

目 录

1 概述..... 1

1.1 项目建设背景..... 1

1.2 建设项目的特点..... 1

1.3 环境影响评价的工作过程..... 2

1.4 分析判定相关情况..... 3

1.4.1 产业政策相符性分析..... 3

1.4.2 相关法规、规章、政策相符性分析..... 3

1.4.3 相关规划相容性分析..... 6

1.4.4 与环境功能区划及其他规划的相符性分析..... 12

1.4.5 长庆油田分公司“十四五”发展规划（陇东油区）的相符性分析..... 20

1.4.6 与长庆油田分公司“十四五”发展规划（陇东油区）、规划环评及审查意见相符性分析.. 21

1.4.7 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》的相符性..... 23

1.4.8 与甘肃省庆阳市马莲河流域综合规划环境影响报告书及其审查意见相符性分析..... 25

1.4.9 “三线一单”符合性分析..... 27

1.4.10 布局合理性分析..... 33

1.5 关注的主要环境问题及环境影响..... 36

1.6 主要结论..... 36

2 总则..... 37

2.1 编制依据..... 37

2.1.1 评价任务依据..... 37

2.1.2 法律依据..... 37

2.1.3 法规依据..... 37

2.1.4 部门规章依据..... 38

2.1.5 地方性法规..... 39

2.1.6 环保政策..... 40

2.1.7 相关规划..... 40

2.1.8 评价技术规范..... 41

2.1.9 项目文件..... 42

2.1.10 引用资料..... 42

2.2 评价目的及原则..... 43

2.2.1 评价目的..... 43

2.2.2 评价原则..... 43

2.3 环境功能区划及评价标准..... 43

2.3.1 环境功能区划..... 43

2.3.2 评价标准..... 44

2.4 环境影响因素识别与评价因子筛选..... 49

2.4.1 项目影响环境要素的程度及性质识别..... 49

2.4.2 环境影响因子识别..... 51

2.4.3 评价因子筛选..... 53

2.5 评价工作等级及评价范围..... 53

2.5.1 生态环境..... 53

2.5.2 环境空气..... 54

2.5.3 地表水..... 55

2.5.4 地下水..... 56

2.5.5 声环境..... 58

2.5.6 土壤环境..... 59

2.5.7 环境风险..... 61

2.5.8 小结..... 62

2.6 评价时段与评价重点..... 62

2.6.1 评价时段 62

2.6.2 评价重点 62

2.7 污染控制与环境保护目标 63

2.7.1 污染控制目标 63

2.7.2 环境保护目标 64

3 现有工程概况 72

3.1 建设单位概况 72

3.2 地理位置与交通 72

3.3 开发井区现有工程概况 73

3.3.1 开发范围及井区布局 73

3.3.2 整体集输系统概况 74

3.3.3 现有工程规模及建设内容 74

3.3.4 现有工程油气集输系统 76

3.4 现有工程环境保护概况 80

3.4.1 环境保护手续履行情况 80

3.4.2 排污许可证执行情况 81

3.4.3 例行监测计划执行情况 82

3.4.4 现有工程污染源分析 82

3.4.5 现有工程主要环保问题及“以新带老”整改措施 90

4 工程概况 97

4.1 项目基本情况 97

4.2 建设规模 97

4.3 油藏地质概况 97

4.3.1 油田范围 97

4.3.2 区域地质构造 97

4.3.3 油藏地质特征及类型 97

4.3.4 油藏埋深及油层厚度 98

4.3.5 油藏流体组成及性质 98

4.3.6 油藏开发技术政策 99

4.4 项目组成及建设内容 99

4.4.1 项目组成及依托关系 99

4.4.2 项目建设内容 101

4.5 项目占地与土石方平衡 103

4.5.1 项目占地 错误！未定义书签。

4.5.2 土石方平衡 错误！未定义书签。

4.6 油气集输方案、工程布局 103

4.6.1 集输方案及集输系统 103

4.6.2 各井区集输方案及工程布局 103

4.6.3 伴生气集输和利用 105

4.7 主体工程设计方案 106

4.7.1 钻前工程 106

4.7.2 钻井工程 106

4.7.3 储层改造工程 110

4.7.4 油气集输工程 112

4.8 公辅工程 126

4.8.1 储运工程 126

4.8.2 注水工程 127

4.8.3 道路工程 129

4.8.4 给排水工程 130

4.8.5 供热工程 130

4.8.6 供电工程 130

4.8.7 消防工程 130

4.9 环保工程 131

4.9.1 污（废）水处理工程 131

4.9.2 废气处理工程 132

4.9.3 噪声防治工程 132

4.9.4 固体废物收集及处置工程 133

4.9.5 减碳措施 133

4.10 依托工程 134

4.10.1 依托工程简况 134

4.10.2 依托工程可行性分析 135

4.11 定员和工作制度 142

4.12 投资估算 143

4.13 主要经济技术指标 143

5 工程分析 144

5.1 能耗、物耗 144

5.1.1 钻井能耗和物耗 144

5.1.2 物料平衡 146

5.1.3 伴生气回收原辅材料及物料平衡 错误！未定义书签。

5.2 工艺过程及产污环节分析 150

5.2.1 污染影响因素分析 150

5.2.2 施工期主要施工工艺及产污环节 151

5.2.3 运行期主要工艺过程及产污环节 155

5.2.4 退役期主要工艺过程及产污环节 162

5.2.5 生态影响因素分析 163

5.3 污染源分析及源强核算 164

5.3.1 施工期污染源分析 164

5.3.2 运行期污染源分析 172

5.3.3 退役期污染源分析 182

5.3.4 温室气体排放评价 183

5.4 污染物排放情况汇总及排放总量核定 186

5.4.1 污染物排放情况汇总 186

5.4.2 项目污染物排放总量核定 187

5.4.3 滚动开发前后污染物排放量变化情况 187

5.5 清洁生产分析 188

5.5.1 工艺技术选择合理性分析 188

5.5.2 能源和原料的清洁性分析 189

5.5.3 设备及装置清洁生产分析 189

5.5.4 资源、能源的综合利用 191

5.5.5 清洁生产结论 191

5.5.6 清洁生产建议 191

6 区域概况及环境现状调查 193

6.1 自然环境概况 193

6.1.1 地形地貌 193

6.1.2 地质构造 193

6.1.3 气候特征 194

6.1.4 地表水 195

6.1.5 土壤 196

6.1.6 动植物 197

6.2 环境质量现状 198

6.2.1 环境空气现状监测与评价 198

6.2.2 地表水现状监测与评价 204

6.2.3 地下水环境现状监测与评价 208

6.2.4 声环境现状监测与评价 218

6.2.5 土壤环境现状调查与评价	220
6.3 区域环境质量变化趋势	233
6.3.1 生态环境	233
6.3.2 大气环境	234
6.3.3 地下水环境	236
6.3.4 土壤环境	236
6.4 区域环境敏感目标	238
6.4.1 自然保护区调查	238
6.4.2 集中式饮用水水源保护区	238
6.4.3 白龙江引水工程	242
6.4.4 其它分散饮水工程	242
6.5 区域污染源调查	243
7 施工期环境影响及环保对策措施	244
7.1 施工期环境影响分析	244
7.1.1 施工期废气影响分析	244
7.1.2 施工期废水影响分析	245
7.1.3 施工期噪声影响分析	246
7.1.4 施工期固体废物影响分析	247
7.1.5 管道穿跨越影响分析	249
7.2 施工期环保措施要求	250
7.2.1 废气污染防治措施	250
7.2.2 施工废水污染防治措施	251
7.2.3 施工噪声控制措施	254
7.2.4 施工固体废物污染防治措施	254
7.2.5 管线穿跨越环保措施	258
7.2.6 施工期环保措施汇总	258
7.3 施工期环境重点监控部位及要求	259
7.4 小结	261
8 运行期环境影响及环保对策措施	262
8.1 运行期环境影响分析	262
8.1.1 环境空气影响评价	262
8.1.2 地表水环境影响分析	267
8.1.3 声环境影响预测与评价	267
8.1.4 固体废物环境影响分析	271
8.1.5 对水源地环境影响分析	273
8.2 运行期环境措施及可行性论证	274
8.2.1 环境空气污染防治措施可行性分析	274
8.2.2 水污染防治措施及其可行性论证	278
8.2.3 噪声污染防治措施可行性分析	282
8.2.4 固体废物贮存及处置措施	283
8.2.5 运行期污染防治措施汇总	288
8.3 退役期环境影响及污染防治措施	289
8.3.1 退役期环境影响	289
8.3.2 退役期污染防治措施	289
8.4 环保投资估算	290
9 地下水环境影响评价	292
9.1 地下水环境功能及保护目标	292
9.1.1 地下水环境功能	292
9.1.2 保护目标及保护要求	292
9.2 地下水环境影响识别及评价因子筛选	293
9.2.1 地下水环境影响识别	293

9.2.2 地下水环境影响评价因子的确定	294
9.3 水文地质条件	294
9.3.1 地层岩性	294
9.3.2 区域构造	296
9.3.3 区域地下水系统划分	296
9.3.4 调查评价区地下水类型及赋存特征	297
9.3.5 调查评价区地下水补、径排条件及动态特征	300
9.3.6 建设项目场地包气带岩性结构及其防污易污性	303
9.4 典型工程水文地质条件	304
9.5 地下水污染源调查	305
9.6 地下水数学模型建立	306
9.6.1 预测原则与方法	306
9.6.2 模型概化	308
9.6.3 参数确定	308
9.7 施工期地下水环境影响预测及评价	310
9.7.1 正常状况地下水环境影响	310
9.7.2 非正常状况地下水环境影响预测及评价	311
9.8 运行期地下水环境影响预测及评价	314
9.8.1 正常状况下地下水环境影响	314
9.8.2 非正常状况地下水环境影响预测及评价	316
9.9 服务期满后地下水环境影响	319
9.10 地下水环境保护目标影响分析	320
9.10.1 项目建设阶段	320
9.10.2 项目运行阶段	320
9.10.3 项目服务期满后	321
9.11 地下水环境保护措施与对策	321
9.11.1 源头控制措施	321
9.11.2 分区防渗措施	324
9.11.3 地下水环境跟踪监测方案	326
9.11.4 地下水环境污染事故应急处理预案	327
10 土壤环境影响评价	330
10.1 土壤环境影响	330
10.1.1 正常情况下土壤污染环境影响分析	330
10.1.2 非正常情况土壤垂直入渗污染预测与评价	331
10.1.3 土壤生态环境影响分析	336
10.2 土壤污染防治措施	338
10.2.1 已采取的土壤污染控制措施	338
10.2.2 施工期土壤污染控制措施	339
10.2.3 运行期污染防治措施	340
10.2.4 土壤生态环境保护措施	342
10.2.5 土壤跟踪监测	342
10.3 小结	343
11 生态环境影响评价	344
11.1 生态环境调查与评价	344
11.1.1 生态环境现状调查方法	344
11.1.2 区域生态环境调查与评价	346
11.1.3 土地利用现状	351
11.1.4 植被资源现状	352
11.1.5 动物资源现状	362
11.1.6 土壤侵蚀现状	367
11.1.7 农业生产现状	368
11.1.8 水生生态现状	368

11.1.9 生物多样性评价	377
11.1.10 现有工程生态环境保护措施及实施效果	379
11.1.11 区域存在的生态环境问题	381
11.2 生态环境影响评价	381
11.2.1 施工期生态环境影响分析	381
11.2.2 运营期生态环境影响分析	394
11.2.3 退役期生态环境影响分析	396
11.3 生态环境保护与恢复措施	396
11.3.1 替代方案与避让措施	396
11.3.2 施工期生态环境保护措施	397
11.3.3 运营期生态环境保护措施	404
11.3.4 水土保持措施	405
11.3.5 动植物生态环境影响减缓措施	411
11.3.6 水生生态环境保护措施	412
11.3.7 退役期生态环境保护措施	412
11.3.8 生态恢复目标和指标	413
11.3.9 生态保护、恢复与补偿实施计划和费用	413
11.4 生态监测和环境管理	414
11.5 生态环境影响评价结论	414
12 环境风险评价	415
12.1 风险调查	415
12.1.1 风险源调查	415
12.1.2 环境敏感目标调查	416
12.2 评价工作等级	416
12.2.1 环境风险潜势初判	416
12.2.2 评价工作等级	417
12.3 环境风险识别	418
12.3.1 物质危险性识别	418
12.3.2 生产系统危险性识别	420
12.3.3 危险物质向环境转移途径识别	421
12.3.4 风险识别结果	422
12.4 风险事故情形分析	422
12.4.1 风险事故情形设定	422
12.4.2 源项分析	423
12.5 环境风险分析	424
12.5.1 井喷事故后果分析	424
12.5.2 套外返水对地下水环境影响分析	425
12.5.3 原油集输站场风险事故后果分析	425
12.5.4 管线泄漏事故影响分析	426
12.5.5 混烃站事故影响分析	错误！未定义书签。
12.6 风险防范措施与应急预案	431
12.6.1 风险管理措施	431
12.6.2 企业现有风险防范措施	432
12.6.3 技术防范措施	435
12.6.4 应急预案	443
12.6.5 突发环境事故应急措施	444
12.7 水源地环境风险评价及保护措施	452
12.7.1 项目对水源地环境风险影响	452
12.7.2 水源地保护措施	453
12.8 分析结论	458
13 环境经济效益分析	459
13.1 经济效益分析	459

13.2 社会效益分析	459
13.3 环境经济损益分析	459
13.3.1 环境代价分析	459
13.3.2 环境成本分析	460
13.3.3 环境收益分析	461
13.3.4 环境经济效益分析	462
14 环境管理与监测计划	463
14.1 环境管理要求	463
14.2 污染物排放清单	464
14.2.1 污染物排放管理	464
14.2.2 排污口管理	466
14.2.3 信息披露	466
14.2.4 排污许可证办理	467
14.3 环境管理制度	467
14.3.1 环境管理现状	467
14.3.2 各级 QHSE 组织的责任	467
14.3.3 环境管理制度	468
14.3.4 组织机构	470
14.3.5 环境管理计划	470
14.4 环境监测计划	471
14.5 环境保护建议及要求	472
15 评价结论	473
15.1 建设项目概况	473
15.2 产业政策及规划相符性	473
15.3 环境质量现状	473
15.3.1 环境敏感目标	473
15.3.2 环境质量现状	473
15.4 污染物排放情况及环境保护措施	474
15.4.1 废气	474
15.4.2 废水	475
15.4.3 噪声	475
15.4.4 固体废弃物	476
15.5 主要环境影响	476
15.5.1 大气环境的影响	476
15.5.2 地表水环境的影响	477
15.5.3 地下水环境的影响	477
15.5.4 声环境的影响	478
15.5.5 固体废物环境影响	478
15.5.6 生态环境的影响	478
15.5.7 环境风险	478
15.6 环境影响经济损益	479
15.7 环境管理与监测计划	479
15.8 总量控制与清洁生产	479
15.9 公众意见采纳情况	480
15.10 总结论	480
15.11 要求与建议	480

附表..... 482

附表 1	建设项目大气环境影响评价自查表	482
附表 2	建设项目地表水环境影响评价自查表	483
附表 3-1	土壤环境影响评价自查表（污染影响型）	486
附表 3-2	土壤环境影响评价自查表（生态影响型）	487
附表 4-1	里 148 混烃站环境风险评价自查表	488
附表 4-2	华 H108 增~岭三联集油集气供气管线环境风险评价自查表	489
附表 5	生态影响评价自查表	490
附表 6	声环境影响评价自查表	491

1 概述

1.1 项目建设背景

页岩油作为一种非常规石油资源，具有储层低孔低渗的特点，其成藏机理更复杂、孔喉更细微、填隙物含量更高、勘探难度更大的特点。新一轮油气资源评价显示，我国可采石油资源中，页岩油约占 2/5，而在鄂尔多斯盆地页岩油资源量达 $30 \times 10^8 \text{t}$ 以上，占盆地总资源量的 20%，是长庆油田持续稳产、加快发展的重要资源。根据长庆油田分公司地质勘探，在现有西 233 区和庄 183 区内存在长 7 油层页岩油藏，是长庆油田持续稳产的重要接替层系。按照《关于下达 2025 年第一批业务发展投资实施计划的通知》（长油〔2025〕34 号），长庆油田陇东油气开发分公司（以下简称“分公司”或“建设单位”）拟实施本项目。

本项目包括里 89 区北、里 89 区南、里 180 区、庆城区、西 294 区-庄 57 区、悦 60 区、板 32-合 60 区、城 98 区、固 1 区、乐 206 区等 10 个开发区域，均属于滚动扩建井区。本项目主要建设内容包括新钻采油井 214 口、井场 47 座（新建 28 座，扩建 19 座），同时配套建设油气管线、道路、供水、通信等工程。新建增压站 5 座、混输装置 1 座，扩建联合站 1 座、改扩建站场 7 座。

本项目井区分布于合水县肖咀镇、老城镇、板桥镇、西华池镇和段家集乡，环县八珠乡、樊家川镇、曲子镇和木钵镇，华池县五蛟镇、王咀子乡、悦乐镇、元城镇、上里塬乡和城壕镇，庆城县桐川镇、翟家河乡、马岭镇、玄马镇、三十里铺镇、高楼镇、南庄乡、庆城镇、蔡家庙乡和白马铺镇，宁县盘克镇和湘乐镇等 5 县 27 个乡镇。

1.2 建设项目的特点

(1) 本次产建工程开发井区主要为扩建井区，所在区域属于页岩油开发分公司、第二采油厂、第十采油厂和第十二采油厂矿权范围，目前已建有较为完善的集输系统，可供本项目依托。

(2) 油田项目建设内容多，工艺过程复杂。工程建设内容包括井场、站场、管线以及配套的道路、供电等多种工程，主要工艺过程包括钻井、措施作业、采油、油气集输与处理、储运、伴生气回收、采出水处理、生活污水处理等。

(3) 油田开发项目是典型的生态影响与污染影响兼有型建设项目。生态环境影响主要体现在施工期占地、压占植被、破坏土壤、加剧水土流失强度等影响；污染影响主要体现在从施工期到退役期整个油田开发过程中废水、废气、噪声、固废等各环境要素

的不利影响。

(4) 油田项目不同于一般建设工程，具有区域广、污染源分散的特点。从局部看，作为点源的井场、站场等对环境影响并不显著，但从整体看，数量较多的单体工程等所构成的面源对环境影响则比较显著。

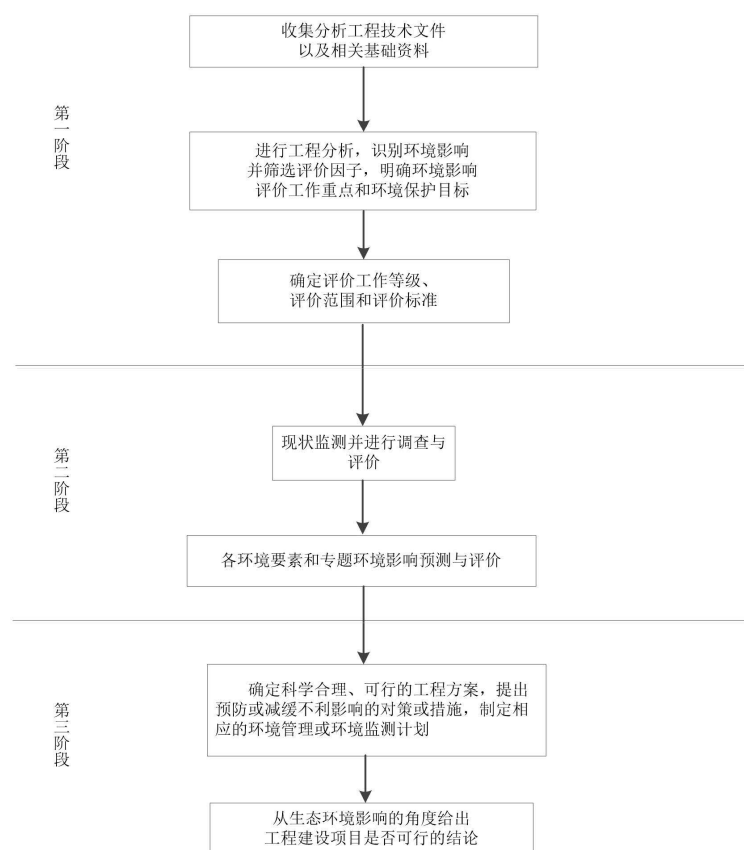
(5) 本项目开发井区大部分位于现有井区，通过在现有井区范围内进行加密井开发以达到增产的效果，减缓新井区开发对周边环境的扰动影响。

1.3 环境影响评价的工作过程

根据《中华人民共和国环境影响评价法》、《建设项目环境保护管理条例》的有关规定，本项目应进行环境影响评价。

根据《甘肃省人民政府关于划定省级水土流失重点预防区和重点治理区的公告》（甘政发[2016]59 号）和《环县人民政府关于划分环县水土流失重点防治区的公告》、《华池县人民政府关于划分华池县水土流失重点防治区的公告》、《合水县人民政府关于划分合水县水土流失重点防治区的公告》等，井区所在乡镇涉及“泾河流域省级水土流失重点治理区”。根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版）属于“五、石油和天然气开采业，7：陆地石油开采中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）”，应编制环境影响报告书。

2025 年 12 月 12 日，长庆油田陇东油气开发分公司委托西安中地环境科技有限公司（以下简称“环评单位”）承担该项目环境评价工作。接受委托后，我公司随即组织有关技术人员于 2025 年 12 月和 2026 年 3 月进行了两次现场实地踏勘，2026 年 1 月开展了评价区环境现状调查与监测，收集和研究了与项目有关的技术资料，通过全面深入类比调查与综合分析，依据国家相关环保法律法规、环境影响评价技术导则的要求，最终于 2026 年 4 月编制完成了《长庆油田陇东油气开发分公司 2025 年页岩油产能建设工程环境影响报告书》。



建设项目环境影响评价工作程序图

1.4 分析判定相关情况

1.4.1 产业政策相符性分析

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

1.4.2 相关法规、规章、政策相符性分析

1.4.2.1 与《甘肃省石油勘探开发生态环境保护条例》（2019 修订）相符性分析

《甘肃省石油勘探开发生态环境保护条例》（2019 修订）中关于石油勘探开发相关条款的内容摘录见表 1.4.2-1。通过对比，本项目现有工程运行管理和实施过程中拟采取的措施要求符合条例中相关条款的规定。

表 1.4.2-1 项目与《甘肃省石油勘探开发生态环境保护条例》的相符性

序号	条例摘要	符合情况分析
1	第五条、石油勘探开发单位应当防止环境污染和生态破坏，建立健全生态环境保护责任制，明确单位负责人和相关人员的责任，对造成的生态环境损害依法承担治理、修复和赔偿责任。	根据 QHSE 管理体系标准和中石油建立 QHSE 管理体系的相关规定和要求，陇东油气开发分公司已建立了 QHSE 管理组织机构，并对基层组织 HSE 权利和责任作出了明确规定。符合条例规定。
2	第七条、石油勘探开发单位应当编制石油勘探开发利用规划，并依法开展环境影响评价。	长庆油田分公司组织编制了《陇东油区“十四五”发展规划》，按规定开展了规划环境影响评价并通过了审查，本项目属于“十四五”发展规划内容。符合条例规定。
3	第十一条、严禁通过暗管、渗井、渗坑、灌注或者篡改、伪造监测数据，或者不正常运行防治污染设施等逃避监管的方式违法排放污染物。	本项目开采过程中产生的措施返排液处理达标后优先用于井下作业；油田采出水处理达标后钻井期优先用于压裂用水，多余水回注，不排放。符合条例规定。
4	第十五条、石油勘探开发单位应当建设清洁井场，雨排水及环境风险防范设施的建设应当符合规范。禁止掩埋作业中散落油和油水混合液。	本项目井场按照《长庆油田陇东油区清洁文明井场设施建设标准》（Q/SY CQ 08010-2019）要求建设，井场内设有井口集油槽、含油污水池、雨水收集池、挡水条等风险防范设施。井场施工和运行期措施作业产生的落地油和含油污水全部回收处置，不外排。符合条例规定。
5	第十六条、石油勘探开发过程中钻井设备摆放处、循环水利用设施、泥浆收集设施等应当采取防渗漏措施，防止污染物外泄或者渗漏。钻井应当采用无毒或者低毒泥浆，提高泥浆循环利用水平。试油过程中含油污水不得落地，应当集中处理达标后回用。	本项目钻井和措施作业过程中采取“铺设作业、带罐上岗”作业模式，泥浆不落地收集设施和井场地面铺设防渗材料，防止污染物外泄和渗漏。钻井过程采用水基钻井液，废弃泥浆在井场经大罐收集、沉降、破胶脱稳、板框压滤后，固相（含水率小于 60%，pH 控制在 6~9）在井场内设有三防（防渗漏、防流失、防扬散）措施的设施内暂存，暂存时间不得超过 1 个月，最终委托第三方集中处置单位处理。分离的液相在井场内循环利用，无法利用的送至就近的油田措施返排液处理站处理。试油废水入罐，试油结束后，运至措施返排液处理站集中处理。符合条例规定。
6	第十七条、石油勘探开发单位应当建设采出水处理设施，经处理达标后回注采油层或者综合利用，不得污染地下水。	本项目采出水全部通过现有采出水处理系统处理达标后优作为工艺用水回注，不外排。回注过程中采取相应地下水污染防治措施。符合条例规定。
7	第十八条、石油勘探开发单位应当加强生态环境监测能力建设。石油勘探开发排污单位，应当按照国家有关规定和监测规范进行污染物监测，安装使用监测设备，保证监测设备正常运行，保存原始监测记录。	本项目针对项目特点和工程分布制定了运行期环境现状和污染源监测方案，项目投运后将定期组织环境监测。符合条例规定。
8	第十九条、石油勘探开发单位应当建立和完善油区地下水监测网络，加强对地下水水质、水量的监控，定期将监控结果向市（州）生态环境主管部门报告	长庆油田自 2010 年开始在陇东油区布置地下水监测网络，对地下水水质进行监测。并根据历年产建工程部署对地下水监测网络进行调整完善。符合条例规定。
9	第二十一条、石油勘探开发单位应当开展挥发性有机物污染防治，天然气、油田伴生气以及其他可燃性气体应当回收利用。不具备回收利用条件的，应当进行污染防治处理。石油勘探开发单位应当开展扬尘污染治理，施工和运行过程中不得对周围空气环境产生污染。	页岩油开发分公司在岭二联、悦联站等中心站场建设轻烃厂等伴生气回收利用项目，同时周边采油二厂、采油十二厂建设的岭四联、庄一联等轻烃厂均建设有伴生气回收利用项目可以利用，有利于提高开发过程中伴生气回收和挥发性有机物污染防治，进一步确保轻烃的回收，符合条例规定。
10	第二十二条、石油勘探开发单位应当加强建设和生产过程中各环节土壤污染防治管理，对生产活动影响区域内特征污染物定期进行监测。	本项目制定了运行期土壤环境现状监测计划，针对重点站场和管线工程进行石油烃定期监测。符合条例规定。
11	第二十三条、石油勘探开发单位应当对产生噪声的设备和装置采取消音、隔音、防振等有效措施。	本项目各站场内机械泵类均采取隔声、基础减振措施，部分设备采取室内隔声措施。符合条例规定。
12	第二十四条、石油勘探开发作业产生的固体废物应当分类收集，规范处置。对暂时不利用或者不能利用的，应当建设符合国家标准的贮存设施、场所，安全分类存放，或者采取无害化处置措施。禁止擅自填埋、倾倒和抛散生产作业中产生的固体废物。	本项目施工和运行期对固体废物根据性质采取分类收集、分类暂存和处置措施。针对含油污泥等危险废物，项目利用既有 6 个危险暂存点，用于集中临时存放，定期送有危废处置资质单位。符合条例规定。

13	第二十五条、石油勘探开发单位应当依据法律法规和相关规定收集、贮存、运输、处置危险废物。建设危险废物处置设施或者委托有经营许可证的单位对本单位产生的危险废物进行安全处置。禁止将危险废物提供或者委托给无经营许可证的单位收集、贮存、利用、处置。	本项目施工和运行期产生的含油危险废物全部委托有资质单位集中处置，不排放。符合条例规定。
14	第二十六条、石油勘探开发单位应当制定突发环境事件应急预案，按照规定报生态环境主管部门及其派出机构和有关部门备案，并定期开展应急演练。石油勘探开发单位应当完善应急救援物资储备，定期开展隐患排查与整治，加强油气集输管线和贮存设备的巡查，定期检测、维修，采取有效的防腐、防裂等措施，防止渗漏、溢流事故发生。运输原油或者化学药剂应当采取封闭措施，防止泄漏。	陇东油气开发分公司已制定有突发环境事件应急预案，并按规定报生态环境主管部门备案。各生产单位结合各自特点定期开展应急演练。各作业区设置应急物资储备库，对集输管线和站场储油设施定期开展巡查巡线，检测维修。符合条例规定。
15	第二十九条、禁止在划定的饮用水水源保护区、自然保护区、风景名胜区等法律法规禁止勘探开发的区域内进行石油勘探开发。已经建成的设施、设备应当关闭、拆除，清除场地污染，实施生态环境恢复。	本项目各井区开发范围，井、站场和管线工程选址选线均不在饮用水源地、自然保护区、风景名胜区等环境敏感区禁止勘探开发的区域范围内，符合条例规定。

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

《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）中就规划环评、环评“放管服”、生态环境保护措施、事中事后监管等内容提出了要求，其中涉及石油开发的要求摘录见表 1.4.2-2。根据对比，本项目现有工程运行管理和实施过程中拟采取的措施要求符合通知中相关要求。

表 1.4.2-2 项目与《关于进一步加强石油天然气环评工作的通知》的相符性

序号	通知要求	符合情况分析
1	（一）各有关单位……；编制油气开发相关专项规划，应当依法同步编制规划环境影响报告书，报送生态环境主管部门依法召集审查。	长庆油田分公司针对《陇东油区“十四五”发展规划》开展了规划环境影响评价并通过了审查，本项目属于“十四五”发展规划内容。符合通知要求。
2	（四）油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题及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。	本项目以拟开发井区为单位进行评价，评价内容包括新建采油井场、站场、管线、道路等配套工程。报告将施工期、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。对现有工程影响进行了回顾性评价，针对现有工程存在的问题提出“以新带老”措施。对依托工程进行了依托可行性分析。符合通知要求。
3	（八）涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。建设项目环评文件中应当包含钻井液、压裂液中重金属等有毒有害物质的相关信息，涉及商业秘密、技术秘密等情形的除外。	本项目采出水经措施返排液处理后回注，报告对回注的可行性进行了分析，从源头防控、过程控制、分区防渗等方面提出了地下水污染防治措施。制定了运行期地下水监测计划。 本项目利用达标的油田采出水经措施返排液回注不仅是为了满足生产用水需要，且有利于节约地下水资源，不是以排放为目的。回注的采出水经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）。本项目回注层为含油层。报告中明确了钻井液和压裂液的主要成分，由于涉及商业秘密，未给出具体药剂组分。上述关于项目的具体情况符合通知要求。

4	（九）油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家 和 地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。相关部门及油气企业应当加强固体废物处置的研究，重点关注固体废物产生类型、主要污染因子及潜在环境影响，分别提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理要求，促进固体废物合理利用和妥善处置。	本项目钻井过程采用水基泥浆，含油岩屑等危险废物与一般固废分类收集处置，符合管理要求。本项目依托现有 6 处危废贮存点，可用于钻井和运行过程中危险废物暂存。环评报告结合各固体废物的性质、产生量和产生环节分析了其环境影响，明确了处理措施，论证了措施的可行性。以上内容符合通知要求。
5	（十）陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放。……。井场加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求。	本项目部分偏远、下游站场未设计的井场暂不开发，其余落实开发的井场全部采用管线密闭集输，减少了挥发性烃类无组织排放。各井场采用定压阀回收套管气，依托岭二联、悦联站等现有伴生气回收利用装置，进一步确保轻烃的回收，有利于进一步提高油区伴生气回收和挥发性有机物污染防治。油田各类站场加热炉均采用自产伴生气作为燃料，根据现有站场运行监测，燃气加热炉排放污染物满足《锅炉大气污染物综合排放标准》要求。符合通知要求。
6	（十一）施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施。	本项目井场采用丛式井方式部署，各类站场均采用橇装集成装置，其中增压机组与井场合建，从设计上减少了工程占地。项目不涉及环境敏感区，施工结束后通过实施植被和生态恢复措施，可降低对生态环境的影响。钻井过程中柴油机采用高标号低硫柴油，有利于减少废气排放。工程选址选线远离居民集中区，施工过程采用低噪设备，可有效避免噪声影响。以上内容符合通知要求。
7	（十二）陆地油气长输管道项目，原则上应当单独编制环评文件。油气长输管道及油气田内部集输管道应当优先避让环境敏感区，并从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面进行深入论证。高度关注项目安全事故带来的环境风险，尽量远离沿线居民。	本项目不涉及长输管道。所有油田内部管线工程均不涉及环境敏感区，与居民集中区的距离满足规范要求。符合通知要求。
8	（十三）油气储存项目，选址尽量远离环境敏感区。加强甲烷及挥发性有机物的泄漏检测，落实地下水污染防治和跟踪监测要求，采取有效措施做好环境风险防范与环境应急管理。	本项目新建站场选址均远离环境敏感区，原油集输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。项目制定有环境风险防范措施及环境应急预案，以上内容符合通知要求。
9	（十四）油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案。……	陇东油气开发分公司已制定有突发环境事件应急预案，并按规定报生态环境主管部门备案。各生产基层单位结合各自特点定期开展应急演练。各作业区设置应急物资储备库，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。本次工程应根据项目风险源的变化情况修订风险应急预案，并备案。

1.4.3 相关规划相容性分析

1.4.3.1 与国家和地方相关规划的相容性分析

项目与国家和省地相关规划的相容性分析见表 1.4.3-1。

表 1.4.3-1 项目建设与相关规划的相容性

序号	相关规划	规划要求（摘录）	规划符合分析
1	甘肃省国民经济和社会发展第十四个五年规划	构建能源资源开发利用新格局。围绕落实国家 2030 年前碳达峰、2060 年前碳中和目标，坚持清洁低碳、安全高效，立足资源禀赋和区位优势，大力推动非化石能源持续快速增长，加快调整优化产业结构、能源结构，大力淘汰落后产能、优化存量产能，推动	本项目属于石油开发项目，符合纲要要求。

	和二〇三五年远景目标纲要（甘政发[2021]18 号）	煤炭消费尽早达峰。推广煤炭绿色智能开采、推进煤电清洁高效发展、加大油气勘探开发和优势矿产资源开发利用、完善能源储运体系，着力打造国家重要的现代能源综合生产基地、储备基地、输出基地和战略通道。	
2	《甘肃省“十四五”节约能源与循环经济发展规划》	到 2025 年，全面完成国家下达我省“十四五”能耗双控目标，资源产出率达到 6500 元/吨，非化石能源占一次能源消费比重提升至 30%，主要再生资源回收利用率达到 90%，水资源产出率达到 95 元/立方米，万元 GDP 用水量较上个五年下降 12.9%，畜禽养殖废弃物综合利用率达到 80%以上，秸秆综合利用率达到 86%以上，废旧农膜回收利用率达到 85%，尾菜处理利用率达到 55%，建筑垃圾综合利用率达到 60% 陇东南区域将积极创建全国资源循环利用基地、生态文明示范市县等试点示范，加快能源开发利用方式绿色转型，把资源优势转化为发展优势，打造陇东国家综合能源化工基地和先进制造基地，打造陇东南循环经济发展区域合作经济带，推动绿色富民强县。	落地油回收率 100%，钻井液循环率≥95%，采出水处理回注率 100%，伴生气回收率≥95%，符合规划要求。 项目伴生气回收率 ≥ 95%，符合规划要求。
3	《甘肃省“十四五”能源发展规划 2021-2025》	建设陇东千万吨级油气生产基地。高质量落实油气勘探开发“七年行动方案”，加大勘探开发投资力度，保障勘探开发项目建设条件，推动油气增储上产。“十四五”期间，陇东地区按照“稳油增气、持续稳产”目标，打造千万吨级油气生产基地。到 2025 年，陇东地区原油产量达到 1100 万吨，天然气产量力争达到 20 亿立方米。	本项目位于庆阳市，属于油田产能建设项目，产能规模 60.03 万 t/a，石油开采过程中充分利用伴生气，符合“稳油增气、持续稳产”目标要求。
4	《甘肃省矿产资源总体规划（2021-2025 年）》及规划环评	推进矿产资源区域协调发展。3. 陇东能源清洁生产引领区。包括平凉市、庆阳市。该区位于鄂尔多斯盆地西缘，是我国石油、天然气、煤炭资源富集区。进一步统筹油气与非油气、煤炭与砂土等矿产资源开发空间和时序，开展分层开发利用技术研究论证，科学合理设置矿业权，鼓励企业签订互不影响和权益保护协议。（三）统筹矿产资源开发与生态环境保护。1. 守住自然生态安全边界。严格执行国土空间管控措施，衔接落实区域“三线一单”（生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入清单）生态环境分区管控要求。生态保护红线范围内原则上禁止不符合管控要求的矿产资源勘查开采，统筹处理好资源勘查开发与生态保护的关系。2. 推动矿产资源开发绿色低碳转型。统筹推进高质量发展和高水平保护，使矿产资源开发建立在高效利用资源、严格保护生态环境的基础上，全方位全过程推进绿色勘查绿色开采，加快构建市场导向的绿色技术创新体系，推行资源环境友好型开发模式。优化能源供应结构，大力发展绿色低碳能源，促进煤炭清洁高效利用。	本项目开发区不属于煤炭规划矿区，按照同类型煤炭及石油天然气开采区处置方式，应为先开采石油、天然气，后开采煤炭，因此，本项目建设不会影响后续该区域煤炭资源开发。本项目不涉及生态保护红线，符合生态环境分区管控要求。项目开发的石油属于鼓励开采矿种，并按照绿色矿产进行开发，项目使用的能源为清洁能源，满足资源环境友好型开发模式。
5	《甘肃省“十四五”土壤、地下水和农村生态环境保护规划》	加强土壤生态环境保护与风险管控，强化重金属污染源头管控，巩固提升受污染耕地安全利用水平，严格建设用地准入管理，强化土壤污染重点监管单位日常监管和执法检查。扎实推进地下水生态环境保护，加强污染源头预防、风险管控与修复，加强地下水污染防治管理体系建设，加强地下水型饮用水水源环境保护，加强地下水污染协同防治。持续改善农业农村生态环境，加强种植业面源污染防治，着力推进养殖业污染防治，有效解决农村生态环境突出问题。提升生态监管能力建设，完善污染防治法规与制度体系，健全生态环境监测网络，加强生态环境监管，强化科技支撑。	本项目实行了地下水和土壤的风险管控措施，加强后期环境监管，提出污染防治措施，减少或避免油田开发对土壤和地下水产生污染，符合规划要求。
6	庆阳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	推动石油石化基地建设。全力支持长庆油田、华北油田、玉门油田、辽河油田、中石化华北油气分公司等加大开发力度，稳步推进常规油开采，开展页岩油等非常规油勘探开发，确保到 2025 年原油产量达到 1000 万吨以上，力争达到 2000 万吨。	本项目属于长庆油田石油开发项目，产能规模 60.03 万 t/a，是实现本纲要的重要组成部分，符合纲要要求。

1.4.3.2 其它政策文件相符性分析

2010 年 5 月 2 日，国务院办公厅发布的《关于进一步支持甘肃经济社会发展的若干

意见》（国办发[2010]29 号）中关于石油和能源的内容有：

(1) “二、优化空间布局，促进区域协调发展”：着力推动平（凉）庆（阳）、酒（泉）嘉（峪关）经济区加快发展。加快陇东煤炭、油气资源开发步伐，积极推进煤电化一体化发展，构建以平凉、庆阳为中心，辐射天水、陇南的传统能源综合利用示范区。

(2) “八、大力推进能源基地建设，增强经济发展后劲”：提升油气资源开发利用能力。加快陇东西峰、华池、镇原、环县以及华池等油田勘探开发步伐。支持玉门老油田发展，提高经济开采年限。充分利用省内外两种资源，进一步提高石油加工转化能力、原油加工质量标准和附加值，建设战略性石化工业基地。

本项目位于陇东油区，属于“意见”中鼓励发展地区，项目的实施符合国办发[2010]29 号文中有关要求。

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

与《陆上石油天然气开采钻井废物处置污染控制技术要求》（SY/T7298-2016）的符合性分析见表 1.4.3-2。

表 1.4.3-2 项目与《陆上石油天然气开采钻井废物处置污染控制技术要求》的相符性

技术要求	项目情况	符合性分析
4 污染控制要求 4.1 一般要求 4.1.1 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中上清液送措施返排液处理系统处理；井下作业废水、洗井废水排入井场设置的地上废水收集罐，经措施返排液处理系统处理后回用。符合国家法律法规要求。	符合
4.1.2 钻井废物处置过程宜使用环境友好的原材料与添加剂。	本项目钻井废物处置依托相应资质单位处置，要求选用的单位具备处置资质，且处置过程选用环境友好的原材料与添加剂。	符合
4.1.3 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。	项目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上清液经密闭罐车拉至措施返排液处理系统处理；井下作业废水、洗井废水排入井场设置的地上废水收集罐，经措施返排液处理系统处理后回注，不会造成环境污染。	符合
4.1.4 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、植被以及野生动物栖息环境，避免造成环境污染和生态破坏。		符合
4.2 收集和贮存运输 4.2.1 对钻井废物宜采取现场不落地收集措施。	项目采用泥浆不落地工艺，产生的落地油进行及时回收，保证落地油回收率能够达到 100%。	符合

1.4.3.4 与《关于加快推进油田钻井泥浆不落地措施和固废集中处置设施建设的通知》

（庆环发[2021]29 号）相符性分析

2021 年 4 月 20 日，庆阳市生态环境局以《关于加快推进油田钻井泥浆不落地措施和固废集中处置设施建设的通知》（庆环发[2021]29 号）提出有油田钻井泥浆不落地的有关要求，本项目对《通知》要求落实情况见表 1.4.3-3。

表 1.4.3-3 与“庆环发[2021]29 号通知”的相符性分析

技术要求	项目情况	符合性分析
迅速启动钻井泥浆不落地工艺试点。各油气开发单位要尽快选取部分油田开发区块先行实施钻井泥浆不落地工艺试点。试点井场采取大罐收集、沉降、破胶脱稳、板框压滤工艺，产生的固废落实“三防”措施，在井场规范暂存，待配套建设的处置设施建成后规范处置，剩余废水集中收集拉运至油田单位措施液处理站，处理达标后回注。固体、液体废弃物转运过程严格执行转移联单制度。	本项目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中上清液送措施返排液处理站处理；产生的固体废物在井场内落实“三防”措施暂存，委托第三方单位统一处置。符合国家法律法规要求。	符合
二、加快推动钻井泥浆固体废弃物处置设施规划选址和建设。各油气开发单位要切实扛起“谁污染、谁治理”的污染防治主体责任，按照陇东油区油气田分布及开发建产计划，合理规划油气田开发固体废物集中处置填埋设施建设地点、覆盖范围以及服役期限。自建、联建或由第三方企业建设集中处置填埋场或烧结砖厂。要全面推进油田钻井泥浆固体废物处置填埋设施前期工作，加快项目立项和建设进度，为 2022 年全面实施钻井泥浆不落地工艺措施要求提供基础保障。	目前，陇东油区已有第三方钻井泥浆固体废物处置单位，项目在钻井前将实施招标工作，确定具体的处置单位，招标过程将核对应处置单位相应的环保手续及处置能力。钻井泥浆在运送第三方单位之前，钻井泥浆固体废物采用储罐在井场内暂存，暂存过程满足一般固体废物储存有关要求，落实“三防”措施。	符合

1.4.3.5 与《庆阳市生态环境局关于规范油区水基钻井泥浆不落地管理工作的通知》(庆环发〔2022〕13 号)相符性分析

项目与“管理工作”的相符性分析见表 1.4.3-4。

表1.4.3-4 与“管理工作”的相符性分析

要求	符合情况分析
油气勘探开发施工作业过程中应严格按照《陆上石油天然气开采钻井废弃物处置污染控制技术要求》，落实随钻处理工艺，现场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，未配备收集设施的井场不得开展钻井作业。作业现场应对钻井、压裂、试油气过程中产生的废泥浆、岩屑、废水等实行分类收集处理。水基钻井废弃泥浆经大罐收集、沉降、破胶脱稳、板框压滤后，固相含水率不大于 60%、pH 控制在 6-9 后方可出场，送至集中处置单位规范处置。固液分离后液相循环利用，无法再利用的送至油田作业废水处理站处理达标后回注。作业现场含油污泥、废弃危险化学品、含油沾染物等危险废物分类收集，严禁与水基钻井泥浆和其他废物混合收集、处置。	本项目采用泥浆不落地处理工艺，作业现场对钻井、压裂、试油气过程中产生的废泥浆、岩屑、废水等实行分类收集处置。水基钻井废弃泥浆经大罐收集、沉降、破胶脱稳、板框压滤后，固相含水率不大于 60%、pH 控制在 6-9 后方可出场，送至集中处置单位规范处置。固液分离后液相循环利用，无法再利用的送至油田作业废水处理站处理达标后回注。作业现场含油污泥、废弃危险化学品、含油沾染物等危险废物分类收集，严禁与水基钻井泥浆和其他废物混合收集、处置。废弃水基钻井泥浆和岩屑在井场暂存时满足三防（防渗漏、防流失、防扬散）措施要求，暂存时间不得超过 1 个月，委托第三方单位统一处置。符合管理要求。
在钻井现场临时暂存的废弃水基钻井泥浆、岩屑等要落实“三防”（防渗漏、防流失、防扬散）措施并加强管理，井场内暂存时间不得超过 6 个月。	
油气开发企业和钻井施工单位要按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》等有关法律法规要求，落实排污申报登记制度，建立单井油气勘探、开发废物管理台账，如实记录钻井泥浆、压裂液添加剂成分、用量及产生废物的种类/数量、出入场时间节点、交接责任人、流向、贮存、利用、处置等信息。必须建立废弃钻井泥浆、岩屑等井场固相、液相废弃物转移联单制度和转运台账，制定运输路线，掌握运输轨迹。运输车辆必须采取“三防”措施，严禁随意填埋、抛洒、倾倒。运输车辆必须加装 GPS 设备，实施动态记录和监控，接受各级管理部门的监督和抽查。	陇东油气开发分公司按照作业区落实排污许可证办理，如实记录钻井泥浆、压裂液添加剂成分、用量及产生废物的种类/数量、出入场时间节点、交接责任人、流向、贮存、利用、处置等信息。对于试行的泥浆不落地要求，建立了废弃钻井泥浆、岩屑等井场固相、液相废弃物转移联单制度和转运台账，按照规定运输路线运输。运输车辆也落实“三防”措施，安装 GPS 设备等措施。符合管理要求。

综上所述，本项目建设符合《庆阳市生态环境局关于规范油区水基钻井泥浆不落地管理工作的通知》（庆环发〔2022〕13 号文）的相关要求。

1.4.3.6 与《中华人民共和国黄河保护法》及相关规划相符性分析

项目与《中华人民共和国黄河保护法》、《甘肃省黄河流域生态保护和高质量发展规划》相符性分析见表 1.4.3-5。

表 1.4.3-5 项目与黄河法及相关规划相符性分析

法律法规	纲要摘要	符合情况分析	符合性
《中华人民共和国黄河保护法》	第二十六条:禁止在黄河干支流岸线管控范围内新建、扩建化工园区和化工项目。禁止在黄河干流岸线和重要支流岸线的管控范围内新建、改建、扩建尾矿库;但是以提升安全水平、生态环境保护水平为目的的改建除外。	本项目位于甘肃陇东,属于石油开发项目,不属于禁止建设的化工项目、尾矿库项目。	符合
	第三十五条 禁止在黄河流域水土流失严重、生态脆弱区域开展可能造成水土流失的生产建设活动。确因国家发展战略和国计民生需要建设的,应当进行科学论证,并依法办理审批手续。 生产建设单位应当依法编制并严格执行经批准的水土保持方案。	本项目属于石油开采类项目,属于滚动开发;生产建设单位已依法履行环评水土保持手续。	符合
	第四十五条 黄河流域水资源利用,应当坚持节水优先、统筹兼顾、集约使用、精打细算,优先满足城乡居民生活用水,保障基本生态用水,统筹生产用水	本项目采出水、措施返排液等废水处理达标后回注,不外排。	符合
黄河流域生态环境保护规划	推进土壤地下水污染调查,强化土壤污染源头防控;加强环境风险源头防控:强化企业环境风险管控;强化固体废物处理处置:提升工业固体废物减量化与资源化利用水平、提升危险废物收集处置能力。	本项目采取措施在源头避免对土壤和地下水产生影响,同时对土壤和地下水设置监测点;采取对油气管道设明显标识并加强巡检,制定、修订环境风险应急预案,储备应急物资,定期组织演练等风险防范措施;固废全部合理处置不外排。	符合
《甘肃省黄河流域生态保护和高质量发展规划》	第二章 总体要求第五节 总体布局。构建黄河上游生态保护“一带四区多点”空间布局。陇中陇东黄土高原水土保持区,包括庆阳、平凉、定西、天水、白银、兰州及临夏州永靖、临夏市、东乡、广河 4 市县,以水土流失综合治理为重点,有效保护和恢复林草植被,结合工程措施,开展流域综合治理,有效提高森林覆盖率和水土保持率。	本项目位于陇中陇东黄土高原水土保持区,项目施工期坚持水土流失综合治理与主体工程三同时,积极实施站区及道路、井场可绿化用地的绿化。	符合
	第四章加强陇中陇东黄土高原水土保持。着力抓好陇中陇东黄土高原水土保持,持续开展退耕还林还草,加大水土保持力度,强化防治水土流失综合治理水平,推动从过度干预、过度利用向自然修复、休养生息转变,改善陇中陇东黄土高原地区生态面貌。	本项目施工过程做好工程水土保持工作,加强植被恢复水平,强化水土流失综合治理水平,符合规划要求。	符合
	第七章 持续推进环境综合治理 第四节开展矿区生态环境综合整治。研究制定甘肃省黄河流域矿区综合整治专项实施方案。研究制定甘肃省黄河流域矿区综合整治专项实施方案。积极推进甘南、兰州、白银、平凉、祁连山等历史遗留矿山开展矿区生态环境综合治理和生态修复。按照“谁修复,谁受益”的原则,盘活矿区土地资源。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。以黄河干支流岸线、水库、饮用水水源地、地质灾害易发多发区为重点,开展尾矿库、尾液库风险隐患排查,“一库一策”制定治理和应急处置方案,鼓励尾矿综合利用。统筹推进华亭、新窑煤田等大强度开采导致大规模地面沉陷综合治理,开展白银、庆阳、平凉等矿区污染治理和生态修复试点示范。落实绿色矿山标准和评价制度,2021 年后新建矿山全部达到绿色矿山要求,加快生产矿山改造升级。	项目在施工期严格落实环评及批复要求的生态保护恢复措施,按照边开采、边治理举措的边治理举措,及时修复生态和治理污染。本项目不属于需关停的对生态环境造成重大影响的矿产资源开发。项目拟建工程达到绿色矿山要求。	符合

1.4.3.7 与《工矿用地土壤环境管理办法（试行）》相符性分析

生态环境部以部令 3 号发布了《工矿用地土壤环境管理办法（试行）》，与本项目

有关的内容符合性分析见表 1.4.3-6。

表1.4.3-6 项目建设与《工矿用地土壤环境管理办法（试行）》的相容性分析

管理办法要求	项目情况	符合性分析
第七条 重点单位新、改、扩建项目，应在开展建设项目环境影响评价时，按照国家有关技术规范开展工矿用地土壤和地下水环境现状调查，编制调查报告，并按规定上报环境影响评价基础数据库。重点单位应当将前款规定的调查报告主要内容通过其网站等便于公众知晓的方式向社会公开。	本项目在环境影响评价过程中按有关要素导则进行了土壤和地下水环境现状调查，纳入环境影响报告。随环境影响报告进行了公开。	符合
第八条 重点单位新、改、扩建项目用地应当符合国家或者地方有关建设用地土壤污染风险管控标准。重点单位通过新、改、扩建项目的土壤和地下水环境现状调查，发现项目用地污染物含量超过国家或者地方有关建设用地土壤污染风险管控标准的，土地使用权人或者污染责任人应当参照污染地块土壤环境管理有关规定开展详细调查、风险评估、风险管控、治理与修复等活动。	根据本次环境影响报告进行的土壤和地下水环境现状调查，现有工程未出现土壤污染，后期若建设单位出现土壤污染事故，需按照规定开展土壤污染详细调查、风险评估、风险管控、治理与修复。	符合
第九条 重点单位建设涉及有毒有害物质的生产装置、储罐和管道，或者建设污水处理池、应急池等存在土壤污染风险的设施，应当按照国家有关标准和规范的要求，设计、建设和安装有关防腐蚀、防泄漏设施和泄漏监测装置，防止有毒有害物质污染土壤和地下水。	本项目涉及含油物料的生产装置、储罐和管道、污水处理系统、应急池等存在土壤污染风险的设施均按照有关技术规范进行防腐蚀、防泄漏设施和泄漏监测装置，防止有毒有害物质污染土壤和地下水。	符合
第十条 重点单位现有地下储罐储存有毒有害物质的，应当在本办法公布后一年之内，将地下储罐的信息报所在地设区的市级生态环境主管部门备案。重点单位新、改、扩建项目地下储罐储存有毒有害物质的，应当在项目投入生产或者使用之前，将地下储罐的信息报所在地设区的市级生态环境主管部门备案。地下储罐的信息包括地下储罐的使用年限、类型、规格、位置和使用情况等。	本项目不涉及地下储罐。	符合
第十一条 重点单位应当建立土壤和地下水污染隐患排查治理制度，定期对重点区域、重点设施开展隐患排查。发现污染隐患的，应当制定整改方案，及时采取技术、管理措施消除隐患。隐患排查、治理情况应当如实记录并建立档案。重点区域包括涉及有毒有害物质的生产区，原材料及固体废物堆存的堆存区、储放区和转运区等；重点设施包括涉及有毒有害物质的地下储罐、地下管线以及污染治理设施等。	陇东油气开发分公司已建有土壤和地下水污染隐患排查治理制度，定期对重点区域、重点设施开展隐患排查。	符合
第十二条 重点单位应当按照相关技术规范要求，自行或者委托第三方定期开展土壤和地下水监测，重点监测存在污染隐患的区域和设施周边的土壤、地下水，并按照规定公开相关信息。	陇东油气开发分公司已建有土壤和地下水监测制度，定期对重点区域进行土壤和地下水监测，并按照规定公开相关信息。	符合
第十三条 重点单位在隐患排查、监测等活动中发现工矿用地土壤和地下水存在污染迹象的，应当排查污染源，查明污染原因，采取措施防止新增污染，并参照污染地块土壤环境管理有关规定及时开展土壤和地下水环境调查与风险评估，根据调查与风险评估结果采取风险管控或者治理与修复等措施。	截至目前，陇东油气开发分公司尚未发现存在土壤和地下水污染迹象，后期若发现污染，按照规定要求开展土壤和地下水环境调查与风险评估。	符合
第十四条 重点单位拆除涉及有毒有害物质的生产设施设备、构筑物 and 污染治理设施的，应当按照有关规定，事先制定企业拆除活动污染防治方案，并在拆除活动前十五个工作日报所在地县级生态环境、工业和信息化主管部门备案。企业拆除活动污染防治方案应当包括被拆除生产设施设备、构筑物和污染治理设施的基本情况、拆除活动全过程土壤污染防治的技术要求、针对周边环境的污染防治要求等内容。重点单位拆除活动应当严格按照有关规定实施残留物料和污染物、污染设备和设施的安全处理处置，并做好拆除活动相关记录，防范拆除活动污染土壤和地下水。拆除活动相关记录应当长期保存。	陇东油气开发分公司在拆除涉及原油等有毒有害物质的设施、设备和污染治理设施，按要求先制定拆除活动污染防治方案，并在拆除活动前十五个工作日报所在地县级生态环境、工业和信息化主管部门备案。	符合
第十五条 重点单位突发环境事件应急预案应当包括防止土壤和地下水污染相关内容。重点单位突发环境事件造成或者可能造成土壤和地下水污染的，应当采取应急措施避免或者减少土壤和地下水污染；应急处置结束后，应当立即组织开展环境影响和损害评估工作，评估认为需要开展治理与修复的，应当制定并落实污染土壤和地下水治理与修复方案。	陇东油气开发分公司制定的环境风险应急预案中包括防止土壤和地下水污染相关内容。	符合

第十六条 重点单位终止生产经营活动前，应当参照污染地块土壤环境管理有关规定，开展土壤和地下水环境初步调查，编制调查报告，及时上传全国污染地块土壤环境管理信息系统。重点单位应当将前款规定的调查报告主要内容通过其网站等便于公众知晓的方式向社会公开。土壤和地下水环境初步调查发现该重点单位用地污染物含量超过国家或者地方有关建设用地土壤污染风险管控标准的，应当参照污染地块土壤环境管理有关规定开展详细调查、风险评估、风险管控、治理与修复等活动。	陇东油气开发分公司在终止生产经营活动前，应按规定要求开展土壤和地下水环境初步调查，编制调查报告，及时上传全国污染地块土壤环境管理信息系统，并向社会公开。若调查发现污染，需开展详细调查、风险评估、风险管控、治理与修复等活动。	符合

1.4.3.8 与《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》的相符性分析

本项目与《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》的相符性分析见表 1.4.3-7。

表 1.4.3-7 与《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》的相符性分析

挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策	技术政策符合情况分析
对泵、压缩机、阀门、法兰等易发生泄漏的设备与管线组件，制定泄漏检测与修复（LDAR）计划，定期检测、及时修复，防止或减少跑、冒、滴、漏现象；	对各站场的设备、管线、阀门等进行定期的检查、检修，以防止跑、冒、滴、漏的发生。定期对原油集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患。
油类（燃油、溶剂等）储罐宜采用高效密封的内（外）浮顶罐，当采用固定顶罐时，通过密闭排气系统将含 VOCs 气体输送至回收设备	井口安装定压阀回收套管气，分离伴生气首先用于站场加热炉燃料，富余伴生气输往现有轻烃回收站场进行轻烃/混烃回收，伴生气综合利用率大于 95%，加强井下作业和油井生产管理，减少烃类散失

1.4.3.9 与《甲烷排放控制行动方案》的符合性分析

本项目与《甲烷排放控制行动方案》（环气候〔2023〕67 号）相符性分析见表 1.4.3-8。

表 1.4.3-8 与《甲烷排放控制行动方案》相符性分析表

甲烷排放控制行动方案	项目情况	符合性
推进能源领域甲烷排放控制。 4、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。 5、推广应用泄漏检测与修复技术。探索逐步完善油气领域泄漏检测与修复技术规范体系，推动全产业链泄漏检测与修复常态化应用。加强管线先进维检修技术、设备的研究与应用，有效提升甲烷泄漏控制能力。 6、推动逐步减少油气系统常规火炬。优化油气田地面工程建设与管理，减少火炬系统天然气燃烧量。科学规划设计新建油气作业项目，在确保生产安全的基础上，努力逐步减少常规火炬燃放。	本项目井场利用定压阀回收套管气，伴生气经站场分离后少量用于站场加热炉燃料，剩余伴生气输至轻烃厂综合利用，不设置常规火炬燃烧。	符合

1.4.4 与环境功能区划及其他规划的相符性分析

1.4.4.1 与《甘肃省生态功能区划》的符合性分析

根据《甘肃省生态功能区划》，甘肃省划分为 3 个生态区、20 个生态亚区、67 个生态功能区，项目所在地生态功能区见表 1.4.4-1。

表 1.4.4-1 评价区在甘肃省生态环境功能区划中的位置

一级区	二级区	三级区
黄土高原农业生态区	子午岭-黄龙黄土塬梁森林、农业生态区	子午岭次生林水源涵养生态功能区
	宁南-陇东黄土丘陵农业、生态亚区	黄土残塬旱作农业强烈水土流失生态功能区

《区划》中提出，宁南-陇东黄土丘陵农业生态亚区是甘肃省重要粮仓，也是煤化、油气生产基地。生态环境建设应以水土保持为主，加强生物措施与工程措施相结合的水土保持工作，特别是塬边和沟坡的治理。

通过对比可知，本项目不存在区划中提出的制约及限制因素，项目建设不占用基本农田。开发各阶段采取工程防治措施和植物修复措施，能够有效的控制项目区水土流失

状况，改善项目所在地的生态环境功能。因此，符合《甘肃省生态功能区划》。

1.4.4.2 与《庆阳市国家生态文明建设示范市规划（2021-2025 年）》的相符性

该规划“第三章主要任务与措施”中关于石油开发相关内容见表 1.4.4-2，根据对比分析，本项目符合规划要求。

表 1.4.4-2 与《庆阳市国家生态文明建设示范市规划（2021-2025 年）》相符性分析

规划内容		规划符合情况分析
1	(二)维护生态安全,全面提升环境质量-1. 深化“三水”统筹,提升水环境质量。深入推进流域水污染治理。坚持前端、中端、末端治水一起抓,落实控源、减污、增容措施,深化水环境问题排查和排污口综合整治。 着力规范油田采出水处理设施的运行管理,确保油田采出水处理达标回注。	项目采出水全部收集进入新建或已有处理系统,采用“沉降除油+气浮+过滤”工艺处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T 5329-2022)标准后回注,不外排。运行期采取加强采出水处理设备的维护,定期更换滤料,对采出水水质进行监测等管理措施确保采出水处理达标回注,符合规划要求。
2	(二)维护生态安全,全面提升环境质量-2. 加强协同管控,巩固改善大气环境质量。持续推进大气污染源治理。 加强陇东油区油气集中处理站、储油库挥发性有机物(VOCs)排放控制,实施挥发性有机物排放总量控制。	陇东油气开发分公司在生产过程中对大型储罐设大罐抽气装置,将储罐内的 VOCs 气体收集后输送至回收设备。依托的现有站场储油罐评价根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)提出无组织排放控制措施,有效减少站场 VOCs 排放,并核定了项目 VOCs 的总量控制指标,符合规划要求。
3	(二)维护生态安全,全面提升环境质量-4. 推进地下水生态环境保护。加强地下水污染源头预防。以化工园区、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等为重点,开展防渗情况排查和检测,对渗漏严重的研究制定重点污染源防渗工作措施,加强地下水污染渗漏监管执法。	项目渗漏风险的场所均设置有防渗措施,并定期对地下水质量进行监测,及时发现地下水污染情况并采取相应的措施,符合规划要求。
4	(二)维护生态安全,全面提升环境质量-6. 加强固体废物污染防治。完善固体废物管理制度和监管体系,提升危险废物环境监管、利用处置和环境风险防范能力, 着力解决油气田开发固体废物污染问题。	项目施工期和运行期产生各类固体废物都得到妥善处置。泥浆采取“不落地”的收集处置措施。落地油、含油污泥、废润滑油、废防渗材料、废过滤材料等危险废物全部送有资质单位规范处置,符合规划要求。
5	(二)维护生态安全,全面提升环境质量-7. 强化生态保护修复。持续推进油区矿区生态修复。按照“谁破坏、谁修复”“谁修复、谁受益”的原则,督促资源开发企业建立油区矿区生态整治和修复投入长效机制。针对废弃油井、煤矿区等重点区域,持续开展生态保护和修复工程。充分采取市场化运作、开发式治理、科学性利用等模式,积极引入社会资本参与油田矿区生态修复,加快推进矿区复绿复垦进度,恢复油区矿区自然形态。以挥发性有机物、生产废水、工业固废等为重点,加大油区矿区开发全过程污染防治,加快构建循环经济产业链,提升矿井涌水、煤矸石、油泥、钻井泥浆规范化处置和综合利用水平。	本项目在开发过程中对破坏的生态环境采取相应的恢复措施。项目采取密闭管道集输,降低挥发性有机物排放,对生产过程中产生的采出水全部处理达标后回注,不外排。产生的固体废物均按照性质进行了处置。符合规划要求。
6	(二)维护生态安全,全面提升环境质量-9. 积极应对气候变化。控制油气系统甲烷排放,协同控制油气系统挥发性有机物与甲烷排放,推广放空天然气和油田伴生气回收利用技术。	本项目产生的伴生气除系统损耗外,全部回用于加热炉或轻烃回收系统。符合规划要求。
7	(三)优化生态空间,落实环境分区管控-1. 加强生态空间用途管制。加强生态环境分区管控。 按照《庆阳市“三线一单”生态环境分区管控实施方案》要求,强化分区管控,落实优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元管控要求。	根据与“三线一单”的对照分析,本项目各工程位于“三线一单”分区管控单元中的 重点管控单元和一般管控单元 ,根据分区管控要求及省市生态环境主管部门的管理要求,项目实施后分区落实相应环保措施,符合规划要求。

1.4.4.3 与《甘肃省地表水功能区划》（2012-2030 年）相符性分析

根据《甘肃省地表水功能区划》（2012-2030 年），评价区主要地表水体为马莲河

及其支流，环境功能为Ⅲ类和Ⅳ类。本项目施工期及运行期污废水均不排放，对地表水环境影响较小，因此项目建设符合评价区地表水环境功能区划的要求。

1.4.4.4 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》相符性分析

本项目与“污染防治技术政策”的相符性分析见表 1.4.4-4。

表 1.4.4-4 本项目与“污染防治技术政策”的相符性分析

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
一、总则		
1	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本项目清洁生产总体达到国内先进水平，多方面发展了“减量化、再使用、再循环”的循环经济，拟采取成熟有效的污染防治和生态保护措施。
2	在环境敏感区进行石油天然气勘探、开采的，要在开发前对生态、环境影响进行充分论证，并严格执行环境影响评价文件的要求，积极采取缓解生态、环境破坏的措施。	评价对本项目的环境影响进行了充分的论证，建设单位承诺严格执行环评文件及专家提出的要求。
二、清洁生产		
3	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。	建设单位在项目开发前编制了《陇东油区“十四五”发展规划》和地面工程设计方案，优化设计，通过井站合建等措施减少占地，实现油气和废物的集中收集、处理处置。
4	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。	根据毒性分析测试结果，本项目在钻井过程中使用的化学试剂均属于无毒化学试剂。
5	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，区域落地油的回收率达到 100%。
6	在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系；配备完善的固控设备，钻井液循环率达到 95%以上；钻井过程产生的废水应回用。	采用环境友好型钻井液，钻井泥浆基本为无毒性泥浆，废弃泥浆在井场经大罐收集、沉降、破胶脱稳、板框压滤后，固相（含水率小于 60% pH 控制在 6~9）在井场内设有三防（防渗漏、防流失、防扬散）措施的设施内暂存，暂存时间不得超过 1 个月，最终委托第三方集中处置。分离的液相在井场内循环利用，无法利用的送至就近的油田措施返排液处理站处理，符合要求。
7	酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到 100%。	压裂液采取集中配制，措施返排液优先考虑在井场处理后循环利用，无法利用的分批次运往措施返排液处理站处理。采用除砂沉降罐回收放喷返排液体，入罐率 100%。
8	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。	本项目无需注水开采，原油开采分离出的采出水处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）标准要求后在钻井期作为压裂用水回用，非钻井期回注。
二、清洁生产		
9	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。	本项目油气采取密闭集输，最大限度的减少了烃类气体的排放。
三、生态保护		
10	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。	本项目采取丛式井开采工艺，减少了污染物的产生和占地。
11	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。	①随着轻烃厂及各井区集气管线的完善，伴生气的回收利用率不断提高，本项目建成后伴生气回收利用率>95%；②本项目伴生气随油气分输到下游站场，无放空伴生气。
12	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	①建设项目拟采取减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复；②采用清洁文明井场设计，有较好的污染防治作用；③建设单位依托利用现有水源井设置监测井，对井

	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。	区地下水进行日常监测，防止对地下水造成污染。
四、污染治理		
13	在钻井和井下作业过程中，鼓励油污、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的油污、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凝气浮和生化处理相结合的方式。	本项目钻井和井下作业过程产生的油污、污水主要有钻井废水、试油废水、压裂返排液，其中废弃泥浆在井场经大罐收集、沉降、破胶脱稳、板框压滤后产生的钻井废水用于配制泥浆，循环使用，无法利用的送至就近的油田措施返排液处理站处理。试油废水和压裂返排液全部进罐存放，经措施返排液处理系统处理后回用，不外排。
14	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。	钻井泥浆在井场经大罐收集、沉降、破胶脱稳、板框压滤后，固相（含水率小于 60%pH 控制在 6~9）在井场内设有三防（防渗漏、防流失、防扬散）措施的设施内暂存，暂存时间不得超过 1 个月，最终委托第三方集中处置。分离的液相在井场内循环利用，无法利用的送至就近的油田措施返排液处理站处理。
15	回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的含油污泥（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“铺设作业、带罐上岗”的模式，落地油的回收率达到 100%；含油污泥属于危险固废，其中清罐含油污泥、采出水处理系统污泥及其它固体颗粒送有资质单位处置。
五、鼓励研发的新技术		
16	废弃钻井液、井下作业废液及含油污泥资源化利用和无害化处置技术，石油污染物的快速降解技术，受污染土壤、地下水的修复技术。	本项目产生的废弃钻井液、井下作业废液及含油污泥拟采取相应的资源化利用和无害化处置技术，其中废弃泥浆在井场经大罐收集、沉降、破胶脱稳、板框压滤后，固相（含水率小于 60%pH 控制在 6~9）在井场内设有三防（防渗漏、防流失、防扬散）措施的设施内暂存，暂存时间不得超过 1 个月，最终委托第三方集中处置。分离的液相在井场内循环利用，无法利用的送至就近的油田措施返排液处理站处理。井下作业废液送至就近的油田措施返排液处理站处理，含油污泥暂存于油田含油污泥暂存点，委托有资质单位定期转运处置。
六、运行管理与风险防范		
17	油气田企业应制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系。	长庆油田分公司已建立了完善的环境管理体系。
18	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。	建设单位拟加强油气井套管的检测和维护措施，进一步防止油气泄漏污染地下水。
19	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。
20	油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别，制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。应开展特征污染物监测工作，采取环境风险防范和应急措施，防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故。	建设单位已建立了完善的环境污染事故发生应急预案、消除事故隐患的措施及应急处理办法，并定期演练。

根据以上对比分析，本项目总体符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》要求。

1.4.4.5 与《甘肃省主体功能区规划》的相符性分析

本项目与《甘肃省主体功能区规划》的相符性见表 1.4.4-5。

表 1.4.4-5 项目与甘肃省主体功能区规划相符性分析

规划区域	具体要求	本项目
重点开发区域	平庆地区：①功能定位：国家重要的石油、天然气、煤炭等能源化工基地，甘肃东部重要的城市化、工业化地区，……；②发展方向：依托资源优势，拓展煤电、石油等特色产业链条，建设陇东传统能源综合利用基地。加大石油、天然气和煤炭资源的勘探开发力度，积极发展能源化工后续产业。……	规划的省级重点开发区域包括庆阳市的西峰区和宁县，本项目乐 206 井区位于宁县，在省级重点开发区域内。
限制开发区域	陇东黄土高原丘陵沟壑水土保持生态功能区：①功能定位：国家黄土高原丘陵沟壑水土保持和重要的生态功能区。②发展方	限制性开发区域包括庆阳市合水县、正宁县等，固 1 等井区在合水县内，属于

	向：坚持“防治结合、保护优先、强化治理”的水土保持方针，……；加大优势能源勘探和开发利用，适度发展优势农产品加工业，促进区域人口、资源、环境的协调发展，为增强区域可持续发展能力提供支撑和保障。	限制开发区域中的陇东农产品主产区。区域要求在不影响区域主体功能的前提下，根据资源环境承载能力，合理布局能源和矿产资源开发，石油属于开发利用的优势能源。
禁止开发区域	包括国家级和省级自然保护区、世界文化自然遗产、风景名胜区、森林公园、地质公园、湿地和湿地公园、基本农田。	本项目不在该区域内。
资源保护与开发利用	水资源利用与开发布局：陇东地区以水资源高效利用和节约保护为重点，合理调配区域水资源，支持陇东国家大型能源化工基地和农产品主产区建设。…… 能源资源开发布局：陇东能源基地围绕鄂尔多斯国家能源战略基地建设，加快陇东煤炭、石油、天然气资源开发。以建设国家大型能源基地为重点，拓展煤电、石油等特色产业链条，突出石油化工、煤电冶一体化发展。加快建设煤炭外运通道和电力外送通道。	本项目属于陇东石油资源开发项目，符合规划的要求。

根据以上分析，本项目属于陇东黄土高原丘陵沟壑水土保持生态功能区限制开发区域，在该区域内发展方向为加大优势能源勘探和开发利用，而且不在划定的禁止开发区域内；在资源保护与开发利用方面，石油开采属于需要加快开发的资源，因此，本项目符合《甘肃省主体功能区规划》的相关要求。

1.4.4.6 与《甘肃省“十四五”环境保护规划》相符性分析

本项目与该规划符合性分析内容见表 1.4.4-6。通过分析对比，本项目在控制非二氧化碳温室气体排放等措施方面符合规划的要求。

表 1.4.4-6 项目与《甘肃省“十四五”环境保护规划》相符性分析

	规划内容	本项目
1	控制油气系统甲烷排放，协同控制油气系统挥发性有机物与甲烷排放，推广放空天然气和油田伴生气回收利用技术。	项目三相分离器分出的采出液采用密闭管道集输方式进行输送处理，伴生气通过轻烃回收等方式回收利用，符合规划要求。
2	以陇中陇东地区为重点，开展水土流失治理。	①本项目在油田开发过程中拟采取减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复；对退役井场和站场土地进行环境治理和土地复垦。符合规划要求。 ②根据生态恢复工程量建立生态保护、恢复与重建费用。符合规划要求。
3	开展原油、成品油、有机化学品等涉挥发性有机物物质储罐排查，强化装卸、敞开液面废气收集治理，提升泄露检测与修复质量。	本项目各井场采用定压阀回收套管气，区域内已建成轻烃回收等伴生气回收利用装置，定期对事故储罐、储油箱、管线等进行泄露检查。
4	以化工园区、矿山开采区、尾矿库（涉重金属）、危险废物处置场、垃圾填埋场为重点，开展防渗情况排查和检测，对渗漏严重的研究制定重点污染源防渗工作措施，加强地下水污染渗漏监管执法。以化工园区、矿山开采区等为重点，开展地下水污染防治分区划分工作，探索实施地表水—地下水、土壤—地下水、区域—地块污染协同防治。	项目井站场采取分区防渗设计，有效防范运行期地下水污染。
5	（一）全面落实排污许可制度。加强排污许可证后管理，开展排污许可专项执法检查。加快推进排污许可配套制度改革，强化与环境影响评价、总量控制、环境监测、排污权交易、信用评价、环境税等制度有效衔接，构建以排污许可制为核心的固定污染源监管制度体系，落实排污许可“一证式”管理 （二）提高企业污染治理水平。督促企业严格遵守生态环境保护法律法规，自觉履行生态环境保护义务，健全生态环境保护责任制度，严格执行环境影响评价、排污许可、生态环境损害赔偿等制度，全	陇东油气开发分公司已执行排放许可制度，本次建设的站场在投产前履行排污许可证制度。项目采用的措施返排液及采出水处理工艺均为陇东油田成熟稳定可靠工艺，可以确保项目达标回注。项目履行了环境影响制度，项目按照庆阳市生态环境局有关要求，设置在线监测系统，对回注的措施返排液和采出水水质和水量进行在线监测。运营期应积极履行环境信息公示制度，依法公开主要污染物名称、排放方式、执行标准以及污染防治设施建设和运行情况，并对信息真实性负责。

	面落实污染治理、风险管控、应急处置、清洁生产等措施，加大资金投入，提升工艺水平，有效减少污染物排放。重点排污企业按要求安装污染物排放自动监测设备，与生态环境部门联网，并保障正常运行，坚决杜绝数据造假。（三）主动公开环境治理信息。加强排污单位环境质量信息公开管理，排污单位通过企业网站等途径，依法公开主要污染物名称、排放方式、执行标准以及污染防治设施建设和运行情况，并对信息真实性负责，到 2022 年，重点排污单位自行监测信息公开率达到 90%以上。	

1.4.4.7 与《庆阳市“十四五”环境保护规划》相符性分析

该规划中关于与石油开发有关的相符性描述见表 1.4.4-7。

表 1.4.4-7 与《庆阳市“十四五”环境保护规划》相符性分析

	规划内容	本项目
1	控制油气系统甲烷排放，协同控制油气系统挥发性有机物与甲烷排放，推广放空天然气和油田伴生气回收利用技术。	项目三相分离器分出的采出液采用密闭管道集输方式进行输送处理，伴生气通过轻烃回收等方式回收利用，符合规划要求。
2	充分采取市场化运作、开发式治理、科学性利用等模式，积极引入社会资本参与矿区生态修复，实施马莲河流域、庆城县、环县、华池县石油开采区生态治理工程。以挥发性有机物、生产废水、工业固废等为重点，加大油区矿区开发全过程污染防治，加快构建循环经济产业链，提升矿区用水、煤矸石、含油污泥、废弃钻井泥浆等规范化处置和综合利用水平。	本项目位于合水、环县、华池、庆城、宁县，属于油田开发，废弃泥浆在井场经大罐收集、沉降、破胶脱稳、板框压滤后，固相（含水率小于 60%pH 控制在 6~9）在井场内设有三防（防渗漏、防流失、防扬散）措施的设施内暂存，暂存时间不得超过 1 个月，最终委托第三方集中处置。分离的液相在井场内循环利用，无法利用的送至就近的油田措施返排液处理站处理。
3	在陇东油区各采油厂继续实施伴生气回收与治理工程，安装井口定压阀，通过新建伴生气管线及伴生气回收装置等措施，使伴生气综合利用率达到 95%以上，消灭无效火炬、取消井口加热炉，建成覆盖全油区的回收利用与处理系统，大幅度减少 VOCs 排放。加强对陇东油区现有的油气集中处理站、储油库非甲烷总烃挥发性有机物（VOCs）排放控制，加强泄露检测和修复，确保 2023 年 1 月 1 日达到《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》。	本项目井口采用定压阀回收套，井场采用管线密闭集输，伴生气用于站场加热炉燃料，富余伴生气混输至下游站场，不放空。本项目伴生气综合利用率达到 95%以上。本项目未设置敞开式储油箱，伴生气与原油采用密闭管道输送；定期对储油罐、管线等进行泄露检查。项目各新建站场挥发性有机物排放均可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》要求，满足规划的要求。
4	工业企业应合理布局生产设施、改进生产工艺、使用低噪声设备，采取消声、隔声、减振等措施减轻噪声对周围环境的影响。	经预测，本项目采用低噪声设施，项目厂界噪声均可达标排放，满足规划要求。
5	着力规范油田采出水处理设施的运行管理，重点加大采出水处理超标回注行为的查处整改力度，解决钻井、试油、修井等生产环节产生的含油废水、返排液处理不能连续稳定达标问题。督促油田单位进一步优化处理工艺，落实内部监管职责，加快建立油田采出水处理回注在线监测系统，确保油田采出水处理达标回注。	项目采出水经处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）标准后回注；措施废液处理达标后钻井季节用于井下作业，其余时期回注。本环评要求建设单位按要求加快建立油田采出水处理回注在线监测系统。
6	着力解决油气田开发固体废物污染问题，全面落实《陆上石油天然气开采水基钻井废弃物处理处置及资源化利用技术规范》要求，督促各油田单位从 2022 年 1 月起全面实施油田钻井泥浆不落地工艺措施，2021 年先行启动油田钻井泥浆不落地试点和钻井泥浆固体废物集中处置设施建设工作。	建设单位已按照《陆上石油天然气开采水基钻井废弃物处理处置及资源化利用技术规范》要求，落实钻井泥浆不落地工艺，废弃泥浆在井场经大罐收集、沉降、破胶脱稳、板框压滤后，固相（含水率小于 60%pH 控制在 6~9）在井场内设有三防（防渗漏、防流失、防扬散）措施的设施内暂存，暂存时间不得超过 1 个月，最终委托第三方集中处置。分离的液相在井场内循环利用，无法利用的送至就近的措施返排液处理站处理。
7	开展油区生态环境风险排查，深化油气管道隐患治理，完善数字化升级、穿越视频监控、腐蚀监测等应急防控配套工程建设。	项目管线采用防腐措施，定期测量管线的内外腐蚀情况，定期检查管线安全保护系统，定期进行巡线等；目前已开展油区隐患治理工作，规划完善数字化升级、穿越视频监控、腐蚀监测等应急防控配套工程建设。

1.4.4.8 与《陇东油区石油天然气勘探开发环境保护工作指南（试行）》相符性分析

项目与“工作指南”的相符性分析见表 1.4.4-8。通过分析可知，本项目采取的技术政策符合“工作指南”中的相关要求。

表 1.4.4-8 与“工作指南”的相符性分析

工作指南内容（试行）		技术政策符合情况分析
一、钻井施工污染防治		
1	水污染防治： (1)石油勘探开发生产应当开展建设项目水资源论证，办理取水许可证以及编制水土保持方案，依法缴纳水资源费以及水土保持补偿费； (2)石油勘探开发生产应当采用先进工艺和技术，节水设施应当与主体工程同时设计，同时施工，同时投产，减少水资源损失、浪费和污染。石油勘探开发生产用水禁止开采或者使用浅层地下水； (3)石油勘探开发井场周围应当设置围堰，围堰不低于 20cm，井场钻井设备摆放处、循环水利用设施、泥浆收集设施、围堰等应当采取防渗漏措施，防止污染物外泄或者渗漏； (4)井场内泥浆池、清水池、循环沟等设施必须铺设双层防渗材料，防渗材料接口处应予以粘接；防渗材料出现破损，应及时更换或补漏；井架、柴油机、振动筛等大型机械下要铺设双层防渗材料，防渗材料四周应设置 20cm 高的围堰； (5)泥浆池设置应远离沟坎边，要采取加固措施防止垮塌，泥浆液面必须低于池面 0.5m； (6)防渗材料：材质须符合《土工合成材料聚乙烯土工膜》（GB/T17643-2011）国家标准中“环保用光面高密度聚乙烯土工膜（GH-2S 型）”的各项质量指标。由油田勘探开发单位采取统一采购，统一发放的模式，杜绝不合格产品进入施工环节； (7)钻井应当采用清水或者低毒泥浆，提高泥浆循环利用水平；钻井废水上清液应当进行综合利用，不外排。	(1)钻井施工实行取水许可证制度，采用地下承压水（洛河组）； (2)石油勘探开发井场周围应当设置围堰，围堰不低于 20cm； (3)井场内的泥浆采取不落地收集措施，送至集中处置单位规范处置。 (4)钻井采用水基泥浆，废弃泥浆在井场经大罐收集、沉降、破胶脱稳、板框压滤后，固相（含水率 <60%、pH6~9）在井场内设有三防（防渗漏、防流失、防扬散）措施的设施内暂存，暂存时间不得超过 1 个月，最终委托第三方集中处置。分离的液相在井场内循环利用，无法利用的送至就近的油田措施返排液处理站处理。
2	大气污染防治： (1)石油勘探开发单位应当开展挥发性有机物污染防治，天然气、油田伴生气以及其他可燃性气体应当回收利用。不具备回收利用条件需要向大气排放的，应当经过充分燃烧或者采取其他污染防治措施； (2)石油勘探开发单位应当积极开展扬尘污染治理，施工和运行过程中不得对周围空气环境产生污染； (3)土方挖填要避开大风天气，粉状材料运输要采取遮盖措施，井场存放要集中堆置，并采取遮盖或围栏等防扬散、防泄漏、防渗漏措施； (4)进场道路要铺设沙石，减小扬尘污染，并定期进行洒水抑尘。	(1)试油阶段伴生气放空燃烧； (2)土方挖填避开大风天气。粉状材料运输要采取遮盖措施，井场存放集中堆置，采取遮盖或围栏等防扬散、防泄漏、防渗漏措施。 (3)对作业面和进场道路进行洒水抑尘。
3	土壤污染防治： (1)禁止掩埋落地油和油水混合物。	施工和运行过程中落地油和含油污泥全部收集回收，最终送有资质单位进行处置。
4	固废处置： (1)石油勘探开发作业产生的固体废物应当分类收集，规范处置。对暂时不利用或者不能利用的，应当建设符合国家标准贮存场所。贮存的固体废物应当定期规范处置，防止污染环境；(2)石油勘探开发单位应当依据法律法规和相关规定收集、贮存、运输、处置危险废物产生的危险废物必须交由有处置资质的单位安全处置。禁止将危险废物提供或者委托给无资质的单位收集、贮存、利用、处置；(3)钻井岩屑、泥沙必须全部进入经过防渗漏处理的泥浆池。含油岩屑等危险废物、废弃原材料和废包装材料等固体废物、生活垃圾要集中收集分类存放，落实“三防”措施，规范设置标识；(4)钻井结束后，含油岩屑等危险废物交由有处置资质的单位安全处置。废弃原材料、废包装材料等工业废弃物拉运至工业固体废物填埋场安全填埋。生活垃圾拉运至所在县（区）环保部门指定的生活垃圾填埋场安全处置。	(1)固体废物全部分类收集，危险废物设置符合国家标准贮存场所，委托有资质单位定期转运处置。 (2)井场分离的钻井岩屑、泥沙全部在井场内设有三防措施的设施内暂存，暂存装置采取防渗漏、防流失、防扬散措施，井场内暂存时间不得超过 1 个月，最终委托第三方集中处置。 (3)钻井结束后，含油岩屑送含油污泥暂存点暂存，委托有资质单位定期转运处置。
5	噪声污染防治： (1)合理安排强噪声施工机械的工作频次、时限，合理调配行车密度。井场周边有居民的，夜间（晚上 22:00-次日凌晨 6:00）禁止进行高噪声施工作业； (2)对产生噪声设备和装置采取消音、隔音、防振措施。将噪声发生源集中统一布置，落实隔声屏障、基垫减震等措施，降低对周边环境的影响。	(1)合理安排施工机械的工作频次，合理调配行车密度。井场周边有居民的，晚上 22:00-次日凌晨 6:00 期间禁止进行高噪声施工作业。 (2)采取噪声污染防治措施后，施

		工噪声符合《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）。
二、井下作业污染防治		
1	井下作业要按照“铺设作业、带罐上岗”的作业模式，及时回收落地原油等废物。	井下作业按照“铺设作业、带罐上岗”的作业模式，及时回收落地原油等废物。
2	试油废水、井下作业废水循环利用，选用无毒无害压裂液，无法回收利用的含油废水必须现场入罐（密闭罐）就近拉运至污水处理站处理达标后回注油层，严禁将废水排入泥浆池。	试油废水、井下措施返排液入罐后经措施返排液处理系统处理后回用，不外排。
3	加强井口、贮油罐及地面污油水收集处置，作业现场必须铺设防渗材料，防渗材料四周设 20cm 高围堰。禁止掩埋作业中散落的原油和油水混合物，落地原油必须及时清理，事故状态下应急池内暂存的含油废水必须在 3 日内收集清理，并规范处置，始终保持应急池的有效容积。	作业现场铺设防渗材料，防渗材料四周设 20cm 高围堰。钻井结束后通过防渗材料及时收集落地油。
三、钻井泥浆无害化处置工作要求		
1	钻井泥浆无害化处置应当在同井场油（水）井全部完钻后 30 日内完成，泥浆无害化处置未完成，不得进行试油作业。	钻井采用水基泥浆，废弃泥浆在井场经大罐收集、沉降、破胶脱稳、板框压滤后，固相（含水率小于 60%pH 控制在 6~9）在井场内设有三防（防渗漏、防流失、防扬散）措施的设施内暂存，暂存时间不得超过 1 个月，最终委托第三方集中处置。分离的液相在井场内循环利用，无法利用的送至就近的油田措施返排液处理站处理。
2	钻井泥浆无害化处置依据标准按照《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）、《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准》（GB 15618-2018）执行，施工单位企业应确保无害化处置效果满足新的国标要求。	
3	泥浆无害化处置过程中，油田建设单位要加强监督管理，确保泥浆无害化规范处置。	
4	石油勘探开发单位于每月月底前向所在县（区）环保局报送当月泥浆无害化处置工作计划，注明井场、详细位置及施工企业。	
5	无害化施工企业必须按照历年来钻井废弃泥浆无害化处置操作规程规范施工，建立施工档案，包括物料测算、工序操作记录、物料投放环节及投放量记录、施工产生的回废处置情况、施工现场影像资料等。	
6	石油勘探开发单位对泥浆无害化处置所使用的辅料，采取集中采购，根据泥浆产生量和添加比例统一配置，杜绝假冒伪劣和添加量不符合施工要求问题的发生。	
7	县（区）环保局按照石油勘探开发单位提供的无害化处置工作计划，及时开展现场环境监察。并按照 10% 的比例进行抽查复核。	
四、标准化井场建设环保要求		
1	新投产原油生产井场必须在当年一次性建成标准化井场，井场场地要平整清洁，油井井场污油池和雨水池标高要一致。	标准化井场建设执行《长庆油田陇东油区清洁文明井场设施建设标准》（Q/SY CQ 08010-2019）。
2	雨水池容积应当满足井场实际需求，林缘区、居民聚集区、环境敏感区等周边井场四周修建不低于 50cm 的砖混围墙，其他井场修建具有防渗功能的挡水墙，大门处修建 10cm 高的土石混合挡土梁。临近山坡的井场，应在山体与井场之间修筑截洪渠，并在截洪渠末端修建消能设施。	临近山坡的井场，应在山体与井场之间修筑截洪渠，并在截洪渠末端修建消能设施。
3	污油池（半封闭式）容积应当满足井场实际需求且作防渗处理，石砌导油槽与污油池要相连且保持畅通。钻井口周围要修建边沟，边沟末端与导油槽相连，用于收集井口溅落的原油。	污油池（半封闭式）容积不小于 30m³ 且作防渗处理，石砌导油槽与污油池相连且保持畅通。井口周围修建边沟，边沟末端与导油槽相连，用于收集井口溅落的原油。
4	井场周边及道路两侧边坡应当绿化或作护坡工程，道路应当进行砂石铺装或硬化。	井场周边和道路两侧按照要求进行绿化。
五、站场、集输管线环保要求		
1	管线作业要严格控制在施工带内，表层 30cm 的熟土要单独堆放用于施工结束后的植被恢复。输油管线防腐要采用环氧粉末等作外防腐，并深埋（管顶埋深最大冻土层深度以下）管线，采用阴极保护，减缓输油管线的腐蚀。	管线作业严格控制在施工带内，站外集输管线施工时分层开挖、分层回填，表层 30cm 的熟土要单独堆放用于施工结束后的植被恢复。
2	管线穿（跨）越河流的施工作业应尽量选在枯水期进行，并在两端顺河砌坝（石砌或混凝土浇筑）、按照输油管线规范对长输管线或穿越敏感区的管线加装截断阀，建设应急物资库，禁止将施工固废遗留在河道内。	管线穿（跨）越河流的施工作业应尽量选在枯水期进行，并在两端顺河砌坝（石砌或混凝土浇筑）。

3	管线高边坡护坡工程应采用水泥浆砌石和工程护坡措施，坡面上方修建截、排水及消能设施。	管线高边坡护坡工程采用工程护坡措施。
4	施工结束后对破坏地表要及时恢复植被，长距离上下坡管线及护坡顶端上方要修筑跌水墙（混凝土或灰土浇筑），敷设线路上应设置永久标志。	施工结束后对破坏地表及时恢复植被，敷设线路上设置永久标志。
5	采出水处理设施和注水站应当安装水质、水量自动监测设备，与市级环保部门监控设备联网，并按照规定开展企业内部监测，保存原始监测记录。	根据现场踏勘，现有工程采出水处理设施均安装了水量自动监测设备，开展每日企业内部监测，保存原始监测记录台账，但水量自动监测设备未与市级环保部门联网，评价依据“工作指南”、《长庆油田分公司“十四五”发展规划（陇东油区）环境影响报告书》及环保管理要求提出相应要求：本次依托采出水处理设施及措施返排液处理设施安装水质、水量自动监测设备，与市级环保部门监控设备联网，采取措施后符合要求。
6	重点区域、环境敏感区必须建设永久性应急设施，降低环境风险。	/
六、风险事故预防处理措施		
1	石油勘探开发单位要健全完善钻井、试油、修井、洗井等环节的风险事故应急处置预案和措施，定期开展应急演练。站场内贮备吸油毡、灭火器、消防铁锹等应急物资。	企业制定环境风险应急预案，并将本次区块建设内容纳入应急预案统一采取预防措施。施工过程中严格落实应急预案中有关要求，开展应急演练，施工过程中配备应急物资，定期对人员进行培训，做到“持证上岗”；运行期定期对管线进行巡线等活动，及时发现环境隐患进行治理。发生环境风险事故后，按应急预案流程处理，并及时报当地生态环境和政府有关部门。
2	加强人员技能培训和施工管理，井控操作要做到“持证上岗”。井场内设置明显的禁火标志，定时清除柴油机排气筒内积炭。	
3	石油勘探开发单位对输油管线、回注井等定期进行检查维护，规范开展检漏工作，发现破损应立即停止使用并进行修复，定期开展环境隐患排查工作，建立问题清单，落实销号管理制度。	
4	井喷、井漏等事故发生后要立即停工，采取应急补救、处置措施，并在规定时间内分别向当地政府和市、县（区）环保部门报告。	
5	大型管线及联合站外输管线应采用先进的漏失报警定位技术，污水、污油、原油等运输应采用密封车辆，线路应尽量避开环境敏感区，严格控制车速，并随车携带吸油毡等。	
七、退出站库、井场污染修复治理		
1	技关井、废弃井应用水泥全井段封堵，拆除井口装置，清理场地。	采用全井段封堵，并拆除井口装置，清理场地。
2	油田勘探开发单位应组织开展退出站库、井场的土壤环境调查和风险评估，确认需要治理与修复的，应当开展污染治理与生态修复工作。	站场、井场退役后将及时进行土壤污染治理与生态修复。
3	土壤环境调查应按照国家最新土壤环境标准和技术规范开展。调查应包括地块基本信息、疑似污染地块是否为污染地块的明确结论等主要内容，并附具采样信息和检测报告。	井场退役后，将按照土壤环境标准和技术规范进行污染调查。

1.4.5 长庆油田分公司“十四五”发展规划（陇东油区）的相符性分析

长庆油田页岩油开发分公司是陇东油区主要原油生产单位之一，其原油生产产能是陇东油区规划产能的重要组成部分，本项目属于陇东油区“十四五”发展规划实施内容组成部分，符合规划提出的发展目标。本项目与《长庆油田分公司“十四五”发展规划（陇东油区）》的相符性分析见表 1.4.5-1。

表 1.4.5-1 项目与陇东油区“十四五”发展规划的相符性分析

长庆油田分公司“十四五”发展规划（陇东油区）	规划符合情况分析
一、指导思想	

1	认真贯彻落实中央生态文明思想，坚持“在保护中开发，在开发中保护，环保优先”的理念，以大气、水、土壤污染防治“三大行动计划”为导向，以绿色矿山创建为载体，以打赢蓝天、碧水、净土保卫战为契机，用科学规划来指导油气田开发过程，用循环发展来改进生产工艺、流程，用科技进步实现源头治理、过程管控，着力开创依法合规绿色发展、持续稳定的生态环境保护新格局，助力油田公司高质量“二次加快”发展。“十四五”期间，陇东油区地面工程以“适应油气田开发、工艺优化简化、安全环保节能、提质增效”为建设思路，推进新区工艺优化效益建产、老区工艺简化稳产增产、安全环保本质提升油田开发高效推进等四方面工作，确保长庆油田二次加快发展顺利实施。	符合规划要求
二、规划发展目标		
1	储量目标：页岩油：“十四五”期间陇东油区页岩油规划勘探面积21200km ² ，规划新增控制地质储量15000万吨，预测地质储量16000万吨。规划石油探评井62口（其中，直井57口，水平井5口），总进尺16.62万米（其中，直井进尺14.42万米，水平井进尺2.20万米）	本项目部署页岩油产能60.03万吨，油井214口，开发区域位于庆城县、华池县、合水县、宁县和环县，符合规划要求。
2	产量目标：“十四五”是长庆油田二次加快发展阶段，油气产量将持续增加。根据长庆油田“十四五”发展规划，2025年末陇东油区油气当量目标是实现1284万吨，其中原油产量达到1164.2万吨，天然气产量达到15.0亿方。	
3	产能目标：石油：“十四五”期间，陇东油区累计新建产能984.8×10 ⁴ t（其中，常规油460×10 ⁴ t，页岩油524.8×10 ⁴ t），共部署油井4858口（其中，直井/定向井3568口，水平井1290口），注水井1354口；天然气：“十四五”期间，陇东地区累计建产能27.0亿方，部署气井379口（其中，直井275口，水平井104口）。	
三、规划发展空间范围和布局		
1	油气勘探空间范围和布局：“十四五”期间，陇东地区常规石油勘探范围主要分布在镇北—合水、南梁—华池等集中勘探区，及环县西、平凉北新勘探区；页岩油勘探范围主要分布在陇东地区庆阳市庆城、合水、华池、环县区域，不涉及平凉市；天然气勘探范围主要分布在陇东地区镇原、庆城、华池、正宁、宁县等区域，不涉及平凉市。	本项目开发区位于庆城、合水、华池、环县、宁县，属于页岩油石油勘探重点开发区域。
2	油气开发空间范围和布局：1、原油开发：“十四五”期间，陇东油田采油单位产能建设空间范围和布局如下：“十四五”期间，陇东油区页岩油项目主要开发庆城县、华池县境内庆城油田，共部署产能532万吨，开发方式主要为新建，部分区块为滚动开发，2025年产量预计达到318万吨。	本项目部署产能60.03万吨，属于规划的产能范围内，开发方式为滚动开发，符合规划要求。
3	油田勘探规划：根据长庆油田分公司“十四五”发展规划，“十四五”期间，陇东油区石油勘探规划包括常规石油勘探规划及页岩油勘探规划。 “十四五”期间，页岩油勘探工作主要分布在陇东地区庆城、合水区域，不涉及平凉市。陇东地区页岩油规划勘探主要目的层位长7，规划石油探评井62口（其中，直井57口，水平井5口），总进尺16.62万米（其中，直井进尺14.42万米，水平井进尺2.20万米）。	本项目部署页岩油产能60.03万吨，油井214口，开发区域主要位于庆城、合水、华池、环县、宁县，属于庆城油田，符合规划要求。
4	油田产建开发规划规模：根据长庆油田分公司“十四五”发展规划，“十四五”期间陇东油区规划新建产能984.8×10 ⁴ t，其中，常规油460×10 ⁴ t，页岩油524.8×10 ⁴ t，共部署油井4858口（其中，直井/定向井3568口，水平井1290口），注水井1354口；2025年末原油产量规划达到1164.2×10 ⁴ t。	
四、生态环境保护规划		
1	“十四五”期间，陇东油区生态环境保护工作主要包括推动形成绿色低碳发展方式、打好污染防治攻坚战、加强VOCs气体排放管控、加强生态环境保护与修复、严密防控生态环境风险、加强生态环境监管与监控、加强生态环境治理技术攻关七个方面。	本次规划部署产能开发项目符合绿色矿山开发要求，建设有相应的VOCs气体排放管控措施及生态保护质量措施、环境风险防范措施符合规划要求。

1.4.6 与长庆油田分公司“十四五”发展规划（陇东油区）、规划环评及审查意见相符性分析

根据与长庆油田分公司“十四五”发展规划（陇东油区）环评及审查意见要求，分析项目环保措施的相符性（表1.4.6-1）。根据对比分析，本项目拟采取的环保措施符合规划环评的要求。

表 1.4.6-1 本项目与规划环评及审查意见符合性分析

序号	规划环评环保措施	符合情况分析
一、环境影响减缓措施		
1	钻井使用无毒或低毒的泥浆体系；钻井废水循环使用，减少废水产生量；“十四五期间”在陇东油区庆阳境内全面推行油田钻井泥浆不落地措施；试油废水产生后送往附近措施返排液处理站处理。	项目采用无毒钻井液体系，钻井采用水基泥浆，废弃泥浆在井场经大罐收集、沉降、破胶脱稳、板框压滤后，固相（含水率小于 60%、pH 控制在 6~9）在井场内设有三防（防渗漏、防流失、防扬散）措施的设施内暂存，暂存时间不得超过 1 个月，最终委托第三方集中处置。分离的液相在井场内循环利用，无法利用的送至就近的油田措施返排液处理站处理。试油废水全部进罐，试油结束后运输至依托的措施返排液处理站处理。穿越河流的管线，在施工前取得当地水利主管部门的同意，遵守相关的法律法规，施工作业在枯水期进行。
2	采出水处理后进行回注油层，确保处理后水质达到《陇东油田采出水处理水质指标及分析方法》（Q/SY CQ 08011-2022），严禁以渗坑储存等形式处理含油废水；穿跨越河流两端在下游建设挡油设施，便于突发事件下及时悬挂挡油网或吸油毡，对浮油进行拦截回收，以免污染地表水。对重要的穿跨越管线和重点穿越部位实施重点监控，及时发现异常现象。	各井区均依托新建和现有采出水处理设施进行处理，达标后回注油层，处理回用率 100%。再穿跨越大型河流两端利用现有的桥梁或建设挡油设施，
3	及时更换老化工艺管网，腐蚀严重的集输管线，防止跑冒滴漏对地表水的污染；保护好输油管线，防止在自然和人为因素破坏下输油管线石油外泄污染地下水，尤其浅层地下水；定期对地下水进行监测，密切关注当地地下资源环境变化状况；本规划包含的建设项目应完善细化地下水监测计划，油田公司应完善地下水监测网络建设与信息共享公开制度的建设。	项目管线采用防腐措施，定期测量管线的内外腐蚀情况，定期检查管线安全保护系统，定期进行巡线等；项目设置地下水监测井，后期完善监测网络建设与信息共享公开工作。
一、环境影响减缓措施		
4	对现存的燃煤锅炉全部进行煤改气（电），“十四五”期全部完成改造。继续实施伴生气回收与治理工程，对尚未安装井口定压阀的安装井口定压阀，通过新建伴生气管线及伴生气回收装置等措施，将伴生气综合利用率达到 95%，消灭无效火炬、取消井口加热炉，建成覆盖全油区的回收利用与处理系统，提升伴生气回收利用及管理水平，大幅度减少 VOCs 排放。①联合站内储罐采取大罐抽气方式回收，依托轻烃处理装置和站场集气系统处理；完善三相分离器+缓冲罐密闭工艺设置。输油处储罐改浮顶罐。联合站伴生气分液器通过设置智能输水装置，将凝析液间歇输至外输缓冲罐，实现凝析液密闭输送。②接转站事故罐不作储存功能，仅作为事故状态的吹扫使用；新建增压点不再设置事故油箱，增加缓冲罐，实现密闭输油。实现接转站、增压点凝析液密闭输送工艺。③继续配套完善井场定压阀，采用套气定压回收装置实现密闭集输。④新建拉油点将储油箱改为压力储罐，实现卸车密闭。已建拉油点对储油箱进行改造，进行底部装车。⑤对于卸油台周边有伴生气处理装置的，通过在储罐顶部安装平衡管路引接至大罐抽气装置，集中回收。无法依托的，将 100m³ 以上储罐改为事故罐，不做储存功能，拉运来油不做停留，直接转输至下游场站。⑥采出水处理站采用密闭减量工艺，改造沉降除油罐，增加自动收油隔氧装置。⑦对陇东油区现有密封点≥2000 的集输站（联合站）开展 LDAR 泄漏检修与修复工作。	建设单位现存锅炉全部为伴生气或电锅炉。本项目伴生气首先用于站场加热炉燃料，富余伴生气输往新建和现有轻烃回收站场进行轻烃/混烃回收，伴生气综合利用率大于 95%，本项目井场全部采取井场定压阀，采用套气定压回收装置实现密闭集输。现有采出水处理站采用密闭减量工艺，设计沉降除油罐，设置自动收油隔氧装置。
5	新建站场和未经噪声治理的站场应安装隔声降噪装置。各井场选址应远离居民点，保证居民点满足当地声环境功能要求。	站场采用低噪设备，采取隔声、消声的降噪措施。井场选址满足防护距离要求。
6	自 2022 年 1 月 1 日在陇东油区（庆阳境内）全面推行油田钻井泥浆不落地管理措施；采取试油进罐的方式，减少落地油的排放量，对于试油过程中产生的落地油及时回收，确保回收率达到 100%；采用“混相收集+破胶脱稳+板框压滤”处理后产生的滤液，在井间或者井场间不同井开展钻井泥浆配液和回用，不能完全消化利用的滤液拉运至井场就近措施返排液处理站进行	钻井采用水基泥浆，废弃泥浆经大罐收集、沉降、破胶脱稳、板框压滤后，固相（含水率小于 60%、pH 控制在 6~9）全部在井场内暂存，暂存装置采取防渗漏、防流失、防扬散措施，井场内暂存时间不得超过 1 个月，委托第三方外委处置。分离的液相

	处理；采用“大罐收集+自然沉降”处理产生的废弃泥浆上清液全部拉运至井场就近措施返排液处理站进行处理。加强危险废物管理，严格按照危险废物转移管理办法，委托具有资质的单位对含油污泥进行处理，并进行全过程监管，做到一车一联单；含油污泥调剖按《油泥调剖工艺技术规范》（Q/SY01026-2018）的要求执行；	在井场内循环利用，无法利用的送至就近的油田措施返排液处理站处理。
7	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》；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；管线跨越河流和冲沟采用桁架和河底穿越的方式，输油管线跨越河流、冲沟时，两岸距管中心两侧各 5m 做毛石护坡，跨河管道采用里加厚管线及特殊防腐工艺，有效降低环境风险。	项目井场远离居民点，最近距离居民点>50m，距离以及钻井期满足《石油天然气钻井井控技术规范》。钻井或修井时，在井口上安装防喷器和控制装置。
二、“三线一单”空间管控相关要求		
1	涉及生态保护红线的严格执行生态保护红线管理办法；涉及一般生态空间的，应优化选址、主动避让，确定无法避让的，应采取无害化方式，依法依规履行手续，强化减缓生态环境影响和生态补偿措施。严禁不符合主体功能定位的开发活动。	根据“三线一单”对照分析，井场和站场均位于一般管控单元和重点管控单元等区域，不涉及一般生态空间。

根据在开采区域、产量、当地环境容量和环保措施量等几个方面与规划环评的对比分析，本项目符合规划环评及审查意见的要求，与规划环评的环保目标相一致。

1.4.7 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》的相符性

《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）（以下简称“绿色矿山建设规范”）是由原国土资源部提出的推荐标准，规定了陆上石油和天然气开采行业绿色矿山矿区环境、资源开发方式、资源综合利用、节能减排、科技创新与信息化、企业管理与企业形象方面的要求。适用于陆上油气开采业新建、改扩建和生产矿山的绿色矿山建设。

本项目建设单位根据绿色矿山建设规范要求，结合建设单位实际生产情况和规划创建目标，对绿色矿山建设规范中关于开发和环境保护的相关内容进行相符性分析，见表 1.4.7-1。

表 1.4.7-1 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。	各开发区下设作业区、井区，实行分级管理、分区域管理。新建井场规划布局合理，站场平面布置符合 GB50187 规定，生产区和办公区分离。符合规范内容。
		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。生产区设置操作提示牌、说明牌、线路示意图牌等，标牌符合 GB/T 13306 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。
矿区环境	矿容矿貌	执行各类废弃物管理制度。固体废弃物按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》规范堆放综合利用和处置；矿区废液污物按照《中华人民共和国水污染环境防治法》规范存储和处置。	开发过程中固体废物根据性质分类收集、分类处置。钻井废水、措施返排液、采出水、生活污水等废水分质分类处理。符合规范内容。
		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 GB14161、SY6355 的规定。符合规范内容。
	矿	因地制宜绿化矿区，绿化应与周边自然环境和	管线临时占地在施工结束后全部进行植被恢复，井、站场

	区绿化	景观相协调,绿化植物搭配合理。矿区绿化覆盖率应达到 100%。	可绿化面积 100%进行植被恢复。矿区各类工程的绿化覆盖率达到 100%。符合规范内容。
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。	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。井下作业和试油无污染作业应用率达到 80%以上。压裂放喷返排回收率 100%。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。	施工预制化率≥80%,减少临时占地。井场采用水平井等定向钻井方式;站场采用标准化、橇装化设计;油气水管线尽可能采用同沟敷设工艺,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,及时妥善处置钻井泥浆。	采用环境友好绿色钻井液体系,配备完善固控系统,强化承包商监管,井控工作要求符合率 100%。符合规范内容。
		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。	采用源头防控、过程控制、分区防渗等措施防止地下水污染,并制定了运行期地下水监测计划等
		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改造,目前已建采出水处理站场均已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	将采收率作为考核目标,要求年度动态法标定采收率高于开发方案指标。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: a) 矿区井场、联合处理站等相关站场址、矿区专用道路等生态环境保护与恢复治理符合 HJ 651 的规定;b) 矿区压占和损毁土地、相关站场址结余用地、功能废弃地等,应及时按 TD/T 1036 的要求开展土地复垦,复垦率 100%。	按要求对退役井场和站场土地进行环境治理和土地复垦。复垦率达到 100%。符合规范内容。
		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,积极配合属地政府环境保护部门的工作。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。	陇东油气开发分公司制定有环境风险应急预案,在当地环境管理部门已备案,本次工程实施后将对应急预案进行修订,并定期进行演练;以作业区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%。
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方式。	采出水处理达标后作为工艺用水回注油层驱替原油,不排放。符合规范内容。
		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	污染物	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	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。

减排	减排	生。	
		矿区 COD（化学需氧量）、氨氮化合物、二氧化碳、二氧化硫和氮氧化物等排放应符合批复环评报告中指标要求，排放总量低于国家和地方环保主管部门下达的总量限值。	COD、氨氮、VOCs 和 NO _x 等 4 项污染物排放总量满足总量指标要求。符合规范内容。

1.4.8 与甘肃省庆阳市马莲河流域综合规划环境影响报告书及其审查意见相符性分析

本项目与马莲河流域综合规划环评及其审查意见的符合性分析见表 1.4.8-1。通过对规划环评提出的主要环保措施和本次评价提出的环保措施进行对比表明，本次评价提出的环保措施与规划环评相符，并且根据自身项目特点进一步具体化。

表 1.4.8-1 本项目与庆阳市马莲河流域规划环评及其审查意见符合性分析

序号	规划环评及其审查意见（摘录）	符合情况分析
一、规划布局		
1	洪德至庆城河段治理开发与保护的重点是：合理开发、节约利用水资源，提高供水保障程度；强化工业园区和城镇污水排放管理，严格控制入河排污总量，加强饮用水水源地保护；加强林草植被保护，改善生态环境；完善防洪工程措施，提高抗御洪水能力。	本项目油田采出水集中处理达标后回注，措施废液处理达标后回用或回注，实现废水不排放，不会进一步恶化规划区地表水环境质量，对马莲河流域地表水环境质量无影响；符合规划要求。
二、水功能区划及水质目标		
1	根据《甘肃省地表水功能区划》（2012~2030 年）（修订），马莲河流域共有 4 个水功能一级区，3 个水功能二级区，其中一级区中保护区 1 个，开发利用区 3 个，开发利用区均为工业、农业用水区。涉及的河流为马莲河干流、柔远川支流、元城川支流。	本项目所在区域涉及的地表水体主要为马莲河、柔远河等；根据项目实测的地表水水质现状调查，本项目监测断面的各项监测指标均符合《地表水环境质量标准》相应标准，符合规划要求。
三、饮用水水源保护区		
1	马莲河流域县区重要饮用水源地保护区 9 处，其中河道型水源地保护区 4 处，水库型水源地保护区 4 处，地下水水源地保护区 1 处。	本项目不涉及规划中的水源地保护区，符合规划要求。
四、流域“三线一单”的要求与建议		
1	生态保护空间划定：根据《全国主体功能区规划》、《全国生态功能区划》、《全国生态脆弱区保护规划纲要》、《中国生物多样性保护战略与行动计划》、《关于划分国家级水土流失重点防治区的公告》等有关规划，参考《关于印发〈生态保护红线划定技术指南〉的通知》（环发[2015]56 号）、《关于规划环境影响评价加强空间管制、总量管控和环境准入的指导意见》（环办环评[2016]14 号），结合马莲河流域环境特征，建议将马莲河流域内对于维持生态系统结构与功能具有重要意义的区域或水域划定为马莲河流域生态保护空间，实施分类管控。其中优先保护区域和重点保护区域总面积 4253.28km ² ，占流域总面积的 25%。	根据生态保护空间划定范围、管控原则以及相关措施要求，本项目建设区域均不涉及所在流域水域和陆域管控范围，不涉及子午岭自然保护区等。符合规划要求。
2	环境质量底线： (1)主要断面生态需水底线 本次仅在马莲河干流规划一座调蓄水库，……。因此建议贾咀断面多年平均河道内生态环境需水量应不少于 0.5 亿 m ³ 。 (2)流域水环境质量控制底线：①重要水质断面水质目标 根据《全国重要江河湖泊水功能区划（2011-2030 年）》、《甘肃省水功能区划》以及确定的规划目标，马莲河干流及支流主要控制断面水质达到其相应的水功能区水质目标要求；②污染物入河总量控制方案：遵循《水污染防治行动计划》以及甘肃省“水十条”、庆阳市“水十条”中的相关要求，马莲河流域水质优良比例，到 2030 年，考核断面达标率达到 90%以上。 为实现流域水功能区及考核断面水质目标，必须实行最严格的水域纳污“红线”控制制度。考虑区域经济社会发展、布局和污染治理水平，规划水平年马莲河流域主要污染物 COD 入河量控制在 3214.22t 以内，氨氮入河量在 307.05t 以内	①重要水质断面水质目标：本项目所在区域涉及的地表水体为马莲河及其支流，根据地表水水质现状调查，本项目监测断面的各项监测指标均符合《地表水环境质量标准》中的Ⅲ类、Ⅳ标准； ②污染物入河总量控制方案：本项目油田采出水处理达标后回注，措施废液处理达标后回用或回注。综合上述分析，项目符合规划要求。
3	资源开发利用上线： (1)用水总量及用水效率	本项目不新建水源井，现有水源井取水量相对本地区蕴涵的地下

	以水资源分区为单元、以规划水平年水资源供需分析成果为基础,按照可供水量对河道外用水实施总量控制,按照节水型社会建设要求进行用水定额控制,提出马莲河流域地表水用水量和消耗量、地下水开采量等用水控制指标,万元工业增加值用水量、灌溉水利用系数等用水效率控制指标。2030 年用水量控制在 2.55 亿 m^3,其中地表水供水量 19688 万 m^3;地下水供水量 1854 万 m^3;非常规水源配水量 5325 万 m^3;外调水(盐环定扬黄续建工程、小盘河水库、葫芦河调水)供水量 15625 万 m^3;流域万元工业增加值用水量控制在 25m^3/万元,灌溉水利用系数平均达到 0.58。 (2)河道内主要断面下泄水量控制指标 马莲河河道内生态需水主要是满足维持河道基本形态、满足河道生境要求、保持水体自净能力需要的水量。…。	水水量小,取水水位为洛河组,该组承压天然补给量能满足实际开采量,符合规划要求。
4	环境准入负面清单: (1)空间布局约束:①双塔森林公园、周祖陵国家级森林公园内禁止从事与资源保护无关的任何生产建设活动;②森林公园内禁止进行采石、取土、开矿、放牧以及非抚育和更新性采伐等活动; (2)污染物排放管控:①禁止高污染工业项目建设;②暂停审批排放 COD、氨氮等污染物且不能做到“增产不增污”要求的建设项目;③按照环境质量底线的要求削减区域 COD、氨氮排放量。 (3)环境风险防控:①禁止排放六价格的工业企业建设;②饮用水水源一级保护区内,禁止新建、改建、扩建与供水设施和保护水源无关的建设项目;禁止在饮用水水源二级保护区内新建、改建、扩建排放污染物的建设项目 (4)资源开发利用约束:①禁止高耗水产业准入;②灌区灌溉水利用系数应》0.58;③一般工业万元增加值用水量控制在 25m^3以下;	(1)空间布局约束:项目工程布局不涉及森林公园; (2)污染物排放管控:项目废水均回用或综合利用,不外排; (3)环境风险防控:项目不排放六价格,拟建井区和工程均不涉及水源保护区。 (4)资源开发利用约束:根据估算项目万元产值用水量约 0.01m^3。综合上述分析,项目符合规划要求。
五、环境保护对策措施		
1	水资源配置保障措施:实行最严格的马莲河水资源管理制度,严格执行用水总量控制指标,严格执行用水效率控制指标。强化取水许可总量控制和用水定额管理,逐步建立覆盖流域和市、县两级行政区域的水量分配和取水许可总量控制指标体系,强化流域与行政区域的取水许可分级总量控制管理。规划引用水信息监测,监控各用水户的引水量,防止超标引水,超采地下水。	本项目水源井取水量相对本地区蕴涵的地下水水量小,水源井均办理取水许可证。符合规划要求。
2	水环境保护对策措施:加强重点河段的水环境治理,加快推进污水集中处理设施建设运行,治理面源污染,严格控制入河污染物排放总量,严格执行流域的入河污染物总量控制方案,确保各河段水环境功能区划要求。强化节水措施,调整产业结构,减少高耗水行业用水,加大节水投资力度,积极推进农业、工业和城镇节水工程的建设,同时,加强生态环境保护,减少水土流失,减少面源污染。	油田采出水及措施返排液集中处理达标后回注油层,生活污水经处理后回用,实现废水不排放,不会进一步恶化规划区地表水环境质量,故对马莲河流域地表水体影响较小;项目采用达标采出水回注,有利节约地下水资源。符合要求。
3	生态环境保护对策措施 陆生生态保护措施:a、严格执行水资源分配方案,保证生态环境用水。应严格水资源管理,严格执行水资源分配方案,保证生态环境用水。b、加强管理,预防人为破坏植被。严格限制流域内的开荒现象,监督禁牧、封育和退耕还林草等生态保护措施的落实。在流域内加强生态保护宣传工作,提高全流域人民的生态保护意识。强化预防监督管理,禁止毁林毁草和超载放牧,加强自然植被保护,预防人为破坏植被,保护生态环境。	本项目水源井取水量相对本地区蕴涵的地下水水量小,水源井取水水位为宜君洛河组,该组承压天然补给量能满足实际开采量;项目建设均采取相应的生态防治措施,并对临时占地造成的植被破坏等及时采取植被恢复措施,符合规划要求
4	环境敏感区保护措施:莲花寺水库引水工程的管线工程位于甘肃子午岭省级自然保护区实验区内,应注意减轻施工期对植被的破坏和对野生动物的干扰,禁止施工人员进入保护区破坏植被和捕杀野生动物,避免对保护区的影响。施工结束后,应对施工场地进行恢复。并严格按照《中华人民共和国自然保护区条例》和《关于涉及自然保护区的开发建设项目环境管理工作有关问题的通知》对自然保护区进行保护。部分引水工程管线位于森林公园内,应注意减轻施工期对植被的破坏和对野生动物的干扰,禁止施工人员进入保护区破坏植被和捕杀野生动物,避免对保护区的影响。施工结束后,应对施工场地进行恢复。同时,本评价范围内的国家森林公园应该严格按照《国家级森林公园管理办法》严格保护。流域内省级森林公园按照甘肃省内管理规定进行保护。	本项目选址不涉及森林公园、水源地等敏感目标,符合规划要求。

5	社会环境保护措施：工程建设要严格贯彻执行有关法律法规，保护不可再生的土地资源，尤其是基本农田。规划的马莲河水利枢纽工程，将淹没大量的耕地、林地和草地，并涉及到移民搬迁，耕地和草地资源的占用对当地的土地利用方式和农业生产将造成一定的不利影响，移民安置如处置不当，将会带来较大的社会问题。在工程可研阶段应对水库淹没影响和移民安置问题进行专题研究，在充分分析论证土地承载力的基础上，做好移民安置规划，妥善安置，改善移民居住环境，拓宽移民增收渠道，解决移民长远生计，提高移民生活水平，维护社会和谐、稳定。在移民安置区选址和方案设计时，应进行环境影响评价，避免因移民安置造成新的生态破坏和环境污染。	本项目永久占地面积较小，临时占地以草地、耕地为主，做好占用耕地相关环保措施；工程不涉及马莲河水利枢纽工程。符合规划要求。

1.4.9 “三线一单”符合性分析

根据《甘肃省人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（甘政发〔2024〕18 号），实施生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入清单（简称“三线一单”）生态环境分区管控。意见中明确：省政府授权省生态环境厅发布省级、区域（流域）和省级及以上工业园区生态环境准入清单，市（州）人民政府根据本意见要求，制定并发布市（州）级、环境管控单元和省级以下工业集聚区生态环境准入清单。

根据《庆阳市人民政府关于印发庆阳市“三线一单”生态环境分区管控动态更新成果的通知》（庆政办发〔2024〕71 号），实施生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入清单（简称“三线一单”）生态环境分区管控。

意见中明确：全市共划定环境管控单元 74 个，分为优先保护单元（38 个）、重点管控单元（28 个）和一般管控单元（8 个）三类，实施分类管控。

本次评价结合通知中环境管控单元划分依据及要求进行分析。经三线一单比对，本项目区块涉及合水县重点管控单元、宁县重点管控单元、环县重点管控单元、庆城县重点管控单元以及华池县一般管控单元，各功能区的管控要求见表 1.4.9-1，项目与各单元管控要求的符合性见表 1.4.9-2。

表 1.4.9-1 项目与庆阳市三线一单划分环境管控单元的相符性分析

环境管控单元类别	维度	清单编制要求	准入要求	符合性分析
优先保护单元	空间布局约束	禁止开发建设活动的要求	1. 生态保护红线落实《中共中央 国务院关于建立国土空间规划体系并监督实施的若干意见》《中共中央办公厅 国务院办公厅关于建立以国家公园为主体的自然保护地体系的指导意见》《中共中央办公厅 国务院办公厅关于在国土空间规划中统筹划定落实三条控制线的指导意见》《关于加强生态保护红线管理的通知（试行）》等相关政策文件中的禁止、严禁、不得等空间布局约束的相关要求，生态保护红线内自然保护地核心保护区外，禁止开发性、生产性建设活动，在符合法律法规的前提下，仅允许以下对生态功能不造成破坏的有限人为活动。生态保护红线内自然保护区、饮用水水源保护区等区域，依照法律法规执行。 2. 优先保护类耕地落实《甘肃省土壤污染防治条例》《甘肃土壤污染防治工作方案》等相关文件中不得新建、限期关闭拆除、不得占用等空间布局约束要求。永久基本农田严格执行《中华人民共和国基本农田保护条例》等相关要求。 3. 严格执行《中华人民共和国水污染防治法》《甘肃省水污染防治条例》的有关规定，在饮用水水源保护区内，禁止设置排污口。禁止在饮用水水源一级保护区内新建、改建、扩建与供水设施和保护水源无关的建设项目；已建成的与供水设施和保护水源无关的建设项目，由县级以上人民政府责令拆除或者关闭。禁止在饮用水水源一级保护区内从事网箱养殖、旅游、游泳、垂钓或者其他可能污染饮用水水体的活动。禁止在饮用水水源二级保护区内新建、改建、扩建排放污染物的建设项目；已建成的排放污染物的建设项目，由县级以上人民政府责令拆除或者关闭。在饮用水水源二级保护区内从事网箱养殖、旅游等活动的，应当按照规定采取措施，防止污染饮用水水体。禁止在饮用水水源准保护区内新建、扩建对水体污染严重的建设项目；改建建设项目，不得增加排污量。 4. 严格执行《甘肃省石油勘探开发生态环境保护条例》的有关规定，禁止在划定的饮用水水源保护区、自然保护区、风景名胜区等法律法规禁止勘探开发的区域内进行石油勘探开发。已经建成的设施、设备应当关闭、拆除，清除场地污染，实施生态环境恢复。	本项目不涉及优先保护单元
		限制开发建设活动的要求	1. 一般生态空间原则上按照限制开发区域进行管理，一般生态空间内可以因地制宜发展不影响主体功能定位的适宜产业，限制进行大规模高强度工业化城镇化开发，限制有损生态服务功能和进一步加剧生态敏感性的开发建设活动。开发建设活动位于一般生态空间内的各类自然保护地、保护区的，按照国家相关法律、法规、条例及相关管理要求进行管理；功能属性交叉的，按照管控要求严格程度，从严管理；不属于各类自然保护地、保护区的一般生态空间，按照区域主导生态功能，主要限制有损生态服务功能和进一步加剧生态敏感性的行为，确需进行的开发建设活动，依法依规履行手续，强化减缓生态环境影响和生态补偿措施。 2. 严格执行《土壤污染防治行动计划》《甘肃省土壤污染防治工作方案》的有关规定，严格控制在优先保护类耕地集中区域新建有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化、电镀、制革等行业企业，现有相关行业企业要采用新技术、新工艺，加快提标升级改造步伐。	
		允许开发建设活动的要求	生态红线： 一、规范管控对生态功能不造成破坏的有限人为活动。生态保护红线是国土空间规划中的重要管控边界，生态保护红线内自然保护地核心保护区外，禁止开发性、生产性建设活动，在符合法律法规的前提下，仅允许以下对生态功能不造成破坏的有限人为活动。生态保护红线内自然保护区、风景名胜区、饮用水水源保护区等区域，依照法律法规执行。 1. 管护巡护、保护执法、科学研究、调查监测、测绘导航、防灾减灾救灾、军事国防、疫情防控等活动及相关的必要设施修筑。 2. 原住民和其他合法权益主体，允许在不扩大现有建设用地、、耕地、水产养殖规模和放牧强度（符合草畜平衡管理规定）的前提下，开展种植、放牧、捕捞、养殖等活动，修筑生产生活设施。 3. 经依法批准的考古调查发掘、古生物化石调查发掘、标本采集和文物保护活动。 4. 按规定对人工商品林进行抚育采伐，或以提升森林质量、优化栖息地、建设生物防火隔离带等为目的的树种更新，依法开展的竹林采伐经营。 5. 不破坏生态功能的适度参观旅游、科普宣教及符合相关规划的配套性服务设施和相关的必要公共设施建设及维护。 6. 必须且无法避让、符合县级以上国土空间规划的线性基础设施、通讯和防洪、供水设施建设和船舶航行、航道疏浚清淤等活动；已有的合法水利、交通运输等设施运行维护改造。 7. 地质调查与矿产资源勘查开采。包括：基础地质调查和战略性矿产资源远景调查等公益性工作；铀矿勘查开采活动，可办理矿业权登记；已依法设立的油气探矿权继续勘查活动，可办理探矿权延续、变更（不含扩大勘查区块范围）、保留、注销，当发现可供开采油气资源并探明储量时，可将开采拟占用的地表或海域范围依照国家相关规定调出生态保护红线；已依法设立的油气采矿权不扩大用地范围，继续开采，可办理采矿权延续、变更（不含扩大矿区范围）、注销；已依法设立的矿泉水和地热采矿权，在不超出已经核定的生产规模、不新增生产设施的前提下继续开采，可办理采矿权延续、变更（不含扩大矿区范围）、注销；已依法设立和新立铬、铜、镍、锂、钴、锆、钾盐、（中）重稀土矿等战略性矿产探矿权开展勘查活动，可办理探矿权登记，因国家战略需要开展开采活动的，可办理采矿权登记。上述勘查开采活动，应落实减缓生态环境影响措施，严格执行绿色勘查、开采及矿山环境生态修复相关要求。	

环境管控单元类别	维度	清单编制要求	准入要求	符合性分析
			8. 依据县级以上国土空间规划和生态保护修复专项规划开展的生态修复。 9. 根据我国相关法律法规和与邻国签署的国界管理制度协定（条约）开展的边界边境通道清理以及界务工程的修建、维护和拆除工作。 10. 法律法规规定允许的其他人为活动。 二、加强有限人为活动管理。上述生态保护红线管控范围内有限人为活动，涉及新增建设用地的，在报批农用地转用、土地征收、时，附省级人民政府出具符合生态保护红线内允许有限人为活动的认定意见；不涉及新增建设用地的，按有关规定进行管理，无明确规定的由省级人民政府制定具体监管办法。上述活动涉及自然保护地的，应征求林业和草原主管部门或自然保护地管理机构意见。 一般生态空间： 一般生态空间参照生态保护红线执行。一般生态空间内饮用水水源保护区等法定保护地区域，依照法律法规执行。对于一般生态空间除法定保护地以外的评估区域，按照《自然生态空间用途管制办法（试行）》相关要求执行。所有油气田井（站）场项目需设置不低于 50m 的环境防护距离。	
重点管控单元	空间布局		1. 执行《黄河流域生态保护和高质量发展规划纲要》《关于深入打好污染防治攻坚战的意见》《关于加强高耗能、高排放建设项目生态环境源头防控的指导意见》《甘肃省黄河流域生态保护和高质量发展规划》等文件要求，坚决遏制高耗能高排放项目盲目发展。严把高耗能高排放项目准入关口，严格落实污染物排放区域削减要求，对不符合规定的项目坚决停批停建。依法依规淘汰落后产能和化解过剩产能。 2. 严格执行《庆阳市水污染防治工作方案（2015—2050 年）》有关要求，全面取缔境内主要流域干流、一级支流沿岸所有非法开采开发行为。全部取缔不符合产业政策及行业准入条件的炼油、淀粉、医药等严重污染水环境的生产项目。 3. 按照国务院《打赢蓝天保卫战三年行动方案》，加大燃煤小锅炉淘汰力度，市区及各县城建成区基本淘汰每小时 10 蒸吨及以下燃煤锅炉及茶水炉、经营性炉灶、储粮烘干设备等燃煤设施，原则上不再新增每小时 35 蒸吨以下的燃煤锅炉，其他地区原则上不再新建每小时 10 蒸吨以下燃煤锅炉。集中供热管网覆盖范围内且满足拆并接入需求的分散燃煤锅炉予以淘汰关闭，并入集中供热；天然气管网覆盖范围内的分散燃煤锅炉在落实气源和供气量的前提下实施清洁能源改造。 4. 严格污染地块准入管理，有序推进土壤污染治理修复。《庆阳市建设用地土壤污染风险管控和修复名录（第一批）》中未达到土壤污染风险评估报告确定的风险管控、修复目标的建设用地地块，禁止开工建设任何与风险管控、修复无关的项目。严格执行相关行业企业布局选址要求，禁止在居民区、幼儿园、学校、医院、疗养院、养老院、社会福利院等单位周边新建、改建、扩建可能造成土壤污染的建设项目。新建的涉重金属及涉化企业原则上应建设在工业园区内。结合推进新型城镇化建设、产业结构调整 and 化解过剩产能等，有序搬迁或依法关闭对土壤造成严重污染的现有企业。结合区域功能定位和土壤污染防治需要，科学布局生活垃圾处理、危险废物处置、废旧资源再生利用等设施 and 场所，合理确定畜禽养殖布局和规模。加强对严格管控类耕地的用途管理。 5. 严格执行《甘肃省石油勘探开发生态环境保护条例》的有关规定，石油勘探开发单位建设油区生产设施、生活基地、专用道路等占用草原、林地、耕地的，应当依法报批，并采取措施保护草原植被、林地、耕地，防止水土流失，造成破坏的及时整治、修复和恢复；废弃道路，应当限期治理恢复；石油勘探开发单位迁建的，应当与迁出地县级以上人民政府协商，妥善处理原有的生产、生活基地，对原有场地造成污染的，应当按照规定予以修复，恢复生态环境；造成土地闲置荒芜的，按照法律法规和有关规定处理。 6. 严格执行《畜禽养殖业污染防治技术规范》（HJ/T81-2001）《甘肃省畜禽养殖场养殖小区建设规范暨备案管理办法》等中对畜禽养殖场、养殖小区建设选址和规划布局的要求，畜禽养殖场、养殖小区应符合当地养殖业规划布局的总体要求，建在规定的非禁养区内，符合当地土地利用总体规划 and 城乡发展规划，建设永久性养殖场、养殖小区和加工区不得占用基本农田，充分利用空闲地和未利用土地。 7. 新建、改建和扩建现代煤化工生产建设项目应严格执行《现代煤化工建设项目环境准入条件（试行）》中规划布局 and 项目选址要求。 8. 执行《甘肃省大气污染治理领导小组办公室关于做好重点行业挥发性有机物综合治理工作的通知》、《重点行业挥发性有机物综合治理方案》等中的空间布局约束的相关要求。 9. 所有油气田井（站）场项目需设置不低于 50m 的环境防护距离。	本项目部分工程位于该区域，本项目新增加热炉燃用清洁能源伴生气，井（站）场设置不低于 50m 的环境防护距离，新增井场用地按照要求进行用地报批，同时评价要求涉及该区域的工程应严格控制污染物排放，强化环境污染防治措施。
	污染物排放管控		1. 执行《关于深入打好污染防治攻坚战的意见》《关于加强高耗能、高排放建设项目生态环境源头防控的指导意见》等文件要求，严格落实污染物排放区域削减要求。2025 年全市空气质量优良天数比率（%）、可吸入颗粒物（PM₁₀）浓度（微克/立方米）、细颗粒物（PM_{2.5}）浓度（微克/立方米）、达到或好于Ⅲ类水体比例（%）、劣Ⅴ类水体比例（%）、氮氧化物重点工程减排量（吨）、挥发性有机物重点工程减排量（吨）、化学需氧量重点工程减排量（吨）、氨氮重点工程减排量（吨）等生态环境有关指标完成省上下达的目标。 2. 天然气管网覆盖范围内的分散燃煤锅炉在落实气源和供气量的前提下实施清洁能源改造。集中供热管网和天然气管网未覆盖区域的燃煤锅炉，符合国家和省上政策要求的，应进行锅炉烟气达标治理改造；不符合国家和省上政策要求的，应改为电、醇基燃料等清洁能源。偏远乡镇地区，受经济等条件制约暂时无法淘汰或用清洁能源替代的燃煤锅炉，可采取使用洁净煤等方式实现锅炉烟气达标排放。 3. 按照《重点行业挥发性有机物综合治理方案》《工业炉窑大气污染综合治理方案》等要求，强化工业炉窑污染物排放管控、推进挥发性有机物（VOCs）综合治理。	本项目新增加热炉燃用清洁能源伴生气，井场采用密闭集输，减少无组织排放；油田采出水及措施返排液集中处理达标后回注油层，生活污水经处理后回用，实现废水不排放；存在土壤、地下水污染风险的设施均按照有关技术规范进行防腐蚀、防泄漏设施和泄漏监测装

环境管控单元类别	维度	清单编制要求	准入要求	符合性分析
	污染物排放管控		4. 提高城镇污水处理能力。提高农村生活污水处理处置能力。 5. 排放工业废水的企业应当采取有效措施，收集和处理产生的全部废水，防止污染环境。含有毒有害水污染物的工业废水应当分类收集和处理，不得稀释排放。向污水集中处理设施排放工业废水的，应当按照国家有关规定进行预处理，达到集中处理设施处理工艺要求后方可排放。 6. 执行《土壤污染防治行动计划》《关于加强涉重金属行业污染防控的意见》等中的工艺提升改造等重金属污染物排放的相关要求。 7. 从事畜禽规模养殖要严格落实《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》《中华人民共和国水污染防治法》《畜禽规模养殖污染防治条例》要求，建设粪污无害化处理和资源化利用设施并确保其正常运行，或委托第三方代为实现粪污无害化处理和资源化利用。农田灌溉用水、水产养殖用水、畜禽粪污肥料化利用应执行相应标准，防止污染土壤、地下水和农产品。在种植业面源污染突出区域，实施化肥农药减量增效行动。 8. 严格执行《关于印发甘肃省防范化解尾矿库安全风险工作实施意见的通知》要求，自 2020 年起，在保证紧缺和战略性矿产矿山正常建设开发的前提下，全省构建尾矿库等量或减量置换机制，保证尾矿库数量原则上只减不增，不再产生新的“头顶库”。 9. 执行《中华人民共和国土壤污染防治法》《地下水管理条例》《地下水污染防治实施方案》《甘肃省土壤污染防治条例》等中的污染物排放相关要求。 10. 执行《关于统筹和加强应对气候变化与生态环境保护相关工作的指导意见》《关于印发“十四五”土壤、地下水和农村生态环境保护规划的通知》《黄河生态保护治理攻坚战行动方案》《减污降碳协同增效实施方案》《甘肃省环境保护条例》《甘肃省减污降碳协同增效实施方案》等相关文件中污染物排放管控要求。 11. 新建、改建和扩建现代煤化工生产建设项目应严格执行《现代煤化工建设项目环境准入条件（试行）》中污染防治要求。石油勘探、开发活动应严格落实《甘肃省石油勘探开发生态环境保护条例》中规定的各项污染防治措施。	置，防止有毒有害物质污染土壤和地下水。
	环 境 风 险 防 控	用地环境 风险防控 要求	1. 矿山企业在开采、选矿、运输、仓储等矿产资源开发活动中应当采取防护措施，防止废气、废水、尾矿、尾渣等污染土壤环境。矿山企业应当加强对废物贮存设施和废弃矿场的管理，采取防渗漏、封场、闭库、生态修复等措施，防止污染土壤环境。 2. 执行《中华人民共和国土壤污染防治法》《甘肃省土壤污染防治条例》等建设用地准入管理要求。对暂不开发的受污染建设地块，实施土壤污染风险管控，防止污染扩散。强化风险管控和修复工程监管，重点防止转运污染土壤非法处置，以及污染地块风险管控和修复过程中产生的异味等二次污染，确保实现风险管控和修复目标。 3. 发生突发事件造成或者可能造成土壤污染的，相关企业应当立即采取应急措施，迅速控制污染源、封锁污染区域，疏散、撤离、妥善安置有关人员，防止污染扩大或者发生次生、衍生事件，依法做好土壤污染状况监测、调查和土壤污染风险评估、风险管控、修复等工作。 4. 执行《中华人民共和国土壤污染防治法》《甘肃省土壤污染防治条例》等对安全利用类农用地地块、严格管控类农用地地块的风险管控措施。加强对严格管控类耕地的用途管理，依法划定特定农产品禁止生产区域，严禁种植食用农产品。	本项目涉及含油物料的生产装置、管道等存在土壤污染风险的设施均按照有关技术规范进行防腐蚀、防泄漏设施和泄漏监测装置，防止有毒有害物质污染土壤和地下水。公司建有土壤和地下水污染隐患排查治理制度，定期对重点区域、重点设施开展隐患排查。本项目井场严格按照清洁文明井场要求进行建设，公司制定有突发环境事件应急预案，并按规定报生态环境主管部门备案。各生产基层单位结合各自特点定期开展应急演练。
		园区环境 风险防控	1. 加强产业园区环境风险防控体系建设并编制应急预案，细化明确产业园区及区内企业环境风险防范责任，切实做好环境风险防范工作。 2. 产生、收集、贮存、运输、利用、处置危险废物的单位，应当依法制定危险废物污染环境风险防范措施和应急预案，并向所在地市（州）生态环境主管部门和其他负有固体废物污染环境防治监督管理职责的部门备案，相关部门应当对防范措施和应急预案落实情况进行检查。	
		企业环境 风险防控	1. 企业应按照《环境保护法》《突发环境事件应急管理办法》等要求开展突发环境事件风险评估；完善突发环境事件风险防控措施；排查治理环境安全隐患；制定突发环境事件应急预案并备案、演练；加强环境应急能力保障建设。发生或者可能发生突发环境事件时，企业事业单位应当依法进行处理，并对所造成的损害承担责任。 2. 企业应完善包括有效防止泄漏物质、消防水、污染雨水等扩散至外环境的收集、导流、拦截、降污等突发环境事件风险防控措施。 3. 企业要加强内部管理，将土壤污染防治纳入环境风险防控体系，严格依法依规建设和运营污染治理设施，确保重点污染物稳定达标排放。 4. 石油勘探开发单位应当建设清洁井场，雨排水及环境风险防范设施的建设应当符合规范。落实《甘肃省石油勘探开发生态环境保护条例》中各项环境风险防控要求，加强建设和生产过程中各环节土壤污染防治管理。 5. 落实《关于提升危险废物环境监管能力、利用处置能力和环境风险防范能力的指导意见》（环固体〔2019〕92 号）等的危险废物环境风险管控的相关要求。	
	资 源 利 用 效 率 要 求	水 资 源 利 用 效 率 要 求	1. 全域用水总量等水资源利用指标完成省上下达的目标。 2. 推动城镇生活污水、工业废水、农业农村污水资源化利用。	本项目新增加热炉燃用清洁能源伴生气，不新建水源井，不取用地下水。
		地下 水 开 采 要 求	在地下水限采区内，除应急供水和生活用水更新井外，严禁开凿取水井。确需取用地下水的，一般超采区要在现有地下水开采总量内调剂解决，并逐步削减地下水开采量。	
		能源利用 要求效率	全域燃煤总量、煤炭消费占比、清洁能源消费占比等能源利用指标均完成省上下达的目标。 落实甘肃省人民政府印发《甘肃省“十四五”节能减排综合工作方案》相关要求。	

环境管控单元类别	维度	清单编制要求	准入要求	符合性分析
		禁燃区要求	禁止销售、燃用高污染燃料，禁止新建、扩建燃用高污染燃料的设施，已建成的要在当地政府规定的期限内改用天然气、页岩气、液化石油气、电或者其他清洁能源。	
一般管控单元	空间布局约束	执行全省生态环境总体准入清单、国家及地方相关法律法规以及关于深入打好污染防治攻坚战的意见、关于加强高耗能、高排放项目生态环境源头防控的指导意见、甘肃省大气污染防治、土壤污染防治、水污染防治条例等要求，以及庆阳市“十四五”生态环境保护规划、深入打好污染防治攻坚战等要求，确保环境质量总体满足功能区要求。所有油气田井（站）场项目需设置不低于 50m 的环境防护距离。		本项目部分拟建工程位于该区域，根据分区管控要求及省市生态环境主管部门的管理要求实施，落实各项环保措施，满足管控单元要求。
	污染物排放管控	执行全省生态环境总体准入清单、国家及地方相关法律法规以及关于深入打好污染防治攻坚战的意见、关于加强高耗能、高排放项目生态环境源头防控的指导意见、甘肃省大气污染防治、土壤污染防治、水污染防治条例要求，以及庆阳市“十四五”生态环境保护规划、深入打好污染防治攻坚战等要求。严格执行环境影响评价制度和排污许可制度，确保各项污染物达标排放，确保环境质量总体满足功能区要求。		
	环境风险防控	同重点管控单元要求		
	资源利用效率	同重点管控单元要求		

表 1.4.9-2 项目与庆阳市环境管控单元准入清单的相符性分析

行政区划	环境管控单元名称	空间布局约束	污染物排放管控	环境风险防控	资源开发效率要求	符合情况分析
华池县	ZH62102330001 华池县一般管控单元	执行甘肃省和庆阳市生态环境总体准入清单中一般管控单元的空间布局约束要求。	执行甘肃省和庆阳市生态环境总体准入清单中一般管控单元的污染物排放管控要求。严格执行《甘肃省石油勘探开发生态环境保护条例》中规定的各项污染防治措施。	执行甘肃省和庆阳市生态环境总体准入清单中一般管控单元的环境风险防控要求。	执行甘肃省和庆阳市生态环境总体准入清单中一般管控单元的资源利用效率要求。	本项目拟建工程部分位于该一般管控单元，项目严格落实各项污染及生态保护恢复措施，满足生态环境保护基本要求。综上所述满足管控单元规定。
庆城县	ZH62102120003 庆城县重点管控单元 01	执行全省及庆阳市生态环境总体准入清单中关于重点管控单元空间布局约束要求。落实主体功能区规划、国土空间规划等要求。	1、执行甘肃省和庆阳市生态环境总体准入清单中重点管控单元污染物排放管控要求。2、切实加大对城镇、农村等重点领域的水污染防治，提高城镇、农村生活污水、生活垃圾收集率、处理率。3. 积极推进畜禽养殖、畜禽屠宰加工等行业污水综合治理。4. 统筹推进农业面源污染防治和“散乱污”企业整治。	执行甘肃省和庆阳市生态环境总体准入清单中重点管控单元环境风险防控要求。	执行甘肃省和庆阳市生态环境总体准入清单中重点管控单元资源利用效率要求。	本项目部分工程位于该重点管控单元，项目不在马莲河沿岸开发，项目不属于不符合产业政策及行业准入条件等严重污染水环境的项目，也不属于工艺落后及污染严重的企业。项目采用伴生气作为加热炉燃料，为清洁能源。项目履行清洁生产审核工作。项目不涉及水污染物总量排放。项目油田开发严格履行《甘肃省石油勘探开发生态环境保护条例》中规定的各项污染防治措施。项目落实废水、废气、固废等污染措施，满足污染物排放管控要求，工程占地和注水井生产取水符合资源利用效率要求，纳入现有应急预案体系管理，环境风险防控要求。综上所述满足管控单元要求。
环县	ZH62102220002 环县重点管控单元 01	执行全省及庆阳市生态环境总体准入清单中关于重点管控单元空间布局约束要求。落实主体功能区规划、国土空间规划等要求。	1. 执行甘肃省和庆阳市生态环境总体准入清单中重点管控单元污染物排放管控要求。2. 切实加大对城镇、农村等重点领域的水污染防治，提高城镇、农村生活污水、生活垃圾收集率、处理率。3. 积极推进畜禽养殖、畜禽屠宰加工等行业污水综合治理。4. 统筹推进农业面源污染防治和“散乱污”企业整治。	执行甘肃省和庆阳市生态环境总体准入清单中重点管控单元环境风险防控要求。	执行甘肃省和庆阳市生态环境总体准入清单中重点管控单元资源利用效率要求。	本项目拟建工程位于该重点管控单元，不属于曲子镇工业集中区、环县砂井子煤气电工业集中区、环县甜水镇工业集中区、环县西滩工业集中区，不属于“两高”行业，项目落实废水、废气、固废等污染措施，满足污染物排放管控要求，工程占地和注水井生产取水符合资源利用效率要求，纳入现有应急预案体系管理，环境风险防控要求。综上所述满足管控单元规定。
合水县	ZH62102420003 合水县重点管控单元 01	执行全省及庆阳市生态环境总体准入清单中关于重点管控单元空间布局约束要求。落实主体功能区规划、国土空间规划等要求。		执行甘肃省和庆阳市生态环境总体准入清单中重点管控单元环境风险防控要求。	执行甘肃省和庆阳市生态环境总体准入清单中重点管控单元资源利用效率要求。	本项目拟建工程位于该重点管控单元，项目落实废水、废气、固废等污染措施，满足污染物排放管控要求，工程占地符合资源利用效率要求，纳入现有应急预案体系管理，环境风险防控要求。综上所述满足管控单元规定。
宁县	ZH62102620004 宁县重点管控单元 01	执行全省及庆阳市生态环境总体准入清单中关于重点管控单元空间布局约束要求。落实主体功能区规划、国土空间规划等要求。		执行甘肃省和庆阳市生态环境总体准入清单中重点管控单元环境风险防控要求。	执行甘肃省和庆阳市生态环境总体准入清单中重点管控单元资源利用效率要求。	本项目拟建工程位于该重点管控单元，项目落实废水、废气、固废等污染措施，满足污染物排放管控要求，工程占地符合资源利用效率要求，纳入现有应急预案体系管理，环境风险防控要求。综上所述满足管控单元规定。

1.4.10 布局合理性分析

1.4.10.1 工程总体布局合理性分析

本次产建工程开发采取总体设计、总体布局，结合新建井站场依托工程地理位置合理确定场站及线路（油、水、气线路）位置和走向，最大限度地减少场站数量，降低地面工程建设投资，项目从场站规划到施工设计，充分考虑了油田建设的环保综合效应。

本项目涉及庆城区、里 89 北区、里 89 南区、里 180 区、板 32-合 60 区、西 294-庄 57 区、城 98 区、悦 60 区、庆城区、固 1 区、乐 206 区等 10 个开发区域，根据现状调查，本项目涉及 10 个井区区域范围内均不涉及自然保护区、风景名胜区等需要特殊保护的敏感目标，井区不在当地城市规划范围内。滚动开发井区井场选址布局在现有站场周围，可充分依托现有站场集输和处理，工程新建 6 座增压站位于井场（永久占地）内，工程采取总体设计、总体布局，合理确定站场及管线的位置和走向，最大限度地减少管线长度，部分暂无接入条件的井场，通过技术封井，避免了开发拉油对环境产生的影响。项目措施废液处理后循环使用，不能利用的统一采用罐车运至周边措施废液处理站处理，道路全部为县道及油区柏油路，不涉及环境敏感区，项目从整体上已考虑了周边可依托场站进行布局开发，充分考虑了油田建设的环保综合效应；总体来看，井区开发总体布局基本合理。总体来看，井区开发总体布局基本合理。

1.4.10.2 站场选址合理性分析

本次产建工程新建增压站 5 座、混输装置 1 座。

在站场选址上，新增占地尽量少占用耕地和林地，避让居民点等敏感目标；新建 5 座增压站和 1 座混输装置，均在新建或既有井场内建设，不新增占地；工程涉及 8 座站场改建多位于既有征地范围内，减少新增占地。项目从场站规划到施工设计，充分考虑了油田建设的环保综合效应，尽可能减少占地。

根据现场调查，本项目新建站场均避让居民区布设，50m 环境保护距离内无居民分布，满足《庆阳市生态环境总体准入清单》中各环境管控单元对空间布局约束的准入要求“所有油气田井（站）场项目需设置不低于 50m 的环境保护距离”，不涉及环保搬迁。由分析可知，项目新建站场选址可行。

1.4.10.3 井场布置合理性分析

本项目新、扩建井场 47 座，设计方案从井网部署、井场组合上优化，结合丛式井技术，按照标准化井场设计规范进行建设，有效减少了工程占地面积。各拟建井场多部署在梁峁区顶部或者黄土台地，占地类型以旱地、草地为主，井场、油井井位选址远离

居民点，50m 范围内无居民点分布，满足《庆阳市生态环境总体准入清单》中各环境管控单元对空间布局约束的准入要求“所有油气田井（站）场项目需设置不低于 50m 的环境防护距离”，不涉及子午岭自然保护区、生态保护红线，对水源地保护区和分散式饮用水源井采取避让措施，均不在划定的水源地保护区内，选址基本可行。

结合以上分析，从选址角度考虑，项目实施过程中，在井场选址方面出现调整时应满足以下要求：

(1)远离居民点等环境保护目标，按照《石油天然气钻井井控技术规范》（GB/T 31033-2014）要求，钻井井口距离民宅不应小于 100m，距学校、医院、油库、人口密集及高危险场所等不小于 500m。

(2)布置在沟谷区的井场，不得建于河流最高水位以下，要满足防洪要求。

(3)采用丛式井或水平井，控制井场占地范围。

(4)尽量占用荒草地，少占耕地。

(5)井场选址尽量选择在梁峁、台塬地区，减少井场上游汇水面积，并避让天然滑坡及泥石流影响区。

(6)水源地保护区及生态环境主管部门划定的禁采区域内禁止建设油水井及地面工程设施。

1.4.10.4 管线选线合理性分析

拟建管线多沿现有道路或梁峁敷设，选址尽量少占用耕地。对水源地、集中和分散式水源井采取了避让措施，不涉及自然保护区等敏感区。管线途径村庄时，避让居民点，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”以及《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）中“4.1.1 埋地管道与建构筑物的间距应满足施工和运行管理需要，且管道中心线与建构筑物的最小距离不应小于 5m”的规定。从建设内容及周边环境特征考虑，管线选线基本合理。

从选址角度考虑，管线施工过程中选址出现调整时，应遵循以下原则：

(1)将管道安全稳定放在首位，并考虑管道建设运输、维护管理对交通条件的需要。在符合管道总体走向前提下，局部难点段线路应进行多方案比选，确保管道安全，同时尽量节省工程投资；

