

目 录

1 概述	1
1.1 项目建设背景	1
1.2 建设项目特点	1
1.3 环境影响评价的工作过程	2
1.4 相关情况的分析判定	2
1.4.1 产业政策符合性分析	2
1.4.2 相关法规、规章、政策相符性分析	2
1.4.3 相关规划相容性分析	5
1.4.4 与环境功能区划及其他规划的相符性分析	11
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	18
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	20
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	21
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	23
1.4.9 与《庆阳市生态环境准入清单（施行）》的符合性分析	25
1.4.10 布局合理性分析	28
1.5 关注的主要环境问题及环境影响	30
1.6 主要结论	31
2 总则	32
2.1 编制依据	32
2.1.1 评价任务依据	32
2.1.2 法律依据	32
2.1.3 法规依据	32
2.1.4 部门规章依据	33
2.1.5 地方性法规	33
2.1.6 环保政策	34
2.1.7 相关规划	34
2.1.8 评价技术规范	36
2.1.9 项目文件	37
2.1.10 引用资料	37
2.2 评价目的及原则	37
2.2.1 评价目的	37
2.2.2 评价原则	37
2.3 环境影响识别与评价因子筛选	38
2.3.1 项目影响环境要素的程度及性质识别	38
2.3.2 环境影响因子识别	39
2.3.3 评价因子筛选	40
2.4 环境功能区划及评价标准	41
2.4.1 环境功能区划	41
2.4.2 评价标准	42
2.5 评价工作等级及评价范围	47
2.5.1 生态环境	47
2.5.2 环境空气	48
2.5.3 地表水	48
2.5.4 地下水	49
2.5.5 声环境	50
2.5.6 土壤环境	50
2.5.7 环境风险	52
2.5.8 小结	53
2.6 评价时段与评价重点	53

2.6.1 评价时段	53
2.6.2 评价重点	53
2.7 主要环境保护目标	54
2.7.1 污染控制目标	54
2.7.2 环境保护目标	55
3 现有工程概况	58
3.1 建设单位概况	58
3.2 地理位置与交通	58
3.3 开发井区现有工程概况	59
3.3.1 开发建设历程	59
3.3.2 开发范围及井区布局	59
3.3.3 现有工程建设内容	60
3.3.4 现有油气集输系统	61
3.4 现有工程环境保护概况	62
3.4.1 现有工程环境影响评价及环保验收情况	62
3.4.2 排污许可证执行情况	63
3.4.3 例行监测计划执行情况	63
3.4.4 现有工程污染源分析	63
3.4.5 现有工程三废排放量	71
3.4.6 现有工程存在的主要问题及“以新带老”措施	71
4 工程概况	74
4.1 基本情况	74
4.2 建设规模	74
4.3 油藏地质特征	75
4.3.1 油藏类型	75
4.3.2 地质分层及含油层系划分	75
4.3.3 油藏埋深及油层厚度	76
4.3.4 油藏流体性质	76
4.3.5 油藏开发技术政策	77
4.4 项目组成和建设内容	77
4.4.1 项目组成	77
4.4.2 建设内容	79
4.5 项目占地	79
4.6 集输方案、工程布局	80
4.6.1 集输方案及集输系统	80
4.6.2 各井区集输方案及工程布局	80
4.7 主体工程设计方案	81
4.7.1 钻前工程	81
4.7.2 钻井工程	81
4.7.3 储层改造工程	86
4.7.4 油气集输工程	88
4.8 公辅工程	94
4.8.1 储运工程	94
4.8.2 注水工程	95
4.8.3 道路工程	95
4.8.4 供热工程	96
4.8.5 给排水工程	96
4.8.6 供电工程	96
4.9 环保工程	97
4.9.1 污（废）水处理工程	97
4.9.2 废气处理工程	97
4.9.3 噪声防治工程	97

4.9.4 固体废物收集及处置工程 97

4.10 依托工程及可行性分析 98

4.10.1 依托工程概况 98

4.10.2 依托工程可行性 98

4.11 劳动定员和工作制度 102

4.12 投资估算 102

4.13 滚动开发项目实施前后油田建设变化情况 102

5 工程分析 103

5.1 原辅材料、能源消耗及平衡分析 103

5.1.1 原辅材料 103

5.1.2 动力能源消耗 105

5.1.3 伴生气平衡及水平衡 105

5.2 污染影响因素分析 106

5.2.1 施工期工艺过程及产污环节 107

5.2.2 运行期工艺过程及产污环节 111

5.2.3 闭井期工艺过程及产污环节 114

5.3 生态影响因素分析 115

5.3.1 施工期 115

5.3.2 运行期 116

5.3.3 闭井期 116

5.4 污染源分析及源强核算 117

5.4.1 施工期污染源分析 117

5.4.2 运行期污染源分析 125

5.4.3 闭井期污染源分析 130

5.4.4 温室气体排放评价 130

5.5 污染物排放及总量核定 132

5.5.1 项目污染物排放情况汇总 132

5.5.2 项目污染物排放总量核定 133

5.5.3 滚动开发前后污染物排放量变化情况 134

5.6 清洁生产分析 134

5.6.1 工艺技术选择合理性分析 134

5.6.2 能源和原料的清洁性分析 135

5.6.3 设备及装置清洁生产分析 135

5.6.4 资源、能源的综合利用 136

5.6.5 清洁生产结论与建议 136

6 区域概况及环境现状调查 138

6.1 自然环境概况 138

6.1.1 地形、地貌 138

6.1.2 地质构造 139

6.1.3 气候气象 141

6.1.4 地表水 141

6.1.5 土壤类型 142

6.2 环境质量现状 142

6.2.1 环境空气现状监测与评价 143

6.2.2 地表水环境现状监测与评价 145

6.2.3 地下水环境现状监测与评价 148

6.2.4 声环境现状监测与评价 155

6.2.5 土壤环境现状调查与评价 156

6.3 区域环境质量变化趋势 166

6.3.1 生态环境 166

6.3.2 大气环境 167

6.3.3 地下水环境 167

6.3.4 土壤环境	168
6.4 区域环境敏感目标	169
6.4.1 集中式饮用水源地保护区	169
6.4.2 白龙江引水工程	170
6.4.3 其它分散饮水工程	170
6.5 区域工业污染源	171
7 施工期环境影响及环保对策措施	172
7.1 施工期环境影响分析	172
7.1.1 施工期废气环境影响	172
7.1.2 施工期水环境影响	173
7.1.3 施工期声环境影响	174
7.1.4 施工期固废影响	175
7.1.5 管道穿跨越影响分析	177
7.2 施工期环保对策措施	178
7.2.1 废气污染防治措施	178
7.2.2 废水污染防治措施	179
7.2.3 噪声控制措施	181
7.2.4 固体废物污染防治措施	181
7.2.5 管道穿跨越环保措施	185
7.2.6 施工期环保措施汇总	185
7.3 施工期环境重点监控部位及要求	186
7.4 小结	188
8 运行期环境影响及环保对策措施	189
8.1 运行期环境影响分析	189
8.1.1 环境空气影响评价	189
8.1.2 地表水环境影响分析	191
8.1.3 声环境影响预测与评价	192
8.1.4 固体废物环境影响分析	194
8.1.5 对水源地环境影响分析	196
8.2 运行期环境措施及可行性论证	197
8.2.1 环境空气污染防治措施	197
8.2.2 水污染防治措施	199
8.2.3 噪声控制措施	204
8.2.4 固体废物贮存和处置措施	205
8.2.5 运行期污染防治措施汇总	209
8.3 闭井期环境影响及污染防治措施	209
8.3.1 闭井期环境影响	209
8.3.2 闭井期污染防治措施	210
8.4 环保投资估算	211
9 地下水环境影响评价	212
9.1 总则	212
9.1.1 评价等级与评价范围	212
9.1.2 地下水环境保护目标	214
9.2 地下水环境影响识别	216
9.2.1 施工期地下水环境影响识别	216
9.2.2 运行期地下水环境影响识别	216
9.2.3 闭井期地下水环境影响识别	216
9.2.4 评价因子筛选	217
9.3 水文地质条件	217
9.3.1 地层岩性	217
9.3.2 区域构造	219

9.3.3 区域地下水系统划分	219
9.3.4 调查评价区水文地质条件	219
9.3.5 调查评价区地下水补径排条件及动态特征	221
9.3.6 建设项目场地包气带岩性结构及其防污易污性	223
9.4 典型工程水文地质条件	223
9.5 地下水环境现状监测与评价	224
9.6 地下水数学模型建立	224
9.6.1 预测原则与方法	224
9.6.2 模型概化	226
9.6.3 参数确定	226
9.7 施工期地下水环境影响预测及评价	227
9.7.1 正常状况下地下水环境影响	227
9.7.2 非正常状况下地下水环境影响预测及评价	229
9.8 运行期地下水环境影响预测及评价	232
9.8.1 正常状况下地下水环境影响	232
9.8.2 非正常状况地下水环境影响预测及评价	234
9.9 闭井期地下水环境影响	240
9.10 地下水环境保护目标影响分析	240
9.10.1 项目建设阶段	240
9.10.2 项目运行阶段	241
9.10.3 项目闭井期后	242
9.11 地下水环境保护措施与对策	242
9.11.1 源头控制措施	242
9.11.2 分区防渗措施	245
9.11.3 地下水环境跟踪监测方案	247
9.11.4 地下水环境污染事故应急处理预案	249
10 土壤环境影响评价	251
10.1 现有工程土壤环境保护措施调查	251
10.2 土壤环境影响预测与评价	251
10.2.1 土壤污染影响分析	252
10.2.2 非正常情况土壤垂直入渗污染预测与评价	252
10.2.3 生态影响型土壤环境影响分析	258
10.3 土壤污染防治措施	259
10.3.1 施工期土壤污染控制措施	259
10.3.2 运行期污染防治措施	261
10.3.3 土壤生态环境保护措施	262
10.3.4 闭井期土壤修复要求	262
10.3.5 土壤跟踪监测	263
10.4 结论	263
11 生态环境影响评价	265
11.1 生态环境调查与评价	265
11.1.1 生态环境现状调查方法	265
11.1.2 生态环境功能区划及生态系统现状	266
11.1.3 土地利用现状	271
11.1.4 植被资源现状	271
11.1.5 动物资源现状	284
11.1.6 土壤侵蚀现状	290
11.1.7 农业生产现状	291
11.1.8 水生生态现状	291
11.1.9 生物多样性评价	293
11.1.10 现有工程生态环境影响评价	296
11.1.11 区域存在的生态环境问题	297

11.2 生态环境影响评价 298

11.2.1 施工期生态环境影响分析 298

11.2.2 运行期生态环境影响分析 307

11.2.3 闭井期生态环境影响分析 309

11.3 生态环境保护与恢复措施 310

11.3.1 替代方案与避让措施 310

11.3.2 施工期生态环境保护措施 310

11.3.3 运行期生态环境保护措施 316

11.3.4 闭井期生态环境保护措施 317

11.3.5 生态恢复目标和指标 318

11.3.6 生态保护、恢复与重建实施计划和费用 318

11.4 生态监测和环境管理 319

11.5 结论 320

12 环境风险评价 321

12.1 风险调查 321

12.1.1 风险源调查 321

12.1.2 环境敏感目标 321

12.2 环境风险潜势初判 322

12.2.1 评价工作等级与范围 322

12.2.2 评价工作等级确定 322

12.3 环境风险识别 323

12.3.1 物质危险性识别 323

12.3.2 生产系统危险性识别 326

12.3.3 危险物质向环境转移途径识别 327

12.3.4 风险识别结果 328

12.4 风险事故情形分析 328

12.4.1 风险事故情形设定 328

12.4.2 源项分析 329

12.5 环境风险分析 330

12.5.1 井喷事故后果分析 330

12.5.2 套外返水对地下水环境影响分析 331

12.5.3 采油管道泄漏事故影响分析 331

12.5.4 拉油罐车泄漏事故影响分析 333

12.6 风险防范措施与应急预案 334

12.6.1 风险管理措施 334

12.6.2 企业现有风险防范措施 335

12.6.3 技术防范措施 338

12.6.4 应急预案 344

12.6.5 突发环境事故应急措施 345

12.6.6 水源地保护措施 350

12.7 结论 352

13 环境经济效益分析 353

13.1 经济效益分析 353

13.2 社会效益分析 353

13.3 环境经济效益分析 353

13.3.1 环境代价分析 353

13.3.2 环境成本分析 355

13.3.3 环境收益分析 355

13.3.4 环境经济效益分析 356

14 环境管理与监测计划 357

14.1 环境管理要求 357

14.2 污染物排放清单 358

 14.2.1 污染物排放管理 358

 14.2.2 排污口管理 360

 14.2.3 信息披露 360

14.3 环境管理制度 361

 14.3.1 环境管理现状 361

 14.3.2 各级 QHSE 组织的责任 361

 14.3.3 环境管理制度 362

 14.3.4 组织机构 363

 14.3.5 环境管理计划 364

14.4 环境监测计划 364

14.5 环境保护建议及要求 365

15 评价结论 367

 15.1 建设项目概况 367

 15.2 产业政策及规划相符性 367

 15.3 环境质量现状 367

 15.3.1 环境敏感目标 367

 15.3.2 环境质量现状 367

 15.4 污染物排放情况及环境保护措施 368

 15.4.1 废气 368

 15.4.2 废水 369

 15.4.3 噪声 369

 15.4.4 固体废弃物 369

 15.5 主要环境影响 370

 15.5.1 大气环境的影响 370

 15.5.2 地表水环境的影响 370

 15.5.3 地下水环境的影响 370

 15.5.4 声环境的影响 371

 15.5.5 固体废物环境影响 371

 15.5.6 生态环境的影响 372

 15.5.7 环境风险 372

 15.6 环境影响经济损益 372

 15.7 环境管理与监测计划 372

 15.8 总量控制 373

 15.9 公众意见采纳情况 373

 15.10 总结论 373

 15.11 要求与建议 373

附表

附表 1 大气环境影响评价自查表

附表 2 地表水环境影响评价自查表

附表 3 土壤环境影响评价自查表

附表 4 环境风险简单分析内容表

附表 5 声环境影响评价自查表

附表 6 生态影响评价自查表

1 概述

1.1 项目建设背景

长实集团管辖开发区块 8 个，矿权面积 881.9km²，横跨 2 省 6 县 10 乡，整体呈现区块分散、层系多、规模小的特点。自营区矿权面积 268.8km²，含 4 个开发区块：五蛟西、南试验区、镰刀湾、小河；合作区矿权面积 613.1km²，含 4 个开发区块：葫芦河 3[#]、4[#]区、姬黄 37[#]区、镰刀湾西区。其中，五蛟西为 2024 年甘肃区主要开发部署区。多年来，长实集团采用“勘探中有开发，开发中有勘探”的滚动开发模式，在重点井区突破的同时，在开发中继续深化新层系和新井区的勘探工作。

随着滚动开发工作的推进，长实公司已形成从侏罗系延8到三叠系长8，共7个层系的开发系统。本次评价涉及4个井区白181、白468、白461、岭405，部署产能3×10⁴t/a，主要内容为新建井场6座、扩建井场3座（采油井45口、注水井2口），改扩建站场3座，建设采油管线21.22km、注水管线19.4km，道路4.83km，并配套建设供电、通信等工程。

1.2 建设项目特点

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

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

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

(4) 项目环境风险事故类型较多，环境事故风险影响大。环境风险事故类型主要有井喷、罐车火灾与爆炸、管道泄露等，各类环境风险事故一旦发生，将产生较严重的环境影响。

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

1.3 环境影响评价的工作过程

根据《中华人民共和国环境保护法》、《中华人民共和国环境影响评价法》、《建设项目环境保护管理条例》本项目需进行环境影响评价。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）、《庆阳市人民政府关于划定市级水土流失重点预防区和重点治理区的公告》、《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》、《庆城县人民政府关于划分庆城县水土流失重点防治区的公告》，五蛟西区位于华池县五蛟镇，岭 405 区位于庆城县马岭镇，上述乡镇属“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。

2024 年 6 月 10 日，长庆实业集团有限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，评价人员认真研读了项目开发方案和地面工程设计资料，组织人员开展了现场调查和资料收集工作，结合项目特点和评价区域概况委托实施了环境质量现状监测和卫星遥感解译工作。按照环境影响评价相关技术导则要求，编制完成了《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》。

1.4 相关情况的分析判定

1.4.1 产业政策符合性分析

本项目建设内容属《产业结构调整指导目录（2024 年本）》鼓励类中“七、石油、天然气——1、常规石油、天然气勘探与开采；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	根据 HSE 管理体系标准和中石油建立 HSE 管理体系

	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。	的相关规定和要求，建设单位已建立了 HSE 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油田采出水和措施返排液全部处理达标后回注油层用于驱油，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	项目制定了运行期环境现状和污染源监测方案，投运后将定期组织环境监测，长庆实业集团有限公司的产建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。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。	区块内伴生气首先满足各站场自用，多余伴生气输往城壕混烃站综合利用。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，针对重点站场选址及周边土壤环境敏感目标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。	本项目各井场抽油机、站场设备优先选用低噪声设备、基础减振措施。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，利用既有危险暂存点，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	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。

	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。	
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。	长实集团已制定完整的突发环境事件应急预案，并按规定备案。已配备应急物资并定期开展应急演练，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内的井、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和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。	本项目以开发井区为单位进行评价，评价内容包括新建采油井场、管线、道路，改扩建站场等配套工程。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。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	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。本项目依托现有危废暂存点，可用于钻井和运行过程中危险废物暂存。环评报告结合各固体废物的性质、产生量和产生环节分析了其环境影响，明确了处理措施，论证了措施的可行性。符合通知要求。

	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。	
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。	本项目岭 405 井区集输系统不完善，暂时采取拉油方式，其余井区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，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，多余伴生气输往城壕混烃站综合利用，进一步确保轻烃回收，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。符合要求。
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，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。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。	本项目不新建站场，制定了运行期地下水跟踪监测计划，制定有环境风险防范措施及环境应急预案，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。……	长实集团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。符合通知要求。

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和二〇三五年远景目标纲要（甘政发[2021]18 号）	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。	本项目属于石油开发项目，符合纲要要求。
2	《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 3 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。
3	《甘肃省矿产资源总体规划（2021-2025）	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、煤炭与砂石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	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

	年)》及规划环评	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。	石油、天然气, 后开采煤炭, 因此, 本项目建设不会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。
4	《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。
5	庆阳市国民经济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 3 万 t/a, 是实现本纲要的重要组成部分, 符合纲要要求。
6	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。
7	《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 and 水土流失保持率。	本项目位于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、井场可绿化用地绿化。
		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, 符合要求。
		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。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、	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、边治理的举措, 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。项目拟建矿山达到绿色矿山要求。

		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。	

1.4.3.2 与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 项目建设与《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
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工作。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产建计划，合理规划油气田开发固体废弃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。	长实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 1.4.2-1 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
《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流失保持率。	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。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降综合治理,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、边治理的举措,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。项目拟建矿山达到绿色矿山要求。	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
第七条 重点单位新、改、扩建项目,应当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	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	符合

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。	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。	
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、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。	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。	不涉及
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。	长庆实业集团有限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。	长庆实业集团有限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，长庆实业集团有限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。	长庆实业集团有限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。	长庆实业集团有限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。	长庆实业集团有限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。若调查发下污染，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

1.4.4 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	宁南-陇东黄土丘陵农业生态亚区	12 黄土残塬旱作农业强烈水土流失生态功能区
		13 环县黄土丘陵、滩地强烈水土流失牧农生态功能区

本项目各井区、站场位于宁南-陇东黄土丘陵农业生态亚区范围内。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。

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。	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-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。	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。
4	（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。	本项目各工程位于“三线一单”分区分区管控单元中的分区管控单元中的重点监管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元城河及其支流，环境功能为Ⅲ类。本项目施工期及运行期污水均不排放，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，无法利用的送至措施返排液处理站，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%。	酸化液和压裂液采取集中配制，残液和返排液进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率可达到 100%，无法再利用的进入措施废液处理站处理达标后回注油层。
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。	本项目除岭 405 区拉油外，其余均采取密闭集输，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>80%；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	①建设项目拟采取减轻生态影响并及时用适地植物进行

	及时用适地植物进行植被恢复；②井场周围应设置围堤或井界沟；③应设立地下水水质监测井，加强对油气田地下水水质的监控，防止回注过程对地下水造成污染。	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，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排。在油气开发过程中，未回注的油气田采出水宜采用混凝气浮和生化处理相结合的方式。	本项目油田采出水在生产过程中经处理达标后回注油层，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，无法利用的送措施返排液处理站处理。井下作业废液送措施返排液处理站处理，含油污泥暂存于含油污泥暂存点，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，本项目不在该区域内。
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、华池县等，工程井区在该区域内，属于限

	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。	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。	本项目属于陇东国家大型能源化工基地建设产业链上游的石油资源开发，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。	伴生气通过加热炉燃料、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。	本项目除岭 405 区拉油外，其余井场采用管线密闭集输，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，项目伴生气通过加热炉燃料等方式回收利用，定期对管线等进行泄漏检查。
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。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。	项目井场采取分区防渗设计，有效防范运行期地下水污染。

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。	伴生气通过加热炉燃料、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。	本项目位于华池、庆城，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，除岭 405 区外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，大型管线安装泄漏检测，站场达到《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》。
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、	(1)石油勘探开发井场周围应当设置围堰，围堰不低于 20cm； (2)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。 (3)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

	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。	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尘、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)生产过程中产生的油田伴生气作为加热炉燃料综合利用； (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尘、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标准的贮存场所。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标准的贮存场所，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、防扬尘措施，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《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）。
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
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地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。	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，无法利用的送措施返排液处理站处理。
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，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要及时恢复植被，敷设线路设永久标志。
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。	本项目不新建采出水处理设施，采出水依托现有工程处理。
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
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，线路应尽量避免环境敏感区，严格控制车速，并随车携带吸油毡等。	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。
七、退出站库、井场污染治理		
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。	按照规范要求进行封井
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。

1.4.4.9 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 号文相符性分析

项目与“管理工作”的相符性分析见表 1.4.4-9。通过分析可知，本项目采取的技术政策符合“管理工作”中的相关要求。

表 1.4.4-9 项目与“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，处置去向为一般工业固废集中填埋场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，无法再利用的送油田作业废水处理站处理达标后回注采油层不外排。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，最终委托第三方集中处置。分离的液相在井场内循环利用，无法利用的送措施返排液处理站处理。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。	建设单位按照作业区，落实排污许可证办理，如实记录了钻井泥浆、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，按照规定的运输路线运输。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》的相关要求。

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

长庆实业集团有限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：（1）常规油“十四五”期间陇东油区常规石油规划勘探面积合计23300km ² ，规划新增石油控制地质储量30000万吨，预测地质储量50000万吨。规划石油预探井447口，总进尺124.31万米；规划油藏评价井708口，总进尺186.48米。合计总钻井数1155口，总进尺310.79万米。	本项目部署产能3万吨，油井45口、注水井2口，开发区域位于华池县、庆城县，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一合水、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。	本项目开发区域位于华池县、庆城县，属于常规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 油田采油单位产建开发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3万吨，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）。	本项目部署产能3万吨，油井45口、注水井2口，开发区域主要位于华池县、庆城县，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。	井区依托现有采出水处理设施进行处理，达标后回注油层，处理回用率 100%。
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	现有工程加热炉采用伴生气为燃料。本项目伴生气输至城壕混烃站综合利用，伴生气综合利用大于 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。采出水依托现有采出水处理站处理。

	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。	
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；	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。分离的液相在井场内循环利用，无法利用的送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。	项目根据申请的“三线一单”，井场和站场均位于一般管控单元和重点管控单元，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 and 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。	长实集团下设作业区、井区，实行分级管理、分区域管理。新建站场规划布局合理，站场平面布置符合 GB 50187 规定，站内生产区和办公区分隔，设独立生活保障设施。符合规范内容。
		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	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

		示意图牌等，标牌符合 GB/T 13306 规定。	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。
	矿区绿化	因地制宜绿化矿区，绿化应与周边自然环境和景观相协调，绿化植物搭配合理。矿区绿化覆盖率应达到 100%。	管线临时占地在施工结束后全部进行植被恢复，井、站场可绿化面积 100%进行植被恢复。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基本完成采出水处理系统工艺改造工作。符合规范内容。
	采收率要求	原油开采基于原油性质、储层岩性、物性等条件，年度动态法标定的采收率应达到 SY/T 5367 标准中确定的不同类型油藏对应的采收率最低指标要求	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。	长实集团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。符合规范内容。
资源综合利用	共伴生资源利用	油田伴生气综合利用率最低指标要求：中高渗油藏不低于 90%，低渗-特低渗油藏不低于 70%。	井口采用定压阀回收套管气，伴生气用于站场加热炉燃料。项目所在区域已建城壕混烃，实现对伴生气的回收利用。符合规范内容。
	废物处	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。

	置 及 利 用	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 减 排	污 物 减 排	油气生产过程中应采取有效的污染防治措施，全面实施清洁生产，从源头减少污染物的产生。	油气生产过程中应采取有效的污染防治措施，全面实施清洁生产，从源头减少污染物的产生。符合规范内容。
		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、SO ₂ 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、元城河支流。	本项目区域涉及的地表水体主要为元城河、马莲河；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》中的 III 类、IV 类标准。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	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元城河、马莲河，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 类标准； ②污染物入河总量控制方案：

	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	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 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 m³，其中地表水供水量 19688 万 m³；地下水供水量 1854 万 m³；非常规水源配水量 5325 万 m³；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 m³；流域万元工业增加值用水量控制在 25m³/万元，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。…。	本项目不新建水源井，取水依托现有工程。
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 25m³ 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地保护区。 综合上述分析，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。	本项目依托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。	本项目不新建水源井，取水依托现有工程；项目建设均采用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	本项目选址不涉及森林公园、水

	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。	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，不占用基本农田；工程不涉及马莲河水利枢纽工程。符合规划要求。

1.4.9 与《庆阳市生态环境准入清单（施行）》的符合性分析

1.4.9.1 与“甘政发〔2020〕68 号”文的相容性分析

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〔2020〕68 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。本次评价结合意见中环境管控单元划分依据进行相符性分析。

表 1.4.9-1 项目与“甘政发〔2020〕68 号”划分环境管控单元的相符性分析

管控单元名称	包括区域	管控要求	符合情况分析
优先保护单元	主要包括生态保护红线、自然保护区、集中式饮用水水源保护区等生态功能重要区和生态环境敏感区。	该区域严格按照国家生态保护红线和省级生态空间管控区域管理规定进行管控。依法禁止或限制大规模、高强度的工业开发和城镇建设，严禁不符合国家有关规定的各类开发活动，确保生态环境功能不降低。	本项目拟建工程不涉及重要水源涵养、生物多样性维护、水土保持、防风固沙等生态功能重要区域，不涉及自然保护区、集中式饮用水源保护区。
重点管控单元	主要包括中心城区和城镇规划区、各级各类工业园区及工业集聚区等开发强度高、环境问题相对集中的区域。	该区域是经济社会高质量发展的主要承载区，主要推进产业结构和能源结构调整，优化交通结构和用地结构，不断提高资源能源利用效率，加强污染物排放控制和环境风险防控，解决突出生态环境问题。	本项目选址选线不涉及各县的中心城区和城镇规划区，以及各乡镇城区及规划区，不涉及各级各类工业园区及工业集聚区。
一般管控单元	主要包括优先保护单元、重点管控单元以外的区域。	该区域以促进生活、生态、生产功能的协调融合为主要目标，主要落实生态环境保护基本要求，加强生活污染和农业面源污染治理，推动区域生态环境质量持续改善和区域经济社会可持续发展。	本项目涉及一般管控单元，采取相应减缓生态环境影响和生态补偿措施，加强施工期生活污水和生活垃圾污染防治，落实区域生态环境保护要求。

本项目选址选线不涉及自然保护区、风景名胜区、文物古迹等特殊环境敏感区，工程内容不在水源地保护区范围内。项目实施后通过落实环保措施，对区域环境空气、地

表水环境、土壤环境的影响较小，不改变区域环境功能，符合环境质量底线要求。项目工程占地符合资源利用上线要求。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》中生态环境分区，项目选址位于一般管控单元内。总体分析，项目符合“三线一单”要求。

1.4.9.2 与“庆政发〔2021〕29 号”文的相容性分析

根据《庆阳市人民政府关于印发庆阳市“三线一单”生态环境分区管控实施方案的通知》（庆政发〔2021〕29 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 72 个，分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。本次评价结合通知中环境管控单元的划分依据、要求及“三线一单”查询结果进行相符性分析（见表 1.4.9-2）。

表 1.4.9-2 项目与“庆政发〔2021〕29 号”文划分环境管控单元的相符性分析

管控单元名称	包括区域	管控要求	符合情况分析
优先保护单元	共 42 个，主要包括生态保护红线、自然保护区、集中式饮用水水源保护区等生态功能重要区和生态环境敏感区。	该区域严格按照国家生态保护红线和省级生态空间管控区域管理规定进行管控。依法禁止或限制大规模、高强度的工业开发和城镇建设，严禁不符合国家有关规定的各类开发活动，确保生态环境功能不降低。	本项目不涉及重要水源涵养、生物多样性维护、水土保持、防风固沙等生态功能重要区域，不涉及自然保护区、集中式饮用水水源保护区。
重点管控单元	共 22 个，主要包括中心城区和城镇规划区、各级各类工业园区及工业集聚区等开发强度高、环境问题相对集中的区域。	该区域是经济社会高质量发展的主要承载区，主要推进产业结构和能源结构调整，优化交通结构和用地结构，不断提高资源能源利用效率，加强污染物排放控制和环境风险防控，解决突出生态环境问题。	本项目拟建井场、管线涉及重点监管单元。评价要求涉及该区域的工程应严格控制污染物排放，强化环境污染防控措施。
一般管控单元	共 8 个，主要包括优先保护单元、重点管控单元以外的区域。	该区域以促进生活、生态、生产功能的协调融合为主要目标，主要落实生态环境保护基本要求，加强生活污染和农业面源污染治理，推动区域生态环境质量持续改善和区域经济社会可持续发展。	本项目涉及一般管控单元。评价要求涉及该区域的工程应严格控制污染物排放，落实生态环境保护基本要求，加强生活污染防控措施。

1.4.9.3 与《庆阳市生态环境准入清单（试行）》的相容性分析

庆阳市生态环境保护委员会办公室关于印发《庆阳市生态环境准入清单（试行）》的通知（庆环委办发〔2022〕2 号）中明确了庆阳市生态环境准入清单，结合“三线一单”查询结果，本项目建设内容与“准入清单”的对照分析见表 1.4.9-3，本项目符合“准入清单”的管控要求。

表 1.4.9-3 项目与“庆环委办发〔2022〕2 号”生态准入清单的相符性分析

管控单元编码	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	空间布资源利用效率要求	符合情况分析
ZH62102320001	华池县重点管控单元	1. 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。2. 单元内华池悦乐工业集中区严格执行园区规划环评及其审查意见对空间布局、选址的要求不得开展违反国家法律法规、政策要求的开发建设活动。执行《关于加强高耗能、高排放建、设项目生态环境源头防控的指导意见》（环环评〔2021〕45）等相关要求。	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. 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、储粮烘干设备等山燃煤设施，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应予以淘汰关闭，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。3. 强化旧城区和城乡结合部污水截流、收集，现有雨、污合流制排水系统应加快实施雨污分流改造，难以改造的，应采取截流、调蓄和治理等措施。提高城区污水收集、处理率，加强城市污水处理厂运营管理，确保出水稳定达标排放。4. 提高生活垃圾收集和无害化处理率。5. 单元内华池悦乐工业集中区按照规划环评相关要求加强污染物排放管控，执行总量控制相关要求，执行《关于加强高耗能，高排放建设项目生态环境源头防控的指导意见》（环环评〔2021〕45）等相关要求。完善园区污水处理、固废收集处理等基础设施建设，加强心险废物管理	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。	本项目五蛟西区部分拟建工程位于该重点管控单元，不属于华池悦乐工业集中区，不属于“两高”行业，该区域内不新建锅炉。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，编制应急预案，环境风险防控要求。综上所述满足管控单元规定。
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。	本项目五蛟西区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。
ZH62102120003	庆城县重点管控单元	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污染物排放管控要求。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。	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。	本项目岭 405 区位于庆城县重点管控单元。根据分区管控要求及省市生态环境主管部门的管理要求实施，落实各项环保措施，满足管控单元要求。

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

拟建各井区均不在华池县、庆城县城镇规划范围内，不涉及自然保护区、风景名胜区及饮用水源保护区等需特殊保护的敏感目标。项目井场和改扩建站场、管线位于“三线一单”分区管控单元中的分区管控单元中的重点监管单元和一般管控单元，不在优先保护单元中。另外，经庆阳市水务局确认拟建工程均不在白龙江引水工程占地范围内。因此，井区开发总体布局基本合理。具体工程的选址合理性分析见如下分析。

1.4.10.2 井场布置合理性分析

(1)本项目新建井场 6 座，扩建井场 3 座。新建井场位置已在设计方案中基本明确。设计方案从井网部署、井场组合等方面，优化部署方案；井区利用丛式井、水平井等技术，并按照标准化井场设计规范进行建设，有效减少了井场占地面积。根据现场调查，新建井场选址最近的居民点为蛟 2-11 井场边界东南侧 51m 处椿树村散户。（井口距离椿树村散户约 120m）；对水源地及居民饮用水井采取了避让措施；井场选址多在梁峁区梁峁顶部或黄土台地上，符合防洪要求，占地类型主要以草地和耕地为主，不占用基本农田，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。

(2) 根据庆阳市水务局出具的《关于长实产能建设项目组蛟 108 井场等 15 处项目建设用地与白龙江饮水工程占地范围关系识别情况的函》（附件），本项目井场选址与白龙江引水工程占地范围不冲突。

(3) 白 468 井区蛟 2-10 井场位于鸭儿洼水源地西南约 2.58km，位于水源地下游。

结合以上分析，在满足《石油天然气钻井井控技术规范》(GB/T 31033-2014)和《钻前工程及井场布置技术要求》(SY/T5466-2013)的要求，对环境敏感区见避让下，评价认为本项目井场选址合理可行。

另外，从选址角度考虑，项目实施过程中在井场选址方面需满足以下要求：

(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。

(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。

1.4.10.3 管线选线合理性分析

本项目管线工程主要是井场的采油管线和注水管线，管线总长 40.62km，拟建管线具体情况详见章节 4.7.4。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。管线途径村庄时，避让居民点，与居民点最近距离 50m，满足《输油管道工程设计规范》（GB50253-2014）中“4.1.6 原油、成品油管道与城镇居民点或重要的公共建筑的距离不应小于 5m”的规定。管线主要穿跨越工程为跨越元城河支流 1 次、冲沟 3 次、地方道路 20 次，穿（跨）越特征见表 4.7.4-10。管线穿跨越河流的方式为桁架跨越，油区道路穿越采用开挖方式。

考虑到输油管道穿越河流对河流造成的影响，采取尽量在枯水期施工、根据管线规格、穿跨越对象等采取增加管线壁厚、阴极保护等防渗漏措施等风险防范措施。同时严格控制施工场地范围，尤其是河流穿跨越段，控制作业面，以免影响河流水质。

从建设内容及周边环境特征考虑，项目管线选线基本合理。

从选址角度考虑，管线施工过程中，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)必须穿越河流时，优先考虑在稳定河流段穿越，避免穿越正溯源侵蚀的河流尾部，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。

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，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，减少井场和管线工程等的工程量和占地面积，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、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)施工期重点关注施工扬尘、施工钻井废弃物（钻井废水、废弃钻井泥浆、钻井岩屑、措施返排液）的处理处置措施；同时应关注施工对土壤、动植物、土地利用、农作物的环境影响分析以及提出的生态保护措施可行性；

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

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

1.6 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。从满足环境质量目标角度分析，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》，长庆实业集团有限公司，2024 年 6 月 10 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) 《中华人民共和国环境噪声污染防治法》，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》，2016 年 7 月 2 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。。

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) 《中华人民共和国自然保护区条例》，中华人民共和国国务院令 687 号，2017 年 10 月 7 日修订；
- (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（2021 年版）》，环境保护部令 15 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) 《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》，华池县人民政府，2020 年 12 月 1 日；
- (11) 《庆城县人民政府关于划分庆城县水土流失重点防治区的公告》，庆城县人民政府，2020 年 12 月 2 日；
- (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。

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。

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) 《“十四五”土壤、地下水和农村生态环境保护规划》（环土壤〔2021〕120 号），2021 年 12 月；

- (3) 《甘肃省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五远景目标纲要》，甘政发〔2021〕18 号；
- (4) 《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；
- (5) 《甘肃省循环经济总体规划》，国函〔2009〕150 号；
- (6) 《甘肃省地表水功能区划（2012-2030）》，甘政函〔2013〕4 号；
- (7) 《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；
- (8) 《庆阳市“十四五”生态环境保护规划》，庆政办发〔2022〕7 号；
- (9) 《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；
- (10) 《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；
- (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〔2018〕4 号；
- (12) 《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；
- (13) 《陇东油区“十四五”发展规划》，2022 年 4 月；
- (14) 《庆阳市国家生态文明建设示范市规划（2021-2025 年）》；
- (15) 《“十四五”节能减排综合工作方案》（国发〔2021〕33 号），2022 年 1 月；
- (16) 《黄河流域生态环境保护规划》，2022 年 6 月；
- (17) 《甘肃省土地利用总体规划（2000-2030）》；
- (18) 《甘肃省主体功能区规划》，甘肃省人民政府，2012 年 7 月；
- (19) 《甘肃省生态功能区划》，甘肃省人民政府，2012 年 7 月；
- (20) 《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）；
- (21) 《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）
- (22) 《黄河流域生态保护和高质量发展规划纲要》，国务院，2021.10.8；

(23) 《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；

(24) 《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。

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) 《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）；

(26)《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）；

(27)《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）；

(28)《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）；

(29)《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 ）；

(30)《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》。

2.1.9 项目文件

(1)《关于下达 2024 年第一批业务发展投资实施计划的通知》，长油〔2024〕31 号，中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司，2024 年 3 月 22 日，（附件 2）；

(2)《关于下达 2024 年第二批业务发展投资实施计划的通知》，长油〔2024〕85 号，中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司，2024 年 5 月 30 日，（附件 2）；

(3)《长庆实业集团 2024 年产建地面工程初步设计方案》，长庆工程设计有限公司，2024 年 5 月；

(4)现有工程涉及的产建环评批复及竣工环保验收意见；

(5)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，为环境污染防治提供依据，降低对环境的不利影响，以利于评价区经济、社会、环境可持续发展。

2.2.2 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、清洁生产和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 环境影响识别与评价因子筛选

2.3.1 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 2.3.1-1。

表 2.3.1-1 项目环境影响要素与影响程度识别表

工程阶段 \ 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	生物群落	生境	生态系统	生物多样性	生态敏感区	自然景观
施工期	钻前工程	场地清理、平整	-1	-1	/	-1	/	-1	/	-2	-1	-1	-2	-2	/	/	-1
	钻井工程	钻井施工	-2	/	-2	-2	-2	-1	-1	-1	/	/	/		/	/	/
	储层改造工程	射孔、压裂返排	-2	-1	-1	-1	/	-1	-1	/	/	/	/		/	/	/
	油气集输及处理工程	管沟开挖、管线敷设	-2	-1	-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	油气集输及处理工程	站场运行	-2	/	-1	-2	-1	-1	-1	/	/	/	/		/	/	/
		措施作业	-1	/	-1	-1	-1	-1	/	/	/	/	/	/	/	/	/
		管线集输	/	/	-1	/	-1	-1	-1	/	/	/	/		/	/	/
退役期	工程车辆		-1	/	/	-1	/	/	/	/	/	/	/		/	/	/
	井场		/	/	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	/		/	/	/
	集输管线		-1	/	/	-1	/	/	/	-1	-1	-1	-1		/	/	/
	站场		-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、措施作业井场，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。

油田开发进入闭井期，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。闭井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 2.3.1-2。

表 2.3.1-2 项目建设工程对环境影响的性质分析

环境分析		不利影响						有利影响			
环境资源		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 2.3.1-2，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。

2.3.2 环境影响因子识别

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

表 2.3.2-1 项目环境影响因子识别

开发施工阶段			主要环境影响因子				
			废气	废水	噪声	固废	生态
施 工	钻前	道路建设	扬尘	/	设备噪声	/	地表扰动面积及类型、生态系统

期	工程						完整性
		设备运输	扬尘、车辆尾气	/	交通噪声	/	/
		场地平整、土方开挖	扬尘	/	机械噪声	/	地表扰动面积及类型、生态系统完整性
		设备安装与拆卸	/	/	设备噪声	建筑垃圾、含油固废	/
	钻井工程	钻井作业	柴油机废气	钻井废水、生活污水	设备噪声	钻井岩屑、含油岩屑	/
		井喷（风险事故情况）	烃类气体	/	/	钻井液	/
	储层改造工程	射孔、压裂返排	试压废气	压裂返排液、生活污水	设备噪声	防渗布	/
	油气集输、处理工程	场站建设	扬尘	生活污水	设备噪声	建筑垃圾、生活垃圾	地表扰动面积及类型、生态系统完整性
		管线敷设	扬尘	试压废水	机械噪声	建筑垃圾	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
运行期	油气集输、处理工程	站场	加热炉废气、无组织废气	采出水、措施返排液、反冲洗废水、生活污水	设备噪声	含油污泥、废滤料、其他固废	/
		井场	烃类气体	/	/	落地油、含油污泥	/
		输油管线爆裂（事故）	烃类气体	石油类	/	落地油、含油污泥	/
退役期	油气集输、处理工程	井场	烃类气体、扬尘	/	机械噪声	建筑垃圾	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生态系统完整性
		站场	扬尘	/	机械噪声	建筑垃圾	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生态系统完整性
		管线	扬尘	/	机械噪声	建筑垃圾、废弃设备管线	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生态系统完整性

2.3.3 评价因子筛选

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

表 2.3.3-1 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
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	废弃钻井泥浆、钻井岩屑、落地油、含油污泥、废滤料、废防渗布、废润滑油及其包装桶、生活垃圾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、蔡。④特征因子：石油类、石油烃（C6-C9）、石油烃（C10-C40）、含盐量 农用地：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌
土壤环境	影响评价	石油烃（C10-C40）、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	动植物、土地利用、生态系统等
环境风险	影响评价	分析评价

2.4 环境功能区划及评价标准

2.4.1 环境功能区划

评价区各要素环境功能区划如下：

(1)环境空气

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

(2)地表水

依据《甘肃省地表水功能区划（2012-2030 年）》，评价区主要河流水功能区划见图 2.4.1-1 以及表 2.4.1-1。

表 2.4.1-1 评价区水功能区划表

水系	河流	功能区名称	起始	终止	功能区划
泾河	元城河 (含其支流白马川)	元城河华池开发利用区	铁角城	入柔远川口	Ⅲ类
	马莲河	马莲河环县、庆城、合水、宁县工业、农业用水区	洪德站	入泾河口	Ⅳ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，水环境功能为Ⅲ类。

(4)声环境

项目作业区域主要是分散居住的农村环境，根据《声环境质量标准》（GB 3096-2008）中对声环境功能区划的规定，井区各场站、道路、管线周边 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》，本项目各井区位于宁南宁南-陇东黄土丘陵农业生态亚区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》，本项目各井区位于中部林缘旱作农业及林果产业发展功能区。各井区在《甘肃省生态功能区划》中的位置见图 2.4.1-2，在《庆阳市生态文明示范市建设规划》中的位置见图 2.4.1-3。

2.4.2 评价标准

2.4.2.1 环境质量标准

(1) 环境空气质量标准

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

表 2.4.2-1 环境空气质量标准

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	μ g/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地表水执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类、Ⅳ类标准，标准值见表 2.4.2-2。

表 2.4.2-2 地表水环境质量标准

标准名称及级(类)别	评价因子	单位	元城河	马莲河
			标准限值Ⅲ类	标准限值Ⅳ类
《地表水环境质量标准》	pH（无量纲）	/	6~9	6~9

(GB3838-2002) 标准	化学需氧量	mg/L	≤20	≤30
	氨氮		≤1.0	≤1.5
	硫化物		≤0.2	≤1.5
	挥发酚		≤0.005	≤0.01
	石油类		≤0.05	≤0.5

(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 2.4.2-3。

表 2.4.2-3 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 _{mn} ）		≤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
《地表水环境质量标准》 （GB3838-2002）Ⅲ类标准	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《声环境质量噪声标准》（GB3095-2008）中 2 类，见表 2.4.2-4。

表 2.4.2-4 声环境质量标准 单位：dB(A)

类别	昼间 dB(A)	夜间 dB(A)
2 类	60	50

(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”筛选标准，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 2.4.2-5。

表 2.4.2-5		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	
		1,2-二氯丙烷	5	47	
		1,1,1,2-四氯乙烷	10	100	
		1,1,2,2-四氯乙烷	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	镉	pH>7.5	其他	0.6	4.0

壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）	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	/

2.4.2.2 污染物排放标准

(1)大气排放标准

井场、站场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, 见表 2.4.2-6。

表 2.4.2-6 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
《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
《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
《重型柴油车污染物排放限值及测量方法（中国第六阶段）》（GB17691-2018）	CO	mg/kWh	4000
	THC	mg/kWh	160
	NO _x	mg/kWh	460
	NH ₃	ppm	10
	PM	mg/kWh	10
	PN	#/kWh	6.0×10 ¹¹

(2)污废水处理标准

1)生活污水

生活污水经生活保障点内生活污水处理装置处理达到《城市污水再生利用 绿地灌溉水质》（GB/T25499-2010）后用于站场绿化。

2)油田采出水 and 措施返排液

①油田采出水 and 措施返排液的性质

本项目施工期产生的钻井、试油废水，运行期产生的采出水及措施返排液等作业废水依托现有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。

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），注水水质要求如下：

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

当注水井配注率介于 80%~100%时，参考表 2. 4. 2-9 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。

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。

目前区域注水井实际配注量均大于 80%，因此，注水水处理工艺保持现有水处理工艺流程，参考表 2. 4. 2-7 中水质控制指标。本次依托的采出水及措施返排液处理站配套注水井回注层位包括侏罗系延 8、延 9 和三叠系长 3、长 6 等层位，根据油气田开发专业标准化委员会的复函“储层空气渗透率指的是真实渗透”。根据油田公司 2024 年 6 月给出的储层渗透率数据（见附件）见表 2. 4. 2-8。压裂后回注井回注层位液测渗透率在 3. 885~19. 971 μm^2 ，渗透率数值渗透率大于 2 μm^2 ，回注水水质标准应执行 V 类。

表 2. 4. 2-7 本项目涉及的储层渗透率					
系	组	层位	井数	岩样数	真实气测渗透率（ μm^2 ）
侏罗系	延安组	延 8	53	2264	19. 971
		延 9	120	5450	13. 965
三叠系	延长组	长 3	237	8319	5. 481
		长 6	458	27407	3. 885

表 2. 4. 2-8 本项目采出水水质主要控制指标						
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)	$\geq 2. 0$
《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》SY/T5329-2022	水质标准分级	I	II	III	IV	V
	悬浮物固体含量 mg/L	$\leq 8. 0$	$\leq 15. 0$	$\leq 20. 0$	$\leq 25. 0$	$\leq 35. 0$
	悬浮物颗粒直径	$\leq 3. 0$	$\leq 5. 0$	$\leq 5. 0$	$\leq 5. 0$	$\leq 5. 5$
	中值 μm					
	含油量 mg/L	$\leq 5. 0$	$\leq 10. 0$	$\leq 15. 0$	$\leq 30. 0$	$\leq 100. 0$
	平均腐蚀率 mm/a	$\leq 0. 076$				

②其他

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

(3)噪声排放标准

厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准；施工噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）相应标准，标准值见表 2.4.2-9。

表 2.4.2-9 噪声排放标准

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

(4) 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）；危险废物执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中有关规定。

2.5 评价工作等级及评价范围

根据项目工程特点及环境特征，依据《环境影响评价技术导则》要求，确定主要环境要素评价工作等级和范围。

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 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 20km²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 $0.20\text{km}^2 < 20\text{km}^2$ ，本项目地下水和土壤评价范围内分布有公益林、湿地等生态保护目标，据此判定本项目生态评价等价应不低于二级。
项目判定结果	二级

(2) 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）规定，本项目生态评价范围为各井（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 99.21km^2 。

2.5.2 环境空气

(1)评价工作等级

运行期大气污染源主要是油气集输过程放空、挥发、泄漏等无组织排放的烃类气体。主要污染物为非甲烷总烃。采用《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）中 AERSCREEN 估算模型对主要大气污染源进行环境空气评价等级判定，评价因子和标准见表 2.5.2-1，判别依据见表 2.5.2-2。判定结果见表 2.5.2-3。

表 2.5.2-1 评价因子和评价标准表

评价因子	平均时段	标准值/(mg/m ³)	标准来源
非甲烷总烃	1 小时平均	2.0	《大气污染物排放标准详解》

表 2.5.2-2 评价等级判别表

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

表 2.5.2-3 主要大气污染物最大落地浓度占标率

类型	污染源	污染物	最大落地浓度 $C_i / (\mu\text{g}/\text{m}^3)$	占标率 $P_{\max} / \%$	$D_{10\%}/\text{m}$	评价等级
无组织	蛟 6-21 井场	非甲烷总烃	13.84	0.692	0	三级
	蛟 18 井场	非甲烷总烃	14.28	0.714	0	三级
	蛟 2-11 井场	非甲烷总烃	15.16	0.758	0	三级
	岭 405-4 井场	非甲烷总烃	14.52	0.726	0	三级

根据评价等级判定依据，各井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均小于 1%，评价工作等级为三级

(2)评价范围

本项目评价工作等级为三级，根据《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018），不需设置评价范围。

2.5.3 地表水

(1)评价工作等级

本项目运行期生产废水（采出水和措施返排液）全部依托现有设施处理达标后回注油层，不外排。根据《环境影响评价技术导则-地表水环境》（HJ2.3-2018），地表水影响按照三级 B 评价，主要进行影响分析。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	$Q \geq 20000$ 或 $W \geq 600000$
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	/

(2)评价范围

重点分析依托采出水、措施返排液处理设施的环境可行性。

2.5.4 地下水

(1)评价工作等级判定结果

根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中评价工作等级划分标准（表 2.5.4-1），本项目地下水环境影响评价工作等级为二级（地下水环境影响评价工作等级详细判定过程详见 9.1.2 节），见表 2.5.4-2。

表 2.5.4-1 地下水环境影响评价工作等级分级表

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

表 2.5.4-2 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
	回注井	/	/	√	二级
II 类项目	采油管线、注水管线	/	/	√	三级

(2)评价范围

①地下水评价范围

场站等点状工程的评价范围采用导则 8.2.2.1 节中公式计算法确定（详细计算过程见 9.1.1 节）。根据计算结果，确定井场、站场地下水评价范围井、站场下游 280m，两侧及上游不小于 140m 的范围。

集输管线等线性工程的评价范围根据导则 8.2.2.2 节确定，取工程边界两侧向外延伸 200m 范围。

②地下水调查范围

考虑拟建项目布局与地下水系统特征，以河流、等水位线、流线为边界，划定为项目所在的相对完整的水文地质单元，见图 9.1.1-1。

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》（HJ2.4-2021），评价工作分级依据见表 2.5.5-1。

表 2.5.5-1 声环境等级判定分级依据分析表

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

评价区属《声环境质量标准》（GB 3096-2008）2 类声环境功能区，项目噪声影响主要集中在施工期。运行期噪声源较少，且影响范围仅限于站场和井场内部，开发前后评价范围敏感目标噪声级增量<3dB(A)，受影响的人口变化小。按《环境影响评价技术导则-声环境》（HJ 2.4-2009）要求，确定声环境评价工作等级为二级。

(2)评价范围

本项目声环境评价范围取井、站场厂界外 1m 至 200m 范围，新建管线、道路工程取两侧 200m 范围。

2.5.6 土壤环境

(1)项目影响类型

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），土壤盐化、酸化和碱化地区，建设项目应按照土壤污染影响型和生态影响型，按相应等级分别开展评价工作。

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 7.8~8.4，含盐量为 0.753~1.51g/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、酸化和碱化程度为未酸化碱化，根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），因此应分别开展土壤污染影响型和生态影响型的评价工作。

(2)评价工作等级

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

①土壤污染影响型评价工作等级

根据项目占地统计，本项目各拟建站场、井场工程等永久占地均小于 5hm²，管线不涉及永久占地，因此占地规模均属于小型；项目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”，判定依据见表 2.5.6-1。依据污染影响型评价工作等级划分表见表 2.5.6-2，并结合项目占地规模和环境敏感程度判定结果，确定本项目土壤环境评价污染影响型工作等级为：石油开采（井场、站场等）为一级评价，输油管线为二级评价，见表 2.5.6-3。

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

表 2.5.6-2 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		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
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 2.5.6-3 项目土壤环境影响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、注水管线	二级

②土壤生态影响型评价工作等级

拟建项目所在的华池县、庆城县属黄土梁峁地区，根据收集资料及环境现状监测数据，并结合现场调查，项目所在区域干燥度 2.70~3.49>2.5，该区浅层地下水水位埋深 6~140m>1.5m，土壤含盐量在 0.753~1.51g/kg，评价区潜水埋深在 10~100m，本项目所在区域不属于地势平坦地区，因此本项目的盐化敏感程度属于不敏感，项目所在地土壤 pH 值在 7.8~8.4，属于无酸化或碱化土壤，其酸、碱敏感程度属于“不敏感”。结合本项目的生态敏感程度及表 2.5.6-5 确定本项目的“石油开采”和“石油输送管线、注水管线”土壤生态影响型评价工作等级分别为二级和三级，见表 2.5.6-6。

表 2.5.6-4 生态影响型敏感程度分级表

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

	水位平均埋深<1.5m 的平原区；或 2g/kg<土壤含盐量≤4g/kg 的区域		
不敏感	其他	5.5<pH<8.5	
a*是指采用 E601 观测的多年平均水面蒸发量与降水量的比值，即蒸降比值。			

表 2.5.6-5 生态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				
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、注水管线	二级

(3)调查评价范围

①土壤污染影响型评价范围

本项目井场、站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），项目土壤污染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 1km 范围，管线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、站场等土壤生态影响环境评价等级为二级，输油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，管线取管线占地范围内及占地范围外 0.2km 范围。

③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

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)，判定本项目环境风险评价工作等级为简单分析（环境风险评价工作等级详细判定过程详见 12.2 节），项目主要风险源评价工作等级划分结果见表 2.5.7-1。

表 2.5.7-1 项目主要风险源评价工作等级划分

序号	风险源	大气	地表水	地下水
1	柴油储罐	简单分析	简单分析	简单分析
2	井场	简单分析	简单分析	简单分析
3	原油集输管线	简单分析	简单分析	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			井场边界外延 0.05km 范围，管线、道路工程两侧 0.3km 范围；
环境空气	三级			/
地表水	三级 B			/
地下水	二级			井、站场下游 280m，两侧及上游不小于 140m 的范围，集输管线取两侧向外延伸 200m 范围；
声环境	二级			井、站场厂界外 0.2km 范围，管线、道路工程两侧 0.2km 范围；
土壤环境	污染影响型	井场、站场	一级	井、站场取厂界外扩 1km 范围；
		输油管线	二级	集输管线两侧向外延伸 0.2km 范围；
	生态影响型	井场、站场	二级	井、站场占地范围内全部及占地范围外 2km 范围
		输油管线	二级	集输管线占地范围内全部及占地范围外 0.2km 范围
环境风险	大气环境		简单分析	/
	地表水		简单分析	/
	地下水		简单分析	/

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（包括井场建设、管线铺设及道路建设），运行期主要是原油开采和集输；闭井期主要是设备的拆除等。其中，施工期和运行期是对环境造成影响的主要时期。因此，评价重点关注施工期和运行期，兼顾闭井期。

2.6.2 评价重点

根据评价区环境特征和项目污染物排放特点，本次评价重点包括以下几点：

- (1)施工期环境影响
- (2)生态环境影响评价
- (3)地下水环境影响评价
- (4)土壤环境影响评价
- (5)环境保护措施论证及可行性分析

2.7 主要环境保护目标

2.7.1 污染控制目标

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

表 2.7.1-1 污染控制和生态保护目标

开发阶段	控制对象	污染源	污染物	控制措施	控制目标
施工期	生态环境	①钻井工程 ②地面站场建设 ③管线敷设和道路修建		①优化选址和选线，尽量减少农业占地 ②控制施工作业范围，临时占地要及时恢复； ③采用丛式井技术开采，减少占地 ④泥浆不落地收集设施和井场地面铺设防渗布，废弃泥浆在井场固液分离后固相在井场内设有三防（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，液相在井场内循环利用，无法利用的送措施返排液处理站处理达标后回注采油层，减小占地和土壤污染。 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	烟尘、SO ₂ 、NO _x	①选用轻质柴油 ②选用高效燃烧设备	满足《大气污染物综合排放标准》中的无组织排放监控浓度
	废水	钻井废水	SS、COD、石油类等	固液分离的钻井废水在井场内配置泥浆循环利用，无法利用的送措施返排液处理站处理达标后回注采油层	零排放
		试油废水	石油类、COD 等	送措施返排液处理站处理达标后回注油层	
	废水	压裂返排液	胍胶、石油类等	全部进行回收，优先考虑在井场处理后循环利用，无法利用的分批次运往现有措施返排液处理站处理后回注，不外排。	
		生活污水	SS、COD	①设环保厕所 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	岩屑、泥浆	①属一般工业固废	全部无害化处置
		钻井岩屑	岩屑	②在井场经大罐收集、沉降、破胶脱稳、板框压滤后，固相井场暂存点暂存，暂存点采取防渗漏、防流失、防扬散措施，井场内暂存时间不超过 1 个月，最终统一委托第三方集中处置单位处理后资源化利用	
		含油岩屑	岩屑、石油类等	属危险废物，暂存于污油泥临时储存点，委托有资质单位定期转运处置	妥善处置，回收处置率 100%
		落地油	石油类		
		废防渗材料	石油类		
		废润滑油及包装桶	含油废物		
	噪声	发电机、钻机、运输车辆等	噪声	① 选用低噪设备 ② 打桩机夜间停止使用	噪声不扰民
运行期	生态环境	①采油和油气集输工程； ②油、水井维护和井下作业；		①对施工期扰动地表进行生态恢复 ②井场周围绿化和异地补偿；	减少植被破坏及水土流失量
	废气	油气集输挥发烃类气体	非甲烷总烃	加强管理，加强油气密闭集输设备设施管控，严防“跑、冒、滴、漏”	满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）油气集中处理站边界污染物控制要求
	废水	油田采出水	石油类、COD、SS	依托现有采出水处理系统处理达标后回注采油层	零排放
		措施返排液	石油类、SS	依托现有措施返排液处理站处理达标后回注	

	固废	落地油	石油类	100%回收处置	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回收利用；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，最终委托有资质单位定期转运处置	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、废弃润滑油	石油类	送至现有危废暂存点暂存，委托有资质单位定期转运处置	
	噪声	压缩机	噪声	减振	《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含油污泥临时储存点，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。	
		取水、注水	土壤盐化	加强采出水回注井的固井质量及运行管理，防止发生串层现象；建立回注系统操作规程，记录注水量、水质、泵压变化情况，定期开展动态分析；定期对开采井和回注井下游附近的居民水井进行地下水取样监测，建立台账、及时对比分析水位变化；回注井关闭时，要对其进行套内、套外和井口处理，利用水泥等防渗材料对回注井从井口到井底的所有空间进行永久性封堵；采出水输送管线应进行防腐处理，定期检查集输管线的密闭性。	对土壤原有生态功能造成非重大不可逆影响
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 饮用水水源地

(1)项目与集中式水源地保护区的位置关系

根据现场调查，本项目所有新建采油管线均不穿越饮用水水源保护区、自然保护区、风景名胜区等需要特殊保护的环境敏感区；工程井区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区。本项目中与开发井区距离较近的饮用水源地保护区共有 1 处。通过核实，井区边界及工程建设内容均未进入饮用水源保护区范围内，产建工程与水源地的位置关系见表 2.7.2-1。

本项目产建工程内容对上述水源地采取了避让措施，新建及现有工程均不在水源地的保护区范围和径流补给区内，位置关系见图 2.7.2-1。

表 2.7.2-1 井场、井口与评价区周边水源地及自然保护区的位置关系一览表

井区名称	水源地保护区概况			项目与水源地位置关系			
	保护目标	级别	类型	是否在保护区内	相对水源保护区方位、距保护区边界最近距离	相对取水口方位、最近距离	是否在集水范围或径流补给区内
白 181	鸭儿洼水源地	县级	地表水	否	蛟 6-21，W，3.3km	蛟 6-21，W，7.64km	否，该井场位于水源地上游，但与水地汇水区有分水岭

白 468	鸭儿洼 水源地	县 级	地表 水	否	蛟 2-10, SW, 2.58km	蛟 2-10, SW, 4.02km	否, 该井场位于水源地下游

(2)项目与居民分散式饮用水源井的位置关系

本项目井区内及周边单户居民分散式饮用水源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，拟建井场、站场及主要原油集输管线 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 30-50m 的保护范围要求。

2.7.2.2 其它环境保护目标

(1)项目总体环境保护目标

项目地表水、地下水、环境空气、声环境、生态环境等环境要素的总体环境保护目标见表 2.7.2-2。

表 2.7.2-2 项目总体环境保护目标表

环境要素	保护对象	相对位置	保护内容	保护目标
地表水	元城河	从五蛟西区内部流过	地表水	地表水Ⅲ类标准
	马莲河	从岭 405 井区东侧流过	地表水	地表水Ⅳ类标准
	鸭儿洼水源地	本项目工程布置位于该水源地集水范围以外，距水源地保护区边界最近 2.58km	水源地水质	执行水源地要求
地下水	民用井、机井	以井场为中心，下游 310m、上游和两侧各 155m 的范围；地下水评价范围内无分散式饮用水源井分布。	地下水水质	地下水Ⅲ类标准
	环河、洛河组承压水			
环境空气	井场边界外扩 0.2km 范围内的居民		人群健康	环境空气二级标准
环境噪声	井场、站场厂界外 1m 至厂界外 200m，新建管线、道路取两侧 200m 范围内的居民			声环境质量 2 类标准
土壤环境	场站周边 1km 及管线两侧 0.2km 范围内耕地、居民区等敏感目标		土壤环境	土壤环境质量筛选值
环境风险	站场、管线周边居民		环境空气	环境空气二级标准
	开发范围所在地表水流域河流		地表水	地表水Ⅲ类标准
	开发范围内潜水、承压水		地下水	地下水Ⅲ类标准
生态环境	二级公益林（国家一级公益林原则上不得占用）		生态环境	控制水土流失，维持生态系统完整性与稳定性
	水土流失重点治理区和重点预防区			
	土壤、植被、景观、水土流失、生态系统、物种生境等			

(2) 井场、管线的环境保护目标

井（站）场、管线环境空气、声环境保护目标见表 2.7.2-3~2.7.2-5。

表 2.7.2-3 井场周边 200m 范围内环境保护目标

井场	环境保护目标	坐标（UTM）/m		保护对象	保护内容	环境功能区	相对井场方向	相对厂界最近距离/m
		X	Y					
蛟 18	阳湾散户	107.79146935	36.43062031	农村居民点	环境空气、噪声环境、人群健康	空气二类、噪声 2 类	NW	120
蛟 50 扩	康家庄散户	107.86024545	36.39320528				W	97
蛟 2-10	椿树庄散户	107.88128171	36.39437966				NW	60
蛟 2-11	彭家台散户	107.87246184	36.39617139				SE	51
岭 405-4	下午旗村	107.68657902	36.18527205				E	132

注：未统计井场周边 200m 范围内无居民点分布。

表2.7.2-4 单井管线两侧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	蛟6-21~蛟1增	慕家湾	N	15
			W	80
2	蛟18~蛟一转	史家湾	E	20
		马庄湾	W	21
		马湾	E、W	11
3	蛟 108~蛟一转	马庄湾	W	21
		马湾	E、W	11
4	蛟5-10~蛟一转	马庄湾	W	21
		马湾	E、W	11
5	蛟4-3~蛟3增	唐下庄	S、N	26
6	蛟2-10~蛟3增	椿树庄	S、N	66
		赵畔	W	30
		白草湾	E、W	18
		谢峁子	E	20
7	蛟 2-11~蛟 3 增	椿树庄	S	50
		赵畔	W	30
		白草湾	E、W	18
		谢峁子	E	20
8	蛟 50 扩~蛟 7 增	康家庄	N	50
9	岭 405-4~南 58 拉油点	席家塬	S	130

(3) 改建站场环境保护目标

改建站场声环境保护目标见表 2.7.2-5。

表 2.7.2-5 改建站场周边环境保护目标

序号	站场名称	环保目标名称	相对站场方位	相对站场最近距离/m	户数（户）
1	蛟一转	西掌	N	58	3
2	蛟 3 增	谢峁子	E	54	1

3 现有工程概况

3.1 建设单位概况

长庆实业集团有限公司成立于 1997 年，项目组位于甘肃省庆城县。是一家油田井下作业、试油、试气、测井、修井、石油钻井工程、油田技术服务；油田工程建设与安装等为一体的综合型国有企业。

长实集团管辖开发区块 8 个，矿权面积 881.9km²，横跨 2 省 6 县 10 乡，整体呈现区块分散、层系多、规模小的特点。自营区矿权面积 268.8km²，含 4 个开发区块：五蛟西、南试验区、镰刀湾、小河；合作区矿权面积 613.1km²，含 4 个开发区块：葫芦河 3#、4#区、姬黄 37#区、镰刀湾西区。其中五蛟西区位于甘肃省华池县五蛟乡，南试验区位于庆城县马岭镇，均为本次环评的现有井区。

3.2 地理位置与交通

项目开发区分布于庆阳市庆城县马岭镇；华池县悦乐镇、五蛟镇。

华池县位于甘肃省庆阳市北部，位于东经 107.499847° ~ 108.564491°，北纬 36.130665° ~ 36.851054°，东西长 95km，南北宽 77km，总面积 3807.0km²。该县北部自东向西分别与陕西省志丹县、吴起县和定边县接壤；东南与本市合水县、庆城县相连，西侧与环县毗邻。县城位于柔远镇，距庆阳市区 120km。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。

五蛟西区开发范围位于华池县五蛟镇境内，井区距华池县城 9km，元城至悦乐线由井区中间自南向北穿过，油区支干线道路分布其中，集输和交通条件较为便利。

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。

马岭南试验区岭 405 井区位于庆城县马岭镇境内，甘肃省庆阳市庆城县下辖镇，地处庆城县西北部，东与华池县上里塬乡和王咀子乡交界，东南与三十里铺镇为邻，南与翟家河乡接壤，西与蔡口集乡相连，北与环县曲子镇毗邻。岭 405 井区位于下伍旗村，附近 G211 国道、乡镇道路分布，集输和交通条件较为便利。

地理位置及交通条件见图 3.2-1。

3.3 开发井区现有工程概况

3.3.1 开发建设历程

(1) 五蛟西区块

五蛟西区块勘探始于七十年代，区块规模建产始于 2008 年。长实集团五蛟西区块目前采油井 514 口，注水井开井 139 口，现有联合站 1 座、接转站 1 座、增压站 7 座、卸油站 1 座和热泵站 1 座。

目前，五蛟西区块已部署产能 $52.6\times 10^4\text{t/a}$ ，现有产能规模约 $16.38\times 10^4\text{t/a}$ 。形成了以联合站为中心，管输为主，单井拉油为辅的集输方式，含水油在蛟一联合站、蛟一转、新华 53 站进行脱水处理，最终外输至五蛟热泵站，采出水处理达标后回注油层。

(2) 马岭南试验区

马岭南试验区含岭 405、南 56、南 58、南 76、南 39-1、南 56 扩、岭 70-3、南 2 扩和南 76 扩、南 47-1、南 45 扩、南 49 扩、岭 61-1、南 171-1、新南 55 扩井数合计 50 口，已部署产能合计 4.844 万吨/年。

3.3.2 开发范围及井区布局

(1) 五蛟西区块

长实集团五蛟西区油区已开发含油层系从侏罗系延 8 层到三叠系长 8 层，共计 7 个层系。

侏罗系：延 8、延 9、延 10、富县；

三叠系：长 6、长 7、长 8。

五蛟西历年开发范围见表 3.3.2-1。

表 3.3.2-1 五蛟西区历年开发部署情况 单位：万吨

时间	评价井区	产能
2009	白 181、白 468	15
2013	白 461、白 181	15
2017	白 181、白 468、白 461	3
2018	白 181、白 468、白 461	4
2019	白 181、白 468、白 461	3
2020	白 181、白 468、白 461	2.5
2021	白 181 东、白 181 西、白 468	3.3
2022	白 461、白 181、白 468	3.0
2023	白 461、白 468	3.8
合计		52.6

(2) 马岭南试验区

长实集团马岭南试验区位于庆城县马岭镇境内，已部署产能 $4.844\times 10^4\text{t/a}$ ，自上而下钻遇到的地层有第四系，第三系，白垩系，侏罗系安定组、直罗组、延安组和富县组，三叠系延长组。主要含油地层为侏罗系延安组延 6、延 8、延 10 等。

岭南试验区历年开发范围见表 3.3.2-2。目前马岭南试验区产能约 0.8 万吨/年。

表 3.3.2-2 马岭南试验区历年开发部署情况		单位：万吨
时间	评价井区	产能
2012	岭 405、南 56、南 76	1
2013	39-1、南 56 扩、岭 70-3、南 2 扩、南 76 扩	1.3
2015	南 47-1、南 45 扩、南 49 扩、岭 61-1、南 171-1、新南 55 扩	1.7
2023	南 58、南 76-2	0.844
合计		4.844

3.3.3 现有工程建设内容

(1) 五蛟西区块

长实集团五蛟西区目前采油井开井 514 口，注水井 139 口，现有联合站 1 座、接转注水站 1 座、增压站 7 座、卸油站 1 座。现有工程组成见表 3.3.3-1。

表 3.3.3-1 长实集团五蛟西区现有工程组成表			
分类	工程类别	单位	五蛟西区
			长 6、长 7、长 8、富县、延 8、延 9、延 10
钻井工程	采油井	口	514
	注水井	口	139
油气集输工程	站场	井场	179 个
		联合站	1 座
		转油站	2 座
		注水站	2 座
		增压站	7 座
		卸油站	1 座
		措施返排液处理站	1 座
	管线	油气管线	341.06 km
公用工程		注水管线	132 km
		道路工程	101.46 km
		生活保障设施	3 座
环保工程		采出水处理装置	3 套
		生活污水处理装置	3 套
		危险废物暂存间	2 座

(2) 马岭南试验区

长实集团马岭南试验区目前采油井开井 41 口，注水井 9 口，现有工程组成见表 3.3.3-2。

表 3.3.3-2 马岭南试验区现有工程组成表			
分类	工程类别	单位	马岭南试验区
			延 6、延 8、延 10
钻井工程	采油井	口	41
	注水井	口	9
油气集输工程	站场	井场	14 个
		联合站	0 座
		转油站	1 座
		注水站	1 座
		增压站	0 座

