | 长2 | 沉降除油罐 | 200m³ | 2具 | |
| 14 | | 净化水罐 | 20m³ | 2具 | |
| 15 | | 旋流气浮+过滤 | 300m³/d | 1套 | 不加药/2015年投运 |
| 16 | | 污水污泥池 | 8m×8m×4m | 1座 | |
| 18 | | 加药装置 | 1罐1泵 | 1套 | |

**表 3.4.8-16　本次改扩建新增工程量**

| 序号 | 设备名称 | 规格 | 单位 | 数量 | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 沉降除油罐改造 | 配套 200m³油水罐防爆收油隔氧装置 | 套 | 2 | |
| 2 | | 负压排泥装置（含负压排泥器、排泥干管） | 套 | 2 | |
| 3 | | 助排泵 Q=43.3m3/h H=60mN=15kW | 台 | 1 | |
| 4 | “溶气气浮+过滤”采出水处理装置 | 10m³/h，1 套气浮，2 组过滤 | 套 | 1 | |
| 5 | 成套加药装置 | 4 罐 6 泵(V=1.5m3)、(Q=0~250L/h) | 套 | 1 | |
| 6 | 污泥池改造 | 污泥提升泵（转子泵）Q=50m3/h，H=60m，N=18.5kW，R=960r/min | 台 | 2 | |
| 7 | | 动态喷射器 | 套 | 4 | |




**图 3.4.8.6　周一转改造平面布置图**

3）薛三转采出水处理改造

采出处理系统投运于 2017 年，处理长 8 层、侏罗系采出水，均采用“沉降除油+旋流气浮+过滤”工艺，长 8 层设计规模 300m³/d，目前水量 295m³/d；侏

罗系设计规模 200m³/d，目前水量 120m³/d。已建设施主要包括沉降除油罐、缓冲水罐、净化水罐、旋流气浮+过滤装置等。

存在问题主要为①长 8 层采出水处理装置目前接近满负荷运行，设备出水水质不稳定；2026 年区块新增 20.60m³/d，已建系统不满足依托需求。②长 8 层、侏罗系已建采出水处理装置均为单组布置，无法满足维检修要求。③站内已建单罐双泵加药装置 1 套，不满足改造后采出水处理加药需求（杀菌剂、絮凝剂、助凝剂、阻垢剂、NaOH）。

本次将长 8 层采出水处理系统规模扩建至 600m³/d，采出水处理设施配套完善。具体如下：

①新建 300m³长 8 层沉降除油罐 1 具，与已建 2 具 300m³沉降除油罐并联运行，满足维检修时停留时间要求。

②新建 15m³/h“溶气气浮+过滤”采出水处理装置 1 套（1 组气浮，2 组过滤），与已建装置并联运行。

③新建加药装置 1 套，满足采出水处理加药需求（水质调节剂、絮凝剂、助凝剂）。

站内目前主要设备见表 3.4.8-17。改扩建主要工程量见表 3.4.8-18。本次改扩建工程主要位于站场内部，无新增占地。站场平面布置见图 3.4.8.7。

**表 3.4.8-17　薛三转站内目前主要设备**

| 序号 | 层系 | 设备名称 | 规格型号 | 数 量 | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 长 8 层 | 沉降除油罐 | 300m³ | 2 具 | 玻璃钢罐 |
| 2 | | 缓冲水罐 | 40m³ | 2 具 | |
| 3 | | 净化水罐 | 100m³ | 1 具 | |
| 4 | | 旋流气浮+过滤 | 15m³/h | 1 套 | 不加药/2022 年投运 |
| 5 | | 污水池 | 6m×6m×4m | 1 座 | |
| 6 | | 污泥池 | 10m×6m×2.5m | 1 座 | |
| 7 | | 加药装置 | 单罐双泵 | 2 套 | |
| 8 | 侏罗系 | 沉降除油罐 | 300m³ | 2 具 | |
| 9 | | 缓冲水罐 | 40m³ | 2 具 | |
| 10 | | 净化水罐 | 100m³ | 1 具 | |
| 11 | | 旋流气浮+过滤 | 10m³/h | 1 套 | 不加药/2022 年投运 |
| 12 | | 污水池 | 6m×6m×4m | 1 座 | |
| 13 | | 污泥池 | 10m×6m×2.5m | 1 座 | |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 14 | | 加药装置 | 单罐双泵 | 2 套 | |

**表 3.4.8-18　本次改扩建新增工程量**

| 序号 | 设备名称 | 规格 | 单位 | 数量 | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 沉降除油罐 | 300m³沉降除油罐（玻璃钢罐，含负压排泥装置） | 具 | 1 | |
| 2 | “溶气气浮+过滤”采出水处理装置 | 15m³/h，1 组气浮+2 组过滤 | 套 | 1 | |
| 3 | 成套加药装置 | 4 罐 4 泵(V=1.5m3)、(Q=0~250L/h) | 套 | 1 | |




**图 3.4.8.7　薛三转改造平面布置图**

4）加热炉智能间开改造改造

本次计划对薛三转、薛四转、周一转、起一转、周二转、新吴三联、姬三联、姬六联、新吴四转等 9 个站点进行间歇加热输油改造（加热炉智能间开改造）。

根据开发方案内容，根据前期试验效果，当含水率≥50%时，可采用智能间开加热输油工艺。加热炉智能间开采用外输压力为控制参数，监测外输压力判断启炉清蜡，外输压力升高到一定值时联锁加热炉启炉清蜡，外输压力降至正常水平后联锁加热炉停炉。并监测外输温度，保证外输温度高于粘壁温度。开展加热炉智能管控系统的建设，从而提高站场自动化、智能化运行水平，为站场实现无人值守奠定基础。

（4）管线工程

①工程内容

项目新建各类管线工程总长 18.8km，其中：出油管线 14km、注水管线 4.8km。管线工程规格、长度见表 3.4.8-19。

部分注水管线与出油管线同沟并行布设，出油管线与出油管线同沟布设。管线施工不设施工营地和材料场地，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，下管后土石方加固回填。单条管线长度较短，管线不设阀室泵站。

**表 3.4.8-19　项目新建管线工程量表**

| 序号 | 类型 | 管线起止点 | | 输送介质 | 规格 | 压力/MPa | 设计长度/km | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 出油管线 | 薛岔区块 | 新 570 至薛 14 增 | 含水油 | L245N-Φ60×5.0 | 1.5 | 1.2 | / |
| 2 | | 五谷城区块 | 新 229 扩至周 9 增 | | L245N-Φ60×5.0 | 1.5 | 1.0 | / |
| 3 | | | 塞 545 至起三转 | | L245N-Φ60×5.0 | 1.5 | 2.3 | / |
| 4 | | | 塞 550-2 至起三转 | | L245N-Φ60×5.0 | 1.5 | 1.3 | / |
| 5 | | | 谷 17 至起三转 | | L245N-Φ60×5.0 | 1.5 | 1.7 | / |
| 6 | | | 新 144 至起一转 | | L245N-Φ60×5.0 | 1.5 | 0.3 | / |
| 7 | | | 起 65-117 至新吴三联 | | L245N-Φ60×5.0 | 1.5 | 2 | 0.4km 管线同沟布设。 |
| 8 | | | 新 324 扩 2 至新吴三联 | | L245N-Φ60×5.0 | 1.5 | 1.5 | |
| 9 | | 杨青区块 | 新 347-1 至新吴四转扩 | | L245N-Φ60×5.0 | 1.5 | 1.8 | / |
| 10 | | 罗庞塬 | 刘加 56-13 至刘 1 增 | | L245N-Φ60×5.0 | 1.5 | 0.9 | / |
| 合计 | | | | | | | 14.0 | / |
| 11 | 注水管线 | 塞 550-2 至起三转注水支线 | | 采出水 | RF-S-I-65-25 | 25 | 1.3 | 和出油管线同沟布设 |
| 12 | | 新 144 至起一转注水支线 | | 采出水 | RF-S-I-65-25 | 25 | 0.3 | |
| 13 | | 刘加 56-13 至姬三联注水支线 | | 采出水 | RF-S-I-65-25 | 25 | 3.2 | / |
| 合计 | | | | | | | 4.8 | / |

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 3.4.8-20。

**表 3.4.8-20　管线基本埋深设计**

| 类型 | 黄土梁峁 | 河谷阶地 | 公路穿越 |
|---|---|---|---|
| 沟管挖深（m） | 1.50 | 1.50 | 1.60 |
| 管顶埋深（m） | 1.00 | 1.00 | 1.00 |

B.作业带宽度

根据设计单位提供资料，本项目各类集输管线施工作业带宽度均按 4m 计，物料运输利用现有油区道路，施工人员活动的道路主要布置在施工作业带内。管线施工作业带平面布置见图 3.4.8.8。

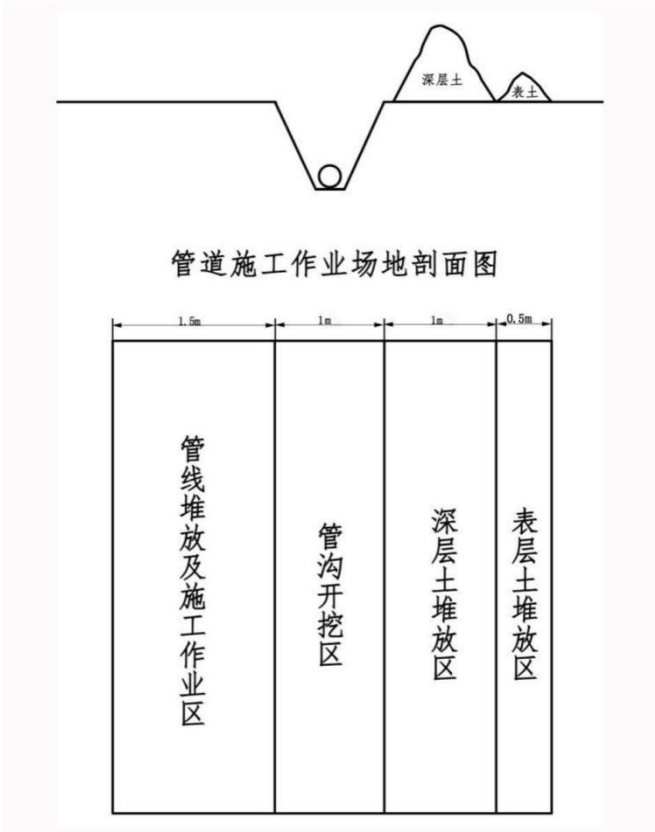



**图 3.4.8.8　管道施工作业场地平面布置图**

C.管道试压

本项目管道试验介质采用洁净水。

D.管线防腐

采油管线采用环氧粉末普通级结构外防腐；集油管线采用环氧粉末外防腐、

硬质聚氨酯泡沫塑料黄夹克结构保温；注水管线采用整体挤涂式内防腐工艺。

E.无损检测

管道焊缝采用100%射线探伤100%超声波探伤，确保焊口质量。射线和超声波探伤时，焊缝验收标准采用《石油天然气钢质管道对接焊缝射线照相及质量分级》（SY4109-2013），根据《油气田集输管道施工技术规范》（GB 50819-2013），焊口经焊缝外观质量检验合格后，管道焊缝先进行超声波探伤，合格后再进行射线复查，弯头、连头段、穿越段的管道应进行100%超声波及100%射线探伤，合格级别应为II级。

进行现场射线探伤时，应采用剂量测试设备测定环境的辐射剂量，按照规定划定控制区和管理区，设置警告标志。

射线探伤过程中应注意以下几点：

（1）现场检测应委托有资质的单位进行射线探伤；

（2）现场检测的控制是确保检测结果质量的重要环节，现场检测环境符合控制的要求，保证现场检测结果的有效性，保障人身设备安全；

（3）检测人员应自觉遵守现场检测安全管理制度，熟悉现场检测环境的控制要求，优质安全完成检测任务；

（4）进入检测现场时，应穿戴好个人安全防护用品，进行射线探伤时还必须佩戴好辐射防护用具，仪器设备应有可靠的防滑落措施；

（5）严格按照操作规程使用仪器设备，做好维护保养。发现故障应及时上报；

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

F.穿跨越工程

管线穿越区内一般道路采用大开挖方式施工，穿越沥青路水泥路采用顶管+套管施工方式，穿越冲沟采用大开挖方式施工。本项目主要涉及沥青/水泥路、土路的穿越，桁架跨越冲沟1次（野鸡沟），利用现有桁架跨越平卜台1次。项目主要穿跨越工程见表3.4.8-21。

**表3.4.8-21　管道穿跨越工程统计表**

| 序号 | 管线起止点 | | 穿（跨）越对象 | 穿（跨）越方式 | 数量（m/次） | 穿跨越编号 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 五谷 | 新229扩至周9增 | 土路 | 大开挖 | 4/1 | CY1 |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 2 | 城区块 | | 土路 | 大开挖 | 4/1 | CY2 |
| 3 | | | 沥青路 | 顶管+套管 | 6/1 | CY3 |
| 4 | | 塞545至起三转 | 土路 | 大开挖 | 4/1 | CY4 |
| 5 | | | 土路 | 大开挖 | 4/1 | CY5 |
| 6 | | 起65-117至新吴三联 | 土路 | 大开挖 | 4/1 | CY6 |
| 7 | | | 土路 | 大开挖 | 4/1 | CY7 |
| 8 | | | 水泥路 | 顶管+套管 | 6/1 | CY8 |
| 9 | | | 沥青路 | 顶管+套管 | 6/1 | CY9 |
| 10 | | | 冲沟（野鸡沟） | 桁架跨越 | 30/1 | KY2 |
| 11 | | 新324扩2至新吴三联 | 土路 | 大开挖 | 4/1 | CY10 |
| 12 | 薛岔区块 | 新570至薛14增 | 沥青路（薛岔主干道） | 顶管+套管 | 10/1 | CY11 |
| 13 | 杨青区块 | 新347-1至新吴四转扩 | 沥青路 | 顶管+套管 | 6/1 | CY12 |
| 14 | | | 土路 | 大开挖 | 4/1 | CY13 |
| 15 | 罗庞塬 | 刘加56-13至姬三联注水支线 | 土路 | 大开挖 | 4/1 | CY14 |
| 16 | | | 沥青路 | 顶管+套管 | 8/1 | CY15 |
| 17 | | | 平卜台 | 桁架跨越 | 25/1 | KY1 |
| 18 | | 刘加56-13至刘1增 | 土路 | 大开挖 | 4/1 | CY16 |

（5）储运工程设计方案

本项目原油集输全部为管线密闭集输，不在井场内储存原油。

（6）注水工程

本项目新建注水井12口，布设于五谷城区块和罗庞塬区块，杨青区块和薛岔区块不布设注水井。各区块注水方案见表3.4.8-22。

**表3.4.8-22　项目各区块注水方案表**

| 区块 | 注水井数 | 单井配注量（$m^3/d$） | 最大注水量（$m^3/d$） | 注水站 | 回注层位 | 水源类型 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 五谷城区块 | 4 | 15 | 60 | 起一转、周一转 | 延9 | 采出水 |
| | 4 | 20 | 80 | 起二转、起三转 | 长6 | 采出水 |
| 罗庞塬区块 | 4 | 15 | 60 | 姬三联 | 长6 | 采出水 |
| 合计 | 12 | / | 200 | / | / | / |

## 3.4.9 公辅工程

1、道路工程

第九采油厂道路交通条件较好。吴起油区可依托的主要道路有南北向周湾—吴起地方沥青道路、周湾—五谷城地方沥青道路、长城—五谷城—吴起地方沥青道路；东西向 S303（新安边—吴起—顺宁段）、胡尖山—中山涧地方沥青道路、吴三联、吴四联油区主干道路。地方沥青道路和油田专用道路组成的路网为该区域提供了较好的交通运输条件。

定边油区可依托的主要道路有定边县贺(圈)刘(峁塬)张(崾先)路、姬(塬)～樊(学)公路；地方沥青道路和油田专用道路组成的路网，为该区域提供了较好的交通运输条件。

本次不新建站场，新建道路工程主要为井场道路，总长 1.0km，为支路标准。新建道路工程基本情况见表 3.4.9-1。道路工程主要技术指标见表 3.4.9-2，路基标准横断面见图 3.4.9.1。

**表 3.4.9-1　　产建工程新建道路工程基本情况表**

| 建设标准 | 工程名称 | 长度/（km） |
|---|---|---|
| 井场道路 | 新 324 扩 2 井场道路 | 0.36 |
| | 新 347-1 井场道路 | 0.17 |
| | 塞 550-2 井场道路 | 0.23 |
| | 谷 17 井场道路 | 0.24 |
| 合计 | | 1.0 |

**表 3.4.9-2　　道路建设标准及采用技术指标**

| 道路建设标准 | | 支道 |
|---|---|---|
| 路面宽度（m） | | 3.5 |
| 路基宽度（m） | | 4.5 |
| 路面结构类型 | | 天然砂砾 |
| 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 |

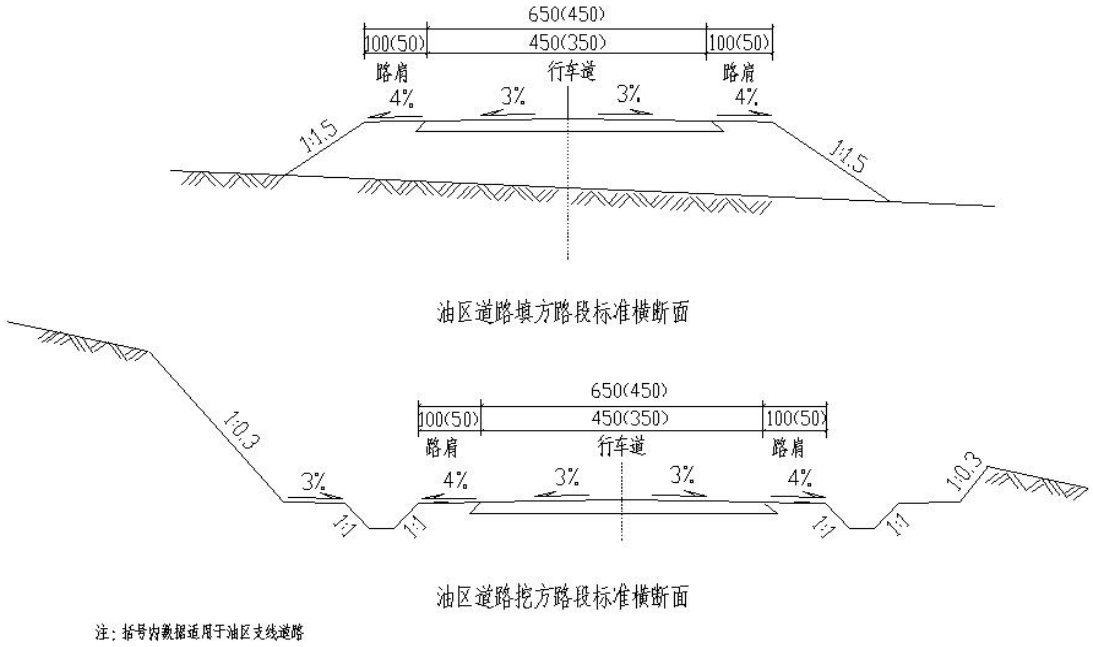



**图 3.4.9.1　路基标准横断面图**

2、供热工程

本项目拆除周 6 增站内原油接转橇及加热炉，新建 50kW 电磁加热器 1 台。其他场站不新建加热炉，供热系统依托现有加热炉供热。

3、给排水工程

施工期基建生活用水与钻井液、压裂液配制用水采用罐车拉运方式就近从周边村庄或水源井取水。

本项目规划井场和站场均为无人值守设计，运行期无生活污水产生。

项目生产过程无生产废水外排，油田采出水、措施返排液处理达标后作为生产工艺用水回注油层，不外排。

4、供电工程

（1）供电

吴起油区 2026 年部署区块，供电主要依托杨青川 35kV 变、刘坪 35kV 变、周湾 35kv 变以及东山 35km 变油田专线。各区块井区电源就近接入附近已建电网系统，“T”接或延伸已刘坪变 111#、117#线路。本次建设 S20-M-10/0.4kV50kVA 柱上变电站 4 座，建设 10kv 线路 8km。

定边油区 2026 年部署区块，供电主要依托刘峁塬 35kV 变。井区电源就近接入附近已建电网系统，“T”接或延伸已建刘峁塬变 117#线路。

本项目主要建设内容见表 3.4.9-3。

**表3.4.9-3　供电工程主要建设内容**

| 序号 | 建设内容 | 主要设备规格 | 单位 | 数量 | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 柱上变电站 | S20-M-10/0.4kV50kVA | 座 | 4 | 单井工程 |
| 2 | 10kV井区线路 | JL/G1A-95/20 | km | 8 | |
| | | 10kV智能断路器 | 台 | 1 | |
| 3 | 柱上变电站 | S20-M-10/0.4kV100kVA | 座 | 1 | 周六增 |
| 4 | 防爆配电箱 | / | 面 | 1 | |
| 5 | 柱上变电站 | S20-M-10/0.4kV125kVA | 座 | 1 | 周一转水处理改造 |
| 6 | 防爆配电箱 | / | 面 | 1 | |
| 7 | 柱上变电站 | S20-M-10/0.4kV160kVA | 座 | 1 | 薛三转水处理改造 |
| 8 | 防爆配电箱 | / | 面 | 1 | |

（2）井场分布式光伏

建设267.84kWp（直流侧）光伏发电装置，共安装432块620Wp单晶硅光伏组件，采用固定式安装方式，采用0.4kV电压等级就地并网，所发电全部自用。

井场分布式光伏利用井场可利用土地布置光伏发电装置，所发电以0.4kV并入所属区域35kV变10kV线路10/0.4kV变压器低压侧母线，在0.4kV电网消纳余电经10/0.4kV变压器反送至10kV电网消纳。配置具有通信功能的电能计量装置和相应的电能量采集装置。电能量采集信息接入调度系统。

5、消防工程

根据开发方案提供的资料，本项目可依托以下消防站，见3.4.9-4。

**表3.4.9-4　依托消防站情况**

| 消防站名称 | 级别 | 消防车数量（台） | 人数（人） | 行政地址 | 责任区域 | 道路级别 | 主要站场与消防站距离（km） |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 姬三联消防中队 | 三级 | 3 | 21 | 姬塬镇刘峁塬村 | 刘峁塬油区 | 沥青、砂石路 | 15 |
| 新寨消防中队 | 三级 | 3 | 21 | 延安市吴起县新寨 | 吴起油区 | 沥青、砂石路 | 19 |

| | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 吴起消防中队 | 三级 | 4 | 34 | 延安市吴起县刘坪 | 吴起油区 | 沥青、砂石路 | 22 |

（2）站场消防

根据开发方案部署，按照《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183-2004 有关规定，本项目消防系统主要工程数量见表 3.4.9-5。

**表 3.4.9-5　各站场消防主要工程量表**

| 站场 | 灭火器类型 | 单位 | 数量 |
|---|---|---|---|
| 站场改造（3 座） | 推车式干粉灭火器 MFTZ/ABC20 | 具 | 6 |
| | 手提式干粉灭火器 MFZ/ABC8 | 具 | 20 |
| 标准化井场（4 座） | 推车式干粉灭火器 MFTZ/ABC20 | 辆 | 8 |
| | 手提式干粉灭火器 MFZ/ABC8 | 具 | 48 |

## 3.4.10 施工方案及施工组织

1、施工工艺

项目施工过程包括井场施工、站场施工、管线和道路施工。井场施工包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程等；站场施工包括拆改工程、设备安装等；管线施工包括作业线路清理、管沟开挖、布管焊接、管道入沟、清管试压、覆土回填、植被恢复等；道路施工包括作业线路清理、基底处理、分层填筑、摊铺整平、碾压等。

（2）施工计划

项目预计 2026 年 5 月开工建设，建设工期 12 个月。

（3）施工营地

本项目钻井施工过程在每个井场附近设置临时施工营地 1 个，每个占地面积 600m$^2$。

（4）堆管场

为保证施工能正常运行，做到不间断施工，运管和布管同时进行，管材到现场后开始布管，本工程不设置堆管场，依托管线附近井场做堆管场。

（5）施工便道

本项目新建井场和管线敷设，施工中车辆运输主要依托油田现有道路，井场及管线敷设不单独设置临时施工便道，施工便道利用作业带。

# 3.5 依托工程

## 3.5.1 依托工程概况

本项目依托工程包括原油集输处理系统、采出水处理系统、注水系统、措施返排液处理、污油泥暂存点等，依托站场见表 3.5.1-1。

**表 3.5.1-1　本项目各系统依托工程概况**

| 序号 | 油区 | 区块 | 原油集输处理系统 | 采出水处理系统 | 注水系统 | 措施返排液处理系统 | 污油泥暂存点 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 吴起油区 | 五谷城区块 | 起一转、周一转、起三转、新吴三联、周二转 | 起一转、周一转、起三转、新吴三联、周二转 | 起一转、周一转、起三转、起二转 | 新 314、吴 317-31、吴三注、吴 56-50、庞 23-25 作业废水处理站 | 旗 87-87、湾 68-67、新 230 污油、吴三注、新 252-21、新 542、庞 23-25 污油泥暂存点 |
| 2 | | 薛岔区块 | 薛 14 增、薛三转 | 薛三转 | / | | |
| 3 | | 杨青区块 | 新吴四转 | 新吴四转 | / | | |
| 4 | 定边油区 | 罗庞塬 | 刘 1 增、刘 3 增、姬二十二转、姬三联 | 姬三联 | 姬三联 | | |

## 3.5.2 原油集输系统依托可行性分析

项目各井区新建及依托原油集输站场的能力校核见表 3.5.2-1，根据分析，现有集输站场可满足本项目新增原油集输负荷需求，依托可行。表中依托工程目前均已投运并正常运行。

**表 3.5.2-1　站场集输能力校核　单位：$m^3/d$**

| 区块 | 站场 | 脱水系统（液量） | | | | 外输系统 | | | | 能力校核 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 设计规模 | 当前负荷 | 富余规模 | 新增负荷 | 设计规模 | 当前负荷 | 富余规模 | 新增负荷 | |
| 五谷城 | 起一转 | 900 | 816 | 84 | 8.87 | 1100 | 582 | 518 | 5.76 | 满足 |
| | 周一转 | 450 | 95 | 355 | 20.29 | 600 | 220 | 380 | 10.14 | 满足 |
| | 起三转 | 450 | 342 | 108 | 13.30 | 540 | 65 | 475 | 8.65 | 满足 |
| | 新吴三联 | 1200 | 255 | 945 | 60.86 | 1200 | 699 | 501 | 30.43 | 满足 |
| | 周 9 增 | / | / | / | / | 120 | 72 | 48 | 10.2 | 满足 |
| | 周二转 | 900 | 756 | 144 | 61.2 | 1100 | 400 | 700 | 36.06 | 满足 |
| 薛岔 | 薛 14 增 | / | / | / | / | 72 | 30 | 42 | 35.59 | 满足 |
| | 薛三转 | 900 | 595 | 305 | 35.59 | 706 | 190 | 516 | 12.45 | 满足 |
| 杨青 | 新吴四转 | 450 | 280 | 170 | 54.22 | 840 | 76 | 764 | 29.82 | 满足 |
| 罗庞塬 | 刘 1 增 | / | / | / | / | 360 | 60 | 300 | 17.78 | 满足 |
| | 刘 3 增 | / | / | / | / | 360 | 140 | 220 | 13.33 | 满足 |
| | 姬二十二转 | / | / | / | / | 600 | 50 | 550 | 8.89 | 满足 |
| | 姬三联 | 1200 | 740 | 460 | 40.00 | 2040 | 630 | 1410 | 14.95 | 满足 |

注：无脱水系统的站场外输含水油，有脱水系统的站场外输净化油。

### 3.5.3 采出水处理

1、规模依托可行性

本项目依托的采出水处理设施处理能力校核见表3.5.3-1。根据分析，现有站场采出水处理系统规模上可满足本项目新增采出水负荷需求，依托可行。

**表3.5.3-1　　采出水处理能力校核表　　单位：$m^3/d$**

| 区块 | 站场 | 设计规模 | 当前负荷 | 富余规模 | 新增负荷 | 能力校核 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 五谷城 | 起一转（侏罗系） | 400 | 355 | 45 | 3.10 | 满足 |
| | 周一转（长6） | 200 | 51 | 149 | 10.15 | 满足 |
| | 起三转（侏罗系） | 300 | 148 | 152 | 4.65 | 满足 |
| | 新吴三联（长6） | 300 | 160 | 140 | 30.43 | 满足 |
| | 周二转（长7） | 600 | 355 | 245 | 25.14 | 满足 |
| 杨青区块 | 新吴四转（长6） | 200 | 165 | 35 | 24.4 | 满足 |
| 薛岔区块 | 薛三转（长8） | 300 | 295 | 5 | 23.14 | 不满足，本次对采出水处理系统进行改扩建，扩建后规模为600$m^3$/d。 |
| 罗庞塬区块 | 姬三联（长6/长4+5） | 800 | 245 | 555 | 25.05 | 满足 |

2、采出水配伍性分析

根据油田公司相关配伍性试验数据，结合现场实际运行情况，不同层系油藏采出水配伍性如下：侏罗系各层系原油采出水配伍性良好，长8、长9、长10层位相互配伍。

本工程五谷城区块开采层位为长6和延9，长6层位依托周一转、新吴三联长6层采出水处理系统处理达标后回注；延9层位依托起一转、起三转侏罗系采出水处理系统处理达标后回注；薛岔区块开采层位为长8层，采出水依托薛三转长8层采出水处理系统处理达标后回注；杨青区块开采层位为长6层，采出水依托新吴四转场6层采出水处理系统处理达标后回注；罗庞塬区块开采层位为长6层，采出水依托姬三联场6层采出水处理系统处理达标后回注；综上，处理措施依托可行。

3、站场处理工艺依托可行性

本项目所依托的采出水处理站均采用“沉降除油+气浮+过滤”工艺。

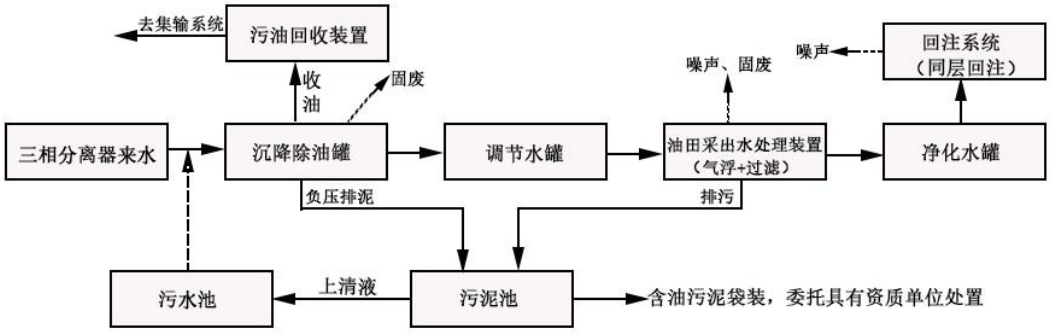



**图 3.5.3.1 “沉降除油+气浮+过滤”处理工艺**

①沉降除油罐：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，采用水力负压排泥器定期排泥（进入污泥池），连续溢流堰收油（进入污油回收装置后去集输流程）。

②气浮+过滤一体化装置：由油泥水分离罐和过滤罐两个部分组成，配套提升泵、料泵、反洗泵、空压机等。本集成装置“气浮+过滤”采用气浮物理处理方法，运行过程中不投加助凝、絮凝等药剂。装置具有缓蚀、杀菌等功能，过滤采用多介质滤料，滤料采用气洗、水洗等体外搓洗工艺技术。

③净化水罐：用于储存油田采出水处理集成装置处理后采出水，接收注水泵房采出水高压回流来水，为油田采出水处理集成装置反冲洗水，反冲洗废水进入污泥池，上清液自流入污水池，污水池通过提升泵进入采出水处理系统进行处理达标后回注，不外排。

④污水污泥池：分污泥池及污水池两部分。污水池主要功能为调节水量，收集污泥池上顶部上清液；污泥池接收沉降除油罐罐底污泥及站内溢流沉降罐、三相分离器区排放污水。自然沉降后上清液自流到污水池。

本次评价收集了依托站场采出水处理系统常规监测数据，各站场出水水质监测结果见表 3.3.5-6。

由表 3.3.5-6 可知，各处理站采出水悬浮固体含量、含油量均满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）V 级标准限值要求。依托工程采出水处理工艺依托可行。

### 3.5.4 措施作业废水处理及依托可行性

（1）依托措施返排液处理站环保手续

吴起油区目前建成措施返排液处理站4座：新314措施返排液处理站、吴317-31措施返排液处理站、吴56-50措施返排液处理站和吴三注措施返排液处理站。定边油区罗庞塬区块目前建成措施返排液处理站1座（庞23-25措施返排液处理站）。

以上站场环保手续履行情况见表3.5.4-1。

**表3.5.4-1 依托措施返排液处理站场环保手续履行情况表**

| 站场 | 建设时间 | 项目名称 | 环评手续 | 环保验收手续 |
|---|---|---|---|---|
| 新314作业废水处理站 | 2016 | 新314作业废水处理站 | —— | 2017.8.23，吴环函[2017]50号现状评价 |
| 吴三注作业废水处理站 | 2020 | 吴三注作业废水处理站 | 2020.6.28，吴审服环函[2020]020号 | 已完成自主验收 |
| 吴56-50作业废水处理站 | 2019 | 吴56-50作业废水处理站 | 2019.5.23，吴环批复[2019]16号 | 2020.1.10，吴环验[2020]6号 |
| 吴317-31作业废水处理站 | 2018 | 吴317-31作业废水处理站 | 2017年9月14日，吴环批复[2017]23号 | 2018年12月19日进行验收 |
| 庞23-25措施返排液处理站 | 2018 | 中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第九采油厂庞23-25临时作业废水处理站 | 2018年5月9日，定环批复[2018]18号 | 2019.3.22定环验[2019]16号 |

（2）依托能力校核

新314措施返排液处理站处理能力为250$m^3$/d，吴317-31措施返排液处理站处理能力为150$m^3$/d，吴三注措施返排液处理站处理能力为150$m^3$/d，吴56-50作业废水处理站处理能力为300$m^3$/d，庞23-25措施返排液处理站处理能力为150$m^3$/d。总计处理能力为1000$m^3$/d。

作业废水的产生主要集中在3~11月，现有工程作业废水产生量约为10.30×$10^4$$m^3$/a（312.12$m^3$/d），正常情况下尚有687.88$m^3$/d的余量。

本项目施工期钻井废水、压裂返排液、试油废水废水总计产生量为27632.02$m^3$（83.73$m^3$/d＜687.88$m^3$/d），施工期钻井废水、井下作业废水依托现

有措施返排液处理站可行。依托能力校核详见表3.5.4-2。

**表3.5.4-2　　依托措施作业废水站场及能力校核表　　单位：$m^3/d$**

| 序号 | 站场名称 | 服务区块 | 设计规模 | 当前负荷 | 余量 | 本项目施工期新增负荷 | 本项目运营期新增负荷 | 依托可行性校核 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 新314作业废水处理站 | 吴起县五谷城镇吊湾沟 | 250 | 83.0 | 167.0 | 钻井废水：3.61；压裂、试油废水：142.71 | 3.97 | 满足 |
| 2 | 吴317-31作业废水处理站 | 吴起县吴起街道齐家畔 | 150 | 24.12 | 125.88 | | | 满足 |
| 3 | 吴三注作业废水处理站 | 吴起县吴起街道尚阳洼 | 150 | 73.5 | 76.5 | | | 满足 |
| 4 | 吴56-50作业废水处理站 | 吴起县吴起街道 | 300 | 75.5 | 224.5 | | | 满足 |
| 5 | 庞23-25措施返排液处理站 | 定边县姬塬镇 | 150 | 56.0 | 94.0 | | | 满足 |

（3）处理措施可行性分析

根据调查，新314及吴三注措施返排液处理站采用“沉降除油+二级混凝沉降+三级过滤（滤袋—滤芯）”的处理工艺；吴317-31措施返排液处理站采用“破胶混凝沉淀+气浮+三级过滤（核桃壳+石英砂+金刚砂）”处理工艺；吴56-50措施返排液处理站采用“气浮除油+混凝沉降+过滤”工艺；庞23-25措施返排液处理站采用“一级缓冲沉降+过滤+搅拌中和系统+清水罐沉降”工艺。收集各处理站近期监测数据见表3.3.5-7。

由常规监测数据分析可知，本次依托的现有措施返排液处理系统出水水质监测结果均满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）V级标准限值要求。

## 3.5.5 危废暂存及处置依托可行性

（1）环保手续履行情况

目前第九采油厂吴起区域已建成6个含油污泥暂存点，罗庞塬区块建成1座含油污泥暂存点，含油污泥暂存点环评和验收手续见表3.5.5-1。

**表3.5.5-1 危废暂存点环保手续履行情况表**

| 序号 | 区域 | 暂存点名称 | 项目名称 | 环评手续 | 环保验收手续 |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 吴起区域 | 旗87-87污油泥暂存点 | 吴起区域含油污泥暂存点建设项目 | 2018.12.7，吴环批复[2018]42号 | 2019年7月25日进行验收 |
| 2 | | 吴三注污油泥暂存点 | | | |
| 3 | | 周二转中心站新230污油泥暂存点 | | | |
| 4 | | 周一转中心站湾68-67污油泥暂存点 | | | |
| 5 | | 新252-21暂存点 | 长庆油田分公司第九采油厂2020年油泥暂存点建设项目 | 2020年11月取得环评批复 | 已完成自主验收 |
| 6 | | 新542污油泥暂存点 | | | 已完成自主验收 |
| 7 | 罗庞塬 | 庞23-25污油泥暂存点 | 庞23-25污油泥暂存点 | —— | 已完成自主验收 |

（2）贮存控制措施依托可行性

根据现场调查及依托工程验收资料，现有储存点采用轻钢结构设计，地面及踢脚采取防渗处理，以上依托的危废暂存点建设均符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）和《长庆油田油泥临时储存点建设规范》（Q/SYCQ08009-2019）相关要求。项目运行期危险废物暂存可依托上述暂存点，定期统一交有资质单位进行处置。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，暂存点按照防风、防雨、防晒要求，符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）。

（3）规模依托可行性

吴起油区和定边油区含油污泥暂存点总计最大暂存量为2100t，现有工程危废产生量约为1652.64t/a，各站点年平均周转次数约4次，本项目危险废物新增量为12.55t/a（含油污泥和浮渣收集后经第九采油厂污泥减量化装置减量处理后直接委托有资质单位处置，不在含油污泥暂存点暂存），含油污泥暂存点增加转运次数即可满足本项目危废暂存的要求，暂存后定期交有资质单位清运处置。

依托的危险废物暂存点情况见表3.5.5-2。

**表3.5.5-2 危险废物暂存点统计情况**

| 所在区块 | 污油泥暂存点名称 | 污油泥暂存点位置 | 污油泥暂存点坐标 | 设计库存（t） | 本项目产生量t/a | 建成后预计增加转运车次 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 五谷城 | 周二转中心站新230污油 | 吴起县五谷城镇桐寨新河 | 108°22′52″ 37°10′14″ | 150 | 12.55 | 1车 |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 泥暂存点 | | | | | |
| | 周一转中心站湾68-67污油泥暂存点 | 吴起县周湾镇小口则村 | 108°16′27″ 37°19′40″ | 150 | | |
| | 新252-21暂存点 | 吴起县五谷城镇阳塌洼 | 108°22′20.00″ 北37°5′28.98″ | 300 | | |
| 薛岔 | 旗87-87污油泥暂存点 | 吴起县新庄沟东南991米 | 东108.313867° 36.965757° | 300 | | |
| | 吴三注污油泥暂存点 | 吴起县吴起街道尚阳洼 | 108.316216019° 36.936776967° | 100 | | |
| 杨青 | 新542污油泥暂存点 | 吴起县吴起街道杨树沟村 | 108.272238520° 36.933747594° | 500 | | |
| 罗庞塬 | 庞23-25污油泥暂存点 | 定边县姬塬镇徐阳湾村 | 107.323227010° 37.003651190° | 600 | | |
| 合计 | | | | 2100 | 12.55 | / |

## 3.5.6 注水系统依托可行性

本项目新增注水井12口，页岩油开采采用自然能量开采，不注水，不新建水源井及注水站。本工程依托注水能力校核见表3.5.6-1。

**表3.5.6-1　　项目各区块注水方案表　　单位：$m^3/d$**

| 区块 | 注水站名称 | 设计规模 | 配注量现状 | 富余量 | 本项目辖注水井 | 单井配注量（ | 新增配注量 | 依托可行性校核 | 水源类型 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 五谷城区块 | 起一转 | 400 | 355 | 45 | 2 | 15 | 30 | 可行 | 侏罗系采出水 |
| | 周一转 | 200 | 51 | 149 | 2 | 20 | 40 | 可行 | 长6采出水 |
| | 起三转 | 300 | 102 | 198 | 2 | 15 | 30 | 可行 | 侏罗系采出水 |
| | 起二转 | 400 | 58 | 342 | 2 | 20 | 40 | 可行 | 长6采出水 |
| 罗庞塬区块 | 姬三联 | 800 | 245 | 555 | 4 | 15 | 60 | 可行 | 长4+5、长6采出水 |
| 合计 | / | 2100 | 811 | 1289 | 12 | / | 200 | 可行 | / |

## 3.5.7 环境风险应急措施依托可行性

（1）消防站

本项目区块不设消防站，依托第九采油厂新寨消防中队、吴起消防中队和姬三联消防中队，消防队分别位于延安市吴起县新寨、刘坪和榆林市定边县刘峁塬村，设置有救援车辆10辆，救援人员76人，距离本项目区域约20公里，交通

较为便利。

（2）应急物资

第九采油厂在油区范围内配置有应急抢险车辆。同时设置有自给式空气呼吸器、空气呼吸气瓶、救生担架、急救包、防爆探照灯、对讲机、消防隔热服、消防靴、耐高温手套、便携式气体检测仪、吸油围栏、吸油毡、活性炭、草袋子等应急物资。依托可行。

## 3.6 劳动定员制度

1、劳动定员

本项目新建井场、管线等的维护人员，由区块统一调配，不新增劳动定员。

2、工作制度

本项目生产系统年工作 330d，7920h。

## 3.7 投资估算

根据设计方案，本项目总投资 44273 万元，其中环保投资约 1020.58 万元，环保投资占总投资的 2.31%。

## 3.8 主要经济技术指标

**表 3.8-1　主要经济技术指标**

| 序号 | 指标 | 数量 | 备注 |
|---|---|---|---|
| 1 | 产能规模 | $4.5\times10^4$t | 致密油产能 3.5 万吨，页岩油 1.0 万吨 |
| 2 | 动用含油面积 | 8.5km$^2$ | / |
| 3 | 设计动用资源储量 | $324\times10^4$t | / |
| 4 | 设计井数 | 50 | 采油井 38 口、注水井 12 口 |
| 5 | 改造站场数 | 3 座 | 周 8 增、周一转、薛三转 |
| 6<br>7 | 管道长度 | 18.8km | 出油管线 14.0km，注水管线 4.8km。 |
|  | 能源消耗情况 | 新鲜水消耗 20555.11m$^3$/a<br>耗电量 2941.9MWh | / |
| 8 | 临时占地面积 | 临时占地面积为 11.24hm$^2$ | 占地类型为草地、林地和耕地 |
| 9 | 永久占地面积 | 永久占地面积为 1.96hm$^2$ |  |
| 10 | 工作制度 | 年工作 7920h | / |
| 11 | 总投资 | 44273 万元 | / |
| 12 | 环保投资 | 1020.58 万元 | / |

# 4 工程分析

## 4.1 原辅材料、能源消耗及平衡分析

### 4.1.1 原辅材料

根据工程类比调查，每口钻井主要原辅材料消耗见表 4.1.1-1。主要原辅材料的组成及性质见表 4.1.1-2。

**表 4.1.1-1　单井钻井主要原材料消耗**

| 类型 | 材料名称 | 主要成分 | 消耗（t） | | | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | 定向井 | 超短水平井 | 长水平井 | |
| 钻井固井作业 | 膨润土 | 亲水性矿物 | 11.6 | 11.6 | 27 | 钠级一级 |
| | 重晶石 | $BaSO_4$ | 21 | 30 | 32 | |
| | CMC | $C_8H_{16}NaO_8$ | 2.1 | 3 | 3.2 | |
| | 纯碱 | $Na_2CO_3$ | 1.5 | 1.9 | 2.1 | 99%一级 |
| | $NH_4$-HPAN | 含有 COOH、$COONH_4$、$CONH_2$、CN 等基团构成 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | / |
| | PAM | 聚丙烯酰胺 | 0.7 | 1 | 1.2 | |
| | K-PAM | 聚丙烯酸钾 | 1.6 | 1.6 | 1.6 | / |
| | 有机硅 | 以硅氧键（-Si-O-Si-）为骨架组成的聚硅氧烷 | 2.7 | 2.7 | 2.7 | / |
| | KCL | KCL | 31 | 47.6 | 47.6 | |
| | 防塌润滑剂 | 矿物油（或植物油）、水、乳化剂、添加剂 | 1.7 | 2.6 | 2.6 | / |
| | 桥塞堵漏剂 | 锯末、云母、棉籽、核桃壳等 | 3.83 | 3.83 | 5 | / |
| | 水泥 | 氧化镁、硫酸钙、硅酸钙、铝酸钙等 | 35.0 | 49.0 | 70.0 | / |
| | 粉煤灰漂珠 | 二氧化硅和三氧化二铝等 | 2.7 | 3.75 | 5.75 | / |
| | 降失水剂 | 降失水单体、碳酸钙 | 1.05 | 1.05 | 1.05 | RC-800 |
| | 减阻剂 | 水溶性或油溶性的高分子聚合物 | 0.12 | 0.12 | 0.12 | ESZ |
| | 缓凝剂 | 改性淀粉 | 0.06 | 0.06 | 0.06 | RC-800HZ |
| 压裂作业 | 粘土稳定剂 | 无机盐类 | 2.1 | 3 | 6 | / |
| | 压裂助排剂 | 聚氧丙烯聚氧乙烯、脂肪醇醚、磺化琥珀酸、二辛酯钠盐及异丙醇等 | 2.8 | 4 | 8 | / |
| | 胶凝剂 | 硝酸铵或硝酸锌 | 3 | 4 | 8 | / |
| | 压裂支撑剂 | 石英砂 | 20 | 30 | 60 | / |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 压裂胶液 | 羟丙基胍胶 | 3 | 3 | 6 | / |
| 能源消耗 | 新鲜水 | | 700m$^3$ | 1000m$^3$ | 1500m$^3$ | / |
| | 电 | | 10万kWh | 12万kWh | 20万kWh | / |

**表4.1.1-2　主要原辅材料的组成及性质表**

| 材料名称 | 物质组成及性质 |
|---|---|
| 膨润土 | 膨润土是一种黏土岩，亦称蒙脱石黏土岩，常含少量伊利石、高岭石、绿泥石、沸石、石英等；一般为白色、淡黄色，无臭、无味、无毒，具蜡状、土状或油脂光泽，密度2～3g/cm$^3$；主要化学成分是二氧化硅、三氧化二铝和水，还含有铁、镁、钙、钠、钾等元素，$Na_2O$和CaO含量对膨润土的物理化学性质和工艺技术性能影响较大。按蒙脱石可交换阳离子的种类、含量和层电荷大小，膨润土可分为钠基膨润土（碱性土）、钙基膨润土（碱土性土）、天然漂白土（酸性土或酸性白土）。膨润土具有强的吸湿性和膨胀性，可吸附8～15倍于自身体积的水量，体积膨胀可达数倍至30倍；在水介质中能分散成胶凝状和悬浮状，这种介质溶液具有一定的黏滞性、能变性和润滑性；有较强的阳离子交换能力；对各种气体、液体、有机物质有一定的吸附能力，最大吸附量可达5倍于自身的重量；与水、泥或细沙的掺和物具有可塑性和黏结性。具有表面活性的酸性漂白土（活性白土、天然漂白土、酸性白土）能吸附有色离子，主要用于石油行业，可吸附石蜡、润滑油等石油类矿物的不饱和烃、硫化物、胶质及沥青质等不稳定物质和有色物质。 |
| 重金石 | 重晶石是以硫酸钡（$BaSO_4$）为主要成分的非金属矿产品，纯重晶石显白色、有光泽，由于杂质及混入物的影响也常呈灰色、浅红色、浅黄色等，其化学性质稳定，不溶于水和盐酸，无磁性和毒性，可用作白色颜料，还可用于化工、造纸、纺织填料，在玻璃生产中可充当助熔剂并增加玻璃的光亮度，其最主要的用途是作为加重剂用于钻井行业中及提炼钡。 |
| CMC | 中文名为羧甲基纤维素钠，是目前世界上使用范围最广、用量最大的纤维素种类，分子式$C_8H_{16}NaO_8$，密度0.5～0.7g/cm$^3$，外观为白色或乳白色纤维状或颗粒状粉末，无臭、无味，无毒，具吸湿性，易分散在水中形成透明胶状溶液，不溶于乙醇、乙醚等有机溶剂，具有粘合、增稠、增强、乳化、保水、悬浮等作用。 |
| 纯碱 | 碳酸钠常温下为白色粉末或颗粒，无味，具有盐的通性和热稳定性，易溶于水和甘油，微溶于无水乙醇，不溶于丙醇。水溶液呈强碱性，相对密度（25℃）2.53，有刺激性，可由氢氧化钠和碳酸发生化学反应结合而成。碳酸钠是一种强碱盐，溶于水后发生水解反应（产生碳酸氢钠和氢氧化钠），使溶液显碱性，有一定腐蚀性，能与酸进行复分解反应，生成相应的盐并放出二氧化碳；稳定性较强，但高温下也可分解，生成氧化钠和二氧化碳；吸湿性强，长期暴露在空气中能吸收空气中的水分及二氧化碳，生成碳酸氢钠，并结成硬块。 |
| NH4-HPAN | NH4-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，其主要成分含有羧酸、羧氨基、酰胺基和亚胺基等，其颗粒不易结块。该产品有较强降低钻井液降滤失量和高温高压滤失量，抗温能力强，抗热稳定性好等作用，具有一定的抑制粘土水化和防塌能力，同时具有较好的抗盐以及抗污染的能力。 |

| | |
|---|---|
| | 可以直接应用于各种水基钻井液体系中，用作降滤失剂、防塌剂，与聚丙烯钾盐共同使用可以增强降粘的作用，与多种处理剂可以配合使用。 |
| PAM | 聚丙烯酰胺，俗称絮凝剂或凝聚剂，是一种水溶性的高分子聚合物，主要用于各种工业废水的絮凝沉降、污泥脱水处理等。固体产品为白色颗粒，有吸湿性、絮凝性、粘合性、降阻性等，固含量≥88%，液态为无色粘稠胶体状，易溶于水，几乎不溶于有机溶剂。应用时宜在常温下溶解，温度超过120℃时易分解。聚合物无毒性、无腐蚀性及燃爆危险性。 |
| K-PAM | 聚丙烯酸钾是一种无毒、无腐蚀的井壁稳定剂，外观呈白色或淡黄色粉末，易溶于水。该产品具有抑制泥页岩及钻屑分散作用，兼有降失水、改善流型和增加润滑等性能，可有效抑制地层造浆并能与多种处理剂配伍，能改善钻井液的流变性能，有效地包被钻屑，抑制地层造浆。钾离子的存在，能防止软泥页岩和脆硬性泥页岩的水化和剥落，起到稳定井壁的作用，是一种应用广、较理想的井壁稳定剂。 |
| 有机硅 | 是指含有Si-O键、且至少有一个有机基是直接与硅原子相连的化合物，通常把那些通过氧、硫、氮等使有机基与硅原子相连接的化合物也当作有机硅化合物。其中以硅氧键（-Si-O-Si-）为骨架组成的聚硅氧烷，是有机硅化合物中为数最多，应用最广的一类，约占总用量的90%以上。由于有机硅独特的结构，兼备了无机材料与有机材料的性能，具有表面张力低、粘温系数小、压缩性高、气体渗透性高等基本性质，并具有耐高低温、电气绝缘、耐氧化稳定性、耐候性、难燃、憎水、耐腐蚀、无毒无味以及生理惰性等优异特性，广泛应用于航空航天、电子电气、建筑、运输、化工、纺织、食品、轻工、医疗等行业，其中有机硅主要应用于密封、粘合、润滑、涂层、表面活性、脱模、消泡、抑泡、防水、防潮、惰性填充等。 |
| 防塌膨润土 | 水基型润滑剂包括可溶性液、半合成液和合成液三种。可溶性油（又称乳化液）是由矿物油（或植物油）、水、乳化剂、添加剂组成的。它既具有油基型润滑剂润滑性好的优点，又具有水冷却性能良好的优点，同时也减少润滑剂使用过程中着火的危险。不足之处是容易被微生物污染而变质、腐败，影响其使用寿命；可溶性油通常配成浓缩液形式，使用时通常用水稀释成1%～5%的水包油型稀乳化液。 |
| 桥塞堵漏剂 | 堵漏剂是一种凝结硬化快，小时强度高，具有微膨胀的水硬性材料，此原料无毒无味，经严格筛选，性能卓越，操作简便，用水调和即可使用，可在潮湿面上施工，亦可带水堵漏，效果奇特，此原料可广泛用于房屋，地下，水下，流沙隧道等工程的堵漏，止水，抢修，灌注及渗漏工程的施工和堵漏维修等。 |
| 水泥 | 粉状水硬性无机胶凝材料。加水搅拌后成浆体，能在空气中硬化或者在水中更好的硬化，并能把砂、石等材料牢固地胶结在一起，硬化后不但强度较高，而且还能抵抗淡水或含盐水的侵蚀。长期以来，它作为一种重要的胶凝材料，广泛应用于土木建筑、水利、国防等工程。 |
| 粉煤灰漂珠 | 一种能浮于水面的粉煤灰空心球，呈灰白色，壁薄中空，重量很轻，容重为720kg/m$^3$（重质），418.8kg/m$^3$（轻质），粒径约0.1mm，表面封闭而光滑，热导率小，耐火度≥1610℃，是优良的保温耐火材料，广泛用于轻质浇注料的生产和石油钻井方面。漂珠的化学成分以二氧化硅和三氧化二铝为主，具有颗粒细、中空、质轻、高强度、耐磨、耐高温、保温绝缘、绝缘阻燃等多种特性，可用于油田固井、管道防腐保温、海底油田、漂浮装置、油井钻探泥浆减轻剂、石油天然气输送管道等方面。 |

| | |
|---|---|
| 降失水剂 | 灰白色或黄褐色粉末，主要用于调整井及一般生产井的固井作业，防止流体窜流，提高固井质量。可与油井水泥和硅石粉、重晶石、钛铁矿、漂珠等多种外掺料配制出适合固井要求的水泥浆。掺量为1.2～1.6%（占水泥质量），具有良好的防窜能力和一定的防漏能力。 |
| 减阻剂 | 是一种能减少流体在输送时所受阻力的试剂，多为水溶性或油溶性的高分子聚合物。水基乳胶状减阻剂，它是利用稳定剂、表面活性剂等添加剂，将聚合物粉末悬浮在水或水与醇的混合物中。这种产品具有聚合物浓度高、注入方便、在原油中溶解性好等优点，但也存在储存时间短、稳定性较差等缺点。 |
| 缓凝剂 | 延缓混凝土凝结时间而对后期强度无明显影响的外加剂。主要成分为多羟基化合物、羟基羧酸盐及其衍生物、高糖木质素磺酸盐，因其兼有减水作用，也称缓凝减水剂。此外，一些无机盐如氯化锌、硼酸盐、各种磷酸盐也有缓凝作用。掺量为水泥用量的0.1～0.6%。缓凝剂适用于高温条件下连续灌筑混凝土、大体积混凝土、预拌混凝土和泵送混凝土。 |
| 粘土稳定剂 | 粘土稳定剂，能有效地吸附在粘土表面，防止水敏性矿物水化膨胀及分散运移而对油气层造成的伤害，具有适用范围广、长久有效、用法简单、用量少、抗酸液、盐液、碱液和油水的冲刷等特点。适用于活性水、射孔液、压裂液、钻井液等入井工作液体。 |
| 压裂助排剂 | 是一种能帮助压裂等作业过程中的工作残液从地层返排的化学品。主要为聚氧丙烯聚氧乙烯、脂肪醇醚、磺化琥珀酸、二辛酯钠盐及异丙醇等。 |
| 胶凝剂 | 能使胶乳逐渐转变成均匀的半刚性固体凝胶、并保持原有形状的外加物质。常是由强酸与弱碱或强碱与弱碱所形成盐类，如硝酸铵是天然胶乳的弱胶凝剂，硝酸锌是天然、合成胶乳的缓慢胶凝剂等。 |
| 压裂支撑剂 | 压裂支撑剂是石英砂，具有很高的压裂强度，主要用于油田井下支撑，以增加石油天然气的产量，属环保产品。 |
| 压裂胶液 | 羧甲基羟丙基胍胶压裂液用于高温、低渗储层的压裂改造。各组分重量百分比为：羧甲基羟丙基胍胶：0.25%~0.6%；交联剂：0.2%~0.6%；交联调节剂：0.2%~0.4%；粘土稳定剂：0.5%~1%；杀菌防腐剂：0.05%~0.1%；助排剂：0.2%~0.5%；过硫酸铵：0.0001~0.15%；其余为水。在大罐中加入清水，在搅拌条件下加入羧甲基羟丙基胍胶，再依次加入粘土稳定剂、助排剂、交联调节剂与杀菌防腐剂，搅拌10分钟，使大罐内上、下液体的浓度或粘度均匀一致。在压裂施I时按要求加入交联剂与破胶剂。效果是：适合储层温度80°C~200°C，降低了压裂液的残渣与施工摩阻，能满足高温、低渗储层压裂改造的需要。 |

### 4.1.2 水平衡

本项目用水包括回注水、措施作业用水。项目措施作业用水主要为修井和洗井用水，修井废水是指在油田运行期修井作业返排产生的废水，修井为不定期流动作业，频率一般1次/2年。

修井及洗井废水根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中《1120石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数表》，修井废水产污系数为25.29吨/井，低渗透油井洗井作业废水产污系数为27.13吨/井。正常生产时

平均每年修井废水量为 632.25 吨，每年洗井废水量为 678.25 吨。用水损耗按 10%计，则每年修井用水量约为 695.48 吨，每年洗井用水量约为 746.08 吨。

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中《07 石油与天然气开采行业系数手册》，采出水产污系数为含水率/（1-含水率）。

采出水产污系数见表 4.1.2-1。

**表 4.1.2-1　采出水产物系数**

| 原料名称 | 污染物 | 单位 | 产污系数 |
|---|---|---|---|
| 低渗透油田＜80% | 废水量 | 吨/吨-产品 | A/（1-A） |
| | COD | 克/吨-产品 | 647A/（1-A） |
| | 氨氮 | 克/吨-产品 | 11.12A/（1-A） |
| | 石油类 | 克/吨-产品 | 116.56A/（1-A） |
| | 总氮 | 克/吨-产品 | 8.91A/（1-A） |
| | 挥发酚 | 克/吨-产品 | 0.83A/（1-A） |
| 备注：A 标识原油含水率，取值范围 0~1 | | | |

根据设计资料，长 8 层初期含水率约 58%，长 6 为 55%，长 7 为 40%，延 9 为 35%；至开采终期长 7 层原油含水率将达到 60%，其他各层位原油含水率将达到 80%。本工程部署产能 4.5 万吨/年，根据前述各井区产能部署及含水率情况计算，本工程采出水产生量初期约 $4.799\times10^4$t/a，开发后期约 $7.727\times10^4$t/a。计算结果见表 4.1.2-2。

**表 4.1.2-2　本项目采出水产生量计算结果表**

| 阶段 | 区块 | 层位 | 密度（g/cm³） | 含水油平均含水率% | 产能部署 | | 液量 $10^4m^3$ | 采出水量 $10^4m^3$ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | $10^4$t/a | $10^4m^3$ | | |
| 初期 | 罗庞塬区块 | 长 6 | 0.840 | 55 | 0.5 | 0.595 | 1.322 | 0.727 |
| | 五谷城区块 | 长 6 | 0.840 | 50 | 1.12 | 1.333 | 2.666 | 1.333 |
| | | 延 9 | 0.850 | 35 | 0.49 | 0.577 | 0.888 | 0.311 |
| | | 长 7 | 0.840 | 40 | 1.00 | 1.191 | 1.985 | 0.794 |
| | 薛岔区块 | 长 8 | 0.833 | 58 | 0.41 | 0.492 | 1.171 | 0.679 |
| | 杨青区块 | 长 6 | 0.840 | 45 | 0.98 | 1.167 | 2.122 | 0.955 |
| | 合计 | / | / | / | 4.50 | 5.355 | 10.154 | 4.799 |
| 末期 | 罗庞塬区块 | 长 6 | 0.840 | 80 | 0.222 | 0.264 | 1.322 | 1.058 |
| | 五谷城区块 | 长 6 | 0.840 | 80 | 0.448 | 0.533 | 2.666 | 2.133 |
| | | 延 9 | 0.850 | 80 | 0.151 | 0.178 | 0.888 | 0.710 |
| | | 长 7 | 0.840 | 60 | 0.667 | 0.794 | 1.985 | 1.191 |
| | 薛岔区块 | 长 8 | 0.833 | 80 | 0.195 | 0.234 | 1.171 | 0.937 |
| | 杨青区块 | 长 6 | 0.840 | 80 | 0.356 | 0.424 | 2.122 | 1.698 |
| | 合计 | / | / | / | 2.039 | 2.427 | 10.154 | 7.727 |

原油采出液分离出的采出水经采出水系统处理达标后全部回注油层；注水系统优先保证处理达标的采出水和措施返排液回注，不足部分采用新鲜水为补充；措施作业废水产生量估算方法见 4.4.2 节，经作业废水处理站处理达标后全部回注油层。

开采初期水平衡见表 4.1.2-3 和图 4.1.2.1，开采终期水平衡见表 4.1.2-4 和图 4.1.2.2。

**表 4.1.2-3　　项目实施初期水量平衡表　　单位：$m^3/a$**

| 用水工序 | 来源 | 投入 | | 产出 | | 去向 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 新鲜水 | 回用水 | 损耗 | 利用 | |
| 油田注水 | 原油采出水 | / | 47990 | 2399.5 | 45590.5 | 经采出水系统处理达标回注油层 |
| | 水源井 | 19099 | / | / | 19099 | 通过新建注水井注入油层 |
| 措施作业 | 水源井 | 1456.11 | / | 145.61 | 1310.50 | 经作业废水处理站处理达标后回注油层 |
| 合计 | / | 20555.11 | 47990 | 2545.11 | 66000 | / |

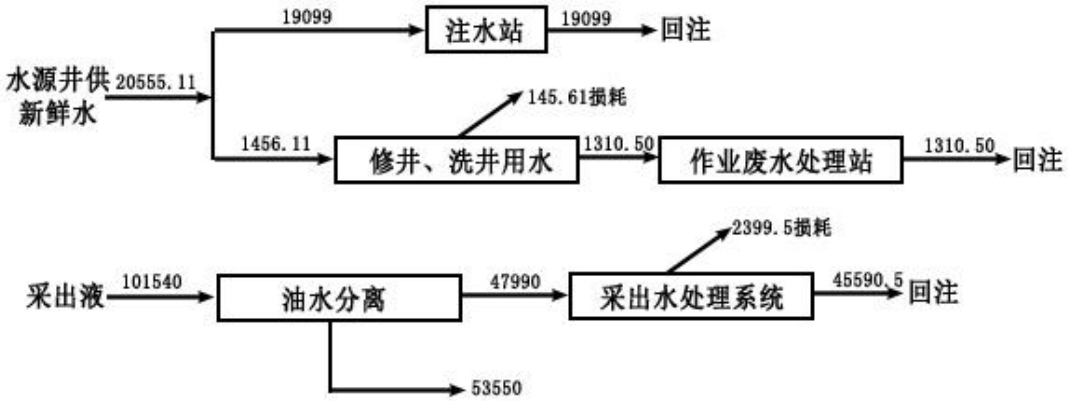



**图 4.1.2.1　本工程开采初期水平衡图（单位：$m^3/a$）**

**表 4.1.2-4　　项目实施终期水量平衡表　　单位：$m^3/a$**

| 用水工序 | 来源 | 投入 | | 产出 | | 去向 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 新鲜水 | 回用水 | 损耗 | 利用 | |
| 油田注水 | 原油采出水 | / | 77270 | 3863.5 | 73406.5 | 经采出水系统处理达标回注油层 |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 水源井 | 0 | / | / | 0 | / |
| 措施作业 | 水源井 | 1456.11 | / | 145.61 | 1310.50 | 经作业废水处理站处理达标后回注油层 |
| 合计 | / | 1456.11 | | 4008.6 | 66000 | / |

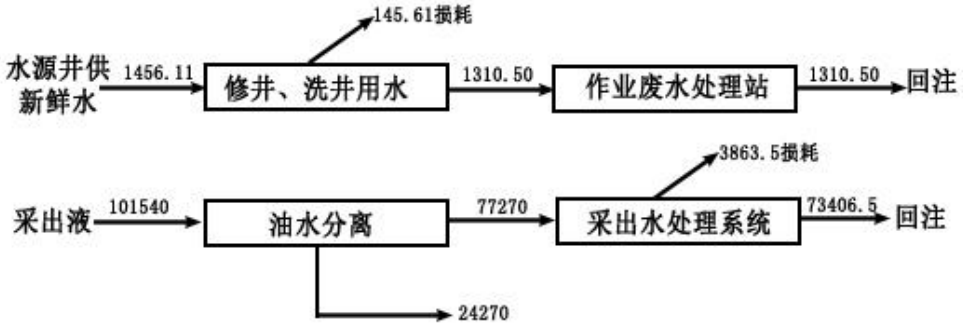



**图 4.1.2.2　项目实施终期水量平衡图（单位：$m^3/a$）**

## 4.1.3 伴生气平衡

根据设计资料及现场调查，油田开发初期原油伴生气量较大，随着原油的开采，伴生气量逐渐减少。结合油田生产实际，用于工业生产的生产气油比一般按原始气油比的 50%考虑。本次产能开发规模为 4.5 万 t/a，主要涉及延 9、长 6、长 7、长 8 油层，根据各油层原始气油比，本项目伴生气资源量 153.09 万 $m^3/a$。

本项目新建、扩建井场共计 17 座，全部采用管线集输，管输率为 100%。原油管输密闭进站，伴生气集输系统损耗按 0.2%计，伴生气随原油一起进入依托站场进一步油气分离后回收利用，分离出的伴生气优先用于站场加热炉燃烧，回用不完时输送至轻烃厂/混烃厂处置；未分离出的伴生气随原油进入原油稳定装置处理回收。

根据核算，本项目伴生气综合回收利用率可达到 99.8%，符合油气开发相关政策中伴生气回收利用率达到 90%以上的要求。本项目伴生气平衡见表 4.1.3-1。伴生气回用率汇总见表 4.1.3-2。

**表 4.1.3-1　　本项目伴生气平衡表**

| 区块 | 层位 | 输送方式 | 原油产量 | 原始气油比 | 伴生气产量（$10^4m^3/a$） | 集输逸散损耗量 $m^3$ | 站场回收量 $10^4m^3$ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|

| | | | $10^4$t/a | （$m^3$/t） | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 罗庞塬区块 | 长6 | 管输 | 0.5 | 62.60 | 15.65 | 313.00 | 15.62 |
| 五谷城区块 | 长6 | 管输 | 1.12 | 62.60 | 35.06 | 701.20 | 34.99 |
| | 延9 | 管输 | 0.49 | 43.10 | 10.56 | 211.20 | 10.54 |
| | 长7 | 管输 | 1.00 | 91.6 | 45.8 | 916.00 | 45.71 |
| 薛岔区块 | 长8 | 管输 | 0.41 | 74.88 | 15.35 | 307.00 | 15.32 |
| 杨青区块 | 长6 | 管输 | 0.98 | 62.60 | 30.67 | 613.40 | 30.61 |
| 合计 | / | | 4.50 | / | 153.09 | 3061.80 | 152.78 |

**表4.1.3-2　本项目伴生气回用率汇总表**

| 序号 | 名称 | 伴生气量 $10^4m^3$ | 比例% |
|---|---|---|---|
| 1 | 站场回收 | 152.78 | 99.8 |
| 2 | 管输损耗 | 0.31 | 0.2 |
| 3 | 伴生气产量 | 153.09 | 100 |

## 4.2 污染影响因素分析

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

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

### 4.2.1 施工期工艺过程及产污环节

施工期主要包括钻井工程和储层改造工程、井站场建设、管线敷设及道路建设等。

1、钻井工程和储层改造工程

钻井是确认地下含油构造、油气储量以及进行采油生产的唯一手段，一般包括钻前准备、钻进、录井（取心）、测井、固井以及井口安装等工程活动。根据目的不同，钻井一般又可分为钻探井、试采井和生产井等，钻探井的目的

主要是为在物探基础上进一步了解含油构造、储油层和含油面积大小、厚度，以及油气储量等；钻试采井的主要目的是为了进一步了解有开采价值的含油构造、储层和油气物性，以便确定开发方案；钻生产井是在有开发价值的含油构造上进行作业，以获得油气资源。以转盘钻井法为例，主要钻井设备包括钻机、备用柴油发电机、泥浆泵等。钻井工艺流程及产污环节见图 4.2.1.1。

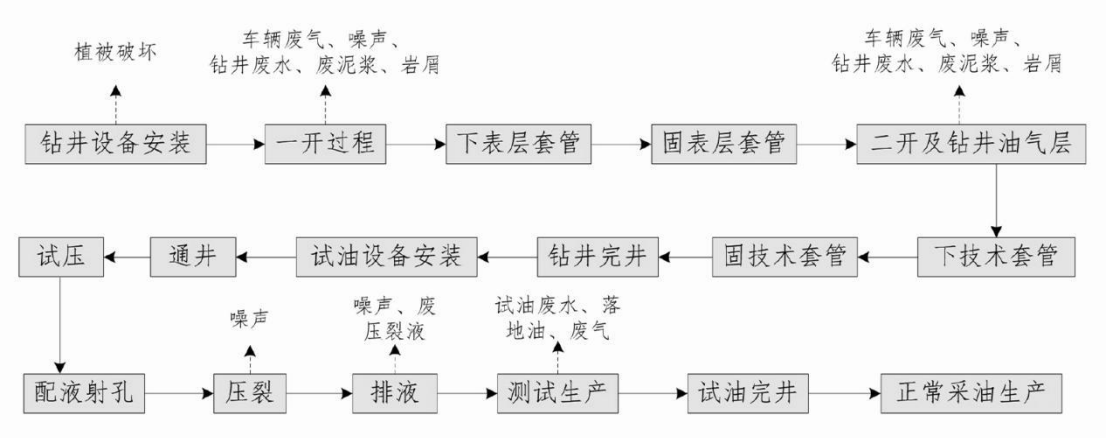



**图 4.2.1.1　钻井及井下作业工艺流程及产污环节图**

（1）钻前工程

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

（2）钻井工程

①一开钻进：用足够的压力把钻头压到井底岩石上，使钻头牙齿吃入岩石中并旋转以破碎井底岩石的过程。

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

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

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

（3）测井

把利用电、磁、声、热等物理原理制造的各种测井仪器，由测井电缆下入

井内，使地面电测仪可沿着井筒连续记录随深度变化的各种参数。主要测定井下油、气、水层的岩石物理性质，监测各油层的工作情况，检查开发井的技术状况等，是开发井采取作业措施和进行油田开发调整的重要依据。

（4）固井

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

①表层套管固井水泥反至井口，且套管内留有10～20m的水泥塞；

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

③至少每根套管加1个刚性扶正器，提高套管居中度及水泥浆的顶替效率；

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

⑤优化水泥浆性能，提高水泥石的柔韧性，防止蹿层；

⑥固井48小时后试压，试压压力15MPa（注水井试压25MPa），稳压30min压降不大于0.5MPa。

（5）完井

完井井口平正，封固可靠，油井、注水井的油层套管接箍上端面高出井场平面0.3m±0.1m，使用厚度≥40mm 的环形钢板，环形钢板外圆周与表层套管焊牢在一起，油层套管必须坐在环形钢板上。完井井口管外不气窜、水窜；井口周围水泥胶结良好，井口无晃动。

（6）射孔

钻井、测井后要进行射孔，将射孔枪下入井管中油层部位，用射孔弹将井管射成蜂窝状孔，使原油流入井管并用抽油泵抽出。

（7）压裂

压裂主要用于低渗透油层的改造。利用地面高压泵，将高黏压裂液以大大超过地层吸收能力的排量注入井中，随即在井底附近产生高压，当压力超过井壁附近地应力和岩石抗张强度后，在地层中形成裂缝，继续将带有支撑剂（石英砂或陶粒）的压裂液注入裂缝中，压裂液注入地层后与油层中的矿物和胶结

物发生化学反应，从而扩大裂缝和油层孔隙，或解除油层堵塞，提高油层渗透能力。停泵后，压裂液返排至地面，支撑剂则留在地层中，形成填砂（或陶粒）裂缝带，从而达到增产的目的。本项目对所有采油井及延 9 层系的注水井进行压裂改造。

压裂工程示意图及工艺流程见图 4.2.1.2 和图 4.2.1.3。

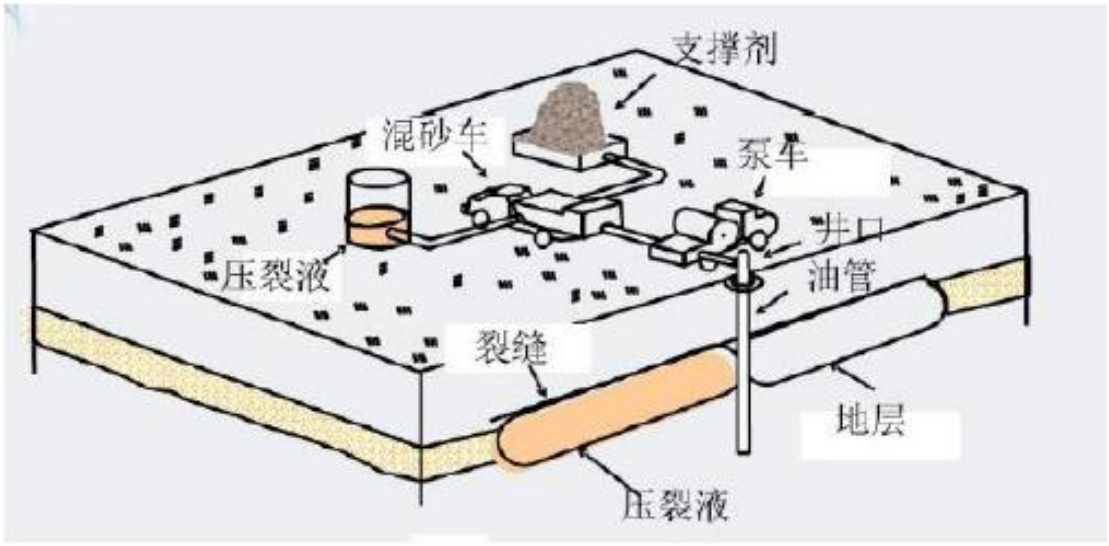



**图 4.2.1.2　压裂工程示意图**

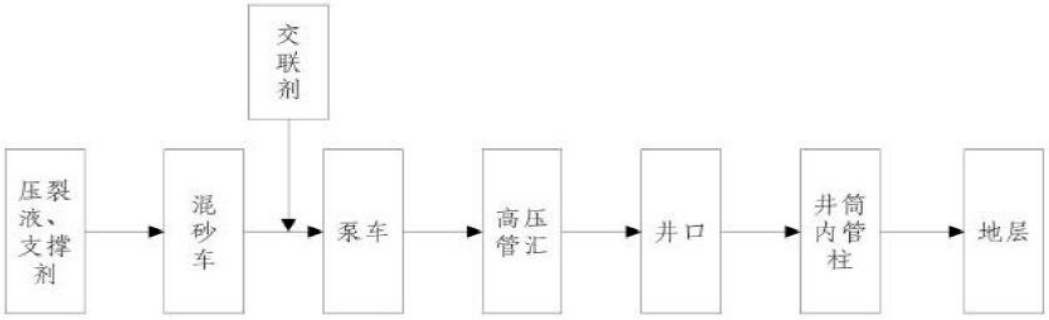



**图 4.2.1.3　压裂工艺流程图**

（8）试油

试油是对初步确定的油气水层进行直接测试，取得目的层产能、压力、温度和流体性质等资料的工艺过程，为储量计算和油气合理开发提供可靠数据。

（9）泥浆不落地工艺

钻井前井场配备钻井液循环系统和钻井废弃物不落地收集装置。其中钻井液循环系统主要设施包括振动筛、除砂器、除泥器和离心机等固控设备，在井场设高出地面的平台放置；钻井废弃物不落地收集装置主要包括若干个泥浆储罐和储存净化泥浆的吸入罐、中间罐、混浆罐和储备罐等或钢质的移动式地上

储液池，一般在固控设备的下方放置。

井场井架周围铺设防渗布，钻井架底座表面有收集管道，保证钻井废水和泥浆首先进入循环系统进行固液分离，分离出的岩屑和废弃泥浆贮存在收集系统中。使用以上泥浆循环处理系统及废弃物不落地收集装置，保证钻井过程泥浆循环使用和钻井废弃物（包括钻井废水、钻井岩屑等）不落地收集。

根据设计方案，废弃泥浆收集处理工艺采用“混合收集+破胶脱稳+板框压滤”工艺。具体工艺流程为：

①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。

②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）在井场暂存；液相（压滤液）至滤液罐收集，重复利用。作业过程中及时将压滤液和岩屑泥饼拉运至陕西龙玺环保科技产业有限公司和陕西环保（集团）定边大兴环境服务有限公司集中处置。钻井液循环利用和钻井废弃物不落地收集示意图见图 4.2.1.4。

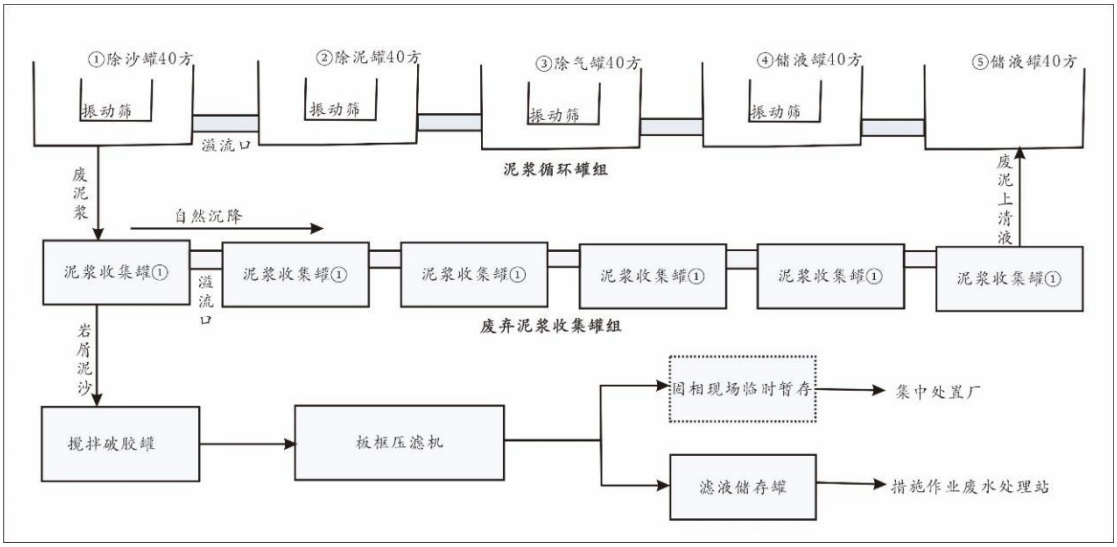



**图 4.2.1.4　钻井液固液分离及再生工艺流程图**

本项目钻井作业主要产污环节具体包括：

①钻井及井下作业产生钻井废水、压裂返排液、钻井岩屑、钻井设备噪声、压裂设备噪声；

②修道路、平井场、管线敷设等施工扬尘；

③施工机械、车辆噪声以及车辆尾气。

2、站场工程

本项目站场工程主要包括周 6 增、周一转、薛三转等 3 座站场的改扩建。在建设过程中，由于施工开挖、建筑材料特别是碎石、沙等的堆放，工程施工期间，挖土、运土、填土、夯实和汽车运输过程中的扬尘等，都将给周围大气环境带来一定程度的污染；场地施工机械的使用，对场地周围的声环境产生一定的影响；施工人员生活污水和施工废水，对地表水体造成一定影响；施工垃圾主要来自施工所产生的建筑垃圾和施工队伍生活产生的生活垃圾；施工前期开挖形成的裸露地表，开挖弃土的堆放；运输车辆、施工机械对地表的碾压，对局地生态环境造成一定影响。站场工程施工流程及产污环节见图 4.2.1.5。

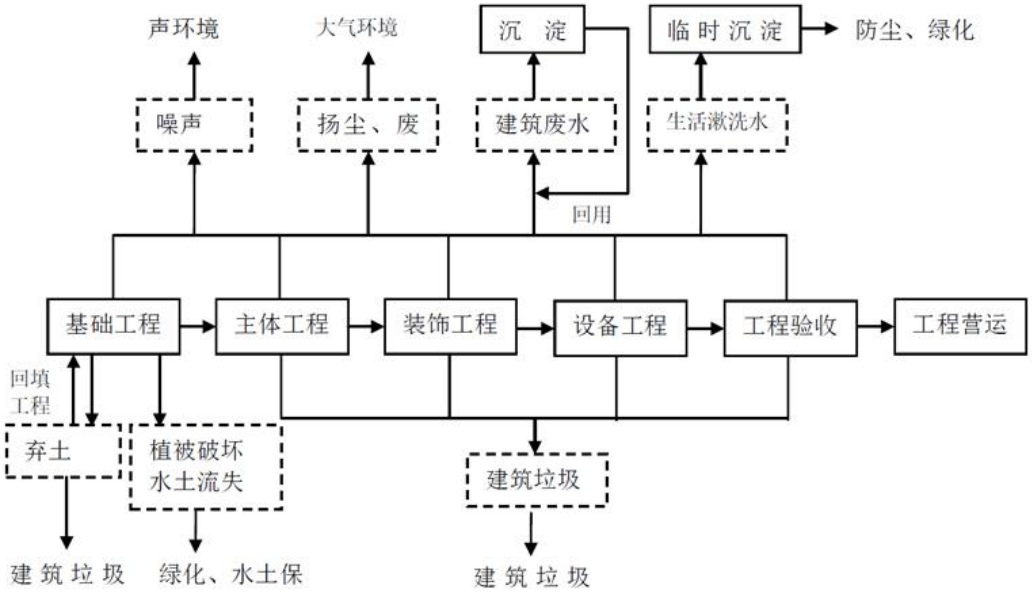



**图 4.2.1.5　站场工程施工流程及产污环节图**

3、管线工程

（1）施工作业带清理、施工便道建设和管沟开挖

本项目作业带宽度为 4m，管道施工的作业带清理、施工便道和管沟开挖同时进行，弃渣、土可以相互利用，其对环境的影响也大致相同。施工时尽量利用现有的村道、县乡级公路；对于需进行机械布管、扫线以及大型设备运输的地段，根据实际情况新修临时施工便道。

管线施工建设必然要压占、破坏施工作业带内土地上的植被和农作物，对农业生产和生态环境产生一定影响。如不及时对植被进行恢复和重建，土壤的新坡面扰动可能成为新的侵蚀点，加重水土流失。管线施工工艺流程见图 4.2.1.6。

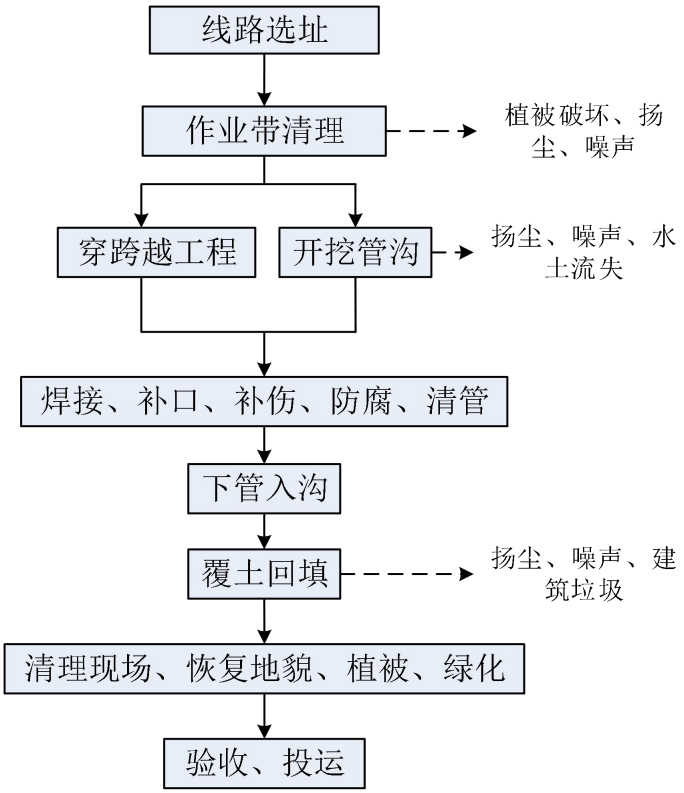



**图 4.2.1.6　管道施工流程及产污环节图**

（2）穿跨越工程

本工程管线穿越对象包括油区乡村土路、水泥路、沥青路等，管线利用桁架跨越平卜台 1 次，跨越野鸡沟 1 次。管线穿越区内一般道路采用大开挖方式施工，穿越沥青路、水泥路采用顶管+套管施工方式。

①顶管穿越

本工程管线穿越乡村水泥/沥青路 6 次，采用顶管+套管方式穿越。

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。顶管施工工艺示意图见图 4.2.1.7，管道穿越公路施工方式断面示意图见图 4.2.1.8。

顶管作业对交通基本无影响，施工过程中将产生部分土方，开挖的临时土方堆放于施工作业带范围内施工作业点附近，待顶管作业完成后用于作业面回

填，多余土方就近平整，无弃土产生，不设弃土场，作业完成后立即对占地范围进行生态恢复。

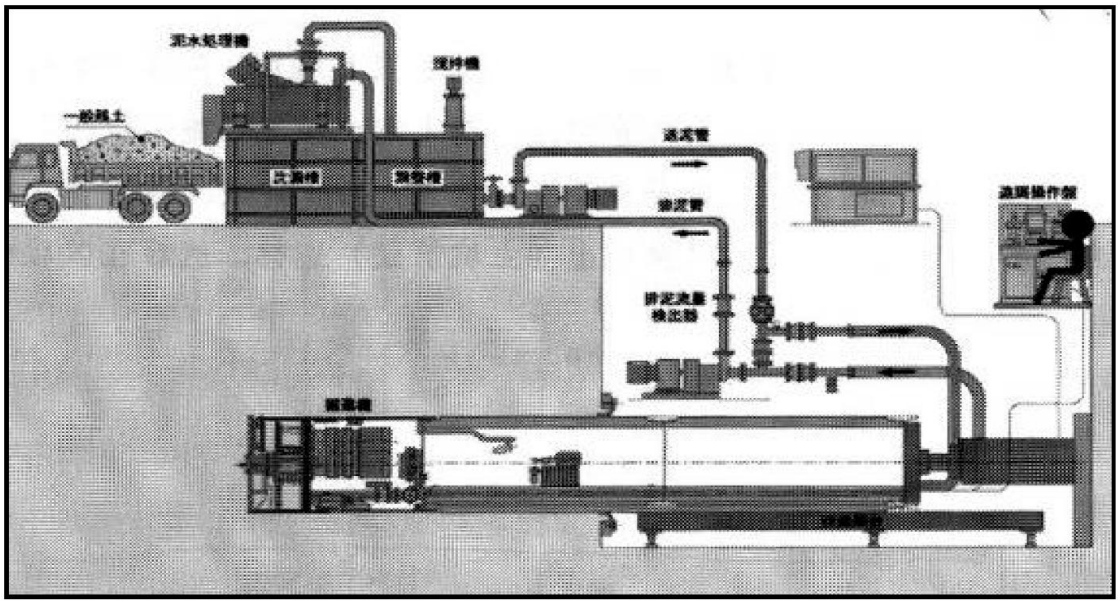


**图 4.2.1.7　顶管施工工艺示意图**

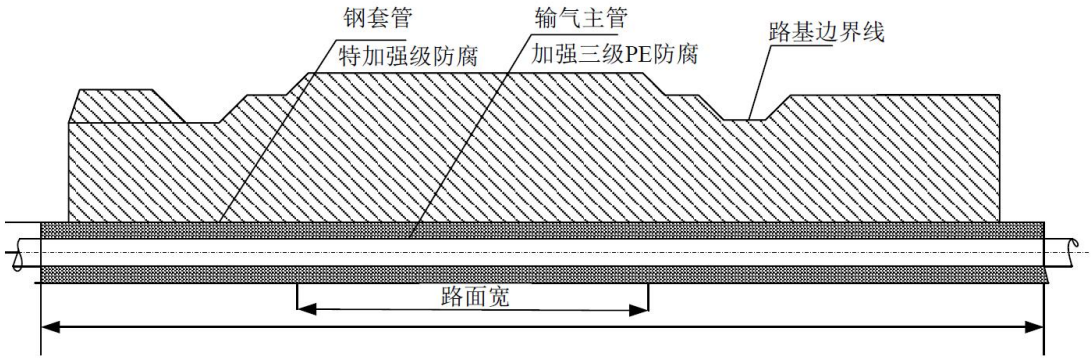



**图 4.2.1.8　管道穿越公路施工方式断面示意图**

②大开挖穿越

本项目部分管线穿越乡村砂石路及土路时采用大开挖方式，该穿越方式在短时间内对道路通行产生一定影响，但一般在 1-2 天即可完工，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。

大开挖施工过程中采取分层开挖、分区堆放及分层回填，将表层土、底层土分开堆放，开挖土堆存在管沟左侧，管线铺设后土方全部回填，多余土方就近平整，无弃土产生。

③桁架跨越

桁架式跨越为采用两榀简单钢制桁架通过上、下弦水平杆件组成空间桁架，

管道及检修通道安装在水平杆件上，通过冲沟或河流的一种管道地面跨越方式。利用塔架、拉索结构、桁架或管道自身刚度将管道架空在防洪要求标高以上，可避免水流可能对管道造成的影响。施工工艺较成熟，现场工程量小。可进行过河管道的检修，对两岸防洪堤无影响。施工期临时占地面积小，对河床扰动小。

4、拆改工程

本项目对部分站场设备、管线等进行拆除更换，主要包括设备的拆除，基础的重修以及新设备的安装与调试等。拆除的设备属于废旧物资，根据《长庆油田分公司资产集中处置试点工作方案》属于纳入集中处置的实物资产，统一收集至第九采油厂废料库，最终由长庆油田公司按照《长庆油田分公司资产集中处置试点工作方案》中相关要求进行集中处置。

具体施工工艺及产污环节见图 4.2.1.9。

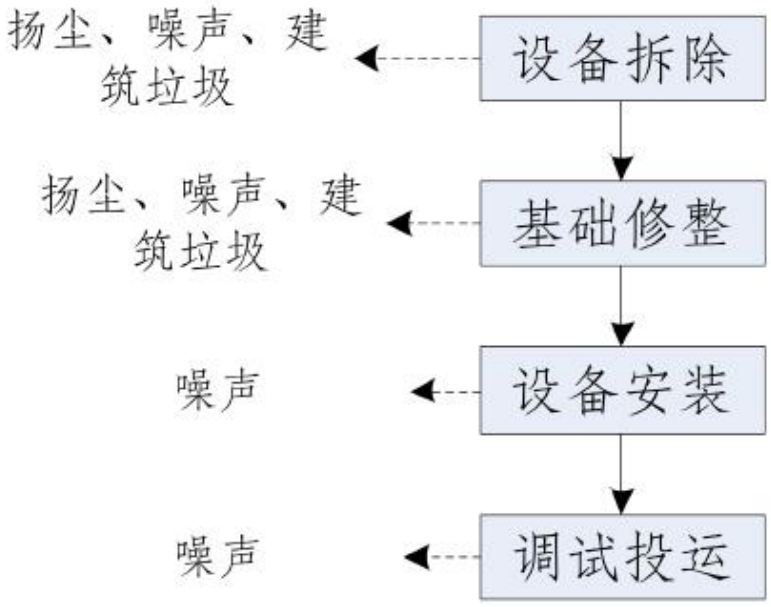



**图 4.2.1.9　拆改工程施工流程及产污环节**

本工程施工期主要污染源及污染性质等见表 4.2.1-1。

**表 4.2.1-1　项目施工期主要污染源构成表**

| 作业内容 | | 主要污染物 | 产生位置 | 环境受体 | 污染源性质 |
|---|---|---|---|---|---|
| 钻井工程 | 钻前作业 | 扬尘、噪声 | 井场 | 环境空气、声环境 | 短期、随作业结束而 |
| | 钻井作业 | 钻井废水 | | 土壤 | |
| | | 钻井废弃泥浆、钻井岩屑、 | | 土壤、地下水 | |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | 落地油泥、废防渗布、废润滑油、生活垃圾 | | | 消失 |
| | | 设备、车辆噪声 | | 声环境 | |
| | | 井喷引起爆炸、火灾 | | 土壤、地表水、环境空气及生态系统、人群 | 事故状态 |
| | 井下作业 | 试油废水、压裂返排液 | | 土壤、地下水 | 短期、随作业结束而消失 |
| | | 废压裂砂 | | 土壤、地下水 | |
| | | 设备、车辆噪声 | | 声环境 | |
| 地面工程 | 管线敷设 | 平整施工带、开挖管沟、建设施工便道，施工设备、车辆碾压等 | 工程设施建设区域内 | 土壤及植被 | 短期、随作业结束而消失 |
| | | 施工设备、车辆尾气 | | 环境空气、声环境 | |
| | | 施工固体废物、生活垃圾 | | 土壤、水体 | |
| | 道路、站场建设 | 占用土地、破坏原有土地利用功能 | | 土壤、植被 | |
| | 拆改工程 | 设备、车辆噪声 | | 声环境 | |
| | | 拆除废弃物 | | 土壤、植被 | |
| | | 施工扬尘、机械尾气 | | 环境空气 | |

### 4.2.2 运行期工艺过程及产污环节

运行期为采油、油气集输、油气处理时段以及定期进行的修井、洗井作业。

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。本项目开发油藏部分天然能量不足，地层压力较低，为保持油层压力，达到稳产目的，采用向油层注水的方式，驱替原油，即采用水驱采油的方法。注水采油示意图见图4.2.2.1。

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

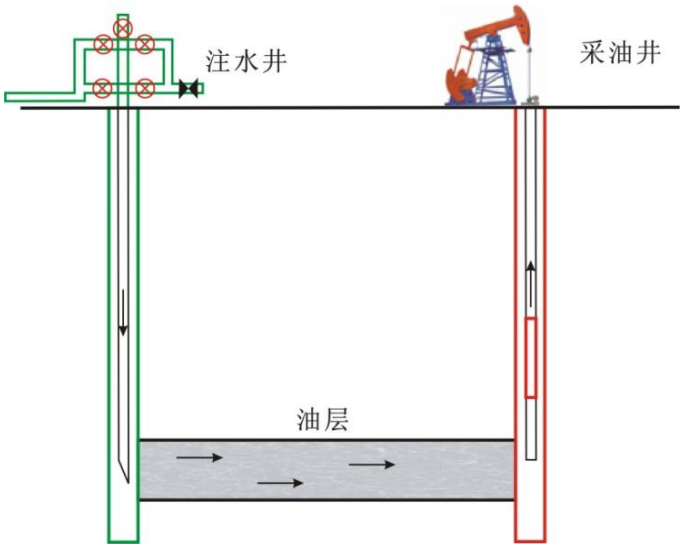



**图 4.2.2.1　注水采油示意图**

2、油气集输

油气集输就是将油井中采出的原油和伴生气，通过油气混输管线输送至下游站场进行计量和油、气、水分离，分离出的伴生气作为加热炉燃料或综合利用，分离出的油田采出水处理达标后作为回注水回注油层，处理后的原油经脱水计量后，经管线外输。

项目整体原油处理工艺见图 4.2.2.2。

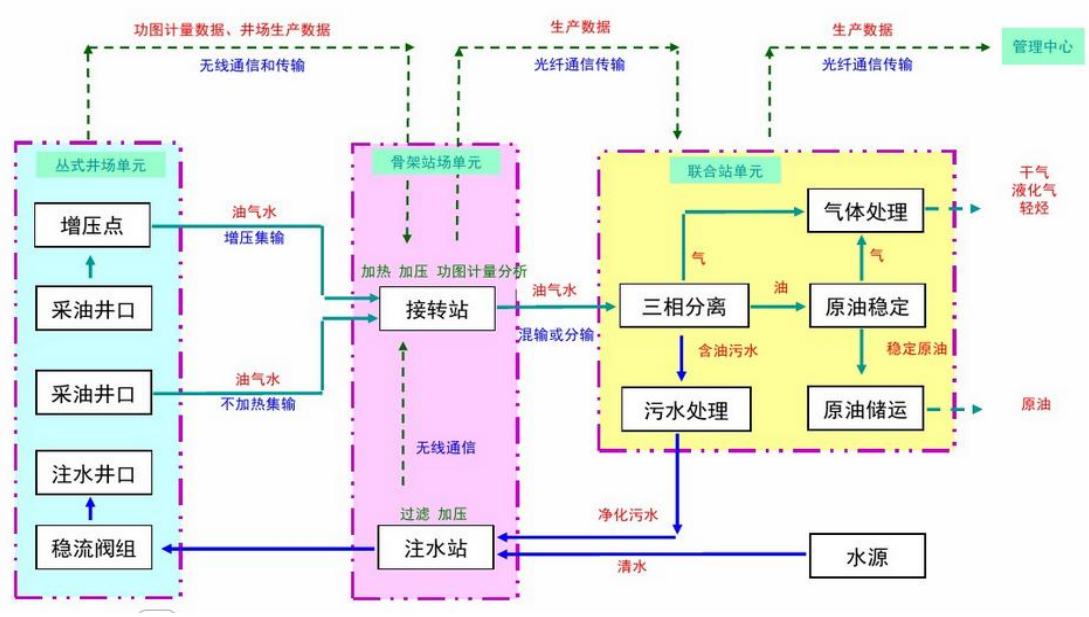



**图 4.2.2.2　原油集输整体工艺流程图**

本项目不新建站场，主要进行周 6 增、周一转、薛三转的改扩建，产排污环节主要设备运行过程中产生的是噪声及集输过程产生的无组织废气。

3、运行期措施作业

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

（1）压裂改造

压裂改造主要针对低产采油井，通过改造实现提高产量的目的。作业时长约 30 天，压裂改造的工艺步骤与新钻井相同，主要包括：井架安装、试压，起原井杆柱，防喷、试压、起管柱，填砂，通井，刮削、压裂，压力扩散、放喷求产，试压，冲砂，通井，下完钻管，试抽等环节。其产排污环节见图 4.2.2.3。

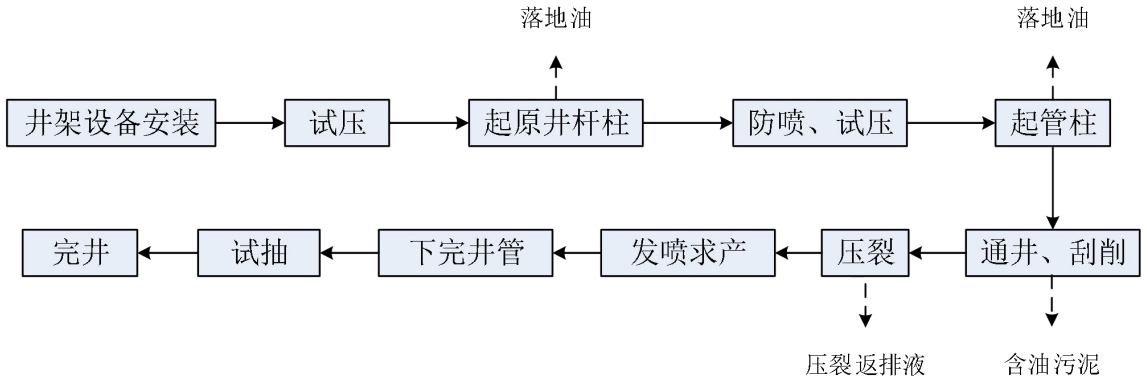



**图 4.2.2.3　压裂改造作业施工流程及产污环节图压裂改造**

（2）酸化复合解堵

部分注水井因储层结垢堵塞、欠注，需进行复合解堵降压增注。其工艺步骤主要包括：设备安装，放压、起原井管柱、通井、洗井、套管试压、下施工管柱、酸化、洗井、试压、完井。

其产排污环节见图 4.2.2.4。

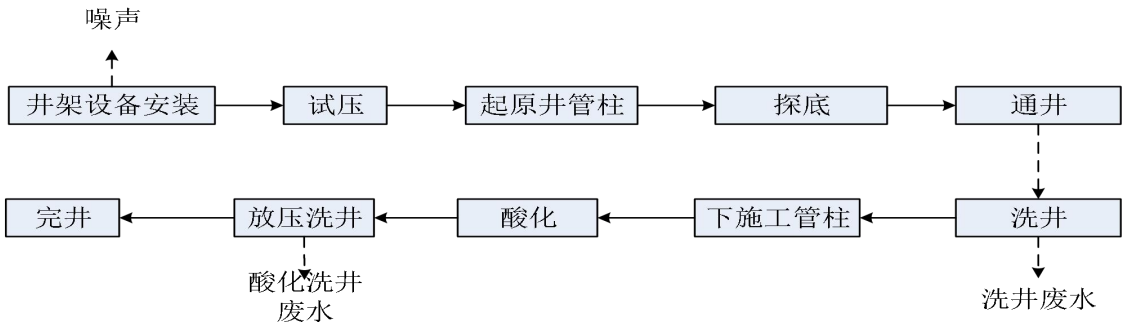



**图 4.2.2.4　复合解堵作业施工流程及产污环节图**

根据上述工艺分析，运行期主要产污环节为：

①油井井口挥发的烃类气体。

②油气集输过程产生的无组织挥发烃类气体、油田采出水、含油污泥及机泵噪声等。

③井下作业过程中可能会产生酸化洗井废水等措施返排液、落地油以及刮削井筒产生的含油污泥，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。

### 4.2.3 退役期工艺过程及产污环节

退役期为油井退役期后，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，拆除部分管线等施工过程。其中，封井的主要措施工序如下：

（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。

（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过程产生的落地油。

## 4.3 生态影响因素分析

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

### 4.3.1 施工期

施工期生态影响因素主要为钻前工程、油气集输工程等施工过程的地面开挖、占地、施工方式、施工时序等对土地利用现状、动植物、生态系统完整性、生物多样性等影响。

1、占用土地、压占破坏植被

工程占地包括永久占地和临时占地。临时占地包括钻井井场、管线、各类站场施工临时占地。永久占地包括井场、站场、道路等。永久占用的土地将永久性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、影响动植物

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。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。

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，对当地植被及农作物的生长和产量造成一定影响。此外，试井过程可能会产生落地油，若不及时处理将对局部土壤造成油类污染。

4、扰动地表加剧水土流失

站场、管线施工扰动，将使站场、管线及周围的土壤结构和植被遭到破坏，降低水土保持功能，加剧水土流失。不但造成弃土弃渣的直接水土流失加剧，还可能加剧地表直接破坏的水土流失，造成区域的水土流失有加剧的趋势。

5、破坏景观

项目建设对原有景观的连通性造成一定程度的破坏影响，同时在施工期形成点状、线状工程建设景观。项目建设仅对景观格局和功能产生临时性的影响，采取相应的生态保护措施后，可以得到有效的减缓。

6、破坏干扰生态系统

项目建设将对评价区内的草地生态系统、林地生态系统、农田生态系统、村镇生态系统产生一定的不利影响，使局部生态系统受到破坏干扰，采取生态保护措施后，工程影响范围和程度有限。

### 4.3.2 运行期

项目建成后，临时占地得到有效的填充平整、恢复植被，道路两侧及站场周围进行绿化，以降低土壤侵蚀，减少水土流失。

### 4.3.3 退役期

退役期主要是生产井的陆续停运、关闭、恢复土地使用功能时段。退役期作业主要包括拆除井场的采油设备、设施，封堵油层和封闭井口，对井场和道路等占地进行生态恢复等。设备拆除时将对地表植被产生破坏和干扰，同时也可能引起新的水土流失。

## 4.4 污染源分析及源强核算

### 4.4.1 施工期污染源分析

1、废气

（1）钻井柴油机废气

本项目钻井采用网电，不产生钻井废气。

（2）车辆排放的尾气

钻井和地面工程建设过程中，设备材料拉运需要运输车辆，初步估算各类车辆约 50 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。项目钻井及地面工程

建设工作主要集中在4～9月份（180d），预计整个施工过程可排放烃类物质0.225t、NOx为0.306t。

（3）施工扬尘

扬尘污染主要发生在井场、井场光伏板基础施工、站场、管沟开挖、基础处理、材料运输和土方回填以及开辟施工场地环节中。

①施工场地表层剥离扬尘

工程开挖土石方将破坏原有土壤、植被，致使地表产尘增加；建筑材料的运输、装卸过程以及堆放期间产生的地面粉尘，属于无组织排放，会造成井场附近一带环境空气的TSP浓度增高。

②道路扬尘

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以及路面含尘量、空气湿度有关。类比调查，在土路上道路下风侧100mTSP浓度达到10mg/m$^3$，150m处仍达5.039mg/m$^3$，因此，应加强路面洒水抑尘。

（4）管道焊接烟气

焊接过程中将会产生一定的焊接烟气，主要污染因子是烟尘。

2、废水

（1）钻井废水

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，从而产生大量的钻井废水，容易造成环境污染。钻井废水的产生量随着井深和钻井周期变化。

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中《1120石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数表》，本项目计划新钻油井、注水井50口，为普通油水井，根据调查，钻井过程中该部分水从钻井泥浆中分离后暂存于可拆卸泥浆循环罐中用于配制泥浆，并在多井间循环使用，剩余无法利用部分最终拉运至现有措施作业废水处理站处理达标后回注油层，不外排。本项目钻井总进尺数124850m，则钻井废水总产生量为25835.45m$^3$，钻井废水回用率可按95%计，估算钻井废水产生量约1191.77 m$^3$。详见表4.4.1-1。

**表 4.4.1-1　　钻井废水核算表**

| 工艺名称 | 开发层位 | 井型 | 进尺（m） | 井数（口） | 规模等级 | 产污系数（吨/百米） | 废水总量（吨） |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 普通油水井 | 延9 | 定向井 | 1850 | 9 | ≤2.5km进尺 | 18.81 | 3131.87 |
| | 长6 | 超短水平井 | 2500 | 24 | | | 11286.00 |
| | | 定向井 | 2350 | 8 | | | 3536.28 |
| | 长7 | 长水平井 | 3500 | 6 | ≥3.5km进尺 | 29.73 | 6243.30 |
| | 长8 | 超短水平井 | 2800 | 3 | 2.5~3.5km进尺 | 19.5 | 1638.00 |
| | 合计 | / | / | 50 | / | / | 25835.45 |

钻井废水中含高倍稀释的钻井液与油类污染物，主要有以下特征：①偏碱性，pH值大多8.0～9.0；②悬浮物含量高，在钻井液中含有大量的粘土和钻井液加重剂，同时钻井液在循环过程中还携带了一些钻井岩屑，这些固体颗粒很容易进入钻井废水。③有机、无机污染物含量高，在钻井液中含有各种有机、无机的钻井液添加剂以及降失水剂等。根据建设单位提供资料及查阅相关文献资料，同时类比采用相同钻井工艺的长庆油田第八采油厂吴起区域钻井废水检测结果（2024.5.29陕西众邦环保检测技术有限公司监测），钻井废水主要污染物浓度见表4.4.1-2。

**表 4.4.1-2　　钻井废水主要污染物浓度　　单位：mg/L**

| 污染物 | PH | SS | COD | 石油类 | 溶解性总固体 | 氯化物 | 硫化物 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 产生浓度 | 8.45 | 9.4 | 52 | 20.3 | 5280 | 1560 | ND0.01 |
| 污染物 | 氨氮 | 汞 | 六价铬 | 砷 | 钡 | 总硬度 | 挥发酚 |
| 产生浓度 | 39.6 | ND4×$10^{-5}$ | ND0.001 | ND3×$10^{-4}$ | ND0.01 | 1898 | 1.64 |

（2）井下作业废水

项目施工期井下作业废水主要包括洗井、射孔、压裂等返排废液，水质成分复杂，既有从地层带出的粘土颗粒和岩屑，也含有油及压裂液、射孔液中的有机和无机添加剂，其中有机物多以环状结构为主，包含酮、酯、羧酸、醛等多种官能团，分子量主要在500～1000之间，可统称为压裂返排液。井场设置地上污水罐，压裂返排液全部进罐贮存，由防渗漏、防溢流的罐车运至采油厂作业废水处理站处理达标后回注油层，不外排。

根据建设单位提供的钻采工程方案及现有工程实际生产情况，致密油采油

井中定向井每口井产生压裂返排液约312~415m³；超短水平井每口井产生压裂返排液约520~630m³；页岩油长水平井压裂阶段用液量大，返排液阶段液量波动大、含水率早期高，根据建设单位提供的钻采工程方案及现有工程实际生产情况，每口采油井试油、压裂产生的含水率100%措施返排液量约3000m³，直接进入压裂储水罐，就近回用至附近井场压裂；50%＜含水率＜100%（见油）措施返排液量约2000m³，罐车拉运至现有措施返排液处理站处理，处理后的返排液进回注地层驱油，分离出的少量油通过缓存增压一体化装置外输至附近地面工程站场。

项目拟新钻井50口，根据第九采油厂现有工程不同井区的实际钻采定向井及水平井压裂返排液产生量统计数据调查，估算本项目压裂返排液总产生量约54065m³（详见表4.4.1-3），根据以往钻采经验统计数据，压裂返排液配置综合利用率约15%~20%（本次评价取15%），则剩余约85%的压裂返排液无法在井场重复利用，页岩油无法利用的返排液量为2000m³/井，则本项目共产生废弃返排液45955.25m³，该部分压裂返排液暂存于施工现场的废液收集罐，在井下作业完成后，由防渗漏、防溢流的罐车运　至第六采油厂现有作业废水处理站处理回注，不外排。

**表4.4.1-3　本项目施工期压裂返排液产生量及处置去向统计表**

| 区块 | 井型 | 单井产生量（m³） | 井口数（口） | 压裂返排液最大产生量（m³） | 无法利用量（t） | 处置去向 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 五谷城 | 定向井 | 312~415 | 17 | 7055 | 5996.75 | 吴317-31作业废水处理站、新314作业废水处理站<br>吴三注作业废水处理站<br>吴56-50作业废水处理站<br>庞23-25作业废水处理站 |
| | 超短水平井 | 520~630 | 8 | 5040 | 4284 | |
| | 长水平井 | 5000 | 6 | 30000 | 25500 | |
| 薛岔 | 超短水平井 | 520~630 | 3 | 1890 | 1606.5 | |
| 杨青 | 超短水平井 | 520~630 | 7 | 4410 | 3748.5 | |
| 罗庞塬 | 超短水平井 | 520~630 | 9 | 5670 | 4819.5 | |
| 合计 | / | / | 50 | 54065 | 45955.25 | / |

类比采用相同钻井工艺的长庆油田第八采油厂吴起区域压裂返排液检测结果（2024.5.29陕西众邦环保检测技术有限公司监测），压裂返排液水质指标

见表4.4.1-4。

**表4.4.1-4　　压裂返排液废水主要污染物浓度　　单位：mg/L**

| 污染物 | PH | SS | COD | 石油类 | 溶解性总固体 | 氯化物 | 硫化物 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 产生浓度 | 8.39 | 7.7 | 348 | 20.8 | 3820 | 1400 | ND0.01 |
| 污染物 | 氨氮 | 汞 | 六价铬 | 砷 | 钡 | 总硬度 | 挥发酚 |
| 产生浓度 | 34.5 | ND4×$10^{-5}$ | ND0.001 | ND3×$10^{-4}$ | ND0.01 | 1818 | 1.62 |

（3）试油废水

油井试油是在油井完成后，把油、气、水从地层中抽到地面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、原油物性数据及温度数据等。试油过程产生的废水具有粘度高、COD高等特点，且含有一定的压裂液、支撑剂及石油类等物质，类比采用相同钻井工艺的长庆油田第八采油厂吴起区域试油废水检测结果（2024.5.29陕西众邦环保检测技术有限公司监测），试油废水中污染物浓度见表4.4.1-5。

根据现有开发统计数据，每口采油井试油产生试油废水量约30$m^3$，本项目拟新钻采油井38口，试油废水产生量为1140$m^3$，试油废水全部进罐存放，试油结束后运输至作业废水处理站处理达标回注。

**表4.4.1-5　　试油废水中污染物浓度　　单位：mg/L**

| 污染物 | PH | SS | COD | 石油类 | 溶解性总固体 | 氯化物 | 硫化物 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 产生浓度 | 8.48 | 8.4 | 3680 | 98.1 | 4330 | 1880 | ND0.01 |
| 污染物 | 氨氮 | 汞 | 六价铬 | 砷 | 钡 | 总硬度 | 挥发酚 |
| 产生浓度 | 37.3 | ND4×$10^{-5}$ | ND0.001 | ND3×$10^{-4}$ | ND0.01 | 1398 | 1.78 |

（4）施工废水

本项目施工期除钻井废水外，在井场、井场光伏、站场、管线施工过程中还会产生施工废水及管道试压废水，施工废水产生地点较分散，产生量较小，主要污染物为SS，设置临时沉淀池沉淀后回用或用于洒水降尘。

管道试压采用清水试压，试压废水主要污染物为SS，根据本项目新建管道管径计算，试压废水最大产生量为8.53$m^3$，试压废水全部进罐，由罐车收集循环利用，最终经沉淀处理后回用于井区内道路洒水抑尘。

（5）生活污水

本项目部署井场17座（新建井场4座，扩建井场13座），油水井总数50口，根据以往经验，平均每座井场施工周期约60天，考虑钻机安装、拆除及泥浆不落地设施、安装光伏板等作业时间，保守估计单座井场的总施工时间为90天。

施工期生活用水指标参照《陕西省行业用水定额（2020版）》中陕北农村地区定额，人均用水65L/d，排污系数取0.8。施工期生活污水最大产生日量为19.24m³/d，施工期全过程生活污水总产生量约1638m³。详见表4.4.1-6。

**表4.4.1-6　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（m³/d） | 用水量 m³/d | 排污系数 | 生活污水产生量（m³/d） | 生活污水产生量 m³ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 井场 | 37 | 90 | 20 | 0.065 | 22.1 | 0.8 | 17.68 | 1591.2 |
| 2 | 站场 | 3 | 30 | 10 | 0.065 | 1.95 | 0.8 | 1.56 | 46.8 |
| 总计 | | | | | | | | 19.24 | 1638 |

生活污水中的主要污染物为COD、BOD、氨氮、SS等，参考该区块近年来油田开发及参考相关数据文献，水质指标COD浓度为350mg/L，$BOD_5$为200mg/L、氨氮为20mg/L、SS为200mg/L。

3、噪声

项目施工期噪声影响具有临时性和流动性的特点，主要噪声源包括钻井作业中的钻机、泥浆泵、振动筛，井下作业过程压裂车以及管线和道路施工中的机械、车辆。按声源性质又可分为流动声源和连续稳态声源。施工期主要噪声源及源强见表4.4.1-7。

**表4.4.1-7　拟建工程施工期主要噪声源统计表　单位：dB(A)**

| 噪声源位置 | 设备名称 | | 数量 | 声源强度（距设备1m处） | 声源性质 | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 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 |
| | 振动筛 | | 1台/队 | 88 | 连续稳态声源 | |
| | 泥浆泵 | | 2台/队 | 95 | 连续稳态声源 | |
| | 压裂车 | 致密油井 | 2台/队 | 97 | 连续稳态声源 | |
| | | 页岩油井 | 8台/队 | | | |
| 地面工程施工 | 推土机 | | 4台 | 92 | 流动声源 | |
| | 装载机 | | 4台 | 94 | 流动声源 | |
| | 挖掘机 | | 4台 | 94 | 流动声源 | |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | 吊车 | 5台 | 90 | 流动声源 | |
| | 运输车辆 | 20台 | 85 | 流动声源 | |
| | 吊管机 | 5台 | 90 | 间歇声源 | |
| | 电焊机 | 10台 | 87 | 间歇声源 | |
| | 磨光机 | 10具 | 90 | 间歇声源 | |

4、固体废物

钻井过程使用钻井液，又称“钻井泥浆”，是钻井过程中满足钻井工作需要的各种循环流体总称。钻井过程产生的废弃钻井液经“泥浆不落地”技术处理后，分为上清液（即钻井废水）和钻井岩屑两部分，上清液用于重新配制钻井液，回用于钻井。

施工期固体废物主要包括钻井过程中钻井岩屑、落地油、废防渗布、废润滑油、施工建筑垃圾以及施工人员产生的生活垃圾等。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）钻井岩屑

钻井过程中，岩石被钻头破碎成岩屑，全部混入泥浆中，经地面的“泥浆不落地”设施分离脱水后交有处理能力的单位处置。岩屑的产生量可按下式计算：

$$w = \frac{1}{4}\pi D^2 hd$$

式中：W—井场岩屑产生量，t；

D—钻头直径（一开0.3112，二开0.2159），m；

h—进尺深度，（一开深度500m，二开至完钻）m；

d—岩石密度（取2.5），$t/m^3$。

根据上式计算，钻井岩屑生产量产生情况详见表4.4.1-8。

**表4.4.1-8　施工期废弃钻井岩屑产生情况明细**

| 工艺名称 | 开发层位 | 井型 | 进尺（m） | 井数（口） | 单井钻井岩屑产生量（t） | 废弃钻井岩屑产生量（t） |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 普通油水井 | 延9 | 定向井 | 1850 | 9 | 218.52 | 1966.72 |
| | 长6 | 超短水平井 | 2500 | 24 | 277.98 | 6671.64 |
| | | 定向井 | 2350 | 8 | 264.26 | 2114.11 |
| | 长7 | 长水平井 | 3500 | 6 | 369.46 | 2216.78 |
| | 长8 | 超短水平井 | 2800 | 3 | 305.43 | 916.28 |
| | 合计 | / | / | 50 | / | 13885.52 |

由表4.4.1-10可知，钻井岩屑干重为13885.52t，经板框压滤机压滤后的岩屑含水率约60%，则岩屑总量约为34713.8t，交有处理能力的单位处置。

（2）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《国家危险废物名录》，落地油属于危险废物类别中的废矿物油（HW08），废物代码为071-001-08。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38口，共产生落地油0.76t。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%，钻井结束后就近运至现有污油泥暂存点暂存，定期委托有资质单位处置。

（3）废压裂砂

在压裂液返排过程中，作为支撑剂的压裂砂会有一部分沉积在返排液收集罐罐底，废压裂砂主要有害成分为压裂地层后带出的原油和压裂液，根据《国家危险废物名录》（2025年版），废压裂砂属于危险废物类别中的废矿物油（HW08）。根据压裂统计资料，废压裂砂占返排液的比例约为3%。本项目拟建油水井50口，废压裂砂最大产生量约1621.95t。具体计算过程见表4.4.1-9。压裂施工时配备压裂返排液地上收集罐，废压裂砂沉淀于收集罐底部并被收集罐内置过滤网截流在罐内，待罐内废压裂砂积累一定量后再进行集中清理，清理出的废压裂砂拉运至现有危废点暂存，定期委托有资质单位转运及处置。

**表4.4.1-9　压裂砂产生量**

| 区块 | 井型 | 单井产生量（$m^3$） | 井口数（口） | 压裂返排液最大产生量（$m^3$） | 废压裂砂产生量（t） |
|---|---|---|---|---|---|
| 五谷城 | 定向井 | 312~415 | 17 | 7055 | 211.65 |
| | 超短水平井 | 520~630 | 8 | 5040 | 151.2 |
| | 长水平井 | 860~950 | 6 | 30000 | 900 |
| 薛岔 | 超短水平井 | 520~630 | 3 | 1890 | 56.7 |
| 杨青 | 超短水平井 | 520~630 | 7 | 4410 | 132.3 |
| 罗庞塬 | 超短水平井 | 520~630 | 9 | 5670 | 170.1 |
| 合计 | / | / | 50 | 54065 | 1621.95 |

注：压裂砂密度取1.5t/m$^3$

（4）建筑垃圾

施工过程中产生一定量的混凝土、碎砖、管道切割废料等建筑垃圾，产生量约2.5t，全部用于回填施工场地或回收利用。

（5）其它固废

施工期其他固废包括压裂及试油作业产生的废防渗布、钻机更换的废润滑油及其包装桶、现有设备改扩建拆除过程产生的含油废物，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1.5t。

（6）生活垃圾

根据施工期人员配置，按照每人每天产生生活垃圾0.5kg计算，拟建项目施工期生活垃圾最大产生量为0.41t/d，施工期总生活垃圾产生量约15.75t。具体见表4.4.1-10。施工场地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处置。

**表4.4.1-10　施工期生活垃圾产生量**

| 序号 | 类型 | 数量（座） | 施工天数（d） | 施工人员（人/座） | 每人每天产生生活垃圾/kg | 生活垃圾产生量（t/d） | 生活垃圾产生量t |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 井场 | 17 | 90 | 20 | 0.5 | 0.17 | 15.3 |
| 2 | 站场 | 3 | 30 | 10 | 0.5 | 0.015 | 0.45 |
| 总计 | | | | | | 0.185 | 15.75 |

（6）废弃土石方

工程建设主要土方开挖量为管线施工，道路主要在现有乡村道路上进行修整，其次为井场、站场场地平整。本项目新建4座井场，工程场地平整时弃土均作为站场或井场四周边坡填方；施工期管线开挖土石方沿线堆放在管线两侧作业带内，下管后土石方加固回填。基本保持土石方平衡。

本项目总土石方量为6.27万m$^3$，其中挖方量3.135万m$^3$，填方量3.135万m$^3$，土石方平衡，无弃方，无需设弃土场。

施工期危废产生、暂存、处置情况及相关要求见表4.4.1-11。

**表 4.4.1-11　　施工期危废产生、暂存、处置情况及相关要求**

| 序号 | 名称 | 产生量t | 废物类别 | 代码 | 产生环节 | 形态 | 主要成分 | 危险特性 | 污染防治措施 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 落地油 | 0.76 | HW08废矿物油与含矿物油废物 | 071-001-08 | 井下作业环节 | 半固态、固态 | 废矿物油 | T，I | 1、危险废物临时暂存设施按照《危险废物贮存污染控制标准》的要求采取防渗漏、防雨、防流失措施。2、最终送至有资质单位进行处理。3、严格执行危险废物转移联单制。 |
| 2 | 废防渗布、废润滑油及其包装桶 | 1.5 | | 900-249-08 | 场地清理环节 | 固态 | 废矿物油 | T，I | 1、全部运至现有污油泥暂存点暂存，定期由有资质单位进行处置；2、严格执行危险废物转移联单制。 |
| 3 | 废压裂砂 | 1621.95 | | 900-210-08 | 井下作业环节 | 固态、半固态 | 废矿物油 | T，I | 1、全部运至现有污油泥暂存点暂存，定期由有资质单位进行处置；2、严格执行危险废物转移联单制。 |

## 4.4.2 运行期污染源分析

1、废气

（1）拟被替代污染源

本次改扩建工程对周6增站内的1台240kw加热炉进行拆除，新建50kW电磁加热器1台。

具体信息见表4.4.2-1。

**表 4.4.2-1　本项目拟拆除加热炉排放参数表**

| 编号 | 名称 | 耗气量 $m^3/h$ | 烟气量 $m^3/h$ | 排气筒底部中心坐标/m | | 排气筒底部海拔高度/m | 排气筒高度/m | 排气筒出口内径/m | 烟气流速/(m/s) | 烟气温度/℃ | 排放工况 | 污染物排放速率/(kg/h) | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | 经度 | 纬度 | | | | | | | $SO_2$ | 颗粒物 | $NO_X$ |
| 1 | 周 6 增 240KW 加热炉 | 28.8 | 310.32 | 108°15′48.76209″ | 37°18′47.31895″ | 1469.9 | 8 | 0.2 | 2.75 | 180 | 正常工况 | 0.0012 | 0.0009 | 0.0167 |

加热炉烟气中大气污染物年排放量按下式计算，拟替代加热炉削减污染排放量汇总见表 4.4.2-2。

$$E_{年排放} = \sum_{i=1}^{n}\left(M_{i有组织} \times H_{i有组织}\right)/1000$$

式中：E 年排放——项目年排放量，t/a;

Mi 有组织——第 i 个有组织排放源排放速率，kg/h；

Hi 有组织——第 i 个有组织排放源年有效排放小时数，h/a。

**表 4.4.2-2　拟拆除加热炉烟气污染物排放量汇总表**

| 序号 | 污染源 | 污染物排放速率 kg/h | | | 年排放小时数 h | 污染物年排放量 t/a | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | $SO_2$ | 颗粒物 | $NO_X$ | | $SO_2$ | 颗粒物 | $NO_X$ |
| 1 | 周 6 增 240KW 加热炉 | 0.0012 | 0.0009 | 0.0167 | 7920 | 0.0093 | 0.0069 | 0.1321 |

（2）油气集输过程挥发、泄漏产生的无组织排放烃类气体

①烃类气体综合排放量

本项目新建、扩建井场共计 17 座，全部采用管线密闭集输，管输率为 100%。原油管输密闭进站，伴生气集输系统损耗按 0.2%计。

工程无组织排放烃类气体计算公式如下：

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

式中：G——总烃产生量，t/a；

M——原油产生量，$10^4$t/a；

η——油气集输系统损耗率，%；

α——伴生气中总烃体积百分数；

ρ——总烃密度；

λ——气油比，$m^3$/t；

δ——伴生气实际产生系数，0.5。

根据核算，本项目伴生气综合回收利用率可达到 99.8%，符合油气开发相关政策中伴生气回收利用率达到 90%以上的要求。

估算运行期非甲烷总烃总排放量为 1.41t/a，无组织烃类气体产生及排放情况见表 4.4.2-3。

**表 4.4.2-3　产建工程烃类气体排放情况**

| 区块 | 层位 | 输送方式 | 原油产量 $10^4$t/a | 原始气油比（$m^3$/t） | 伴生气产量（$10^4m^3$/a） | 集输逸散损耗量 $m^3$ | 伴生气中非甲烷总烃体积百分数% | 伴生气中甲烷化系数 | 非甲烷总烃排放量 $m^3$ | 密度 kg/$m^3$ | 非甲烷总烃排放量 t/a | 甲烷排放量 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 罗庞塬区块 | 长 6 | 管输 | 0.5 | 62.60 | 15.65 | 313.00 | 48.66 | 34.89 | 152.306 | 1.135 | 0.177 | 0.1036 |
| 五谷城区块 | 长 6 | 管输 | 1.12 | 62.60 | 35.06 | 701.20 | 48.66 | 34.89 | 341.204 | 1.135 | 0.397 | 0.2320 |
| | 延 9 | 管输 | 0.49 | 43.10 | 10.56 | 211.20 | 46.97 | 28.28 | 99.201 | 1.677 | 0.171 | 0.0754 |
| | 长 7 | 管输 | 1.00 | 91.6 | 45.8 | 916.00 | 26.23 | 61.96 | 240.267 | 0.839 | 0.207 | 0.4199 |
| 薛岔区块 | 长 8 | 管输 | 0.41 | 74.88 | 15.35 | 307.00 | 36.97 | 51.46 | 113.498 | 0.955 | 0.111 | 0.1334 |
| 杨青区块 | 长 6 | 管输 | 0.98 | 62.60 | 30.67 | 613.40 | 48.66 | 34.89 | 298.480 | 1.135 | 0.347 | 0.2029 |
| 合计 | / | | 4.50 | / | 153.09 | 3061.80 | / | | 1244.956 | / | 1.41 | 1.1672 |