(2)管道应选择黄土湿陷性等级较弱、灾害地质不发育、地形条件相对较好的区域通过，应避开滑坡、崩塌、泥石流、碟形洼地、黄土陷穴、冲沟极发育、易受到水流冲刷

等对管道安全不利的地区，若必须通过时，尽量缩短其通过距离，并采取必要的保护措施；遇到泥石流地段，线路应选择在泥石流的下游（堆积区）通过；

(3)线路应优先选择宽阔的河谷、面积较大的塬、顺直的梁，而且宜在湿陷性土层薄、湿陷性等级轻微、地表排水条件较好的地段通过；

(4)必须穿越冲沟时，优先考虑在稳定沟头段穿越，避免穿越正溯源侵蚀的沟尾部，沿河谷阶地敷设时，要注意河流的侧向侵蚀作用；

(5)黄土梁峁沟壑区线路所经地区应考虑道路修建能够到达，并综合比选线路走向方案；

(6)狭窄黄土沟地区开辟管道施工作业带应考虑对原始地貌破坏后的水土流失治理方案以及取土和弃土堆放位置；

(7)避免管道沿斜坡等高线敷设，斜坡区尽可能正上正下，不宜斜交；

(8)在只能沿山坡敷设情况下，应注意尽量沿坡角小于 15° 的山坡敷设，否则应考虑其它措施。

本项目管线不涉及生态保护红线，管线选线对周边饮用水水源地及分散式饮用水源井采取了避让措施。工程管线跨越马莲河采取桁架式跨越，设有套管保护，在事故状态下，采用拦油网拦截等措施，可以将对河流的事故影响降低到最小。

综上，本项目管线选线基本合理。

1.4.10.5 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。道路征地不涉及基本农田，尽量少占用耕地和林地。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。

从选址角度考虑，管线施工过程中选址出现调整时，应遵循以下原则：

(1)控制施工便道范围，尽量利用管线征地和现有道路；

(2)管道施工完毕后，按照施工前地貌、植被对施工便道进行恢复，对工程施工无法避让的树木，进行异地移栽；

(3)道路选线应尽量避免村庄等环境敏感点；

(4)山区道路必须修建护坡或者采取其他土地整治措施；工程竣工后，开挖面必须植树种草，防止水土流失。

1.4.10.6 小结

总体看来，项目采用优化的井、站场和管网设计方案，减少井、站场和管线工程等工程量和占地面积，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，产建工程总体布局合理；井场、站场、管线等选址、选线总体可行。

1.5 关注的主要环境问题及环境影响

(1)施工扬尘、施工废水、固体废物的环境影响及处置措施，管线穿跨越施工对河流的环境影响及减缓措施的可行性。施工对土壤、动植物、土地利用、农作物的环境影响分析及生态保护措施的可行性。

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

(3)根据项目特点和环境现状，关注生态、地下水和土壤环境影响，以及运行过程中的环境风险（包括事故状态下对井区下游地表水源地影响），有针对地提出预防、减缓和补偿措施，完善现有环境风险应急预案。

(4) 本项目个别开发井区位于水源地保护区上游集水区域内，水环境相对敏感。地方政府和建设单位高度重视水源地的保护工作，经过多年的开发管理，项目在部署产建方案时对集中式饮用水水源地和分散式饮用水源井采取了避让措施，针对施工和运行过程中的饮用水源保护，评价重点关注提出的污染防治措施和风险防范措施可行性。

1.6 主要结论

本项目属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中鼓励类项目，符合国家产业政策，符合国家和地方的相关规划要求。在严格按照“三同时”制度落实工程设计、环评报告提出的各项污染防治措施、生态保护、恢复和补偿措施以及风险防范措施，并强化环境管理后，主要污染物可做到达标排放，固体废物全部得到合理处置，对生态环境的影响可降低到当地环境能够容许的程度，满足评价区各环境功能区划要求。从环保角度分析，项目建设可行。

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 评价任务依据

《环境影响评价委托书》，长庆油田陇东油气开发分公司，2025 年 12 月 12 日。

2.1.2 法律依据

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》，2014 年 4 月 24 日修订；
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》，2018 年 12 月 29 日修订；
- (3) 《中华人民共和国大气污染防治法》，2018 年 10 月 26 日修订；
- (4) 《中华人民共和国水污染防治法》，2017 年 6 月 27 日修订；
- (5) 《中华人民共和国噪声污染防治法》，2021 年 12 月 24 日修订；
- (6) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》，2020 年 4 月 29 日修订；
- (7) 《中华人民共和国土壤污染防治法》，2019 年 1 月 1 日起施行；
- (8) 《中华人民共和国清洁生产促进法》，2012 年 2 月 29 日修订；
- (9) 《中华人民共和国循环经济促进法》，2018 年 10 月 26 日修订；
- (10) 《中华人民共和国节约能源法》，2018 年 10 月 26 日修订；
- (11) 《中华人民共和国土地管理法》，2019 年 8 月 26 日修订；
- (12) 《中华人民共和国城乡规划法》，2019 年 4 月 23 日修订；
- (13) 《中华人民共和国水法》，2016 年 7 月 2 日修订；
- (14) 《中华人民共和国水土保持法》，2010 年 12 月 25 日修订；
- (15) 《中华人民共和国矿产资源法》，2009 年 8 月 27 日修订；
- (16) 《中华人民共和国野生动物保护法》，2018 年 10 月 26 日修订；
- (17) 《中华人民共和国石油天然气管线保护法》，2010 年 10 月 1 日施行；
- (18) 《中华人民共和国安全生产法》，2014 年 9 月 31 日修订；
- (19) 《中华人民共和国黄河保护法》，2023 年 4 月 1 日施行；
- (20) 《中华人民共和国突发事件应对法》，2024 年 11 月 1 日起施行。

2.1.3 法规依据

- (1) 《建设项目环境保护管理条例》，中华人民共和国国务院令第 682 号，2017 年 7 月 16 日修订；
- (2) 《中华人民共和国野生植物保护条例》，中华人民共和国国务院令第 687 号，2017

年 10 月 7 日修订；

(3) 《土地复垦条例》，中华人民共和国国务院令 592 号，2011 年 3 月 5 日施行；

(4) 《中华人民共和国河道管理条例》，中华人民共和国国务院令 698 号，2018 年 3 月 19 日修订；

(5) 《地质灾害防治条例》，中华人民共和国国务院令 394 号，2004 年 3 月 1 日施行；

(6) 《排污许可管理条例》，2021 年 3 月 1 日起施行；

(7) 《中华人民共和国基本农田保护条例》，国务院令 257 号，1999 年 1 月 1 日施行

(8) 《地下水管理条例》，国务院令 748 号，2021 年 12 月 1 日施行。

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) 《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；

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

(5) 《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；

(6) 《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；

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

(8) 《环境影响评价公众参与办法》，生态环境部令 4 号；

(9) 《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；

(10) 《突发环境事件应急预案管理暂行办法》，环境保护部令 34 号；

(11) 《中共中央、国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见》，（中发〔2021〕40 号）；

(12) 《自然资源部 生态环境部 国家林业和草原局 关于加强生态保护红线管理的通知》（自然资发〔2022〕142 号）；

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

(14) 《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；

(15)《西部地区鼓励类产业目录（2025 年本）》，中华人民共和国国家发展和改革委员会令 2024 年第 28 号。

2.1.5 地方性法规

(1)《甘肃省环境保护条例》，2020 年 1 月 1 日施行；

(2)《甘肃省石油勘探开发生态环境保护条例》，2019 年 11 月 29 日修订；

(3)《甘肃省大气污染防治条例》，2019 年 1 月 1 日施行；

(4)《甘肃省人民政府关于贯彻落实国务院大气污染防治行动计划实施意见》，甘政发[2013]93 号；

(5)《甘肃省人民政府关于对庆阳市城市饮用水水源保护区划分调整的批复》，甘政函[2010]100 号；

(6)《关于进一步加强饮用水水源地环境保护工作的通知》，甘环发[2014]226 号；

(7)《庆阳市环境保护局关于进一步加强饮用水源环境保护工作的意见》，庆环发[2014]324 号）；

(8)《庆阳市地下水管理办法》，庆政发〔2022〕56 号；

(9)《甘肃省人民政府关于划定省级水土流失重点预防区和重点治理区的公告》，甘政发[2016]59 号；（附件 3）

(10)《合水县人民政府关于划分合水县水土流失重点防治区的公告》，合水县人民政府，2020 年 12 月 1 日；

(11)《庆阳市人民政府关于划分调整取消全市部分乡镇集中式饮用水水源保护区的批复》，庆政函[2018]4 号；

(12)《陇东油区石油天然气勘探开发环境保护工作指南（试行）》，庆环发[2018]115 号；

(13)《甘肃省水污染防治条例》，2021 年 1 月 1 日起施行；

(14)《庆阳市人民政府关于划分调整取消全市部分乡镇集中式饮用水水源保护区的批复》，庆政函[2020]89 号；

(15)《甘肃省土壤污染防治条例》，2021 年 5 月 1 日起施行；

(16)《甘肃省生态环境厅关于进一步加强石油开采生态环境保护管理工作的通知》。甘环办发[2025]15 号, 2025 年 6 月 23 日。

2.1.6 环保政策

- (1) 《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；
- (2) 《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；
- (3) 《一般工业固体废物管理台账制定指南（试行）》，环境保护部公告 2021 年第 82 号；
- (4) 《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》，（生态环境部 2013 年第 31 号）。

2.1.7 相关规划

- (1) 《甘肃省“十四五”能源发展规划》，2021 年 12 月 31 日；
- (2) 《甘肃省“十四五”规划和 2035 年远景目标纲要国民》，2021 年 4 月；
- (3) 《甘肃省“十四五”生态环境保护规划》（甘政办发[2021]105 号），2021 年 11 月；
- (4) 《甘肃省循环经济总体规划》，国函[2009]150 号；
- (5) 《甘肃省地表水功能区划（2012-2030）》，甘政函[2013]4 号；
- (6) 《庆阳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》，2021 年 3 月；
- (7) 《庆阳市“十四五”生态环境保护规划》，庆政办发[2022]7 号；
- (8) 《庆阳市城市供水饮用水源地保护区划分技术报告》，甘肃省地质环境监测院，2010 年 10 月；
- (9) 《甘肃省庆阳市马莲河流域综合规划环境影响报告书》，黄河勘测规划设计有限公司，2018 年 12 月；
- (10) 《庆阳市人民政府关于划分调整取消全市部分乡镇集中式饮用水源保护区的批复》，庆政函[2018]4 号；
- (11) 《庆阳市人民政府关于划分调整取消全市部分乡镇集中式饮用水源保护区的批复》，庆政函[2020]89 号；
- (12) 《陇东油区“十四五”发展规划》，2022 年 4 月；
- (13) 《庆阳市国家生态文明建设示范市规划（2021-2025 年）》；
- (14) 《“十四五”节能减排综合工作方案》（国发〔2021〕33 号），2022 年 1 月；
- (15) 《黄河流域生态环境保护规划》，2022 年 6 月；
- (16) 《甘肃省土地利用总体规划（2000-2030）》；
- (17) 《甘肃省主体功能区规划》，甘肃省人民政府，2012 年 7 月；

- (18) 《甘肃省生态功能区划》，甘肃省人民政府，2012 年 7 月；
- (19) 《甘肃省人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（甘政发[2020]68 号）；
- (20) 《庆阳市人民政府关于印发庆阳市“三线一单”生态环境分区管控实施方案的通知》（庆政发[2021]29 号）
- (21) 《黄河流域生态保护和高质量发展规划纲要》，国务院，2021.10.8；
- (22) 《甘肃省黄河流域生态保护和高质量发展规划》，甘肃省人民政府，2021 年 10 月；
- (23) 《甘肃省人民政府关于同意撤销和划分调整部分集中式饮用水水源保护区的批复》（甘政函[2023]5 号），2021 年 10 月；
- (24) 宁县“十四五”生态环境保护规划；
- (25) 环县“十四五”生态环境保护规划；
- (26) 华池县“十四五”生态环境保护规划；
- (27) 庆城县“十四五”生态环境保护规划；
- (28) 合水县“十四五”生态环境保护规划。

2.1.8 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》（HJ 349-2023）；
- (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) 《危险废物产生单位管理计划制定指南》；
- (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) 《石油和天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）；
- (17) 《陆上钻井作业环境保护推荐作法》（SY/T6629-2005）；
- (18) 《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》，（DZ/T0317-2018）；
- (19) 《陆上石油天然气生产环境保护推荐作法》（SY/T6628-2005）；
- (20) 《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）；
- (21) 《油田采出水处理设计规范》（GB50428-2015）；
- (22) 《长庆油气田绿化技术规定》；
- (23) 《油田采出水回注地下水环境保护技术规范》（Q/SY CQ 08004-2018）；
- (24) 《长庆油田陇东油区清洁文明井场设施建设标准》（Q/SY CQ 08010-2019）；
- (25) 《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2022）；
- (26) 《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）；
- (27) 《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）；
- (28) 《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）；
- (29) 《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）；
- (30) 《陆上石油天然气开采水基钻井废弃物处理处置及资源化利用技术规范》（SY / T7466-2020 ）；
- (35) 《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》，2015 年 11 月 18 日；
- (36) 《长庆陇东油区生态环境现状调查及生态恢复与治理规划》；
- (37) 《陆上油气田采出水地下注入环境保护技术规范》（SY/T 7784-2024）；
- (38) 《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）。

2.1.9 项目文件

- (1) 《关于下达 2025 年第一批业务发展投资实施计划的通知》，长油〔2025〕34 号，中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司，2025 年 2 月 25 日；
- (2) 现有工程涉及的产建环评批复及竣工环保验收意见；
- (3) 建设单位提供与建设项目有关的其它技术资料。

2.1.10 引用资料

- (1) 涉及本次扩建井区和依托站场的历年产能建设工程环境影响报告书；
- (2) 涉及本次扩建井区和依托站场的历年产能建设工程竣工环保调查报告。

2.2 评价目的及原则

2.2.1 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。

2.2.2 评价原则

(1) 严格执行国家和甘肃省、庆阳市有关环保法律、法规、标准和规范，结合国家产业政策、当地发展规划和环境功能区划等开展评价；

(2) 认真贯彻建设项目环境保护工作中必须遵循的“达标排放，总量控制、清洁生产 and 污染防治与生态保护并重”的原则；

(3) 根据建设项目特点，结合当地环境特征，依据环境影响评价技术导则、环境质量目标值，客观评价建设项目的环境影响；

(4) 以可持续发展和循环经济思想为指导，力求报告书提出的污染防治措施、生态保护措施和资源综合利用方案，具有较强的针对性和可操作性；

(5) 以已开发油田各区块作为主要类比对象，按照行业惯例并结合本项目特点和环境条件，完善项目的环境保护措施。

2.3 环境功能区划及评价标准

2.3.1 环境功能区划

评价区各要素环境功能区划如下，具体见表 2.3.1-1。

(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，项目所在区域环境空气质量功能区划属二类区。

(2) 地表水

评价区主要河流为马莲河及其支流（柔远川、湘乐川、固城川、蔡家庙沟等），依据《甘肃省地表水功能区划（2012—2030 年）》，评价区水功能区划见图 2.3.1-1 以及表 2.3.1-1。

表 2.3.1-1 评价区水功能区划表

水系名称	河流	功能区名称	起始	终止	功能区划
泾河	柔远川	柔远川华池、庆城开发利用区	源头	入马莲河口	Ⅲ类
	元城川	元城川华池开发利用区	铁角城	入马莲河口	Ⅲ类
	马莲河	马莲河环县、庆城、合水、宁县开发利用区	洪德站	入泾河口	Ⅳ类
	固城川 湘乐川 樊家川 蔡家庙沟	《甘肃省地表水功能区划（2012-2030 年）》 中未明确，按当地环境管理要求执行	源头	入马莲河口	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、农业用水。因此，根据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的规定，评价区地下水环境功能为Ⅲ类。

(4) 声环境

项目开发区域主要为分散居住的农村环境，根据《声环境质量标准》（GB 3096-2008）中对声环境功能区划的规定，各井区站场、道路、管线沿线高速、国道、省道两侧 35m 内为 4a 类；其余 200m 范围内的居民点为 2 类功能区。

(5) 生态环境

依据《甘肃省生态功能区划》，本项目各井区均位于黄土高原农业生态区中宁南-陇东黄土丘陵农业生态亚区中的黄土残塬旱作农业强烈水土流失生态功能区和环县黄土丘陵、滩地强烈水土流失牧农生态功能区范围内；依据《庆阳市生态文明示范市建设规划》，各井区位于 I2-1 中部林缘旱作农业及林果产业发展功能区、I2-3 中部残塬沟壑粮食基地生产功能区，和 I2-4 环江沿线工矿型能源化工产业发展功能区。本项目各井区所在区域生态功能区划见图 2.3.1-2 及图 2.3.1-3。

2.3.2 评价标准

2.3.2.1 环境质量标准

(1) 环境空气质量标准

基本污染物执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准；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，硫化氢执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 标准，标准值见表 2.3.2-1。

表 2.3.2-1 环境空气质量标准

标准名称及级（类）别	项目	标准值		
		单位	限值	
《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准	SO ₂	μ g/m ³	年平均	60
			24 小时平均	150
			1 小时平均	500
	NO ₂		年平均	40
			24 小时平均	80
			1 小时平均	200

	CO		24 小时平均	4
			1 小时平均	10
	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
《大气污染物综合排放标准》详解	非甲烷总烃	mg/m ³	1 小时平均浓度	2.0
《环境影响评价技术导则 大气环境》附录 D	硫化氢	μg/m ³	1 小时平均浓度	10

(2) 地表水环境质量标准

本项目评价范围内的马莲河执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅳ类标准，柔远河、固城川等及其支流执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准，见表 2.3.2-2。

表 2.3.2-2 地表水环境质量标准

标准名称及级（类）别	项目	单位	标准限值	
			Ⅲ类标准	Ⅳ类标准
《地表水环境质量标准》 （GB3838-2002） Ⅲ类、Ⅳ类标准	pH 值	无量纲	6~9	
	COD	mg/L	≤20	≤30
	BOD ₅		≤4	≤6
	氨氮		≤1.0	≤1.5
	总磷		≤0.2	≤0.3
	石油类		≤0.05	≤0.5
	挥发酚		≤0.005	≤0.01
	硫化物		≤0.2	≤0.5
	阴离子表面活性剂		≤0.2	≤0.3
	汞		≤0.0001	≤0.001
	六价铬		≤0.05	≤0.05
	镉		≤0.005	≤0.005
	砷		≤0.05	≤0.1
	铅		≤0.05	≤0.05
	镍		≤0.02	≤0.02
	氟化物		≤1.0	≤1.5

(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 2.3.2-3。

表 2.3.2-3 地下水质量标准

标准名称及级（类）别	污染因子	标准值	
		单位	限值
《地下水质量标准》（GB/T14848-2017） Ⅲ类标准	pH 值	无量纲	6.5~8.5
	总硬度	mg/L	≤450
	溶解性总固体		≤1000
	耗氧量（COD _m ）		≤3.0
	硫酸盐		≤250
	氯化物		≤250
	钠		≤200
	氨氮		≤0.50

	硝酸盐		≤20.0
	亚硝酸盐		≤1.00
	挥发性酚类		≤0.002
	氟化物		≤1.0
	氰化物		≤0.05
	铁		≤0.3
	锰		≤0.10
	铅		≤0.01
	汞		≤0.001
	砷		≤0.01
	镉		≤0.005
	钡		≤0.70
	铬（六价）		≤0.05
	硫化物		≤0.02
	菌落总数	CFU/mL	100
	总大肠菌群	CFU/100ml	≤3.0
《地表水环境质量标准》 （GB3838-2002）Ⅲ类标准	石油类	mg/L	≤0.05

(4) 声环境质量标准

执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中相关标准，见表 2.3.2-4。

表 2.3.2-4 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	等效 A 声级	60	50
	4a 类		70	55

(5) 土壤环境质量标准

项目建设用地执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中“第二类用地”筛选值，其他土壤执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）“其他”土壤污染风险筛选值，具体见表 2.3.2-5。

表 2.3.2-5 土壤环境质量标准 单位：mg/kg（pH 除外）

标准名称及级（类）别	污染物项目		筛选值	管制值
《土壤环境质量-建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）	重金属和无机物	砷	60	140
		镉	65	172
		铬（六价）	5.7	78
		铜	18000	36000
		铅	800	2500
		汞	38	82
		镍	900	2000
	挥发性有机物	四氯化碳	2.8	36
		氯仿	0.9	10
		氯甲烷	37	120
		1,1-二氯乙烷	9	100
		1,2-二氯乙烷	5	21
		1,1-二氯乙烯	66	200
		顺-1,2-二氯乙烯	596	2000

		反-1,2-二氯乙烯		54	163
		二氯甲烷		616	2000
		1,2-二氯丙烯		5	47
		1,1,1,2-四氯乙烷		10	100
		1,1,1,2-四氯乙烷		6.8	50
		四氯乙烯		53	183
		1,1,1-三氯乙烷		840	840
		1,1,2-三氯乙烷		2.8	15
		三氯乙烯		2.8	20
		1,2,3-三氯丙烷		0.5	5
		氯乙烯		0.43	4.3
		苯		4	40
		氯苯		270	1000
		1,2-二氯苯		560	560
		1,4-二氯苯		20	200
		乙苯		28	280
		苯乙烯		1290	1290
		甲苯		1200	1200
		间二甲苯+对二甲苯		570	570
		邻二甲苯		640	640
	半挥发性有机物	硝基苯		76	760
		苯胺		260	663
		2-氯酚		2256	4500
		苯并[a]蒽		15	151
		苯并[a]芘		1.5	15
		苯并[b]荧蒽		15	151
		苯并[k]荧蒽		151	1500
		蒽		1293	12900
		二苯并[a,h]蒽		1.5	15
		萘		70	700
	石油烃类	石油烃 (C10-C40)		4500	9000
《土壤环境质量-农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）	镉	pH>7.5	其他	0.6	4.0
	汞		其他	3.4	6.0
	砷		其他	25	100
	铅		其他	170	1000
	铬		其他	250	1300
	铜		其他	100	/
	镍		/	190	/
	锌		/	300	/

2.3.2.2 污染物排放标准

(1) 废气

加热炉执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）新建燃气锅炉排放浓度限值。井场、站场厂界非甲烷总烃无组织排放浓度执行《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，站场内非甲烷总烃无组织排放监控点浓度执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）限值，具体见表 2.3.2-6。

表 2.3.2-6		大气污染物排放标准		
标准名称及级(类)别	污染因子	标准值		
		单位		限值
《锅炉大气污染物排放标准》 (GB 13271-2014) 新建燃气锅炉排放浓度限值	颗粒物	mg/m ³		20
	二氧化硫			50
	氮氧化物			200
	烟气黑度	(林格曼黑度, 级)		1
《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	非甲烷总烃	无组织排放监控浓度限值 (mg/m ³)		4.0
《挥发性有机物无组织排放控制标准》 (GB37822-2019) 厂外监控点	非甲烷总烃	mg/m ³	1h 平均浓度	10
			任意一次浓度	30
《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
《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III、IV阶段)》	CO	g/kWh		3.5
	HC	g/kWh		0.4
	NO _x	g/kWh		3.5, 0.67
	PM	g/kWh		0.1

(2) 废水

本项目污废水主要为油田采出水和作业废水，均不外排。

本项目产生的采出水及措施返排液等作业废水依托措施返排液处理站及采出水处理站处理达标后回注地层，不外排。依据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)中提出回注井运行过程中，应持续对回注井井口压力、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《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T 5329-2022)中的相关要求。因此，本项目采出水和措施返排液执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY-T5329-2022)中相关要求。

根据《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T 5329-2022)中对注水水质的要求如下：

①当注水井配注率大于或等于 100%时，水质满足注入要求，保持现有水处理工艺流程不变，确保注入水水质稳定。

②当注水井配注率介于 80%~100%时，按照储层空气渗透率参考表 2.3.2-7 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。

③当注水井配注率小于或等于 80%时，依据 SY/T 5358 开展注入水水质对油藏的适应性评价研究。

根据建设单位提供的资料，实际运行过程中现有注水井实际配注率均大于 80%，各回注层位空气渗透率为 2.485~6.195 μm²（具体见附件），因此，本项目回注水质应满足表 2.3.2-7 水质主要控制指标要求。

表 2.3.2-7		采出水回注水质指标				
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				

除上述水质控制指标外，回注过程还应执行《陆上油气田采出水地下注入环境保护技术规范》（SY/T 7784-2024）有关要求。该规范规定了油田采出水回注的注水井布井、目的层、回注水、井筒、地下水水质监测、运行管理、注水井废弃等地下水环境保护技术要求。

- (3) 噪声
- 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；施工期噪声执行《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）相应标准，标准值见表 2.3.2-8。

表 2.3.2-8		噪声排放标准		单位：dB(A)	
标准名称及级(类)别		污染因子	标准值		
《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)	一般厂界	昼间	60	
			夜间	50	
《建筑施工噪声排放标准》 (GB12523-2025)	噪声 dB(A)	昼间		70	
		夜间		55	

- (4) 固体废物
- 本项目施工期及运行期一般工业固废执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020），贮存、处置应满足防渗漏、防雨淋、防扬尘相关环保要求；危险废物执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）及《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》中有关规定。

2.4 环境影响因素识别与评价因子筛选

2.4.1 项目影响环境要素的程度及性质识别

- (1) 影响环境要素程度的识别
- 根据项目污染物排放特点，开发全过程对自然环境、生态环境的影响因素和程度见表 2.4.1-1。

表 2.4.1-1		项目环境影响要素与影响程度识别表													
工程阶段	受影响的要素	自然环境							生态环境						
		环境空气	地表水	地下水	声环境	固体废物	土壤环境	环境风险	水土保持	物种	生境	生物群落	生态系统	生物多样性	生态敏感区

施 工 期	钻前工程	场地清理及平整	-2	-1	/	-1	/	-1	/	-2	-1	-2	-1	-2	/	/	-1
		钻井设备安装	/	/	/	-1	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	钻井工程	钻井施工	-1	-1	-2	-2	-2	-1	-1	/	/	/	/	/	/	/	/
	储层改造工程	射孔、压裂	/	-1	-1	-1	-2	-1	-1	/	/	/	/	/	/	/	/
	油气集输工程	管沟开挖、管线敷设	-2	-1	/	-1	-1	-1	/	-2	-1	-1	-1	-1	/	/	-1
		场站建设	-1	/	/	-1	-1	/	/	-1	-1	-1	-1	-1	/	/	/
	交通运输		-1	-1	/	-1	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	运 行 期	油气集输工程	采油作业	/	/	/	-1	/	/	-1	/	/	/	/	/	/	/
		措施作业	-1	-1	-1	-1	-1	-1	/	/	/	/	/	/	/	/	/
		管线集输	/	/	/	/	/	/	-1	/	/	/	/	/	/	/	/
		原油处理	-2	/	-1	-2	-1	-1	-1	/	/	/	/	/	/	/	/
		采出水处理及回注	/	/	-1	-1	-1	-1	-1	/	/	/	/	/	/	/	/
		危废贮存	-1	/	/	/	-1	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
		危废运输	/	-1	/	/	/	/	-1	/	/	/	/	/	/	/	/
退 役 期	设备拆除		-1	/	/	-1	-1	-1	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	集输管线		-1	/	/	-1	-1	-1	/	-1	/	/	/	/	/	/	/
	植被恢复		/	/	/	/	/	/	/	+1	+1	+1	+1	+1	/	/	+1

注：3——重大影响；2——中等影响；1——轻微影响；“+”-表示有利影响；“-”-表示不利影响

评价区气候干旱，土壤含水率低，施工扬尘、运输扬尘等对评价区环境空气质量形成短期重大不利影响，场地清理、钻井材料堆放等对植被造成重大不利影响；同时，施工活动对评价区声环境也构成重大不利影响。

运行期，正常工况条件下，污染物排放主要集中在各站场内，与施工期相比，运行期对环境的污染影响稍轻，但持续的时间较长。

油田开发进入退役期，产量明显下降，生产设施相继关闭，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拆除、封井、管线拆除等施工活动，施工将造成一定程度的水土流失、产生落地原油等。

(2) 影响环境要素性质的识别

采用环境影响性质识别表对工程影响环境的性质进行识别。影响性质分不利影响和有利影响，长期影响和短期影响，可逆影响与不可逆影响，局部影响与广泛影响，识别结果见表 2.4.1-2。

表 2.4.1-2 项目建设工程对环境影响的性质分析

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

据表 2.4.1-2，本项目对环境要素不利影响主要表现在地下水、水土流失、环境空气、声环境等方面，这些影响大部分是短期局部可逆影响，长期影响（运行期）也是相对短期而言，项目服役期满影响基本可以消除。

2.4.2 环境影响因子识别

项目各阶段环境影响因子不同，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 2.4.2-1。

表 2.4.2-1

项目环境影响因子识别

环境要素 单项工程	时期	大气	地表水	地下水	土壤	生态	噪声
钻前工程	施工期	颗粒物	BOD ₅ 、COD、悬浮物、氨氮等	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、生态系统完整性	/
钻井工程	施工期	SO ₂ 、NO _x 、非甲烷总烃	pH 值、悬浮物、COD、BOD ₅ 、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅	pH 值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	pH 值、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	/	昼间等效声级（L _d ）、夜间等效声级（L _n ）
储层改造工程	施工期	SO ₂ 、NO _x 、非甲烷总烃	pH 值、悬浮物、COD、BOD ₅ 、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅	pH 值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	pH 值、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	/	昼间等效声级（L _d ）、夜间等效声级（L _n ）
油气集输工程	施工期	颗粒物	BOD ₅ 、COD、悬浮物、氨氮等	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等	/
	运营期	SO ₂ 、NO _x 、硫化氢、非甲烷总烃	pH 值、悬浮物、COD、BOD ₅ 、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅	耗氧量、氨氮、石油类等	/	土壤肥力或林地立地条件、生物多样性、生态系统完整性等	昼间等效声级（L _d ）、夜间等效声级（L _n ）
油气处理工程	施工期	颗粒物	BOD ₅ 、COD、悬浮物、氨氮等	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等	/
	运营期	SO ₂ 、NO _x 、硫化氢、非甲烷总烃	pH 值、悬浮物、COD、BOD ₅ 、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅	pH 值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	pH 值、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	/	昼间等效声级（L _d ）、夜间等效声级（L _n ）

2.4.3 评价因子筛选

根据建设项目的特点、环境影响的主要特征，结合区域环境功能要求、环境保护目标、评价标准和环境制约因素，筛选出本次环境影响评价因子见表 2.4.3-1。

表 2.4.3-1 评价因子筛选结果表

环境要素	专题设置	评价因子
大气	现状评价	SO ₂ 、NO ₂ 、PM _{2.5} 、PM ₁₀ 、CO、O ₃ 、总烃、非甲烷总烃、甲烷、TSP、硫化氢
	影响评价	SO ₂ 、NO ₂ 、PM _{2.5} 、非甲烷总烃
地表水	现状评价	pH 值、悬浮物、化学需氧量、五日生化需氧量、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅
	影响评价	废水不外排，分析评价
地下水	现状评价	pH 值、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、总硬度、溶解性总固体、耗氧量、挥发酚、氰化物、氟化物、硫化物、铁、锰、铅、镉、钡、砷、汞、六价铬、总大肠菌群、菌落总数、石油类、K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻
		包气带：pH 值、氨氮、挥发性酚类、石油类、砷、六价铬、硫酸盐、氯化物
	影响评价	石油类、六价铬
噪声	现状评价	等效 A 声级
	影响评价	等效 A 声级
固体废物	影响评价	施工期废弃钻井泥浆、岩屑、废防渗材料、废润滑油及废油桶、生活垃圾等的处理或处置措施； 运行期落地油、含油污泥、废滤料、废防渗材料、清管废渣、废润滑油及废油桶等的处理或处置措施
土壤环境	现状评价	建设用地：①重金属和无机物：砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍；②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；③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、蒽、二苯并[a,h]蒽、茚并[1，2，2-cd]芘、苯并[a]蒽。④特征因子：石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、含盐量 农用地：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌
	影响评价	石油烃、六价铬、含盐量
生态环境	现状评价	物种的分布范围、种群数量、种群结构、行为等，生境的面积、质量、连通性等，生物群落的物种组成、群落结构等，生态系统的植被覆盖度、生产力、生物量、生态系统功能等，生物多样性物种丰富度、均匀度、优势度等
	影响评价	地面扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性、土壤肥力或林地立地条件
环境风险	影响评价	大气：非甲烷总烃、CO、SO ₂ ；地表水、地下水：石油类

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

依据《环境影响评价技术导则·生态影响》（HJ19-2022），同时依据《环境影响评价技术导则：陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）生态环境影响评价工作级别划分判据，生态环境评价工作等级判定依据如 2.5.1-1 所示。

表 2.5.1-1 《环境影响评价技术导则·生态影响》生态影响评价工作等级划分表

评价工作等级判据	生态敏感性和影响程度
	a) 涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时，评价等级为一级；
	b) 涉及自然公园时，评价等级为二级；
	c) 涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级；
	d) 根据 HJ 2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态影响评价等级

	不低于二级； e) 根据 HJ 610、HJ 964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级； f) 当工程占地规模大于 20km ² 时（包括永久和临时占用陆域和水域），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定； g) 除本条 a)、b)、c)、d)、e)、f) 以外的情况，评价等级为三级； h) 当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级。 ①建设项目涉及经论证对保护生物多样性具有重要意义的区域时，可适当上调评价等级。 ②建设项目同时涉及陆生、水生生态影响时，可针对陆生生态、水生生态分别判定评价等级。 ③在矿山开采可能导致矿区土地利用类型明显改变，或拦河闸坝建设可能明显改变水文情势等情况下，评价等级应上调一级。 ④线性工程可分段确定评价等级。线性工程地下穿越或地表跨越生态敏感区，在生态敏感区范围内无永久、临时占地时，评价等级可下调一级。 ⑤涉海工程评价等级判定参照 GB/T 19485。 ⑥符合生态环境分区管控要求且位于原厂界（或永久用地）范围内的污染影响类改扩建项目，位于已批准规划环评的产业园区内且符合规划环评要求、不涉及生态敏感区的污染影响类建设项目，可不确定评价等级，直接进行生态影响简单分析。
本项目情况	本项目不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园、生态保护红线，本项目属于水污染影响型建设项目，工程新增占地（包括永久占地及临时占地）为 2.33km ² <20km ² ，本项目地下水和土壤评价范围内涉及公益林，据此判定本项目生态评价等级应不低于二级。
判定结果	二级

(2) 评价范围

生态影响评价范围依据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）中规定，本项目生态评价范围为各井场、站场边界向外延伸 50m，管线、道路工程两侧各 300m，个别评价范围根据生态环境完整性适当调整。本项目生态环境影响评价区总面积约 1879.59km²。

2.5.2 环境空气

(1) 评价工作等级

本项目运行期废气污染源主要是新建站场的加热炉和储油设施等，主要污染物为 SO₂、NO_x、颗粒物和 非甲烷总烃。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2—2018）要求，采用估算模型 AERSCREEN 对项目主要大气污染源进行环境空气评价等级判定，判别依据见表 2.5.2-1，判定结果见 2.5.2-2。

表 2.5.2-1 环境空气影响评价工作等级判定表

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

表 2.5.2-2 主要大气污染物最大地面浓度占标率

类型	污染源	污染物	最大落地浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	环境标准 C_{01} ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	P_{max} (%)	$D_{10\%}$ (m)	评价等级
有组织排	庆城联合站 1200kW 加热炉	NO _x	20.7255	250	8.29	0	二级
		SO ₂	10.407	500	2.08	0	二级

放		PM ₁₀	7.61625	450	1.69	0	二级
	华H53平台增 600kW加热炉	NO _x	14.88075	250	5.95	0	二级
		SO ₂	2.365	500	0.47	0	三级
		PM ₁₀	2.8863	450	0.64	0	三级
	华 H204 平台增 600kW 加热炉	NO _x	15.4105	250	6.16	0	二级
		SO ₂	4.9575	500	0.99	0	三级
		PM ₁₀	5.46075	450	1.21	0	三级
	庆H28平台增 500kW加热炉	NO _x	14.35375	250	5.74	0	二级
		SO ₂	4.459	500	0.89	0	三级
		PM ₁₀	4.8726	450	1.08	0	三级
	庆H46平台增 500kW加热炉	NO _x	14.2835	250	5.71	0	二级
		SO ₂	4.3185	500	0.86	0	三级
		PM ₁₀	4.68945	450	1.04	0	三级
	合H75平台增 600kW加热炉	NO _x	17.1545	250	6.86	0	二级
		SO ₂	1.7635	500	0.35	0	三级
		PM ₁₀	2.5803	450	0.57	0	三级
无组织排 放	庆城联合站	非甲烷总烃	53.646	2000	2.68	0	二级
	华 H53 增+返排液处理站	非甲烷总烃	187.774	2000	9.39	0	二级
	庆 H41 污泥减量化装置	非甲烷总烃	2.466	2000	0.12	0	二级

根据表 2.5.2-2 判定结果,本项目各主要大气污染源最大地面环境空气质量浓度占标率均小于 10%,因此各污染源评价工作等级为二级或三级;站场无组织排放非甲烷总烃最大地面环境空气质量浓度占标率小于 10%,评价工作等级为二级。因此,确定项目整体环境空气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大气环境》(HJ2.2-2018),本项目环境空气评价范围为:分别以各站场为中心,自站场边界外扩 2.5km 的矩形区域。

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地表水环境》(HJ2.3-2018),水污染影响型建设项目根据排放方式和废水排放量划分评价等级,划分依据见表 2.5.3-1。

表 2.5.3-1 水污染影响型建设项目评价等级判定

评价等级	判定依据	
	排放方式	废水排放量 Q/(m ³ /d) 水污染物当量数 W/(无量纲)
一级	直接排放	Q≥20000 或 W≥600000
二级	直接排放	其他
三级 A	直接排放	Q<200 且 W<6000
三级 B	间接排放	/

本项目运行期生产废水(采出水和措施作业废水)全部处理达标后回注油层或回用

于钻井生产，不外排。因此，根据导则要求，按本项目地表水评价等级为三级 B，主要进行影响分析。

(2) 评价范围

本项目重点分析采出水和措施返排液处理设施达标回注的可行性。

2.5.4 地下水

(1) 评价工作等级

根据本项目拟建工程内容，结合《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ394-2023）及《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）附录 A “地下水环境影响评价行业分类表”（表中未提及的行业，应根据对地下水环境影响程度，参照相近行业分类，对地下水环境影响评价项目类别进行分类），确定本项目工程涉及的行业类别为：井场、站场属于 F 石油、天然气中的 37、“石油开采”，按照 I 类建设项目开展地下水环境影响评价。

原油集输管线、采出水输送管线、供气管线属于 F 石油、天然气中“41、石油、天然气、成品油管线(不含城市天然气管线)”，按照 II 类建设项目开展地下水环境影响评价。

① 本项目的地下水敏感性分析

根据收集的资料和现场勘查，建设项目所在区域涉及的地下水环境敏感目标主要为集中式饮用水水源地和分散式饮用水水源井，开采层位主要为第四系潜水和白垩系环河组含水层。下面重点分析集中式饮用水水源地和分散式饮用水水源井。根据国家生态环境部环境工程评估中心的地下水导则培训资料及部长信箱回复，分散式饮用水水源地及集中式饮用水水源地较敏感区范围的具体量化见表 2.5.4-1。

但是由于井场等单项工程位置较为分散，其中污染源产生点在井场，其对地下水环境的影响一般局限于场址附近。开采范围内居民饮用水水源多为水源井。本次评价按照《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ 610-2016）中的公式计算法确定单个站场的调查评价范围。

表 2.5.4-1 分散式饮用水水源井及集中式水源地敏感区范围的具体量化

类型	特征	敏感区	较敏感区	不敏感区	备注
分散式	单井	无	以井（泉）口为中心，外扩 5000 天的质点迁移距离范围作为较敏感区	敏感区和较敏感区以外的区域	外扩边界不超过所在水文地质单元的边界范围。
集中式	已划定保护区但未划定准保护区的	保护区	以保护区边界为起点外扩 15a 的质点迁移距离范围		
	划定准保护区的	准保护区	以准保护区边界为起点外扩 15a 的质点迁移距离范围		

注：中小型水源地：日取水量小于 5 万方；大型水源地：日取水量大于 5 万方。本项目涉及的水源地均为中小型水

源地。

计算公式如下：

$$L= \alpha \times K \times I \times T / n \cdots \cdots \cdots (1)$$

式中，L——质点迁移距离，m；

α ——变化系数， $\alpha \geq 1$ ，一般取 2（为了安全起见，在理论计算的基础上加上一定量，以防未来用水量的增加以及干旱期影响造成半径的扩大）；

K——含水层渗透系数，m/d（根据《鄂尔多斯盆地地下水勘查报告（甘肃）》等水文地质资料，保守起见，取已知最大值）；

I——水力坡度，无量纲（根据《鄂尔多斯盆地地下水勘查报告（甘肃）》等水文地质资料及勘查、监测资料获取）；

T——质点迁移时间，d；

n——有效孔隙度，无量纲（取经验参数）。

根据公式（1），带入参数后对第四系黄土含水层和白垩系含水层分别求取 L 值，结果见表 2.5.4-2~3。

表 2.5.4-2 集中式饮用水源地敏感区、较敏感区范围计算表

类型	T（d）	L（m）	敏感区范围（m）	较敏感区（m）
分散式	5000	284	无	以井口为圆心，半径为 284m 的范围
集中式	5475	310	准保护区	以二级保护区边界为起点，外扩 310m 的范围

表 2.5.4-3 分散式饮用水水源井较敏感区范围计算表

含水层	K（m/d）	I	T（d）	n	L（m）
第四系黄土潜水	0.5	17‰	5000	0.3	283.3
白垩系环河组潜水	0.6	5‰	5000	0.15	200
白垩系环河组承压水	0.62	4‰	5000	0.15	165.3
白垩系洛河组承压水	1.8	2‰	5000	0.2	180

由表可见，由于不同含水层其参数不同，对应的地下水调查评价范围也略有不同，因此，该区域分散式饮用水水源井的较敏感区范围为：以井口为中心，半径为 284m 的范围；集中式饮用水水源地的敏感区范围为准保护区，较敏感范围为以二级保护区边界为起点，外扩 310m 的范围。通过现场调查，本项目的建设过程中井站场在所在区域的分散式饮用水水源井及集中式饮用水水源地的较敏感及敏感范围内均没有分布，其地下水评价范围与分散式饮用水水源井及集中式饮用水水源地的较敏感及敏感范围没有重叠，因此拟建工程的井站场地下水环境敏感程度为不敏感；但岭四联一岭一联采出水管线的地下水评价范围内有分散式饮用水水源井分布，因此集输管线的地下水环境敏感程度为较敏感。

② 地下水评价等级判定

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ 610-2016），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，并按相应等级开展评价工作。

本项目涉及到井场、站场及管线，因此按照本次评价建设的井场、站场、管线分布区域等分别进行地下水等级判定。根据表 2.7.2-1 评价区环境敏感目标与井区位置关系表中拟建工程与地下水水源地的位置关系，并结合表 2.5.4-2 可以看出本项目所在区域的集中式饮用水水源地和分散式饮用水水源井的敏感及较敏感区范围内均无井场、站场分布，但是在集输管线的评价范围内有分散式饮用水水源井的分布，因此井站场地下水环境敏感程度为不敏感，集输管线的地下水环境敏感程度为较敏感，依据表 2.5.4-1 将石油开采工程的井、站场工程地下水环境评价工作等级定为二级，将集输油管线工程地下水环境评价工作等级定为二级，集气管线工程地下水环境评价工作等级定为三级，详见表 2.5.4-4。

表 2.5.4-4

评价工作等级划分

项目类别		敏感区	较敏感区	不敏感区	评价等级
I 类项目	石油开采（井场、站场等）	/	/	√	二级
II 类项目	石油管线、注水管线	/	√	/	二级
III 类项目	天然气管线	/	√	/	三级

(2) 调查评价范围

依据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ 610-2016），同时参照《环境影响评价技术导则-陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2007），地下水评价范围以废水渗入地下，与地下水发生水力、水质联系，经稀释扩散后，地下水水质可能达标的范围为地下水评价范围。区域地下水调查评价范围主要考虑开发井区范围并兼顾周围水文地质单元，地下水评价范围：单个井场工程评价范围为下游 284m，两侧 200m，上游 200m，集输管线评价范围为两侧外扩 200m。

调查范围的确定，均考虑了地下水的系统特征。边界的具体确定，在考虑建设项目范围及建设项目可能的影响区域外，选择以地下水分水岭、地下水流线和地下水等水位线等为界，因此所划分的调查评价区，是一个相对完整的水文地质区块或水文地质单元。

2.5.5 声环境

(1) 评价工作等级

根据《环境影响评价技术导则声环境》（HJ 2.4-2021）中评价工作分级规定，并结合项目污染特点及周边环境特征，确定本项目声环境评价工作等级为二级，具体判定详见表 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	项目建设前后噪声级的变化程度	受噪声影响范围内的人口
一级评价	0 类	增高量>5dB(A)	显著增多
二级评价	1 类、2 类	3dB(A)≤增高量≤5dB(A)	增加较多
三级评价	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，本项目所在区域属于 2 类声环境功能区，项目噪声影响主要集中在施工期，运行期噪声源较少，且影响范围仅限于站场和井场内部，开发前后评价范围敏感目标噪声级增量<5dB(A)，受影响的人口变化小，因此评价等级定为二级。		

(2) 评价范围

本项目声环境评价范围为各井场、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

根据本项目土壤环境现状监测结果，项目所在区域土壤 pH 值为 7.7~8，含盐量为 1.1~1.6g/kg，依据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）附录 D 中土壤盐化、酸化、碱化分级标准，判定本项目工程所在区域土壤轻度盐化、酸化和碱化程度无酸化或碱化。依据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），本项目属于土壤盐化地区，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。

(2) 评价工作等级

① 项目类别

依据《环境影响评价技术导则-土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 A，本项目涉及的“石油开采”、“石油管线”工程，建设项目行业类别分别为“采矿业——金属矿、石油、页岩油开采”和“交通运输仓储邮政业——石油及成品油的输送管线”，对应项目类别分别为 I 类、II 类。

② 占地规模

建设项目占地规模分为大型（≥50hm²）、中型（5~50hm²）和小型（≤5hm²）。根据项目占地情况统计，本项目各地面工程永久占地最大为 7.85hm²，管线工程不涉及永久占地，因此项目占地规模属于“中型”和“小型”。

③ 环境敏感程度

1) 土壤环境污染影响型

建设项目所在地周边的土壤环境敏感程度分为敏感、较敏感和不敏感，判别依据见表 2.5.6-1。根据现场调查，项目各井场、输油管线等工程可能产生污染影响的范围内

存在耕地，因此敏感程度属于“敏感”。

表 2.5.6-1 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

2) 土壤环境生态影响型

建设项目所在地周边的土壤环境敏感程度分为敏感、较敏感和不敏感，判别依据见表 2.5.6-2。根据收集资料及环境现状监测数据并结合现场调查，项目区域干燥度 $2.38 \sim 3.49 > 2.5$ ，该区浅层地下水水位埋深大于 1.5m，土壤含盐量在 $1.1 \sim 1.6 \text{g/kg}$ ，土壤 pH 值在 $7.7 \sim 8$ ，根据表 2.5.6-2 判断项目土壤生态敏感程度属于“不敏感”。

表 2.5.6-2 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 $< 1.5 \text{m}$ 的地势平坦区域；或土壤含盐量 $> 4 \text{g/kg}$ 的区域	$\text{pH} \leq 4.5$	$\text{pH} \geq 9.0$
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 $\geq 1.5 \text{m}$ 的，或 $1.8 < \text{干燥度} \leq 2.5$ 且常年地下水位平均埋深 $< 1.8 \text{m}$ 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 $< 1.5 \text{m}$ 的平原区；或 $2 \text{g/kg} < \text{土壤含盐量} \leq 4 \text{g/kg}$ 的区域	$4.5 < \text{pH} \leq 5.5$	$8.5 \leq \text{pH} < 9.0$
不敏感	其他	$5.5 < \text{pH} < 8.5$	

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。

④ 评价工作等级

1) 土壤污染影响型评价工作等级

依据污染影响型评价工作等级划分表(表 2.5.6-3)，通过上述项目类别、占地规模和环境敏感程度判定，本项目土壤环境影响评价工作等级分别为“一级”和“二级”，见表 2.5.6-4。

表 2.5.6-3 污染影响型评价工作等级划分表

占地规模 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 2.5.6-4 本项目土壤污染影响型评价工作等级判定表

工程类型	污染影响型
石油开采（井场、站场等）	一级
输油管线、回注水管线	二级

2) 土壤生态影响型评价工作等级

依据生态影响型评价工作等级划分表（表 2.5.6-5），并结合项目占地规模和

环境敏感程度，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 2.5.6-5 生态影响型评价工作等级划分表

评价工作等级 敏感程度	占地规模	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	-

表 2.5.6-6 本项目土壤环境影响评价生态影响型工作等级判定表

工程类型	生态影响型
石油开采（井场、站场等）	二级
输油管线、回注水管线	二级

(3) 评价范围及敏感目标

① 水平调查评价范围

1) 土壤污染影响型评价范围

本项目井场等土壤污染影响环境评价等级为一级，输油管线土壤污染影响环境评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），在综合考虑建设项目影响类型、污染途径、气象条件、地形地貌、水文地质条件和环境敏感程度的基础上，确定各类型工程水平调查范围如下：井、站场工程取厂界外扩 1km 范围，管线工程取管线占地范围内及占地范围外 0.2km 范围。

2) 土壤生态影响型评价范围

本项目井场等土壤生态影响环境评价等级为二级，输油管线、回注水管线土壤生态影响环境评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），项目土壤生态影响调查评价范围为：井场、站场取场站占地范围内及占地范围外 2km 范围，集输管线取管线占地范围内及占地范围外 0.2km 范围。

② 敏感目标

本项目土壤污染环境影响途径主要为垂直入渗和大气沉降污染，土壤环境敏感目标主要为项目各场地周边的耕地和居民区。

2.5.7 环境风险

(1) 评价工作等级

本次庆城联合站改造工程不涉及原油、伴生气储存或集输设施增减，风险源及风险物质均未发生变化，风险防范措施不变，风险评价引用原有环保手续中已有结论，不在单独考虑，本次风险评价定级仅考虑新增站场和管线工程。

本项目新建增压站和混输装置共 6 座，新建各类管线 221.93km。根据《建设项目环

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

(2) 评价范围

依据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)，本项目各工程环境风险评价工作等级为简单分析的，不需要设置评价范围。

2.5.8 小结

综合以上，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			井场、站场场界周围 50m 范围，管线等线性工程两侧外延 300m 范围；
环境空气	二级			以各站场为中心，自站场边界外扩 2.5km 的矩形区域
地表水	三级 B			/
地下水	二级			井场、站场下游 284m，两侧及上游不小于 200m 的范围， 管线取两侧向外延伸 200m 范围；
声环境	二级			站场、井场取厂界外 0.2km 范围，管线、道路工程取两侧 0.2km 范围；
土壤环境	污染影响	井场、站场	一级	厂界外扩 1km 范围；
		管线工程	二级	两侧向外延伸 0.2km 范围；
	生态影响	井场、站场	二级	各井场、站场占地范围内及占地范围外 2km 范围；
		管线工程	二级	管线占地范围内及占地范围外 0.2km 范围；
环境风险	大气环境		简单分析	/
	地表水			/
	地下水			/

2.6 评价时段与评价重点

2.6.1 评价时段

施工期主要是钻井作业和地面工程建设（包括井场和站场建设、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。因此，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，本项目施工期、运营期和退役期分别对以下内容进行重点评价：

- (1) 施工期生态环境影响评价、地下水环境影响评价、土壤环境影响评价；
- (2) 运营期地下水环境影响评价、土壤环境影响评价、环境风险评价、环境保护措施论证及可行性分析；
- (3) 退役期的生态环境影响和生态环境保护措施，以及弃置措施的环境可行性。
- (4) 环境保护措施论证及可行性分析

2.7 污染控制与环境保护目标

2.7.1 污染控制目标

保护脆弱的生态环境及地下水环境是本项目开发过程中应充分重视的问题，根据项目可能造成的污染与生态影响，确定污染控制对象和防止生态破坏目标如下：

(1) 控制建设过程中的各项施工活动，尽量减少对生态环境的破坏，做好植被恢复与水土保持工作，防止加剧土壤侵蚀。

(2) 确保项目建成后，废水按要求零排放，固体废弃物得到合理处置，主要污染物总量符合国家和地方控制要求。

(3) 保证评价区空气质量基本维持现有水平；将工程对生态环境的不利影响减到最小并控制在小范围区域内，使受影响区域的整体生态环境无明显破坏。

本项目具体控制内容与目标详见表 2.7.1-1。

表 2.7.1-1 污染控制和生态保护目标

开发阶段	控制对象	污染源	污染物	控制措施	控制目标
施工期	生态环境	①钻井工程 ②地面站场建设 ③管道敷设和道路修建		①优化选址和选线，尽量减少农业占地 ②控制施工作业范围，临时占地及时恢复 ③采用丛式井技术开采，减少占地 ④采用地上移动式泥浆罐存放钻井泥浆，减少土地占用与植被破坏 ⑤施工完毕后，及时平整进行植被恢复	减少植被破坏面积及水土流失量
	废气	柴油发电机	颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、HC、CO	①选用优质低硫燃料 ②选用高效燃烧设备	满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法(中国第三、四阶段)》(GB20891-2014)、《大气污染物综合排放标准》中的无组织排放监控浓度
		施工车辆尾气	NO _x 、烃类	加强对施工机械和运输车辆的保养及维护，合理设计施工站场进出口道路	减少车辆尾气排放量
		施工扬尘	颗粒物	采取遮盖、降低车速、洒水抑尘、及时修建符合标准的道路等措施降低扬尘。	控制扬尘产生量
	废水	钻井废水	SS、COD、石油类等	①排入泥浆收集罐配制泥浆循环利用 ②对废弃水基钻井液及岩屑进行破胶沉降后压滤，上清液及底泥压滤液送就近措施返排液处理站处理	零排放
		措施返排液	压裂砂、石油类、COD 等	经措施返排液处理设施处理后回用，无法利用的分批次运往措施返排液处理站处理。	零排放
		生活污水	SS、COD	①设环保厕所 ②少量盥洗水，用于站场洒水降尘，不外排	
	固废	废弃钻井泥浆	粘土、岩屑等	①属一般工业固废	钻井液循环使用，钻井岩屑在施工结束后交由处置能力的单位进行集中处置
		钻井岩屑	岩屑	②设泥浆收集罐收集钻井泥浆，废弃泥浆底层沉积物加药搅拌破胶后进行压滤，压滤液运至就近措施返排液处理站集中处理后回注；滤饼在井场内落实“三防”措施暂存，暂存时间不得超过 1 个月，最终委托第三方集中处置	

		压裂返排砂	压裂支撑剂、石油类等	属危险废物，暂存于污油泥临时储存点，最终送有资质单位处置。	按照危险废物贮存、转移相关规定委托处置，回收处置率 100%
		含油岩屑	岩屑、石油类等		
		落地油	石油类		
		废防渗布、润滑油及包装桶	石油类		
		建筑垃圾	水泥砂子、砖等	充分利用于新站建设，不能利用的拉运至当地建筑垃圾填埋场填埋处置	合理处置
		生活垃圾	杂物	定期收集，交当地环卫部门送生活垃圾填埋场处置	分类收集，全部交当地环卫部门处置
	噪声	发电机、钻机、柴油机等	噪声	①选用低噪设备 ②夜间（22：00～06：00）严禁高噪声设备施工作业	噪声不扰民
运行期	生态环境	①采油和油气集输工程； ②油、水井维护和井下作业；		①对施工期扰动地表进行生态恢复 ②井场、站场周围绿化和异地补偿；	减少植被破坏及水土流失量
	废气	油气集输挥发烃类气体	非甲烷总烃	加强管理，严防“跑冒滴渗漏”	满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）
		加热炉废气	颗粒物、NOx SO ₂	合理设置排气筒高度	满足《锅炉大气污染物排放标准》新建燃气锅炉排放标准
	废水	油田采出水	石油类、COD、SS	依托采出水处理系统处理达标后回注	零排放
		作业废水	石油类、SS	罐车拉运至最近的措施返排液处理站处理	
		反冲洗废水	SS	依托采出水处理系统处理达标后回注	
	固废	落地油	石油类	暂存于污油泥临时储存点，最终送有资质单位处置	回收率 100%
		含油污泥		原油处理压力容器和大罐中所清出的含油污泥交由有资质单位处理；油田采出水处理系统产生的含油污泥按照《危险废物贮存污染控制标准》等相关标准贮存于污油泥临时储存点，最终交有资质单位处置。	符合《危险废物贮存污染控制标准》等相关危废处置标准
		废防渗布、润滑油及包装桶		暂存于污油泥临时储存点，最终送有资质单位处置	
		清管废渣		属危险废物，交有资质单位处置	
		废滤料	石油类	属危险废物，交有资质单位处置	
	噪声	泵机、压缩机等	噪声	室内设置、隔声、减振等	《工业企业厂界环境噪声排放标准》中 2 类标准
	土壤	落地油	石油类	落地油 100%回收，按照《危险废物贮存污染控制标准》等相关标准贮存于污油泥临时储存点，最终委托有资质单位定期转运处置	建设用地土壤满足 GB36600-2018 中“第二类用地”筛选标准、农用地土壤满足 GB15618-2018 土壤污染风险筛选值
		非甲烷总烃	石油烃	做好项目装置区的废气污染检测、防治等工作，项目采取的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，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	
闭井期	设备拆除 场地清理		水土流失 土地沙化	恢复地表植被，做好水土保持	绿化程度不低于施工前

2.7.2 环境保护目标

2.7.2.1 水源地保护区、自然保护区

(1) 与子午岭自然保护区的位置关系

据现状调查，本项目各开发区块范围内无自然保护区、风景名胜区等需要特殊保护

的环境敏感点。开发区块距离子午岭自然保护区距离较相对较近的井区为板 32-合 60 井区，与子午岭自然保护区最近的井场为悦 65-2 扩，距离保护区边界约为 1.79km，位置关系见图 2.7.2-1。

(2) 与水源地保护区的位置关系

根据现场调查，本项目所有新建、扩建及依托工程均不在或穿越饮用水水源保护区，本项目开发区域涉及的各乡镇范围内有 12 处县乡集中式饮用水水源地。通过核实，各井区边界及工程建设内容均未进入上述饮用水水源地保护区范围内，本次产建开发区域与集中式饮用水水源地位置关系见表 2.7.2-1 及图 2.7.2-1。

(3) 与居民分散式饮用水水井的位置关系

本项目井区内及周边单户居民分散式饮用水水井主要分布在沟谷及较大的支流两侧，取水层位为第四系潜水。根据调查，拟建井（站）场及管线 50m 范围内无分散式水源井分布，满足《分散式饮用水水源地环境保护指南（试行）》中取水口周边 30m~50m 的保护范围要求，根据现场调查，区域分散式水井与工程相对位置关系见表 2.7.2-2。

表 2.7.2-1 评价区周边水源地与井区的位置关系表

井区	水源地保护区概况			项目与水源地位置关系				
名称	保护目标	级别	类型	是否在保护区内	是否在集水范围或径流补给区内	相对保护区方位、距保护区边界最近距离	相对取水口位置最近距离	与水源地流域关系
里 180	彭家寺沟水源地	乡镇	地表水	否	否	里 93-3 井场及管线，E，762m	S，4.75km	水源保护区以环江二级支流彭家寺沟流域范围划定，井区工程不在水源地径流补给区内
	王咀子乡东沟水源地	乡镇	地下水	否	否	悦 228-2 井场，N，1.12km	NE，2.43km	井区工程均位于东沟分水岭外，水源地潜水补给主要依靠大气降水，工程不在水源地径流补给区内
里 89 北	木钵乔儿沟水源地	乡镇	地下水	否	否	里 457-1 井场，NE，1.73km	NE，12.79km	井区工程均位于桥儿沟分水岭外，水源地潜水补给主要依靠大气降水，工程不在水源地径流补给区内
	樊家川响水淌洼水源地	乡镇	地下水	否	否	珠 32-1 井场，E，650m	E，1.59km	井区工程均位于新庄沟分水岭外，水源地潜水补给主要依靠大气降水，井区不在水源地径流补给区
里 89 南	彭家寺沟水源地	乡镇	地表水	否	否	珠 225-1 井场及管线，W，59m	NW，3.44km	水源保护区以环江二级支流彭家寺沟流域范围划定，工程不在水源地径流补给区内
悦 60	刘巴沟水源地	乡镇	地表水	否	是	西 225-2 井场，NE，418 • m	NE，1.59km	水源保护区以柔远河支流划定，井场位于水源地上游汇水范围
	李小渠水源地	乡镇	地表水	否	是	华 H70-岭 56 增集油管线，N，1.28km	N，2.02km	水源保护区以柔远河支流划定，其中岭二十一脱-岭三联输水管线位于水源地上游汇水范围
板 32-合 60	刘巴沟水源地	乡镇	地表水	否	是	悦 98 扩井场，SE，2.03km	SE，3.61km	水源保护区以柔远河支流划定，部分井场及管线位于水源地上游汇水范围
	李小渠水源地	乡镇	地表水	否	是	悦 95-1 井场，SE，1.48km	SE，3.29km	水源保护区以柔远河支流划定，部分井场及管线位于水源地上游汇水范围
西 294-庄 57	王咀子乡东沟水源地	乡镇	地下水	否	否	华 H192-岭 34 增集油管线，W，716m	W，1.08km	井区工程均位于东沟分水岭外，水源地潜水补给主要依靠大气降水，工程不在水源地径流补给区内
庆城	高楼镇太乐沟水源地	乡镇	地表水	否	否	庆 H28 增，S，730m	S，860m	水源地位于茆子沟区域，工程位于水源地上游汇水范围下游
	何家畔镇太乐沟水源地	乡镇	地表水	否	是	板 103-2 井场及管线，S，1.89km	S，2.16km	水源地位于太乐沟区域，井场及管线位于水源地上游汇水范围
固 1	肖咀水源地	乡镇	地下水	否	否	宁 27-2 井场，E，3.84km	E，4.63km	水源地潜水补给主要依靠大气降水，井区不在水源地径流补给区
乐 206	南仓、北仓村机井水源地	乡镇	地下水	否	否	乐 6 扩井场单井管线，S，205m	S，470m	水源地潜水补给主要依靠大气降水，井区不在水源地径流补给区
	冯咀村机井水源地	乡镇	地下水	否	否	宁 181-1 井场，SE，700m	SE，1.01km	
	宇村机井水源地	乡镇	地下水	否	否	宁 181-1 井场，W，921m	W，1.39km	

表 2.7.2-2 本项目与区域分散式水井相对位置关系

编号	水源井位置	开采层位	坐标	与工程位置关系
1	八珠乡	第四系潜水		环 H9 增东北 3392m
2	67S2	承压水		里 431-1 井场及管线南侧 1179m
3	赵家西塬	承压水		珠 225-1 井场及管线西南下游约 4600m
4	里 443 水源井	承压水		岭二联西侧 488m
5	陈家塬	第四系潜水		里 62 扩 1 井场集油管线上游南侧 1435m
6	韩台村	第四系潜水		陇 15-2 井场集油管线下游南侧 952m
7	桑梨塬	承压水		华 H67-岭九转集油管线上游北侧 2614m
8	下午旗村	第四系潜水		蔡 21-1 井场集油管线西南 2710m
9	玄马村	第四系潜水		华 H51-华 H42 增集油管线下游西南 1650m
10	柳树梁	承压水		岭十二转下游南侧 390m
11	封家湾	第四系潜水		华 H70-岭 56 增集油管线下游北侧 1257m
12	合 H60 增上游	第四系潜水		庄 17 扩 1 井场集油管线下游南侧 2347m
13	合 H60 增下游	承压水		庄 17 扩 1 井场集油管线下游南侧 5150m
14	白家庄	第四系潜水		合 H75 增-合 H72 增集油集气管线下游西侧 226m
15	梁家坪	第四系潜水		板 69-1 扩井场上游东北约 2920m
16	严家川	第四系潜水		板 59 扩集油管线下游南侧约 370m
17	高楼村	承压水		庆 H36 增下游南侧 370m
18	王家庄	承压水		庄 242-1 扩井场上游东北 2052m
19	朱家洼	第四系潜水		宁 27-1 井场下游西南约 742m
20	九园	第四系潜水		徐 80-74 井场下游东南 1512m
21	北仓村	第四系潜水		乐 6 扩井场集油管线南侧 160m
22	杨家西庄	第四系潜水		乐 6 扩井场集油管线南侧 210m
23	桑树庄	第四系潜水		华十六脱-华悦线下游西南 990m

2.7.2.2 其他一般保护区目标

(1) 总体环境保护目标

各环境要素总体环境保护目标见表 2.7.2-3。

表 2.7.2-3 环境保护目标一览表

环境要素	保护对象	相对位置	保护内容	保护目标
地表水	马莲河（环江）及其支流	西 294-庄 57、庆城区内穿过	地表水	地表水Ⅳ类标准
	安山川支流	里 89 北区西侧		地表水Ⅲ类标准
	马岭东沟及支流	里 89 南区西侧		
	固城川及支流	固 1 区内穿过		
	湘乐川支流	乐 206 区穿过		
	柔远川及支流	城 98、悦 60、板 32-合 60、里 180 区穿过		
	城壕川及支流	悦 60 区内穿过		
	蔡家庙沟	西 294-庄 57 区内穿过		
地下水	居民分散式饮用水源井	井区内及周边居民分散式饮用水源井水源	地下水	地下水Ⅲ类标准
	集中式饮用水源地	井区周边集中式饮用水源地		
	黄土潜水，马莲河冲积层、白垩系环河、洛河组含水层	/		
环境空气	站场用地边界外扩边长 5km 的矩形区域内居民及学校等		人群健康	环境空气二级标准
环境噪声	站场、井场、管线、道路周边 200m 范围内居民			声环境质量 2 类标准
土壤环境	场站占地范围内及周边 2km 及管线两侧 0.2km 的耕地、居民区、学校和饮用水水源等地等敏感目标		土壤环境	土壤环境质量筛选值

生态环境	二级公益林	生态环境	确保生态环境功能不降低
	水土保持极重要及水土流失极敏感区		
	子午岭自然保护区		
	土壤、植被、景观、水土流失、生态系统等		
环境风险	站场、管线周边居民	环境空气	环境空气二级标准
	开发范围所在地表水流域河流	地表水	地表水Ⅲ类、Ⅳ类
	开发范围内潜水、承压水	地下水	地下水Ⅲ类

(2) 主要工程周边环境保护目标

新建站场环境保护目标分布情况见表 2.7.2-4～表 2.7.2-7 和图 2.7.2-2～图 2.7.2-6；主要集输管线环境保护目标分布情况见表 2.7.2-8，井场环境保护目标分布情况见表 2.7.2-9。

表 2.7.2-2 华 H53 增环境保护目标表

环境要素	名称	UTM 坐标		保护对象	保护内容	环境功能区	相对厂址方向	相对厂界最近距离/km
		X	Y					
环境空气	樊家畔			农村居民点	环境空气	二类	NE	0.38
	东畔						N	0.49
	张八咀						NW	0.82
	任家峁						NW	0.84
	鸦儿畔						NW	1.44
	北咀						S	0.14
	南望塬						S	0.79
	房里						SW	0.80
	房里塬						SW	1.82
	土包湾						E	2.35
	上仓里						SE	2.48
	仓里峁峁						SE	1.95
	史家峁子						S	2.32
声环境	北咀			农村居民点	人群健康	2 类	S	0.14
地表水	柔远河			地表水水质		Ⅲ类	W	2.51
土壤	站场周边 2km 范围内耕地			耕地	土壤	旱地	/	/
	站场周边 2km 范围内居民			居民区	土壤	/	见环境空气统计	

表 2.7.2-3 华 H204 平台增环境保护目标表

环境要素	名称	UTM 坐标		保护对象	保护内容	环境功能区	相对厂址方向	相对厂界最近距离/km
		X	Y					
环境空气	庙沟门			农村居民点	环境空气	二类	NW	0.81
	寺儿山						N	1.35
	白咀						N	2.31
	侯家坳						NE	2.49
	玄马镇						W	1.25
	李家庄						SE	0.12
	坳坳庄						SE	1.01
	堡子塬畔						S	0.42
	李家园子						SW	1.23
	肖家塬						SE	1.81
	胡子沟						S	1.98
	王咀子						SW	1.90

	刘家沟门						SW	2.42
声环境	李家庄			农村 居民点	人群 健康	2 类	SE	0.12
地表水	柔远河			地表水水质		III类	W	0.98
土壤	站场周边 2km 范围内耕地			耕地	土壤	旱地	/	/
	站场周边 2km 范围内居民			居民区	土壤	/	见环境空气统计	

表 2.7.2-4 合 H25 平台增环境保护目标表

环境要素	名称	UTM 坐标		保护对象	保护内容	环境功能区	相对厂址方向	相对厂界最近距离/km
		X	Y					
环境空气	扎麻塬			农村 居民点	环境 空气	二类	N	0.49
	朱家沟						S	1.32
声环境	/	/	/	/	/	/	/	/
地表水	合水川支流			地表水水质		III类	E	3.35
土壤	站场周边 2km 范围内耕地			耕地	土壤	旱地	/	/
	站场周边 2km 范围内居民			居民区	土壤	/	见环境空气统计	

表 2.7.2-5 庆 H46 平台增环境保护目标表

环境要素	名称	UTM 坐标		保护对象	保护内容	环境功能区	相对厂址方向	相对厂界最近距离/km
		X	Y					
环境空气	孙家河			农村 居民点	环境 空气	二类	SE	0.54
	张家圪						S	2.44
	西庄						SW	1.57
	庞家塬						W	1.57
	聂家庄						NW	1.21
	前梁						N	2.09
	马家庄						NE	1.73
	庙花塬						NE	2.4
	俄家峁						NE	1.33
	宇家塬						SE	2.21
声环境	/	/	/	/	/	/	/	/
地表水	马莲河支流			地表水水质		III类	N	3.44
土壤	站场周边 2km 范围内耕地			耕地	土壤	旱地	/	/
	站场周边 2km 范围内居民			居民区	土壤	/	见环境空气统计	

表 2.7.2-6 庆 H49 混输装置环境保护目标表

环境要素	名称	UTM 坐标		保护对象	保护内容	环境功能区	相对厂址方向	相对厂界最近距离/km
		X	Y					
环境空气	北头子			农村居民点	环境空气	二类	SW	1.25
	张家堡子						S	1.64
	小沟畔						SW	2.15
	小郭家峁						NW	2.01
声环境	/	/	/	/	/	/	/	/
地表水	马莲河支流			地表水水质		III类	N	2.09
土壤	站场周边 2km 范围内耕地			耕地	土壤	旱地	/	/
	站场周边 2km 范围内居民			居民区	土壤	/	见环境空气统计	

表 2.7.2-7 庆 H28 平台增环境保护目标表

环境要素	名称	UTM 坐标		保护对象	保护内容	环境功能区	相对厂址方向	相对厂界最近距离/km
		X	Y					
环境空气	张家山			农村居民点	环境空气	二类	NE	0.78
	阎家坡畔						NE	1.72
	西崖						N	2.35
	徐咀						NW	1.96

	枣园						S	0.15
	董家庄						SW	1.13
	毛家庄						SW	1.51
	村学						SW	1.84
	范村村						S	1.54
	前庄						SE	1.32
	袁家咀						SE	2.08
	王家庄						SE	2.16
	贺家山						E	1.64
	惠家咀						NE	2.41
声环境	枣园			农村居民点	人群健康	2 类	S	0.15
地表水	太乐河			地表水水质		III类	NE	0.60
土壤	站场周边 2km 范围内耕地			耕地	土壤	旱地	/	/
	站场周边 2km 范围内居民			居民区	土壤	/	见环境空气统计	

表2.7.2-8 主要集输管线两侧200m 范围内环境保护目标

编号	管线名称	环保目标名称	相对集输管线方位	相对集输管线最近距离/m
1	西十转~南集站	马连崾崄	W	180
		南塬	E、W	10
		任家塬	E	23
			W	185
		高山塬畔	W	117
		李家塬	E	11
2	华 H53 增~岭十二转	野狐沟桥	N	137
		北咀	W	70
		樊家畔	E	26
		营子湾	S、N	19
		城壕	W	129
		樊坪	E	27
		阳庄峁	S、N	27
		李家塬	S	21
		张咀子	S	141
		阳河畔	N	154
3	合 H75 增~合 H72 增	柳树梁	N	79
		柳家庄	N	81
		白家庄	W	27
		向家庄	E	10
		杨家上庄	W	52
		杨家下庄	W	82
		齐家庄	E	23
		查家庄	W	65
4	庆 H49 混输装置~庆 H36 增	邓家庄	W	152
		庞家塬	E	37
5	华十六脱~华悦线 1#阀室	西庄	E、W	15
		桐树梁	W	43
		中梁	S、N	122
		庄畔	S	67
		向子塬	S	108
		白家湾子	E、W	90
		大沟门塬	E	89
		鸭洼村	W	125
6	西五转~西十转	曹塬里	E、W	12
		前梁	E	30
		齐家掌	E	35

		王家掌	E	41
		柳沟门	E、W	30
		田家庄	E、W、N	22
		阳光崾岬	W	15
		蒋家塬	E、W	63
7	城壕采出水处理站～城一注	王学梁	N、S	18
		白草峁	E	57
		刘家峁	N、S	31
		马掌湾	W	42
		堡子掌	E	36
		水平塬	S	44
		拱桥	E	39
		上蒲家塬	E、S	24
		聂家塬	W	78
		邓家峁	S	120
		杨寺岔	E	160
		曾家塬	E、W	15
		五虎庄	N	20
8	岭二联～华十六脱	丁家湾	E	32
		店坪村	N、S	35
		张湾塬	W	18
		鱼儿圪塬	N、S	40
		四台塬	N	130
		张桥村	S、N	26
		下塬	S	45
		中庄塬	W	25
		中塬	E	107
		张桥塬	N	15
		高崾岬	E	50

表 2.7.2-9 井场周边 200m 范围内环境保护目标

编号	井区	井场号	环保目标名称	相对厂址方向	相对厂界最近距离/m
1	里 89 北	珠 32-1	马连趟	SE	140
2		里 158-1	念家塬	E	140
3	里 89 南	珠 225-1	金家庄	SE	125
4	西 294-庄 57	蔡 21-1	任家小塬子	E	172
5		西 291-1	丁家塬	W	176
6		镇 314-1	黑牛梁	W	146
7		镇 294-1	党崾岬村	NE	90
8		镇 389-1	高家湾	N	78
9		西 346-2 扩	北咀	S	140
10	悦 60	西 225-2	杏树咀	SW	71
11		板 31-5	天子掌	SW	160
12	板 32-合 60	庄 40 扩	窑湾	SW	144
13	庆城	板 69-1 扩	薛家咀	S	52
14		庄 236-2	俄家峁	SW	127
15		板 103-2	野雀咀小庄	S	95
16		庄 90-4	罗沟畔	N	90
17		板 59 扩	曹家咀	NW	160
18				SW	130
19	固 1	庄 242-1 扩	席家圪	N	180
20	乐 206	宁 181-1	于家村	W	57
21				S	63
22		乐 6 扩	上庄	SW	68

注：未列出的本次滚动开发井场 200m 范围内无居民点分布。

3 现有工程概况

3.1 建设单位概况

(1) 建设单位概况

长庆油田分公司于 2017 年 9 月筹建致密油项目组，2020 年 3 月 1 日更名为“长庆油田分公司页岩油项目组”，并于 2020 年组建页岩油开发分公司，2023 年更名为“长庆油田陇东油气开发分公司页岩油产能建设项目组”。2020 年 7 月，组织结构调整成立项目组，以建设国家级致密油开发示范基地为目标，在陇东地区进行大规模致密油（页岩油）开发，生产区域主要分布在庆阳市华池县、庆城县、合水县、环县、宁县境内。

(2) 勘探开发回顾

致密油是指夹在或紧邻优质生油层系的致密储层中，未经过大规模长距离运移而形成的石油聚集，是与生油岩系共生或紧邻的大面积连续分布的石油资源，具有储层低孔低渗的特点。与以往开发的特低渗、超低渗油藏相比，其成藏机理更复杂、孔喉更细微、填隙物含量更高、勘探难度更大。致密油主要赋存空间分为两种类型，一类是源岩内部的碳酸岩或碎屑岩夹层中，另一类为紧邻源岩的致密层中。

长庆油田自 2010 年开始致密油的开发试验，针对陇东油区黄土沟壑纵横的地貌特点，先后开展了大斜度井定点多级压裂和直井井筒再造试验，探索形成了水平井优化布井技术、致密油水平井钻完井技术、致密油注水吞吐补充能量开发技术等技术体系，为致密油长远开发提供了技术保障。

项目组成立后，加快了致密油开发技术体系研究和创新，缩短了黄土塬长水平井建设周期。面对黄土塬地貌井场受限、地表干旱缺水、作业周期长等挑战，项目组提出“大平台大井丛布井、连续供水供砂保障、钻试投分区同步作业试采、分区域整体同步压裂”的“黄土塬地貌工厂化作业”新模式，形成贯穿设计部署、产能建设和生产运行等全阶段、全周期的平台化管理新模式，确保黄土塬施工效率稳步提高。

根据建设单位提供资料，2018 年至今共建设井场 326 座，建设采油井 1344 口，投产采油井 1054 口，其中十四五期间共完钻采油井 851 口，投产采油井 629 口，截止目前无退役井场。

3.2 地理位置与交通

本项目井区分布于合水县肖咀镇、老城镇、板桥镇、西华池镇和段家集乡，环县八珠乡、樊家川镇、曲子镇和木钵镇，华池县五蛟镇、王咀子乡、悦乐镇、元城镇、上里

塬乡和城壕镇，庆城县桐川镇、翟家河乡、马岭镇、玄马镇、三十里铺镇、高楼镇、南庄乡、庆城镇、蔡家庙乡和白马铺镇，宁县盘克镇和湘乐镇等 5 县 27 个乡镇。

本项目主要开发区域位于庆城县、华池县、环县、合水县及宁县，华池县内有 202 省道主干线纵贯南北，此外还有县道 3 条、乡道 10 条等，乡级以上公路总里程达到 440.43km；庆城县位于兰州至青岛、福州至银川、延安至九寨沟高速公路和西安至银川铁路四线交汇处，国道 309 线、211 线、省道 202 线贯通全境，距离庆阳机场 40km，是庆阳北三县的交通枢纽，是西安、银川经济圈的重要节点；合水县境内 309 国道贯通东西，211 线连接南北，境内已建成国道 2 条 116 公里，县乡道路 12 条 266.39 公里，乡村道路 23 条 320 公里，油路通乡率达 67%，构成了四通八达的公路交通网；环县交通以公路为主，凤（凤翔口）甜（甜水堡）公路自东向西北，横穿县境，长 132km，是下通西峰、西安，上达吴忠、银川的交通要道，另有县乡公路 14 条，长 603.7km，连接县乡各地；宁县南距咸阳国际机场 200km，北距庆阳机场 50km，国道 211 线（银川-西安）、省道 303 线（铜谿公路）、省道 202 线（吴凤公路）穿境而过，是县内通往兰州、西安和西峰的主要干线。福银高速、西平铁路在境内和盛镇穿越而过。

此外，开发区域内还修建了大量油区专用道路，还可依托当地县乡道路和通村公路，交通便利，本项目井区地理位置与开发区域交通条件见图 3.2-1。

3.3 开发井区现有工程概况

3.3.1 开发范围及井区布局

页岩油区自 2018 年规模化开发以来，开发范围主要位于华池县、庆城县、环县、合水县和宁县境内，已开发含油层系均为三叠系长 7 层系。

截止目前，页岩油产能项目组（原致密油项目组）已累计部署产能规模 1093.75 万吨，由于产能递减和开发进程原因，实际净化原油产量约 518.1 万吨，共 15 个开发井区。目前，页岩油开发范围内已建成联合站 5 座、接转站 3 座、增压机组 67 座、脱水站 1 座、危险废物暂存点 4 处，在建接转脱水站 3 座、增压机组 26 座、危废贮存点 2 处，并依托页岩油开发分公司、采油二厂、十二厂部分地面工程，形成了较为完善的集输系统。项目历年开发井区部署见表 3.3.1-1。

表 3.3.1-1 页岩油项目组历年开发部署情况		单位：万吨
年度	井区名称	部署产能
2018	西 233、庄 183	45.2
2019	里 180、悦 60、城 98、里 284、西 286、城 95、西 259、固 1、庄 307	64.3
2020	里 180、悦 60、城 98、西 286、西 259 和板 32	106
2021	里 180、悦 60、西 294、板 32、庄 307、庄 51、里 89、镇 468、庄 57	83.3
2022	庆城西区、庆城南区、庆城东区、板 32 区、镇 468 区、庄 57 西区、庄 57 东区、西	80.1

	286 区、城 98 西区、城 98 东区、悦 60 区、里 93 区、里 89 南区、里 89 北区、宁 138 区、板 4 区、合平 1 区和庄 230 区	176.7
	里 89 区、里 180 区、西 294-庄 57、悦 60 区、庆城区、板 32-合 60、庄 51、固 1、庄 307、乐 206	
2023	里 89 北、里 89 南、里 180 区、西 294-庄 57、悦 60 区、城 98、庆城区、板 32-合 60、庄 51、固 1、庄 307	92.04
2024	里 89 北、里 89 南、里 180 区、西 294-庄 57、悦 60 西区、悦 60 东区、城 98、庆城南区、庆城北区、板 32-合 60、庄 51、固 1、庄 307、板 4、乐 206、午 222	171.37
	里 89 北、里 89 南、里 180 区、西 294-庄 57、悦 60 西区、悦 60 东区、城 98、庆城区、板 32-合 60、庄 51、板 4、乐 206、庄 307、午 222、镇 468	189.19
2025	里 89 北、里 89 南、里 180 区、西 294-庄 57、悦 60 西区、城 98、庆城区、板 32-合 60、固 1、乐 206、镇 468	85.55
合计		1093.75

3.3.2 整体集输系统概况

页岩油区集输系统已在华池、马岭以及合水油田形成 3 套油田开发集输系统，并最终分别纳入页岩油开发分公司、采油二厂和十二厂集输系统中。

华池、马岭油田以岭二联、悦联站为中心，各接转站、增压机组为补充，采用丛式井单管不加热密闭集输流程，不加热集输半径控制在 5km 以内，集输半径超过 5km 的油井采取增压措施。原油在岭二联脱水处理后通过悦联站进入铁西线，外输至西一联、西二联，交接进入庆咸线。

合水油田以庄一联、庄三联为中心，接转站、增压点为补充，原油在各联合站脱水处理后汇入庄一联输油站，后经文安热泵站输至西二联，交接进入庆咸线。

3.3.3 现有工程规模及建设内容

3.3.3.1 现有工程规模

根据建设单位提供的数据，本次产建开发涉及现有 10 个开发井区（里 89 北、里 89 南、里 180、西 294-庄 57、悦 60、庆城、板 32-合 60、城 98、固 1、乐 206），井区目前实际净化油总产量约 402.35 万吨/年，平均含水率约 30%，集输系统全部采用管输。本次改扩建井区现有产能部署情况见表 3.3.3-1。

表 3.3.3-1 扩建井区历年产能实施情况汇总

序号	滚动开发井区		开发年度	实际产能规模（万吨/年）
1	里 89	里 89 北	2021、2022、2023、2024、2025	25.89
2		里 89 南		
3	里 180		2019、2020、2021、2022、2023、2024、2025	67.57
4	西 294-庄 57		2019、2020、2021、2022、2023、2024、2025	65.23
5	悦 60	悦 60 西	2019、2020、2021、2022、2023、2024、2025	78.54
		悦 60 东		
6	城 98		2019、2020、2021、2022、2023、2024、2025	19.37
7	庆城		2021、2022、2023、2024、2025	74.86
8	板 32-合 60		2020、2021、2022、2023、2024、2025	50.63
9	固 1		2019、2022、2025	18.91
10	乐 206		2022、2024、2025	1.35
合计				402.35

表 3.3.3-2

改扩建井区现有工程部署项目组成表

分类	工程内容		单位	井区								合计	
				庆城区	板 32-合 60 区	悦 60	里 180	西 294-庄 57 区	里 89	城 98	固 1		乐 206
钻井工程	采油井		口	350	379	318	385	317	424	71	206	182	2632
	水源井		口	1	1	1	2	2	2	0	1	0	10
油气集输工程	站场	井场	座	84	70	68	91	98	99	21	48	38	617
		增压机组	座	11	12	10	14	16	15	8	2	0	88
		接转脱水站	座	0	0	1	1	1	0	1	0	0	4
		联合站	座	1	1	0	1	0	1	0	0	0	4
		生活保障点	座	1	1	1	3	1	1	0	0	0	8
	管线	油气管线	km	344.1	329.18	204.82	448.71	342.64	300.39	61.88	63.42	16.88	2112.02
		输水管线	km	29.56	8.07	4.18	22.4	3.37	52.68	0	10	0	130.26
公用工程	道路工程		km	64.99	35.274	59.289	72.973	83.595	55.153	20.87	26.11	12.59	430.844
环保工程	采出水处理装置		套	1	1	2	3	2	2	1	0	0	12
	生活污水处理装置		套	1	1	1	3	1	1	0	0	0	8

3.3.3.2 现有工程建设内容

页岩油前期开采属于自然能量开发，无需部署注水井，本次改扩建页岩油井区现有工程项目组成见表 3.3.3-2。

3.3.4 现有工程油气集输系统

3.3.4.1 改扩建井区现有集输关系

(1) 里 180 区

里 180 井区集输系统以岭二联为中心，依托增压站将原油和伴生气分输至岭二联处理，净化油依托悦联站外输至西一联；伴生气由岭二联统一输至岭二联轻烃厂进行伴生气回收利用；采出水在岭二联采出水处理系统处理后依托采油二厂现有里 180 注水阀组及里 283 注水阀组及其下辖注水井回注油层。

(2) 里 89 区

里 89 南井区集输系统以里 148 站为中心，依托增压站以及部分井场直接管输至里 148 站，原油和伴生气分输至里 148 站处理，净化油依托岭十一转外输；采出水在里 148 站采出水处理系统处理，处理后的采出水通过里 148 站回注系统回注油层。

里 89 北井区集输系统以岭四联为中心，依托增压站以及部分井场直接管输至岭四联，原油和伴生气分输至岭四联处理，净化油依托岭一联外输；采出水在岭四联采出水处理系统处理，处理后的采出水通过岭四联回注系统回注油层。

(3) 西 294-庄 57 区

西 294 井区集输系统分别以岭二联、南集站和悦联站中心。

一部分经增压站集输至岭二联，原油和伴生气在岭二联处理，净化油依托悦联站外输至西一联；伴生气由岭二联统一输至岭二联轻烃厂进行伴生气回收利用；采出水在岭二联采出水处理系统处理后依托采油二厂现有里 180 注水阀组及里 283 注水阀组及其下辖注水井回注油层。

另一部分经增压机站（或直接）进入岭十三转，最终输往悦联站，脱水处理后净化原油进入铁西线，采出水经岭十三转和城壕采出水处理站处理后回注油层。伴生气依托岭十三转轻烃厂和悦联站轻烃厂处理。

其余依托增压站输送至西十转，在西十转原油净化后利用既有外输系统外输南集站；西十转采出水经站内采出水处理系统处理，处理后的采出水通过西十转回注。伴生气依托岭二联轻烃厂、岭十三转轻烃厂处理回收。

庄 57 井区集输系统以岭十三转中心，原油和伴生气由岭十三转集输至悦联站，原

油在岭十三转、悦联站脱水，处理后的采出水通过岭十三转、城壕采出水处理站回注。伴生气由岭十三转轻烃厂进行伴生气回收利用。

(4) 悦 60 区

悦 60 井区原油就近经增压站（或直接）进入悦联站，悦联站原油净化后利用既有外输系统外输西一联合站；伴生气依托悦联站轻烃厂和岭十三转轻烃厂回收，采出水经城壕采出水处理站处理后，依托西 259 综注水系统进行配注。

(5) 庆城区

庆城井区集输系统主要以庆城联合站为中心，依托增压站将原油和伴生气分输至庆城联合站处理，净化油依托庆城联合站外输至西一联；伴生气由庆城联合站轻烃厂进行回收利用；采出水在庆城联合站采出水处理系统处理后通过庆城联合站采出水回注系统回注油层。

(6) 板 32-合 60 区

井区集输系统主要以岭三联为中心，依托增压站将原油和伴生气输送至岭三联，由岭三联分离油气后，净化油依托悦联站外输至西一联；伴生气由岭三联轻烃厂进行伴生气回收利用；采出水在岭三联内采出水处理站处理后通过岭三联采出水回注系统回注油层。

(7) 固 1 区

原油分别经增压站输至庄一联和庄二联，脱水处理后净化原油外输至庄二联，采出水经联合站采出水处理系统处理后回注油层，注水依托庄一联和庄二联进行配注。

(8) 城 98 区

井区集输系统分别以庆十二转、岭二联、岭二十二脱为中心。

一部分原油经增压站增压后依托庆十二转输至新华联站，脱水处理后净化原油通过悦联站外输进入铁西线，采出水经新华联站采出水处理系统处理后回注油层，注水依托华一注进行配注；

一部分经增压站增压后输至岭二十二脱，脱水处理后净化原油依托原岭 66 增至岭二联原油管线输送至岭二联，采出水经岭二十二脱处理后回注。

其余部分经增压站增压后输至岭二联，脱水处理后净化原油通过悦联站进入铁西线，采出水经岭二联采出水处理系统处理后回注油层，注水依托岭二联进行配注。

(9) 乐 206 区

井区集输系统分别以庄十转、庄五联为中心。

一部分原油井增压站将原油和伴生气输送至庄十转，净化油外输至输至庄一联；伴生气由庄一联轻烃厂进行伴生气回收利用；采出水在庄一联内采出水处理站处理后通过采出水回注系统回注油层。

其余部分经增压站增压后输至庄五联，脱水处理后净化原油通过庄一联进入文安线，采出水经庄五联采出水处理系统处理后输至庄一联进行配注。

3.3.4.2 改扩建井区现有站场

改扩建井区主要集输、处理原油的现有站场功能、规模及运行情况见表 3.3.4-1。

表 3.3.4-1 改扩建井区现有主要站场情况一览表

改扩建井区	站名	站场主要功能	原油处理设计规模	加热能力	采出水处理能力	注水能力	是否依托
里 180	岭二联	计量、加热、原油脱水、采出水处理、注水、净化油外输	3600m³/d	1200kW×2	2000m³/d	1200m³/d	是
	*庆五联	计量、加热、原油脱水、采出水处理、注水、净化油外输	30×10⁴t/a	2400kW×2	1600m³/d	1600m³/d	是
	岭 42 增	计量、加热、原油外输	400m³/d	500kW×1	0	0	是
	岭 43 增	计量、加热、原油外输	240m³/d	300kW×1	0	0	否
	岭 44 增	计量、加热、原油外输	240m³/d	300kW×1	0	0	否
	岭 45 增	计量、加热、原油外输	1000m³/d	600kW×1	0	0	否
	岭 50 增	计量、加热、原油外输	400m³/d	500kW×1	0	0	否
	岭 51 增	计量、加热、原油外输	240m³/d	300kW×1	0	0	否
	岭 55 增	计量、加热、原油外输	240m³/d	300kW×1	0	0	是
	岭 58 增	计量、加热、原油外输	240m³/d	300kW×1	0	0	否
	岭 59 增	计量、加热、原油外输	600m³/d	600kW×1	0	0	否
	岭 66 增	计量、加热、原油外输	600m³/d	600kW×1	0	0	否
里 89 南	里 148 站	计量、加热、原油脱水、采出水处理、注水、净化油外输	1400m³/d	600kW×2	100	100	是
	*岭 32 增	计量、加热、原油外输	240m³/d	300kW×1	0	0	是
	华 H151 平台增	计量、加热、原油外输	480m³/d	300kW×1	0	0	否
里 89 北	岭四联	计量、加热、原油脱水、采出水处理、注水、净化油外输	3600m³/d	1600kW×2	1000	1000	是
	*岭十四脱	计量、加热、原油脱水、采出水处理、注水、净化油外输	600m³/d	600kW×1	300	300	是
	环 H36 平台增	计量、加热、原油外输	400m³/d	500kW×1	0	0	否
	环 H41 平台增	计量、加热、原油外输	240m³/d	300kW×1	0	0	否
	环 H10 平台增	计量、加热、原油外输	600m³/d	600kW×1	0	0	否
	环 H8 平台增	计量、加热、原油外输	240m³/d	300kW×1	0	0	否
	环 H9 平台增	计量、加热、原油外输	400m³/d	500kW×1	0	0	是
	环 H15 平台增	计量、加热、原油外输	600m³/d	600kW×1	0	0	是
	岭 79 增	计量、加热、原油外输	180m³/d	300kW×1	0	0	否
西 294-庄 57	环 H1 增	计量、加热、原油外输	180m³/d	300kW×1	0	0	否
	岭 34 增	计量、加热、原油外输	400m³/d	300kW×1	0	0	否
	岭 54 增	计量、加热、原油外输	400m³/d	500kW×1	0	0	否
	岭 53 增	计量、加热、原油外输	400m³/d	500kW×1	0	0	否
	岭 52 增	计量、加热、原油外输	240m³/d	300kW×1	0	0	否
	岭 57 增	计量、加热、原油外输	240m³/d	300kW×1	0	0	否
	岭十三转	计量、加热、原油脱水、外输	1600m³/d	600kW×2 1200kW×1	1000	1000	是
	岭八转	计量、加热、原油脱水、外输	1000m³/d	600kW×1	300	1000	否
	岭九转	计量、加热、原油外输	600m³/d	300kW×1 400kW×2	0	0	否
	*岭二十三脱	计量、加热、原油脱水、采出水处理、注水、净化油外输	300m³/d	300kW×1	0	0	是
	华 H69 增	计量、加热、原油外输	400m³/d	300kW×1	0	0	是
	岭 38 增	计量、加热、原油外输	400m³/d	300kW×1	0	0	是

	南集站	计量、加热、原油脱水、外输	2880m³/d	2000kW×2	1800	2500	是
	岭70增	计量、加热、原油外输	400m³/d	500kW×1	0	0	否
	岭71增	计量、加热、原油外输	240m³/d	300kW×1	0	0	是
	岭72增	计量、加热、原油外输	240m³/d	300kW×1	0	0	是
	岭73增	计量、加热、原油外输	120m³/d	200kW×1	0	0	否
	岭75增	计量、加热、原油外输	240m³/d	300kW×1	0	0	否
悦 60	岭 60 增	计量、加热、原油外输	400m³/d	500kW×1	0	0	否
	岭69增	计量、加热、原油外输	400m³/d	500kW×1	0	0	否
	岭76增	计量、加热、原油外输	120m³/d	200kW×1	0	0	否
	岭78增	计量、加热、原油外输	240m³/d	200kW×1	0	0	否
	岭87增	计量、加热、原油外输	240m³/d	300kW×1	0	0	否
	华H106增	计量、加热、原油外输	360m³/d	500kW×1	0	0	是
	岭十二转	计量、加热、原油外输	1200m³/d	600kW×2	0	0	是
	悦联站	计量、加热、原油脱水、采出水外输、净化油储存、转输	4500m³/d	5000kW×2 (导热油炉)	0	0	是
庆城	城壕采出水处理站	采出水处理	/	120kW×1	2000	0	是
	庆城联合站	量、加热、原油脱水、采出水处理及回注、原油外输	2400m³/d	1500KW×2	1000	1000	是
	岭 84 增	计量、加热、原油外输	400m³/d	500kW×1	0	0	否
	西十转	计量、加热、原油外输	1200m³/d	800kW×2	500	500	否
	岭 85 增	计量、加热、原油外输	400m³/d	500kW×1	0	0	否
	庆 H41 增	计量、加热、原油外输	240m³/d	300kW×1	0	0	否
	庆 H38 增	计量、加热、原油外输	400m³/d	500kW×1	0	0	是
	*庄十二转	计量、加热、原油外输	1000m³/d	600kW×1	0	0	是
	*庄 61 增	计量、加热、原油外输	640m³/d	400kW×1	0	0	是
板 32-合 60 区	*庄二联	量、加热、原油脱水、采出水处理及回注、原油外输	3600m³/d	1600kW×4	1200	1500	是
	岭三联	计量、加热、原油脱水、采出水处理及回注、原油外输	2880m³/d	1500KW×2	1500	4000	是
	华 H103 增	计量、加热、原油外输	600m³/d	400kW×1	0	0	否
	岭 56 增	计量、加热、原油外输	400m³/d	300kW×1	0	0	否
	岭68增	计量、加热、原油外输	180m³/d	300kW×1	0	0	是
	岭77增	计量、加热、原油外输	400m³/d	300kW×1	0	0	否
	岭80增	计量、加热、原油外输	800m³/d	600kW×1	0	0	否
	岭81增	计量、加热、原油外输	400m³/d	500kW×1	0	0	否
	岭83增	计量、加热、原油外输	400m³/d	500kW×1	0	0	否
	华H108增	计量、加热、原油外输	180m³/d	500kW×1	0	0	是
固 1	*庄六转	计量、加热、原油外输	600m³/d	400kW×1	0	0	是
	*庄 35 增	计量、加热、原油外输	240	300kW×1	0	0	是
	*庄46增	计量、加热、原油外输	360	300kW×1	0	0	是
	*庄五转	计量、加热、原油脱水、采出水处理及回注、原油外输	2500m³/d	600kW×3	600	600	是
乐 206	*庄一联	计量、加热、原油脱水、采出水处理及回注、原油外输	3600m³/d	2000kW×4	2000	2000	是
	*庄五联	计量、加热、原油脱水、采出水处理、原油外输	30×10⁴t/a	1800kW×2	1000	0	是
	*庄十转	计量、加热、原油脱水、采出水处理及回注、原油外输	2400m³/d	600kW×2	500	2500	是

注：*岭 32 增、岭十四脱、岭二十三脱为采油二厂站场，庆五联为采油十厂站场，其余*站场为采油十二厂站场，为本次依托或系统完善，未标注站场为页岩油开发分公司站场。

3.3.4.3 现有工程伴生气利用

井区现有伴生气回收利用方案如下：

- ①井场采用定压阀回收套管气；
- ②增压机组油气混输或者分输工艺输至下游站场，接转站油气分输至下游站场；

③站场气液分离装置分出的伴生气首先满足站内加热炉燃料用气，富余伴生气管输至下游站场继续综合利用；

④站场加热炉无法利用的剩余伴生气进入联合站伴生气综合利用工程进行回收。

现有工程中岭二联、悦联站、岭四联等均设有配套伴生气综合利用装置，改扩建井区现有伴生气利用情况见表 3.3.4-2 所示，目前区域内已形成井口定压集气、站点集中分离、管道增压输送、干气返供利用的集供气系统，轻烃厂产生的干气直接通过管道反输至各场站作为燃料气使用。

表 3.3.4-2 现有工程伴生气利用概况

序号	井区	集气系统	回收利用装置
1	里 180	①井场采用定压阀回收套管气； ②井场伴生气通过增压点分输至岭二联； ③岭二联伴生气输至岭二联轻烃厂。	岭二联轻烃厂回收伴生气分离轻质油后，产生的干气反输至增压点、联合站及保障点加热炉使用，剩余干气目前用于发电。
2	里 89	①井场采用定压阀回收套管气； ②井场伴生气通过增压站油气分输至148站和岭四联处理； ③伴生气用于增压站加热炉使用，剩余输至岭四联、岭一联轻烃厂。	伴生气用于加热炉，剩余伴生气通过岭四联等轻烃厂回收。
3	西 294-庄 57	①井场采用定压阀回收套管气； ②岭 54 增上游井场伴生气分输至岭二联，下游伴生气分输至岭十三转； ③ 岭二联伴生气输至岭二联轻烃厂；悦联站伴生气输至悦联站轻烃厂； ④ 岭十三转伴生气输至岭十三转轻烃厂。	岭十三转、岭八转、岭二联、悦联站轻烃厂回收伴生气分离轻质油后，产生的干气反输至增压点、联合站及保障点加热炉使用，剩余回收。
4	悦 60	①井场采用定压阀回收套管气； ②井场伴生气通过增压点、岭十二转油气分输至悦联站； ③悦联站伴生气输至悦联站轻烃厂。	悦联站轻烃厂回收伴生气分离轻质油后，产生的干气反输至增压点、联合站及保障点加热炉使用。
5	庆城	①井场采用定压阀回收套管气； ②井场伴生气通过增压站油气分输庆城联合站； ③伴生气送至同厂区庆城联合站轻烃厂回收；	伴生气首先在增压点加热炉使用；剩余部分送至庆城联合站轻烃厂回收；庆城联合站轻烃厂将庆城联合站所产伴生气及周边增压站来伴生气加工成液化石油气、稳定轻烃、干气（天然气）除自身利用外，剩余加工为 LNG。
6	板 32-合 60	①井场采用定压阀回收套管气； ②井场伴生气通过增压站油气分输至岭三联； ③岭三联伴生气送至岭三联轻烃厂回收。	伴生气首先在增压点加热炉使用；剩余部分送至岭三联轻烃厂回收；岭三联轻烃厂联合站所产伴生气及周边增压站来伴生气加工成液化石油气、稳定轻烃、干气（天然气）除自身利用外，剩余加工为 LNG。
7	固 1	①井场采用定压阀回收套管气； ②井场伴生气合输至庄一联； ③庄一联伴生气输至庄一联轻烃厂。	伴生气首先在增压点、接转站、联合站及保障点加热炉使用，剩余伴生气通过庄一联轻烃厂回收。
8	乐 206	①井场采用定压阀回收套管气； ②井场伴生气通过庄十转油气合输至庄一联； ③庄一联伴生气输至庄一联轻烃厂。	伴生气用于加热炉，剩余伴生气通过庄一联等轻烃厂回收。

3.4 现有工程环境保护概况

3.4.1 环境保护手续履行情况

2018 年～2024 年各年产能建设工程均已完成了环境影响评价工作，并取得了庆阳市环境保护局的环评批复。目前，2018 年～2021 年产建工程已通过环保验收；2022 年产建工程正在进行竣工环保验收，2023 年～2024 年产建工程正在实施，尚未施工结束，2025 年对 2024 年补充产能建设工程已批复，暂未实施。滚动扩建井区现有工程环保手续履行情况见表 3.4.1-1。

表 3.4.1 -1 页岩油产能开发环保手续履行情况

年度	项目名称	井区名称	部署的主要站场	环评执行情况	竣工环保验收

2018	西 233 井区致密油产能建设工程	西 233	岭二联、岭 42 增、岭 43 增、岭 44 增、岭 45 增	庆环环评发[2018] 60 号	庆环函[2020] 52 号
2019	长庆油田分公司致密油产能建设项目组 2019 年 64 万吨产能建设工程	里 180、城 98、西 286、悦 60、固 1、庄 307	岭 50 增、岭 55 增、岭 59 增、岭 51 增、岭 54 增、岭 53 增、岭 57 增、岭十三转、岭 60 增、岭十二转、城壕采出水处理站、庄 47 增、庄 54 增	庆环规划发[2020] 21 号	2022 年 1 月通过竣工环保验收
2020	长庆油田分公司陇东页岩油开发项目部 2020 年 106 万吨产能建设工程	里 180、城 98、西 286、悦 60、板 32	岭 66 增、岭 67 增、岭十八转、岭 68 增	庆环规划发[2020] 73 号	2022 年 7 月通过竣工环保验收
2021	长庆油田分公司页岩油产能建设项目组 2021 年 83.3 万吨产能建设工程	里 89 区、镇 468 区、庆城区、庄 57 区、里 180 区、西 294 区(西 286)、悦 60 区、板 32-合 60 区、庄 307 区、庄 51 区	岭 79 增、岭 71 增、岭 72 增、岭 84 增、岭 85 增、岭 74 增、岭 70 增、岭 73 增、岭 75 增、岭 69 增、岭 76 增、岭 78 增、岭 87 增、岭 68 增、岭 77 增、岭 80 增、岭 81 增、岭 83 增、岭 87 增、岭 82 增	庆环规划发[2021] 36 号	2025 年 1 月通过竣工环保验收
2022	长庆油田页岩油开发分公司 2022 年 80.1 万吨产能建设工程	城 98 东区、城 98 西区、庆城东区、板 32 区、庄 57 东区、里 93 区、里 89 南区	岭二十二脱、华 H127 增、城 88-3 增、西 287 扩增、庆 H41 增、华 H103 平台增、华 H25 增、里 356-2 增、环 H1 增	庆环规划发[2022]82 号	已完成一期工程竣工环保验收
2023	长庆油田分公司页岩油产能建设项目组 2022 年准备区块建设工程	里 89 区、里 180 区、庆城区、西 294 区-庄 57 区、悦 60 区、板 32-合 60 区、庄 307 区、固 1 区、庄 51 区、乐 206 区	/	庆环规划发[2023]24 号	正在实施
	长庆油田陇东油气开发分公司 2023 年页岩油产能建设工程	里 89 北区、里 89 南区、里 180、庆城区、西 294-庄 57、板 32-合 60、庄 51、城 98、固 1	岭四联、环 H8 平台增、环 H10 平台增、环 H36 平台增、环 H41 平台增、华 H151 平台增、华 H98 平台增、庆 H33 平台增、华 H82 平台增、华 H106 平台增、华 H109 平台增、合 H61 平台增、庄四联、合 H62 平台增、华 H124 平台增、乐 H20 平台增	庆环规划发[2023]60 号	正在实施
2024	长庆油田陇东油气开发分公司 2024 年页岩油产能建设工程	里 89 区北、里 89 区南、里 180 区、庆城北区、庆城南区、西 294 区-庄 57 区、悦 60 东区、悦 60 西区、板 32-合 60 区、城 98 区、固 1 区、庄 51 区、板 4 区、庄 307、乐 206 区和午 222 区	岭二十五脱、城六脱、岭十三转、庆 H21 平台增、庆 H24 平台增、庆 H42 平台增、庆 H44 平台增、环 H15 平台增、环 H12 平台增、环 H7 平台增、环 H35 平台增、华 H18 平台增、华 H93 平台增、华 H95 平台增、华 H131 平台增、华 H136 平台增、华 H76 平台增、华 H77 平台增、环 H17 平台同步回转装置、环 H40 平台混输装置、华 H182 平台同步回转装置	庆环规划发[2024]77 号	正在实施
2025	长庆油田陇东油气开发分公司 2024 年页岩油准备区块建设工程	里 89 北、里 89 南、里 180 区、庆城区、西 294 区-庄 57、悦 60 区、悦 60 西、板 32-合 60、城 98、庄 51 区、板 4 区、庄 307、乐 206 区、午 222 区、镇 468 区	岭二十五脱	庆环规划发[2025]78 号	正在实施
	长庆油田陇东油气开发分公司	里 89 区北、里 89 区南、里 180 区、庆城	庆 H26 平台增、庆 H48 平台增、庆 H12 平台增、环 H3 平台增、华 H69	庆环规划发[2025]97 号	暂未实施

	2025 年对 2024 年页岩油新增部署产能建设工程	区、西 294 区-庄 57 区、悦 60 西区、板 32-合 60 区、城 98 区、固 1 区、乐 206 区和镇 468 区	平台增、华 H42 平台增、华 H108 平台增、华 H68 同步回转装置、里 148 混烃站		

3.4.2 排污许可证执行情况

按照排污许可证管理办法要求，页岩油开发分公司、第二采油厂、第十采油厂和第十二采油厂均已申领排污许可证，并按照要求完成年度执行报告编制、上传。鉴于长庆油田滚动开发模式，定期重新申领排污许可证。

本项目分别纳入各厂实施排污许可管理。

3.4.3 例行监测计划执行情况

陇东油气开发分公司页岩油产能建设项目组负责页岩油产建工程建设、运行、竣工验收和生态恢复治理等工作，待竣工环保验收结束、工程全部稳定运行后，根据地面工程所在区域，将井场、地面工程等分别移交页岩油开发分公司、采油二厂、十二厂等进行后期运行管理，因此例行监测计划均纳入各厂。

各厂每年进行油田产建工程滚动开发，均已建立完善的企业自行监测计划。

3.4.4 现有工程污染源分析

页岩油区于 2018 年开始规模化开发，本次评价收集了《长庆油田分公司页岩油 2021 年产建工程阶段性竣工环境保护验收监测报告》、《长庆油田分公司页岩油产能建设项目组 2019 年 64 万吨产能建设项目竣工环境保护验收调查报告》、《长庆油田分公司致密油产能建设项目组 2020 年 106 万吨产能建设工程竣工环境保护验收调查报告》以及《长庆油田分公司页岩油产能项目组 2021 年 83.3 万吨产能建设工程竣工环境保护验收调查报告》等现有工程相关竣工环保验收报告，并对现有工程不同类型的站场装置区进行了无组织废气监测，结合工程实际运行情况分析现有工程污染源。

3.4.4.1 废气污染源分析

(1) 站场加热炉烟气

根据现场踏勘及现有站场 2025 年例行监测报告，改扩建井区现有站场加热炉全部采用伴生气作为燃料，加热炉燃烧烟气通过不低于 8m 高排气筒排放。根据验收报告中监测数据，现有依托站场中部分典型接转站、增压机组加热炉废气排放达标分析见表 3.4.4-1。根据《污染源源强核算技术指南 准则》（HJ884-2018），现有工程污染源源的核算应优先采用实测法，因此评价采用类比现有典型站场加热炉废气例行监测数据核算改扩建区块现有加热炉废气主要污染物排放情况，具体见表 3.4.4-2。由此可知，

改扩建井区站场现有加热炉主要污染物 SO₂、NO_x 及颗粒物排放浓度均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中新建燃气锅炉标准要求。

表 3.4.4-1 现有典型站场加热炉主要污染物排放达标性分析一览表

站场	单台加热炉功率 (KW)	监测时间	污染物排放浓度 (mg/m ³)				标况流量均值 (Nm ³ /h)
			NO _x	SO ₂	烟尘	烟气黑度	
岭二联	1200	2025.7.7	40.9	3ND	5.1	<1	1201
岭三联	1500	2025.7.30	32.1	3ND	4.8	<1	2069
庆城联合站	1500	2025.5.24	48.1	3ND	1.7	<1	1114
岭十三转	1200	2025.7.22	35.5	3ND	5.3	<1	1175
西十转	800	2025.5.21	50.4	3ND	3.2	<1	1547
庆 H41 增	300	2025.5.26	30.1	3ND	4.9	<1	571
岭 80 增	600	2025.8.1	33.7	3ND	5.0	<1	651
岭 38 增	300	2025.5.23	45.9	3ND	4.3	<1	635
岭 42 增	500	2025.7.11	40.2	3ND	5.4	<1	640
标准限值GB13271-2014			200	50	20	1	/

表 3.4.4-2 改扩建井区站场现有加热炉主要污染物排放量表

改扩建井区	站场	废气排放量 (10 ⁴ m ³ /a)	污染物排放量 (t/a)		
			NO _x	SO ₂	烟尘
里 180	岭二联	1902.4	0.389	0.014	0.049
	*庆五联	3804.8	0.778	0.029	0.097
	岭42增	506.9	0.204	0.008	0.027
	岭43增	452.2	0.136	0.007	0.022
	岭44增	452.2	0.136	0.007	0.022
	岭45增	515.6	0.174	0.008	0.026
	岭50增	506.9	0.204	0.008	0.027
	岭51增	452.2	0.136	0.007	0.022
	岭55增	452.2	0.136	0.007	0.022
	岭58增	452.2	0.136	0.007	0.022
	岭59增	515.6	0.174	0.008	0.026
	岭66增	515.6	0.174	0.008	0.026
	岭 67 增	452.2	0.136	0.007	0.022
西 294-庄 57	岭74增	506.9	0.204	0.008	0.027
	岭 34 增	452.2	0.136	0.007	0.022
	岭 54 增	506.9	0.204	0.008	0.027
	岭 53 增	506.9	0.204	0.008	0.027
	岭 52 增	452.2	0.136	0.007	0.022
	岭 57 增	452.2	0.136	0.007	0.022
	岭十三转	1861.2	0.660	0.028	0.098
	岭八转	515.6	0.174	0.008	0.026
	岭九转	872.0	0.357	0.013	0.044
	*岭二十三脱	452.2	0.136	0.007	0.022
	华 H69 增	452.2	0.136	0.007	0.022
	岭 38 增	452.2	0.136	0.007	0.022
	南集站	1585.6	0.648	0.024	0.081
	岭70增	506.9	0.204	0.008	0.027
	岭71增	452.2	0.136	0.007	0.022
	岭72增	452.2	0.136	0.007	0.022
	岭73增	158.4	0.065	0.002	0.008
悦 60	岭75增	452.2	0.136	0.007	0.022
	岭 60 增	506.9	0.204	0.008	0.027
	岭69增	506.9	0.204	0.008	0.027
	岭76增	158.4	0.065	0.002	0.008
	岭78增	158.4	0.065	0.002	0.008
	岭87增	452.2	0.136	0.007	0.022
	华 H106 增	506.9	0.204	0.008	0.027
	岭十二转	930.6	0.330	0.014	0.049

	悦联站	7926.3	3.242	0.119	0.404
	城壕采出水处理站	95.0	0039	0.001	0.005
板 32-合 60	岭三联	3277.3	1.052	0.049	0.157
	华 H103 增	613.0	0.309	0.009	0.020
	岭 56 增	452.2	0.136	0.007	0.022
	岭 68 增	452.2	0.136	0.007	0.022
	岭 77 增	452.2	0.136	0.007	0.022
	岭 80 增	515.6	0.174	0.008	0.026
	岭 81 增	506.9	0.204	0.008	0.027
	岭 83 增	506.9	0.204	0.008	0.027
	华 H108 增	506.9	0.204	0.008	0.027
庆城	*庄六转	613.0	0.309	0.009	0.020
	庆城联合站	1764.6	0.849	0.026	0.030
	岭 84 增	506.9	0.204	0.008	0.027
	西十转	2450.4	1.235	0.037	0.078
	岭 85 增	506.9	0.204	0.008	0.027
	庆 H41 增	452.2	0.136	0.007	0.022
	庆 H38 增	506.9	0.204	0.008	0.027
	*庄十二转	515.6	0.174	0.008	0.026
	*庄 61 增	653	0.708	0.067	0.072
里 89 南	*庄二联	3256	6.685	0.806	0.393
	华 H151 平台增	489.6	0.531	0.050	0.054
	*岭 32 增	571	0.136	0.007	0.022
里 89 北	里 148 站	1566	0.856	0.25	0.184
	岭四联	6528	7.082	0.674	0.710
	*岭十四脱	515.6	0.174	0.008	0.026
	岭 79 增	452.2	0.136	0.007	0.022
	环 H1 增	452.2	0.136	0.007	0.022
	环 H36 平台增	506.9	0.204	0.008	0.027
	环 H41 平台增	452.2	0.136	0.007	0.022
	环 H10 平台增	515.6	0.174	0.008	0.026
	环 H8 平台增	452.2	0.136	0.007	0.022
	环 H9 平台增	506.9	0.204	0.008	0.027
	环 H15 平台增	515.6	0.174	0.008	0.026
固 1	*庄 35 增	489.6	0.531	0.050	0.054
	*庄 46 增	489.6	0.531	0.050	0.054
	*庄五转	2938	1.416	0.24	0.246
	*庄一联	3264	0.778	0.107	0.522
乐 206	*庄五联	3652	3.817	0.104	0.196
	*庄十转	979	0.472	0.08	0.082
合计		77157	81.194	3.239	4.966

注：根据收集加热炉监测数据，加热炉燃烧废气中二氧化硫存在未检出，根据环境空气质量监测规范（试行），若样品浓度低于监测方法检出限时，则该监测数据应标明未检出，并以 1/2 最低检出限报出，同时用该数据参加统计计算，因此本次源强核算二氧化硫未检出的检测数据按 1.5mg/m³ 计（二氧化硫检出限为 3.0mg/m³）。

(2) 油气集输过程放空、挥发、泄漏产生的烃类气体

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，在开采和集输过程会通过采油井和储罐呼吸阀挥发、泄漏。在设备维修期间或由于安全等原因（超压时），部分烃类气体会在站场放空。另外，在原油开采与集输过程中也会挥发、泄漏少量烃类气体，主要来自采油井口和储油罐呼吸阀。

① 现有站场厂界无组织排放达标情况

根据《长庆油田页岩油开发分公司 2022 年 80.1 万吨产能建设（一期）工程建设项目竣工环境保护验收调查报告》及 2025 年例行监测报告，现有工程联合站、增压站、井场等场站厂界的非甲烷总烃均符合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》

(GB 39728-2020) 中无组织排放非甲烷总烃监控浓度限值要求。

表 3.4.4-3 改扩建井区典型站场厂界无组织废气监测结果表 单位: mg/m³

检测点位	检测项目	检测时间	标准值	检测结果			
1#庆城联合站上风向	非甲烷总烃	2025.10.18	≤4.0	0.80	0.75	0.64	0.80
2#庆城联合站下风向	非甲烷总烃		≤4.0	0.96	0.88	0.92	1.05
3#庆城联合站上风向	非甲烷总烃		≤4.0	0.9	0.93	0.91	0.98
4#庆城联合站下风向	非甲烷总烃		≤4.0	2.41	2.54	2.09	1.61
5#岭三联合站上风向	非甲烷总烃	2025.11.12	≤4.0	0.63	0.62	0.75	0.75
6#岭三联合站下风向	非甲烷总烃		≤4.0	1.09	1.05	1.06	1.07
7#岭三联合站上风向	非甲烷总烃		≤4.0	1.09	1.14	1.11	1.14
8#岭三联合站下风向	非甲烷总烃		≤4.0	1.19	1.14	1.19	1.15
7#岭二联上风向	非甲烷总烃	2025.10.26	≤4.0	0.76	0.84	0.79	0.84
8#岭二联下风向	非甲烷总烃		≤4.0	2.66	2.80	2.67	2.71
9#岭二联下风向	非甲烷总烃		≤4.0	1.98	1.92	1.85	1.92
10#岭二联下风向	非甲烷总烃		≤4.0	2.08	2.03	2.00	2.13
11#西十转上风向	非甲烷总烃	2025.11.18	≤4.0	0.78	0.82	0.75	0.88
12#西十转下风向	非甲烷总烃		≤4.0	2.14	1.99	1.96	2.04
13#西十转下风向	非甲烷总烃		≤4.0	2.10	2.04	1.99	2.05
14#西十转下风向	非甲烷总烃		≤4.0	2.01	1.96	1.98	2.14
15#岭46增上风向	非甲烷总烃	2025.11.16	≤4.0	1.02	1.05	1.05	1.06
16#岭46增下风向	非甲烷总烃		≤4.0	1.78	1.77	1.81	1.85
17#岭46增下风向	非甲烷总烃		≤4.0	1.80	1.86	1.78	1.78
18#岭46增下风向	非甲烷总烃		≤4.0	1.87	1.90	1.82	1.90
19#岭56增上风向	非甲烷总烃	2025.11.12	≤4.0	0.73	0.69	0.76	0.68
20#岭56增下风向	非甲烷总烃		≤4.0	1.42	1.45	1.50	1.42
21#岭56增下风向	非甲烷总烃		≤4.0	1.46	1.62	1.67	1.44
22#岭56增下风向	非甲烷总烃		≤4.0	1.52	1.64	1.63	1.66
23#华H80井场上风向	非甲烷总烃	2025.4.27	≤4.0	0.53	0.68	0.66	0.53
24#华H80井场下风向	非甲烷总烃		≤4.0	1.19	1.22	0.92	1.16
25#华H80井场下风向	非甲烷总烃		≤4.0	1.18	0.95	1.03	1.17
26#华H80井场下风向	非甲烷总烃		≤4.0	1.15	1.36	1.23	1.21
27#岭十三转上风向	非甲烷总烃	2025.11.9	≤4.0	0.78	0.72	0.78	0.80
28#岭十三转下风向	非甲烷总烃		≤4.0	1.38	1.31	1.32	1.35
29#岭十三转下风向	非甲烷总烃		≤4.0	1.13	1.18	1.26	1.25
30#岭十三转下风向	非甲烷总烃		≤4.0	1.21	1.34	1.24	1.28

根据现有工程竣工验收数据和例行监测数据, 现有工程各井区内现有联合站、增压机组、井场等站场厂界非甲烷总烃排放浓度均符合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 油气集中处理站边界污染物控制要求。

② 现有工程主要污染物无组织排放情况

油田采用密闭集输工艺, 正常条件下油气损耗较小, 对原油损耗调查结果表明, 密闭流程小于 0.2%, 密闭流程取值 0.2% 计算。估算现有工程非甲烷总烃无组织排放量 110.74t/a。现有工程烃类气体产生及排放情况见表 3.4.4-4。

表 3.4.4-4 现有工程烃类气体产生及排放情况

井区	输油方式	主要工程	原油集输量 (10 ⁴ t/a)	非甲烷总烃排放量 (t/a)
里 180	管输	原油开采、集输站场	67.57	17.05
西 294-庄 57	管输	原油开采、集输站场	65.23	16.46
悦 60	管输	原油开采、集输站场	78.54	19.81
板 32-合 60	管输	原油开采、集输站场	50.63	12.77
庆城	管输	原油开采、集输站场	74.86	18.88

城 98	管输	原油开采、集输站场	19.37	4.89
里 89	管输	原油开采、集输站场	25.89	6.53
固 1	管输	原油开采、集输站场	18.91	13.39
乐 206	管输	原油开采、集输站场	1.35	0.96
合计			402.35	110.74

3.4.4.2 水污染源分析

(1) 油田采出水

油田采出水主要来自采油作业，它包括油层本身所含的边水、底水及采油前注入的水，油田采出水量随油田开发时间的增加而不断增加。

改扩建井区目前实际净化油产量约为 $402.35 \times 10^4 \text{t/a}$ ，原油含水率约 30%，则现有页岩油区采出水产生量约为 $6147.44 \text{m}^3/\text{d}$ ，依托岭二联和城壕采出水处理站等站场采出水处理系统处理后回注油层，不外排。

2025 年 7 月~8 月西安石油大学对里 148 站、岭二联和庆城联合站采出水处理系统出水水质进行检测，现有工程采出水设施出水口监测结果见表 3.4.4-5。井区各回注层位空气渗透率为 $2.485 \sim 6.195 \mu\text{m}^2$ ，因此采出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T 5329-2022)相关要求。

表 3.4.4-5 改扩建井区采出水处理系统出水水质监测结果表

监测点位	监测项目	单位	监测日期	监测结果
里 148 站采出水处理设施出口	悬浮物	mg/L	2025.7.17~8.17	1.75
	石油类	mg/L		4.08
	平均腐蚀率	mm/a		0.0187
	悬浮物颗粒直径中值	um		0.46
岭二联采出水处理设施出口	悬浮物	mg/L	2025.7.17~8.17	4.00
	石油类	mg/L		0.49
	平均腐蚀率	mm/a		0.0101
	悬浮物颗粒直径中值	um		1.93
庆城联合站采出水处理设施出口	悬浮物	mg/L	2025.7.17~8.17	4.50
	石油类	mg/L		0.04
	平均腐蚀率	mm/a		0.0470
	悬浮物颗粒直径中值	um		0.92

(2) 措施作业废水

现有油水井运行期井下维护作业主要包括大小修井等措施作业，不同类型的措施作业施工环节基本相同，措施返排液主要来自修井过程中的洗井环节，修井作业不定期进行，实施频次为两年一次。根据现有工程调查，单井每次作业的最大废水产生量约为 70m^3 （修井产生废水量约 40m^3 ，洗井产生废水量约 30m^3 ），改扩建井区现有工程目前采油井共 824 口，则废水产生量为 $28840 \text{m}^3/\text{a}$ ，作业过程中带罐上岗，废水收集入罐，就近运往措施返排液处理站，处理达标后回注，不外排。

本次评价引用与本项目采用相同工艺的《长庆油田分公司页岩油产能项目组 2021

年 83.3 万吨产能建设工程竣工环境保护验收调查报告》中合 60 措施废液处理站以及 2025 年 7 月~8 月西安石油大学对庆城联合站措施返排液处理站和岭四联措施返排液处理站的监测数据，监测结果见表 3.4.4-6。

表3.4.4-6		措施返排液处理站废水监测结果		
监测点位	监测项目	单位	监测日期	监测结果
庆城联合站措施返排液处理站废水处理设施出水口	悬浮固体含量	mg/L	2025.7.17~8.17	18.06
	石油类	mg/L		ND 未检出
	平均腐蚀率	mm/a		0.0343
	悬浮物颗粒直径中值	um		5.27
岭四联措施返排液处理站废水处理设施出水口	悬浮固体含量	mg/L	2025.7.17~8.17	4.50
	石油类	mg/L		8.10
	平均腐蚀率	mm/a		0.0178
	悬浮物颗粒直径中值	um		1.09
合 60 措施废液处理站	pH	/	2023.12.13	/
	悬浮固体含量	mg/L		15
	石油类	mg/L		10.7

井区各回注层位空气渗透率为 2.485~6.195 μm²，根据监测，措施返排液处理站出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T 5329-2022)中相关要求。

(3) 生活污水

改扩建井区现有井场均为无人值守站场，井区内现有保障点 6 座，分别为悦联站 150 人生活保障点，岭十三转 15 人生活保障点，岭二联 15 人生活保障点，庆城联合站 50 人生活保障点、岭三联 50 人生活保障点和岭四联 75 人保障点，可满足井区现有工作人员食宿需要，保障点产生的生活污水经标准化生活污水处理设施处理，达标后用于保障点及场站周边植被绿化及洒水；增压点、注水系统人员少，设有旱厕，生活污水采用收集沉淀池处理后作为站场绿化和洒水，不外排。根据悦联站生活保障点污水处理站 2024 年例行监测数据（监测结果见表 3.4.2-7），由表 3.4.4-7 可知，悦联站生活保障点生活污水满足《城市污水再生利用 绿地灌溉水质》（GB/T25499-2010），不外排。

表 3.4.4-7		生活污水监测结果		
序号	检测项目	结果单位	检测结果及日期(2024 年 7 月 6 日)	标准限值
			悦联站生活保障点生活污水处理设施出水口	
1	pH	—	7.54	6-9
2	BOD ₅	mg/L	4.7	20
3	氨氮	mg/L	0.948	20
4	浊度	NTU	5	10
5	溶解性总固体	mg/L	902	1000
6	氯化物	mg/L	221	250
7	阴离子表面活性剂	mg/L	0.053	1.0
8	粪大肠菌群	MPN/L	790	1000

3.4.4.3 噪声污染源分析

现有工程噪声污染源主要有井场抽油机、站场泵类等，根据竣工环境保护验收调查报告和 2025 年度例行监测，典型联合站、增压站和井场的昼、夜间厂界噪声符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类区排放标准。根据现场调查并结合上述验收监测数据（表 3.4.4-8），现有工程各厂界噪声均符合《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。

表 3.4.4-8

现有典型场站厂界噪声监测结果

单位：dB(A)

编号	监测点		监测时间	监测结果		标准值		超标情况		数据来源
				昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	
1	庆城联合站	东厂界	2025.4.27	50.6	47.5	60	50	0	0	《长庆油田分公司页岩油开发分公司 2022 年 80.1 万吨产能（一起）建设工程竣工环境保护验收调查报告》
			2025.4.28	51.9	46.1			0	0	
		南厂界	2025.4.27	46.3	41.9			0	0	
			2025.4.28	47.5	42.3			0	0	
		西厂界	2025.4.27	48.7	45.3			0	0	
			2025.4.28	49.7	44.1			0	0	
		北厂界	2025.4.27	46.9	43.3			0	0	
			2025.4.28	48.3	42.4			0	0	
2	岭三联合站	东厂界	2023.12.15	52.1	42.5			0	0	《长庆油田分公司页岩油产能项目组 2021 年 83.3 万吨产能建设工程竣工环境保护验收调查报告》
			2023.12.16	52.6	42.6			0	0	
		南厂界	2023.12.15	53.4	42.9			0	0	
			2023.12.16	53.9	42.8			0	0	
		西厂界	2023.12.15	52.2	41.6			0	0	
			2023.12.16	52.7	42.2			0	0	
		北厂界	2023.12.15	53.5	43.5			0	0	
			2023.12.16	53.2	43.1			0	0	
3	岭 69 增	东厂界	2025.8.6	54	43			0	0	
			2025.8.7	54	43			0	0	
		南厂界	2025.8.6	53	43			0	0	
			2025.8.7	54	42			0	0	
		西厂界	2025.8.6	56	44			0	0	
			2025.8.7	56	46			0	0	
		北厂界	2025.8.6	57	45			0	0	
			2025.8.7	58	47			0	0	
4	岭三联轻烃厂	东厂界	2025.8.6	55	44			0	0	
			2025.8.7	56	45			0	0	
		南厂界	2025.8.6	54	43			0	0	
			2025.8.7	55	44			0	0	
		西厂界	2025.8.6	57	45			0	0	
			2025.8.7	58	46			0	0	
		北厂界	2025.8.6	54	42			0	0	
			2025.8.7	54	43			0	0	
5	庆 H80 井场	东厂界	2025.4.27	46.1	42.3			0	0	《长庆油田分公司页岩油开发分公司 2022 年 80.1 万吨产能（一起）建设工程竣工环境保护验收调查报告》
			2025.4.28	45.4	41.7			0	0	
		南厂界	2025.4.27	46.9	43.8			0	0	
			2025.4.28	47.2	42.6			0	0	
		西厂界	2025.4.27	48.4	45.2			0	0	
			2025.4.28	50	44.3			0	0	

		北厂界	2025. 4. 27	45. 8	43			0	0	报告》
			2025. 4. 28	46. 1	42. 2			0	0	

3. 4. 4. 4 固体废物污染源分析

(1) 落地油

运行期在修井作业中会有部分原油散落在井场成为落地油，其产生量与修井作业频次、方式以及管理水平等因素有关。根据现有工程资料统计，现有油井修井周期通常为两年一次，采用井下清洁作业，每口井每次产生落地油约 0.02t。修井过程中井场采用密闭清洗，钢制箱体平台，高分子轻体钻等清洁生产工艺，实现“井液不出井筒，落地原油全部回收”。据调查结果，现有工程修井作业中落地油产生情况见表 3. 4. 4-9。

表 3. 4. 4-9 现有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）	824
2	落地油产生量（t/a）	8. 24
3	回收率	100%
4	落地油排放量（t/a）	0

根据《国家危险废物名录（2025 年版）》、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》，落地油属于危险废物，危废类别：HW08 废矿物油与含矿物油废物，定期送庆阳高晨工业危险废弃物处置有限公司和甘肃金圣洁环保能源科技有限公司安全处置。

(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、泥沙以及其他有害成分，如酚、砷、汞、硫等，根据长庆油田页岩油分公司安全环保科提供的统计数据，本项目现有储罐和水处理系统含油污泥（含水率约 90%）产生量约 8087.24t/a，油井措施作业刮削井筒过程中产生含油污泥量约 11668.15t/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类危险废物，危废代码为 071-001-08，定期送有资质单位安全处置。

(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 2~4t。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 其他废物类危险废物，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

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，根据统计资料，产生量约 31.5t/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。收集后送至危废贮存点暂存，定期送有资质单位安全处置。

(5) 生活垃圾

据调查和建设单位提供资料，改扩建井区现有劳动定员为 200 人，生活垃圾产生量约 52.8t/a。

3.4.4.5 现有工程“三废”排放统计

现有工程污染物产生量及排放情况见表 3.4.4-10。

表 3.4.4-10 现有工程污染物产生量及排放状况汇总 单位：t/a				
要素	污染源	产生量	排放量	排放去向/处置方式
大气污染物	加热炉烟气	SO ₂ : 3.239 NO _x : 81.194 烟尘: 4.966	SO ₂ : 3.239 NO _x : 81.194 烟尘: 4.966	大气
	油气集输	非甲烷总烃: 110.74	非甲烷总烃: 110.74	
水污染物	油田采出水	6147.44m ³ /d	0	经采出水处理设施处理达标后回注
	措施返排液	28840m ³ /a	0	经措施返排液处理站处理达标后回注
	生活污水	4752m ³ /a	0	经生活污水处理设施处理后用于周边植被绿化、洒水
固体废物	落地油	8.24	0	属危险废物，送有资质单位处置，回收处置率 100%。
	含油污泥	19755.39	0	
	废滤料	24	0	
	其他固废	31.5	0	
	生活垃圾	52.8	0	统一收集运输至环卫部门指定地点处置

3.4.5 现有工程主要环保问题及“以新带老”整改措施

3.4.5.1 现有工程环保措施落实情况调查

本项目现有工程涉及到的采油井、集输场站均已投入运营，钻井阶段和道路管线等地面工程建设阶段的污染物排放以及直接生态影响已不复存在，主要的环境问题存在于原油开采集输处理等阶段。根据现场踏勘，并结合历年产建工程环评及竣工环保验收报告，本项目现有工程主要环保设施落实及运行情况见表 3.4.5-1。

表 3.4.5-1 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
大气污染控制	各工艺环节各站场	无组织烃类	密闭输油工艺	集输过程均采取密闭输油工艺，井场设有套管气回收装置、站场采用油气分输工艺；各厂对原油储罐进行了 VOCs治理改造，建设了大罐抽气密闭工艺，落实了长庆《长庆油田挥发性有机物(VOCs)无组织排放管控专项行动方案》	落实	正常运转
	增压机组、卸油台、接转站、联合站、保障点等	加热炉烟气	不低于8m高排气筒	不低于8m高排气筒	落实	达标排放

	井区道路	扬尘	洒水	采用洒水车浇洒路面，平均每周一次	落实	/
水污染控制	站场	油田采出水	采用“沉降除油+橇装多功能一体化油田水处理装置”处理达标后回注，采出水处理装置和措施废液处理装置末端按照技术规范安装自动监测监控设备	采用“沉降除油+一体化油田水处理装置（/气浮生化+过滤）”工艺处理达标后回注，采出水处理装置和措施废液处理装置末端按照技术规范安装自动监测监控设备	落实	正常运转
	井场	措施返排液	拉运至措施返排液处理站处理达标后优先回用，多余回注	采用氧化-絮凝-过滤/吸附联合处理工艺处理达标后回注	落实	正常运转
	生活保障点	生活污水	生活污水处理设施	生活污水处理装置	落实	达标回用
噪声污染控制	接转站、增压机组、注水站等	输油泵、污油泵等泵类	减振、室内隔声、绿化等	减振、室内隔声、绿化等	落实	稳定运行达标排放
固废污染控制	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、污油污水回收池、井场外排洪渠	落实	/
		钻井泥浆、岩屑（不含油）	井场泥浆入罐暂存，委托有资质单位外运集中处置	井场泥浆入罐暂存，委托有资质单位外运集中处置	落实	按要求处置
		压裂返排砂	返排液回收罐全部收集、清罐后送危废贮存点临时储存，最终送有资质单位处置	返排液回收罐全部收集、清罐后送危废贮存点临时储存，最终送有资质单位处置	落实	按要求处置
		含油岩屑	装袋在危废贮存点临时储存，最终送有资质单位处置	装袋在危废贮存点临时储存，定期委托有资质单位处置	落实	按要求处置
		落地油	防渗材料全部收集、污油回收罐车送危废贮存点临时储存，最终送有资质单位处置	作业时铺防渗材料，通过污油回收罐车运至危废贮存点临时储存，定期委托有资质单位处置	落实	回收率100%
		油泥	油泥干化送有资质单位处理	在危废贮存点临时储存，定期委托有资质单位处置	落实	油泥按要求处置
		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
环境风险	站场、集输管线	管线穿越河流处泄漏风险	站场储油罐区设围堰、管线穿越河流下游设拦油坝等拦油设施	站场设置污油污水池、储站场油罐区设围堰，在可燃气体易积聚和易泄漏区域设置固定式的点型可燃气体探测器，在站控值班室设置可燃气体报警控制器，对站内可燃气体的泄漏浓度进行集中监视与报警；现场巡检和操作的工作人员配备便携式可燃气体探测器；管线采取内外防腐措施，设置集群化泄漏监测系统，穿越处采取管壁增厚，加强防腐，套管保护等措施，穿越河流下游设拦油坝等拦油设施，并配备应急物资库	落实	/
生态环境	集输管线、道路、站场	临时占地	平整土地、恢复植被，种草植树或还田	平整土地、恢复植被，种草植树或还田	落实，植被恢复处于起步阶段	
	站场、道路	永久占地	异地补偿	异地补偿	土地属租用	
	站场周围道路两侧	/	绿化	绿化	已落实	

根据现场调查，现有工程各项环保措施大部分落实到位，环境管理及风险应急方案制定较为完善，未出现环境风险事故；生态保护与恢复措施基本按环评要求逐步实施，现有工程对环境的影响较小，基本未改变井区范围内生态环境现状。

3.4.5.2 现有工程环境影响回顾性分析

(1) 总体回顾

根据现有工程竣工环保验收及废气、废水、噪声等污染源自行监测数据（3.4.4 节）、区域环境质量现状监测结果（6.2 节）、区域环境质量历史监测结果（6.3 节）等，现有工程污染源均可做到达标排放，项目所在区域环境质量相对较好。由区域环境质量变化趋势可知，油田滚动开发对生态、地下水、土壤等环境质量和环境保护目标的长期性和累积性影响不显著，近年来区域环境质量变化不大。总体来看，由于油田开发范围较大，工程部署较分散，运行期对环境影响的范围和程度有限，在采取相应环保措施后，环境影响得到了有效的控制和减缓。

(2) 环境风险

现有工程采取的环境风险防范措施主要包括井场风险防范措施（严格执行《钻井井控技术规范》，防治井喷井漏事故）、地面站场风险防范措施（原油储罐按规范要求设防火堤、防火堤内设置集水设施和截油排水装置和防渗措施、安装火灾设备检测仪表）、油气集输管道风险防范措施（严格按照《输油管线工程设计规范》（GB50253-2014）和《输气管线工程设计规范》（GB50251-2015）的要求进行施工、穿跨越管线采取增加管壁厚度、采用加强级防腐工艺、安装集群式管道泄漏检测系统及视频监控系统、管线经过不良地段采取环保及水土保持措施、定期测量管线壁厚及内外腐蚀情况、加大巡线频率）、套外返水防治措施、运输事故的控制和防范措施、水源地集水区面积内工程风险防范措施，并制定了环境风险应急预案。对于人为因素引起的事故，通过提高作业人员技术素质、加强责任心教育以及采取技术手段和管理手段加以避免；对于自然因素导致的事故，已配备各种风险防范措施进行预防。为了及时、有效、安全地处置各类突发环境事件，建立健全企业应急机制，提高企业预防和有效应对突发环境污染事件的能力，保障企业职工与社会公众生命健康和财产安全，保护环境。

根据调查，除了井场风险防范措施、地面站场风险防范措施、油气集输管道风险防范措施、套外返水防治措施、运输事故的控制和防范措施、水源地集水区面积内工程风险防范措施等工程措施外，同时完善了拦截防控体系，使其能够满足开采区域风险处置应急需求。

目前制定了采油厂、作业区和各站场相应级别的突发事件应急预案，同时针对每年的产建项目制定相应的突发事件应急预案并按规定报生态环境主管部门备案。采油厂及项目组每年组织二次及以上应急预案演练；作业区每季度组织一次应急预案演练，各站场每月组织应急处置措施演练一次，以提高防范和处置突发性环境污染事故的技能，增强实战能力。

根据调查，通过在历年产建开发中不断强化风险防控，持续落实环保责任，严格环保隐患排查与治理，已逐步建成了“三防四责”的风险防控体系与现有的风险防范措施。截止目前未发生较大规模污染事故，现有工程环境风险防范措施有效可行。

(3) 土壤环境影响回顾

根据调查，近年来对各作业区的部分井场、站场占地范围内土壤进行例行监测。

本次评价收集了区域已建工程土壤环境历史监测数据，以反映该区域环境质量变化情况，历年土壤环境质量监测结果详见表 6.3.4-1，通过历年监测数据对比，现有工程各场站、井场占地范围内土壤环境质量均能满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地中筛选值，表明现有工程的运行未对区域土壤环境造成不良影响。

(4) 地下水环境影响回顾

根据现场调查及建设单位提供的相关资料，钻井过程采用无毒无害的水基钻井液，并实施泥浆不落地措施，试油、压裂等井下作业过程中，在井场地表铺设防渗材料及时回收落地油，产生的试油废水、压裂液等全部入罐存放，压裂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措施返排液处理站处理后回注，不外排；现有工程采出水及井下作业废水全部收集进入水处理系统，处理达标后回注油层用于驱油，不外排；井下作业过程“敷设作业、带罐上岗”，及时回收落地油和含油污泥，现有工程产生的危险废物在符合《危险废物贮存污染控制标准》的危废暂间内暂存，定期交有资质的单位处置，现有联合站、接转站、增压机组和井场均按照相关标准要求采取了防渗措施。各厂定期开展油井、回注井套管完整性探测，管线设置在线压力监控、已建输油管线、采出水管线、注水管线均采取了相应的防腐措施，定期开展了管壁隐患探测及管线巡线。

根据调查，近年来对区域水源井开展了地下水跟踪监测。本次评价收集了已建工程附近的地下水环境保护目标历史监测数据，以反映该区域环境质量变化情况。历年地下水环境质量监测结果详见表 6.3.3-1，通过历年监测数据的对比，项目所在区域地下水

监测结果均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准要求，说明现有工程未对地下水环境造成不良影响

根据实际调查，本项目涉及井区每年的产建工程环评及产建工程竣工环保验收阶段均针对开发区域开展地下水监测，对开发区域进行了长期的地下水监控，虽然每次监测的监测点位存在一定差异，可基本反映开发区域地下水的变化趋势。

另外，第二采油厂、页岩油开发分公司、第十采油厂和第十二采油厂均制定了开发区域地下水监测方案，由采油厂委托第三方监测机构进行采样监测，监测频次为半年一次，监测点位为开发区域内居民水源井及油田水源井，监测因子为砷、汞、氯化物、石油类、溶解性总固体、高锰酸钾指数、硫化物、氨氮、挥发性酚类、碘化物等。

（5）大气环境影响回顾

根据现场调查，根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）与本项目现有工程进行了对照，采取的主要措施有：①现有站场储罐主要集中在联合站，其余站场储罐多为事故油罐。储罐密闭完整，联合站原油储罐设置了大罐抽气装置，原油储罐和事故油罐均设置呼吸阀挡板，降低事故状况下的油气损耗；站场内轻烃（根据 GB 9053，现有站场轻烃均为 1 号）、LNG、液化石油气等储罐均采用压力罐储存；②储罐定期检修，保存检查和修复记录；③原油装载多采用顶部浸没式装载方式，出料管口距离罐（槽）底部高度小于 200mm；④油气田采出水采用密闭管道集输，接入口和排出口与环境空气隔离；⑤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；⑥采用密集集输方式集输，油田伴生气作为燃料或输至轻烃厂综合利用设施回收利用；⑦定期检查储油设施的密封状态及底部，防止储油设施底板泄漏；⑧针对主要站场建立监测制度，对大气污染物排放状况开展自行监测，保存原始监测记录。根据实际监测（表 3.4.4-3）结果及类比分析，现有工程联合站、接转站、增压站、井场等站场厂界的非甲烷总烃均满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中油气集中处理站边界非甲烷总烃浓度不应超过 $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的要求。因此，项目现有工程总体符合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中关于挥发性有机污染物治理措施的要求。

（6）生态环境影响回顾

现有工程实施过程中的占地包括永久性占地和临时性占地。永久占地包括井场、站场、道路等永久征地，临时占地包括钻井井场、站场、管线、道路施工临时占地。永久占地彻底改变了原有土地利用类型，临时占地短时间破坏了占用土地上的植被，并在

短期内影响土地利用功能，随着施工结束工程运行各项生态治理措施的实施，经 2~3 年的恢复，临时占地范围内原有土地利用类型已经基本得以恢复。

现有工程实施对植被的影响因具体工程类型的不同而有所差异，其中井场和站场建设对植被的影响呈片状分布，而施工道路和管线建设对植被的影响则呈线状分布。从工程类别的影响来看，井场、站场和道路为永久占地，原有植被全部遭到破坏，代之出现的是人工和自然相结合恢复的井场宜绿化区域草地；管线、便道等为临时占地，原有植被破坏面积估计可占到 80%以上，其中大部分在 2~3 年内基本得到恢复，现状已基本恢复为原有用地类型，与周边的植被表现基本一致。站场和井场道路为永久占地中的线性工程，道路占地将原有的植被全部破坏，变成了无植被区域。现有工程的生态影响主体表现在永久占地范围内，根据现状调查，现有的井场宜绿化区域已基本通过人工和自然相结合的方式实现了植被恢复，道路邻近区域也基本按要求实施了林草覆盖，但是现状恢复的植被中林草覆盖率偏低，不满足井场区域宜绿区域 90%有效覆盖面积的要求。

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

通过 2021 年至 2025 年区域遥感影像解译情况对比，评价区域林地覆盖面积占比明显增加，说明现有油田开发工程生态恢复措施基本有效，未造成区域内生态系统的明显破坏。

根据调查，企业现状开发区域采取了以下生态保护措施：

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

②井场周边陡坡设置了护坎和草袋子护坡。

③大型站场周边种植了高大乔木和草地，站场周边宜绿化区域基本完成林草覆盖。

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

⑤管线均安排有巡线工和负责人，定期对管线及穿跨越设施巡检；每年根据当年巡

检情况上报管线整改计划，对于部分老化管线，会及时更换，并对相关设施进行维护，以防事故发生污染生态环境。

井区内生态保护与恢复措施基本按环评要求逐步实施，现有工程对环境的影响轻微，基本未改变区块范围内生态环境现状。存在的主要生态问题为受季节限制，2024 年度实施的井场未及时按建设标准落实绿化和植被恢复措施。

3.4.5.3 存在的主要环保问题及“以新带老”措施

根据现场踏勘，现有工程生产废水、生活污水、固体废物、锅炉烟气及噪声的处理措施基本落实，废气全部达标排放，废水全部综合利用不外排，厂界噪声达标排放，固废均得到合理处置，存在的主要环保问题及整改措施见表 3.4.5-2。

表 3.4.5-2 滚动开发存在的主要环保问题及整改措施表

序号	存在的主要环境问题	整改措施
1	由于季节等原因，2025 年度新钻部分井场未按油田建设标准及时进行标准化建设和恢复植被，井场占地植被覆盖度低，遇暴雨天气易导致水土流失。	对未及时恢复植被的钻井井场，按照油田建设标准井场的要求进行建设以及进行植被恢复，提高植被覆盖度；对存在废弃泥浆的井场，按照规定限期进行处置与植被恢复。
2	根据建设标准，井场道路采用泥土压实路面，由于施工期机械车辆较多，干燥天气条件下道路扬尘较大，对道路两侧环境空气和植被生长造成一定的不利影响。且滚动开发区块影响的持续时间更长于一般新建区块。	①干燥天气条件下，增加施工期钻前道路的洒水频次，减少扬尘影响；②针对滚动开发井区，完善井区路网设计，提前规划建设区块支干线道路，并提高支干线路面施工标准，减少开发过程中扬尘量；③区块建产后，尽快完成井场道路压实和两侧植被恢复工作，并加强后期路面养护；④生产和运输车辆经过农田和居民点时应降低车速通过。
3	现有部分集输管线沿线标识标志存在损毁等情况。	对集输管道沿线加强巡查，缺少或警示标识不明显的应设立警示标识标牌（特别在穿跨越道路、冲沟地区），以防止其他施工对其造成破坏。

4 工程概况

4.1 项目基本情况

项目名称：长庆油田陇东油气开发分公司 2025 年页岩油产能建设工程

建设单位：长庆油田陇东油气开发分公司

建设地点：甘肃省庆阳市华池县、庆城县、环县、合水县、宁县

建设性质：扩建（滚动开发）

建设规模：净化油 $60.03\times 10^4\text{t/a}$

行业类别：B0711 陆地石油开采

工作制度：年工作 330 天，20 小时

地面工程设计方案编制单位：长庆工程设计有限公司

4.2 建设规模

根据设计方案以及建设单位提供的其他设计资料，本次产建工程地面建设共涉及 10 个井区，其中 9 个井区新增产能，部署井场开发层位均为长 7，新增产能 $60.03\times 10^4\text{t}$ 。井区部署及建设规模见表 4.2-1。

表4.2-1 产建工程建设规模表

序号	井区	规模/万吨	井场/座	采油井/口	井区开发情况
1	里 89 北	5.61	5	20	现有
2	里 89 南	2.24	1	8	现有
3	里 180	5.61	4	20	现有
4	悦 60	7.57	6	27	现有
5	西 294-庄 57	14.59	11	52	现有
6	庆城	9.82	7	35	现有
7	板 32-合 60	6.73	6	24	现有
8	固 1	5.33	4	19	现有
9	乐 206	2.52	3	9	现有
合计		60.03	47	214	/

4.3 油藏地质概况

4.3.1 油田范围

页岩油开发区域北起樊家川，南至驿马，东达合水，西抵马岭，面积约 5000km^2 。

4.3.2 区域地质构造

页岩油开发区域从南至北分布在环县、华池、庆城、合水和宁县，陇东油区页岩油区域构造位于鄂尔多斯盆地伊陕斜坡上，构造的基本形态为一个由东向西倾伏的单斜斜坡，局部有低幅鼻状隆起，鼻状隆起与砂体配合，有利于油气的聚集。

4.3.3 油藏地质特征及类型

钻井资料显示，区内自上而下钻遇的地层有第四系、新近系、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，地层划分及含油层分布详见图 4.3.2-1。主要含油地层为侏罗系下统延安组延 8、延 9、延 10 及三叠系上统延长组长 6、长 7、长 8 等油层。开发区域延长组普遍发育，其中长 7 油层组为主要含油层系，原始地层压力 14.7MPa，饱和压力 8.0MPa，属岩性油藏。

评价区三叠系层位主要受岩性变化控制，属于超低渗透岩性油藏。

4.3.4 油藏埋深及油层厚度

通过探评井及开发井资料统计，马岭致密油区长 7 油藏埋深平均 2070m，油层平均厚度 12.5m；合水致密油区长 7 油藏埋深平均 1750m，油层平均厚度 12.4m。

4.3.5 油藏流体组成及性质

(1) 原油性质

根据工程开发方案提供数据，长 7 层原油性质较好，具有粘度小、凝固点低、气油比高的特点。本项目开发井区原油性质见表 4.3.5-1。

表4.3.5-1 开发井区原油性质表									
区带	井区	层位	密度 (g/cm³)	粘度 (mPa·S)	凝固点 (℃)	初馏点 (℃)	气油比 (m³/t)	平均含水率 (%)	含硫
西233	里180区、里89南区、里89北区、板32区、庆城区、西 294区-庄57区、悦60西区、城98区、镇468区	长7	0.84	4.49	19.8	61.5	107.2	30	未检出
庄183	固1区、乐206	长7	0.84	7.62	22.3	61.5	94.8	30	未检出

(2) 地层水物性

根据典型井区长 7 地层水分析结果，页岩油区长 7 地层水水型属 CaCl₂ 型，油藏封闭性和保存条件较好，本项目开发井区地层水性质见表 4.3.5-2。

表 4.3.5-2 开发井区地层水性质表										
区带	层位	阳离子 (mg/l)			阴离子 (mg/l)			pH 值	总矿化度 (g/l)	水型
		Na ⁺ +K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻			
西 233	长 7	16207	2528	270	29703	734	337	6.2	53.9	CaCl ₂
庄183	长 7	13612	1248	176	23419	210	221	6.0	38.9	CaCl ₂

(3) 采出水配伍性

本项目开采层位均为三叠系延长组长 7 层位，现阶段属于开采初期，采用体积压裂准自然能量开发，未部署注水井，原油采出水依托所在区域既有注水驱油系统回注，回注层位主要为三叠系长 3、长 6 和长 8 层，采出水与依托集输系统地层水的配伍性需要进行配伍性分析。

根据采油二厂提供的《马岭长 7、长 8 采出水配伍性分析报告》和《西 259 长 3、庄 58 长 8、西 233 长 7 采出水配伍性分析报告》，西 233 区带（里 180 区、里 89 南区、里 89 北区、板 32 区、庆城区、西 294 区-庄 57 区、悦 60 西区、城 98 区）长 7 与长

4+5、侏罗系等采出水不配伍，长 7 与长 8 和长 3 在采用药剂防垢后可配伍。

根据第十二采油厂提供的《水质分析及配伍性实验结果》，庄 183 区带（固 1、乐 206）长 6、长 7、长 8 层采出水配伍性良好。

本项目采出水配伍性分析见表 4.3.5-3。

表 4.3.5-3 开发区域地层水水质表

层位	pH 值	Cl ⁻ (g/l)	总矿化度 (g/l)	水型
采油二厂				
长 3	/	61.53	99.5	CaCl ₂
长 8	6.79	25.9	45.5	CaCl ₂
采油十二厂				
长 6	6.2	15.23	51.56	CaCl ₂
长 8	6.0	19.31	22.6	CaCl ₂