	管 线	卸油站	座	0
		措施返排液处理站	座	/
		油气管线	km	/
		注水管线	km	9.5
公用工程	道路工程		km	10.6
	生活保障设施		座	1
环保工程	采出水处理装置		套	0
	生活污水处理装置		套	1
	危险废物		座	0

3.3.4 现有油气集输系统

3.3.4.1 现有工程集输系统概况

(1)五蛟西区

现有各站场集输流向如下：白181区块含水油通过蛟6增、蛟1增、蛟2增和新华53卸油站进行收集，再输往蛟一联；白461区块内含水油通过蛟一转收集后输往蛟一联；白468区块内原油首先通过蛟3增和蛟4增进行收集，再输往蛟一联；华28区直接输至蛟一转。五蛟西区内所有原油最终经蛟一联净化后输往五蛟热泵站。现有集输系统各站场层位及设计规模见下表，现有集输系统构成见表3.3.4-1和图3.3.4-1。

表 3.3.4-1 五蛟西区现有原油集输系统概况

区块	站名	原油集输规模（m ³ /d）	站场主要功能	加热能力	采出水处理/回注能力	清水处理/回注能力	是否依托
五蛟西区	蛟6增	360	原油集输、注水系统	2台400kW	-	200m ³ /d	否
	蛟1增	200	原油集输	1台120kW	-	-	是
	蛟2增	360	原油集输	2台180kW 1台240kW	-	-	否
	新华53	600	卸油、采出水处理	1台120kW	200m ³ /d	-	否
	蛟3增	200	原油集输	1台120kW	-	-	是
	蛟4增	480	原油集输	2台540kW	-	-	否
	蛟5增	240	原油集输	1台630kW	-	-	否
	蛟7增	180	原油集输	1台350kW	-	-	是
	蛟一联	2000	原油集输、采出水处理、注水	2台1600kW 1台800kW	侏罗系600m ³ /d 三叠系1000m ³ /d	侏罗系600m ³ /d 三叠系1000m ³ /d	是
	蛟一转	480	原油集输、采出水处理、注水	2台600kW	200m ³ /d	400m ³ /d	是

(2)马岭南试验区

马岭南试验区集输系统不完善，现有工程采用拉油方式，依托新华53卸油站处理，现有集输系统构成见表3.3.4-2和图3.3.4-1。

表 3.3.4-2 五蛟西区现有原油集输系统概况

区块	站名	规模（m ³ /d）	站场主要功能	加热能力	采出水处理/回注能力	清水处理/回注能力	是否依托
马岭南试验区	南58拉油点	2箱式(40m ³)	拉油	1台240kW	/	/	是

3.3.4.2 现有工程伴生气利用

五蛟西区的伴生气就近供给各增压点加热炉自用，富裕气量输送至蛟一转，与蛟一转、蛟一联伴生气集中至城壕混烃站生产混烃。根据现场实际调查，本项目站场伴生气利用情况见表 3.3.4-2 和表 3.3.4-3。

表 3.3.4-2 现有工程各站场伴生气利用情况

序号	井区	集气系统	利用情况
1	白 461	①井场采用定压阀回收套管气； ②井场伴生气随原油混输至蛟 5 增、蛟一转； ③蛟一转气液分离系统分离伴生气。	作为各场站和井区部加热炉燃料使用，多余部分外输至城壕混烃站深加工利用，不放空；
2	白 181	①井场采用定压阀回收套管气； ②井场伴生气随原油混输至蛟 6 增、蛟 1 增、蛟 2 增等站； ③撬装站气液分离系统分离伴生气。	
3	白 468	①井场采用定压阀回收套管气； ②井场伴生气混输至蛟 3 增、蛟 4 增、蛟一联等站； ③气液分离系统分离伴生气。	

表 3.3.4-3 现有工程伴生气平衡 单位：10⁴m³/a

序号	分类	气量	占比统计
1	产气量	726.01	100%
2	伴生气作加热炉燃料利用	406.02	54.12%
	下游站场利用	318.54	43.88%
	开发过程烃类气体损耗	1.45	2%
	小计	726.01	100%

3.4 现有工程环境保护概况

3.4.1 现有工程环境影响评价及环保验收情况

五蛟西区开发范围较小，产能建设每年或者数年实施一次，每次均在现有开发区域内部署建设内容。五蛟西区分别于2009年、2015年、2017年、2018年、2019年、2020年和2021年开展了七次产能建设环评，均获得批复，2009年、2015年、2017年、2018年、2019年、2020年和2021年项目已通过了竣工环保验收，2022年和2023年产建工程正在建设。上述环评和竣工验收履行情况见表3.4.1-1。

表 3.4.1- 1 现有工程环评手续履行情况

时间	项目名称	评价井区	包含站场	环评情况	环保验收
2009	长实集团五蛟开发区 2009 年 15 万吨产能建设工程	白 181、白 468	蛟一联、蛟 1 增、蛟 2 增、蛟 3 增、蛟 4 增、新华 53 站	庆环发（2010）第 28 号	已通过
2015	长庆油田分公司长实集团 15 万吨产能建设工程	白 461、白 181	蛟一转、蛟 5 增、蛟 6 增	甘环审发（2015）22 号	已通过
2017	长庆油田分公司长实集团五蛟西作业区新华 53 采出水隐患治理工程	/	新华 53 站	庆环评表字（2018）第 7 号	已通过
2017	长庆实业集团有限公司 2017 年产能建设工程	白 181、白 468、白 461	全部依托现有站场	庆环环评发（2018）78 号	已通过
2018	长庆实业集团有限公司五蛟西区 2018 年产能建设工程	白 181、白 468、白 461	全部依托现有站场	庆环环评发（2018）77 号	已通过
2019	长庆实业集团有限公司五蛟西区 2019 年产能建设工程	白 181、白 468、白 461	全部依托现有站场	庆环环评表字（2020）30 号	已通过
2020	长庆实业集团有限公司五蛟	白 181、白 468、	全部依托现有站场	庆环评表字	已通过

	西区块 2020 年产能建设工程	白 461		(2020) 第 96 号	
2021	长庆实业集团有限公司 2021 年甘肃区块产能建设工程	白 181 东、白 181 西、白 468	全部依托现有站场	庆环规划发 (2021) 21 号	正在验收
2022	长庆实业集团有限公司 2022 年甘肃区块产能建设工程	白 461、白 468、白 181	全部依托现有站场	庆环规划发 (2022) 61 号	在建
2023	2022 年长庆实业集团产能建设工程补充项目	白 461、白 468、岭 405	蛟 7 增	庆环规划发 (2023) 55 号	在建

3.4.2 排污许可证执行情况

目前，长实五蛟西作业区，均已完成申领排污许可证，根据调查，按照生态环境部门管理要求，鉴于长庆油田滚动开发模式，定期重新申领排污许可证。排污许可证申领情况见表 3.4.2-1。

表 3.4.2-1 排污许可证申领情况

作业区	许可证编号	有效期
五蛟西作业区	91621023332188556X001Q	2022 年 9 月 5 日~2027 年 9 月 4 日

3.4.3 例行监测计划执行情况

根据建设单位提供资料，长实目前已制定并执行了场站例行监测计划，其中涉及本项目现有工程场站监测计划如表 3.4.3-1 所示。

表 3.4.3-1 长实例行监测计划

类别	监测项目	监测点	监测频率	控制指标
加热炉有组织废气	NO _x 、颗粒物、SO ₂	蛟一联、蛟一转、蛟 3 增、蛟 7 增、南 58 拉油点	一次/季度	《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)
无组织废气	非甲烷总烃	蛟一联、蛟一转、蛟 7 增、南 58 拉油点	一次/季度	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 油气集中处理站边界污染物控制要求
噪声厂界	Leq (A)	蛟一联、蛟一转、南 58 拉油点	一次/季度	《工业企业厂界环境噪声排放标准》中 2 类标准
采出水处理系统	pH、SS、石油类	蛟一联、蛟一转、新华 53 站	一次/季度	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T 5329-2022)

3.4.4 现有工程污染源分析

现有工程污染源通过类比规模相同，工艺相同且最近 3 年同种污染物的监测数据作为污染源，有组织根据类比数据计算现有工程站场污染源，无组织根据实际监测的结果确定是否达标，同时还收集了大量的长庆油田陇东油区同类站场的监测数据来说明达标情况。无组织排放量根据井区原油产量、汽油比、甲烷化系数等计算非甲烷总烃无组织排放量。危险废物通过收集资料，核对了实际产生及处置量。

3.4.4.1 废气污染源分析

(1)站场加热炉烟气

根据现有已验收工程的验收调查报告，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，为了解现有工程站场加热炉污染物排放情况，本次数据收集了蛟一转、蛟一联、蛟 3 增、蛟 5 增加热炉的 2022 年

第 4 季度例行检测结果，监测结果见表 3.4.4-1，则现有工程污染物排放情况见表 3.4.4-2。

表 3.4.4-1 现有站场现有加热炉主要污染物排放达标性分析一览表

站场	污染物排放浓度（mg/m ³ ）			数据来源	备注
	NO _x	SO ₂	烟尘		
蛟一转	38.3	4.9	6.1	长庆实业集团有限公司蛟一转锅炉废气检测项目	甘肃馨宝利环境监测有限公司，甘馨检发[气]第 2022-775 号
蛟一联	39.2	4.9	4.8	长庆实业集团有限公司蛟一联锅炉废气检测项目	甘肃馨宝利环境监测有限公司，甘馨检发[气]第 2022-768 号
蛟 3 增	43.1	4.9	4.7	长庆实业集团有限公司蛟三增 1#、2#锅炉废气检测项目	甘肃馨宝利环境监测有限公司，甘馨检发[气]第 2022-778 号
蛟 5 增	36.5	4.9	7.2	长庆实业集团有限公司新华 53 站锅炉废气检测项目	甘肃馨宝利环境监测有限公司，甘馨检发[气]第 2022-777 号
标准限值 GB13271-2014	200	50	20	/	/

表 3.4.4-2 现有工程站场加热炉烟气及主要污染物排放情况

站场	加热炉规格（kW）	数量	废气量（m ³ /h）	NO _x 排放量（t/a）	SO ₂ 排放量（t/a）	烟尘排放量（t/a）	备注
蛟 6 增	400	2 台	504	0.386	0.117	0.056	1 用 1 备
蛟 1 增	400	1 台	504	0.386	0.117	0.056	1 用 0 备
蛟 2 增	180	2 台	453.6	0.348	0.105	0.050	3 用 0 备
	240	1 台	302.4	0.232	0.070	0.034	/
蛟 3 增	270	1 台	340.2	0.261	0.079	0.038	1 用 0 备
蛟 4 增	540	2 台	680.4	0.521	0.157	0.075	1 用 1 备
蛟 5 增	630	1 台	794	0.608	0.184	0.088	1 用 0 备
蛟 7 增	351	1 台	571.2	0.198	0.066	0.029	1 用 0 备
蛟一转	800	2 台	2611.2	0.906	0.298	0.134	2 用 0 备
蛟一联	1600	2 台	2016	1.545	0.466	0.224	1 用 1 备
	800	1 台	1008	0.772	0.233	0.112	1 用 0 备
新华 53	540	1 台	680.4	0.521	0.157	0.075	1 用 0 备
南 58 拉油点	240	1 台	302.4	0.232	0.070	0.034	1 用 0 备
白 461 井区部	400	1 台	504	0.386	0.117	0.056	1 用 0 备
五蛟西作业区	800	2 台	1008	0.772	0.233	0.112	1 用 1 备
白 181 保障点	400	1 台	1008	0.772	0.233	0.112	1 用 0 备
合计			13287.8	8.846	2.702	1.285	/

根据监测数据可知，现有工程站场加热炉烟气各污染物排放浓度均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中燃气锅炉标准要求，且排气筒高度不低于 8m，废气可达标排放。

(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。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，在原油开采与集输的过程中也会挥发、泄漏烃类气体，集输过程中石油烃类的挥发主要来自采油井口挥发和储油罐呼吸阀。

①典型场站厂区内无组织排放达标情况

长庆油田采用标准化场站建设，本次评价收集了陇东油田不同类型场站厂区内非甲烷总烃的监测数据，根据监测结果，见表 3.4.4-3，典型联合站、接转站、增压站、井场等场区内主要装置区逸散的非甲烷总烃参照《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019），符合表 A.1 厂区内 VOCs 无组织排放限值（监控点处 1h 平均浓度值）要求、同时满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）中 5.9 要求。

表 3.4.4-3 陇东油田典型站场场内无组织废气监测结果表 单位：mg/m³

站场类型	监测点位	监测时间		监测项目	监测数据	标准值	达标分析
联合站	镇四联集输装置区下风向外 1m	2020.11.11	8:00	非甲烷总烃	0.92	10	达标
			14:00		1.04	10	达标
			20:00		0.82	10	达标
		2020.11.12	8:00	非甲烷总烃	0.84	10	达标
			14:00		0.81	10	达标
			20:00		0.84	10	达标
	镇四联储油罐区下风向外 1m	2020.11.11	8:00	非甲烷总烃	0.83	10	达标
			14:00		0.83	10	达标
			20:00		0.58	10	达标
		2020.11.12	8:00	非甲烷总烃	0.83	10	达标
			14:00		0.84	10	达标
			20:00		0.75	10	达标
	岭二联集输装置区下风向外 1m	2020.11.27	8:00	非甲烷总烃	0.89	10	达标
			14:00		0.86	10	达标
			20:00		0.83	10	达标
		2020.11.28	8:00	非甲烷总烃	0.93	10	达标
			14:00		0.95	10	达标
			20:00		0.93	10	达标
	岭二联储油罐区下风向外 1m	2020.11.27	8:00	非甲烷总烃	0.97	10	达标
			14:00		0.97	10	达标
			20:00		0.87	10	达标
		2020.11.28	8:00	非甲烷总烃	0.92	10	达标
			14:00		0.89	10	达标
			20:00		0.98	10	达标
	岭二联采出水处理装置区下风向外 1m	2020.11.27	8:00	非甲烷总烃	0.99	10	达标
			14:00		0.88	10	达标
			20:00		0.82	10	达标
		2020.11.28	8:00	非甲烷总烃	0.90	10	达标
			14:00		0.86	10	达标
			20:00		0.95	10	达标
接转站	镇十二转集输装置区下风向外 1m	2020.11.11	8:00	非甲烷总烃	0.72	10	达标
			14:00		0.65	10	达标
			20:00		0.74	10	达标
		2020.11.12	8:00	非甲烷总烃	0.75	10	达标
			14:00		0.73	10	达标

			20:00		0.77	10	达标
接转站	城三转集输装置区下风向外 1m	2020. 11. 16	8:00	非甲烷总烃	1.05	10	达标
			14:00		0.73	10	达标
			20:00		0.87	10	达标
		2020. 11. 17	8:00	非甲烷总烃	0.80	10	达标
			14:00		0.89	10	达标
			20:00		1.00	10	达标
	城三转储油罐区下风向外 1m	2020. 11. 16	8:00	非甲烷总烃	0.74	10	达标
			14:00		0.75	10	达标
			20:00		0.73	10	达标
		2020. 11. 17	8:00	非甲烷总烃	0.90	10	达标
			14:00		0.68	10	达标
			20:00		0.84	10	达标
	城三转水处理及注水装置区下风向外 1m	2020. 11. 16	8:00	非甲烷总烃	1.11	10	达标
			14:00		0.98	10	达标
			20:00		0.73	10	达标
		2020. 11. 17	8:00	非甲烷总烃	1.00	10	达标
			14:00		0.96	10	达标
			20:00		0.75	10	达标
增压站	镇 13 增集输装置区下风向外 1m	2020. 11. 11	8:00	非甲烷总烃	0.83	10	达标
			14:00		0.67	10	达标
			20:00		0.66	10	达标
		2020. 11. 12	8:00	非甲烷总烃	0.78	10	达标
			14:00		0.80	10	达标
			20:00		0.73	10	达标
	梁 14 增集输装置区下风向外 1m	2020. 11. 16	8:00	非甲烷总烃	0.84	10	达标
			14:00		0.75	10	达标
			20:00		0.70	10	达标
		2020. 11. 17	8:00	非甲烷总烃	0.81	10	达标
			14:00		0.78	10	达标
			20:00		0.83	10	达标
拉油井场（拉油点）	木 136 井场储罐下风向外 1m	2020. 11. 11	8:00	非甲烷总烃	1.13	10	达标
			14:00		1.01	10	达标
			20:00		1.09	10	达标
		2020. 11. 12	8:00	非甲烷总烃	1.15	10	达标
			14:00		1.22	10	达标
			20:00		1.09	10	达标
拉油井场（拉油点）	珠 33 井场储罐下风向外 1m	2020. 11. 14	8:00	非甲烷总烃	0.78	10	达标
			14:00		0.85	10	达标
			20:00		0.78	10	达标
		2020. 11. 15	8:00	非甲烷总烃	0.82	10	达标
			14:00		0.86	10	达标
			20:00		0.84	10	达标
	西 339 扩井场储罐下风向外 1m	2020. 11. 16	8:00	非甲烷总烃	1.13	10	达标
			14:00		1.07	10	达标
			20:00		1.09	10	达标
		2020. 11. 17	8:00	非甲烷总烃	1.05	10	达标
			14:00		0.81	10	达标
			20:00		0.90	10	达标
井场	镇 308-8 井场井口下风向外 1m	2020. 11. 11	8:00	非甲烷总烃	1.12	10	达标
			14:00		1.07	10	达标
			20:00		1.09	10	达标
		2020. 11. 12	8:00	非甲烷总烃	1.06	10	达标
			14:00		1.15	10	达标
			20:00		1.08	10	达标
	里 93 扩井口下风向外 1m	2020. 11. 14	8:00	非甲烷总烃	0.73	10	达标
			14:00		0.74	10	达标

		20:00		0.81	10	达标
		8:00		0.89	10	达标
	2020. 11. 15	14:00	非甲烷总烃	0.83	10	达标
		20:00		0.92	10	达标

②现有场站厂界无组织排放达标情况

根据长庆实业集团有限公司典型场站厂界无组织废气监测结果（表 3.4.4-4），长实集团现有场站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。

表 3.4.4-4 现有典型站场厂界无组织废气（非甲烷总烃）监测结果表 单位： mg/m^3

监测时间 检测点位		2020 年 07 月 25 日		2020 年 07 月 26 日		标准值	达标 情况	数据 来源
		检测频次	检测结果	检测频次	检测结果			
蛟一转	上风向	第一次	0.29	第一次	0.25	4.0	达标	长庆实业集团 有限公司五蛟 西区 2019 年 产能建设 工程竣工环 境保护验 收调查表
		第二次	0.29	第二次	0.2	4.0		
		第三次	0.3	第三次	0.28	4.0		
		第四次	0.3	第四次	0.25	4.0		
		平均值	0.295	平均值	0.245	4.0		
	下风向	第一次	0.7	第一次	0.31	4.0		
		第二次	0.62	第二次	0.31	4.0		
		第三次	0.2	第三次	0.35	4.0		
		第四次	0.48	第四次	0.23	4.0		
		平均值	0.5	平均值	0.3	4.0		
蛟一联	上风向	第一次	0.58	第一次	0.56	4.0	达标	
		第二次	0.60	第二次	0.60	4.0		
		第三次	0.38	第三次	0.50	4.0		
		平均值	0.52	平均值	0.55	4.0		
	下风向	第一次	0.61	第一次	0.58	4.0	达标	
		第二次	0.55	第二次	0.61	4.0		
		第三次	0.61	第三次	0.63	4.0		
		平均值	0.59	平均值	0.60	4.0		
蛟2增	上风向	第一次	0.58	第一次	0.47	4.0	达标	
		第二次	0.58	第二次	0.57	4.0		
		第三次	0.62	第三次	0.47	4.0		
		平均值	0.59	平均值	0.50	4.0		
	下风向	第一次	0.58	第一次	0.61	4.0		
		第二次	0.59	第二次	0.60	4.0		
		第三次	0.52	第三次	0.64	4.0		
		平均值	0.56	平均值	0.62	4.0		

③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，开放式流程损耗为 1.4%~2.0%，密闭流程小于 0.2%，开放式流程取值 1.4%，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 $50.06\text{t}/\text{a}$ 。现有工程烃类气体产生及排放情况见表 3.4.4-5。

表 3.4.4-5 井区现有烃类气体排放情况

区块	产能规模(10 ⁴ t/a)	输送方式	非甲烷总烃排放量 (t/a)
五蛟西区	16.31	管输	5.21
	0.07	拉运	0.008
马岭南试验区	0.8	拉运	0.091
合计			5.309

(3)运输车辆排放的尾气

根据现场调查，部分现有井场采用拉油方式收集产液，用罐车拉运至新华 53，车辆排放的尾气会对大气环境造成一定污染，但目前在油区内每天穿行拉油罐车约 6 辆车左右，污染物排放量很少，油区地域空旷，扩散条件好，基本不会对环境造成影响。每辆车日耗油量约 11.52kg，平均每辆车日排放烃类物质 0.025kg/d，NO_x 为 0.034kg/d。现有运输车辆所排放的汽车尾气中排放烃类物质 0.050t/a，NO_x 为 0.67t/a。

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，油田采出水含水率随油田开发时间的增加而不断增加。滚动开发井区现有工程产能规模约为 17.18×10⁴t/a，采出水产生量约为 292097m³/a。

根据长庆实业集团有限公司五蛟西采油作业区自行监测结果见表 3.4.4-6，现有采出水处理设施出水口中悬浮物、石油类浓度均满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的 V 级水质指标要求。

表 3.4.4-6 现有采出水处理系统出水水质 单位:mg/L

站场	监测时间	指标	采出水处理系统出口浓度 (mg/L)	回注标准 (mg/L)	数据来源
蛟一联	2022.12.12	pH	7.63 (三叠系)	/	《长庆实业集团有限公司五蛟西采油作业区联合站（侏罗纪处理设备）采出水监测（四季度）》陕西精益达安全环保技术服务有限公司，精监字（2022）第 258-009 号； 《长庆实业集团有限公司五蛟西采油作业区联合站（三叠系处理设备）采出水监测（四季度）》陕西精益达安全环保技术服务有限公司，精监字（2022）第 258-008 号；
			7.46 (侏罗系)	/	
		悬浮物	16 (三叠系)	35	
			25 (侏罗系)	35	
		COD	99 (三叠系)	/	
			380 (侏罗系)	/	
		氨氮	5.83 (三叠系)	/	
			23.01 (侏罗系)	/	
		石油类	3.25 (三叠系)	100	
			4.05 (侏罗系)	100	
		挥发酚	0.0003ND (三叠系)	/	
			0.0003ND (侏罗系)	/	
蛟一转	2022.11.27	硫化物	0.01ND (三叠系)	/	《长庆实业集团有限公司五蛟西采油作业区蛟一转接站采出水监测（四季度）》陕西精益达安全环保技术服务有限公司，精监字（2022）第 258-010 号；
			0.01ND (侏罗系)	/	
		pH	7.61	/	
		悬浮物	14	35	
		COD	475	/	
		氨氮	1.18	/	
		石油类	8.43	100	
		挥发酚	0.0003ND	/	
		硫化物	0.01ND	2.0	

新华 53	2022. 12. 12	pH	7. 31	/	《长庆实业集团有限公司五蛟西采油作业区新华 53 站采出水监测（四季度）》陕西精益达安全环保技术服务有限公司，精监字（2022）第 258-010 号
		悬浮物	17	35	
		COD	186	/	
		氨氮	5. 76	/	
		石油类	3. 01	100	
		挥发酚	0. 0003ND	/	
		硫化物	0. 01ND	2. 0	

(2) 措施废液

现有工程措施废液主要来自修井过程中产生的洗井环节产生的废水。根据现场调查，措施废液周期一般为 1 次/2a，单井每次修井过程中产生的洗井废水量约 70m³，现有油水井共计 703 口，则现有工程措施废液产生量 24605m³/a。措施返排液全部通过罐车运至五蛟西措施返排液处理站，处理达标后依托蛟一联合站回注系统回注。

根据《五蛟西措施返排液处理站水质检验项目》（甘肃馨宝利环境监测有限公司，甘馨检发[水]第 2022-903 号），处理站出水水质见表 3. 4. 4-7，监测结果满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的 V 级水质指标要求。

表 3. 4. 4-7 现有措施返排液站水处理系统出水水质 单位:mg/L

站场	监测时间	指标	出口浓度 (mg/L)	回注标准 (mg/L)	数据来源
五蛟西措施返排液处理站	2022. 7. 18 ~7. 19	pH	7. 6	6. 5~9. 0	《五蛟西措施返排液处理站水质检验项目》（甘肃馨宝利环境监测有限公司，甘馨检发[水]第 2022-903 号）
		悬浮物	15	35	
		石油类	0. 50	100	

(3)生活污水

现有工程工作人员 203 人，根据建设单位提供资料，生活用水量约为 19m³/d，生活污水产生量约为 15. 2m³/d。增压点等小型站场设置旱厕，定期清掏外运做肥，大型站场及生活保障点设置污水处理设施，生活污水处理达标后用于站场及周边植被绿化，不排。

综上，现有工程水平衡表见表 3. 4. 4-8。

表 3. 4. 4-8 现有工程水平衡表 单位: m³/d

用水项目	来源	投入		循环水	排放		去向
		新鲜水	回用水		损耗	利用	
措施作业	水源井（洛河组）	74. 2	/	/	17. 3	56. 9	经五蛟西措施返排液处理站处理达标后回注
油田采出水	原油采出水	/	885. 1	/	/	885. 1	蛟一联、蛟一转、新华53处理达标后回注
生活用水	水源井（洛河组）	19	/	/	3. 8	15. 2	站场绿化、道路抑尘
合计	/	98. 3	658. 0	/	22. 52	733. 78	/

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、站场泵类以及井区内工作车辆等。

本次收集了长庆实业集团有限公司 2022 年第四季度五蛟西采油作业区联合在噪声监测报告（陕西精益达安全环保技术服务有限公司，精益字[2022]第 258-003 号），厂

界噪声监测结果见表 3.4.4-9，典型联合站昼、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。

表 3.4.4-9			现有典型场站厂界噪声监测结果						单位：dB(A)
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	
五蛟西采油作业区联合站	东厂界	2022.11.25	52.1	40.6	60	50	0	0	长庆实业集团有限公司 2022 年第四季度五蛟西采油作业区联合站噪声监测报告（陕西精益达安全环保技术服务有限公司，精益字[2022]第 258-003 号）
	西厂界		52.9	42.6			0	0	
	南厂界		53.4	43.6			0	0	
	北厂界		54.7	44.9			0	0	

3.4.4.4 固体废弃物污染源分析

(1)落地油

运行期修井作业中产生少量落地油，其产生量与修井、洗井作业频次、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、洗井周期通常为 2 年一次，每口井每次产生落地油最大量 0.02t。修井过程中井场地面铺设防渗材料，落地油全部回收。根据调查结果，现有工程修井作业中落地油产生量为 5.55 t/a。根据《国家危险废物名录（2021 年版）》，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。

(2)含油污泥

含油污泥来自采出原油带到地面的固体颗粒（砂岩、石灰岩等含油层的细小岩屑、粘土或淤泥）和容器内物质的反应生成物。在原油脱水和采出水的处理过程中，各类处理容器和构筑物均会产生含油污泥。含油污泥中主要污染物为石油类、泥砂以及其他有害成分，如酚、砷、汞、硫等。根据《国家危险废物名录（2021 年版）》，含油污泥属于危险废物（危废类别：HW08 废矿物油与含矿物油废物）。

本项目现有工程产生环节主要是现有站场内原油储罐、采出水系统排泥以及现有油井措施作业，据统计资料，2023 年产生量约 583.43t。含油污泥属于危险废物，危废类别：HW08 废矿物油与含矿物油废物。陇东油区对含油污泥的处置，原油处理压力容器和大罐中所清出的含油污泥和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》等相关标准暂存于污含油污泥临时储存点，最终送有资质单位处置。

(3)废滤料

现有工程采出水处理系统均含过滤工艺，运行期滤料需定期更换，根据现有站场统计资料，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，根据实际运行维护情况，现有工程废滤料产生量约 1.64t/a。根据《国

家危险废物名录（2021 年版）》、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》，废滤料属于含矿物油废物，属于危险废物，危废类别：HW49-900-041-49。废滤料不在站内储存，更换后直接交有资质公司处置。

(4)其他固废

现有工程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、废润滑油及其包装桶，产生量为 3.1t/a，属于《国家危险废物名录（2021 年版）》中 HW08 类危险废物，收集后送至现有危废暂存点暂存，定期交有资质单位处置。

(5)生活垃圾

现有工程的劳动定员为 203 人，每年共产生生活垃圾 71.51t，生活垃圾全部在站内集中收集，定期运往华池县生活垃圾填埋场卫生填埋。

3.4.5 现有工程三废排放量

现有工程污染物产生量及排放情况见表 3.4.5-1。

表 3.4.5-1 现有工程运行期污染物产生量及排放状况汇总

类别		污染物	水/气产生量	排放量	排放去向或处置方式
水污染物	油田采出水	COD、SS、石油类	292097m³/a	0	依托新华 53、蛟一联、蛟一转等采出水处理系统处理达标后回注，不外排。
	措施废液	COD、SS、石油类	24605m³/a	0	依托五蛟西区措施废液处理站处理达标后回注，不外排。
	生活污水	COD、NH ₃ -N	3062.4m³/a	0	小型站场设旱厕，定期清掏外运做肥，大型站场及保障点设置污水处理设施，达标后用于植被绿化和洒水降尘，不随意外排。
大气污染物	加热炉烟气	烟气量	13287.8×10 ⁴ m³/a	13287.8×10 ⁴ m³/a	通过排气筒有组织排放至环境空气
		烟尘	1.285t/a	1.285t/a	
		SO ₂	2.702t/a	2.702t/a	
		NO _x	8.846t/a	8.846t/a	
	汽车尾气	烃类气体、NO _x	0.05t/a、0.67t/a	0.05t/a、0.67t/a	无组织排放至环境空气
固体废物	无组织	非甲烷总烃	5.309t/a	5.309t/a	无组织排放至环境空气
	落地油	落地油	5.55t/a	0	按照《危险废物贮存污染控制标准》等相关标准暂时贮存于污含油污泥临时储存点，最终送有资质单位处置，不外排。
	含油污泥	含油污泥	489.93t/a	0	
	危险废物	废防渗材料、废润滑油及其包装桶等	3.0t/a	0	
	废滤料	废滤料	1.5t/a	0	更换后送有资质单位处置。
	生活垃圾	生活垃圾	40.39t/a	0	统一收集送生活垃圾填埋场填埋，不外排。

3.4.6 现有工程存在的主要问题及“以新带老”措施

3.4.6.1 现有工程环保措施落实情况调查

根据环评现场踏勘，并结合历年产建工程环评和竣工环保验收调查报告，本项目中现有工程的主要环保设施落实及运行情况见表3.4.6-1。

表 3.4.6-1 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	各站场工艺	无组织烃类	密闭输油工艺	大部分密闭输油工艺，个	基本落实	正常运转

污染控制	环节			别偏远井场拉油		
	蛟一转、增压站、蛟一联等	加热炉烟气	排气筒高度均在8m以上	8m高排气筒	落实	达标排放
水污染控制	蛟一转、蛟一联、新华53	洗井废水、修井废水、试油废水等	“二级沉降+二级过滤”工艺	“沉降+气浮+二级过滤”工艺	落实	正常运转
	井场		拉运至联合站处理	依托五蛟西措施返排液处理站处理达标后回注		正常运转
	生活保障点	生活污水	生活污水处理设施	生活污水处理设施	落实	达标回用
噪声污染控制	蛟一转、增压站、蛟一联	输油泵、污油泵等各类泵	减振、隔音间、绿化等	各种泵类采取减振措施，置于泵房内，墙面采用吸声材料，隔音效果较好，站场周边进行绿化，进一步消减噪声的传播等	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	正常运转
		落地油	落地油回收	作业时铺防渗材料	落实	回收率100%
		含油污泥	含油污泥干化委托有资质单位定期转运处置	委托有资质单位定期转运处置	落实	含油污泥按要求处置
		含油岩屑	委托有资质单位定期转运处置	委托有资质单位定期转运处置	落实	含油污泥按要求处置
		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
		钻井泥浆、岩屑（不含油）	设置防渗泥浆池、完钻后原位处理	设置防渗泥浆池、完钻后原位处理	落实	井场泥浆池进行原位处理
环境风险	管线	穿跨河管线风险	毛石护坡、土围堰、拦截坝等	穿跨河处设毛石护坡、土围堰、拦截坝等	落实	/
生态环境	单井管线、道路、井场	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，植被正逐渐恢复。	
	站场、道路	永久占地	异地补偿	永久占地进行了货币补偿	土地采取先租后征的措施，减少了土地占用量	
	站场周围道路两侧	/	绿化	站场周边及道路两侧采用乔灌木相结合的方法，因地制宜的采取了绿化措施。	已落实	

根据现场调查和竣工验收调查报告，现有工程未涉及华池县、庆城县集中式饮用水水源地保护区，污染防治措施基本落实到位，生态保护与恢复措施基本按环评要求开展实施，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。总体上看，现有工程环境影响较小，基本未改变井区范围内生态环境现状。

3.4.6.2 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 3.4.6-2。

表 3.4.6-2 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	受季节限制，2023 年新钻井场未按照建设标准及时落实绿化和植被恢复措施。工程占地的植被覆盖度低，遇大风和降雨天气容易导致扬尘及水土流失。	①尽快按照设计及环评要求落实 2023 年站场绿化和临时占地植被恢复工作。 ②对未及时进行绿化的井场，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。
2	现有井区内井场道路多为土路，采取了洒水抑尘措施，但干燥天气条件下，道路扬尘仍然对周围环境空气和农作物造成一定的影响。	加强对道路两侧的洒水频率，尽可能进行路面硬化，油田运输车辆经过敏感点应降低车速，降低扬尘和噪声污染。

4 工程概况

4.1 基本情况

项目名称：长庆实业集团有限公司 2024 年甘肃区产能建设工程

建设单位：长庆实业集团有限公司

建设地点：甘肃省华池县、庆城县

建设性质：扩建（滚动开发）

建设规模：净化油设计规模 3.0×10^4 t/a

行业类别：B0711 陆地石油开采

工作制度：年工作 330 天，运行 7920 小时

4.2 建设规模

根据开发方案，本项目井区部署及建设规模见表 4.2-1。

表 4.2-1 本项目开发层位及建产情况表

井区		层位	规模/10 ⁴ 吨	总井数/口	采油井/口	注水井/口	备注
五蛟西区	白 461 区	延 9	0.66	16	16	0	扩建
	白 181 区	延 4+5	0.1	3	3	0	扩建
	白 468 区	长 3	0.39	6	4	2	扩建
		长 7	1.4	12	12	0	
		长 8	0.18	2	2	0	
		延 8	0.1	3	3	0	
马岭南试验区	岭 405 区	延 8	0.17	5	5	0	扩建
合计			3	47	45	2	/

各井场具体坐标统计见下表 4.2-2。

表 4.2-2 井场中心坐标成果表

序号	井区	井场		油井	水井	井型	井场四至座标		地理位置
		名称	性质				X	Y	
1	白 181	蛟 6-21	扩建	3	0	定向井			五蛟镇五蛟村
2		蛟 108	扩建	5	0	定向井			五蛟镇上城壕村
3	白 461	蛟 5-10	新建	5	0	定向井			五蛟镇上城壕村
4		蛟 18	扩建	6	0	定向井			五蛟镇上城壕村
5	白 468	蛟 2-10	新建	4	0	水平井			悦乐镇鸭儿洼村椿树庄组

6		蛟 2-11	新建	4	0	水平井			悦乐镇鸭儿洼村椿树庄组
				2	1	定向井			
7		蛟 50 扩	新建	4	0	水平井			五蛟镇蒋塬村
				2	1	定向井			
8	蛟 4-3	新建	5	0	定向井			五蛟镇蒋塬村	
9	岭 405	岭 405-4	新建	5	0	定向井			庆城县马岭镇

4.3 油藏地质特征

4.3.1 油藏类型

评价区三叠系层位主要受岩性变化控制，属超低渗透岩性油藏；侏罗系受岩性和构造双重控制，是以构造为主的岩性～构造中渗透性油藏。

4.3.2 地质分层及含油层系划分

产建区自上而下钻遇的地层有第四系，第三系，白垩系，侏罗系安定组、直罗组、延安组和富县组，三叠系延长组，主要含油层系为三叠系延长组长6、长7、长8和侏罗系延安组延8、延9、侏罗系富县组等油层。

侏罗系延安组地层划分为延4+5、延6、延7、延8、延9、延10共六个油层组，每个油层组又可分为若干个小层。

延长组划分为长1～长10，共10个油层组。长6油层组进一步细分为长6₁、长6₂、长6₃三个小层；长8油层组进一步细分为长8₁、长8₂两个小层，主力油层为长6₃、长8₁。

本次产建工程开发层位为三叠系长3、长7、长8和侏罗系，地层划分见表4.3.2-1。

表 4.3.2-1 开发区侏罗系、三叠系地层划分见表

地层时代					分层厚度 (m)	岩性描述
系	组	段	层	小层		
侏罗系	延安组	J ₂ Y ₄	延 4+5		70～80	灰、深灰、灰黑色泥岩、砂质泥岩、炭质泥岩、灰白色粗—细砂岩夹煤层
		J ₂ Y ₅	延 6		30～35	灰、深灰、灰黑色泥岩、砂质泥岩、炭质泥岩、灰白色粗—细砂岩夹煤层
		J ₂ Y ₂	延 7		30～35	灰、深灰、灰黑色泥岩、砂质泥岩、炭质泥岩、灰白色粗—细砂岩夹煤层
			延 8	延 8 ₁	30～40	黄绿色、黄白色、灰白色中细粒长石砂岩与灰色、灰黑色泥岩、粉砂质泥岩和页岩互层。此层顶发育煤层，厚度稳定
				延 8 ₂		
				延 8 ₃		
		J ₂ Y ₁	延 9	延 9 ₁	30～40	含透镜状泥岩，其中夹煤及炭屑
				延 9 ₂		

三叠系	富县组		延 10	延 10 ₁ 延 10 ₂₊₃	20~70	厚层块状中一粗砂岩，交错层理发育，夹薄层泥岩，产植物化石
			/		0~170	
	延长组	T ₃ Y ⁵	长 1	长 1	0~90	深灰色泥、页岩夹煤层，局部为厚层块砂
		T ₃ Y ⁴	长 2	长 2 ₁	45~60	灰绿色中、细砂岩夹灰色、深灰色泥岩、黑褐色碳质泥岩
				长 2 ₂	45~60	
				长 2 ₃	40~55	
			长 3	长 3 ₁	30~40	
				长 3 ₂	30~35	
				长 3 ₃	30~35	
		T ₃ Y ³	长 4+5	长 4+5 ₁	45~50	深灰色，灰黑色泥、页岩与灰色、灰绿色粉砂岩互层，下部发育一套油页岩，泥岩夹薄层凝灰岩。
				长 4+5 ₂	45~50	
			长 6	长 6 ₁	40~50	
				长 6 ₂	25~35	
				长 6 ₃	35~50	
			长 7	长 7 ₁	30~40	
				长 7 ₂	30~35	
				长 7 ₃	30~35	
		T ₃ Y ²	长 8	长 8 ₁	45~50	深灰色、灰黑色泥岩与浅灰绿色、褐灰色中、细砂岩互层
				长 8 ₂	40~45	
			长 9		80~100	
		T ₃ Y ¹	长 10		200~320	灰绿色厚层块状中，粗长石砂岩夹深灰色及暗紫色泥岩

4.3.3 油藏埋深及油层厚度

根据开发井区油田油藏勘探资料，本项目各区块油藏埋深与油层厚度见表4.3.3-1。

表 4.3.3-1 评价区油藏埋深与油层厚度

层位	平均井深（m）	油层平均有效厚度（m）
延 8	1354	5.1
延 9	1400	4.1
长 3	1730	5.3
长 7	2100	20.5
长 8	2250	10.5

4.3.4 油藏流体性质

(1)原油性质

各地层原油主要性质见表 4.3.4-1。

表 4.3.4-1 原油主要性质表

层位	净化油密度（g/cm ³ ）	凝固点（℃）	粘度（MPa·s）	初馏点（℃）	气油比（m ³ /t）	总硫	平均含水率（%）
延 8	0.807	23.3	10.2	65.9	10.8	未检出	50
延 9	0.82	23.3	10.2	65.8	3.95	未检出	50
长 3	0.84	21.0	5.17	71	90	未检出	30
长 7	0.84	22.3	6.47	74	107.2	未检出	30
长 8	0.807	22.0	3.97	63.5	101.5	未检出	29.3

(2)地层水性质

各地层水性质见表 4.3.4-2。

表 4.3.4-2 地层水性质表

层位	Cl ⁻ （g/l）	矿化度（g/L）	PH 值	水型
长 3	20.33	32.8	6.3	CaCl ₂
长 7	29.73	53.9	6.2	CaCl ₂
长 8	17.93	39.84	6.30	CaCl ₂

延 8	23. 49	41. 8	7. 8	Na ₂ SO ₄
延 9	4. 93	13. 8	8. 2	NaHCO ₃

(3)原油伴生气性质

评价区主要以油藏伴生气为主，根据设计资料，各层位伴生气性质分析见表 4. 3. 4-3。

表 4. 3. 4-3 原油伴生气性质表

层位	分析项目 (mol%)					
	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	iC ₄ H ₁₀	其他组分	比重
侏罗系	13. 6	10. 5	27. 8	8. 22	39. 88	0. 88
长3	42. 5	10. 3	20. 6	14. 6	12	1. 02
长7	45. 8	15. 4	20. 2	3. 9	14. 7	0. 79
长8	43. 57	13. 73	21. 85	2. 96	17. 89	0. 79

4. 3. 5 油藏开发技术政策

根据现有井区注水实践，注水开发单井最大注水量约 25m³/d。具体开发技术政策见表 4. 3. 5-1。

表 4. 3. 5-1 本项目开发技术政策

层位	井型	注采井网	井距	排距	最大注水井口压力（MPa）
侏罗系	定向井	三角形井网	260m	180m	21
长 3	定向井	正方形反九点	300m	120m	21
长7	水平井	菱形反九点	400m	160m	/
长8	定向井	菱形反九点	500m	160m	21

4. 4 项目组成和建设内容

4. 4. 1 项目组成

本项目由井区产能建设工程和现有站场改、扩建工程两部分组成。井区产建由钻井、地面、公辅、环保等工程组成，具体内容见表 4. 4. 1-1～表 4. 4. 1-4；除井区产建工程外，为满足新增产能或集输需求，需对部分现有站场进行改扩建或设备更换。拟建工程均未开工建设，涉及的项目组成见表 4. 4. 1-5。

表 4. 4. 1-1 白 461 区项目组成表

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		新建采油井 16 口
	储层改造工程		对新建的采油井采用射孔、压裂等进行储层改造
	站场工程	井场	新建井场1座、扩建井场2座
		站场	井场内增加40m ³ /d，4. 0MPa小型油气混输装置一台
	管线工程	新建	井场出油管线Φ60×5. 0-9. 78km；
配套工程	道路工程	井场道路	新建井场道路1. 65km
公用工程	供电工程		新建柱上变电站1座
	自控工程		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		①井场采用定压阀回收套管气； ②原油及伴生气采用密闭管线混输
	水污染防治		措施返排液和采出水依托现有站场处理达标
	固废控制措施		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，暂存时间不得超过一个月，力争做到即产即清，委托第三方集中

依托工程	原油集输		处置；②含油岩屑单独收集、暂存，定期交有资质单位处置
	管输至蛟一转		
	环保工程	采出水处理	依托蛟一转采出水处理系统处理达标后回注
		措施返排液处理	依托五蛟西措施返排液处理站处理达标回注
		危废暂存处置	依托平 93-22 含油污泥暂存点，统一委托有资质单位处置

表 4.4.1-2 白 468 区项目组成表

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		新建采油井 21 口、注水井 2 口
	储层改造工程		对新建的采油井采用射孔、压裂等进行储层改造
	站场工程	井场	新建井场4座
		站场	在蛟2-11井场增加100m³/d，4.0MPa小型油气混输装置一台
	管线工程	出油管线	新建井场出油管线Φ60×5.0-6.96km；
		注水管线	新建注水管线19.4km
配套工程	道路工程	井场道路	新建井场道路2.18km
公用工程	供电工程		新建柱上变电站4座
	自控工程		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		①井场采用定压阀回收套管气； ②原油及伴生气采用密闭管线混输
	水污染防治		措施返排液和采出水依托现有站场处理达标
	固废控制措施		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，暂存时间不得超过一个月，力争做到即产即清，委托第三方集中处置；②含油岩屑单独收集、暂存，定期交有资质单位处置
依托工程	原油集输		蛟 4-3、蛟 2-10 与蛟 2-11 井场管输至蛟 3 增；蛟 50 扩井场管输至蛟 7 增
	注水工程		蛟 2-11 井场依托 28#注水阀组注水；蛟 50 扩依托蛟 54 井场（与蛟 7 增合建）注水阀组注水
	环保工程	采出水处理	依托蛟一联采出水处理系统处理达标后回注
		措施返排液处理	依托五蛟西措施返排液处理站处理达标回注
		危废暂存处置	依托蛟 64 含油污泥暂存点，统一委托有资质单位处置

表 4.4.1-3 白 181 区项目组成表

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		新建采油井 3 口
	储层改造工程		对新建的采油井采用射孔、压裂等进行储层改造
	站场工程	井场	扩建井场1座
	管线工程	出油管线	新建井场出油管线Φ60×5.0-3.18km；
公用工程	供电工程		新建柱上变电站1座
	自控工程		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		①井场采用定压阀回收套管气； ②原油及伴生气采用密闭管线混输
	水污染防治		措施返排液和采出水依托现有站场处理达标
	固废控制措施		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，暂存时间不得超过一个月，力争做到即产即清，委托第三方集中处置；②含油岩屑单独收集、暂存，定期交有资质单位处置
依托工程	原油集输		管输至蛟 1 增
	环保工程	采出水处理	依托蛟一联采出水处理系统处理达标后回注
		措施返排液处理	依托五蛟西措施返排液处理站处理达标回注
		危废暂存处置	依托蛟 64 污含油污泥暂存点，统一委托有资质单位处置

表 4.4.1-4 岭 405 区项目组成表

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		新建采油井 5 口
	储层改造工程		对新建的采油井采用射孔、压裂等进行储层改造
	站场工程	井场	新建井场1座
	管线工程	出油管线	井场出油管线Φ60×5.0-1.3km；
配套工程	道路工程	井场道路	新建井场道路1.0km
公用工程	供电工程		新建柱上变电站1座
	自控工程		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		①井场采用定压阀回收套管气； ②原油及伴生气采用密闭管线混输
	水污染防治		措施返排液和采出水依托现有站场处理达标
	固废控制措施		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，暂存时间不得超过一个月，力争做到即产即清，委托第三方集中处置；②含油岩屑单独收集、暂存，定期交有资质单位处置
依托工程	原油集输		管输至南 58 拉油点，最终拉往新华 53 卸油点进行处理
	环保工程	采出水处理	依托新华 53 站采出水处理系统达标后回注
		措施返排液处理	依托五蛟西措施返排液处理站处理达标回注
		危废暂存处置	依托蛟 64 含油污泥暂存点，统一委托有资质单位处置

表 4.4.1-5 改、扩建工程项目组成表

序号	工程名称	建设内容
1	蛟 1 增改造	将 11m³/h，2.4MPa 外输泵更换为 6.0m³/h，2.4MPa 单螺杆泵
2	蛟 3 增改造	将 30m³/h，2.4MPa 橇装集成增压装置更换为 18m³/h，H=200m 离心泵；增加 10000m³/d 伴生气压缩机一台
3	蛟一转改造	新增 15000m³/d 伴生气压缩机 1 台

4.4.2 建设内容

综上，本项目总建设内容见表 4.4.2-1。

表 4.4.2-1 本项目建设内容汇总表

工程类型		单位	序号	建设内容			
				1	2	3	4
					总规模	白 461	白 468
采油井		口	45	16	21	3	5
注水井		口	2	0	2	0	0
井场		个	9	3	4	1	1
混输装置		座	2	1	1	0	0
油气集输管线	采油管线	km	21.22	9.78	6.96	3.18	1.3
注水管线		km	19.4	0	19.4	0	0
道路	井场道路	km	4.83	1.65	2.18	0	1.0

4.5 项目占地

本项目新增工程总占地 20.27hm²，其中：永久占地面积为 5.17hm²，包括新、扩建井场、道路工程等永久征地；临时占地面积为 15.1hm²，包括钻井井场、管线、道路施工临时占地。项目新增占地统计见表 4.5-1。

表 4.5-1		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	新建 6 座	耕地、草地、林地、工业用地	2.4	0.8	3.2	每个井场平均永久占地按 6 亩计，临时占地按 2 亩
		扩建 3 座		0.6	0.4	1.0	每个井场平均永久占地按 3 亩计，临时占地按 2 亩
2	混输装置	2 座	工业用地	0	0	0	与井场合建
3	集输 管线	出油 21.22km	耕地、草地、林地、工业用地	0	12.49	12.49	施工临时占地宽度按 6m 计，集油 管线与部分注水管线同沟敷设
		注水 19.4km		0	0.44	0.44	
4	道路	井场 道路 4.83km		2.17	0.97	3.14	永久占地宽按 4.5m 计，临时占地 宽按 2.0m 计
合计				5.17	15.1	20.27	临时占地占总占地的 74.49%

4.6 集输方案、工程布局

4.6.1 集输方案及集输系统

4.6.1.1 原油集输方案

本项目原油主要通过管线集输，采用单管不加热密闭集输流程。个别集输系统未完善的井区采用井组拉油方式集输。在依托现有集输系统基础上，新建混输装置 2 座。本项目白 461 井区集输系统为含水油输至蛟一转后处理为净化油再输往蛟一联，白 468 井区和白 181 井区集输系统为含水油输至蛟一联。岭 405 井区集输系统不完善，含水油拉油至新华 53 站处理后，再输往蛟一联。

本项目完成后，各井区油、气、水集输关系无变化，评价区原油集输系统见图 3.3.4-1。

4.6.1.2 伴生气集输和利用

为提高伴生气收集利用率，减少开采过程中无组织排放，伴生气回收利用遵照以下原则：

- (1)采油井口安装定压阀回收套管气；
- (2)开采过程基本上均管线密闭集输，减少集输环节烃类无组织排放；岭 405-4 井场由于集输系统不完善采取拉油方式；
- (3)站场气液分离产生的伴生气优先用于站内燃料用气；富余气量管输至下游站场作为燃料进一步利用。

4.6.2 各井区集输方案及工程布局

- (1)白461井区
- 滚动开发井区，开采层位延 9，新建井场 1 座（增加 40m³/d，4.0MPa 小型油气混输装置一台），扩建井场 2 座，管输至蛟一转，最终输至蛟一联。地面工程布局见图 4.6.2-1。
- (2)白468井区

滚动开发井区，开采层位延 8、长 3、长 7、长 8，新建井场 4 座。蛟 4-3、蛟 2-10 与蛟 2-11 井场（增加 $100\text{m}^3/\text{d}$ ，4.0MPa 小型油气混输装置一台）原油管输至蛟 3 增后输至蛟一联；蛟 50 扩井场管输至蛟 7 增后输至蛟一联。地面工程布局见图 4.6.2-1。

(3)白181井区

滚动开发井区，开采层位延 4+5，扩建井场 1 座，管输至蛟 1 增，最终输往蛟一联。地面工程布局见图 4.6.2-1。

(4)岭 405 区

滚动开发井区，开采层位延 8，新建井场 1 座，管输至南 58 拉油点，最终拉运至新华 53 站。地面工程布局见图 4.6.2-2。

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。

4.7.2 钻井工程

4.7.2.1 布井方案

本次产建共部署井场 9 座，其中新建 6 座，扩建井场 3 座。

井场施工作业场地平面布置见图 4.7.2-1。

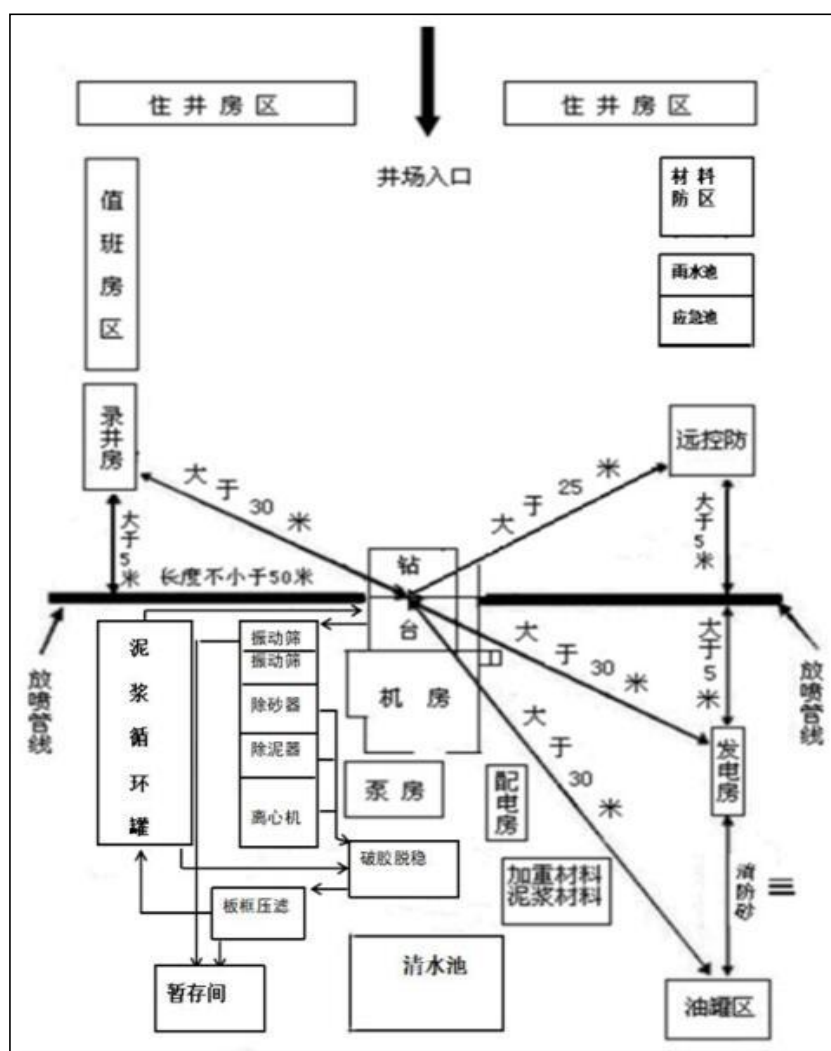


图 4.7.2-1 井场施工作业场地平面布置图

4.7.2.2 井身结构

本项目采油井类型包括定向井和水平井 2 种, 井身结构见表 4.7.2-1 和表 4.7.2-2 和图 4.7.2-2~图 4.7.2-3。

表 4.7.2-1 定向井井身结构

开钻次序	井 段	钻头直径/mm	套管外径 /mm	套管下深 /m	水泥返高/mm	套管内水泥塞
一开	进入下部稳定岩层≥30m	311.2(12 ^{1/4})	244.5(9 ^{5/8})	下到井底	采油井和注水井水泥返到地面	大于 10m
		241.9(9 ^{1/2})	193.7(7 ^{5/8})			
二开	直井段 造斜段 斜井段	215.9(8 ^{1/2})	114.3(4 ^{1/2})或 139.7(5 ^{1/2})	距井底 3~5m	油井常规密度水泥返至洛河底界以上 50m, 低密度水泥返至地面; 注水井: 返到地面	人工井底距油层底界 20~25m, 管内水泥塞 10~12m
		165.1(4 ^{1/2})	114.3(4 ^{1/2})			

表 4.7.2-2	水平井井身结构

开钻次序	井眼尺寸			套管		水泥返高(m)
	井径 (mm)	垂深(m)	井斜角(°)	管径(mm)	下深(m)	
一开	311.2	340.00	0.00	244.5	340	地面
二开	222.3 (或 215.9)	2300.00	0.00	139.7	3189	纯水泥返至洛河底界以上 50m, 低密度水泥返至洛河顶界以上 50m
	215.9	2563.00	90.00			
	215.9	2563.00	90.00			

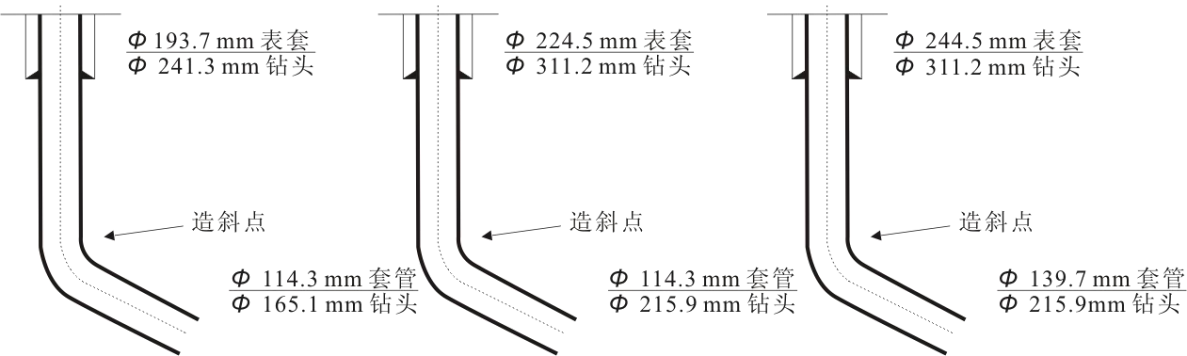


图 4.7.2-2 定向井井身结构图



图 4.7.2-3 水平井井身结构图

本项目各类井型参数数量明细表

表 4.7.2-3

类型	井型	平均进尺数(m)	数量（口）	总进尺数(m)
注水井	定向井	2250	2	4500
油井	定向井	2300	33	75900
	水平井	3192	12	38304
合计			47	118704

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 4.7.2-4。

表 4.7.2-4 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
		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	钻井泵	F-1000	2	台
		钻井液罐	40m³	6	具

	配置	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 压力等级一致	1	套	/
		上、下旋塞		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
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	/
		CO₂ 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	m³	/
		消防专用泵	/	1	台	/

		直流水枪	Φ 19mm	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	/
		天车防碰装置	/	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。

一开井段：所钻地层为第四系黄土层和罗汉洞，胶结疏松，容易发生漏失，采用 4～5%白土+0.2%增粘剂+8%PH 值调节剂钻井液体系。

二开、三开井段：该井段地层为环河组、华池组与宜君洛河组，采用无毒无害环保钻井液体系，推荐配方为：0.1～0.2%抑制防塌剂+0.2%增粘剂+0.2%降失水剂。

表 4.7.2-5 设计推荐分段钻井液性能要求

地层	钻井液类型	钻井液性能								备注
		密度 (g/cm ³)	FV (s)	FL (mL)	K (mm)	pH	PV (mPas)	YP (Pa)	静切力 (Pa)	防漏
黄土	细分散	1.03~1.04	35~50			10				防漏
洛河	清水聚合物	1.01~1.03	28~33	不控		7~8	2~3	0.5		
安定		1.01~1.02	30~33	不控		7~8	2~4	1.0		
直罗		1.01~1.02	30~35	<20	<1	7~8	3~6	1~2	0.5~1	防漏防卡
延安	低固相聚合物	1.01~1.03	32~35	<8.0	<1	7.5~9	3~6	2~5	1~3	防卡
富县		1.02~1.04	32~35	<8.0	<1	7.5~9	3~6	2~5	1~3	防卡
延长		1.05~1.08	35~60	<8.0	<1	8~9	6~15	2~5	1~3	防卡

(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 4.7.2-4 所示。

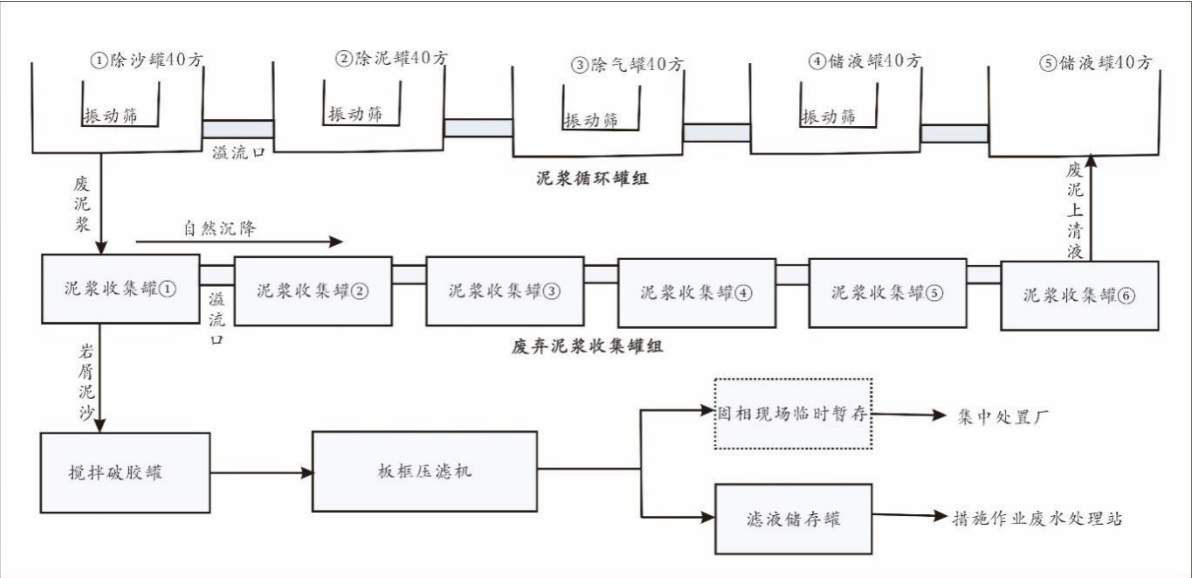


图 4.7.2-4 钻井泥浆不落地收集处理工艺流程

4.7.3 储层改造工程

4.7.3.1 储层改造方案

定向井根据隔层发育情况采用定点多簇立体压裂工艺和定点多级压裂工艺，水平井采用可溶球座细分切割和连续油管分段压裂工艺。

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。本次产建工程水平井采用水力喷砂射孔或火力射孔方式，定向井在油层中上部射孔。射孔参数见表 4.7.3-1。

表 4.7.3-1 射孔参数推荐表

井型	射孔参数		
	射孔方式	枪弹型	孔密(孔/m)
定向井	/	102-16-60-105 枪 127 弹	16
水平井	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

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；压裂液体系主体采用滑溜水+超低浓度胍胶压裂液，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 本项目采用的主要压裂液主要成分表		
前置液	低砂比	高砂比
	≤320kg/m ³	> 320kg/m ³
0.250%EM30S 减阻剂（聚丙烯酰胺）		0.25%CJ2-6 胍胶+JL-13 交联冻胶

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	阻垢率	≥80%
2	破胶液粘度	≤5mPa·S
3	防涨率	≥80%
4	配液用水：水质机杂	<0.2%
5	pH 值	6.5~7.5

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	压裂机组	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

本项目主体采用 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	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		70/140 目		
					2K 等级	3K 等级	4K 等级	4K 等级	5K 等级	4K 等级	5K 等级	4K 等级	5K 等级	
五蛟西、岭 405	1350~2250	26.5	17.5	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), $\leq 10\%$				闭合压力 48, 3MPa (7K), $\leq 10\%$	
体积密度, g/cm	1.53	1.50	1.47	1.43	/	/
视密度, g/cm ²	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、稳流配水阀组等装置组成。每座井场可同时部署采油井 1~10 口、注水井 0~5 口。典型丛式井场平面布置见图 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》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	结构型式	一般区域
1	围墙	砖混	高 0.5m, 宽 0.24m
2	井场大门	简易大门	宽 4.5m
3	雨水收集池	砖砌水泥砂浆抹面	20m ³
4	含油污水池	砖砌水泥砂浆抹面	30m ³
5	井口集油槽	砖砌	宽 0.4m, 深 0.2m
6	雨水收集渠	砖砌	宽 0.4m, 深 0.2m
7	挡水条	素混凝土	高 0.15m
8	固体废弃物收集箱	外购	1 个

①井场围墙

一般区域井场围墙采用砖混结构，高 0.5m，宽 0.24m。

②集油槽（集水渠）

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

集油槽（集水渠）沟壁厚 0.12m，采用 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，压实系数不小于 0.95。

③含油污水池及雨水收集池

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

在雨水收集池和含油污水池之间设 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挡水条

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

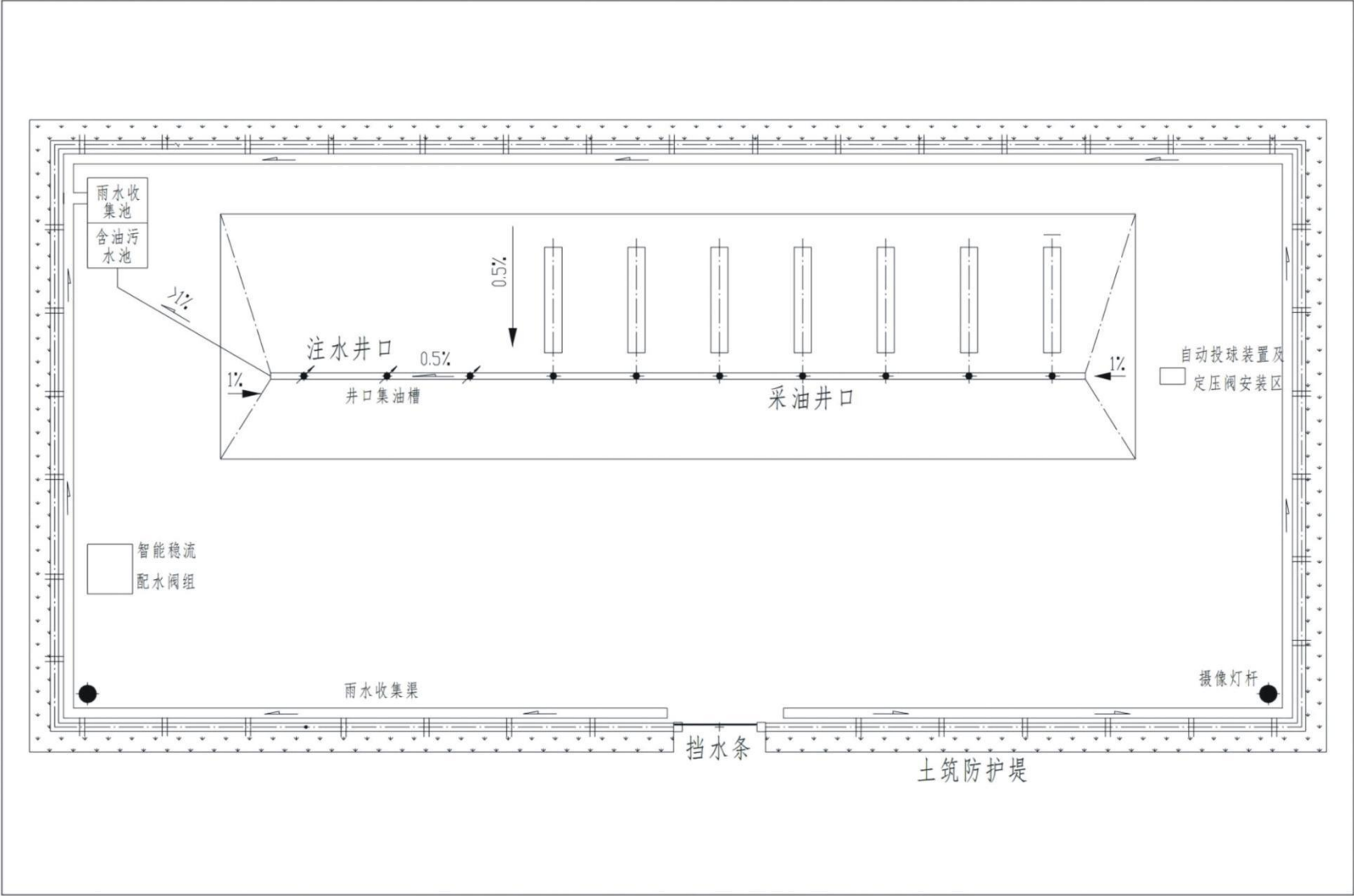


图4. 7. 4-1 典型丛式井场平面示意图

(2)井场集输关系

本项目部署井场9座，井场名称、油水井组合、原油集输去向及注水来源见表4. 7. 4-2。

表4. 7. 4-2 井场油水井组合与集输关系

序号	井区	井场名称	井		原油处理			采出水处理和回注	注水井供水站场
			油	水	原油接收	原油处理	净化油去向		
1	白 461	蛟 5-10	5	0	蛟一转	蛟一转	蛟一联	蛟一转	/
2		蛟 108	5	0	蛟一转	蛟一转	蛟一联	蛟一转	/
3		蛟 18	6	0	蛟一转	蛟一转	蛟一联	蛟一转	/
4	白 468	蛟 2-10	4	0	蛟 3 增	蛟一联	五蛟热泵站	蛟一联	/
5		蛟 2-11	6	2	蛟 3 增	蛟一联	五蛟热泵站	蛟一联	蛟一联
6		蛟 4-3	5	0	蛟 3 增	蛟一联	五蛟热泵站	蛟一联	/
7		蛟 50 扩	6	2	蛟 7 增	蛟一联	五蛟热泵站	蛟一联	蛟一联
8	白 181	蛟 6-21	3	0	蛟 1 增	蛟一联	五蛟热泵站	蛟一联	/
9	岭 405	岭 405-4	5	0	南 58 拉油点	新华 53 站	蛟一联	新华 53 站	/

4. 7. 4. 2 站场

(1) 新建

本项目在白 461 区蛟 5-10 井场和白 468 区蛟 2-11 井场内新建 2 座混输装置，混输规模分别为 40m³/d 和 100m³/d。

(2) 改扩建

为满足新增产能处理和集输需求，本项目共涉及改扩建站场 3 座。

① 蛟 1 增扩建

蛟 1 增位于五蛟乡邹家沟村，于 2010 年 9 月建成投产，是一座集原油集输、计量、加温为一体的撬装增压点，目前站内主要工艺设备见表 4. 7. 4-3。

表 4. 7. 4-3 蛟 1 增现有主要设备

设备名称	模块/设备号	数量
撬装集成装置	外输量:120-200m ³ /d; 外输泵 (2.4MPa)	1 套
集油收球加药一体化集成装置	CTEC-CO-RO/RB-360/40	1 套
加热炉	400kW	1 台
外输阀组安装区	2.0m×3.4m	6.8m ²
电控一体化集成装置	/	1 座
循环水箱	5m ³	1 具
外输阀组	DN65	1 套
原油外输流量计	DN65	1 套
事故油箱	40m ³	1 具