②站场无组织排放烃类

本项目站场采用密闭集输，油气损耗极小。因此，场生产装置区的无组织烃类气体排放主要来自于泵、阀门、法兰等设备动静密封点泄漏。参照《石油化工行业 VOCs 污染源排查工作指南》附录中密封点排放速率核算方法，由于本项目站场为新建，未运行前暂不具备开展有机物检测与修复（LDAR）条件，因此采用平均排放系数法进行核算，计算公式如下：

$$e_{TOC} = \sum_{i=1}^{n} \left( F_{A,i} \times WF_{TOC,i} \times N_i \right)$$

式中：eTOC—密封点的 TOC 排放速率，千克/小时；

FA,i—密封点 i 排放系数，千克/（小时·排放源）；

WFTOC—流经密封点 i 的物料中 TOC 的平均质量分数（扣除不属于 VOCs 的氮气、水蒸气等，如无法获取该数据，可按保守的 100%计算，本项目按 100%计算）；

Ni—密封点 i 的个数。

密封点的排放系数 FA,i 由下表系数可得。

**表 4.4.2-4　石油炼制和石油化工组件平均排放系数 a**

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

注：a：摘自 EPA，1995b；b：石油炼制排放系数用于非甲烷有机化合物排放速率；c：石油化工排放系数用于 TOC（包括甲烷）排放速率；d：轻液体泵密封的系数可以用于估算搅拌器密封的排放速率。

根据上表可知，本项目密封点中阀门的排放系数为 0.00023kg/h，法兰、连接件的排放系数为 0.00183kg/h。

本项目无新建站场，改扩建站场原油集输及处理规模均未变化，主要为新建 4 座井场、改扩建井场 13 座。井场采用标准化设计，根据设计资料，本次保守取阀门、法兰等数量最多的井场（旗 32-025 井场）进行核算，计算结果见表 4.4.2-5。主要改扩建井场装置区非甲烷总烃排放面源参数见表 4.4.2-6。

**表 4.4.2-5　主要改扩建井场无组织排放情况表**

| 站场 | 设备类型 | 排放系数 | 排放源数量/个 | 烃类无组织排放量 | | 非甲烷总烃（占比 48.66%） | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | kg/(h·排放源） | | kg/h | t/a | kg/h | t/a |
| 旗 32-025 井场 | 阀门 | 0.00023 | 22 | 0.0051 | 0.0401 | 0.0025 | 0.0195 |
| | 法兰、连接件 | 0.00183 | 33 | 0.0604 | 0.4783 | 0.0294 | 0.2327 |
| 合计 | | | | 0.0655 | 0.5184 | 0.0318 | 0.2522 |

**表 4.4.2-6　主要改扩建井场非甲烷总烃排放面源参数**

| 名称 | 面源面积 | 面源有效排放高度/m | 年排放小时数/h | 污染物排放速率/(kg/h) |
|---|---|---|---|---|
| 旗 32-025 井场 | 90×60 | 3 | 7920 | 0.0318 |

③采出水处理系统改扩建后无组织排放烃类

根据《工业源产排污核算方法和系数手册》（2021.6 发布）07 石油与天然气开采行业（续 29）废水收集、处理和处置过程逸散过程中污水池等非敞口非密闭废水处理设施挥发性有机物的产污系数为 0.005kg/立方米-产品。

本次对薛三转采出水处理系统进行改扩建，采出水处理规模均进行了扩容，本次按照新增规模核算新增无组织非甲烷总烃排放量。采出水处理系统改扩建后新增非甲烷总烃排放量核算见表 4.4.2-7。

**表 4.4.2-7　采出水处理系统改扩建后新增非甲烷总烃排放量核算**

| 站场名称 | 原设计规模 $m^3/d$ | 改扩建后规模 $m^3/d$ | 新增规模 $m^3/d$ | 污染物产排情况 | | 排放形式 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | 排放量 t/a | 排放速率 kg/h | |
| 薛三转 | 300 | 600 | 300 | 0.495 | 0.0625 | 无组织 |

2、废水

（1）油田采出水

①采出水水量

根据工程开发方案，油井采油初期含水 35%～58%，开发中后期可达到 60%～80%，预测本项目采出水产生总量初期约为 4.799 万 $m^3/a$，开发中后期约

为7.726万$m^3/a$。依托现有联合站/接转站场采出水处理系统处理达标后全部回注地下油层。采出水中污染物浓度见表4.4.2-8。

**表4.4.2-8　　采出水中污染物浓度　　mg/L**

| 污染物 | PH | SS | COD | 石油类 | 氯化物 | 氟化物 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 产生浓度 | 7.4~7.8 | 37~311 | 1430~1762 | 1.04~73 | 1243~1269 | 0.28~0.77 |
| 污染物 | 氨氮 | 汞 | 六价铬 | 砷 | 矿化度 | |
| 产生浓度 | 97.1~98.5 | 0.04ND | 0.004ND~0.007 | 0.3ND | 3170~3550 | |

（2）措施返排液

①措施返排液水量

项目措施作业用水主要为修井和洗井用水，修井废水是指在油田运行期修井作业返排产生的废水，修井为不定期流动作业，频率一般1次/2年；洗井作业与修井同期进行，频率也为1次/2年。

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中《1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数表》，修井废水产污系数为25.29吨/井，低渗透油井洗井作业废水产污系数为27.13吨/井。

本次新增注水井和采油井共计50口，正常生产时平均每年修井废水量为632.25t，每年洗井废水量为678.25t，则总的措施返排液量为1310.5t/a。

②酸化解堵废水

本项目运营期注水井酸化解堵措施作业用酸量约$10m^3$，注酸后关井2h~4h进行反应，大部分酸液与地层中的结垢物进行了反应。开井后立即进行洗井，少量残余酸液同洗井废水一起排出。酸化解堵作业根据实际运行状态确定是否开展，因此无法明确需要解堵的工程量，酸化解堵废水纳入洗井废水中一同拉运至现有措施返排液处理站处理。

③措施返排液水质

本次评价引用了长庆油田分公司第三采油厂吴起县境内顺173作业废水处理站、桐寨作业废水处理站的措施作业废水处理设施监测数据。作业废水处理站中污染物产排情况见表4.4.2-9。

**表4.4.2-9　　井下作业废水中污染物产排情况**

| 废水量($m^3/a$) | 污染物 | 处理前浓度(mg/L) | 处理后浓度(mg/L) |
|---|---|---|---|
| 1310.5 | 石油类 | 320 | 15.6 |
| | SS | 644 | 22 |
| | COD | 6075 | 1085 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | 氨氮 | 279 | 170 |
| | 硫化物 | 0.50 | ND0.01 |
| | 氟化物 | 0.383 | 0.268 |
| | 矿化度 | 11154 | 8550 |
| | 六价铬 | ND0.001 | ND0.001 |
| | 砷 | 0.0055 | 0.0025 |
| | 汞 | ND0.00004 | ND0.00004 |

（3）生活污水

根据长油人字〔2022〕54号《关于进一步完善新型采油气作业区建设的指导意见》，全面推进中心站模式下的无人值守、集中监控、定期巡检生产组织方式，本项目各区域人员内部调配，均不新增劳动定员，依托就近的保障点。故本项目不新增生活污水。

（4）光伏板清洗

本项目光伏分布在各个井场，比较分散，且单个井场内光伏板较少，不进行水洗，定期用抹布擦拭即可，故不产生光伏板清洗废水。

3、噪声

运行期噪声污染源主要有抽油机、各站场泵类及井区内车辆等，项目噪声污染源见表4.4.2-10。

**表4.4.2-10　　拟建项目主要噪声源统计表　　单位：dB(A)**

| 噪声源位置 | | 设备名称 | 数量 | 声源源强 | 声源性质 |
|---|---|---|---|---|---|
| 井场 | | 单井井场 | 1机/平台 | 70～71 | 低频连续声源 |
| | | 丛式井抽油机 | 2机/平台 | 73～74 | 低频连续声源 |
| | | | 3机/平台 | 74～75 | 低频连续声源 |
| | | | 4机/平台 | 75～76 | 低频连续声源 |
| | | | 5机/平台 | 76～77 | 低频连续声源 |
| | | | 6机/平台 | 77～78 | 低频连续声源 |
| | | | 7机/平台 | 78～79 | 低频连续声源 |
| | | | 8机/平台 | 79～80 | 低频连续声源 |
| 改扩建 | 周一转 | 气浮+过滤装置 | 1台 | 75 | 高频连续声源 |
| | | 加药装置 | 1台 | 85 | 高频连续声源 |
| | | 污泥提升泵 | 2台 | 80 | 高频连续声源 |
| | | 助排泵 | 1台 | 80 | 高频连续声源 |
| | 薛三转 | 气浮+过滤装置 | 1台 | 75 | 高频连续声源 |
| | | 加药装置 | 1台 | 85 | 高频连续声源 |
| | 周6增 | 柱塞泵 | 2台 | 85 | 高频连续声源 |

4、固体废物

（1）落地油

运行期措施作业通常每两年实施一次，保守估算每口井每次产生落地油0.2~0.3t，修井作业区域铺设防渗布或钢制清洁作业平台，属于清洁作业，油污不落地，集中后由罐车拉至就近污油泥暂存点进行暂存，定期由有资质单位进行收集处置，收集处置率可达100%。回收率可达100%。项目运行期措施作业过程落地油产生情况见表4.4.2-11。

**表4.4.2-11　拟建工程修井的落地油产生排放情况**

| 序号 | 项目 | 数量 |
|---|---|---|
| 1 | 油井数量（口） | 38 |
| 2 | 落地油产生量（t/a） | 5.7 |
| 3 | 回收率 | 100% |
| 4 | 落地油排放量（t/a） | 0 |

（2）含油污泥、浮渣

本项目增加产能在贮存处理及采出水处理过程中将不可避免的增加含油污泥及水处理浮渣。

根据建设单位提供的现有含油污泥统计数据，核算出每吨原油产生含油污泥量约为20.1t/万吨原油。结合以上折算系数和本次新增4.5万吨产能规模，估算本项目新增含油污泥及浮渣产生量约90.45t/a，属于《国家危险废物名录》（2025）中HW08废矿物油与含矿物油废物类危险废物，危废代码为071-001-08、900-210-08，收集后经第九采油厂污泥减量化装置减量处理后委托有资质单位处置。

（3）清管废渣

本项目油气集输管线在运行过程中定期清管会产生少量清管废渣，清管废渣中主要成分为泥砂、铁屑和一定量矿物油等。根据建设单位运行经验，本项目管线运营期清管废渣产生量约0.75t/a。运营期清管废渣属于危险废物（HW08废矿物油与含矿物油废物，危废代码251-001-08），产生后就近运至现有危废点暂存，定期委托有资质单位转运及处置。

（4）废滤料

本项目对薛三转、周一转采出水处理系统进行改造，采出水处理系统含过滤工艺，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。废滤料属危险废物（HW49其他废物，危废代码

900-041-49），按照《危险废物贮存污染控制标准》等相关标准暂存于污油泥暂存点，最终送有资质单位处置。

（5）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2.1t/a，均属于《国家危险废物名录》（2025）中HW08类危险废物，收集后送至现有油泥暂存点暂存，定期交有资质单位处置。

（6）废光伏组件

井场运营期产生的废光伏板组件为一般固废，年产生量约0.5t，报废后由厂家回收处置。

（7）生活垃圾

项目不新增劳动定员，不新增生活垃圾。

运行期危险废物的产生、暂存、处置情况及相关要求见表4.4.2-12。

**表4.4.2-12　　运行期危废产生、暂存、处置情况及相关要求**

| 序号 | 名称 | 产生量（t/a） | 废物类别 | 代码 | 产生工序及装置 | 形态 | 主要成分 | 危险特性 | 污染防治措施 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 落地油 | 5.7 | HW08废矿物油与含矿物油废物 | 071-001-08 | 原油生产采油井口 | 半固态 | 废矿物油 | T，I | 1、危险废物临时暂存设施按照《危险废物贮存污染控制标准》的要求采取防渗漏、防雨、防流失措施。2、最终送至有资质单位进行处理。3、严格执行危险废物转移联单制。 |
| 2 | 含油污泥、浮渣 | 90.45 | | 071-001-08、900-210-08 | 储罐、采出水、措施返排液处理，各种容器和构筑物等 | 半固态 | 废矿物油 | T，I | |
| 3 | 废防渗布、废润滑油及其包装桶 | 2.1 | | 900-249-08 | 设备维护及修井作业 | 固态 | 废矿物油 | T，I | 1、全部运至现有污油泥暂存点暂存，定期由有资质单位进行处置；2、严格执行危险废物转移联单制。 |
| 4 | 清管废渣 | 0.75 | | 251-001-08 | 清管作业 | 固态 | 废矿物油 | T，I | 1、全部运至现有污油泥暂存点暂存，定期由有资质单位进行处置；2、严格执行危险废物转移联单制。 |
| 5 | 废滤料 | 2～4 | HW | 900-0 | 采出水 | 固 | 废矿 | T | 1、更换后暂存于 |

| | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | 49 | 41-49 | 处理 | 态 | 物油 | | 现有污油泥暂存点暂存，定期由有资质单位进行处置。<br>2、严格执行危险废物转移联单制。 |

### 4.4.3 退役期污染源分析

油田进入退役期，产能低或者无开采价值的油井陆续关闭，直到将所有井关闭。闭井后一般地下设施保留不动，地面部分如采油井架、水泥台、电线杆等将拆除。油水井将进行封堵，采用水泥将全井段封固。退役期主要污染源是设备拆除、井场清理产生的扬尘和固体废物。退役期产生的固体废物分类收集，设备管线经清洗后可回收再利用，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。

## 4.5 污染物排放及总量核定

### 4.5.1 项目污染物排放情况汇总

本工程施工期、运行期主要污染物排放汇总见表 4.5.1-1 和表 4.5.1-2。

**表 4.5.1-1　拟建工程施工期“三废”排放汇总表**

| 污染源 | | 主要污染物 | 产生量 t | 排放量 t | 拟处理措施及排放去向 |
|---|---|---|---|---|---|
| 废弃 | 机械、车辆尾气 | NOx | 0.306 | 0.306 | 无组织排放 |
| | | 烃类 | 0.225 | 0.225 | |
| 废水 | 钻井废水 | COD、石油类、SS | 1191.71m$^3$ | 0 | 钻井废水循环利用，钻井结束后剩余钻井废水拉运至作业废水处理站处理达标后回注油层，不外排。 |
| | 压裂返排液 | COD、石油类、SS | 45955.25 m$^3$ | 0 | |
| | 试油废水 | COD、石油类、SS | 1140m$^3$ | 0 | 罐存，试油结束后运至作业废水处理站处理回注 |
| | 试压废水 | SS | 8.53m$^3$ | 0 | 试压废水全部进罐，由罐车收集循环利用，最终经沉淀处理后回用于井区内道路洒水抑尘 |
| | 生活污水 | COD、氨氮、$BOD_5$、SS | 1638m$^3$ | 0 | 施工营地设移动式环保厕所，收集后用于附近植被施肥，不外排 |
| 固废 | 钻井、站场施工 | 钻井岩屑 | 34713.8t | 0 | 属一般工业固废，与废弃泥浆一同交泥浆处置单位统一处理。 |
| | | 落地油 | 0.76t | 0 | 属危险废物，100％回收处理 |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | 压裂砂 | 1621.95t | 0 | 属危险废物，交有资质单位处理 |
| | | 建筑垃圾 | 2.5t | 0 | 全部用于回填施工场地或回收利用。 |
| | | 废防渗布、废润滑油及其包装桶、现有设备改扩建拆除过程产生的含油废物 | 1.5t | 0 | 属危险废物，暂存于危废临时暂存点，最终送有资质单位处置。 |
| | 施工保障 | 生活垃圾 | 15.75t | 0 | 统一收集运输至环卫部门指定地点处置 |

**表 4.5.1-2　拟建工程运行期“三废”排放汇总表**

| 污染源 | | 主要污染物 | 产生量 t/a | 排放量 t/a | 拟处理措施及排放去向 |
|---|---|---|---|---|---|
| 废气 | 油气集输过程无组织逸散 | 非甲烷总烃 | 1.41 | 1.41 | 无组织排放 |
| | 站场采出水处理系统改扩建后新增无组织逸散 | 非甲烷总烃 | 0.495 | 0.495 | 无组织排放 |
| 废水 | 油田采出水 | 含油量、悬浮固体含量 | 47990t/a | 0 | 依托现有及新建采出水处理系统，处理达标后回注。 |
| | 措施返排液 | 含油量、悬浮固体含量 | 1310.5t/a | 0 | 依托现有作业废水处理站处理回注 |
| 固废 | 措施作业 | 落地油 | 5.7t/a | 0 | 属危险废物，全部回收，交有资质单位处置 |
| | 清罐及措施作业 | 含油污泥、浮渣 | 90.45t/a | 0 | 属危险废物，送有资质单位处置 |
| | | 废防渗布、废润滑油及其包装桶 | 2.1t/a | 0 | 属危险废物，送有资质单位处置 |
| | | 清管废渣 | 0.75t/a | 0 | 属危险废物，送有资质单位处置 |
| | 采出水处理 | 废滤料 | 2-4t/a | 0 | 更换后暂存于现有污油泥暂存点暂存，定期由有资质单位进行处置。 |
| | 井场 | 废光伏板 | 0.5t | 0 | 报废后由厂家回收处置 |

## 4.5.2 项目污染物排放总量核定

按污染物排放总量控制原则，评价建议总量控制指标见表 4.5.2-1，总量控制指标应以当地生态环境部门下达的指标为准。

**表 4.5.2-1　总量控制指标（建议）**

| 类别 | 污染物种类 | 运行期（t/a） |
|---|---|---|
| 大气污染物 | 非甲烷总烃 | 1.905 |
| 水污染物 | COD | 0 |
| | 氨氮 | 0 |

## 4.5.3 滚动开发前后污染物排放量变化情况

本项目投产前后污染物排放量变化见表 4.5.3-1。

**表 4.5.3-1　新、扩建工程投产后三废产生量及排放状况总表**

| 类别 | 名称 | 现有工程 | | 新、扩建工程 | | | 新、扩建工程运行后 | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 排放量（t/a） | 以新带老削减量（t/a） | 产生量（t/a） | 削减量（t/a） | 排放量（t/a） | 排放量（t/a） | 增减量（t/a） |
| 废气 | 颗粒物 | 2.074 | 0 | 0 | 0.0069 | 0 | 2.0671 | -0.0069 |
| | $SO_2$ | 2.793 | 0 | 0 | 0.0093 | 0 | 2.7837 | -0.0093 |
| | NOx | 39.812 | 0 | 0 | 0.1321 | 0 | 39.6799 | -0.1321 |
| | 非甲烷总烃 | 308.43 | 0 | 1.905 | 0 | 1.905 | 308.682 | +1.905 |
| 废水 | 废水量 | 0 | 0 | 49300.5 | 49300.5 | 0 | 0 | 0 |
| 固废 | 落地油 | 0 | 0 | 5.7 | 5.7 | 0 | 0 | 0 |
| | 含油污泥、浮渣 | 0 | 0 | 90.45 | 90.45 | 0 | 0 | 0 |
| | 废防渗布、废润滑油及其包装桶 | 0 | 0 | 2.1 | 2.1 | 0 | 0 | 0 |
| | 清管废渣 | 0 | 0 | 0.75 | 0.75 | 0 | 0 | 0 |
| | 废滤料 | 0 | 0 | 2-4 | 2-4 | 0 | 0 | 0 |
| | 废光伏板 | 0 | 0 | 0.5 | 0.5 | 0 | 0 | 0 |

# 4.6 温室气体排放评价

## 4.6.1 温室气体排放源分析

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，核算与报告的排放源类别和气体种类主要包括燃料燃烧二氧化碳（$CO_2$）排放、火炬燃烧 $CO_2$ 和甲烷（$CH_4$）排放、工艺放空 $CO_2$ 和 $CH_4$ 排放、设备泄露 $CH_4$ 逃逸排放、$CH_4$ 回收利用量、$CO_2$ 回收利用量以及净购入电力和热力隐含的 $CO_2$ 排放。具体见图 4.6.1.1。

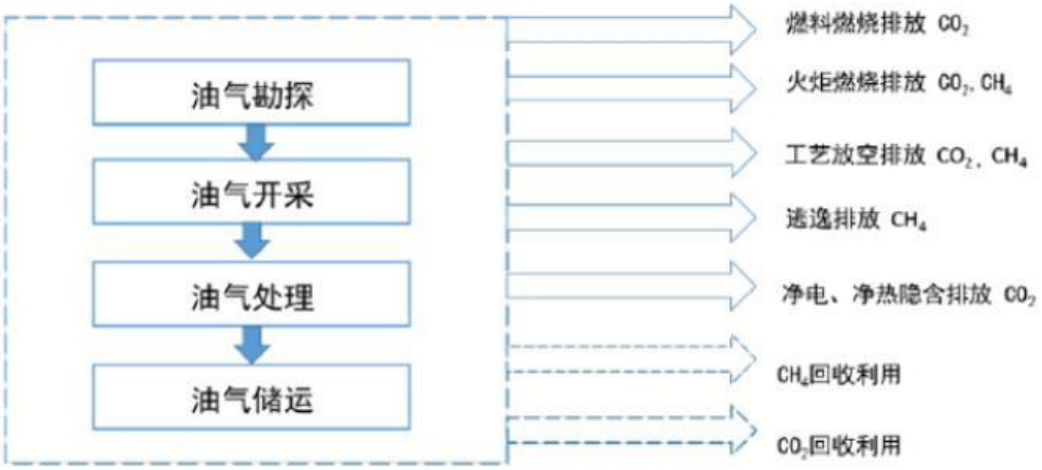



**表 4.6.1.1　石油天然气生产业务温室气体排放源及气体种类示意图**

本项目主要涉及的核算源包含燃料燃烧排放 $CO_2$ 核算、逃逸排放 $CH_4$ 核算、净电隐含排放 $CO_2$ 核算。

## 4.6.2 温室气体排放量核算

建设项目温室气体排放总量为燃料燃烧产生的温室气体排放、生产过程产生的温室气体排放、净购入电力和热力产生的温室气体排放之和，同时扣除回收且外供的温室气体的量（如果有），计算方法见公式：

$$E_{总}=E_{燃烧}+E_{过程}+E_{净购入电力和热力}-E_{外供}$$

式中：

$E_{总}$—温室气体排放总量（$tCO_2e$）；

$E_{燃烧}$—燃料燃烧温室气体排放量（$tCO_2e$）；

$E_{过程}$—工业生产过程温室气体排放量（$tCO_2e$）；

$E_{净购入电力和热力}$—净购入电力和热力消耗温室气体排放总量（$tCO_2e$）；

$E_{外供}$—回收且外供的温室气体的量（$tCO_2e$）。

1、燃料燃烧排放$CO_2$核算

企业的化石燃料燃烧$CO_2$排放量基于企业边界内各个燃烧设施分品种的化石燃料燃烧量，乘以相应的燃料含碳量和碳氧化率，再逐层累加汇总得到，公式如下：

$$ECO_{2燃烧} = \sum i \sum i\ ADij \times CCij \times OFij \times \frac{44}{12}$$

式中：

$ECO_{2燃烧}$—企业的化石燃料燃烧$CO_2$排放量，单位为吨$CO_2$；

ADij—为燃烧设施j内燃烧的化石燃料品种i消费量，对固体或液体燃料以吨为单位，对其他气体燃料以气体燃料标准状况下的体积（万$Nm^{3)}$为单位，非标准状况下的体积需转化成标况下进行计算；

CCij—为设施j内燃烧的化石燃料i的含碳量，对固体和液体燃料以吨碳1吨燃料为单位，对气体燃料以吨碳1万$Nm^3$为单位；

OFij—为燃烧的化石燃料i的碳氧化率，取值范围为0~1。

根据设计资料，本项目不新增加热炉。

2、逃逸排放$CH_4$核算

根据工程分析，可得无组织挥发的甲烷排放量为1.1672t/a。

3、净电隐含排放$CO_2$核算

企业净购入的电力消费引起的$CO_2$排放，排放公式如下：

$ECO_{2净电}=AD^{电力}\times EF^{电力}$

式中：

$ECO_{2净电}$—为企业净购入的电力消费引起的$CO_2$排放，单位为吨$CO_2$；

$AD^{电力}$—为企业净购入的电力消费，单位为MWh；

$EF^{电力}$—为电力供应的$CO_2$排放因子，单位为吨$CO_2$/MWh；根据《关于发布2022年电力二氧化碳排放因子的公告（公告2024年第33号）》中陕西省电力排放因子（0.6558$tCO_2$/MWh）。

根据设计资料，企业年用电量约为2941.9MWh，$CO_2$核算量为1929.30t/a。

综上，温室气体排放量核算汇总见表4.6.2-1。

**表 4.6.2-1　温室气体排放量汇总表　　单位：t/a**

| 排放环节 | 本次扩建工程 | |
|---|---|---|
| | $CO_2$排放量 | $CH_4$排放量 |
| 燃料燃烧排放量 | 0 | / |
| 逃逸排放 | / | 1.1672 |
| 净电隐含排放量 | 1920.30 | / |
| 合计 | 1920.30 | 1.1672 |

## 4.6.3 温室气体排放水平评价和减排降污措施建议

1、碳排放水平评价

根据本核算，本次产能新增排放$CO_2$1920.30t/a，$CH_4$1.1672t/a。

2、减排降污措施建议

本项目从改进生产工艺、设备改进、建设新能源等方面采取一系列减污降碳措施，具体如下。

①原料清洁代替

从钻井液的角度分析，钻井液需要稀释和化学添加剂的加入，如果采用钻井液固相控制技术就可以减少水耗和添加剂的使用。井下角度分析主要是通过两方面来体现，一是在井下装入磁性液体控制机，防止油井结蜡结垢，从而减少修井的次数，很大程度上的减少了人力和物力的消耗；同时在油井口安装自动装置，出现异常情况时井口就会自动关闭，降低了污染扩散的可能。原油的采集和输送也是节能减排的一个重要方面，可开发对太阳能技术和风能技术的使用，减少电能和天然气的消耗。钻井施工过程利用网电替代柴油机发电减少碳排放。

②设备改进

设备的改进也是实现节能减排的重要手段，通过对设备进行改进或是采用新型的节能设备可以在很大程度上降低能源的消耗以及减少污染物的产生。其中加热炉、输油泵是产生能源消耗的大型设备，应该定期对设备进行检修维护，减少“跑、冒、滴、漏”。

③建设新能源

充分利用井场闲置土地建设分布式光伏电站，减少外购网电。

## 4.6.4 温室气体排放评价结论及建议

1、碳排放评价结论

根据本次核算，本次产能新增排放$CO_2$1920.30t/a，$CH_4$1.1672t/a。并从原料、

节能、设备、新能源建设等方面提出了温室气体减排的前景方向，有利于减少二氧化碳和甲烷排放。

2、碳排放建议

①加强企业能源管理，定期开展能源及温室气体排放管理培训，提升管理水平；

②积极开展源头控制，优先选择绿色节能工艺、设备和技术，降低能耗；

③定期巡检设备及管线，避免“跑、冒、滴、漏”引起的无组织散逸。

# 5 区域概况及环境现状调查

## 5.1 自然环境现状调查

### 5.1.1 地貌特征

**（一）吴起区域**

吴起区域以白于山为界划分为黄土梁涧区和黄土梁状丘陵沟壑区两大地貌类型。

（1）黄土梁涧区

主要分布于白于山以北的周湾镇和长城镇两个镇，面积约406km$^2$，占全县总面积的10.71%。黄土梁涧区地貌特征：黄土梁宽缓，多呈凸形坡，坡面有细沟、浅沟发育；涧地平展宽阔，横断面呈“U”形，宽几十米到数百米，长1000～2000m，相对高差50～100m；涧地分两级，一级涧地宽500～1000m，高出河床50～80m；二级涧地零星分布，向主河沟方向倾斜。

（2）黄土梁状丘陵沟壑区

主要分布在白于山以南的铁边城镇、新寨社区、王洼子社区、庙沟镇、吴仓堡镇、五谷城镇、白豹镇、长官庙镇、吴起街道、包括薛岔社区，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。

吴起油区涉及3个乡镇，其中周湾镇属于黄土梁涧区，吴起街道（含薛岔社区）、五谷城镇属于黄土梁状丘陵沟壑区。本项目主要涉及吴起街道（含薛岔社区）。

**（2）定边区域**

定边县位于陕北黄土高原西北部、毛乌素沙地南部。依据成因和形态特征，区内地貌可划分为风沙地貌、黄土地貌、河谷地貌和基岩台地地貌等四大类型。再据微地貌形态，将风沙地貌划分为沙地和滩地；黄土地貌划分为黄土梁峁、黄土残塬、黄土斜坡；河谷和基岩台地分布范围小，形态差异不大，不予细分。

定边县全县地域辽阔，地貌特征较为复杂。根据地质、水文、气候及植被等差异，以白于山为界，全县分为南部黄土高原丘陵沟壑区和北部风沙滩区。

沟壑区含张崾先镇（含白马崾岘）、樊学镇（包括王盘山）、姬塬镇、冯地坑镇、白湾子镇、油房庄乡、杨井镇（包括武峁子）、学庄乡、新安边镇共九个乡镇和红柳沟镇、贺圈镇（包括纪畔）、砖井镇（包括黄湾）、安边镇、郝滩镇五个镇的一部分，面积4186km$^2$，占全县总面积的61%。由于该区地势较高，坡度较大，除部分河流下切的河槽及陡崖有砂岩出露外，其余皆为黄土层堆积物覆盖，土层最厚为100m。经河水的冲刷和其它外因力的侵蚀，完整的黄土高原被切割成梁、峁、塬、涧、崾岘和河谷等各种不同的地貌景观。长期的水土流失使地块支离破碎，千沟万壑，纵横交错。

本项目定边油区主要涉及姬塬镇，属于黄土高原丘陵沟壑区。

### 5.1.2 地质构造

**（一）吴起区域**

吴起区域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。

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

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

**（二）定边区域**

第九采油厂定边矿权范围地处鄂尔多斯台向斜陕北台凹陕甘宁盆地中部的下白垩系向斜部分，即陕甘宁拗陷向斜部分，区域活动断裂不发育，构造作用微弱，区域地质构造稳定。

罗庞塬区块在地质构造上主要有马兰黄土和离石黄土两种。马兰黄土覆盖度较小，易受水蚀和风蚀，形成沟壑及陷穴等小地形；离石黄土覆盖度较大是构成梁、峁的主体，抗蚀能力较黄土稍强。该地区含油层系主要为侏罗系延安组和三叠系延长组。

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

### 5.1.3 气候

**（1）吴起区域**

当地属半干旱暖温带大陆性季风气候区，四季分明，春季干旱多风，夏季旱

涝相间，秋季温凉湿润，冬季寒冷干燥。当地气象站多年气象观测统计资料见表 5.1.3-1。

**表 5.1.3-1　吴起区域多年气象要素统计表**

| 气象要素 | | 单位 | 数值 |
|---|---|---|---|
| 平均气压 | | hPa | 868.1 |
| 气温 | 年平均 | ℃ | 8.0 |
| | 极端最高 | ℃ | 38.3 |
| | 极端最低 | ℃ | -28.5 |
| 平均相对湿度 | | % | 61 |
| 年平均降水量 | | mm | 438.7 |
| 年平均蒸发量 | | mm | 1563.0 |
| 风速 | 平均 | m/s | 1.6 |
| | 最大 | m/s | 17.0 |
| | 最多风向 | | NNW |
| 地面温度 | 平均 | ℃ | 10.3 |
| | 极端最高 | ℃ | 67.2 |
| | 极端最低 | ℃ | -36.0 |
| 日照时数 | | h | 2384.3 |
| 大风日数 | | d | 10.4 |
| 霜日数 | | d | 118.2 |
| 雷暴日数 | | d | 30.5 |
| 最大积雪深度 | | cm | 15 |
| 冻土深度 | 标准冻深 | cm | 82.3 |
| | 最大冻深 | cm | 95 |

**（2）定边区域**

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。根据定边县气象站资料，当地多年气象观测统计资料见表 5.1.3-2。

**表 5.1.3-2　定边区域多年气象要素统计表**

| 气象要素 | | 单位 | 数值 |
|---|---|---|---|
| 平均气压 | | hPa | 863.8 |
| 气温 | 年平均 | ℃ | 8.3 |
| | 极端最高 | ℃ | 39 |
| | 极端最低 | ℃ | -25.3 |
| 平均相对湿度 | | % | 52 |
| 年平均降水量 | | mm | 314.0 |
| 年平均蒸发量 | | mm | 2291.1 |
| 风速 | 平均 | m/s | 3.2 |
| | 最大 | m/s | 33.0 |
| | 最多风向 | | W |
| 地面温度 | 平均 | ℃ | 12.7 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | 极端最高 | ℃ | 73.8 |
| | 极端最低 | ℃ | -24.9 |
| 日照时数 | | h | 2768.3 |
| 大风日数 | | d | 8 |
| 霜日数 | | d | 58.2 |
| 雷暴日数 | | d | 18.3 |
| 最大积雪深度 | | cm | 11 |
| 冻土深度 | 标准冻深 | cm | 76.1 |
| | 最大冻深 | cm | 101 |

### 5.1.4 地表水

#### （一）吴起区域

吴起区域河流以白于山为界，分为北洛河和无定河两大流域，项目所在吴起区域水系分布见图5.1.4.1。

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0.9 km/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。

本项目属于北洛河流域，开发区块范围内涉及宁赛川及其支沟、杨青川。本项目吴起油区产建工程不在上述重要湿地范围内，无管线穿越重要湿地和跨越河

流。

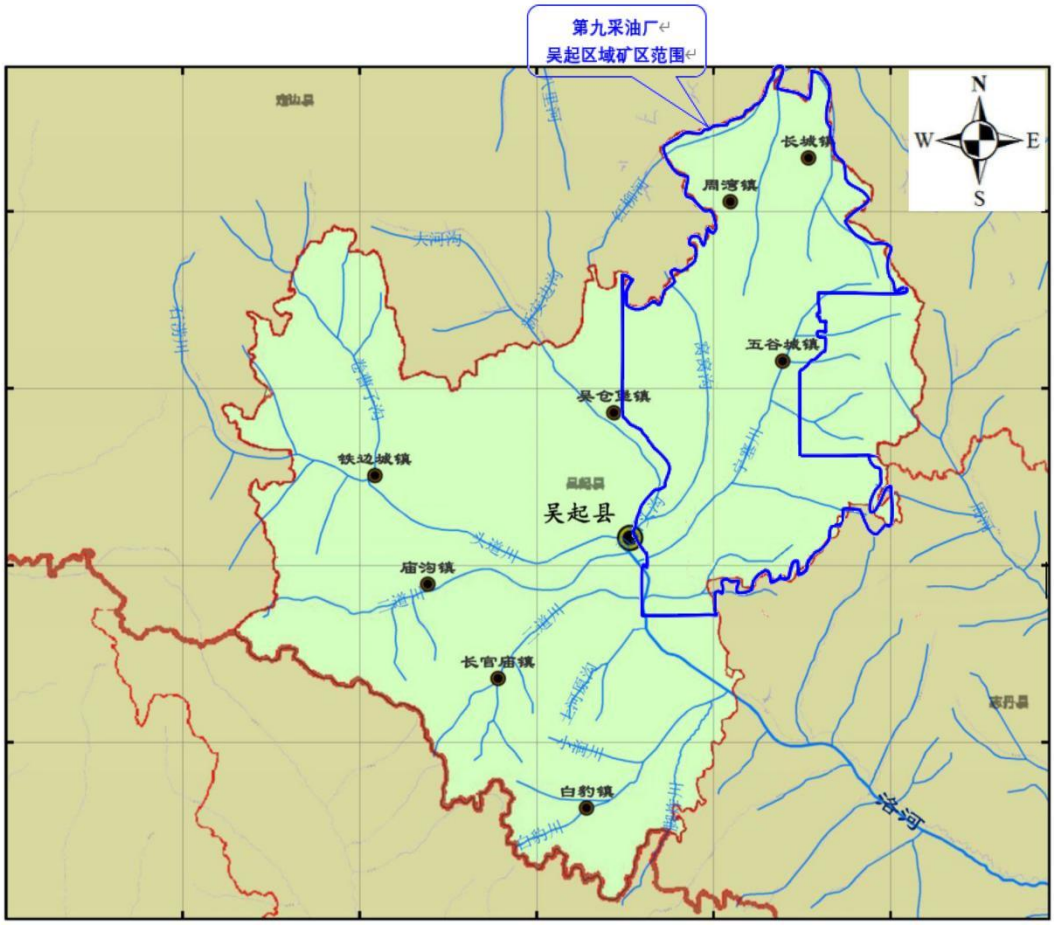



**图 5.1.4.1　　吴起区域地表水系分布图**

**（二）定边区域**

第九采油厂定边矿权范围内分布有 6 条主要河流分布，分别为八里河、红柳河、新安边河、石涝河、安川河、东川（十字河）。除八里河为内河外，其余均属无定河、洛河、泾河源头。定边区域地表水系分布见图 5.1.4.2。

罗庞塬区块涉及的河流为安川河及其支流平卜台，均属于泾河源头。

安川河发源于姬塬、罗庞塬、樊学等镇。河长 22km，到刘峁塬镇五股掌与东川汇流入甘肃环县环河，系泾河东派河源流。流域面积 310km$^2$，常年径流量 0.05～0.1m$^3$/s，河流比降 1.0%，最大洪流量 1300m$^3$/s，水质苦涩，不能利用。

根据《陕西省水功能区划》，安川河属III类水环境功能区。

榆林无定河湿地（陕西省重要湿地）范围从定边长春梁东麓到清涧县河口，沿无定河至无定河与黄河交汇处，包括陕西省域内的无定河河道、河滩、泛洪区及河道两岸 1km 范围内的人工湿地。

本项目罗庞塬区块滚动开发工程不在上述重要湿地范围内，无管线穿越重要湿地。

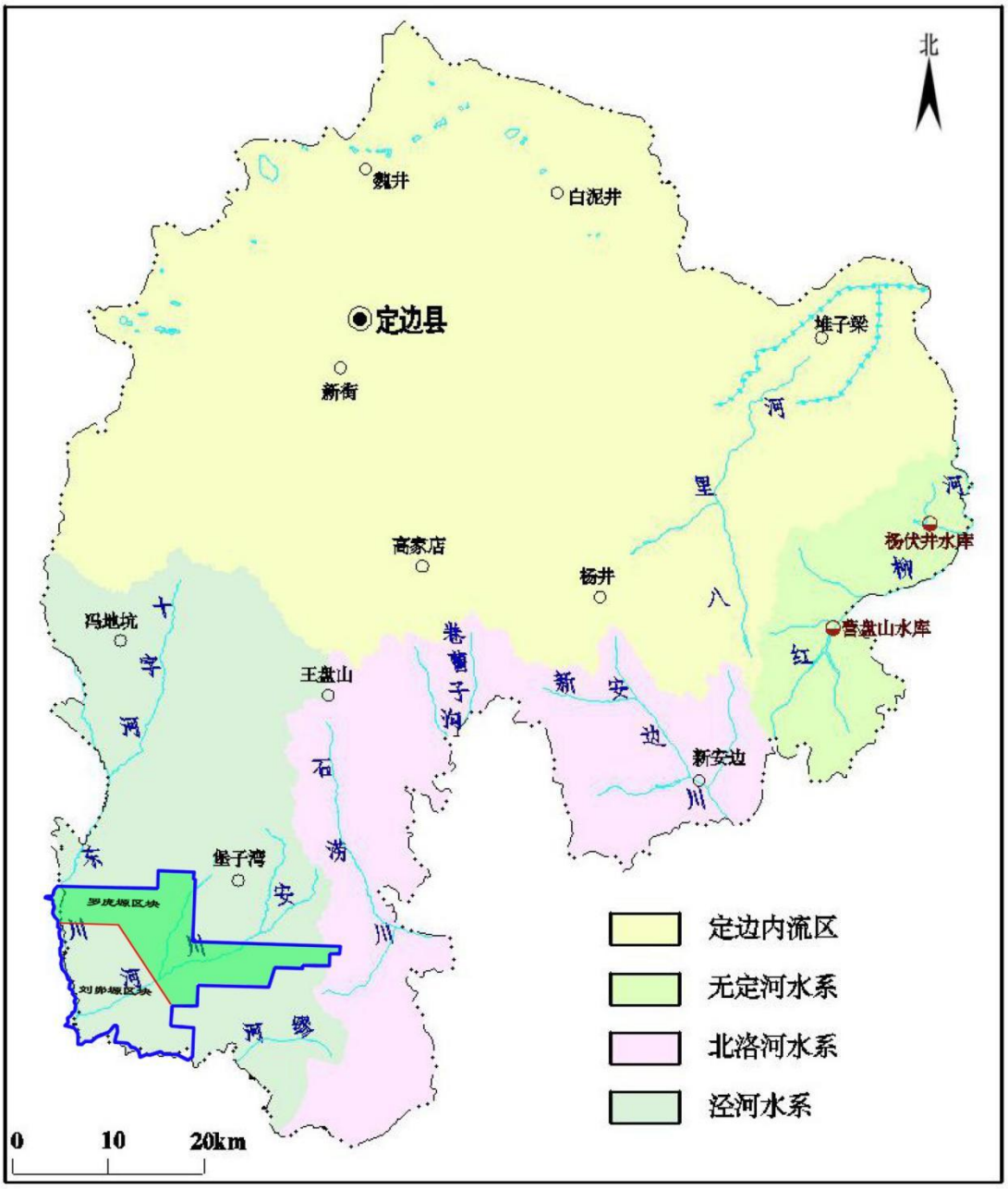



**图 5.1.4.2　　定边区域地表水系分布图**

## 5.1.5 地下水

### 5.1.5.1 水文地质结构

在综合考虑沉积环境、岩性结构、岩相古地理、水文地质条件及水文地质特征的基础上，该区白垩系盆地含水层系可划分为 2 个含水岩系、3 个含水岩组及 5 个含水层位。区域地下水含水系统划分见表 5.1.5-1。

**表 5.1.5-1　区域地下水含水系统划分表**

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

白垩系盆地为多层结构含水层系统，上部不连续的分布有第四系黄土层潜水。部分地段因新近系泥岩的存在，阻断了黄土层地下水与下伏白垩系地下水的水力联系。在白垩系含水岩系中，由于在环河组顶部和底部分布区域性隔水层，使得白垩系环河和洛河含水岩组在空间上构成了相对独立的含水体，并呈现出多层结构的特点。统一含水岩组的岩性。岩性及富水性、渗透性、水化学等水文地质特征基本相近，而不同含水岩组间存在较大的差异。根据这种特点，将该含水岩系在垂直上划分为第四系黄土含水岩组、白垩系环河含水岩组和洛河含水岩组三个不同的含水层位，它们在空间上呈多层上下叠置关系，横向上呈斜向构造形态（图 5.1.5.1）。

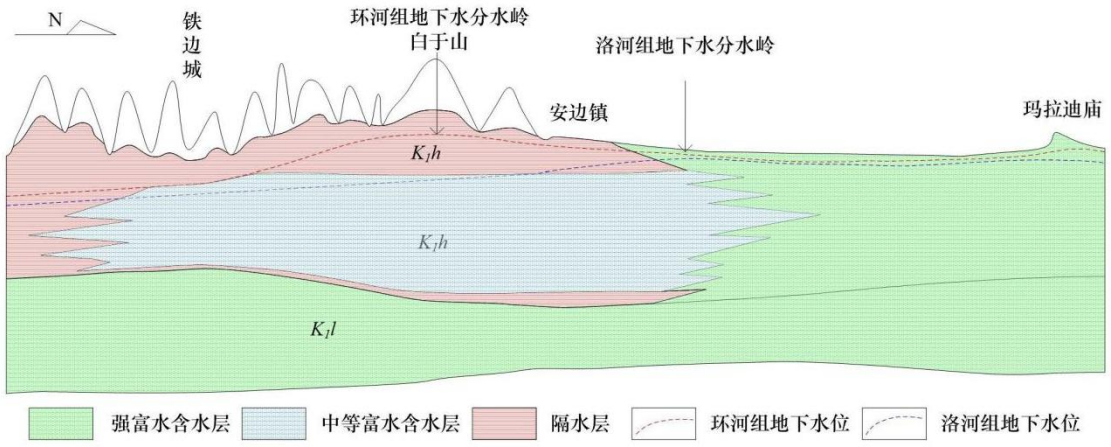



**图 5.1.5.1　　白于山南北向水文地质剖面图**

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

地表分水岭对地下水的控制作用：与项目相关的地表分水岭主要有白于山和子午岭分水岭。白于山与子午岭分水岭区，地质结构上表现为砂岩与泥岩相间叠

置的多层结构，垂向上水文地质分层明显，风化裂隙带地下水与洛河组地下水联系不密切，因此它对环河组地下水的控制明显强于深层地下水，具体表现为地表分水岭与浅环河组地下水分水岭一致，根据环河组、洛河组流场可以看出，白于山及子午岭地表分水岭对浅环河组地下水起到较好的控制作用。

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

沉积相对地下水的影响：项目所在区域属于鄂尔多斯白垩系盆地南部，自下而上，沉积相组成和分布的旋回性变化明显，沉积相空间叠置结构极为复杂、呈现出多层地质结构特征，从而决定了不同含水岩组之间具有较差的水力联系。洛河含水岩组：主要由沙漠相和辫状河相构成，并以沙漠相沉积为主体，构成区域上的主要含水层。环河含水岩组：总体以湖泊相、三角洲相细碎屑岩和泥质岩为主，总体上地下水赋存条件较差。

#### 5.1.5.2 区域水文地质条件

**吴起区域**

吴起县境内区域地下水按含水介质类型可划分为第四系松散岩类含水层、新近系保德组隔水层、白垩系裂隙含水层及隔水层，各含水层及隔水层水文地质特征简述如下：

（一）第四系松散岩类含水层

（1）第四系冲积、冲湖积层孔隙潜水

第四系冲积、冲湖积含水层是吴起县含水层之一。其中冲湖积含水层分布于北部周湾镇、长城乡一带，位于红柳河河源各主、支涧地，其古地理是宽缓的基底洼槽，经新生界堆积而成，似为黄土高原的低谷平原，与其周边黄土梁峁高差一般 80-120m，沿水系向不规则或似串珠状葫芦形的近南北、东西各分支延展，涧地至今保存较完整是因为白于山北侧较南侧、西段较东段的地形高，且相对平缓，侵蚀强度相对较弱，涧地堆积形成后，河流尚未完全溯源侵蚀，对比区外八

里河涧地面保存更为完整，主涧地一般被切割，支涧地保存完好。支涧地一般长 2.5-8.5km， 涧宽 600-1200m 不等，涧地冲湖积层潜水受涧谷的控制，有较稳定的含水层，岩性为粉土、粉质粘土夹粉砂层，潜水位埋深有涧掌沿潜流方向逐步变深一般为 10-50m 不等，当径流至主涧深谷，潜水即排泄。含水层厚度与第四系沉积厚度及侵蚀切割深度有关，如先期侵蚀涧槽深，后期沉积物厚，近期又未遭强烈切割者，潜水层就厚，反之变薄。含水层厚度一般在 48~89.3m。

其中主涧地被河谷切割，高差 50-100m，地下水以泉水形式呈线状排泄，流量一般小于 1.0L/s，矿化度为 0.5g/L，属 $HCO_3$-Na.Mg 型水，潜水主要赋存于支涧地中，单井涌水量 155.3-205.6$m^3$/d。含水层渗透系数为 0.079-4.74m/d，矿化度 0.7g/L-2.35g/L，水化学类型为 $HCO_3$-Na、Cl-Na·Mg 型水，由于涧地分布范围小，其补径排途径及深度较小，浅部易接受大气降水补给，且易于循环至下部河流切割面以泉的形式排泄，部分进入较深层，但补给有限，水动力条件差，地下水循环缓慢，表现出一般浅部水质优于深部水质的规律。

（2）第四系风积黄土含水层

主要分布于区内黄土梁峁，厚度整体北厚南薄，县域东南向梁峁部位厚度较小，为 5-30m，残塬和宽梁上较厚，一般 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，孔隙发育。由于沟谷切割深，潜水赋存条件差，故无统一稳定的含水层，零星分布于各沟脑部位，均以泉的形式出露，流量小且不稳定，根据收集资料显示，一般泉流量为 0.02-0.05L/s，最大为 1.5L/s，水质好，矿化度一般小于 1g/L，水化学类型为 $HCO_3$-Mg·Na、$HCO_3$·$SO_4$-Mg·Na 型水，潜水动态随季节变化明显，该含水层仅对需水量小的农户用水有意义。

（二）新近系保德组隔水层

区域上整体岩性为含砂质粘土，紫红色-棕红色，半胶结，强度低，易泥化，密实，含钙质结核。主要出露于洛河及其支沟中，对于较小的支沟往往出露在沟脑位置，该层分布较广泛，该层为相对隔水层。

（三）白垩系裂隙含水层及隔水层

（1）白垩系环河组裂隙孔隙水含水层

分布于吴起县全境，呈现砂岩与泥质砂岩互层的多层结构，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，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。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（具体见图 5.1.5.2）。

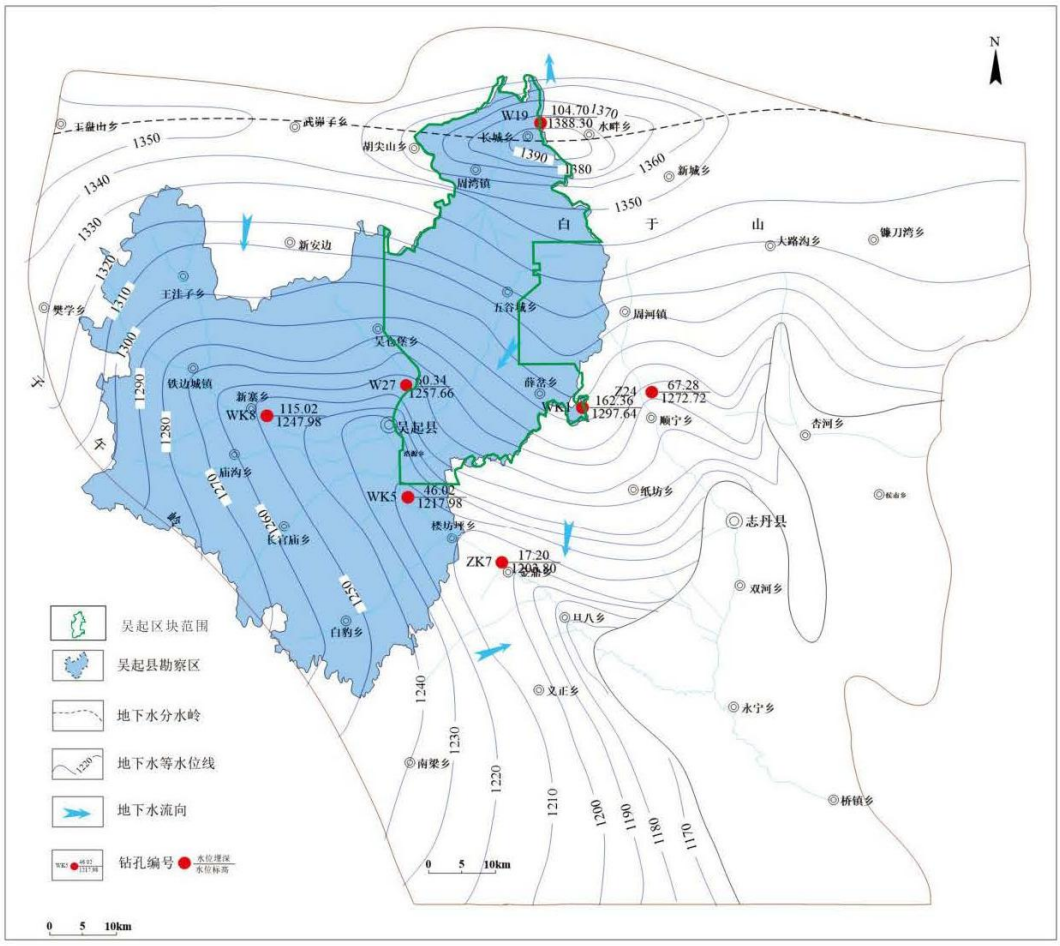



**图 5.1.5.2　　吴起县白垩系环河组地下水流场图**

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、风化程度等特征共同决定，不同地段富水性差异较大，总体表现为中等富水至弱富水性，单井涌水量一般＜500m³/d，其中，子午岭、白于山、东部含水层厚度较小一代单井涌水量一般小于 100m³/d（具体见图 5.1.5.3）。

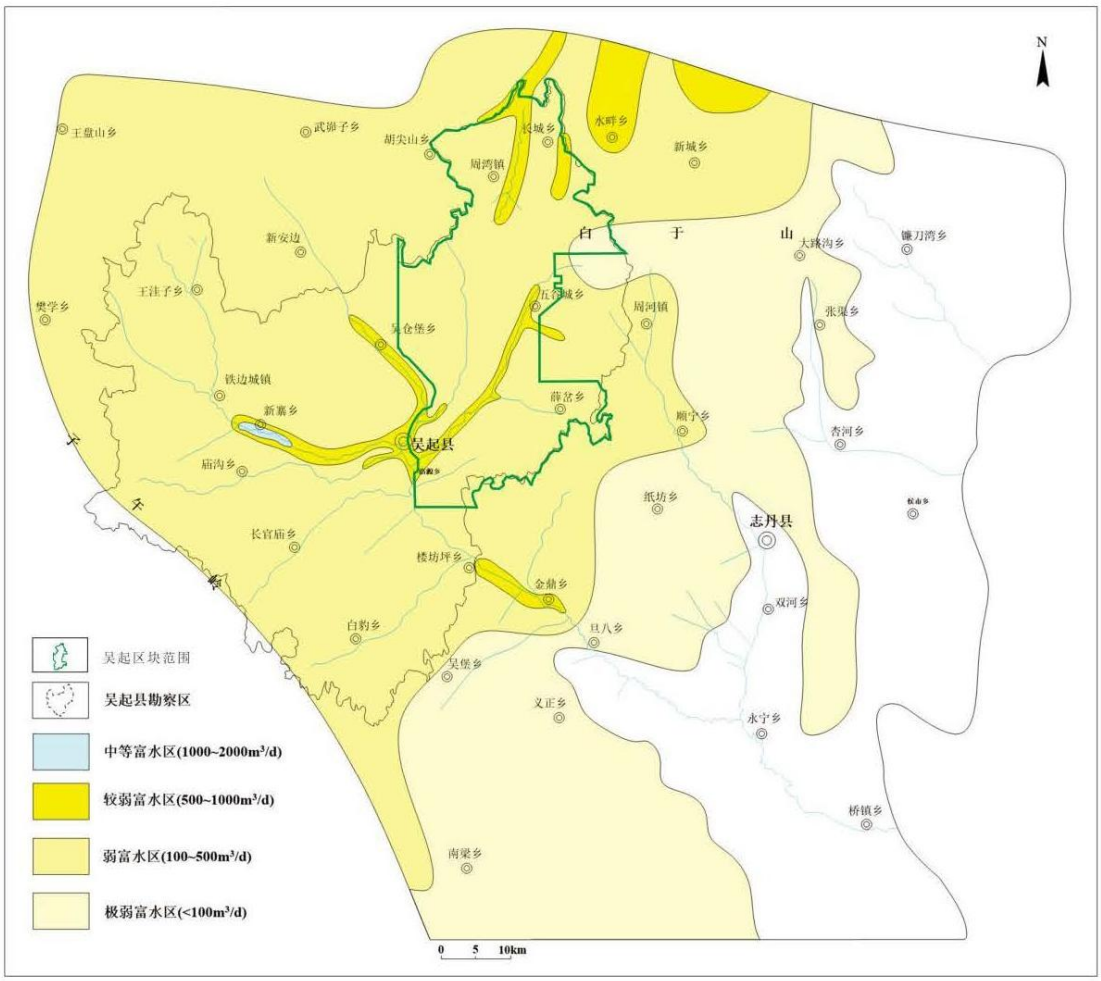



**图 5.1.5.3　　吴起县环河组富水分区图**

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 $SO_4 \cdot Cl$ 型、$SO_4 \cdot Cl \cdot HCO_3$ 型、$SO_4 \cdot HCO_3$ 型、$HCO_3$ 型为主，局部水化学类型较为复杂（图 5.1.5.4）。

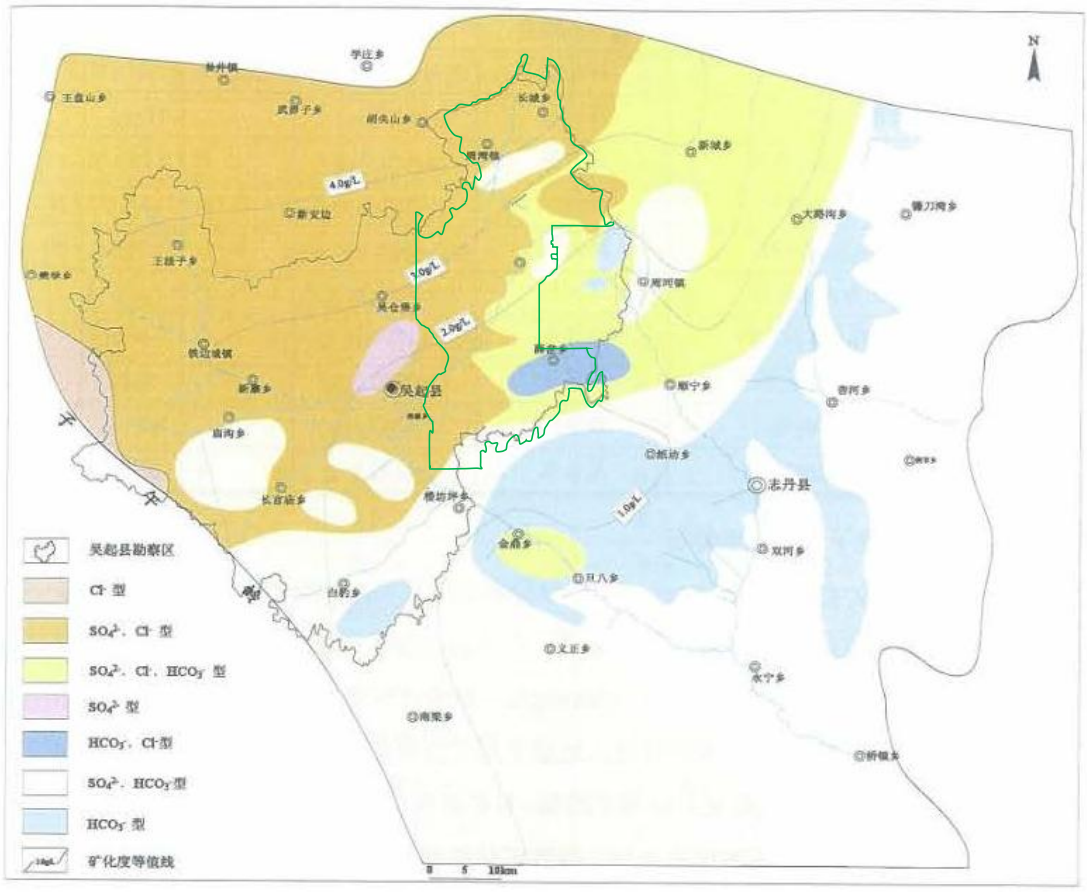



**图 5.1.5.4　　吴起县环河组矿化度等值线及水化学类型图**

（2）白垩系洛河组裂隙孔隙水含水层

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。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越流补给，向洛河和延河径流排泄。环河组地下水受到白于山、子午岭分水岭的控制，由西北向东南径流排泄（具体见图 5.1.5.5）。

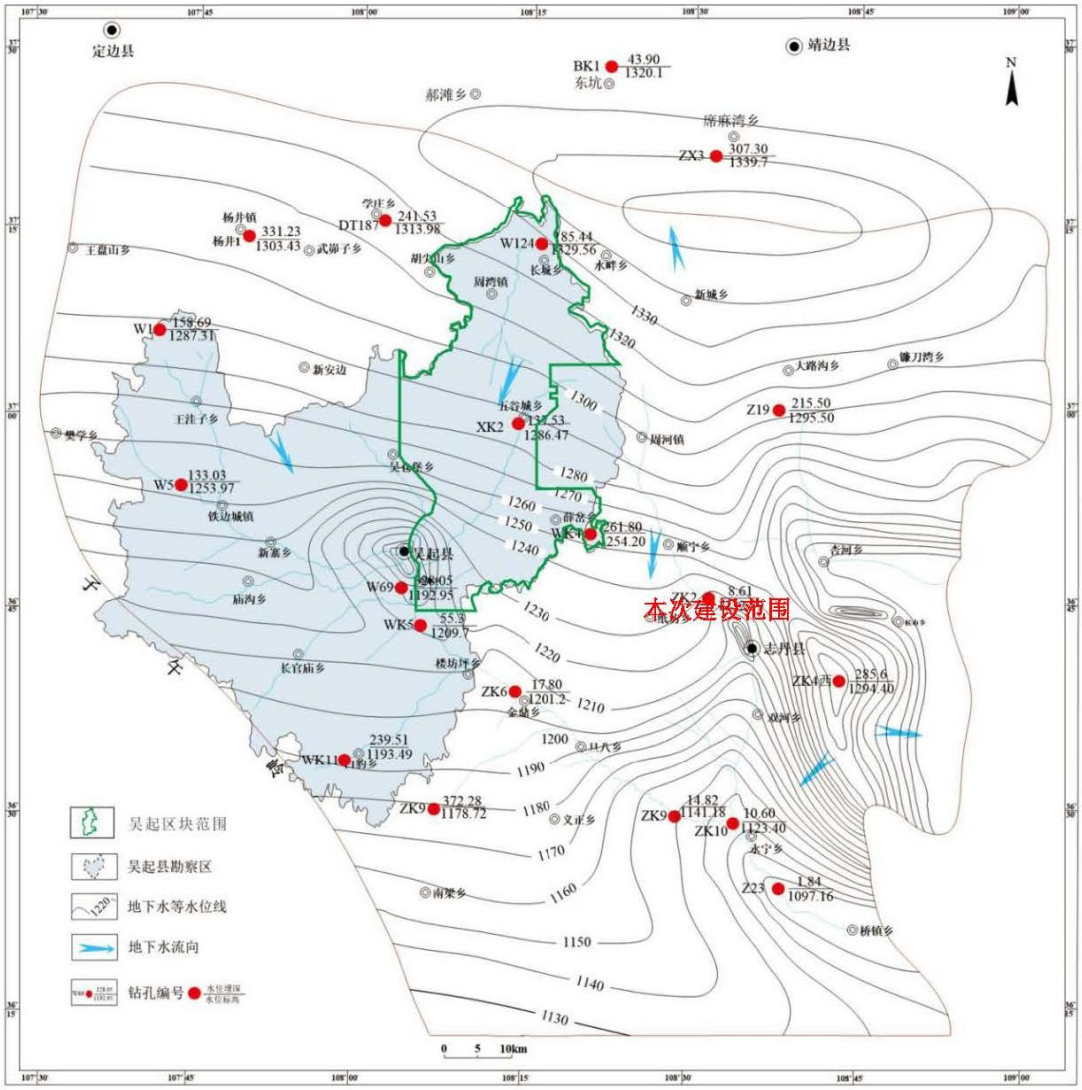



**图 5.1.5.5　吴起县白垩系洛河组地下水流场图**

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（具体见图 5.1.5.6）。

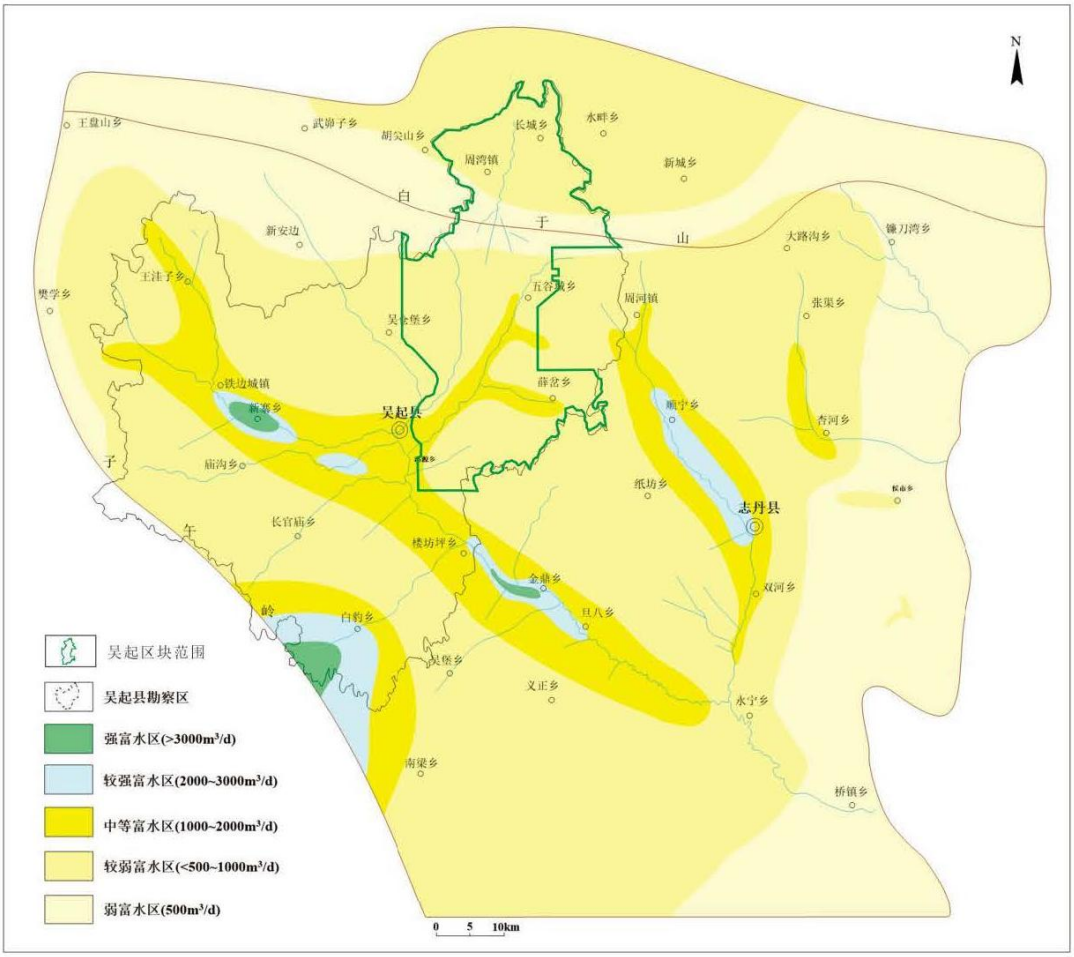



**图 5.1.5.6　吴起县洛河组富水分区图**

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 $SO_4 \cdot Cl$ 型、$HCO_3$ 型为主，局部水化学类型为 $SO_4 \cdot Cl \cdot HCO_3$ 型、$SO_4 \cdot HCO_3$ 型（图 5.1.5.7）。

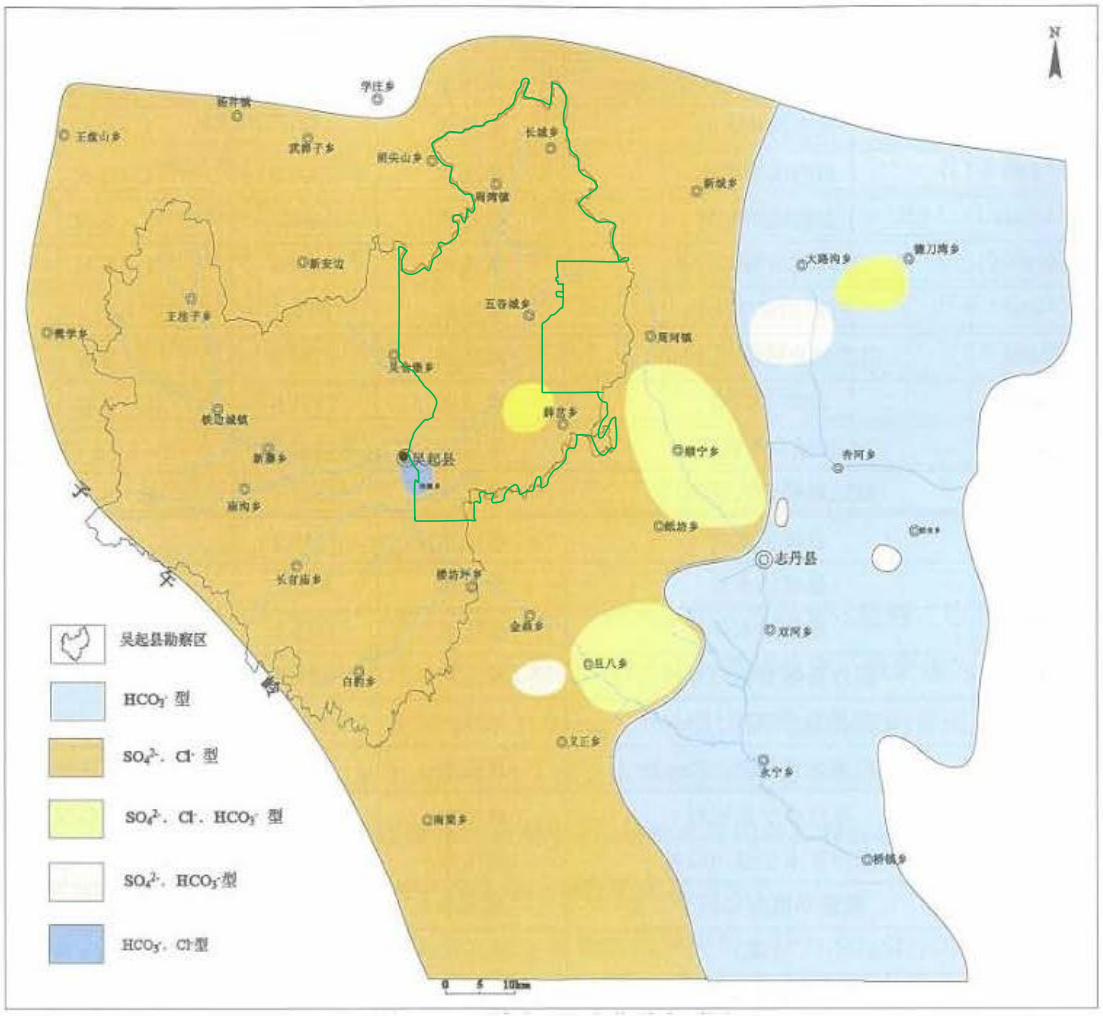



**图 5.1.5.7　　吴起县洛河组矿化度等值线及水化学类型图**

**定边区域**

1、地下水系统划分

（1）含水层系统划分

根据《榆林市定边县地下水勘查报告》（2011 年 3 月），定边县地下水分为碎屑岩裂隙水、孔隙水两大类。碎屑岩裂隙水赋存分布于白垩系的碎屑岩裂隙中，孔隙水赋存分布于第四系松散堆积层孔隙中。

定边县地下水含水系统可划分为白垩系碎屑岩裂隙含水系统和第四系松散层孔隙含水系统。后者还包括第四系萨拉乌苏组孔隙含水系统、第四系黄土层裂隙孔隙含水系统，详见表 5.1.5-2 和图 5.1.5.8。

**表 5.1.5-2　　地下水系统划分表**

| 含水系统 | | 水流系统 | 水流子系统 |
|---|---|---|---|
| 白垩系碎屑岩裂隙含水 | 白垩系裂隙孔隙含水系统（I） | 白于山北部水流系统（I1） | 定边闭流区水流系统（I1-1） |
| | | | 八里河水流系统（I1-2） |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 层系统 | | | 无定河水流系统（I1-3） |
| | | 白于山南部水流系统（I2） | 马莲河水流系统（I2-1） |
| | | | 洛河-延河水流系统（I2-2） |
| 第四系松散层孔隙含水层系统 | 第四系萨拉乌苏组孔隙含水系统（II） | 定边闭流区萨拉乌苏组水流系统（II1） | |
| | | 八里河萨拉乌苏组水流系统（II2） | |
| | 第四系黄土层裂隙孔隙含水系统（III） | 白于山北坡水流系统（III1） | |
| | | 白于山南坡水流系统（III2） | |

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

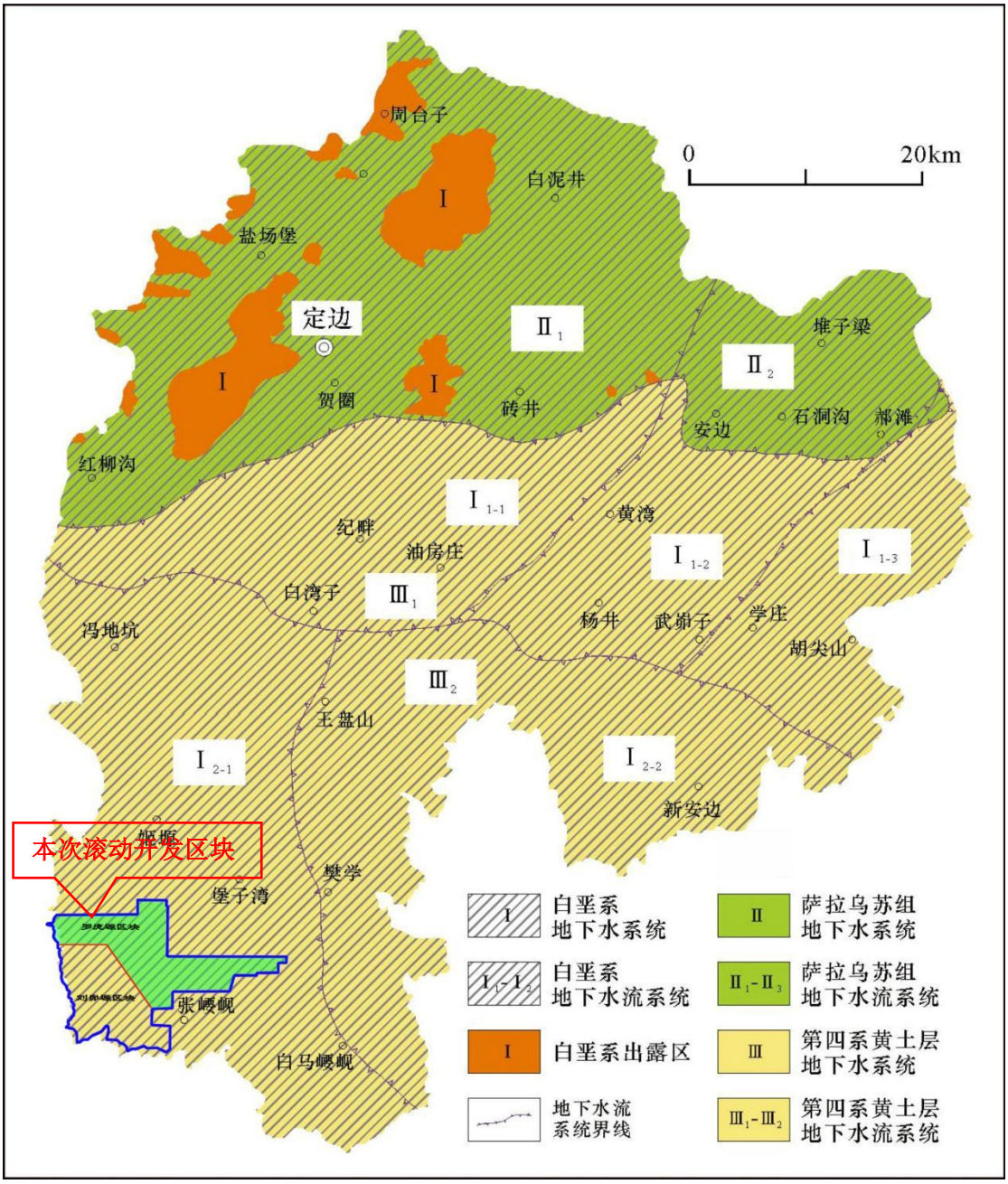



**图 5.1.5.8　　地下水系统划分图**

（2）地下水流系统分化

地下水流系统是在特定含水系统的基础上，具有独立且完整水循环的水文地质单元。据此，在含水系统划分基础上，将具有独立水循环的水文地质单元，进一步划分出为地下水流系统。

①白垩系地下水水流系统划分

白垩系地下水受东西向展布的白于山地下水分水岭的控制，形成两个独立的水循环系统，即白于山北部水流系统（$I_1$）和白于山南部水流系统（$I_2$）。在此基础上，受子午岭、八里洼梁等次一级地下水分水岭以及无定河、十字河、洛河、

延河、盐池等局部排泄基准面控制，进一步划分为定边闭流区水流子系统（$I_{1-1}$）、八里河水流子系统（$I_{1-2}$）、无定河水流子系统（$I_{1-3}$）、马莲河水流子系统（$I_{2-1}$）、洛河—延河水流子系统（$I_{2-2}$）等5个水流子系统。

由图5.1.5.8可知，本项目处于马莲河水流子系统（$I_{2-1}$）。

②第四系萨拉乌苏组地下水水流系统划分

第四系萨拉乌苏组地下水按流域排泄基准面划分为2个地下水流系统，即定边闭流区萨拉乌苏组水流系统（$II_1$）、八里河萨拉乌苏组水流系统（$II_2$）。

由图5.1.5.8可知，本项目区块范围不存在第四系萨拉乌苏组。

③第四系黄土层地下水水流系统划分

第四系黄土层地下水按流域划分为白于山北坡水流系统（$III_1$）、白于山南坡水流系统（$III_2$）2个水流系统。

由图5.1.5.8可知，本项目处于第四系黄土层白于山北坡水流系统（$III_1$）、白于山南坡水流系统（$III_2$）。

（3）地下水系统之间的关系

评价区地下水系统之间的接触关系有上下叠置、侧向链接两种形式（表5.1.5-3）。其中：第四系萨拉乌苏组地下水系统与第四系黄土层地下水系统呈侧向链接关系，与白垩系地下水系统呈上下叠置关系。第四系黄土层地下水系统与白垩系地下水系统呈上下叠置关系。叠置及侧向链接关系的地下水系统之间或多或少地发生着水力联系。

**表5.1.5-3　地下水系统水力联系及接触关系分类表**

| 地下水系统 | 第四系黄土层地下水系统 | 白垩系地下水系统 |
|---|---|---|
| 第四系萨拉乌苏组地下水系统 | 有/侧向链接 | 有/上下叠置 |
| 第四系黄土层地下水系统 | | 有/上下叠置 |

2、地下水类型及含水层特征

根据《榆林市定边县地下水勘查报告》（2011年3月），区内地下水依据赋存条件、水力特征和含水介质条件，可分为第四系松散层裂隙孔隙潜水和白垩系裂隙孔隙水两大类型。

（1）第四系松散层裂隙孔隙潜水

①冲湖积层孔隙潜水

第四系冲湖积层萨拉乌苏组地下水是定边县最主要的地下水类型之一，分布于白于山以北沙漠滩地区。

北侧八里河水文地质单元内，受古地理环境影响，在古河流侵蚀切割较深的古河槽洼地中心部位，含水层厚度较大，一般 100～160m，单井涌水量相对较大；向古河槽两侧，含水层厚度减小，为 40～60m，单井涌水量较小。

按照表 5.1.5-4 的富水性等级标准划分，根据含水层出水能力等级，萨拉乌苏组含水层富水性可分为较弱富水、弱富水和极弱富水三个等级。

**表 5.1.5-4　　富水性等级标准　　单位：（$m^3/d$）**

| 富水等级 | 较弱富水 | 弱富水 | 极弱富水 |
|---|---|---|---|
| 单井涌水量 | 500~1000 | 100~500 | ＜100 |

②风积黄土层裂隙孔洞潜水

主要分布于白于山以南广大梁峁地区，由于沟谷切割深，潜水赋存条件差，故无统一稳定的含水层，仅在涧地中有分布。厚度整体北厚南薄，白于山以南的梁峁部位厚度较小，为 5-20m，残塬和宽梁上较厚，一般 45-65m，而白于山北坡的黄土宽梁和斜坡区厚度则与白于山以南的黄土残塬厚度相当。岩性为粉土质黄土状亚砂土，质地较均一，比重小，疏松且具垂直节理，孔隙发育。

定边县第四系水文地质情况详见图 5.1.5.9。

（2）基岩裂隙孔隙水

定边县白垩系地下水系统位处鄂尔多斯盆地中部区域，含水层为环河组砂泥岩、洛河组砂岩，整体厚度南部大于北部，其中白于山以北白垩系厚度 500～900m 不等，白于山以南厚度约 900～1300m 不等，在王盘山一带厚度可达 1400m。环河组在区内一般厚 300～500m，在白于山以南子午岭以东地区厚度最大可达 650m。洛河组厚度约 300～500m。

白垩系富水性取决于含水层赋存条件、上覆含水层富水性、含水层循环特征等因素。其中地下水的赋存条件主要取决于沉积相和岩性的空间展布，并受控于地形地貌、地表水文系统以及人类活动等因素。

油区及其附近白垩系水量变化较大。一般单井涌水量小于 $1000m^3/d$，最大为 $1226.88m^3/d$，白垩系地下水富水性属极弱富水—较弱富水。富水性分区见图 5.1.5.10。




**图 5.1.5.9　定边县第四系水文地质图**

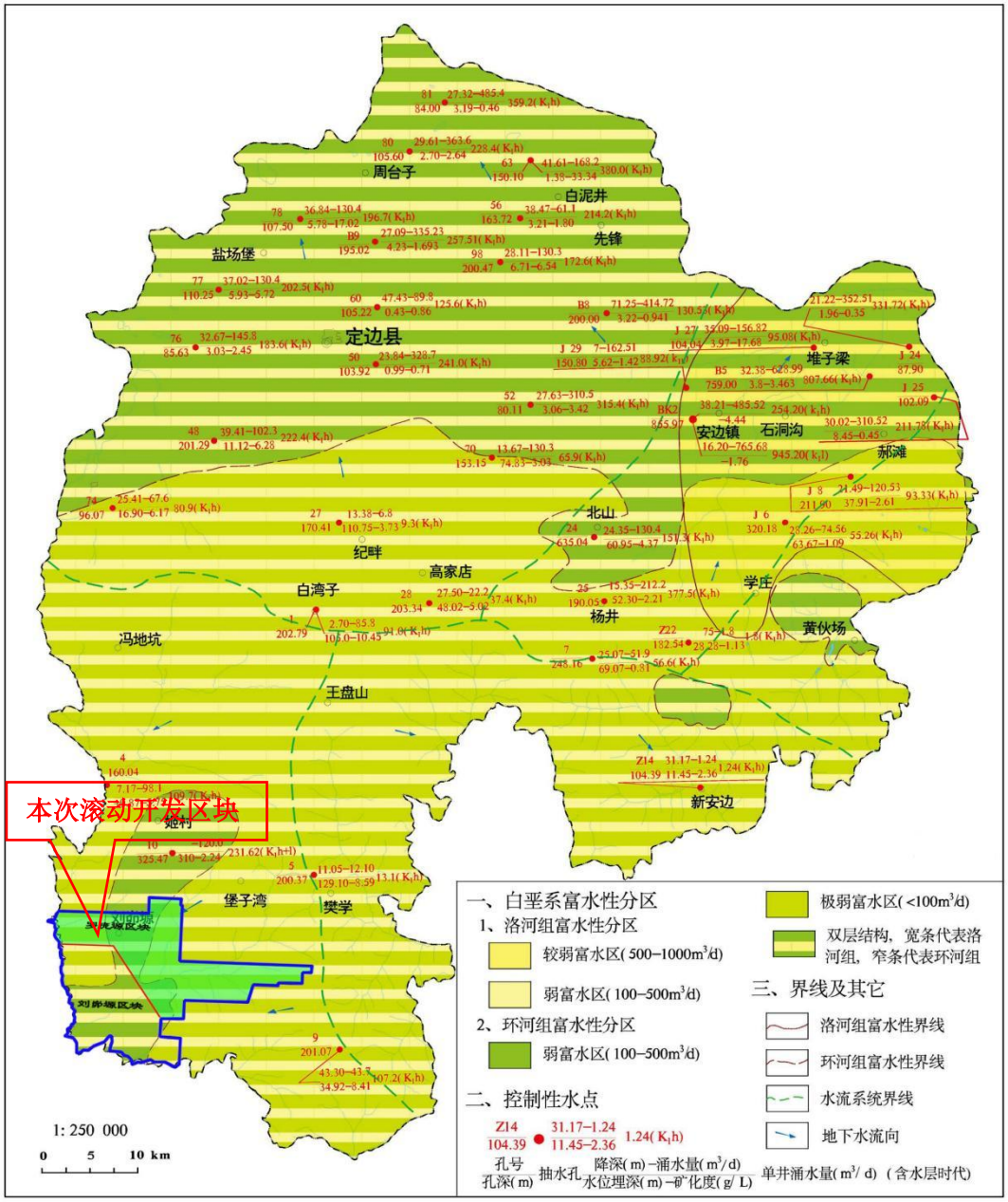



**图 5.1.5.10　　白垩系富水性分区图**

①白垩系环河组

环河组弱富水区主要分布于油区北部风沙滩地区，被第四系含水层覆盖，岩性为细砂岩，粉砂岩夹泥质粉砂岩。钻孔揭露含水层厚度 84.75～1075.0m 不等，受含水层岩性及厚度、上覆地层有隔水层分布等因素的影响，含水层赋存条件、补给条件差，单井涌水量一般在 100～500m³/d，不具备集中开采条件。

极弱富水区：分布于白于山以南广大地区，受上覆地层有隔水层分布、含水层岩性及厚度等因素的影响，含水层补给条件、赋存条件差，单井涌水量一般小于 100m³/d。

②白垩系洛河组

洛河含水岩组是白垩系盆地内分布最广的含水层，地层区域分布比较稳定，境内未见出露，埋藏于环河组之下。顶板埋深自东向西由浅变深，东部堆子梁、学庄一带为500～600m，西部罗庞塬一带为700～800m。以风成沙丘砂岩夹丘间粉细砂岩、砂质泥岩组合为主。岩性为一套砖红色、浅棕红色，发育巨型交错的块状长石砂岩，中细粒结构，泥钙胶结，少量含砾砂岩、粗砂岩、粉细砂岩，结构疏松，孔隙发育且连通性好。厚度和岩相较稳定，厚300～450m。与下伏侏罗系呈平行不整合接触。砂岩结构疏松，孔隙发育，孔隙度一般15～20%，是地下水赋存与富集的良好层位，是评价区最主要的含水层。

3、地下水的补、径、排特征及地下水动态

（1）地下水的补给、径流与排泄特征

①第四系萨拉乌苏组孔隙潜水

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

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

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

②第四系黄土孔隙裂隙水

由于黄土层下伏新近系泥岩隔水层，地下水不易下渗补给基岩，地下水在塬、梁、峁地区接受大气降水入渗补给后，向地形相对低洼的地区径流，以泉的形式

排泄于沟谷中，并构成完整而相对独立的局部水流系统。黄土潜水的形成与分布主要取决于地貌条件。

③白垩系碎屑岩类含水岩组

白垩系地下水的补给主要有大气降水入渗补给、地表水线状入渗补给、农田灌溉水入渗补给和侧向边界的断面径流补给。接受补给后，白垩系地下水在白于山、子午岭、四十里梁等地表分水岭及马莲河、延河、明水湖（还有分布于定边县西、北部等地的盐湖）等排泄基准面控制下，沿分水岭向河谷或盐湖径流排泄、人工开采和侧向断面径流排泄。

以白于山为界，南、北区域白垩系地下水的补给条件差异显著。白于山以北，沙漠高原地形平坦，地表大部分地段被风积沙所覆盖，降水入渗条件好。加之，地下水位埋深较小（多数地区小于10m），降水多以暴雨形式出现。因此，该地区是白垩系地下水接受补给的最主要地区。但白于山以南，黄土高原切割强烈，除河谷区潜水外，地表多为厚达数十米至上百米的第四系黄土和新近系泥岩覆盖，降雨易快速形成洪流泄向沟谷，难以入渗补给地下水。

定边北部的沙漠滩地区包气带岩性与结构可归纳为五种类型：

a.风积+冲湖积砂层型，分布于定边长茂滩、王滩子、定边县城等地，展布面积较大；

b.白垩系砂岩型，分布于定边北部陕蒙边界处、西部宁陕边界处、张梁-黄尔庄、公布井-十里塘、砖井等地；

c.风积沙+白垩系砂岩型，主要分布于定边堆子梁以西、青年林场、贺圈林场等地；

d.第四系淤泥质砂层型，分布于定边周围的盐湖洼地中，分布面积较小；

e.风积沙+冲湖积砂层+黄土型，分布于定边北部黑梁湾一带。

定边南部黄土高原区包气带岩性与结构可归纳为两种类型：

a.白垩系砂岩型，分布于南部河谷深切地带；

b.单层黄土或黄土+新近系+白垩系泥岩，单层黄土大多分布于黄土源区及部分梁峁区，黄土+新近系+白垩系泥岩类型主要分布于黄土层下有第三系或白垩系环河组分布的地区。具体见图5.1.5.11。

项目区域地下水流畅图见图5.1.5.12。

白于山分水岭为定边县区域一级分水岭，它既是地表分水岭也是地下水分水

岭。随着深度的增加，地下水分水岭向白于山北侧偏移。

安边—四十里梁南段地表分水岭是由断续延伸的低缓梁岗组成，梁顶高程1523～1574m。它不仅是浅层地下水的分水岭，同时也是中、深层地下水的分水岭，对各层地下水径流均有控制作用，只是中深层地下水分水岭略向东偏移，控制程度变弱，水力梯度较上部浅层地下水相对平缓。

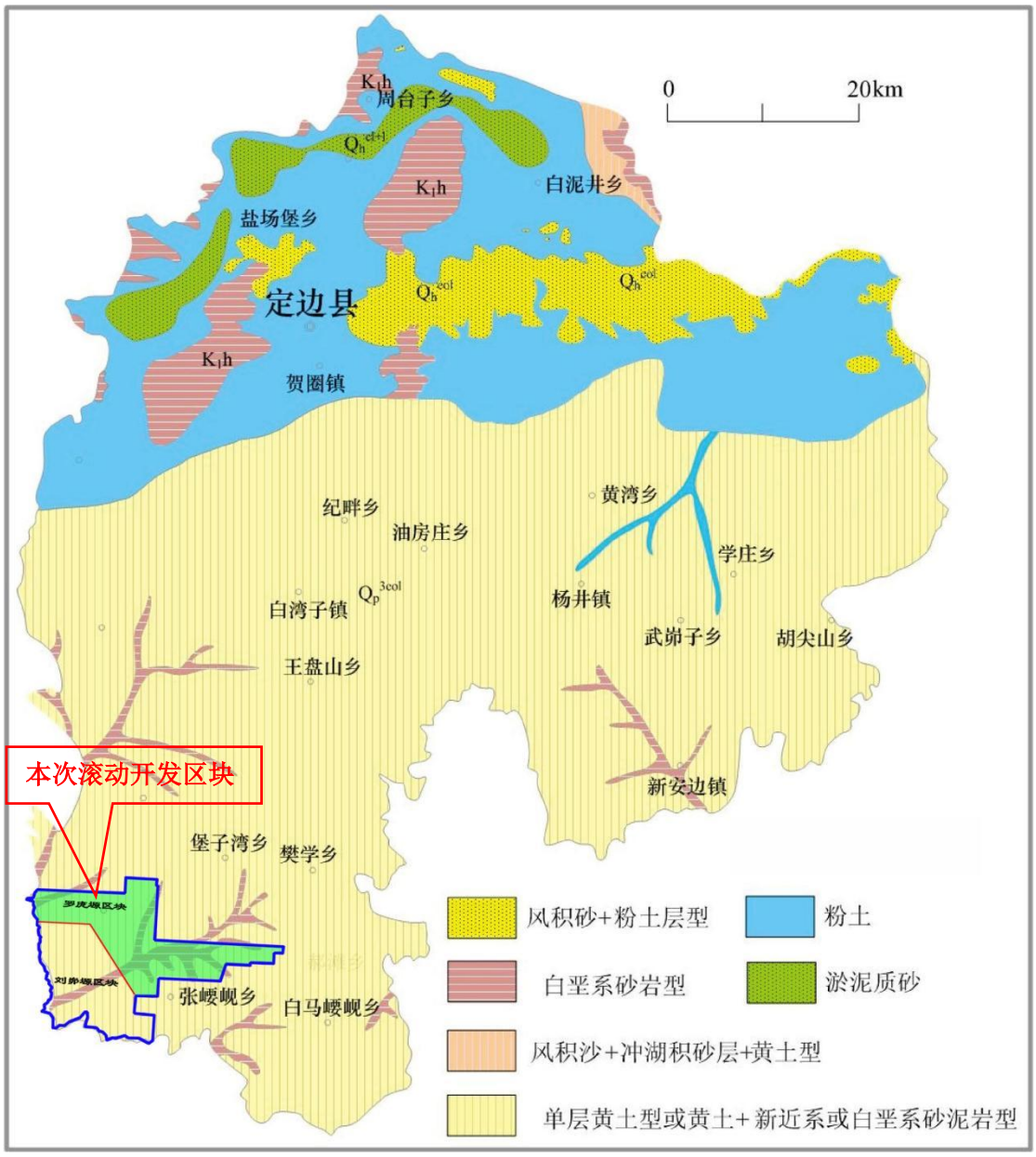



**图 5.1.5.11　白垩系地下水系统覆盖层结构分区图**




**图 5.1.5.12　　白垩系地下水流场图**

子午岭地表分水岭位于盆地南部，呈近北西向展布，标高 1400～1700m，相对高差 100～200m。子午岭既是马莲河流域与洛河流域的地表水分水岭，同时也是白垩系地下水分水岭。但对白垩系环河组地下水与洛河组地下水影响程度存在明显的差异。埋藏较浅的环河组地下水分水岭与地表水分水岭基本一致，而埋深较大的洛河组地下水分水岭向子午岭东侧偏离，表明子午岭对环河组地下水影响较大；对洛河组地下水的影响相对较弱。

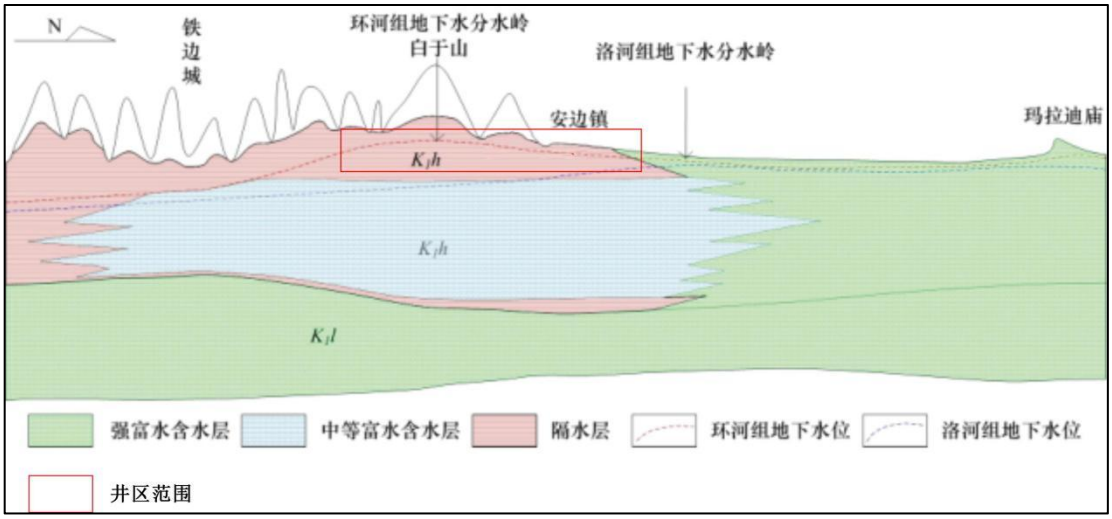



**图 5.1.5.13　白于山南北水文地质剖面图**

（2）地下水动态

①第四系地下水

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

②白垩系地下水动态

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

区块南部所在白垩系地下水由于多呈半封闭状态，受气象因素影响较小，动态特征主要受水源井开采影响，地下水动态多呈波动型。

4、地下水化学特征

（1）第四系水化学特征

①第四系冲湖积层孔隙潜水

区内萨拉乌苏地下水水流系统水化学空间分布差异较大，主要分为 $HCO_3$、$HCO_3 \cdot SO_4$、$HCO_3 \cdot Cl$、$HCO_3 \cdot SO_4 \cdot Cl$、$SO_4$、$SO_4 \cdot Cl$、Cl 七类水，其中低矿化的淡水在空间上主要分布于定边以东至白泥井、安边以北、堆子梁以东、石洞沟-郝滩以南局部范围的风积砂带展布区，矿化度多在 350～840mg/L，水化学类型

主要为$HCO_3$-Na（Ca）型水，分布面积较小。高矿化度水分布在定边东北部盐湖带、贺圈—砖井以北、八里河流域局部地段，矿化度普遍接近或大于2000mg/L，水化学类型为Cl（$SO_4$、Cl·$SO_4$）-Na型水，分布面积大。其它部位矿化度基本都接近或大于1000mg/L，水化学类型主要为（$HCO_3$-$SO_4$、$HCO_3$·Cl）$HCO_3$·$SO_4$·Cl-Na（Ca·Mg）。

②以更新统风积黄土为主的裂隙孔洞潜水

第四系黄土裂隙孔洞潜水一般水质较好，矿化度681mg/L—3644mg/L，区内水化学类型变化复杂，各地段地下水循环的方式不一，径流途径复杂。

（2）白垩系水化学特征

区内白垩系地下水水流系统水化学空间分布差异较大，按阴离子含量，主要分为$HCO_3$、$HCO_3$·$SO_4$、$HCO_3$·Cl、$SO_4$·$HCO_3$·Cl、$SO_4$、Cl·$SO_4$、Cl 七类水，阳离子类型主要为 Na、Na·Mg 型，局部有 Na·Ca、Na·Ca·Mg 型，其中低矿化的淡水在空间上主要分布于定边以东十里沙、白泥井以北敖包梁、安边以北沙带覆盖区、堆子梁以北上覆风积沙区及王滩子等地，矿化度多在300～700mg/L，水化学类型为 $HCO_3$-Na 型水，分布面积较小。高矿化度水分布于都思兔河—盐池水流系统、泾河—马莲河水流系统矿化度普遍接近或大于 2000mg/L，水化学类型以Cl（$SO_4$、Cl·$SO_4$）-Na 型水为主，分布面积大。其它部位矿化度基本都接近或大于1000mg/L，水化学类型主要为（$HCO_3$·$SO_4$、$HCO_3$·Cl）$SO_4$·$HCO_3$·Cl-Na（Ca·Mg）型水。垂向上区内环河组与洛河组矿化度差异较大，具体见图5.1.5.14。




**图 5.1.5.14　　定边县白垩系地下水水化学类型图**

### 5.1.5.3 调查区水文地质条件

**吴起区域**

项目调查区主要含（隔）水层包括第四系风积黄土孔隙裂隙潜水含水层（以下简称黄土潜水含水层）、白垩系环河组孔隙裂隙含水层和白垩系洛河组孔隙裂隙含水层及新近系红粘土相对隔水层。调查区水文地质剖面图见图 5.1.5.15，综

合水文地质柱状图见 5.1.5.16。

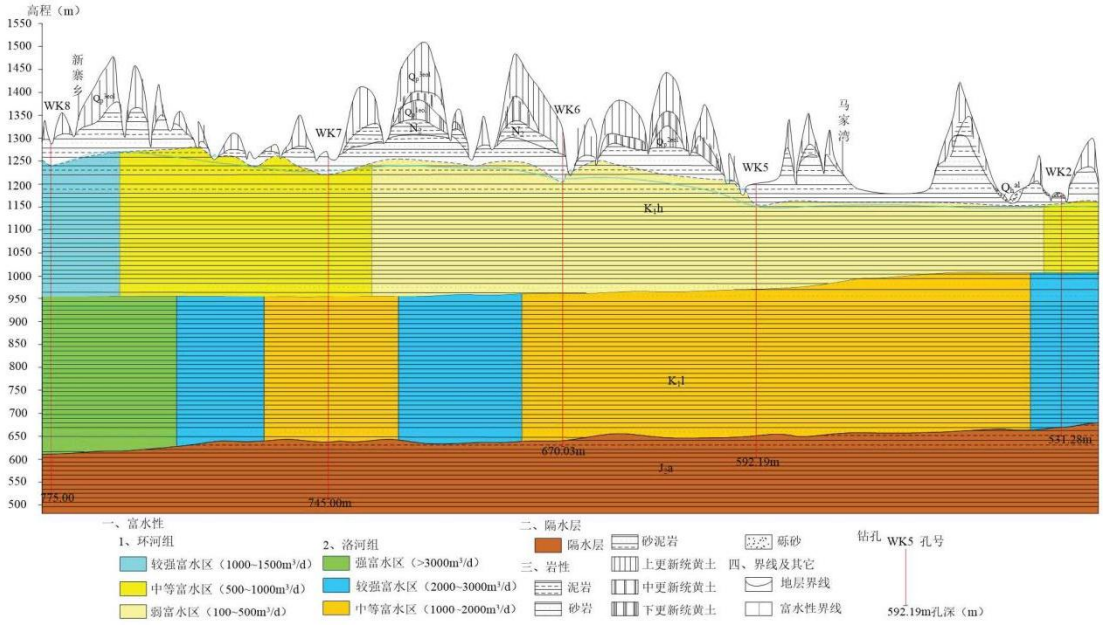



**图 5.1.5.15　　调查区水文地质剖面图**

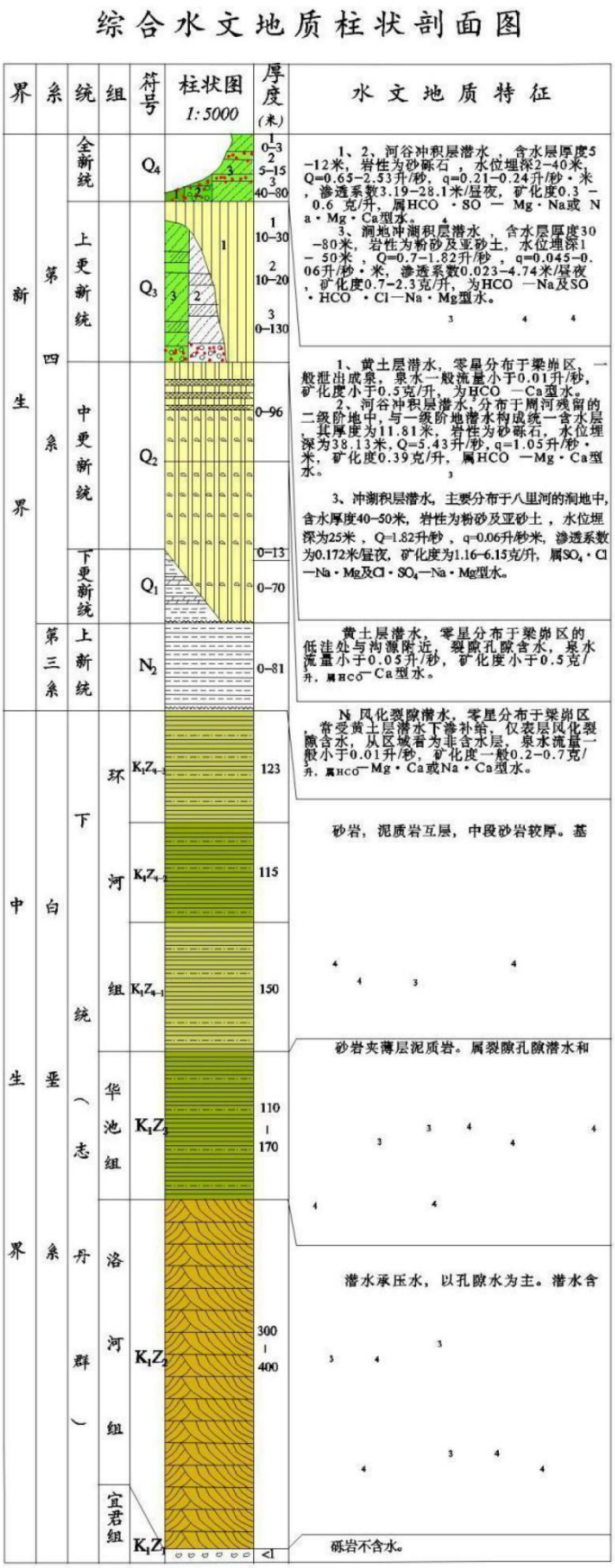



**图 5.1.5.16　　调查区综合水文地质柱状图**

**⑴含（隔）水层类型及富水性特征**

**①第四系风积黄土潜水含水层**

调查区黄土潜水含水层是调查区的第四系潜水主要类型之一，厚度整体北厚南薄，梁峁部位厚度较小，残塬和宽梁上较厚，岩性为粉土质黄土状亚砂土。由于沟谷切割深，潜水赋存条件差，故无统一稳定的含水层，零星分布于个沟脑部位。

**②第四系冲积层潜水含水层**

调查区第四系冲积层潜水含水层仅成条带状分布于宁赛川、杨青川等较大的沟道内，岩性主要为冲积粉质粘土及砂砾卵石，砂砾卵石孔隙大，利于地下水赋存，但由于含水层厚度薄，且宽度小，总体上富水性较差。

**③新近系保德组粘土隔水层**

该层在调查区在局部梁茆地带分布，主要出露于宁赛川、杨青川等较大的沟谷中，同时在各个支沟沟脑位置也有出露，厚度一般10-30m，为一套含钙质结核层的棕红色、浅棕红色的砂质泥岩，半胶结，强度低，易泥化，密实，含钙质结核，顶底面凸凹不平。该层厚度较大，为相对隔水层，在发生非正常泄漏时，将起到明显的阻隔作用。

**④下白垩系环河组碎屑岩类裂隙水含水层**

该含水层在调查区内广泛分布，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。据调查，评价区内环河组含水层总厚度约50～200m，地下水埋深约8～15m，黄土梁峁顶部地下水埋深一般大于300m，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。同时由于该含水层岩性结构为砂岩与泥岩互层结构，泥岩渗透性差，为相对隔水层，也是防止污染物向下运移的天然屏障。

**⑤下白垩系洛河组碎屑岩类裂隙水含水层**

该含水层在评价区内广泛分布，隐伏于环河组地层之下，地表未见出露。含

水层岩性主要为棕红色细-中粒砂岩与砂质泥岩或泥岩互层状结构，其中砂岩含量占比较高，为承压含水层。根据收集资料显示，评价区内洛河组含水层总厚度约280～550m，在沟谷地带地下水埋深约80～120m，渗透系数为0.3～1.0m/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。

上覆环河组越流补给及侧向径流补给是洛河组地下水的补给源。洛河组地下水径流受北部白于山的远程影响，地下水总体上由北向南径流，径流较为缓慢，水力坡度为1.5‰。洛河组地下水主要通过两种方式排泄，人工开采排泄和向南部侧向径流排泄。

**⑵地下水补径排条件**

第四系黄土潜水在各补给汇水范围内获得补给后，短途径流至就近各沟源以泉水或渗流溢出形式排泄；河谷冲积层潜水一般顺河流方向排泄于河谷；涧地潜水则沿涧地的延伸方向由上游支涧地进而汇集至主涧地近下游河流切割含水层沿河两侧呈线状溢出带排泄。

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

白垩系洛河组地下水主要补给源为环河组分布区（即白垩系双层结构分布）的上覆含水层垂向渗入补给，及上游地下水径流补给。洛河含水岩组为深循环水流系统，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。

**定边区域**

1、评价区地下水系统划分

根据区域地下水系统划分图可知，本次调查评价区域潜水地下水系统包含白于山南部水流系统，白垩系承压水地下水系统包含马莲河水流子系统。

2、评价区地下水类型

本项目开发涉及的区块位于南部的黄土梁峁区，潜水分布不连续、富水性极弱，流向受小地形控制，基本上从塬面往沟谷区流，无统一流向，其地下水类型

主要为第四系松散层裂隙孔隙潜水（主要为第四系风积黄土层裂隙孔洞潜水）和基岩裂隙孔隙水。

典型地貌柱状图见图 5.1.5.17。

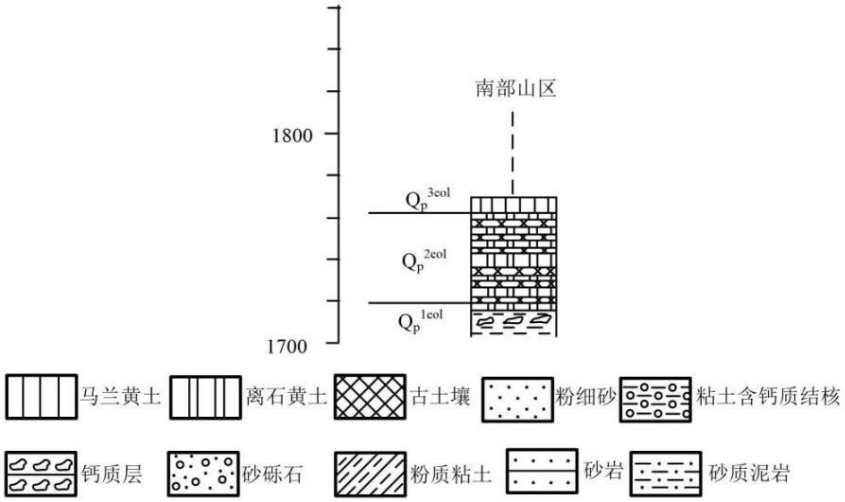



**图 5.1.5.17　典型地貌柱状图**

（1）第四系黄土层潜水

以郝滩镇南部白于山为界，分布有第四系黄土层潜水，主要赋存于中更新统离石组含水层内，该潜水含水岩组无明显隔水层，由于沟谷切割深，潜水赋存条件差，故无统一稳定的含水层，仅在涧地中有分布。

结合区域第四系水文地质图显示，第四系黄土含水层处于极弱富水区，参考《定边县地下水勘查报告》中对郝滩镇南部钻孔资料（J8）显示，含水层埋深为 46.5m，厚度为 33.1m，渗透系数为 0.285m/d。

（2）白垩系基岩裂隙孔隙承压水

评价区内基岩裂隙孔隙承压水包含环河组和洛河组含水层，以白于山为界，评价区白垩系分为白于山北部地下水流系统和白于山南部水流系统，结合区域白垩系富水性分区图，评价区北部处于极弱富水区，评价区南部处于弱富水区。

①白垩系环河组

环河组被第四系含水层覆盖，岩性为细砂岩，粉砂岩夹泥质粉砂岩，受含水层岩性及厚度、上覆地层有隔水层分布等因素的影响，含水层赋存条件、补给条件差，不具备集中开采条件。

参考《定边县地下水勘查报告》中对郝滩镇周边钻孔资料[J8（郝滩村）、24（北山）、25（杨井）、7（孙克腰岘）、Z22（李掌湾）、J6（陈坑）]显示，

含水层厚度为 82.7~271.5m，渗透系数为 0.011~0.17m/d。

②白垩系洛河组

洛河组含水层在评价区内未出露，埋藏于环河组之下，以风成沙丘砂岩夹丘间粉细砂岩、砂质泥岩组合为主，岩性为一套砖红色、浅棕红色，发育巨型交错的块状长石砂岩，中细粒结构，泥钙胶结，少量含砾砂岩、粗砂岩、粉细砂岩，结构疏松，孔隙发育且连通性好。与下伏侏罗系呈平行不整合接触。

本次评价区内洛河组钻孔资料较少，参考《定边县地下水勘查报告》中对评价区北部的钻孔资料B5（堆子梁）显示，含水层厚度为306m，渗透系数为0.055m/d。

③隔水层

新近系为上新统保德组（N2b），出露于沟谷边坡下部，厚度 10～80m，为一套干旱半干旱—半湿润气候环境条件下的河湖相红层沉积。岩性为深红色含钙质结核层、砂质粘土岩及灰白色、棕灰色砂砾岩或砾岩，含三趾马及其他动物骨骼化石，致密坚硬，为较好的隔水岩层，与下伏地层为不整合接触。

根据区域收集资料，本次评价绘制了评价区域由北向南水文地质剖面示意图，见图 5.1.5.18。

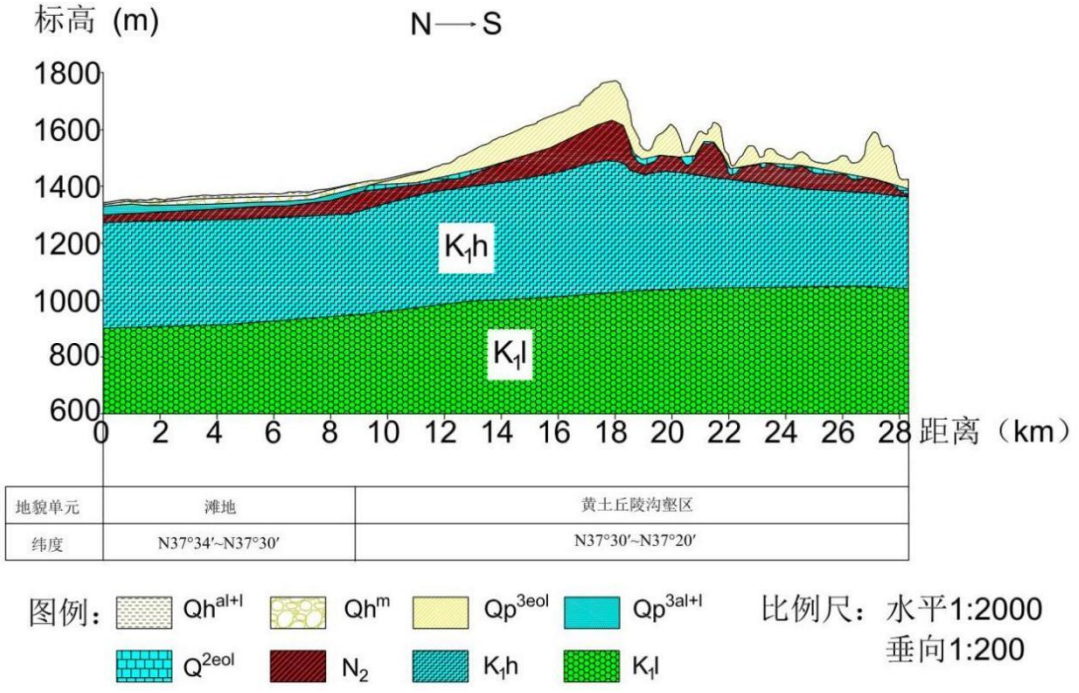



**图 5.1.5.18　评价区水文地质剖面示意图**

3、评价区地下水补径排特征

（1）第四系黄土孔隙裂隙水

由于第四系黄土层潜水主要赋存于中更新统离石组含水层内，由于沟谷切割深，潜水赋存条件差，故无统一稳定的含水层，仅在涧地中有分布，总体由北向南流动。

（2）白垩系碎屑岩类含水岩组

根据区域包气带岩性分类图，项目区主要在中南部区域，主要为覆盖单层黄土型或黄土+新近系或白垩系砂泥岩型。

以各分水岭为界将评价区地下水分为5个地下水系统，本工程罗庞塬区块位于无定河地下水系统。

无定河地下水系统：地下水总体上由西南向东北径流，向红柳河径流汇集。地下水水位高差为340m，平均水力坡度为3.68‰，其中滩地区地形平缓，水力坡度小于1.5‰。山前径流区水力坡度较大，大于6‰。评价区白垩系地下水总体由西南向东北流动。

4、评价区地下水化学特征

（1）第四系黄土裂隙孔洞潜水

评价区第四系黄土裂隙孔洞潜水主要分布在南部黄土残垣地带沟涧区域，一般水质以弱咸水为主。

（2）白垩系承压水

根据定边县白垩系地下水化学类型图，按阴离子含量，学庄区块以$SO_4$、$Cl·SO_4$、Cl类水为主，局部有$HCO_3$类水，阳离子类型主要为Na·Mg型，局部有Na·Ca、Na·Ca·Mg型，总体以淡水和弱咸水为主。

**5.1.5.4 典型工程水文地质条件**

根据初步设计方案，长庆油田分公司第九采油厂2026年产能建设工程及长7页岩油建设项目主要建设内容为：钻井工程共建设油水井50口（其中采油井38口，注水井12口）；地面工程共涉及井场14座（其中新建井场4座，扩建井场13座）；改扩建站场3座（周6增、周一转、薛三转），出油管线14km，注水管线4.8km。

本项目石油开采项目涉及到的场地作业范围较为集中，除部分管线外其余地面工程均位于黄土梁峁区，区域地形地貌属于黄土梁峁结构，在河谷区没有工程分布。因此下伏的地下水含水层主要为第四系黄土潜水含水层和白垩系孔隙裂隙含水层。

拟建项目的水文地质条件如下：

**⑴含水层特征及富水性**

拟建项目涉及到的新建、改扩建井场在施工期的非正常状况下可能影响到的含水层为第四系黄土潜水含水层和白垩系含水层；新建、改扩建井场及站场、管线等地面工程在运行期的非正常状况可能影响的含水层位为上部第四系黄土潜水层和白垩系含水层。

第四系黄土潜水含水层：黄土潜水含水层厚度整体北厚南薄，吴起县域东南向梁峁部位厚度较小，为5～30m，残塬和宽梁上较厚，一般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，孔隙发育。由于沟谷切割深，潜水赋存条件差，故无统一稳定的含水层，零星分布于个沟脑部位。

白垩系含水层：区内的白垩系地下水主要赋存于保安群含水岩系的孔隙中，按照地下水赋存介质的不同又可以分为环河组和洛河组。

环河组为多层结构，岩性较为复杂，岩相变化较大，厚度40～200m，分布极不稳定，呈现承压性。其风化裂隙较发育。这些裂隙连同孔隙提供了地下水赋存空间和运移通道，渗透系数一般小于0.2m/d。

洛河组的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0.2～200m，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。本项目涉及的吴起区域油田属于强富水含水层。

**⑵地下水补径排条件**

项目区内第四系黄土潜水在各补给汇水范围内获得补给后，短途径流至就近各沟源以泉水或渗流溢出形式排泄；河谷冲积层潜水一般顺河流方向排泄于河谷；涧地潜水则沿涧地的延伸方向由上游支涧地进而汇集至主涧地近下游河流切割含水层沿河两侧呈线状溢出带排泄。

**5.1.5.5 建设项目场地包气带岩性结构及其防污易污性**

根据工程布局，本项目的井场、站场等地面工程绝大部分位于黄土梁峁区梁顶相对平坦的部位，只有集输管线会有少部分跨越沟谷区。

定边油区及吴起油区位于梁峁区的工程包气带岩性结构类型为单一的风积黄土型，根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》附录B中给出的渗透系数经验值表，黄土的渗透系数参考值为$2.89\times10^{-4}$cm/s～$5.79\times10^{-4}$cm/s，包气带渗透

性强，因此包气带的防污性能分级属弱级。梁峁区分布黄土潜水，属易污染含水层。

在河沟谷区的包气带岩性结构类型为黄土+新近系或白垩系砂泥岩型。这两种包气带岩性结构表现为砂岩、泥质砂岩、砂质泥岩和泥岩交替，表层覆盖很薄的粉土或者基岩直接出露，据前人试验测定数据，垂直渗透系数小于 $10^{-7}$cm/s，为 $1.50\times10^{-8}$cm/s，包气带渗透性弱，防污性能较强，这两类包气带结构类型分布区赋存白垩系承压水，属不易污染含水层。

## 5.2 环境质量现状调查与评价

### 5.2.1 环境空气现状监测与评价

1、项目所在区域达标判定

本项目位于延安市吴起县和榆林市定边县，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的规定，项目所在区域环境空气质量达标判定，优先采用国家或地方生态环境主管部门公开发布的评价基准年环境质量公告或环境质量报告中的数据或结论。本次评价环境空气质量现状数据陕西省生态环境厅办公室 2025 年 1 月 21 日发布的环保快报《2024 年 12 月及 1～12 月全省环境空气质量状况》中吴起县和定边县空气质量数据，具体统计数据见表 5.2.1-1。

**表 5.2.1-1　2024 年吴起县、定边县空气质量状况统计表**

| 区域 | 污染物 | 评价指标 | 评价标准 | 现状浓度 | 占标率（%） | 超标倍数 | 达标情况 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 吴起县 | SO2 | 年平均质量浓度 | 60 μg/m³ | 6 μg/m³ | 10 | / | 达标 |
| | NO2 | 年平均质量浓度 | 40 μg/m³ | 16 μg/m³ | 40 | / | 达标 |
| | PM10 | 年平均质量浓度 | 70 μg/m³ | 60 μg/m³ | 85.71 | / | 达标 |
| | PM2.5 | 年平均质量浓度 | 35 μg/m³ | 25 μg/m³ | 71.43 | / | 达标 |
| | CO | 95%日平均浓度 | 4mg/m³ | 1.7mg/m³ | 42.5 | / | 达标 |
| | O3 | 90%8h 平均浓度 | 160 μg/m³ | 142 μg/m³ | 88.75 | / | 达标 |
| 定边县 | SO2 | 年平均质量浓度 | 60 μg/m³ | 9 μg/m³ | 15 | / | 达标 |
| | NO2 | 年平均质量浓度 | 40 μg/m³ | 23 μg/m³ | 57.5 | / | 达标 |
| | PM10 | 年平均质量浓度 | 70 μg/m³ | 54 μg/m³ | 77.14 | / | 达标 |
| | PM2.5 | 年平均质量浓度 | 35 μg/m³ | 24 μg/m³ | 68.57 | / | 达标 |
| | CO | 95%日平均浓度 | 4mg/m³ | 1.2mg/m³ | 30 | / | 达标 |
| | O3 | 90%8h 平均浓度 | 160 μg/m³ | 158 μg/m³ | 98.75 | / | 达标 |

由表 5.2.1-1 可知，吴起县和定边县 2024 年六项基本污染物因子均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值要求。经判定，评价区为环境空气质量达标区域。

2、特征污染物环境质量现状评价

（1）监测点布置

本次在项目区域布置2个环境空气补充监测点，对区域特征污染物非甲烷总烃、硫化氢进行补充监测，同时引用《长庆油田分公司第九采油厂2025年产能建设工程环境影响报告书》中2个监测数据，《第九采油厂2024年老油田油维改造（吴起区域）项目环境影响报告书》中2个点监测数据，引用《长庆油田分公司第九采油厂吴起区域2024年产能建设工程环境影响报告书》中3个监测点位。引用的大气环境监测时间在近3年内，且均在本次大气评价范围内，引用监测数据和引用监测点位符合时效和距离要求。布点位置及监测因子见表5.2-2。监测布点图见图5.2.1.1～5.2.1.3。

**表5.2.1-2　环境空气特征污染物现状监测点位布置**

| 序号 | 名称 | 坐标（经纬度） | 位置 | 监测因子 | 监测数据来源 |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 平坡台 | 107.402468729, 36.985752094 | 刘54-12井场南侧0.6km | 非甲烷总烃、硫化氢 | 本次环境影响评价补充监测 2026.1.7-2026.1.13 |
| 2 | 小口则 | 108.289378691, 37.326312841 | 新293-40井场东北侧2.1km | 非甲烷总烃、硫化氢 | |
| 3 | 东塬头 | 107°20′42.93172″ 36°59′3.39527″ | 塬204井场西侧2.8jm | 非甲烷总烃、硫化氢、TSP | 引用自《长庆油田分公司第九采油厂2025年产能建设工程环境影响报告书》监测时间为2025.1.14~2025.1.20 |
| 4 | 大树崾峪 | 108°21′38.36633″ 36°56′27.14339″ | 新570井场东侧0.85km | 非甲烷总烃、硫化氢、TSP | |
| 5 | 齐家畔村 | 108°17′33.731″ 37°0′22.889″ | 新324扩2井场西南侧1.2km | 非甲烷总烃、总烃、硫化氢 | 引用自《长庆油田分公司第九采油厂吴起区域2024年产能建设工程环境影响报告书》监测时间 2024.3.18~2024.3.24、2024.5.8~2024.5.14 |
| 6 | 瓦舍村 | 108°19′25.064″ 36°54′50.569″ | 新347-1井场东侧4.5km | 非甲烷总烃、总烃、硫化氢 | |
| 7 | 西沟塔村 | 108°17′25.755″ 36°54′59.492″ | 旗32-025东北侧1.8km | 非甲烷总烃、总烃、硫化氢 | |
| 8 | 石崖砭 | 108°23′27.47859″ 37°8′40.77997″ | 塞545井场北侧0.3km | 非甲烷总烃、硫化氢 | 引用自《第九采油厂2024年老油田油维改造（吴起区域）项目环境影响报告书》监测时间 2024.9.24~2024.9.30 |
| 9 | 起三转卸油台 | 108°23′42.92811″ 37°7′23.92338″ | 塞550-2井场南侧0.9km | 非甲烷总烃、硫化氢 | |

（2）监测项目及分析方法

本次监测项目为非甲烷总烃、硫化氢。

各点采样及监测分析方法均按《环境监测技术规范》进行，见表5.2.1-3。

**表5.2.1-3　空气质量监测分析方法及评价标准**

| 检测项目 | 分析方法 | 最低检出限（$mg/m^3$） |
|---|---|---|
| 非甲烷总烃 | 《环境空气 总烃、甲烷和非甲烷总烃的测定 直接进样-气相色谱法》（HJ 604-2017） | 0.07 |
| 硫化氢 | 环境空气 硫化氢 亚甲基蓝分光光度法《空气 | 0.001 |

| | | |
|---|---|---|
| | 和废气监测分析方法》（第四版增补版）国家环境保护总局 | |

（3）监测结果与评价

监测结果见表 5.2.1-4。

**表 5.2.1-4　　非甲烷总烃监测结果统计表　　单位：mg/m³**

| 区域 | 序号 | 监测点位 | 监测因子 | 测值范围（mg/m³） | 浓度限值（mg/m³） | 最大浓度占标率（%） | 超标率（%） | 最大超标倍数 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 定边区域 | 1 | 平坡台 | 非甲烷总烃 | 1.06-1.57 | 2.0 | 78.5 | 0 | 0 |
| | | | 硫化氢 | 0.003-0.007 | 0.01 | 70 | 0 | 0 |
| | 2 | 东塬头 | 非甲烷总烃 | 0.83-1.28 | 2.0 | 64 | 0 | 0 |
| | | | 硫化氢 | 0.004-0.007 | 0.01 | 70 | 0 | 0 |
| | | | TSP | 119-136 | 300 | 45.3 | 0 | 0 |
| 吴起区域 | 3 | 小口则 | 非甲烷总烃 | 1.42-1.75 | 2.0 | 87.5 | 0 | 0 |
| | | | 硫化氢 | 0.004-0.007 | 0.01 | 70 | 0 | 0 |
| | 4 | 大树崾岘 | 非甲烷总烃 | 0.81-1.25 | 2.0 | 62.5 | 0 | 0 |
| | | | 硫化氢 | 0.003-0.007 | 0.01 | 70 | 0 | 0 |
| | | | TSP | 120-132 | 300 | 44 | 0 | 0 |
| | 5 | 齐家畔村 | 非甲烷总烃 | 1.00~1.10 | 2 | 55.0 | 0 | 0 |
| | | | 总烃 | 3.02~3.34 | 5 | 66.8 | 0 | 0 |
| | | | 硫化氢 | 0.001-0.004 | 0.01 | 40.0 | 0 | 0 |
| | 6 | 瓦舍村 | 非甲烷总烃 | 0.92~1.06 | 2 | 53.0 | 0 | 0 |
| | | | 总烃 | 2.86~3.12 | 5 | 62.4 | 0 | 0 |
| | | | 硫化氢 | 0.001-0.004 | 0.01 | 40.0 | 0 | 0 |
| | 7 | 西沟塔村 | 非甲烷总烃 | 1.12~1.23 | 2 | 61.5 | 0 | 0 |
| | | | 总烃 | 3.02~3.39 | 5 | 67.8 | 0 | 0 |
| | | | 硫化氢 | 0.001-0.004 | 0.01 | 40.0 | 0 | 0 |
| | 8 | 石崖砭 | 非甲烷总烃 | 0.4-0.76 | 2 | 38 | 0 | 0 |
| | | | 硫化氢 | 0.001-0.003 | 0.01 | 30 | 0 | 0 |
| | 9 | 起三转卸油台 | 非甲烷总烃 | 0.44-0.83 | 2 | 41.5 | 0 | 0 |
| | | | 硫化氢 | 0.002-0.004 | 0.01 | 40 | 0 | 0 |

从上表看出，评价区环境空气质量特征污染物非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》（原国家环境保护局科技标准司编写）中 2.0mg/m³ 的浓度限值，硫化氢满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 标准，TSP 日平均值均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。