(4) 原油伴生气性质

评价区不产纯天然气，主要以油藏伴生气为主，根据设计资料，井区三叠系延长组长 7 层位伴生气相对密度约为 0.7，CH₄ 含量为 74.2%，所产伴生气均未检出 H₂S 和 CO 气体。开发井区原油伴生气性质见表 4.3.5-6。

表 4.3.5-6 原油伴生气性质

区带	层位	分析项目 (mol%)					相对密度	甲烷化系数	是否含 H ₂ S 和 CO
		CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	iC ₄ H ₁₀	其他组分			
西 233	长 7	74.2	11.6	9.8	0.7	3.7	0.7	0.74	未检出
庄 183	长 7	47.41	15.36	19.23	3.08	14.92	1.09	0.47	未检出

注：油藏伴生气成分进行相关化验时，硫采用《天然气 含硫化合物的测定 第 5 部分 用氢解-速率计比色法测定总硫含量（GB/T 11060.5）》测定，最低检出限 0.1mg/m³（0.067ppm）；硫在伴生气中未检出是指其低于实验检出限，实验监测条件下未检出。

4.3.6 油藏开发技术政策

本项目各井区开采层位均为长 7 层，井型为水平井，前期采用大规模体积压裂自然能量开发，中后期采用注气补能开发。具体开发技术政策见表 4.3.6-1。

表 4.3.6-1 产建工程开发技术政策

层位	井型	井网形式	井距 (m)	水平段长度 (m)	采油井合理流压 (MPa)
长 7	长水平井	交错井网	350~400	1000~2500	7.6~10

4.4 项目组成及建设内容

4.4.1 项目组成及依托关系

本项目地面建设共涉及 10 个井区，均为扩建井区，目前均未开工建设。本次评价井区范围根据建设单位提供的井场、站场、管线等地面工程坐标外延 300m 范围，连接外廓线初步确定，环评结合敏感保护目标提出避让和调整建议后，反馈建设单位形成最终井区范围。

本项目井区产能建设由钻井、地面、公辅、环保等工程组成，具体建设内容见表 4.4.1-1。

表 4.4.1-1

项目工程组成表

类别	工程			建设内容
主体工程	钻前工程			主要为井场平整、基础建设等，包括井位测定、施工便道铺设、场地清理、基础施工、井架安装、钻机搬迁与安装、土方工程施工、全套水、电、讯路的铺设，开钻钻具、用料以及开钻井口准备等。
	钻井工程			新建井场 47 座（其中新建 28 座，扩建 19 座），新建采油井 214 口
	储层改造工程			对新建的 214 口采油井采用射孔、压裂等进行储层改造
	油气集输工程	新建站场	庆城区	新建庆 H28 平台增，设计规模 400m³/d 新建庆 H46 平台增，设计规模 400m³/d 新建庆 H49 混输装置，设计规模 125m³/d
			悦 60 区	新建华 H53 平台增，设计规模 600m³/d 新建合 H75 平台增，设计规模 600m³/d
			板 32-合 60 区	新建华 H204 平台增，设计规模 800m³/d
		改建站场	庆城区	庆城联合站：处理规模由 30×10⁴t/a 增加至 50×10⁴t/a 白马加热站：改造为白马热泵站，利旧庆城联合站 3 台外输泵；
			悦 60	岭十二转：新增华 H53 平台增来油来气计量装置 1 套和输油泵一台； 岭 56 增：新增 Q=46m³/h，H=400m 外输泵一台；
			西 294-庄 57	西十转：新建三相分离器 1 台、原油缓冲一体化集成装置 1 座、伴生气分液计量一体化集成装置 1 座、外输泵 1 台 岭 38 增：新增 25000Nm³/d 无水氯化钙脱水装置、压缩机各 1 台 岭 46 增：新增 Q=20m³/h，H=400m 外输泵一台
			区域完善	庆二联：新增清管发射器和来油流量计各一套
		管线工程	单井管线	新建井场出油管线 Φ89×5.0-80.25km； 区域完善出油管线合计 27.71km，其中 Φ76×5.0-1.6km、Φ89×5.0-9.46km、Φ114×5.0-16.65km
			集油管线	新建 Φ89×5.0-8.6km
			集气管线	新建 Φ140×5.0-28.96km
			供气管线	新建 17.11km，其中 Φ48×4.0-8.6km、Φ60×5.0-8.51km、
			输油管线	新建 Φ114×5.0-9.14km
			输水管线	新建柔性复合高压输送管 RF-S-I-125 输水管线 55.49km
配套工程	道路工程			新建和升级主干道 10.848km、支道 11.063km、井场道路 35.53km
公用工程	供水工程			依托现有水源井或就近站场处理后的采出水供应
	排水工程			正常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回注
	供热工程			庆H28平台增（500kw×1）、庆H46平台增（500kw×1）、华H53平台增（600kw×1）、华H204平台增（600kw×1）、合H75平台增（600kw×1）、庆城联合站（1200kw×1）加热炉均燃用干气，废气通过≥8m高排气筒排放。井场均采用管线输送，不设加热炉。
	供电工程			建设10KV供电线路64.8km，柱上变电站14座；新建井场分布式光伏发电装置总容量1.82MW
	自控工程			新建站场设电控撬实现站内供配电、自动控制、通信等功能，数据上传至各站所属作业区SCADA系统或页岩油物联网云平台，实现该站远程监控管理； 改扩建站场对现有站控系统进行扩容，完成新增工艺生产过程的监控； 井场设RTU和现场检测仪表，通过井场通信设备将生产数据上传所属作业区SCADA系统，实现平台井口油压、套压、计量装置等远程监控管理
环保工程	大气污染防治	施工期	①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； ②采用符合国标的燃料及设备，通过简易排气筒排放，排气管朝向避开项目区工作人员办公生活的方位； ③试油期采出液通过密闭管线进入储液罐，储液罐为卧式防腐固定顶罐，采用环密技术防止烃类泄漏。储液罐安装装车鹤管，装车过程采用浸没式。	
		运行期	①井场采用套管集气、定压阀定压回收套管气； ②原油及伴生气采用密闭管线分输。 ③新建加热炉均燃用清洁能源伴生气，配套≥8m 高排气筒。	
	废水	施工期	①井场设置防渗旱厕，施工期生活污水均排入防渗旱厕内，旱厕定期清掏用作	

	污染防治		农家肥，不外排； ②钻井废水排入井场地上移动式泥浆罐，用于配制泥浆，循环使用，钻井结束后，废弃钻井泥浆上清液由罐车拉运至依托措施返排液处理站处理达标后回注，废水不外排；洗井、射孔、压裂、试油等井下作业废水经西251-84等现有措施返排液处理设施处理达标后回用于压裂作业，废水不外排。
		运行期	①采出水依托岭二联、庆五联等现有采出水处理系统处理达标后回注； ②措施废液依托西 251-84 等措施返排液处理站处理后用于井下作业。
	噪声污染防治	施工期	①合理安排施工作业时间和强噪声施工机械的工作频次； ②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。
		运行期	汽车限速、减少鸣笛；泵类采用隔声罩、基础减振、室内布置等措施，压缩机设隔声罩
	固废控制措施	施工期	①泥浆不落地系统配套有压滤脱水系统，压滤后滤饼在井场内落实“三防”措施暂存，委托第三方统一处置； ②含油岩屑和落地油单独收集、暂存，定期交有资质单位处置； ③生活垃圾收集后交环卫部门处置。
		运行期	①在现有里 443 平台、华 H48 平台、悦 104 平台、华 H83 平台、西 233-53 平台和庆 H41 平台各新建一套处理规模 70m ³ /d 移动式污泥减量化装置，压滤后污泥交由有资质的单位进行处置； ②管线清理、设备维修产生的清管废渣、废防渗材料、废润滑油及其包装桶定期交有资质单位处置； ③废滤料最终交有资质单位处置。
	风险防范措施		柴油储罐采用卧式，储罐底部焊接钢支架实现储罐架空，底部铺设防渗土工布膜进行重点防渗处理，四周设置 50cm 围堰，储罐放置区围堰内容积满足单罐容积；安装井控设施、防喷培训、钻井液储备等，按钻井行业规范和设计要求完成；井场设油污污水池（30m ³ ），事故下含油污水等进入井场含油污水池内；修编现有的事故应急预案，纳入本项目，并在当地生态环境主管部门备案。
	生态恢复		对临时占用土地进行表土留存，分层回填，整平翻松，恢复植被；对井场进行标准化井场建设；对绿化措施进行维护。
依托工程	原油集输		依托现有增压站输往岭二联、岭三联等现有联合站处理
	注水工程		井区采出水依托岭二联、岭三联等现有注水系统
	伴生气利用		伴生气利用岭二联、岭三联等现有轻烃厂回收
	环保工程	采出水处理	依托岭二联、岭三联等现有采出水处理系统处理达标后回注
		作业废水处理	依托经西 251-84 等现有措施返排液处理站处理达标后回注
		危废贮存处置	依托华 H28 等现有危废贮存点暂存，统一委托有资质单位处置

4.4.2 项目建设内容

综上，本次产能建设工程地面设施主要建设内容汇总情况见表 4.4.2-1。

表 4. 4. 2-1

2025 年页岩油产能建设工程地面设施主要建设内容表

工程类型		单位	序号	建设内容									
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
			总规模	里180	里89北	里89南	西294-庄57	悦60	板32-合60	庆城	城98	乐206	固1
采油井		口	214	20	20	8	52	27	24	35	0	9	19
注水井		口	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
水源井		口	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
井场		个	47	4	5	1	11	6	6	7	0	3	4
增压机组		$\frac{\text{m}^3}{\text{d}}$ 座	$\frac{2800}{5}$	0	0	0	0	$\frac{1200}{2}$	$\frac{800}{1}$	$\frac{800}{2}$	0	0	0
扩建联合站		$\frac{10^4\text{t/a}}{\text{座}}$	$\frac{20\times 10^4\text{t/a}}{1}$	0	0	0	0	0	0	$\frac{20\times 10^4\text{t/a}}{1}$	0	0	0
混输装置		$\frac{\text{m}^3}{\text{d}}$ 座	$\frac{125}{1}$	0	0	0	0	0	0	$\frac{125}{1}$	0	0	0
油气集输管线 集气、供气管线均与出 油、集油管线同沟	单井出油管线	km	80. 25	15. 125	13. 295	0	14. 235	8. 846	8. 253	7. 474	0	12. 574	0. 448
	区域完善出油管线	km	27. 719	0	0	0	5. 2	6. 4	1. 8	9. 41	4. 9	0	0
	集油管线	km	8. 6	0	0	0	0	8. 6	0	0	0	0	0
	集气管线	km	28. 96	0	0	0	11. 85	17. 11	0	0	0	0	0
	供气管线	km	17. 11	0	0	0	0	17. 11	0	0	0	0	0
	输油管线	km	9. 14	0	0	0	0	0	0	0	9. 14	0	0
采出水输送管线	输水管线	km	55. 49	25. 49	0	0	17. 75	12. 25	0	0	0	0	0
供热工程	加热炉	$\frac{\text{kW}}{\text{台}}$	$\frac{4000}{6}$	0	0	0	0	$\frac{1200}{2}$	$\frac{600}{1}$	$\frac{2200}{3}$	0	0	0
环保工程	油泥减量化装置	$\frac{\text{m}^3}{\text{d}}$ 座	$\frac{420}{6}$	$\frac{70}{1}$	0	0	$\frac{140}{2}$	$\frac{70}{1}$	$\frac{70}{1}$	$\frac{70}{1}$	0	0	0
道路	干线道路	km	10. 848	0	0	0	7. 176	0	0	3. 672	0	0	0
	支线道路	km	11. 063	0	0	0	0. 558	7. 146	0. 2	3. 159	0	0	0
	井场道路	km	35. 53	6. 48	1. 12	0	12. 56	6. 47	4. 81	3. 2	0	0. 35	0. 54

4.5 项目占地

本项目新增占地 232.64hm²，包括永久占地和临时占地。永久占地包括新建采油井场、道路永久征地，面积为 84.88hm²；临时占地包括钻井井场、管线、道路施工临时占地，面积为 147.76hm²。本项目占地类型主要为耕地、草地、林地、工业用地等。项目新增占地统计见表 4.5.1-1。

表 4.5.1-1				本项目占地情况表			单位：hm ²	
序号	项目		数量	占地类型 (现状)	永久 占地	临时 占地	合计	备注
1	井场		47 座（新建 28 座）	耕地、草地、林地、工业用地等	56.65	15.34	71.99	按井场实际申报面积计算
2	增压站、混输装置		6 座	工业用地	0	0	0	与井站场合建
3	白马加热站		1 座	草地、耕地	0.21	0	0	扩建新征地，按设计给出
4	集输 管线	出油	80.25km	耕地、草地、林地、工业用地等	0	48.15	48.15	施工临时占地宽度按 6m 计，集油 管线与集气供气管线同沟敷设
5		区域完善	27.71km		0	16.63	16.63	
6		集油	8.6km		0	0	0	
7		集气	28.96km		0	17.38	17.38	
8		供气	17.11km		0	0	0	
9		输油	9.14km		0	5.48	5.48	
10		输水	55.49km		0	33.29	33.29	
11	道路	井场道路	35.53km		15.99	7.11	23.10	干道永久占地宽6.5m、其余道路 占地宽4.5m计，临时占地宽度按 2.0m计
12		支道	11.063km		4.98	2.21	7.19	
13		干道	10.848km		7.05	2.17	9.22	
合计					84.88	147.76	232.64	临时占地占总占地的 63.51%

4.6 油气集输方案、工程布局

4.6.1 集输方案及集输系统

(1)集输方案概述

本项目原油全部通过管线集输，采用全过程密闭集输工艺。井场采用定压阀回收套管气，伴生气在站场分离后用于加热炉燃料，油气分输至下游站场继续综合利用。

(2)集输系统构成

在依托现有集输系统基础上，新建增压站 6 座。目前，评价区原油集输已形成以联合站、接转站为中心，增压机组为骨架的格局。

本项目完成后，评价区原油集输系统见图 4.6.1-1。

4.6.2 各井区集输方案及工程布局

(1) 里 180 区

井区布设井场 4 座（新建 3 座），原油就近依托岭 42 增、岭 55 增输至岭二联，依托庆五联进行处理。采出水处理及回注依托岭二联和庆五联、庆十四注。

井区地面工程布局见图 4.6.2-1。

(2) 里 89 北区

井区布设井场 3 座（新建 1 座），井场原油就近依托环 H15 增、环 H9 增输至岭四联，依托岭十四脱输至岭一联；采出水处理及回注依托岭四联、岭十四脱。

井区地面工程布局见图 4.6.2-2。

(3) 里 89 南区

井区布设井场 1 座（扩建），井场原油就近依托岭 32 增输至里 148 站，最终进入岭一联；采出水处理及回注依托里 148 站。

井区地面工程布局见图 4.6.2-1。

(4) 西 294-庄 57 区

井区布设井场 11 座（新建 10 座），6 座井场原油就近依托岭 71 增、岭 72 增进入岭八转，依托华 H69 增输至西十转，依托岭 38 增输至岭十三转，或就近输至南集站和岭二十三脱。采出水处理及回注依托岭十三转、西十转、岭八转和岭二十三脱。

剩余 5 座井场由于距离既有集输系统较远，无法纳入既有站场，本年度暂不考虑其接入地面集输系统，结合《陆地石油天然气行业大气污染物排放标准》要求，试油后暂不开采，实施技术封井，待下年度地面工程管输实施后，管输至岭八转、西十转和南集站。

井区地面工程布局见图 4.6.2-3。

(5) 悦 60 区

井区布设井场 6 座（新建 3 座），井场原油就近依托华 H53 增（直接）输至岭十二转，最终进入悦联站；依托合 H75 增进入庄四联，依托华 H106 增进入岭三联。采出水处理及回注依托城壕采出水处理站、庄四联和岭三联。

井区地面工程布局见图 4.6.2-4。

(6) 板 32-合 60 区

井区布设井场 6 座（新建井场 4 座），井场原油就近依托岭 68 增和岭 86 增进入岭三联，依托庄六转进入庄二联；采出水处理及回注依托岭三联、庄二联。

井区地面工程布局见图 4.6.2-4。

(7) 庆城区

井区布设井场 7 座（新建 3 座），依托庆 H38 增、庆 H46 增、庆 H49 增进入庆城联合站，依托庄十二转、庄 61 增进入庄二联。采出水处理及回注依托庆城联合站、庄二联。

井区地面工程布局见图 4.6.2-5。

(8)固 1 区

井区布设井场 4 座（新建 2 座），依托庄 46 增进入庄五转，依托庄 35 增进入庄一联。采出水处理及回注依托庄一联、庄五转。

井区地面工程布局见图 4.6.2-6。

(9)乐 206 区

井区布设井场 3 座（新建 1 座），原油就近依托庄十转进入庄一联或直接进入庄五联。采出水处理及回注依托庄一联、庄五联。

井区地面工程布局见图 4.6.2-6。

(10)城 98 区

本年度该区块暂未布设产能工程，新建华十六脱至华悦线 1#阀室输油管线 9.14km，完善区域华 H141 平台至岭二十二脱集油管线 4.9km。

井区地面工程布局见图 4.6.2-1。

4.6.3 伴生气集输和利用

(1) 伴生气回收原则

根据初设方案提供的资料，本项目伴生气集气原则如下：

① 井场采用定压阀回收套管气，伴生气在下游站场分离后用于加热炉燃料，富余气通过输气管线油气分输至下游站场继续综合利用。

② 站场均采用油气分输工艺，采油站场分输气送轻烃厂等伴生气回收综合利用措施进行回收利用。

(2) 本项目伴生气回收利用途径

按照伴生气回收利用原则，本项目开发区域已建成轻烃回收处理系统的伴生气优先进行回收，干气返供站场生产生活利用，剩余伴生气进入现有轻烃厂、LNG 厂、混烃厂回收。本项目伴生气利用情况见表 4.6.3-1。

表 4.6.3-1 各井区伴生气利用情况

井区	回收利用站场	类型	伴生气利用情况
里 180	岭二联 LNG 厂	依托	由岭二联 LNG 厂和庆五联轻烃厂回收
	庆五联轻烃厂	依托	
里 89 北	岭四联轻烃厂	依托	由岭一联、岭四联轻烃厂回收
	岭一联轻烃厂	依托	
里 89 南	里 148 混烃站	依托	由里 148 混烃站回收利用
西 294-庄 57	岭十三转轻烃厂	依托	由岭十三转轻烃厂回收
	岭八转轻烃厂	依托	由岭八转轻烃厂回收
	西一联轻烃厂	依托	由西一联轻烃厂回收
悦 60	岭三联轻烃厂	依托	由岭三联轻烃厂返回干气供华 H53 增新建加热炉用气，

			剩余回收
	庄四联轻烃厂	依托	由庄四联轻烃厂返回干气供合 H75 增新建加热炉用气， 剩余回收
	悦联站轻烃厂	依托	由悦联站轻烃厂回收
板 32-合 60	岭三联轻烃厂	依托	由岭三联轻烃厂返回干气供华 H204 增新建加热炉用 气，剩余回收
	庄二联轻（混）烃厂	依托	由庄二联轻（混）烃厂回收
庆城	庆城联合站轻烃厂	依托	由庆城联合站轻烃厂返回干气供庆 H28 增、庆 H46 增 新建加热炉用气，剩余回收
	庄二联轻（混）烃厂	依托	由庄二联轻（混）烃厂回收
乐 206	庄一联轻烃厂	依托	由庄一联轻烃厂回收
	庄五联混烃厂	依托	由庄五联混烃厂回收
固 1	庄一联轻烃厂	依托	由庄一联轻烃厂回收

4.7 主体工程设计方案

4.7.1 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。根据设计方案，本项目需对部署井场进行场地平整、修建钻前道路等，钻前道路后期可作为井场道路继续使用。

4.7.2 钻井工程

4.7.2.1 布井方案

本次产建共部署井场 47 座，其中新建 28 座，改扩建井场 19 座。

井场施工作业场地平面布置见图 4.7.2-1。

4.7.2.2 井身结构

本项目采油井井型为水平井，以二开井身结构为主，井身结构见表 4.7.2-1 和表 4.7.2-2，示意图见图 4.7.2-2。通过井组优化，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 4.7.2-1		水平井二开井井身结构			
序号	井段	钻头外径 (mm)	套管外径 (mm)	套管下深 (m)	水泥返高(m)
一开	A. 一开揭穿白垩系，必须进入稳定岩层 30m 以上；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地层 30m。C. 在超前注水、老区加密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	井底	水泥返至地面
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 4.7.2-2		水平井三开井井身结构			
序号	井段	钻头外径 (mm)	套管外径 (mm)	套管下深 (m)	水泥返高(m)
一开	A. 一开揭穿白垩系，必须进入稳定岩层 30m 以上；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地层 30m；C. 在超前注水、老区加密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。	444.5	339.7	井底	水泥返至地面
二开	二开至完钻	311.2	244.5	井底	常规密度水泥返至环河顶界以上 50m， 低密度水泥返至表层套管内 50m 以上

三开	三开至完钻	215.9	139.7	距井底 3-5m	常规密度水泥返至洛河顶界以上 50m, 低密度水泥返至技术套管内 800m 以上

注：对于水平段较长且直罗坍塌严重的井，技术套管可下至直罗组底界以下 50 米。

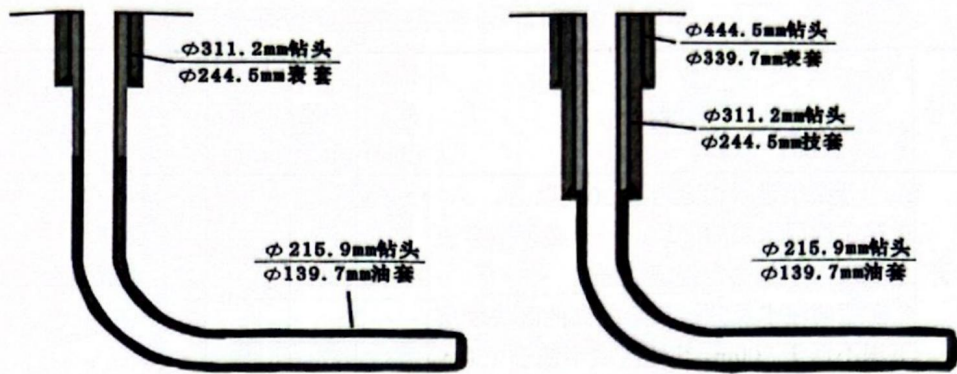


图 4.7.2-2 水平井（二开井、三开井）井身结构示意图

4.7.2.3 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 4.7.2-3。

表 4.7.2-3 单井钻井主要生产设备表

钻机型号			ZJ40L			
序号	名称		规格型号	数量	单位	备注
一	井架		JJ225/43-K	1	套	/
二	底座		DZ225/6-K	1	套	/
三	提升系统	绞车	JC-40L	1	套	/
		天车	TC-225	1	套	/
		游动滑车	YC-225	1	套	/
		大钩	DG-225	1	套	/
		水龙头	SL-225	1	套	高压工作压力 35Mpa
		吊环	DH-225	1	套	/
四	转盘		ZP-205	1	套	/
五	钻机动力系统	柴油机 1#	G12V190PZL-3	1	台	/
		柴油机 2#	G12V190PZL-3	1	台	/
		柴油机 3#	G12V190PZL-3	1	台	/
		柴油发电机		2	台	/
六	循环系统配置	钻井泵	F-1000	2	台	/
		钻井液罐	40m³	6	具	总容积≥200m³
		搅拌器	NJ-7.5	10	台	每具罐 2 台
		强力排污泵	≥22kw	2	套	/
		电动配浆漏斗	≥35kw	1	套	/
七	传动装置		/	1	套	/
八	防爆电路		/	1	套	/
九	固控设备	振动筛	GPS-1	2	台	/
		除砂器	ZCS250×2	1	台	/
		除泥器	ZQJ125×10	1	台	/
		离心机	LW450×1000-N	1	台	/
		除气器		1	台	/
十	井控装置	环形防喷器	FH35-21	1	套	/
		双闸板防喷器	2FZ35-21	1	套	/
		钻井四通	FS35-21	1	套	/
		远程控制台	FKQ4005	1	套	/
		节流管汇	JG-21	1	套	/
		压井管汇	YG-21	1	套	/
		液气分离器	处理量≥240m³/h	1	套	/
		防喷管线	压力等级与防喷器最高压力	1	套	/

		上、下旋塞	等级一致	2	套	顶驱系统配备顶驱旋塞
		箭形止回阀		1	套	钻台备用
				2	套	井下（含备用）
		防喷单根		1	套	标注关井标记线
		放喷管线	127mm 钻杆通径（78mm）	2	条	/
		井控坐岗房	/	1	栋	/
		液气分离器	处理量≥300m³/h	1	套	/
		循环罐液面检测装置	/	2	套	/
十一	仪器仪表	钻井参数仪表	ZJC-40	1	套	含死绳、固定器
		立管压力表	/	1	套	/
		测斜仪	/	2	套	/
		测斜绞车	/	1	台	/
十二	钻机控制系统	自动压风机	/	1	台	/
		电动压风机	SH2-50HAC-SUU	1	台	/
		刹车系统		1	套	/
		辅助刹车	FDNDS-40	1	台	/
十三	钻台辅助设施	液气大钳	Q10Y-M	1	套	/
		B 型吊钳	/	2	套	/
		上、卸扣猫头	/	1	套	/
		气动小绞车	XJFH—5/35	2	台	/
		滚子方补心	/	1	套	与转盘匹配
十四	钻井液装备及仪器	加重射流漏斗	/	1	台	必须与泥浆泵相连
		电动射流漏斗	/	2	台	/
		失水仪	/	1	套	/
		密度仪	/	1	套	/
		粘度仪	/	1	套	/
十五	消防设施	干粉灭火器	MFT35 型	4	具	/
			MFZ（8kg）	10	具	/
		CO ₂ 灭火器	5kg	7	具	/
		消防斧	/	2	把	/
		消防钩	/	2	把	/
		消防锹	/	6	把	/
		消防桶	/	8	只	/
		消防毡	/	10	条	条
		消防砂	/	4	m ³	/
		消防专用泵	/	1	台	/
		直流水枪	Φ19mm	2	只	/
消防水龙带	/	100	m	/		
十六	有毒、有害气体防护装备	固定式气体监测系统	/	1	套	
		便携式复合气体监测仪	/	5	套	
		高压呼吸空气压缩机	/	1	台	/
		正压式空气呼吸器	/	≥6	套	当班生产人员每人 1 套，并配备一定数量作为公用
		强力排风扇	/	≥4	台	/
十七	其它辅助设施	柴油罐	/	2×30	m ³	/
		清水罐	/	60	m ³	/
		钻井液化验值班房	/	1	栋	/
		钻井值班房	/	1	栋	/
		配件材料房	/	2	栋	/
		泥浆材料房	/	1	栋	/
		钻具管排架	/	1	套	/
		二层台逃生装置	/	1	套	/
		钻台紧急滑道	/	1	套	/
		天车防撞装置	/	1	套	/

注：上述设备为推荐设备，除基础设备、必配设备外，选配设备可由施工单位可根据情况进行必要的调整。

4.7.2.4 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

本项目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。

一开：采用清水环保型钻井液，为清水+PAM 聚合物钻井液体系或膨润土+纯碱低固相（含量<15%）钻井液体系，采用低密度防止黄土层漏失，保证快速钻进。

二开直井段：采用低固相聚合物钻井液体系，如邻井存在漏失，可添加随钻堵漏剂，控制排量减小激动压力。

二开斜井段：采用低固相聚合物防塌钻井液，强化固控。进入易坍塌井段前，适度提高密度和抑制防塌类添加剂加量，严格控制失水，保障泥浆的防塌性能。

水平段：采用低摩阻强抑制复合盐钻井液，视井下具体情况，可加入润滑剂改善钻井液润滑性，降低摩阻、扭矩。

(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，防治污染物外泄和渗漏。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，钻井结束后交有能力的单位处置。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，主要流程如图 4.7.2-3 所示。

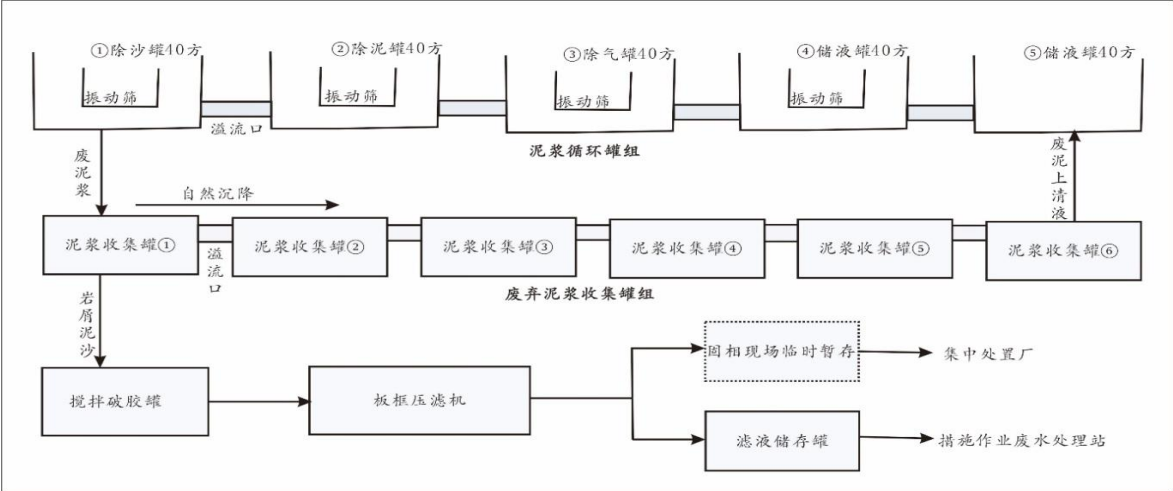


图 4.7.2-3 钻井泥浆不落地收集处理工艺流程

钻井液循环利用系统配套的处理设备主要包括随钻收集、破胶脱稳、固液分离、液

相及固相储存等单元，具体设备见表 4.7.2-4。

表 4.7.2-4		主要设备配置	
处理单元	主要设备名称	参数	数量
随钻收集	螺旋输送机	距离大于 10m，输送能力大于 100 吨	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 套
固液分离	振动筛	筛网不大于 100 目	1 台
	板框压滤装置	过滤面积不小于 300m ²	1 台
	除砂器	/	1 台
	除泥器	/	1 台
	离心机	/	1 台
液相存储	泥浆循环罐	40m ³	4 具
	滤液回收罐	40m ³	1 具
固相存储	储存罐	按照实际需要配套	/

4.7.3 储层改造工程

4.7.3.1 储层改造方案

坚持细分切割体积压裂技术方向，全面应用以“组合段簇设计、差异化限流射孔、全程小粒径支撑剂、防垢型多功能纳米变粘滑溜水、绳结+颗粒高效暂堵工艺等为主要内容的体积压裂 2.0 技术。

4.7.3.2 射孔工艺

根据长庆油田油藏低压、低渗特点，油井需要措施改造才有产能，完井方式必须满足储层改造技术需求，因此采用射孔完井方式。

水平井、大斜度井采用水力喷砂射孔或火力射孔方式。页岩油水平井主体采用等孔径螺旋射孔 DH89 枪 102 弹，射孔参数见表 4.7.3-1。

表 4.7.3-1		水平井/大斜度射孔参数推荐表	
层位	射孔参数		
	射孔方式	枪弹型	孔密(孔/m)
长 7	常规射孔	89-16-90-105 枪 102 弹	16
	水力喷砂射孔	/	/
	等孔径射孔	DH89 枪 102 弹	16
	定面射孔	89-15-S120-105 枪 102 弹	15

注：页岩油实施限流射孔，单孔流量 0.4~0.8 方/分，单段总孔眼数<40 孔；段内各簇的孔眼数量根据应力情况差异化设计。

4.7.3.3 压裂工艺

(1) 压裂液体系

本项目采用定点多簇立体压裂工艺；压裂液体系主要成分见表 4.7.3-2，压裂施工设备组成见表 4.7.3-4。

表 4.7.3-2		本项目采用的压裂液主要成分表
开采层位	压裂液主体成分	

长 7	CNI/CNI—II 型变粘滑溜水

表 4.7.3-3 本项目采用的压裂液主要性能指标

序号	性能	指标
1	基液表现粘度	3~48mPa·S
2	界面张力	≤2mN/m
3	破乳率	≥90%
4	破胶液粘度	≤5mPa·S
5	防胀率	≥85%
6	配液用水：水质机杂	<0.2%
7	pH 值	6.5~7.5
8	在储层温度、剪切速率 170S ⁻¹ 下连续剪切 60min，粘度保持在 50mPa·S 以上	

表 4.7.3-4 压裂试油设备一览表

序号	名称	型号	技术参数	备注
一	井口设备			
1	修井机	XJ-120 型	载荷 120t	井架
2	压裂采油树、油管头	KQS105/78	承压 105MPa	
3	防喷器	2FZ18-70	承压 70MPa	
二	压裂设备			
1	三相分离器	气处理能力 100 万 m ³ 以上液处理能力 500m ³		
2	除砂器	双舱		
3	油嘴管汇	70MPa		
4	压井节流管汇	YG/JG78-70	承压 70MPa	
5	高压管线接头、闸阀		承压 105Mpa	
6	计量池		10m ³	
7	储液罐		40m ³	回收返出液
8	压裂液罐		50m ³	存放压裂液罐
三	压裂作业车辆			
1	压裂车组	四川宏华	2000 型	含混砂车、仪表车
2	砂罐车	日野 700		供砂
3	回收液罐车	15m ³		回收液
4	泵车	700		供液
5	带压作业设备			70MPa
6	压裂桥塞	可溶压裂桥塞	70MPa	

(2) 支撑剂

页岩油主体采用 40/70 目+70/140 目组合粒径石英砂，扩大应用以 30/50 目支撑剂代替 40/70 目支撑剂。

表 4.7.3-5 支撑剂推荐表

区块	层位	油层埋深 (m)	地层闭合应力 (MPa)	有效闭合压力 (MPa)	支撑剂	压裂支撑剂类型等级推荐(破碎率≤10%) Q/SY17125-2019 中石油企业标准							
						20/40 目			30/50 目		40/70 目		
						3K 等级	4K 等级	5K 等级	4K 等级	5K 等级	4K 等级	5K 等级	
页岩油	长 7	2300~2650	30.1~34.1	20.3~27.5	石英砂 (S)		√		√		√		

表 4.7.3-6 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，%	290					
酸溶解度，%	≤7					
浊度，FTU	≤150				≤100	
圆度，无因次	≥0.6				≥0.7	
球度，无因次	≥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	1.53	1.50	1.47	1.43	/	/
视密度，g/cm²	2.63	2.63	2.63	2.63	/	/

4.7.4 油气集输工程

4.7.4.1 井场

(1) 井场平面布置

标准化井场由井口装置、套管气定压阀安装区、污油污水池、井场围墙、井口集油槽等装置组成。每座井场可同时部署采油井 4~30 口。典型丛式井场平面布置见图 4.7.4-1，根据具体地形对平面布置进行调整。按照《长庆油田陇东油区清洁文明井场设施建设标准》（Q/SYCQ 08010-2019）要求，井场内设施设置见表 4.7.4-1。

表 4.7.4-1 标准化井场设施一览表

序号	名称	一般区域	特殊区域
1	围墙	高 0.5m，宽 0.24m	高 0.8m，宽 0.24m
2	井场大门	宽 4.5m	宽 4.5m
3	雨水收集池	20m³	20m³
4	含油污水池	30m³	30m³
5	井口集油槽	宽 0.4m，深 0.2m	宽 0.4m，深 0.2m
6	雨水收集渠	宽 0.4m，深 0.2m	宽 0.4m，深 0.2m
7	挡水条	高 0.15m	高 0.15m
8	固体废弃物收集箱	1 个	1 个

① 井场围墙

一般区域井场围墙采用砖混结构，高 0.5m，宽 0.24m。特殊区域井场围墙采用砖混结构，高 0.8m，宽 0.24m。

② 集油槽（集水渠）

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

集油槽（集水渠）沟壁厚 0.12m，采用 M7.5 水泥砂浆、MU10 烧结普通砖砌筑，沟底板厚 0.1m，采用 C15 素混凝土垫层，每边宽出沟壁外缘 0.1m。沟底板下翻夯 0.5m，每边宽出沟壁边缘外 0.5m，回填采用干净素土，分层（0.2~0.3m）夯实，压实系数不得小于 0.95。

③ 含油污水池及雨水收集池

1. 含油污水池及雨水收集池底板采用 C30 抗渗钢筋混凝土底板，厚度不小于 0.2m，底板每边宽出壁外缘不小于 0.15m。底板下设 0.1m 厚 C15 素混凝土垫层，每边宽出底板外缘 0.1m。

2. 池外壁厚 0.37m，采用 M7.5 水泥砂浆，MU10 烧结普通砖砌筑，若池位于填方区

或湿陷等级较高的区域，池壁采用 C30 抗渗钢筋混凝土。

3. 在雨水收集池和含油污水池之间设 0.24m 厚隔墙，采用 M7.5 水泥砂浆，MU10 烧结普通砖砌筑，隔墙高度低于室外地坪 0.4m。

4. 池底板下翻夯 0.5m，每边宽出池壁边缘外 0.5m，回填采用干净素土，分层（0.2~0.3m）夯实，压实系数不得 0.95。

④ 含油污水池、雨水收集池、集油槽及集水渠防渗处理

池和沟壁内侧及底板做防渗处理步骤如下：

1. 先对池和沟壁内侧及底板池做抹灰处理：在基层上抹 30 厚 1:2.5 水泥砂浆（加复合型高效有机硅防水剂；防水剂：水=1:8）。

2. 再做防渗面层：在抹灰层采用 2mm 厚水泥基渗透结晶性防渗涂层，采用 SJ602 工程胶粉。

3. 防渗条件应满足《给水排水构筑物工程施工及验收规范》（GB50141）之 9.2.6 规定。

为防止对土壤及地下水环境造成污染，评价要求井场含油污水池、集油槽及集水渠在建设过程中采取必要的防渗措施，其防渗性能应满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）表 7 中重点防渗区的防渗技术要求，即等效黏土防渗层 $M_b \geq 6m$ ，渗透系数 $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$ ）。

⑤ 挡水条

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

(2) 井场集输关系

本项目共建设井场 47 座，其中新建井场 28 座，扩建井场 19 座，均为新建井，不涉及探井转生产井。各井场名称、油井数量、原油集输去向等情况见表 4.7.4-2。

序号		区县	区块	井场号	中心坐标		地理位置	油井数 (口)	原油集输			采出水	
					x	y			原油接收	原油处理	净化油去向	处理	回注
1		华池	里 180	元 546-1			五蛟镇南湾村	5	庆五联	庆五联	庆五联	庆五联	
2				里 93-3			上里塬乡鸭口村	5	岭 42 增	岭二联	悦联站	岭二联	
3				里 62 扩 1			五蛟镇吴塬村	5	岭 42 增	岭二联	悦联站	岭二联	
4				悦 228-2			王咀子乡井子塬村	5	岭 55 增	岭二联	悦联站	岭二联	
5		庆城	悦 60	西 352-1			城壕镇香山塬村李家塬组	1	岭十二转	悦联站	西一联	城壕采出水处理站	
6				悦 65-2 扩			城壕镇余家砭村	1	合H75增	庄四联	庄二联	庄四联	庄八转
7				西 346-2 扩			玄马镇老庄村	1	华H53增	悦联站	西一联	城壕采出水处理站	
8				西 225-2			玄马镇老庄村	5	华H53增	悦联站	西一联	城壕采出水处理站	
9			西 294-庄 57	悦 43 扩			玄马镇老庄村	7	华H53增	悦联站	西一联	城壕采出水处理站	
10				板 31-5			玄马镇老庄村	12	华H106增	岭三联	悦联站	岭三联	
11				蔡 21-1			三十里铺镇阜城村	5	南集站	南集站	西一联	西十转	
12				西 291-1			玄马镇桑梨塬村	4	岭38增	岭十三转	悦联站	岭十三转	
13				西 223-1 扩			玄马镇樊庙村	6	岭二十三脱	岭二十三脱	南集站	岭二十三脱	
14				陇 15-2			蔡家庙乡史家店村	8	华H69增	西十转	南集站	西十转	
15				岭 159-1			桐川镇郭家岔村	4	岭71增	岭八转	南集站	岭八转	
16				镇 389-1			桐川镇崇家河村	4	岭72增	岭八转	南集站	岭八转	
17				镇 80-1			三十里铺王桥村	5	本年度暂未设计地面集输站场	南集站	西一联	西十转	
18				西 264-1			蔡家庙乡北岔沟村	3		西十转	南集站	西十转	
19				镇 314-1			翟家河乡胡家岭村	4		南集站	西一联	西十转	
20				西 295-1 扩			三十里铺王桥村	5		南集站	西一联	西十转	
21				镇 294-1			桐川镇党嵎岷村	4		岭八转	南集站	岭八转	
22			庆城	西 268-1 扩			高楼镇雷家岷子村	3	庆H49增	庆城联合站	西一联	庆城联合站	
23				庄 236-2			高楼镇花村、杨塬村	10	庆H46增	庆城联合站	西一联	庆城联合站	
24				板 69-1 扩			高楼镇花村村	1	庆H38增	庆城联合站	西一联	庆城联合站	
25				板 103-2			高楼镇苏家店村	14	庆H28增	庆城联合站	西一联	庆城联合站	
26			板32-合 60	悦 98 扩			玄马镇柏塬村	2	华H108增	岭三联	悦联站	岭三联	
27				庄 58-2			玄马镇柏塬村	6	华H108增	岭三联	悦联站	岭三联	
28				悦 95-1			南庄乡六村塬村	4	岭68增	岭三联	悦联站	岭三联	
29				庄 17 扩 1			南庄乡六村塬村	5	岭68增	岭三联	悦联站	岭三联	
30				庄 17 扩 2			南庄乡六村塬村	5	岭68增	岭三联	悦联站	岭三联	
31				庄40扩			板桥镇刘家庄村	2	庄六转	庄二联	庄一联	庄二联	
32		合水	固 1	庄 242-1 扩			段家集乡枣洼村	3	庄46增	庄一联	庄一联	庄一联	
33				宁 27-1			肖咀镇卓堡村	2	庄35增	庄五转	庄一联	庄五转	
34				宁27-2			肖咀镇卓堡村	7	庄35增	庄五转	庄一联	庄五转	

35		庆城	宁27-3			肖咀镇卓堡村、梅家寨子	7	庄35增	庄五转	庄一联	庄五转
36			板59扩			西华池镇师家庄村庙咀组	1	庄61增	庄二联	庄一联	庄二联
37			庄172-2			西华池镇唐旗村西庄组	1	庄十二转	庄二联	庄一联	庄二联
38			庄90-4			板桥镇司家岭村	5	庄61增	庄二联	庄一联	庄二联
39	宁县	乐 206	徐80-74			盘克镇罗卜咀村牛头沟组	3	庄十转	庄一联	庄一联	庄十转
40			乐6扩			湘乐镇南仓村	2	庄五联	庄五联	庄一联	庄五联 庄一联
41			宁181-1			湘乐镇于家村	4	庄五联	庄五联	庄一联	庄五联 庄一联
42	环县	里 89 北	里431-1			樊家川乡马驿沟村马庙塬组	1	岭十四脱	岭十四脱	岭一联	岭十四脱
43			珠32-1			樊家川乡李东塬村马连淌组	3	岭十四脱	岭十四脱	岭一联	岭十四脱
44			里176-1			木钵镇韩洼子村	5	环H9增	岭四联	岭一联	岭四联
45			里 158-1			八珠乡苟塬村	5	环 H9 增	岭四联	岭一联	岭四联
46			里 457-1			八珠乡湫坝沟村	6	环 H15 增	岭四联	岭一联	岭四联
47		里89南	珠225-1			曲子镇董家塬村	8	岭 32 增	里148站	岭一联	里148站

4.7.4.2 站场

本项目新建 5 座橇装增压机组和 1 座混输装置（庆 H28 平台增、庆 H46 平台增、合 H75 平台增、华 H53 平台增、华 H204 平台增、庆 H49 混输装置）；改扩建站场 8 座，包括庆城联合站、白马加热站、岭十二转、西十转、庆二联和岭 38 增、岭 46 增和岭 56 增 3 座增压站。

4.7.4.2.1 新建集输站场

本工程新建 5 座增压机组和 1 座混输装置。新建增压机组全部采用橇装式设计。主要功能包括来油加热、油气分离、原油和伴生气分输等。新建增压机组所属井区、地理位置及规模等见表 4.7.4-3。增压机组多与井场合建，全部采用橇装设计，以减少占地，缩短建站周期，其主要设备见表 4.7.4-4～表 4.7.4-9。橇装增压机组、混输装置平面布置见图 4.7.4-2～图 4.7.4-4。

表4.7.4-3 拟建增压机组基本情况表

序号	站场名称	所属井区	站址坐标		地理位置		设计规模	下游站场
			X	Y				
1	庆H28平台增	庆城			庆城县	赤城镇范村	400m³/d	庆城联合站
2	庆H46平台增					高楼镇花村村	400m³/d	庆城联合站
3	庆H49混输装置					高楼镇雷家峁子村	375m³/d	庆H36增
4	华H53平台增	悦60			华池县	玄马镇老庄村	600m³/d	岭十二转
5	合H75平台增					城壕镇中塬村	600m³/d	合H72增
6	华H204平台增	板32-合60			庆城县	南庄乡东塬村	800m³/d	华H108增

表 4.7.4-4 庆 H28 平台增压装置主要设备表

序号	名称	规格	数量
1	集油收球加药一体化集成装置	CEDC-CO-RO/RB-6/150-I-1.0	1座
2	油气分输一体化集成装置	CEDC-OG-PU-400/4.0-II-1.0	1座
3	三相计量装置	Φ800×2109 PN25	1座
4	无水氯化钙脱水装置	20000Nm³/d	1座
5	智能排液疏水装置	15m³/d	1座
6	事故油箱	30m³	2具
7	无泄漏防爆污油污水回收装置	2m³	1套
8	外输阀组	PN40 DN100	1套
9	罐式成垢装置	φ1100×3100-1.3	1套
10	伴生气清管收（发）球阀组	PN25 DN125	1套

表 4.7.4-5 庆 H46 平台增压装置主要设备表

序号	名称	规格	数量
1	集油收球加药一体化集成装置	CEDC-CO-RO/RB-6/150-I-1.0	1座
2	油气分输一体化集成装置	CEDC-OG-PU-400/4.0-II-1.0	1座
3	三相计量装置	Φ800×2109 PN25	1座
4	无水氯化钙脱水装置	20000Nm³/d	1座
5	智能排液疏水装置	15m³/d	1座
6	管式加热一体化集成装置	CEDC-CO-HE-500/6.3-1.0	1座
7	事故油箱	30m³	2具
8	无泄漏防爆污油污水回收装置	2m³	1套
9	外输阀组	PN40 DN100	1套
10	罐式成垢装置	φ1100×3100-1.3	1套
11	伴生气清管收（发）球阀组	PN25 DN125	1套

表 4.7.4-6 华 H53 平台增压装置主要设备表

序号	名称	规格	数量

1	集油收球加药一体化集成装置	CEDC-CO-RO/RB-6/150-I-1.0	1座
2	油气分输一体化集成装置	CEDC-OG-PU-600/4.0-II-1.0	1座
3	无水氯化钙脱水装置	20000Nm ³ /d	2座
4	压缩机	20000Nm ³ /d	2座
5	智能排液疏水装置	15m ³ /d	1座
6	事故油箱	30m ³	2具
7	无泄漏防爆污油污水回收装置	2m ³	1套
8	外输阀组	PN40 DN100	1套
9	罐式成垢装置	Φ 1100×3100-1.3	2套

表 4.7.4-7 华 H204 平台增压装置主要设备表

序号	名称	规格	数量
1	集油收球加药一体化集成装置	CEDC-CO-RO/RB-6/150-I-1.0	1座
2	油气分输一体化集成装置	CEDC-OG-PU-800/4.0-II-1.0	1座
3	无水氯化钙脱水装置	30000Nm ³ /d	1座
4	压缩机	30000Nm ³ /d	1座
5	智能排液疏水装置	15m ³ /d	1座
6	事故油箱	30m ³	2具
7	无泄漏防爆污油污水回收装置	2m ³	1套
8	外输阀组	PN40 DN150	1套
9	罐式成垢装置	Φ 1100×3100-1.3	2套

表 4.7.4-8 合 H75 平台增压装置主要设备表

序号	名称	规格	数量
1	集油收球加药一体化集成装置	CEDC-CO-RO/RB-6/150-I-1.0	1 座
2	油气分输一体化集成装置	CEDC-OG-PU-600/4.0-II-1.0	1 座
3	三相计量装置	Φ 800×2109 PN25	1 座
4	无水氯化钙脱水装置	25000Nm ³ /d	1 座
5	往复式压缩机橇	25000Nm ³ /d	1 座
6	智能排液疏水装置	15m ³ /d	1 座
7	事故油箱	30m ³	2 具
8	无泄漏防爆污油污水回收装置	2m ³	1 套
9	外输阀组	PN40 DN100	1 套
10	罐式成垢装置	Φ 1100×3100-1.3	2 套
11	伴生气清管收（发）球阀组	PN25 DN125	1 套

表 4.7.4-9 庆 H49 平台混输装置主要设备表

序号	名称	规格	数量
1	同步回转油气混输装置	125m ³ /d, 4.0MPa	4套（3用1备）
2	事故油箱	30m ³	1具
3	无泄漏防爆污油回收装置	2m ³	1具
4	电磁加热器	200kW	1座

4.7.4.2.2 改扩建站场

(1) 庆城联合站

① 站场基本情况

庆城联合站位于庆城县高楼镇丁堡村，地理坐标 107° 55′ 40.0772″E，35° 54′ 51.1853″N，处理规模 30×10⁴t/a，处理长 7 层位原油，主要功能包括：来油加热、油气分离、原油脱水、原油外输、采出水处理及回注等功能，净化油输至西一联，伴生气送至同厂区庆城联合站轻烃厂回收。

庆城联合站主要工艺设备见表 4.7.4-10。

表4.7.4-10		庆城联合站主要设备表		
序号	设备名称	规格	数量	备注
1	净化油罐	1000m³（Φ11.5mH=10.68m）	1具	配 60×30×1.2 防火堤
2	溢流沉降罐	1000m³（Φ11.5mH=10.68m）	1具	
3	原油计量一体化装置	DN80	1套	
4	集油收球加药一体化集成装置	CTEC-CO-RO/RB -14/100	1座	
5	无泄漏防爆油污回收装置	CWYZ6S-10×5-2.0	1套	
6	外输阀组	外输阀组-4.0-125	1套	
7	倒罐泵棚	8m×8m	1具	
8	三相分离器（长7）	Φ3000×12400-0.6	3套	
9	原油缓冲一体化集成装置		1套	
10	伴生气分液计量一体化装置	0.78MPa Φ800	1具	
11	原油外输计量一体化集成装置	CTEC-CO-EX/ME-30/100	1具	
12	外输换热器一体化集成装置		1套	
13	来油换热器一体化集成装置		1套	
12	净化水罐	300m³	1具	
13	缓冲水罐	60m³	2具	
14	沉降除油罐	500m³	2具	
15	采出水回注一体化装置	500m³/d 采出水一体化集成装置	1台	
16	一体化油田采出水处理装置	气浮+过滤，500m³/d	1座	
17	污泥池	10m×10m×4.0m	1座	
18	污水池	6m×12m×4.0m	1座	
19	消防水罐	1000m³	2具	
20	消防一体化集成装置		1套	
21	导热油炉	1500kW	2具	

② 扩建情况

为满足新增产能集输需求，需对站场进行扩建，处理规模增加至 50×10⁴t/a。

拆除站内已建的外输缓冲罐，已建三相分离器西侧建设一具 1200m³/d 三相分离器；已建泵棚下输油泵迁建至白马加热站，原位置新建外输泵；已建导热油炉东侧按顺序扩建一台 1200kW 导热油炉。

本次改造均在站内布置，无新增征地。站场改造前后等级不变，扩建平面布置见图 4.7.4-5。

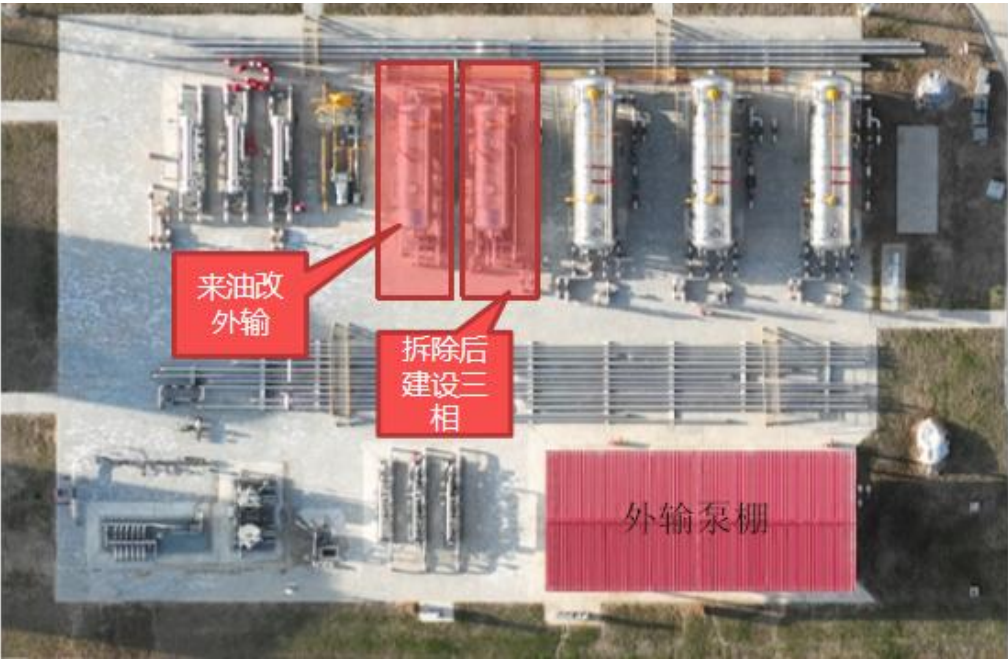


图 4.7.4-5 庆城联合站扩建平面布置示意图

新增设备见表 4.7.4-11。

表 4.7.4-11 庆城联合站扩建主要工艺设备一览表

序号	设施名称	规格	单位	数量	备注
1	流量计（来油）	CEDC-CO-ME-100/50-1.0	套	2	新建
2	三相分离器	1200m³/d	具	1	新建
3	外输泵	Q=100m³/h H=600m N=280kW	台	2	新建
4	外输缓冲一体化集成装置	40m³	具	1	拆除
5	外输泵	Q=60m³/h H=450m N=132kW	台	3	拆除
6	导热油炉	1200kW	具	1	新建

(2)其他站场

站场改造内容较为简单，均为在既有站内新增压缩机、来油来气计量装置等装置，具体见表 4.7.4-12。

表 4.7.4-12 改造主要新增工程量表

站场名称	设备名称	型号及规格	数量	备注
岭十二转改造	来油流量计	CEDC-CO-ME-2.5-100/80	1套	新建
	输油泵	Q=70m³/d H=400m	1台	新建
西十转改造	三相分离器	HXS3.0×10.8-1000/0.6-Y	1 台	新建
	原油缓冲一体化集成装置	CEDC-CO-BU-40-I-1.0	1 座	新建
	伴生气分液计量一体化集成装置	CEDC-AS-SE/ME-800/2.5-1.0	1 座	新建
	外输泵	Q=35m³/h H=350m N=75kW	1 台	新建
白马加热站改造	泄放回注泵	Q=50m³/h H=120m N=30kW	1台	新建
	自吸污油泵	Q=6m³/h H=50m N=7.5kW	1台	新建
	钢制拱顶储罐（用作泄放罐）	200m³	1具	新建
	污油箱	5m³	1具	新建

	清管器接收装置	PN63 DN125	1套	新建
	清管器发送装置	PN63 DN125	1套	新建
岭38增改造	无水氯化钙脱水装置	25000Nm ³ /d	1套	新建
	往复式压缩机	25000Nm ³ /d	1套	新建
	智能排液疏水装置	15m ³ /d	1套	新建
	伴生气清管阀组	PN25 DN80	1套	新建
岭46增改造	外输泵	Q=20m ³ /h, H=400m	1台	新建
岭56增改造	外输泵	Q=46m ³ /h, H=400m	1台	新建
庆二联改造	清管发射器	PN63 DN250	1座	新建
	来油流量计	CEDC-CO-ME-2.5-150/100	1套	新建

4.7.4.3 管线

4.7.4.3.1 工程内容

本项目新建管线总长227.26km,其中新建出油管线80.25km,区域完善出油管线27.71km,集油管线8.6km,集气管线28.96km,供气(干气返输)管线17.11km,输油管线9.14km,输水管线55.49km。

集油管线采用油气分输工艺,站场集气、供气管线与集油管线同沟敷设,管材采用无缝钢管。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。

表 4.7.4-13 本项目新建集输管线工程量表

序号	类型	县域	首站/末站	末站/首站	输送介质	规格	设计长度 (km)	设计压力 (MPa)
1	集油、 集气、 供气管 线	华池县、合水县	合H75增	合H72增	含水原油	Φ89×5.0	8.6	4.0
					伴生气	Φ140×5.0	8.6	2.5
					干气	Φ48×4	8.6	2.5
2		华池县、庆城县	华H53增	岭十二转	伴生气	Φ140×5.0	8.51	2.5
					干气	Φ60×5.0	8.51	2.5
3		庆城县	西十转	南集站	伴生气	Φ140×5.0	11.85	2.5
4	输油 管线	华池县	华十六脱	华悦线1#阀室	净化油	Φ114×5.0	9.14	6.3
5	输水 管线	华池县	城壕采出水站	城一注	采出水	柔性复合高压输 送管RF-S-I-125	11.2	6.4
6		华池县	岭二联	华十六脱	采出水		20.16	6.4
7		华池县	岭二联	岭二十八脱	采出水		5.33	6.4
8		庆城县	岭三联	岭二十一脱	采出水		1.05	6.4
9		庆城县	西十转	西五转	采出水		17.75	6.4
10	区域完 善出油 管线	庆城县	庆H49平台	庆H36增	含水原油	Φ114×5.0	6.16	4.0
11		庆城县	庆H43平台	庆H38增	含水原油	Φ114×5.0	3.25	4.0
12		庆城县	板36平台	庆H44增	含水原油	Φ76×5.0	1.6	4.0
13		庆城县	庆H54平台	庆H44增	含水原油	Φ114×5.0	0.2	4.0
14		庆城县	华H51平台	华H42增	含水原油	Φ114×5.0	2.7	4.0
15		庆城县	华H67平台	岭九转	含水原油	Φ114×5.0	1.9	4.0
16		庆城县	华H58平台	华H53增	含水原油	Φ114×5.0	1.7	4.0
17		华池县	华H70平台	岭56增	含水原油	Φ114×5.0	2	4.0
18		华池县	华H192平台	岭34增	含水原油	Φ89×5.0	3.3	4.0
19		华池县	华H141平台	岭二十二脱	含水原油	Φ114×5.0	4.9	4.0
20	新建出油管线	各井场	站场	站场	含水原油	Φ89×5.0	80.25	4.0

管线工程走向详见各井区总体布局图。经核实,项目新建管线均未穿越水源保护区。

4.7.4.3.2 施工方式

(1) 管线施工过程

管线施工首先进行作业线路的清理，修筑必要的施工便道。在完成管沟开挖、河流、冲沟、公路穿越工程等基础工程后，按照施工规范，将运至各施工现场的钢管进行焊接、接口防腐工艺，然后下至管沟内。以上建设完成以后，对管道进行试压，然后覆土回填，清理作业现场，恢复地貌、恢复植被。管道施工作业场区平面布置见图 4.7.4-6。

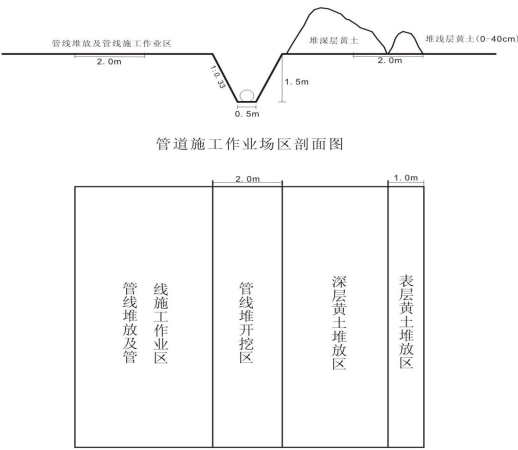


图 4.7.4-6 管道施工作业场地平面布置图

(2) 管线敷设方式

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，管道埋深见表 4.7.4-14。

表4.7.4-14 管道基本埋深设计

类型		黄土梁峁	河谷阶地	公路
管沟挖深（m）	DN≤80	1.30	1.30	1.30
	DN>80	1.40	1.40	1.40
管顶埋深（m）		1.10	1.10	1.10

(3) 管沟断面

管沟断面设计见表 4.7.4-15。

表4.7.4-15 管沟断面设计表

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

(4) 管道转向

管道的水平及纵向转角处，采用弹性敷设与热煨弯头转向相结合的方式进行。

(5) 管道保温、防腐

管线采用环氧粉末普通级结构外防腐、硬质聚氨酯泡沫塑料黄夹克结构保温。

(6) 管线探伤工艺

探伤应按照《油气田集输管道施工规范》（GB 50819-2013）中相关要求进行。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。

4.7.4.3.3 穿（跨）越工程

本项目新建管线主要穿（跨）越工程见表 4.7.4-16 及各井区地面工程布局图。

表4.7.4-16			主要管线穿（跨）越工程			
序号	井区名称	县区	管线起点	管线终点	涉及穿跨越	穿跨越方式
1	里 89 北	环县	里 176-1	环 H9 增	乡村油路 10m/4 次	开挖
2			里 158-1	环 H9 增	乡村油路 10m/3 次	开挖
3			里 457-1	环 H15 增	乡村油路 10m/1 次	开挖
4	里 89 南		珠 225-1	岭 32 增	乡村油路 10m/2 次	开挖
5	里 180	华池	元 546-1	庆五联	冲沟 40m/3 次	桁架
					乡村油路 10m/2 次	开挖
6			里 93-3	岭 42 增	S506 20m/1 次	顶管
7			悦 228-2	岭 55 增	冲沟 40m/2 次	桁架
8	岭二联		岭二十八脱	柔远河支流 30m/1 次	桁架	
9	城 98		华十六脱	华悦线 1#阀室	柔远河支流 30m/1 次	桁架
					吴平高速 80m/1 次	现有涵洞
					乌江线 20m/1 次	顶管
乡村油路 10m/7 次					开挖	
10			岭二联	华十六脱	冲沟穿越 30m/1 次	开挖
					打庆高速 80m/1 次	现有涵洞
					柔远河支流 30m/1 次	桁架
柔远河 50m/2 次					桁架	
乌江线 20m/1 次					顶管	
柔远河支流 30m/1 次					桁架	
11	悦 60		华H53增	岭十二转	S201 20m/1 次	顶管
					乡村油路 10m/3 次	开挖
					冲沟 30m/4 次	开挖
12			城壕采出水 处理站	城一注	城壕川支流 30m/1 次	桁架
					乡村油路 10m/11 次	开挖
					冲沟 40m/1 次	桁架
13			华 H70 平台	岭 56 增	乡村油路 10m/2 次	开挖
					S506 20m/2 次	顶管
14	西 294- 庄 57		华 H192 平台	岭 34 增	马莲河支流 40m/1 次	桁架
15			华 H67 平台	岭九转	冲沟 40m/2 次	桁架
					柔远河支流 30m/1 次	桁架
					冲沟 40m/1 次	穿越
					银榕线 30m/1 次	顶管
					马莲河支流 40m/5 次	桁架
		马莲河 40m/1 次			依托现有桁架	
16		西 291-1	岭 38 增	银百铁路 40m/1 次	现有涵洞	
				高速穿越 80m/1 次	现有涵洞	
				马莲河支流 40m/1 次	桁架	
17		西 223-1	岭二十三脱	冲沟 40m/1 次	穿越	
				乡村油路 10m/9 次	开挖	
				冲沟 40m/1 次	桁架	
18		蔡 21-1	南集站	银百高速 80m/1 次	现有涵洞	
	板 103-2			庆 H28 增	太乐沟 40m/1 次	桁架

23	板 32- 合 60		庄 236-2	庆 H46 增	马莲河支流 40m/1 次	桁架
24			板 36 平台	庆 H44 增	S505 20m/1 次	顶管
25			庆 H54 平台	庆 H44 增	乡村油路 10m/1 次	开挖
26			悦 95-1	岭 68 增	马莲河支流 40m/1 次	桁架
27	悦 60		悦 43 扩	华 H53 增	柔远河支流 30m/1 次	桁架
				乡村油路 10m/2 次	开挖	
28			西 225-2	华 H53 增	柔远河支流 30m/1 次	桁架
				乡村油路 10m/2 次	开挖	
29			华 H70 平台	岭 56 增	冲沟 40m/1 次	桁架
30	悦 60		合水	合 H75 增	合 H72 增	合水川支流 30m/1 次
		冲沟 40m/2 次				穿越
		乡村油路 10m/3 次				开挖
31		庄 90-4		庄 61 增	马莲河支流 40m/1 次	桁架
				乡村油路 10m/2 次	开挖	
32	乐 206	宁县	徐 80-74	庄十转	湘乐川支流 30m/1 次	桁架

本项目穿跨越类型包括冲沟、河流及道路等，管线穿越河流、冲沟采用桁架跨越+大开挖相结合方式施工，穿越管线管壁加厚、优化防腐工艺并设套管保护；跨越断面下游河段设置拦油设施。穿越方式如下：

(1) 河流、冲沟穿跨越工程

① 开挖穿越

该方式主要适用于枯水期长、且枯水期流量较小、河床宽度适中的河流。施工作业一般选在枯水期水量最小的季节进行。施工作业程序为：在河流一侧开挖导流明渠，将河水引入导流渠中，然后开挖河床管沟，敷设管道，然后回填，拆除围堰，并回填导流明渠。稳管处理方式采用管段上加混凝土，管道埋深在河底稳定层中，埋深约 3m，回填物由下至上由细到粗，河床底砌筑干砌片石。两岸陡坡设浆砌块石护岸，防止水土流失。

围堰导流开挖管沟法施工断面示意图 4.7.4-7 所示, 穿越河流、冲沟断面见图 4.7.4-8。

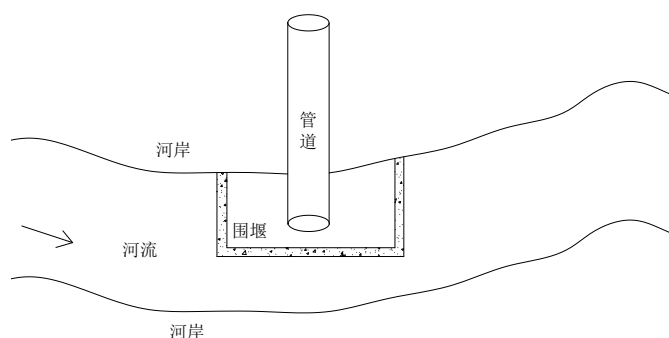


图 4.7.4-7 围堰导流开挖管沟法施工断面示意图

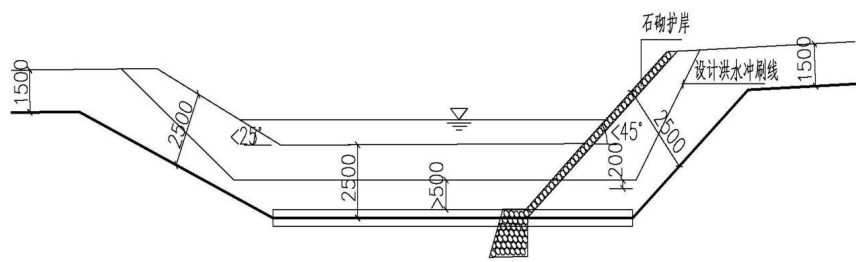


图 4.7.4-8 穿越河流、冲沟示意图

② 桁架式跨越

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。

根据施工现场的环境特点、施工技术、设计规范及安全要求等方面出发，管道穿跨越河流采取合适方式通过。大开挖穿越方式与桁架式跨越方式优缺点对比见表 4.7.4-17。

表 4.7.4-17 穿跨越方式优缺点比较

穿跨越方式	大开挖穿越	桁架式跨越
过河方式	沟埋敷设至河床相对稳定层下通过	利用塔架、拉索结构、桁架或管道自身刚度将管道架空在防洪要求标高以上
稳管方式	重晶石混凝土加重块	塔架、拉索
优点	沟埋敷设与河床相对稳定层内，管道相对安全。 施工技术简单。 工期短，投资较跨越方式省。	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。 相对于大开挖穿越对环境的影响较小。 投资相对较低。
缺点	管道事故情况下，不易进行检修。 施工受季节影响较大。 两岸大堤需要开挖。 投资一般较定向钻方案高。	安装施工技术要求较高。 定期维护管理费用较高。
水环境影响	开挖期间对河流水质产生短暂影响，主要是悬浮物增加，施工结束后恢复河流状态后对水环境影响小。	施工期间对河流水质影响小，洪水影响较大。
生态环境影响	临时占地面积大，对河床扰动大。	施工期临时占地面积小，对河床扰动小。
环境风险	油管防腐要求较高，检修、更换困难，事故状态下较难采取措施。	管线存在泄漏风险，但可采取相应的防范措施，易于实现远程监控和和控制措施，检修、更换方便。

(2) 公路穿越工程

管道穿越主干线公路（国道、高速路等）、专用公路及沥青、水泥路面等级公路、砂石道路均采用钢筋混凝土套管进行保护。其中穿越主干线公路等路面等级较高、交通繁忙的高速、国道、高速路等，采用顶管施工；对等级较低的公路、乡村土路穿越经公路主管部门同意可采取大开挖+套管施工。有套管穿越道路时，套管顶的埋深 $\geq 1.2\text{m}$ ，套管应伸出公路边沟外 2m，保护套管应采用钢筋混凝土套管，套管规格为 DRCP1000 $\times$ 2000-III-GB/T11836-2009，并满足强度及稳定性要求。

等级公路穿越采用顶管方式通过，工作管外加钢筋混凝土套管；若通过地层为较完

整的基岩，可采取水平钻方式，工作管外加钢套管保护。套管顶埋深距路面埋深不小于1.2m；同时，公路穿越应单独试压，强度实验压力同两侧的线路部分。

顶管施工技术是国内外比较成熟的一项非开挖敷设管线的施工技术,该技术分为泥水平衡法、土压平衡法和人工掘土顶进法。目前国内采用较多的是采用大推力的千斤顶直接将预制套管压入土层中,再在管内采用人工或机械掏挖土石、清除余土而成管的施工方法。主要分为测量放线、开挖工作坑、铺设导向轨道、安装液压千斤顶、吊放混凝土预制管、挖土、顶管、再挖土、再顶管、竣工验收等工序。顶管施工工艺示意图见图 4.7.4-9,管道穿越公路施工方式断面示意图见图 4.7.4-10,穿越公路纵断面见图 4.7.4-11。

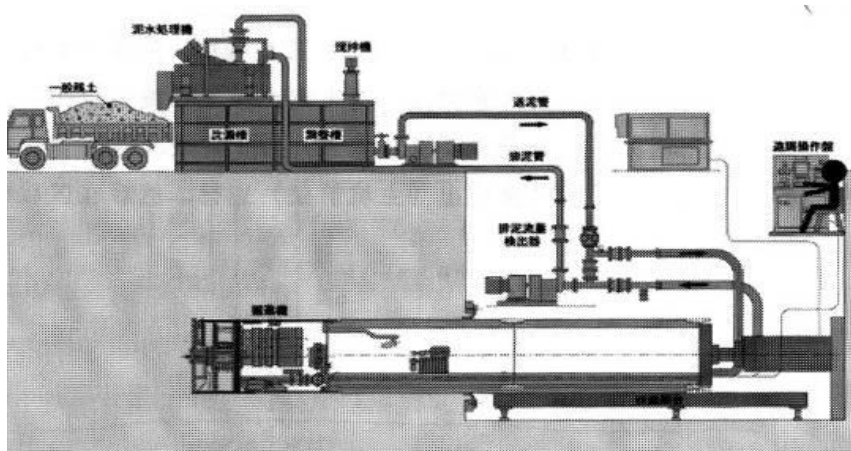


图 4.7.4-9 顶管施工工艺示意图

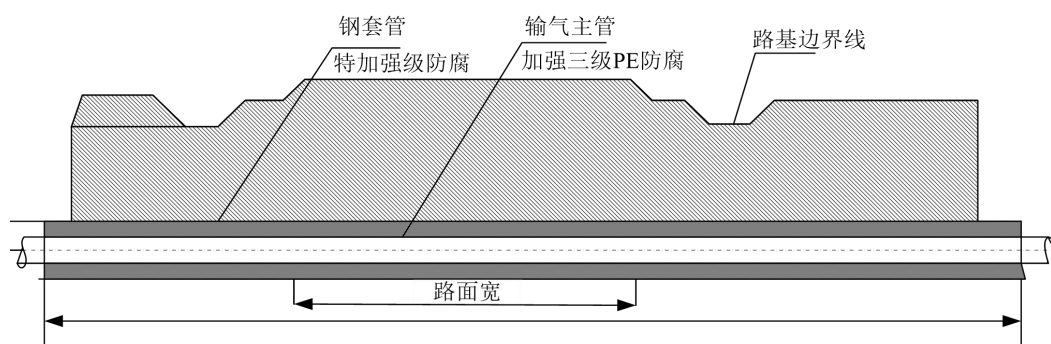


图 4.7.4—10 公路穿越施工方式断面示意图

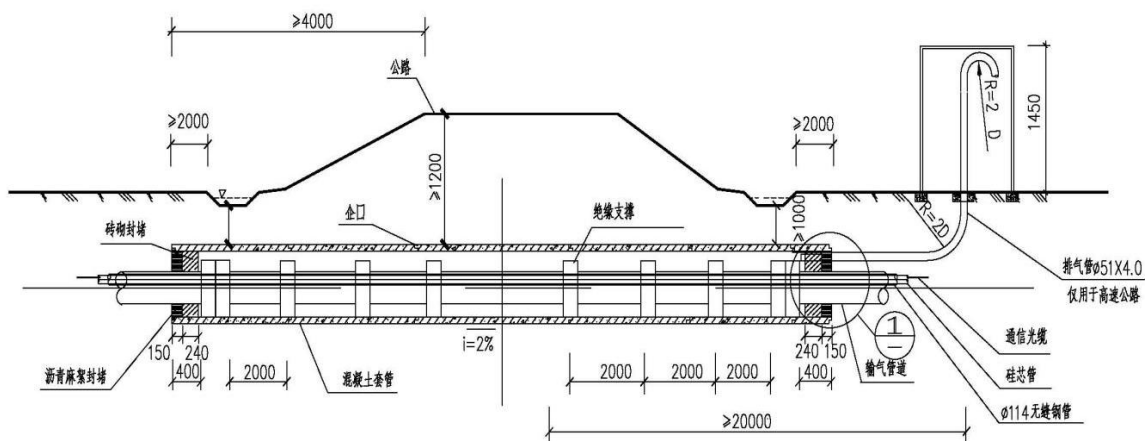


图 4.7.4-11 公路穿越纵断面示意图

4.8 公辅工程

4.8.1 储运工程

4.8.1.1 原油储存和运输

本项目井场原油全部采用管线集输，本次新建、改造站场新增储罐设施见表4.8.1-1。

表 4.8.1-1 主要站场储油设施新增情况

序号	站场名称	储油设施	规格	数量
1	华H53平台增	事故油箱	30m ³	2具
2	华H204平台增	事故油箱	30m ³	2具
3	庆H28平台增	事故油箱	30m ³	2具
4	庆H46平台增	事故油箱	30m ³	2具
5	合H75平台增	事故油箱	30m ³	2具
6	庆H49混输装置	事故油箱	30m ³	1具
7	白马加热站	钢制拱顶储罐（泄放罐）	200m ³	1具

4.8.1.2 危废贮存和运输

本次产建在现有里 443 平台、华 H48 平台、悦 104 平台、华 H83 平台、西 233-53 平台和庆 H41 平台各新建一套处理规模 70m³/d 移动式污泥减量化装置，周边站场清罐清池产生油泥由罐车拉运至减量化装置平台进行压滤处理，压滤出的液体进入储液罐后通过罐车拉至周边采出水处理站处理，压滤油泥交由有资质单位处置。

本项目施工期和运行期含油岩屑、落地油和含油污泥等危险废物根据区域依托页岩油开发分公司庆 H37、华 H47、华 H28 危废贮存点及采油十二厂庄 159-47 危废贮存点进行暂存，定期送有资质单位进行处置，各井区危废拉运路线见表 4.8.1-2 和图 4.8.1-1。本项目危废拉运路线主要依托现有地方及油区道路，道路整体情况较好，能够满足运输要求。路线不经过水源保护区，尽可能避开了人员密集区域，整体来看，拉运路线较为合理。

表4.8.1-2 各井区危险废物至贮存点运输路线表

编号	井区	运输路线			穿跨越		
		暂存点	路线	运距/km	水源地	河流	方式
1	里89北	华H28	油区道路→018乡道 →G211→019 乡道→油区道路	90.58	否	跨越慕家河3次	桥梁
2	里89南	华H28	油区道路→村道 →G211→019 乡道→油区道路	60.22	否	跨越辛家沟1次	桥梁
3	庆城	庆H37	油区道路-通村道路-油区道路	12.6	否	否	/
4	里180	华H28	油区道路-通村道路-油区道路	21.8	否	否	/
5	西 294- 庄57	华H28	油区道路	10.2	否	否	/
6	悦60	华H47	油区道路-通村道路-油区道路	15.6	否	否	/
7	板32 - 合 60	华H100	油区道路-通村道路-油区道路	14.5	否	否	/
8	固1	庄159-47	油区道路→合固公路→油区道路	24.06	否	跨越固城川1次	桥梁
9	乐206	庄159-47	油区道路→X023→X022→油区道路	32.79	否	跨越固城川1次	桥梁

4.8.2 注水工程

4.8.2.1 供水工程

根据工程设计方案，项目开采初期，采用体积压裂准自然能量开发，无需部署注水井，故无需建设注水工程的水源井，现有水源井已取得了相应的取水许可证。

体积压裂准自然能量开发，即建设过程中不部署注水井，通过加大前期改造强度和入地液量初期补充地层能量，待地层能量不足、产量下降后利用“吞吐注采”补充地层能量，提高油井产量。前期改造和入地液量均进入油层，相当于将运营期的注水作业在施工压裂过程中同步实施。因此，压裂工艺用水水质与注水水质要求基本相同，本项目处理达标后的采出水和措施返排液均能满足回注要求，作为压裂工艺用水用于油层储层改造。

4.8.2.2 注水工程

本次产建开发属于页岩油开采初期，采用体积压裂准自然能量开发，无需部署注水井，原油采出水处理达标后可全部依托所在区域现有注水系统回注。

里 89 北区新增采出水 87.84m³/d，依托岭四联、岭十四脱现有采出水回注系统回注。

里 89 南区新增采出水 35.12m³/d，依托里 148 站现有回注系统。

里 180 区新增采出水 87.8m³/d，其中 65.85m³/d 依托岭二联现有采出水回注系统回注，21.95m³/d 依托庆五联现有采出水回注系统。

西 294～庄 57 区新增采出水量 228.28m³/d，其中 131.7m³/d 依托西十转现有采出水回注系统，52.68m³/d 依托岭八转采出水回注系统，17.56m³/d 依托岭十三转采出水回注系统，26.34m³/d 依托岭二十三脱现有采出水回注系统。

悦 60 区新增采出水量 118.53m³/d，其中 61.46m³/d 依托城壕采出水处理站现有采出水回注系统，52.68m³/d 依托岭三联采出水处理站现有采出水回注系统，4.39m³/d 依

托庄八转现有采出水回注系统。

板 32-合 60 区新增采出水量 105.36m³/d,其中 96.58m³/d 依托岭三联现有采出水回注系统,8.78m³/d 依托庄二联采出水处理站现有采出水回注系统。

庆城区新增采出水量 153.65m³/d,其中 122.92m³/d 依托庆城联合站现有采出水回注系统,30.73m³/d 依托庄二联现有采出水回注系统。

固 1 区新增采出水量 83.41m³/d,其中 70.24m³/d 依托庄五转采出水回注系统,13.17m³/d 依托庄一联现有采出水回注系统。

乐 206 区新增采出水量 39.51m³/d,其中 13.17m³/d 依托庄十转现有采出水回注系统,26.34m³/d 依托拟建庄一联采出水回注系统。

表4.10.2-1 注水系统改造主要工程量				
序号	名称	规格	单位	数量
一	城一注改造			
	将已建清水系统改造为清水、长7采出水分注系统；清水和采出水回注规模均为750m ³ /d			
1	清水注水一体化集成装置	CEDC-CW-WI-(650~750)/25-2.0	套	1
2	立式喂水泵	BYG80-125	台	2
3	净化水罐	40m ³	具	2
4	加药装置、水质预警装置	/	套	1
5	站外回注管线补强修复	L245N PSL2-Φ76×9	km	5.7
		L245N PSL2-Φ89×10	km	15.3
6	稳流配水阀组	采出水, PN250	套	7
二	西五转改造			
	将已建清水系统改造为清水、长7采出水分注系统；清回注规模800m ³ /d、采出水回注规模500m ³ /d			
1	五柱塞注水泵	Q=41.0m ³ /h P=25MPa N=355kW	台	1
2	立式喂水泵	BYG80-125	台	1
3	净化水罐	20m ³	具	2
4	加药装置、水质预警装置	/	套	1
5	高压配水阀组	/	套	2
6	柔性复合高压输送管	RF-S-I-75-25/RF-S-I-60-25	km	15.2
7	稳流配水阀组	采出水, PN250	套	4
三	西259综合站改造			
	已建清污分注系统进行改造,改造后长7采出水回注规模200m ³ /d,清水系统停用			
1	三柱塞注水泵	Q=10.0m ³ /h P=25MPa N=90kW	台	2
2	污水提升泵	Q=15m ³ /h, H=30m, N=5.5kW	台	2
3	加药装置	/	套	1
4	污水池	10m ³	座	1
5	柔性复合高压输送管	RF-S-I-60-25	km	17.8
6	稳流配水阀组	采出水, PN250	套	2
四	岭二十一脱改造			
	将清水注水系统改为长7采出水回注系统			
1	采出水回注一体化集成装置	Q=500m ³ /d P=25MPa N=190kW	台	1
2	离心式喂水泵	Q=15~30m ³ /h H=21.8~18.5m N=3.0kW	具	2
3	加药装置、水质预警装置	/	套	1
4	站外回注管线补强修复	L245N PSL2-Φ76×9	km	12.9

		L245N PSL2-Φ89×10	km	33.0
5	稳流配水阀组	采出水, PN250	套	9

4.8.3 道路工程

评价区规划各站场可依托的地方道路有：南北方向的 G211、G244、S202 线，以及悦乐-乔川等县乡道路，此外还可依托油区内部现有支干线道路，进井场简易道路可依托各乡村简易公路。

(1) 永久道路

本次油区道路新建和升级主干道（辛家沟至百步寺道路和庆城西区域道路升级、新建庆 H80 平台道路）10.848km；增压机组、平台（华 H53 增、华 H204 增、华 H67 平台、华 H70 平台、华 H58 平台、庆 H49 混输装置、庆 H28 增、庆 H46 增、合 H75 增）修建支道 11.063km。

(2) 施工便道

本次产能建设主要依托现有道路，新建井场需建设施工便道，施工便道后期修整为进场道路，供巡井巡线用。

道路工程主要技术指针见表 4.8.3-1，路基标准横断面见图 4.8.3-1。

表4.8.3-1 道路建设标准及采用技术指标

道路建设标		干线	支线	简易公路
路面宽度（m）		4.5	3.5	3.5
路基宽度（m）		6.5	4.5	4.5
路面结构		沥青碎石	天然砂砾	泥结
极限最小圆曲线半径（m）		15	15	15
一般最小圆曲线半径（m）		30	30	30
凸型竖曲线半径（m）	极限最小值	100	100	100
	一般最小值	200	200	
凹型竖曲线半径（m）	极限最小值	100	100	100
	一般最小值	200	200	
最大纵坡（%）		12	12	11

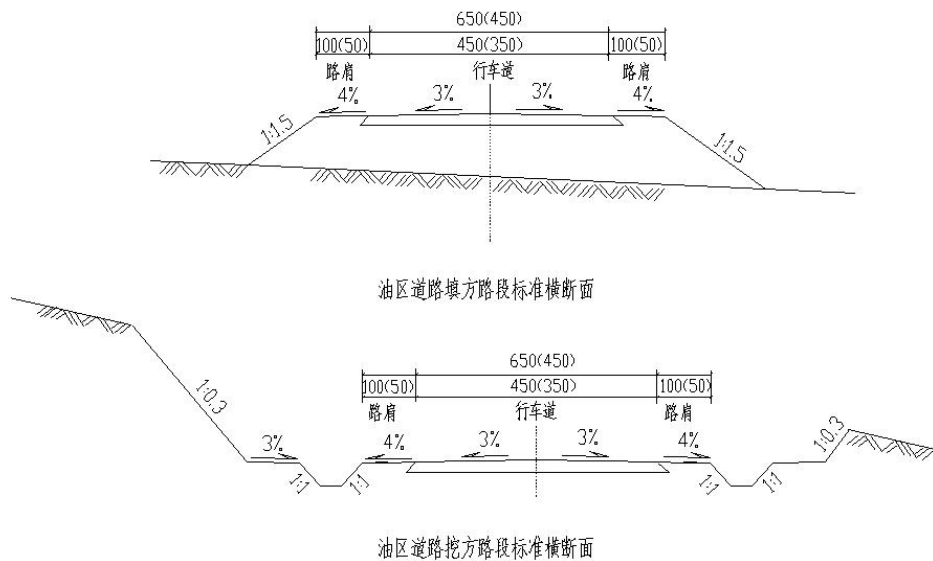


图 4.8.3-1 路基标准横断面图

4.8.4 给排水工程

(1) 给水工程

本工程不新增劳动定员，项目生产和生活用水由现有水源井供应，站场内设循环水箱，定期用水罐车补水。

(2) 排水工程

项目正常生产过程无生产废水外排，油田采出水处理达标后回注；措施返排液（压裂、洗井、修井等作业废水）在井场循环使用，不能利用时送措施返排液处理站处理达标回注。

4.8.5 供热工程

本项目新建站场内采用加热炉对原油加热或工艺用热供热，气源为油田自产伴生气，属清洁能源。各站场新增加热炉具体配置情况见表 4.8.5-1。

表 4.8.5-1 本项目新增加热炉配置情况表

序号	县域	站场名称	加热炉规模（kW）	数量（台）
1	庆城县	庆H28平台增	500	1
2		庆H46平台增	500	1
3		华H53平台增	600	1
4		华H204平台增	600	1
5		庆城联合站	1200	1
6	华池县	合H75平台增	600	1

4.8.6 供电工程

油区所在区域油田供电网络目前已基本完善，主要有油田马岭和华池 110kV 变、9 座 35kV 变及地方电网，根据油田工程产建需求，拟在西 294-庄 57 区新建樊庙 110kV 变电站及配套线路（另行评价）。

本次产建主要建设 10KV 供电线路 64.8km，柱上变电站 14 座。

4.8.7 消防工程

(1) 消防站

根据设计提供的资料，本项目可依托以下消防站：

马岭中队：位于庆城县马岭境内，为三级消防站，配备消防车 3 台，消防队员 31 人，位于庆城区域开发井区可依托该消防站，油区道路主要为砂石、沥青道路。

洪德中队：位于环县洪德镇内，三级消防站，配备消防车 4 台，消防队员 30 人，距环县周边新建油区最近约 14km，位于环县区域开发井区可依托该消防站，油区道路主要为砂石、沥青道路。

华池中队：位于华池县城，配备消防车 6 台，消防队员 25 人，位于华池区域开发

井区可依托该消防站，油区道路主要为砂石、沥青道路。

庆城中队：位于庆城县，配备消防车 4 台，消防队员 25 人，位于庆城区域开发井区可依托该消防站，油区道路主要为砂石、沥青道路。

(2) 站场消防

根据初步设计部署，按照《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183-2004 有关规定，本次新建站场均为五级站，改造站场（除白马加热站）改造后仍为四级或五级站场，不设消防给水设施，配置移动式灭火器。白马加热站 200m³ 事故油罐设置罐外式烟雾灭火装置，并配置小型移动式灭火器材。

4.9 环保工程

4.9.1 污（废）水处理工程

本项目施工期钻井废水暂存于可拆卸泥浆循环罐中用于配制泥浆，在井场内部循环使用，采用泥浆不落地工艺，钻井结束后，废弃钻井泥浆经脱水后的泥浆含水率小于 60% 后，交由有处理能力的单位处置，分离出的上层液体运至措施返排液处理站点处理后回注；压裂液返排液回收后优先考虑在井场内循环利用，无法利用的分批次运往现有措施废水处理站处理后回注。生活污水仅为少量盥洗水，用于施工场地洒水降尘，上述施工期污（废）水均不外排。

(1) 油田采出水

本项目各区块采出水处理依托现有采出水处理站，根据产建需求对部分站内采出水处理系统改造，新增采出水处理工艺设施，其中西十转采出水处理规模由 500m³/d 增加至 1000m³/d，庆城联合站采出水处理规模由 1000m³/d 增加至 1500m³/d，其余站场采出水处理规模保持不变。

表4.9.1-1 采出水处理设施主要改造情况表

序号	站场	改造内容
1	岭三联	①新建 75m³/h 溶气气浮装置 1 套； ②新建 40m³/h 过滤装置 1 套，与已建 2 套 800m³/d 气浮过滤装置中的过滤装置并联运行； ③新建 100m³ 净化水罐 1 具，配套密闭隔氧与 VOCs 抑制装置 1 套，与已建 400m³ 净化水罐、已建 300m³ 缓冲水罐并联运行，满足停产检修应急处理净化水需求； ④新建 4 罐 6 泵加药装置 1 套； ⑤污水污泥池配套新增动态喷射装置 1 套、污泥提升泵 2 台； ⑥新建外输水泵 2 台； ⑦站内采出水“气浮+过滤”处理装置出口管线加设回流流程及切换阀门，将处理后不满足水质指标的采出水回流至除油沉降罐前端重新处理。
2	城壕采出水处理站	①将站内已建 1 具 300m³ 净化水罐改造为沉降除油罐，配套相应的电动阀等设备，与已建 2 具 500m³ 沉降除油罐并联运行； ②拆除并迁建站内 1 具 40m³ 污油罐及配套设施，原位新建 1 套 50m³/h 溶气气浮处理装置（含 1 组“溶气气浮”设备）、1 套 50m³/h 采出水过滤装置、4 罐 6 泵加药装置 1 套； ③站内采出水“气浮+过滤”处理装置出口管线加设回流流程及切换阀门，将处理后不满足水质指标的采出水回流至除油沉降罐前端重新处理；

		④已建污水污泥池配套动态喷射装置； ⑤配套 20m ³ /h 采出水处理应急设施；
3	悦 79 注水站	①新建 2 具 100m ³ 净化水罐； ②新建 4m×4m×4m 污水池 1 座，配套污水提升泵 2 台； ③新建采出水外输泵 2 台； ④新建井场至城壕采出水处理站输水管线。
4	西十转	①拆除 2 具 40m ³ 卧式净水水罐，新建 1 具 300m ³ 沉降除油罐； ②改造 2 具 300m ³ 清水罐为净化水罐； ③新建 2 组 50m ³ /h 溶气气浮装置、2 组 25m ³ /h 过滤装置； ④新建 300m ³ 密闭隔氧与 VOCs 挥发抑制装置和 1 套 4 罐 6 泵成套加药装置； ⑤站内采出水“气浮+过滤”处理装置出口管线加设回流流程及切换阀门，将处理后不满足水质指标的采出水回流至除油沉降罐前端重新处理；已建污水污泥池配套动态喷射装置。
5	庆城联合站	①新建 1 套（2 组）75m ³ /h 溶气气浮装置； ②新建 25m ³ /h 两级过滤装置 2 套； ③新建成套加药装置 1 套和智能电磁流量计 2 台； ④新建 1 具 100m ³ 净化水罐兼做缓冲水罐（含密闭隔氧与 VOCs 挥发抑制装置），用于检修状态下临时运行； ⑤已建污水污泥池配套污泥提升泵及动态喷射装置 1 套； ⑥新建站内输水管线 2935m 和 Q=80m ³ /h，H=550m，N=200kW 外输水泵 2 台。
6	岭二联	①新建 1 套（2 组）50m ³ /h 溶气气浮装置； ②新建 25m ³ /h 过滤装置 1 组； ③新建 100m ³ 缓冲水罐 1 具，配套密闭隔氧与 VOCs 抑制装置 1 套； ④新建 4 罐 6 泵加药装置 1 套，投加 PAC、PAM 以及 PH 调节剂； ⑤新建外输泵棚 1 座，新建外输泵 3 台、供水泵 3 台。

(2) 措施返排液

本项目新建华 H53 措施返排液处理站 1 座，处理规模 1000m³/d，位于庆城县玄马镇老庄村，与华 H53 平台合建。措施返排液包括压裂、洗井、修井等作业废水，站内设置 1 套撬装措施返排液处理设施，处理工艺为预处理+混凝沉降+过滤+固相脱水，处理工艺及流程见图 5.2.3-5，措施返排液处理后净化水采用罐车拉运至就近的压裂作业平台进行重复利用，剩余净化水通过现有回注站回注或分批次回用于周边压裂作业平台。

措施返排液处理站平面布置见图 4.9.1-1。

4.9.2 废气处理工程

本项目施工期钻井井场柴油机采用环保型设备，使用满足标准的柴油为燃料，控制柴油机废气排放量；管道均为预制防腐，现场仅进行焊接的补口，施工场地开阔。管段长度较小，因此焊接废气扩散后基本不会对环境产生影响；加强对施工机械和运输车辆的保养及维护，减少运输车辆尾气的排放量；合理规划运输路线，采取覆盖措施，洒水降尘等控制措施，降低施工扬尘污染。

本项目运行期原油基本采用管线密闭集输，站场加热炉均采用处理后的干气作为燃料，废气经不低于 8m 排气筒排放。

4.9.3 噪声防治工程

本项目噪声防治措施主要为采用低噪声设备，通过设备自带减振、消声、隔声等措施降噪。

4.9.4 固体废物收集及处置工程

本项目施工期钻井泥浆收集至钻井泥浆岩屑地上移动式收集设施中循环利用，钻井岩屑中含油岩屑属于《国家危险废物名录（2025 年版）》中 HW08 类危险废物，依托现有危废贮存点暂存，由有危废处置资质单位处置。建筑垃圾回用或送至指定地点处置；含油固废交有资质单位安全处置；施工人员生活垃圾集中收集，交到环卫部分指定地点集中处理。

运行期产生的落地油、含油污泥依托现有危废贮存点暂存，并定期交由有资质单位处置，依托的危险废物贮存设施情况详见 4.10.2.6 节。

4.9.5 减碳措施

根据国家“碳达峰、碳中和”的发展目标，围绕集团公司“油、气、新”的能源格局部署，结合《长庆油田清洁电力“十四五”发展规划》，推动风光电清洁替代，打造“清洁电力+网电”绿色供电新模式，本着“因地制宜、应布尽布；场站发电、就近消纳；余电上网、油网运行”的原则，实现油田绿电替代率最大化。本项目计划利用井场可利用土地布置光伏发电装置，光伏发电就近接入消纳，余电通过油田电网综合平衡消纳。项目分布式光伏组件安装容量见表 4.9.5-1，典型井场光伏发电组件布置见图 4.9.5-1。

表 4.9.5-1 项目分布式光伏组件安装容量表

序号	类型	组件	逆变器	总装机容量	安装方式
1	井场	620Wp 双面双玻单晶硅	组串式逆变器	1.82MW	固定倾角支架安装

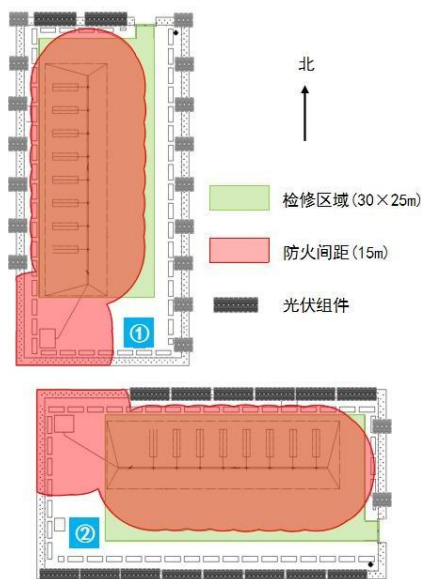


图 4.9.5-1 井场分布式光伏典型布置图（理想平面）

4.10 依托工程

4.10.1 依托工程简况

4.10.1.1 工程依托关系

本项目依托工程包括原油集输系统、采出水处理系统、注水系统、含油污泥暂存点及措施废水处理站等地面工程。依托工程分类见表 4.10.1-1。

表 4.10.1-1		本项目依托工程分类表			
井区	原油集输	伴生气回收	环保工程		
			采出水处理及回注	措施废液处理	危废贮存点
里89北	环H15增、环H9增、岭十四脱、岭四联	岭一联、岭四联	岭十四脱、岭四联	岭四联	华H28
里89南	岭32增、里148站	里148混烃站	里148站	岭四联	华H28
里180	岭42增、岭55增、岭二联、庆五联	岭二联、庆五联	岭二联、庆五联	西251-84	华H28
西294-庄57	岭38增、岭71增、岭72增、华H69增、西十转、岭二十三脱、岭八转、南集站	岭十三转、岭八转、西一联	岭八转、西十转、岭二十三脱	岭13、岭八转	华H28
悦60	华H53增（本次新建）、华H106增、合H75增（本次新建）、岭十二转、悦联站、岭三联、庄四联	悦联站、岭三联、庄四联	城壕采出水处理站、岭三联、庄四联	华H53	华H47
板32-合60	岭68增、华H108增、庄六转、岭三联、庄二联	岭三联、庄二联	岭三联、庄二联	板32	华H100
庆城	庆H28增（本次新建）、庆H38增、庆H46增（本次新建）、庆H49增（本次新建）、庄61增、庄十二转、庄二联、庆城联合站	庄二联、庆城联合站	庄二联、庆城联合站	庆城联合站	庆H37、庆H39
固1	庄35增、庄46增、庄五转、庄一联	庄一联	庄五转、庄一联	宁20	庄159-47
乐206	庄十转、庄五联	庄一联、庄五联	庄十转、庄一联	宁20	庄159-47

4.10.1.2 依托工程环保手续履行情况

本项目依托工程环保手续履行情况见表 4.10.1-2。

表 4. 10. 1-2

本项目依托工程环保手续履行情况

序号	类型	依托工程名称			环评审批情况
1	原油 集输	采油 二厂	已验收	里 148 站	甘环审发（2014）4 号
2				西一联	环审[2005]609 号
3				岭一联	甘环评发[2012]65 号
4				岭十四脱	庆环规划发（2020）18 号
5				岭八转	甘环审发（2017）25 号
6				岭十二转	庆环规划发[2020]21 号
7				岭 32 增	甘环审发（2017）25 号
8				岭 71 增	庆环规划发（2021）36 号
9				岭 72 增	庆环规划发（2021）36 号
10				未验收	岭四联
11		岭二十三脱	庆环规划发[2022]82 号		
12		环 H15 增	庆环规划发[2024]77 号		
13		环 H9 增	庆环规划发[2023]60 号		
14		页岩油分公司	已验收	岭二联	庆环环评发[2018]60 号
15				岭三联	庆环规划发[2021]36 号
16				庆城联合站	庆环规划发（2021）36 号
17				悦联站	庆环规划发[2020]21 号（改）
18				南集站	庆环环评发（2018）34 号
19				岭十三转	庆环规划发[2020]21 号
20				西十转	庆环环评发（2018）34 号
21				岭 38 增	庆环环评发[2018]34 号
22				岭 42 增	庆环环评发[2018]60 号
23				岭 55 增	庆环规划发[2020]21 号
24				岭 68 增	庆环规划发[2021]36 号
25				庆 H38 增	庆环规划发（2021）36 号
26		未验收 （在建）	华 H69 增	庆环规划发（2025）97 号	
27			华 H106 增	庆环规划发[2023]60 号	
28			华 H108 增	庆环规划发（2025）97 号	
29		采油 十二厂	已验收	庄一联	甘环自发[2009]79 号
30				庄二联	甘环评发（2015）74 号
31				庄五转	甘环审发[2014]6 号
32				庄六转	甘环审发[2014]88 号
33				庄十二转	庆环规划发[2020]20 号
34				庄十转	庆环环评发[2018]32 号
35				庄 35 增	甘环审发（2017）26 号
36				庄 46 增	庆环环评发[2018]76 号
37				庄 61 增	庆环规划发[2022]60 号
38			未验收	庄四联	庆环规划发[2023]60 号
39		庄五联		庆环规划发[2025]98 号	
40		采油 十厂	已验收	庆五联	庆环规划发（2020）54 号
41				庄十四注	庆环规划发（2020）54 号
42	轻烃 回收	页岩油分公司	已验收	悦联站轻烃厂	2019 年取得环评批复
43				岭二联 LNG 厂	庆环规划发（2021）36 号
44				岭三联轻烃厂	庆环规划发[2021]36 号
45			岭十三转轻烃厂	庆环规划发[2021]36 号	
46		未验收 （已建）	庆城联合站轻烃厂	庆环规划发（2021）36 号	
47			岭二十五脱混烃厂	庆环规划发（2024）50 号	
48		采油二厂	已验收	岭一联轻烃厂	2019 年取得环评批复
49				岭八转轻烃厂	2022 年取得环评批复
50			未验收	岭四联轻烃厂	庆环规划发[2023]60 号
51				里 148 混烃站	庆环规划发（2025）97 号
52	采油十二厂	已验收	庄一联轻烃厂	2011 年取得环评批复	
53	采油十厂	已验收	庆五联轻烃厂	庆环评表字（2020）83 号	
54	采出水	采油二厂	已验收	城壕采出水处理站	庆环规划发[2020]21 号
55	危险 废物暂存	采油十二厂	已验收	庄 159-47	庆环环评发（2018）67 号
56		页岩油 分公司	已验收	华 H47	庆环评表字（2021）10 号
57				华 H28	庆环规划发[2021]36 号
58			未验收 （已建）	庆 H37	庆环规划发[2022]82 号
59				华 H100	庆环规划发[2022]82 号
60		庆 H39		庆环规划发[2023]60 号	
61	措施返排液	环 H36、岭四联、岭 13、宁 20			庆环规划发[2024]77 号
62		庆城联合站、板 32、岭八转			庆环规划发[2021]36 号
63		西 251-84			庆环规划发[2023]60 号

4. 10. 2 依托工程可行性分析

4.10.2.1 原油集输系统依托工程及能力校核

本次新建和改建站场根据产能需要进行配置，无需校核依托能力，仅校核依托现有站场。本项目与 2025 年采油二厂、采油十厂和采油十二厂产建工程原油处理站场无交叉，仅共用净化油外输系统和部分伴生气利用系统，故本次依托工程净化油外输能力、伴生气利用能力校核考虑采油二厂、采油十厂和采油十二厂 2025 年新增负荷。

本项目依托的原油集输系统工程能力校核见表 4.10.2-1。根据分析，依托站场原油集输能力（包括站场及配套集输管线），可满足本项目新增原油集输负荷需求，依托可行。本项目依托的原油集输系统工程能力校核见表 4.10.2-1。根据分析，依托站场原油集输能力（包括站场及配套集输管线），可满足本项目新增原油集输负荷需求，依托可行。

表4. 10. 2-1

原油站场集输能力校核

单位: m³ /d

井区	性质	站场	依托功能	含水油集输能力				含水油脱水能力				净化油外输能力				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	设计规模	当前负荷	富余规模	新增负荷	
里89南	依托	岭32增	含水油集输	240	84	156	114. 3	/	/	/	/	/	/	/	/	满足
	依托	里148站	脱水、净化油外输	/	/	/	/	1400	940	460	114. 3	1400	658	742	79. 2	满足
里89北	依托	环H15增	含水油集输	600	0	600	85. 7	/	/	/	/	/	/	/	/	满足
	依托	环H9增	含水油集输	400	0	400	142. 9	/	/	/	/	/	/	/	/	满足
	依托	岭十四脱	脱水、净化油外输	/	/	/	/	600	383	217	57. 2	800	350	450	39. 9	满足
	依托	岭四联	脱水、净化油外输	/	/	/	/	3600	390. 3	3209. 7	228. 6	2880	532. 3	2347. 7	158. 4	满足
里180	依托	岭42增	含水油集输	400	207. 8	192. 2	142. 9	/	/	/	/	/	/	/	/	满足
	依托	岭55增	含水油集输	240	110	130	71. 5	/	/	/	/	/	/	/	/	满足
	依托	庆五联	脱水、净化油外输	/	/	/	/	2500	1951	549	71. 5	2000	1024. 8	975. 2	49. 5	满足
	依托	岭二联	脱水、净化油外输	/	/	/	/	2400	1194. 3	1205. 7	214. 4	3600	3090. 4	509. 6	148. 5	满足
西294-庄57	依托	岭38增	含水油集输	400	312. 3	87. 7	57. 2	/	/	/	/	/	/	/	/	满足
	依托	岭71增	含水油集输	240	61. 1	178. 9	57. 2	/	/	/	/	/	/	/	/	满足
	依托	岭72增	含水油集输	240	135. 3	104. 7	57. 2	/	/	/	/	/	/	/	/	满足
	依托	华H69增	含水油集输	400	0	400	114. 3	/	/	/	/	/	/	/	/	满足
	依托	岭二十三脱	脱水、净化油外输	/	/	/	/	300	80	220	85. 7	300	80	200	59. 4	满足
	依托	岭十三转	脱水、净化油外输	/	/	/	/	1000	789. 2	210. 8	57. 2	1600	1402. 4	197. 6	39. 9	满足
	依托	岭八转	脱水、净化油外输	/	/	/	/	300	110	190	171. 5	1000	600	400	118. 8	满足
	依托	西十转	脱水、净化油外输	/	/	/	/	1200	881. 6	318. 4	157. 2	800	523. 6	276. 4	108. 9	满足
	依托	南集站	脱水、净化油外输	/	/	/	/	2880	1286. 8	1593. 2	271. 5	3600	2602. 2	997. 8	188. 1	满足
悦 60	依托	岭十二转	含水油集输	1200	1010	190	14. 3	/	/	/	/	/	/	/	/	满足
	依托	华H106增	含水油集输	360	161. 2	198. 8	171. 5	/	/	/	/	/	/	/	/	满足
	依托	岭三联	脱水、净化油外输	/	/	/	/	3600	1460. 3	2139. 7	171. 5	2880	882. 2	1997. 8	118. 8	满足
	依托	庄四联	脱水、净化油外输					2400	632. 1	1767. 9	14. 3	1920	412. 5	1507. 5	9. 9	满足
	依托	悦联站	脱水、净化油外输	/	/	/	/	4500	4161	339	200. 1	11760	8063. 1	3696. 9	138. 6	满足
板32-合60	依托	岭68增	含水油集输	360	59	301	200. 1	/	/	/	/	/	/	/	/	满足
	依托	华H108增	含水油集输	600	332. 1	267. 9	114. 3	/	/	/	/	/	/	/	/	满足
	依托	庄六转	含水油集输	600	242. 1	357. 9	28. 6	/	/	/	/	/	/	/	/	满足
	依托	庄二联	脱水、净化油外输	/	/	/	/	4800	2200. 7	2599. 3	28. 6	5000	2101. 3	2898. 7	19. 8	满足
	依托	岭三联	脱水、净化油外输	/	/	/	/	3600	1631. 8	1968. 2	314. 4	2880	1001	1879	217. 8	满足
庆城	依托	庆H38增	含水油集输	400	166. 3	233. 7	14. 3	/	/	/	/	/	/	/	/	满足

	依托	庄61增	含水油集输	640	387.9	252.1	85.7	/	/	/	/	/	/	/	/	满足
	依托	庄十二转	含水油集输	1000	783.2	216.8	14.3	/	/	/	/	/	/	/	/	满足
	依托	庄二联	脱水、净化油外输	/	/	/	/	4800	2229.3	2570.7	100.1	5000	2121.1	2878.9	69.3	满足
	依托	庆城联合站	脱水、净化油外输	/	/	/	/	3600	1511.1	2088.9	400.1	2880	1016.6	1863.4	277.2	满足
固1	依托	庄35增	含水油集输	360	116.8	243.2	228.6	/	/	/	/	/	/	/	/	满足
	依托	庄46增	含水油集输	800	667.5	132.5	42.9	/	/	/	/	/	/	/	/	满足
	依托	庄五转	脱水、净化油外输	/	/	/	/	1600	1388.9	211.1	228.6	1200	771.6	428.4	158.4	满足
	依托	庄一联	脱水、净化油外输	/	/	/	/	3600	2800.1	799.9	42.9	11000	5917.6	5082.4	188.1	满足
乐 206	依托	庄五联	脱水、净化油外输	/	/	/	/	3600	0	3600	85.7	2880	0	2880	59.4	满足
	依托	庄十转	脱水、净化油外输	/	/	/	/	1600	1316.9	283.1	42.9	/	/	/	/	满足
	依托	庄一联	脱水、净化油外输	/	/	/	/	3600	2842.9	757.1	42.9	11000	6105.7	4894.3	89.1	满足

注：当前净化油外输负荷已含 2025 年页岩油产建、第二采油厂产建、第十采油厂产建及第十二采油厂产建新增负荷。

4.10.2.2 采出水处理系统依托工程及能力校核

(1) 处理规模依托的可行性

各井区采出水管输至各依托站场，依托的采出水处理设施处理能力校核见表 4.10.2-2。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 4.10.2-2 依托站场采出水处理能力校核表 单位：m³/d

井区	站场	设计规模	当前负荷	富余能力	新增负荷	能力校核结论
里 180	岭二联	2000	801.7	1198.3	65.85	满足
	庆五联	1600	972.8	627.2	21.95	满足
悦 60	城壕采出水处理站	2000	1220.8	779.2	61.46	满足
	岭三联	1500	698.1	801.9	52.68	满足
	庄四联	400	176.4	223.6	4.39	满足
板 32-合 60	岭三联	1500	750.78	749.22	96.58	满足
	庄二联	1200	582.5	617.5	8.78	满足
西 294-庄 57	西十转	1000	336	664	131.7	满足
	岭八转	300	209.9	90.1	52.68	满足
	岭十三转	1000	247.8	752.2	17.56	满足
	岭二十三脱	100	65	35	26.34	满足
里 89 南	里 148 站	700	281.2	418.8	35.12	满足
里 89 北	岭四联	1000	275.5	724.5	70.24	满足
	岭十四脱	300	263.7	36.3	17.56	满足
庆城	庆城联合站	1500	667.2	832.8	122.92	满足
	庄二联	1200	591.28	608.72	30.73	满足
乐 206	庄十转	500	295.1	204.9	13.17	满足
	庄五联	1000	0	1000	26.34	满足
固 1	庄五转	600	456.4	143.6	70.24	满足
	庄一联	2000	1225.5	774.5	13.17	满足

(2) 工艺依托可行性

本项目依托的采出水处理系统工艺部署情况见表 4.10.2-3。

表 4.10.2-3 本项目依托采出水处理系统部署情况一览表

序号	站场	处理工艺	处理层位
1	西十转	沉降除油+一体化油田采出水处理装置	长 7
2	岭二联	沉降除油+生化+过滤	长 7
3	城壕采出水处理站	沉降除油+生化+过滤	长 7
4	岭四联	沉降除油+一体化油田水处理装置（气浮+过滤）	长 7
5	岭三联	沉降除油+一体化油田水处理装置（气浮+过滤）	长 7
6	里 148 站	沉降除油+一体化油田水处理装置（气浮+过滤）	长 7
7	庆城联合站	沉降除油+一体化油田水处理装置（气浮+过滤）	长 7
8	岭二十三脱	沉降除油+一体化油田水处理装置（气浮+过滤）	长 7
9	岭十四脱	沉降除油+一体化油田水处理装置（气浮+过滤）	长 7
10	庆五联	沉降除油+一体化油田水处理装置（气浮+过滤）	长 7
11	庄十转	沉降除油+一体化油田水处理装置（气浮+过滤）	长 7
12	庄二联	沉降除油+预处理+两级过滤	长 7
13	庄五转	沉降除油+一体化油田水处理装置（气浮+过滤）	长 7
14	庄一联	沉降除油+微电解氧化预处理+膜过滤	长 7
15	庄四联	沉降除油+一体化油田水处理装置（气浮+过滤）	长 7
16	岭十三转	沉降除油+微电解氧化预处理+过滤工艺	长 7
17	庄五联	沉降除油+微电解氧化+絮凝沉淀+过滤	长 7
18	岭八转	沉降除油+微电解氧化预处理+过滤工艺	长 7

根据现有站场采出水处理系统监测数据（见表 3.4.2-7），依托的采出水处理系统

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)相关要求。因此,从工艺角度分析本项目依托现有采出水处理系统可行。

4.10.2.3 采出水回注系统依托工程及能力校核

页岩油区现阶段属于开采初期,采用体积压裂准自然能量开发,无需部署注水井,本次采出水回注系统均依托现有注水系统,现有注水系统的能力校核见表 4.10.2-4。

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,侏罗系采出水与三叠系采出水不配伍,侏罗系内部各层系配伍,三叠系内部各层系配伍,长 7 层采出水与长 3、长 6、长 8 等三叠系层位配伍良好,与其同层合注,回注层位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。本项目产生的采出水全部回注可行。

表 4.10.2-4 依托站场注水系统能力校核表 **单位: m³/d**

井区	站场	设计规模	当前负荷	富余能力	新增负荷	能力校核结论
里 180	岭二联	1200	801.7	398.3	65.85	满足
	庆五联	1600	972.8	627.2	21.95	满足
悦 60	城壕采出水处理站	1800	1725.8	74.2	61.46	满足
	岭三联	4000	1628.1	2371.9	52.68	满足
	庄八转	1500	523	977	4.39	满足
板 32-合 60	岭三联	4000	1680.78	2319.22	96.58	满足
	庄二联	1500	852.5	647.5	8.78	满足
西 294-庄 57	西十转	500	336	164	131.7	满足
	岭八转	1000	520	480	52.68	满足
	岭十三转	1000	247.8	752.2	17.56	满足
	岭二十三脱	100	65	35	26.34	满足
里 89 南	里 148 站	800	374.2	425.8	35.12	满足
里 89 北	岭四联	1000	193.4	806.6	70.24	满足
	岭十四脱	300	260	40	17.6	满足
庆城	庆城联合站	1000	667.1	332.9	122.92	满足
	庄二联	1500	861.28	638.72	30.73	满足
乐 206	庄十转	2500	2365.1	134.9	13.17	满足
	庄一联	2000	1225.5	774.5	26.34	满足
固 1	庄五转	600	456.4	143.6	70.24	满足
	庄一联	2000	1251.84	748.16	13.17	满足

4.10.2.5 伴生气回收利用系统依托工程及能力校核

本项目依托的伴生气回收利用系统处理能力校核见表 4.10.2-5。根据分析,本次产建开发全部采用密闭集输系统,产生的伴生气在满足站场加热炉燃料利用的基础上均可通过依托伴生气综合利用工程进行回收利用,项目依托可行。

表 4.10.2-5 伴生气利用能力校核表 **单位: 10⁴m³/d**

序号	井区	名称	设计规模	当前气量	富余处理能力	本次新增利用量	可行性
1	里 89 北	岭四联轻烃厂	10	6.34	3.66	0.73	可行
		岭一联轻烃厂	3	2.4	0.6	0.18	可行
2	里 89 南	里 148 混烃站	3	0	3	0.36	可行
3	里 180	岭二联 LNG 厂	7	6.29	0.71	0.68	可行
		庆五联轻烃厂+LNG	8	3.85	4.15	0.23	可行
4	西294-庄57	岭十三转轻烃厂	6	4.77	1.23	0.18	可行

		岭八转轻烃厂	2	1.24	0.76	0.55	可行
		西一联轻烃+混烃厂	14	5.72	8.28	1.64	可行
5	悦 60	岭三联轻烃厂	12	8.72	3.28	0.55	可行
		庄四联轻烃厂	5	2.64	2.36	0.05	可行
		悦联站轻烃厂	4	3.25	0.75	0.63	可行
6	板32-合60	岭三联轻烃厂	12	9.27	2.73	1.00	可行
		庄二联轻（混）烃厂	7.5	6.35	1.15	0.09	可行
7	庆城	庆城联合站轻烃厂	10	7.13	2.87	1.27	可行
		庄二联轻（混）烃厂	7.5	6.44	1.06	0.32	可行
8	固 1	庄一联轻烃厂	6	3.52	2.48	0.77	可行
9	乐 206	庄一联轻烃厂	6	4.29	1.71	0.12	可行
		庄五联混烃厂	15	0	15	0.24	可行

注：部分二厂、十厂、十二厂共用站场已考虑 2025 年新增气量。

4.10.2.6 危废贮存点依托工程

(1) 依托危废点基本情况

本项目依托利用既有危险废物贮存点 6 处，其中属于页岩油开发分公司管理的 5 处，属于第十二采油厂管理的 1 处，所依托危废贮存点具体情况见表 4.10.2-6。

表 4.10.2-6 依托危废贮存点情况表

序号	暂存点名称	地理位置	占地面积	有效容积	本项目依托井区
1	庄 159-47	固城乡鹳子湾村	270m ²	300m ³	固 1、乐 206
2	华 H47	城壕镇火莲湾村	144m ²	150m ³	悦 60
3	华 H28	三十里铺镇王家庄	144m ²	150m ³	里 89 北、里 89 南、里 180、西 294-庄 57
4	庆 H37	高楼乡花村村蒿树咀	144m ²	150m ³	庆城
5	庆 H39	高楼乡花村	450m ²	500m ³	
6	华 H100	庆城县南庄乡何堰村	144m ²	150m ³	板 32-合 60

(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，项目所依托危废贮存点采用轻型门式钢架钢结构设计，地基基础采用柱下独立基础，屋面板采用单层彩色压型钢板，地面采取防渗处理，选用高聚物改性沥青防水作为防渗层，防渗层上下均设置砂浆隔离保护层进行保护，防渗措施满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023），能够实现防风、防雨、防晒、防渗、防漏、防腐功能。同时也能满足《长庆油田油泥临时储存点建设规范》（Q/SYCQ 08009-2019）要求。

(3) 规模依托可行性

本项目投运后危废贮存点储存的危险废物主要为含油污泥、落地油等。根据工程分析，本项目危险废物产生量见表 4.10.2-7。

表 4.10.2-7 施工期和运营期危险固废产生量估算表

阶段	项目	重量/t	密度（t/m ³ ）	体积/m ³
施工期	含油岩屑	156.22	2.5	62.49
	落地油	4.28	0.84	5.10
	含油压裂返排砂	8025	2.5	3210.00
	废防渗材料等	0.4	1.1	0.36
运行期	含油污泥	1740.87	1.6	1088.04

(年产生量)	落地油	2.14	0.84	2.55
	废防渗材料等	1.8	1.1	1.64
合计				4370.17

根据表 4.10.2-7，本项目依托贮存点总库容 1400m³，在滚动开发过程中一年内需临时储存的危险废物总量最多为 1092.54m³（按 3 个月清运一次），因此，可以满足本次产建项目危废贮存需求，同时可通过缩短危废贮存时间，增加清运频率提高危废贮存点的贮存能力。

本项目各井区危废拉运均委托有资质的第三方单位，不包括在评价范围。拉运路线主要依托现有地方及油区道路，道路整体情况较好，能够满足运输要求。路线不经过地表水水源保护区，且尽可能避开了人员密集区域，整体来看，拉运路线较为合理。

4.10.2.4 措施作业废水处理系统依托工程

本项目新建 H53 措施返排液处理站 1 座，同时依托区域已有 7 座返排液处理站。施工期压裂返排液和运行期新增措施作业废水全部进入上述措施返排液处理站，采用罐车拉运方式，处理后净化水优先采用罐车拉运至就近的压裂作业平台进行重复利用，仅少量作业废水和反冲洗水依托现有回注井或回注站回注。

(1) 处理工艺达标可行性

各措施返排液处理站均采用“预处理+混凝沉降+过滤+固相脱水”组合工艺，根据对现有相同工艺的合 60 措施返排液处理站、岭四联返措施排液处理站、庆城联合站措施返排液处理站的监测数据，监测结果见表 3.4.2-8，措施返排液处理站出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T 5329-2022)中相关要求，可确保达标回注。

(2) 依托规模的可行性

根据依托工程设计资料及本项目组成表，现有 8 座措施返排液处理站总处理能力 9500m³/d；现有工程运行期措施废液产生量 28840m³/a，本次工程新增油井总数 214 口，新增措施废液 7490m³/a，现有措施废液年处理规模可达 31.35 万 m³/a，完全可以满足本项目的需要。

4.11 定员和工作制度

(1) 劳动定员

根据开发方案，本次建设井场全部为无人值守，新建站场工作人员和井场、管线等巡检人员由各作业区统一调配。

(2) 工作制度

本项目生产系统年工作 7920h，井场年生产约 330d。

4.12 投资估算

根据设计方案，本项目总投资为 661187.87 万元，其中环保投资 2991.2 万元，占总投资的 3.48%。

4.13 主要经济技术指标

本项目主要经济技术指标见表 4.13-1。

表 4.13-1 项目主要经济技术指标

序号	指标名称		单位	数量
1	设计产能规模		10 ⁴ t/a	60.03
2	设计井数	采油井	口	214
3	部署井场	新建井场	座	28
		扩建井场	座	19
		合计	座	47
4	新建站场	扩建联合站	座	1
		增压站	座	5
		混输装置	座	1
5	管道长度	单井管线	km	80.25
		区域完善集油管线	km	27.71
		集油管线	km	8.6
		集气管线	km	28.96
		供气管线	km	17.11
		输油管线	km	9.14
		输水管线	km	50.16
6	工程临时占地面积		hm ²	144.57
7	工程永久占地面积		hm ²	84.67
8	工作制度		h/a	7920
9	总投资		万元	661187.87
10	环保投资		万元	2991.2

5 工程分析

5.1 能耗、物耗

5.1.1 钻井能耗和物耗

(1) 能耗

钻井过程柴油消耗量平均为 30kg/100m，本项目水平井平均钻井深度约 4000m（含水平段），钻井总数为 214 口，则总钻进 85.6 万 m，钻井期柴油总消耗量约 256.8t。

(2) 物耗

本项目施工期原辅材料及能源消耗主要集中在钻井、储层改造和试气过程，根据相关统计资料，钻井工艺主要设施、设备见表 4.7.2-3，钻井过程选取水基钻井液体系，压裂采用低浓度胍胶、VSW、生物胶可回收压裂液体系，每口钻井主要原辅材料用量见表 5.1.1-1，主要原辅材料的组成及性质见表 5.1.1-2，均不涉及重金属、持久性有机污染物等有毒有害物质。

表 5.1.1-1 单井钻井主要原材料消耗

类型	材料名称	主要成分	用量（t）
钻井固井等作业	膨润土	亲水性矿物	27
	重晶石	硫酸钡	20
	纯碱	Na ₂ CO ₃	1.28
	CMC （羧甲基纤维素钠）	C ₈ H ₁₆ NaO ₈	2
	NH ₄ -HPAN （水解聚丙烯腈胺盐）	含有 COOH、COONH ₄ 、CONH ₂ 、CN 等基团构成	3.83
	PAM	聚丙烯酰胺 (C ₃ H ₅ NO) _n	2
	KPAM	聚丙烯酸钾	1.35
	有机硅	有机硅化合物	2.7
	防塌润滑剂	矿物油（或植物油）、水、乳化剂、添加剂组成	2.55
	堵漏剂	锯末、云母、棉籽、核桃壳等	3.83
	降失水剂	降失水单体、碳酸钙	1.05
	缓凝剂	改性淀粉	0.06
	减阻剂	水溶性或油溶性的高分子聚合物	0.12
	粉煤灰漂珠	二氧化硅和三氧化二铝等	5
	G 级水泥	氧化镁、硫酸钙、硅酸钙、铝酸钙等	9
压裂等作业	粘土稳定剂	无机盐类	3
	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	4
	胶凝剂	硝酸铵或硝酸锌	4
	压裂支撑剂	铝矾土（陶粒）	30

表 5.1.1-2

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 ₂ O 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（碱性土）、天然漂白土（酸性土或酸性白土）。膨润土具有强的吸湿性和膨胀性，可吸附 8~15 倍于自身体积的水量，体积膨胀可达数倍至 30 倍；在水介质中能分散成胶凝状和悬浮状，这种介质溶液具有一定的黏滞性、能变性和润滑性；有较强的阳离子交换能力；对各种气体、液体、有机物质有一定的吸附能力，最大吸附量可达 5 倍于自身的重量；与水、泥或细沙的掺和物具有可塑性和黏结性。具有表面活性的酸性漂白土（活性白土、天然漂白土、酸性白土）能吸附有色离子，主要用于石油行业，可吸附石蜡、润滑油等石油类矿物的不饱和烃、硫化物、胶质及沥青质等不稳定物质和有色物质。
重晶石	重晶石是以硫酸钡(BaSO ₄)为主要成分的非金属矿产品，纯重晶石显白色、有光泽，由于杂质及混入物的影响也常呈灰色、浅红色、浅黄色等，其化学性质稳定，不溶于水和盐酸，无磁性和毒性，可用作白色颜料，还可用于化工、造纸、纺织填料，在玻璃生产中可充当助熔剂并增加玻璃的光亮度，其最主要的用途是作为加重剂用于钻井行业中及提炼钡。
CMC	中文名为羧甲基纤维素钠，是目前世界上使用范围最广、用量最大的纤维素种类，分子式 C ₆ H ₁₆ NaO ₈ ，密度 0.5~0.7g/cm ³ ，外观为白色或乳白色纤维状或颗粒状粉末，无臭、无味，无毒，具吸湿性，易分散在水中形成透明胶状溶液，不溶于乙醇、乙醚等有机溶剂，具有粘合、增稠、增强、乳化、保水、悬浮等作用。
纯碱	碳酸钠常温下为白色粉末或颗粒，无味，具有盐的通性和热稳定性，易溶于水和甘油，微溶于无水乙醇，不溶于丙醇。水溶液呈强碱性，相对密度（25℃）2.53，有刺激性，可由氢氧化钠和碳酸发生化学反应结合而成。碳酸钠是一种强碱盐，溶于水后发生水解反应（产生碳酸氢钠和氢氧化钠），使溶液显碱性，有一定腐蚀性，能与酸进行复分解反应，生成相应的盐并放出二氧化碳；稳定性较强，但高温下也可分解，生成氧化钠和二氧化碳；吸湿性强，长期暴露在空气中能吸收空气中的水分及二氧化碳，生成碳酸氢钠，并结成硬块。
NH ₄ -HPAN	NH ₄ -HPAN（水解聚丙烯腈铵盐）是由腈纶丝高温高压下水解制得，为淡黄色粉末。含有-COOH、COONH ₄ 、CONH ₂ 、CN 等基团构成，具有一定的抗温和抗盐能力，且具有耐光、耐腐蚀的功能，由于 NH ₄ ⁺ 在页岩中的镶嵌作用，具有一定的防塌效果。本产品是由聚丙烯腈在高温高压下降解而形成，其主要成份含有羧酸、羧氨基、酰胺基和亚胺基等，其颗粒不易结块。该产品有较强降低钻井液降滤失量和高温高压滤失量，抗温能力强，抗热稳定性好等作用，具有一定的抑制粘土水化和防塌能力，同时具有较好的抗盐以及抗污染的能力。可以直接应用于各种水基钻井液体系中，用作降滤失剂、防塌剂，与聚丙烯钾盐共同使用可以增强降粘的作用，与多种处理剂可以配合使用。
PAM	聚丙烯酰胺，俗称絮凝剂或凝聚剂，是一种水溶性的高分子聚合物，主要用于各种工业废水的絮凝沉降、污泥脱水处理等。固体产品为白色颗粒，有吸湿性、絮凝性、粘合性、降阻性等，固含量≥88%，液态为无色粘稠胶体状，易溶于水，几乎不溶于有机溶剂。应用时宜在常温下溶解，温度超过 120℃ 时易分解。聚合物无毒性、无腐蚀性及燃爆危险性。
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和硅原子相连的化合物，通常把那些通过氧、硫、氮等使有机基与硅原子相连接的化合物也当作有机硅化合物。其中以硅氧键（-Si-O-Si-）为骨架组成的聚硅氧烷，是有机硅化合物中为数最多，应用最广的一类，约占总用量的 90%以上。由于有机硅独特的结构，兼备了无机材料与有机材料的性能，具有表面张力低、粘温系数小、压缩性高、气体渗透性高等基本性质，并具有耐高低温、电气绝缘、耐氧化稳定性、耐候性、难燃、憎水、耐腐蚀、无毒无味以及生理惰性等优异特性，广泛应用于航空航天、电子电气、建筑、运输、化工、纺织、食品、轻工、医疗等行业，其中有机硅主要应用于密封、粘合、润滑、涂层、表面活性、脱模、消泡、抑泡、防水、防潮、惰性填充等。
防塌膨润土	水基型润滑剂包括可溶性液、半合成液和合成液三种。可溶性油（又称乳化液）是由矿物油（或植物油）、水、乳化剂、添加剂组成的。它既具有油基型润滑剂润滑性好的优点，又具有水冷却性能良好的优点，同时也减少润滑剂使用过程中着火的危险。不足之处是容易被微生物污染而变质、腐败，影响其使用寿命；可溶性油通常配成浓缩液形式，使用时通常用水稀释成 1%~5%的水包油型稀乳化液。
桥塞堵漏剂	堵漏剂是一种凝结硬化快，小时强度高，具有微膨胀的水硬性材料，此原料无毒无味，经严格筛选，性能卓越，操作简便，用水调和即可使用，可在潮湿面上施工，亦可带水堵漏，效果奇特，此原料可广泛用于房屋，地下，水下，流沙隧道等工程的堵漏，止水，抢修，灌注及渗漏工程的施工和堵漏维修等。

水泥	粉状水硬性无机胶凝材料。加水搅拌后成浆体，能在空气中硬化或者在水中更好的硬化，并能把砂、石等材料牢固地胶结在一起，硬化后不但强度较高，而且还能抵抗淡水或含盐水的侵蚀。长期以来，它作为一种重要的胶凝材料，广泛应用于土木建筑、水利、国防等工程。
粉煤灰漂珠	一种能浮于水面的粉煤灰空心球，呈灰白色，壁薄中空，重量很轻，容重为 720kg/m ³ (重质)，418.8kg/m ³ (轻质)，粒径约 0.1mm，表面封闭而光滑，热导率小，耐火度≥1610℃，是优良的保温耐火材料，广泛用于轻质浇注料的生产和石油钻井方面。漂珠的化学成份以二氧化硅和三氧化二铝为主，具有颗粒细、中空、质轻、高强度、耐磨、耐高温、保温绝缘、绝缘阻燃等多种特性，可用于油田固井、管道防腐保温、海底油田、漂浮装置、油井钻探泥浆减轻剂、石油天然气输送管道等方面。
降失水剂	灰白色或黄褐色粉末，主要用于调整井及一般生产井的固井作业，防止流体窜流，提高固井质量。可与油井水泥和硅石粉、重晶石、钛铁矿、漂珠等多种外掺料配制出适合固井要求的水泥浆。掺量为 1.2~1.6%（占水泥质量），具有良好的防窜能力和一定的防漏能力。
减阻剂	是一种能减少流体在输送时所受阻力的试剂，多为水溶性或油溶性的高分子聚合物。水基乳胶状减阻剂，它是利用稳定剂、表面活性剂等添加剂，将聚合物粉末悬浮在水或水与醇的混合物中。这种产品具有聚合物浓度高、注入方便、在原油中溶解性好等优点，但也存在储存时间短、稳定性较差等缺点。
缓凝剂	延缓混凝土凝结时间而对后期强度无明显影响的外加剂。主要成分为多羟基化合物、羟基羧酸盐及其衍生物、高糖木质素磺酸盐，因其兼有减水作用，也称缓凝减水剂。此外，一些无机盐如氯化锌、硼酸盐、各种磷酸盐也有缓凝作用。掺量为水泥用量的 0.1~0.6%。缓凝剂适用于高温条件下连续灌注混凝土、大体积混凝土、预拌混凝土和泵送混凝土。
压裂助排剂	是一种能帮助酸化、压裂等作业过程中的工作残液从地层返排的化学品。主要为聚氧丙烯聚氧乙烯、脂肪醇醚、磺化琥珀酸、二辛酯钠盐等。
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	压裂支撑剂是一种陶瓷颗粒产品，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。

另外，钻井过程还使用少量增粘剂、乳化剂、页岩抑制剂、降粘剂、增蚀剂、加重剂、杀菌剂、解卡剂和 pH 控制剂等。根据《危险化学品名录（2022 版）》，上述化学品均不属于危险化学品。上述原辅材料暂存要求如下：

- (1)按照原、辅材料化学性质、用途分堆或分室存放于干燥、通风处；
- (2)室外存储应采取防晒、防雨淋、防渗措施，严禁在强光下暴晒；
- (3)应根据原辅材料的用量、供应及运输条件决定站场内原辅材料暂存量，不宜长期储存；
- (4)原辅材料应配备专人负责保管发放，定期查看，确保药品密封性良好。

5.1.2 物料平衡

5.1.2.1 能耗和物耗

根据产建工程设计，预计本项目生产期间消耗电能约 25.55×10⁶kW·h/a；新鲜水消耗量约 10071.6m³/a，主要包括措施作业用水、加热炉循环补充水等。

5.1.2.2 伴生气平衡

据设计单位提供资料，油田开发初期原油伴生气量较大，随着原油开采，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油气比的 50%考虑，在集输过程中逸散损耗及安全原因放空的气量约占产气量的 0.2%。

根据各井区的产能部署情况，本项目新增伴生气全部为管输，由增压机组送至下游站场，在岭十三转轻烃厂、岭二联 LNG 厂、岭三联轻烃厂等站场进行处理后，产生的干

气首先返回站场作为加热炉用气，富余干气在轻烃厂进行再加工生产液化石油气、LNG 等，此外，项目在集输过程中逸散损耗的气量约占 0.2%。本项目总体伴生气回收利用率约 99.8%，伴生气平衡见表 5.1.2-1 和图 5.1.2-1。

表 5.1.2-1 本项目伴生气平衡表 单位：10⁴m³/a

序号	井区	气量	占比统计（%）
1	里 89 北	300.70	9.49
	里 89 南	120.28	3.80
	里 180	300.70	9.49
	悦 60	405.94	12.81
	西 294-庄 57	781.81	24.67
	庆城	526.22	16.61
	板 32-合 60	360.84	11.39
	固 1	252.62	7.97
	乐 206	119.66	3.78
	小计	3168.77	100.00
2	伴生气作新建加热炉燃料利用	380.16	12.00
	里 148 混烃站	118.8	3.75
	岭四联轻烃回收深加工	240.9	7.60
	岭一联轻烃回收深加工	59.4	1.87
	岭二联 LNG 回收深加工	224.4	7.08
	庆五联轻烃厂+LNG 回收深加工	75.9	2.40
	岭十三转轻烃回收深加工	59.4	1.87
	岭八转轻烃回收深加工	181.5	5.73
	西一联轻烃回收深加工	541.2	17.08
	岭三联轻烃回收深加工	421.18	13.29
	悦乐联合站轻烃回收深加工	141.38	4.46
	庄二联轻（混）烃厂回收深加工	135.3	4.27
	庆城联合站轻烃回收深加工	210.01	6.63
	庄一联轻烃回收深加工	293.7	9.27
	庄五联混烃回收深加工	79.2	2.50
	开发过程烃类气体损耗	6.34	0.20
	小计	3168.77	100.00

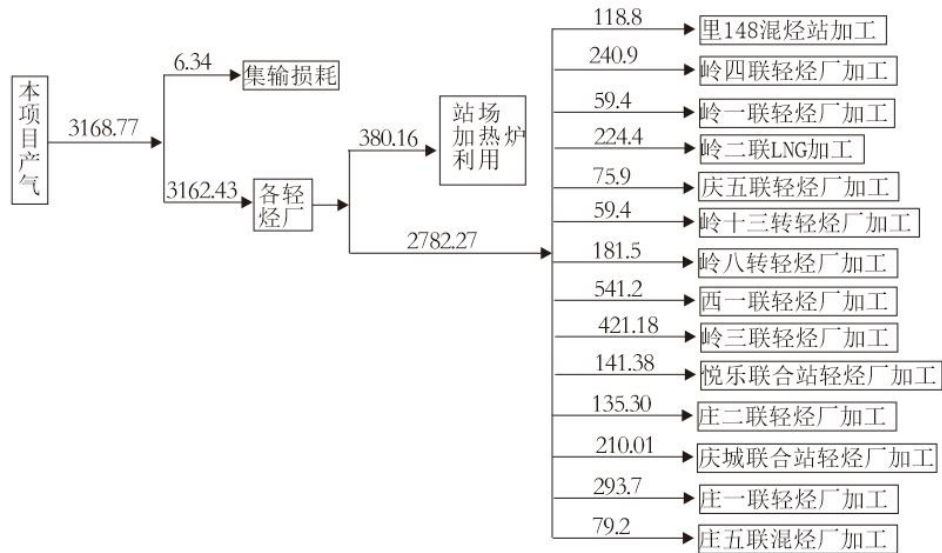


图 5.1.2-1 本项目伴生气平衡图 单位：10⁴m³/a

5.1.2.3 油气集输水平衡

本项目用水单元主要为生产用水，主要包括井下回注水、措施作业用水等。根据工

程整体开发方案及设计资料，井区平均含水率约 30%。本项目建成投运后，各井区措施作业废水和采出水处理达标后，首先用于井场钻井压裂作业使用，多余通过采出水处理站周边回注井回注地层。本项目水平衡见表 5.1.3-2 和图 5.1.3-2。

表 5.1.2-2 本项目水量平衡表 单位：m³/d

用水工序	来源	投入		循环水	产出		去向
		新鲜水	回用水		损耗	利用	
油田注水	原油采出水	/	939.46	/	37.58	901.88	经采出水系统处理达标后，钻井期优先用于压裂作业，多余回注油层
措施作业	水源井	22.7	/	/	4.54	18.16	经措施返排液处理站处理达标后用于压裂作业或回注
加热炉循环	水源井	7.82	/	134.28	7.82	/	蒸发
合计	/	30.52	939.46	134.28	49.94	920.04	/

注：采出水处理系统和作业废水处理系统损耗为水处理过程中进入固态物质的水。

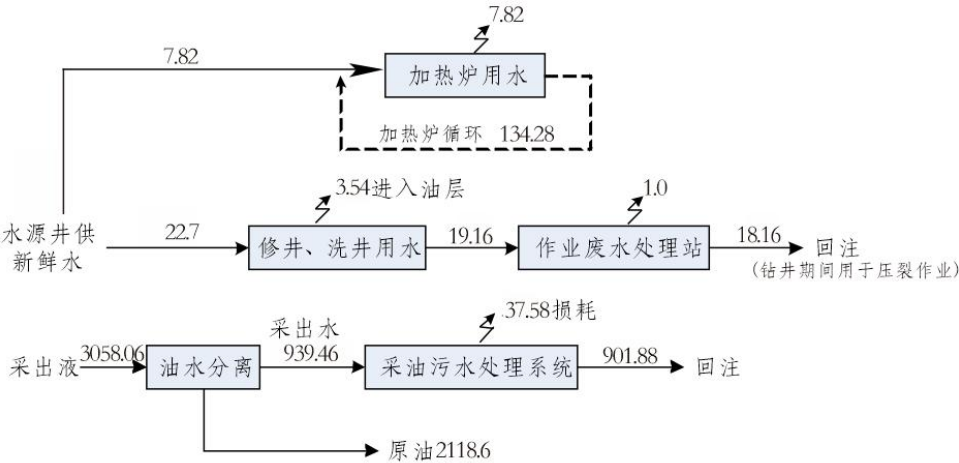


图5.1.2-2 本项目水平衡图 (单位：m³/d)

5.1.3 措施返排液处理能耗和物耗

5.1.3.1 能耗

本项目新建 1 座措施返排液处理站，规模为 1000m³/d，运行期能耗统计见 5.1.3-1。

表 5.1.3-1 措施返排液处理站能耗统计表

序号	项目	消耗量		能量换算指标		能耗 (MJ/a)
		单位	数量	单位	换算值	
1	电力	kWh	79.53×10 ⁴	MJ/(kWh)	10.89	8.66×10 ⁶
2	水	t/a	188.97	MJ/t	2.15	0.04×10 ⁴
3	总能耗	8.66×10 ⁶ MJ/a				

5.1.3.2 物耗

本项目措施返排液处理过程中需投加的药剂主要包括液碱、混凝剂、絮凝剂、阻垢剂、杀菌剂、破乳剂等，其种类、数量及主要成分见表 5.1.3-2 和表 5.1.3-3。

根据《危险化学品目录（2022 版）》，上述化学品中除双氧水（浓度为 0.5%）、液碱属危险化学品外，其余均不属于危险化学品，以上助剂应由专人负责保管发放、在药品间内分类堆存放，下垫上盖，严禁在强光下暴晒，双氧水、烧碱储存应符合《危险化学品安全管理条例》要求。

此外，措施返排液处理过程中含油污水过滤器需定期更换滤料，工程过滤装置使用的滤料种类及数量见表 5.1.3-2。

表 5.1.3-2 措施返排液处理站主要原材料表					
序号	名称	用量	成分	作用	备注
1	液碱	500kg/d	NaOH	预处理单元 pH 调节	30%
2	破胶剂	1340kg/a	0.5%浓度双氧水	预处理单元破胶降粘	根据措施废液情况添加，用量少
2	混凝剂	1300kg/d	聚合氯化铝	分离单元加药	
3	絮凝剂	50kg/d	聚丙烯酰胺	分离单元加药	
4	破乳剂	56kg/d	聚氧乙烯聚氧丙烯聚醚	预处理单元分离油水混合液中油和水	
5	杀菌剂	6.6t/a	季铵盐、醛类	抑制硫酸盐还原菌、腐生菌、铁细菌，抑制细菌正常繁殖代谢	根据措施废液情况添加，用量少
6	滤料	234kg/a	滤袋	过滤单元	/

表 5.1.3-3 主要原辅材料的组成及性质表	
材料名称	物质组成及性质
液碱	液碱即液态状的氢氧化钠，亦称烧碱、苛性钠。现有氯碱厂由于生产工艺的不同，液碱的浓度通常为30-32%或40-42%。纯品为无色透明液体。相对密度1.328-1.349，熔点318.4℃，沸点1390℃。烧碱有极强腐蚀性，皮肤触及时应立即用清水冲洗，溅入眼内时应立即用清水或生理盐水冲洗15分钟，严重时送医院治疗。
破胶剂	过氧化氢（hydrogen peroxide），化学式H ₂ O ₂ 。纯过氧化氢是淡蓝色的黏稠液体，可任意比例与水混溶，是一种强氧化剂，水溶液俗称双氧水，为无色透明液体。其水溶液适用于医用伤口消毒及环境消毒和食品消毒。在不同情况下有氧化作用和还原作用。极易分解，不易久存。
混凝剂 （聚合氯化铝）	聚氯化铝(Poly aluminum Chloride)代号PAC。通常也称作净水剂或混凝剂，它是介于AlCl ₃ 和Al(OH) ₃ 之间的一种水溶性无机高分子聚合物，化学通式为[AL ₂ (OH) _n Cl _{6-n} ·nL _m]其中m代表聚合程度。n表示PAC产品的中性程度。颜色呈黄色或淡黄色、深褐色、深灰色树脂状固体。该产品有较强的架桥吸附性能，在水解过程中，伴随发生凝聚，吸附和沉淀等物理化学过程。聚合氯化铝与传统无机混凝剂的根本区别在于传统无机混凝剂为低分子结晶盐，而聚合氯化铝的结构由形态多变的多元羧基络合物组成，絮凝沉淀速度快，适用 PH 值范围宽，对管道设备无腐蚀性，净水效果明显，能有效支除水中色质SS、COD、BOD及砷、汞等重金属离子，该产品广泛用于饮用水、工业用水和污水处理领域
絮凝剂 （聚丙烯酰胺）	聚丙烯酰胺（PAM）是一种线型高分子聚合物，产品主要分为干粉和胶体两种形式。按其平均分子量可分为低分子量（<100万）、中分子量（200～400万）和高分子量（>700 万）三类。按其结构又可分为非离子型、阴离子型和阳离子型。阴离子型多为 PAM 的水解体（HPAM）。聚丙烯酰胺的主链上带有大量的酰胺基，化学活性很高，可以改性制取许多聚丙烯酰胺的衍生物，产品已广泛应用于造纸、选矿、采油、冶金、建材、污水处理等行业。聚丙烯酰胺作为润滑剂、悬浮剂、粘土稳定剂、驱油剂、降失水剂和增稠剂，在钻井、酸化、压裂、堵水、固井及二次采油、三次采油中得到了广泛应用，是一种极为重要的油田化学品
破乳剂 （聚氧乙烯聚氧丙烯聚醚）	聚氧乙烯聚氧丙烯嵌段共聚物又称聚醚。非离子表面活性剂。根据聚内烯段的聚合度不同和环氧乙烷的加成分子量不同，以制得一系列非离子表面活性剂，其分子量，亲水亲油平衡值，以及物化特性可在广泛的范围内变化，是液体、膏状或固体。一般分子量大于25为固体。不易吸潮，制成片状长久曝露于空气中，也不会胶结。此化学品为低泡、低毒性物质。由环氧丙烷和环氧乙烷在催化加热条件下嵌段共聚制得。可用作乳化剂、消泡剂、分散剂。
杀菌剂 （季铵盐）	四级铵盐又称季铵盐，英文名 Quaternary Ammonium Salt 。为铵离子中的四个氢原子都被烃基取代而生成的化合物，通式R ₄ N ⁺ ，其中四个烃基R可以相同，也可不同。X多是卤素负离子（F、Cl、Br、I），也可是酸根（如 HSO ₄ 、RCOO等）。具有强烈的杀菌和抑霉防蛀性能。季铵盐分子中的两个烷基是长链烷基的产品，对各种纤维具有良好的柔软作用，能使纤维膨胀柔软，外观美观而平滑，富有良好手感，是一种常用的纤维柔软剂。季铵盐还可作防水剂、缓染剂、石油破乳剂等。

5.1.3.3 水平衡

站内用水量主要为生产用水和少量生活用水，生产用水主要为过滤系统反冲洗水。结合同类项目给排水情况给出本项目实施后水平衡，见表 5.1.3-4 和图 5.1.3-1。

5.1.3-4 措施返排液处理站给排水统计表						单位：m ³ /d
序号	项目	来水量	损耗量	回用量	排水量	备注
1	措施废液	1000	29.2	970.8	0	/
2	反冲洗水	3.04	0	3.04	0	处理后措施返排液

3	生活污水	0.9	0.18	0.72	0	设旱厕用于附近农田施肥
合计		1003.94	29.38	974.56	0	/

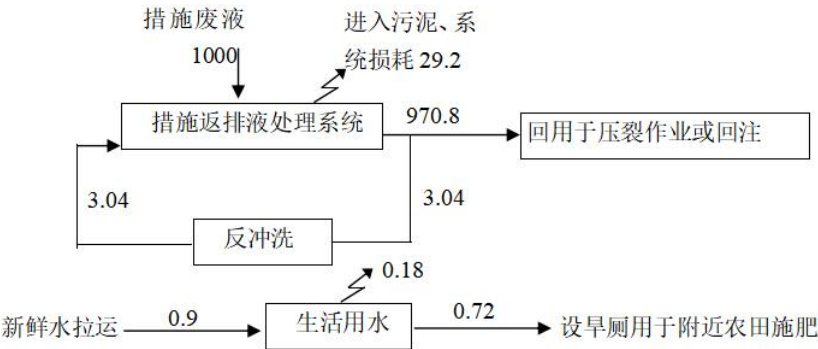


图 5.1.3-1 措施返排液处理站运行期水量平衡图 单位：m³/d

5.2 工艺过程及产污环节分析

5.2.1 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，主要工艺过程有地质勘探与钻井、井下作业、采油、油气集输与处理、储运以及配套的供水、道路建设、供电、通讯等辅助工程。

油田开发过程可分为勘探期、施工期、运行期和退役期四个时期。

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，特点是井数少，分布范围小，影响范围小。

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。本次评价重点关注后三个时期。

油田开发建设施工、生产运行过程主要产污环节详见图 5.2.1-1；主要污染源构成见表 5.2.1-1。

表 5.2.1-1 工程污染源构成

阶段	作业内容	主要污染物	产生位置	环境受体	污染源性质
施工期	钻井	钻井废水、措施返排液	井场	土壤、地下水	临时性质、随作业结束而消失
		柴油机烟气		环境空气	
		废弃钻井泥浆、钻井岩屑、压裂返排砂		土壤、地下水	
		设备、车辆噪声		声环境	
		井喷引起爆炸、火灾		土壤、地表水、环境空气及生态系统、人群	事故状态
	管线敷设	平整施工带、开挖管沟、建设施工便道，施工设备、车辆碾压等	工程设施建设区域内	土壤及植被	临时性质、随作业结束而消失
		施工设备、车辆尾气		环境空气	
		施工设备、车辆噪声		声环境	
		施工固体废物、生活垃圾		土壤、水体	
	道路及站场建设	占用土地、破坏原有土地利用功能		土壤、植被	
运行	采油及原油集输	含油废水、生活污水	站场、井场	地下水、地表水	持续性污染源
		加热炉废气、烃类气体		环境空气	