本次拟将站内 11m³/h，2.4MPa 外输泵更换为 6.0m³/h，2.4MPa 单螺杆泵，不改变现有站场功能、处理规模和集输去向。

② 蛟 3 增改造

蛟 3 增位于五蛟乡毛家畔，是一座集原油集输、计量、加温为一体的撬装增压点，目前站内主要工艺设备见表 4. 7. 4-4。

表 4. 7. 4-4 蛟 3 增现有主要设备

设备名称	模块/设备号	数量
撬装集成装置	外输量:480m ³ /d; 外输泵 (2.4MPa)	1 套

集油收球加药一体化集成装置	CTEC-CO-R0/RB-480/40	1 套
加热炉	270kW 和 350KW	2 台
外输阀组安装区	2. 0m×3. 4m	6. 8m ²
电控一体化集成装置	/	1 座
循环水箱	5m ³	1 具
外输阀组	DN65	1 套
原油外输流量计	DN65	1 套
事故油箱	40m ³	3 具

本次拟将站内 30m³ /h，2. 4MPa 撬装集成增压装置更换为 18m³/h，H=200m 离心泵；同时增加 10000m³/d 伴生气压缩机一台。

③ 蛟一转改造

蛟一转油注水站位于五蛟乡上城壕村，于 2013 年 11 月建成投运，承担着井区的原油加温、外输及注水任务，现有主要设备见下表。该站对侏罗系含水原油进行脱水，设计规模 900m³/d，侏罗系净化油和三叠系含水原油混合外输至蛟一联，设计外输能力 480m³/d。目前，站内主要工艺设备见表 4. 7. 4-5。

表 4. 7. 4-5 蛟一转现有主要设备

设备名称	型号规模	数量
撬装增压装置	480m ³ /d	1 套
分离缓冲罐	40m ³	1 具
净化水罐	300m ³	2 具
沉降罐	300m ³	1 具
三相分离器	Φ 2400×8500-0. 6/2- I	2 台
伴生气分液器	Φ 600	1 具
无泄漏防爆污油回收装置	2m ³	1 具
离心泵	8m ³ /h H=350m 多级离心输油泵	2 台
分离缓冲罐	20m ³ 分离缓冲罐	1 具
一体化撬装采出水处理装置	200m ³ /d	1 具
冷凝卧式水套加热炉	800kW	2 台
事故油箱（箱式）	40m ³	1 具
事故罐	200m ³	1 具

本次在站内新增 15000m³/d 伴生气压缩机 1 台, 站场平面布置见图 4. 7. 4-2，四邻关系见图 4. 7. 4-3。

4. 7. 4. 3 管线

(1) 工程内容

项目新建管线总长 40. 62km，并行管线采用同沟敷设，管线施工不设施工营地和材料场地，施工期管线开挖土石方沿线堆放在管线两侧作业带内，不设取、弃土场。下管后土石方加固回填。经核实，新建管线工程均不涉及饮用水源地保护区。管线工程量见表 4. 7. 4-7。

表 4. 7. 4-7 新建管线工程量表

序号	类型	管线起止点	输送介质	规格	压力 /MPa	设计长度 /km	小计 /km
1	单井 管线	蛟 5-10~蛟一转	含水油	L245N-Φ60×5.0	4	3.83	21.22
2		蛟 108~蛟一转	含水油	L245N-Φ60×5.0	4	1.95	
3		蛟 18~蛟一转	含水油	L245N-Φ60×5.0	4	4.00	
4		蛟 6-21~蛟 1 增	含水油	L245N-Φ60×5.0	4	3.18	
5		蛟 50 扩~蛟 7 增	含水油	L245N-Φ60×5.0	4	1.26	
6		蛟 2-10~蛟 3 增	含水油	L245N-Φ60×5.0	4	3.14	
7		蛟 2-11~蛟 3 增	含水油	L245N-Φ60×5.0	4	1.81	
8		蛟 4-3~蛟 3 增	含水油	L245N-Φ60×5.0	4	0.75	
9		岭 405-4~南 58 拉油点	含水油	L245N-Φ60×5.0	4	1.3	
10	注水 管线	28#阀组~蛟 2-11	清水	RF-S-I-80-25	25	4.0	19.4
11		蛟 7 增~蛟 50 扩	采出水	RF-S-I-65-25	25	2.4	
12		蛟一联配套支线	清水	RF-S-I-65-25	25	13	

(2) 施工方式

①管线敷设方式

集输管线采用沟埋敷设方式，开挖方式为机械开挖与人工开挖结合，埋深见表 4. 7. 4-8。

表 4. 7. 4-8 管线基本埋深设计

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

②施工作业带宽度

各类集输管线施工作业带宽度均为6m，利用现有油区道路。管线施工作业带平面布置见图4. 7. 4-4。

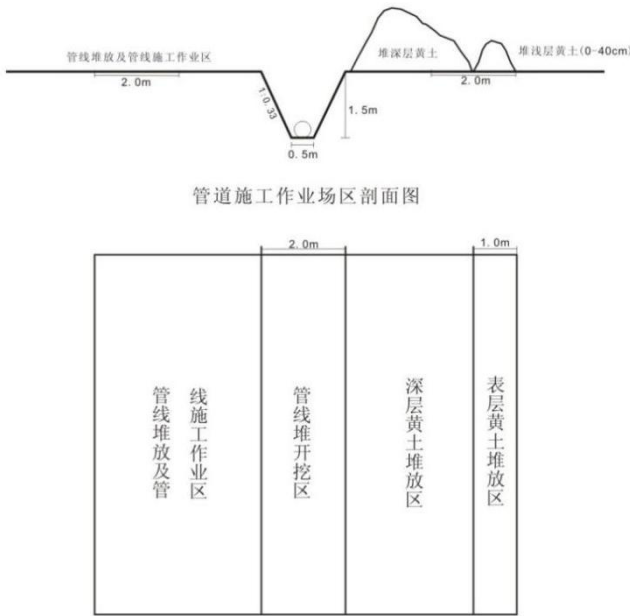


图 4. 7. 4-4 管道施工作业场地平面布置图

(3)管沟断面

管沟断面设计见表4. 7. 4-9。

表 4.7.4-9 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）
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)管线防腐

采油管线采用环氧粉末普通级结构外防腐。

(3)穿跨越工程

本项目新建单井管线主要沿油区砂石路和梁峁敷设，穿跨越工程统计见表 4.7.4-10。

表 4.7.4-10 本项目单井输油管线穿跨越工程

序号	管线	穿越对象	方式	穿跨越宽度（m）/次数
1	蛟 5-10 井场~蛟一转	地方道路	大开挖	10m/3
		冲沟	桁架跨越	30m/1
2	蛟 18 井场~蛟一转	地方道路	大开挖	10m/4
		冲沟	桁架跨越	30m/1
3	蛟 18 井场~蛟一转	地方道路	大开挖	10m/2
		冲沟	桁架跨越	30m/1
4	蛟 4-3 井场~蛟 3 增	地方道路	大开挖	10m/2
		元成河支流	桁架跨越	30m/1
5	蛟 2-10 井场~蛟 3 增	地方道路	大开挖	10m/2
6	蛟 2-11 井场~蛟 3 增	地方道路	大开挖	10m/3
7	蛟 50 扩井场~蛟 7 增	地方道路	大开挖	10m/1
8	蛟 6-21 井场~蛟 1 增	地方道路	大开挖	10m/2
9	岭 405-4 井场~南 58 拉油点	地方道路	大开挖	10m/1

4.8 公辅工程

4.8.1 储运工程

(1)原油储存和运输

本项目主要以管线集输为主，岭 405 区井场因集输系统不完善需采用罐车拉运。结合井区原油集输方案，拉油井区的罐车行车路线见表 4.8.1-1。

表 4.8.1-1 原油采用罐车输送行车路线表

编号	井区	运输路线				穿跨越		
		起点	终点	路线	运距/km	水源地	河流	方式
1	岭 405	南 58	新华 53 站	油区道路-211 国道-021 乡道-油区道路	60	否	跨越马莲河、徐家河、马家河、元城河各一次	桥梁

(2)含油危废暂存和运输

本项目施工和运行期含油岩屑、落地油等危险废物全部依托本厂现有危废暂存点暂存，集中拉运至有资质单位进行处置。目前，长庆实业集团有限公司共投运危废暂存点 2 处，本次依托现有 2 处暂存点，危废拉运路线见表 4.8.1-2 和图 4.8.1-1，各井区危废拉运路线均不穿越华池县、庆城县各级水源地保护区。

表 4.8.1-2 各井区危险废物至暂存点运输路线表

编号	井区	运输路线				穿跨越		
		暂存点	地理位置	路线	运距/km	水源地	河流	方式

1	白 181	蛟 64 污含油污泥暂存点	五蛟镇蒋塬村马夫掌	油区道路-悦乔公路-县道	10.0	否	否	/
2	白 468			0147-油区道路	12.5	否	否	/
3	岭 405			地方路-017 县道-020 乡道- 地方路-211 国道-油区道路	59.2	否	是	跨越 马莲河
4	白 461	平 93-22 污含油污泥暂存点	五蛟镇上城壕村白家掌	油区道路	7.5	否	否	/

4.8.2 注水工程

本次白 468 区新建注水井 2 口，单井配注量 15m³/d，总注水量 30m³/d。其余各井区注水均依托现有注水系统，本次不新建水源井，注水方案见表 4.8.2-1。

表 4.8.2-1 井区注水方案表

井场	数量	单井配注量 (m³/d)	注水量 (m³/d)	注水水源	注水类型	备注
蛟 50 扩	1 口	15	15	蛟一联	采出水	依托蛟 7 增注水阀组
蛟 2-11	1 口	15	15	蛟一联	清水	依托 28#注水阀组

4.8.3 道路工程

评价区内交通主要依托悦乐-乔川等县乡道路及现有油区支干线道路，进井场简易道路依托各乡村简易公路。

本次新建井场道路总长 4.83km，道路工程主要技术指标见表 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

道路建设标准		支线
路面宽度 (m)		3.5
路基宽度 (m)		4.5
路面结构类型		泥结碎石
极限最小圆曲线半径 (m)		15
一般最小圆曲线半径 (m)		30
不设超高的最小圆曲线半径 (m)		150
凸形竖曲线半径 (m)	极限最小值	100
	一般最小值	200
凹形竖曲线半径 (m)	极限最小值	100
	一般最小值	200
停车视距 (m)		20
会车视距 (m)		40
最大纵坡 (%)		13

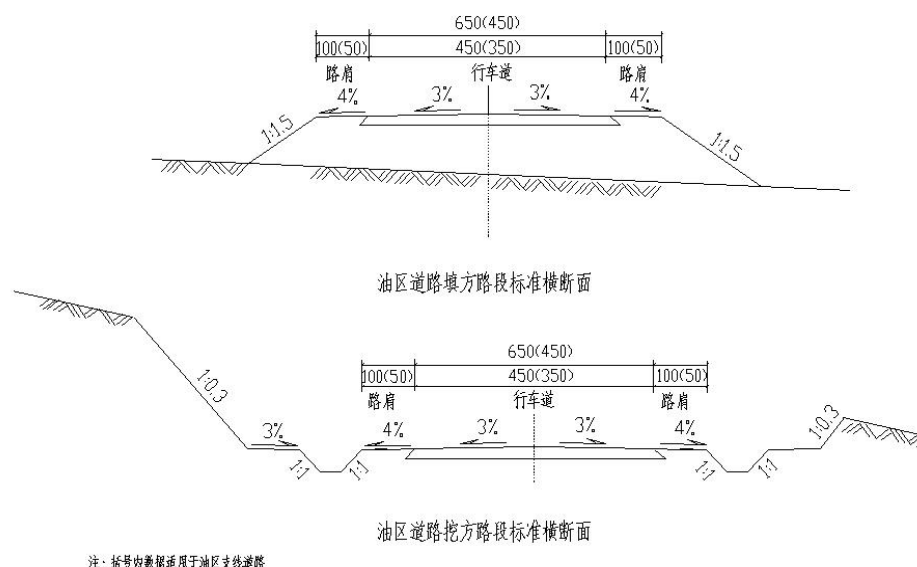


图 4.8.3-1 路基标准横断面图

4.8.4 供热工程

本项目不新增供热设施。

4.8.5 给排水工程

4.8.5.1 供水工程

本项目施工期和运行期生产用水均由现有水源井供应，定期用水罐车拉水，供施工用水、工作人员日常生活用水。

4.8.5.2 排水工程

本项目生产过程无生产废水外排，油田采出水、措施返排液处理达标后作为生产工艺用水回注油层。生活污水经地埋式生活污水处理设备处理达标后用于站场和保障点绿化洒水，不外排。

4.8.6 供电工程

4.8.6.1 供电系统

根据产建方案，五蛟西区供电依托五蛟35kV变电站，就近接入已建成的电网系统，新建输电线路4km。

4.8.6.2 光伏发电

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》，为提高油田地面工程土地利用效率、减少单位产品能耗，长实集团计划利用井场空地与保障点屋顶等闲置地面布设光伏发电装置。

本项目拟在蛟 25、蛟 4-6 井场内建设 73.08kW 光伏发电装置，安装 126 块 580Wp 单晶硅光伏组件，采用固定式安装方式、0.4kV 电压等级就地并网，所发电全部自用。蛟评 5 井场设分布式光伏 41.76kW，新建井场油井光储一体化集成装置（配套储能单元 112.64kWh），建设光储“零碳”井场，实现全绿电替代。

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。

本项目不新建生产污（废）水处理设施，新增采出水依托现有站场采出水处理系统处理达标后回注地层，依托的采出水处理系统情况详见 4.11 节。

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。

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（2021 年版）》中 HW08 类危险废物，依托现有危废暂存点暂存，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暂存点暂存，并定期交由有资质单位

处置，依托的危险废物暂存设施情况详见 4.8.1 节。

4.10 依托工程及可行性分析

4.10.1 依托工程概况

项目原油集输、注水、采出水及措施返排液处理、危险废物暂存需依托现有工程。依托工程分类见表 4.10.1-1。

表 4.10.1-1 本项目现有工程依托关系						
序号	井区	原油集输	注水工程	环保工程		
				采出水处理	措施返排液处理	危废临时存储
1	白 461	蛟一转、蛟一联	/	蛟一转	五蛟西措施返排液处理站	平 93-22 污含油污泥暂存点
2	白 468	蛟 3 增、蛟一联	蛟一联	蛟一联		蛟 64 污含油污泥暂存点
3	白 181	蛟 1 增、蛟一联	/	蛟一联		
4	岭 405	南 58 拉油点、新华 53	/	新华 53		

4.10.2 依托工程可行性

4.10.2.1 原油集输

项目各井区依托原油集输站场的能力校核见表 4.10.2-1，根据分析，现有集输站场可满足本项目新增原油集输负荷需求，依托可行。

4.10.2.2 采出水处理

(1) 规模依托可行性

各井区依托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满足新增负荷要求，依托可行。

表 4.10.2-2 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	富余规模	新增负荷	能力校核
白 181、白 468	蛟一联	600（侏罗系）	300	300	7.45	满足
白 468	蛟一联	1000（三叠系）	400	600	71.33	满足
白 461	蛟一转	200	130	70	24.39	满足
岭 405	新华 53	200	60.8	139.2	6.38	满足

(2) 工艺依托可行性

蛟一联、蛟一转采出水处理系统均采用“沉降除油+气浮+过滤”处理工艺。根据长庆实业集团有限公司五蛟西作业区对蛟一联、蛟一转等例行监测结果（见表 3.4.4-6），通过监测数据表明：处理后的采出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的 V 级水质指标要求。

回注依托现有回注井进行回注，由于采取了分层集输分质处理的工艺，采出水回注配伍性良好，根据油田公司各种施工报告和钻井资料，回注井固井质量优良，井身结构合理，回注层位准确，同时，建设单位在采水分离、处理、回注等各个环节均配置了

流量泵，接入控制系统，对污水处理量和回注量实现了实时在线监控，确保了污水处理和回注的有效运行，因此，项目依托采出水处理工艺可行。

4.10.2.3 清水及采出水回注

注水工程能力校核见表 4.10.2-4。根据分析，站场注水系统可满足本项目新增注水需求，依托可行。

表 4.10.2-4		站场注水能力校核表			单位：m³/d	
站场	设计规模	类型	当前负荷	富余规模	新增负荷	能力校核
蛟一联	1000（三叠系）	采出水	400	600	71.33	满足
	600（侏罗系）	采出水	300	300	7.45	满足
	900	清水	328	572	15	满足
蛟一转	200	采出水	130	70	24.39	满足
新华 53	200	采出水	45	155	6.38	满足

(3)环保手续履行情况

依托站场环评批复及竣工验收情况见表 4.10.2-3。

表 4.10.2-3		依托采出水处理站场环保手续履行情况表			
站场	时间	项目名称	环评手续	环保验收手续	备注
蛟一联	2010 年	长实集团五蛟开发区 2009 年 15 万吨产能建设工程	庆环发（2010）第 28 号	已通过	/
	2018 年	长实集团五蛟西区 2018 年产建工程	庆环环评发（2018）77 号	已通过	改扩建
	2023 年	长庆实业集团 2023 年油维改造工程	庆环规划发（202）18 号	/	改扩建
蛟一转	2015 年	2015 年长实集团 15 万吨产能建设工程	甘环审发（2015）22 号	已通过	/
新华 53	2010 年	长实集团五蛟开发区 2009 年 15 万吨产能建设工程	庆环发（2010）第 28 号	已通过	/
	2018 年	长庆油田分公司长实集团五蛟西作业区新华 53 采出水隐患治理工程	庆环评表字（2018）第 7 号	已通过	2018 年采出水系统改造

4.10.2.4 措施返排液处理

(1)环保手续履行情况

本项目不新建措施废水处理站，运行期新增措施返排液全部依托五蛟西措施返排液处理站，处理后外输至蛟一联回注系统后回注。环保手续履行情况见表 4.10.2-5。

表 4.10.2-5		依托措施返排液处理站场环保手续履行情况表		
站场	建设时间	项目名称	环评手续	环保验收手续
五蛟西措施返排液处理站	2020 年	《五蛟西区措施返排液处理站环境影响报告书》	庆环规划发[2020]41 号	长实产建[2020]10 号

表 4.10.2-1

站场集输能力校核

单位：m³/d

站场	脱水系统（液量）					能力校核	外输系统					能力校核
	设计规模	当前负荷	富余规模	新增负荷			设计规模	当前负荷	富余规模	新增负荷		
				井区	新增					井区	新增	
蛟一联	1200 （侏罗系）	722	478	白 181 白 468	14.9	满足	1200 （侏罗系）	881	319	白 181 白 468 白 461	31.9	满足
	800 （三叠系）	230	570	白 468	142.7	满足	800 （三叠系）	485	315	白 468	71.4	满足
蛟一转	/	/	/	/	/	满足	480	329	151	白 461	24.4	满足
	900 （侏罗系）	220	680	白 461	48.8	满足						
蛟 1 增	/	/	/	/	/	/	240	55	185	白 181	7.4	满足
蛟 3 增	/	/	/	/	/	/	480	240	240	白 468	102.5	满足
蛟 7 增	/	/	/	/	/	/	180	105	75	白 468	47.7	满足
新华 53	200	100	100	岭 405	12.8	满足	600	150	450	岭 405	6.4	满足

注：①拉油点/站采用罐车运输，不对外输系统进行能力校核；②当前负荷考虑 2024 年不同井区进相同场站的叠加负荷。

(2)依托可行性

现有措施返排液处理站设计处理能力见表 4. 10. 2-6。

表 4. 10. 2-6 本项目依托措施返排液处理系统设计处理能力表

作业区	处理站	处理工艺	处理能力 (m ³ / h)	外输规模 (m ³ /d)	收集井区	本次新增 (m ³ /d)	符合性
五蛟西	五蛟西措施返排液处理站	除油+气浮+过滤	20	480	评价井区	4. 98	满足

表 4. 10. 2-7 蛟一联回注能力表

名称	处理层位	设计规模 (m ³ / d)	实际运行能力 (m ³ / d)	本次新增 (m ³ /d)	是否满足
蛟一联	三叠系	1000	400	4. 98	是

本项目依托的措施返排液处理站采用一体化返排液处理装置，处理工艺为：除油+气浮+过滤，根据现有工程分析中第 3. 4. 2 小节可知，现有工程措施返排液处理站出水水质标准满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的 V 级水质指标要求。

(3)措施返排液不外排可行性分析

通过表 4. 10. 2-7 可知，依托措施返排液处理站处理系统规模上可满足本项目新增措施返排液负荷需求，措施返排液可实现在依托站内全部处理达标，同时通过校核依托站场回注系统回注能力，处理后的采出水可完全通过站内回注系统全部回注，可确保处理后的措施返排液不外排。

4. 10. 2. 5 伴生气综合利用

本项目新增伴生气集中外输至城壕混烃站生产混烃，依托能行见表 4. 10. 2-8。

表 4. 10. 2-8 伴生气综合利用工程依托可行性 单位：10⁴m³/d

序号	工程名称	设计规模	当前负荷	富余处理能力	本次新增	依托可行性	备注
1	城壕混烃站	3. 0	1. 68	1. 32	0. 32	可依托	已建

4. 10. 2. 6 危险废物暂存及处置

长实集团在五蛟西区共建成 2 座危废暂存点，均已履行环境影响评价手续并通过竣工环保验收。两座危废暂存点基本情况见表 4. 10. 2-9。平 93-22 暂存点设计暂存量 200m³，蛟 64 暂存设计暂存量 300m³，2 座暂存点设计收集范围为五蛟西区和岭 405 区，各井区至危废暂存点拉运路线主要依托现有地方及油区道路，运输路线不穿越水源地保护区，且尽可能避开了人员密集区域，整体来看，拉运路线合理。

表 4. 10. 2-9 危废暂存点情况

序号	名称	环评情况	地理位置	位置坐标	面积	容积
1	平 93-22	甘环审发 [2015]22 号	五蛟镇上城壕村白家掌	N36° 24' 54. 02" E107° 45' 43. 16"	84m ²	200m ³
2	蛟 64	庆环评表字 [2018]130 号	五蛟镇蒋塬村马夫掌	N36° 24' 54. 86" E107° 46' 53. 14"	95m ²	300m ³

(1)贮存控制措施依托可行性

根据现场调查及依托工程验收资料，现有储存点采用轻钢结构设计，地面及踢脚采取防渗处理，防渗措施满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）要求，暂存设施外按 GB15562.2 规定设置警示标志，周围设置围墙和防护栅栏，符合要求。

(2)规模依托可行性

本项目依托暂存的危险废物主要包括含油岩屑和含油污泥两部分。根据工程分析，项目施工和运行期危险固废产生量见表 4.10.2-10。

表 4.10.2-10 本项目施工和运行期危险固废产生量估算

阶段	项目	重量/t	密度/(t/m ³)	体积/m ³
施工期	含油岩屑	24.7	2.5	9.88
	落地油	0.9	0.84	1.07
运行期	落地油	0.45	1.6	0.28
	含油污泥	109.86	0.84	130.79
合计				142.02

根据表 4.10.2-10，本项目依托暂存点总库容 500m³，当前各暂存点清运周期在 2～3 个月。可见本项目危废暂存设施库容充足，依托可行。

4.11 劳动定员和工作制度

本项目不新增劳动定员，井场人员由井区内部调配。

运行期生产系统年工作 7920h，井场年生产 330d。

4.12 投资估算

本项目总投资为 6118.78 万元，其中环保投资 263.2 万元，占总投资的 4.30%。

4.13 滚动开发项目实施前后油田建设变化情况

本项目实施前后油田建设变化情况见表 4.13-1。

表 4.13-1 本项目实施前后油田建设变化情况

序号	工程	单位	扩建开发前	扩建开发后	变化情况
1	产能规模	10 ⁴ t/a	20.18	23.18	+3.0
2	井场	座	177	182	+5（新建）
3	采油井	口	577	622	+45
4	注水井	口	144	146	+2
5	水源井	口	8	8	0
6	联合站	座	1	1	0
7	接转注水站	座	2	2	0
8	增压机组	座	6	6	0
9	注水站	座	2	2	0
10	采出水处理系统	套	3	2	0
11	生活污水处理系统	套	3	3	0
12	输油管线工程	km	361.16	382.38	+21.22
13	道路工程	km	113.14	117.97	+4.83

5 工程分析

5.1 原辅材料、能源消耗及平衡分析

5.1.1 原辅材料

本项目施工期原辅材料及能源消耗主要集中在钻井和试气过程，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
	压裂胶液	羟丙基胍胶	3

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 $C_8H_{16}NaO_8$ ，密度 $0.5\sim 0.7g/cm^3$ ，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。

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、杀菌剂、解卡剂和 pH 控制剂等。

5.1.2 动力能源消耗

本项目生产所需能源、耗能工质主要为新鲜水、电力。根据开发方案，本项目消耗电能为 $70.57 \times 10^4 \text{kWh/a}$ ，新鲜水耗量 $0.7 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ （其中包括新增注水井回注用水、修井和洗井用水等）。

5.1.3 伴生气平衡及水平衡

(1)伴生气平衡

本项目不新增加热炉，新增伴生气送城壕混烃站综合利用，岭 405 井区井场因远离集输系统采用拉油。本项目总体伴生气回收利用率约 99.78%，伴生气平衡见表 5.1.3-4。

表 5.1.3-1		本次扩建完成后伴生气平衡表		单位: 10 ⁴ m ³ /a	
序号	分类		气量	占比统计	
1	产生 情况	现有工程产气量	726.01	87.4	
2		本次新增产气量	104.69	12.6	
产生量合计			830.7	100	
1	利用 情况	下游站场综合利用	104.46	99.78	
2		开发过程烃类气体损耗	0.23	0.22	

(2)水平衡

本项目用水包括回注水、措施作业用水。本次滚动开发工程全部在现有井区基础上扩建，现有井区采出液平均含水率见表4.3.4-1，随着开采时间的延长，项目实施终期原油含水率将达到50%。根据各井区不同开发层位产能规模、含水率、净化油密度分别估算采出水量并加合，原油采出液分离出的采出水经采出水系统处理达标后全部回注油层；措施作业废水产生量估算方法见5.4.2.2节，经措施返排液处理站处理达标后全部回注油层。开采初期水平衡见表5.1.3-2和图5.1.3-1，开采终期水平衡见表5.1.3-3和图5.1.3-2。

表 5.1.3-2		项目实施初期水量平衡表			单位：m ³ /d		
用水工序	来源	投入		循环水	产出		去向
		新鲜水	采出水		损耗	利用	
油田注水	采出水	/	73.04	/	2.92	70.12	回注油层
	水源井	15	/	/	/	15	通过注水井注入油层
措施作业	水源井	6.23	/	/	1.25	4.98	回注油层
合计	/	21.23	73.04	/	4.17	90.1	/

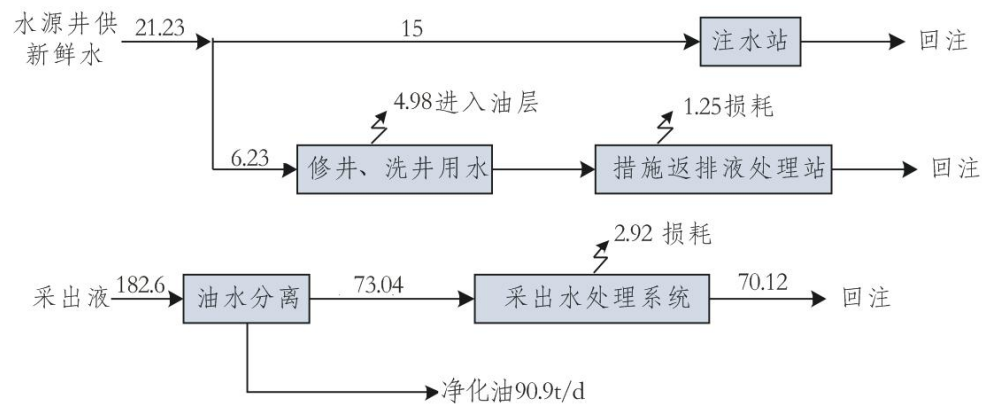


图 5.1.3-1 项目初期水平衡图 (单位: m³/d)

表 5.1.3-3		项目实施终期水量平衡表				单位: m³/d	
用水工序	来源	投入		循环水	产出		去向
		新鲜水	采出水		损耗	利用	
油田注水	原油采出液	/	109.56	/	4.38	105.18	回注油层
	水源井	15	/	/	/	15	通过注水井注入油层
措施作业	水源井	6.23	/	/	1.25	4.98	回注油层
合计	/	21.23	109.56	/	5.63	125.16	/

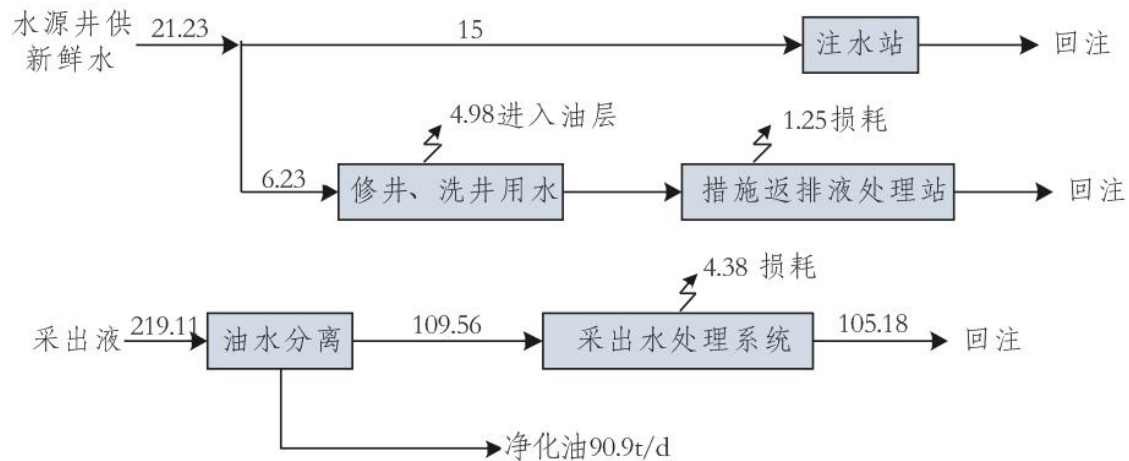


图5.1.3-2 项目实施终期水量平衡图 (采出液含水率为50%) (单位: m³/d)

5.2 污染影响因素分析

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

按照开发时序，油田开发可分为勘探、施工、运行和闭井四个阶段。勘探期是石油开采前的物探、试采时期，通过地质构造和物探、化探等探矿手段，布设少量探井的试验性开发工程；施工期、运行期主要包括钻采、集输、处理三个过程，是对环境造成影响

响的主要时期；闭井期主要是环境功能恢复时期。本项目是在现有开发井区内进行加密布井，因此工程分析主要针对施工期、运行期和闭井期三个阶段。

5.2.1 施工期工艺过程及产污环节

施工期主要包括钻井和井下作业、井场建设、管线敷设及道路建设等。

5.2.1.1 钻井作业

钻井作业包括钻前工程、钻进、录井、测井、固井及井口安装等工程内容。根据目的不同，钻井一般又可分为钻探井、试采井和生产井等，钻探井的目的主要是为了在物探基础上进一步了解含油构造、储油层和含油面积大小、厚度，以及油气储量等；试采井的主要目的是为了进一步了解有开采价值的含油构造、储层和油气物性，以便确定开发方案；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。

(1) 钻前工程

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

(2) 钻井过程

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

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

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

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

(3) 完井

油井钻至设计井深后，下入套管完井。

(4) 测井

下套管之前，利用测量地层电阻、自然电位、声波及放射性等方式确定含油层位等；

(5) 固井

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

- ①表层套管固井水泥反至井口，且套管内留有 10~20m 的水泥塞；
- ②控制好井眼轨迹，降低套管下入摩阻，防止下入过程中因摩阻大造成套管箍螺纹密封失效；
- ③至少每根套管加 1 个刚性扶正器，提高套管居中度及水泥浆的顶替效率；
- ④水平段长度 $\leq 1200\text{m}$ ，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。

根据钻井工艺设计，定向井包括直井段、斜井段，水平井包括直井段、斜井段、水平井段，详见 4.7.1.1，钻井工艺及产污环节基本相同，钻井过程产污环节见图 5.2.1-2，具体包括：

- (1)钻井废水、废弃钻井泥浆、钻井岩屑；
- (2)钻井所用柴油机排放的烟气、噪声；
- (3)修道路、平井场、管线敷设等施工扬尘；
- (4)运输车辆噪声以及车辆尾气

5.2.1.2 井下作业

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

(1)射孔

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

(2)储层改造-压裂

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

根据设计，本项目压裂主体采用连续油管水力喷砂分段压裂工艺，压裂液体系采用滑溜水压裂液体系。其工艺流程为：利用地面上的高压泵组，往油井中注入排量高于地

层吸收能力的压裂液，让其能够在油井底端形成高压，在形成的高压高出地层本身破裂压力时，就会在油井底部产生一条或几条裂缝，在压裂液体进入到这些裂缝中以后，基于支撑剂发挥的作用，能在油井底端形成一定的裂缝空间，其在高压泵停止后也不会出现闭合。这样的裂缝空间有非常好的导流性，使油井渗流的状态被有效改善，实现增产、增注的目的。

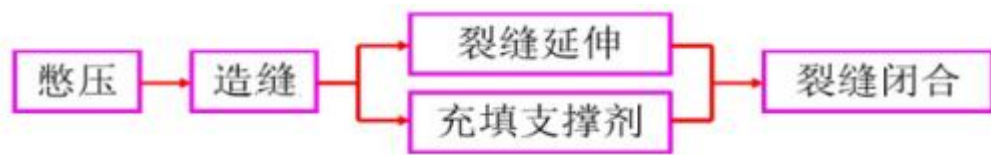


图 5.2.1-1 压裂工艺流程

(3) 放喷及排液

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

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

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

上述井下作业过程的主要产污环节见图 5.2.1-2，包括：

- (1) 压裂及试油作业产生的废防渗布、钻井添加剂的外包装袋、钻机更换的废润滑油及其包装桶；
- (2) 压裂作业产生的压裂返排液、试油废水、放喷废气、落地油、噪声；
- (3) 施工机械和运输车辆噪声以及车辆尾气。

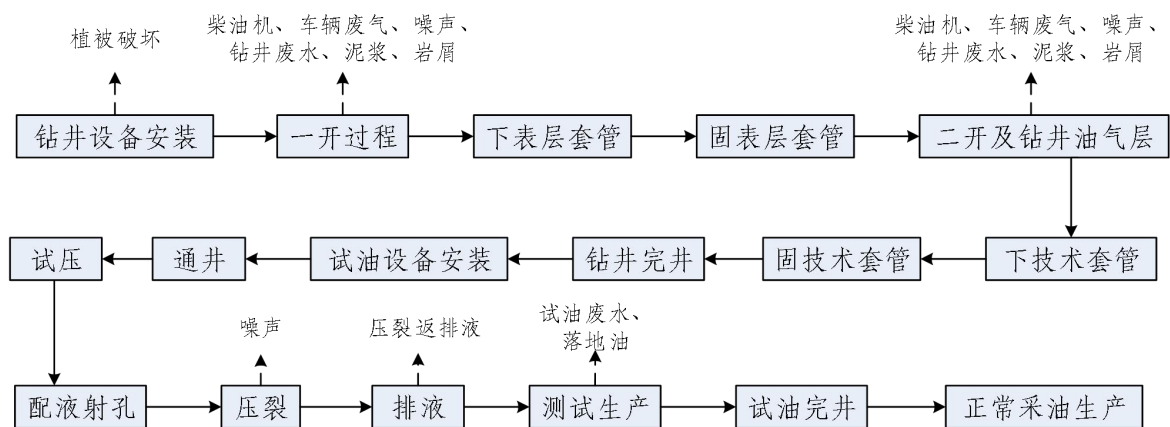


图 5.2.1-2 钻井及井下作业工艺流程及产污环节图

5.2.1.3 地面工程

本项目地面工程建设内容包括井站和管线、道路工程及其他辅助工程。

(1) 井场施工

本项目共新建井场 5 座、扩建井场 4 座，按井场设计进行施工建设。

(2) 站场施工

本项目不新建站场，改建站场 3 座，主要为设备拆迁及安装等。

(3) 管线施工

本项目管线施工首先进行作业带清理，在完成管沟开挖、河流、冲沟、穿越工程穿越等基础工程后，按照施工规范，将运至各施工现场的钢管进行焊接、接口防腐工艺，然后下至管沟内，再对管道进行试压，覆土回填，清理作业现场，恢复植被。

(4) 道路施工

本项目新建道路主要为井场道路，建设标准为简易道路路面结构简单，工程量相对较小，填方路基采用逐层填筑，分层压实的方法施工，取用挖方土方，本项目无借方。路基工程施工组织设计要考虑降水影响，路基取土、填筑、碾压应尽量避免降水期或采取有效措施减少不良影响。土石方工程应尽早完成，使路基有充分的沉降稳定时间。

井（站）场及管线施工工艺流程及产污环节见图 5.2.1-3，道路工程施工及产污环节见图 5.2.1-4，地面工程建设污染影响主要为基础开挖、材料运输和土方回填等产生的施工扬尘、建筑垃圾等。

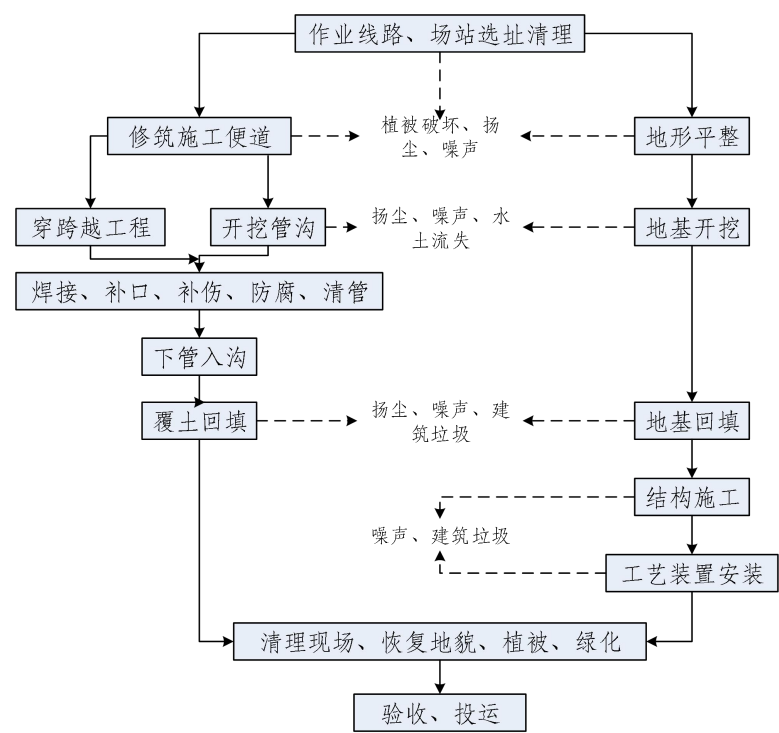


图 5.2.1-3 井场及管线工程施工流程及产污环节图

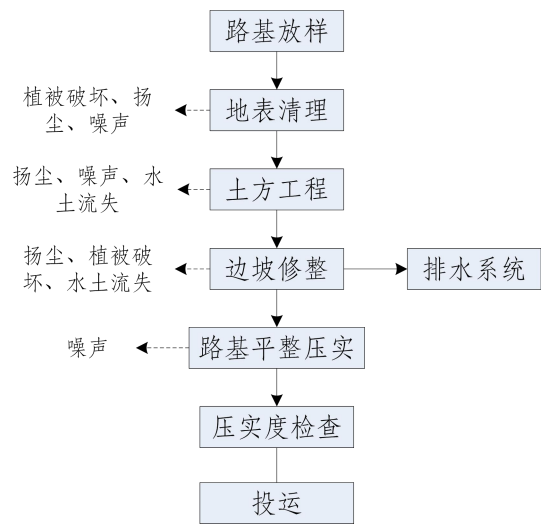


图 5.2.1-4 道路工程施工流程及产污环节图

5.2.2 运行期工艺过程及产污环节

5.2.2.1 采油

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

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

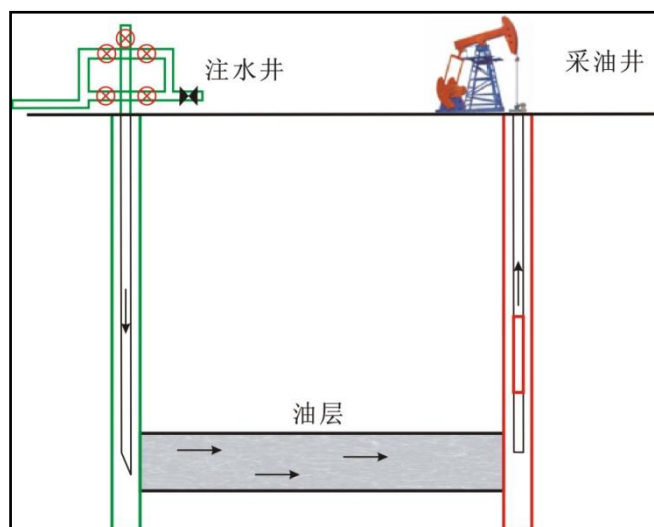


图 5.2.2-1 注水采油示意图

5.2.2.2 油气集输

油气集输就是将油井中采出的原油和伴生气，通过管线输送至下游接转站或联合站。在站内进行计量和油、气、水分离，分离出的伴生气主要作为油田生产用燃料或综合利用，分离出的油田采出水处理达标后作为回注水，处理后的原油经脱水计量后，经管线外输。项目整体原油处理工艺见图 5.2.2-2。本项目不新建站场，全部依托现有集输系统。

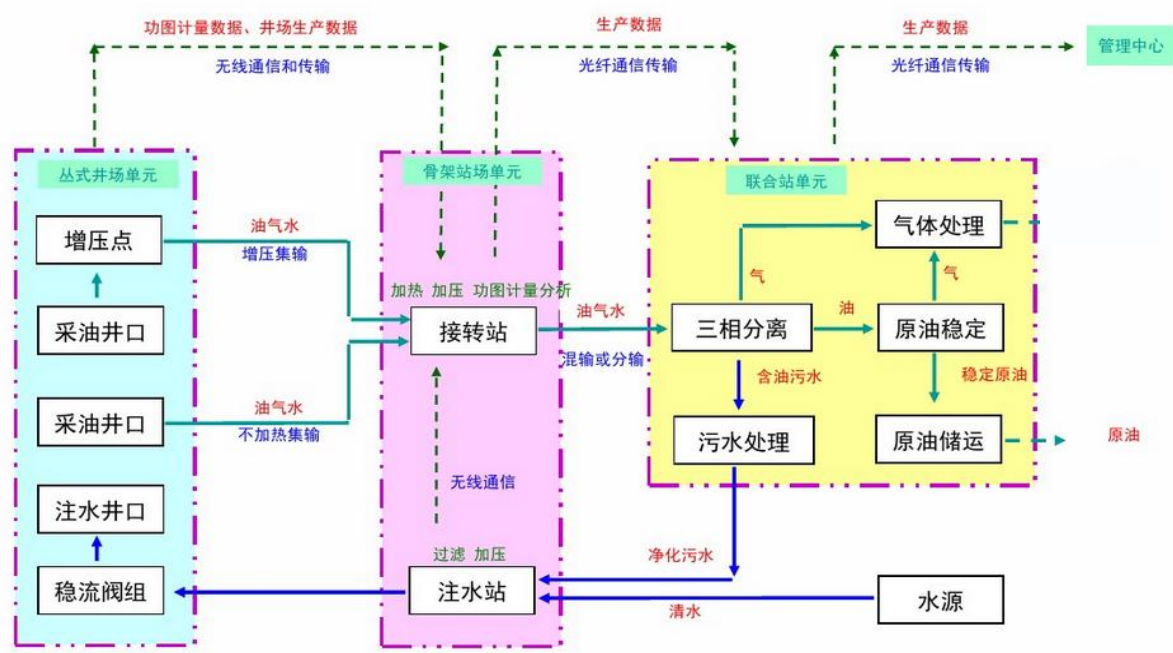


图 5.2.2-2 原油集输整体工艺流程图

5.2.2.3 运行期措施作业

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

(1)压裂改造

压裂改造主要针对低产采油井，通过改造实体提高产量的目的。作业时长约 30 天，压裂改造的工艺步骤与新钻井相同，主要包括：井架安装、试压，起原井杆柱，防喷、试压、起管柱，填砂，通井，刮削、压裂，压力扩散、放喷求产，试压，冲砂，通井，下完钻管，试抽等环节。其产排污环节见图 5.2.2-3。

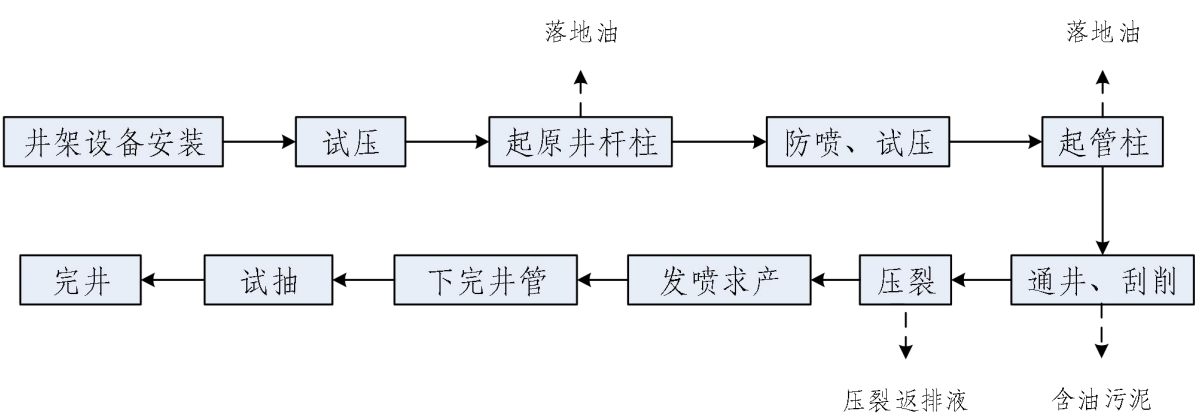


图 5.2.2-3 压裂改造作业施工流程及产污环节图压裂改造

(2)复合解堵

部分现有生产井可能由于地层堵塞导致单井产量下降，需通过符合解堵作业提高油井产量。解堵作业时长约 20 天，其工艺步骤主要包括：设备安装，放压、起原井杆柱，试压、套起管杆，探底、洗井，通井、刮削，酸化，放压、洗井，试压、完井。其产排污环节见图 5.2.2-4。

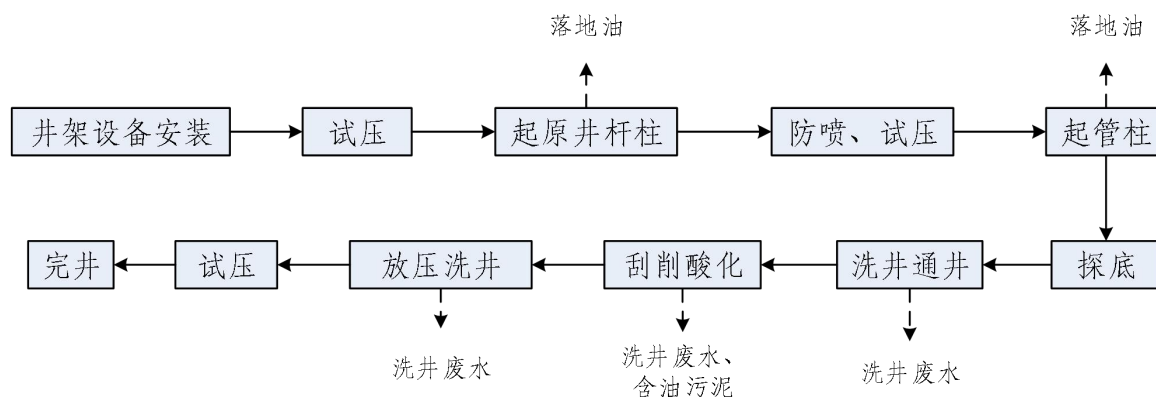


图 5.2.2-4 复合解堵作业施工流程及产污环节图

根据上述工艺分析，运行期主要产污环节为：

(1)油井井口挥发的烃类气体。

(2)油气集输过程产生的无组织挥发烃类气体、加热炉烟气、油田采出水、含油污泥及机泵噪声等。

(3)井下作业过程中可能会产生洗井等措施返排液、落地油以及刮削井筒产生的含油污泥，设备维护及修井作业产生的废防渗材料、废润滑油及其包装桶。

5.2.3 闭井期工艺过程及产污环节

闭井期为油井闭井期后，停运、关闭、恢复土地使用功能的时段。闭井后作业内容包括拆除井场的采油设备、设施，封闭出油层段和采油井口，拆除部分管线等施工过程。其中，封井的主要措施工序如下：

(1)井口处理

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

(2)套内处理

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

(3)套外处理

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

(4)封后井口处理

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

(5)生态修复措施

井口封闭后，对井场和道路占地进行生态恢复，恢复原有用地功能。

油田退役期作业产生的污染物主要是采油设备、部分输油管线的拆除过程会产生落地油。油田退役期主要污染源构成见表 5.2.4-1。

表 5.2.4-1 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		土壤、地下水	

5.3 生态影响因素分析

油田开发中生态影响主要来自施工土地扰动、占用导致的土地类型利用改变与对原有动植物的侵扰，以及道路、管线等线性工程导致的区域整体景观破碎化程度上升等。

5.3.1 施工期

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

(1) 占地对土地利用现状影响

工程占地包括永久占地和临时占地。临时占地包括站场、道路、管线等施工临时占地。永久占地包括站场、道路等。永久占用的土地将永久性的改变土地利用结构和功能，临时占地将在短期改变土地利用的结构和功能，但施工结束后，经过 2~3 年后可恢复原有使用功能。

(2) 影响动植物

施工期对植物的影响主要有占地面积原有植物的清理、占压及施工人群的干扰。工程不但造成直接破坏区的植被剥离，还将对间接破坏区的植被造成压占，将造成局部区域生物量的减少。对动物的影响主要为栖息地破坏引起的动物逃离、施工噪声对动物的干扰。

(3) 破坏、污染土壤

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

工程施工活动将破坏地表植被，改变地表形态，如不及时对进行恢复和重建，土壤的新坡面扰动可能成为新的侵蚀点加重水土流失。

(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。

5.3.2 运行期

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

5.3.3 闭井期

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

5.4 污染源分析及源强核算

5.4.1 施工期污染源分析

5.4.1.1 废气

(1) 钻井柴油机废气

钻井过程柴油消耗量平均为 30kg/100m，本项目不同井型油水井进尺深度见表 4.7.2-3，总进尺数 118704m，则钻井期柴油总消耗量约 35.61t。

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 、烟尘和 SO_2 排污系数分别为 62.8kg/t 柴油、1.5kg/t 柴油和 4kg/t 柴油。根据上述排污系数估算，施工期柴油机废气排放量约 $14.06 \times 10^4 \text{m}^3$ ，整个钻井作业期间共排放 NO_x 约 2.24t、 SO_2 约 0.14t、颗粒物约 0.053t。

(2) 车辆排放的尾气

钻井和地面工程建设过程中，设备材料拉运的需要运输车辆较多，初步估算各类车辆约 50 辆，车辆尾气会对大气环境造成一定污染。每辆车日耗油量约 11.52kg，则每辆车平均日排放烃类物质 0.025kg、 NO_x 为 0.034kg。项目钻井及地面工程建设工作主要集中在 4~9 月份（180d），预计整个施工过程可排放烃类物质 0.23t、 NO_x 为 0.31t。

(3) 施工扬尘

扬尘污染主要发生在管沟开挖、基础处理、材料运输和土方回填以及开辟施工场地与便道环节中。

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一定量的扬尘，类比同类型项目剥离扬尘量，本项目剥离扬尘量约为 0.2t/a，但由于排放点接近地面，在洒水除尘较好的情况下，抑尘效率达 65%，因此在表层剥离时对表层适当喷洒一定的水，可将剥离扬尘量降至最低，则扬尘排放量约为 0.07t/a。

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 4.0m/s；

u —50 米高度处的风速，取 4.9m/s；

w —物料含水率，10%；

M —堆场堆放的物料量，2.4 万 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 1184mg/s，则管线施工阶段扬尘总排放量为 3.07t。

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。根据运输扬尘计算公式可粗略计算出单台汽车运行的起尘量，根据计算公式可以看出，起尘量主要与车速、路面状况和车辆载重有关。

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

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，30km/h；

P —道路表面物料量，以每平方米路面灰尘覆盖率来表示，0.05kg/m²；

M —车辆载重，20t/辆；

L —运输距离，20km；

将参数代入公式，计算出本项目施工阶段车辆扬尘总排放量为 0.744t。

5.4.1.2 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固液分离设施和泥浆不落地收集设施，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固液分离设施和泥浆不落地收集设施，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。

根据油田公司提供的钻井废水水质检测数据，根据油田公司提供的统计资料，钻井废水主要污染物浓度见表 5.4.1-1。

表 5.4.1-1	钻井废水主要污染物浓度			单位:mg/L
污染物	SS	COD	石油类	
产生浓度	2250	5000	19.1	

钻井废水的产生量随着井深和钻井周期变化。根据油田公司提供的统计资料，一般每口井产生的钻井废水量约 30m³。拟建工程计划新钻油水井 47 口，则钻井废水最大产生量约 1410m³，固液分离后用于配制泥浆，循环使用。钻井结束后，废弃泥浆在井场暂存点暂存，暂存点采取防渗漏、防流失、防扬散措施，最终由长实集团和川庆钻探集中处置填埋或者资源化利用。分离出的上层液通过罐车送至依托措施返排液处理站处理，处理率达到 100%。

(2)试油废水

油井试油是在油井完成后，把油、气、水从地层中抽到地面并经过专门测试取得试油资料，包括油、气、水产量数据、压力数据、原油物性数据及温度数据等。试油过程产生的废水具有粘度高、COD 高等特点，且含有一定的压裂液、支撑剂及石油类等物质，参考文献资料《高粘度试油废水絮凝处理技术探索》（2013.6）中取自长庆油田 X47-113 井的试油废水水样检测数据，试油废水中污染物浓度见表 5.3.1-2。根据现有开发统计数据，每口采油井试油产生试油废水量约 30m³，本项目拟新钻采油井 45 口，试油废水产生量为 1350m³。试油废水全部收集进罐，试油结束后运输至依托措施返排液处理站，处理达标回注。

表 5.4.1-2	试油废水中污染物浓度			单位:mg/L
污染物	SS	COD	石油类	pH
浓度	346	7542	121	9~10

(3)压裂返排液

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出地面，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。压裂返排液的主要成分包含胍胶、石油类及其它各种添加剂。根据

钻井技术方案,定向采油井压裂返排液量为200m³/井,水平采油井压裂返排液量为500m³/井,注水井不压裂。项目拟新钻采油井45口,返排液总产生量约12600m³。

根据《长庆油田2019年措施返排液处理站实施方案(第一批)》(西安长庆科技工程有限责任公司)中对各采油厂运行过程中产生的各类措施返排液成分进行的实测统计数据,措施返排液水质指标见表5.4.1-3。根据作业规程,压裂过程采取带罐上岗作业模式,压裂返排液全部回收入罐,优先在井场内进行再利用,无法循环利用的待压裂结束后分批次运至现有措施返排液处理站处理达标后回注,不外排。

表 5.4.1-3 压裂返排液水质指标

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)
压裂返排液	6~9	20~50	200~1000	5000~10000	500~2000	2~15	1~3

(4)试压废水

本项目管道工程分段试压以测试管道的强度和严密性,试压前采用清管器进行清管,根据油田运行经验,通常管道试压用水量约为5m³/km,本项目敷设管线长度为40.62km,据此估算本次产建工程新建管道试压用水量约为203.1m³,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废液处理站处理达标后回注油层,不外排。

(5)生活污水

本项目部署井场9座,油水井47口,设计单井钻井周期15天,则平均每座井场施工周期约78.5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为90天。改扩建站场小型工程施工周期按10天计。

施工期生活用水指标参照《甘肃省行业用水定额(2023版)》中水源水量缺乏地区定额,人均用水40L/d,排污系数取0.8。施工期生活污水最大日产生量为9.6m³/d,整个施工期过程生活污水总产生量约787.2m³。

表 5.4.1-4 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 /d)	排污系 数	生活污水产生 量(m ³ /d)
1	井场	9	90	30	0.04	10.8	0.8	8.64
2	改扩建站	3	10	10	0.04	1.2	0.8	0.96
总计								9.6

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,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,施工营地均设有环保厕所,粪便定期清运作为附近村庄农

家肥使用，生活污水仅为少量盥洗水，用于站场洒水降尘；改扩建站场可依托现有生活污水处理设施，保证生活污水用于附近站场抑尘及周边植被绿化，不外排。

5.4.1.3 噪声

项目施工期噪声影响具有临时性和流动性的特点，主要噪声源包括钻井作业中的钻机、柴油机、泥浆泵，井下作业过程压裂车以及管线和道路施工中的装载机、推土机等施工机械等。按声源性质又可分为流动声源和连续稳态声源。施工期主要噪声源及源强见表 5.4.1-5，施工期部分装置采取了消声、减震、软连接等降噪减震措施，有一定的降噪效果。

表 5.4.1-5		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	2 台(1 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	
地面工程施工	推土机、装载机等	若干	85~100	流动声源	

5.4.1.4 固体废物

施工期固体废物主要包括钻井过程中的废弃钻井泥浆、钻井岩屑和落地油，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（2021 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《油气田开发建设与环境影 响》（石油工业出版社），废弃钻井泥浆中各种污染物含量及物理性质见表 5.4.1-6。

表 5.4.1-6 废弃钻井泥浆各污染物含量及物理性质

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

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

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

式中：V——废弃钻井泥浆产生量，m³；
D——井的直径（0.2445），m；
h——进尺数，m。

根据本项目各类井型数量及参数，结合上述计算公式，计算项目钻井泥浆产生量详见表 5.4.1-7。钻井期钻井泥浆产生总量约 10819.6m³，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 2023 年开展的钻井泥浆不落地处理井场实际钻井施工进行调研，通过重复利用，泥浆回收利用率可达到 95%，则项目钻井结束后共产生废弃钻井泥浆 540.98m³，合计 622.13t（1.15t/m³）。

废弃泥浆在井场经大罐收集、沉降、破胶脱稳、板框压滤后，固相（含水率小于 60%、pH 控制在 6~9）井场暂存点暂存，暂存点采取防渗漏、防流失、防扬散措施，井场内暂存时间不超过 1 个月，力争做到即产即清，最终委托第三方单位处理。

表 5.4.1-7 施工期钻井泥浆产生情况表

类型	井型	平均进尺数（m）	井数	单井钻井泥浆产生量（m³）	钻井泥浆产生总量（m³）
注水井	定向井	2250	2	213.8	427.6
油井	定向井	2300	33	216.8	7154.4
	水平井	3192	12	269.8	3237.6
合计		/	47	/	10819.6

(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，经地面的振动筛分离，并堆置于井场。根据圆柱体积、质量公式，岩屑的产生量可按式计算：

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

式中：W—井场岩屑产生量，t；
D—井直径（0.2445），m；
h—井平均深度，m，考虑评价区黄土层厚度 100m；
d—岩石密度（取 2.5），t/m³。

根据本项目各类井型数量及参数，结合上述计算公式，计算项目钻井岩屑产生量详见表 5.4.1-8。

表 5.4.1-8 施工期钻井岩屑产生情况表

类型	井型	进尺数 (m)	油层平均有效 厚度 (m)	井数	钻井岩屑总产生 量 (t)	含油岩屑产生 量 (t)	钻井岩屑(不含油)产 生量 (t)
注水井	定向井	2250	5.3	2	263.97	0.62	263.35
油井	定向井	2300	5.1	8	1079.33	2.39	1076.94
	定向井	2300	4.1	16	2158.66	3.85	2154.82
	定向井	2300	5.3	7	944.42	2.18	942.24
	定向井	2300	10.5	2	269.83	1.23	268.60
	水平井	3192	20.5	12	2246.89	14.43	2232.46
合计	/	/	/	47	6963.10	24.70	6938.40

①含油岩屑

根据上表，含油岩屑共产生 24.7t。钻井队在钻井过程中通过含油显示情况、荧光灯辅助工具等，准确鉴定并收集含油岩屑。含油岩屑属于危险废物（HW08-071-002-08），暂存于危废临时贮存点，井场钻井施工完成后委托第三方有资质单位处置。评价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，最终委托第三方有资质单位处置。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不利影响。

②不含油岩屑

不含石油类的岩屑共 6938.4t。不含油的岩屑与废弃泥浆均属于一般固体废物；钻井现场均配备废弃钻井泥浆岩屑地上移动式收集储罐，收集设施地面进行防渗处理；钻井结束后，经板框压滤工艺进行固液分离后，与废弃钻井泥浆一同处置，由防渗漏、防抛洒、防扬尘的运输车辆统一运至第三方有资质单位处置，外运的固体废物含水率应控制在 60%以内。

(3)落地油

试油等井下作业过程中会有少量原油散落井场形成落地油，属于《国家危险废物名录（2021 年版）》中 HW08 类危险废物，根据建设单位实际井下作业过程中的数据统计，

估算每口油井作业过程中产生的落地油约 0.02t。本项目新建采油井 45 口，共产生落地油 0.9t。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，将作业过程中的落地油全部收集到储罐（储罐容积 3m³）中，回收率 100%，钻井结束后就近运至现有危废点暂存，委托有资质单位定期转运处置。

(4)废弃设备

根据工程分析，本项目在施工期涉及原有站场部分设备拆除施工，如蛟 1 增和蛟 3 增更换外输泵，施工过程中会产生废弃设备，产生量约 3.0t，环评要求施工期废弃设备交由油田公司统一回收处置。

(5)建筑垃圾

施工过程或改扩建拆除工程中产生一定混凝土、碎砖、管道切割废料等建筑垃圾，产生量约 0.3t，全部用于回填施工场地或回收利用。

(6)其它固废

施工期其他固废里包括压裂及试油作业产生的废防渗材料、钻井添加剂的外包装袋、钻机更换的废润滑油、施工带罐作业的清罐底含油污泥，其中，废防渗材料（900-249-08）、钻机更换的废润滑油（900-217-08、900-214-08）、清罐底泥（071-001-08）均属于《国家危险废物名录（2021年版）》中HW08类危险废物，产生量约0.2t，存于危废暂存点，委托有资质单位定期转运处置。钻井添加剂外包装袋均属于一般固废，产生量约0.3t，定期外售至废品回收公司回收处置。

(7)生活垃圾

参考表 5.4.1-4 中施工期人员配置，按照每人每天产生生活垃圾 0.8kg 计算，施工期生活垃圾最大产生量为 0.35t/d，施工期总生活垃圾产生量约 31.12t。施工场地设置临时生活垃圾收集筒，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（2021 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（2021 年版）》，施工期固体废物中含油岩屑、落地油、废防渗材料、废润滑油及其包装桶属于危险废物，以上危废类别、来源、代码、名称和危险特性见表 5.4.1-9。

表 5.4.1-9 施工期危险废物识别表

危废名称	危废类别	产生环节	代码	外观性状	产生规律	产生量（t/a）	危险特性
油基岩屑	HW08 废矿物油与含矿物油废物	钻井环节	071-002-08	固体	连续产生	24.7	T，I
落地油	HW08	井下作业	071-001-08	半固体、固体	间歇	0.9	T，I

	废矿物油与含矿物油废物	环节			产生		
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	间歇产生	0.14	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	间歇产生	0.06	T, I

5.4.2 运行期污染源分析

5.4.2.1 废气

(1)油气集输过程放空、挥发、泄漏产生的无组织排放烃类气体

项目在开采和集输过程中会挥发、泄漏少量烃类气体，主要来自井场。

本项目井场均按照《长庆油田陇东油区清洁文明井场设施建设标准》要求进行标准化建设，本项目新增产能中 2.83 万吨原油采取管线集输，0.17 万吨产能采取拉油方式集输。建设单位提供的陇东油田原油损耗调查结果，开放式流程损耗为 1.4%~2.0%，密闭流程为 0.5%。为降低原油损耗，减少烃类损耗，提高经济效益，油田公司很重视油气集输的密闭性，并不断改进石油开采工艺技术，相关资料表明，目前部分采油厂采用密闭集输工艺的井区，已将原油损耗降到 0.5% 以下。根据建设单位提供的原油损耗调查结果，当前采用的原油开采、集输工艺，开放式流程的烃类损耗约为 2%，密闭流程烃类损耗可控制在 0.2%。根据拟建项目建设规模，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，估算运行期各井区无组织烃类气体产生及排放情况见表 5.4.2-1，结合各井场采油井数量、不同井型单井产能，则各井场无组织排放情况见表 5.4.2-2。

表 5.4.2-1

产建工程烃类气体排放情况

井区	层位	原油产量 (10 ⁴ t/a)		气油比 (m ³ /t)	伴生气产量 (10 ⁴ m ³ /a)		烃类气体损耗量 (m ³ /a)		甲烷化 系数	相对密度 (kg/m ³)	非甲烷总烃排放量 (t/a)		
		管输	拉油		管输	拉油	管输	拉油			管输	拉油	合计
白 461	延 9	0.66	0	3.95	1.30	/	26.07	/	0.14	0.88	0.020	0	0.020
白 468	延 8	0.1	0	10.8	0.54	/	10.8	/	0.14	0.88	0.008	0	0.008
	长 3	0.39	0	90	17.55	/	351	/	0.5	1.02	0.179	0	0.179
	长 7	1.4	0	107.2	75.04	/	1500.8	/	0.5	0.79	0.593	0	0.593
	长 8	0.18	0	101.5	9.14	/	182.7	/	0.5	0.79	0.072	0	0.072
白 181	延 4+5	0.1	0	3.95	0.20	/	3.95	/	0.14	0.88	0.003	0	0.003
岭 405	延 8	0	0.17	10.8	/	0.92	/	183.6	0.14	0.88	0	0.139	0.139
合计	/	2.83	0.17	/	103.77	0.92	2075.32	183.6	/	/	0.875	0.139	1.014

表 5.4.2-2

各井场烃类气体排放情况

序号	井区	场站	层位	油井	井场产能（10 ⁴ t/a）	非甲烷总烃排放量（t/a）	井场源强(kg/h)
1	白 181	蛟 6-21	延 4+5	3	0.1	0.003	0.0004
2	白 461	蛟 108	延 9	5	0.21	0.006	0.0008
3		蛟 5-10	延 9	5	0.21	0.006	0.0008
4		蛟 18	延 9	6	0.22	0.008	0.0010
5	白 468	蛟 2-10	长 7	4	0.47	0.199	0.025
6		蛟 2-11	长 7	4	0.66	0.284	0.036
			长 3	2			
7		蛟 50 扩	长 7	4	0.66	0.284	0.036
			长 3	2			
8		蛟 4-3	延 8	3	0.28	0.085	0.011
			长 8	2			
9	岭 405	岭 405-4	延 8	5	0.17	0.139	0.018
合计				45	3	1.014	0.128

(2)运输车辆汽车尾气

本项目岭 405 区拟建经常通过罐车拉油。根据资料，罐车耗油量为 11.52kg/d·辆，排放烃类物质 0.025kg/d，NO_x为 0.034kg/d。罐车按 20m³罐容考虑，根据拉油井区集输规模，平均每天约有 1 辆拉油罐车行驶于评价区，预计可排放烃类物质 0.008t/a，NO_x为 0.011t/a。

(3)单井道路扬尘

根据现场调查，新井区内的井场道路路面硬化率较低，加之道路积尘量较大，来往车辆行驶过程中会对道路两侧敏感点和农作物造成影响。车辆行驶过程中的扬尘量主要与车速、路面状况、车辆载重及行驶距离有关。根据运输扬尘计算公式，项目区域车辆扬尘量为 11.7t/a。

5.4.2.2 废水

(1)油田采出水

根据本项目水平衡分析，本项目现阶段采出水量为 73.04m³/d，随着开采时间的延长，含水率不断提高达到含水率 50%，则采出水量为 109.56m³/d。根据陇东油田相关检测结果，油田采出水主要污染物浓度见表 5.4.2-3。根据产建方案，拟建工程各井区均依托现有采出水处理设施进行处理，达标后回注油层，处理回用率 100%。

表 5.4.2-3 油田采出水污染源强

污染物	SS	石油类	pH	COD
产生浓度（mg/L）	72~244	61~300	6.78~7.77	1000~1400
初期产生量（t/a）	0.017	0.022	/	0.102

注：污染物产生量核算考虑最不利影响取浓度最大值。

(2)措施返排液

运行期措施作业主要包括压裂改造、大小修井等，不同措施作业类型的施工环节基本相同，其废水主要来自修井过程中的洗井环节，修井作业不定期进行，根据油田公司提供的统计资料，实施频次一般为每两年一次。结合现有工程作业资料保守估计，单井每次修井过程中产生的洗井废水最大量约 70m³。本项目新建油水井共计 47 口，运行期措施作业洗井废水产生量 1645m³/a。根据陇东地区现有五蛟西、庆八注、庆十二注等措施返排液处理站进口浓度数据统计，洗井等措施返排液主要污染物为石油类和 SS 等，浓度参见表 5.4.2-4。项目措施返排液全部就送至现有五蛟西措施返排液处理站，处理后回注油层，不外排。

表 5.4.2-4 措施返排液污染物源强

污染物	SS	COD	石油类
产生浓度（mg/L）	50~1200	800~2000	20~200
产生量（t/a）	1.97	3.29	0.33

注：污染物产生量核算考虑最不利影响取浓度最大值。

5.4.2.3 噪声

运行期噪声污染源主要有抽油机、站场新增压缩机等，项目噪声污染源见表 5.4.2-5。

表 5.4.2-5 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
蛟一转	伴生气压缩机	1 台	85	高频连续声源

5.4.2.4 固体废物

(1)落地油

运行期措施作业通常每 2 年实施一次，保守估算每口井每次产生落地油 0.02t，通过铺设防渗材料进行收集，回收率可达 100%。项目运行期措施作业作业过程落地油产生情况见表 5.4.2-6。

表 5.4.2-6 落地油产生排放情况

序号	项目	数量
1	油井数量（口）	45
2	落地油产生量（t/a）	0.45
3	回收率	100%
4	落地油排放量（t/a）	0

(2)含油污泥

根据《国家危险废物名录》（2021 年版），含油污泥属于危险废物，其危废类别、来源、代码、名称和危险特性见表 5.4.2-7。

表 5.4.2-7 含油污泥危险废物识别表

危废名称	危废类别	行业来源	代码	名称	危险特性
含油污泥	HW08 废矿物油与含矿物 油废物	石油开采	071-001-08 900-210-08	石油开采和炼制 产生的含油污泥 和油脚	T，I

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。在采油废水的处理和原油脱水过程中，各种处理容器和构筑物均会产生含油污泥。