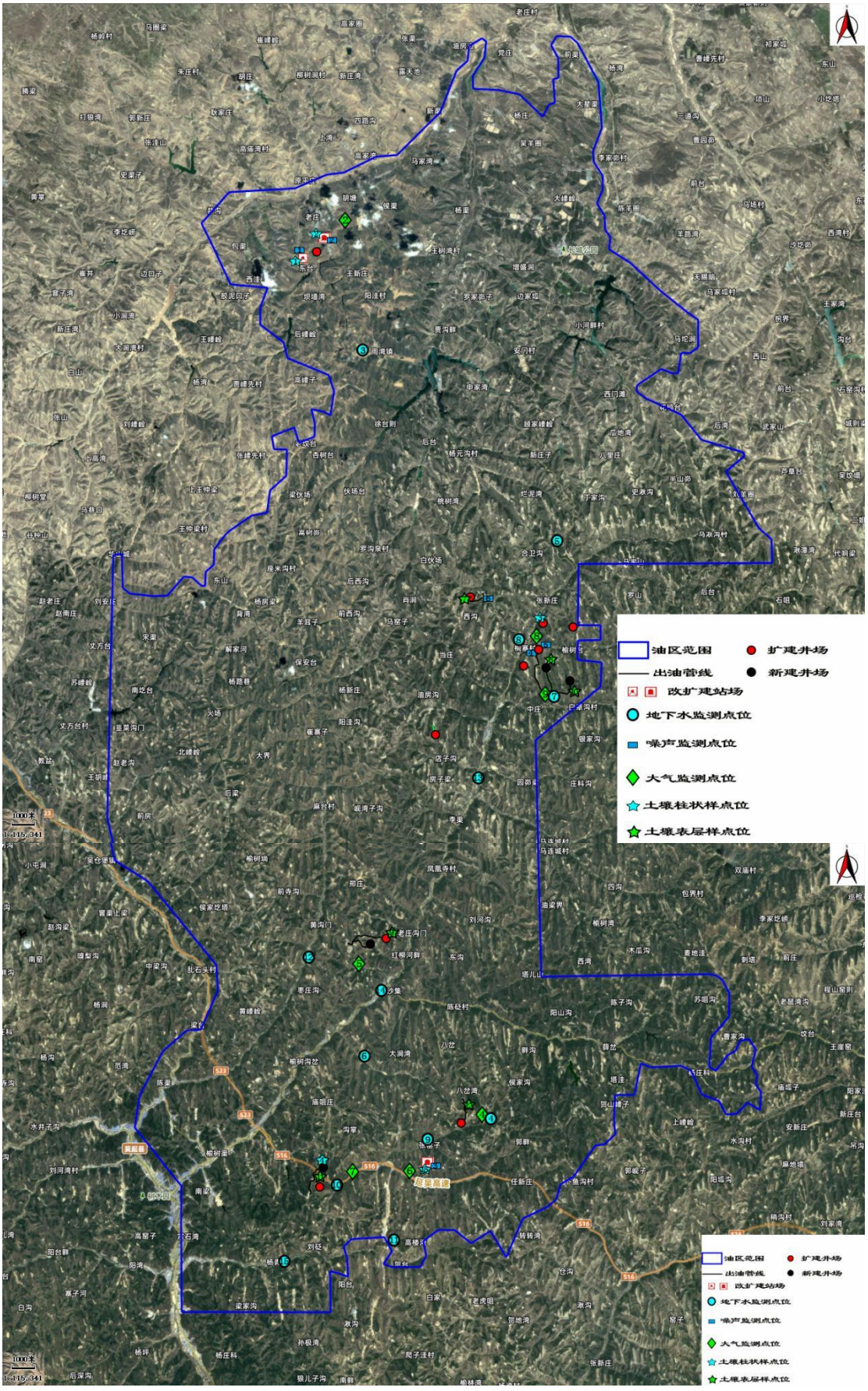



**图 5.2.1.1　　吴起油区监测点位示意图**

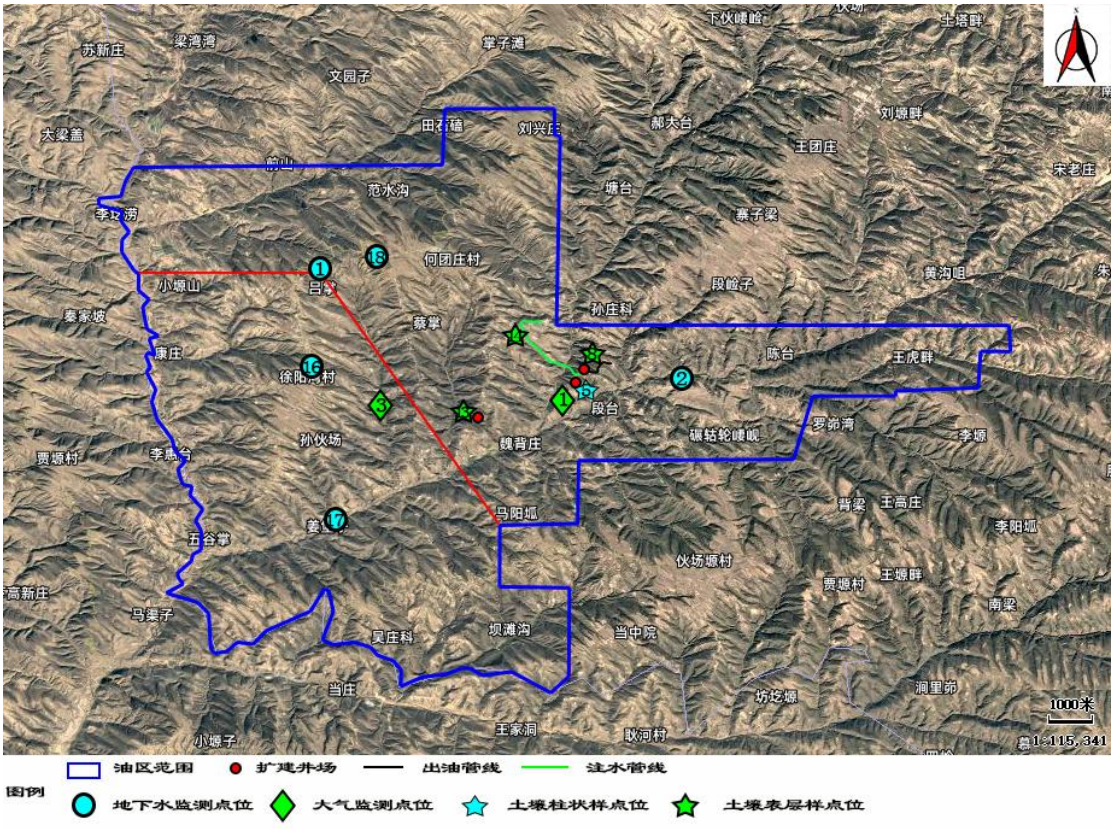



**图 5.2.1.2　　定边油区监测点位示意图**

## 5.2.2 地下水环境现状监测与评价

1、地下水现状监测与评价

（1）监测点布置

按照《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ 610-2016）要求，地下水环境现状监测点应主要布设在建设项目场地、周围环境敏感点、地下水污染源以及对于确定边界条件有控制意义的地点。二级评价项目潜水含水层的水质监测点应不少于 5 个，可能受建设项目影响且具有饮用水开发利用价值的含水层 2-4 个。原则上建设项目场地上游和两侧的地下水水质监测点均不得少于 1 个，建设项目场地及其下游影响区的地下水水质监测点不得少于 2 个。

为调查评价区地下水环境现状，本次地下水环境现状监测工作，根据评价等级、水文地质条件、建设项目布局等因素，共布设地下水监测点位 18 个，其中引用监测点位 15 个，补充监测点位 3 个。具体监测点位详见表具体监测点位见表 5.2.2-1 及图 5.2.1.1～5.2.1.3，监测层位包括潜水含水层和承压含水层。

**表 5.2.2-1　地下水监测点位布设**

| 编号 | 监测点位 | 监测层位 | 布点原则及代表性 | 坐标 | 监测项目 | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 徐团庄机井 | 白垩系承压水 | 区块范围内 | E107.321713，N37.016171 | 水位+水质 | 本次补充监测 |
| 2 | 刘 4 增 4#水源井 | 白垩系承压水 | 刘加 56-13 井场东侧 2.1km | E107.430760，N36.987248 | 水位+水质 | |
| 3 | 周湾村水井 | 第四系黄土层潜水 | 新 293-40 井场南侧 5.0km | E108.2911796，N37.2719184 | 水位+水质 | |
| 4 | 大树崾峪附近水井 | 白垩系环河组裂隙水 | 新 570 井场东侧 0.8km | E108°21′34.87799″ N36°56′28.01495″ | 水位+水质 | 引用自《长庆油田分公司第九采油厂 2025 年产能建设工程环境影响报告书》监测时间 2025.1.14～2025.1.15 |
| 5 | 苏新庄附近水井 | 白垩系环河组裂隙水 | 塞 584 井场北侧 4.1km | E108°24′4.23626″ N37°11′21.15759″ | | |
| 6 | 黑河沟水井 | 白垩系环河组裂隙水 | 新 324 扩 2 井场南侧 5.5km | E108°17′42.20816″ N36°57′58.54245″ | | |
| 7 | 起三转地下水监测井 | 白垩系洛河组承压含水层 | 塞 550-2 井场南侧 1.0km | E108°23′43.37940″ N37°7′23.35061″ | 水位+水质 | 引用自《第九采油厂 2024 年老油田油维改造（吴起区域）项目环境影响报告书》监测时间 2024.9.25 |
| 8 | 桐寨村水井 | 第四系风积黄土含水层 | 五谷城区块内 | E108°22′57.72606″ N37°8′27.26083″ | 水位+水质 | |
| 9 | 张窑子村 | 白垩系环河组裂隙水 | 新 570 井场西南侧 2.1km | E108°19′47.276″ N36°55′44.843″ | 水位+水质 | 引用自《长庆油田分公司第九采油厂吴起区域 2024 年产能建设工程环境影响报告书》监测时间 2024.3.19～2024.3.20 |
| 10 | 窨子台村 | 白垩系环河组裂隙水 | 旗 32-025 东侧 1.0km | E108°16′56.248″ N36°54′38.869″ | 水位+水质 | |
| 11 | 高楼湾西侧工地 | 白垩系环河组裂隙水 | 旗 32-025 西北侧 4.2km | E108°18′31.691″ N36°53′11.818″ | 水位+水质 | |
| 12 | 大涧台村 | 白垩系环河组裂隙水 | 新 324 扩 2 井场西侧 3.3km | E108°15′46.728″ N37°0′35.038″ | 水位+水质 | |
| 13 | 李家洼 | 白垩系环河组裂隙潜水 | 新 144 井场东南侧 2.9km | E108.358575° N37.086245° | 水位 | 引用自《第九采油厂 2025 年老油田维护（吴起区域）项目环境影响报告书》监测时间 2025.5.15-5.16 |
| 14 | 沙集 | 白垩系环河组裂隙潜水 | 新 324 扩 2 井场东南侧 2.0km | E108.307679° N36.998875° | 水位 | |
| 15 | 杨青村 | 白垩系环河组裂隙潜水 | 旗 32-025 井场西南侧 4.2km | E108.248131° N36.877028° | 水位 | |
| 16 | 徐阳湾水井 | 白垩系承压水 | 塬 204 井场西侧 4.4km | E107°19'18.00" N37°0'59.06" | 水质+水位 | 引用自《长庆油田分公司第九 |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 17 | 姜堡子水井 | 第四系黄土层潜水 | 塬 204 井场西南侧 4.6km | E107°22'16.03" N37°1'31.06" | | 采油厂 2024 年产能建设工程（榆林区域）环境影响报告书》监测时间 2024.3.11 |
| 18 | 刘峁塬水井 | 环河组 | 罗庞塬区块范围内 | E107°20′53.51″，N37°01′28.04″ | | 引用自《长庆油田分公司第九采油厂伴生气综合利用优化工程环境影响报告书》监测时间 2024.11.29 |

（2）监测因子及分析方法

①阴阳离子：$K^+$、$Na^+$、$Ca^{2+}$、$Mg^{2+}$、$CO_3^{2-}$、$HCO_3^-$、$Cl^-$、$SO_4^{2-}$。

②基本因子：pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、总硬度、挥发酚、氟化物、氰化物、耗氧量、溶解性总固体、钡、铁、锰、铅、砷、汞、镉、铬（六价）、石油类、硫化物。

③特征因子：石油类。

④水位。

各项监测因子、分析方法依据及限值等详见表 5.2.2-2。

**表 5.2.2-2　地下水水质监测因子及分析方法**

| 序号 | 检测项目 | 方法依据 | 最低检出限 | 单位 |
|---|---|---|---|---|
| 1 | pH 值 | 《水质 pH 值的测定 电极法》（HJ 1147-2020） | - | 无量纲 |
| 2 | 总硬度 | 《水质 钙和镁总量的测定 EDTA 滴定法》（GB 7477-1987） | 5 | mg/L |
| 3 | 溶解性总固体 | 《生活饮用水标准检验方法 第 4 部分：感官性状和物理指标》（GB/T 5750.4-2023） | - | mg/L |
| 4 | 硫酸盐 | 《水质 硫酸盐的测定 铬酸钡分光光度法（试行）》（HJ/T 342-2007） | 8 | mg/L |
| 5 | 氯化物 | 《水质 氯化物的测定 硝酸银滴定法》（GB11896-89） | 10 | mg/L |
| 6 | 铁 | 《水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法》（GB11911-89） | 0.03 | mg/L |
| 7 | 锰 | 《水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法》（GB11911-89） | 0.01 | mg/L |
| 8 | 挥发性酚类 | 《水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法》（HJ 503-2009） | 0.0003 | mg/L |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| 9 | 耗氧量 | 《水质 高猛酸盐指数的测定》（GB11892-89） | 0.5 | mg/L |
| 10 | 氨氮 | 《水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法》（HJ 535-2009） | 0.025 | mg/L |
| 11 | 钠 | 《水质 钾和钠的测定 火焰原子吸收分光光度法》（GB11904-89） | 0.01 | mg/L |
| 12 | 亚硝酸盐（以 N 计） | 《水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法》（GB 7493-1987） | 0.003 | mg/L |
| 13 | 硝酸盐（以 N 计） | 《水质 硝酸盐氮的测定 紫外分光光度法》（HJ/T 346-2007） | 0.08 | mg/L |
| 14 | 氰化物 | 《水质 氰化物的测定 容量法和分光光度法》（HJ 484-2009） | 0.004 | mg/L |
| 15 | 氟化物 | 《水质 氟化物的测定 离子选择电极法》（GB7484-1987） | 0.05 | mg/L |
| 16 | 汞 | 《水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法（发布稿）》（HJ 694-2014） | 0.00004 | mg/L |
| 17 | 砷 | 《水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法（发布稿）》（HJ 694-2014） | 0.0003 | mg/L |
| 18 | 镉 | 《水质 铜、锌、铅、镉的测定 原子吸收分光光度法》（GB7475-1987） | 0.001 | mg/L |
| 19 | 铬（六价） | 《水质 六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法》（GB 7467-1987） | 0.004 | mg/L |
| 20 | 铅 | 《水质 铜、锌、铅、镉的测定 原子吸收分光光度法》（GB 7475-1987） | 0.01 | mg/L |
| 21 | 钙 | 《水质 钙和镁的测定 原子吸收分光光度法》（GB 11905-89） | 0.02 | mg/L |
| 22 | 镁 | 《水质 钙和镁的测定 原子吸收分光光度法》（GB 11905-89） | 0.002 | mg/L |
| 23 | 钾 | 《水质 钾和钠的测定 火焰原子吸收分光光度法》（GB 11904-89） | 0.05 | mg/L |
| 24 | 碳酸氢根 | 酸碱指示剂滴定法《水和废水监测分析方法》（第四版增补版）国家环境保护总局 2002 年 | - | mg/L |
| 25 | 碳酸根 | 酸碱指示剂滴定法《水和废水监测分析方法》（第四版增补版）国家环境保护总局 2002 年 | - | mg/L |
| 26 | 石油类 | 《水质石油类的测定 紫外分光光度法（试行）》（HJ 970-2018） | 0.01 | mg/L |
| 27 | 硫化物 | 《水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法》（HJ 1226-2021） | 0.003 | mg/L |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| 28 | 钡 | 《水质 钡的测定 石墨炉原子吸收分光光度法》（HJ 602-2011） | 0.0025 | mg/L |

（3）采样时间及频率

本次委托甘肃新康环保产业监测服务有限公司于2026年1月8日～1月9日进行了水质、水位监测，同时引用第九采油厂2024年、2025年产能建设工程和油维工程监测数据。

（4）监测结果

①水位

本次地下水水位监测结果见表5.2.2-3。

**表5.2.2-3　　地下水位监测结果**

| 编号 | 监测点位 | 井口标高（m） | 井深（m） | 水位标高 | 水位埋深（m） | 监测层位 | 功能用途 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 徐团庄村 | 1664.57 | 940 | 790.62 | 873.95 | 白垩系承压水 | 生产用水（灌溉、牲畜饮用） |
| 2 | 刘4增4#水源井 | 1404.28 | 320 | 1108.82 | 295.46 | 白垩系承压水 | 生产用水 |
| 3 | 周湾村 | 1510.35 | 10 | 1502.79 | 7.56 | 第四系黄土层潜水 | 饮用 |
| 4 | 大树崾峪附近水井 | 1555.46 | 600 | 1503.59 | 51.87 | 白垩系环河组裂隙水 | 饮用 |
| 5 | 苏新庄附近水井 | 1619.14 | 400 | 1606.78 | 12.36 | 白垩系环河组裂隙水 | 加油站监测井 |
| 6 | 黑河沟水井 | 1331.10 | 30 | 1326.27 | 4.83 | 白垩系环河组裂隙水 | 饮用 |
| 7 | 起三转地下水监测井 | 1446.73 | 200 | 1418.23 | 28.5 | 白垩系洛河组承压含水层 | 监控井 |
| 8 | 桐寨村水井 | 1450.26 | 100 | 1422.46 | 27.8 | 第四系风积黄土含水层 | 饮用 |
| 9 | 张窑子村 | 1328.8 | 13.00 | 1317.40 | 11.4 | 白垩系环河组裂隙水 | 饮用 |
| 10 | 窨子台村 | 1330.5 | 60.00 | 1274.50 | 56.0 | 白垩系环河组裂隙水 | 饮用 |
| 11 | 高楼湾西侧工地 | 1407.9 | 55.00 | 1355.70 | 52.2 | 白垩系环河组裂隙水 | 饮用 |
| 12 | 大涧台村 | 1317.8 | 10.00 | 1309.80 | 8.0 | 白垩系环河组裂隙水 | 饮用 |
| 13 | 李家洼 | 1377.2 | 35 | 1349.2 | 28 | 白垩系环河组裂隙水 | 饮用 |
| 14 | 沙集 | 1317.5 | 17 | 1307.5 | 10 | 白垩系环河组裂隙水 | 饮用 |

| | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 15 | 杨青村 | 1278.6 | 27 | 1263.6 | 15 | 白垩系环河组裂隙水 | 饮用 |
| 16 | 徐阳湾水井 | 1659 | 920 | 1268 | 391 | 白垩系承压水 | 饮用+灌溉 |
| 17 | 姜堡子水井 | 1359 | 175 | 1256 | 103 | 第四系黄土层潜水 | 饮用+灌溉 |
| 18 | 刘峁塬水井 | 1723.32 | 350 | 1403.32 | 320 | 白垩系环河组裂隙水 | 饮用+灌溉 |

②水质监测结果及评价

a.监测数据可靠性分析

地下水水质监测点各点的阴阳离子平衡分析分别见表5.2.2-4。根据离子平衡的检查公式：E=100×（∑mc-∑ma）/（∑mc+∑ma），计算得阴阳离子相对误差在数值上应小于±5%，从表中可以看出，各监测点数据阴阳离子相对误差在允许范围内，因此监测数据可靠。

**表5.2.2-4　地下水阴阳离子平衡表　单位：mg/L**

| 监测点位<br>阴阳离子 | 1#周湾村水井 | 14#徐团庄机井 | 15#刘4增4#水源井 |
|---|---|---|---|
| $K^+$（mg/L） | 0.72 | 3.98 | 3.67 |
| $Na^+$（mg/L） | 121 | 333 | 315 |
| $Ca^{2+}$（mg/L） | 75.6 | 223 | 156 |
| $Mg^{2+}$（mg/L） | 39.2 | 124 | 115 |
| $CO_3^{2-}$（mg/L） | 未检出 | 未检出 | 未检出 |
| $HCO_3^-$（mg/L） | 298 | 336 | 302 |
| $Cl^-$（mg/L） | 161 | 605 | 520 |
| $SO_4^{2-}$（mg/L） | 163 | 800 | 703 |
| Σmc | 12.82 | 39.22 | 34.24 |
| Σma | 12.33 | 36.06 | 31.17 |
| E/% | 1.95 | 4.19 | 4.70 |

b.水质监测及评价结果

监测结果具体见表5.2.2-5和表5.2.2-6。

**表5.2.2-5　本次实测的地下水水质监测统计结果　单位：mg/L**

| 检测项目 | 1#徐团庄机井 | | 2#刘4增4#水源井 | | 3#周湾村水井 | | 标准限值 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 2026.1.9 | 超标倍数 | 2026.1.9 | 超标倍数 | 2026.1.8 | 超标倍数 | |
| pH值 | 7.4 | 0 | 7.8 | 0 | 7.9 | 0 | 6.5-8.5 |
| 总硬度 | 1190 | 1.64 | 960 | 1.13 | 390 | 0 | ≤450 |
| 溶解性总固体 | 2503 | 1.50 | 2126 | 1.13 | 820 | 0 | ≤1000 |
| 硫酸盐 | 800 | 2.20 | 703 | 1.81 | 163 | 0 | ≤250 |
| 氯化物 | 605 | 1.42 | 520 | 1.08 | 161 | 0 | ≤250 |
| 铁 | 0.17 | 0 | 0.05 | 0 | 0.03L | 0 | ≤0.3 |
| 锰 | 0.09 | 0 | 0.08 | 0 | 0.01L | 0 | ≤0.10 |
| 挥发性酚类 | 0.0003L | 0 | 0.0003L | 0 | 0.0003L | 0 | ≤0.002 |

| | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 耗氧量 | 1.3 | 0 | 1.2 | 0 | 0.8 | 0 | ≤3.0 |
| 氨氮 | 0.215 | 0 | 0.050 | 0 | 0.077 | 0 | ≤0.50 |
| 钠 | 333 | 0.67 | 315 | 0.68 | 121 | 0 | ≤200 |
| 亚硝酸盐（以 N 计） | 0.016 | 0 | 0.208 | 0 | 0.006 | 0 | ≤1.00 |
| 硝酸盐（以 N 计） | 0.30 | 0 | 11.3 | 0 | 37.3 | 0 | ≤20.0 |
| 氰化物 | 0.004L | 0 | 0.004L | 0 | 0.004L | 0 | ≤0.05 |
| 氟化物 | 0.52 | 0 | 0.42 | 0 | 1.86 | 0 | ≤1.0 |
| 汞 | 0.00004 | 0 | 0.00004L | 0 | 0.00004L | 0 | ≤0.001 |
| 砷 | 0.0010 | 0 | 0.0003L | 0 | 0.0008 | 0 | ≤0.01 |
| 镉 | 0.001L | 0 | 0.001L | 0 | 0.001L | 0 | ≤0.005 |
| 铬（六价） | 0.005 | 0 | 0.009 | 0 | 0.012 | 0 | ≤0.05 |
| 铅 | 0.01L | 0 | 0.01L | 0 | 0.01L | 0 | ≤0.01 |
| 硫化物 | 0.003L | 0 | 0.003L | 0 | 0.003L | 0 | ≤0.02 |
| 钡 | 0.0025L | 0 | 0.0025L | 0 | 0.0025L | 0 | ≤0.70 |
| 石油类 | 0.01L | / | 0.01L | / | 0.01L | / | - |
| 钙 | 223 | / | 156 | / | 75.6 | / | - |
| 镁 | 124 | / | 115 | / | 39.2 | / | - |
| 钾 | 3.98 | / | 3.67 | / | 0.72 | / | - |
| 碳酸氢根 | 336 | / | 302 | / | 298 | / | - |
| 碳酸根 | 未检出 | / | 未检出 | / | 未检出 | / | - |

**表 5.2.2-6　　本次引用的地下水水质监测统计结果　　单位：mg/L**

| 检测项目 | 4#大树崾峪附近水井 | | 5#苏新庄附近水井 | | 6#黑河沟水井 | | 7#起三转地下水监测井 | | 标准限值 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 2025.1.14 | 超标倍数 | 2025.1.15 | 超标倍数 | 2025.1.15 | 超标倍数 | 2024.9.25 | 超标倍数 | |
| 钾 | 4.52 | / | 2.71 | / | 3.45 | / | 2.24 | / | / |
| 钠 | 115 | 0 | 117 | 0 | 196 | 0 | 98.1 | 0 | ≤200 |
| 钙 | 98.9 | / | 81.5 | / | 96.6 | / | 57.9 | / | / |
| 镁 | 120 | / | 141 | / | 122 | / | 34.0 | / | / |
| 碳酸根 | 未检出 | / | 未检出 | / | 未检出 | / | 5ND | / | / |
| 碳酸氢根 | 302 | / | 311 | / | 298 | / | 155 | / | / |
| 氯化物 | 410 | 0.64 | 439 | 0.76 | 406 | 0.62 | 113 | 0 | ≤250 |
| 硫酸盐 | 317 | 0 | 351 | 0.40 | 342 | 0.37 | 213 | 0 | ≤250 |
| pH 值 | 7.3 | 0 | 7.1 | 0 | 7.4 | 0 | 7.8 | 0 | 6~8.5 |
| 氨氮 | 0.186 | 0 | 0.214 | 0 | 0.248 | 0 | 0.195 | 0 | ≤0.50 |
| 硝酸盐 | 0.41 | 0 | 0.48 | 0 | 0.36 | 0 | 0.61 | 0 | ≤20.0 |
| 亚硝酸盐 | 0.007 | 0 | 0.009 | 0 | 0.012 | 0 | 0.003ND | 0 | ≤1.0 |
| 挥发酚 | 0.0003L | 0 | 0.0003L | 0 | 0.0003L | 0 | 0.003ND | 0 | ≤0.002 |
| 砷 | 0.0004 | 0 | 0.0004 | 0 | 0.0004 | 0 | 0.003ND | 0 | ≤0.01 |
| 汞 | 0.00004L | 0 | 0.00004L | 0 | 0.00004L | 0 | 0.00004ND | 0 | ≤0.001 |
| 总硬度 | 779 | 0.73 | 786 | 0.75 | 738 | 0.64 | 281 | 0 | ≤450 |
| 六价铬 | 0.020 | 0 | 0.014 | 0 | 0.018 | 0 | 0.013 | 0 | ≤0.05 |
| 氟化物 | 0.49 | 0 | 0.56 | 0 | 0.53 | 0 | 0.18 | 0 | ≤1.0 |
| 铅 | 0.01L | 0 | 0.01L | 0 | 0.01L | 0 | 0.0025ND | 0 | ≤0.01 |
| 镉 | 0.001L | 0 | 0.001L | 0 | 0.001L | 0 | 0.0005ND | 0 | ≤0.005 |
| 铁 | 0.03L | 0 | 0.03L | 0 | 0.03L | 0 | 0.03ND | 0 | ≤0.3 |
| 锰 | 0.01L | 0 | 0.01L | 0 | 0.01L | 0 | 0.01ND | 0 | ≤0.10 |

| 溶解性总固体 | 1261 | 0.26 | 1285 | 0.29 | 1257 | 0.25 | 604 | 0 | ≤1000 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 耗氧量 | 0.8 | 0 | 0.7 | 0 | 0.9 | 0 | 1.49 | 0 | ≤3.0 |
| 石油类 | 0.01L | 0 | 0.01L | 0 | 0.01L | 0 | 0.01ND | 0 | ≤0.05 |
| 硫化物 | 0.003L | 0 | 0.003L | 0 | 0.003L | 0 | 0.003ND | 0 | ≤0.02 |
| 钡 | 0.0025L | 0 | 0.0025L | 0 | 0.0025L | 0 | 0.0025ND | 0 | ≤0.7 |
| 氰化物 | 0.49 | 0 | 0.56 | 0 | 0.53 | 0 | ＜2 | 0 | ≤3.0 |
| 检测项目 | 8#桐寨村水井 | | 9#张窑子村 | | 10#窨子台村 | | 11#高楼湾西侧工地 | | 标准限值 |
| | 2024.9.25 | 超标倍数 | 2024.3.19 | 超标倍数 | 2024.3.20 | 超标倍数 | 2024.3.20 | 超标倍数 | |
| 钾 | 1.75 | / | 1.50 | / | 1.91 | / | 1.59 | / | / |
| 钠 | 93.6 | 0 | 119 | 0 | 131 | 0 | 128 | 0 | ≤200 |
| 钙 | 127 | / | 53.6 | / | 59.2 | / | 58.4 | / | / |
| 镁 | 27.4 | / | 19.1 | / | 20.9 | / | 20.2 | / | / |
| 碳酸根 | 5ND | / | 5ND | / | 5ND | / | 5ND | / | / |
| 碳酸氢根 | 366 | / | 376 | / | 371 | / | 356 | / | / |
| 氯化物 | 92.0 | 0 | 16.9 | 0 | 18.2 | 0 | 17 | 0 | ≤250 |
| 硫酸盐 | 146 | 0 | 137 | 0 | 152 | 0 | 142 | 0 | ≤250 |
| pH 值 | 7.7 | 0 | 7.9 | 0 | 7.6 | 0 | 7.8 | 0 | 6~8.5 |
| 氨氮 | 0.232 | 0 | 0.165 | 0 | 0.154 | 0 | 0.171 | 0 | ≤0.50 |
| 硝酸盐 | 0.76 | 0 | 0.14 | 0 | 0.16 | 0 | 0.14 | 0 | ≤20.0 |
| 亚硝酸盐 | 0.003ND | 0 | 0.003ND | 0 | 0.003ND | 0 | 0.003ND | 0 | ≤1.0 |
| 挥发酚 | 0.003ND | 0 | 0.0003ND | 0 | 0.0003ND | 0 | 0.0003ND | 0 | ≤0.002 |
| 砷 | 0.003ND | 0 | 0.0003ND | 0 | 0.0003ND | 0 | 0.0003ND | 0 | ≤0.01 |
| 汞 | 0.00004ND | 0 | 0.00004ND | 0 | 0.00004ND | 0 | 0.00004ND | 0 | ≤0.001 |
| 总硬度 | 430 | 0 | 209 | 0 | 235 | 0 | 221 | 0 | ≤450 |
| 六价铬 | 0.017 | 0 | 0.004ND | 0 | 0.004ND | 0 | 0.004ND | 0 | ≤0.05 |
| 氟化物 | 0.45 | 0 | 0.16 | 0 | 0.14 | 0 | 0.20 | 0 | ≤1.0 |
| 铅 | 0.0025ND | 0 | 0.01ND | 0 | 0.01ND | 0 | 0.01ND | 0 | ≤0.01 |
| 镉 | 0.0005ND | 0 | 0.001ND | 0 | 0.001ND | 0 | 0.001ND | 0 | ≤0.005 |
| 铁 | 0.03ND | 0 | 0.10 | 0 | 0.10 | 0 | 0.08 | 0 | ≤0.3 |
| 锰 | 0.01ND | 0 | 0.01ND | 0 | 0.01ND | 0 | 0.01ND | 0 | ≤0.10 |
| 溶解性总固体 | 675 | 0 | 516 | 0 | 562 | 0 | 545 | 0 | ≤1000 |
| 耗氧量 | 1.78 | 0 | 1.4 | 0 | 1.6 | 0 | 1.6 | 0 | ≤3.0 |
| 石油类 | 0.01ND | 0 | 0.01ND | 0 | 0.01ND | 0 | 0.01ND | 0 | ≤0.05 |
| 硫化物 | 0.003ND | 0 | 0.01ND | 0 | 0.01ND | 0 | 0.01ND | 0 | ≤0.02 |
| 钡 | 0.0025ND | 0 | - | - | - | - | - | - | ≤0.7 |
| 总大肠菌群 | ＜2 | 0 | <2 | 0 | <2 | 0 | <2 | 0 | ≤3.0 |
| 菌落总数 | 52 | 0 | 30 | 0 | 20 | 0 | 15 | 0 | ≤100 |
| 检测项目 | 12#大涧台 | | 16#徐阳湾水井 | | 17#姜堡子水井 | | 18#刘峁塬水井 | | 标准限值 |
| | 2024.3.19 | 超标倍数 | 2024.3.11 | 超标倍数 | 2024.3.11 | 超标倍数 | 2024.11.29 | 超标倍数 | |
| 钾 | 1.80 | / | 10.2 | 0 | 5.23 | 0 | 1.9 | / | / |
| 钠 | 126 | 0 | 18.0 | 0 | 1.95 | 0 | 161 | 0 | ≤200 |
| 钙 | 55.8 | / | 93.5 | 0 | 71.6 | 0 | 23.7 | / | / |
| 镁 | 20.4 | / | 3.60 | 0 | 4.16 | 0 | 8.38 | / | / |

| | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 碳酸根 | 5ND | / | 0 | 0 | 0 | 0 | 5ND | / | / |
| 碳酸氢根 | 388 | / | 69.7 | 0 | 104 | 0 | 284 | / | / |
| 氯化物 | 17.5 | 0 | 98.1 | 0 | 83.6 | 0 | 29.2 | 0 | ≤250 |
| 硫酸盐 | 147 | 0 | 57.6 | 0 | 45.4 | 0 | 161 | 0 | ≤250 |
| pH 值 | 7.8 | 0 | 7.66 | 0 | 7.64 | 0 | 8.3 | 0 | 6~8.5 |
| 氨氮 | 0.150 | 0 | 0.093 | 0 | 0.250 | 0 | 0.493 | 0 | ≤0.50 |
| 硝酸盐 | 0.15 | 0 | 0.08 | 0 | 0.09 | 0 | 3.98 | 0 | ≤20.0 |
| 亚硝酸盐 | 0.003ND | 0 | 0.003 | 0 | 0.080 | 0 | 0.003ND | 0 | ≤1.0 |
| 挥发酚 | 0.0003ND | 0 | $3.0\times10^{-4}$L | 0 | $3.0\times10^{-4}$L | 0 | 0.003ND | 0 | ≤0.002 |
| 砷 | 0.0003ND | 0 | $1.2\times10^{-3}$ | 0 | $8.0\times10^{-4}$ | 0 | 0.0003 | 0 | ≤0.01 |
| 汞 | 0.00004ND | 0 | $5.0\times10^{-5}$ | 0 | $1.0\times10^{-4}$ | 0 | 0.00067 | 0 | ≤0.001 |
| 总硬度 | 244 | 0 | 518 | 0.15 | 718 | 0.60 | 96 | 0.07 | ≤450 |
| 六价铬 | 0.004ND | 0 | 0.004L | 0 | 0.004L | 0 | 0.016 | 0 | ≤0.05 |
| 氟化物 | 0.13 | 0 | 0.07 | 0 | 0.08 | 0 | 0.74 | 0 | ≤1.0 |
| 铅 | 0.01ND | 0 | $1.0\times10^{-3}$L | 0 | $1.0\times10^{-3}$L | 0 | 0.0025ND | 0 | ≤0.01 |
| 镉 | 0.001ND | 0 | $1.0\times10^{-4}$L | 0 | $1.0\times10^{-4}$L | 0 | 0.0005ND | 0 | ≤0.005 |
| 铁 | 0.11 | 0 | 0.12 | 0 | 0.07 | 0 | 0.03ND | 0 | ≤0.3 |
| 锰 | 0.01ND | 0 | 0.02 | 0 | 0.02 | 0 | 0.01ND | 0 | ≤0.10 |
| 溶解性总固体 | 538 | 0 | 688 | 0 | 1015 | 0.02 | 531 | 0.01 | ≤1000 |
| 耗氧量 | 1.5 | 0 | 2.38 | 0 | 2.80 | 0 | 2.12 | 0 | ≤3.0 |
| 石油类 | 0.01ND | 0 | 0.01L | 0 | 0.01L | 0 | 0.01ND | 0 | ≤0.05 |
| 硫化物 | 0.01ND | 0 | 0.003L | 0 | 0.003L | 0 | 0.003ND | 0 | ≤0.02 |
| 钡 | - | - | $2.5\times10^{-3}$L | 0 | $2.5\times10^{-3}$L | 0 | 0.0025ND | 0 | ≤0.7 |
| 总大肠菌群 | <2 | 0 | - | - | - | - | <2 | 0 | ≤3.0 |
| 菌落总数 | 25 | 0 | - | - | - | - | 69 | 0 | ≤100 |

根据本次实测及引用的地下水水质监测结果，项目区域部分点位氯化物、硫酸盐、总硬度、溶解性总固体存在超标，石油类均未检出，其余监测因子均符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准限值。

其中钠、氯化物、硫酸盐、总硬度、溶解性总固体超标的原因主要为受黄土地区地质构造、黄土层岩性及地下水蒸发浓缩等作用影响导致的地下水背景值偏高。具体分析如下：

（1）地质构造与岩性：本项目所在区域的地质条件复杂，含水层主要包括第四系黄土层和下伏的白垩系碎屑岩等。这些地层中含有的矿物成分在地下水流动过程中会溶解，增加水中的离子浓度，如钠和氯化物。

（2）蒸发浓缩作用：本项目所在区域属于干旱半干旱地区，强烈的蒸发作用会导致地下水中的离子浓度不断升高，尤其是如氯化物和钠，属于易溶盐类，同时也会增加总硬度和溶解性总固体的含量。

2、现有工程场地包气带污染现状调查

（1）监测点布设

根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ 610-2016）的要求，“对于一、二级的改、扩建项目，应在可能造成地下水污染的主要装置或设施附近开展包气带污染现状调查”。

本项目为扩建项目，地下水评价工作等级为二级，故本次评价根据现有工程情况，选取本次现有周 6 增、周一转、刘 54-12 井场、新 230 污油泥暂存点，分别在站场污染装置区附近和站场外未开发利用地取样进行对比调查，共 4 组 8 个包气带污染现状监测点。根据导则要求，取样点位置及深度见表具体见表 5.2.2-7。

**表 5.2.2-7　包气带污染现状取样点位**

| 编号 | 监测点位 | 布点原则 | 监测因子 | 监测层位 | 监测频次 | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 周 6 增污油箱附近 | 现有工程可能受污染的区域 | pH、氨氮、挥发性酚类、石油类、六价铬、硝酸盐、氯化物、汞、砷、硫化物 | 第一层：井口周边 0-20cm；第二层：污油箱以下取样 | 监测 1 天，采样一次 | 本次现状监测 |
| 2 | 周 6 增站外空地 | 厂界外未受污染的对照点 | | 0-20cm 一层 | | |
| 3 | 周一转干化池 | 现有工程可能受污染的区域 | | 第一层：0-20cm；第二层：干化池以下取样 | | |
| 4 | 周一转站外空地 | 厂界外未受污染的对照点 | | 0-20cm 一层 | | |
| 5 | 刘 54-12 井场井口附近 | 现有工程可能受污染的区域 | | 第一层：0-20cm；第二层：井口周边 20-60cm | | |
| 6 | 刘 54-12 井场站外空地 | 厂界外未受污染的对照点 | | 0-20cm 一层 | | |
| 7 | 新 230 污油泥暂存点 | 现有工程可能受污染的区域 | | 第一层：0-20cm；第二层：2.5m 以下取样 | | |
| 8 | 新 230 污油泥暂存点站外空地 | 厂界外未受污染的对照点 | | 0-20cm 一层 | | |

（2）监测项目及分析方法

监测项目：pH、氨氮、挥发性酚类、石油类、六价铬、硝酸盐、氯化物、汞、砷、硫化物，共 10 项，各监测项目分析方法见表 5.2.2-8。

**表 5.2.2-8　监测项目分析方法**

| 序号 | 检测项目 | 方法依据 | 最低检出限 | 单位 |
|---|---|---|---|---|
| 1 | pH 值 | 《水质 pH 值的测定 电极法》（HJ 1147-2020） | - | 无量纲 |
| 2 | 铬（六价） | 《水质 六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法》（GB 7467-1987） | 0.004 | mg/L |
| 3 | 石油类 | 《水质石油类的测定 紫外分光光度法（试行）》（HJ 970-2018） | 0.01 | mg/L |
| 4 | 挥发性酚类 | 《水质挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法》（HJ 503-2009） | 0.0003 | mg/L |
| 5 | 氨氮 | 《水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法》（HJ 535-2009） | 0.025 | mg/L |
| 6 | 氯化物 | 《水质 氯化物的测定 硝酸银滴定法》（GB 11896-89） | 10 | mg/L |
| 7 | 硝酸盐氮 | 《水质 硝酸盐氮的测定 紫外分光光度法（试行）》（HJ/T 346-2007） | 0.08 | mg/L |
| 8 | 硫化物 | 《水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法》（HJ 1226-2021） | 0.003 | mg/L |
| 9 | 汞 | 《水质汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法（发布稿）》（HJ 694-2014） | 0.00004 | mg/L |
| 10 | 砷 | 《水质汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法（发布稿）》（HJ 694-2014） | 0.0003 | mg/L |

（3）采样时间

监测时间为2026年1月8-1月10日，取一次样。

（4）监测结果与评价

包气带监测结果见表5.2.2-9。

**表 5.2.2-9　包气带监测结果**

| 采样日期 | 监测项目 | 周6增污泥箱附近（0-20cm） | 周6增污泥箱附近2-2.5m | 周6增厂界外空地（0-20cm） | 单位 |
|---|---|---|---|---|---|
| 2026.18 | pH 值 | 7.9 | 7.6 | 7.5 | 无量纲 |
| | 铬（六价） | 0.027 | 0.023 | 0.014 | mg/L |
| | 石油类 | 0.03 | 0.02 | 0.01 | mg/L |
| | 挥发性酚类 | 0.0003L | 0.0003L | 0.0003L | mg/L |
| | 氨氮 | 0.318 | 0.274 | 0.230 | mg/L |
| | 氯化物 | 166 | 159 | 135 | mg/L |
| | 硝酸盐氮 | 1.72 | 1.60 | 1.34 | mg/L |
| | 硫化物 | 0.003L | 0.003L | 0.003L | mg/L |
| | 汞 | 0.00008 | 0.00006 | 0.00008 | mg/L |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | 砷 | 0.0008 | 0.0006 | 0.0010 | mg/L |
| 采样日期 | 监测项目 | 周一转干化池附近（0-20cm） | 周一转干化池（2-2.5m） | 周一转厂界外空地（0-20cm） | 单位 |
| 2026.1.8 | pH 值 | 7.8 | 7.6 | 7.4 | 无量纲 |
| | 铬（六价） | 0.024 | 0.022 | 0.015 | mg/L |
| | 石油类 | 0.02 | 0.02 | 0.01L | mg/L |
| | 挥发性酚类 | 0.0003L | 0.0003L | 0.0003L | mg/L |
| | 氨氮 | 0.298 | 0.274 | 0.221 | mg/L |
| | 氯化物 | 161 | 154 | 144 | mg/L |
| | 硝酸盐氮 | 2.42 | 1.89 | 1.57 | mg/L |
| | 硫化物 | 0.003L | 0.003L | 0.003L | mg/L |
| | 汞 | 0.00006 | 0.00004 | 0.00005 | mg/L |
| | 砷 | 0.0003 | 0.0005 | 0.0003 | mg/L |
| 采样日期 | 监测项目 | 监测点位及结果 | | | 单位 |
| | | 刘 54-12 井口周边 0-20cm | 刘 54-12 井口周边 2-2.5m | 刘 54-12 井口厂界外空地（0-20cm） | |
| 2026.1.5 | pH 值 | 7.9 | 7.7 | 7.5 | 无量纲 |
| | 铬（六价） | 0.026 | 0.023 | 0.016 | mg/L |
| | 石油类 | 0.02 | 0.01 | 0.01L | mg/L |
| | 挥发性酚类 | 0.0003L | 0.0003L | 0.0003L | mg/L |
| | 氨氮 | 0.327 | 0.291 | 0.253 | mg/L |
| | 氯化物 | 179 | 173 | 151 | mg/L |
| | 硝酸盐氮 | 1.79 | 1.58 | 1.50 | mg/L |
| | 硫化物 | 0.003L | 0.003L | 0.003L | mg/L |
| | 汞 | 0.00006 | 0.00005 | 0.00005 | mg/L |
| | 砷 | 0.0008 | 0.0009 | 0.0006 | mg/L |
| 采样日期 | 监测项目 | 监测点位及结果 | | | 单位 |
| | | 新 230 危废暂存点附近（0-20cm） | 新 230 危废暂存点（2-2.5m） | 新 230 危废暂存点厂界外空地（0-20cm） | |
| 2026.1.10 | pH 值 | 7.8 | 7.6 | 7.5 | 无量纲 |
| | 铬（六价） | 0.025 | 0.018 | 0.013 | mg/L |
| | 石油类 | 0.03 | 0.03 | 0.02 | mg/L |
| | 挥发性酚类 | 0.0003L | 0.0003L | 0.0003L | mg/L |
| | 氨氮 | 0.348 | 0.312 | 0.251 | mg/L |
| | 氯化物 | 174 | 168 | 146 | mg/L |
| | 硝酸盐氮 | 2.42 | 2.20 | 1.78 | mg/L |
| | 硫化物 | 0.003L | 0.003L | 0.003L | mg/L |
| | 汞 | 0.00004 | 0.00004L | 0.00004L | mg/L |
| | 砷 | 0.0004 | 0.0003L | 0.0004 | mg/L |

从表 5.2.2-9 可以看出，将现有工程的包气带监测值与背景值对照可以看出无明显差异，说明已建工程对包气带影响较小。

### 5.2.3 声环现状监测与评价

1、监测点位布设

本次声环境现状监测共布设 6 个噪声监测点位，主要为扩建站场、井场厂界四周及环境敏感目标背景噪声点。监测点位见表 5.2.3-1 及图 5.2.1.1～5.2.1.3。

**表 5.2.3-1　　声环境现状监测点位置**

| 序号 | 监测地点 | | | 监测频次 | 监测因子 |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 周 6 增 | 厂界四周 1m 处 | 108.263620583,37.313010671 | 昼夜各一次，连续监测 2 天 | 连续等效 A 声级 |
| 2 | 薛三转 | 厂界四周 1m 处 | 108.332912771,36.920316496 | | |
| 3 | 周一转 | 厂界四周 1m 处 | 108.273271171,37.321086802 | | |
| 4 | 塞 545 井场 | 厂界四周 1m 处 | 108.392135717,37.141354949 | | |
| 5 | 塞 545 井场北侧敏感点 | 敏感点 | 108.393289067,37.142991097 | | |
| 6 | 管线敏感点 | 敏感点 | 108.362540223,37.163862518 | | |

2、监测因子

声环境质量现状监测因子为等效连续 A 声级 $L_{Aeq}$。

3、监测方法

监测方法按照《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的有关规定进行。

4、采样时间及监测频次

本次委托甘肃新康环保产业监测服务有限公司于 2026 年 1 月 8 日~1 月 12 日进行了厂界噪声及声环境质量监测，每个点位连续监测 2 天，每天昼、夜各监测 1 次。

5、监测结果与评价

本项目声环质量现状监测结果见表 5.2.3-2。

**表 5.2.3-2　　本项目声环质量现状监测结果**

| 序号 | 监测点 | | 监测结果 | | | | 标准 | | 达标情况 | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | 昼间 | 夜间 | 昼间 | 夜间 | 昼间 | 夜间 | 昼间 | 夜间 |
| 1 | 时间 | | 2026.1.8 | | 2026.1.9 | | 60 | 50 | / | |
| | 周 6 增 | 东 | 49 | 48 | 49 | 48 | | | 达标 | 达标 |
| | | 南 | 50 | 48 | 48 | 47 | | | 达标 | 达标 |
| | | 西 | 47 | 46 | 48 | 47 | | | 达标 | 达标 |
| | | 北 | 48 | 47 | 49 | 48 | | | 达标 | 达标 |
| 3 | 薛三转 | 时间 | 2026.1.10 | | 2026.1.11 | | | | / | |
| | | 东 | 49 | 48 | 49 | 47 | | | 达标 | 达标 |

| | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 南 | 49 | 47 | 48 | 47 | | | 达标 | 达标 |
| | | 西 | 50 | 48 | 49 | 48 | | | 达标 | 达标 |
| | | 北 | 48 | 47 | 50 | 48 | | | 达标 | 达标 |
| 4 | 周一转 | 时间 | 2026.1.8 | | 2026.1.9 | | | | / | |
| | | 东 | 49 | 48 | 49 | 48 | | | 达标 | 达标 |
| | | 南 | 50 | 48 | 51 | 49 | | | 达标 | 达标 |
| | | 西 | 50 | 49 | 49 | 48 | | | 达标 | 达标 |
| | | 北 | 50 | 49 | 50 | 48 | | | 达标 | 达标 |
| 5 | 塞 545 井场 | 时间 | 2026.1.11 | | 2026.1.12 | | | | / | |
| | | 东 | 48 | 46 | 49 | 48 | | | 达标 | 达标 |
| | | 南 | 48 | 47 | 48 | 47 | | | 达标 | 达标 |
| | | 西 | 49 | 48 | 49 | 48 | | | 达标 | 达标 |
| | | 北 | 50 | 48 | 48 | 47 | | | 达标 | 达标 |
| 7 | 时间 | | 2026.1.11 | | 2026.1.12 | | | | / | |
| | 石崖砭（塞 545 井场敏感点） | | 45 | 40 | 46 | 42 | | | 达标 | 达标 |
| 8 | 时间 | | 2026.1.11 | | 2026.1.12 | | | | / | |
| | 邢河（管线敏感点） | | 45 | 41 | 44 | 40 | | | 达标 | 达标 |

根据监测结果，声环境保护目标的背景噪声值均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求。改扩建站场、井场厂界噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准。

### 5.2.4 土壤环境现状调查与评价

1、土壤环境概况

根据国家土壤信息服务平台土壤信息查询结果，评价区土壤类型以黄绵土和黑垆土为主。评价区土壤类型分布见图 5.2.4.1.

黄绵土具有颗粒细小、质地疏松、结构较好、易于渗水、保墒性差等特点，性热、口松、粘性小、利于耕作。抗蚀性随降雨程度而异，中、小雨有减轻水土流失的作用，遇大雨和暴雨，水土流失严重。

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

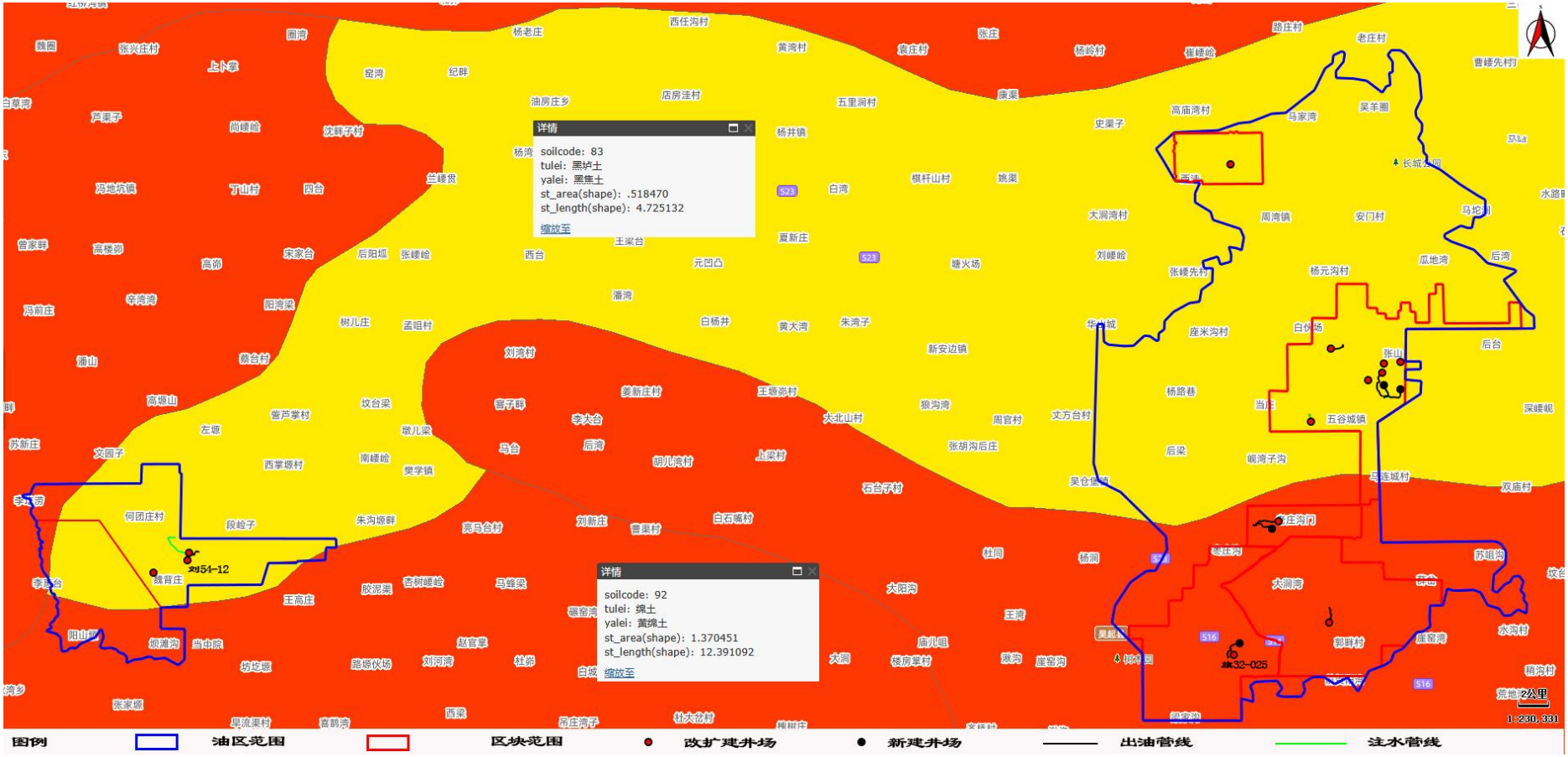



**图 5.2.4.1　　评价区土壤类型分布图**

2、理化特性调查

根据土壤类型分布图和现场调查，本项目评价区内土壤类型主要为黄绵土、黑垆土等 2 种类型。本次评价在项目区选择了 2 种土壤类型进行了土壤理化性质调查。剖面位置见表 5.2.4-1，土壤理化特性及剖面调查结果见表 5.2.4-2。

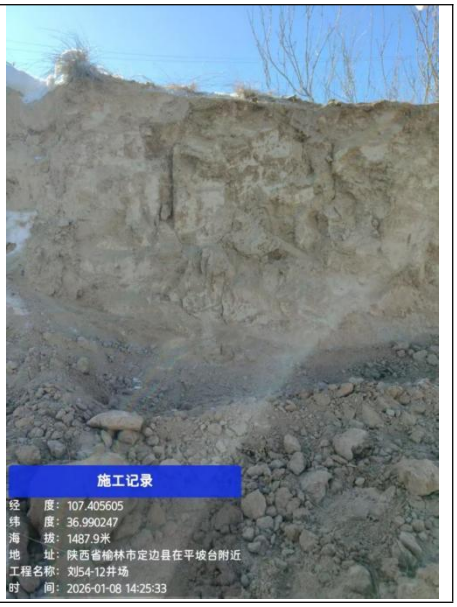
**表 5.2.4-1　典型土壤类型理化性质调查点位置**

| 点位 | 地理位置 | 点位坐标 | 土壤类型 |
|---|---|---|---|
| 1 | 旗 32-025 井场周边空地 | 108.2700095°E；36.9094421°N | 黄绵土 |
| 2 | 刘 54-12 井场周边空地 | 107.405605°E；36.990247°N | 黑垆土 |

土壤理化特性及剖面调查结果见表 5.2.4-2。

**表 5.2.4-2　井场土壤理化特性及剖面调查结果**

| 点位名称 | | 旗 32-025 井场附近 | 刘 54-12 井场注水管线附近 |
|---|---|---|---|
| 地理位置 | | 吴起街道窨子台村 | 姬塬镇刘峁塬村平坡台 |
| 土壤类型 | | 黄绵土 | 黑垆土 |
| 时间 | | 2026.1.11 | 2026.1.8 |
| 坐标 | | 108.2700095°E；36.9094421°N | 107.405605°E；36.990247°N |
| 层次 | | 0~20cm | 0~20cm |
| 现场记录 | 颜色 | 黄棕 | 黄色 |
| | 结构 | 粒状和团块状 | 块状 |
| | 质地 | 中壤土 | 中壤土 |
| | 砂砾含量（%） | 无 | 无 |
| | 其他异物 | 无 | 无 |
| 实验室测定 | pH | 8.18 | 8.19 |
| | 阳离子交换量（cmol(+)/kg） | 1.7 | 1.4 |
| | 氧化还原电位（mV） | 474 | 446 |
| | 饱和导水率（cm/s） | $6.08\times10^{-4}$ | $7.10\times10^{-4}$ |
| | 土壤容重（g/cm³） | $1.11\times10^{3}$ | $1.06\times10^{3}$ |
| | 孔隙度（%） | 49.3 | 51.8 |

| | | |
|---|---|---|
| 土壤剖面照片 |  |  |

3、现状监测点位设置

（1）布点原则

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

②本项目所在区域的土壤类型主要为黄绵土、黑垆土，每种土壤类型至少设置1个表层样监测点，尽量布置在未受人为污染或相对未受污染的区域。

③本项目永久占地主要为场站，分别选择有代表性的场站设置柱状样及表层样，可能涉及入渗途径影响的，在主要产污装置区附近设置柱状样监测点。

④本项目工程包含采油、注水等输送管线，根据评价范围内土壤环境敏感目标或站场内的平面布局情况确定监测点布设位置。

⑤本项目为评价工作等级一级的改、扩建项目，在现有工程厂界外可能产生影响的土壤环境敏感目标处设置监测点。

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

（2）监测点位设置

综合以上原则，采用均布性与代表性相结合的原则，本次土壤环境现状监测共设置监测点位15个。其中本次监测14个点位，引用1个监测点位。本次土壤环境现状调查与评价工作遵循资料收集与现状监测相结合的原则，满足污染影响

型一级评价及生态影响型二级评价工作级别要求，本次监测时间为 2026 年，引用监测数据监测时间为 2025 年，满足导则要求时限、布点原则和现状监测点数量要求，监测数据具有有效性、合理性。监测点按土地类型分为建设用地和农用地，建设用地采样点含 6 个柱状样和 3 个表层样，农用地采样点全部为表层样，共 6 个点位。满足导则要求的污染影响型一级评价及生态影响型二级评价工作级别要求。

本次实测点位及布点情况见表 5.2.4-3 及 5.2.1.1～5.2.1.3。

**表 5.2.4-3　土壤环境现状监测布点类型与数量要求**

| 编号 | 监测点位 | 坐标 | 采样点类型 | 采样位置 | 监测项目 | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 周 6 增污油箱附近 | 108.263612309, 37.313167481 | 柱状样（0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3.0m） | 占地范围内 | 0-0.5m：建设用地 45 项、pH、石油类、石油烃（C6~C9）、石油烃（C10~C40）、含盐量；0.5-1.5m、1.5m-3m：pH、石油类、石油烃（C6~C9）、石油烃（C10~C40）、含盐量、汞、砷、六价铬； | 本次现状监测 |
| 2 | 周一转污水池附近 | 108.272670128, 37.321507198 | | | | |
| 3 | 塞 581 井场含油污水池附近 | 108.394646802, 37.152754281 | | | | |
| 4 | 旗 32-025 扩建井场含油污水池附近 | 108.270307102, 36.909727313 | | | | |
| 5 | 刘 54-12 井场污油箱附近 | 107.404896747, 36.991097711 | | | | |
| 6 | 塞 550-2 井场 | 108.396282413, 37.131962735 | 表层样（0~0.2m） | 占地范围内 | 建设用地 45 项基本因子、石油烃（C10-C40）、石油烃（C6~C9）、石油类、PH、土壤盐分含量 | |
| 7 | 新 229 扩井场 | 108.354759135, 37.163351974 | | | | |
| 8 | 刘加 56-13 井场 | 107.407018151, 36.992963478 | | | | |
| 9 | 旗 67-117 井场外附近耕地 | 108.307029226, 37.019657965 | 表层样（0~0.2m） | 占地范围外 | 农用地 8 项基本因子、pH 值、土壤盐分含量、石油烃（C10-C40）、石油烃（C6~C9）、石油类、六价铬 | |
| 10 | 谷 17 井场至起三转输油管线附近耕地 | 108.410043219, 37.123644050 | | | | |
| 11 | 新 347-1 至新吴四转扩输油管线附近耕地 | 108.268879462, 36.914810036 | | | | |
| 12 | 新 570 至薛 14 增管线附近耕地 | 108.351576831, 36.946663799 | | | | |
| 13 | 塬 204 井场外附近 | 107.376510706, 36.978374320 | 表层样（0~0.2m） | 占地范围外 | 农用地 8 项基本因子、pH 值、土壤盐分含量、石油烃（C10-C40）、石油烃（C6~C9）、石油类、六价铬 | |
| 14 | 刘加 56-13 井场注水管线附近耕地 | 107.390722391, 37.003288060 | | | | |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 15 | 薛三转污水污泥池附近 | 108.332569220,36.920829862 | 柱状样（0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3.0m） | 占地范围内 | 0-0.5m：建设用地45项、pH、石油类、石油烃（C6~C9）、石油烃（C10~C40）、含盐量；0.5-1.5m、1.5m-3m：pH、石油类、石油烃（C6~C9）、石油烃（C10~C40）、含盐量、汞、砷、六价铬； | 引用《长庆油田分公司第九采油厂2025年产能建设工程环境影响报告书》，监测时间2015.1.14-1.16 |

4、现状监测因子与时间

土壤环境现状监测因子分为基本因子和建设项目的特征因子。基本因子为《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）和《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中规定的基本项目，分别根据调查评价范围内的土地利用类型选取；项目特征因子为石油烃。

（1）监测因子

①建设用地基本因子

共45项，包括：

a、重金属和无机物：砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍；

b、挥发性有机物：四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯；

c、半挥发性有机物：硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、䓛、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,2-cd]芘、萘。

②农用地基本因子

共9项，包括：镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌。

③建设项目特征因子：共3项，石油类、石油烃（C6-C9）、石油烃（C10-C40）；

④其他因子：含盐量、pH。

（2）监测时间

本次委托甘肃新康环保产业监测服务有限公司于 2026 年 1 月 8 日~1 月 9 日进行了土壤监测。

5、监测分析方法

土壤现状监测样品的采集、保存、分析与质量控制均按 HJ/T166、HJ25.1、HJ25.2、GB36600、GB15618 等要求进行。

各监测项目检测分析方法见表 5.2.4-4。

**表 5.2.4-4　监测项目分析方法**

| 序号 | 检测项目 | 方法依据 | 最低检出限 | 单位 |
|---|---|---|---|---|
| 1 | pH 值 | 《土壤 pH 值的测定 点位法》（HJ 962-2018） | - | 无量纲 |
| 2 | 水溶性盐总量（全盐量） | 《土壤检测 第 16 部分：土壤水溶性盐总量的测定》（NY/T 1121.16-2006） | - | g/kg |
| 3 | 石油类 | 《土壤 石油类的的测定 红外分光光度法》（HJ 1051-2019） | 4 | mg/kg |
| 4 | 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》（HJ 1020-2019） | 0.04 | mg/kg |
| 5 | 石油烃（C10-C40） | 《土壤和沉积物 石油烃（C10-C40）的测定 气相色谱法》（HJ 1021-2019） | 6 | mg/kg |
| 6 | 总铬 | 《土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法》（HJ 491-2019） | 4 | mg/kg |
| 7 | 锌 | 《土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法》（HJ 491-2019） | 1 | mg/kg |
| **（1）重金属和无机物** | | | | |
| 1 | 砷 | 《土壤和沉积物 汞、砷、硒、铋、锑的测定 微波消解/原子荧光法》（HJ 680-2013） | 0.01 | mg/kg |
| 2 | 镉 | 《土壤质量 铅、镉的测定 石墨炉原子吸收分光光度法》（GB/T 17141-1997） | 0.01 | mg/kg |
| 3 | 铬（六价） | 《土壤和沉积物 六价铬的测定 碱溶液提取-火焰原子吸收分光光度法》（HJ 1082-2019） | 0.5 | mg/kg |
| 4 | 铜 | 《土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法》（HJ 491-2019） | 1 | mg/kg |
| 5 | 铅 | 《土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法》（HJ 491-2019） | 10 | mg/kg |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| 6 | 汞 | 《土壤和沉积物 汞、砷、硒、铋、锑的测定 微波消解/原子荧光法》（HJ 680-2013） | 0.002 | mg/kg |
| 7 | 镍 | 《土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法》（HJ 491-2019） | 3 | mg/kg |
| **（2）挥发性有机物** | | | | |
| 8 | 四氯化碳 | 《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》（HJ 605-2011） | 1.3 | ug/kg |
| 9 | 氯仿 | 《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法（HJ 605-2011） | 1.1 | ug/kg |
| 10 | 氯甲烷 | 《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》（HJ 605-2011） | 1.0 | ug/kg |
| 11 | 1，1-二氯乙烷 | 《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》（HJ 605-2011） | 1.2 | ug/kg |
| 12 | 1，2-二氯乙烷 | 《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》（HJ 605-2011） | 1.3 | ug/kg |
| 13 | 1，1-二氯乙烯 | 《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》（HJ 605-2011） | 1.0 | ug/kg |
| 14 | 顺-1，2-二氯乙烯 | 《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》（HJ 605-2011） | 1.3 | ug/kg |
| 15 | 反-1，2-二氯乙烯 | 《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》（HJ 605-2011） | 1.4 | ug/kg |
| 16 | 二氯甲烷 | 《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》（HJ 605-2011） | 1.5 | ug/kg |
| 17 | 1，2-二氯丙烷 | 《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》（HJ 605-2011） | 1.1 | ug/kg |
| 18 | 1，1，1，2-四氯乙烷 | 《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》（HJ 605-2011） | 1.2 | ug/kg |
| 19 | 1，1，2，2-四氯乙烷 | 《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》（HJ 605-2011） | 1.2 | ug/kg |
| 20 | 四氯乙烯 | 《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》（HJ 605-2011） | 1.4 | ug/kg |
| 21 | 1，1，1-三氯乙烷 | 《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》（HJ 605-2011） | 1.3 | ug/kg |
| 22 | 1，1，2-三氯乙烷 | 《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》（HJ 605-2011） | 1.2 | ug/kg |
| 23 | 三氯乙烯 | 《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》（HJ 605-2011） | 1.2 | ug/kg |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| 24 | 1，2，3-三氯丙烷 | 《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》（HJ 605-2011） | 1.2 | ug/kg |
| 25 | 氯乙烯 | 《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》（HJ 605-2011） | 1.0 | ug/kg |
| 26 | 苯 | 《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》（HJ 605-2011） | 1.9 | ug/kg |
| 27 | 氯苯 | 《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》（HJ 605-2011） | 1.2 | ug/kg |
| 28 | 1，2-二氯苯 | 《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》（HJ 605-2011） | 1.5 | ug/kg |
| 29 | 1，4-二氯苯 | 《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》（HJ 605-2011） | 1.5 | ug/kg |
| 30 | 乙苯 | 《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》（HJ 605-2011） | 1.2 | ug/kg |
| 31 | 苯乙烯 | 《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》（HJ 605-2011） | 1.1 | ug/kg |
| 32 | 甲苯 | 《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》（HJ 605-2011） | 1.3 | ug/kg |
| 33 | 间二甲苯+对二甲苯 | 《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》（HJ 605-2011） | 1.2 | ug/kg |
| 34 | 邻二甲苯 | 《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》（HJ 605-2011） | 1.2 | ug/kg |
| **（3）半挥发性有机物** | | | | |
| 35 | 硝基苯 | 《土壤和沉积物 半挥发有机物的测定 气相色谱-质谱法》（HJ 834-2017） | 0.09 | mg/kg |
| 36 | 苯胺 | 《土壤和沉积物 半挥发有机物的测定 气相色谱-质谱法》（HJ 834-2017） | 0.1 | mg/kg |
| 37 | 2-氯酚 | 《土壤和沉积物 半挥发有机物的测定 气相色谱-质谱法》（HJ 834-2017） | 0.06 | mg/kg |
| 38 | 苯并[a]蒽 | 《土壤和沉积物 半挥发有机物的测定 气相色谱-质谱法》（HJ 834-2017） | 0.1 | mg/kg |
| 39 | 苯并[a]芘 | 《土壤和沉积物 半挥发有机物的测定 气相色谱-质谱法》（HJ 834-2017） | 0.1 | mg/kg |
| 40 | 苯并[b]荧蒽 | 《土壤和沉积物 半挥发有机物的测定 气相色谱-质谱法》（HJ 834-2017） | 0.2 | mg/kg |
| 41 | 苯并[k]荧蒽 | 《土壤和沉积物 半挥发有机物的测定 气相色谱-质谱法》（HJ 834-2017） | 0.1 | mg/kg |
| 42 | 二苯并[a、h]蒽 | 《土壤和沉积物 半挥发有机物的测定 气相色谱-质谱法》（HJ 834-2017） | 0.1 | mg/kg |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| 43 | 茚并[1，2，3-cd]芘 | 《土壤和沉积物 半挥发有机物的测定 气相色谱-质谱法》（HJ 834-2017） | 0.1 | mg/kg |
| 44 | 䓛 | 《土壤和沉积物 半挥发有机物的测定 气相色谱-质谱法》（HJ 834-2017） | 0.1 | mg/kg |
| 45 | 萘 | 《土壤和沉积物 半挥发有机物的测定 气相色谱-质谱法》（HJ 834-2017） | 0.09 | mg/kg |

6、现状监测结果与评价

（1）监测结果与评价

本项目土壤监测结果见表5.2.4-5~8。

**表 5.2.4-5　土壤监测结果（柱状样）**

| 监测项目 | 周 6 增污油箱附近 | 周一转污泥池附近 | 塞 581 井场 | 旗 32-025 井场 | 刘 54-12 井场 | 薛三转污水污泥池附近（引用） | 评价标准 | 评价结果 | 单位 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 0~0.5m | 0~0.5m | 7.63 | 0~0.5m | 0~0.5m | 0~0.5m | | | |
| pH 值 | 8.30 | 8.29 | 8.32 | 8.27 | 8.25 | 7.90 | - | - | 无量纲 |
| 水溶性盐总量（全盐量） | 1.6 | 1.7 | 1.7 | 1.8 | 1.8 | 1.3 | - | - | g/kg |
| 石油类 | 39 | 242 | 57 | 40 | 202 | 未检出 | - | - | mg/kg |
| 石油烃（C6-C9） | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | - | - | mg/kg |
| 石油烃（C10-C40） | 14 | 169 | 24 | 14 | 126 | 未检出 | 4500 | 达标 | mg/kg |
| 砷 | 6.48 | 6.71 | 7.82 | 5.53 | 6.77 | 4.57 | 60 | 达标 | mg/kg |
| 镉 | 0.20 | 0.14 | 0.17 | 0.12 | 0.10 | 0.23 | 65 | 达标 | mg/kg |
| 铬（六价） | 未检出 | 未检出 | 0.7 | 未检出 | 未检出 | 1.6 | 5.7 | 达标 | mg/kg |
| 铜 | 18 | 15 | 19 | 17 | 23 | 24 | 18000 | 达标 | mg/kg |
| 铅 | 42 | 45 | 29 | 42 | 43 | 10.5 | 800 | 达标 | mg/kg |
| 汞 | 0.199 | 0.198 | 0.202 | 0.186 | 0.200 | 0.140 | 38 | 达标 | mg/kg |
| 镍 | 43 | 53 | 41 | 44 | 50 | 37 | 900 | 达标 | mg/kg |
| 四氯化碳 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 2.8 | 达标 | mg/kg |
| 氯仿 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 0.9 | 达标 | mg/kg |
| 氯甲烷 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 37 | 达标 | mg/kg |
| 1，1-二氯乙烷 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 9 | 达标 | mg/kg |
| 1，2-二氯乙烷 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 5 | 达标 | mg/kg |
| 1，1-二氯乙烯 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 66 | 达标 | mg/kg |
| 顺-1，2-二氯乙烯 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 596 | 达标 | mg/kg |
| 反-1，2-二氯乙烯 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 54 | 达标 | mg/kg |
| 二氯甲烷 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 616 | 达标 | mg/kg |
| 1，2-二氯丙烷 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 5 | 达标 | mg/kg |
| 1，1，1，2-四氯乙烷 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 10 | 达标 | mg/kg |
| 1，1，2，2-四氯乙烷 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 6.8 | 达标 | mg/kg |

| | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 四氯乙烯 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 53 | 达标 | mg/kg |
| 1，1，1-三氯乙烷 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 840 | 达标 | mg/kg |
| 1，1，2-三氯乙烷 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 2.8 | 达标 | mg/kg |
| 三氯乙烯 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 2.8 | 达标 | mg/kg |
| 1，2，3-三氯丙烷 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 0.5 | 达标 | mg/kg |
| 氯乙烯 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 0.43 | 达标 | mg/kg |
| 苯 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 4 | 达标 | mg/kg |
| 氯苯 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 270 | 达标 | mg/kg |
| 1，2-二氯苯 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 560 | 达标 | mg/kg |
| 1，4-二氯苯 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 20 | 达标 | mg/kg |
| 乙苯 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 28 | 达标 | mg/kg |
| 苯乙烯 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 1290 | 达标 | mg/kg |
| 甲苯 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 1200 | 达标 | mg/kg |
| 间二甲苯+对二甲苯 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 570 | 达标 | mg/kg |
| 邻二甲苯 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 640 | 达标 | mg/kg |
| 硝基苯 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 76 | 达标 | mg/kg |
| 苯胺 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 260 | 达标 | mg/kg |
| 2-氯酚 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 2256 | 达标 | mg/kg |
| 苯并[a]蒽 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 15 | 达标 | mg/kg |
| 苯并[a]芘 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 1.5 | 达标 | mg/kg |
| 苯并[b]荧蒽 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 15 | 达标 | mg/kg |
| 苯并[k]荧蒽 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 151 | 达标 | mg/kg |
| 䓛 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 1293 | 达标 | mg/kg |
| 二苯并[a、h]蒽 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 1.5 | 达标 | mg/kg |
| 茚并[1，2，3-cd]芘 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 15 | 达标 | mg/kg |
| 萘 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 70 | 达标 | mg/kg |

**表 5.2.4-5　土壤监测结果（柱状样）续表**

| 监测项目 | 周 6 增污油箱附近 | | 周一转污泥池附近 | | 塞 581 井场 | | 旗 32-025 井场 | | 刘 54-12 井场 | | 薛三转污水污泥池附近（引用） | | 评价标准 | 评价结果 | 单位 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 0.5~1.5m | 1.5~3.0m | 0.5~1.5m | 1.5~3.0m | 0.5~1.5m | 1.5~3.0m | 0.5~1.5m | 1.5~3.0m | 0.5~1.5m | 1.5~3.0m | 0.5~1.5m | 1.5~3.0m | | | |
| pH 值 | 8.24 | 8.13 | 8.21 | 8.10 | 8.19 | 8.05 | 8.15 | 8.06 | 8.11 | 8.06 | 7.83 | 7.78 | - | - | 无量纲 |
| 水溶性盐总量（全盐量） | 1.4 | 1.3 | 1.5 | 1.4 | 1.6 | 1.5 | 1.6 | 1.5 | 1.6 | 1.5 | 1.4 | 1.2 | - | - | g/kg |
| 石油类 | 206 | 276 | 48 | 265 | 116 | 40 | 200 | 49 | 175 | 167 | 未检出 | 未检出 | - | - | mg/kg |
| 石油烃（C6-C9） | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | - | - | mg/kg |
| 石油烃（C10-C40） | 130 | 188 | 25 | 181 | 50 | 17 | 138 | 16 | 106 | 102 | 未检出 | 未检出 | 4500 | 达标 | mg/kg |
| 砷 | 4.82 | 3.36 | 4.31 | 3.02 | 6.22 | 4.98 | 4.49 | 2.48 | 4.44 | 3.71 | 4.06 | 3.35 | 60 | 达标 | mg/kg |
| 铬（六价） | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 0.7 | 0.9 | 5.7 | 达标 | mg/kg |
| 汞 | 0.183 | 0.119 | 0.153 | 0.127 | 0.186 | 0.138 | 0.167 | 0.112 | 0.158 | 0.131 | 0.105 | 0.097 | 38 | 达标 | mg/kg |

**表 5.2.4-6　土壤监测结果（站内表层样）**

| 监测项目 | 塞 550-2 井场（本次实测） | 新 229 扩井场（本次实测） | 刘加 56-13 井场（本次实测） | 评价标准 | 评价结果 | 单位 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 0~0.2m | 0~0.2m | 0~0.2m | | | |
| pH 值 | 8.27 | 8.21 | 8.19 | - | - | 无量纲 |
| 水溶性盐总量（全盐量） | 1.5 | 1.6 | 1.6 | - | - | g/kg |
| 石油类 | 525 | 35 | 57 | - | - | mg/kg |
| 石油烃（C6-C9） | 未检出 | 未检出 | 未检出 | - | - | mg/kg |
| 石油烃（C10-C40） | 342 | 10 | 26 | 4500 | 达标 | mg/kg |
| 砷 | 7.34 | 7.88 | 6.72 | 60 | 达标 | mg/kg |
| 镉 | 0.20 | 0.21 | 0.14 | 65 | 达标 | mg/kg |
| 铬（六价） | 未检出 | 未检出 | 0.6 | 5.7 | 达标 | mg/kg |
| 铜 | 17 | 17 | 22 | 18000 | 达标 | mg/kg |
| 铅 | 31 | 32 | 43 | 800 | 达标 | mg/kg |
| 汞 | 0.202 | 0.208 | 0.196 | 38 | 达标 | mg/kg |
| 镍 | 48 | 43 | 48 | 900 | 达标 | mg/kg |
| 四氯化碳 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 2.8 | 达标 | mg/kg |
| 氯仿 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 0.9 | 达标 | mg/kg |
| 氯甲烷 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 37 | 达标 | mg/kg |
| 1，1-二氯乙烷 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 9 | 达标 | mg/kg |
| 1，2-二氯乙烷 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 5 | 达标 | mg/kg |
| 1，1-二氯乙烯 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 66 | 达标 | mg/kg |
| 顺-1，2-二氯乙烯 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 596 | 达标 | mg/kg |
| 反-1，2-二氯乙烯 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 54 | 达标 | mg/kg |
| 二氯甲烷 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 616 | 达标 | mg/kg |
| 1，2-二氯丙烷 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 5 | 达标 | mg/kg |
| 1，1，1，2-四氯乙烷 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 10 | 达标 | mg/kg |
| 1，1，2，2-四氯乙烷 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 6.8 | 达标 | mg/kg |
| 四氯乙烯 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 53 | 达标 | mg/kg |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1，1，1-三氯乙烷 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 840 | 达标 | mg/kg |
| 1，1，2-三氯乙烷 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 2.8 | 达标 | mg/kg |
| 三氯乙烯 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 2.8 | 达标 | mg/kg |
| 1，2，3-三氯丙烷 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 0.5 | 达标 | mg/kg |
| 氯乙烯 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 0.43 | 达标 | mg/kg |
| 苯 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 4 | 达标 | mg/kg |
| 氯苯 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 270 | 达标 | mg/kg |
| 1，2-二氯苯 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 560 | 达标 | mg/kg |
| 1，4-二氯苯 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 20 | 达标 | mg/kg |
| 乙苯 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 28 | 达标 | mg/kg |
| 苯乙烯 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 1290 | 达标 | mg/kg |
| 甲苯 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 1200 | 达标 | mg/kg |
| 间二甲苯+对二甲苯 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 570 | 达标 | mg/kg |
| 邻二甲苯 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 640 | 达标 | mg/kg |
| 硝基苯 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 76 | 达标 | mg/kg |
| 苯胺 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 260 | 达标 | mg/kg |
| 2-氯酚 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 2256 | 达标 | mg/kg |
| 苯并[a]蒽 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 15 | 达标 | mg/kg |
| 苯并[a]芘 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 1.5 | 达标 | mg/kg |
| 苯并[b]荧蒽 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 15 | 达标 | mg/kg |
| 苯并[k]荧蒽 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 151 | 达标 | mg/kg |
| 䓛 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 1293 | 达标 | mg/kg |
| 二苯并[a、h]蒽 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 1.5 | 达标 | mg/kg |
| 茚并[1，2，3-cd]芘 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 15 | 达标 | mg/kg |
| 萘 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 70 | 达标 | mg/kg |

**表 5.2.4-7　本次实测土壤监测结果（站外表层样）**

| 检测项目 | 旗 67-117 井场外附近耕地 | 谷 17 井场至起三转输油管线附近耕地 | 新 347-1 至新吴四转扩输油管线附近耕地 | 新 570 至薛 14 增管线附近耕地 | 塬 204 井场外附近 | 刘加 56-13 井场注水管线附近耕地 | 评价标准 | 评价结果 | 单位 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 0~0.2m | 0~0.2m | 0~0.2m | 0~0.2m | 0~0.2m | 0~0.2m | | | |
| 水溶性盐总量（全盐量） | 1.6 | 1.6 | 1.8 | 1.5 | 1.7 | 1.5 | - | - | g/kg |
| 石油烃（C10-C40） | 44 | 11 | 46 | 11 | 16 | 68 | - | - | mg/kg |
| 石油类 | 113 | 40 | 104 | 35 | 41 | 116 | - | - | mg/kg |
| 石油烃（C6-C9） | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | - | - | mg/kg |
| 铬（六价） | 未检出 | 0.8 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | - | - | mg/kg |
| pH 值 | 8.24 | 8.25 | 8.16 | 8.19 | 8.21 | 8.23 | pH>7.5 | - | 无量纲 |
| 砷 | 4.33 | 4.43 | 2.48 | 2.66 | 3.40 | 4.76 | 25 | 达标 | mg/kg |
| 镉 | 0.18 | 0.20 | 0.14 | 0.17 | 0.10 | 0.10 | 0.6 | 达标 | mg/kg |
| 铜 | 15 | 20 | 19 | 16 | 20 | 15 | 100 | 达标 | mg/kg |
| 铅 | 55 | 37 | 43 | 41 | 35 | 43 | 170 | 达标 | mg/kg |
| 汞 | 0.154 | 0.139 | 0.159 | 0.138 | 0.145 | 0.128 | 3.4 | 达标 | mg/kg |
| 镍 | 43 | 44 | 48 | 45 | 44 | 39 | 190 | 达标 | mg/kg |
| 总铬 | 70 | 69 | 72 | 68 | 72 | 65 | 250 | 达标 | mg/kg |
| 锌 | 63 | 52 | 68 | 62 | 57 | 59 | 300 | 达标 | mg/kg |

从土壤现状监测结果可以看出，工业用地土壤环境质量满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600）中第二类建设用地土壤污染风险筛选值标准，周边农用地满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618）中农用地土壤污染风险筛选值标准。

## 5.3 区域环境质量变化趋势分析

### 5.3.1 生态环境

根据《环境影响评价技术导则　陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）本项目属于运行超过 5 年的滚动开发区块建设，应结合环境影响后评价报告对生

态环境现状进行回顾性分析。

本次评价分别对 2021 年及 2025 年遥感解译内容进行了统计，分析第九采油厂油田范围内生态环境变化趋势进行分析。

1、生态系统现状及变化趋势分析

生态系统变化情况统计见表 5.3.1-1 和表 5.3.1-2。

**表 5.3.1-1　吴起油区生态系统变化情况统计**

| 序号 | 生态系统类型 | | 2025 年 | | 2021 年 | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | 评价范围 | | 评价范围 | |
| | | | 面积(hm2) | 比例 | 面积(hm2) | 比例 |
| 1 | 1 森林生态系统 | 13 稀疏林 | 21136.5014 | 18.1221% | 19620.0341 | 16.8219% |
| 2 | 2 灌丛生态系统 | 23 稀疏灌丛 | 30409.2565 | 26.0724% | 30405.1686 | 26.0689% |
| 3 | 3 草地生态系统 | 33 草丛 | 46054.4010 | 39.4863% | 47638.0394 | 40.8441% |
| 4 | | 34 稀疏草地 | 135.3674 | 0.1161% | 135.8785 | 0.1165% |
| 5 | 4 湿地生态系统 | 43 河流 | 1190.0215 | 1.0203% | 1189.8753 | 1.0202% |
| 6 | 5 农田生态系统 | 51 耕地 | 12169.5257 | 10.4340% | 12157.0988 | 10.4233% |
| 7 | | 52 园地 | 3260.3480 | 2.7954% | 3232.8578 | 2.7718% |
| 8 | 6 城镇生态系统 | 61 居住地 | 1073.0305 | 0.9200% | 1071.8653 | 0.9190% |
| 9 | | 63 工矿交通 | 1199.6607 | 1.0286% | 1176.9936 | 1.0091% |
| 10 | 8 其他生态系统 | 82 裸地 | 5.7637 | 0.0049% | 6.0650 | 0.0052% |
| 合计 | | | 116633.8764 | 100.0000% | 116633.8764 | 100.0000% |

**表 5.3.1-2　定边油区生态系统变化情况统计**

| 序号 | 生态系统类型 | | 2025 年 | | 2021 年 | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | 评价范围 | | 评价范围 | |
| | | | 面积(hm2) | 比例 | 面积(hm2) | 比例 |
| 1 | 1 森林生态系统 | 13 稀疏林 | 463.004 | 2.315% | 459.438 | 2.297% |
| 2 | 2 灌丛生态系统 | 23 稀疏灌丛 | 3722.2942 | 18.6099% | 3745.5081 | 18.7260% |
| 3 | 3 草地生态系统 | 33 草丛 | 7192.3635 | 35.9589% | 7072.5827 | 35.3600% |
| 4 | | 34 稀疏草地 | 5144.0875 | 25.7183% | 5359.4409 | 26.7950% |
| 5 | 4 湿地生态系统 | 43 河流 | 43.082 | 0.215% | 42.604 | 0.213% |
| 6 | 5 农田生态系统 | 51 耕地 | 2622.9699 | 13.1138% | 2596.8136 | 12.9830% |
| 7 | | 52 园地 | 54.2916 | 0.2714% | 50.2041 | 0.2510% |
| 8 | 6 城镇生态系统 | 61 居住地 | 82.4180 | 0.4121% | 83.2068 | 0.4160% |
| 9 | | 63 工矿交通 | 677.135 | 3.385% | 591.848 | 2.959% |
| 合计 | | | 20001.6454 | 100.0000% | 20001.6454 | 100.0000% |

根据以上统计结果分析，近年吴起油区范围内森林生态系统略有减少，草地生态系统略有增加，其他生态系统基本无变化；定边油区范围内森林生态系统略有减少，灌丛和草地生态系统略有增加，其他生态系统基本无变化。评价区生态系统总体变化不大。

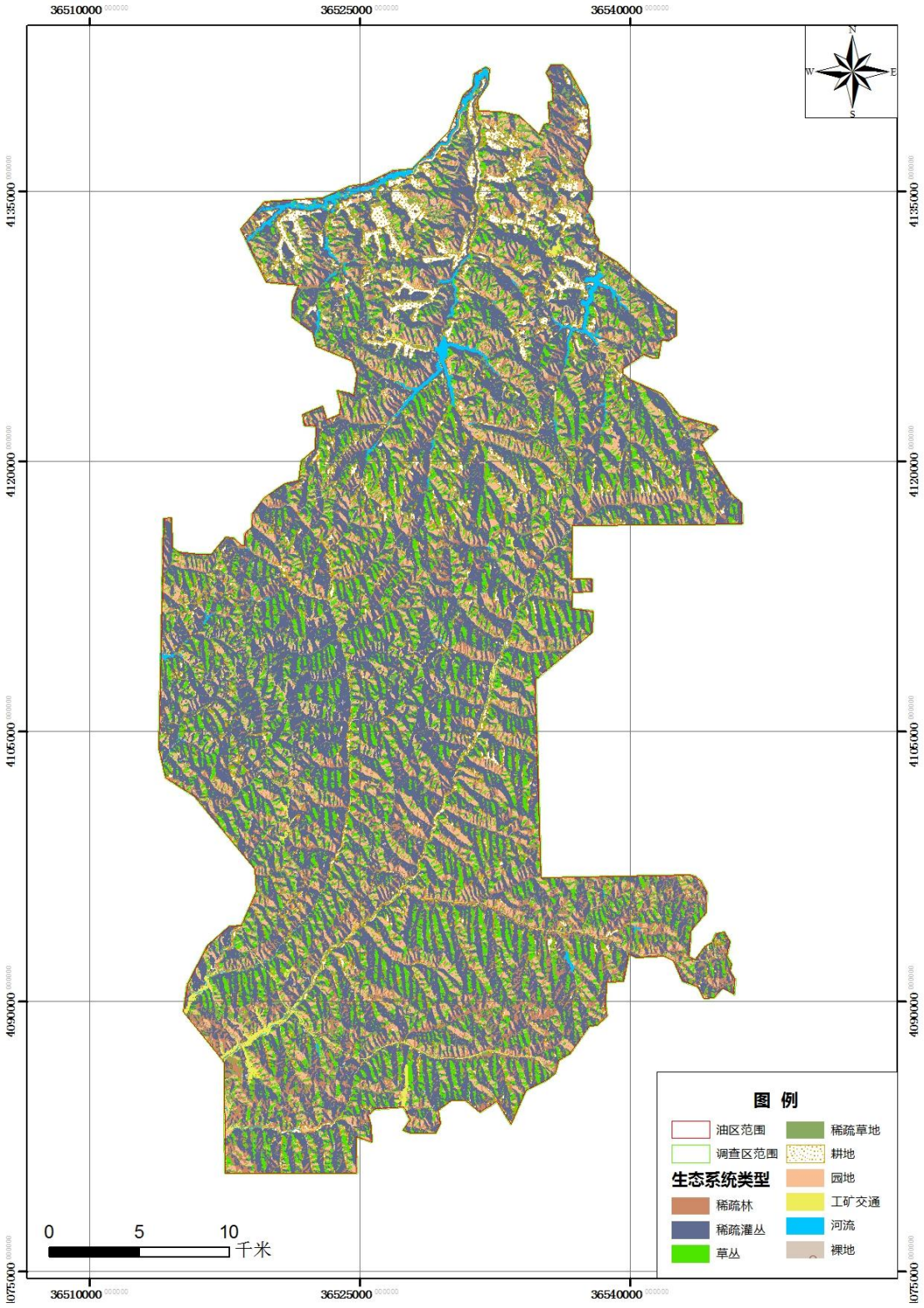



**图 5.3.1.1　　第九采油厂吴起油区评价范围内 2021 年生态系统类型**

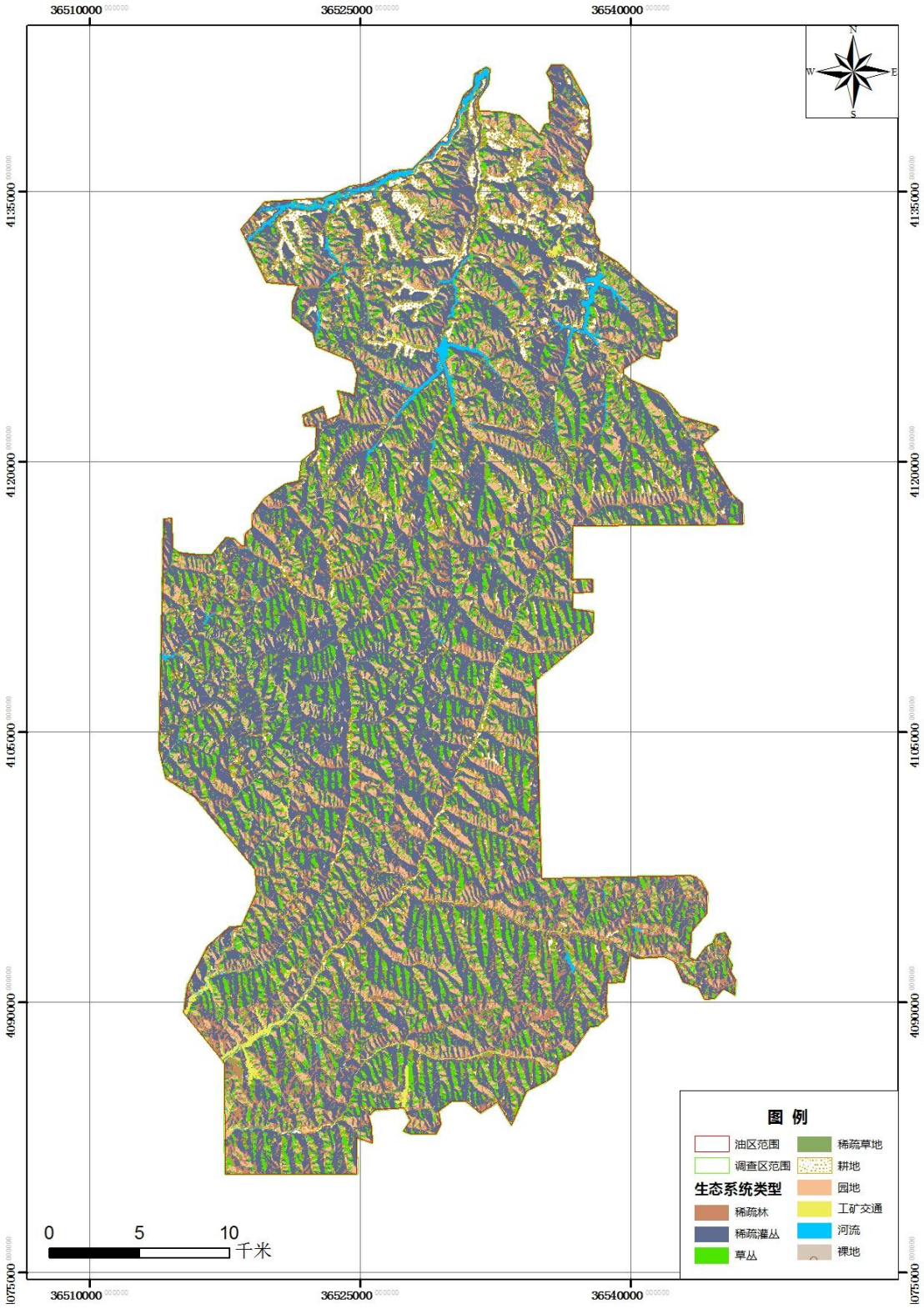



**图 5.3.1.2　　第九采油厂吴起油区评价范围内 2025 年生态系统类型**

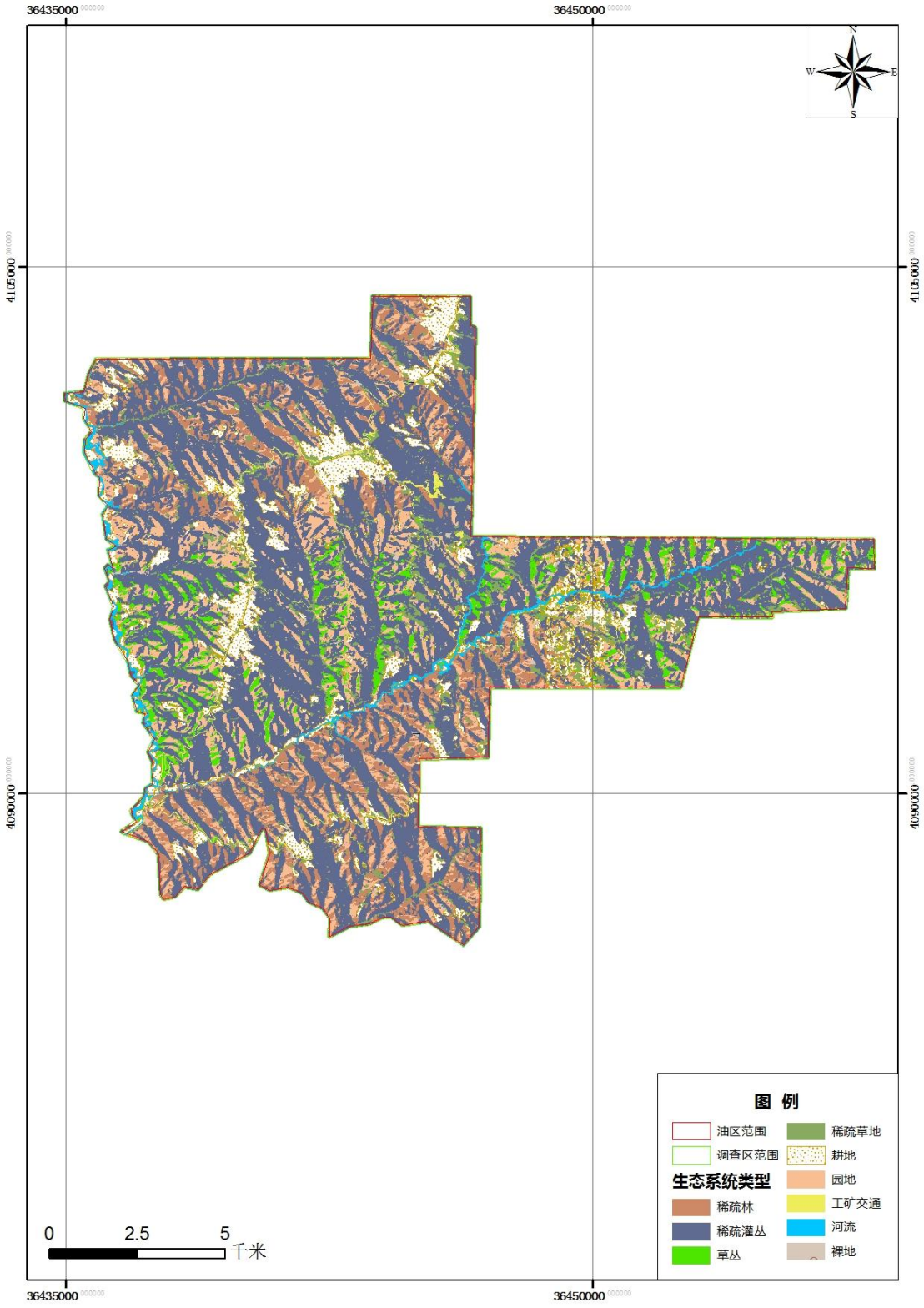



**图 5.3.1.3　　第九采油厂定边油区评价范围内 2021 年生态系统类型**

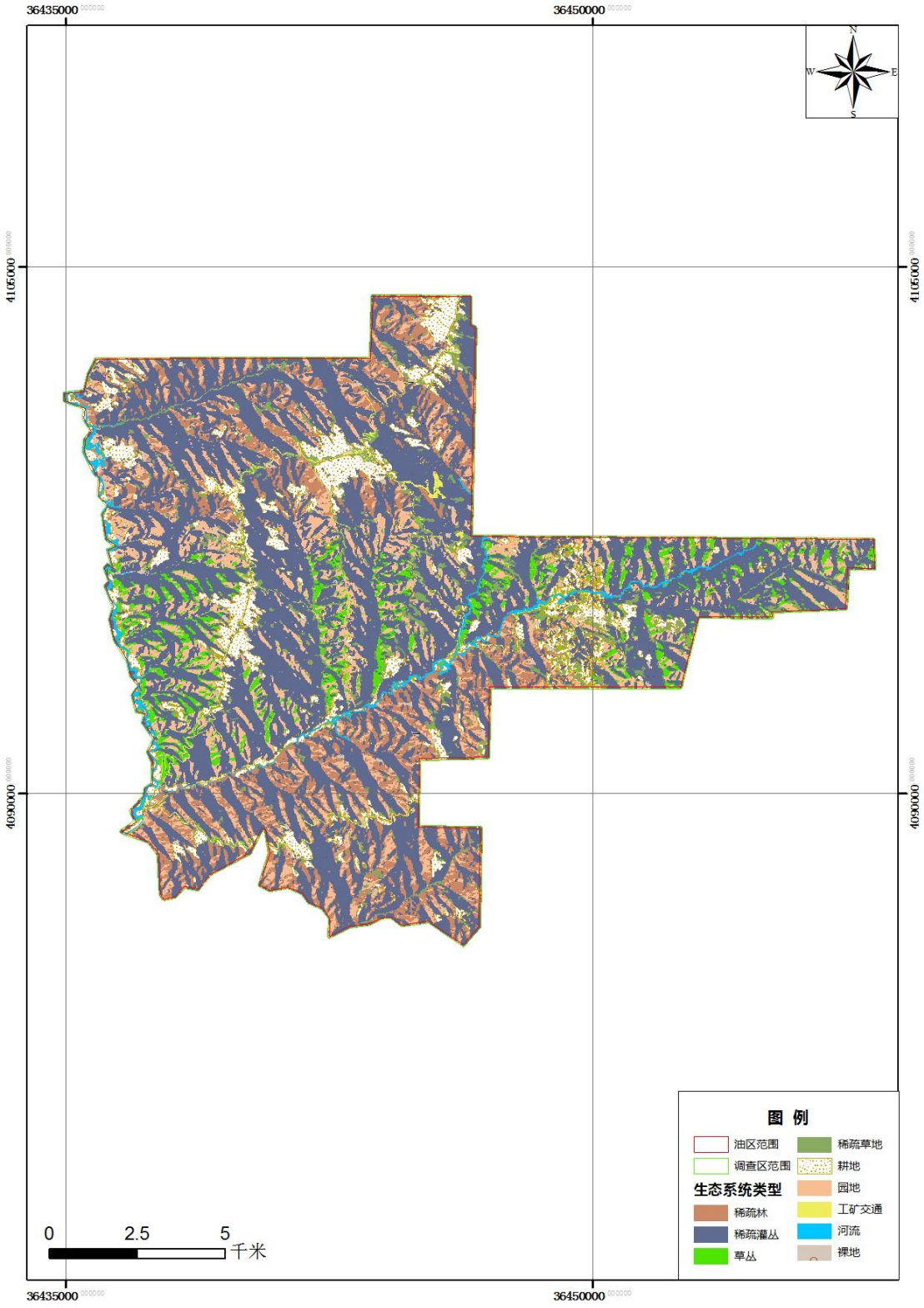



**图 5.3.1.4　　第九采油厂定边油区评价范围内 2025 年生态系统类型**

2、土地利用现状及变化趋势分析

地利用类型变化情况见表 5.3.1-3 和表 5.3.1-4。

**表 5.3.1-3　　吴起油区土地利用现状变化情况统计表**

| 序号 | 地类名称 | | 2025 年 | | 2021 年 | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | 评价范围 | | 评价范围 | |
| | 一级类 | 二级类 | 面积(hm2) | 比例 | 面积(hm2) | 比例 |
| 1 | 01 耕地 | 0102 水浇地 | 64.4592 | 0.0553% | 64.3819 | 0.0552% |
| 3 | | 0103 旱地 | 12105.0666 | 10.3787% | 12092.7169 | 10.3681% |
| 4 | 02 园地 | 0201 果园 | 3260.3480 | 2.7954% | 3232.8578 | 2.7718% |
| 5 | 03 林地 | 0301 乔木林地 | 8144.7983 | 6.9832% | 7526.1508 | 6.4528% |
| 6 | | 0305 灌木林地 | 30409.2565 | 26.0724% | 30405.1686 | 26.0689% |
| 7 | | 0307 其他林地 | 12991.7032 | 11.1389% | 12093.8833 | 10.3691% |
| 8 | 04 草地 | 0401 天然牧草地 | 46054.4010 | 39.4863% | 47638.0394 | 40.8441% |
| 9 | | 0404 其他草地 | 135.3674 | 0.1161% | 135.8785 | 0.1165% |
| 10 | 05 商业用地 | 05H1 商业服务业设施用地 | 3.4624 | 0.0030% | 3.2657 | 0.0028% |
| 11 | | 0508 物流仓储用地 | 1.6684 | 0.0014% | 1.5162 | 0.0013% |
| 12 | 06 工矿仓储用地 | 0601 工业用地 | 35.9942 | 0.0309% | 35.8066 | 0.0307% |
| 13 | | 0602 采矿用地 | 615.1065 | 0.5274% | 593.5498 | 0.5089% |
| 14 | 07 居住用地 | 0701 城镇住宅用地 | 162.2501 | 0.1391% | 161.7712 | 0.1387% |
| 15 | | 0702 农村宅基地 | 889.7353 | 0.7628% | 889.4499 | 0.7626% |
| 16 | 08 公共管理与公共服务用地 | 0801 机关团体用地 | 5.1384 | 0.0044% | 5.1319 | 0.0044% |
| 17 | | 0803 科教文卫用地 | 10.1600 | 0.0087% | 10.1471 | 0.0087% |
| 18 | | 0810 公园绿地 | 0.6159 | 0.0005% | 0.5832 | 0.0005% |
| 20 | 09 特殊用地 | | 8.7546 | 0.0075% | 8.7475 | 0.0075% |
| 21 | 10 交通运输用地 | 1003 公路用地 | 500.6370 | 0.4292% | 499.7762 | 0.4285% |
| 23 | | 1004 城镇村道路用地 | 1.9807 | 0.0017% | 1.9828 | 0.0017% |
| 24 | | 1005 交通场站用地 | 0.3440 | 0.0003% | 0.3499 | 0.0003% |
| 25 | | 1006 农村道路 | 1.5791 | 0.0014% | 1.5162 | 0.0013% |
| 26 | | 1009 管道运输用地 | 0.0221 | 0.0000% | 0.0221 | 0.0000% |
| 27 | 11 水域及水利设施用地 | 1101 河流水面 | 714.0944 | 0.6123% | 714.0326 | 0.6122% |
| 28 | | 1104 坑塘水面 | 136.8833 | 0.1174% | 136.6949 | 0.1172% |
| 30 | | 1106 内陆滩涂 | 155.4663 | 0.1333% | 155.4730 | 0.1333% |
| 31 | | 1103 水库水面 | 182.6680 | 0.1566% | 182.7653 | 0.1567% |
| 32 | | 1107 沟渠 | 0.9096 | 0.0008% | 0.9096 | 0.0008% |
| 33 | | 1109 水工建筑用地 | 26.0174 | 0.0223% | 26.0174 | 0.0223% |
| 34 | 12 其他土地 | 1202 设施农用地 | 9.2251 | 0.0079% | 9.2251 | 0.0079% |
| 36 | | 1206 裸土地 | 5.7637 | 0.0049% | 6.0650 | 0.0052% |
| 合计 | | | 116633.8764 | 100.0000% | 116633.8764 | 100.0000% |

**表 5.3.1-4　　定边油区土地利用现状变化情况统计表**

| 序号 | 地类名称 | | 2025 年 | | 2021 年 | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | 评价范围 | | 评价范围 | |
| | 一级类 | 二级类 | 面积(hm2) | 比例 | 面积(hm2) | 比例 |
| 1 | 01 耕地 | 0103 旱地 | 2622.9699 | 13.1138% | 2596.8136 | 12.9830% |
| 2 | 02 园地 | 0201 果园 | 54.2916 | 0.2714% | 50.2041 | 0.2510% |
| 3 | 03 林地 | 0301 乔木林地 | 193.4236 | 0.9670% | 192.4158 | 0.9620% |
| 4 | | 0305 灌木林地 | 3722.2942 | 18.6099% | 3745.5081 | 18.7260% |
| 5 | | 0307 其他林地 | 269.5800 | 1.3478% | 267.0220 | 1.3350% |
| 6 | 04 草地 | 0401 天然牧草地 | 7192.3635 | 35.9589% | 7072.5827 | 35.3600% |
| 7 | | 0404 其他草地 | 5144.0875 | 25.7183% | 5359.4409 | 26.7950% |
| 8 | 06 工矿仓储用地 | 0601 工业用地 | 16.0272 | 0.0801% | 10.4009 | 0.0520% |
| 9 | | 0602 采矿用地 | 301.1965 | 1.5059% | 247.8204 | 1.2390% |
| 10 | 07 居住用地 | 0702 农村宅基地 | 82.4180 | 0.4121% | 83.2068 | 0.4160% |
| 11 | 10 交通运输用地 | 1003 公路用地 | 176.0022 | 0.8799% | 160.4132 | 0.8020% |
| 12 | | 1006 农村道路 | 177.3217 | 0.8865% | 166.8137 | 0.8340% |
| 13 | 11 水域及水利设施用地 | 1101 河流水面 | 34.0530 | 0.1703% | 33.8028 | 0.1690% |
| 14 | | 1106 内陆滩涂 | 9.0292 | 0.0451% | 8.8007 | 0.0440% |
| 15 | 12 其他土地 | 1202 设施农用地 | 6.5881 | 0.0329% | 6.4005 | 0.0320% |
| 合计 | | | 20001.6454 | 100.0000% | 20001.6454 | 100.0000% |

根据以上统计结果分析，吴起油区油田范围内土地利用类型总体变化不大，林地面积略有减少，草地面积略有增加，其他土地利用类型变化不大；定边油区油田范围内土地利用类型总体变化不大，耕地、园地面积略有减少，林地、草地面积略有增加，其他土地利用类型变化不大

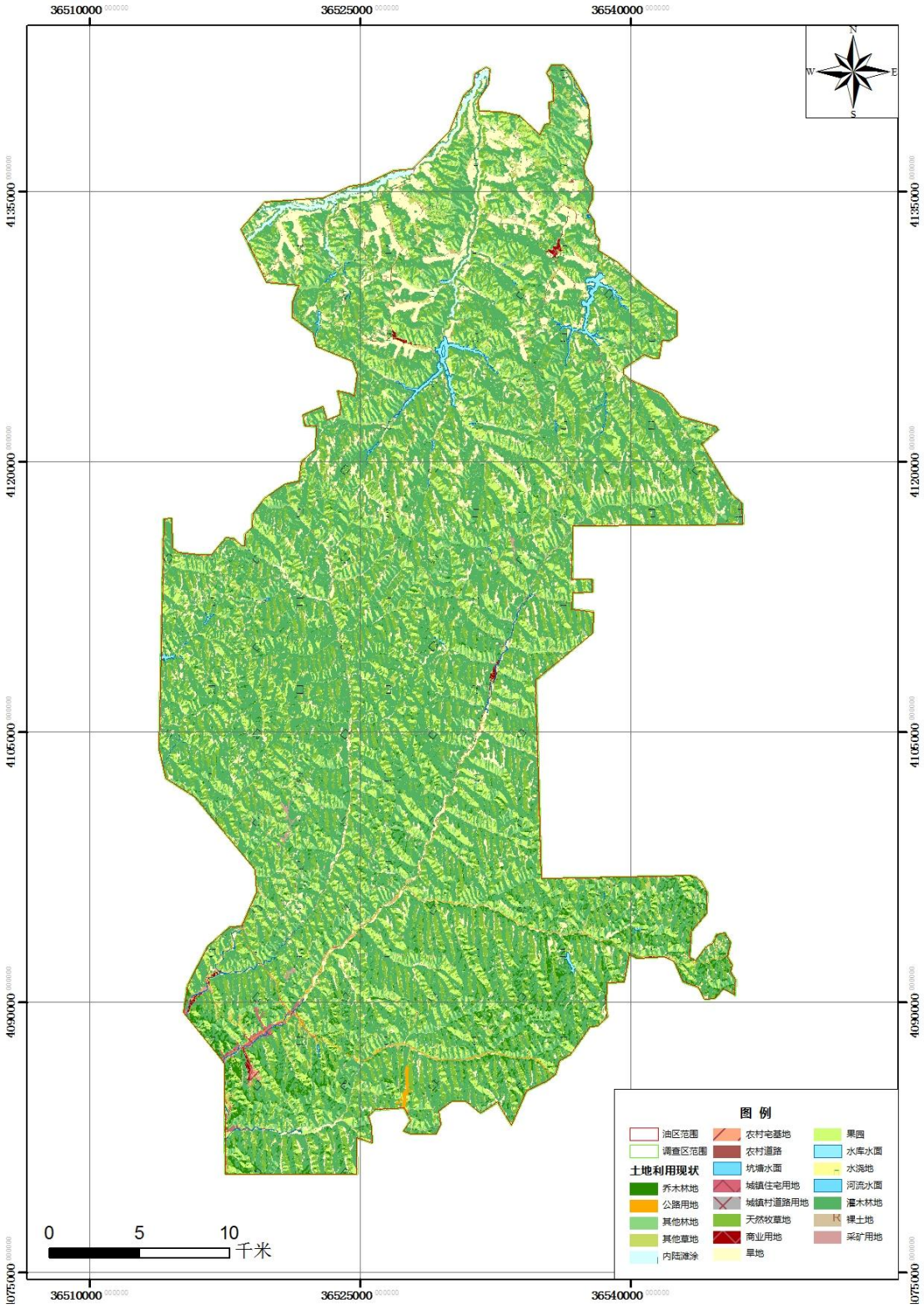



**图 5.3.1.5　　第九采油厂吴起油区评价范围内 2021 年土地利用现状**

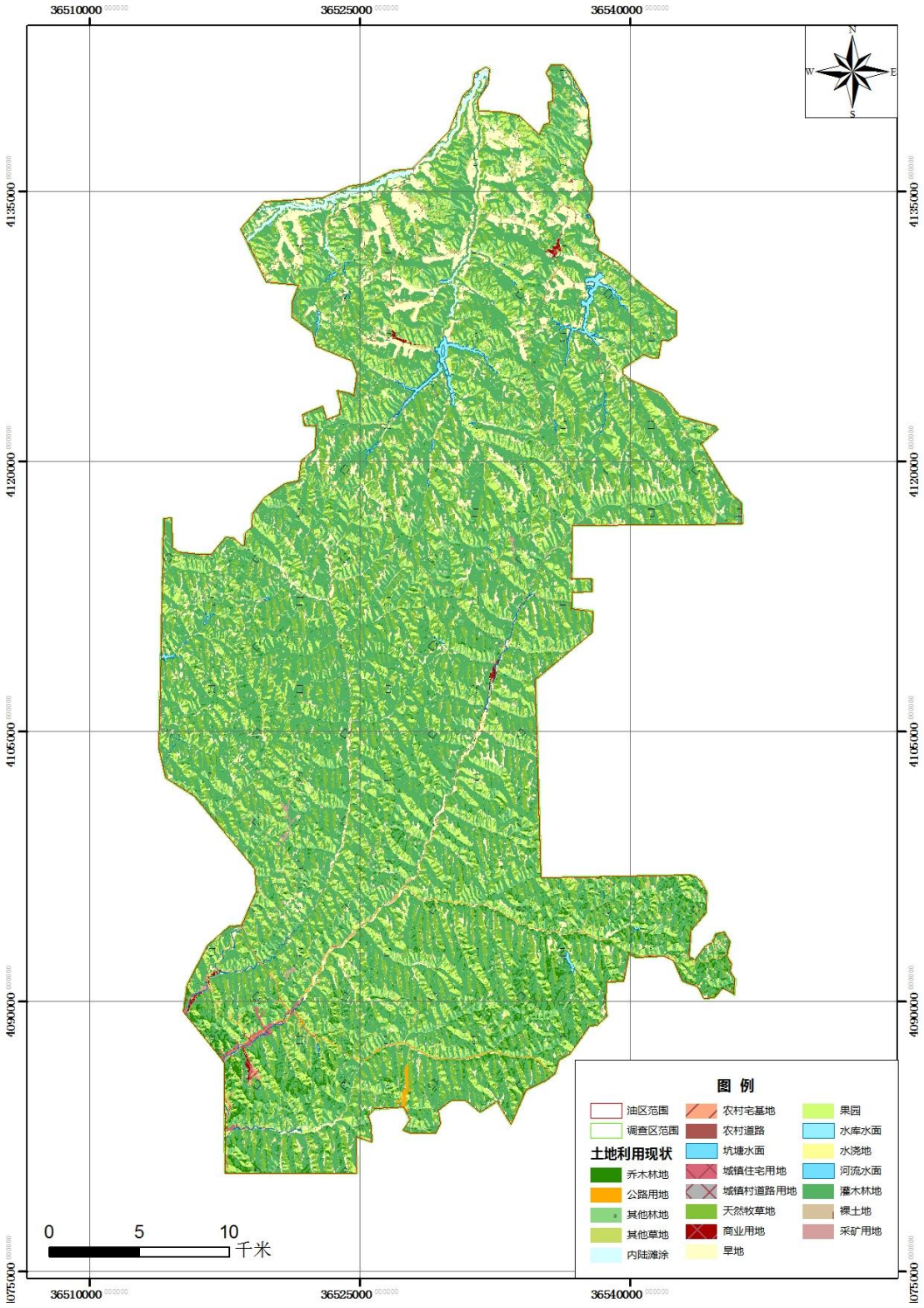



**图 5.3.1.6　　第九采油厂吴起油区评价范围内 2025 年土地利用现状**

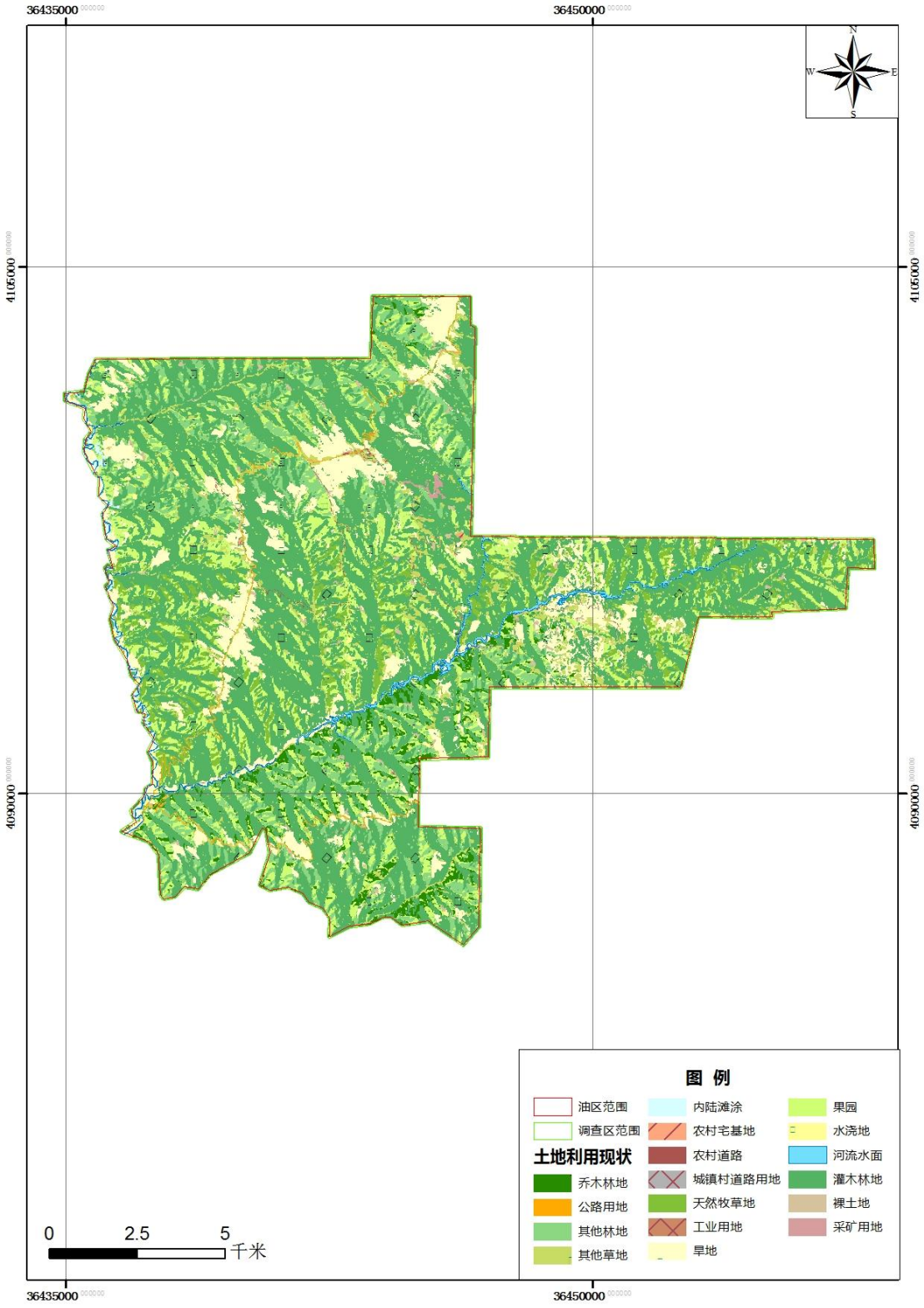



**图 5.3.1.7　　第九采油厂定边油区评价范围内 2021 年土地利用现状**

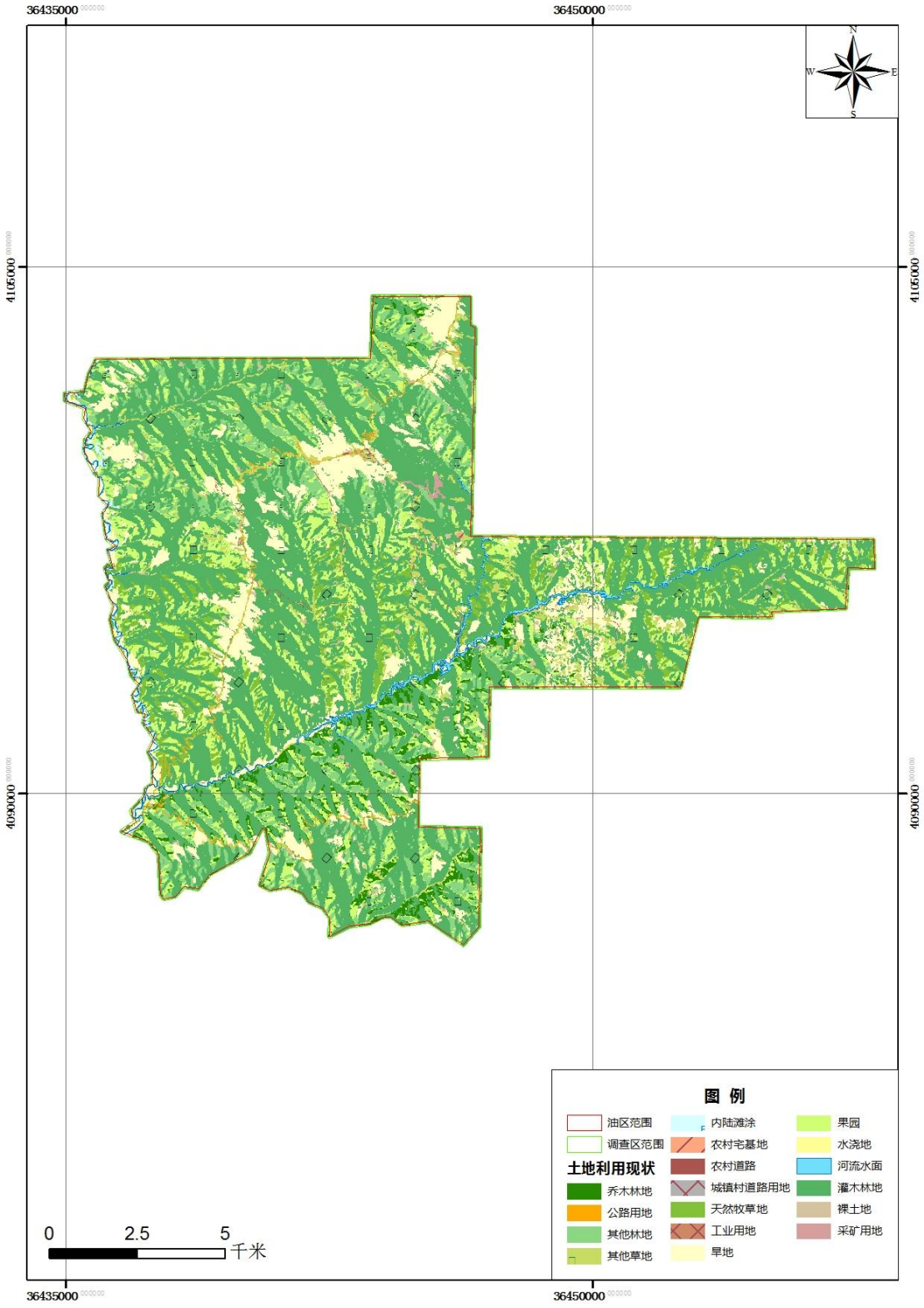



**图 5.3.1.8　　第九采油厂定边油区评价范围内 2025 年土地利用现状**

3、植被覆盖度变化趋势分析

植被覆盖度变化情况见表 5.3.1-5 和表 5.3.1-6。

**表 5.3.1-5　吴起油区植被覆盖度变化情况统计**

| 序号 | 植被覆盖度 | 2025 年 | | 2021 年 | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | 评价范围 | | 评价范围 | |
| | | 面积(hm2) | 比例 | 面积(hm2) | 比例 |
| 1 | 低覆盖度（<10%） | 8247.5391 | 7.0713% | 8039.2232 | 6.8927% |
| 2 | 中低覆盖度（10%~30%） | 6553.8592 | 5.6192% | 6670.0581 | 5.7188% |
| 3 | 中覆盖度（30%~50%） | 45786.5287 | 39.2566% | 45933.2525 | 39.3824% |
| 4 | 中高覆盖度（50%~70%） | 29595.4803 | 25.3747% | 29582.7739 | 25.3638% |
| 5 | 高覆盖度（＞70%） | 13246.3882 | 11.3572% | 13217.0675 | 11.3321% |
| 6 | 农业植被覆盖区 | 12169.5257 | 10.4340% | 12157.0988 | 10.4233% |
| 7 | 水体 | 1034.5553 | 0.8870% | 1034.4024 | 0.8869% |
| 合计 | | 116633.8764 | 100.0000% | 116633.8764 | 100.0000% |

**表 5.3.1-6　定边油区植被覆盖度变化情况统计**

| 序号 | 植被覆盖度 | 2025 年 | | 2021 年 | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | 评价范围 | | 评价范围 | |
| | | 面积(hm2) | 比例 | 面积(hm2) | 比例 |
| 1 | 低覆盖度（<10%） | 2141.5727 | 10.707% | 2166.3782 | 10.831% |
| 2 | 中低覆盖度（10%~30%） | 4096.1963 | 20.479% | 4100.7373 | 20.502% |
| 3 | 中覆盖度（30%~50%） | 7365.1638 | 36.823% | 7360.0064 | 36.797% |
| 4 | 中高覆盖度（50%~70%） | 2959.7332 | 14.797% | 2965.4440 | 14.826% |
| 5 | 高覆盖度（＞70%） | 781.9574 | 3.909% | 778.4640 | 3.892% |
| 6 | 农业植被覆盖区 | 2622.9699 | 13.1138% | 2596.8136 | 12.9830% |
| 7 | 水体 | 34.0530 | 0.1703% | 33.8028 | 0.1690% |
| 合计 | | 20001.6454 | 100.0000% | 20001.6454 | 100.0000% |

根据以上统计结果分析，油田范围内植被覆盖度总体变化不大，吴起油区除农业植被覆盖区外，主要以中覆盖度为主，其次为中低覆盖度；定边油区除农业植被覆盖区外，主要以中覆盖度为主，其次为中高覆盖度。