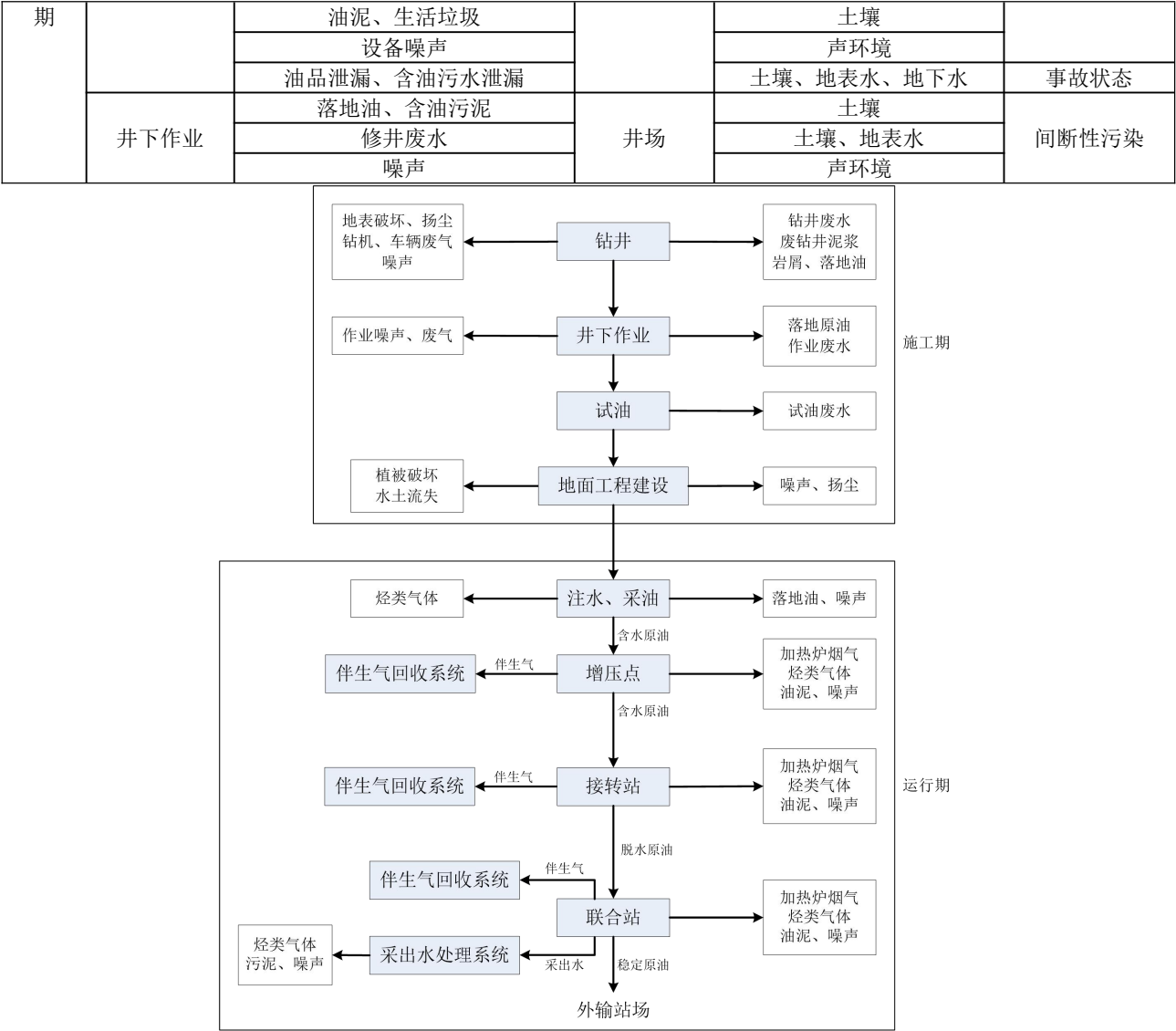


图 5.2.1-1 油田典型开发过程产污环节及环境影响因素示意图

5.2.2 施工期主要施工工艺及产污环节

施工期施工活动主要包括钻井、井下作业、管线敷设、道路建设及地面井场、站场建设等。

5.2.2.1 钻井作业

钻井作业一般包括钻前准备、钻进、录井、测井、固井以及井口安装等工程活动。本项目钻井主要为生产井，是在有开发价值的含油构造上进行作业，以获得油气资源。

钻井工艺按其顺序分为如下过程：

(1) 钻前准备

包括定井位、修路、平井场、供水、供电、钻井设备安装等。

(2) 钻井过程

① 钻进：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：在钻井过程中，随着井深不断加深，接入钻杆增加钻柱长度的作业；

④ 起下钻：如果钻头被磨损或更换不同尺寸钻头，应将井内钻柱全部起出，换新钻头再下钻的作业；

(3) 测井：下套管之前，利用测量地层电阻、自然电位、声波、及放射性等方式确定含油层位等；

(4) 固井：在井眼内下入套管，在套管与井壁环形空间注入水泥浆进行封固，封隔疏松、易塌、易漏等地层，封隔油、气、水层，防止互相窜通，形成油气通道；安装井口，以利于钻井和生产；测量声幅；检查固井质量及确定射孔层位。

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 $\leq 1200\text{m}$ ，采用关井阀；水平段长度 $> 1200\text{m}$ 采用漂浮接箍下套管，确保固井施工效果；

⑤优化水泥浆性能，提高水泥石的柔韧性，防止蹿层；

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

(5)完井：油井钻至设计井深后，下入套管完井或裸眼完井。完井方法应能有效封隔油气水层，减少油气流入井的阻力，防止油气层井壁坍塌，保证长期稳定高产。

(6) 搬迁作业

搬迁作业包括完井后到场地设备全部搬至新井场的时间；搬迁作业主要进行临时建筑拆除、设备撤离及场地恢复工作，本项目主要进行井场钻井设备的搬迁工作，临时建筑，辅助设备用房部分保留用于后续压裂试油作业使用。

钻井过程的产污环节主要包括：

(1) 钻井废水、废弃钻井泥浆、钻井岩屑；

(2) 钻井所用柴油机排放的烟气、噪声；

(3) 修道路、平井场、管线敷设等施工扬尘；

(4) 运输车辆噪声以及车辆尾气。

5.2.2.2 井下作业

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

(1) 射孔

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

(2) 储层改造-压裂

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

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

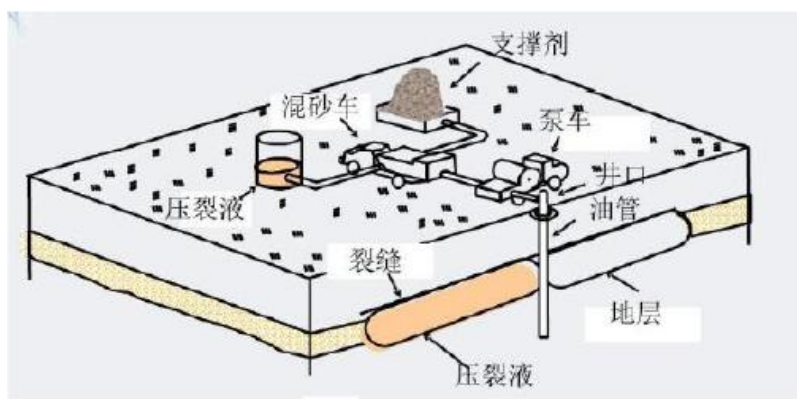


图 5.2.2-1 压裂工程示意图

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

(3) 放喷及排液

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

变化情况。

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

(4) 试油

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

井下作业过程的主要产污环节包括：

- (1)跑冒滴渗漏的各种工作液、落地油与含油污水；
- (2)试油、压裂等井下作业产生的措施返排液、压裂返排砂；
- (3)修井洗井产生的洗井废水；
- (4)操作噪声以及车辆烟气；

钻井及井下作业工艺流程见图 5.2.2-2。

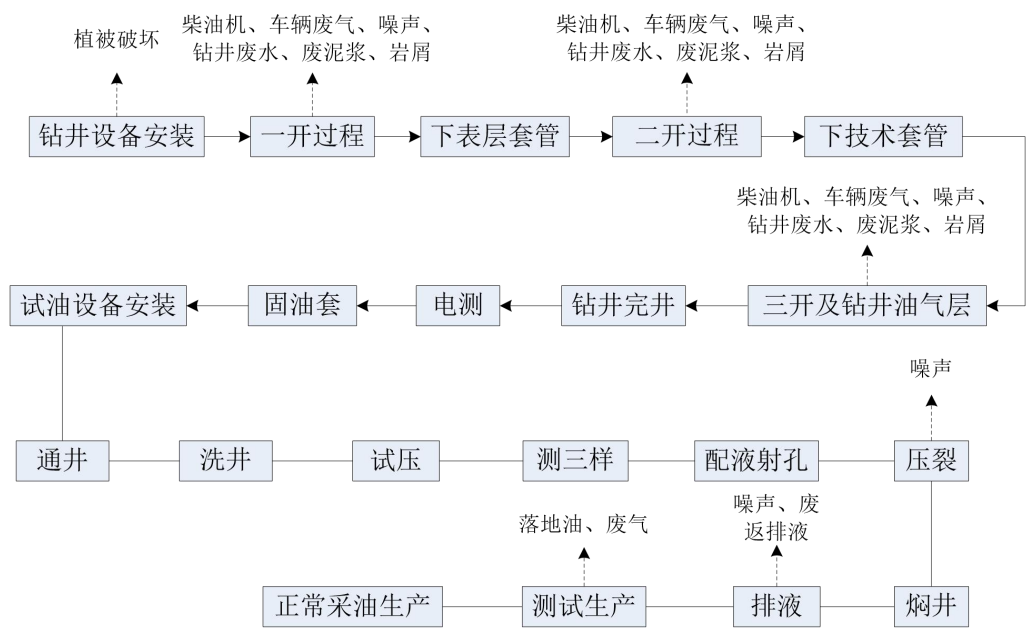


图 5.2.2-2 钻井及措施作业工艺流程及产污环节图

5.2.2.3 地面工程

地面工程主要为井场、站场建设工程，此外还包括各类管线工程、道路工程及其他辅助工程。地面工程工程建设破坏地表植被，改变地表形态，对景观环境产生一定影响。井、站场及管线工程施工流程及产污环节见图 5.2.2-3，道路工程施工流程及产污环节见图 5.2.2-4。

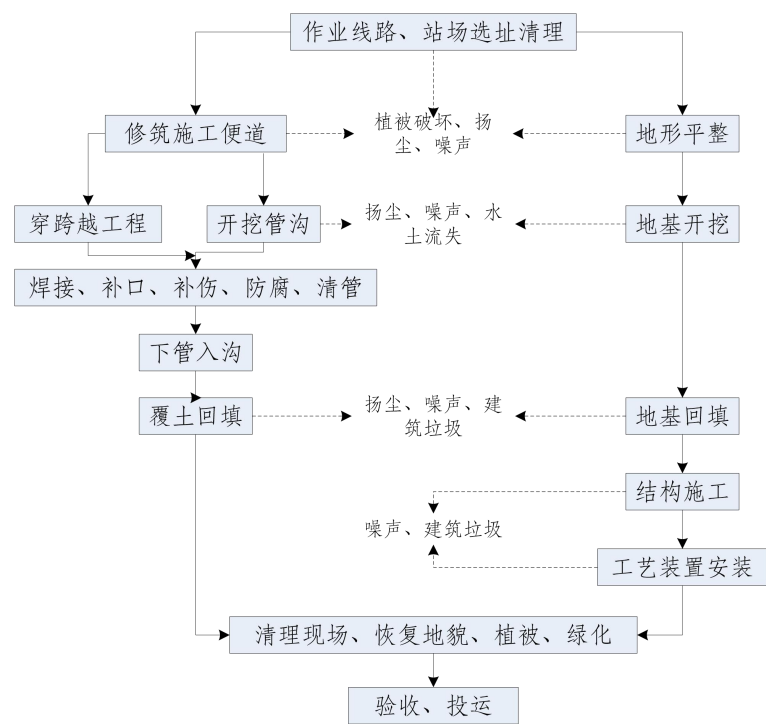


图 5.2.2-3 井、站场及管线工程施工流程及产污环节图

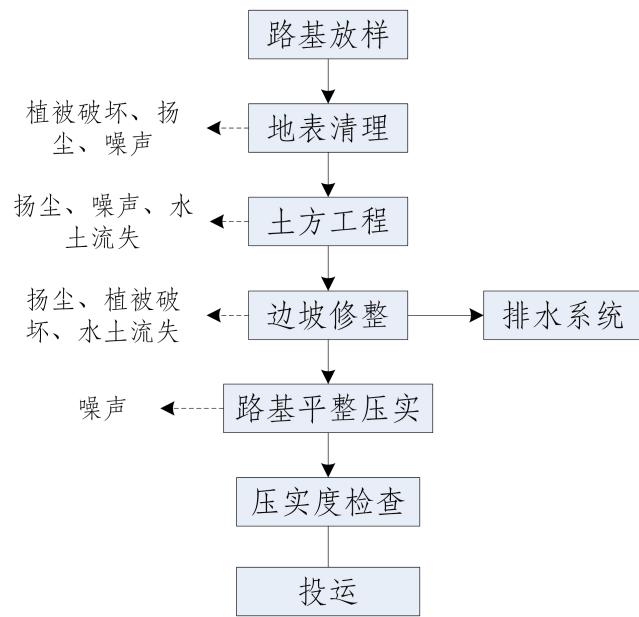


图 5.2.2-4 道路工程施工流程及产污环节图

5.2.3 运行期主要工艺过程及产污环节

5.2.3.1 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。长 7 页岩油基质水驱油实验结果显示，与特低渗、超低渗储层相比，长 7 页岩油水驱油效率低，见水后提高幅度较小，注水开发效果不理想；井下微地震监测结果表明，

长 7 页岩油体积压裂后，缝网复杂，泄油体积大幅提高，体积压裂入地液量大，返排后滞留液量大，水平井周围形成了一个相对高压区，起到能量补充作用，提高了单井产量和累积产量。因此，页岩油初期采用长水平段体积压裂+准自然能量开发，可保持一定阶段稳产，中后期采用注水吞吐等补充能量开发方式，可提高采出程度。本项目属于页岩油开采初期，采用水平井准自然能量开发。

伴随采油过程的进行，将产生油田采出水。油田采出水是在采油作业中从采出液中分离出的废水，其产生量随着油田开采年限的增加呈逐渐上升趋势。

5.2.3.2 油气集输

油气集输就是将油井中产出的原油和伴生气，通过管线逐级输送至下游站场（增压点、接转站和联合站）进行计量和油、气、水分离，分离出的伴生气主要作为油田生产用燃料或综合利用，分离出的油田采出水处理达标后作为回注水进行回注，处理后的净化油在联合站计量后，通过管线外输。

项目原油处理整体工艺流程见图 5.2.3-1 所示。

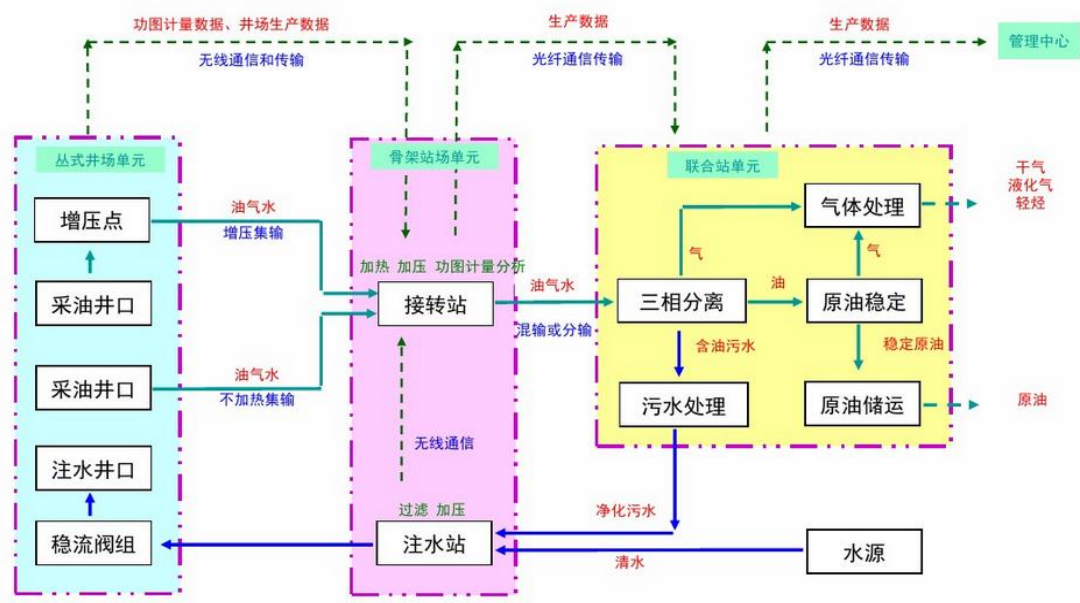


图 5.2.3-1 原油处理工艺整体流程图

本工程涉及的主要站场类型包括增压机组、接转站和联合站，其具体工艺过程及产污环节如下：

(1) 一般增压机组、混输泵橇

增压机组属小型站点，多建于井场附近，主要针对地理位置偏远、集输系统地势起伏变化较大的井组建设，以降低井口气压，增加输送距离，其主要功能包括：对井组来原油进行加热、缓冲、分离、增压、计量后，油气分输至下一站场，其工艺流程见图

5.2.3-2。

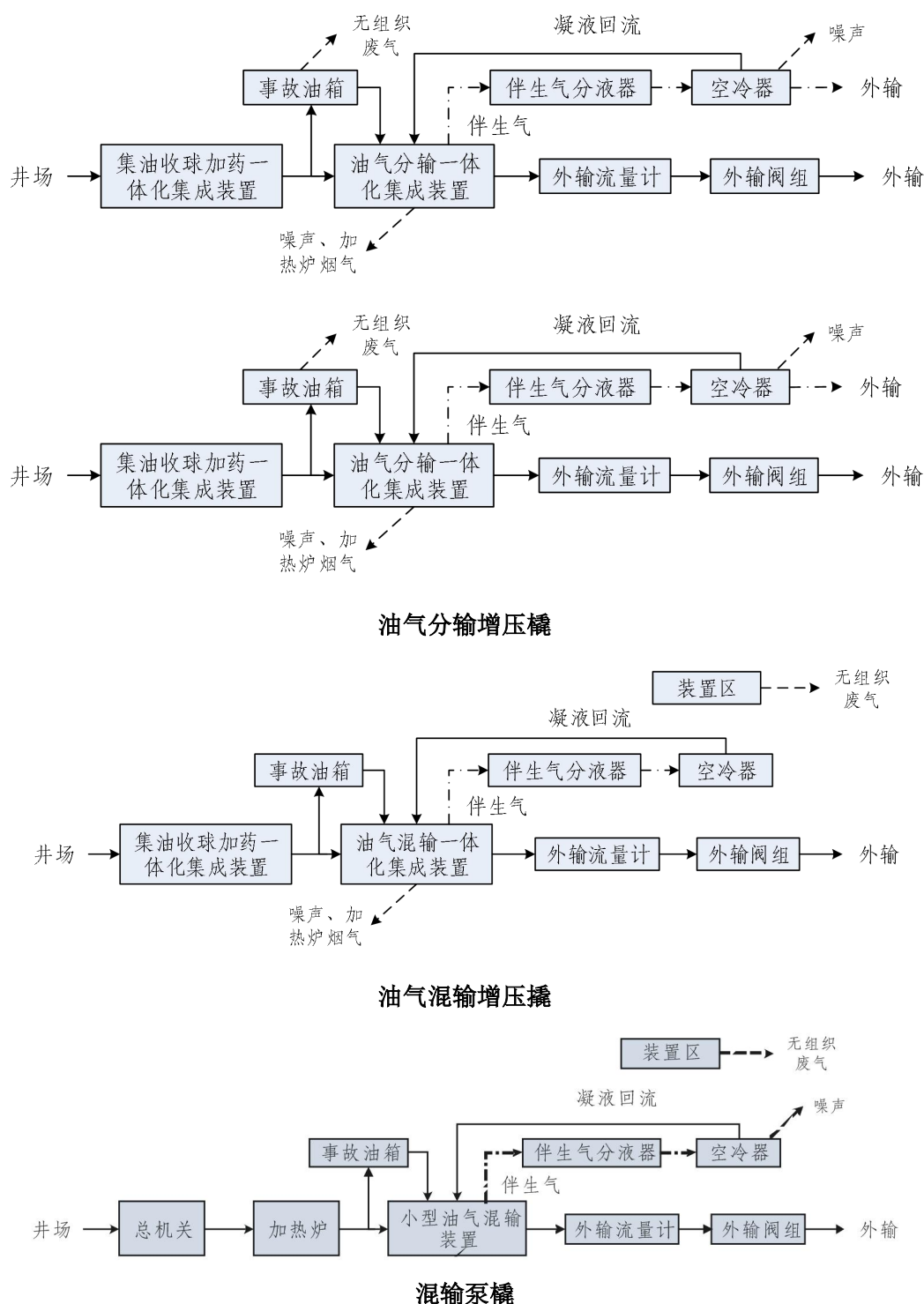


图5.2.3-2 撬装增压机组工艺流程及产污环节图

(2) 规模为 $600\text{m}^3/\text{d}$ 及产气量大的增压站

规模为 $600\text{m}^3/\text{d}$ 及产气量大的增压站由于增压站集输规模较大，且接收下游增压站来气，为实现伴生气的安全输送，需对伴生气进行脱水和增压，采用往复式压缩机增压，无水氯化钙脱水装置脱水，与一般增压站相比，无水氯化钙脱水装置在脱水过程中将会

产生氯化钙浓液，并含有伴生气脱出采出水，设计采用污水储罐收集后，定期送采出水处理站处理后压裂或回注，含增压机脱水增加机组工艺流程见图 5.2.3-3。

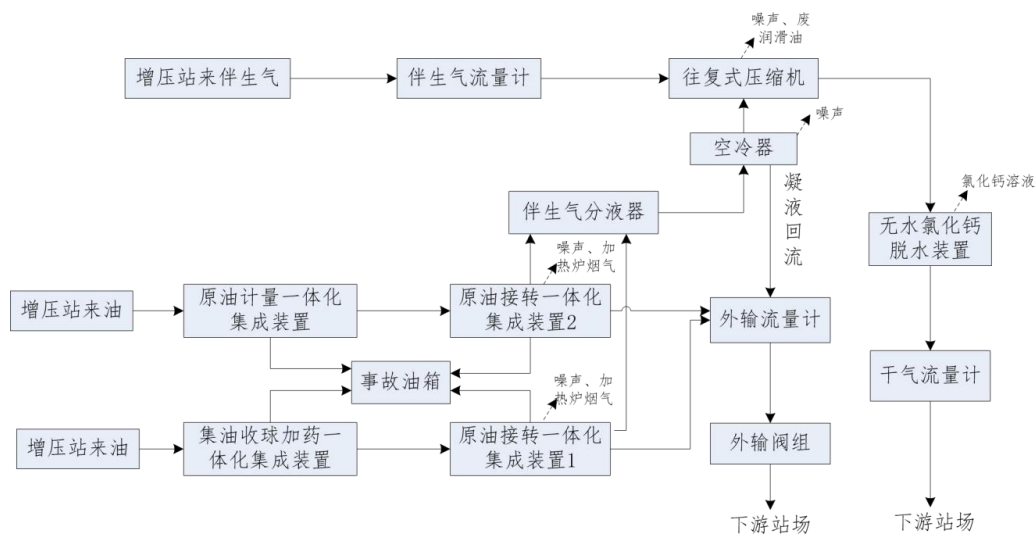


图 5.2.3-3 规模为 600m³/d 及产气量大的增压站工艺流程及产污环节图

无水氯化钙用作消耗性吸收剂作天然气脱水时，无水氯化钙可结合天然气中的水分而形成稳定性较好的结晶水合物，最后形成氯化钙盐溶液。其工艺流程为来自下游井场或增压站的原油经油气分离后，伴生气先增压至 0.6~1MPa 后进入无水氯化钙的脱水塔，从脱水塔分离出的游离水和氯化钙水溶液去排污罐，定期装车外送采出水处理站处理后用于压裂或回注。

(3) 接转站

本项目扩建岭十二转等现有接转站，其主要功能包括原油加热、油气分离、原油及伴生气外输等，工艺流程见图 5.2.3-4。

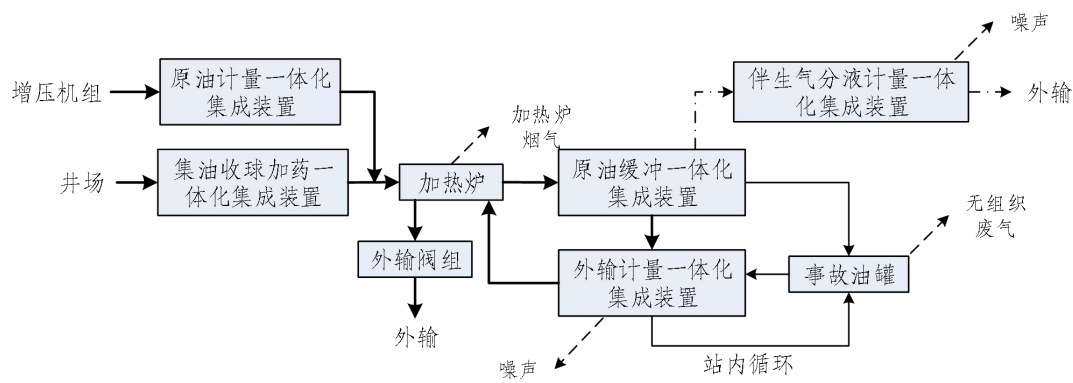


图5.2.3-4 接转站工艺流程及产污环节图

(4) 脱水站

本次依托岭二十三脱水站等现有站场，其主要功能包括原油脱水、油气分离、净化

油与伴生气外输、采出水处理与回注等，工艺流程与产污环节见图 5.2.3-5。

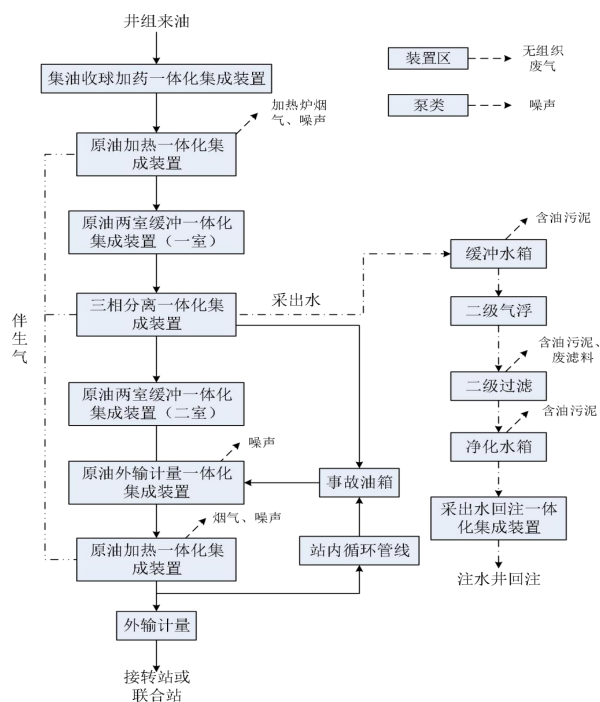


图 5.2.3-5 脱水站工艺流程及产污环节图

(5) 联合站

本项目扩建庆城联合站，依托岭四联、岭二联等现有联合站，其工艺流程和产排污环节见图 5.2.3-6。

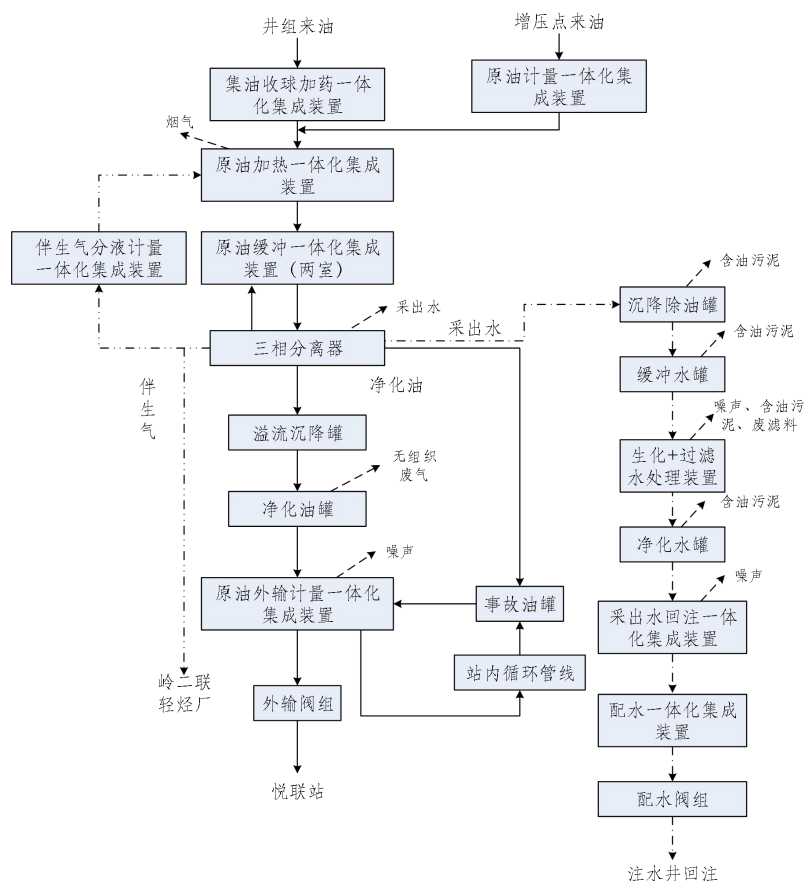


图 5.2.3-6 联合站工艺流程及产排污环节图

5.2.3.3 措施返排液处理

本项目新建 H53 措施返排液处理站，主要功能是措施废液处理，运行期工艺流程及产污环节见图 5.2.3-7，产污环节主要为废水储存与处理过程产生的废气与噪声，污泥脱水与暂存过程产生的废气与噪声。

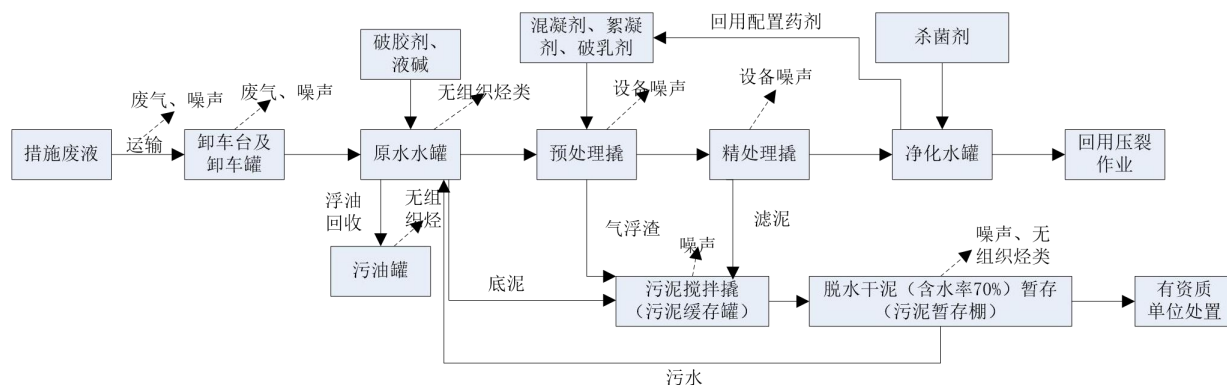


图 5.2.3-7 措施返排液处理站工艺流程及产污环节图

5.2.3.4 注水

长 7 页岩油前期开发无需注水驱油，本项目（里 148 站、西十转、庆城联合站、岭二联、岭三联、岭二十三脱等）均依托现有注水系统的“树枝状干管稳流阀组配水、活动洗井注水工艺流程”回注，注水工艺流程见图 5.2.3-8。

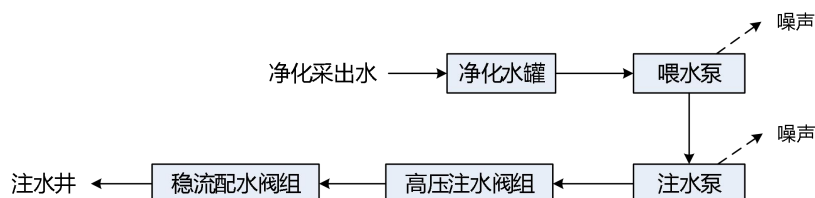


图 5.2.3-8 采出水注水工艺流程及产污环节示意图

5.2.3.5 危废贮存设施

危险废物贮存点正常情况下项目自身无废水和固废产生。运行期产污环节图见图 5.2.3-9 所示。

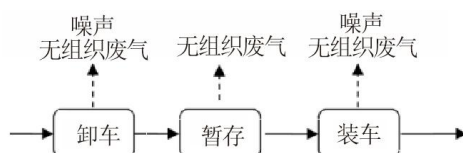


图 5.2.3-9 危险废物贮存点工艺流程及产污节点图

本次新建 6 座污泥减量化装置，主要运行流程为：各站场清罐清池含油污泥由罐车拉运至站点进入原泥罐（4 个 30m³），原泥进入搅拌罐（1 个 5m³）进行加药搅拌后通过板框压滤机进行压滤，压滤出的废水进入储液罐（2 个 30m³）后通过罐车拉至周边采出水处理站处理后回注，压滤剩余的油泥交由有资质的单位处置。运行期产污环节图见图 5.2.3-10 所示。

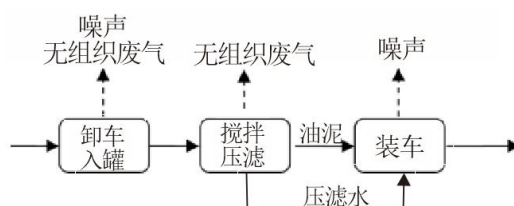


图 5.2.3-10 污泥减量化装置工艺流程及产污节点图

5.2.3.6 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，以进行维护，措施作业包括大小修井、解堵等，其主要作业环节与施工期井下作业基本相同，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等。

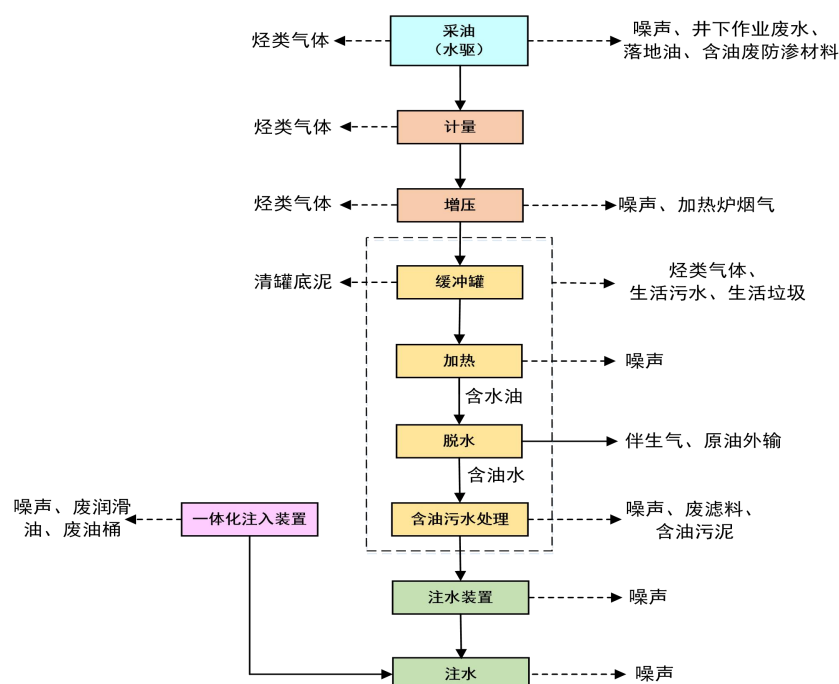


图 5.2.3-11 运行期总体工艺流程及产污环节图

5.2.4 退役期主要工艺过程及产污环节

退役期为油井服务期满后，停运、关闭、恢复土地使用功能的时段。退役期作业内容主要包括拆除井场采油设备、设施，封闭出油层段和采油井口，拆除部分管线等施工过程。其中，封井的主要措施工序如下：

(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 套常規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。

(5) 生态修复措施

井口封闭后，对井场和道路占地进行生态恢复，恢复原有用地功能。

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扬尘、清洗废水、污油泥、废弃设备管线和建筑垃圾等。

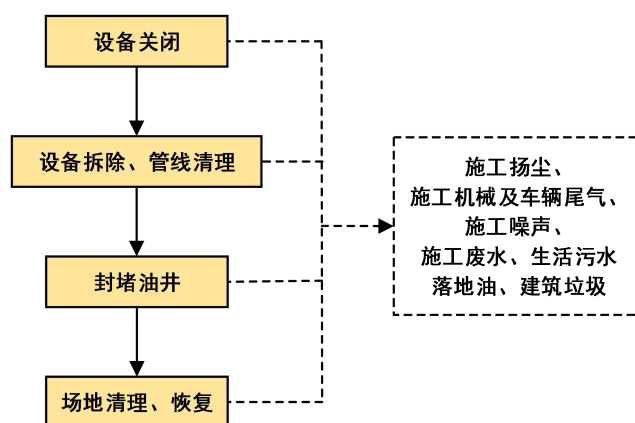


图 5.2.4-1 退役期工艺流程及产污环节图

5.2.5 生态影响因素分析

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

5.2.5.1 施工期

(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、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) 破坏植被

施工期对植物的影响主要有占地面积原有植物的清理、占压及施工人群的干扰。工程不但造成直接破坏区的植被剥离，还将对间接破坏区的植被造成压占，将造成局部区

域生物量的减少。

(3) 破坏、污染土壤

工程对土壤的影响主要表现为对土壤性质、土壤肥力的影响和土壤污染三个方面。工程土方的开挖和回填，将造成土壤结构的改变，进而导致土壤肥力的降低，对当地植被的生长和产量造成一定影响。

(4) 扰动地表，引起新的土壤侵蚀、水土流失

评价区位于黄土梁峁区，主要土壤侵蚀类型为水力侵蚀。工程施工活动将破坏地表植被，如不及时对进行恢复和重建，土壤的新坡面扰动可能成为新的侵蚀点加重水土流失。

(5) 生物多样性

工程施工时的土地开挖、施工噪声等不可避免的会破坏原有地表植被，使其生物量有所降低，对周围的动物产生惊扰，改变土壤微生物的生活环境，从而对整个环境内的生物多样性产生一定影响。

(6) 生态系统完整性

本项目工程占地以草地和旱地为主，因此施工期对农田生态系统和草地生态系统的结构和功能产生一定影响。土地开挖、施工噪声等会导致区域植被覆盖率、生物量有所降低，从而破坏生态系统的完整性。由于本项目占地分散且主要为临时占地，仅对局部生态系统的结构和功能产生临时性影响。

5.2.5.2 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设防绿化，以降低土壤侵蚀，减少水土流失。

5.2.5.3 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。

5.3 污染源分析及源强核算

5.3.1 施工期污染源分析

5.3.1.1 废气

(1) 钻井时柴油机排放的废气

根据《石油石化工业环境统计方法汇编（废气部分）》，钻机柴油机废气排放系数

为 $0.3949 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{t}$ 柴油, NO_x 、 SO_2 和烟尘排污系数分别为 62.8 kg/t 柴油、 4 kg/t 柴油和 1.5 kg/t 柴油。钻井过程柴油消耗量平均为 $30 \text{ kg}/100 \text{ m}$, 本项目平均钻井深度约 4000 m , 钻井总数为 214 口, 则钻井期柴油总消耗量约 256.8 t 。

根据上述排污系数估算, 项目施工期柴油机废气排放量约 $101.41 \times 10^4 \text{ m}^3$, 整个钻井作业期间共排放 NO_x 约 16.13 t 、 SO_2 约 1.03 t 、颗粒物约 0.39 t 。

(2) 车辆排放的尾气

本项目施工期间, 建筑材料及钻井机械运输需要较多车辆, 车辆排放的尾气会对周围大气环境造成一定影响。根据类比调查, 单车日耗油量约 11.52 kg (其中 70% 为柴油、30% 为汽油), 单车平均日排放烃类物质 0.025 kg 、 NO_x 0.034 kg 。本项目施工期初步估算各类运输车辆约 160 辆, 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 0.72 t 、 NO_x 为 0.98 t 。

(3) 施工扬尘

扬尘污染主要发生在施工期管沟、基坑开挖及基础处理、材料运输和土方回填, 以及开辟施工场地与施工便道环节中, 属无组织排放。

① 施工场地表层剥离扬尘

本项目井场、管线表层剥离过程采用挖掘机直接剥离。在剥离过程中会产生的一定的扬尘, 类比同类型项目剥离扬尘量, 本项目剥离扬尘量约为 0.45 t , 但由于排放点接近地面, 在洒水除尘较好的情况下, 抑尘效率达 65%, 因此在表层剥离时对表层适当喷洒一定的水, 可将剥离扬尘量降至最低, 则扬尘排放量为 0.16 t 。

② 管线临时堆土场扬尘

管线施工过程中, 开挖土方在管沟两侧临时堆放时间约 30d。大风天气下易形成无组织排放源。评价采用《无组织排放源常用分析与估算方法》(李亚军, 西北铀矿地质, 2005 年 10 月) 推荐的露天堆放物料无组织排放量估算公式进行计算:

$$Q=0.0666 \times k \times (u-u_0)^3 \times e^{-1.023w} \times M$$

式中: Q —堆场场地起尘量, mg/s ;

u_0 —50 米高度处的扬尘启动风速, 一般取 4.0 m/s ;

u —50 米高度处的风速, 取 4.9 m/s ;

w —物料含水率, 1%;

M —堆场堆放的物料量, 约 $15.6 \times 10^4 \text{ t}$;

k—与堆放物料含水率有关的系数，取 1.019。

经计算，本项目土方堆放场地起尘量为 7712.18mg/s，则管线施工阶段扬尘总排放量为 19.98t。

③ 运输扬尘

施工期井场道路仅简单平整、压实，路面土质较松软，车辆在行驶过程中起尘量较大，评价采用《无组织排放源常用分析与估算方法》（李亚军，西北铀矿地质，2005 年 10 月）推荐的汽车在有散状物料的道路行驶的扬尘估算公示：

$$Q_y = 0.123 \times (V/5) \times (M/6.8)^{0.85} \times (P/0.5)^{0.72}$$

$$Q_t = Q_y \times L \times (Q/M)$$

式中： Q_y —交通运输起尘量，kg/km·辆

Q_t —运输途中起尘量，kg/a；

V—车辆行驶速度，20km/h；

P—道路表面物料量，以每平方米路面灰尘覆盖率来表示，0.05kg/m²；

M—车辆载重，20t/辆；

L—运输距离，20km；

Q—运输量，t/a，根据施工时长取 180d 的运输量。

将参数代入公式计算出项目所在区域车辆扬尘量为 0.235kg/km 辆。本项目施工期各类运输车辆约 160 辆，估算项目施工期道路运输扬尘量约 1.35t。

5.3.1.2 废水

(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收集罐，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收集罐，因此，钻井废水中还含有少量石油类。

钻井废水主要有以下特征：

① 偏碱性：pH 值约 8.0~11.0；

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，且钻井液在循环过程中还携带了部分钻井岩屑，这些固体颗粒很容易进入钻井废水造成悬浮物含量高；

③ 有机、无机污染物含量高：由于钻井液中含有各种有机、无机的钻井液添加剂，

主要有 CMC、PAM、SMC，以及降失水剂等，因此在钻井液循环使用的过程中，钻井液添加剂中的有机、无机污染物易进入钻井废水。

由于长庆油田钻井过程采用的工艺及原辅材料基本一致，本次评价类比第十采油厂《白 498 钻井泥浆压滤液处理站项目环境影响报告书》中对庆阳地区钻井废水的监测数据，钻井废水主要污染物浓度见表 5.3.1-1。

表 5.3.1-1 钻井废水主要污染物浓度 单位:mg/L

序号	污染物	浓度	序号	污染物	浓度
1	pH	7.4	11	总磷	31.3
2	SS	80	12	硒 (ug/L)	0.602
3	溶解性总固体	9924	13	砷 (ug/L)	3.88
4	COD	494	14	铅	0.327
5	BOD ₅	175	15	汞 (ug/L)	0.723
6	氨氮	23.8	16	镉	0.076
7	锰	0.94	17	石油类	0.71
8	铁	1.25	18	总硬度	3653
9	氟化物	1.17	19	氯化物	2417
10	总氮	42.3	20	硫酸盐	99

钻井废水的产生量随着井深和钻井周期变化。根据类比调查，一般每口井产生的钻井废水量约 30m³。本项目计划新钻油井 214 口，钻井废水产生量约 6420m³，经固液分离后用于配制钻井液，循环使用，钻井结束后无法利用的通过罐车送至依托的措施返排液处理站；废弃泥浆经大罐收集、沉降、破胶脱稳、板框压滤后，固相（含水率小于 60%、pH 控制在 6~9）全部在井场内暂存，暂存装置采取防渗漏、防流失、防扬散措施，井场内暂存时间不得超过 1 个月，委托有资质第三方集中处置。分离的液相在井场内循环利用，无法利用的送至依托的油田措施返排液处理站处理达标后回注。

(2) 措施返排液

油井试油是在油井钻井完成后，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。压裂是利用地面高压泵组，将前置液注入井中，通过井底高压在地层中产生裂缝，将带有支撑剂的携砂液注入缝中，并在缝中填以支撑剂。停泵后，压裂液粘度在破胶剂的作用下逐渐降低返排至地面，并在地层中形成具有高导流能力的支撑裂缝，有利于原油从地层渗入井筒。压裂结束后，试油废水与压裂液集中返排，井下作业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，如果返排至地面的试油压裂液不经过处理而外排，将会对周围环境造成污染。页岩油水平井压裂阶段产液量大、液量波动大、含水率早期高的特点，建设单位拟在部分井场加装返排液处理装

置，满足新钻井口措施返排液处理需求。处理后的返排液入罐储存，回用于附近井场压裂。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，进入返排液处理装置分离处理，处理后的采出液进入压裂储水罐，就近回用至附近井场压裂，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。本项目拟新钻采油井 214 口，则施工期措施返排液产生量约为 107×10⁴m³，根据陇东地区现有措施返排液处理站进口浓度数据统计，水质指标见表 5.3.1-2。

开采过程中产生的措施返排液全部回收入罐，优先在井场处理后循环利用，压裂结束后无法利用的分批次运往措施返排液处理站处理后回注。

表 5.3.1-2措施返排液水质指标

废液类型	pH	含油量 (mg/L)	悬浮物 (mg/L)	矿化度 (mg/L)	色度 (度)	粘度 (mPa·s)	溶解氧 (mg/L)
措施返排液	6~9	20~50	200~1000	5000~10000	500~2000	2~15	1~3

(3) 管道试压废水

本项目新建管线敷设完成后全部需采用清水进行试压，管线总长度为 221.93km（同沟敷设 25.35km，同沟管线按同一管线计）。试压过程采用车载式试压设备，试压后的废水经沉砂罐沉淀后，澄清水返回储水箱重复使用。根据计算，本项目管线试压最大用水量为 982.9m³，试压废水产生量约 933.76m³，试压废水通过罐车运至各作业区措施返排液处理站处理达标后回注，不外排。

(4) 生活污水

本项目部署采油井场 47 座，其中扩建井场 19 座，油井总数 214 口。根据建设单位提供的资料，单井平均钻井周期 40 天、压裂周期 40 天，考虑钻机安装、拆除及泥浆处理等作业时间，保守估计单座井场的总施工时间 120 天，增压机组等小型站场施工天数按 60 天计，改造站场施工时间约 30 天。

本项目施工阶段多位于用水不便地区，施工期生活用水指标参照《甘肃省行业用水定额（2023 版）》中农村分散式供水地区定额，人均用水 60L/d，排污系数取 0.8。经估算，施工期生活污水产生量 8812.8m³。

表 5.3.1-3施工期人员生活污水产生量核算表

序号	类型	数量 (座)	施工天数 (d)	施工人员 (人/座)	用水定额 (m ³ /d)	用水量 (m ³)	排污系数	污水产生量 (m ³)
1	井场	47	120	30	0.06	10152	0.8	8121.6
2	增压机组、混输撬	6	60	20	0.06	432	0.8	345.6
3	改扩建站	8	30	30	0.06	432	0.8	345.6
总计								8812.8

生活污水中的主要污染物为 COD、BOD、氨氮、SS 等，参考该区域近年来油田开发及参考相关数据文献，生活污水水质指标 COD 浓度为 350mg/L，BOD₅为 170mg/L、氨氮为 20mg/L、SS 为 200mg/L。据现场调查，施工场地均设有环保厕所，粪便定期清运作为附近村庄农家肥使用，生活污水仅为少量盥洗水，用于站场洒水降尘，保证生活污水不外排。

5.3.1.3 噪声

油田施工期噪声影响较明显，流动声源较多，主要噪声源为钻井作业中的柴油机、泥浆泵、钻机以及管线、道路施工过程中的装载机、推土机等施工机械和运输车辆，按声源性质可分为流动声源和连续稳态声源，施工期主要噪声源及源强见表 5.3.1-4，钻井过程中局部采取了消声、减震、软连接等降噪减震措施，有一定降噪效果。

表 5.3.1-4		施工期主要噪声源统计表			单位: dB(A)
噪声源位置	设备名称	数量	声源强度	声源性质	备注
单个钻井井场	柴油机	3 台（2 开 1 备）	100~105	连续稳态声源	施工结束后噪声即消失
	钻机	1 台/队	90~95	连续稳态声源	
	柴油发电机	2 台（1 开 1 备）	100~105	连续稳态声源	
	泥浆泵	2 台/队	95~100	连续稳态声源	
	压裂车	1 台/队	95~100	连续稳态声源	
井场泥浆不落地处理系统	振动筛	1 台	85	连续稳态声源	
	离心机	2 台	75	连续稳态声源	
	螺旋输送机	2 台	70	连续稳态声源	
	甩干机	1 台	70	连续稳态声源	
管线、道路、站场施工现场	推土机、装载机、焊机等	若干	85~100	流动声源	

5.3.1.4 固体废物

施工期固体废物主要包括钻井过程中产生的废弃钻井泥浆、钻井岩屑和落地油以及施工人员产生的生活垃圾。固体废物如随意堆放不仅压占土地、污染土壤和地下水，遇大风干燥季节还可能形成扬尘污染。

(1) 废弃钻井泥浆

废弃钻井泥浆是指在钻井过程中无法利用或钻井完工后固液分离的泥浆（压滤后的上清液作为钻井废水，按政策要求 95%进行循环利用，其余 5%罐车拉运至措施返排液处理站进行依托处置），泥浆主要产生于钻井和完井过程中，包括因部分性能不合格或因不适于钻井工程和地质要求而被废弃的钻井泥浆，以及完井时井筒内被清水替出的钻井泥浆等。

本项目钻井采用水基钻井液体系，不包括废弃聚磺体系泥浆，该钻井泥浆基本为无毒性泥浆，已广泛应用于油气田开发企业，不属于《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》中石油开采危险废物，属于《危险废物排除管理清单（2026 年版）》中所

列的固体废物，已排除为危险废物，因此将石油开采过程中的废水基钻井泥浆排除在危险固废类别之外，属于一般工业固体废弃物。

根据《油气田开发与建设与环境影晌》（石油工业出版社），废弃钻井泥浆中各种污染物含量及物理性质见表 5.3.1-5。

表 5.3.1-5 废弃钻井泥浆各污染物含量及物理性质

项目名称		含量
重金属元素（mg/kg）	Cu	41.2
	Cd	0.124
有机物（mg/kg）	总烃	95.3
	酚	0.901
理化性质	pH 值	10.5
	总盐量（g/kg）	0.22
	总碱度（mmol/kg）	84.97
硫化物，（mg/kg）		0.102

废弃钻井泥浆呈液态细腻胶状，主要成分是粘土，含少量石油类物质、CMC（羧甲基纤维素）和纯碱等，其产生量与井深和井径密切相关，可按以下经验公式推算：

$$V=0.125\pi D^2h+18(h-1000)/500+116$$

式中：V—废弃钻井泥浆产生量，m³；
D—井的直径（一开 0.445m，二开 0.3112m，三开 0.2159），m；
h—本项目单井平均进尺，m。

根据计算，项目平均单井产生的废弃钻井泥浆量约为 338.01m³，由于单个井场内多口钻井间泥浆循环使用，

通过“钻井泥浆不落地”处理工艺，可实现井间及井场间钻井泥浆循环利用。根据对各采油厂 2021 年开展的钻井泥浆不落地处理试点井场实际钻井施工进行调研，通过重复利用，泥浆的回收利用率可达到 95%以上，则本项目中每口钻井实际产生的废弃泥浆约 16.9m³/口。本项目拟钻油井 214 口，钻井结束后共产生废弃钻井泥浆 3616.6m³，合计 4159.09t（1.15t/m³）。废弃泥浆经大罐收集、沉降、破胶脱稳、板框压滤后，固相（含水率小于 60%、pH 控制在 6~9）全部在井场内暂存，暂存装置采取防渗漏、防流失、防扬散措施，井场内暂存时间不得超过 1 个月，委托有资质第三方单位外运。

(2) 钻井岩屑

钻井过程中，岩石被钻头破碎成岩屑，其中 50%混入泥浆中，经泥浆循环泵带出井口，经地面振动筛分离，并堆置于井场。岩屑的产生量可按下式计算：

$$W=50\% \times \frac{1}{4} \pi D^2hd$$

式中：W——井场岩屑产生量，t；

D——井直径（一开 0.445m，二开 0.3112m，三开 0.2159），m；

h——井平均深度，m，考虑评价区黄土层较厚，一开按照黄土层计算，不考虑岩屑；

d——岩石密度（取 2.5）， t/m^3 。

根据产建工程油井的直径和平均井深度计算得出，每口油井产生钻井岩屑约 232.92t，则本项目施工期共产生钻井岩屑量约 49844.88t。其中，在井钻接近油藏地层时，岩屑中会夹杂有石油类污染物，称含油岩屑，属于《国家危险废物名录（2025 年版）》中 HW08 类危险废物。根据钻采工程方案，本项目产油层平均含油层厚度约 12.5m，计算得出单口油井钻井含油岩屑最大产生量约 0.73t，则项目含油岩屑最大产生量约 156.22t，其余不含石油类的岩屑共 49688.66t，属于一般固体废物。

环评要求含油岩屑产生后立即装袋、密封，按照《危险废物贮存污染控制标准》等相关标准要求，全部由专用车辆运送至污油泥临时储存点暂存，委托有资质单位进行处置。盛装含油岩屑的袋子全部采用具有防渗、防水功能的 PVC 塑料袋，避免临时储存时对外产生的不利影响。根据“泥浆不落地”要求，固相废弃泥浆经大罐收集、沉降、破胶脱稳、板框压滤后，滤饼（含水率小于 60%、pH 控制在 6~9）与不含油岩屑在井场内暂存，暂存装置采取防渗漏、防流失、防扬散措施，井场内暂存时间不得超过 1 个月，最终统一委托第三方集中处置。

（3）压裂返排砂

本项目油井主要为水平井，压裂施工的返排砂较大，根据建设单位实际井下作业过程中的数据统计约 37.5t/口，本项目拟新钻采油井 214 口，则返排砂产生量约为 8025t，全部通过返排液回收罐收集、返排液后期含有少量原油，清罐后的压裂返排砂按危废处理，运至危废贮存点临时储存，委托有资质单位进行处置。

（4）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，采用清洁作业方式，每口油井作业过程中产生的落地油约 0.02t，本项目新建油井 214 口，共产生落地油 4.28t。井下作业时按照“铺设作业，带罐上岗”的作业模式，在井场铺设防渗材料，并配备泄油器、刮油器等设备，及时收集产生的落地油，落地油回收率 100%，全部运至现有危废贮存点暂存，委托有资质单位进行处置。

（5）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 0.35t，混凝土、碎砖等全部用于回填施工场地，管道切割废料回收利用。

(6) 其它固废

施工期其他固废主要包括压裂及试油作业产生的废防渗布、钻井添加剂的外包装袋、钻机更换的废润滑油及其包装桶、施工过程带罐作业产生的清罐底油泥。其中，废防渗布、钻机更换的废润滑油及其包装桶、清罐底泥均属于《国家危险废物名录（2025 年版）》中 HW08 类危险废物，产生量约 0.4t，钻井添加剂外包装袋均属于一般固废，产生量约 0.5t。

(7) 生活垃圾

参考表 5.3.1-3 中施工期人员配置，按照每人每天产生生活垃圾 0.5kg 计算，本项目施工期总生活垃圾产生量约 91.8t。施工场地设置临时生活垃圾收集筒，生活垃圾统一收集后运至环卫部门指定地点处置。

根据《国家危险废物名录（2025 年版）》、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》、《危险废物排除管理清单（2026 年版）》，施工期固体废物中含油岩屑、落地油、废防渗布、废润滑油及其包装桶、清罐底泥均属于危险废物，以上危废类别、来源、代码、名称和危险特性见表 5.3.1-6。

表 5.3.1-6 施工期危险废物识别表

危废名称	危废类别	行业来源	代码	外观性状	产生量 (t/a)	危险特性
含油岩屑	HW08 废矿物油与含矿物油废物	钻井环节	071-002-08	固体	156.22	T, I
落地油	HW08 废矿物油与含矿物油废物	井下作业环节	071-001-08	半固体、固体	4.28	T, I
压裂返排砂	HW08 废矿物油与含矿物油废物	石油开采-井下作业	071-001-08	石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚	8025	T, I
废防渗材料	HW08 废矿物油与含矿物油废物	场地清理环节	900-249-08	固体	0.4	T, I
废润滑油及包装桶	HW08 废矿物油与含矿物油废物	钻井环节	900-249-08	半固体、固体		T, I

5.3.2 运行期污染源分析

5.3.2.1 废气

(1) 站场加热炉烟气

本项目主要站场新增加热炉配置情况见表 5.3.2-1。经与建设单位沟通后，本项目新建站场加热炉采用处理后的干气作为燃料，加热炉全年运行，年运行时间 7920h。

表 5.3.2-1 本项目新增加热炉配置情况表

序号	站场名称	设计规模	加热炉规模 (kW)	数量 (台)
1	华H53平台增	600m ³ /d	600	1
2	华H204平台增	400m ³ /d	600	1
3	庆H28平台增	400m ³ /d	500	1
4	庆H44平台增	400m ³ /d	500	1

5	合H75平台增	600m ³ /d	600	1
6	庆城联合站	50×10 ⁴ t/a	1200	1

站场加热炉均以陇东油区油田伴生气作为燃料，同时根据《污染源源强核算技术指南 准则 HJ884-2018》、《排污许可证申请与核发技术规范 总则（HJ942-2018）》，应采用污染物实测平均排放浓度计算排放量。本评价收集了 2025 年例行监测数据（见表 3.4.4-1），取监测数据平均值作为本项目加热炉源强，则 NO_x、SO₂ 与颗粒物排放浓度分别为 39.66mg/m³、1.5mg/m³、4.41mg/m³，满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中新建燃气锅炉标准要求。

加热炉废气量参照《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中燃气工业锅炉产污系数表，工业废气量产排系数为 10.7753Nm³/m³-天然气，则本项目加热炉主要污染物排放情况见表 5.3.2-3。

表5.3.2-3 本项目新增加热炉烟气及主要污染物排放情况

站场名称	污染源	用气量 (m³/h)	废气量 (m³/h)	排气筒内径 (m)	烟气温度 (℃)	NO _x			SO ₂			颗粒物		
						排放速率	排放浓度	标准	排放速率	排放浓度	标准	排放速率	排放浓度	标准
						kg/h	mg/m³	mg/m³	kg/h	mg/m³	mg/m³	kg/h	mg/m³	mg/m³
庆城联合站	1200kW加热炉	144	1548.76	0.25	180	0.0614	39.66	200	0.0023	1.5	50	0.0068	4.41	20
华H53平台增	600kW加热炉	72	774.38	0.2	180	0.0307	39.66		0.0012	1.5		0.0034	4.41	
华H204平台增	600kW加热炉	72	774.38	0.2	180	0.0307	39.66		0.0012	1.5		0.0034	4.41	
庆H28平台增	500kW加热炉	60	645.32	0.15	180	0.0256	39.66		0.0010	1.5		0.0028	4.41	
庆H46平台增	500kW加热炉	60	645.32	0.15	180	0.0256	39.66		0.0010	1.5		0.0028	4.41	
合H75平台增	600kW加热炉	72	774.38	0.2	180	0.0307	39.66		0.0012	1.5		0.0034	4.41	
合计		468	5033.48	/	/	0.2047	/	/	0.0077	/	/	0.0228	/	/

注：污染物排放标准执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）新建燃气锅炉排放浓度限值。

(2) 油气集输过程放空、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

运行期间，在原油开采与集输过程中会挥发、泄漏少量烃类气体，主要来自采油井口挥发、场站阀门、泵等设备动静密封点、修井等井下作业等环节。此外，由于站场设备检修或安全（超压时）等原因，部分烃类气体会被放空。

根据项目建设规模，结合开发层位的原始气油比，新增伴生气量按照地层原始油气比的 50%到达地面计算。根据原油损耗统计资料，密闭流程小于 0.2%（石油天然气开采业清洁生产指标体系的研究，李何，《油气田环境保护》2003 年 3 月），估算运行期非甲烷总烃无组织排放量为 18.62t/a，烃类气体产生及排放情况见表 5.3.2-4。

表 5.3.2-4 本项目烃类气体产生及排放情况

序号	井区	输送方式	伴生气产量 (10 ⁴ m ³ /a)	甲烷化 系数	相对 密度	烃类气体无组织 排放量 (10 ⁴ m ³ /a)	非甲烷总烃 产生量 (t/a)
1	里 89 北	管输	300.70	0.74	0.7	0.60	1.42
2	里 89 南	管输	120.28	0.74	0.7	0.24	0.57
3	里 180	管输	300.70	0.74	0.7	0.60	1.42
4	悦 60	管输	405.94	0.74	0.7	0.81	1.91
5	西 294-庄 57	管输	781.81	0.74	0.7	1.56	3.68
6	庆城	管输	526.22	0.74	0.7	1.05	2.48
7	板 32-合 60	管输	360.84	0.74	0.7	0.72	1.70
8	固 1	管输	252.62	0.47	1.07	0.51	3.70
9	乐 206	管输	119.66	0.47	1.07	0.24	1.75
合计				/	/	6.34	18.62

注：相对密度为伴生气密度与空气密度（标干密度为 1.293kg/m³）之比。

② 站场无组织排放烃类

站场无组织排放主要环节为站场设备动静密封点无组织烃类气体排放。

本项目采用原油密闭集输，油气损耗极小。因此，站场的无组织烃类气体排放量参照石油化工组件平均排放系数及排放速率进行核算，计算公式如下：

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

式中：e_{TOC}—密封点的 TOC 排放速率，千克/小时；

F_{A,i}—密封点 i 排放系数，千克/（小时·排放源）；

WF_{TOC}—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）；

N_i—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5.3.2-5 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	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	0.0014	0.01992
	重液体	0.021	0.00862
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
采样连接系统	所有	0.0150	0.0150

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，本项目密封点中阀的排放系数为 0.00403kg/h，泵的排放系数为 0.01992kg/h，法兰、连接件的排放系数为 0.00183kg/h。

本项目新建站场密封点情况及排放速率计算结果见表 5.3.2-6，面源参数见表 5.3.2-7。

表 5.3.2-6 主要建设集输站场装置区无组织排放情况表

序号	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	
			kg/(h·排放源)		kg/h	t/a	kg/h	t/a
1	联合站	阀门	0.00403	6	0.0242	0.1915	0.0063	0.0498
		泵	0.01992	2	0.0398	0.3155	0.0104	0.0820
		法兰、连接件	0.00183	20	0.0366	0.2899	0.0095	0.0754
	小计				0.1006	0.7969	0.0262	0.2072
2	增压站	阀门	0.00403	7	0.0282	0.2234	0.0059	0.0469
		泵	0.01992	1	0.0199	0.1578	0.0042	0.0331
		法兰、连接件	0.00183	12	0.0220	0.1739	0.0046	0.0365
	小计				0.0701×5	0.5551×5	0.0147×5	0.1166×5
3	混输泵橇	阀门	0.00403	4	0.0161	0.1277	0.0052	0.0409
		泵	0.01992	1	0.0199	0.1578	0.0064	0.0505
		法兰、连接件	0.00183	4	0.0073	0.0580	0.0023	0.0186
	小计				0.0434	0.3434	0.0139	0.1099
合计								

表 5.3.2-7 项目站场非甲烷总烃面源参数

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)
庆城联合站装置区	80m×64m	6.0	7920	0.0262
增压站装置区	40m×36m	5.0	7920	0.0147×5
混输泵橇装置区	38m×18m	3.0	7920	0.0139

注：由于本项目增压站均采用标准化设计，因此主要设备均相同，各站的无组织排放量基本相同。

③ 措施返排液处理站、污泥减量化装置无组织烃类

本项目新建措施返排液站 1 座，措施返排液站均不设置锅炉，因此，运行期无相关燃料烟气排放。项目车辆运输尾气量少，不进行定量分析。

措施返排液站废水均采用物化处理工艺，过程基本无生化反应，且原水、处理过程及处理后废水均为中性及微酸性环境，基本无硫化氢、氨气产生，也符合同类项目验收监测实际；运行期大气污染源主要为站场非甲烷总烃无组织排放。

措施返排液处理站非甲烷总烃无组织排放主要来自措施返排液及含油污泥，通过对采取的

工艺和设备进行分析,主要大气无组织污染源包括返排液储存及处理系统装置的逸散废气以及污泥（油）脱水、堆放过程的逸散废气及污油储存逸散废气。

1)污水卸车、储存呼吸及水处理装置的逸散废气（G₁）

措施返排液中非甲烷总烃在卸车、储存及处理过程中可能从液体中挥发出来，该过程无组织逸散量计算十分复杂，评价采用排放系数法估算非甲烷总烃的排放量，估算公式：

$$E=0.001 \cdot V \cdot EFi$$

式中：E—作业废水处理系统非甲烷总烃排放量（t/a）；

V—进作业废水处理站的废水量（m³/a）；

EFi—排放系数，参考《公共场所固定污染源申报空气污染防治费之挥发性有机物排放系数、操作单元（含设备组件）排放系数、控制效率及其他计量规定》，该规定中提出石化废水处理厂废水处理设施排放系数为 0.005kg/m³ 废水。

本项目在不考虑措施返排液处理过程中无组织排放控制措施的情况下，处理过程非甲烷总烃的逸散量见表 5.3.2-8。

表 5.3.2-8 措施返排液处理点废水处理过程中非甲烷总烃散逸量统计表

处理点	处理水量 (m ³ /d)	年运行天 数 (d)	处理废水量 (m ³ /a)	产生系数 kg/m ³	非甲烷总烃产生量 (t/a)
华H53措施返排液处理站	1500	250	375000	0.005	1.875

2) 污泥贮存、脱水及堆放系统的逸散废气（G₂）

含油污泥在储存过程中的非甲烷总烃排放体现以下特征：脱水前后含油污泥均储存于措施返排液站场内，运行期间均会产生非甲烷总烃的无组织排放。

含油污泥主要为原油中的重组分，轻组分相对较少，考虑到含油污泥是由油包水(W/O)、水包油(O/W)乳化液及悬浮固体等成分组成的稳定悬浮乳状胶体，其组成较为稳定，油气挥发相对较难。同时由于原料油泥流动性差，非甲烷总烃挥发主要来自表层油泥。

由于目前尚无准确计算油泥储存期间的非甲烷总烃排放的数学模型，而且也无本油区内已建成的同类项目作为参考。考虑到油泥中轻组分较少，因此本次评价对措施返排液处理站和污泥减量化装置站内污泥脱水装置和污泥暂存棚的非甲烷总烃无组织排放进行整体估算。并按《散装液态石油产品损耗》（GB 11085-1989）中的汽油最高输转损耗 0.18%（甘肃省为 B 类地区）进行估算，本项目含油污泥中石油类在 10%~30%（按 20%计算），则污泥脱水与储存过程中的损失见表 5.3.2-9。

表 5.3.2-9 污泥处理过程中非甲烷总烃散逸量统计表

处理点	污泥产生量 (t/a)	含油量 (t/a)	损耗率 (%)	非甲烷总烃产生量 (t/a)
华H53措施返排液处理站	973.46	194.69	0.18	0.35
污泥减量化装置/座	112	22.4	0.18	0.04

3) 污油储存逸散废气 (G₃)

本次评价对华 H53 措施返排液处理站内污油罐的非甲烷总烃无组织排放进行整体估算。按《散装液态石油产品损耗》(GB 11085-1989) 中的其他油最高贮存损耗 0.01% (不分季节与地区) 进行估算, 则污油暂存过程中的损失见表 5.3.2-10。

表 5.3.2-10 污油暂存过程中非甲烷总烃散逸量统计表			
处理点	污油产生量 (t/a)	损耗率 (%)	非甲烷总烃产生量 (t/a)
华H53措施返排液处理站	13.3	0.01	0.0013

4) 小结

经核算, 本项目措施返排液处理站正常工况下大气污染物总排放量见表 5.3.2-11, 站场无组织源强见表 5.3.2-12。

表 5.3.2-11 正常工况下大气污染物排放量表			
污染源编号	项目	污染物	排放量 (t/a)
1	污水卸车、储存呼吸及处理装置的逸散废气	非甲烷总烃	1.875
2	污泥 (油) 脱水及堆放系统的逸散废气		0.59
3	污油罐散逸废气		0.0013
合计			2.4663

表 5.3.2-12 站场大气污染源无组织排放源强参数				
污染源名称	矩形面源			污染物排放速率 (kg/h)
	长度 (m)	宽度 (m)	有效高度 (m)	NMHC
华H53措施废液处理点	35	30	6	0.2811
污泥减量化装置/座	92	56	6	0.0051

④ 无组织轻烃排放汇总

运营期非甲烷总烃废气产生情况见表 5.3.2-13。

表 5.3.2-13 运行期非甲烷总烃散逸量统计表			
序号	产生环节	非甲烷总烃产生量 (t/a)	备注
1	油气集输过程	18.62	计算过程见表5.3.2-4; 站场无组织排放已计在油气集输总系统排放量
2	措施返排液处理站	2.2263	计算过程见表5.3.2-8~5.3.2-10
3	污泥减量化装置	0.24	计算过程见表5.3.2-9
合计		21.0663	

5.3.2.2 废水

(1) 油田采出水

根据工程整体开发方案, 目前处于开采初期, 井区平均含水率约 30%, 则采出水量为 939.46m³/d。本次各区块采出水处理依托现有西十转、岭二联和城壕采出水处理站等现有站场。采出水处理达标后在钻井期间优先作为压裂用水使用, 多余采出水处理达标后回注油层, 处理回用率 100%。

根据陇东油田相关检测结果及建设单位提供相关资料, 油田采出水主要污染物浓度见表 5.3.2-14 和表 5.3.2-15。

表 5.3.2-14

油田采出水中金属及盐类离子浓度

单位: mg/L

污染物	pH 值	悬浮物	COD	BOD ₅	氨氮	总磷	石油类	挥发酚	硫化物
浓度	8.70~8.72	519~537	1084~1023	244~252	60.3~61.8	4.33~4.39	76.8~77.2	0.04~0.044	0.81~0.84
污染物	阴离子表面活性剂	汞	总铬	六价铬	镉	砷	镍	铅	
浓度	0.629~0.701	0.00004ND	0.17~0.18	0.167~0.172	0.006~0.008	0.0003ND	0.05ND	0.01ND	

表 5.3.2-15

油田采出水中盐类离子浓度

单位: mg/L

污染物	K ⁺	Na ⁺	Mg ²⁺	Ca ²⁺	Sr ²⁺	HCO ₃ ⁻	SO ₄ ²⁻	CO ₃ ²⁻	Cl ⁻	总矿化度
浓度	25~203	3134~23549	26~696	58~3251	10~323	576~3101	407~6576	0	3665~44517	9.0~73.4

(2) 措施作业废水

运行期措施作业主要为大小修井、解堵等,不同措施作业类型的施工环节基本相同,其作业废水主要来自修井过程中的洗井环节,修井作业不定期进行,据类比调查,实施频次一般为每两年一次,平均每口井每次修井产生的洗井废水量约 40~70m³。本项目新建井数共计 214 口,则正常生产时修井等产生的措施作业废水最大量为 7490m³/a。

根据陇东地区现有措施返排液处理站进口浓度数据统计,洗井、修井等措施返排液主要污染物为石油类和 SS 等,废水水质检测数据浓度指标参见表 5.3.2-16 和表 5.3.2-17。

表 5.3.2-16

井下作业废水中污染物浓度

单位: mg/L

污染物	pH 值	悬浮物	COD	BOD ₅	氨氮	总磷	石油类	挥发酚	硫化物
浓度	8.93~8.94	674~681	2903~2934	511~518	93.0~93.6	7.68~7.76	12.6~13.4	0.052~0.056	1.06~1.14
污染物	阴离子表面活性剂	汞	总铬	六价铬	镉	砷	镍	铅	
浓度	0.868~0.886	0.00004ND	0.18~0.19	0.222~0.228	0.006	0.0003ND	0.05ND	0.01ND	

表 5.3.2-17

措施返排液中盐类离子浓度

单位: mg/L

污染物	K ⁺ +Na ⁺	Mg ²⁺	Ca ²⁺	Fe ²⁺ +Fe ³⁺	Ba ²⁺	Cu ²⁺	Zn ²⁺
浓度	2789.3~4620.8	71.5~247.5	127.6~245.3	12.1~187.2	2.3~12.3	2.7~11.3	67.3~178.9
污染物	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	NH ₄ ⁺	NO ₃ ⁻	CO ₃ ²⁻	HCO ₃ ⁻	F ⁻
浓度	3212.3~6438.6	1436.7~2215.3	245.3~2836.8	2.87~7.45	112.4~170.1	191.7~337.4	1.19~4.83

运行期措施作业废水全部通过罐车运至现有站场处理,达标后钻井季节优先用于井下作业,多余水依托现有回注井回注,处理回用率 100%。

(3) 新建水处理系统反冲洗污水

本项目在岭三联、庆城联合站等站场扩建采出水处理过滤系统 5 套,水处理过滤工艺产生反冲洗废水。根据现有站场运行情况,采出水处理系统使用的过滤滤料为核桃壳或纤维球,一般 1 周进行一次反冲洗,采用处理后的采出水进行反冲洗,每次冲洗水用

量约为 10m³，冲洗废水产生量约 2350m³/a，主要污染物为 SS，全部返回采出水处理系统进行处理，不外排。

(4) 油泥压滤水

本次新建 6 座油泥减量化装置，含油污泥压滤水经水罐拉运至附近采出水处理系统出来后回注。

(5) 生活污水

根据井区开发方案，本项目不新增劳动定员，井场正常状况下全封闭运行，无人值守，不产生生活污水。

5.3.2.3 噪声

运行期噪声污染源主要有井场抽油机、各站场泵类及井区内车辆噪声等，项目主要噪声污染源见表 5.3.2-18。

表 5.3.2-18		本项目主要噪声源统计表		单位: dB(A)
噪声源位置	设备名称	数量	声源强度	声源性质
井场	丛式井抽油机	2 机/平台	65~66	低频连续声源
		3 机/平台	66~68	低频连续声源
		4 机/平台	68~70	低频连续声源
		5 机/平台	70~72	低频连续声源
		6 机/平台	72~74	低频连续声源
		7 机/平台	74~76	低频连续声源
庆城联合站	加热炉燃烧器	1 台	75~80	高频连续声源
	外输泵	2 台	75~80	高频连续声源
单个增压机组	输油泵	1 台	80~85	高频连续声源
	伴生气压缩机	1 台	95	高频连续声源
	加热炉燃烧器	1 台	75~80	高频连续声源
	循环水泵	2 台（1 用 1 备）	75~80	高频连续声源
	补水泵	1 台	75~80	高频连续声源
单个混输泵橇	混输泵	1 台	80~85	高频连续声源
措施返排液处理站	卸车泵	2 台（1 用 1 备）	75~80	高频连续声源
	污水提升泵	4 台	75~80	高频连续声源
	污泥泵	1 台	75~80	高频连续声源
	板框压滤机	1 台	75~80	高频连续声源
	输水泵	2 台（1 用 1 备）	85~90	高频连续声源
单个污泥减量化装置	板框压滤机	1 台	75~80	高频连续声源

5.3.2.4 固体废物

(1) 落地油

根据对采油厂的生产运行状况调查及危废台账，油井修井周期通常为两年一次，估算每口井每次产生落地油约 0.02t，通过铺设防渗材料进行收集，回收率可达 100%。项目运行期修井作业过程落地油产生情况见表 5.3.2-19。

表 5.3.2-19		项目修井作业落地油产生排放情况	
序号	项目	数量	
1	油井数量（口）	214	
2	落地油产生量（t/a）	2.14	

3	回收率	100%
4	落地油排放量 (t/a)	0

(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。在集输管线投球清管、含油废水处理和原油脱水过程中，油气管线及各种处理容器和构筑物均会产生含油污泥，其中管线投球清管产生的油泥进入集输系统，最终沉降在罐底。本项目运行期含油污泥主要来自以下环节：①采出水处理系统排泥；②原油储罐清罐油泥；③措施返排液处理系统排泥；④运行期措施作业产生的含油污泥。

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，措施作业油泥产生量约 29.0 吨/万吨。结合以上折算系数和本项目新建产能规模，估算本项目建产后储罐和水处理系统新增含油污泥（含水率约 90%）产生量约 1206.6t/a，直接委托有资质单位清运处置，不暂存；油井措施作业刮削井筒过程中产生含油污泥量约 1740.87t/a，全部依托现有危废贮存点暂存，委托有资质单位定期转运处置。

(3) 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材料、清管废渣、废润滑油及其包装桶，产生量约 1.8t/a，均属于《国家危险废物名录（2025 年版）》中 HW08 类危险废物，收集后送至现有危废贮存点暂存，定期交有资质单位处置。

(4) 废滤料

本项目新建采出水过滤装置 5 套，措施返排液处理站 1 座（含过滤工艺），滤料需定期更换，视使用情况确定更换时间。根据类比调查，每套采出水处理装置平均 2 年对全部滤料更换一次，每次更换产生的废滤料量约为 2~4t，则估算项目新增采出水过滤装置废滤料产生量约 5~10t/a；措施返排液处理站采用滤袋式过滤装置，参考其他处理站运行经验，废滤料产生量约 0.26t/a。

废滤料属危险固废（HW49 其他废物，危险废物代码为 900-041-49），更换时直接交有资质单位安全处置。

(5) 废弃光伏电池板

项目利用井场可利用土地布置光伏发电装置，光伏系统使用寿命 25 年，其中组件寿命 25 年，电缆使用寿命大于 20 年，除人为破坏外基本无损坏，为保障光伏发电正常运行，建设单位需对其定期检查更换，损坏更换下的电池组件以及光伏电池组件和

使用寿命到期后更换下来的电池组件属于一般固废，定期由厂家更换回收。

(6) 生活垃圾

本项目不新增劳动定员，人员内部调拨，不新增生活垃圾，各场站设置垃圾桶，垃圾经收集后交环卫部门集中处置。

依据《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》、《国家危险废物名录（2025 年版）》、《危险废物排除管理清单（2026 年版）》识别危废类别和代码，本项目运行期危险废物的产生、暂存、处置情况及相关要求汇总见表 5.3.2-20。

表5.3.2-20 运行期危险废物的产生、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	2.14	HW08	071-001-08	原油生产采油井口	半固态	石油类、泥砂	T, I	1、危险废物临时暂存设施,防渗系数 ≤ 10 ⁻¹⁰ cm/s,按照《危险废物贮存污染控制标准的要求》采取防风、防雨、防晒措施。 2、最终委托有资质单位定期转运处置。 3、严格执行危险废物转移联单制。
2	含油污泥	1206.6		071-001-08 900-210-08	措施返排液处理、原油储罐和采出水处理系统容器和构筑物等	半固态	石油类、泥砂	T, I	
3	含油污泥、浮渣	1740.87		071-001-08	运行期措施作业	半固态	石油类、泥砂	T, I	
4	废滤料	5.26~10.26	HW49	900-041-49	采出水处理、措施返排液处理	固态	石油类、泥砂	T, I	
5	废防渗布、废润滑油及包装桶等	0.5	HW08	900-249-08	设备维护及修井作业	固态、半固态	石油类	T, I	
6	清管废渣	1.3		251-001-08 071-001-08	管线清管作业、油管检修清洗作业	固态	石油类	T, I	

5.3.2.5 非正常排放

生产装置的非正常排放主要指生产过程中开停车、停电、停水、检修、故障停车时的气体、液体等污染物排放，需做安全处理。在无严格控制措施或污染控制措施失效的情况下，污染物的非正常排放往往成为环境污染的重要因素。

产建工程产生的伴生气主要用于站场加热炉燃料，各站场不设火炬，因此运行期非正常排放主要考虑废水的非正常排放，主要为采出水回注井套外返水及输油管线泄漏等，非正常状况下的排放源强见地下水章节 9.8.2 节。

5.3.3 退役期污染源分析

油田退役期并非所有油水井都同时关闭，而是一个陆续和渐进的过程。在退役期需将那些产能低或者无续采价值的油井陆续关闭，直到将所有井关闭，油田运行结束。在

退役期主要污染源与污染物表现在以下几个方面：

(1) 废气

本项目退役期井场设备的拆除、井口封堵、井场清理等过程中会产生施工扬尘、施工机械及运输车辆尾气，主要污染物为 SO₂、NO_x、颗粒物等。由于项目井场相对较分散，且施工时间较短，施工扬尘影响较小。由于工程施工量较小，且施工现场均在野外，有利于空气的扩散，同时施工机械及运输车辆废气污染源具有间歇性和流动性，因此对局部地区的空气环境影响较小。

(2) 废水

本项目退役期洗井、刮套、管线拆除等过程中会有少量的施工废水产生，该部分废水采用罐车收集后运至各作业区措施返排液处理站处理后回注现役油层，不外排。施工人员生活污水依托附近场站现有设施处理，不外排。

(3) 噪声

本项目退役期噪声主要源自井场设备拆卸和车辆运输产生的噪声。项目退役期噪声对环境的影响是暂时性的，随着施工结束，其影响也随之消失。

(4) 固体废物

本项目退役期地面设施拆除、井场清理等工作中会产生少量建筑垃圾，集中清理收集后，外运至政府指定填埋场填埋处理。废弃管线外运清洗后回收再利用。地面设施拆除、井场清理等工作过程产生的落地油等危险废物，集中收集后暂存于井场移动式危险废物暂存间内，交有危险废物处置资质单位处置。

表 5.3.3-1 项目退役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
拆除作业	施工扬尘、施工机械烟气	站场、井场	环境空气	临时性质、随作业结束而消失
	设备、车辆噪声		声环境	
	施工废水		地表水、地下水	
	落地油、建筑垃圾等		土壤、地下水	

5.3.4 温室气体排放评价

5.3.4.1 温室其他排放源分析

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）》，温室气体核算与报告的排放源类别和气体种类主要包括燃料燃烧二氧化碳（CO₂）排放、火炬燃烧 CO₂ 和甲烷（CH₄）排放、工艺放空 CO₂ 和 CH₄ 排放、设备泄露 CH₄ 逃逸排放、CH₄ 回收利用量、CO₂ 回收利用量以及净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放。温室气体计算公式如下：

$$E_{GHG} = E_{CO_2\text{燃烧}} + E_{GHG\text{火炬}} + \sum_S (E_{GHG\text{工艺}} + E_{GHG\text{逃逸}}) S - E_{CH_4\text{回收}} \dots\dots\dots (1)$$

$$\times GWP_{CH_4\text{回收}} - E_{CO_2\text{回收}} + E_{CO_2\text{净电}} + E_{CO_2\text{净热}}$$

式中： E_{GHG} —企业温室气体排放总量，单位为吨 CO_2 当量；

$E_{CO_2\text{燃烧}}$ —企业由于化石燃料燃烧活动产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2 ；

$E_{GHG\text{火炬}}$ —为企业因火炬燃烧导致的温室气体排放，单位为吨 CO_2 当量；

$E_{GHG\text{工艺}}$ —为企业各业务类型的工艺放空排放，单位为吨 CO_2 当量；

$E_{GHG\text{逃逸}}$ —为企业各业务类型的设备逃逸排放，单位为吨 CO_2 当量；

S —企业涉及的业务类型，包括油气勘探、油气开采、油气处理、油气储运业务；

$E_{CH_4\text{回收}}$ —企业的 CH_4 回收利用量，单位为吨 CH_4 ；

$GWP_{CH_4\text{回收}}$ — CH_4 相比 CO_2 的全球变暖潜势 (GWP) 值。根据 IPCC 第二次评估报告，100 年时间尺度内 1 吨 CH_4 相当于 21 吨 CO_2 的增温能力，因此 GWP_{CH_4} 等于 21；

$E_{CO_2\text{回收}}$ —为企业的 CO_2 回收利用量，单位为吨 CO_2 ；

$E_{CO_2\text{净电}}$ —为企业净购入电力隐含的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2 ；

$E_{CO_2\text{净热}}$ —净热为企业净购入热力隐含的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2 。

根据校核，本项目不涉及购入热力，本项目主要排放的温室气体为锅炉燃烧、火炬燃烧、甲烷及电力隐含的 CO_2 排放。

柴油发电机燃烧、锅炉燃烧、火炬燃烧排放的 CO_2 参照生态环境部发布的《企业温室气体排放核算与报告指南 发电设施》核算，

$$E_{\text{燃烧}} = \sum_{i=1}^n (FC_i \times C_{ar,i} \times OF_i \times \frac{44}{12}) \quad (1)$$

式中： $E_{\text{燃烧}}$ —化石燃料燃烧的排放量，单位为吨二氧化碳 (tCO_2)；

FC_i —第 i 种化石燃料的消耗量，对固体或液体燃料，单位为吨 (t)；对气体燃料，单位为万标准立方米 ($10^4 Nm^3$)；

$C_{ar,i}$ —第 i 种化石燃料的收到基元素碳含量，对固体或液体燃料，单位为吨碳/吨 (tC/t)；对气体燃料，单位为吨碳/万标准立方米 ($tC/10^4 Nm^3$)；

OF_i —第 i 种化石燃料的碳氧化率，以%表示；

44/12—二氧化碳与碳的相对分子质量之比；

i —化石燃料种类代号。

本项目主要使用柴油及伴生气，参照《企业温室气体排放核算与报告指南 发电设施》附录 A 中柴油和天然气相关参数，具体见表 5.3.4-1。

表 5.3.4-1 柴油及天然气相关参数缺省值

能源名称	计量单位	低位发热量 ^f (GJ/t, GJ/10 ⁴ Nm ³)	单位热值含碳量 (tC/GJ)	碳氧化率 (%)
柴油	t	42.652 ^a	0.0202 ^b	98 ^b
天然气	10 ⁴ Nm ³	389.31 ^a	0.01532 ^b	99 ^b

表 5.3.4-2 燃料燃烧 CO₂排放量核算

能源名称	计量单位	使用量	低位发热量 ^f (GJ/t, GJ/10 ⁴ Nm ³)	单位热值含碳量 (tC/GJ)	碳氧化率 (%)	CO ₂ 排放量 (tCO ₂)
柴油	t	256.8	42.652 ^a	0.0202 ^b	98 ^b	795.03
天然气	10 ⁴ Nm ³	380.16	389.31 ^a	0.01532 ^b	99 ^b	8230.37
合计						9025.4

甲烷逃逸排放二氧化碳依据 5.3.2.1 小节核算的甲烷无组织排放进行核算，电力排放二氧化碳具体核算方法如下：

$$AE_{\text{净调入电力}} = AD_{\text{净调入电力}} \times EF_{\text{电力}} \dots\dots\dots (2)$$

式中： $AE_{\text{净调入电力}}$ —净调入电力消耗碳排放量（tCO₂）；

$AD_{\text{净调入电量}}$ —净调入电力消耗量（MWh）；

$EF_{\text{电力}}$ —电力排放因子（tCO₂/MWh），采用国家气候战略中心发布的《2023 年减排项目中国区域电网基准线排放因子》中西北电网均排放因子 0.9014tCO₂/MWh。

具体核算结果如下：

表 5.3.4-3 本项目温室气体排放情况表

行业	燃料燃烧排放二氧化碳（tCO ₂ ）	甲烷逃逸排放二氧化碳（tCO ₂ ）	电力排放二氧化碳（tCO ₂ ）	总温室气体排放量（tCO ₂ ）
其他工业	9025.4	42.30*21=888.3	25.55×10 ⁶ *0.9014/1000=23030.77	32944.47

5.3.4.2 温室气体减排降污措施建议

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，防止井筒结蜡结垢，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，有条件的井场利用网电替代柴油机发电，实施“电代油”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) 工艺技术

部分井场使用 CO₂ 增能体积压裂工艺，代替传统压裂液，减少水资源消耗。

(4) 建设新能源

充分利用井场、站场闲置土地建设分布式光伏电站，减少外购网电。

5.4 污染物排放情况汇总及排放总量核定

5.4.1 污染物排放情况汇总

本次产建工程主要污染物排放汇总见表 5.4.1-1。

表 5.4.1-1 本项目主要污染物排放汇总

时段	要素	污染源	污染物产生量				治理措施及排放去向	
			NO _x	SO ₂	烟尘	烃类		
施工期	大气污染物	钻井废气	16.13t	1.03t	0.39t	/		大气
		车辆废气	0.98t	/	/	0.72t		
		扬尘	/	/	1.35t	/		
	水污染物	废水类型	产生量		主要污染物浓度（mg/L）			治理措施及排放去向
					COD	SS	石油类	
		钻井废水	6420m ³		5000	2250	19.1	用于配制泥浆循环利用
		措施返排液	1070000m ³		2000	1200	200	送措施返排液处理处理站达标后回用于压裂作业
		生活污水	8812.8m ³		COD：350mg/L；BOD：170 mg/L；氨氮：20mg/L；SS：200mg/L			环保厕所，盥洗废水洒水降尘
	固体废物	类型	产生量		处置方式			
		废弃钻井泥浆	4159.09t		一般工业固废，全部入罐暂存，委托有资质单位统一处置			
		钻井岩屑（不含油）	49688.66t		属一般工业固废，与废弃钻井泥浆一起处置			
		含油岩屑	156.22t		属危险固废，暂存于污油泥临时贮存设施，最终送有资质单位处置			
		压裂返排砂	8025t					
		落地油	4.28t					
		废防渗布、废润滑油及其包装桶	0.4t					
		钻井添加剂外包装袋	0.5t		属一般工业固体废物，交资源回收单位回收			
建筑垃圾		0.35t		凝土、碎砖等用于回填施工场地，管道切割废料回收利用				
生活垃圾		91.8t		统一收集运输至环卫部门指定地点处置				
运行期	大气污染物	污染源	污染物产生、排放量				治理措施及排放去向	
			NO _x	SO ₂	烟尘	非甲烷总烃		
		油气集输	/	/	/	21.0663t/a		大气
		加热炉烟气	1.62t/a	0.06t/a	0.18t/a	/		
	水污染物	类型	产生量		主要污染物浓度（mg/L）			治理措施及排放去向
			COD	SS	石油类			

		油田采出水	939.46m³/d	1000	240	300	采出水处理系统处理达标回注
		措施作业废水	7490m³/a	2000	1200	200	送措施返排液处理站处理达标后回注
		水处理系统反冲洗污水	2350m³/a	进入采出水处理系统处理达标后回注油层			
	固体废物	类型	产生量	处置方式			
		落地油	2.14t/a	属危险废物，送有资质单位处置，回收处置率 100%。			
		含油污泥	1206.6t/a	危险废物，送有资质单位处置			
		含油污泥、浮渣	1740.87t/a	危险废物，委托有资质单位定期转运处置			
		废滤料	5.26~10.26t/a	更换时直接交有资质单位安全处置			
		废防渗材料、废润滑油及其包装桶	0.5t/a	危险废物，送有资质单位处置			
		清管废渣	1.3t/a	送有危废资质的单位处理处置			

5.4.2 项目污染物排放总量核定

按污染物排放总量控制原则，评价建议总量控制指标见表 5.4.2-1，总量控制指标应以当地环保部门下达的指标为准。

表 5.4.2-1 总量控制指标（建议）

类别	污染物种类	运行期（t/a）
废气	非甲烷总烃	21.0663
	SO ₂ *	0.06
	NO _x	1.62
	烟尘*	0.18
废水	COD	0
	氨氮	0

注：*为总量控制指标参考因子

① 大气污染物

本项目站场共新建加热炉 6 台，加热炉全部采用油田伴生气作为燃料，排放烟气中主要污染物包括 NO_x、SO₂和烟尘。油田开发项目排放 VOCs 环节主要是站场无组织逸散。

本项目大气污染物氮氧化物和非甲烷总烃总量区域削减量来自第二采油厂和第十二采油厂，详细情况见长庆油田陇东油气开发分公司 2025 年页岩油产能建设工程主要污染物排放总量削减说明书（见附件）。

② 水污染物

生产废水和生活废水处理达标后全部回用，不外排，因此 COD 和氨氮排放总量为 0。

5.4.3 滚动开发前后污染物排放量变化情况

本项目投产前后污染物排放量变化见表 5.4.3-1。

表 5.4.3-1 本项目投产后三废产生量及排放状况总表 单位：t/a

类别	名称	现有工程	扩建工程			扩建工程运行后	
		排放量	产生量	削减量	排放量	排放量	增减量
废气	烟尘	4.966	0.18	0	0.18	5.146	+0.18
	NO _x	81.194	1.62	0	1.62	82.814	+1.62
	SO ₂	3.239	0.06	0	0.06	3.299	+0.06
	非甲烷总烃	110.74	21.0663	0	21.0663	131.8063	+21.0663

废水	COD	0	358.04	358.04	0	0	0
	石油类	0	24.03	24.03	0	0	0
	SS	0	171.58	171.58	0	0	0
固废	落地油	0	2.14	2.14	0	0	0
	含油污泥	0	2947.47	2947.47	0	0	0
	其他危废	0	12.06	12.06	0	0	0

5.5 清洁生产分析

5.5.1 工艺技术选择合理性分析

从页岩油全生命周期开发考虑，以平台为单元，针对大井组、高液量、高气油比以及钻、试、投、运各阶段生产特点，按照“油气水综合利用，生产效益最大化；全系统资源共享，建设过程一体化；多功能高效集成，建设模式集约化；地面系统智能化，运行管理最优化”的建设模式进行地面建设。

(1) 油气水综合利用，生产效益最大化

① 油气密闭综合利用技术

针对大井组平台，推行“平台增压→联合站”的一级布站建设思路，通过“采出物密闭集输、原油集中稳定、深冷轻烃回收、干气综合利用”，实现了平台→联合站全流程密闭处理，最大限度利用油气资源，降低损耗。

② 水资源综合利用

综合钻、试、投、采不同时期的用水需求，采用“多渠道集中供水、返排液优先回用、采出水有效利用”，实现水资源系统的闭环清洁应用，节约水资源。

(2) 全系统资源共享，建设过程一体化

以大井组平台为基本单元，通过“水、电、讯、路超前共建，钻、试、投、采系统共享，工艺设备灵活调用”，地上与地下统筹兼顾、共建共享，实现大平台钻井压裂的“电代油”。

(3) 多功能高效集成，建设模式集约化

① 一体化装置集成技术

中小型站场推行“先大后小”的地面建设方式，采用一体化装置集成和拼接技术，适应生产初期产量高、中后期递减快的特点。根据站场负荷变化，三年后实现装置及设备的灵活调配和重复利用。

② 橇装联合站技术

联合站采用一体化设计，集输、供水、注水、变电所和矿建等多站合建，可节省占地 35%、缩短建设周期 50%，降低投资 10%，同时配套先进的数字化控制系统，可缩减用工 70%以上。

(4) 地面系统智能化，运行管理最优化

全面搭建地面工程信息化、智能化平台，通过“远程集中监控、数据自动采集、后台智能分析、指令实时发布、工况动态匹配”，实现了运行参数自动优化，大幅减少人工干预，体现了节能、高效、无人值守的智能化管理模式。实现站场来油远程紧急切断，三相排污、负压排泥远程控制，自动补药、加药，沉降罐液位远传、自动盘库，集群式泄漏监测系统，三维逆向建模及三维智能巡检，生产预警与预测、智能井筒管控、闭环管理及智能推送、智能全业务管理等。

(5) 光伏发电技术

根据国家“碳达峰、碳中和”发展目标，围绕集团公司“油、气、新”的能源格局部署，结合《长庆油田清洁电力“十四五”发展规划》，推动风光电清洁替代，打造“清洁电力+网电”绿色供电新模式，实现油田绿电替代率最大化。在产能建设的井场、保障点等可利用土地设置光伏发电装置。

5.5.2 能源和原料的清洁性分析

本项目能耗主要为电力和水，均属清洁能源，使用过程中不产生二次污染。同时，项目利用自产伴生气作为部分加热炉燃料，为清洁能源，对环境影响很小。

运行期加工处理的主要原料是产自地下的油气，其他辅料包括压裂液、酸化剂等，均属无毒或低毒性原料，对环境污染较小。

对比《石油和天然气行业清洁生产评价指标体系（试行）》，本项目与采油作业定量评价指标项目基准值对比详见表 5.5.2-1。

表5.5.2-1 与采油作业定量评价指标项目基准值对比情况							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	本项目	对比结论
(1)资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg标煤/t采出液	30	稀油≤65	12.5	优于基准值
(2)资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	10	≥60	不涉及	低于基准值
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	99.8	优于基准值
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	未利用	低于基准值
(3)污染物产生指标	40	落地原油回收率	%	10	100	100	达到基准值
		采油废水回用率	%	10	≥60	100	优于基准值
		油井伴生气外排率	%	10	≤20	0.56	优于基准值
		采油废水有效利用率	%	10	≥80	100	优于基准值

通过对比分析，本项目运行过程中除含油污泥未进行资源化利用，低于基准值外，其余各项指标均达到或优于基准值，说明项目采取的开采工艺处于先进水平。

5.5.3 设备及装置清洁生产分析

本项目均采用管线集输为主，井区开发首先敷设集输管线，以保证投产并能够立即

进入集输流程。油气集输方案对合理回收和利用油气资源、减少环境污染、发挥经济环境效益就显得十分重要，符合清洁生产与循环经济要求。集输流程主要采取以下措施进行密闭集输。

(1) 定压阀回收套管气

在井场采用密闭油井套管，安装定压放气阀回收套管伴生气，当套管气压力达到设定压力后，定压阀打开，套管内伴生气进入集油管线回收系统，避免因放空造成环境污染及资源浪费。对于一些特殊井组，可考虑压缩机集中加压回收。

(2) 橇装站密闭混输/分输技术

采用密闭增压工艺，井组来油直接通过油气混输橇或增压机组外输至接转站或联合站。外输泵采用变频控制，连续输油。

(3) 油气水分离工艺

本项目扩建 1 座联合站及依托现有骨架站场，原油脱水采用加药、管道破乳、油气水三相分离脱水工艺。联合站含水油升温至脱水温度后，进入分离缓冲罐后再入三相分离器脱水，然后再经沉降罐进一步脱水，达到净化油标准。不同脱水流程比较见表 5.5.3-1。

表 5.5.3-1 不同脱水流程比较表

项目 对比流程	运行压力 (表压 MPa)	脱水后 油含水	脱水后 水含油	耗电量 (kJ/t)	脱水温度 (℃)
电脱水	0.3	0.5%	50ppm 以上	54.28	45
三相分离器	0.3	0.3%	300ppm	0	45 以上
大罐沉降脱水	常压	0.5%以下	30ppm	0	40

从表 5.5.3-1 可以看出，三相分离工艺与传统大罐沉降工艺设备相比，脱水流程密闭，避免了油气损耗；体积小，热损失小，同时大大减少占地面积。联合站原油脱水后马上进行稳定，脱水升温的热量能得到有效利用。开发后期油田含水上升，需二段沉降脱水时，可根据需要将流程调整为二段三相分离脱水流程，或三相分离、溢流沉降二段脱水流程。

(4) 运行期井下作业防渗工艺

在落实“带罐上岗、敷设作业”要求的基础上，运行期井下作业改进防渗措施，地面敷设采用清洁生产高分子软体平台。“高分子软体平台”包括基层及其四周的围栏。基层为矩形结构，长边设有拉环，四角设有托架。基层由高强丝制成，内外两面为涂层软体，涂层材料为高分子聚氨酯。较以往防渗布，高分子软体平台重量轻、拉伸强度大、柔韧性、适应性更高。在作业过程中收集和防渗效果更好，且重复利用更高，减少了废防渗布等危险废物产生量和处理费用。

5.5.4 资源、能源的综合利用

(1) 水资源综合利用

为了环境保护和节约用水的需求，本项目生产废水全部送往采出水处理系统、措施返排液处理系统处理，达标后作为生产工艺用水回注地层，循环利用不外排，每年可节约清水量约 31.99 万 m³/a，大大节约了水资源。生活污水处理后全部用作站场和保障点绿化洒水。以上措施不仅符合国家节水技术政策，同时也减少了污染物排放。

(2) 能源的综合利用

本项目集输站场分离产生的伴生气在站内用作加热炉燃料，或输往轻烃厂综合利用，提高了能源利用率，同时大大减轻了燃烧放空的环境污染问题。站场选用先进的加热炉，自动化程度高，管理方便，并设有熄火自动切断气源装置，可确保伴生气燃烧完全，同时降低了能耗，减少了烟气排放。

5.5.5 清洁生产结论

本项目钻井作业阶段采用无毒水基钻井液，产生的钻井废水排入泥浆罐用于配制泥浆，循环利用，不外排；钻井过程采用泥浆不落地工艺，作业现场应对钻井、压裂、试油气过程中产生的废泥浆、岩屑、废水等实行分类收集处置。水基钻井废弃泥浆经大罐收集、沉降、破胶脱稳、板框压滤后，固相含水率不大于 60%，pH 控制在 6-9 后方可出场，送至集中处置单位规范处置，处置去向主要为安全填埋处置或制作烧结砖资源化利用。固液分离后液相循环利用，无法再利用的送至油田措施返排液处理站处理达标后回注。作业现场含油污泥、废弃危险化学品、含油污染物等危险废物分类收集，严禁与水基钻井泥浆和其他废物混合收集、处置。

井下作业阶段按照“铺设作业、带罐上岗”的作业模式，及时回收落地油等固体废物，产生的含油污泥、落地油等危险废物全部委托有资质单位处置，修井、洗井等措施作业产生的返排液经罐车拉运至现有措施返排液处理站处理达标后回注，不外排。

采油作业阶段产生的油田采出水全部进入新建或依托站场油田采出水处理系统处理后达标回注，不外排。根据《石油天然气开采业清洁生产评价指标体系（试行）》，本项目将清洁生产贯穿于设计、建设与生产的全过程，符合清洁生产要求，清洁生产水平达到国内先进水平。

5.5.6 清洁生产建议

- (1) 在施工期应加强资源消耗的管理，控制钻井新鲜水用量、井下作业液用量。
- (2) 探索含油污泥资源化利用途径。

(3) 大力推行全系统资源共享，建设过程一体化，通过“水、电、讯、路超前共建，钻、试、投、采系统共享，工艺设备灵活调用”，实现大平台钻井压裂的“电代油”。

6 区域概况及环境现状调查

本项目井区分布于合水县、环县、庆城县、华池县、宁县 5 县 27 个乡镇，所涉及乡镇属于庆阳地区主要产油区域，其区域环境概况如下。

6.1 自然环境概况

6.1.1 地形地貌

陇东油区地势北高南低，海拔 885~2082m。东依子午岭，北靠羊圈山，西接六盘山，东、西、北三面隆起，中南部低缓，全境呈簸箕形状，故有“陇东盆地”之称。

陇东油区属黄河流域中游黄土高原沟壑区，土壤侵蚀严重，沟壑纵横，地形复杂，主要由塬、沟、梁、峁、丘陵山地组成。本区的地貌单元有塬面、沟坡、沟谷、河川，地面为黄土所覆盖。塬面是黄土高原沟壑区的主要地貌，地形起伏较小，开阔平坦，塬心地面坡度大部分在 5° 左右，塬边向沟谷倾斜。沟坡是塬面和沟谷之间的倾斜面，高程低于塬面，坡度一般在 $7\sim 25^{\circ}$ ，高原沟壑区的沟坡，经开垦阳坡多为坡式梯田，阴坡多为草地。沟谷是沟边线到流水线之间的陡坡地，为现代水力侵蚀而成。沟谷中常有悬崖陡壁出现。由于长期剧烈的流水侵蚀，沟底不断下切，沟头不断延伸，沟岸不断扩张。沟壑与塬面相连，呈“树枝状”分布。沟深坡陡，谷底多呈“V”形发育。因受水力侵蚀，冲沟切割，现代侵蚀活跃，黄土塬面受到严重破坏。

项目区涉及华池、环县、庆城、合水、宁县 5 个县，其中环县、华池县及庆城县北部属黄土丘陵沟壑区第二副区，合水县、宁县及庆城县南部属黄土高原沟壑区。



黄土丘陵沟壑区



黄土高原沟壑区

6.1.2 地质构造

陇东油区位于陕甘宁盆地西南部，属于祁吕贺兰山字型构造体系东部的伊陕盾地，是我国新华夏系第三沉降带控制的大型内陆盆地之一。

盆地的雏型形成于二叠纪中晚期到早三叠世。中三叠世到早白垩世为大型内陆拗陷盆地的发展阶段，地壳运动以沉降为主，形成一个大型箕状拗陷—铜川-庆阳拗陷。三叠纪末拗陷急剧上升隆起，三叠纪大型盆地解体，随即产生侏罗纪大型拗陷盆地，形成现今构造盆地轮廓。燕山运动使侏罗纪盆地解体，东部上升形成斜坡，西部于宁夏天池至环县一线，形成南北向较大幅度拗陷—天环向斜。形成厚达 4000m 以上的沉积，其中下白垩统沉积厚度达 1000m。

早白垩世以后，盆地整体上升，直到上新世才大面积沉降，广大地区接受三趾马红土沉积。第四系的沉积是在上新统的夷平面上发生的，早更新世早期为沿古水文网分布的河湖相三门组，在庆阳以北局部发育午城黄土不整合于上新统之上，厚 10~60m。中更新统离石组、上更新统萨拉乌苏组和马兰组受差异性上升运动影响，在庆阳以南地区厚度最大，达 100~180m，造成现今西北高东南低的地势及水系现状。庆阳一带马莲河西岸存在由离石黄土为主体的最高级残余阶地，马兰黄土阶地在沿现今水系普遍分布，厚度 10~20m。全新统冲积、洪积亚沙土及黄土质亚沙土一般分布于主干河道及一级支沟中。堆积于河谷一、二级阶地的亚沙土厚 3~8m，底部为 3~5m 的沙砾石，河床中沙砾石厚 5~15m，形成良好的含水层。

根据石油钻探资料，区内除缺失志留系与泥盆系岩层外，其它各系均有发育，但前第四系地层大都被新老黄土覆盖，仅有下白垩统出露于深切沟谷中。

根据《中国地震参数区划图》（GB 18306-2001），该区地震烈度Ⅵ度。

6.1.3 气候特征

本项目评价区属中纬度地带大陆性气候。四季分明，冬冷且漫长，夏热而短促，春季雨雪少，经常干旱，秋季多阴雨，空气湿润。本区气候总的特点是降水量小，蒸发量大，湿度低，纬向分带明显。本区降水主要集中在 7、8、9 三个月，有降水强度大、利用系数低、降水年际变化大、易造成灾害等特征。多年平均降水量呈由南向北递减趋势，评价区各县气象要素资料统计见表 6.1.3-1。

表 6.1.3-1		评价区各县近 20 年气象要素资料统计				
气象要素	县、区	华池县	庆城县	环县	合水县	宁县
年平均气温（℃）		8.9	10.2	9.6	10.0	9.9
年极端最高气温（℃）		38.0	38.1	38.6	36.5	39.0
年极端最低气温（℃）		-25.3	-23.4	-24.9	-20.8	-22.5
年平均降水量（mm）		475.8	499.8	427.7	558.5	552.5
年平均蒸发量（mm）		1659.5	1660.9	1476.07	1449.6	1316.6

年无霜期 (d)	150	169	166	164	167
年日照总时数 (h)	2313.9	2471.9	2618.6	2367.4	2325
最大冻土深度 (cm)	80	75	95	82.3	90
年平均风速 (m/s)	1.7	1.6	1.8	1.6	1.6
主导风向	NNW	NNW	NNW	NNW	NNW

6.1.4 地表水

庆阳地区河流水系属黄河水系的支流泾河流域内,主要河流有马莲河、蒲河、洪河、四郎河等四条,除此外,北部有葫芦河,西部有清河和苦水河,均属常年流水河流,枯水年径流量较大,洪峰流量大,含沙量高。除环县洪德以北水质以咸水为主外,其余广大地区以微咸水至淡水为主,矿化度一般小于 3g/L,较适于农灌和人畜饮用。评价区地表水系分布见图 6.1.4-1。

本项目开发区域周边主要河流包括环江、柔远河及支流、固城川、湘乐川、城壕川等,其中环江属马莲河上游。

(1) 马莲河

泾河一级支流,发源于宁夏麻黄山,于环县北部流入本区,流经洪德、环县、庆城、宁县、长庆桥等城镇,于宁县政平入泾河。全长 374.8km,流域面积 19086km²,多年平均径流总量 4.544 亿 m³,流量 14.17m³/s。马莲河上游为高含镁、氯、硫酸盐离子的苦水区,河水矿化度平均 1.4g/L,枯水期达到 1.9g/L,含盐量 0.045%左右,总硬度为 117~208mg/L(以 CaO 计)。马莲河支流较多,主要有元城川、柔远河、城壕川、县川河、固城川、马坊川、合道川、湘乐川、九龙河等。

(2) 柔远河

柔远河是马莲河最大的支流,源于北部县界乔河乡小马岔村,东侧依次接收武家河沟、乔河沟、柔远东沟、柳湾沟、钥匙沟等沟水;西侧依次接收芋子湾沟、小西沟、火烟沟、土坪沟等沟水,流经乔河、柔远、温台、悦乐等乡镇,在上堡子与元城川汇合,全长 49km。流域面积 593km²,主川河床比降 6.6%,出境流量 0.605m³/s,年输沙量 439×10⁴t。

(3) 安山川

安山川发源于甘肃省环县西北部耿湾乡天桥掌安山川,属于马莲河上游环江段支流,于环县木钵镇流入环江。安山川干流长 37km,流域面积 2664km²,境内面,594km²。年平均径流量 0.134 亿 m³。

(4) 蔡家庙沟

马莲河西川一级支流，全长 22.5km，流域面积 320.67km²，流量 0.93m³/s，比降 11.55%，最大洪峰流量 2080m³/s。

(5) 固城川

马莲河一级支流，发源于子午岭林区的午亭子，流经固城、吉岷两个乡，在吉岷沟门前出境，流入宁县的南义乡，于宁县的赵家小台汇入马莲河。在合水县境内河长 63km，平均比降 1.8%，流域面积 694km²，多年平均流量 0.46m³/s。固城川河床为泥质，河谷平坦。固城以上为梢林区，约占流域面积的 55%。植被良好，水土流失轻微；固城往下植被逐渐减少，河床已倒岸。河床两岸耕地平坦肥沃，是合水的主要产粮基地。

(6) 湘乐川

发源于子午岭西麓的兴隆关，于南义乡的寨子河村汇入城北河，河长 64km，流域面积 573km²（不包括平道川），河道平均坡降 2.8%。白吉坡水库以上流域地貌多为林区，集水面积 252km²，河长 19km，平均坡降 14.5%，地表水质良好。白吉坡水库以下到湘乐镇的平道川汇合口河长 26km，平均坡降 5.8%。从湘乐镇到寨子河村河长 19km，平均坡降 1.9%，湘乐川平均流量为 0.58m³/s。

6.1.5 土壤

(1) 土壤类型

根据《中国土壤分类与代码》（GB/T17296-2009）中的分类，评价区土壤类型主要是黄绵土、黑垆土、新积土和灰褐土等 4 个土类，评价区土壤类型见图 6.1.5-1。

(2) 土壤描述

① 黄绵土是在黑垆土各发育层侵蚀殆尽、在裸露出的马兰黄土母质或离石黄土母质上发育形成的一种侵蚀型土壤，是由黄土母质直接耕翻形成的初育土。由于土壤侵蚀严重，表层耕层长期遭侵蚀，只得加深耕作黄土母质层，因而母质特性明显，无明显的剖面发育，为 A-C 型土，成土作用微弱，全剖面上下均匀。由于风成，黄土富含细粉粒，质地、结构均一，疏松绵软，富含石灰，磷钾储量较丰，但有效性差，土壤有机质缺乏，含量仅 5g/kg，含氮量也较低，土壤容量为 1.2~1.4t/cm³，田间持水量 21%~23%。黄绵土由于质地疏松、适耕时间长、耕性良好、透水保墒，因此，施用有机肥和秸秆后容易形成较肥沃的田块，但遭受暴雨后，易造成严重的水土流失。黄绵土主要分布在本区

水土流失严重的黄土丘陵地段和黄土塬边、咀梢、梁峁以及沟谷坡地上，常与黑垆土交错分布，面积最大。

② 黑垆土：黑垆土是陇东地区广泛分布的一种主要耕作土壤，是褐土在长期耕作熟化作用下形成的土壤类型，腐殖层深厚（1m 以上），有机质含量一般在 1%（10g/kg）左右，土壤含水量为 1.2~1.3t/cm³，田间持水量为 21%~23%，发育在马兰黄土母质上，具假菌丝状石灰累积，剖面石灰含量呈上下高、中间低的格局；原位粘化，但无明显粘化层，各层粘粒含量在 13.0%~15.0%。黑垆土保水保肥耕性较好，土层深厚、土质松软、无盐化，易于耕作，适应于各种作物生长，是优良的耕种土壤之一。

③ 灰褐土：灰褐土是腐殖质累积与积钙作用明显的土壤，是山地垂直带中的森林土壤，类似褐土但淋溶作用较弱，粘化作用不明显，整个剖面均显石灰反应，腐殖层厚 20~30cm，有机质积累多，可达 100g/kg，钙积层在 40~60cm 以下出现，土壤肥沃，保水、保土，适宜于森林生长。

④ 新积土为新近冲积、洪积、坡积及塌积或人工堆垫的土壤。成土期短，母质特性明显，属 A-C 型或 (A)-C 型土。

(3) 土壤分布

① 黄绵土分布最广，主要分布在黄土梁峁丘陵、塬边、咀梢以及沟谷坡地上，大部分农耕地属此土壤。

② 黑垆土主要分布在黄土塬区、黄土丘陵区梁峁顶部及沟道、河道的二三级台地上。

③ 灰褐土主要分布于东子午岭及关山等山地梁峁坡地顶部、中下部缓坡地带及沟谷坡脚。

④ 新积土分布于马莲河及葫芦河及其支流两岸的河漫滩、超河漫滩及一级阶地上。

6.1.6 动植物

(1) 动物

根据收集资料及现场调查，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鸟类为主。兽类主要有黄鼬、狗獾、蒙古兔、花鼠、大仓鼠、小家鼠等；野生禽类主要有啄木鸟、小沙百灵、家燕、喜鹊、大嘴乌鸦、麻雀等。野生动物主要分布在林地及灌草丛中。

据调查，评价区内无国家、省级重点保护野生动物。

(2) 植物

评价区植被类型以草丛和农业植被为主，主要分布于黄土谷坡，植被种类为长芒草、大针茅、糙隐子草、阿尔泰狗娃花、铁杆蒿、百里香、冷蒿、达乌里胡枝子、芨蒿、白羊草等；农作物种类以小麦为主，次为高粱、玉米、谷子、糜子、豆类、油菜等，受地形条件限制，农业植被主要分布于黄土塬与河流阶地，同时在部分沟谷坡面有较大面积的梯田分布；灌丛植被种类主要为二色胡枝子灌丛，同时有土庄绣线菊、榛子、虎榛子、灰栒子、忍冬、白刺花、胡颓子、黄蔷薇等。乔木林主要为油松、辽东栎、白桦、山杨、侧柏、柴松和少量的槭树、椴树等。

据现场调查和阅相关资料显示，评价区未发现国家级保护类野生植物。

6.2 环境质量现状

根据石油开发建设项目的污染特点及评价区环境特征，本次评价委托甘肃旭明行建技术检测有限公司对环境空气、地下水、声环境、土壤、包气带污染现状进行了监测。评价区除油田开发外，基本无其它工业活动，实测监测点位结合引用监测点位基本覆盖本年度产建开发井区。因此，现状监测数据可以满足评价要求，基本能反映评价区当前环境现状。

6.2.1 环境空气现状监测与评价

6.2.1.1 项目所在区域达标判定

本项目开发区域位于甘肃省庆阳市，根据庆阳市生态环境局官方网站 2025 年 2 月公开发布的《庆阳市 2024 年 1-12 月份环境空气质量状况》，内含庆阳市 2024 年 1 月～12 月 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO 和 O₃ 六项基本污染物监测数据，见表 6.2.1-1。

表 6.2.1-1 庆阳市区域空气质量现状评价表

监测点名称	污染物	年评价指标	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	超标 倍数	达标 情况
庆城	SO ₂	年平均质量浓度	60	8	13.33	0	达标
	NO ₂	年平均质量浓度	40	17	42.50	0	达标
	PM ₁₀	年平均质量浓度	70	47	67.14	0	达标
	PM _{2.5}	年平均质量浓度	35	26	74.29	0	达标
	CO	第 95 百分位数 24h 平均浓度	4000	1000	25	0	达标
	O ₃	第 90 百分位数	160	144	90	0	达标

		8h 平均浓度					
环县	SO ₂	年平均质量浓度	60	11	18.33	0	达标
	NO ₂	年平均质量浓度	40	30	75	0	达标
	PM ₁₀	年平均质量浓度	70	64	91.43	0	达标
	PM _{2.5}	年平均质量浓度	35	31	88.57	0	达标
	CO	第 95 百分位数 24h 平均浓度	4000	1200	30	0	达标
	O ₃	第 90 百分位数 8h 平均浓度	160	135	84.38	0	达标
华池	SO ₂	年平均质量浓度	60	8	13.33	0	达标
	NO ₂	年平均质量浓度	40	7	17.50	0	达标
	PM ₁₀	年平均质量浓度	70	45	64.29	0	达标
	PM _{2.5}	年平均质量浓度	35	18	51.43	0	达标
	CO	第 95 百分位数 24h 平均浓度	4000	900	22.50	0	达标
	O ₃	第 90 百分位数 8h 平均浓度	160	128	80	0	达标
合水	SO ₂	年平均质量浓度	60	8	13.33	0	达标
	NO ₂	年平均质量浓度	40	9	22.50	0	达标
	PM ₁₀	年平均质量浓度	70	45	64.29	0	达标
	PM _{2.5}	年平均质量浓度	35	27	77.14	0	达标
	CO	第 95 百分位数 24h 平均浓度	4000	800	20.00	0	达标
	O ₃	第 90 百分位数 8h 平均浓度	160	129	80.63	0	达标
宁县	SO ₂	年平均质量浓度	60	6	10.00	0	达标
	NO ₂	年平均质量浓度	40	6	15.00	0	达标
	PM ₁₀	年平均质量浓度	70	45	64.29	0	达标
	PM _{2.5}	年平均质量浓度	35	28	80.00	0	达标
	CO	第 95 百分位数 24h 平均浓度	4000	700	17.50	0	达标
	O ₃	第 90 百分位数 8h 平均浓度	160	134	83.75	0	达标

由表 6.2.1-1 可知，项目所在区域 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。因此，判断项目所在区域属于达标区。

6.2.1.2 特征污染物环境质量现状评价

为反映油田开发特征污染物环境质量现状，本次评价在开发范围内设置 10 个环境空气监测点进行短期浓度监测。考虑项目开发范围面积大且工程布局分散，监测点位主要选择具有代表性的场站拟建地、本工程部署区域内现有场站及场站下风向敏感点等。

(1) 监测点布置及监测时间

本次环境空气现状监测共设 10 个监测点，监测点位见图 6.2.1-1 和表 6.2.1-2。

表 6.2.1-2 环境空气特征污染物现状监测点位布置

序号	监测点名称	坐标	布点原则及代表性	备注
1	八珠乡		里 89 北区块背景值，岭四联北侧	实测
2	马家湾		里 89 南区块背景值 里 148 混烃站东南 760m	引用页岩油 2025 年对 2024 年补充产建
3	樊家庄		里 180 区块背景值，岭二联西南 750m	引用页岩油 2024 年产建
4	中山		庆城区块背景值，庆城联合站西南 600m	
5	定祥塬		庆城区块背景值，庄 61 增北侧 1950m	引用十二厂 2025 年产建
6	邓家庄		合 H72 增南侧 252m	引用十二厂新增部署（页岩油）塔 32、板 15、庄 286 区块产建
7	杨家西庄		乐 206 区块背景值， 宁 181-1 井场东测 1.63km	
8	上庄		板 32-合 60 区块背景值， 庄 17 扩 1 井场南侧 4km	引用十二厂 2024 年产建
9	九倾湾		固 1 区块背景值， 宁 27-2 井场北侧 4.2km	引用十二厂 2025 年准备区块
10	蒋家塬		西 294-庄 57 区块背景值，西十转南侧	引用二厂 2025 年产建

(2) 监测项目及分析方法

监测点监测项目为总烃、非甲烷总烃、硫化氢、TSP、甲烷。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 6.2.1-3。

表 6.2.1-3 空气质量监测分析及评价标准

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》（HJ604-2017）	0.07
总烃		0.06
甲烷		0.06
硫化氢	环境空气和废气 硫化氢的测定 亚甲基蓝分光光度法空气和废气监测分析方法（第四版）	0.001
TSP	环境空气 总悬浮颗粒物的测定 重量法	0.007

(3) 监测频率

连续监测 7 天，各点每天监测 4 次（具体时间为：2:00、8:00、14:00、20:00），每次采样时间不少于 45 分钟。

(4) 监测结果与评价

监测结果见表 6.2.1-4 和表 6.2.1-5。

表 6.2.1-4 监测结果统计表 单位：mg/m³

点位	监测时间	非甲烷总烃				总烃	甲烷
		监测浓度范围	标准限值	最大浓度占标率（%）	超标率（%）	监测浓度范围	监测浓度范围
1#八珠乡							

2# 马家湾	2024. 5. 27	0.79~0.82	2.0	41	0	2.18~2.21	1.08~1.15
	2024. 5. 28	0.75~0.84	2.0	42	0	2.14~2.26	1.10~1.15
	2024. 5. 29	0.72~0.80	2.0	40	0	2.10~2.18	1.12~1.14
	2024. 5. 30	0.75~0.83	2.0	41.5	0	2.11~2.27	1.12~1.16
	2024. 5. 31	0.70~0.77	2.0	38.5	0	2.01~2.10	1.06~1.10
	2024. 6. 1	0.65~0.76	2.0	38	0	1.99~2.14	1.12~1.13
	2024. 6. 2	0.69~0.72	2.0	36	0	2.06~2.08	1.12~1.14
3# 樊家庄	2024. 4. 27	0.75~0.84	2.0	42	0	2.34~2.44	1.33~1.36
	2024. 4. 28	0.76~0.87	2.0	43.5	0	2.34~2.49	1.32~1.33
	2024. 4. 30	0.76~0.85	2.0	42.5	0	2.32~2.45	1.30~1.33
	2024. 5. 1	0.73~0.88	2.0	44	0	2.29~2.45	1.28~1.33
	2024. 5. 2	0.77~0.81	2.0	40.5	0	2.34~2.39	1.31~1.35
	2024. 5. 4	0.77~0.81	2.0	40.5	0	2.35~2.39	1.30~1.34
	2024. 5. 5	0.67~0.84	2.0	42	0	2.30~2.44	1.31~1.41
4# 中山	2024. 4. 24	1.09~1.19	2.0	59.5	0	2.90~3.02	1.43~1.46
	2024. 4. 25	1.02~1.12	2.0	56	0	2.88~2.94	1.43~1.52
	2024. 4. 26	1.12~1.19	2.0	59.5	0	2.94~2.98	1.39~1.44
	2024. 4. 27	1.06~1.15	2.0	57.5	0	2.89~2.97	1.41~1.47
	2024. 4. 28	1.13~1.16	2.0	58	0	2.93~3.00	1.42~1.45
	2024. 4. 30	1.09~1.20	2.0	60	0	2.87~2.99	1.39~1.43
	2024. 5. 1	1.02~1.19	2.0	59.5	0	2.84~2.99	1.40~1.48
5# 定样塬	2025. 4. 8	0.22~0.33	2.0	16.5	0	1.55~1.66	/
	2025. 4. 9	0.24~0.28	2.0	14	0	1.65~1.68	/
	2025. 4. 10	0.20~0.28	2.0	14	0	1.61~1.68	/
	2025. 4. 11	0.33~0.39	2.0	19.5	0	1.77~1.83	/
	2025. 4. 12	0.32~0.40	2.0	20	0	1.72~1.80	/
	2025. 4. 13	0.36~0.43	2.0	21.5	0	1.72~1.86	/
	2025. 4. 14	0.28~0.35	2.0	17.5	0	1.70~1.72	/
6# 邓家庄	2025. 5. 22	0.58~0.63	2.0	31.5	0	1.87~1.94	/
	2025. 5. 23	0.60~0.61	2.0	30.5	0	1.97~1.99	/
	2025. 5. 24	0.60~0.63	2.0	31.5	0	1.92~1.96	/
	2025. 5. 25	0.55~0.60	2.0	30	0	1.87~1.91	/
	2025. 5. 26	0.57~0.68	2.0	34	0	1.87~2.00	/
	2025. 5. 27	0.58~0.67	2.0	33.5	0	1.88~2.03	/
	2025. 5. 28	0.58~0.60	2.0	30	0	1.90~1.94	/
7# 上庄	2024. 3. 22	1.04~1.16	2.0	58	0	2.84~2.00	/
	2024. 3. 23	1.14~1.22	2.0	61	0	2.98~3.05	/
	2024. 3. 24	1.17~1.23	2.0	61.5	0	2.96~3.12	/
	2024. 3. 25	1.08~1.15	2.0	57.5	0	2.85~2.97	/
	2024. 3. 26	1.06~1.23	2.0	61.5	0	2.84~3.07	/
	2024. 3. 27	1.07~1.16	2.0	58	0	2.89~2.99	/
	2024. 3. 28	1.06~1.17	2.0	58.5	0	2.88~3.03	/
8# 杨家西庄	2025. 5. 22	0.52~0.62	2.0	31	0	1.82~1.94	/
	2025. 5. 23	0.58~0.68	2.0	34	0	1.92~2.01	/
	2025. 5. 24	0.62~0.64	2.0	32	0	1.93~1.96	/
	2025. 5. 25	0.57~0.60	2.0	30	0	1.87~1.93	/
	2025. 5. 26	0.58~0.70	2.0	35	0	1.98~2.10	/
	2025. 5. 27	0.65~0.71	2.0	35.5	0	1.97~2.06	/
	2025. 5. 28	0.54~0.60	2.0	30	0	1.87~1.94	/
9#	2025. 11. 25	1.31~1.56	2.0	78	0	2.97~3.23	/

九倾湾	2025. 11. 26	1. 48~1. 59	2. 0	79. 5	0	2. 93~3. 07	/
	2025. 11. 27	1. 48~1. 58	2. 0	79	0	2. 93~3. 05	/
	2025. 11. 28	1. 42~1. 56	2. 0	78	0	2. 88~3. 06	/
	2025. 11. 29	1. 35~1. 45	2. 0	72. 5	0	2. 90~3. 12	/
	2025. 11. 30	1. 47~1. 53	2. 0	76. 5	0	2. 92~3. 13	/
	2025. 12. 1	1. 39~1. 49	2. 0	74. 5	0	2. 85~3. 00	/
10# 蒋家塬	2025. 6. 24	0. 79~0. 95	2. 0	47. 5	0	1. 72~1. 94	/
	2025. 6. 25	0. 78~0. 89	2. 0	44. 5	0	1. 74~1. 87	/
	2025. 6. 26	0. 79~0. 9	2. 0	45	0	1. 74~1. 85	/
	2025. 6. 27	0. 79~1. 04	2. 0	50. 2	0	1. 71~22. 04	/
	2025. 6. 28	0. 67~0. 89	2. 0	44. 5	0	1. 58~1. 85	/
	2025. 6. 29	0. 84~0. 98	2. 0	49	0	1. 75~1. 97	/
	2025. 6. 30	0. 75~1. 01	2. 0	50. 5	0	1. 68~2. 0	/

表 6. 2. 1-5 其他污染物环境质量现状监测结果一览表 单位：ug/m³

监测点位	监测时间	硫化氢	监测时间	TSP
		1h 平均		日平均
1#八珠乡	2025. 6. 24	2~3	2025. 5. 22	98
	2025. 6. 25	2~3	2025. 5. 23	109
	2025. 6. 26	2	2025. 5. 24	103
	2025. 6. 27	2~3	2025. 5. 25	90
	2025. 6. 28	1~3	2025. 5. 26	94
	2025. 6. 29	2~3	2025. 5. 27	89
	2025. 6. 30	1~2	2025. 5. 28	95
	最大浓度占标率	30%	最大浓度占标率 (%)	36. 33%
	超标率 (%)	0	超标率 (%)	0
	最大超标倍数	0	最大超标倍数	0
2#马家湾	2024. 5. 27	1~2	2024. 5. 27	82
	2024. 5. 28	1~3	2024. 5. 28	76
	2024. 5. 29	1~2	2024. 5. 29	90
	2024. 5. 30	1~2	2024. 5. 30	100
	2024. 5. 31	2	2024. 5. 31	94
	2024. 6. 1	1~3	2024. 6. 1	112
	2024. 6. 2	2	2024. 6. 2	105
	最大浓度占标率	30%	最大浓度占标率	37. 3%
	超标率 (%)	0	超标率 (%)	0
	最大超标倍数	0	最大超标倍数	0
3#樊家庄	2024. 4. 27	2~4	2024. 4. 27	137
	2024. 4. 28	<1~2	2024. 4. 28	108
	2024. 4. 30	3~5	2024. 4. 30	95
	2024. 5. 1	<1~4	2024. 5. 1	90
	2024. 5. 2	<1~3	2024. 5. 2	88
	2024. 5. 4	<1~6	2024. 5. 4	84
	2024. 5. 5	<1~3	2024. 5. 5	92
	最大浓度占标率	40%	最大浓度占标率	45. 7%
	超标率 (%)	0	超标率 (%)	0
	最大超标倍数	0	最大超标倍数	0
4#中庄	2024. 4. 24	<1~2	2024. 4. 24	230
	2024. 4. 25	<1~2	2024. 4. 25	118

	2024. 4. 26	<1~4	2024. 4. 26	99
	2024. 4. 27	<1~4	2024. 4. 27	141
	2024. 4. 28	<1~3	2024. 4. 28	112
	2024. 4. 30	<1~6	2024. 4. 30	97
	2024. 5. 1	<1~2	2024. 5. 1	94
	最大浓度占标率	60%	最大浓度占标率	76. 7%
	超标率 (%)	0	超标率 (%)	0
	最大超标倍数	0	最大超标倍数	0
5#定样塬	2025. 4. 8	1~2	2025. 4. 8	192
	2025. 4. 9	1~3	2025. 4. 9	195
	2025. 4. 10	1~3	2025. 4. 10	203
	2025. 4. 11	1~2	2025. 4. 11	186
	2025. 4. 12	1~3	2025. 4. 12	198
	2025. 4. 13	1~2	2025. 4. 13	190
	2024. 4. 14	1~2	2025. 1. 14	199
	最大浓度占标率	30%	最大浓度占标率	67. 67%
	超标率 (%)	0	超标率 (%)	0
	最大超标倍数	0	最大超标倍数	0
6#邓家庄	2025. 5. 22	2~3	2025. 5. 22	98
	2025. 5. 23	2~3	2025. 5. 23	109
	2025. 5. 24	2	2025. 5. 24	103
	2025. 5. 25	2~3	2025. 5. 25	90
	2025. 5. 26	1~3	2025. 5. 26	94
	2025. 5. 27	2~3	2025. 5. 27	89
	2025. 5. 28	1~2	2025. 5. 28	95
	最大浓度占标率	30%	最大浓度占标率 (%)	36. 33%
	超标率 (%)	0	超标率 (%)	0
	最大超标倍数	0	最大超标倍数	0
7#上庄	2024. 3. 22	1~3	2024. 3. 22	216
	2024. 3. 23	1~2	2024. 3. 23	189
	2024. 3. 24	1~3	2024. 3. 24	87
	2024. 3. 25	1~2	2024. 3. 25	98
	2024. 3. 26	1~2	2024. 3. 26	102
	2024. 3. 27	1~3	2024. 3. 27	170
	2024. 3. 28	1~4	2024. 3. 28	121
	最大浓度占标率	40%	最大浓度占标率	72%
	超标率 (%)	0	超标率 (%)	0
	最大超标倍数	0	最大超标倍数	0
8#杨家西庄	2025. 5. 22	2	2025. 5. 22	117
	2025. 5. 23	2~3	2025. 5. 23	101
	2025. 5. 24	2~3	2025. 5. 24	116
	2025. 5. 25	2~3	2025. 5. 25	106
	2025. 5. 26	2~3	2025. 5. 26	105
	2025. 5. 27	2~3	2025. 5. 27	114
	2025. 5. 28	2~3	2025. 5. 28	110
	最大浓度占标率	30%	最大浓度占标率 (%)	39%
	超标率 (%)	0	超标率 (%)	0

	最大超标倍数	0	最大超标倍数	0
9#九倾湾	2025. 11. 25	2~4	2025. 11. 25	142
	2025. 11. 26	1~3	2025. 11. 26	121
	2025. 11. 27	1~2	2025. 11. 27	105
	2025. 11. 28	1~2	2025. 11. 28	97
	2025. 11. 29	2~3	2025. 11. 29	118
	2025. 11. 30	1~3	2025. 11. 30	90
	2025. 12. 1	3~4	2025. 12. 1	133
	最大浓度占标率	40%	最大浓度占标率（%）	47. 33%
	超标率（%）	0	超标率（%）	0
	最大超标倍数	0	最大超标倍数	0
10#蒋家塬	2025. 6. 24	1~2	2025. 6. 24	144
	2025. 6. 25	1~3	2025. 6. 25	136
	2025. 6. 26	2~4	2025. 6. 26	148
	2025. 6. 27	2~3	2025. 6. 27	129
	2025. 6. 28	2~3	2025. 6. 28	133
	2025. 6. 29	2~3	2025. 6. 29	141
	2025. 6. 30	2~3	2025. 6. 30	139
	最大浓度占标率	40%	最大浓度占标率	49. 3%
	超标率（%）	0	超标率（%）	0
	最大超标倍数	0	最大超标倍数	0

根据监测结果，评价区项目所在地环境空气中非甲烷总烃 1h 浓度均满足《大气污染物综合排放标准详解》中规定的标准限值，硫化氢 1h 平均值均满足《环境影响评价技术导则 大气环境》附录 D，TSP 日平均值均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。

6. 2. 2 地表水现状监测与评价

(1) 监测断面设置

项目评价区地表水体主要为马莲河、柔远河、固城川等，按照《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）中 8. 3. 2 地表水环境现状监测：集输工程穿（跨）越地表水水域功能Ⅲ类及以上水体，且有涉水施工的，应在代表性的地表水体穿（跨）越位置上、下游适当位置布设对照断面和控制断面，开展补充监测的相关要求。本次评价根据工程分布情况，在管线工程中穿越Ⅲ类水体的穿越位置上、下游布设地表水对照断面和控制断面监测点位，共设地表水监测断面 8 个，符合导则要求。监测断面覆盖本年度产建主要地表水体，监测工作实施至今各点位环境状况基本未发生明显变动。因此，现状监测数据可以满足评价要求，基本能反映评价区当前环境现状。监测断面位置见表 6. 2. 2-1 和图 6. 2. 1-1。

表 6.2.2-1 地表水监测断面位置

编号	河流	断面位置	水质标准	断面布设原则	备注
1	马莲河	木钵断面	Ⅳ类	各井区上游对照断面	二厂 2024 年产建
2	马莲河	何家川断面	Ⅳ类	各井区下游控制断面	十二厂 2024 年产建
3	柔远河	毛家山断面	Ⅲ类	里 180 区上游对照断面	长实 2024 产建
4	柔远河	张桥村断面	Ⅲ类	城 98 区上游控制断面	页岩油 2024 产建
5	柔远河	封家洞断面	Ⅲ类	井区下游入马莲河处控制断面	
6	蔡家庙沟	史家店村	Ⅲ类	庆城区下游入马莲河处控制断面	
7	川子河	九顷湾断面	Ⅲ类	固 1 区块下游入固城川处控制断面	十二厂 2024 年产建
8	湘乐川	白台村断面	Ⅲ类	乐 206 区块	十二厂 2025 年产建

(2)监测时间

1#、7#断面监测时间为 2024 年 3 月 28 日~3 月 30 日，2#断面监测时间为 2024 年 3 月 21 日~23 日，3#断面监测时间为 2024 年 7 月 26 日~28 日，4#~6#断面监测时间为 2024 年 4 月 24 日~28 日，8#断面监测时间为 2025 年 4 月 8 日~10 日。

(3)监测项目及分析方法

pH 值、悬浮物、化学需氧量、五日生化需氧量、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅共 17 项。

分析方法采用《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中规定的方法。

(4)监测结果与评价

本次地表水断面监测结果见表 6.2.2-2。

表 6.2.2-2

地表水监测结果统计表

单位：mg/L，pH 值无量纲

监测点位及时间		pH 值	COD	BOD ₅	氨氮	石油类	挥发酚	硫化物	悬浮物	总磷	阴离子表面活性剂	汞	总铬	六价铬	镉	砷	镍	铅
III类标准		6~9	≤20.0	≤4.0	≤1.0	≤0.05	≤0.005	≤0.2	/	≤0.2	≤0.2	≤0.0001	/	≤0.05	≤0.005	≤0.05	/	≤0.05
IV类标准		6~9	≤30.0	≤6.0	≤1.5	≤0.5	≤0.01	≤0.5	/	≤0.3	≤0.3	≤0.001	/	≤0.05	≤0.005	≤0.1	/	≤0.05
1#	2024.3.28	7.6	8	3	0.404	0.01L	0.0003L	0.01L	10	0.085	0.05L	4.0×10 ⁻⁵ L	0.03L	0.004L	0.001L	3.0×10 ⁻⁴ L	0.083	0.01L
	2024.3.29	7.8	10	3.6	0.387	0.01L	0.0003L	0.01L	12	0.072	0.05L	4.0×10 ⁻⁵ L	0.03L	0.004L	0.001L	3.0×10 ⁻⁴ L	0.083	0.01L
	2024.3.30	8	9	3.2	0.412	0.01L	0.0003L	0.01L	15	0.065	0.05L	4.0×10 ⁻⁵ L	0.03L	0.004L	0.001L	3.0×10 ⁻⁴ L	0.094	0.01L
	超标率（%）	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	最大超标倍数	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2#	2024.3.21	7.8	9	3.3	0.406	ND	ND	ND	9	0.045	ND	ND	ND	0.013	ND	ND	0.062	ND
	2024.3.22	7.8	10	3.7	0.382	ND	ND	ND	9	0.039	ND	ND	ND	0.012	ND	ND	0.064	ND
	2024.3.23	7.9	10	3.7	0.390	ND	ND	ND	8	0.039	ND	ND	ND	0.014	ND	ND	0.073	ND
	超标率（%）	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	最大超标倍数	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3#	2024.7.26	7.6	4	1.1	0.634	0.01L	0.0003L	0.01L	18	0.169	0.05L	0.00004L	/	0.016	0.001L	0.0003L	0.019	0.01L
	2024.7.27	7.7	5	1.3	0.488	0.01L	0.0003L	0.01L	24	0.185	0.05L	0.00004L	/	0.018	0.001L	0.0003L	0.018	0.01L
	2024.7.28	7.4	5	1.5	0.524	0.01L	0.0003L	0.01L	20	0.172	0.05L	0.00004L	/	0.021	0.001L	0.0003L	0.017	0.01L
	超标率（%）	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	/	0	0	0	0	0
	最大超标倍数	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	/	0	0	0	0	0
4#	2024.4.26	8.5	6	2.4	0.099	0.01L	0.0003L	0.01L	13	0.01L	0.05L	0.00004L	0.03L	0.004L	0.001L	3.0×10 ⁻⁴ L	0.013	0.01L
	2024.4.27	8.2	5	1.9	0.108	0.01L	0.0003L	0.01L	15	0.01L	0.05L	0.00004L	0.03L	0.004L	0.001L	3.0×10 ⁻⁴ L	0.017	0.01L
	2024.4.28	8.4	6	2.2	0.086	0.01L	0.0003L	0.01L	20	0.01L	0.05L	0.00004L	0.03L	0.004L	0.001L	3.0×10 ⁻⁴ L	0.016	0.01L
	超标率（%）	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	最大超标倍数	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

5#	2024. 4. 24	8. 6	5	1. 9	0. 146	0. 01L	0. 0003L	0. 01L	14	0. 01L	0. 05L	0. 00004L	0. 03L	0. 004L	0. 001L	3. 0×10 ⁻⁴ L	0. 020	0. 01L
	2024. 4. 25	8. 4	6	1. 8	0. 132	0. 01L	0. 0003L	0. 01L	10	0. 01L	0. 05L	0. 00004L	0. 03L	0. 004L	0. 001L	3. 0×10 ⁻⁴ L	0. 019	0. 01L
	2024. 4. 26	8. 4	7	2. 2	0. 157	0. 01L	0. 0003L	0. 01L	10	0. 01L	0. 05L	0. 00004L	0. 03L	0. 004L	0. 001L	3. 0×10 ⁻⁴ L	0. 017	0. 01L
	超标率 (%)	0	0	0	0	0	0	0	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	最大超标倍数	0	0	0	0	0	0	0	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
6#	2024. 4. 24	8. 5	5	2. 0	0. 327	0. 01L	0. 0003L	0. 01L	20	0. 01L	0. 05L	0. 00004L	0. 03L	0. 004L	0. 001L	3. 0×10 ⁻⁴ L	0. 016	0. 01L
	2024. 4. 25	8. 3	4	1. 5	0. 310	0. 01L	0. 0003L	0. 01L	28	0. 01L	0. 05L	0. 00004L	0. 03L	0. 004L	0. 001L	3. 0×10 ⁻⁴ L	0. 014	0. 01L
	2024. 4. 26	8. 5	6	1. 9	0. 338	0. 01L	0. 0003L	0. 01L	16	0. 01L	0. 05L	0. 00004L	0. 03L	0. 004L	0. 001L	3. 0×10 ⁻⁴ L	0. 014	0. 01L
	超标率 (%)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	最大超标倍数	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7#	2024. 3. 21	8	8	3. 0	0. 091	ND	ND	ND	8	0. 049	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	2024. 3. 22	7. 9	7	2. 5	0. 083	ND	ND	ND	9	0. 032	ND	ND	ND	0. 013	ND	ND	ND	ND
	2024. 3. 23	8. 1	7	2. 6	0. 108	ND	ND	ND	10	0. 045	ND	ND	ND	0. 013	ND	ND	ND	ND
	超标率 (%)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	最大超标倍数	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8#	2025. 4. 8	7. 8	11	3	0. 208	0. 01L	0. 0003L	0. 003L	6	0. 01	0. 05L	4×10 ⁻⁵ L	0. 03L	0. 028	0. 0001L	0. 0016	0. 05L	0. 001L
	2025. 4. 9	7. 8	14	2. 8	0. 216	0. 01L	0. 0003L	0. 003L	8	0. 02	0. 05L	4×10 ⁻⁵ L	0. 03L	0. 026	0. 0001L	0. 0015	0. 05L	0. 001L
	2025. 4. 20	7. 6	13	2. 6	0. 202	0. 01L	0. 0003L	0. 003L	7	0. 02	0. 05L	4×10 ⁻⁵ L	0. 03L	0. 025	0. 0001L	0. 0015	0. 05L	0. 001L
	超标率 (%)	0	0	0	0	/	/	/	/	0	/	/	/	0	/	0	/	/
	最大超标倍数	0	0	0	0	/	/	/	/	0	/	/	/	0	/	0	/	/

监测数据表明，各断面监测因子均符合《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类、IV类标准限值。

6.2.3 地下水环境现状监测与评价

6.2.3.1 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 23 个，其中引用监测点位 19 个，补充监测点位 4 个，监测点位的布设考虑了平面上对项目拟建地上下游、左右两侧地下水环境现状的控制，具体监测点位详见表具体监测点位见表 6.2.3-1 和图 6.2.3-1，监测层位包括潜水含水层和承压含水层，对于监测频次，项目评价区属于“黄土地区”，项目评价等级为二级，按照导则中“表 4 地下水环境现状监测频率参照表”，水位水质均进行一期监测，具体监测点位详见表具体监测点位见表 6.2.3-1 和图 6.2.3-1。

表 6.2.3-1 评价区地下水质量现状监测点位

编号	点位名称	层位	坐标	所属井区	监测项目	备注
1	八珠乡	潜水		里 89 北	水位、水质	实测
2	67S2	承压水			水位、水质	二厂 2024 年产建
3	赵家西塬	承压水		里 89 南	水位、水质	二厂 2024 年产建
4	里443水源井	承压水		里 180 区	水位、水质	二厂 2024 年产建
5	陈家塬	潜水			水位、水质	页岩油 2024 年产建
6	韩台村	潜水		西 294-庄 57	水位、水质	实测
7	桑梨塬	承压水			水位、水质	页岩油 2024 年产建
8	下午旗村	潜水			水位、水质	长实 2024 年产建
9	玄马村	潜水		悦 60 西	水位、水质	页岩油 2025 年对 2024 年补充产建
10	柳树梁	承压水			水位、水质	实测
11	封家湾	潜水		板 32-合	水位、水质	页岩油 2024 年产建

12	合 H60 增上游	潜水		60	水位、水质	十二厂 2024 年产建
13	合 H60 增下游	承压水			水位、水质	十二厂 2024 年产建
14	白家庄	潜水			水质、水位	十二厂 2025 年产建
15	梁家坪	潜水		庆城	水位、水质	页岩油 2024 年准备区块
16	严家川	潜水			水位、水质	页岩油 2025 年对 2024 年补充产建
17	高楼村	承压水			水位、水质	实测
18	王家庄	承压水		固 1	水位、水质	页岩油 2025 年对 2024 年补充产建
19	朱家洼	潜水			水位、水质	
20	九园	潜水		乐 206	水位、水质	十二厂 2025 年产建
21	北仓村	潜水			水位、水质	二厂 2024 年产建
22	杨家西庄	潜水			水位、水质	十二厂页岩油
23	桑树庄	潜水		城 98	水位、水质	二厂 2024 年产建

(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 值、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、总硬度、溶解性总固体、耗氧量、挥发酚、氰化物、氟化物、硫化物、铁、锰、铅、镉、钡、砷、汞、六价铬、总大肠菌群、菌落总数。

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 6.2.3-2。

表 6.2.3-2 地下水水质监测因子及分析方法

项目名称	检测方法	方法来源	检出限
K^{+}	水质 钾和钠的测定 火焰原子吸收分光光度法	GB/T 11904-1989	0.05mg/L
Na^{+}	水质 钾和钠的测定 火焰原子吸收分光光度法	GB/T 11904-1989	0.01mg/L
Ca^{2+}	地下水水质分析方法第 13 部分钙量的测定 乙二胺四乙酸二钠滴定法	DZ/T 0064.13-2021	5mg/L
Mg^{2+}	地下水水质分析方法第 14 部分镁量的测定 乙二胺四乙酸二钠滴定法	DZ/T 0064.14-2021	5mg/L
CO_3^{2-}	地下水水质检验方法 滴定法测定碳酸根、重碳酸根和氢氧根	DZ/T 0064.49-2021	5mg/L
HCO_3^{-}	地下水水质检验方法 滴定法测定碳酸根、重碳酸根和氢氧根	DZ/T 0064.49-2021	5mg/L
SO_4^{2-}	水质 硫酸盐的测定 铬酸钡分光光度法	HJ/T 342-2007	8mg/L
Cl^{-}	水质 氯化物的测定 硝酸银滴定法	GB 11896-1989	1.0mg/L
pH 值	水质 pH 值的测定 电极法	HJ 1147-2020	0.01 pH
氨氮	水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法	HJ 535-2009	0.025mg/L
亚硝酸盐(以 N 计)	水质亚硝酸盐氮的测定分光光度法	GB/T 7493-1987	0.003mg/L
硝酸盐(以 N 计)	水质 硝酸盐氮的测定 紫外分光光度法(试行)	HJ/T 346-2007	0.08mg/L
总硬度	生活饮用水标准检验方法感官性状和物理指标	GB/T 5750.4-2023(10.1)	1.0mg/L
石油类	水质 石油类的测定 紫外分光光度法(试行)	HJ 970-2018	0.01 mg/L
挥发酚	水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法	HJ 503-2009	0.0003mg/L
氟化物	水质 氟化物的测定 离子选择电极法	GB 7484-1987	0.05mg/L

氰化物	水质 氰化物的测定异烟酸-巴比妥酸分光光度法	HJ 484-2009	0.001mg/L
耗氧量	水质 高锰酸盐指数的测定	GB/T 11892-1989	0.5mg/L
溶解性总固体	生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标	GB/T 5750.4-2023（11.1）	4mg/L
铁	水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法	GB/T 11911-1989	0.03mg/L
锰	水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法	GB/T 11911-1989	0.01mg/L
铅	生活饮用水标准检验方法 第 6 部分：金属和类金属指标	GB/T 5750.6-2023（14.1）	2.5×10 ⁻³ mg/L
砷	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法	HJ 694-2014	3.0×10 ⁻⁴ mg/L
汞	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法	HJ 694-2014	4.0×10 ⁻⁵ mg/L
镉	生活饮用水标准检验方法 第 6 部分：金属和类金属指标	GB/T 5750.6-2023（12.1）	5.0×10 ⁻⁴ mg/L
六价铬	生活饮用水标准检验方法 金属指标	GB/T 5750.6-2023（10.1）	0.004mg/L
钡	生活饮用水标准检验方法 第 6 部分：金属和类金属指标	GB/T 5750.6-2023（19.1）	0.01mg/L
硫化物	水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法	HJ1226-2021	0.003mg/L

(3) 采样时间及频率

按照导则中“表 4 地下水环境现状监测频率参照表”，项目评价区属于“黄土地区”，评价等级为二级，应进行一期水质、水位监测。

2#、4#、23#监测点位引用《长庆油田分公司第二采油厂 2024 年产能建设工程第一批准备实施井场环境影响报告书》中监测数据，监测时间为 2024.3.28~3.31；

3#监测点位引用《长庆油田分公司第二采油厂 2024 年产能建设工程环境影响报告书》中监测数据，监测时间为 2024.6.12；

5#、7#、11#监测点位引用《长庆油田陇东油气开发分公司 2024 年产能建设工程环境影响报告书》中监测数据，监测时间为 2024.3.28~3.31；

8#监测点位引用《长庆实业集团有限公司 2024 年甘肃区产能建设工程环境影响报告书》中监测数据，监测时间为 2024.7.25~8.4；

9#、16#、18#、19#监测点位引用《长庆油田陇东油气开发分公司 2025 年对 2024 年页岩油新增部署产能建设工程环境影响报告书》中监测数据，监测时间为 2025.5.27~5.29；

12#、13#监测点位引用《长庆油田分公司第十二采油厂 2024 年产能建设工程（一期）环境影响报告书》中监测数据，监测时间为 2024.3.22~3.26；；

14#、20#监测点位引用《长庆油田分公司第十二采油厂 2025 年产能建设工程（一期）》环境影响报告书》中的监测数据，监测时间为 2025.2.26~2.27；

21#监测点位引用《长庆油田分公司第二采油厂（气田）2024 年产能建设工程环境影响报告书》中监测数据，监测时间为 2024.3.22；

22#监测点位引用《长庆油田分公司第十二采油厂新增部署（页岩油）塔 32、板 15、

庄 286 区块产能建设工程环境影响报告书》中监测数据，监测时间为 2025. 5. 22；

1#、6#、10#、17#委托甘肃旭明行建技术检测有限公司于 2025. 5. 27~5. 29 进行了一期水质、水位监测。

监测分析方法按照《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）中规定执行。

(4) 监测结果

① 地下水水位监测结果

本次地下水水位监测工作选取的 23 个监测点中，包含第四系黄土层潜水监测点位 15 个，白垩系承压水监测点位 8 个，监测结果见表 6. 2. 3-3。

表 6. 2. 3-3 地下水水位监测结果表

编号	点位	井口海拔 (m)	水位埋深 (m)	水位标高 (m)	井深 (m)	监测层位
1	八珠乡	1505. 42	24. 00	1481. 42	60	第四系潜水
2	67S2	1481. 0	85. 0	1396. 0	/	白垩系承压水
3	赵家西塬	1460. 4	405	1055. 2	590	白垩系承压水
4	里443水源井	1359. 7	90. 0	1269. 7	/	白垩系承压水
5	陈家塬	1423. 12	99. 4	1323. 72	120	第四系潜水
6	韩台村					第四系潜水
7	桑梨塬	1425. 53	351	1074. 53	430	白垩系洛河组
8	下午旗村	1129. 32	34. 82	1094. 5	45. 8	第四系潜水
9	玄马村	1091. 64	12. 16	1079. 48	27. 45	第四系潜水
10	柳树梁					白垩系承压水
11	封家湾	1443. 68	219. 5	1224. 18	280	第四系潜水
12	合 H60 增上游	1422. 08	128	1294. 08	180	第四系潜水
13	合 H60 增下游	1387. 62	165. 00	1222. 62	/	白垩系承压水
14	白家庄	1281. 33	14. 35	1266. 98	30	第四系潜水
15	梁家坪	1063. 2	27. 72	1035. 48	36. 3	第四系潜水
16	严家川	1076. 13	27. 87	1048. 26	36. 21	第四系潜水
17	高楼村					白垩系承压水
18	王家庄	1283. 91	300. 58	983. 33	375. 43	白垩系承压水
19	朱家洼	1021. 08	34. 11	986. 97	42. 23	第四系潜水
20	九园	1100. 2	/	1045. 70	77. 2	第四系潜水
21	北仓村	1349. 30	76. 05	1273. 25	84	第四系潜水
22	杨家西庄	1317. 6	106. 33	1211. 27	162	第四系潜水
23	桑树庄	1186. 0	20. 0	1166. 0	/	第四系潜水