运行期含油污泥主要来自三个环节：①原油储罐清罐含油污泥；②采出水处理系统排泥；③运行期措施作业产生的含油污泥。

根据长庆实业集团有限公司安全环保科提供的五蛟西区统计数据，折算清罐含油污泥产生量约 14.98 吨/万吨净化油，措施作业含油污泥产生量约 21.64 吨/万吨。结合上述折算系数和本项目新建产能规模，估算本项目投产后储罐和水处理系统新增含油污泥产生量约 44.94t/a，油井措施作业刮削井筒过程中产生含油污泥量约 64.92t/a，合计 109.86t/a。清罐作业产生的含油污泥直接委托有资质单位清运处置，不暂存。措施作业含油污泥全部依托现有危废暂存点暂存，定期送有资质单位处置。

(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、废润滑油及其包装桶、清管废渣，产生量约 0.11t/a，均属于《国家危险废物名录》（2021 年版）中 HW08 类危险废物，收集后送至现有危废暂存点暂存，定期交有资质单位处置。

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（2021 年版）》、《危险废物排除管理清单（2021 年版）》识别危废类别和代码，运行期危险废物的产生、暂存、处置情况见表 5.4.2-8，危废全部运至现有危废暂存间暂存，委托有资质单位定期转运处置，评价要求危险废物临时暂存设施应严格按照《危险废物贮存污染控制标准的要求》采取防风、防雨、防晒措施，并严格执行危险废物转移联单制。

表 5.4.2-8 运行期危险废物识别表

危废名称	危废类别	产生环节	代码	外观性状	产生规律	产生量 (t/a)	危险特性
落地油	HW08 废矿物油与含矿物油废物	采油、修井、集输环节	071-001-08	半固体、固体	间歇产生	0.45	T, I
清罐底泥	HW08 废矿物油与含矿物油废物	原油处理环节	071-001-08	半固体	间歇产生	44.94	T, I
浮渣、污泥	HW08 废矿物油与含矿物油废物	采出水处理环节	900-210-08	半固体、固体	连续产生	64.92	T, I
清管废渣	HW08 废矿物油与含矿物油废物	管道清理环节	071-001-08	固体	间歇产生	0.03	T, I
废防渗材料	HW08 废矿物油与含矿物油废物	修井作业环节	900-249-08	固体	间歇产生	0.07	T, I
废润滑油及包装物	HW08 废矿物油与含矿物油废物	采油、修井环节	900-249-08	固体	间歇产生	0.01	T, I

5.4.2.5 非正常排放

非正常排放指生产过程中开停车(工、炉)、设备检修、工艺设备运转异常等非正常工况下的污染物排放，以及污染物排放控制措施达不到应有效率等情况下的排放，需做

安全处理。在无严格控制措施或污染控制措施失效的情况下，污染物的非正常排放往往成为环境污染的重要因素。本项目依托措施返排液处理站、设有采出水处理系统的联合站等均设有缓冲水罐、事故水罐等，确保检修或工艺设备、环保设置运转异常情况下废水不外排，因此本项目非正常排放主要为废气的非正常排放。

产建工程产生的伴生气主要用于新建站场和依托站场加热炉燃料，各站场没有高压火炬，在设备检修、系统超压等情况下，将管道中伴生气引至火炬，点火放喷，降低污染物排放对环境的不良影响，降低环境风险。事故放空量一般为伴生气产生量的 1%，即最大伴生气事故排放量为 $0.101 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{a}$ ，处理方式为火炬燃烧高空排放，排放的主要污染物含量为： NO_x 1.20kg/a、 SO_2 0.20kg/a、颗粒物 0.15kg/a，且火炬都是分散在各个站场和井场，因此对评价区环境影响程度轻微。

5.4.3 闭井期污染源分析

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

5.4.4 温室气体排放评价

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

$$E_{\text{GHG}} = E_{\text{CO}_2\text{燃烧}} + E_{\text{GHG}_\text{火炬}} + \sum_S (E_{\text{GHG}_\text{工艺}} + E_{\text{GHG}_\text{逃逸}}) - E_{\text{CH}_4\text{回收}} \dots\dots\dots (1)$$

$$\times GWP_{\text{CH}_4\text{回收}} - E_{\text{CO}_2\text{回收}} + E_{\text{CO}_2\text{净电}} + E_{\text{CO}_2\text{净热}}$$

式中： E_{GHG} —企业温室气体排放总量，单位为吨 CO_2 当量；

$E_{\text{CO}_2\text{燃烧}}$ —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 ；

$E_{\text{GHG}_\text{火炬}}$ —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；

$E_{\text{GHG}_\text{工艺}}$ —为企业各业务类型的工艺放空排放，单位为吨 CO_2 当量；

$E_{\text{GHG}_\text{逃逸}}$ —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（ 10^4Nm^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（ $tC/10^4Nm^3$ ）；

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。

本项目不新增加热炉，主要使用柴油，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	42.652a	0.0202 ^b	98 ^b

表 5.3.4-2 燃料燃烧 CO ₂ 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	35.61	42.652a	0.0202 ^b	98 ^b	110.25

甲烷逃逸排放二氧化碳依据 5.4.2.1 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（tCO₂e）；

$AD_{\text{净调入电量}}$ —净调入电力消耗量（MWh）；

$EF_{\text{电力}}$ —电力排放因子（tCO₂e/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 0.9014tCO₂e/MWh。

具体核算结果如下：

表 5.3.4-3 本项目温室气体排放汇总表

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	110.25	0.87*21=18.27	70.57×10 ⁴ *0.9014/1000=636.12	764.64

5.5 污染物排放及总量核定

5.5.1 项目污染物排放情况汇总

施工期、运行期主要污染物排放及生态影响汇总见表 5.5.1-1 和表 5.5.1-2。

表 5.5.1-1 拟建工程施工期“三废”排放及生态影响汇总表

污染源		主要污染物	产生量	排放量	拟处理措施及排放去向
废气	钻井废气	NO _x	2.24t	2.24t	无组织排放
		SO ₂	0.14t	0.14t	
		颗粒物	0.053t	0.053t	
	机械、车辆尾气	NO _x	0.31t	0.31t	无组织排放
		烃类	0.23t	0.23t	
	施工扬尘	颗粒物	3.884t	3.884t	无组织排放
废水	钻井废水	COD、石油类、SS	1410m ³	0	循环利用，钻井结束后无法利用的送至措施返排液处理站处理达标后回注油层
	试油废水	pH 值、COD、石油类、SS	1350m ³	0	罐存，试油结束后运至措施返排液处理站处理回注
	压裂返排液	pH 值、石油类、SS	12600m ³	0	全部回收入罐，优先在井场内循环利用，无法利用的分批次运至措施返排液处理站处理回注
	试压废水	pH 值、SS	203.1m ³	0	试压废水经收集后拉运就近的措施废液处理站处理达标后回注油层，不外排
	生活污水	COD、氨氮、BOD ₅ 、SS	787.2m ³	0	施工营地设环保厕所，收集后用于附近植被施肥，不外排
噪声	井场设备噪声	钻机、柴油机、压裂车、工程机械等源强 70~105dB(A)			调整施工时间，避让敏感目标，优选低噪设备
固废	钻井工程	废钻井泥浆	622.13t	0	属一般工业固废，全部在井场暂存点暂存，最终由长实集团和川庆钻探集中处置单填埋或者资源化利用。
		钻井岩屑（不含油）	6938.4t	0	属一般工业固废，与废弃泥浆一同处置
		含油岩屑	24.7t	0	属危险固废，暂存于污含油污泥临时储存点，最终委托有资质单

					位定期转运处置
		废弃设备	3.0t	0	交由油田公司统一回收处置
		建筑垃圾	0.3t	0	尽可能利用于场站建设施工,不能回收利用的运至当地建筑垃圾填埋场填埋处理。
		落地油	0.9t	0	属危险固废,100%回收处理。
		废防渗材料、废润滑油及其包装桶	0.2t	0	属危险固废,暂存于污含油污泥临时储存点,最终委托有资质单位定期转运处置
	施工保障	生活垃圾	31.12t	0	统一收集运输至环卫部门指定地点处置
生态	钻井、道路、管线施工;井、站地面工程建设	工程占地约 20.27hm ² ,其中:永久占地约 5.17hm ² ,临时占地约 15.1hm ² ,地表、植被破坏,加剧水土流失			施工完后,临时占地进行植被恢复

表 5.5.1-2 运行期“三废”排放汇总表

污染源		主要污染物	产生量	排放量	拟处理措施及排放去向
废气	油气集输过程无组织逸散	非甲烷总烃	1.014t/a	1.014t/a	无组织排放
	运输车辆汽车尾气	烃类物质	0.008t/a	0.008 t/a	无组织排放
		NO _x	0.011t/a	0.011t/a	
		扬尘	11.7t/a	11.7t/a	
废水	油田采出水	SS、石油类、COD	73.04m ³ /d	0	依托现有采出水处理系统处理回注
	措施返排液	SS、石油类、COD	1645m ³ /a	0	依托现有措施返排液处理站处理回注
噪声	井、站场设备噪声	抽油机、伴生气压缩机等,源强 65~85dB(A)			避让敏感点,优选低噪设备,隔声、减振措施
固废	措施作业	落地油	0.45t/a	0	属危险固废,委托有资质单位定期转运处置
	清罐及措施作业	清罐底泥	64.92t/a	0	属危险固废,委托有资质单位定期转运处置
		浮渣、污泥	44.94t/a	0	属危险固废,委托有资质单位定期转运处置
		清管废渣	0.03t/a	0	属危险固废,委托有资质单位定期转运处置
		废防渗材料	0.07t/a	0	属危险固废,委托有资质单位定期转运处置
		废润滑油及其包装桶	0.01t/a	0	属危险固废,委托有资质单位定期转运处置

5.5.2 项目污染物排放总量核定

按污染物排放总量控制原则,评价建议总量控制指标见表 5.5.2-1,总量控制指标应以当地环保部门下达的指标为准。

表 5.5.2-1 总量控制指标 (建议)

类别	污染物种类	运行期 (t/a)
大气污染物	非甲烷总烃*	1.014
水污染物	COD	0
	氨氮	0

注: *为总量控制指标参考因子

①大气污染物

油田开发项目排放非甲烷总烃主要是场站无组织逸散。

②水污染物

项目生产和生活废水处理达标后全部回用，不外排。

5.5.3 滚动开发前后污染物排放量变化情况

本项目投产前后污染物排放量变化见表 5.5.3-1。

表 5.5.3-1 扩建工程投产后三废产生量及排放状况总表

类别	名称	现有工程	扩建工程			扩建工程运行后	
		排放量 (t/a)	产生量 (t/a)	削减量 (t/a)	排放量 (t/a)	排放量 (t/a)	增减量 (t/a)
废气	颗粒物	1.285	0	0	0	1.285	0
	NO _x	8.846	0	0	0	8.846	0
	SO ₂	2.702	0	0	0	2.702	0
	非甲烷总烃	5.309	1.014	0	1.014	6.323	+1.014
废水	石油类	0	0.352	0.352	0	0	0
	SS	0	1.988	1.988	0	0	0
固废	落地油	0	0.45	0.45	0	0	0
	清罐底泥	0	64.92	64.92	0	0	0
	浮渣、污泥	0	44.94	44.94	0	0	0
	清管废渣	0	0.03	0.03	0	0	0
	废防渗材料	0	0.07	0.07	0	0	0
	废润滑油及其包装桶	0	0.01	0.01	0	0	0

5.6 清洁生产分析

5.6.1 工艺技术选择合理性分析

- (1)划分开发层系
- 根据陇东地区油藏地质特征，侏罗系延安组和三叠系延长组油藏物性差异大，流体性质及压力系统不同且油层跨度大，配伍性较差，分别采用一套层系井网开发。该方案可合理补充地层能量，减少资源能源消耗，保障驱油效率和提高采收率，有利原油伴生气回收利用和资金节约。
- (2)优化井网系统
- 根据长庆油田油藏的注水开发经验，本项目侏罗系延安组油藏井网系统布设均采用 260×180m 三角形井网布井，三叠系延长组长 3、长 7、长 8 层位分别采用 300×120m 正方形反九点井网、400×160m 和 500×160m 菱形反九点井网布井，该种井网开发注采井数比低，且后期调整方便，是目前国内外超低渗油层常见的主要井网系统布设方法，是陇东油田多年开发实践经验检验的结果，已取得比较好的效果。
- (3)合理设计注水系统
- 依据长庆油田注水开发实践，项目合理设计注水系统，采用分层注水，合理选择注水时间。项目主要含油层为侏罗系延安组和三叠系延长组油藏，由于油藏天然能量贫乏，

需补充能量开发，均采用同步注水方式进行开发，注水站设计最大注水井口压力均为 25MPa。油井投产后，注水量根据生产动态进行调整。

5.6.2 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。项目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 5.6.2-1。

表 5.6.2-1 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	2.4	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	99.78	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	0.22	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有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。

5.6.3 设备及装置清洁生产分析

本项目主要以管线集输为主，岭 405 区井场因远离集输系统临时拉油。项目运行过程油气集输主要采用密闭集输流程，井区开发首先敷设集输管线，以保证投产井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，避免因放空造成的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)油气水分离工艺

项目依托蛟一联、新华 53 等现有骨架站场，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 5.6.3-1。

表 5.6.3-1		不同脱水流程比较表				
对比流程	项目	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 5.6.3-1 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。

(3)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。较以往防渗材料，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，减少了废防渗材料等危险废物产生量和处理费用。

5.6.4 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 2.41 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

项目分离产生的伴生气在站内用作加热炉燃料，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。

5.6.5 清洁生产结论与建议

5.6.5.1 结论

从上述指标可见，本项目所采用的生产工艺、生产设备先进；原材料、能源消耗及污染物产生量指标等也均处于国内石油天然气行业先进水平。评价认为，项目符合清洁生产要求，整体清洁生产水平达到国内同行业先进水平。

5.6.5.2 建议

(1) 根据清洁生产指标分析，本项目部分井区采用罐车拉油的方式进行输油，建议在现有集输系统的基础上，提高局部区域管输率，提高伴生气的收集效率，为提高伴生气利用率创造条件。

(2) 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。

(3) 探索含油污泥资源化利用途径。

6 区域概况及环境现状调查

6.1 自然环境概况

6.1.1 地形、地貌

(1) 区域地形地貌

评价区在内的整个陇东盆地地势由东北西三面向东南倾斜，是一个在东南部开口的非封闭性盆地。西部的六盘山、北部的白于山和东部的子午岭，海拔 900~2748m，构成周边和盆地内部的地表水和地下水分水岭。陇东盆地区内地貌从其成因、形态划分，可以分为基岩山地、黄土丘陵及侵蚀堆积河谷三种一级地貌类型，往下可划分为次一级的地貌类型。

(2) 评价区地形地貌

调查评价区位于陇东盆地北部，地形总体北高南低，以子午岭为界，均由东北西三面向南倾斜，最高点是东部的子午岭，海拔 1802m，最低点位于南部的马莲河谷地，海拔 1050m。由于被洪水、河流剥蚀和切割，地形支离破碎，黄土梁、峁、沟壑等地貌形态十分发育，呈现出梁峁起伏、沟壑纵横，梁峁与沟壑相间的地貌景观。就评价区地貌形态而言，可大致分为基岩低山丘陵、黄土低山丘陵、梁峁沟壑丘陵、残塬沟壑丘陵与河谷阶地五种类型。

基岩低山丘陵：主要分布在子午岭及其东麓地区，海拔标高在 1200—1700m 之间，相对高差 400—500m。该区出露的地层均为下白垩系保安群，被剥蚀、侵蚀后多形成丘状山体。子午岭东侧多陡崖，沟谷深切多呈“V”字型。子午岭是泾河、洛河水系的分水岭。

黄土低山丘陵：分布于子午岭西侧，海拔各处相差较大，但相对高差均在 200—300m 间。结构特点是其上部黄土披覆，下部大部分地段为白垩系基岩。黄土丘陵区溯源侵蚀作用较强，冲沟发育，黄土梁较长，梁坡较陡，属山区与沟壑区过渡地带。

沟谷深陡的梁峁沟壑丘陵：广泛分布于调查评价区，是区内主要的地貌类型，海拔 1400—1700m，基底主要由新近系和下白垩系构成，上覆黄土厚 10—150 米，冲沟发育，沟谷切割深度 150m 左右，形成梁峁与沟壑相间的地貌景观。

残塬沟壑黄土丘陵：小范围分布在调查评价区庆城县以南，海拔 1400—1700m，基底由下白垩系及第三系构成基本格架，上覆黄土 150m 左右，形成长条形黄土残塬，长轴方向与塬侧水系方向平行，总体上的“布局”呈散射状，塬面平坦，塬的面积大小不

等。在塬侧与河谷间为梁峁沟壑地形，塬侧冲沟十分发育，切割深度 150—300m，形成残塬与沟壑相间的地貌景观。

河谷阶地：分布于马莲河、葫芦河及其支流。由于其下切作用强烈，马莲河、葫芦河及其支流两侧基本均有下白垩系出露。普遍发育有 I、II 阶地，残留有 III、IV 级阶地，两侧不对称，呈断续状分布。马莲河阶地的阶面最宽，支流的较窄。阶地微向下游和河床方向倾斜。阶地的结构特点是上部为粉土，下部为砾砂、圆砾、卵石，三、四级阶地砾砂、圆砾、卵石局部为半胶结状。

本项目基本都位于沟谷深陡的梁峁沟壑丘陵区、基岩低山丘陵和黄土低山丘陵区。

6.1.2 地质构造

调查评价区内出露地层较简单，主要是第四系、新近系和下白垩系，由新到老，地层由上向下叠置。

(1) 第四系 (Q)

第四系在评价区内广泛分布，在成因上以风积为主，次为冲洪积。地层包括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及全新统冲洪积层。

① 河流相堆积物 (Q_{hal+pl})

主要分布于河（沟）谷的河床、河漫滩和 I、II 级阶地上。具二元结构，上部为浅黄色粉土、粉质粘土，含少量砾石，下部为砂砾石层，砾径一般在 3~5cm，大者可达 20cm，分选性和磨圆度较好，厚度一般 3~5m。

② 上更新统马兰黄土 (Q_{p3eol})

广泛覆盖于评价区内梁、峁以及河谷 III、IV 级阶地，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，厚度为 10~50m。

③ 中更新统离石黄土 (Q_{p2eol})

评价区内广泛分布，出露于梁峁坡上，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，厚度 80—160m。

④ 下更新统午城黄土 (Q_{p1eol})

出露于调查评价区内沟谷坡脚及冲沟底部，岩性桔黄或桔红色粉质粘土、粘土，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，厚20~110m。

(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罗汉洞组或环河组之上，厚度一般5~20m。

(3)下白垩系保安群

保安群在调查评价区分布有罗汉洞组(K1lh)、环河组(K1h)和宜君洛河组(K1y+1)。

①罗汉洞组(K1lh)：残留于调查评价区西北部，在马莲河支沟的底部和两侧零星出露，岩性为桔红色或砖红色中细砂岩夹薄层泥岩和砂质泥岩，颗粒自下而上逐渐变细，下部多为中粗及含细砾中粗砂岩，上部为粉砂岩及细砂岩。砂岩成分以石英、长石为主，暗色矿物次之，长石部分已风化成白色高岭土；砂岩以泥质胶结为主，疏松易碎，颗粒分选中等，孔隙度大，具大型斜交层理。泥岩致密较硬，具水平层理，其厚度向东北、东部变薄，渐尖灭。产状近水平，厚度小于50m。

②环河组(K1h)：全区均有分布，主要出露于马莲河、葫芦河及其支沟的底部和两侧，岩性下部为紫褐、紫红、灰紫、青灰色中、细砂岩、含泥砾砂岩、粉砂岩、泥岩及少量灰、灰绿色粉砂岩、泥岩、砂质泥岩；上部为蓝灰、灰绿、黄绿、棕红色砂质泥岩与泥质砂岩、粉细砂岩、细砂岩呈韵律互层，夹中粗砂岩。上下部都不同程度夹薄层石膏或团块状石膏，地层厚度在150~850m，西部较厚，向东部渐薄。

③宜君洛河组(K1y+1)：全区均有分布，无出露，岩性为浅棕色、灰色中粗砂岩夹泥岩、砂质泥岩与页岩。砂岩成分以石英为主，粘土质胶结，较疏松。岩性自上而下由粗变细，色由深变浅，地层厚度在300~750m，西北部较厚，向东南部逐渐变薄。

调查评价区处于鄂尔多斯盆地次级构造单元~天环向斜。该向斜通过宁夏天池，经甘肃环县以及庆城县西南的小黑河流域，向南至泾川县倾伏。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。天环向斜局部发育有宽缓的短轴状向斜、背斜及鼻状隆起等次级构造，未发现规模较大褶皱、断裂，亦无岩浆活动痕迹。天环向斜是鄂尔多斯地块白垩系盆地中的控制性构造，对白垩系的沉积展布具有决定意义。

鄂尔多斯盆地在大地构造上是一个比较稳定的地块，盆地内地震活动较弱。

根据《中国地震参数区划图》（GB18306-2001），本区地震烈度Ⅵ度。

6.1.3 气候气象

项目评价区地处内陆中纬度地带，受季风影响明显，属典型的大陆性干旱区。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。本区多年主导风向为SE、SSE风。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，评价区分县区气象要素资料统计见表6.1.3-1。

表 6.1.3-1 本项目评价区各县多年气象要素资料统计		
气象要素 \ 县、区	庆城县	华池县
年平均气温（℃）	10.2	8.9
年极端最高气温（℃）	38.1	38.0
年极端最低气温（℃）	-23.4	-25.3
年降雨量（mm）	499.8	475.8
全年蒸发量（mm）	1660.9	1659.5
年无霜期（天）	184	186
年平均相对湿度（%）	63	62
年日照总时数（小时）	2471.9	2313.9
最大冻土深度（cm）	75	59
年平均风速（m/s）	1.6	1.3

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。

区域地表水系分布见图 6.1.4-1。

(1) 马莲河

马莲河为泾河一级支流，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 19086 km²，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.9g/L，含盐量 0.045%左右，总硬度为 117~208 mg/L（以 CaO 计）。马莲河支流较多，主要有元城河、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) 元城河

元城河发源于陕西省定边县白马崾岷乡，于华池县乔川乡铁角城入境，纵贯华池县西部。沿途流经乔川、元城、怀安、五蛟、悦乐等乡镇，于悦乐镇新堡村林沟口出境。元城河干流长 101km，县内河段 92km，是华池县内最长的河流。流域面积 2664km³，境内面积 2401km²。入境年平均流量 0.208m³/s，出境年平均流量 2.43 m³/s，年输沙量 1950×10⁴t。

6.1.5 土壤类型

(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、新积土、灰褐土、黑垆土等4个土类，其中黄绵土一类即占土壤总面积74.87%。其余土类包括红粘土、灰漠土、灰钙土等。

(2) 土壤描述

黄绵土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，无明显发育，为A-C型土。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。速效磷含量3~5mg/kg。

灰褐土是腐殖质累积与积钙作用明显的土壤。A0层有机质可达100g/kg，下见暗色腐殖层，有弱粘淀特征，见棕褐色土层，钙积层在40-60cm以下出现，铁、铝氧化物无移动，pH值多在7~8。

黑垆土由黄土发育，具低有机质含量10g/kg，但腐殖质层却很深厚(1m或更深)。原位粘化，但无明显粘化层，具假菌丝状石灰累积。无盐化，多用于旱耕。

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。

根据国家土壤信息服务平台数据及庆阳市土壤分布图，本项目评价范围内涉及的土壤类型为黄绵土，评价区土壤类型分布图见图 6.1.5-1。

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，本次评价委托甘肃领越检测技术有限公司对环境空气中总烃、非甲烷总烃、地表水、地下水、声环境、土壤、包气带污染现状进行了监测。

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华池县、庆城县，根据庆阳市生态环境局官方网站 2024 年 2 月公开发布的《庆阳市 2023 年 1-12 月份环境空气质量状况》，内含华池县和庆城县 2023 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 (μg/m ³)	现状浓度 (μg/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	10	16.67	0	达标
	NO ₂	年平均质量浓度	40	22	55.00	0	达标
	PM ₁₀	年平均质量浓度	70	63	90.00	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	117	73.13	0	达标
华池	SO ₂	年平均质量浓度	60	7	11.67	0	达标
	NO ₂	年平均质量浓度	40	8	20.00	0	达标
	PM ₁₀	年平均质量浓度	70	50	71.43	0	达标
	PM _{2.5}	年平均质量浓度	35	16	45.71	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	127	79.38	0	达标

由表 6.2.1-1 可知，华池县和庆城县 2023 年六项基本污染物因子均满足《环境空气质量标准》（GB3095—2012）中二级标准限值要求，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了 3 个环境空气监测点进行了短期浓度监测。

(1)监测点布置及监测时间

本次环境空气现状监测共设 3 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	蛟 3 增		五蛟西区白 468 井区环境质量现状	实测
2	蛟 3-11 井场			引用 2022 年产建补充项目
3	南 76-2 井场		岭 405 井区环境质量现状	

(2)监测项目及分析方法

实测监测点（1#）监测项目为总烃、非甲烷总烃、硫化氢、TSP、甲烷，引用监测点（2#、3#）监测项目为总烃、非甲烷总烃、硫化氢。各点采样及监测分析方法均按《环境监测技术规范》进行，见表 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
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 HJ 1263-2022	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/m ³					
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# 蛟 3 增	2024.4.27	0.99~1.13	2.0	56.5	0	4.52~4.7	/
	2024.4.28	0.99~1.01	2.0	50.5	0	4.4~4.69	/
	2024.4.30	1.00~1.12	2.0	56	0	4.45~4.59	/
	2024.5.1	0.95~1.15	2.0	57.5	0	4.55~4.83	/
	2024.5.2	1.03~1.17	2.0	58.5	0	4.89~4.92	/
	2024.5.4	1.02~1.13	2.0	56.5	0	4.85~5.00	/
	2024.5.5	1.08~1.23	2.0	61.5	0	4.53~4.73	/
2# 蛟 3-11 井场	2022.12.08	0.99~1.18	2.0	59	0	4.65~4.89	/
	2022.12.09	1.02~1.24	2.0	62	0	4.64~4.77	/
	2022.12.10	1.01~1.20	2.0	60	0	4.58~5.41	/
	2022.12.11	1.02~1.17	2.0	58.5	0	4.53~4.81	/
	2022.12.12	1.03~1.23	2.0	61.5	0	4.72~5.35	/
	2022.12.13	0.95~1.16	2.0	58	0	4.83~5.02	/
	2022.12.14	1.02~1.13	2.0	56.5	0	4.78~4.99	/
3# 南 76-2 井场	2022.12.08	0.99~1.13	2.0	56.5	0	4.52~4.7	/
	2022.12.09	0.99~1.01	2.0	50.5	0	4.4~4.69	/
	2022.12.10	1.00~1.12	2.0	56	0	4.45~4.59	/
	2022.12.11	0.95~1.15	2.0	57.5	0	4.55~4.83	/
	2022.12.12	1.03~1.17	2.0	58.5	0	4.89~4.92	/
	2022.12.13	1.02~1.13	2.0	56.5	0	4.85~5.00	/
	2022.12.14	1.08~1.23	2.0	61.5	0	4.53~4.73	/

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：μg/m ³		
监测点位	监测时间	硫化氢	监测时间	TSP
		1h 平均		日平均
	2024.4.27	2~4	2024.4.27	137
	2024.4.28	<1~2	2024.4.28	108

1#蛟 3 增	2024. 4. 30	3~5	2024. 4. 30	95
	2024. 5. 1	4~6	2024. 5. 1	
	2024. 5. 2	4~6	2024. 5. 2	
	2024. 5. 4	3~4	2024. 5. 4	
	2024. 5. 5	4~5	2024. 5. 5	
	占标率	40%	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
	标准限值	10	标准限值	300
2#蛟 3-11 井场	2022. 12. 08	3~5	/	/
	2022. 12. 09	3~6	/	/
	2022. 12. 10	4~6	/	/
	2022. 12. 11	4~6	/	/
	2022. 12. 12	3~4	/	/
	2022. 12. 13	4~5	/	/
	2022. 12. 14	4~6	/	/
	占标率	60%	/	/
	超标率 (%)	0	/	/
	最大超标倍数	0	/	/
	标准限值	10	/	/
3#南 76-2 井场	2022. 12. 08	4~6	/	/
	2022. 12. 09	3~5	/	/
	2022. 12. 10	3~6	/	/
	2022. 12. 11	4~6	/	/
	2022. 12. 12	4~5	/	/
	2022. 12. 13	4~6	/	/
	2022. 12. 14	3~5	/	/
	占标率	60%	/	/
	超标率 (%)	0	/	/
	最大超标倍数	0	/	//
	标准限值	10	/	

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 地表水环境现状监测与评价

评价区涉及的地表水体为元城河及马莲河。

(1) 监测断面设置

① 结合地表水系分布和现场调查，长实集团位于五蛟西区的石油开发是该区域内的主要工业生产活动。井区上游 500m 兰沟门断面为元城河水质对照断面，井区下游 3km 毛家山断面为元城河水质对照断面。元城河上游兰沟门对照断面引用《长庆实业集团有

限公司 2022 甘肃区产能建设工程环境影响报告书》数据，监测时间为 2022 年 3 月 29 日~31 日，满足导则要求“近 3 年水环境质量数据”的时效性要求；元城河下游毛家山控制断面为本次实测。

② 马莲河地表水环境质量现状用《2022 年长庆实业集团产能建设工程补充项目环境影响报告书》数据，监测时间为 2022 年 12 月 8 日~9 日，满足导则要求“近 3 年水环境质量数据”的时效性要求。

监测断面位置见表 6.2.2-1 和图 6.2.1-1。

表 6.2.2-1		地表水环境监测断面		
序号	断面名称	坐标	布点原则	代表性
1#	兰沟门	107.81107423, 36.44634753	五蛟西区上游对照断面	元城河干流，位于五蛟西区上游，反映了河流进入井区前的背景值
2#	毛家山	107.86515598, 36.35587323	五蛟西下游控制断面	元城河干流，位于五蛟西区下游，反映河流在井区范围内受到的污染情况
3#	下路沟门	107.67136437, 36.19637730	岭 405 区上游对照断面	马莲河干流，位于岭 405 区上游，反映了河流进入井区前的背景值
4#	韩湾村	107.73171983, 36.14892280	岭 405 区下游控制断面	马莲河干流，位于岭 405 区下游，反映河流在井场范围内受到的污染情况

(2)监测时间及监测频率

2#断面监测时间为 2024 年 7 月 28 日~7 月 30 日，连续监测 3 天，所有样品均为每天取一个混合样。

(3)监测项目及分析方法

1#断面监测项目：pH、COD、氨氮、硫化物、石油类及挥发酚；

其余断面监测项目：pH、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、六价铬、镉、砷、镍、铅、氟化物，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 和表 6.2.2-3。

表 6.2.2-2		引用地表水监测结果					
断面	监测时间	浓度（mg/L）					pH 值
		氨氮	COD	硫化物	石油类	挥发酚	
兰沟门断面	2022.3.29	0.927	13	0.01L	0.01L	0.0003L	8.4
	2022.3.20	0.455	5	0.01L	0.01L	0.0003L	8.6
	2022.3.21	0.944	10	0.01L	0.01L	0.0003L	8.4
下路沟门断面	2022.12.08	0.196	17	0.01L	0.01L	0.0003L	7.3
	2022.12.09	0.201	19	0.01L	0.01L	0.0003L	7.5
	2022.12.10	0.206	20	0.01L	0.01L	0.0003L	7.4
韩湾村断面	2022.12.08	0.214	14	0.01L	0.01L	0.0003L	7.2
	2022.12.09	0.213	16	0.01L	0.01L	0.0003L	7.3

	2022. 12. 10	0. 220	17	0. 01L	0. 01L	0. 0003L	7. 4
III类（IV类）标准		1. 0（1. 5）	20（30）	0. 2（0. 5）	0. 05（0. 5）	0. 005（0. 01）	6~9
超标率（%）		0	0	0	0	0	0
最大超标倍数		0	0	0	0	0	0

表 6. 2. 2-3

地表水监测结果统计表

单位：mg/L，pH 值无量纲

监测项目		监测点位	III类标准
		毛家山断面	
pH 值	监测浓度	8. 33-8. 39	6~9
	超标率（%）	0	
	最大超标倍数	0	
COD	监测浓度	8-10	≤20. 0
	超标率（%）		
	最大超标倍数	0	
BOD ₅	监测浓度	1. 2-1. 5	≤4. 0
	超标率（%）	0	
	最大超标倍数	0	
氨氮	监测浓度	0. 741-0. 76	≤1. 0
	超标率（%）	0	
	最大超标倍数	0	
总磷	监测浓度	0. 1-0. 11	≤0. 2
	超标率（%）	0	
	最大超标倍数	0	
挥发酚	监测浓度	0. 0003L	≤0. 005
	超标率（%）	0	
	最大超标倍数	0	
阴离子表面活性剂	监测浓度	0. 05L	≤0. 2
	超标率（%）	0	
	最大超标倍数	0	
硫化物	监测浓度	0. 01L	≤0. 2
	超标率（%）	0	
	最大超标倍数	0	
石油类	监测浓度	0. 01L	≤0. 05
	超标率（%）	0	
	最大超标倍数	0	
汞	监测浓度	0. 00004L	≤0. 0001
	超标率（%）	0	
	最大超标倍数	0	
六价铬	监测浓度	0. 02-0. 025	≤0. 05
	超标率（%）	0	
	最大超标倍数	0	
镉	监测浓度	0. 002L	≤0. 005
	超标率（%）	0	
	最大超标倍数	0	
砷	监测浓度	0. 0014-0. 0017	≤0. 05
	超标率（%）	0	
	最大超标倍数	0	
镍	监测浓度	0. 05L	/
	超标率（%）	/	
	最大超标倍数	/	
铅	监测浓度	0. 01L	≤0. 05
	超标率（%）	0	
	最大超标倍数	0	
悬浮物	监测浓度	30-33	/
	超标率（%）	/	
	最大超标倍数	/	
氟化物	监测浓度	0. 29-0. 32	≤1. 0

	超标率（%）	0	
	最大超标倍数	0	

监测数据表明，各断面各监测因子均符合《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类、IV类标准限值。超标原因系当地农业生产及村民生活污水排放引起的超标。

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，共选取了地下水水位、水质监测点 10 个，其中引用监测点位 7 个，补充监测点位 3 个，监测点位的布设考虑了地面工程位置、周围环境敏感点、地下水污染源的位置关系，关注拟建地上下游、左右两侧地下水环境，监测层位除了第四系黄土潜水含水层，还包括了可能受钻井影响且具有开发利用价值的白垩系承压含水层，并且水位监测点是水质监测点位个数的 2 倍，监测点位布置符合导则要求，具有较好的代表性。监测潜水水井均为民用井，为本项目评价范围内的敏感目标。具体监测点位详见表具体监测点位见表 6.2.3-1 和图 6.2.1-1。

表 6.2.3-1 评价区地下水质量现状监测点位

编号	名称	层位	坐标	监测项目	备注
1	14#站	承压水		水位、水质	实测
2	唐下庄	潜水		水位、水质	
3	康塌圪	潜水		水位、水质	引用 2022 年产建环评
4	路旗	潜水		水位、水质	
5	下路沟门	潜水		水位、水质	引用 2022 年产建补充项目环评
6	夏家庄	潜水		水位、水质	
7	路家掌村	潜水		水位、水质	
8	梨树村	潜水		水位、水质	
9	李良子村	潜水		水位、水质	
10	下午旗村	潜水		水位、水质	实测

(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	0.05 mg/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	0.01 mg/L
Ca ²⁺	水质 钙的测定 EDTA 滴定法	GB/T 7476-1987	0.5 mg/L
Mg ²⁺	水质 钙和镁总量的测定 EDTA 滴定法	GB/T 7477-1987	1.2 mg/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	5 mg/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	5 mg/L
SO ₄ ²⁻	水质 硫酸盐的测定 重量法	GB/T 11899-1989	2 mg/L
CL ⁻	水质 氯化物的测定 硝酸银滴定法	GB 11896-1989	0.14 mg/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	0.025 mg/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	0.003 mg/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	0.08 mg/L
总硬度	水质钙和镁总量的测定 EDTA 滴定法	GB 7477-1987	5 mg/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	0.0003 mg/L
氟化物	水质氟化物的测定离子选择电极法	GB 7484-1987	0.05 mg/L
氰化物	水质 氰化物的测定 容量法和分光光度法	HJ 484-2009	0.001 mg/L
耗氧量	水质 高锰酸盐指数的测定	GB/T 11892-1989	0.125 mg/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 5750.4-2006 (8.1)	2.0 mg/L
铁	水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法	GB/T 11911-1989	0.03 mg/L
锰	水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法	GB/T 11911-1989	0.01 mg/L
铅	无火焰原子吸收分光光度法	GB/T 5750.6-2006 (11.1)	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 金属指标	GB/T 5750.6-2006 (9.1)	5.0×10 ⁻⁴ mg/L
六价铬	水质 六价铬的测定 二苯胺碳酰二肼分光光度法	GB 7467-1987	0.004mg/L
钡	水质 钡的测定 石墨炉原子吸收分光光度法	HJ 602-2011	0.0025mg/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。

3#、4#点引用《长庆实业集团有限公司 2022 年产能建设工程环境影响评价报告书》中的地下水监测数据，监测时间为 2022 年 3 月 29 日~3 月 31 日；

5~9#点引用《2022 年长庆实业集团产能建设工程补充项目环境影响评价报告书》中的地下水监测数据，监测时间为 2022 年 12 月 8 日；

本次委托甘肃领越检测技术有限公司于 2024 年 7 月 29 日~7 月 31 日进行了监测。监测分析方法按照《地下水环境监测技术规范》（HJ/T164-2020）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 10 个监测点中，包含第四系黄土层潜水监测点位 9 个，白垩系承压水监测点位 1 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	井口高程 (m)	井深 (m)	水位高程 (m)	监测层位
1	14#站	1205	13	1197	洛河组承压水
2	唐下庄	1205	13	1197	第四系潜水
3	康塌圪	1189	18	1177	第四系潜水
4	路旗	1243	77	1184	第四系潜水
5	下路沟门	1171	11	1165	第四系潜水
6	夏家庄	1124	13	1116	第四系潜水
7	路家掌村	1289	12	1282	第四系潜水
8	梨树村	1409	12	1402	第四系潜水
9	李良子村	1205	13	1197	第四系潜水
10	下午旗村	1205	13	1197	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，根据离子平衡检查公式： $E=100X(\sum mc-\sum ma)/(\sum mc+\sum ma)$ ，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 6.2.3-5。

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	2	3	4	5
K ⁺	0.042	0.031	0.090	0.043	0.032
Na ⁺	3.391	3.009	2.878	8.000	2.978
Ca ²⁺	3.430	2.930	0.880	8.150	2.705
Mg ²⁺	3.750	4.875	1.258	5.908	3.608
CO ₃ ²⁻	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
HCO ₃ ⁻	5.820	6.000	4.426	4.689	5.082
Cl ⁻	2.499	2.363	0.352	7.887	2.606
SO ₄ ²⁻	1.477	1.706	0.652	7.542	1.813
Σmc	10.614	10.845	5.107	22.101	9.323
Σma	9.795	10.693	5.430	20.118	9.500
E/%	4.009	3.707	-3.071	4.698	-0.940
监测点位 阴阳离子	6	7	8	9	10
K ⁺	0.034	0.031	0.042	0.031	
Na ⁺	3.270	3.213	3.391	3.009	
Ca ²⁺	2.740	2.715	3.430	2.930	
Mg ²⁺	3.517	3.542	3.750	4.875	
CO ₃ ²⁻	0.000	0.000	0.000	0.000	
HCO ₃ ⁻	5.148	5.066	5.820	6.000	
Cl ⁻	2.366	2.375	2.499	2.363	
SO ₄ ²⁻	1.965	2.073	1.477	1.706	
Σmc	9.560	9.501	10.614	10.845	
Σma	9.478	9.513	9.795	10.693	
E/%	0.429	-0.0652	4.009	3.707	

表 6.2.3-5

地下水水质监测结果表

单位: mg/L

监测点位	数值类别	检测项目 (mg/L)														
		pH	总硬度	溶解性总固体	氨氮	硝酸盐	六价铬	亚硝酸盐	石油类	耗氧量	砷	汞	锰	镉	硫化物	钡
14#站	监测值	7.7	292	689	0.154	0.18	0.004L	0.003L	0.01L	1.9	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	/	/
	标准指数	0.88	0.65	0.689	0.308	0.009	/	0.01	/	0.63	/	/	/	/	/	/
唐下庄	监测值	7.4	329	815	0.127	0.23	0.004L	0.003L	0.01L	2.2	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	/	/
	标准指数	0.36	0.73	0.815	0.254	0.0115	/	0.01	/	0.73	/	/	/	/	/	/
康塌圪	监测值	8.5	106	319	0.201	2.93	0.004L	0.003L	0.01L	2.94	0.0003	0.00004L	0.01L	0.0005L	/	/
	标准指数	1	0.24	0.319	0.402	0.15	/	/	/		/	/	/	/	/	/
路旗	监测值	7.9	702	1315	0.164	0.30	0.004L	0.003L	0.01L	2.87	0.0003	0.00004L	0.01L	0.0005L	/	/
	标准指数	0.61	1.56	1.315	0.328	0.015	/	/	/		/	/	/	/	/	/
下路沟门	监测值	7.7	292	689	0.154	0.18	0.004L	0.003L	0.01L	1.9	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	/	/
	标准指数	0.88	0.65	0.689	0.308	0.009	/	0.01	/	0.63	/	/	/	/	/	/
夏家庄	监测值	7.4	329	815	0.127	0.23	0.004L	0.003L	0.01L	2.2	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	/	/
	标准指数	0.36	0.73	0.815	0.254	0.0115	/	0.01	/	0.73	/	/	/	/	/	/
路家掌村	监测值	7.6	318	756	0.122	0.25	0.004L	0.003L	0.01L	2.0	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	/	/
	标准指数	0.67	0.71	0.756	0.244	0.0125	/	0.01	/	0.67	/	/	/	/	/	/
梨树村	监测值	7.2	328	956	0.132	0.21	0.004L	0.003L	0.01L	1.9	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	/	/
	标准指数	0.15	0.72	0.956	0.264	0.0105	/	/	/	0.63	/	/	/	/	/	/
李良子村	监测值	7.5	296	978	0.151	0.19	0.004L	0.003L	0.01L	2.1	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	/	/
	标准指数	0.50	0.66	0.978	0.302	0.0095	/	/	/	0.7	/	/	/	/	/	/
下午旗村	监测值	7.5	296	978	0.151	0.19	0.004L	0.003L	0.01L	2.1	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	/	/
	标准指数	0.50	0.66	0.978	0.302	0.0095	/	/	/	0.7	/	/	/	/	/	/
标准值		6.5~	≤450	≤1000	≤0.50	≤20.0	≤0.05	≤1.00	≤0.05	≤3.0	≤0.01	≤0.001	≤0.10	≤0.005	≤0.02	≤0.70

续表 6.2.3-5

地下水水质监测结果表

单位: mg/L

监测点位	数值类别	检测项目 (mg/L)														
		铅	铁	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⁻	细菌总数 (CFU/mL)	总大肠菌群 (MPN/100mL)
14#站	监测值	0.0025L	0.03L	0.0003L	0.41	0.004L	1.22	69.2	58.6	58.5	0	366	83.9	81.9	/	/
	标准指数	/	/	/	0.41	/	/	/	/	/	/	/	0.3356	0.3276	/	/
唐下庄	监测值	0.0025L	0.03L	0.0003L	0.41	0.004L	1.22	69.2	58.6	58.5	0	366	83.9	81.9	/	/
	标准指数	/	/	/	0.41	/	/	/	/	/	/	/	0.3356	0.3276	/	/
康塌圪	监测值	0.0025L	0.03L	0.0003L	0.852	0.001L	3.52	66.2	17.6	15.1	0	270	12.5	31.3	/	/
	标准指数	/	/	/	0.852	/	/	0.331	/	/	/	/	0.05	0.125	/	/
路旗	监测值	0.0025L	0.03L	0.0003L	0.508	0.001L	1.67	184	163	70.9	0	286	280	362	/	/
	标准指数	/	/	/	0.508	/	/	0.92	/	/	/	/	1.12	1.45	/	/
下路沟门	监测值	0.01L	0.18	0.0003L	0.37	0.004L	1.23	68.5	54.1	43.3	0	310	92.5	87	/	/
	标准指数	/	0.60	/	0.37	/	/	/	/	/	/	/	0.37	0.348	/	/
夏家庄	监测值	0.01L	0.07	0.0003L	0.40	0.004L	1.32	75.2	54.8	42.2	0	314	84	94.3	/	/
	标准指数	/	0.23	/	0.40	/	/	/	/	/	/	/	0.336	0.3772	/	/
路家掌村	监测值	0.01L	0.03L	0.0003L	0.44	0.004L	1.21	73.9	54.3	42.5	0	309	84.3	99.5	/	/
	标准指数	/	/	/	0.44	/	/	/	/	/	/	/	0.3372	0.398	/	/
梨树村	监测值	0.0025L	0.03L	0.0003L	0.45	0.004L	1.65	78.0	68.6	45.0	0	355	88.7	70.9	/	/
	标准指数	/	/	/	0.45	/	/	/	/	/	/	/	0.3548	0.2836	/	/
李良子村	监测值	0.0025L	0.03L	0.0003L	0.41	0.004L	1.22	69.2	58.6	58.5	0	366	83.9	81.9	/	/
	标准指数	/	/	/	0.41	/	/	/	/	/	/	/	0.3356	0.3276	/	/
下午旗村	监测值	0.0025L	0.03L	0.0003L	0.41	0.004L	1.22	69.2	58.6	58.5	0	366	83.9	81.9	/	/
	标准指数	/	/	/	0.41	/	/	/	/	/	/	/	0.3356	0.3276	/	/
标准值		≤0.01	≤0.3	≤0.002	≤1.0	≤0.05	/	≤200	/	/	/	/	≤250	≤250	100	≤3.0
备注		石油类执行 GB 3838-2002《地表水环境质量标准》Ⅲ类标准,其余项目执行 GB/T 14848-2017《地下水质量标准》Ⅲ类标准。														
		检测结果低于检出限的,在检出限后加“L”表示。														

根据表 6.2.3-5 可知，第四系潜水 1#和 3#点位存在总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物超标，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。石油类、挥发酚等油田特征污染物均未检出。洛河组承压水各监测因子均符合《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。

硫酸盐、氯化物超标原因分析：陇东盆地白垩系地下水中主要离子浓度的空间变化规律基本上与矿化度一致，六大离子的浓度分布规律大致为：SO₄²⁻、Cl⁻、Na⁺浓度为南低北高，HCO₃⁻、Ca²⁺、Mg²⁺浓度差异不明显。受含水层岩性和径流特征的影响，项目所在区域 SO₄²⁻、Cl⁻、Na⁺浓度普遍偏高，因此硫酸盐、氯化物存在超标现象。

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 1 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 1 组 2 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 6.2.3-6 和图 6.2.1-1。

表 6.2.3-6		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#	蛟 18 井场内	107.79250271, 36.42939496	井口装置区	0-20cm、20-60cm 两层，每层各取一个样。
2#	蛟 18 井场外未利用地	107.79250268, 36.42907544	井场外空地	

(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 6.2.3-7。

表 6.2.3-7		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	0.01pH
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	0.01mg/L
石油类	水质 石油类的测定 紫外分光光度法（试行）	HJ 970-2018	0.01mg/L
六价铬	水质 六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法	GB/T 7467-1987	0.004mg/L
硫酸盐	水质 硫酸盐的测定 重量法	GB/T 11899-1989	2mg/L
氯化物	水质 氯化物的测定 硝酸银滴定法	GB 11896-1989	0.14mg/L

(3) 采样时间：2024 年 7 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 6.2.3-8。

表 6.2.3-8 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
蛟 18 井场内	0-20cm	8.2	0.184	0.0005	20.8	0.004L	11.1	0.01L	0.0003L
	20-60cm	8.3	0.141	0.0003L	22.5	0.004L	12.4	0.01L	0.0003L
蛟 18 井场外 未利用地	0-20cm	8.0	0.215	0.0006	22.8	0.004L	12.4	0.06L	0.0003L
	20-60cm	8.1	0.138	0.0003	26.2	0.004L	13.7	0.06L	0.0003L

从表 6.2.3-8 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。

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 3 个噪声监测点位，其中：新建工程选址背景噪声点 1 个，扩建工程敏感点背景噪声点 2 个。监测点位设置于拟建的蛟 52-2 井场厂址，以及扩建工程蛟一转、蛟一联周边敏感点。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位置

编号	监测点位		坐标	布点原则
1	慕家湾			新建管线沿线敏感点
2	西掌			站场周边敏感点
3	蛟一转	东厂界		扩建站场
4		南厂界		
5		西厂界		
6		北厂界		
7	椿树庄			新建井场周边敏感点
8	下午旗村			新建井场周边敏感点

(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 2024 年 7 月 29 日~30 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

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#	慕家湾		2024. 7. 29	49	46	60	50	/	/
			2024. 7. 30	48	44	60	50	/	/
2#	西掌		2024. 7. 29	48	45	60	50	/	/
			2024. 7. 30	47	43	60	50	/	/
3#	蛟一转	东厂界	2024. 7. 29	48	42	60	50	/	/
			2024. 7. 30	49	42	60	50	/	/
南厂界		2024. 7. 29	51	44	60	50	/	/	
		2024. 7. 30	52	42	60	50	/	/	
西厂界		2024. 7. 29	48	43	60	50	/	/	
		2024. 7. 30	47	42	60	50	/	/	
北厂界		2024. 7. 29	48	41	60	50	/	/	
		2024. 7. 30	47	40	60	50	/	/	
7#	椿树庄		2024. 7. 29	50	45	60	50	/	/
			2024. 7. 30	51	44	60	50	/	/
8#	下午旗村		2024. 7. 29	49	41	60	50	/	/
			2024. 7. 30	48	40	60	50	/	/

根据监测结果，新建井场选址及敏感点背景噪声值满足《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

为了解土壤理化特征，在评价区域内设置 1 处调查点位，进行理化性质和剖面调查，本次评价委托甘肃领越检测技术有限公司于2024年7月25日开展理化性质和剖面调查。剖面位置见图 6.2.1-1 和表 6.2.5-1，土壤理化特性及剖面调查结果见表 6.2.5-2 至表 6.2.5-3。

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#	蛟 50 扩井场拟建井场选址	107.86101614, 36.39256705	黄绵土	实测

表 6.2.5-2 1#（黄绵土）理化性质调查表

时间		2024 年 07 月 25 日		
监测点位		蛟 50 扩井场		
层次		表层	中层	深层
经纬度		E: 107.86101614° , N: 36.39256705°		
现场记录	颜色	灰色	灰色	灰色
	结构	团块状	团块状	团块状
	质地	中壤土	中壤土	中壤土
	其它异物	无其他异物	无其他异物	无其他异物
实验室测定	pH 值	8.53	8.55	8.52
	砂砾含量 (%)	0.4	0.2	0.3
	阳离子交换量 (cmol/kg)	10.5	9.88	10.2
	氧化还原电位 (mV)	523	494	480
	饱和导水率 (mm/min)	0.63	0.73	0.78
	土壤容重 (g/cm³)	1.2	1.23	1.35
	孔隙度 (%)	51.2	52.7	54.6

表 6.2.5-3 TP1（黄绵土）土壤剖面调查表

点号	景观照片	土壤剖面照片



6.2.5.2 现状监测点位设置

(1) 布点原则

①根据影响类型、评价等级，采用均布性与代表性相结合的原则，充分反映建设项目调查评价范围内的土壤环境现状；

②开发井区调查评价范围内涉及的典型土壤类型至少设置 1 个表层样监测点，尽量布置在未受人为污染或相对未受污染的区域；

③涉及入渗途径影响的，主要产污装置区应设置柱状样监测点；建设项目占地范围及其可能影响区域的土壤环境已存在污染风险的，应结合用地历史资料和现状调查情况，在可能受影响最重的区域布设监测点；

④涉及大气沉降影响的，应在占地单位外主导风向的上、下风向各设置 1 个表层样监测点；

⑤涉及地面漫流途径影响的，应结合地形地貌，在占地范围外的上、下游各设置 1 个表层样监测点；

⑥管线工程重点在站场位置设置监测点。

⑦生态影响型建设项目应根据建设项目所在地的地形特征、地面径流方向设置表层样监测点。

(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 6.2.5-8。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。表层样应在 0~0.2m 取样，柱状样通常在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样。

表 6.2.5-8 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、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样；b 表层样应在 0~0.2m 取样。			

(3)监测点位分布

评价共设点位 12 个，其中：柱状样 5 个、表层样 7 个，满足导则点位数量要求。
项目监测点位分布见表 6.2.5-9 和图 6.2.1-1。

表 6.2.5-9 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	蛟 50 扩	柱状样	井场占地内污油池附近		pH 值、含盐量、石油烃（C6～C9）、石油烃（C10～C40）、石油类、汞、六价铬、砷	黄 绵 土	0-0.5m 0.5-1.5m 1.5-3m
2	岭 405-4	柱状样	井场占地范围内				
3	蛟 6-21	柱状样	井场占地内污油池附近				
4	蛟一转	柱状样	采出水或油气处理装置区附近				
5	蛟一联	柱状样	储油罐附近				
6	蛟 1 增	表层样	占地内装置区附近		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		0-0.2m
7	蛟 5-10	表层样	井场占地范围内				0-0.2m
8	蛟 4-3	表层样	井场占地范围内				0-0.2m
9	蛟 2-10	表层样	井场占地外空地		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		0-0.2m
10	蛟 108	表层样	井场占地外空地		pH 值、含盐量、石油烃（C6～C9）、石油烃（C10～C40）、石油类、汞、六价铬、砷		0-0.2m
11	蛟 6-21 单井管线沿线	表层样	占地范围外 0.2km 范围内				0-0.2m
12	岭 405-4 单井管线沿线	表层样	占地范围外 0.2km 范围内				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、苯并[a]芘。

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领越检测技术有限公司检测，监测时间为 2024 年 7 月 24 日~7 月 28 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 6.2.5-10。

表 6.2.5-10

监测项目分析方法

项目名称	检测方法	方法来源	检出限
pH	土壤 pH 的测定	NY/T 1377-2007	0.01pH
含盐量	森林土壤水溶性盐分分析	LY/T 1251-1999	0.02g/kg
铅	土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法	HJ 491-2019	10mg/kg
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
铜	土壤质量 铜、锌的测定 火焰原子吸收分光光度法	GB/T 17138-1997	1mg/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
铬	土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法	HJ 491-2019	4mg/kg
汞	土壤和沉积物 砷、汞、硒、锑、铋的测定 微波消解/原子荧光法	HJ 680-2013	0.002mg/kg
砷			0.01mg/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
锌			1mg/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			1.3μg/kg
硝基苯	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法	HJ 834-2017	0.09mg/kg
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
萘			0.09mg/kg
石油类	土壤 石油类的测定 红外分光光度法	HJ 1051-2019	4mg/kg
石油烃（C10-C40）	土壤和沉积物 石油烃（C10-C40）的测定气相色谱法	HJ 1021-2019	6mg/kg
石油烃（C6-C9）	土壤和沉积物 石油烃（C6-C9）的测定 吹扫捕集/气相色谱法	HJ 1020-2019	0.04mg/kg
阳离子交换量	中性土壤阳离子交换量和交换性盐基的测定	NY/T 295-1995	/
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	/
土壤容重	土壤检测 第四部分土壤容重的测定	NY/T 1121.4-2006	/

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 6.2.5-11 至表 6.2.5-13。

表 6.2.5-11					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	0.056	0.044	0.037	0.049	0.038	0.022	0.039	0.030	0.011	38	0	0
2	砷	3.10	2.68	1.62	2.84	2.40	1.24	2.88	2.17	1.47	60	0	0
3	六价铬	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	5.7	0	0
4	石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）	11.2	12.8	12.0	<6	<6	<6	25.7	26.5	21.7	4500	0	0
5	石油类	348	290	388	378	382	306	348	356	367	/	/	/
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 6.2.5-11		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	0.050	0.036	0.020	0.044	0.032	0.019	38	0	0
2	砷	2.84	2.51	1.25	2.56	2.15	1.22	60	0	0
3	六价铬	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	5.7	0	0
4	石油烃（C ₁₀ ～C ₄₀ ）	10.1	13.6	18.5	14.5	10.4	8.8	4500	0	0
5	石油类	317	332	326	409	399	318	/	/	/
6	石油烃（C ₆ ～C ₉ ）	<0.04	<0.04	<0.04	<0.04	<0.04	<0.04	/	/	/

表 6.2.5-12		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#			
	取样深度	0~0.2m	0~0.2m	0~0.2m	0~0.2m			
1	铜	25.6	/	/	/	100	0	0
2	镍	40.4	/	/	/	190	0	0
3	铅	26.2	/	/	/	170	0	0
4	镉	0.24	/	/	/	0.6	0	0
5	汞	0.045	0.047	0.035	0.041	3.4	0	0
6	砷	2.62	2.67	2.40	2.97	25	0	0
7	锌	68.5	/	/	/	300	0	0
8	铬	56.7	/	/	/	250	0	0
9	六价铬	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	/	/	/
10	石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）	19.1	12.8	<6	<6	/	/	/
11	石油类	381	331	465	481	/	/	/
12	石油烃（C ₆ ~C ₉ ）	<0.04	<0.04	<0.04	<0.04	/	/	/

6.2.5-13

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	13.1	15.0	13.1
2	镍	900	34.7	36.1	24.7
3	铅	800	22.2	26.3	18.3
4	镉	65	0.22	0.21	0.12
5	汞	38	0.047	0.043	0.046
6	砷	60	2.96	3.07	2.55
7	六价铬	5.7	<0.5	<0.5	<0.5
8	四氯化碳	2.8	<2.0×10 ⁻³	<2.0×10 ⁻³	<2.0×10 ⁻³
9	氯仿	0.9	<2.0×10 ⁻³	<2.0×10 ⁻³	<2.0×10 ⁻³
10	氯甲烷	37	3.28×10 ⁻²	3.21×10 ⁻²	<3.0×10 ⁻³
11	1,1-二氯乙烷	9	<2.0×10 ⁻³	<2.0×10 ⁻³	<2.0×10 ⁻³
12	1,2-二氯乙烷	5	1.01×10 ⁻³	<3.0×10 ⁻³	<3.0×10 ⁻³
13	1,1-二氯乙烯	66	<2.0×10 ⁻³	<2.0×10 ⁻³	<2.0×10 ⁻³
14	顺-1,2-二氯乙烯	596	<3.0×10 ⁻³	<3.0×10 ⁻³	<3.0×10 ⁻²
15	反-1,2-二氯乙烯	54	<3.0×10 ⁻³	<3.0×10 ⁻³	4.82×10 ⁻³
16	二氯甲烷	616	<3.0×10 ⁻³	<3.0×10 ⁻³	<3.0×10 ⁻³
17	1,2-二氯丙烷	5	<2.0×10 ⁻³	<2.0×10 ⁻³	<2.0×10 ⁻³
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10	<3.0×10 ⁻³	<3.0×10 ⁻³	<3.0×10 ⁻³
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	2.05×10 ⁻²	<3.0×10 ⁻³	<3.0×10 ⁻³
20	四氯乙烯	53	<2.0×10 ⁻³	<2.0×10 ⁻³	<2.0×10 ⁻³
21	1,1,1-三氯乙烷	840	<2.0×10 ⁻³	<2.0×10 ⁻³	<2.0×10 ⁻³
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8	<2.0×10 ⁻³	<2.0×10 ⁻³	<2.0×10 ⁻³
23	三氯乙烯	2.8	<2.0×10 ⁻³	<2.0×10 ⁻³	<2.0×10 ⁻³
24	1,2,3-三氯丙烷	0.5	<3.0×10 ⁻³	<3.0×10 ⁻³	<3.0×10 ⁻³
25	氯乙烯	0.43	<2.0×10 ⁻³	<2.0×10 ⁻³	<2.0×10 ⁻³
26	苯	4	<1.6×10 ⁻³	<1.6×10 ⁻³	<1.6×10 ⁻³
27	氯苯	270	<1.1×10 ⁻³	2.65×10 ⁻²	<1.1×10 ⁻³
28	1,2-二氯苯	560	<1.0×10 ⁻³	<1.0×10 ⁻³	<1.0×10 ⁻³
29	1,4-二氯苯	20	<1.2×10 ⁻³	<1.2×10 ⁻³	<1.2×10 ⁻³
30	乙苯	28	3.56×10 ⁻³	<1.2×10 ⁻³	2.75×10 ⁻³
31	苯乙烯	1290	<1.6×10 ⁻³	3.71×10 ⁻³	<1.6×10 ⁻³
32	甲苯	1200	<2.0×10 ⁻³	<2.0×10 ⁻³	<2.0×10 ⁻³
33	间二甲苯+对二甲苯	570	<3.6×10 ⁻³	<3.6×10 ⁻³	<3.6×10 ⁻³
34	邻二甲苯	640	<1.3×10 ⁻³	2.20×10 ⁻³	2.87×10 ⁻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	蔡	70	<0.09	<0.09	<0.09
46	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	4500	12.8	11.7	14.5
47	石油类	/	321	385	436
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 6.2.5-14。

表 6.2.5-14 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#	蛟 50 扩	0~0.5	1.17	轻度盐化	8.4	无酸化无碱化
		0.5~1.5	0.84	无盐化	8.1	无酸化无碱化
		1.5~3	1.17	轻度盐化	8.3	无酸化无碱化
2#	岭 405-4	0~0.5	0.50	无盐化	8.5	无酸化无碱化
		0.5~1.5	0.34	无盐化	8.0	无酸化无碱化
		1.5~3	0.36	无盐化	8.4	无酸化无碱化
3#	蛟 6-21	0~0.5	0.83	无盐化	8.6	轻度碱化
		0.5~1.5	0.78	无盐化	8.4	无酸化无碱化
		1.5~3	0.76	无盐化	8.3	无酸化无碱化
4#	蛟一转	0~0.5	0.41	无盐化	7.8	无酸化无碱化
		0.5~1.5	0.32	无盐化	8.2	无酸化无碱化
		1.5~3	0.24	无盐化	8.4	无酸化无碱化
5#	蛟一联	0~0.5	0.41	无盐化	8.4	无酸化无碱化
		0.5~1.5	1.09	轻度盐化	8.3	无酸化无碱化
		1.5~3	0.61	无盐化	8.1	无酸化无碱化
6#	蛟 1 增	0~0.2	1.01	轻度盐化	7.9	无酸化无碱化
7#	蛟 5-10	0~0.2	0.62	无盐化	8.4	无酸化无碱化
8#	蛟 4-3	0~0.2	0.15	无盐化	8.4	无酸化无碱化
9#	蛟 2-10	0~0.2	0.72	无盐化	7.9	无酸化无碱化
10#	蛟 108	0~0.2	0.76	无盐化	8.5	无酸化无碱化
11#	蛟 6-21 单井管线沿线	0~0.2	0.94	无盐化	8.3	无酸化无碱化
12#	岭 405-4 单井管线沿线	0~0.2	0.29	无盐化	8.3	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。项目土壤酸化、碱化级别为轻度碱化，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

由于历往年开发范围不尽相同，本次评价引用《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》对区域生态环境演替的计算结果对区域生态环境的变化进行评价。

《生态环境状况评价技术规范》（HJ 192-2015）根据生态环境状况指数与基准值的变化情况，将生态环境质量变化幅度分为 4 级，即无明显变化、略有变化（好或差）、明显变化（好或差）、显著变化（好或差），具体划分情况见表 6.3.1-1。

表 6.3.1-1 生态环境状况变化度分级

级别	无明显变化	略微变化	明显变化	显著变化
变化值	$ \Delta EI < 1$	$1 \leq \Delta EI < 3$	$3 \leq \Delta EI < 8$	$ \Delta EI \geq 8$
描述	生态环境质量无明显变化。	如果 $1 \leq \Delta EI < 3$ ，则生态环境质量略微变好；如果 $-1 \geq \Delta EI > -3$ ，则生态环境质量略微变差。	如果 $3 \leq \Delta EI < 8$ ，则生态环境质量明显变好；如果 $-3 \geq \Delta EI > -8$ ，则生态环境质量明显变差；如果生态环境状况类型发生改变，则生态环境质量明显变化。	如果 $\Delta EI \geq 8$ ，则生态环境质量显著变好；如果 $\Delta EI \leq -8$ ，则生态环境质量显著变差。

《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》对陇东油区的生态环境状况指数计算结果 2015 年为 56.79，2020 年为 59.04， $\Delta EI=2.25$ ，略微变好。

因此，区域生态环境总体上向好发展。

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~2023 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 年现状浓度	2021 年现状浓度	2022 年现状浓度	2023 年现状浓度	标准值
庆城县	SO ₂	年平均质量浓度	7	11	10	10	60
	NO ₂	年平均质量浓度	18	21	26	22	40
	PM ₁₀	年平均质量浓度	54	62	69	63	70
	PM _{2.5}	年平均质量浓度	30	27	30	27	35
	CO	24h 平均第 95 百分位浓度	1100	1100	1100	800	4000
	O ₃	日最大 8 小时平均第 90 百分位浓度	124	118	140	117	160
华池县	SO ₂	年平均质量浓度	8	9	8	7	60
	NO ₂	年平均质量浓度	7	12	9	8	40
	PM ₁₀	年平均质量浓度	42	45	48	50	70
	PM _{2.5}	年平均质量浓度	17	14	17	16	35
	CO	24h 平均第 95 百分位浓度	8000	1100	1100	800	4000
	O ₃	日最大 8 小时平均第 90 百分位浓度	136	127	118	127	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
监测点位	监测项目	总烃	非甲烷总烃
		监测浓度范围	监测浓度范围
蛟 3 增①	2020 年 5 月 29 日~6 月 4 日	/	0.48~0.68
蛟 3 增（本次实测）	2024 年 4 月 27 日~5 月 5 日		
标准限值		/	2.0

数据来源：①《长庆实业集团有限公司五蛟西区块 2020 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
	14#站		唐下庄		
	2021.2.7①	2024.7.29	2021.2.7①	2024.7.30	
pH（无量纲）	7.59	7.92	7.91	7.9	6.5~8.5
氨氮	0.085	0.114	0.143	0.050	≤0.50
硝酸盐氮	1.75	2.56	1.35	2.39	≤20.0
亚硝酸盐氮	0.007	/	0.009	0.003L	≤1.00
总硬度	1511	116	342	152	≤450
溶解性总固体	2866	247	527	390	≤1000
耗氧量	1.9	1	0.5	0.489	≤3
挥发酚	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.002
石油类	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.05
砷	0.0003	0.0029	0.0012	0.0003L	≤0.01
汞	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	≤0.001
六价铬	0.004L	0.004L	0.004L	0.047	≤0.05
铅	0.01L	0.01L	0.01L	0.00304	≤0.01
锰	0.04	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.10
镉	0.001L	0.001L	0.001L	0.0005L	≤0.005
铁	0.15	0.03L	0.03L	0.03L	≤0.3
氟化物	0.12	0.89	0.7	0.675	≤1.0
氰化物	0.004L	0.004L	0.004L	0.001L	≤0.05
总大肠菌群	/	<2	/	2L	≤3.0
菌落总数	/	17	/	61	≤100

数据来源：

①《长庆实业集团有限公司 2021 年产能建设工程 环境现状监测数据（地下水）》；

6.3.4 土壤环境

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，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

蛟一联站内土壤历年监测数据对比一览表

单位: mg/kg

监测点位			蛟一转站内						
采样深度			0.5-1.5m	1.5-3m	0.5-1.5m	0-0.2m	0.5-1.5m	1.5-3m	0.5-1.5m
监测时间			2022. 3. 29①			2023. 10. 25②	2024. 7. 26		
序号	项目	标准值	检测结果						
1	汞	38	/	/	/	0.76	0.044	0.032	0.019
2	砷	60	/	/	/	14.5	2.56	2.15	1.22
3	铜	18000	/	/	/	26.6	/	/	/
4	铅	800	/	/	/	22.2	/	/	/
5	镉	65	/	/	/	0.03	/	/	/
6	六价铬	5.7	/	/	/	1.43	<0.5	<0.5	<0.5
7	镍	900	/	/	/	14.8	/	/	/
8	四氯化碳	2.8	/	/	/	0.00773	/	/	/
9	氯仿	0.9	/	/	/	0.00445	/	/	/
10	氯甲烷	37	/	/	/	0.0153	/	/	/
11	1,1-二氯乙烷	9	/	/	/	0.00974	/	/	/
12	1,2-二氯乙烷	5	/	/	/	0.00783	/	/	/
13	1,1-二氯乙烯	66	/	/	/	<0.002	/	/	/
14	顺-1-2 二氯乙烯	596	/	/	/	<0.003	/	/	/
15	反-1,2-二氯乙烯	54	/	/	/	<0.003	/	/	/
16	二氯甲烷	616	/	/	/	<0.003	/	/	/
17	1,2-二氯丙烷	5	/	/	/	<0.002	/	/	/
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10	/	/	/	0.0138	/	/	/

19	1, 1, 2, 2-四氯乙烷	6.8	/	/	/	<0.003	/	/	/
20	四氯乙烯	53	/	/	/	0.00585	/	/	/
21	1, 1, 1-三氯乙烷	840	/	/	/	0.0104	/	/	/
22	1, 1, 2-三氯乙烷	2.8	/	/	/	<0.002	/	/	/
23	三氯乙烯	2.8	/	/	/	<0.002	/	/	/
24	1, 2, 3-三氯丙烷	0.5	/	/	/	0.066	/	/	/
25	氯乙烯	0.43	/	/	/	0.0127	/	/	/
26	苯	4	/	/	/	0.00882	/	/	/
27	氯苯	270	/	/	/	<0.0011	/	/	/
28	1, 2-二氯苯	560	/	/	/	1.18	/	/	/
29	1, 4-二氯苯	20	/	/	/	1.16	/	/	/
30	乙苯	28	/	/	/	<0.0012	/	/	/
31	苯乙烯	1290	/	/	/	<0.0016	/	/	/
32	甲苯	1200	/	/	/	<0.002	/	/	/
33	间二甲苯+对二甲苯	570	/	/	/	<0.0036	/	/	/
34	邻二甲苯	640	/	/	/	<0.0013	/	/	/
35	硝基苯	76	/	/	/	<0.09	/	/	/
36	苯胺	260	/	/	/	<0.1	/	/	/
37	2-氯酚	2256	/	/	/	<0.06	/	/	/
38	苯并(a)蒽	15	/	/	/	<0.1	/	/	/
39	苯并(a)芘	1.5	/	/	/	<0.1	/	/	/
40	苯并(b)荧蒽	15	/	/	/	<0.2	/	/	/
41	苯并(k)荧蒽	151	/	/	/	<0.1	/	/	/
42	蒽	1293	/	/	/	<0.1	/	/	/
43	二苯并(a, h)蒽	1.5	/	/	/	<0.1	/	/	/
44	茚并(1, 2, 3-cd)芘	15	/	/	/	<0.1	/	/	/
45	萘	70	/	/	/	<0.09	/	/	/
46	石油烃(C10-C40)	4500	<6	<6	<6	<6	14.5	10.4	8.8

数据来源:

①《长庆实业集团有限公司 2022 甘肃区产能建设工程环境现状检测(土壤报告)》;

②《长庆实业集团 2023 年油维、改造工程(五蛟西)环境现状检测(土壤报告)》;

6.4 区域环境敏感目标

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,但由于井区周边存在鸭儿洼水源地保护区,因此评价将其一并列为区域环境敏感目标。

6.4.1 集中式饮用水源地保护区

本项目井区与水源地位置关系见图 2.7.2-1。从位置关系上看,本项目所在的五蛟西区矿权范围与华池县现有鸭儿洼水源地(地表水)保护区范围存在重叠,根据《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》,水源地一、二级保护区为禁止开发区域。因此,本次评价将上述矿权与水源地重叠区域划定为禁止开发区域,工程选址选线均采取避让措施。

鸭儿洼水源地保护区基本情况见表 6.4.1-1,该水源地保护区为地表水源,根据划定方案,其保护区范围即水源地集水范围,经核实,本项目产建工程内容对上述水源地采取了避让措施,项目各井区改扩建开发范围和拟建工程均不在上述饮用水源保护区范围内和径流补给区内。

表 6.4.1-1 鸭儿洼水源地保护区概况

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	鸭儿洼水源地	县级	地表水	鸭儿洼水库水域及周围 1km 范围内的陆域。南至水库坝下 100m，北至宋家河，东至王湾子，西至陈家河，面积 1.27 km ² 。一级保护区水质执行《地表水环境质量标准》II 类标准。	整个集水区域除一级保护区的范围，面积 89.91km ² 。二级保护区水质执行《地表水环境质量标准》III 类标准。	无	保护区总范围为鸭儿洼沟整个集水区域，面积 91.18km ² 。

6.4.2 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西峰、镇原、合水、华池、环县、宁县、庆城、正宁等8个区县的41个乡镇。长庆实业集团有限公司采油作业范围内涉及的乡镇为五蛟镇。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，向庆阳市水务局提交了分布在五蛟镇、马岭镇内的井场、管线等工程坐标。经位置关系识别，拟建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）

6.4.3 其它分散饮水工程

华池县现有人饮工程中位于五蛟西区范围内且距离本次开发井区较近的有1处——蒋塬泵站扬水工程（与工程位置关系见图 2.7.2-1），蒋塬泵站扬水工程开采层位为第四系潜水，对于未划定水源地的取水工程，当地水利部门划定井口周边 500m 为保护区，在后续的开发建设过程中应当采取避让措施。本项目距取水口最近的井区为白 461 井区蛟 5-10，距离为 1.87km，不在其径流补给区内。人引工程基本情况见表 6.4.3-1。

表 6.4.3-1 人饮工程情况统计表

工程名称	取水口位置	水源类型	建成时间	年取水量	供水人数	取水口与最近井区位置关系	径流补给关系
蒋塬泵站扬水工程	小掌沟	地下水潜水	2002年	0.9万m ³	800人	蛟5-10东1.87km	不在径流补给区

受到当地经济条件的限制，人饮工程没有全面覆盖。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 20~40m，主要分布在乡政府所在地、较大的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和潜水井作为主要的饮水水源，一般居民家有水窖约 2~3 口。

根据乡镇部门资料收集，并结合现场调查，评价井区周边分散式饮水工程情况见表 6.4.3-2。

表 6.4.3-2 评价区分散饮水工程分布情况表

序号	工程类型及数量	实际供水人口
1	蒋源泵站扬水供水工程	800人
2	小电井、潜水井318处	1176人
3	水窖69处	206人

6.5 区域工业污染源

项目所在区域主要为农村地区，经济活动以农业生产为主，工业生产集中在油田开采，其他工业生产主要为农产品加工、小型机械加工、建材加工等，主要集中在华池和庆城县城，乡镇、村庄无工业企业。因此，区域内的工业污染源主要为油田的生产设施，污染源的排放情况见 3.4.4 现有工程污染源分析。

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和注水井，站场施工包括蛟 1 增、蛟一转、蛟 3 增等改扩建工程，线路工程包括集输、注水管线和道路工程等。

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；集输管道穿、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 施工期废气环境影响

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) 钻井柴油机废气排放

钻井柴油机和柴油发电机废气中主要污染物为 NO_x 、 SO_2 、颗粒物等。施工期随着钻井数量的增加，局部污染物浓度有所增加，但影响范围仅局限于钻井架周围较小范围内。钻井作业的柴油机为流动废气污染源，非同时同地进行，且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，大气中污染物浓度将逐步降低。

(2) 车辆尾气排放

施工期间设备材料及钻井机械运输需要较多车辆，且多为柴油载重汽车，尾气排放量相对较大，将增加施工区域和运输道路沿线的废气污染物排放。由于评价区地形开阔，风速较大，利于扩散，且车辆运输间隔较大，钻井和地面工程建设时长较短。因此，车辆排放的尾气对环境空气产生的影响很小。

(3) 施工扬尘

施工扬尘污染主要发生在管沟开挖、基础处理、材料运输、土方回填以及开辟施工场地与便道环节中，对环境造成的不良影响表现为：导致环境空气中的 TSP 浓度升高，影响植物的光合作用与正常生长。参考北京市环境保护科学研究院对 4 个建筑施工场地扬尘的监测结果，具体见表 7.1.1-1 所示。

表 7.1.1-1 施工场地扬尘监测汇总一览表

工程名称	风速 (m/s)	TSP 浓度 (mg/m³)				
		上风向	工地内	工地下风向		
		50m		50m	100m	150m
侨办工地	2.4	3.28	7.59	5.02	3.67	3.36
金属材料公司工地		3.25	6.18	4.72	3.56	3.32
广播电视部工地		3.11	5.96	4.34	3.72	3.09
劲松小区工地		3.03	4.09	5.38	4.65	3.14
备注	施工场界外执行《. 大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 中表 2 中颗粒物其他排放标准, 及周界外浓度 1.0mg/m³					

由上表可知, 当风速为 2.4m/s 时, TSP 浓度上风向对照点超标 2.03~2.28 倍, 平均超标 2.17 倍; 下风向 100m 以内 TSP 浓度平均值为 3.90mg/m³, 平均超标 2.90 倍, 为上风向对照点的 1.23 倍; 下风向 150m 以内 TSP 浓度平均值为 3.23mg/m³, 平均超标 2.23 倍, 为上风向对照点的 1.02 倍。

工程所在地平均风速约为 1.7m/s, 施工场地周边大气环境会受到施工扬尘的影响, 所以, 施工期要采取一定有效措施, 减小施工扬尘对周围环境的影响。本项目蛟 18 井场、蛟 2-11 井场、蛟 2-10、蛟 50 扩和岭 405-4 井场在 200m 范围内零散分布几户居民, 且施工扬尘粒径较大, 飘移距离短, 采用防风抑尘网对开挖地面和裸露地面进行遮盖, 堆土及时回填, 施工场地定期洒水等控制措施后, 施工扬尘影响范围有限, 对区域环境空气质量影响很小, 不会对周边居民产生不利影响。

7.1.2 施工期水环境影响

(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设施, 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设施, 因此, 钻井废水中还含有少量石油类, 随意排放将会对水环境及土壤环境造成污染。

根据现有工程调查, 一般每口井产生钻井废水约 30m³。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采出水处理系统处理达标后同层回注, 对地表水环境影响较小。

(2)试油废水

施工期每口采油井试油产生试油废水约 30m^3 。试油作业过程中携罐作业，试油废水全部收集进罐，工程结束后运往现有五蛟西措施返排液处理站，处理达标后通过回注井注入油层，不外排，不会对地表水产生影响。

(3)压裂返排液

油田在生产过程中往往会根据生产需要采取压裂开采技术，在井下作业过程中排出的残余压裂返排液中主要含有压裂砂、石油类及其它各种添加剂，如果返排至地面的压裂液不经过处理而外排，将会对周围环境，尤其是农作物及地表水体造成污染。根据建设单位提供的钻井技术方案，开采过程中产生的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，不外排，不会对地表水产生影响。

(4) 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。管道试压分段进行，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废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

(5)施工生活污水

根据工程分析，项目施工期生活污水最大产生量约 $9.6\text{m}^3/\text{d}$ 。由于钻井施工较为分散，生活污水难以集中收集处理。评价要求在施工场地设置移动式环保厕所，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；扩建站场可依托现有生活污水处理设施，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 施工期声环境影响

(1)噪声源

施工噪声源主要包括施工期使用的柴油机、钻机、柴油发电机、泥浆泵、推土机、装载机、焊机等，施工中机械产生的噪声情况见表 5.4.1-5。

(2)预测模式

由于井区建设具有面广、工程分散的施工特点，采用分区分段施工，因此本评价根据噪声设备使用数量、时间、频次以及噪声级选取对声环境影响较大的钻机、泥浆泵和柴油发电机等进行预测。点源扩散衰减采用无指向性点声源几何发散衰减公式进行计算，具体如下：

$$L_p = L_0 - 20 \lg \left(\frac{r}{r_0} \right)$$

式中：L_p—距声源 r 处的声压级；

L₀—距声源 r₀ 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）

设备名称 \ 距离	10m	50m	100m	150m	200m	250m	300m	400m	500m
柴油机	78	64	58	54.5	52	50	48.5	46	44
钻机	75	61	55	51.5	49	47	45.5	43	41
泥浆泵	80	66	60	56.5	54	52	50.4	48	46
柴油发电机	78	64	58	54.5	52	50	48.5	46	44

(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。根据现场调查，本项目评价区居民点分散，且选址过程考虑了避让，5 座井场周边 200m 内存在零散居民点，施工期钻井不可避免需要夜间施工，因此，在施工前取得民众谅解，并合理安排施工机械数量，严格限定施工范围，选用噪音低的设备，同时控制夜间灯光数量和照射范围；在采取相应处置措施后，施工期噪声对环境影响较小，随着施工期结束，影响将会消失。

(5) 站场改扩建施工噪声

改扩建施工的噪声源主要包括：风镐、铁锹等破碎开挖工具；混凝土搅拌机；挖掘机等施工机械和设备管材安装碰撞敲击。现有站场在选址过程中均对居民点采取了避让措施，施工活动均在昼间开展，因此改扩建施工对周围居民的影响较小。由于改、扩建工程量较新建站场更小，因此其影响持续时间也小于新建站场。

7.1.4 施工期固废影响

(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(2021 年版)》、《危险废物鉴别标准》(GB5085.1-GB5085.6) 及《国家危险废物名录(2021 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事故状态下钻井泥浆影响分析

如果发生泥浆分离和收集设施渗漏，将会对泥浆处理装置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一起全部入防渗罐暂存，最终由长实集团和川庆钻探集中处置填埋或者资源化利用。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》(2021 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)落地原油、含油污泥

试油等井下作业往往会有一部分原油散落。落地油属于危险废物，散落地面不进行收集将对井场土壤造成污染，也可能随地表径流污染附近水体，污染主要集中在土壤表层，影响土壤通透性和养分释放，降低土壤生物及微生物活性，使土壤综合肥力下降。落地油对土壤的影响详见土壤环境影响评价章节。

项目试油等井下作业时按照“铺设作业，带罐上岗”的作业模式，设置井控装置，在井场设置污油回收池及井口集油槽，井场作业区域地面铺设防渗材料，产生的落地油可全部回收，由罐车拉至周边含油危废暂存点进行暂存，定期由有资质单位进行转运、处置。采取上述措施后，试油等井下作业过程产生的落地油对环境的影响可以降低到最低限度，对环境的影响小。

(4)废弃设备

施工过程中会产生废弃泵类等设备，产生量约 3.0t，施工期废弃设备由长庆油田分公司组织工作人员统一回收至长庆油田设备回收处，最终交由长庆油田分公司统一外售或回收利用处置。采取措施后可实现废弃物的有效回收，环境影响较小。

(5)建筑垃圾

地面工程建设以及站场改扩建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。

(6)其它固废

井场压裂、试油作业产生的废防渗材料、废润滑油及其包装桶暂存于危废暂存点，委托有资质单位定期转运处置；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，其他固废对环境影响小。

(7)生活垃圾

施工期各钻井单位均在场内设置生活垃圾收集点，生活垃圾在施工场地分类收集后，定期运送至生活垃圾填埋场处置，因而对评价区环境影响较小。

7.1.5 管道穿跨越影响分析

本项目管线工程主要是井场的采油管线，主要穿跨越工程为跨越元城河支流 1 次、季节性冲沟 3 次以及油区道路 20 次，穿（跨）越特征见表 4.7.4-10。

管线穿跨越河流的方式为桁架跨越，油区道路穿越采用开挖方式。

(1)管道穿跨越对河流的影响分析

桁架跨越是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的一种通过河流的管道地面跨越方式。该跨越方式主要利用塔架、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，施工工艺较成熟，现场工程量小，可避免水流可能对管道造成的影响，同时检修、更换方便，易于实现远程监控，可及时发现管线泄漏等风险并及时采取控制措施。

本项目采用桁架跨越的方式跨越河流，相比大开挖跨越，桁架跨越基础、底座临时施工占地面积小，且施工过程不涉及河床，对河床基本不产生影响，且不会对河底泥沙产生扰动，但各项机械施工作业可能导致污染物（机油）泄漏，对地表水体造成污染；综上，桁架式跨越对水环境影响很小。

(2)管道穿越对道路影响分析

本项目穿越油区砂石路和油路均采用开挖加套管穿越方式施工，该穿越方式在短时间内阻断交通，造成一定程度的通行困难，可通过设置临时便道等方式减缓交通阻隔造

成的不利影响，随着施工期的结束其影响也随之消失，总体上对井区周边社会环境影响较小。

7.2 施工期环保对策措施

7.2.1 废气污染防治措施

7.2.1.1 柴油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低含硫量的优质柴油，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。

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，合理设计施工站场进出口道路，保证车辆能够迅速的进出而减少怠速时间，减少汽车尾气的排放量。

7.2.1.3 施工扬尘防治措施

依照《陇东油区石油天然气勘探开发环境保护工作指南(试行)》、长庆油田分公司“十四五”发展规划(陇东油区)、《庆阳市深入打好污染防治攻坚战实施方案》等政策要求，本项目在施工期扬尘防治方面采取以下措施：

(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，防止土方风化起尘；

④开挖过程中，土方应放置于背风一侧，尽量平摊。由开挖管沟往地面送土时，施工人员应该低抛；

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，缩小道路扬尘影响范围；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对施工过程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，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，避免扬尘污染等。

(4) 站场改扩建施工扬尘防治措施

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 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）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

(1) 试油、压裂作业前，配备废水地上收集罐，对试油废水、压裂返排液进行收集，入罐率 100%。压裂返排液应优先在井场内进行循环利用，井下作业结束后，试油废水、无法利用的压裂返排液安排罐车运至现有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) 严格按照操作规程施工，提高固井质量，并定期检查。做到固井合格率 100%，避免因发生固井质量问题造成含油污水泄漏而引起地下水污染。

(4) 注水泥固井时，按设计要求使水泥浆在管外环形空间上返到规定的高度，确保安全封闭此深度内的地下水含水层。

7.2.2.3 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废液处理站处理达标后回注油层，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废液处理站处理时序，可实现试压废水有效处理。

7.2.2.4 施工生活污水污染防治措施

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移动式环保厕所，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

结合上述废水污染防治措施，本次评价提出以下要求：

(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)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；

(3)严禁在水体附近清洗施工器具、机械等；加强施工机械维护，防止施工机械漏油，若有漏油现象应及时收集，并用专门容器盛装后统一处理。

7.2.3 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，施工期声环境影响较小，为了减轻施工噪声影响，评价提出以下要求：

(1)合理安排施工作业时间，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 固体废物污染防治措施

7.2.4.1 废钻井泥浆、一般岩屑

(1)废钻井泥浆、岩屑处理措施

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、防扬散）措施的设施内暂存，暂存时间不得超过 1 个月，最终由长实集团和川庆钻探集中处置填埋或者资源化利用。

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，最终由长实集团和川庆钻探集中处置填埋或者资源化利用。

（2）泥浆固液分离和收集工艺

钻井前井场配备钻井液循环系统和钻井废弃物不落地收集装置。其中钻井液循环系统主要设施包括振动筛、除砂器、除泥器和离心机等固控设备，在井场设高出地面的平台放置；钻井废弃物不落地收集装置主要包括若干个泥浆储罐和储存净化泥浆的吸入罐、中间罐、混浆罐和储备罐等或钢质的移动式地上储液池，一般在固控设备的下方放置。

井场井架周围铺设防渗材料，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。

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，岩屑泥饼交由长实集团和川庆钻探集中处置进行填埋或资源化利用。

钻井液循环利用和钻井废弃物不落地收集示意图见图 7.2.4-1。

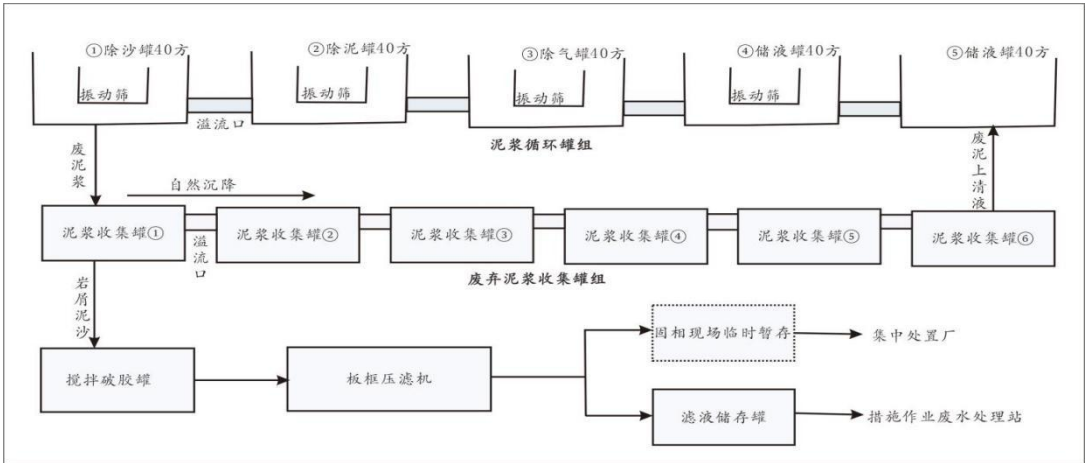


图 7.2.4-1 钻井泥浆不落地收集处理工艺流程图

泥浆不落地工艺属于《陆上石油天然气开采钻井废物处置污染控制技术要求》（SY/T7298-2016）推荐的技术，也属于目前陕西、内蒙古、河北等地油气田生产过程中普遍采用的一定可靠的泥浆处置技术，该技术通过使用“泥浆不落地”处理，取消直接挖设循环池，减少了土地使用，泥浆对环境的污染将得到进一步根治，钻井施工将更加绿色环保。属于成熟稳定的技术，具有可行性。

(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池防渗膜。
- 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

在钻井接近油藏地层时，会产生含油岩屑，属于《国家危险废物名录》（2021）中 HW08 类危险废物，针对含油岩屑应采取如下环保措施：

- (1)含油岩屑应单独收集、装袋、密封，全部送至现有危废临时贮存点暂存；

(2)盛装含油岩屑的容器应具有防渗、防水功能，以有效避免临时储存时对外产生的不利影响；

(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)含油岩屑应委托具有相应危废处置资质的单位转运、处置。

7.2.4.3 落地油

落地油属于《国家危险废物名录》（2021）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，全部运至现有危废暂存点暂存，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材料、废润滑油及包装桶均属于《国家危险废物名录》（2021 年版）中 HW08 类危险废物，钻机更换的废润滑油、清罐底泥属于《国家危险废物名录（2021 年版）》中 HW08 类危险废物，评价要求危险废物收集后送至现有危废暂存点按照《危险废物贮存污染控制标准》等相关标准暂存，定期交有资质单位进行转运、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、站场施工前首先应设置集中生活垃圾堆放点，生活垃圾统一收集后，送当地环卫部门指定地点集中处置，生活垃圾处置措施可行。

7.2.4.7 施工期固体废物处置要求

结合上述固废污染防治措施，本次评价提出以下要求：

①加强环境管理，严禁废弃钻井泥浆、岩屑随意堆放，防止对土壤的污染。

②对于井下作业过程中产生的落地油等采取及时回收措施，确保回收率 100%。

- ③场地平整、管线开挖等产生的土石方等，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。

7.2.5 管道穿跨越环保措施

考虑到输油管道开挖穿越河流对河流造成的影响，本评价针对管道穿越河流提出以下环保要求：

- (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)管线穿跨越处进一步加强风险防范措施，根据管线规格、穿跨越对象等采取增加管线壁厚、阴极保护等防渗漏措施，防止原油入河。
- (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；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。
- (4)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，地面应敷设防渗材料，及时回收废机油，防止废油落地污染土壤及雨季随地表径流流入水体污染河流，施工结束后委托有资质单位处置。
- (5)疏通河道，埋设标志桩和警示桩，根据实际情况做好石砌护岸和草袋护坡工作；管线穿越冲沟处两岸岸坡较陡，工程应在冲刷岸做浆砌块石或碎石混凝土护岸，做到彻底防止岸坡冲刷。

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设置移动式环保厕所，少量盥洗类生活污水用于站场洒水降尘； ②钻井泥浆不落地收集系统四周及底部应采取防渗措施，钻井泥浆不落地收集系统周边应构筑堤、坝、挡土墙等设施，保证钻井废水全部排入钻井泥浆不落地收集系统，经分离处理后循环利用； ③钻井结束后，分离的固相废弃泥浆在井场内设有三防（防渗漏、防流失、防扬散）措施的设施内暂存，最终	施工场地	全部施工期	施工场地附近土壤及植被	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款、质量管理规定；	生产废水、生活废水不外排。生活污水设旱厕，盥洗水用于场地抑尘。

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
	由长实集团和川庆钻探集中处置填埋或者资源化利用。分离出的上层液体循环利用,不能利用的运至就近的措施废水处理站处理。 ④试油废水送措施返排液处理站达标后,回注油层。 ⑤压裂返排液应优先在井场内进行循环利用,井下作业结束后,不能利用的废措施返排液应及时采用罐车运至现有措施废水处理站处理达标后,回注油层。 ⑥试压后产生的试压废水经收集后拉运至就近的措施废液处理站处理达标后回注油层,不外排。				③加强环境管理人员经常性检查、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	
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及时清理场地散落渣料,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		《大气污染物综合排放标准》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采取有效的隔音、减振、消声措施,降低噪声级;	施工场地强噪声设备	施工准备期	声环境		施工场界噪声符合《建筑施工场界环境噪声排放标准》
	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对钻井泥浆不落地收集系统应进行有效防渗处理,提高钻井废水的重复利用率,减少废弃泥浆产生量,固相废弃泥浆在井场内设有三防(防渗漏、防流失、防扬散)措施的设施内暂存,暂存时间最长不超过1个月,最终由长实集团和川庆钻探集中处置填埋或资源化利用。	施工场地	全部施工期	场地周围土壤		全部收集处置
施工固废处置	②严禁钻井废泥浆、岩屑随意堆放,防止对土壤污染。 ③含油岩屑装袋送临时贮存点暂存,由具有相应危废处置资质的单位转运、处置 ④严格制定操作规程和处理预案,减少落地油和废机油产生量;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机油采取及时回收措施。	施工场地	全部施工期	场地周围土壤	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	落地油、含油污泥回收率达到100%
	⑤废弃设备油田公司统一回收处置 ⑥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	场地周围水体、土壤及植被	环境管理条款、质量管理规定;	分类处置
土壤污染防治	①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	③加强环境管理人员经常性检查、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	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 施工期环境监控主要内容

项目	监控部位	监控内容	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 级以上风力天气，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华池分局、庆城分局
	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《建筑施工现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	井场内固液分离的钻井废水配制泥浆循环利用，无法利用的运至措施废水处理站处理		
	试油废水	用罐车拉运至现有措施返排液处理站，处理后达标回注		
	压裂返排液	首先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		
	试压废水	试压后产生的试压废水经收集后拉运至就近的措施废液处理站处理达标后回注油层，不外排		
	生活污水	设移动式环保厕所，生活污水用于站场洒水抑尘		
	其他	①严禁在河道中清洗含油器具、抛弃施工垃圾、排放污水等	减轻对河流水质污染	
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，对废弃泥浆采取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	采取泥浆不落地收集和处理措施	

项目	监控部位	监控内容	要求	管理机构
		内暂存，暂存时间不超过 1 个月，最终由长实集团和川庆钻探集中处置填埋或资源化利用	落实	
	岩屑（不含油）	与废弃钻井泥浆一同在井场内设有三防（防渗漏、防流失、防扬散）措施的设施内暂存，最终由长实集团和川庆钻探集中处置填埋或资源化利用		
	含油岩屑	含油岩屑采用防渗袋盛装，运至现有危废暂存点临时储存，委托由具有相应危废处置资质的单位安全转运、处置		
	落地油	采取试油进罐方式，落地油及时收集，运至现有危废暂存点暂存，委托有资质单位安全转运、处置	减少落地油排放量，回收、处置率 100%	
	废弃设备	油田公司统一回收处置		
	建筑垃圾	优先利用于场站建设施工，不能回收利用的运至当地建筑垃圾填埋场填埋处理，管道切割废料回收处置	落实	
	生活垃圾	统一收集运往指定地点处置	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	
	施工场地	井场严格控制施工场地，加强水土流失保护措施。	严格控制水土流失发生	
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、注水井等，站场施工包括蛟 1 增、蛟一转、蛟 3 增等改扩建工程，线路工程包括集输管线和道路工程等。

(2)项目施工期虽然会产生废水、废气、噪声、固体废物等不利环境影响因素，但由于施工分散，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。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三级，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 估算模型参数及预测因子

(1)估算模型所需参数

AERSCREEN 估算模型计算所需参数见表 8.1.1-1。

表 8.1.1-1 AERSCREEN 估算模型参数表

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）
最高环境温度/℃		-23.4（庆城县）
		-25.3（华池县）
土地利用类型		农作地
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	90m
是否考虑岸线熏眼	考虑岸线熏眼	☐ 是 ☒ 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

(2)预测因子：非甲烷总烃。

8.1.1.2 无组织排放烃类气体影响分析

本项目不新增原油储罐及集输站场，油气集输过程中的烃类无组织排放主要为采油井口挥发所排放的烃类气体。项目新建采油井全部采用定压阀回收套管气，根据工程分析，本次评价选取无组织烃类排放量最大的井场作为预测对象，分析项目无组织排放的非甲烷总烃对环境空气的影响。

(1)污染物排放源强

根据工程分析，预测无组织面源排放参数见表 8.1.1-2。

表 8.1.1-2 项目新建典型井场非甲烷总烃排放参数

污染源名称	面源长度/m	面源宽度/m	与正北方向夹角/°	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	污染物排放速率/(kg/h)
							非甲烷总烃
蛟 6-21 井场	45	90	0	2	7920	连续	0.0004

蛟 18 井场	45	90	0	2	7920	0.001
蛟 2-11 井场	45	90	0	2	7920	0.036
岭 405-4 井场	45	90	0	2	7920	0.018

(2) 预测结果及影响分析

新建典型井场下风向最大落地浓度预测结果见表 8.1.1-3。

表 8.1.1-3 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 (%)
无组织排放	蛟 6-21 井场	73	13.84	0.692
	蛟 18 井场	76	14.28	0.714
	蛟 2-11 井场	78	15.16	0.758
	岭 405-4 井场	75	14.52	0.726

根据预测结果，本项目新建典型井场建成投运后，井口下风向 0~2500m 范围内非甲烷总烃均未出现超标，且非甲烷总烃下风向最大落地浓度为 $15.16 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，占标率 0.758%，满足标准浓度限值。根据现场调查，项目新建井场选址处扩散条件较好，污染物扩散条件较好，其无组织排放的烃类气体不会使区域环境空气质量发生显著改变，项目建设对区域大气环境的影响程度在环境可接受范围之内。

8.1.1.3 项目大气污染物排放量核算

根据工程分析，本项目主要大气污染物排放量核算见表 8.1.1-4。

表 8.1.1-4 大气污染物无组织排放量核算表

序号	排放口编号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量/ (t/a)
					标准名称	浓度限值/ (mg/m^3)	
1	/	原油集输	非甲烷总烃	密闭集输	《大气污染物综合排放标准》 (GB16297-1996)	4.0	1.014
无组织排放总计							
无组织排放总计			非甲烷总体				1.014

8.1.1.4 大气防护距离

(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。

考虑到非甲烷总烃为无组织排放，为防止对周边环境造成影响，本次评价应当地环境保护主管部门要求，并根据《陇东油区石油天然气勘探开发环境保护工作指南(试行)》中“环评编制单位应合理设置项目防护距离”的相关规定，拟设置站场卫生防护距离，以方便日后监管。

(2) 卫生防护距离

根据《大气有害物质无组织排放卫生防护距离推导技术导则》(GB/T 39499-2020) 卫生防护距离计算公式：

$$\frac{Qc}{Cm} = \frac{1}{A} (BL^C + 0.25r^2)^{0.50} L^D$$

式中：\$Q_c\$——大气有害物质的无组织排放量，kg/h；

\$C_m\$——大气有害物质环境空气质量的标准限值，mg/m³；

\$L\$——大气有害物质卫生防护距离初值，m；

\$r\$——大气有害物质无组织排放源所在生产单元的等效半径，m；

\$A\$、\$B\$、\$C\$、\$D\$——卫生防护距离初值计算参数，根据工业企业所在地区近 5 年平均风速及大气污染源构成类别查表得到；

选取本次评价新建典型井场进行卫生防护距离计算，并将站场视为一个完整单元，计算参数及结果见表 8.1.1-5。

表 8.1.1-5 典型场站卫生防护距离计算参数及计算结果

项目	\$A\$	\$B\$	\$C\$	\$D\$	\$Q_c\$ (kg/h)	\$C_m\$ (mg/m ³)	\$S\$ (m ²)	\$r\$ (m)	\$L\$ (m)
蛟 6-21 井场	400	0.01	1.85	0.78	0.0004	2.0	4050	35.9	0.06
蛟 18 井场	400	0.01	1.85	0.78	0.001	2.0	4050	35.9	0.09
蛟 2-11 井场	400	0.01	1.85	0.78	0.036	2.0	4050	35.9	0.67
岭 405-4 井场	400	0.01	1.85	0.78	0.018	2.0	4050	35.9	0.23

根据《大气有害物质无组织排放卫生防护距离推导技术导则》（GB/T 39499-2020）6.1 条规定，卫生防护距离初值小于 50m 时，级差为 50m。因此，确定本次新建典型井场的卫生防护距离为 50m。

(3) 环境防护距离设置

结合大气环境防护距离和卫生防护距离计算结果，建议本项目新建井场以厂界为边界设置 50m 的环境防护距离。结合选址情况，本项目各拟建井场环境防护距离内均不涉及环保搬迁。

8.1.2 地表水环境影响分析

8.1.2.1 地表水污染源

本项目运行期废水主要来自原油处理过程分离的采出水、措施返排液和生活污水，各类废水产生状况见表 8.2.1-1。

表 8.2.1-1 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	原油脱水	站场油水分离装置	石油类、SS	连续	经依托采出水处理系统处理达标后回注油层
措施返排液	修井、洗井等措施作业	井场	石油类、SS	间断	用罐车拉运至五蛟西措施返排液处理站达标后回注油层

8.1.2.2 地表水环境影响分析

(1) 油田采出水

在正常生产情况下，本项目油田采出水经依托的现有采出水处理系统处理达标后回注油层，不排入地表水体，不会对地表水环境产生影响。

(2)措施返排液

修井、洗井等措施作业产生的措施返排液全部用罐车拉运至现有五蛟西措施返排液处理站处理达标后回注油层，不外排，不会对周边地表水环境产生影响。

(3)生活污水

井场正常状况下全封闭运行，无人值守，不产生生活污水。

综上所述，在采取上述环保措施后，项目运行期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

本项目运行期噪声主要来自站场内新增压缩机以及生产井场运行时产生的噪声。本次评价对井场采油作业噪声进行类比分析，对扩建的蛟一转和西北侧的敏感点进行预测。根据噪声源分析，设备噪声源强见表 8.1.3-1。

表 8.1.3-1		蛟一转噪声源强表			单位：dB（A）			
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				
蛟一转	压缩机	55	25	0.5	1 台	85	连续声源	减振

注：以厂区平面布置西南角为坐标原点。

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，因此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

$$L_p(r)=L_p(r_0)-20lg(r/r_0)-\Delta L$$

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声源在预测点产生的等效声级贡献值:

$$Leq(T)=10\lg(\frac{1}{T})[\sum_{i=1}^M t_{out,i} 10^{0.1L_{out,i}} + \sum_{j=1}^N t_{in,j} 10^{0.1L_{in,j}}]$$

式中: T 为计算等效声级的时间;

M 为室外声源个数; N 为室内声源个数;

$t_{out,i}$ 为 T 时间内第 i 个室外声源的工作时间;

$t_{in,j}$ 为 T 时间内第 j 个室内声源的工作时间;

t_{out} 和 t_{in} 均按 T 时间内实际工作时间计算。

③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, 均采用电力驱动, 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 8.1.3-2。

表 8.1.3-2 抽油机噪声衰减分布

井场声源噪 声级 dB(A)	不同距离处声级 dB(A)						
	5m	10m	15m	20m	30m	40m	50m
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, 蛟一转改扩建后噪声变化预测结果见表 8.1.3-3。

表 8.1.3-3

蛟一转改扩建后厂界噪声预测结果

单位: dB (A)

噪声预测点		噪声值					超标分贝数	
		贡献值	背景值		预测值			
			昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
1	东厂界	31.5	47	45	47.1	45.2	0	0
2	南厂界	21.6	47	44	47.0	44.0	0	0
3	西厂界	32.0	49	45	49.1	45.2	0	0
4	北厂界	19.7	48	46	48.0	46.0	0	0
敏感点	西北侧 58m 居民	30	52	48	52	48.1	0	0
评价标准		昼间 60dB (A)；夜间 50dB (A)						

根据上述预测结果,蛟一转改扩建后昼、夜间厂界噪声预测值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类标准,噪声敏感点的预测值符合《声环境质量标准》(GB3096-2008)2类区标准限值,运行期对敏感点声环境影响较小。

8.1.3.5 拉油罐车交通噪声影响分析

本项目新建井场除岭 405 区岭 405-4 井场采取拉油方式外,其余全部采用输油管线密闭集输。拉油罐车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,本项目新建的岭 405-4 井场含水油管输至南 58 拉油点,经罐车拉运至新华 53 站进行处理,拉运路线沿线除五蛟镇人口较集中外,其他村庄人口相对较少且分散。因此,评价要求拉油罐车拉运路线尽可能避开五蛟镇区域,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,拉油罐车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

本项目运行期产生的固体废物主要有落地油、含油污泥、设备维护和修井作业产生的废防渗材料、废润滑油及其包装桶以及生活垃圾,按照《国家危险废物名录(2021 年版)》分类,以上固体废物除生活垃圾外均属于危险废物,废物类别均为 HW08 废矿物油与含矿物油废物。

8.1.4.2 落地油环境影响分析

井区运行期落地油主要在修井、洗井等措施作业过程中产生,修井、洗井一般两年一次,本项目采用“铺设作业、带罐上岗”的作业模式,可使落地油 100%回收。落地油收集后拉运至现有危废点暂存,定期委托有资质单位处置,可有效减少落地油直接进入土壤,大大减轻了对环境的影响。

(1)落地油对地表水环境的影响分析

修井、洗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的落地油带入地表水体，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在短时间内完全混合，浓度迅速降低，对河流水质影响较小。因此，在对井场采取雨水收集、设置污油污水池、井口集油槽、井场围墙等相应的回收和防治措施后，落地油对周边地表水影响较小。

(2)落地油对地下水环境影响分析

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、洗井等井下作业时，可能产生少量落地油。此外，在输油过程中也可能产生少量落地油。落地油对土壤的影响详见土壤环境影响评价章节。

8.1.4.3 含油污泥对环境的影响分析

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。根据长实集团历年危废处置量统计数据估算，本项目建产后新增含油污泥产生量约为 109.86t/a（其中大罐清罐含油污泥 44.94t/a、措施作业产生的含油污泥 64.92t/a）。

含油污泥属于危险固废，若不加以处置直接排放，会对周围土壤、水体、环境空气造成一定影响。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，目前陇东油区对含油污泥的处置措施是收集暂存后委托有资质单位处置，采出水处理系统污泥及其它固体含油污泥经浓缩干化后送有资质单位进行处置。此外，按照标准化井场建设要求，各采油井场内均建有含油污泥池，用于井场运行期含油污泥的暂存，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暂存点暂存，定期运送至有资质单位进行处置。

根据现场调查及收集资料，目前长庆实业集团有限公司五蛟西区开发范围内已建成含油危废暂存点 2 处，现有危废暂存设施均按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）相关标准进行建设运行，并通过竣工环境保护验收。危险废物分类暂存并定期委托有资质单位处置，可以满足本项目依托需求。

8.1.4.4 其它固废影响分析

运行期其他固废主要包括设备维护及修井作业产生的废防渗材料、废润滑油及其包装桶，产生量约 0.11t/a，均属于《国家危险废物名录（2021 年版）》中 HW08 类危险废物。评价要求收集后送至现有危废暂存点单独暂存，定期交有资质单位处置。采取上述措施后，对环境影响较小。

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，本项目白 468 井区距华池县鸭儿洼水源地保护区边界较近，但不在水源地径流补给范围内，其他井区均距水源地距离较远。

正常情况下，运行过程中产生的油田采出水、措施返排液全部处理达标后回注油层，不外排，因此，不会对周边水源地水质造成不利影响。事故状态下，由于白 468 井区内的地面工程不在水源地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，但与水源地有分水岭相隔，不会对水源地造成不利影响。

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，根据工程概况，本项目主要集输管线均不穿（跨）越水源地上游河流（见表 4.7.4-10），因此事故状态下不会对水源地造成污染。

8.1.5.3 对分散水源井的影响分析

五蛟西区范围内有人饮工程 1 处，距本项目工程内容最近距离 1.87km，井区周边分散有机井和小电井，井深在 20~40m，属第四系黄土潜水层。根据调查，本项目拟新建井场 6 座和扩建井场 3 座的选址均远离居民分散饮用水井。项目正常情况下污水不外排，结合地下水影响评价专章，正常情况下不会对区域内分散式水源井水质产生不利影响；非正常状况下，由于项目达标采出水回注层深度为 1400~2250m，与居民分散饮用水井含水层之间有多层隔水层，切断与第四系黄土潜水层的联系，因此对水源井水质影响较小。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

8.2.1.1 伴生气回收利用措施

(1) 实施油气密闭输送

本项目新建井场主要采用管道密闭集输，除岭 405 区岭 405-4 井场 5 口油井采取拉油方式外，其余 40 口油井全部采用输油管线密闭集输；井口采取定压阀回收套管气；依托的增压机组采用油气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，分离伴生气首先用于站场加热炉燃料，富余伴生气输至城壕混烃站进一步利用。加快伴生气利用设施建设，进一步提高伴生气利用率。

(3) 井场输油管线出口处设紧急截断阀，一旦发生事故，紧急切断油、气源，从而最大限度地减少油气集输过程中烃类气体的排放量。

采取以上措施后，伴生气综合利用率符合陇东油区“十四五”发展规划环评中要求的伴生气回收利用率达到 95%以上的要求，措施可行。

8.2.1.2 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巡检车辆，该部分车辆运输频度较小，在采取限速行驶的情况下，对影响范围内的村民住户实际影响较小，但在井场进行修井、洗井等

作业期间，由于工程车辆进出频度增加，扬尘影响相对明显，因此，在洗井、修井等作业期间应对井场道路采取洒水降尘等措施，并合理安排洒水频次、洒水量以及洒水方式，确保措施有效。

(2) 进站场道路

运行期需要进出拉油站场的车辆较井场道路较多，本项目不新建站场，依托的现有站场道路均采用泥结碎石路面，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。

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。

8.2.1.3 无组织烃类逸散防治措施

根据评价区实际情况及现有场站非甲烷总烃无组织排放达标分析结果（厂界及厂区内无组织非甲烷总烃浓度值均达标），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和油田开发项目经验，评价提出以下减少无组织烃类排放的防治措施。

(1) 井场无组织烃类防治措施

各井场主要采取井口安装定压阀回收套管气的措施，伴生气回收后与原油混合输往下游站场；另外，部分偏远井区仍采取拉油方式，评价要求建设单位尽快完善拉油区域的地面集输系统，尽快将拉油改为管输，将大大减少井场无组织废气的产生和排放。

(2) 储罐排放控制措施

本项目原油储罐及事故油罐类型包括外浮顶罐及固定顶罐，因此应满足排放控制标准中相应储罐类型的控制要求及运行维护要求。

① 满足排放控制标准 5.2.1 储罐控制要求中外浮顶罐及固定顶罐的控制要求；

② 满足排放控制标准 5.2.3 中相应储罐类型的运行维护要求。

(3)原油装载排放控制要求

井组拉油点卸油作业采取底部载入式作业方式，减少拉油井场拉油罐装卸油作业无组织烃类气体排放。现有依托站场新华 53 站，对照标准要求，自 2023 年 1 月 1 日起应满足以下装载方式要求：

①采用底部装载或顶部浸没式装载方式，储油箱设置呼吸阀、安全阀；

②采用顶部浸没式装载的，出料管口距离罐（槽）底部高度应小于 200mm；

③装载真实蒸气压 $\geq 27.6\text{kPa}$ 的原油，应对装载排放的废气进行收集处理，非甲烷总烃去除效率不低于 80%。

(4)废水集输和处理系统排放控制要求

本项目依托站场油田采出水 and 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定期检查密封性，防止或减少跑、冒、滴、漏现象，通过源头控制无组织排放。运行过程出现下列情况之一，则认定设备或管线组件发生了泄漏，应开展修复工作：

①密封点存在渗液、滴液等可见的泄漏现象；

②密封点泄漏检测值超过 GB39728-2020 表 4 规定的泄漏认定浓度（ $2000\text{ }\mu\text{mol/mol}$ ）。

(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加快拉油井区集输系统建设，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混烃厂综合利用，暂时不能回收的应经燃烧后放空。

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。

8.2.2 水污染防治措施

本项目生产废水主要包括油田采出水及措施返排液，其特点是含油量高，并含有一定量的泥砂。

8.2.2.1 采出水处理措施

本项目新增采出水全部通过现有采出水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T 5329-2022)标准后回注油层，不外排。

(1) 处理工艺达标可行性

本次依托的蛟一转和蛟一联采出水处理系统均采用“沉降除油+一体化油田水处理装置（气浮+过滤）”处理工艺，工艺流程见图 8.2.2-1，具体如下：

三相分离器来水经沉降除油罐沉降后进入一体化油田水处理装置。一体化装置前段设置缓冲水箱，来水首先进入缓冲水箱，经提升泵提升加压后进入分离罐。在分离罐进口的管线上进行溶气，沿切线进入分离罐内产生涡流旋转，通过涡流旋转产生离心力将油向内圆运移，同时将水中悬浮的小颗粒混凝成大颗粒、片状颗粒混凝成球形颗粒；油在内圆聚集后在浮力作用下油上浮至罐顶，并从罐体顶部的收油口排出；同时离心分离后的水和悬浮在水中固体颗粒改向，向下运移，依靠惯性和流速骤减将矾花大颗粒沉降到罐底从罐底排污口排出。分离罐出水进入两级过滤罐，通过向心气浮除油，微涡旋除污降浊和过滤作用进行深层次净化处理，达到防除垢、缓蚀、杀菌作用，处理后出水进入缓冲水罐，然后进行回注。



图 8.2.2-1 采出水处理系统处理工艺

根据现有采出水处理系统水质监测结果（见表 3.4.4-6，来自历年产建工程竣工环境保护验收调查报告或企业例行监测数据），本项目依托的采出水处理系统采取的处理工艺，其出水水质能够达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T 5329-2022)的要求。因此，从工艺上依托现有采出水处理系统可行。

(2) 处理能力可行性

根据表 4.10.2-2，本项目依托的蛟一联、新华 53 站场的采出水处理系统富余能力均大于本次新增采出水处理负荷，可满足项目处理需要。因此，从采出水处理系统处理规模上看，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

①为确保采出水全部有效回注油层，建议对现有采出水处理系统配套安装流量监控系统，对系统回注水量及水质进行自动在线监测，确保采出水全部达标回注地下油层，回注率达到 100%。

②采出水回注层位应为产油层，注水井应严格按照防止油水串层设计的井身结构进行施工，杜绝采出水回注过程中与非注水层和地下含水层的联系，防止采出水回注到非产油层。油田采出水回注应严格执行《油田采出水回注地下水环境保护技术规范》（Q/SY CQ 08004-2018）。

③对于注水井的施工要加强监管和工程监理，保存好注水井的深井等钻探资料，确保注水井打到油层，防止无效回注的发生。

8.2.2.2 措施返排液

本项目不新建措施返排液处理站，运行期新增措施返排液全部依托五蛟西措施返排液处理站进行处理，处理达标后通过上述措施返排液处理站所辖注水井回注油层。项目依托可行性分析见本报告 4.10.2.4 节内容。

依托的措施返排液处理站已履行环境影响评价手续，并通过竣工环保验收，采取的处理工艺为“预处理+CME 电解+混凝沉降+气浮+多介质过滤+固相脱水”组合工艺。根据五蛟西措施返排液处理站验收监测数据（见表 3.4.4-7），依托站场处理后的措施返排液满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）相应标准，工艺可行。此外，从规模上看，本项目新增措施返排液产生量小于依托工程设计规模，通过合理安排各井区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处理达标后回注的措施可行，可确保项目实施过程中产生的措施返排液全部处理后回注，不外排。

8.2.2.3 生产废水全部回用的可行性分析

(1)油田采出水处理综合利用的可行性

①采出水处理系统处理能力的依托可行性

根据工程分析，运行期新增采出水最大量为 $109.56\text{m}^3/\text{d}$ 。根据产建方案，各井区新增采出水通过蛟一联、蛟一转采出水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）相应标准后回注油层。各井区采出水产生量及回注情况见表 4.10.2-4。由表 4.10.2-4 可知，项目运行期新增采出水量远小于各站场注水系统富余能力，根据井区注水优先采用达标采出水的原则，项目新增采出水可实现全部达标回注不外排。

②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污染。

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像调查评估报告》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。

(2) 措施返排液处理后综合利用的可行性

项目运行期修井、洗井等措施作业产生的措施返排液约 $1645\text{m}^3/\text{a}$ ($4.98\text{m}^3/\text{d}$)。长庆实业集团有限公司已建成五蛟西措施返排液处理站并已投运，项目运行期产生的措施返排液全部通过罐车运送至五蛟西措施返排液处理站处理达标后，依托蛟一联回注油层用于驱油。根据表 4.10.2-6 依托能力校核表可知，项目新增措施返排液产生量小于依托的措施返排液处理站设计规模，通过合理安排各作业区的措施作业计划和污水进站时序，可实现全部处理达标回注不外排。

(3) 生产废水安全回注的可靠性分析

本项目新增采出水及措施返排液经现有站场处理达标后依托注水井回注油层。根据现场调查及建设单位提供资料，现有注水井配套管网采用高压注水钢管，壁厚达 9mm，且使用环氧粉末防腐工艺，具有防腐、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。

依托注水井的井身结构如图 8.2.2-2 所示，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，回注地层的采出水及措施返排液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。

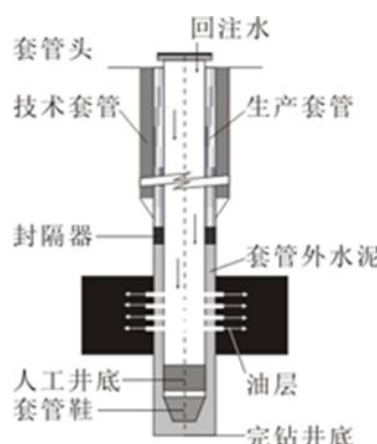


图 8.2.2-2 注水井井身结构示意图

综上，本项目运行期产生的生产废水可实现全部回用不外排。

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 30m³，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（距水源保护区距离较近的井场围墙高度为 0.8m），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 污油回收池（与事故应急池合用）及防渗石砌地埋式导油槽，导油槽与污油池相连且清洁畅通；

(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 噪声控制措施

8.2.3.1 井场、站场噪声控制措施

项目运行期噪声控制措施主要包括：

(1) 井场选址应尽可能远离居民点；

(2) 新建井场采油机采用电力驱动，合理布置井场平面布置。

(3) 站场合理安排新增设备布局，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。

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 交通噪声控制措施

运行期交通噪声主要是油区作业车辆及拉油罐车对周围环境的影响，具体防治措施有：

(1)油区作业车辆和罐车拉油路线尽可能避开人群密集区域及休息时段，尽量安排在上午 7:00~12:00 和下午 14:00~22:00，严禁夜间运输；车辆经过敏感点时应降低车速，减小扬尘和噪声污染，同时应逐步提高管输率减少罐车拉油频次。

(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 固体废物贮存和处置措施

固体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。

含油污泥属危险固体废物，在采油、原油脱水、油田采出水处理及措施返排液处理过程中各种处理容器和构筑物均会产生含油污泥。在含油污泥的处理中，长庆油田积极推行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”是指将清罐含油污泥收集后委托有资质单位回收处置，对采出水处理系统产生的含油污泥经浓缩干化后送至有资质的单位进行处置。

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暂存点暂存后委托有资质单位处置。

井口集油槽及含油污水池应按照《危险废物贮存污染控制标准》中要求进行基础防渗，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)井下作业

井下作业过程按照“铺设作业、带罐上岗”的作业模式，及时回收落地油、含油污泥等危险废物，并委托有资质单位处置。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。

以上控制落地原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。建设单位在井下作业时，可结合实际情况，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

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含油污泥落地，避免危废散落造成作业场地内的土壤和地下水污染。含油污泥清出装置后直接装入防渗袋内运至含油危废暂存点或直接交有资质单位清运。

此外，按照标准化井场建设要求，各采油井场内均建有含油污泥池，用于井场运行期含油污泥的暂存，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暂存点暂存，定期运送至有资质单位进行处置。

8.2.4.3 其他固体废物的处置

主要包括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》（2021 年版）中 HW08 类危险废物，危险废物经收集后送至现有危废暂存点单独暂存，委托有资质的单位定期进行转运处置，防治措施可行。

8.2.4.4 危废暂存、运输及处置措施和要求

(1)危险废物暂存及处置措施

本项目在实行减量化、资源化后产生的危险废物相对较少，均依托现有危废点暂存，定期交由有资质单位安全处置。根据现场调查及收集资料，长庆实业集团有限公司五蛟西区开发范围内已建成含油危废暂存点 2 处（均履行了环保手续，基本情况见 4.10.2.7 节），可满足本项目运行期危险废物的暂存。

根据依托工程验收资料，依托的危废暂存设施均采用轻钢结构设计，满足防风、防雨、防晒等储存要求，地面及踢脚均采取防渗处理，防渗措施满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）要求。暂存设施外按 GB15562.2 规定设置警示标志，周

围设置围墙或防护栅栏，依托可行。危废临时储存点平面布置图见图 8.2.4-1，地面防渗设计见图 8.2.4-2。

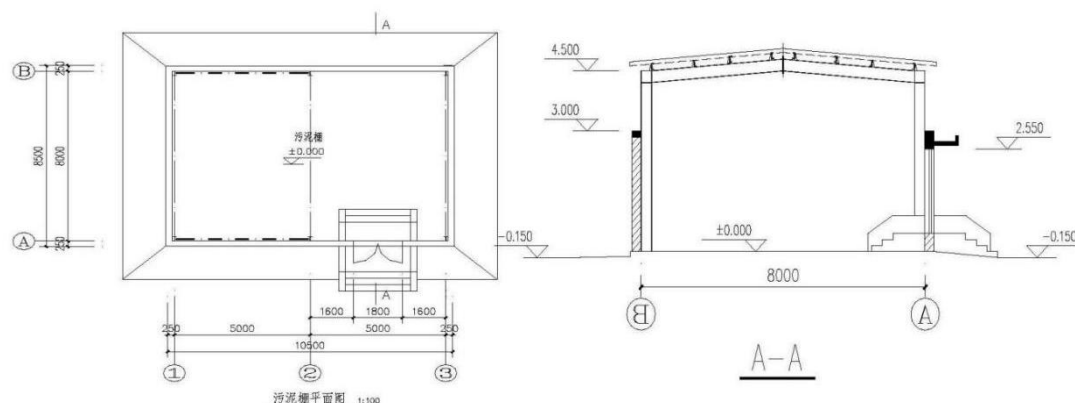


图 8.2.4-1 含油污泥临时暂存点平面图

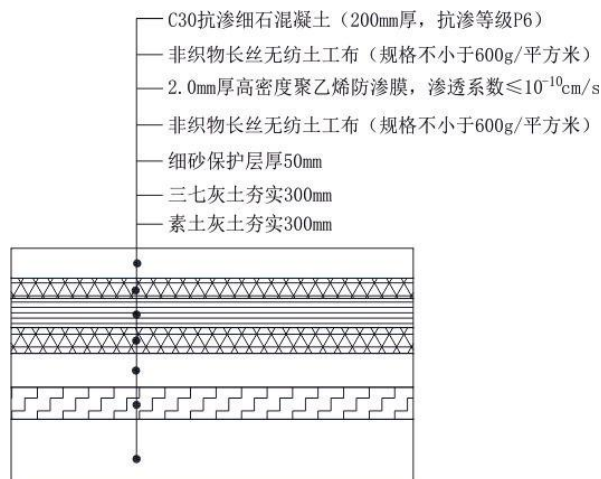


图 8.2.4-2 危废暂存点污泥池底防渗结构图

对于井场、站场设置的危险废物临时暂存设施，应严格按照《危险废物贮存污染控制标准》的要求采取防风、防雨、防晒、防渗漏等措施，防渗系数 $\leq 10^{-10}$ cm/s。危险废物暂存必须严格按照《危险废物贮存污染控制标准》要求进行分类分区存放，危险废物的收集容器应在醒目的位置贴有危险废物标签。

本项目危险废物最终委托有资质单位统一处置，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，企业在依托的危废暂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。

(2) 危险废物运输污染防治措施

①危险废物转移过程应按严格《危险废物转移管理办法》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《危险废物转移管理办法》，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暂存点，定期运送至有资质单位安全处置，降低了环境危害，并使资源得到充分回收利用，评价认为污染防治措施可行。

(4)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，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。根据陇东含油污泥处理厂含油污泥储量、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的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，并配备足量的消防、应急器材；建立完整的出入库台帐，按照规范要求如实登记含油污泥的产生量、贮存量及处置去向；严禁生活垃圾、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	依托现有采出水处理系统处理达标后回注油层，不外排。
	措施返排液	罐车拉运至五蛟西措施返排液处理站处理达标后回注油层，不外排。
废气	伴生气	①回收套管气，实施油气密闭输送；②分离伴生气伴生气随原油混输至城壕混烃站进一步利用。
	无组织烃类	①加快井区集输系统建设，原油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	压缩机、抽油机	①井场选址远离居民区； ②设备选型尽可能选择低噪声设备； ③站场新增设备合理布局，尽量远离敏感点布置。
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暂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暂存点进行暂存。
	浮渣、污泥	属危险固废，委托有资质的单位定期进行转运处置，无法及时处置的在就近危废暂存点进行暂存。
	清罐底泥	属危险固废，暂存后委托有资质的单位定期进行转运处置。
	清管废渣	危险固废，暂存后委托有资质的单位定期进行转运处置。
	废防渗材料	危险固废，暂存后委托有资质的单位定期进行转运处置。
	废润滑油及包装物	危险固废，暂存后委托有资质的单位定期进行转运处置。

8.3 闭井期环境影响及污染防治措施

8.3.1 闭井期环境影响

油田开发进入闭井期后，各种机械设备将停止使用，油田日常生产过程产生的废气污染物、生产废水、生活污水、噪声及固体废物等将会消失。油井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等，将会产生少量扬尘和固体废物。在闭井施工作业中应注意采取降尘措施，文明施工，尽可能降低对周边大气环境的影响，对于井口和管线拆除作业过程中产生的固体废物应按要求妥善处置。在采取以上处理措施后，环境影响较小。

另外，井场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、残渣等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣外运至指定处理场填埋处理。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

井场经清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫被清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。油田设施闭井后，人员撤离，区域内没有了人为的扰动，井场范围内的自然环境会逐渐得以恢复。

8.3.2 闭井期污染防治措施

闭井期主要污染源是设备拆除、井场清理产生的扬尘和固体废物等，主要污染防治措施如下：

- (1)油井闭井后，对废弃井架、井台和出油管线进行拆除，对废弃井的井眼进行封堵。
- (2)井口和管线拆除作业过程中产生的固体废物应按要求妥善处置，彻底清理回收井场内的落地油及输油管线内残余的原油，避免对土壤和浅层地下水造成污染。属于危险废物的，应送有资质的单位进行处置，废弃设备、管线经清洗后回收再利用，建筑垃圾外运至指定填埋场填埋处置。
- (3)对井场永久占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫进行清理，并及时进行植被恢复。对报废井、套损井、服役期满井采取彻底的水泥封井措施，在表层套管（或技术套管）内注 200m 以上的水泥塞封弃井。
- (4)闭井期作业车辆应固定线路和作业范围，禁止随意开路、停放，践踏和破坏植被，应尽量减少占用和破坏植被，将影响严格控制在征地范围内。
- (5)井场封堵完成后建立封井档案，封堵完成后，及时将相关资料上报环保部门备案。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。

评价认为，在采取上述闭井期污染防治措施后，可减缓闭井期对环境的影响。

8.4 环保投资估算

对项目环保投资进行估算，主要针对施工期及运行期废气、废水、噪声、固废等污染治理及生态恢复费用，估算项目一次性环保投资约 263.2 万元，占总投资（6118.78 万元）的 4.30%，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	
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	设钻井泥浆固液分离设施和不落地收集系统，分离的钻井废水在井场内配置泥浆循环利用，无法利用的液相废水拉运至措施废液处理站处理达标后回注	9 个	18
		试油废水、压裂返排液、管道试压废水	罐车拉运至现有措施返排液处理站处理达标后回注	/	1.5
	废气	施工扬尘	运输车辆遮盖篷布、道路洒水灭尘	/	1.5
			施工场地围栏，道路临时硬化	/	4.5
	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，最终由长实集团和川庆钻探集中处置填埋或资源化利用	9 个	90
		含油岩屑	委托有资质单位定期转运处置	/	5
		落地油	井场地面铺设防渗材料	9 套	4.5
			委托有资质单位定期转运处置	/	1
		废防渗材料、废润滑油及其包装桶	委托有资质单位定期转运处置	/	0.5
		生活垃圾	生活垃圾收集桶	若干	0.2
	生态	生态补偿	生态保护、恢复与重建费用	/	66
	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	4.5
运营期	噪声	伴生气压缩机等	低噪声设备、基础减震	若干	5
	废水	修井、洗井等措施返排液	罐车拉运至现有五蛟西措施返排液处理站处理达标后回注	/	1
	固体废物及土壤	落地油	井场设置污油污水池，井口设集油槽	9 套	9
			污油回收罐车运行费用	1 辆	1
			地面敷设防渗材料收集	若干	5
			委托有资质单位定期转运处置	/	1.5 万/a
		含油污泥	委托有资质单位定期转运处置	/	3 万/a
		废防渗材料、废润滑油及其包装桶等	委托有资质单位定期转运处置	/	0.5 万/a
	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		/	15
	合计			/	238.2
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	/	25 万/a	

9 地下水环境影响评价

9.1 总则

9.1.1 评价等级与评价范围

9.1.1.1 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、回注水输送管线属于 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)地下水敏感性

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含水层和白垩系含水层。根据环保部意见，集中式饮用水水源地和分散式饮用水水源井的敏感区、较敏感区范围的具体量化见表 9.1.1-1。

表 9.1.1-1 水源地敏感区、较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。本项目涉及的乡镇水源地均为中小型水源地。

计算公式如下：

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

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）》、《陇东白垩系盆地地下水循环机理研究》等水文地质资料，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）》、《陇东白垩系盆地地下水循环机理研究》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）。

公式（1）中各参数最终取值见表 9.1.1-2。

表 9.1.1-2 评价区各含水层预测模型参数

含水层	渗透系数 K (m/d)	水力坡度 I	有效孔隙度 n
第四系黄土潜水含水层	0.46	15‰	0.3
白垩系环河组含水层	0.5	5‰	0.15
白垩系洛河组含水层	1.8	3‰	0.2

根据公式（1），带入参数后对第四系含水层和白垩系含水层求取 L 值，最终取值结果见表 9.1.1-3。

表 9.1.1-3 分散式饮用水水源井及集中式水源地敏感区范围计算表

类型	时间 T (d)	L 值 (m)	敏感区	较敏感区
分散式	5000	280	无	以井口为中心，半径为 280m 的范围内
集中式	5475	306.6	准保护区	以二级保护区边界为起点，外扩 306.6m 的范围内

出于保守考虑，为取得最大值，以白垩系洛河组含水层为准。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 280m 的范围内。通过现场调查，本项目的建设工程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，因此拟建工程的地下水环境敏感程度为不敏感。

(2)地下水评价等级判定

根据以上分析，本项目地下水环境敏感程度为不敏感，根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ 610-2016）评价工作等级划分标准（表 9.1.1-4），石油开采工程地下水评价工作等级定为二级，管线工程地下水评价工作等级定为三级，见表 9.1.1-5。

表 9.1.1-4 地下水环境影响评价工作等级分级表

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

表 9.1.1-5 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
回注井		/	/	√	二级
II 类项目	采油管线、注水管线	/	/	√	三级

9.1.1.2 调查评价范围

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

(1)调查范围

调查范围的确定考虑拟建项目布局与地下水系统特征，以河流、等水位线、流线为边界，划定为：项目所在的相对完整的水文地质单元（图 9.1.1-1）。

(2)评价范围

①对于集输管线，将管线两侧向外延伸 200m 作为评价范围。

②对于井、站场，根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ 610-2016）的要求，“当建设项目所在地水文地质条件相对简单，且所掌握的资料能够满足公式计算法的要求时，应采用公式计算法确定”，因此本次评价选取公式计算法确定评价范围。根据 9.1.1.1 章节公式(1)，按导则要求 T 取 5000d，带入其他参数值后计算得 L 值，见表 9.1.1-6。

表 9.1.1-6 地下水评价范围计算

含水层	K (m/d)	I	T (d)	n	L (m)
第四系黄土含水层	0.46	15‰	5000	0.3	230
白垩系环河组含水层	0.5	5‰	5000	0.15	166.67
白垩系洛河组含水层	1.8	3‰	5000	0.2	270

根据导则并结合计算结果，确定井场、站场地下水评价范围为井、站场下游 280m，两侧及上游不小于 140m 的范围，本项目地下水评价范围示意图见图 9.1.1-2。

调查评价范围的确定，重点考虑了建设项目污染源特征、地下水径流特征、地下水可能受到污染的区域等因素。所确定的调查与评价范围能说明项目建设区域的地下水环境基本状况，并满足对地下水环境影响进行预测和评价的需要。

9.1.2 地下水环境保护目标

9.1.2.1 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生活用水的主要供水水源。依据《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）中 4.1 地下水质量分类：III类地下水化学组分含量中等，以 GB5749-2006 为依据，主要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。

9.1.2.2 保护目标及保护要求

从地下水环境角度考虑，建设项目地下水环境影响调查评价范围内需要保护的地下水环境目标包括：集中式地下水水源地、第四系含水层、白垩系含水层和分散式饮用水源井。

(1)集中式饮用水源地

根据环境保护目标调查，本次产建工程周边有 1 处县级集中式地表水饮用水水源地，为鸭儿洼水源地。水源地与本次产建地面工程的位置关系详见 2.7.2 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，确定调查评价区地下水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)第四系和白垩系含水层

第四系和白垩系地下水是评价区城镇和农村居民、农业用水的主要供水水源。基于其供水意义，确定第四系和白垩系含水层的环境保护要求是：水质符合《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）III类水标准，水质不受污染，供水的可靠性与安全性不受影响。

(2)第四系和白垩系含水层

第四系和白垩系地下水是评价区城镇和农村居民、农业用水的主要供水水源。基于其供水意义，确定第四系和白垩系含水层的环境保护要求是：水质符合《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）III类水标准，水质不受污染，供水的可靠性与安全性不受影响。

(3)分散式饮用水源

基于其供水意义，确定其环境保护要求是：水质符合《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）III类水标准，水质不受污染，供水的可靠性与安全性不受影响。调查评价

区内水源井的开采目的层主要为第四系黄土含水层，根据现场调查，调查评价区分散式饮用水源井主要分布在沟谷及其较大的支流两侧，梁峁区域居民饮用水多采用窖水等方式。根据现场调查，结合工程布局，与拟建项目距离较近、可能受影响的分散式饮用水源井情况见表 9.1.2-1。

表 9.1.2-1 项目区地下水分散开采井调查统计表		
水源井位置	开采层位	拟建工程与水源井位置关系
唐下庄	第四系潜水	与拟建工程距离最近的水源井位于蛟 4-3 至蛟三增采油管线东南约 0.21km 处，在地下水流场中，水源井位于采油管线的下游位置
路旗	第四系潜水	与拟建工程距离最近的水源井位于蛟 5-10 井场东南约 1.09km 处，在地下水流场中，水源井与井场被元城川隔开，不在一个水文地质单元内
康塌圪	第四系潜水	与拟建工程距离最近的水源井位于蛟 5-10 至蛟一转采油管线东南约 1.051km 处，在地下水流场中，水源井位于采油管线的下游位置
夏家庄	第四系潜水	与拟建工程距离最近的水源井位于岭 405-4 至南 55 注水阀组注水管线西南约 1.8km 处，在地下水流场中，水源井位于注水管线的下游位置

9.2 地下水环境影响识别

9.2.1 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为钻井作业。钻井过程中，会产生各种污废水和固体废弃物，施工期地下水环境影响识别见表 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	钻井液中的有害元素直接渗漏到含水层中	地下水水质受到污染
	钻井液、钻井泥浆泄漏	通过包气带入渗至含水层	浅层的第四系地下水水质受到污染
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	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	通过包气带入渗至含水层	浅层的第四系地下水水质受到污染

9.2.2 运行期地下水环境影响识别

本项目在运营过程中，对地下水环境可能造成影响的设施主要有井场、注水站、联合站、脱水点和集输管线等。运行期地下水环境影响识别见表 9.2.2-1。

表 9.2.2-1 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	影响对象与结果
回注井	井管出现腐蚀、破损情况	回注水渗漏污染物渗漏进入含水层	地下水水质受到污染
井场、站场等	污废水泄漏	污染物泄漏通过包气带进入含水层	包气带及浅层的地下水水质受到污染
集输管线	管线破损出现污染物泄漏	污染物泄漏通过包气带进入含水层	
注水管线	注水管线破损	污染物通过包气带进入含水层	

9.2.3 闭井期地下水环境影响识别

本项目井场开采到一定年限，产量降低，不具备开采价值时，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、站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的处理措施处理处置。在采取了相应的处理措施后，基本不会对地下水环境产生较大的影响。

9.2.4 评价因子筛选

地下水现状调查与评价因子见表 9.2.4-1：

表 9.2.4-1 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	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、总硬度等，结合本项目污水产生情况选择石油类为预测评价因子

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（图 9.3.1-1），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	Qal+pl	角度不整合
		上更新统		马兰组	风积黄土	Q3eol	
		中更新统		离石组	风积黄土	Q2eol	
		下更新统		午城组	风积黄土	Q1eol	
	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		K1jc	角度不整合
				罗汉洞组		K1lh	
				环河组		K1h	
				宜君洛河组		K1l	
	侏罗系					J1	角度不整合
	三叠系					T2	
	二叠系					P1	

(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)下白垩系志丹群

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 (K_1l)、环河 (K_1h) 等。

①环河组 (K_1h)：全区均有分布。在沟谷底部有出露。岩性下部为紫褐、紫红、灰紫、青灰色的中、细砂岩、含泥砾砂岩、粉砂岩、泥岩及少量灰、灰绿色粉砂岩、泥岩、砂质泥岩；上部为蓝灰、灰绿、黄绿、棕红色砂质泥岩与泥质砂岩、粉细砂岩、细砂岩。上下部都不同程度夹薄层石膏或团块状石膏。斜层理、水平层理、波痕等沉积构造发育。与宜君洛河组为整合接触。与下部的宜君洛河组相比，颗粒明显变细。总体来讲，环河组地层泥质含量高、孔隙连通性差，富水性相对较弱。

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%之间）且连通性好，是区内的主要含水层。

9.3.2 区域构造

陇东盆地处于鄂尔多斯盆地次级构造单元~天环向斜。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。

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。

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
		罗汉洞含水岩组地下水系统（Ⅲ1）
	白垩系地下水系统（Ⅲ）	环河含水岩组地下水系统（Ⅲ2）
		洛河含水岩组地下水系统（Ⅲ3）

9.3.4 调查评价区水文地质条件

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。

黄土塬区潜水主要分布于庆城以南的十三个黄土塬区，本项目所在区域不涉及黄土塬区潜水。

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_p^2 ），上覆马兰黄土（ Q_p^3 ）透水不含水，下伏午城黄土（ Q_p^1 ）。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。拟建项目位于庆阳北黄土丘陵潜水系，黄土潜水因沟谷切割，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 $20\text{m}^3/\text{d}$ ，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 $50\sim 100\text{m}^3/\text{d}$ 。

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 $0.14\sim 0.46\text{m/d}$ 。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 ，本次产建涉及到的区块地下水水化学类型主要为 HCO_3-Cl 、 SO_4-Cl （图 9.3.4-1）。

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之中，岩性主要为砂砾卵石及砂层，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 $1\sim 5\text{km}$ ）中，含水层厚度一般在 $1\sim 5\text{m}$ ，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 $100\text{m}^3/\text{d}$ 。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

白垩系含水岩系为一套砂岩夹粉砂岩、泥岩。砂岩为主要含水层，而泥岩（含粉砂岩）为相对隔水层，下伏侏罗系为其隔水底板。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环河、洛河含水岩组。

(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。

环河含水岩组含水层厚度在马莲河河谷一带最小，一般小于300m，向东、向西含水层厚度增大。在研究区的东北部，含水层厚度一般大于400m，在庆阳、西峰一线以西，含水层厚度普遍大于500m，且愈向西，含水层厚度愈大。评价区环河组岩层厚度约为350m，环河组富水性总体较弱（图9.3.4-2），据评价区及周边水文地质勘探孔资料，富水性相对较差，单井涌水量小于 $100\text{m}^3/\text{d}$ ，根据项目区及周边多个水文地质钻孔的抽水试验结果，渗透系数在 $0.004\sim 0.12\text{m}/\text{d}$ 。地下水溶解性总固体普遍大于 $1\text{g}/\text{L}$ ，局部大于 $3\text{g}/\text{L}$ ，本次产建涉及到的区块地下水水化学类型主要为 $\text{SO}_4\cdot\text{Cl}-\text{Na}$ 、 $\text{SO}_4\cdot\text{Cl}-\text{Na}\cdot\text{Ca}$ 型。