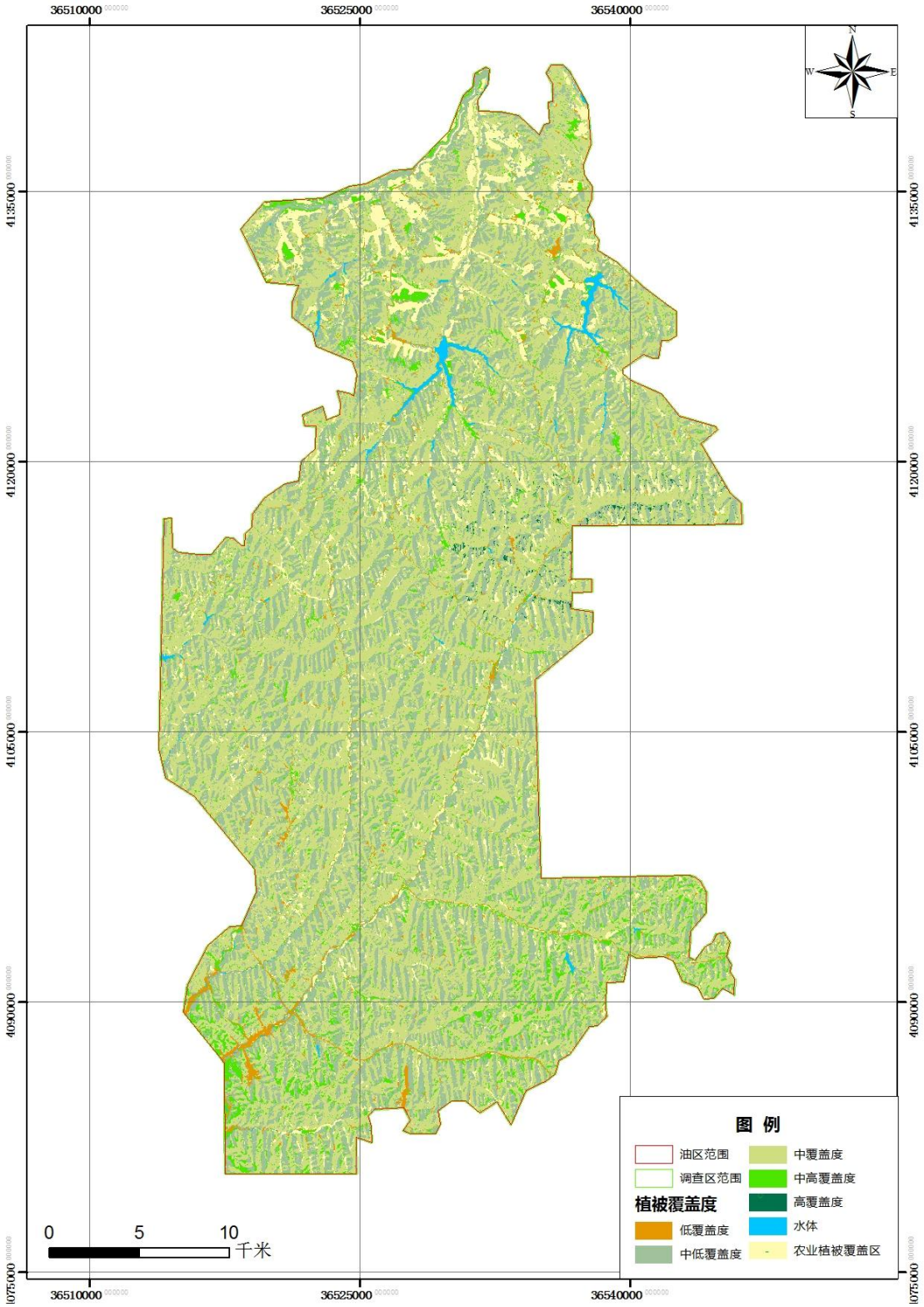



**图 5.3.1.9　第九采油厂吴起油区评价范围内 2021 年植被覆盖度**

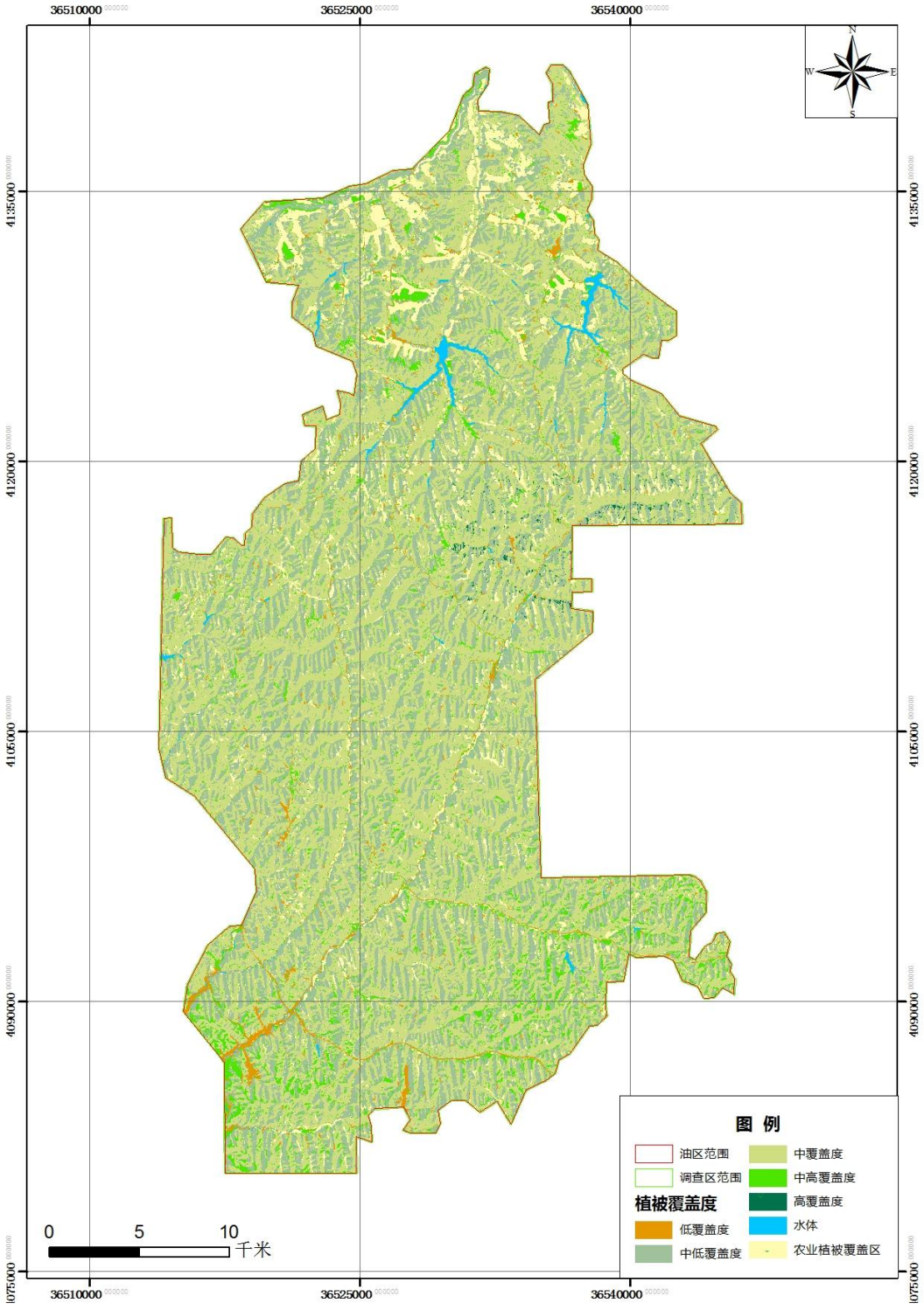



**图 5.3.1.10　　第九采油厂吴起油区评价范围内 2025 年植被覆盖度**

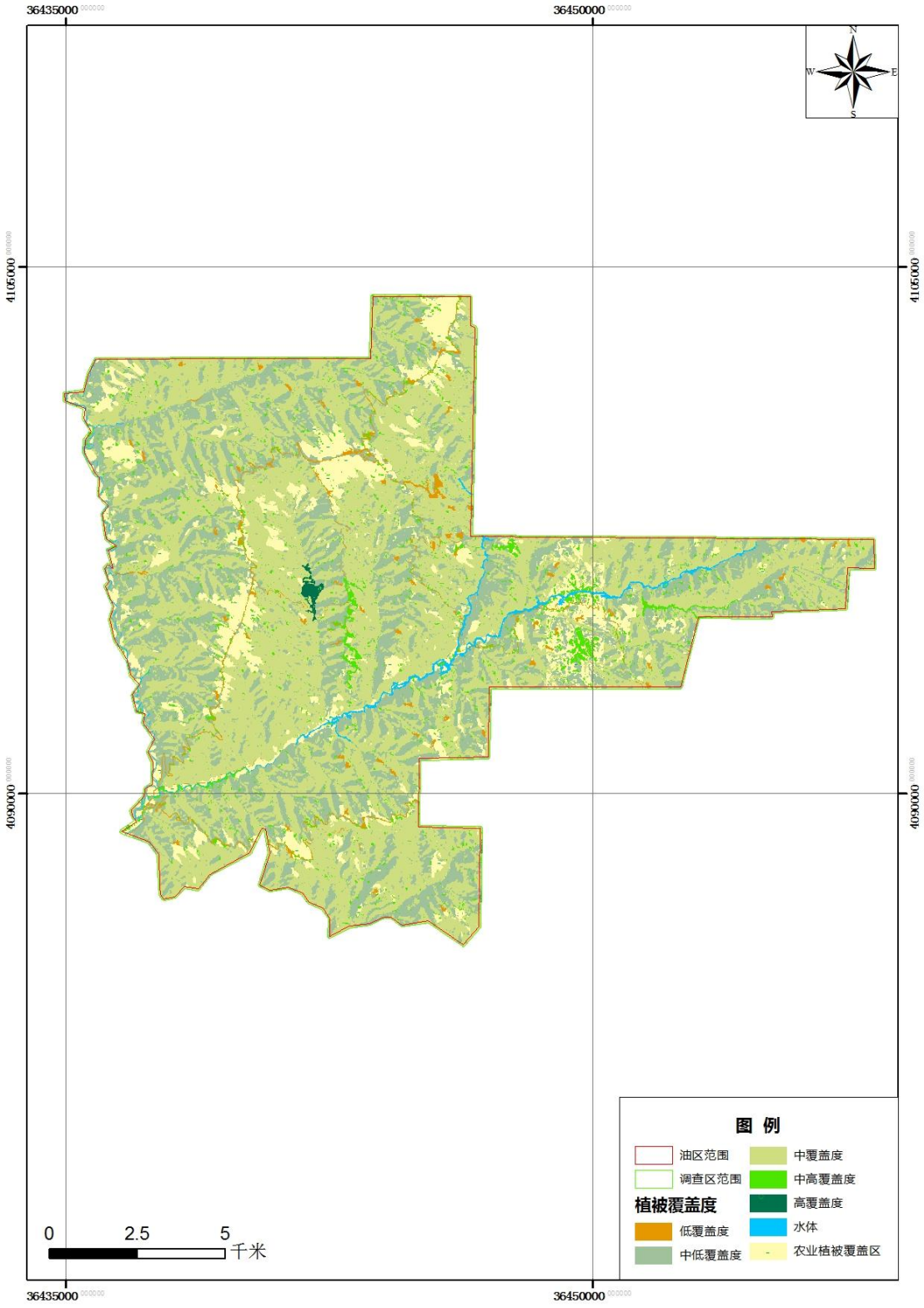



**图 5.3.1.11　　第九采油厂定边油区评价范围内 2021 年植被覆盖度**

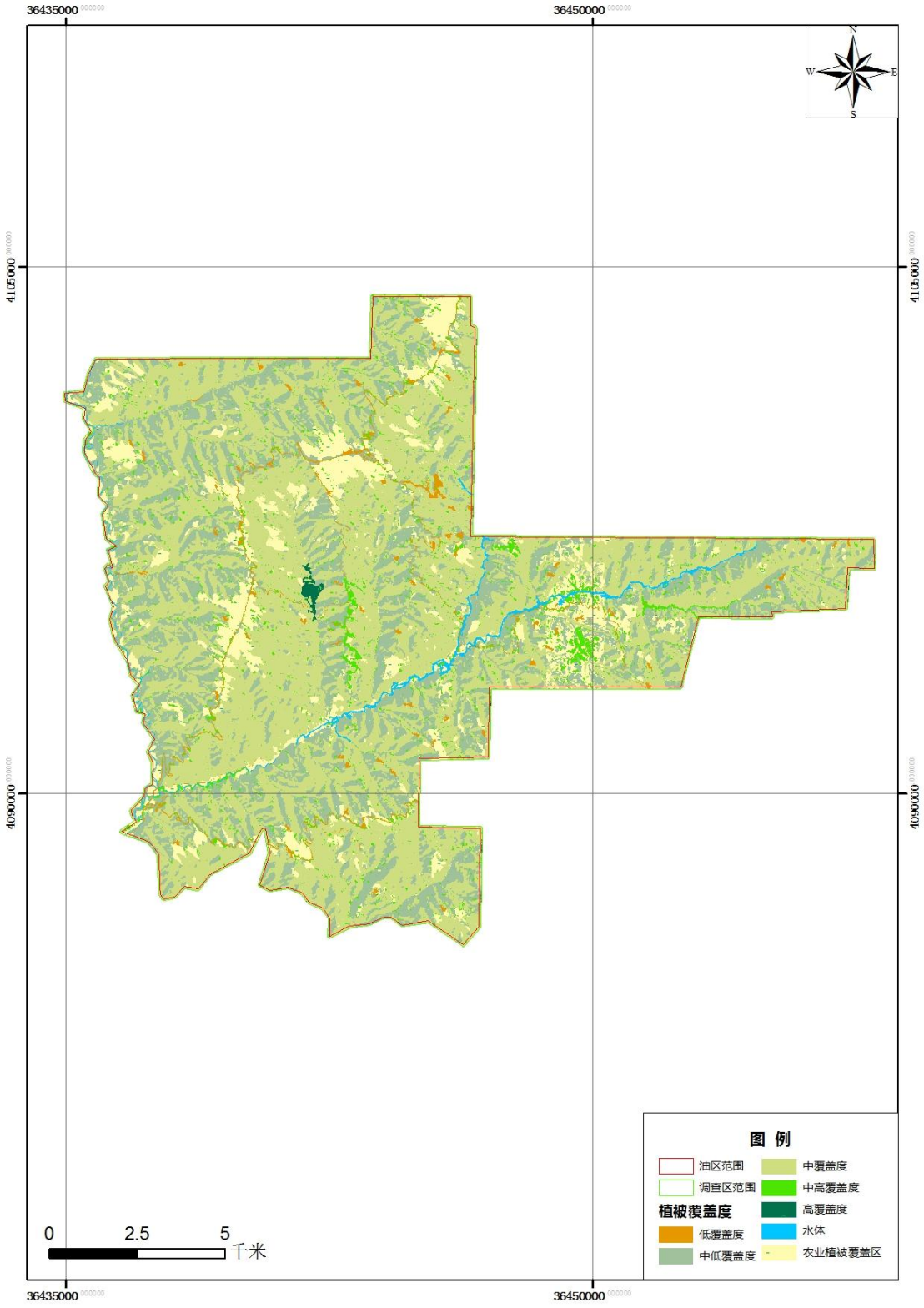



**图 5.3.1.12　　第九采油厂吴起油区评价范围内 2021 年植被覆盖度**

4、土地荒漠化类型

评价范围内 2021 年和 2025 年土地荒漠化类型对比情况见表 5.3.1-7 和图 5.3.1-8。

**表 5.3.1-7　吴起油区土地荒漠化变化情况统计**

| 序号 | 荒漠化类型 | 2025 年 | | 2021 年 | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | 评价范围 | | 评价范围 | |
| | | 面积(hm2) | 比例 | 面积(hm2) | 比例 |
| 1 | 工矿型荒漠化区 | 2576.9162 | 2.2323% | 2576.5019 | 2.2319% |
| 2 | 轻度沙质荒漠化区 | 19104.4087 | 16.5492% | 19104.4866 | 16.5493% |
| 3 | 中度沙质荒漠化区 | 9786.7227 | 8.4778% | 9786.8748 | 8.4779% |
| 4 | 重度沙质荒漠化区 | 2325.6367 | 2.0146% | 2326.4592 | 2.0153% |
| 5 | 潜在荒漠化区 | 21550.1630 | 18.6679% | 21551.9268 | 18.6694% |
| 6 | 未荒漠化区 | 60095.9998 | 52.0583% | 60093.5977 | 52.0562% |
| 合计 | | 115439.8472 | 100.00% | 115439.8472 | 100.00% |

**表 5.3.1-8　定边油区土地荒漠化变化情况统计**

| 序号 | 荒漠化类型 | 2025 年 | | 2021 年 | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | 评价范围 | | 评价范围 | |
| | | 面积(hm2) | 比例 | 面积(hm2) | 比例 |
| 1 | 工矿型荒漠化区 | 639.9949 | 3.1997% | 591.0287 | 2.9549% |
| 2 | 轻度沙质荒漠化区 | 5011.3582 | 25.0547% | 4980.0806 | 24.8984% |
| 3 | 中度沙质荒漠化区 | 10481.9385 | 52.4054% | 10683.6438 | 53.4138% |
| 4 | 重度沙质荒漠化区 | 380.6464 | 1.9031% | 457.4033 | 2.2868% |
| 5 | 潜在荒漠化区 | 3176.5958 | 15.8817% | 3077.9310 | 15.3884% |
| 6 | 未荒漠化区 | 311.1117 | 1.5554% | 211.5582 | 1.0577% |
| 合计 | | 20001.6454 | 100.0000% | 20001.6454 | 100.0000% |

根据以上统计结果分析，吴起油区和定边油区各区块评价范围内 2021 年至 2025 年间由于站场、井场等工程内容的建设，导致工矿型荒漠化区有所增加，其他类型荒漠化区均不同程度的减少。总体来看，第九采油厂区块范围内荒漠化略有减少，工程的实施未造成荒漠化程度加剧。

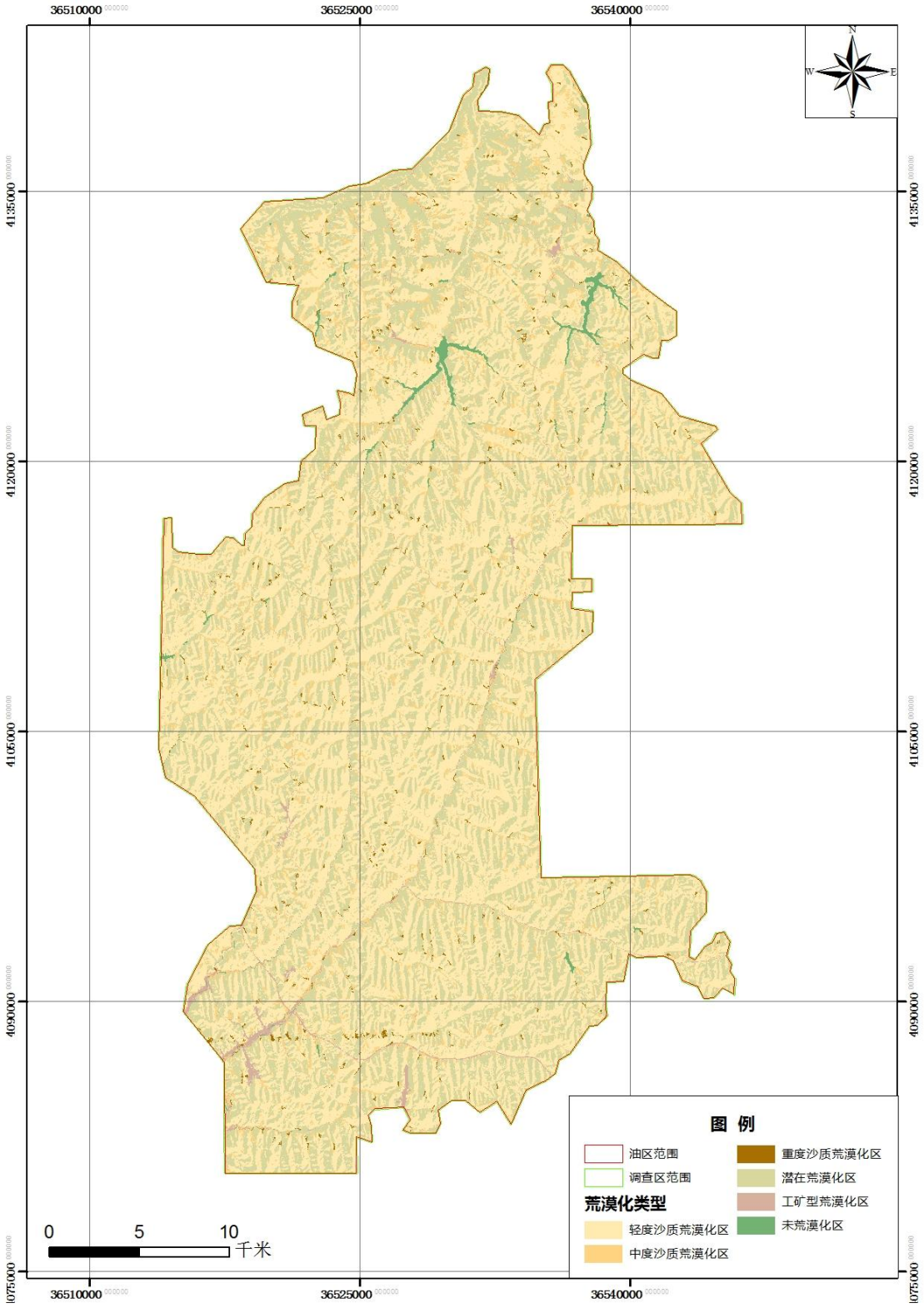



**图 5.3.1.13　　第九采油厂吴起油区评价范围内 2021 年土地荒漠化**

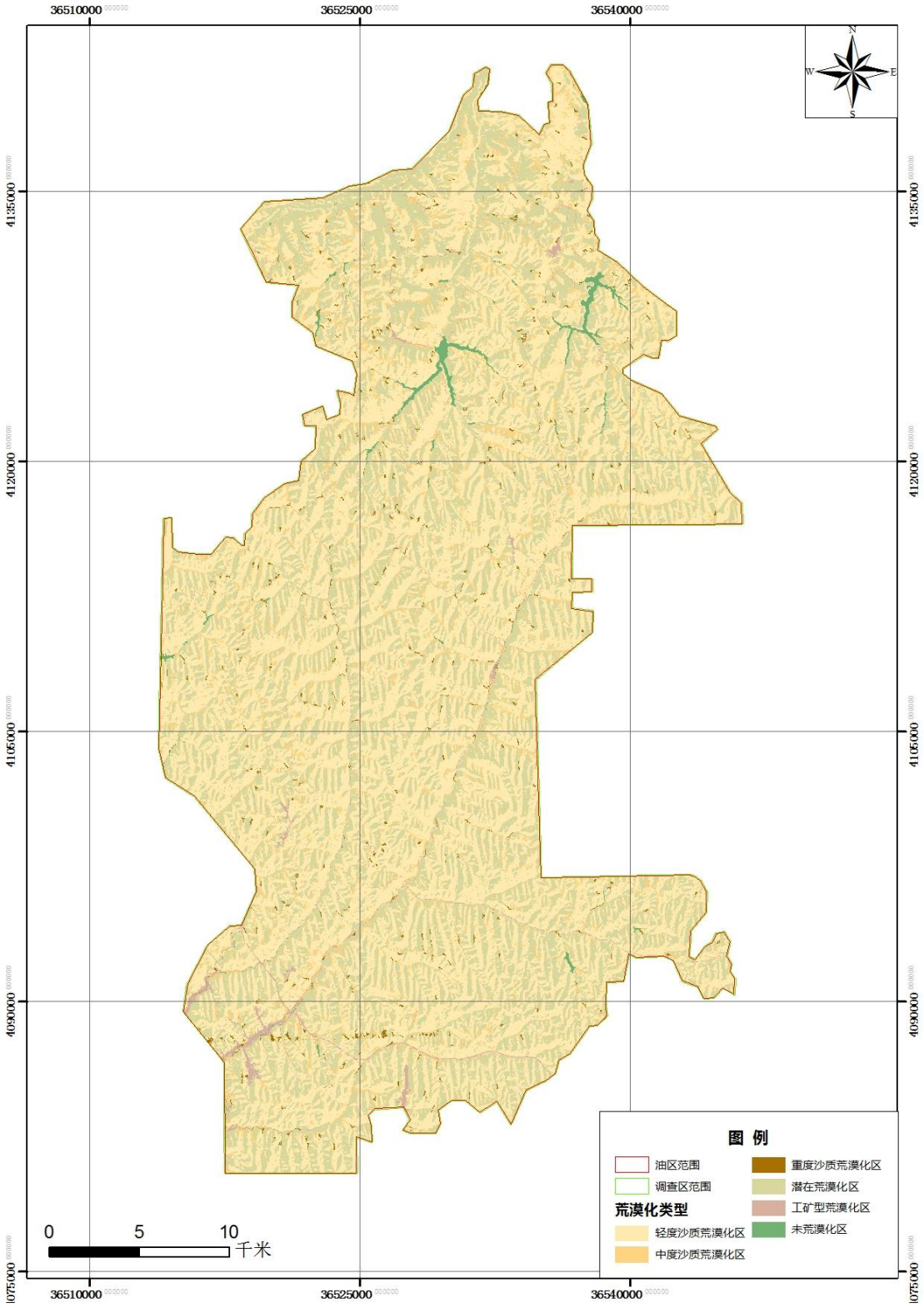



**图 5.3.1.14　　第九采油厂吴起油区评价范围内 2025 年土地荒漠化**

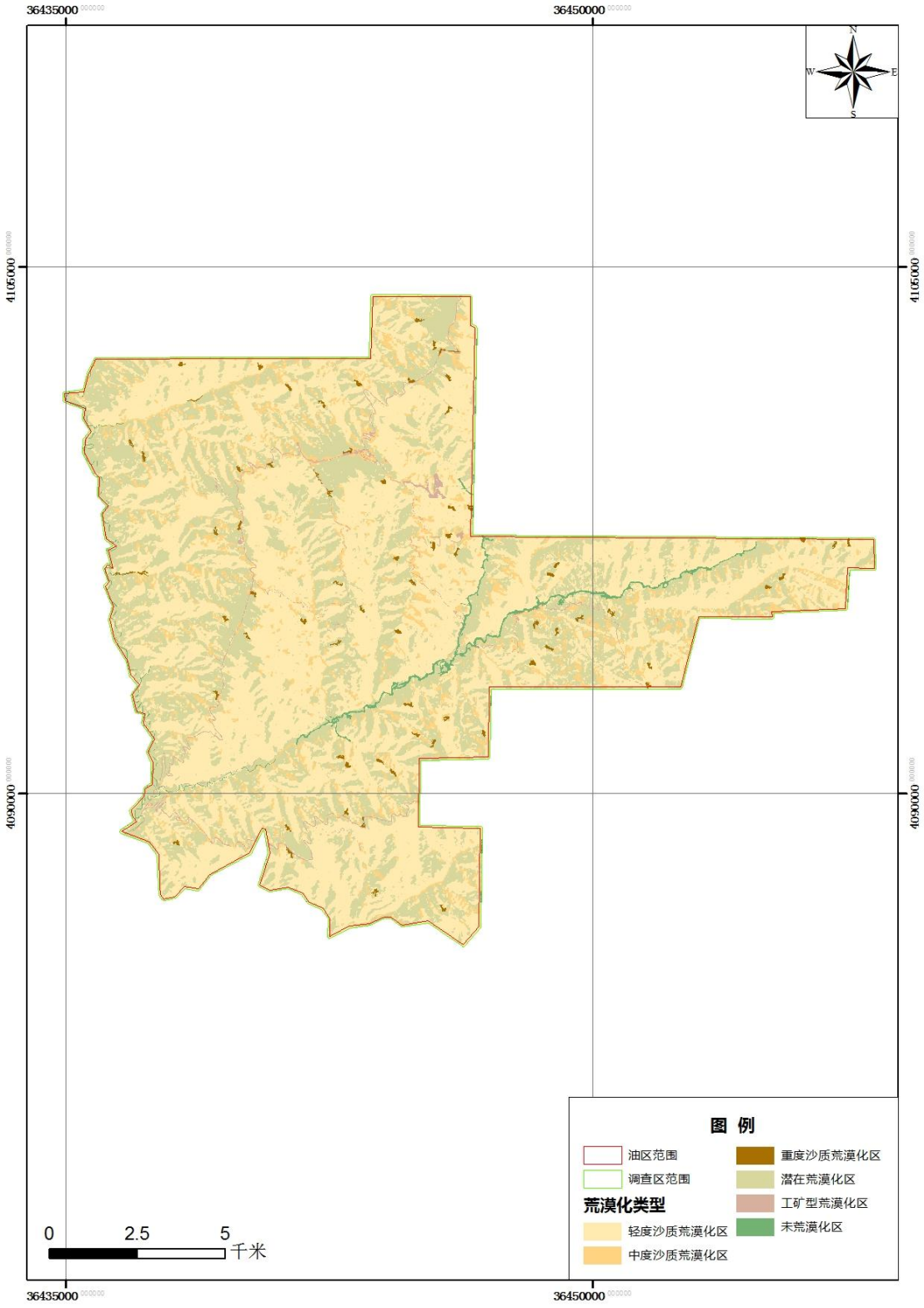



**图 5.3.1.13　　第九采油厂定边油区评价范围内 2021 年土地荒漠化**

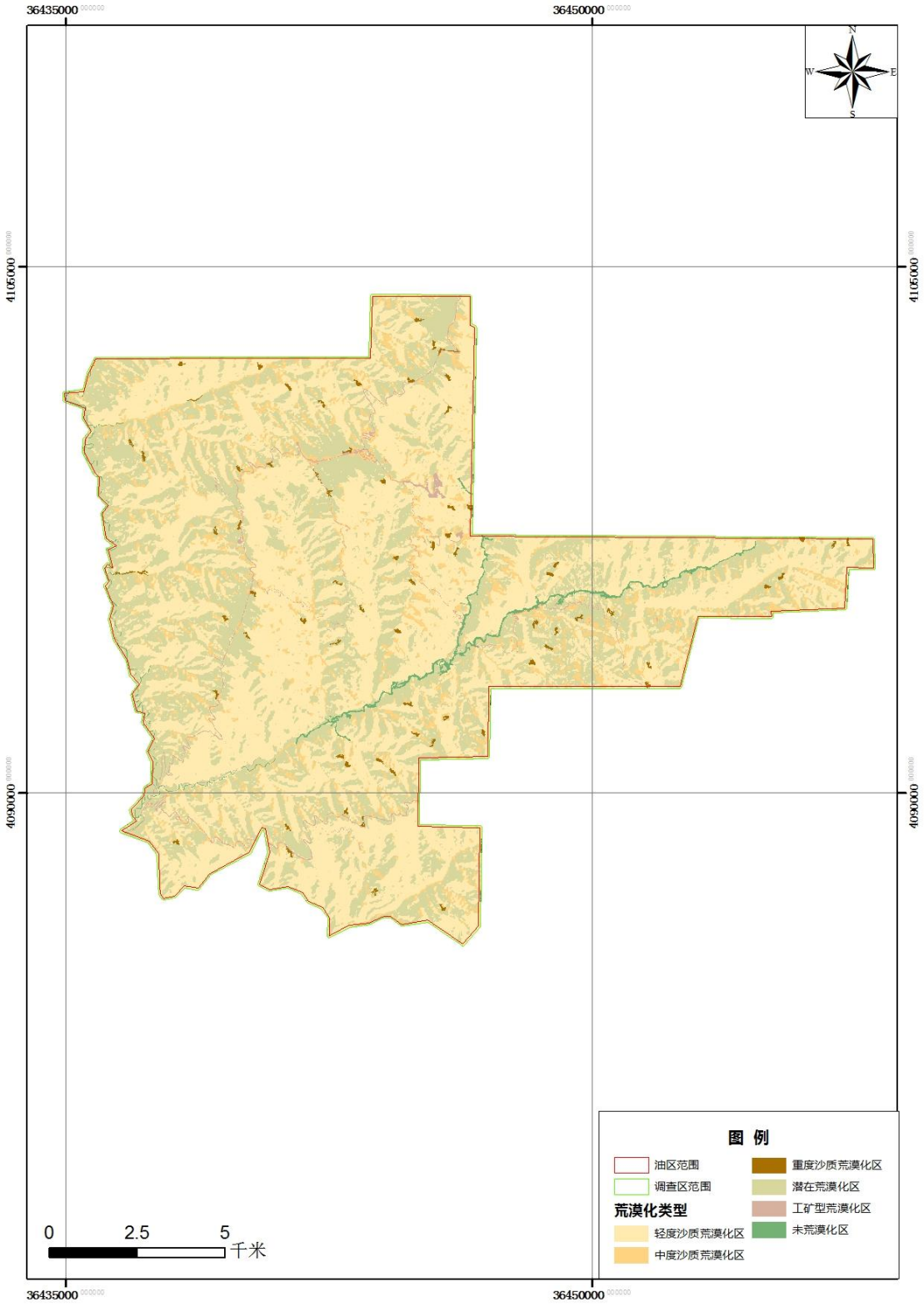



**图 5.3.1.13　　第九采油厂定边油区评价范围内 2025 年土地荒漠化**

## 5.3.2 环境空气

（1）近 5 年区域环境空气基本污染物变化状况

本次评价收集了陕西省生态环境厅办公室历年发布的《陕西省 12 月及 1～12 月全省环境空气质量状况》（2020 年～2024 年）的数据，以反映该区域环境质量变化情况，历年监测结果详见表 5.3.2-1。

**表 5.3.2-1　基本污染物环境质量现状　单位μg/m³**

| 区域 | 污染物 | 评价指标 | 评价标准 | 2020 年现状浓度 | 2021 年现状浓度 | 2022 年现状浓度 | 2023 年现状浓度 | 2024 年现状浓度 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 定边区域 | $SO_2$ | 年平均质量浓度 | 60 | 14 | 11 | 10 | 8 | 9 |
| | $NO_2$ | 年平均质量浓度 | 40 | 23 | 21 | 26 | 23 | 23 |
| | $PM_{10}$ | 年平均质量浓度 | 70 | 59 | 62 | 67 | 55 | 54 |
| | $PM_{2.5}$ | 年平均质量浓度 | 35 | 29 | 25 | 29 | 24 | 24 |
| | CO | 第 95 百分位日平均质量浓度 | 4000 | 2400 | 2200 | 2000 | 1600 | 1200 |
| | $O_3$ | 第 90 百分位 8h 平均质量浓度 | 160 | 141 | 148 | 133 | 150 | 158 |
| 吴起区域 | $SO_2$ | 年平均质量浓度 | 60 | 14 | 62 | 9 | 8 | 6 |
| | $NO_2$ | 年平均质量浓度 | 40 | 25 | 25 | 22 | 19 | 16 |
| | $PM_{10}$ | 年平均质量浓度 | 70 | 37 | 11 | 64 | 59 | 60 |
| | $PM_{2.5}$ | 年平均质量浓度 | 35 | 32 | 21 | 27 | 24 | 25 |
| | CO | 第 95 百分位日平均质量浓度 | 4000 | 1400 | 2200 | 1900 | 2000 | 1700 |
| | $O_3$ | 第 90 百分位 8h 平均质量浓度 | 160 | 126 | 148 | 130 | 134 | 142 |

对比历年监测数据，定边区域 $PM_{10}$ 和 $PM_{2.5}$、CO 有下降趋势，吴起区域 $SO_2$、$NO_2$ 有下降趋势，总体来讲，评价区域环境空气质量有一定程度的改善。

（2）非甲烷总烃

本次评价收集了近 5 年第九采油厂每年的产建环评以及环境影响后评价中对定边油区和吴起油区的环境空气质量监测数据。分析监测结果可知，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》推荐标准要求中 2.0mg/m³ 的标准值。

**表 5.3.2-2　　环境空气质量监测结果变化趋势　单位：mg/m³**

| 监测点位 | 监测项目 | 2022.3 | 2023.3 | 2024.3 | 2025.1 | 2026.1 | 执行标准 | 达标情况 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 小时浓度 | 小时浓度 | 小时浓度 | 小时浓度 | 小时浓度 | | |
| 定边区域 | 非甲烷总烃 | 0.45-0.65 | 0.45-0.63 | 0.36-0.42 | 0.83-1.28 | 1.06-1.57 | 2 | 达标 |
| 吴起区域 | 非甲烷总烃 | / | 0.52-0.88 | 0.92-1.06 | 0.81-1.25 | 1.42-1.75 | 2 | 达标 |

根据上表分析，吴起县、定边县非甲烷总烃均满足《大气污染物综合排放标准》详解中 2.0mg/m³ 限值要求。

## 5.4 区域工业污染源

本项目为油田滚动开发项目，项目所在区域主要为农村地区，经济活动以农业生产为主，工业生产集中在油气田开采，其他工农业生产主要为农产品加工、小型机械加工、建材加工以及养殖等，占比较小，且工业主要集中在镇区周边，村庄包含少量养殖。因此，区域工业污染源主要为油气田生产设施。

本项目周边同类型石油开采企业主要为长庆油田第八采油厂、第五采油厂、第九采油厂、第三采油厂和延长定边采油厂等。石油开采企业主要产生的“三废”有：站场、井场排放的加热炉燃料废气及无组织逸散的非甲烷总烃；生产废水主要有采出水、井下作业废水，经过处理后回注油层；产生的钻井泥浆、岩屑、落地油和含油污泥，均按要求委托相关单位处置。

# 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

根据工程分析和本项目特征，施工期废气污染主要为施工扬尘和车辆尾气以及改扩建站场拆除作业产生的施工扬尘等。

1、施工扬尘

施工扬尘污染主要发生在管沟开挖、基础处理、材料运输、土方回填以及开辟施工场地与管线组作业带清理环节中，对环境造成的不良影响表现为：导致环境空气中的 TSP 浓度升高，影响植物的光合作用与正常生长。

根据类似项目施工期环境空气实测数据，施工场地扬尘影响范围基本在下风向 100～150m 范围内，中心处浓度为 5～10mg/m$^3$；管线施工过程主要对沿线两侧 100m 范围内住户造成一定影响，其影响范围限制在线路两侧。施工期运输道路下风向 TSP 轴线净增浓度主要对道路两侧各 50m 范围影响较大，将形成扬尘污染带（最高允许浓度是 1.0mg/m$^3$），在 200m 处基本恢复到背景值。结合环境保护目标表，部分集输管线周边 200m 范围内有居民点分布，施工过程可能对上述敏感目标环境空气造成短期不利影响。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，施工扬尘影响范围有限，对区域环境空气质量影响小。

2、车辆尾气排放

工程施工期间建筑材料及钻井机械的运输需要大量车辆，且多为大动力柴油发动机，由于荷载重，尾气排放量大，将增加施工路段和运输道路沿线的空气污染物排放。由于项目所在区域地形开阔，风速较大，利于扩散，车辆运输间隔较大，钻井和地面工程建设时长较短。因此，车辆排放的尾气对项目所在区域环境空气产生的影响很小。

3、站场改扩建施工扬尘

本项目站场改扩建施工内容主要包括：现有设施的拆除和新增设施的安装。设备拆除或安装过程中涉及的施工工序包括：站内管线的管沟开挖、回填；设备的拆除施工等。上述土方作业可能在站场下风向造成一定程度的扬尘影响。由于现有站场四周均建有围墙，站内现有建筑物和生产设施对风起到一定的阻挡效应，

且场地内采取了硬化或绿化措施，因此，扬尘影响与新建站场施工环节相比，其程度和范围均有所减少。

### 6.1.2 施工期地表水环境影响分析

1、钻井废水

钻井废水主要包括油田开发初期在油（水）井钻进过程中起降钻具带出的部分地层水、废钻井液以及泥浆罐冲洗废水等，其主要污染物为SS、COD等，此外，由于钻井过程中钻杆、钻头及钻台机械设备少量润滑油会随钻井液带入泥浆罐，且在钻遇油层较好时，钻具会带出少量原油进入井筒，在钻井液的循环使用过程中进入泥浆罐，因此，钻井废水中还含有少量石油类，随意排放将会对水环境及土壤环境造成污染。

根据现有工程调查，钻井场地内产生钻井废水全部存放于泥浆罐内用于配制钻井泥浆，在井场内部循环使用，无法利用部分待在完井后由罐车统一拉运至第九采油厂现有措施作业废水处理站处理达标后回注，不外排，对地表水影响小。

2、井下作业废水

项目施工期井下作业废水主要包括射孔、压裂等，射孔、压裂废液水质成分复杂，既有从地层带出的粘土颗粒和岩屑，也含有油及压裂液、射孔液中的有机和无机添加剂，其中有机物多以环状结构为主，包含酮、酯、羧酸、醛等多种官能团，分子量主要在500～1000之间，可统称为压裂返排液。

本项目压裂返排液在井场内沉降处理后约15%的上清液循环利用，其余不能利用的暂存于施工现场的废液收集罐，在井下作业完成后，由罐车统一拉运至第九采油厂现有措施作业废水处理站处理达标后回注，不外排。

3、试油废水

试油作业过程中携罐作业，试油废水全部收集进罐，由罐车统一拉运至第九采油厂现有措施作业废水处理站处理达标后回注，对地表水不会产生影响。

4、施工废水

本项目施工期除钻井废水外，在井场、站场、管线、道路施工过程中还会产生施工废水及管道试压废水，施工废水产生地点较分散，产生量较小，主要污染物为SS，设置临时沉淀池沉淀后回用或用于洒水降尘。

管道试压采用分段试压方式，分段长度约1km，试压废水全部进罐，由罐车收集循环利用，最终经沉淀处理后回用于井区内道路洒水抑尘。

5、施工生活污水

由于钻井施工较为分散，生活污水难以集中收集处理。在施工场地设置环保厕所，生活污水就地泼洒，用于场地抑尘，粪便定期清运。施工期生活污水产生量小，对地表水环境影响小。

总体看，本项目施工期施工废水和生活污水均不排放，项目施工对地表水环境影响小。

### 6.1.3 施工期噪声环境影响分析

本项目钻井施工期噪声主要来源于钻机、泥浆泵、振动筛等连续性噪声以及压裂噪声；地面工程施工期噪声主要来源于各种施工机械设备，如使用的挖掘机、推土机、装载机、运输车辆等，大多为不连续性噪声。

1、钻井噪声

钻井施工期噪声主要为钻井噪声。钻井噪声主要来源于钻井设备、泥浆泵、振动筛等连续性噪声，噪声源强在 88～100dB(A)，对环境影响较大。目前钻井噪声处理难度较大，要减轻钻井噪声影响，主要还是通过优化设备布局、在泥浆泵等设备下加衬弹性垫料，并在场界设置施工围挡、在钻井过程中平稳操作，避免产生非正常的噪声，通过以上措施可以降低噪声约 5dB（A）左右。

由于噪声源距厂界的距离远大于声源本身尺寸，因此噪声预测点选用点源模式。

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

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；

$\Delta L$—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)。

总声压级 Leq：

$$L_{eq}=10\lg(10^{0.1L_{eqg}}+10^{0.1L_{eqb}})$$

式中：Leqg—声源在预测点的等效声级贡献值，dB(A)；

Leqb—预测点的背景值，dB(A)。

降噪前后的噪声源强见表 6.1.3-1，不同距离处主要施工机械噪声预测值见表 6.1.3-2。

**表 6.1.3-1　　采取噪声防治措施后的噪声源强　　单位：dB(A)**

| 设备名称 | 数量 | 声源强度 | 降噪措施 | 降噪后源强 |
|---|---|---|---|---|
| 辅助发电机 | 1 台/队 | 100 | 加衬弹性垫料、施工围挡 | 95 |
| 钻机 | 1 台/队 | 100 | | 95 |
| 振动筛 | 1 台/队 | 88 | | 83 |
| 泥浆泵 | 2 台/队 | 95 | | 90 |

**表 6.1.3-2　　主要施工机械噪声随距离衰减一览表**

| 距离 | 背景值 | | 不同距离处叠加背景值后的预测值 | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 昼间 | 夜间 | 57m | | 100m | | 191m | | 250m | |
| | | | 昼间 | 夜间 | 昼间 | 夜间 | 昼间 | 夜间 | 昼间 | 夜间 |
| 辅助发电机 | 51 | 44 | 60 | 60 | 56 | 55 | 53 | 50 | 52 | 49 |
| 钻机 | | | 60 | 60 | 56 | 55 | 53 | 50 | 52 | 49 |
| 泥浆泵 | | | 53 | 49 | 52 | 47 | 51 | 45 | 51 | 45 |
| 振动筛 | | | 56 | 55 | 54 | 51 | 52 | 47 | 52 | 46 |

根据表 6.1.3-2 可知，叠加背景值后距离钻井施工设备昼间 57m，夜间 191m 处噪声可满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准要求。

根据调查，本项目塞 545 井场周围 191m 范围内有居民 1 户，施工期钻井噪声对其有一定影响。环评要求该井场在钻井施工期调整设备布局，使主要噪声源远离居民分布一侧，降低钻井施工噪声扰民，在钻井施工过程中采用电驱钻机取代柴油钻机，最大化降低噪声对周边居民的影响，且施工前应取得居民同意，施工期加快进度，减少噪声扰民时间。

在采取上述措施的前提下，钻井施工期噪声对周围村民影响可以接受，且随着施工期的结束，影响将会消失。

2、压裂作业噪声

压裂施工作业根据计划依次进行，单台压裂车噪声约为 97dB(A)，单口井压裂时间约为 3 天，同时运行 2 台；评价对井场压裂噪声进行预测，预测模型同钻井工程噪声预测模式，预测结果见表 6.1.3-3。

**表 6.1.3-3　　井下作业噪声影响范围预测结果　　单位：dB(A)**

| 噪声源 | 距声源距离（m） | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 10 | 20 | 50 | 100 | 200 | 310 | 620 |
| 致密油井压裂设备 | 80 | 74 | 66 | 60 | 54 | 50 | 44 |
| 页岩油井压裂设备 | 86 | 80 | 72 | 66 | 60 | 56 | 50 |

根据上表预测结果，致密油井压裂作业时昼间在距离压裂设备100m处噪声可满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准；夜间距离压裂设备310m处噪声可满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准。页岩油井压裂作业时昼间在距离压裂设备200m处噪声可满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准；夜间距离压裂设备620m处噪声可满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准。

因此，致密油井下作业施工噪声主要对距压裂车310m范围内的敏感点产生一定影响，页岩油井下作业施工噪声主要对距压裂车620m范围内的敏感点产生一定影响，随着施工结束，噪声也随即消失，其环境影响可控制在当地环境可接受范围内。本项目评价区居民点分散，且选址过程考虑了避让，致密油井场310m范围内无居民点分布。页岩油井场仅有塞545、塞581、新275扩等3座井场周边620m范围内存在零散居民。环评要求，施工方在钻井工作期间对评价范围内的农户多采取沟通宣传和耐心解释等方式，征得其同意，或在钻井施工前尽量与受影响居民协商达成一致，采取临时撤离等措施解决压裂施工期间噪声超标问题，待压裂施工作业结束后返回，确保不噪声扰民。

3、场站、管线等地面工程施工噪声

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。站场及管线施工机械设备基本相同，噪声影响基本一致。

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，由于地面工程夜间不施工，因此仅预测昼间超标范围，具体见表6.1.3-4。

**表6.1.3-4　　施工主要机械噪声衰减预测结果　　单位：dB(A)**

| 机械名称 | 距声源距离（m） | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 1 | 10 | 20 | 40 | 50 | 80 | 100 |
| 推土机 | 92 | 72 | 66 | 60 | 58 | 54 | 52 |
| 装载机 | 94 | 74 | 68 | 62 | 60 | 56 | 54 |
| 挖掘机 | 94 | 74 | 68 | 62 | 60 | 56 | 54 |
| 吊车 | 90 | 70 | 64 | 58 | 56 | 52 | 50 |
| 运输车辆 | 85 | 65 | 59 | 53 | 51 | 47 | 45 |
| 吊管机 | 90 | 70 | 65 | 59 | 56 | 48 | 50 |
| 电焊机 | 87 | 67 | 61 | 55 | 53 | 49 | 47 |

| | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 磨光机 | 90 | 70 | 64 | 58 | 56 | 52 | 50 |

根据表 6.1.3-4 可知，距离地面工程施工设备 20m 处昼间噪声能够满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）限值要求，距离施工设备 50m 处昼间噪声可满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）要求 2 类标准。站场周围 50m 范围内无居民，管线 50m 内范围内无居民点（最近居民点距离管线 65m），施工期应合理安排施工作业时间，夜间不施工，将高噪声设备布设在远离居民一侧，避免噪声扰民。管沟开挖经过居民区段采用人工开挖。施工期施工噪声对周边居民影响较小，且随着施工结束，噪声也随即消失。

### 6.1.4 施工期固废影响

1、钻井岩屑

钻井过程中，岩石被钻头破碎成岩屑，全部混入泥浆中，经地面的“泥浆不落地”设施分离脱水后交有处理能力的单位处置。一般钻井岩屑中污染物含量很低，通常不会对环境产生不利的影响，钻井井场废钻井泥浆、废岩屑均采用地上罐进行收集，收集后委托专业单位进行集中处置，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。

2、落地油、含油污泥

试油等井下作业往往会有一部分原油散落。落地油属于危险废物，散落地面不进行收集将对井场土壤造成污染，也可能随地表径流污染附近水体，污染主要集中在土壤表层，影响土壤通透性和养分释放，降低土壤生物及微生物活性，使土壤综合肥力下降。落地油对土壤的影响详见土壤环境影响评价章节。

项目试油等井下作业时按照“铺设作业，带罐上岗”的作业模式，设置井控装置，在井场设置污油回收池及井口集油槽，井场作业区域地面铺设防渗布，产生的落地油可全部回收，由罐车拉至周边污油泥暂存点进行暂存，定期由有资质单位进行收集处置。采取上述措施后，试油等井下作业过程产生的落地油对环境的影响可以降低到最低限度，对环境影响小。

3、废压裂砂

在压裂液返排过程中，作为支撑剂的压裂砂会有一部分沉积在返排液收集罐罐底，压裂砂主要有害成分为压裂地层后带出的原油和压裂液，根据《国家危险废物名录》（2025 年版），压裂砂属于 HW08 类危险废物。

压裂施工时配备压裂返排液地上收集罐，压裂砂沉淀于收集罐底部并被收集

罐内置过滤网截流在罐内，待罐内压裂砂积累一定量后再进行集中清理，清理出的压裂砂拉运至现有危废暂存点暂存，定期委托有资质单位转运及处置。采取上述措施后，对环境影响小。

4、建筑垃圾

地面工程建设将产生一定的建筑垃圾，碎砖、水泥等建筑材料可回填于场地基础处理或道路铺设；管道切割废料可回收利用，对外界环境影响小。

5、其它固废

井场压裂、试油作业产生的废防渗布、废润滑油及其包装桶等属于危废，暂存于危废临时暂存点，定期由有资质单位处置；采取上述措施后，其他固废对环境影响小。

6、生活垃圾

施工期各钻井单位均在场地内设置生活垃圾收集点，生活垃圾在施工场地分类收集后，定期送往当地环卫部门指定地点处置，因而对评价区环境影响较小。

7、改扩建及拆除站场施工固废

本次评价中周6增、周一转、薛三转等3座现有站场改扩建均涉及现有设备更换和拆除。拆除施工过程除产生设备拆装废料、旧设备、旧管线和少量建筑垃圾外，还将产生一定量的污油泥。评价要求对拆除固废充分回收利用，少量残余废油属危险废物（HW08），应委托有资质单位妥善处置，避免洒漏等对土壤及地下水造成影响。

## 6.1.5 施工期地下水影响分析

### 6.1.5.1 正常状况下地下水环境影响分析

1、钻井废水对地下水环境影响

建设单位在钻井前井场配备废水地上收集罐，集中收集钻井废水；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。钻井结束后，废弃泥浆经固液分离后由防渗漏、防抛洒、防扬尘的运输车辆统一运至专业单位处置，钻井废水经作业废水处理站处理达标后同层回注。可见，本工程在钻井环节采取严密的污染防治措施，一般不会对地下水环境造成污染。

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。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，作业时采用“铺设作业、带罐上岗”的模式，分散收集落地油；试油废水回收后经污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、生活污水对地下水环境影响

据现场调查，施工营地均设有防渗旱厕，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；改扩建站场可依托现有生活污水处理设施，保证生活污水用于附近站场抑尘及周边植被绿化，不外排。正常状况下不会对地下水环境产生影响。

4、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，尤其是土壤及地下水造成污染。

环评要求对开采过程中产生的压裂液返排液全部回收入罐，优先在井场内进行再利用，无法循环利用的待压裂结束后分批次运至第九采油厂现有作业废水处理站处理回注油层，不外排。因此正常状况下认为不会对地下水环境产生影响。

5、柴油对地下水环境影响

井场内备用柴油储罐为地上设置，柴油储存区设置有土筑防火堤，防火堤内铺设有防渗布，正常情况不会对地下水环境造成影响。

6、其他固体废弃物对地下水环境影响

固体废弃物在正常状况下均得到及时妥善地处理，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，在正常状况下认为对地下水环境无影响。

**6.1.5.2 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。此状况下，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，施工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储罐泄漏，由于柴油储罐地上设置，且设立有土筑围堰，铺设防渗布，一旦发生泄漏可立即发现并切断泄漏源，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，其影响小于井漏进入含水层的影响。下面重点预测分析井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，钻井废水漏失于地下水含水层中，造成地下水水质污染。就井漏而言，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。因此，推广使用清洁无害的水基钻井液，严格控制使用有毒有害的化学处理剂，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。

本项目石油开采工程地下水环境评价工作等级定为二级，需要采用数值法或解析法进行预测分析。根据前文分析，拟建项目在建设及运行过程中可能会影响到的含水层为第四系含水层和白垩系的环河组、洛河组含水层。

#### 6.1.5.3 地下水环境影响预测

**（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，由于钻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预测参数均选择区域中较大参数，能够覆盖各井场的泄漏情景。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，本项目钻井废水特征污染物为COD、石油类、砷、汞、六价铬、钡、氯化物、氨氮、总硬度、挥发酚。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，本项目钻井废水污染因子主要浓度情况见表6.1.5-1。

**表 6.1.5-1 钻井废水主要因子一览表**

| 污染物 | 浓度（mg/L） | 质量标准 | 标准指数 |
|---|---|---|---|
| $COD_{Mn}$ | 17.3 | 3.0 | 5.8 |
| 石油类 | 20.3 | 0.05 | 406 |
| 砷 | 未检出 | 0.01 | / |
| 汞 | 未检出 | 0.001 | / |
| 六价铬 | 未检出 | 0.05 | / |
| 钡 | 未检出 | 0.7 | / |
| 氯化物 | 5280 | 250 | 21.1 |
| 氨氮 | 39.6 | 0.5 | 79.2 |
| 总硬度 | 1898 | 450 | 4.2 |
| 挥发酚 | 1.64 | 0.002 | 820 |
| 注：①COD 污水中是 Cr 法测的，质量标准是 Mn 法测的，这两个之间有一个换算比例，根据刘巍《BOD、COD 与高锰酸盐指数的理论内涵及倍率关系研究》一文中指出 Cr 法 COD 浓度为高锰酸钾指数的 3 倍，因此为后续分析对标，本次将废水中的 COD 浓度直接折算成 CODMn 的浓度。<br>②除石油类浓度限值为《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）三类标准，其余因子浓度限值均为《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）三类标准 | | | |

根据上表，钻井废水中砷、汞、六价铬、钡等重金属污染物均未检出，其他类污染物中挥发酚指标 Pi 值为 820，因此按照地下水导则要求，选取特征因子石油类和挥发酚作为钻井废水渗漏地下水污染预测因子。本次评价取石油类在水中的最大溶解度作为预测浓度，浓度值为 18mg/L（根据 TPHCWG（1997）），挥发酚的浓度值为 1.64mg/L。以单水平井为污染源，假设钻井过程中钻井废水全部渗漏进入含水层，一般水平井废水量约为 30$m^3$。假设钻井过程中长水平井井漏，钻井结束后发现该事故，单水平井钻井周期为 40d，则石油类渗漏源强为 540g，挥发酚渗漏源强为 49.2g。

**数学模型：**非正常状况下的地下水溶质运移模拟可看做是一维稳定流动二维水动力弥散问题，根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），此次预测采用水动力弥散方程解析解作为预测数学模型。

根据预测情景，本次预测利用短时泄露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。预测公式为：

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

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

式中：

x，y—计算点处的坐标位置，m；

t—时间，d；

C（x，y，t）—t时刻x，y处的示踪剂质量，g/L；

M—含水层的厚度，m；

mt—单位时间注入示踪剂的质量，kg/d；

u—水流速度，u=KI/n，m/d；

$n_e$—有效孔隙度；

$D_L$、$D_T$—纵向、横向弥散系数，$m^2/d$；

π—圆周率

$K_0$（β）—第二类零阶修正贝塞尔函数；

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

**预测模型参数的确定：**本次预测评价重点是项目区潜水含水层及其他有开发利用价值的含水层，根据前文水文地质条件分析及工程特点，主要对以下含水层进行分析预测：第四系黄土潜水含水层；白垩系环河组含水层、白垩系洛河组含水层。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，取区域平均值；白垩系环河组：呈现多层结构，岩性较为复杂，岩相变化较大，厚度40～200m，白垩系洛河组：承压区厚度200～450m，潜水区厚度0～200m，由于钻进过程中造成套管破损的位置不会太长，因此本次预测环河组及洛河组含水层厚度按照50m考虑。

**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》、《吴起县地下水勘察报告》等水文地质资料，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：根据现有的吴起县薛岔社区的钻孔资料资料，含水层渗透系数为0.19m/d；白垩系洛河组：根据现有资料，含水层渗透系数为0.2～1.0m/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及各含水层等水位线图最终确定；

**有效孔隙度**——各含水层有效孔隙度的值根据各含水层岩性特征及经验参

数最终确定；

**弥散系数**——弥散度是研究污染物在土壤及地下水中迁移转化规律的最重要参数之一，弥散系数 D 是反映渗流系统弥散特征的一个综合参数，忽略分子扩散时，它是介质弥散度和孔隙流速 V 的函数。水动力弥散尺度效应的存在为模拟和预测地下水中溶质在介质中的运移规律带来了困难。本次溶质运移模型中介质弥散度的确定结合了 Gelhar，L.W 在“Acritical review of data on field-scale dispersion inaquifers”一文中对 59 个不同尺度的地区弥散度的研究成果，选取其中与本项目区地下潜水含水层相似的区域进行类比，横向弥散度的取值依据美国环保署（EPA）提出的经验数据：横/纵向弥散度比（aT/aL）一般为 0.1。最终确定的溶质运移模型参数为：纵向弥散度 10m；横向弥散度 1.0m。

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》《吴起县水文地质勘察报告》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 6.1.5-2。

**表 6.1.5-2　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 | 纵向弥散系数 DL（$m^2/d$） | 横向弥散系数 DT（$m^2/d$） | 地下水流速 u（m/d） |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 第四系风积黄土含水层 | 40 | 0.46 | 1.5% | 0.3 | 0.23 | 0.023 | 0.023 |
| 白垩系环河组 | 50 | 0.19 | 0.3% | 0.15 | 0.038 | 0.0038 | 0.0038 |
| 白垩系洛河组 | 50 | 1.00 | 0.8% | 0.2 | 0.40 | 0.04 | 0.04 |

**预测时段**

本次预测时段选择 100d、1000d。

**（2）地下水污染预测模拟和影响分析**

利用点源污染水动力弥散方程解析解，计算泄漏点周围石油类、挥发酚污染物的浓度值，并画出等值线图，预测因子的检出限值和标准限值详见表 6.1.5-3，以此来判断污染物对地下水的污染情况。

**表 6.1.5-3 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》（GB 3838-2002）III 类标准 | 0.05 |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| 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 | 0.0003 | 《地下水质量标准》（GB/T14848-20170.23）III 类标准 | 0.002 |

利用点源污染水动力弥散方程解析解，根据石油类、挥发酚的检出限和标准限值，以此来判断污染物对地下水的污染情况，计算并画出平面二维等值线图。具体预测分析结果如下：

①石油类

根据预测，发生井漏后（在不考虑石油类污染物生物降解的前提下），100d 时，第四系黄土含水层地下水中石油类最大浓度为 0.628mg/L，超标距离最远为下游 15m，超标面积为 185m$^2$，影响距离最远为下游 19m，影响面积为 307m$^2$；1000d 时，第四系黄土含水层地下水中石油类最大浓度为 0.057mg/l，超标距离最远为下游 24m，超标面积为 4m$^2$，影响距离最远为下游 60m，影响面积为 1448m$^2$。

根据预测，发生井漏后（在不考虑石油类污染物生物降解的前提下），100d 时，环河组含水层地下水中石油类最大浓度为 6.04mg/L，超标距离最远为下游 8m，超标面积为 62m$^2$，影响距离最远为下游 9m，影响面积为 78m$^2$；1000d 时，环河组含水层地下水中石油类最大浓度为 0.48mg/l，超标距离最远为下游 23m，超标面积为 371m$^2$，影响距离最远为下游 28m，影响面积为 604m$^2$；

根据预测，发生井漏后（在不考虑石油类污染物生物降解的前提下），100d 时，洛河组含水层地下水中石油类最大浓度为 0.432mg/l，超标距离最远为下游 20m，超标面积为 301m$^2$，影响距离最远为下游 25m，影响面积为 511m$^2$；1000d 时，洛河组含水层地下水中石油类最大浓度为 0.035mg/l，未超标，影响距离最远为下游 87m，影响面积为 2290m$^2$。

具体预测结果见表 6.1.5-4 及图 6.1.5.1~2，其中（0，0）点为泄漏点位置，横轴正方向为地下水流向。

**表 6.1.5-4　井漏后石油类对地下水的影响运移特征表**

| 层位 | 运移时间（d） | 最大污染浓度（mg/L） | 最大超标距离（m） | 超标范围（m$^2$） | 最大影响距离（m） | 影响范围（m$^2$） | 运移期最远超标距离（m） | 运移期最远超标距离对应时间（d） |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 第四系黄土 | 100d | 0.628 | 15 | 185 | 19 | 307 | 24 | 1005 |
| | 1000d | 0.057 | 24 | 4 | 60 | 1448 | | |
| 环河组 | 100d | 6.04 | 8 | 62 | 9 | 78 | 54 | 11500 |
| | 1000d | 0.48 | 23 | 371 | 28 | 604 | | |

| | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 洛河组 | 100d | 0.432 | 20 | 301 | 25 | 511 | 42 | 725 |
| | 1000d | 0.035 | 0 | 0 | 87 | 2290 | | |

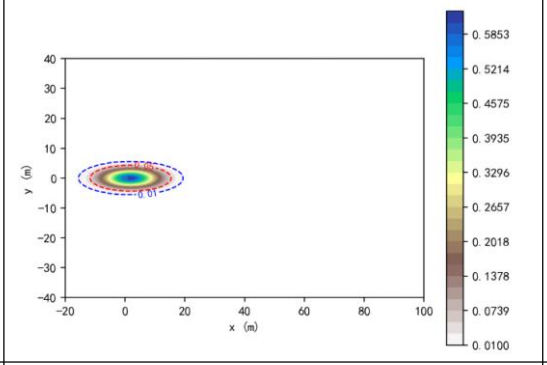
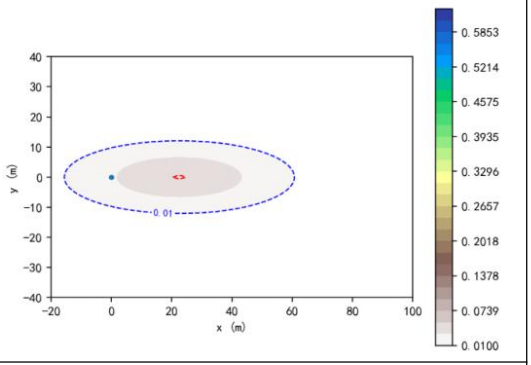
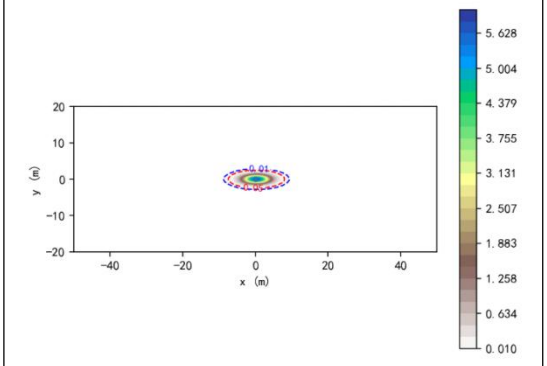
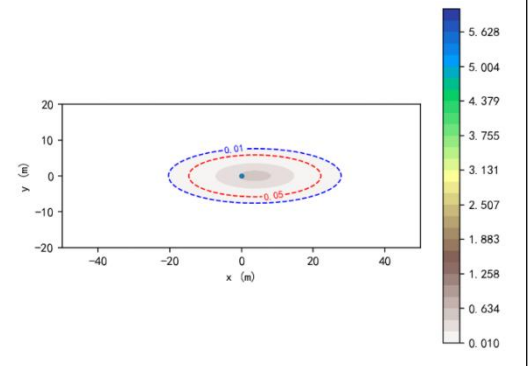
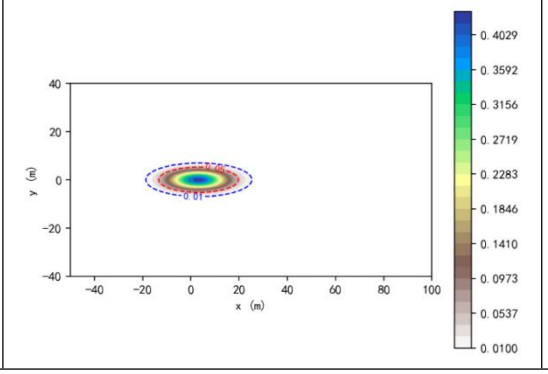
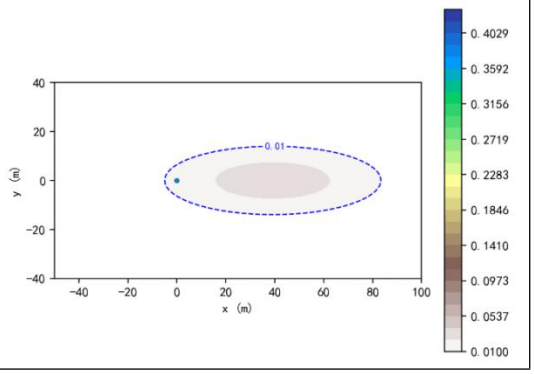
| 层位 | 100d | 1000d |
|---|---|---|
| 第四系黄土含水层 |  |  |
| 白垩系环河组含水层 |  |  |
| 白垩系洛河组含水层 |  |  |

**图 6.1.5.1 井漏发生后石油类在各含水层运移图**

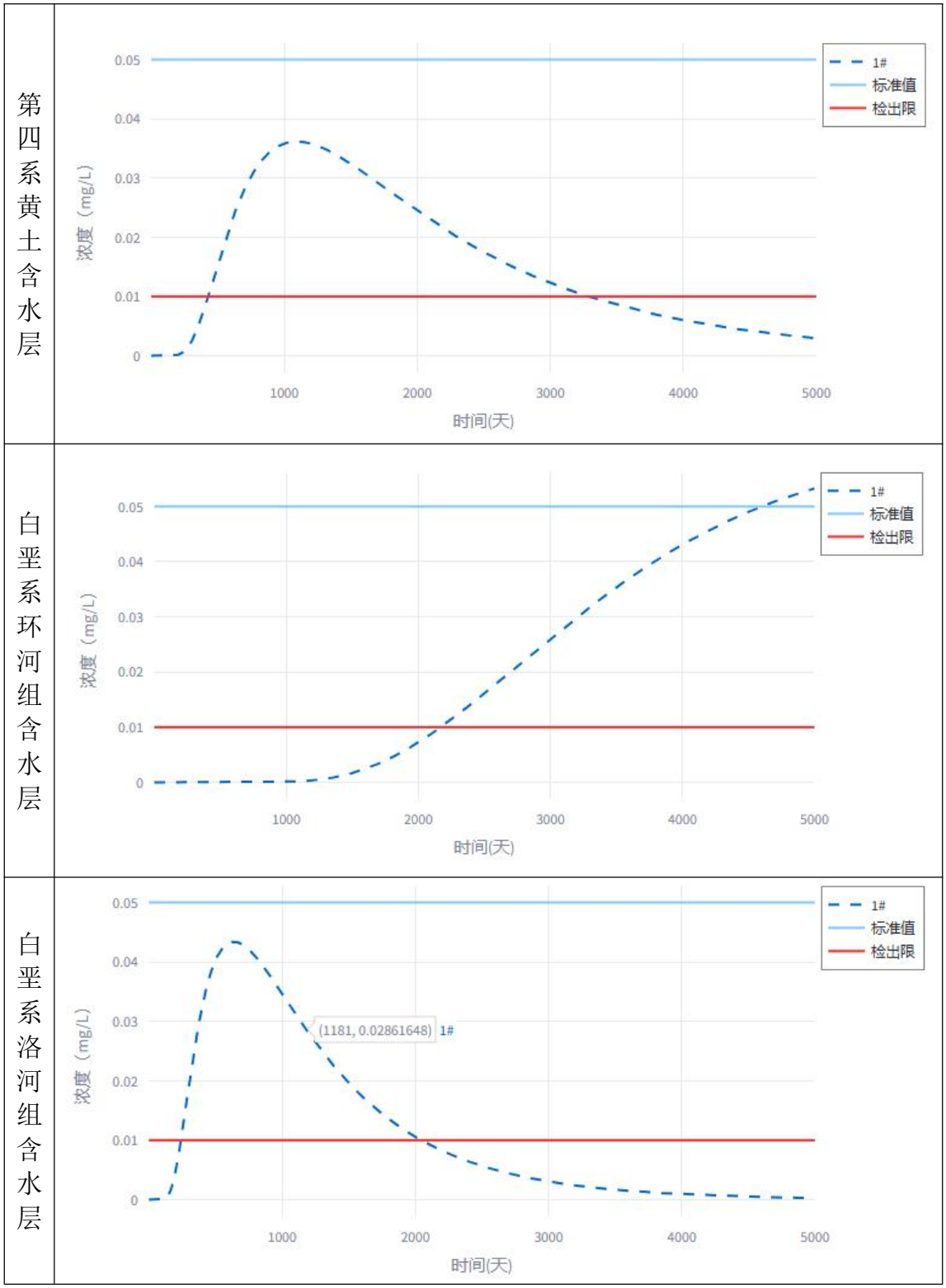



**图 6.1.5.2 泄漏点下游厂界处（40m）石油类浓度历时曲线图**

②挥发酚

根据预测，发生井漏后（在不考虑挥发酚污染物生物降解的前提下），100d 时，第四系黄土含水层地下水中挥发酚最大浓度为 0.057mg/L，超标距离最远为下游 17m，超标面积为 239m$^2$，影响距离最远为下游 21m，影响面积为 391m$^2$；

1000d 时，第四系黄土含水层地下水中挥发酚最大浓度为 0.005mg/L，超标距离最远为下游 49m，超标面积为 742m$^2$，影响距离最远为下游 72m，影响面积为 2442m$^2$。

根据预测，发生井漏后（在不考虑挥发酚污染物生物降解的前提下），100d 时，环河组含水层地下水中挥发酚最大浓度为 0.551mg/L，超标距离最远为下游 8m，超标面积为 73m$^2$，影响距离最远为下游 10m，影响面积为 100m$^2$；1000d 时，环河组含水层地下水中挥发酚最大浓度为 0.044mg/l，超标距离最远为下游 25m，超标面积为 488m$^2$，影响距离最远为下游 31m，影响面积为 766m$^2$。

根据预测，发生井漏后（在不考虑挥发酚污染物生物降解的前提下），100d 时，洛河组含水层地下水中挥发酚最大浓度为 0.039mg/l，超标距离最远为下游 23m，超标面积为 410m$^2$，影响距离最远为下游 29m，影响面积为 658m$^2$；1000d 时，洛河组含水层地下水中挥发酚最大浓度为 0.003mg/l，超标距离最远为下游 71m，超标面积为 1063m$^2$，影响距离最远为下游 102m，影响面积为 4021m$^2$。

具体预测结果见表 6.1.5-5 与图 6.1.5.3~4~图 5.1.2-2。其中（0，0）点为泄漏点位置，横轴正方向为地下水流向。

**表 6.1.5-5　井漏后挥发酚对地下水的影响运移特征表**

| 层位 | 运移时间（d） | 最大污染浓度（mg/L） | 最大超标距离（m） | 超标范围（m$^2$） | 最大影响距离（m） | 影响范围（m$^2$） | 运移期最远超标距离（m） | 运移期最远超标距离对应时间（d） |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 第四系黄土 | 100d | 0.057 | 17 | 239 | 21 | 391 | 57 | 2250 |
| | 1000d | 0.005 | 49 | 742 | 72 | 2442 | | |
| 环河组 | 100d | 0.551 | 8 | 73 | 10 | 100 | 106 | 27100 |
| | 1000d | 0.044 | 25 | 488 | 31 | 766 | | |
| 洛河组 | 100d | 0.039 | 23 | 410 | 29 | 658 | 86 | 1850 |
| | 1000d | 0.003 | 71 | 1063 | 102 | 4021 | | |

| 层位 | 100d | 1000d |
|---|---|---|

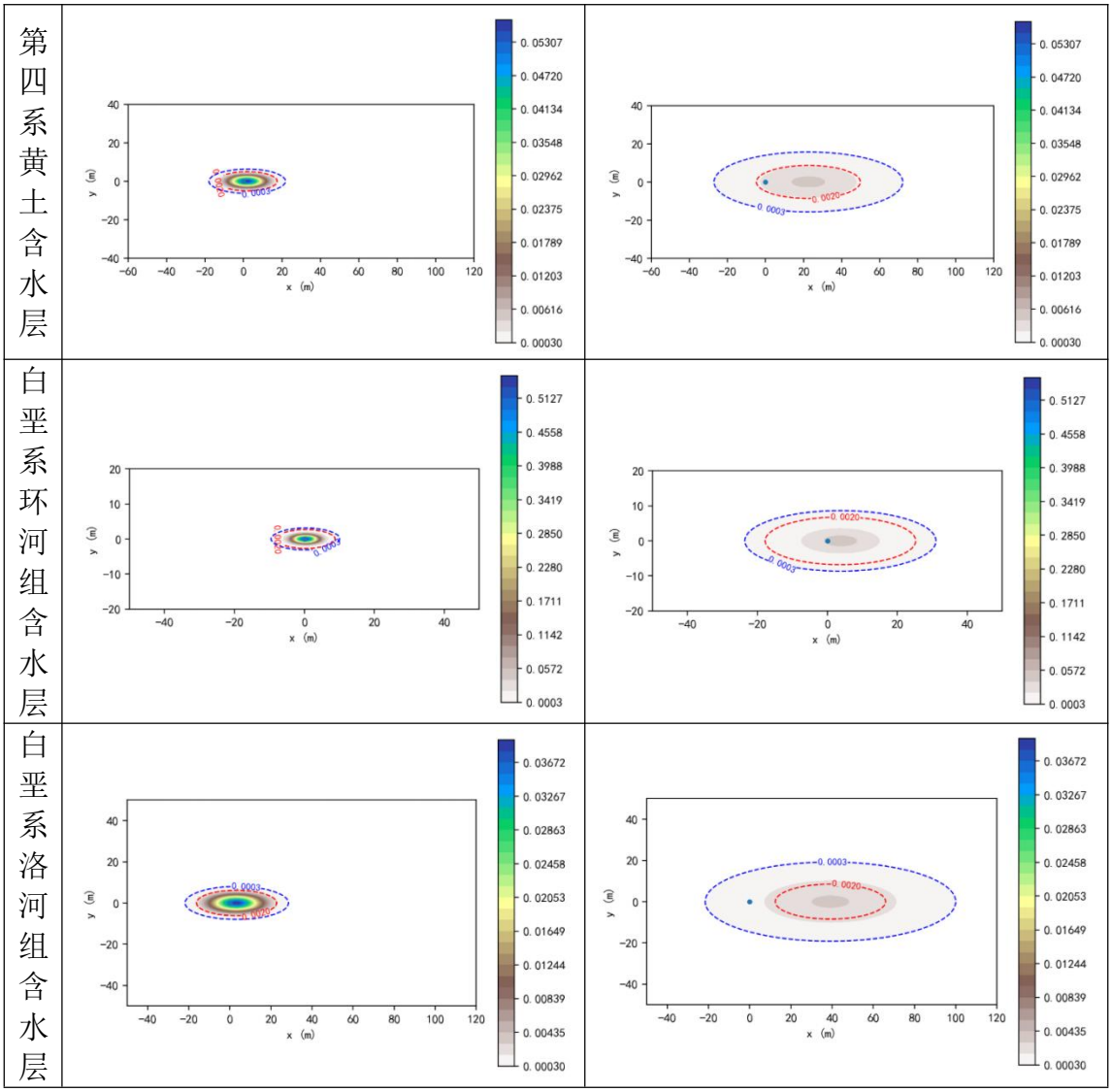
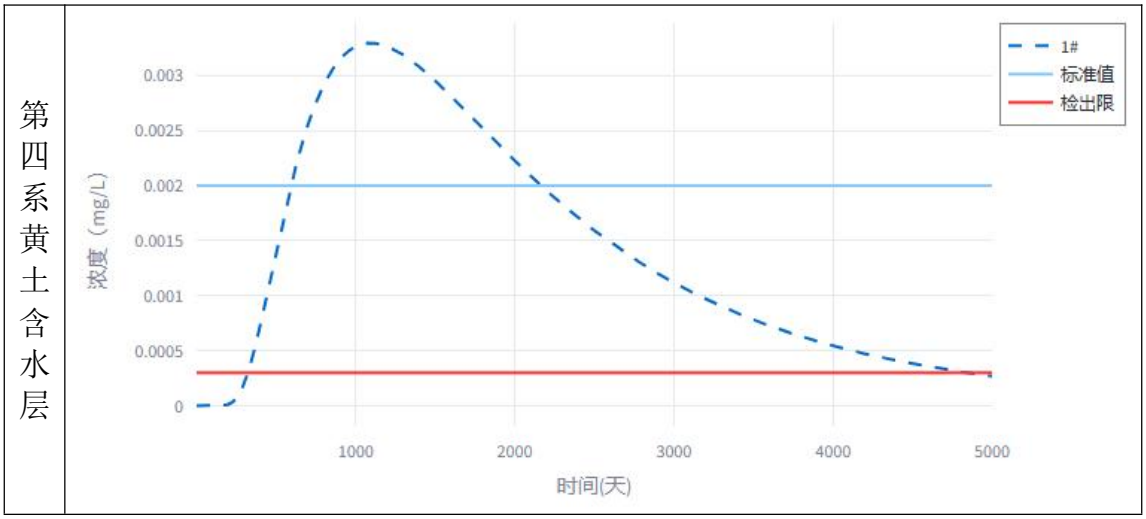



**图 6.1.5.3 井漏发生后挥发酚在各含水层运移图**



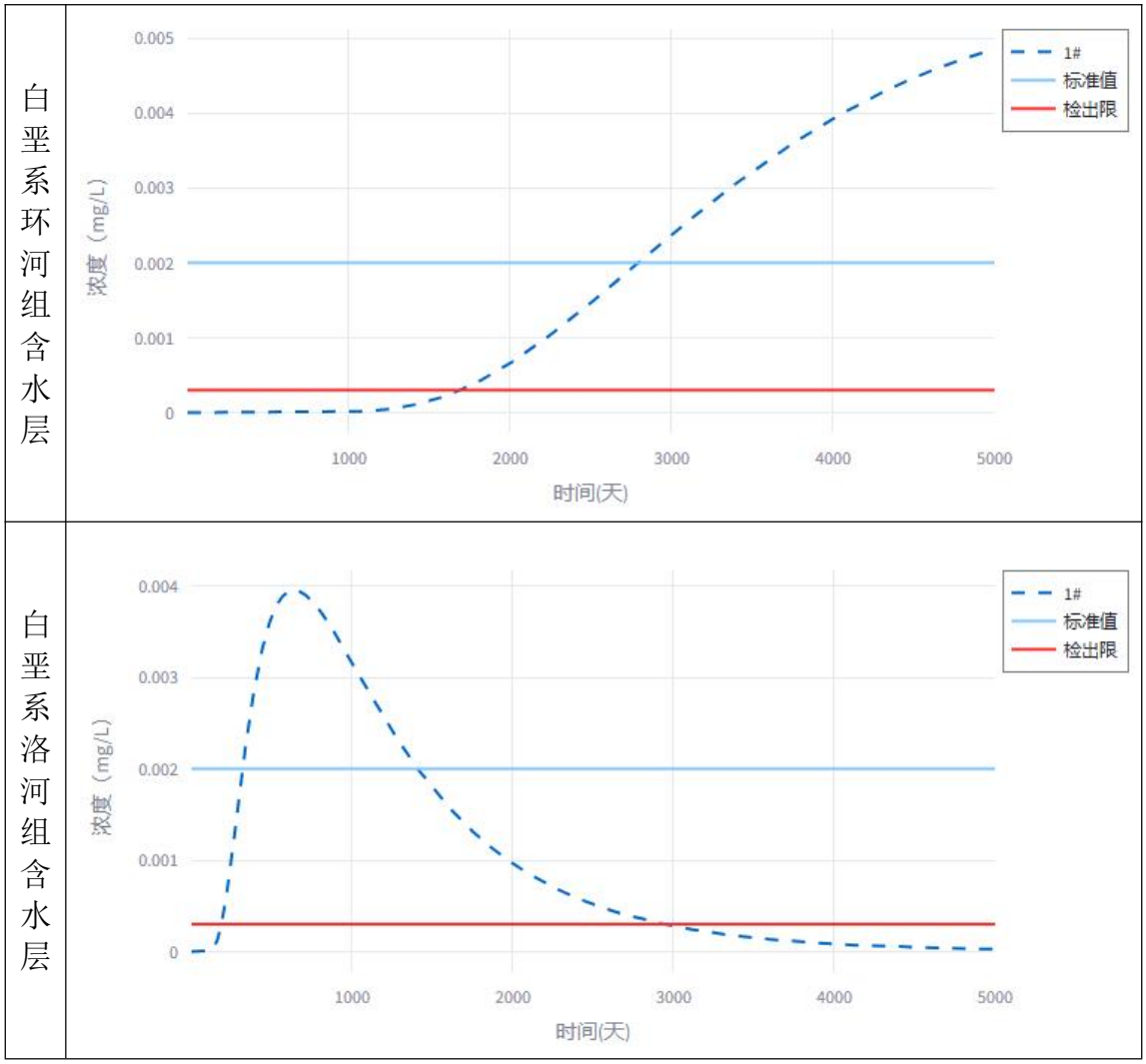



**图 6.1.5.4 泄漏点下游厂界（40m）处挥发酚类浓度历时曲线图**

### 6.1.5.4 井下作业废水对地下水环境的影响

根据前文分析，井下作业废水采用移动式废水罐收集后送附近作业废水处理站处理后达标回注油层，在正常情况下回注水对地下水环境的影响较小，在非正常情况下如施工等活动导致废水泄漏进入地下水含水层就有可能对局部的地下水水质产生一定的影响。

根据工程分析，井下作业废水中的特征污染物均为石油类，且污染途径与井漏类似，基于以上原因，本次评价认为井下作业废水与井漏事故相比对地下水环境的影响方式及影响程度是基本一致的。因此对地下水环境的影响可类比井漏事故，在此处不再单独进行量化预测分析。

### 6.1.5.5 地下水环境敏感目标影响分析

项目地下水环境保护目标有：第四系含水层和白垩系碎屑岩含水层。基于前面建设项目不同阶段地下水环境影响预测、分析、评价结果，下面重点就各阶段

对地下水环境保护目标的影响进行分析。

项目建设阶段，可能对地下水环境保护目标造成影响的工程活动主要为钻井和井下作业。

正常状况下井场建设对地下水环境影响，前文已作了分析论述：只要建设项目钻井的井身结构、钻探工艺设计合理，钻井液配备、移动式泥浆罐、移动式废水处理设施符合环境保护要求，环境管理措施全面具体，井场建设就不会影响到项目场地周边地下水环境保护目标。

据前文预测分析，在非正常状况下，发生井漏事故时，钻井废水会对第四系黄土潜水含水层、白垩系环河组、洛河组含水层产生一定的影响。发生井漏事故时，石油类形成的污染晕在第四系潜水含水层黄土潜水含水层最大超标距离约 24m；白垩系环河组含水层最大超标距离约 54m；白垩系洛河组含水层最大超标距离约 42m。挥发酚形成的污染晕在第四系潜水含水层黄土潜水含水层最大超标距离约 57m；白垩系环河组含水层最大超标距离约 106m；白垩系洛河组含水层最大超标距离约 86m。井场下游 300m 内无分散式水源井分布，因此发生井漏时，对当地地下水含水层影响很小。

### 6.1.6 管道穿跨越影响分析

根据统计，本项目管线工程穿越水泥/沥青路 6 次，均采用顶管+套管方式；跨越冲沟 1 次（野鸡沟），采用桁架跨越，利用现有桁架跨越平卜台 1 次。管线穿越土路采用大开挖的方式施工。

本项目穿越油区土路、砂石路采用大开挖穿越方式施工，该穿越方式在短时间内对道路通行产生一定影响，但一般在 1-2 天即可完工，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。

项目穿越沥青路、水泥路采用顶管加套管方式施工，不会影响交通，施工影响较小。

## 6.2 运营期环境影响预测与评价

### 6.2.1 大气环境影响预测与评价

本项目运行期废气污染源主要为油气集输过程挥发、泄漏等无组织排放的烃类气体，主要污染物为非甲烷总烃。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2－2018）要求，判定本项目环境空气评价工作等级为二级，采用估算模

型 AERSCREEN 进行环境空气影响预测分析及评价。

1、估算模型参数及预测因子

（1）估算模型参数

估算模型参数见表 6.2.1-1。

**表 6.2.1-1　　AERSCREEN 估算模型参数表**

| 参数 | | 吴起区域 |
|---|---|---|
| 城市/农村选项 | 城市/农村 | 农村 |
| | 人口数（城市选项时） | / |
| 最高环境温度/℃ | | 38.3 |
| 最低环境温度/℃ | | -28.5 |
| 土地利用类型 | 旗 32-025 井场 | 草地 |
| | 薛三转 | 草地 |
| 区域湿度条件 | | 中等湿度 |
| 是否考虑地形 | 考虑地形 | 是 |
| | 地形数据分辨率/m | 90 |
| 是否考虑海岸线熏烟 | 考虑海岸线熏烟 | 否 |
| | 岸线距离/km | / |
| | 岸线方向/° | / |

（2）预测因子：非甲烷总烃。

3、无组织排放烃类气体影响分析

本项目无新建站场，项目新建采油井全部采用定压阀回收套管气，本次评价选取阀门、法兰等数量最多的井场（旗 32-025 井场）作为预测对象，同时对涉及采出水处理系统改扩建的薛三转站场进行预测，分析项目无组织排放的非甲烷总烃对环境空气的影响。

（1）污染物排放源强

根据工程分析，预测无组织面源排放参数见表 6.2.1-2。

**表 6.2.1-2　　项目新建站场非甲烷总烃排放参数**

| 污染源名称 | 面源长度/m | 面源宽度/m | 与正北方向夹角/° | 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) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | 非甲烷总烃 |
| 旗 32-025 井场 | 90 | 60 | 28.37 | 3 | 7920 | 正常工况 | 0.032 |
| 薛三转 | 220 | 60 | -10 | 6 | 7920 | 正常工况 | 0.0625 |

（2）预测结果及影响分析

项目新建站场装置区及典型井场下风向最大落地浓度预测结果见表 6.2.1-3。

**表 6.2.1-3　无组织面源最大落地浓度预测结果表**

| 类型 | 污染源 | 污染物 | 下风向距离/m | 最大落地浓度（μg/m³） | 占标率（%） | 等级 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 无组织排放 | 旗 32-025 | 非甲烷总烃 | 130 | 64.59 | 3.23 | 二级 |
| | 薛三转 | 非甲烷总烃 | 159 | 40.106 | 2.01 | 二级 |

根据预测结果，本项目井场及改扩建站场采出水处理系统建成投运后，其污染装置区下风向 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 64.59μg/m³，最大占标率 3.23%，满足标准浓度限值。根据现场调查，项目新建站场和井场选址处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。

4、项目大气污染物排放量核算

根据工程分析，本项目主要大气污染物排放量核算见表 6.2.1-4～5。

**表 6.2.1-4　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）油气集中处理站边界污染物控制要求 | 4.0 | 1.41 |
| 2 | / | 采出水处理系统 | 非甲烷总烃 | 密闭工艺 | | 4.0 | 0.495 |
| 无组织排放总计 | | | | | | | |
| 无组织排放总计 | | | 非甲烷总体 | | | | 1.905 |

**表 6.2.1-5　大气污染物年排放量核算表**

| 序号 | 污染物 | 年排放量（t/a） |
|---|---|---|
| 1 | 非甲烷总烃 | 1.905 |

## 6.2.2 地表水环境影响预测与评价

1、采出水

根据设计资料，延 9 层初期含水率约 35%，长 6 层初期含水率约 55%，长 7 层初期含水率约 40%，长 8 初期含水率约 58%；至开采终期长 7 层原油含水率将达到 60%，其他各层位原油含水率将达到 80%。本工程部署产能 4.5 万吨/年，根据前述各井区产能部署及含水率情况计算，本工程采出水产生量初期约 $4.799\times10^4$t/a，开发后期约 $7.726\times10^4$t/a。

在正常生产情况下，采出水由现有采出水处理设施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。

2、措施返排液

工程运行期的措施返排液主要包括修井废水和洗井废水，产生量分别为632.25$m^3$/a、678.25$m^3$/a。全部通过罐车运至油区内现有就近的作业废水处理站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。

3、生活污水

本项目各区域人员内部调配，均不新增劳动定员，故本项目不新增生活污水。

### 6.2.3 声环境影响预测与评价

本项目不新增站场，运行期噪声主要来自改扩建站场，并对井场采油作业噪声进行类比分析。因此本次对新增噪声源的周 6 增、周一转、薛三转进行噪声预测。

根据噪声污染源分析，各站场内产噪设备主要是泵类，设备声级在 75～85dB(A)，设备噪声源强见表 6.2.3-1。

**表 6.2.3-1　　改扩建站场噪声源强表（室外声源）　　单位：dB（A）**

| 建筑物名称 | 声源名称 | 声压级/距声源距离 dB（A）/m | 声源控制措施 | 空间相对位置/m | | | 距室内边界距离/m | 室内边界声级 dB（A） | 运行时段 | 建筑物插入损失（dB（A） | 建筑物外噪声 | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | X | Y | Z | | | | | 声压级 dB（A） | 建筑物外距离 |
| 周 6 增 | 柱塞泵 | 85 | 厂房隔声、基础减震、缔造很高设备 | 13 | 25 | 1 | 3 | 83.5 | 连续 | 25 | 58.5 | 1 |
| 薛三转 | 气浮+过滤装置 | 80 | 低噪声设备、基础减振、厂房隔声等 | 12 | 33 | 1 | 3 | 78.5 | 连续 | 25 | 53.5 | 1 |
| | 加药装置 | 85 | | 12 | 31 | 1 | 3 | 83.5 | | | 58.5 | 1 |
| 周一转 | 气浮+过滤装置 | 80 | | 33 | 134 | 1 | 3 | 78.5 | 连续 | 25 | 53.5 | 1 |
| | 污泥提升泵 | 80 | | 25 | 134 | 1 | 3 | 78.5 | | | 53.5 | 1 |
| | 加药装置 | 85 | | 67 | 134 | 1 | 3 | 83.5 | | | 58.5 | 1 |
| | 助排泵 | 80 | | 60 | 134 | 1 | 3 | 78.5 | | | 53.5 | 1 |

注：以厂区平面布置西南角为坐标原点。

1、噪声预测条件与模式

由于噪声源距厂界的距离远大于声源本身尺寸，因此噪声预测点选用点源模式。

⑴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。

⑵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；

$\Delta L$—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

A、计算车间室内声源靠近围护结构处产生的声压级：

$$L_{P1}=L_W+10\lg(\frac{Q}{4\pi r_1^{\ 2}}+\frac{4}{R})$$

式中：$Q$—指向性因子；

LW—室内声源声功率级，dB；

$R$—房间常数；

$r_1$—声源到靠近围护结构某点处的距离，m。

B、计算所有室内声源在围护结构处产生的叠加声压级：

$$L_{P1}(T)=10\lg(\sum_{j=1}^{N}10^{0.1L_{Plj}})$$

式中：Lp1(T)—靠近围护结构处室内 N 个声源的叠加声压级，dB；

Lp1j(T)—室内 j 声源声压级，dB；

N—室内声源总数。

C、计算靠近室外维护结构处的声压级：

$$L_{P2}(T)=L_{P1}(T)-(TL+6)$$

式中：Lp2i(T)—靠近围护结构处室内 N 个声源的叠加声压级，dB；

TL—围护结构的隔声量，dB；

D、将室外声源的声压级和透过面积换算成等效的室外声源，计算中心位置位于透声面积处的等效声源的声功率级：

$$L_W=L_{P2}(T)+10\lg s$$

E、按室外声源预测方法计算预测点处的声压级。

$$L_p(r)=L_w-20\lg r-8-\Delta L$$

③声源在预测点产生的等效声级贡献值：

$$Leq(T)=10\lg(\frac{1}{T})[\sum_{i=1}^{M}t_{out,i}10^{0.1L_{out,i}}+\sum_{j=1}^{N}t_{in,j}10^{0.1L_{in,j}}]$$

式中：T 为计算等效声级的时间；

M 为室外声源个数；N 为室内声源个数；

$t_{out,i}$ 为 T 时间内第 i 个室外声源的工作时间；

$t_{in,j}$ 为 T 时间内第 j 个室内声源的工作时间；

$t_{out}$ 和 $t_{in}$ 均按 T 时间内实际工作时间计算。

④总声压级 Leq：

$$L_{eq}=10\lg(10^{0.1L_{eqg}}+10^{0.1L_{eqb}})$$

式中：Leqg—声源在预测点的等效声级贡献值，dB(A)；

Leqb—预测点的背景值，dB(A)。

2、井场采油作业噪声

生产井场主要噪声源为抽油机，拟建工程抽油机均采用电力驱动，正常运行时噪声很小。据现场监测，抽油机单台运行噪声约 70dB（A），多台机组的运行噪声在 73～80dB（A）之间，皆为低频噪声，根据预测模式计算抽油机衰减

分布结果见表 6.2.3-2。

**表 6.2.3-2　　抽油机噪声衰减分布**

| 井场声源噪声级 dB(A) | 不同距离处声级 dB(A) | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 5m | 10m | 15m | 20m | 30m | 40m | 50m |
| 73～80 | 60.0～66.0 | 54.0～60.0 | 50.5～56.5 | 48.0～54.0 | 44.5～50.5 | 42.0～48.0 | 40.0～46.0 |

根据预测结果，抽油机噪声影响范围在 30m 范围内，根据现场调查情况，该影响范围内无居民点分布。评价认为，井场内抽油机噪声源对周围声环境影响小。

3、站场噪声

（1）站场厂界噪声预测

按照导则要求，各类站场投运后厂界噪声变化预测结果见表 6.2.3-3～5。

**表 6.2.3-3　　周 6 增噪声贡献值预测结果　　单位：dB（A）**

| 站场 | 噪声源 | | 东厂界 | 南厂界 | 西厂界 | 北厂界 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 周 6 增 | 贡献值 | | 31.6 | 30 | 34.2 | 42.6 |
| | 背景值 | 昼间 | 49 | 50 | 48 | 49 |
| | | 夜间 | 48 | 48 | 47 | 48 |
| | 预测值 | 昼间 | 49 | 50 | 48 | 50 |
| | | 夜间 | 48 | 48 | 47 | 49 |

**表 6.2.3-4　站场厂界噪声贡献值预测结果 单位：dB（A）**

| 站场 | 噪声源 | | 东厂界 | 南厂界 | 西厂界 | 北厂界 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 薛三转 | 贡献值 | | 19.6 | 28 | 20.9 | 14.1 |
| | 背景值 | 昼间 | 49 | 49 | 50 | 50 |
| | | 夜间 | 48 | 47 | 49 | 48 |
| | 预测值 | 昼间 | 49 | 49 | 50 | 50 |
| | | 夜间 | 48 | 47 | 49 | 48 |

**表 6.2.3-5　站场厂界噪声贡献值预测结果 单位：dB（A）**

| 站场 | 噪声源 | | 东厂界 | 南厂界 | 西厂界 | 北厂界 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 周一转 | 贡献值 | | 21.9 | 18.4 | 23.8 | 35.5 |
| | 背景值 | 昼间 | 49 | 50 | 50 | 50 |
| | | 夜间 | 48 | 49 | 49 | 49 |
| | 预测值 | 昼间 | 49 | 50 | 50 | 50 |
| | | 夜间 | 48 | 49 | 49 | 49 |

根据上述预测结果，采取降噪措施后，改扩建站场在叠加现状背景值后厂界噪声贡献值均达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准。

4、交通噪声

本项目规划建设的道路主要有井场道路及钻前道路，噪声源主要是道路上行驶的机动车辆，进站道路建成后，由于道路平整度提高，交通量增大，其发动机、冷却系统、传动系统、鸣笛等部件均会产生噪声，对道路沿线声环境产生一定的影响。

本次建设的进站道路及钻前道路，道路标准等级较低，道路的车流量也相对较小。针对本项目的进站道路的交通噪声，实施路段车辆的管制，加强对汽车鸣笛的管理，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 固体废物环境影响分析

本项目运行期产生的固体废物主要有落地油、含油污泥、浮渣、废滤料、清管废渣及设备维护和修井作业产生的废防渗布、废润滑油及其包装桶及废光伏板、生活垃圾，按照《国家危险废物名录（2025年版）》分类，以上固体废物除生活垃圾、废光伏板属于一般废物外，其他均属于危险废物，废物类别均为HW08废矿物油与含矿物油废物和HW49其他废物。

1、落地油环境影响分析

工程运行期落地油主要在修井过程产生，通过在井场地面铺设防渗布，将落地油全部回收，避免了落地油对环境影响。

由于工程开发区域广，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。

工程开发过程中的少量落地油主要集中在井场内及其周边，本工程井下作业时采用“铺设作业、带罐上岗”的模式，分散收集落地油，回收率100%，正常情况下落地油不会进入水环境。落地油属于危险废物（危险废物编号为HW08，废物代码为071-001-08），收集后的落地油送有资质单位处置，不外排。

因此，只要按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）等相关标准，对落地原油回收处置，区块开发产生的落地油对周围环境的影响较小。

2、含油污泥、浮渣对环境影响分析

项目在运行过程中，各种处理容器、构筑物产生的含油污泥、浮渣等，属危险废物（危险废物编号为HW08，废物代码为071-001-08、900-210-08）。本项目含油污泥产生量为90.45t/a。评价要求按照《危险废物贮存污染控制标准》

（GB18597-2023）等相关标准进行贮存、处置。经污油泥池集中收集后交有资质单位处置。油泥采取安全处置措施后，对周围环境影响小。

3、废滤料

本次对周一转、薛三转采出水处理系统进行改造，增加过滤工艺，滤料需定期更换，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。废滤料属危险废物（危险废物编号为HW49，废物代码为900-041-49），按照《危险废物贮存污染控制标准》等相关标准暂存于污油泥暂存点，最终送有资质单位处置，对周围环境影响小。

4、清管废渣

本项目油气集输管线在运行过程中定期清管会产生少量清管废渣，清管废渣中主要成分为泥砂、铁屑和一定量矿物油等。运营期清管废渣属于危险废物（危险废物编号为HW08，废物代码为251-001-08），产生后就近运至现有危废点暂存，定期委托有资质单位转运及处置，对周围环境影响小。

5、其它固废影响分析

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等，均属于《国家危险废物名录（2025年版）》中HW08类危险废物。评价要求收集后送至现有危废暂存点分类暂存，定期交有资质单位处置。

6、废光伏组件影响分析

光伏板组件为一般废物，年产生量约0.5t，报废后由厂家回收处置。对周围环境基本无影响。

7、生活垃圾影响分析

项目不新增劳动定员，不新增生活垃圾。

综上所述，评价认为，产建工程在运行期产生的固体废物均得到了合理处置，处置率达到了100%，对环境影响较小。

## 6.2.5 地下水环境影响预测与分析

### 6.2.5.1 运行期地下水环境影响识别

在项目实施期，可能造成地下水环境影响的因素主要为回注井工程、集输管线、注水管线工程等，地下水环境影响因素详见表6.2.5-1。

**表 6.2.5-1　运行阶段对地下水环境影响分析表**

| 工程分区 | 影响原因 | 影响途径或方式 | 影响对象与结果 |
|---|---|---|---|
| 集输管线 | 输油管线破损 | 污染物通过包气带进入含水层 | 浅层白垩系环河组潜水含水层水质受到污染 |
| 注水管线 | 注水管线破损 | 污染物通过包气带进入含水层 | |
| 回注井 | 回注水渗漏 | 污染物通过回注井进入含水层 | 第四系潜水、白垩系环河组、白垩系洛河组含水层水质受到污染 |

## 6.2.5.2 正常状况地下水环境影响分析

### 6.2.5.2.1 采出水回注井对地下水环境影响

（1）注水层位及回注层地质构造

油藏地质学中将适宜油气聚集成藏的场所称为“圈闭”。圈闭是油气藏形成的基础，没有适宜于油气富集聚集的圈闭，就不可能形成油气藏。油藏圈闭的形成必须具备以下 3 个基本要素：

a、具备适于油气储集的储集层；

b、具备遮盖着储集层，阻止油气向上逸散的盖层；

c、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，这种遮挡条件可以使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，油层所在的地层构造行迹相对比较稳定。按照水文地质资料，项目采出水回注层位为三叠系延长组长 8 和长 6，为同层回注，注水目的层（三叠系延长组）与上伏的洛河组含水岩组底界之间存在约 500～1000m 厚的地层封隔。项目位于鄂尔多斯盆地伊陕斜坡构造带中，构造稳定、构造形迹不明显，上部为厚层砂泥岩结构，致密透水性差，在注水压力作用下不易穿透且按照上述油气藏形成和赋存的地质构造条件，油层与含水层之间不存在水力联系，回注至油层的回注水在正常情况下也不会迁移至上伏的含水层当中。

因而，从注水层位及回注层地质构造分析，在正常的油田开发过程中，回注水到含油层的采出水不会对地下水水质产生影响。

（2）注水井井身结构

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，运行期安装压力在线监测设备和注水流量在线监测设备，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，回注油层的采出水，在回注井固井措施规范，各项保障措施都实施的情况下可认为不会发生套外返水或由于回注层封闭性不好及注水压力控制不当导致的回注水泄漏事件，可认为回注井不会对地下水水质产生影响。

（3）油田水回注可行性分析

根据现有工程环境影响回顾性评价中“3.3.5 废水”和3.5.3 依托工程可行性分析可知，项目产建新增油田采出水依托现有联合站和接转站处理（姬三联、起一转、周一转、起三联、新吴三联、新吴四转、薛三转、周二转）采用沉降除油+气浮+过滤等工艺处理后，作业废水依托现有措施返排液处理站（新314、吴三注、吴56-50、吴317-31和庞23-25作业废水处理站）处理后，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中Ⅴ类水质标准，可回注油层。

参照《油田注水工程施工技术规范》（SY/T 4122-2020），项目油田水回注对回注层及回注井等有相应的评选要求，达到评选要求的回注层及回注井是可以回注的，本项目与评选要求对比分析见表6.2.5-2。

**表6.2.5-2 油田水回注可行性分析**

| 项目 | | 应满足的基本条件 | 本项目回注井情况 | 可行性 |
|---|---|---|---|---|
| 注入层 | 封闭性 | 上下隔离层不窜漏，注入层横向连通性好，总注入量波及范围内无断层、无地表露头或出露点 | 项目区位于陕北斜坡构造单元，相对稳定，构造形迹不明显，断层、节理等破裂不发育，构造封闭。回注层位为三叠系延长组，三叠系延长组与上伏的洛河组含水岩组底界之间存在约500～1000m厚的地层封隔，完整性良好，在垂向上具有较好的封闭性，回注入此层位的采出水在压力不致导致上下地层破裂的条件下，不会窜入其它地层，波及范围内无断层、无地表露头及出露 | 满足 |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| | | | 点，油层与含水层之间不存在水力联系 | |
| | 隔离性 | 根据当地水文地质资料，在具有供水意义的含水层之下，至少存在一个隔离层，并且在核查区隔离层没有开放断层和断裂面，注入后不对具有供水意义的含水层造成影响 | 根据水文地质资料，当地具有供水意义的含水层为第四系黄土含水岩组、白垩系环河含水岩组和洛河含水岩组，均位于注入层以上，与注入层之间有侏罗系、三叠系沙泥岩阻隔，在核查区该隔离层没有开放断层和断裂面 | 满足 |
| | | 注入井井底压力不会在隔离层产生断裂面 | 注入井井底为三叠系延长组，注入井井底压力不会在隔离层产生断裂面 | 满足 |
| | 可注性 | 有足够的储存空间，能满足气田生产期内的注入要求 | 三叠系延长组地层砂体总厚度较大，采出液采出后提供了足够的储存空间，能满足油田生产期内的注入要求 | 满足 |
| | | 回注水与回注层岩性及地层水配伍性好，不应形成二次沉淀堵塞地层 | 回注层地层岩性主要为砂岩，地层水主要为高盐水，经地面回注水与地层水的配伍性试验，回注水与回注层岩性及地层水配伍性好，不会形成二次沉淀物，不会堵塞地层 | 满足 |
| 注入井 | 井位选择 | 注入井附近的生产油气水井在注入层段固井质量合格，注入井一定范围内应无煤矿、其他地下开采矿井 | 注入井附近的生产油水井在注入层段固井质量合格，各注入井3km范围内无煤矿、无其他地下开采矿井 | 满足 |
| | | 拟选的注入井应进行饮用水源调查，满足HJ/T338的要求 | 对注入井附近进行饮用水源调查，距离项目注水井最近的水源为大树崾岭水井，距离塞550-2井场约为12000m，位于注水井的上游，且该水源井未划定水源保护区。调查当地分散式水源保护区范围为：以井口为中心半径50m的范围，本项目与周边水源井关系满足HJ/T338的要求 | 满足 |
| | 完整性 | 套管技术状况合格，按SY/T5467的要求进行套管试压，生产套管能够承受住注入压力 | 套管技术状况合格，已进行套管试压，且运行多年，生产套管能够承受住注入压力 | 满足 |
| | | 表层套管、技术套管、生产套管固井水泥应返至地面，固井质量合格 | 表层套管、技术套管、生产套管固井水泥返至地面，固井质量合格 | 满足 |
| | | 注入层以上生产套管应有可有效封隔注入层流体的连续厚度大于25m的优质固井井段 | 注入层以上生产套管有可有效封隔注入层流体的连续厚度大于25m的优质固井井段 | 满足 |
| | | 井口装置结构完整，密封良好压力级别高于注入压力，材质满足防腐要求 | 井口装置结构完整，密封良好压力级别高于注入压力，材质满足防腐要求。 | 满足 |
| | | 完井宜采用套管内封隔器+环空加注保护液的完井方式 | 根据收集回注井完井资料，采用套管内封隔器+环空加注保护液的完井方式 | 满足 |
| | 试注 | 新选取注入井或注入层应开展试注工作，求取相关注水参数 | 项目选择注入井及注入层时，已开展试注工作 | 满足 |
| 注入水 | | 注入前应对注入水进行处理，保证能注入注入层 | 项目油田开采产生的采出水和作业废水经处理后满足《碎屑岩油藏注水水质 | 满足 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | | 指标技术要求及分析方法》（SYT5329-2022）中表1Ⅴ类水质标准，可注入注水层 | |
| | 当不同水源的水混合注入时，应首先进行室内评价，证实其相互之间以及与地层水之间配伍性好，对注入层无伤害 | 本项目回注水均为油田开采过程中产生的生产废水，无其他回注水源，且在试注前，进行了室内评价，回注水与地层水之间配伍性好，对注入层无伤害 | 满足 |
| 注入井运行监控 | 监测注入压力，注入量等运行参数，注入压力应控制在注入层破裂压力以内，并留有安全余量 | 本项目建立回注井日常监控制度，对回注井口压力、套管压力、环空压力、回注流体的流量、水质等运行参数进行在线监测、记录 | 满足 |
| | 应进行井筒完整性管理，定期监控油套管环空压力，注入井油管、套管、封隔器、水泥环及井口的密封性作为井筒完整性的判断依据 | 企业每3年开展一次套管腐蚀和水泥环状况检测，正常情况下每2年进行1次井筒完整性检测，在检维修后初次启用的回注井运行前进行井筒完整性测试；完整性监控参数按照GB/T 17745确定具体包括套管环空压力、注入井套管、封隔器、水泥环及井口的密封性等 | 满足 |
| | 根据注入井水文地质条件与注入水运移情况，合理布置监测点。在运行过程中，发现异常，应查明原因，并采取相应的应急措施 | 第九采油厂现有场站2个（吴四联合站、姬六联合站）、油泥暂存点4个（湾68-67、新230、旗87-87、峁67-44）地下水监测点，监测层位主要为水源井承压水，本次环评结合《长庆油田分公司第九采油厂地下水监测井可行性论证报告》提出进一步优化的监测布点方案。 | 满足 |
| | 监测点优先选用现有水井、注入井区域潜水层排泄河段，必要时可新钻监测井 | | 满足 |

综上分析，本项目油田水回注从注入层的封闭性、隔离性、可行性，注入井的井位选择、完整性、试注，注入水与地层水的配伍性，注入井运行监控等方面，均满足《油田注水工程施工技术规范》（SY/T4122-2020）相关要求，本项目油田回注水水质经处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）表1中V类水质标准，回注层均位于深层油层，无具备饮用功能的地下水，本工程油田水回注可行，不会对地下水造成影响。

**6.2.5.2.2 污废水对地下水环境影响**

油田开采的运行过程中会产生井下作业废水及油田采出水，根据工程分析，拟建项目的油田采出水等均经过收集后送现有联合站/接转站进行处理，达标后回注油层进行驱油开采；运行期的井下作业废水主要包括修井废水、洗井废水和酸化废液。这三种废水全部采用罐车拉运至油区内现有就近的措施返排液处理站处理达标后回注油层。

因此运行期产生的各类污废水对地下水环境的影响较小。

**6.2.5.2.3 固体废弃物对地下水环境影响**

落地油：一般呈点状散落在井场，并主要积聚在土壤表层。由于落地油的粘度较大，在黄土中渗透能力极弱，通常难以渗入到地表2m以下的深度。且该地区降雨量小，难以形成大量降水的淋滤条件，故在正常状态下，落地油对浅层地下水的影响甚微。此外，根据要求，对散落的落地油进一步采用铺设防渗材料的方式进行回收，故作业过程中可实现落地油的全部回收。经收集后于所属区块含油污泥临时存放点存放，并统一委托资质单位清运处置。正常运行情况下对地下水环境影响较小。

含油污泥：在原油脱水和采出水的处理过程中，各种处理容器和构筑物均会产生含油污泥。含油污泥属危险固体废物，按照《危险废物贮存污染控制标准》等相关标准贮存、处置，最终全部收集送资质单位清运处置。因此正常运行情况下认为对地下水环境基本不会产生影响。

废防渗材料、废润滑油及其包装桶：根据工程分析，设备维护及修井作业产生的废防渗材料、废润滑油及其包装桶，均属于《国家危险废物名录》（2025年版）中HW08类危险废物，收集后委托资质单位清运处置。

废光伏板：光伏板组件为一般废物，年产生量约0.5t，报废后由厂家回收处置。对周围环境基本无影响。

**6.2.5.2.4 管线对地下水环境的影响**

建设项目管线包括以下4部分，管线的材质如下所示：

①站内埋地管线

采用无溶剂液体环氧涂料+聚丙烯增强纤维胶粘带，其中无溶剂液体环氧涂料干膜厚度应为≥400μm，聚丙烯胶粘带厚度应≥1.1mm，缠绕时聚丙烯增强编织纤维防腐胶带缠绕时应有55%的搭接（双层）。

②站内地上管线

外防腐采用涂敷环氧富锌底漆二道，氟碳涂料面漆二道，厚度不小于200μm。

③井场外单井管线及注水管线

采用环氧粉末普通级结构外防腐，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结构保温，注水干线采用整体挤涂式内防腐工艺，伴生气管线采用环氧粉末普通级外防腐。

④集输油管线

管道外防腐保温层采用硬质聚氨酯泡沫塑料防腐保温层结构，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。

可见，建设项目运行期所采用的管线具有防腐功能，采出水和原油都在管内封闭输送，正常状况下不会对地下水环境产生影响。

**6.2.5.2.5 油品或含油污泥运输对地下水的影响**

油品和含油污泥运输车辆均采用具备危险化学品运营资质的车辆运输，车辆本身具备防腐、防渗等能力，防止原油或危废泄漏。

运输车辆采用规定路线行驶，且限制车速，安装 GPS 等设施，正常状况下不会出现泄露事故，不会对地下水环境产生影响。

**6.2.5.2.6 注水井对地下水的影响**

注水井均通过水泥将套管与地层之间进行封闭，上有封隔器完全隔绝清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，阻止注水向下部地层的渗入；仅井体底部的钢质封闭管壁设置了射孔段作为回注水排出钢管之外的通道；地面部分，井口高出地面，还设置控制加压装置，防止了对近地表的地下潜水与地表水的污染。

同时，即使注入水进入含水层，由于本项目依托的站场注水来源为处理达标后的采出水及清水，根据收集的现有站场采出水出水水质监测报告，以及注水站周边水源井水质监测报告、注水站处理后清水水质监测，处理后的采出水水质、清水水质较好，清水即使进入含水层，也不会对含水层水质造成恶化，因此，评价认为注水井回注油层不会对地下水水质影响较小。

（1）回注井回注层可注性分析

①本项目运行过程中产生的采出水在采出水处理系统处理达标后依托现有回注井回注油层。根据建设单位提供资料，采出水回注的主要目的是为了驱油，用于补充地层能量，属于工艺用水，可实现水资源循环再利用。根据注水井的井身结构与采油井井身结构相同，钻探深度为同层位，本项目主要开采层位为长 6、长 7、长 8、延 9 层位。

本区主力含油层位为侏罗系和三叠系延长组，油藏埋深 1800~2600m 左右，上部侏罗系直罗组下部三叠系纸坊组，均有大段泥岩发育，封隔性好，采出水回

注不会对上部含水层产生影响。

②从水质指标方面分析，本项目依托的采出水处理系统采取的处理工艺，其出水水质能够满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）V级标准。

③从回注过程方面分析，采出水随原油采出后，通过地面油水分离、规范处置，再通过多层防护的井筒回注到油层，全过程密闭运行，整个过程防控措施安全可靠，正常情况下不会对地下水体造成问题。

（2）回注井井筒完整性分析

从回注井成井工艺方面分析，陕北油区采出水回注井套管全部采取内、外防腐工艺，井筒安全质量得到有效提升；所有采出水回注井均采用全井段水泥一次上返封固工艺，确保表层套管、油层套管及地层岩石之间封固良好。现有采出水回注井和服役多年后水泥环胶结质量均满足《SY/T 6592-2016 固井质量评价方法》标准要求，胶结质量完好，不窜层。

在固井工艺上，为防止回注水从井管串入其它地层，对回注井采取防坍塌、防斜、防漏措施，固井完成后，对固井质量进行严格检测。注水井通过水泥将套管与地层之间进行封闭，上有封隔器完全隔绝采出水回注过程中与非注水层和地下含水层的联系，阻止回注水对非注水层和地下含水层的污染；井底完井后构筑水泥塞，阻止注水向下部地层的渗入；仅井体底部的钢质封闭管壁设置了射孔段作为回注水排出钢管之外的通道；地面部分，井口高出地面，还设置控制加压装置，以防止回注井对潜水造成污染。因此，回注油层的采出水，在正常情况下不可能跨越抗压强度较高的钢管与水泥阻挡层而涌入非注水层，不会对地下水水质产生影响。

为防止回注水对回注井的套管产生严重腐蚀，出现套管穿孔、漏失和结垢等现象，延长套管寿命。采出水回注井采用机械卡封隔离防腐+油套环空保护液+油管内外壁防腐处理防腐工艺的井下防腐措施，从而避免采出水和套管表面直接接触，防止腐蚀。

（3）回注层封闭性分析

从陕北地质构造方面分析，在水层和油层之间主要存在安定和直罗组、侏罗系两套致密的隔水层；岩石力学特点及承压能力调查测试结果表明，陕北油区目前的注水运行压力远小于储层破裂压力，该工艺下不存在岩石破裂回注水泄漏风

险。

回注井回注层位即原油开采层位，上部侏罗系直罗组有大段泥岩发育，构造稳定、地层结构为砂泥岩互层、结构致密，渗透性差，隔水性能好因此回注水通过地层上串至第四系含水层、白垩系含水层的可能性极小或不存在。且回注井井口设置有回注压力在线监测装置，在运行过程可及时发现回注压力异常并对回注井进行关停等操作，因此在正常情况下回注井的回注水对上覆含水层基本不会产生影响。

回注井闭井处理严格执行中华人民共和国石油天然气行业标准《废弃井及长停井处置指南》（SY /T6646-2006）的要求。采用回注层位射孔段挤注水泥、井筒和地表打多级悬空水泥塞的封堵措施，多道屏障切断流体进入井筒和沿井筒窜入其它地层或地表的通道。

综上所述，本地区无断裂发育，回注层与含水层之间隔层稳定，加之采取了严格的固井措施，正常情况下采出水回注对上覆地下水基本不会产生影响。

### 6.2.5.3 非正常状况地下水环境影响评价

如果建设单位未按规定执行环境保护措施，或者执行了环保措施但环保措施失效，就可能会对地下水环境造成影响。下面重点对采出水回注井渗漏、采出水注水管线渗漏、输油管线泄漏为例，进行环境影响预测分析。

#### 6.2.5.3.1 采出水回注井套外返水对地下水环境的影响

（1）溶质运移预测模型的建立

本报告现对非正常下的污染情境做如下假设：

**污染源概化和源强确定：**采出水回注井在含水层中发生泄漏时，假设回注水从套管腐蚀的管孔隙中流出，因此将泄漏点作为点状污染源，如果泄漏量较大，渗漏发生后注水压力会明显改变，工作人员能及时发现从而采取相应措施，因此，将泄漏点概化为平面瞬时点源。

**情境：**本次评价以回注井井中回注水作为预测污染源，考虑到废水中重金属类污染因子未检出或检测值低于地下水质量标准，识别采出水项目可能导致地下水污染的特征因子为石油类，因此选择石油类作为预测因子，石油类浓度取最大溶解度 18mg/L。根据新建采出水回注井的设计规模，单井最大配水量为 20$m^3$/d，假设当天回注水全部泄漏进入含水层，则石油类源强为 360g，采取措施 1 天后停止泄漏。

本项目注水井深度较深，注水井发生套外返水事故时，可能对不同层位地下水造成影响，因此本次预测其对第四系黄土潜水含水层、白垩系环河组潜水含水层及白垩系洛河组承压含水层的影响。

**数学模型：**非正常状况下的地下水溶质运移模拟可看做是一维稳定流动二维水动力弥散问题，由于回注水套外返水被发现的时间较短，根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），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为：

$$C(x,y,t)=\frac{m_M/M}{4\pi n\sqrt{D_L D_T}t}e^{-\left[\frac{(x-ut)^2}{4D_L t}+\frac{y^2}{4D_T t}\right]}$$

式中：

x，y——计算点处的位置坐标；

t——时间，d；

C（x，y，t）——t 时刻点（x，y）处的污染物浓度，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，$m_L^2/d$；

$D_T$—横向 y 方向弥散系数，$m^2/d$；

π——圆周率；

**预测模型参数的确定：**本次评价最终确定的各项水文地质参数见 6.1.5.3 章节。

**预测时段：**本次预测时段选择 100d、1000d。

（2）预测结果及分析

利用平面瞬时点源污染水动力弥散方程解析解，根据石油类检出限和标准限值，以此来判断污染物对地下水的污染情况，计算并画出平面二维等值线图。具体预测分析结果如下：

根据预测，发生套外返水事故后（在不考虑石油类污染物生物降解的前提下），

100d 时，第四系黄土含水层地下水中石油类最大浓度为 0.328mg/L，超标距离最远为下游 16.3m，超标面积为 174m$^2$，影响距离最远为下游 20.3m，影响面积为 318m$^2$；1000d 时，第四系黄土含水层地下水中石油类最大浓度为 0.033mg/l，未超标；影响距离最远为下游 57m，影响面积为 1091m$^2$。

根据预测，发生套外返水事故后（在不考虑石油类污染物生物降解的前提下），100d 时，环河组含水层地下水中石油类最大浓度为 3.179mg/L，超标距离最远为下游 8.4m，超标面积为 64m$^2$，影响距离最远为下游 10.4m，影响面积为 82m$^2$；1000d 时，环河组含水层地下水中石油类最大浓度为 0.318mg/l，超标距离最远为下游 20.8m，超标面积为 283m$^2$，影响距离最远为下游 26.8m，影响面积为 526m$^2$；

根据预测，发生套外返水事故后（在不考虑石油类污染物生物降解的前提下），100d 时，洛河组含水层地下水中石油类最大浓度为 0.226mg/l，超标距离最远为下游 20m，超标面积为 239m$^2$，影响距离最远为下游 27m，影响面积为 499m$^2$；1000d 时，洛河组含水层地下水中石油类最大浓度为 0.023mg/l，未超标，影响距离最远为下游 77m，影响面积为 1299m$^2$。

具体预测结果见表 6.2.5-3 及图 6.2.5.1~2，其中（0，0）点为泄漏点位置，横轴正方向为地下水流向。

**表 6.2.5-3　发生套外返水事故后石油类对地下水的影响运移特征表**

| 层位 | 运移时间（d） | 最大污染浓度（mg/L） | 最大超标距离（m） | 超标范围（m$^2$） | 最大影响距离（m） | 影响范围（m$^2$） | 运移期最远超标距离（m） | 运移期最远超标距离对应时间（d） |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 第四系黄土 | 100d | 0.328 | 16.3 | 174 | 20.3 | 318 | 20.4 | 630 |
| | 1000d | 0.033 | 0 | 0 | 57 | 1091 | | |
| 环河组 | 100d | 3.179 | 8.4 | 64 | 10.4 | 82 | 28.6 | 6200 |
| | 1000d | 0.318 | 20.8 | 283 | 26.8 | 526 | | |
| 洛河组 | 100d | 0.226 | 20 | 239 | 27 | 499 | 21.8 | 445 |
| | 1000d | 0.023 | 0 | 0 | 77 | 1299 | | |

| 层位 | **100d** | **1000d** |
|---|---|---|

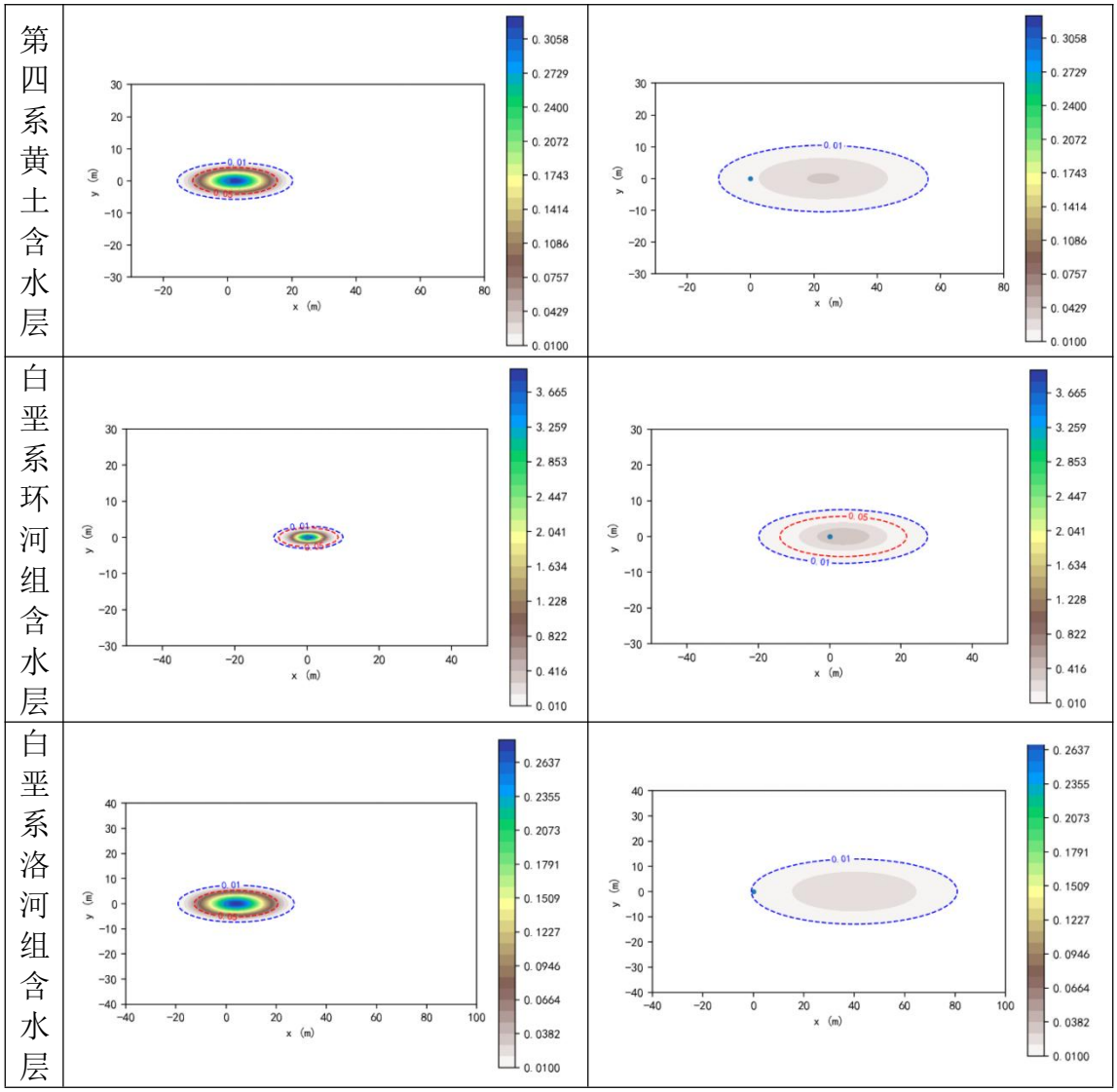
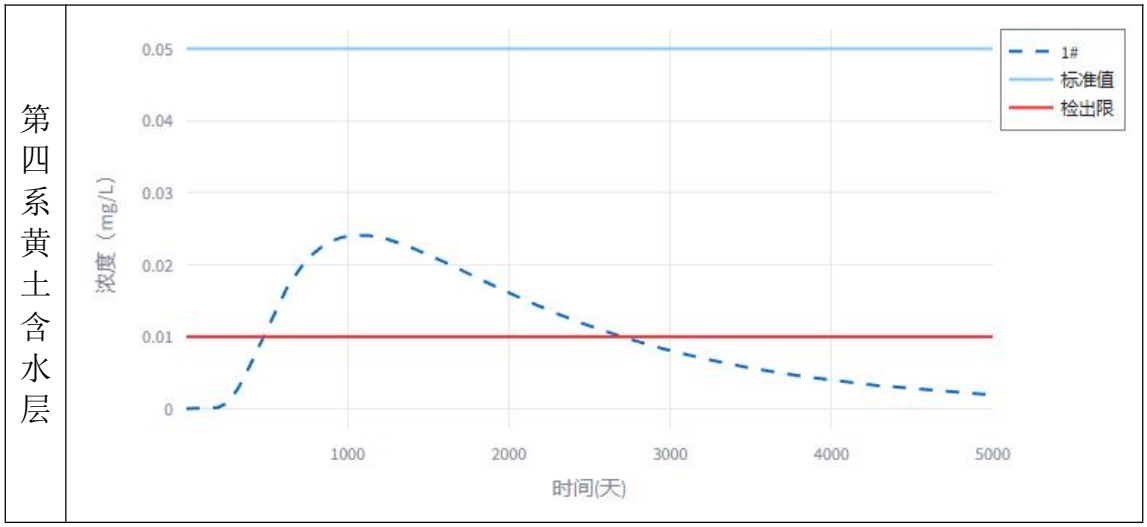