② 地下水水质监测结果

本次地下水水质监测点各点的阴阳离子平衡分析见表6. 2. 3-4和表6. 2. 3-5，根据离子平衡的检查公式： $E=100\times(\sum mc-\sum ma)/(\sum mc+\sum ma)$ ，计算得阴阳离子相对误差在数值上应小于±5%，从表6. 2. 3-4可以看出，阴阳离子相对误差在允许范围内，因此监测数据可靠。

地下水水质监测结果见表 6. 2. 3-6。

表 6.2.3-4 地下水阴阳离子平衡表												单位: meq/L
监测点位 阴阳离子	1#八珠乡	2#67S2	3#赵家西塬	4#里 443 水源井	5#陈家塬	6#韩台村	7#桑梨塬	8#下午旗村	9#玄马村	10#柳树梁	11#封家湾	12#合 H60 增上游
K ⁺		0.032	1.76	0.161	0.043		0.024	0.030	0.199		0.048	0.076
Na ⁺		13.957	255	4.157	6.957		3.704	4.096	2.435		30.609	2.926
Ca ²⁺		3.870	477	1.220	0.740		1.100	1.160	2.405		5.250	2.205
Mg ²⁺		2.717	29.6	1.092	0.892		1.967	2.150	4.317		7.267	3.242
Cl ⁻		6.563	269	0.490	0.406		0.594	1.189	0.330		13.577	0.831
SO ₄ ²⁻		10.479	307	0.535	0.513		1.188	0.810	1.002		20.625	7.049
CO ₃ ²⁻		0.000	0.000	0.000	0.000		0.000	0.000	0.000		0.000	0.000
HCO ₃ ⁻		5.623	217	6.098	7.639		4.656	4.754	6.885		5.525	0.831
Σmc		20.575	15.98	6.629	8.632		6.795	7.436	9.355		43.174	8.449
Σma		22.665	17.53	7.124	8.557		6.438	6.753	9.595		39.727	8.711
E/%		-4.834	+4.6	-3.595	0.431		2.702	0.048	-1.268		4.157	-1.53
监测点位 阴阳离子	13#合 H60 增下游	14#白家庄	15#梁家坪	16#严家川	17#高楼村	18#王家庄	19#朱家洼	20#九园	21#北仓村	22#杨家西庄	23#桑树庄	
K ⁺	2.213	0.019	0.005	0.174		0.228	0.137	0.044	0.159	0.479	0.021	
Na ⁺	2.478	2.870	1.039	4.652		4.696	2.226	2.522	7.739	0.452	1.509	
Ca ²⁺	2.085	2.705	1.305	1.020		2.205	1.625	2.945	1.442	0.081	2.405	
Mg ²⁺	3.483	3.058	2.592	1.758		2.633	3.608	3.525	1.008	2.543	3.667	
Cl ⁻	0.854	1.045	0.462	0.814		0.758	0.696	1.324	4.282	2565	2.592	
SO ₄ ²⁻	6.902	1.738	1.315	0.888		2.354	0.225	1.658	3.063	1.683	1.823	
CO ₃ ²⁻	0.000	0.000	0.000	0.000		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
HCO ₃ ⁻	0.988	4.262	3.574	5.180		5.066	6.148	5.197	3.607	4.787	3.869	
Σmc	10.259	8.652	4.941	7.604		9.762	7.596		10.349	6.873	7.602	
Σma	9.362	9.452	5.350	7.688		9.012	7.068		10.951	6.761	8.283	
E/%	4.57	-4.417	-3.977	0.544		3.992	3.601		-2.827	0.823	-4.292	

表 6.2.3-5

地下水质量现状评价一览表

单位：mg/L

监测点位	pH（无量纲）		耗氧量（CODMn）		总硬度		氨氮（以N 计）		（亚）硝酸盐（以 N 计）		铬（六价）		硝酸盐（以 N 计）	
	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数
1 八珠乡														
2 67S2	7.3	0.200	0.863	0.288	327	0.727	0.171	0.342	0.032	0.032	0.051	1.02	9.47	0.474
3赵家西塬	8.3	0.867	0.776	0.259	241	0.536	0.173	0.346	0.003L	/	0.004L	/	5.19	0.2595
4里443水源井	7.2	0.15	3.88	1.293	115	0.256	1.89	3.78	0.015	0.015	0.004L	/	0.165	0.0083
5陈家塬	7.9	0.600	0.717	0.239	81.1	0.180	0.086	0.172	0.003	0.003	0.020	0.400	2.45	0.123
6 韩台村														
7 桑梨塬	7.9	0.600	0.489	0.163	152	0.338	0.050	0.100	0.003L	/	0.047	0.940	2.39	0.120
8 下午旗村	7.2	0.15	0.47	0.16	164	0.36	0.058	0.116	0.003L	/	0.044	0.88	2.94	0.147
9 玄马村	7.1	0.067	1.06	0.353	348	0.77	0.047	0.094	0.003L	/	0.013	0.26	19.3	0.965
10 柳树梁														
11 封家湾	7.3	0.200	1.88	0.627	622	1.382	0.119	0.238	0.044	0.044	0.009	0.180	0.314	0.016
12 合 H60 增上游	7.8	0.533	1.72	0.57	270	0.60	0.05	0.10	0.003L	/	0.004L	/	0.716	0.0358
13 合 H60 增下游	7.8	0.533	1.75	0.58	276	0.61	0.061	0.12	ND	/	0.007	0.14	0.907	0.045
14 白家庄	7.3	0.200	0.05L	/	318	0.71	0.049	0.098	0.003L	/	0.006	0.12	33.7	1.69
15 梁家坪	8.0	0.667	0.392	0.131	193	0.429	0.036	0.072	0.003L	/	0.007	0.14	1.78	0.089
16 严家川	7.8	0.533	0.80	0.267	144	0.32	0.072	0.144	0.003L	/	0.027	0.54	11.1	0.555
17 高楼村														
18 王家庄	7.8	0.533	0.95	0.317	254	0.56	0.086	0.172	0.003L	/	0.025	0.5	11.5	0.575
19 朱家洼	7.9	0.600	0.85	0.283	266	0.59	0.134	0.268	0.003L	/	0.030	0.6	10.3	0.515
20 九园	7.6	0.4	0.817	0.272	321	0.713	0.087	0.174	0.013	0.013	0.022	0.44	6.08	0.304
21 北仓村	7.6	0.400	0.8	0.267	135	0.3	0.194	0.388	0.003	0.003	0.014	0.28	0.21	0.0105
22 杨家西庄	7.2	0.15	1.58	0.527	203	0.451	0.025L	/	14.6	0.73	0.015	0.3	14.6	0.73
23 桑树庄	7.3	0.200	0.539	0.180	301	0.669	0.075	0.15	0.003L	/	0.096	1.92	2.22	0.111

续表 6.2.3-5

地下水质量现状评价一览表

单位: mg/L

监测点位	砷		汞		锰		溶解性总固体		镉		铅	
	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数
1 八珠乡	0.0003L	/	0.00004L	/	0.01L	/						
2 67S2	0.0003L	/	0.00004L	/	0.01L	/	1496	1.496	0.00182	0.364	0.00957	0.957
3赵家西塬	0.0003L	/	0.00004L	/	0.01L	/	1136	1.136	0.00486	0.972	/	/
4里443水源井	0.0003L	/	0.00004L	/	0.01L	/	408	0.408	0.0005L	/	0.0025L	/
5陈家塬	0.0003L	/	0.00004L	/	0.01L	/	508	0.508	0.0005L	/	0.0025L	/
6 韩台村												
7 桑梨塬	0.0003L	/	0.00004L	/	0.01L	/	390	0.390	0.0005L	/	0.00304	0.304
8 下午旗村	0.0003L	/	0.00004L	/	0.01L	/	412	0.412	0.000632	0.126	0.0025L	/
9 玄马村	0.0026	0.26	0.00086	0.86	0.01L	/	518	0.518	0.0005L	/	0.001L	/
10 柳树梁												
11 封家湾	0.0003L	/	0.00004L	/	0.01L	/	2630	2.63	0.00494	0.988	0.00985	0.9
12 合 H60 增上游	0.0003L	/	0.00004L	/	0.01L	/	890	0.89	0.0005L	/	0.00297	0.30
13 合 H60 增下游	0.0003L	/	0.00004L	/	0.01L	/	938	0.94	0.0005L	/	0.00262	0.26
14 白家庄	0.0021	0.21	0.00076	0.76	0.01L	/	636	0.636	0.0005L	/	0.001L	/
15 梁家坪	0.0003L	/	0.00004L	/	0.01L	/	302	0.302	0.0005L	/	0.0025L	/
16 严家川	0.0032	0.32	0.00086	0.86	0.01L	/	423	0.423	0.0005L	/	0.001L	/
17 高楼村												
18 王家庄	0.0033	0.33	0.00076	0.76	0.01L	/	573	0.573	0.0005L	/	0.001L	/
19 朱家洼	0.0039	0.39	0.00090	0.90	0.01L	/	387	0.387	0.00198	0.396	0.001L	0.794
20 九园	0.0003L	/	0.00004L	/	0.01L	/	551	0.551	0.0005L	/	0.0025L	/
22 北仓村	0.0003L	/	0.00004L	/	0.01L	/	435	0.435	0.001L	/	0.01L	/
22 杨家西庄	0.0015	0.15	0.00067	0.67	0.01L	/	365	0.365	0.0005L	/	0.001L	/
23 桑树庄	0.0003L	/	0.00004L	/	0.01L	/	472	0.472	0.0005L	/	0.0025L	/

续表 6.2.3-5

地下水质量现状评价一览表

单位: mg/L

监测点位	铁		挥发酚		氟化物		氰化物		石油类	
	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数
1 八珠乡										
2 67S2	0.03L	/	0.0003L	/	0.514	0.514	0.001L	/	0.01L	/
3赵家西塬	0.03L	/	0.0003L	/	0.791	0.791	0.001L	/	0.01L	/
4里443水源井	0.03L	/	0.0003L	/	0.248	0.248	0.001L	/	0.01L	/
5陈家塬	0.03L	/	0.0003L	/	1.28	1.28	0.001L	/	0.01L	/
6 韩台村										
7 桑梨塬	0.03L	/	0.0003L	/	0.675	0.675	0.001L	/	0.01L	/
8 下午旗村	0.03L	/	0.0003L	/	0.675	0.675	0.001L	/	0.01L	/
9 玄马村	0.03L	/	0.0003L	/	1.26	1.26	0.001L	/	0.01L	/
10 柳树梁										
11 封家湾	0.03L	/	0.0003L	/	0.280	0.280	0.001L	/	0.01L	/
12 合 H60 增上游	0.03L	/	0.0003L	/	0.498	0.50	0.001L	/	0.01L	/
13 合 H60 增下游	0.03L	/	0.0003L	/	0.485	0.485	0.001L	/	0.01L	/
14 白家庄	0.03L	/	0.0003L	/	1.25	1.25	0.001L	/	0.01L	/
15 梁家坪	0.03L	/	0.0003L	/	0.552	0.552	0.001L	/	0.01L	/
16 严家川	0.03L	/	0.0003L	/	1.89	1.89	0.001L	/	0.01L	/
17 高楼村										
18 王家庄	0.03L	/	0.0003L	/	1.07	1.07	0.001L	/	0.01L	/
19 朱家洼	0.03L	/	0.0003L	/	0.60	0.60	0.001L	/	0.01L	/
20 九园	0.03L	/	0.0003L	/	0.610	0.610	0.001L	/	0.01L	/
21 北仓村	0.03L	/	0.0003L	/	0.40	0.40	0.004L	/	0.01L	/
22 杨家西庄	0.03L	/	0.0003L	/	0.91	0.91	0.001L	/	0.01L	/
12 桑树庄	0.03L	/	0.0003L	/	0.337	0.337	0.001L	/	0.01L	/

续表 6.2.3-5 地下水质量现状评价一览表 单位：mg/L

监测点位	钡		硫化物		细菌总数（CFU/mL）		总大肠菌群（MPN/100mL）	
	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数
1 八珠乡								
2 67S2	1.7L	/	0.01L	/	83	0.83	2L	/
3赵家西塬	0.0002L	/	0.01L	/	/	/	2L	/
4里443水源井	1.7L	/	0.01L	/	83	0.83	2L	/
5陈家塬	/	/	0.01L	/	41	0.41	2L	/
6 韩台村								
7 桑梨塬	/	/	0.01L	/	61	0.61	2L	/
8 下午旗村	/	/	0.01L	/	60	0.60	2L	/
9 玄马村	0.0353	0.05	0.003L	/	51	0.51	2L	/
10 柳树梁								
11 封家湾	/	/	0.01L	/	30	0.30	2L	/
12 合 H60 增上游	/	/	0.01L	/	72	0.72	2L	/
13 合 H60 增下游	/	/	0.01L	/	85	0.85	2L	/
14 白家庄	0.1L	/	0.01L	/	46	0.46	2L	/
15 梁家坪	/	/	0.01L	/	77	0.77	2L	/
16 严家川	0.0126	0.018	0.003L	/	53	0.53	2L	/
17 高楼村								
18 王家庄	0.0797	0.114	0.003L	/	54	0.54	2L	/
19 朱家洼	0.0324	0.046	0.003L	/	59	0.59	2L	/
20 九园	0.1L	/	0.01L	/	66	0.66	2L	/
21 北仓村	0.0025L	/	0.01	0.5	25	0.25	2L	/
22 杨家西庄	0.082	0.117	0.003L	/	41	0.41	2L	/
23 桑树庄	/	/	0.01L	/	32	0.32	2L	/

根据表 6.2.3-5 可知，本次实测加引用的监测点位共计 23 个，部分监测点位存在溶解性总固体、总硬度、六价铬的超标现象，其余各监测因子均符合《地下水质量标准》（GB/T 14848-17）Ⅲ类标准。

溶解性总固体、总硬度超标原因分析：根据《鄂尔多斯盆地甘肃能源基地地下水勘查报告》（甘肃省地质环境监测院 2013 年），陇东盆地白垩系环河组和洛河组地下水以大面积分布的微咸水和咸水为主，总体规律是在华池—庆城—董志塬一线形成 TDS 大于 3g/L 的高值带，最高者达 6g/L，向东西两侧，TDS 渐降低为<1g/L，白垩系地下水中总硬度也普遍存在超标现象。

六价铬超标原因分析：根据庆阳地区环境监测站编制的《马莲河水体六价铬长期超标原因及其衰减过程分析》，否定了人为污染的可能性，同样在《华池县水资源调查评价》中，也表示水体中六价铬超标是由地质条件造成，不是人为因素所致，综合分析庆阳地区地下水中铬元素应来自地层溶滤，属于环境地质条件引起的自然污染。

氟化物超标原因分析：根据《甘肃省中部饮水型地方性氟中毒病区改水设施水质卫生调查及评价》文献研究，项目地处甘肃东部靠北边缘地带，属陇中黄土高原干旱高氟区域，由于出露岩石氟化物含量比较丰富，蒸发量很大造成地下浅层水浓缩，经分化、淋溶，造成饮水及土壤中氟化物量升高，水氟含量多在 0.6~4.0mg/L，个别地方可达 10.0 mg/L 左右。因此氟化物超标为背景超标。

因此，以上超标因子主要与该区域含水层的地质条件有关，非人为污染造成。

6.2.3.2 现有工程场地包气带污染现状调查与评价

(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）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 3 座典型井站场，分别在站场污染装置区附近和站外未开发利用地取样进行对比调查，共 3 组 6 个包气带污染现状监测点。包气带污染土壤取柱状样，对样品进行清水浸溶试验，对浸溶液进行测试分析。取样点位置及深度见表具体见表 6.2.3-7 和图 6.2.1-1。

表 6.2.3-7 包气带污染现状取样点位

编号	监测点位	坐标	取样位置	取样深度
1	庆城联合站		污水污泥池装置区附近	0-20cm、 20-60cm 两

2	庆城联合站外未利用地		背景值	层，每层各取一个样
3	华 H47 危废贮存点		暂存点附近	
4	华 H47 危废贮存点外未利用地		背景值	
5	庄 242-1 扩井场内		井口装置区	
6	庄 242-1 扩井场外		背景值	

(2) 监测项目及分析方法

监测项目：pH 值、氨氮、挥发性酚类、石油类、砷、六价铬、硫酸盐、氯化物，共 8 项，各监测项目分析方法见表 6.2.3-8。

表 6.2.3-8 监测项目分析方法

项目名称	检测方法	方法来源	检出限
pH 值	水质 pH 值的测定 电极法	HJ 1147-2020	0.01
氨氮	水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法	HJ 535-2009	0.025mg/L
挥发酚	水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法	HJ 503-2009	0.0003mg/L
六价铬	生活饮用水标准检验方法 金属指标	GB/T 5750.6-2006 (10.1)	0.004mg/L
石油类	水质 石油类的测定 紫外分光光度法	HJ 970-2018	0.01mg/L
硫酸盐	水质 硫酸盐的测定 铬酸钡分光光度法	HJ/T 342-2007	8mg/L
氯化物	水质 氯化物的测定 硝酸银滴定法	GB 11896-1989	1mg/L
砷	水质汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法	HJ 694-2014	0.3 μg/L

(3) 采样时间：2025 年 5 月 29 日，取一次样。

(4) 监测结果与评价

现有场地包气带现状监测结果见表 6.2.3-9。

表 6.2.3-9 包气带检测结果表 单位：mg/L

点位	采样深度	监测结果							
		pH	氨氮	挥发酚	硫酸盐	六价铬	氯化物	石油类	砷
1#庆城联合站	0-20cm							0.01L	0.0003L
	20-60cm							0.01L	0.0003L
2#庆城联合站外未利用地	0-20cm							0.01L	0.0003L
	20-60cm							0.01L	0.0003L
3#华 H47 危废贮存点	0-20cm							0.01L	0.0003L
	20-60cm							0.01L	0.0003L
4#华 H47 危废贮存点外未利用地	0-20cm							0.01L	0.0003L
	20-60cm							0.01L	0.0003L
5#庄 242-1 扩井场	0-20cm							0.01L	0.0003L
	20-60cm							0.01L	0.0003L
6#庄 242-1 扩井场外未利用地	0-20cm							0.01L	0.0003L
	20-60cm							0.01L	0.0003L

从表 6.2.3-9 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土壤环境产生了一定的影响，但影响较小。

6.2.4 声环境现状监测与评价

(1) 监测点布设

本次声环境现状监测共布设 12 个噪声监测点位，选取新建、改扩建工程厂界噪声及周边敏感目标，均为实测。监测点位见表 6.2.4-1 和图 6.2.1-1。

表 6.2.4-1 声环境现状监测点位置

编号	监测点位		坐标	布点原则
1	念家塬			新建井场周边敏感点
2	北咀			新建站场、扩建井场周边敏感点
3	于家村			新建井场周边敏感点
4	蒋家塬			扩建站场周边敏感点
5	庆城联合站	东厂界		扩建站场
6		南厂界		
7		西厂界		
8		北厂界		
9	岭 38 增	东厂界		扩建站场
10		南厂界		
11		西厂界		
12		北厂界		

(2) 监测因子

声环境质量现状监测因子为等效连续 A 声级 LAeq。

(3) 监测方法

监测方法按《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

监测时间为 2025 年 5 月 27 日~5 月 29 日,各监测点位均连续监测 2 天,每天昼、

夜各监测 1 次,每次监测时间不小于 20min。

(5) 监测结果与评价

本项目声环质量现状监测结果见表 6.2.4-2。

表 6.2.4-2 声环境质量现状监测结果

编号	监测点位		监测时间	监测结果		标准限值		超标分贝	
				昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
1	念家塬					60	50	0	0
						60	50	0	0
2	北咀					60	50	0	0
						60	50	0	0
3	于家村					60	50	0	0
						60	50	0	0
4	蒋家塬					60	50	0	0
						60	50	0	0
5	庆城联合站	东厂界				60	50	0	0
						60	50	0	0
6		南厂界				60	50	0	0
						60	50	0	0
7		西厂界				60	50	0	0
						60	50	0	0
8		北厂界				60	50	0	0
						60	50	0	0
9	岭 38 增	东厂界				60	50	0	0
						60	50	0	0

10		南厂界				60	50	0	0
						60	50	0	0
11		西厂界				60	50	0	0
						60	50	0	0
12		北厂界				60	50	0	0
						60	50	0	0

根据监测结果，新建站选址、敏感点环境背景噪声值和现有站场厂界噪声值均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求。

6.2.5 土壤环境现状调查与评价

6.2.5.1 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、新积土、灰褐土等 4 种类型。为了解土壤理化特征，在评价区域内设置 4 处调查点位，进行理化性质和剖面调查，本次评价委托甘肃旭明行建技术检测有限公司于 2025 年 5 月 27 日~5 月 28 日开展理化性质和剖面调查，土壤理化特性及剖面调查结果见表 6.2.5-1 至表 6.2.5-9。

表 6.2.5-1 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	备注
1#	庆城联合站		黑垆土	实测
2#	里 457-1 井场		黄绵土	
5#	合 H75 增		灰褐土	
9#	华十六脱-华悦线 1#阀室净化油管线		新积土	

表 6.2.5-2 1#（黑垆土）理化性质调查表

点号		时间		2025 年 5 月 27 日
坐标		E: 107.93258367, N: 35.91519043		
层次		表层 0-0.5m	中层 0.5-1.5m	深层 1.5-3.0m
现场记录	颜色			
	结构			
	质地			
	沙砾含量（%）			
	其他异物			
实验室测定	pH 值			
	阳离子交换量/（cmol ⁺ /kg）			
	氧化还原电位/（mV）			
	饱和导水率/（mm/min）			
	土壤容重/（g/cm ³ ）			
		孔隙度/（%）		

表 6.2.5-3 2#（黄绵土）理化性质调查表

点号		时间		
坐标		E: 107.63441244, N: 36.52696541		
层次		表层 0-0.5m	中层 0.5-1.5m	深层 1.5-3.0m
现场记录	颜色			
	结构			
	质地			
	沙砾含量（%）			
	其他异物			

实验室测定	pH 值			
	阳离子交换量/（cmol ⁺ /kg）			
	氧化还原电位/（mV）			
	饱和导水率/（mm/min）			
	土壤容重/（g/cm ³ ）			
	孔隙度/（%）			

表 6.2.5-4 5#（灰褐土）理化性质调查表

点号		时间		
坐标		E: 108.15684190, N: 36.18601715		
层次		表层 0-0.5m	中层 0.5-1.5m	深层 1.5-3.0m
现场记录	颜色	浅棕色	浅棕色	浅棕色
	结构	团粒	团粒	团粒
	质地	壤土	壤土	壤土
	沙砾含量（%）	0.4	0.8	0.5
	其他异物	无异物	无异物	无异物
实验室测定	pH 值	7.9	8.0	7.7
	阳离子交换量/（cmol ⁺ /kg）	13.7	13.8	14.6
	氧化还原电位/（mV）	474	482	505
	饱和导水率/（mm/min）	0.65	0.56	0.60
	土壤容重/（g/cm ³ ）	1.4	1.3	1.2
	孔隙度/（%）	46.4	52.8	48.3

表 6.2.5-5 9#（新积土）理化性质调查表

点号		时间		
坐标		E: 107.9288288, N: 36.37484318		
层次				
现场记录	颜色			
	结构			
	质地			
	沙砾含量（%）			
	其他异物			
实验室测定	pH 值			
	阳离子交换量/（cmol ⁺ /kg）			
	氧化还原电位/（mV）			
	饱和导水率/（mm/min）			
	土壤容重/（g/cm ³ ）			
	孔隙度/（%）			

表 6.2.5-6 1#（黑垆土）土壤剖面调查表

点号	景观照片	土壤剖面照片	层次
1#			A 层：0~20cm，浅棕色，粒状结构，中壤土，疏松，孔隙多，植物根系较多。
			C ₁ 层：25~100cm，浅棕色，粒状结构，中壤土，稍紧实，植物根系较少。
			C ₂ 层：100~150cm，浅棕色，粒状结构，中壤土，紧实，植物根系少。

表 6.2.5-7 2#（黄绵土）土壤剖面调查表

2#			A ₁₁ 层：0~20cm，浅棕色中壤土，粒状结构，疏松多孔，植物根系多。
			A 层：20~50cm，浅棕色，中壤土，粒状结构，稍紧，植物根系较多。
			B _k 层：50~100cm，浅棕色，中壤土，粒状结构，紧，植物根系少，有霜粉状石灰淀积。
			C _k 层：100~150cm，浅棕色，中壤土，粒状结构，紧，植物根系极少。

表 6.2.5-8 4#（灰褐土）土壤剖面调查表

点号	景观照片	土壤剖面照片	层次

4#			A ₁₁ 层：0~20cm，浅棕色，粒状结构，中壤土，松，植物根系多，石灰反应强。
			A ₁₂ 层：20~30cm，浅棕色，粒状结构，中壤土，较紧，植物根系多，石灰反应强。
			C层：30~150cm，浅棕色，粒状结构，中壤土，紧，植物根系少，石灰反应强。

表 6.2.5-9 9#（新积土）土壤剖面调查表

点号	景观照片	土壤剖面照片	层次
5#			0~20cm，浅棕色，团粒状结构，中壤土，松，植物根系较多。

6.2.5.2 现状监测点位设置

(1) 布点原则

本项目土壤环境影响类型包括污染影响型和生态影响型，评价工作等级分别为一级和二级，项目所在区域土壤类型主要为黄绵土、黑垆土、新积土、灰褐土，为充分反映建设项目调查评价范围内的土壤环境现状，本次土壤监测点位设置依据如下：

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；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、新积土、灰褐土，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本项目工程包含原油集输管线、输水管线等管线工程，根据评价范围内土壤环境敏感目标或站场平面布局情况确定监测点布设位置。

⑤本项目属于改扩建项目，评价工作等级为污染影响型一级、生态影响型二级，应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) 布点数量要求

建设项目土壤环境评价工作等级为污染影响型一级、生态影响型二级，现状监测布点类型及数量要求见表 6.2.5-10。此外，根据导则要求，污染影响型建设项目占地范围超过 100hm² 的，每增加 20hm² 增加 1 个监测点；生态影响建设项目可优化调整占地范围内、外监测点数量，保持总数不变；

表 6.2.5-10 土壤环境现状监测布点类型与数量要求

评价工作等级		占地范围内	占地范围外
一级	污染影响型	5 个柱状样点 ^a ，2 个表层样点 ^b	4 个表层样点
二级	生态影响型	3 个表层样点	4 个表层样点
a 柱状样通常在 0~0.5 m、0.5~1.5 m、1.5~3 m 分别取样；b 表层样应在 0~0.2 m 取样。			

(3) 监测点位分布

评价共设点位 13 个，其中：柱状样 5 个、表层样 8 个，满足导则点位数量要求。

项目监测点位分布见表 6.2.5-11 和图 6.2.1-1。

表 6.2.5-11 土壤现状调查点位

编号	监测点位	类型	采样位置	坐标	监测项目	采样深度	
1	庆城联合站	柱状样	占地内装置区附近		pH 值、含盐量、石油烃（C6~C9）、石油烃（C10~C40）、石油类、汞、六价铬、砷	黑垆土	0-0.5m 0.5-1.5m1.5-3m
2	里 457-1 井场	柱状样	占地内污水池附近			黄绵土	
3	宁 27-1 井场	柱状样	占地内污水池附近			黄绵土	
4	岭十二转	柱状样	占地内装置区附近			黑垆土	
5	合 H75 增	柱状样	占地内污水池附近			灰褐土	
6	里 62 扩 1 井场	表层样	占地范围内		建设用地基本因子 45 项、pH 值、含盐量、石油烃（C6~C9）、石油烃（C10~C40）、石油类	黄绵土	0-0.2m
7	白马加热站	表层样	占地范围内			黑垆土	0-0.2m
8	徐 80-74 井场	表层样	占地范围内			灰褐土	0-0.2m
9	华十六脱-华悦线 1#阀室 净化油管线	表层样	管线临时占地范围内		农用地基本因子 8 项、pH 值、含盐量、石油烃（C6~C9）、石油烃（C10~C40）、石油类、六价铬	新积土	0-0.2m
10	岭 159-1 井场	表层样	占地外空地		pH 值、含盐量、石油烃（C6~C9）、石油烃（C10~C40）、石油类、汞、六价铬、砷	黄绵土	0~0.2m
11	庄 17 扩 1 井场	表层样	占地外空地			灰褐土	0-0.2m
12	西 291-1 井场	表层样	占地外空地			黑垆土	0-0.2m
13	华 H204 增	表层样	占地外空地			黄绵土	0-0.2m

6.2.5.3 现状监测因子与时间

(1) 污染影响型调查因子

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（ $C_{10}\sim C_{40}$ ）。

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、蒽、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,2-cd]芘、蔡。

② 农用地基本因子

共 9 项，包括：镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌及 pH 值。

③ 建设项目特征因子：共 6 项，石油烃（ $C_6\sim C_9$ ）、石油烃（ $C_{10}\sim C_{40}$ ）、石油类、汞、砷、六价铬。

(2) 生态影响型调查因子

生态影响型调查因子为：pH 值、含盐量。

(3) 监测时间

本次土壤环境现状委托甘肃旭明行建技术检测有限公司检测，监测时间为 2025 年 5 月 27 日~5 月 29 日。

6.2.5.4 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 6.2.5-12。

表 6.2.5-12

监测项目分析方法

检测项目	测定方法	方法来源	最低检出限
pH	土壤 pH 的测定	NY/T 1377-2007	0.01
镉	土壤质量 铅、镉的测定 石墨炉原子吸收分光光度法	GB/T 17141-1997	0.01mg/kg
砷	土壤质量 总汞、总砷、总铅的测定原子荧光法	GB /T22105.2-2008	0.01mg/kg
汞	土壤质量 总汞、总砷、总铅的测定原子荧光法	GB/ T22105.1-2008	0.002mg/kg
石油类	土壤 石油类的测定 红外分光光度法	HJ 1051-2019	4mg/kg
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	3mg/kg
铜			1mg/kg
铅			10mg/kg
锌			1mg/kg
铬			4mg/kg
铬（六价）	固体废物 六价铬的测定 碱消解/火焰原子吸收分光光度法	HJ 687-2014	2mg/kg
含盐量	土壤检测 第 16 部分:土壤水溶性盐总量的测定	NY/T1121.16-2006	/
土壤容重	土壤检测 第 4 部分:土壤容重的测定	NY/T1121.4-2006	/
阳离子交换量	土壤 阳离子交换量的测定 三氯化六氨合钴浸提-分光光度法	HJ 889-2017	0.8cmol+/kg
石油烃（C ₆ ~C ₉ ）	土壤和沉积物 石油烃 C ₆ ~C ₉ 的测定 吹扫捕集/气相 色谱法	HJ 1020-2019	0.04mg/kg
石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）	土壤和沉积物 石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）的测定 气相色谱法	HJ 1021-2019	6mg/kg
四氯化碳	土壤和沉积物 挥发性卤代烃的测定 顶空/气相色谱-质谱法	HJ 736-2015	2μg/kg
氯仿			2μg/kg
氯甲烷			3μg/kg
1,1-二氯乙烷			2μg/kg
1,2-二氯乙烷			3μg/kg
1,1-二氯乙烯			2μg/kg
顺-1,2-二氯乙烯			3μg/kg
反-1,2-二氯乙烯			3μg/kg
二氯甲烷			3μg/kg
1,2-二氯丙烷			2μg/kg
1,1,1,2-四氯乙烷			3μg/kg
1,1,2,2-四氯乙烷			3μg/kg
四氯乙烯			2μg/kg
1,1,1-三氯乙烷			2μg/kg
1,1,2-三氯乙烷			2μg/kg
三氯乙烯			2μg/kg
1,2,3-三氯丙烷			3μg/kg
氯乙烯			2μg/kg
苯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱-质谱法	HJ 642-2013	1.6μg/kg
氯苯			1.1μg/kg
1,2-二氯苯			1.0μg/kg
1,4-二氯苯			1.2μg/kg
乙苯			1.2μg/kg
苯乙烯			1.6μg/kg
甲苯			2.0μg/kg
间二甲苯+对二甲苯			3.6μg/kg
邻二甲苯	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法	HJ 834-2017	1.3μg/kg
硝基苯			0.09mg/kg
苯胺			0.1mg/kg
2-氯酚			0.06mg/kg
苯并[a]蒽			0.1mg/kg
苯并[a]芘			0.1mg/kg
苯并[b]荧蒽			0.2mg/kg

苯并[k]荧蒽			0.1mg/kg
蒽			0.1mg/kg
二苯并[a,h]蒽			0.1mg/kg
茚并[1,2,3-cd]芘			0.1mg/kg
苯			0.09mg/kg
氧化还原电位	土壤检测 氧化还原电位	HJ 746-2015	/
孔隙度	森里土壤水分-物理性质的测定	LY/T 1215-1999	/
饱和导水率	森林土壤渗滤率的测定	LY/T 1218-1999	/
沙砾含量	土壤环境监测技术规范	HJ/T 166-2004	/

6.2.5.5 现状监测结果与评价

(1)监测结果与评价

采用单因子指数法进行土壤环境质量现状评价：

$$p_i = \frac{C_i}{S_i}$$

式中： p_i --土壤中污染物 i 的单因子污染指数；

C_i --监测点位土壤中污染物 i 的实测浓度；

S_i --污染物 i 的评价标准值或参考值，见表 2.3.2-5。

本项目土壤监测结果参见表 6.2.5-13～表 6.2.5-15。

表 6.2.5-13					建设用地土壤本底调查结果表——特征因子						单位：mg/kg		
序号	监测项目	监测点位编号									标准 限值	超标率	最大超标 倍数
		1#			2#			3#					
	取样深度	0～0.5m	0.5～1.5m	1.5～3m	0～0.5m	0.5～1.5m	1.5～3m	0～0.5m	0.5～1.5m	1.5～3m			
1	汞	0.117	0.112	0.107	0.127	0.114	0.101	0.136	0.129	0.115	38	0	0
2	砷	12.9	12.6	12.1	13.1	12.9	11.8	12.9	12.5	12.1	60	0	0
3	六价铬	<2	<2	<2	<2	<2	<2	<2	<2	<2	5.7	0	0
4	石油烃（C ₁₀ ～C ₄₀ ）	57	53	48	27	50	63	61	32	39	4500	0	0
5	石油类	125	129	136	119	126	139	128	129	130	/	/	/
6	石油烃（C ₆ ～C ₉ ）	<0.04	<0.04	<0.04	<0.04	<0.04	<0.04	<0.04	<0.04	<0.04	/	/	/

续表 6.2.5-13		建设用地土壤本底调查结果表——特征因子						单位：mg/kg		
序号	监测项目	监测点位编号						标准 限值	超标率	最大超标倍数
		4#			5#					
	取样深度	0~0.5m	0.5~1.5m	1.5~3m	0~0.5m	0.5~1.5m	1.5~3m			
1	汞	0.144	0.138	0.131	0.121	0.112	0.105	38	0	0
2	砷	14.7	13.8	12.9	13.4	12.7	12.1	60	0	0
3	六价铬	<2	<2	<2	<2	<2	<2	5.7	0	0
4	石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）	62	23	71	41	40	45	4500	0	0
5	石油类	130	131	133	125	129	142	/	/	/
6	石油烃（C ₆ ~C ₉ ）	<0.04	<0.04	<0.04	<0.04	<0.04	<0.04	/	/	/

表 6.2.5-15 农用地土壤本底调查结果表——基本因子+特征因子 单位：mg/kg

序号	监测项目	监测点位编号					标准 限值	超标率	最大超标倍数
		9#	10#	11#	12#	13#			
	取样深度	0~0.2m	0~0.2m	0~0.2m	0~0.2m	0~0.2m			
1	铜	51	/	/	/	/	100	0	0
2	镍	61	/	/	/	/	190	0	0
3	铅	54	/	/	/	/	170	0	0
4	镉	0.265	/	/	/	/	0.6	0	0
5	汞	0.117	0.124	0.118	0.111	0.104	3.4	0	0
6	砷	13.6	12.7	10.8	11.4	12.5	25	0	0
7	锌	58	/	/	/	/	300	0	0
8	铬	38	/	/	/	/	250	0	0
9	六价铬	<2	<2	<2	<2	<2	/	/	/
10	石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）	<0.04	<0.04	<0.04	<0.04	<0.04	/	/	/
11	石油类	130	131	124	127	142	/	/	/
12	石油烃（C ₆ ~C ₉ ）	59	48	50	46	38	/	/	/

6.2.5-14

建设用地、典型土壤本底监测结果及评价表

单位: mg/kg

监测点位			6#	7#	8#
采样深度/m			0~0.2m	0~0.2m	0~0.2m
序号	项目	标准限值	监测结果		
1	铜	18000	47	41	46
2	镍	900	64	60	59
3	铅	800	46	49	38
4	镉	65	0.242	0.240	0.245
5	汞	38	0.129	0.121	0.132
6	砷	60	11.8	10.9	12.7
7	六价铬	5.7	<0.5	<0.5	<0.5
8	四氯化碳	2.8	2.9×10^{-3}	$<2.0 \times 10^{-3}$	$<2.0 \times 10^{-3}$
9	氯仿	0.9	$<2.0 \times 10^{-3}$	$<2.0 \times 10^{-3}$	$<2.0 \times 10^{-3}$
10	氯甲烷	37	$<3.0 \times 10^{-3}$	7.39×10^{-2}	7.65×10^{-2}
11	1,1-二氯乙烷	9	$<2.0 \times 10^{-3}$	$<2.0 \times 10^{-3}$	$<2.0 \times 10^{-3}$
12	1,2-二氯乙烷	5	$<3.0 \times 10^{-3}$	5.92×10^{-3}	$<3.0 \times 10^{-3}$
13	1,1-二氯乙烯	66	$<2.0 \times 10^{-3}$	$<2.0 \times 10^{-3}$	$<2.0 \times 10^{-3}$
14	顺-1,2-二氯乙烯	596	$<3.0 \times 10^{-3}$	$<3.0 \times 10^{-3}$	$<3.0 \times 10^{-3}$
15	反-1,2-二氯乙烯	54	$<3.0 \times 10^{-3}$	$<3.0 \times 10^{-3}$	$<3.0 \times 10^{-3}$
16	二氯甲烷	616	$<3.0 \times 10^{-3}$	$<3.0 \times 10^{-3}$	$<3.0 \times 10^{-3}$
17	1,2-二氯丙烷	5	$<2.0 \times 10^{-3}$	$<2.0 \times 10^{-3}$	$<2.0 \times 10^{-3}$
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10	$<3.0 \times 10^{-3}$	$<3.0 \times 10^{-3}$	$<3.0 \times 10^{-3}$
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	$<3.0 \times 10^{-3}$	$<3.0 \times 10^{-3}$	$<3.0 \times 10^{-3}$
20	四氯乙烯	53	$<2.0 \times 10^{-3}$	$<2.0 \times 10^{-3}$	$<2.0 \times 10^{-3}$
21	1,1,1-三氯乙烷	840	$<2.0 \times 10^{-3}$	$<2.0 \times 10^{-3}$	$<2.0 \times 10^{-3}$
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8	$<2.0 \times 10^{-3}$	$<2.0 \times 10^{-3}$	$<2.0 \times 10^{-3}$
23	三氯乙烯	2.8	$<2.0 \times 10^{-3}$	$<2.0 \times 10^{-3}$	$<2.0 \times 10^{-3}$
24	1,2,3-三氯丙烷	0.5	$<3.0 \times 10^{-3}$	6.77×10^{-3}	$<3.0 \times 10^{-3}$
25	氯乙烯	0.43	$<2.0 \times 10^{-3}$	$<2.0 \times 10^{-3}$	$<2.0 \times 10^{-3}$
26	苯	4	6.91×10^{-3}	$<1.6 \times 10^{-3}$	6.44×10^{-3}
27	氯苯	270	$<1.1 \times 10^{-3}$	$<1.1 \times 10^{-3}$	$<1.1 \times 10^{-3}$
28	1,2-二氯苯	560	$<1.0 \times 10^{-3}$	$<1.0 \times 10^{-3}$	$<1.0 \times 10^{-3}$
29	1,4-二氯苯	20	$<1.2 \times 10^{-3}$	$<1.2 \times 10^{-3}$	$<1.2 \times 10^{-3}$
30	乙苯	28	$<1.2 \times 10^{-3}$	$<1.2 \times 10^{-3}$	$<1.2 \times 10^{-3}$
31	苯乙烯	1290	$<1.6 \times 10^{-3}$	$<1.6 \times 10^{-3}$	$<1.6 \times 10^{-3}$
32	甲苯	1200	$<2.0 \times 10^{-3}$	$<2.0 \times 10^{-3}$	$<2.0 \times 10^{-3}$
33	间二甲苯+对二甲苯	570	$<3.6 \times 10^{-3}$	$<3.6 \times 10^{-3}$	$<3.6 \times 10^{-3}$
34	邻二甲苯	640	$<1.3 \times 10^{-3}$	$<1.3 \times 10^{-3}$	$<1.3 \times 10^{-3}$
35	硝基苯	76	<0.09	<0.09	<0.09
36	苯胺	260	<0.1	<0.1	<0.1
37	2-氯酚	2256	<0.06	<0.06	<0.06
38	苯并[a]蒽	15	<0.1	<0.1	<0.1
39	苯并[a]芘	1.5	<0.1	<0.1	<0.1
40	苯并[b]荧蒽	15	<0.2	<0.2	<0.2
41	苯并[k]荧蒽	151	<0.1	<0.1	<0.1
42	蒽	1293	<0.1	<0.1	<0.1
43	二苯并[a, h]蒽	1.5	<0.1	<0.1	<0.1
44	茚并[1,2,3-cd]芘	15	<0.1	<0.1	<0.1
45	萘	70	<0.09	<0.09	<0.09
46	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	4500	81	62	41
47	石油类	/	130	123	131
48	石油烃 (C ₆ -C ₉)	/	<0.04	<0.04	<0.04

依据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中附录 D 表 D.1

土壤盐化分级标准及表 D.2 土壤酸化、碱化分级标准，对本项目各土壤取样点位 pH 值、含盐量监测结果进行酸化、碱化级别和盐化级别评价，评价结果见表 6.2.5-16。

表 6.2.5-16 土壤盐化、酸化、碱化监测结果表

编号	监测点位	取样深度 (m)	监测结果			
			土壤含盐量 (SSC) g/kg	分析结果	土壤 pH 值 (无量纲)	分析结果
1#	庆城联合站	0~0.5		轻度盐化		无酸化无碱化
		0.5~1.5		轻度盐化		无酸化无碱化
		1.5~3		轻度盐化		无酸化无碱化
2#	里 457-1 井场	0~0.5		轻度盐化		无酸化无碱化
		0.5~1.5		轻度盐化		无酸化无碱化
		1.5~3		轻度盐化		无酸化无碱化
3#	宁 27-1 井场	0~0.5		轻度盐化		无酸化无碱化
		0.5~1.5		轻度盐化		无酸化无碱化
		1.5~3		轻度盐化		无酸化无碱化
4#	岭十二转	0~0.5		轻度盐化		无酸化无碱化
		0.5~1.5		轻度盐化		无酸化无碱化
		1.5~3		轻度盐化		无酸化无碱化
5#	合 H75 增	0~0.5		轻度盐化		无酸化无碱化
		0.5~1.5		轻度盐化		无酸化无碱化
		1.5~3		轻度盐化		无酸化无碱化
6#	里 62 扩 1 井场	0~0.2		轻度盐化		无酸化无碱化
7#	白马加热站	0~0.2		轻度盐化		无酸化无碱化
8#	徐 80-74 井场	0~0.2		轻度盐化		无酸化无碱化
9#	华十六脱-华悦线 1# 阀室净化油管线	0~0.2		轻度盐化		无酸化无碱化
10#	岭 159-1 井场	0~0.2		轻度盐化		无酸化无碱化
11#	庄 17 扩 1 井场	0~0.2		轻度盐化		无酸化无碱化
12#	西 291-1 井场	0~0.2		轻度盐化		无酸化无碱化
13#	华 H204 增	0~0.2		轻度盐化		无酸化无碱化

注：项目所在地区属于半湿润、半干旱地区。
(2) 评价结论

由监测结果可知，项目建设场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。项目土壤无酸化、碱化，土壤盐化级别为轻度盐化。

6.3 区域环境质量变化趋势

6.3.1 生态环境

6.3.1.1 植被覆盖度

常规生态现状调查遥感解译内容主要以生态系统类型、土地利用现状、植被类型、植被覆盖度、土地利用类型、土壤侵蚀为主，其中以植被覆盖度变化情况最能体现区域生态现状的变化趋势。由于历年开发范围不尽相同，因此本次评价收集了往年产能建设工程报告中的区域植被覆盖情况，就植被覆盖度的变化情况说明项目开发区域的植被变化情况。

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，

各植被覆盖度分级对应覆盖度范围见表 6.3.1-1。2020 年～2024 年生态调查范围内植被覆盖度变化情况见表 6.3.1-2。

表 6.3.1-1 植被覆盖度分级		
序号	植被覆盖度	植被覆盖度分级
1	<10%	低覆盖度
2	10%～30%	中低覆盖度
3	30%～50%	中覆盖度
4	50%～70%	中高覆盖度
5	>70%	高覆盖度

表 6.3.1-2 生态调查范围内植被覆盖度变化情况表 单位：km²							
被覆盖度	卫星成像日期	调查面积	低覆盖度	中低覆盖度	中覆盖度	中高覆盖度	高覆盖度
2022 年产建	2021.8	1206.89	22.71	4.62	698.11	487.16	7.86
2023 年产建	2022.7	1915.93	321	278.35	403.25	412.42	500.91
2024 年产建	2023.8	2350.15	655.31	432.48	433.55	348.08	490.33
2024 年准备区块	2024.8	2035.95	407.94	318.04	404.56	381.91	523.50
2024 年补充产建	2024.8	1879.59	383.12	287.53	364.80	356.38	487.25
本次产建							
平均占比	/	/	19.15	14.17	24.27	20.87	21.30

由表 6.3.1-2 的对比分析结果可知，自 2021 年～2026 年评价区植被覆盖度整体比较稳定，以中-高覆盖度为主。

6.3.1.2 土地利用类型

以历年产能建设工程开发区域作为调查范围，利用遥感影像解译对调查范围内的土地利用类型进行区分，2021 年～2026 年生态调查范围内土地利用类型变化情况见表 6.3.1-3。

表 6.3.1-3 生态调查范围内各类型土地利用类型面积变化表 单位：km²							
序号	土地利用类型	2021 年产建	2022 年产建	2023 年产建	2024 年产建	2024 年补充产建	平均占比
1	调查面积	1452.31	1206.89	1915.93	2350.15	1879.59	/
2	卫星成像日期	2020.5	2021.8	2022.7	2023.8	2024.8	/
3	乔木林地	54.84	27.80	152.3	166.96	151.55	6.29%
4	灌木林地	58.56	44.15	112.97	291.76	19.10	5.98%
5	其他草地	758.67	642.97	886.98	972.80	1105.13	49.59%
6	旱地	573.15	487.16	716.14	881.30	553.65	36.47%
7	农村宅基地	5.08	3.97	27.24	32.18	33.46	1.16%
8	河流水面	0.54	0.65	8.61	3.41	5.63	0.21%
9	工业用地	0.19	0.19	2.29	3.42	4.96	0.13%
10	道路用地	1.28	/	9.41	7.93	6.09	0.28%

6.3.2 大气环境

(1)近 5 年区域环境空气基本污染物变化状况

本次评价收集了庆阳市生态环境局历年发布的《庆阳市 12 月及 1～12 月环境空气质量状况》（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 6.3.2-1。

表 6.3.2-1 评价区域各县空气质量现状历史监测数据对比一览表 单位：μg/m³								
县区名称	污染物	年评价指标	2020 年现状浓	2021 年现状浓	2022 年现状浓	2023 年现状浓	2024 年现状浓	标准值

			度	度	度	度	度	
合水县	SO ₂	年平均质量浓度	7	7	8	8	8	60
	NO ₂	年平均质量浓度	12	7	12	8	9	40
	PM ₁₀	年平均质量浓度	54	52	55	55	45	70
	PM _{2.5}	年平均质量浓度	24	27	26	30	27	35
	CO	24h 平均第 95 百分位浓度	1200	800	1300	800	800	4000
	O ₃	日最大 8 小时平均第 90 百分位浓度	139	124	104	121	129	160
环县	SO ₂	年平均质量浓度	13	15	13	15	11	60
	NO ₂	年平均质量浓度	33	33	33	34	30	40
	PM ₁₀	年平均质量浓度	91	80	76	79	64	70
	PM _{2.5}	年平均质量浓度	27	22	23	22	31	35
	CO	24h 平均第 95 百分位浓度	1400	1200	1300	1200	1200	4000
	O ₃	日最大 8 小时平均第 90 百分位浓度	132	106	133	111	135	160
庆城县	SO ₂	年平均质量浓度	7	11	10	10	8	60
	NO ₂	年平均质量浓度	18	21	26	22	17	40
	PM ₁₀	年平均质量浓度	54	62	69	63	47	70
	PM _{2.5}	年平均质量浓度	30	27	30	27	26	35
	CO	24h 平均第 95 百分位浓度	1100	1100	1100	800	1000	4000
	O ₃	日最大 8 小时平均第 90 百分位浓度	124	118	140	117	144	160
华池县	SO ₂	年平均质量浓度	8	9	8	7	8	60
	NO ₂	年平均质量浓度	7	12	9	8	7	40
	PM ₁₀	年平均质量浓度	42	45	48	50	45	70
	PM _{2.5}	年平均质量浓度	17	14	17	16	18	35
	CO	24h 平均第 95 百分位浓度	8000	1100	1100	800	900	4000
	O ₃	日最大 8 小时平均第 90 百分位浓度	136	127	118	127	128	160
宁县	SO ₂	年平均质量浓度	9	13	9	9	6	60
	NO ₂	年平均质量浓度	13	11	14	15	6	40
	PM ₁₀	年平均质量浓度	76	62	53	53	45	70
	PM _{2.5}	年平均质量浓度	34	31	23	21	28	35
	CO	日平均第 95 百分位浓度	900	700	800	700	700	4000
	O ₃	日最大 8 小时平均第 90 百分位浓度	116	93	122	121	134	160

(2)近 5 年区域环境空气特征污染物变化状况

本次评价收集了评价区域内近 5 年环境空气特征污染物历史监测数据，以反映该区域环境质量变化情况，历年监测结果详见表 6.3.2-2，对比历年监测数据，现有工程所在区域环境空气监测结果均满足相关环境质量标准，且随时间变化不大，呈稳定趋势。

表 6.3.2-2 评价区域环境空气质量现状历史监测数据对比一览表 单位：mg/m³

监测项目 监测点位		总烃	非甲烷总烃
		监测浓度范围	监测浓度范围
华池县里 180 区块樊家庄①	2019 年 7 月 30 日~8 月 5 日	1.29~1.75	0.1~0.48
华池县里 180 区块樊家庄②	2022 年 8 月 20 日~8 月 26 日	1.99~2.35	0.94~1.21
华池县里 180 区块樊家庄③	2024 年 4 月 27 日~5 月 5 日	2.29~2.49	0.67~0.88
庆城县庆城区中山④	2021 年 4 月 20 日~4 月 27 日	0.07L~0.1	0.57~0.84
庆城县庆城区中山④	2024 年 4 月 24 日~5 月 1 日	2.84~3.02	1.02~1.20
环县八珠乡⑤	2023 年 4 月 11 日~4 月 17 日	0.32~0.50	1.51~1.73
环县八珠乡-本次实测			
标准限值		/	2.0
数据来源：①《长庆油田分公司致密油产能建设项目组 2019 年 64 万吨产能建设工程环境质量现状监测数据（大气）》； ②《长庆油田分公司页岩油产能建设项目组 2022 年准备区块建设工程环境质量现状监测数据（大气）》； ③《长庆油田陇东油气开发分公司 2024 年产能建设工程环境质量现状监测数据（大气）》； ④《长庆油田页岩油开发分公司 2022 年 80.1 万吨产能建设工程环境质量现状监测数据（大气）》；			

⑤《长庆油田陇东油气开发分公司 2023 年产能建设工程环境质量现状监测数据（大气）》；

6.3.3 地下水环境

本次评价收集了已建工程附近的地下水环境保护目标历史监测数据，以反映该区域环境质量变化情况。历年地下水环境质量监测结果详见表 6.3.3-1，通过历年监测数据的对比，项目所在区域地下水监测结果均满足相关环境质量标准，且随时间变化不大，呈稳定趋势。

表 6.3.3-1		评价区地下水历年监测数据对比一览表					单位: mg/L
监测结果 监测项目	监测时间						标准 限值
	陈家塬			桑梨塬			
	2019. 5. 5 ①	2021. 4. 26 ②	2024. 4. 28 ③	2021. 4. 26 ②	2024. 4. 25 ③	2025. 4. 24 ④	
pH（无量纲）	7.38	7.92	7.9	8.47	7.9	/	6.5~8.5
氨氮	0.034	0.114	0.086	0.074	0.050	/	≤0.50
硝酸盐氮	2.2	2.56	2.45	1.99	2.39	/	≤20.0
亚硝酸盐氮	0.003L	/	0.003	/	0.003L	/	≤1.00
总硬度	226	116	81.1	88	152	/	≤450
溶解性总固体	376	247	508	271	390	/	≤1000
耗氧量	1.07	1	0.717	0.5L	0.489	/	≤3
挥发酚	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	/	≤0.002
石油类	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.05
砷	0.0013	0.0029	0.0003L	0.0004	0.0003L	0.0024	≤0.01
汞	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	≤0.001
六价铬	0.025	0.004L	0.020	0.028	0.047	0.038	≤0.05
铅	0.01L	0.01L	0.0025L	0.002L	0.00304	/	≤0.01
锰	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	/	≤0.10
镉	0.001L	0.001L	0.0005L	0.0002	0.0005L	/	≤0.005
铁	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	/	≤0.3
氟化物	0.529	0.89	1.28	0.36	0.675	/	≤1.0
氰化物	0.004L	0.004L	0.001L	0.004L	0.001L	/	≤0.05
总大肠菌群	<2.2	<2	2L	ND	2L	/	≤3.0
菌落总数	13	17	41	46	61	/	≤100
数据来源： ①《长庆油田分公司第二采油厂 63 万吨产能建设工程环境现状监测数据（地下水）》； ②《长庆油田分公司陇东页岩油开发项目组 2021 年 83.3 万吨产能建设工程 环境现状监测数据（地下水）》 ③《长庆油田陇东油气开发分公司 2024 年产能建设工程环境质量现状监测数据（地下水）》； ④ 2025 年度例行监测点位拐子塬组地下水水质监测数据，与桑梨塬距离约 1.9km；							

6.3.4 土壤环境

本次收集了区域已建工程土壤环境历史监测数据，以反映该区域环境质量变化情况，历年土壤环境质量监测结果详见表 6.3.4-1 和表 6.3.4-2，通过历年监测数据对比，项目所在区域土壤监测结果均满足相关环境质量标准，且随时间变化不大，呈稳定趋势。

表 6.3.4-1			岭三联合站内及站外土壤历年监测数据对比一览表					单位：mg/kg
监测点位			联合站内					
采样深度			0-0.2m	0-0.2m	0.5-1.5m	1.5-3m	0.5-1.5m	0-0.5m
监测时间			2020. 8. 21 ①	2022. 6. 24 ②	2024. 4. 26③			2025. 6. 26 ④
序号	项目	标准值	检测结果					
1	汞	38	0.054	0.124	0.044	0.032	0.019	0.016

2	砷	60	14.4	2.08	2.56	2.15	1.22	12.4
3	铜	18000	29	16	/	/	/	27
4	铅	800	8.1	41	/	/	/	16.2
5	镉	65	0.09	1.50	/	/	/	0.07
6	六价铬	5.7	ND	0.9	<0.5	<0.5	<0.5	ND
7	镍	900	28	57	/	/	/	30
8	四氯化碳	2.8	ND	ND	/	/	/	ND
9	氯仿	0.9	ND	0.0092	/	/	/	ND
10	氯甲烷	37	ND	ND	/	/	/	ND
11	1,1-二氯乙烷	9	ND	ND	/	/	/	ND
12	1,2-二氯乙烷	5	ND	ND	/	/	/	ND
13	1,1-二氯乙烯	66	ND	ND	/	/	/	ND
14	顺-1-2 二氯乙烯	596	ND	ND	/	/	/	ND
15	反-1,2-二氯乙烯	54	ND	ND	/	/	/	ND
16	二氯甲烷	616	ND	0.0960	/	/	/	ND
17	1,2-二氯丙烷	5	ND	ND	/	/	/	ND
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10	ND	ND	/	/	/	ND
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	ND	ND	/	/	/	ND
20	四氯乙烯	53	ND	0.0791	/	/	/	ND
21	1,1,1,-三氯乙烷	840	ND	ND	/	/	/	ND
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8	ND	0.0014	/	/	/	ND
23	三氯乙烯	2.8	ND	ND	/	/	/	ND
24	1,2,3-三氯丙烷	0.5	ND	ND	/	/	/	ND
25	氯乙烯	0.43	ND	ND	/	/	/	ND
26	苯	4	ND	ND	/	/	/	ND
27	氯苯	270	ND	ND	/	/	/	ND
28	1,2-二氯苯	560	ND	ND	/	/	/	ND
29	1,4-二氯苯	20	ND	ND	/	/	/	ND
30	乙苯	28	ND	ND	/	/	/	ND
31	苯乙烯	1290	ND	ND	/	/	/	ND
32	甲苯	1200	ND	ND	/	/	/	ND
33	间二甲苯+对二甲苯	570	ND	ND	/	/	/	ND
34	邻二甲苯	640	ND	ND	/	/	/	ND
35	硝基苯	76	ND	ND	/	/	/	ND
36	苯胺	260	ND	ND	/	/	/	ND
37	2-氯酚	2256	ND	ND	/	/	/	ND
38	苯并（a）蒽	15	ND	ND	/	/	/	ND
39	苯并（a）芘	1.5	ND	ND	/	/	/	ND
40	苯并（b）荧蒽	15	ND	ND	/	/	/	ND
41	苯并（k）荧蒽	151	ND	ND	/	/	/	ND
42	蒽	1293	ND	ND	/	/	/	ND
43	二苯并（a，h）蒽	1.5	ND	ND	/	/	/	ND
44	茚并（1,2,3-cd）芘	15	ND	ND	/	/	/	ND
45	萘	70	ND	ND	/	/	/	ND
46	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	4500	31	116	14.5	10.4	8.8	8
数据来源： ①《长庆油田分公司致密油产能建设项目组 2020 年 106 万吨产能建设工程环境现状检测（土壤报告）》； ②《陇东页岩油开发项目部土壤监测项目-岭三联合站检验报告》； ③《长庆油田陇东油气开发分公司 2024 年产能建设工程环境质量现状监测数据（土壤）》； ④ 2025 年度页岩油开发分公司土壤监测项目-岭三联合站检验报告；								

表 6.3.4-2

里 298 井场土壤历年监测数据对比一览表

单位：mg/kg

监测点位			井场内			
采样深度			0-0.2m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m
监测时间			2025.5.29①	2023.4.12②		
序号	项目	标准限值	检测结果			
1	石油烃	4500	41	6.6	6.2	6.7

数据来源： ①本次实测； ②《长庆油田陇东油气开发分公司 2023 年页岩油产能建设工程环境质量现状监测数据（土壤）》；

6.4 区域环境敏感目标

6.4.1 自然保护区调查

据现场调查及资料显示，本项目评价范围内不涉及自然保护区、风景名胜区、文物古迹等特殊环境敏感区，距离项目较近的环境敏感区主要是子午岭省级自然保护区。

本项目发区块距离子午岭自然保护区距离较相对较近的井区为板 32-合 60 井区，与子午岭自然保护区最近的井场为悦 65-2 扩，距离保护区边界约为 1.79km。

子午岭省级自然保护区是陇东黄土高原中部面积最大、保存最完整的一片次生林。沿途经过合水、正宁、华池等地，是甘肃省的东大门，与陕西桥山林场相邻，距离延安不到 20km。甘肃省人民政府于 2005 年 2 月以甘政函[2005]4 号文件同意正式批复建立甘肃省子午岭省级自然保护区。保护区总面积超过 360 万亩，森林覆被率达到 72%，有着丰富的物种资源。子午岭省级自然保护区与井区的相对位置见图 2.7.2-1。

6.4.2 集中式饮用水水源保护区

2023 年 1 月 11 日，甘肃省人民政府发布了《甘肃省人民政府关于同意撤销和划分调整部分集中式饮用水水源保护区的批复》（甘政函[2023]5 号），调整了庆城县纸坊沟饮用水水源保护区、庆城县茆子沟水库饮用水水源保护区两处县级集中式饮用水水源保护区范围。

2020 年 12 月 10 日，庆阳市人民政府发布了《庆阳市人民政府关于划分调整取消全市部分乡镇集中式饮用水水源保护区的批复》（庆政函[2020]89 号），划分了庆城、宁县、镇原、华池 4 县 21 个乡镇共 47 处集中式饮用水水源保护区；调整了合水县段家集乡段家集、镇原县孟坝镇王地庄及平泉镇上刘 3 处乡镇集中式饮用水水源保护区范围；取消了镇原县郭原乡西杨水源地、华池县五蛟镇塌泥沟水源地、白马乡白马泉水源地、宁县新庄镇新庄水源地、新华水源地和长庆桥镇长庆桥水源地等 6 处乡镇集中式饮用水水源保护区。

2020 年 2 月 22 日，庆阳市人民政府发布了《庆阳市人民政府关于划分调整取消全市部分乡镇集中式饮用水水源地保护区的批复》（庆环函[2020]11 号），划分了环县八珠、樊家川、合道、天池 4 个乡镇共 11 处地下水型（机井）饮用水水源保护区；虎洞、车道、毛井、小南沟，曲子、木钵（川区），耿湾、秦团庄、四合源，甜水、南湫，山城、洪德、罗山川 5 个农村安全饮水工程共 10 处乡镇集中式饮用水水源保护区。对庆

城县马岭东沟水源地保护区、宁县平子镇水源地、良平乡水源地、早胜镇水源地、早胜镇黄安宁水源地、和盛镇水源地、和盛镇三里店水源地等 7 处乡镇集中式饮用水水源保护区范围予以调整。取消了宁县盘克镇街东街西水源地、形赤水源地、正宁县周家水源地、核桃峪水源地、合水县吉岷乡罗家畔村当庄水源地、店子乡双柳树水源地等 6 处乡镇集中式饮用水水源保护区。

2018 年 11 月 5 日，甘肃省人民政府发布了《甘肃省人民政府关于同意撤销和划定庆阳市部分集中式饮用水水源保护区的批复》（甘政函〔2018〕169 号），划定了庆阳市西峰区五台山水库集中式饮用水水源地保护区，撤销了庆阳市城区南小河沟调蓄水库备用集中式饮用水水源保护区。

2018 年 1 月 9 日，庆阳市人民政府发布了《庆阳市人民政府关于划分调整取消全市部分乡镇集中式饮用水水源保护区的批复》（庆政函〔2018〕4 号），划分了华池县城壕镇什社沟，庆城县蔡口集乡、南庄乡李小渠、高楼乡太乐沟、庆城镇茆子沟水库，合水县何家畔镇太乐沟、蒿咀铺乡王家河，镇原县城关镇丰台、庙渠乡庙渠、郭原乡毛庄、郭原乡景塬、新城镇闫寨，宁县太昌镇、焦村镇、瓦斜乡、南义乡、春荣镇、米桥镇高仓村、老庙村、金村乡、九岷乡、长庆桥镇、盘克镇白吉坡水库等 23 个乡镇集中式饮用水水源保护区；对悦乐镇小川沟、元城镇张川沟、南梁镇金岔沟、紫坊畔乡庙沟、庆城县玄马镇刘巴沟等 5 处乡镇水源保护区范围予以调整，取消了华池县南梁镇窖子沟、城壕镇余家砭、怀安乡胶泥咀、白马乡蒋岔沟、乔河乡李沟门、山庄乡白沟、五蛟镇清水沟、庆城县南庄乡尹家河、驿马镇米家川、高楼乡惠家咀、庆城镇茆子沟湫沟等 11 个乡镇集中式饮用水水源保护区。

未调整水源地仍按原庆阳市城市饮用水水源保护区、各县级政府乡镇饮用水水源保护区划分方案执行。

本项目周边与开发井区位置关系较近的水源地共有 12 个，其基本情况详见表 6.4.2-1 和表 6.4.2-2。各井区与周边水源保护区位置关系见图 2.7.2-1。经核实，各井区改扩建开发范围和拟建工程均不在上述饮用水水源保护区范围内。

表 6.4.2-1 本次开发井区周边水源地保护区概况

序号	水源地名称	水源地级别	水源地类型	一级保护区范围	二级保护区范围	准保护区范围	备注
1	华池县上里塬乡彭家寺沟水源地	乡镇	地表水	南起彭家寺取水口以下 100m，北至沙沟向上 1100m 至郭家坪，东至小塌山沟向上 1000m，依沙沟、小塌山沟左右岸地形各 300m 至 400m 控制，面积 1.30km ² 。	南起彭家寺取水口下游 200m、曲家山峁一线，北至刘家山咀、毛家北畔、黄家峁一线，东至赵家峁、许家峁、刘家湾一线，西至刘家塬、李家峁一线。保护区面积 11.7km ² 。	南起彭家寺取水口下 200m、斗底塬一线，北至寸草滩、贾家咀、姚儿湾一线，东至黄家塬、黑岭山、王南掌、火石台崾峁一线，西至刘家塬、郎峁、张家湾、老虎峁一线，保护区面积 35.9km ² 。	保护区总范围为彭家寺沟整个集水区域
2	华池县王咀子乡东沟水源地	乡镇	地下水	西起宪塬扬水工程取水口下游 300m，东至前庄、冯家掌、杨斗湾一线，南至冯家圪，北至马岭山、郝家咀子一线，一级保护区面积 3.05km ²	西起宪塬扬水工程下游 350m，东至新庄塬、杨老庄塬、三皇庙崾峁、张家崾峁一线，南至宪家塬、碾子崾峁、桐树塬一线，北至井子塬、孙家沟脑、封家塬一线。保护区面积 9.70km ² ，包括管沟坪以上东沟整个流域。	无	/
3	庆城县南庄乡李小渠水源地	乡镇	地表水	截留坝上游 1km 至下游 100m 的河道，北岸至一级阶地前缘 50m，南岸纵深 50m 的陆域范围	一级保护区外边界上游 2km 至下游 200m(包括各支沟)，陆域范围为水域沿岸纵深 1km 以内的区域（以分水岭为界）	无	/
4	庆城县高楼镇太乐沟水源地	乡镇	地表水	一级保护区范围为挡水坝上游 1000m 至下游100m的河道水域及两岸沿岸纵深50m 的路域范围。面积 0.117km ² 。	一级保护区外边界上游2000m 至下游200m，陆域范围按照多年实际工作中的经验取水域沿岸纵深1000m 以内的区域（过分水岭以分水岭为界），面积6.13km ² 。	无	/
5	环县木钵镇乔儿沟水源地	乡镇	地表水	以取水井为中心，50m 为半径的外切正方形区域范围，拐点为正方形的四个顶点，面积为0.0100km ² 。	在一级保护区范围划分的基础上，上游延伸至骆驼脖子、湫沟门、李家湾分水岭为界，距一级保护区边界约4216m。下游在一级保护区边界再外延250m。左岸以岳旗塬、郭召儿、桑树崾峁、蔡家、高家山山路为界，距河床390~2877m。右岸以韩塬、老庄、骆驼脖子山路为界，距离河床662~1725m。二级保护区为多边形，保护区拐点为多边形的12个顶点，面积为 16.6100km ² 。	二级保护区之外乔儿沟流域的整个汇水区，面积为83.1500km ² 。	/
6	樊家川响水滴洼水源地	乡镇	地下水	以集水廊道（长 12m×宽 3m×深 4.5m）水源井为中心，四周向外延伸 50m 组成的四边形区域为一级保护区。面积 0.0115km ² 。	西塬畔东面山坡山脊线为北边界；阳畔一周塬畔山顶脊线（山顶人行小道）为东边界；周塬畔—柳树淌山顶脊线（山顶人行小道）为南边界；柳树淌—集水廊道西侧的山脊线为西边界。面积 1.447km ² 。	/	/
7	庆城县玄马镇刘巴沟水源地	乡镇	地表水	一级保护区范围自取水口中心向下游延伸 100m、向上游延伸 600m、两岸纵深以 200m 控制区域划定为水源一级保护区，一级保护区水、陆域范围面积 0.27km ² ；	位于一级保护区外围，自取水口中心向下游延伸 300m、向上游延伸 3km，左右岸宽度以 1km 控制的区域，二级保护区面积 3.9km ² 。	无	/
8	何家畔镇太	乡镇	地表水	取水口（水泵取水口）上游	重力式溢流堰上游一级保护区边界外与庆城	/	/

	乐沟水源地			1000m，溢流堰下游 100m，沿岸纵深与河岸 的水平距离为 100m。面积 0.019km ² 。	县边界之间的太乐沟河道水域。面积 0.61km ² 。		
9	肖咀水源地	乡镇	地下水	一级保护区面积 0.0154km ²	二级保护区面积 1.998km ²	/	水井 2 口
10	宇村 机井水源地	乡镇	地下水	一级保护区面积 0.0462km ²	二级保护区面积 1.804km ²	/	水井 1 口
11	南北仓村机 井水源地	乡镇	地下水	一级保护区面积 0.0054km ²	二级保护区面积 0.5741km ²	/	水井 1 口
12	冯咀村机井 水源地	乡镇	地下水	一级陆域保护区面积 0.0036km ²	二级保护区面积 0.36km ²	/	水井 1 口

6.4.3 白龙江引水工程

白龙江引水工程是甘陕两省共建的重大战略性跨流域调水工程，重点解决甘肃省泾渭河流域和陕西省延河流域水资源短缺问题，提高区域水安全保障水平。工程受水区范围包括甘陕两省 24 个县区、受益总人口约 916 万人。引水工程涉及庆阳市涉及西峰区彭原镇、什社乡、温泉镇，镇原县城关镇、郭原乡、开边镇、孟坝镇、庙渠镇、平泉镇、太平镇、新城镇、新集镇，合水县何家畔镇、西华池镇，华池县柔远镇、上里塬乡、五蛟镇、悦乐镇、乔河乡、紫坊畔乡，环县八珠乡、木钵镇、曲子镇，宁县春荣镇、焦村镇、良平镇、米桥镇、平子镇、瓦斜乡、新宁镇，庆城县赤城镇、高楼镇、马岭镇、卅铺镇、太白梁乡、桐川镇、驿马镇、翟家河乡，正宁县山河镇、西坡镇、周家镇等 41 个乡镇。目前，该引水工程具体布局走向未公开。

本项目工程选址选线确定后，按照《甘肃省人民政府关于白龙江引水工程占地和淹没区禁止新增建设项目及迁入人口的通告》（甘政发〔2020〕18 号）要求，向引水工程实施单位——甘肃省水务投资有限责任公司提交了分布在上述乡镇内的井场和管线工程坐标。经位置关系识别，除西十转-南集站集气管线、岭二联-华十六脱输水管线和镇与白龙江引水工程线路存在空间交叉外，其他工程均不在白龙江引水工程占地范围内（位置关系识别回函见附件）。

根据甘肃省水务投资有限责任公司《关于长庆油田陇东油气开发分公司 2025 年页岩油产能建设工程集输管线与白龙江引水工程线路交叉关系识别情况的复函》，白龙江引水工程与本项目庆 H12 增-南集站集油集气供气管线交叉 2 处，建筑型式分别为穿管隧洞和地埋敷设。其中穿管隧洞埋深在 30m 以上，本项目管线位于白龙江引水工程输水隧洞上方地表处（埋深约 1.5m）；地埋敷设段本项目管线埋深在 5m 以下，白龙江引水工程管线埋深约 2m，因此，2 处交叉均不影响白龙江引水工程施工建设（见附件）。为避免白龙江引水工程穿管隧道在实施过程中对管线造成不利影响，本项目管线与白龙江引水工程交叉处采取设置套管等防护措施，避免因施工过程中管线断裂导致原油泄漏事故发生。

6.4.4 其它分散饮水工程

开发井区所涉及的村镇，居民饮水主要以小电井、浅水井和水窖相结合的形式存在，小电井井深多在 30~40m，主要分布在乡政府所在地、行政村所在地以及一些地势较低、潜水出露地表的村庄。除个别村庄外，评价区大部分村庄均以水窖作为主要的饮水水源，一般居民家有水窖约 2~3 口。

6.5 区域污染源调查

项目所在区域主要为农村地区，经济活动以农业生产为主，工业生产集中在油田开采，其他工业生产主要为农产品加工、小型机械加工、建材加工等，占比较小，且主要集中在县城，乡镇、村庄无工业企业。因此，区域工业污染源主要为油田生产设施，污染源的排放情况见 3.4.2 现有工程污染源分析一节。

7 施工期环境影响及环保对策措施

本项目属滚动开发项目，施工内容分为钻井施工、站场施工和线路施工等。钻井施工主要为采油井，站场工程包括标准化井场 47 个，新增增压站 5 座、混输撬 1 座，改扩建站场 8 座等，线路工程包括集输管线和道路工程等。施工道路主要依托现有油区道路和地方村镇道路，无现有道路可依托情况下设施工便道，施工材料堆放依托就近的站场和井场或集中布设在施工作业带范围内，不单独布设材料堆场、施工营地和取弃土场。

施工期对环境的影响主要来自施工作业区清理、开挖管沟、施工便道建设等施工活动中，施工扬尘、施工废气、施工噪声、施工固废、施工废水对周边环境的影响；管道穿、跨越河流等对地表水体的影响；以及施工活动和工程占地对局部生态环境的影响。施工期影响主要集中在施工场地内及管线施工作业带内，对外环境影响较小。

7.1 施工期环境影响分析

7.1.1 施工期废气影响分析

根据工程分析和本项目特征，施工期废气污染主要为钻井时柴油机及柴油发电机废气、汽车尾气和施工扬尘。

(1) 钻井时柴油机废气排放

钻井过程中，由于柴油机、柴油发电机燃料燃烧而产生废气，主要污染物为 NO_x 、 SO_2 、烟尘等，排放量较小。施工期随着钻井数量的增加，局部污染物浓度有所增加，但一般影响范围仅局限于钻井架周围较小范围内。钻井作业的柴油机为流动废气污染源，非同地进行，且钻井井场选址距离居民点较远。因此，柴油机废气对评价区环境空气质量影响较小。随着钻井工程的结束，废气污染物浓度将逐步降低。

(2) 车辆尾气排放

施工期间运输车辆多为柴油载重汽车，尾气排放量大，将增加施工区域和运输道路沿线的空气污染物排放。由于车辆运输间隔较大，而评价区地形开阔，风速较大，利于扩散，且钻井和地面工程建设时长较短。因此，车辆排放的尾气对环境空气产生的影响很小。

(3) 施工扬尘

本项目施工扬尘主要来源于场地平整、管沟开挖以及材料现场堆放造成的扬尘，管线、道路、站场和井场等地面工程建设过程中，进行土石方开挖将破坏原有土壤及植被，致使地表产尘增加；运输过程中的扬尘主要来源于设备拉运、材料的运输等过程造成的

扬尘，建筑材料的运输、装卸过程及堆放期间产生的地面扬尘，其污染范围和程度与施工工艺、施工管理、土方含水率、气象条件、土方工程量等多种因素有关。

通过类比调查，在一般地段，无任何防尘措施的情况下，施工现场对周围环境的污染约在 150m 范围内，TSP 最大污染浓度是对照点的 6.39 倍。而在有防尘措施（洒水抑尘、设置金属挡板等）的情况下，污染范围为 50m 以内区域，最高污染浓度是对照点的 4.04 倍，最大污染浓度较无防尘措施降低了 $0.479\text{mg}/\text{m}^3$ 。本项目通过采取施工运输车辆密闭措施或加盖防尘布、洒水抑尘、施工场地设置围挡、井场及站场施工区域设置料棚、表土及钻井材料上覆盖防尘网、大风天停止作业等措施，施工扬尘对周围环境空气的影响会明显降低，对周围环境空气影响较小。

本项目在井场建设和集输管线建设过程中产生的施工扬尘会对周围环境保护目标产生一定影响。因此，在环境保护目标处施工时，施工场区设置临时围挡，控制作业面积，定期洒水，最大程度降低项目施工对周围居民点的影响。

施工阶段汽车运输过程中，也会产生扬尘污染。扬尘量、粒径大小等与多种因素有关，如路面状况、车辆行驶速度、载重量、天气情况等。其中风速、风向等天气状况直接影响扬尘的传输方向和距离。由于汽车运输过程中产生的扬尘时间短、扬尘落地快、影响范围主要集中在运输道路两侧，故汽车运输扬尘对周边的环境空气影响程度和范围较小，影响时间也较短。在采用硬化道路、道路定时洒水抑尘、运输车辆采取密闭或遮盖措施，可大大减少车辆运输扬尘对周围环境空气的影响。

综上所述，本项目施工扬尘对周围环境空气及环境保护目标影响具有一定的时段性，这种影响随着施工期的结束而消失。因此，在采取一系列措施后，本项目施工扬尘对周围大气环境的影响是可以接受的。

7.1.2 施工期废水影响分析

(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收集罐，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收集罐，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。

根据类比调查，一般单井产生的钻井废水量约 30m^3 。根据庆阳市生态环境局《关于加快推进油田钻井泥浆不落地措施和固废集中处置设施建设的通知》（庆环发[2021]29

号)提出油田钻井泥浆不落地的有关要求,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。钻井废水在收集罐内沉淀处理后部分可循环使用,回用量为 70~80%,主要用途作为钻井工程泥浆消耗后补充配浆。在井下作业完成后由防渗漏、防溢流的运输车辆统一转移至措施返排液处理站处理后用于压裂作业,对地表水环境影响较小。

(2) 措施返排液

油田在生产过程中往往会根据生产需要采取压裂开采技术,在井下作业过程中排出的残余试油压裂液中主要含有压裂砂、石油类及其它各种添加剂,如果返排至地面的试油压裂液不经过处理直接外排,将会对周围环境,尤其是农作物及地表水体造成污染。根据建设单位提供的钻采工程方案,开采过程中产生的措施返排液依托新建及现有措施返排液处理设施处理后回用于压裂作业,压裂结束后无法利用的经措施返排液处理设施处理后送注水站回注,不外排,因此对地表水影响小。

(3) 试压废水

本项目管线试压采用充水试压,充水试压将产生少量的试压废水,主要污染物为 SS。管道试压污水排放量较小,试压后产生的试压废水经收集后拉运就近的措施返排液处理站处理达标后回注油层,不外排,对地表水环境影响较小。

(4) 施工生活污水

项目施工期生活污水最大产生量约 85m³/d。由于施工较为分散,生活污水难以集中收集处理。评价要求在施工场地设置环保厕所,粪便定期清运作为附近村庄农家肥使用,少量盥洗类生活污水用于站场洒水抑尘,保证生活污水不外排。总体看来,施工期生活污水产生量小,对地表水环境影响小。

7.1.3 施工期噪声影响分析

(1) 噪声源

施工期噪声源主要包括钻井作业中的柴油机、钻机、柴油发电机、泥浆泵以及管线、道路施工过程中的装载机、推土机等施工机械和运输车辆,主要噪声源情况见表 5.3.1-4。

(2) 预测模式

由于井区建设具有面广、工程分散的施工特点,采用分区分段施工,因此本次评价根据噪声设备使用数量、时间、频次以及噪声级选取对声环境影响较大的钻机、泥浆泵和柴油发电机等进行预测。预测模式采用无指向性点声源几何发散衰减公式进行计算,

具体如下：

$$L_p = L_0 - 20 \lg \left(\frac{r}{r_0} \right)$$

式中： L_p —距声源 r 处的声压级；

L_0 —距声源 r_0 处的声压级。

(3) 预测结果

主要施工机械噪声随距离衰减情况见表 7.1.3-1。

表 7.1.3-1 主要施工机械噪声不同距离处的噪声级 单位：dB (A)

机械名称 \ 距离	10m	50m	100m	150m	200m	250m	300m	400m	500m
钻机	75	61	55	51.5	49	47	45.5	43	41
柴油发电机	85	71	65	61.5	59	57	55.5	53	51
振动筛	85	71	65	61.5	59	57	55.5	53	51
离心机	75	61	55	51.5	49	47	45.5	43	41
螺旋输送机	65	51	45	41.5	39	37	35.5	33	31
甩干机	75	61	55	51.5	49	47	45.5	43	41
泥浆泵	80	66	60	56.5	54	52	50.5	48	46
焊机	85	71	65	61.5	59	57	55.5	53	51
推土机、装载机、焊机等	80	66	60	56.5	54	52	50.5	48	46
压裂泵	75	61	55	51.5	49	47	45.5	43	41

(4) 噪声影响分析

按《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）的规定，昼间噪声限值为 70dB (A)，夜间限值为 55dB (A)。根据表 7.1.3-1 的噪声预测结果表明：施工场界噪声在 100m 以内昼间可以达标，夜间有所超标。在 200m 处昼、夜间均可达到施工场界噪声标准。因此，施工机械噪声主要是对施工场界 200m 范围内的敏感点产生一定的影响。评价区居民点分散，且选址过程考虑了避让，结合本项目工程分布情况，虽然项目井场及管线周边 200m 范围内有少量居民分布，但本项目施工期禁止夜间施工，因此施工期噪声对环境影响较小，随着施工期的结束，影响将会消失。

7.1.4 施工期固体废物影响分析

(1) 废弃钻井泥浆

① 正常状态下钻井泥浆影响分析

项目钻井采用水基钻井液体系，该钻井泥浆基本为无毒性泥浆，已广泛应用于油田开发企业，废钻井泥浆是钻井过程中产生的一种液态细腻胶状物，失水后变成固态物，主要成分是粘土、CMC（羧甲基纤维素）和少量纯碱等，主要污染物组分为：盐类、高分子有机聚合物等。根据建设单位提供资料及《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》、《危险废物排除管理清单（2026 年版）》、《危险废物鉴别标准》

（GB5085.1-GB5085.6）及《国家危险废物名录（2025 年版）》，废弃钻井泥浆均不属于危险废物，属于一般工业固体废物。

按照庆阳市生态环境局《关于加快推进油田钻井泥浆不落地措施和固废集中处置设施建设的通知》（庆环发[2021]29 号）要求，针对本项目作业区内的油井施工产生的废弃泥浆岩屑，应在施工现场配备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，并在井场对泥浆实施固液分离处置，并由防渗漏、防溢流的泥浆罐车统一运至专业的油（气）开采废弃物集中处置场所处置。

② 事故状态下废弃钻井泥浆影响分析

如果发生泥浆收集罐渗漏，将会对附近地下水环境造成污染，具体见地下水环境影响评价。

（2）钻井岩屑

钻井过程中，岩石被钻头破碎成岩屑混入泥浆中，经泥浆循环泵带出井口，钻井结束后岩屑与废泥浆一起全部入防渗罐暂存，委托第三方统一外运集中处置。经妥善处理，对环境影响轻微。

另外，在钻井过程中接近油藏地层时，会产生含油岩屑，这部分固废属于《国家危险废物名录（2025 年版）》中 HW08 类危险废物。评价要求含油岩屑利用危废临时贮存点暂存，由有危废处置资质单位负责转运和处置。

（3）压裂返排砂

本项目油井为水平井，压裂施工过程中产生一定的压裂返排砂，全部通过返排液回收罐收集、返排液后期含有少量原油，清罐后的压裂返排砂按危废处理，运至危废贮存点临时储存，最终送有资质单位处置，对环境影响较小。

（4）落地油

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。落地油对土壤的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导油槽，作业时铺设防渗材料，危险废物可全部回收，全部运至现有危废贮存点暂存，定期送有资质单位进行处置。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影响较小。

(5) 其他固废

井场压裂、试油作业产生的废防渗布、废润滑油及其包装桶暂存于危废贮存点，定期有资质单位回收处置；钻井添加剂产生的废弃包装袋收集后定期外售至废品回收公司回收处置。采取上述措施后，其他固废对环境的影响小。

(6) 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。

(7) 生活垃圾

施工期生活垃圾包括可降解的果皮、菜根、废纸、烟盒、剩饭菜等和不可降解的塑料制品、废金属、废电池等，施工期在施工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，定期运送至当地生活垃圾填埋场处置，对评价区环境影响较小。

7.1.5 管道穿跨越影响分析

本项目管线穿跨越河流和冲沟的方式主要有桁架跨越和大开挖穿越两种，砂石路穿越采用开挖方式，沥青路穿越采用顶管穿越，穿（跨）越统计情况见表 4.7.4-16。

(1) 管道穿跨越对河流及冲沟的影响分析

本项目穿越河流和冲沟采用桁架跨越和大开挖穿越方式，两种穿跨越方式中大开挖穿越对河流影响较大，桁架跨越对河流影响很小。

开挖沟埋穿越在施工期将对河流水质产生局部、短期影响，主要是使河水中 SS 增大，影响水质，类比该类污染的一般情况，主要对施工处下游 100m 范围内水域水质产生一定影响，但这种影响是局部的，施工结束后，扰动河底泥沙的活动即结束，水体中的泥沙含量能很快恢复到施工前的水平；管沟回填后多余土石方处置不当可能造成河道淤积和水土流失；围堰导流施工对水生生物也会带来一定影响。但由于开挖深度一般在设计冲刷线以下 2m 左右，待施工完成后，经覆土复原，将开挖过程中产生的土石方以及修筑围堰的土石方在施工结束后用于河床稳固及修建护岸护堤，不会对河床产生影响。一般大开挖施工期较短（小型河流一般为 3~5 天），不会对水流进行截断，不会明显减小下游流量。

相比大开挖穿越方式，桁架式跨越对水环境影响很小，其基础、底座临时施工占地面积小，因此对河床的扰动也较小。

本项目穿越河流和有水冲沟时采用桁架方式。开挖穿越在施工过程中将对工程及周边植被造成一定程度的破坏，由于地表扰动和植被剥离，加剧小范围内水土流失。随着

施工结束并完成植被恢复，其环境影响将逐渐消失。相对开挖穿跨越方式，桁架穿越土方作业量小，施工过程中对河床扰动较轻微，对地表水质影响较小。

(2) 管道穿越对道路影响分析

道路穿越影响主要集中在社会环境影响，造成当地居民出行困难，阻断交通等。本项目穿越高速采取定向钻方式，穿越等级公路采取顶管穿越方式，其余道路均采用开挖加套管穿越施工，该穿越方式在短时间内阻断交通，可通过设置临时便道等方式减缓交通阻隔造成的不利影响，随着施工期的结束其影响也随之消失，总体上对当地社会环境影响较小。

7.2 施工期环保措施要求

7.2.1 废气污染防治措施

7.2.1.1 柴油机、柴油发电机废气污染防治措施

针对钻井过程中的柴油机和柴油发电机尾气，评价提出以下污染防治措施：

(1) 采用低能耗、高效率的柴油机和柴油发电机。

(2) 采用污染物指标符合国家标准且含硫量低的优质柴油，减少污染物排放。

(3) 确保施工机械用柴油机尾气达到《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）中相关要求。

(4) 根据现场作业实际情况，在具备条件的井场采用已有电网提供钻井作业动力，实施“电代油”，从根本上减少柴油燃烧废气。

7.2.1.2 汽车尾气污染防治措施

针对施工过程中车辆尾气，评价提出以下污染防治措施：

加强对施工机械和运输车辆的保养及维护，保证发动机正常运行，使汽车燃料充分燃烧，合理设计施工场站进出口道路，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。

7.2.1.3 施工扬尘污染防治措施

(1) 施工期井场、站场扬尘污染防治措施

① 定期清扫散落在施工场地的泥土，配备洒水车或其它洒水设备，及时对施工作业面进行洒水抑尘；

② 遇大风天气停止土方作业；

③ 开挖土方集中堆放在背风侧，不宜堆积过久、过高，且应及时回填，不能及时清运的，必须适时采取洒水灭尘、遮盖等措施，防止二次扬尘；散装物料集中堆置，并

采取遮盖或围栏等防扬散、防泄漏、防渗漏措施；

- ④ 严禁运输建筑材料和设备的车辆超载行驶；
- ⑤ 运输沙土、水泥、土方的车辆行驶过程中应加盖篷布。

(2) 管线施工扬尘污染防治措施

- ① 管线尽可能沿道路走向设计，以避免施工活动对土地和地表植被的扰动；
- ② 敷设过程中，应严格按照施工作业带宽度控制施工范围，避免因施工开挖加剧评价区水土流失；

- ③ 合理规划施工进度，及时开挖，及时回填，防止弃土风化起尘；
- ④ 开挖过程中，弃土应放置于背风一侧，尽量平摊。由开挖管沟往地面送土时，施工人员应该低抛；

- ⑤ 施工完成后，立即对管线进行植被恢复，并确保绿化面积和植被成活率。

(3) 道路运输扬尘防治措施

- ① 优化新建井场道路，尽量利用现有油区道路，减少新建钻前路的长度；道路选线尽量考虑居民区的避让，两侧 50m 范围内不分布或少分布民房；

- ② 对施工中使用频繁或运输负荷较大的道路路面进行硬化处理，以减少路面扬尘；

- ③ 各井场、站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；

- ④ 运输建筑材料和设备的车辆严禁超载，运输沙土、水泥、土方的车辆必须采取加盖篷布等防尘措施，防止物料沿途抛撒导致二次扬尘。

- ⑤ 运输车辆在通过路况较差或居民区集中的路段时，应减速慢行，避免扬尘污染。

(4) 站场施工扬尘防治措施

- ① 大风天气停止土方作业，并在土方表面采取防扬散的遮盖措施；
- ② 开挖土方尽量集中堆放在现有设施或建筑物的背风侧，且应及时回填，适时采取洒水灭尘、遮盖等措施；

- ③ 土方施工结束后，按照站场设计及时对作业面进行植被恢复或硬化，无法立即实施植被恢复的作业面应暂时进行压实硬化，以免扬尘污染。

7.2.2 施工废水污染防治措施

7.2.2.1 钻井废水污染防治措施

- (1) 钻井过程须采用无毒无害的水基钻井液，避免对浅层地下水（第四系、白垩系）的污染。

(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，对废弃钻井泥浆罐中上清液废水循环使用。

② 钻井架底座表面有通向泥浆罐的导流槽，保证钻井废水全部进入移动式泥浆罐中，无随意漫流现象，杜绝钻井泥浆流失。

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，上清液由防渗漏、防溢流的罐车运至现有措施废水处理站处理后回注，不外排。

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，防止因洪水爆发使泥浆罐中泥浆、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，泥浆罐要留设一定防雨水容量。

⑦ 在暴雨较多的夏、秋季节，在钻井井场的泥浆罐周围（主要是上游方向）设临时围挡，并设截水沟，阻止暴雨时地表漫流和径流进入泥浆罐。

(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、柴油机、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。

7.2.2.2 措施返排液污染防治措施

施工期井下作业过程中贯彻清洁生产要求，选择合适的钻井井场设置返排液处理装置，对周边新钻井口措施返排液进行处理。含水率 100%措施返排液直接进入压裂储水罐，就近回用至附近井场压裂； $50\% < \text{含水率} < 100\%$ （见油）措施返排液进入井场返排液处理一体化集成装置分离处理，处理后的采出液进入压裂储水罐，就近回用至附近井场压裂，分离出的少量油通过原油缓存增压一体化装置外输至附近地面工程站场进入集输系统。施工阶段确实无法综合利用的措施返排液分批次运往措施返排液处理站处理，不外排。

从环保角度考虑，评价提出以下措施返排液污染防治措施要求：

(1) 试油、压裂作业前，配备废水地上收集罐，对措施返排液进行统一收集，入罐率 100%。措施返排液经措施返排液处理设施处理后回用于压裂作业，井下作业结束后，不能利用的废措施返排液应及时采用罐车运至措施返排液处理站处理。

(2) 压裂液配置应防止洒漏，剩余压裂液应回收利用，不得随意排放；压裂车出口

与井口采用高压密闭连接，施工中做到密闭作业，密闭施工。

(3) 混凝土搅拌机等冲洗废水应设置临时防渗沉砂池，经沉淀后回用到施工作业中，不外排。

(4) 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。

(5) 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高度，确保安全封闭此深度内的地下水含水层，避免压裂返排液污染地下水含水层。

7.2.2.3 施工期试压废水污染防治措施

试压废水分散于各管道施工场地，采用罐车回收，评价要求试压废水经收集后拉运至就近的措施返排液处理站处理，不外排。由于项目管道较为分散，局部废水产生较少，水质相对简单，通过分批次合理安排试压废水进就近的措施返排液处理站处理时序，可实现试压废水有效处理。

7.2.2.4 施工生活污水防治措施

由于各井场、站场布置较为分散，施工生活污水难以集中收集处理，且生活污水量小且污染负荷轻，评价要求施工场地设环保厕所，粪便定期清运，盥洗废水可就地泼洒用于施工场地抑尘。

7.2.2.5 施工期废水污染防治措施要求

(1) 钻井施工禁止开采浅层地下水和就近租用群众自备饮用水井取水钻探；施工期间，施工单位应严格执行《建设工程施工场地文明施工及环境管理暂行规定》，对污水加强管理，严禁乱排污染环境；

(2) 对于河流穿越段，施工前必须征得当地水利主管部门的同意，遵守相关的法律法规，施工作业尽量选在枯水期进行；

(3) 严格控制施工范围，尤其是河流穿越段，应尽量控制作业面，以免对河流造成大面积的破坏，影响河流水质；

(4) 水泥等建筑材料禁止堆放在水体附近，并应设篷盖和围栏，防止雨水冲刷进入水体；

(5) 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；

(6) 加强环境管理，严禁钻井废水、压裂返排液等随意倾倒，防止对土壤和地下水造成的污染；

(7) 无法利用的钻井废水、压裂返排液应在井下作业结束后及时由防渗漏、防溢流的运输车辆分批次运至现有措施返排液处理站处理达标后回注，不外排。

(8) 建设单位是油田开发过程中压裂返排液等井下作业废水污染防治的责任主体，应将压裂返排液处置纳入企业突发环境事件应急预案，并制定油田开发压裂返排液等钻井废水治理方案。

(9) 企业应制定压裂返排液年度管理计划，建立管理台帐。

7.2.3 施工噪声控制措施

施工期噪声源主要包括施工期使用的柴油机、钻机、柴油发电机、泥浆机、压裂车及推土机等，为减轻施工噪声对周围住户的影响，评价对施工期噪声控制提出以下要求：

(1) 合理安排施工作业时间，严禁在夜间（22：00～06：00）进行高噪声施工作业，避免噪声扰民；

(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) 各种管材轻拿轻放，减少撞击性噪声。

(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；

(5) 做好劳动保护工作，为强噪声源周围的施工机械操作人员配备耳塞或耳罩等劳动防护用品。

在采取以上措施后，施工期噪声对环境的影响较小，可以满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求，随着施工结束影响消失，噪声控制措施可行。

7.2.4 施工固体废物污染防治措施

7.2.4.1 废弃钻井泥浆、岩屑

(1) 废弃钻井泥浆、一般岩屑处置措施

钻井过程中贯彻清洁生产要求，选用环境友好的无毒无害钻井泥浆，采用水基钻井液体系，该钻井泥浆基本为无毒性泥浆。钻井井场设置防渗固液分离设施，钻井完毕后，固液分离后的固相（废弃泥浆和一般岩屑）在井场内设有三防（防渗漏、防流失、防扬尘）措施的设施内暂存，暂存时间不得超过 1 个月，力争做到即产即清，最终统一委托第三方集中处置。

根据《庆阳市生态环境局关于规范油区水基钻井泥浆不落地管理工作的通知》（庆环发[2022]13 号）针对油田“泥浆不落地”管理要求，本项目钻井期间产生的废弃泥浆

和一般岩屑应落实“泥浆不落地”管理要求。根据现场勘查，目前页岩油已在开采区钻井井场实施泥浆不落地措施，根据经验和管理要求，钻井过程中废弃泥浆在井场经大罐收集、沉降、破胶脱稳、板框压滤后，固相（含水率小于 60%，pH 控制在 6~9）在井场内设有“三防”措施的设施内暂存，暂存装置采取防渗漏、防流失、防扬散措施。一般岩屑经振动筛分离出来后与固相钻井泥浆一并暂存，最终委托第三方集中处置。

（2）泥浆不落地处理措施

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材料，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、废弃钻井泥浆、钻井岩屑等）不落地收集。

根据采油厂钻井废弃物处置实施方案，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拉运至措施返排液处理点集中处置，岩屑泥饼拉运至岩屑处置厂填埋或烧制环保砖。

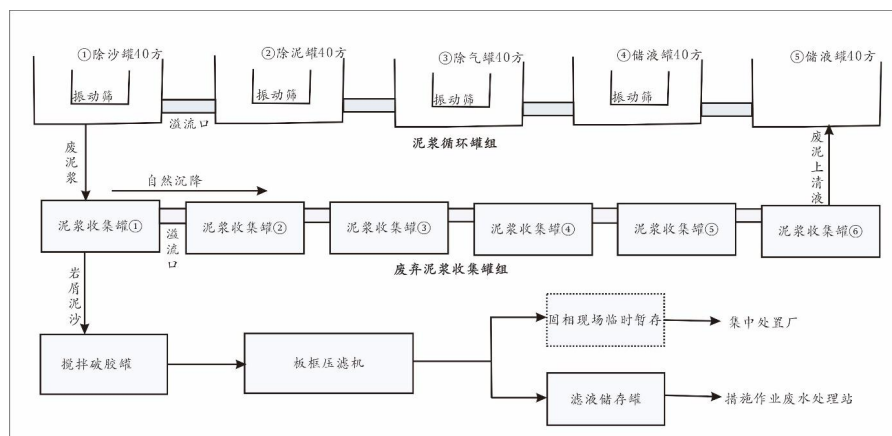


图 7.2.4-1 钻井泥浆不落地收集处理工艺流程图

泥浆不落地工艺属于《陆上石油天然气开采钻井废物处置污染控制技术要求》（SY/T7298-2016）推荐的技术，也属于目前陕西、内蒙古、河北等地油气田生产过程中普遍采用的一定可靠的泥浆处置技术，该技术通过使用“泥浆不落地”处理，取消直接挖设循环池，减少了土地使用，泥浆对环境的污染将得到进一步根治，钻井施工将更加绿色环保。属于成熟稳定的技术，具有可行性。

(3) 钻井废泥浆、岩屑处理的要求与建议

为保证钻井废泥浆、岩屑处理效果，避免对井场土壤和地下水的污染，评价要求：

- ① 在开钻前对钻井泥浆不落地收集系统地面进行防渗处理，防止钻井泥浆对土壤和地下水造成污染。
- ② 合理设置钻井泥浆不落地收集系统布局，减少占地。
- ③ 处理过程中应选择环境友好的处理剂，处理过程中应避免损坏泥浆罐防渗膜。
- ④ 应加强对泥浆循环系统设备的维护和保养，减少泥浆的跑、冒、滴、漏，保证设备润滑部件密封点和阀件无破损和泄漏。

⑤ 对废弃钻井泥浆及岩屑应建立台账，包括数量、处理时间、处理过程、检测分析结果等内容。

7.2.4.2 含油岩屑、压裂返排砂

在钻井过程中接近油藏地层时，会产生含油岩屑，属于《国家危险废物名录（2025 年版）》中 HW08 类危险废物，针对含油岩屑应采取如下环保措施：

- ① 含油岩屑、压裂返排砂应分别单独收集，产生后立即装袋、密封，全部送至现有危废临时贮存点暂存；
- ② 盛装含油岩屑、压裂返排砂的容器应具有防渗、防水功能，以有效避免临时储存时对外环境产生不利影响；

③ 依托暂存设施应按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中有关规定，采取符合要求的防渗措施，并配备防风、防雨、防晒设施。

④ 含油岩屑、压裂返排砂应委托具有相应危废处置资质的单位收集处置。

7.2.4.3 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“敷设作业，带罐上岗”的作业模式，在井场设置污油回收池及导油槽，作业时铺设防渗材料，并配备泄油器、刮油器等设备，及时收集产生的落地油，全部运至现有危废贮存点暂存，定期送有资质单位进行处置。

建设单位应当在环境监理的过程中，加强监管，严格按照环保要求进行落实，减少原油的“跑、冒、滴、渗、漏”，及时回收落地油。

7.2.4.4 建筑垃圾

施工现场碎砖、水泥等建筑垃圾，应及时回填场地内低洼处或临时堆放在场地内，临时堆存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。

7.2.4.5 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、钻机更换的废润滑油、清罐底泥均属于《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贮存点按照《危险废物贮存污染控制标准》等相关标准暂存，定期交有资质单位回收后处置；钻井添加剂产生的废弃包装袋收集后定期外售至废品回收公司回收处置，处置措施可行。

7.2.4.6 生活垃圾

各井场开钻前、站场施工前首先在施工场地的生活区设置集中的生活垃圾堆放点，生活垃圾统一收集后，送当地环卫部门指定地点集中处置。

7.2.4.7 施工期固体废物处置要求

- 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，必须用于回填、平整土地，做到土石方平衡；
- 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；
- ⑤ 穿越河流施工时，严禁将施工固体废弃物遗留在河道内，以免影响河流的行洪能力和河水的水质，必须收集后运往指定地点统一处理。

⑥施工期井场临时设置的危险废物周转暂存点，评价要求按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）相关要求，设置防渗、防风、防雨、防逸散措施，临时储存的危险废物应及时转运至危废贮存点暂存，严禁随意抛洒和丢弃。

7.2.5 管线穿跨越环保措施

- 本次评价针对管道穿跨越河流、冲沟提出以下环保要求：
- (1) 施工作业尽量安排在枯水期水量最小的季节进行；穿跨越时间、穿跨越地点等必须征得有关部门的同意；
- (2) 管线穿跨越处根据管线规格、穿跨越对象等采取增加管线壁厚、增加套管、阴极保护等防渗漏措施；
- (3) 合理布设施工场地及施工便道，严格控制施工范围，尤其是河流穿跨越段，应尽量控制作业面，以免影响河流水质；禁止在河堤内给施工机械加油或存放油品储罐；
- (4) 禁止在河道及河漫滩区内清洗施工机具、抛弃施工垃圾、排放污废水等；
- (5) 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转运、处置。

7.2.6 施工期环保措施汇总

综上所述，施工单位在落实本次评价提出的环保措施后，能有效减轻施工期的环境影响。施工期工程污染防治措施及其预期效果见表 7.2.6-1。

表 7.2.6-1 施工期环保措施及预期效果						
项目	环保设施或措施要求	实施部位	实施时间	保护对象	保证措施	预期效果
施工废水防治	①设置环保厕所，少量盥洗类生活污水用于站场洒水降尘； ②钻井废水全部入移动式收集罐中，生产废水经处理后回用； ③钻井结束后，废弃泥浆全部压滤暂存，委托第三方统一外运集中处置，分离出的上层液体运至措施返排液处理站处理。 ④回收后用于井场内试油压裂作业，无法利用的分批次拉运至现有措施返排液，处理后达标回注。	施工场地	全部施工期	施工场地附近水体、土壤及植被	①建立环境管理机构，配备专职或兼职环保管理人员； ②制定相关方环境管理条例、质量管理规定； ③加强环境监理人员经常性检查、监督，并定期向有关部门作书面汇报，发现问题及时解决、纠正	生产废水、生活废水不外排。
施工扬尘防治	①施工前期先修路后建场； ②原材料运输、堆放要求遮盖； ③及时清理场地上弃渣料，不能及时清运的要采取覆盖措施，洒水降尘； ④采取逐段施工方式，尽可能缩短施工周期。	①运输车辆、材料堆场周围； ②施工场地及道路； ③废弃物料产生处	全部施工期	施工场地周围空气环境、施工人员及周围植被		环境空气质量达到《环境空气质量标准》二级标准
施工噪声控制	①合理布置施工场地，选用低噪声设备； ②采取有效的隔声、减振、消声等措施，降低噪声级。	施工场地强噪声设备	施工准备期	施工人员及施工场地周围的环境敏感		施工场界噪声符合《建筑施工场界环境噪

	③严格操作规程，降低人为噪声。	强噪声设备操作人员	全部施工期			
	④严格控制施工时段，高噪声设备禁止夜间作业。	施工场地				
施工固废处置	①对设泥浆收集罐收集钻井泥浆，废弃泥浆经收集、加药搅拌、破胶后进行压滤，滤饼在井场内落实“三防”措施暂存，委托川庆钻探工程有限公司由防渗漏、防溢流的运输车辆统一转移外运处置；②严禁废弃钻井泥浆、岩屑随意堆放，防止对土壤污染；③含油岩屑、压裂返排砂装袋送临时贮存点暂存，由具有相应危废处置资质的单位收集处置。④严格制定操作规程和处理预案，减少落地油和废油产生量；采取试油进罐的方式，对于试油产生的落地油，钻井中各类机械产生废油采取及时回收措施。⑤弃土弃渣、建筑垃圾与生活垃圾应分类堆放、分类处置，严禁乱堆乱倒	施工场地	全部施工期	场地周围土壤		落地油回收率达到 100%
		施工场地	全部施工期	场地周围水体、土壤及植被	①建立环境管理机构，配备专职或兼职环保管理人员；②制定相关方环境管理条例、质量管理规定；③加强环境监理人员经常性检查、监督，并定期向有关部门作书面汇报，发现问题及时解决、纠正	分类处置
土壤污染防治	①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对发生土壤污染的施工场地，及时清理污染物并对污染土壤进行替换，对置换出的污染土壤进行合理处置。	施工场地	全部施工期	施工场地及周边土壤环境		避免施工期土壤污染
生态环境保护	①强化生态保护意识；②加强管理、控制施工场地占地、及时恢复植被等	施工场地及临时占地	全部施工期	施工场地周围土壤、植被		使施工场地周围土壤、植被破坏程度最低

7.3 施工期环境重点监控部位及要求

施工期环境监控的主要内容包括以下几方面：

(1)项目建设与环评文件及批复的符合性：项目性质、规模、选址、平面布置、工艺、环保措施等实际建设内容与环评及批复的要求是否相符。

(2)施工期污染物达标排放情况：项目在施工建设过程中各种污染因子是否达到环评及批复要求。确保项目施工期间废水、废气、固废、噪声的排放等污染因子满足国家和地方有关环保标准和要求。

(3)环境保护设施与措施落实情况：施工建设过程中环境污染治理设施、环境风险防范与事故应急设施、与环保相关的隐蔽工程等是否按照环评及批复要求与主体工程同步建设，相应的环保措施是否同步落实。

(4)生态环境保护措施落实情况：按照环评及批复要求，项目施工过程中生态保护与恢复措施的落实；主要包括生态保护和恢复措施、水土保持措施落实情况。

(5)环境风险防范措施：对各项风险对策情况进行检查、并评价各项风险对策的执行情况。检查是否有遗漏的建设项目环保措施风险，处理突发环境污染事件。

监控部位及主要内容见表 7.3-1。

表 7.3-1

施工期环境监控清单

项目	监理项目	监控内容	监控要求	管理机构
环境空气	施工场地	①在雨后或无风、小风时进行，减少扬尘影响 ②尽量减少原有地表植被破坏	①遇 4 级以上大风天气，禁止动土施工 ②将植被、树木移植到施工区外	庆阳市生态环境局及井区所在县分局
	管线开挖	①开挖多余土石方用于填方 ②干燥天气施工要定时洒水降尘	①土石方合理处置 ②强化环境管理，减少施工扬尘	
	运输车辆建材运输	①水泥、石灰等运输、装卸 ②运输粉料建材车辆加盖篷布	①水泥、石灰等要求罐装运输 ②无篷布车辆不得运输沙土、粉料	
	建材堆放	沙、渣土、灰土等易产生扬尘的物料，必须采取覆盖等防尘措施	①扬尘物料不得露天堆放 ②扬尘控制不力追究领导责任	
	施工道路	①施工前期按标准修建道路 ②道路两旁设防渗排水沟 ③硬化道路地面，防止扬尘	①井场、站场工程施工前先按标准修建道路 ②定时洒水抑尘	
声环境	施工噪声	①定期监测施工噪声 ②选用低噪声机械设备	施工场界噪声符合《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）；	
水环境	施工废水	经临时沉砂池处理后回用，不外排	废水不得外排	
	钻井废水	井场内配制泥浆循环利用，钻井结束后全部入罐暂存，委托第三方统一外运集中处置，分离出的上层液体运至措施返排液处理站处理		
	试压废水	用罐车拉运至现有措施返排液处理站，处理后达标回注		
	措施返排液	回收后用于井场内试油压裂作业，无法利用的分批次拉运至现有措施返排液，处理后达标回注		
	生活污水	设环保厕所，生活污水用于站场洒水抑尘	减轻对河流水质污染	
	其他	严禁在河道中清洗含油器具、抛弃施工垃圾、排放污废水等		
固废、土壤环境	废弃钻井泥浆	尽量提高泥浆的重复利用率，减少废弃泥浆产生量，废弃泥浆在井场经大罐收集、沉降、破胶脱稳、板框压滤后，固相（含水率小于 60%、pH 控制在 6~9）在井场内设有三防（防渗漏、防流失、防扬散）措施的设施内暂存，暂存时间不得超过 1 个月，最终统一委托第三方集中处置	泥浆不落地系统，固液分离后送有能力单位处置	
	钻井岩屑	与废弃钻井泥浆一同进行原位处理		
	含油岩屑、压裂返排砂	①含油岩屑、压裂返排砂采用防渗袋盛装，由具有相应危废处置资质的单位收集处置； ②含油岩屑、压裂返排砂等运至临时贮存点暂存。	落实	
	试井落地油	采取试油进罐方式，落地油及时回收		
	生活垃圾	统一收集运往指定地点处置		减少落地油排放量，回收率 100% 处置率 100%
生态环境	地表开挖	及时平整，植被恢复	完工地表裸露面植被必须平整恢复	
	建材堆放	易引起水土流失的土石方堆放点采取土工布围栏等措施	严格控制水土流失发生	
	环保意识	强化环保意识	开展环保意识教育、设置环保标志	
危废临时贮存点	防渗、防雨、防晒等	严格按照按照《危险废物贮存污染控制标准》规定的危险废物贮存器要求、危险废物贮存设施的选址与设计原则以及危险废物贮存设施的运行和管理等相关标准进行贮存，临时贮存场所必须进行基础防渗。防渗系数层为至少 1m 厚粘土层（渗透系数 $\leq 1.0\times 10^{-7}\text{cm/s}$ ），或 2mm 厚高密度聚乙烯，或至少 2mm 厚的其它人工材料，但渗透系数 $\leq 1.0\times 10^{-10}\text{cm/s}$		
环境管理	“三同时”制度	环保工程与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用		

7.4 小结

(1)本项目属滚动开发项目，施工内容分为钻井施工、站场施工、线路施工等。钻井施工包括采油井等，站场工程包括新建增压站和改扩建站场，线路工程包括集输管线和道路工程等。

(2)虽然项目施工会对环境产生废水、废气、噪声、弃土弃渣等不利环境影响因素，但施工分散，施工影响时段较短，采取评价提出环保措施后，施工产生的废气、废水、噪声、固体废物均可得到有效控制，对评价区的环境质量可减缓到最低限度，对沿线村庄居民的生活质量影响不大。随着施工期的结束，施工影响将消失或减缓。

总体看，施工期的影响属于局部、临时性影响，采取评价提出的环保措施后，工程施工对环境的影响不大。

8 运行期环境影响及环保对策措施

8.1 运行期环境影响分析

8.1.1 环境空气影响评价

本项目运行期废气污染源主要为站场加热炉烟气及油气集输过程放空、挥发、泄漏等无组织排放的烃类气体，主要污染物为 SO₂、NO_x、颗粒物和 非甲烷总烃。根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2—2018）要求，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。

8.1.1.1 估算模型所需参数及预测因子

(1) 估算模型参数

AERSCREEN 估算模型计算所需参数见表 8.1.1-1。

表 8.1.1-1 估算模型所需参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/℃		38.1（庆城县）
		38.0（华池县）
		36.5（合水县）
		38.6（环县）
		-39.0（宁县）
最低环境温度/℃		-23.4（庆城县）
		-25.3（华池县）
		-20.8（合水县）
		-24.9（环县）
		-22.5（宁县）
土地利用类型		农作地/草地
区域湿度条件		中等湿度气候
是否考虑地形	考虑地形	☒ 是 ☐ 否
	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	☐ 是 ☒ 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

(2) 预测因子：SO₂、NO_x、颗粒物和 非甲烷总烃。

8.1.1.2 有组织排放源影响分析

(1) 污染物排放源强

根据工程分析，本项目运行期正常工况下的有组织废气主要为站场加热炉烟气，污

污染源情况见表 8.1.1-2。

表 8.1.1-2 站场加热炉废气污染源排放源强统计一览表

点源名称	排气筒内径	烟气流速	烟气出口温度	年排放小时数	排放工况	排放因子源强		
						SO ₂	NO ₂	PM ₁₀
单位	m	m/s	℃	h	/	kg/h		
庆城联合站	0.25	8.77	180	7920	连续	0.0023	0.0614	0.0068
华H53平台增	0.2	6.85	180	7920	连续	0.0012	0.0307	0.0034
华H204平台增	0.2	6.85	180	7920	连续	0.0012	0.0307	0.0034
庆H28平台增	0.15	10.15	180	7920	连续	0.0010	0.0256	0.0028
庆H46平台增	0.15	10.15	180	7920	连续	0.0010	0.0256	0.0028
合H75平台增	0.2	6.85	180	7920	连续	0.0012	0.0307	0.0034

注：NO₂源强按照 NO_x源强的 90%计。

(2) 估算结果及分析评价

采用 AERSCREEN 估算模型计算各站场加热炉烟气污染物下风向落地浓度，估算结果最大值统计见表 8.1.1-3。

表 8.1.1-3 站场加热炉废气最大落地浓度预测结果表

站场	污染源	污染物	下风向距离/m	最大落地浓度 (μg/m ³)	占标率 (%)
庆城联合站	1200kW 加热炉	NO _x	507	20.7255	8.29
		SO ₂		10.407	2.08
		PM ₁₀		7.61625	1.69
华H53平台增	600kW 加热炉	NO _x	232	14.88075	5.95
		SO ₂		2.365	0.47
		PM ₁₀		2.8863	0.64
华 H204 平台增	600kW 加热炉	NO _x	298	15.4105	6.16
		SO ₂		4.9575	0.99
		PM ₁₀		5.46075	1.21
庆 H28 平台增	500kW 加热炉	NO _x	337	14.35375	5.74
		SO ₂		4.459	0.89
		PM ₁₀		4.8726	1.08
庆H46平台增	500kW 加热炉	NO _x	354	14.2835	5.71
		SO ₂		4.3185	0.86
		PM ₁₀		4.68945	1.04
合H75平台增	600kW 加热炉	NO _x	443	17.1545	6.86
		SO ₂		1.7635	0.35
		PM ₁₀		2.5803	0.57

根据表 8.1.1-3 估算模式预测结果可知，本项目投产运行后，新建站场加热炉烟气排放对周边大气环境影响程度较小，其主要污染物 SO₂、NO₂ 和颗粒物下风向最大落地浓度均未出现超标，且各污染物浓度占标率均小于 10%，满足标准浓度限值要求。其中，以 NO₂ 对周围环境空气影响最大，其最大落地浓度为 20.7255μg/m³，占标率为 8.29%。项目区地形开阔，污染物扩散条件较好，项目投产运行后加热炉烟气不会使区域环境空

气质量发生显著改变，项目建设对区域大气环境的影响程度可以接受。

8.1.1.3 无组织排放的烃类气体影响分析

本项目油气集输过程中的烃类无组织排放主要来自采油井口挥发和输油系统密闭性较差所形成的挥发和泄漏。项目新建采油井全部采用定压阀回收套管气，增压机组站内事故油箱仅在事故状态下暂存原油，正常情况下逸散的烃类物质较少。因此，本次评价选取庆城联合站、华 H53 增、华 H53 措施返排液处理站和庆 H41 污泥减量化装置作为典型预测对象，分析生产装置区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 8.1.1-4。

表 8.1.1-4 拟建站场装置区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
庆城联合站	80	64	30	6	7920	连续	0.0262
华 H53 增+返排液处理站	75	66	0	6	7920	连续	0.2958
庆 H41 污泥减量化装置	92	56	10	6	7920	连续	0.0051

(2) 预测结果

典型生产装置设施下风向非甲烷总烃预测结果见表 8.1.1-5。

表 8.1.1-5 各无组织面源最大落地浓度预测结果表

污染源		污染物	下风向距离/m	最大落地浓度/($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率/%
站场 无组织	庆城联合站	非甲烷总烃	37	53.646	2.68
	华 H53 增+返排液处理站		82	187.774	9.39
	庆 H41 污泥减量化装置		26	2.466	0.12

根据预测结果，本项目投运后，站场下风向 0~2500m 范围内非甲烷总烃均未出现超标，以华 H53 增和返排液处理站排放的非甲烷总烃对周围环境空气影响最大，其下风向非甲烷总烃最大落地浓度为 $187.774 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率 9.39%。站场选址处扩散条件较好，污染物可以得到较好扩散，并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可以保持在环境可接受的范围之内。

(3) 类比调查分析

本次评价类比页岩油 2021 年产建开发项目竣工环境保护验收中对站场周边环境敏感点的监测数据表 8.1.1-6 和表 3.4.4-3 站场无组织废气监测数据进行分析。

表 8.1.1-6 竣工环境保护验收中敏感点烃类气体监测数据 单位： mg/m^3

监测点位	监测时间	非甲烷总烃小时值	备注
白杨树咀（岭三联附近居民点）	2023.12.15~16	0.021~0.064	参照《大气污染物综合排放标准详解》中 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的限
南咀（庆城联合站附近居民点）		0.022~0.069	

丁家湾（岭二联附近居民点）		0.031~0.075	值要求

由表 3.4.4-3 和表 8.1.1-6 可知，油区现有典型站场非甲烷总烃无组织排放监控浓度均低于《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，厂界无组织排放浓度达标。

根据类比数据，同时结合本次环境质量现状监测数据（各敏感点非甲烷总烃满足标准要求），评价认为油区无组织烃类气体排放对周边敏感点及区域环境空气质量影响相对较小，在可接受范围内。此外，本项目开发范围内既有不同站场、又有众多井场，点多面广，井场、站场相互之间距离相对较远，叠加影响有限，评价认为在可接受范围内。

8.1.1.4 项目主要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 8.1.1-7。

表 8.1.1-7 大气污染物有组织排放量核算表

序号	排放口编号	污染物	核算排放浓度（mg/m³）	核算排放速率（kg/h）	核算年排放量（t/a）
主要排放口					
1	DA01 (庆城联合站 1200kW 加热炉)	颗粒物	4.41	0.0068	0.05
		SO ₂	1.5	0.0023	0.02
		NOx	39.66	0.0614	0.49
2	DA02 (华H53平台增600kW 加热炉)	颗粒物	4.41	0.0034	0.03
		SO ₂	1.5	0.0013	0.01
		NOx	39.66	0.0307	0.24
3	DA03 (华H204平台增600kW 加热炉)	颗粒物	4.41	0.0034	0.03
		SO ₂	1.5	0.0013	0.01
		NOx	39.66	0.0307	0.24
4	DA04 (庆H28平台增500kW 加热炉)	颗粒物	4.41	0.0028	0.02
		SO ₂	1.5	0.0010	0.01
		NOx	39.66	0.0256	0.20
5	DA05 (庆H46平台增500kW 加热炉)	颗粒物	4.41	0.0028	0.02
		SO ₂	1.5	0.0010	0.01
		NOx	39.66	0.0256	0.20
6	DA06 (合H75平台增600kW 加热炉)	颗粒物	4.41	0.0034	0.03
		SO ₂	1.5	0.0013	0.01
		NOx	39.66	0.0307	0.24
有组织排放总计					
有组织排放总计		颗粒物			0.18
		SO ₂			0.06
		NOx			1.62

表 8.1.1-8 大气污染物无组织排放量核算表

序号	排放口 编号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量 (t/a)
					标准名称	浓度限值 (mg/m ³)	
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	18.62
2	/	返排液处理站		系统密闭	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)	4.0	2.2263
3	/	污泥减量化装置		系统密闭	二级新改扩建厂界污染物控制值	4.0	0.24
无组织排放总计			非甲烷总烃				21.0663

表 8.1.1-9 大气污染物年排放量核算表

序号	污染物	年排放量 (t/a)
1	颗粒物	0.18
2	SO ₂	0.06
3	NO _x	1.62
4	非甲烷总烃	21.0663

8.1.1.5 场站环境保护距离

(1) 大气环境保护距离

根据估算模型预测结果,本项目各废气污染源排放主要污染物在评价范围内未出现超标点,因此不需要设置大气环境保护距离。

(2) 环境保护距离设置

根据《庆阳市生态环境总体准入清单》中各环境管控单元对空间布局约束的准入要求“所有油气田井(站)场项目需设置不低于 50m 的环境防护距离”。因此本项目拟建站场、井场以厂界为边界设置 50m 的环境防护距离。结合选址情况,本项目各拟建站场、井场最近居民点均在 50m 之外,环境保护距离内均不涉及环保搬迁。

考虑工程实际建设时可能根据开采情况对井场部署进行调整,评价要求:

①井场、站场选址远离居民点,确保与敏感点之间的距离大于 50m,钻井时优化井位布置,保证各井位距离居民点距离满足(《石油天然气钻井井控技术规范》(GB/T31033-2014)、《钻前工程及井场布置技术要求》(SY/T 5466-2013))要求;

②井场占地应尽量占用荒地,避免占用耕地,不得占用基本农田;

③对区域内环境敏感区和分散式饮用水源井等环境敏感目标均采取避让措施。

8.1.1.6 小结

本项目新建加热炉排放污染物的下风向最大落地浓度均未出现超标,占标率均小于 10%。油区油气集输过程无组织烃类气体排放对周边敏感点及区域环境空气质量影响相

对较小。由于项目站场选址为开阔梁峁地带，扩散条件较好，项目投运后加热炉烟气和无组织排放的烃类对环境空气质量改变不明显，项目对区域大气环境的影响在可接受范围内。

8.1.2 地表水环境影响分析

8.1.2.1 地表水污染源

运行期的废水主要来自措施作业废水、采出水等，各类废水产生情况见表 8.1.2-1。

表 8.1.2-1 井区运行期废水产生情况

废水类别	产生或排放工序	产生场所	主要污染物	产生方式	去向
油田采出水	原油脱出水	站场油水分离装置	石油类、SS	连续	采出水处理系统处理达标后回注油层
反冲洗废水	采出水处理	扩建采出水处理系统、返排液处理站	石油类、SS	间断	采出水处理系统处理达标后回注油层
油泥压滤水	污泥压滤	污泥减量化装置	石油类、SS	间断	采出水处理系统处理达标后回注油层
措施作业废水	修井、洗井、压裂废水	井场	石油类、SS	间断	用罐车拉运至措施返排液处理站处理，处理达标后优先用于钻井压裂，多余回注油层

8.1.2.2 地表水环境影响分析

(1) 油田采出水环境影响

在正常生产情况下，本项目油田采出水经新建及依托的接转站、联合站等采出水处理系统处理达标后回注油层，不排入地表水体，不会对地表水环境产生影响。

(2) 油泥压滤水

本工程新建 6 座油泥减量化装置，在运行过程中对油泥压滤过程中将会产生废水，其性质与油田采出水类型相近，依托采出水处理系统处理后回注，不外排，不会对周边地表水环境产生影响。

(3) 修井等措施作业废水

全厂范围内修井、洗井等措施返排液处理达标后回注，不外排，不会对周边地表水环境产生影响。

综上所述，在采取上述环保措施后，生产废水经处理达标后全部回注，不外排，对地表水环境影响小，不会改变区内地表水环境功能现状。

8.1.3 声环境影响预测与评价

8.1.3.1 预测方案及主要噪声源

运行期噪声主要来自新建、扩建站场。评价选取庆城联合站、华 H53 增、岭 38 增及其 200m 范围内最近敏感保护目标进行噪声预测，并对井场采油作业噪声进行类比分

析。根据噪声污染源分析，站场内产噪设备主要是压缩机、泵类等，设备声级在 75～95dB(A)，通过采取基础减振、隔音或安装隔声罩等降噪措施，设备噪声源强见表 8.1.3-1～表 8.1.3-3。

表 8.1.3-1 庆城联合站噪声源强表 单位: dB (A)

编号	设备名称	空间相对位置/m			数量	声源强度	声源性质	降噪措施
		X	Y	Z				
1	外输泵	83	60	0.5	2 台	75~80		基础减振、泵棚等
2	加热炉燃烧器	204	105	1.5	1 台	75~80		隔声、基础减振

表 8.1.3-2 岭 38 增噪声源强表 单位: dB (A)

编号	设备名称	空间相对位置/m			数量	声源强度	声源性质	降噪措施
		X	Y	Z				
1	往复式压缩机	23	15	0.5	1 台	95	连续声源	减振、压缩机棚

表 8.1.3-3 华 H53 增、措施返排液处理站噪声源强表 单位: dB (A)

编号	声源位置	设备名称	空间相对位置/m			数量	治理前声压级	声源性质	治理措施
			X	Y	Z				
1	油气分输一体化集成装置区	输油泵	30	15	0.5	1 台	80~85	连续声源	基础减振、隔声罩等
2		加热炉燃烧器			1.5	1 台	75~80	连续声源	
3	水泵区	热水循环泵	28	28	0.5	1 用 1 备	75~80	连续声源	基础减振
4		补水泵	26	28	0.5	1 台	75~80	连续声源	基础减振
5	压缩机	压缩机	10	25	0.5	1 台	95	连续声源	减振、压缩机棚
6	返排液处理	卸车泵	15	12	0.5	1 台	75~80	连续声源	基础减振
7		污水提升泵	15	14	0.5	4 台	75~80	连续声源	基础减振
8		污泥泵	20	18	0.5	1 台	75~80	连续声源	基础减振
9		板框压滤机	22	18	0.5	1 台	75~80	连续声源	基础减振
10		输水泵	25	20	0.5	1 台	85~90	连续声源	基础减振

8.1.3.2 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，噪声预测点选用点源模式。
- (1) 预测条件假设
- ① 所有产噪设备均在正常工况条件下运行；
 - ② 室内噪声源考虑声源所在厂房围护结构的隔声作用；
 - ③ 为便于预测计算，将各车间噪声源概化叠加作为源强；
 - ④ 考虑声源至预测点的距离衰减，忽略传播中建筑物的阻挡、地面反射以及空气吸收、雨、雪、温度等影响。

(2) 预测模式

① 室外声源

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

式中： $L_p(r)$ —噪声源在预测点的声压级，dB(A)；

$L_p(r_0)$ —参考位置 r_0 处的声压级，dB(A)；

r_0 —参考位置距声源中心的位置，m；

r —声源中心至预测点的距离，m；

ΔL —各种因素引起的声衰减量（如声屏障，遮挡物，空气吸收，地面吸收等引起的声衰减），dB(A)。

② 室内声源

a、室内声源同类设备合成声压级计算公式：

$$L_p = L_{p0} + 10 \lg N$$

式中： L_{p0} —声源的声压级，dB(A)；

N —设备台数。

b、室内声源等效为室外点源的声传播衰减公式为：

$$L_p(r) = L_{p0} - TL - 10 \lg \frac{\bar{\alpha}}{1 - \alpha} - 20 \lg \frac{r}{r_0}$$

式中： $L_p(r)$ —预测点声压级，dB(A)；

L_{p0} —声源的声压级，dB(A)；

TL —车间墙、窗的平均隔声量，dB(A)；

α —平均吸声系数；

r —车间中心至预测点的距离，m；

r_0 —测量 L_{p0} 时距设备中心的距离，m。

③ 声源在预测点产生的等效声级贡献值：

$$Leq(T) = 10 \lg \left(\frac{1}{T} \left[\sum_{i=1}^M t_{out,i} 10^{0.1L_{out,i}} + \sum_{j=1}^N t_{in,j} 10^{0.1L_{in,j}} \right] \right)$$

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：

L_{eqg} —声源在预测点的等效声级贡献值，dB(A)；

L_{eqb} —预测点的背景值，dB(A)。

8.1.3.3 井场采油作业噪声

生产井场主要噪声源为抽油机，正常运行时噪声很小。据类比监测，抽油机单台运行噪声约 62dB（A），多台机组运行噪声在 65~76dB（A），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 8.1.3-4。

表 8.1.3-4 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
65~76	51.0~62.0	45.0~56.0	41.5~52.5	39.0~50.0	35.5~46.5	33.0~44.0	31.0~42.0

根据预测结果，抽油机噪声影响范围在 20m 范围内，据现场调查，本项目井场周围 20m 范围内均无居民点。评价认为，井场内抽油机噪声源对周围声环境影响小。

8.1.3.4 站场噪声

按照导则要求，项目各站场投运后厂界噪声及周边 200m 范围内的敏感点噪声变化预测结果见表 8.1.3-5~8.1.3-7。

表 8.1.3-8 庆城联合站厂界噪声预测结果 单位：dB（A）

噪声预测点		噪声值			超标分贝数	
		类型	昼间	夜间	昼间	夜间
厂界噪声						
1	东厂界	贡献值			0	0
2	南厂界				0	0
3	西厂界				0	0
4	北厂界				0	0
1	东厂界	现状值			0	0
2	南厂界				0	0
3	西厂界				0	0
4	北厂界				0	0
1	东厂界	预测值			0	0
2	南厂界				0	0
3	西厂界				0	0
4	北厂界				0	0
评价标准		昼间 60dB（A）；夜间 50dB（A）				

表 8.1.3-9 岭 38 增厂界噪声预测结果 单位：dB（A）

噪声预测点		噪声值			超标分贝数	
		类型	昼间	夜间	昼间	夜间
厂界噪声						
1	东厂界	贡献值			0	0
2	南厂界				0	0
3	西厂界				0	0
4	北厂界				0	0
1	东厂界	现状值			0	0
2	南厂界				0	0
3	西厂界				0	0
4	北厂界				0	0
1	东厂界	预测值			0	0
2	南厂界				0	0
3	西厂界				0	0
4	北厂界				0	0

评价标准		昼间 60dB（A）；夜间 50dB（A）				
表 8.1.3-10		华 H53 增厂界噪声预测结果			单位：dB（A）	
噪声预测点		噪声值			超标分贝数	
		类型	昼间	夜间	昼间	夜间
厂界噪声						
1	东厂界	贡献值			0	0
2	南厂界				0	0
3	西厂界				0	0
4	北厂界				0	0
5	北咀				0	0
1	东厂界	现状值			0	0
2	南厂界				0	0
3	西厂界				0	0
4	北厂界				0	0
5	北咀				0	0
1	东厂界	预测值			0	0
2	南厂界				0	0
3	西厂界				0	0
4	北厂界				0	0
5	北咀				0	0
评价标准		昼间 60dB（A）；夜间 50dB（A）				

根据上述预测结果，采取降噪措施后，各新建及扩建站场昼、夜间厂界噪声贡献值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准，噪声敏感点预测值符合《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区标准，运行期对敏感点影响较小。

8.1.3.5 交通噪声影响分析

本项目井区集输系统较为完善，采取管道集输，主要交通车辆为危险废物及措施废液拉运过程中会对沿线敏感点产生一定的噪声影响。

根据工程概况，沿线村庄人口相对较少且分散。因此，评价要求拉运车辆拉运路线尽可能避开人口集中区域，并选择上午 7:00~12:00 和下午 14:00~22:00 进行拉运，同时车辆经过敏感点时应降低车速，减小噪声影响。在采取上述措施后，拉运车辆对拉运路线沿线的交通噪声影响相对较小。

8.1.4 固体废物环境影响分析

8.1.4.1 固体废物分类

本项目运行期油气集输产生的固体废物有落地油、油泥、含油污泥、废滤料及生活垃圾等，按照《国家危险废物名录（2025 年版）》，落地油、油泥、废滤料、含油污泥均属于危险废物，废物类别均为 HW08 废矿物油与含矿物油废物。

8.1.4.2 落地油和油泥环境影响分析

井区运行期落地油主要在修井过程中产生，修井一般两年一次，本项目采用“铺设作业、带罐上岗”的作业模式，可使落地油达到 100%回收率。落地油的回收有效减少落地油直接进入土壤，大大减轻了对环境影响。

① 落地油对地表水环境影响分析

修井等生产过程产生的少量落地油，若不及时清理，在雨季易随地表径流，进入附近的地表水体，产生污染。

井区开发过程中的少量落地油主要集中在井场内及其周边，井场采取了落地油回收处置等防治措施。丰水期或暴雨期降雨径流可能将极少量落地油带往地表水体，由于丰水期或暴雨期流量大、流速快，进入水体的少量落地油短时间内完全混合，浓度迅速降低，对河流水质影响小。

因此，在采取对落地油设置污油回收池、围堰、防洪沟等相应的回收和防治措施后，落地油对地表水的影响小。

② 落地油对地下水环境影响分析

具体见地下水环境影响评价章节。

③ 落地油对土壤影响分析

运行期正常情况下，井场采用封闭采油，不会产生落地油，但修井等井下作业时，可能产生少量落地油，此外，在输油过程中也可能产生少量落地油。落地油对土壤的影响详见土壤环境影响评价章节。

8.1.4.3 含油污泥对环境影响分析

项目在运行过程中，各种处理容器和构筑物均会产生含油污泥，根据工程分析，本项目含油污泥产生量约为 2947.47t/a。这部分污泥属于危险固废，若不加以处置直接排放，会对周围土壤、水体、空气都将造成污染。长庆油田将含油污泥减量化、资源化，减量化，采取密闭冲氮气清罐、热力循环、热水清泥等措施降低含油污泥量。遵照循环经济综合利用的原则，目前陇东油区对油泥的处置措施多是将清罐油泥回收利用，采出水处理系统污泥及其它固体油泥经浓缩干化后送有资质单位进行处置。

含油岩屑临时贮存后按要求最终送至有资质单位处置。根据现场调查及收集资料，本次依托页岩油开发分公司已建成含油危废贮存点 2 处，在建 3 处，同时依托采油十二厂 1 处，本项目依托上述危废贮存点，按照《危险废物贮存污染控制标准》等相关标准进行贮存，评价要求将含油岩屑单独收集暂存。

8.1.4.4 废滤料影响分析

项目新建采出水处理系统 5 套，措施返排液处理装置 1 座，含过滤工艺，滤料需定期更换，视使用情况确定更换时间。废滤料属危险固废（HW08 废矿物油与含矿物油废物），按照《危险废物贮存污染控制标准》等相关标准更换时直接交有资质单位安全处

置，或暂存于危废临时贮存点，最终送有资质单位处置。

8.1.4.5 其他固废影响分析

运行期其他固废主要包括设备维护及修井作业产生的废防渗布、清管废渣、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。评价要求收集后送至现有危废贮存点单独暂存，定期交有资质单位处置。采取上述措施后，对环境影响较小。

8.1.4.6 生活垃圾影响分析

本项目不新增劳动定员，人员有内部调拨，不新增生活垃圾，各场站设置垃圾桶，垃圾经收集后交环卫部门集中处置。

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。

8.1.5 对水源地环境影响分析

8.1.5.1 项目对水源地的影响分析

本项目地面工程与周边水源保护区的位置关系见 2.7.2.1 节内容。以工程是否在水源地集水或径流范围内作为判断依据，本项目各井区可分为两类：(1)工程距水源地保护区边界较近，但不在水源地径流补给范围内，如：里 180 井区与上里塬乡彭家寺沟地表水水源地间位置关系；(2)工程在水源地上游集水范围内，但不在水源地保护区范围内，例如：板 32 与南庄乡李小渠地表水水源地间位置关系。

正常情况下，运行过程中的油田采出水、措施作业废水全部处理达标后回注油层，均不外排。上述 2 种位置关系布局的井区均不会对周边水源地水质造成不利影响。

事故状态下，由于第(1)类井区内的地面工程不在水源地的集水范围内或径流补给区，井区虽距离水源地保护区边界较近，但均位于水源地的下游或有分水岭相隔，不会对水源地造成不利影响。第(2)类井区由于与水源地存在径流补给关系，一旦事故发生不及时或风险应急措施不到位，事故状态下泄漏的污染物可能会进入水源保护区范围内，对水质造成污染，特别是油品直接进入地表水体，形成不利影响。因此，建设单位应加强管理，严格执行各项规章制度，采取必要的工程技术措施和事故风险防范措施和应急预案，坚决避免各类事故的发生，一旦发生泄漏事故立即启动应急预案，把事故对地表水环境的风险影响降到最低。

8.1.5.2 各类工程对水源地的影响分析

(1) 井场

张海玲等前人针对陇东油田井场石油类物质自然迁移规律进行了研究,选取陇东地区马岭油田的 A 油井(1980 年开井)、华庆油田的 B 油井(1998 年开井)和西峰油田的 C 油井(2007 年开井)的 3 处井场,取井场土壤样品进行分析,结果表明:原油迁移范围主要集中在 40m 内,污染程度与距井口距离成反比,随着距离加长,石油类含量迅速下降,无论是 1980 年开始投用的采油井 A,还是 2007 年投用的采油井 C,水平方向距离井口 60m 时,已降至安全水平之下(300mg/kg)。

因此,无论从采取的措施的有效性还是油井长期运行来看,井场正常生产过程中产生的污染物在环境中的迁移被控制在有限的范围内,不会对水源地造成不利影响。

(2) 输油管线

输油管线工程对水源地的影响主要集中在水源地上游穿跨越环境风险事故,本项目主要单井管线穿(跨)越工程见 4.7.4.3 节内容。为保障下游水源地饮水安全,建设单位应严格按照“陇东油区‘十四五’规划环评”及规划环评审查意见中重要防护区的要求落实环境风险防范措施,确保事故状态下不对水源地造成污染。

8.1.5.3 对分散水源井的影响分析

井区范围内有机井和小电井,井深在 30~200m,属第四系黄土潜水层。本项目达标采出水回注层深度为 1300~2400m,现有水源井取水层为 621~1153m 洛河组,与农村饮用水水井含水层之间有多层隔水层,切断与第四系黄土潜水层此外,本项目正常情况下污废水不外排,因此本项目建设运行不会对利用水深在 200m 以上的第四系潜水和下白垩系风化裂隙水的农业用水及生活用水量影响较小。评价要求建设单位严格按照当地环保部门和环评提出的各项要求进行工程开发建设,油田水源井取水层位为洛河组承压水,不得取浅层水,避免对人饮工程造成不利影响,确保当地居民的饮水安全。

8.2 运行期环境措施及可行性论证

8.2.1 环境空气污染防治措施可行性分析

8.2.1.1 加热炉烟气

本项目加热炉使用清洁燃料伴生气作为燃料,伴生气加热炉燃烧烟气通过不低于 8m 高排气筒排放,主要污染物 SO_2 、 NO_x 及颗粒物排放量小,且排放浓度可满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)中新建燃气锅炉标准要求(颗粒物 $\leq 20\text{mg}/\text{m}^3$, $\text{SO}_2 \leq 50\text{mg}/\text{m}^3$, $\text{NO}_x \leq 200\text{mg}/\text{m}^3$),对环境影响轻微,污染防治措施可行。

8.2.1.2 伴生气回收利用措施

(1) 实施油气密闭输送

本项目新建井场采用管道密闭集输，井口采取定压阀回收套管气；站场采用油气分输或混输工艺等措施确保流程密闭，减少集输过程中的烃类无组织排放。评价要求加快井区集输系统规划建设，原油尽可能全部通过管线系统密闭集输。

(2) 伴生气综合利用

提高伴生气回收利用率，分离伴生气输至下游轻烃回收装置，由轻烃回收装置回收伴生气中轻烃后，干气返回站场作为加热炉燃料，多余干气综合利用。

(3) 站场进口处设置紧急截断阀，输油、输气干线分段设置紧急切断系统，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。

采取以上措施后，伴生气综合利用率约 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%以上的要求和《庆阳市十四五生态环境保护规划》中 95%以上的要求，同时符合《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）中油田伴生气综合利用率最低指标要求为中高渗油藏不低于 90%，低渗-特低渗油藏不低于 70%的要求，措施可行。

8.2.1.3 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井场巡检车辆，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。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) 进站场道路

运行期需要进出站场的车辆较井场道路较多，多为站场巡检车辆，在采取限速行驶的情况下，对周边村民住户实际影响有限。此外，站场进站道路多采用天然砂砾或沥青碎石路面，该类路面水稳性比井场道路有较大改善，扬尘得到较大程度的抑制，但在连续干旱的天气条件下，也容易起尘。对于该类道路，首先应当采取车辆限速措施，在车辆运行频繁的干旱季节增加洒水降尘措施，加强道路的日常养护，防止路面产生沉陷、松散、车辙、坑洞等病害。

(3) 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，将较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。由于我国乡镇、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。

此外，本次环评要求建设单位在项目运行及闭井期采取以下措施以降低道路扬尘对周边环境的影响。

① 优化井场原油输送方式，提高管输率，降低原油拉运频次，从源头上降低对环境的污染。

② 行驶在路况较差的路段或行经村庄、农田附近时，放慢行车速度，避免增加扬尘污染。

③ 工程车辆途径居民集中区时必须配置洒水车，并建立合理的洒水抑尘管理制度，设专人负责监控和调整洒水频率。在敏感点附近适当提高洒水频率，降低道路扬尘对敏感点的影响。

④ 井场道路采用泥结碎石路面，同时应加强路面养护和清洁，维护良好的路况，以减轻拉运扬尘对周围环境空气、居民的影响。

⑤ 加强道路运行管理，严格车管制度，严格执行国家颁布的机动车排放限值标准，限制尾气超标车辆、无遮盖措施的装载散装物料的车辆上路。

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。

8.2.1.4 无组织烃类逸散防治措施

本项目原油集输全部采用管线集输，增压站内设 30m³ 事故油箱 2 具，白马加热站设 200m³ 泄放罐 1 具。评价结合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中挥发性有机物排放控制要求，提出项目无组织排放控制措施如下：

(1) 井场无组织烃类防治措施

① 各个管线上均设置流量计，与主控室联动，可随时发现是否存在原油泄漏，造成非正常工况挥发性有机物排放。同时在每个井场及站点均设置火气监测系统，以防止非正常工况的产生。

② 本项目井区油井全部采用输油管线密闭集输油气；井口采取定压阀，可有效回收套管气，伴生气首先用于场站加热炉燃料用气。

(2) 原油储存排放控制措施

根据排放标准，结合现有联合站、转油站原油储罐（不含事故油罐）真实蒸气压及罐容，完善现有工程无组织排放控制措施，使现有站场原油储罐挥发性有机物排放控制满足标准表 2 控制要求。

(3) 储罐运行维护要求

场站多采用固定顶罐，并在各类油罐呼吸阀接合下方设置了挡板，针对现有站场内的固定顶罐及新建的固定顶罐，还应满足以下运行要求：

① 罐体应保持完好，不应有孔洞和裂隙；

② 储罐附件开口（孔），除采样、计量、例行检查、维护和其他正常活动外，应密闭；

③ 站场储油设施设置呼吸阀挡板，降低储运过程中的油气损耗。定期检查呼吸阀的定压是否符合设定要求。

④ 编制检查与修复记录并至少保存 3 年。

(4) 废水集输和处理系统排放控制要求

本项目依托和新建站场油田采出水和措施返排液处理装置均采用密闭管线集输，接入口和排出口采取了与环境空气隔离措施，符合标准中提出的排放控制要求。

(5) 设备与管线组件泄漏排放控制要求

对泵、阀门、法兰等易发生泄漏的设备与管线组件的密封点定期进行 VOC_s 泄漏检测，其中每周对设备与管线组件的密封点进行目视观察，检查其密封处是否出现可见渗漏现象；每 6 个月对泵、压缩机、阀门、开口阀或开口管线、泄压设备至少检测一次；每 12 个月对法兰及其他连接件、其他密封设备至少检测一次；对于直接排放的泄压设备，在非泄压状态下进行泄漏检测，直接排放的泄压设备泄压后，应在泄压之日起 5 个工作日之内，对泄压设备进行泄漏检测；设备与管线组件初次启用或检维修后，应在 90d 内进行泄漏检测，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（ $2000 \mu\text{mol/mol}$ ）。
- (6) 其他排放控制要求
 - ① 加强采油井井口密闭性。
 - ② 优化操作规程，减少操作环节，合理安排储运作业。
 - ③ 加快井区集输系统建设，原油、伴生气尽可能全部通过管道密闭集输。
 - ④ 油田伴生气作为燃料或输至轻烃厂综合利用设施回收利用。
 - ⑤ 加强油气计量器具管理维护，降低计量误差，减少损耗。
 - ⑥ 定期检查储油设施的密封状态及底部，防止储油设施底板泄漏。
 - ⑦ 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水污水，严禁另做他用，事故结束后应及时清理污水油污，严禁在井场内长期储存。
 - ⑧ 污油泥贮存点内含油污泥需经防渗漏的复合塑料编织袋密闭包装，暂存的污油泥及时委托有资质单位定期转运处置。及时清理含油污水及污泥，严禁在站场内长期储存，厂内污油泥转运周期不宜超过 1 个月。
 - ⑨ 对油气田放空天然气应予以回收。不能回收或难以回收的，进入下一个站点进行利用或回收。

8.2.2 水污染防治措施及其可行性论证

8.2.2.1 油田采出水

本项目依托既有采出水处理系统处理，改扩建现有采出水处理系统 5 处，采出水经处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2022）相应回注水质标准后优先回用于井下压裂，多余回注，不外排。

本次扩建的采出水处理系统与现有依托运行的采出水处理设施相同，全部采用“沉降除油+气浮+过滤”处理工艺，工艺流程见图 8.2.2-1。

(1) 处理工艺可行性分析

工艺流程：三相分离器来水进入沉降除油罐经沉降除油后进入一体化油田水处理装置。一体化装置前段设置调节水罐，沉降除油罐出水先进入缓冲水罐，经提升泵提升加压后进入气浮澄清罐，通过向心气浮对水质进行净化。气浮澄清罐整个装置上部为油相或气相，中部为分离区，下部为处理水积聚区。中部位于罐体与内筒之间，是实现旋流、释气气浮关键场所。污水沿导流板切向进入，在入口螺旋导片引导下，形成较为柔和的

旋流运动，产生离心加速度。释放微气泡和油滴等较轻组份在离心力作用下向内筒外壁移动，在移动过程中气泡和油滴接触粘附机会，为提高气浮净化效率创造条件，大部分微气泡和油滴粘附体在浮力作用下沿内筒外壁或附近区域不断上升，部分随水流下降形成新的粘附体在缓流板上方和内筒内部空间继续浮升至内筒上方富集，并在压力作用下从排油口间隙排出，而净化的水经过缓流板后从出水口排出，沉淀物从排放口定期排出。沉降除油罐定期加入杀菌剂、水质调节剂等进行杀菌和水质调节，气浮澄清罐出水进入两级过滤罐，一级过滤为核桃壳过滤，二级过滤为纤维球过滤，通过过滤作用进行深层次处理，处理后的采出水进入缓冲水罐后进行回注。



图 8.2.2-1 沉降除油+一体化油田水处理（气浮+过滤）工艺流程图

根据各站例行监测报告中采出水处理系统水质监测结果（见表 3.4.4-5），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推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2022）相关指标的要求；同时本次部分站场在现有采出水处理系统基础上新增微电解氧化预处理或溶气气浮预处理工艺，进一步提高了污染物的去除效率，因此，从工艺上可确保水质达标，工艺可行。

（2）处理能力的可行性分析

根据“表 4.10.2-2 依托站场采出水处理能力校核表”，本项目依托站场岭三联、西十转、城壕采出水处理站等的采出水处理系统富余能力大于本项目新增采出水处理负荷，可满足项目处理需要。

因此，从采出水系统处理规模上看，可确保本项目新增采出水处理需求。

（3）采出水有效回注保证性

油田采出水回注应严格执行《陆上油气田采出水地下注入环境保护技术规范》（SY/T 7784-2024）中相关要求。

①采出水回注综合利用的可行性

a. 从回注目的方面分析，油田采出水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，实现水资源循环再利用。

b. 从水质指标方面分析，依托采出水处理系统采用的处理工艺能够实现处理后水质稳定达标。

c. 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。

d. 从回注井成井工艺方面分析，陇东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。根据《陇东油区采出水回注对地下水环境安全影响调查评估报告》针对不同地区、不同建井时期采出水回注井的水泥胶结质量的调查结论，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。

e. 从陇东油区地质构造方面分析，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，陇东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。

(4)生产废水安全回注的可靠性分析

本项目注入水为采出水，有足够的储存空间，能满足生产期内的注入要求，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，长 7 与长 3、长 6、长 8 各层系配伍，本次回注采用分层位回注，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。

根据设计资料及建设单位提供资料，并结合现场调查，现有注水井配套管网采用高压注水钢管，壁厚达 9mm，且管线内外及补口处均采取防腐工艺（管线外防腐层涂敷环氧粉末薄膜结构，干膜厚度不小于 400 μm ，外防腐采用高分子合金材料，采用高速旋转一次成形喷涂工艺，涂层干膜总厚度不小于 300 μm ，补口采用聚乙烯胶粘带特加强级结构，补口处防腐层总厚度不低于 2.0mm），具有良好的防腐、耐温、耐压特性，可有效保证废水安全回注，大大降低了对地表水及环境污染。此外，所选注水井井筒满足废水回注需求，注水井完井套管采用了环氧冷缠带牺牲阳极保护套管+高强度水泥固井技术，水泥返高至地面，套管保护较好，且对注水层位上段配套套管保护封隔器，实现废水集中在目的层安全回注注入，确保地下水源不受污染。

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，并设置控制加压装置，防止对地下潜水及地表水造成污染。因此，回注地层的采出水在正常情况下不可能跨越抗压强度较

高的钢管与水泥阻挡层而涌入非注水层，不会对地下水水质产生影响。

(5) 采出水资源化利用建议

页岩油开发采用长水平井体积压裂补充地层能量的准自然能量开发技术，生产阶段无需设置注水井，开采原油分离出的采出水全部通过现有注水井回注，补充地层压力，不外排。

油田开发钻井及井下作业一般集中在每年的 4~11 月，页岩油滚动开发过程中井场施工水平段较长，压裂工序用水量较大，经与建设单位沟通，可利用施工同期已投运的产建工程产生的采出水作为压裂液水源，通过合理安排各作业区的压裂作业计划和采出水储存和入罐进场时序，尽可能地将油田采出水优先用于同期钻井井场压裂液的配制，无法利用部分依托现有注水井回注。冬季非钻井期（每年 12 月至次年 3 月）油田采出水仍经处理达标后全部回注地层。

8.2.2.2 措施作业废水

措施返排液包括压裂改造、修井、洗井等措施作业废水，属于临时性废水，全部通过罐车运至现有、新建措施返排液处理站处理达标后回用压裂作业，不外排。项目依托可行性分析见本报告 4.10.2.4 节内容。

本次依托站场均已履行环境影响评价手续，并通过竣工环保验收。根据类似措施返排液处理站验收监测数据（见表 3.4.4-6），依托站场处理后的措施返排液满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2022）水质指标，工艺可行。此外，从规模上看，各井区新增措施返排液产生量小于依托工程设计规模，通过合理安排各作业区的措施作业计划和污水进站时序，本项目依托现有措施返排液处理站措施可行，可确保项目实施过程中产生的措施返排液全部达标回注或利用，不外排。

8.2.2.3 污泥减量化装置压滤废水

本次新建 6 座污泥减量化装置，含油污泥压滤水主要污染物石油类、SS、COD，与采出水性质基本相似，经污水储罐收集后依托周边现有采出水处理系统处理回用压裂或回注，不外排。

8.2.2.4 井场雨水

根据《长庆油田陇东油区清洁文明井场设施建设标准》，为防止降雨冲刷井场地面对地表水产生影响，主要采取几个方面的措施：

(1) 井场安全、环保防护宜采用暴雨时初期雨水不出场，风险辨识后干净雨水外排，含油污水集中处理的原则，采用“含油污水池+雨水收集池+井场围墙”三位一体的防控

措施。

(2) 设置含油污水池和井口集油槽，对抽油机漏失油污和井口漏失影响区（范围：井口周边 5m、抽油机后沿外 2m）可能含油的雨水进行收集，抽油机和井口区域边界高出外部场地地坪 0.2m，并坡向井口集油槽，避免地表径流携带油污，扩大污染波及面。含油污水池容积不小于 30m^3 ，并与井口集油槽相连且清洁畅通。