总的说来，环河组含水层水质较差，以微咸水为主，矿化度大于 $3\text{g}/\text{L}$ 的半咸水分布在马莲河东侧、西峰以南，这种分布规律可能与含水层自身全盐量多寡有关。

(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 $200\text{m}\sim 250\text{m}$ ；中部地区则较厚，一般为 $300\sim 350\text{m}$ 。

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 $1000\text{m}^3/\text{d}$ （图9.3.4-3），局部在 $500\text{m}^3/\text{d}\sim 1000\text{m}^3/\text{d}$ ，根据项目区及周边多个水文地质钻孔的抽水试验结果，渗透系数在 $0.22\sim 0.53\text{m}/\text{d}$ ，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 $2\text{g}/\text{L}$ ，局部为 $3\sim 5\text{g}/\text{L}$ ，甚至 $5\sim 10\text{g}/\text{L}$ ，本次产建涉及到的区块地下水水化学类型以 $\text{SO}_4\cdot\text{Cl}-\text{Na}\cdot\text{Ca}$ 、 $\text{SO}_4\cdot\text{Cl}-\text{Na}\cdot\text{Mg}$ 型为主。

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：调查评价区内的黄土潜水主要接受大气降水入渗补给。区内多年平均降水量 $427.7\sim 499.8\text{mm}$ ，这为大气降水入渗补给提供了水源。区内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 $0.11\sim 0.18$ ，这为大气降水入渗补给提供了通道。

第四系河谷潜水：区域河谷潜水地下水的补给来源主要有：大气降水、灌溉水、地表水及基底白垩系地下水的越流补给。

白垩系地下水：白垩系承压水主要接受大气降水补给，补给方式主要是条带状垂向补给。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：调查评价区黄土潜水为梁峁区黄土潜水，其径流主要受地形的控制，径流方向多变，主要自地形高处流向地形低处。水力坡度在梁峁中心地带较小，在坡脚或陡坡地带较大。

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，总体上由东北向西南方向径流（图 9.3.5-1、图 9.3.5-2）。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。

9.3.5.3 地下水排泄

第四系黄土潜水：丘陵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，在黄土与基底的界面上以泉的方式排泄。

第四系河谷潜水：河谷潜水的排泄方式主要有向地表溢出、人工开采及蒸发。

白垩系地下水：调查评价区白垩系地下水的排泄方式主要为向下游径流排泄和人工开采排泄。在马莲河及其支流等河（沟）谷区下游河段，还以向地表溢出的方式排泄，该处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。白垩系洛河组地下水也主要用于石油开采，另外，有少量的开采井用于城乡居民生活饮用，开采层位主要是环河组。

9.3.5.4 地下水动态特征

第四系黄土潜水地下水动态特征：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平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。

第四系河谷潜水地下水动态特征：影响河谷地河谷潜水动态的主要因素有：气象、水文、地下水的开采、地下径流、地下水的溢出等。总的来说区内潜水的动态相对比较稳定，其年内、年际间水位变化幅度多在0.2~2m间，局部地段可达5m。水位动态的变化趋势与水文年型的变化相一致。

白垩系地下水动态特征：根据陇东地区白垩系地下水动态长期监测资料分析，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）。

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，井场、站场等地面工程绝大部分位于梁峁区梁顶相对平坦的部位，只有集输管线会有少部分跨越沟谷区。

梁峁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，黄土的渗透系数参考值为 $2.89 \times 10^{-4} \text{ cm/s} \sim 5.79 \times 10^{-4} \text{ cm/s}$ ，包气带渗透性强，因此包气带的防污性能分级属弱级。梁峁区分布黄土潜水，属易污染含水层。

河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，据前人试验测定数据，垂直渗透系数小于 10^{-7} cm/s ，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含水层，属不易污染含水层。

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 9 座井场，其中新建 6 座井场，扩建 3 座井场，部署 45 口采油井，2 口注水井，新建 2 座混输装置；新建油气集输管线及注水管线共计 40.62km。

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 拟建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）	新建井场 6 座，扩建井场 3 座，共部署采油井 45 口，注水井 2 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）	新建采油管线 21.22km、注水管线 19.4km	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
站场（新建）	新建 2 座混输装置（与井场合建）	本次产建新建 2 座混输装置（与井场合建），均位于黄土塬区，可能受到影响的含水层为第四系黄土塬区潜水

9.5 地下水环境现状监测与评价

地下水环境质量现状见 6.2.3 节。

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,且非正常状况下污水的泄漏对地下水流场基本无影响,并且调查评价区内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》、《陇东白垩系盆地地下水循环机理研究》等前人的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 各评价区含水层预测模型参数

含水层	含水层厚度 M (m)	渗透系数 K (m/d)	水力坡度 I	有效孔隙度 n
第四系黄土潜水含水层	30	0.46	15‰	0.3
白垩系环河组含水层	50	0.5	5‰	0.15
白垩系洛河组含水层	50	1.8	3‰	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）》、《陇东白垩系盆地地下水循环机理研究》等水文地质资料，取项目区各含水层厚度的平均值；

含水层渗透系数——根据《鄂尔多斯盆地地下水勘查报告（甘肃）》、《陇东白垩系盆地地下水循环机理研究》等水文地质资料，取已知最大值；

水力坡度——根据《鄂尔多斯盆地地下水勘查报告（甘肃）》、《陇东白垩系盆地地下水循环机理研究》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；

(2)评价因子限值

根据地下水环境影响评价因子的筛选，将石油类作为预测因子，其检出限值和标准限值的确定见表 9.6.3-2。

表 9.6.3-2 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

9.7 施工期地下水环境影响预测及评价

施工期产污环节包括钻井废水、试油废水、生活污水、压裂返排液、废钻井泥浆和其他固体废弃物淋溶液，这些污废水或固体废弃物可能对地下水环境产生影响，下面分别分析：

9.7.1 正常状况下地下水环境影响

9.7.1.1 钻井废水对地下水环境影响

钻井废水主要产生于施工期钻井过程，其产生量随着井深和钻井周期而变化。根据工程分析，根据工程分析，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处理达标后回注油层；废弃泥浆全部入罐暂存，委托第三方单位外运集中处置。因此正常状况下认为钻井废水不会对地下水环境产生影响。

9.7.1.2 试油废水对地下水环境影响

油井试油是在油井完成后，把油、气、水从地层中诱到地面上来并经过专门测试取得试油资料。试油过程在单井井口产生的废水石油类浓度高，且含有一定的压裂液、支撑剂等物质。在建设过程中，试油废水全部进罐存放，试油结束后运输至现有措施返排液处理站处理达标回注。正常状况下不会对地下水环境产生影响。

9.7.1.3 生活污水对地下水环境影响

根据工程分析，钻井队生活区一般都设置了旱厕，定期清掏施做农肥，其它生活污水用于附近站场及周边植被绿化，正常状况下认为不会对地下水环境产生影响。

9.7.1.4 压裂返排液对地下水环境影响

油田在生产过程中往往会根据生产需要采取压裂开采技术，在开采过程中排出的残余压裂液中主要含有胍胶、石油类及其它各种添加剂，如果返排至地面的压裂液不经过处理而外排，将会对周围环境，尤其是农作物及地表水系造成污染。根据工程分析，施工过程中要求开采过程中产生的压裂液返排液全部回收入罐，优先在井场内进行再利用，无法循环利用的待压裂结束后分批次运至现有措施返排液处理站处理回注，不外排。

因此正常状况下认为不会对地下水环境产生影响。

9.7.1.5 废钻井泥浆对地下水环境影响

钻井作业过程中，根据已建井场钻井调查，钻井泥浆的循环利用率为 95%。钻井使用环境友好型水基泥浆，废钻井泥浆是指在钻井过程中无法利用或钻井完工后弃置于泥浆收集罐中的泥浆，废弃泥浆中溶解于水中的泥浆污染物通过包气带下渗后可能对地下水环境造成影响。按照钻井过程的环保要求，本项目各井场泥浆收集罐均采取了严格的防渗措施，废弃泥浆全部入罐暂存，委托第三方单位集中处置单位规范处置。因此正常状况下钻井泥浆不会对地下水环境产生影响。

9.7.1.6 其他固体废弃物对地下水环境影响

钻井岩屑：钻井过程中，岩石被钻头破碎成岩屑，其中 50%混入泥浆中，经泥浆循环泵带出井口，经地面的振动筛分离，并堆置于井场。普通钻井岩屑属于一般工业固废，与废弃泥浆一起处置；含油岩屑属于危险固废（HW08 废矿物油），按照《危险废物贮存污染控制标准》等相关标准送临近危废暂存点暂存，最终送有资质单位处置。

落地油：由于试油，井下作业往往会有一部分原油散落井场成为落地油。在正常状况下，按照要求，井下作业时按照“铺设作业，带罐上岗”的作业模式，在井场铺设防渗布，将作业过程中的落地油全部收集到储罐中，钻井结束后就近运至现有危废点暂存，委托有资质单位定期转运处置，落地油回收率 100%，不允许落地油进入环境。

生活垃圾：根据工程分析，拟建工程施工期产生生活垃圾 31.12t。生活垃圾由施工队设置临时生活垃圾收集收集装置，统一收集后运至环卫部门指定地点处置。

建筑垃圾：根据工程分析，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 0.3t，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。

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，在正常状况下认为对地下水环境无影响。

9.7.2 非正常状况下地下水环境影响预测及评价

非正常状况指建设项目的工艺设备或地下水环境保护措施因系统老化、腐蚀等原因不能正常运行或保护效果达不到设计要求时的运行状况。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，施工期内对地下水环境可能产生污染的非正常状况主要包括井漏和泥浆收集罐泄漏，下面重点预测分析这两种非正常状况对地下水环境可能造成的影响。

9.7.2.1 井漏对地下水环境的影响

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：由于钻井施工期相对于溶质运移的过程时间较短，因此将泄漏点概化为瞬时点源，该工况下的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，此次预测采用平面连续点源污染问题水动力弥散方程解析解作为预测数学模型。

在预测评价过程中考虑最不利状况，黄土潜水含水层的各项水文地质参数均选取较不利情况，以便对该事故状态下的影响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，根据工程分析，单井的钻井周期一般为 15d，本次假设钻井过程中产生的废水全部泄漏至含水层，将污染源概化为短时连续渗漏点源。

(2) 环境影响预测分析

利用平面连续点源及瞬时点源污染水动力弥散方程解析解，计算出泄漏点周围石油类污染物的浓度值，并画出平面二维等值线图。根据石油类检出限和标准限值，以此来判断污染物对地下水的污染情况。当预测结果小于检出限时，则视为对地下水环境几乎无影响。具体预测结果及分析如下：

①黄土潜水含水层环境影响分析

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，石油类在黄土潜水含水层中的运移情况见表 9.7.2-1、图 9.7.2-1、图 9.7.2-2、图 9.7.2-3，其中（0,0）点为泄漏点位置，横轴正方向为地下水流向，泄漏点下游厂界处浓度随时间变化曲线图见图 9.7.2-4。

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 0.32mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 28.7m，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 0.16mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 37.9m；第 1000d 时，石油类最大浓度为 0.032mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 71.4m；3000d 后，石油类浓度低于检出限（0.01mg/L），影响区消失。

表 9.7.2-1 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)	超标距离 (m)
100d	0.32	691	370	28.7	21.6
200d	0.16	1104	457	37.9	26.2
1000d	0.032	2310	0.0	71.4	0.0
3000d	<0.01	0.0	0.0	0.0	0.0

②白垩系环河组含水层环境影响分析

利用平面连续点源及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，泄漏点下游厂界处浓度随时间变化曲线图见图 9.7.2-8。

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。

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	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)	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

③白垩系洛河组含水层环境影响分析

利用平面连续点源及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，泄漏点下游厂界处浓度随时间变化曲线图见图 9.7.2-12。

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。

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	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)	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

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 采出水回注井对地下水环境影响

(1)回注井回注层位可行性分析

根据工程概况，本次新建回注井的回注层位为三叠系延长组，该层相对致密、厚度大。根据当地的水文地质资料，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。

因而，从注水层位及回注层地质构造分析，在正常的油田开发过程中，回注到含油层的采出水不会对地下水水质产生影响。

(2)注水井井身结构

图 9.8.1-1 为注水井井身结构示意图。由该图可知，注水井均通过水泥将套管与地层之间进行封闭，上有封隔器完全隔绝采出水回注过程中与非注水层和地下含水层的联系，阻止回注水对非注水层和地下含水层的污染；井底构筑水泥塞，阻止注水向下部地层的渗入；仅井体底部的钢质封闭管壁设置了射孔段作为回注水排出钢管之外的通道；地面部分，井口高出地面，还设置控制加压装置，防止了对近地表的地下潜水与地表水的污染。同时，回注井采用数字化技术对回注井井口压力、回注量等回注参数进行实时监控。

因此，回注地层的采出水，在正常状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，可认为不会对地下水水质产生影响。

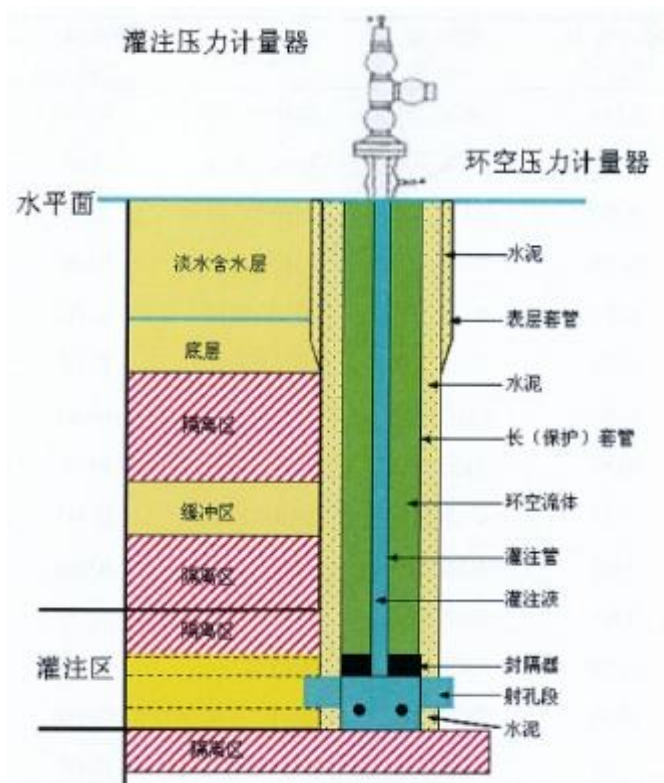


图 9.8.1-1 注水井井身结构示意图

9.8.1.2 污废水对地下水环境影响

油田开采运行过程中，产生的污废水主要包括油田采出水和措施返排液。正常状况下，会对其进行收集处理，水质达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2022）相应回注水质指标后回注油层进行驱油开采，处理回用率 100%。因此在正常状况下认为对地下水环境基本不会产生影响。

9.8.1.3 固体废弃物对地下水环境影响

落地油：油井修井周期为 2 年一次，每口井每次修井会产生一定量的落地油，由于落地油的粘度较大，在黄土中渗透能力极弱，通常难以渗入到地表 2m 以下的深度。且该地区降雨量小，难以形成大量降水的淋滤条件，故落地油对浅层地下水的影响甚微。此外，根据作业要求，建设单位会通过铺设防渗布对落地油进行收集，回收率可达 100%。因此在正常状况下认为对地下水环境基本不会产生影响。

含油污泥：在原油脱水和采出水的处理过程中，各种处理容器和构筑物均会产生含油污泥。含油污泥属危险固体废物，按照《危险废物贮存污染控制标准》等相关标准贮存、处置，最终全部收集送其它有资质单位处置。因此正常运行情况下认为对地下水环境基本不会产生影响。

9.8.1.4 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采油管线、注水管线及输油管线。

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，集油管线采用环氧粉末外防腐、硬质聚氨酯泡沫塑料黄夹克结构保温，注水管线采用整体挤涂式内防腐工艺。

②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，防腐保温层断面用防水帽密封防水，防水帽与防水层、防水帽与防腐层的搭接长度不小于 50mm。

可见，建设项目运行期所采用的管线具有防腐功能，采出水和原油都在管内封闭输送，正常状况下不会对地下水环境产生影响。

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)采出水回注井套外返水对地下水环境的影响；
- (2)输油管线泄漏对地下水环境的影响；
- (3)注水管线泄漏对地下水环境的影响；
- (4)其他原油泄漏对地下水环境的影响。

9.8.2.1 采出水回注井套外返水对地下水环境影响

(1)预测情境及源强

采出水回注井在含水层中发生泄漏时，假设回注水从套管腐蚀的管孔隙中流出，因此将泄漏点作为点状污染源，如果泄漏量较大，渗漏发生后注水压力会明显改变，工作人员能及时发现从而采取相应措施，影响相对较小。因此本次评价假设少量持续泄漏，将泄漏点概化为平面连续点源，在预测评价过程中考虑最不利的工程状况，如此一来，渗漏发生后的影响也较大，以便于对危害做出最大化的评估预测。

本次评价以回注井中回注水作为预测污染源，石油类作为预测因子，按照要求，处理后水质达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2022）相关标准。根据新建采出水回注井的设计规模，单井配水量为 20m³/d，假设当天回注水全部泄漏至含水层，则石油类源强为 0.36kg/d，1 天后采取措施停止泄漏。

(2)预测结果及分析

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：

本次预测选取了 100d、200d、1000d、3000d 四个时间点，当回注井发生套外返水后，随着时间推移，石油类在黄土潜水含水层中的运移情况见表 9.8.2-1、图 9.8.2-1、图 9.8.2-2、图 9.8.2-3，其中（0,0）点为泄漏点位置，横轴正方向为地下水流向，泄漏点下游厂界处浓度随时间变化曲线图见图 9.8.2-4。

从图表中可以看出，在假设的非正常状况下，在第 100d 时，石油类最大浓度为 0.219mg/L，已超过标准限值，此时污染晕的最大迁移距离为 26.1m，超标距离为 18.8m；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 0.109mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 34.3m，超标距离为 21.6m；第 1000d 时，石油类最大浓度为 0.022mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 60.9m；3000d 后，石油类最大浓度已低于检出限（0.01mg/L），此时地下水已不再受到污染物的影响。

表 9.8.2-1 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 (m²)	超标区面积 (m²)	最大扩散距离 (m)	超标距离 (m)
100d	0.219	568	271	26.1	18.8
200d	0.109	881	290	34.3	21.6
1000d	0.022	1432	0.0	60.9	0.0
3000d	<0.01	0.0	0.0	0.0	0.0

②白垩系环河组含水层环境影响分析

利用平面瞬时点源污染水动力弥散方程解析解，计算并画出平面二维等值线图，当预测结果小于检出限时视同对地下水环境几乎没有影响。具体预测分析结果如下：

本次预测选取了 100d、200d、1000d、3000d 四个时间点，当回注井发生套外返水后，随着时间推移，石油类在白垩系环河组含水层中的运移情况见表 9.8.2-2、图 9.8.2-5、图 9.8.2-6、图 9.8.2-11，其中（0,0）点为泄漏点位置，横轴正方向为地下水流向，泄漏点下游厂界处浓度随时间变化曲线图见图 9.8.2-8。

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 0.295mg/L，已超过标准限值，此时污染晕最大迁移距离为 25.7m；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 0.147mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 22.9m；第 1000d 时，石油类浓度最大为 0.03mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 62.9m；3000d 后，石油类最大浓度已低于检出限（0.01mg/L），此时地下水已不再受到污染物的影响。

表 9.8.2-2 白垩系环河组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)	超标距离 (m)
100d	0.295	553	292	25.7	19.4
200d	0.147	881	345	33.8	22.9
1000d	0.03	1771	0.0	62.9	0.0
3000d	<0.01	0.0	0.0	0.0	0.0

③白垩系洛河组含水层环境影响分析

利用平面瞬时点源污染水动力弥散方程解析解，计算并画出平面二维等值线图，当预测结果小于检出限时视同对地下水环境几乎没有影响。具体预测分析结果如下：

本次预测选取了 100d、200d、1000d、3000d 四个时间点，当回注井发生套外返水后，随着时间推移，石油类在白垩系洛河组含水层中的运移情况见表 9.8.2-3、图 9.8.2-9、图 9.8.2-10、图 9.8.2-11，其中（0,0）点为泄漏点位置，横轴正方向为地下水流向，泄漏点下游厂界处浓度随时间变化曲线图见图 9.8.2-12。

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 0.184mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 26.5m；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 0.084mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 35.8m；第 1000d 时，石油类浓度最大为 0.017mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 60.7m；3000d 后，石油类最大浓度已低于检出限（0.01mg/L），此时地下水已不再受到污染物的影响。

表 9.8.2-3 白垩系洛河组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)	超标距离 (m)
100d	0.184	560	264	26.5	18.4
200d	0.084	912	236	35.8	20.3
1000d	0.017	1122	0.0	60.7	0.0
3000d	<0.01	0.0	0.0	0.0	0.0

9.8.2.2 输油管线泄漏对地下水环境的影响

项目运行期输油管线有可能受腐蚀等发生渗漏,由于管线发生渗漏的位置难以确定,本次评价分两种情况考虑:当泄漏点位于黄土梁峁顶或黄土坡等包气带较厚的区域时;当泄漏点位于沟谷等水位埋深较浅的区域时。

当泄漏点位于黄土梁峁顶或黄土坡等包气带较厚的区域时,其产生的污染物及污染方式与采出水处理系统泄漏对地下水环境的影响基本一致。通过前文采出水处理系统泄漏对地下水环境的影响分析,不难认识到,此类情况下,项目运行期输油管线发生泄漏对地下水没有影响,但对包气带会产生污染,此处不再重新计算。

下面重点分析当泄漏点位于沟谷等水位埋深较浅的区域时对地下水环境的影响:

(1)预测情境及源强

非正常状况下,输油管线的泄漏主要分两种情况:一是管道因腐蚀或其他原因出现较大规模点源泄漏;二是假设管道因腐蚀穿孔等,造成小量持续泄漏。第一种情况下易被及时发现并作相应处理,对地下水环境影响相对较小,下面重点分析第二种情况。

根据工程分析,将输送介质含水原油中的石油类作为预测因子。假设含水原油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 10⁻⁵m²,本次新建的集油管线最大压力为 4.0MPa,根据工程概况。本项目所在区域的原油的密度为 0.82t/m³,根据柏努利方程计算出泄漏速率为 0.51kg/s,设定管线泄漏 10min 后被发现并及时处理,则含水原油一次泄漏量为 306.37kg。

在整个评价区内,假设泄漏点处包气带厚度较薄且包气带渗透系数较大,根据包气带污染物迁移的黑箱模型:

$$Q_0 = Q_1 - Q_e - Q_r$$

式中:

Q₀——进入包气带的污染物量, g/d;

Q₁——污染物排放量, g/d;

Q_e——挥发损失量, g/d;

Q_r ——地表截流或回收量，g/d。

管线泄漏时：

$$Q = (1 - A)Q_0$$

式中：

Q ——进入潜水层的质量流，g/d；

A ——包气带对污染物的去除率；

根据现有资料和经验参数，确定评价区内的包气带去除率为 0.8，因事故持续时间较短，挥发率忽略不计；按照正常的事故处理标准，回收率应为 100%，但假设事故状态处理不当的情况下，假设渗漏后含水原油中的原油全部回收，剩余的采出液全部进入到含水层，根据本区原油含水率，采出液渗漏量为 2.015kg。

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。平面瞬时点源污染水动力弥散方程解析解见。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；

Mm ——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)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，当输油管线发生泄漏后，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 9.8.2-5、图 9.8.2-16、图 9.8.2-17、图 9.8.2-18、图 9.8.2-19，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 1.127mg/L，此时已超标，污染晕最大迁移距离为 33.1m，超标距离为 27.3m；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 0.563mg/L，污染晕最大迁移距离为 44.7m，超标距离为 35.8m；第 1000d 时，石油类浓度最大为 0.113mg/L，污染晕最大迁移距离为 92.9m，超标距离为 63.2m；3000d 后，石油类浓度最大为 0.037mg/L，已不再超标，污染晕最大迁移距离为 158.8m。

表 9.8.2-5 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)	超标距离 (m)
100d	1.127	936	612	33.1	27.3
200d	0.563	1598	962	44.7	35.8
1000d	0.113	4861	1626	92.9	63.2
3000d	0.037	7914	0	158.8	0

9.8.2.3 注水管线泄漏对地下水环境的影响

根据前文分析，建设项目采用的注水管线均采取了防腐措施，在正常情况下回注水对地下水环境的影响较小，在非正常情况下如施工等活动造成注水管线的破损导致回注水泄漏进而通过包气带进入地下水含水层就有可能对浅层的地下水水质产生一定的影响。

同时根据工程分析，拟建项目的注水管线两端均安装有压力检测装置，一旦发生泄漏可及时发现。加之回注水当中原油的含量较少，再加上项目区的蒸发量较大，因此污染物将很难到达潜水面，随地下水流运移的石油类污染物也微乎其微。那么相对于输油管线泄漏造成的污染，此类状态下的污染程度和范围都很小，因此对地下水环境的影响相对较小。

9.8.2.4 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情况外，其他可能发生的原油泄漏情况还包括井喷、落地油处理不彻底等。发生井喷后，会有大量原油和伴生气从井口敞喷进入环境当中，伴生

气初始喷射会携带大量的泥浆和岩屑落在周围地表。井喷事故发生后，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，因此对地下水环境的影响可类比非正常状况下采出水处理系统发生渗漏的情形，在此处不再单独进行量化预测分析。

9.9 闭井期地下水环境影响

建设项目进入闭井期，油、水井退役后采用全段封井工艺进行封井处理，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，区块内的潜水含水层和白垩系含水层均不再受石油开采的影响。

9.10 地下水环境保护目标影响分析

调查评价区内环境保护目标有：分散式饮用水水源井、第四系黄土潜水含水层和白垩系孔隙裂隙含水层。其中分散式饮用水水源井主要开采河谷中的浅层白垩系地下水及黄土潜水。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主要为钻井和井下作业。

正常状况下井场建设对地下水环境影响，前文已作了分析论述：只要建设项目钻井的井身结构、钻探工艺设计合理，钻井液配备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，形成的污染晕顺第四系潜水径流方向最大运移距离不超过 100m，在 3000d 后石油类污染晕浓度低于检出限；顺白垩系地下水根据地下水径流方向最大运移距离不超过 50m。根据分散式饮用水水源井的开采层位、拟建工程和水源地及分散式饮用水水源井的位置、距离关系判断，发生井漏时，分散式饮用水水源井和水源地的供水安全不会受到影响。

9.10.2 项目运行阶段

根据前文预测分析，在正常状况下，如果各项目环保措施得当，项目运行阶段采出水回注井、污废水、固体废弃物和石油管线等都不会对地下水环境保护目标产生影响。下面重点分析在非正常状况下项目运行对地下水环境保护目标的影响情况。

(1)采出水回注井对地下水环境保护目标的影响分析

采出水回注井对地下水环境的影响，主要是回注水从套管腐蚀的管孔隙中流出，可能对地下水环境造成影响。基于前面的分析，在所预测的非正常状况下，回注井发生套外返水后，各含水层形成的污染晕顺地下水径流方向最大运移距离最大为 66.1m，影响范围相对局限在回注井周边。根据地下水径流方向、分散式饮用水水源井的开采层位、拟建工程和水源地及分散式饮用水水源井的位置、距离关系判断，发生回注井套外返水时，周边的分散式饮用水水源井及距离较远的水源地的供水安全不会受到影响。

(2)拉油点储罐泄漏对地下水环境保护目标的影响分析

拉油点储油罐对地下水环境的影响主要是储油罐破损导致储存在其中的含水原油泄漏对地下水环境产生影响。基于前面的分析，在所假设的非正常状况下，拉油点的储油罐泄漏后，第四系含水层形成的污染晕顺地下水径流方向最大运移距离最大为 23.8m，影响范围相对局限在储油罐的周边。根据地下水径流方向、水源井的开采层位、拟建工程和水源井的位置、距离关系判断，拉油点的储油罐发生短时泄漏时，水源井的供水安全不会受到影响。

(3)集输管线泄漏对地下水环境保护目标的影响分析

项目运行期集输油管线可能受腐蚀发生渗漏,污染物可能会对地下水环境保护目标产生影响。当泄漏点处水位埋深较浅时,根据预测分析,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 152.9m,此时石油类浓度已不再超标。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、水源地的位置、距离关系等,在预测的最大污染晕范围内无水源开采井和水源地,因此项目运行期集输管线发生破损渗漏不会对地下水环境保护目标造成影响。

(4)其他原油泄漏对地下水环境的影响

在前文预测的非正常状况下,其他原油泄漏事件相比于原油管道泄漏的包气带原油残余量较小,且评价区内包气带普遍较厚,因此原油将全部被截留在包气带中。即使在淋滤作用下,原油中易溶解的组分不断被淋滤水带入包气带,当经过足够长的时间和淋滤作用后,石油类污染物才有可能迁移至毛细带,此后在浮力、毛细力等的作用下,加之原油量较小,将很难到达潜水面,随地下水流运移的石油类污染物也微乎其微。那么相对于管道泄漏造成的污染,这些非正常状况下的污染程度和范围都很小,因此其他原油泄漏也不会对地下水环境保护目标造成影响。

9.10.3 项目闭井期后

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,区块内的第四系潜水、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 采油井和回注井的建设、运行管理和关闭要求

①采油井和回注井的建设要严格按照《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根据现场调查，河谷区的地下水埋深较浅，对于分布于河谷区的井场在施工期易对地下水造成污染，当地下水作为周围村民的饮用水水源时，在河谷区布置井场将可能危害周围人群健康，因此从环境保护和维护人群健康的角度，评价建议井场在具体布设时应尽量避开河谷地区；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；

③要求钻井架底座表面应有通向泥浆收集罐中的导流槽，保证钻井废水全部入罐，无随意漫流现象，杜绝钻井泥浆流失，同时井场泥浆收集罐必须有防渗、防漏措施。

④采油井和回注井在第四系与白垩系井段建设时，要严格依据设计进行钻井液配置，预防地下水水质受到污染；

⑤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；

⑥ 加强回注井的固井质量及运行管理，确保回注水水质合格；

⑦ 在采油井和回注井投入使用后，一是建立回注系统操作规程，记录注水量、水质、泵压变化情况，定期开展动态分析；二是对采油井和回注井每周进行一次巡检，每年定期开展带罐检修工作；

⑧ 按照地下水环境监测计划定期对采油井和回注井下游附近的居民水井进行地下水取样监测，建立台账、及时对比分析水质变化；

⑨ 采油井和回注井关闭时，要对其进行套内、套外和井口处理，利用水泥等防渗材料对采油井和回注井从井口到井底的所有空间进行永久性封堵，封井后要定位，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井场建设防渗泥浆收集罐，钻井架底座表面有通向泥浆收集罐的导流槽，钻井废水全部排入泥浆收集罐；按规范设计泥浆收集罐容积，保证钻井废水及废弃泥浆不产生溢流现象，做到废水不外排；

② 做好泥浆收集罐的防漏、防渗处理。

(2)油田生产废水

①油田生产废水包括采出水、措施返排液（修井、洗井废水）等，其特点是含油量高，并含有一定量的泥沙；

②采出水在集输站、联合站内油水分离后进入采出水处理设施处理；整套采出水处理设施采用地上密闭罐体装置，杜绝污水“跑、冒、滴、漏”。措施返排液全部通过罐车运至集输站进行处理；

③生产废水经采出水处理设施处理后达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2022）相应指标，全部回注区块开发油层。要求生产废水处理率和回注率均达到100%，且必须回注开发油层，严禁回注其他层位，严禁采出水外排；

④严禁以渗坑储存等形式处置含油污水；

⑤优化水资源配置，节约和保护水资源，提高水资源利用效率和效益，制定节水方案，生产废水回注率要求达到100%，使有限的水资源得到合理利用；

(3)生活污水处理

项目建设阶段，井场、站场及集输管线建设所产生的生活污水量少且污染负荷轻，建设人员生活污水排入临时防渗旱厕或者经沉淀收集后用于场地内泼洒抑尘，同时在建现场设置移动式环保厕所，用于农田施肥，不外排；

项目运行期，根据产建工程开发方案，新建的生活保障点设生活污水处理设施，生活污水处理达标后用于站场及周边植被绿化；井场人员少，设置旱厕，生活污水采用收集沉淀池处理后作为站场及周边植被绿化用水，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；四定期开展管线隐患探测。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

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，将本次产建工程中新建、扩建的井场、站场等地面设施的防渗措施分为三个级别，即重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区，具体见

图 9.11.2-1~图 9.11.2-5 及表 9.11.2-1。针对不同的污染防治区制定了如下相应的防渗措施与要求。

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 $M_b \geq 6.0\text{m}$, $K \leq 1 \times 10^{-7}\text{cm/s}$;
		难		钻井液循环系统		
		难		柴油罐区		
		难		泥浆不落地区域		
		难		井场含油污水池		
一般防渗区	弱	易	井场	集水沟	石油类	等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5\text{m}$, $K \leq 1 \times 10^{-7}\text{cm/s}$;
		易		雨水收集池		
简单防渗区	弱	易	配电室、值班室等		其他类型	一般地面硬化

(2)污染防治措施

① 重点防渗区

重点防渗区可采用天然材料防渗结构、刚性防渗结构和复合防渗结构中的其中一种。天然材料防渗结构的天然材料防渗层饱和渗透系数不应大于 $1.0 \times 10^{-7}\text{cm/s}$ ，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 $1.0 \times 10^{-7}\text{cm/s}$ ），且应与所接触的污染物或物料相兼容，采用的防渗材料及施工工艺应符合健康、安全、环保的要求。防渗设计应保证在设计使用年限内不会对包气带及地下水造成污染。当达到设计使用年限时，应对防渗层进行检验和鉴定，合格后方可继续使用。当污染物具有腐蚀性时，防渗材料应具有耐腐蚀性或者采取抗腐蚀措施。

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、雨水收集池等地带，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。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 1.5m；刚性防渗结构抗渗混凝土渗透系数不应大于 $1.0 \times 10^{-8} \text{cm/s}$ ，厚度不应小于 100mm；柔性防渗结构土工膜厚度不应小于 1.5mm。不管采取何种防渗型式，确保防渗性能应与 1.5m 厚的粘土层等效（粘土渗透系数 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ），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。

具体的防渗分区和防渗措施应在下一步设计中进一步优化。

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工程布局完善地下水环境跟踪监测点，并在项目运行中定期监测、定期整理研究、定期预报、识别事故并及时采取措施，尽可能减小项目在非正常状况下对地下水环境的影响。

(1) 井场、站场地下水环境监测

建设项目采油井、采出水回注井众多，非正常状况下污染物渗漏的井位具有不确定性，对每口井周围的地下水环境都进行监控不太可行。水质监测点布设的原则从五个方面考虑，一是监测点尽量布置在采油井和采出水回注井相对集中的下游；二是监测点尽量布置在采油井和采出水回注井下游人口相对集中的位置；三是监测点尽量布置在站场下游；四是监测点尽量布置在距离水源地最近的采油井和采出水回注井下游；五是尽可能利用现有石油开采水源井和居民供水井作为监测点。监测点位置依据潜在污染源位置、地下水径流方向及地下水模拟结果综合确定，监测层位根据污染源可能的污染层位确定。

(2) 集输管线地下水环境监测

集输管线总里程长达数十公里，非正常状况下污染物渗漏的位置具有不确定性，沿线全部布置水质监测点不太可行。尽管溶质运移模拟结果表明，集输管线渗漏不会危及到居民的供水安全，但是由于未来很多因素是不确定的，数值模拟不能将各种可能完全考虑，加之预测污染物运移的控制方程还不能完全准确描述污染物浓度变化、很多参数和地质体存在很大的不确定性，预测的结果只能作为参考。

对于集输管线的监测，除了严格执行定期的人工巡检制度，应当利用进出油（水）水量平衡的方法，及时发现原油或者采出水可能发生的渗漏，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。

根据庆阳市土壤污染重点监管单位名录，长庆实业集团五蛟西采油作业区属于土壤污染重点监管单位，因此依据《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，确定本项目的运行期地下水水质监测项目及监测频次。

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。

地下水跟踪监测点水质监测项目：石油类、石油烃（ $C_6\sim C_9$ ）、石油烃（ $C_{10}\sim C_{40}$ ）、砷、汞、六价铬，频率要求是每季度一次。

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 地下水监测点位基本情况统计表

编号	点位	坐标	井深 (m)	井结构	层位	监测点类型	备注
1	唐下庄	107° 51' 08.0641", 36° 24' 12.2783"	40	水泥管	第四系潜水	蛟 4-3 井场及采油管线 下游跟踪监测点	新增
2	14#站水源井	107° 50' 57.3318", 36° 27' 31.2925"	540	水泥管	白垩系承压水	蛟 6-21 井场下游跟踪 监测点	新增
3	蛟 1 转承压水井	107° 46' 53.31" , 36° 24' 40.73"	851	水泥管	白垩系承压水	蛟 1 转跟踪监测点	依托 2022 年长 庆实业集团产能 建设工程
4	谷家圪崂峁	107.840002° , 36.376164°	150	水泥管	白垩系承压水	蛟 7 增站场、蛟 50 扩 井场下游跟踪监测点	依托 2022 年长 庆实业集团产能 建设工程补充项 目
5	夏家庄	107.696081° , 36.170977°	13	水泥管	第四系潜水	岭 405-4 井场下游跟踪 监测点	

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。在油田开发和运行过程中，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：由于油田开发和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有序开展地下水污染事故处理，有效控制地下水环境污染范围和程度，降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竣工验收。

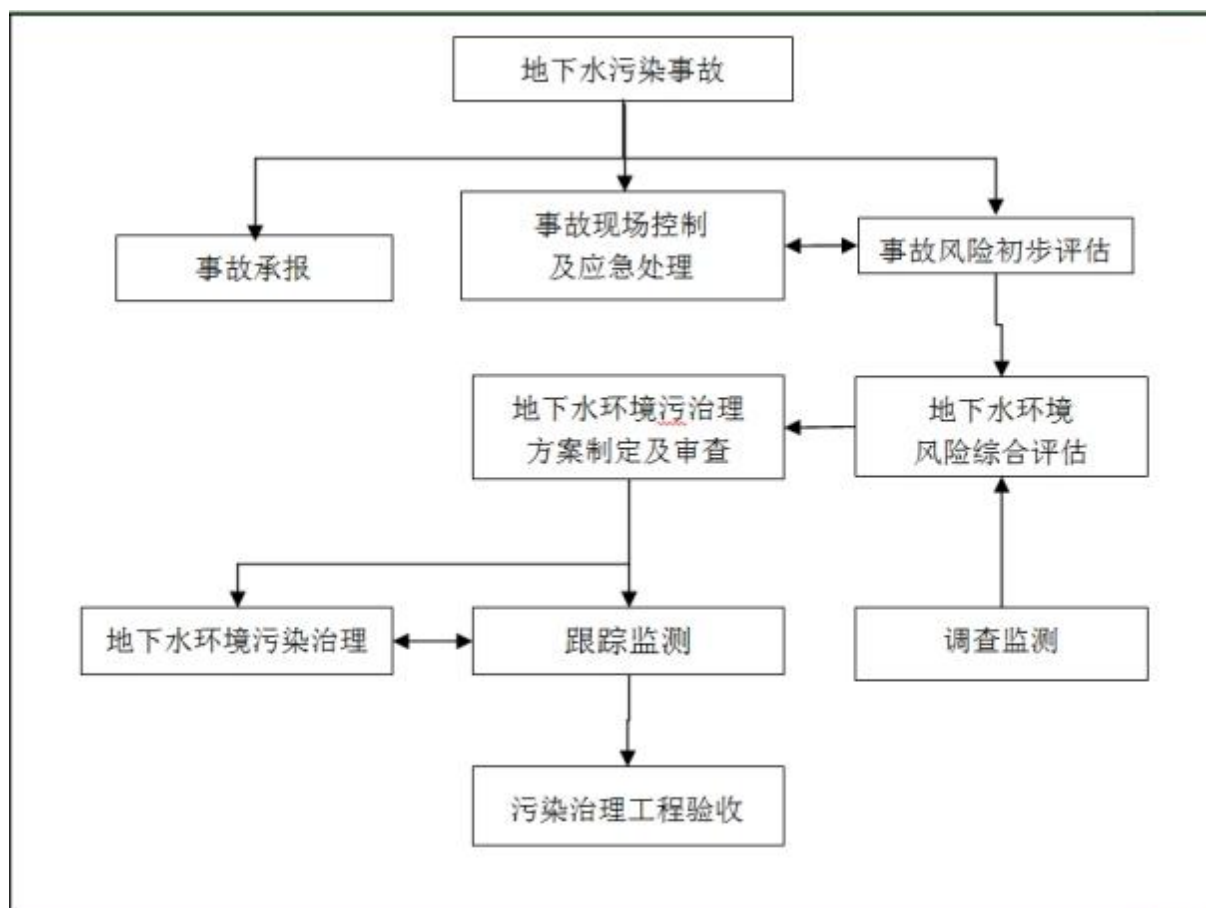


图 9.11.4-1 地下水污染事处理程序框图

10 土壤环境影响评价

10.1 现有工程土壤环境保护措施调查

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，钻井废水用于配置泥浆，在井场内循环使用，钻井结束后，废弃泥浆和岩屑在防渗泥浆池中进行无害化处理，含油岩屑单独收集、装袋、密封，全部送危废暂存点暂存，并委托有资质单位进行处置。试油、压裂等井下作业过程中，在井场地表铺设高分子土工膜或钢制清洁作业平台，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，无法利用的运往措施返排液处理站处理后回注。

(2)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；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油污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，送危废暂存点暂存；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；现有危废暂存点均按照《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。

(5)管线

①输油管线敷设前，加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格管材。跨越道路段管线应加厚管壁，提高管线强度，防止因质量缺陷造成泄漏事故的发生。

②管线尽量沿路敷设，便于后期维修更换。

③管线埋深须在冻土层以下。

④管线穿越不良地段时采取必要的水保措施。管线穿越河流等敏感点是两岸做毛石护坡。

10.2 土壤环境影响预测与评价

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生态环境影响评价内容。

10.2.1 土壤污染影响分析

10.2.1.1 正常状况下

(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。

(2) 运行期

项目运行期除部分偏远地区及集输系统不完善区域采用拉油方式集输外，其他区块采用密闭系统进行原油集输。开采过程中，井杆带落的少量落地油全部通过井口集油槽收集至井场污油池内，定期收集交有资质单位处置；正常情况下，项目运行期不会对土壤环境造成污染。

10.2.1.2 非正常状况下

本项目井场均采取分区防渗措施，但在施工期和运行期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、措施返排液等污染物泄漏可能会对土壤环境造成污染。遇降雨条件，还可能对地下水产生一定影响。结合项目特点，本节主要分析非正常状况下原油发生渗漏后对土壤环境的污染影响，以及对土壤理化性质的影响和土壤累积影响。

10.2.2 非正常情况土壤垂直入渗污染预测与评价

10.2.2.1 土壤数值模型建立

(1) 水流模型

一维非饱和水流运移数学模型如下式所示。

$$\frac{\partial \theta}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial z} \left[k(\theta) \left(1 + \frac{\partial h}{\partial z} \right) \right]$$

式中： θ 为土壤体积含水率 ($\text{cm}^3 \text{cm}^{-3}$)；

k 为非饱和渗透系数 (cm hour^{-1})；

t 为时间变量 (hour^{-1})；

z 为空间变量 (cm)，地表为原点，向上为正。

(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，%。

a、初始条件

$$c(z, t) = 0 \quad t = 0, \quad L \leq z < 0$$

b、边界条件

第一类 Dirichlet 边界条件，其中式 1 适用于连续点源情景，式 2 适用于非连续点源情景。

$$c(z, t) = c_0 \quad t > 0, \quad z = 0$$

$$c(z, t) = \begin{cases} c_0 & 0 < t \leq t_0 \\ 0 & t > t_0 \end{cases}$$

第二类 Neumann 零梯度边界。

$$-\theta D \frac{\partial c}{\partial z} = 0 \quad t > 0, \quad z = L$$

(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分别进行设置。模型剖分按 10cm 间隔，模型运行时间为 1000 天。

B、参数选取

考虑到污染物主要在土壤浅表层聚集，本次根据收集到的华池县黄土颗粒分数据，然后利用 van 公式对土壤水分进行拟合，拟合获得的土壤水分特征曲线如图 10.2.2-1 所示，土壤水分特征曲线参数如表 10.2.2-1 所示。

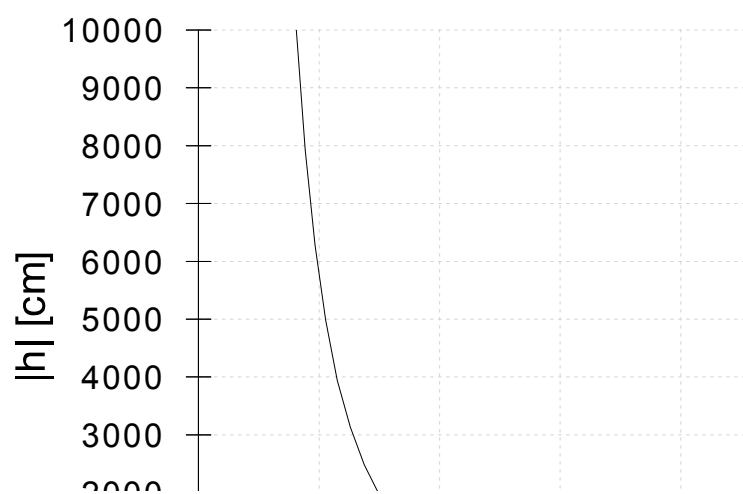


图 10.2.2-1 土壤水分特征曲线拟合图

表 10.2.2-1		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	K_s (cm/d)
黄土	0.3861	0.051	0.0258	1.3846	26.38

- (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 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 10.2.2-2		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
非正常工况	钻井工程	黄土	泥浆收集罐	石油类	18mg/L
	回注水管线		回注水管线	石油类	18mg/L

10.2.2.2 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，本项目单口钻井废弃钻井泥浆最大产生量约为 269.8m³，钻井泥浆在整个钻井过程中通过重复利用，根据已建井场钻井调查，循环利用率按 95%计算。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，单井钻井周期约为 15 天左右，这里假定泥浆收集罐持续渗漏，渗漏量为每日产量的 1%，入渗时间为 15 天；渗漏 15 天的剖面污染物浓度值作为初始值，模拟泥浆收集罐渗漏后污染物在包气带中的迁移。

(2)环境影响预测分析

①模型参数及设置：利用Hydrus-1D的Solute Transport模块建立评价区黄土潜水包气带溶质模型，需要两个基本参数：溶质运移参数和溶质的吸附解析参数。这两项参数受实验方法、实验尺度等各方面限制，根据国内（如张淼等）在室内对保守溶质在黄土中的穿透曲线，考虑室内和室外的尺度差异，本次评价石油类纵向弥散度取值为19.5，自由水中扩散系数取值为16.7；根据吸附解析的实验研究（参见史红星《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》），采用Herry吸附模型刻画石油类的吸附动力学过程，饱和吸附量取值为134.07，吸附系数取值为0，经验系数beta取值为1。

②预测结果及分析评价：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土壤溶质运移模型，就泥浆收集罐破损石油类入渗对土壤环境的影响进行预测。预测结果见图 10.2.2-2~4 所示，输出节点为 T1（10d）、T2（100d）、T3（500d）、T4（1000d）。

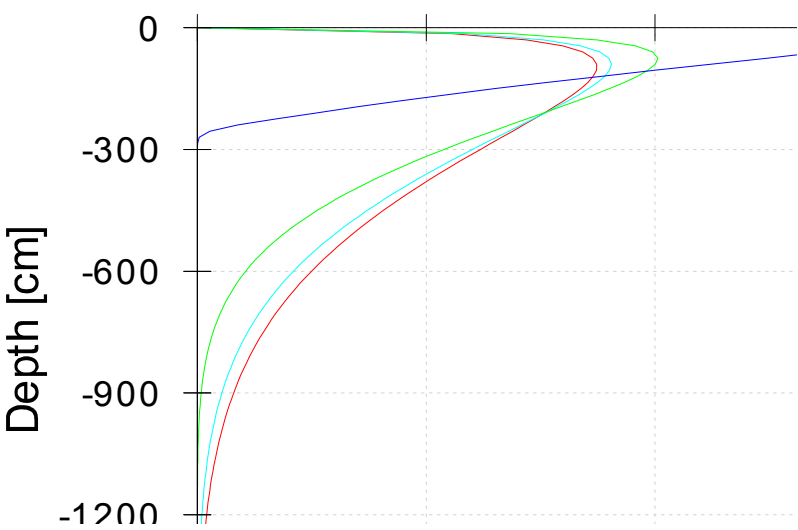


图 10.2.2-2 泥浆收集罐泄漏土壤中石油类浓度变化曲线图

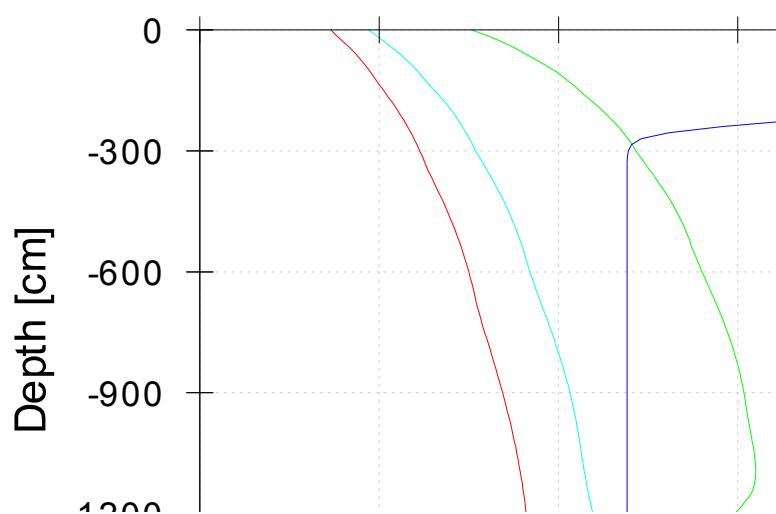


图 10.2.2-3 泥浆收集罐泄漏土壤剖面含水率变化曲线图

泥浆收集罐泄漏后土壤中石油类的浓度预测值见表 10.2.2-3。

表 10.2.2-3 泥浆收集罐泄漏单位质量土壤中石油类的浓度预测值

污染因子	泄漏后时间 (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	5.84	0	-570
	100d	2.26	-90	/
	500d	1.74	-105	/
	1000d	1.58	-105	/

随着时间的推移，剖面上石油类污染物向土壤剖面深部运移，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。

10.2.2.3 注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^{-5}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 0.729kg/s，由于本次建设的回注水管线数量较多长度较长，因此本次设定回注水输送管线在泄漏 1h 后被发现并采取措施处理停止泄漏，则采出水的一次泄漏量为 26.24m³，石油类的源强为 0.4723kg。

(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 10.2.2-5~7，输出节点为 T1（10d）、T2（100d）、T3（500d）、T4（1000d）。

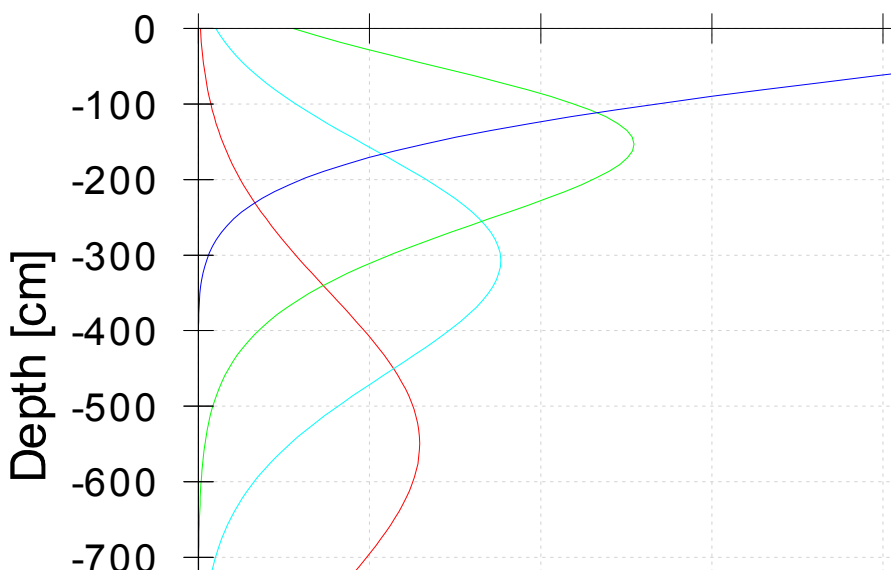


图 10.2.2-5 回注水管线泄漏土壤水中石油类浓度变化曲线图

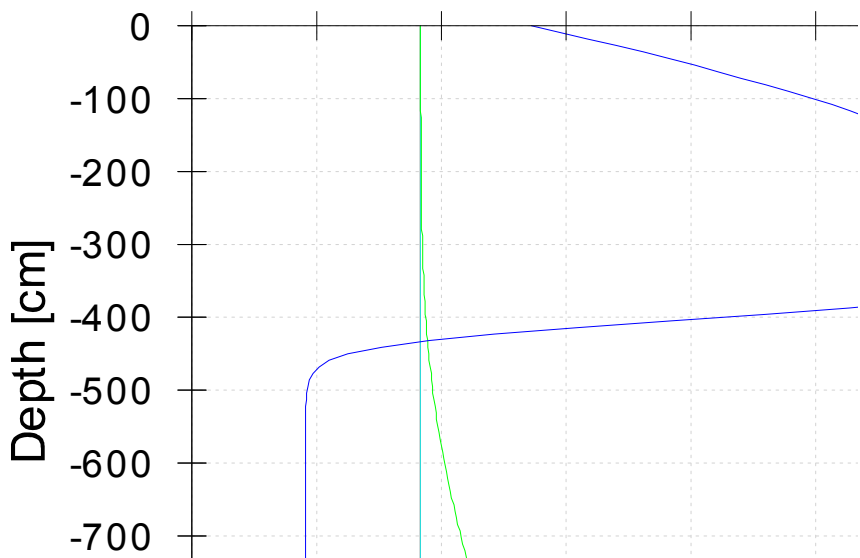


图 10.2.2-6 回注水管线泄漏土壤剖面含水率变化曲线图

回注水管线泄漏后土壤中石油类的浓度预测值见表10.2.2-4。

表 10.2.2-4 回注水管线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	10d	2.75	-27	-585
	100d	1.3	-153	/
	500d	0.90	-306	/
	1000d	0.66	-549	/

随着时间的推移，土壤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。

10.2.3 生态影响型土壤环境影响分析

10.2.3.1 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。

10.2.3.2 运行期生态影响型土壤环境影响分析

本项目运行期生态影响型土壤环境影响主要涉及到的是由于区域浅层地下水水位埋深变动引起的土壤盐化。

(1)预测方法

本项目生态影响型土壤环境影响预测方法选择导则中推荐的土壤盐化综合平托预测方法，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 10.2.3-1。

表 10.2.3-1 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≥10.5	1.5≤GWD<10.5	1.0≤GWD<1.5	GWD<1.0	0.35
干燥度（蒸降比值）（EPR）	EPR<1.2	1.2≤EPR<10.5	10.5≤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 10.2.3-2。

表 10.2.3-2 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	根据监测数据，地下水埋深大于 2.5m
干燥度（蒸降比值）（EPR）	2.59	4	0.25	干燥度计算最大值为 2.59
土壤本底含盐量 SSC/（g/kg）	1.02	2	0.15	土壤本底含盐量最大值为 1.02
地下水溶解性总固体（TDS）/（g/L）	5.82	6	0.15	地下水溶解性总固体最大值为 5.82
土壤质地	壤土	4	0.1	本次理化性质调查

经计算，本项目土壤盐化综合评分分值为2.6分。

土壤盐化预测结果见表10.2.3-3。

表 10.2.3-3 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10.2.3-3，通过计算本项目的土壤盐化综合评分值（Sa）值为2.6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回注等对土壤环境的影响

① 采出水回注井对土壤环境的影响

根据工程分析，本项目的采出水回注井回注层位为三叠系延长组，该层位与项目区具有供水意义的白垩系洛河含水岩组底界（约 1100m 深）之间存在约 1000m 厚的地层分隔，且按照油气藏形成和赋存的地质构造条件，油层与含水层之间不存在水力联系，因而，从注水层位及回注层地质构造分析，在正常的油田开发过程中，采出水回注到含油层基本不会对地下水的水位产生影响。

②回注水输送管线对土壤环境的影响

根据改扩建工程概况部分内容可知，项目所采用的采出水输送管线均进行了防腐处理，因此注水管线发生泄漏的可能性较小。即使发生回注水泄漏事故，管线两端还有压力检测装置，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的水位。

通过上述分析可知本项目的运行不会导致项目区土壤盐化的加剧。

10.3 土壤污染防治措施

10.3.1 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 6.10.2 和 6.10.4 节中已明确，本节仅作出衔接性和补充性要求。

10.3.1.1 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）井场暂存点暂存，暂存点采取防渗漏、防流失、防扬散措施，井场内暂存时间最长不超过 1 个月，最终统一委托第三方集中处置单位处理；

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，全部送危废暂存点暂存，并委托有资质单位进行处置，不得遗留在井场或随意排放；

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。

10.3.1.2 过程防控措施

(1) 泥浆在移动式泥浆罐中循环使用，井场禁止建设泥浆池。

(2) 开钻前在井架、柴油机、振动筛、井杆堆放区下铺设防渗布，防渗布四周设置 10cm 高的围堰，防止钻井过程中施工机械设备携带的钻井废液和污油散落地表污染土壤；

(3) 试油废水、压裂液等措施液全部采用储罐存放收集，定期对储罐进行检查，防止储罐泄漏污染土壤；

(4) 井场内临时危险废物暂存点用于存放含油岩屑和废油料，底部采取符合《危险废物贮存污染控制标准》中有关规定的防渗措施；

(5) 试油和压裂过程中，在井场地表铺设防渗布，确保落地油及时全部回收。

10.3.1.3 污染治理措施

(1) 井、站场施工结束后，及时清理施工过程中的岩屑、落地油和生活垃圾；

(2) 井、站场竣工投运前，对永久和临时占地以及施工营地范围进行检查，对遗留固体废物进行二次清理；

(3)对已发生岩屑和落地油污染的施工场地，应及时清理污染物并对污染土壤进行替换。并对置换出的污染土壤进行合理处置。

10.3.2 运行期污染防治措施

10.3.2.1 源头控制措施

(1)废水源头控制措施

- ①采出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站场生活污水全部收纳经一体化生活污水处理装置处理达标后用于站场绿化，不外排；
- ③加强标准化井场建设，设置含油污水收集池和集油槽，确保日常生产中井口落地油全部收集如此，避免地表径流携带污油污染井场及站外土壤；
- ④井、站场外修建截、排水设施，避免场地内部污染雨水流出场外。
- 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暂存点进行回收；
- 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，送厂内危废暂存点暂存，清理和运输过程中避免危废物料散落地面污染地表。
- 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。

10.3.2.2 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、一般防渗区和简单防渗区三个级别。其中，重点防渗区包括储罐区和污油污水池，防渗结构层的渗透系数不应大于 $1.0 \times 10^{-10} \text{ cm/s}$ ；

(2)依托危废暂存点均应按照《长庆油田油泥临时储存点建设规范》（Q/SYCQ 08009-2019）、《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）相关要求建设，暂存点内底面及提交进行基础防渗，防渗系数至少满足 1m 厚粘土层（渗透系数 $\leq 1.0 \times$

10^{-7}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 $\leq 1.0 \times 10^{-10}\text{cm/s}$ 。

10.3.3 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11.3.4节, 在此不做赘述。

(3)闭井期

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。

10.3.4 闭井期土壤修复要求

项目闭井期采油设施、部分输油管线的拆除过程会产生落地油, 可能会对土壤环境造成影响。

评价要求井口和管线拆除作业过程中产生的固体废物应按要求妥善处置, 彻底清理回收井场内的落地油及输油管线内残余的原油, 避免对土壤和浅层地下水造成污染。闭井后, 应按照《污染地块土壤环境管理办法(试行)》的有关规定, 开展土壤环境调查及风险评估, 并按照相关管理规定对污染地块采取治理与修复措施。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。

10.3.5 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 10.3.5-1 土壤跟踪监测点位设置表					
编号	点位名称	类型	监测内容	监测频次	土地利用类型
1#	蛟一转采出水或油气处理装置区附近	深层样	石油类、石油烃（C6-C9）、石油烃（C10-C40）、汞、砷、六价铬	1 年/次	建设用地
2#	蛟 5-10 油污污泥池附近	表层土壤		1 年/次	建设用地
3#	蛟 1 增装置区附近	表层土壤		1 年/次	建设用地
4#	蛟一联储油罐附近	深层土壤		1 年/次	建设用地

(2)监测要求

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。

10.4 结论

(1)土壤环境现状

由评价结果可知，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，

周边农用地满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618）中农用地土壤污染风险筛选值标准。

（2）预测评价结果

① 污染预测

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。评价预测了原油落地在强降雨冲刷下，含油雨水入渗随时间变化的浓度和深度。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，雨水对落地油的淋滤作用会导致周边的浅层土壤环境在一段时间内受到石油类的污染。随着运移时间的增加，在土壤自身的净化作用以及迁移条件下，土壤中的石油类对产生的影响会逐渐消失。

② 土壤盐化预测

通过分析可知，项目区的现状土壤盐化程度为中度盐化，本项目的实施不会引起土壤盐化的加剧。

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 调查范围

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），生态评价范围应依据评价项目对生态因子的影响方式、影响程度和生态因子之间的相互影响和相互依存关系确定，为充分体现生态完整性，本项目生态现状调查取本次人为划定的油田区块边界作为调查范围，该范围囊括了井站场及集输管线的评价范围，总面积约 9921.38hm²，原始影像见图 11.1.1-1。

11.1.1.2 调查内容

由于本项目管线临时用地涉及地方公益林等生态保护目标，本次评价重点针对工程占用、扰动区域及周边的生态环境现状进行调查。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、保护物种分布，主要生态系统类型及分布情况，以及评价范围内的重点保护物种的种类、分布、生态学特征及其生境。

11.1.1.3 调查方法

(1) 资料收集法

收集项目区现有的可以反映生态现状或生态背景的资料，主要为现状资料和历史资料，包括相关文字、图件和影像等。资料收集主要收集了《甘肃植被》、《甘肃省生态功能区划》、项目区土地利用现状、生态保护红线分布等相关资料。

(2) 现场调查法

通过野外调查，识别植物种类、对发现的动物进行记录，调查了解评价区土地利用类型及分布、植物种类及植被分布、陆生动物栖息地等状况对调查范围内的生态目标进行现场调查，调查现有工程的实际生态影响及保护目标现状。

(3) 遥感调查法

根据野外调查结果，建立土地利用现状、植被类型等生态环境要素的解译标志。采取野外调查与室内分析相结合、线面探查与重点取样相结合、目视等方法，对评价区的

土地利用现状、植被类型等生态环境要素分别进行解译，绘制土地利用现状、植被类型相关图件。通过 Arcgis10.2 等软件，结合数字高程数据，计算得到评价区的植被覆盖度图。根据解译成果，结合现场调查和收集资料，分析评价区生态环境要素的空间分布特征。评价所选用遥感影像的时间、分辨率和光潜数据生态环境信息丰富，保证了遥感解译结果的科学性和准确性，满足生态评价工作等级要求。

11.1.2 生态环境功能区划及生态系统现状

11.1.2.1 生态功能区划

根据《甘肃省生态功能区划》，调查区位于庆阳市庆城县和华池县，属黄土高原农业生态区-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。具体见表 11.1.2-1。

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，塬面宽阔平缓，河谷宽而均匀，阶地发育，十分有利于农业的发展。

表 11.1.2-1 评价区在甘肃省生态环境功能区划中的位置一览表		
一级区	二级区	三级区
黄土高原农业生态区	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。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

调查区域各生态系统的组成及分布见表 11.1.2-2 及图 11.1.2-1。由表格可见，调查区域内以草地生态系统和农业生态系统生态系统为主，其中草地生态系统占调查区总面积的 63.39%，农业生态系统占调查区总面积的 24.42%。

表 11.1.2-2 调查区主要生态系统类型及特征						
序号	生态系统类型		主要植物物种	分布特征		
	I 级分类	II 级分类		位置	面积（hm ² ）	比例（%）
1	森林生态系统	阔叶林	主要乔木有山杨、白桦、刺槐等落叶阔叶林	呈斑块状零星散布于评价区内	939.43	9.47
2	灌丛生态系统	灌丛	主要为稀疏灌丛，灌木植被有沙棘、胡枝子、狼牙刺等	呈斑块状分布于评价区沟谷两侧	35.28	0.36

3	草地生态系统	草丛	草本植物主要有长芒草、白羊草、猪毛蒿、狗尾草、阿尔泰狗娃花、铁杆蒿等	呈片状大面积分布于评价区内	6288.82	63.39
4	农田生态系统	耕地	农作物有玉米、豆类、谷类、薯类等	呈片状或条带状分布于评价区内沟谷两侧及台塬	2422.33	24.42
5	湿地生态系统	河流	水生藻类、芦苇、白茅等	呈线状分布于评价区	36.53	0.37
6	城镇生态系统	居住地、工矿交通	以人为主，辅以人居环境	呈斑块状散布于评价区	133.87	2.01
合计					9921.38	100.00

评价区内主要生态系统的现状描述如下：

(1) 农田生态系统

调查区的农田生态系统主要分布在区域内河谷两边，结构简单，作物种类较单一，本区域种植的植物也已北方耐旱作物为主，种植面积最大的为玉米、小麦和马铃薯，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

调查区内草地生态系统占比面积最大，主要种类有紫花苜蓿、白羊草、小薊、艾蒿、狗尾草、铁杆蒿、针茅等，自然生态系统中植物多样性较低。草地植被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，还有蛇、蛙等。

(3) 林地生态系统

调查区域内林地生态系统主要分布于沟谷底部及坡塬中上部，乔木树种有山杨、刺槐、旱柳、油松等，其中刺槐为优势种，普遍分布于调查区内，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 $20\sim 60\text{m}^3/\text{hm}^2$ 。人工生态系统位于河谷沿岸村镇和道路边，少数在坡塬上部，有人为栽种的槐林、小叶杨、柳树等行道树和速生树种，在坡塬偶有种植侧柏和油松。灌木林地主要分布于调查区沟谷两侧，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、杠柳、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

评价区内的水域为马莲河及其支流，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。评价区主要涉及华池县五蛟镇、庆城县马岭镇村庄。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

植物总生产力是绿色植物在单位面积和时间内所累积的所有有机物的数量，其单位为 $t/(hm^2 \cdot a)$ ，它代表从空气中进入植被的纯碳量，反映了植被生产能力。总生产力转换的有机物部分积累在植物体内，另一部分通过呼吸作用分解，为植物生长提供能量。用于物质积累的这部分生产力称为净生产力（NPP），本项目计算植物的生产力采用植物净生产力。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，计算确定调查区单位面积平均第一性生产力见表 11.1.2-3。

表 11.1.2-3 调查区生态系统第一性生产力估算表

生态系统类型	面积 (hm ²)	平均第一性生产力 (t/hm ² · a)	总生产力 (10 ⁴ t/a)
农田生态系统	2422.33	6.4	1.550
草地生态系统	6288.82	4.9	3.082
灌丛生态系统	35.28	7.1	0.025
林地生态系统	939.43	11.5	1.080
其他	170.40	0.2	0.003
合计	9921.38	5.79	5.741

根据奥德姆的生态系统分类体系，本评价区生产力属于较低等级的第三亚等级，与传统温带草原生态系统（平均生产力约 $5 \sim 6 t/hm^2 \cdot a$ ）相当。

(2)生态系统生物量

根据相关资料文献，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，确定评价区灌木林平均生物量为 $17.5 t/hm^2$ ；对于草地生态系统生物量，通过在典型样地采取“全部收获法”，实测得出本评价区草地生物量平

均为 3.3t/hm²；由于农田主要是当年种，当年收割，因而农田生物量以庆阳市当地统计年鉴中平均作物产推算全株总生物量，为 14.4t/（hm²·a）。

根据上述参数，确定评价区主要生态系统生物量见表 11.1.2-4：

表 11.1.2-4		调查区生态系统生物量估算表	
生态系统类型	面积（hm ² ）	平均生物量（t/hm ² ）	总生物量（10 ⁴ t）
农田生态系统	2422.33	14.4	3.488
草地生态系统	6288.82	3.3	2.075
灌丛生态系统	35.28	17.5	0.062
林地生态系统	939.43	54.9	5.157
其他	170.40	0.2	0.003
合计	9921.38	10.87	10.786

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 10.87t/hm²，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 生态系统服务功能

生态系统服务功能是指生态系统与生态过程所形成及所维持的人类赖以生存的自然环境条件与效用，它不仅给人类提供生存必需的食物、医药及工农业生产的原料，而且维持了人类赖以生存和发展的生命支持系统。生态系统服务功能可通过“生态系统服务价值”进行定量分析。生态系统服务价值是通过货币的形式表征生态系统的各项服务功能的大小。根据我国学者谢高地提出的 中国各类生态系统各项生态服务的价值（见表 11.1.2-5），计算出本项目评价区的生态系统服务价值，详见表 11.1.2-6。

生态服务项目	耕地	林地	草地	水域	沙地	湿地	园地
气体调节	442.4	3097	707.9	0	0	1592.8	2655
气候调节	787.5	2389.1	796.4	407	0	15131.8	1770
水源涵养	530.9	2831.5	796.4	407	0	15131.8	1770
土壤形成与保护	1291.9	3450.9	1725.5	8.8	17.7	1513.2	1291.1
废物处理	1451.2	1159.2	1159.2	16086.6	8.8	16087.5	1451.4
生物多样性	628.2	2884.6	964.5	2203.3	300.8	2212.3	964.7
食物生产	884.9	88.5	265.5	88.5	8.8	265.5	442.5
原材料	88.5	2301.6	44.2	8.8	0	61.9	177
娱乐文化	8.8	1132.6	35.4	3840.2	8.8	4911	1132.8
总计	6114.3	19335	6406.5	40676.4	371.4	55492	11301.5

生态系统类型	面积（hm ² ）	生态系统服务价值单价（元/hm ² ）	生态系统服务价值（万元）
农田生态系统	2422.33	6114.3	1481.09
草地生态系统	6288.82	6406.5	4028.93
灌丛生态系统	35.28	9609.75	33.90
林地生态系统	939.43	19335	1816.39
城镇生态系统	133.87	-1000	-13.39
水域生态系统	36.53	40676.4	148.59
合计	9921.38	7495.51	7495.5127

注：建设用地生态系统参考《城市建设用地生态服务功能价值计算与应用》中的研究结果

生态调查区域平均生态系统服务价值 74.95 万元/km²，高于全国平均水平 50 万元/km²（《中国陆地生态系统服务功能及其价值评价研究》），说明评价区生态服务功能相对较高，这主要与评价区内草地生态系统面积较大有关。