**图 6.2.5.1　　发生套外返水事故后石油类在各含水层运移图**



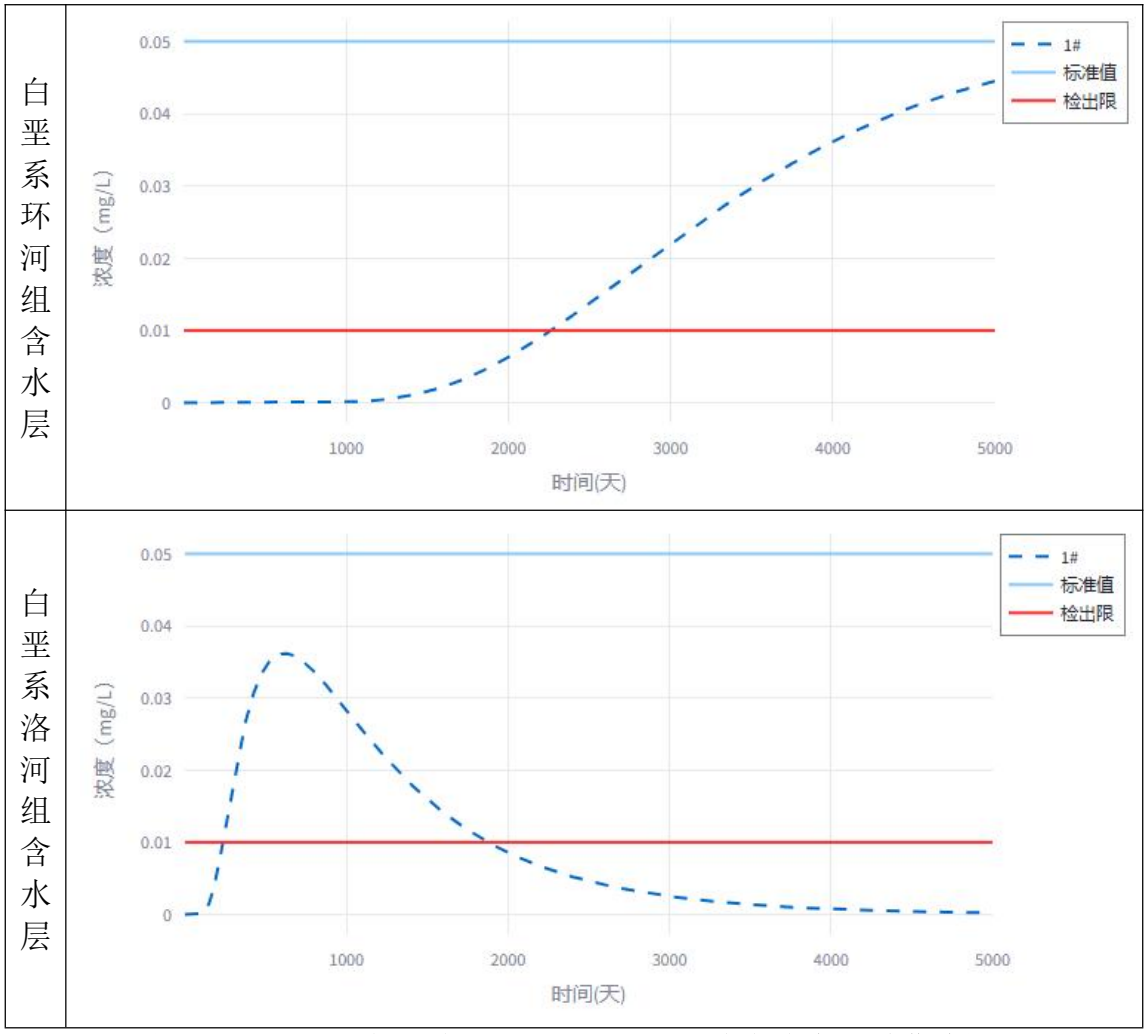



**图 6.2.5.2 泄漏点下游厂界处（40m）石油类浓度历时曲线图**

#### 6.2.5.3.2 输油管线泄漏对地下水环境影响

项目井场设备设施一般不易发生破损泄漏，管线有可能受腐蚀等发生渗漏，由于管线发生渗漏的位置难以确定，本次评价重点分析当泄漏点位于沟谷等水位埋深较浅的区域时对地下水环境的影响，由于白垩系洛河组埋深较大，且环河组主要岩性为砂泥岩互层，泥岩可有效阻隔污染物向下运移，因此本次预测主要针对第四系黄土含水层和白垩系环河组含水层进行预测分析。

1）预测情境及源强

根据工程分析，将原油管线中石油类作为预测因子，原油中石油类浓度较大，但由于石油类在水中的溶解度一般最大 18mg/L，因此原油水中的石油类多以悬浮态存在，悬浮态石油类不能有效参与地下水污染物运移，且悬浮态石油类极易被土壤截留及吸附，很难进入含水层中，因此本次取石油类在水中最大溶解度做为原油的初始浓度，即 18mg/L，水质标准为 0.05mg/L（参照地表水质量标准），

石油类在水中的检出限为0.01mg/L。

管线沿线设压力检测装置，原油在非正常状况下发生渗漏后，压力检测装置及时响应，并启动站场阀门，截断原油输送，使原油的泄漏量控制到最小，同时抢修队伍人工迅速找到泄漏点，在泄漏点开挖采取防渗措施的集油池，及时收集、围堵或导流泄漏的原油，防止原油向周边流散，在抢修队伍到达泄漏点收集泄漏原油之前，原油将在泄漏点周边漫流并下渗一定量的原油。

原油的渗漏量主要为站场阀门启动后，在管线破损处被找到前，管线内的原油在重力作用下通过破损处的泄漏量。两端站场阀门启动后，原油在重力作用下的自流泄漏的长度按1km考虑，管线内含水原油量为1.96$m^3$，按照原油含水率56%考虑，因此管道破裂后，含水原油中水的泄漏总量为1.10$m^3$，按照石油类在水中最大溶解度做为原油的初始浓度，即18mg/L考虑，石油类进入含水层中的总量为20g。

非正常状态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），此次预测采用平面瞬时点源污染问题水动力弥散方程作为预测数学模型。

（2）环境影响预测分析

利用平面瞬时点源污染水动力弥散方程解析解，根据石油类检出限和标准限值，以此来判断污染物对地下水的污染情况，计算并画出平面二维等值线图。具体预测分析结果如下：

根据预测，输油管线泄漏后（在不考虑石油类污染物生物降解的前提下），100d时，第四系黄土含水层地下水中石油类最大浓度为0.018mg/L，未超标；影响距离最远为下游10.3m，影响面积为59$m^2$。

根据预测，输油管线泄漏后（在不考虑石油类污染物生物降解的前提下），100d时，环河组含水层地下水中石油类最大浓度为0.178mg/L，超标距离最远为下游5.4m，超标面积为20$m^2$，影响距离最远为下游7.4m，影响面积为45$m^2$；1000d时，环河组含水层地下水中石油类最大浓度为0.018mg/l，未超标，影响距离最远为下游13.8m，影响面积为81$m^2$。

具体预测结果见表6.2.5-4及图6.2.5.3~4，其中（0，0）点为泄漏点位置，横轴正方向为地下水流向。

**表 6.2.5-4　发生套外返水事故后石油类对地下水的影响运移特征表**

| 层位 | 运移时间（d） | 最大污染浓度（mg/L） | 最大超标距离（m） | 超标范围（$m^2$） | 最大影响距离（m） | 影响范围（$m^2$） | 运移期最远超标距离（m） | 运移期最远超标距离对应时间（d） |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 第四系黄土 | 100d | 0.018 | 0 | 0 | 10.3 | 59 | / | / |
| | 1000d | 0.002 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| 环河组 | 100d | 0.178 | 5.4 | 20 | 7.4 | 45 | 5.8 | 217 |
| | 1000d | 0.018 | 0 | 0 | 13.8 | 81 | | |

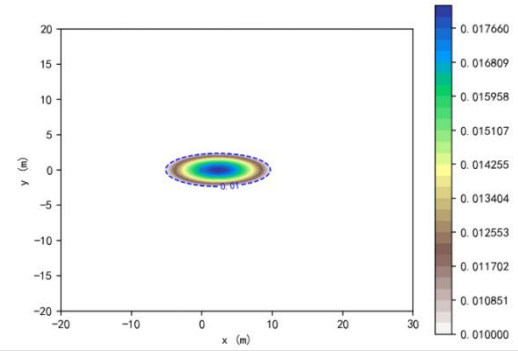
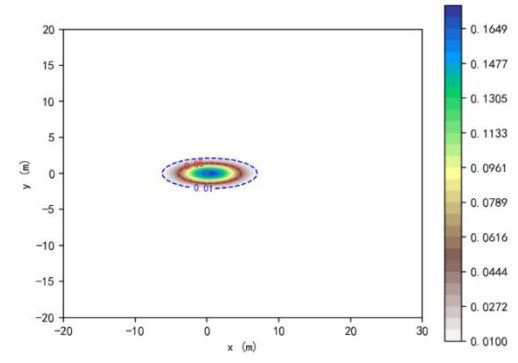
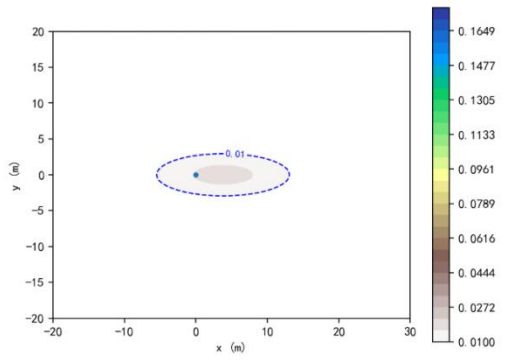
| 层位 | 100d | 1000d |
|---|---|---|
| 第四系黄土含水层 |  | / |
| 白垩系环河组含水层 |  |  |

**图 6.2.5.3　发生套外返水事故后石油类在各含水层运移图**

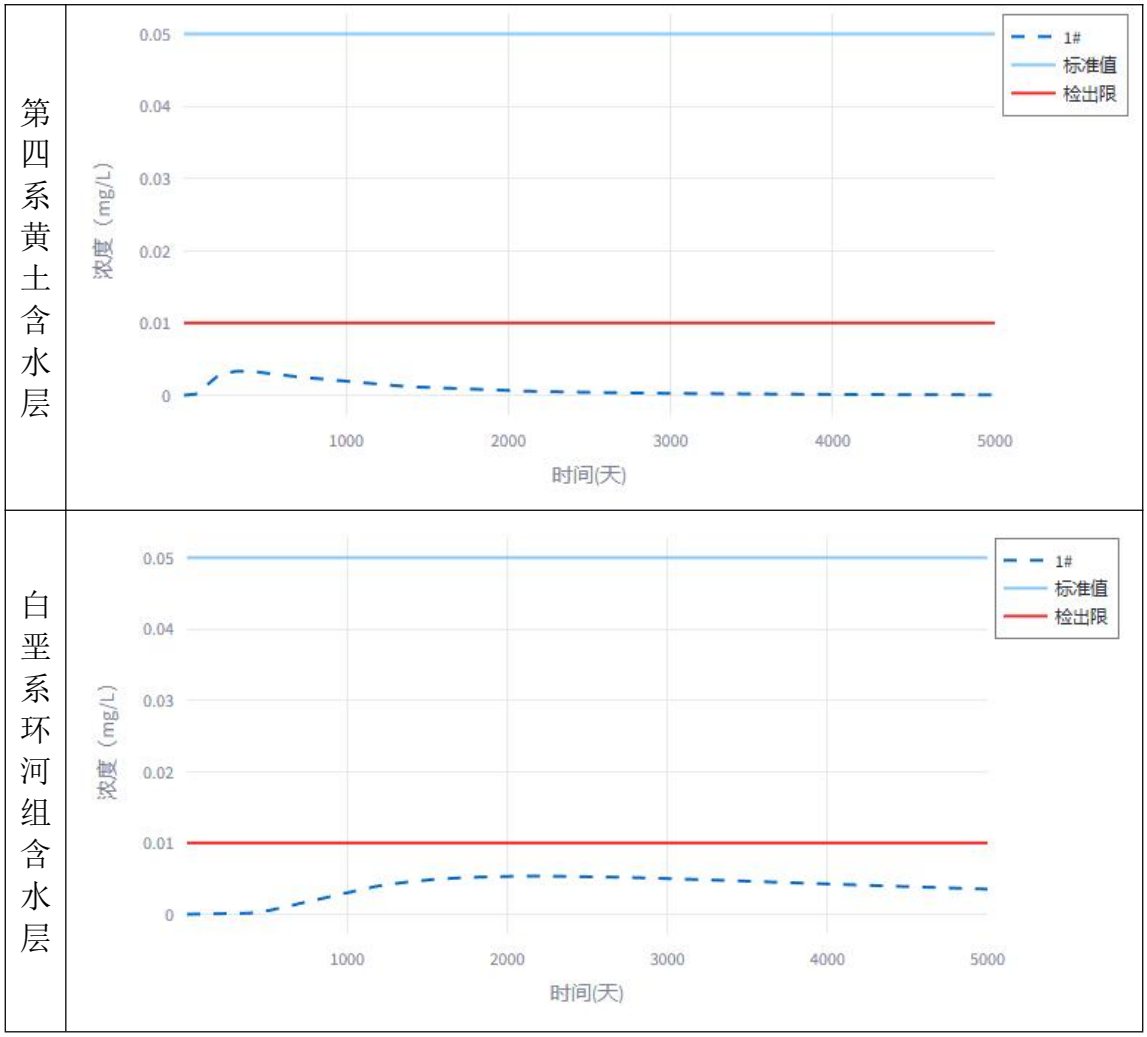



**图 6.2.5.4　泄漏点下游 20m 处石油类浓度历时曲线图**

#### 6.2.5.3.3 注水管线泄漏对地下水环境影响

根据前文分析，建设项目采用的注水管线均采取了防腐措施，在正常情况下回注水对地下水环境的影响较小，在非正常情况下如施工等活动造成注水管线的破损导致回注水泄漏进而通过包气带进入地下水含水层就有可能对浅层的地下水水质产生一定的影响。由于管线发生渗漏的位置难以确定，本次评价重点分析当泄漏点位于沟谷等水位埋深较浅的区域时对地下水环境的影响，由于白垩系洛河组埋深较大，且环河组主要岩性为砂泥岩互层，泥岩可有效阻隔污染物向下运移，因此本次预测主要针对第四系黄土含水层和、白垩系环河组含水层进行预测分析。

（1）预测情境及源强

采出水输送管线的预测情景与输油管线一致，假设由于管线穿孔造成污染物的泄漏。

管线沿线设压力检测装置，注水管线在非正常状况下发生渗漏后，压力检测

装置及时响应，并启动两端站场阀门，截断水流输送，使水流的泄漏量控制到最小，同时抢修队伍人工迅速找到泄漏点，在泄漏点开挖采取防渗措施的集油池，及时收集、围堵或导流泄漏的注水物质，防止污染物向周边流散，在抢修队伍到达泄漏点之前，泄漏的液体将在泄漏点周边漫流并下渗一定量的液体。

污染物渗漏量主要为两端站场阀门启动后，在管线破损处被找到前，管线内的污染物在重力作用下通过破损处的泄漏量。两端站场阀门启动后，泄漏液体在重力作用下的自流泄漏的长度按2km考虑，管线内液体为6.64$m^3$，按照注水管线中全部为水考虑。考虑到废水中重金属类污染因子未检出或检测值低于地下水质量标准，选择持久性有机污染物石油类作为预测因子，石油类浓度取最大溶解度18mg/L，石油类进入含水层中的总量为120g。

（2）环境影响预测分析

此来判断污染物对地下水的污染情况，计算并画出平面二维等值线图。具体预测分析结果如下：

根据预测，注水管线泄漏后（在不考虑石油类污染物生物降解的前提下），100d时，第四系黄土含水层地下水中石油类最大浓度为0.145mg/L，超标距离最远为下游11.3m，超标面积为71$m^2$，影响距离最远为下游17.3m，影响面积为220$m^2$；1000d时，第四系黄土含水层地下水中石油类最大浓度为0.015mg/l，未超标，影响距离最远为下游33m，影响面积为79$m^2$。

根据预测，注水管线泄漏后（在不考虑石油类污染物生物降解的前提下），100d时，环河组含水层地下水中石油类最大浓度为1.06mg/L，超标距离最远为下游7.4m，超标面积为48$m^2$，影响距离最远为下游9.4m，影响面积为71$m^2$；1000d时，环河组含水层地下水中石油类最大浓度为0.106mg/l，超标距离最远为下游14.8m，超标面积为117$m^2$，影响距离最远为下游22.8m，影响面积为348$m^2$。

具体预测结果见表6.2.5-5及图6.2.5.5~6，其中（0，0）点为泄漏点位置，横轴正方向为地下水流向。

**表6.2.5-5　注水管线泄漏后石油类对地下水的影响运移特征表**

| 层位 | 运移时间（d） | 最大污染浓度（mg/L） | 最大超标距离（m） | 超标范围（$m^2$） | 最大影响距离（m） | 影响范围（$m^2$） | 运移期最远超标距离（m） | 运移期最远超标距离对应时间（d） |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 第四系 | 100d | 0.145 | 11.3 | 71 | 17.3 | 220 | 11.9 | 120 |

| | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 黄土 | 1000d | 0.015 | 0 | 0 | 33 | 79 | | |
| 环河组 | 100d | 1.06 | 7.4 | 48 | 9.4 | 71 | 15.6 | 1310 |
| | 1000d | 0.106 | 14.8 | 117 | 22.8 | 348 | | |

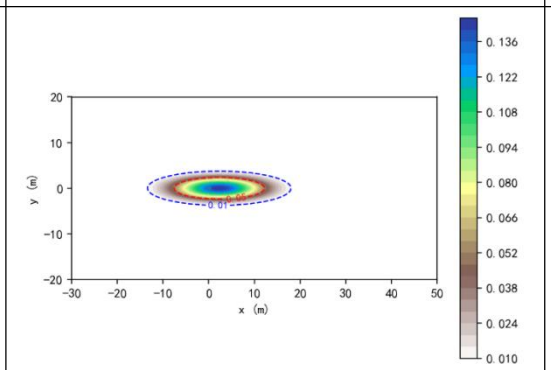
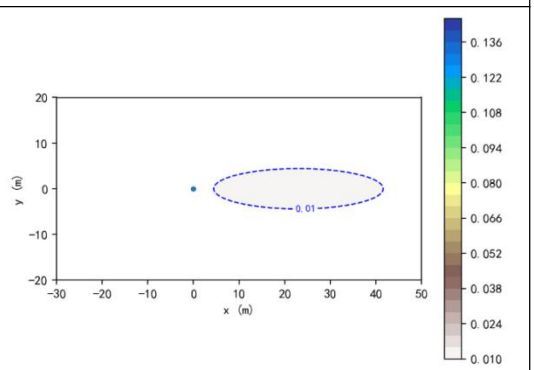
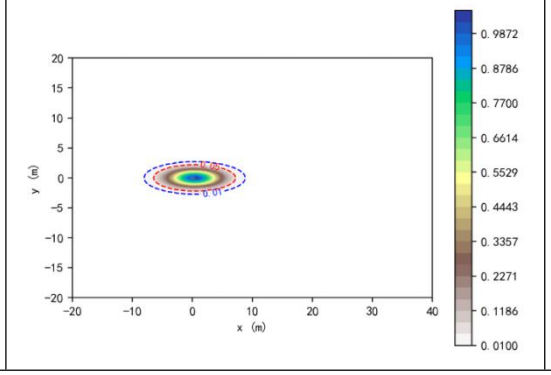
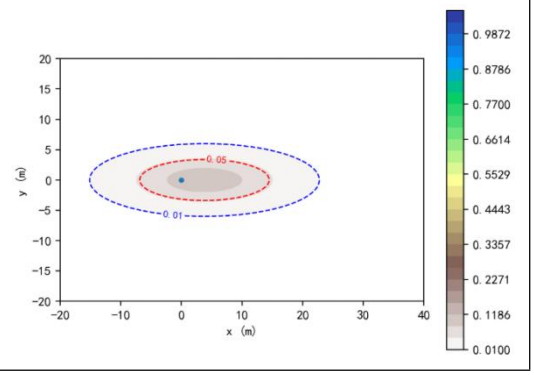
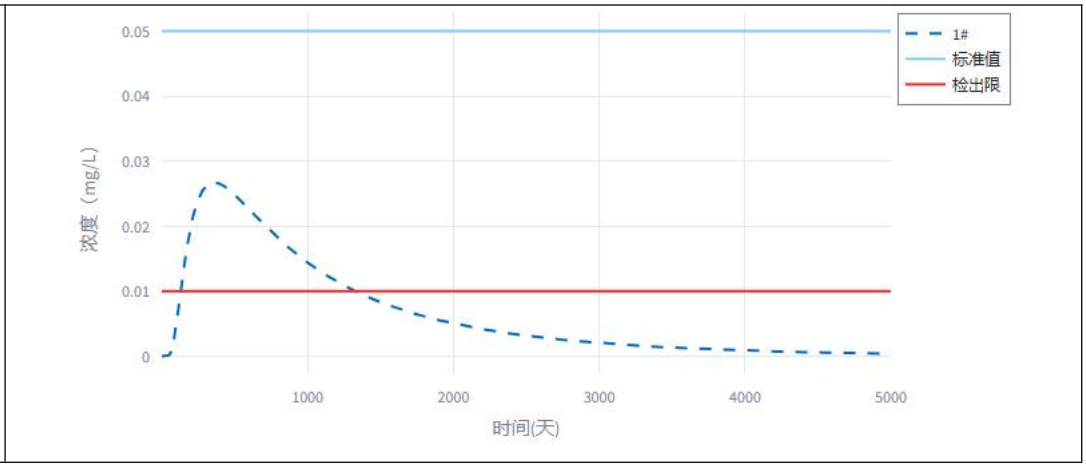
| 层位 | 100d | 1000d |
|---|---|---|
| 第四系黄土含水层 |  |  |
| 白垩系环河组含水层 |  |  |

**图 6.2.5.5　发生套外返水事故后石油类在各含水层运移图**

第四系黄土含水层



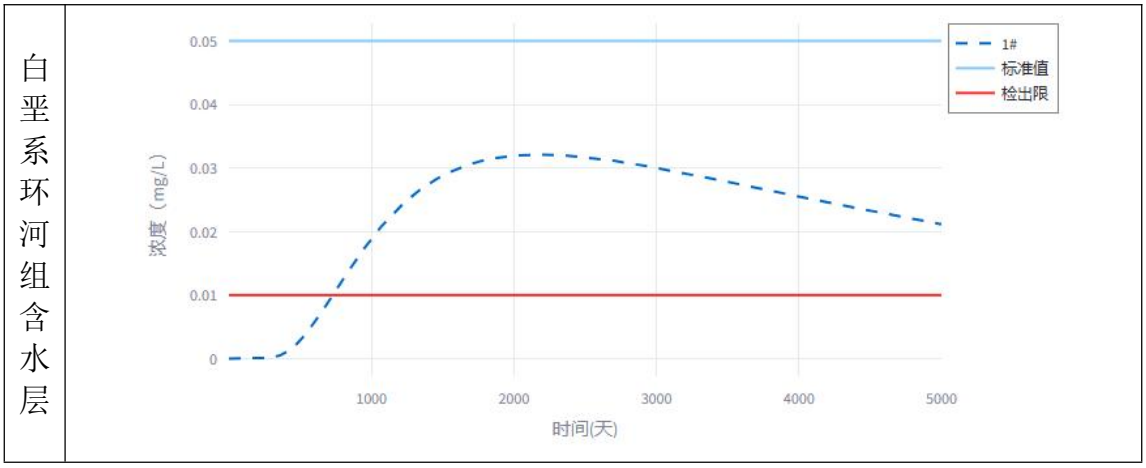



**图 6.2.5.6　　泄漏点下游 20m 处石油类浓度历时曲线图**

#### 6.2.5.3.5 落地油对地下水环境影响

根据前文分析，在正常情况下落地油对地下水环境的影响较小，但不排除处理不当或不彻底而导致原油残留在包气带的可能性。相比于原油管道泄漏，此状况下原油残余量较小，根据 LNAPLs 的运移规律，地表残余原油在重力和土壤毛细力的驱动下，垂直向下迁移，同时也横向扩展，由于原油残余量较小，且评价区内包气带普遍较厚，因此原油将全部被截留在包气带中。但是，在淋滤作用下，原油中易溶解的组分不断被淋滤水带入包气带，当经过足够长的时间和淋滤作用后，石油类污染物才有可能迁移至毛细带，此后在浮力、毛细力等的作用下，加之原油量较小，将很难到达潜水面，随地下水流运移的石油类污染物也微乎其微。那么相对于管线泄漏造成的污染，此类状态下的污染程度和范围都很小，因此对地下水环境的影响可类比管线泄漏，在此处不再单独进行量化预测分析。

### 6.2.5.4 地下水环境敏感目标影响分析

项目地下水环境保护目标有：第四系含水层和白垩系基岩裂隙岩含水层。根据前文预测分析，在正常状况下，如果各项目环保措施得当，项目运行阶段废水、固体废弃物和输油管线、注水管线等都不会对地下水环境保护目标产生影响。下面简要分析在非正常状况下项目运行对地下水环境保护目标的影响情况。

**①回注井对地下水环境保护目标的影响分析**

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。在非正常状况下，基于前面预测分析，石油类沿地下水流方向最远超标距离为 28.6m。根据项目布局，回注井在以上距离范围内未涉及到水源地保护区范围，不涉及集中及分散式饮用水源井，因此认为不会对水源地供水安

全造成影响。

**②输油管线泄漏对地下水环境保护目标的影响分析**

项目运行期集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，当泄漏点处水位埋深较浅时，根据预测分析，泄漏点周边的地下水水质会在一定的时间内受到石油类的影响，污染物在预测的时段内的最远超标距离为5.82m。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，在预测的最大影响距离范围内无集中及分散式饮用水源井，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。

**③注水管线泄漏对地下水环境保护目标的影响分析**

项目运行期集注水管线可能受腐蚀发生渗漏，污染物可能会对地下水环境保护目标产生影响。当泄漏点处水位埋深较浅时，根据预测分析，当泄漏点处水位埋深较浅时，根据预测分析，泄漏点周边的地下水水质会在一定的时间内受到石油类的影响，污染物在预测的时段内的最远超标距离为15.6m。根据地下水径流方向、集中及分散式饮用水源井的开采层位、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集中及分散式水源井，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。

**④其他原油泄漏对地下水环境的影响**

在前文预测的非正常状况下，其他原油泄漏事件相比于原油管道泄漏的包气带原油残余量较小，且评价区内包气带普遍较厚，因此原油将全部被截留在包气带中。即使在淋滤作用下，原油中易溶解的组分不断被淋滤水带入包气带，当经过足够长的时间和淋滤作用后，石油类污染物才有可能迁移至毛细带，此后在浮力、毛细力等的作用下，加之原油量较小，将很难到达潜水面，随地下水流运移的石油类污染物也微乎其微。那么相对于管道泄漏造成的污染，这些非正常状况下的污染程度和范围都很小，因此其他原油泄漏也不会对地下水环境保护目标造成影响。

根据以上调查距离范围，结合前文预测分析结果，根据地下水径流方向、水源井的开采层位、拟建工程和水源井的位置、距离关系判断，在以上非正常工况下，集中式和分散式水源井的供水安全不会受到影响，但可能会对周边一定范围内地下水环境产生一定影响。

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

**6.2.5.5 退役期地下水环境影响**

项目所在油区未进入退役期，但有部分工程已退役，已封闭油井已进行了全井段水泥浆封井，封井过程中采取如下环保措施：

（1）选用符合标准的油井水泥，固井队施工前对所用水泥及清水作性能评价试验或检测。

（2）施工现场配有废液回收罐，施工残液、废液和井口排出的液体必须进入废液回收罐，不得乱排乱放。

（3）井场铺设合格的防渗布，避免施工液体和原油污染地表。

（4）施工产生的油泥等固态废弃物妥善回收、定点处理，严禁乱排乱放，严禁随意丢弃。废包装袋、废桶、残液严禁乱丢乱排，必须回收，妥善处理。

（5）施工结束时由作业单位负责井场（作业区域）全面清洁工作，将生产生活垃圾（包括废旧胶皮、桶、塑料袋等）进行统一回收、妥善处理，严禁随意丢弃、污染环境。交井时做到井场干净平整，地表无污染。

（6）封井完成后去除井口设施，并割掉一定深度井眼内套管柱。切割后平面上方焊接30cm×30cm盖板，盖板上刻好标识。盖板以上打水泥墩，水泥墩露出地表20cm，并刻好标识，水泥面正上方标明井号和封井日期等。按有关要求恢复井场地貌。

采取以上措施后项目封井符合《废弃井封井回填技术指南（试行）》的要求，阻断了废弃井可能对地下水造成影响的途径，对地下水影响较小。

本项目进入退役期后，均应按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》中的相关要求对符合退役条件的油井进行环境调查和风险分析，识别废弃井及周边可能存在的污染源和敏感受体，判断废弃井成为污染通道的可能性，研判废弃井对地下水环境造成的影响。评估为无风险的废弃油井可根据其他相关规定封井回填；评估为低风险、中风险、高风险的废弃矿井参照5.2开展封井回填。

进行废弃井的封井处理，可以阻止各层段之间的井内窜流，达到保护含水层的目的，可有效阻持含油地下水与上部其他含水层之间的水力联系。

## 6.2.6 土壤环境影响预测与分析

### 6.2.6.1 污染影响型

1、正常状况

（1）施工期

钻井过程中产生的废水和钻井泥浆均实现了不落地收集，钻井泥浆在泥浆罐内循环使用，钻井废水、试油废水、措施作业废水全部进罐最终运至返排液处理站处理达标后最终回注油层或外委第三方处置，泥浆罐和各类非水罐均为钢质结构，且各站场施工期较短，项目施工过程中污废水不会对土壤环境产生影响。

另外施工产生的固体废物废弃泥浆岩屑和泥浆，由移动式泥浆罐进行不落地收集，并由防渗漏、防溢流的泥浆罐车统一运至有处理能力的单位处置；井场作业过程中，采用“铺设作业，带罐上岗”的作业模式，在井场铺设防渗布，并配备泄油器、刮油器等设备，及时回收产生的落地油，回收率为100%。

（2）运行期

项目运营期各区块原油采用密闭管输方式。井场全部按标准化井场建设，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。站场储罐和水处理装置产生的含油污泥、浮渣和废滤料等清理后直接装入防渗袋，交有资质单位或在厂内危废暂存点集中暂存，最终交有资质单位处置。正常情况下，不会对土壤环境造成污染。

2、非正常状况

项目井场、站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。

因此，本次环评重点预测采出水管线破裂时落地原油在降雨条件下随雨水下渗的石油类对土壤的影响深度及污染物浓度。

（1）预测情景

拟建项目土壤影响途径主要为事故状态下垂直入渗影响，结合地下水预测，本项目非正常状况主要包含以下情景：

①输油管线破损，落地原油经降水入渗进入土壤造成污染。

②注水管线破损，采出水进泄漏入土壤造成污染。

项目建成后，主要在装置设备、管道破损导致原油、采出水泄漏垂直入渗会对土壤环境形成影响，主要污染物为石油类。根据地下水环境影响预测评价因子，结合污染物特性和《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)，本次选取石油烃作为预测因子。

由于原油中含水率较低，一般泄漏后对土壤污染深度较浅，在降雨淋滤作用下才可能会污染深层土壤。而采出水含水率较高，泄漏后会快速下渗污染土壤，因此，本次评价选取采出水泄漏情景进行预测。

本次土壤评价预测选择泄漏源强最大的采出水管线泄漏垂直入渗对土壤环境的影响，考虑到废水中重金属类污染因子未检出或检测值低于地下水质量标准，识别采出水项目可能导致地下水、土壤污染的特征因子为石油类，因此选择石油类作为预测因子。按照石油类在水中最大溶解度作为原油的初始浓度，即 18mg/L 考虑，入渗强度取壤土实测饱和渗透系数 61.3cm/d；管线泄漏 30d 后，采取应急措施；同时，土壤中残留石油会随降雨入渗对土壤进行影响，经资料查阅，延安地区多年降雨量为 483.4mm/a，入渗系数取 0.15，则入渗强度为 72.51mm/a（0.2mm/d）。

（2）预测模型

污染物在土壤包气带层中的运移和分布都受到多种因素的控制，如污染物本身的物理化学性质、土壤性质、土壤含水率等。一般认为，水在包气带中的运移符合活塞流模式，由于评价区土壤层包气带地层岩性单一，污染物的弥散、吸附和降解作用所产生的侧向迁移距离远远小于垂向迁移距离，因此本次将污染物在土壤包气带中的迁移概化为一维垂向数值模型。

（1）土壤水分运移模型

按照土壤导则要求，采用附录 E 方法二计算，土壤水流运动的控制方程为一维垂向饱和－非饱和土壤水中水分运动方程（Richards 方程），假定水分运移过程中气相作用很小，忽略温度梯度的影响，取地表为零基准面，坐标轴方向与主渗流方向一致，坐标（Z 轴）向上为正，则土壤水分运移控制方程用 Richards 方程的修改形式表示：

$$\frac{\partial \mathrm{h}}{\partial \mathrm{t}}=\frac{\partial}{\partial \mathrm{z}}\left[\mathrm{k(h)}\left(\frac{\partial \mathrm{h}}{\partial \mathrm{z}}+1\right)\right]$$

θ(z，0)=θi(Z)；-Z≤Z≤0

$-k(h)\left(\frac{\partial h}{\partial z}+1\right)=qs$；Z=0

h（Z，t）=hb（t）

式中：θ—土壤体积含水率（$cm^3\ cm^{-3}$）；

h—压力水头（m），饱和带大于零，非饱和带小于零；

z、t—分别为垂直方向坐标变量（m）、时间变量（s）；

k—垂直方向的水力传导度（m/s）；

θi(Z)—初始剖面含水率分布函数；上边界为变水头/通量边界；qs—单位面积补给量；下边界为变水头边界；

hb（t）=Hg(t)-Z，Hg(t）为 t 时刻水位，水位埋深取负值。

（2）土壤溶质运移模型

评价采用《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）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。

忽略污染物在气相中的扩散，不考虑在液相中通过对流和弥散作用进行质量运输时的化学反应，在固液相间的吸附作用采用线性平衡方程。

一维非饱和溶质运移控制方程：

$$\frac{\partial(\theta_c)}{\partial t}=\frac{\partial}{\partial z}\left(\theta D\frac{\partial c}{\partial z}\right)-\frac{\partial}{\partial z}(qc)$$

式中：

c——污染物介质中的浓度，mg/L；

D——弥散系数，$m^2/d$；

q——渗流速率，m/d；

z——沿 z 轴的距离，m；

t——时间变量，d；

θ——土壤含水率，%。

初始条件：t=0 时刻土壤中的溶质浓度，概化为 0。

C(z，t)=C（z，0）

边界条件：上边界概化为定浓度补给边界，下边界为零浓度梯度边界。

$$-\theta D\frac{\partial c}{\partial z}+qc=q_0c_0 \qquad Z=0$$

$$\frac{\partial c}{\partial z}(z,t)=0 \qquad Z=L$$

5、模型概化

（1）模型范围

评价区井场位于黄土丘陵区，包气带主要为第四系上更新统风积黄土，根据区域资料显示，评价预测黄土模拟厚度取较小值，设置为 40m，岩性为淡黄色黄土及粘土，模型纵向范围为单位宽度地表至地下 40m 区域，共划分为 400 层，共 401 个节点，每层 10cm，剖面上共布 4 个观测点，所处位置依次为 N1（500cm）、N2（1000cm）、N3（2000cm）、N4（4000cm）（包气带底部）。

（2）预测时间划分

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

（3）包气带水分运移介质参数

由于第四系土层垂直方向上岩性变化特征不明显，整体概化为 1 层，根据本项目监测报告，岩性概化为壤土，包气带相关参数参考 HYDRUS 程序中所推荐的包气带基本岩性参数进行取值。

土壤相关参数见表 6.2.6-1。

**表 6.2.6-1　土壤相关参数表**

| 土壤类型 | θr | θs | α | n | l | Ks（cm/d） |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 砂壤土 | 0.078 | 0.43 | 0.036 | 1.56 | 0.5 | 161.6 |
| 参数来源 | HYDRUS 程序中所推荐的不同岩性经验值，KS 为实测土壤饱和导水率 | | | | | |

（4）水力边界条件

上边界条件：概化为变通量边界；

下边界条件：概化为自由排水边界。

（5）水力初始条件

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。

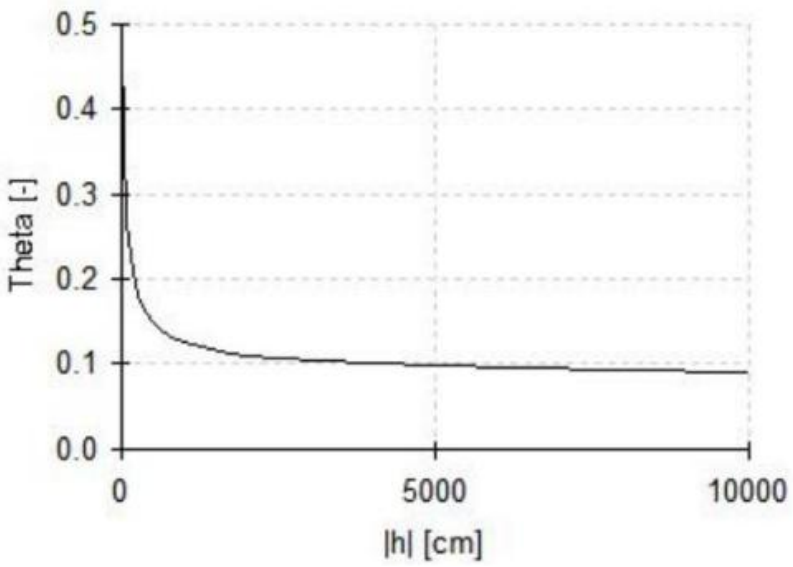



**图 6.2.6.1 水分特征曲线拟合图**

（6）溶质运移参数

模型解算采用 Hydrus-1D 软件，利用软件建立评价区溶质模型。

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

（7）溶质运移边界条件

上边界条件：定浓度通量边界；

下边界条件：零浓度梯度边界。

（8）预测结果及分析

土壤环境质量单位为 mg/kg，预测结果为非饱和带土壤水中浓度（单位 $mg/cm^3$），需对计算结果进行转换，转换公式为：

$X1=X0\times\theta/Gs\times1000$

式中：X1-土壤中污染物浓度，mg/kg；

X0-土壤水中污染物浓度，$mg/cm^3$；

Gs-土壤容重 $g/cm^3$；

θ—土壤含水率。

基于以上评价因子的源强及模型参数，落地油淋滤水渗入土壤环境的影响预测结果如下。

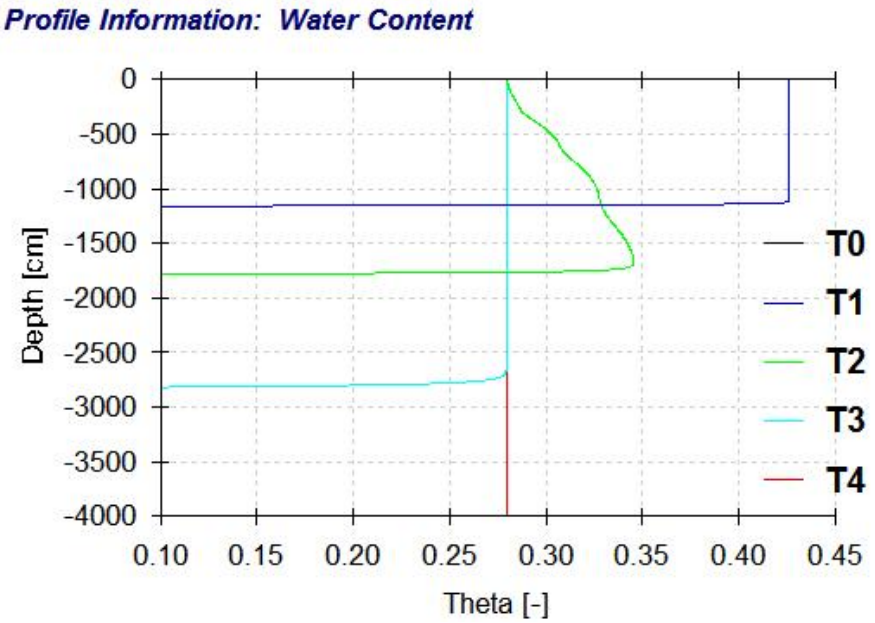



**图 6.2.6.2　不同时间土壤剖面含水率变化特征图**

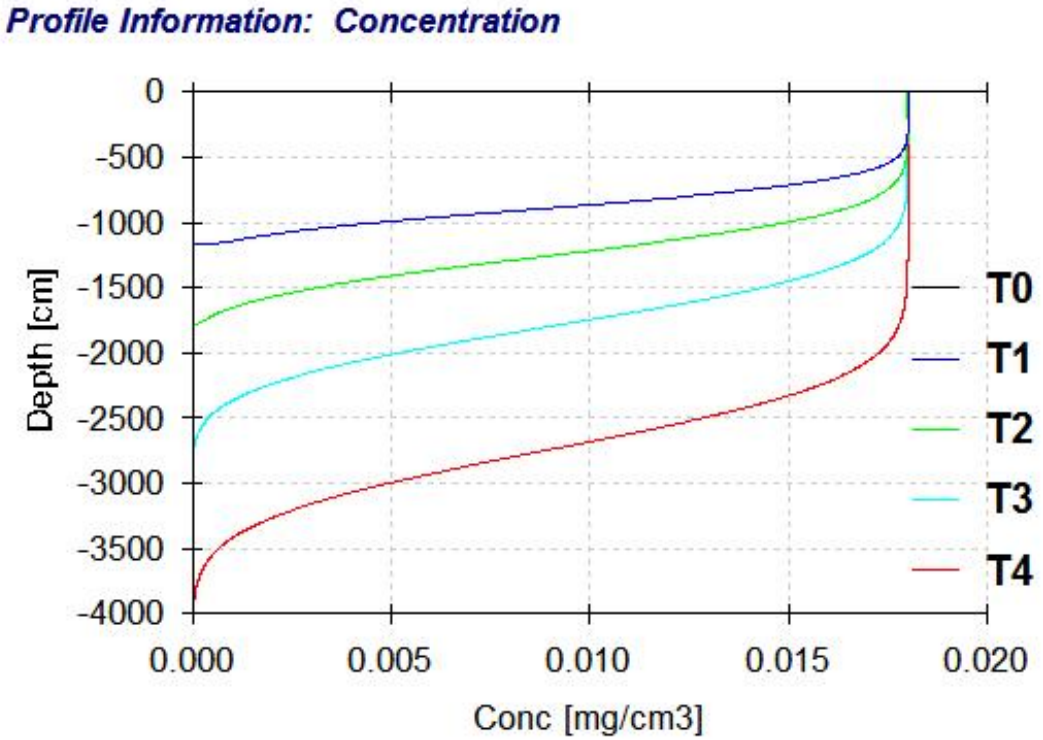



**图 6.2.6.3　不同时间土壤剖面土壤水中石油烃运移预测结果**

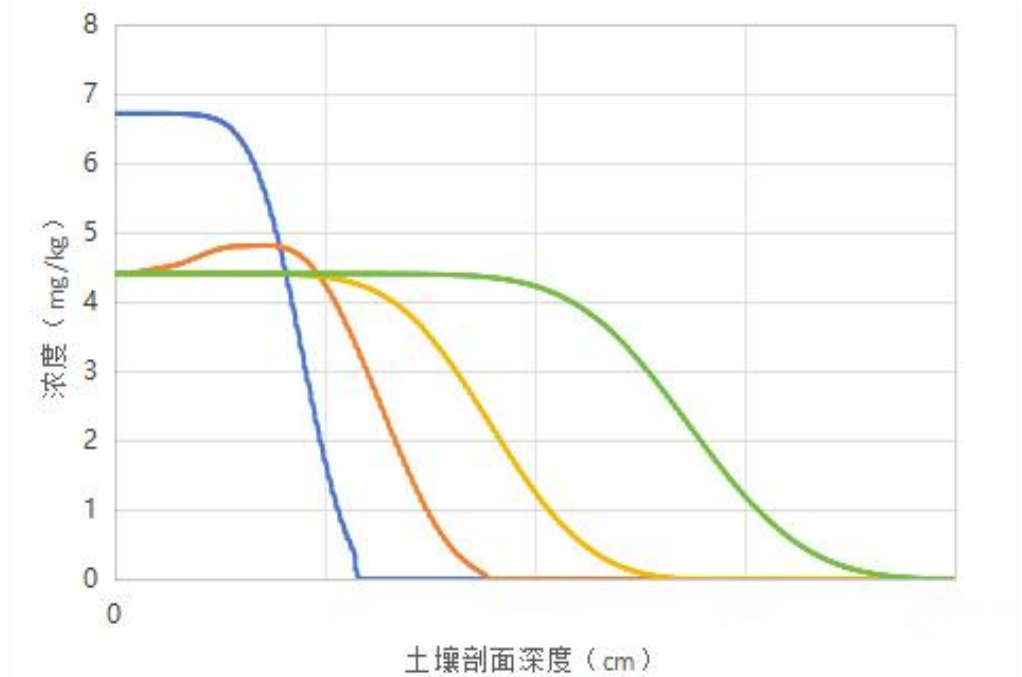



**图 6.2.6.4　不同时间土壤剖面中石油烃预测结果图**

**表 6.2.6-2　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) | 最大运移深度处浓度(mg/kg) |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 30 | 9.72 | 0 | 11.6 | 2.43246E-06 |
| 2 | 100 | 4.82 | 7.1 | 17.9 | 3.13947E-07 |
| 3 | 1000 | 4.42 | 2.5 | 28.3 | 4.90263E-08 |
| 4 | 3000 | 4.42 | 10.6 | 38.8 | 0.005275044 |

由此可见，在非正常状况下，石油类污染物通过降雨渗入土壤后随着时间的推移，淋滤水中的污染物逐渐向土壤垂向深度迁移，但浓度逐渐降低，且浓度均远低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》中的第二类用地风险筛选值 4500mg/kg。可以看出，当淋滤水渗入土壤后，会导致周边的浅层土壤环境在一段时间内受到石油类的污染。但随着运移时间的增加，在土壤自身的净化作用以及迁移条件下，污染物对土壤的影响会逐渐消失。

同时，根据建设单位提供的各区块 2025 年度土壤常规监测数据，第九采油厂已投运站场石油烃现状监测结果最大为 84mg/kg，远低于风险筛选值 4500mg/kg。通过类比监测，项目各站点投运后石油烃影响较小。

### 6.2.6.2 生态影响型

本项目运行期生态影响型土壤环境影响主要涉及到的是由于区域浅层地下水水位埋深变动引起的土壤盐化。

（1）预测方法

本项目生态影响型土壤环境影响预测方法选择导则中推荐的土壤盐化综合评分法，预测模式如下：

$$S_a = \sum_{i=1}^{n} W_{xi} \times I_{\mathrm{xi}}$$

式中：$S_a$—土壤盐化综合评分值；

n—影响因素指标数目；

Ixi—影响因素i指标评分；

Wxi—影响因　素i指标权重。

土壤盐化影响因素赋值表见表6.2.6-3。

**表 6.2.6-3　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6.2.6-4。

**表 6.2.6-4　本项目土壤盐化影响因素分值表**

| 影响因素 | 数值 | 分值 | 权重 | 备注 |
|---|---|---|---|---|
| 地下水埋深（GWD）/(m) | ＞2.5 | 0 | 0.35 | 根据监测数据，地下水埋深大于2.5m |
| 干燥度（蒸降比值）（EPR） | 3.74 | 4 | 0.25 | 根据气象资料计算 |
| 土壤本底含盐量SSC/（g/kg） | 1.8 | 2 | 0.15 | 根据现状监测 |
| 地下水溶解性总固体（TDS）/(g/L) | 2.503 | 4 | 0.15 | 根据现状监测 |
| 土壤质地 | 壤土 | 4 | 0.1 | 理化性质调查结果 |

经计算，本项目土壤盐化综合评分值为2分。

土壤盐化预测结果见表6.2.6-5。

**表 6.2.6-5　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 |

根据表6.2.6-6，通过计算本项目的土壤盐化综合评分值（Sa）值为2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）运行期采出水回注对土壤环境的影响

根据工程分析，本项目采出水回注井回注层位为三叠系延长组和侏罗系延安组油层，该层位与项目区具有供水意义的白垩系洛河含水岩组底界之间存在约800～1300m 厚的地层封隔，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，采出水回注到含油层基本不会对地下水水位产生影响，进而不会造成土壤盐化。

## 6.3 退役期环境影响评价

油田开发进入闭井期后，各种机械设备将停止使用，油田日常生产过程产生的废气污染物、生产废水、生活污水、噪声及固体废物等将会消失。油井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等，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，对于井口和管线拆除作业过程中产生的固体废物应按要求妥善处置。在采取以上处理措施后，环境影响较小。

另外，井场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、残渣等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣外运至指定处理场填埋处理。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

井场经清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫被清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。油田设施闭井后，人员撤离，区域内没有了人为的扰动，井场范围内的自然环境会逐渐得以恢复。

# 7 生态环境影响评价

## 7.1 生态环境调查与评价

本次产能开发区块主要分布在延安市吴起县吴起街道、五谷城、周湾镇和榆林市定边县姬塬镇，区块面积大且井场较为分散。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》（HJ349-2023）要求，本次生态环境调查采用现场调查、资料收集与遥感调查相结合的方法。

### 7.1.1 生态环境现状调查方法

1、调查评价因子

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）附录 A 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）附录 B，结合当地生态环境特征，主要现状调查评价因子见表 7.1.1-1 及表 7.1.1-2。

**表 7.1.1-1　评价区主要生态影响评价调查因子**

| 受影响对象 | 评价因子 | 工程内容 | 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 | 直接影响 | 短期、可逆 | 中、弱 |
| | | 运营期 | 直接影响、间接影响、累积影响 | 长期、不可逆 | 弱 |
| | | 退役期 | 直接影响 | 短期、可逆 | 弱 |
| 生境 | 生境面积、质量、连通性等 | 施工期 | 直接影响 | 短期、可逆 | 中、弱 |
| | | 运营期 | 直接影响、间接影响、累积影响 | 长期、不可逆 | 弱 |
| | | 退役期 | 直接影响 | 短期、可逆 | 弱 |
| 生物群落 | 物种组成、群落结构等 | 施工期 | 直接影响 | 短期、可逆 | 中、弱 |
| | | 运营期 | 直接影响、间接影响、累积影响 | 长期、不可逆 | 弱 |
| | | 退役期 | 直接影响 | 短期、可逆 | 弱 |
| 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 | 直接影响 | 短期、可逆 | 中、弱 |
| | | 运营期 | 直接影响、间接影响、累积影响 | 长期、不可逆 | 弱 |
| | | 退役期 | 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 | 直接影响 | 短期、可逆 | 中、弱 |
| | | 运营期 | 直接影响、间接影响、累积影响 | 长期、不可逆 | 弱 |
| | | 退役期 | 直接影响 | 短期、可逆 | 弱 |
| 生态敏 | 主要保护对象、 | 施工期 | 直接影响 | 短期、可逆 | 中、弱 |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 感区 | 生态功能等 | 运营期 | 直接影响、间接影响、累积影响 | 长期、不可逆 | 弱 |
| | | 退役期 | 直接影响 | 短期、可逆 | 弱 |
| 自然景观 | 景观多样性、完整性等 | 施工期 | 直接影响 | 短期、可逆 | 中、弱 |
| | | 运营期 | 直接影响、间接影响、累积影响 | 长期、不可逆 | 弱 |
| | | 退役期 | 直接影响 | 短期、可逆 | 弱 |

**表 7.1.1-2　　评价区主要生态影响评价因子**

| 工程内容 | 时期 | 生态环境评价因子 |
|---|---|---|
| 钻前工程 | 施工期 | 地表扰动面积及类型、生态系统完整性 |
| 油气集输工程 | 施工期 | 地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等 |
| | 运营期 | 土壤肥力或林地立地条件、生物多样性、生态系统完整性等 |
| 油气处理工程 | 施工期 | 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 |

2、调查内容

（1）评价范围内的植物区系、植被类型，植物群落结构及演替规律，群落中的关键种、建群种、优势种；动物区系、物种组成及分布特征；生态系统的类型及空间分布。

（2）项目建设区域存在的主要生态问题：水土流失。

（3）调查现有工程的实际生态影响及采取的生态保护措施。

3、调查方法

（1）现场调查法

通过野外调查，识别植物种类，对发现的动物进行记录，调查了解评价区土地利用类型及分布、植物种类及植被分布、陆生动物栖息地等状况。

陆生植物调查方法主要包括资料分析、现场调查、样方调查相结合等；陆生动物调查方法主要包括实地考察、样线调查、走访调查、查阅相关资料等。

（2）资料收集法

收集项目区现有的可以反映生态现状或生态背景的资料，主要为现状资料和历史资料，包括相关文字、图件和影像等。资料收集主要收集了《陕西植被》、《陕西省生态功能区划》、《吴起县县志》、《定边县县志》、验收报告、第九采油厂生态环境治理方案等相关资料。

（3）遥感调查法

本次评价按照导则要求划定了生态环境影响评价范围。项目区不涉及生态敏感区，以站场占地范围外扩 50m、集输管线外扩 300m 而形成的范围作为评价范围，总面积

1149.1042hm$^2$。

收集整理项目涉及区域现有生物多样性资料，包括延安市、榆林市统计年鉴以及林业、环保、水利、农业、国土资源等部门提供的林业“一张图”数据、地理国情普查数据、POI 数据等相关资料，并参考了《中国植物志》、《陕西省植物志》等，并采取现场调查、3S 技术相结合的方法，利用遥感影像以及 DEM 数据，对评价区范围内 2024 年度的生态环境质量现状进行了分析。

①遥感信息源的获取

本次生态环境质量现状评价中，遥感影像是以中巴资源卫星图像数据源为信息源，拍摄时间为 2025 年 7 月，空间分辨率为 2.10m。该时段植物相对旺盛，植被和土地利用类型分异明显，也可以间接的反映土壤侵蚀的空间差异。评价所选用遥感影像的时间、分辨率和光潜数据生态环境信息丰富，保证了遥感解译结果的科学性和准确性，满足生态评价工作等级要求。

**表 7.1.1-3　卫星参数及各波段主要用途**

| 有效载荷 | 波段 | 波长范围（μm） | 地面分辨率（m） | 主要用途 |
|---|---|---|---|---|
| CCD 相机 | 1 | 0.45～0.52 | 20 | 水体穿透性良好，很适用于海岸制图；用于区分针叶林与阔叶林、土壤与植被 |
| | 2 | 0.52～0.60 | 20 | 对应健康植被的绿反射区，很适合于植被的绿反射峰测量研究，也适用于水体污染监测 |
| | 3 | 0.63～0.68 | 20 | 探测绿色植物叶绿素吸收的差异，是区分土壤边界和地质体边界的最有用的可见光波段，受大气影响小，分辨率较高 |
| | 4 | 0.77～0.89 | 20 | 对应于植被峰值反射区，适用于植被探测和评估；用于估算生物量，分辨潮湿土壤 |
| | 5 | 0.51～0.73 | 20 | 用于分辨道路，裸露土壤，水，还能在不同植被之间有好的对比度，并且有较好的大气、云雾分辨能力 |
| 高分辨率相机（HR） | 6 | 0.50~0.80 | 2.10 | 为 2.10 米分辨率的黑白图像，用于增强分辨率 |

②遥感影像处理方法

评价采用 ENVI 3.0 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，利用彩色合成得出 img 格式的基础影像。然后利用 ArcGIS 10.8 软件平台对处理后的基础影像进行目视解译，而后结合土地利用变更调查数据和野外调查采集的样点数据对解译成果进行校核、优化地块边界，最后利用空间分析模块进行统计分析。

③统计方法

a 在目视解译成果的基础上，利用 ArcMap 模块，以上一步输出的 Shapefile 文件为基础，添加“VEG”（植被类型）、“ERO”（土壤侵蚀类型）、地貌类型等字段，并

叠加相应的地理国情普查数据，参照野外调查所采集的样点描述，逐一确定各多边形的专题属性并进行属性转换。

b 根据调查区的边界，挖取各单元的专题数据。利用 ArcGIS 提供的 ArcMap 模块，完成全部区域和各单元的专题数据统计及制图工作。

④分类系统

本次调查区分类系统包括土地利用、植被类型、植被覆盖度、土壤侵蚀度等四个生态专题分类系统。植被分类采用《陕西植被》（雷明德著）提出的生态学植被分类系统，生态系统分类采用《全国生态状况调查评估技术规范——生态系统遥感解译与野外核查》（HJ 1166-2021），以Ⅱ级类型作为基础。并依据地理国情监测数据的地表覆盖类型的内在特征，将已有的地理国情监测数据进行数据转换，转换成专题属性数据，并依据分类标准完成专题分类系统。然后根据转化属性后的专题数据进行统计分析；先统计二级类型，统计内容包括监测区内各专题类型的斑块数、面积（$km^2$）及占整个监测区面积的百分比；再根据二级类型数据统计一级类型的斑块数、面积和一级类型占监测区面积的百分比。最后对获得的专题数据进行分析。本次评价采用《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ 19-2022）附录 C 中 C.8.1 植被覆盖度方法评价生态系统现状，采用植被指数法进行分析，并结合实际地物覆盖情况对结果进行校核。

项目专题图件具体制作流程见图 7.1.1.1。

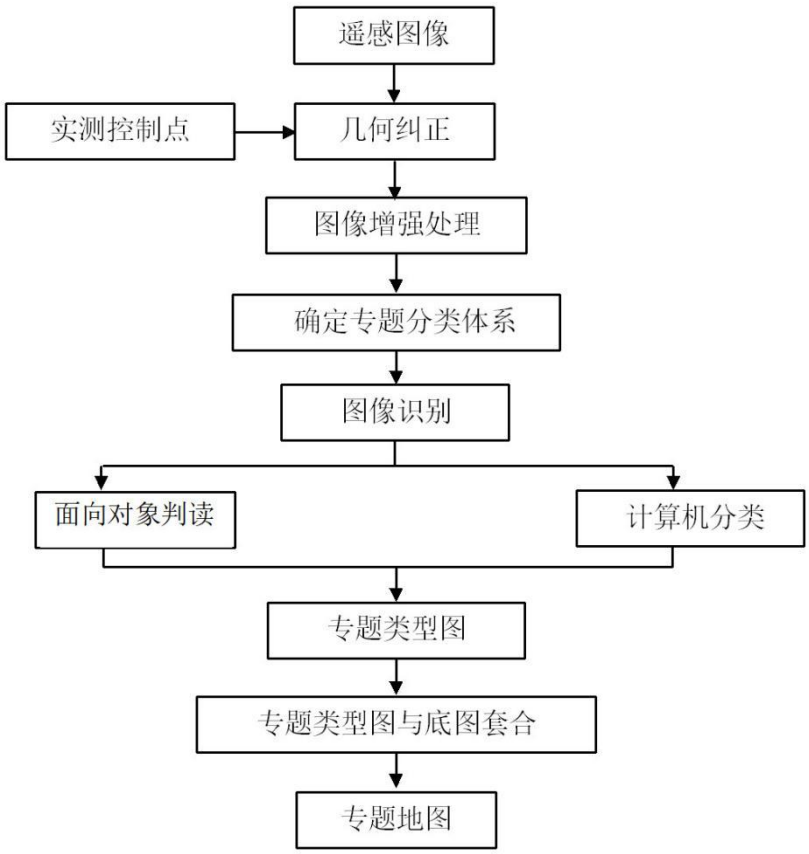



**图 7.1.1.1　遥感解译图具体制作流程**

## 7.1.2 生态环境功能区划及生态系统现状

1、生态功能区划

本项目评价区位于延安市吴起县和榆林市定边县，根据《陕西省生态功能区划》，本项目开发区块所属生态功能分区、生态敏感性特征及生态保护对策详见表 7.1.2-1、图 7.1.2.1。

**表 7.1.2-1　生态功能区划**

| 区块 | 生态区 | 生态亚区 | 所属生态功能分区 | 生态服务功能特性及保护对策 |
|---|---|---|---|---|
| 薛岔区块、杨青区块、五谷城区块南部 | 黄土高原农牧生态区 | 黄土丘陵沟壑水土流失控制生态亚区 | 白于山南侧水土流失控制区 | 洛河的上游，水源涵养功能重要，土壤侵蚀极敏感-高度敏感。沟谷涧地建设基本农田，坡地退耕还林还草，发展人工草地和特色经济林木 |
| 罗庞塬区块、五谷城区块北部 | 长城沿线风沙草原生态区 | 白于山河源水土保持功能区 | 白于山河源水土保持区 | 靖边、定边重要的水源地。无定河等河流的源头，水源涵养功能重要，水土流失极敏感。开展流域综合治理，退耕还林还草，控制水土流失。 |




**图 7.1.2.1　　项目与陕西省生态功能区划位置关系图**

2、生态系统类型

按照《全国生态状况调查评估技术规范——生态系统遥感解译与野外核查》（HJ1166-2021）技术规范，对调查区范围内的生态系统进行了分类。调查及评价范围内

主要包括森林、灌丛、草地、湿地、农田、城镇、荒漠和其他等 8 个类型。

具体见表 7.1.2-2 及图 7.1.2.2、图 7.1.2.3。

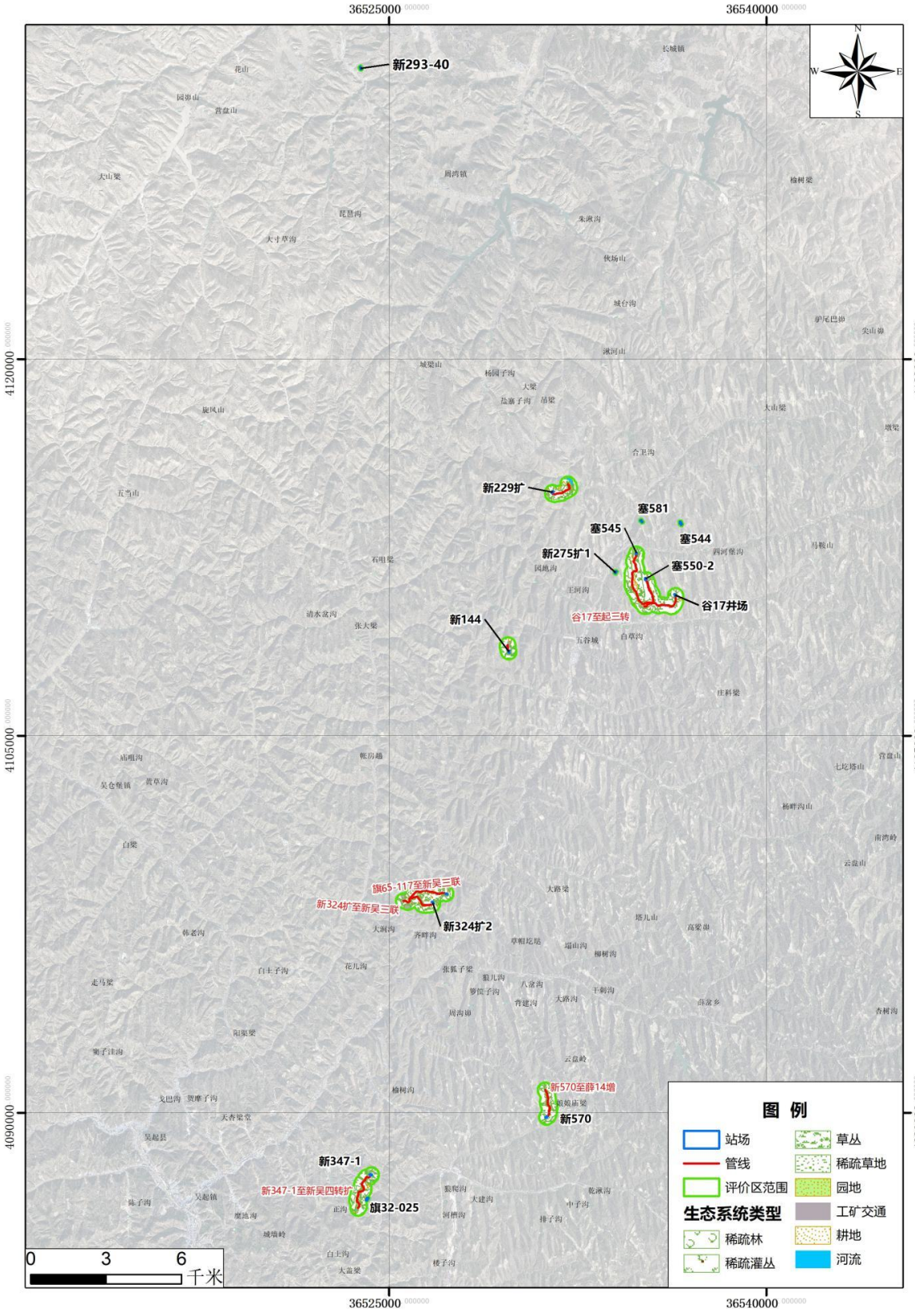



**图 7.1.2.2　评价区域生态系统类型图（吴起油区）**

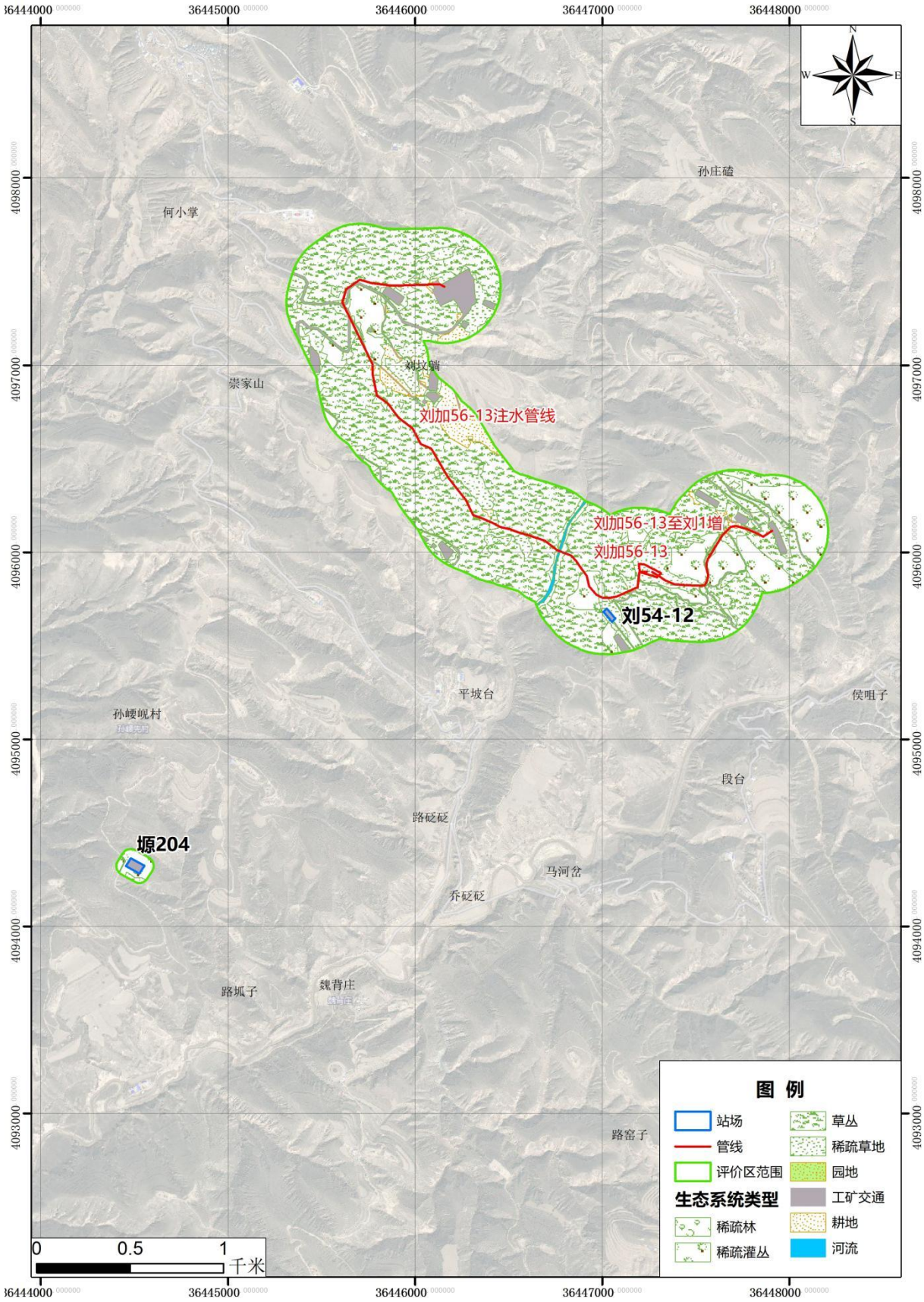



**图 7.1.2.3　评价区域生态系统类型图（定边油区）**

**表 7.1.2-2　评价区总体生态系统类型及其在区域中所占比例**

| 序号 | 生态系统类型 | | 评价区范围 | |
|---|---|---|---|---|
| | | | 面积(hm2) | 比例 |
| 一 | 吴起油区 | | | |
| 1 | 1 森林生态系统 | 13 稀疏林 | 101.4395 | 11.50% |
| 2 | 2 灌丛生态系统 | 23 稀疏灌丛 | 189.0406 | 21.44% |
| 3 | 3 草地生态系统 | 32 草丛 | 443.3508 | 50.27% |
| 4 | | 34 稀疏草地 | 50.4270 | 5.72% |
| 5 | 4 湿地生态系统 | 43 河流 | 4.3257 | 0.49% |
| 6 | 5 农田生态系统 | 51 耕地 | 40.3080 | 4.57% |
| 7 | | 52 园地 | 1.7662 | 0.20% |
| 8 | 6 城镇生态系统 | 63 工矿交通 | 51.2284 | 5.81% |
| 合计 | | | 881.8863 | 100.00% |
| 二 | 定边油区 | | | |
| 1 | 1 森林生态系统 | 13 稀疏林 | 1.0034 | 0.38% |
| 2 | 2 灌丛生态系统 | 23 稀疏灌丛 | 33.5486 | 12.55% |
| 3 | 3 草地生态系统 | 32 草丛 | 164.7834 | 61.67% |
| 4 | | 34 稀疏草地 | 41.0178 | 15.35% |
| 5 | 4 湿地生态系统 | 43 河流 | 0.7930 | 0.30% |
| 6 | 5 农田生态系统 | 51 耕地 | 10.4821 | 3.92% |
| 7 | | 52 园地 | 0.0000 | 0.00% |
| 8 | 6 城镇生态系统 | 63 工矿交通 | 15.5896 | 5.83% |
| 合计 | | | 267.2179 | 100.00% |

根据遥感解译统计结果，项目吴起油区域评价区总体上主要的以草地生态系统及灌丛生态系统为主，其中草地生态系统以草丛为主，占评价区总面积的 50.27%；灌丛生态系统以稀疏灌丛为主，占评价区总面积的 21.44%；其他生态系统均较少。定边油区评价区总体上主要以草地生态系统及灌丛生态系统为主，其中草地生态系统以草丛为主，占评价区总面积的 61.67%；灌丛生态系统以稀疏灌丛为主，占评价区总面积的 12.53；其他生态系统均较少。

## 7.1.3 土地利用现状调查

本次土地利用现状依据《国土空间调查、规划、用途管制用地用海分类指南》（自然资办发〔2023〕234 号）要求，在“国土变更调查数据”的基础上，通过 3S 技术和现场调查综合得出。

在卫星影像图基础上解译出本评价区土地利用现状图，见表 7.1.3-1 及图 7.1.3.1、图 7.1.3.2。

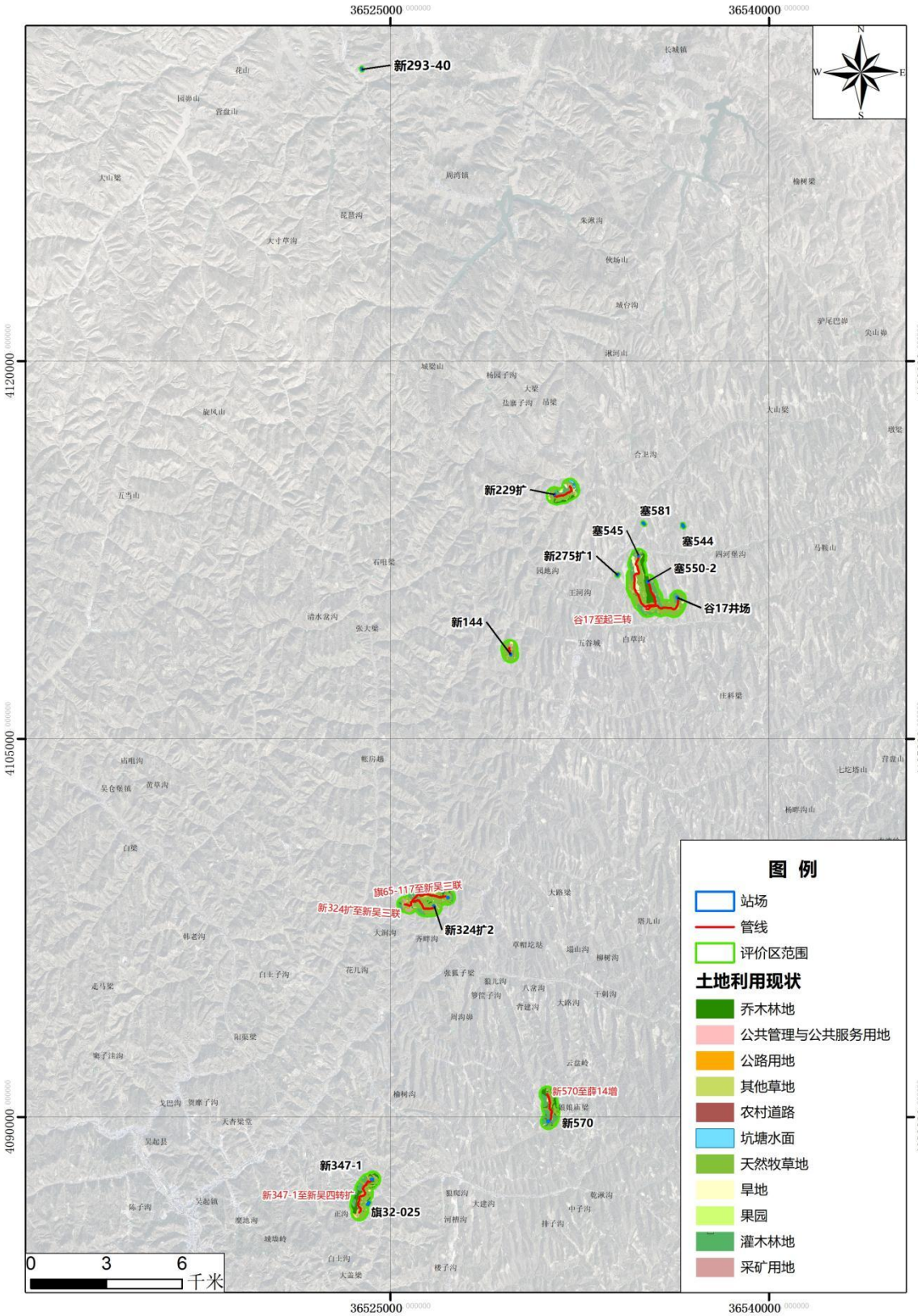



**图 7.1.3.1　评价区域土地利用现状图（吴起油区）**

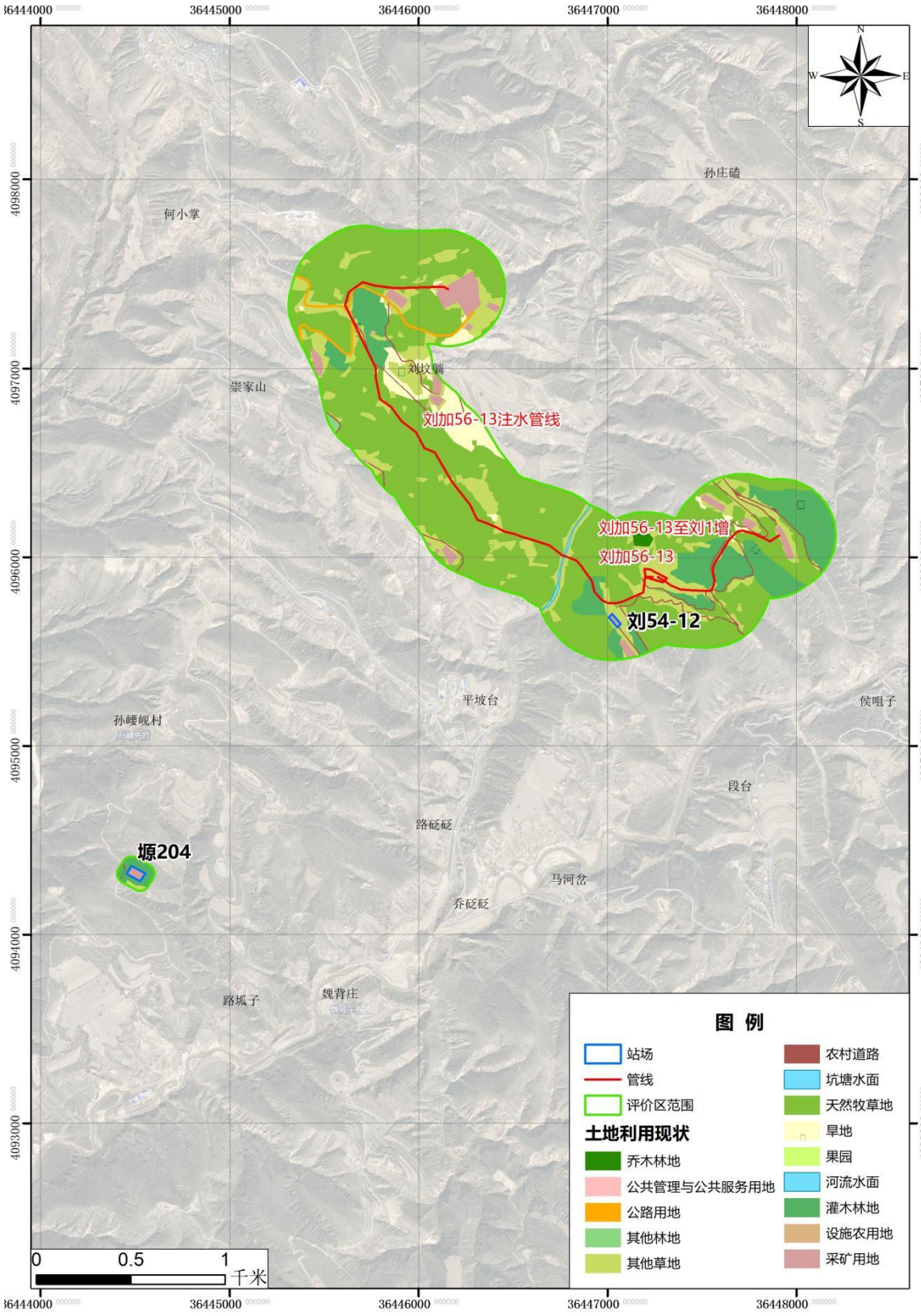



**图 7.1.3.2　评价区域土地利用现状图（定边油区）**

**表 7.1.3-1　评价范围内各类土地面积统计**

| 序号 | 地类名称 | | 2025 年 | |
|---|---|---|---|---|
| | | | 评价区范围 | |
| | 一级类 | 二级类 | 面积(hm2) | 比例 |
| 一 | 吴起油区 | | | |
| 1 | 01 耕地 | 0103 旱地 | 40.3080 | 4.57% |
| 2 | 02 园地 | 0201 果园 | 1.7662 | 0.20% |
| 3 | 03 林地 | 0301 乔木林地 | 101.4395 | 11.50% |
| 4 | | 0305 灌木林地 | 189.0406 | 21.44% |
| 5 | | 0307 其他林地 | 0.0000 | 0.00% |
| 6 | 04 草地 | 0401 天然牧草地 | 443.3508 | 50.27% |
| 7 | | 0404 其他草地 | 50.4270 | 5.72% |
| 9 | 06 工矿仓储用地 | 0602 采矿用地 | 26.5389 | 3.01% |
| 12 | 08 公共管理与公共服务用地 | | 0.0652 | 0.01% |
| 14 | 10 交通运输用地 | 1003 公路用地 | 8.4446 | 0.96% |
| 15 | | 1006 农村道路 | 16.1797 | 1.83% |
| 16 | 11 水域及水利设施用地 | 1101 河流水面 | 0.0000 | 0.00% |
| 17 | | 1104 坑塘水面 | 4.3257 | 0.49% |
| 18 | 12 其他土地 | 1202 设施农用地 | 0.0000 | 0.00% |
| 合计 | | | 881.8863 | 100.00% |
| 二 | 定边油区 | | | |
| 1 | 01 耕地 | 0103 旱地 | 10.4821 | 3.92% |
| 2 | 02 园地 | 0201 果园 | 0.0000 | 0.00% |
| 3 | 03 林地 | 0301 乔木林地 | 0.6468 | 0.24% |
| 4 | | 0305 灌木林地 | 33.5486 | 12.55% |
| 5 | | 0307 其他林地 | 0.3566 | 0.13% |
| 6 | 04 草地 | 0401 天然牧草地 | 164.7834 | 61.67% |
| 7 | | 0404 其他草地 | 41.0178 | 15.35% |
| 9 | 06 工矿仓储用地 | 0602 采矿用地 | 8.4599 | 3.17% |
| 12 | 08 公共管理与公共服务用地 | | 0.0000 | 0.00% |
| 14 | 10 交通运输用地 | 1003 公路用地 | 2.4857 | 0.93% |
| 15 | | 1006 农村道路 | 4.4816 | 1.68% |
| 16 | 11 水域及水利设施用地 | 1101 河流水面 | 0.7930 | 0.30% |
| 17 | | 1104 坑塘水面 | 0.0000 | 0.00% |
| 18 | 12 其他土地 | 1202 设施农用地 | 0.1624 | 0.06% |
| 合计 | | | 267.2179 | 100.00% |

通过上表可知：总体而言，吴起油区评价区主要土地类型为天然牧草地和灌木林地，分别占评价区总面积的 50.27%、21.44%，其他土地类型很少；定边油区评价区主要土地类型为天然牧草地和其他草地，分别占评价区总面积的 61.67%、15.35%，其他土地类型很少。

## 7.1.4 陆生植物资源现状调查

①森林生态系统

在评价区内的森林生态系统分为人工生态系统和自然生态系统，人工生态系统

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

本区域林地的主要乔木种类为杨树，此外还有榆树、油松、侧柏等少数种类。本区域坡塬山地栽培种类的杨树高度一般在5-9米，各林地的树木自然更新良好。林地生态系统中乔木盖度多在40%以上，杨树林内有不同粗细和高度的植株，林下一般有较好的灌木和草本植物生长，部分阴坡的灌木层盖度可以达到20%，灌木种类主要有胡枝子等。除乔木盖度大于40%的区域，一般草本植物生长繁茂，草本样方物种多样性一般在4种以上，草本植物总盖度一般在40-47%，总体植被良好。

②草地生态系统

该区域的草地生态系统分为坡塬边坡和顶部的自然草地和道路、田边的草地。坡塬顶部以低矮的草本植物为主，在绝大部分范围内只有草本植物，植被高度一般在20-50厘米之内，主要种类有蒿类、针茅、长芒草、猪毛蒿、白羊草、坡碱草、车前草等，夹杂有少量的草木樨状黄芪或者小型的灌木如阴山胡枝子、河北木蓝等，自然生态系统中植物多样性高。在沟壑部位有少数小型乔木或者灌木，在坡塬阴坡形成以硬质早熟禾、针茅、茭茭草以及蒿类以及草木樨、草木樨状黄芪、扁茎黄芪、远志等的草地，植被高度可达到40cm。在路边、田边，主要的草本植物以一年生的草本为主，如狗尾草、狼尾草等，人为影响明显。

③农田生态系统

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

（2）主要植被群落类型

①小叶杨群落

评价区的杨树林群落以小叶杨为建群种，偶尔有山杨、榆树等种类，主要分布于沟谷山坡或沟谷底部，呈条带状或小版块分布。这几种乔木对水湿环境要求较高，建群种的盖度往往在40%以上，群落内的灌木层缺失或种类较少，在群落周边常生有沙棘、绣线菊、黄刺玫等类群。在该群落内，小叶杨一般植株高大，植株生长旺盛，该类型群落建群种优势明显，群落内的灌木和草本较少，群落的多样性比较小。

②沙棘群落

沙棘群落主要分布于评价区坡塬中上部，缺少乔木的区域，该区域植被生长较

好。沙棘的生长高度达到2.5米，单个灌丛的直径可达到2米，成为该群落类型中的优势主导种群，在群落内往往还有柠条锦鸡儿、杠柳、鼠李、沙棘、绣线菊等种类，群落内也有蒿类、禾草类等比较高大的草本植物，该群落类型是区域内物种丰富度最多的群落类型，5㎡5m的灌木样方内灌木种类最高多达5种，群落内草本种类多达40多种。该群落类型同时也是植物分布最均匀的群落，样方内香农-威纳指数普遍在1.2-1.8。

③针茅群落

针茅群落分布在坡塬上部和顶部，该区域阳光强烈而且风大，因此基本为低矮的多年生草本植物，该区域的总盖度普遍在20-30%之间，在背风区域总盖度可以达到50%。该群落内植物种类普遍较少，1㎡1m的草本样方内的植物种类一般在4-6种，而且不同区域之间的植被差异性极小，3个样方内的植物种类和植物占比几乎相同，样方内香农-威纳指数普遍在1-1.6。

④蒿草群落

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

⑤路边、田边杂草群落

由于管线一般沿油井道路布置，因此本评估范围内有较多的路边、田边杂草群落。路边、田边杂草以一年生、阳生性草本为主，如一年蓬、飞蓬、狗娃花、狗尾草、白茅、野菊花、山莴苣、益母草等，也有矮小的植物如蒲公英、地锦、虎尾草、地梢瓜等，该群季节性变化明显，春夏季缺少大型的植物，干旱季节也容易受到影响，部分种类如飞蓬等，个体高度较高，杂草群落物种多样性差异较大，1㎡1m的草本样方内的植物种类在3-7种，往往以禾本科种类为优势种，而且不同区域之间的植被差异性相对较大，样地内香农-威纳指数普遍在0.8-1.2，表明群落的物种多样性中等。

（3）植物物种多样性：

结合本次的样线和样方调查结果，在评价范围共调查到野生维管植物34科，98属124种，物种名录见表7.1.4-1。其中包括蕨类植物仅1种，裸子植物2科3种，

被子植物 31 科 94 属 120 种。

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

**表 7.1.4-1　　评价区常见物种名录一览表**

| 所属科 | 植物中名 | 植物学名 | 频度 |
|---|---|---|---|
| 木贼科 *Equisetaceae* | 节节草 | *Equisetum ramosissimum* | - |
| 松科 *Pinaceae* | 樟子松 | *Pinus sylvestris var. mongolica* | - |
| | 油松 | *Pinus tabulaeformis* | 4 |
| 柏科 *Cupressaceae* | 侧柏 | *Platycladus orientalis* | 3 |
| 百合科 *Liliaceae* | 砂韭 | *Allium bidentatum* | 3 |
| | 蒙古韭 | *Allium mongolicum* | 1 |
| | 曲枝天门冬 | *Asparagus trichophyllus* | - |
| 车前科 *Plantaginaceae* | 车前 | *Plantago asiatica* | 6 |
| | 平车前 | *Plantago depressa* | 2 |
| 唇形科 *Labiatae* | 香青兰 | *Dracocephalum moldavica* | 9 |
| | 益母草 | *Leonurus artemisia* | 2 |
| | 黄芩 | *Scutellaria baicalensis* | 1 |
| | 地椒 | *Thymus quinquecostatus* | 3 |
| 大戟科 *Euphorbiaceae* | 乳浆大戟 | *Euphorbia esula* | - |
| | 泽漆 | *Euphorbia helioscopia* | - |
| | 地锦 | *Euphorbia humifusa* | 6 |
| 豆科 *Fabaceae* | 紫穗槐 | *Amorpha fruticosa* | 3 |
| | 斜茎黄耆 | *Astragalus adsurgens* | 3 |
| | 草木樨状黄耆 | *Astragalus melilotoides* | 5 |
| | 糙叶黄耆 | *Astragalus scaberrimus* | 3 |
| | 中间锦鸡儿 | *Caragana intermedia* | - |
| | 柠条锦鸡儿 | *Caragana korshinskii* | 7 |
| | 米口袋 | *Gueldenstaedtia verna* | 6 |
| | 河北木蓝 | *Indigofera bungeana* | 23 |
| | 阴山胡枝子 | *Lespedeza inschanica* | 2 |
| | 紫苜蓿 | *Medicago sativa* | 4 |
| | 草木犀 | *Melilotus officinalis* | 12 |
| | 小花棘豆 | *Oxytropis glabra* | 1 |
| | 刺槐 | *Robinia pseudoacacia* | 2 |
| | 大花野豌豆 | *Vicia bungei* | - |
| | 广布野豌豆 | *Vicia cracca* | - |
| 禾本科 *Poaceae* | 芨芨草 | *Achnatherum splendens* | 5 |
| | 荩草 | *Arthraxon hispidus* | 12 |
| | 白羊草 | *Bothriochloa ischcemum* | 18 |
| | 孔颖草 | *Bothriochloa pertusa* | 3 |
| | 拂子茅 | *Calamagrostis epigeios* | - |
| | 虎尾草 | *Chloris virgata* | 12 |
| | 朝阳隐子草 | *Cleistogenes hackeli* | 26 |
| | 糙隐子草 | *Cleistogenes squarrosa* | 19 |
| | 稗 | *Echinochloa crusgali* | 3 |
| | 披碱草 | *Elymus dahuricus* | 7 |
| | 白茅 | *Imperata cylindrica* | 23 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | 羊草 | *Leymus chinensis* | 8 |
| | 臭草 | *Melica scabrosa* | 17 |
| | 狼尾草 | *Pennisetum alopecuroides* | 3 |
| | 白草 | *Pennisetum centrasiaticum* | 29 |
| | 芦苇 | *Phragmites australis* | 5 |
| | 林地早熟禾 | *Poa nemoralis* | 26 |
| | 硬质早熟禾 | *Poa sphondylodes* | 42 |
| | 碱茅 | *Puccinellia distans* | 16 |
| | 鹅观草 | *Roegneria kamoji* | 20 |
| | 狗尾草 | *Setaria viridis* | 35 |
| | 针茅 | *Stipa capillata* | 26 |
| 胡颓子科 *Elaeagnaceae* | 沙棘 | *Hippophae rhamnoides* | 9 |
| 蒺藜科 *Zygophyllaceae* | 蒺藜 | *Tribulus terrester* | 4 |
| 堇菜科 *Violaceae* | 早开堇菜 | *Viola prioantha* | 7 |
| 菊科 *Asteraceae* | 黄花蒿 | *Artemisia annua* | 16 |
| | 茵陈蒿 | *Artemisia capillaris* | 23 |
| | 沙蒿 | *Artemisia desertorum* | 6 |
| | 蒙古蒿 | *Artemisia mongolica* | 13 |
| | 黑蒿 | *Artemisia palustris* | 28 |
| | 刺儿菜 | *Cirsium setosum* | 14 |
| | 蓝刺头 | *Echinops sphaerocephalus* | 2 |
| | 泥胡菜 | *Hemistepta lyrata* | 4 |
| | 阿尔泰狗娃花 | *Heteropappus altaicus* | 8 |
| | 狗娃花 | *Heteropappus hispidus* | 32 |
| | 旋覆花 | *Inula japonica* | 6 |
| | 小苦荬 | *Ixeridium dentatum* | 13 |
| | 乳苣 | *Mulgedium tataricum* | 3 |
| | 华北鸦葱 | *Scorzonera albicaulis* | 3 |
| | 鸦葱 | *Scorzonera austriaca* | 3 |
| | 蒲公英 | *Taraxacum mongolicum* | 6 |
| | 苍耳 | *Xanthium sibiricum* | 5 |
| 藜科 *Chenopodiaceae* | 沙蓬 | *Agriophyllum squarrosum* | 2 |
| | 雾冰藜 | *Bassia dasyphylla* | 3 |
| | 刺藜 | *Chenopodium aristatum* | 3 |
| | 灰绿藜 | *Chenopodium glaucum* | 2 |
| | 软毛虫实 | *Corispermum puberulum* | 15 |
| | 地肤 | *Kochia scoparia* | 3 |
| | 猪毛菜 | *Salsola collina* | 21 |
| | 碱蓬 | *Suaeda glauca* | 1 |
| | 萹蓄 | *Polygonum aviculare* | 5 |
| 萝藦科 *Asclepiadaceae* | 鹅绒藤 | *Cynanchum chinense* | 4 |
| | 地梢瓜 | *Cynanchum thesioides* | 8 |
| | 杠柳 | *Periploca sepium* | 4 |
| 马齿苋科 *Portulacaceae* | 马齿苋 | *Portulaca oleracea* | 3 |
| 牻牛儿苗科 *Geraniaceae* | 湖北老鹳草 | *Geranium rosthornii* | - |
| | 鼠掌老鹳草 | *Geranium sibiricum* | 2 |
| 毛茛科 *Ranunculaceae* | 黄花铁线莲 | *Clematis intricata* | 1 |
| | 展枝唐松草 | *Thalictrum squarrosum* | 3 |
| 茜草科 *Rubiaceae* | 茜草 | *Rubia cordifolia* | 5 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 蔷薇科 *Rosaceae* | 桃 | *Amygdalus persica* | 1 |
| | 山杏 | *Armeniaca sibirica* | 3 |
| | 山荆子 | *Malus baccata* | - |
| | 二裂委陵菜 | *Potentilla bifurca* | 3 |
| | 委陵菜 | *Potentilla chinensis* | 4 |
| | 黄刺玫 | *Rosa xanthina* | 6 |
| | 地榆 | *Sanguisorba officinalis* | 1 |
| | 华北绣线菊 | *Spiraea fritschiana* | 4 |
| 茄科 *Solanaceae* | 枸杞 | *Lycium chinense* | 2 |
| 伞形科 *Apiaceae* | 北柴胡 | *Bupleurum chinense* | 5 |
| | 石防风 | *Peucedanum terebinthaceum* | 2 |
| 莎草科 *Cyperaceae* | 寸草 | *Carex duriuscula* | 3 |
| | 香附子 | *Cyperus rotundus* | 2 |
| 石竹科 *Caryophyllaceae* | 长蕊石头花 | *Gypsophila oldhamiana* | 1 |
| | 麦瓶草 | *Silene conoidea* | 2 |
| 鼠李科 *Rhamnaceae* | 鼠李 | *Rhamnus davurica* | 6 |
| | 柳叶鼠李 | *Rhamnus erythroxylon* | - |
| 小檗科 *Berberidaceae* | 延安小檗 | *Berberis purdomii* | 6 |
| 旋花科 *Convolvulaceae* | 打碗花 | *Calystegia hederacea* | 2 |
| | 田旋花 | *Convolvulus arvensis* | 8 |
| | 菟丝子 | *Cuscuta chinensis* | 2 |
| 杨柳科 *Salicaceae* | 山杨 | *Populus davidiana* | 8 |
| | 小叶杨 | *Populus simonii* | 12 |
| | 毛白杨 | *Populus tomentosa* | 3 |
| | 旱柳 | *Salix matsudana* | 7 |
| 榆科 *Ulmaceae* | 榆树 | *Ulmus pumila* | 6 |
| 鸢尾科 *Iridaceae* | 马蔺 | *Iris lactea var. chinensis* | 2 |
| 远志科 *Polygalaceae* | 远志 | *Polygala tenuifolia* | 37 |
| 紫草科 *Boraginaceae* | 大果琉璃草 | *Cynoglossum divaricatum* | - |
| | 鹤虱 | *Lappula myosotis* | 4 |
| | 附地菜 | *Trigonotis peduncularis* | 7 |
| 紫葳科 *Bignoniaceae* | 角蒿 | *Incarvillea sinensis* | 12 |

1、主要植被类型

调查区位于陕北高原北部，属温带森林草原分布区，区内主要以栽培植被为主，局部分布有乔木、灌丛、草地，植被主要有小叶杨林、铁杆后、针茅、沙棘等。农业植被主要为小麦、玉米、谷类。灌草丛与农田混杂分布。按照《中国植被志》（方精云）将调查区的植被类型分为4个植被型组。各植被类型面积及占总面积比例见表7.1.4-2及图7.1.4.1～图7.1.4.2。

**表7.1.4-2　各植被类型面积及占总面积比例**

| 序号 | 植被类型 | | | | 评价区范围 | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 植被型组 | 植被型 | 植被亚型 | 群系 | 面积(hm2) | 比例 |
| 一 | 吴起油区 | | | | | |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Ⅰ草本植被（草地） | 一、杂类草草地 | （一）温带其他丛生禾草草地 | 铁杆蒿草丛 | 116.6709 | 13.23% |
| 2 | | | | 针茅草丛 | 377.1070 | 42.76% |
| 3 | Ⅱ灌丛 | 二、落叶阔叶灌丛 | （二）温带落叶阔叶灌丛 | 沙棘灌丛 | 189.0406 | 21.44% |
| 4 | Ⅲ森林 | 三、落叶阔叶林 | （三）温带落叶阔叶林 | 杨树林 | 101.4395 | 11.50% |
| 5 | Ⅳ栽培植被 | 五、粮食作物或经济作物田 | | | 40.3080 | 4.57% |
| 6 | | 六、落叶果树园 | | | 1.7662 | 0.20% |
| 7 | Ⅴ生产生活服务区 | | | | 51.2284 | 5.81% |
| 8 | Ⅵ水体 | | | | 4.3257 | 0.49% |
| 合计 | | | | | 881.8863 | 100.00% |
| 二 | 定边油区 | | | | | |
| 1 | Ⅰ草本植被（草地） | 一、杂类草草地 | （一）温带其他丛生禾草草地 | 蒿草草丛 | 147.2539 | 55.11% |
| 2 | | | | 长芒草草丛 | 58.5473 | 21.91% |
| 3 | Ⅱ灌丛 | 二、落叶阔叶灌丛 | （二）温带落叶阔叶灌丛 | 锦鸡儿灌丛 | 33.5486 | 12.55% |
| 4 | Ⅲ森林 | 三、落叶阔叶林 | （三）温带落叶阔叶林 | 杨树林 | 1.0034 | 0.38% |
| 5 | Ⅳ栽培植被 | 五、粮食作物或经济作物田 | | | 10.4821 | 3.92% |
| 6 | | 六、落叶果树园 | | | 0.0000 | 0.00% |
| 7 | Ⅴ生产生活服务区 | | | | 15.5896 | 5.83% |
| 8 | Ⅵ水体 | | | | 0.7930 | 0.30% |
| 合计 | | | | | 267.2179 | 100.00% |

从植被类型面积统计看：吴起油区评价区野生植被主要以针茅草丛为主，占评价区总面积的42.76%，其次为沙棘灌丛，占21.44%，铁杆蒿草丛，13.23%，杨树林占11.50%；定边油区评价区野生植被主要以蒿草草丛为主，占评价区总面积的55.11%，其次为长芒草草丛，占21.91%，沙棘灌丛占12.55%。评价区植物群落主要以陕北常见植物为主，物种生境较单一。

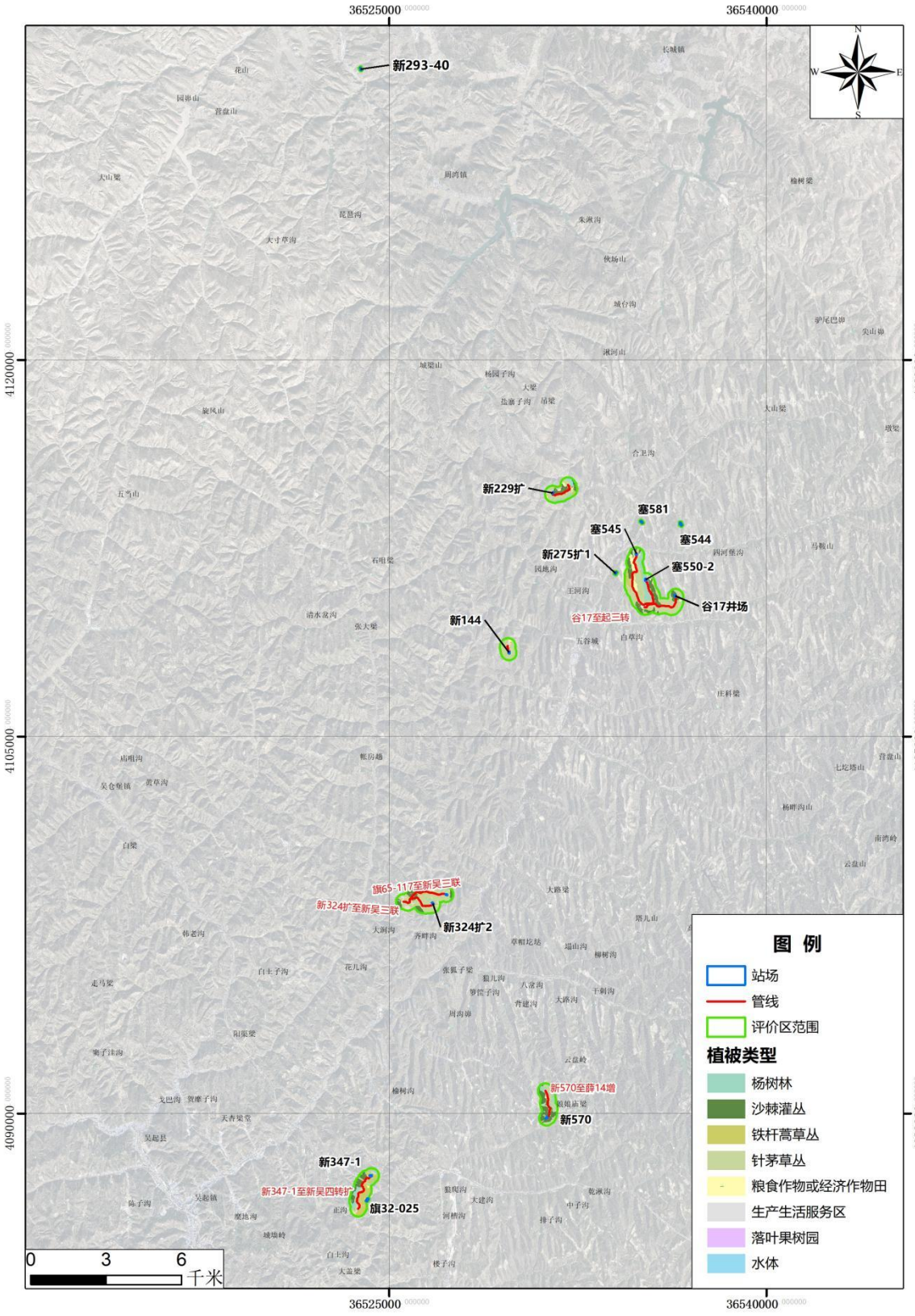



**图 7.1.4.1　评价区植被类型分布图（吴起油区）**

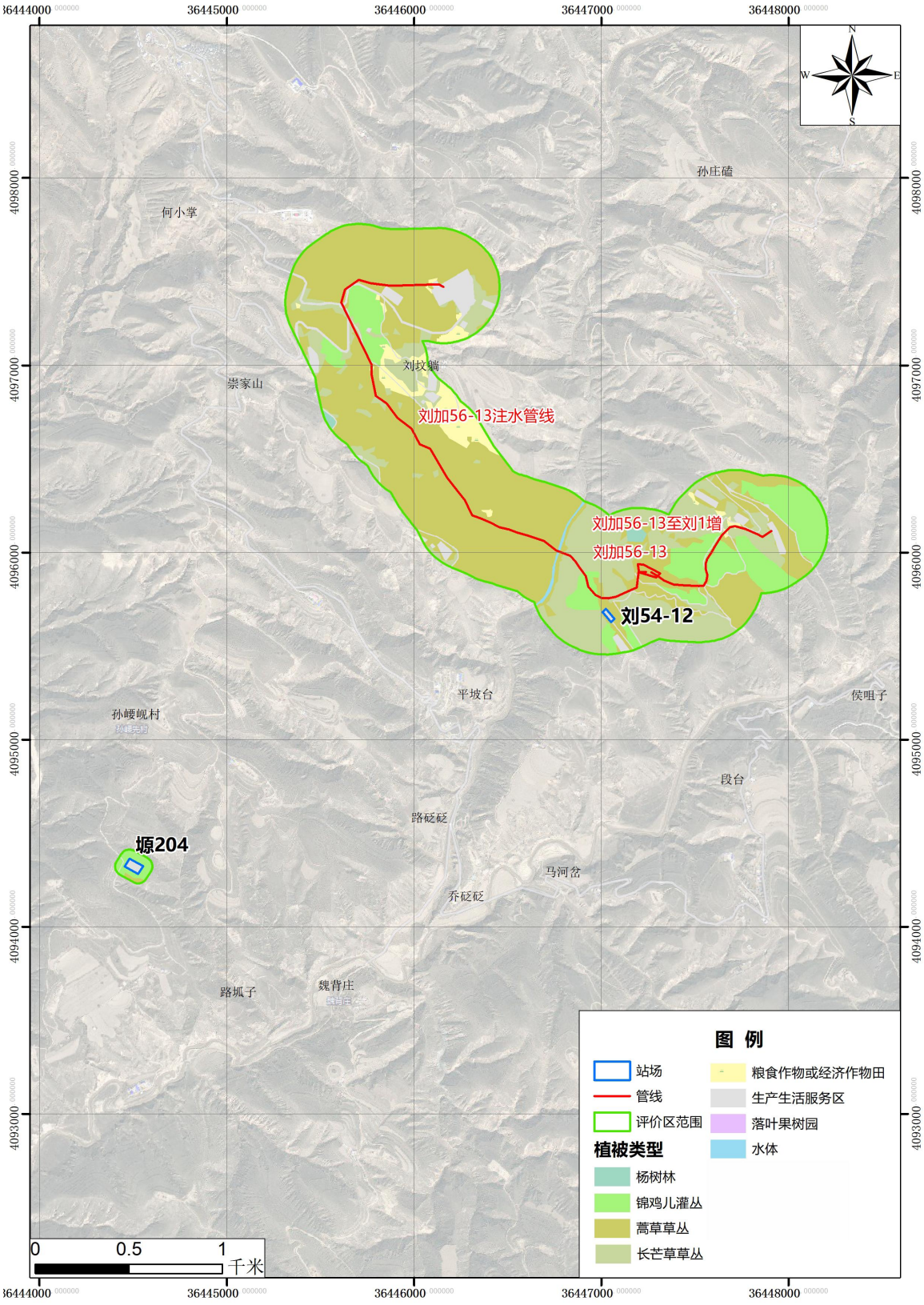



**图 7.1.4.2　评价区植被类型分布图（定边油区）**

2、植被覆盖度

植被覆盖度指森林、草地、灌丛、农业植被等在地面的垂直投影面积占统计区

总面积的百分比。本区域内植被覆盖度的调查利用遥感估算的方法，通过 NDVI 指数进行计算，并根据 NDVI 指数值通过等间隔断裂法，将植被覆盖度分为低覆盖度、中低覆盖度、中覆盖度、中高覆盖度、高覆盖度等五类。

评价范围内植被覆盖度情况见表 7.1.4-3 及表 7.1.4.3～图 7.1.4.4。

**表 7.1.4-3　植被覆盖现状表**

| 序号 | 植被覆盖度 | 评价区范围 | |
|---|---|---|---|
| | | 面积(hm2) | 比例 |
| 一 | 吴起油区 | | |
| 1 | 低覆盖度（<10%） | 53.8167 | 6.10% |
| 2 | 中低覆盖度（10%~30%） | 237.1767 | 26.89% |
| 3 | 中覆盖度（30%~50%） | 276.1319 | 31.31% |
| 4 | 中高覆盖度（50%~70%） | 233.5384 | 26.48% |
| 5 | 高覆盖度（＞70%） | 36.5888 | 4.15% |
| 6 | 农业植被覆盖区 | 40.3080 | 4.57% |
| 7 | 水体 | 4.3257 | 0.49% |
| 合计 | | 881.8863 | 100.00% |
| 二 | 定边油区 | | |
| 1 | 低覆盖度（<10%） | 27.9597 | 10.46% |
| 2 | 中低覆盖度（10%~30%） | 65.8677 | 24.65% |
| 3 | 中覆盖度（30%~50%） | 80.4449 | 30.10% |
| 4 | 中高覆盖度（50%~70%） | 81.5972 | 30.54% |
| 5 | 高覆盖度（＞70%） | 0.0732 | 0.03% |
| 6 | 农业植被覆盖区 | 10.4821 | 3.92% |
| 7 | 水体 | 0.7930 | 0.30% |
| 合计 | | 267.2179 | 100.00% |

根据植被覆盖度遥感影像解译结果图和数据统计结果，吴起油区评价区内植被覆盖度以中覆盖度及中高覆盖度为主，分别占 31.31%和 26.89%；定边油区评价区内植被覆盖度以中覆盖度和中高覆盖度为主，分别占 30.10%和 30.54%.

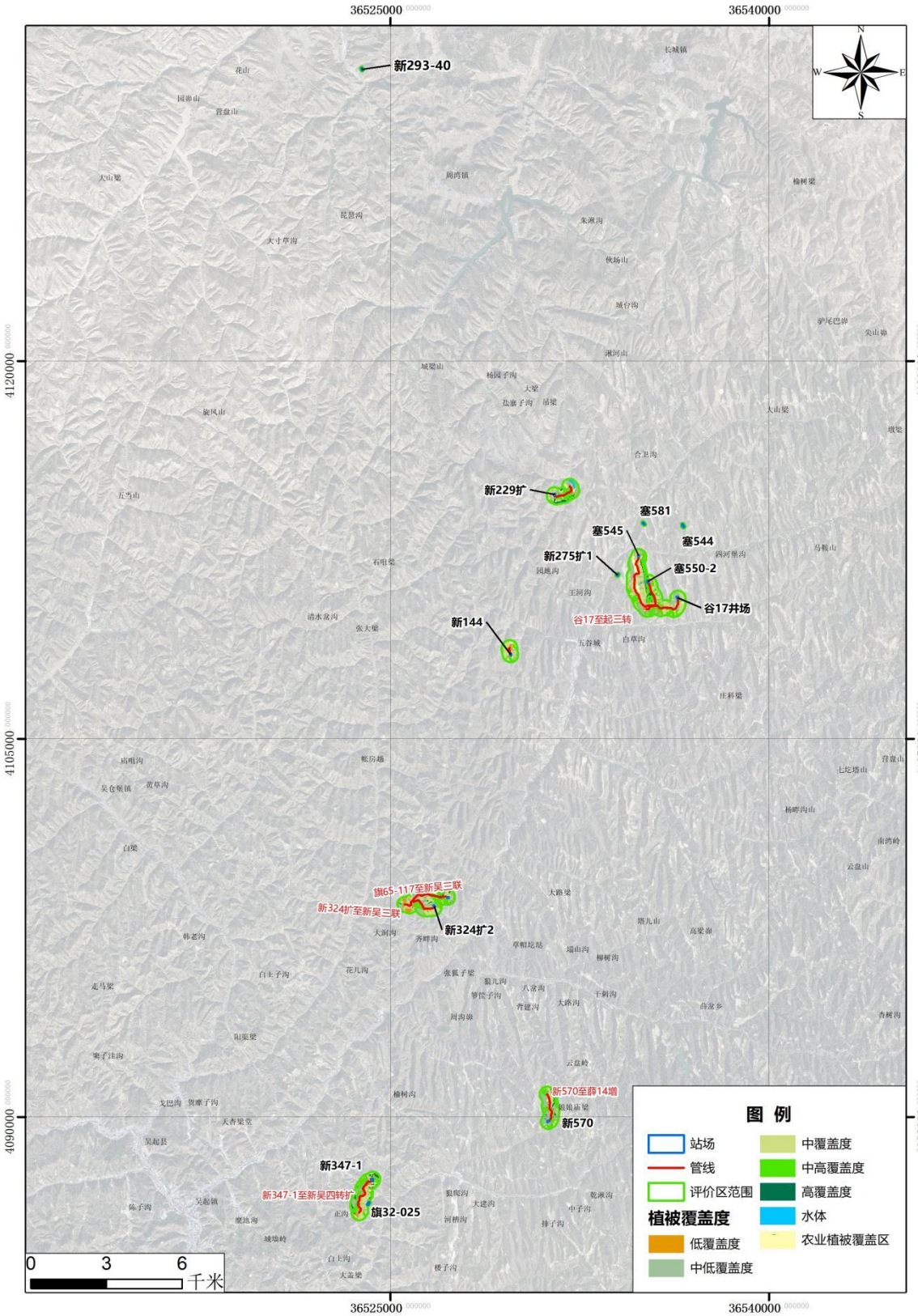



**图 7.1.4.3　　评价区植被覆盖度图（吴起油区）**

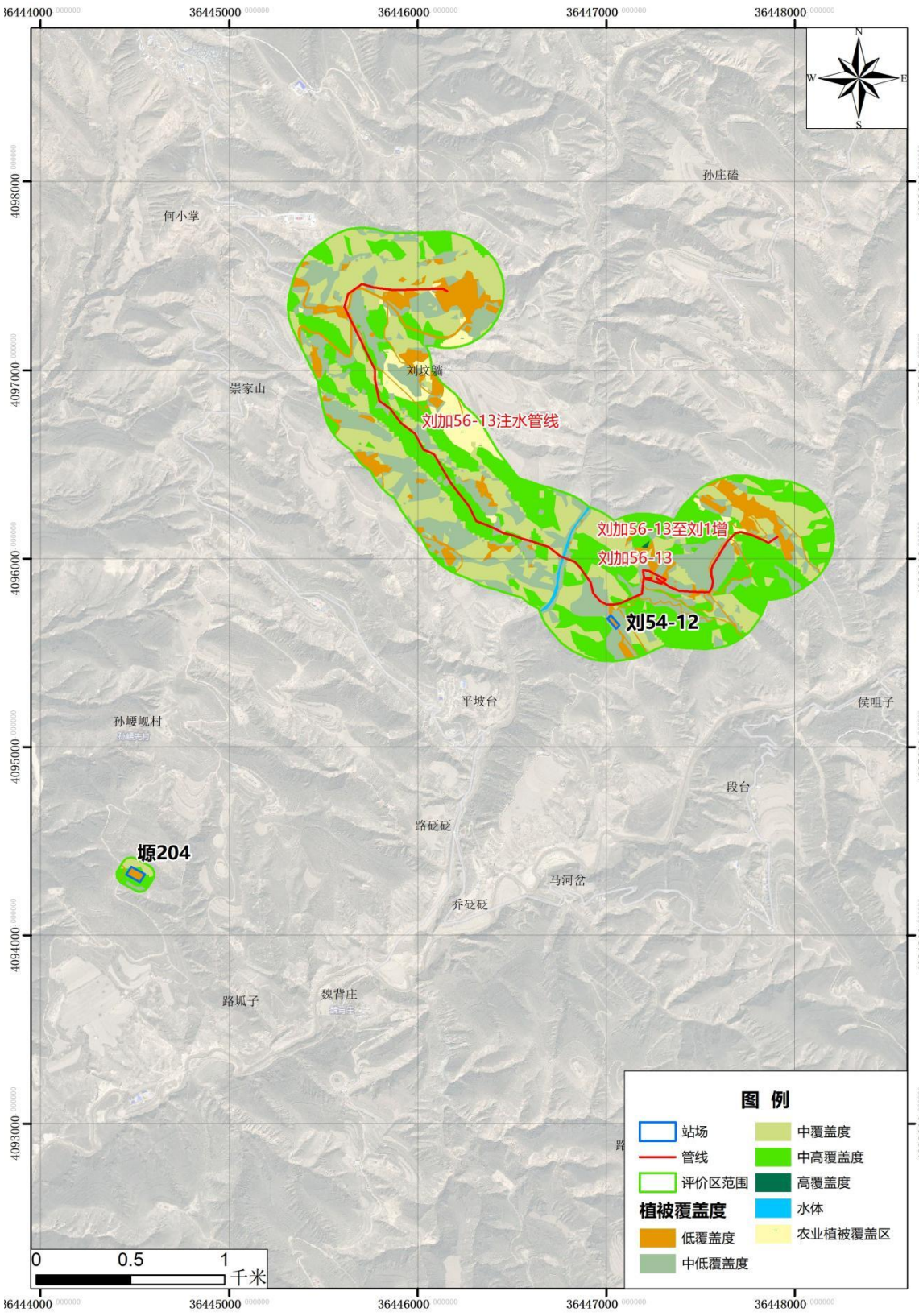



**图 7.1.4.4　　评价区植被覆盖度图（定边油区）**

3、生物量调查

（1）植被生物量

在野外样方实地调查的基础上，通过遥感解译的评价区内植被类型面积统计数

据，估算出不同植被类型的群落组成比例，参照有关区域植被生物量测算结果，得出评价区不同植被类型单位面积生物量指标；以评价区植被类型图量算的面积数据为基础，计算出评价区生物量见表 7.1.4-4 所示。

**表 7.1.4-4　　评价区植被生物量统计表**

| 类型 | 平均生物量（t/hm2） | 2025 年面积（hm2） | 2025 年总生物量（t） | 占比 |
|---|---|---|---|---|
| 一 | 吴起油区 | | | |
| 乔木林地 | 70.62 | 101.4395 | 7163.6552 | 57.57% |
| 灌木林地 | 19.76 | 189.0406 | 3735.4413 | 30.02% |
| 草地 | 2.37 | 493.7779 | 1170.2536 | 9.40% |
| 耕地 | 8.32 | 40.3080 | 335.3627 | 2.70% |
| 园地 | 21.93 | 1.7662 | 38.7323 | 0.31% |
| 合计 | / | 826.3321 | 12443.4451 | 100.00% |
| 二 | 定边油区 | | | |
| 乔木林地 | 70.62 | 1.0034 | 70.8616 | 5.41% |
| 灌木林地 | 19.76 | 33.5486 | 662.9203 | 50.65% |
| 草地 | 2.37 | 205.8012 | 487.7487 | 37.27% |
| 耕地 | 8.32 | 10.4821 | 87.2114 | 6.66% |
| 园地 | 21.93 | 0.0000 | 0.0000 | 0.00% |
| 合计 | / | 250.8353 | 1308.7420 | 100.00% |

由表 7.1.4-5 可知，2025 年吴起油区评价区总生物量 12443.4451t，乔木林地占比最高，为 57.57%；其次为灌木林地和草地，占比分别为 30.02%、9.40%；定边油区评价区总生物量为 1308.7420t，灌木林地占比最高，为 50.65%，其次为草地和耕地，占比分别为 37.27%,和 6.66%.