(3) 设置雨水收集池和雨水收集渠，井口外非漏失影响区的雨水自然散排至井场四周的雨水收集渠中，雨水收集渠采用砖砌水泥砂浆抹面结构，宽 0.4m，深 0.2m，沿井场围墙两侧布置，以 0.2% 的坡度坡向雨水收集池。雨水收集池容积不小于 20m^3 ，做到雨水不出井场。

(4) 在井场周围修建高 0.5m 砖混围墙，横截面呈梯形；井场挡水条高度不宜小于最大月平均降雨量 1~3 天的积水厚度，确保含油污水不出井场。井场入口或大门处宜常备挡水沙袋，用于极端天气井场挡水条加高，防止含油雨水出场。

此外，庆阳市生态环境局针对距离水源保护区较近的井场提出了更为严格的建设要求，主要包括以下几个方面：

(1) 在井场周围修建高 0.8m 砖混围墙，横截面呈梯形；井场出口修建 0.8m 高的土石混合挡土梁，防止井场内雨水外排和井场外的雨水流入井场；在井场内设置防渗的 50m^3 油污回收池（与事故应急池合用）及防渗石砌地埋式导油槽，导油槽与油污池相连且清洁畅通；

(2) 修建雨水收集渠和容积不小于 50m^3 雨水收集池（井场面积小于 2500m^2 ，容积应不小于 50m^3 ；井场面积大于 2500m^2 ，容积应不小于 60m^3 ），做到雨水不出井场。

(3) 井场外侧修建排洪渠，保证井场周围雨水畅通，不蓄积。

井场在选址和建设过程中严格按照规范设计和评价提出的相关要求能够确保一般降雨条件下雨水对井场的冲刷影响在可控的范围内。

8.2.3 噪声污染防治措施可行性分析

8.2.3.1 设备噪声污染防治措施

项目运行期主要噪声源为输油泵、喂水泵、注水泵、污水泵、采油机等。噪声控制措施主要包括：

(1) 井、站场选址应尽可能远离居民点。

(2) 新井井场采油机采用电力驱动，合理布置井场平面布置。

(3) 新建站场合理安排设备布局，针对站场周边居民点分布情况调整设备布局，使

主要噪声源远离居民分布一侧。

(4) 设备选型尽可能选择低噪声设备，并采取基础减振措施；扩建的采出水处理系统设置在采出水处理间内进行隔声。

(5) 站场输油泵等高噪声设备安装隔声罩等降噪设备，泵底部设置独立基础，并采用降低泵体震动的弹性垫片降低设备振动产生的噪音。

(6) 增压站压缩机等高噪声设备设置在厂棚内，设备底部采取基础减振措施，并设置消声器进行降噪。

(7) 加强站场站外绿化，通过树木、草坪的遮挡和反射起到一定的降噪作用。

采取以上措施后，可有效降低噪声影响，各井场、站场噪声均可做到达标排放，运行期噪声一般不会扰民，噪声污染控制措施可行。

8.2.3.2 交通噪声污染防治措施

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：

(1) 油区运输车辆尽量安排在上 7:00~12:00 和下午 14:00~22:00，严禁夜间运输。

(2) 加强安全教育及管理，减少车辆鸣笛。

(3) 严格限制车速、加强巡查，树立文明驾驶的习惯和安全意识。

8.2.4 固体废物贮存及处置措施

8.2.4.1 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，井口设置集油槽，井场内设置含油污水池，集油槽与含油污水池相连，保证井口泄漏原油全部收集，并定期用罐车运往危废贮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《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）表 7 中重点防渗区的防渗技术要求采取防渗措施，可采用天然材料防渗结构、刚性防渗结构和复合防渗结构中的其中一种。天然材料防渗结构的天然材料防渗层饱和渗透系数不应大于 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ，厚度不应小于 6.0m；刚性防渗结构应采用水泥基渗透结晶型抗渗混凝土（厚度不宜小于 150mm）+水泥基渗透结晶型防渗涂层（厚度不小于

0.8mm) 的结构型式, 防渗结构层的渗透系数不应大于 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$; 复合防渗结构应采用土工膜 (厚度不小于 1.5mm) + 抗渗混凝土 (厚度不宜小于 100mm) 的结构型式, 抗渗混凝土的渗透系数不应大于 $1.0 \times 10^{-6} \text{cm/s}$ 。不管采取何种防渗型式, 确保防渗性能应与 6m 厚的粘土层等效 (粘土渗透系数 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$)。

(3) 井下作业

井下作业要按照“铺设作业、带罐上岗”的作业模式, 及时回收落地油等废物。建议采用“绿色修井技术及配套设备”, 以原油不出井筒为目的, 达到“三不沾油”, 即井场不沾油、设备不沾油、操作工人身上不沾油。具体技术措施包括:

① 使用撞击式泄油器、提杆式泄油器、提管式泄油器解决包括抽油杆砂卡或断脱等不利情况在内的油管泄油问题, 保证油管内的原油全部泄入开筒而不落地;

② 使用方便、耐用的油管刮油器和抽油杆刮油器, 将管和杆壁上附着的原油刮净, 并使原油经装置直接回流返回套管, 避免将原油带至地面。

以上控制落地油产生的技术措施及设备已在实际应用中取得了很好的效果。建议建设单位在井下作业时, 结合实际情况, 对施工单位提出具体技术要求。

(4) 加强管理, 对井口装置、集油管线等易发生泄漏的部位进行巡回检查, 减少或杜绝油井跑、冒、滴、漏, 以及原油泄漏事件的发生。

在采取以上措施后, 落地油产生量少, 回收率高, 污染控制措施可行。

8.2.4.2 含油污泥的回收与处置

(1) 含油污泥等危废的产生及清理

运行期含油污泥主要来自 3 个环节: 原油储罐清罐、采出水处理系统排泥和措施作业。清理作业前, 罐区内部、水处理装置区和井场地面均预先铺设防渗材料防止油泥落地, 油泥清出装置后直接装入防渗袋内运至含油危废贮存点或直接交有资质单位清运。

(2) 含油污泥的处理

含油污泥属危险废物, 在采油、原油脱水和油田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。在含油污泥的处理中, 长庆油田积极推行含油污泥减量化和资源化的做法。“减量化”是指采取密闭冲氮气清罐, 热力循环, 热水清泥等措施降低含油污泥量; “资源化”是指将清罐油泥收集后进行综合利用, 对采出水处理系统产生的油泥经浓缩干化后送至有资质的单位进行处置, 污染防治措施可行。

(3) 危险废物的暂存

按照标准化井场建设要求, 各采油井场内均建有含油污水池, 用于井场运行期含油

污泥污水的收集，作业结束后及时进行污油清理和回收，将含油污泥运送至项目依托的危废贮存设施暂存，定期委托至有危险废物处置资质单位进行处置。

本次依托页岩油开发范围内已建成含油危废贮存点 2 处，在建暂存点 3 处，同时依托十二厂 1 处（均履行了环保手续，基本情况见 4.10.2.6 节），可满足本项目施工期和运行期危险废物的暂存。依托的危废贮存设施均按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中有关规定采取了防风、防雨、防晒及防渗漏等措施。含油污泥定期运送至有资质单位进行处置。

8.2.4.3 废光伏电池板控制措施

本项目井场设置的光伏发电装置定期检修会产生少量的废光伏电池组件，均由厂家进行更换并回收处置，防治措施可行。

8.2.4.4 其他固体废物的处置

采出水系统、措施返排液处理系统更换的废滤料，设备维护及修井作业产生的废防渗材料、废润滑油、清管废渣等，均属于《国家危险废物名录（2025 年版）》中 HW08 类危险废物，危险废物经收集后送至现有危废贮存点单独暂存，委托有资质的单位定期进行转运处置，防治措施可行。

8.2.4.5 危废贮存、运输及处置措施和要求

（1）危险废物贮存及处置措施

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，依托现有危废点暂存，委托有资质的单位定期进行转运处置。根据现场调查及收集资料，依托现有含油危废贮存点 6 处，均履行了环保手续，可满足本项目施工期和运行期危险废物的暂存。依托的危废贮存设施均按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中有关规定采取了防风、防雨、防晒及防渗漏措施，依托可行；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。

井（站）场内危废临时收集点应具有固定的区域边界，并采取与其他区域进行隔离的措施，并设防风、防雨、防晒和防止危险物流失、扬散等措施，危废应置于容器或包装物中，不应直接散堆，采取相应防渗漏等措施。对井（站）场内危废及时清运，实

时贮存量不应超过 3 吨。

本项目危险废物最终委托有资质单位定期转运处置，应与处置单位签订委托处理合同，报环保主管部门备案。在未落实处置前，企业在依托的危废贮存点应按危废贮存要求进行妥善保管、贮存，并做好相应场所的防渗漏工作。本次评价对危险废物贮存设施提出以下要求：

① 贮存设施应根据危险废物的形态、物理化学性质、包装形式和污染物迁移途径，采取必要的防风、防晒、防雨、防漏、防渗、防腐以及其他环境污染防治措施，不应露天堆放危险废物。贮存设施应根据危险废物的类别、数量、形态、物理化学性质和污染防治等要求设置必要的贮存分区，避免不相容的危险废物接触、混合。

② 贮存设施或贮存分区内地面、墙面裙脚、堵截泄漏的围堰、接触危险废物的隔板和墙体等应采用坚固的材料建造，表面无裂缝。

③ 贮存设施地面与裙脚应采取表面防渗措施；表面防渗材料应与所接触的物料或污染物相容，可采用抗渗混凝土、高密度聚乙烯膜、钠基膨润土防水毯或其他防渗性能等效的材料。贮存的危险废物直接接触地面的，还应进行基础防渗，防渗层为至少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。

④ 贮存设施或场所、容器和包装物应按HJ 1276要求设置危险废物贮存设施或场所标志、危险废物贮存分区标志和危险废物标签等危险废物识别标志。

⑤ 贮存危险废物应根据危险废物的类别、形态、物理化学性质和污染防治要求进行分类贮存，且应避免危险废物与不相容的物质或材料接触。

⑥ 贮存危险废物应根据危险废物的形态、物理化学性质、包装形式和污染物迁移途径，采取措施减少渗滤液及其衍生废物、渗漏的液态废物（简称渗滤液）、粉尘、VOCs、酸雾、有毒有害大气污染物和刺激性气味气体等污染物的产生，防止其污染环境。

⑦ 危险废物贮存过程产生的液态废物和固体废物应分类收集，按其环境管理要求妥善处理。

⑧ 应定期检查危险废物的贮存状况，及时清理贮存设施地面，更换破损泄漏的危险废物贮存容器和包装物，保证堆存危险废物的防雨、防风、防扬尘等设施功能完好。

⑨ 贮存设施运行期间，应按国家有关标准和规定建立危险废物管理台账并保存。贮存设施所有者或运营者应建立贮存设施环境管理制度、管理人员岗位职责制度、设施运行操作制度、人员岗位培训制度等。

⑩ 贮存设施所有者或运营者应依据国家土壤和地下水污染防治的有关规定，结合贮存设施特点建立土壤和地下水污染隐患排查制度，并定期开展隐患排查；发现隐患应及时采取措施消除隐患，并建立档案。

(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《危险废物转移联单管理办法》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，禁止经过水源保护区、自然保护区等敏感目标。

⑤ 运输人员应进行专项的业务培训（包括事故应急处理措施），转运过程中应设专人看护，运输车辆采用厢式货车；运输车辆的车厢、底板必须平坦完好，周围栏板必须牢固，防止在运输过程中渗漏、溢出、扬散。

⑥ 建设单位应根据《危险废物经营单位编制应急预案指南》制定原料运输的事故应急处理预案，一旦发生事故，及时采取相应措施进行处理。

(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方可实施，禁止私自处置危险废物。对危险废物的转移运输要实行《危险废物转移联单管理办法》，实行五联单制度，运出单位及当地环保部门、运输单位、接受单位及当地环保部门进行跟踪联单。

综上，本项目产生的落地油、含油污泥等危险废物经收集后暂存于依托的危废贮存点，委托有资质单位定期转运处置，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) 危险废物全过程控制措施

① 每年制定储罐、污油污水池清理作业计划，履行危险废物报审手续，领取转移联单后，实施清罐作业，并转移至各含油污泥临时储存点储存，并做好转运、储存记录。严禁在罐区、井场等生产场所存放危废。

② 井场井下作业中产生的落地油要求产生当日回收，由产生单位清理并转移至各含油污泥临时储存点储存，并做好转运、储存记录。转运前必须在作业区修井监督处办理《落地油内部转移单》，填明落地油产生的原因、数量及储存地点。

③ 建立危险废物管理台账，明确产生源、产生数量、处置方式、处置去向、接收单位（地点）等信息。

④ 每年定期由质量安全环保科通过招标形式选商，确定全年委外处置单位，制定含油污泥临时储存点的危废转运、处置一体化作业计划。根据陇东油泥处理厂含油污泥储存量、设备设施运行情况安排运输车辆，各单位做好拉运过程监控。

⑤ 办理相关委外转移手续，由县、市环保部门对转移地点和数量进行现场核查，同意后下发转移批复，领取危险废物转移联单后方可实施转运工作。转移过程严格按照批复数量和内容进行转移，严禁随意改变转移地点和超量。

⑥ 建设单位应制定并执行储存点管理措施，设专人看护，现场悬挂国家规定样式危险废物识别标识牌、警示标识及储存点名称牌；制定含油污泥储存点应急处置措施，并配备足量消防、应急器材；建立完整出入库台帐，按照规范要求如实登记含油污泥的产生量、贮存量及处置去向；严禁生活垃圾、一般工业固废进入含油污泥临时储存点。

8.2.5 运行期污染防治措施汇总

运行期主要污染防治措施汇总见表 8.2.5-1，污染防治措施可有效减少污染物的排放，做到达标排放、合理处置。

表 8.2.5-1 运行期主要污染防治措施一览表

分类	污染物	主要污染防治措施
废水	采出水	采出水依托现有采出水处理系统处理达标后回注油层。
	作业废水	罐车拉运至措施返排液处理站处理达标后回用于压裂作业或回注油层。
	含油污泥压滤水	与采出水组分相近，送至采出水处理系统处理，达标后回用于压裂或回注油层。
	反冲洗污水	返回采出水处理系统进行处理，达标后回用于压裂或回注油层。
废气	伴生气	①回收套管气，实施油气密闭输送；②伴生气油气分输至下游站场，在轻烃厂回收轻烃后，干气返回站场作为加热炉燃料；③非正常情况下确需排放的，设火炬燃烧装置。
	加热炉烟气	采用伴生气（净化后干气）为燃料，排气筒高度不低于 8m。
	无组织烃类	①加快井区集输系统建设，原油、伴生气通过管线系统密闭集输。 ②提高伴生气的综合利用率。 ③采油井井口加强密闭性。
噪声	机泵	①站场选址远离居民区； ②设备选型尽可能选择低噪声设备； ③新建站场应合理安排设备布局，针对站场周边居民点分布情况调整设备布局，使主要噪声源远离居民一侧分布； ④输油泵等高噪声设备宜布设在泵房内或安装隔声罩等降噪设施，泵房内壁安装吸声

		板，泵底部设置独立基础，并采用弹性垫片降低设备振动噪声； ⑤绿化降噪：站场周围进行绿化，种植花卉、树木。。
固废	落地油	①设置井控装置，严格井控技术规定和井口装置试压要求； ②井场内设污油污水池、井口集油槽，泄漏原油收集后用罐车运往危废贮存点暂存后委托有资质单位处置； ③井下作业按照“铺设作业、带罐上岗”作业模式，及时回收落地油并委托有资质单位处置； ④加强管理，对井口装置、集油管线等易发生泄漏的部位进行巡回检查； ⑤采用“绿色修井技术及配套设备”，以原油不出井筒为目的，达到“三不沾油”，即井场不沾油、设备不沾油、操作工人身上不沾油。
	含油污泥	属危险固废，定期送有资质单位处置，无法及时处置的在就近危废贮存点进行暂存。
	废滤料	属危险固废，更换时直接交有资质单位安全处置。
	废防渗材料、废润滑油及其包装桶	属危险固废，暂存后交有资质单位安全处置。
	生活垃圾	设生活垃圾收集池集中收集后，送当地环卫部门要求统一处置。

8.3 退役期环境影响及污染防治措施

8.3.1 退役期环境影响

油田开发进入退役期后，各种机械设备将停止使用，油田日常生产过程产生的废气污染物、生产废水、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。

8.3.2 退役期污染防治措施

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。本次评价对于退役期提出以下要求：

- (1) 油井闭井后，拆除关停井架、井台和出油管线，对废弃井眼进行封堵。
- (2) 井口和管线拆除过程中产生的固体废弃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。属于危险废物的应送有资质单位进行处理，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 200m 以上的水泥塞封弃井。

(4) 闭井施工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，把破坏和影响严格控制在征地范围内。

(5) 油井封堵完成后，建立封井档案，及时将相关资料上报环保部门备案。在保留各类绿化、生态保护设施的基础上，恢复井场或原管线敷设带的原有地貌，使其与区域整体生态景观保持和谐一致。

(6) 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。

在采取了上述退役期污染防治措施后，可减缓退役期对环境的影响。

8.4 环保投资估算

本次评价根据建设项目开发方案及评价提出的环保措施，对项目环保投资进行估算，估算项目环保投资约 2931.2 万元，占总投资(66.12 亿元)的 0.44%，具体见表 8.4-1。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、安装到实际运行应严格执行“三同时”制度。

表 8.4-1

环保设施及污染防治投资估算表

单位：万元

时期	污染类别	污染源	治理措施、设施	数量	环保投资
施 工 期	废水	钻井废水	泥浆罐	47	94
		压裂返排液、管道试压废水等	井场内设置压裂返排液过滤分离装置，分离后综合利用用于压裂，不能利用的罐车拉运至现有措施返排液处理站处理达标后回注	/	70
		生活污水	防渗旱厕	47	24
	废气	施工扬尘	运输车辆遮盖篷布	/	10
			施工场地围栏，道路临时硬化、洒水灭尘	/	15
	固体废物及土壤	废弃钻井泥浆、钻井岩屑	设钻井泥浆固液分离设施和不落地收集系统，分离的废弃钻井泥浆及一般岩屑在井场内设有三防（防渗漏、防流失、防扬散）措施的设施内暂存，最终统一委托第三方集中处置	47	162
		含油岩屑、压裂返排砂	委托有资质单位定期转运处置	/	1096
		废防渗材料、废润滑油等	送有资质单位处置	/	0.1
		落地油	井场地面铺设防渗材料	47	47
			委托有资质单位定期转运处置	/	0.6
		生活垃圾	生活垃圾收集桶	若干	1
	生态	生态补偿	生态保护、恢复与补偿费用	/	740
	环境风险	井喷、套外返水等	井口安装防喷器，油井周围设土堤等	若干	32
运 营 期	废气	加热炉烟气	不低于8m高排气筒	6	12
	废水	作业废水	罐车拉运至措施返排液处理站处理	/	24
		油田采出水	依托现有采出水处理系统处理后回注，扩建现有采出水处理系统5套	/	纳入工程投资
	噪声	水泵等	低噪声设备、基础减振等	若干	18
	固体废物及土壤、地下水	落地油	井场设置污油、污水池，井口设导油槽	47	纳入工程投资
			地面敷设防渗材料收集	/	5
			委托有资质单位定期转运处置	/	0.5
		含油污泥	委托有资质单位定期转运处置	/	395
		废滤料等危废	送有资质单位安全处置	/	5
	地下水土壤	井场、站场分区防渗、管线防腐等		/	150
环境风险	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		若干	30	
合计			/	2931.2	
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	/	60万/a	

9 地下水环境影响评价

9.1 地下水环境功能及保护目标

9.1.1 地下水环境功能

调查评价区内，分布有第四系孔隙水和白垩系孔隙裂隙水，是区内城镇和农村居民饮水及农牧业用水的供水水源。依据《地下水质量标准》（GB/T 14848-17）中 4.1 地下水质量分类之规定：III类水以人体健康基准值为依据，适用于集中式生活饮用水水源及工农业用水。因此评价区内分布的第四系孔隙水和白垩系孔隙裂隙水，其地下水环境功能属III类区。

9.1.2 保护目标及保护要求

从地下水环境角度考虑，建设项目及其影响范围内（图 9.1.2-1），需要保护的地下水环境目标主要是第四系孔隙水、白垩系孔隙裂隙水、县级及乡镇集中式饮用水水源地、地下水分散开采井、马莲河及其支流的地表水。

（1）集中式饮用水水源地

本项目周边与开发井区位置关系较近的水源地共有 19 个。其中地表水源地 10 个，分别为华池县上里塬乡彭家寺沟水源地、庆城县马岭东沟水源地、华池县白马乡张下沟水源地、小川沟水源地、庆城县玄马镇刘巴沟水源地、李小渠水源地、庆城县茆子沟水库集中式饮用水水源地、庆城县高楼镇太乐沟水源地、合水县何家畔镇太乐沟水源地、巴家咀水库水源地；地下水水源地 9 个，分别为华池县王咀子乡东沟水源地、环县木钵乔儿沟水源地、环县樊家川响水淌洼水源地、庆城县老庄村水源地、肖咀水源地、宁县南仓村、北仓村机井水源地、宁县冯咀村机井水源地、豆湾村黄城组机井水源地，详见 6.4.2 章节。基于调查评价区水源地的供水意义，结合建设项目与水源地的位置关系，确定调查评价区水源地的保护要求是：水源地水质不受该项目污染，供水可靠性与安全性不受影响。

（2）第四系与白垩系地下水

建设项目及影响范围内，第四系孔隙水和白垩系孔隙裂隙水是城镇和农村居民、家畜用水的主要供水水源。基于第四系和白垩系地下水的供水意义，确定第四系和白垩系地下水的环境保护要求是：水质不受该项目污染，供水的可靠性与安全性不受影响。

（3）地下水分散开采井

根据现场调查，本次开发井区所涉及的村镇，居民饮水主要以小电井、浅水井和水

窖相结合的形式存在，小电井井深多在 30~40m，主要分布在乡政府所在地、行政村所在地以及一些地势较低、潜水出露地表的村庄。除个别村庄外，评价区大部分村庄均以水窖作为主要的饮水水源，一般居民家有水窖约 2~3 口。

基于其供水意义，确定其环境保护要求是：水质不受该项目污染，供水的可靠性与安全性不受影响。

(4) 马莲河及其支流地表水

马莲河及其支流主要接受地下水的补给，与区内地下水关系密切，在地下水受到污染时，也会出现马莲河及其支流地表水污染的情况。按照当地地表水环境功能区划，从地下水环境角度考虑，确定马莲河及其支流地表水环境的保护要求是：马莲河及其支流地表水体不受污染，不影响其环境功能。

9.2 地下水环境影响识别及评价因子筛选

9.2.1 地下水环境影响识别

(1) 施工期地下水环境影响识别

本项目在建设过程中，对地下水环境可能造成影响的工程活动主要有钻井和井下作业等。钻井和井下作业过程中，会产生各种污废水和固体废弃物，在正常状况下，产生的污废水经处理后回用，不外排，固体废弃物按照相应的规范均得到及时妥善的处理，而且都有相应的污染防渗措施，不会对地下水环境造成影响。但在非正常状况下，钻井和井下作业会对地下水环境造成影响，这种影响有两个方面：其一是钻井和井下作业过程中排入泥浆收集罐的废钻井液、钻井机械冲洗污水、跑冒滴漏的各种废液与油料、落地油与含油污水、井下作业产生的措施返排液、作业后洗井废水和生活污水等，如果环保措施不得当或者失效时，可能会通过井壁（井孔内的钻井液、废水等）或地表（泥浆收集罐中的钻井液等）渗漏进入含水层，使地下水水质受到污染；其二是钻井过程中产生的废弃泥浆、岩屑等，如果处理不得当，长时间暴露于露天环境中，有害元素在淋浸作用下可能会下渗进入含水层，对地下水水质产生污染（表 9.2.1-1）。

表 9.2.1-1 施工期地下水环境影响识别表

工程活动	影响原因	影响途径或方式	影响对象与结果
钻井工程施工	钻井液通过井壁渗漏	钻井液直接渗漏到含水层中	地下水水质受到污染
	压裂液泄漏	压裂液直接渗漏到含水层中	
	钻井液、钻井泥浆泄漏	通过包气带入渗至含水层	
井场施工	生活污水、施工废水泄漏	通过包气带入渗至含水层	包气带及浅层的第四系地下水水质受到污染
管线施工	主要为施工人员生活污水、试压废水	通过包气带入渗至含水层	

(2) 运行期地下水环境影响识别

本项目在运行过程中，对地下水环境可能造成影响的设施主要有井站场、集输管线等。在正常状况下，集输管线封闭运行，井场产生的污废水经处理后回注，不外排，各种废弃物回收或者送有资质单位处理，不会对地下水环境造成影响。但在非正常状况下，可能会对地下水环境造成影响，进而可能会影响到附近水源地和居民分散开采井的供水安全。可能出现的非正常状况主要有以下几种（表 9.2.1-2）：其一是站场采出水处理装置区发生腐蚀、破损情况，可能会影响到包气带土壤及浅层地下水水质；其二是集输管线出现破损情况下，原油或者污水泄漏，可能会影响包气带土壤及浅层地下水水质。

表 9.2.1-2 运行期地下水环境影响识别表

设施	影响原因	影响途径或方式	特征因子	影响对象与结果
站场	采出水处理装置区泄漏	污染物泄漏通过包气带 进入含水层	石油类、六 价铬	包气带土壤及浅层地下水 水质受到污染
采出水管线	管线破损出现污染物泄漏		石油类	
原油集输管线				地下水水质受到污染
采油井	井管出现腐蚀、破损情况	污染物渗漏进入含水层		

(3) 退役期地下水环境影响识别

油田开采到一定年限，产量降低，不具备开采价值时，油井将陆续关闭，各种地面设施将被拆除，采油井和注水井采取封堵措施。在井场清理工作中会产生部分落地油、废弃管线、建筑垃圾等固体废物，对这些固体废物应按照规定处理措施处理处置。在采取了相应的处理措施后，基本对地下水环境不会产生影响。

9.2.2 地下水环境影响评价因子的确定

结合当地的地下水环境特征及该项目污染物特征，地下水现状调查与评价因子见表 9.2.2-1。

表 9.2.2-1 地下水现状调查与评价因子

类别	因子筛选	确定原则
现状调查因子	pH、总硬度、溶解性总固体、氨氮、硝酸盐、六价铬、亚硝酸盐、石油类、耗氧量、砷、汞、锰、镉、铅、铁、钡、硫化物、挥发性酚类、氟化物、氰化物、K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻	主要根据当地的地下水环境特征及该项目污染物特征确定
预测评价因子	石油类、六价铬	根据环境影响识别，项目施工期、运行期主要污染因子为 SS、COD、石油类、TDS、重金属、总硬度等，结合本项目污废水产生情况选择石油类及重金属六价铬为预测评价因子

9.3 水文地质条件

9.3.1 地层岩性

调查评价区大部分为第四系风成黄土覆盖，在河流、沟谷等区域有基岩出露，主要为陆相白垩系砂岩与新近系泥岩，多沿沟谷分布，钻孔中可见地层深处为三叠系与侏罗

系。地层由新到老、由上向下叠置如下（表 9.3.1-1）：

表 9.3.1-1 陇东地区地层简介

年代地层			岩石地层			代号	
界	系	统	群	组	段（层）		
新生界	第四系	全新统			冲洪积层	Q^{al+pl}	角度不整合
		上更新统		马兰组	风积黄土	Q_p^{3eol}	
		中更新统		离石组	风积黄土	Q_p^{2eol}	
		下更新统		午城组	风积黄土	Q_p^{1eol}	
	第三系	新近系				N	角度不整合
		古近系				E	
古生界	白垩系	下统	志丹群	泾川组		K_1^{jc}	角度不整合
				罗汉洞组		K_1^{lh}	
				环河组		K_1^h	
				宜君洛河组		K_1^l	
	侏罗系					J_1	角度不整合
	三叠系					T_2	
	二叠系					P_1	

(1) 第四系（Q）

陇东地区内分布的第四系主要为风成黄土与河流冲洪积物。风成黄土根据岩性特征及时代可分为下更新统的午城黄土、中更新统的离石黄土、上更新统的马兰黄土。

① 冲洪积层 (Q^{al+pl})：分布于洪河、蒲河、马莲河及次一级较大河谷、沟谷中。结构特点是上部为轻亚粘土与亚砂土，厚度一般小于10m，下部为圆砾、卵石层，厚度一般5～20m。

② 上更新统马兰黄土 (Q_p^{3eol})

评价区内广泛分布，岩性为风积的土黄色、灰黄色粉土、粉质粘土，具大孔隙，垂直节理、裂缝发育，结构疏松，透水性好，具强湿陷性，该层厚度大于 5m，区域上最厚可达 20m。底部有一层古土壤与离石黄土分界。

③ 中更新统离石黄土 (Q_p^{2eol})

调查评价区内广泛分布，伏于马兰黄土之下，该层厚度大于 10m，区域上最厚可达 120m。结构上可分为上、下两部分：上部以灰黄色黄土为主，结构较疏松，垂直裂隙及孔隙均发育，夹有数层桔红、褐红色古土壤层；下部以桔黄色黄土为主，结构较致密，孔隙裂隙不发育，夹有数层褐红、棕红色古土壤层。

④ 下更新统午城黄土 (Q_p^{1eol})

评价区内广泛分布，伏于离石黄土之下，岩性桔黄或桔红色粉质粘土、粘土，结构致密，较坚硬，夹有数层产状水平的钙质层，底部为半胶结砾石层或钙质结核层，与下伏地层呈不整合接触。

(2) 新近系（N）

在沟谷沟脑零星出露，岩性为砖红色半胶结或胶结的粘土及粘土岩，是一套内陆湖盆相碎屑沉积层，不整合在白垩系下统环河组（K_{1h}）上，厚度一般 5~20m。

(3) 下白垩系保安群

白垩系在陇东地区分布比较广泛。由于研究区大面积被黄土覆盖，因而出露比较有限。仅在河谷谷底两侧或河谷与沟谷底部呈树枝状出露。区内白垩系属下白垩系志丹群，根据岩性与岩相划分为洛河组、环河组、罗汉洞组等。

本项目所在区域仅分布有环河组（K_{1h}）和洛河组（K_{1l}）。

① 环河组（K_{1h}）：全区均有分布。在沟谷底部有出露。岩性为棕红、紫红色泥岩、砂质泥岩、粉砂岩、砂岩。呈韵律互层，变化的特点是自下而上砂岩减少，粒度变细。与洛河组为整合接触。与下部的洛河组相比，颗粒明显变细。

② 洛河组（K_{1l}）：洛河组地层在陇东盆地内全区分布，但无地面出露，伏于环河组之下。主要岩石类型为浅棕红、灰白的砂岩、含砾砂岩、砾岩、泥岩及泥质粉砂岩等。砂岩成分以石英为主，粘土质胶结，较疏松。总体来讲洛河组地层分布稳定，厚度大，孔隙发育（平均值在 20%~30%）且连通性好，是区内的主要含水层。

9.3.2 区域构造

评价区处于鄂尔多斯盆地次级构造单元~天环向斜，地质构造见图 9.3.2-1。天环向斜总体面貌为西翼陡，东翼缓的不对称向斜，向斜西翼一般距轴部 10~20km，地层东倾，倾角 3°~10°；东翼地层西倾，倾角多小于 1°，轴部地带地层相对平坦，轴向总体近南北。本项目所在区域为向西倾斜的单斜构造，岩层平缓，断裂、褶皱不发育。

9.3.3 区域地下水系统划分

根据地下水含水层的岩性特征及水力特征，把陇东地区地下水系统划分为三个大系统，分别为黄土潜水地下水系统、河谷潜水地下水系统以及白垩系地下水系统，在白垩系地下水系统中，依据含水介质特征、水力特征及地下水循环特征进一步划分为三个亚系统，具体见表 9.3.3-1。本项目所在区域涉及到的地下水系统包括黄土潜水地下水系统的黄土塬及黄土梁峁亚系统，马莲河、合水川等河谷潜水地下水系统，白垩系地下水系统的环河含水岩组地下水系统、洛河含水岩组地下水系统（图 9.3.3-1）。

表 9.3.3-1 陇东地区地下水系统划分表

项目	系统	亚系统
陇东地区地下水系统	黄土潜水地下水系统（Ⅰ）	各黄土塬为亚系统
		各黄土梁峁为亚系统
	河谷潜水地下水系统（Ⅱ）	各河流为亚系统
	白垩系地下水系统（Ⅲ）	罗汉洞含水岩组亚系统（Ⅲ1）
		环河含水岩组亚系统（Ⅲ2）

		洛河含水岩组亚系统（III3）

本项目位于陇东地区，根据《鄂尔多斯盆地地下水勘察研究》，陇东地区属于泾河-马莲河地下水流动系统，该流动系统以马莲河、泾河为地下水最终排泄点，形成了多个径流深度不一、范围不等的水流系统。

泾河-马莲河地下水流动系统分布于鄂尔多斯盆地南部（白于山以南）子午岭西侧。其背部以白于山地表分水岭为界，动刀子物料，西与平凉-泾阳和太阳山岩溶子系统相接，南为侏罗系隔水边界。该流动系统总的地势特点表现为西北高东南低，并发育有泾河扇状水系，地下水从东、北、西三侧向马莲河下游一带汇集，最终于彬州市水帘洞流出区外，泾河扇状水系构成该区的侵蚀基准面。地下水在上游区接受河水线状入渗补给和六盘山地区的侧向补给后，在中下游区含水岩组被河流切割出露的地段向河谷排泄，未被切割的深层地下水（洛河组）因无排除通道，以越流的方式顶托补给上层水进行排泄，最终成为地表水的补给源。

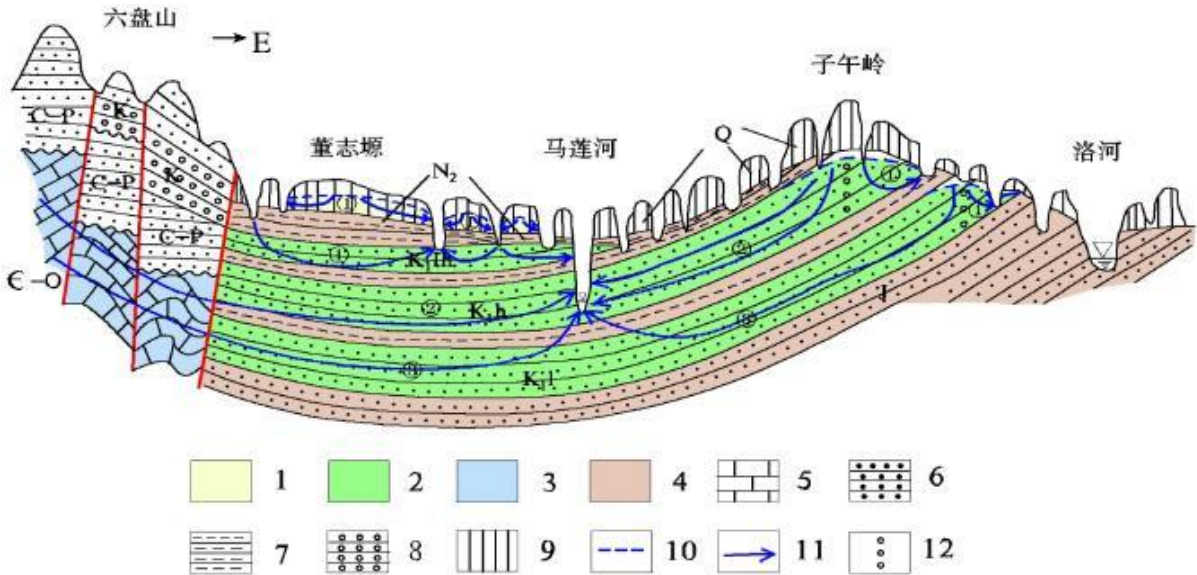


图 9.3.3-1 白垩系盆地南部地下水流循环系统示意图

1-黄土含水层；2-白垩系含水层；3-岩溶含水层；4-隔水层；5-碳酸盐岩；6-砂岩；7-泥岩；8-砾岩；9-黄土；10-潜水位；11-地下水流线；12-地下水分水岭
①局域水流系统；②中间水流系统；③区域水流系统

9.3.4 调查评价区地下水类型及赋存特征

白垩系含水岩组是区内可开采利用的主要含水系统，该含水岩系自上而下可分为罗汉洞含水岩组、环河含水岩组和洛河含水岩组（图 9.3.4-1）。其中白垩系顶部和底部的罗汉洞和洛河含水岩组的砂岩为风成砂岩，是主要含水层。而中部环河组为大厚度的湖泊相及三角洲相泥岩为主，颗粒细，泥质含量高，构成区域的弱透水层或隔水层。白垩系含水岩系统上部为第四系黄土潜水含水层，分布于黄土塬区，各塬均形成相对独立

的水文地质单元。

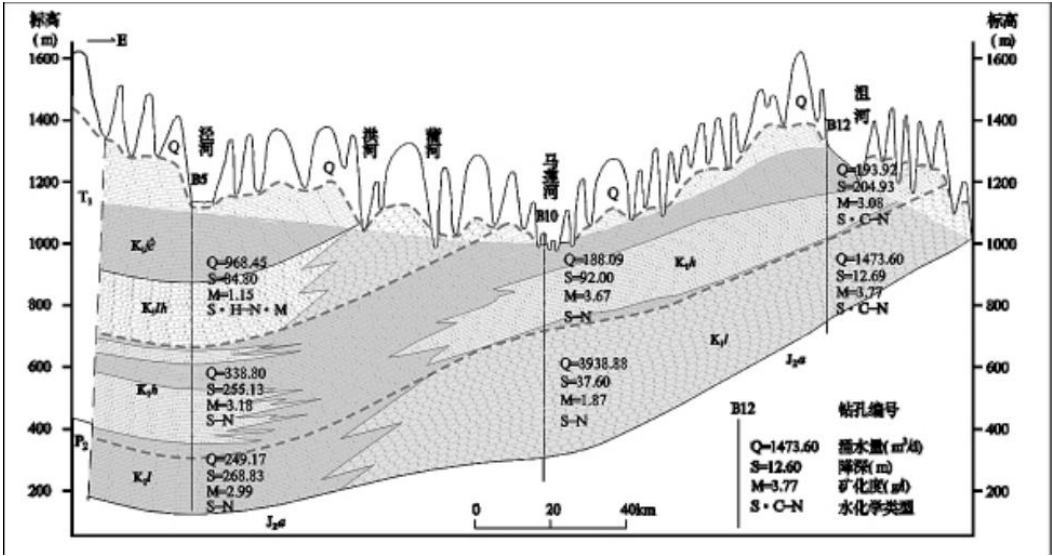


图 9.3.4-1 陇东盆地水文地质剖面图

9.3.4.1 黄土潜水的赋存特征

黄土潜水分布于黄土塬及黄土丘陵区，含水介质主要是离石黄土。由于不同地貌单元分布的黄土潜水有不同的特征，故根据地貌单元把黄土潜水分分为黄土塬区潜水与丘陵区潜水分别进行叙述。

黄土梁峁区潜水在区内分布广泛，含水介质主要是离石黄土（ Q_2^{eol} ），上覆马兰黄土（ Q_3^{eol} ）透水不含水，下伏午城黄土（ Q_1^{eol} ）。黄土梁峁区第四系黄土层下普遍分布有厚10~20m不等的新近系泥岩，阻断了黄土地下水与白垩系地下水的水力联系，构成了白垩系地下水区域隔水边界。黄土梁峁区潜水因沟谷切割，含水层分布不连续，厚度变化较大，2~50m不等，有些地段近于疏干，无稳定地下水流场，地下水径流主要受地形的控制，径流方向多变。富水性一般较差，梁、峁边缘地带单井涌水量一般小于20m³/d，泉流量多小于0.01L/s。富水地段一般是在沟头三面环梁、中间低洼平坦的掌形地或杖形地中，单井涌水量50~100m³/d。

黄土塬区潜水分布于黄土塬区，含水层位多处于中更新统离石黄土上层的下部，为孔隙裂隙水，厚度变化较大，黄土潜水接受大气降水的入渗补给，潜水由水头较高的塬心向水头较低的塬边径流，径流相对缓慢，决定了塬区潜水的埋藏具有其独特风格，首先表现在潜水面形态上，呈“馒头状”突起，塬中心水位埋藏较浅，至塬边水位埋藏逐渐变深。受地貌条件的控制，一个残塬或梁间沟谷往往形成一个独立的补给、径流、排泄系统。其主要特点是径流方向与黄土地形的坡度一致，补给区与径流区重合，地表

分水岭与地下分水岭位置相同，径流途径短，水交替强烈。

塬区黄土潜水的排泄，除人为开采外，多以泉的形式溢出排泄，单泉流量一般小于 0.1L/S。潜水水化学类型为 $\text{HCO}_3\text{-Ca-Mg}$ 型和 $\text{HCO}_3\text{-Mg-Ca}$ 型水，矿化度 0.39~0.41 克/升，属淡质潜水类型，适合于工农业和生活用水。在城区及其邻近地区，潜水矿化度略高于外围，一般为 0.43 克/升，个别达到 0.49 克/升。

项目区黄土潜水含水层平均厚约 30m，现有资料中缺少黄土梁峁区潜水的渗透系数值，由于含水介质均为离石黄土层，因此参考黄土塬区潜水，调查评价区黄土潜水含水层的渗透系数在 0.14~0.46m/d。黄土梁峁潜水因径流途径短、易于排泄，地下水交替循环积极，水质较好，溶解性总固体多小于 1g/L。调查评价区黄土潜水水文地质图见图 9.3.4-2。

9.3.4.2 河谷潜水的赋存特征

评价区内河谷潜水主要分布于马莲河水系各沟谷 I、II 级阶地及河漫滩，岩性主要为松散的砂砾卵石及砂层，包括部分前第四系基岩风化裂隙水，因两者在平面上交替分布，相互衔接，地下水具有统一的水力性质，从两者的补给排泄关系来说也无法截然分开，因此归并于砂砾卵石孔隙潜水之内。对于不同的河流，含水层的特征及赋存条件有一定的差别，在马莲河及其支沟（从沟口向上游 1~5km）中，含水层厚度一般在 1~5m，洪河、蒲河含水层厚度一般小于 5m；基岩风化裂隙含水层厚度一般小于 5m，单井涌水量一般小于 100m³/d。河谷潜水地下水系统的富水性主要取决于含水层岩性及厚度，区内该系统地下水的补给条件虽然较好，但由于厚度有限，且分布范围狭小，所以富水性普遍较小。

9.3.4.3 白垩系地下水赋存特征

白垩系地下水是调查评价区内最主要的地下水，其赋存条件和富集规律受岩相古地理和岩性的明显控制，河流相和沙漠相砂岩一般构成含水层，湖相和三角洲相一般构成弱含水层或隔水层。根据含水层介质、岩性结构和岩相古地理条件，白垩系地下水分为环河组和洛河组两个含水岩组，基底以侏罗系安定组顶部泥岩层为隔水底板。

不同地区不同含水层位由于沉积环境的不同，砂岩厚度及渗透性不一。白垩系砂岩的原始孔隙保存完好，成为主要储水和导水空间，使得同一层位的含水介质总体比较均匀，地下水赋存也相对较为均一。按其地层层序、宏观沉积韵律及岩相古地理和水文地质特征从上往下依次划分为罗汉洞、环河、洛河含水岩组。

由于本项目所在区域无罗汉洞组地下水分布，因此本报告中对罗汉洞组不做过多的

介绍。

① 环河组地下水

环河含水岩组在全区均有分布,可分为两个含水岩段,上部称环河组上部含水岩段,下部称环河组下部含水岩段。环河组上部含水岩段除合水县太白镇附近以外,其余地带均有分布,含水层岩性由砂质泥岩、泥岩及粉细砂岩组成,厚度自西向东递减。环河组下部含水岩段在区内分布广泛,除合水县太白镇附近零星出露外,其余地带均下伏于环河组上部含水岩段之下,含水层岩性为胶结较差的中细、中粗砂岩与砂质泥岩互层,底部为一层厚度不等、连续性较差的泥岩与下伏宜君洛河组相接触。

该含水岩组为复杂含水岩体,为多层状结构,含水层岩性主要为中细砂岩,裂隙不甚发育,地下水类型主要为裂隙孔隙水,进一步又分为潜水和承压水。潜水主要分布于区内较大的沟谷及两侧支沟中,多与河谷冲洪积砂砾卵石层潜水沟通,多为淡水,呈带状分布。承压水水位由数米至几百米不等,埋深变化较大。在塬梁峁顶部埋深大,一般大于100m,而在河谷川道埋深小,多小于20m。评价区范围内环河组岩层厚度约为350m,富水性总体较弱(图9.3.4-3),据评价区及周边水文地质勘探孔资料,富水性相对较差,单井涌水量介于100~500m³/d。地下水溶解性总固体普遍大于1g/L,局部大于3g/L,本次产建涉及到的区块地下水水化学类型主要为SO₄·Cl—Na、SO₄·Cl—Na·Ca型。

总的说来,环河组含水层水质较差,以微咸水为主。

② 洛河组地下水

洛河含水岩组是本区主要含水岩层之一,也是目前长庆油田生产用水的主要开采层位。该含水岩组隐伏于环河含水岩组之下,在全区均有分布。洛河含水岩组的岩性以为中粗、中细砂岩和砂砾岩为主。含水层厚度不均,在研究区内总的变化规律是东北和西南部较薄,一般厚度为200m~250m;中部地区则较厚,一般为300~350m。

据调查评价区及周边水文地质勘探孔资料,含水层平均厚度约为400m,属于强富水区,单井涌水量一般大于1000m³/d(图9.3.4-3),局部在500m³/d~1000m³/d,根据项目区及周边多个水文地质钻孔的抽水试验结果,渗透系数0.22~0.31m/d,地下水水质较差,调查评价区内地下水溶解性总固体普遍大于2g/L,局部为3~5g/L,甚至5~10g/L。

9.3.5 调查评价区地下水补、径排条件及动态特征

9.3.5.1 地下水补给

第四系黄土潜水:第四系黄土潜水主要接受大气降水入渗补给。区内年降水量平均

508.52mm，这为大气降水入渗补给提供了水源。区内丘陵区黄土潜水包气带岩性为马兰黄土；据前人研究，这一包气带岩性及结构区属降水较易入渗区，大气降水入渗系数为 0.11~0.18，这为大气降水入渗补给提供了通道。

第四系河谷潜水：境内河谷潜水地下水的补给来源主要有：大气降水、灌溉水、雨洪期沟谷地表径流的入渗补给及基底白垩系地下水的越流补给。

白垩系地下水：在河谷或沟谷谷底及其两侧，白垩系上覆松散层很薄或直接裸露地表，大气降水通过松散层或直接下渗补给白垩系地下水，松散层透水不含水，基本不赋存地下水，仅存在季节性的过路重力水。

9.3.5.2 地下水径流

第四系黄土潜水：塬区黄土潜水由塬区中部向塬周边径流，水力坡度在塬中心地带较小或近水平，塬边地带较大。梁峁区黄土潜水的径流主要受地貌形态的控制，径流方向多变，多自地形高处流向地形低处。

第四系河谷潜水：河谷潜水的径流主要受河谷展布方向的控制，以水平径流方式为主，总的径流方向与地表水径流方向一致。

白垩系地下水：白垩系地下水径流受含水层系统结构、地下水补给与排泄条件等诸多因素影响与控制，总体上由西北向东南向河流径流，最终排泄点为马莲河等河流。具体到各个含水岩组，受其展布范围、赋存特征和补排条件等各方面因素控制或影响，径流特征各异。

环河组和洛河组地下水流场图分别见图 9.3.5-1 和图 9.3.5-2。

9.3.5.3 地下水排泄

第四系黄土潜水：黄土潜水含水层大多被河沟谷切穿，排泄的方式是人工开采及以泉的方式溢出。黄土潜水是当地居民饮用水主要来源，在地势高处多以管井方式开采，在地势低洼处人工开挖民井开采或以引泉方式利用。泉的出露点多在离石黄土与午城黄土的界面上，泉流量季节性变化大，泉流量的大小受汇水面积和渗入补给条件所控制。

白垩系地下水：白垩系地下水的排泄主要有地表水溢出排泄、向下游径流排泄和人工开采等三种方式。

在马莲河及其支流等河（沟）谷区下游河段，白垩系地下水水头一般高于地表河水位，下部承压水向上越流，溢出地表转化为河水，构成地下水线状顶托排泄边界。根据已有调查、河流水文站监测及测流数据，分析确定白垩系地下水在马莲河下游排泄强度相对较大，基流量占地表水径流量的比例在 23%左右。

白垩系地下水除了溢出或越流排向地表水以外，一部分向西南方向径流流出区外。

9.3.5.4 地下水动态特征

第四系地下水动态特征：调查评价区尚无第四系地下水动态监测资料，根据国土部门有关单位在董志塬布设的黄土塬区黄土潜水动态观测孔长期监测资料（图 9.3.5-3）。可看出黄土塬区潜水的水位动态在一年内存在周期性变化的规律，一年内黄土潜水有两个高水位期和一个低水位期，两个高水位期分别在年初和年末，低水位期一般在 5—8 月份，高低水位的形成与黄土潜水开采及降水补给密切相关，低水位期的出现主要由开采量的增加和补给量的减少引起，高水位期的出现主要由补给量的增加引起，但具有滞后效应。年际间水位的变化主要受降水量多少的控制，同时受人工开采的影响，有逐年下降的趋势，年均下降 0.46m。



图 9.3.5-3 黄土塬区 GG19 号孔黄土潜水水位动态曲线

白垩系地下水动态特征：调查评价区尚无白垩系地下水动态监测资料，从陇东盆地白垩系地下水动态长期监测资料来分析，环河组和洛河组地下水对气象、水文等因素的影响有消减作用，水位变化幅度相对较小，动态比较稳定（图 9.3.5-4、图 9.3.5-5）。

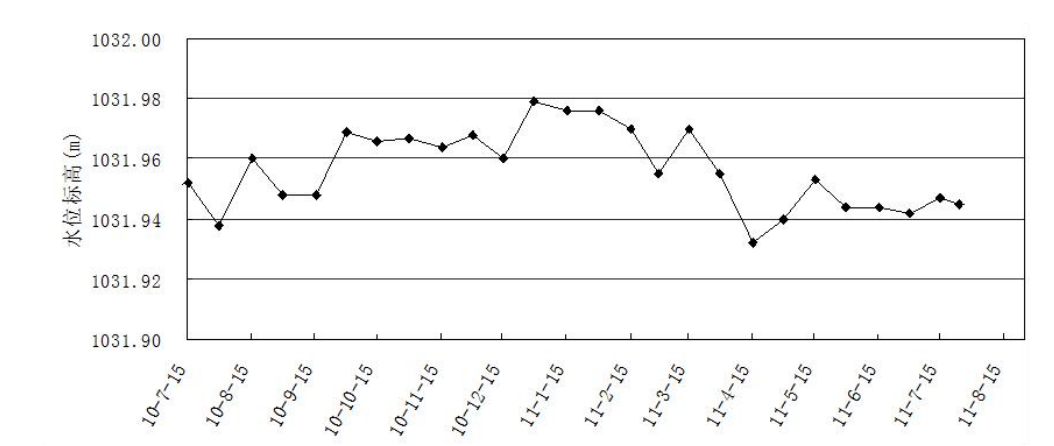


图 9.3.5-4 B10 宁县马坪环河组地下水动态曲线

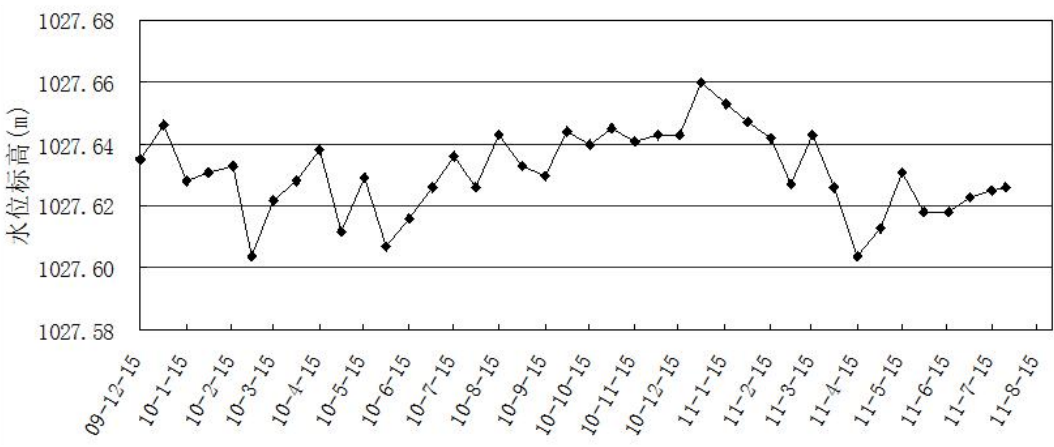


图 9.3.5-5 B10 宁县马坪洛河组地下水动态曲线

9.3.6 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，本次产建的井场、站场位于黄土梁峁区梁顶、塬区等相对平坦的部位，部分集输管线跨越沟谷区。

黄土梁峁区、塬区的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及本次土壤理化性质监测值，黄土的渗透系数参考值为 $1.09\times 10^{-3}\text{cm/s}\sim 5.79\times 10^{-4}\text{cm/s}$ ，包气带渗透性强，因此包气带的防污性能分级属弱级。黄土梁峁区及塬区分布黄土潜水，属易污染含水层。

河沟谷区的包气带岩性结构类型有两种类型，分别为粉土覆基岩型和基岩型。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，根据查询到的文献内的试验测定数据，垂直渗透系数约为 $1.50\times 10^{-8}\text{cm/s}$ ，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。

表 9.3.6-1			包气带防污性能	
分级	包气带岩土渗透性能		本项目情况	
强	Mb≥1.0m, K≤1.0×10 ⁻⁶ cm/s, 且分布连续、稳定		本项目场地包气带厚度变化较大, 分布连续。包气带垂向渗透系数约大于 10 ⁻⁴ cm/s, 综上判定评价区包气带防污性能为“弱”	
中	0.5m≤Mb<1.0m, K≤1.0×10 ⁻⁶ cm/s, 且分布连续、稳定; Mb≥1.0m, 1.0×10 ⁻⁶ cm/s<K≤1.0×10 ⁻⁴ cm/s, 且分布连续、稳定			
弱	岩(土)层不满足上述“强”和“中”条件			
Mb: 岩土层单层厚度。K: 渗透系数。				

9.4 典型工程水文地质条件

根据工程概况, 本项目建设内容主要为钻井、站场及集输管线, 本次产建共规划 53 座井场, 其中新建 28 座井场, 扩建 25 座井场, 部署 305 口采油井, 新建 7 座橇装增压机组和 1 座同步回转装置, 改扩建站场 10 座; 新建出油管线 81.32km, 区域完善出油管线 80.29km, 集油管线 120.76km, 集气管线 123.46km, 供气(干气返输)管线 107.13km, 输油管线 2.45km, 输气管线 16km, 输水管线 54km。

本项目地面工程的分布及水文地质条件见表 9.4-1。

表 9.4-1 项目地面工程水文地质条件简况表		
工程类型		水文地质条件
井场(新建、扩建)	扩建井场 25 座, 新建井场 28 座, 共部署采油井 305 口	本次产建井场多位于黄土梁峁区、黄土塬区, 可能受到影响的含水层为第四系黄土梁峁潜水、黄土塬区潜水、白垩系环河组、洛河组含水层
集输管线(油气集输、注水管线)	出油管线 81.32km, 区域完善出油管线 80.29km, 集油管线 120.76km, 集气管线 123.46km, 供气(干气返输)管线 107.13km, 输油管线 2.45km, 输气管线 16km, 输水管线 54km	本次产建新建管线多沿着黄土梁峁敷设、可能受到影响的含水层为第四系黄土梁峁潜水, 黄土塬区潜水以及环河组潜水
站场(新建)	新建 7 座橇装增压机组和 1 座同步回转装置, 改扩建站场 10 座	本次产建站场多位于黄土塬区, 可能受到影响的含水层为第四系黄土塬区潜水

本次拟改扩建的里 148 站的水文地质条件如下:

- (1) 地下水类型及赋存特征
- 环县地下水的分布、埋藏及含水层的富水性受地形地貌、地层岩性、地质构造的严格控制。按赋存条件可分为松散岩类孔隙水和碎屑岩类孔隙裂隙水两大类。
- 站场所在区域地下水为黄土塬区潜水, 含水层岩性为第四系中更新统中上部黄土夹多层古土壤及姜石层, 土质松散, 孔隙裂隙较发育, 是塬区潜水的主要含水层, 中更新统下部的褐黄色粉土与下更新统桔红色粉质粘土构成潜水的相对隔水层。
- 塬心一带水位埋藏浅, 埋深 30~45m, 塬边一带水位埋藏深, 塬边埋深 60~80m(图 9.4-1), 潜水体的分布状态是塬心高塬边低, 呈馒头状或梁状展布, 自中心向塬边流动, 潜水在塬侧沟谷中以泉及渗流形式向沟谷中排泄。

第四系含水层富水性受含水层厚度控制，塬心地带单井涌水量 300~500m³/d，塬边单井涌水量一般小于 100m³/d，塬心与塬边之间的过渡带单井涌水量 100~300m³/d。

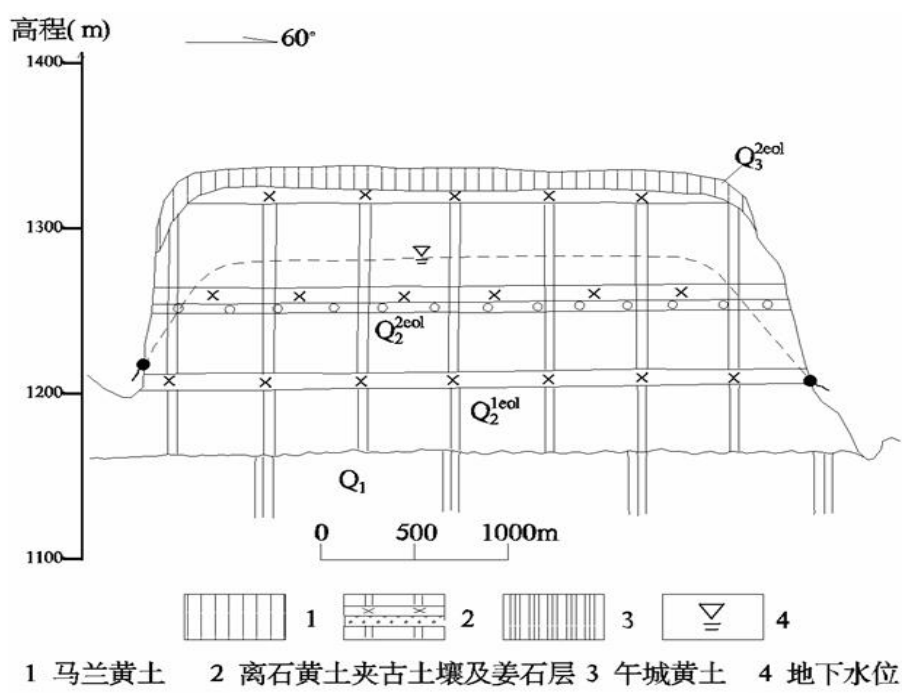


图 9.4-1 黄土塬区水文地质剖面图

(2) 地下水补径排条件

区域内各个地貌单元的第四系潜水和下白垩系各含水岩组潜水及承压水的补给、径流、排泄条件是受地形地貌部位、地层岩性、地质构造及埋藏条件控制的。由于控制因素不同，不同类型的地下水的补给方式与径流排泄的过程有所不同。地下潜水的补给、径流、排泄形式表述如下。

黄土塬地下潜水的径流，一般从水位较高的塬心向塬边流动，径流速度比较慢，含水层的水平渗透速度介于 0.02m~2.01m/d，塬心水力坡度比较平缓，塬边水力坡度较大。

黄土塬地下潜水的排泄方式主要有泉水天然排泄和人工开采两种类型：

① 泉水天然排泄。有两种形式：一是沿黄土层面渗出，量比较小，而且不集中；二是呈股状流出，流量大而稳定，不随季节变化，泉眼位置不随大气降水的丰、枯而移动。大部分转化为地表水，最终流出区外。

② 人工开采，塬区居住的村民自古以来就是靠天吃饭，地下潜水是人民群众生活饮用水的唯一源泉。合理开发利用有限的地下潜水资源量，保护生态环境，为当地经济持续发展提供基础资源保障。

9.5 地下水污染源调查

区内存在的与建设项目产生或排放同种特征因子的地下水污染源主要是前期已经兴建的井场、站场、输油管线和回注管线等工业污染源，另外还有分散分布的生活污染源和农业及少量养殖业污染源。区内人口分散居住，生活污水是地下水污染源之一；生活污染源特征是点多、但量少。区内农业耕作过程中，化肥使用会成为地下水污染源。地下水现状监测结果显示区内地下水水质良好，表明区内地下水水质尚未受到工业、生活和农业活动的严重影响。

9.6 地下水数学模型建立

9.6.1 预测原则与方法

因为地下水环境污染具有复杂性、隐蔽性和难恢复性的特点，因此要遵循保护优先、预防为主的原则，地下水环境影响预测的目的和原则是为评价各方案的环境安全和环境保护措施的合理性提供依据。

本次地下水污染模拟仅考虑污染物随地下水发生对流、弥散作用，对污染物与液体介质（地下水）、固体介质（包气带介质和地下水含水介质）等的化学反应（如酸碱反应、氧化还原反应、吸附、交换、挥发及生物化学反应）等可能存在的环境消减因素做保守考虑。这样选择的理由是：

(1) 对于长期持续的污染事件，环境自净作用属于次要因素，而水体的对流、弥散作用是污染物运移的主要因素。

(2) 污染物在地下水中的反应运移非常复杂，物理、化学、微生物等环境自净作用往往会使污染浓度衰减。忽略这些环境自净因素可以模拟出污染的最大（或潜在）影响范围，符合保守性评价原则。

(3) 对这些化学、生物化学作用进行精确模拟还属于国际性难题，一些模拟参数还存在很大争议，精确的模拟还需要大量的实验支持。

(4) 在国际上有很多用保守型污染物作为模拟因子的环境质量评价的实例，保守型考虑符合环境评价的思想。

本项目地下水环境影响评价等级为二级，按照导则要求需要采用数学模型法进行预测。本次评价将以地下水评价范围作为地下水环境影响预测范围，在此范围内水文地质参数基本不变或变化很小，且非正常状况下污废水的泄漏对地下水流场基本无影响，并且黄土潜水含水层分布不连续，没有统一的地下水流场，径流方向多变，研究程度较低，不具备建立数值模型的条件，且评价范围内白垩系含水层水文地质条件简单，适合采用

解析法进行计算。综合考虑以上因素，结合项目区水文地质条件及资料掌握程度，最终确定采用数学模型法中的地下水溶质运移解析法进行预测评价。

本次评价将非正常状况下的地下水溶质运移模拟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），此地下水评价预测模型的地下水溶质运移解析法包括以下两种：

(1) 瞬时注入示踪剂—平面瞬时点源

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^2/d ；

D_T ——横向弥散系数， m^2/d ；

π ——圆周率；

(2) 连续注入示踪剂—平面连续点源

平面连续点源污染水动力弥散方程如下：

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

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

式中：

x, y ——计算点处的位置坐标;

t ——时间, d;

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

M ——含水层的厚度, m;

m_t ——单位时间注入注入污染物的质量, kg/d;

u ——水流速度, m/d;

n ——有效孔隙度, 无量纲;

D_L ——纵向弥散系数, m^2/d ;

D_T ——横向弥散系数, m^2/d ;

π ——圆周率;

$K_0(\beta)$ ——第二类零阶修正贝塞尔函数;

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

9.6.2 模型概化

(1) 水文地质条件概化

根据项目特点, 本次预测的对象为黄土潜水含水层、白垩系环河组含水层和白垩系洛河组含水层, 根据前文分析, 各含水层之间存在相对稳定隔水层, 根据评价区水文地质情况和地下水评价预测模型的适用条件, 将水文地质条件概化为: 各含水层之间无水力联系或水力联系较弱, 调查评价范围内各含水层厚度均一, 含水层水平均匀展布。

(2) 污染源概化

根据项目非正常状况和工程布局, 将各非正常状况下污废水等的泄漏均概化为点状污染源。

9.6.3 参数确定

(1) 含水层水文地质参数的确定

本次评价根据《鄂尔多斯盆地甘肃能源基地地下水勘查报告》《甘肃省庆阳市重点区域地下水变化情况调查报告》、《庆阳地区地下水供水水文地质条件评价报告》等研究成果及部分经验值, 结合实地勘察及监测资料, 最终确定的各项参数值见表 9.6.3-1。

表 9.6.3-1 评价区含水层预测模型参数

含水层	含水层厚度 M/破损段厚度 (m)	渗透系数 K (m/d)	水力坡度 I	有效孔隙度 n
第四系黄土潜水	30	0.5	17‰	0.3
白垩系环河组承压水	50	0.62	4‰	0.15
白垩系洛河组承压水	50	1.8	2‰	0.2

含水层各参数的确定具体如下：

含水层厚度——根据《鄂尔多斯盆地地下水勘查报告（甘肃）》等水文地质资料确定；

含水层渗透系数——根据《鄂尔多斯盆地地下水勘查报告（甘肃）》等水文地质资料确定；

水力坡度——根据《鄂尔多斯盆地地下水勘查报告（甘肃）》等水文地质资料及勘查、监测资料确定；

有效孔隙度：根据含水层岩性特征取经验值；

弥散系数：由于水动力弥散尺度效应的存在，难以通过野外或者室内弥散试验获得真实的弥散系数，生产实践中多采用类比的方法来确定取值，这里综合相关文献资料最终确定。

(2)预测因子及评价标准限值

根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016），按照重金属、持久性有机污染物和其他类别进行分类，并对每一类别中的各项因子采用标准指数法进行排序，分别取标准指数最大的因子作为预测因子。

本项目污染物类别为重金属和其他类别，按照占标率将石油类及六价铬作为预测因子，其检出限值和标准限值的确定见表 9.6.3-4。

表 9.6.3-2 采出水污染因子浓度占标率计算表

序号	项目	检测值	标准值	单位	占标率
1	SS	537	/	mg/L	/
2	石油类	77.2	0.05	mg/L	1544
3	汞	0.00004ND	0.001	mg/L	/
4	砷	0.0003ND	0.01	mg/L	/
5	六价铬	0.172	0.05	mg/L	3.44
6	镉	0.008	0.005	mg/L	1.6
7	铅	0.01ND	0.01	mg/L	/

表 9.6.3-3 措施返排液污染因子浓度占标率计算表

序号	项目	检测值	标准值	单位	占标率
1	SS	681	/	mg/L	/
2	石油类	13.4	0.05	mg/L	268
3	汞	0.00004ND	0.001	mg/L	/

4	砷	0.0003ND	0.01	mg/L	/
5	六价铬	0.228	0.05	mg/L	4.56
6	镉	0.006	0.005	mg/L	1.2
7	铅	0.01ND	0.01	mg/L	/

表 9.6.3-4 预测因子的检出限值和标准限值

预测因子	检出限		标准限	
	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	紫外分光光度法 HJ970-2018	0.01	《地表水环境质量标准》(GB 3838-2002) II 类标准	0.05
六价铬	二苯碳酰二肼分光光度法 GB/T 5750.6-2023	0.004	《地下水质量标准》 (GB14848-2017) III 类标准	0.05

9.7 施工期地下水环境影响预测及评价

建设期产污环节包括钻井废水、措施返排液、生活污水、钻井泥浆和其他固体废物淋溶液，这些污废水或固体废物可能对地下水环境产生影响。

9.7.1 正常状况地下水环境影响

(1) 钻井废水对地下水环境影响

根据工程分析，钻井过程中产生的钻井废水量约为 9150m³，经固液分离后用于配制钻井液，循环使用，钻井结束后无法利用的通过罐车送至依托的措施返排液处理站；废弃泥浆经大罐收集、沉降、破胶脱稳、板框压滤后，固相（含水率小于 60%、pH 控制在 6~9）全部在井场内暂存，暂存装置采取防渗漏、防流失、防扬散措施，井场内暂存时间不得超过 1 个月，委托第三方单位外运处置。分离的液相在井场内循环利用，无法利用的送至依托的油田措施返排液处理站处理达标后回注采油层。因此正常状况下钻井废水不会对地下水环境产生影响。

(2) 措施返排液对地下水环境影响

根据工程分析，本项目新钻采油井过程中产生的措施返排液全部回收入罐，依托措施返排液处理设施处理后回用于压裂作业，无法利用的分批次运往措施返排液处理站处理后回注，不外排。因此，正常状况下不会对地下水环境产生影响。

(3) 试压废水对地下水环境影响

根据工程分析，本项目施工过程中产生的试压废水分散于各管道施工场地，试压废水内主要污染物为少量悬浮物等，按照环保部门管理要求，试压后产生的试压废水经收集后拉运至就近的措施返排液处理站处理达标后回注油层，不外排。因此正常状况下不会对地下水环境产生影响。

(4) 生活污水对地下水环境影响

施工期生活污水主要污染物为 COD、BOD、氨氮、SS 等。据现场调查，施工场地均

设有环保厕所，粪便定期拉运作为附近村庄农家肥使用，生活污水仅为少量盥洗水，用于站场洒水降尘或周边绿化，不外排。因此正常状况下不会对地下水环境产生影响。

(5) 废弃钻井泥浆对地下水环境影响

根据工程分析，本项目钻井过程中产生的废弃泥浆经大罐收集、沉降、破胶脱稳、板框压滤后，固相全部在井场内暂存，暂存装置采取防渗漏、防流失、防扬散措施，井场内暂存时间不得超过 1 个月，委托第三方单位外运处置。因此正常状况下钻井泥浆不会对地下水环境产生影响。

(6) 其他固体废物对地下水环境影响

钻井岩屑：根据工程分析，含油钻井岩屑属于危险固体废弃物，不含石油类的钻井岩屑属于一般固体废物。

环评要求含油岩屑产生后立即装袋、密封，按照《危险废物贮存污染控制标准》等相关标准要求，全部由专用车辆运送至污油泥临时储存点暂存，最终委托有资质单位进行妥善处理。

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。项目采用清洁作业方式，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，并配备泄油器、刮油器等设备，及时收集产生的落地油，回收的危险废物全部运至现有危废贮存点暂存，定期送有资质单位进行处置，落地油回收率 100%，不允许落地油进入环境。

压裂返排砂：根据工程分析，钻井过程中产生的压裂返排砂全部通过返排液回收罐收集、返排液后期含有少量原油，清罐后的压裂返排砂按危废处理，运至危废贮存点临时储存，最终送有资质单位处置。

生活垃圾：施工场地设置临时生活垃圾收集桶，生活垃圾统一收集后运至环卫部门指定地点处置，改扩建站场可依托现有设施。

以上固体废弃物在正常状况下均得到及时妥善的处理，不会长时间堆积暴露于露天环境中，故不会因降雨等淋滤作用污染包气带和地下含水层，对地下水环境无影响。

9.7.2 非正常状况地下水环境影响预测及评价

非正常状况指建设项目的工艺设备或地下水环境保护措施因系统老化、腐蚀等原因不能正常运行或保护效果达不到设计要求时的运行状况。这此情况下，则可能对地下水环境产生影响。

综合前文产污环节分析、环境影响识别，建设期内对地下水环境可能产生污染的非

正常状况主要为井漏，下面重点预测分析非正常状况对地下水环境可能造成的影响。

井漏事故对地下水的污染是指在钻井过程中，钻井废水、泥浆漏失于地下水含水层中，造成地下水水质污染。就井漏事故而言，发生在局部且持续时间较短，钻井过程中表层套管（隔离含水体套管）固井变径后，继续钻井数千米到达含油气目的层。在表层套管内提下钻具和钻井的钻杆自重离心力不稳定，在压力下的钻杆转动对套管产生摩擦、碰撞，有可能对套管和固井环状水泥柱产生破坏作用，使钻井液在高压循环的过程中，从破坏处产生井漏而进入含水层造成污染，其风险性是存在的。因此，推广使用清洁无害的泥浆，严格控制使用有毒有害泥浆及化学处理剂，同时严格要求套管下入深度等措施，可以有效控制钻井液在含水层中的漏失，减轻对地下水环境的影响。

（1）预测情境及源强

① 预测情境：本次假设钻井过程中产生的废水全部泄漏至含水层，将其概化为短时连续渗漏点源。本次预测利用连续源叠加原理进行预测，其中污染物发生渗漏、泄漏时段，将污染源概化为平面连续点源，之后预测大尺度时间轴污染物对下游的影响时，采用连续源模型叠加原理进行计算。

在预测评价过程中考虑最不利的工程状况，黄土潜水含水层的各项水文地质参数均选取较不利的情况，以便于对该事故的危害做出最大化的评估预测。

② 评价因子及源强：根据工程分析，选择石油类作为预测因子。根据现有的钻井废水水质监测结果，钻井废水中石油类的浓度分别为 50~400mg/L，考虑到石油类进入含水层后，只有变为可溶态才会随地下水迁移扩散，因此参照 TPHCWG（1997）中关于石油类污染物的溶解度等相关文献，取 18mg/L 为石油类可溶态污染物的最高浓度值。单井钻井废水产生量约为 30m³，本次假设钻井过程中产生的废水全部泄漏至含水层，采用污染源连续叠加原理进行计算。

（2）环境影响预测分析

① 黄土潜水含水层环境影响分析

利用平面瞬时点源污染水动力弥散方程解析解，计算并画出平面二维等值线图，当预测结果小于检出限时视同对地下水环境几乎没有影响。具体预测分析结果如下：

基于前文确定的评价因子、源强及模型参数，就井漏事故对黄土梁峁区潜水环境影响进行预测，预测时段分别确定为 100d、200d、1000d、3000d，石油类在黄土潜水含水层中的运移情况模拟见表 9.7.2-1、图 9.7.2-1、图 9.7.2-2、图 9.7.2-3，其中横轴正方向为地下水流向。由于项目井场较多，根据工程布局，统一按照地下水流向下游 30m

处为场界，场界处石油类浓度变化见图 9.7.2-4。

表 9.7.2-1 黄土潜水含水层石油类运移特征表

预测时段	最大污染浓度 (mg/L)	影响区面积 (m ²)	超标区面积 (m ²)	最大扩散距离 (m)	最大超标距离 (m)
100d	0.286	745	393	30.3	22.6
200d	0.143	1177	464	40.2	27.4
1000d	0.029	2360	0	77.1	0
3000d	<0.01	0	0	0	0

由图表可以看出，发生井漏后，在 100d 时，污染晕中心石油类浓度为 0.286 mg/L，污染晕顺地下水径流方向最大迁移距离为 30.3m，超标距离 22.6m；200d 时石油类最大污染浓度为 0.143mg/L，污染晕顺地下水径流方向最大迁移距离为 40.2m，超标距离 27.4m；1000d 后，石油类最大污染浓度为 0.029mg/L，已不再超标，污染晕顺地下水径流方向最大迁移距离为 77.1m；3000d 时污染晕中心石油类浓度已经低于检出限。

石油类污染物在 1000d 的预测期内，场界处石油类浓度最大为 0.032mg/L。

② 井漏事故对白垩系环河组地下水环境的影响

利用平面瞬时点源污染水动力弥散方程解析解，计算并画出平面二维等值线图，当预测结果小于检出限时视同对地下水环境几乎没有影响。具体预测分析结果如下：

本次预测选取了 100d、200d、1000d、3000d 四个时间点，当井漏发生后，随着时间推移，石油类在白垩系环河组含水层中的运移情况见表 9.7.2-2、图 9.7.2-5、图 9.7.2-6、图 9.7.2-7，其中 (0, 0) 点为泄漏点位置，横轴正方向为地下水流向。由于项目井场较多，根据工程布局，统一按照地下水流向下游 30m 处为场界，场界处石油类浓度变化见图 9.7.2-8。

表 9.7.2-2 白垩系环河组含水层石油类运移特征表

预测时段	最大污染浓度 (mg/L)	影响区面积 (m ²)	超标区面积 (m ²)	最大扩散距离 (m)	最大超标距离 (m)
100d	0.44	613	345	27.1	20.4
200d	0.22	1011	476	36.0	26.2
1000d	0.04	2416	0	70.4	0
3000d	<0.01	0.0	0.0	0.0	0.0

从图表中可以看出，在假设的非正常状况下，在预测初期（井漏 100d 时），石油类浓度最大为 0.44mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 27.1m，超标距离为 20.4m；随着时间的推移，石油类浓度逐渐变小，第 200d 时，石油类最大浓度为 0.22mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 36.0m；第 1000d 时，石油类最大浓度为 0.04mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 70.4m；第 3000d 后，石油类浓度低于检出限（0.01mg/L），影响区消失。

③ 井漏事故对白垩系洛河组地下水环境的影响

利用平面瞬时点源污染水动力弥散方程解析解，计算并画出平面二维等值线图，当

预测结果小于检出限时视同对地下水环境几乎没有影响。具体预测分析结果如下：

本次预测选取了 100d、200d、1000d、3000d 四个时间点，当井漏发生后，随着时间推移，石油类在白垩系洛河组含水层中的运移情况见表 9.7.2-3、图 9.7.2-9、图 9.7.2-10、图 9.7.2-11，其中（0，0）点为泄漏点位置，横轴正方向为地下水流向。由于项目井场较多，根据工程布局，统一按照地下水流向下游 30m 处为厂界，厂界处石油类浓度变化见图 9.7.2-12。

表 9.7.2-3 白垩系洛河组含水层石油类运移特征表

预测时段	最大污染浓度(mg/L)	影响区面积（m ² ）	超标区面积（m ² ）	最大扩散距离（m）	最大超标距离（m）
100d	0.275	648	312	28.1	20.8
200d	0.13	410	1093	38.5	25.4
1000d	0.017	1128	0.0	60.6	0.0
3000d	<0.01	0.0	0.0	0.0	0.0

从图表中可以看出，在假设的非正常状况下，在预测初期（井漏 100d 时），石油类浓度最大为 0.275mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 28.1m；随着时间的推移，石油类浓度逐渐变小，第 200d 时，石油类最大浓度为 0.13mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 38.5m；第 1000d 时，石油类最大浓度为 0.017mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 60.6m；第 3000d 后，石油类浓度低于检出限（0.01mg/L），影响区消失。

9.8 运行期地下水环境影响预测及评价

项目运行期可能对地下水环境造成影响的因素主要包括：采出水回注井、运行期污废水、固体废弃物和集输管线等。以上因素在运行过程中可能对地下水环境产生影响，下面分别进行分析。

9.8.1 正常状况下地下水环境影响

9.8.1.1 污废水对地下水环境影响

本项目运行期的污废水主要为油田采出水、措施作业废水、混烃站废水、新建水处理系统反冲洗废水。

(1) 油田采出水

根据工程分析，本次在里 148 站新增采出水处理设施，其余区块采出水处理依托现有西十转、岭二联和城壕采出水处理站等现有站场。采出水处理达标后在钻井期间优先作为压裂用水使用，多余采出水处理达标后回注油层，处理回用率 100%。

(2) 措施作业废水

根据工程分析，运行期产生的措施作业废水全部通过罐车运至措施废液处理站处

理，达标后钻井季节优先用于井下作业，多余水依托现有回注井回注或通过输水管线输送至庄七转等采出水处理站注水系统回注，处理回用 100%。

(3) 混烃站废水

里 148 混烃站混烃装置分离器排含油污水，主要污染物石油类、SS、COD，依托里 148 站采出水处理系统处理达标后回注。

(4) 新建水处理系统反冲洗污水

根据工程分析，本项目里 148 站新建采出水处理系统各 1 套，水处理过滤工艺产生反冲洗废水，反冲洗废水返回采出水处理系统进行处理，不外排。

正常运行情况下对地下水环境影响较小。

9.8.1.2 固体废物对地下水环境影响

根据工程分析，本项目运行期固废主要为落地油、含油污泥以及设备维护及修井过程中产生的废防渗布、废润滑油及其包装桶等。

落地油：运行期在修井、洗井等井下作业过程中可能产生少量落地油。井下作业过程中必须采用带罐上岗的作业模式，井口排出物全部进罐，对散落的落地油进一步采用铺设防渗布的方式进行收集，故作业过程中可实现落地油不外排，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类危险废物，危废代码为 900-210-08，应按照《危险废物贮存污染控制标准》等相关标准全部在现有危废贮存点暂存，定期送有资质单位处置。正常运行情况下对地下水环境影响较小。

废滤料：本项目新建脱水站内采出水处理系统及新建措施返排液处理站在运行过程中会产生废滤料，废滤料属危险固废（HW49 其他废物，危险废物代码为 900-041-49），更换时直接交有资质单位安全处置。

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，均属于《国家危险废物名录（2025 年版）》中 HW08 类危险废物，收集后送至现有危废贮存点暂存，定期交有资质单位处置。

9.8.1.3 集输管线对地下水环境的影响

根据工程概况，本项目涉及到的管线包括集输油管线、集供气管线、输水管线。

①采油管线及注水管线

采油管线采用环氧粉末普通级结构外防腐，硬质聚氨酯泡沫塑料黄夹克结构保温，采出水注水管线采用整体挤涂式内防腐工艺。

②集输油管线

管线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 $300\mu\text{m}$ ，保温层采用厚度 30mm （轴向偏心量 $\pm 3\text{mm}$ ）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 。

③集供气管线

集供气管道外防腐采用环氧粉末普通级结构，干膜厚度不小于 $300\mu\text{m}$ 特殊段采用环氧粉末加强级防腐结构，干膜总厚度应不小于 $400\mu\text{m}$ 。

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。

9.8.2 非正常状况地下水环境影响预测及评价

根据本项目运行过程中可能导致地下水污染的主要因素，本报告重点预测评价以下非正常状况：

- (1)输油管线泄漏对地下水环境的影响；
- (2)输水管线泄漏对地下水环境的影响；
- (3)其他原油泄漏对地下水环境的影响。

9.8.2.1 输油管线泄漏对地下水环境的影响

(1) 预测情境及源强

根据工程分析，将输油管线中的石油类作为预测因子。假设在输送过程中由于腐蚀穿孔等原因产生泄漏，管线穿孔面积约 10^{-4}m^2 ，本项目集油管线和输油管线的设计输送压力最大为 6.3MPa ，石油密度 0.8479t/m^3 ，根据柏努利方程计算出泄漏速率为 6.66kg/s ，设定管线泄漏 10min 后传感器检测管线压力异常后关闭管线阀门，则石油一次泄漏量为 3998.8kg 。两端截断阀启动后，原油在重力作用下继续自流，泄漏速度为 0.106kg/s ，之后启动应急排查措施，2 小时后排查到泄漏点进行封堵，泄漏停止，该段时间内泄漏量为 768.7kg ，总泄漏量为 4767.5kg 。

但假设事故状态处理不当的情况下，泄漏的的采出液中的水首先全部进入到含水层，根据本区原油含水率计算石油类源强为 0.515kg 。后续随着降雨淋滤地面遗留的原

油不断有污染源进入，依据项目所在区域年均降雨量及降雨入渗系数对污染源源强进行折算，后续进入含水层的石油类源强为 0.0274g/d。

将本项目的泄漏点作为点状污染源，由于管线泄漏后传感器可以及时检测并关闭管线，泄漏原油清理后，残留污染物在降水作用下向下迁移，因此将泄漏点概化为连续源，在预测评价过程中考虑最不利的工程状况，含水层的各项水文地质参数均选取较不利的情况，且重点分析距离环境敏感点最近且处于其上游的泄漏点，由此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。

事故状态下的地下水溶质运移模拟可看做是一维稳定流动二维水动力弥散问题，根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），此次预测采用平面瞬时点源污染问题水动力弥散方程作为预测数学模型。根据预测情景，本次预测将污染源概化为平面连续点源泄漏。

（2）环境影响预测分析

利用平面连续点源污染水动力弥散方程解析解，计算并画出平面二维等值线图，当预测结果小于检出限时视同对地下水环境几乎没有影响。具体预测分析结果如下：

本次预测选取了 100d、200d、1000d、3000d 四个时间点，当输油管线发生泄漏后，随着时间推移，石油类在第四系黄土潜水含水层中的运移情见表 9.8.2-1、图 9.8.2-1、图 9.8.2-2、图 9.8.2-3、图 9.8.2-4、图 9.8.2-5；其中（0，0）点为泄漏点位置，横轴正方向为地下水流向。

由于管线不存在厂界的概念，因此选择管线下游 20m 处作为观测点位，以反映管线下游含水层中污染物的浓度动态变化。

表 9.8.2-1 输油管线泄漏石油类在第四系潜水含水层运移特征

预测时段	污染晕最大浓度 (mg/L)	影响区面积 (m ²)	超标区面积 (m ²)	最大扩散距离 (m)	最大超标距离 (m)
100d	0.315	636	343	27.5	20.7
200d	0.158	1017	432	36.4	25.1
1000d	0.031	2110	0	68.9	0
3000d	0.012	1045	0	101.4	0

从图表中可以看出，在假设的非正常状况下，在第 100d 时，石油类浓度最大为 0.315mg/L，此时已超标，污染晕最大迁移距离为 27.5m，最大超标距离为 20.7m；随着时间的推移，石油类浓度逐渐变小，第 200d 时，石油类浓度最大为 0.158mg/L，污染晕最大迁移距离为 36.4m，最大超标距离为 25.1m；第 1000d 时，石油类浓度最大为 0.031mg/L，已不再超标，污染晕最大迁移距离为 68.9m；第 3000d 时，石油类浓度最大

为 0.012mg/L，污染晕最大迁移距离为 68.9m。

9.8.2.2 采出水管线泄漏对地下水环境影响

(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。根据工程分析，将输送介质采出水中的石油类作为预测因子，考虑到石油类进入含水层后，只有变为可溶态才会随地下水迁移扩散，因此参照 TPHCWG（1997）中关于石油类污染物的溶解度等相关文献，取 18mg/L 为石油类可溶态污染物的最高浓度值。假设采出水在输送过程中由于腐蚀穿孔等原因产生泄漏，管线穿孔面积约 10^{-4}m^2 ，本次新建的采出水管线最大压力为 25MPa，根据柏努利方程计算出泄漏速率为 31.106kg/s，设定管线泄漏 10min 后传感器检测管线压力异常后关闭管线阀门，则石油一次泄漏量为 18663kg。两端截断阀启动后，采出水在重力作用下继续自流，泄漏速度为 0.125kg/s，之后启动应急排查措施，2 小时后排查到泄漏点进行封堵，泄漏停止，该段时间内泄漏量为 900kg，总泄漏量为 19563kg，假设泄漏量中的 30% 进入含水层当中，则石油类的源强为 0.106kg，六价铬源强为 1.0g。

(2) 石油类环境影响预测分析

利用平面瞬时点源污染水动力弥散方程解析解，计算并画出平面二维等值线图，当预测结果小于检出限时视同对地下水环境几乎没有影响。具体预测分析结果如下：

本次预测选取了 100d、200d、1000d、3000d 四个时间点，当采出水输送管线发生泄漏后，随着时间推移，石油类在黄土潜水含水层中的运移情况见表 9.8.2-3、图 9.8.2-6、图 9.8.2-7、图 9.8.2-8、图 9.8.2-9，其中 (0,0) 点为泄漏点位置，横轴正方向为地下水流向。

从图表中可以看出，在假设的非正常状况下，在第 100d 时，石油类浓度最大为 0.288mg/L，此时已超标，污染晕最大迁移距离为 27.2m，超标距离为 20.3m；随着时间的推移，石油类浓度逐渐变小，第 200d 时，石油类浓度最大为 0.144mg/L，污染晕最大迁移距离为 36.1m，超标距离为 24.4m；第 1000d 时，石油类浓度最大为 0.029mg/L，已不再超标，污染晕最大迁移距离为 67.2m；3000d 后，石油类浓度小于检出限。

表 9.8.2-3 黄土潜水含水层石油类运移特征表

预测时段	污染晕最大浓度 (mg/L)	影响区面积 (m ²)	超标区面积 (m ²)	最大扩散距离 (m)	最大超标距离 (m)
100d	0.288	608	320	27.2	20.3
200d	0.144	970	392	36.1	24.4
1000d	0.029	1957	0	67.2	0
3000d	<0.01	0	0	0	0

(3)六价铬环境影响预测分析

利用平面瞬时点源污染水动力弥散方程解析解，计算并画出平面二维等值线图，当预测结果小于检出限时视同对地下水环境几乎没有影响。具体预测分析结果如下：

本次预测选取了 100d、200d、1000d 三个时间点，当回注水输送管线发生泄漏后，随着时间推移，六价铬在黄土潜水含水层中的运移情况见表 9.8.2-4。在假设的非正常状况下，在第 100d 时，六价铬最大浓度小于检出限（0.004mg/L）。

表 9.8.2-4 黄土潜水含水层六价铬运移特征表

预测时段	污染晕最大浓度 (mg/L)	影响区面积 (m ²)	超标区面积 (m ²)	最大扩散距离 (m)	最大超标距离 (m)
100d	<0.004	0	0	0	0
200d	<0.004	0	0	0	0
1000d	<0.004	0	0	0	0

9.8.2.3 其他原油泄漏对地下水环境的影响

除了上述的输油管道泄漏等非正常情况外，其他可能发生的泄漏情况还包括井喷、落地油处理不彻底等。

发生井喷后，会有大量原油和伴生气从井口敞喷进入环境当中，伴生气初始喷射会携带大量的泥浆和岩屑落在周围地表。井喷事故发生后，油田会启动事故应急预案，散落于地表的原油和泥浆岩屑等污染物，会被及时收集，并转运处理。

在钻井和洗井等过程中，在井场周围均可能散落落地油，根据该项目工程设计，通过铺设防渗布进行收集的方法，回收率可达到 100%。

上述原油泄漏事件在正常状况下对地下水环境的影响会较小，但不排除处理不当或不彻底而导致原油残留在包气带的可能性。相比于原油管道泄漏事故，这些事故状态下原油残余量较小，根据 LNAPLs 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，在此处不再单独进行量化预测分析。

9.9 服务期满地下水环境影响

建设项目进入退役期后，应按照 SY/T 6628《陆上石油天然气生产环境保护推荐作法》、SY/T 6646《废弃井及长停井处置指南》和《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、水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，可有效阻含油地下水与上部其他含水层之间的水力联系。

9.10 地下水环境保护目标影响分析

调查区内环境保护目标有：地下水水源地、地下水分散开采井、第四系孔隙水、白垩系孔隙裂隙水。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。

9.10.1 项目建设阶段

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有两项，一是站场及集输管线建设，二是井场建设。

(1) 集输管线建设对地下水环境保护目标影响分析

建设期集输管线建设对地下水环境保护目标影响，取决于生活污水、生活垃圾及其它有害废弃物的处理方式，如能做到对生活污水、生活垃圾及其它有害废弃物收集处理或外运集中处理，那么基本不会对调查评价区内黄土孔隙裂隙水与白垩系地下水水质、供水水源地及居民分散式供水井的供水安全产生影响。

(2) 井场建设对地下水环境保护目标影响分析

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，钻井液配备及泥浆收集罐符合环境保护要求，环境管理措施全面具体，井场建设就不会影响到调查评价区黄土和白垩系地下水水质，也不会对其它地下水环境保护目标产生影响。

据前文预测分析，在非正常状况下，钻井发生井漏后，钻井废水会对黄土潜水和白垩系地下水产生污染。发生井漏事故时，形成的污染晕顺地下水径流方向最大运移距离为 77.1m。根据地下水径流方向、水源井的开采层位、拟建井场和周边分散式饮用水水源井及水源地的位置、距离关系判断，发生井漏时，水源井的供水安全不会受到影响。

9.10.2 项目运行阶段

由前文预测分析，在正常状况下，由于各项目环保措施得当，项目运行阶段生产污废水、固体废弃物和石油管线都不会对地下水环境保护目标产生影响。以下就项目运行

期非正常状况下污染因子对地下水环境保护目标产生的影响综合分析。

(1)集输油管线泄漏对地下水环境保护目标的影响分析

项目运行期集输管线有可能受腐蚀发生渗漏，对地下水环境产生影响。在管线穿越沟谷、河流等区域，这些区域包气带相对较薄，黄土潜水埋深较浅，当集输管线泄漏后可能会入渗至潜水含水层，从而对黄土梁峁区潜水水质造成影响，在非正常状况下，基于前面预测分析，对于此种情况，黄土潜水中石油类顺地下水径流方向最大运移距离 228.1m。根据地下水径流方向、水源井的开采层位、拟建管线和周边分散式饮用水水源井及水源地的位置、距离关系判断，发生井漏时，水源井的供水安全不会受到影响。

(2)输水管线泄漏对地下水环境的影响

项目运行期回注水输送管线可能受腐蚀发生渗漏，其中的污染物可能会对地下水环境保护目标产生影响。当泄漏点处水位埋深较浅时，根据预测分析，泄漏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大迁移距离为 67.2m。根据地下水径流方向、水源井的开采层位、建设场地和水源井的位置、距离关系等，在预测的最大污染晕范围内无分散式水源井，因此项目运行期回注水输送管线发生渗漏不会对地下水环境保护目标造成影响。

9.10.3 项目服务期满后

油、水井退役后全部进行封井，阻止各层段之间的井内窜流，达到保护含水层的目的，可有效阻隔油层中含油地下水与上部其他含水层之间的水力联系，井区内的第四系潜水、环河组和洛河组含水层均不再受石油开采的影响。对地下水环境保护目标不会造成影响。

9.11 地下水环境保护措施与对策

依据《中华人民共和国环境保护法》和《中华人民共和国水污染防治法》，按照“源头控制，分区防治，污染监控，应急响应”、突出饮用水安全的原则确定地下水环境保护措施。

9.11.1 源头控制措施

在项目建设、运行各个阶段，对地下水环境及环境保护目标，可能会产生影响的工程活动主要有：生活污水排水；生产及运行期污废水泄漏、排放等。针对这些影响，从地下水环境保护角度，建设项目设计了多方面的环境保护措施。

9.11.1.1 采油井的建设、运行管理和关闭要求

① 采油井的建设要严格按照《固井设计规范》（SY/T5480-2016）及《固井技术规范》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 水源保护区及庆阳市环保局划定的禁采区域内禁止建设油水井及地面工程设施；

③ 采油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，预防地下水水质受到污染；

④ 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；

⑤ 在采油井投入使用后，对采油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从井口到井底的所有空间进行永久性封堵，封井后要定位，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。

9.11.1.2 废水收集及回用措施

(1) 钻井废水

① 井场建设地上移动式泥浆罐，钻井废水排入泥浆罐，对废弃钻井泥浆罐中上清液废水循环使用。

② 钻井架底座表面有通向泥浆罐的导流槽，保证钻井废水全部进入移动式泥浆罐中，无随意漫流现象，杜绝钻井泥浆流失。

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，上清液、压滤液由防渗漏、防溢流的罐车运至现有措施返排液处理站处理后回注，不外排。

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，防止因洪水爆发使泥浆罐中泥浆、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，泥浆罐要留设一定防雨水容量。

⑦ 在暴雨较多的夏、秋季节，在钻井井场的泥浆罐周围（主要是上游方向）设临时围挡，并设截水沟，阻止暴雨时地表漫流和径流进入泥浆罐。

(2) 油田生产废水

① 油田生产废水包括采出水、措施作业废水（修井、洗井废水）等，其特点是含油量高，并含有一定量的泥沙；

② 项目采出水执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T 5329-2022) 标准；运行期措施作业废水全部通过罐车运至措施返排液站场处理，处理回用率 100%。

③ 严禁以渗坑储存等形式处置含油污水；

④ 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、站场集输管线建设所产生的生活污水量少且污染负荷轻，建设现场设置环保厕所，生活污水仅为少量盥洗水，用于站场洒水降尘，不外排。

9.11.1.3 防止固废淋溶水下渗污染地下水的措施

(1) 钻井泥浆、岩屑

根据“泥浆不落地”要求，不含油岩屑与固相废弃泥浆全部入罐暂存，待庆阳市钻井泥浆、岩屑等固废集中处理厂建成投产后委托集中处置单位规范处置。含油岩屑产生后立即装袋、密封，按照《危险废物贮存污染控制标准》等相关标准要求，全部由专用车辆运送至污油泥临时储存点暂存，最终委托有资质单位进行妥善处理。

(2) 落地油

油井建成采取试油进罐的方式，减少落地油的产生量；试油时井场铺设防渗布，及时回收落地油，确保回收率达到 100%；

② 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；

③ 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；

④ 对落地油必须严格按照清洁生产的原则，在源头上加以控制，使之尽量“不落地”；

⑤ 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。

9.11.1.4 集输管线的运行管理和关闭要求

根据本项目的工程概况及工程分析可知，本项目的管线均进行了防腐处理，但为了

保证将地下水受到污染的可能性降至最低，环评要求项目在施工的过程中严格按照设计要求对管线进行防腐处理，同时对管线进行双 100%探伤（无损探伤、射线探伤）后下入，并对管线的气密性进行严格的检查。确保管线的施工质量，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；四定期开展管线壁厚探测。同时在运行期定期进行管线巡线，在发生事故时及时进行处理与处置。

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。

9.11.2 分区防渗措施

(1) 污染防治区划分

根据生活生产装置和设施的性质、包气带岩性结构、污染控制难易程度及其地下水环境风险，以及拟采取的防渗处理方案，将井场、站场地面设施的防渗措施分为三个级别，即重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区（图 9.11.2-1 和图 9.11.2-2、表 9.11.2-1）。针对不同的污染防治区制定了相应的防渗措施与要求。

(2) 污染防治措施

① 重点防渗区

本项目重点防渗区主要为施工期井场的钻井工业场地、钻井液循环系统、泥浆不落地区域、柴油罐区以及井场内的含油污水池。

钻井工业场地、钻井泥浆收集罐区均为临时工程，可采用符合防渗要求的柔性结构的防渗措施，如 HDPE 膜。

不管采取何种防渗型式，确保防渗性能应与 6m 厚的粘土层等效（粘土渗透系数 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ），且应与所接触的污染物或物料相兼容，采用的防渗材料及施工工艺应符合健康、安全、环保的要求。

重点防渗区的水池和水沟应满足以下条件：①水池结构厚度不应小于 250mm；②混凝土的抗渗等级不应低于 P8，且水池的内表面应涂刷水泥基渗透结晶型或喷涂聚脲等防水涂料，或在混凝土内掺加水泥基渗透结晶型防水剂；③水泥基渗透结晶型防水涂料厚度不应小于 1.0mm，喷涂聚脲防水涂料厚度不应小于 1.5mm；④当混凝土内掺加水泥基渗透结晶型防水剂时，掺量宜为胶凝材料总量的 1%~2%。在涂刷防水材料之前水池应进

行蓄水试验。

重点防渗区地面四周应设置一定高度的围堰，围堰的具体高度应根据装置区可能泄漏物质的量确定，要保证能容纳下可能泄漏的物质。所有混凝土结构的接缝要采用 HDPE 防漏设计。

② 一般防渗区

一般污染防治区主要指地下水污染风险比较低的区域，主要包括井场的集水沟、脱水站场的采出水处理装置、缓冲罐等地带，这些地带一旦出现污染物的跑、冒、滴、漏等情况，可以及时发现并采取措施，不会对地下水环境产生严重污染。

一般污染防治区可采用天然材料防渗结构、刚性防渗结构和柔性防渗结构中的其中一种。不管采取何种防渗型式，确保防渗性能应与 1.5m 厚的粘土层等效（粘土渗透系数 $1.0\times10^{-7}\text{cm/s}$ ），且应与可能所接触的污染物或物料相兼容，采用的防渗材料及施工工艺应符合健康、安全、环保的要求。防渗设计应保证在设计使用年限内不会对包气带及地下水造成污染。当达到设计使用年限时，应对防渗层进行检验和鉴定，合格后方可继续使用。

③ 简单防渗区

简单防渗区主要是指站场的值班室、配电室等地带，采用非铺砌地坪或者普通混凝土地坪，地基按民用建筑要求处理即可。

表 9.11.2-1 地下水污染防渗分区表

防渗分区	天然包气带 防污性能	污染控制难 易程度	位置		污染物 类型	防渗技术要求
重点 防 渗 区	弱	难	井场	钻井工程基础区域	石油类 及其他 类型	等效黏土防渗层 Mb≥ 6.0m，K≤1×10 ⁻⁷ cm/s；
		易		钻井液循环系统		
		易		柴油罐区		
		难		泥浆不落地区域		
		难		井场含油污水池		
		难	增压站	原油分离三相计量装置		
		难		无泄漏防爆油污回收装置		
		易		事故油箱		
		难	里 148 站	三相分离器		
		难		污水污泥箱		
		难		沉降除油罐		
		难	里 148 混烃站	污水收集橇		
		难		分子筛脱水脱汞橇		
一 般	弱	易	井场	集水沟	石油类	等效黏土防渗层 Mb≥ 1.5m，K≤1×10 ⁻⁷ cm/s；
				雨水收集池		

防 渗 区		易	里 148 站	采出水处理装置		
		易		净化水罐		
		易		缓冲罐		
		易	里 148 混烃站	混烃储罐		
		易		LNG 储罐		
简单防 渗区	弱	易	配电室、值班室等		其他 类型	一般地面硬化

9.11.3 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，在油田公司监测计划的基础上结合本项目布局完善地下水环境跟踪监测点，并在项目运行中定期监测、定期整理研究、定期预报、识别事故并及时采取措施，尽可能减小项目在非正常状况下对地下水环境的影响。

(1) 井、站场地下水环境监测

由于本次产建涉及到的井场、站场数量较多，非正常状况下污染物渗漏的位置具有不确定性，对每口采油井及站场周围的地下水环境都进行监控不太可行。水质监测点布设的原则从五个方面考虑，一是监测点尽量布置在采油井和站场相对集中的下游；二是监测点尽量布置在采油井下游人口相对集中的位置；三是监测点尽量布置在距离水源地最近的采油井下游；四是尽可能利用现有石油开采水源井和居民供水井作为监测点。监测点位置依据潜在污染源位置、地下水径流方向及地下水模拟结果综合确定，监测层位根据污染源可能的污染层位确定。

(2) 集输管线地下水环境监测

对于集输管线的监测，除了严格执行定期的人工巡检制度，应当利用进出油（水）水量平衡的方法，及时发现原油或者采出水可能发生的渗漏，并在集输管线设置监测装置，对输送过程中的形变和温度进行持续动态监测，也可以及时发现原油或者采出水可能发生的渗漏，降低原油或者采出水出现长期的持续渗漏可能性。另外，建议对集输管线沿线居民分散开采井中的水质进行常态跟踪调查，一旦发现开采井出现水质的变化情况，应立即采取相应的防治措施。

综上所述，初步布置的水质监测点见图 9.11.3-1、表 9.11.3-1。

中国石油天然气股份有限公司长庆油田陇东油气开发分公司属于陆地石油开采行业单位，参照土壤污染重点监管单位管理，依据《工业企业土壤和地下水自行监测技术

指南（试行）》（HJ1209-2021）以及《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）中的相关规定，确定本项目运行期地下水水质监测项目及监测频次，具体如下：

地下水跟踪监测点水质监测项目：溶解性总固体、硫化物、氟化物、硫酸盐、氯化物、石油类、石油烃（C₆~C₉）、石油烃（C₁₀~C₄₀）、砷、汞、六价铬，频率要求是每季度一次，样品采集方法依据《地下水环境监测技术规范》（HJ 164-2020），污染物分析方法可参照《地下水质量标准》（HJ/T 14848-2017）附录。

当监测指标出现异常时，可按照HJ 164的附录F中石油和天然气开采业特征项目开展监测。这里异常具体包括三种情况：一是检出组分或常规组分浓度明显升高或超标；二是未检出组分连续检出；三是污染组分出现超标情况，如石油类、石油烃等。

表 9.11.3-1 地下水水质监测点位基本情况统计表

编号	点位	坐标	地下水类型	监测点类型	备注
1	八珠乡		第四系潜水	岭四联-岭一联采出水管线下游跟踪监测点	本次新增
2	杨北庄		第四系潜水	里 58-1/4-华 H151 增采油管线跟踪监测点	依托 2023 年 产建
3	店坪村		第四系潜水	岭二十二脱下游跟踪监测点	依托 2024 年 准备区块
4	玄马村		第四系潜水	板 102-3 井场下游跟踪监测点	本次新增
5	下午旗村		第四系潜水	庆 H12 平台至南集站输油管线下游跟踪监测点	本次新增
6	严家川		第四系潜水	庄 61 增下游跟踪监测点	本次新增
7	里 443 水源井		白垩系洛河组	华 H147 平台下游跟踪监测点	本次新增
8	柳树梁		第四系潜水	岭十二转下游跟踪监测点	本次新增
9	朱家洼		第四系潜水	宁 27-1 井场下游跟踪监测点	依托十二厂 2022 年小区 块一期
10	柏树底		第四系潜水	固 7-2 井场下游跟踪监测点	本次新增

9.11.4 地下水环境污染事故应急处理预案

(1) 居民供水应急预案

在调查评价区范围内，第四系地下水和白垩系地下水是居民供水的主要供水水源。在采油厂建设及运行过程中，导致居民不能正常供水时，建设方应采取如下措施：

临时性供水措施：居民饮用供水水源由于建设项目的原因出现问题后，建设方应及

时采用拉水车拉运的方式，首先保障居民的饮用供水，并上报当地政府相关部门。

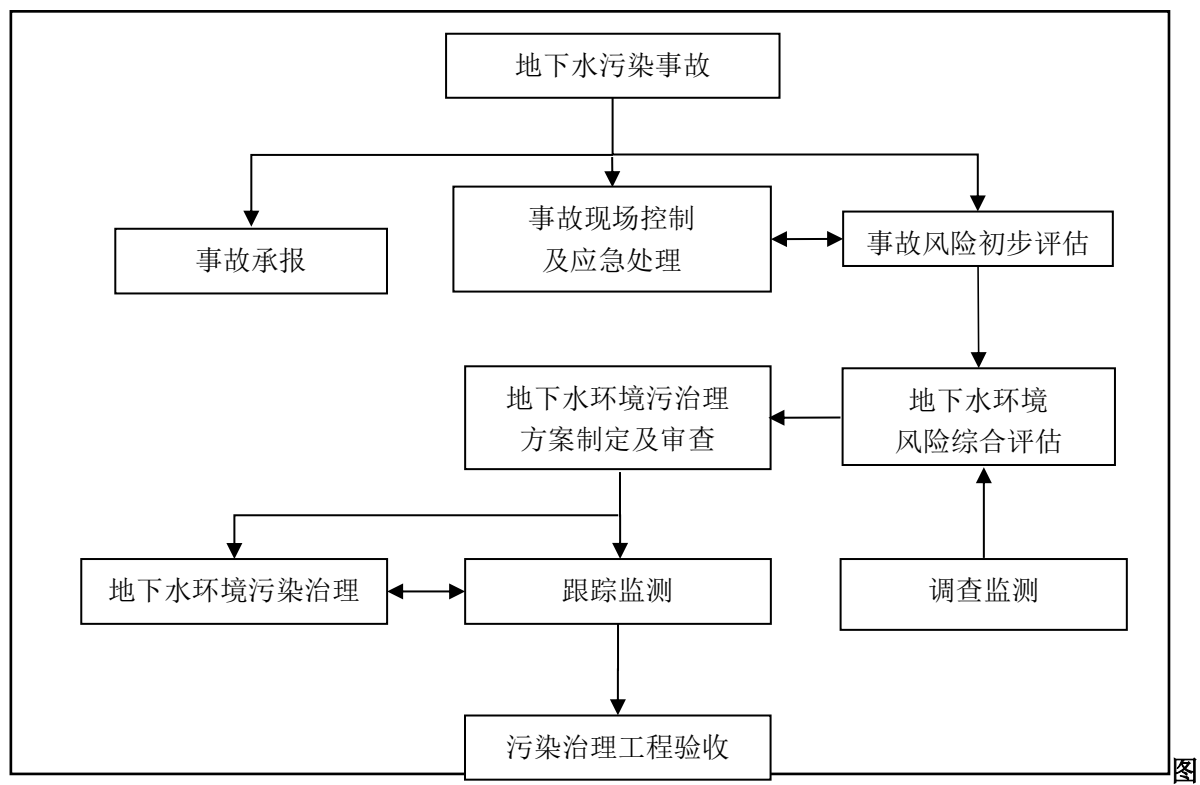
永久性供水措施：由于采油厂建设与运行引起现有居民供水水源出现供水安全问题后，建设方应出资，会同地方水行政部门、地质勘探部门，采取施工新井的方式或者通过管道引用其他水源，及时解决居民的供水问题。另外建设方要对由于供水所导致的村民农业生产损失给以补偿。

(2) 地下水污染风险应急预案

制定预案目的是为了能够有序的开展地下水污染事故处理，有效控制地下水环境污染范围和程度，降污染事故所引起的社会恐慌程度，保障周边居民供水安全，科学修复地下水环境。结合本项目特点，参照有关技术导则，制定地下水污染事故处理程序见图 9.11.4-1。

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承报。同时对污染事故风险及时作出初步评估，影响到水源地和周边居民供水安全时，及时采取应对措施。

应急处理结束，在调查监测基础上，对事故所引起的地下水环境风险做出精确综合评价，包括对地下水环境短期影响、长期影响；对现有供水井供水安全的影响等。在事故造成地下水环境污染时，建设单位要提出地下水环境修复治理方案，经地下水环境监管部门审查通过后，组织实施地下水环境污染的修复治理工程，并由地下水环境监管部门进行工程进验收。



9. 11. 4-1 地下水污染事处理程序框图

10 土壤环境影响评价

项目对土壤环境的影响主要表现为土壤性质、土壤肥力和土壤环境污染影响、土壤环境生态影响等方面。其中，土壤性质和土壤肥力的影响详见第 11 章生态环境影响评价内容，本节重点分析项目对土壤环境的污染影响。

10.1 土壤环境影响

10.1.1 正常情况下土壤污染环境的影响分析

10.1.1.1 施工期

油田开发施工期产生的废弃泥浆、岩屑全部委托有资质单位进行处置；含油岩屑在钻井过程中单独收集，事后委托有资质单位进行处置；落地油和含油污泥在作业过程中铺设防渗布防止散落，作业结束后全部回收，委托有资质单位进行处置；生活垃圾通过集中收集运送至指定地点统一处理。正常情况下，不会对井、站场土壤环境造成污染。

10.1.1.2 运行期

项目运行期采用密闭系统进行原油集输。开采过程中，抽油杆带落的少量落地油全部通过井口集油槽收集进井场污油池内，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和废滤料清理后直接装入防渗袋，交有资质单位或在厂内危废贮存点集中暂存。保障点生活垃圾统一收集、清运，交当地环卫部门指定地点处置。正常情况下，不会对土壤环境造成污染。

项目井、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。结合项目特点，本节主要分析落地油对土壤环境的污染影响，以及对土壤理化性质的影响和累积影响。

(1) 落地油的性质和污染影响

① 落地油的成分和性质

落地油的主要成分是原油，含少量泥砂组分。根据《国家危险废物名录(2025 年版)》，落地油属于危险废物，危废类别 HW08。落地油产生后如不及时收集清理，经日晒风化，油泥中轻组分通过挥发进一步减少，沥青与胶质组份增多。

② 落地油对土壤产生影响的范围和途径

石油类是大分子疏水粘性物质，石油分子极易粘附于土粒表面，而粘附于土粒表面

的石油类污染物会粘附更多的石油类污染物，阻塞土壤孔隙。根据张海玲等人的研究结果：原油进入土壤后，固相组分的主要污染范围集中在地表之下 0~40cm，并以 0~5cm 处含量最高。但是，在降雨条件下，落地油中的石油类变为可溶态后可随水进一步向土壤深层迁移扩散。

③ 落地油对土壤理化性质的影响

王金成等人针对陇东黄土高原地区石油污染土壤微生物群落及其与环境因子的关系进行了研究。结果表明：当土壤中石油类含量增加，即土壤孔隙中石油占主导，其饱和度较大时，土壤孔隙中水分含量较低，因而石油的强疏水性导致高含油率土壤的疏水性，使土壤含水率降低，土壤储水能力下降，并造成土壤盐分的积累，进而引起了土壤细菌及放线菌数量的上升，厌氧降解的过程产生的酸性物质使得土壤含水量及 pH 值下降，因此，石油类污染物会对土壤理化性质产生一定的影响。

④ 土壤累积影响分析

根据张海玲等人对陇东油田井场石油类物质自然迁移规律的研究，井口周围的石油类物质含量与油井开采时间和井场油井数量呈正相关。开采年限越长，土壤中石油类含量越高；油井数越多，污染物含量也越高。

原油在土壤中横向上分布主要集中在距井口 40m 范围内，其中距油井 0~10m 含量最高，随着水平距离的增大而减少；在 40m 之外降低到 300mg/kg 之内。

10.1.2 非正常情况土壤垂直入渗污染预测与评价

10.1.2.1 土壤数值模型建立

(1) 水动力学模型

处于非饱和状态的土壤水和饱和土壤水一样，从土水势高处向土水势低处运移。Richards 最早将达西定律引入非饱和土壤水流动，本次模拟含水率 θ 为因变量的垂向一维非饱和土壤水流数学模型为。

$$\frac{\partial \theta}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial z} \left[D(\theta) \frac{\partial \theta}{\partial z} \right] - \frac{\partial K(\theta)}{\partial z}$$

$$\theta(z, 0) = f(z) \quad (L > z > 0)$$

$$\theta(z, 0) = \theta_s \quad (z = L)$$

$$D(\theta) \frac{\partial \theta}{\partial z} - K(\theta) = \varepsilon(t)$$

式中： θ 为土壤体积含水率 ($\text{cm}^3 \text{cm}^{-3}$)；

$D(\theta)$ 为非饱和水分扩散率；

$K(\theta)$ 为非饱和渗透系数

t 为时间变量 (hour^{-1}) ;

L 为模拟深度;

z 为空间变量 (cm) , 地表为原点。

(2) 污染预测方法

评价采用《环境影响评价技术导则-土壤环境（试行）》（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。一维非饱和溶质垂向运移控制方程如下：

$$\frac{\partial(\theta c)}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial z} \left(\theta D \frac{\partial c}{\partial z} \right) - \frac{\partial}{\partial z} (qc)$$

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：

$$c(z, t) = 0 \quad t = 0, L \leq z < 0$$

上边界条件：

$$I_c = qc$$

下边界条件：

$$\frac{\partial c}{\partial z} = 0, z=L$$

(3) 数值模型

A、模型构建

模拟厚度根据拟建工程附近分散式饮用水水井的地下水埋深进行设置。模型剖分按 10cm 间隔，模型运行时间为 200 天和 100 天（泥浆罐渗漏预测时间为 200d，注水管线及采出水系统渗漏预测时间为 100d），初始含水率采用多年平均降雨量连续运行 100000d 获取。

B、参数选取

拟建项目所在区域主要土壤类型为黄绵土，黄绵土的相关参数来源为《黄土中水分迁移规律研究》、《石油类污染物在黄土高原地区环境中迁移转化规律的研究》等学术论文的研究结果及本次土壤理化性质调查，具体数据见表 10.1.2-1，模拟土水特征曲线见图 10.1.2-1。

表 10.1.2-1		土壤参数表			
土壤岩性	饱和含水率 θ_s	残余含水率 θ_r	α	n	饱和渗透系数 K_s (cm/d)
黄绵土	0.405	0.0585	0.0058	1.6447	71.04

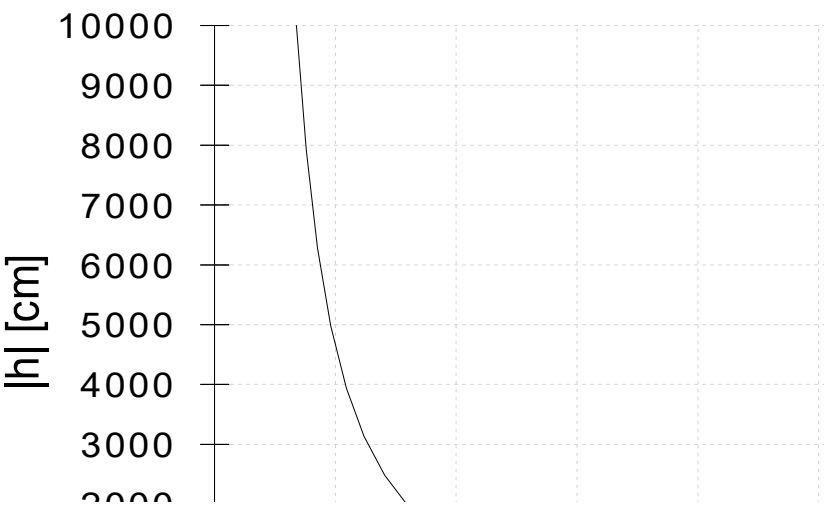


图 10.1.2-1 模拟土水特征曲线示意图

- (4) 边界条件
- a 泥浆罐渗漏对包气带土壤的影响上边界条件为变流量的非连续点源，渗漏时间停止后后续无水量进入，下边界为自由排水边界；
 - b 采出水缓冲罐渗漏对包气带土壤的影响上边界条件为变流量的非连续点源，渗漏时间停止后后续无水量进入，下边界为自由排水边界；
 - c 回注水输送管线对包气带土壤的影响上边界条件为变流量的非连续点源，渗漏时间停止后后续可能会有降水进入包气带土壤，下边界为自由排水边界。

(5) 预测情景设定

在污染物的迁移扩散模拟中，选择石油类为特征因子进行影响预测。由于污染物在土壤包气带中的迁移转化过程十分复杂，存在包括吸附、沉淀、生物吸收、化学与生物降解等作用。本次预测评价本着风险最大化原则，在模拟污染物扩散时并不考虑吸附、化学反应等降解作用，仅考虑典型污染物在对流、弥散作用下的扩散过程及规律。

表 10.1.2-2

土壤预测源强表

情景设定	工程类型	土壤类型	渗漏点	特征污染物	浓度	渗漏强度（cm/d）
非正常工 况	钻井工程	黄土	泥浆收集罐	石油类	18mg/L	-1.13
	采出水处理系统		缓冲罐	石油类	18mg/L	-5.25
				六价铬	0.172mg/L	
	回注水管线		回注水管线	石油类	18mg/L	-5.86
				六价铬	0.172mg/L	

10.1.2.2 泥浆收集罐泄漏对土壤环境的影响

(1) 预测情境及源强

根据工程分析,本项目每口钻井产生的废弃钻井泥浆量约为 338.01m^3 ,考虑到废弃泥浆中的石油类只有变为可溶态才会随水迁移扩散,因此参照 TPHCWG (1997) 中关于石油类污染物的溶解度等相关文献,取 18mg/L 为石油类可溶态污染物的最高浓度值。据以往经验分析,钻一口油井需 30 天左右,这里假定泥浆收集罐持续泄漏,渗漏量为每天产生量的 10%,考虑渗漏后的摊铺面积后,渗漏强度为 -1.13cm/d 。

(2) 环境影响预测分析

基于上面确定的评价因子、源强及模型参数,建立评价区黄土潜水包气带溶质运移模型,就泥浆收集罐破损石油类入渗对包气带影响进行预测。预测结果见图 10.1.2-2~4 所示,输出节点为 T1 (30d)、T2 (50d)、T3 (100d)、T4 (200d)。

钻井泥浆泄漏后土壤中石油类的浓度预测值见表 10.1.2-3。

表 10.1.2-3

钻井泥浆泄漏单位质量土壤中石油类的浓度预测值

污染因子	渗漏后时间 (d)	最大浓度值 (mg/kg)	最大浓度出现深度 (cm)	最大运移深度 (cm)
石油类	30d	3.31	0	-792
	50d	2.34	0	-1152
	100d	1.99	0	/
	200d	1.76	0	/

随着时间的推移,剖面上石油类污染物向包气带深部运移,污染物浓度逐渐降低。比照《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600)中石油烃的质量标准可知泥浆收集罐发生渗漏,对包气带土壤的影响较小,但若泄漏时间较长可能会导致污染物下渗至潜水含水层进而影响潜水水质。

10.1.2.3 采出水处理系统泄漏对土壤环境影响分析

(1) 预测情境及源强

根据工程概况,本次产建拟在里 148 站新增采出水处理设施。假定非正常状况下,采出水处理过程中发生渗漏,根据项目工程布局,该工程所在位置包气带厚度较大,首先采用包气带数值模型模拟采出水对包气带的影响。

根据工程分析，采出水中石油类浓度为 300mg/L，考虑到石油类只有变为可溶态才会迁移扩散，因此参照 TPHCWG（1997）中关于石油类污染物的溶解度等相关文献，取 18mg/L 为石油类可溶态污染物的最高浓度值。假设采出水处理过程中装置发生破损导致采出水泄漏，破损形状为一直径 1cm 的圆形小孔，则破损面积为 0.000314m²，根据伯努利方程计算得采出水的渗漏量为 0.00162m³/s，假定渗漏持续 3h 后被站内巡检人员发现后采取措施渗漏随即停止，则一次渗漏量为 17.5m³，渗漏量中的 30%进入包气带土壤，考虑污水渗漏后的摊铺面积后，则渗漏强度为-5.25cm/d。

(2) 预测结果及分析

基于确定的评价因子、源强及模型参数，建立评价区包气带溶质运移模型，就采出水入渗对包气带影响进行预测。假定污水泄漏持续 10 天后发现并作相应处理，对包气带黄土影响的预测结果见图 10.1.2-5~9，输出节点分别为 T1（10d）、T2（20d）、T3（50d）、T4（100d）。

采出水处理系统泄漏后土壤中石油类的浓度预测值见表 10.1.2-4。

表 10.1.2-4 采出水处理系统泄漏单位质量土壤中石油类、六价铬的浓度预测值

污染因子	渗漏后时间（d）	最大浓度值（mg/kg）	最大浓度出现深度（cm）	最大运移深度（cm）
石油类	10d	1.68	0	-612
	20d	1.50	0	-720
	50d	1.31	0	/
	100d	1.19	0	/
六价铬	10d	0.016	0	-585
	20d	0.0143	0	-684
	50d	0.0125	0	/
	100d	0.0113	0	/

《土壤环境质量 建设用土壤污染风险管控标准(试行)》（GB36600-2018）中第二类用地石油烃类及六价铬的筛选标准值，可见采出水处理系统泄漏后对土壤环境中的石油烃、六价铬量叠加 6.2.5 节中土壤现状监测中获取的石油烃、六价铬的最大值后也没有超出标准，说明在前文所假设的该种情景下对土壤环境的影响较小。

但是由于项目所在区域周边地下水的埋深变化较大，为了防止污染物发生泄漏后在较短时间对包气带及地下水含水层产生影响，评价要求项目在建设过程中选用抗腐蚀材料的水罐，同时加强对采出水处理系统区域的巡视和维护，防止发生长时间的泄漏后对包气带土壤及下伏的浅层地下水含水层产生影响。

10.1.2.4 输水管线泄漏对土壤环境影响分析

(1) 预测情境及源强

根据工程分析,将输送介质回注水中的石油类作为预测因子,回注水中石油类的浓度为 30mg/L。考虑到石油类进入含水层后,只有变为可溶态才会随地下水迁移扩散,因此参照 TPHCWG (1997) 中关于石油类污染物的溶解度等相关文献,取 18mg/L 为石油类可溶态污染物的最高浓度值。假设回注水在输送过程中由于腐蚀穿孔等原因产生泄漏,管线穿孔面积约 10^{-4}m^2 ,本次新建的回注水管线最大压力为 25MPa,根据柏努利方程计算出泄漏速率为 31.106kg/s,设定管线泄漏 10min 后传感器检测管线压力异常后关闭管线阀门,则石油一次泄漏量为 18663kg。两端截断阀启动后,采出水在重力作用下继续自流,泄漏速度为 0.125kg/s,之后启动应急排查措施,2 小时后排查到泄漏点进行封堵,泄漏停止,该段时间内泄漏量为 900kg,总泄漏量为 19563kg,假设泄漏量中的 30%进入含水层当中,考虑污水渗漏后的摊铺面积后,则石油类的渗漏源强为-5.86cm。

(2) 环境影响预测分析

基于确定的评价因子、源强及模型参数,建立评价区土壤溶质运移模型,就采出水管线泄漏后对土壤环境的影响进行预测。结果见图 10.1.2-10~14,输出节点为 T1(10d)、T2(20d)、T3(50d)、T4(100d)。

输水管线泄漏后土壤中石油类、六价铬的浓度预测值见表 10.1.2-5。

表 10.1.2-5 回注水管线泄漏单位质量土壤中石油类、六价铬的浓度预测值

污染因子	渗漏后时间 (d)	最大浓度值 (mg/kg)	最大浓度出现深度 (cm)	最大运移深度 (cm)
石油类	10d	1.15	-9	-486
	100d	0.97	-18	-567
	200d	0.78	-27	-774
	500d	0.65	-45	/
六价铬	10d	0.0109	-9	-468
	100d	0.0093	-18	-540
	200d	0.0075	-27	-756
	500d	0.0062	-45	/

随着时间的推移,土壤剖面上污染物向包气带深部运移,污染物浓度逐渐降低。比照《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600)中石油烃及六价铬的质量标准可知回注水输送管线发生渗漏,对土壤环境的影响较小,但若泄漏时间较长可能会导致污染物下渗至潜水含水层进而影响潜水地下水水质。

10.1.3 土壤生态环境影响分析

10.1.3.1 施工期生态影响型土壤环境影响分析

建设过程中的土壤影响主要表现为井场、站场及各种集输管线施工区域的土壤剥离,环评要求对表层土壤进行单独剥离,及时覆盖到植被恢复区,确需保存的采取单独

保存方式，通过临时苫盖防止流失。另外，施工过程中的车辆碾压等可能造成临时道路等区域的土壤板结等结构破坏。

10.1.3.2 运行期生态影响型土壤环境影响分析

本项目运行期土壤环境生态影响主要体现在由于区域浅层地下水水位埋深变化引起的土壤盐化。

(1) 预测方法

本项目生态影响型土壤环境影响预测方法选择导则中推荐的土壤盐化综合平托预测方法，预测模式如下：

$$S_a = \sum_{i=1}^n W_{xi} \times I_{xi}$$

式中： S_a —土壤盐化综合评分值；
n—影响因素指标数目；
 I_{xi} —影响因素 i 指标评分；
 W_{xi} —影响因素 i 指标权重。

土壤盐化影响因素赋值表见表 10.1.3-1。

表10.1.3-1 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 10.1.3-2。

表10.1.3-2 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	根据现状监测，地下水埋深均大于2.5m
干燥度（蒸降比值）（EPR）	2.38~3.49	4	0.25	干燥度计算最大值为3.49
土壤本底含盐量SSC/（g/kg）	1.6	2	0.15	土壤本底含盐量最大值为1.6
地下水溶解性总固体（TDS）/(g/L)	1.876	2	0.15	本次现状调查地下水溶解性总固体最大值为1.876
土壤质地	壤土	4	0.1	理化性质调查结果

土壤盐化预测结果见表 10.1.3-3。

表10.1.3-3 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 10.2.4-3, 通过计算本项目的土壤盐化综合评分值 (Sa) 值为 2.0 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) 运行期地下水开采及采出水输送管线等对土壤环境的影响

根据调查, 油区所采用的注水管线两端有压力检测装置, 管线长时间持续泄漏的可能性较小, 同时由于项目区的浅层地下水埋深相对较大, 均大于管线埋深, 因此基本不会影响到下层地下水水位, 不会造成土壤盐化。

通过上述分析可知, 本项目运行期不会导致项目区土壤盐化的加剧。

10.2 土壤污染防治措施

10.2.1 已采取的土壤污染控制措施

现有工程采取的土壤环保措施主要包括以下几方面:

(1) 钻井过程采用无毒无害的水基钻井液, 钻井泥浆和岩屑经大罐收集、沉降、破胶脱稳、板框压滤后, 上清液用于配置泥浆, 在井场内循环使用, 固相在井场暂存点暂存, 暂存点采取防渗漏、防流失、防扬散措施, 最终统一委托第三方集中处置单位处理。含油岩屑单独收集、装袋、密封, 全部送危废贮存点暂存, 并委托有资质单位进行处置。试油、压裂等井下作业过程中, 在井场地表铺设防渗材料及时回收落地油, 产生的试油废水、压裂液等全部入罐存放, 压裂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措施返排液处理站处理后回注。

(2) 采出水及井下作业废水全部收集进入水处理系统, 处理达标后回注油层用于驱油, 不外排; 站场生活污水全部收集经生活污水处理设施处理达标后用于站场绿化及洒水降尘, 不外排; 井场设置含油污水收集池和集油槽, 集油槽与含油污水池相连, 生产过程中井口落地油全部收集至此, 避免了地表径流携带污油污染井场及站外土壤。

(3) 井下作业过程“敷设作业、带罐上岗”, 及时回收落地油和含油污泥; 含油污泥和废滤料清理后直接装入防渗袋, 交有资质单位进行处置, 暂时无法接收时, 送危废贮存点暂存; 保障点内设生活垃圾收集装置, 生活垃圾统一收集后运送至当地环卫部门指定地点处置。

(4) 现有联合站、接转站、增压机组和井场均参照《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T 50934-2013) 采取分区防渗措施; 现有危废贮存点均按照《危险废物贮存污染

控制标准》相关要求建设并采取防渗措施。

10.2.2 施工期土壤污染控制措施

本项目土壤污染防治的重点主要是针对废水、固体废物的源头防控。鉴于第 7.2.2 和 7.2.4 节中已明确，本节仅作出衔接性和补充性要求。

10.2.2.1 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，废弃泥浆在井场经大罐收集、沉降、破胶脱稳、板框压滤后，固相（含水率小于 60% pH 控制在 6~9）在井场内设有三防（防渗漏、防流失、防扬散）措施的设施内暂存，暂存时间不得超过 1 个月，最终统一委托第三方集中处置单位处理后资源化利用；

④ 试油和措施作业时采用密闭连接、密闭作业，避免措施液泄漏。试油和措施返排液 100% 入罐回收；

⑤ 措施液优先在井场内循环利用，作业结束后送依托站场处理；

(2) 固废源头防控措施

① 钻井过程中贯彻清洁生产要求，选用无毒无害的水基钻井液。钻井液循环使用，钻井完毕后，废弃泥浆全部在井场内设有三防（防渗漏、防流失、防扬散）措施的设施内暂存，最终统一委托第三方集中处置单位处理后资源化利用；

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 含油岩屑单独收集、装袋、密封，全部送危废贮存设施暂存，并委托有资质单位进行处置，不得遗留在井场或随意排放；

④ 施工前在场地内设置生活垃圾集中存放点，生活垃圾统一收集后送指定地点集中处置。

10.2.2.2 过程防控措施

(1) 泥浆在移动式泥浆罐中循环使用，井场禁止建设泥浆池。

(2) 开钻前在井架、柴油机、振动筛、井杆堆放区下铺设防渗材料，防渗材料四周设置 10cm 高的围堰，防止钻井过程中施工机械设备携带的钻井废液和污油散落地表污

染土壤；

(3) 试油废水、压裂液等措施液全部采用储罐存放收集，定期对储罐进行检查，防止储罐泄漏污染土壤；

(4) 井场内临时危险废物暂存点用于存放含油岩屑和废油料，底部采取符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中有关规定的防渗措施；

(5) 试油和压裂过程中，在井场地表铺设防渗材料，确保落地油及时全部回收。

10.2.2.3 污染治理措施

(1) 井场施工结束后，及时清理施工过程中的岩屑、落地油和生活垃圾；

(2) 井场竣工投运前，对永久和临时占地以及施工营地范围进行检查，对遗留固体废物进行二次清理；

(3) 对已发生岩屑和落地油污染的施工场地，应及时清理污染物并对污染土壤进行替换。并对置换出的污染土壤进行合理处置。

10.2.3 运行期污染防治措施

10.2.3.1 源头控制措施

(1) 废水源头控制措施

① 采出水、反冲洗废水及措施返排液全部收集进入水处理系统，达标后回注地层，不外排；

② 生活污水处理达标后用于站场绿化，不外排；

③ 加强标准化井场建设，设置含油污水收集池和集油槽，确保日常生产中井口落地油全部收集如此，避免地表径流携带污油污染井场及站外土壤；含油污水收集池和集油槽按重点防渗区采取防渗措施，防渗结构层的渗透系数不应大于 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ；

④ 井、站场外修建截、排水设施，避免场地内部污染雨水流出场外。

⑤ 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。

(2) 固废源头控制措施

① 井口设置导油槽，井场设置污油污水池，导油槽与污油池相连，保证井口泄漏原油全部收集，并定期用罐车运往危废贮存点进行回收；

② 井下作业过程在井场铺设防渗布，及时回收落地油；

③ 含油污泥和废滤料清理后直接装入防渗袋，交有资质单位进行处置，暂时无法接收时，送厂内危废贮存点暂存，清理和运输过程中避免危废物料散落地面污染地表。

④ 保障点内设生活垃圾收集装置，生活垃圾统一收集后运送至当地环卫部门指定地点处置。

10.2.3.2 过程防控措施

(1) 新建站场和井场参照《环境影响评价导则 地下水环境》(HJ610-2016)中的相关技术标准采取分区防渗措施，将地面设施防渗措施分为：重点防渗区和简单防渗区。其中，重点防渗区包括井场污油污水池、井口集油槽等区域，防渗结构层的渗透系数不应大于 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ ；

(2) 依托的危废贮存点均应按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB 18597-2023)相关要求建设，暂存点内底面及裙角进行基础防渗，防渗系数至少满足 1m 厚粘土层（渗透系数 $\leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ），或 2mm 厚高密度聚乙烯，或至少 2mm 厚的其它人工材料，但渗透系数 $\leq 1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ 。

(3) 应根据相关的标准规范要求，对项目采取的各类设备设施加强日常维护，发生故障时及时发现及时维修，以防止污染下风向土壤。同时土壤中的污染物可通过生物降解或植物吸收而被净化，企业也可以在厂区空地区域进行人工栽植适应评价区环境的灌木、草地等植被，以减少污染物通过大气沉降的途径对周边土壤环境的影响。

10.2.3.3 退役期土壤修复要求

项目退役期采油设施、部分输油管线的拆除过程会产生落地油，可能会对土壤环境造成影响。

评价要求井口和管线拆除作业过程中产生的固体废物应按要求妥善处置，彻底清理回收井场内的落地油及输油管线内残余的原油，避免对土壤和浅层地下水造成污染。闭井后，应按照《污染地块土壤环境管理办法(试行)》的有关规定，开展土壤环境调查及风险评估，并按照相关管理规定对污染地块采取治理与修复措施。经风险评估确认地块污染风险超过可接受水平，且暂不开发利用或者现阶段不具备治理与修复条件的污染地块，应制定风险管控方案，移除或者清理污染源，采取污染隔离、阻断等措施，防止污染扩散。经风险评估确认地块污染风险超过可接受水平，且需要开发利用的污染地块，应开展治理与修复，并达到相应规划用地土壤环境质量要求。污染地块治理与修复期间，施工单位应当采取措施，防止对地块及周边环境造成二次污染，治理与修复过程中产生的废水、废气和固体废物，应当依照国家有关规定进行处理处置，并达到国家或者地方规定的环境保护标准。治理与修复过程中清理或者产生的固体废物以及拆除的生产经营设备设施、构筑物等属于危险废物的，应当按照国家有关危险废物的规定进行处理处置。

10.2.4 土壤生态环境保护措施

(1) 建设期

建设过程中严格控制施工范围，车辆按照固定线路行走，防止随意碾压土壤。施工过程中对地面工程压占区以及各种集输管线占用区表土单独剥离、单独保存，及时将表土运至场地绿化区及临时占地恢复区使用。

(2) 运营期

根据前文分析，本项目在运行期可能会造成地下水水位变化的工程内容主要为回注水输水管线。评价对项目的建设及运行管理提出以下要求：

① 采出水输送管线应按要求严格进行防腐处理，并在施工结束后检查集输管线的密闭性；

② 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；

具体的土壤生态环境保护措施要求详见生态章节，在此不做赘述。

(3) 退役期

根据《工矿用地土壤环境管理办法》拆除活动前十五个工作日报所在地县级生态环境、工业和信息化主管部门备案，同时开展土壤环境初步调查，编制调查报告，及时上传全国污染地块土壤环境管理信息系统；土壤环境初步调查发现该重点单位用地污染物含量超过国家或者地方有关建设用地土壤污染风险管控标准的，应当参照污染地块土壤环境管理有关规定开展详细调查、风险评估、风险管控、治理与修复等活动。

10.2.5 土壤跟踪监测

(1) 监测点设置

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》（试行）应设置运营期的跟踪监测计划。本次监测计划根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）及《排污单位自行监测技术指南陆上石油天然气开发》（HJ1248-2022）《工业企业土壤和地下水自行监测 技术指南》（HJ 1209-2021）进行制定，土壤监测点位应布设在重点影响区和土壤环境敏感目标附近；监测指标应选择建设项目特征因子。综合本项目的特点及评价等级，对代表性的井站场进行土壤跟踪监测，监测点位、监测因子及监测频次具体设置如下。

表 10.2.5-1 土壤跟踪监测点位设置表

点位编号	点位名称	类型	监测内容	监测频次	土地利用类型
1#	里 148 站	深层土壤	pH、石油类、石油 烃（C ₆ -C ₉ ）、石油 烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、汞、 砷、六价铬、含盐 量	3 年/次	建设用地
2#	华 H108 平台增	深层土壤		3 年/次	建设用地
3#	华 H28 危废贮存点（依托现有）	表层土壤		1 年/次	建设用地
4#	宁 115-1 井场	表层土壤、深 层土壤		1 年/次	建设用地
5#	里 148 混烃站下风向耕地	表层土壤		1 年/次	农用地

(2)监测要求

土壤监测采样及分析方法按照《土壤环境监测技术规范》（HJ/T 166-2004）中相关要求执行。

土壤跟踪监测应尽量在农作物收割后开展，取得监测数据后要向社会公开，接受公众的监督。同时监测结果还应进行达标性判定，建设用地的判定标准为《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值；由于本项目的特征因子在农用地标准中没有标准限值，因此环评建议企业的农用地以现状监测时的背景值作为判定标准；企业应对结果及时存档，并定期向厂安全环保部门汇报，对于监测数据点位及达标性应该对社会进行公开。

10.3 小结

非正常状况下，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。评价预测了非正常情况下钻井泥浆、采出水等发生渗漏后其中的石油类污染物随着时间在土壤剖面中的浓度及运移深度的变化。根据预测结果，随着时间的推移，石油类逐渐向土壤垂向深度迁移，但浓度逐渐降低。可以看出，措施返排液发生渗漏后会导致渗漏点周边的浅层土壤环境在一段时间内受到石油类的污染。随着运移时间的增加，在土壤的迁移条件下，土壤中的石油类对产生的影响会逐渐消失。

11 生态环境影响评价

11.1 生态环境调查与评价

生态环境调查采用现场调查、资料收集与卫星遥感影像解译相结合的方法。

11.1.1 生态环境现状调查方法

11.1.1.1 调查因子

结合当地生态环境特征，主要现状调查因子为：

- (1) 地形地貌：地貌类型、分布及面积；
- (2) 动植物资源：植被类型、分布、覆盖度与主要野生动植物种类；
- (3) 土地利用：土地利用类型、分布及面积；
- (4) 土壤侵蚀：土壤侵蚀类型、强度、模数、分布及面积；
- (5) 土壤环境：土壤类型、分布及养分情况。

11.1.1.2 调查范围

调查范围：为充分体现生态完整性，本项目生态调查范围为站场周边 50m、管线两侧 300m 范围，总面积约 1879.59km²。

11.1.1.3 调查内容

由于本项目油田范围内涉及地方公益林，且地面工程建设将对部分公益林造成扰动与破坏，因此本次评价重点针对油田地面产建工程占用、扰动区域及周边的陆生生态现状及评价区公益林现状进行调查，主要调查评价区内植物群系、类型，主要群落结构、组成及演替规律，动物区系及主要物种、主要生态系统类型及分布情况，重点对评价区内林地分布及组成进行调查，此外，本次现场调查还针对已建工程的生态扰动情况及后期生态恢复、保护工程效果进行了调查。

11.1.1.4 调查方法

(1) 现场调查与走访

通过现场实地调查，识别植物种类、记录植被盖度和野外动物，走访当地环保局、林业局、农牧局等部门了解评价区生态环境现状。主要包括植被类型、分布、面积、盖度，物种基本组成、优势物种、物种优势度或重要值等。调查于 2025 年 7 月进行，对项目所在地典型区域的植被进行了实地调查核实。采用定点和随机的方法对植被群落进行样方调查，记录植物种类、盖度、高度等信息。记录沿途所见动物。

(2) 资料收集

资料收集主要收集了《中国植被图集》、《中国植物志》、《甘肃省志 动植物卷》、《黄土高原植物志》、《甘肃省植物志》、《甘肃省动物志》等相关资料。

(3) 遥感影像处理及专题信息提取

① 遥感信息源的选取

以欧空局陆地卫星哨兵 2 号影像为信息源，包括 13 个波段，空间分辨率 10m，成像时间 2024 年 8 月 15 日。

评价所选用遥感影像在成像时间、空间分辨率和光谱分辨率等方面均能够满足评价工作等级要求，植被类型、土地利用现状等生态环境信息丰富，保证了各生态环境要素遥感解译结果的科学性和准确性。

② 遥感影像预处理

采用 ArcGIS10.2、ENVI5.1 等软件对影像进行大气校正、裁剪、增强等遥感影像预处理。首先，采用 ENVI5.1 软件中的 FLASH 大气校正模块对影像进行大气校正，消除因空气折射、散射等引起的辐射误差；其次，按照评价范围裁剪影像，进行辐射增强处理后，得到提取各生态环境要素的基础影像，见图 11.1.1-1。

③ 专题信息提取

结合野外调查结果，选取训练样本，采用监督分类的最大似然法对遥感影像进行分类，并进行分类后处理，得到土地利用分类结果及植被类型，在 ArcGIS 中制作土地利用现状、植被类型等相关图件，并进行分类面积统计。

采用 ArcGIS10.2、ENVI5.1 等软件，基于遥感影像，在解译中，土地利用现状主要根据色彩、色调、纹理和形状等为主要解译标志进行解译，分类统计并制图输出。根据提取到的各专题信息，结合现场调查及相关资料，分析评价区生态环境要素的空间分布特征，见图 11.1.1-2。

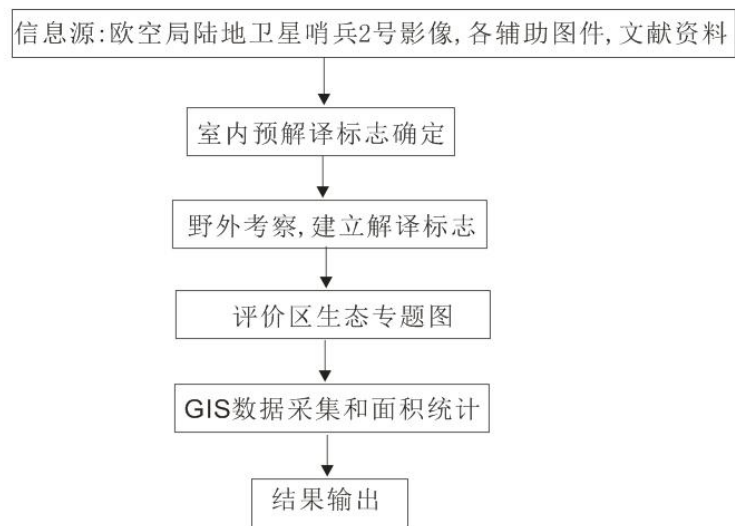


图 11.1.1-2 遥感影像解译处理流程图

11.1.2 区域生态环境调查与评价

11.1.2.1 生态功能区划与定位

根据《甘肃省生态功能区划》，评价区位于庆城县、华池县、环县、合水县、宁县，属黄土高原农业生态区中的陇东黄土丘陵农业生态亚区，具体来说，包括环县黄土丘陵、滩地强烈水土流失牧农生态功能区和黄土残塬旱作农业强烈水土流失生态功能区两类。

环县黄土丘陵和滩地强烈水土流失牧农生态功能区内丘陵起伏，沟壑纵横，干旱少雨，植被稀疏。属牧农区，农业分布在残源、滩地，丘陵陡坡为草场。

黄土残塬旱作农业强烈水土流失生态功能区属于暖温性森林草原生态系统。主要物种有白羊草、菱蒿、长芒草等。该区光照充足，热量丰富，源面宽阔平缓，河谷宽而均匀，阶地发育，十分有利于农业的发展。

区划中提出，宁南-陇东黄土丘陵农业生态亚区是甘肃省重要粮仓，也是煤化、油气生产基地。生态环境建设应以水土保持为主，加强生物措施与工程措施相结合的水土保持工作，特别是塬边和沟坡的治理。推广山、水、林、田、路的流域综合治理。沟坡地带以建设水土保持林草植被为主，缓坡建设高水平人工梯田，发展林果业。塬面积极推广旱作农业技术，提高农业抗灾能力。河谷地区完善灌溉系统，推广节水灌溉技术，发展高效集约经营。

11.1.2.2 生态系统类型

根据实地调查，评价区共有 5 种生态系统类型。其中以草地生态系统为主，分布广，面积大。各个生态系统的组成及分布见表 11.1.2-1，各区块评价区生态系统类型统计见

表 11.1.2-2，生态系统类型见图 11.1.2-1。

表 11.1.2-1		油区生态系统类型及特征			单位：km ² ，%	
序号	生态系统类型		主要物种	分布特征	分布	
					面积	比例
1	林地生态系统	阔叶林	乔木有油松、山杨、刺槐、旱柳等	呈点状、斑块状分布于评价区	151.55	8.06
2		阔叶灌丛	灌木有酸枣、沙棘、胡枝子、锦鸡儿、丁香、黄刺玫等	呈点状、斑块状分布于评价区	19.1	1.02
3	草地生态系统	草丛	草本植物主要有长芒草、白羊草、大油芒、针茅、狗尾草、铁杆蒿等	呈片状大面积分布于评价区内的荒坡、沟谷	1105.13	58.8
4	农业生态系统	耕地	农作物有玉米、豆类、谷类、薯类等	呈带状或斑块状分布于评价区内沟谷两侧及台塬	553.68	29.46
5	村镇生态系统	居住地	以人为主，人工绿色植被	呈斑块状散布评价区	33.46	1.76
6		工矿交通	无植被	呈线状分布于评价区	11.05	0.59
7	水域生态系统	湖泊	水生藻类、芦苇、白茅等	呈片状分散分布于评价区	5.38	0.29
8		河流	水生藻类、芦苇、白茅等	呈线状分布于评价区	0.25	0.01

表 11.1.2-2		各区块生态系统类型统计表							单位：km ² ，%	
区块名称	类型	生态系统类型								
		阔叶林	阔叶灌丛	草丛	耕地	居住地	湖泊	河流	工矿交通	总计
乐 206	面积	37.52	5.15	27.34	30.48	0.38	0	0	0.13	101
	比例	37.15	5.1	27.07	30.18	0.38	0	0	0.13	100
固 1	面积	7.27	0.96	28.16	28.17	0.48	0.17	0.2	0.06	65.47
	比例	11.11	1.47	43.02	43.03	0.73	0.26	0.31	0.09	100
镇 468	面积	0.67	0.01	2.88	3.54	0.02	0	0	0.01	7.13
	比例	9.4	0.14	40.39	49.65	0.28	0	0	0.14	100
庆城	面积	40.76	3	214.34	164.71	12.23	2.52	0.05	3.16	440.77
	比例	9.25	0.68	48.64	37.37	2.78	0.57	0.01	0.72	100
板 32-合 60	面积	21.04	3.9	93.12	36.77	0.64	0	0	0.25	155.72
	比例	13.51	2.5	59.8	23.62	0.41	0	0	0.16	100
西 294-庄 57	面积	16.58	3.65	261.54	136.6	14.29	1.96	0	3.19	437.81
	比例	3.79	0.83	59.74	31.2	3.26	0.45	0	0.73	100
悦 60 西	面积	5.71	0.39	29.76	17.57	2.26	0.28	0	0.81	56.78
	比例	10.06	0.69	52.41	30.94	3.98	0.49	0	1.43	100
城 98	面积	5.81	0.29	47.33	16.28	1.02	0.07	0	0.47	71.27
	比例	8.15	0.41	66.41	22.84	1.43	0.1	0	0.66	100
里 180	面积	5.82	0.28	123.47	48.26	1.14	0.2	0	0.58	179.75
	比例	3.24	0.16	68.69	26.85	0.63	0.11	0	0.32	100
里 89 南	面积	6.33	1.16	49.6	21.44	0.11	0.13	0	0.06	78.83
	比例	8.03	1.47	62.92	27.2	0.14	0.16	0	0.08	100
西 89 北	面积	4.02	0.31	227.58	49.85	0.89	0.06	0	2.33	285.04

	比例	1.41	0.11	79.84	17.49	0.31	0.02	0	0.82	100
合计	面积	151.55	19.1	1105.13	553.68	33.46	5.38	0.25	11.05	1879.6
	比例	8.06	1.02	58.8	29.46	1.78	0.29	0.01	0.59	100

评价区内主要生态系统的现状描述如下：

(1) 农田生态系统

农田生态系统结构简单，作物种类较单一，占较大比例的农作物群落与其它生物群落相互作用，共同生存。受人类活动的强烈干扰，农田生态系统系统具有高度开放性，系统内能量流动和物质循环量较大。

(2) 草地生态系统

评价区草地主要是天然草地，主要分布在山间沟谷洪水冲刷、水土流失较严重、土壤瘠薄地区，其生长缓慢、稀疏、低矮，牧用价值不高，平均生产力 $1.77\text{t}/\text{hm}^2$ 。该系统中动物种群简单，以野兔为主等。

(3) 林地生态系统

区内以灌木林为主，乔木林分布少，均为次生林或人工林。乔木树种有山杨、油松、泡桐、刺槐等。林木胸径一般在 $7\sim 20\text{cm}$ ，树高 $10\sim 15\text{m}$ ，林地郁闭度 $0.4\sim 0.8$ ，林木蓄积量空间分布差异较大，一般在 $20\sim 60\text{m}^3/\text{hm}^2$ 。灌木林地主要分布于评价区沟谷两侧，且以阴坡陡坡沟坡地为主，分布较均一，以灌木、半灌木为优势类群，主要灌木有沙棘、酸枣、胡枝子、锦鸡儿、丁香、黄刺玫、狼牙刺等。林地生态系统中的鸟类种类较少，数量不多，多为广布种。

(4) 水域生态系统

评价区内的水域为环江及其支流，各种水草及其微生物相互作用形成了水域生态系统。评价区内其它小型沟流，在干旱季节经常干涸、断流，从而使水域生态受到破坏，甚至造成生态系统的转型。

(5) 村镇生态系统

评价区村庄呈条带状、斑块状散布，主要集中于黄土沟谷和黄土梁峁地带。村镇生态系统以人为主，辅以人居环境。村居四邻栽植有桐、槐等乔木，院落内有桃、杏等果树，在零散土地种植各类蔬菜。整体上，评价区村镇生态环境发展良好。

11.1.2.3 生态系统生产力与生物量

(1) 生态系统生产力

根据类比及查阅资料（《陇东黄土高原地区生态系统格局变化及驱动力分析》、《陇

东耕地净第一性生产力与生态服务价值分析》等），结合本次遥感解译获得的 NDVI 数值，计算确定评价区单位面积平均第一性生产力见表 11.1.2-2：

表 11.1.2-2 评价区生态系统第一性生产力估算表			
生态系统类型	面积（km ² ）	平均第一性生产力	总生产力（10 ⁴ t/a）
		（t/hm ² ·a）	
农田生态系统	553.68	6.4	35.44
草地生态系统	1105.13	4.9	54.15
灌丛生态系统	19.1	7.1	1.36
乔木生态系统	151.55	32	48.50
平均	1829.46	/	230.51

开发区域总净生产力为 230.51×10⁴t/a。其中草丛总净生产力为 54.15×10⁴t/a，占生产力总量的 23.49%；灌丛总净生产力为 1.36×10⁴t/a，占生产力总量的 0.59%；乔木总净生产力为 48.50×10⁴t/a，占生产力总量的 21.04%，农田总净生产力为 35.44×10⁴t/a，占生产力总量的 15.37%。