④ 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 2020 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《全国土地利用现状调查技术规程》、《土地利用动态遥感监测规程》（TD/T 1010-1999）的相关规定，及《土地利用现状分类》（GB/T 21010-2017）土地利用分类体系，以二级类型作为基础制图和统计单位，对项目区土地利用现状进行解译。调查区主要土地利用现状类型分为乔木林地、灌木林地、其他草地、旱地、城镇住宅用地、采矿用地、公路用地、工业用地、河流水面九个二级地类。项目区土地利用现状见图 11.1.3-1，面积统计表见 11.1.3-1。

表 11.1.3-1 调查区土地利用现状面积统计结果表

土地利用现状	面积/hm ²	占调查区比例/%
乔木林地	939.43	9.47
灌木林地	35.28	0.36
其他草地	6288.82	63.39
旱地	2422.33	24.42
城镇住宅用地	65.12	0.66
采矿用地	40.62	0.41
公路用地	80.00	0.81
工业用地	36.53	0.37
河流水面	13.25	0.13
合计	9921.38	100

由上表可知，调查区主要土地类型为草地和旱地，分别占调查区总面积的 63.39% 和 24.42%。调查区土地利用方式受地形、气候及水分条件的控制，草地主要为退耕还林后的过渡性地类，主要分布于塬面以下地形起伏较小的坡地；旱地主要分布于河流阶地、黄土梁塬。

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，针对评价区维管植物资源进行调查。其中样方调查时间为 2024 年 7 月。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、尽量在站场、管线及其附近设置样方，并考虑布点的均匀性。

2、调查植被为调查区分布较广泛的类型，尽可能兼顾其他分布较少的植被类型。

3、兼顾各种生态恢复措施，了解临时占地范围内植被情况及敏感区域的植被状况。

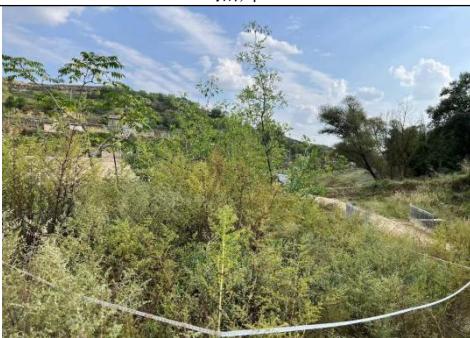
② 样方调查结果

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、草本样方各 3 个，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。样方调查结果见表 11.1.4-2，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	面积	群落类型	备注
样 01	107.8424664° , 36.46496579°	1m×1m	长芒草群落	温带草丛
样 02	107.7876379° , 36.42902181°	1m×1m	长芒草群落	温带草丛
样 03	107.8542431° , 36.39447461°	1m×1m	长芒草群落	温带草丛
样 04	107.8639537° , 36.39748153°	5m×5m	酸枣群落	温带灌丛
样 05	107.8775206° , 36.39304715°	5m×5m	酸枣群落	温带灌丛
样 06	107.8520858° , 36.45449651°	5m×5m	酸枣群落	温带灌丛
样 07	107.6790106° , 36.18673208°	10m×10m	槐树群落	温带落叶阔叶林
样 08	107.8480698° , 36.4466804°	10m×10m	槐树群落	温带落叶阔叶林
样 09	107.7826014° , 36.4139382°	10m×10m	槐树群落	温带落叶阔叶林

表 11.1.4-2 样方调查结果表								
样方 1-长芒草群落								
植被类型	草本	环境特征						
		地形	土	海拔	经纬度	坡向	坡度	
地点	蛟 62-1 西南	山地	黄土	1447m	107.8424664°	东北	2°	
	/				36.46496579°			
样方	1m×1m	调查日期		2024.7.23	编号	01		
总覆	80%	特征层高度			40~60cm			
群落	植物名称	株数/丛数		生长状况（高度、胸径、	照片			

乔木	/	/	/				
灌木	/	/	/				
草本层	长芒草	60	高 40~60cm				
	白羊草	22	高 30~45cm				
	黄蒿	9	高 15~30cm				
	婆罗门参	2	高 40~50cm				
样方 2-长芒草群落							
植被类型	草本	环境特征					
地点	蛟 18 南	地形 山地	土 黄土	海拔 1243m	经纬度 107.7876379°	坡向 东	坡度 10°
	/				36.42902181°		
样方	1m×1m	调查日期		2024.7.23	编号	02	
郁闭	75%	特征层高度			40~60cm		
群落	植物名称	株数/丛数	生长状况（高度、胸径、		照片		
乔木	/	/	/				
灌木	/	/	/				
草本层	长芒草	40	高 40~60cm				
	狗尾草	9	高 10~15cm				
	马齿苋	5	高 2~3cm				
样方 3-长芒草群落							
植被类型	草本	环境特征					
地点	蛟 50 扩西北	地形 山地	土 黄土	海拔 1395m	经纬度 107.8542431°	坡向 西北	坡度 2°
	/				36.39447461°		
样方	1m×1m	调查日期		2024.7.23	编号	03	
郁闭	70%	特征层高度			40~60cm		
群落	植物名称	株数/丛数	生长状况（高度、胸径、		照片		
乔木	/	/	/				
灌木	/	/	/				
草本层	长芒草	25	高 40~60cm				
	狗尾草	9	高 10~15cm				
	蒲公英	12	高 15~20cm				
	白羊草	7	高 12~16cm				
样方 4-酸枣群落							
植被类型	灌木	环境特征					
地点	蛟 2-11 沿线	地形 山地	土 黄土	海拔 1285m	经纬度 107.8639537°	坡向 北	坡度 5°
	/				36.39748153°		
样方	5m×5m	调查日期		2024.7.23	编号	04	
总覆	90%	特征层高度			1~1.6m		
群落层次	植物名称	株数/丛数	生长状况（高度、胸径、灌幅等）		照片		

乔木	/	/							
灌木	酸枣	18						高 1.0~1.6m，冠幅	
草本层	黄蒿	280						高 20~40cm	
	铁杆蒿	120						高 20~40cm	
	狼牙根	400						高 5~20cm	
	披碱草	80						高 10~15cm	
	刺儿菜	2	高 30cm						
样方 5-酸枣群落									
植被类型	灌木			环境特征					
地点	蛟 2-10 北	地形 山地	土 黄土	海拔	经纬度	坡向	坡度		
	1332m			107.8775206°	/	/			
	/		36.39304715°						
样方	5m×5m	调查日期	2024.7.23		编号	05			
总覆	85%	特征层高度			1.2~1.5m				
群落	植物名称	株数/丛数	生长状况（高度、胸径、		照片				
乔木	/	/	/						
灌木	酸枣	30	高 1.2~1.5m，冠幅						
草本层	大蓟	3	高 20~30cm						
	狗尾巴草	3	高 10~30cm						
	黄蒿	20	高 20~50cm						
	野胡萝卜	5	高 20~30cm						
	灰蒿	30	高 5~15cm						
样方 6-酸枣群落									
植被类型	灌木			环境特征					
地点	6-21 单井管线	地形 山地	土 黄土	海拔	经纬度	坡向	坡度		
	1452m			107.8520858°	西北	2°			
	/		36.45449651°						
样方	5m×5m	调查日期	2024.7.23		编号	06			
总覆	85%	特征层高度			1.2~1.6m				
群落	植物名称	株数/丛数	生长状况（高度、胸径、		照片				
乔木	/	/	/						
灌木	酸枣	4	高 1.2~1.6m，冠幅						
草本层	铁杆蒿	3	高 20~30cm						
	胡枝子	1	高 22cm						
	白羊草	10	高 20~30cm						
	芒草	12	高 18~25cm						
	披碱草	80	高 10~15cm						
样方 7-槐树群落									
植被类型	乔木			环境特征					
地点	岭 405-4 西北	地形 河道滩地	土 黄土	海拔	经纬度	坡向	坡度		
	1169m			107.6790106°	/	/			
	/		36.18673208°						
样方	10m×10m	调查日期	2024.7.24		编号	07			
郁闭	65%	特征层高度			8~12m				
群落层次	植物名称	株数/丛数	生长状况（高度、胸径、灌幅等）		照片				

乔木	槐树	16	高 8~12m, 胸径 4~15cm				
灌木	酸枣	25	高 1.0~1.2m, 冠幅				
草本层	长芒草	250	高 40~60cm				
	大蓟	5	高 20~30cm				
	虎尾草	56	高 13~18cm				
	白羊草	100	高 10~20cm				
	糙隐子草	80	高 10~20cm				
样方 8-槐树群落							
植被类型	乔木			环境特征			
地点	蛟一增东北	地形	土	海拔	经纬度	坡向	坡度
	/	河道	黄土	1329m	107.8480698° 36.4466804°	东	3°
样方	10m×10m	调查日期		2024. 7. 23	编号	08	
总覆	70%	特征层高度			8~12m		
群落	植物名称	株数/丛数	生长状况（高度、胸径、		照片		
乔木层	槐树	9	高 8~12m, 胸径 4~15cm				
灌木							
草本层	狗娃花	56	高 20~30cm				
	艾蒿	189	高 15~25cm				
	甘草	54	高 8~12cm				
	虎尾草	56	高 13~18cm				
	黄花蒿	69	高 20~25cm				
样方 9-槐树群落							
植被类型	乔木			环境特征			
地点	蛟一转东北	地形	土	海拔	经纬度	坡向	坡度
	/	山地	黄土	1348m	107.7826014° 36.4139382°	/	/
样方	10m×10m	调查日期		2024. 7. 23	编号	09	
总覆	60%	特征层高度			13~16m		
群落	植物名称	株数/丛数	生长状况（高度、胸径、		照片		
乔木层	槐树	7	高 13~16m, 胸径 4~15cm				
灌木							
草本层	茵陈蒿	8	高 12~16cm				
	艾蒿	4	高 22~28cm				
	苍耳	15	高 20~25cm				
	苦菜	14	高 4~8cm				
	蒲公英	21	高 15~25cm				

11.1.4.2 主要植被类型

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-沙棘-蒿类温性灌草丛与长芒草-白羊草暖性草原及山杨树-刺槐次生林等 3 个植被群系。

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 11.1.4-3。

表 11.1.4-3 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、旱柳等常见次生林木，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、酸枣灌丛群落	群落植物以沙棘、酸枣为主，伴生植物有铁杆蒿、艾蒿、狗尾草、长芒草、白羊草等。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

根据调查区土地利用现状图等资料，结合现场调查、卫星遥感解译，调查植被类型及分布。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、温性灌丛、温性草丛等 4 类。调查区内植被类型分布及统计见图 11.1.4-2 和表 11.1.4-4。

表 11.1.4-4 调查区植被类型分布面积统计结果表			
序号	植被类型	面积/hm ²	比例/%
1	温性落叶阔叶林	939.43	9.47
2	温性灌丛	35.28	0.36
3	温性草丛	6288.82	63.39
4	农业植被	2422.33	24.42
5	非植被区	235.52	2.37
合计		9921.38	100.00

从植被类型面积统计看：调查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，占调查区总面积的 63.39%，其次为农业植被和温带阔叶林为主，分别占调查区总面积的 24.42%、9.47%，其他植被比例较少植被类型及分布

11.1.4.3 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见图 11.1.4-3，植被覆盖度面积统计见表 11.1.4-5。

表 11.1.4-5 植被覆盖度统计表			
植被覆盖度类型	覆盖度%	面积（hm ² ）	占评价区比例（%）
低覆盖度	<30	3619.32	36.48
	30-45	2152.68	21.70
中覆盖度	45-60	1576.83	15.89
	60-75	1041.55	10.50
高覆盖度	>75	1531.00	15.43
	/	9921.38	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覆盖度为主。①高覆盖度植被广泛分布于沟谷上游且沟较少的阴坡地带、沟谷谷底河滩地及村落间，占整个评价区面积的 25.93%；②中覆盖度植被广泛分布于评价区沟谷两侧，且以阴坡陡坡沟坡地为主，占整个评价区面积的 37.59%；③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，占整个评价区面积的 36.48%。

11.1.4.4 植被资源调查

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 133 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，调查区域常见植物名录见表 11.1.4-6，甘肃省重点保护野生植物名录见表 11.1.4-7。

表 11.1.4-7 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>Cupressus gansuensis</i>	
松科	Pinaceae	
紫果冷杉	<i>Abies recurvata</i>	
麦吊云杉	<i>Picea brachytyla</i>	
被子植物		
五味子科	Schisandraceae	
甘肃八角	<i>Illicium gansuense</i>	
藜芦科	Melanthiaceae	
延龄草	<i>Trillium tschonoskii</i>	
兰科	Orchidaceae	
棒距无柱兰	<i>Ponerorchis bifoliata</i>	
小白及*	<i>Bletilla formosana</i>	
黄花白及*	<i>Bletilla ochracea</i>	
天府虾脊兰	<i>Calanthe fargesii</i>	
裂唇虎舌兰	<i>Epipogium aphyllum</i>	
河北盔花兰	<i>Galearista schiliensis</i>	
光萼斑叶兰	<i>Goodyera henryi</i>	
雅致玉凤花	<i>Habenaria fargesii</i>	
风兰	<i>Neofinetia falcata</i>	
套叶兰	<i>Oberonia sinica</i>	
筒距兰	<i>Tipularia szechuanica</i>	
罂粟科	Papaveraceae	
文县紫堇	<i>Corydalis amphiogon</i>	
木通科	Lardizabalaceae	
长萼木通	<i>Archakebia apetala</i>	
小檗科	Berberidaceae	

南方山荷叶	<i>Diphyllleiasinensis</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	<i>Crassulaceae</i>	
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	<i>Rosaceae</i>	
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>Tamarix taklamakanensis</i>	
蓼科	<i>Polygonaceae</i>	
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>Kolkwitziaamabilis</i>	«中国植物志»使用名称:蝟实
伞形科	<i>Apiaceae</i>	
羌活*	<i>Hansenia weberbaueriana</i>	
真菌		
银耳科	Tremellaceae	
金耳* <i>Tremellaaurantia</i>		

由表 11.1.4-6 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，如雀草、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油松和刺槐。灌木植物主要有沙棘、达乌里胡枝子、酸枣等，构成调查区植被的主体。草本植物多为黄蒿、野艾蒿、长芒草、白羊草和灰绿藜等植物。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。区内主要农作物有玉米、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。

表 11.1.4-6

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>Bothriochloa 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 11.1.4-6

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 reptans</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 11.1.4-6

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	<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>Tribulus 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 11.1.4-6

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	抱茎苦苣菜	<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				
四十三、车前科 <i>Plantaginaceae</i>							

11.1.5 动物资源现状

11.1.5.1 样线调查

(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。

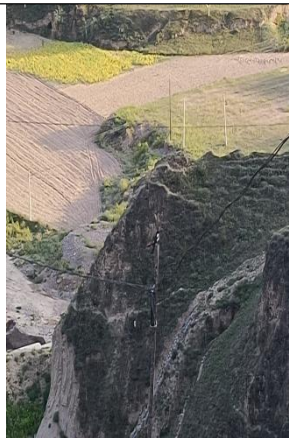
本项目位于甘肃省庆阳市华池县和庆城县境内，地处温带草原区域向暖温带落叶阔叶林区过渡区域，野生动物的地理分布在动物地理区划中属古北界-中压亚界-蒙新区与东北亚界-华北区交汇处的黄土高原森林草原—黑垆土景观区动物群。

(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。本次工程占地范围较小，调查范围内无明显生境区分，生境类型主要为农田、草地生境。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 5 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 11.1.5-1。样线分布图见图 11.1.5-1。

表 11.1.5-1 野生动物样线调查记录表					
样线编号	样线 1	生境类型	农田、草地 生境	观测日期	2024. 7. 20
地点	6-21 单井管线沿线			海拔	1358m
起点坐标	E107. 846472	N36. 46054213	终点坐标	E107. 8483254	N36. 44658712
样线长度	2. 02km	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
喜鹊	<i>PicaPica</i>		30	3	

斑鸠	<i>Streptopelia turtur</i>		100	1	
麻雀	<i>Passer montanus</i>		15	80	
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	农田生境	观测日期	2024. 7. 20
地点	蛟 5-10 管线沿线			海拔	1318m
起点坐标	E107. 7968789	N36. 42614523	终点坐标	E107. 7825491	N36. 41345024
样线长度	2. 11km	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
喜鹊	<i>Pica Pica</i>		50	1	

大仓鼠	Cricetulus triton		/	3 处	仅发现巢穴	
样线编号	样线 3	生境类型	农田、草地生境	观测日期	2024. 7. 20	
地点	蛟 2-11 管线沿线			海拔	1398m	
起点坐标	E107. 8453924	N36. 4048361	终点坐标	E107. 8636302	N36. 39512886	
样线长度	2. 28km	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	
斑鸠	Streptopelia turtur		120	3		
家燕	Hirundo rustica		40	5	/	
样线编号	样线 4	生境类型	农田、草地生境	观测日期	2024. 7. 20	
地点	蛟 50 扩出油管线沿线			海拔	1442m	
起点坐标	E107. 8543227	N36. 39252896	终点坐标	E107. 8441522	N36. 38758192	
样线长度	1. 29km	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	
灰喜鹊	Cyanopica cyanus		100	6		
褐家鼠	Rattus norvegicus		10	1	/	
样线编号	样线 5	生境类型	农田、草地生境	观测日期	2024. 7. 21	
地点	岭 405-4 管线沿线			海拔	1132m	
起点坐标	E107. 667295	N36. 18708604	终点坐标	E107. 6768336	N36. 18538681	
样线长度	0. 78km	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	
草兔	Lepus capensis		80	1		
麻雀	Passer montanus		40	若干	/	

11.1.5.2 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旱生、沙生留鸟如喜鹊（Picapica）、斑鸠（Streptopeliaturtur）、家燕（Hirundorustica）、麻雀（Passermontanus）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。

调查区域常见野生脊椎动物名录见表 11.1.5-2。甘肃省野生动物保护名录见表 11.1.5-3。

表 11.1.5-2 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	Bufobufo	低湿地、农田
2	花背蟾蜍	B.raddei	低湿地、农田
3	黑斑蛙	Pelophylaxnigromaculatus	低湿地
二、爬行纲			
（二）有鳞目 SQUAMATA			
4	蝮蛇	Agkistrodonhalys	荒地
5	黄脊游蛇	Coluberspinalis	荒地
6	麻蜥	Eremiasargus	沙质地
7	白条锦蛇	Elaphedione	低湿地、农田
三、鸟纲			
（三）鸡形目 GALLIFORMES			
8	石鸡	Alectorisgraeca	草地、灌丛
9	鹌鹑	Coturnixcoturnix	草地、灌丛
（四）鸽形目 COLUMBIFORMES			
10	山斑鸠	Streptopeliuorientalis	农田、沟谷
11	沙鸡	Syrrhaptesperadoxus	农田
（五）鸱形目 CUCULIFORMES			
12	大杜鹃	Cuculuscanorus	林地、居民点
（六）佛法僧目 CORACIFORMES			
13	戴胜	Upupaepops	居民点、农田
（七）雀形目PASSERIFORMES			
14	云雀	Alaudaarvensis	草地、灌丛
15	乌鸦	C.corone	林地、居民点、农田
16	角百灵	Eremophilaalpestris	草地、灌丛
17	凤头百灵	Galeridacristata	草地、灌丛
18	家燕	Hirundorustica	低湿地、居民点、农田
19	红尾伯劳	Laniuscristatus	林地
20	灰伯劳	L.sphenocercus	林地
21	兰点颏	Lusciniasvecica	林地、灌丛
22	红点颏	L.calliope	林地、灌丛
23	白脸山雀	Parusmajor	林地、灌丛
24	树麻雀	Passermontanus	农田、居民点

25	喜鹊	<i>Picapica</i>	林地、居民点
26	红咀山鸦	<i>Pyrrhocoraxpyrrhocorax</i>	农田、沟谷
27	灰沙燕	<i>Ripariariparia</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>Lepuscapensis</i>	沟谷、农田
(十) 啮齿目RODENTIA			
30	大仓鼠	<i>Cricetulusriton</i>	农田、荒地
31	黑线仓鼠	<i>Cricetulusbarabensis</i>	农田、荒地
32	褐家鼠	<i>Rattusnorvegicus</i>	居民点、农田、荒地
33	小家鼠	<i>Musmusculus</i>	居民点、农田、荒地
34	三趾跳鼠	<i>Depussaggita</i>	沙地
35	小毛足鼠	<i>Phodopusroborovskii</i>	沙质地
36	中华鼯鼠	<i>Myospalaxfontanieri</i>	草地、灌丛
(十一) 翼手目CHIROPTERA			
37	东方蝙蝠	<i>Vespertiliiosyperans</i>	居民点、农田、沟谷

表 11. 1. 5-3 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	EULIPOTYPHLA	
鼯科	<i>Talpidae</i>	
甘肃鼯	<i>Scapanulusoweni</i>	新增
猬形目	ERINACEOMORPHA	
猬科	<i>Erinaceidae</i>	
大耳猬	<i>Hemiechinusauritus</i>	新增
达乌尔猬	<i>Mesechinusdauuricus</i>	新增;原拉丁学名 <i>Hemiechinusdauuricus</i>
东北刺猬	<i>Erinaceusamurensis</i>	新增
食肉目	CARNIVORA	
鼬科	<i>Mustelidae</i>	
虎鼬	<i>Vormelaperegusna</i>	新增
艾鼬	<i>Mustelaeversmanni</i>	新增;原拉丁学名 <i>Mustelaversmanni</i>
白鼬	<i>Mustelaerminea</i>	新增
香鼬	<i>Mustelaaltaica</i>	新增
灵猫科	<i>Viverridae</i>	
果子狸	<i>Pagumalarvata</i>	仅限野外种群
偶蹄目	ARTIODACTYLA	
鹿科	<i>Cervidae</i>	
狍	<i>Capreoluspygargus</i>	原拉丁学名 <i>Capreolusygarqus</i>
小鹿	<i>Muntiacusreevesi</i>	
啮齿目	RODENTIA	
豪猪科	<i>Hystriidae</i>	
中国豪猪	<i>Hystrihodgsoni</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>Aythyaalisineria</i>	新增

红胸秋沙鸭	<i>Mergus serrator</i>	
鸽形目	COLUMBIFORMES	
鸠鸽科	<i>Columbidae</i>	
雪鸽	<i>Columba leucoconota</i>	
鹈形目	PELECANIFORMES	
鹭科	<i>Ardeidae</i>	
大麻鳎	<i>Botaurus stellaris</i>	新增
草鹭	<i>Ardea purpurea</i>	新增
大白鹭	<i>Ardea alba</i>	
中白鹭	<i>Ardea intermedia</i>	新增
白鹭	<i>Egretta garzetta</i>	
鸻形目	CHARADRIIFORMES	
鸥科	<i>Laridae</i>	
渔鸥	<i>Ichthyophaga ichthyophaga</i>	
雀形目	PASSERIFORMES	
王鹟科	<i>Monarchidae</i>	
寿带	<i>Terpsiphone incei</i>	新增
鸦科	<i>Corvidae</i>	
渡鸦	<i>Corvus corax</i>	
燕雀科	<i>Fringillidae</i>	
红眉朱雀	<i>Carpodacus pulcherrimus</i>	新增
斑翅朱雀	<i>Carpodacus trifasciatus</i>	新增
爬行纲		REPTILIA
龟鳖目	TESTUDINES	
鳖科	<i>Trionychidae</i>	
* 中华鳖	<i>Pelodiscus sinensis</i>	
有鳞目	SQUAMATA	
游蛇科	<i>Colubridae</i>	
若尔盖锦蛇	<i>Elaphe zoiensis</i>	新增
蝰科	<i>Viperidae</i>	
若尔盖蝮	<i>Gloydius angusticeps</i>	新增
六盘山蝮	<i>Gloydius liupanensis</i>	新增
两栖纲		AMPHIBIA
无尾目	ANURA	
蟾蜍科	<i>Bufo</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>Schizothorax prenanti</i>	
* 黄河裸裂尻鱼	<i>Schizopygopsis pylzovi</i>	
* 嘉陵裸裂尻鱼	<i>Schizopygopsis kialingensis</i>	
* 花斑裸鲤	<i>Gymnocypris sekloni</i>	
* 祁连裸鲤	<i>Gymnocypris schilianensis</i>	
* 黄河雅罗鱼	<i>Leuciscus chuatschensis</i>	
* 赤眼鳟	<i>Squaliobarbus curriculus</i>	
* 圆筒吻鲃	<i>Rhinogobio cylindricus</i>	
鲈科	<i>Cobitidae</i>	
* 黄河高原鲈	<i>Triplophysa pappenheimi</i>	
鲇形目	SILURIFORMES	
鲇科	<i>Sisoridae</i>	
* 前臀鲇	<i>Pareuchiloglanis anteanalis</i>	
鲶科	<i>Siluridae</i>	
* 兰州鲇	<i>Silurus lanzhouensis</i>	
节肢动物门		ARTHROPODA
昆虫纲		INSECTA

鳞翅目	LEPIDOPTERA	
凤蝶科	<i>Papilionidae</i>	
麝凤蝶	<i>Byasaalcinous</i>	新增
丝带凤蝶	<i>Sericinusmontelus</i>	新增
绢蝶科	<i>Parnassidae</i>	
红珠绢蝶	<i>Parnassiusbremeri</i>	新增
小红珠绢蝶	<i>Parnassiusnomion</i>	新增
蛱蝶科	<i>Nymphalidae</i>	
大紫蛱蝶	<i>Sasakiacharonda</i>	新增
蛛形纲 ARACHNIDA		
蝎目	SCORPIONES	
钳蝎科	<i>Buthidae</i>	
条纹正钳蝎	<i>Mesobuthuseupeus</i>	新增

据走访当地村民及林草管理部门，调查区的野生动物组成比较简单，种类较少，多为常见种类，物种组成以小型兽类和鸟类为主。兽类主要有黄鼬、狗獾、蒙古兔、花鼠、达吾尔黄鼠、大仓鼠、小家鼠等；野生禽类主要有啄木鸟、杜鹃、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。项目工程区内无国家或省级重点保护野生动物。

11.1.6 土壤侵蚀现状

评价区土壤侵蚀类型主要为水力侵蚀，根据《生态环境状况评价技术规范（试行）》（HJ/T192-2006），结合水利部水土保持监测中心制定的《全国土壤侵蚀遥感调查技术规程》中侵蚀强度分级参考指标，以气候、地表物质组成、地貌、植被覆盖度、土地利用现状、水土保持措施等因素为划分依据，土壤侵蚀划分为微度、轻度、中度、强烈、极强烈和剧烈六个土壤侵蚀强度等级，土壤侵蚀类型见表 11.1.6-1 和图 11.1.6-1。

表 11.1.6-1 土壤侵蚀类型一览表

土壤侵蚀强度	面积（hm ² ）	占评价区比例（%）
微度侵蚀	667.79	6.73
轻度侵蚀	2241.30	22.59
中度侵蚀	3275.62	33.02
强烈侵蚀	2418.04	24.37
极强烈侵蚀	1168.86	11.78
剧烈侵蚀	149.76	1.51
合计	9921.38	100

根据表 11.1.6-1 统计结果，评价区内以中度和强烈侵蚀为主，分别占评价区面积的 33.02%和 24.37%，其次为轻度和极强烈侵蚀，分别占评价区面积的 22.59%和 11.78%。

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
	烟草类	烤烟
	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

调查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》的调查结果，调查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%；甲藻门和 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 14577778ind./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 20.1412mg/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

调查区底栖动物 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

调查区底栖动物密度 133ind./m^2 ，生物量 0.3g/m^2 ，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

调查区底栖动物 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./m^2 ， 0.3g/m^2 。

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、鲮、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、鲮、棒花鱼、麦穗鱼、马口鱼、泥鳅、斯氏高原鳅、达里湖高原鳅 8 种。

(2) 特有及保护鱼类

① 国家、省级重点保护鱼类

调查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《中国物种红色名录》的鱼类

调查区马莲河有鱼类共 15 种，没有列入《中国物种红色名录》的鱼类。

③ 被列入《中国濒危动物红皮书》的鱼类

马莲河及其评价区水域内均未发现被列入《中国濒危动物红皮书》的鱼类。

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），对评价区的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 现有工程生态环境影响评价

11.1.10.1 现有工程生态环境保护措施落实情况

根据现有工程回顾及现场调查，本项目滚动开发区块开发过程中的生态影响主要集中在占用土地、挖填土方及临时用地等，使评价区内的林地、草丛等遭到铲除、掩埋等一系列人为破坏，造成评价区内植被破坏，生物量、生物多样性及生态价值下降，水土流失及土壤侵蚀增强，同时项目的建设及运行将改变项目区原有地形、地貌及景观，改变土地利用现状及土壤结构，污染土壤环境，对植被和动物生存造成影响。但由于工程永久占地面积小，且比较分散，呈点状分布，仅对局部生态系统的结构和功能产生一定影响，从整个评价区来看，工程不会减少生态系统的数量，不会改变评价区生态系统的完整性和稳定性，在采取了相应的污染防治措施及生态保护与修复措施后，如合理选址、严格控制作业带宽度减少临时占地、落地油全部回收、泥浆不落地工艺并在钻井结束后按要求及时固化处置、临时占地施工结束后及时进行植被恢复、污废水集中处理不外排、井场设防渗污油池及时回收污油泥、加强场站绿化等，对评价区内的各生态系统影响较小，采取的生态环境保护措施总体有效。

根据现场调查及查阅本项目滚动开发区块历年环境监理报告及竣工环保验收报告，本项目滚动开发区块施工过程中基本按照“避让、减缓、修复、补偿”的原则，针对不同类型的工程采取针对性的生态保护或整治措施，主要有临时措施、工程措施、植被措施等。现有工程具体生态环境保护措施的落实情况见表 11.1.10-1。

表 11.1.10-1 现有工程生态环境保护措施的落实情况

工程分区	采取的生态环境保护措施
井场	井场建设中利用丛式井和定向井布置技术，尽可能减少占地
	根据每个井场的地形条件控制井场作业面范围，尽量减少临时占地和永久占地的面积
	钻井阶段在钻机周围铺设防渗布，井下作业时保证“铺设作业、带罐上岗”，及时回收落地油
	施工结束后，对井场四周边坡进行整治并采取植被防护措施，对围墙内外宜绿化区域进行植被恢复
	井场为无人值守站，第十二采油厂建立巡井制度，每年会针对巡井情况，对老旧井场的围墙、围栏、两池一槽进行整修，对井场内外的绿化情况进行养护和完善；
站场	站场施工过程中的土石方开挖表土集中堆放，采取拦挡等防护措施，用于后期土地整治与土地复垦，用土工布袋装土，压覆在堆土坡脚；

	施工结束后利用存放的表土进行回填或边坡整治，利于植被恢复；回填时留足适宜的堆积层，防止因降水、径流造成地表下陷和水土流失；回填后及时补种草类植物；
	本着“宜灌则灌、宜草则草”原则，站场绿化尽量恢复原有植被类型；并对站场内外绿化植物进行养护和管理，适当补种，保证植被成活率；
	站场外设排水沟
管线	管道敷设尽量利用荒草地等土壤贫瘠的地段，避让农田、林地、地表水体，避开人口密集区、居民点等环境敏感区域；为减少农业生产损失，施工工期尽量避开了农作物生长季节
	施工过程中严格控制施工车辆、机械及施工人员活动范围，尽量不在植被生长较好的地段作业，尽可能减少原有植被和土壤的破坏
	管沟开挖时预先堆存原有表土以备使用，挖掘时将表层土、底层土分开堆放，回填时分层回填，下沟填埋后覆土高出两侧地表 5~10cm，在回填的同时播撒紫花苜蓿草种
	在纵坡上铺设管道，尽量减少施工作业带的宽度，在施工作业带两边修筑临时排水通道，在比较陡的地段设置挡水墙；在横坡上铺设管道，一般是将山坡削掉部分，施工时设置挡水墙，作为永久性设施保留下来。管道穿越冲沟时，采用浆砌石护坡的形式进行水工保护
	对输油管道采取防腐措施，防止管道泄漏对植被、土壤造成影响；长距离输油管道采用阴极保护，减缓管道腐蚀，减小原油管道因腐蚀穿孔泄漏的概率
道路	严格控制施工车辆、机械及施工人员活动范围，减少对原有植被和土壤的破坏。道路干线施工作业带两侧宽度控制在 15m 范围内，油区道路施工作业面宽度控制在 10m 范围内
	施工便道、道路临时占地在施工结束后，属草地和荒地的撒播草种，属于耕作地的复耕
	加强道路边坡防护，边坡植物选择生长快、郁闭早、根系发达、耐干旱、耐贫瘠、防护作用持久的优良灌木，形成边坡防护体系
	新建道路在推平后加以机械碾压压实或铺设砂石硬化，并在道路一侧设排水沟，道路两侧种植树木进行绿化

11.1.10.2 遗留的生态环境问题

经过现场踏勘和查阅建设单位提供的资料，由于受到季节限制，2022 年和 2023 年新钻出的井场和站场的可绿化区域并未按照建设标准及时落实绿化和植被恢复措施。目前工程占地的植被覆盖度偏低，导致在风大和降雨天气时，容易产生扬尘和水土流失。部分管线临时占地恢复较差，地表土壤裸露，植被生长稀疏。

建设单位应尽快按照设计和环评要求，实施 2022 年和 2023 年评估的站场和井场的绿化工作，以及临时占地的植被恢复工作。对于未能及时进行绿化的井场，应当按照长庆油田清洁文明井场的建设标准进行植被恢复操作，努力提高植被覆盖度。以及，对于有边坡开挖土体坍塌问题的井场，应当及时进行土体清理和边坡治理，以减轻水土流失的程度。对道路两旁已恢复的植被加强植被抚育工作和后期养护，保证植被的成活率。

11.1.11 区域存在的生态环境问题

项目区属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泾河各级支流的集中分布区，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。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。永久占地包括新扩建井场工程及道路工程的永久征地；临时占地主要用于上述井场、道路施工过程中临时营地的搭建以及集输管线敷设过程中临时占地。

① 永久占地

永久占地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。

② 临时占地

工程临时性占地共计 15.1hm²，主要有井场施工期临时占地、管线施工作业带、施工人员临时生活区占地、临时施工营地等。每处占地时间仅为 1~6 个月，2~3 年之内基本可以得到恢复。临时占地对土地利用的影响时间一般为一个种植季节或一个生长季节，随着工程生态恢复措施的及时落实，可以逐渐恢复原有土地利用类型，对评价区土地利用类型的影响是暂时的，影响程度是可控的。

1) 管线施工占地

本项目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 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。本项目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、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 20.27hm²，其中永久占地 5.17hm²，临时占地 15.1hm²。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，其次为井场工程。从本项目的不同占地类型来看，永久占地类型主要为草地和耕地；临时占地类型中草地面积最大，其次为耕地，项目占地不涉及基本农田。

表 11.2.1-1		工程占用不同用地类型统计			单位: hm ² , %	
占地	土地利用类型		井场	管线	道路	小计
永久占地	旱地	占地面积	0.19	0	0.85	1.04
		占总用地比例	0.94	0	4.19	5.13
	草地	占地面积	1.8	0	0.92	2.72
		占总用地比例	8.88	0	4.554	13.42
	灌木林地	占地面积	0.39	0	0.06	0.45
		占总用地比例	1.92	0	0.30	2.22
	工业用地	占地面积	0.62	0	0.34	0.96
		占总用地比例	3.06	0	1.68	4.74
	合计	占地面积	3	0	2.17	5.17
		占总用地比例	14.80	0	10.71	25.51
临时占地	旱地	占地面积	0.32	2.22	0.15	2.69
		占总用地比例	1.58	10.95	0.74	13.27
	草地	占地面积	0.42	10.02	0.76	11.2
		占总用地比例	2.07	49.43	3.75	55.25
	灌木林地	占地面积	0.37	0.45	0.06	0.88
		占总用地比例	1.83	2.22	0.30	4.34
	工业用地	占地面积	0.09	0.24	0	0.33
		占总用地比例	0.44	1.18	0.00	1.63
	合计	占地面积	1.2	12.93	0.97	15.1
		占总用地比例	5.92	63.79	4.79	74.49
总计		占地面积	4.2	12.93	3.14	20.27
		占总用地比例	20.72	63.79	15.49	100.00

由于地表的剥离、开挖、回填、践踏，改变原有地形地貌，植被蓄积量及生产力减小，土壤抗蚀性降低，对局地的土地利用类型及生态系统会产生暂时性影响，对土地利用功能影响较大，但施工临时占地面积较小，施工结束后，经土地整治，2~3 年可恢复治理，临时占地可基本恢复至原有土地利用类型，对土地现有利用结构及类型的影响基本可忽略。

11.2.1.2 土壤影响分析

工程施工期对土壤的影响主要是占压造成土壤压实和对土壤表层的剥离，由于挖方取土、填方堆放、土层扰乱以及对土壤肥力和性质的破坏，使占地区土壤失去其原有的植物生长和农业生产能力。根据建设项目的工程内容，管线工程和道路工程施工过程的土石方开挖、回填对土壤的影响最大。工程对土壤的生态影响，主要表现为对土壤性质、土壤肥力的影响两个方面。

(1) 土壤性质影响

施工过程中，土石方开挖、堆放、回填及材料堆放、人工践踏、机械设备碾压等活动将对土壤理化性质产生影响。

① 扰乱土壤耕作层，破坏土壤耕层结构

土壤耕作层是土壤肥力集中、腐殖质含量高、水分相对优越的土壤，平均深度一般为 15~25cm，土层松软，团粒结构发达，能够较好的调节植物生长的水、肥、气、热条件。地表开挖必定扰乱和破坏土壤耕作层，这种扰乱和破坏，除令开挖处受到直接的破坏外，挖出土方的堆放将直接占压开挖处附近的土地，破坏土壤耕作层及其结构。由于耕作层的团粒结构是经过较长的历史时期形成的，一旦遭到破坏，短期内难以恢复，在生境恶劣的环境下尤其困难。因此，在施工过程中，该工程对土壤耕作层影响较严重。

② 混合土壤层次，改变土体构型

无论是自然土壤还是农业土壤，在形成过程中由于物质和能量长期垂直分异的结果，形成质地、结构、性质和厚度差异明显的土壤剖面构型。工程土石方的开挖与回填，使原土壤层次混合，原土体构型破坏。土体构型被破坏，将明显的改变土体中物质和能量的转移和传递规律，使表层通气透水性变差，亚表层保水、保肥性能降低，从而造成对植物的生长、发育及其产量影响。

③ 影响土壤紧实度

自然土壤在自重作用下，形成上松下紧的土壤紧实度垂直差异。施工过程中的机械碾压，尤其在坡度较大的地段，甚至掺灰固结，这种碾压或固结，将大大改变土壤的紧实程度，与原有的上松下紧结构相比，极不利于土壤的通气、透水作用，影响作物生长。

(2) 土壤肥力影响

自然土壤或农业土壤中的有机质、氮、磷、钾等养分含量，均表现为表土层远高于心土层；在土壤肥力的其它方面如紧实度、空隙性、适耕性、团粒结构含量等，也都表现为表土层优于心土层。施工期土石方的开挖与回填，将扰动甚至打乱原土体构型，使

土壤养分、水分含量及肥力状况受到较大的影响，影响植被正常生长。根据资料报道，工程开挖对土壤养分及土壤肥力的影响相当明显，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 11.2.1-2。

表 11.2.1-2 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	$2\times 10^{-6}^{②}$	33.3	$61\times 10^{-6}^{②}$	32.5
沟谷平原区	0.47	42.6	0.020	27	$6\times 10^{-6}^{②}$	46.0	$31\times 10^{-6}^{②}$	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

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方的堆放、人员的践踏、施工车辆和机具的碾压而受到不同程度的破坏，会造成地上部分破坏甚至死亡。

工程填挖方均占压和清除一定数量的地表植物，使填挖区被生土覆盖或出露生土，植物恢复须经过较长时间。此外，石材、水泥的堆放也会占压一定的植物，尤其是水泥的抛撒，可造成附近土壤板结，影响植物生长。

本项目对植被的影响，因具体工程类型的不同而有所差异，其中井场建设对植被的影响呈片状分布，而施工道路和管道影响则呈线状分布。从工程类别的影响来看，井场和道路为永久占地，原有植被全部遭到破坏，代之出现的是人工栽植的绿化植被；管线、

便道等为临时占地，原有植被破坏面积估计可占到 80%以上，其中大部分在 2~3 年内可得到恢复，要达到较好的恢复程度，需要 3~5 年时间。

(2)对动物的影响

评价区无重点保护的野生动物，常见动物为区域内广泛分布的种类，如野兔、田鼠、蛇等。项目施工期对动物的影响，主要是运输、施工噪声和人为活动，迫使动物离开场站和管道沿线区域。因此，在施工过程中应加强对施工人员活动区域的控制，减少对野生动物的干扰，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耕地、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，钻井场站建设、管线敷设和道路建设等将临时或永久占用当地土地，引起植被破坏和农作物减产。所占土地主要是耕地和草地。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。

本项目临时占地 15.1hm^2 ，其中耕地 2.69hm^2 ，对临时占用的耕地在施工结束后应及时进行复垦。项目永久占用耕地 1.04hm^2 ，虽然无基本农田，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，开垦与所占耕地的数量和质量相当的耕地；

- ②多方筹措资金开办农业种植教育、引进适合当地的农业种植技术、改善种植结构，提高单位农田产量；
- ③如没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求，应按照相关标准缴纳或补足耕地造地费。

11.2.1.5 景观生态影响分析

(1)景观格局影响分析

本项目施工期主要是对原有景观的破坏，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。

11.2.1.6 水土流失影响分析

本项目位于华池县五蛟镇、悦乐镇和庆城县马岭镇。根据《庆阳市人民政府关于划定市级水土流失重点防治区和重点治理区的公告》（2022.9.15），本项目所在区域水土流失分布具体见表 11.2.1-3。

表 11.2.1-3 本项目所在区域水土流失分布情况		
治理区名称	县（市、区）	项目所在区域
市级水土流失重点治理区	庆城县	驿马镇、庆城镇、 马岭镇 、卅铺镇、玄马镇、赤城镇、桐川镇、太白梁乡、土桥乡、蔡口集乡、高楼镇、南庄乡、翟家河乡、蔡家庙乡、白马铺镇
	华池县	柔远镇、 悦乐镇 、元城镇、乔川乡、 五蛟镇 、怀安乡、白马乡、王咀子乡、上里塬乡、城壕镇、乔河乡、紫坊畔乡
市级水土流失重点预防区	华池县	山庄乡、南梁镇、林镇乡、城壕镇

(1)可能造成的水土流失危害

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 20.27hm²，施工期由于扰动原有地貌、植被及表土剥离使地表裸露、开挖、堆放等施工活动，改变地形及土地利用类型，土壤团聚体

遭到破坏,使现有土层结构更为疏松,产生大量的松散物质,不可避免的降低土壤抗蚀性,在外营力作用下加速侵蚀,导致土壤侵蚀量增加。

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。

由于项目区植被覆盖率高,属于轻度侵蚀区域,随着后期生态恢复措施及水保措施的落实,加强工程管理和监督,可有效控制水土流失现象,改善项目区及周边的生态环境,因此施工期对项目区水土流失影响较小。

11.2.1.7 生态系统影响分析

本项目建设将对农田生态系统、草地生态系统和森林生态系统的结构和功能产生一定影响,但本项目占地面积较小,仅 20.27hm^2 ,其中,临时占地比例为 74.49%;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,本项目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,对评价区内各生态系统影响较小。

11.2.1.8 农业生态系统影响分析

(1)道路扬尘对农作物的影响

1) 对生物代谢的影响

扬尘污染物主要通过气孔进入细胞，布满植物叶片的整个叶面，堵塞气孔，妨碍光合作用、呼吸作用和蒸腾作用，从而危害植物，微尘中的一些有毒物质可通过溶解渗透，进入植物体内，产生毒害作用。

①对光合作用的影响：叶片表面上覆盖的灰尘越多、时间越长，其受到灰尘的影响也越严重，光合作物受影响的程度也越明显。根据相关实验结果，植物叶片覆尘后光合速率均受到不同程度的影响，表现为下降的趋势。

②对气孔开放的影响：有研究说明，蒙尘后叶片的气孔导度比未蒙尘叶片的明显下降，有的甚至下降了 50%。

③对色素含量代谢的影响：植物中的色素含量对周围环境特别是大气污染的变化具有很强的敏感性，因此常常被用来指示大气污染物对植物生理状态的影响和改变。众多研究表明，扬尘污染能够降低叶片的叶绿素含量。

④对呼吸作用的影响：细小的灰尘颗粒覆盖在叶片上，堵塞了气孔，使叶片表面的温度升高，细胞内 CO_2 浓度升高 O_2 浓度降低，同时叶片的机械组织也受到不同程度的损伤，导致叶片呼吸作用减弱，呼吸速率下降。

⑤对蒸腾作用的影响：当叶片被灰尘覆盖后，影响了叶片对光的吸收，植物的蒸腾作用下降。

⑥对叶片温度的影响：灰尘能够提高叶表温度主要是因为：一是灰尘吸收太阳的近红外光，导致叶片被灰尘覆盖后表面的温度上升。二是气孔堵塞使叶片不能与外界进行气体交换，从而引进温度升高。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、玉米和棉花蒙尘叶的光合速率 (P_n)、蒸腾速率 (Tr)、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、玉米和棉花叶片在沙尘暴粉尘覆盖下整个生育期内叶片叶绿素含量明显的下降；

③测得小麦、玉米和棉花叶中可溶性蛋白质的含量总体上表现出下降趋势，小麦蒙尘处理与未蒙尘处理之间差异显著 ($p < 0.01$)，而玉米和棉花蒙尘处理与未蒙尘处理无差异。

④开敞式环境条件下，同种类农作物叶片纵向不同高度滞尘量比较发现，“上”位的滞尘量明显高于“中”和“下”位，这是由于开敞式环境条件下车辆行人繁多，造成路面较大程度的二次扬尘

通过以上研究及分析可以看出，沙尘暴粉尘对农作物的播种、生长、成熟各个生长阶段具有不同程度的、不可忽视的、长期的危害作用。

3) 对农作物影响分析

根据前述影响分析，运输道路扬尘的影响集中在道路两侧 50m 的范围内，当道路两侧种植有农作物时，扬尘会对这些农作物生长造成影响，降低农作物的产量和品质。由于植被的滞尘能力使得道路扬尘的影响范围有所减小，特别像玉米、高粱一类的高大农业植被滞尘能力较强，根据现场调查，进井场道路对农植物的影响主要集中在道路两侧 20m 范围内。

(2) 废钻井液对农作物的影响

工程施工期，钻井结束后将对泥浆收集设施周边进行清理，当发生事故时，废钻井液可能进入农田内，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。

11.2.1.9 对生物多样性的影响分析

本项目的建设将对农田生态系统、草地生态系统和森林生态系统的结构和功能产生一定影响，但本项目占地面积较小，其中临时占地比例为 74.49%；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。

11.2.2 运行期生态环境影响分析

11.2.2.1 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。

11.2.2.2 动物及植被的影响分析

由于本项目的管道集输采用热输方式，所以集输管线的保温措施和敷设质量直接关系到管线运行期对地表植物及植被的影响。如果管线的保温措施和埋设深度不能满足设计要求，管线的热辐射将对地表的植物及植被产生影响，进而影响农作物的生长、发育及产量。评价认为只要按照设计要求敷设，管道工程对地表植被的影响小。

井场在运行期间仅会产生少量烃类气体，对植被的影响相对较小。运行期，井场仅有巡护人员，人类活动对于野生动物的活动影响小。但仍需加强对人员活动的控制，禁止对野生动物的捕杀、猎食，减少对野生动物的干扰，夜间尽量减少活动。另外原油运

输道路的交通噪声存在一定的惊扰作用，但对于已经适应环境的野生动物，如鸟类、啮齿类，基本不存在影响。

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，主要来自原油泄漏对土壤及农作物的影响。

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 闭井期生态环境影响分析

闭井期主要是生产井的陆续停运、关闭、恢复土地使用功能时段。闭井期作业主要包括拆除井场的采油设备、设施,封堵油层和封闭井口,对井场和道路等占地进行生态恢复等。

油田闭井期并非所有油水井都同时关闭,而是将产能低或者无开采价值的油井陆续关闭,直到将所有井关闭。闭井期,一般地下设施保留不动,地面部分如采油井架、水泥台、电线杆等将拆除。管线拆除前先进行清管,清除管道中残存的少量原油,避免对管道沿线的土壤和地下潜水造成污染,将生态环境影响降低到最低限度。井区开发修建道路,破坏地表植被,加剧水土流失。闭井期油田进场道路在征求当地群众意见的基础上,能够农业生产利用的继续保留,不能就地利用需进行绿化,恢复地表植被,尽可能对当地生态环境进行补偿。同时及时开展土壤环境详细调查、风险评估,并根据风险评估结果,结合污染地块相关开发利用计划,实施相应风险管控和治理与修复,并对土壤污染造成的损失给与相应的补偿和赔偿。

闭井关停拆除作业过程中,若不采取有效的生态保护措施,仍可能对生态环境造成二次影响。主要体现在工程拆除作业过程中对工程周边植被的破坏、地表裸地诱发的水

土流失。此外，部分报废管道中残存的少量原油，有可能对管道沿线的土壤和地下潜水造成污染，对当地的生态环境产生不利影响。因此，闭井期应严格控制施工作业区域，加强施工人员教育，及时对施工占地进行植被和生态恢复；妥善处理管道中残存的少量原油，将生态环境影响降低到最低限度。

总体看，随着油田开发进入闭井期，油井进行封堵，原有占地将进行植被恢复，管道内的原油进行清理回收；在落实环保措施的情况下，石油开发对环境的影响将逐步减缓、消失。

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较为复杂，含井场、场站、集输管线以及道路等主体及辅助工程，评价按照工程内容不同提出相应的生态保护恢复措施，有的放矢，针对性强、操作具体。

11.3.1 替代方案与避让措施

(1)井场、管线和道路等地面建设工程在设计时，应对选址、选线进行多方案比选，合理选址、选线。

(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

根据开发方案，本项目井场占地类型主要为耕地、草地和灌木林地，对于不同时期的井场周边生态保护及井场生态恢复提出以下措施：

①控制井场作业面范围，钻井、井下作业与地面工程设施建设应尽量减少临时占地和永久占地。

②对井场建设必须砍伐的树木，应首先考虑异地移栽；无法异地移栽的，必须在其周围或附近地区等面积补种。

③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。

此外，在井场内四界空地架设光伏发电板，能够降低裸露黄土地面的起尘量与雨季的径流冲刷量，可以进一步减少因井场占地而带来的水土流失，符合泾河流域省级水土流失重点治理区的整体治理方向，通过利用闲置土地发电，能够进一步提高油区征用土地利用的效率，降低单位产品能耗，符合长庆油田分公司“十四五”发展规划与陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范的发展要求。

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。

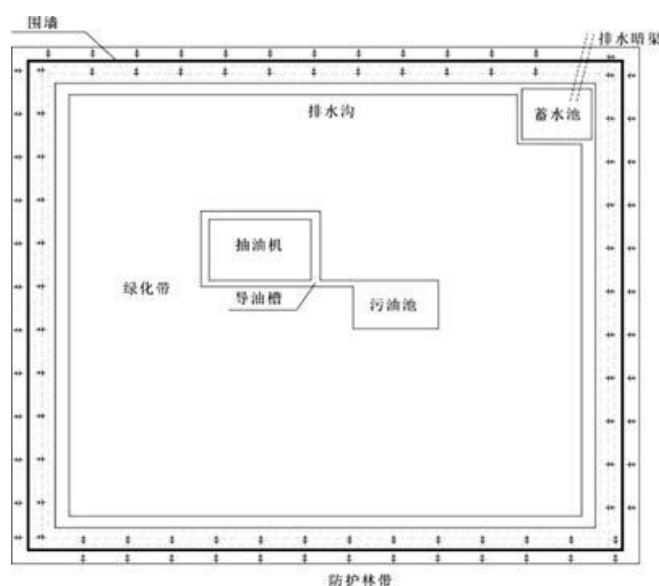


图 11.3.2-1 典型井场绿化措施示意图

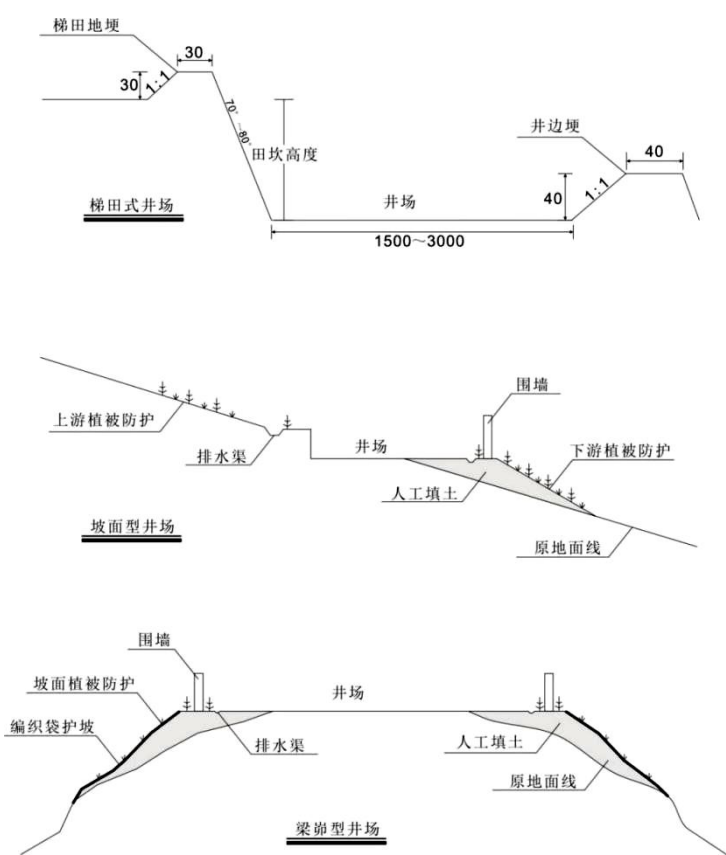


图 11.3.2-2 不同地形下井场防治措施示意图

(2)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。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。

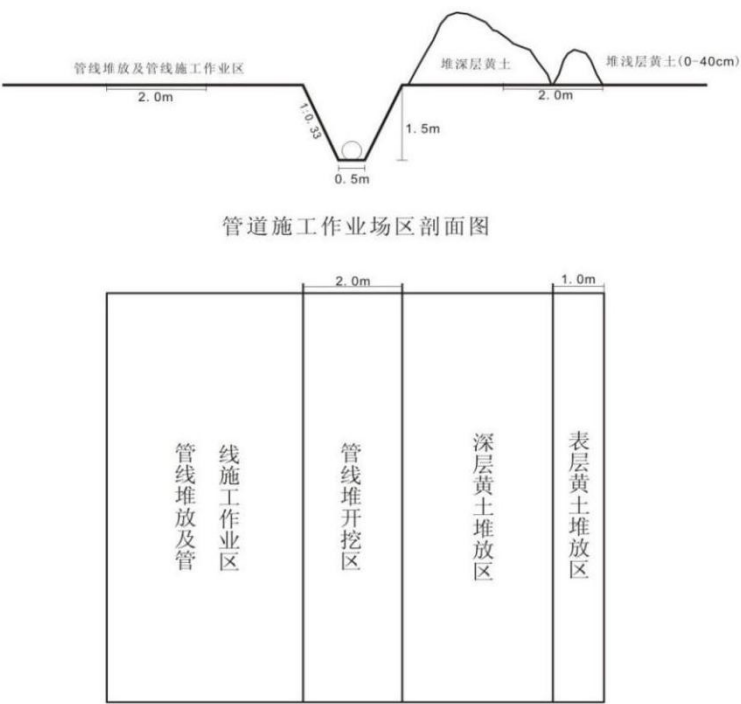


图 11.3.2-3 管道施工剥离表土堆放示意图

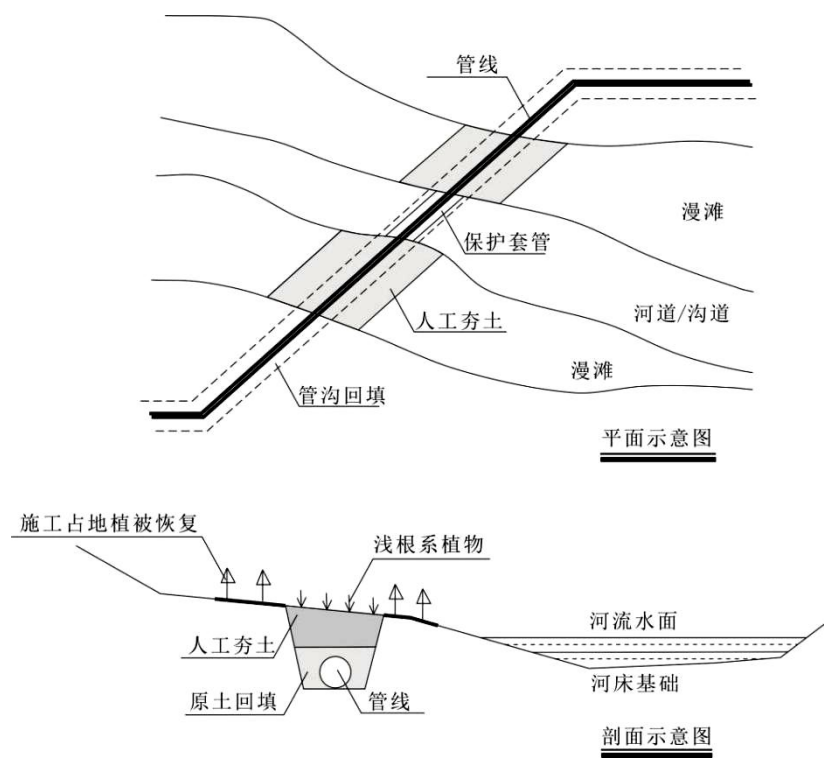


图 11.3.2-4 管线穿越治理措施示意

- (3) 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。

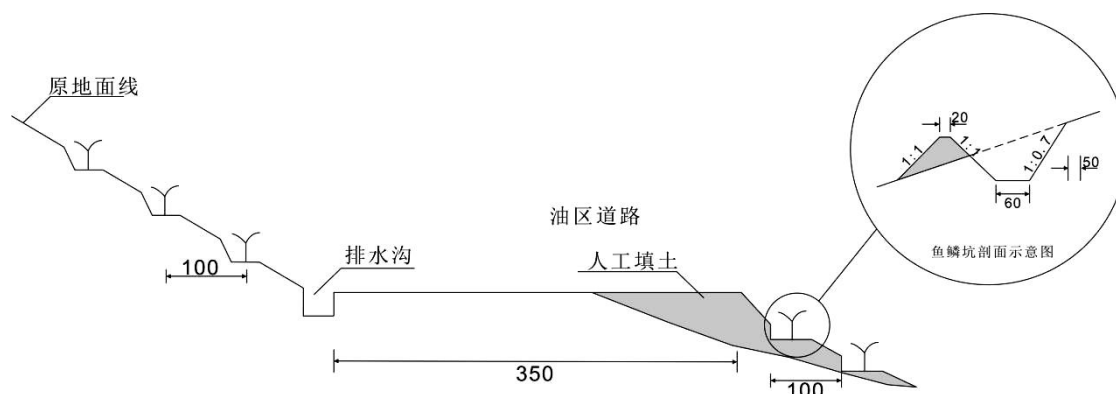


图 11.3.2-5 道路保护措施示意图

(4)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被；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。

(5) 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。

11.3.3 运行期生态环境保护措施

(1)井场生态保护措施

①井下作业按照“铺设作业、带罐上岗”作业模式，及时回收落地油，将落地油的污染限制在井场范围内，防止落地油进入土壤环境；

②洗井和修井产生的措施返排液由罐车运往附近措施返排液处理站集中处理后回注，不得随地排放，避免对土壤和水体造成影响；

③加强对偏远井场的管理，杜绝跑冒滴漏，对装卸平台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，委托有资质单位及时清理、转运、处置，并进行安全处。

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) 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、导致原油泄露污染事件。

④加强管线巡检力度，对腐蚀、老化的管线及时更换，降低泄漏事故的发生概率。

⑤对于输油管线原油泄露造成的土壤污染，根据土壤类型可采取不同的措施，灰棕漠土由于土壤渗透性强，易渗漏，污染面积一般较小，但污染深度较大，易于控制和收集，应将污染土层挖出后集中处理，并及时覆土恢复。

(3) 道路生态保护措施

①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，提高其防护能力，防止土壤受到侵蚀。

11.3.4 闭井期生态环境保护措施

(1) 井场生态保护措施

①闭井期油井退役或报废后，应当在半年内将打开的油气层和井口封闭；井场应拆除采油设备、封好井口、拆除井场围墙，挖松固化地面，并对井场土地进行平整、覆土和植被恢复；

②井场植被恢复初期可撒播草籽，后期可种植乔、灌木，树种可选择杨树等当地适生植物；

③在采油设备拆除过程中产生的落地油，应统一运往指定地点回收、处置，防止污染周围土壤环境；

④保留各类绿化、防洪设工程、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)管线生态保护措施
- ① 闭井期管线的回收会破坏原地表植被以及管线沿线的土壤结构，应当妥善处理管道中残存的少量原油，回收表层的设备并在地表铺撒碎石；

②管线回收后要及时进行就地恢复，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。
- (3)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，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，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。

③在下游坡面以草灌为主植物护坡，防止路面散水冲刷边坡，拦渣、护坡、恢复植被；在路面外侧及其扰动坡面上采用植物护坡，路边采用常绿树种或中槐作为行道树，路面上下坡扰动面采用沙棘与刺槐混交护坡，隔坡种苜蓿。

④沟坡防护体系，采取自然封育措施，恢复林草植被，适当实施造林种草，拦截上道防护体系的剩余径流，固土护坡。

11.3.5 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 11.3.5-1。

表 11.3.5-1 项目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
植被恢复系数		%	95
复垦面积		hm ²	3.73
其中	井场工程	hm ²	0.51
	管线工程	hm ²	2.22
	道路工程	hm ²	1.00
绿化面积		hm ²	12.08
其中	井场工程	hm ²	0.79
	管线工程	hm ²	10.47
	道路工程	hm ²	0.82
复垦植被成活率		%	70
复垦植被郁闭度		%	30

11.3.6 生态保护、恢复与重建实施计划和费用

根据项目生态保护、恢复与重建措施及工程量，给出本项目植被恢复计划及生态保护措施费用见表 11.3.6-1。

表 11.3.6-1 项目植被恢复计划及生态保护措施费用表

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。	1	30
	加强对植被的抚育、补种工作，提高井场植被覆盖度。	4	
	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	26
	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	10
	道路两侧种植刺槐、油松等当地当地适生的乔灌木树种品种，加强对植被的抚育、补种工作。	4	
合计			66

评价根据生态恢复工程量，初步估算生态保护、恢复与重建费用约 66 万元。评价要求建设单位落实生态保护、恢复与重建费用，建议当地政府部门根据项目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	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	井场施工区
	重要生境变化			地面施工占用林地区域
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 2~5 个代表点，新建井场选择 1~3 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	

建设单位应结合现有地面巡查计划，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 结论

本项目由井场、管线、道路等工程组成。项目不同阶段对生态环境的影响不同，对生态环境的重点影响时期是施工期，运行期和退役期影响不大。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，本项目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、采油管线和输气管线。

(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。钻井过程中使用的柴油储罐发生火灾爆炸。

②采油注水

采油井由于固井质量差或井管发生井漏事故造成采出液在井管外流动上返污染地下水；采出水回注井发生井管破裂导致套外返水时，可能会穿透含水层污染地下水。

(2)站场

原油属易燃物质，站内集输和储存过程中存在泄漏并引发火灾、爆炸事故的风险。事故发生后，燃烧后伴生/次生的 CO、SO₂（原油中的硫以有机硫形式存在）有毒有害物质等扩散进入大气后对大气环境会造成影响。事故后产生的消防废水若没有及时收集处理，会对地表水、土壤及地下水环境造成影响。

(3)采油管线工程

原油集输管线发生泄漏事故后，泄漏原油进入土壤，会对土壤、植被造成影响；管线穿跨越沟道、水体时泄漏原油对下游地表水的污染，以及泄漏原油通过包气带进入地下水环境从而对地下水造成污染。

(4)拉油道路

本项目部分井场采用罐车拉油至依托站场，汽车运输过程若发生原油泄漏事故，存在污染土壤、地表水的可能。

12.1.2 环境敏感目标

本项目环境风险敏感目标为井区附近及集输管线两侧的敏感点，主要保护目标为区域内环境空气质量、地表水、地下水和土壤环境质量。根据危险物质可能得影响途径以及现状调查，本项目各井场、管线环境敏感点分布见表 2.7.2-3~2.7.2-5。

12.2 环境风险潜势初判

12.2.1 评价工作等级与范围

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

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

式中：

$q_1、q_2\cdots q_n$ —— 每种危险物质的最大存在量，t；

$Q_1、Q_2\cdots Q_n$ —— 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，本项目施工和钻井过程中涉及的危险物质主要为柴油，运行过程中涉及的危险物质为原油。本项目涉及的危险物质临界量参照附录 B 确定。根据分析可知，各采油管线的 Q 值均 < 1 ，故危险单元环境风险潜势可直接确定为 I，本项目 Q 值确定见表 12.2.1-1。

表 12.2.1-1 本项目 Q 值确定表

序号	危险单元		危险物质	临界量/t	最大量/t	比值 Q	规格	运行压力
1	钻井井场	柴油储罐	柴油	2500	20	0.008	/	常压
2	采油管线	蛟 5-10~蛟一转	含水原油	2500	62.37	0.025	L245N-Φ60×5.0-3.83	4MPa
3		蛟 108~蛟一转		2500	31.76	0.013	L245N-Φ60×5.0-1.95	4MPa
4		蛟 18~蛟一转		2500	65.14	0.026	L245N-Φ60×5.0-4.00	4MPa
5		蛟 6-21~蛟 1 增		2500	51.79	0.021	L245N-Φ60×5.0-3.18	4MPa
6		蛟 50 扩~蛟 7 增		2500	20.52	0.008	L245N-Φ60×5.0-1.26	4MPa
7		蛟 2-10~蛟 3 增		2500	51.14	0.020	L245N-Φ60×5.0-3.14	4MPa
8		蛟 2-11~蛟 3 增		2500	29.48	0.012	L245N-Φ60×5.0-1.81	4MPa
9		蛟 4-3~蛟 3 增		2500	12.21	0.005	L245N-Φ60×5.0-0.75	4MPa
10		岭 405-4~南 58		2500	14.66	0.006	L245N-Φ60×5.0-1.3	4MPa

12.2.2 评价工作等级确定

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				

本项目井场、管线等危险单元 Q 值均<1，直接判定环境风险潜势均为 I，进行简单分析，判定情况详见表 12.2.2-2。各评价等级要求评价工作内容见表 12.2.2-3。

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	井场	简单分析	简单分析	简单分析
3	采油管线	简单分析	简单分析	简单分析

表 12.2.2-3 各环境要素不同评价工作等级评价工作内容表

环境要素 评价等级	大气环境	地表水	地下水
一级	选取最不利气象条件和事故发生地的最常见气象条件，选择适用的数值方法进行分析预测，给出风险事故情形下危险物质释放可能造成的大气环境影响范围与程度。对于存在极高大气环境风险的项目，应进一步开展关心点概率分析。	选择适用的数值方法预测地表水环境风险，给出风险事故情形下可能造成的影响范围与程度	优先选择适用的数值方法预测地下水环境风险，给出风险事故情形下可能造成的影响范围与程度
二级	选取最不利气象条件，选择适用的数值方法进行分析预测，给出风险事故情形下危险物质释放可能造成的大气环境影响范围与程度	定性分析说明地表水环境影响后果	风险预测分析与评价要求参照HJ 610 执行
三级	应定性分析说明大气环境影响后果		
简单分析	是相对于详细评价工作内容，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。		

12.3 环境风险识别

12.3.1 物质危险性识别

本项目生产过程中所涉及的危险物质有原油、伴生气、柴油，以及火灾爆炸事故次生污染物 CO、SO₂，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

	危险特性	危险物质
有毒物质	急性毒性属于 1 类、2 类（剧毒物质）	CO、SO ₂
	急性毒性属于 3 类别（一般毒性物质）	/
易燃物质	易燃气体	伴生气
	易燃液体	原油
	可燃液体	柴油

各物料的基本性质如下：

(1)原油

原油主要理化性质见表 12.3.1-2。

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	危险性类别：中闪点易燃液体	燃烧性：易燃
	闪点(℃)：<28℃	爆炸上限(%)：5.4
	爆炸下限(%)：2.1	燃烧(分解)产物：一氧化碳、二氧化碳
	其蒸气与空气形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。遇高温，容器内压增大，有开裂和爆炸危险性。	
	灭火方法：泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。用水灭火无效。	
毒性	灭火剂：泡沫、干粉、二氧化碳	
	LD ₅₀ ：500~5000mg/kg	
	侵入途径：吸入、食入	
健康危害	健康危害：蒸气可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状。	

- 由表 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，扩大危险区域；油品的蒸汽一般比空气重，易沿地表扩散；
 - ⑥热膨胀性：原油受热后，温度升高，体积膨胀，若容器罐装过满，超过安全容量，或者管线输油后不及时排空，又无泄压装置，便可导致容器或管件的损坏，引起油品外溢、渗漏，增加火灾爆炸危险性。

(2)伴生气

原油伴生气又称石油气，本项目伴生气中不含硫化氢。伴生气主要理化性质见表 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。	
健康	灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳。	
	侵入途径：吸入	

危害	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，不设置储罐。

柴油的主要理化性质见表 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 _x H _y	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	
	侵入途径：吸入、食入、经皮吸收	
健康危害	健康危害：皮肤接触柴油可引起接触性皮炎、油性痤疮；吸入可引起吸入性肺炎。能经胎盘进入胎儿血中。：柴油废气可引起眼、鼻刺激症状，头晕及头痛。	
	工作场所最高允许浓度：未制定	

(4)CO

原油、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：carbonnomoxide
	分子式：CO	分子量：28
	危规号：21005	UN 编号：1016
理化性质	CAS 号：630-08-0	
	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	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

性	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%；重度患者深度昏危迷、瞳孔缩小、肌张力增强、频繁抽搐、大小便失禁、休克、肺水肿、严重心肌损害等，血液碳氧血红蛋白可高于 50%。慢性影响：能否造成慢性中毒及对心血管影响无定论。	
	工作场所最高允许浓度：中国 MAC=30mg/m ³	