（2）自然体系生产力

在对调查区自然体系生产力进行评价时，主要根据调查区不同植被的平均净生产力来推算评价范围平均净生产力，其计算公式为：式中：Sa—评价范围平均净生

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

产力（gC/（$m^2$.a））；

Si—某一植被类型平均净生产力（gC/（$m^2$.a））；

Mi—某一植被类型在调查区的面积（$m^2$）；

在对不同植被的平均净生产力进行取值时，主要参照国内该区域中关于自然生态系统生产力和植被生物量的研究成果，并结合调查区内地表植被覆盖现状和植被

立地情况综合判断，调查区及评价区各植被类型自然体系生产力情况见表 7.1.4-5。

**表 7.1.4-5　调查区植被平均净生产力统计**

| 植被类型 | 面积（hm2） | 占调查区总面积比（%） | 平均净生产力（gC/（m2.a）） | 总生产力（tC） | 占比 |
|---|---|---|---|---|---|
| | 2025 年 | | | 2025 年 | |
| 一 | 吴起油区 | | | | |
| 乔木林地 | 101.4395 | 11.50% | 1023.6 | 1038.33 | 24.21% |
| 灌木林地 | 189.0406 | 21.44% | 822.99 | 1555.78 | 36.27% |
| 草地 | 493.7779 | 55.99% | 267.5 | 1320.86 | 30.79% |
| 耕地 | 40.3080 | 4.57% | 891.98 | 359.54 | 8.38% |
| 园地 | 1.7662 | 0.20% | 832.92 | 14.71 | 0.34% |
| 合计 | 826.3321 | 93.70% | 519.07 | 4289.23 | 100.00% |
| 2024 年调查区平均净生产力 | | | | 519.07 | |
| 评价标准 | | | | 642.48 | |
| 二 | 定边油区 | | | | |
| 乔木林地 | 1.0034 | 0.38% | 1023.6 | 10.27 | 1.10% |
| 灌木林地 | 33.5486 | 12.55% | 822.99 | 276.10 | 29.68% |
| 草地 | 205.8012 | 77.02% | 267.5 | 550.52 | 59.17% |
| 耕地 | 10.4821 | 3.92% | 891.98 | 93.50 | 10.05% |
| 园地 | 0.0000 | 0.00% | 832.92 | 0.00 | 0.00% |
| 合计 | 250.8353 | 93.87% | 370.92 | 930.39 | 100.00% |
| 2024 年调查区平均净生产力 | | | | 370.92 | |
| 评价标准 | | | | 642.48 | |

从表 7.1.4.6 中可以看出：评价区自然体系平均净生产力（NPP）为达到国家平均标准（642.48），数值为 519.07 和 370.92，略低于国内大陆平均水平。

4、主要植被类型样方调查

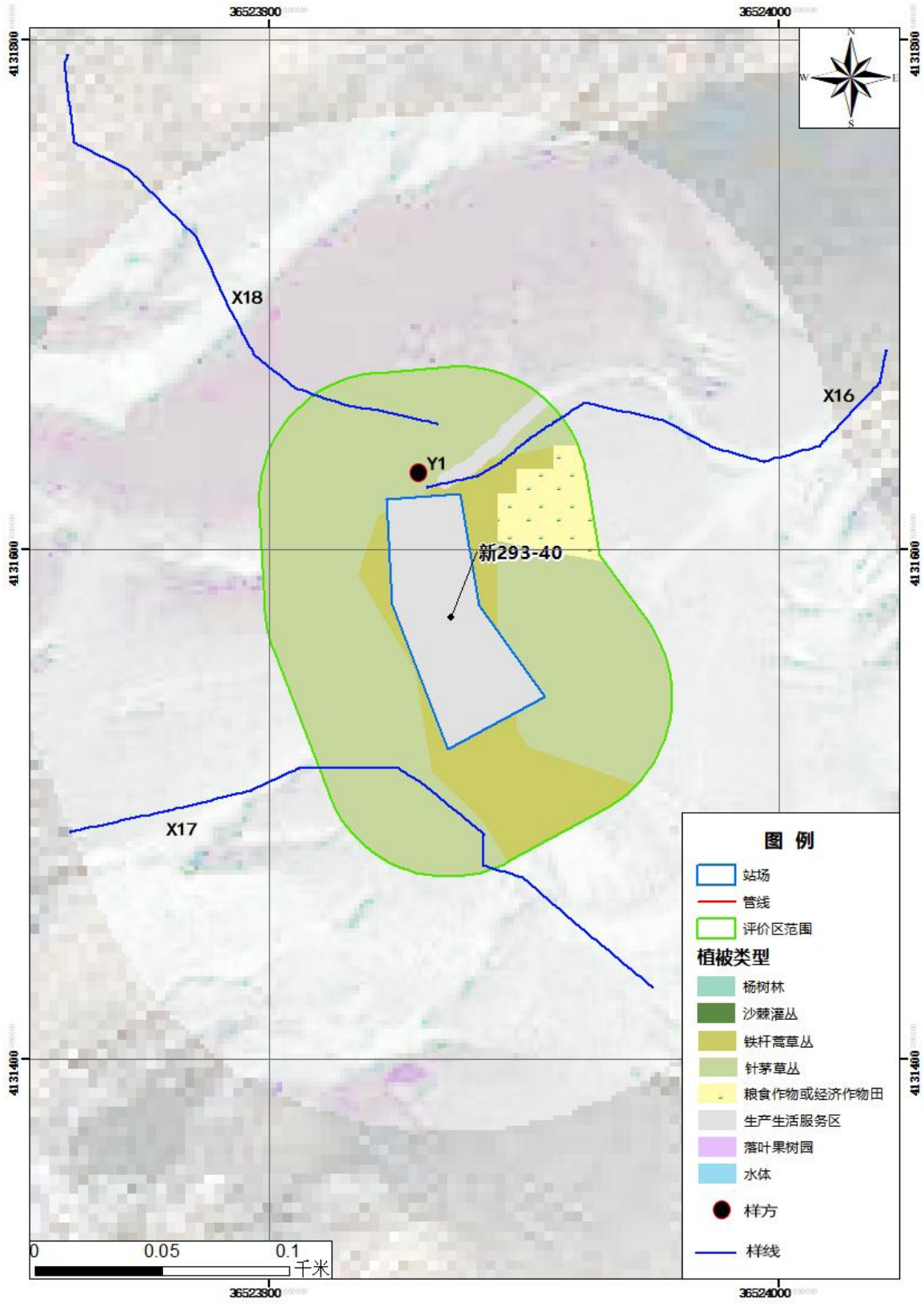
本次评价分别吴起油区和定边油区项目管线沿线、井场周边布设了 12 处样方调查点，共计 24 个点位。调查位置包含吴起油区五谷城区块、杨青区块、薛岔区块和定边油区罗庞塬区块，样方点均在本项目管线、井场生态评价范围内，可代表项目区域植被类型。根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ 19-2022）现状调查要求，二级评价每种群落类型不少于 3 个。本次样方数量、与项目工程位置管线见表 7.1.4-6，样方位置示意见图 7.1.4.5 图 7.1.4.6。

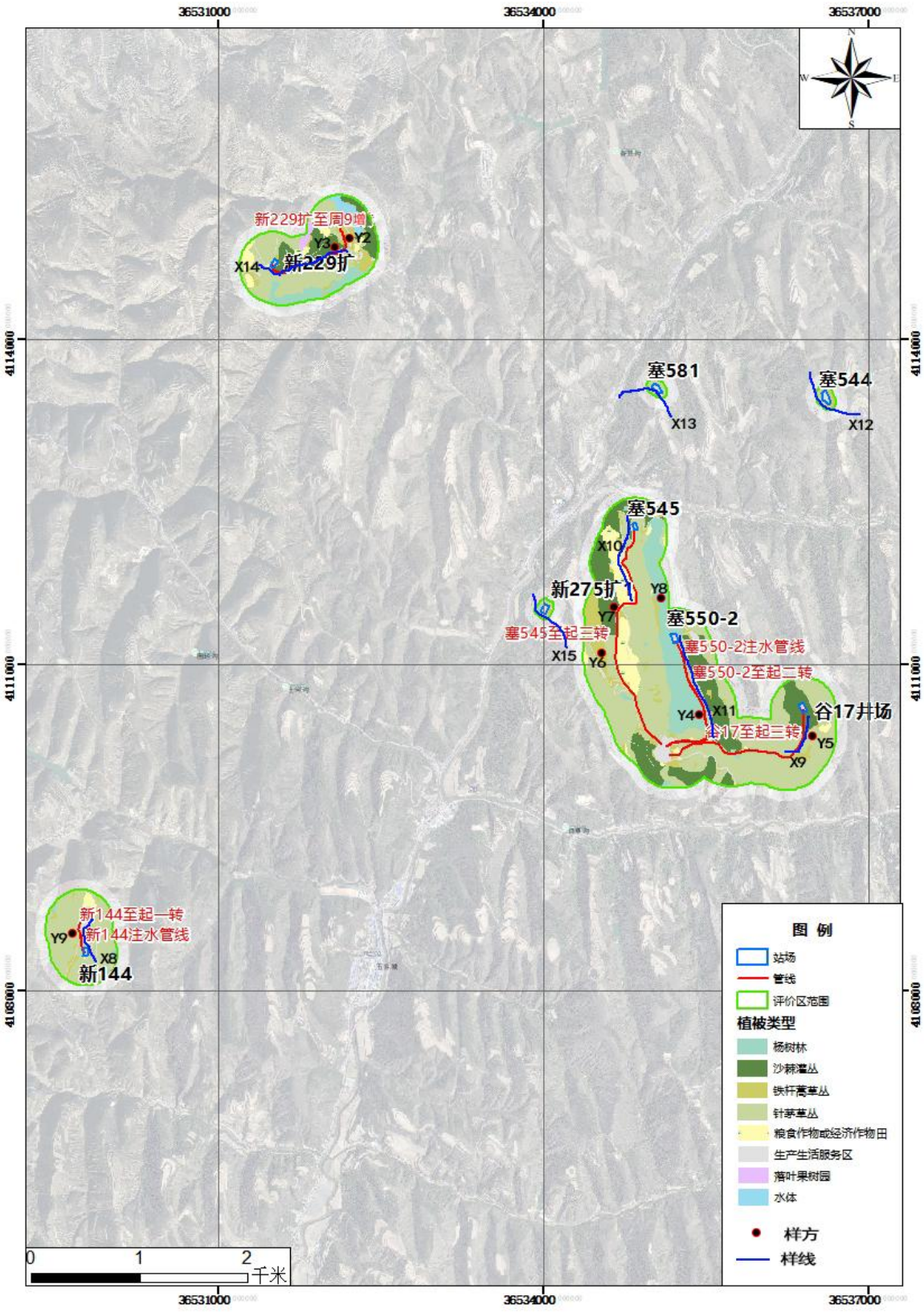
植被样方信息统计见表 7.1.4-6。

**7.1.4-6　植被样方信息统计表**

| 序号 | 样方编号 | 样方类型 | 群落名称 | 坐标 | 相对位置 | 海拔 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 一 | 吴起区域 | | | | | |
| 1 | Y1 | 草本样地 | 针茅杂类草丛 | 108.269529035<br>37.315835931 | 新 239-40 井场附近 | 1524m |
| 2 | Y2 | 草本样地 | 铁杆蒿杂类 | 108.362451484 | 新 229 扩至周 9 增管线附 | 1527m |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | 草丛 | ,37.165245988 | 近 | |
| 3 | Y3 | 灌木样地 | 沙棘灌丛 | 108.360563208 ,37.164237477 | 新 229 扩至周 9 增管线附近 | 1558m |
| 4 | Y4 | 乔木样地 | 小叶杨阔叶林 | 108.398049761 ,37.127469756 | 塞 550-2 至起三转管线附近 | 1582m |
| 5 | Y5 | 草本样地 | 针茅杂类草丛 | 108.409754922 ,37.123886325 | 谷 17 至起三转管线附近 | 1632m |
| 6 | Y6 | 草本样地 | 铁杆蒿杂类草丛 | 108.389831473 ,37.134261109 | 塞 545 至起三转管线附近 | 1580m |
| 7 | Y7 | 灌木样地 | 沙棘灌丛 | 108.388951708 ,37.138777949 | 塞 545 至起三转管线附近 | 1556m |
| 8 | Y8 | 乔木样地 | 小叶杨阔叶林 | 108.393919159 ,37.139046170 | 塞 545 至起三转管线附近 | 1495m |
| 9 | Y9 | 草本样地 | 针茅杂类草丛 | 108.334299018 ,37.107428290 | 新 144 至起一转管线附近 | 1612m |
| 10 | Y10 | 草本样地 | 铁杆蒿杂类草丛 | 108.268670728 ,36.912699916 | 新 347-1 至新吴四转管线附近 | 1460m |
| 11 | Y11 | 乔木样地 | 小叶杨阔叶林 | 108.265044380 ,36.907678820 | 新 347-1 至新吴四转管线附近 | 1492m |
| 12 | Y12 | 灌木样地 | 沙棘灌丛 | 108.350971629 ,36.937268950 | 新 570 井场至薛 14 增管线附近 | 1481m |
| 二 | 定边区域 | | | | | |
| 13 | 13# | 乔木样地 | 杨树林群落 | 107.406941343 ,36.994271256 | 刘加 56-13 注水管线附近 | 1488m |
| 14 | 14# | 乔木样地 | 杨树林群落 | 107.407992769 ,36.993885018 | 刘加 56-13 注水管线附近 | 1487m |
| 15 | 15# | 草本样地 | 蒿草群落 | 107.410342384 ,36.992447354 | 刘加 56-13 至刘 1 增管线附近 | 1517m |
| 16 | 16# | 灌木样地 | 锦鸡儿群落 | 107.411646153, 36.994067408 | 刘加 56-13 至刘 1 增管线附近 | 1550m |
| 17 | 17# | 草本样地 | 长芒草群落 | 107.414671684 ,36.994636037 | 刘加 56-13 至刘 1 增管线附近 | 1548m |
| 18 | 18# | 草本样地 | 长芒草群落 | 107.404715324 ,36.990644910 | 刘 54-12 井场附近 | 1513m |
| 19 | 19# | 草本样地 | 长芒草群落 | 107.402820183 ,36.993380763 | 刘加 56-13 注水管线附近 | 1387m |
| 20 | 20# | 草本样地 | 蒿草群落 | 107.394023825 ,37.007178046 | 刘加 56-13 注水管线附近 | 1503m |
| 21 | 21# | 灌木样地 | 锦鸡儿群落 | 107.390027548 ,37.006030061 | 刘加 56-13 注水管线附近 | 1602m |
| 22 | 22# | 乔木样地 | 杨树林群落 | 107.388198067 ,37.000172116 | 刘加 56-13 注水管线附近 | 1583m |
| 23 | 23# | 草本样地 | 蒿草群落 | 107.391985346 ,37.000515439 | 刘加 56-13 注水管线附近 | 1513m |
| 24 | 24# | 灌木样地 | 锦鸡儿群落 | 107.403921391 ,36.991986014 | 塬 204 井场附近 | 1477m |


36523800
36524000
4131800
4131600
4131400
N
W
E
S
X18
X16
X17
Y1
新293-40
图 例
站场
管线
评价区范围
植被类型
杨树林
沙棘灌丛
铁杆蒿草丛
针茅草丛
粮食作物或经济作物田
生产生活服务区
落叶果树园
水体
样方
样线
0
0.05
0.1
千米


36531000
36534000
36537000
4114000
4111000
4108000
新229扩至周9增
新229扩
X14
Y3
Y2
塞581
X13
塞544
X12
塞545
X10
新275扩
Y8
Y7
塞550-2
塞545至起三转
X15
Y6
塞550-2注水管线
塞550-2至起二转
谷17井场
Y4
X11
谷17至起三转
Y5
X9
新144至起一转
新144注水管线
Y9
X8
新144
0
1
2
千米
图 例
站场
管线
评价区范围
植被类型
杨树林
沙棘灌丛
铁杆蒿草丛
针茅草丛
粮食作物或经济作物田
生产生活服务区
落叶果树园
水体
样方
样线

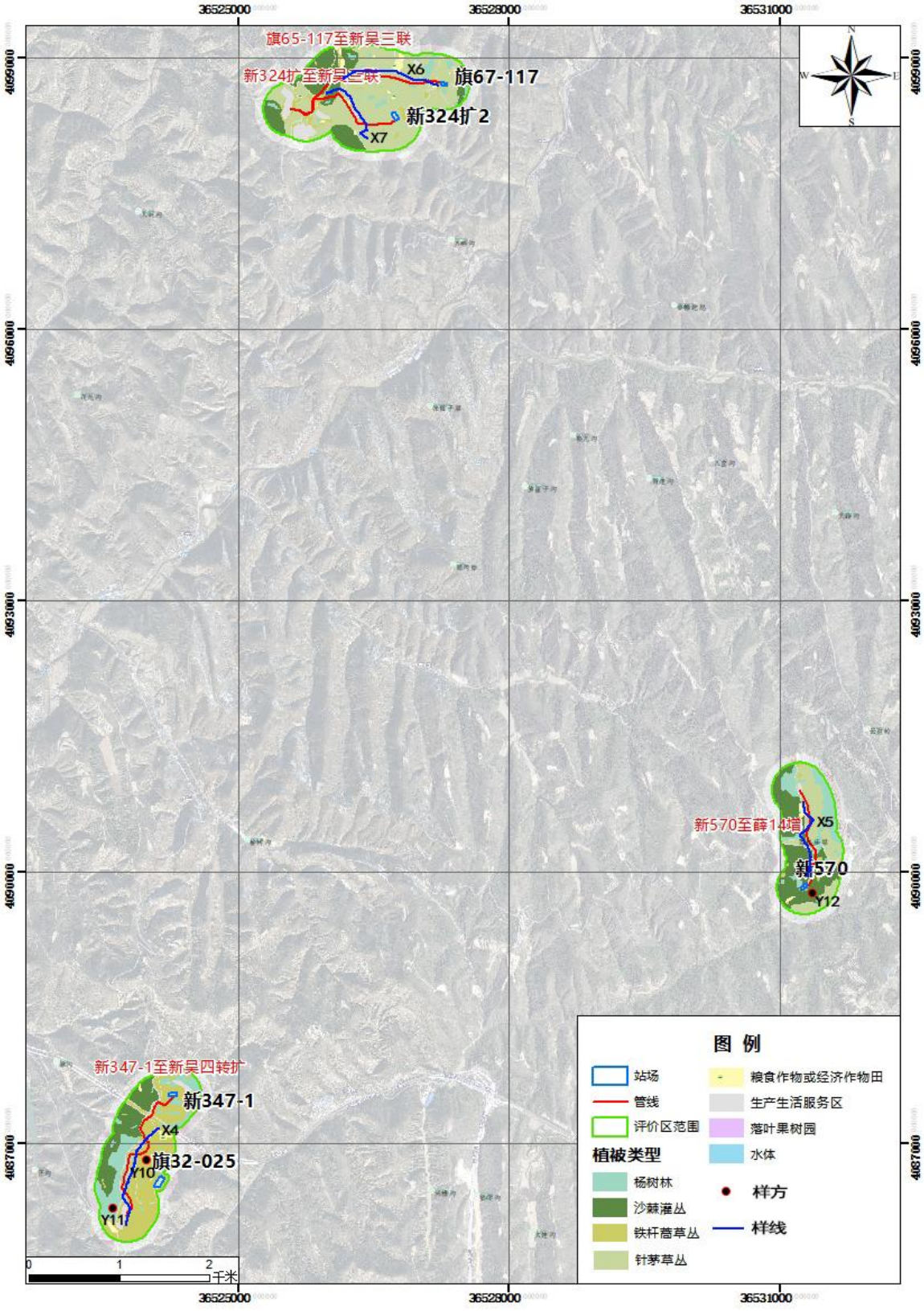



**图 7.1.4.5　　吴起油区样方样线调查布设点位**

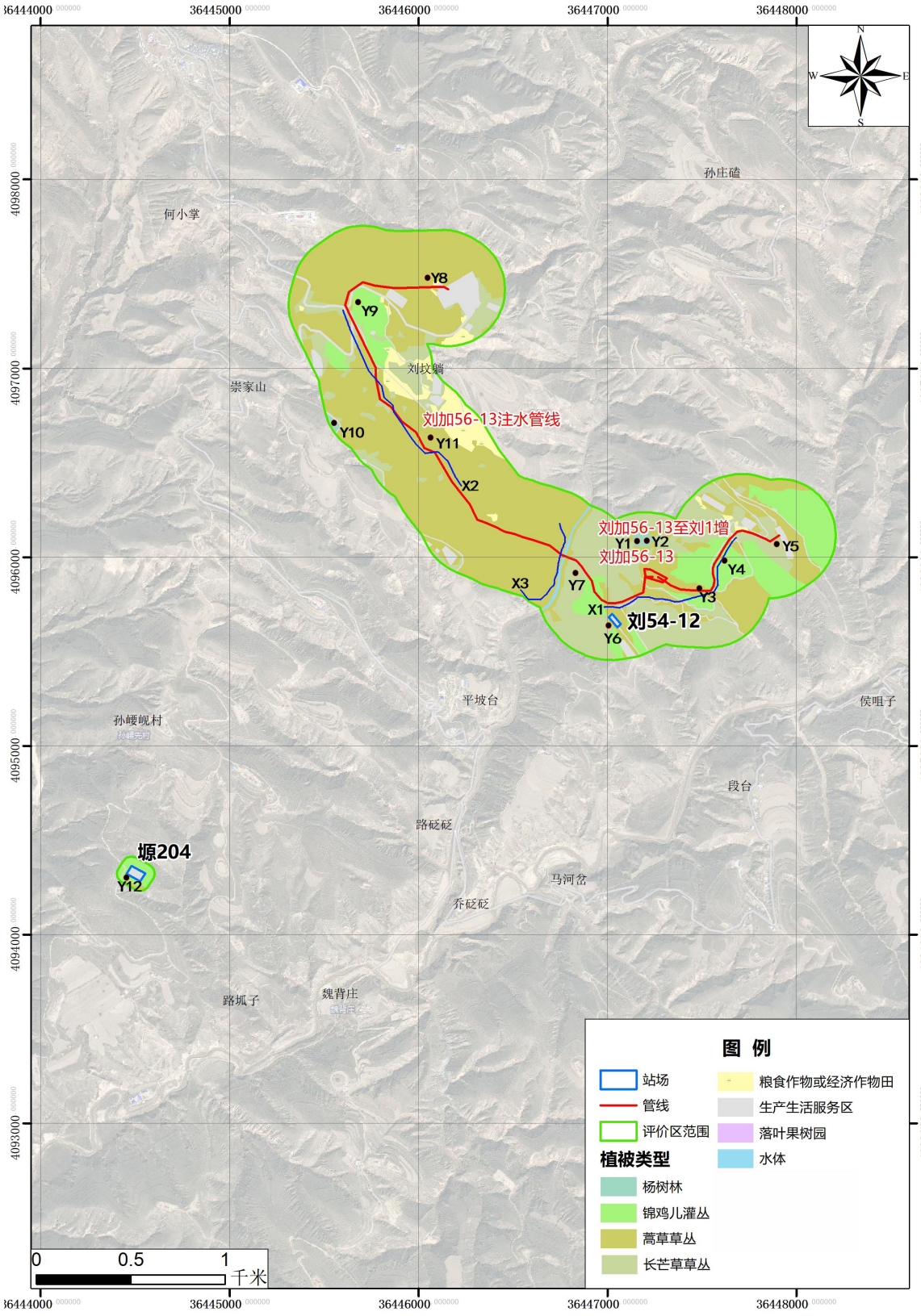



**图 7.1.4.6　　定边油区样方样线调查布设点位**

（1）样方布设原则

①尽量在本次建设工程附近设置样方，并考虑布点的均匀性。

②调查的植被为调查区分布较广泛的类型，尽可能兼顾其他分布较少的植被类

型；

③兼顾各种生态恢复措施，了解临时占地范围内的植被情况。

（2）调查方法

本次样方调查对于乔木群落，设置 10m×10m 样方；灌丛群落，设置 5m×5m 的样方；草本植物群落的样方大小设为 1m×1m。对样方中的乔木和灌木调查项目有种类组成、高度、绝对多度、盖度等；草本主要记录其高度、德氏多度、盖度等。

**样方 1**

<table>
<tr><td>样方编号</td><td>Y1</td><td>群落类型</td><td colspan="2">针茅杂类草丛</td><td>样方大小</td><td>1×1m</td></tr>
<tr><td>调查地点</td><td colspan="6">吴起县</td></tr>
<tr><td colspan="7">具体位置描述：新 239-40 井场附近</td></tr>
<tr><td>N</td><td>108.269529035</td><td>地貌</td><td colspan="4">(◆)山地（） 低洼地（）平原（）丘陵（）高原</td></tr>
<tr><td>E</td><td>37.315835931</td><td>坡位</td><td colspan="4">（）谷地（）下部（）中部（）上部 (◆) 梁顶</td></tr>
<tr><td>海拔</td><td>1524</td><td>植被起源</td><td colspan="4">(◆) 原生（） 次生（） 人工</td></tr>
<tr><td>坡向</td><td>W</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><40</td><td>土壤类型</td><td>黑垆土</td><td>周围植被</td><td colspan="2">针茅</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>/</td><td>/</td><td>/</td></tr>
<tr><td>灌木层</td><td>/</td><td>/</td><td>/</td></tr>
<tr><td>草本层</td><td>0.45</td><td>50</td><td>针茅</td></tr>
<tr><td>饱和度(种)</td><td>3</td><td>生物量<br>-2 g.m</td><td>/</td></tr>
<tr><td>群落总盖度(%)</td><td colspan="3">50</td></tr>
<tr><td>调查日期</td><td colspan="3">2026.1.7</td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td>序号</td><td colspan="2">植物名称</td><td>多度</td><td>平均高度</td><td>盖度</td><td>备注</td></tr>
<tr><td>1</td><td colspan="2">针茅</td><td>Cop3</td><td>0.35</td><td>40</td><td></td></tr>
<tr><td>2</td><td colspan="2">猪毛蒿</td><td>Sp</td><td>0.2</td><td>10</td><td></td></tr>
</table>

**样方 2**

| 样方编号 | Y2 | 群落类型 | 铁杆蒿杂类草丛 | 样方大小 | 1×1m |
|---|---|---|---|---|---|
| 调查地点 | 吴起县 | | | | |
| 具体位置描述：新 229 扩至周 9 增管线附近 | | | | | |
| N | 37.165245988 | 地貌 | (◆)山地（）低洼地（）平原（）丘陵（）高原 | | |
| E | 108.362451484 | 坡位 | () 谷地（） 下部(◆)中部（） 上部（） 梁顶 | | |
| 海拔 | 1527 | 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(°) | <40 | 土壤类型 | 黑垆土 | 周围植被 | 铁杆蒿 |
| 垂直结构 | 层高（m） | 盖度（%） | 优势种 |  | |
| 乔木层 | / | / | / | | |
| 灌木层 | / | / | / | | |
| 草本层 | 0.2 | 30 | 铁杆蒿 | | |
| 饱和度(种) | 3 | 生物量 -2 g.m | / | | |
| 群落总盖度 (%) | 65 | | | | |
| 调查日期 | 2026.1.7 | | | | |

| 序号 | 植物名称 | 数量 | 平均高度 | 盖度 | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 铁杆蒿 | Cop2 | 0.2 | 30 | |
| 2 | 披碱草 | Sp | 0.1 | 20 | |
| 3 | 车前草 | Sp | 0. 1 | 15 | |

**样方 3**

| 样方编号 | Y3 | 群落类型 | 沙棘灌丛 | 样方大小 | 5×5m |
|---|---|---|---|---|---|
| 调查地点 | 吴起县 | | | | |
| 具体位置描述：新 229 扩至周 9 增管线附近 | | | | | |
| N | 37.164237477 | 地貌 | (◆)山地（） 低洼地（）平原（）丘陵（）高原 | | |
| E | 108.360563208 | 坡位 | (◆) 谷地（） 下部()中部（） 上部（） 梁顶 | | |
| 海拔 | 1558 | 植被起源 | (◆) 原生（） 次生（） 人工 | | |
| 坡向 | W | 干扰程度 | () 无干扰(◆)轻微（） 中度（） 强烈 | | |
| 坡度(°) | <30 | 土壤类型 | 黑垆土 | 周围植被 | 沙棘 |
| 垂直结构 | 层高（m） | 盖度（%） | 优势种 |  | |
| 乔木层 | / | / | / | | |
| 灌木层 | 1.2 | 70 | 沙棘 | | |
| 草本层 | 0.3 | 20 | 针茅 | | |
| 饱和度(种) | 4 | 生物量 g.m-2 | / | | |
| 群落总盖度 (%) | 90 | | | | |
| 调查日期 | 2026.1.7 | | | | |

| 序号 | 植物名称 | 数量 | 平均高度 | 盖度 | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 沙棘 | Cop1 | 1.0 | 50 | |
| 2 | 柠条 | 5 | 0.9 | 20 | |
| 3 | 针茅 | Cop3 | 0.35 | 15 | |
| 4 | 白茅 | Sp | 0.3 | 5 | |

**样方 4**

| 样方编号 | Y4 | 群落类型 | 小叶杨阔叶林 | 样方大小 | 10×10m |
|---|---|---|---|---|---|
| 调查地点 | 吴起县 | | | | |
| 具体位置描述：塞 550-2 至起三转管线附近 | | | | | |
| N | 37.127469756 | 地貌 | (◆)山地（）低洼地（）平原（）丘陵（）高原 | | |
| E | 108.398049761 | 坡位 | (　)谷地 (◆ )下部（ ）中部（）上部（） 梁顶 | | |
| 海拔(m) | 1582 | 植被起源 | (◆) 原生（） 次生 （） 人工 | | |
| 坡向 | W | 干扰程度 | (◆) 无干扰（） 轻微 （） 中度（） 强烈 | | |
| 坡度(°) | <40 | 土壤类型 | 黑垆土 | 周围植被 | 小叶杨 |
| 垂直结构 | 层高（m） | 盖度（%） | 优势种 |  | |
| 乔木层 | 6 | 40 | 小叶杨 | | |
| 灌木层 | 0.4 | 20 | 胡枝子 | | |
| 草本层 | 0.2 | 20 | 针茅 | | |
| 饱和度 (种) | 1 | 生物量（g.m-2） | / | | |
| 群落总盖度（%） | 80 | | | | |
| 调查日期 | 2026.1.7 | | | | |
| 序号 | 植物名称 | 多度 | 平均高度(m) | 盖度(%) | 备注 |
| 1 | 小叶杨 | 5 | 8 | 40 | |
| 3 | 胡枝子 | Cop2 | 0.4 | 20 | |
| 4 | 狗尾草 | Cop1 | 0.2 | 5 | |
| 5 | 针茅 | Sp | 0.2 | 15 | |

**样方 5**

| 样方编号 | Y5 | 群落类型 | 针茅杂类草丛 | 样方大小 | 1×1m |
|---|---|---|---|---|---|
| 调查地点 | 吴起县 | | | | |
| 具体位置描述：谷 17 至起三转管线附近 | | | | | |
| N | 37.123886325 | 地貌 | (◆)山地（） 低洼地（）平原（） 丘陵（） 高原 | | |
| E | 108.409754922 | 坡位 | () 谷地（） 下部 (◆) 中部（） 上部（） 梁顶 | | |
| 海拔(m) | 1632 | 植被起源 | (◆) 原生（） 次生（） 人工 | | |
| 坡向 | SE | 干扰程度 | () 无干扰(◆)轻微（） 中度（） 强烈 | | |
| 坡度(°) | <40 | 土壤类型 | 黑垆土 | 周围植被 | 针茅 |
| 垂直结构 | 层高（m） | 盖度（%） | 优势种 |  | |
| 乔木层 | / | / | / | | |
| 灌木层 | / | / | / | | |
| 草本层 | 0.35 | 70 | 针茅 | | |
| 饱和度(种) | 3 | 生物量（g.m-2） | / | | |
| 群落总盖度(%) | 70 | | | | |
| 调查日期 | 2026.1.7 | | | | |
| 序号 | 植物名称 | 多度 | 平均高度(m) | 盖度(%) | 备注 |
| 1 | 针茅 | Cop2 | 0.35 | 60 | |
| 2 | 白羊草 | Sp | 0.32 | 10 | |

**样方 6**

| 样方编号 | Y6 | 群落类型 | 铁杆蒿杂类草丛 | 样方大小 | 1×1m |
|---|---|---|---|---|---|
| 调查地点 | 吴起县 | | | | |
| 具体位置描述：塞 545 至起三转管线附近 | | | | | |
| N | 37.134261109 | 地貌 | (◆) 山地（） 低洼地（）平原（）丘陵（）高原 | | |
| E | 108.389831473 | 坡位 | () 谷地（） 下部（） 中部 () 上部 (◆) 梁顶 | | |
| 海拔(m) | 1580 | 植被起源 | (◆) 原生（） 次生 （） 人工 | | |
| 坡向 | E | 干扰程度 | () 无干扰 (◆) 轻微 （） 中度（） 强烈 | | |
| 坡度(°) | <10 | 土壤类型 | 黑垆土 | 周围植被 | 铁杆蒿 |
| 垂直结构 | 层高（m） | 盖度（%） | 优势种 |  | |
| 乔木层 | / | / | / | | |
| 灌木层 | / | / | / | | |
| 草本层 | 0.25 | 50 | 铁杆蒿 | | |
| 饱和度(种) | 3 | 生物量（g.m-2） | / | | |
| 群落总盖度（%） | 80 | | | | |
| 时间 | 2026.1.7 | | | | |

| 序号 | 植物名称 | 多度 | 平均高度(m) | 盖度(%) | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 铁杆蒿 | Cop3 | 0.25 | 50 | |
| 2 | 狗尾草 | Sp | 0.25 | 15 | |
| 3 | 白草 | Sp | 0.3 | 10 | |
| 4 | 猪毛菜 | Sp | 0.3 | 5 | |

**样方 7**

| 样方编号 | Y7 | 群落类型 | 沙棘灌丛 | 样方大小 | 10×10m |
|---|---|---|---|---|---|
| 调查地点 | 吴起县 | | | | |
| 具体位置描述：塞 545 至起三转管线附近 | | | | | |
| N | 37.138777949 | 地貌 | (◆) 山地（）低洼地（）平原（） 丘陵（）高原 | | |
| E | 108.388951708 | 坡位 | () 谷地（ ）下部 () 中部 (◆) 上部（） 梁顶 | | |
| 海拔(m) | 1556 | 植被起源 | (◆) 原生（） 次生（） 人工 | | |
| 坡向 | E | 干扰程度 | (◆) 无干扰（） 轻微（） 中度（） 强烈 | | |
| 坡度(°) | <30 | 土壤类型 | 黑垆土 | 周围植被 | 沙棘 |
| 垂直结构 | 层高（m） | 盖度（%） | 优势种 |  | |
| 乔木层 | / | / | / | | |
| 灌木层 | 1.0 | 50 | 沙棘 | | |
| 草本层 | 0.3 | 35 | 白羊草 | | |
| 饱和度(种) | 3 | 生物量（g.m-2） | / | | |
| 群落总盖度（%） | 85 | | | | |
| 调查日期 | 2026.1.7 | | | | |

| 序号 | 植物名称 | 多度 | 平均高度(m) | 盖度(%) | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|
| | 沙棘 | 8 | 1.0 | 50 | |
| 1 | 柠条 | 3 | 0.6 | 15 | |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 2 | 狗尾草 | Cop3 | 0.2 | 10 | |
| 3 | 白羊草 | Cop1 | 0.3 | 10 | |

**样方 8**

| 样方编号 | Y8 | 群落类型 | 小叶杨阔叶林 | 样方大小 | 10×10m |
|---|---|---|---|---|---|
| 调查地点 | 吴起县 | | | | |
| 具体位置描述：塞 545 至起三转管线附近 | | | | | |
| N | 37.139046170 | 地貌 | (◆)山地（）低洼地（） 平原（） 丘陵（） 高原 | | |
| E | 108.393919159 | 坡位 | () 谷地 ( ◆)下部（） 中部（） 上部（） 梁顶 | | |
| 海拔(m) | 1495 | 植被起源 | ()原生 (◆) 次生（） 人工 | | |
| 坡向 | E | 干扰程度 | () 无干扰 (◆) 轻微（） 中度（） 强烈 | | |
| 坡度(°) | <15 | 土壤类型 | 黑垆土 | 周围植被 | 小叶杨 |
| 垂直结构 | 层高（m） | 盖度（%） | 优势种 |  | |
| 乔木层 | 8 | 65 | 小叶杨 | | |
| 灌木层 | / | / | / | | |
| 草本层 | 0. 1 | 10 | 针茅 | | |
| 饱和度 (种) | 1 | 生物量（g.m-2） | / | | |
| 群落总盖度（%） | 75 | | | | |
| 调查日期 | 2026.1.7 | | | | |
| 序号 | 植物名称 | 多度 | 平均高度(m) | 盖度(%) | 备注 |
| 1 | 小叶杨 | 13 | 8 | 65 | |
| 2 | 针茅 | 2 | 0. 1 | 10 | |

**样方 9**

| 样方编号 | Y9 | 群落类型 | 针茅杂类草丛 | 样方大小 | 1×1m |
|---|---|---|---|---|---|
| 调查地点 | 吴起县 | | | | |
| 具体位置描述：新 144 至起一转管线附近 | | | | | |
| N | 37.107428290 | 地貌 | (◆) 山地（）低洼地（）平原（）丘陵（） 高原 | | |
| E | 108.334299018 | 坡位 | (◆) 谷地（） 下部（） 中部（） 上部（） 梁顶 | | |
| 海拔(m) | 1612 | 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(°) | <5 | 土壤类型 | 黑垆土 | 周围植被 | 针茅 |
| 垂直结构 | 层高（m） | 盖度（%） | 优势种 |  | |
| 乔木层 | / | / | / | | |
| 灌木层 | / | / | / | | |
| 草本层 | 0.35 | 60 | 针茅 | | |
| 饱和度(种) | 3 | 生物量（g.m-2） | / | | |
| 群落总盖度(%) | 60 | | | | |
| 时间 | 2026.1.7 | | | | |
| 序号 | 植物名称 | 多度 | 平均高度(m) | 盖度(%) | 备注 |
| 1 | 针茅 | Cop2 | 0.35 | 30 | |
| 2 | 白羊草 | Cop2 | 0.4 | 20 | |
| 3 | 猪毛蒿 | Sp | 0.32 | 10 | |

**样方 10**

| 样方编号 | Y10 | 群落类型 | 铁杆蒿杂类草丛 | 样方大小 | 1×1m |
|---|---|---|---|---|---|
| 调查地点 | 吴起县 | | | | |
| 具体位置描述：新 347-1 至新吴四转管线附近 | | | | | |
| N | 36.912699916 | 地貌 | (◆) 山地（）低洼地（）平原（）丘陵（）高原 | | |
| E | 108.268670728 | 坡位 | (◆) 谷地（） 下部（）中部（）上部（）梁顶 | | |
| 海拔(m) | 1460 | 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(°) | <5 | 土壤类型 | 黄绵土 | 周围植被 | 铁杆蒿 |
| 垂直结构 | 层高（m） | 盖度（%） | 优势种 |  | |
| 乔木层 | / | / | / | | |
| 灌木层 | / | / | / | | |
| 草本层 | 0.2 | 30 | 铁杆蒿 | | |
| 饱和度(种) | 5 | 生物量（g.m-2） | / | | |
| 群落总盖度(%) | 56 | | | | |
| 时间 | 2026.1.7 | | | | |

| 序号 | 植物名称 | 多度 | 平均高度(m) | 盖度(%) | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 铁杆蒿 | Cop3 | 0.2 | 30 | |
| 2 | 野菊花 | Cop2 | 0. 1 | 10 | |
| 3 | 阴山胡枝子 | Sp | 0. 1 | 10 | |
| 4 | 狗尾草 | Sp | 0. 1 | 3 | |
| 5 | 猪毛菜 | Sp | 0. 1 | 3 | |

**样方 11**

| 样方编号 | Y11 | 群落类型 | 小叶杨阔叶林 | 样方大小 | 10×10m |
|---|---|---|---|---|---|
| 调查地点 | 吴起县 | | | | |
| 具体位置描述：新 347-1 至新吴四转管线附近 | | | | | |
| N | 36.907678820 | 地貌 | (◆) 山地（） 低洼地（）平原（） 丘陵（）高原 | | |
| E | 108.265044380 | 坡位 | ( ) 谷地 ( ) 下部（ ）中部 (◆) 上部（）梁顶 | | |
| 海拔(m) | 1492 | 植被起源 | (◆) 原生（） 次生 （） 人工 | | |
| 坡向 | E | 干扰程度 | (◆) 无干扰（） 轻微 （） 中度（） 强烈 | | |
| 坡度(°) | <15 | 土壤类型 | 黄绵土 | 周围植被 | 小叶杨 |
| 垂直结构 | 层高（m） | 盖度（%） | 优势种 |  | |
| 乔木层 | 6 | 40 | 小叶杨 | | |
| 灌木层 | / | / | / | | |
| 草本层 | / | 40 | 针茅 | | |
| 饱和度(种) | 4 | 生物量（g.m-2） | / | | |
| 群落总盖度（%） | 80 | | | | |
| 调查日期 | 2026.1.7 | | | | |

| 序号 | 植物名称 | 多度 | 平均高度(m) | 盖度(%) | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 小叶杨 | 6 | 6 | 40 | |
| 2 | 针茅 | 6 | 0.2 | 30 | |
| 3 | 白茅 | Cop2 | 0.3 | 10 | |

## 样方 12

| 样方编号 | Y12 | 群落类型 | 沙棘灌丛 | 样方大小 | 5×5m |
|---|---|---|---|---|---|
| 调查地点 | 吴起县 | | | | |
| 具体位置描述：新 570 井场至薛 14 增管线附近 | | | | | |
| N | 36.937268950 | 地貌 | (◆) 山地（）低洼地（）平原（）丘陵（） 高原 | | |
| E | 108.350971629 | 坡位 | () 谷地（ ）下部 (◆) 中部（）上部（） 梁顶 | | |
| 海拔(m) | 1481 | 植被起源 | (◆) 原生（） 次生 （） 人工 | | |
| 坡向 | NW | 干扰程度 | () 无干扰 (◆) 轻微（） 中度（） 强烈 | | |
| 坡度(°) | <30 | 土壤类型 | 黄绵土 | 周围植被 | 沙棘 |
| 垂直结构 | 层高（m） | 盖度（%） | 优势种 |  | |
| 乔木层 | / | / | / | | |
| 灌木层 | 0.9 | 70 | 沙棘 | | |
| 草本层 | 0.3 | 10 | 白羊草 | | |
| 饱和度(种) | 3 | 生物量（g.m-2） | / | | |
| 群落总盖度（%） | 80 | | | | |
| 调查日期 | 2026.1.7 | | | | |

| 序号 | 植物名称 | 多度 | 平均高度(m) | 盖度(%) | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 沙棘 | 9 | 0.9 | 60 | |
| 2 | 柠条 | 1 | 0.8 | 10 | |
| 3 | 白羊草 | Cop1 | 0.3 | 10 | |

## 样方 13

| 样方编号 | Y13 | 群落类型 | 杨树林群落 | 样方大小 | 10×10m |
|---|---|---|---|---|---|
| 调查地点 | 定边县 | | | | |
| 具体位置描述：刘加 56-13 注水管线附近 | | | | | |
| N | 36.994271256 | 地貌 | () 山地（）低洼地（）平原（）丘陵（◆） 高原 | | |
| E | 107.406941343 | 坡位 | () 谷地（ ）下部 (◆) 中部（）上部（） 梁顶 | | |
| 海拔(m) | 1488 | 植被起源 | (◆) 原生（） 次生 （） 人工 | | |
| 坡向 | NW | 干扰程度 | () 无干扰 (◆) 轻微（） 中度（） 强烈 | | |
| 坡度(°) | < 5° | 土壤类型 | 黑垆土 | 周围植被 | 杨树 |
| 垂直结构 | 层高（m） | 盖度（%） | 优势种 |  | |
| 乔木层 | 5-9m | 40 | 杨树 | | |
| 灌木层 | / | / | / | | |
| 草本层 | 0.3 | 40 | 禾草 | | |
| 饱和度(种) | 5 | 生物量（g.m-2） | / | | |
| 群落总盖度（%） | 70 | | | | |
| 调查日期 | 2026.1.7 | | | | |

| 序号 | 植物名称 | 多度 | 平均高度(m) | 盖度(%) | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 杨树 | 15 | 5 | 60 | |
| 2 | 禾草 | Cop2 | 0.3 | 20 | |
| 3 | 长芒草 | Cop1 | 0.2 | 10 | |
| 4 | 狗尾草 | Sp | 0.1 | 5 | |
| 5 | 披碱草 | Un | 0.05 | 1 | |

**样方 14**

| 样方编号 | Y14 | 群落类型 | 杨树林群落 | 样方大小 | 10×10m |
|---|---|---|---|---|---|
| 调查地点 | 定边县 | | | | |
| 具体位置描述：刘加 56-13 注水管线附近 | | | | | |
| N | 36.993885018 | 地貌 | () 山地（）低洼地（）平原（）丘陵（◆） 高原 | | |
| E | 107.407992769 | 坡位 | () 谷地（ ）下部 (◆) 中部（）上部（） 梁顶 | | |
| 海拔(m) | 1487 | 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 | 黑垆土 | 周围植被 | 杨树 |
| 垂直结构 | 层高（m） | 盖度（%） | 优势种 |  | |
| 乔木层 | 7m | 50 | 杨树林 | | |
| 灌木层 | \ | \ | \ | | |
| 草本层 | 0.5 | 47 | 长芒草 | | |
| 饱和度(种) | 7 | 生物量（g.m-2） | / | | |
| 群落总盖度（%） | 75 | | | | |
| 调查日期 | 2026.1.7 | | | | |

| 序号 | 植物名称 | 多度 | 平均高度(m) | 盖度(%) | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 杨树 | 9 | 7 | 40 | |
| 2 | 榆树 | 1 | 2.5 | 8 | |
| 3 | 椿树 | 1 | 2.5 | 8 | |
| 4 | 长芒草 | Cop2 | 0.5 | 30 | |
| 5 | 蒿草 | Cop1 | 0.4 | 10 | |
| 6 | 冰草 | Sp | 0.3 | 5 | |
| 7 | 赖草 | Un | 0.3 | 1 | |
| 8 | 野稗子 | Un | 0.2 | 1 | |

**样方 15**

| 样方编号 | Y15 | 群落类型 | 蒿草群落 | 样方大小 | 1m×1m |
|---|---|---|---|---|---|
| 调查地点 | 定边县 | | | | |
| 具体位置描述：刘加 56-13 至刘 1 增管线附近 | | | | | |
| N | 36.992447354 | 地貌 | () 山地（）低洼地（）平原（）丘陵（◆） 高原 | | |
| E | 107.410342384 | 坡位 | () 谷地（ ）下部 () 中部（◆）上部（） 梁顶 | | |
| 海拔(m) | 1517 | 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(°) | <5° | 土壤类型 | 黑垆土 | 周围植被 | 杨树 |
| 垂直结构 | 层高（m） | 盖度（%） | 优势种 |  | |
| 乔木层 | \ | \ | \ | | |
| 灌木层 | \ | \ | \ | | |
| 草本层 | 0.8 | 62 | 蒿草 | | |
| 饱和度(种) | 3 | 生物量（g.m-2） | / | | |
| 群落总盖度（%） | 62 | | | | |
| 调查日期 | 2026.1.7 | | | | |

| 序号 | 植物名称 | 多度 | 平均高度(m) | 盖度(%) | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 蒿草 | Soc | 0.8 | 60 | |
| 2 | 紫花地丁 | Un | 0.02 | 1 | |
| 3 | 车前草 | Un | 0.03 | 1 | |

**样方 16**

| 样方编号 | Y16 | 群落类型 | 锦鸡儿灌丛 | 样方大小 | 5m×5m |
|---|---|---|---|---|---|
| 调查地点 | 定边县 | | | | |
| 具体位置描述：刘加 56-13 至刘 1 增管线附近 | | | | | |
| N | 36.994067408 | 地貌 | () 山地（）低洼地（）平原（）丘陵（◆） 高原 | | |
| E | 107.411646153, | 坡位 | () 谷地（ ）下部 () 中部（◆）上部（） 梁顶 | | |
| 海拔(m) | 1550 | 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(°) | <5° | 土壤类型 | 黑垆土 | 周围植被 | 杨树 |
| 垂直结构 | 层高（m） | 盖度（%） | 优势种 |  | |
| 乔木层 | \ | \ | \ | | |
| 灌木层 | 2.0 | 35 | 锦鸡儿 | | |
| 草本层 | 0.5 | 40 | 长芒草、针茅 | | |
| 饱和度(种) | 6 | 生物量（g.m-2） | / | | |
| 群落总盖度（%） | 75 | | | | |
| 调查日期 | 2026.1.7 | | | | |

| 序号 | 植物名称 | 多度 | 平均高度(m) | 盖度(%) | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 锦鸡儿 | 3 | 0.8 | 35 | |
| 2 | 长芒草 | Cop2 | 0.3 | 30 | |
| 3 | 针茅 | Sp | 0.25 | 5 | |
| 4 | 刺儿菜 | Un | 0.25 | 1 | |
| 5 | 草木犀 | Sol | 0.4 | 2 | |
| 6 | 灰绿藜 | Sol | 0.2 | 2 | |

## 样方 17

| 样方编号 | Y17 | 群落类型 | 长芒草群落 | 样方大小 | 1m×1m |
|---|---|---|---|---|---|
| 调查地点 | 定边县 | | | | |
| 具体位置描述：刘加 56-13 至刘 1 增管线附近 | | | | | |
| N | 36.994636037 | 地貌 | () 山地（）低洼地（）平原（）丘陵（◆） 高原 | | |
| E | 107.414671684 | 坡位 | () 谷地（ ）下部 () 中部（◆）上部（） 梁顶 | | |
| 海拔(m) | 1548 | 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(°) | <5° | 土壤类型 | 黑垆土 | 周围植被 | 杨树 |
| 垂直结构 | 层高（m） | 盖度（%） | 优势种 |  | |
| 乔木层 | \ | \ | \ | | |
| 灌木层 | \ | \ | \ | | |
| 草本层 | 0.3 | 70 | 长芒草 | | |
| 饱和度(种) | 6 | 生物量（g.m-2） | / | | |
| 群落总盖度（%） | 70 | | | | |
| 调查日期 | 2026.1.7 | | | | |

| 序号 | 植物名称 | 多度 | 平均高度(m) | 盖度(%) | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 长芒草 | Cop2 | 0.3 | 50 | |
| 2 | 茭茭草 | Cop1 | 0.8 | 10 | |
| 3 | 蒿草 | Sp | 0.4 | 5 | |
| 4 | 牛心朴子 | Sol | 0.1 | 3 | |
| 5 | 酢浆草 | Un | 0.1 | 1 | |
| 6 | 地榆 | Un | 0.1 | 1 | |

## 样方 18

| 样方编号 | Y18 | 群落类型 | 长芒草群落 | 样方大小 | 1m×1m |
|---|---|---|---|---|---|
| 调查地点 | 定边县 | | | | |
| 具体位置描述：刘 54-12 井场附近 | | | | | |
| N | 36.990644910 | 地貌 | () 山地（）低洼地（）平原（）丘陵（◆） 高原 | | |
| E | 107.404715324 | 坡位 | () 谷地（ ）下部 () 中部（◆）上部（） 梁顶 | | |
| 海拔(m) | 1513 | 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(°) | <5° | 土壤类型 | 黑垆土 | 周围植被 | 杨树 |
| 垂直结构 | 层高（m） | 盖度（%） | 优势种 |  | |
| 乔木层 | \ | \ | \ | | |
| 灌木层 | \ | \ | \ | | |
| 草本层 | 0.4 | 60 | 长芒草 | | |
| 饱和度(种) | 5 | 生物量（g.m-2） | / | | |
| 群落总盖度（%） | 70 | | | | |
| 调查日期 | 2026.1.7 | | | | |

| 序号 | 植物名称 | 多度 | 平均高度(m) | 盖度(%) | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 长芒草 | Soc | 0.4 | 60 | |
| 2 | 禾草 | Cop1 | 0.2 | 10 | |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 3 | 白羊草 | Sol | 0.2 | 3 | |
| 4 | 冰草 | Sol | 0.1 | 2 | |
| 5 | 草木犀 | Un | 0.05 | 1 | |
| 6 | 长芒草 | Soc | 0.4 | 60 | |

**样方 19**

| 样方编号 | Y19 | 群落类型 | 长芒草群落 | 样方大小 | 1m×1m |
|---|---|---|---|---|---|
| 调查地点 | 定边县 | | | | |
| 具体位置描述：刘加 56-13 注水管线附近 | | | | | |
| N | 36.993380763 | 地貌 | () 山地（）低洼地（）平原（）丘陵（◆） 高原 | | |
| E | 107.402820183 | 坡位 | () 谷地（ ）下部 () 中部（◆）上部（） 梁顶 | | |
| 海拔(m) | 1387 | 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(°) | <5° | 土壤类型 | 黑垆土 | 周围植被 | 杨树 |
| 垂直结构 | 层高（m） | 盖度（%） | 优势种 |  | |
| 乔木层 | \ | \ | \ | | |
| 灌木层 | \ | \ | \ | | |
| 草本层 | 0.35 | 70 | 长芒草 | | |
| 饱和度(种) | 5 | 生物量（g.m-2） | / | | |
| 群落总盖度（%） | 70 | | | | |
| 调查日期 | 2026.1.7 | | | | |

| 序号 | 植物名称 | 多度 | 平均高度(m) | 盖度(%) | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 长芒草 | Cop3 | 0.35 | 50 | |
| 2 | 隐子草 | Cop1 | 0.2 | 15 | |
| 3 | 蒿草 | Sp | 0.2 | 3 | |
| 4 | 紫苑 | Un | 0.05 | 1 | |
| 5 | 阿尔泰狗哇花 | Un | 0.04 | 1 | |

**样方 20**

| 样方编号 | Y20 | 群落类型 | 蒿草群落 | 样方大小 | 1m×1m |
|---|---|---|---|---|---|
| 调查地点 | 定边县 | | | | |
| 具体位置描述：刘加 56-13 注水管线附近 | | | | | |
| N | 37.007178046 | 地貌 | () 山地（）低洼地（）平原（）丘陵（◆） 高原 | | |
| E | 107.394023825 | 坡位 | () 谷地（ ）下部 () 中部（◆）上部（） 梁顶 | | |
| 海拔(m) | 1503 | 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(°) | <5° | 土壤类型 | 黑垆土 | 周围植被 | 杨树 |
| 垂直结构 | 层高（m） | 盖度（%） | 优势种 |  | |
| 乔木层 | \ | \ | \ | | |
| 灌木层 | \ | \ | \ | | |
| 草本层 | 0.4 | 80 | 蒿草 | | |
| 饱和度(种) | 6 | 生物量（g.m-2） | / | | |
| 群落总盖度（%） | 80 | | | | |
| 调查日期 | 2026.1.7 | | | | |

| 序号 | 植物名称 | 多度 | 平均高度(m) | 盖度(%) | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 蒿草 | Cop3 | 0.6 | 30 | |
| 2 | 长芒草 | Cop1 | 0.2 | 35 | |
| 3 | 禾草 | Sol | 0.4 | 5 | |
| 4 | 针茅 | Sol | 0.3 | 5 | |
| 5 | 地锦 | Sp | 0.02 | 5 | |
| 6 | 苘麻 | Un | 0.3 | 1 | |

**样方 21**

| 样方编号 | Y21 | 群落类型 | 锦鸡儿灌丛 | 样方大小 | 5m×5m |
|---|---|---|---|---|---|
| 调查地点 | 定边县 | | | | |
| 具体位置描述：刘加 56-13 注水管线附近 | | | | | |
| N | 37.006030061 | 地貌 | () 山地（）低洼地（）平原（）丘陵（◆） 高原 | | |
| E | 107.390027548 | 坡位 | () 谷地（ ）下部 () 中部（◆）上部（） 梁顶 | | |
| 海拔(m) | 1602 | 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(°) | <5° | 土壤类型 | 黑垆土 | 周围植被 | 杨树 |
| 垂直结构 | 层高（m） | 盖度（%） | 优势种 |  | |
| 乔木层 | \ | \ | \ | | |
| 灌木层 | 2.5 | 60 | 锦鸡儿 | | |
| 草本层 | 0.3 | 20 | 针茅草 | | |
| 饱和度(种) | 7 | 生物量（g.m-2） | / | | |
| 群落总盖度（%） | 70 | | | | |
| 调查日期 | 2026.1.7 | | | | |

| 序号 | 植物名称 | 多度 | 平均高度(m) | 盖度(%) | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 锦鸡儿 | 3 | 0.8 | 35 | |
| 2 | 长芒草 | Cop2 | 0.3 | 30 | |
| 3 | 针茅 | Sp | 0.25 | 5 | |
| 4 | 刺儿菜 | Un | 0.25 | 1 | |
| 5 | 草木犀 | Sol | 0.4 | 2 | |
| 6 | 灰绿藜 | Sol | 0.2 | 2 | |

## 样方 22

| 样方编号 | Y22 | 群落类型 | 杨树林群落 | 样方大小 | 10×10m |
|---|---|---|---|---|---|
| 调查地点 | 定边县 | | | | |
| 具体位置描述：刘加 56-13 注水管线附近 | | | | | |
| N | 37.000172116 | 地貌 | () 山地（）低洼地（）平原（）丘陵（◆） 高原 | | |
| E | 107.388198067 | 坡位 | () 谷地（ ）下部 (◆) 中部（）上部（） 梁顶 | | |
| 海拔(m) | 1583 | 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 | 黑垆土 | 周围植被 | 杨树 |
| 垂直结构 | 层高（m） | 盖度（%） | 优势种 |  | |
| 乔木层 | 6m | 50 | 杨树 | | |
| 灌木层 | \ | \ | \ | | |
| 草本层 | 0.7 | 32 | 长芒草 | | |
| 饱和度(种) | 8 | 生物量（g.m-2） | / | | |
| 群落总盖度（%） | 65 | | | | |
| 调查日期 | 2026.1.7 | | | | |

| 序号 | 植物名称 | 多度 | 平均高度(m) | 盖度(%) | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 杨树 | 15 | 6 | 45 | |
| 2 | 刺槐 | 1 | 2 | 5 | |
| 3 | 长芒草 | Cop1 | 0.3 | 10 | |
| 4 | 蒿草 | Cop1 | 0.3 | 10 | |
| 5 | 牛心朴子 | Sp | 0.4 | 5 | |
| 6 | 早熟禾 | Sol | 0.02 | 5 | |
| 7 | 草木犀 | Sol | 0.3 | 1 | |
| 8 | 飞蓬 | Un | 0.5 | 1 | |

## 样方 23

| 样方编号 | Y23 | 群落类型 | 蒿草群落 | 样方大小 | 1m×1m |
|---|---|---|---|---|---|
| 调查地点 | 定边县 | | | | |
| 具体位置描述：刘加 56-13 注水管线附近 | | | | | |
| N | 37.000515439 | 地貌 | () 山地（）低洼地（）平原（）丘陵（◆） 高原 | | |
| E | 107.391985346 | 坡位 | () 谷地（ ）下部 () 中部（◆）上部（） 梁顶 | | |
| 海拔(m) | 1513 | 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(°) | <5° | 土壤类型 | 黑垆土 | 周围植被 | 杨树 |
| 垂直结构 | 层高（m） | 盖度（%） | 优势种 |  | |
| 乔木层 | \ | \ | \ | | |
| 灌木层 | \ | \ | \ | | |
| 草本层 | 0.5 | 60 | 蒿草 | | |
| 饱和度(种) | 6 | 生物量（g.m-2） | / | | |
| 群落总盖度（%） | 80 | | | | |
| 调查日期 | 2026.1.7 | | | | |

| 序号 | 植物名称 | 多度 | 平均高度(m) | 盖度(%) | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 蒿草 | Cop2 | 0.2 | 25 | |
| 2 | 针茅 | Sp | 0.2 | 20 | |
| 3 | 禾草 | 1 | 0.1 | 5 | |
| 4 | 长芒草 | Sp | 0.15 | 3 | |
| 5 | 硬质早熟禾 | Sp | 0.1 | 2 | |
| 6 | 锦鸡儿 | 1 | 0.35 | 5 | |

**样方 24**

| 样方编号 | Y24 | 群落类型 | 锦鸡儿灌丛 | 样方大小 | 5m×5m |
|---|---|---|---|---|---|
| 调查地点 | 定边县 | | | | |
| 具体位置描述：塬 204 井场附近 | | | | | |
| N | 36.991986014 | 地貌 | () 山地（）低洼地（）平原（）丘陵（◆） 高原 | | |
| E | 107.403921391 | 坡位 | () 谷地（ ）下部 () 中部（◆）上部（） 梁顶 | | |
| 海拔(m) | 1477 | 植被起源 | (◆) 原生（） 次生 （） 人工 | | |
| 坡向 | / | 干扰程度 | () 无干扰 (◆) 轻微（） 中度（） 强烈 | | |
| 坡度(°) | <5° | 土壤类型 | 黑垆土 | 周围植被 | 杨树 |
| 垂直结构 | 层高（m） | 盖度（%） | 优势种 |  | |
| 乔木层 | \ | \ | \ | | |
| 灌木层 | 0.85 | 30 | 锦鸡儿 | | |
| 草本层 | 0.4 | 23 | 蒿草、长芒草 | | |
| 饱和度(种) | 6 | 生物量（g.m-2） | / | | |
| 群落总盖度（%） | 75 | | | | |
| 调查日期 | 2026.1.7 | | | | |

| 序号 | 植物名称 | 多度 | 平均高度(m) | 盖度(%) | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 锦鸡儿 | 1 | 0.85 | 30 | |
| 2 | 蒿草 | Cop1 | 0.08 | 10 | |
| 3 | 长芒草 | Sp | 0.4 | 5 | |
| 4 | 茏茏草 | Sol | 0.5 | 2 | |
| 5 | 冰草 | Sol | 0.05 | 2 | |
| 6 | 委陵菜 | Sol | 0.1 | 2 | |
| 7 | 远志 | Un | 0.05 | 1 | |
| 8 | 茜草 | Un | 0.04 | 1 | |

## 7.1.5 陆生动物资源现状调查

（1）野生动物

调查评价区地处中温带，野生动物的地理分布在动物地理区划中属古北界一蒙新区与华北区交汇处，动物区系成分因之具有明显的过渡性，项目所在地区既有蒙新地区的典型种类，也有黄土高原的习见种类。根据地带性分布规律，土壤气候及动物物种的组成、形成历史、特有种以及生态适应等，该地区可分为两个动物群，即鄂尔多斯风沙草原一栗钙土景观区动物群和黄土高原森林草原一黑垆土景观区动

物群。二者大体以长城沿线与榆定公路之间为界。

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、松鼠、花鼠、达吾尔黄鼠、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、野鸡等。

根据查阅资料及现场调查，调查评价区未发现国家及陕西省重点保护的野生动物和濒危动物。

（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。

（3）野生动物样线调查

为了客观全面地反映本项目评价区域现有动物资源情况，按照《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2022）现状调查的要求，结合评价区主要为草地生态系统、灌丛生态系统和森林生态系统，生境类型较为单一，主要为草地、灌丛、森林、城镇、农田、湿地等。在调查范围内共设置 18 条野生动物调查样线，实地调查了该区域的动物资源情况，涵盖了主要的生境类型。本次设置每条样线长度在 1000m 左右，调查时沿样线两侧行走，行走速度保持在 2km/h 以下，并统计沿样线左右爬行类、鸟类以及哺乳动物种类等情况。

本次样线调查主要以井场拟建地为起点，沿拟铺设管线线路走向进行，所选取的样线分布于调查区的不同区域。调查时间为 2026 年 1 月，上午 7:00～9:00，下午 3:00～5:00，动物样线调查记录见下表。样线分布情况见图 7.1.4.1。

**样线 1　动物样线调查记录表**

| 样线编号 | 样线 1 | 生境类型 | 主要为灌木林地，其次为草地 | 观测日期 | 2026.1.6 |
|---|---|---|---|---|---|
| 地点 | 刘加 56-13 至刘 1 增出油管线附近 | | | 海拔 | 1497~1551 |
| 起点坐标 | 107.406450377 | 36.990038412 | 终点坐标 | 107.412329779 | 36.994823473 |
| 样线长度 | 1110m | 人为干扰类型 | 农耕 | 人为干扰强度 | 弱 |
| 中文名 | 学名 | | | 数量 | 备注 |
| 麻雀 | *Passer montanus saturatus* | | | 若干 | / |
| 大山雀 | *Parus major artatus* | | | 3 | / |
| 白脸山雀 | *Parus major* | | | 若干 | / |

**样线 2　动物样线调查记录表**

| 样线编号 | 样线 2 | 生境类型 | 主要为草地，其 | 观测日期 | 2026.1.6 |
|---|---|---|---|---|---|

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | 次为灌木林地 | | |
| 地点 | 刘加 56-13 注水管线附近 | | | 海拔 | 1479~1576 |
| 起点坐标 | 107.388884483 | 37.005143969 | 终点坐标 | 107.395193038 | 36.998384803 |
| 样线长度 | 1088m | 人为干扰类型 | 农耕 | 人为干扰强度 | 中等 |
| 中文名 | 学名 | | | 数量 | 备注 |
| 麻雀 | *Passer montanus saturatus* | | | 若干 | / |
| 草兔 | *Lepuscapensis* | | | 1 | / |

**样线 3　动物样线调查记录表**

| 样线编号 | 样线 3 | 生境类型 | 主要为湿地，其次为草地 | 观测日期 | 2026.1.6 |
|---|---|---|---|---|---|
| 地点 | 刘加 56-13 注水管线附近 | | | 海拔 | 1430~1480 |
| 起点坐标 | 107.400464545 | 36.997454398 | 终点坐标 | 107.398136387 | 36.991424792 |
| 样线长度 | 983m | 人为干扰类型 | 农耕 | 人为干扰强度 | 若 |
| 中文名 | 学名 | | | 数量 | 备注 |
| 麻雀 | *Passer montanus saturatus* | | | 若干 | / |
| 灰喜鹊 | *Cyanopicacyanus* | | | 2 | / |

**样线 4　动物样线调查记录表**

| 样线编号 | 样线 4 | 生境类型 | 主要为耕地，其次为林地 | 观测日期 | 2026.1.7 |
|---|---|---|---|---|---|
| 地点 | 新 347-1 至新吴四转出油管线 | | | 海拔 | 1448~1552 |
| 起点坐标 | 108.266082058 | 36.908503335 | 终点坐标 | 108.270180474 | 36.915906232 |
| 样线长度 | 1004m | 人为干扰类型 | 农耕、交通 | 人为干扰强度 | 强 |
| 中文名 | 学名 | | | 数量 | 备注 |
| 麻雀 | *Passer montanus saturatus* | | | 若干 | / |
| 斑鸠 | *Streptopelia turtur* | | | 1 | / |

**样线 5　动物样线调查记录表**

| 样线编号 | 样线 5 | 生境类型 | 主要为耕地，其次为林地、草地 | 观测日期 | 2026.1.7 |
|---|---|---|---|---|---|
| 地点 | 新 570 至薛 14 增出油管线 | | | 海拔 | 1573~1602 |
| 起点坐标 | 108.351381669 | 36.939265751 | 终点坐标 | 108.350909601 | 36.947805904 |
| 样线长度 | 970m | 人为干扰类型 | 农耕、交通 | 人为干扰强度 | 强 |
| 中文名 | 学名 | | | 数量 | 备注 |
| 麻雀 | *Passer montanus saturatus* | | | 若干 | / |

**样线 6　动物样线调查记录表**

| 样线编号 | 样线 6 | 生境类型 | 主要为湿地，其次为耕地、林地 | 观测日期 | 2026.1.7 |
|---|---|---|---|---|---|
| 地点 | 旗 67-117 至新吴四联出油管线 | | | 海拔 | 1480~1525 |
| 起点坐标 | 108.306100617 | 37.018831282 | 终点坐标 | 108.295800934 | 37.020440607 |
| 样线长度 | 986m | 人为干扰类型 | 交通 | 人为干扰强度 | 强 |
| 中文名 | 学名 | | | 数量 | 备注 |
| 麻雀 | *Passer montanus saturatus* | | | 若干 | / |

**样线 7　动物样线调查记录表**

| 样线编号 | 样线 7 | 生境类型 | 主要为林地，其次为耕地、草地 | 观测日期 | 2026.1.7 |
|---|---|---|---|---|---|
| 地点 | 新 324 扩 2 至新吴四联 | | | 海拔 | 1531.85~1508.63 |
| 起点坐标 | 108.291703162 | 37.018190288 | 终点坐标 | 108.296230731 | 37.013523244 |
| 样线长度 | 952m | 人为干扰类型 | 农耕、交通 | 人为干扰强度 | 强 |
| 中文名 | 学名 | | | 数量 | 备注 |
| 麻雀 | *Passer montanus saturatus* | | | 若干 | / |

**样线 8　动物样线调查记录表**

| 样线编号 | 样线 8 | 生境类型 | 主要为林地，其次为草地 | 观测日期 | 2026.1.7 |
|---|---|---|---|---|---|
| 地点 | 新 144 至起一转出油管线附近 | | | 海拔 | 1582~1607 |
| 起点坐标 | 108.338400421 | 37.101655429 | 终点坐标 | 108.336340485 | 37.109573310 |
| 样线长度 | 991m | 人为干扰类型 | 交通 | 人为干扰强度 | 弱 |
| 中文名 | 学名 | | | 数量 | 备注 |
| 麻雀 | *Passer montanus saturatus* | | | 若干 | / |
| 斑鸠 | *Streptopelia turtur* | | | 1 | / |

**样线 9　动物样线调查记录表**

| 样线编号 | 样线 9 | 生境类型 | 主要为草地，其次为耕地 | 观测日期 | 2026.1.7 |
|---|---|---|---|---|---|
| 地点 | 谷 17 至起三转出油管线附近 | | | 海拔 | 1573~1610 |
| 起点坐标 | 108.409940300 | 37.125599509 | 终点坐标 | 108.403749762 | 37.123046046 |
| 样线长度 | 935m | 人为干扰类型 | 农耕、交通 | 人为干扰强度 | 弱 |
| 中文名 | 学名 | | | 数量 | 备注 |
| 麻雀 | *Passer montanus saturatus* | | | 若干 | / |

**样线 10　动物样线调查记录表**

| 样线编号 | 样线 10 | 生境类型 | 主要为城镇，其次为耕地、草地 | 观测日期 | 2026.1.7 |
|---|---|---|---|---|---|
| 地点 | 塞 545 至起三转出油管线附近 | | | 海拔 | 1445~1601 |
| 起点坐标 | 108.392656145 | 37.142987304 | 终点坐标 | 108.391540346 | 37.135326915 |
| 样线长度 | 960m | 人为干扰类型 | 农耕、交通 | 人为干扰强度 | 强 |
| 中文名 | 学名 | | | 数量 | 备注 |
| 麻雀 | *Passer montanus saturatus* | | | 若干 | / |
| 灰喜鹊 | *Cyanopicacyanus* | | | 2 | / |

**样线 11　动物样线调查记录表**

| 样线编号 | 样线 11 | 生境类型 | 主要为灌木林地，其次为草地 | 观测日期 | 2026.1.7 |
|---|---|---|---|---|---|
| 地点 | 塞 550-2 至起三转出油管线附近 | | | 海拔 | 1574~1657 |
| 起点坐标 | 108.399983940 | 37.123791807 | 终点坐标 | 108.396915493 | 37.132804029 |
| 样线长度 | 1030m | 人为干扰类型 | 农耕、交通 | 人为干扰强度 | 强 |
| 中文名 | 学名 | | | 数量 | 备注 |
| 麻雀 | *Passer montanus saturatus* | | | 若干 | / |

**样线 12　动物样线调查记录表**

| 样线编号 | 样线 12 | 生境类型 | 主要为灌木林地，其次为草地 | 观测日期 | 2026.1.7 |
|---|---|---|---|---|---|
| 地点 | 塞 544 井场附近 | | | 海拔 | 1664~1672 |
| 起点坐标 | 108.415508566 | 37.149809234 | 终点坐标 | 108.409307299 | 37.155280941 |
| 样线长度 | 996m | 人为干扰类型 | 农耕、交通 | 人为干扰强度 | 强 |
| 中文名 | 学名 | | | 数量 | 备注 |
| 麻雀 | *Passer montanus saturatus* | | | 若干 | / |
| 斑鸠 | *Streptopelia turtur* | | | 1 | / |

**样线 13　动物样线调查记录表**

| 样线编号 | 样线 13 | 生境类型 | 主要为草地，其次为耕地 | 观测日期 | 2026.1.7 |
|---|---|---|---|---|---|
| 地点 | 塞 581 井场附近 | | | 海拔 | 1569~1581 |
| 起点坐标 | 108.396958409 | 37.146354549 | 终点坐标 | 108.393482266 | 37.149401539 |
| 样线长度 | 996m | 人为干扰类型 | 农耕、交通 | 人为干扰强度 | 强 |
| 中文名 | 学名 | | | 数量 | 备注 |
| 麻雀 | *Passer montanus saturatus* | | | 若干 | / |
| 草兔 | *Lepuscapensis* | | | 1 | / |

**样线 14　动物样线调查记录表**

| 样线编号 | 样线 14 | 生境类型 | 主要为城镇，其次为草地、耕地 | 观测日期 | 2026.1.7 |
|---|---|---|---|---|---|
| 地点 | 新 229 扩至周 9 增出油管线附近 | | | 海拔 | 1530~1625 |
| 起点坐标 | 108.352895079 | 37.163542145 | 终点坐标 | 108.361853657 | 37.163917654 |
| 样线长度 | 972m | 人为干扰类型 | 农耕、交通 | 人为干扰强度 | 强 |
| 中文名 | 学名 | | | 数量 | 备注 |
| 灰喜鹊 | *Cyanopicacyanus* | | | 2 | / |

**样线 15　动物样线调查记录表**

| 样线编号 | 样线 15 | 生境类型 | 主要为耕地，其次为草地、林地 | 观测日期 | 2026.1.7 |
|---|---|---|---|---|---|
| 地点 | 新 275 扩井场附近 | | | 海拔 | 1513~1600 |
| 起点坐标 | 108.381926666 | 37.134665482 | 终点坐标 | 108.388825307 | 37.128743165 |
| 样线长度 | 969m | 人为干扰类型 | 农耕、交通 | 人为干扰强度 | 强 |
| 中文名 | 学名 | | | 数量 | 备注 |
| 麻雀 | *Passer montanus saturatus* | | | 若干 | / |

**样线 16　动物样线调查记录表**

| 样线编号 | 样线 16 | 生境类型 | 主要为林地，其次为草地 | 观测日期 | 2026.1.7 |
|---|---|---|---|---|---|
| 地点 | 新 293-40 井场附近 | | | 海拔 | 1491~1572 |
| 起点坐标 | 108.268307648 | 37.315634125 | 终点坐标 | 108.277781210 | 37.319303387 |
| 样线长度 | 1000m | 人为干扰类型 | 农耕、交通 | 人为干扰强度 | 强 |
| 中文名 | 学名 | | | 数量 | 备注 |
| 灰喜鹊 | *Cyanopicacyanus* | | | 1 | / |

**样线17　动物样线调查记录表**

| 样线编号 | 样线17 | 生境类型 | 主要为城镇，其次为林地、草地 | 观测日期 | 2026.1.7 |
|---|---|---|---|---|---|
| 地点 | 周6增附近 | | | 海拔 | 1477~1621 |
| 起点坐标 | 108.264408574 | 37.310079270 | 终点坐标 | 108.255932794 | 37.314499550 |
| 样线长度 | 985m | 人为干扰类型 | 农耕、交通 | 人为干扰强度 | 强 |
| 中文名 | 学名 | | | 数量 | 备注 |
| 麻雀 | *Passer montanus saturatus* | | | 若干 | / |
| 大山雀 | *Parus major artatus* | | | 3 | / |

**样线18　动物样线调查记录表**

| 样线编号 | 样线18 | 生境类型 | 主要为湿地，其次为草地 | 观测日期 | 2026.1.7 |
|---|---|---|---|---|---|
| 地点 | 周一转附近 | | | 海拔 | 1405~1571 |
| 起点坐标 | 108.272021542 | 37.321522374 | 终点坐标 | 108.262665997 | 37.325062890 |
| 样线长度 | 1036m | 人为干扰类型 | 农耕、交通 | 人为干扰强度 | 强 |
| 中文名 | 学名 | | | 数量 | 备注 |
| 麻雀 | *Passer montanus saturatus* | | | 若干 | / |
| 草兔 | *Lepuscapensis* | | | 1 | |

通过样线调查，项目区管线周围动物较少，主要为常见动物，如：麻雀等、灰喜鹊、草土等，动物生境较单一，未发现国家及陕西省重点保护的野生动物及濒危动物。

（4）生境调查

（1）区域生境现状

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

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

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

温带森林草原带的鸟类，各地极不一致。但有一些共同的优势种和常见种，如

山雀、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、金腰燕、岩鸽、柳莺、灰头鹀、黄眉鹀、山斑鸠等夏候鸟，在各地多为优势或常见种类。

（2）垂直分布特点

黄土高原鸟兽的垂直分布也较明显。山地自然条件对动物分布有明显的影响。工程所在区域山地较多、沟谷密布，海拔差异约2000m。区域草地分布较广，林地分布较少。林地中鸟兽的生活条件较佳，动物种类较多，灌丛中鸟兽的生活条件比深林稍差，因而动物种类较少。南坡很少见到灌丛，故种类不及北坡丰富，尤其是鸟类更少。

（3）工程区生境情况

本工程井站场及管线工程所在地受人类活动影响较大，主要分布有森林、灌丛、草地、湿地、农田和村镇等6种生境，大部分位于沿沟伴行公路、村庄周边，工程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、地方重点保护野生动物。

### 7.1.6 荒漠化现状调查

土地荒漠化数据在国家林业和草原科学数据中心公布的第六次全国荒漠化和沙化土地现状及动态变化数据的基础上，并结合实地踏勘结果，将荒漠化类型分为工矿型荒漠化、沙质荒漠化、盐渍化荒漠化等。具体见表7.1.6-1及图7.1.6.1～7.1.6.2。

**表7.1.6-1　土地荒漠化类型及其在区域中所占比例**

| 序号 | 荒漠化类型 | 2025年 | |
|---|---|---|---|
| | | 评价区范围 | |
| | | 面积(hm2) | 比例 |
| 一 | 吴起油区 | | |
| 1 | 工矿型荒漠化区 | 51.2284 | 5.81% |
| 2 | 轻度沙质荒漠化区 | 513.3086 | 58.21% |
| 3 | 中度沙质荒漠化区 | 2.5883 | 0.29% |
| 4 | 潜在荒漠化区 | 270.1272 | 30.63% |
| 5 | 未荒漠化区 | 44.6338 | 5.06% |
| 合计 | | 881.8863 | 100.00% |
| 二 | 定边油区 | | |
| 1 | 工矿型荒漠化区 | 15.5896 | 5.83% |
| 2 | 轻度沙质荒漠化区 | 146.3126 | 54.75% |
| 3 | 中度沙质荒漠化区 | 12.3701 | 4.63% |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 4 | 潜在荒漠化区 | 81.6704 | 30.56% |
| 5 | 未荒漠化区 | 11.2751 | 4.22% |
| 合计 | | 267.2179 | 100.00% |

通过上表可知：总体而言，评价区主要以轻度沙质荒漠化区为主，其次为潜在荒漠化区、工矿型荒漠化区；中度沙质荒漠化区和未荒漠化区很少。

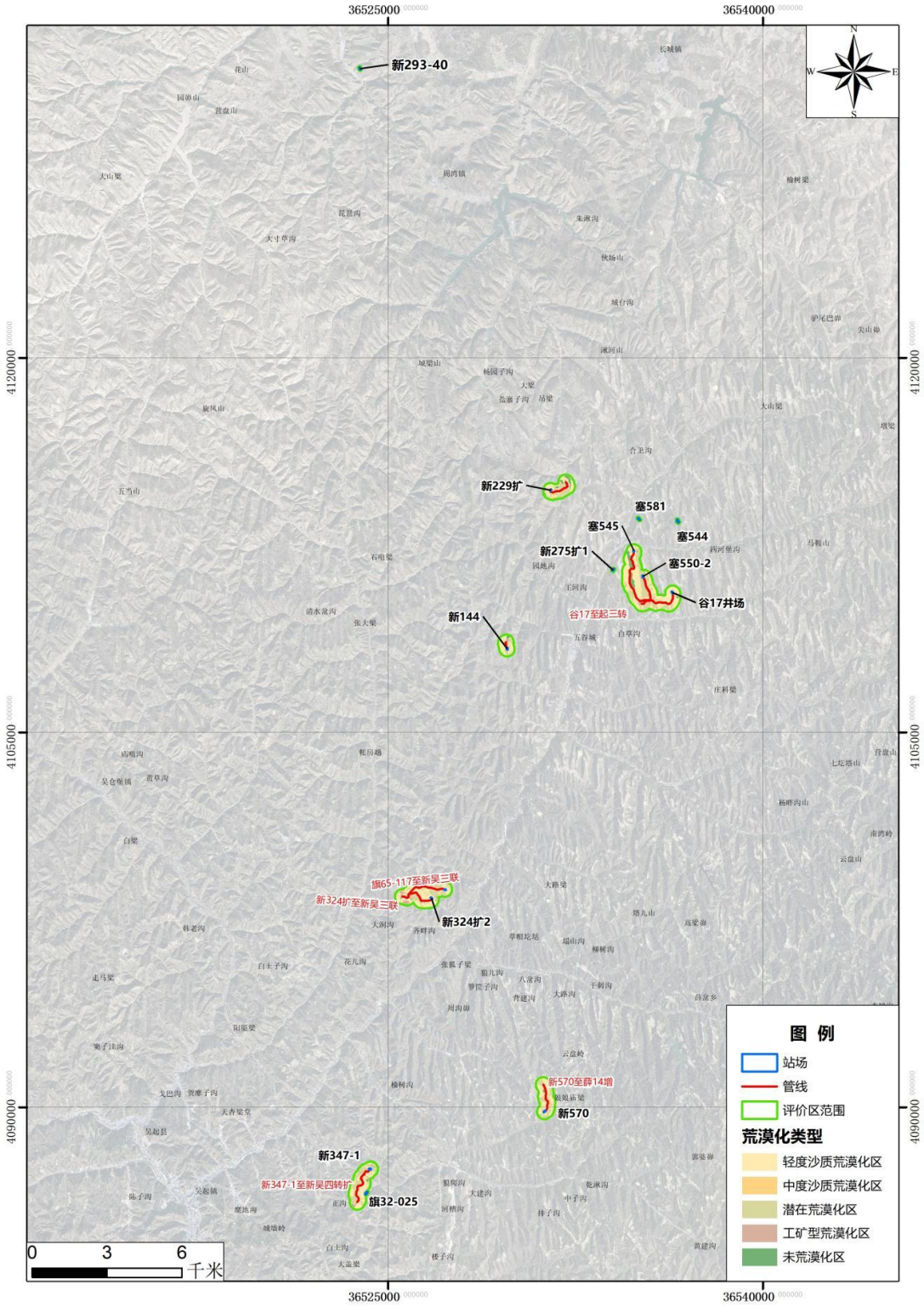



**图 7.1.6.1　评价区荒漠化类型图（吴起油区）**

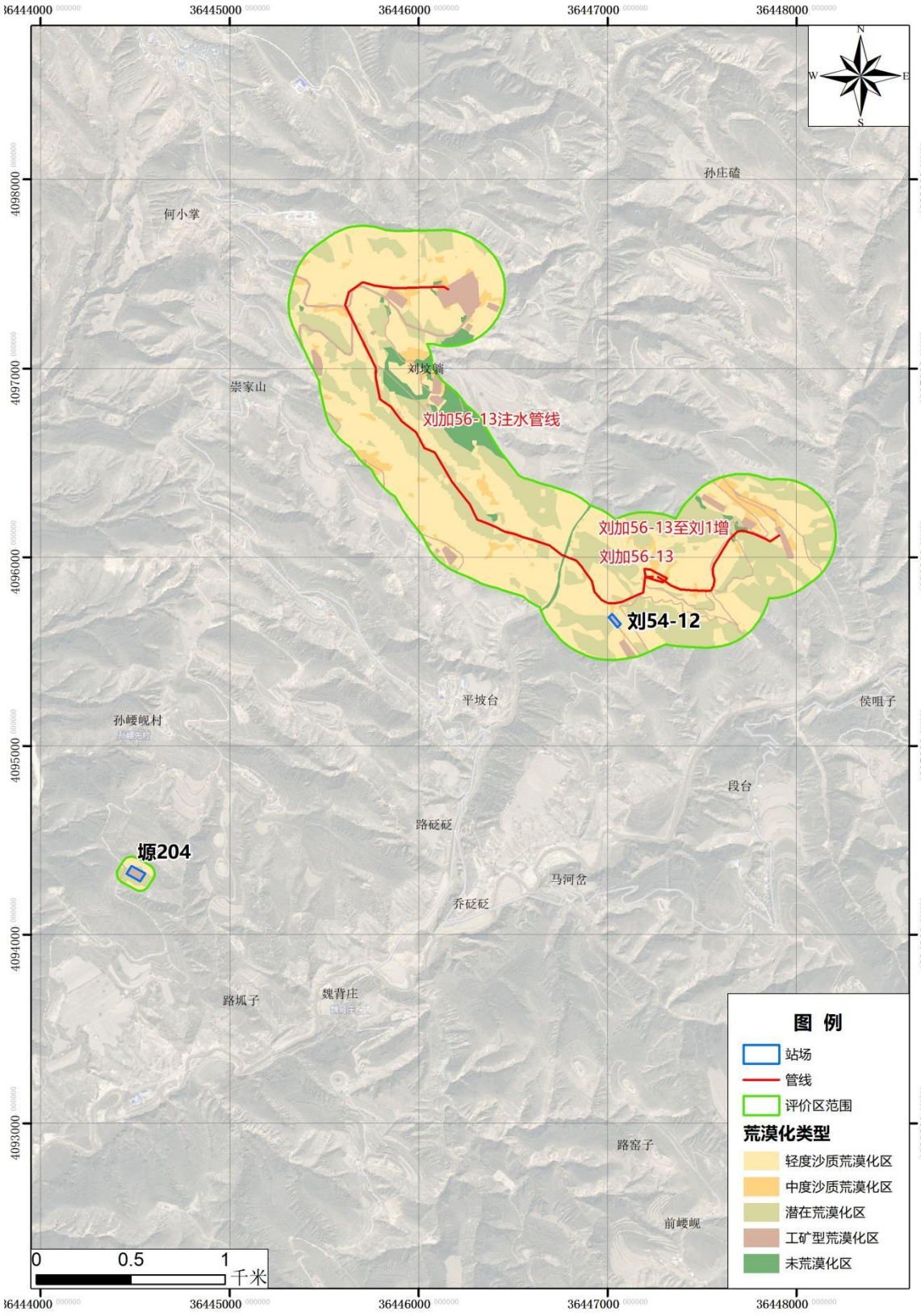



**图 7.1.6.2　评价区荒漠化类型图（定边油区）**

### 7.1.7 土壤侵蚀现状调查

土壤侵蚀强度分级根据 SL190 要求，按照高程、坡度以及植被覆盖情况确定土壤侵蚀强度等级，调查范围内的土壤侵蚀以风力侵蚀和水力侵蚀为主。评价区土壤侵蚀现状分布见图 7.1.7.1～7.1.7.2 及表 7.1.7-1。

**表 7.1.7-1　土壤侵蚀强度面积统计**

| 序号 | 土壤侵蚀强度 | 评价区范围 | |
|---|---|---|---|
| | | 面积(hm2) | 比例 |
| 一 | 吴起油区 | | |
| 1 | 轻度侵蚀区 | 43.1242 | 4.89% |
| 2 | 中度侵蚀区 | 557.4403 | 63.21% |
| 3 | 强烈度侵蚀区 | 226.0274 | 25.63% |
| 4 | 极强烈度侵蚀区 | 55.2943 | 6.27% |
| 合计 | | 881.8863 | 100.00% |
| 二 | 定边油区 | | |
| 1 | 轻度侵蚀区 | 43.4764 | 16.27% |
| 2 | 中度侵蚀区 | 123.9624 | 46.39% |
| 3 | 强烈度侵蚀区 | 77.6802 | 29.07% |
| 4 | 极强烈度侵蚀区 | 22.0989 | 8.27% |
| 合计 | | 267.2179 | 100.00% |

根据上表统计结果，吴起油区评价区域内以中度侵蚀为主，占比 63.21%，其次为强烈度侵蚀，占比 23.63%；定边油区评价区内以中度侵蚀为主，占比 46.39%，其次为强烈度侵蚀，占比 29.07%

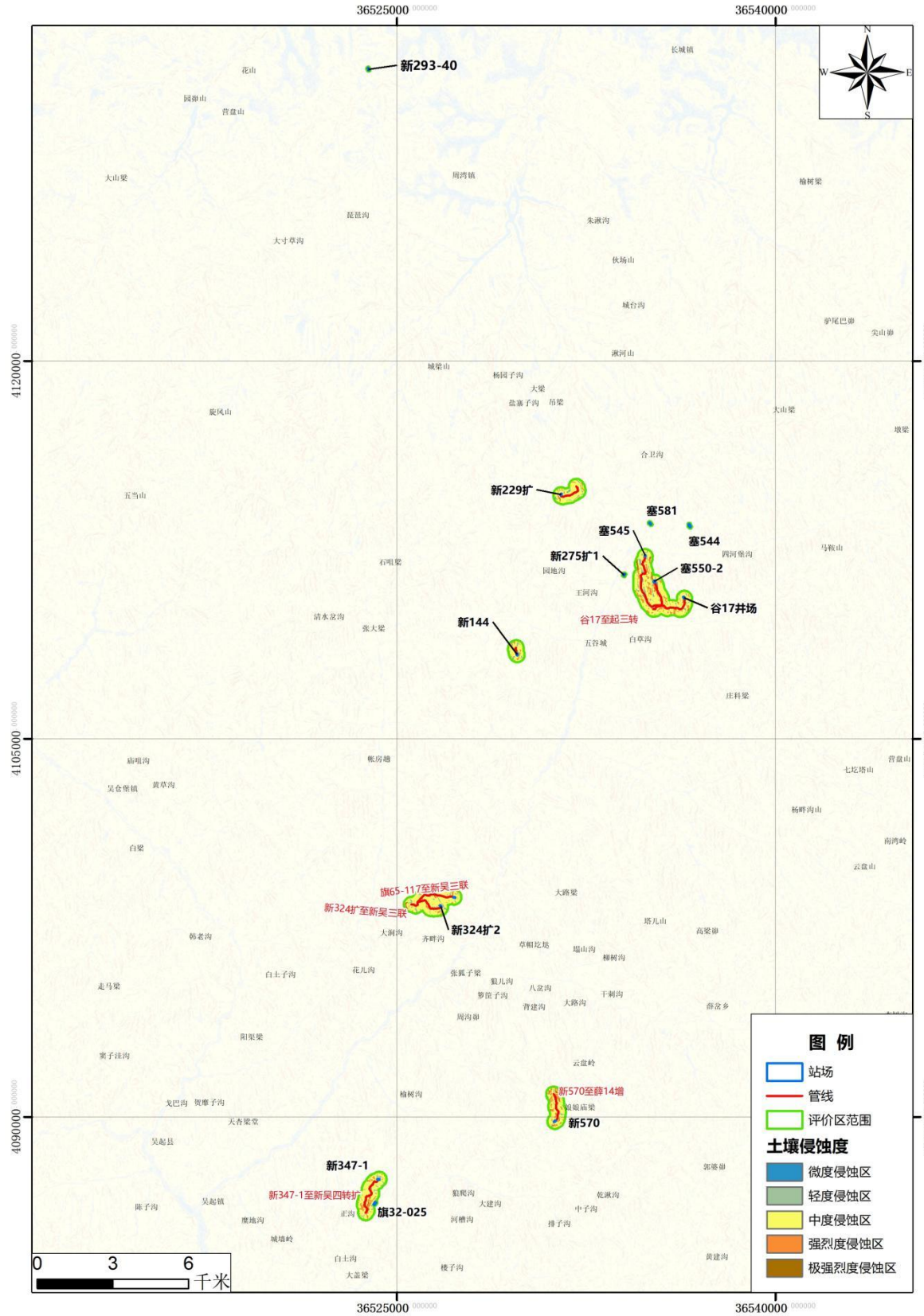



**图 7.1.7.1　评价区土壤侵蚀度图（吴起油区）**

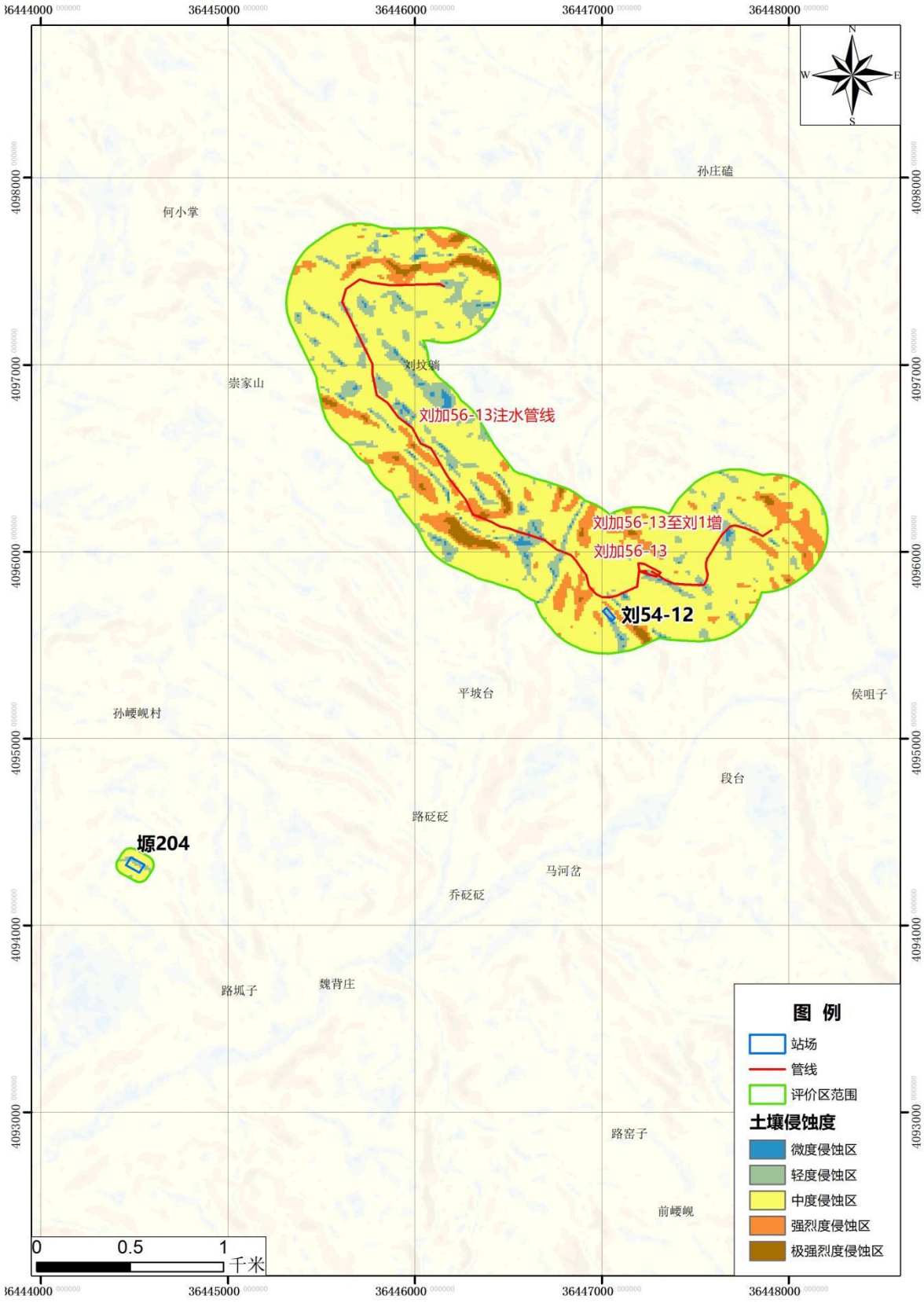



**图 7.1.7.2　评价区土壤侵蚀度图（定边油区）**

### 7.1.8 农业生产现状调查

本工程评价区农作物种植结构分为粮食作物、经济作物及其他农作物三大类，其中粮食作物以冬小麦和玉米为主，经济作物以油料作物为主，其它作物以蔬菜类为主，评价区主要农作物种类见表7.1.8-1。

**表7.1.8-1　评价区主要农作物种类**

| 分类 | | 农产品名称 |
|---|---|---|
| 粮食作物 | 禾谷类 | 小麦、糜子、玉米、高粱、谷子、荞麦、苴麻等 |
| | 豆类 | 黄豆、黑豆、青豆、蚕豆、豌豆等 |
| | 块根（茎）类 | 甘薯、洋芋等 |
| 经济作物 | 油料类 | 胡麻、油菜籽、葵花籽、花生、芝麻、蓖麻籽、荏籽等 |
| | 药材类 | 甘草、麻黄、柴胡等 |
| | 其它类 | 黄花菜、白瓜子、黑木耳等 |
| 其它作物 | 蔬菜类 | 白菜、萝卜、葱、韭菜、蒜、辣椒、芹菜等 |
| | 瓜类 | 西瓜、甜瓜等 |
| | 棉类 | 棉花 |

### 7.1.9 现有工程生态环境影响及生态环境保护措施的落实情况

根据现有工程回顾及现场调查，本项目滚动开发区块开发过程中的生态影响主要集中在占用土地、挖填土方及临时用地等，使评价区内的林地、草丛等遭到铲除、掩埋等一系列人为破坏，造成评价区内植被破坏，生物量、生物多样性及生态价值下降，水土流失及土壤侵蚀增强，同时项目的建设及运行将改变项目区原有地形、地貌及景观，改变土地利用现状及土壤结构，污染土壤环境，对植被和动物生存造成影响。但由于工程永久占地面积小，且比较分散，呈点状分布，仅对局部生态系统的结构和功能产生一定影响，从整个评价区来看，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，在采取了相应的污染防治措施及生态保护与修复措施后，如合理选址、严格控制作业带宽度减少临时占地、落地油全部回收、泥浆不落地工艺并在钻井结束后按要求及时固化处置、临时占地施工结束后及时进行植被恢复、污废水集中处理不外排、井场设防渗污油池及时回收污油泥、加强场站绿化等，对评价区内的各生态系统影响较小，采取的生态环境保护措施总体有效。

第九采油厂于2024年编制了《长庆油田分公司第九采油厂吴起区域生态环境治理方案》和《长庆油田分公司第九采油厂定边区域生态环境治理方案》。根据现场调查及查阅本项目滚动开发区块历年环境监理报告、竣工环保验收报告及

生态环境治理方案，本项目滚动开发区块施工过程中基本按照“避让、减缓、修复、补偿”的原则，针对不同类型的工程采取针对性的生态保护或整治措施，主要有临时措施、工程措施、植被措施等。现有工程具体生态环境保护措施的落实情况见表 7.1.9-1。

**表 7.1.9-1　现有工程生态环境保护措施的落实情况**

| 工程分区 | 采取的生态环境保护措施 |
|---|---|
| 井场 | 井场建设中利用丛式井和定向井布置技术，尽可能减少占地 |
| | 根据每个井场的地形条件控制井场作业面范围，尽量减少临时占地和永久占地的面积 |
| | 钻井阶段在钻机周围铺设防渗布，井下作业时保证“铺设作业、带罐上岗”，及时回收落地油 |
| | 施工结束后，对井场四周边坡进行整治并采取植被防护措施，对围墙内外宜绿化区域进行植被恢复 |
| | 井场为无人值守站，第九采油厂建立巡井制度，每年会针对巡井情况，对老旧井场的围墙、围栏、两池一槽进行整修，对井场内外的绿化情况进行养护和完善； |
| 站场 | 站场施工过程中的土石方开挖表土集中堆放，采取拦挡等防护措施，用于后期土地整治与土地复垦，用土工布袋装土，压覆在堆土坡脚； |
| | 施工结束后利用存放的表土进行回填或边坡整治，利于植被恢复；回填时留足适宜的堆积层，防止因降水、径流造成地表下陷和水土流失；回填后及时补种草类植物； |
| | 本着“宜灌则灌、宜草则草”原则，站场绿化尽量恢复原有植被类型；并对站场内外绿化植物进行养护和管理，适当补种，保证植被成活率； |
| | 站场外设排水沟 |
| 管线 | 管道敷设尽量利用荒草地等土壤贫瘠的地段，避让农田、林地、地表水体，避开人口密集区、居民点等环境敏感区域；为减少农业生产损失，施工工期尽量避开了农作物生长季节 |
| | 施工过程中严格控制施工车辆、机械及施工人员活动范围，尽量不在植被生长较好的地段作业，尽可能减少原有植被和土壤的破坏 |
| | 管沟开挖时预先堆存原有表土以备使用，挖掘时将表层土、底层土分开堆放，回填时分层回填，下沟填埋后覆土高出两侧地表 5～10cm，在回填的同时播撒紫花苜蓿草种 |
| | 在纵坡上铺设管道，尽量减少施工作业带的宽度，在施工作业带两边修筑临时排水通道，在比较陡的地段设置挡水墙；在横坡上铺设管道，一般是将山坡削掉部分，施工时设置挡水墙，作为永久性设施保留下来。管道穿越冲沟时，采用浆砌石护坡的形式进行水工保护 |
| | 对输油管道采取防腐措施，防止管道泄漏对植被、土壤造成影响；长距离输油管道采用阴极保护，减缓管道腐蚀，减小原油管道因腐蚀穿孔泄漏的概率 |
| 道路 | 严格控制施工车辆、机械及施工人员活动范围，减少对原有植被和土壤的破坏。道路干线施工作业带两侧宽度控制在 15m 范围内，油区道路施工作业面宽度控制在 10m 范围内 |
| | 施工便道、道路临时占地在施工结束后，属草地和荒地的撒播草种，属于耕作地的复耕 |
| | 加强道路边坡防护，边坡植物选择生长快、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 |
| | 新建道路在推平后加以机械碾压压实或铺设砂石硬化，并在道路一侧设排水沟，道路两侧种植树木进行绿化 |

### 7.1.10 评价区主要生态环境问题及变化趋势

根据《陕西省生态功能区划》，本项目调查评价区在生态功能分区上属于长城沿线风沙草原生态区~白于山河源水土保持生态功能区~白于山河源水土保持区。

白于山河源水土保持生态功能区位于定边的中南部，白于山东西走向，地势高亢，山峦起伏，1500m 以上的山峰较多，最高峰魏梁，海拔 1907m，地势高亢，山峦起伏，沙大沟深，梁面宽广，梁塝交错，水土流失严重。白于山是无定河（红柳河）等众多河流的发源地，是定边县、靖边县、横山县等城市的水源区，具有重要的水源涵养功能和土壤保持功能。

该区的生态蓄水保土功能下降。退耕还林种草，恢复“草山梁”植被，控制水土流失，保护河源地生态，已成为当务之急。

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

结合现场调查结果，评价区的主要环境问题为荒漠化和水土流失。吴起油区评价范围内有 13.7%的潜在荒漠化区，有合计 35.2%的强烈、极强烈的土壤侵蚀区；定边油区评价范围内有 15.88%的潜在荒漠化区，有合计 50.358%的强烈、极强烈和剧烈的土壤侵蚀区。

根据土壤侵蚀度变化趋势分析可知，第九采油厂各区块评价范围内强烈侵蚀区和中度侵蚀区有减少趋势，轻度、微度侵蚀区有增加趋势；

整体而言项目所在区域土壤侵蚀状况有降低趋势。

### 7.1.11 生态环境敏感目标

项目建设地位于延安市吴起县、榆林市定边县，根据“三线一单比对成果”，本项目不涉及生态保护红线；部分管线因无法避让，涉及国家二级公益林（0.291hm$^2$）和基本农田（0.8227hm$^2$）；本次开发涉及定边姬塬镇和吴起周湾镇，属于沙化土地治理区。

项目评价范围内无法律法规、政策等规范性文件划定或确认的国家公园、自然保护区、自然公园等自然保护地、世界自然遗产、生态保护红线等法定的生态保护区域；无重要生境以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域。

无受影响的重要物种、生态敏感区以及其他需要保护的物种、种群、生物群落及生态空间等。

（1）沙化土地治理区

根据《陕西省防沙治沙规划（2021-2030年）》，白于山荒漠化土地治理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，统筹推进山水林田湖草沙系统治理以工程造林为主，因地制宜开展人工造林种草、封山育林育草、草原改良、退化林修复和小流域治理等措施，大力恢复林草植被。在条件适宜地段营造生态经济林，增加农民收入。严格林草地管理全面实施封山禁牧，高质量重建白于山区生态系统。

根据规划文件，本项目位于定边县姬塬镇、吴起县周湾镇区域属于白于山区荒漠土地治理区，不涉及封禁保护区，吴起县吴起街道和五谷城区域不在吴起县沙区范围内。本次在周湾镇改扩建井场1座，改扩建站场2座，不新增占地；姬塬镇改扩建井场3座，新建各类管线4.1km，不新增永久占地。项目建设过程中将加强生态保护，对钻井施工临时占地进行植被恢复。本项目与陕西省沙化土地治理分区图见图7.1.11.1.

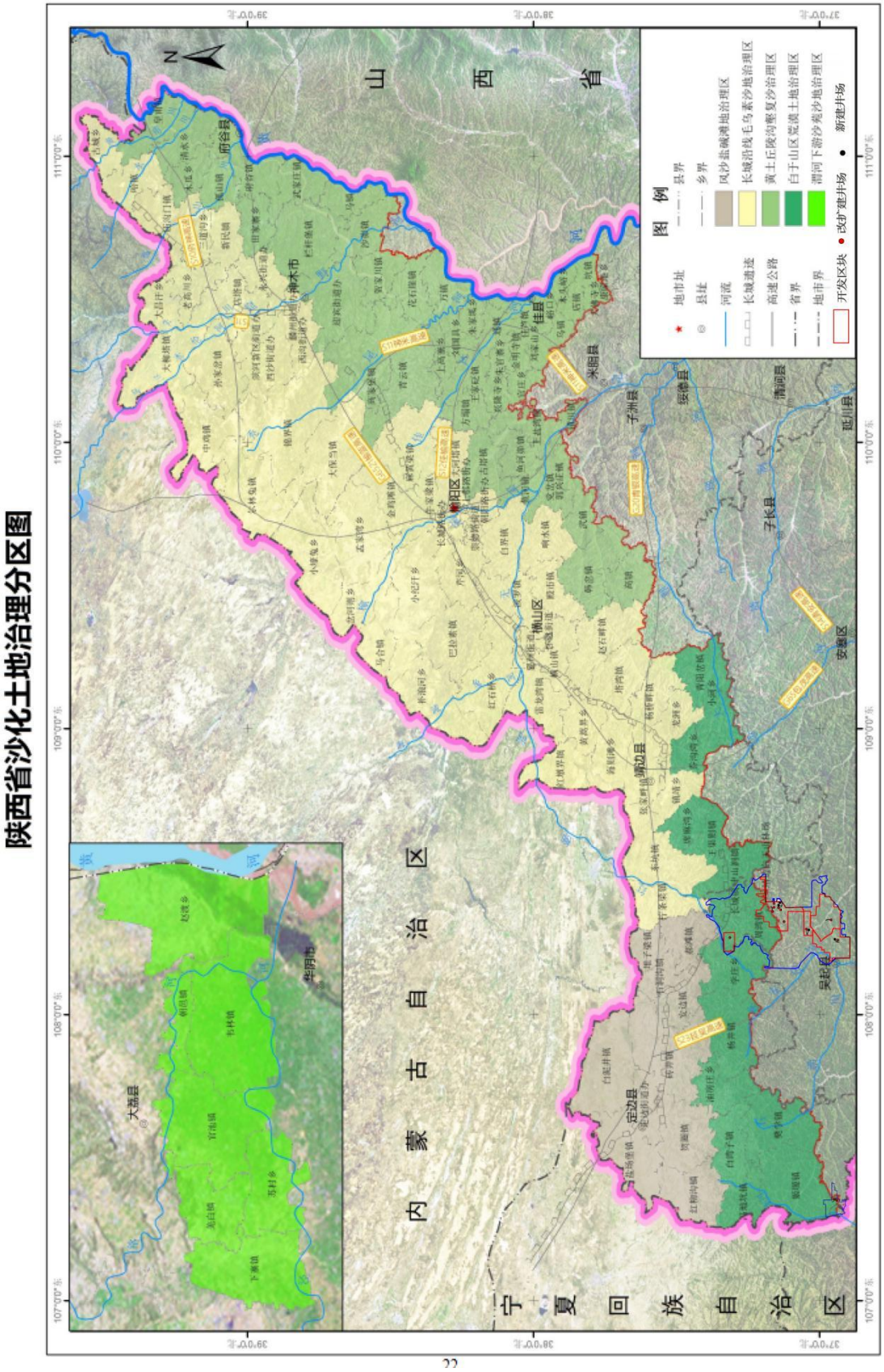
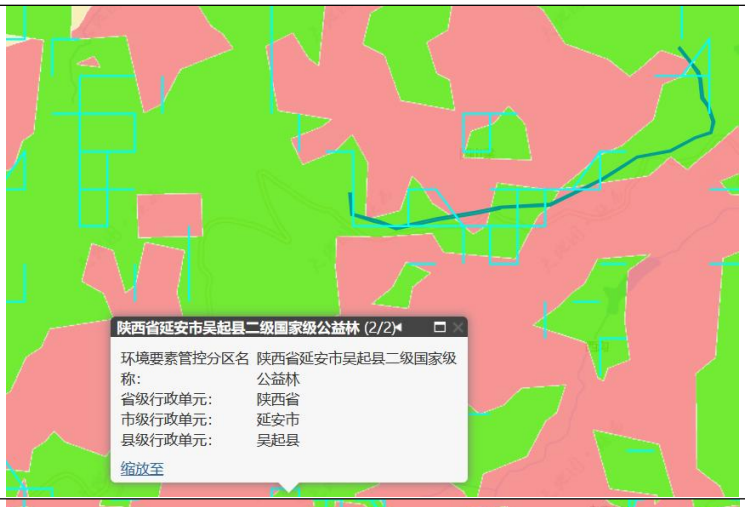
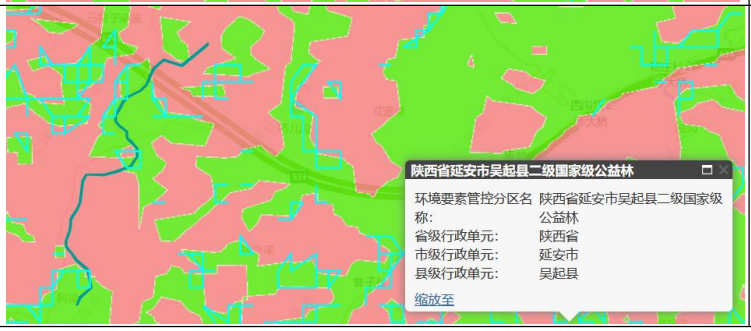



图 7.1.11.1　　项目与陕西省沙化土地治理分区图

（2）二级国家级公益林

根据项目区域坐标、陕西省“三线一单”数据应用系统对本工程滚动开发区域进行比对的结果，本工程部分管线穿越二级国家级公益林，工程与二级国家级公益林位置关系图见图 7.1.11.2。

| 管线名称 | 与基本农田位置关系 | 占用公益林长度（km） | 占用公益林面积（hm2） |
|---|---|---|---|
| 新 229 扩至周 9 增出油管线 |  | 0.22 | 0.088 |
| 新 324 扩 2 井场至新吴三联出油管线 |  | 0.163 | 0.065 |
| 新 347-1 至新吴四转出油管线 |  | 0.09 | 0.036 |

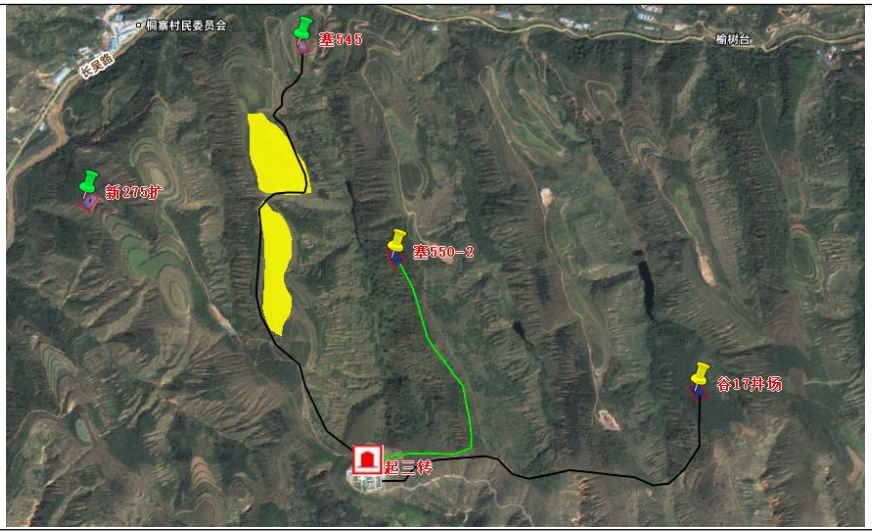
| | | | |
|---|---|---|---|
| 新 570 至薛 14 增出油管线 |  | 0.195 | 0.078 |
| |  | 0.06 | 0.024 |
| 合计 | / | 0.728 | 0.291 |

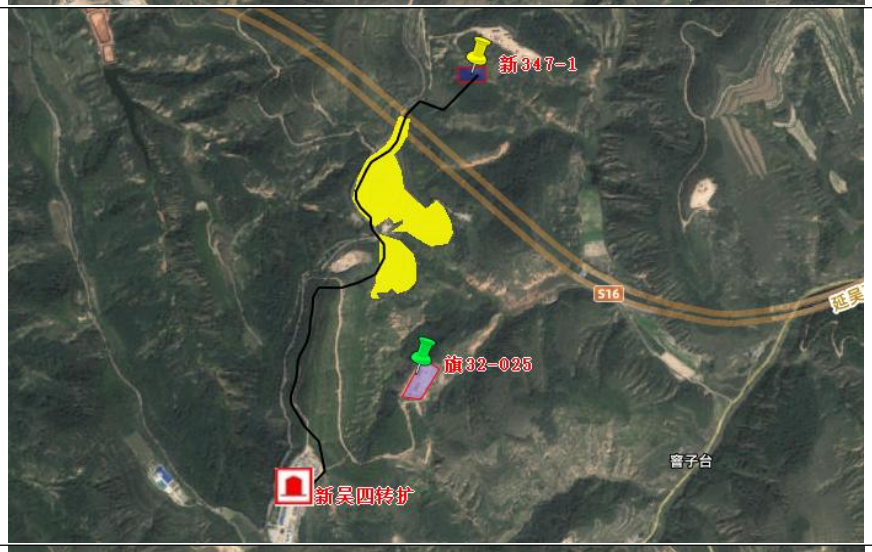
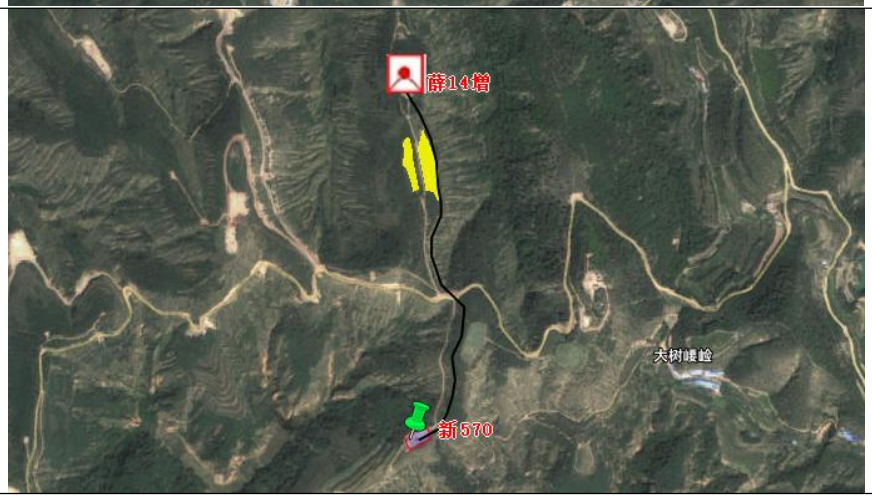
**图 7.1.11.2　　项目管线与二级国家级公益林位置关系图**

（3）基本农田

本项目部分管线无法避免穿越基本农田，项目区域基本农田分布情况见图 7.1.11.3。

**图 7.1.11.3　　吴起油区五谷城区块管线与基本农田位置关系图**

| 管线名称 | 与基本农田位置关系 | 占用面积（hm2） |
|---|---|---|
| 塞 545 至起三转出油管线 |  | 0.2 |

| | | |
|---|---|---|
| 新 229 扩至周 9 增出油管线 |  | 0.102 |
| 旗 67-117 |  | 0.02 |
| 新 347-1 至新吴四转出油管线 |  | 0.208 |
| 新 570 至薛 14 增出油管线 |  | 0.04 |

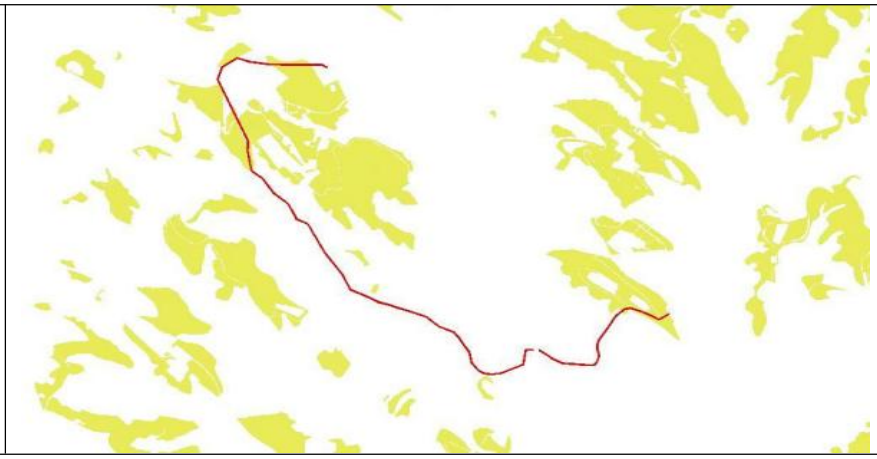
| | | |
|---|---|---|
| 刘加53-13注水管线 |  | 0.2527 |

**图 7.1.11.3　　各区块管线与基本农田位置关系图**

## 7.2 生态环境影响评价

### 7.2.1 施工期生态环境影响分析

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

1、土地利用影响分析

（1）土地利用方式影响分析

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、道路等的永久征地；临时占地主要用于上述井场施工过程中临时营地的搭建以及集输管线敷设过程中临时占地。

①永久占地

永久占地虽然改变了土地的原有类型，将原有的小部分草地、灌木林地变为工业与交通用地，降低了土地的生产力，但从宏观角度分析，由于其所占评价区域比例极小，不会对评价区内的土地利用结构产生明显影响。并且工程建成后，道路两侧、井场周边绿化措施的实施，在一定程度上可补偿地表植被的生态损失。

永久占用土地自施工期就已开始，并在整个运行期内一直持续，对土地利用的影响是永久性的，即对土地利用产生不可逆的影响。但这部分占地面积很小，且分散在区块开发范围内，并非集中占用，对当地的土地利用影响相对而言比较小；在施工结束后进行绿化，不会对周边景观造成影响。

②临时占地

工程临时性占地共计11.24hm$^2$，主要有井场施工期临时占地、管线施工作业带、施工人员临时生活区占地、临时施工营地等。每处占地时间仅为1～6个月，2～3年之内基本可以得到恢复。临时占地对土地利用的影响时间一般为一个种植季节或一个生长季节，随着工程生态恢复措施的及时落实，可以逐渐恢复原有土地利用类型，对评价区土地利用类型的影响是暂时的，影响程度是可控的。

1）管线施工占地

本工程大部分临时占地是在管道开挖埋设施工过程中，管线施工作业带宽度4m，由于管道施工分段进行，施工时间较短，施工完毕后，在敷设完成后该地段土地利用大部分恢复为原利用状态。

由于管道沿线两侧各5m不能再种植深根植物，一般情况下，该地段可以种植根系不发达的草本植物，以改善景观、防止水土流失。因此从用地类型看使得原有土地利用方式发生一定改变，但并没有影响土地利用性质。本工程临时占用耕地要恢复原有土地利用类型，临时占用草地、沙地等用地类型，也均恢复原状，沙地要求采取防沙固沙措施，临时占地采取恢复措施后对土地利用性质影响不大。

②井站场、临时生活区临时占地

施工期井场临时占地范围内的植被将被清除铲掉，场地需压实平整。施工结束后将恢复其原来的用地性质，不会对区域土地利用产生较大影响。

总之，临时性工程占地短期内将影响沿线土地的利用状况，使土地的利用形式发生临时性改变，暂时影响这些土地的原有功能。施工结束后，随着生态补偿或生态恢复措施的实施，这一影响将逐渐减小或消失。

（2）土地利用结构影响分析

①工程占地类型统计

本项目总占地13.2hm$^2$，永久占地1.96hm$^2$，临时占地11.24hm$^2$。永久占地主要为井场占地及进场道路占地；临时占地中占地比重最大的为管线工程，其次为井场工程。从本项目的不同占地类型来看，永久占地类型主要为耕地、草地和林地；临时占地类型中草地面积最大，其次为耕地、林地。

②工程占地类型与评价区关系

总体来看，本项目占地在评价区总面积中比重1.15%，且其中的85.15%属临时占地，工程结束后经过2～3年时间即可恢复。故项目对评价区土地利用结

构影响小。

（3）对基本农田的影响分析

本项目井场、站场等永久占地不占用基本农田，管线占地穿越农业区段耕地为旱地，管线穿越永久基本农田面积约 0.8227hm$^2$。主要农作物为荞麦、玉米、谷类等。在管线穿越段填挖方占压和清除一定数量的农作物，使填挖区被生土覆盖或出露生土，会影响土壤肥力从而影响农作物生长。在管线建设中，管沟范围内农作物的地上部分与根系均被开挖铲除，同时还会伤及附近农作物的根系，施工作业带两侧的农作物由于挖掘出的土石堆放、人员践踏、施工车辆和机具的碾压，会造成地上部分破坏甚至死亡。

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，评价要求管线穿越永久基本农田、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区堆放，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。

（4）对公益林的影响分析

根据三线一单核查比对结果，本项目新建井场不涉及二级国家级公益林，管线选线部分区域（约0.291hm$^2$临时占地）涉及二级国家级公益林，属于临时占地。

按照生态学理论，管道沿线的植被破坏具有暂时性，评价要求穿越二级国家级公益林区段施工应分层开挖分区堆放，施工结束后分层回填，及时进行生态恢复措施，可以加快植被恢复进程。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国家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。

施工结束后，应及时回填开挖的管沟，对施工作业带遗留的废弃碎石等进行清理，对因施工活动导致硬化的地面进行翻松，然后将表土回填在地表，将施工对生态系统的影响降至最低，不降低原有生态功能。

2、土壤影响分析

工程施工期对土壤的影响主要是占压造成土壤压实和对土壤表层的剥离，由于挖方取土、填方堆放、土层扰乱以及对土壤肥力和性质的破坏，使占地区土壤失去其原有的植物生长和农业生产能力。根据建设项目的工程内容，管线工程和道路工程施工过程的土石方开挖、回填对土壤的影响最大。工程对土壤的生态影响，主要表现为对土壤性质、土壤肥力的影响两个方面。

（1）土壤性质影响

施工过程中，土石方开挖、堆放、回填及材料堆放、人工践踏、机械设备碾压等活动将对土壤理化性质产生影响。

①扰乱土壤耕作层，破坏土壤耕层结构

土壤耕作层是土壤肥力集中、腐殖质含量高、水分相对优越的土壤，平均深度一般为15～25cm，土层松软，团粒结构发达，能够较好的调节植物生长的水、肥、气、热条件。地表开挖必定扰乱和破坏土壤耕作层，这种扰乱和破坏，除令开挖处受到直接的破坏外，挖出土方的堆放将直接占压开挖处附近的土地，破坏土壤耕作层及其结构。由于耕作层的团粒结构是经过较长的历史时期形成的，一旦遭到破坏，短期内难以恢复，在生境恶劣的环境下尤其困难。因此，在施工过程中，该工程对土壤耕作层影响较严重。

②混合土壤层次，改变土体构型

无论是自然土壤还是农业土壤，在形成过程中由于物质和能量长期垂直分异的结果，形成质地、结构、性质和厚度差异明显的土壤剖面构型。工程土石方的开挖与回填，使原土壤层次混合，原土体构型破坏。土体构型被破坏，将明显的改变土体中物质和能量的转移和传递规律，使表层通气透水性变差，亚表层保水、保肥性能降低，从而造成对植物的生长、发育及其产量影响。

③影响土壤紧实度

自然土壤在自重作用下，形成上松下紧的土壤紧实度垂直差异。施工过程中的机械碾压，尤其在坡度较大的地段，甚至掺灰固结，这种碾压或固结，将大大改变土壤的紧实程度，与原有的上松下紧结构相比，极不利于土壤的通气、透水作用，影响作物生长。

（2）土壤肥力影响

自然土壤或农业土壤中的有机质、氮、磷、钾等养分含量，均表现为表土层远高于心土层；在土壤肥力的其它方面如紧实度、空隙性、适耕性、团粒结构含量等，也都表现为表土层优于心土层。施工期土石方的开挖与回填，将扰动甚至打乱原土体构型，使土壤养分、水分含量及肥力状况受到较大的影响，影响植被正常生长。

根据资料报道，工程开挖对土壤养分及土壤肥力的影响相当明显，即使在实行分层开挖、分区堆放、分层回填措施下，土壤的有机质也将下降30～40%左右，氮下降30～40%，磷下降14～46%，钾下降10～35%，由此表明工程开挖对土壤养分具有明显的影响。

本项目主要土地利用类型为草地、林地和耕地，土壤中的养分含量相对较高。因此在土石方开挖、回填过程中，必须严格对表层土实行分区堆放和分层回填，尽量减小因工程开挖施工对土壤养分的影响。

3、对陆生动植物的影响分析

拟建工程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

施工期对植被的影响主要有占地范围内原有植物的剥离、清理及占压。在施工过程中，土壤开挖区范围内植物的地上部分与根系均被清除，施工带两侧的植

被由于挖掘土石的堆放、人员的践踏、施工车辆和机具的碾压而受到不同程度的破坏，会造成地上部分破坏甚至死亡。

工程填挖方均占压和清除一定数量的地表植物，使填挖区被生土覆盖或出露生土，植物恢复须经过较长时间。此外，石材、水泥的堆放也会占压一定的植物，尤其是水泥的抛撒，可造成附近土壤板结，影响植物生长。

施工便道建设相对简单，主要为开拓推平、局部填挖等建设。在开拓推平中，使道路所经地方的植物全部清除，一般便道宽度可达 3~5m。

本项目对植被的影响，因具体工程类型的不同而有所差异，其中井场建设对植被的影响呈片状分布，而施工道路和管道影响则呈线状分布。从工程类别的影响来看，井场和道路为永久占地，原有植被全部遭到破坏，代之出现的是人工栽植的绿化植被；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 年内可得到恢复，要达到较好的恢复程度，需要 3～5 年时间。

（2）对动物的影响

评价区无重点保护的野生动物，常见动物为区域内广泛分布的种类，如野兔、田鼠、蛇等。项目施工期对动物的影响，主要是运输、施工噪声和人为活动，迫使动物离开站场和管道沿线区域，向周边适宜的生境中迁移。因此，在施工过程中应加强对施工人员活动区域的控制，减少对野生动物生境的干扰，夜间尽量减少活动；合理安排施工时间，在动物活动频繁季节停止施工。在此基础上，项目建设对野生动物的影响小。

（3）生物量的影响分析

工程建设过程剥离、清理及占压施工区的植被，将造成占地范围内原有植被的生物量损失。因临时占地在施工结束后即进行植被恢复工作，一般在 3 年基本可恢复原有水平，综合考虑临时占地生产力及生物量损失期按 2 年（3 年已逐渐在恢复）计算。参考相近地区类型项目的研究成果，生物量取乔木平均生物量 70.62t/hm$^2$，灌木平均生物量 19.76t/hm$^2$，草地生物量平均为 2.37t/hm$^2$，农作物 8.32t/hm$^2$，园地 21.93t/hm$^2$。生产力取乔木平均生产力 1023.6gC/（m$^2$.a），灌木平均生产力 822.99gC/（m$^2$.a），草地平均生产力 267.5gC/（m$^2$.a），农作物平均生产力 891.98gC/（m$^2$.a），园地平均生产力 832.92gC/（m$^2$.a）。

本次建设工程占地导致的生物量损失 71.76t，仅占评价区总生物量的 0.52%；

生产力损失29.08gC，仅占评价区总生物量的0.56%。

总体看来，植被生物量损失较低，临时占地经过几年后可恢复。因此，工程建设对评价区生物量影响较小。

4、对农业生产的影响分析

（1）农业损失影响分析

根据现场勘查，项目选址占用一定面积的耕地、草地和林地，进行井场、管线及辅助设施建设。占地必将造成一定程度的农业损失，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（租借后退还土地）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，农林损失将逐渐消失。

（2）农业及生态补偿

项目建设过程中，钻井、站场建设、管线敷设和道路建设等将临时或永久占用当地土地，引起植被破坏和农作物减产。所占土地主要是耕地、草地和林地。项目对耕地不仅影响当年的农作物产量，而且对未来两三年的产量也有比较大的影响。对林地主要是破坏生态环境，造成局部水土流失等影响，因此应该对拟建项目进行占地农业和生态补偿。

长庆油田用地采取“先借后征”的政策，即先借用一年土地修建临时道路、井场等，之后根据生产情况按需征用。借用一年土地，赔产两年作为补偿，退还的土地再按赔产两年的标准作为土地复垦费。因此，对于临时占地，农民一般只需停产1年，而得到的补偿费用相当于4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。

拟建工程永久占地不占用耕地，管线施工临时占地占用耕地9951㎡，虽然无基本农田，但仍需按照《中华人民共和国土地管理法》相关要求，采取以下补偿措施：

①由建设单位出资与地方政府融资相结合，当地政府圈定适宜的荒地，开垦与所占耕地的数量和质量相当的耕地；

②多方筹措资金开办农业种植教育、引进适合当地的农业种植技术、改善种植结构，提高单位农田产量；

③如没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求，应按照相关标准缴纳或补足耕地造地费。

④对于部分管线临时占地涉及基本农田的，根据《自然资源部 农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1号）文件要求，项目开工前，建设单位应按程序申请临时用地并编制土地复垦方案，经县级自然资源主管部门批准可临时占用，并在市级自然资源主管部门备案，一般不超过两年，同时，通过耕地耕作层土壤剥离再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏。临时用地到期后土地使用者应及时复垦恢复原种植条件，县级自然资源主管部门会同农业农村等相关主管部门开展土地复垦验收。并在施工中，严格控制管线施工作业带宽度，不在基本农田范围内布设永久设施，施工结束后，及时进行生态恢复及复耕，尽快恢复原有土地用途。

5、景观生态影响分析

（1）景观格局影响分析

本项目施工期主要是对原有景观的破坏，站场、井组建设破坏其所占地及其附近的原有景观，形成片状人工景观；管线工程、道路工程等线状项目的建设，对原有景观的连通性造成一定程度的破坏影响，同时将形成线状景观。本项目不会使评价区内的基底景观格局发生变化，但将增加评价区范围的廊道和斑块的数量和多样性，使景观格局的破碎化程度有所增大。由于工程占地面积小，临时占地施工完后很快可以得到恢复，评价认为本项目对评价区景观格局影响小。

（2）景观生态影响分析

从景观生态功能和生态关系分析，管线工程、道路工程的建设，会造成项目所涉及的地表及其两侧一定程度上的景观隔离，但从生物传播关系来看，这种隔离作用仅限于土壤微生物和对以根系作为传播途径的植物有较大的影响，对花粉和种子传播植物以及动物的隔离作用较小。从生态系统中的食物链关系以及更广范围的生物互惠关系来看，由于项目在区域总面积中所占比重很小，其影响相对较小。

6、对水土流失的影响分析

水土流失是自然因素和人为因素共同作用的结果，在该区域造成水土流失的主要因素是自然因素，首先是气候因素，其次是地理位置因素。干旱多风的气候因素决定了这一区域的土壤植被类型和地表覆盖程度：植被稀疏，地表裸露，遇有强风则发生风蚀，遇有强降雨则易发生水蚀。加之项目区沟壑密度较大，土壤结构松散，是极易形成水蚀的地区。在自然侵蚀的基础上，通过人为生产建设活

动的诱发作用，往往会加速侵蚀的发生。

本项目主要涉及吴起县吴起街道、周湾镇、五谷城镇和定边县姬塬镇等 4 个乡镇。根据《陕西省水土流失重点防治区划分成果图》，项目拟建工程吴起县和定边县全域属于陕西省水土流失重点治理区，见图 7.2.1.1。

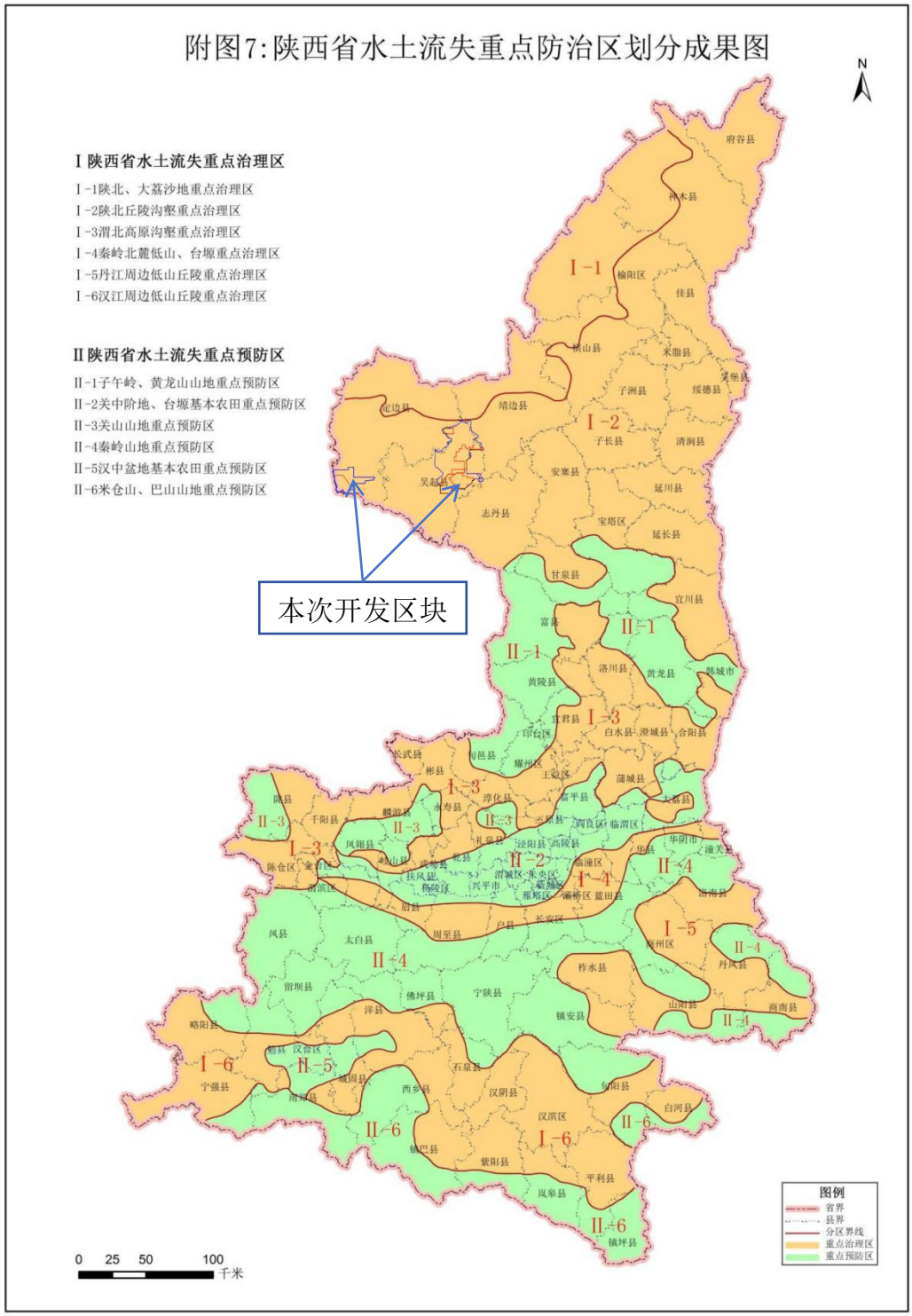



**图 7.2.1.1　　陕西省水土流失重点防治区划分成果图**

（1）对土地资源的破坏和影响

项目建设过程中，土方的开挖、堆积、填筑、地表的剥离、碾压、夷平、占压等活动，都将不同程度地扰动原地貌，造成土地和地表植被的损坏。工程扰动地貌、破坏土地和植被面积13.2hm$^2$，在施工破坏和弃土堆放过程中，原地貌形态和土壤结构均不同程度地受到改变和破坏，经过多年培肥或自然熟化过程才形成的原地表植被附着层土壤被直接剥离、压埋，造成土壤生产力的迅速降低和丧失。

（2）对区域生态环境的影响

施工过程对施工区植被造成破坏，由于该区天然植被覆盖层对抗拒自然侵蚀极为重要，对维持区域生态结构的稳定起主导作用，植被破坏后，生态系统稳定性将受到干扰，区域生态环境功能将有所下降。

（3）水土流失影响

根据分析，本项目井场区的水土流失较严重，水土流失主要发生时段为施工期。

项目在建设过程中，井场基础开挖回填、道路平整、管线开挖等施工活动等大量破坏地表并产生临时堆土，如不采取切实可行的水保措施，不仅会造成大量的水土流失，而且会对当地环境造成严重影响。因此，必须制定切实可行的工程、植物和临时措施，有效防治水土流失。

7、生态系统及生物多样性影响分析

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，但本项目占地面积较小，仅13.2hm$^2$，其中，临时占地比例为85.15%；且占地分散，仅对局部生态系统的结构和功能产生临时性影响。道路工程为线性工程，对区域植被分布产生带状和破碎化影响，致使区域植被覆盖率、生物量有所降低，从占地的数量、比例和占地类型看，区域种群数量不会因此改变。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。

根据生态环境现状调查及遥感解译，项目评价区生态系统相对单一，主要以草地生态系统和灌丛生态系统为主，其次为城镇生态系统和农田生态系统。植被类型也相对单一，主要以沙生草丛和灌木为主，局部零星分布乔木林地，植被主要有蒿草、长芒草、针茅、沙棘、锦鸡儿灌丛、其他杂类草等。野生动物分布较

少，以常见动物为主。施工影响主要在施工期，井场、站场及管线施工较分散，且主要影响范围集中在施工作业带及井场、站场施工范围内，在加强管理，严格控制作业带范围，施工过程中采取相应的生态保护措施，施工结束后及时进行生态恢复（以当地适生植被为主）等措施后，评价认为，对评价区内的各生态系统及生物多样性影响较小。

8、农业生态系统影响分析

（1）道路扬尘对农作物的影响

1）对生物代谢的影响

扬尘污染物主要通过气孔进入细胞，布满植物叶片的整个叶面，堵塞气孔，妨碍光合作用、呼吸作用和蒸腾作用，从而危害植物，微尘中的一些有毒物质可通过溶解渗透，进入植物体内，产生毒害作用。