(2) 生态系统生物量

根据范兆飞等（1997）、郭跃东等（2009）的研究，采用方精云等（1996）建立的基本参数，结合林地郁闭度与树胸径等数据，得到本项目调查区的乔木平均生物量为 84.2t/hm²。对灌木林的生物量，采用郭跃东等（2009）研究建立的基本参数并利用遥感资料，结合现场调查数据进行估测，调查区生物量平均值为 25.3t/hm²。对于草地生物量，通过在典型样地采取“全部收获法”，实测得出本调查区草地生物量平均为 3.1t/hm²。农田主要是当年种，当年收割，因而农田生物量以当年植被生产力所生产的生物量来定。

根据上述参数，确定评价区主要生态系统生物量见表 11.1.2-3：

表 11.1.2-3 评价区生态系统生物量估算表			
生态系统类型	面积（km ² ）	平均生物量（t/hm ² ）	总生物量（10 ⁴ t）
农田生态系统	553.68	8.4	46.51
草地生态系统	1105.13	3.1	34.26
灌丛生态系统	19.1	25.3	4.83
乔木生态系统	151.55	84.2	127.61
合计	1829.46	/	368.21

调查区总生物量为 368.21×10⁴t，以乔木占比最高，其中乔木总生物量为 127.61×10⁴t，占总生物量 34.64%；灌丛总生物量为 4.83×10⁴t，占总生物量的 1.31%；农田总生物量为 46.51×10⁴t，占总生物量的 12.63%；草丛生物量为 34.26×10⁴t，占总生物量的 9.30%。

11.1.2.4 生态系统综合评价

由于该区域常年降雨稀少，河流水系不发达，因此本次评价主要针对该区域的陆生生态系统的服务功能、完整性、稳定性等进行重点评价。

① 生态系统完整性

评价区内现状生态系统完整性的评价可依据区域内不同景观类型的分布格局来分析，目前评价区内呈现明显的农田、灌丛、草地以及人工建筑景观相间存在的局面，区域内生态系统类型的种类不复杂，一级景观与二级景观的连通程度相对较高。但各景观的优势度相差较大，主要是以草地与农田景观为控制类型，整个生态系统的功能以单一景观类型起主导作用，从该角度讲评价区内系统的稳定性受人类干预的影响较大。从整个区域的连通性讲，生态系统层次结构仍基本保持完整，组成各生态系统各因子的匹配与协调性以及生物链的完整性依然存在。

② 生态系统稳定性

自然系统稳定状况从恢复稳定性和阻抗稳定性两方面进行分析。前者是指系统受到破坏后恢复到原来状态的能力，后者指系统抵御外界干扰的能力。

1、恢复稳定性：

根据生态学相关理论，生态系统的恢复稳定性主要决定于自然系统中生物组分生物量的大小，这是由于只有生物才具备对受损的生态环境自动修补的能力。一般情况下，生物组分恢复能力的排序为：乔木>灌木>草地>耕地>裸地，但有时由于各类植被覆盖度差异较大，这个顺序可能会发生变化。以上分析可知，评价区生态系统平均生物量为 $9.60\text{t}/\text{hm}^2$ ，处于中等水平。

2、阻抗稳定性：

阻抗稳定性是由该区域景观异质性决定的，因为高的异质性可以有效阻止外界的干扰。从评价区各用地类型斑块分布的格局可知，评价区包括灌丛生态系统、草地生态系统、村镇生态系统、农田生态系统等多种生态系统，整体上具有较好的阻抗稳定性。

③ 总体变化趋势

根据《《陇东黄土高原地区生态系统格局变化及驱动力分析》，自 2000 年至 2019 年间，陇东地区城镇、灌丛、森林面积有所增加，而草地、农田、未利用地面积有所下降。其中，城镇面积增幅最大，草地面积降幅最大。城镇新增面积主要来源于草地、裸地、农田、灌丛，草地减少面积主要转换为灌丛、城镇、荒漠裸地、森林，新增加森林主要从草地转化而来，主要转化为阔叶林。减少的裸地主要转化为城镇、湿地、草地，

新增裸地主要由草地转化。减少的农田面积主要转化成城镇、草地，新增农田主要由草地转化。

上述转化趋势表明，在过去 20 年间，陇东地区生态系统质量总体略有改善，在人类活动强度较低的区域，城镇化建设、农业生产等人类活动对生态系统有一定干扰作用，随着道路密度的增加，城市扩张对生态系统格局和质量造成一定压力。而退耕还林还草、水土保持等生态工程的实施，减轻了人类活动对庆阳周边生态系统造成的负面影响，对陇东地区生态系统质量的改善有积极作用。

11.1.3 土地利用现状

按照《土地利用现状分类》（GB/T 21010-2017），评价区的主要土地利用现状类型分为旱地、乔木林地、灌木林地、草地、裸地、城镇住宅用地、河流水面、公路用地、坑塘水面共 9 类。在影像解译中，土地利用现状主要根据色彩、色调、纹理和形状等特征作为主要解译标志进行解译，土地利用现状解译标志见表 11.1.3-1。

表 11.1.3-1 土地利用类型遥感影像特征植被覆盖度类型

序号	土地利用类型		遥感影像特征
	一级类	二级	
1	耕地	旱地	呈淡红色色彩，色彩均匀，具格状影纹，分布于评价区中部，解译标志明显
2	住宅用地	城镇村宅基地	呈浅灰色色彩，呈片状分布或棋盘状，有道路连接
3	林地	乔木林地	呈紫红色色彩，斑块状分布，呈团簇状集中分布，解译标志明显
4		灌木林地	呈暗红色色彩，具斑点状影纹，分布于低山丘陵区
5	草地	其他草地	呈灰色~浅红色色彩，广泛分布于评价区内
6	水域及水利设施	河流水面	呈蓝色色彩，呈线状分布
7	用地	水库/坑塘水面	呈蓝色色彩，呈片状分布
8	交通运输用地	公路用地	呈浅灰色线装分布
9	工矿仓储用地	工业用地	呈浅灰色色彩，呈片状零散分布，有道路连接

在卫星影像图基础上解译出本评价区土地利用现状图，见图 11.1.3-1，经面积量算，评价区土地利用现状面积统计见表 11.1.3-2。

表 11.1.3-2 评价区土地利用现状统计表 单位：面积—km²，比例—%

井区	乔木林	灌木林	其他草地	旱地	城镇住宅用地	河流水面	水库水面	公路用地	铁路用地	工业用地	合计
乐 206	37.52	5.15	27.34	30.48	0.38	0.00	0.00	0.08	0.00	0.05	101.00
固 1	7.27	0.96	28.16	28.17	0.48	0.17	0.20	0.06	0.00	0.00	65.48
镇 468	0.67	0.01	2.88	3.54	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	7.14
庆城	40.76	3.00	214.34	164.71	12.23	2.52	0.05	2.47	0.00	0.69	440.76
板 32-合 60	21.04	3.90	93.12	36.77	0.64	0.00	0.00	0.01	0.00	0.24	155.73

西 294-庄 57	16.58	3.65	261.54	136.60	14.29	1.96	0.00	1.62	0.63	0.94	437.81
悦 60 西	5.71	0.39	29.76	17.57	2.26	0.28	0.00	0.58	0.00	0.24	56.79
城 98	5.81	0.29	47.33	16.28	1.02	0.07	0.00	0.24	0.00	0.23	71.28
里 180	5.82	0.28	123.47	48.26	1.14	0.20	0.00	0.29	0.00	0.29	179.76
里 89 南	6.33	1.16	49.60	21.44	0.11	0.13	0.00	0.00	0.00	0.06	78.82
里 89 北	4.02	0.31	227.58	49.85	0.89	0.06	0.00	0.12	0.00	2.21	285.04
合计	151.55	19.10	1105.13	553.68	33.46	5.38	0.25	5.46	0.63	4.96	1879.59
	8.06	1.02	58.80	29.46	1.78	0.29	0.01	0.29	0.03	0.26	100.00

通过上表可知：总体而言，调查范围内主要土地类型为其他草地、旱地和乔木林，分别占总面积的 58.80%、29.46%和 8.06%。调查区土地利用方式受地形、气候及水分条件的控制，旱地主要分布于河流阶地、黄土梁塬等耕作条件较好的区域；乔木林和灌木林主要分布于黄土沟谷坡地，其中乔木林生物量贡献显著（占总生物量的 34.64%）；其他草地作为面积最大的地类，主要为退耕还林后的过渡性地类，集中分布于塬面以下地形平缓的坡地。城镇及工业用地占比最小（合计约 2.06%），呈点状或线状散布于交通沿线及居民点周边。

11.1.4 植被资源现状

11.1.4.1 植被资源调查

植物资源调查采用实地调查与基础资料收集相结合的方法。实地调查采取样方和样线踏查的方法进行，针对评价区的维管植物资源进行调查。调查过程中能够准确识别的植物种类，及时记名记录。对于野外不能准确鉴定的植物种类，用智能手机识别软件分析识别，并拍照记录。最后，整理汇总评价区植物名录。通过查阅现有资料，初步了解工程沿线植被状况，在地形图上初步确定野外考察路线及样地设置区，然后在实地踏查的基础上，确定典型的植物群落地段，进行样地调查。

① 布设原则

- 1、在主要的工程直接占地区、间接影响区及生态敏感区等区域布设样方。
- 2、采用典型样地法，选择生境条件、植被均匀一致，能反映群落片段组成种类并有相同优势种的连续分布的群落地段作为样地，分别布设样方。
- 3、考虑评价区内沟谷梁峁等地形造成的生态系统差异，尽量考虑在不同地貌类型地带布设样方以最大限度覆盖评价区内所有植被群落。

② 样方调查结果

根据《生物多样性观测技术导则-陆生维管植物》（HJ710.1-2014），并结合项目

评价侧重点，兼顾永久用地及临时用地区域，样方选取位置均在项目生态评价范围内，样方布点基本按照项目工程占地情况分布，并按照不同植被特点随机取样法设置样方。本次样方调查总共设置 9 个样方，乔木、灌木、草本样方分别采用 10m×10m、5m×5m、1m×1m 规格，对样方中的乔木和灌丛，调查项目有种类组成、冠幅、高度、盖度、物候期等；草本植物主要记录其高度、多度、盖度等。本次评价在评价区域范围内选取有代表性的群落进行了典型取样，考虑到地形、气候、土壤、工程分布等多种综合影响因素，最大程度地捕捉到研究区域的生态特征与物种分布情况，所布样方基本能够代表区域内的植被类型及分布。

样方记录表见报告附件，样方布点位置见图 11.1.4-1，统计表见表 11.1.4-1。

表 11.1.4-1 样方统计表

编号	坐标	地点	面积	群落类型
样 01	E107.625246044, N36.351456901	里 89 南井区里 184 混炔站西 120m	2m×2m	大针茅草地
样 02	E107.832956310, N36.299615165	里 180 井区里 485-1 南 200m	2m×2m	大针茅草地
样 03	E107.752275463, N36.259103080	里 180 井区里 485-1 南 150m	2m×2m	大针茅草地
样 04	E107.690477367, N36.164002677	西 294-庄 57 井区庆 H12 平台东 200m	10m×10m	杨树林地
样 05	E107.820940014, N36.110444327	西 294-庄 57 井区华 H69 平台东北 150m	10m×10m	杨树林地
样 06	E108.071565624, N36.131043693	板 32-合 60 井区华 H102 扩北 100m	10m×10m	杨树林地
样 07	E107.895784374, N35.856042167	庆城井区庄 361-5 北 200m	5m×5m	酸枣灌丛
样 08	E108.034143444, N35.732789298	固 1 井区板 48 扩东南 30m	5m×5m	酸枣灌丛
样 09	E107.981958385, N36.033196708	庆城井区庆 H48 平台东北 230m	5m×5m	酸枣灌丛

(2) 植被分区及特点

根据《甘肃植被》，评价区植物区系属黄土高原森林草原带-陇东黄土高原区，该区域植被又可划分为草甸草原区和典型草原区 2 个植被区域，下属温性疏灌草丛、草甸草原和典型草原 3 个植被型 14 个群系，其中本项目评价区内涉及的主要是酸枣温性灌草丛与长芒草-白羊草-蒿类暖性草原及山杨-刺槐次生林等 3 个植被群系。

根据查阅历史资料，结合现场调查结果，评价区内现有维管束植物 47 科 132 种，以多年生草本为主，其次为小半灌木及一、二年生草本；水分生态类型中，以中旱生植物为主，区系地理成分中以温带成分（包括泛北极种、古北极种等）和东亚成分（包括华北种、黄土高原种）为主，兼有少量草原成分（包括蒙古种、达乌里-蒙古种）等，评价区常见植物名录见表 11.1.4-2，甘肃省重点保护野生植物名录见表 11.1.4-3。

表 11.1.4-2

区域主要植物名录

序号	中文名	学名	生活型	序号	中文名	学名	生活型
一、松科 <i>Pinaceae</i>				19	赖草	<i>Leymus secalinus</i>	多年生根茎禾草
1	油松	<i>Pinus tabulaeformis</i>	乔木	20	野燕麦	<i>Avena fatua</i>	一年生草本
二、柏科 <i>Cupressaceae</i>				21	糙隐子草	<i>Kengia squarrosa</i>	多年生草本
2	侧柏	<i>Platycladus orientalis</i>	乔木	22	拂子茅	<i>Calamagrostis epigejos</i>	多年生草本
3	杜松	<i>Juniperus rigida Sieb, et Zucc</i>	乔木	23	三芒草	<i>Aristida adscensionis Linn.</i>	一年生草本
三、香蒲科 <i>Typhaceae</i>				24	黄背草	<i>Themeda japonica</i>	多年生草本
4	香蒲	<i>Typha orientalis</i>	多年生草本	25	狼针草	<i>Stipa baicalensis</i>	多年生草本
四、禾本科 <i>Gramineae</i>				26	鹅观草	<i>Roegneria kamoji Ohwi</i>	多年生草本
5	狗牙根	<i>Cynodon dactylon</i>	多年生草本	27	针茅	<i>Stipa capillata Linn.</i>	多年生草本
6	芦苇	<i>Phragmites australis</i>	多年生根茎草本	28	白茅	<i>Imperata cylindrica</i>	多年生草本
7	长芒草	<i>Stipa bungeana Trin.</i>	多年生草本	五、莎草科 <i>Cyperaceae</i>			
8	白羊草	<i>Bothriochioa ischaemum</i>	多年生草本	29	大披针苔草	<i>Carex lanceolata</i>	多年生草本
9	冰草	<i>Agropyron cristatum</i>	多年生草本	30	荆三棱	<i>Scirpus maritimus</i>	多年生草本
10	野古草	<i>Arundinella hirta</i>	多年生草本	六、百合科 <i>Liliaceae</i>			
11	野稗子	<i>Echinochloa crusgalli</i>	多年生草本	31	野蒜	<i>Allium macrostemon</i>	多年生草本
12	荩草	<i>Arthraxon hispidus</i>	多年生草本	32	卷丹	<i>Lilium tigrinum</i>	多年生草本
13	隐子草	<i>Kengia hancei</i>	多年生草本	33	毛叶石刁柏	<i>Asparagus richophyllus</i>	多年生草本
14	披碱草	<i>Elymus dahuricus</i>	多年生草本	34	蕨叶天门冬	<i>Asparagus filicinus</i>	多年生草本
15	画眉草	<i>Eragrostis pilosa</i>	多年生草本	35	黄精	<i>polygonatum sibiricum</i>	多年生草本
16	白草	<i>Pennisetum flaccidum</i>	多年生草本	七、杨柳科 <i>Salicaceae</i>			
17	早熟禾	<i>Poa annua</i>	一或二年生草本	36	垂柳	<i>Salix babylonica</i>	乔木中生
18	狗尾草	<i>Setaria viridis</i>	一年生草本	37	旱柳	<i>Salix mastudana</i>	乔木中生

续表 11. 1. 4-2

区域主要植物名录

序号	中文名	学名	生活型	序号	中文名	学名	生活型
38	小叶杨	<i>Populus simonii</i>	乔木旱中生	53	石头花	<i>Gypsophila davurica</i>	多年生草本
39	河北杨	<i>Populus hopeiensis</i>	乔木旱中生	54	蝇子草	<i>Silene gallica</i>	一年生草本
40	山杨	<i>Populus davidiana</i>	乔木中生	55	鹅肠菜	<i>Malachium aquaticum</i>	多年生草本
八、壳斗科 <i>Fagaceae</i>				十六、毛茛科 <i>Ranunculaceae</i>			
41	槲栎	<i>Quercus aliena</i>	乔木	56	铁线莲	<i>Clematis montana</i>	蔓生半灌木
九、榆科 <i>Ulmaceae</i>				十七、罂粟科 <i>Papaveraceae</i>			
42	榆	<i>Ulmus pumila</i>	乔木	57	地丁	<i>Corydalis bungeana</i>	二年生草本
十、桑科 <i>Moraceae</i>				58	白屈菜	<i>Chelidonium majus</i>	多年生草本
43	葎草	<i>Humulus scandens</i>	一年生草本	十八、十字花科 <i>Cruciferae</i>			
十一、蓼科 <i>Polygonaceae</i>				59	荠菜	<i>Capsella brusa-pastoris</i>	一年生草本
44	酸模叶蓼	<i>Polygonum lapathifolium</i>	一年生草本	60	播娘蒿	<i>Descurainia sophia</i>	一年生草本
45	篇蓄	<i>Polygonum aviculare</i>	多年生草本	61	独行菜	<i>Lepidium apetalum</i>	一年生草本
46	齿果酸模	<i>Rumex dentatus</i>	一或二年生草本	十九、景天科 <i>Crassulaceae</i>			
47	羊蹄	<i>Rumex crispus</i>	多年生草本	62	瓦松	<i>Orostachys fimbriatus</i>	多年生草本
十二、马齿苋科 <i>Portulacaceae</i>				63	费菜	<i>Sedum aizoon</i>	多年生草本
48	马齿苋	<i>Portulaca oleracea</i>	一年生草本	二十、蔷薇科 <i>Rosaceae</i>			
十三、苋科 <i>Amaranthaceae</i>				64	匍匐委陵菜	<i>Potentilla reptana</i>	多年生草本
49	繁穗苋	<i>Amaranthus paniculatus</i>	一年生草本	65	山桃	<i>Prunus davidiana</i>	小乔木
50	反枝苋	<i>Amaranthus retroflexus</i>	一年生草本	66	山杏	<i>Prunus armeniaca var. ansu</i>	小乔木
十四、藜科 <i>Chenopodiaceae</i>				67	蛇莓	<i>Duchesnea indica</i>	多年生草本
51	小藜	<i>Chenopodium serotinum</i>	一年生草本	68	黄刺玫	<i>Rosa xanthina Lindl.</i>	灌木
52	灰绿藜	<i>Chenopodium album</i>	一年生草本	二十一、豆科 <i>Leguminosae</i>			
十五、石竹科 <i>Caryophyllaceae</i>				69	野豌豆	<i>Vicia sepium</i>	多年生草本

续表 11.1.4-2				区域主要植物名录			
序号	中文名	学名	生活型	序号	中文名	学名	生活型
70	达乌里胡枝子	<i>Lespedeza davurica</i>	半灌木	86	乳浆大戟	<i>Euphorbia esula</i>	多年生草本
71	截叶铁扫帚	<i>Lespedeza cuneata</i>	小灌木	二十八、卫矛科 <i>Celastraceae</i>			
72	小叶锦鸡儿	<i>Caragana microphylla</i>	灌木	87	南蛇藤	<i>Celastrus orbiculatus</i>	木质藤本
73	短梗胡枝子	<i>Lespedeza cyrtobotrya</i>	灌木	二十九、鼠李科 <i>Rhamnaceae</i>			
74	刺槐	<i>Robinia pseudoacacia</i>	乔木	88	酸枣	<i>Ziziphus jujuba</i>	灌木
75	粗糙紫云英	<i>Astragalus scaberrimus</i>	一年生草本	89	小叶鼠李	<i>Rhamnus parvifolia</i>	灌木
76	天蓝苜蓿	<i>Medicago lupulina</i>	一年生草本	三十、葡萄科 <i>Vitaceae</i>			
二十二、酢酱草科 <i>Oxalidaceae</i>				90	乌莓莓	<i>Cayratia pseudotrifolia</i>	草质藤本
77	酢浆草	<i>Oxalis corniculata</i>	多年生草本	91	毛葡萄	<i>Vitis quinquangularis</i>	木质藤本
二十三、牻牛儿苗科 <i>Geraniaceae</i>				三十一、椴树科 <i>Tiliaceae</i>			
78	老鹳草	<i>Geranium wilfordii</i>	多年生草本	92	孩儿拳头	<i>Grewia biloba</i>	灌木
79	牻牛儿苗	<i>Erodium stephanianum</i>	一或二年生草本	三十二、锦葵科 <i>Malvaceae</i>			
二十四、蒺藜科 <i>Zygophyllaceae</i>				94	野西瓜苗	<i>Hibiscus trionum</i>	一年生草本
80	蒺藜	<i>Tribulue terrestris</i>	多年生草本	95	圆叶锦葵	<i>Malva rotundifolia</i>	多年生草本
二十五、苦木科 <i>Simarubaceae</i>				96	苘麻	<i>Abutilon theophrasti</i>	多年生草本
81	臭椿	<i>Ailanthus altissima</i>	乔木	三十三、堇菜科 <i>Violaceae</i>			
二十六、远志科 <i>Polygalaceae</i>				97	紫花地丁	<i>Viola philippica</i>	多年生草本
82	远志	<i>Polugala tenuifolia</i>	多年生草本	98	圆叶堇菜	<i>Viola pseudo-bambusetorum</i>	多年生草本
二十七、大戟科 <i>Euphorbiaceae</i>				三十四、伞形科 <i>Euphorbiaceae</i>			
83	铁苋菜	<i>Acalypha australis</i>	一年生草本	99	野胡萝卜	<i>Daucus carota</i>	二年生草本
84	湖北大戟	<i>Euphorbia hylonoma</i>	多年生草本	三十五、柿树科 <i>Ebenaceae</i>			
85	地锦	<i>Euphorbia humifusa</i>	一年生草本	100	君迁子	<i>Diospyros lotus</i>	乔木

续表 11. 1. 4-2

区域主要植物名录

序号	中文名	学名	生活型	序号	中文名	学名	生活型
三十六、萝藦科 <i>Asclepiadaceae</i>				116	车前	<i>Plantago asiatica</i>	多年生草本
101	牛心朴子	<i>Cynanchum komarovii</i> Al.	多年生草本	四十四、茜草科 <i>Rubiaceae</i>			
102	鹅绒藤	<i>Cynanchum chinense</i>	多年生草本	117	茜草	<i>Rubia cordifolia</i>	多年生草本
三十七、旋花科 <i>Convolvulaceae</i>				四十五、桔梗科 <i>Campanulaceae</i>			
103	藤长苗	<i>Calystegia pellita</i>	多年生草本	118	石沙参	<i>Adenophora polyantha</i>	多年生草本
104	牵牛	<i>Pharbitis nil</i>	一年生草本	四十六、菊科 <i>Compositae</i>			
105	打碗花	<i>Calystegia hederacea</i>	一年生草本	119	茵陈蒿	<i>Artemisia eapillaris</i>	半灌木
三十八、紫草科 <i>Borraginaceae</i>				120	黄蒿	<i>Artemisia annua</i>	一年生草本
106	附地菜	<i>Trigonoyis peduncularis</i>	多年生草本	121	艾蒿	<i>Artemisia argyi</i>	多年生草本
三十九、唇形科 <i>Labiatae</i>				122	南牡蒿	<i>Artemisia eriopoda</i>	多年生草本
107	夏至草	<i>Lagopsis supina</i>	多年生草本	123	铁杆蒿	<i>Artemisia gmelinii</i>	多年生草本
108	地椒	<i>Thymus quinquecostatus</i>	小半灌木状草本	124	阿尔泰紫菀	<i>Aster altaicus</i>	多年生草本
109	益母草	<i>Leonurus artemisia</i>	多年生草本	125	鬼针草	<i>Bidens bipinnate</i>	一年生草本
四十、茄科 <i>Solanaceae</i>				126	刺儿菜	<i>Cephalanoplos segetum</i>	多年生草本
110	枸杞	<i>Lycium chinense</i>	灌木	127	大蓟	<i>Cirsium japonicum</i>	多年生草本
111	龙葵	<i>Solanum nigrum</i>	一年生草本	128	抱茎苦蕒菜	<i>Ixeris sonchifolia</i>	多年生草本
112	曼陀罗	<i>Datura stramonium</i>	草本	129	大丁草	<i>Leibnitzia anandria</i>	多年生草本
四十一、玄参科 <i>Scrophulariaceae</i>				130	灰蒿	<i>Artemisia transilicensis</i>	多年生草本
113	婆婆纳	<i>Veronica didyma</i>	一年生草本	131	风毛菊	<i>Saussurea japonica</i>	两年生草本
114	松蒿	<i>Phtheirospermum japonicum</i>	一年生草本	四十七、报春花科			
四十二、紫葳科 <i>Bignoniaceae</i>				132	点地梅	<i>Androsace incana</i> Lam.	一年生草本
115	角蒿	<i>Incarvillea sinensis</i>	一年生草本				

表 11.1.4-3 甘肃省重点保护野生植物名录

中文名	学 名	备 注
裸子植物		
柏科	Cupressaceae	
甘肃柏木	<i>Cupressusgansuensis</i>	
松科	Pinaceae	
紫果冷杉	<i>Abiesrecurvata</i>	
麦吊云杉	<i>Piceabrachytyla</i>	
被子植物		
五味子科	Schisandraceae	
甘肃八角	<i>Illiciumgansuense</i>	
藜芦科	Melanthiaceae	
延龄草	<i>Trilliumtschonoskii</i>	
兰科	Orchidaceae	
棒距无柱兰	<i>Ponerorchisbifoliata</i>	
小白及*	<i>Bletillaformosana</i>	
黄花白及*	<i>Bletillaochracea</i>	
天府虾脊兰	<i>Calanthesfargesii</i>	
裂唇虎舌兰	<i>Epipogiumaphyllum</i>	
河北盔花兰	<i>Galearistschiliensis</i>	
光萼斑叶兰	<i>Goodyerahenryi</i>	
雅致玉凤花	<i>Habenariafargesii</i>	
风兰	<i>Neofinetiafalcata</i>	
套叶兰	<i>Oberoniasinica</i>	
筒距兰	<i>Tipulariaszechuanica</i>	
罂粟科	Papaveraceae	
文县紫堇	<i>Corydalisamphipogon</i>	
木通科	Lardizabalaceae	
长萼木通	<i>Archakebiaapetala</i>	
小檗科	Berberidaceae	
南方山荷叶	<i>Diphylleiasinensis</i>	
三枝九叶草*	<i>Epimediumsagittatum</i>	
金缕梅科	Hamamelidaceae	
小果蜡瓣花	<i>Corylopsismicrocarpa</i>	
山白树	<i>Sinowilsoniahenryi</i>	
景天科	Crassulaceae	
甘南红景天	<i>Rhodiolagannanica</i>	
甘肃红景天	<i>Rhodiolakansuensis</i>	
豆科	Fabaceae	
酒泉黄芪	<i>Astragalusjiuquanensis</i>	
边向花黄芪	<i>Astragalusmoellendorffii</i>	
蔷薇科	Rosaceae	
秦岭花楸	<i>Sorbustsinlingensis</i>	
无患子科	Sapindaceae	
长叶槭	<i>Acergracilifolium</i>	
血皮槭	<i>Acergriseum</i>	
川甘槭	<i>Aceryui</i>	
怪柳科	Tamaricaceae	
沙生怪柳	<i>Tamarixaklamakanensis</i>	
蓼科	Polygonaceae	
鸡爪大黄*	<i>Rheumtanguticum</i>	
列当科	Orobanchaceae	
丁座草*	<i>Xylanchehimalaica</i>	
兰州肉苁蓉*	<i>Cistanchelanzhouensis</i>	
盐生肉苁蓉*	<i>Cistanchesalsa</i>	
沙苁蓉*	<i>Cistanchesinensis</i>	
忍冬科	Caprifoliaceae	

猬实	<i>Kolkwitzia amabilis</i>	«中国植物志»使用名称: 蝟实
伞形科	<i>Apiaceae</i>	
羌活*	<i>Hanseniaweberbaueriana</i>	
真菌		
银耳科	<i>Tremellaceae</i>	
金耳*	<i>Tremella aurantia</i>	

由表 11.1.4-3 可看出，禾本科、蔷薇科、菊科、豆科、唇形科植物为调查区植物种类的主体，其余各科均仅含少数物种，甚至仅有 1 种，表明调查区植物类群分布具有一定的典型性。从主要物种水分生态类型来看，建群植物和优势植物中，旱中生和中生占比较大，中生类型主要作为群落的伴生种，或者构成杂草群落，如崔草、狗尾草、苦苣菜等，而自然植被建群种和优势种多由典型的旱中生和中生植物组成。

调查区内的主要优势乔木为辽东栎、山杨、油松和刺槐。灌木植物主要有灰栒子、达乌里胡枝子、毛樱桃、荆条、酸枣等，构成调查区植被的主体。草本植物多为黄蒿、野艾蒿、三褶脉紫菀、野棉花和灰绿藜等植物。藤本植物和寄生植物个体数量极少。植被在调查区内及周边生长状况良好。

区内农作物主要有玉米、马铃薯等，其中粮食作物以玉米为主，经济作物以苹果为主。可利用的野生资源植物有药用植物，如蒲公英、茵陈蒿、北柴胡、益母草、二色补血草等。食用植物包括藜属多种、反枝苋、野蒜等。

根据已有资料，结合本次实地调查，评价工程占地范围区内未发现有国家级和省级重点保护植物，也未发现有列入中国珍稀濒危植物红皮书和濒危野生动植物种国际贸易公约附录中的物种。

11.1.4.2 植被类型及分布

参考中国科学院中国植被图编辑委员会编撰的《中国植被图集》（2001 年），评价区的植被类型主要有农业植被、落叶阔叶林、温性灌草丛、温性草丛等 4 类。在影像解译中，植被类型解译标志见表 11.1.4-4。

表 11.1.4-4 植被类型及遥感影像特征

植被类型	遥感影像特征
农业植被	呈黄色色彩，色彩均匀，具格状影纹，分布于黄土梁峁盖地和缓坡地。在河道两侧呈带状，块状分布，解译标志明显
温带草丛	呈浅绿色色彩，广泛分布于评价区内
温带落叶阔叶林	呈墨绿色色彩，广泛分布于评价区内
无植被区	红色色彩，分布于评价区的沟谷阴坡

根据遥感解译标志，编制植被类型图，见图 11.1.4-2，评价区植被类型面积见表 11.1.4-5。

表 11.1.4-5 调查区各井区植被类型统计 单位：面积—km²，比例—%

井区 \ 植被类型	温带落叶阔叶林	温带灌丛	温带草丛	农业植被	无植被区	合计

乐 206	面积	37.5152	5.1546	27.3396	30.4787	0.5072	101.00
	比例	36.1538	4.9685	26.3514	29.3785	0.4889	100
固 1	面积	7.2736	0.9571	28.1633	28.1682	0.9164	65.4786
	比例	11.0136	1.4495	42.6499	42.6609	1.388	100
镇 468	面积	0.6657	0.0112	2.8837	3.5412	0.0369	7.1387
	比例	9.2239	0.1552	39.9574	49.0756	0.5119	100
庆城	面积	40.7627	2.9964	214.3393	164.7091	17.9545	440.7620
	比例	9.1449	0.6723	48.1018	36.9625	4.0288	100
板 32-合 60	面积	21.0441	3.9036	93.1231	36.7691	0.888	155.7279
	比例	13.422	2.4904	59.4078	23.4555	0.5664	100
西 294-庄 57	面积	16.5785	3.6477	261.5414	136.6027	19.4393	437.8096
	比例	3.7356	0.8217	58.9178	30.7714	4.3794	100
悦 60 西	面积	5.7113	0.3925	29.7597	17.5742	3.3517	56.7894
	比例	9.9516	0.6839	51.8545	30.6186	5.8393	100
城 98	面积	5.8138	0.2892	47.3306	16.2811	1.5618	71.2765
	比例	8.1071	0.4032	65.9989	22.7036	2.1779	100
里 180	面积	5.8237	0.2778	123.4714	48.264	1.9185	179.7554
	比例	3.2243	0.1538	68.3707	26.7216	1.0623	100
里 89 南	面积	6.3349	1.1639	49.5975	21.4386	0.2885	78.8234
	比例	7.9888	1.468	62.5609	27.0396	0.3639	100
里 89 北	面积	4.0221	0.3103	227.5754	49.8497	3.2776	285.0351
	比例	1.4058	0.1085	79.547	17.4228	1.1456	100
总计	面积	151.5455	19.1041	1105.125	553.6766	50.1404	1879.5916
	比例	8.0646	1.0166	58.8006	29.4598	2.6679	100

从植被类型面积统计看：评价区植被以温带草丛植被占绝对优势，主要为较为稀疏的中生或旱中生禾草，占评价区总面积的 58.80%，其次为农业植被，占评价区总面积的 29.46%。

通过上表可知：总体而言，评价区植被类型主要为草丛与灌丛植被，其中草丛主要分布于黄土谷坡，植被种类为白羊草、长芒草、达乌里胡枝子、芨蒿、铁杆蒿等草本植物以及狼牙刺、酸枣、荆条、黄刺玫、胡颓子等；灌丛面积植被种类主要为二色胡枝子灌丛，同时有狼牙刺、酸枣、荆条、黄刺玫等。农作物种类以小麦为主，其次为高粱、玉米、谷子、糜子、豆类、油菜等，受地形条件限制，农业植被主要分布于黄土塬与河流阶地，同时在部分沟谷坡面有较大面积的梯田分布；阔叶林主要为刺槐林，树木种类主要为刺槐、泡桐、山杨、油松等乔木，以刺槐为主，林下混生有少量狼牙刺、酸枣、荆条、黄刺玫等灌木。

11.1.4.3 主要植被群落

根据现场调查结果并参照《陇东黄土高原丘陵沟壑区天然草地群落学特征研究》等前人研究成果，评价区主要植物群落及特征见 11.1.4-6。

表 11.1.4-6 评价区主要植物群落及特征

序号	群落名称	群落描述	群落分布
1	山杨、刺槐落叶阔叶林	建群种以山杨为主，间有刺槐、油松等常见次生林木，林下混生灌木以狼牙刺、酸枣、荆条等旱生灌木为主，群落高度平均约 2~3m，盖度常在 60%左右	沟谷谷底、河滩地及村落间
2	沙棘、酸枣灌草丛群落	群落植物以沙棘、酸枣为主，伴生植物有铁杆蒿、赖草、艾蒿、狗尾草、长芒草、白羊草、赖草、大蓟等。该群落成片状或团块状分布，酸枣高度 40~250cm，丛幅 50~300cm。	主要分布于河道沟谷两侧及黄土梁峁阴坡、缓坡地带
3	长芒草、白羊草杂草类草丛	群落植物主要有长芒草、白羊草、阿尔泰狗娃花、胡枝子、冷蒿、黄花蒿等，长芒草为建群种，群落平均高度 50cm，盖度 40%	广泛分布于评价区各处

11.1.4.4 植被覆盖度

植被覆盖度可定义为单位面积上的植被覆盖面积，是评估生态环境的一个重要参数。本次评价利用植物的反射光谱特征提取植被指数（NDVI）进行转化来反映植被覆盖分布特征。运用像元二分模型计算得到评价区植被覆盖度分级图 11.1.4-3，植被覆盖度面积统计如表 11.1.4-7。

表 11.1.4-7 调查区各井区植被覆盖度统计 单位：面积—km²，比例—%

植被覆盖度类别		<30%	30%~45%	45%~60%	60%~75%	>75%	合计
井区							
乐 206	面积	4.66	4.07	8.17	14.63	69.46	101.00
	比例	4.61	4.03	8.09	14.48	68.77	100
固 1	面积	6.71	6.09	10.13	13.42	28.98	65.4786
	比例	10.27	9.33	15.51	20.55	44.36	100
镇 468	面积	0.86	0.64	1.14	1.8	2.69	7.1387
	比例	12.06	8.98	15.99	25.25	37.73	100
庆城	面积	66.29	52.29	81.5	93.92	146.61	440.7620
	比例	15.05	11.87	18.5	21.32	33.28	100
板 32-合 60	面积	12.8	16.08	29.62	37.49	59.72	155.7279
	比例	8.22	10.33	19.02	24.08	38.35	100
西 294-庄 57	面积	90.2	65.45	97.3	94.18	90.58	437.8096
	比例	20.61	14.95	22.23	21.52	20.69	100
悦 60 西	面积	10.44	7.26	10.48	11.53	17.01	56.7894
	比例	18.41	12.8	18.48	20.33	29.99	100
城 98	面积	9.69	11.68	17.12	15.98	16.79	71.2765
	比例	13.6	16.39	24.02	22.42	23.56	100
里 180	面积	39.71	37.94	41.63	32.37	28.08	179.7554
	比例	22.1	21.11	23.17	18.01	15.63	100
里 89 南	面积	10.65	14.75	21.67	18	13.75	78.8234
	比例	13.51	18.71	27.49	22.84	17.44	100
里 89 北	面积	131.09	71.27	46.03	23.06	13.58	285.0351
	比例	45.99	25	16.15	8.09	4.76	100
总计	面积	383.12	287.53	364.80	356.38	487.25	1879.5916
	比例	20.39	15.30	19.41	18.97	25.93	100

根据植被覆盖度遥感影像解译结果图和数据统计结果，区内植被覆盖度以中-高覆

盖度为主。①高覆盖度植被分布于评价区东部，为沟谷上游且沟较少的阴坡地带；②中高覆盖度植被分布于评价区中部沟谷两侧，且以阴坡陡坡沟坡地为主，分布较为均一；③中覆盖度植被广泛分布于黄土塬及沟谷两侧，且以阳坡及缓坡沟坡地为主，分布较均一；④中低覆盖度植被分布于评价区基岩沟谷陡坡地、黄土梁峁区主要为薄层覆沙地带和陡坡地带；⑤低覆盖度植被分布于基岩沟谷陡坡地，主要为陡坡，陡崖地带。

11.1.5 动物资源现状

11.1.5.1 野生动物种类组成

根据中国动物地理区划，评价区属于古北界的蒙新区。该区的野生动物组成比例比较简单，种类较少。根据现场调查及查阅《庆阳地区志》、《甘肃动物志》，评价区及周边区域共有陆生脊椎动 13 科 45 种，分述如下：

(1) 鸟类：评价区内鸟类多为典型的沙生、旱生留鸟如喜鹊（*Pica pica*）、斑鸠（*Streptopelia turtur*）、家燕（*Hirundo rustica*）、麻雀（*Passer montanus*）等常见鸟类分布范围最为广泛，数量也很多。

(2) 兽类：在现场调查中未见到较大的兽类，见到的小型兽类踪迹主要为田边及灌草丛中的野兔及各种啮齿类的巢穴。

评价区常见野生脊椎动物名录见表 11.1.5-1，甘肃省野生动物保护名录见表 11.1.5-2。

表 11.1.5-1 区域常见野生脊椎动物名录

序号	中文名	学名	栖息生境
一、两栖纲			
(一) 无尾目 SALIENTIA			
1	大蟾蜍	<i>Bufo bufo</i>	低湿地、农田
2	花背蟾蜍	<i>B. raddei</i>	低湿地、农田
3	黑斑蛙	<i>Pelophylax nigromaculatus</i>	低湿地
二、爬行纲			
(二) 有鳞目 SQUAMATA			
4	蝮蛇	<i>Agkistrodon halys</i>	荒地
5	黄脊游蛇	<i>Coluber spinalis</i>	荒地
6	麻蜥	<i>Eremias argus</i>	沙质地
7	白条锦蛇	<i>Elaphe dione</i>	低湿地、农田
三、鸟纲			
(三) 鸡形目 GALLIFORMES			
8	石鸡	<i>Alectoris graeca</i>	草地、灌丛
9	鹌鹑	<i>Coturnix coturnix</i>	草地、灌丛
(四) 鸽形目 COLUMBIFORMES			
10	山斑鸠	<i>Streptopeliu orientalis</i>	农田、沟谷
11	沙鸡	<i>Syrrhaptes paradoxus</i>	农田
(五) 鸻形目 CUCULIFORMES			
12	大杜鹃	<i>Cuculus canorus</i>	林地、居民点
(六) 佛法僧目 CORACIFORMES			
13	戴胜	<i>Upupa epops</i>	居民点、农田

（七）雀形目PASSERIFORMES			
14	云雀	<i>Alauda arvensis</i>	草地、灌丛
15	乌鸦	<i>C. corone</i>	林地、居民点、农田
16	角百灵	<i>Eremophila alpestris</i>	草地、灌丛
17	凤头百灵	<i>Galerida cristata</i>	草地、灌丛
18	家燕	<i>Hirundo rustica</i>	低湿地、居民点、农田
19	红尾伯劳	<i>Lanius cristatus</i>	林地
20	灰伯劳	<i>L. sphenocercus</i>	林地
21	兰点颏	<i>Luscinia svecica</i>	林地、灌丛
22	红点颏	<i>L. calliope</i>	林地、灌丛
23	白脸山雀	<i>Parus major</i>	林地、灌丛
24	树麻雀	<i>Passer montanus</i>	农田、居民点
25	喜鹊	<i>Pica pica</i>	林地、居民点
26	红咀山鸦	<i>Pyrhocorax pyrrhocorax</i>	农田、沟谷
27	灰沙燕	<i>Riparia riparia</i>	沟谷
四、哺乳纲			
（八）食肉目 INSETIVORA			
28	黄鼬	<i>M. sibirica</i>	林地、农田
（九）兔形目LAGOMORPHA			
29	草兔	<i>Lepus capensis</i>	沟谷、农田
（十）啮齿目RODENTIA			
30	大仓鼠	<i>Cricetulus triton</i>	农田、荒地
31	黑线仓鼠	<i>Cricetulus barabensis</i>	农田、荒地
32	褐家鼠	<i>Rattus norvegicus</i>	居民点、农田、荒地
33	小家鼠	<i>Mus musculus</i>	居民点、农田、荒地
34	三趾跳鼠	<i>Depus saggita</i>	沙地
35	小毛足鼠	<i>Phodopus roborovskii</i>	沙质地
36	中华鼯鼠	<i>Myospalax fontanieri</i>	草地、灌丛
（十一）翼手目CHIROPTERA			
37	东方蝙蝠	<i>Vespertilio syperans</i>	居民点、农田、沟谷

表 11.1.5-2 甘肃省重点保护动物名录

中文名	学 名	备 注
脊索动物门 CHORDATA		
哺乳纲 MAMMALIA		
劳亚食虫目	EULIPOTYPHILA	
鼯科	Talpidae	
甘肃鼯	<i>Scapanulusoweni</i>	新增
猬形目	ERINACEOMORPHA	
猬科	Erinaceidae	
大耳猬	<i>Hemiechinusauritus</i>	新增
达乌尔猬	<i>Mesechinusdauricus</i>	新增;原拉丁学名 Hemiechinusdauricus
东北刺猬	<i>Erinaceusamurensis</i>	新增
食肉目	CARNIVORA	
鼬科	Mustelidae	
虎鼬	<i>Vormelaperegusna</i>	新增
艾鼬	<i>Mustelaeversmanni</i>	新增;原拉丁学名 Mustelaversmanni
白鼬	<i>Mustelaerminea</i>	新增
香鼬	<i>Mustelaaltaica</i>	新增
灵猫科	Viverridae	
果子狸	<i>Pagumalarvata</i>	仅限野外种群
偶蹄目	ARTIODACTYLA	
鹿科	Cervidae	
狍	<i>Capreoluspygargus</i>	原拉丁学名 Capreolusygargus
小鹿	<i>Muntiacusreevesi</i>	
啮齿目	RODENTIA	
豪猪科	Hystriidae	
中国豪猪	<i>Hystrixdodgsoni</i>	新增;原名豪猪, 仅限野外种群

鸟纲 AVES		
鸡形目	GALLIFORMES	
雉科	<i>Phasianidae</i>	
雪鹑	<i>Lerwalerwa</i>	
雁形目	ANSERIFORMES	
鸭科	<i>Anatidae</i>	
灰雁	<i>Anseranser</i>	
斑头雁	<i>Anserindicus</i>	
罗纹鸭	<i>Marecafalcata</i>	新增
凤头潜鸭	<i>Aythyafuligula</i>	新增
斑背潜鸭	<i>Aythya marila</i>	新增
帆背潜鸭	<i>Aythyaavalisineria</i>	新增
红胸秋沙鸭	<i>Merguserrator</i>	
鸽形目	COLUMBIFORMES	
鸠鸽科	<i>Columbidae</i>	
雪鸽	<i>Columbaleuconota</i>	
鹈形目	PELECANIFORMES	
鹭科	<i>Ardeidae</i>	
大麻鴈	<i>Botaurusstellaris</i>	新增
草鹭	<i>Ardeapurpurea</i>	新增
大白鹭	<i>Ardeaalba</i>	
中白鹭	<i>Ardeaintermedia</i>	新增
白鹭	<i>Egretta garzetta</i>	
鸻形目	CHARADRIIFORMES	
鸥科	<i>Laridae</i>	
渔鸥	<i>Ichthyaeusichthyaeus</i>	
雀形目	PASSERIFORMES	
王鹟科	<i>Monarchidae</i>	
寿带	<i>Terpsiphoneincei</i>	新增
鸦科	<i>Corvidae</i>	
渡鸦	<i>Corvuscorax</i>	
燕雀科	<i>Fringillidae</i>	
红眉朱雀	<i>Carpodacuspulcherrimus</i>	新增
斑翅朱雀	<i>Carpodacustrifasciatus</i>	新增
爬行纲 REPTILIA		
龟鳖目	TESTUDINES	
鳖科	<i>Trionychidae</i>	
* 中华鳖	<i>Pelodiscussinensis</i>	
有鳞目	SQUAMATA	
游蛇科	<i>Colubridae</i>	
若尔盖锦蛇	<i>Elaphezoigeensis</i>	新增
蝰科	<i>Viperidae</i>	
若尔盖蝮	<i>Gloydiusangusticeps</i>	新增
六盘山蝮	<i>Gloydiusliupanensis</i>	新增
两栖纲 AMPHIBIA		
无尾目	ANURA	
蟾蜍科	<i>Buфонidae</i>	
中华蟾蜍	<i>Bufo gargarizans</i>	
硬骨鱼纲 OSTEICHTHYES		
鲤形目	CYPRINIFORMES	
鲤科	<i>Cyprinidae</i>	
* 齐口裂腹鱼	<i>Schizothoraxprenanti</i>	
* 黄河裸裂尻鱼	<i>Schizopygopsispylzovi</i>	
* 嘉陵裸裂尻鱼	<i>Schizopygopsis kialingensis</i>	
* 花斑裸鲤	<i>Gymnocypris seckloni</i>	
* 祁连裸鲤	<i>Gymnocypris chilianensis</i>	

* 黄河雅罗鱼	<i>Leuciscus chuanchicus</i>	
* 赤眼鳟	<i>Squaliobarbus curriculus</i>	
* 圆筒吻鮡	<i>Rhinogobiocylinidricus</i>	
鲈科	Cobitidae	
* 黄河高原鳅	<i>Triplophysa pappenheimi</i>	
鲇形目	SILURIFORMES	
鲇科	Sisoridae	
* 前臀鲇	<i>Pareuchiloglanis anteanalis</i>	
鲇科	Siluridae	
* 兰州鲇	<i>Silurus lanzhouensis</i>	
节肢动物门 ARTHROPODA		
昆虫纲 INSECTA		
鳞翅目	LEPIDOPTERA	
凤蝶科	Papilionidae	
麝凤蝶	<i>Byasa alcinous</i>	新增
丝带凤蝶	<i>Sericanus montelus</i>	新增
绢蝶科	Parnassidae	
红珠绢蝶	<i>Parnassius bremeri</i>	新增
小红珠绢蝶	<i>Parnassius nomion</i>	新增
蛱蝶科	Nymphalidae	
大紫蛱蝶	<i>Sasakia charonda</i>	新增
蛛形纲 ARACHNIDA		
蝎目	SCORPIONES	
钳蝎科	Buthidae	
条纹正钳蝎	<i>Mesobuthus eupeus</i>	新增

据走访当地牧民及林草管理部门，评价区内常见兽类主要是以旱生-中生的小型兽类为主，受该地区历史悠久的人类活动及车辆运输等因素影响，评价区内近年来未见有重点保护动物栖息、繁衍的观测记录。

11.1.5.2 实地样线调查

依据国家林业局野生动植物保护与自然保护区管理司和国家林业局调查规划设计院编制的《全国第二次陆生野生动物资源调查技术规程（20110406）》、《生物多样性观测技术导则》（HJ710-2014）、《环境影响评价技术导则（生态影响）》（HJ 19-2022）作为抽样和调查标准，在本项目生态调查范围内，结合评价区地形地势等地貌特征、陆生脊椎动物生境类型，对工程选址选线周边的陆生脊椎动物生境类型分布位置进行抽样和调查，选取典型的生境类型，共设置 6 条样线（见图 11.1.5-1）进行野生动物调查。本次样线调查选择在动物繁殖期进行，这对于把握和了解种群的数量、分布及其生活历程具有重要意义。线路选择涵盖了评价范围内的所有生境类型，这使得样线调查的结果不仅反映了单一环境下的生态特征，而且能全面反映出不同生境下动物群落的情况，有助于提供一个广泛而全面的视野，进一步增强了样线设置的代表性。

(1) 动物区系

根据《中国动物地理》（张荣祖，2011），我国动物地理区划分属于世界动物地理分区的古北界与东洋界。两界在我国境内的分界线西起横断山脉北部，经过川北的岷山

与陕南的秦岭，向东至淮河南岸，直抵长江口以北。我国动物区系根据陆栖脊椎动物，特别是哺乳类和鸟类的分布情况，可以分为东北区、华北区、蒙新区、青藏区、西南区、华中区及华南区 7 个区。其中前 4 个区属于古北界，后 3 个区属于东洋界。

本项目地处温带草原区域向暖温带落叶阔叶林区过渡区域，野生动物的地理分布在动物地理区划中属古北界-中压亚界-蒙新区与东北亚界-华北区交汇处的黄土高原森林草原—黑垆土景观区动物群。

(2) 动物多样性现状

根据工程特点，采取样线法和样线上样点相结合的方式进行调查。样线调查期间对所调查样线区域匀速进行调查，即步行观测或者驾驶车辆以 2km/h 速度，并在样线区间内开阔地带生境进行样点固定观测，记录样线内或样点观测范围内陆生动物物种种类、数量、生境，并进行拍照、定位。在野外调查的基础上，查阅了相关文献及著作，通过分析、归纳和总结所收集的资料、访问调查结果和实地调查结果，综合得出评价区的陆生脊椎动物资源现状。本次 6 条样线调查时间为早 6:00~8:00，晚 5:00~7:00，样线均匀选取本项目涉及的管线走向作为调查样线。

项目样线调查记录见表 11.1.5-3。

表 11.1.5-3 野生动物样线调查记录表

样线编号	样线 1	生境类型	耕地、草地	观测日期	2025.7.15
地点	里 89 南井区中部			海拔	1587m
起点坐标	E107.5652397	N36.60588129	终点坐标	E107.5567424	N36.5891443
样线长度	2.12km	人为干扰类型	耕作	人为干扰强度	中等
中文名	学名		距离/m	数量	备注
草兔	<i>Lepus capensis</i>		/	1 处	仅发现巢穴
大仓鼠	<i>Cricetulus triton</i>		/	3 处	仅发现巢穴
样线编号	样线 2	生境类型	耕地、灌丛	观测日期	2025.7.15
地点	西 294-庄 57 井区西北部			海拔	1662m
起点坐标	E108.332566	N36.5379463	终点坐标	E108.3299911	N36.5245138
样线长度	2.04km	人为干扰类型	耕作、交通	人为干扰强度	中等
中文名	学名		距离/m	数量	备注
麻雀	<i>Passer montanus</i>		320	若干	/
斑鸠	<i>Streptopelia turtur</i>		80	3	/
样线编号	样线 3	生境类型	灌丛、草地	观测日期	2025.7.15
地点	西 294-庄 57 井区中部			海拔	1251m
起点坐标	E107.9718243	N36.22651532	终点坐标	E107.9562031	N36.21338322
样线长度	2.08km	人为干扰类型	退耕还林迹地	人为干扰强度	弱
中文名	学名		距离/m	数量	备注
岩鸽	<i>Columba rupestris</i>		110	1	/
大山雀	<i>Parus major</i>		60	若干	/
样线编号	样线 4	生境类型	灌丛、耕地	观测日期	2025.7.15
地点	板 32-合 60 井区西部			海拔	1175m
起点坐标	E107.9629526	N35.85285963	终点坐标	E107.9722009	N35.84378089
样线长度	1.98km	人为干扰类型	耕作	人为干扰强度	弱
中文名	学名		距离/m	数量	备注
草兔	<i>Lepus capensis</i>		350	1 处	仅发现足迹

样线编号	样线 5	生境类型	草地、耕地	观测日期	2025. 7. 15
地点	庆城井区中部			海拔	1251m
起点坐标	E108. 259047	N35. 77621068	终点坐标	E108. 2523952	N35. 76084698
样线长度	2. 09km	人为干扰类型	退耕还林迹地	人为干扰强度	弱
中文名	学名		距离/m	数量	备注
斑鸠	<i>Streptopelia turtur</i>		580	1	/
样线编号	样线 6	生境类型	灌丛、草地	观测日期	2025. 7. 15
地点	固 1 井区东南部			海拔	1201m
起点坐标	E108. 259047	N35. 77621068	终点坐标	E108. 2523952	N35. 76084698
样线长度	2. 03km	人为干扰类型	退耕还林迹地	人为干扰强度	弱
中文名	学名		距离/m	数量	备注
草兔	<i>Lepus capensis</i>		140	1	/

11.1.6 土壤侵蚀现状

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

在影像解译中，土壤侵蚀类型解译标志见表 11.1.6-1。

表 11.1.6-1 土壤侵蚀类型与强度及遥感影像特征

土壤侵蚀强度	侵蚀模数 (t/ km ² . a)	遥感影像特征
微度水力侵蚀	0-500	黄色，网格状条纹，沟谷不发育，为平地。
轻度水力侵蚀	500-2500	呈土黄色色彩，色彩均匀，具网格状影纹，主要分布于黄土塬面及河流阶地，植被覆盖度高的低山区。
中度水力侵蚀	2500-5000	呈橙黄色色彩，具斑点状影纹，呈不规则斑块状分布，为植被覆盖度较好的灌林地，解译标志明显。
强烈水力侵蚀	5000-8000	呈橙色，具斑点状影纹，沟谷密度较大分布于沟谷两侧。
极强烈水力侵蚀	8000-15000	橙红色，主要分布于沟谷地带。
剧烈水力侵蚀	>15000	红色，零星分布于整个评价区。

依据评价区各井区土壤侵蚀类型图，见图 11.1.6-1。对不同土壤侵蚀强度进行面积量算，结果见表 11.1.6-2。

表 11.1.6-2 评价区各井区土壤侵蚀统计 单位：面积—km²，比例—%

井区 \ 侵蚀度		微度侵蚀	轻度侵蚀	中度侵蚀	强烈侵蚀	极强烈侵蚀	剧烈侵蚀	合计
乐 206	面积	75. 14	14. 98	6. 21	1. 55	1. 05	2. 06	101. 00
	比例	74. 4	14. 83	6. 15	1. 53	1. 04	2. 04	100
固 1	面积	33. 6	16. 04	8. 97	2. 45	1. 56	2. 71	65. 47
	比例	51. 43	24. 55	13. 73	3. 75	2. 39	4. 15	100
镇 468	面积	3. 34	1. 98	0. 95	0. 28	0. 23	0. 35	7. 13
	比例	46. 84	27. 77	13. 32	3. 93	3. 23	4. 91	100
庆城	面积	177. 86	119. 7	76. 77	20. 98	14. 2	31. 11	440. 76
	比例	40. 36	27. 16	17. 42	4. 76	3. 22	7. 06	100
板 32-合 60	面积	72. 46	45. 89	24. 57	5. 18	2. 93	4. 7	155. 72
	比例	46. 53	29. 47	15. 78	3. 33	1. 88	3. 02	100
西 294-庄 57	面积	118. 75	133. 39	95. 37	26. 92	18. 94	44. 35	437. 80
	比例	27. 13	30. 48	21. 79	6. 15	4. 33	10. 13	100

悦 60 西	面积	20.85	14.96	10.47	3	2.02	5.41	56.78
	比例	36.77	26.38	18.46	5.29	3.56	9.54	100
城 98	面积	21.64	22.83	17.08	3.89	2.15	3.65	71.27
	比例	30.38	32.05	23.98	5.46	3.02	5.12	100
里 180	面积	37.42	50.39	52.21	17.22	10.5	11.99	179.75
	比例	20.82	28.04	29.05	9.58	5.84	6.67	100
里 89 南	面积	18.87	27.62	21.68	4.74	2.52	3.4	78.82
	比例	23.94	35.04	27.5	6.01	3.2	4.31	100
里 89 北	面积	19.46	44.67	89.81	47.45	37.34	46.3	285.03
	比例	6.83	15.67	31.51	16.65	13.1	16.24	100
总计	面积	599.39	492.45	404.09	133.66	93.44	156.07	1879.59
	比例	31.9	26.21	21.51	7.11	4.97	8.31	100

根据表 11.1.6-2 统计结果，评价区域内以微度～中度侵蚀为主，分别占区域面积的 31.9%、26.21%、21.51%；其次为剧烈水力侵蚀，比例为 8.31%。

评价区轻度水力侵蚀分布于地形微起伏的黄土塬面和植被覆盖度高的谷坡地带以及较为平缓的河流阶地；中度水力侵蚀主要分布于植被覆盖度低、以草丛、灌丛为主、地形坡度大、沟谷发育密度较大的谷坡地带；强度水力侵蚀分布于黄土塬与黄土谷坡过渡地带，为沟谷、冲沟溯源侵蚀区，地形极为破碎，该区黄土崩塌等重力侵蚀作用较强，是土壤侵蚀较为严重的区域。极强烈水力侵蚀广泛分布于黄土塬与黄土谷坡过渡地带，为沟谷、冲沟溯源侵蚀区。

11.1.7 农业生产现状

评价区大部分土地为黄土塬沟壑区与河沟川地，由于降水在 400～600mm，故依靠降水耕作。农业种植结构分为粮食作物、经济作物及其它农作物三大类，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 11.1.7-1。

表 11.1.7-1 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

11.1.8 水生生态现状

评价区主要水系为马莲河流域，评价引用《甘肃省庆阳市马莲河水利枢纽工程环境

影响报告书》的调查结论，评价区水生生物现状如下：

11.1.8.1 浮游植物

浮游植物是水体中能进行光合作用的低等植物，是许多鱼类或其它水生动物的天然饵料。作为水生态系统中的初级生产者，浮游植物在水生态系统的物质循环和能量流动中有着十分重要的作用。

(1) 浮游植物种类组成

区域浮游植物计 5 门 38 种。其中硅藻门 23 种、占检出种类的 60.53%；绿藻门 7 种、占检出种类的 18.42%；蓝藻门 5 种、占检出种类的 13.16%；甲藻门 1 种、占检出种类的 2.23%；隐藻门 2 种、占检出种类的 5.26%。区域浮游植物组成以硅藻门为主，其次为蓝藻门，再次为绿藻门，其它种类偶见。常见种类有钝脆杆藻、针杆藻、桥弯藻、舟形藻、等片藻等。

(2) 浮游植物现存量

区域浮游植物密度平均为 14577778 ind./L。其中硅藻门占 58.23%、蓝藻门占 24.64%、绿藻门占 14.24%、甲藻门占 0.05%、隐藻门占 2.78%、裸藻门占 0.08%。

区域浮游植物生物量平均 20.1412 mg/L。其中硅藻门占 58.23%、蓝藻门占 24.64%、绿藻门占 14.24%、甲藻门占 0.05%、隐藻门占 2.78%、裸藻门占 0.08%。

(3) 浮游植物生物多样性

生物多样性是生态系统中生物物种组成结构的重要指标，它不仅反应生物群落组织化水平，而且可以通过结构和功能的关系反映群落的本质属性。生物多样性指数在生态学意义上主要反应生态系统中生物物种的丰富度和均匀度。藻类生物多样性采用 Shannon-Wiener 指数公式计算，区域各断面浮游植物生物多样性指数平均值为 1.32。

11.1.8.2 浮游动物

作为水体浮游生物的重要组成部分，浮游动物在水生态系统结构、功能和生物生产力研究中占有重要地位，一般分为原生动物、轮虫、枝角类和桡足类。

(1) 浮游动物的种类

区域共检出浮游动物 26 属 37 种。其中轮虫种数最多 21 种、占浮游动物总种数的 56.76%，其次为原生动物 9 种、占 24.32%，桡足类 5 种、占 13.51%，枝角类 2 种、占 5.41%。区域水域浮游动物种类组成以轮虫为主、其次为原生动物、桡足类，枝角类偶见。常见种有淡水筒壳虫、小筒壳虫、方形臂尾轮虫、壶状臂尾轮虫、无节幼体等。

(2) 浮游动物现存量

根据镜检浮游动物的种类、数量和测算的大小，计算出各断面浮游动物的现存量。

① 密度

区域水域浮游动物密度在 2667~31000ind./L 之间，平均是 12827.43ind./L。其中原生动物占 79.83%，轮虫占 20.17%，桡足类密度为 0.45ind./L，枝角类未检出。

② 生物量

区域水域浮游动物生物量平均 0.0689mg/L，其中原生动物占 73.61%、轮虫占 22.90%、桡足类占 3.49%、枝角类未检出。

(3) 浮游动物生物多样性

生物多样性是生态系统中生物组成和结构的重要指标它不仅反映生物群落的组织化水平，而且可以通过结构与功能的关系反映群落的本质属性。

浮游动物多样性采用 Shannon-Wiener、Margalef 指数计算公式，从多样性指数来看马莲河浮游动物种类组成较为简单。

11.1.8.3 底栖动物

(1) 底栖动物种类

评价区底栖动物 35 种，其中环节动物 5 种，占 14.28%；软体动物 1 种，占 2.85%；节肢动物 29 种，占 82.87%，优势种有正颤蚓、霍甫水丝蚓、贝螺、拟枝角摇蚊、摇蚊蛹等。

(2) 底栖动物现存量

评价区底栖动物密度 133ind./m²，生物量 0.3g/m²，密度、生物量组成中节肢动物占较大比重。

(3) 底栖动物现状评价

评价区底栖动物 35 种，环节动物、软体动物、节肢动物分别有 5 种、1 种、29 种，优势种有正颤蚓、霍甫水丝蚓、贝螺、拟枝角摇蚊、摇蚊蛹等，底栖动物密度、生物量分别为 133ind./m²，0.3g/m²。

11.1.8.4 鱼类资源

(1) 种类组成

根据《黄河水系渔业资源》（何志辉，1986）、《甘肃脊椎动物志》（王香亭，1991）、《中国鲤科鱼类志（下卷）》（伍献文，1964）、《黄河流域鱼类》（蔡文仙，2012）、《甘肃陇东地区鱼类初步调查》（王丕贤，2003）、《陇东黄土高原地区鱼类区系调查》（杨晨希，2007）等记载，包括调查水域在内的马莲河水域共有鱼类 14 种，分别为鲤

鱼、鲫鱼、草鱼、青鱼、拉氏鲢、鳙、棒花鱼、鲢、麦穗鱼、马口鱼、团头鲂、泥鳅、斯氏高原鳅、达里湖高原鳅。其中鲤鱼、鲫鱼、草鱼、青鱼、鲢和团头鲂为养殖种类，土著鱼类主要有拉氏鲢、鳙、棒花鱼、麦穗鱼、马口鱼、泥鳅、斯氏高原鳅、达里湖高原鳅 8 种。

在庆阳地区马莲河干流及其九龙河、砚瓦川、柔远河等主要支流共采集到鱼类尾，根据采集到种类及走访当地群众调查的结果，并依据《甘肃脊椎动物志》、《中国动物志鲤形目(下卷)》、《中国动物志鲇形目》、《中国淡水鱼类检索》、《中国条鳅志》等文献检索，马莲河共有鱼类 15 种，除去养殖 6 种养殖鱼类，本次调查共采集到马莲河土著鱼类种。其中酒泉高原鳅为当地新记录种，在评价区马莲河水域首次发现，记载中的拉氏鲢、鳙没有采集到。15 种鱼类分属鲤形目 2 科 8 亚科 13 属。其中鲤科 6 亚科 11 属 11 种，占种数的 73.3%；鳅科 2 亚科 2 属 4 种，占总种数的 26.7%，具体见表 11.1.8-1。

表 11.1.8-1 马莲河流域鱼类名录

种类	资料记载
鲤形目 Cypriniformes	
一. 鲤科 Cyprinidae	
1. 亚科 Danioninae	
(1) 马口鱼 <i>Opsariichthys bidens</i> Günther	+
2. 雅罗鱼亚科 Leuciscinae	
(2) 拉氏鲢 <i>Phoxinus lagowskii</i> Dybowski	+
(3) *青鱼 <i>Mylopharyngodon piceus</i> Richardson	+
(4) *草鱼 <i>Ctenopharyngodon idella</i> Cuvier et Valenciennes	+
3. 鲃亚科 Culterinae	
(5) *团头鲂 <i>Megalobrama amblycephala</i> Yih	+
(6) 鳊 <i>Hemiculter leuciscus</i> Basilewsky	+
4. 鲃亚科 Gobioninae	
(7) 麦穗鱼 <i>Pseudorasbora parva</i> Temminck et Schlegel	+
(8) 棒花鱼 <i>Abbottina rivularis</i> Basilewsky	+
5. 鲤亚科 Cyprininae	
(9) *鲤 <i>Cyprinus Carpio</i> Linnaeus	+
(10) *鲫 <i>Carassius auratus</i> Linnaeus	+
6. 鲢亚科 Hypophthalmichthyinae	
(11) *鲢 <i>Hypophthalmichthys molitrix</i> Cuvier et Valenciennes	+
二. 鳅科 Cobitidae	
7. 花鳅亚科 Cobitinae	

(12) 泥 鳅 <i>Misgurnus anguillicaudatus</i> Cantor	+
8. 条 鳅 亚 科 <i>Nemachilinae</i>	
(13) 达里湖高原鳅 <i>Triplophysadalaica</i> Kessler	+
(14) 酒泉高原鳅 <i>Triplophysahsutschouensis</i> Rendahl	
(15) 斯氏高原鳅 <i>Triplophysastoliczkae</i> Steindachner	+
合计	14

(2) 区系特点

- 15 种淡水鱼类根据鱼类起源、生态类型，以上鱼类分别属于四大鱼类区系复合体：
- ① 中国平原区系复合体：系第三纪早期形成于江河平原，适于季风气候。这个区 系以青鱼、草鱼、鲢、团头鲂、马口鱼、鳊等 6 种，占鱼类总数的 40% 。这些鱼的 特点是：很大部分产漂流性鱼卵，一部分鱼虽产粘性卵但粘性不大，卵产出后附着于物体上不久即脱离，并顺水漂流发育。
- ② 第三纪早期复合体：为第三纪早期，在旧大陆北半球北温带地区形成，经第四 纪冰川期后残留下的种类，有麦穗鱼、棒花鱼、鲤、鲫、泥鳅 5 种，占鱼类总数的 33.3%。
- ③ 中亚高山复合体：主要有斯氏高原鳅、达里湖高原鳅、酒泉高原鳅 3 种，占鱼类总数 20%。
- ④ 北方山麓复合体：拉氏鲃 1 种，占鱼类总数 6.7%。

(3) 生态特性

- 马莲河评价区有鱼类 15 种。根据这些鱼类的生态特点，按摄食习性可以分为 6 类，
- ① 食鱼性鱼类：主要以小型鱼类为食，如马口鱼等。
- ② 杂食性鱼类：主要以甲壳动物、 昆虫、有机碎屑、藻类等为食，如鲤、鲫等。
- ③ 滤食性鱼类：主要以浮游生物为食，如鲢等。
- ④ 草食性鱼类：主要以水生维管束植物为食，如草鱼、团头鲂等。
- ⑤ 底栖无脊椎动物食性鱼类： 以软体动物、底栖昆虫、寡毛类等底栖动物为食，如：拉氏鲃、青鱼等。
- ⑥ 主食着生藻类的有斯氏高原鳅，它们的食物主要为硅藻、蓝藻，其次为绿藻等着生藻，这类鱼不同程度地摄食底栖无脊椎动物和水生植物腐烂碎屑。

按繁殖习性则可以分 3 类。

- ① 产漂流性卵鱼类，漂流性卵属沉性卵，卵膜无粘性或微粘性，在缓流或静水中 会沉入水底，但吸水后卵膜膨大，比重接近于水，可在流水中漂流孵化，如草鱼、鲢、 青鱼、棒花鲈等，产漂流性卵鱼类的繁殖，需要有明显的洪水过程，在江河中上游产 卵，

受精卵顺水漂流孵化，到江河下游及其湖泊中育肥。草鱼、鲢、青鱼均为当地 养殖鱼类，主要是由于洪水养殖鱼类逃入，在马莲河水系偶有捕获，棒花鲃主要在泾 河马连河汇口下捕获，而且数量占比较多。棒花鲃是评价区调查到的鱼类中唯一产漂流性卵的鱼。

② 草上产卵鱼类，产黏性卵，如鲤亚科、鲃亚科、鲇形目鱼类，卵一经产出即分 散在水草茎、叶上发育。鲤、鲫、团头鲂等鱼类。鲤、鲫、团头鲂也是当地养殖的鱼类，据当地百姓反映，评价区马莲河的鲤、鲫及团头鲂主要是河流洪水季节外逃鱼类，平常没有分布。

③ 沙砾或石砾产粘存性卵鱼类，如马口鱼、棒花鲃、麦穗鱼及高原鳅等种类，它们将卵产在水底的岩石、石砾或沙砾上发育。

(4) 特有及保护鱼类

① 国家、省级重点保护鱼类

现场调查，结合历史资料，评价区内马莲河及其主要支流现有的 15 种鱼类，除了鲤鱼、鲫鱼、草鱼、青鱼、鲢和团头鲂为养殖种类外，其他土著鱼类中都没有国家、省政府公布的重点保护鱼类。

② 被列入《中国生物多样性红色名录》的鱼类

评价区马莲河有鱼类共 15 种，没有列入《中国生物多样性红色名录》的鱼类。

③ 被列入《国家重点保护野生动物名录》的鱼类马莲河及其评价区水域内均未发现被列入《国家重点保护野生动物名录》的鱼类。

(5) 马莲河鱼类资源调查结果

马莲河鱼类主要以高原鳅为主，分布广数量较多。几乎每个采集点都可以用手抄网捕到。高原鳅主要有达里湖高原鳅、斯氏高原鳅和酒泉高原鳅，三种高原鳅中酒泉高原鳅相对较少。这些高原鳅食用价值不大，也没有百姓捕捞。但为河里的水鸟、野鸭等水禽提供了很好的天然饵料。

除了高原鳅，马莲河还分布一些马口鱼、麦穗鱼、棒花鲃等小型鱼类，它们数量没有高原鳅多，同样是水禽的天然饵料，也是生态系统中的主要组成部分。由于这些鱼个体小，数量也不多，经济价值不大，所以马莲河沿河几乎没有百姓下河捕鱼。

马莲河流域上游特别是环县北部为苦水区，水质矿化度超过 10000 mg / L，造成干流全河段水质变差；加之流域内水土流失严重，河流含沙量很高，占泾河年均输沙量的 50% 以上；径流年际年内分配又极为不均，60% 的径流以洪水形式出现，洪水陡涨

暴落。这些原因的叠加，造成马莲河及其支流鱼类资源相对贫乏，缺乏大型鱼类的分布。

马莲河周边主要有草鱼、青鱼、鲢、团头鲂、鲤、鲫 6 种养殖鱼类，其中的草鱼、青鱼、鲢、团头鲂属于外来引进种。偶尔有百姓下河捕鱼，都是在洪水过后的一些沙场积水深坑中下网捕捞养殖逃匿的鱼类。

(6) 马莲河主要鱼类生物学特征

① 达里湖高原鳅 *Triplophysadalaica* Kessler

形态特征：背鳍 iii, 7~8；臀鳍 iii, 5；胸鳍条 i, 10~12；腹鳍条 i, 7。身体延长，粗壮，前驱呈圆筒形，后驱侧扁，尾柄较高，至尾鳍方向几乎高度不变。头部稍平扁，头宽大于头高。吻长等于或稍大于眼后头长。口下位，唇厚，上唇边缘有流苏状的短乳头状突起，下唇多短乳头状突起和深皱褶。下颌匙状，边缘露出或不露出。须中等长，外吻须伸达后鼻孔和眼前缘的下方，颌须后伸达眼后缘的下方，少数达眼中心或略过眼后缘。无鳞，皮肤光滑。侧线完全。下腹面浅黄，背、侧部浅褐。背部在背鳍前、后有深褐色块斑或横斑。背、尾鳍多褐色小斑点。分布较广，黄河自兰州以下的干支流和内蒙古的黄旗海、岱海、达里湖等地。本种适应性强，栖息在河流的缓流河段和静水的湖泊中，主要以桡足类，其次是碎藻类和植物碎片等为食。

② 斯氏高原鳅 *Triplophysastoliczkae* Steindachner

形态特征：背鳍 iii, 7~9；臀鳍 iv, 6~7；胸鳍条 i, 10~11；腹鳍条 i, 7~8。鳃耙 14~14。体长形，前部略扁，后部侧扁。头稍平扁，吻钝。口下位，呈弧形；下唇较厚，厚唇沟种断。须 3 对：吻须 2 对，外侧 1 对较长；颌须 1 对。眼适中，居头之侧上方。眼间距较宽。前后鼻孔相邻，前后鼻孔为一皮膜瓣分隔。体无鳞，侧线平直。背鳍起点约位于吻端至尾鳍基部至中点或稍近尾鳍基。胸鳍不达腹鳍。腹鳍始于背鳍起点后下方，其末端达到肛门，但不达到臀鳍起点。尾鳍截形，其中央为凹。体浅黄色，体侧及背中有黑褐色杂斑，腹部黄色。背鳍前后各有 3-5 个鞍状黑斑。背鳍、尾鳍黑色斑纹，其余各鳍条浅黄色。斯氏高原鳅为小型鱼类，经济意义不大，青藏高原及其毗邻地区均有分布。

③ 酒泉高原鳅 *Triplophysahsutschouensis* Rendahl

形态特征：背鳍 iii, 8；臀鳍 iii, 5；胸鳍条 i, 11；腹鳍条 i, 7。尾鳍分枝鳍条 16。第一鳃弓内侧鳃耙 7~11。体延长，粗壮，前驱近圆筒形，后驱侧扁。头部稍平扁，头宽大于或等于头高。吻长等于或稍短于眼后长。眼小，侧上。口下位。须较短，外吻须伸达鼻孔之下，颌须伸达眼中心和眼后缘之间的下方，少数可超过眼后缘。无鳞，

侧线完全。腹鳍基部起点相对于背鳍基部或稍前，末端不伸达肛门，尾鳍分叉。

④ 马口鱼 *Opsariichthys bidens* Günther

形态特征：背鳍条 iii，7~10；胸鳍条，13~15；腹鳍条 i，7~9。鳃耙 38~58。体长，侧扁，腹部圆形。眼侧上位。口前上位，口裂大且斜，达眼前缘下方。下颌突出，前端凸起与上颌凹陷相嵌合；无须。圆鳞，鳞片中等大小。侧线完全，在胸鳍上方显著下弯，沿体侧下部向后延伸，入尾柄后体侧中部。体侧具有 10~14 条浅蓝色竖直斑条。马口鱼为小型凶猛鱼类。喜栖于湖泊、水库中上层，也栖息于有流的河溪里。在我国分布很广，长江、黄河、珠江、闽江水系均有分布。

⑤ 拉氏鲃 *Phoxinus lagowskii* Dybowski

形态特征：背鳍 iii-7；臀鳍 iii-7；胸鳍条 i-14~16；腹鳍 ii-7；侧线鳞 74~76；鳃耙 9。体长形，略侧扁，腹部浑圆，无皮棱，尾柄侧扁。头长，吻略长，其长短于眼间距。口弧形，亚下位，口裂较深，稍斜，其末端达眼前缘。无须。眼大，眼间距宽而平坦。吻端眼后缘稍大于眼后头长。背鳍短，后缘为圆形，其起点位于腹鳍之后，居眼前缘与尾基距之中央处。臀鳍后缘略平。尾鳍叉状，上下叶等长，末端近圆形。胸鳍较长，向后可超胸腹鳍间距的一半，约为其 2/3 处。侧线完全，前部略呈弧形，后延至体中轴下方，至尾柄处位中央直达尾鳍基部。鳃两室，后室较长，约为前室 2 倍。体背部中央有一狭的黑纹，体侧间有许多不规则的黑色小班，体侧中轴处有一条较宽而显著的黑色纵带。由前向后渐狭，由背侧向腹部，体色渐淡，至腹部则为乳白色。

拉氏鲃为小型杂鱼，以小型水生底栖动物和硅藻为食。栖息于山涧积水较深处，常群集。生殖季节在 5~7 月，常在急流滩上产卵，卵粘性。

黄河水系、渭河流域、汉水、嘉陵江均已分布。

⑥ 鲤 *Cyprinus Carpio* Linnaeus

形态特征：背鳍 iv-16~22；臀鳍 iii-5；胸鳍条 i-14~16；腹鳍 ii-8；外侧第一鳃弓鳃耙数为 17~29。黄河鲤鱼，其体梭形、侧扁而腹部圆；头背间呈缓缓上升的弧形，背部稍隆起；头较小，口端位，呈马蹄形；背鳍起点位于腹鳍起点之前，背鳍、臀鳍各有一硬刺，硬刺后缘呈锯齿状；一般体长与体高之比为 3.34 ± 0.48 ，体长与头长之比为 4.03 ± 0.47 ，尾柄长与尾柄高之比为 1.09 ± 0.27 ；体侧鳞片金黄色，背部稍暗，腹部色淡而较白；臀鳍、尾柄、尾鳍下叶呈橙红色，胸鳍、腹鳍桔黄色；除位于体下部和腹部的鳞片外，其它鳞片的后部有由许多小黑点组成的新月形斑。

黄河鲤鱼可生活在湖泊、河流或静水池塘中，对水体环境适应力强，是一种底层经

济鱼类，也是黄河流域养殖的重要优良品种之一。它以底栖动物为食，也食水草、有机物碎屑等，幼鱼时期也摄食浮游动、植物；一般雄鱼 2 年、雌鱼 3 年可达到性成熟，繁殖产卵期一般在 4~5 月，水温达到 18℃ 以上时，即进入繁殖期，卵粘性。

⑦ 棒花鲃 *Gobio huanghensis* Lo, Yao et Chen

形态特征：背鳍 iii-7；臀鳍 iii-6；胸鳍条 i-13~14；腹鳍 ii-7；侧线鳞 40~43；体长，稍侧扁，背部在背鳍前方稍隆起，腹部圆，尾柄短而较高。头较短，其长度约等于体高。吻较短，末端圆钝，吻长等于或稍小于眼后头长。眼较小，侧上位。口下位，弧形。口须 1 对，较长，末端向后延伸稍过眼后缘。鳞圆形，胸部裸露无鳞。头顶部稍黑，体背灰黑色，腹部白色，体侧有一条纵纹，上有 9-11 个黑色斑点。背鳍和尾鳍带有黑色小斑点组成的条纹，其他各鳍灰白。肛门约位于腹鳍基部和臀鳍起点间的中点。

棒花鲃多栖息于近岸浅中下层水中，以水生昆虫和底栖动物为食。雄鱼一般在 1 龄左右性成熟，雌鱼一般 2 龄性成熟。一般 4 月开始产卵繁殖，5-6 月较为集中，产漂流性卵。主要分布于黑龙江、绥芬河、鸭绿江、大凌河、海河、黄河等。黄河自包头至银川一带的河湖沟汊均可以见到。

(7) 鱼类重要生境

① 产卵场

鱼类产卵场采用鱼类繁殖习性和河道水文学特征及河流生境特点进行初步判断，通过繁殖季节现场捕捞和鱼类解剖观察鱼类性腺发育情况进一步确认。以河流鱼类连续性分布而言，在某一段生境相似河段鱼类种类组成大致相同，活动区域连贯，鱼类多集中于河段中面积较大及水文特征较典型的适宜水域产卵。不同的鱼类对产卵环境条件各不相同，一般随着温度上升，鱼类从越冬场上溯至浅水区索饵，达到繁殖水温后即上溯至就近符合条件的水域繁殖，繁殖时虽有集群的习性，但繁殖亲鱼并不过于集群，不会形成特别集中、规模庞大的产卵场。而且，产卵场的位置也不是固定不变的，往往洪水季节过后，河道就会发生改变，来年鱼类繁殖季节时，原有产卵场由于环境条件改变，鱼类不再来此繁殖，也会形成新的产卵场。

工程影响水域以产粘性卵和沉性卵的鱼类居多。达里湖高原鳅常栖息于河流的缓流河段和静水的湖泊中，斯氏高原鳅栖息于河流的砾石缝隙中，酒泉高原鳅栖息于河流缓流河段。高原鳅类没有溯河繁殖的习性，在繁殖期它们仅在栖息地周围寻找合适的产卵区进行繁殖。底质为石砾，水较清、较缓且不深的沿岸带或小水叉都是其合适的产卵区，可以说这些区域分布广且分散，多与河道水位的变化有关，因此并没有固定的

地点。

马口鱼多生活于山涧溪流中，尤其是在水流较急的浅滩，底质为砂石的小溪或江河支流中，对产卵环境要求不是很严格，因此产卵场分布较为分散，规模也较小。

② 越冬场、索饵和育幼场

鱼类的越冬场主要在急流险滩下水流冲刷形成的深潭、江河的沱、槽、坑凼、回水或微流水或流水、水下岩洞、泉眼、地下河道及巨砾石、砾石间的洞缝隙，并常随当年汛期的砾石堆积、河道改变、泥沙的淤积不同而有所改变。鱼类越冬场着生藻类、水生昆虫较为丰富，水体宽大而深，水流较为平缓，深潭河床多为岩基、礁石和砾石，或为石缝、石洞、石槽，凹凸不平，为越冬鱼类提供了极为良好的栖息隐蔽条件。水利水电工程的建设将阻碍鱼类降河至坝下的越冬洄游，但水库的形成，将为其提供了良好的越冬场所。高原鳅鱼类个体小，分布广泛，多就近在附近深水区越冬。

丰水期来临后，随着水量增大，水温升高，评价区部分鱼类会沿河索饵肥育和繁殖。高原鳅类的食性没有根本性的变化，其食物组成均由着生藻类和底栖无脊椎动物构成，所不同的是食物组成的比例可能由于栖息地的环境不同，而有一定的比例差异。总体上讲它们对索饵场的要求不高，因此鱼类索饵场分布较为分散，鱼类在适宜水域都进行摄食。水流较缓的沱、湾处的浅水区域或淹没区域均是它们的索饵场。

11.1.9 生物多样性评价

参考《区域生物多样性评价标准》（HJ623-2011），对评价区生物多样性进行评价。

(1) 评价指标及其内涵

根据《区域生物多样性评价标准》（HJ623-2011），生物多样性评价含有 6 个评价指标。

① 野生维管植物丰富度：指评价区域内野生维管植物的物种数，包括蕨类植物、裸子植物及被子植物三类，用来表征野生植物的多样性。

② 野生高等动物丰富度：指评价区内野生脊椎动物的物种数，包括鸟类、爬行类、两栖类、淡水鱼类以及哺乳类动物五类，用于表征野生动物的多样性。

③ 生态系统类型多样性：指评价区内自然或半自然的生态系统类型数。该指标中规定的生态系统类型是按照《中国植被》（吴征镒，1980）的分类标准确定的，以群系为分类的基本单位进行划分。由于城镇、农田等属于人工生态系统，不计入调查范围内。该指标用于表征自然生态系统类型的多样性。

④ 物种特有性：指评价区内属于中国特有分布的野生维管束植物和野生高等动物

的相对数量，其中中国特有分布的植物是按照吴征镒教授《关于中国种子植物的分布区类型划分》中属于中国特有分布的植物物种，该指标用于表征物种的特殊价值。物种特有性=（评价区内中国特有的野生维管束植物物种数/3662+评价区内中国特有的野生高等动物物种数/635）/2。

⑤ 外来物种入侵度：指评价区内外来入侵物种数在本地野生维管束植物和野生高等动物物种总数中所占的比例。该指标用于表征生态系统受外来物种的干扰程度。外来物种入侵度=外来入侵物种/（野生维管束植物物种数+野生高等动物物种数），根据走访当地林草部门，油区范围内目前暂无入侵物种的报道记录。

⑥ 受威胁物种丰富度：指被评价区内受威胁的野生维管束植物和野生高等动物的相对数量，受威胁物种指《世界自然保护联盟物种红色名录濒危等级和标准》（3. 1 版）中规定的极危（CR）、濒危（EN）、易绝（VU）和近危（NT）四类物种。受威胁物种丰富度=（受威胁的野生维管束植物物种数/3662+受威胁的野生高等动物物种数/635）/2

(2) 评价方法

① 指标的归一化处理

归一化后的评价指标=归一化前的评价指标×归一化系数

归一化系数=100/A 最大值

其中，A 最大值：指被计算指标归一化处理前的最大值。

表 11. 1. 9-1 相关指标参考最大值

指标	参考最大值	归一化系数	权重
野生维管植物丰富度	3662	0. 027	0. 20
野生动物丰富度	635	0. 157	0. 20
生态系统类型多样性	124	0. 806	0. 20
物种特有性	0. 3070	325. 732	0. 20
受威胁物种丰富度	0. 1572	636. 132	0. 10
外来物种入侵度	0. 1441	693. 963	0. 10

② 生物多样性指数的计算

生物多样性指数（BI）是指将上述六项指标，即野生维管植物丰富度、野生高等动物丰富度、生态系统类型多样性、物种特有性、外来物种入侵度和受威胁物种丰富度加权求和，用来表征被评价区域的生物多样性状况。

生物多样性指数（BI）=归一化后的野生维管束植物丰富度×0. 20+归一化后的野生高等动物丰富度×0. 20+归一化后的生态系统类型多样性×0. 20+归一化后的物种特有性×0. 20+（100-归一化后的外来物种入侵度）×0. 10+归一化后的受威胁物种丰富度×

0. 10

(3) 评价结果

① 指标统计

根据前面对评价区生态系统及野生动植物资源的调查结果，对上述 6 项生物多样性评价指标进行统计，详见表 11. 1. 9-2。

表 11. 1. 9-2 各项评价指标值

指标	原始数值	归一化处理后数值	BI
野生维管植物丰富度	132	3. 159	12. 04
野生动物丰富度	169	7. 065	
生态系统类型多样性	5	4. 03	
物种特有性	0. 08	10. 43	
受威胁物种丰富度	0	0	
外来物种入侵度	0	19. 67	

根据生物多样性指数（BI）将生物多样性状况分为低、一般、中、高四个等级，见表 11. 1. 9-3：

表 11. 1. 9-3 生物多样性状况分级标准

生物多样性等级	BI	生物多样性状况
高	≥60	物种高度丰富，特有属、种多，生态系统丰富多样
中	30~60	物种较丰富，特有属、种较多，生态系统类型较多，局部地区生物多样性高度丰富
一般	20~30	物种较少，特有属、种不多，局部地区生物多样性较丰富，但生物多样性总体水平一般
低	<20	物种贫乏，生态系统类型单一、脆弱，生物多样性低

参考上述标准，评价区整体生物多样性为低，物种相对贫乏，生态系统尽管多样性较为丰富但均较为脆弱，受常年人类农业活动与区域较为严重的水土流失影响，区域生物多样性处于低水平。

11. 1. 10 现有工程生态环境保护措施及实施效果

(1)已建工程生态影响

①已建站场、井场、管线等工程不会对评价区内的土地利用结构及土地利用格局产生明显影响。各工程、场站的绿化面积可达到 15%以上，一定程度上可补偿地表植被的生态损失。

②在采取土壤回填及植被恢复措施后，经过一段时间的恢复，管线施工对土壤的肥力、酸碱度、有机质含量影响不大。

③由于工程涉及的占地面积较小，工程的植被种植工程对整个区域水土流失影响不大。但建设单位仍应继续做好每年的巡线工作，加强对植被恢复效果差及管线埋深不够地段进行覆土及植被恢复。

④区域内各工程废水及生活污水均得到妥善处理，不会对地表植被产生影响；在正

常情况下大气污染物浓度低，对植被影响不大。

(2)主要生态环境保护措施

现有工程采取的生态环境保护措施主要有：

①井场

井场建设主要包括钻井工程、修筑铁栅栏围墙、场内开挖平整、设备装配等，对生态环境主要影响为对原有土地及地表植被的破坏。

井场自建成之日起对井场周边进行了平整并绿化，井场周边种植适宜生长的旱生植被。施工期表土暂存于井场内临时占地内，目前已全部用于平整。此外，井场周边少量施工破坏土地也采用播撒草籽的方式进行了复种。施工结束后及时实施井场植被的绿化和抚育工作，定期采取养护、补种等措施。

②站场

站场建设主要包括修筑围墙、场内开挖平整、厂房建设、设备装配等，对生态环境主要影响为对原有土地及地表植被的破坏。

自建成之日起站场内部场地进行了平整硬化，基于区域干旱少雨气候的关系，站场外绿化采用杨树等旱生乔木与草坪的组合方案进行绿化。施工期表土暂存于站场内临时占地内，目前已全部硬化。此外，站场外围少量施工破坏土地也采用播撒草籽的方式进行了复种。

③管线

管道建设对生态产生的影响主要集中在施工期，主要是对施工沿线植被的破坏和对土壤的扰动，包括管沟的开挖与两侧施工作业带的压覆。

管道施工实行分层开挖、分层回填的制度。将表层 0.3m 厚的土壤集中存放，待施工结束后，再使用到进行植被恢复的地段，使其得到充分、有效的利用。在管线沿线设立警示桩、围栏等设施以保障管线运行安全。

④道路

道路建设施工过程中执行了与管道施工相同的分层开挖、分层填埋的操作制度，以保护施工作业带的土壤结构和养分不产生大的变化，道路建设产生的弃土，已全部用于管道覆土与临时占地复垦。

(3)生态保护措施实施效果评估

施工过程中所有临时占地工程均已完成生态恢复工作，井场、站场绿化工作基本完成，制备恢复措施效果良好。存在的问题主要是由于地理及气候因素影响导致的部分地

区植被成活率不高，应定期对工程沿线植被进行巡查，加强植被的抚育及补种工作。

11.1.11 区域存在的生态环境问题

根据《甘肃省生态功能区划》，评价区生态功能区划属环县黄土丘陵、滩地强烈水土流失牧农生态功能区和黄土残塬旱作农业强烈水土流失生态功能区两类，其中评价区内黄土残塬旱作农业强烈水土流失生态功能区，存在的生态问题主要是该区为马莲河支流分布区，沟壑密度大，大部分地区水力侵蚀严重，为黄土高原水土流失严重区；塬区土地利用过度，易受旱，产量不稳；塬边坡地侵蚀强烈，土壤养分贫乏，为低产地；环县黄土丘陵和滩地强烈水土流失牧农生态功能区，因土壤含粉沙质大，结构疏松，极易受侵蚀，为水蚀、重力侵蚀并重区。根据《甘肃省人民政府关于划定省级水土流失重点预防区和重点治理区的公告》（甘政发〔2016〕59 号），各井区所在乡镇均属“泾河流域省级水土流失重点治理区”，亦说明评价区域水土流失问题的突出性及治理紧迫性。

近年来，评价区内气候干旱、土地沙化、草场退化、物种多样性简单化等一系列生态问题也不同程度的凸显出来。

11.2 生态环境影响评价

11.2.1 施工期生态环境影响分析

11.2.1.1 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、站场、道路等的永久征地；临时占地主要用于钻井井场、道路等场站施工过程中临时营地的搭建以及管线敷设过程中伴行道路的临时占地。

① 永久占地

永久占地将彻底改变原有土地利用类型的性质，但由于永久占地面积相对较小，对评价区土地利用方式的影响较轻微。工程建成后，通过在场站周围进行绿化，可一定程度上补偿永久占地造成的生态损失。

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

临时占地将破坏占用土地上的植被并在短期内对土地利用功能构成较大影响。但随

着施工结束后各项水保及植被恢复措施的实施，经 2~3 年的恢复治理，占地范围原有土地利用类型可基本得以恢复。临时占地将破坏占用土地上的植被并在短期内对土地利用功能构成较大影响，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，随着工程施工结束后各项水保及植被恢复措施的实施，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~6m，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，临时占用草地等用地类型，也均恢复原状，临时占地采取恢复措施后对土地利用性质影响不大。

2) 井场站场、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 255.16hm²，永久占地 45.51hm²，临时占地 209.65hm²。永久占地中井场占地比重最大，其次为道路占地；临时占地中占地比重最大的为管线工程，其次为道路工程。从本项目的不同占地类型来看，永久占地类型主要为草地和旱地；临时占地类型中草地面积最大，其次为旱地。

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 0.14%，且其中的 82.16%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。工程建设后项目评价区土地利用仍以灌草植被类型为主，对评价区土地利用结构影响小。

11.2.1.2 土壤影响分析

施工期对土壤的影响主要是占压造成土壤压实和对土壤表层的剥离，由于挖方取土、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，根据某工程开挖区不同地貌类型区不同土层的土壤养分含量的状况，以剖面加权方法计算的养分含量变化见表 11.2.1-1。

表 11.2.1-1 工程开挖对土壤养分的影响①

地貌类型区	有机质（%）		氮素（%）		磷素（%）		钾素（%）	
	A	B	A	B	A	B	A	B
黄土梁峁区	0.66	46.5	0.044	50.6	2×10^{-6} ②	33.3	61×10^{-6} ②	32.5
沟谷平原区	0.47	42.6	0.020	27	6×10^{-6} ②	46.0	31×10^{-6} ②	26.3
黄土台塬区	0.29	36.2	0.044	47.3	0.029	13.9	0.19	9.1

注：①A 是工程造成土壤养分的损失量，B 是损失量占现状含量的百分比②速效性养分含量。

根据上表资料统计，即使在实行分层开挖、分层堆放、分层回填措施下，土壤的有机质也将下降 36.2~46.5%左右，氮下降 27~50.6%，磷下降 13.9~46.0%，钾下降 9.1~32.5%，由此表明工程开挖对土壤养分具有明显的影响。本项目主要分布在残塬沟壑区，土地利用类型为草地和耕地，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层堆放和分层回填，尽量减小因工程开挖施工对土壤养分的影响。

11.2.1.3 对动植物的影响分析

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

评价区植被包括耕地、草地、林地，原生植被以中覆盖度草地和灌木为主，该植被类型在工程附近区域广有分布，没有珍稀物种和地方特有物种分布。施工期对植被的影响主要有占地范围内原有植物的剥离、清理及占压。在施工过程中，土壤开挖区范围内植物的地上部分与根系均被清除，施工带两侧的植被由于挖掘土石堆放、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 6.5m，扰动范围路两侧各 1m，因此便道开拓推平、清除压占植物宽度可达 8.5m。

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

本项目建设对野生动物的影响主要发生在施工期。施工期大量施工机械和人员活动惊吓、干扰施工区附近动物的活动。施工影响是属于短期的、临时的影响，施工完毕后，施工影响大多会逐渐消失，野生动物会恢复原有的活动范围。

工程施工期将造成植被的损失和对局部土地类型的改变，导致动物栖息地的消失。昆虫和其它无脊椎动物，爬行动物和小型啮齿类动物暂时迁移。管道施工面窄、范围小，且施工期较短，影响时间短，施工后又可恢复，对动物食物链无多大破坏。施工期管道周围地区的空间足以确保迁移的物种找到替代栖息地。当植被恢复后，迁出的动物会迁回被破坏的区域。因此，管道施工对沿线野生动物不会产生明显影响。

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，迫使动物离开场站和管道沿线区域。因此，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；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。

11.2.1.4 对河流水生生态影响分析

(1) 对鱼类的影响

本项目共计 11 条管线穿越冲沟采用大开挖的形式，其余涉及穿跨越河流、冲沟的管线均采用桁架的方式进行。大开挖施工作业选在枯水期水量最小的季节进行，工程建设期涉水面较小，因而工程建设过程中对河内鱼类等水生生物影响小。根据走访以及咨询水利部门、渔业部门，工程涉及河段无国家、市级珍稀鱼类及鱼类“三场”等，工程建设对鱼类的繁殖等影响不大。

(2) 对浮游生物的影响分析

采用挖掘机开挖时，将对河底下层原来较为稳定的淤泥系统产生扰动，造成底泥的再悬浮，泥土颗粒及有机污染物质向周围扩散，河水中的悬浮物浓度将有所增加，水体透明度也将下降，同时，由于破坏了底泥的物理化学环境，改变了水体界面的氧化还

原条件，促进营养盐以可溶态形式向水中释放和回归，增加水体氮、磷浓度，加重了疏挖区水体的污染程度。给水生植物的光合作用及鱼类和浮游动物栖息环境带来不利影响。

本项目实施后，底泥被挖走后，由自然演替而来的河床环境将会改变，原本深浅交替的地势会变得平坦。引起的环境变化会直接影响到水生生物的生存、行为、繁殖和分布。本项目施工范围小，施工时间短，浮游生物的重新建立所需时间较短，一般只需几周时间，因此本项目施工期对浮游生物的影响是可以在短时间内消失的。

(3) 对底栖生物的影响

多数底栖动物长期生活在底泥中，具有区域性强，迁移能力弱等特点，其对环境突然改变，通常没有或者很少有回避能力。本项目挖除的底泥面积很小，会使少量的底栖生物的生境受到影响而死亡。

总体上来说，施工期管线穿越大开挖工程，将使局部小范围的水体将受到二次污染，局部小范围内水生生物会受到影响，施工期对水生生态环境的影响是短暂的，也是可恢复的，随着施工期的结束被破坏的生态环境会逐渐恢复。

11.2.1.5 对农业生产的影响分析

(1) 农业损失计算

根据现场勘查，项目选址占用一定面积的旱地、草地和林地，进行井场及辅助设施建设。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，钻井建设、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。所占土地主要是旱地和草地。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。

本项目永久占地中的旱地虽然不是基本农田，但仍需按照《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（旱地）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（旱地）不符合要求，应按照相关标准缴纳或补足耕地（旱地）造地费。

11.2.1.6 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，并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。

11.2.1.7 对水土流失的影响分析

本项目井区分布于合水县肖咀镇、老城镇、何家畔镇、板桥镇、西华池镇和段家集乡，环县八珠乡、樊家川镇、曲子镇，华池县王咀子乡、悦乐镇、上里塬乡和城壕镇，庆城县赤城镇、桐川镇、翟家河乡、马岭镇、玄马镇、太白梁乡、三十里铺镇、高楼镇、南庄乡、庆城镇、蔡家庙乡、驿马镇和白马铺镇，宁县盘克镇、金村乡和湘乐镇等 5 县 29 个乡镇。根据《甘肃省人民政府关于划定省级水土流失重点防治区和重点治理区的公告》（甘政发〔2016〕59 号），项目拟建工程均位于泾河流域省级水土流失重点治理区。见表 11.2.1-2。

表 11.2.1-2 甘肃省省级水土流失重点治理区（部分）

治理区名称	市（州）	县（市、区）	涉及乡（镇、场、站）
泾河流域省级水土流失重点治理区	庆阳市	庆城县	驿马镇、庆城镇、马岭镇、卅铺镇、玄马镇、赤城乡、桐川镇、太白梁乡、土桥乡、蔡口集乡、高楼乡、南庄乡、翟家河乡、蔡家庙乡、白马铺乡
		华池县	柔远镇、悦乐镇、元城镇、乔山乡、五蛟乡、怀安乡、白马乡、王咀子乡、上里塬乡、城壕镇、桥河乡、紫坊畔乡
		环县	环城镇、曲子镇、甜水镇、本钵镇、天池乡、演武乡、合道镇、樊家川乡、八珠乡、洪德镇、耿湾乡、秦团庄乡、山城乡、南湫乡、罗山川乡、虎洞镇、小南沟乡、车道乡、毛井镇、卢家湾乡、四合原旅游开发办公室
		合水县	西华池镇、何家畔镇、板桥镇、吉岷乡、段家集乡、肖咀乡
		宁县	新宁镇、平子镇、早胜镇、长庆桥镇、和盛镇、湘乐镇、新庄镇、盘克镇、米桥乡、良平乡、中村镇、太昌乡、焦村镇、南义乡、金村乡、九岷乡、春荣乡
子午岭省级水土流失重点预防区	庆阳市	合水县	老城镇、太白镇、蒿咀铺乡、店子乡、太莪乡、固城乡

可能造成水土流失危害

①对土地资源的破坏和影响

工程扰动地貌、破坏土地和植被面积 255.16hm²，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。

在重点治理区，应采取全面规划，综合治理的措施，包括山、水、田、林、路综合治理，以治理水土流失、保水保土、减少泥沙下泄为主要目标。同时，应建立水土保持综合防治体系，改善生产基本条件和生态环境，增强抗御自然灾害能力。生产建设单位应依法履行水土流失防治责任，严格落实水土保持“三同时”要求，即水土保持设施应与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。此外，应大力推行绿色设计、绿色施工，严格控制耕地占用和地表扰动。

水土流失重点预防区的管理要求主要包括坚持“预防为主、保护优先”的方针，切实保护自然地面覆盖物、林草植被，采取封育保护、自然修复等措施，对局部水土流失严重地区进行综合治理，扩大林草覆盖面积，限制或禁止可能造成水土流失的生产建设活动，强化监督管理，有效避免人为造成的水土流失。

11.2.1.8 生态系统影响分析

本项目的建设将对农田生态系统、草地生态系统和林地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 255.16hm²，其中临时占地比例为 82.16%；且占地分散各个小井区，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。

施工活动的噪声、运输、以及对植被的剥离、清理和压占会对陆地系统植被生长地和动物栖息地造成直接破坏，使生态系统的生境特征发生变化，导致动植物生境破碎化，如项目建设区域植被破坏与动物活动的干扰等。由于工程建设一般为局限于小范围的施工活动，工程施工会对它们产生影响，造成部分栖息地和活动范围的丧失，使其迁往他处，但评价区动物多为常见种类，在评价区及周边地区分布广泛，且一般具有趋避性，随着工程建设的结束，生态环境逐渐恢复，种群又会得以恢复。项目占地会造成评价区植被数量减少和植被覆盖度降低，但占地范围中大部分为临时占地，且分布较为分散，在施工结束后及时进行施工迹地恢复，植被可恢复到施工前状况，区域生态系统服务功能能够在较短的时间内得到有效的恢复。

从整个评价区来看，该工程不会减少生态系统的数量，不会改变评价区生态系统的完整性和稳定性。评价认为，采取必要的生态保护措施后，对评价区内的各生态系统和生态系统服务功能的影响较小。

11.2.1.9 对生物多样性的影响

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，其中临时占地比例为 82.16%；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，主要以农田生态系统及草地生态系统为主，其次为灌丛生态系统。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、其他杂类草、酸枣灌丛等。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。

11.2.1.10 农业生态系统影响分析

(1) 施工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，从而引进温度升高。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》（赵华军，甘肃农业大学，硕士论文）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、玉米蒙尘叶的光合速率（ P_n ）、蒸腾速率（ T_r ）、

气孔导度(G_s)和呼吸速率(R)要低于未蒙尘叶;

② 从整体上看,小麦、玉米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

本项目施工期对钻井泥浆采取泥浆不落地措施进行统一收集处置,但当发生事故时,废钻井液可能随漫流或渗漏进入农田内,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)时对作物生长、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。

11.2.1.11 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。

(1) 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。

(2) 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 4.5m，影响范围为两侧各 2m，因此便道开拓推平、清除压占植物宽度可达 8.5m。临时占地土方回填后，可以恢复原植被类型。

(3) 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，迫使动物离开场站和道路沿线区域。

(4) 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。

11.2.1.12 管线施工对生态环境影响分析

本项目对生态环境的影响时段主要集中在施工期，主要体现在管道开挖与回填工作对土地的占用，对土壤的破坏、对植被生态系统的影响以及对当地农业生产的影响等。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，永久性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（特别是甲壳虫）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。

（5）穿跨越工程对生态环境影响分析

管线穿越区内道路采用定向钻和开挖+套管保护的方式施工，河流采用桁架、开挖等方式施工。

① 对河流的影响

本项目管线敷设穿越冲沟或河流采用桁架跨越方式或大开挖+套管方式。

由于本次穿跨越河流主要为中小型河流，河流水生生物以浮游生物与底栖生物为主，因此管线穿跨越施工对河流水生生态影响主要包括对下游局部河段水质影响与施工段底栖生物扰动影响，但这种影响是局部的，施工结束后，扰动河底泥沙的活动即结束，水生生境能够在短期内恢复原有水平。此外，围堰导流施工对水生生物也会带来一定影响。但由于开挖深度一般在设计冲刷线以下 2m 左右，待施工完成后，经覆土复原，将开挖过程中产生的土石方以及修筑围堰的土石方在施工结束后用于河床稳固及修建护岸护堤，不会对河床产生影响。一般大开挖施工期较短（小型河流一般为 3~5 天），不会对水流进行截断，不会明显减小下游流量，在采取包括合理安排施工时段（评价要求尽量安排在枯水期），妥善处置施工产生的弃土弃渣等环保措施后，工程施工对河流生态系统产生的不利影响较小。

② 对交通的影响

管道沿线要穿越油区道路、乡镇道路采用大开挖穿越方式，技术成熟，在加强技术管理的情况下，穿越可在几小时内完成，不会中断交通，但仍会对交通有一定的影响。因此，工程施工时应注意选择非交通繁忙期施工，且注意车辆的疏导。管线穿越等级道路施工采用顶管、定向钻方式，因此不会影响道路交通。管道穿越乡村公路和村道时，采用直接开挖埋设方式，从开挖到管道敷设后回填，时间较长，对乡村交通有一定的影

响。评价建议乡村道路施工应尽量缩短施工时间，且施工时要采取路面架钢板或设置交通便道等方式来解决交通问题。

③ 穿越工程在采取环保措施后，并征得相关部门同意后，对生态环境影响不大。

11.2.2 运营期生态环境影响分析

11.2.2.1 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。

11.2.2.2 土壤影响分析

(1) 对土壤肥力的影响

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) 对土壤酶活性的影响

根据前人针对陇东黄土高原地区石油污泥原位修复过程中土壤主要肥力指标动态变化分析的研究成果，选取被石油污染的土壤初始含油量高达 1.46%（即 $14600 \text{ mg} \cdot \text{kg}^{-1}$ ），经测定，在采样初期脲酶活性和脱氢酶活性较低，随着采样时间的推移，活性逐渐增强，而多酚氧化酶和过氧化氢酶活性采样初期活性较低，随着采样时间的推移，活性逐渐减弱，说明土壤中可降解的石油烃组分得到一定程度的去除，土壤酶活性略有提升，说明土壤具有一定恢复被破坏的生化平衡和自净作用的能力。

11.2.2.3 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，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。

11.2.2.4 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。

施工期详细介绍过原油对土壤的理化性质、肥力以及酶活性可能会产生一定的影响。本评价类比大庆油田对玉米田间小区栽培试验和大豆盆栽试验，分析运行期原油对农作物的影响。

(1) 类比的可靠性分析

大豆和玉米是庆阳地区的重要粮食作物，2014 年初甘肃省农业厅批准华池县实施大豆万亩高产创建项目，大豆和玉米在评价区域内也有大面积种植，是分析当地石油开采影响较为典型的农作物。

同种作物其生长周期、产量、品质等由于地域的不同会有所差别，但这些特征在受到外界影响后的增减变化趋势是相同的，由于落地原油在土壤中的迁移转换以及对同种农作物的影响方式是相似的，因此评价认为类比分析是可信的。

(2) 试验条件

玉米田间小区栽培试验：土壤加入原油量由 200~3000mg/kg，设 7 个浓度组，随机重复 3 次。

大豆盆栽试验：土壤中加入原油量由 200~2000mg/kg，设 5 个浓度组，重复 3 次。

(3) 试验结论

a. 土壤中原油含量低于某阈值时，不但不会影响植物的生长，反而会促进其生长发育。实验中玉米的阈值为 1.6g/kg，大豆的阈值为 2.0g/kg。

b. 落地原油对农作物中金属元素及硫化物的含量无明显影响。

c. 当土壤中的原油含量小于特定值时，玉米和大豆中的总烃、芳烃、酚、苯并芘等有机物的含量随着土壤中原油含量的增加而增加。

当土壤中的原油含量小于 3.0g/kg 时，玉米中的有机物含量与油含量明显呈正相关性；土壤中的油含量小于 1.0g/kg 时，大豆中的有机物含量与土壤中油含量呈正相关性，当土壤中油含量大于 2.0g/kg 时，大豆的生长发育受到抑制，大豆中的有机物含量开始减少。

同时，根据兰州大学实验，当土壤原油含量小于 0.5%时，原油对土壤具有一定的肥力作用。而当土壤原油含量大于 1.0%时，对农作物生长有较大的不利影响。

综合以上分析，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。

11.2.3 退役期生态环境影响分析

油田退役期并非所有油水井都同时关闭，而是将产能低或者无开采价值的油井陆续关闭，直到将所有井关闭。退役期，一般地下设施保留不动，地面部分如采油井架、水泥台、电线杆等将拆除。管线拆除前先进行清管，清楚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。退役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。

退役期，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，并对土壤进行监测，根据监测结果制定修复方案进行修复，不会对当地的农业生态环境产生影响。

11.3 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含井场、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。

11.3.1 替代方案与避让措施

(1) 场站，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。

(2) 合理选择管道线路走向，避开不良地质、特殊地质和水土流失严重地段。

- (3) 尽量利用丛式井和长距离水平井布置技术，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。

11.3.2 施工期生态环境保护措施

(1) 井场生态保护措施

本项目共建设井场 53 座，占地类型主要为草地、旱地和灌木林地，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水久占地。

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 不同地形井场生态保护措施设计：

a. 梁峁型井场：在围墙内以主体工程的地面硬化措施为主，辅以排水设施，围堰外以边坡挡墙和坡面植物防治措施为主；

b. 坡面型防治区：在围墙内以主体工程的地面硬化措施为主，辅以排水设施，围墙外以上游截排水工程和下游坡面防护结合植被防护措施为主；

c. 平台地防治区：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。

④ 井场的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。

⑤ 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。

⑥ 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。

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 11.3.2-1 与图 11.3.2-2。

(2) 站场生态保护措施

根据开发方案，本项目新建混烃站、增压站等，新增占地类型主要为草地和林地，对于不同时期站场周边生态保护及恢复提出以下措施：

① 施工过程中，加强施工管理，控制施工活动范围，严格控制施工车辆、机械及施工人员活动范围，应根据各种施工作业的要求和环境保护要求，确定场地的占地面积控制标准。

② 根据地表植被特征，因地制宜地选择施工季节，尽可能避开植物生长期，以对生态环境的影响较少到最小。

③ 建设临时营地时，在施工前应注意表土与底层土分开堆放，表层 0.3m 的土壤单独堆放，在风大的季节采取适当覆盖和浇灌等措施，保护土壤成分利结构；在施工结束恢复地貌时，分层回填，尽可能保持植物原有的生存环境，以利于植被恢复。回填时，还应留足适宜的堆积层，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，以免植被覆盖度下降。

④ 临时营地施工结束后应对场地平整及植被恢复。

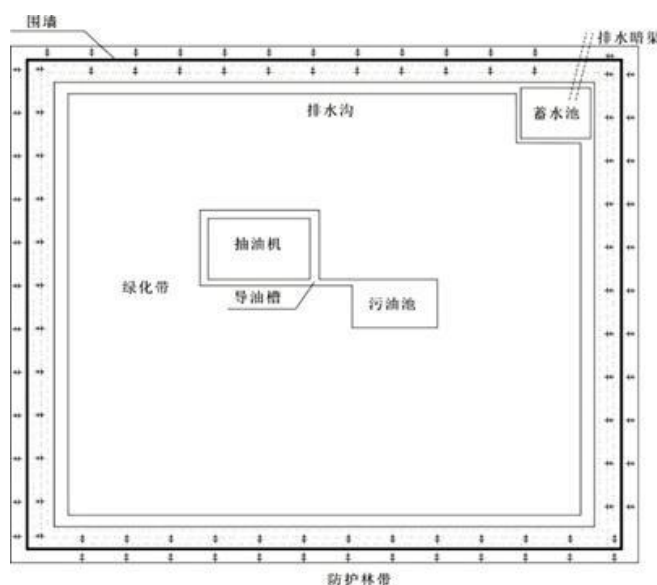


图 11.3.2-1 典型井场绿化措施示意图

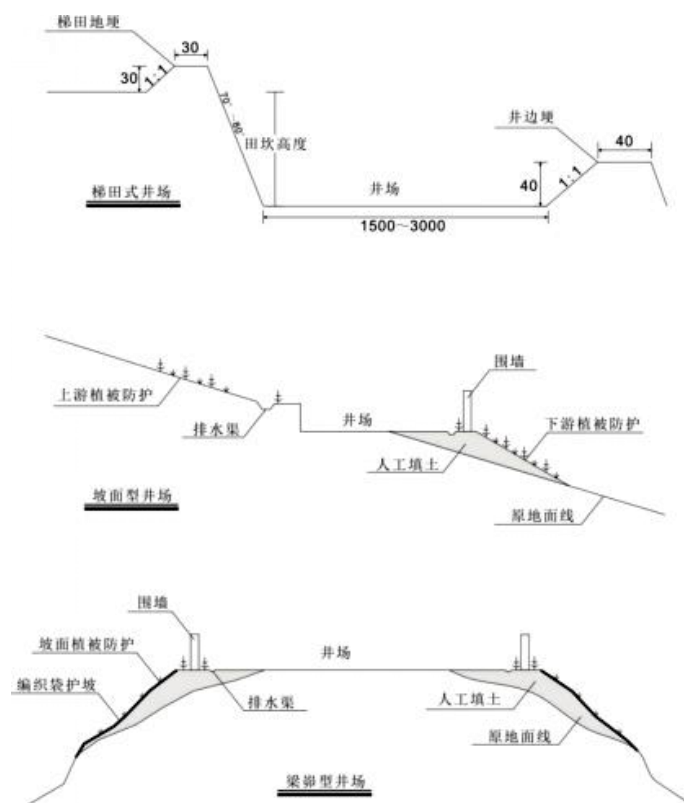


图 11.3.2-2 不同地形下井场防治措施示意图

(3) 管线生态保护措施

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 0~40cm 表层土、底层土分开堆放，回填时应分层回填，恢复原土层，保护土壤肥力，以利后期植被恢复，可撒播草种或种植当地适生的品种，尽快复垦并于周围生态景观协调一致。管线堆放剥离表土示意图见图 11.3.2-3。

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 管线经过不同地形段生态保护措施：

a. 途径农田段：由于管道施工分段进行，可能耽误一季农作物的种植。为减少沿线农田的破坏，应当优化路线及施工布置，将农田占用量降至最低；对已破坏的农作物，应与当地政府签订青苗补偿协议及复垦合约；耕地占用前，必须对耕地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。

b. 途径黄土斜坡地段：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。由于斜坡在开挖管沟后原有地貌已被破坏，对于每个斜坡段都应按照管沟开挖后沟底实际坡度修筑截水墙，坡度 15～25° 地段间距 12m 修筑草袋截水墙，25～35° 地段间距 10m 修筑石砌截水墙，>35° 地段修筑钢筋混凝土截水墙，截水墙底应置于稳定的管沟沟底并嵌入沟底 0.5m 以上，两侧嵌入管沟壁内 0.5m，并在地表保留 0.3～0.5m 的耕作层土壤以备后期绿化。

c. 途径河流、冲沟段：穿越应尽量选择在枯水期进行，并在施工段上下游修筑导流围堰，对于坡度较大（>30°）且坡体不稳定的岸坡，应在回填完爬坡段管线后修筑砌石护岸，对于坡度较小且坡体稳定的岸坡可在夯实回填管沟后播撒草籽绿化，还应加强运行期对于穿跨越工程的巡护，发现边坡失稳时应及时挡护，确保集输安全与水土保持。

典型管线穿越治理措施如图 11.3.2-4。

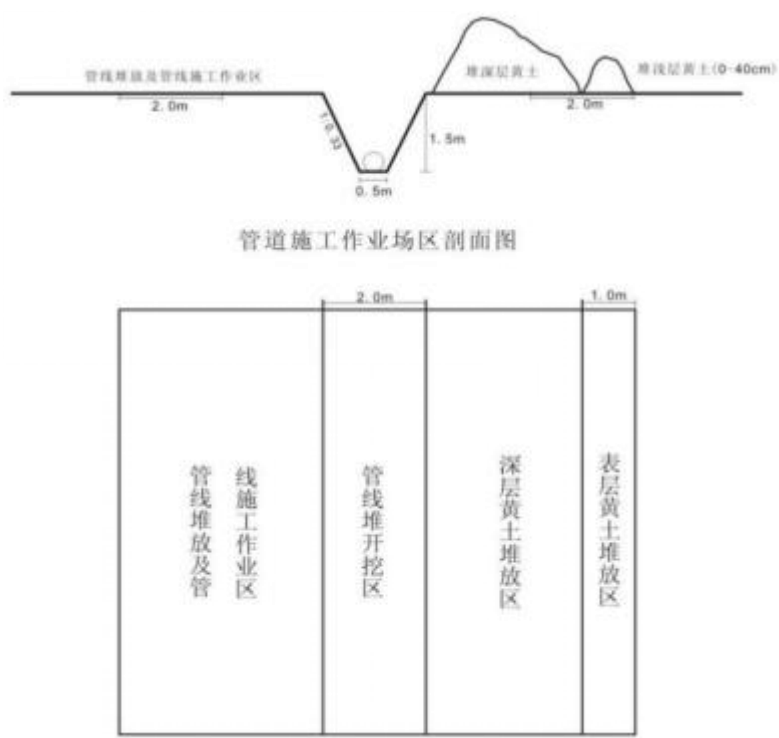


图 11.3.2-3 管道施工剥离表土堆放示意图

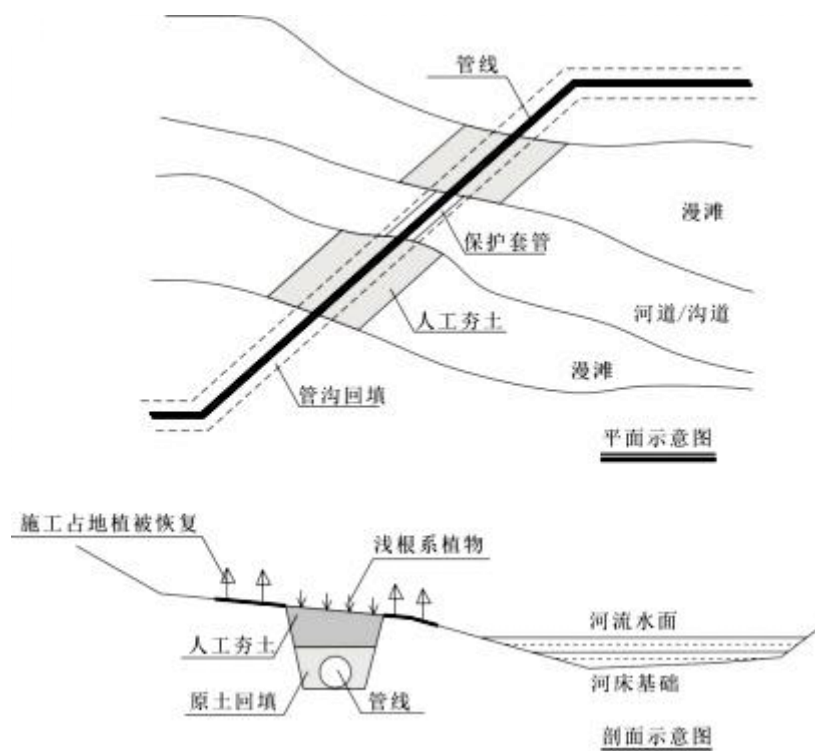


图 11.3.2-4 管线穿越治理措施示意

(4) 道路生态保护措施

① 严格控制施工车辆、机械及施工人员活动范围，尽可能减少原有植被和土壤的破坏。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；

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，尽快复垦并于周围生态景观协调一致；

③ 加强道路边坡防护，根据地形选择“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狼牙刺与刺槐混交护坡，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。典型施工期道路保护措施如图 11.3.2-5。

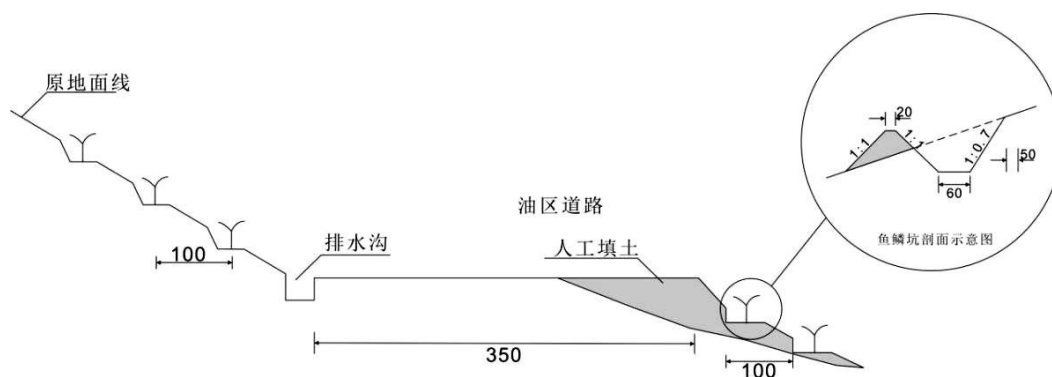


图 11.3.2-5 道路保护措施示意图

(5) 其他生态保护措施

① 严格控制施工车辆、机械及施工人员活动范围，尽可能减少原有植被和土壤的破坏。施工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。

② 施工过程中尽量选择植被稀疏地带作为施工场地，减少植被破坏；临时施工场地要进行地面硬化处理，以减少水土流失。

③ 道路施工时，应注意保护道路两侧原始地表植被，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，避免开辟新路，以减少地表侵蚀范围。

④ 对道路、管道等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。施工作业结束后，临时占地部分尽快恢复地貌原状，尽快复耕或进行植被恢复，减少水土流失。

⑤ 施工结束后，要立即对施工场地进行回填和平整，形成新的合适坡度，并尽可能覆土压实，基本程序是回填→平整→覆土→压实。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”。

⑥ 野生植物保护措施：1. 井场、站场选址时，尽量避开植被较丰富的区域，最大限度避免破坏野生植物；2. 施工过程中严格规定人员活动范围，仅限于各工区和生活区范围内活动，最大限度减少对野生植物生存环境的破坏。3. 加强管理，合理处置施工期废水、固废等，避免污染物排放对土壤环境造成影响，并进一步影响到其上部生长的野生植物；4. 加强对施工人员和职工的教育，强化保护野生植物的观念，不得随意砍伐、践踏、破坏野生植物；5. 车辆在有野生动物的地区行驶及作业时，禁止鸣笛；6. 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。

⑦ 施工场地设置“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) 针对公益林的保护措施

本项目涉及的公益林主要分布于管线沿线，均为二级公益林，无国家一级公益林地分布，且主要以灌木林地为主，其主要功能为水土保持及防止水土流失等。项目建设对公益林的影响主要体现在占地及林木植被的压占和破坏等方面，评价针对公益林提出以下保护措施：

① 项目管线选线时应优先避让公益林，确无法避让需要占用的，需经县级以上人民政府林业主管部门审核同意后，按照有关规定依法办理林地使用手续，并足额缴纳森林植被恢复费。未经批准，不得违法占用生态公益林。

② 对因占用或者征用所减少的公益林林地面积，根据“占一补一”的原则，按林业主管部门有关规定进行异地补偿或其他方式补偿，保证工程占用的林地得到全部补偿。

③ 施工过程中应严格控制施工作业范围，减小施工作业带宽度，减少临时占地尤其是林地的占用，尽量降低对公益林的损害，施工结束后及时进行植被恢复及绿化；管沟开挖时应先将占地范围内的公益林移栽至附近区域，并将表层土、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；

④ 做好施工人员教育工作，规范施工人员行为，严禁乱砍乱伐；做好施工期林地防火工作。

⑤ 认真做好公益林保护管理工作，并提出可行的公益林恢复方案。

从本项目工程运行和施工安全角度考虑，按不同分区来进行一些具有生态环境保护功能的防治措施设计，该防治措施由工程措施、植物措施和临时措施 3 大部分组成，具体情况见表 11.3.2-1。

表 11.3.2-1 工程生态影响防治措施布局表

分区措施	井场区	站场区	管线区	道路	附属配套工程
工程措施	土地平整	场地硬化	管沟回填、平整压实	路面沥青硬化或铺设砂石	场地硬化
植物措施	平整场地，在不影响生产安全的前提下种植灌草	站内空地绿化，临时占地施工结束后种植灌草	回填后种植灌草	道路两侧绿化	站内绿化，临时占地结束后种植灌草
临时措施	土工布覆盖临时弃土	土工布覆盖临时弃土	土工布覆盖管沟开挖的临时弃土	临时洒水	土工布覆盖，临时弃土

11.3.3 运营期生态环境保护措施

(1) 井场生态保护措施

① 井下作业按照“铺设作业、带罐上岗”作业漠视，及时回收落地油。

② 洗井和修井产生的含有污水由罐车运往附近站场污水处理装置集中处理，不得随地排放，避免对土壤和水体造成影响。

③ 加强管理，杜绝跑冒滴漏，对井场内采取地面硬化和防渗措施，防止落地油进入土壤环境。

④ 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。

⑤ 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) 站场生态保护措施

① 对各种设备、管线、阀门定期进行检查，防止跑、冒、滴、漏，及时巡检管线，一旦发生事故应及时采取相应的补救措施，尽量减小影响和损失。

② 污染源及环境保护设施应加强管理，保证达标排放。

③ 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。

④ 本项目事故条件下将对生态环境造成较大的影响，因此须对事故风险严加防范和控制。发生油气泄漏等突发性事件，应当采取紧急措施，防止污染面积扩大；落地污油等应当尽快予以清除，并对受污染的土壤进行处理。

(3) 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。

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。

(4) 道路生态保护措施

① 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；

- ② 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；
- ③ 定期对路基边坡进行维护，提高其防护能留，防止土壤受到侵蚀。

11.3.4 水土保持措施

11.3.4.1 施工期水土保持措施总体布局

按项目属点、线结合工程的特点以及项目建设规模，将项目建设划分为井场防治区、站场防治区、管线防治区和道路防治区共 4 个防治分区。各防治区水保措施由工程、植物和临时措施三部分组成。根据“防治责任范围准确、防治措施布局合理、技术指标可行、方案实施后经济有效”的原则，确定期水土流失防治措施体系，本项目水土流失防治措施体系框图详见框图图 11.3.4-1。水保措施示意图见图 11.3.4-2、11.3.4-3。

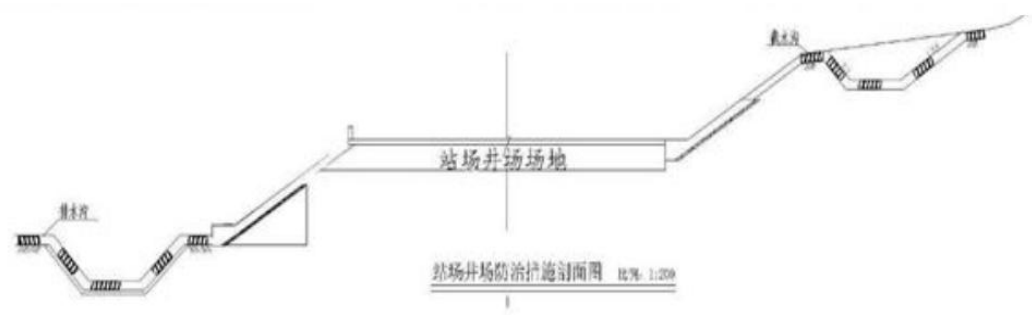


图 11.3.4-2 典型水保措施示意图

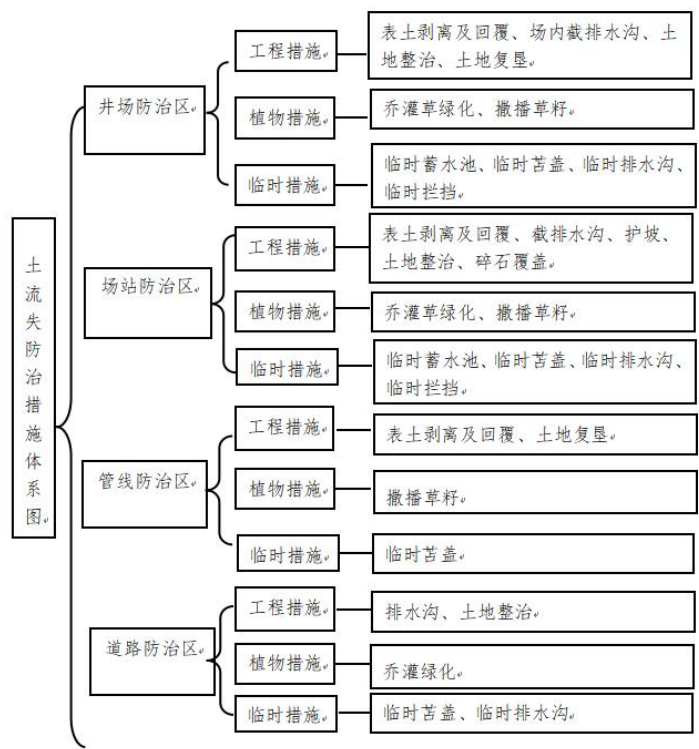


图 11.3.4-1 水土流失防治措施体系框图

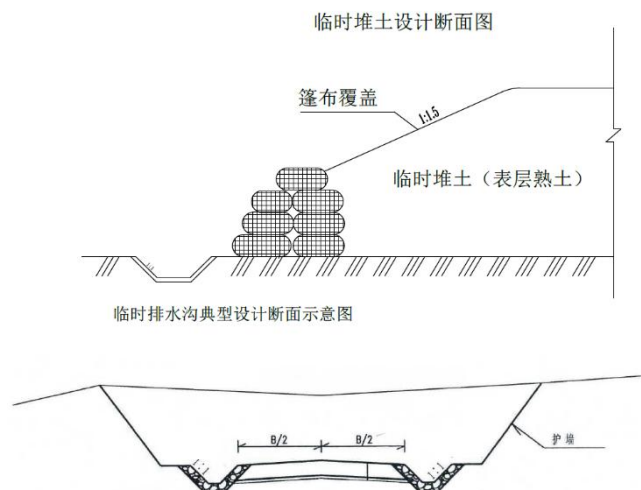


图 11.3.4-3 水土保持防治措施总体布置图

11.3.4.2 施工期分区防治措施

工程建设应分区进行水土流失防治，具体要求如下：

(1)井场防治区

①工程措施

表土剥离及回覆：为保护表土资源，对井场防治区中具有可剥离条件的表土进行剥离，剥离的表土临时堆放于临时堆土区，用于后期绿化覆土。

场内截排水沟：在井场四周布设截排水沟，井场的挖方边坡以蓄水型截水沟设计，其余为排水沟设计，根据截排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。

土地整治：井场平整整理后在非作业区空地地进行空地水平阶整地，井场边坡造林前进行鱼鳞坑整地。

土地复垦：施工结束后，对临时占用耕地进行土地复垦，恢复原土地功能。

②植物措施

标准化井场绿化措施：在井场围墙外侧种植乔木。

井场填挖方边坡植物防护：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

临时排水沟：为防止周围径流对井场及临时堆土区进行冲刷及侵蚀，在井场及

临时堆土区四周布设临时排水沟，尾端接蓄水池。

临时蓄水池：为防止周边汇水对井场造成冲刷，在临时排水沟尾端布设临时蓄水池，且可用于周边绿化洒水及抑尘。

临时拦挡：为防止临时堆土在堆放过程中造成水土流失，在对临时堆土区域进行编制袋装土临时拦挡。

临时苫盖：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密目网进行覆盖。

(2)场站防治区

①工程措施

表土剥离及回覆：为保护表土资源，对站场防治区中具有可剥离条件的表土进行剥离，剥离的表土临时堆放于临时堆土区，用于后期绿化覆土。

截排水沟：场站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，防止上游来水冲刷场站，并对挖方坡面进行植物护坡；站内设排水沟。

护坡：在场站陡坡地段修筑挡土墙，对边坡进行护坡。

土地整治：站场外围绿化前需进行穴状整地，站内空地绿化前进行土地整治，站外边坡造林前进行鱼鳞坑整地。

碎石覆盖：站内建筑物、设备安装及绿地布设后，剩余通道等空闲地铺设碎石，可起到防火，防止水土流失等作用。

②植物措施

站场内绿化树种在保持水土及兼顾景观的原则下，站场围墙外栽植旱柳行道防护林，站场外围边坡栽植刺槐防护林，站内可播撒黑麦草进行绿化，通过科学配置起到防尘、减噪、降温、保持水土等作用。

③临时措施

临时排水沟：主体设计排水系统较为滞后，为防止施工过程中周围径流对站场及临时堆土区进行冲刷及侵蚀，在站场及临时堆土区四周布设临时排水沟，尾端接蓄水池。

临时蓄水池：为防止施工过程中周边汇水对站场造成冲刷，在临时排水沟尾端布设临时蓄水池，且可用于周边绿化洒水及抑尘。

临时拦挡：为防止临时堆土在堆放过程中造成水土流失，在临时堆土区域进行编制袋装土临时拦挡。

临时苫盖：由于站场比较分散，单个井场的剥离表土数量不大，所以临时措施主要采用密目网进行覆盖。

(3) 管线防治区

① 工程措施

表土剥离及回覆：为保护表土资源，对管线防治区中具有可剥离条件的表土进行剥离，剥离的表土临时堆放于临时堆土区，用于后期绿化覆土。

土地复垦：对于占用耕地的区域，管沟回填后因进行土地复垦，恢复原土地功能。

② 植物措施

由于项目管线穿越区内一般道路采用开挖+套管保护的方式施工，穿越河流、冲沟采用桁架或悬索跨越等方式施工。因此对于穿越道路区域周边绿化区域，回填后应予以平整、压实，并播撒草种，槽中可选择紫花苜蓿。

③ 临时措施

临时苫盖：对管线开挖产生的裸露面进行密目网苫盖，防止风蚀。

此外，施工时，应分层开挖堆放，既可减少临时占地影响，又可避免因两侧堆放造成回填过程中的土层混乱。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；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。

(4) 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沙棘与刺槐混交护坡，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，坑内种植河北杨。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沙浆粉面，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，沟内密植沙棘和河北杨，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，沙棘、杨树带状相间混交。

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。

(5)工程技术要求

①井场边坡防护

井场周边填方地段坡度应小于 1:1，使填方地段小于项目区土壤安息角；在井场周边营造刺槐、紫穗槐混交林，其余空闲区域种植紫花苜蓿等。

a、整地方式、规格

刺槐、紫穗槐防护林带整地要求用方坑，规格为：长宽各 0.5m，坑深 0.5m。

b、树（草）种选择及配置方式

乔木选择刺槐、灌木选择紫穗槐，采取带状混交；草种以扁穗冰草为主。

c、造林种草技术

春、秋季植苗造林，用截干苗，留干长 10~15cm，修剪伤根。栽植时，根系舒展，做到深埋少露，踩实。有条件的要浇水。刺槐每穴 1 株，紫穗槐每穴 2 株。刺槐与紫穗槐带状混交，刺槐每带 4 行，紫穗槐每带 2 行。

在灌木林空闲区域种植扁穗冰草等优质牧草护坡，扁穗冰草播量 $7.5\text{kg}/\text{hm}^2$ ，雨季播种，播深 1cm 。

②场站区绿化

场站场地一般布置紧凑，可结合场地布局插空绿化。

a、树（草）种选择及配置方式

树种主要有：青杨、刺槐等。草种主要有：禾本科的扁穗冰草等。具体配置方式因场站、井场具体位置布设而定。

b、造林种草技术

青杨：栽植前一年进行整地，整地规格为 $0.5\text{m} \times 0.5\text{m} \times 0.3\text{m}$ ，外沿高 0.1m 。选用两年根苗中木质化程度较好的一级苗在春季植苗，苗木植于坑中部，根系要舒展，分层埋土踏实。埋土超原土印 $1 \sim 2\text{cm}$ 。造林后第 1、2 年割除幼树周围杂草。第 3 年松土除草 2 次。

刺槐：提前一年整地，整地规格为 $0.5\text{m} \times 0.5\text{m} \times 0.25\text{m}$ ，外沿土埂高 0.1m ，呈“品”字形排列。春、秋季造林，栽前截干，留干长 $10 \sim 15\text{cm}$ ，修剪伤根、冗长根。栽植时，在反坡地平面部位，刨深 0.25m 的穴，将苗木放入穴内，使根系舒展，然后分层填土踩实。

扁穗冰草：播前深翻、耙耱，精细整地，夏秋雨后播种。可撒播、条播。为提高成活率，必须采用优质种子，播种量 $1 \sim 1.5\text{kg}/\text{亩}$ 。覆土深度 2cm 左右。扁穗冰草播种当年生长缓慢，需注意除草。

(6)预防措施

①在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，要求主体工程中部分项目进一步设计，并提出规范施工的要求，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。工程建设中尽量做到挖填平衡，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、土石及其它建筑材料不能乱停乱放，防止破坏植被，加剧水土流失。

11.3.4.3 运行期的水土保持措施

(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放牧，以避免路基坡面产生新的水土流失现象；

(2)加强水土保持设施的维护与管理，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。

11.3.5 动植物生态环境影响减缓措施

(1) 加强生态环保宣传教育工作

施工进场前，应加强对施工人员的生态环境保护的宣传教育工作，在工地及周边地区，设立与环境保护有关的科普性宣传牌。

(2) 植被保护和恢复措施

① 施工场地和通道多利用现有道路，既少占旱地、林地，又方便施工。

② 严格按照设计文件确定征占土地范围，进行地表植被的清理和恢复工作。

③ 项目施工期间应该严格控制施工范围，避免超挖破坏施工范围外周围植被。

④ 基础施工前，应将占用农用地的表土层（其中耕地约 20cm 厚，林地约 15～60cm 厚，即土壤耕作层）剥离，并在临时用地范围内适当位置进行集中堆放，并采取临时拦挡和覆盖措施，防止雨淋造成养分流失，以便用于后期的绿化和土地复垦。

⑤ 因施工破坏植被而裸露的土地（包括路界内外）应在施工结束后立即整治利用，恢复植被或造田还耕。

⑥ 施工完成后，对项目临时占地进行土地平整和表土覆盖，并依据植被生态演替的基本规律采取植被恢复措施，对施工造成的裸露地表采取植被恢复措施或复垦措施。而且对于临时占用的施工场地也应恢复原状，由建设单位组织复耕或植被恢复。

(3) 动物的保护措施

施工过程中严格规定人员活动范围，仅限于各工区和生活区范围内活动，最大限度减少对野生动物生存环境的破坏；车辆在有野生动物的地区行驶及作业时，禁止鸣笛；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动植物的生命及生存环境的威胁。

11.3.6 水生生态环境保护措施

(1) 施工期安排在枯水期（11 月至 3 月），减缓对水生生态环境的影响。

(2) 施工过程中工程建设业主应该充分认识到保护鱼类资源及其生存环境的重要性，施工前期要加强承包商和施工人员的环境保护、生物多样性保护的宣传教育工作，严禁利用施工之便猎杀水生生物。

(3) 作业区施工用料需通过外购解决，不得在河床采挖，以免改变鱼类的生境，保持河床的自然状态。

(4) 施工期不向河道排放废水倾倒废渣等，减小施工废水对下游鱼类的影响。

(5) 工程建设水域建设噪音会影响到鱼类活动，因此应尽量使用低噪声设备。

11.3.7 退役期生态环境保护措施

(1) 井场生态保护措施

① 退役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 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。

⑥ 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。

(2) 站场生态保护措施

① 退役期站场应在退役期后 12 个月内予以拆除，同时挖松固化地面，并对站场土地进行平整、覆土和植被恢复，18 个月内达到土地使用功能。

- ② 与水土保持工程措施相结合，设置截排水沟，防止水土流失。
- (3) 管线生态保护措施
- 退役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。
- (4) 道路生态保护措施
- 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。

11.3.8 生态恢复目标和指标

根据区域生态环境特征，参考《矿山生态环境保护与污染防治技术政策》和《生产建设项目水土流失防治标准》等文件，确定项目生态恢复与重建目标见表 11.3.8-1。

表 11.3.8-1 生态恢复目标与指标一览表		
生态恢复指标	单位	目标值
扰动土地恢复治理率	%	95
水土流失治理度	%	93
林草植被恢复率	%	95
土地复垦率	%	85
复垦植被成活率	%	70
植被重建区林草覆盖度	%	22

11.3.9 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 11.3.9-1。

表 11.3.9-1 植被恢复计划表			
区域	植被恢复措施	恢复时间 (年)	费用（万元）
井场	土地平整、覆土、临时占地种植铁杆蒿、赖草、艾蒿、狗尾草、长芒草、白羊草、赖草、大蓟、阿尔泰狗娃花、胡枝子、冷蒿、黄花蒿等当地当地适生的品种植被，对钻井后临时场地覆土平整后恢复植被。	1	240
	加强对植被的抚育、补种工作，提高井场植被覆盖度。	4	
站场	土地平整、覆土，临时占地种植沙打旺、芨芨草、紫花苜蓿等；站外栽植柳树、刺槐、酸枣等乔灌木种。	1	120
	加强对绿化植被的管理与抚育，确保站场绿化率达到 15%	4	
管线区	土地平整、临时占地种植铁杆蒿、赖草、艾蒿、狗尾草、长芒草、白羊草、赖草、大蓟、阿尔泰狗娃花、胡枝子、冷蒿、黄花蒿等当地当地适生的品种植被。	1	330
	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。	4	
道路区	土地平整、覆土、临时占地种植铁杆蒿、赖草、艾蒿、狗尾草、长芒草、白羊草、赖草、大蓟、阿尔泰狗娃花、胡枝子、冷蒿、黄花蒿等当地当地适生的品种植被。	1	120
	道路两侧种植刺槐、油松等当地当地适生的乔灌木种品种，加强对植被的抚育、补种工作。	4	
合计			810

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 810 万元。评价

要求建设单位落实生态保护、恢复与补偿费用，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。

11.4 生态监测和环境管理

根据 HJ19-2022 要求，采掘类项目应针对项目规模、生态影响特点及所在区域的生态敏感性，开展全生命周期生态监测。

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以及退役期的闭井及复垦工程效果监测，具体监测计划见表 11.4-1。

表 11.4-1 油田全周期生态监测计划一览表

时间段	监测因子	监测方法	监测频次	监测点位
施工期	施工固废处理情况	抽样监测场地土壤环境质量	井场施工结束后 1 次	井场、站场施工区
	井场占地面积、类型	遥感解译、无人机航测	施工前、后各 1 次，进行对比	井场、站场施工区
	重要生境变化			地面施工占用林地区域，重点针对公益林地
运行期	水土保持工程效果	施工迹地监测扰动后土壤侵蚀类型、侵蚀量	每年 1 次	重点在管线、道路沿线布设 3~5 个代表点，新建井场、站场选择 3 个代表点
	生态恢复工程效果	生态修复工程采用植被类型，高度、盖度、生物量、成活率，补耕补种作物产量	每年 1 次	施工区域选择 3~5 个代表点（重点针对公益林地）划定标准地，建立长期监测制度，按照监测频次要求进行植被样方调查并保留记录台账
退役期	闭井退出工程效果	对地面设施拆除、封闭情况进行记录	闭井后 1 次性进行	退役井、站场占地范围
	生态修复工程效果	生态修复工程采用植被类型，高度、盖度、生物量、成活率	每年 1 次，持续 3 年	

油田地面工作组应结合现有地面巡井计划，配套制定油田生态环境动态监管方案，以长期监管、定期巡查与专业技术相结合，通过有效的全流程监管以预防和控制各类环境事故，做到防患于未然。

11.5 生态环境影响评价结论

本项目由钻井、站场、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，运营期和退役期影响不大。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。

12 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。

12.1 风险调查

12.1.1 风险源调查

本项目可能存在的风险单元包括钻采井场、站场、原油集输管线、输气管线等。

(1) 井场

① 钻采作业

在钻井过程中，当钻穿高压油气层时，因处理不当等原因可能造成井喷事故。喷出的原油覆盖植被、污染土壤，大量烃类气体会污染环境空气。此外，钻井过程中使用的柴油储罐易发生火灾爆炸事故。

② 采油注水

采油井由于固井质量差或井管发生井漏事故造成采出液在井管外流动上返污染地下水；依托的回注井发生井管破裂，进而导致套外返水时，可能会穿透含水层污染地下水。

(2) 站场

站场装置区含原油属易燃物质，存在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。

(3) 原油集输管线

原油采油管线发生泄漏事故后，泄漏原油进入土壤，会对土壤、植被造成影响；管线穿跨越沟道、水体时泄漏，会对下游地表水体造成污染，以及泄漏原油通过包气带进入地下水环境从而对地下水造成污染。

(4) 输气管线

集供气管线若因管道上方违章施工等第三方破坏、管道腐蚀、管道质量缺陷、施工缺陷以及洪水、滑坡、地震等自然灾害、不法分子钻孔盗气等造成管道破裂，导致气体泄漏，会对泄漏点周边大气环境造成影响，遇到明火可能引发火灾、爆炸事故。

12.1.2 环境敏感目标调查

本项目环境风险敏感目标为井区附近及采油管线两侧的敏感点，主要保护目标为区域内环境空气质量、地表水、地下水和土壤环境质量。根据危险物质可能的影响途径以及现状调查，本项目主要地面工程环境敏感目标属性、方位和距离等详见表 2.7.2-4～表 2.7.2-7。

12.2 评价工作等级

12.2.1 环境风险潜势初判

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

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

式中：

$q_1、q_2 \dots q_n$ —— 每种危险物质的最大存在量，t；

$Q_1、Q_2 \dots Q_n$ —— 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 $Q \geq 1$ 时，将 Q 值划分为：① $1 \leq Q < 10$ ；② $10 \leq Q < 100$ ；③ $Q \geq 100$ 。

本项目为油田开发建设项目，项目施工期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主要为原油、伴生气等。项目投运后，原油、伴生气等均通过管线集输，在站场内密闭储存。

本次庆城联合站改造工程不涉及原油、伴生气储存或集输设施增减，风险源及风险物质均未发生变化，风险防范措施不变，风险评价引用原有环保手续中已有结论，不再单独考虑，本次风险评价定级仅考虑新增站场和管线工程。

本项目涉及的危险物质临界量参照风险导则附录 B 确定。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 C，在不同厂区的同一种物质，按其在厂界内的最大存在总量计算。本项目以各站场及集输管线为危险单元，分别计算其最大存在量及 Q 值。

本项目 Q 值确定见下表 12.2.1-1。

表 12.2.1-1 本项目主要站场 Q 值确定表

序号	危险单元	危险物质	临界量/t	最大量/t	比值 Q	储存设施	规格	数量	运行压力
1	单个钻井井场（钻井期）	柴油	2500	20	0.008	柴油储罐	10t	2 具	常压
2	华H53平台增	含水油	2500	42.8	0.017	事故油箱	30m³	2 具	常压
3	华H204平台增	含水油	2500	42.8	0.017	事故油箱	30m³	2 具	常压
4	庆H28平台增	含水油	2500	42.8	0.017	事故油箱	30m³	2 具	常压
5	庆H46平台增	含水油	2500	42.8	0.017	事故油箱	30m³	2 具	常压
6	合H75平台增	含水油	2500	42.8	0.017	事故油箱	30m³	2 具	常压
7	庆H49混输装置	含水油	2500	21.4	0.009	事故油箱	30m³	1 具	常压
8	白马加热站	净化油	2500	142.7	0.057	泄放罐	200m³	1 具	常压

注：事故油箱充装系数为 0.85，并仅在外输系统故障时临时储存油。

表 12.2.1-2 本项目主要管线 Q 值确定表

序号	类型	首站	末站	危险物质	临界量/t	最大量/t	比值 Q	规格	长度（km）	压力（MPa）
1	集油、集气、供气管线	合H75增	合H72增	含水原油	2500	39.9	0.016	Φ89×5.0	8.6	4.0
				伴生气	10	2.81	0.281	Φ140×5.0	8.6	2.5
				干气	10	0.31	0.031	Φ48×4	8.6	2.5
				小计	/	/	0.328	/	/	/
2		华 H53 增	岭十二转	伴生气	10	2.78	0.278	Φ140×5.0	8.51	2.5
				干气	10	0.38	0.038	Φ60×5	8.51	2.5
				小计	/	/	0.316	/	/	/
3		西十转	南集站	伴生气	10	3.87	0.387	Φ140×5.0	11.85	2.5
4	输油管线	华十六脱	华悦线 1#阀室	净化油	2500	71.63	0.029	Φ114×5.0	9.14	6.3
5	单井管线	庆H49平台	庆H36增	含水原油	2500	48.3	0.019	Φ114×5.0	6.16	4.0

注：①按最不利情况，不考虑原油含水率；②本次选取长度最长的管线进行 Q 值计算；单井管线 Q 值均<1。

由表 12.2.1-1～表 12.2.1-2 可知，新、扩建站场及相关输油、输气管线 Q 值均<1，故危险单元环境风险潜势可直接确定为 I。

12.2.2 评价工作等级

根据导则，环境风险评价工作等级划分为一、二、三级，根据环境风险潜势确定。对应关系见表 12.2.2-1。

表 12.2.2-1 风险评价等级判别表

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

本项目新、扩建井场、增压站、各类管线等危险单元 Q 值均<1，直接判定环境风险潜势均为 I，因此项目环境风险评价工作等级为简单分析，判定情况详见表 12.2.2-2。

表 12.2.2-2 项目主要风险源评价工作等级划分

序号	风险源	环境空气	地表水	地下水
1	柴油储罐	简单分析	简单分析	简单分析
2	新、扩建井场	简单分析	简单分析	简单分析
3	新建增压站	简单分析	简单分析	简单分析
4	原油及伴生气集输管线、供气管线	简单分析	简单分析	简单分析

12.3 环境风险识别

12.3.1 物质危险性识别

本项目原油生产过程中所涉及的危险物质主要有原油、伴生气、柴油以及火灾爆炸事故次生污染物 CO 等，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 12.3.1-1。

表 12.3.1-1		危险物质分类表		
序号	危险物质	危险特性		危险物质分布
1	原油	易燃物质	易燃液体	原油储罐、井场、输油管线
2	伴生气（石油气）		易燃气体	工艺装置区、集气管线
3	柴油		可燃液体	钻井井场
4	CO	有毒物质	急性毒性属于 1 类、2 类（剧毒物质）	火灾爆炸伴生/次生物

- (1) 原油
- 原油主要理化性质见表 12.3.1-2。
- 由表 12.3.1-2 可以看出，原油具有以下特性：
- ① 火灾爆炸危险性：原油属中闪点易燃液体，其火灾危险性为甲类物质；
 - ② 易挥发性：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，且易沿地表扩散，扩大危险区域；
 - ⑥ 热膨胀性：原油受热后，温度升高，体积膨胀，若容器罐装过满，超过安全容量，或者管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。

表 12.3.1-2		原油的理化性质	
标识	中文名：原油	英文名：Petroleum	
	危规号：32003	CAS 号：75-01-04	
理化性质	外观与形状：红色、红棕色或黑色有绿色荧光的稠厚性油状液体	溶解性：不溶于水，溶于多数有机溶剂	
	熔点(℃)：-259.2	沸点(℃)：120~200℃	
	比重：0.84~0.86(水=1)	稳定性：稳定	
	危险性类别：中闪点易燃液体	燃烧性：易燃	
危险特性	闪点(℃)：<28℃	爆炸上限(%)：5.4	
	爆炸下限(%)：2.1	燃烧(分解)产物：一氧化碳、二氧化碳	
	其蒸气与空气形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。遇高温，容器内压增大，有开裂和爆炸危险性。		
	灭火方法：泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。用水灭火无效。		
	灭火剂：泡沫、干粉、二氧化碳		
	毒性	LD ₅₀ ：500~5000mg/kg	
健康危害	侵入途径：吸入、食入		
	健康危害：蒸气可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症		