(5)SO₂

原油泄漏发生火灾时，组分中的有机硫燃烧产生次生污染物 SO₂，其主要理化性质及危险特性见表 12.3.1-6。

表 12.3.1-6 二氧化硫理化性质及危险特性

标识	中文名：二氧化硫		英文名：sulfur dioxide
	分子式：SO ₂		分子量：64.06
	危规号：23013	UN 编号：1079	CAS 号：7446-09-5
理化性质	性状:无色气体，具有窒息性特臭。		溶解性：溶于水、乙醇。
	熔点(℃)：-75.3		沸点(℃)：-10
	相对密度：(水=1)1.43		相对密度：(空气=1)2.26
	饱和蒸汽压(KPa) 338.42（21.1℃）		禁忌物：强还原剂、强氧化剂、易燃或可燃物。
	临界压力(MPa)：7.87		临界温度(℃)：157.8
	稳定性：稳定		聚合危害：不聚合
危险特性	危险性类别：第 2.3 类有毒气体		燃烧性：不燃，有毒，具强刺激性。
	引燃温度(℃)：无意义		闪点(℃)：无意义
	爆炸下限(%)：无意义		爆炸上限(%)：无意义
	最小点火能(MJ) 无意义		最大爆炸压力(MPa)：无意义
	燃烧热(J/mol)：无意义		燃烧(分解)产物：无意义
危险特性	危险特性：不燃。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。		
	灭火方法：本品不燃。消防人员必须佩戴过滤式防毒面具（全面罩）或隔离式呼吸器、穿全身防火防毒服，在上风向灭火。切断气源。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。		
	灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳。		
健康危害	侵入途径：吸入		
	健康危害：易被湿润的粘膜表面吸收生成亚硫酸、硫酸。对眼及呼吸道粘膜有强烈的刺激作用。大量吸入可引起肺水肿、喉水肿、声带痉挛而致窒息。		
	急性中毒：轻度中毒时，发生流泪、畏光、咳嗽，咽、喉灼痛等呼吸道及眼结膜刺激症状；严重中毒可在数小时内发生肺水肿；极高浓度时可引起反射性声门痉挛而致窒息。		
	慢性中毒：长期接触二氧化硫，可有头痛、头昏、乏力等全身症状以及慢性鼻炎、支气管炎、嗅觉及味觉减退、肺气肿等；少数工人有牙齿酸蚀症。		
	工作场所最高允许浓度：中国 MAC=15mg/m ³		

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、输油管线两个功能单元，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。

在钻井过程中，钻井机械使用采油机为动力，井场设置一具柴油储罐，最大容量为 20t，柴油具有易燃易爆的特点，由于井场管理不善、施工意外等引发柴油储罐火灾、爆炸等事故，进而威胁周围环境。

根据以上分析，井场施工期的环境危险源为采油井及柴油储罐。

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。

根据以上分析，井场运行期的环境风险源为采油井。

(2)采油管线

本项目井场原油主要通过管线输至增压站、接转站等原油处理站场。本项目拟建采油集输管线运行过程中存在的事故风险有管线等设备因腐蚀穿孔而造成油品泄漏；冬季运行时输油管线因保温性能差等原因发生冻堵、管线破裂；人为破坏导致管道泄漏，特别是当地窃油现象时有发生，窃油者在管道上打孔，窃油后引起原油泄漏。泄漏的原油会渗入土壤，并污染地下水，对土壤和地下水环境造成不利影响。

(3)拉油罐车运输

本项目岭 405 区拟建 1 座井场采用罐车拉油至新华 53 站，运输道路利用进井场道路及地方道路，道路沿线经过河流、村庄等敏感点。汽车运输原油过程存在因自然原因、设备原因或人为因素导致的原油泄漏事故，进而存在污染土壤、地表水的可能。

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)油气集输管线发生原油泄漏事故，泄漏原油进入土壤，对土壤、植被的影响；泄漏原油通过包气带进入地下水环境从而对地下水造成污染；
- (2)井场原油泄漏并达到爆炸极限导致火灾爆炸事故后未完全燃烧的有毒有害物质，以及完全燃烧后伴生/次生的 CO 等进入环境空气，从而对大气环境造成影响。
- (3)井场原油发生泄漏及火灾爆炸事故后产生的消防废水没有及时收集处理，扩散进入地表水，从而对地表水、土壤及地下水环境造成影响；
- (4)井场发生井喷对空气、土壤等的不利影响；
- (5)井漏事故中钻井废水、泥浆漏失于地下水含水层中，造成地下含水层水质污染；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；
- (6)在汽车运输过程中，由于汽车爆胎、操作失灵、超载、超速、违章停靠等交通意外因素，引发汽车相撞、翻车等交通事故，导致车载原油部分或全部泄漏。

12.3.4 风险识别结果

综上所述，本项目主要危险单元包括站场、井场、油气集输管线，危险单元的分布详见项目的地面工程布局图和站场平面布置图。各生产设施主要事故风险类型、来源及危害见表 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	钻采井场	钻井等	原油、伴生气	井喷	污染大气；原油覆盖地表和渗入地下后，阻塞土壤孔隙，使土壤板结，通透性变差，不利于植物生长；若原油流入地表水体，会形成油膜，阻碍水体溶氧，使水质变差	井场周边居民点
		采油井	原油	井漏	污染地下水水质	地下水
				泄漏	阻塞土壤孔隙，使土壤板结，通透性变差，土壤功能破坏，植被死亡，污染大气；污染地表水和地下水	站场周边居民点及地表水和地下水
2	油气集输	集输管线	原油、伴生气	泄漏	阻塞土壤孔隙，使土壤板结，通透性变差，土壤功能破坏，植被死亡，污染大气；污染地表水和地下水	管线两侧居民及穿跨越的地表水体和地下水
			有害气体	火灾爆炸	有害气体污染大气；污染地表水和地下水	
3		拉油罐车	原油	火灾爆炸	阻塞土壤孔隙，使土壤板结，通透性变差，土壤功能破坏，植被死亡，污染大气；污染地表水和地下水	拉运路线居民点及地表水和地下水

12.4 风险事故情形分析

12.4.1 风险事故情形设定

参照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）表 E.1，本项目涉及的泄漏事故类型包括容器、管道的泄漏和破裂，泄漏频率见表 12.4.1-1。

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≤75mm 的管道	泄漏孔径为 10%孔径	$5.00 \times 10^{-6}/(m \cdot a)$
	全管径泄漏	$1.00 \times 10^{-6}/(m \cdot a)$
75mm<内径≤150mm 的管道	泄漏孔径为 10%孔径	$2.00 \times 10^{-6}/(m \cdot a)$
	全管径泄漏	$3.00 \times 10^{-7}/(m \cdot a)$
内径>150mm 的管道	泄漏孔径为 10%孔径（最大 50mm）	$2.40 \times 10^{-6}/(m \cdot a)$
	全管径泄漏	$1.00 \times 10^{-7}/(m \cdot a)$

在风险识别的基础上，选择对环境影响较大并具有代表性的事故类型，设定风险事故情形。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	井场	泄漏	原油	站内储油箱、设备、管线等因腐蚀发生 10mm 孔径泄漏	泄漏原油通过井场、站场雨水系统排入地表水
2		火灾爆炸	石油、一氧化碳	泄漏原油发生火灾及次生一氧化碳排放	
3	采油管线	泄漏	原油	管线破损、断裂发生原油泄漏事故	泄漏原油沿沟道直接排入地表水
4	拉运罐车	车辆事故	原油	罐车发生泄漏或倾覆	泄漏原油直接排入地表水
5	注水井	套外返水	采出水	注水井井筒破裂发生套外返水事故	套外返水污染地下水

12.4.2 源项分析

(1) 原油管线泄漏

管线原油泄漏量的大小与泄漏点处的运行压力、外压、原油密度、管道腐蚀穿孔的大小以及所处位置等参数有关。管道输油依托站场的站控系统进行泄漏监测，对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，阀门在 1min 内响应并关闭，站内的输油泵最迟在 15min 内关闭，本次评价以最大风险泄漏量计算，即以 15min 作为阀室阀门关闭前的泄漏时间，阀门关闭后，管道断裂处原油继续泄漏，当与外界压力平衡时，泄漏终止。

根据 HJ169-2019 中 8.2.2.3 要求，本次评价泄漏事故按照管道截面 100%断裂估算泄漏量，并考虑阀门启动前、后泄漏量。阀门启动前，泄漏量按实际工况确定；阀门启动后，泄漏量以管道泄压至与环境压力平衡所需要的时间计。按照美国矿业管理部（MMS）管道油品泄漏量估算导则（MMS2002-033）给出的估算模式，总泄漏量为阀门启动前后的泄漏量之和，计算公式为：

$$V_{rel}=0.1781V_{pipe}\times F_{rel}\times FGOR+V_{pre-shut}$$

式中：V_{rel}：原油泄漏量；
V_{pipe}：管段体积，管段长度按两站之间的长度计算；
F_{rel}：最大泄漏速率，取 0.2；
f_{GOR}：压力衰减系数，取 0.2；
V_{pre-shut}：阀门关闭前泄漏量，按设计输油能力 m³/d、泄漏 15min 核算；
根据计算，管线泄漏量如表 12.4.2-1。

表 12.4.2-1 蛟 18 井场→蛟一转采油管线 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)
蛟 18 井场→蛟 一转采油管线	60	4	7.85	15	0.16	0.06	0.22

(2)拉油罐车事故

单台罐车最大运输量为 30m³。在汽车运输过程中，由于汽车爆胎、操作失灵、超载、超速、违章停靠等交通意外因素，均可引发汽车相撞等交通事故，导致车载原油部分或全部泄漏，若泄漏事故发生于河道两侧，则会对河流造成严重的污染影响，若泄漏的原油发生火灾、爆炸事故则会威胁附近人群生命安全。

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，伴生气在大气中的扩散将对当地环境空气质量造成污染影响，对其范围内的人群健康造成危害，但总体影响较轻。

(3)对水体的污染和影响

井喷喷出的原油一旦进入水体，原油将在水面形成油膜而阻碍水体与大气之间的气体交换，使水质更容易恶化；油类粘附在鱼类、藻类和浮游生物上，致使生物死亡；原油污染还会使水产品品质下降，造成经济损失；若含油废水的排入超过了水体的自净能力，则易形成油污染，这些污染使河流、湖泊水体以及底泥的物理、化学性质或生物群落组成发生变化，从而会降低水体的使用价值，甚至危害到人的健康。

(4)对土壤的污染和影响

井喷喷出的原油类混合物会渗透到土壤中，杀死土壤中的微生物，改变土壤成分，改变地表生态，遭受污染的地区可能在几十年甚至上百年的时间内都会寸草不生。研究表明，一些石油烃类进入动物体内后，对哺乳类动物及人类有致癌、致畸等作用。土壤的严重污染会导致石油烃的某些成分在粮食中积累，影响粮食的品质，并通过食物链，危害人类健康。井喷喷出的伴生气点火燃烧时将会对放喷点处及周边的土壤造成严重的危害和影响，一旦井喷要及时清理被污染的土壤。

(5)对井场周边植物的污染和影响

当井喷发生时，一般都会喷出一定量的钻井液于放喷口周边的农作物上，使农作物死亡，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

采油井、注水井对地下水有影响事故主要是由于固井质量差或井管发生破裂事故造成含油废水在井管外流动上返，污染地下水；项目进入退役期后，对采油井及注水井封井不严，可能造成含油层或注水层少量的含油水进入承压水层，对地下水环境造成影响。详细见地下水环境影响评价专题。

12.5.3 采油管道泄漏事故影响分析

(1) 土壤影响分析

管道输送原油过程中有可能会对沿线的土壤、地表水体造成影响，原油泄漏因泄漏点位置不同所产生的土壤污染范围也不同。

当管道在埋地敷设段内发生泄漏，原油在土壤内部由于重力作用沿垂直方向向地下渗透，排除地质灾害等因素外，原油一般情况下不会冒出地表形成地面扩散。由于原油黏度和凝固点较高，且流动性较差，加上黄土对原油具有很强的截流能力，因此泄漏原油很难向土壤深层迁移。此时影响原油污染范围的因素有原油的泄漏量、存留时间及环境温度等。

当管道泄漏点发生在管道跨越冲沟时，管道出露地表，泄漏原油会落入土壤，在重力作用下向土壤表层渗透。当泄漏量不大时，原油与土壤水和凝结成较大的含油土块，此时污染范围小；当泄漏量大时就形成地表扩散。影响原油污染范围的因素除原油的泄漏量、存留时间及环境温度外，还与泄漏点周围地表地形、地表覆盖物等因素有关。

短期原油泄漏事故造成的土壤影响一般仅限于直接有泄漏原油覆盖的区域，且主要对表层 0~20cm 的土层构成污染。

据相关研究结果表明：泄漏原油对土壤理化性质的影响可以用 pH 值、总含盐量、总碱度等三项指标来说明。据已有的试验和监测资料表明，受到原油污染的农田和正常农田土壤中的 pH 值、总盐量、总碱度无明显的差别，即原油污染对土壤的理化性质的影响不会太大。但由于石油是粘稠大分子物质，覆盖表土或渗入土壤后，将堵塞土壤孔隙，使土壤板结，通透性变差，从而造成土壤长期处于缺氧还原状态，土壤养分释放慢，不能满足农作物生长发育的需要而致其死亡。

一般情况下，发生事故而泄漏于地表的原油数量有限，若处理及时得当，对周围环境影响可得到有效的控制。

(2) 管线泄漏对地表水影响

本项目采油管线跨越元城河支流 1 次，根据前述分析，管线发生泄漏事故后一次的最大泄露量为 0.22m^3 ，受到地表对原油的截留作用，同时事故发生后立即采取应急措施，进入地表水体的可能性较小。

为进一步加强河流风险防范措施，评价要求建设单位提高事故应急反应，从源头上加强管线监控，采取增加跨越段管壁厚度和设置套管的方式，防止泄漏原油入河。

(3) 管线泄漏对地下水影响

管线泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。发生泄漏事故后，及时维修处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。故在正常工况下，

加强检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，及时维修，并将受污染的土壤全部集中收集，交由有资质的单位进行处理，污染物从源头和末端均得到控制，阻断了污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。

一般泄漏于土体中的液态物质可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。通常管线泄漏产生的污染物以点源形式通过土壤表层下渗进入地下含水层。因而管道泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于泄漏物质的泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征、含水率及地下水位埋深等因素。详见地下水分析章节。

(4) 管线泄漏对植被影响

油品泄漏对植被的影响主要分为三种途径，一是泄漏石油直接粘附于植物体阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；二是原油污染土壤造成的土壤理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，在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响。另外，如果原油泄漏的同时发生火灾爆炸事故，导致植被燃烧，则对事故区附近的植被将产生灾害性影响。

12.5.4 拉油罐车泄漏事故影响分析

本项目原油主要通过管线集输，采用密闭集输流程，仅岭 405 区拟建 1 座井场采用拉油方式。拉油罐车运输过程中若发生原油泄漏事故，存在污染土壤、地表水的可能。

(1) 罐车泄漏影响分析

罐车运输过程中，由于阀门未关好、罐体腐蚀等原因致使原油发生泄漏，如没有及时发现将会对运输道路沿线的大气、水和土壤环境造成影响，影响范围呈线性分布。

当罐车发生侧翻、碰撞等恶性事故后可能导致罐体破裂，使得原油在短时间内发生大量泄漏，会对事故现场周边的大气、水环境和土壤造成一定程度污染。如发生在梁崮、台塬等远离河流、水源地的区域，主要体现在对土壤的影响，但一般仅限于直接有泄漏原油的区域，对表层 0~20cm 的土层构成污染；如发生在桥梁、沿河公路上等区域，主要体现在对地表水环境的影响，对水域的污染面积与原油的泄漏量密切相关。

根据本项目各井区布局图，项目拉油罐车拉运路线均不经过地表水水源保护区及其上游区域，罐车跨河区域下游无集中式地表水水源地，因此拉油罐车泄漏事故不会对周边地表水水源地保护区造成不利影响。

(2) 罐车火灾爆炸事故影响分析

拉油罐车在静电、交通事故以及明火的情况下可能会发生火灾甚至爆炸事故，由于罐车的流动性，使该风险威胁的对象具有不确定性，影响范围也随着风险事故的类型而不同，同时，火灾爆炸过程中产生的 CO 也会对周边一定区域内环境造成影响。

评价认为，建设单位应完善拉运线路方案，运输路线应尽量避开河道及人口密集区，并应严格执行安全运输规章制度，包括运输车辆的风险防范和应急处置措施；优化井场原油输送方式，加快偏远井区集输系统建设，提高原油管输率，降低原油拉运频次，减少拉油罐车泄漏风险。

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。

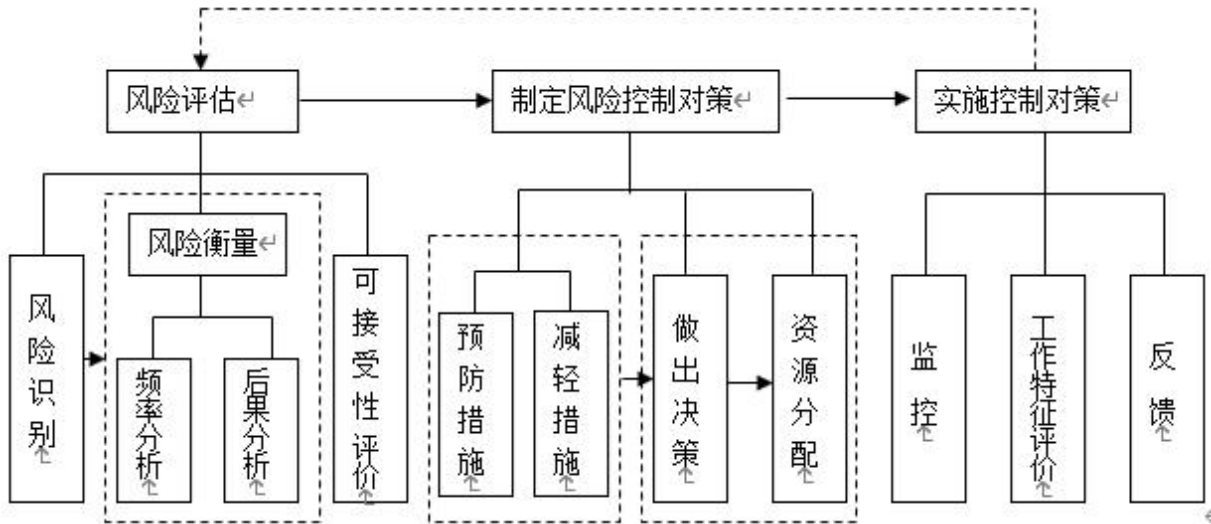


图 12.6.1-1 风险管理过程

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，长庆实业集团有限公司已逐步建成了“三防四责”的风险防控体系与现有的风险防范措施。

12.6.2.1 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使用的泥浆参数必须符合钻井技术规定，定期检查泥浆比重和黏度；
- ④修井采用清水循环压井技术，在钻井台等场所设置通风系统以及烃类气体探测器，探测扩散聚集的烃类气体；
- ⑤井场周围设置土堤，防止发生井喷事故时原油流出场外，制定泄漏原油回收方案。
- ⑥加强作业人员操作规范，提高操作人员安全生产意识；
- ⑦开工前制定应急预案，一旦发生事故，作业人员立即启动防范措施，控制井喷等事故，切断污染源，同时对泄漏原油进行围堵，防止污染扩大。事故处理结束后，由采油厂组织人员对井场周边散落的残余原油，粘有原油的土壤进行回收处理，将污染事故的环境影响降到最低。

(2)运行期风险防控与应急措施

①井场地面平整，并设置 0.5m 高围墙，井场内设置集水渠、集油槽、雨水收集池、含油污水池等装置，井场入口设置挡水条。确保发生井喷等重大泄漏事故时将井喷污染物控制在井场内，不进入外环境；

②各作业区集中设置临时危废暂存点，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各联合站、转油站内部进行雨、污分流，站内建设雨水和污水管网，对雨水和污水进行分流收集，防止污水及初期雨水外流出站外；

②站内生产区域地面全部硬化处理，原油储罐区设置防火堤，防火堤容积可容纳单罐泄漏的最大量，保证防火堤密封和防渗，防火堤设置排水口，雨水较大的情况下可及时排空雨水。正常作业情况下，雨水阀门处于关闭状态，通向事故池的阀门保持打开状态。

③原油进站管线和出站管线均设置手动阀门，可以手动控制，储罐区进料口和出料口全部设置截止阀，确保事故状态下第一时间切断泄漏源。

④各站设置含油污水三级隔离池，并对隔离池进行防渗处理，设置提升装置，保证池内液体能及时回收。

⑤站内设置安全环保岗位，对截流设施，截断阀，防火堤雨水阀门等进行专人管理。

(2)泄漏预警与防护措施

站场内部设置有毒有害气体泄漏监控预警系统及紧急切断阀门，能在紧急情况下关闭阀门，起到预警与切断的应急措施。

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，在穿越如河流等敏感地点时对集输管线进行加厚处理，全面预防管线泄漏。

(2)管道穿越公路、沟道、河流两侧设置明显标志，防止第三方施工意外损坏管道。

管线两端安装截止阀以及压力检测装置，确保发生泄漏事故时第一时间响应并启动截断阀，将原油泄漏量控制到最小。

(3)定时对管线进行巡视，按照中石油输油管道检修标准定期对管道进行防腐维护、运行情况检查。

(4)若发现管道漏油事故的发生，第一时间启动应急预案，启动管线两端截断阀、明确泄漏点，控制污染源，若泄漏点在非河流地带应派人立即收集泄漏到土壤表层的含油土壤，并送往有资质的单位进行处理。

(5)若泄漏点处于河流表面，应立即派人对河流表面的原油进行围堵，利用吸油毡等材料控制原油蔓延。对于穿越河流的管道，应在河流岸边设置岸边事故池，将泄漏原油收集至事故池内，事故池容积不小于穿越河流管道内原油含量。

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。

12.6.2.5 油罐车事故风险防控与应急措施

(1)严格执行《公路危险货物运输规范》和《危险化学品运输管理条例》的规定；加强管理，坚决禁止和杜绝“三证”不全的危险品车辆路上行驶；

(2)油罐车发生漏油事故后，及时向有关部门汇报，同时向林场、自然保护区管理部门汇报。

(3)油罐车在行驶过程中，发现撒漏油品时，应立即停车，切断电源，用泥土、沙石等隔断沿路漏油与油罐车的联系。

(4)如果能立即控制漏油，止住漏油后，应用泥土、沙石等妥善处理撒漏油品，并报事故应急小组处理。

(5)如果难以控制漏油，应用能找到的各种容器装接漏油，或采用泥沙围堵，防止泄漏面积进一步扩大。立即报警，在专业抢救人员来到之前，疏散人群，禁止其他车辆靠近现场。

(6)油罐车由于电源、线路、用电设备及石油气静电故障引发火情，应立即切断电源，停稳车辆，查看火情部位，初起火源用车载灭火器或石棉被扑救，也可就近用泥土沙石扑救，同时报警。发生火情时，在控制火源的同时，疏散围观人群。

(7)严禁用水扑救油罐车火情事故。

(8)污染源泄漏得到控制后，采用吸油毡吸附路面、地表水中泄漏原油，向路面喷洒除油剂。事故处理完成后应妥善处理现场含油污泥土、沙石等废弃物。

12.6.3 技术防范措施

长庆实业集团有限公司现有工程针对可能出现的环境风险制定了相应的防范措施，对油田的安全生产和环境保护发挥了积极的作用，由于油田开发是一个系统工程，包括的站场、井场、管线类型比较多，本评价在现有工程已采取风险防范措施的基础上，针对本项目实施的具体工程对风险防范措施提出了相应的补充和强调。

12.6.3.1 井喷的防治

- (1)井位布设远离居民点、河流，钻井期严格执行《钻井井控技术规范》（Q/SY 1552-2012）；
- (2)钻井或修井时，在井口上安装防喷器和控制装置，防止井喷事故发生；
- (3)在钻进或循环时，如果泥浆液面快速上升，要停泵，在一条阻流管线打井的情况下立即关井，然后慢慢关闭阻流器；
- (4)起下钻时，当发现井内液体流出而钻杆在井内时，应立即接上回压阀或管内防喷器并关井。若发现流出而钻铤正位于防喷器处时，立即接上回压阀或管内防喷器，用多效万能防喷器关井；在突发井内液体大量流出的情况下，应将井内钻具下过钻铤，在钻杆处关闭全密封闸板，若未下过钻铤，则可用万能防喷器关井；
- (5)在准备顶部压井用加重泥浆期间，应泵入泥浆以压缩井内伴生气和降低压力；
- (6)如果在关井期间压力超过极限时，应该通过全密闭闸板防喷器下面的紧急压井管线和紧急阻流管线在采用最大许可阻流器压力下循环；
- (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 井漏的防治

钻井过程中及时对钻探情况进行监测，一旦发现异常，立即停钻采取相应措施，严防井漏事故的发生。对井漏的处理根据漏失程度的不同，采取相应的方法，详见表 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（PAL-MIX110R）	完全漏失，进入诱导垂直裂缝，既可用于水基泥浆又可用于油基泥浆

7	井内配制的软塞	完全漏失，进入诱导垂直裂缝，为了避免完全漏失，在井筒内及井筒附近打入一些水泥浆。FLO-Check 用于油基泥浆
8	特种堵漏剂：水基胶液，带有砂或石灰石粉的油基胶液	严重完全漏失，进入诱导的垂直裂缝层
9	有进无出钻进，用充气泥浆和下套管	严重漏失，进入孔洞、大的天然水平裂缝和大段的缝洞地层

12.6.3.3 拉油罐车风险防范措施

本项目部分原油采用罐车进行运输，途径村庄、河流等敏感点，评价提出以下罐车运输风险防范措施：

(1) 运输车辆管理措施

①按照《道路货物运输及站场管理规定》中有关车辆管理的规定，维护、检测、使用和管理专用车辆，确保专用车辆技术状况良好；严厉禁止报废车、自行改装车参与运营；定期对罐体、车辆进行安全检查，及时排除隐患，确保罐车不带病上路；

②运输车辆必需配备应急处理器材、安全防护设施设备和专用车辆标志，例如配备专用灭火器、铁钎等灭火器材；必须配备具有行驶记录功能的卫星定位装置；加装避电杆，行驶过程中确保避电杆接触地面；

③运输罐车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；

④适时清洗油罐沉积物，清洗油罐时严格按清罐安全要求，以防发生中毒和爆炸事故。

(2) 运输作业管理措施

①严格遵守交通规则，自觉维护交通秩序，文明驾驶、礼貌行车，切实做到“三先、五慢、七不超”；

②运输车辆在行驶过程时，必须严格遵守交通、消防、治安等法规，根据道路的实际状况控制车速，保持与前车的安全距离，严禁违章超车，随意停车，并尽量避免紧急制动，确保行车安全；

③油罐车严禁烟火和动用明火。在运输过程中，运输人员不得吸烟和动用明火，无关人员不得搭车，确保按规定的线路、速度行驶，停放，禁止在公共场所、人员密集的场所和易散发火花的地点停留；

④合理安排罐车运输路线，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，并遵守有关部门关于剧毒、爆炸危险品道路运输车辆在重大节假日通行高速公路的相关规定，避开城镇中心、居民集中居住区等；

⑤当罐车发生故障时及时靠右停车，打开警示灯，车辆前后设立警示标志，请求救援，避免车辆失控造成风险；

⑥罐车发生风险事故后，罐车司机或车辆监控员及时向应急管理部门汇报，及时处理。在确保安全的情况下，在事故现场设立警示标志，排除周边明火，检查罐体、阀门等有无破损，采取措施尽量使原油不出罐，罐体发生破裂后，在泄漏区域设置围堰，及时调用罐车进行倒罐清理，防止原油进一步扩散；

⑦加强罐车司机技能及安全培训，避免人为因素造成的风险事故。

(3)罐车经过河流的风险防范措施

罐车跨越的主要河流为柔远河，为了最大限度地避免原油泄露对河流的影响，环评提出以下防范措施：

①加强罐车驾驶员的安全教育与培训，提高其安全意识，车辆途径水源保护区减速慢行；

②严格进行管理记录工作，建立排采水拉运台帐，定期报韩城分公司安全环保部门备案登记；

③加强原油拉运工作的监控管理，定期组织检查，确保拉运工作的安全顺利进行。

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。

12.6.3.4 管线泄漏的防治

(1)施工期事故防范措施

①严格按照《输油管线工程设计规范》（GB50253-2014）的要求进行设计；

②集油管线敷设前，加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格管材。跨越道路路段管线应加厚管壁，提高管线强度，防止因质量缺陷造成泄漏事故的发生；

③管线尽可能沿道路布设，以便于维护和事故处理。管线敷设深度应在冻土层以下，一般要求为 1.2~1.5m；

④当管线经过坡地、陡坎、易坍塌、易冲刷等不良地段时，为了保护管线的安全和环境，应采取挡土墙、坡面防护、滑坡错落整治、拦石网工程等相应的环保及水土保持措施；

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，包括历程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等，提醒人们不要在管线两侧 20~50m 范围内活动。

⑧尽量减少与河流、公路、铁路等大型构筑物的交叉。线路尽量避开人口密集场所，避开保护区。

⑨根据《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）的要求，输气管道通过的地区，应按沿线居民户数和建筑物的密集程度，划分为四个地区等级，并依据地区等级做出相应的管道设计。

⑩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。

⑪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、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装置，时刻检测管线的压力变化情况，对管线泄漏事故及时发现，及时处理；

④定期检查管线安全保护系统（如安全阀等），使管线在超压时能够得到安全处理，将危害影响范围减小到最低程度；

⑤加大巡线频率，提高巡线的有效性，发现对管线安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并及时向上级汇报。

⑥在穿越点的标志不仅清楚、明确，并且其设置应能从不同方向，不同角度均可看清。

⑦在运行期，建设单位应加强与当地相关规划管理的沟通，协助规划部门做好管道、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
		施工探伤检测	X 探伤
		试压	并行管线强化试压
	运行	检漏及自控	智能检测
		人工巡线	并行管线加密人工巡线

(5) 管线穿越风险防范措施

① 管线穿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。管道穿越河流、沟渠等，加大管道埋深。为降低管线穿越段的环境风险，对穿越管线采取以下风险防范措施，详见表 12. 6. 3-3。

表 12.6.3-3 河流穿越段管线污染风险防范措施

类别	项目	主要防范措施
设计	穿越位置选择	综合地质灾害评估等意见，合理选择穿越位置。
	设计压力	管线设计压力需经过不同输量下不同事故工况下（阀门误操作、设备故障、通信中断、事故掉电等）的动态模拟核算，以确保在管线运行过程中不因动、静水压力超过而导致管线破裂、泄漏现象的发生。
	管材和壁厚	根据设计规范选用壁厚和管材等级，核算强度、刚度及稳定性；若不满足要求时，应增加钢管壁厚或提高管材等级。同时，还需进行抗震校核、断裂带安全性校核。
	管线埋深	穿越管段应埋设在一般冲刷加局部冲刷深度以下的安全深度。
	防腐	采用加强级三层PE外防腐层，以及牺牲阳极进行保护。
	警示牌、警示带	在穿越段管线上方0.5m处全线设置警示带，以防止管线被无意破坏。
施工	稳管措施	对于可能产生季节性水流的冲沟穿越，采取相应的稳管措施，根据具体水文地质条件而定。
	补口、补伤	防腐层现场补口采用辐射交联聚乙烯热收缩带补口。损伤处直径≤30mm时，可采用辐射交联聚乙烯补伤片；直径>30mm的损伤，先用补伤片进行补伤，然后采用热收缩带包覆，热收缩带的宽度不小于30cm。
	探伤检测	管线焊缝全段100%超声波检验，100%射线照相检验
	试压	进行单独强度和稳定性试压。
运行	泄漏检测及自动控制	SCADA智能检测(采用调控中心、站控和现场手控三级控制)，全线设置泄漏自动检测系统
	壁厚检测	定期进行壁厚检测，对腐蚀严重的管线及时更换。
	人工巡检	加强巡检力度和人员投入。
	维抢修	管线全线设置维抢修机构，正常情况下应急响应时间小于0.5h。
	安全管理	提高职工安全防范意识，定期进行安全培训。制定岗位操作规程，制定溢油专项应急预案，配置应急物资。

② 河流下游应急拦污措施

本项目采油管线穿跨越工程为跨越元城河支流 1 次，为避免原油在穿跨越处泄漏造成下游河道水环境污染，评价要求根据管线规格、穿跨越对象等采取增加管线壁厚、阴极保护等防渗漏措施等风险防范措施。同时严格控制施工场地范围，尤其是河流穿跨越段，控制作业面，以免影响河流水质。同时在穿跨越工程岸边堆放吸油毡等应急物资，减缓地表水影响。

12.6.3.5 套外返水风险防范措施

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。

12.6.4 应急预案

建设单位编制了长实集团、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》、《油气长输管道突发事件专项应急预案》、《油气站库管道及处理装置火灾爆炸事故专项应急预案》等专项应急预案。应急预案主要内容见表 12.6.4-1。本项目纳入现有应急预案管理体系。

建设单位应参照《突发环境事件应急预案管理暂行办法》，《环境污染事故应急预案编制技术指南》（征求意见稿），结合本次滚动开发建设内容和周围敏感点分布情况，补充完善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 长庆实业集团有限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、适用范围、工作原则、突发事件应急行动处置原则、应急预案体系
2	组织机构与职责	应急组织体系、组织机构职责（长庆实业集团有限公司产能建设项目组应急领导小组职责、应急领导小组组长、副组长职责、现场应急指挥小组）
3	信息报送	信息报送时限、信息汇报及通报、信息上报
4	风险分析和应急保障	概况、危险性分析、突发事件分类分级、应急保障
5	预防和预警	预防与应急准备、监测与预警
6	应急响应	应急响应的过程、应急响应启动、主要应急管理程序、恢复与重建、应急联动
6	预案管理	宣传和培训、预案演练、预案的修订、预案的评审、预案的发布、备案、考核
7	附件	附件 1 油田公司、长庆实业集团有限公司产能建设项目组周边政府应急管理部门通讯录 附件 2 长庆实业集团有限公司产能建设项目组各单位应急值班电话 附件 3 长庆实业集团有限公司产能建设项目组周边兄弟单位应急值班电话 附件 4 医疗救护机构通讯联络表 附件 5 长庆实业集团有限公司周边消防专业队伍联络表 附件 6 长庆实业集团有限公司油区道路图

8	专项应急预案	专项应急预案一：自然灾害突发事件专项应急预案 专项应急预案二：井下作业井喷突发事件专项应急预案 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

12.6.5 突发环境事故应急措施

12.6.5.1 应急响应

- (1)一级响应时，由长庆油田生产运行处和有关部门组织实施。
- (2)二级响应时，由油田公司生产运行处按下列程序和内容响应：
 - ①开通与事件发生单位厂级环境应急指挥机构、现场应急指挥部、相关专业应急指挥机构的通信联系，随时掌握事件进展情况；
 - ②立即向油田公司经理、副经理报告，成立环境应急指挥中心；
 - ③及时向油田公司报告突发环境事件基本情况和应急救援的进展情况；
 - ④通知有关专家组成专家组，分析情况。根据专家的建议，通知相关应急救援力量随时待命，提供技术支持；
 - ⑤派出应急救援力量和专家赶赴现场参加、指导现场应急救援。
- (3)环境应急指挥中心应急响应方法：
 - ①环境应急指挥中心接到突发环境事件报告后，立即启动公司环境事件应急预案，迅速组织环境监察应急、环境监测应急队伍和有关人员到达突发事件现场，进行环境应急监测、污染源调查、污染源控制、污染源转移、污染消除、人员撤离、受污染区域划定，同时分析突发事件的发展趋势，提出应急处置工作建议。调集所有应急力量按照应急预案迅速开展抢险救援工作；
 - ②根据危机状态，对应急工作中发生的争议采取紧急处理措施；
 - ③根据预案实施过程中存在的问题和危机的变化，及时对预案进行调整、修订、补充和完善，确保人员各尽所职，救援工作灵活开展；
 - ④根据危机情况，在技术支撑下科学组织人员和物资疏散工作；
 - ⑤及时报告地方生态环境局、政府和油田公司质量安全环保处，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。

三级响应，启动长庆实业集团有限公司厂级环境事件应急预案，各级指挥机构按照预案要求积极灵活的调度相关职能部门，按照各自职责开展应急处置工作。防止事件扩大、蔓延。保证信息渠道畅通，及时向公司领导小组通报情况。

因环境事件存在不可预见、作用时间较长、容易衍生发展的特点，指挥机构可根据现场实际情况随时将响应等级升级或降级。

任何单位和个人发现公司级突发环境事件时，应立即报告油田公司应急指挥中心，应急指挥中心立即向指挥长报告，同时通知各位副指挥长、成员部门及单位。发生重大突发环境事件后，事件单位在向公司应急指挥中心报告的同时，应立即启动本单位的环境应急预案，组织本单位各种救援队伍和职工采取有效措施控制危害源，进行全面的自救。

12.6.5.2 应急监测

当发生事件导致环境污染事件发生时，长实项目组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，委托庆阳市环境监测站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。

(1) 应急监测因子

大气：非甲烷总烃、一氧化碳；

地表水：pH 值、石油类、COD、硫化物、氨氮、挥发酚；

地下水：pH 值、耗氧量、石油类、硫化物、挥发酚、氨氮、溶解性总固体、总硬度；

土壤：pH 值、石油类、含盐量；

重金属：铜、锌、镉、铅、铬、砷、镍、汞。

(2) 应急监测方法

①大气污染事件应急监测方法

以事件地点为中心就近采样，再根据事发地的地理特点、风向等自然条件，在污染气团漂移经过的下风向，按一定间隔的圆形布点采样，同时根据污染趋势在不同高度采样，同时在事发中心的上风向适当位置对照采样，还要考虑在居民区等敏感区域布点采样。利用检气管快速检测污染物的种类和浓度，再检测采样流量和时间。

②地表水污染事件应急监测

根据事发地及下游一定范围的地表及地下水文条件、重要保护目标及其分布等情况，以事发地为中心，在下游按一定间隔布点采样，同时在事发地的上游适当位置（宜小于 500m 处断面）对照采样，在以地表水为饮用水源的取水口应设采样点。

③地下水污染事件应急监测

方法：以事发地为中心，根据地下水流向采用网格法或辐射法在周围 2km 范围内采样，同时根据地下水流补给源，在垂直于地下水流的上方，对照采样，在以地下水为饮用水源的取水口应设采样点。

要求：地下水水质取样应根据特征因子在地下水中的迁移特性选取适当的取样方法，一般情况下，只取一个水质样品，取样点深度宜在地下水位以下 1.0mm 左右。

④土壤污染事件应急监测方法

应以事件地点为中心，在事件发生地及其周围一定距离内的区域按一定间隔圆形布点采样，并根据污染物的特性在不同深度采样，同时采集未受污染区域的样品作为对照样品。

在相对开阔的污染区域采取垂直深 10cm 的表层土。一般在 10m×10m 范围内，采用梅花形布点方法或根据地形采用蛇形布点方法（采样点不少于 5 个），将多点采集的土壤样品除去石块、草根等杂物，现场混合后取 1~2kg 样品装在塑料袋内。

(3)应急监测频次

污染物进入周围环境后，随着稀释、扩散、降解和沉降等自然作用以及应急处理处置后，其浓度会逐渐降低。应急监测在事发、事中和事后等不同阶段的监测频次不尽相同。原则上：采样频次主要根据现场污染状况确定。事件刚发生时，可适当加密采样频次，待摸清污染物变化规律后，可减少采样频次。频次确定原则见表 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
	江河事发地其上游对照点	1 次/天（应急期间），以平行双样数据为准	
地下水污染	事发地中心周围 2km 内的水井	初始 1~2 次/天，第 3 天后，1 次/周直至应急结束	连续两次监测浓度均低于地下水质量标准值或已接近可忽略水平为止
	地下水流经区域沿线水井	初始 1~2 次/天，第 3 天后，1 次/周直至应急结束	连续两次监测浓度均低于地下水质量标准值或已接近可忽略水平为止
	事发地对照点	1 次/天（应急期间），以平行双样数据为准	

土壤 污染	事发地污染区域	初始 1~2 次/天（应急期间），视处置进展情况逐渐降低频次	应急结束后，1 次
	对照点	1 次/天（应急期间），以平行双样数据为准	

12.6.5.3 应急处置措施

(1)原油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。储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型。配备相应品种和数量的消防器材。罐储时，要有防火防爆技术措施。禁止使用产生火花的机械设备和工具。灌装时，注意流速不超过 3m/s，且有接地装置，防止静电积聚。搬运时，要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。
原油伴生气应急处置措施	
急救	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。
	皮肤接触：若有冻伤，就医治疗。
泄漏处理	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防寒服。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。储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型。禁止使用易产生火花的机械设备和工具，储区应配置油污回收管（带）、抽油泵等设备对泄漏进入防火堤内的油污进行回收进罐。

(2)输油管线风险事故应急措施

管线破裂原油泄漏进入土壤时应采取以下应急措施：

- ①正确分析判断突然事故发生管段的位置，用最快的办法切断管段上、下游的阀门，同时组织人力对原油泄漏危险区进行警戒。
- ②立即将事故简要报告上级主管领导、生产指挥系统，通知当地主管部门加强防范措施。
- ③组织抢修队伍迅速奔赴现场。在现场领导小组的统一组织指挥下，按照制定的抢修方案和安全措施，周密组织，分工负责，在确保安全的前提下进行抢修。
- ④组织抢修队伍人工开挖集油池，并用砂土、水泥等及时围堵或导流，防止泄漏物向周边流散。
- ⑤险情排除后迅速清理应急现场，回收原油，对少量无法回收的含油污泥，应在当地环保局的批准下妥善处理，最大限度的消除危害。

(3) 管线堵塞的处理

引起管线堵塞的原因如：因污物过多或管线发生较大变形，使清管被卡；应根据运行情况判断堵塞点的位置、分析堵塞原因，分别采取相应措施。

(4) 通讯系统事故的处理

当站间通讯中断或与控制中心的联络中断时，此时现场操作人员要提高警惕、谨慎操作，密切注意运行参数的变化，及时调整，判断输油系统的工作是否正常并安排维修人员应立即对通讯系统进行检查维修。

(5) 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。

12.6.6 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“长庆油田分公司“十四五”发展规划（陇东油区）环评”补充以下水环境风险防范措施。

12.6.6.1 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。

12.6.6.2 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）在井场暂存点暂存，暂存点采取防渗漏、防流失、防扬散措施，井场内暂存时间不超过 1 个月，最终由长实集团和川庆钻探集中处置填埋或者资源化利用。分离的液相及压滤液在井场内循环利用，无法利用的送至就近的油田措施废液处理站处理达标后回注采油层。

(2)试油时要求按照“铺设作业、带罐上岗”的作业模式，试油废水外包处理，处理后达标回注，不外排，井场铺设防渗材料，及时回收落地油，要求落地油全部回收利用，不外排。

(3)严格执行《建设工程施工场地文明施工及环境管理暂行规定》，加强对污水、污物、钻井药物的管理、回收利用，严禁随意丢弃、排放，避免跑、冒、滴、漏现象发生。

(4)生活污水收集后，用于施工场地抑尘，不外排。

12.6.6.3 运行期保护措施

(1)油田采出水和其它生产废水经处理达标后回注油层，回注率必须达到 100%，严禁偷排或其它形式处理含油废水。修井、洗井要按照带罐上岗作业模式，及时回收落地油和含油污水，严禁外排、偷排。

(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。

(5)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。

12.6.6.4 闭井期保护措施

闭井期严格按照规范要求进行封井处理，制定统一的管理和巡查体系，将封闭井口按照简易封井、机械封井、水泥管封井和永久封井等将井口位置、封井方式、井筒工艺、井口描述、压力情况、周边环境、巡检周期与停产日期等内容统一录入封井名录并定期上报当地环保主管部门。封闭井场需指定专人负责，除日常巡查外还应制定安全生产的保障措施，确保封闭井口巡查到位和措施有效，切实提升对封闭井口危险因素的防御能力。

12.6.6.5 工程技术措施

(1)引进管道漏失报警定位技术，加强对鸭儿洼水源地周边原油管线运行状况的实时监测和管理，及时发现破漏点，采取应急处理措施，减少环境污染和损失，为集输管线的安全运行提供有效的保障手段。

(2)有计划及时更新集输管线，避免管线腐蚀引发的地下和地表水污染。

(3)井场应严格按标准化井场“两池一沟”要求建设，井场外围设排洪沟，井场内部修筑落地污油回收池、雨水蒸发池、导油槽等防洪、防污措施，从源头上避免风险事故对水环境的污染。

12.7 结论

本项目涉及的主要危险物质为原油及伴生气，可能存在风险的单元包括钻采井场、扩建站场、采油管线等。通过采取可靠的安全防范措施，及规范的设计和严格正确的操作，能有效的防止泄漏、火灾、爆炸等事故的发生，一旦发生事故，依靠装置内的安全防护设施和事故应急措施也能及时控制事故，防止事故的蔓延，减少事故带来的人员伤亡、财产损失和环境影响，项目风险水平可以接受。

13 环境经济损益分析

13.1 经济效益分析

长庆实业集团有限公司 2024 年甘肃区产能建设工程总投资 6118.78 万元，将实现年产 $3.0 \times 10^4 \text{t/a}$ 原油，目前国际油价以 82 美元/桶计，1 吨约为 7 桶，目前汇率约为 7.26，则每吨原油以 4167.24 元计，年产值可达 1.25 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开采地下水回注油层造成的地下水资源损失。根据工程分析，本项目最大用水量为 $21.23 \text{m}^3/\text{d}$ ，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 2.8 万元/a。

(2) 水土流失代价

① 根据水土保持设计，项目建设新增水土流失量 527.26t，平均每年为 131.82t，通过下式来计算土地资源的损失价值：

$$V_1 = Q \cdot P / (\rho \cdot h)$$

式中： V_1 —土地资源损失价值，元；

Q —水土流失量，t/a；

ρ —土壤容重，取平均值 1.3t/m^3 ；

h—表层土壤厚度，平均取 0.2m；

P—土地机会成本，按当地情况类比平均收益 1.5 万元/hm²·a。

计算土地资源的损失价值为 0.08 万元/a。

②伴随水土流失土壤中氮磷钾等肥力也会损失，通过下式计算其损失：

$$V2 = \sum_{i=1}^i Q \cdot Bi \cdot Pi$$

式中：V2—土壤营养元素的损失价值，元；

Q—水土流失量，t/a；

Bi—第 i 养分在土壤中的含量，%；

Pi—化肥价格，元/t，i 为营养元素类型。

当地土壤中氮、磷、钾含量平均分别为 0.175%、0.068%、1.47%，化肥价格按氮肥 2000 元/t、磷肥 4000 元/t、钾肥 3000 元/t 计，肥力损失价值结果为 0.66 万元/a。

由此计算得出水土流失代价为 0.74 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。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》，污染物排放情况估算应缴纳排污税额如下：

表 13.3.1-1 项目环境保护税额估算

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	环境保护税 (万元)
固体废物	危险废物	110.42	/	/	1000 元/吨	11.04

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。本项目危险废物 100%交有资质企业处理，故可不缴纳环境保护税。

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 13.3.1-1。

表 13.3.1-1 建设项目环境代价汇总表

分类	项目	单位 (万元/a)
生态破坏代价	水资源流失损失	2.8
	水土流失损失	0.74
环境污染代价	环境保护税	11.04
合计	/	14.58

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 66 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 22 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投资 187.2 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 18.72 万元/a。

(2)设备运行管理费

该费用主要包括环保设备的材料消耗、人员工资、动力费、维检费及其他支出费用，经估算得出环保设备的运行管理费 25 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	22
污染防治成本	污染防治设备投资	18.72
	环保设备运行及管理费	25
合计	/	65.72

13.3.3 环境收益分析

13.3.3.1 生态保护收益

本项目生态保护收益主要表现在水土流失防治收益方面，根据水土流失预测每年新增水土流失量约 131.82t/a，采取水保措施后，新增水土流失量减少约 90%，初步估算水土流失防治收益约 0.67 万元/a。

13.3.3.2 污染防治收益

(1)钻井泥浆回收收益

本项目钻井泥浆 10819.6t，循环利用率按 95%计算，项目可节省泥浆约 10278.62t，按价值 250 元/t 计算，节省资金 256.97 万元，油田生产按 15 年计，则平均每年收益约 17.13 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 0.9t，回收落地油价格按 2000 元/t 计，则年落地油回收收益约 0.18 万元。

(3)伴生气回收收益

根据工程分析，本项目伴生气中回收利用量为每年 $104.46 \times 10^4 \text{m}^3$ ，参照当前天然气价格 2.0 元/ m^3 计算，则伴生气回收收益约 208.92 万元/a。

(4)油田采出水回注收益

按工程分析，本项目采出水回注量为 $73.04 \text{m}^3/\text{d}$ ，按工业用水价格 4.00 元/ m^3 计算，折合节约水资源利用价值 9.64 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。

分类	项目	单位（万元/a）
生态保护收益	水土流失防治收益	0.67
污染防治收益	钻井泥浆回收收益	17.13
	落地油回收收益	0.18
	伴生气回收利用	208.92
	采出水回注收益	9.64
合计	/	236.54

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+156.24 万元/a，使得企业利润总额提高，虽然项目建设和生产导致的一定程度的环境污染影响和生态破坏损失，在可接受程度和范围之内。本项目环境经济损益分析见表 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
-14.58	-65.72	+236.54	+156.24

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：

$$\text{环保工程经济效益系数} = \frac{\text{环境收益}}{\text{环境成本}} = 3.60$$

本项目环境成本为 65.72 万元/年，年环境收益为 236.54 万元/年，计算出年环保费用经济效益系数为 3.6，也就是每年 1 元的环保费用可减少环境损失 3.6 元，环保投资效益明显。本项目的单位产品环境代价为 4.86 元/t，仅占单位产品产值的 0.12%。单位产品环境成本为 21.91 元/t，仅占单位产品产值的 0.53%。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。虽然企业建设对环境保护产生一定程度的不利影响，但对环境污染影响和生态破坏损失在可接受程度和范围之内，在保证各项环境保护措施实施的情况下，项目的经济效益、社会效益和环境效益将得到协调发展，因此从环境经济角度来看，本项目是合理可行的。

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）的要求，在施工期、运行期和闭井期三个阶段按已建立的体系运行。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、运行期和闭井期的 HSE 管理分别包括以下内容：

(1)施工期的 HSE 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步设计、同步施工和同步投入使用，安全、绿色施工等；

(2)运行期的 HSE 管理主要包括：HSE 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、HSE 管理体系的运行及保持、清洁生产等；

(3)闭井期的 HSE 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，提出的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、规范施工期环境监理制度，处理施工中偶发的环境污染事故与环境纠纷； 4、按照工程环保设计与主体工程同步建设，严格执行“三同时”制度； 5、由专人负责监督、考核各施工单位责任书中任务完成情况； 6、对施工中造成的土地、植被毁坏应在竣工后及时恢复； 7、制定施工期环保与生态恢复计划，认真做好各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，制定管理制度，并贯彻执行； 3、项目产生的废气全部通过达标排放；废水实现零排放；通过采取减振、隔声、消音等措施确保厂界噪声达标排放；危险废物设临时储存设施，交有资质单位进行处置。加强站场周围绿化。 4、协同有关部门制定防治污染事故的措施，定期进行环保安全检查；
		5、建立运行情况记录制度，如实记载有关运行管理情况，主要包括项目废气治理措施、污水处理设施工艺控制参数、危险废物暂存、去向及处置措施及环境监测数据等，运行情况记录簿应当按照国家有关档案管理的法律法规进行整理和保管； 6、定期检查设备密封及计量装置，对全体员工组织开展环境保护培训。
	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、危废暂存设施的防渗措施，定期检查，杜绝其存在长期非正常排放点源的存在，保护项目评价区地下水环境质量不受污染和破坏； 3、针对可能发生泄漏的区域，及时采取修复更换等措施，阻止污染物进一步扩散泄漏。
风 险	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；	

防 范	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、油气集输工程、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

本项目污染物排放清单

类别		污染源		污 染 物 排 放 清 单				排污口位置	拟采取的环保措施 及主要参数	数量	执行的环境标准及污染物排放管理要求
				污染物种类	排放 浓度	排放速率 kg/h	总量指标 t/a				
拟 建 工 程	废 气	井（站） 场	油气集输	非甲烷总烃	/	0.128	1.014	装置区	采取密闭集输，加强 设备管理	/	《陆上石油天然气开采工业大气污染物 排放标准》（GB39728-2020）
		运输 车 辆	车辆尾气	烃类物质	/	/	0.008	作业车辆	/	/	《非道路柴油移动机械排气烟度限值及 测量方法》（GB36886-2018）、《非道 路移动机械用柴油机排气污染物排放限 值及测量方法（中国第三、四阶段）》 （GB20891-2014）及 2020 修改单要求
				NO _x	/	/	0.011				
	废 水	站场	采出水	石油类	/	/	/	依托现有站场采出 水处理设施	经采出水处理设施 处理达标后回注	/	《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	/	/	/				
		井场	措施返排 液	石油类	/	/	/	五蛟西措施返排液 处理站	依托措施返排液处 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	隔声减震	/	《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	属危险废物，临时放 置在危废暂存点，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
			浮渣、污 泥	含油污泥	/	/	/	措施作业井场、依 托接转站、联合站		/	
			清罐底泥	含油污泥	/	/	/	原油成垢装置		/	
			清管废渣	含油污泥	/	/	/	依托站场清管装置		/	
			废防渗材料、废润滑油及 包装桶		/	/	/	井场		/	

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，榆林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。

14.3 环境管理制度

14.3.1 环境管理现状

环境管理是企业管理中的重要组成部分，加大环境监督、管理力度，是实现环境效益、社会效益、经济效益协调发展和坚持走可持续发展道路的重要措施。因此需制定严格的环境管理和环境监测计划，确保建设项目在工程施工和运行期间各项环保治理措施能得到认真落实，做到最大限度的减少污染。

根据 HSE 管理体系标准和中石油建立 HSE 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，长实集团建立了 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、有一定管理能力的技术人员担任兼职 HSE 现场监督员。

14.3.2 各级 QHSE 组织的责任

长实集团对基层组织 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 HSE 职责

队 站 长 职 责	• 传达贯彻国家、地方有关安全、环保的法律、法规 and 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 HSE 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 HSE 管理； • 进行现场 HSE 管理状态的检查和评比； • 向所有到达现场的人员介绍现场 HSE 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)建设单位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。制定出本厂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例行监测，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。

长实集团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、转油站、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，抽油机干净见本色； • 井场内外无含油污泥、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，油污池中的油污要及时回收，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，落地原油必须清理回收。 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，必须经长实集团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、油杆的含水油污必须引入油污池中。 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长实集团质量安全环保科，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。对采油污水处理、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

长实集团质量安全环保科负责本厂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的实施。

在生产运行期，由长实集团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 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	蛟 2-11 井场最近居民点	半年	《大气污染物综合排放标准详解》标准限值
地下水	石油类、石油烃(C6~C9)、石油烃(C10~C40)、砷、六价铬	唐下庄和 14#站水源井（新增）；蛟 1 转承压水井、谷家圪崂峁、夏家庄（依托） 详见表 9. 11-3-1	季度	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准
土壤环境	石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、砷、汞、六价铬、含盐量	蛟一转、蛟 5-10 井场、蛟 1 增、蛟一联 详见表 10. 3. 5-1	年	建设用地执行《土壤环境质量-建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》“第二类用地”筛选标准，其他执行《土壤环境质量-农用地土壤污染风险管控标准（试行）》“其他”土壤污染风险筛选值

表 14. 4-2 运行期污染源监测计划

类别	监测指标	污染源	监测点	监测频率	控制指标
无组织废气	非甲烷总烃	无组织烃类	蛟 2-11 井场	季度	《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
噪声	厂界 Leq(A)	噪声	蛟一转（依托现有监测计划）	季度	《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》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）
			套管气回收装置	1 套/井	
水污染控制	依托蛟一联等采出水处理系统	采出水	依托现有采出水处理系统	/	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）
	依托五蛟西措施返排液处理站场	措施返排液	依托措施返排液处理系统	/	
噪声污染控制	新扩建井场	抽油机	基础减震等	/	《工业企业厂界环境噪声排放标准》2 类标准
	蛟一转、蛟 3 增	伴生气压缩机	隔声、减震等		
固废污染控制	各站场、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	9 座	按标准化井场要求建设
		落地油	措施作业时地面铺设防渗材料，油污回收入罐	/	回收率 100%
		含油污泥	送危废暂存点暂存	/	暂存设施符合《危险废物贮存污染控制标准》要求
		废防渗材料、废润滑油及包装桶	送危废暂存点暂存，定期委托有资质单位处置	/	
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。				

生态环境	对管线工程、道路、井场等工程占地进行平整恢复
环境管理	建立健全施工期环境保护各项管理制度

15 评价结论

15.1 建设项目概况

长庆实业集团有限公司2024甘肃区产能建设工程位于甘肃省华池县五蛟镇、悦乐镇和庆城县马岭镇。工程地面建设共涉及4个井区,均为滚动扩建井区,部署产能 $3 \times 10^4 \text{t/a}$,主要内容为新建井场6座、扩建井场3座(其中采油井45口,注水井2口),改扩建站场3座,配套建设各类管线总里程40.62km,道路4.83km。

本项目新增工程总占地 20.27hm^2 ,其中永久占地 5.17hm^2 ,临时占地 15.1hm^2 。项目总投资为6118.78万元,其中环保投资263.2万元,占总投资的4.30%。

15.2 产业政策及规划相符性

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

15.3 环境质量现状

15.3.1 环境敏感目标

据现状调查,各井区边界及工程建设内容均未进入上述饮用水源保护区范围内,井区环境保护目标为村庄、河流及生态环境,各开发井区范围内其他无自然保护区、风景名胜區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

华池县、庆城县 2023 年六项基本污染物因子均满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012)中二级标准限值要求,判断项目所在区域属于达标区。本次评价在开发区域内设补充环境空气监测点 3 个,监测项目包括特征监测因子非甲烷总烃、总烃和硫化氢。总体看,非甲烷总烃小时浓度均满足《大气污染物综合排放标准详解》 2.0mg/m^3 浓度限值,硫化氢小时浓度均满足《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 中其他污染物空气质量浓度参考限值。说明当地环境空气质量总体状况良好。

(2)地表水

设置地表水监测断面4处,监测结果显示:各监测断面指标均符合《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)相应类别标准。

(3)地下水

本次评进行了一期水质、水位监测，共布设 10 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，部分监测点位存在溶解性总固体、总硬度、硫酸盐、氯化物超标现象，部分监测点位存在钠超标；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。硫酸盐、氯化物超标是受含水层岩性和径流特征的影响，非人类工程活动影响造。

(4)声环境

本次声环境现状监测共布设噪声监测点位8个，新建井选址及敏感点背景噪声值满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类标准要求。

(5)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 12 个监测点，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。项目土壤酸化、碱化级别为轻度碱化，土壤盐化级别为中度盐化。

(6)包气带污染现状调查

本次评价选择1个典型井场，共设2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。

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。

新建井场除岭405区1座经常拉油外，其余井场原油集输采用全密闭集输流程，并采取定压阀回收套管气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1.014t/a。

15.4.2 废水

(1) 施工期废水

施工期废水主要包括钻井废水，试油废水，压裂、修井等措施过程返排液和生活污水。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废液处理站处理达标后回注采油层；试油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、措施返排液，修井、洗井等措施作业每2年一次，采用罐车拉运至五蛟西措施返排液处理站处理达标后回注，不外排；油田采出水依托现有采出水处理系统处理后达标回注，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以及交通车辆等。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75~80dB(A)；站场内的噪声源主要为新增伴生气压缩机及现有泵类，声源强度在75~85dB(A)，主要采取隔声、基础减震等措施，从源头上进行控制，设备选型尽可能选择低噪声设备。

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、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) 在井场暂存点暂存, 暂存点采取防渗漏、防流失、防扬散措施, 井场暂存时间不得超过一个月, 力争做到即产即清, 最终由长实集团和川庆钻探集中处置填埋或者资源化利用; 钻井过程产生的一般岩屑与废弃钻井泥浆一并入罐暂存, 最终由长实集团和川庆钻探集中处置单位处理后资源化利用; 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; 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原油、含油污泥。各井场设置井口池, 收集采油过程井杆携出散落的落地油。因扩建产能新增的含油污泥量属于危险固废, 收集后在危废临时贮存点暂存, 由第三方有资质单位处置。

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

对井场无组织排放的非甲烷总烃进行预测, 各站场下风向 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 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$, 对环境空气影响小。项目区地形开阔, 污染物扩散条件较好, 项目投产运行后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的影响程度可以接受。

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、试油废水、生活污水、压裂返排液、钻井泥浆，以及运行过程中产生的采出水、污废水、固体废弃物和集输管线均不会对地下水造成影响，但在事故状态下会对地下水产生一定的影响。

(1)施工期地下水的影响

正常状况下，在做好生活污水、生活垃圾集中收集处理前提下，不会对地下水环境造成影响。采油井和注水井建设过程中，在严格执行环境保护措施，保证建设质量前提下，也不会对地下水环境造成影响。在非正常状况下，根据预测的情境，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、站场和集输管线等，不会对地下水水质环境造成污染。在非正常状况下，在选择的预测情境下，如采出水回注井渗漏等，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，噪声控制措施可行。

(2)运行期声环境影响

运行期的噪声源主要为站场的伴生气压缩机和井场抽油机。根据计算，井场抽油机噪声影响范围在 30m 内；并选取典型站场对厂界贡献值进行预测，昼、夜间厂界噪声贡献值均达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准，评价认为，在采取隔声、减振等降噪措施后，噪声源对周围声环境及其他敏感目标影响小。

15.5.5 固体废物环境影响

项目施工期和运行期产生的危险废物全部收集在依托危险废物暂存点暂存，定期委托有资质单位进行收集处置，不外排。生活垃圾全部收集后运往华池县生活垃圾填埋场进行处置，不外排。因此，项目产生的固体废物经过合理处置对环境影响较小。

15.5.6 生态环境的影响

本项目新增工程总占地 20.27hm²，其中永久占地面积为 5.17hm²，临时占地面积为 15.1hm²，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灌木林地；临时占地类型中草地面积最大，其次为旱地，不占用基本农田。工程不同阶段对生态环境的影响略有不同，施工期主要体现在土地利用、土壤、动物及植被、景观、水土流失等方面，其中对土壤、水土流失及植被的影响相对较大；运行期主要体现在土壤、动物及植被、景观、水土流失等方面，但影响相对较小。通过采取相应的生态保护与恢复措施后，本井区的开发建设对生态环境的影响可以得到有效减缓，对生态环境的影响小，在生态系统可接受范围内。

15.5.7 环境风险

本项目涉及的主要危险物质为原油及伴生气，可能存在风险的单元包括钻采井场、扩建站场、采油管线等。通过采取可靠的安全防范措施，及规范的设计和严格正确的操作，能有效的防止泄漏、火灾、爆炸等事故的发生，一旦发生事故，依靠装置内的安全防护设施和事故应急措施也能及时控制事故，防止事故的蔓延，减少事故带来的人员伤亡、财产损失和环境影响，项目风险水平可以接受。

15.6 环境影响经济效益

本项目环境成本为 65.72 万元/年，年环境收益为 236.54 万元/年，计算出年环保费用经济效益系数为 3.6，也就是每年 1 元的环保费用可减少环境损失 3.6 元，环保投资效益明显。本项目的单位产品环境代价为 4.86 元/t，仅占单位产品产值的 0.12%。单位产品环境成本为 21.91 元/t，仅占单位产品产值的 0.53%。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。虽然企业建设对环境保护产生一定程度的不利影响，但对环境污染影响和生态破坏损失在可接受程度和范围之内，在保证各项环境保护措施实施的情况下，项目的经济效益、社会效益和环境效益将得到协调发展，因此从环境经济角度来看，本项目是合理可行的。

15.7 环境管理与监测计划

根据 HSE 管理体系标准和中国石油天然气集团公司建立 HSE 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，长实集团建立了 HSE 管理组织机构，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，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

综合考虑本项目排污特点，按污染物排放总量控制原则，评价建议总量控制指标为非甲烷总烃：1.014t/a。

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和庆阳市门户网站“印象庆阳网”同步发布了网络公示并提供了征求意见稿浏览。整个公示期间建设单位和环评单位均未收到关于本项目的反馈意见。

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油层驱油利用，废气污染源及厂界噪声达标排放，固体废物得到合理贮存、处置或利用，工程对环境的污染较小，满足环境质量目标的要求；生态环境影响得到有效控制、恢复、补偿，并降低到当地环境能够容许的程度；实现经济效益、社会效益和环境效益的协调统一。从满足环境质量目标和生态环境保护要求的角度，工程建设可行。

15.11 要求与建议

(1) 要求

①含油岩屑、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，最终委托有资质单位定期转运处置，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必须按规定经环保行政主管部门组织验收，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，建设单位必须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，实施压裂改造、修井、投改注等过程产生的污废水必须全部收集进罐，回收后全部送依托联合站处理后回注油层；

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运输原油和含油废水的车辆通行。

(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。

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1 项目大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目							
评价等级 与范围	评价等级	一级□				二级□		三级√	
	评价范围	边长=50km□				边长=5~50km□		边长=5km□	
评价因子	SO ₂ +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	（2023）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（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：（非甲烷总烃）				有组织废气监测□		无监测□	
	环境质量监测					无组织废气监测√			
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 :（）		NO _x :（）		颗粒物:（）		非甲烷总烃: 1.014t/a	
注：“□”，填“√”；“（ ）”为内容填写项									

附表 2 项目地表水环境影响评价自查表				
工作内容		自查项目		
影响识别	影响类型	水污染影响型 ☒ ；水文要素影响型 ☐		
	水环境保护目标	饮用水水源保护区 ☒ ；饮用水取水口 ☐ ；涉水的自然保护区 ☐ ；重要湿地 ☐ ；重点保护与珍稀水生生物的栖息地 ☐ ；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 ☐ ；涉水的风景名胜區 ☐ ；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 ☐
现状调查	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 ☐ ；
	区域污染源	调查项目 已建 ☐ ；在建 ☐ ； 拟建 ☐ ；其他 ☐ ； 拟替代的污染源 ☐ ；		数据来源 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 ☐
现状评价	受影响水体水环境质量	调查项目 丰水期 ☐ ；平水期 ☒ ；枯水期 ☐ ；冰封期 ☐ ； 春季 ☐ ；夏季 ☐ ；秋季 ☒ ；冬季 ☐ ；		数据来源 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		监测断面或点位
		丰水期 ☐ ；平水期 ☐ ；枯水期 ☐ ；冰封期 ☐ ； 春季 ☐ ；夏季 ☐ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐ ；	(/)	监测断面或点位个数 (/)
现状评价	评价范围	河流：长度（ ）km；湖库、河口及近岸海域：面积（ ）km ²		
	评价因子	（石油类）		
	评价标准	河流、湖库、河口：I类 ☐ ；II类 ☐ ；III类 ☒ ；IV类 ☐ ；V类 ☐ ； 近岸海域：第一类 ☐ ；第二类 ☐ ；第三类 ☐ ；第四类 ☐ ； 规划年评价标准（ ）		
	评价时期	丰水期 ☐ ；平水期 ☐ ；枯水期 ☐ ；冰封期 ☐ ； 春季 ☐ ；夏季 ☐ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐ ；		
	评价结论	水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标状况 ☐ ；达标 ☒ ；不达标 ☐ ； 水环境控制单元或断面水质达标状况 ☐ ；达标 ☐ ；不达标 ☐ ； 水环境保护目标质量状况 ☐ ；达标 ☐ ；不达标 ☐ ； 对照断面、控制断面等代表性断面的水质状况 ☐ ；达标 ☐ ；不达标 ☐ ； 底泥污染评价 ☐ ；		达标区 ☐ ； 不达标区 ☐ ；

工作内容		自查项目			
		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 ☐ ；			
影响预测	预测范围	河流：长度（ / ）km；湖库、河口及近岸海域：面积（ / ）km ²			
	预测因子	（ / ）			
	预测时期	丰水期 ☐ ；平水期 ☐ ；枯水期 ☐ ；冰封期 ☐ ； 春季 ☐ ；夏季 ☐ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐ ； 设计水文条件 ☐ ；			
	预测情景	施工期 ☐ ；生产运行期 ☐ ；服务期满后 ☐ ； 正常工况 ☐ ；非正常工况 ☐ ； 污染控制和减缓措施方案 ☐ ； 区（流）域环境质量改善目标要求情景 ☐ ；			
	预测方法	数值解 ☐ ；解析解 ☐ ；其他 ☐ ；导则推荐模式 ☐ ；其他 ☐ ；			
影响评价	水污染控制和水源井影响减缓措施有效性评价	区（流）域水环境质量改善目标 ☐ ；替代削减源 ☐ ；			
	水环境影响评价	排放口混合区外满足水环境管理要求 ☐ ； 水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标 ☐ ； 满足水环境保护目标水域水环境质量要求 ☐ ； 水环境控制单元或断面水质达标 ☐ ； 满足重点水污染物排放总量控制指标要求，重点行业建设项目，主要污染物排放满足等量或减量替代要求 ☐ ； 满足区（流）域水环境质量改善目标要求 ☐ ； 水文要素影响型建设项目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	（/）		（/）

工作内容		自查项目
	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 土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况				备注
影响识别	影响类型	污染影响型 ☐ ；生态影响型 ☐ ；两种兼有 ☒				
	土地利用类型	建设用地 ☒ ；农用地 ☒ ；未利用地 ☐				
	占地规模	(20.27) hm ² （为永久占地总面积，单个站场、井场永久占地均小于5hm 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（C6~C9）、石油烃（C10~C40）、石油类				
	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	3	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	
		4		6	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 4 项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	长庆实业集团有限公司 2024 年甘肃区产能建设工程				
建设地点	（甘肃）省	（庆阳）市	（ / ）区	（华池、庆城）县	（ / ）园区
地理坐标	经度	107. 731798°	纬度	36. 399915°	
主要危险物质及分布	主要危险物质为原油、伴生气，危险单元分布于钻采井场、站场、采油管线等。				
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	井喷事故、原油泄漏和采油井套外返水事故对环境空气及水体的污染。原油泄漏发生火灾事故会导致周围环境空气受到污染，原油泄漏会污染土壤和水体，井喷释放的原油和伴生气会对当地大气环境、土壤和水体造成影响，采油井套外返水会污染地下水。				
风险防范措施要求	对油气管道设明显标识并加强巡检；针对可能发生的重大环境风险事故，制定、修订环境风险应急预案，储备应急物资，定期组织演练。				
填表说明（列出项目相关信息及评价说明）： 本项目新、扩建井场 9 座（其中采油井 45 口、注水井 2 口），改扩建站场 3 座，配套建设各类管线总里程 40. 62km。本次评价重点关注风险单元为钻采井场、原油集输管线。经判定，各风险单元最大危险物质数量与临界量比值均 Q<1，环境风险潜势为 I，评价等级为简单说明。					

附表 5 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：（ ）		监测点位数（ ）		无监测 ☒	
评价结论	环境影响	可行 ☒ 不可行 ☐					
注：“ ☐ ”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项。							

附表 6 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 ☒ （ 二级公益林 ）
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：（99.2）km ² ； 水域面积：（ ）km ²
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集 ☒ ；遥感调查 ☒ ；调查样方、样线 ☒ ；调查点位、断面 ☐ ；专家和公众咨询法 ☐ ；其他 ☐
	调查时间	春季 ☐ ；夏季 ☒ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐ 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。		