①对光合作用的影响：叶片表面上覆盖的灰尘越多、时间越长，其受到灰尘的影响也越严重，光合作物受影响的程度也越明显。根据相关实验结果，植物叶片覆尘后光合速率均受到不同程度的影响，表现为下降的趋势。

②对气孔开放的影响：有研究说明，蒙尘后叶片的气孔导度比未蒙尘叶片的明显下降，有的甚至下降了50%。

③对色素含量代谢的影响：植物中的色素含量对周围环境特别是大气污染的变化具有很强的敏感性，因此常常被用来指示大气污染物对植物生理状态的影响和改变。众多研究表明，扬尘污染能够降低叶片的叶绿素含量。

④对呼吸作用的影响：细小的灰尘颗粒覆盖在叶片上，堵塞了气孔，使叶片表面的温度升高，细胞内$CO_2$浓度升高，$O_2$浓度降低，同时叶片的机械组织也受到不同程度的损伤，导致叶片呼吸作用减弱，呼吸速率下降。

⑤对蒸腾作用的影响：当叶片被灰尘覆盖后，影响了叶片对光的吸收，植物的蒸腾作用下降。

⑥对叶片温度的影响：灰尘能够提高叶表温度主要是因为：一是灰尘吸收太阳的近红外光，导致叶片被灰尘覆盖后表面的温度上升。二是气孔堵塞使叶片不能与外界进行气体交换，从而引起温度升高。三是由于灰尘的覆盖，叶片对水分的利用效率降低，细胞内水分的含量比较多，热量不能释放出去，以致叶表温度升高。

2）对农作物生长类比分析

类比《沙尘暴粉尘对农作物呼吸作用的影响》中相关研究结果。主要研究结果如下：

①受沙尘暴粉尘的影响，小麦、玉米和棉花蒙尘叶的光合速率（Pn）、蒸腾速率（Tr）、气孔导度（Gs）和呼吸速率（R）要低于未蒙尘叶；

②从整体上看，小麦、玉米和棉花叶片在沙尘暴粉尘覆盖下整个生育期内叶片叶绿素含量明显的下降；

③测得小麦、玉米和棉花叶中可溶性蛋白质的含量总体上表现出下降趋势，小麦蒙尘处理与未蒙尘处理之间差异显著（$p<0.01$），而玉米和棉花蒙尘处理与未蒙尘处理无差异。

④开敞式环境条件下，同种类农作物叶片纵向不同高度滞尘量比较发现，“上”位的滞尘量明显高于“中”和“下”位，这是由于开敞式环境条件下车辆行人繁多，造成路面较大程度的二次扬尘。

通过以上研究及分析可以看出，沙尘暴粉尘对农作物的播种、生长、成熟各个生长阶段具有不同程度的、不可忽视的、长期的危害作用。

3）对农作物影响分析

根据前述影响分析，运输道路扬尘的影响集中在道路两侧50m的范围内，当道路两侧种植有农作物时，扬尘会对这些农作物生长造成影响，降低农作物的产量和品质。由于植被的滞尘能力使得道路扬尘的影响范围有所减小，特别像玉米、高粱一类的高大农业植被滞尘能力较强，根据现场调查，进井场道路对农植物的影响主要集中在道路两侧20m范围内。

（2）废钻井液对农作物的影响

工程施工期，钻井结束后将对废弃钻井液固液分离，按泥浆不落地系统的处置要求进行处理，避免对农作物产生影响。

本次评价参照大庆油田进行的废钻井液对农作物的影响的实验结果：在土壤中加入适量的钻井液（液体)对作物生长、发育有刺激作用，对蛋白质、淀粉的合成、积累有促进作用，也应指出金属铜和砷在作物籽粒中有随钻井液浓度增加而增高的趋势。本实验设计的浓度（钻井液浓度5%～30%）未对作物生长、发育状况产生不良影响。

9、道路施工对生态系统的影响

道路属于油田开发中的辅助工程，但因其线性性质，在施工过程中，对生态

环境带来的影响不容忽视。

⑴道路施工对土地利用的影响

施工期道路工程对土地利用的影响主要作用于临时占地，在道路施工结束后，及时覆土复垦，临时占地恢复原有土地性质，对土地利用的影响不大。

⑵道路施工对植被的影响

道路施工进行植被剥离、清理和占压，施工便道建设相对简单，主要为开拓推平、局部填挖等建设。在开拓推平中，使道路所经地方的植物全部清除，一般便道宽度可达3~5m。临时占地土方回填后，可以恢复原植被类型。

⑶道路施工对动物的影响

评价区无特殊保护的野生动物，常见动物为区域内广泛分布的种类，如野兔、田鼠、蛇等。道路施工期对动物的影响，主要是运输、施工噪声和人为活动，迫使动物离开站场和道路沿线区域。

⑷道路施工对水土流失的影响

道路开挖扰动地表，剥离植被，同时形成临时土垄，将为施工期内的水土流失提供物质来源。由于施工期较短，该影响仅为暂时性的局部影响。

另外，道路施工还对区域景观以及人群生活带来一定的影响，因线性工程分段实施，且施工期较短，所以属于暂时性局部影响，严格施工规范，采取相应生态保护、治理及恢复措施的前提下，道路施工期对生态影响在可接受范围内。

10、管线施工对生态环境影响分析

管道施工采取分工段组织形式，虽然整个项目施工期较长，但每个工段施工时间较短，影响时间也相对较小，对生态环境影响属于局部性破坏。

（1）管线施工对土地利用的影响

施工期管线工程对土地利用的影响主要作用于临时占地，在管线施工结束后，及时覆土复垦，临时占地恢复原有土地性质，对土地利用的影响不大。

（2）管线施工对植被的影响

管线和施工便道影响则呈线状分布；从影响程度而言，永久征地中原有植被将全部遭到破坏，代之出现的是人工植被或人工栽种的绿化树种，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；从受损类型而言，管线建设主要对农业植被造成损失，对野生植被生境的破坏效应相对较小。

（3）管线施工对动物的影响

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。

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。

（4）管线施工对水土流失的影响

管线开挖扰动地表，剥离植被，同时形成临时土垄，将为施工期内的水土流失提供物质来源。由于施工期较短，该影响仅为暂时性的局部影响。

### 7.2.2 运行期生态环境影响分析

1、土壤生态影响分析

石油是一种含碳的有机化合物，石油污染后土壤中的有机质含量明显增加，石油类污染物导致土壤中的碳含量大幅度增加，为土壤微生物提供了丰富的碳源，有助于污染土壤自然降解过程中土著石油降解菌的大量生长，而这些土著石油降解菌在生长的同时大量消耗了土壤中原有的N、P、K等营养物，从而使得土壤中N、P、K等营养物含量呈现下降趋势，在距离污染源30m处降至最低，在距离污染源200m处恢复至正常水平。

2、动物及植被的影响分析

由于本项目的管道集输采用热输方式，所以集输管线的保温措施和敷设质量直接关系到管线运行期对地表植物及植被的影响。如果管线的保温措施和埋设深度不能满足设计要求，管线的热辐射将对地表的植物及植被产生影响，进而影响农作物的生长、发育及产量。评价认为只要按照设计要求敷设，管道工程对地表植被的影响小。

井场在运行期间仅会产生少量烃类气体，对植被的影响相对较小。运行期，井场仅有巡护人员，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。另外原油运输道路的交通噪声存在一定的惊扰作用，但对于已经适应环

境的野生动物，如鸟类、啮齿类，基本不存在影响。

运行期对动物的影响主要是井场噪声、交通噪声和交通阻隔。井场设备噪声较小，对动物影响小；道路投入使用后，交通噪声将对道路两侧一定范围内的动物栖息产生影响，但项目区地广人稀，动物活动及栖息空间广阔，对动物栖息及活动影响很小；但运输道路对行动缓慢的动物有一定的阻隔作用。

3、景观影响分析

本项目完成后，评价区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，景观类型的优势度均有所下降；油田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，原有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。

4、农业生态系统的影响分析

运行期对农业生产的影响主要集中于采油过程、油气集输事故排放等方面。

运行期，按照标准化井场建设，采油过程中原油泄漏极少，但在修井过程中，因首先将井杆全部抽出，在此过程中可能会产生落地原油。如不及时进行回收和处理，则会对井场附近的农田造成一定程度和范围的污染。原油对土壤的理化性质、肥力可能会产生一定的影响。

在正常运行情况下，油田生产不会对农业生态造成影响。但若发生事故，泄漏原油将导致部分农田表层土壤严重污染，将造成农作物减产或绝产。因此落地原油的有效收集，加强管线监管力度、防止事故发生，是避免或减少工程对农业生态系统影响的有效途径和重要举措。

### 7.2.3 闭井期生态环境影响分析

油田闭井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。闭井期，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。管线拆除前先进行清管，清除管道中残存的少量原油，避免对管道沿线的土壤和地下潜水造成污染，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。闭井期油田进场道路在征求当地群众意见的基础上，能够农业生产利用的继续保留，不能就地利用需进行绿化，恢复地表植被，尽可能对当地生态环境进行补偿。

（1）废气、固废

油田开发进入闭井期后，各种机械设备将停止使用，油田日常生产过程产生的废气污染物、生产废水、生活污水、噪声及固体废物等将会消失。油井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少1m的井筒并用水泥灌注封井、井场清理，以及管线清扫、封堵等，将会产生少量扬尘和固体废物。

在封井施工作业中应注意采取降尘措施，文明施工，尽可能降低对周边大气环境的影响，对于井口和管线废弃作业过程中产生的固体废物应按要求妥善处置。在采取以上处理措施后，环境影响较小。

（2）地下水影响

油、水井退役后全部进行封井，阻止各层段之间的井内窜流，并可有效阻隔油层中含油地下水与上部其他含水层之间的水力联系，使井区内的第四系潜水、环河组和洛河组含水层均不再受石油开采的影响，达到保护含水层的目的。因此，闭井期对地下水环境保护目标不会造成影响。

（3）生态影响

油田闭井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。闭井期，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。管线拆除前先进行清管，清除管道中残存的少量原油，避免对管道沿线的土壤和地下潜水造成污染，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。闭井期油田进场道路在征求当地群众意见的基础上，能够农业生产利用的继续保留，不能就地利用需进行绿化，恢复地表植被，尽可能对当地生态环境进行补偿。

闭井期，工程原有的占地将进行植被恢复，管道内的原油进行清理回收；油井进行封堵，不会对当地的农业生态环境产生影响。

## 7.3 生态环境保护与恢复措施

油田开发是网状布局，单井点状分布，群井面状分布，这种开发性质会对区域的多种系统造成干扰，因此，采取严格的生态保护措施至关重要。本项目涉及工程内容较为复杂，含井场、站场、集输管线以及道路等主体及辅助工程，评价按照工程内容不同提出相应的生态保护恢复措施，有的放矢，针对性强、操作具体。

### 7.3.1 替代方案与避让措施

（1）井场、管线和道路等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；尽量避开敏感区域。

（2）合理选择管道线路走向，尽量减少管道与河流交叉，合理选择河流穿跨越位置，设法避开不良地质、特殊地质和水土流失严重地段。

（3）尽量利用丛式井布置技术，尽可能减少占地。

（4）管道走向尽量利用荒草地等贫瘠地段，避开农田、林地，避开人口稠密区。

（5）为减少农业损失，合理安排施工时间，尽量避开农作物生长和收获季节。

（6）尽量利用已有道路和生活设施，减少施工临时用地，尤其是少占农田、林地；施工便道的选线应避免和尽量减少对地表植被的破坏和影响。

### 7.3.2 施工期生态环境保护措施

（1）井场生态保护措施

根据现场调查及遥感解译，本项目井场占地类型主要为草地、耕地和灌木林地，对于不同时期的井场周边生态保护及井场生态恢复提出以下措施：

①控制井场作业面范围，钻井、井下作业与地面工程设施建设应尽量减少临时占地和永久占地。

②对井场建设必须砍伐的树木，应首先考虑异地移栽；无法异地移栽的，必须在其周围或附近地区等面积补种。

③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。

④采用泥浆不落地措施，做好泥浆罐的防渗漏措施，防止污染土壤环境。对钻井过程中产生的废弃泥浆，具备再利用条件的优先资源化利用，不能利用的交由有处理能力的第三方处置。

⑤试油作业必须采取防喷、导流等有效措施。

⑥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；井场地面铺设防渗布，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；钻井时已经进入土壤的落地油要及时回收；采取

上述措施后可大大减轻对井场周围土壤的污染。

⑦井场四周必须修建挡水墙，大门或通行处应设有拱形挡水设施，保证场外雨水不进场，场内雨水不出场。

⑧井场上游挖方坡面坡脚布设截排水设施，疏通原有坡面自然径流路径，防止上游来水冲刷井场，并对挖方坡面进行植物护坡；井场陡坡地段修筑挡土墙，场内设排水沟。

⑨建设单位应参照《陕北油气开采清洁文明井场验收标准》的要求，对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。

⑩井场、道路绿化前移，在试油完成后对井场、道路边坡种植当地常见植物进行绿化，做好水土保持；钻前井场平整完成后，做好围堰及挡水梁，防止钻井、试油过程中污染物出井场；井场投产后 1 个月内，完成标准化井场剩余设施的配套建设，井场安全距离范围内种植龙爪槐、黄花，边坡挖坑播撒草籽恢复绿化。临时占地在施工结束后，要及时将土回填，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。

⑪临时占地在施工结束后，要及时将土回填，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。

井场生态保护措施平面布置示意图及不同地形下井场防治措施见图 7.3.2.1 与图 7.3.2.2。

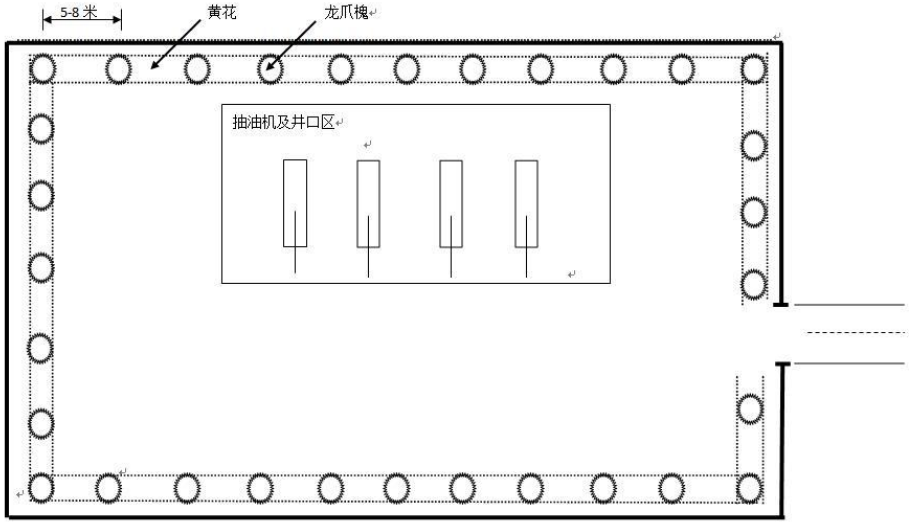



**图 7.3.2.1　典型井场绿化措施示意图**

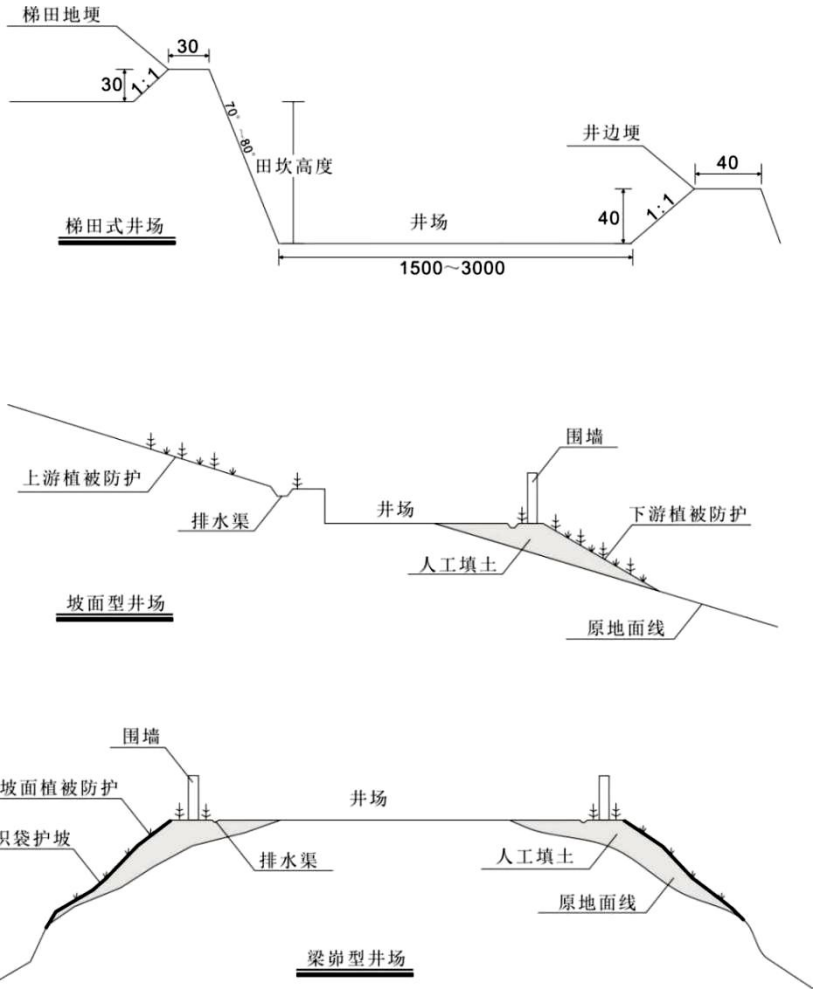



**图 7.3.2.2　不同地形下井场防治措施示意图**

⑤绿化设计

根据《长庆油气田绿化技术规定》Q/SY CQ 16001-2020，对油田井场设计时须考虑绿化设计，按照以下原则和要求设计，选择耐干旱、贫瘠、耐寒的当地宜栽植物作为主要的种植树种。具体配置方式因井场具体位置布设而定。

**表 7.3.2-1　绿化设计原则和要求**

| 站场类型 | 区域 | 植被类型 | 要求 |
|---|---|---|---|
| 站场 | 站内 | 草坪 | 除了不可绿化区域都应该绿化（不可绿化区域指：罐区防火堤内、防火堤与周围消防道之间、油气生产装置硬化区及其边界 1m 范围内等），工艺装置区建（构）筑物、设备边界外 1m 及硬化场地周围，宜广植草坪地被植物，不应种植灌木 |
| | 站内辅助生产区 | 灌木 | 辅助设施区与周围道路的一侧或两侧可稀植灌木 1 排，株距 6m~8m |
| | 围墙周边 | 乔木/灌木 | 围墙外至征地线范围为 2.0m 稀植灌木 1 排；如大于 2.0m 稀植乔木 1 排；乔、灌木株距 6m~8m。 |
| | 围墙至护坡 | 草籽 | 撒草籽绿化 |
| | 护坡 | 草籽 | 撒草籽绿化 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 井场 | 防护堤至征地边线 | 草坪/灌木 | 黄土地区井场可绿化区域不应种植乔木，宜广植草坪地被植物及在防护堤或护坎外地势平坦处稀植灌木 1 排，株距 6m~8m。 |
| 生产辅助类站场 | 站内 | 草坪 | 生活区建（构）筑物、设备边界周围，宜广植草坪地被植物 |
| | | 灌木 | 生活区周围道路的一侧或两侧，可稀植灌木 1 排，株距 6m~8m |
| | 围墙周边 | 乔木/灌木 | 围墙外至征地线范围为 2.0m 稀植灌木 1 排；如大于 2.0m 稀植乔木 1 排；乔、灌木株距 6m~8m。 |
| | 围墙至护坡 | 草籽 | 撒草籽绿化 |
| | 护坡 | 草籽 | 撒草籽绿化 |

本项目绿化面积见表 7.3.2-2。

**表 7.3.2-2　　本项目绿化面积统计　　单位：$m^2$**

| 序号 | 工程内容 | 数量/单位 | 植被类型 | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | 草坪（$m^2$） | 草籽（$m^2$） | 灌/乔木（株） |
| 1 | 井场 | 17/座 | 8840 | / | 884 |

（3）管线生态保护措施

本项目新建管线管沟开挖总长 16.8km，管线施工作业时必须平整场地，形成施工作业带，地表植被将会破坏，对于管线生态保护措施：

①对管道施工过程中无法避让必须占用的土地，应将管线堆放及管线施工作业区集中于开挖区一侧，尽量减少临时占地；挖掘时将剥离表土集中堆放于开挖区另一侧，并应将 0～30cm 表层土、底层土分开堆放，回填时应分层回填，恢复原土层，保护土壤肥力，以利后期植被恢复。管线堆放剥离表土示意图见图 7.3.2.3。

②对输油管道采取防腐措施，防止管道泄漏对植被、土壤造成影响；长距离输油管道采用阴极保护，减缓管道腐蚀，减小原油管道因腐蚀穿孔泄漏的概率。

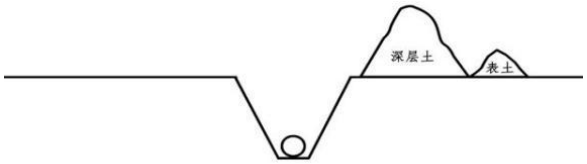
③管道施工时临时占用农田、穿越灌木林地，同时由于管道施工分段进行，会耽误一季农作物的种植。项目为减少沿线农田的破坏，优化路线，将农田占用量降至最低；对已破坏的农作物，应与当地政府签订补偿协议及复垦合约。尤其是临时占地涉及穿越基本农田时，须严格控制管线施工作业带宽度，不在基本农田范围内布设临时设施，施工结束后，及时进行生态恢复及复耕，尽快恢复原有土地用途。

④在冲沟或缓坡地带铺设管道，会在地表植被破坏的基础上，进而引起水土流失，应加强边坡防护，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。

在纵坡上铺设管道，施工应尽量减少施工作业带的宽度，以降低对植被的损害，在施工作业带范围内由于施工机具（多为履带设备）通过和开挖管沟，使地表植被遭到破坏，而使表土裸露，到了雨季，雨水顺山坡而下，带走泥土，形成水土流失，严重的可引起山体滑坡，造成自然灾害。针对上述情况，可以在施工作业带两边修筑临时排水通道使水流从通道内流走。在比较陡的地段设置挡水墙。施工结束管道回填后，及时修筑挡水墙。作为永久性设施保留下来，并在施工作业带内铺撒碎石，减少水土流失。

在横坡上铺设管道，一般是将山坡削掉部分，使管道在断面上敷设。这个断面的植被完全被破坏，雨水会顺山坡蔓延流下，这会将断面冲毁，严重的可导致山体滑坡。为了避免事故，及时设置挡水墙。施工结束后，这些挡水墙作为永久性设施保留下来。还要在施工作业带内铺撒碎石，防止水土流失。

管道穿越冲沟时，可采用砌护坡的形式进行水工保护。管线穿越治理措施如图 7.3.2.3 和图 7.3.2.4。




管道施工作业场地剖面图




**图 7.3.2.3　管道施工剥离表土堆放示意图**

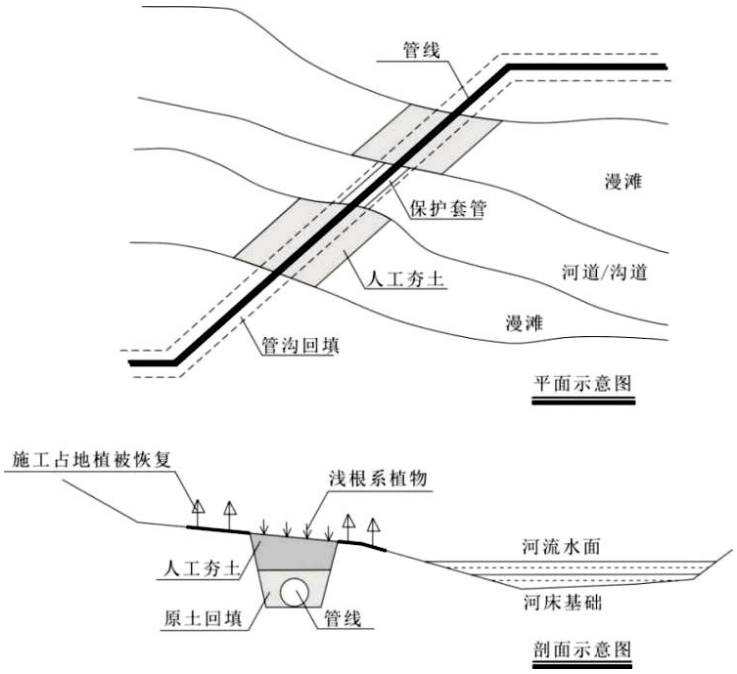



**图 7.3.2.4　管线穿越治理措施示意**

⑤水土流失极敏感区生态保护与恢复措施

1）施工场地布设，尽量减少施工作业带宽度。严格划定施工作业范围，在施工带内施工，并使用显著标志（如彩旗或彩色条带）加以界定，严格控制工程施工过程中的认为干扰范围。在保证施工顺利进行的前提下，尽量减少占地面积。严格限制施工人员及施工机械活动范围。

2）提高工程施工效率，尽量缩短水土流失敏感部位的施工工期，同时采取边铺设管道边分层覆土的措施，减少疏松地面的裸露时间，合理安排施工时间，尽量避开雨季和汛期，遇大风大雨天气要在土、石、渣堆表面覆盖防尘网。

3）施工结束后，施工单位应负责及时清理现场，使之尽快恢复原状，将施工期对生态环境的影响降到最低程度。如在植物生长季节立即进行植被恢复；如不在植物生长季节，在回填土上压覆沙土袋，防止水土流失，次年进行植被恢复。

4）禁止在水土流失重点预防区和重点治理区范围内排放生活污水、施工废水、生活垃圾及施工废弃物等。

5）加强施工队伍职工环境保护思想教育，规范施工人员行为。教育职工爱护环境，保护施工场所周围的一草一木，不随意摘花损木，严禁砍伐、破坏施工带以外的作物和树木。不准乱挖，乱采野生植物，不准随便破坏动物巢穴，严禁捕杀野生动物。约束其在非施工期间的活动范围。

6）管道沿线施工后的地貌恢复应首先满足土地复耕的要求，对管沟回填后

多余的土严禁集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，使管沟与周围自然地表形成平滑过渡，不得形成汇水环境，防止水土流失。管线跨越安川河、冲沟处，两岸距管线中心两侧应进行水工保护。

项目建成后，临时占地得到有效的填充平整、恢复植被，施工期对生态产生的影响在运营期将对生态环境进行逐步恢复、改善。

⑥二级国家级公益林生态保护与恢复措施

根据三线一单核查比对结果，本项目管线选线部分区域（约0.291hm$^2$临时占地）涉及二级国家级公益林，属于临时占地。

参照《国家级公益林管理办法》，本项目涉及二级国家级公益林应采取以下生态保护措施：

1）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；

2）涉及林木采伐的，建设单位应按照相关要求取得林业部门依法核发林木采伐许可证；

3）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，要求建设单位对所占公益林实施占补平衡；

4）在施工过程中，应严格按照划定的施工场界界限施工建设，施工完毕后及时进行复植及绿化，以减小对公益林生态状况可能产生的影响；

5）加强对施工人员的管理和教育，在公益林区附近施工时注意对林地的保护，严禁施工人员和设备越界破坏林地；

6）施工结束后及时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；

7）占用二级国家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；

8）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；

9）对于二级国家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；

10）由于管道沿线两侧各5m不能再种植深根植物，对于不能恢复原有功能的二级国家级公益林，按照“占补平衡”的原则对临时占用的二级国家级公益林地进行补偿和生态恢复。

⑦基本农田生态保护与恢复措施

对于部分管线临时占地涉及基本农田的，根据《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号）文件要求，建设项目施工、地质勘查使用临时用地时应坚持“用多少、批多少、占多少、恢复多少”，尽量不占或者少占耕地。使用后土地复垦难度较大的临时用地，要严格控制占用耕地。铁路、公路等单独选址建设项目，应科学组织施工，节约集约使用临时用地。制梁场、拌合站等难以恢复原种植条件的不得以临时用地方式占用耕地和永久基本农田，可以建设用地方式或者临时占用未利用地方式使用土地。临时用地确需占用永久基本农田的，必须能够恢复原种植条件，并符合《自然资源部农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1号）中申请条件、土壤剥离、复垦验收等有关规定。

管线施工临时占用耕地，特别是永久基本农田的，应采取措施对耕作层进行保护，具体如下：

1）采取“分层开挖、分区堆放、分层回填”的作业制度。开挖时将0～40cm耕作层的熟土和底层生土分开堆放，并采用土工布覆盖，保护土壤原有理化性质；

2）回填时应分层回填，恢复原土层，以保护土壤肥力；

3）管沟回填后应尽快进行复耕，做到边使用，边平整，边绿化，边复耕，保证耕地的面积不减少、质量不降低；

4）回填后还应采取相应的水土保持措施，有效降低项目工程引起的水土流失。

（4）道路生态保护措施

本次新建道路工程总长1.0km，采取措施如下：

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。油区道路施工作业面宽度控制在1m范围内；

②施工便道、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对道路、管道施工过程中挖掘时应将表层土、底层土分开堆放，回填时应分层回填，恢复原土层，保护土壤肥力，以利后期植被恢复。

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道路干线种植路基防护林，井场公路的单侧至少种植绿化树种和草丛防护林，绿化树种选择速生杨、速生柳、侧柏等。

⑧按照当地生态县建设规划要求，在油区井场道路绿化方面，要求遵循自然规律，按照“适地适树、乡土为主、乔灌结合、花草点缀”的思路进行，井场边缘和生产道路行道树实行乔木绿化，井场道路下压及裸崖实行乔灌草的方式进行绿化。

⑨对井场道路两旁进行绿化，选种柳树、杨树、榆树等树种，树与树之间间距为 2 米，三年成活率达到 100%。

施工期道路保护措施如图 7.3.2.5。

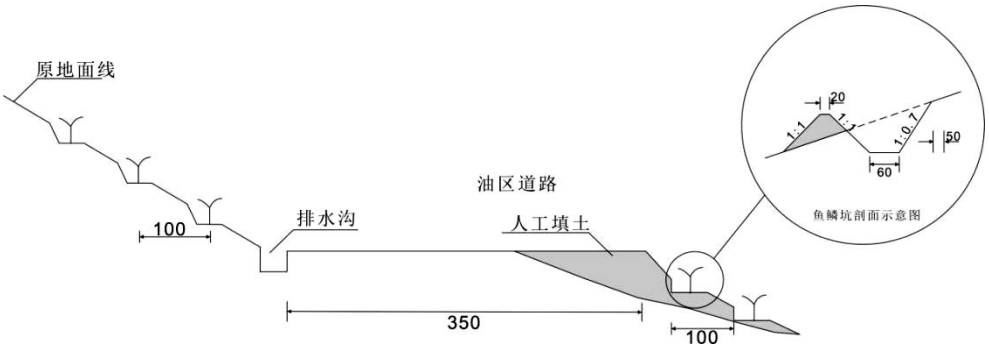



**图 7.3.2.5　道路保护措施示意图**

（5）施工迹地恢复措施

本工程施工迹地包括钻井井场、道路等的永久征地以及井场、管线和道路施工临时占地。从本工程施工期的不同施工占地类型来看，施工迹地占地类型主要为耕地、草地和灌木林地等。

①施工迹地恢复措施主要采取人工恢复和自然恢复相结合的方式，加快植被

的自然恢复。施工便道在工程结束后会形成条带状的裸露地表景观，在进行植被恢复之前应首先进行土壤改良，然后采取人工种植和植被恢复措施进行生态恢复。施工迹地生态恢复时应及时收集、处理施工场地及周围因施工而产生的垃圾与各种废弃物，工程回填物应首先考虑弃土、弃石和弃渣，并力求做到“挖填平衡”。表土开挖前需先将表层腐殖质土的进行分层剥离与堆放，同时采取拦护等措施，尽量减少土壤养分的流失；

②施工结束后，需及时进行回填平整，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。

③对于施工迹地等破坏区，施工结束后应按照《土地复垦规定》进行土地复垦和植被恢复工作。凡受到施工车辆、机械破坏的地方均要进行土地平整、疏松，并在适当季节进行植树或栽种农作物（根据不同地段的生态环境特点选择适合于当地生长的树种、农作物），尽快恢复原有土地利用功能。加强对绿化植物的管理和维护，减少运行初期因植被未恢复而造成的水土流失。

（6）野生动植物保护措施

①井场选址时，尽量避开植被较丰富的区域，最大限度避免破坏野生动植物生境；

②施工过程中严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区和生活区范围内活动，最大限度减少对野生植物生境的破坏。

③加强管理，确保各环保设施正常运营，避免各种污染物污染对土壤环境的影响，并进一步影响到其上部生长的野生植被；

④加强对施工人员和职工的教育，强化保护野生动植物的观念，不得随意砍伐、践踏、破坏野生植物，禁止猎杀野生动物；

⑤强化风险意识，制订切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险概率，避免事故泄漏和火灾爆炸事故可能对野生植物的生命及生存环境的威胁。车辆在有野生动物的地区行驶及作业时，禁鸣喇叭。在道路边和营地，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等环境保护警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实提高作业人员保护生态环境的意识。

⑥车辆在有野生动物的地区行驶及作业时，禁鸣喇叭。

⑦在道路边和营地，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等环境保护警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实提高作业人员保护生态环境的

意识。

（7）防沙治沙保护措施

按照《中华人民共和国防沙治沙法》（2018年10月26日修订）及《陕西省生态环境厅关于加强光伏风电等沙区开发建设项目环评管理的通知》（陕环环评函〔2022〕24号）有关规定，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。

根据本项目土地利用现状解译结果以及多规合一检测结果，项目区块占地范围内不涉及沙化土地封禁保护区及沙地，鉴于定边县姬塬镇和吴起县周湾镇已列入防沙治沙范围，评价区以轻度沙质荒漠化区为主，其次为重度沙质荒漠化区、中度沙质荒漠化区，生态环境脆弱。

根据《陕西省防沙治沙规划（2021~2030年）》，本次评价提出以下防沙治沙措施：

1）植物措施

①植被覆盖度高的区域，施工结束后，及时采取撒播草籽、种植灌木等措施，恢复原地貌，通过种植草灌木，实现抗风固土防沙效果；

②应以防沙治沙为前提，结合工程建设各区域的功能选择适宜的植物，优先选择耐寒、耐旱能力较强、保水固沙能力强、易种植和管理的物种，优先考虑草本植物，其次为灌木树种。

③根据《陕西省防沙治沙规划（2021~2030年）》，项目工程内容分布在定边县姬塬镇和吴起县吴起街道、五谷城镇和周湾镇，主要涉及白于山区荒漠土地治理区。应保持水土和防治土地荒漠化，采取综合措施，有效治理水土流失。因地制宜开展人工造林种草等措施，大力恢复林草植被。

2）土方开挖保护措施

①施工土方全部用于站场平整，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改扩建井场施工临时占地，尽量避开植被较丰富的区域；

3）管理措施

①施工期间应划定施工活动范围，严格控制地表扰动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围，合理确定施工期运输路线，避免车辆随意碾压破坏地表，由专人负责，以防破坏土壤和植被，加剧土地荒漠化。

②在施工过程中，不得随意碾压项目区内其他固沙植被。施工结束后，对施工迹地及时进行整治、恢复，减轻水土流失，使其受影响的程度降到最低。

③建设单位应牵头组织专业的护林、护草人员，对新栽植的树木、草灌统一进行管护。包括管护期内对幼树的抚育管理，确保树木成活。落实绿化管护责任。发现问题及时补栽补救。

### 7.3.3 运行期生态环境保护措施

（1）井场生态保护措施

①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”作业模式，实现“井液不出井筒，落地原油全部回收”；

②洗井和修井产生的含油污水由罐车运往附近措施废液处理站进行集中处理，不得随地排放，避免对土壤和水体造成影响；

③对井场防渗污油池中的油泥，委托有资质的单位及时清理，并进行安全处置；

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。

（2）管线生态保护措施

①在管线上方设置各种标志，以防各类施工活动对管线的破坏，特别是穿越长城地段、穿越河流地段的管线，必须设立明显的警示标识。

②建设单位应加强各种防护工程的维护、保养与管理，加强对道路和输油管线沿线生态环境的监测与评估，及时发现滑坡、坍塌、泥石流等隐患，提前采取防治措施。

③加强宣传教育，提高输油管线沿线居民的环保意识，加强对绿化工程的管理与抚育，防虫、防火，禁止在输油管线沿线附近取土，以避免造成输油管线破坏、导致原油泄漏污染事件。

④加强管线巡检力度，对腐蚀、老化的管线及时更换，降低泄漏事故的发生概率。

⑤对于输油管线原油泄漏造成的土壤污染，根据土壤类型可采取不同的措施，灰棕漠土由于土壤渗透性强，易渗漏，污染面积一般较小，但污染深度较大，易于控制和收集，应将污染土层挖出后集中处理，并及时覆土恢复。

（3）道路生态保护措施

①加快对道路两侧的绿化，布设道路防护林，提高植被覆盖率，尽早恢复生态环境，造林后应立即封禁，禁止采伐道路沿线两侧栽植的乔、灌木。使道路两侧宜绿化区域有效覆盖面积不低于98%。

②对道路尚未硬化易产生扬尘的路段，采取洒水抑尘、设限速标示等措施，减少道路的无组织扬尘产生量，以保护道路两侧生态环境；

③主要道路设置截排水沟，减轻对道路路基的冲刷，减少水土流失量；

④定期对路基边坡进行维护，提高其防护能力，防止土壤受到侵蚀；

⑤建设单位应加强各种防护工程的维护、保养与管理，加强对道路沿线生态环境的监测与评估，及时发现滑坡、坍塌、泥石流等隐患，提前采取防治措施。

### 7.3.4 闭井期生态环境保护与恢复措施

参考《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）的要求，根据《第九采油厂吴起区域生态环境治理方案》和《第九采油厂定边区域生态环境治理方案》，油田闭井期，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补偿，评价建议分区采取生态恢复与补偿措施。

（1）井场生态恢复措施

①闭井期油井退役或报废后，应当在半年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、拆除井场围墙，挖松固化地面，并对井场土地进行平整、覆土和植被恢复；

②井场植被恢复初期可撒播草籽，后期可种植乔、灌木，树种可选择杨树等当地适生植物；

③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；

④保留各类绿化、防洪设施工程、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）管线生态恢复措施

闭井期管线的回收会破坏原地表植被以及管线沿线的土壤结构，应当妥善处理管道中残存的少量原油，回收表层的设备并在地表铺撒碎石。

（3）道路生态恢复措施

①对井场道路的永久占地要进行生态恢复，恢复原有植被和生态景观，使整个油田开发区与区域生态景观和谐一致；

②油区进场道路，在征求当地群众意见后，可作为当地农业生产使用的，不必恢复；否则要恢复地表植被覆盖。

### 7.3.5 水土保持措施

1、施工期水土保持措施总体布局

对不同区域新增水土流失部位进行对位治理，建立工程防治和植物防治措施相结合的措施体系，有效制止工程建设新增水土流失，恢复和改善项目区生态环境。

（1）梁峁防治区

井场防治区，在围堰内以主体工程的地面硬化措施为主，辅以排水设施，围堰外以挡墙和植物防治措施为主。

（2）坡面型防治区

①井场防治区，在围墙内以主体工程的地面硬化措施为主，辅以排水设施，围墙外以挡墙和植物防治措施为主；②道路工程防治区，以道路排水工程和植物防治措施为主，辅以临时工程防治措施；③管线防治区以地表平整恢复植被和临时挡土墙为主。

（3）平台地防治区

①井场防治区在围墙内以主体工程的地面硬化措施为主，辅以排水设施，围墙外的临时占地采取土地整治复垦；

②管线防治区以临时拦挡措施和土地整治复垦为主；道路防治区以排水设施和道路防护林为主。

水土保持防治措施总体布置见表 7.3.5-1，水保措施见图 7.3.5.1～7.3.5.3。

**表 7.3.5-1　施工期水土保持防治措施总体布置**

| 防治分区 | 防治部位 | 防治措施 | | |
|---|---|---|---|---|
| | | 工程措施 | 植物措施 | 临时防护措施 |
| 井场防治区 | 上游地段 | 截排水设施 | / | 弃渣及时清运、土袋临时拦挡、土工布覆盖等 |
| | 陡坡地段 | 挡土墙、围墙 | / | |
| | 场内 | 排水沟 | 空地绿化美化 | |
| | 四周 | / | 栽植树木 | |
| 管线防治区 | 管线敷设处 | / | 种植草类植物 | |
| 道路防治区 | 陡坡地段 | 挡土墙 | / | |
| | 靠山坡一侧 | 排水沟 | 边坡绿化 | |

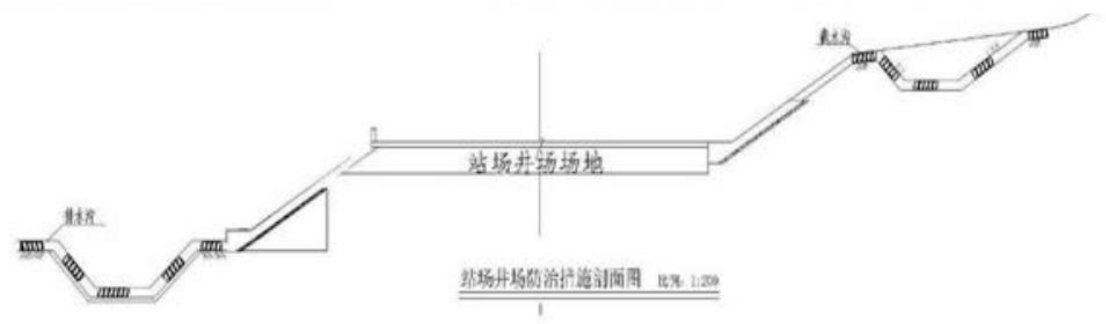



**图 7.3.5.1　井场施工期典型水保措施示意图**

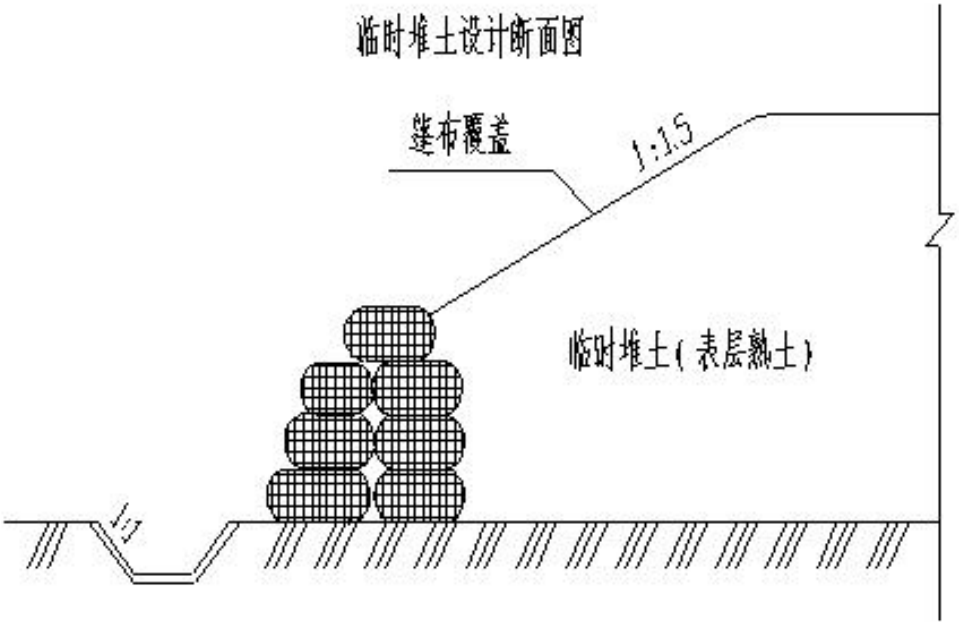



**图 7.3.5.2　临时堆土典型水保措施示意图**

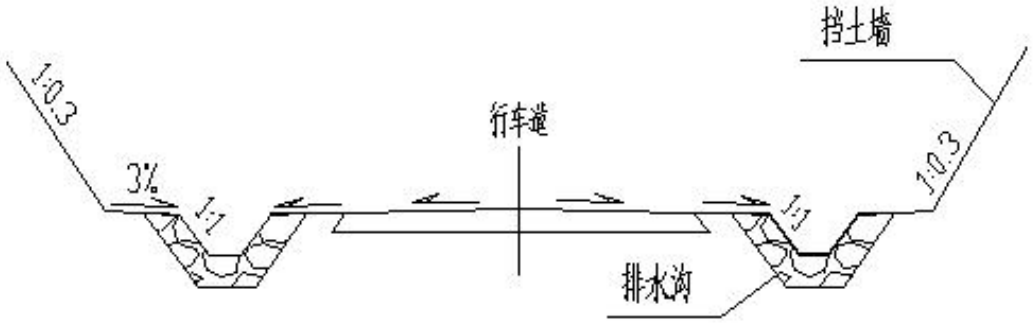



**图 7.3.5.3　　路堑边坡防护示意图**

2、施工期分区防治措施

工程建设应分区进行水土防治，具体要求如下：

（1）井场防治区

①工程措施

A.开坡削级

井场施工中形成的高陡边坡进行削坡开级。边坡高度一般小于 15m，采取直线型，从上到下削成同一坡度，坡度为 1：1.25。

B.开挖坡面截水沟

井场挖方边坡以蓄水型截水沟设计，根据截水沟的设计断面尺寸，沿施工线进行挖沟和筑埂。筑埂填方部分应将地面清理后均匀铺土，沟底或沟埂薄弱环节进行加固处理，截水沟的填方土埂外坡可植草护埂。

②植物措施

在井场围墙外侧种植乔木。对于井场施工中形成的填方边坡区，采取灌草护坡。先将坡面进行整治，然后沿等高线带状栽植灌木。对于高陡边坡，经削坡后种草，草种选用紫花苜蓿。

③临时措施

井场防治区临时措施主要是表土剥离临时堆放区的防护措施。由于井场比较分散，单个井场的剥离表土数量不大，所以临时措施主要采用防雨布覆盖。

（2）管线防治区

①开挖及回填

施工时应分层开挖堆放，减少临时占地影响。回填时按原有层次逐层回填，恢复土壤原有结构，有利施工带土壤和植被恢复。回填后应予以平整、压实、复

耕或播撒草种。

②地貌恢复

管道沿线施工后的地貌恢复应首先满足土地复耕的要求，对管沟回填后多余的土严禁集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，使管沟与周围自然地表形成平滑过渡，不得形成汇水环境，防止水土流失。

③管线跨越

管线跨越冲沟处，冲沟两岸距管中心两侧应进行水工保护。

（3）道路防治区

水蚀防治措施根据“上拦、下护、路排”的防治模式布设：

上拦：即在路段上游坡面开水平沟或挖鱼鳞坑，拦蓄降水就地入渗，同时护坡固土，恢复植被；

下护：即在下游坡面以草灌为主植物护坡，防止井场或路面散水冲刷边坡，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，路边采用常绿树种或中槐作为行道树，路面上下坡所有扰动面采用柠条与刺槐混交护坡，隔坡种当地适生草灌。

路排：即在道路内侧设置排水渠，并根据周围地形地貌，在适当位置设置排水沟，将蓄水排至沟道。

具体道路面、填土坡面和立崖分别采取以下措施：

①道路面

道路外缘聚流坑整地，坑内种植适生乔木。聚流坑长1.0m、宽0.8m、深0.3m，坑下缘土埂斜向上伸向路面，以便路基径流入坑。道路内侧顺立崖脚修筑排水沟，沟上宽0.8m，底宽0.3m、深0.3m。坡度小于5%的路段为土质排水沟，坡度大于5%的路段排水沟表面用砂浆粉面，厚度不小于0.03m，沟沿处厚0.05m，每隔2～3m留一伸缩缝，缝内浇灌沥青。在道路的反向弯道处修筑引排水设施，将沟内水引离路基不小于10m处排泄。对于临深崖的弯道要压过路涵管，将水引入下段沟槽。

②填土坡面

填土坡面坡度小于30°时，采用水平沟整地造林，大于30°时采用鱼鳞坑整地造林。水平沟口宽1.0m、底宽0.5m，深0.3m，沟间距1.5m，设一横挡，沟内密植乔灌木，乔灌带状相间混交，株距1.0m。鱼鳞坑口长1.0m、宽0.8m，外

沿土埂斜向上延伸，以便坡面径流入坑。坡面治理需要结合整地种植苜蓿，先种草后植苗。植苗时，乔灌林带状相间混交。

③立崖

井场立崖上方距边缘5m地带，水平沟整地，密植灌木。套地带相当于立崖宽度、沟间距1.5m、口宽0.8m、株距0.5m；道路立崖高度小于3.0m的地段，无需采取固崖措施，对于较高立崖，若上部集中水流通过段，可仿照井场立崖的防治措施布设，若上部无集水可能，则不采取措施。

（4）工程技术要求

井场周边填方地段坡度应小于1：1，使填方地段小于项目区土壤安息角；在井场周边采用适生乔木种营造绿化林带，其余空闲区域种植紫花苜蓿等适生灌木。

（5）预防措施

①施工组织设计中进一步优化主体工程设计

对主体工程设计认真研究，进一步设计，并提出规范施工要求，采取行之有效的水土流失预防和治理措施，合理调配土石方，做到土方平衡，避免或减少破坏生态环境，避免沟道淤积。

②强化施工管理

A.加强施工期管护、尽量减少施工影响面积。尽量做到挖填平衡，合理调配土方，安排施工时序，防止弃渣过多堆积。

B.尽量缩短水土流失敏感部位的施工工期，减少疏松地面的裸露时间，合理安排施工时间，尽量避开雨季和汛期，遇大风大雨天气要在土、石、渣堆表面覆盖塑料薄膜。

C.施工过程中的各种堆弃渣要防止随意堆弃；在建筑用土、石、渣等堆放地应设置标志集中管理，严禁粉状物料露天堆放。

D.施工时施工机械和施工人员要按照规划的施工平面位置和通道进行操作，不得乱占土地，施工机械、土石及其他建筑材料不能乱停乱放，防止破坏植被，加剧水土流失。

3、运行期的水保措施

（1）加强植物措施的管理与管护，减少运营初期因植物未恢复而造成的水土流失；禁止采伐管道沿线两侧栽植的乔、灌木，禁止对沿线坡面等种草地段放

牧，以避免路基坡面产生新的水土流失现象；

（2）加强水保设施的维护与管理，对损坏的设施应及时修复，以避免造成更大的水土流失；

（3）加强对沿线生态环境的监测与评估，及时发现滑坡、坍塌、泥石流等隐患工点，采取防治措施以杜绝新的地质灾害发生。

管线总体生态保护与恢复措施示意图见图 7.3.5.3。

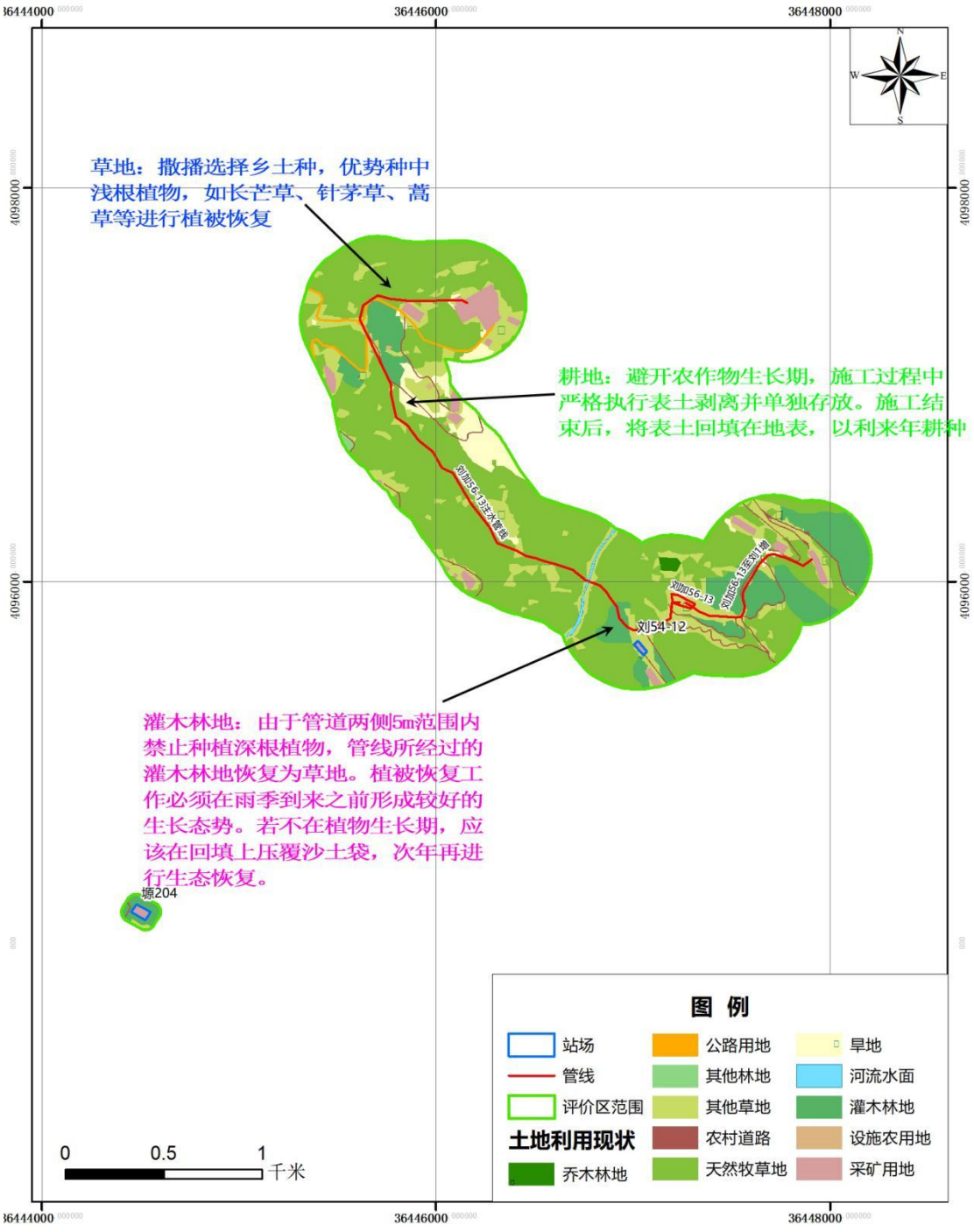



**图 7.3.5.3　管线总体生态保护与恢复措施示意图**

### 7.3.6 生态恢复目标和指标

根据区域生态环境特征，参考《土地复垦质量控制标准》（TD/T1036-2013）、《矿山生态环境保护与污染防治技术政策》和《生产建设项目水土流失防治标准》（GB/T50434-2018）等有关要求，确定本项目生态修复工程的目标为：

（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；

具体生态综合整治任务与指标详见表 7.3.6-1。

**表 7.3.6-1　生态综合整治目标**

| 生态恢复指标 | 单位 | 目标值 |
|---|---|---|
| 表土保护率 | % | 85 |
| 植被恢复率 | % | 90 |
| 植被覆盖度 | / | 不低于开发前区域原有植被覆盖度 |
| 扰动土地恢复治理率 | % | 95 |
| 复垦植被成活率 | % | 80 |

### 7.3.7 生态保护、恢复与补偿实施计划和费用

根据工程生态保护、恢复与补偿措施，给出植被恢复计划见表 7.3.7-1。

**表 7.3.7-1　植被恢复计划表**

| 区域 | 植被恢复措施 | 恢复面积 $hm^2$ | 恢复时间（年） | 费用（万元） |
|---|---|---|---|---|
| 井场 | 土地平整、覆土、临时占地种植当地易活植被，对钻井后临时场地覆土平整后恢复植被。 | 4.42 | 1 | 44.2 |
| | 加强对植被的抚育、补种工作，提高井场植被覆盖度。 | | 3 | |
| 管线区 | 土地平整、覆土、临时占地生态恢复、播撒草籽等。 | 6.72 | 1 | 33.6 |
| | 定期对管线恢复区的植被进行补种和抚育，提高植被覆盖度。 | | 3 | |
| 道路区 | 土地平整、覆土、临时占地生态恢复、播撒草籽等。 | 0.10 | 1 | 0.5 |
| | 道路两侧种植刺槐、柳树等植被，加强对植被的抚育、补种。 | | 3 | |
| 合计 | | 11.24 | / | 78.5 |

评价根据生态恢复工程量，初步估算生态保护、恢复与补偿费用约 78.5 万元。评价要求建设单位落实生态保护与恢复费用，建议当地政府部门根据油区实际情况制定生态补偿费用指标向建设单位收取费用，并统一安排生态恢复工作。

## 7.4 生态环境监测

根据 HJ19-2022 要求，采掘类项目应针对项目规模、生态影响特点及所在区域的生态敏感性，开展生态监测。考虑到油田开发主要生态扰动与破坏活动集中在施工期，因此本次生态监测计划重点也针对施工期提出，并兼顾运行期的生态保护目标影响及生态恢复工程效果影响，具体监测计划见表 7.4-1。

**表 7.4-1　　生态监测计划一览表**

| 阶段 | 监测因子 | 监测方法 | 监测频次 | 监测点位 |
|---|---|---|---|---|
| 施工期 | 植物群落变化情况、临时占地的恢复情况等 | 遥感解译、无人机航测、样方样线等 | 施工期并延续至正式投运后 5 年 | 重点布设在涉及吴起县生态功能极重要极敏感区及国家二级国家级公益林的管线代表点 |
| 运行期 | 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 | 遥感解译、无人机航测、样方样线等 | | 重点在涉及吴起县生态功能极重要极敏感区及二级国家级公益林的管线各选 3~5 个代表点开展长期跟踪生态监测 |

## 7.5 结论

本工程由钻井、道路和管线建设等工程组成。工程不同阶段对生态环境的影响不同，对生态环境的重点影响时期是施工期，运行期和闭井期影响不大。施工期生态环境影响主要体现在土地利用、土壤、动物及植被、景观、水土流失等方面，其中对土地利用、土壤、植被的影响相对较大，各施工环节均要严格执行相关环保措施。通过采取相应的生态保护与恢复措施后，拟建工程的开发建设对生态环境的影响可以得到有效减缓，对生态环境的影响在可接受范围内。

# 8 环境风险评价

环境风险评价应以突发性事故导致的危险物质环境急性损害防控为目标，对建设项目的环境风险进行分析、预测和评估，提出环境风险预防、控制、减缓措施，明确环境风险监控及应急建议要求，为建设项目环境风险防控提出科学依据。

## 8.1 风险调查

### 8.1.1 建设项目风险源调查

本项目为油田开采项目，涉及的危险物质为原油、伴生气及火灾爆炸事故次生的CO。本项目线路工程包括单井管线、注水管线和道路工程等。站场工程主要为井场。

项目可能存在风险的单元包括钻采井场、集输管线、站场。

（1）钻采井场

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，原油覆盖植被、污染土壤，若进入地表水体则造成地表水环境污染。

另外采油井套外返水时若发生事故，可能会穿透含水层污染承压水。套外返水事故的主要原因在于固井质量不好、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。

施工期井场内备用柴油储罐发生罐体破裂泄漏进而可能引发火灾、爆炸事故的风险。发生事故后未完全燃烧的有毒有害物质以及完全燃烧后伴生/次生的CO等扩散进入大气后对大气环境会造成影响。事故后产生的消防废水若没有及时收集处理，会对地表水、土壤及地下水环境造成影响。

（2）井场

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。

（3）集输油管线

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、植被产生影响；管线穿跨越沟道、河流时泄漏原油对地表水的污染，以及泄漏原油通过包气带进入地下水环境从而对地下水造成影响。

（4）拉运含油污泥车辆

拉运含油污泥的车辆出现事故发生泄漏后，泄漏含油污泥进入土壤，会对土壤、植被的影响；运输经过沟道、水体时发生泄漏对下游地表水的污染，以及泄漏含油污泥经雨水淋滤，石油类通过包气带进入地下水环境从而对地下水造成污染。

### 8.1.2 环境敏感目标

本项目环境风险敏感目标为井场附近及集输油管线两侧的敏感点，主要保护目标为区域内环境空气、地表水、地下水环境质量。根据危险物质可能的影响途径及现状调查，确定环境敏感目标如下：

（1）环境空气敏感目标

本项目拟建井场、管线环境空气保护目标主要为居民，环境敏感目标属性、方位和距离分布具体见表 2.7-2~2.7-3 中的大气环境保护目标。

（2）地表水环境敏感目标

本项目评价区无地表水饮用水源保护区。

（3）地下水环境敏感目标

地下水环境敏感目标为项目井场及管线周边的分散式饮用水井，地下水保护目标为第四系黄土潜水含水层和有供水意义的白垩系承压含水层。

## 8.2 环境风险潜势初判

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

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

式中：

$q_1$、$q_2$…$q_n$ —— 每种危险物质的最大存在量，t；

$Q_1$、$Q_2$…$Q_n$ —— 每种危险物质临界量，t。

当 Q＜1 时，该项目环境风险潜势为Ⅰ；

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

本项目为油田开发建设项目，本项目施工和钻井过程中涉及的危险物质主要为柴油，运行过程中涉及的危险物质为原油和伴生气。项目投运后，原油和伴生

气全部通过管线集输，在站场内密闭储存。

项目所涉及危险物质最大存在量按以下方式计算：

储罐：危险物质最大量=储罐容积×危险物质密度×0.8（储存系数）

原油管线：危险物质最大量=管线容积×危险物质密度

原油密度按 0.84t/m$^3$ 计。

本项目涉及的危险物质临界量参照附录 B 确定。根据分析可知，项目施工期和运行期 Q 均小于 1；本项目 Q 值确定见表 8.2.1-1。

**表 8.2.1-1　本项目 Q 值确定表**

| 序号 | 类型 | 管线起止点 | 输送介质 | 临界量 | 最大存在量 | 该物质 Q 值 | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 钻井 | 备用柴油储罐 | 柴油 | 2500 | 26.7 | 0.011 | 1 具 40m$^3$ |
| 2 | | 危废贮存点 | 废润滑油等 | 2500 | 0.5 | 0.0002 | 单个井场 |
| 3 | 出油管线 | 新 570 至薛 14 增 | 原油 | 2500 | 1.9782 | 0.000791 | L245N-Φ60×5.0-1.2km |
| 4 | | 新 229 扩至周 9 增 | | 2500 | 1.6485 | 0.000659 | L245N-Φ60×5.0-1km |
| 5 | | 塞 545 至起三转 | | 2500 | 3.79155 | 0.001517 | L245N-Φ60×5.0-2.3km |
| 6 | | 塞 550-2 至起三转 | | 2500 | 2.14305 | 0.000857 | L245N-Φ60×5.0-1.3km |
| 7 | | 谷 17 至起三转 | | 2500 | 2.80245 | 0.001121 | L245N-Φ60×5.0-1.7km |
| 8 | | 新 144 至起一转 | | 2500 | 0.49455 | 0.000198 | L245N-Φ60×5.0-0.3km |
| 9 | | 起 65-117 至新吴三联 | | 2500 | 3.297 | 0.001319 | L245N-Φ60×5.0-2km |
| 10 | | 新 324 扩 2 至新吴三联 | | 2500 | 2.47275 | 0.000989 | L245N-Φ60×5.0-1.5km |
| 11 | | 新 347-1 至新吴四转扩 | | 2500 | 2.9673 | 0.001187 | L245N-Φ60×5.0-1.8km |
| 12 | | 刘加 56-13 至刘 1 增 | | 2500 | 1.48365 | 0.000593 | L245N-Φ60×5.0-0.9km |

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 C 中，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。

本项目以站场、管线为危险单元，计算站场、各管线的最大储存量，由表 8.2.1-1 可知，各危险单元 Q 值均小于 1。因此，本项目环境风险潜势直接确定为Ⅰ。

## 8.3 评价工作等级

环境风险评价工作等级划分为一级、二级、三级。根据建设项目涉及的物质

及工艺系统危险性和所在地的环境敏感性确定环境风险潜势，按照表 8.3-1 确定评价工作等级。

**表 8.3-1　评价工作等级划分**

| 环境风险潜势 | Ⅳ、Ⅳ+ | Ⅲ | Ⅱ | Ⅰ |
|---|---|---|---|---|
| 评价工作等级 | 一 | 二 | 三 | 简单分析 a |
| 本项目实际情况 | 本项目各危险单元环境风险潜势均为Ⅰ，确定本项目环境风险评价等级为简单分析。 | | | |

本项目各危险单元环境风险潜势均为Ⅰ，根据上表评价工作等级可直接判定为简单分析。

## 8.4 环境风险识别

### 8.4.1 物质危险性识别

本项目钻采井场使用的各类原辅材料、生产过程中产生的各类危险废物，经分析判别均不属于危险化学品，不涉及环境风险导则中的风险物质。

本项目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 以及柴油，根据《危险化学品重大危险源辨识》(GB18218-2018)，以上危险物质危险特性见表 8.4.1-1。

**表 8.4.1-1　危险物质分类表**

| 危险特性 | | 危险物质 |
|---|---|---|
| 有毒物质 | 急性毒性属于 1 类、2 类（剧毒物质） | CO |
| | 急性毒性属于 3 类别（一般毒性物质） | / |
| 易燃物质 | 易燃气体 | 伴生气 |
| | 易燃液体 | 原油 |
| | 可燃液体 | 柴油 |

各物料的基本性质如下：

（1）原油

原油主要理化性质见表 8.4.1-2。

**表 8.4.1-2　原油的理化性质**

| 标识 | 中文名：原油 | 英文名：Petroleum |
|---|---|---|
| | 危规号：32003 | CAS 号：75-01-04 |
| 理化性质 | 外观与形状：红色、红棕色或黑色有绿色荧光的稠厚性油状液体 | 溶解性：不溶于水，溶于多数有机溶剂 |
| | 熔点（℃）：-259.2 | 沸点（℃）：120～200℃ |
| | 比重：0.84～0.86（水=1) | 稳定性：稳定 |
| 危险特性 | 危险性类别：中闪点易燃液体 | 燃烧性：易燃 |
| | 闪点（℃）：＜28℃ | 爆炸上限（%）：5.4 |

| | | |
|---|---|---|
| | 爆炸下限（%）：2.1 | 燃烧（分解）产物：一氧化碳、二氧化碳 |
| | 其蒸气与空气形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。遇高温，容器内压增大，有开裂和爆炸危险性。 | |
| | 灭火方法：泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。用水灭火无效。 | |
| | 灭火剂：泡沫、干粉、二氧化碳 | |
| 毒性 | LD50：500～5000mg/kg | |
| 健康危害 | 侵入途径：吸入、食入 | |
| | 健康危害：蒸气可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状。 | |

由表 8.4.1-2 可以看出，原油具有以下特性：

①火灾爆炸危险性：原油属中闪点易燃液体，其火灾危险性为甲类物质；

②易蒸发性：油田作业场所不同程度地存在因蒸发而产生的可燃性油气；

③毒性物质：原油具有一定的毒性；

④易积聚静电荷：静电放电是导致火灾爆炸事故的一个重要原因；

⑤易流淌、扩散性：原油一旦泄漏将覆盖较大面积，扩大危险区域；油品的蒸汽一般比空气重，易沿地表扩散；

⑥热膨胀性：原油受热后，温度升高，体积膨胀，若容器灌装过满，超过安全容量，或者管线输油后不及时排空，又无泄压装置，便可导致容器或管件的损坏，引起油品外溢、渗漏，增加火灾爆炸危险性。

（2）伴生气

原油伴生气又称石油气，本项目伴生气中不含硫化氢。伴生气主要理化性质见表 8.4.1-3。

**表 8.4.1-3　伴生气（石油气）的理化性质**

| | | |
|---|---|---|
| 标识 | 中文名：石油气 | 英文名：liquefiedpetroleumgas |
| | 危规号：21053 | CAS 号：68476-85-7 |
| 理化性质 | 外观与性状：无色气体或黄棕色油状液体，有特殊臭味 | 自燃温度：413℃ |
| | 液态液化石油气相对密度为 4℃的水的 0.5～0.6 倍 | 气态液化石油气比空气重 1.5～2.0 倍 |
| | 稳定性：稳定 | |
| 危险特性 | 危险性类别：第 2.1 类易燃气体 | 燃烧性：易燃 |
| | 闪点（℃）：-74℃ | 爆炸上限（%）：2.25 |
| | 爆炸下限（%）：9.65 | 燃烧（分解）产物：一氧化碳、二氧化碳 |
| | 极易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与氟、氯等接触会发生剧烈的化学反应。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇明火会引着回燃。 | |

| | |
|---|---|
| | 灭火方法：切断气源。若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。 |
| | 灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳。 |
| 健康危害 | 侵入途径：吸入 |
| | 健康危害：有头晕、头痛、兴奋或嗜睡、恶心、呕吐、脉缓等；重症者可突然倒下，尿失禁，意识丧失，甚至呼吸停止。可致皮肤冻伤。长期接触低浓度者，可出现头痛、头晕、睡眠不佳、易疲劳、情绪不稳以及神经功能紊乱等。 |

原油伴生气具有以下特性：

①易燃易爆性：极易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险，燃烧分解产物为 CO；

②易扩散性：在常温、常压条件下，原油及原油伴生气的比重比空气重，扩散后容易滞留在地表、水沟、下水道、电缆沟及凹坑低洼处，并沿着地面，沿下风向扩散到远处，延绵不断，往往在预想不到的地方遇火被引燃，并迅速回燃，从而引起大面积、灾难性的爆炸或火灾事故。迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，严格限制出入，切断火源。

（3）柴油

柴油是用于柴油机的燃料，主要用于钻井和修井过程，使用比较分散。柴油的主要理化性质见表 8.4.1-4。

**表 8.4.1-4　柴油理化性质**

| | | |
|---|---|---|
| 标识 | 中文名：柴油 | 英文名：Dieseloil；Dieselfuel |
| | 分子式：CXHY | 分子量：190～220 |
| | UN 编号：1202 | CAS 号：68334-30-5 |
| 理化性质 | 外观与性状：稍有粘性的棕色液体 | 溶解性：不溶于水 |
| | 熔点（℃）:-18 | 沸点（℃）:282～338 |
| | 相对密度:(水=1)0.87～0.9 | 禁忌物：强氧化剂、卤素 |
| | 稳定性：稳定 | 聚合危害：不聚合 |
| 危险特性 | 危险性类别：易燃液体 | 燃烧性：易燃 |
| | 引燃温度（℃）:257 | 闪点（℃）:65 |
| | 最小点火能（MJ）:0.2 | 最大爆炸压力（MPa）:0.82 |
| | 燃烧热：9700 大卡/kg | 燃烧（分解）产物：一氧化碳、二氧化碳 |
| | 危险特性：遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险。若遇高温、容器内压力增大，有开裂和爆炸的危险 | |
| | 灭火方法：尽可能将容器从火场移至空旷处时持火场容器冷却，直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。 | |
| | 灭火剂：泡沫、二氧化碳、干粉、1211 灭火剂、砂土 | |
| 健康危害 | 侵入途径：吸入、食入、经皮吸收 | |
| | 健康危害：皮肤接触柴油可引起接触性皮炎、油性痤疮；吸入可引起吸入性肺炎。能经胎盘进入胎儿血中。柴油废气可引起眼、鼻刺激症状，头晕及头痛。 | |

| | |
|---|---|
| | 工作场所最高允许浓度：未制定 |

（4）CO

原油等发生火灾爆炸时产生次生污染物 CO，其主要理化性质及危险特性见表 8.4.1-5。

**表 8.4.1-5　一氧化碳理化性质及危险特性**

| | | | |
|---|---|---|---|
| 标识 | 中文名：一氧化碳 | | 英文名：carbonnomoxide |
| | 分子式：CO | | 分子量：28 |
| | 危规号：21005 | UN 编号：1016 | CAS 号：630-08-0 |
| 理化性质 | 外观与性状：无色无臭气体 | | 溶解性：微溶于水，溶于乙醇、苯等多数有机溶剂 |
| | 熔点（℃）：-199.1 | | 沸点（℃）：-191.4 |
| | 相对密度：（水=1)0.79 | | 相对密度：（空气=1)1.11 |
| | 饱和蒸汽压（1(Pa)13.33(-257．9℃) | | 禁忌物：强氧化剂、碱类 |
| | 临界压力（MPa）：3.50 | | 临界温度（℃）：-140.2 |
| | LC50：2069mg/m3（人吸入 1 小时） | | |
| | 稳定性：稳定 | | 聚合危害：不聚合 |
| 危险特性 | 危险性类别：第 2.1 类易燃气体 | | 燃烧性：易燃 |
| | 引燃温度（℃）：610 | | 闪点（℃）：<-50 |
| | 爆炸下限（%）：12.5 | | 爆炸上限（%）：74.2 |
| | 最小点火能（MJ）0.3～0.4 | | 最大爆炸压力（MPa）：0.720 |
| | 燃烧热（J/mol）：285624 | | 燃烧（分解）产物：二氧化碳 |
| 危险特性 | 危险特性：是一种易燃易爆气体，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高温能引起燃烧爆炸 | | |
| | 灭火方法：切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体，喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处 | | |
| | 灭火剂：泡沫、二氧化碳、雾状水、干粉 | | |
| 健康危害 | 侵入途径：吸入 | | |
| | 健康危害：CO 在血液中与血红蛋白结合而造成组织缺氧。<br>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，还有皮肤黏膜呈樱红色、脉快、烦躁、步态不稳、甚至中度昏迷，血液碳氧血红蛋白浓度可高于 30%；重度患者深度昏迷、瞳孔缩小、肌张力增强、频繁抽搐、大小便失禁、休克、肺水肿、严重心肌损害等，血液碳氧血红蛋白可高于 50%。部分患者昏迷苏醒后，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。 | | |
| | 工作场所最高允许浓度：中国 MAC=30mg/m3 | | |

## 8.4.2 生产系统危险性识别

根据本项目不同阶段的特点，施工过程中的风险设施主要集中在井场内，施工期各功能单元存在的危险因素见表 8.4.2-1；运行期风险设施主要分布在站场、各类管线等功能单元，运行期各功能单元存在的危险因素见表 8.4.2-2。

**表 8.4.2-1　施工期各功能单元潜在的危害分析**

| 功能单元 | 主要事故类型 | 产生原因 |
|---|---|---|
| 钻（完）井 | 井喷 | 钻井进入高压流体的地层后，因各种原因使井底压力不能平衡地层压力时而造成井喷和井喷失控事故。 |
| | 火灾、爆炸 | 井喷引发的火灾爆炸；现场存放的柴油等油料发生泄漏引起火灾爆炸危险事故。 |
| | 井漏 | 水平井钻井液密度选择范围变小，容易出现井漏和井塌或者钻遇到大面积裂缝发育带容易发生严重井漏、井喷；固井施工中可能会因水泥浆对漏失层强烈的挤压作用发生漏失。 |
| | 钻井泥浆渗漏 | 泥浆发生渗漏。 |
| | 柴油储罐泄漏 | 柴油罐意外破损导致柴油泄漏，进而引起周边土壤污染，若遇明火则会发生火灾爆炸事故。 |
| 井下作业 | 井喷 | 射孔施工中，若压井液失衡，未采取防喷措施或防喷装置损坏，抢喷工具和配件未准备好，抢喷失败等原因导致井喷；试气作业时未按要求安装井控装置、违章操作等导致井喷；采气作业时因井控失效发生井喷。 |
| | 火灾、爆炸 | 井喷失控可导致火灾爆炸事故；试气过程中流程管线损坏、接箍未上紧、丝扣损坏、密封不良等可导致气体泄漏，泄漏气体遇火源着火、爆炸。 |

**表 8.4.2-2　运行期各功能单元潜在的危害分析**

| 功能单元 | 主要风险事故 | 产生原因 |
|---|---|---|
| 站场 | 原油、伴生气泄漏及火灾、爆炸 | 站内管道、设备穿孔、破裂，将导致可燃物质（伴生气）的泄漏，泄漏的可燃气体或液体遇到火源（明火、机械火花、静电火花等）可能造成火灾、爆炸事故。 |
| 管线 | 原油、伴生气泄漏及火灾、爆炸 | 因管道本身设计、管材制造、施工、操作运行和管理的各环节存在的缺陷和失误或者因为各种自然灾害而导致的管线破裂。伴生气泄漏后，在空气中形成爆炸性气体，遇火源会发生火灾、爆炸事故。 |
| | 注水管线泄漏 | 注水管线发生破裂后会造成采出水泄漏，进而污染泄漏点周边土壤及地下水环境，若进入河流则污染地表水体。 |
| 危废拉运 | 含油污泥泄漏 | 汽车运输含油污泥过程存在因自然原因、设备原因或人为因素导致的含油污泥泄漏事故，进而存在污染土壤、地表水的可能。 |

## 8.4.3 危险物质向环境转移途径识别

1、井场

钻井过程发生井喷事故后，大量烃类气体直接扩散进入环境空气，对大气环境造成影响。井场柴油储罐发生泄漏事故，会导致大量柴油释放到环境中，污染周边土壤；同时，高浓度的污染物会对周边一定范围内的人员造成窒息伤害。在遇到明火后，进一步引发火灾和爆炸事故风险，发生事故后伴生/次生的CO等通过大气扩散对环境空气造成影响，对一定范围内的人员造成中毒伤害。井漏事故中钻井废水、泥浆漏失于地下水含水层中，造成地下含水层水质污染。

2、站场

站场设备、阀门等发生原油、伴生气泄漏事故及火灾爆炸事故后，有毒有害气体进入大气对环境空气造成影响。

3、集油管线

出油管线发生泄漏事故及火灾爆炸事故后，有毒有害气体进入大气对环境空气造成影响。泄漏的原油通过包气带进入地下水环境从而对土壤、地下水造成污染，或进入附近地表水体，对地表水环境造成影响。

4、注水管线

注水管道发生泄漏事故，泄漏的采出水没有及时收集处理，通过包气带进入地下水环境从而对土壤、地下水造成污染，或进入附近地表水体，对地表水环境造成影响。

### 8.4.4 风险识别结果

各生产设施主要事故风险类型、来源及危害见表 8.4.4-1。

**表 8.4.4-1　项目环境风险识别表**

| 序号 | 危险单元 | 风险源 | 主要危险物质 | 环境风险类型 | 环境影响途径 | 可能受影响的环境敏感目标 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 钻采井场 | 钻井等 | 原油、伴生气 | 井喷 | 污染大气；原油覆盖地表和渗入地下后，阻塞土壤孔隙，使土壤板结，通透性变差，不利于植物生长；若原油流入地表水体，会形成油膜，阻碍水体溶氧，使水质变差 | 井场周边居民点 |
| | | 储层改造 | 酸液 | 泄漏 | 泄漏物质进入土壤、地下水 | 土壤、地下水 |
| | | 采油井 | 原油 | 井漏 | 污染地下水水质 | 地下水 |
| 2 | 原油集输 | 集油管线 | 原油 | 泄漏 | 阻塞土壤孔隙，使土壤板结，通透性变差，土壤功能破坏，植被死亡，污染大气；污染地表水和地下水 | 管线两侧居民及穿跨越的地表水体和地下水 |
| | | | 有害气体 | 火灾爆炸 | 有害气体污染大气；污染地表水和地下水 | |

## 8.5 环境风险分析

### 8.5.1 井喷事故环境影响分析

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。

1、热辐射和冲击波影响

事故性释放的伴生气可能立即着火，形成喷射燃烧，对周围产生热辐射危害。也可能在扩散过程中着火或爆炸，对周围造成冲击波危害；或者经扩散稀释低于爆炸极限下限，未着火，仅污染周围环境空气。

本项目油藏主要为低渗透和超低渗透油藏，地层压力较低，钻井过程中发生井喷事故的概率较小，因此，一般不会造成井场外人员伤亡。

2、井喷伴生气环境空气影响

本工程伴生气中未检出 $H_2S$，发生井喷事故后，伴生气在大气中的扩散将对当地环境空气质量造成污染影响，对其范围内的人群健康造成危害，但总体影响较轻。

3、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。本项目井场均设有围墙及污油池，发生井喷事故后一般可将泄漏原油控制在井场内。

4、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。

5、井喷对井场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。

6、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。

本项目所在地区主要为低渗透和超低渗透油藏，具有低丰度、低压、低产的“三低”特点，本地区发生井喷事故的可能性较小。

### 8.5.2 井漏对地下水环境影响分析

采油井对地下水有影响的事故主要是井漏。

施工期及井下作业时，非正常工况下，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。

由于固井质量差或井管发生破裂事故造成含油废水在井管外流动上返，污染地下水；项目进入闭井期后，对采油井封井不严，可能造成含油层或注水层少量的含油水进入承压水层，对地下水环境造成影响。

风险事故对地下水影响详细见地下水环境影响评价章节。

### 8.5.3 原油及备用柴油储罐事故影响分析

（1）原油及柴油泄漏对土壤的影响

油品泄漏因泄漏点位置不同所产生的土壤污染范围也不同。当井场原油储罐和施工期柴油储罐发生泄漏，油品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，油品一般情况下不会冒出地表形成地面扩散。由于原油和柴油黏度和凝固点较高，且流动性较差，加上土壤对油品具有很强的截流能力，因此泄漏油品很难向土壤深层迁移。此时影响油品污染范围的因素有油品的泄漏量、存留时间及环境温度等。

短期油品泄漏事故造成的土壤影响一般仅限于直接有泄漏油品的区域，且主要对泄漏点下 0～20cm 的土层构成污染。泄漏油品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，受到油品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，即油品污染对土壤的理化性质的影响不大。但由于石油是粘稠大分子物质，覆盖表土或渗入土壤后，将堵塞土壤孔隙，使土壤板结，通透性变差，从而造成土壤长期处于缺氧还原状态，土壤养分释放慢，不能满足作物生长发育的需要而致其死亡。

本次项目涉及井场内不设消防给水设施，仅配置移动式灭火器材，因此正常情况下无消防废水产生。一般情况下，发生事故而泄漏于地表的原油和柴油数量有限，如果处理及时得当，对周围环境影响可得到有效的控制。

（2）原油和柴油泄漏对地下水的影响

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

一般泄漏于土体中的液态物质可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。通常油品泄漏产生的污染物以点源形式通过土壤表层下渗进入地下含水层。因而油品泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于泄漏物质的泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征、含水率及地下水位埋深等因素。详见地下水分析章节。

### 8.5.4 管道原油泄漏事故环境影响分析

1、输油管线泄漏对土壤影响分析

管道输送原油过程中有可能会对沿线的土壤、地表水体造成影响，原油泄漏因泄漏点位置不同所产生的土壤污染范围也不同。

当管道在埋地敷设段内发生泄漏，原油在土壤内部由于重力作用沿垂直方向向地下渗透，排除地质灾害等因素外，原油一般情况下不会冒出地表形成地面扩散。由于原油黏度和凝固点较高，且流动性较差，加上黄土对原油具有很强的截流能力，因此泄漏原油很难向土壤深层迁移。此时影响原油污染范围的因素有原油的泄漏量、存留时间及环境温度等。

当管道泄漏点发生在管道跨越冲沟时，管道出露地表，泄漏原油会落入土壤，在重力作用下向土壤表层渗透。当泄漏量不大时，原油与土壤黏合凝结成较大的含油土块，此时污染范围小；当泄漏量大时就形成地表扩散。影响原油污染范围的因素除原油的泄漏量、存留时间及环境温度外，还与泄漏点周围地表地形、地表覆盖物等因素有关。

短期原油泄漏事故造成的土壤影响一般仅限于直接有泄漏原油覆盖的区域，且主要对表层0～20cm的土层构成污染。

据相关研究结果表明：泄漏原油对土壤理化性质的影响可以用pH值、总含盐量、总碱度等三项指标来说明。据已有的试验和监测资料表明，受到原油污染的农田和正常农田土壤中的pH值、总盐量、总碱度无明显的差别，即原油污染对土壤的理化性质的影响不会太大。但由于石油是粘稠大分子物质，覆盖表土或渗入土壤后，将堵塞土壤孔隙，使土壤板结，通透性变差，从而造成土壤长期处于缺氧还原状态，土壤养分释放慢，不能满足农作物生长发育的需要而致其死亡。

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

2、原油管线泄漏对地表水影响

本项目无跨越地表水体的出油管线。因此本项目管线发生泄漏基本不会对地表水体产生明显影响。

3、原油管线泄漏对地下水影响

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

一般泄漏于土体中的液态物质可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏

松位置运移。通常管线泄漏产生的污染物以点源形式通过土壤表层下渗进入地下含水层。因而管道泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于泄漏物质的泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征、含水率及地下水位埋深等因素。详见地下水分析章节。

4、原油管线泄漏对植被影响

油品泄漏对植被的影响主要分为三种途径，一是泄漏石油直接粘附于植物体阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；二是原油污染土壤造成的土壤理性化性状变化间接影响植物生长，严重时会导致植物死亡；三是泄漏的原油中的轻组分挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响。另外，如果原油泄漏的同时发生火灾爆炸事故，导致植被燃烧，则对事故区附近的植被将产生灾害性影响。

### 8.5.5 封井环境风险分析

项目进入退役期后，建设单位将对采油井进行封井，封井环境风险主要体现在封井不严，造成含油层少量的含油水进入承压水层，对地下水环境造成影响，该事故与油水串层环境风险一致，其具体分析见地下水环境影响评价章节。

## 8.6 环境风险防范措施及应急预案

由于环境风险事故会对局部环境造成严重危害，因此必须采取必要的预防措施，避免事故发生或最大程度地降低事故造成的危害。对于人为因素引起的事故，可以通过提高作业人员技术素质、加强责任心教育以及采取技术手段和管理手段加以避免；而对于自然因素导致的事故，主要靠采取各种措施，配备必要设备来预防。

### 8.6.1 环境风险管理措施

（1）严格执行国家的安全卫生标准规范及相关的法律法规，在油田地面开发建设的同时，对安全、防火、防爆、劳动保护等方面综合考虑；

（2）制定安全生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全管理制度和安全操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系，完善各种规章制度标准；

（3）对施工单位及个人定期进行环保安全教育，增强职工的环保意识和安全意识；

（4）在施工过程、选材等环节严守质量关，加强技术工人的培训，提高操

作水平；

（5）在作业前根据现场情况进行隐患分析评估，制定切实可行的措施计划，在作业过程中严格监督检查，定期考核，从源头上解决安全隐患问题；

（6）风险管理是一个动态的、循环的过程，应对不断变化的风险进行评价，并对相应安全维护措施做出调整。风险管理过程见图 8.6.1。

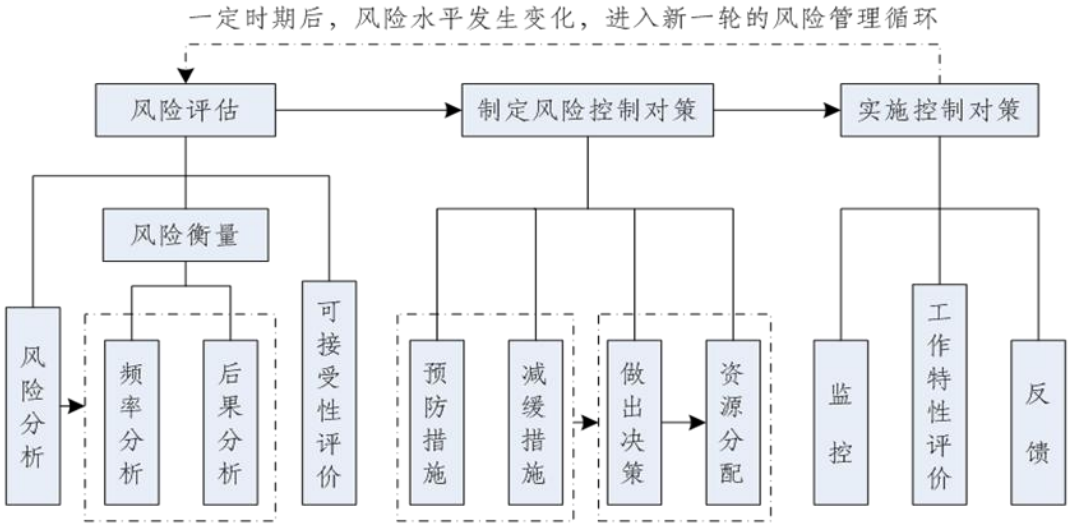



**图 8.6.1　　风险管理过程**

## 8.6.2 企业现有风险防范措施回顾

通过在历年产建开发中不断强化风险防控，持续落实环保责任，严格环保隐患排查与治理，第九采油厂已逐步建成了“三防四责”的风险防控体系与现有的风险防范措施。企业现有风险防范措施主要包括：

1、应急管理体系

第九采油厂成立突发环境事件应急指挥部，由主要负责人组成。发生突发性环境污染事故时，以指挥部为基础，常务副厂长担任总指挥，副厂长担任副总指挥，负责突发环境事件应急工作的组织和指挥，应急救援办公室设在生产运行部。

应急处置小组主要由公司职工组成，包括 5 个应急职能小组：应急专家组、应急监测组、现场处置组、综合协调组、后勤保障组。

应急组织机构见图 8.6.2.1。

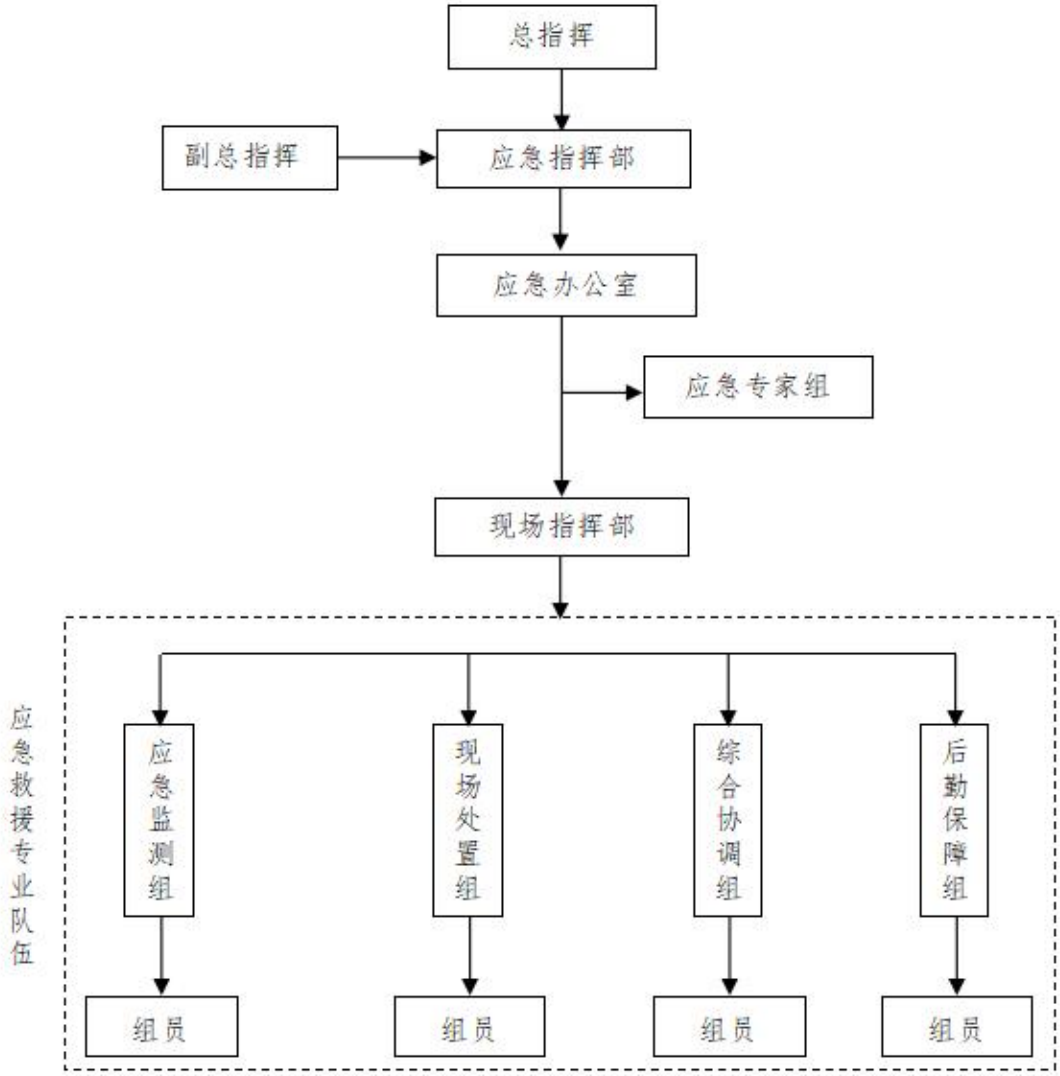



**图 8.6.2.1　　应急组织机构图**

2、井场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》，井口距离居民 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、泥浆罐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，制定了泄漏原油回收方案。

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各区块集中设置临时危废暂存点，并按要求进行防渗处理。

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、接转站等站场内部进行雨、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，通向事故池的阀门保持打开状态。

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。

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）第九采油厂已制定了《长庆油田分公司第九采油厂（吴起区域）突发环境事件应急预案》和《长庆油田分公司第九采油厂（定边区域）突发环境事件应急预案》，并于2024年12月在延安市突发环境事件应急办公室和榆林市生态环境局定边分局完成备案。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，应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。

5、套外返水风险防控与应急措施

（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生态环境部门报告，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。

6、环境事故回顾

（1）环境事故调查

根据第九采油厂提供的环境事故资料，2018年以来共发生4起环境事故，均为集输管线泄漏事故，未发生井喷、套外返水和火灾爆炸事故，见表8.6.2-1。

**表8.6.2-1　2018年以来发生的环境事故统计**

| 序号 | 事发时间 | 所在辖区 | 事发地点 | 设施名称 | 事故类型 | 处置整改措施 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 2018.7.11 | 吴起县 | 吴平251-100井场 | 管线 | 管线内表面腐蚀，巡检不到位 | 对该条管线进行了更换，通报相关政府部门和领导，收集全部泄漏原油、清理油泥 |

| 序号 | 事发时间 | 所在辖区 | 事发地点 | 设施名称 | 事故类型 | 处置整改措施 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 2 | 2018.4.18 | 吴起县 | 新300-42井场附近 | 管线 | 标准化井场施工铲破井场内管线，第三方责任事故 | 对管线补焊更换，监督巡检不到位通报警示教育，摸排隐患，收集全部泄漏原油、清理油泥 |
| 3 | 2019.6.25 | 吴起县 | 吴一转中心站附近 | 管线 | 原油管线泄漏至河流长约700m，泄漏量约0.34方，造成环境污染 | 对该条管线进行了更换，查找管理漏洞，收集全部泄漏原油、清理油泥，加强管线巡护 |
| 4 | 2019.7.1 | 吴起县 | 55-84井场 | 管线 | 谷55-84井场至薛九增压站输油管线破裂导致原油外泄，造成环境污染 | 对管线补焊更换，监督巡检不到位通报警示教育，摸排隐患，收集全部泄漏原油、清理油泥 |

（2）泄漏环境事故处置

根据第九采油厂提供的环境事故资料，2018年以来共发生4起环境事故，泄漏环境事故均启动了环境突发事件应急预案，事故均得到了有效的处置和控制，并逐步完善了风险应急预案，措施可行有效。

### 8.6.3 环境风险防范措施

1、井喷的防范措施

（1）井位布设远离居民点、河流，钻井期严格执行《石油天然气钻井井控技术规范》（GB/T 31033-2014）；

（2）钻井或修井时，在井口上安装防喷器和控制装置，防止井喷事故发生；

（3）在钻进或循环时，如果泥浆液面快速上升，要停泵，在一条阻流管线打开的情况下立即关井，然后慢慢关闭阻流器；

（4）起下钻时，当发现井内液体流出而钻杆在井内时，应立即接上回压阀或管内防喷器并关井。若发现流出而钻铤正位于防喷器处时，立即接上回压阀或管内防喷器，用多效万能防喷器关井；在突发井内液体大量流出的情况下，应将井内钻具下过钻铤，在钻杆处关闭全密封闸板，若未下过钻铤，则可用万能防喷器关井；

（5）在准备顶部压井用加重泥浆期间，应泵入泥浆以压缩井内伴生气和降低压力；

（6）如果在关井期间压力超过极限时，应该通过全密闭闸板防喷器下面的紧急压井管线和紧急阻流管线在采用最大许可阻流器压力下进行循环；

（7）在油井周围预设土堤以防止井喷发生时原油任意流淌，并采取措施回收原油；

（8）所有井控设备、专用工具、消防设备、电、气系统应配齐并处于正常状态；井队须严格执行钻井设计，钻井液密度及其他性能应符合设计要求，检查是否有足够的重泥浆和加重剂储备。

2、井漏的防范措施

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，采取相应的方法处理。常用井漏处理方法见表8.6.3-1。

**表8.6.3-1　处理井漏的常用方法**

| 序号 | 方法描述 | 适应的漏层类型 |
|---|---|---|
| 1 | 提钻、静候 | 渗漏、部分或完全漏失，进入诱导裂缝 |
| 2 | 加入桥堵剂 | 渗漏、部分和不严重的完全漏失，进入水平和垂直漏层 |
| 3 | 挤入失水量很大的泥浆 | 渗漏、部分或完全漏失，进入水平和垂直漏层 |
| 4 | 打水泥塞 | 完全漏失和严重完全漏失，进入水平和一些垂直漏层 |
| 5 | 在井内混合配制的软和硬的塞子（M-DOB2C） | 完全漏失和严重完全漏失，进入水平和垂直漏层 |
| 6 | 地面配制的软塞（PAL-MIX110R） | 完全漏失，进入诱导垂直裂缝，既可用于水基泥浆又可用于油基泥浆 |
| 7 | 井内配制的软塞 | 完全漏失，进入诱导垂直裂缝，为了避免完全漏失，在井筒内及井筒附近打入一些水泥浆。FLO-Check 用于油基泥浆 |
| 8 | 特种堵漏剂：水基胶液，带有砂或石灰石粉的油基胶液 | 严重完全漏失，进入诱导的垂直裂缝层 |
| 9 | 有进无出钻进，用充气泥浆和下套管 | 严重漏失，进入孔洞、大的天然水平裂缝和大段的缝洞地层 |

3、井场的防范措施

（1）井口安装防喷器，且加强防喷器的日常检查：防喷器组合、压力、尺寸达标与否；防喷器主体固定牢固、安装方向正确与否，存在偏磨现象与否；各套管连接处紧固性与密封性检查；螺栓连接紧固与否；液控管线流程、密封性达标与否；手动操作杆安装、固定达标与否。并认真填写检查结果记录表，针对出现的问题需要全面地进行整改。

（2）加强修井作业人员的安全教育，强化修井作业人员的安全意识；加强修井作业人员的技能培训，强化抢喷作业应急演练工作的开展。例如佩戴正压呼吸器，消防器材的使用，井控知识的学习，安装防喷器、开关防喷器、安装防喷总成的练习，井喷现场有害气体浓度的测试。

（3）提高井控工作的成效，切实做好井控工作组织与协调。

（4）井下作业时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。

（5）根据评价要求的地下水监测计划，对监测点位进行水质监测，建立台账，根据水质变化情况分析是否受到污染，如果受到污染，应立即启动应急处置方案。

4、施工期备用柴油储罐风险防范措施

项目施工期施工机械等采用柴油作为燃料，施工井场内放置的柴油泄漏可能造成环境污染，对此环评提出以下风险防范措施：

（1）柴油储存区应设置土筑防火堤，根据《储罐区防火堤设计规范》（GB50351-2014），防火堤内有效容积不应小于一个柴油罐的容量。一旦柴油发生泄漏，及时进行收集处理，土筑防火堤内应铺设防渗布，阻隔污染物下渗；

（2）施工场地内应按照要求配置移动式灭火器材；

（3）施工场地内放置的柴油应设专人进行管理，柴油的购入和使用设置台账进行登记；

（4）柴油放置区域设置防火标识。

5、输油管线泄漏风险防范措施

（1）施工期事故防范措施

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

②采油管线敷设前，加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格管材。跨越道路段管线应加厚管壁，提高管线强度，防止因质量缺陷造成泄漏事故的发生；

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道保护法》，在管线敷设线路上设置永久性标志，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等，提醒人们不要在管线两侧 20～50m 范围内活动。

⑧尽量减少与河流、公路、铁路等大型建构筑物的交叉。线路尽量避开人口密集场所，避开保护区。

⑨对管道沿线人口密集、房屋距管道较近等敏感地区，提高设计系数，增加管道壁厚，以增强管道抵抗外部可能造成破坏的能力。

（2）运行期事故防范措施

①在集输过程中，严格控制输送油气的性质，定期清管，排除管内的积水和污物，以减轻管线内的腐蚀；

②定期测量管线的内外腐蚀情况，对管壁严重减薄段，及时更换，避免发生管线泄漏事故；

③在有条件的地方安装自动控制装置，时刻检测管线的压力变化情况，对管线泄漏事故及时发现，及时处理；

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

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

⑥在穿越点的标志不仅清楚、明确，并且其设置应能从不同方向，不同角度均可看清。

⑦在运行期，建设单位应加强与当地相关规划管理的沟通，协助规划部门做好管道、井场周边的规划。按照《中华人民共和国石油天然气管道保护法》的要求，在管道线路中心线两侧各五米地域范围内，禁止种植根系深达管道埋设部位可能损坏管道防腐层的深根植物；禁止取土、采石、用火、堆放重物、排放腐蚀性物质、使用机械工具进行挖掘施工；禁止修渠、修晒场、修建水产养殖场、建温室、建家畜棚圈、建房以及修建其他建筑物、构筑物。在穿越河流的管道线路中心线两侧各五百米地域范围内，禁止挖砂、挖泥、采石等。

（3）管理措施

①在管线系统投产运行前，应制定出正常、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，在规程中说明发生管线事故应采取的操作步骤，规定抢修进度，限制事故的影响，另外还应说明与管线操作人员有关的安全问题；

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

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

⑤制定事故应急预案，配备适当的管线抢修、灭火及人员抢救设备。

（4）管线穿越风险防范措施

管道穿越不同特殊地段，设计采用不同的敷设方式，保证管道安全。管道穿越河流、沟渠等，加大管道埋深。为降低管线穿越段的环境风险，对穿越河流、冲沟段管线采取以下风险防范措施，详见表8.6.3-2。

**表8.6.3-2　冲沟穿越段管线污染风险防范措施**

| 类别 | 项目 | 主要防范措施 |
|---|---|---|
| 设计 | 穿越位置选择 | 综合地质灾害评估等意见，合理选择穿越位置。 |
| | 设计压力 | 管线设计压力需经过不同输量下不同事故工况下（阀门误操作、设备故障、通信中断、事故掉电等）的动态模拟核算，以确保在管线运行过程中不因动、静水压力超过而导致管线破裂、泄漏现象的发生。 |
| | 管材和壁厚 | 根据设计规范选用壁厚和管材等级，核算强度、刚度及稳定性；若不满足要求时，应增加钢管壁厚或提高管材等级。同时，还需进行抗震校核、断裂带安全性校核。 |
| | 管线埋深 | 穿越管段应埋设在一般冲刷加局部冲刷深度以下的安全深度。 |
| | 防腐 | 采用加强级三层PE外防腐层，以及牺牲阳极进行保护。 |
| | 警示牌、警示带 | 在开挖穿越段管线上方0.5m处全线设置警示带，以防止管线被无意破坏。 |
| 施工 | 稳管措施 | 对于可能产生季节性水流的冲沟穿越，采取相应的稳管措施，根据具体水文地质条件而定。 |
| | 补口、补伤 | 防腐层现场补口采用辐射交联聚乙烯热收缩带补口。损伤处直径≤30mm时，可采用辐射交联聚乙烯补伤片；直径>30mm的损伤，先用补伤片进行补伤，然后采用热收缩带包覆，热收缩带的宽度不小于30cm。 |
| | 探伤检测 | 管线焊缝全段100%超声波检验，100%射线照相检验 |
| | 试压 | 进行单独强度和稳定性试压。 |
| 运行 | 泄漏检测及自动控制 | SCADA智能检测（采用调控中心、站控和现场手控三级控制），全线设置泄漏自动检测系统 |
| | 壁厚检测 | 定期进行壁厚检测，对腐蚀严重的管线及时更换。 |
| | 人工巡检 | 加强巡检力度和人员投入。 |
| | 维抢修 | 管线全线设置维抢修机构，正常情况下应急响应时间小于0.5h。 |

| | | |
|---|---|---|
| | 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。 |

7、危废收集、处置及危废运输车辆风险防范措施

（1）井场钻井时铺设防渗布，防渗膜周围设置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。

（2）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）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。

（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低程度。

### 8.6.4 突发环境事件应急预案

建设单位分区域分别编制完成了《长庆油田分公司第九采油厂（吴起区域）突发环境事件应急预案》、《长庆油田分公司第九采油厂（定边区域）突发环境事件应急预案》，应急预案主要内容见表8.6.4-1。应急预案于2024年12月分别在延安市突发环境事件应急办公室、榆林市生态环境局定边分局完成了备案，本项目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），结合本次开发建设内容和周围敏感点分布情况，补充完善及时更新现有的应急预案并报当地生态环境主管部门备案后实施运行。

按照《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》，环发〔2012〕77号文，企业突发环境事件应急预案应与当地政府和相关部门以及周边企业的

应急预案相衔接，加强区域应急物资调配管理，构建区域环境风险联控机制。

**表 8.6.4-1　长庆油田分公司第九采油厂事故应急预案主要内容**

| 序号 | 项目 | 主要内容 |
|---|---|---|
| 1 | 总则 | 编制目的、编制依据、适用范围、工作原则、突发事件应急行动处置原则、应急预案体系 |
| 2 | 组织机构与职责 | 应急组织体系、组织机构职责（第九采油厂产能建设项目组应急领导小组职责、应急领导小组组长、副组长职责、现场应急指挥小组） |
| 3 | 信息报送 | 信息报送时限、信息汇报及通报、信息上报 |
| 4 | 风险分析和应急保障 | 概况、危险性分析、突发事件分类分级、应急保障 |
| 5 | 预防和预警 | 预防与应急准备、监测与预警 |
| 6 | 应急响应 | 应急响应的过程、应急响应启动、主要应急管理程序、恢复与重建、应急联动 |
| 6 | 预案管理 | 宣传和培训、预案演练、预案的修订、预案的评审、预案的发布、备案、考核 |
| 7 | 附件 | 附件 1:应急组织机构名单<br>附件 2:外部救援及比邻单位通讯录<br>附件 3:应急工作流程图<br>附件 4:第九采油厂矿区范围图<br>附件 5:管线区域地理位置图<br>附件 6:各主要场站周围环境敏感点分布图<br>附件 7:第九采油厂油区与敏感区位置图<br>附件 8:地表水系图<br>附件 9:应急物资分布图<br>附件 10:应急物资储备清单<br>附件 11:典型站场平面布置图<br>附件 12:典型站场雨、污管网图<br>附件 13:典型站场紧急疏散图<br>附件 14:准化格式文本<br>附件 15:危废处置合同 |
| 8 | 专项应急预案 | 专项应急预案一：自然灾害突发事件专项应急预案<br>专项应急预案二：井下作业井喷突发事故专项应急预案<br>专项应急预案三：危险化学品泄漏失控和中毒事故专项应急预案<br>专项应急预案四：环境突发事故专项应急预案<br>专项应急预案五：交通事故专项应急预案<br>专项应急预案六：新闻媒体突发事件专项应急预案<br>专项应急预案七：群体性突发事件专项应急预案<br>专项应急预案八：恐怖袭击突发事件专项应急预案<br>专项应急预案九：公共卫生突发事件专项应急预案 |

## 8.6.5 突发环境事故应急措施

根据调查，长庆油田分公司第九采油厂突发环境事件应急预案，项目的应急程序如下：

（1）分级响应

为防范和应对突发性环境污染事故的发生，要求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。事故应急响应程序见图 8.6.5.1。

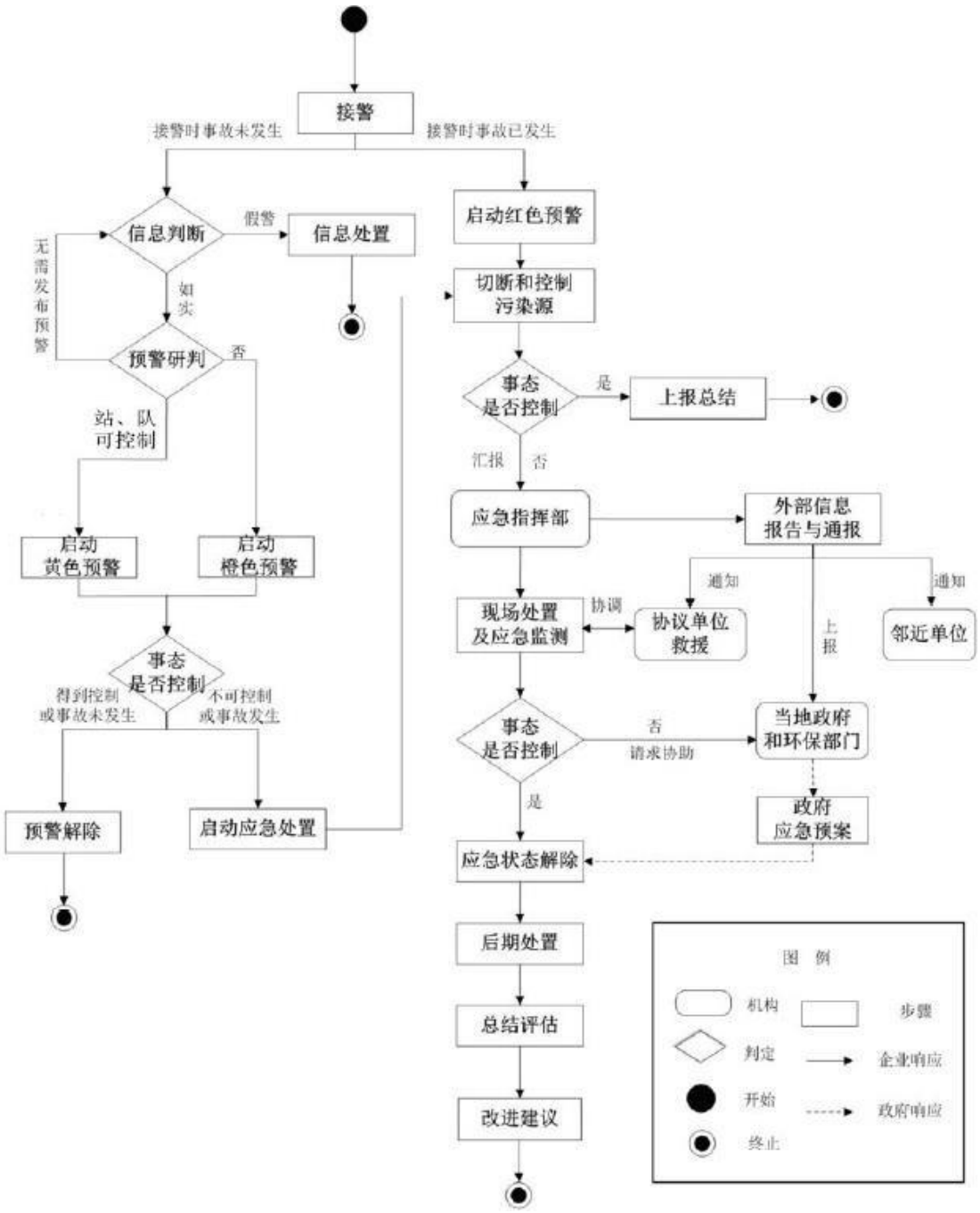



**图 8.6.5.1　事故应急响应启动程序**

①一般、较大事故响应程序

a 应急指挥部接到事故报警后，立即下达命令启动应急响应，组织处理，并报相应环保应急部门及同级政府。

b 现场处置组查找污染源，对事故类型、发生时间、地点、主要污染物、影响范围、程度等基本情况初步调查分析，形成初步意见并及时向上级反馈。生产技术总监立即组织人员做好分析检测工作，提供科学依据。技术部提供主要污染

物的性质及消解方法。生产部与事故发生单位共同做好污染源治理工作，及时切断污染源。

c 应急指挥部根据事态发展情况及时向上级主管部门汇报，并及时召开碰头会，根据实际情况，调整救援方案。布置设立警戒和做好人员疏散工作。

d 应急指挥部在污染事故现场处置妥当后，按照《报告环境污染与破坏事故的暂行办法》的要求，向上级部门进行速报。

②重大、特大环境污染事故响应

a 立即向省市生态环境部门报告，同时向同级政府报告，省、市、地方政府根据具体情况启动县级环境污染事故应急预案；同时省市环保中心根据污染情况调动各应急相关部门、污控处以及陕西省环境监测中心等相关部门，同时公司应急小组立即启动内部应急预案。

b 对现场进行调查取证，设法查找污染源，有针对性地开展应急救援工作，并将相关技术数据和处理方法等形成初步处理意见报领导小组及上级主管部门。

c 配合上级应急有关人员及专家，及时召开碰头会，并在确保人员安全的前提下紧急处理，防止污染进一步加剧。配合现场警戒疏散组做好人员疏散、现场隔离，伤员救护工作。如果事故难以控制应通过领导小组立即向政府及有关部门报告。

d 污染事故基本控制稳定以后，领导小组应根据有关专家意见迅速开展处置工作。

（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。

（3）应急处置措施

评价根据国内外类似企业的事故案例及国家有关标准要求，主要提出以下环境应急处置措施。

①原油事故应急处置措施见表 8.6.5-1。

**表 8.6.5-1　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。<br>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。<br>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。罐储时，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。 |
| 原油伴生气应急处置措施 | |
| 急救 | 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。 |
| | 皮肤接触：若有冻伤，就医治疗。 |
| 泄漏处理 | 迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防寒服。不要直接接触泄漏物。尽可能切断泄漏源。用工业覆盖层或吸附/吸收剂盖住泄漏点附近的下水道等地方，防止气体进入。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。 |
| 储运 | 储存于阴凉、通风仓库内，室内温度小于30℃；远离火种、热源。应与氧化剂、卤素分开存放切忌混储。储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型。禁止使用易产生火花的机械设备和工具，储区应配置污油回收管（带）、抽油泵等设备对泄漏进入防火堤内的污油进行回收进罐。 |

②输油管线风险事故应急措施

1）管道破裂原油泄漏进入水体时应采取以下应急措施：

①正确分析判断突发事故发生管段的位置，用最快的办法切断管段上、下游的截断阀，同时组织人力对原油泄漏危险区进行警戒。

②立即将事故简要报告上级主管领导、生产指挥系统，通知当地主管部门加强防范措施。

③组织抢修队伍迅速奔赴现场。在现场领导小组的统一组织指挥下，按照制定的抢修方案和安全措施，周密组织，分工负责，在确保安全的前提下进行抢修。

④原油泄漏入河时，要迅速确立拦油、打坝堵漏、吸收、消解、分解处置方案及措施，使用凝油剂、拦油带、吸油棒、沙袋子等器材物品拦截、捕捞泄漏原油，控制影响范围及影响时间，降低水环境中污染物的浓度。同时启动下游水质监测。

⑤险情排除后迅速清理应急现场，回收原油，对少量无法回收的原油，应在当地环保局的批准下妥善处理。

2）管线破裂原油泄漏进入土壤时应采取以下应急措施：

①正确分析判断突然事故发生管段的位置，用最快的办法切断管段上、下游的截断阀，同时组织人力对原油泄漏危险区进行警戒。

②立即将事故简要报告上级主管领导、生产指挥系统，通知当地主管部门加强防范措。

③组织抢修队伍迅速奔赴现场。在现场领导小组的统一组织指挥下，按照制定的抢修方案和安全措施，周密组织，分工负责，在确保安全的前提下进行抢修。

④组织抢修队伍人工开挖集油池，并用砂土、水泥等及时围堵或导流，防止泄漏物向周边流散。

⑤险情排除后迅速清理应急现场，回收原油，对少量无法回收的油泥，应在当地环保局的批准下妥善处理，最大限度的消除危害。

（4）应急物资及器材储备

厂区应急指挥部对存在的可能诱发突发事件的危险部位，配备应急现场抢险救援必需的抢险设备，并标明其类型、数量、质量、性能、适用对象和存放的地点（厂应急指挥部办公室编制计划、供应科负责配备、保管、安全科督查）。建立专人保管、保养、维护、更新、动用等审批管理制度，确保抢险设备随时处于临战状态。

①防护用品

根据事故具体情况选用合适的防护用品，主要防护用品包括：全身防护服、防护帽、防护头盔、防护靴、防护手套、安全带、防护眼镜、空气呼吸器、防毒面罩等。

②消防器材

包括：消防车、指挥车、照明车、灭火器、灭火剂以及固定消防设施等。

③急救设备与器材

包括：救护车、消防车、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。

⑤交通运输车辆

交通运输车辆包括：救援物资运输车辆、疏散人员运输车辆、应急指挥车等。

⑥应急电源、照明措施

如果事故现场的照明系统出现故障，则利用应急电源照明，应急电源首选消防队的多功能消防车，其次临时发电机应急或使用应急工作灯。

⑦应急救援装备、物资

应急救援所需的防火服、防毒面具、空气呼吸器、消防工具等由消防队自备、自带，应急所需的其它设备备件等材料由厂供应科提供。

⑧制定事故应急预案，配备适当的管线抢修、灭火及人员抢救设备。

（5）各级应急预案之间的衔接和应急联动机制

①应急预案之间的衔接

长庆油田公司应急预案，以场外指挥与协调为主，着重应急响应的资源协调、技术支持、法律、商务及信息管理。企业的应急预案，以某一特定范围或某一专业领域的突发事件为对象，着重对现场突发事件的应急处置、抢险、减灾和应急恢复。企业下属单位的应急预案，以现场设施、活动或场所为对象，针对某一重大危险源、某一工程项目、施工现场或公众聚集活动。强调对具体突发事件现场的应急处置和应急行动。本项目应急预案属于长庆油田分公司下属单位第九采油厂的应急预案。

②应急预案应急联动机制

长庆油田分公司建立各厂区域应急联动机制。企业在制定应急预案和应急程序时，应明确本企业与协作企业的职责、权限和处置程序。根据属地管理原则，企业应按照有关法律法规，参加和配合当地政府突发公共事件的应急处置和救援工作。

### 8.6.6 应急预案其他要求及建议

为了减少事故损失，切实做好应急救援的准备工作，其具体规定和要求如下：

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

②做好该应急救援预案中实施应急救援工作所必需的救援物资和防护用品

的配置、补充、报废、维护、更新工作，保证应急物资处于良好状态。

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

## 8.7 分析结论

本项目涉及的主要危险物质为原油、柴油，可能存在风险的单元包括钻采场站、输油管线等。通过采取可靠的安全防范措施，及规范的设计和严格正确的操作，能有效的防止泄漏、火灾、爆炸等事故的发生，一旦发生事故，依靠装置内的安全防护设施和事故应急措施也能及时控制事故，防止事故的蔓延，减少事故带来的人员伤亡、财产损失和环境影响，项目风险水平可以接受。

本项目环境风险简单分析内容表见表 8.7-1。

**表 8.7-1　　本项目环境风险简单分析内容**

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 建设项目名称 | 长庆油田分公司第九采油厂 2026 年产能建设工程及长 7 页岩油建设项目 | | | | |
| 建设地点 | （陕西）省 | （延安、榆林）市 | （　　）区 | （吴起、定边）县 | （　　）园区 |
| 地理坐标 | 经度 | 108.396203365 | 纬度 | 37.131852880 | |
| 主要危险物质及分布 | 本项目涉及的危险物质为原油、柴油及火灾爆炸事故次生的 CO。可能存在的风险单元包括钻采井场、输油管线等 | | | | |
| 环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等） | 钻采井场：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。<br>原油集输：原油泄漏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；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；污染地表水和地下水。 | | | | |
| 风险防范措施要求 | 井口安装防井喷装置，配备应急、消防物资；管线输送压力、管壁实时监控设施、堵漏等一般风险防范设施等；输油管道设明显标识并加强巡检；针对可能发生的重大环境风险事故，制定、修订环境风险应急预案，储备应急物资，定期组织演练。 | | | | |
| 填表说明（列出项目相关信息及评价说明）：<br>本项目主要建设内容为：新建井场 4 座，改扩建井场 13 座，新建采油井 38 口、注水井 12 口，改扩建站场 3 座（周 6 增、周一转、薛三转），新建出油管线 14km，注水管线 4.8km，新建道路 1.0km，并配套建设其他辅助公用设施。本次评价重点关注风险单元为钻采井场、输油管线。经分析判定，本项目各风险单元最大危险物质数量与临界量比值均 Q<1，环境风险潜势为 I，评价等级为简单分析。 | | | | | |

# 9 环境保护措施及可行性分析

## 9.1 施工期污染防治措施及可行性分析

### 9.1.1 废气污染防治措施

1、车辆尾气及施工机械尾气污染防治措施

加强对施工机械和运输车辆的保养及维护，保证发动机正常运行，使汽车燃料充分燃烧，合理设计施工站场进出口道路，保证车辆能够迅速的进出而减少怠速时间，减少汽车尾气的排放量。

施工过程中使用的非道路移动机械必须是经有资质的第三方检验机构对烟气进行检测并符合《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》及其修改单中相关标准限值，并按照当地环保相关要求申请编码登记挂牌的非道路移动机械。

2、施工扬尘防治措施

（1）合理规划、选择最短的工区道路运输路线，尽量利用现有公路网络；对使用频繁的道路路面进行硬化处理；运输车辆进入沙地区域，应中、低速行驶（速度小于40km/h），特别是路过村庄等人群居住地时，速度小于20km/h；运输车辆加盖篷布。

（2）施工作业区区域外的地区严禁车辆和人员进入、占用，避免破坏植被和造成水土流失；作业场地保持一定湿度，进出车辆严格限速，装卸器材文明作业，防止沙尘飞扬。

（3）合理选址选线，尽量避免施工运输对土地的扰动；在保证施工安全的前提下，管沟开挖结合现场实际情况并严格按照《输油管线工程设计规范》（GB50253-2014）要求确定开挖宽度，避免因施工破坏土地可能带来的水土流失，及时开挖，及时回填，防止临时堆土风化失水而起沙起尘，临时堆土应放置背风一侧，从管沟挖土往地面送土时，施工人员应该低抛；如果有风时，为防止沙土受风移动，应人为在上风向设置沙障；施工完成一段，立即在管线两旁安全距离外进行补偿绿化，并确保绿化面积和植被成活率，边施工，边进行植被绿化恢复。

（4）强化施工工地扬尘控制措施。加强施工扬尘监管，积极推进绿色施工，

绿色运营。施工场地内堆放水泥、灰土、砂石等易产生扬尘污染物料和建筑垃圾、工程渣土，应当遮盖或者在库房内存放。建筑土方、工程渣土、建筑垃圾应当及时清运，在场地内堆存的，应当采用密闭式防尘网遮盖。土方、拆除等工程作业时应当分段作业，采取洒水压尘措施，缩短起尘操作时间。

（5）地基开挖施工、渣土运输等施工阶段，洒水、覆盖、冲洗等防尘措施要持续进行；严格落实车辆出入工地清洗制度，严禁带泥上路；对进出厂道路进行硬化，并加大洒水、清扫频次。建设单位、施工企业、监理企业各司其职，责任落实到位，将扬尘治理工作作为工作重点，减轻扬尘的环境影响。

（6）根据《陕西省大气污染防治条例》、《陕西省建筑施工扬尘治理行动方案》、《陕西省建筑施工扬尘治理措施16条》要求，工程建设单位应当在施工前向工程主管部门、生态环境主管部门提交工地扬尘污染防治方案，施工过程中做好各项防尘措施。

（7）各井场道路在施工前期即按照道路设计标准进行修建，并定期进行维护保养，从根本上降低施工期道路扬尘污染；实施路面切割、挖掘、破碎、清扫等作业时，采取洒水、喷淋等抑尘措施。

（8）在保证施工安全的前提下，管沟开挖宽度及作业带宽度严格控制在设计范围内，避免因施工破坏土地可能带来的水土流失及土地沙化。

采取以上措施后，施工期扬尘可满足《施工场界扬尘排放限值》（DB61/1078-2017）中排放限值的要求。

### 9.1.2 废水污染防治措施

1、钻井废水污染防治措施

（1）钻井过程采用无毒无害的水基钻井液，避免对浅层地下水造成污染。

（2）钻井过程实施泥浆不落地措施，主要包括以下内容：

①井场建设地上移动式泥浆罐，钻井废水排入泥浆罐，对钻井废水循环使用。

②施工中确保钻井废水全部进入移动式泥浆罐中，无随意漫流现象，杜绝钻井泥浆流失。

③严格操作程序，减少钻井液的跑冒滴漏，减少废钻井液产生量。

④钻井结束后，钻井废水与泥浆罐内的废弃泥浆经固液分离后一并由防渗漏、防溢流的泥浆罐车统一运至有措施废水处理站处理达标后回注，不外排，含油段

钻井产生的含油废弃泥浆交由有资质单位处置。

⑤根据周围地形合理选择钻井泥浆罐的位置，充分考虑防洪，防止因洪水暴发使泥浆罐中泥浆、废水外流。

⑥为防止暴雨季节泥浆罐废水溢流造成土壤、地表水等的污染，泥浆罐要留设一定的防雨水容量。

（3）钻井液循环使用过程中应严格操作程序，提高泥浆循环利用率，减少钻井液的“跑、冒、滴、漏”，减少废钻井液产生量。

（4）开钻前应当在井场周围修筑不低于20cm的土护堤，井架、备用柴油发电机、振动筛等大型机械下要铺设防渗布，防渗布四周应设置10cm高的围堰。

2、压裂返排液污染防治措施

（1）压裂作业前，配备废水地上收集罐，对压裂废水进行统一收集，入罐率100%。压裂作业结束后，安排罐车将压裂返排液运至有处理能力的单位进行规范化集中处理。

（2）压裂液配置应防止洒漏，不得随意排放；压裂车出口与井口采用高压密闭连接，施工中做到密闭作业，密闭施工。

（3）严格按照操作规程施工，提高固井质量，并定期检查。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。

（4）注水泥固井时，按设计要求使水泥浆在管外环形空间上返到规定的高度，确保安全封闭此深度内的地下水含水层。

3、试油废水污染防治措施

（1)试油作业前,配备废水地上收集罐,对试油废水进行收集,入罐率100%。井下作业结束后，试油废水安排罐车运至现有作业废水处理站处理。

（2）严格按照操作规程施工，提高固井质量，并定期检查。做到固井合格率100%，避免因发生固井质量问题造成含油污水泄漏而引起地下水污染。

（3）固井时，按设计要求使水泥浆在管外环形空间上返到规定的高度，确保安全封闭此深度内的地下水含水层。

4、管线试压废水

试压废水全部进罐，由罐车收集循环利用，最终经沉淀处理后回用于井区内道路洒水抑尘。

5、施工生活污水污染防治措施

由于各井场布置较为分散，施工生活污水难以集中收集处理，且生活污水量小、污染负荷轻，评价要求施工场地设移动式环保厕所，粪便定期拉运作农田施肥，盥洗废水可就地泼洒用于施工场地抑尘。

6、其他措施

①钻井施工要严格实行取水许可证制度；施工期间，对污水加强管理，严禁乱排污染环境；

②清洁设备采用擦洗，避免直接冲洗，以防止废水大量产生和减轻废水储存容量负担，并减轻废水后续处理难度；设备冲洗废水应设临时沉砂池，经沉淀后回用不外排；

③严禁在水体附近清洗施工器具、机械等；加强施工机械维护，防止施工机械漏油，若有漏油现象应及时收集，并用专门容器盛装后统一处理。

采取以上地表水污染防治措施后，施工期废水可得到有效的控制，对地表水环境影响小，污染防治措施可行。

### 9.1.3 噪声控制措施

施工期噪声源主要为施工期钻井作业中钻机、泥浆泵、振动筛等连续性噪声以及压裂噪声；地面工程施工期噪声主要来源于各种施工机械设备，如使用的挖掘机、推土机、装载机、运输车辆等。为了减轻施工噪声影响，评价提出以下要求：

（1）合理安排施工作业时间，除钻井、压裂等必须连续施工的工序外，夜间（22:00-6:00）及居民午休时间（12:00-14:00）不进行高噪声施工，将高噪声设备布设在远离居民一侧，避免噪声扰民。管沟开挖经过居民区（邢河村、刘坟塌村）段采用人工开挖。