	状。

(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 12.3.1-3。

表 12.3.1-3 伴生气（石油气）的理化性质

标识	中文名：石油气	英文名：liquefiedpetroleumgas
	危规号：21053	CAS 号：68476-85-7
理化性质	外观与形状：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
危险特性	稳定性：稳定	
	危险性类别：第 2.1 类易燃气体	燃烧性：易燃
	闪点(℃)：-74℃	爆炸上限(%)：2.25
	爆炸下限(%)：9.65	燃烧(分解)产物：一氧化碳、二氧化碳
	极易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与氟、氯等接触会发生剧烈的化学反应。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇明火会引着回燃。	
	灭火方法：切断气源。若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。	
	灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳。	
健康危害	侵入途径：吸入	
	健康危害：有头晕、头痛、兴奋或嗜睡、恶心、呕吐、脉缓等；重症者可突然倒下，尿失禁，意识丧失，甚至呼吸停止。可致皮肤冻伤。长期接触低浓度者，可出现头痛、头晕、睡眠不佳、易疲劳、情绪不稳以及神经功能紊乱等。	

原油伴生气具有以下特性：

① 易燃易爆性：极易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险，燃烧分解产物为 CO；

② 易扩散性：其蒸气比空气轻，能扩散到相当远的地方，遇明火会回燃。

(3) 柴油

柴油是用于柴油机的燃料，主要用于钻井和修井过程，使用比较分散，其主要理化性质见表 12.3.1-4。

表 12.3.1-4 柴油理化性质

标识	中文名：柴油	英文名：Dieseloil; Dieselfuel
	分子式：C _n H _r	分子量：190~220
	UN 编号：1202	CAS 号：68334-30-5
理化性质	外观与形状：稍有粘性的棕色液体	溶解性：不溶于水
	熔点(℃)：-18	沸点(℃)：282~338
	相对密度：(水=1)0.87~0.9	禁忌物：强氧化剂、卤素
	稳定性：稳定	聚合危害：不聚合
危险特性	危险性类别：易燃液体	燃烧性：易燃
	引燃温度(℃)：257	闪点(℃)：65
	最小点火能(MJ)：0.2	最大爆炸压力(MPa)：0.82
	燃烧热：9700 大卡/kg	燃烧(分解)产物：一氧化碳、二氧化碳
	危险特性：遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险。若遇高温、容器内压力增大，有开裂和爆炸的危险	
	灭火方法：尽可能将容器从火场移至空旷处时持火场容器冷却，直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。	
	灭火剂：泡沫、二氧化碳、干粉、1211 灭火剂、砂土	
健康	侵入途径：吸入、食入、经皮吸收	

	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、伴生气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 12.3.1-5。

表 12.3.1-5 一氧化碳理化性质及危险特性

标识	中文名：一氧化碳		英文名：carbonmonoxide
	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	外观与形状：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/m ³ （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、高位能引起燃烧爆炸		
	灭火方法：切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体，喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处		
	灭火剂：泡沫、二氧化碳、雾状水、干粉		
健康危害	侵入途径：吸入		
	健康危害：CO 在血液中与血红蛋白结合而造成组织缺氧。急性中毒：轻度中毒者出现头痛、头晕、耳鸣、心悸、恶心、呕吐、无力，血液碳氧血红蛋白浓度可高于 10%；中度中毒者除上述症状外，还有皮肤粘膜呈樱红色、脉快、烦躁、步态不稳、甚至中度昏迷，血液碳氧血红蛋白浓度可高于 30%；重度患者深度昏迷、瞳孔缩小、肌张力增强、频繁抽搐、大小便失禁、休克、肺水肿、严重心肌损害等，血液碳氧血红蛋白可高于 50%。慢性影响：能否造成慢性中毒及对心血管影响无定论。		
	工作场所最高允许浓度：中国 MAC=30mg/m ³		

12.3.2 生产系统危险性识别

根据各设施功能特点和危险物质分布情况，项目分为井场、站场、原油集输管线等几个功能单元，分述如下：

(1) 井场

① 施工期

在钻、完井作业中，由于钻井液比重失调、防喷措施不当及其他误操作活动导致地层压力欠平衡或静液柱降低导致欠平衡而引起循环液漏失等原因，可能导致发生井涌。若不及时控制或控制不当，可能引发井喷事故。伴随井喷可能释放大量的原油和大量烃类物质，如果当烃类物质聚集到爆炸浓度后，遇明火可能引发平台火灾、爆炸，可能对周围环境产生严重威胁。

发生井喷的主要原因是地层压力过高、且钻井泥浆比重失调以及防井喷措施不当。

一旦发生井喷，将会有钻井泥浆、原油和天然气物质喷出，损害周围生态环境。

② 运行期

当发生油气泄漏事故时，若泄漏的原油遇到静电或明火，将会发生火灾事故产生颗粒物、CO 等次生污染物，影响周围环境空气质量。泄漏的原油会渗入土壤，并污染地下水，对土壤和地下水环境造成不利影响。

另外，注水井套外返水时若发生事故，可能会穿透含水层污染承压水。套外返水事故的主要原因在于固井质量不好、表层套管腐蚀或者固井水泥老化等，可能导致水泥环破裂及脱落，最终造成套外返水，对地下水环境造成影响。

③ 退役期

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。

(2) 原油集输站场

本项目增压机组设置 30m³ 事故油箱 1 具或 2 具，白马加热站设置 200m³ 泄放罐 1 具。

原油集输站场生产装置区、储油设施等处理、储存的介质均属易燃物质，因此存在泄漏及火灾、爆炸的风险性。

(3) 原油集输管线、采出水回注管线

本项目井场原油主要通过管线输至增压站、联合站等原油处理站场。本次扩建工程拟建油气集输管线及采出水回注管线运行过程中存在的事故风险为管线因腐蚀穿孔而造成原油、采出水泄漏；冬季运行时管线因保温性能差等原因发生冻堵、管线破裂；人为破坏导致管道泄漏，进而引起原油泄漏。泄漏的原油、采出水会渗入土壤，进而污染地下水，对土壤和地下水环境造成不利影响。

(4) 输气管线

伴生气、干气主要成分为甲烷，甲烷属于低毒性物质、窒息性气体，尤其在密闭空间，易造成窒息死亡。空气中甲烷浓度过高能使人无知觉地窒息、死亡。因此，当发生泄漏事故，会对周边人群健康产生不利影响。

输气管线发生泄漏极易火引发火灾，气体瞬时大量泄漏，不容易完全燃烧，会产生一氧化碳。

12.3.3 危险物质向环境转移途径识别

通过以上物质、生产设施识别，本项目危险物质扩散途径主要有：

(1) 原油集输管线、采出水回注管线发生泄漏事故，泄漏的原油、采出水进入土壤，

并通过包气带下渗进入地下水，从而对土壤、地下水环境造成不利影响；河流穿跨越处管线发生泄漏后，泄漏原油进入地表水体，对下游地表水、饮用水源保护区及两岸土壤造成污染。

(2) 站场原油泄漏并引发火灾爆炸事故后，产生的消防废水没有及时收集、处理，扩散进入地表水体或下渗进入土壤和地下水，从而对地表水、土壤及地下水环境造成影响；未完全燃烧的有毒有害物质以及完全燃烧后伴生/次生污染物 CO 等进入环境空气，从而对大气环境造成影响。

(3) 输气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的影响。

(4) 井场发生井喷事故对周围空气、土壤等产生的不利影响。

(5) 井漏事故中钻井废水、泥浆漏失于地下水含水层中，造成地下含水层水质污染；采出水回注井发生井管破裂导致套外返水，可能会污染地下水。

12.3.4 风险识别结果

本项目原油集输系统主要危险单元包括集输站场、井场、油气集输管线等，风险源主要为涉及原油、伴生气及采出水的各类设备及管道，各生产设施主要事故风险类型、来源及危害见表 12.3.4-1。

表 12.3.4-1 项目环境风险识别表

序号	危险单元	风险源	主要危险物质	环境风险类型	环境影响途径	可能受影响的环境敏感目标
1	井场	钻井等	原油、伴生气	井喷	①油品挥发及火灾爆炸引发的次生污染物排放，造成大气环境污染； ②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；经包气带下渗进入地下水环境污染地下水； ③泄漏油品流入地表水体后会形成油膜，阻碍水体溶氧，使水质变坏，污染地表水。	井场周边居民点、土壤及地表水
		柴油储罐	柴油	泄漏		地下水
		采油井	原油	井漏		
2	站场（增压站）	事故油箱	原油、伴生气	泄漏		站场周边居民、土壤、地下水及地表水
			有害气体	火灾爆炸		
3	油气集输管线		原油、伴生气	泄漏		管线两侧居民及穿越的地表水体和地下水
			有害气体	火灾爆炸		
4	采出水回注管线		采出水	泄漏		

12.4 风险事故情形分析

12.4.1 风险事故情形设定

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 E “表 E.1 泄漏频率表”中储罐和管线不同泄漏模式下的泄漏频率（见表 11.4.1-1），本项目涉及的泄漏事故类型包括容器、管道的泄漏和破裂。参照导则，本次评价最大可信事故概率取值为 $10^{-6}/a$ 。

表 12.4.1-1

本项目泄漏频率表

部件类型	泄漏模式	泄漏频率
常压单包容储罐	泄漏孔径为 10mm 孔径	$1.00 \times 10^{-4}/a$
	10min 内储罐泄漏完	$5.00 \times 10^{-6}/a$
	储罐全破裂	$5.00 \times 10^{-6}/a$
内径 $\leq 75\text{mm}$ 的管道	泄漏孔径为 10mm 孔径	$5.00 \times 10^{-6}/(\text{m} \cdot \text{a})$
	全管径泄漏	$1.00 \times 10^{-6}/(\text{m} \cdot \text{a})$
$75\text{mm} < \text{内径} \leq 150\text{mm}$ 的管道	泄漏孔径为 10mm 孔径	$2.00 \times 10^{-6}/(\text{m} \cdot \text{a})$
	全管径泄漏	$3.00 \times 10^{-7}/(\text{m} \cdot \text{a})$
内径 $> 150\text{mm}$ 的管道	泄漏孔径为 10mm 孔径 (最大 50mm)	$2.40 \times 10^{-6}/(\text{m} \cdot \text{a})$
	全管径泄漏	$1.00 \times 10^{-7}/(\text{m} \cdot \text{a})$

评价在风险识别的基础上,选择对环境影响较大并具有代表性的事故类型,设定风险事故情形。本项目新建、改扩建站场均不新增储油设施,新建增压站和白马加热站设有事故油箱和泄放罐,正常状况时空置状态,本次工程中华十六脱至华悦线 1#阀室管线、西十转-南集站管线内危险物质存在量较大。因此,评价选取上述新建管线为典型进行分析。典型事故类型见表 12.4.1-2。

表 12.4.1-2

典型事故类型及风险事故情形设定

序号	危险单元		环境风险类型	主要危险物质	风险源	影响途径
1	原油集输系统	华十六脱至华悦线 1#阀室输油管线	泄漏	净化油	管线破损、断裂发生原油泄漏事故	泄漏原油沿沟道直接排入地表水
			火灾爆炸	一氧化碳	破损管线发生火灾和爆炸后,物料急剧燃烧所需的供氧量不足,燃烧过程中产生 CO	燃烧过程中产生 CO 排入环境环境空气
2		西十转至南集站伴生气管线	泄漏	伴生气	管线破损、断裂发生伴生气泄漏事故	泄漏伴生气排入环境环境空气

12.4.2 源项分析

(1) 输油管线泄漏

管线原油泄漏量的大小与泄漏点处的运行压力、外压、原油密度、管道腐蚀穿孔的大小以及所处位置等参数有关。管道输油依托两端站场的站控系统进行泄漏监测,对设置阀室的管线实施远距离的数据采集、监视控制、安全保护和统一调度。管线一旦发生漏油事故,管内压力减小,截断阀在 1min 内响应并关闭,站内的输油泵最迟在 15min 内关闭。本项目采油管线未设置截断阀室,本次评价以最大风险泄漏量计算,即以 15min 作为站内输油泵关闭前的泄漏时间,输油泵关闭后,管道断裂处原油继续泄漏,当与外界压力平衡时,泄漏终止。

根据 HJ169-2018 中 8.2.2.3 要求,本次评价泄漏事故按照管道截面 100%断裂估算泄漏量,并考虑输油泵关闭前、后管线泄漏量。输油泵关闭前,泄漏量按实际工况确定;输油泵关闭后,泄漏量以管道泄压至与环境压力平衡所需要的时间计。按照美国矿业管理部(MMS)管道油品泄漏量估算导则(MMS2002-033)给出的估算模式,总泄漏量为输油泵关闭前后的泄漏量之和,计算公式为:

$$V_{\text{rel}} = 0.1781 V_{\text{pipe}} \times F_{\text{rel}} \times F_{\text{GOR}} + V_{\text{pre-shut}}$$

式中： V_{rel} ：原油泄漏量，bb1（1 桶=0.159m³）；

V_{pipe} ：管段体积，ft³（1ft³=0.0283m³），管段长度按两站之间的长度计算；

F_{rel} ：最大泄漏速率，取 0.2；

f_{GOR} ：压力衰减系数，取 0.2；

$V_{\text{pre-shut}}$ ：输油泵关闭前泄漏量，bb1，按设计输油能力 m³/d、泄漏 15min 核算。

根据计算，典型管线泄漏量如表 12.4.2-1。

表 12.4.2-1 典型输油管线 100%断裂泄漏量

管线	管径 (mm)	长度 (km)	管段体积 (m ³)	设计输油 能力 (m ³ /d)	阀门关闭前泄 漏量 (m ³ /次)	阀门关闭后泄 漏量 (m ³ /次)	总泄漏量 (m ³ /次)
华十六脱-华悦线 1#阀室	114	9.14	77.6	1000	10.42	3.1	13.52

(2) 输气管线泄漏

西十转-南集站管线输送物料为伴生气，规格 Φ140×5.0，长度 11.85km，设计输气压力 2.5Mpa。管线中间不设截断阀，管线一旦发生泄漏事故，管内压力减小，站场两端截断阀在 1min 内响应并关闭，管线内伴生气全部泄漏进入大气环境，最大量为 3930.2m³。

12.5 环境风险分析

12.5.1 井喷事故后果分析

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。

陇东油区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

本项目伴生气中未检出 H_2S ，发生井喷事故后，伴生气在大气中扩散将对当地环境空气质量造成一定影响，对其范围内的人群健康造成危害，但总体影响较轻。

(3) 对水体的污染和影响

井喷喷出的原油一旦进入水体，原油将在水面形成油膜而阻碍水体与大气之间的气体交换，使水质更容易恶化；油类粘附在鱼类、藻类和浮游生物上，致使生物死亡；原油污染还会使水产品品质下降，造成经济损失；若含油废水的排入超过了水体的自净能力，则易形成油污染，这些污染使河流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，甚至危害到人体健康。

(4) 对土壤的污染和影响

井喷喷出的原油类混合物会渗透到土壤中，杀死土壤中的微生物，改变土壤成分，改变地表生态，遭受污染的地区可能在几十年甚至上百年的时间内都会寸草不生。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土壤造成严重的危害和影响，因此，一旦发生井喷，应及时清理被污染的土壤。

(5) 对井场周边植物的污染和影响

当井喷发生时，一般都会喷出一定量的钻井液于放喷口周边的农作物上，导致农作物死亡，造成减产；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。

12.5.2 套外返水对地下水环境影响分析

注水井对地下水有影响事故类型主要是由于固井质量差或井管发生破裂事故造成含油废水在井管外流动上返，污染地下水；此外，项目进入退役期后，对注水井封井不严，可能造成注水层少量的含油水进入承压水层，对地下水环境造成影响。详细见地下水环境影响评价专题。

12.5.3 原油集输站场风险事故后果分析

12.5.3.1 储罐泄漏对地表水环境的影响

本项目增压站内设置 $30m^3$ 事故油箱、白马加热站设有 $200m^3$ 泄放罐，设备均室外布置，油箱设有围堰。若站场一旦发生原油泄漏，站控调度将立即停止向泄漏罐输送原油的操作，关闭进罐流程上的阀门，并迅速开启倒罐流程，同时关闭防火堤的排水控制阀，

用砂土包封堵罐区所有下水道及所有地下管沟，泄漏原油一般不会出站；此外，一旦发现原油外泄，站场可立即做出应急响应，影响程度和范围较小。另外，站内布置干粉灭火器及二氧化碳灭火器，站场发生火灾事故时不会有事故废水产生，不会因消防废水没有及时收集处理，扩散进入地表水，从而对地表水、土壤及地下水环境造成影响。

12.5.3.2 对土壤、地下水环境的影响

当站场内发生原油泄漏后，原油在土壤内部由于重力作用沿垂直方向向地下渗透，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。短期原油泄漏事故造成的土壤影响一般仅限于直接有泄漏原油的区域，且主要对表层 0~20cm 的土层构成污染。由于站场所在区域场地区域黄土层较厚、浅层地下水埋深较大，泄漏油对土壤和地下水的影响较小。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，对周围环境的影响可得到有效的控制。

12.5.3.3 对环境空气的影响

原油泄漏后伴生气会迅速挥发出来。挥发的伴生气会影响周边大气环境，可能会造成短时间内局部区域挥发性有机废气超标，甚至在大气中形成爆炸云团，遇明火发生爆炸，进而对周围造成冲击波危害。此外，泄漏原油发生火灾事故后，原油不完全燃烧向大气中排放大量次生有害气体 CO。下风向一定范围内 CO 浓度有可能超过毒性终点浓度 2 ($35\text{mg}/\text{m}^3$)，绝大多数人员暴露 1h 一般不会对人体造成不可逆的伤害，距离事故源较近的一定区域内，CO 浓度有可能超过毒性终点浓度-1 ($83\text{mg}/\text{m}^3$)，有可能对人群造成生命威胁。

12.5.4 管线泄漏事故影响分析

12.5.4.1 原油管线泄漏影响分析

(1) 土壤影响分析

管道输送原油过程中有可能会对沿线的土壤、地表水体造成影响，原油泄漏因泄漏点位置不同所产生的土壤污染范围也不同。

当管道在埋地敷设段内发生泄漏，原油在土壤内部由于重力作用沿垂直方向向地下渗透，排除地质灾害等因素外，原油一般情况下不会冒出地表形成地面扩散。由于原油黏度和凝固点较高，且流动性较差，加上黄土对原油具有很强的截流能力，因此泄漏原油很难向土壤深层迁移。此时影响原油污染范围的因素有原油的泄漏量、存留时间及环境温度等。

当管道泄漏点发生在管道穿跨越冲沟时，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，原油与土壤凝结成较大的含油土块，此时污染范围小；当泄漏量大时就形成地表扩散。影响原油污染范围的因素除原油的泄漏量、存留时间及环境温度外，还与泄漏点周围地形地貌、地表覆盖物等因素有关。

短期原油泄漏事故造成的土壤影响一般仅限于直接有泄漏原油覆盖的区域，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) 对地表水环境的影响

1. 河流溢油的运动状态

管道穿越河流发生溢油事故后，油溢至水中后存在以下几种状态：

- ① 扩展：油品迅速浮于水面上，由于重力和表面张力的作用在水面上向四周散开。
- ② 扩散：在河流中，根据河水的流态不同，存在着大小和尺度不同的涡旋和湍流，使得油膜在扩展的基础上进一步扩大其范围。
- ③ 漂移：油膜在水流和风力作用下而发生的纵向位移。
- ④ 挥发：石油溢于水面后，其中的轻质烃类组份会不断的挥发至大气中，减少水中成品油量。
- ⑤ 溶解：发生溢油事故后，石油中的可溶组份会溶于水中。可溶性组份主要是低碳的直链烷烃和一些芳香烃。溶入水中的石油类组份会影响水体功能，对水生生物造成直接危害。
- ⑥ 乳化：由于河流中涡旋和湍流的存在，水中一定量的油以乳化形式存在。
- ⑦ 吸附：河流中的泥沙和底泥会吸附水中的石油类物质，并通过泥沙的悬浮、沉积等过程使石油在水中产生新的分布。
- ⑧ 岸边滞油：由于河岸的阻力和扩散的边壁效应会有部分油品滞留在岸边的。
- ⑨ 生物降解：石油的某些组分可以作为微生物的能源或碳源而被降解，使油的体

积不断减少。由于降解是个复杂的生化过程，菌不断累积才能达到明显的消减污染物的效果，生物降解所需时间长，所以油品在河流中随水流漂移的短暂时段内可忽略生物降解过程。

对于溢油风险的预测，通常只考虑油膜在水中的迁移，而对挥发、溶解、乳化、吸附、岸边滞油、生物降解等作用不做考虑。

2. 油膜迁移预测模型

油品泄漏入河后，油膜在水中的迁移主要受三个过程影响：油膜随水流的漂移、油膜自身扩展和油膜在风力作用下的漂移。对于河流溢油事故来说，主要受前两个过程影响；风力作用由于风向、风速等不确定，且对油膜迁移影响较小，一般不考虑。本评价主要考虑油膜随水流的漂移和油膜扩展，来预测油品入河后的迁移。

① 油膜漂移

溢油漂移：在运动的水体中，油膜随着水流迁移，也随时间扩展。因此，溢油后油膜影响的距离为： $S = ut + \frac{1}{2}L$

式中：S：油膜影响的距离，m；

L：油膜扩展长度，m； $L = L_1 + L_2 + L_3$ 。

u：河道水流速度，m/s；

② 油膜扩展

采用费伊扩展模式进行预测。费伊扩展模式将油膜的扩散分为三个阶段，分别是惯性扩展阶段、粘性扩展阶段和表面张力扩展阶段，三个阶段的公式如下：

在惯性扩展阶段，油膜直径为：

$$L_1 = K_{11}(\Delta g W)^{\frac{1}{4}} t^{\frac{1}{2}}$$

在粘性扩展阶段

$$L_2 = K_{12} (\Delta (1 - \Delta)) \left(\frac{g W^2 t^{\frac{3}{2}}}{\gamma_w} \right)^{\frac{1}{6}}$$

在表面张力扩展阶段

$$L_3 = 1.33 (\sigma^2 t^3 / (\rho_w^2 \gamma_w)) ^{\frac{1}{4}}$$

式中：

K_{11} 、 K_{12} ：各扩展阶段的经验系数，取 $K_{11}=K_{12}=1.0$

u：河道水流速度，m/s；

$$\Delta = 1 - \frac{\rho_0}{\rho_w}$$

- ρ_0 ：油的密度 850kg/m³，
- ρ_w ：水的密度 1000kg/m³，
- g：重力加速度，取 9.8m/S²；
- W：溢油量，m³，见表 12.4.2-1；
- γ_w ：水的运动粘滞系数，取 1.01×10⁻⁶m²/s；
- σ ：净表面张力系数，取 0.3N/m；
- t：时间，s；

3. 预测结果分析

本项目部分原油集输管线穿跨越区域内的河流、冲沟等，若管线穿跨越处发生泄漏，原油顺河流向下游迁移，将会对下游地表水体及地表水水源地产生污染影响。本次评价根据风险识别结果，选取华十六脱-华悦线 1#阀室输油管线，其跨越柔远河支流，预测分析管线穿跨越处发生原油泄漏后对河流水体的影响程度和范围。

根据输油管线发生泄漏事故经验数据，结合实际应急响应时间及抢险物资配备情况和交通、人员条件分析，从溢油发生到全面展开污染控制和回收工作一般需要 2h 左右。因此，本次评价主要考虑管线泄漏事故发生 2h 后，在未采取有效控制措施情况下油膜影响距离，见表 12.5.4-1。

表 12.5.4-1 管线泄漏石油类污染物影响距离

管线	穿跨越对象	溢油量 /m ³	下游水源地，距保护区边界沿河道距离	2h 油膜漂移距离/km	运移至保护区边界时间/h
华十六脱-华悦线 1#阀室输油管线	柔远河支流	13.52	/	2.86	/

根据表 12.5.4-1 预测结果：泄漏事故发生 2h 后，油膜漂移距离为 2.86km，漂移距离和影响程度较小，在此距离内，对河流水质和水生生物会产生一定不利影响。

为进一步加强河流风险防范措施，评价要求建设单位提高事故应急反应，一方面从源头上加强管线监控，采取增加跨越段管壁厚度和设置套管的方式，防止泄漏原油入河。另一方面，在穿跨越工程下游周边堆放吸油毡，事故发生后及时吸油原油，减少泄漏原油影响范围，进一步减轻风险事故对地表水体的影响响。

(3) 对地下水环境的影响

管线泄漏的油品通过包气带下渗进入地下水环境，可能会导致地下水污染风险的发生。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。发生泄漏事故后若及时处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。详见地下水分析章节。

为减缓原油集输管线泄漏事故发生时对地下水环境的影响，评价要求在正常工况下应加强管线巡线力度，定期测量管线内外腐蚀情况，对管壁严重减薄段及时更换，及时排查泄漏风险点；一旦发生泄漏事故应及时找到泄漏点，及时维修，并将受污染的土壤全部集中收集，委托有资质单位进行转运处置，使污染物从源头和末端均得到有效控制，阻断污染物污染地下水的通道，使其不会渗入地下从而造成地下水污染。

(4) 对植被的影响

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份挥发，在对环境空气产生影响的同时，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。

12.5.4.2 输气管线泄漏影响分析

伴生气管线发生泄漏但未爆炸的情况下，由于输气压力较大，管内伴生气将迅速通过泄漏点进入环境空气中。同时，管线两端监测到失压后将迅速关闭截断阀，并在两端进行放空，以减少泄漏。

伴生气中主要成分为甲烷，输气管线泄漏将对泄漏点周边环境空气造成短期不利影响，并有可能对人畜造成窒息危害，当空气中伴生气浓度超过爆炸下限后，遇火还可能发生爆炸。伴生气爆炸后不完全燃烧产生的 CO 将对下风向环境空气产生不利影响，短期内可能会使局部区域环境空气中污染物浓度超标。但随着输气管道两端截断阀自动关闭等事故处理措施的采取，管线内伴生气压力逐渐降低、泄漏速率放缓，降低了引发火灾、爆炸的概率，且项目所在区域大气扩散条件好，伴生气泄漏事故对周围大气环境的影响较小。

12.5.4.3 管线泄漏对白龙江工程影响分析

本项目庆 H12 增-南集站集油集气供气管线与白龙井引水工程在平面上有交叉。

根据查询结果，白龙江引水工程与本项目管线交叉 2 处，建筑型式分别为穿管隧洞和地埋敷设。其中穿管隧洞埋深在 30m 以上，本项目管线位于白龙江引水工程输水隧洞上方地表处（埋深约 1.5m）；地埋敷设段本项目管线埋深在 5m 以下，白龙江引水工程

管线埋深约 2m，因此，2 处交叉均不影响白龙江引水工程施工建设。

为避免白龙江引水工程穿管隧道在实施过程中对管线造成不利影响，本项目管线与白龙江引水工程交叉处采取设置防护套管等防护措施，避免因施工过程中管线断裂导致原油泄漏事故发生，且在事故状态下，受包气带的截留作用及白龙江隧洞的防渗措施保护，不会污染白龙江引水工程的水质。

12.6 风险防范措施与应急预案

由于环境风险事故会对局部环境造成严重危害，因此必须采取必要的预防措施，避免事故发生或最大程度地降低事故造成的危害。对于人为因素引起的事故，可以通过提高作业人员技术素质、加强责任心教育以及采取技术手段和管理手段加以避免；而对于自然因素导致的事故，主要靠采取各种措施，配备必要设备来预防。

12.6.1 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 12.6.1-1。

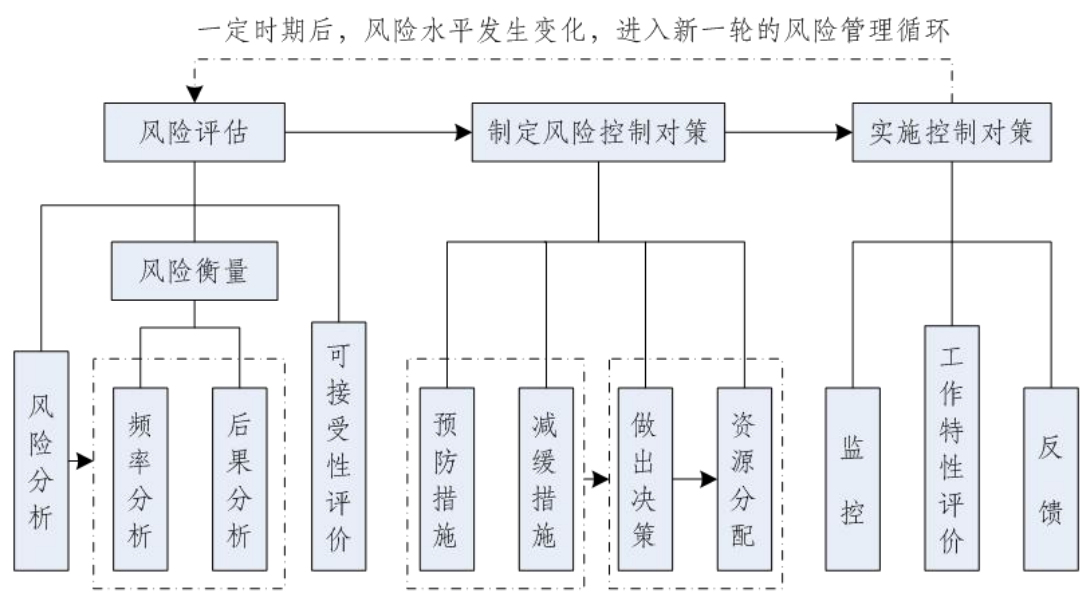


图 12.6.1-1 风险管理过程

12.6.2 企业现有风险防范措施

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，陇东油气开发分公司已逐步建成了“三防四责”的风险防控体系与现有的风险防范措施。

现有工程采取的环境风险防范措施主要包括井场风险防范措施、地面站场风险防范措施、油气集输管道风险防范措施和套外返水风险防范措施等，并制定了环境风险应急预案。对于人为因素引起的事故，通过提高作业人员技术素质、加强责任心教育以及采取技术手段和管理手段加以避免；对于自然因素导致的事故，陇东油气开发分公司已采取各种风险防范措施进行预防。为及时、有效、安全地处置各类突发环境事件，陇东油气开发分公司建立健全企业应急机制，提高企业预防和有效应对突发环境污染事件的能力，保障企业职工与社会公众生命健康和财产安全，保护环境。现有工程风险防范措施具体如下。

12.6.2.1 现有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》，井口距离村庄 100m 以上；

② 钻井期间井口安装防井喷装置，严格遵守钻井安全规定；

③ 使用的泥浆参数符合钻井技术规定，并定期对泥浆比重和黏度进行检查；

④ 修井采用清水循环压井技术，在钻井台等场所设置通风系统以及烃类气体探测

器，探测扩散聚集的烃类气体；

⑤ 井场周围设置土堤，防止发生井喷事故时原油流出场外，制定泄漏原油回收方案；

⑥ 加强作业人员操作规范，提高操作人员安全生产意识；

⑦ 开工前制定应急预案，一旦发生事故，作业人员立即启动防范措施，控制井喷等事故，切断污染源，同时对泄漏原油进行围堵，防止污染扩大。事故处理结束后，由采油厂组织人员对井场周边散落的残余原油及粘有原油的土壤进行回收处理，将污染事故的环境影响降到最低。

(2) 运行期风险防控与应急措施

① 井场地面平整，并设置 0.5m 高围墙，井场内设置集水渠、集油槽、雨水收集池、含油污水池等装置，井场入口设置挡水条。确保发生井喷等重大泄漏事故时将井喷污染物控制在井场内，不进入外环境；

② 各作业区集中设置危废贮存点，并按要求进行防渗处理。

12.6.2.2 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。

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 各站设置有污水污泥池并采取防渗处理，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。

12.6.2.3 管线环境风险防控与应急措施

(1) 原油集输管线严格按照管道规范进行铺设，在穿跨越河流等敏感地点处对管线

进行加厚处理或加设保护套管，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系统，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) 管道漏油事故发生时，立即启动应急预案，关闭管线两端截断阀、明确泄漏点后立即采取应急处置措施控制污染源。若泄漏点处于河流表面，立即派人对河流表面的原油进行围堵，利用吸油毡等材料控制原油蔓延。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。

12.6.2.4 套外返水风险防控与应急措施

针对套外返水造成的环境风险，现有环境事故应急计划包括：

(1) 确定回注过程中可能发生的环境事故与风险等级；

(2) 监控回注井运行情况，发现运行故障或运行异常及时采取措施。一旦发生污染事故及时向当地环保部门报告，并积极采取控制措施以减小事故对周围环境的污染影响，调查分析事故原因和造成的损失；

(3) 一旦发生环境事故，应立即启动应急环境监测，跟踪监测污染物的运移情况，直至事故影响根本消除；

(4) 根据事故状态下排放污水中的污染物特征，进行地下水环境质量跟踪监测，事故应急监测方案应与地方环境监测站共同制定和实施，与地方环境监测站建立应急响应体系，由地方监测站实施跟踪监测。

根据调查，除井场风险防范措施、地面站场风险防范措施、油气集输管道风险防范措施和套外返水风险防范措施等工程措施外，陇东油气开发分公司完善了拦截防控体系，建设拦油桩等拦油设施若干，主要针对马莲河主要支流上下游的主要集输管道、站场等风险预防。同时在各中心站库等设置 6 座应急物资库，并按照油田公司应急器材配置标准配备了必要的应急物资。此外，建设单位制定了分公司、作业区和各站场相应级别的突发环境事件应急预案，同时针对每年的产建项目制定相应的突发环境事件应急预案，并按规定报生态环境主管部门备案，定期组织预案演练。其中，开发分公司及项目组每年组织两次及以上应急预案演练；作业区每季度组织一次应急预案演练；各站场每月组织一次应急处置措施演练，以提高防范和处置突发性环境污染事故的技能，增强实

战能力。

根据现场调查并咨询当地环境主管部门，现有工程运行至今未发生过环境风险事故，企业目前采取的环境风险防范措施有效可行。

12.6.3 技术防范措施

页岩油产能建设项目组针对现有工程可能出现的环境风险已制定了相应的防范措施，对油田的安全生产和环境保护发挥了积极的作用。由于油田开发是一个系统工程，包括的站场、井场、管线类型较多，因此本次评价在现有工程已采取风险防范措施的基础上，针对本项目实施的具体工程对风险防范措施提出了相应的补充和强调。

12.6.3.1 井喷风险防范措施

- (1) 井位布设远离居民点、河流等，钻井期严格执行《钻井井控技术规范》；
- (2) 钻井或修井时，在井口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应立即停泵，在一条阻流管线打井的情况下立即关井，然后慢慢关闭阻流器；
- (4) 起下钻时，当发现井内液体流出而钻杆在井内时，应立即接上回压阀或管内防喷器并关井。若发现流出而钻铤正位于防喷器处时，立即接上回压阀或管内防喷器，用多效万能防喷器关井；在突发井内液体大量流出的情况下，应将井内钻具下过钻铤，在钻杆处关闭全密封闸板，若未下过钻铤，则可用万能防喷器关井；
- (5) 在准备顶部压井用加重泥浆期间，应泵入泥浆以压缩井内伴生气和降低压力；
- (6) 如果在关井期间压力超过极限时，应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。

12.6.3.2 井漏风险防范措施

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，采取相应方法，详见表 12.6.3-1。

表 12.6.3-1 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	完全漏失，进入诱导垂直裂缝，

	(PAL-MIX110R)	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

12.6.3.3 站场风险防范措施

(1) 罐区按规范要求设置防火堤，防火堤内的有效容积不应小于罐组内 1 个最大储罐的容积；保证防火堤密封和防渗，确保事故状态下原油等泄漏物料全部截留及回收。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。

(2) 原油进站管线和出站管线均设置手动阀门，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。

(3) 站场装置区、储罐区等生产区域按照分区防渗要求采取防渗措施，站内设置污水污泥池，并设置提升装置，保证池内液体能及时回收。

(4) 增压机组与井场合建，站内设 30m³ 事故油箱 1 具或 2 具，事故状态下原油进入事故油箱，含油污水等进入井场污油污水池内。

(5) 混烃站属于四级站场，站内设消防水罐和消防一体化集成装置 1 套，并配备一定数量的小型移动式灭火器，其他站场均属五级以下站场，站内仅配置小型移动式灭火器等消防设施。

(6) 站场照明和电路系统均采用防爆型。

(7) 站场储罐发生泄漏时，站控调度在接到报警后，立即通知调度中心下令停止向泄漏罐输送物料的操作，关闭进罐流程上的阀门，同时关闭防火堤的排水控制阀及雨水控制阀，尽量将泄漏物质控制在防火堤内。

(8) 在日常管理中应重视对防火堤区域地表裂隙的监测和管理，及时进行维修和养护，保证防火堤的防渗要求。

(9) 对站场可能造成较大影响的装置如 LNG 储罐和混烃储罐等进行定期安全检查，及时发现安全隐患并予以修复。参照《石油化工企业设计防火标准》（GB50160-2008）（2018 年版）的要求，可燃液体的储罐应设液位计和高液位报警器，必要时可设自动联锁切断进料设施。

(10) 定期检查站内安全保护系统（如截断阀、安全阀、放空系统等），使设备在超压时能够得到安全处理，使危害影响范围减小到最低程度；

(11) 其他风险防范措施

① 平面布局科学合理，尽量将火灾危险性相近的设施集中布置，并保持规定的防火距离；将站场的明火点控制到最少，并布置在站场边缘部位；有油气散发的场所布置在有明火或散发火花地点的当地全年最小频率风向的上风侧。

② 在可能发生原油泄漏或油气积聚的场所应按照《石油化工企业可燃气体检测报警设计规范》的要求设置可燃气体报警装置。

③ 管道与地面建构筑物的最小间距应符合《石油天然气工程设计防火规范》、《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）等规范要求。

④ 安装火灾设备检测仪表、消防自控设施。

⑤ 加大巡视力度，发现对安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并向上级报告。

12.6.3.4 管线泄漏风险防范措施

(1) 施工期风险防范措施

① 严格按照《输油管线工程设计规范》（GB50253-2014）和《输气管线工程设计规范》（GB50251-2015）的要求进行设计；

② 管线敷设前，加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格管材。穿跨越冲沟河流、道路段管线应加厚管壁，设置套管或采取稳管措施，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；管道穿越冲沟、河流，管道管顶埋深距河床设计冲刷线 $\geq 1.0\text{m}$ ，非基岩段采用钢筋混凝土压重块，基岩段采用混凝土连续覆盖稳管措施。

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持措施；

⑤ 管线穿越活动断裂带时，应确定断层走向，使管线与断层保持合理交角，使埋地管线在断层错位作用下单纯受拉，增加管线抵抗断层位移和保持管身结构完整的能力；

⑥ 建立施工质量保证体系，提高施工检验人员的水平，确保施工质量。在施工过程中加强监理，发现缺陷及时正确修补并做好记录；

⑦ 贯彻《中华人民共和国石油天然气管线保护法》，在管线敷设线路上设置永久

性标志, 包括里程桩、转角桩、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, 以防各类施工活动对管线的破坏。

⑧ 尽量减少与河流、公路、铁路等大型构筑物的交叉。线路尽量避开人口密集场所, 避开保护区。

⑨ 对管道沿线人口密集、房屋距管道较近等敏感地区, 提高设计系数, 增加管道壁厚, 以增强管道抵抗外部可能造成破坏的能力。

⑩ 本项目管线主要穿跨越工程见表 4.7.4-16。管线在穿越河流、沟谷时应当采取以下措施:

a、管道施工中被扰动的河流、冲沟岸坡易遭洪水冲刷, 管道敷设应与岸坡保持一定的安全距离, 应视河流具体情况在管线两侧修建浆砌块石护岸或草袋护岸, 避免洪水直接冲刷开挖面。护岸工程应有足够的宽度, 并与两岸河岸衔接。

b、穿跨越河流冲沟时需合理确定管道的稳管结构形式。本项目河流、冲沟穿跨越采取桁架跨越与大开挖穿越相结合的方式。采取桁架跨越时, 利用桁架或管道自身刚度将管道架空在防洪要求标高以上, 稳管方式采用塔架结构, 同时采取相应的监控和定期检修措施; 采取开挖穿越时, 由于管道穿越河流的河床底层结构不同, 设计中应根据具体穿越段管道的河床工程地质条件, 采用混凝土连续覆盖、压重块等多种稳管形式。采用压重块、石笼等稳管形式时, 应注意基础的稳定性, 防止基础受冲刷而出现局部管道悬空时稳管形式可能对管道造成附加应力破坏。

c、沿沟谷阶地敷设。对于管线在局部沿冲沟敷设段、穿沟段、低地汇水段, 洪水对管道有一定冲刷、冲蚀破坏危害。设计时应充分考虑瞬时洪流的巨大危害和破坏性, 合理确定管道的埋深, 将管顶埋设至沟谷的稳定层以下, 防止水流冲刷对管道的影响, 同时对洪水淹没段的管道根据其具体通过路段的情况采取适宜的稳管措施, 并对管道通过冲沟两侧的沟壁进行浆砌石护岸处理。

(2) 运行期事故防范措施

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系统, 时刻检测管线的压力变化情况, 对管线泄漏事故及时发现, 及时处理;

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

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 穿跨越点的标志应清楚、明确，且应能从不同方向，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部门的沟通，协助规划部门做好管道、场站周边的规划。按《中华人民共和国石油天然气管道保护法》的要求，在管道线路中心线两侧各五米地域范围内，禁止种植根系深达管道埋设部位可能损坏管道防腐层的深根植物；禁止取土、采石、用火、堆放重物、排放腐蚀性物质、使用机械工具进行挖掘施工；禁止修渠、修晒场、修建水产养殖场、建温室、建家畜棚圈、建房以及修建其他建筑物、构筑物。在穿越河流的管道线路中心线两侧各五百米地域范围内，禁止挖砂、挖泥、采石等。

(3) 管理措施

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

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

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

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

⑤ 制定事故应预案，配备适当的管线抢修、灭火及人员抢救设备。

(4) 并行管线预防泄漏风险措施见表 12.6.3-2 所示。

表 12.6.3-2 并行管线预防泄漏风险的主要加强工程措施

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

(5) 管线穿越风险防范措施

① 管线穿跨越风险防范一般措施

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。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 12.6.3-3。

表 12.6.3-3 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、事故停电等）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	在穿跨越段管线上方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	桁架跨越采用塔架结构；对于河流及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 $\leq 30\text{mm}$ 时，可采用辐射交联聚乙烯补伤片；直径 $>30\text{mm}$ 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。

② 小李渠等水源地上游重要防护区穿跨越下游应急防护措施

本项目部分采油管线位于水源地上游汇水区范围，为避免原油跨越处泄漏造成下游河道水环境污染，评价要求在上述河流穿越工程下游河道两侧设拦油桩，一旦发生原油泄漏事故，应及时在下游构筑围油捕捞设施，通过拦油网和吸油毡等紧急拦截措施，减缓地表水影响。

12.6.3.5 套外返水风险防范措施

本项目原油采出水经处理达标后全部依托现有注水系统回注。根据建设单位提供，针对套外返水环境风险事故，设计已采取的措施包括：

(1) 在注水站场设置净化水罐，用于储存处理后的采出水，净化水罐的容积通常可容纳 8h 水量。当发生套外返水事故时，注水井停止注水，井区产生的采出水在站场采出水处理系统处理后可暂存于净化水罐，待事故处理后重新恢复注水。

(2) 井区建有备用注水井，当发生套外返水事故时，若事故处理需要的时间较长（超过 8h），导致注水站场净化水罐无法继续储存，井区会立即启动备用水井进行注水。

在采取以上措施后，可保证发生套外返水事故时废水不外排。为防止事故时对周边地下水、土壤环境的影响，建设单位运行期应制定环境事故应急计划与措施，主要包括：

(1) 确定回注过程中可能发生的环境事故与风险等级；

(2) 监控回注井的运行情况，发现运行故障或运行异常（注水管线爆裂、储水罐泄漏和回注设备停运）及时采取措施。一旦发生污染事故应及时向当地环保部门报告，并积极采取控制措施以减小事故对周围环境的污染影响，调查分析事故原因和造成的损失；

(3) 一旦发生环境事故，应立即启动应急环境监测，跟踪监测污染物的运移情况，直至事故影响根本消除；

(4) 根据事故状态下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。企业应与地方环境监测站监理应急响应体系，由地方监测站实施跟踪监测；

(5) 如监测到地下水浓度异常，应启动应急预案，同时进行测井查明是否有井损情况；实施地下水质量跟踪监测。

(6) 如地下水环境监测井中监测到地下水水质有异常超标现象，应在进行监测的基础上开展地下水风险评估，包括地下水修复和加强监测要求，以消除任何对公众健康影响的风险。

12.6.3.6 危废贮存及危废运输车辆风险防范措施

(1) 危废贮存的风险防范措施

① 危险废物贮存设施按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）采取防渗措施，并加强维护和管理。

② 危险废物贮存设施外按照规范标注危险服务贮存场所危险类别及要求：禁止烟火、危险废物、易燃易爆、必须穿戴防护用品、车辆必须带防火帽、闲人免进。

③ 对危险废物贮存设施采取防火、防爆、防静电、防雷等措施，并设置有效的消防器材，如门口设置干粉灭火器等。

④ 建立防火档案，确定消防安全重点部位，并设置防火标志，实行严格管理。

⑤ 控制危险废物贮存设施内含油污泥和废防渗布、废润滑油及废包装桶等危废的暂存量及堆存高度，及时委托有资质的单位外运处置；

⑥ 危险废物贮存设施内配备污油泥包装袋，若发现破损，及时将破损的污油泥整袋装入新的包装袋中。

⑦ 各危险废物贮存设施站点应配备满足其突发环境事件应急人员、装备和物资，并设置应急照明系统。

(2) 危废运输车辆风险防范措施

本项目危险废物拉运均由处置单位委托有资质的专业运输单位承担，本次评价仅对运输过程提出以下风险防范措施：

① 严格遵守有关危险货物运输管理的规定和《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）相关要求，防止在危险废物运输过程中发生废物泄漏、洒落等事故污染周围环境；

② 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；定期对危废运输车辆进行安全检查及维护保养，及时排除隐患，确保车辆不带病上路；运输车辆应当到具备道路危险货物运输车辆维修资质的企业进行维修；

③ 运输危险废物的专用车辆应当安装卫星定位装置，并配备必要的事故急救设备和器材，如手提式灭火器、急救箱等；

④ 合理安排运输路线，严格遵守有关部门关于危险货物运输线路、时间、速度方面的有关规定，避开城镇中心、居民集中居住区等；运输车辆不得随意调整路线，确保按规定的线路、速度行驶及停放，禁止进入水源保护区、自然保护区等敏感区域范围内；

⑤ 加强危废运输车辆驾驶员的安全教育与培训，提高其安全意识，确保车辆按规定的线路、速度行驶及停放，避免人为因素造成的风险事故；

⑥ 严禁危险废物运输车辆穿越水源保护区，车辆途径河流区域时减速慢行；

⑦ 加强危险废物运输工作的监控管理，定期组织检查，确保运输工作的安全顺利进行。

⑧ 运输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，及时采取应急措施进行处理，确保在最短的时间内将事故控制，以减少对环境的危害。

由于此类事故的发生概率较小，通过采取以上措施可进一步减小事故发生的概率，将对河流水质的影响将至最低。

12.6.3.7 技术封井井场风险防范措施

建设单位应采取先进可行的封井措施，封井后可切断油气通道，避免油气逸散，同时应做好井口防盗等安全措施，避免人为损坏造成环境风险事故。此外，应在管输前加强对技术封井井场的巡查。

12.6.4 应急预案

建设单位编制了分公司、作业区和各站场相应级别的突发事件应急预案及《井喷突发事件专项应急预案》、《危险化学品泄漏失控和中毒突发事件专项应急预案》、《火灾事故突发事件专项应急预案》等专项应急预案。应急预案主要内容见表 12.6.4-1。此外，陇东油气开发分公司应严格按照突发事件应急预案要求定期组织了应急演练，演练内容包括联合站储油罐区火灾爆炸事故应急预案演练、输油管线泄漏突发环境事件应急预案演练、井喷突发事件应急预案演练及油气泄漏突发环境事件应急预案演练等内容。

本项目环境风险应急预案纳入现有应急预案管理体系。建设单位应参照《突发环境事件应急预案管理暂行办法》、《环境污染事故应急预案编制技术指南》（征求意见稿），结合本次滚动开发建设内容和周围敏感点分布情况，补充完善并更新现有的应急预案，并经过专家评审，审查合格后报当地环保部门备案后实施运行。

按照《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》，环发〔2012〕77 号文，企业突发环境事件应急预案应与当地政府和相关部门以及周边企业的应急预案相衔接，加强区域应急物资调配管理，构建区域环境风险联控机制。

表 12.6.4-1 陇东油气开发分公司事故应急预案主要内容

序号	项目	主要内容
1	总则	编制目的、编制依据、工作原则、适用范围、事件分级分类、应急预案体系
2	基本情况	页岩油开发分公司单位概况、工艺简介、污染物排放、环境概况、环境保护目标、环境功能区划、环境质量标准及污染物排放标准
3	组织机构与职责	应急组织体系、组织机构职责（页岩油开发分公司应急领导指挥部职责、应急办公室职责、应急救援小组职责）
4	预防与预警	预防措施（危险源监测与控制、风险管理措施、技术防范措施、风险隐患排查）、预警措施（预警分级、预警方式、预警信息、预警接收、预警发布程序、预警措施、预警级别的调整和解除）
5	应急响应	分级响应、信息报告、信息通报、应急准备、应急监测、现场处置、受伤人员救治、安全防护、信息发布、应急终止。
6	后期处置	调查与评估、善后处置、恢复重建
7	应急保障	应急队伍保障、经费保障、应急物资和装备保障、通信与信息保障、应急制度保障、应急技术保障、交通运输保障、医疗卫生保障、后勤保障、外部救援保障
8	监督管理	宣传和培训、预案演练、预案修订、预案备案、责任与奖惩
9	附则	预案签署与解释、修订情况、实施日期
10	主要附件	附件 1 陇东油气开发分公司应急队伍分布图 附件 2 陇东油气开发分公司应急人员名单 附件 3 陇东油气开发分公司应急专家组成员 附件 4 陇东油气开发分公司专业应急队伍联系方式 附件 5 陇东油气开发分公司消防大队应急队伍及车辆配置统计表 附件 6 保安大队应急队伍统计表 附件 7 非专业应急队伍统计表 附件 8 陇东油气开发分公司应急物资库联系方式 附件 9 陇东油气开发分公司应急物资库配置表（一） 附件 10 陇东油气开发分公司应急器材配置表（二） 附件 11 陇东油气开发分公司应急物资库分布图 附件 12 陇东油气开发分公司拦油设施统计表
11	专项应急预案	专项应急预案一：自然灾害突发事件专项应急预案 专项应急预案二：井下作业井喷突发事故专项应急预案

	专项应急预案三：危险化学品泄漏失控和中毒事故专项应急预案 专项应急预案四：环境突发事件专项应急预案 专项应急预案五：交通事故专项应急预案 专项应急预案六：新闻媒体突发事件专项应急预案 专项应急预案七：群体性突发事件专项应急预案 专项应急预案八：恐怖袭击突发事件专项应急预案 专项应急预案九：公共卫生突发事件专项应急预案

应急预案的内容满足《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）突发环境事件应急预案编制要求，并在当地生态环境保护部门进行了备案，按照应急预案要求进行了定期演练，建设了相应的应急物资储备库。

12.6.5 突发环境事故应急措施

12.6.5.1 应急响应

(1) 应急响应分级

根据项目类型、规模、环境危险源、组织机构等实际情况，针对突发环境事件严重性、紧急程度、危害程度、影响范围、控制事态的能力以及需要调动的应急资源，将本项目的突发环境事件分为两个等级，由高到低，依次为较大突发环境事件和一般突发环境事件，分别对应国家突发环境事件应急预案Ⅲ级事件和国家突发环境事件应急预案的Ⅳ级事件。

① 较大突发环境事件Ⅲ级（厂处级），是指因油井发生井喷或井漏引起环境事故，造成环境污染的；或者因集输管线泄漏或爆炸引起环境事故，造成环境污染的；或者因储油罐发生泄漏或爆炸引起环境事故，造成环境污染的；或者因伴生气储罐发生泄漏或爆炸引起环境事故，造成环境污染的。

② 一般突发环境事件Ⅳ级（基层作业区、站场级），是指含油废水泄漏污染环境；或危险废物等环境污染事件；或套外返水事故造成环境污染的；或各站点可控范围内发生的其他环境污染事件。

(2) 应急响应程序

① Ⅲ级应急响应状态，由陇东油气开发分公司应急领导小组负责启动突发事件专项处置方案，同时报长庆油田分公司、庆阳市生态环境局及各县分局、庆阳市应急管理局、各县政府、安监局，事发单位应做好事件处置的辅助工作，防止事件继续蔓延、扩大。

② Ⅳ级应急响应状态，由现场负责人负责组织抢救；险情扩大，由各作业区、站、场应急小组负责启动Ⅳ级响应指挥和协调突发事件的应急救援工作，防止事件继续蔓延、扩大。同时报陇东油气开发分公司应急管理办公室（厂调控中心），由应急管理办

公室（厂调度室）报上级相关部门。

(3) 环境应急指挥中心应急响应方法

① 环境应急指挥中心接到突发环境事件报告后，立即启动公司环境事件应急预案，迅速组织环境监察应急、环境监测应急队伍和有关人员到达突发事件现场，进行环境应急监测、污染源调查、污染源控制、污染源转移、污染消除、人员撤离、受污染区域划定，同时分析突发事件的发展趋势，提出应急处置工作建议。调集所有应急力量按照应急预案迅速开展抢险救援工作；

② 根据危机状态，对应急工作中发生的争议采取紧急处理措施；

③ 根据预案实施过程中存在的问题和危机的变化，及时对预案进行调整、修订、补充和完善，确保人员各尽所职，救援工作灵活开展；

④ 根据危机情况，在技术支撑下科学组织人员和物资疏散工作；

⑤ 及时报告地方生态环境局、政府和油田公司质量安全环保处，必要时请求给予技术支持和物资支持；

⑥ 做好舆论宣传工作，保证突发事件应急处置工作的顺利进行；环境应急指挥中心与应急领导小组要保持密切联系，定期通报事故现场的形势，配合上级部门进行事故调查处理工作，做好稳定社会秩序和伤亡人员的善后及安抚工作，适时发布公告，将危机的原因责任及处理决定公布于众，接受社会的监督。

因环境事件存在不可预见、作用时间较长、容易衍生发展的特点，指挥机构可根据现场实际情况随时将响应等级升级或降级。

12.6.5.2 应急监测

当风险事故导致环境污染事件发生时，陇东油气开发分公司应急工作小组应快速赶赴现场，根据事故现场的具体情况布点，委托庆阳市生态环境监测中心站或社会第三方监测机构等具有资质的单位对事件现场以及周围环境进行连续不间断监测，对事件的性质、参数以及各类污染物质的扩散程度进行评估，给出定性、半定量和定量监测结果，确认污染事故的危害程度和污染范围等，为指挥部们提供决策依据。

应急监测方案如下：

(1) 应急监测因子

大气：非甲烷总烃、硫化氢、二氧化硫、二氧化氮、CO；

地表水：石油类、COD、硫化物、氨氮；

地下水：PH、总硬度、色度、氯化物；

土壤：石油烃、硫化物、氨氮；

重金属：砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍。

(2) 应急监测方法

① 大气污染事件应急监测方法

以事件地点为中心就近采样，再根据事发地的地理特点、风向等自然条件，在污染气团漂移经过的下风向，按一定间隔的圆形布点采样，同时根据污染趋势在不同高度采样，同时在事发中心的上风向适当位置对照采样，还要考虑在居民区等敏感区域布点采样。利用检气管快速检测污染物的种类和浓度，再检测采样流量和时间。

② 地表水污染事件应急监测

根据事发地及下游一定范围的地表及地下水文条件、重要保护目标及其分布等情况，以事发地为中心，在下游按一定间隔布点采样，同时在事发地的上游适当位置（宜小于 500m 处断面）对照采样，在以地表水为饮用水源的取水口应设采样点。

③ 地下水污染事件应急监测

方法：以事发地为中心，根据地下水流向采用网格法或辐射法在周围 2km 范围内采样，同时根据地下水流补给源，在垂直于地下水流的上方，对照采样，在以地下水为饮用水源的取水口应设采样点。

要求：地下水水质取样应根据特征因子在地下水中的迁移特性选取适当的取样方法，一般情况下，只取一个水质样品，取样点深度宜在地下水位以下 1.0m 左右。

④ 土壤污染事件应急监测方法

应以事件地点为中心，在事件发生地及其周围一定距离内的区域按一定间隔圆形布点采样，并根据污染物的特性在不同深度采样，同时采集未受污染区域的样品作为对照样品。

在相对开阔的污染区域采取垂直深 10cm 的表层土。一般在 10m×10m 范围内，采用梅花形布点方法或根据地形采用蛇形布点方法（采样点不少于 5 个），将多点采集的土壤样品除去石块、草根等杂物，现场混合后取 1~2kg 样品装在塑料袋内。

(3) 应急监测频次

污染物进入周围环境后，随着稀释、扩散、降解和沉降等自然作用以及应急处理处置后，其浓度会逐渐降低。应急监测在事发、事中和事后等不同阶段的监测频次不尽相同。原则上：采样频次主要根据现场污染状况确定。事件刚发生时，可适当加密采样频次，待摸清污染物变化规律后，可减少采样频次。频次确定原则见表 12.6.5-1。

表 12.6.5-1 应急监测频次确定原则

事件类型	监测点位	应急监测频次	跟踪监测频次
地表水污染	河流事发地及其下游	初始加密（数次/天），随污染物浓度下降逐渐降低频次	连续两次监测浓度均低于地表水质量标准值或已接近可忽略水平为止
	湖库事发地及受影响的出水口	1~2 次/天（应急期间）	连续两次监测浓度均低于地表水质量标准值或已接近可忽略水平为止
	河流事发地其上游对照点	1 次/天（应急期间），以平行双样数据为准	/
地下水污染	事发地中心周围 2km 内的水井	初始 1~2 次/天，第 3 天后，1 次/周直至应急结束	连续两次监测浓度均低于地下水质量标准值或已接近可忽略水平为止
	地下水流经区域沿线水井	初始 1~2 次/天，第 3 天后，1 次/周直至应急结束	连续两次监测浓度均低于地下水质量标准值或已接近可忽略水平为止
	事发地对照点	1 次/天（应急期间），以平行双样数据为准	/
土壤污染	事发地污染区域	初始 1~2 次/天（应急期间），视处置进展情况逐渐降低频次	应急结束后，1 次
	对照点	1 次/天（应急期间），以平行双样数据为准	/

12.6.5.3 应急处置措施

在发生突发性环境污染事故时，现场处置的首要工作是控制事故污染源和防止污染物扩散造成对周围人群、动植物的伤害，防止进一步污染环境。

(1) 切断和控制污染源

无论在预警阶段还是直接应急处置阶段，首先应第一时间采取切断和控制污染源措施，避免事态进一步扩大。其中，涉及生产安全事故应急预案的，应按照第四采油厂相关生产安全应急预案的要求立即采取关闭、封堵、围挡、喷淋等措施，切断和控制泄漏点。做好有毒有害、易燃易爆物质和生产废水等收集、清理和安全处置工作。应明确切断和控制污染源的责任人、程序、时限和内容等，并根据不同的污染源明确切断和控制污染源应准备的物质和工具等。同时在人员、程序、设备、物资等方面与安全生产应急预案的现场处置进行衔接及协调，避免流程独立而不符合企业实际情况导致操作无法有效实行。

(2) 先期处置

发生环境风险事故的场站或管线组在应急救援队伍到达之前应迅速做出以下先期处置：

① 涉及生产安全事故应急预案的，应按照本站场相关安全生产应急预案的要求立即采取关闭、封堵、围挡等措施，切断和控制泄漏点。

② 制定紧急控制方案，做好有毒有害物质和废液等收集、清理和安全处置工作。

③ 安排技术人员查找漏点；

④ 调动现有应急资源，在源头尽可能进行拦截；

- ⑤ 附近若有居民的，对居民进行疏散；

⑥ 上报应急指挥部，请求应急支援。
- 事发作业区应急办公室接到站、场及管线应急支援请求应迅速做出以下先期处置：
- ① 站区负责人审核突发环境事件的险情及应急处理进展等情况，确定预警和应急响应级别；

② 站区负责人立即赶赴现场，指挥应急工作，协调各应急救援组有序应急；

③ 及时主持召开成员会议，研究部署应急处置工作，为应急工作提供技术支持；

④ 充分考虑可能产生的次生灾害，及时做好次生、衍生事件应急准备；

⑤ 应急办公室将事故信息上报应急指挥部，及时通报应急信息，必要时请求政府相关部门应急支援；

⑥ 若突发环境事件引发爆炸、着火，根据事件分级，启动相应的安全应急预案。
- (3) 具体事件应急处置方案
- ① 原油、伴生气事故应急处置措施见表 12.6.5-2。

表 12.6.5-2 原油、伴生气应急处置措施	
原油应急处置措施	
急救	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。注意保暖，呼吸困难时输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸。
	误服：误服者应充分漱口、饮水。
	皮肤接触：脱去污染的衣着，用肥皂水及清水彻底冲洗。
泄漏处理	眼睛接触：立即提起眼睑，用流动清水冲洗。
	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。有要直接接触泄漏物。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 站场风险事故应急措施
- 站场风险事故主要是罐区原油泄漏及火灾爆炸事故，应采取以下应急措施：
- A 泄漏事故

a、发现储罐泄漏事故后，现场人员必须立即停止作业并向作业区汇报。

b、立即划定警戒区域，禁止火源。

c、尽快确定泄漏点和泄漏量，将泄漏储罐原油导入空罐内收集、回收。由专业技术人员携带检测仪器与防爆工具后，进入泄漏部位，关闭进出闸阀，实施堵漏作业。进入泄漏点切换流程时需穿戴防毒护具，并采用防爆工具，防止产生火花。

d、事故处理完毕后，应急人员应用木屑（或沙土）将地面油污吸附干净，确认不会出现新的泄漏。

e、做好空气、土壤、水污染事故的环境监测工作，及时对周围污染土壤、水质进行跟踪监测，配合相关部门完成环境污染事件评估报告。

B 火灾爆炸事故

首先组织力量把着火油箱邻近受热辐射的其他油罐的喷淋阀打开加以保护；开启着火油箱喷淋，冷却设备，同时组织水枪射向箱顶冷却，保护箱体不致过热变形裂口，同时也可减少油品蒸发，减小火势；开启消防泡沫阀，向油箱内注入泡沫灭火。

③ 输油管线风险事故应急措施

输油管道泄漏主要采取“拦截、围挡、导流”等措施防止油污染蔓延扩散。管线破裂原油泄漏进入土壤时应采取以下应急措施：

A、在事故发生第一时间立即关闭输油工艺流程，停止输油作业，并关闭泄漏管线两端阀门，切断泄漏源。

B、立即将事故简要报告上级主管领导、生产指挥系统，通知当地主管部门加强防范措施。同时根据泄漏情况合理封锁范围，指派专人封锁现场。

C、迅速组织力量对泄漏管线进行封堵抢修作业，同时收集泄漏油品，防止泄漏油品向周边流散。在油品泄漏的下游低洼处，修筑集油池同时开挖导油沟，将泄漏油品汇集至集油池中，用防爆泵或真空抽油机对油品进行回收。集油池和导油沟内应敷设防渗塑料布。

泄漏油品回收可采取泵（适用于倒运或回收陆上被围堵在一定范围内，相对量较大、较集中的泄漏油品）、真空收油机（适用于陆上分散在滩涂、岩石、坑壁等无法集中的油品和油泥；还可配合水上铲式收油头和收油机，回收介于收油机和吸油毡两种设备能力之间的粘度较小的浅水面的溢油）、水上收油机、吸油栏/吸油毡（在油层较薄、收油机回收效果不好的时候，应采用吸油毡和吸油栏进行吸附）、凝油剂（在静水、油层薄和相对面积较小的区域，采用凝油剂进行油品回收）、罐车、移动油囊、轻便储油罐

等。

D、若事故影响到周边河流、水库、水源保护区等重点区域时，应立即向当地政府相关主管部门汇报，申请启动当地政府部门相应的应急预案，同时组织力量采取措施对泄漏油品进行隔离和回收，有效控制污染范围，并及时组织清理，防止引发人、畜饮水的次生环境污染事故及事故扩大。作业现场必须使用防爆型工具，并切断可能进入事故现场的所有点火源，防止引起二次事故。

E、闸坝调控——当发现管道油品泄漏时，应充分利用河道上的闸门，控制好水位，做好溢油回收。筑坝拦截——泄漏油品进入冲沟、河流等水域后，应采取筑坝方式进行拦截，可采取实体坝或控制坝，草垛坝、沙土坝或活性炭坝。围油栏拦截——泄漏油品进入水面较宽的河流后，应采用围油栏进行拦截收油。

F、险情排除后迅速清理事故现场，彻底挖掘和收集被泄漏油品污染的土壤，统一委托具有危废处置资质的单位处置。

G、残油清理，消油剂结合活性炭坝清油（在桥上或水闸上游人工抛撒消油剂处理残余油花）、燃烧或焚烧（使用便携式多用途焚化炉处理少量的固体油污物；对于水面油品不易回收时，使用耐火围油栏将油品圈围至水流平稳且周边环境空旷的河段点燃）、河道清理及拦截点依次撤除（在确定油品泄漏抢修完成之后，依次从油品入河点沿河岸两侧清理残留在土体和植物上的油污；拦截点也依次从上游向下游撤除，最后一个拦截点在上游全部清理完毕符合要求后，再予撤除）、细菌降解（对清理完的河道和土地，可利用嗜油性细菌将残余油污进行生物降解）。

H、现场处置人员需佩戴空气呼吸器（或滤毒罐式防毒面具），穿防静电服进入现场，并采用合适的堵漏材料和技术进行堵漏工作，或通过采用临时堵漏卡进行堵漏。

④ 污废水事故性外排应急处置

A、注水管线

- a、立即划定警戒区域，堆砌围堰，防止外扩。
- b、立即停止输水管线起始端输出泵，关闭管线进出口阀门。
- c、做好土壤、地表水、附近地下水的监测，尤其输水管线穿越河流段。
- d、修复管线，处理污染土壤，做好一切善后工作，恢复正常生产。

B、罐车拉运

- a、在拉运过程中出现泄漏，拉运人员立即通知相关单位，启动应急响应。
- b、准备救援物资如灭火器等，同时利用砂土等物资将溢流在地面的危险废物收集。

c、在事发地周围主要交通道路设置警戒带；设置专人监管警戒隔离的主要路段路口或其他出入口处，严禁一切与抢险无关的人员进入。

d、对受污染的地面、土壤进行清理和修复，严禁造成二次污染。

e、做好泄漏处土壤、地表水、附近地下水的监测。

f、做好一切善后工作。

⑤ 火灾/爆炸事故引发次生环境污染现场处置

a、发生火灾/爆炸事件时，由综合协调组立即疏散周围人员，做好安全保障工作，然后由现场处置组组织人员进行消防灭火。

b、如果形势扩达到厂内消防设施不能处理，由应急办公室立即拨打“119”，并向周围企业发出求助信号，综合协调组疏散无关人员，引导救援人员救援。

c、综合协调组迅速赶往现场，在事故地点设事故警告牌，派专人监管，严禁烟火，及时清走现场其他易（可）燃物品，视问题的严重程度，确定是否切断现场周围其他运行设备的电源。

d、外部消防人员进入现场时，由专业消防队员进行现场处置，厂内人员必要时进行协助。

e、发生火灾时，如果是建筑物及设备发生火灾时，产生的消防水不含有油污，可经站场内事故池沉淀后用于洒水抑尘；如果是储罐区发生火灾时，产生的废水若含其他因子，通过站场内废水收集系统收集，有水处理设施站场的内部进行处理，无水处理设施站场收集起来经罐车拉运至附近具备水处理设施站场进行处理，确保产生的消防废水不进入外环境。

f、应急监测组配合、协助第三方检测机构和环境监测站开展应急监测，对废气污染范围内的居民进行提前疏散，减轻影响。

g、后勤保障组确保应急物资充足供应。

h、现场指挥人员应及时向第四采油厂（榆林区域）应急救援指挥部汇报，报告事故的地点、类型、危害范围和伤害情况等，必要时请求其支援。

⑥ 通讯系统事故的处理

当站间通讯中断或与控制中心的联络中断时，此时现场操作人员要提高警惕、谨慎操作，密切注意运行参数的变化，及时调整，判断输油系统的工作是否正常并安排维修人员应立即对通讯系统进行检查维修。

(4) 应急物资及器材

厂区应急指挥部对存在的可能诱发突发事件的危险部位，配备应急现场抢险救援必需的抢险设备，并标明其类型、数量、质量、性能、适用对象和存放的地点(厂应急指挥部办公室编制计划、供应科负责配备、保管、安全科督查)。建立专人保管、保养、维护、更新、动用等审批管理制度，确保抢险设备随时处于临战状态。

① 防护用品

根据事故具体情况选用合适的防护用品，主要防护用品包括：全身防护服、防护帽、防护头盔、防护靴、防护手套、安全带、防护眼镜、空气呼吸器、防毒面罩等。

② 消防器材

包括：消防车、指挥车、照明车、灭火器、灭火剂以及固定消防设施等。

③ 急救设备与器材

包括：救护车、气防车、担架、自动苏生器、呼吸机、四肢夹板以及急救药品等。

④ 抢险与抢修设备与器材

包括：封堵设备、探测设备、泄漏控制工具、工程车辆、营救设备、登高设备、维修工具、标志明显的服装、袖标、旗帜、应急照明灯等。

⑤ 交通运输车辆

交通运输车辆包括：救援物资运输车辆、疏散人员运输车辆、应急指挥车等。

⑥ 应急电源、照明措施

如果事故现场的照明系统出现故障，则利用应急电源照明，应急电源首选消防队的多功能消防车，其次临时发电机应急或使用应急工作灯。

⑦ 应急救援装备、物资

应急救援所需的防火服、防毒面具、空气呼吸器、消防工具等由消防队自备、自带，应急所需的其它设备备件等材料由厂供应科提供。

⑧ 制定事故应急预案，配备适当的管线抢修、灭火及人员抢救设备。

12.7 水源地环境风险评价及保护措施

12.7.1 项目对水源地环境风险影响

本项目周边与开发井区位置关系较近的水源地为华池县上里塬乡彭家寺沟水源地等，各井区与周边水源保护区位置关系见表 2.7.2-1。项目在地面工程布局中对上述水源地采取了避让措施，新建井场和管线均不在划定的水源地保护范围内，但部分井场及管线距水源地距离较近，在上游集水范围内，需采取严格的风险防范措施。

正常情况下，施工期钻井废水循环利用不外排，措施返排液应优先在井场内进行循

循环利用，井下作业结束后，不能利用的废措施返排液应及时采用罐车运至现有措施返排液处理站处理，不外排；生活污水设环保厕所，收集后用于周边植被绿化，不外排。运行期油田采出水利用新建及现有采出水处理系统处理达标后回注，不外排；作业废水用罐车拉运至措施返排液处理站处理，不外排。正常情况下，施工期、运行期废水不外排，不会对水源地造成不良影响。

事故状态下，采油管线、储油罐泄漏事故等可能会对地表水体产生间接影响，因而要求建设单位加强管理，严格执行各项规章制度，从施工期、运行期、退役期每一个细小环节做起，采取必要的工程技术措施和事故风险防范措施和应急预案，坚决避免各项事故的发生，一旦发生事故立即启动应急预案，层层把关，分工负责，把事故对地表水环境的风险影响降到最低。

因此，在采取严格的风险防范措施的前提下，工程建设、运行状态下均不会对水源地产生影响，从环境保护角度，项目建设可行。

12.7.2 水源地保护措施

为确保项目水环境风险事故可控，评价结合“陇东油区‘十四五’规划环评”及审查意见、《陇东油区石油天然气勘探开发环境保护工作指南（试行）》等补充以下水环境风险防范措施。

12.7.2.1 管理措施

(1) 严格水源地保护区的管理规定，禁止在水源地范围内进行开采。在距离水源地较近的区域进行油气田勘探和开发活动，要严格执行环境保护各项法律法规和建设项目环境影响评价等规定，抓好源头防范。

(2) 建立完善巡护队伍，保护好输油管线，防止自然和人为因素破坏输油管线，有效地减少由此产生的环境污染问题。

(3) 项目所在井区应结合自身特点，制定应急预案，并每季组织开展一次环境污染事故应急处置活动，进一步加强了应急管理。

12.7.2.2 施工期保护措施

(1) 严格操作程序，废弃泥浆在井场经大罐收集、沉降、破胶脱稳、板框压滤后，固相（含水率小于 60%pH 控制在 6~9）全部入罐暂存，暂存装置采取防渗漏、防流失、防扬散措施，井场内暂存时间不得超过一个月，力争做到即产即清，最终统一委托第三方集中处置。分离的液相及压滤液送至就近的油田措施返排液处理站处理达标后回注采油层。

(2) 井下作业时要求按照“敷设作业、带罐上岗”的作业模式，无法利用的措施作业返排液送措施返排液处理站处理，不外排，井场敷设防渗材料，及时收集落地油，要求落地油全部交有资质单位处置，不外排。

(3) 严格执行《建设工程施工场地文明施工及环境管理暂行规定》，加强对污水、污物、钻井药物管理、回收利用，严禁随意丢弃、排放，避免跑、冒、滴、漏现象发生。

(4) 生活污水收集后，用于施工场地抑尘，不外排。

(5) 对穿越水源地上游敏感区的管道应设置拦油设施，建设应急物资库，禁止将施工固废遗留在河道内。重点区域、环境敏感区必须建设永久性应急设施，降低环境风险。

(6) 按照《输油管道工程设计规范》（GB 50253-2014）要求，埋地输油管道沿线在河流大型穿跨越两端应设置线路截断阀。

(7) 水源地上游集水范围内的井场、站场、管线及穿跨越地表水水源地上游的管线应执行更加严格的防范措施。

(8) 在输油管道跨越断面以下至地表水源地上游河段设置拦油桩，分段设置抢险物资仓库，统一配置拦油网、吸油棉等应急物资，根据工程在重点防护区的分布情况，建议应急设施设置在输油管道穿越的支流汇入干流断面以下至水源地上游河段上，具体位置应结合现有应急响应机制及物资配备情况进一步设计论证。

(9) 制定包括风险防范措施和应急预案的环境风险多级防控体系。制定钻井、措施作业、井场、站场、集输管线以及环境敏感区的风险防范措施，制定包括应急计划、应急组织管理结构、全面的应急设备、应急撤离措施的应急预案，并进行定期演练。

12.7.2.3 运行期保护措施

(1) 油田采出水和其它生产废水处理达标后回注，回注率必须达到 100%，严禁偷排或其它形式处理含油废水。修井要按照带罐上岗作业模式，及时回收落地油和含油污水，严禁外排、偷排。

(2) 污油、含油污泥属危险废物，要严格按照危废储存、处置要求进行处理。

(3) 针对评价区地貌特点，对输油管线可能遭遇不同的破坏因素，要求采用不同的管线防渗和保护措施。

① 自然因素所造成的管线破裂主要是山体塌方、雨季山洪冲断和冬季管线冻裂；主要措施为不能在顺山坡来水方向横向敷设管线，尽可能沿路边黄土坡脚布设，设计敷设线路时避开洪水汇集口；管线埋设时应在冻土层以下，同时采用管线防腐保温措施，以保证油气畅通。

② 人为因素主要是不法分子在利益的驱动下偷油破坏管线及修路平整土地等施工误伤输油管线。

主要保护措施为加强巡线，随时做好抢修和应急联系准备，并做好平时抢修队伍训练和工作演练，在最短的时间内把泄漏到外环境中的原油清理干净。

(4) 严防各种事故的发生

① 在设备技术上做改进，采用高质量防腐蚀新型输送管线和先进的监控手段，防止原油的泄漏。

② 在人员素质和管理水平提高上下功夫，严格定期检查监测制度，积极培养工作人员的责任意识，提高工作人员的技术水平。

③ 原油运输贯彻和危险废物运输车辆不得随意调整路线进入水源保护区范围内。对运油车辆要加强维护和管理。

(5) 水源地上游跨越工程下游设视频监控点或人工看护点，提高响应速度，确保漏油事故发生后及时发现并采取措施。

12.7.2.4 退役期保护措施

退役期严格按照规范要求进行封井处理，制定统一的管理和巡查体系，将封闭井口按照简易封井、机械封井、水泥管封井和永久封井等将井口位置、封井方式、井筒工艺、井口描述、压力情况、周边环境、巡检周期与停产日期等内容统一录入封井名录并定期上报当地环保主管部门。封闭井场需指定专人负责，除日常巡查外还应制定安全生产的保障措施，确保封闭井口巡查到位和措施有效，切实提升对封闭井口危险因素的防御能力。

12.7.2.5 工程技术措施

(1) 引进管道漏失报警定位技术，加强对水源地周边原油管线运行状况的实时监测和管理，及时发现破漏点，采取应急处理措施，减少环境污染和损失，为集输管线的安全运行提供有效的保障手段。

(2) 有计划及时更新集输管线，避免管线腐蚀引发的地下和地表水污染。

(3) 井场应严格按标准化井场“两池一沟”要求建设，井场外围设排洪渠，井场内部修筑落地污油回收池、雨水蒸发池、导油槽等防洪、防污措施，从源头上避免风险事故对水环境的污染。

12.7.2.6 地表水水源地上游内井（站）场、管线风险防范措施

(1) 井场防护措施

根据井场设计方案,对于位于水源地集水范围内的井场应提升井场的标准化建设标准,通用类井场标准化建设与水源保护区、园林区及高后果区井场标准化建设方案对比见下表。

表 12.7.2-1 通用类井场标准化建设与水源保护区、园林区及高后果区井场标准化建设方案对比

通用类井场标准化建设内容	水源保护区、园林区及高后果区井场标准化建设内容
(1) 0.5m 高砖砌 24 围墙一周; (2) 0.4m 宽、起点深度 0.2m、坡度 0.2% 的砖砌抹灰集油槽 1 条; (3) 0.4m 宽、起点深度 0.2m、坡度 0.2% 的砖砌抹灰雨水收集槽 1 条; (4) 5m×3m×2m 规格 30m ³ 砖砌抹灰防渗的含油污水池 1 座; (5) 5m×2m×2m 规格 20m ³ 砖砌抹灰防渗的雨水收集池 1 座; (6) 0.3m 高 24 砖砌注水阀组基础 1 座; (7) 0.5m 高 24 砖砌抽油机基础外围绕 1 圈; (8) 4.5m 宽 0.3m 高 2.4m 长的门口混凝土挡水条 1 座; (9) 门口两处墩上各安装门页 (60 管下方焊装扁铁档杆) 2m×0.7m, 接口锁环。 (10) 门口悬挂井场平面图, 标注施工单位和施工时间 (11) 4.5m 宽井场大门围挡 1 处; (12) 1.2m 宽围墙外围绿化带; (13) 24 砖砌变压器基础一周; (14) 含油污水池、雨水收集池及变压器基础围栏各 1 套; (15) 工业废弃物收集箱 1 具	(1) 0.8m 高砖砌 24 围墙一周; (2) 0.4m 宽、起点深度 0.2m、坡度 2% 的砖砌抹灰集油槽 1 条; (3) 0.4m 宽、起点深度 0.2m、坡度 2% 的砖砌抹灰雨水收集槽 1 条; (4) 5m×3m×2m 规格 30m ³ 砖砌抹灰防渗的含油污水池 1 座; (5) 5m×2m×2m 规格 20m ³ 砖砌抹灰防渗的雨水收集池 1 座; (6) 0.3m 高 24 砖砌抹灰注水阀组基础 1 座; (7) 0.5m 高 24 砖砌抹灰抽油机基础外围绕 1 圈; (8) 4.5m 宽 0.3m 高的门口泥结碎石挡水条 1 座; (9) 1.2m 宽围墙外围绿化带; (10) 4.5m 宽 2.2m 高井场铁艺大门 1 座; (11) 门口两处墩上各安装门页 (60 管下方焊装扁铁档杆) 2m×0.7m, 接口锁环。 (12) 24 砖砌变压器基础一周; (13) 含油污水池、雨水收集池及变压器基础围栏各 1 套; (14) 工业废弃物收集箱 1 具。 (15) 门口悬挂井。

井场建设除满足《长庆油田陇东油区清洁文明井场设施建设标准》(Q/SY CQ 08010-2019)的建设要求外,结合结合“陇东油区‘十四五’规划环评”及审查意见要求,评价提出以下风险应急防范措施:

- ① 钻井岩屑和废弃泥浆应做到合理处置,严禁钻井废泥浆、岩屑随意堆放。
- ② 井场周围修建高 0.8m 砖混围墙,防止井场内雨水外排和井场外的雨水流入井场。
- ③ 井场内建设具有防渗功能的导油槽、污油污水回收池、雨水收集池,导油槽与污油池相连且清洁畅通。

④ 加强井口、储油罐及地面污油污水的管理,作业现场铺设双层防渗布,防渗布四周设 10cm 高围堰,防止事故及风险状态下的污水、原油污染地下水;

⑤ 井场外侧修建排洪渠,保证井场周围雨水畅通,不蓄积。

⑥ 没有利用价值的废弃油井应做挤水泥处理,彻底封死深浅地层间的通道。

(2) 站场防护措施

① 站场周边设置截洪沟,排出场外雨水。

② 靠近河边及冲沟的场站四周修建砖混挡水墙。

③ 罐区周边设置防火堤,其容积需满足外泄油品全部截留于防火堤内。

④ 为防止储罐、工艺设备和管线的跑冒滴漏污染地下水,站场应进行分区防渗。

(3) 管线工程防范措施

① 一般措施要求

水源地上游区域内埋设的管线，应根据所处区域的地形、地貌、地质情况采取不同的防护措施：

a、不能在顺山坡来水方向横向敷设管线，尽可能沿路边黄土坡脚布设，设计铺设线路时应避开洪水汇集口；管线埋设深度应在冻土层以下，尽量避开可能发生地质灾害的地段；同时还采用管线防腐保温措施，以保证油气畅通；

b、当管线经过坡地、冲沟、陡坎、易坍塌、易冲刷等不良地段时，应将管顶埋设至稳定层以下。应采取挡土墙、坡面防护、冲刷防护、滑坡错落整治、拦石网工程、换填渗水土和加强排水等相应的环保及水土保持措施；同时对洪水淹没段的管道根据其具体通过路段的情况采取适宜的稳管措施，并在跨越冲沟的适当位置采取护底、挡水墙、排水沟及导流堤等水工和水土保持措施，提高管道的稳定性和安全性。

c、管线穿越活动断裂带时，应确定断层走向，使管道与断层保持合理交角，增加管线抵抗断层位移和保持管身结构完整的能力沿沟谷阶地敷设。

d、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，以减轻管道内的腐蚀；

e、定期测量管线的内外腐蚀情况，对管壁严重减薄段，及时更换，避免发生管道泄漏事故。对有条件的地方安装自动控制装置，时刻监测输油管线的压力变化情况，对管线泄漏事故及时发现，及时处理。

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

② 对于穿越河流的管道应重点加强以下防护措施：

a、在该区域内的新建井场应全部采用管道输送。

b、视河流具体情况在管线两侧修建浆砌块石护岸或草袋护岸，避免洪水直接冲刷开挖面。护岸工程应有足够的宽度，并与两岸河岸衔接。

c、对沿坡体走向管道加固定桩，提高穿跨越管道防御环境风险的能力。

d、对穿跨越河流管道进行加厚和套管保护，设快速截断阀，套管上设置泄油观察点。跨越部位两侧设置事故集油池，并建设水面溢油远程监控报警系统，及时发现所有的不正常现象。

e、在输油管道跨越断面以下至地表水源地上游河段设置拦油桩，用于悬挂拦油网，并分段设置抢险物资仓库，统一配置拦油网、吸油棉等应急物资，并确保充足的抢险物

资，一旦管线污染事故发生后，以最快的速度沿河段悬挂拦油网，将原油污染控制在最小的范围内，最大限度的降低对水源保护区的影响。

f、建立地表水动态监测方案，在水源地上游河流设置地表水水质监测断面，每年平水期、丰水期、枯水期各监测 1 次，了解该区域地表水环境变化情况。

建设单位应在已有风险防范措施设施基础上进一步加强完善，一方面从源头上加强管线监控，在敏感区上游河段跨越工程处采取套管或加厚管壁等风险防范措施，在跨越工程两端设置自动截断阀，一旦管道原油泄漏，自动截断阀立即启动，关闭输油系统。另一方面，提高事故应急反应，在跨越工程下游设置拦油设施，防止泄漏原油进入水源保护区。

12.8 分析结论

本项目涉及的危险物质主要为原油、伴生气及火灾爆炸事故次生污染物 CO 等，可能存在的风险单元包括钻采井场、新建增压机组、混输装置、油气集输管线等。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。

13 环境经济损益分析

13.1 经济效益分析

长庆油田陇东油气开发分公司 2025 年对 2024 年页岩油新增部署产能建设工程总投资 6.61 亿元，将实现年产 $60.03 \times 10^4 \text{t/a}$ 原油，目前国际油价以 68 美元/桶计，1 吨约为 7.33 桶，目前汇率约为 6.94，则每吨原油以 3459.17 元计，年产值可达 20.77 亿元，具有较好的经济效益。

13.2 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。

13.3 环境经济损益分析

13.3.1 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。

13.3.1.1 生态破坏代价

(1) 水资源流失代价

本项目水资源流失主要为措施作业和生活用水等造成的地下水资源损失。根据工程分析，本项目最大用水量为 $1.19 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，按《甘肃省取水许可和水资源费征收管理办法》（甘肃省人民政府令第 110 号）规定的原油开采水资源费征收标准，工业用水价格 4 元/ m^3 计算，折合水资源利用价值为 4.8 万元/a。

(2) 占地机会成本

项目永久占地面积 84.88hm^2 ，按当地土地费用标准（3 万元/ $\text{hm}^2 \cdot \text{a}$ ）估算，永久占地损失为 254.64 万元/a。

13.3.1.2 环境污染代价

《中华人民共和国环境保护税法》于 2018 年 1 月 1 日施行。自实施之日起，征收环境保护税，不再征收排污费。本项目产生的“三废”和噪声均通过完善的污染控制措

施进行了妥善处理，达到国家排放标准。其中，生产及生活废水全部回用，零排放。根据《中华人民共和国环境保护税法》和《甘肃省环境保护税核定征收管理办法》，根据环评污染物排放情况估算应缴纳排污税额如下：

表 13.3.1-1 项目应交排污税额估算						
税目	污染物名称	排放量（t/a）	污染当量值（kg）	折污染当量	计税单位	排污税（元）
大气	SO ₂	0.06	0.95	63.16	1.2 元/污染当量	75.79
	NO _x	1.58	0.95	1663.16		1995.79
	颗粒物	0.18	2.18	82.57		99.08

根据《中华人民共和国环境保护税法实施条例》第五条规定：“应税固体废物的计税依据，按照固体废物的排放量确定。固体废物的排放量为当期应税固体废物的产生量减去当期应税固体废物的贮存量、处置量、综合利用量的余额。”，按照《中华人民共和国环境保护税法》附表一规定，应税固体废物包括危险废物。因本项目危险废物 100%委托有资质单位定期转运处置，故本项目可危险废物可不缴纳环境保护税。

根据计算，本项目运行期环保税预计 0.22 万元/a。

13.3.1.3 小结

由上分析得知，生态破坏代价和环境污染代价详见表 13.3.1-2。

表 13.3.1-2 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	水资源流失损失	4.8
	占地机会成本	254.64
环境污染代价	环境保护税	0.22
合计	/	259.66

13.3.2 环境成本分析

13.3.2.1 生态保护成本

根据生态保护措施的投资计算，估算工程生态保护投资约 740 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 246.67 万元。

13.3.2.2 污染防治成本

- (1) 污染防治设备投资
- 工程用于污染防治的设施投资 694 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 69.4 万元/a。
- (2) 危险处置费用
- 运行期产生的危险废物均委托有资质单位安全处置，处置费用约 149.72 万元/a。
- (3) 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 60 万元/a。

13.3.2.3 小结

根据以上的计算，得出的环境成本详见表 13.3.2-1。

表 13.3.2-1 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	246.67
污染防治成本	污染防治设备投资	69.4
	危险处置费用	149.72
	环保设备运行及管理费	60
合计	/	525.79

13.3.3 环境收益分析

13.3.3.1 污染防治收益

根据工程分析，本项目采出水回注量为 939.46m³/d，按工业用水价格 4.00 元/m³ 计算，折合节约水资源利用价值 124.01 万元/a。

13.3.3.2 污染物综合利用收益

(1) 钻井泥浆回收收益

本项目钻井泥浆循环利用，循环利用率按 95%计算。项目废弃钻井泥浆产生量约 83181.8t，则回收利用泥浆约 79022.71t，按价值 250 元/t 计算，则可节省资金 1975.57 万元，油田生产按 15 年计，则平均每年收益约 131.7 万元。

(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 4.28t，回收落地油价格按 2000 元/t 计，则年落地油回收收益约 0.86 万元。

(3) 伴生气回收收益

根据工程分析，本项目新增伴生气回收利用量为 3168.77×10⁴m³/a，参照当前天然气价格 2.0 元/m³ 计算，则伴生气回收收益约 6337.54 万元/a。

13.3.3.3 小结

通过以上分析计算，本建设项目环境收益见表 13.3.3-1。

表 13.3.3-1 建设项目环境收益汇总表

分类	项目	单位（万元/a）
污染防治收益	采出水回注收益	124.01
污染物综合利用收益	钻井泥浆回收收益	131.7
	落地油回收收益	0.86
	伴生气回收利用	6337.54
合计	/	6594.11

13.3.4 环境经济效益分析

工程建设在环境保护方面收益为+8840.5 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。工程环境经济损益分析见表 13.3.4-1。

表 13.3.4-1 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
-259.66	-525.79	+6594.11	+5808.66

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 = $\frac{\text{环境收益}}{\text{环境成本}}$ =12.54

该工程环境成本为 525.79 万元/年，环境收益为 808.66 万元/年，计算出年环保费用经济效益系数为 12.54，即每年 1 元的环保费用可减少环境损失 12.54 元，环保投资效益明显。

本项目的单位产品环境代价为 0.43 元/t，占单位产品产值的 0.012%。单位产品环境成本为 0.88 元/t，占单位产品产值的 0.025%。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。

本项目的环保工程经济效益系数较高，说明采取环保措施后的环境收益效果比较明显。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。

14 环境管理与监测计划

14.1 环境管理要求

项目应依据《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276）中相关要求，在施工期、运行期和退役期三个阶段按已建立的管理体系运行。其中，环境管理的内容应符合 ISO14000 系列标准规定的环境管理体系原则以及石油开采、集输等有关标准的要求，健康管理体系符合《职业安全卫生管理体系》OHS18000 的有关要求。施工期、运行期和退役期的 QHSE 管理分别包括以下内容：

- (1) 施工期的 QHSE 管理主要包括良好的工程（高产、节水、节能）设计，安全、健康与环境保护设施的同时设计、同时施工和同时投入使用，安全、绿色施工等；
- (2) 运行期的 QHSE 管理主要包括：QHSE 组织机构的建立及职责的确定、文件的编写、风险的识别和管理、应急措施的建立、人员的培训、QHSE 管理体系的运行及保持、清洁生产等；
- (3) 退役期的 QHSE 管理主要考虑油田退役的安全与环境影响。

针对不同工况、不同环境影响和环境风险特征，提出具体环境管理要求见表 14.1-1。

表 14.1-1 环境管理工作要求

阶段		环境管理主要内容
施 工 期		1、建立施工期管理体系，签订目标责任书，要求工程设计单位做好服务与配合； 2、制定环境管理工作计划，建立施工期环保档案，确保建设有序进行； 3、规范施工期环境重点监控，处理施工中偶发的环境污染事故与环境纠纷； 4、按照工程环保设计与主体工程同步建设，严格执行“三同时”制度； 5、由专人负责监督、考核各施工单位责任书中任务完成情况； 6、对施工中造成的土地、植被毁坏应在竣工后及时恢复； 7、制定施工期环保与生态恢复计划，认真做好各环保设施施工监理与验收，及时与当地环保行政主管部门沟通。
运 行 期	正 常 工 况	1、建立和实施项目运行的 QHSE 管理体系； 2、结合本项目生产和环保实际情况，根据政府和上级主管部门的环保法律法规、标准，制定管理规章制度，并贯彻执行； 3、项目产生的废气全部达标排放；废水综合利用不外排；通过采取减振、隔声、消音等措施确保厂界噪声达标排放；危险废物设临时储存设施，交有资质单位进行处置。加强站场周围绿化。 4、协同有关部门制定防治污染事故的措施，定期进行环保安全检查； 5、建立运行情况记录制度，如实记载有关运行管理情况，主要包括项目废气治理措施、污水处理设施工艺控制参数、危险废物暂存、去向及处置措施及环境监测数据等，运行情况记录簿应当按照国家有关档案管理的法律法规进行整理和保管； 6、定期检查设备密封及计量装置，对全体员工组织开展环境保护培训。
	非 正 常 工 况	1、加强站内工艺装置及管线的检修和巡线，减小发生跑冒滴漏； 2、加强生产罐区及其它废水、危废贮存设施的防渗措施，定期检查，杜绝其存在长期非正常排放点源的存在，保护项目评价区地下水环境质量不受污染和破坏； 3、针对可能发生泄漏的区域，及时采取修复更换等措施，阻止污染物进一步扩散泄漏。
风 险 防 范		1、严格执行国家的安全卫生标准规范及相关法律法规，在项目建设的同时，对安全和劳动保护等方面综合考虑； 2、制定安全生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全管理制度和安全操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系，完善各种规章制度标准； 3、定期进行环保安全教育，增强职工环保意识和安全意识；

	4、施工过程、选材等环节严守质量关，加强技术工人的培训，提高操作水平； 5、作业前进行隐患分析评估，制定切实可行的措施计划，在作业过程中严格监督检查，定期考核，从源头上解决安全隐患问题。 6、定期检查和维护设备及管线，防止废水泄漏事故； 7、定期修订应急预案，并定期组织应急演练。

14.2 污染物排放清单

14.2.1 污染物排放管理

本项目由地面工程、钻井工程、集输工程、公用工程、环保工程组成。建设项目污染物排放清单详见表 14.2.1-1。

表 14. 2. 1-1

本项目主要污染物排放清单

类别		污 染 源		污 染 物 排 放 清 单				排 污 口 位 置	拟采取的环保措施 及主要参数	数量	执行的环境标准及污染物排放管理 要求
				污染物种类	排放浓度	排放速率	排放量				
本 项 目	废 气	井 场	油 气 集 输	非甲烷总烃	/	/	21.07t/a	装置区	密闭集输，加强设备管理	/	《陆上石油天然气开采工业大气污 染物排放标准》（GB39728-2020）油 气集中处理站边界污染物控制要求
		站场加热 炉	烟 气	NOx	39.66mg/m³	0.1995kg/h	1.58t/a	站场加热炉	燃用伴生气，排气 筒高度≥8m	6 套	《锅炉大气污染物排放标准》 （GB13271-2014）新建燃气锅炉标准
				SO ₂	1.5mg/m³	0.0076kg/h	0.06t/a				
				颗粒物	4.41mg/m³	0.0227kg/h	0.18t/a				
	废 水	站 场	采出水	石油类	/	/	/	依托现有采出水 处理系统处理后 回注，扩建现有采 出水处理系统 5 套	经采出水处理设施 处理达标后回注地 层	5 套	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要 求及分析方法》（SY/T 5329-2022）
				SS	/	/	/				
				COD	/	/	/				
		井 场	井下作业废 水	石油类	/	/	/	通过罐车拉运至 现有措施返排液 处理站处理达标 后回注	经措施返排液处理 站处理达标回注	/	
				SS	/	/	/				
				COD	/	/	/				
	噪 声	抽油机、站 场	噪 声	噪 声	/	/	/	井场、站场	隔声减振	/	《工业企业厂界环境噪声排放标准》 （GB12348-2008）2 类标准
	固 废	站场、井场	落地油	落地油	/	/	/	井场	均属危险废物，临 时放置在危废贮存 点，最终交由有资 质单位处置	/	按照《危险废物贮存污染控制标准》 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。
			含油污泥	含油污泥	/	/	/	措施作业井场，采 出水处理站等			
废防渗布、废润滑油及包装桶 等			/	/	/	井场					
废滤料			/	/	/	采出水处理装置 区	交厂家回收	/	《一般工业固体废物贮存和填埋污 染控制标准》（GB 18599-2020）		

14.2.2 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 14.2.2-1。

表 14.2.2-1 排污口规范化管理要求表	
项目	主要要求内容
基本原则	1、凡向环境排放污染物的一切排污口必须进行规范化管理； 2、将总量控制的污染物排污口及行业特征污染物排放口列为管理重点； 3、排污口设置应便于采样和计量监测，便于日常现场监督、检查； 4、如实向环保行政主管部门申报排污口位置与排放去向等方面情况
技术要求	1、排污口位置必须按照环监（1996）470 号文要求实行规范化管理； 2、具体设置应符合《污染源监测技术规范》中的规定和要求
立标管理	1、污染物排放口必须实行规范化管理，应按照国家《环境保护图形标志》（GB15562.1-1995）与（GB15562.2-95）的相关规定，设置环保图形标志牌； 2、环保图形标志牌位置应距污染物排放口及固废贮存(处置)场较近且醒目，设置高度一般为标志牌上缘距离地面约 2m； 3、重点排污单位污染物排放口以设置立式标志牌为主，一般排污单位污染物排放口可根据实际情况设置立式或平面固定式标志牌； 4、对危险废物贮存点，必须设置警告性环境保护图形标志牌
建档管理	1、使用《中华人民共和国规范化排污口标志登记证》，并按要求填写有关内容； 2、严格按照环境管理监控计划及排污口管理要求，工程建成运行后将主要污染物种类、数量、排放浓度与去向，立标及环保设施运行情况记录在案，并及时上报； 3、选派专职环保员对油田环保设施进行监督管理，防止“跑冒滴漏”污染环境并引发重大环境风险事故，要求责任到人，奖罚分明

14.2.3 信息披露

按照《企业环境信息依法披露管理办法》（生态环境部令第 24 号）等规定，企业是环境信息依法披露的责任主体，应当依法、及时、真实、准确、完整地披露环境信息。

本次评价对建设单位提出以下环境信息披露要求：

(1)按照《企业环境信息依法披露管理办法》要求，庆阳市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，应及时关注以明确本单位是否列入名单。

(2)如果本单位列入重点排污单位名录，应当按照企业环境信息依法披露格式准则编制年度环境信息依法披露报告和临时环境信息依法披露报告，并上传至企业环境信息依法披露系统。企业年度环境信息依法披露报告应当包括以下内容：

- ①企业基本信息，包括企业生产和生态环境保护等方面的基础信息；
- ②企业环境管理信息，包括生态环境行政许可、环境保护税、环境污染责任保险、环保信用评价等方面的信息；
- ③污染物产生、治理与排放信息，包括污染防治设施，污染物排放，有毒有害物质排放，工业固体废物和危险废物产生、贮存、流向、利用、处置，自行监测等方面的信息；
- ④碳排放信息，包括排放量、排放设施等方面的信息；

⑤生态环境应急信息，包括突发环境事件应急预案、重污染天气应急响应等方面的信息；

⑥生态环境违法信息；

⑦本年度临时环境信息依法披露情况；

⑧法律法规规定的其他环境信息。

(3)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。

14.2.4 排污许可证办理

本项目为改扩建项目，按照生态环境部门管理要求，现有工程已完成排污登记。

本项目新增站场加热炉，污染物排放情况有所变化，根据《排污许可证管理条例》，填报的信息发生变动的，应当自发生变动之日起 20 日内进行变更填报。对照《固定污染源排污许可分类管理名录》（2019 版），本项目属于三、石油和天然气开采业 07，4 石油开采 071、天然气开采 072，其他，实行排污登记管理。现有工程已填报排污登记表，评价要求本项目应按照有关法规条例，在本次改扩建站场排污口发生变动之日起 20 日内变更排污登记。

14.3 环境管理制度

14.3.1 环境管理现状

页岩油开发分公司于 2020 年正式组建，2023 年组建并变更为陇东油气开发分公司。陇东油气开发分公司页岩油产能建设项目组负责页岩油产建工程建设、运行、竣工验收和生态恢复治理等工作，待竣工环保验收结束、工程全部稳定运行后，根据地面工程所在区域，将井场、地面工程等分别移交页岩油开发分公司、采油二厂、十二厂等进行后期运行管理。根据油田公司统一安排，陇东油气开发分公司属于长庆油田分公司直属部门，环境管理体系、制度与长庆油田采油厂环境管理体系、制度基本一致。

根据 QHSE 管理体系标准和中石油建立 QHSE 管理体系的相关规定和要求，参照长庆油田分公司的安全环境管理机构设置情况，陇东油气开发分公司建立了 HSE 管理组织机构，在基层各站、队设 HSE 管理小组，组长由主任（站长、队长）担任，组员由副主任和技术人员担任，一名懂健康—安全—环境技术、经过专门 HSE 管理培训、有一定管理能力的人员担任兼职 HSE 现场监督员。

14.3.2 各级 QHSE 组织的责任

长庆油田分公司对基层组织 HSE 权利和责任作出了明确规定，详见表 14.3.2-1。

表 14.3.2-1 基层组织 QHSE 职责

队长职责	- 传达贯彻国家、地方有关安全、环保的法律、法规和规定； - 教育员工遵守健康、安全与环境管理标准、规章制度； - 提出改善劳动、卫生条件、保障员工健康的具体措施； - 组织召开小队或全站的健康、安全与环境管理会议，参与审查与小队或本站的健康安全与环境管理文件和 QHSE 表现的会议； - 支持健康、安全与环境管理监督员的工作，鼓励员工查找隐患并按要求程序采纳正确的建议； - 组织健康、安全与环境管理检查活动，落实整改事故隐患和问题的措施。
监督员职责	- 协助队长、站长从事现场 QHSE 管理； - 进行现场 QHSE 管理状态的检查和评比； - 向所有到达现场的人员介绍现场 QHSE 管理制度； - 组织安全会议，向有关人员进行事故预防教育，针对隐患提出有效对策，并按时填写隐患评估登记表； - 宣传健康、安全与环境管理政策、规定、教育和引导员工执行健康、安全与环境管理标准、规定； - 负责事故、事件调查、分析和统计上报； - 对存在危及职工生命安全，严重影响施工安全和破坏生态环境的情况，有权下令停工，报告队长或站长及时处理； - 收集归纳员工提交的隐患报告，提出整改意见。
员工职责	- 执行健康、安全与环境管理规定和安全技术操作规程，遵守劳动纪律，上岗时穿戴好劳动防护用品，搞好岗位工作； - 维护保养好本岗位的生产设备、工具及防护装置，保证性能良好，安全可靠； - 遵从安全标识，制止不安全行为； - 参加车间健康、安全与环境管理教育活动和应演习，提高操作技能和安全防护能力； - 有权拒绝一切违章指挥、命令，发现健康、安全与环境问题及时排除解决，无法解决的要立即报告领导处理。

14.3.3 环境管理制度

(1) 长庆油田陇东油气开发分公司依据国家和地方环保部门颁发的环境质量标准、污染物排放标准及有关规定和要求。制定出环境监测计划和工作方案，健全环保机构的各项规章制度；

① 关于对污染治理及规划的管理，对污水处理设施进行检查、监督、随时掌握运转状况，污染物净化效果，外排废气、废水是否符合排放标准等；发现问题立即采取必要措施、研究解决办法，严防超标排放和事故性排放。

② 积极开展清洁生产审核，减少能耗物耗，注意废弃物的回收和开发利用。

③ 按环保部门的规定和要求填报各种环境管理报表。

④ 配合环保部门参加企业环保设施竣工验收。

⑤ 参加生产过程中发生的污染事故调查、监测和分析化验工作并写出调查报告。

⑥ 处理日常各种环保有关的事宜，积累企业环保设施运转情况、治理效果、污染物排放、能耗、废物综合利用、工艺技改等各种基础资料；注意并收集应用环保新法规、新技术、新标准与科研最新成果资料；按照清洁生产的要求进行经常性的清洁生产内部监督和审计。

⑦ 收集、传达、处理、反馈企业内部和外部各方面有关环境问题的信息，做到信息畅通、处理及时、反馈有效。

⑧ 将公司环境管理目标分解下达给各相关单位，由专人负责将废水、废气及固体废物的排放控制在管理目标之内，确保稳定达标排放。

⑨ 在制定工艺条件和操作规程过程中，宣传、推荐清洁生产和循环经济的新工艺，将环境保护的要求考虑在内，并以管理手段将环境保护的要求列入岗位责任制。

⑩ 对可能具有重大环境影响的运行与活动的关键特性进行自行监测，对企业环境目标和指标符合情况的跟踪信息记录，为确保环境目标和指标，防止环境污染事故，建立纠正和预防措施程序、应急准备与响应程序，对可能发生的污染事故采取相应的应急预防措施，减少对环境的影响。

(2) 环保检查制度

环保检查实行三级检查制度：

① 每半年组织一次全区环保检查，覆盖率不小于 50%。

② 基层单位每月组织一次检查，覆盖率不小于 80%。

③ 基层班组每周进行一次检查，覆盖率达到 100%。

④ 质量安全环保科每年组织一次体系内审。

陇东油气开发分公司主要作业场点环保管理制度见表 14.3.3-1。环境管理台账要求见 14.3.3-2。

表 14.3.3-1 主要作业场点环保管理制度

场点	环保管理规定
采油、注水作业	①原油计量站、接转站、注水站必须做到： • 站内平整清洁、设备干净见本色； • 站内外无油污、无杂物、无散乱器材，不乱排乱倒油污、污水、生活垃圾及其它污染物； • 管线设备无“跑、冒、滴、漏”现象； • 站内外种草、种树、绿化环境。 ②油（水）井井场必须做到： • 井场内平整清洁，抽油机、采油树干净见本色； • 井场内外无油泥、无垃圾； • 井场建成后一至三年内陆续绿化。 ③采油作业区要加强井场检查，消除污染隐患，污水池中的污水要及时回收，雨季前彻底回收干净，防止暴雨冲刷造成污染环境和水体。要加强油（水）套管线巡查、维护，减少意外污染事故的发生。 ④采油工在井口作业时，必须防止原油、天然气外泄造成污染，落地油必须清理回收。 ⑤加强油井和管线看护，确因偷盗原油和破坏井口、管线造成的污染，发现后应及时处理，在控制污染现场的同时，应取全有关资料并立即逐级上报有关部门。
井下作业施工现场	①井下作业应积极采取新工艺、新技术，在施工过程中采取综合性污染防治措施，任何污染物不得流出井场，井场残留的污染物必须彻底清理、回收后集中处理，实行无污染作业。 ②井下作业过程中不得损坏井场环保设施。确因作业需要，必须经页岩油开发分公司质量安全环保科批准后方可施工，作业完工后立即修复环保设施。 ③涉及到有毒有害物质或环境敏感区的施工设计、井下作业、油田建设工程，必须经安全环保部门审批、生产主管领导或总工程师签字认可后，方可进行施工。工程设计中要有具体的环境保护方案或措施，施工时必须落实好防污措施，并有应急计划。作业完工清理现场后，进行交接。 ④井下作业应采取先进的防喷措施，起钻中携带出井口的原油及冲洗油管、油杆的含水污水必须引入污水池中。 ⑤井下作业过程中提倡清洁生产，全面推广无污染作业，杜绝污染事故发生。 ⑥各修井公司根据修井作业情况，如实填报《井下作业无污染作业报表》；井下作业室将每月汇总情况报

	页岩油开发分公司质量安全环保科，由质量安全环保科监督考核。
环保设施	①对工业生产装置排放的废水，要充分利用现有污水处理、回灌设备，积极治理，控制和减少污水外排，尽可能地处理后重复利用。对采出水处理、回注设施，要加强管理，保证运行，确保处理后污水达标，保证回灌率达 100%。 ②已投入使用的污水处理设施，处理前后的水质每日都要进行化验；外排污水、回注（灌）水质每日必须进行化验。

表 14.3.3-2

环境管理台账要求

类别	环境管理主要台账要求
基本信息	包括排污单位基本信息、生产设施基本信息、污染治理设施基本信息。
生产设施运行管理信息	运行状态、生产负荷、产品产量、原辅料及燃料等。
污染治理设施运行管理信息	包括废气、废水、污染防治措施运行情况、主要药剂添加情况、DCS 曲线图等。
监测记录信息	按照 HJ819 及各行业自行监测技术指南规定执行、采出水监测台账。
其他环境管理信息	废气无组织污染治理设施运行管理信息，危废转移台账、危废转移联单。

14.3.4 组织机构

陇东油气开发分公司质量安全环保科负责本项目组油田开发区域内环保专业的技术综合管理；机关各业务部门按各自的环保管理职责负责分管业务范围内的环保管理。

在勘探开发期，设置专门的环保岗位，负责监督各项环保措施的落实及环保工程的检查和预验收，负责协调与环保、土地等部门的关系，以及负责有关环保文件、技术资料的收集建文件。委托工程监理单位，监督设计单位和施工单位具体落实环保措施实施。

在生产运行期，由陇东油气开发分公司质量安全环保科统一负责本项目的环保管理工作，在井区内设置专职环保员，负责环保文件和技术资料的归档，协助有关环保部门进行环保工程的验收，负责运行期间的环境监测、事故防范和外部协调工作。

14.3.5 环境管理计划

油田开发建设各阶段环境保护管理工作计划重点内容见表 14.3.5-1。

表 14.3.5-1

环境管理工作计划重点内容（建议）

阶段	环境管理主要任务内容
项目建设前期	1、参与项目建设前期各阶段环境保护和环境工程设计方案工作； 2、编制企业环境保护计划，委托环评单位开展项目环境影响评价； 3、积极配合可研及环评单位开展项目区现场踏勘与调研工作； 4、针对油田运行特点，建立健全公司内部环境管理与监测制度； 5、委托设计单位依据环评报告及批复文件要求，落实工程环保设计，编制环保专章。
施工期	1、按照工程环保设计，落实环保设施建设，严格执行“三同时”制度； 2、建立规范化操作程序与施工监理档案，监督检查，并处理施工中偶发的环境纠纷； 3、严格执行土地复垦规定，监督和考核各施工单位责任书完成情况； 4、认真做好各项环保设施的施工监理与验收，及时与当地环保行政主管部门沟通
运行期	1、对照环评文件、批复文件及设计报告核查环保设施落实情况； 2、检验环保工程效果和运行状况，建立记录档案，要求与主体工程同步投入运行； 3、检查环保机构设置及人员配备、环境管理制度、环境监理资料档案等是否健全； 4、贯彻执行国家和地方环境保护法律法规和标准； 5、严格执行各项生产及环境管理规章制度，保证生产正常运行； 6、申报排污许可证，建立环保设施运行卡，对环保设施定期进行检查和维护； 7、按照环境管理监测计划开展定期、不定期环境与污染源监测，发现问题及时处理； 8、完善环境管理目标任务与污染防治措施方案，配合地方环境保护部门制定区域生态恢复、水土保持与环境综合整治规划； 9、加强国家环保政策宣传，提高员工环保意识，提升企业环境管理水平； 10、推行清洁生产，实现污染预防，减污增效；

	11、参与编制企业突发环境应急预案；
环境管理工作重点	1、加强污染源监控与管理，提高水资源、能源和一般工业固废的综合利用率； 2、坚持“预防为主、防治结合、综合治理”原则，强化企业污染防治设施管理力度； 3、严格控制生产全过程废气、废水和噪声排放及危险固废的安全处置，保证污染物实现达标排放、排放总量与环境风险得到有效控制。

14.4 环境监测计划

(1) 环境监测计划

环境监测是企业环境管理体系的重要组成部分，也是环境管理规范化的主要手段，通过对企业主要污染物进行分析、资料整理、编制报表、建立技术文件档案，为上级环保部门和地方环保部门进行环境规划、管理和执法提供依据。

评价针对本项目建设和运行情况，参考《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）和《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》（HJ 1209—2021）制定本项目运行期环境现状和污染源监测计划，详见表 14.4-1～表 14.4-3，建设单位应结合现有监测内容统筹规划监测方案，并统一要求避免冲突。

表 14.4-1 施工期污染源监测计划

监测类别	监测项目	监测点位置	测点数	监测频次
场界噪声	施工场界 Leq(A)	施工场界四周	4	每季一次
环境空气	TSP	施工场地上、下风向	2	每半年一次

表 14.4-2 运行期环境现状监测计划

类别	监测项目	监测点	监测频率	控制指标
环境空气	非甲烷总烃	庆城联合站周边最近敏感点	半年 1 次	参考《大气污染物综合排放标准详解》标准限值；
声环境	Leq (A)		每年 1 次	《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准
地下水	见 9.11.3 节环境监测方案			
土壤环境	见 10.2.5 节环境监测方案			

表 14.4-3 运行期污染源监测计划

类别		监测项目	污染物	监测点	监测频率	控制指标
有组织排放废气		加热炉	NOx、颗粒物、SO ₂ 、林格曼黑度	华 H53 平台增、庆 H28 平台增、庆城联合站，其余加热炉每年按 10% 比例抽测	每年一次	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）
无组织废气		非甲烷总烃	无组织烃类	庆城联合站	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）
采出水		流量、pH、SS、石油类		里 148 站新建采出水处理设施出水口	自动监测	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）
措施返排液		流量、pH、SS、石油类		新建处理站出水口	自动监测	
噪声	厂界	Leq(A)	环境噪声	华 H53 措施返排液处理站	每季度一次	《工业企业厂界环境噪声排放标准》中 2 类标准

(2) 监测方法

污染源监测采样、样品保存分析方法应严格按照国家环保总局编制的《空气和废气监测分析方法》、《水和废水监测分析方法》、《工业企业厂界噪声测量方法》等监测技术规范要求执行。

14.5 环境保护建议及要求

本项目环保设施（措施）清单见表 14.5-1。

表 14.5-1 环保设施（措施）清单					
类别	位置	污染源或污染物	污染防治设施	数量	验收标准
大气污染控制	新建、扩建采油井场	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	
	新建集输站场、储油设施		密闭集输	/	
	新建站场	加热炉烟气	设置不低于 8m 排气筒	6 套	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）
水污染控制	采出水处理站改扩建站场	油田采出水	安装自动监测监控设备，对回注水流量和水质进行自动在线监测监控，并与环保部门联网	1 套	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T 5329-2022)
	华 H53 措施返排液处理站	措施返排液	措施返排液处理设施，安装自动监测监控设备，对回注水流量和水质进行自动在线监测监控，并与环保部门联网	1 套	
噪声污染控制	新、扩建井场	抽油机	减震等	/	《工业企业厂界环境噪声排放标准》2 类标准
	新、扩建站场	泵类等设施	隔声、减震、站外绿化等		
固废污染控制	各井场	标准化井场建设	井场围墙内设集水渠连接雨水收集池，井口设集油槽连接含油污水池，井场四周设 0.5m 高围墙，入口设挡水条	47 座	按标准化井场建设要求
		落地油	措施作业时地面敷设防渗材料，污油回收入罐	/	回收率 100%
		含油污泥	送危废贮存点暂存，定期委托有资质单位处置	/	危废贮存设施符合《危险废物贮存污染控制标准》要求
		废防渗布、废润滑油及包装桶		/	
	采出水处理	废滤料等	集中收集交有资质单位	/	
	措施返排液处理站	废滤料、含油污泥	交有资质单位处置	/	
环境风险	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；站场加强工艺设备、储油罐及地面油污污水的管理，场站外侧修建排洪渠，保证场站周围雨水畅通，不蓄积。				
	位于水源地汇水范围内 8 座井场（见表 2.7.2-1）	建设更高标准要求井场：井场设不低于 80cm 砖砌围墙（0.24m 宽），井场内建设不低于 50m³ 雨水收集池及收集渠、设不低于 50m³ 含油污水池及导排设施，井口设置集油槽，集油槽与含油污水池相连，确保井场雨水与污油不出井场			按环评要求建设
	位于水源地汇水范围内 1 座站场（见表 2.7.2-1）	站场周边设置截洪沟，事故油箱周边设置防火堤			按环评要求建设
生态	对管线工程、道路、井场等工程临时占地进行平整、植被恢复，按照长庆油田清洁文明井场建设标准进行植被恢复，提高植被覆盖度				
环境管理			建立健全施工期环境保护各项管理制度		
其他			施工期产生的废弃钻井泥浆经脱水后的泥浆含水率小于 60%		

15 评价结论

15.1 建设项目概况

长庆油田陇东油气开发分公司 2025 年对 2024 年页岩油新增部署产能建设工程分布于合水县肖咀镇、老城镇、板桥镇、西华池镇和段家集乡，环县八珠乡、樊家川镇、曲子镇和木钵镇，华池县五蛟镇、王咀子乡、悦乐镇、元城镇、上里塬乡和城壕镇，庆城县桐川镇、翟家河乡、马岭镇、玄马镇、三十里铺镇、高楼镇、南庄乡、庆城镇、蔡家庙乡和白马铺镇，宁县盘克镇和湘乐镇等 5 县 27 个乡镇。工程地面建设共涉及 10 个井区，均属于滚动扩建井区，本项目主要建设内容包括新钻采油井 214 口、井场 47 座（新建 28 座，扩建 19 座），同时配套建设油气管线、道路、供水、通信等工程。新建增压站 5 座、混输装置 1 座，扩建联合站 1 座、改扩建站场 7 座。

本项目新建工程总占地 232.64hm²，其中永久占地 84.88hm²，临时占地 147.76hm²。项目工程建设总投资约 66.12 亿元，其中环保投资 2931.2 万元，占总投资的 0.44%。

15.2 产业政策及规划相符性

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

15.3 环境质量现状

15.3.1 环境敏感目标

据现状调查，本项目井区范围内没有水源保护区和自然保护区等，井区周边分布有彭家寺沟、王咀子、悦乐镇、李小渠等多个乡镇级水源保护区。井区环境保护目标除上述水源地外，还有村庄、河流及地下水、土壤、生态环境，各开发井区范围内其他无自然保护区、风景名胜区等需要特殊保护的环境敏感点。

15.3.2 环境质量现状

(1) 环境空气

项目区域 2025 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。因此，判断项目所在区域属于达标区。项目开发区域内各补充监测点中特征污染物非甲烷总烃小时监测值均满足《大气污染物综合排放标准详解》中 2.0mg/m³浓度限值，硫化氢 1h 平均值均满足《环境影响评价技术导则 大气环境》附录

D, TSP 日平均值均满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二级标准。

(2) 地表水

引用地表水监测断面 8 处, 监测结果显示, 各监测断面各项指标均符合《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III类、IV类标准。

(3) 地下水

地下水水质、水位监测共布设 23 个监测点位, 潜水测点均在开发井区内及其附近民用水井中取样, 承压水监测点利用油田水源井。监测结果显示, 部分监测点中地下水中总硬度、溶解性总固体、六价铬和氯化物出现不同程度超标现象, 主要与陇东盆地岩相古地理条件有关, 非人类工程活动影响造成。

(4) 包气带污染现状调查

本次评价选择 6 个典型井站场, 共设 12 个包气带污染现状监测点, 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。

(5) 声环境

本次声环境现状监测共布设噪声监测点位 12 个, 新建站选址、敏感点环境背景噪声值均满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类标准要求。

(6) 土壤本底调查

根据拟建工程布局, 土壤环境质量现状监测布设 13 个监测点, 由监测结果可知, 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。项目区土壤无酸化、碱化, 土壤盐化级别为轻度盐化。

15.4 污染物排放情况及环境保护措施

15.4.1 废气

(1) 施工期废气

施工期废气主要包括钻井柴油机废气、施工车辆尾气和施工扬尘。钻井过程采用低硫柴油和燃烧效率高的柴油机, 减少柴油机燃料燃烧废气产生量, 降低污染; 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站场加热炉烟气、油气集输过程放空、挥发、泄漏等无组织排放的烃类气体及道路扬尘等。

站场加热炉使用清洁燃料伴生气,加热炉燃烧烟气通过不低于 8m 高排气筒排放,主要污染物 NO_x 、 SO_2 及颗粒物排放量小,分别为 9.48t/a、0.93t/a 和 0.94t/a。项目新建投产井场原油集输均采用全密闭集输流程并采取定压阀回收套管气,站场采用油气分输工艺等措施确保流程密闭,减少烃类的无组织排放,经估算,项目无组织排放的非甲烷总烃约 28.59t/a。

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。

15.4.2 废水

(1) 施工期废水

施工期废水主要包括钻井废水、措施返排液和生活污水。

钻井废水呈碱性,悬浮物含量较高,有机物污染物含量较高,无毒,废弃泥浆在井场经大罐收集、沉降、破胶脱稳、板框压滤后,分离的液相及压滤液送至就近的油田措施返排液处理站处理达标后回注采油层;试压废水和压裂返排液依托现有措施返排液处理站处理达标后回注油层,不外排;施工期生活污水主要为盥洗水,由于井区施工较为分散,难以收集,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、措施作业废水、伴生气回收系统生产废水和水处理系统反冲洗污水。

油田采出水、伴生气回收系统生产废水和反冲洗污水依托新建和现有采出水处理系统处理后优先用于压裂作业,多余回注,不外排;修井等井下作业每两年一次,产生的废水经罐车拉运至措施废液处理站处理达标后回用压裂环节,不外排。

15.4.3 噪声

(1) 施工期噪声

施工期噪声源主要为钻井作业中的柴油机、泥浆泵、钻机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,声源强度在 85~105dB(A),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、脱水站、混烃站内机泵、压缩机等。

井场噪声根据井场内抽油机数量的增加而增加，声源强度在 74~95dB(A)；站场内的噪声源主要为各种泵类和压缩机，声源强度在 75~95dB(A)，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；在站场周围栽种树木进行绿化，阻挡和吸收一定噪声。

15.4.4 固体废弃物

(1) 施工期固废

施工期产生的固废主要为废弃钻井泥浆、钻井岩屑、压裂返排砂、落地原油和生活垃圾。废弃泥浆在井场经大罐收集、沉降、破胶脱稳、板框压滤后，固相（含水率小于 60% pH 控制在 6~9）全部入罐暂存，暂存装置采取防渗漏、防流失、防扬散措施，井场内暂存时间不得超过 1 个月，力争做到即产即清，最终统一委托第三方集中处置；钻井过程产生的一般岩屑与废弃钻井泥浆一并入罐暂存，最终统一委托第三方集中处置；含油岩屑属于危险固废，须委托有资质单位定期转运处置。项目落地原油通过铺设防渗材料作业全部回收，不外排；含油岩屑、落地油、压裂过程产生的压裂返排砂属于危险固废，须委托有资质单位收集处置；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、废滤料、废脱汞剂、废活性炭、废 MDEA 溶液、废防渗布、废润滑油及其包装桶等。

落地油产生于油井修井过程，通过铺设防渗布进行收集，含油污泥主要来自采出水处理系统排泥、原油储罐清罐油泥及井下作业，落地油和含油污泥、废滤料、废脱汞剂、废活性炭、废 MDEA 溶液、废防渗布、废润滑油及其包装桶均为危险废物，收集后在危废临时贮存点暂存，委托有资质单位收集处置。

15.5 主要环境影响

15.5.1 大气环境的影响

(1) 施工期大气环境影响

施工期采油机废气、发电机废气以及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

站场加热炉采用伴生气作为燃料,通过预测、站场加热炉烟气中污染物 NO_2 、 SO_2 和颗粒物在下风向 0~2500m 均未超标,污染物最大落地浓度占标率均小于 10%,对环境的影响较小;通过对站场无组织排放的非甲烷总烃进行预测,其下风向 0~2500m 范围内落地浓度均符合《大气污染物综合排放标准详解》中非甲烷总烃环境质量参考值 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$,非甲烷总烃无组织排放对环境空气影响小。

项目区地形开阔,污染物扩散条件较好,投产运行后加热炉烟气及无组织烃类气体排放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影响程度可接受。

15.5.2 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,根据上述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。

15.5.3 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、措施返排液、生活污水、施工期固废,以及运行过程中产生的采出水、措施作业废水、运行期固废等,以及管线建设和运行过程均不会对地下水和土壤造成影响,但在事故状态下会对地下水和土壤环境产生一定的影响。

(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,根据预测的情境,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;泥浆收集设施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,如管线渗漏等,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,并最终基本不会影响到区内的地下水环境。

15.5.4 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施工机械及施工车辆产生的噪声，根据噪声预测结果，施工场界噪声在 100m 以内昼间可以达标，夜间有所超标，在采取避让、采用低噪声设备以及必要的管理措施后噪声影响较小，可以满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》要求，随着施工结束，影响消失。

(2) 运行期声环境影响

运行期的噪声源主要为站场的各种泵类和井场抽油机，经预测，井场抽油机噪声影响范围在 20m 内；对站场厂界贡献值以及预测值进行预测，昼、夜间厂界噪声贡献值、预测值均达到《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。

15.5.5 固体废物环境影响

施工期和运行期产生的危险废物全部收集在依托的危险废物暂存点暂存，定期交有资质单位进行收集处置，100%安全处置。生活垃圾全部收集后运往当地生活垃圾填埋场进行处置，100%合理处置。因此，项目产生的固体废物经过合理处置对环境影响较小。

15.5.6 生态环境的影响

本项目总占地 255.16hm²，其中永久占地 45.51hm²，临时占地 209.65hm²，占地类型主要为耕地、草地、工业用地等，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。

15.5.7 环境风险

本项目涉及的危险物质主要有原油、伴生气、柴油以及混烃回收过程中涉及的混烃、LNG、丙烷和火灾爆炸事故次生污染物 CO 等，可能存在的风险单元包括钻采井场、站场（脱水站、混烃站、增压机组等）、原油集输管线等。

项目主要事故类型包括井场井喷、井漏、储罐和管线泄漏、火灾爆炸等。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。

15.6 环境影响经济损益

本项目该工程环境成本为 779.28 万元/年，环境收益为 9762.34 万元/年，计算出年环保费用经济效益系数为 8.3，即每年 1 元的环保费用可减少环境损失 12.53 元，环保投资效益明显。

本项目的单位产品环境代价为 1.67 元/t，占单位产品产值的 0.036%。单位产品环境成本为 9.11 元/t，占单位产品产值的 0.22%。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。

本项目的环保工程经济效益系数较高，说明采取环保措施后的环境收益效果比较明显。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。

15.7 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有限公司（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，陇东油气开发分公司建立了 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。

本项目在运行期对有组织排放废气、废水、噪声、地表水、地下水、土壤和固体废物进行定期监测，并建议了运行期的监测计划。

15.8 总量控制与清洁生产

综合考虑本项目排污特点，确定项目总量控制指标为 NO_x 和非甲烷总烃。

根据工程分析，项目建成运行后新增 NO_x 污染物总量控制指标为 9.48t/a，非甲烷总烃总量控制指标为 28.59t/a。总量指标区域削减源来自第二采油厂和第十二采油厂，并承诺严格落实削减主体责任。

根据《石油天然气开采业清洁生产评价指标体系（试行）》，本项目将清洁生产贯穿于设计、建设与生产的全过程，符合清洁生产要求，清洁生产水平达到国内先进水平。

15.9 公众意见采纳情况

按照《环境影响评价公众参与办法》的相关规定，建设单位环评委托后在庆阳市门户网站“印象庆阳网”发布了项目环境影响评价信息公示；项目环境影响报告书征求意见稿形成后，在涉及的各乡镇通过张贴公告的方式进行公示，同时分别于 2025 年 8 月 1 日和 8 月 4 日分两次在《陇东报》上进行了登报公示。与此同时在环评单位网站公示栏同步发布了网络公示并提供了征求意见稿浏览，并于 2025 年 8 月 14 日在庆阳市门户网站“印象庆阳网”进行了环境影响报告书全本和公众参与说明公示。整个公示期间建设单位和环评单位均为收到关于本项目的反馈意见。

15.10 总结论

本项目属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中鼓励类项目符合相关规划要求。在按照“三同时”制度认真落实工程设计、环评报告提出的改进措施并强化环境管理后，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，生产污水处理后全部回注，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。从环境影响角度，工程建设可行。

15.11 要求与建议

(1) 要求

① 含油岩屑、压裂返排砂和落地油、含油污泥等危险废物必须按照《危险废物贮存污染控制标准》等相关标准进行贮存，最终送有资质单位处置，禁止随意掩埋或倾倒；钻井施工现场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，未配备收集设施的井场不得开展钻井作业。

② 项目环境污染治理措施和生态保护措施应按规定组织验收，验收合格后，方可正式运行。

③ 针对可能发生的重大环境风险事故，建设单位应制定详细的环境风险应急预案，并定期进行预案演练。

④ 施工队伍携罐上岗，实施修井洗井等措施作业过程产生的污废水必须全部收集进罐，回收后全部送依托措施返排液处理站处理。

⑤ 对输油管线工程及井口设施定期检查、维修，减少或杜绝生产过程中的“跑、

冒、滴、漏”现象发生。

⑥ 管道在穿跨越主要河流时，必须设置明显标志，采取管道加厚防腐措施，阻止泄漏原油进入河流，采出液、原油或含油污水一旦进入河流，应紧急启动应急预案，动用各种围油捕捞设施，防止油膜扩延，同时通报当地环保部门和政府有关单位；

⑦ 禁止在水源地保护区范围内布设采油设施，地表水水源地保护范围内禁止油罐车通行。

⑧ 切实做好各级水源保护区及乡镇人饮工程的保护工作，严格落实各项水源地保护规定，提高固井质量，杜绝因套管腐蚀等原因造成的油水串层，禁止开采第四系黄土潜水作为生产用水，不与当地居民生活、生产争水；

(2) 建议

① 按照环评提出的施工环境监控清单要求和内容对施工期进行环境监控，加强工程在水源地保护区汇水面积内的环境管理。

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 加强工程重点部位的安全综合管理，强化对员工的职业素质教育，杜绝违章作业。

④ 对钻井泥浆固控系统进行优化，采用高效的固液分离技术，进一步提高钻井泥浆的循环利用率，减少废弃泥浆的排放量。

附表

附表 1 建设项目大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目							
评价等级与范围	评价等级	一级□			二级√		三级□		
	评价范围	边长=50km□			边长=5~50km□		边长=5km√		
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥2000t/a□		500~2000t/a□		<500t/a√			
	评价因子	基本污染物（SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃ ）					包括二次 PM _{2.5} □		
		其他污染物（非甲烷总烃）					不包括二次 PM _{2.5} √		
评价标准	评价标准	国家标准√			地方标准□		附录 D√	其他标准□	
现状评价	评价功能区	一类区□			二类区√		一类区和二类区□		
	评价基准年	（2024）年							
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据□			主管部门发布的数据√		现状补充检测√		
	现状评价	达标区√					不达标区□		
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源√		拟替代的污染源√		其他在建、拟建项目污染源□	区域污染源□		
		本项目非正常排放源□							
		现有污染源□							
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD□	ADMS□	AUSTAL2000□	EDMS/AEDT□	CALPUFF□	网格模型□	其他√	
	预测范围	边长≥50km□			边长 5~50km□		边长=5km√		
	预测因子	预测因子（SO ₂ 、NO _x 、颗粒物、非甲烷总烃）					包括二次 PM _{2.5} □		
							不包括二次 PM _{2.5} √		
	正常排放短期浓度贡献值	C _{本项目} 最大占标率≤100%√					C _{本项目} 最大占标率>100%□		
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C _{本项目} 最大占标率≤10%□			C _{本项目} 最大占标率>10%□			
		二类区	C _{本项目} 最大占标率≤30%□			C _{本项目} 最大占标率>30%□			
	非正常 1h 浓度贡献值	非正常持续时长	C _{非正常} 占标率≤100%□				C _{非正常} 占标率>100%□		
		(/) h							
保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值		C _{叠加} 达标□				C _{叠加} 不达标□			
区域环境质量的整体变化情况		k≤-20%□				k>-20%□			
环境监测计划	污染源监测	监测因子：（SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、非甲烷总烃）			有组织废气监测√		无监测□		
	无组织废气监测√								
	环境质量监测	监测因子：（ ）			监测点位数（ ）		无监测□		
评价结论	环境影响	可以接受√ 不可以接受□							
	大气环境防护距离	距（/）厂界最远（/）m							
	污染源年排放量	SO ₂ : (0.93) t/a		NO _x : (9.48) t/a		颗粒物: (0.94) t/a		非甲烷总烃: (28.59) t/a	
注：“□”，填“√”；“（ ）”为内容填写项									

附表 2		建设项目地表水环境影响评价自查表			
工作内容		自查项目			
影响识别	影响类型	水污染影响型 ☒ ；水文要素影响型 ☐			
	水环境保护目标	饮用水水源保护区 ☒ ；饮用水取水口 ☐ ；涉水的自然保护区 ☐ ；重要湿地 ☐ ；重点保护与珍稀水生生物的栖息地 ☐ ；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等渔业水体 ☐ ；涉水的风景名胜区 ☐ ；其他 ☐			
	影响途径	水污染影响型		水文要素影响型	
		直接排放 ☐ ；间接排放 ☐ ；其他 ☒		水温 ☐ ；径流 ☐ ；水域面积 ☐	
影响因子		持久性污染物 ☐ ；有毒有害污染物 ☐ ；非持久性污染物 ☒ ；pH 值 ☐ ；热污染 ☐ ；富营养化 ☐ ；其他 ☐		水温 ☐ ；水位（水深） ☐ ；流速 ☐ ；流量 ☐ ；其他 ☐	
评价等级		水污染影响型		水文要素影响型	
		一级 ☐ ；二级 ☐ ；三级 A ☐ ；三级 B ☒ ；		一级 ☐ ；二级 ☐ ；三级 ☐ ；	
现状调查	区域污染源	调查项目		数据来源	
		已建 ☐ ；在建 ☐ ；拟建 ☐ ；其他 ☐ ；	拟替代的污染源 ☐ ；	排污许可证 ☐ ；环评 ☐ ；环保验收 ☐ ；既有实测 ☐ ；现场监测 ☐ ；入河排放数据 ☐ ；其他 ☐	
	受影响水体水环境质量	调查项目		数据来源	
		丰水期 ☒ ；平水期 ☒ ；枯水期 ☐ ；冰封期 ☐ ；春季 ☒ ；夏季 ☒ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐ ；		生态环境保护主管部门 ☐ ；补充监测 ☒ ；其他 ☐ ；	
	区域水资源开发利用状况	未开发 ☐ ；开发量 40%以下 ☐ ；开发量 40%以上 ☐ ；			
	水文情势调查	调查时期		数据来源	
		丰水期 ☐ ；平水期 ☐ ；枯水期 ☐ ；冰封期 ☐ ；春季 ☐ ；夏季 ☐ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐ ；		水行政主管部门 ☐ ；补充监测 ☐ ；其他 ☐ ；	
	补充监测	监测时期		监测因子	
丰水期 ☐ ；平水期 ☐ ；枯水期 ☐ ；冰封期 ☐ ；春季 ☐ ；夏季 ☐ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐ ；		（ pH 值、悬浮物、化学需氧量、五日生化需氧量、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅）		监测断面或点位个数（9）	
现状评价	评价范围	河流：长度（ ）km；湖库、河口及近岸海域：面积（ ）km ²			
	评价因子	（pH 值、悬浮物、化学需氧量、五日生化需氧量、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅）			
	评价标准	河流、湖库、河口：Ⅰ类 ☐ ；Ⅱ类 ☐ ；Ⅲ类 ☒ ；Ⅳ类 ☒ ；Ⅴ类 ☐ ；近岸海域：第一类 ☐ ；第二类 ☐ ； 第三类 ☐ ；第四类 ☐ ；规划年评价标准（ ）			

续附表 2		建设项目地表水环境影响评价自查表	
工作内容		自查项目	
现状评价	评价时期	丰水期 ☐ ；平水期 ☒ ；枯水期 ☐ ；冰封期 ☐ ； 春季 ☐ ；夏季 ☒ ；秋季 ☐ ； 冬季 ☐ ；	
	评价结论	水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标状况 ☐ ；达标 ☐ ；不达标 ☐ ； 水环境控制单元或断面水质达标状况 ☐ ；达标 ☐ ；不达标 ☒ ； 水环境保护目标质量状况 ☐ ；达标 ☒ ；不达标 ☐ ； 对照断面、控制断面等代表性断面的水质状况 ☐ ；达标 ☐ ；不达标 ☒ ； 底泥污染评价 ☐ ； 水资源与开发利用程度及其水文情势评价 ☐ ； 水环境质量回顾评价 ☐ ； 流域（区域）水资源（包括水能资源）与开发利用总体状况、生态流量管理要求与现状满足程度、建设项目占用水域空间的水流状况与河湖演变状况 ☐ ；	达标区 ☐ ； 不达标区 ☐ ；
影响预测	预测范围	河流：长度（ ）km；湖库、河口及近岸海域：面积（ ）km ²	
	预测因子	（ ）	
	预测时期	丰水期 ☐ ；平水期 ☐ ；枯水期 ☐ ；冰封期 ☐ ； 春季 ☐ ；夏季 ☐ ；秋季 ☐ ； 冬季 ☐ ； 设计水文条件 ☐ ；	
	预测情景	建设期 ☐ ；生产运行期 ☐ ；服务期满后 ☐ ； 正常工况 ☐ ；非正常工况 ☐ ； 污染控制和减缓措施方案 ☐ ； 区（流）域环境质量改善目标要求情景 ☐ ；	
	预测方法	数值解 ☐ ；解析解 ☐ ；其他 ☐ ；导则推荐模式 ☐ ；其他 ☐ ；	
影响评价	水污染控制和水源井影响减缓措施有效性评价	区（流）域水环境质量改善目标 ☐ ；替代削减源 ☐ ；	
	水环境影响评价	排放口混合区外满足水环境管理要求 ☐ ； 水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标 ☐ ； 满足水环境保护目标水域水环境质量要求 ☐ ； 水环境控制单元或断面水质达标 ☐ ； 满足重点水污染物排放总量控制指标要求，重点行业建设项目，主要污染物排放满足等量或减量替代要求 ☐ ； 满足区（流）域水环境质量改善目标要求 ☐ ；	

续附表 2		建设项目地表水环境影响评价自查表					
工作内容		自查项目					
影响评价	水环境影响评价	水文要素影响型建设项目时应包括水文情势变化评价、主要水文特征值影响评价、生态流量符合性评价 ☐ ； 对于新设或调整入河（湖库、近岸海域）排放口的建设项目，应包括排放口设置的环境合理性评价 ☐ ； 满足生态保护红线、水环境质量底线、资源利用上线和环境准入清单管理要求 ☐ ；					
	污染源排放量核算	污染物名称		排放量/（t/a）		排放浓度/（mg/L）	
		（ ）		（ ）		（ ）	
	替代源排放情况	污染源名称	排放许可证编号	污染物名称	排放量/（t/a）	排放浓度/（mg/L）	
		（ ）	（ ）	（ ）	（ ）	（ ）	
	生态流量确定	生态流量：一般水期（ ）m ³ /s；鱼类繁殖期（ ）m ³ /s；其他（ ）m ³ /s； 生态水位：一般水期（ ）m；鱼类繁殖期（ ）m；其他（ ）m；					
防治措施	环境措施	污水处理设施 ☒ ；水文减缓设施 ☐ ；生态流量保障设施 ☐ ；区域消减 ☐ ；依托其他工程措施 ☒ ；其他 ☐ ；					
	监测计划			环境质量		污染源	
		监测方式		手动 ☐ ；自动 ☐ ；无监测 ☐ ；		手动 ☒ ；自动 ☐ ；无监测 ☐ ；	
		监测点位		（ ）		（ ）	
		监测因子		（ ）		（ ）	
	污染物排放清单	√					
评价结论		可以接受 ☒ ；不可以接受 ☐ ；					
注：“□”为勾选项”，可√；“（ ）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容							

附表 3-1 土壤环境影响评价自查表（污染影响型）

工作内容		完成情况				备注
影响识别	影响类型	污染影响型 ☒ ；生态影响型 ☐ ；两种兼有 ☐				
	土地利用类型	建设用地 ☒ ；农用地 ☒ ；未利用地 ☐				
	占地规模	(255.16) hm ²				
	敏感目标信息	敏感目标（耕地）、方位（）、距离（）				
	影响途径	大气沉降 ☐ ；地面漫流 ☐ ；垂直入渗 ☒ ；地下水位 ☐ ；其他（）				
	全部污染物					
	特征因子	石油烃（石油类）、非甲烷总烃				
	所属土壤环境影响评价项目类别	I 类 ☒ （石油开采）；II 类 ☒ （石油管线）；III 类 ☐ ；IV 类 ☐				
	敏感程度	敏感 ☒ ；较敏感 ☐ ；不敏感 ☐				
评价工作等级		一级（石油开采） ☒ ；二级（石油管线） ☒ ；三级 ☐				
现状调查内容	资料收集	a) ☐ ；b) ☒ ；c) ☒ ；d) ☐				
	理化特性					同附录 C
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	点位 布置图
		表层样点数	2	4	0.2m	
		柱状样点数	5	0	3.0m	
现状监测因子	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。					
现状评价	评价因子	同上				
	评价标准	GB 15618 ☒ ；GB 36600 ☒ ；表 D.1 ☐ ；表 D.2 ☐ ；其他（）				
	现状评价结论	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。				
影响预测	预测因子	石油类				
	预测方法	附录 E ☒ ；附录 F ☐ ；其他（）				
	预测分析内容	影响范围（） 影响程度（可控）				
	预测结论	达标结论：a) ☒ ；b) ☐ ；c) ☐ 不达标结论：a) ☐ ；b) ☐				
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 ☒ ；源头控制 ☒ ；过程防控 ☒ ；其他（）				
	跟踪监测	监测点数	监测指标		监测频次	
		5	pH、石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬		深层土壤 3 年 1 次 表层土壤 1 年 1 次	
	信息公开指标	在网站公开监测报告				
评价结论		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营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。				

附表 3-2		土壤环境影响评价自查表（生态影响型）				
工作内容		完成情况				备注
影响识别	影响类型	污染影响型□；生态影响型√；两种兼有□				
	土地利用类型	建设用地√；农用地√；未利用地□				
	占地规模	(255.16) hm ²				
	敏感目标信息	敏感目标（耕地）、方位（）、距离（）				
	影响途径	大气沉降□；地面漫流□；垂直入渗□；地下水位√；其他（）				
	全部污染物					
	特征因子					
	所属土壤环境影响评价项目类别	I 类√（石油开采）；II 类√（石油管线）；III类□；IV类□				
	敏感程度	敏感√；较敏感□；不敏感□				
评价工作等级		一级□；二级√；三级□				
现状调查内容	资料收集	a) □；b) √；c) √；d) □				
	理化特性					同附录 C
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	点位布置图
		表层样点数	3	4	0.2m	
		柱状样点数	0	0	3.0m	
现状监测因子	pH 值和全盐量					
现状评价	评价因子	同上				
	评价标准	GB 15618□；GB 36600□；表 D.1√；表 D.2√；其他（）				
	现状评价结论					
影响预测	预测因子	土壤盐化				
	预测方法	附录 E□；附录 F√；其他（）				
	预测分析内容	影响范围（） 影响程度（可控）				
	预测结论	达标结论：a) √；b) □；c) □ 不达标结论：a) □；b) □				
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障√；源头控制√；过程防控√；其他（）				
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次		
		5	pH、石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬	深层土壤 3 年 1 次 表层土壤 1 年 1 次		
	信息公开指标	在网站公开监测报告				
评价结论		根据预测结果可知该项目在正常运营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。				

附表 4-1		里 148 混烃站环境风险评价自查表					
工作内容		完成情况					
风险调查	危险物质	名称	液化天然气	混烃			
		存在总量/t	88.74	98.97			
	环境敏感性	大气	500m 范围内人口数<500 人		5km 范围内人口数<10000 人		
			每公里管段周边 200m 范围内人口数（最大）		/人		
		地表水	地表水功能敏感性	F1□	F2☑	F3□	
			环境敏感目标分级	S1□	S2☑	S3□	
		地下水	地下水功能敏感性	G1□	G2□	G3☑	
			包气带防污性能	D1☑	D2□	D3□	
	物质及工艺系统危险性	Q 值	Q<1□	1≤Q<10□	10≤Q<100☑	Q>100	
M 值		M1□	M2□	M3☑	M4□		
P 值		P1□	P2□	P3☑	P4□		
环境敏感程度	大气	E1□	E2□	E3☑			
	地表水	E1□	E2☑	E3□			
	地下水	E1□	E2☑	E3□			
环境风险潜势	IV ⁺ □		IV□	III□☑	II☑	I□	
评价等级	一级□		二级☑	三级☑	简单分析□		
风险识别	物质危险性	有毒有害☑			易燃易爆☑		
	环境风险类型	泄漏☑			火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放☑		
	影响途径	大气☑		地表水☑	地下水☑		
事故情形分析	源强设定方法		计算法☑	经验估算法□	其他估算法□		
风险预测与评价	大气	预测模型	SLAB□	AFTOX□	其他□		
		预测结果	大气毒性终点浓度-1 最大影响范围 m				
			大气毒性终点浓度-2 最大影响范围 m				
	地表水	最近环境敏感目标：/					
	地下水	下游厂区边界到达时间 d					
最近环境敏感目标，到达时间 d							
重点风险防范措施	为防止储罐破裂造成泄漏，在储罐区周边设围堰；分区防渗；针对可能发生的重大环境风险事故，制定环境风险应急预案，储备应急物资，定期组织演练。						
评价结论与建议	在采取一定风险防范措施的前提下，风险水平可以接受。						
注：“□”为勾选项，“ ”为填写项。							

附表 4-2		华 H108 增~岭三联集油集气供气管线环境风险评价自查表					
工作内容		完成情况					
风险调查	危险物质	名称	含水原油	伴生气湿气	伴生气干气		
		存在总量/t	211.57	8.4	0.8		
	环境敏感性	大气	500m 范围内人口数<500 人			5km 范围内人口数<10000 人	
			每公里管段周边 200m 范围内人口数（最大）			60 人	
		地表水	地表水功能敏感性	F1 ☐	F2 ☒	F3 ☐	
			环境敏感目标分级	S1 ☒	S2 ☐	S3 ☐	
		地下水	地下水功能敏感性	G1 ☐	G2 ☐	G3 ☒	
			包气带防污性能	D1 ☒	D2 ☐	D3 ☐	
	物质及工艺系统危险性	Q 值	Q<1 ☐	1≤Q<10 ☒	10≤Q<100 ☐	Q>100	
M 值		M1 ☐	M2 ☐	M3 ☒	M4 ☐		
P 值		P1 ☐	P2 ☐	P3 ☐	P4 ☒		
环境敏感程度	大气	E1 ☐		E2 ☐	E3 ☒		
	地表水	E1 ☒		E2 ☐	E3 ☐		
	地下水	E1 ☐		E2 ☒	E3 ☐		
环境风险潜势	IV+ ☐		IV ☐	III ☒	II ☒	I ☒	
评价等级	一级 ☐		二级 ☒		三级 ☒	简单分析 ☐	
风险识别	物质危险性	有毒有害 ☐			易燃易爆 ☒		
	环境风险类型	泄漏 ☒			火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放 ☒		
	影响途径	大气 ☒		地表水 ☒		地下水 ☒	
事故情形分析	源强设定方法		计算法 ☒		经验估算法 ☐	其他估算法 ☐	
风险预测与评价	大气	预测模型	SLAB ☐		AFTOX ☐	其他 ☐	
		预测结果	大气毒性终点浓度-1 最大影响范围 m				
			大气毒性终点浓度-2 最大影响范围 m				
	地表水	最近环境敏感目标：李小渠水源保护区，到达时间 2.4h					
	地下水	下游厂区边界到达时间 d					
最近环境敏感目标，到达时间 d							
重点风险防范措施	对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。						
评价结论与建议	在采取一定风险防范措施的前提下，风险水平可以接受。						
注：“ ☐ ”为勾选项，“ ”为填写项。							

附表 5 生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响 识别	生态保护目标	重要物种 ☐ ；国家公园 ☐ ；自然保护区 ☐ ；自然公园 ☐ ；世界自然遗产 ☐ ；生态保护红线 ☐ ；重要生境 ☐ ；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域 ☐ ；其他 ☒
	影响方式	工程占用 ☐ ；施工活动干扰 ☒ ；改变环境条件 ☐ ；其他 ☐
	评价因子	物种 ☐ （ ）
		生境 ☐ （ ）
生物群落 ☐ （ ）		
生态系统 ☐ （ ）		
生物多样性 ☐ （ ）		
生态敏感区 ☐ （ ）		
自然景观 ☐ （ ）		
自然遗迹 ☐ （ ）		
其他 ☐ （ ）		
评价等级		一级 ☐ 二级 ☒ 三级 ☐ 生态影响简单分析 ☐
评价范围		陆域面积：（1879.59）km ² ； 水域面积：（ ）km ²
生态现状调查 与评价	调查方法	资料收集 ☒ ；遥感调查 ☒ ；调查样方、样线 ☒ ；调查点位、断面 ☐ ；专家和公众咨询法 ☐ ；其他 ☐
	调查时间	春季 ☐ ；夏季 ☒ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐ 丰水期 ☐ ；枯水期 ☐ ；平水期 ☐
	所在区域的生态问题	水土流失 ☒ ；沙漠化 ☒ ；石漠化 ☐ ；盐渍化 ☐ ；生物入侵 ☐ ；污染危害 ☐ ；其他 ☐
	评价内容	植被/植物群落 ☒ ；土地利用 ☒ ；生态系统 ☒ ；生物多样性 ☐ ；重要物种 ☐ ；生态敏感区 ☒ ；其他 ☐
生态影响预测 与评价	评价方法	定性 ☒ ；定性和定量 ☐
	评价内容	植被/植物群落 ☒ ；土地利用 ☒ ；生态系统 ☒ ；生物多样性 ☐ ；重要物种 ☐ ；生态敏感区 ☐ ；生物入侵风险 ☐ ；其他 ☐
生态保护对策 措施	对策措施	避让 ☒ ；减缓 ☒ ；生态修复 ☒ ；生态补偿 ☒ ；科研 ☐ ；其他 ☐
	生态监测计划	全生命周期 ☒ ；长期跟踪 ☐ ；常规 ☐ ；无 ☐
	环境管理	环境监理 ☒ ；环境影响后评价 ☐ ；其他 ☐
评价结论	生态影响	可行 ☒ ；不可行 ☐
注：“ ☐ ”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项。		

附表 6		声环境影响评价自查表					
工作内容		自查项目					
	评价等级	一级 ☐ 二级 ☒ 三级 ☐					
	评价范围	200m ☒ 大于200m ☐ 小于200m ☐					
评价因子	评价因子	等效连续A声级 ☒ 最大A声级 ☐ 计权等效连续感觉噪声级 ☐					
评价标准	评价标准	国家标准 ☒ 地方标准 ☐ 国外标准 ☐					
现状评价	环境功能区	0类区 ☐	1类区 ☐	2类区 ☒	3类区 ☐	4a类区 ☒	4b类区 ☐
	评价年度	初期 ☐		近期 ☐	中期 ☐		远期 ☐
	现状调查方法	现场实测法 ☒ 现场实测加模型计算法 ☐ 收集资料 ☐					
	现状评价	达标百分比		百分之百			
噪声源调查	噪声源调查方法	现场实测 ☐ 已有资料 ☒ 研究成果 ☐					
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型 ☒ 其他 ☐					
	预测范围	200m ☐ 大于 200m ☒ 小于 200m ☐					
	预测因子	等效连续A声级 ☒ 最大A声级 ☐ 计权等效连续感觉噪声级 ☐					
	厂界噪声贡献值	达标 ☒ 不达标 ☐					
	声环境保护目标处噪声值	达标 ☒ 不达标 ☐					
环境监测计划	排放监测	厂界监测 ☒ 固定位置监测 ☐ 自动监测 ☐ 手动监测 ☐ 无监测 ☐					
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子：（等效连续 A 声级 Leq(A)）		监测点位数（1）		无监测 ☐	
评价结论	环境影响	可行 ☒ 不可行 ☐					
注：“□”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项。							