（2）尽量选用低噪声机械设备或自带隔声、消声的设备，降低设备声级；同时做好施工设备及运输车辆的维护保养，有效降低机械设备运转及车辆行驶的噪声源强；

（3）井场施工时，在柴油发电机及泥浆泵等设备下加衬弹性垫料，选用低噪声压裂设备，厂界四周设置围挡，在钻井过程中平稳操作。191m范围内有居民的井场钻井施工时，应调整设备布局，使主要噪声源远离居民分布一侧，降低

钻井施工噪声扰民。在钻井施工过程中采用电驱钻机取代柴油钻机，最大化降低噪声对周边居民的影响，且施工前应取得居民同意，施工期加快进度，减少噪声扰民时间。

（4）合理安排强噪声施工机械的工作频次，合理调配车辆来往行车密度，尽量避开附近居民休息时间，降低车速，减少鸣笛；

（5）合理选择运输车辆线路，尽量避开集中居民区，途经村庄时限速禁止鸣笛，减少噪声扰民影响；

（6）加强施工组织和施工管理，合理安排施工进度，环保施工、文明施工、快速施工；

（7）塞545井场在压裂施工时要求施工方在钻井工作期间对井场310m范围内的农户多采取沟通宣传和耐心解释等方式，征得其同意，或在钻井施工前尽量与受影响居民协商达成一致，采取临时撤离等措施解决压裂施工期间噪声超标问题，待压裂施工作业结束后返回，确保不噪声扰民。

在采取以上措施后，施工期噪声对环境影响较小，随着施工结束，影响消失，噪声控制措施可行。

### 9.1.4 固体废物污染防治措施

1、钻井废弃物

钻井废弃物主要包括钻井废水、钻井岩屑、压裂返排液等，其中钻井废水、压裂返排液已在废水污染防治措施中论述，下面主要对钻井岩屑进行分析。

本项目产生的钻井岩屑严格按照《延安市油气开发废弃物集中处置实施方案的通知》（延市环发〔2020〕27号）、《延安市生态环境局关于进一步规范油气开采废弃物环境管理工作的通知》（延市环发〔2025〕98号）和《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）要求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，对钻井岩屑进行不落地收集，在完井后7日内，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。

（1）钻井岩屑处理措施

本项目油井施工产生的废弃岩屑，应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，并由防

渗漏、防溢流的泥浆罐车统一运至具有处理能力的油（气）开采废弃物集中处置场所处置。

2、落地油

落地油属于《国家危险废物名录（2025年版）》中HW08类危险废物。井下作业过程中，采取“铺设作业，带罐上岗”的作业模式，在井场设置污油回收池及井口集油槽，作业时铺设防渗布，并配备泄油器、刮油器等设备，及时回收产生的落地油，全部运至现有污油泥暂存点暂存，定期送有资质单位进行处置，措施可行。

建设单位应当在建设过程中，加强监管，严格按照环保要求进行落实，减少原油的“跑、冒、滴、漏”，及时回收落地油。

3、废压裂砂

压裂施工时配备压裂返排液地上收集罐，压裂砂沉淀于收集罐底部并被收集罐内置过滤网截流在罐内，待罐内压裂砂积累一定量后再进行集中清理，清理出的废压裂砂拉运至现有危废点暂存，定期委托有资质单位转运及处置。

4、建筑垃圾

施工现场碎砖、水泥等建筑垃圾，应优先回收利用，不能回收利用的回填于场地基础处理或道路铺设，临时堆放在场地时必须采取覆盖等防尘措施。管道切割废料交相关单位回收利用。

5、其他固废

井场压裂、试油等作业产生的废防渗布、废润滑油及包装桶等均属于《国家危险废物名录（2025年版）》中HW08类和HW49类危险废物，收集后临时贮存于污油泥暂存点，定期交有资质单位回收后处置。

7、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，生活垃圾处置措施可行。

8、改扩建站场施工固废及废旧管线处置措施

①涉油装置（泵类等）拆除和转运过程中，在作业场地地表和运输车辆内铺设防渗布，防止设备内残留原油漏撒污染土壤和地下水环境；收集的污油泥应采用防渗包装袋包装，并委托有资质单位集中处置。

②站内管线如需拆除应首先进行吹扫作业，待收集残油后进行拆除；

③施工过程中产生的建筑垃圾应集中堆放，优先回收利用；

④拆除施工结束后，对站场内部进行集中清理，确保施工期固废全部收集处置。拆除的设备管线经冲洗、吹扫等无害化处理后统一收集至第九采油厂废料库，最终由长庆油田公司按照《长庆油田分公司资产集中处置试点工作方案》中相关要求进行集中处置。

9、施工期固体废物处置要求

结合上述固废污染防治措施，本次评价提出以下要求：

①加强环境管理，严禁废弃钻井泥浆、岩屑随意堆放，防止对土壤的污染；

②对于井下作业过程中产生的落地油等采取及时回收措施，确保回收率100%；

③场地平整、管线开挖等产生的土石方等，用于回填、平整土地等；

④施工期建筑垃圾与生活垃圾应分类堆放、分别处置，严禁乱堆乱倒；

### 9.1.5 管道穿跨越的环保措施

本次评价针对管道穿跨越提出以下环保要求：

（1）穿越油路、水泥路采用顶管加套管方式施工，穿越河流、沟谷采用桁架跨越；管线穿跨越处根据管线规格、穿越对象等采取增加管线壁厚度和设置套管、阴极保护等防渗漏措施。

（2）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，及时回收废机油，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。

### 9.1.6 土壤、地下水污染控制措施

1、源头控制措施

（1）废水源头防控措施

①施工期污废水严禁排放；

②钻井过程采用无毒无害的水基钻井液，钻井废水用于配置泥浆，在井场内循环使用；

③钻井结束后，钻井废水在移动式钻井废水罐中存放，首先用于新钻井的泥浆配置，最终不能利用的拉运至作业废水处理站处理达标后回注油层，不外排；

④试油和措施作业时采用密闭作业，避免措施液泄漏，试油和措施作业废水100%入罐回收；

⑤措施返排液回收后优先考虑在井场处理后循环利用，无法利用的分批次运往依托的作业废水处理站处理后回注，不外排。

（2）固废源头防控措施

①钻井过程中贯彻清洁生产要求，选用无毒无害的水基钻井液。钻井液循环使用，钻井完毕后，废弃的泥浆优先资源化利用，不能利用的交有处理能力第三方处置；

②加强泥浆循环设备的维护保养，减少跑、冒、滴、漏，减少设备破损和泄漏发生；

③岩屑收集后具备条件的优先资源化利用，不能利用的交有处理能力第三方处置，不得随意倾倒、堆放、遗撒和丢弃

④危险废物收集后全部送危废暂存点暂存，并委托有资质单位进行处置，不得遗留在井场或随意排放；

⑤施工前在场地内设置生活垃圾集中存放点，生活垃圾统一收集后送指定地点集中处置。

2、过程防控措施

（1）开钻前在井架、柴油机、振动筛等大型机械下铺设防渗布，防止钻井过程中施工机械设备携带的钻井液和污油散落地表污染土壤；

（2）设置泥浆不落地系统，对产生的泥浆进行收集、处理，液相送作业废水处理站处理，固相送有处理能力的单位统一处理。

（3）试油废水、压裂液等措施液全部采用储罐存放收集，定期对储罐进行检查，防止储罐泄漏污染土壤；

（4）井场内用于存放废油料等危险废物的临时危废暂存点，应采取符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中规定的防渗措施，且不相容的危险废物应分开堆放，避免混存；

（5）试油、压裂等井下作业过程中，应在井场地表铺设高分子土工膜，确保落地油不落地并及时收集处置。

（6）管道、站场等施工过程中土壤应分层开挖、分层回填。开挖时将剥离

表土集中堆放于开挖区一侧，并将0～40cm表层土、底层土分开堆放；在施工结束后回填时应分层回填，恢复原土层，保护土壤肥力，以利后期植被恢复。

3、污染治理措施

（1）井场、站场施工结束后，及时清理施工过程产生的岩屑、落地油和生活垃圾等固体废物；

（2）井场、站场竣工交付前，对永久和临时占地以及施工营地范围进行检查，对遗留的固体废物进行二次清理；

（3）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。

4、土壤恢复措施

（1）对临时占地实行剥离表土、分区堆放、分层覆土，施工结束后分层回填，以减小对土壤耕作层和土壤养分。

（2）永久占地进行表土剥离后用于后期绿化，保护表土层。

（3）施工期结束前应对临时占地进行土地整理，恢复原状，保持土体紧实度，有利于施工结束后植被的生长。

## 9.2 运行期环境保护措施及可行性分析

### 9.2.1 环境空气污染防治措施

1、伴生气回收利用措施

（1）实施油气密闭输送

本项目新建、扩建井场共计17座，全部采用管线集输，管输率为100%。井口采取定压阀回收套管气；站场采用密闭管道输送，减少集输过程中的烃类无组织排放。

（2）站场进口处设置紧急截断阀，一旦发生事故，紧急切断油、气源，从而最大限度地减少油气集输过程中烃类气体的排放量。

采取以上措施后，伴生气综合利用率为99.8%，符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》中规定的伴生气回收利用率达到80%以上，新、改、扩建油气田油气集输损耗率不高于0.5%的要求，措施可行。

2、无组织烃类逸散防治措施

加强工艺设备的密封性、减少无组织烃类逸散。对泵、阀门、法兰等易发生

泄漏的设备与管线组件定期检查密封性，防止或减少跑、冒、滴、漏现象，通过源头控制无组织排放。

运行过程出现下列情况之一，则认定设备或管线组件发生了泄漏，应开展修复工作：

①密封点存在渗液、滴液等可见的泄漏现象；

②密封点泄漏检测值超过GB39728-2020表4规定的泄漏认定浓度（2000μmol/mol）。

③建议建设单位在运行过程中，对于设备与管线组件的密封点≥2000个的站点，开展泄露检测与修复工作。

3、其他排放控制要求

①加强采油井、回注井井口密闭性，原油、伴生气、采出水均采用管道密闭输送；

②油田伴生气作为燃料或输至轻烃装置综合利用设施回收利用。

③加强油气计量器具管理维护，降低计量误差，减少损耗；

④优化操作规程，减少操作环节，合理安排储运作业。

⑤井场井口集油槽（导油沟）和含油污水池（事故池）等用于汇集事故状态下污油污水，严禁另作他用，事故结束后应及时清理污水污油，严禁在井场内长期储存。

4、道路扬尘控制措施

针对运行期道路扬尘的影响，应根据不同性质的运输路段，以及不同的生产运行阶段分类采取相应的扬尘治理措施。

（1）井场道路

井场道路运行期的主要运行车辆为巡检车辆，该部分车辆运输频度较小，在采取限速行驶的情况下，对影响范围内的村民住户实际影响较小，但在井场进行修井、洗井等作业期间，由于工程车辆进出频度增加，扬尘影响相对明显，因此，在洗井、修井等作业期间应对井场道路采取洒水降尘等措施，并合理安排洒水频次、洒水量，以及洒水方式，确保措施有效。

（2）依托地方道路

在油田运输道路中，地方道路往往起到枢纽作用，将分散的油区道路连接起

来，使得地方道路的交通量增加，特别是增加油田施工机械车辆等重型车辆的通行量，道路经长期的超负荷使用，路面破坏情况加重，进而增加了道路的起尘量，加重了道路两侧的扬尘污染。由于当地乡镇、村庄的建设特点，这些地方道路往往也成为途经村庄、乡镇的主要街道，人员较为密集，该类道路扬尘对住户居民的影响较大。对于该类道路，建设单位应当主动联系地方道路交通主管部门，加强协商，配合地方道路交通主管部门做好该类道路的建设、修缮和养护工作。

在采取以上相应的道路治理措施后，油区的道路扬尘会得到较大改善，受影响的人群进一步减少。

### 9.2.2 水污染防治措施

本项目运营期不新增劳动定员，不新增生活污水。运营期生产废水主要包括油田采出水及措施返排液。

1、采出水处理措施

本项目定边区域罗庞塬区块采出水依托姬三联采出水处理系统处理达标后回注；吴起区域薛岔区块采出水依托薛三转采出水处理系统处理达标后回注；五谷城区块采出水依托起一转、周一转、起三转、新吴三联、周二转采出水处理系统处理达标后回注；杨青区块依托新吴四转采出水处理系统处理达标后回注。

各井区采出水处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）中V级标准限值要求，全部回注区块开发油层。

本次对薛三转采出水处理系统进行改扩建，扩建后处理规模均为600$m^3$/d，工艺为“沉降除油+气浮+过滤”处理工艺。改扩建内容详见3.4.8章节。

（1）处理工艺可行性

本项目依托的姬三联、起一转、周一转、起三转、新吴三联、周二转、新吴四转采出水处理系统均采用“沉降除油+气浮+过滤”处理工艺。工艺流程见图9.2.2.1。

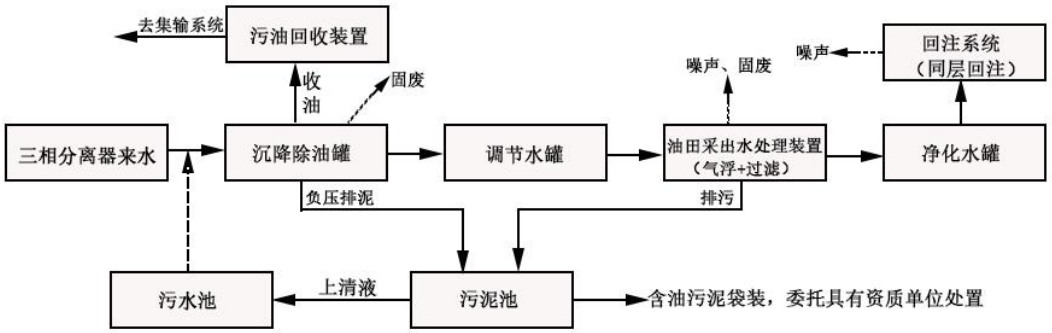



**图 9.2.2.1 “沉降除油+气浮+过滤”处理工艺**

①沉降除油罐：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，采用水力负压排泥器定期排泥（进入污泥池），连续溢流堰收油（进入污油回收装置后去集输流程）。

②气浮+过滤一体化装置：由油泥水分离罐和过滤罐两个部分组成，配套提升泵、料泵、反洗泵、空压机等。本集成装置“气浮+过滤”采用气浮物理处理方法，运行过程中不投加助凝、絮凝等药剂。装置具有缓蚀、杀菌等功能，过滤采用多介质滤料，滤料采用气洗、水洗等体外搓洗工艺技术。

③净化水罐：用于储存油田采出水处理集成装置处理后采出水，接收注水泵房采出水高压回流来水，为油田采出水处理集成装置反冲洗水，反冲洗废水进入污泥池，上清液自流入污水池，污水池通过提升泵进入采出水处理系统进行处理达标后回注，不外排。

④污水污泥池：分污泥池及污水池两部分。污水池主要功能为调节水量，收集污泥池上顶部上清液；污泥池接收沉降除油罐罐底污泥及站内溢流沉降罐、三相分离器区排放污水。自然沉降后上清液自流到污水池。

根据历年产建工程竣工环境保护验收监测报告及常规监测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》SY/T 5329-2022 表1中的V级标准的限值要求。因此，本项目依托的采出水处理设施依托可行。

（2）处理能力可行性

本项目各区块依托采出水处理设施能力校核见表9.2.2-1。

**表 9.2.2-1 依托站场采出水处理能力校核表 单位：$m^3/d$**

| 区块 | 站场 | 设计规模 | 当前负荷 | 富余规模 | 新增负荷 | 能力校核 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 五谷城 | 起一转 | 400 | 355 | 45 | 3.10 | 满足 |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | （侏罗系） | | | | | |
| | 周一转（长6） | 200 | 51 | 149 | 10.15 | 满足 |
| | 起三转（侏罗系） | 300 | 148 | 152 | 4.65 | 满足 |
| | 新吴三联（长6） | 300 | 160 | 140 | 30.43 | 满足 |
| | 周二转（长7） | 600 | 355 | 245 | 25.14 | 满足 |
| 杨青区块 | 新吴四转（长6） | 200 | 165 | 35 | 24.4 | 满足 |
| 薛岔区块 | 薛三转（长8） | 300 | 295 | 5 | 23.14 | 不满足，本次对采出水处理系统进行改扩建，扩建后规模为600m³/d。 |
| 罗庞塬区块 | 姬三联（长6/长4+5） | 800 | 245 | 555 | 25.05 | 满足 |

本项目各区块采出水依托姬三联、起一转、周一转、起三转、新吴三联、周二转、新吴四转等8座站场的采出水处理系统。除薛三转外，其他7座采出水处理系统富余能力均大于本次新增采出水处理负荷，可满足项目处理需要。薛三转采出水处理系统处理规模不满足处理要求，本次对薛三转进行改扩建，扩建后规模为600m³/d，可满足项目处理需要。

（3）采出水回注可行性分析

①从回注的方面分析，油田采出水经处理后回注油层是以驱油为目的，用于补充地层能量，属于工艺用水，可实现水资源循环再利用。

②从水质指标方面分析，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的限值要求。

③从回注过程方面分析，采出水随原油采出后，通过地面油水分离、规范处置，再通过多层防护的井筒回注到油层，全过程密闭运行，整个过程防控措施安全可靠，正常情况下不会对地下水体造成问题。

④从回注井成井工艺方面分析，陕北油区采出水回注井套管全部采取内、外防腐工艺，井筒安全质量得到有效提升；所有采出水回注井均采用全井段水泥一次上返封固工艺，确保表层套管、油层套管及地层岩石之间封固良好。现有采出水回注井和服役多年后水泥环胶结质量均满足《SY/T 6592-2016 固井质量评价

方法》标准要求，胶结质量完好，不窜层。

⑤从陕北地质构造方面分析，在水层和油层之间主要存在安定和直罗组、侏罗系两套致密的隔水层；岩石力学特点及承压能力调查测试结果表明，陕北油区目前的注水运行压力远小于储层破裂压力，该工艺下不存在岩石破裂回注水泄漏风险。

2、措施返排液

本项目不新建措施废水处理站，产生的作业措施返排液主要依托吴起区域的新314措施返排液处理站、吴317-31措施返排液处理站、吴56-50措施返排液处理站、吴三注措施返排液处理站和定边区域的庞23-25措施返排液处理站进行处理。处理达标后通过上述作业废水处理站所辖注水井回注油层。依托可行性校核见表9.2.2-2。

**表9.2.2-2　　依托措施作业废水站场及能力校核表　　单位：$m^3/d$**

| 序号 | 站场名称 | 服务区块 | 设计规模 | 当前负荷 | 余量 | 本项目施工期新增负荷 | 本项目运营期新增负荷 | 依托可行性校核 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 新314作业废水处理站 | 吴起县五谷城镇吊湾沟 | 250 | 83.0 | 167.0 | 钻井废水：3.61；压裂、试油废水：142.71 | 3.97 | 满足 |
| 2 | 吴317-31作业废水处理站 | 吴起县吴起街道齐家畔 | 150 | 24.12 | 125.88 | | | 满足 |
| 3 | 吴三注作业废水处理站 | 吴起县吴起街道尚阳洼 | 150 | 73.5 | 76.5 | | | 满足 |
| 4 | 吴56-50作业废水处理站 | 吴起县吴起街道 | 300 | 75.5 | 224.5 | | | 满足 |
| 5 | 庞23-25措施返排液处理站 | 定边县姬塬镇 | 150 | 56.0 | 94.0 | | | 满足 |

以上依托站场均已履行环境影响评价手续，并已通过竣工环保验收。根据作业废水站监测报告出水水质指标，依托站场处理后的措施返排液满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》SY/T 5329-2022V级标准的限值要求，依托可行。

从规模上看，本项目新增措施返排液产生量小于依托工程富余规模，通过合理安排各区块的措施作业计划和污水进站时序，本项目依托现有作业废水处理站

回注的措施可行，可确保项目实施过程中产生的措施返排液全部处理回注利用，不外排。

### 9.2.3 噪声控制措施

1、井场、站场噪声控制措施

项目运行期主要噪声源为输油泵、注水泵、采油机、柱塞泵、污泥提升泵等。噪声控制措施主要包括：

（1）井场选址应尽可能远离居民点；

（2）设备选型选择低噪声设备，并采取基础减振措施；

（3）加强场站外四周绿化，通过树木、草坪的遮挡和吸收起到一定的降噪作用；

（4）加强设备的维护维修保养，确保设备正常运转。

（5）柱塞泵、污泥提升泵、助排泵、采出水气浮+过滤装置、加药装置等高噪声设备置于室内；

采取以上措施后，可有效降低噪声影响，各井场噪声均可做到达标排放，运行期噪声一般不会扰民，噪声污染控制措施可行。

2、交通噪声控制措施

运行期交通噪声主要是油区作业车辆对周围环境的影响，具体防治措施有：油区拉运车辆尽量安排在白天进行，加强安全教育及管理，减少车辆鸣笛，严格限制车速、加强巡查，树立文明驾驶的习惯和安全意识。

### 9.2.4 固体废物储存和处置措施

运行期产生的落地油、含油污泥、浮渣、清管废渣、废润滑油及废机油桶、沾染油污的废防渗布均属危险废物，统一收集后暂存于现有污油泥暂存点，由有危废处置资质单位收集处置；废光伏板报废后由厂家回收处置。

1、落地油的控制及回收

为防止运行期原油通过井杆泄漏形成落地油，本项目新建井场采取了落地油收集设施。具体如下：

（1）设置井控装置，在钻井过程中及完井后，严格执行井控技术规定和井口装置试压要求。

（2）根据标准化井场设计，井口设置防渗集油槽，井场内设置防渗含油污

水池，集油槽与含油污水池相连，保证井口泄漏原油全部收集，并定期用罐车运往污油泥暂存点暂存后委托有资质单位处置。

井口集油槽及含油污水池应按照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T 50934-2013）要求做好基础防渗，防渗系数为等效黏土防渗层Mb≥6.0m，$K \leq 1 \times 10^{-7}cm/s$，或执行《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T 50934-2013）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、采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，落地油产生量少，回收率高，污染控制措施可行。

2、含油污泥、浮渣的回收与处置

含油污泥、浮渣属危险废物，在采油、原油脱水、油田采出水处理及措施返排液处理过程中各种处理容器和构筑物均会产生含油污泥、浮渣。长庆油田积极推行减量化和资源化的做法，对采出水处理系统产生的油泥、浮渣等经减量化装置减量处理后交有资质的单位进行处置。

3、废滤料

本次对薛三转、周一转采出水处理系统进行改造，采出水处理系统滤料需定期更换，产生废滤料。废滤料属危险废物，按照《危险废物贮存污染控制标准》等相关标准暂存于污油泥暂存点，最终送有资质单位处置。

4、清管废渣

本项目油气集输管线在运行过程中定期清管会产生少量清管废渣，属于危险废物，产生后就近运至现有污油泥暂存点暂存，定期委托有资质单位转运处置。

5、废防渗布、废润滑油及其包装桶等

项目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，均属于《国家危险废物名录（2025年版）》中HW08类危险废物，收集后送至现有污油泥暂存点单独暂存，定期交有资质单位处置。

6、危废暂存、运输及处置措施和要求

（1）危险废物暂存及处置措施

危险废物应实行减量化、资源化和无害化，即首先通过清洁生产减少废弃物的产生，在无法减量化的情况下优先进行废物资源化利用，最终对不可利用废物进行无害化处置。

本项目在实行减量化、资源化后产生的危险废物相对较少，均依托现有污油泥暂存点暂存，最终定期交由有资质单位安全处置。根据现场调查及收集资料，本项目依托第九采油厂现有7处暂存设施（旗87-87油泥暂存点、吴三注油泥暂存点、新230油泥暂存点、湾68-67油泥暂存点、新252-21油泥暂存点、新542油泥暂存点和庞23-25油泥暂存点），可满足本项目施工期和运行期危险废物的暂存。

根据依托工程资料，依托的危废暂存点均已履行环保手续，满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）要求。

对于井场设置的危险废物临时暂存设施，应严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）的要求采取防风、防雨、防晒、防渗漏等措施，基础必须防渗，防渗层至少为1m厚黏土层（渗透系数不大于$10^{-7}$cm/s），或至少2mm厚高密度聚乙烯膜等人工防渗材料（渗透系数不大于$10^{-10}$cm/s），或其他防渗性能等效的材料。危险废物暂存必须严格按照《危险废物贮存污染控制标准》要求进行分类分区存放，危险废物的收集容器应在醒目的位置贴有危险废物标签。

本项目危险废物最终委托有资质单位统一处置，第九采油厂2025年已与延安瑞豪科工贸有限公司签订危废处置合同（详见附件）。

（2）危险废物运输污染防治措施

①危险废物转移过程应按严格《危险废物转移管理办法》（2021年11月30日生态环境部、公安部、交通运输部令第23号公布）执行，报批危险废物转移计划，填制转运联单；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）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。

（3）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》，执行危险废物转移联单制度。

综上，本项目产生的落地油、含油污泥等危险废物经收集后暂存于依托的危废暂存点，定期运送有资质单位安全处置，降低了环境危害，并使资源得到充分回收利用，评价认为污染防治措施可行。

（4）环境风险应急预案

本项目应编制危险废物环境风险应急预案，并纳入《长庆油田分公司第九采油厂（吴起区域）突发环境事件应急预案》、《长庆油田分公司第九采油厂（定边区域）突发环境事件应急预案》整体内容中。

7、废光伏组件

井场运营期产生的废光伏板组件为一般废物，报废后由厂家回收处置。

综上所述，在采取以上固废污染防治措施后，项目运行期产生的各种固体废物均能够得到妥善处理，对周边环境影响较小，措施可行。

### 9.2.5 地下水污染防治措施

1、源头控制措施

（1）采油井和回注井的建设、运行管理和关闭要求

①采油井和回注井的建设要严格按照《油气井诱喷作业规程》（SY/T5789-93）的要求进行固井作业，按照国家和地方环境保护要求，严格回收处理废弃钻井液及各类废弃物；

②采油井和回注井在第四系与白垩系井段建设时，要严格依据设计进行钻井

液配置，采用无毒无害逆境钻进，预防地下水质受到污染；

③钻井一开揭穿第四系与白垩系，下表套外用水泥封固后，要对封井质量进行检查，防止后期下部层段建设钻井液对第四系与白垩系地下水造成污染；

④加强回注井的固井质量及运行管理，确保回注水水质合格；

⑤在采油井和回注井投入使用后，一是建立回注系统操作规程，记录注水量、水质、泵压变化情况，定期开展动态分析；二是对采油井和回注井每周进行一次巡检，每年定期开展带罐检修工作；

⑥按照地下水环境监测计划定期对采油井和回注井下游附近的居民水井进行地下水取样监测，建立台账、及时对比分析水质变化；

⑦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。

（2）废水收集及回用措施

①钻井废水

井场设置废水收集罐暂存，经沉淀后用于配置泥浆。钻井结束后，由作业废水处理系统处理达标后回注油层。严格操作程序，减少钻井液的跑冒滴漏。

②油田生产废水

a 油田生产废水包括采出水、措施返排液（修井、洗井废水）等，其特点是含油量高，并含有一定量的泥沙；

b 采出水在集输站、联合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”。措施返排液全部通过罐车运至返排液处理站进行处理；

c 生产废水经采出水处理设施处理后达到相应指标，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；

d 严禁以渗坑储存等形式处置含油污水；

e 优化水资源配置，节约和保护水资源，提高水资源利用效率和效益，制定

节水方案，生产废水回注率要求达到100%，使有限的水资源得到合理利用；

③生活污水处理

项目建设阶段，井场、站场及集输管线建设所产生的生活污水量少且污染负荷轻，施工人员生活污水排入临时防渗旱厕或者经沉淀收集后用于场地内泼洒抑尘，同时在施工现场设置移动式环保厕所，用于农田施肥，不外排；

项目运营后，生活污水经保障点生活污水处理设施处理达标后，用于站内绿化，不外排。

（3）防止固废淋溶水下渗污染地下水的措施

①钻井岩屑

钻井过程中产生的废弃泥浆在现场进行固液分离，待钻井结束后，由防渗漏、防抛洒、防扬尘的运输车辆统一运至专业单位处置。

②落地油

a 油井建成采取试油进罐的方式，减少落地油的产生量；试油时井场铺设高分子土工膜，及时回收落地油，确保回收率达到100%；

b 试油时产生的含油污水要求进罐，送集输站采出水处理系统处理达标后回注油层，严禁外排；

c 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，要按照“铺设作业、带罐上岗”的作业模式，及时回收落地油；

d 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“不落地”；

e 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。

③其他固体废物

建筑垃圾全部回填施工场地综合利用或送至建筑垃圾处置场处置，管道切割废料交相关单位回收利用；站场改扩建拆除或更换设备、管道等废弃物由建设单位进行检测评估后回收利用或报废处置；设备运行、维护、检修和场地清理过程中产生的废防渗布、废润滑油及其包装桶、含油棉纱等，根据《国家危险废物名录》，施工期固体废物中废防渗布、废润滑油及其包装桶、含油棉纱属于危险废物，交由有资质的单位处置。

（4）集输管线的运行管理和关闭要求

管线焊接完成后对所有对接焊缝进行100%的射线探伤和超声波探伤。在集输管线投入使用前，对集输管线采取防腐措施，防腐等级应采用特加强级别，并在施工结束后检查集输管线密闭性。在集输管线投入使用后，一是建立集输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；二是对集输管线定期进行人工巡查；三是采用分布式光纤监测系统对集输管线进行完整性监测；四是遇到集输管线破裂发生原油或者采出水泄漏的情况，必须及时采取相应措施，并评估对地下水环境及水源地和居民供水井的影响程度。

集输管线关闭拆除前，对输油管线内残留的原油和采出水回注管线内残留的回注污水要回收处理。

2、分区防渗措施

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），施工场地和站场应结合污染控制难易程度、包气带防污性能和污染物类型，根据HJ 610、GB/T 50934的要求提出不同分区防渗技术要求，编制分区防渗图。

本项目施工期涉及危险废物贮存的，应按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)中贮存点的环境管理要求进行落实。

本项目除施工期危废贮存点外其他工程内容参照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）规定的防渗措施进行污染防治分区及设计。根据装置、单元的特点和所处的区域及部位，将建设场地划分为一般污染防治区和重点污染防治区。

一般污染防治区防渗层的防渗性能不应低于1.5m厚渗透系数为$1.0\times10^{-7}$cm/s的黏土层的防渗性能；重点污染防治区防渗层的防渗性能不应低于6.0m厚渗透系数为$1.0\times10^{-7}$cm/s的黏土层的防渗性能。防渗层可由单一或多种防渗材料组成。

输油管线的防腐、材料、强度等应符合《输油管道工程设计规范》GB 50253。

根据本次滚动开发工程内容，改扩建站场已建设完成并通过竣工环保验收，站内各污染防治区已落实了防渗，满足分区防渗要求，本次改扩建不破坏原有的防渗基础，改扩建后仍可满足分区防渗要求。本次评价主要针对井场工程及长五转改建事故油箱列出分区防渗要求，具体见表9.2.5-1。

**表 9.2.5-1　地下水污染分区防渗表**

| 污染防治区 | 装置、单元名称 | 污染防治区域及部位 | 污染源名称 | | 防渗阶段 | 防渗技术要求 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| / | 危废贮存点 | 地面及裙角 | 井场施工期危废贮存点 | | 施工期 | 按照 GB18597-2023 执行 |
| 重点 | 污水处理场 | 环墙式和护坡式罐基础 | 薛三转沉降除油罐 | | 施工期、运营期 | 防渗层的防渗性能不应低于 6.0m 厚渗透系数为 1.0×$10^{-7}$cm/s 的黏土层的防渗性能 |
| | 生产污水预处理 | 生产污水预处理池的底板及壁板 | 薛三转、周一转采出水处理系统改造 | | 施工期、运营期 | |
| | 各类污水池 | 污水池底板及壁板 | 井场污油池、雨水收集池、井口集油槽 | | 施工期、运营期 | |
| | 钻井工程 | 地面 | 钻井基础区域 | | 施工期 | |
| | | 装置区地面、围堰四周 | 钻井液循环系统 | | 施工期 | |
| | | 地面及围堰四周 | 清洁生产操作平台 | | 施工期、运营期 | |
| | | 池底、池壁 | 放喷池 | | 施工期 | |
| | | 池底、池壁 | 废水池 | | 施工期 | |
| | | 地面及围堰四周 | 岩屑收集贮存区 | | 施工期 | |
| | | 地面 | 钻杆堆放区 | | 施工期 | |
| 一般 | 生产污水沟 | 生产污水明沟的底板及壁板 | 井场集水沟 | | 施工期、运营期 | |
| | 钻井工程 | 地面及围堰四周 | 备用柴油罐区 | | 施工期 | 防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 1.0×$10^{-7}$cm/s 的黏土层的防渗性能 |
| | 储罐区 | 承台式罐基础、储罐到防火堤之间的地面及防火堤 | 薛三转 | 沉降除油罐 | 施工期、运营期 | |
| | 油泵及油品计量站 | 油泵及油品计量站界区内的地面 | 薛三转 | 新建气浮+过滤处理装置区、加药装置 | | |
| | | | 周一转 | 新建气浮+过滤处理装置区、加药装置 | | |
| | | | 各改扩建站场其他新增生产设备区域 | | | |

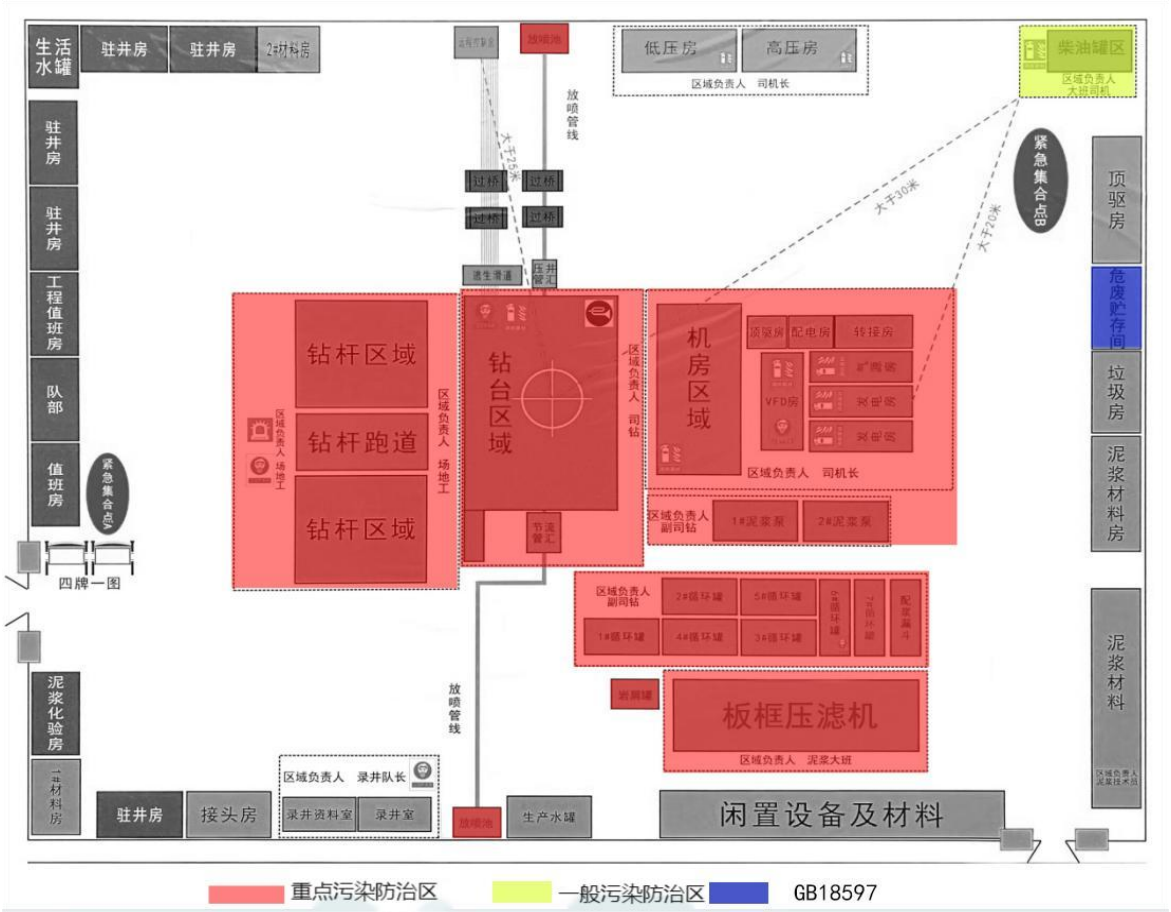



**图 9.2.5.1　　施工期井场防渗分区示意图**

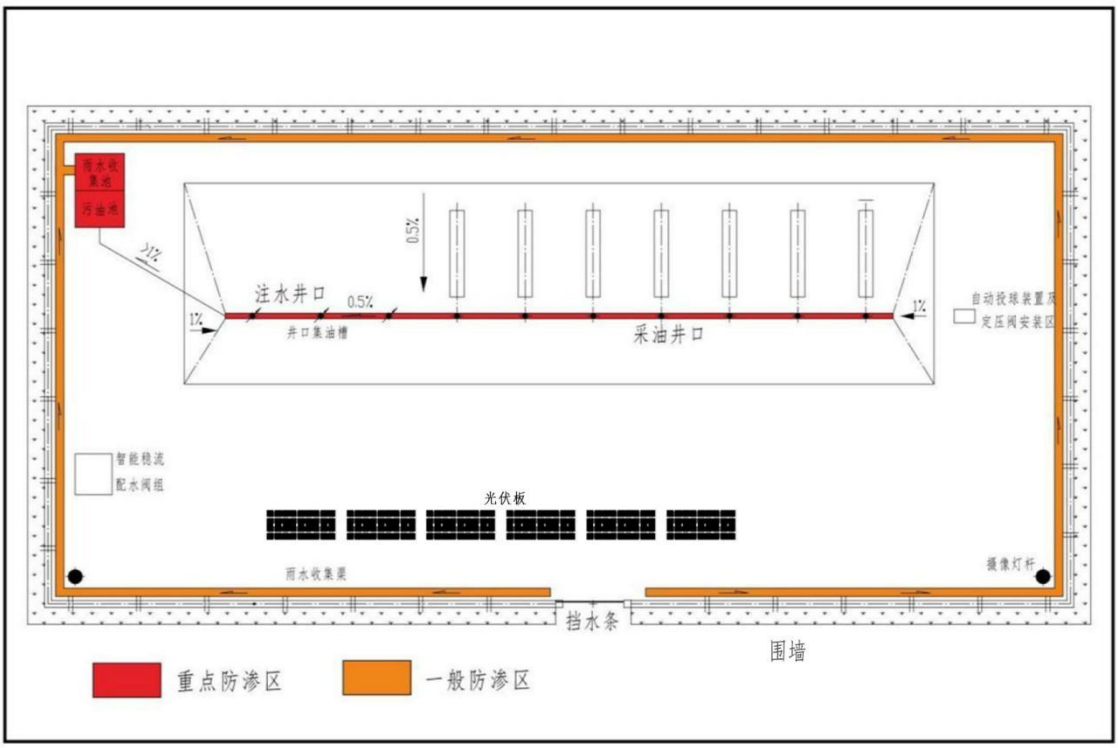



**图 9.2.5.2　　典型井场运营期地下水污染防渗分区图**

3、地下水环境跟踪监测方案

为了及时发现项目运行中出现的对地下水环境的不利影响，防范地下水污染事故发生，保证周边水源井的供水安全，减缓对地下水环境的不利影响，并为地下水污染后的治理措施制定和治理方案实施提供基础资料，建议建设单位在项目正式运行前，在现有监测计划的基础上结合本项目工程布局完善地下水环境跟踪监测点，并在项目运行中定期监测、定期整理研究、定期预报、识别事故并及时采取措施，尽可能减小项目在非正常状况下对地下水环境的影响。详见11.3章节。

地下水跟踪监测信息应按要求进行公开，信息公开内容包括以下内容：

①建设项目所在场地及其影响区地下水环境跟踪监测数据，排放污染物的种类、数量、浓度；

②生产设备、管廊或管线、贮存与运输装置、污染物贮存与处理装置、事故应急装置等设施的运行状况、跑冒滴漏记录、维护记录等。

4、地下水环境污染事故应急处理预案

制定预案目的是为了有序开展地下水污染事故处理，有效控制地下水环境污染范围和程度，降低污染事故所引起的社会恐慌程度，保障周边居民供水安全，科学修复地下水环境。

污染事故发生后，应及时进行现场污染控制和处理，包括阻断污染源、清理污染物等措施；必要时及时向各级政府呈报。同时对污染事故风险及时作出初步评估，影响到水源地和周边居民供水安全时，及时采取应对措施。

应急处理结束，在调查监测基础上，对事故所引起的地下水环境风险做出精确综合评价，包括对地下水环境短期影响、长期影响；对现有供水井供水安全的影响等。在事故造成地下水环境污染时，建设单位要提出地下水环境修复治理方案，经地下水环境监管部门审查通过后，组织实施地下水环境污染的修复治理工程，并由地下水环境监管部门进行工程验收。

### 9.2.6 土壤污染防治措施

1、源头控制措施

（1）废水源头控制措施

①采出水及措施作业废水全部收集进入相应的污水处理系统，处理达标后回

注油层用于驱油，不外排；

②加强井场标准化建设，设置含油污水收集池和集油槽，确保日常生产中井口落地油全部收集，避免地表径流携带污油污染井场及站外土壤；

③井场、站场外修建截、排水设施，避免场地内部污染雨水流出场外；

④加强管线巡线，定期对原油和污水管线进行壁厚检测，对腐蚀严重的管线及时更换，防止管线泄漏引起的土壤污染。

⑤站场的生活污水全部收集后经一体化生活污水处理装置处理达标后用于站场绿化，不外排；

（2）固体废物源头控制措施

①井口设置防渗集油槽，井场设置防渗含油污水池，集油槽与含油污水池相连，保证井口泄漏原油全部收集，并定期用罐车运往危废暂存点进行回收；同时井场设置防渗污油池，作为事故状态使用，保证井口泄漏原油全部收集；

②井下作业时采用“密闭清洗，钢制箱体平台，高分子轻体钻等清洁生产工艺”，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含油污泥和废滤料清理后直接装入防渗袋，交由有资质单位进行处置，暂时无法接收时，送依托的危废暂存点暂存；清理和运输过程中避免危废物料散落地面污染地表。

2、过程防控措施

（1）新建井场参照GB18598及GB16889采取分区防渗措施，将地面设施防渗措施分为：重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区三个级别。其中，重点防渗区包括储罐区和污油污水池，防渗层的防渗性能不应低于6.0m厚渗透系数为$1.0\times10^{-7}$cm/s的黏土层的防渗性能；

（2）依托污油泥暂存点均应按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）中相关要求建设，暂存点内底面及踢脚进行基础防渗，防渗系数至少满足1m厚粘土层（渗透系数≤$1.0\times10^{-7}$cm/s），或2mm厚高密度聚乙烯，或至少2mm厚的其它人工材料，渗透系数≤$1.0\times10^{-10}$cm/s。

（3）评价建议项目应根据相关的标准规范要求，对井场、站场各类设备设施加强日常维护，发生故障时及时发现及时进行维修，以防止废气无组织排放污

染下风向土壤。此外，土壤污染物可通过生物降解或植物吸收而净化，也可在厂区空闲区域进行人工栽植适应评价区环境的灌木、草地等植被，以减少对周边土壤环境的影响。

3、回注井、集输管线的建设及运行管理措施

（1）加强采出水回注井的固井质量及运行管理，防止发生串层现象；

（2）在回注井投入使用后应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，一旦发现回注井出现异常情况，及时查明原因，采取补救措施；

（3）按照地下水环境监测计划定期对开采井和回注井下游附近的居民水井进行地下水取样监测，建立台账、及时对比分析水位变化；

（4）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回注井从井口到井底的所有空间进行永久性封堵，避免串层。

（5）对采油井、注水井、各类管线采用环氧冷缠带加锌阳极防腐工艺、阴极保护、有机涂层套管内涂层等技术进行防腐处理，或使用新型防腐管材，预防因腐蚀造成的井管及输油管线破裂事故污染土壤，并在施工结束后检查集输管线的密闭性；

（6）对集输管线定期进行人工巡查，一旦发现异常，及时更换管道，杜绝泄漏事件的发生，防止对土壤及浅层地下水造成影响。

4、跟踪监测

为了及时准确掌握项目区及周边敏感点土壤环境质量状况和土壤中污染物的动态变化，本项目拟建立覆盖全区的土壤长期监控系统，包括科学、合理地设置土壤监测点，建立完善的监测制度，以便及时发现并及时控制。详见11.3章节。

5、小结

按照“源头控制、过程防控、跟踪监测”原则，加强管线巡线，定期对原油和污水管线进行壁厚检测，对腐蚀严重的管线及时更换，防治管线泄漏引起的土壤污染；井口设置集油槽，井场设置含油污水池，集油槽与含油污水池相连，保证井口泄漏原油全部收集；井下作业过程“铺设作业、带罐上岗”，及时回收落地油和含油污泥。工程新增土壤跟踪监测点，本次跟踪监测纳入第九采油厂年度自行

监测计划中。

## 9.3 闭井期环境污染防治措施

闭井期主要污染源是设备拆除、井场清理产生的扬尘和固体废物等，主要污染防治措施如下：

（1）油井闭井后，对废弃井架、井台和采油管线进行拆除，对废弃井的井眼进行封堵。

（2）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。属于危险废物的，应送有资质的单位进行处置，废弃设备、管线经清洗后回收再利用，建筑垃圾外运至指定填埋场填埋处置。

（3）对井场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）内注入 200m 以上的水泥塞封弃井。

（4）闭井期作业车辆应固定线路和作业范围，禁止随意开路、停放，践踏和破坏植被，应尽量减少占用和破坏植被，将影响严格控制在征地范围内。

（5）井场封堵完成后建立封井档案，封堵完成后，及时将相关资料上报生态环境部门备案。在保留各类绿化、生态保护设施的基础上，恢复井场或原管线敷设带的原有地貌，使其与区域整体生态景观保持和谐一致。

（6）闭井后，应按照污染地块土壤环境管理的有关规定，开展土壤和地下水环境调查，并按照相关管理规定对污染地块采取治理与修复措施。

（7）封井前洗井以及管线清理废水拉运至就近的作业废水处理站处理达标后回注油层不外排，采油设备、部分输油管线的清理过程产生的落地油、污油泥以及废弃设备管线和建筑垃圾等固体废物分类收集，废弃设备管线经清洗吹扫等无害化处置后统一收集至第九采油厂废料库，最终由长庆油田公司按照《长庆油田分公司资产集中处置试点工作方案》中相关要求进行集中处置；建筑垃圾外运至指定填埋场填埋处置，落地油、污油泥等危险废物委托有资质单位定期转运处置。

评价认为，在采取上述闭井期污染防治措施后，可减缓闭井期对环境的影响。

## 9.4 环保投资估算

根据《建设项目环境保护设计规定》的有关要求，环保投资必须纳入工程投资概算，主要针对施工期及运行期废气、废水、噪声、固废等污染治理及生态恢复费用，本项目估算环保投资约 1020.58 万元，占建设总投资 44273 万元的 2.31%。运行期环保设施运行维护及环境管理等保障措施费用约 45 万/年，具体见表 9.4-1。环保投资估算最终以设计为准。

环保投资应专款专用，并纳入工程投资概算，从设计、施工到实际运行应严格执行“三同时”制度。

**表 9.4-1　　环保设施及污染防治投资估算表　　单位：万元**

| 类别 | | 污染源 | 治理措施、设施 | 数量 | 环保投资 |
|---|---|---|---|---|---|
| 施工期 | 废水 | 钻井废水 | 移动式泥浆罐收集后运往作业废水处理站处置 | 17 座 | 51 |
| | | 压裂返排液、试油废水 | 采用罐车拉运至现有作业废水处理站处理达标后回注 | / | 5.1 |
| | | 试压废水 | 试压废水全部进罐，由罐车收集循环利用，最终经沉淀处理后回用于井区内道路洒水抑尘 | / | 0.6 |
| | | 生活污水 | 防渗旱厕 | / | 3.4 |
| | 废气 | 施工扬尘 | 运输车辆遮盖篷布、道路洒水降尘 | / | 8.5 |
| | | | 施工场地围栏，道路临时硬化 | / | 8.5 |
| | 固体废物及土壤 | 废弃钻井泥浆、钻井岩屑 | 送有处理能力的第三方单位处置 | / | 443.1 |
| | | 落地油 | 井场地面铺设防渗布 | 17 套 | 17 |
| | | | 送有资质单位处置 | / | 0.74 |
| | | 废防渗布、废润滑油及其包装桶 | 送有资质单位处置 | / | 1.47 |
| | | 废压裂砂 | 送有资质单位处置 | / | 175.17 |
| | | 生活垃圾 | 生活垃圾收集桶 | 若干 | 1.7 |
| | 生态 | 生态修复、补偿 | 生态保护、恢复与补偿等费用 | / | 78.5 |
| | 地下水 | 施工场地 | 重要区域铺设防渗布、井口安装防喷器，油井周围设土堤、土筑防火堤/围堰等 | 若干 | 17 |
| | 环境风险 | 井喷、套外返水等 | | | |
| 运营期 | 废气 | 无组织非甲烷总烃 | 井场采用定压阀回收套管气，密闭集输系统集输。 | 若干 | 纳入主体工程投资 |
| | 噪声 | 井场抽油机等 | 低噪声设备、基础减振等 | 若干 | 纳入主体工程投资 |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | 站场柱塞泵等 | 低噪声设备、厂房隔声、基础减振等 | 若干 | 纳入主体工程投资 |
| | 废水 | 采出水处理系统改造 | 薛三转、周一转采出水处理系统改造 | 2套 | 纳入主体工程投资 |
| | | 修井、洗井等措施返排液 | 罐车拉运至现有作业废水处理站，处理达标后回注 | / | 17 |
| | 固体废物及土壤 | 落地油 | 地面敷设防渗布收集，送有资质单位进行处置 | 若干 | 5.90 |
| | | 含油污泥、清管废渣、废滤料 | 送有资质单位进行处置 | / | 98.7 |
| | | 废防渗布、废润滑油及其包装桶 | 送有资质单位处置 | / | 2.2 |
| | 地下水、土壤 | 分区防渗、跟踪监测 | 井场采取分区防渗措施 | 17 | 51 |
| | 环境风险 | 井场建设风险防范设施，管线穿跨越处设置明显标志，落实环境风险防范措施；根据本项目建设内容对现有风险应急预案进行修编，并定期组织演练，防止管线泄漏污染土壤和地下水 | | / | 34 |
| 闭井期 | 生态环境 | 拆除采油设备、土地平整、覆土、植被恢复等；拆除围墙、道路恢复、土地平整、覆土、植被恢复等 | | / | 专项资金 |
| 合计 | | | | | 2021.58 |
| 环境管理及设备运行费用 | | | 环境管理、环境监测、环保设施运行维护费用等 | / | 45万/a |

# 10 环境经济损益分析

## 10.1 经济效益分析

本项目总投资 44273 万元，将实现年产 $4.5\times10^4$t/a 原油，参考当前国际油价（70.1 美元/桶）每吨原油按 3800 元计，年产值可达 1.71 亿元，具有较好的经济效益。

## 10.2 社会效益分析

（1）本项目符合我国“发展西部，稳定东部”的石油工业战略，可缓解经济发展对石油造成的需求压力，增加国内石油产量。

（2）本项目可将当地的资源优势转化为经济优势，充分发挥油田开发建设的经济带动作用，促进地方经济发展。

（3）井区开发建设对促进当地经济发展、增加地方税收具有重要意义。

综上所述，项目建设具有良好的社会效益。

## 10.3 环境经济损益分析

### 10.3.1 环境代价分析

本项目的环境代价主要有三部分：资源和能源流失代价、对环境生产和生活资料造成的损失代价、对人群及动植物造成的损失代价。

1、生态破坏代价

（1）永久占地

项目永久占地总面积 1.96hm$^2$，按当地企业、政府租用土地费用标准（3.1 万元/hm$^2$·a），估算占地损失为 6.076 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 1.96hm$^2$，占地类型主要为草地、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 0.882 万元。

2、环境污染代价

结合 2018 年 1 月 1 日实施的《环境保护税法》及陕西省环保税收费标准，本工程不新建加热炉，不涉及有组织大气排放源，无组织排放主要污染物为非甲烷总烃。无组织排放不属于应税大气污染物；项目采出水依托处理后回注油层用

于水驱采油，生活污水处理后用于站场绿化，均不外排；噪声在采取有效控制措施后，可确保厂界噪声达标排放；工业固废均外委处置；根据环评污染物排放估算应缴纳环保税额为0。

3、小结

由以上分析得知，生态破坏代价和环境污染代价详见表10.3.1-1。

**表10.3.1-1　建设项目环境代价汇总表**

| 分类 | 项目 | 单位（万元/a） |
|---|---|---|
| 生态破坏代价 | 永久占地损失 | 6.076 |
| | 生态服务功能损失 | 0.882 |
| 环境污染代价 | 环境保护税 | 0 |
| 合计 | / | 6.958 |

## 10.3.2 环境成本分析

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78.5万元，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，投资主要为施工期1年和恢复期2年共3年，则每年生态保护投资约为26.17万元。

2、污染防治成本

（1）污染防治设备投资

工程用于污染防治的投资942.08万元，设备使用寿命以10年计，则每年投入防治污染的费用为94.21万元/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45万元/a。

3、小结

根据以上的计算，得出的环境成本详见表10.3.2-2。

**表10.3.2-2　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 | 26.17 |
| 污染防治成本 | 污染防治设备投资 | 94.21 |
| | 环保设备运行及管理费 | 45 |
| 合计 | / | 165.38 |

### 10.3.3 环境收益分析

1、生态保护收益

项目施工期完成后，临时占地可恢复耕地0.9951hm$^2$，按粮食产量平均3000kg/hm$^2$•a，市场价格1.2元/千克计算，得出粮食产量的价值0.36万元/a。

2、污染防治收益

（1）钻井泥浆回收收益

本工程钻井泥浆循环利用率按照95%计算，工程回收利用泥浆约24643.68t，价值按50元/t计，则可节省资金123.22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5.7t，回收落地油价格按2000元/t计，则年落地油回收收益约1.14万元/a。

（3）伴生气回收收益

根据开发方案与工程分析，伴生气年利用和回收量为152.78×10$^4$m$^3$，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305.56万元/a。

（4）油田采出水回注收益

按工程分析，本项目采出水回注量为47990m$^3$/a，按工业用水价格4.00元/m$^3$计算，折合节约水资源利用价值19.196万元/a。

4、小结

通过以上分析计算，本建设项目环境收益见表10.3.3-1。

**表10.3.3-1　建设项目环境收益汇总表**

| 分类 | 项目 | 单位（万元/a） |
|---|---|---|
| 生态保护收益 | 恢复耕地收益 | 0.36 |
| 污染防治收益 | 钻井泥浆回收效益 | 123.22 |
| | 落地油回收收益 | 1.14 |
| | 伴生气回收利用 | 305.56 |
| | 采出水回注收益 | 19.196 |
| 合计 | / | 449.476 |

### 10.3.4 环境经济效益分析

工程建设在环境保护方面收益为+449.476万元/a，使得企业利润总额提高，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，在可接受程度和范围之内。本项目环境经济损益分析见表10.3.4-1。

**表 10.3.4-1　　环境经济损益分析表　　单位：万元/a**

| 环境代价 | 环境成本 | 环境收益 | 损益分析 |
|---|---|---|---|
| -6.958 | -165.38 | +449.476 | +143.128 |

注：“+”表示受益，“-”表示损失

根据计算，本项目环保工程经济效益系数为：

环保工程经济效益系数＝$\frac{\text{环境收益}}{\text{环境成本}}$=2.72

该工程环境成本为165.38万元/年，年环境收益为449.476元/年，计算出年环保费用经济效益系数为2.72，环境收益大于投资。本项目的单位产品环境代价为1.55元/t，仅占单位产品产值的0.04%。单位产品环境成本为36.75元/t，仅占单位产品产值的0.97%。可见，由于该工程规模开发，对环境的影响相对较小，环境成本低，效益明显。

虽然项目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，本项目是合理可行的。

# 11 环境管理与监测计划

## 11.1 环境管理体系

### 11.1.1 环境管理现状

第九采油厂为长庆油田分公司直属部门，环境管理体系、制度与长庆油田其他采油厂环境管理体系、制度基本一致。根据 QHSE 管理体系标准和中国石油天然气集团公司（CNPC）建立 QHSE 管理体系的规定和要求，参照公司的安全环境管理机构设置情况，第九采油厂建立了 QHSE 管理组织机构，如图 11.1.1 示。

第九采油厂 QHSE 管理委员会，对第九采油厂生态环境保护工作实行统一领导，审议生态环境保护发展规划、年度工作计划、生态环境保护业绩指标和考核奖惩，讨论决定重大生态环境保护事项。

在各基层生产单位、生产保障单位、项目组级科研两所一中心设 QHSE 管理小组，组长由主任（队长、站长）担任，组员由副主任和技术人员担任，由经过专门 QHSE 管理培训，有一定管理能力的技术人员担任兼职 QHSE 现场监督员。

### 11.1.2 管理机构设置、人员配备及职责

目前，第九采油厂结合 QHSE 管理体系，各项管理导入了“自我监控、自我完善、自我改进”的三级监控机制，企业环境管理实行一级机构二级管理制度。

（1）QHSE 委员会

第九采油厂 QHSE 委员会及专业 QHSE 委员会是环境保护的管理机构，各专业依照直线责任建立健全环境保护管理机制，形成适应新形势下环境保护工作的管理网络，切实抓好环境保护管理工作。

（2）清洁生产审核小组

由主管生产厂长任正组长，主要成员来自下属各作业区、生产管理部门和站场等，具体负责作业区的清洁生产审计。

（3）环境保护领导小组

由作业区经理、副经理担任正、副组长，主要职责是加强组织领导，保证石油开发污染防治工作顺利开展，并将环保目标和一票否决制纳入各基层队业绩管理指标中。

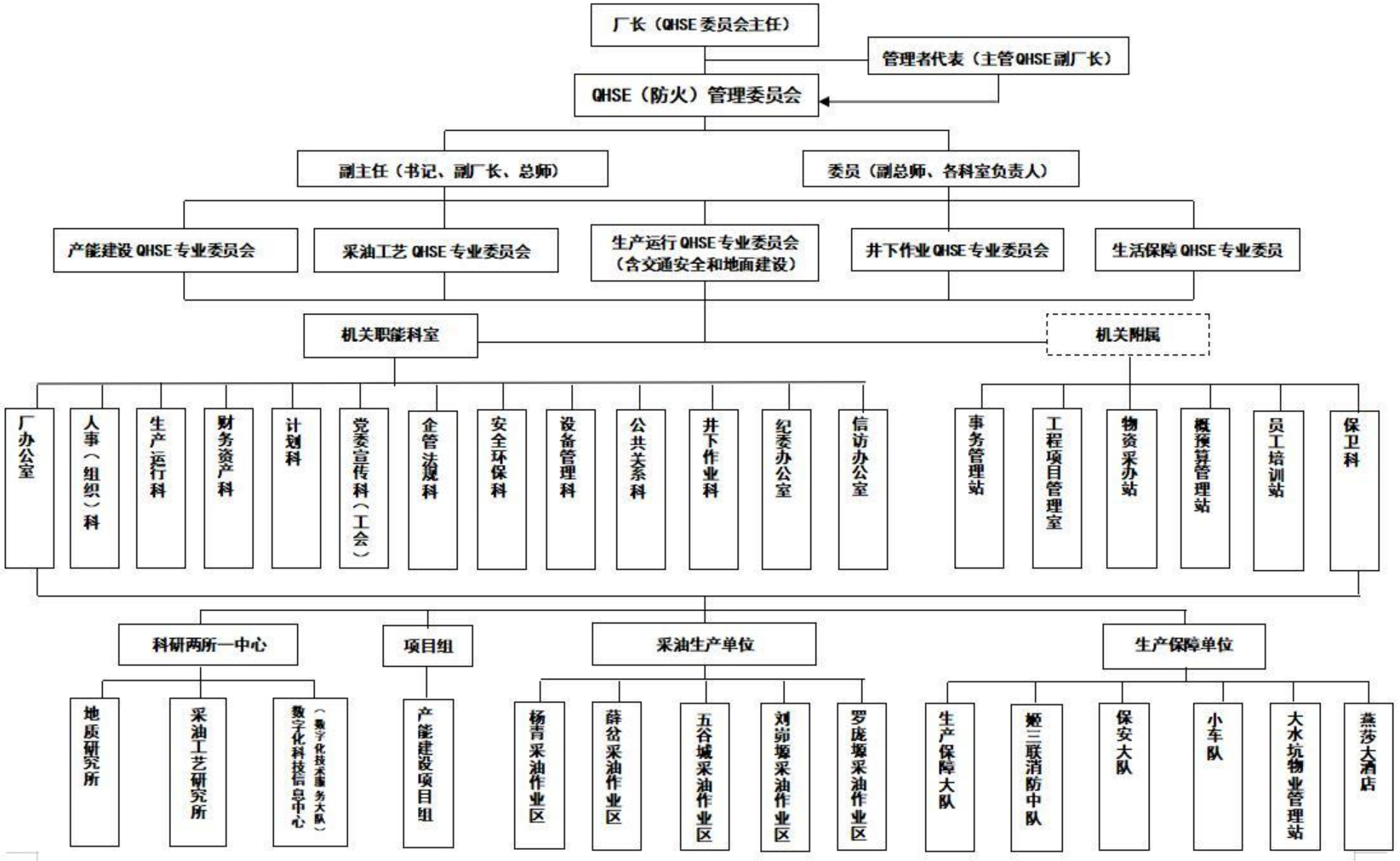



**图 11.1.1　长庆油田分公司第九采油厂 QHSE 组织结构框图**

（4）基层 QHSE 小组

现有专职环境管理人员 4 人，以站场、井组为单元设兼职环境管理人员；专职负责企业日常环境管理与监督，制定和落实环保岗位职责、环境管理制度和环境监控计划等项工作，接受企业环保第一责任人厂长或主管环保副厂长的直接领导。

### 11.1.3 环境管理规章制度

建设单位已经制定了较为完善的环境管理体系和管理制度，本项目可直接纳入执行。

（1）环境管理体系文件

环境管理程序文件清单见表 11.1.3-1。

**表 11.1.3-1 环境管理体系程序文件清单**

| 实施部门 | 主要编制内容 |
|---|---|
| 长庆油田分公司第九采油厂 | 1、国家、地方和油田公司的环境保护法律、规定、方针、政策、环境指标与方案管理程序。 |
| | 2、环境管理体系培训管理程序。 |
| | 3、原辅材料、能源及给排水管理程序。 |
| | 4、油田集输送前预处理、站场及其辅助设施管线大气污染物控制、含油污水处理、环境噪声治理及落地油彻底回收、处置管理程序。 |
| | 5、井场、集输站场、管线环境风险应急管理、控制及事故状态下应急响应程序。 |
| | 6、环保设施监督管理及违章、纠正与预防污染措施程序。 |
| | 7、节能降耗、污染预防、减污增效、资源化利用监督、检查管理程序。 |
| | 8、环境监控、文件记录控制管理程序与环境管理内部审核程序。 |
| | 9、强化风险事故应急管理，定期开展 HSE 审核程序。 |
| | 10、建立合同方环境行为影响程序与供应商管理程序。 |

（2）环境管理制度

主要环保管理规章制度、规程见表 11.1.3-2、11.1.3-3。

**表 11.1.3-2 环境保护管理职责一览表**

| 实施部门 | 主要内容 |
|---|---|
| 长庆油田分公司第九采油厂各级管理机构 | 1、负责贯彻落实国家、地方和油田公司的环境保护法律、规定、方针、政策。 |
| | 2、负责制定、修订和发布环境保护规章制度。 |
| | 3、负责定期开展环境保护工作的检查、监督、考核，评选推荐环境保护先进集体和个人。 |
| | 4、负责建立并完善环境保护基础资料、统计报表。 |
| | 5、负责废水、废气、固体废弃物、噪声、振动及放射源等污染物的预防和污染源的治理监管工作。 |
| | 6、负责监督建设项目环境保护“三同时”执行情况，协助相关部门（单位） |

| | |
|---|---|
| | 对建设项目环境保护设施进行竣工验收。 |
| | 7、负责统计、协调解决环境隐患项目。 |
| | 8、负责环境保护宣传教育、培训和科研管理工作，开展环保技术信息交流。 |
| | 9、负责调查处理环境污染与生态破坏事故。 |
| | 10、负责协调处理与政府环境主管部门相关的问题。 |

**表 11.1.3-3 环保设施管理规程表**

| 实施部门 | 主要管理内容 |
|---|---|
| 长庆油田分公司第九采油厂 | 1、环保设施与设备使用、维护规程。 |
| | 2、污水处理设施运行、维护和保养管理规程。 |
| | 3、隔声降噪、消声设备的维护和保养管理规程。 |
| | 4、生态恢复管理技术规程。 |
| | 5、环保设备安全操作规程及安全管理规章。 |
| | 6、企业生态环境保护、水土保持与环境绿化规划。 |
| | 7、重点环保设施污染控制点巡回检查制度。 |

（3）质量安全环保部管理职能

第九采油厂在强化安全与环境管理并重的同时，也要结合油田开发特点，重点加强作业区生态保护与水土保持工作，定期对受扰动土地进行植被恢复，种树种草，减缓水土流失。

（4）环境管理台账制度

建立环境管理台账制度，包括电子台账和纸质台账，台账主要内容包括：生产信息（站场运行记录台账、井场井下作业记录台账、作业废水及含油污泥拉运记录台账、管线管护及维修记录台账等）、污染防治措施运行记录（含油污泥处置记录、废弃含油防渗包装袋收集记录等），监测数据（污染源监测和环境质量监测、生态跟踪监测）等。

## 11.1.4 现有环境管理分析

根据对现有环境管理体系的调查，建设单位建立了较为完善的环境管理制度，在生产过程中发挥了积极作用。

（1）污染源能够按照当时的环保要求做到达标排放，及时按照新颁布的排放标准进行升级改造。同时，通过对环保设备的维护保养，确保了环保设备的稳定运行。对污染源有定期和不定期的监测计划，对污染源的排放情况能够及时掌握。

（2）对于危险固体废物执行了严格的暂存、转运制度，确保了危险废弃物的储运安全。

（3）有较为完善的风险管理制度和应急预案，按照应急预案进行定期演练，对风险事故有较为可靠的处理能力。

### 11.1.5 环境管理要求

油田开发建设各阶段环境保护管理工作要求见表11.1.5-1。

**表11.1.5-1 环境管理工作要求**

| 阶段 | | 环境管理主要内容 |
|---|---|---|
| 施工期 | | 1、建立施工期管理体系，签订目标责任书，要求工程设计单位做好服务与配合；<br>2、制定环境管理工作计划，建立施工期环保档案，确保建设有序进行；<br>3、规范施工期环境监理制度，处理施工中偶发的环境污染事故与环境纠纷；<br>4、按照工程环保设计与主体工程同步建设，严格执行“三同时”制度；<br>5、由专人负责监督、考核各施工单位责任书中任务完成情况；<br>6、对施工中造成的土地、植被毁坏应在竣工后及时恢复；<br>7、制定施工期环保与生态恢复计划，认真做好各环保设施施工监理与验收，及时与当地环保行政主管部门沟通。 |
| 运行期 | 正常工况 | 1、建立和实施项目运行的QHSE管理体系；<br>2、结合本项目生产和环保实际情况，根据政府和上级主管部门的环保法律法规、标准，制定管理规章制度，并贯彻执行；<br>3、项目产生的废气全部通过达标排放；废水实现零排放；通过采取减振、隔声、消音等措施确保厂界噪声达标排放；危险废物设临时储存设施，交有资质单位进行处置。加强站场周围绿化；<br>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；<br>5、建立运行情况记录制度，如实记载有关运行管理情况，主要包括项目废气治理措施、污水处理设施工艺控制参数、危险废物暂存、去向及处置措施及环境监测数据等，运行情况记录簿应当按照国家有关档案管理的法律法规进行整理和保管；<br>6、定期检查设备密封及计量装置，对全体员工组织开展环境保护培训。 |
| 运行期 | 非正常工况 | 1、加强站内工艺装置及管线的检修和巡线，减小发生“跑、冒、滴、漏”；<br>2、加强生产罐区及其它废水、危废暂存设施的防渗措施，定期检查，杜绝其存在长期非正常排放点源的存在，保护项目评价区地下水环境质量不受污染和破坏；<br>3、针对可能发生泄漏的区域，及时采取修复更换等措施，阻止污染物进一步扩散泄漏。 |
| 风险防范 | | 1、严格执行国家的安全卫生标准规范及相关法律法规，在项目建设的同时，对安全和劳动保护等方面综合考虑；<br>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；<br>3、定期进行环保安全教育，增强职工环保意识和安全意识；<br>4、施工过程、选材等环节严守质量关，加强技术工人的培训，提高操作水平；<br>5、作业前进行隐患分析评估，制定切实可行的措施计划，在作业过程中严格监督检查，定期考核，从源头上解决安全隐患问题；<br>6、定期检查和维护设备及管线，防止废水泄漏事故；<br>7、定期修订应急预案，并定期组织应急演练。 |

# 11.2 污染物排放清单

## 11.2.1 污染物排放管理

本项目由地面工程、钻井工程、油气集输工程、公用工程、环保工程等组成。建设项目污染物排放清单详见表 11.2.1-1。

**表 11.2.1-1　　本项目污染物排放清单**

| 类别 | 污染源 | | 污染物排放清单 | | | | 排污口位置 | 拟采取的环保措施及主要参数 | 执行的环境标准及污染物排放管理要求 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | 污染物种类 | 排放浓度 mg/m³ | 排放速率 kg/h | 总量指标 t/a | | | |
| 废气 | 井场、站场 | 油气集输 | 非甲烷总烃 | / | / | 1.905 | 采出水处理装置区、采油井口 | 采取密闭集输、加强设备运行管理、安装套管气回收装置 | 《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）油气集中处理站边界污染物控制要求 |
| 废水 | 站场 | 采出水 | 含油量 | / | / | / | / | 利用姬三联、起一转、周一转、起三转、新吴三联、周二转、新吴四转、薛三转现有采出水处理设施，处理达标后回注油层 | 《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）V级标准限值 |
| | | | 悬浮固体含量 | / | / | / | | | |
| | | 措施返排液 | 含油量 | / | / | / | / | 依托新 314、吴 317-31、吴 56-50、吴三注、庞 23-25 措施返排液处理站处理达标回注 | |
| | | | 悬浮固体含量 | / | / | / | | | |
| 噪声 | 抽油机、站场 | 噪声 | 噪声 | / | / | / | 井场、站场 | 低噪声设备、厂房隔声、基础减振等 | 《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类标准 |
| 固废 | 井场 | 落地油 | | / | / | / | 井场 | 均属危险废物，临时放 | 按照《危险废物贮存污染控 |

| | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 含油污泥、浮渣 | / | / | / | 井场、站场 | 置在危废暂存点，最终交有资质单位处置 | 制标准》等相关标准贮存于污泥临时储存点；做好危险废物贮存情况的记录；严格执行危险废物转移联单制；委托有资质的单位进行运输、处置 |
| | | 清管废渣 | / | / | / | 站场 | | |
| | | 废滤料 | / | / | / | 采出水处理站 | | |
| | | 废防渗布、废润滑油及包装桶 | / | / | / | 井场 | | |
| | 废光伏板 | | / | / | / | 井场 | 由厂家回收 | / |

## 11.2.2 排污口管理

按照《排污口规范化整治技术要求》，项目排污口规范化管理要求见表 11.2.2-1。排污口标识规范化管理要求见表 11.2.2-2。

**表 11.2.2-1　排污口规范化管理要求表**

| 项目 | 主要要求内容 |
|---|---|
| 基本原则 | 1、凡向环境排放污染物的一切排污口必须进行规范化管理；<br>2、将总量控制的污染物排污口及行业特征污染物排放口列为管理重点；<br>3、排污口设置应便于采样和计量监测，便于日常现场监督、检查；<br>4、如实向环保行政主管部门申报排污口位置与排放去向等方面情况 |
| 技术要求 | 1、排污口位置必须按照环监〔1996〕470 号文要求实行规范化管理；<br>2、具体设置应符合《污染源监测技术规范》中的规定和要求 |
| 立标管理 | 1、污染物排放口必须实行规范化管理，应按照国家《环境保护图形标志》（GB15562.1-1995）与《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ 1276-2022）、《排污单位污染物排放口二维码标识技术规范》（HJ 1297—2023）的相关规定，设置环保图形标志牌；<br>2、环保图形标志牌位置应距污染物排放口及固废贮存（处置）场较近且醒目，设置高度一般为标志牌上缘距离地面约 2m；<br>3、重点排污单位污染物排放口以设置立式标志牌为主，一般排污单位污染物排放口可根据实际情况设置立式或平面固定式标志牌；<br>4、对危险废物贮存点，必须设置警告性环境保护图形标志牌 |
| 建档管理 | 1、使用《中华人民共和国规范化排污口标志登记证》，并按要求填写有关内容；<br>2、严格按照环境管理监控计划及排污口管理要求，工程建成运行后将主要污染物种类、数量、排放浓度与去向，立标及环保设施运行情况记录在案，并及时上报；<br>3、选派专职环保员对油田环保设施进行监督管理，防止“跑、冒、滴、漏”污染环境并引发重大环境风险事故，要求责任到人，奖罚分明 |

**表 11.2.2-2　排污口标识规范管理要求表**

| 排放口 | 图形标志设置部位 | | |
|---|---|---|---|
| | 污水排放口 | 废气排放口 | 一般固体废物 |
| 图形符号 |  |  |  |
| 背景颜色 | 绿色 | | |
| 图形颜色 | 白色 | | |
| 排放口 | 噪声排放源 | 危险废物 | |
| 图形符号 |  |  | |
| 背景颜色 | 绿色 | 黄色 | / |
| 图形颜色 | 白色 | 黑色 | / |

### 11.2.3 信息公开

按照《企业环境信息依法披露管理办法》（2021年第四次部务会议审议通过）等规定，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。

建设单位第九采油厂应落实以下环境信息公开要求：

（1）按照《企业环境信息依法披露管理办法》要求，设区的市级生态环境主管部门应当于每年3月底前确定本年度企业名单，并向社会公布。企业名单公布前应当在政府网站上进行公示，征求公众意见；公示期限不得少于十个工作日。第九采油厂应及时关注，明确本单位是否列入名录。

（2）重点排污单位应当自列入重点排污单位名录之日起，纳入企业名单。实施强制性清洁生产审核的企业应当自列入强制性清洁生产审核名单后，纳入企业名单，并延续至该企业完成强制性清洁生产审核验收后的第三年。

（3）如果本单位列入重点排污单位名录，则应当按要求公开下列信息：

①企业基本信息，包括企业生产和生态环境保护等方面的基础信息；

②企业环境管理信息，包括生态环境行政许可、环境保护税、环境污染责任保险、环保信用评价等方面的信息；

③污染物产生、治理与排放信息，包括污染防治设施，污染物排放，有毒有害物质排放，工业固体废物和危险废物产生、贮存、流向、利用、处置，自行监测等方面的信息；

④碳排放信息，包括排放量、排放设施等方面的信息；

⑤生态环境应急信息，包括突发环境事件应急预案、重污染天气应急响应等方面的信息；

⑥生态环境违法信息；

⑦本年度临时环境信息依法披露情况；

⑧法律法规规定的其他环境信息。

实施强制性清洁生产审核的企业披露年度环境信息时，除了披露以上环境信息外，还应当披露以下信息：

①实施强制性清洁生产审核的原因；

②强制性清洁生产审核的实施情况、评估与验收结果。

（4）披露时限

企业应当于每年3月15日前披露上一年度1月1日至12月31日的环境信息。

### 11.2.4 排污许可要求

本项目建成投运前，长庆油田分公司第九采油厂应按照《排污许可管理条例》及《固定污染源排污许可分类管理名录》（2019年版）要求，及时更新排污许可。

## 11.3 环境监测计划

### 11.3.1 生态环境质量监测计划

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11.3.1-1~11.3.1-2，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九采油厂年度自行监测方案。

**1、生态环境质量监测布设原则**

（1）土壤和地下水：重点对运营期的站场废水池、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HJ964、HJ1209、HJ1248确定；重点对运营期的站场废水池、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 HJ160、HJ164、HJ/T166、HJ1209、HJ1248、NB/T10848确定；周边1km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；监测井的建井，洗井应符合HJ164要求。

（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）涉及向地表水体排放污染物的建设项目，监测断面、监测因子、监测频次、分析方法根据HJ91.1、HJ91.2、HJ1209等确定。无废水直接排入地表水体的建设项目，可不进行地表水环境质量监测。

（4）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。

**2、生态环境质量监测计划**

**（1）土壤及地下水监测计划**

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）生态环境监测要求，重点对运营期的站场废水池、固体废物贮存场与退役期的油井井口周边地下水环境及土壤环境开展跟踪监测。

本项目不新增站场废水池，不新增固废贮存场，新增油井井口在退役期按要求开展地下水及土壤跟踪监测。同时，第九采油厂为土壤污染重点监管单位，应结合《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》（HJ1209-2021）要求，确定土壤和地下水跟踪监测点位。本次跟踪监测计划仅对新增污染源的改扩建站场及井场布设，未增加污染源的改扩建站场按照原监测计划落实。

①土壤跟踪监测计划见表 11.3.1-3。

根据《长庆油田分公司第九采油厂 2026 年自行监测方案》及现场调查，本次评价提出以下土壤跟踪监测计划，见表 11.3.1-1。

**表 11.3.1-1　　本项目土壤跟踪监测计划**

| 监测点位 | | 监测层位 | 监测频次 | 监测因子 | 执行标准 | 设置依据 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 薛三转 | 沉降除油罐 | 表层土壤（0~0.5m） | 每年一次 | **初次监测：**GB36600 表 1 基本项目+PH 值、石油类、石油烃（C6~C9）、石油烃（C10~C40）、含盐量；<br>**后续监测：**在前期监测中曾超标的污染物+PH、石油类、石油烃（C6~C9）、石油烃（C10~C40）、砷、汞、六价铬、含盐量 | 《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》GB36600-2018 | HJ349-2023、HJ1209-2021、HJ1248-2022 |
| | 新增采出水处理区域 | 表层土壤（0~0.5m） | 每年一次 | | | |
| 周一转 | 新增采出水处理区域 | 表层土壤（0~0.5m） | 每年一次 | | | |
| 退役井口 | 本次新建油井退役后井口 | 表层土壤（0~0.5m） | 退役期实施 | | | |

②地下水跟踪监测计划

本项目不新建站场，评价区周边地下水监测纳入长庆油田分公司第九采油厂区域总体监测计划中，本次主要针对新增污染源的改扩建站场提出地下水跟踪监测计划。见表 11.3.1-2。

**表 11.3.1-2　　本项目地下水跟踪监测计划**

| 监测点位置 | | 监测因子 | 采样深度 | 监测层位 | 功能 | 位置 | 监测频次 | 设置依据 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 薛三转 | 污水污泥池上游 | **初次监测：**GB/T14848 表 1 常规指标（微生物指标、放射性指标除外）+HJ164 附录 F 石油和天然气开采业特征项目<br>**后续监测：**在前期监测中曾超标的污染物+pH 值+HJ164 附录 F 石油和天然气开采业特征项目 | 参见 HJ164 对监测井取水位置的相关要求 | 潜水含水层 | 对照井 | 污水污泥池上游 100m 内 | 1 次/半年 | HJ349-2023、HJ1209-2021、HJ1248-2022 |
| | 污水污泥池下游 | | | | 污染监控点 | 污水污泥池下游 30m 内 | 1 次/半年 | |
| 周一转 | 污泥干化池上游 | | | | 对照井 | 污泥干化池上游 100m 内 | 1 次/半年 | |
| | 污泥干化池下游 | | | | 污染监控点 | 污泥干化池下游 30m 内 | 1 次/半年 | |
| 退役井口 | 本次新建油井退役后井口周边下游 | | | | 污染监控点 | 下游 30m 内 | 退役期实施 | |

**（2）环境空气质量监测**

本项目环境空气评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），二级评价应提出项目在生产运行阶段的污染源监测计划，无需提出环境质量监测计划。

**（3）地表水环境质量监测**

本项目无废水直接排入地表水体的建设项目，可不进行地表水环境质量监测。

**（4）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。

本项目生态评价范围内不涉及生态敏感区，位于一般区域，本次重点在涉及吴起县和定边县生态功能极重要极敏感区及二级国家级公益林的井场、管线布设生态监测点位。

**表 11.3.1-3　　生态环境监测计划建议清单**

| 监测要素 | 监测因子 | 监测点位 | 监测频率 | 标准 |
|---|---|---|---|---|
| 生态 | 施工期：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 | 重点在涉及吴起县和定边县水土流失极敏感区及二级国家级公益林、防护林的井场及管线选3~5个代表点开展长期跟踪生态监测 | 施工期并延续至正式投运后5年 | 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 |
| | 运营期：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 | | | |

## 11.3.2 污染源监测计划

1、污染源监测布设原则

（1）大气污染源监测应按照HJ819、HJ820、HJ1248、GB37822、GB39728的要求开展。

（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营期的厂界（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。

2、污染源监测计划

污染源监测计划见表11.3.2-1

**表 11.3.2-1　　运行期污染源监测计划建议清单**

| 类别 | 监测要素 | | 污染源 | 监测因子 | 监测点位 | 监测频率 | 标准 | 设置依据 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 污染源监测 | 大气 | 无组织废气 | 站场 | 非甲烷总烃 | 薛三转、周一转 | 每季度一次 | 《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）油气集中处理站边界污染物控制要求 | HJ1248-2022 |
| | 废水 | | 采出水处理站、作业废水处理站 | PH、悬浮固体含量、悬浮物颗粒直径中值、含油量、平均腐蚀率 | 薛三转、周一转 | 每季度一次 | 《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）V级标准及《长庆油田采出水回注技术指标》（Q/SYCQ3675-2016） | |
| | 噪声 | | 站场 | Leq(A) | 改扩建站场 | 每季度一次 | 《工业企业厂界环境噪声排放标准》中2类标准 | |

### 11.3.3 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。

**表 11.3.3-1　　运行期回注井监测计划**

| 类别 | 监测项目 | 监测点位 | 监测频率 | 控制标准 |
|---|---|---|---|---|
| 回注井 | 井口压力、套管压力、环空压力、回注流体的流量、水质 | 新建回注井 | 持续监测 | 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 |
| | 套管腐蚀、水泥环状况检测 | 新建回注井 | 不超过 3 年 1 次 | |
| | 井筒完整性测试 | 新建回注井 | 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。本项目回注井平均注入量小于 300m$^3$/d，每 2 年进行 1 次。 | |
| 落实《陕西省煤炭石油天然气开发生态环境保护条例》第二十六条第四款：“回注采出水应当按照地下水环境监测技术规范要求设立地下水水质观测监测井，对地下水质的变化情况实施监测”的规定 | | | | |

## 11.4 环境保护建议及要求

本项目竣工环保验收清单（建议）见表 11.4-1。

**表 11.4-1　　竣工环保验收清单（建议）**

| 类别 | 位置 | 污染源或污染物 | 污染防治设施 | 数量 | 验收标准 |
|---|---|---|---|---|---|
| 废气 | 采油井场 | 烃类气体 | 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）油气集中处理站边界污染物控制要求 |
| | | | 套管气回收装置 | 1 套/井 | |
| 废水 | 采出水 | | 依托姬三联、起一转、周一转、起三转、新吴三联、周二转、新吴四转、薛三转现有采出水处理站；对薛三转、周一转采出水处理系统进行系统改 | 8 套（依托） | 《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）V级限值要求 |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | 造。 | | |
| | 措施返排液 | | 依托现有作业废水处理站 | 5套（依托） | |
| 噪声 | 井场 | 抽油机 | 基础减振等 | / | 《工业企业厂界环境噪声排放标准》2类标准 |
| | 站场 | 柱塞泵等 | 选用低噪声设备、泵类采用室内隔声、基础减振措施 | / | |
| 固废 | 各站场、井场 | 标准化井场建设 | 井场围墙内设雨水收集池和含油污水池，井口设集油槽等 | 17座井场 | 按标准化井场建设要求 |
| | | 落地油 | 措施作业时地面铺设防渗布，污油回收入罐 | / | 回收率100% |
| | | 含油污泥、浮渣 | 减量化处置后直接委托第三方单位处置 | / | / |
| | | 清管废渣 | 送污油泥暂存点暂存 | / | 暂存设施符合《危险废物贮存污染控制标准》要求 |
| | | 废防渗布、废滤料、废润滑油及包装桶、清管废渣 | 送污油泥暂存点暂存，定期委托有资质单位处置 | / | 暂存设施符合《危险废物贮存污染控制标准》要求 |
| | | 废光伏板 | 产生后由厂家回收 | / | 厂家回收 |
| 地下水、土壤 | 井场、站场等地面设施，按照重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区的相关要求做好分区防渗 | | | / | 符合《石油化工工程防渗技术规范》要求 |
| 环境风险 | 井、站场建设风险防范设施，管线穿跨越处设置明显标志，落实环境风险防范措施；根据本项目建设内容对现有风险应急预案进行修编，并定期组织演练，防止管线泄漏污染土壤和地下水。 | | | | |
| 生态环境 | 对管线工程、道路、井场、站场等工程占地进行平整、生态恢复、绿化等 | | | | |
| 以新带老措施 | 要求建设单位及时修补完善旗67-117井场、新293-40井场、新144井场、刘加54-12井场雨水收集渠、雨水收集池、含油污水池。 | | | | |
| | 建议建设单位按照《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》SY/T5329-2022要求的监测指标，对现有采出水处理站、措施作业废水处理站进行悬浮物固体含量、悬浮物颗粒直径中值、含油量、平均腐蚀率进行监测。 | | | | |
| 环境管理 | | | 建立健全施工期环境保护各项管理制度 | | |

# 12 评价结论

## 12.1 建设项目概况

长庆油田分公司第九采油厂2026年产能建设工程及长7页岩油建设项目开发位置位于延安市吴起县吴起街道、五谷城、周湾和榆林市定边县姬塬等乡镇，共涉及罗庞塬区块、薛岔区块、杨青区块、五谷城区块等4个区块，共部署产能$4.5\times10^4$t/a，其中致密油产能$3.5\times10^4$t/a（定边油区$0.5\times10^4$t/a，吴起油区$3.0\times10^4$t/a），页岩油产能$1.0\times10^4$t/a。

本项目主要建设内容为：井场17座（其中致密油井场11座，页岩油井场6座），50口油水井，包含致密油采油井32口、页岩油采油井6口、注水井12口，改扩建站场3座（周6增、周一转、薛三转）。新建单井出油管线14km，注水管线4.8km，新建井场道路1.0km，并配套建设其他辅助公用设施。

本项目新增工程总占地13.2hm$^2$，其中：永久占地面积为1.96hm$^2$，临时占地面积为11.24hm$^2$。本项目估算环保投资约1020.58万元，占建设总投资44273万元的2.31%。

## 12.2 产业政策及规划相符性

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

## 12.3 环境质量现状

### 12.3.1 环境敏感目标

根据现场调查，本项目所在各区块范围内无自然保护区、风景名胜区、森林公园及饮用水保护区等重要环境敏感区。不涉及包括法定生态保护区域、重要生境以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域。不涉及受影响的重要物种、生态敏感区以及其他需要保护的物种、种群、生物群落及生态空间等。

### 12.3.2 环境质量现状

（1）环境空气

根据陕西省生态环境厅办公室于 2025 年 1 月 21 日发布的环保快报《2024 年 12 月及 1～12 月全省环境空气质量状况》中吴起县和定边县空气质量数据，吴起县和定边县 2024 年六项基本污染物因子均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值要求。经判定，评价区为环境空气质量达标区域。本次评价在开发区域补测以及引用环境空气监测点 9 个，监测项目包括特征监测因子非甲烷总烃、硫化氢。根据监测结果，评价区各监测点非甲烷总烃 1 小时浓度，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。硫化氢各监测点 1 小时平均值均满足《环境影响评价技术导则 大气环境》附录 D。总体看，各监测因子均符合相关标准限值要求。说明当地环境空气质量总体状况良好。

（2）地下水

本次评价在开发区域补测以及引用地下水监测点位共计 18 个（其中引用监测点位 15 个，补充监测点位 3 个）。根据本次地下水引用及实测监测点位监测数据，除因地下水本身矿化度或含盐量高，从而引起了总硬度、溶解性总固体、氯化物、硫酸盐、钠等超标。其余各监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准限值。石油类均未检出。

（3）声环境

根据噪声监测结果，本项目典型井场、站场选址及其声环境敏感目标背景噪声值均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求，改扩建场站厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类声环境功能区排放标准。评价区声环境质量现状良好。

（4）土壤质量现状调查

根据拟建工程布局，本次共布设 15 个土壤环境质量现状监测点位（其中本次实测 14 个点位，引用 1 个点位）。由监测结果可知，评价区项目建设用地土壤环境质量满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类建设用地土壤污染风险筛选值标准，周边农用地土壤环境质量均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》

（GB15618-2018）中其他农用地风险筛选值标准要求。

（5）包气带污染现状调查

本次评价选择4个站场，共设8个包气带污染现状监测点。通过监测数据对比，可以看出现有工程内包气带监测值与背景值无明显差异，说明已建工程对包气带产生的影响较小。

## 12.4 污染物排放情况及环境保护措施

### 12.4.1 废气

（1）施工期废气

施工期废气主要包括施工车辆尾气和施工扬尘。钻井过程采用电代油；车辆尾气防治措施主要是加强运输车辆维护和保养；施工扬尘控制措施主要包括合理组织、控制作业面积，加盖篷布，适量洒水等。

（2）运行期废气

本项目运行期废气主要为无组织排放的烃类气体及道路扬尘等。

本项目井场原油集输采用密闭管线集输流程，并采取定压阀回收套管气，减少烃类的无组织排放。运行期道路扬尘主要来自洗井、修井期间作业车辆及巡检车辆等，通过采取洒水降尘等措施减小扬尘污染，并合理安排洒水频次、洒水量，以及洒水方式。

### 12.4.2 废水

（1）施工期废水

施工期废水主要包括钻井废水、试油废水、试压废水、压裂修井等措施过程返排液和生活污水。钻井废水排入地上移动式泥浆罐，用于配制泥浆，循环使用，钻井结束后废弃钻井泥浆经压滤后废水由第九采油厂措施液处理站处理后达标回注；压裂返排液和试油废水经收集后依托现有作业废水处理站处理达标后回注油层；试压废水全部进罐，由罐车收集循环利用，最终经沉淀处理后回用于井区内道路洒水抑尘；施工期生活污水主要为盥洗水，由于井区施工较为分散产生量较少，主要用于施工场地内的降尘洒水。

（2）运行期废水

运行期废水主要包括油田采出水、修井、洗井等措施作业废水。采出水依托

现有姬三联、起一转、周一转、起三转、新吴三联、周二转、新吴四转采出水处理系统处理达标后回注，修井、洗井废水依托现有措施作业废水处理站处理达标后回注。

### 12.4.3 噪声

（1）施工期噪声

施工期噪声源主要为钻井作业中的备用发电机、钻机、泥浆泵、振动筛等连续性噪声以及压裂噪声；地面工程主要来源于各种施工机械设备，如使用的挖掘机、推土机、装载机、运输车辆等，声源强度在85～100dB(A）之间，施工期间选用低噪声机械设备或自带隔声、消声的设备，降低设备声级；合理安排施工作业时间，严禁在夜间（22：00～06：00）进行高噪声施工作业。

（2）运行期噪声

运行期的噪声污染源主要有井场抽油机、站场污水泵、柱塞泵等。井场噪声根据井场内抽油机数量的增加而增加。站场内的噪声源主要为泵类等生产设备，声源强度在73～80dB(A）之间，主要采取隔声、基础减振等措施，从源头上进行控制，设备选型尽可能选择低噪声设备；在站场及井场周围栽种树木进行绿化，阻挡和吸收一定噪声。

### 12.4.4 固体废弃物

（1）施工期固废

施工期产生的固废主要为钻井岩屑、落地油、废压裂砂、废防渗布等危废和生活垃圾等。

钻井采用泥浆不落地工艺，钻井井场设置循环泥浆罐，钻井泥浆循环利用，钻井完毕后，岩屑交有处理能力的单位处置；项目落地油通过铺设防渗布作业全部回收，不外排；废压裂砂收集后交有资质单位处置；废防渗布等其他含油危废最终交有资质单位处置。生活垃圾集中收集，交到环卫部分指定地点集中处理。土方施工中，选择合理的施工方式，挖高填低，做到土方平衡。

（2）运行期固废

运行期产生的固体废物有落地油、含油污泥、浮渣、废滤料、废防渗布、废润滑油及其包装桶、清管废渣等。各井场设置污油池，收集采油过程井杆携出散落的落地油，属于危险废物，收集后在现有污油泥暂存点暂存，由具有相应危废

处置资质单位收集处置。含油污泥、浮渣、废滤料、废防渗布、废润滑油及其包装桶、清管废渣等危废最终交有资质单位处置。废光伏板为一般固废，由厂家回收处理。

## 12.5 主要环境影响

### 12.5.1 大气环境的影响

（1）施工期大气环境影响

施工期车辆尾气由于作业场地分散，距离环境敏感点较远，对大气环境影响小；施工期道路扬尘影响范围主要集中在道路两侧 50m 的范围内，在采取避让措施、洒水抑尘以及必要的管理措施后对大气环境的影响可降到最小，施工结束后影响随即消失。

（2）运行期大气环境影响

本项目不新建加热炉。通过预测，各站场、井场下风向 0～2500m 范围内非甲烷总烃落地浓度均符合《大气污染物综合排放标准详解》中环境质量参考值 2.0mg/m$^3$，污染物最大落地浓度占标率均小于 10%，运营期废气对环境空气影响小。项目建设对区域大气环境的影响程度可以接受。

### 12.5.2 地表水环境的影响

对地表水体产生影响的主要污染源为施工期和运行期产生的各类废水以及固体废弃物，根据污染物排放情况的汇总，各类生产废水、生活污水、固体废弃物、生活垃圾均不外排，对地表水环境影响小。

### 12.5.3 地下水环境的影响

本项目正常施工过程中产生的钻井废水、试油废水、生活污水、压裂返排液，以及运行过程中产生的采出水、污废水、固体废弃物和集输管线均不会对地下水造成影响，但在事故状态下会对地下水产生一定的影响。

（1）施工期地下水的影响

正常状况下，在做好生活污水、生活垃圾集中收集处理前提下，不会对地下水环境造成影响。采油井和注水井建设过程中，在严格执行环境保护措施，保证建设质量前提下，也不会对地下水环境造成影响。在非正常状况下，根据预测的情景，钻井液渗漏会对局部地下水水质产生一定污染，但污染面积和程度相对较

小，在积极采取防治措施后，可将污染控制在较小范围，基本不会影响到区内的地下水环境；泥浆罐泄漏会对井场包气带产生一定污染，但在预测的情境下基本不会对潜水含水层造成污染。

（2）运行期地下水的影响

正常状况下，井场、站场和集输管线等，不会对地下水水质环境造成污染。在非正常状况下，在以上的预测情境下，地下水水质有局部受到一定污染的可能，但在采取积极防治、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，最终基本不会影响到区内的地下水环境。

### 12.5.4 声环境的影响

（1）施工期声环境影响

施工期的主要噪声源为各类钻井施工机械及施工车辆产生的噪声，根据噪声预测结果，距离钻井施工场地昼间 100m，夜间 191m 处噪声可满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准要求。压裂作业时昼间在距离压裂设备 100m 处噪声可满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准；夜间距离压裂设备 310m 处噪声可满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准。根据调查塞 545 井场周边 310m 范围内存在零散居民点。环评要求，施工方在钻井工作期间对评价范围内的农户多采取沟通宣传和耐心解释等方式，征得其同意，或在钻井施工前尽量与受影响居民协商达成一致，采取临时撤离等措施解决压裂施工期间噪声超标问题，待压裂施工作业结束后返回，确保不噪声扰民。随着施工结束，影响消失，噪声控制措施可行。

（2）运行期声环境影响

运行期的噪声源主要为改扩建站场（周 6 增、周一转、薛三转）内各种泵类、气浮装置等和井场抽油机，根据计算，井场抽油机噪声影响范围在 30m 内；对改扩建站场（周 6 增、周一转、薛三转）厂界噪声贡献值进行预测，昼、夜间厂界噪声贡献值均达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准；评价认为，在采取隔声、减振等降噪措施后，噪声源对周围声环境及其他敏感目标影响小。

### 12.5.5 固体废物环境影响

项目施工期和运行期产生的危险废物全部收集在依托危险废物暂存点暂存，

定期委托有资质单位进行收集处置，不外排。施工期生活垃圾全部收集后交由当地环卫部门指定地点进行处置，不外排。因此，项目产生的固体废物经过合理处置对环境影响较小。

### 12.5.6 生态环境的影响

本工程新增工程总占地面积13.2hm$^2$，其中临时占地11.24hm$^2$，永久占地1.96hm$^2$，占地类型主要为耕地、草地、林地等，永久占地不占用基本农田。工程不同阶段对生态环境的影响略有不同，施工期主要体现在土地利用、土壤、动物及植被、景观、水土流失等方面，其中对土壤、水土流失及植被的影响相对较大；运行期主要体现在土壤、动物及植被、景观、水土流失等方面，但影响相对较小。通过采取相应的生态保护与恢复措施后，本井区的开发建设对生态环境的影响可以得到有效减缓，对生态环境的影响小，在生态系统可接受范围内。

### 12.5.7 土壤环境影响

正常情况下，在采取相应的污染防治措施后，项目施工期及运营期不会对土壤环境造成污染；非正常情况下，原油、采出水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。根据土壤环境影响分析内容，采取源头控制措施、过程控制措施、跟踪监测等措施，可有效降低对土壤环境的影响，措施可行。

### 12.5.8 环境风险

本项目涉及的主要危险物质为原油及伴生气、盐酸、氢氟酸，可能存在风险的单元包括钻采井场、输油管线等，主要事故类型包括火灾、爆炸事故、输油管道泄漏和井喷、设备、设施渗漏事故等。通过采取可靠的风险防范措施，并严格按照规范进行设计、正确操作，可有效防止泄漏、火灾、爆炸等事故的发生，一旦发生事故，依靠装置内的安全防护设施和事故应急措施也能及时控制事故，防止事故蔓延，减少事故带来的人员伤亡、财产损失和环境影响，项目风险水平可以接受。

## 12.6 环境影响经济损益

该工程环境成本为165.38万元/年，年环境收益为449.476元/年，计算出年环保费用经济效益系数为2.72，环境收益大于投资。本项目的单位产品环境代价

为 1.55 元/t，仅占单位产品产值的 0.04%。单位产品环境成本为 36.75 元/t，仅占单位产品产值的 0.97%。可见，由于该工程规模开发，对环境的影响相对较小，环境成本低，效益明显。

虽然项目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，本项目是合理可行的。

## 12.7 环境管理与监测计划

根据 QHSE 管理体系标准和中国石油天然气集团公司建立 QHSE 管理体系的规定和要求，参照公司的安全环境管理机构设置情况，第九采油厂建立了 QHSE 管理组织机构，长庆油田分公司对基层组织 QHSE 权利和责任作出了明确规定，长庆油田分公司各采油部门均已建立了基本的环境管理规章制度。组织的完善以及制度的落实能够对环境保护起到重要的作用。

本项目在运行期对排放的废气、废水、噪声进行定期监测，并对项目周边的地下水、土壤环境等环境质量进行跟踪监测，并提出了运行期的监测计划。

## 12.8 总量控制

综合考虑本工程排污特点，确定项目总量控制指标为氮氧化物、非甲烷总烃。根据工程分析，项目建成运行后新增污染物总量分别为：非甲烷总烃：1.905t/a。

## 12.9 公众参与情况说明

按照《环境影响评价公众参与办法》的相关规定，建设单位在本项目环评委托后于 2025 年 12 月 31 日在榆林市网站“在榆林网”和延安市网站“延安信息网”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“在榆林网”和“延安新闻网”网站公示栏发布了网络公示并提供了征求意见稿浏览，同步在涉及的各乡镇通过张贴公告的方式进行公示，并分别两次在三秦都市报进行了登报公示。环评报告报批前，建设单位在“在榆林网”和“延安新闻网”网站上进行了报批前公示。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。

## 12.10 总结论

本项目属于《产业结构调整指导目录（2024年本）》鼓励类项目，符合相关规划要求。在按照“三同时”制度认真落实工程设计、环评报告提出的环保措施并强化环境管理后，各项污染防治、生态保护及环境风险防范与应急措施基本可行，采出水及措施作业废水处理后全部回注油层驱油利用，废气污染源及厂界噪声达标排放，固体废物得到合理贮存、处置或利用，工程对环境的污染较小，满足环境质量目标的要求；生态环境影响得到有效控制、恢复、补偿，并降低到当地环境能够容许的程度；实现经济效益、社会效益和环境效益的协调统一。从环境保护角度分析，本项目环境影响可行。

## 12.11 要求与建议

1、要求

（1）油田所有井场应参照《陕北油气田开采清洁文明井场验收标准》（陕环办发〔2016〕31号）、《延安市油气开发清洁文明井场建设标准》（延市环发〔2020〕28号）、《榆林市油气田开采清洁文明井场建设标准》（榆政环发〔2017〕69号）进行建设。

（2）钻井过程中的各类储罐要及时进行检查，发现渗漏及时采取堵漏的相应措施。

（3）严格按照操作规程施工，提高固井质量，并定期检查，做到固井合格率100%。运行期加强管理与工程监测，一旦发生套管破损，及时采取修复措施，防止采出水泄漏污染地下水。采出水全部回注油层，回注率必须达到100%，严禁以渗坑储存等形式处置采出水，严禁回注油层之外的其他层位，不得回注与油气开采无关的废水。

（4）严格落实各项废水处理措施。钻井废水循环利用，结束后运送至作业废水处理站处理达标后回注油层，不得外排；采出水全部处理达标后回注油层。

（5）项目闭井期在拆除原油开采与处理设备后，根据立地条件和“宜林则林、宜草则草、宜农则农”的原则，对生态环境进行恢复和补偿。

（6）强化环境管理，杜绝跑、冒、滴、漏现象，杜绝落地油的产生，对修洗井等操作中已产生的落地油要及时回收，做到回收率100%，对修井过程中受落地油污染的土壤应及时清理处置。

（7）临时占用永久基本农田及二级国家级公益林，必须办理相关临时用地手续。

（8）项目竣工后应及时变更排污许可，并按照《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》规定的程序和标准，组织建设项目竣工环境保护自主验收，验收合格后，方可正式运行。

2、建议

（1）及时按程序修订并完善突发环境事件应急预案及环境风险评估，并定期演练。

（2）按照ISO14000要求，企业应把“清洁生产”、“文明生产”、“节约型社会”的观念和措施落实于施工和生产过程中，实施清洁文明井场建设，尽可能采用先进输送工艺设备，同时加强企业管理，防止原油的“跑、冒、滴、漏”，从源头上根治和减少污染。

（3）按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597—2023）、《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1276-2022）、《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ 1259—2022）相关要求，规范危险废物的暂存、处置管理。

（4）实施施工期环境监理，确保施工期各项环保措施落实到位。

**附表 1　建设项目大气环境影响评价自查表**

<table>
<tr><td colspan="2">工作内容</td><td colspan="8">自查项目</td></tr>
<tr><td rowspan="2">评价等级与范围</td><td>评价等级</td><td colspan="3">一级□</td><td colspan="3">二级☑</td><td colspan="2">三级□</td></tr>
<tr><td>评价范围</td><td colspan="3">边长=50 km□</td><td colspan="3">边长 5～50 km□</td><td colspan="2">边长=5 km☑</td></tr>
<tr><td rowspan="2">评价因子</td><td>$SO_2$ +$NO_x$ 排放量</td><td colspan="3">≥2000t/a□</td><td colspan="3">500～2000t/a□</td><td colspan="2">＜500 t/a☑</td></tr>
<tr><td>评价因子</td><td colspan="5">基本污染物（$SO_2$、$NO_2$、$PM_{10}$、$PM_{2.5}$、CO、$O_3$）其他污染物（非甲烷总烃）</td><td colspan="4">包括二次 PM2.5□<br>不包括二次 PM2.5☑</td></tr>
<tr><td>评价标准</td><td>评价标准</td><td colspan="3">国家标准☑</td><td colspan="3">地方标准☑</td><td>附录 D □</td><td>其他标准□</td></tr>
<tr><td rowspan="4">现状评价</td><td>环境功能区</td><td colspan="3">一类区□</td><td colspan="3">二类区☑</td><td colspan="2">一类区和二类区□</td></tr>
<tr><td>评价基准年</td><td colspan="9">（2025）年</td></tr>
<tr><td>环境空气质量现状调查数据来源</td><td colspan="2">长期例行监测数据□</td><td colspan="3">主管部门发布的数据☑</td><td colspan="2">现状补充监测☑</td></tr>
<tr><td>现状评价</td><td colspan="5">达标区☑</td><td colspan="4">不达标区□</td></tr>
<tr><td>污染源调查</td><td>调查内容</td><td colspan="3">本项目正常排放源☑<br>本项目非正常排放源□<br>现有污染源☑</td><td colspan="2">拟替代的污染源□</td><td>其他在建、拟建项目污染源□</td><td colspan="2">区域污染源□</td></tr>
<tr><td rowspan="9">大气环境影响预测与评价</td><td>预测模型</td><td>AERMOD □</td><td>ADMS □</td><td colspan="2">AUSTAL2000□</td><td colspan="2">EDMS/AEDT□</td><td>CALPUFF □</td><td>网格模型□</td><td>其他□</td></tr>
<tr><td>预测范围</td><td colspan="3">边长≥ 50 km□</td><td colspan="3">边长 5～50 km □</td><td colspan="2">边长 = 5 km ☑</td></tr>
<tr><td>预测因子</td><td colspan="5">预测因子（　　）</td><td colspan="4">包括二次 PM2.5 □<br>不包括二次 PM2.5□</td></tr>
<tr><td>正常排放短期浓度贡献值</td><td colspan="5">C 本项目最大占标率≤100%□</td><td colspan="4">C 本项目最大占标率＞100% □</td></tr>
<tr><td rowspan="2">正常排放年均浓度贡献值</td><td>一类区</td><td colspan="4">C 本项目最大占标率≤10%□</td><td colspan="4">C 本项目最大标率＞10% □</td></tr>
<tr><td>二类区</td><td colspan="4">C 本项目最大占标率≤30%□</td><td colspan="4">C 本项目最大标率＞30% □</td></tr>
<tr><td>非正常排放 1 h 浓度贡献值</td><td colspan="2">非正常持续时长（ ）h</td><td colspan="3">C 非正常占标率≤100% □</td><td colspan="4">C 非正常占标率＞100%□</td></tr>
<tr><td>保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值</td><td colspan="4">C 叠加达标 □</td><td colspan="5">C 叠加不达标 □</td></tr>
<tr><td>区域环境质量的整体变化情况</td><td colspan="4">k ≤−20% □</td><td colspan="5">k＞−20% □</td></tr>
<tr><td rowspan="2">环境监测计划</td><td>污染源监测</td><td colspan="3">监测因子：（$PM_{10}$、$SO_2$、$NO_X$ 和非甲烷总烃）</td><td colspan="3">有组织废气监测□<br>无组织废气监测☑</td><td colspan="2">无监测□</td></tr>
<tr><td>环境质量监测</td><td colspan="3">监测因子：（非甲烷总烃）</td><td colspan="3">监测点位数（2）</td><td colspan="2">无监测□</td></tr>
<tr><td rowspan="3">评价结论</td><td>环境影响</td><td colspan="9">可以接受☑　　不可以接受 □</td></tr>
<tr><td>大气环境防护距离</td><td colspan="9">距 （ ）厂界最远（）m</td></tr>
<tr><td>污染物年排放量</td><td colspan="2">$SO_2$（0）t/a</td><td colspan="3">$NO_X$（0）t/a</td><td colspan="2">颗粒物（0）t/a</td><td>VOCs:(1.905)t/a</td></tr>
<tr><td colspan="11">注：“□”为勾选项，填“√”；“（）”为内容填写项</td></tr>
</table>

**附表 2　项目地表水环境影响评价自查表**

<table>
<tr><td colspan="2">工作内容</td><td colspan="4">自查项目</td></tr>
<tr><td rowspan="8">影响识别</td><td>影响类型</td><td colspan="4">水污染影响型☑；水文要素影响型 □</td></tr>
<tr><td>水环境保护目标</td><td colspan="4">饮用水水源保护区 □；饮用水取水口 □；涉水的自然保护区 □；重要湿地 □；<br>重点保护与珍稀水生生物的栖息地 □；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等渔业水体 □；涉水的风景名胜区 □；其他 ☑</td></tr>
<tr><td rowspan="2">影响途径</td><td colspan="2">水污染影响型</td><td colspan="2">水文要素影响型</td></tr>
<tr><td colspan="2">直接排放 □；间接排放 □；其他 ☑</td><td colspan="2">水温 □；径流 □；水域面积 □</td></tr>
<tr><td>影响因子</td><td colspan="2">持久性污染物 □；有毒有害污染物 □；非持久性污染物 ☑；<br>pH 值 □；热污染 □；富营养化 □；其他 □</td><td colspan="2">水温 □；水位（水深） □；流速 □；流量 □；其他 □</td></tr>
<tr><td colspan="2" rowspan="2">评价等级</td><td colspan="2">水污染影响型</td><td colspan="2">水文要素影响型</td></tr>
<tr><td colspan="2">一级 □；二级 □；三级 A □；三级 B☑；</td><td colspan="2">一级 □；二级 □；三级 □；</td></tr>
<tr><td rowspan="6">现状调查</td><td rowspan="2">区域污染源</td><td colspan="2">调查项目</td><td colspan="2">数据来源</td></tr>
<tr><td>已建 □；在建 □；拟建 □；其他 □；</td><td>拟替代的污染源 □；</td><td colspan="2">排污许可证 □；环评 □；环保验收 □；既有实测 □；<br>现场监测 □；入河排放数据 □；其他 □</td></tr>
<tr><td rowspan="2">受影响水体水环境质量</td><td colspan="2">调查项目</td><td colspan="2">数据来源</td></tr>
<tr><td colspan="2">丰水期 □；平水期 □；枯水期 □；冰封期 □；<br>春季 □；夏季 □；秋季 □；　冬季 □；</td><td colspan="2">生态环境保护主管部门 □；补充监测 □；其他 □；</td></tr>
<tr><td>区域水资源开发利用状况</td><td colspan="4">未开发 □；开发量 40%以下 □；开发量 40%以上 □；</td></tr>
<tr><td rowspan="2">水文情势调查</td><td colspan="2">调查时期</td><td colspan="2">数据来源</td></tr>
<tr><td colspan="2">丰水期 □；平水期 □；枯水期 □；冰封期 □；<br>春季 □；夏季 □；秋季 □；　冬季 □；</td><td colspan="2">水行政主管部门 □；补充监测 □；其他 □；</td></tr>
<tr><td rowspan="2">补充监测</td><td>监测时期</td><td>监测因子</td><td colspan="2">监测断面或点位</td></tr>
<tr><td>丰水期 □；平水期 □；枯水期 □；冰封期 □；<br>春季 □；夏季 □；秋季 □；　冬季 □；</td><td>（ 水温、pH 值、化学需氧量、挥发酚、氨氮、硫化物、石油类）</td><td colspan="2">监测断面或点位个数<br>0</td></tr>
<tr><td rowspan="2">现状</td><td>评价范围</td><td colspan="4">河流：长度（/）km；湖库、河口及近岸海域：面积（/）$km^2$</td></tr>
<tr><td>评价因子</td><td colspan="4">（/）</td></tr>
</table>

| | | | |
|---|---|---|---|
| 评价 | 评价标准 | 河流、湖库、河口：I 类□； II 类□；III类 □；IV类 □；V类 □；<br>近岸海域：第一类 □；第二类 □； 第三类 □； 第四类 □；<br>规划年评价标准（ ） | |
| | 评价时期 | 丰水期 □；平水期 □；枯水期 □；冰封期 □； 春季 □；夏季 □；秋季 □； 冬季 □； | |
| | 评价结论 | 水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标状况 □；达标 □；不达标 □；<br>水环境控制单元或断面水质达标状况 □；达标 □；不达标 □；<br>水环境保护目标质量状况 □；达标 □；不达标 □；<br>对照断面、控制断面等代表性断面的水质状况 □；达标 □；不达标 □；<br>底泥污染评价 □；<br>水资源与开发利用程度及其水文情势评价 □；<br>水环境质量回顾评价 □；<br>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 □；<br>不达标区 □； |
| 影响预测 | 预测范围 | 河流：长度（ / ）km；湖库、河口及近岸海域：面积（ /）$km^2$ | |
| | 预测因子 | （ / ） | |
| | 预测时期 | 丰水期 □；平水期 □；枯水期 □；冰封期 □；春季 □；夏季 □；秋季 □； 冬季 □；设计水文条件 □； | |
| | 预测情景 | 施工期 □；生产运行期 □；服务期满后 □；正常工况 □；非正常工况 □；污染控制和减缓措施方案 □；<br>区（流）域环境质量改善目标要求情景 □； | |
| | 预测方法 | 数值解 □；解析解 □；其他 □；导则推荐模式 □；其他 □； | |
| 影响评价 | 水污染控制和水源井影响减缓措施有效性评价 | 区（流）域水环境质量改善目标 □；替代削减源 □； | |
| | 水环境影响评价 | 排放口混合区外满足水环境管理要求 □；<br>水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标 □；<br>满足水环境保护目标水域水环境质量要求 □；<br>水环境控制单元或断面水质达标 □；<br>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 □； | |

<table>
<tr><td colspan="2"></td><td colspan="5">满足区（流）域水环境质量改善目标要求 □；<br>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 □；<br>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 □；<br>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 colspan="2" 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 colspan="2" 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 colspan="2">生态流量确定</td><td colspan="5">生态流量：一般水期（ / ）$m^3/s$；鱼类繁殖期（ / ）$m^3/s$；其他（/ ）$m^3/s$；<br>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 □；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>
<tr><td colspan="7">注：“□”为勾选项”，可√；“（ ）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容</td></tr>
</table>

**附表 3　项目土壤环境影响评价自查表**

<table>
<tr><td colspan="2">工作内容</td><td colspan="5">完成情况</td><td>备注</td></tr>
<tr><td rowspan="9">影响识别</td><td>影响类型</td><td colspan="5">污染影响型☑；生态影响型☑；两种兼有☑</td><td></td></tr>
<tr><td>土地利用类型</td><td colspan="5">建设用地☑；农用地☑；未利用地☑</td><td></td></tr>
<tr><td>占地规模</td><td colspan="5">（13.2）$hm^2$</td><td></td></tr>
<tr><td>敏感目标信息</td><td colspan="5">敏感目标（/）、方位（/）、距离（/）</td><td></td></tr>
<tr><td>影响途径</td><td colspan="5">大气沉降□；地面漫流□；垂直入渗☑；地下水位□；其他（）</td><td></td></tr>
<tr><td>全部污染物</td><td colspan="5">GB36600-2018中45项基本因子、GB36600-2018中8项基本因子</td><td></td></tr>
<tr><td>特征因子</td><td colspan="5">石油烃（石油类）</td><td></td></tr>
<tr><td>所属土壤环境影响评价项目类别</td><td colspan="5">I类☑（石油开采）；II类☑（石油管线）；III类□；IV类□</td><td></td></tr>
<tr><td>敏感程度</td><td colspan="5">敏感☑；较敏感□；不敏感□</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="2">评价工作等级</td><td colspan="5">一级☑（石油开采） 二级☑（石油管线） 三级□</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="5">现状调查内容</td><td>资料收集</td><td colspan="5">a）☑；b）☑；c）☑；d）☑</td><td></td></tr>
<tr><td>理化特性</td><td colspan="5">见附表</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="3">现状监测点位</td><td></td><td>占地范围内</td><td colspan="2">占地范围外</td><td>深度</td><td rowspan="3">点位布置图</td></tr>
<tr><td>表层样点数</td><td>3</td><td colspan="2">6</td><td>0.2m</td></tr>
<tr><td>柱状样点数</td><td>5</td><td colspan="2">/</td><td>3.0m</td></tr>
<tr><td>现状监测因子</td><td colspan="5">占地范围内监测《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）监测45项基本因子及石油烃；占地范围外监测《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）中8项基本因子及石油烃。</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="3">现状评价</td><td>评价因子</td><td colspan="5">同上</td><td></td></tr>
<tr><td>评价标准</td><td colspan="5">GB 15618☑；GB 36600☑；表D.1□；表D.2□；其他（）</td><td></td></tr>
<tr><td>现状评价结论</td><td colspan="5">评价区建设项目占地范围内各监测点位基本因子及特征因子均低于《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地风险筛选值；建设项目占地范围外各监测点位监测因子均低于《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中风险筛选值要求。</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="3">影响预测</td><td>预测因子</td><td colspan="5">石油类</td><td></td></tr>
<tr><td>预测方法</td><td colspan="5">附录E☑；附录F□；其他（）</td><td></td></tr>
<tr><td>预测分析内容</td><td colspan="5">影响范围（ ）<br>影响程度（可控）</td><td></td></tr>
</table>

<table>
<tr><td></td><td>预测结论</td><td colspan="3">达标结论：a）☑；b）☐；c）□<br>不达标结论：a）□；b）□</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="3">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>表层监测点3</td><td>2（石油类、石油烃（C6~C9）、石油烃（C10~C40）、砷、六价铬）</td><td>1年1次</td></tr>
<tr><td>信息公开指标</td><td colspan="3">在网站公开监测报告</td></tr>
<tr><td colspan="2">评价结论</td><td colspan="3">现状监测值满足相应《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表1第二类用地筛选值的限值要求和《土壤环境质量-农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）土壤污染风险筛选值的限值要求；根据预测结果可知该项目在正常运行期间对周围土壤环境造成的影响较小，土壤环境影响可接受。</td><td></td></tr>
</table>

典型土壤类型理化性质调查点位置

| 点位名称 | | 旗 32-025 井场附近 | 刘 54-12 井场注水管线附近 |
|---|---|---|---|
| 地理位置 | | 吴起街道窨子台村 | 姬塬镇刘峁塬村平坡台 |
| 土壤类型 | | 黄绵土 | 黑垆土 |
| 时间 | | 2026.1.11 | 2026.1.8 |
| 坐标 | | 108.2700095°E；36.9094421°N | 107.405605°E；36.990247°N |
| 层次 | | 0~20cm | 0~20cm |
| 现场记录 | 颜色 | 黄棕 | 黄色 |
| | 结构 | 粒状和团块状 | 块状 |
| | 质地 | 中壤土 | 中壤土 |
| | 砂砾含量（%） | 无 | 无 |
| | 其他异物 | 无 | 无 |
| 实验室测定 | pH | 8.18 | 8.19 |
| | 阳离子交换量（cmol(+)/kg） | 1.7 | 1.4 |
| | 氧化还原电位（mV） | 474 | 446 |
| | 饱和导水率（cm/s） | $6.08\times10^{-4}$ | $7.10\times10^{-4}$ |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | 土壤容重（g/cm³） | $1.11\times10^3$ | $1.06\times10^3$ |
| | 孔隙度（%） | 49.3 | 51.8 |
| 土壤剖面照片 |  |  | |

**附表 4　项目声环境影响自查表**

<table>
<tr><td colspan="2">工作内容</td><td colspan="6">自查项目</td></tr>
<tr><td rowspan="2">评价等级与范围</td><td>评价等级</td><td colspan="6">一级□　　二级☑　　三级□</td></tr>
<tr><td>评价范围</td><td colspan="6">200m☑　　大于200m□　　小于200m□</td></tr>
<tr><td>评价因子</td><td>评价因子</td><td colspan="6">等效连续A声级☑　　最大A声级□　计权等效连续感觉噪声级□</td></tr>
<tr><td>评价标准</td><td>评价标准</td><td colspan="6">国家标准☑　　地方标准□　　国外标准□</td></tr>
<tr><td rowspan="4">现状评价</td><td>环境功能区</td><td>0类区□</td><td>1类区□</td><td>2类区☑</td><td>3类区□</td><td>4a类区□</td><td>4b类区□</td></tr>
<tr><td>评价年度</td><td colspan="6">初期□　　近期□　　中期□　　远期□</td></tr>
<tr><td>现状调查方法</td><td colspan="6">现场实测法☑　　现场实测加模型计算法□　　收集资料□</td></tr>
<tr><td>现状评价</td><td colspan="2">达标百分比</td><td colspan="4">100%</td></tr>
<tr><td>噪声源调查</td><td>噪声源调查方法</td><td colspan="6">现场实测□　　已有资料☑　　研究成果☑</td></tr>
<tr><td rowspan="5">声环境影响预测与评价</td><td>预测模型</td><td colspan="6">导则推荐模型☑　　其他□</td></tr>
<tr><td>预测范围</td><td colspan="6">200m☑　　大于200m□　　小于200m□</td></tr>
<tr><td>预测因子</td><td colspan="6">等效连续A声级☑　　最大A声级□　计权等效连续感觉噪声级□</td></tr>
<tr><td>厂界噪声贡献值</td><td colspan="6">达标☑　　不达标□</td></tr>
<tr><td>声环境保护目标处噪声值</td><td colspan="6">达标☑　　不达标□</td></tr>
<tr><td rowspan="2">环境监测计划</td><td>排放监测</td><td colspan="6">厂界监测☑　固定位置监测□　自动监测□　手动监测□　无监测□</td></tr>
<tr><td>声环境保护目标处噪声监测</td><td colspan="2">监测因子：（等效连续A声级）</td><td colspan="2">监测点位数：（3）</td><td colspan="2">无监测☐</td></tr>
<tr><td>评价结果</td><td>环境影响</td><td colspan="6">可行☑　　不可行□</td></tr>
<tr><td colspan="8">注：“□”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项。</td></tr>
</table>

**附表 5　项目环境风险评价自查表**

<table>
<tr><td colspan="2">工作内容</td><td colspan="6">完成情况</td></tr>
<tr><td rowspan="10">风险调查</td><td rowspan="2">危险物质</td><td>名称</td><td>原油（石油）</td><td>伴生气</td><td>混烃</td><td>柴油</td><td></td></tr>
<tr><td>存在总量/t</td><td>23.079</td><td>/</td><td>/</td><td>26.7</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="8">环境敏感性</td><td rowspan="2">大气</td><td colspan="2">500m 范围内人口数</td><td colspan="2">5km 范围内人口数</td><td colspan="2"></td></tr>
<tr><td colspan="3">每公里管段周边 200 m 范围内人口数（最大）</td><td colspan="2">20 人</td></tr>
<tr><td rowspan="2">地表水</td><td>地表水功能敏感性</td><td>F1 □</td><td>F2 □</td><td colspan="2">F3 ☑</td></tr>
<tr><td>环境敏感目标分级</td><td>S1 □</td><td>S2 □</td><td colspan="2">S3 ☑</td></tr>
<tr><td rowspan="2">地下水</td><td>地下水功能敏感性</td><td>G1 □</td><td>G2 □</td><td colspan="2">G3 ☑</td></tr>
<tr><td>包气带防污性能</td><td>D1 ☑</td><td>D2 □</td><td colspan="2">D3 □</td></tr>
<tr><td colspan="2" rowspan="3">物质及工艺系统危险性</td><td>Q 值</td><td>Q＜1 ☑</td><td>1≤Q＜10 □</td><td>10≤Q＜100 □</td><td colspan="2">Q＞100 □</td></tr>
<tr><td>M 值</td><td>M1 □</td><td>M2 □</td><td>M3 □</td><td colspan="2">M4 □</td></tr>
<tr><td>P 值</td><td>P1 □</td><td>P2 □</td><td>P3 □</td><td colspan="2">P4 □</td></tr>
<tr><td colspan="2" rowspan="3">环境敏感程度</td><td>大气</td><td>E1 □</td><td colspan="2">E2 □</td><td colspan="2">E3□</td></tr>
<tr><td>地表水</td><td>E1 □</td><td colspan="2">E2 □</td><td colspan="2">E3□</td></tr>
<tr><td>地下水</td><td>E1 □</td><td colspan="2">E2 □</td><td colspan="2">E3□</td></tr>
<tr><td colspan="2">环境风险潜势</td><td colspan="2">IV+ □</td><td>IV □</td><td>III ☑</td><td>II □</td><td>I ☑</td></tr>
<tr><td colspan="2">评价等级</td><td colspan="3">一级 □</td><td>二级 □</td><td>三级 □</td><td>简单分析 ☑</td></tr>
<tr><td rowspan="3">风险识别</td><td>物质危险性</td><td colspan="3">有毒有害 ☑</td><td colspan="3">易燃易爆☑</td></tr>
<tr><td>环境风险类型</td><td colspan="3">泄漏 ☑</td><td colspan="3">火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放 ☑</td></tr>
<tr><td>影响途径</td><td colspan="3">大气 ☑</td><td colspan="2">地表水 □</td><td>地下水 ☑</td></tr>
<tr><td colspan="2">事故情形分析</td><td>源强设定方法</td><td colspan="2">计算法 □</td><td colspan="2">经验估算法 □</td><td>其他估算法 □</td></tr>
<tr><td rowspan="5">风险预测与评价</td><td rowspan="3">大气</td><td>预测模型</td><td colspan="2">SLAB □</td><td colspan="2">AFTOX □</td><td>其他 □</td></tr>
<tr><td rowspan="2">预测结果</td><td colspan="5">大气毒性终点浓度-1　最大影响范围　　m</td></tr>
<tr><td colspan="5">大气毒性终点浓度-2　最大影响范围　　m</td></tr>
<tr><td>地表水</td><td colspan="6">最近环境敏感目标　　，到达时间　h</td></tr>
<tr><td rowspan="2">地下水</td><td colspan="6">下游厂区边界到达时间 130d</td></tr>
<tr><td colspan="6">最近环境敏感目标　　，到达时间　　d</td></tr>
<tr><td colspan="2">重点风险防范措施</td><td colspan="6">运行期制定操作规程、巡线、检测、应急等管理措施</td></tr>
<tr><td colspan="2">评价结论与建议</td><td colspan="6">本工程的主要环境风险是泄漏和火灾爆炸，对区域内的大气环境、地表水环境、地下水环境危害性不大。在工程采取一系列风险防范措施和应急措施后，可以控制和降低工程发生事故情况下对周围环境的影响。</td></tr>
<tr><td colspan="8">注：“□”为勾选项，“　　”为填写项。</td></tr>
</table>

**附表 6　项目生态影响评价自查表**

| 工作内容 | | 自查项目 |
|---|---|---|
| 生态影响识别 | 生态保护目标 | 重要物种□；国家公园□；自然保护区□；自然公园□；世界自然遗产□；生态保护红线□；重要生境□；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域□；其他□ |
| | 影响方式 | 工程占用☑；施工活动干扰☑；改变环境条件□；其他□ |
| | 评价因子 | 物种☑（　　）<br>生境□（　　）<br>生物群落☑（　　）<br>生态系统☑（　　）<br>生物多样性□（　　）<br>生态敏感区□（　　）<br>自然景观□（　　）<br>自然遗迹□（　　）<br>其他☑（　　） |
| 评价等级 | | 一级□　　二级☑　　三级☐　　生态影响简单分析□ |
| 评价范围 | | 陆域面积：（13.2）$km^2$；　水域面积：（　　）$km^2$ |
| 生态现状调查与评价 | 调查方法 | 资料收集☑；遥感调查☑；调查样方、样线□；调查点位、断面□；专家和公众咨询法□；其他☑ |
| | 调查时间 | 春季☑；夏季□；秋季□；冬季□<br><br>丰水期□；枯水期□；平水期□ |
| | 所在区域的生态问题 | 水土流失☑；沙漠化□；盐渍化□；生物入侵□；污染危害□；其他□ |
| | 评价内容 | 植被/植物群落☑；土地利用☑；生态系统☑；生物多样性□；重要物种□；生态敏感区□；生物入侵风险□；其他☑ |
| 生态影响预测与评价 | 评价方法 | 定性□；定性和定量☑ |
| | 评价内容 | 植被/植物群落☑；土地利用☑；生态系统☑；生物多样性□；重要物种□；生态敏感区□；其他☑ |
| 生态 | 对策措施 | 避让☑；减缓☑；生态修复☑；生态补偿☑；科研□；其他☑ |
| | 生态监测计划 | 全生命周期□；长期跟踪☑；常规□；无□ |
| | 环境管理 | 环境监理☑；环境影响后评价□；其他☑ |
| 评价结论 | 生态影响 | 可行□；不可行□ |
| 注：“□”为勾选项，可 √；“（　　）”为内容填写项 | | |